

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

NGHIÊN CỨU MÔ HÌNH TOÁN
TỐI THIỂU RỦI RO CHO CÔNG TY BÁN LẺ TRONG
THỊ TRƯỜNG ĐIỆN BÁN LẺ CẠNH TRANH

Người hướng dẫn	:	TS. Lê Hồng Lâm TS. Đinh Xuân Bách
Sinh viên thực hiện 1	:	Hoàng Đức Biên
Mã số sinh viên	:	105200116
Lớp	:	20D2
Sinh viên thực hiện 2	:	Trần Minh Thành
Mã số sinh viên	:	105200109
Lớp	:	20D1

Đà Nẵng, 6/2025

TÓM TẮT

Đề tài: Nghiên cứu mô hình toán tối thiểu rủi ro cho công ty bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh

Sinh viên thực hiện: Hoàng Đức Biên, Trần Minh Thành

Mã số sinh viên: 105200116, 105200109

Lớp: 20D2, 20D1

Đề tài này xây dựng mô hình toán tối thiểu rủi ro của nhà bán lẻ nhằm tìm ra lượng điện năng ký kết trên các thị trường mà nhà bán lẻ hoạt động; đồng thời, đề xuất mức giá bán điện cho khách hàng.

Đồ án này gồm các nội dung chính sau:

Chương 1: Tổng quan về thị trường điện Việt Nam

Chương 2: Kinh nghiệm quốc tế về thị trường điện bán lẻ và bài học kinh nghiệm đối với Việt Nam.

Chương 3: Xây dựng mô hình toán cho nhà bán lẻ điện.

Chương 4: Mô phỏng mô hình toán và so sánh kết quả thu được.

Các kết quả tính toán đã minh chứng cho tính đúng đắn và khả thi của phương pháp được đề xuất.

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

STT	Họ và tên sinh viên	MSSV	Lớp	Ngành
1	Trần Minh Thành	105200109	20D1	Hệ thống điện
2	Hoàng Đức Biên	105200116	20D2	Hệ thống điện

- Tên đề tài đồ án: Nghiên cứu mô hình toán tối thiểu rủi ro cho công ty bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh.*
- Đề tài thuộc diện:* ☐ *Có ký kết thỏa thuận sở hữu trí tuệ đối với kết quả thực hiện*
- Các số liệu và dữ liệu ban đầu:*

Các số liệu (nhu cầu khách hàng, giá điện...) và dữ liệu ban đầu được cung cấp bởi ThS. Nguyễn Thanh Minh – Trưởng phòng Kinh doanh – Công ty Điện Lực Thừa Thiên Huế.

- Nội dung các phần thuyết minh và tính toán:*

STT	Họ và tên sinh viên	Nội dung
1	Trần Minh Thành	– Tìm hiểu về giai đoạn thực hiện các cấp độ thị trường điện Việt Nam – Tìm hiểu các thị trường điện bán lẻ quốc tế như là Pháp, Đức, Ý,....
2	Hoàng Đức Biên	– Tìm hiểu thuật toán tối ưu tuyến tính và biến nhị phân. – Tìm hiểu về phần mềm GAMS (General Algebraic System). – Tìm hiểu và đưa số liệu thu thập, xử lý tại GAMS. – Xây dựng mô hình toán cho nhà bán lẻ. – Lập chương trình tính toán trên GAMS.

- Các bản vẽ, đồ thị (ghi rõ các loại và kích thước bản vẽ)*

6. Giảng viên hướng dẫn	Phân/ Nội dung
TS. Lê Hồng Lâm TS. Đinh Xuân Bách	Chương 1: Tổng quan về thị trường điện Việt Nam Chương 2: Kinh nghiệm quốc tế về thị trường điện bán lẻ và bài học kinh nghiệm đối với Việt Nam. Chương 3: Xây dựng mô hình toán cho nhà bán lẻ điện. Chương 4: Mô phỏng mô hình toán và so sánh kết quả thu được.

7. Ngày giao nhiệm vụ đồ án: 2/2025.

8. Ngày hoàn thành đồ án: 6/2025.

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025

Trưởng Bộ môn Điện hệ thống

Người hướng dẫn

LỜI CẢM ƠN

Trước hết, chúng em xin gửi lời cảm ơn chân thành và sâu sắc đến **TS. Lê Hồng Lâm** – giảng viên Bộ môn Hệ thống điện trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng người đã tận tình hướng dẫn, chỉ bảo và đồng hành cùng chúng em trong suốt quá trình thực hiện đồ án này. Những góp ý quý báu, sự kiên nhẫn và nhiệt huyết của Thầy **TS. Lê Hồng Lâm** là nguồn động lực to lớn giúp chúng em hoàn thành đề tài một cách tốt nhất có thể.

Chúng em cũng xin chân thành gửi lời cảm ơn đến **TS. Đinh Xuân Bách** – Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia đã giúp đỡ chúng em nhiều trong quá trình làm đồ án tốt nghiệp này.

Bên cạnh đó, chúng em xin gửi lời cảm ơn đến gia đình và bạn bè – những người luôn ở bên động viên, ủng hộ và tiếp thêm tinh thần cho chúng em trong suốt chặng đường học tập và hoàn thiện đồ án tốt nghiệp.

Do hạn chế về thời gian và kinh nghiệm, đồ án không tránh khỏi những thiếu sót. Chúng em rất mong nhận được sự góp ý của quý Thầy Cô và các anh chị để chúng em có thể hoàn thiện hơn trong các nghiên cứu sau này.

Một lần nữa, chúng em xin chân thành cảm ơn!

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025

Sinh viên thực hiện

CAM ĐOAN

Nhóm sinh viên xin cam đoan công trình nghiên cứu của nhóm được thực hiện dưới sự hướng dẫn của **TS. Lê Hồng Lâm** và hỗ trợ của **TS. Đinh Xuân Bách**. Đây là đề tài chỉ sử dụng những tài liệu tham khảo như đã nêu trong bản thuyết minh.

Các số liệu, kết quả nêu trong đề tài là trung thực và chưa từng được ai công bố trong bất kì công trình nào khác.

Nếu sai sót, nhóm sinh viên xin chịu hoàn toàn trách nhiệm.

Đà Nẵng, ngày tháng năm 2025

Sinh viên thực hiện

MỤC LỤC

TÓM TẮT.....	i
NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP.....	ii
LỜI CẢM ƠN.....	iv
CAM ĐOAN.....	v
MỤC LỤC	vi
DANH MỤC HÌNH ẢNH.....	x
DANH MỤC BẢNG.....	xii
MỞ ĐẦU.....	1
I. Tính cấp thiết	1
II. Mục tiêu nghiên cứu.....	1
III. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu.....	1
a. Đối tượng nghiên cứu	1
b. Phạm vi nghiên cứu	1
IV. Phương pháp nghiên cứu	1
V. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài.....	1
VI. Cấu trúc của đồ án tốt nghiệp.....	2
CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN VIỆT NAM.....	3
1.1 Thị trường điện	3
1.1.1. Khái niệm về thị trường điện.....	3
1.1.2. Vai trò của thị trường điện.....	3
1.2. Tình hình phát triển của thị trường điện Việt Nam.....	3
1.2.1. Thị trường phát điện cạnh tranh (2011-2014).....	3
1.2.2. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (2015-2021).....	3
1.2.3. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (từ sau 2021).....	4
1.3. Tổng quan về thị trường bán lẻ điện cạnh tranh Việt Nam.....	4
1.3.1. Phê duyệt đề án Thiết kế mô hình thị trường điện bán lẻ cạnh tranh Việt Nam.....	5
1.4. Điều kiện để hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.....	7
1.4.1. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm.....	7
1.4.2. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoàn chỉnh	8
1.5. Cơ chế giá điện	8
1.5.1. Cơ chế giá điện hiện tại.....	8
1.5.2. Giá điện trong thị trường bán lẻ điện cạnh tranh	10
1.6. Kết luận chương I	11
CHƯƠNG 2: KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN BÁN LẺ VÀ BÀI HỌC KINH NGHIỆM ĐỐI VỚI VIỆT NAM	12
2.1. Thị trường điện Pháp	12
2.1.1. Tổng quan về cạnh tranh bán lẻ.....	12
2.1.2. Các biện pháp thu hút khách hàng.....	12

2.1.3. Kết quả cạnh tranh bán lẻ	13
2.1.3.1. Mức độ cạnh tranh	13
2.1.3.2. Tỷ giá chuyển đổi	13
2.2. Thị trường điện Đức.....	13
2.2.1. Tổng quan về cạnh tranh bán lẻ.....	13
2.2.2. Kết quả của cuộc cạnh tranh bán lẻ	14
2.2.2.1. Tỷ giá chuyển đổi	14
2.2.2.2. Sự đa dạng về giá cả	14
2.2.2.3. Sự hài lòng của khách hàng	14
2.3. Thị trường Ý	14
2.3.1. Tổng quan về thị trường điện Ý.....	14
2.3.2. Kết quả của cạnh tranh bán lẻ.....	16
2.3.2.1. Tập trung thị trường.....	16
2.3.2.2. Sự hài lòng khách hàng.....	16
2.4. Giải pháp phát triển thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam	16
CHƯƠNG 3: MÔ HÌNH TOÁN CHO NHÀ BÁN LẺ	18
3.1. Nhà bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ điện	18
3.1.1. Khái niệm và đặc điểm của nhà bán lẻ điện.....	18
3.1.2. Vai trò của nhà bán lẻ	18
3.1.3. Các thị trường giao dịch mà nhà bán lẻ tham gia	19
3.1.3.1. Thị trường bán buôn	19
3.1.3.2. Thị trường kỳ hạn	20
3.1.4. Thách thức của nhà bán lẻ khi thị trường điện bán lẻ chính thức vận hành	21
3.2. Mô hình toán cho nhà bán lẻ điện.....	22
3.2.1. Danh mục và các ký hiệu.....	22
3.2.2. Hàm mục tiêu và các ràng buộc cho nhà bán lẻ.....	23
3.2.3. Mô hình toán cho nhà bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh.....	28
3.2.3.1. Mô hình toán sử dụng VAR.....	28
3.2.3.2. Mô hình toán sử dụng VARIANCE.....	29
3.2.3.3. Mô hình toán sử dụng RISK – NEUTRAL	30
3.2.3.4. Mô hình toán sử dụng SHORTFALL	30
3.2.3.5. Mô hình toán sử dụng CVAR.....	31
CHƯƠNG 4: MÔ PHỎNG MÔ HÌNH TOÁN VÀ SO SÁNH KẾT QUẢ THU ĐƯỢC	33
4.1. Dữ liệu đầu vào.....	33
4.2. Giới thiệu công cụ tính toán (chương trình lập trình GAMS)	35
4.3. Kết quả mô phỏng.....	38
4.3.1. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng VaR.....	38
4.3.1.1. Lợi nhuận dự kiến	38
4.3.1.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng.....	38
4.3.1.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng	39
4.3.1.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay.....	39

4.3.2. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng Variance.....	41
4.3.2.1. Lợi nhuận dự kiến	41
4.3.2.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng.....	42
4.3.2.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng	43
4.3.2.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay.....	43
4.3.3. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng Risk- Neutral	45
4.3.3.1. Lợi nhuận dự kiến	45
4.3.3.2. Lượng điện mua trên thị trường giao ngay	45
4.3.4. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng Shortfall	45
4.3.4.1. Lợi nhuận dự kiến	45
4.3.4.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn	46
4.3.4.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng	46
4.3.4.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay.....	47
4.3.5. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng CVaR.....	48
4.3.5.1. Lợi nhuận dự kiến	48
4.3.5.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn	49
4.3.5.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng	49
4.3.5.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay.....	50
4.4. So sánh kết quả các mô hình toán.....	52
4.4.1. Lợi nhuận dự kiến	52
4.4.2. Rủi ro	52
4.4.3. Công suất ký kết từ hợp đồng kỳ hạn	52
4.4.4. Giá bán đề xuất cho khách hàng	53
4.4.5. Kết luận tổng quan	53
PHỤ LỤC BÀI TOÁN	54
TÀI LIỆU THAM KHẢO	59

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1. Mô hình thị trường điện bán lẻ	
Hình 1.2. Tiến trình hình thành của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh	
Hình 2.1. Sự phát triển của thị phần bán lẻ Ý trên thị trường nội địa	
Hình 3.1. Mô hình tổ chức thị trường bán buôn và chức năng.....	
Hình 3.2. Mô hình tổ chức thị trường kỳ hạn và chức năng của từng phần	
Hình 3.3. Hoạt động chính của nhà bán lẻ	
Hình 3.4. Đường cong mức giá hợp đồng kỳ hạn	
Hình 3.5. Đường cong báo giá.....	
Hình 3.6. Doanh thu từ việc bán điện cho khách hàng.....	
Hình 3.7. Hoạt động chính của nhà bán lẻ	
Hình 4.1. Đường cong báo giá.....	
Hình 4.2. Giao diện chương trình.....	
Hình 4.3. Cửa sổ viết câu lệnh.....	
Hình 4.4. Cửa sổ hiển thị kết quả	
Phụ lục 1. Gọi tên các giá trị cài đặt đầu vào	
Phụ lục 2. Gọi tên các đại lượng vô hướng	
Phụ lục 3. Gọi tên các thông số dữ liệu	
Phụ lục 4. Bảng các mức giá của đường cong hợp đồng kỳ hạn.....	
Phụ lục 5. Bảng giới hạn trên của các khối đường cong hợp đồng kì hạn	
Phụ lục 6. Nhu cầu được cung cấp của khách hàng tương ứng với các mức giá	
Phụ lục 7. Các mức giá của đường cong báo giá.....	
Phụ lục 8. Giá thị trường bán buôn tương ứng với các kịch bản qua các giai đoạn	
Phụ lục 9. Nhu cầu của khách hàng tương ứng với các kịch bản và giai đoạn	
Phụ lục 10. Các thông số khác của bài toán	
Phụ lục 11. Khai báo biến	

Phụ lục 12. Các phương trình của bài toán.....	
Phụ lục 13. Các giá trị tính toán được của bài toán.....	
Phụ lục 14. Màn hình hiển thị kết quả.....	

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1.1. Giá điện hiện hành	
Bảng 4.1. Dữ liệu hợp đồng kỳ hạn.....	
Bảng 4.2. Dữ liệu nhu cầu điện năng của khách hàng và giá điện giao ngay	
Bảng 4.3. Kết quả mô phỏng (triệu đồng)	
Bảng 4.4. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MWh)	
Bảng 4.5. Giá bán đề xuất cho khách hàng (triệu đồng/MWh)	
Bảng 4.6. Việc mua bán có sử dụng hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay (MWh).....	
Bảng 4.7. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.8. Tình huống $\beta = 100$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.9. Kết quả mô phỏng Variance (triệu đồng).....	
Bảng 4.10. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MWh)	
Bảng 4.11. Giá bán đề xuất cho khách hàng (triệu đồng / MWh).....	
Bảng 4.12. Việc mua bán có sử dụng hợp đồng kỳ hạn (MWh)	
Bảng 4.13. Việc mua bán có sử dụng hợp đồng thị trường giao ngay (MWh)	
Bảng 4.14. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.15. Tình huống $\beta = 90$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.16. Kết quả mô phỏng Risk- Neutral (triệu đồng)	
Bảng 4.17. Lượng điện mua trên thị trường giao ngay	
Bảng 4.18. Kết quả mô phỏng Shortfall (triệu đồng)	
Bảng 4.19. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MWh)	
Bảng 4.20. Giá bán đề xuất cho khách hàng (triệu đồng/MWh)	
Bảng 4.21. Việc mua bán có sử dụng hợp đồng kỳ hạn (MWh)	
Bảng 4.22. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.23. Tình huống $\beta = 100$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.24. Kết quả mô phỏng CVaR (triệu đồng)	

Bảng 4.25. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MWh)	
Bảng 4.26. Giá bán đề xuất cho khách hàng (triệu đồng/MWh)	
Bảng 4.27. Việc mua bán có sử dụng hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay (MWh).....	
Bảng 4.28. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.29. Tình huống $\beta = 100$ (đơn vị ở bảng là MWh)	
Bảng 4.30. Lợi nhuận dự kiến	
Bảng 4.31. Rủi ro	
Bảng 4.32. Công suất ký kết từ hợp đồng kỳ hạn	
Bảng 4.33. Giá bán đề xuất cho khách hàng	
Bảng 4.34. Kết luận tổng quan	

MỞ ĐẦU

I. Tính cấp thiết của đề tài

Hiện nay, hầu hết các ngành kinh tế Việt Nam đã chuyển sang nền kinh tế thị trường, còn ngành Điện vẫn là một trong những ngành độc quyền và vận hành theo mô hình liên kết dọc truyền thống. Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) hiện đang sở hữu phần lớn các nhà máy điện, nắm giữ toàn bộ khâu truyền tải, phân phối và kinh doanh bán lẻ điện. Với cơ chế hoạt động như vậy thì EVN vừa độc quyền mua, vừa độc quyền bán và chưa có sự cạnh tranh ở bất cứ hoạt động nào trong các khâu của ngành Điện[1].

Tới năm 2022, Việt Nam đã hoàn thành hai cấp độ thị trường là thị trường phát điện cạnh tranh và thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Đứng trước xu hướng hình thành thị trường điện bán lẻ cạnh tranh sau giai đoạn 2023, các nhà bán lẻ phải đối diện với nhiều vấn đề để đảm bảo lợi nhuận và tồn tại trong thị trường mới.

Với lý do đó nhóm thực hiện đề tài: “Nghiên cứu mô hình toán tối thiểu rủi ro cho công ty bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh”. Trong đồ án này sẽ đưa ra mô hình toán xác định, tối ưu lợi nhuận mà nhà bán lẻ có thể thu được từ việc bán điện cho khách hàng sau khi thực hiện các giao dịch trên các thị trường điện.

II. Mục tiêu nghiên cứu

Mục tiêu nghiên cứu chính của đề tài là phát triển mô hình toán tối ưu có thể quyết định được lượng điện năng mà nhà bán lẻ sẽ mua trên các thị trường điện (hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay) và đề xuất giá bán hợp lý để có thể thu được rủi ro thấp nhất và lợi nhuận tốt cho nhà bán lẻ.

III. Đối tượng nghiên cứu

a. Đối tượng nghiên cứu

Để thực hiện nghiên cứu có chiều sâu và có thể phát triển đề tài trong tương lai, nhóm tác giả lựa chọn Công ty Điện lực Thừa Thiên Huế – thành phố Huế - sẽ trở thành nhà bán lẻ điện mặt định khi thị trường điện bán lẻ cạnh tranh vận hành.

b. Phạm vi nghiên cứu

Nghiên cứu tác động, ảnh hưởng của thị trường điện bán lẻ cạnh tranh đến các hoạt động mua bán điện của điện lực Thừa Thiên Huế cũng như các khách hàng sử dụng điện.

IV. Phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu về lý thuyết, xây dựng mô hình toán và phát triển mô hình bằng phần mềm GAMS lập trình đưa ra kết quả.

Phương pháp xử lý thông tin: Thu thập và xử lý thông tin của phòng Kinh doanh – Công ty Điện lực Thừa Thiên Huế, cùng với đó là giá bán buôn điện tại website Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia: <https://www.nldc.evn.vn/>.

V. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn của đề tài

Qua kết quả của đề án này giúp nhà bán lẻ điện cân bằng và chọn lựa lượng điện năng phù hợp để mua bán, đưa ra giá bán phù hợp đến khách hàng.

Đề tài này có thể áp dụng để xây dựng, ứng dụng vào các nhà bán lẻ trong đó có các công ty Điện lực trong tương lai, khi mà thị trường điện bán lẻ cạnh tranh được vận hành.

VI. Cấu trúc của luận văn tốt nghiệp

Nội dung của luận văn gồm những phần chính sau:

Chương 1: Tổng quan về thị trường điện Việt Nam.

Chương 2: Kinh nghiệm quốc tế về thị trường điện bán lẻ và bài học kinh nghiệm đối với Việt Nam.

Chương 3: Xây dựng mô hình toán cho nhà bán lẻ điện.

Chương 4: Mô phỏng mô hình toán và so sánh kết quả thu được.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN VIỆT NAM

Trong phần này, nhóm đề tài sẽ trình bày về khái niệm, vai trò thị trường điện cùng với đó là quá trình hình thành, phát triển của thị trường điện Việt Nam, đặc biệt là cấp độ hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh Việt Nam.

1.1. Thị trường điện

1.1.1. Khái niệm về thị trường điện

Thị trường điện là một hệ thống trong đó việc sản xuất, phân phối và tiêu thụ điện năng được thực hiện thông qua các giao dịch mua bán điện giữa các nhà sản xuất và người tiêu dùng thông qua giá cả. Thị trường này có thể bao gồm nhiều giai đoạn khác nhau như thị trường phát điện, thị trường bán buôn điện và thị trường bán lẻ điện.

1.1.2. Vai trò của thị trường điện

Thị trường điện cạnh tranh giúp giảm độc quyền, khuyến khích các nhà sản xuất điện cải thiện hiệu suất và giảm chi phí, từ đó mang lại lợi ích cho người tiêu dùng.

Thị trường điện tạo ra một môi trường minh bạch, nơi giá cả được xác định dựa trên cung và cầu. Điều này giúp tối ưu hóa việc sử dụng tài nguyên và đảm bảo rằng điện được phân phối một cách hiệu quả.

Thị trường điện giúp đa dạng hóa nguồn cung cấp điện, giảm sự phụ thuộc vào một nguồn năng lượng duy nhất và tăng cường an ninh năng lượng quốc gia.

1.2. Tình hình phát triển của thị trường điện Việt Nam

Chính phủ Việt Nam đã nhận thức được: Hình thành và phát triển thị trường điện cạnh tranh là chiến lược phát triển dài hạn của ngành điện Việt Nam, đã thể hiện trong Luật Điện lực năm 2004 và được cụ thể hóa trong Quyết định 26/2006/QĐ-TTg ngày 26 tháng 01 năm 2006 của Thủ tướng Chính phủ về lộ trình và các điều kiện hình thành phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam. Theo quyết định trên, thị trường điện Việt Nam sẽ hình thành và phát triển theo 3 cấp độ:

- Thị trường phát điện cạnh tranh (giai đoạn 2011-2014)
- Thị trường bán buôn cạnh tranh (giai đoạn 2015-2021)
- Thị trường bán lẻ cạnh tranh (giai đoạn sau năm 2021)

1.2.1. Thị trường phát điện cạnh tranh (2011- 2014)

Trong giai đoạn này, chỉ có cạnh tranh trong khâu phát điện, chưa có cạnh tranh trong khâu bán buôn và bán lẻ điện. Khách hàng sử dụng điện chưa có cơ hội lựa chọn đơn vị bán điện cho mình. Người mua duy nhất là EVN thông qua công ty đại diện là Công ty mua bán điện EPTC. EPTC mua tất cả điện năng từ các Đơn vị phát điện và bán điện cho các PCPs với giá bán buôn. Các PCPs bán điện cho khách hàng cuối dựa trên giá bán lẻ.

1.2.2. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (2015-2021)

Trong giai đoạn này, thị sẽ hình thành nên các đơn vị mua buôn tham gia vào thị trường điện. Các tổng công ty phân phối điện (PC) có thể ký hợp đồng trực tiếp với các đơn vị phát điện và giảm vai trò của EPTC trong thị trường điện. Các đơn vị bán buôn cũng tham gia cạnh tranh để bán điện cho các đơn vị phân phối và các khách hàng lớn. Cho phép các công ty phân phối điện hiện thuộc EVN được chuyển đổi thành các công ty độc lập (công ty nhà nước hoặc cổ phần) để mua điện trực tiếp từ các đơn vị phát điện và ngược lại, các đơn vị phát điện cũng cạnh tranh để bán điện cho các công ty này.

1.2.3. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (từ sau 2021)

Trong giai đoạn này, sự cạnh tranh diễn ra ở cả 3 khâu: phát điện, bán buôn và bán lẻ điện. Khách hàng có thể ký hợp đồng với bất kỳ PC nào hoặc trở thành khách hàng mua buôn và tham gia vào thị trường giao ngay. Chi phí truyền tải và phân phối được tách ra. Việc kinh doanh bán lẻ của các PC sẽ được phân tách về tài chính với việc kinh doanh phân phối.

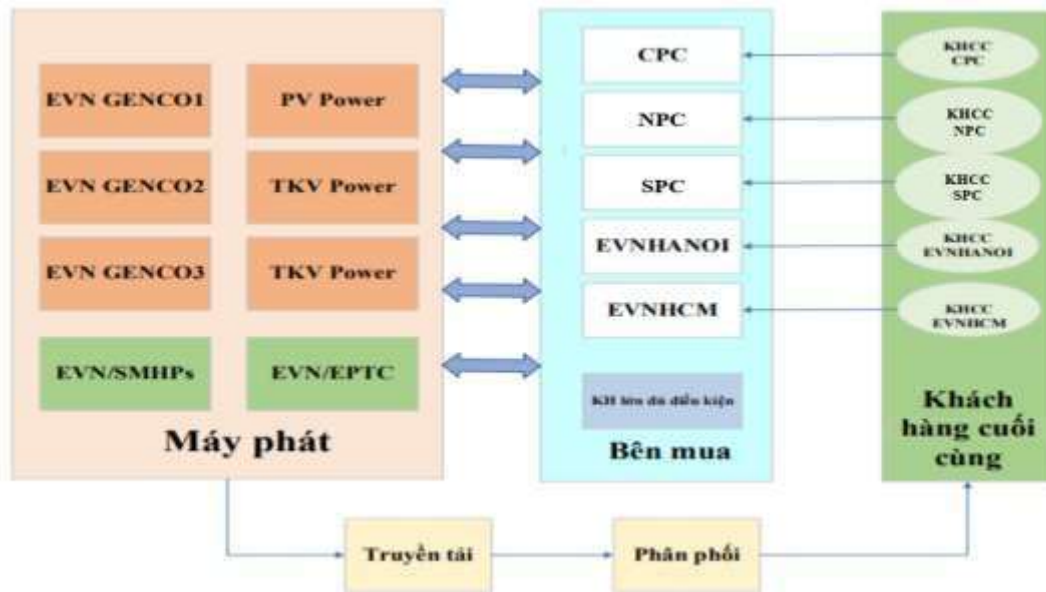
- Ưu điểm:

- Khi có nhiều nhà cung cấp cạnh tranh, giá điện có thể giảm do các nhà cung cấp phải cạnh tranh để thu hút khách hàng.
- Thị trường cạnh tranh sẽ thu hút nhiều nhà đầu tư vào ngành điện, giúp tăng cường cơ sở hạ tầng và nguồn cung cấp điện.

- Nhược điểm:

- Việc quản lý nhiều nhà cung cấp điện có thể phức tạp hơn, đòi hỏi hệ thống quản lý và giám sát chặt chẽ.
- Nếu không có sự điều tiết hợp lý, có thể xảy ra tình trạng mất cân đối giữa cung và cầu điện, gây ra thiếu hụt hoặc dư thừa điện.
- Có thể xảy ra tình trạng chênh lệch giá điện giữa các khu vực khác nhau, gây bất bình đẳng trong tiếp cận điện năng.

1.3. Tổng quan về thị trường bán lẻ điện cạnh tranh Việt Nam



Hình 1.1. Mô hình thị trường điện bán lẻ

1.3.1. Phê duyệt đề án Thiết kế mô hình thị trường điện bán lẻ cạnh tranh Việt Nam

Bộ Công Thương ban hành Quyết định số 2093/QĐ-BCT ngày 7/8/2020, phê duyệt Đề án Thiết kế mô hình thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

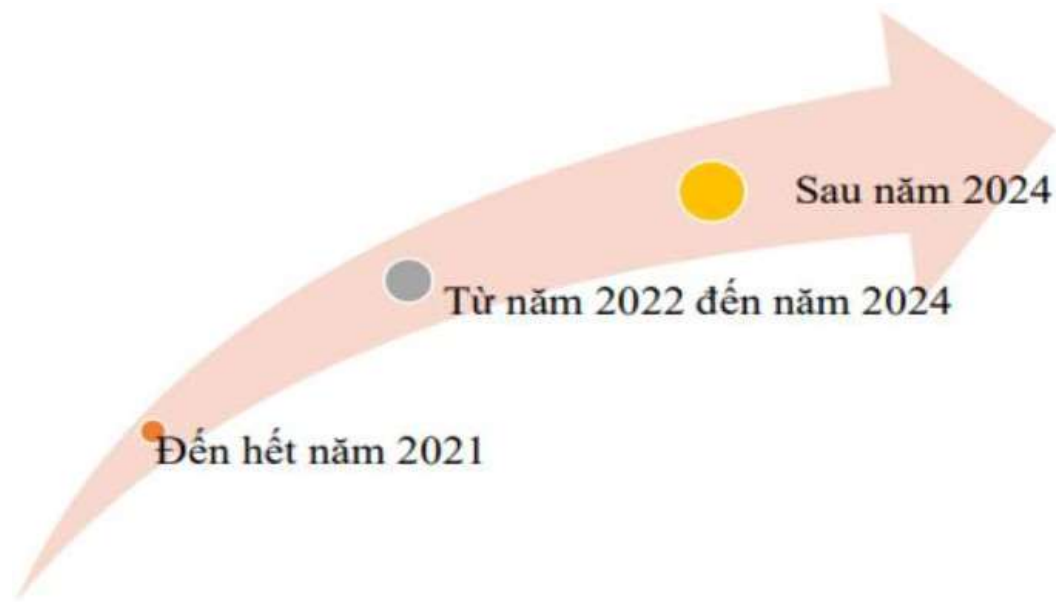
Theo Đề án này, khi chuyển sang cấp độ thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, trong dây chuyền từ sản xuất đến tiêu thụ điện năng của hệ thống điện sẽ bao gồm 2 phân khúc cạnh tranh mua bán điện, gồm cạnh tranh trong khâu bán buôn điện và cạnh tranh trong khâu bán lẻ điện.

Về cạnh tranh trong khâu bán buôn

Ngày 10 tháng 8 năm 2015, Bộ trưởng Bộ Công Thương đã ký ban hành Quyết định số 8266/QĐ-BCT phê duyệt Thiết kế chi tiết thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam.

Theo đó, việc thực hiện các giao dịch mua bán điện giữa các đơn vị phát điện và các đơn vị mua buôn điện thông qua thị trường điện giao ngay. Sử dụng lưới điện trong hệ thống điện quốc gia để truyền tải điện từ nhà máy điện (bên bán điện) đến các điểm giao nhận điện đầu nguồn của đơn vị mua buôn điện thuộc phạm vi của thị trường điện giao ngay theo Quy định vận hành thị trường điện do Bộ Công Thương ban hành.

Đề án cũng nêu rõ, kế hoạch triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh được chia làm 3 giai đoạn:



Hình 1.2. Tiến trình hình thành của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

- Giai đoạn 1 (đến hết năm 2021): Giai đoạn chuẩn bị: triển khai thực hiện chuyển đổi Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia thành Công ty TNHH MTV vận hành hệ thống điện và thị trường điện; trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Đề án Tái cơ cấu ngành Điện phục vụ thị trường bán lẻ điện cạnh tranh; rà soát, sửa đổi, bổ sung quy định vận hành thị trường bán buôn điện cạnh tranh và các văn bản pháp luật liên quan để thí điểm cho phép các đơn vị phát điện năng lượng tái tạo ký hợp đồng trực tiếp cho các khách hàng sử dụng điện.
- Giai đoạn 2 (từ năm 2022 đến năm 2024): Khách hàng sử dụng điện tham gia mua điện trên thị trường điện giao ngay.
 - Các điều kiện tiên quyết:
 - ❖ Triển khai nghiên cứu, sửa đổi, bổ sung quy định về giá phân phối điện, giá điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện trong Luật Điện lực, Luật Giá;
 - ❖ Ban hành quy định về việc tính toán chi phí phân phối, chi phí dịch vụ điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện để khách hàng sử dụng điện mua từ thị trường điện giao ngay;
 - ❖ Hoàn thành việc sửa đổi, bổ sung các văn bản pháp luật về quy định vận hành thị trường điện phù hợp với việc đưa khách hàng sử dụng điện mua điện trên thị trường điện giao ngay. Tách bạch giữa dòng thanh toán trên thị trường giao ngay với dòng thanh toán theo hợp đồng song phương giữa bên mua và bên bán.
 - ❖ Công ty TNHH MTV vận hành hệ thống điện và thị trường điện được thành lập và thực hiện các chức năng điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện theo đúng quy định;

- ❖ Tách chi phí phân phối và chi phí kinh doanh bán lẻ điện trong các đơn vị phân phối bán lẻ điện;
- ❖ Khách hàng sử dụng điện tham gia mua điện trên thị trường giao ngay trang bị hệ thống công nghệ thông tin theo Quy định vận hành thị trường điện do Bộ Công Thương ban hành, có đủ nguồn nhân lực thực hiện các giao dịch mua bán điện hàng ngày trên thị trường điện giao ngay.
- Cơ chế vận hành:
 - ❖ Thực hiện chương trình thí điểm cơ chế khách hàng sử dụng điện lớn ký hợp đồng trực tiếp với các đơn vị phát điện sử dụng năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) theo quy định do Bộ Công Thương ban hành. Căn cứ kết quả thí điểm, xây dựng kế hoạch và chính thức triển khai mô hình khách hàng sử dụng điện mua điện trên thị trường điện giao ngay;
 - ❖ Các khách hàng sử dụng điện chưa tham gia thị trường điện tiếp tục mua điện từ các đơn vị phân phối bán lẻ điện theo biểu giá bán lẻ do cơ quan nhà nước có thẩm quyền quy định.
- Giai đoạn 3 (từ sau 2024): Khách hàng lựa chọn mua điện từ đơn vị bán lẻ điện
 - Các điều kiện tiên quyết
 - ❖ Thực hiện tính toán, áp dụng giá phân phối điện, giá điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện theo các quy định pháp luật có liên quan;
 - ❖ Thực hiện tách chi phí phân phối điện và chi phí kinh doanh bán lẻ điện trong các đơn vị phân phối bán lẻ điện;
 - ❖ Cải cách giá bán lẻ điện: giá bán lẻ điện đã được điều chỉnh phù hợp phản ánh đúng và đầy đủ tất cả các chi phí đầu vào hợp lý, hợp lệ; không thực hiện bù chéo giữa các nhóm khách hàng.
 - ❖ Ban hành hệ thống các Thông tư, quy định phục vụ công tác vận hành thị trường bán lẻ điện cho phép các khách hàng sử dụng điện lựa chọn đơn vị bán lẻ điện,
 - ❖ Đơn vị bán lẻ điện tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh đáp ứng các yêu cầu về nhân lực và trang bị các hệ thống cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin phù hợp, đáp ứng yêu cầu vận hành thị trường bán buôn điện và bán lẻ điện;
 - ❖ Khách hàng sử dụng điện được cung cấp đầy đủ thông tin về lộ trình của thị trường bán lẻ điện, quyền lợi và nghĩa vụ trong việc lựa chọn đơn vị bán lẻ điện; các quyền lợi và nghĩa vụ theo hợp đồng mua bán điện đã ký kết.
 - Cơ chế vận hành:
 - ❖ Tiếp tục hoàn thiện cơ chế cho khách hàng sử dụng điện mua điện trên thị trường điện giao ngay;
 - ❖ Các khách hàng sử dụng điện được lựa chọn đơn vị bán lẻ điện theo lộ trình phù hợp với quy mô tiêu thụ điện và cấp điện áp đầu nối của khách hàng sử dụng điện do Bộ Công Thương ban hành trong từng giai đoạn.

1.4. Điều kiện để hình thành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Việc triển khai thị trường bán lẻ điện cạnh tranh đặt ra nhiều thách thức và vấn đề cần giải quyết, bao gồm hoàn thiện hệ thống văn bản pháp lý, phát triển cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin, và cải cách giá điện. Đề hỗ trợ quá trình phát triển thị trường này, Đề án đã đề xuất một số giải pháp trọng tâm, nhấn mạnh vào việc tách biệt giữa hoạt động phân phối và kinh doanh bán lẻ điện. Đồng thời, Đề án cũng đề cập đến việc hoàn thiện thị trường bán buôn điện cạnh tranh và xây dựng các quy định, khung pháp lý nhằm đảm bảo sự ổn định trong quá trình vận hành thị trường điện.

1.4.1. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm

- Về cơ cấu tổ chức ngành điện:

Một số Tổng công ty điện lực và công ty điện lực sẽ được phân tách thành hai đơn vị: đơn vị kinh doanh bán lẻ điện và đơn vị quản lý, vận hành lưới điện phân phối.

- Về hệ thống các văn bản pháp lý:

Đề án thiết kế thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm và Đề án tổ chức lại các công ty phân phối, cùng với việc lựa chọn quy mô bán lẻ điện thí điểm, đã được phê duyệt.

Các quy định liên quan đến hoạt động điều tiết, quy tắc thị trường điện, lưới điện truyền tải và phân phối, đo đếm điện năng, cũng như giá điện sẽ được sửa đổi và bổ sung để phù hợp với cấu trúc và quá trình vận hành của thị trường bán lẻ điện.

- Về cơ sở hạ tầng hệ thống điện:

Hệ thống SCADA/EMS và hệ thống đo đếm từ xa sẽ được đầu tư hoàn chỉnh, bao phủ tất cả các khách hàng sử dụng điện cũng như các điểm đo đếm trong khu vực lưới điện phân phối được chọn thí điểm.

Đồng thời, hệ thống thông tin phục vụ quản lý vận hành thị trường điện cũng sẽ được trang bị đầy đủ để đáp ứng cấu trúc và yêu cầu vận hành của thị trường bán lẻ điện.

- Về năng lực hoạt động của các đơn vị tham gia thị trường:

Các đơn vị tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh thí điểm cần đảm bảo đội ngũ cán bộ, công nhân viên được đào tạo chuyên môn và nghiệp vụ, đáp ứng đầy đủ yêu cầu hoạt động của thị trường điện cạnh tranh.

1.4.2. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh hoàn chỉnh

- Về cơ cấu tổ chức ngành điện:

Các Tổng công ty điện lực và công ty điện lực sẽ được phân tách thành hai đơn vị độc lập: đơn vị kinh doanh bán lẻ điện và đơn vị quản lý, vận hành lưới điện phân phối.

- Về hệ thống các văn bản:

Đề án thiết kế thị trường bán lẻ điện cạnh tranh đã được phê duyệt.

Các quy định liên quan đến hoạt động điều tiết, quy tắc thị trường, lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối, đo đếm điện năng và giá điện sẽ được sửa đổi, bổ sung để phù hợp với cấu trúc và quá trình vận hành hoàn chỉnh của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

- Về cơ sở hạ tầng hệ thống điện:

Hệ thống SCADA/EMS và hệ thống đo đếm từ xa sẽ được đầu tư đồng bộ và hoàn chỉnh cho lưới điện phân phối.

Bên cạnh đó, hệ thống thông tin phục vụ quản lý và vận hành thị trường điện lực sẽ được trang bị phù hợp với cấu trúc và yêu cầu của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

- Về năng lực hoạt động của các đơn vị tham gia thị trường:

Các đơn vị tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh cần có đội ngũ cán bộ, công nhân viên được đào tạo chuyên môn và nghiệp vụ, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu hoạt động của thị trường điện cạnh tranh.

1.5. Cơ chế giá điện

1.5.1. Cơ chế giá điện hiện tại

Từ năm 1992 đến nay, giá điện tại Việt Nam đã được điều chỉnh tăng hơn mười lần. Riêng trong năm 2011, giá điện được điều chỉnh hai lần: lần đầu vào ngày 1 tháng 3, tăng 15,25% so với năm 2010, và lần thứ hai vào ngày 20 tháng 12, tăng thêm 5%. Hiện tại, giá điện bình quân (chưa bao gồm thuế GTGT) là 2.103,1159 đồng/kWh. Mặc dù biểu giá điện đã có sự cải thiện sau mỗi lần điều chỉnh, nhưng vẫn chưa đạt được ba mục tiêu chính của định giá điện: đảm bảo hiệu quả kinh tế, công bằng xã hội, và khả thi về mặt tài chính.

Thị trường điện tại Việt Nam hiện đang trong quá trình phát triển và tiếp tục được cải cách. Giá điện bán lẻ hiện nay vẫn do Chính phủ điều tiết, trong đó Tập đoàn Điện lực Việt Nam chỉ được phép điều chỉnh giá điện bán lẻ tăng hoặc giảm không quá 5% trong mỗi đợt. Giá bán lẻ điện tại Việt Nam được phân chia dựa trên mục đích sử dụng điện, cấp điện áp đầu nối, và thời gian sử dụng điện (giờ cao điểm, giờ thấp điểm, và giờ bình thường). Đối với khách hàng sử dụng điện sinh hoạt, biểu giá điện bậc thang với 6 bậc được áp dụng. Cụ thể, giá điện bậc 1 và bậc 2 lần lượt tương đương 90% và 93% giá điện bình quân, trong khi giá điện bậc 6 (từ 401 kWh trở lên) gần bằng 157% giá điện bình quân. Việc giá điện ở bậc 6 cao như vậy nhằm bù đắp cho giá điện thấp hơn bình quân ở bậc 1 và bậc 2.

Giá bán lẻ điện đối với các nhóm khách hàng có sự bù chéo nhất định. Đối với khách hàng công nghiệp đầu nối tại cấp điện áp từ 6-22kV, mức giá điện áp dụng theo thời gian sử dụng (giờ bình thường, cao điểm, và thấp điểm) lần lượt là 86%, 160%, và 56% so với giá điện bình quân. Tỷ lệ này được duy trì trong Quyết định số 2699/QĐ-BCT ban hành ngày 11 tháng 10 năm 2024.

Bảng 1.1: Giá điện hiện hành

Nhóm	Giá	Tỷ lệ so với mức giá bán lẻ điện bình quân (%)
Bậc1: từ 0-50 kWh	1.893	90
Bậc 2 : từ 51-100 kWh	1.956	93
Bậc3: từ 101-200 kWh	2.271	108
Bậc4 : từ 201- 300 kWh	2.860	136
Bậc5 : từ 301-400 kWh	3.197	152
Bậc6 : 401 kWh trở lên	3.302	157

Ưu điểm giá điện hiện hành:

- Biểu giá được tính toán nhằm đảm bảo bù đắp chi phí sản xuất điện và mang lại lợi nhuận cho hoạt động sản xuất, cung ứng điện.
- Biểu giá được thiết kế để thúc đẩy việc sử dụng điện một cách tiết kiệm và hiệu quả.
- Chính sách giá điện ưu đãi dành cho các hộ nghèo và hộ có thu nhập thấp. Cụ thể, giá điện cho hộ thu nhập thấp tiêu thụ từ 0-50 kWh (bậc 1) được tính bằng 90% giá điện bình quân; từ 51-100 kWh (bậc 2) bằng 93% giá điện bình quân. Đối với các hộ có thu nhập trung bình tiêu thụ từ 101-200 kWh/tháng (bậc 3), giá điện được áp dụng ở mức 108% giá điện bình quân.

Nhược điểm:

- Người tiêu dùng hiện nay đang phải chịu một phần chi phí để bù đắp cho các doanh nghiệp sản xuất công nghiệp.
- Việc áp dụng giá điện theo nhiều bậc chứa đựng nhiều yếu tố khó kiểm soát, thiếu minh bạch và có thể gây nhầm lẫn. Điều này cũng không tạo ra động lực thúc đẩy sự tham gia của các bên vào thị trường.

1.5.2. Giá điện trong thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Phát triển thị trường điện phải bao gồm cả yếu tố giá điện, vì giá điện là yếu tố quan trọng nhất để đảm bảo hiệu quả vận hành của thị trường và là động lực thúc đẩy sự tham gia của các bên vào thị trường. Theo đó, thị trường bán lẻ điện cần hướng đến các mục tiêu giá bán lẻ điện như sau:

- Đảm bảo minh bạch giá điện, giá điện cần được xác định theo nguyên tắc thị trường, không có sự bù chéo giữa các nhóm khách hàng hoặc các vùng, miền.

- Giá điện phải đáp ứng tiêu chí bảo đảm nguồn cung cấp điện ổn định cho người tiêu dùng.
- Giá điện cần phải phản ánh toàn bộ các chi phí đầu vào liên quan đến sản xuất và cung cấp điện.
- Cần đảm bảo phát triển ngành điện một cách bền vững và thu hút đầu tư từ tất cả các thành phần kinh tế trong và ngoài nước vào hoạt động điện lực.

Giá bán lẻ điện cho khách hàng khi lựa chọn đơn vị bán lẻ điện, bao gồm:

a) Giá phát điện của các nhà máy điện, bao gồm:

- Các nhà máy điện phát điện vào hệ thống quốc gia.
- Các nhà máy điện cung cấp dịch vụ phụ trợ theo quy định của Bộ Công Thương.

b) Giá truyền tải điện: Theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

c) Giá điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện: Theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

d) Giá phân phối điện (tính đến cấp điện áp đầu nối của khách hàng sử dụng điện): Theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

e) Các thành phần chi phí khác, bao gồm:

- Các khoản chi phí và lợi nhuận của đơn vị bán lẻ điện.
- Các khoản thuế, phí, lệ phí theo quy định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

Giá bán lẻ điện cho khách hàng tham gia thị trường điện sẽ được xác định dựa trên thỏa thuận giữa khách hàng và đơn vị bán lẻ điện.

Đối với khách hàng không tham gia thị trường điện, giá bán lẻ sẽ được quy định theo biểu giá do cơ quan nhà nước có thẩm quyền ban hành.

Để thu hút đầu tư, đặc biệt là các nguồn lực mới như đầu tư tư nhân cho các dự án điện, chính sách giá điện hợp lý là rất quan trọng, đặc biệt trong bối cảnh khu vực tư nhân đang ngày càng đóng vai trò lớn trong nền kinh tế Việt Nam.

Khi chính sách giá điện phù hợp, các nhà đầu tư trong ngành điện sẽ đảm bảo có lãi hợp lý, làm cho các dự án điện trở nên hấp dẫn và thu hút đầu tư từ cả trong và ngoài nước, cũng như từ khu vực nhà nước và tư nhân. Điều này sẽ giúp giải quyết nhu cầu vốn đầu tư cho nguồn năng lượng điện một cách căn bản. Tuy nhiên, nếu giá điện bị điều tiết quá chặt, sẽ gây tác động tiêu cực đến thị trường, khiến tín hiệu điều chỉnh của thị trường bị sai lệch, dẫn đến hành vi của doanh nghiệp và người tiêu dùng không đạt hiệu quả tối ưu.

1.6. Kết luận chương 1

Xu hướng chuyển từ thị trường phát điện cạnh tranh và thị trường bán buôn điện cạnh tranh sang thị trường bán lẻ điện cạnh tranh, nơi giá điện được xác định theo quy luật cung cầu, là một yêu cầu cần thiết và là định hướng phát triển của thị trường điện Việt Nam.

Trong giai đoạn hiện nay, các đơn vị bán lẻ cần chuẩn bị sẵn sàng cho thị trường bán lẻ điện cạnh tranh. Điều này sẽ giúp nâng cao hiệu quả hoạt động của ngành điện, đồng thời thúc đẩy sự phát triển kinh tế và cải thiện đời sống xã hội.

CHƯƠNG 2: KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VỀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN BÁN LẺ VÀ BÀI HỌC KINH NGHIỆM ĐỐI VỚI VIỆT NAM

Trong chương này, nhóm tác giả sẽ trình bày kết quả vận hành thị trường điện bán lẻ của một số quốc gia trên thế giới. Nội dung bao gồm tổng quan về quá trình hình thành, những thách thức đã gặp phải, thành tựu đạt được, cùng với các bài học kinh nghiệm quý báu cho Việt Nam trong việc xây dựng một thị trường bán lẻ điện hoàn chỉnh.

2.1. Thị trường điện Pháp

2.1.1. Tổng quan về cạnh tranh bán lẻ

Quá trình tự do hóa thị trường bán lẻ bắt đầu ở Pháp vào năm 1999, sau Chi thị năm 1996 của Liên minh Châu Âu về các quy tắc chung cho thị trường điện quốc gia.

Quá trình tự do hóa bán lẻ bắt đầu với những người tiêu dùng có mức tiêu thụ trên 100 GWh/năm, sau đó được mở rộng cho tất cả khách hàng công nghiệp và thương mại vào năm 2004.

Từ năm 2007, khách hàng dân dụng cũng có thể lựa chọn nhà bán lẻ của mình.

Trước khi tự do hóa, khoảng 95 phần trăm khách hàng sử dụng điện được cung cấp bởi công ty điện lực nhà nước EDF, được thành lập vào năm 1946. 5 phần trăm khách hàng còn lại được phục vụ bởi các công ty địa phương nhỏ hơn.

Ngày nay, EDF vẫn là nhà sản xuất và bán lẻ điện lớn nhất và vẫn do Nhà nước Pháp kiểm soát (mặc dù là công ty đại chúng). Tính đến năm 2018, EDF vẫn tiếp tục thống trị thị trường điện của Pháp, vận hành hơn 75 phần trăm sản lượng điện, và phục vụ hơn 90 phần trăm khách hàng nhỏ và 70 phần trăm tải khách hàng lớn.

2.1.2. Các biện pháp thu hút khách hàng

Chính quyền Pháp đã thực hiện nhiều biện pháp khác nhau để khuyến khích sự tham gia của người tiêu dùng, chính quyền Pháp:

- Quản lý trang web quốc gia “Energie Info”, cung cấp thông tin về các nhà bán lẻ, biểu giá, hoạt động thị trường năng lượng, hóa đơn và đồng hồ đo thông minh. Gần 2 triệu khách hàng đã truy cập trang web vào năm 2015. Trang web được quản lý bởi Cơ quan Thanh tra Năng lượng Quốc gia.
- Cung cấp một công cụ so sánh giá cước độc lập trên cùng một trang web, dựa trên vị trí và nơi ở của người tiêu dùng, thành phần hộ gia đình, thiết bị điện, loại đồng hồ đo (công suất tối đa và thông minh hay không) và mức tiêu thụ hàng năm. Để được liệt kê trên trang web, các nhà bán lẻ cần ký và tuân thủ điều lệ thành viên do National Energy Ombudsman quy định. Tất cả các mức giá đều được bao gồm cho các nhà bán lẻ được liệt kê trên trang web.
- Thành lập một Thanh tra viên năng lượng độc lập chịu trách nhiệm cung cấp thông tin về thị trường bán lẻ và giải quyết các tranh chấp giữa người tiêu dùng và nhà bán lẻ.

Năm 2014, Thanh tra viên đã giải quyết 1,6 triệu thắc mắc và khiếu nại từ người tiêu dùng. Thanh tra viên đã tiếp tục điều tra 14.412 khiếu nại trong số này.

2.1.3. Kết quả cạnh tranh bán lẻ

2.1.3.1. Mức độ cạnh tranh

Mức độ cạnh tranh ở Pháp vẫn còn tương đối thấp. Năm 2017, 17 nhà bán lẻ hoạt động trên toàn quốc trong phân khúc nhà ở của thị trường bán lẻ và khoảng 160 nhà bán lẻ hoạt động tại địa phương, với các ưu đãi cho nhiều phân khúc khách hàng khác nhau.

Ngoại trừ EDF, chỉ có ba nhà bán lẻ khác có thị phần lớn hơn 5 phần trăm vào năm 2016.

Các phân khúc tập trung nhất là phân khúc dân dụng, vừa và nhỏ. Trên thực tế, ba nhà bán lẻ lớn nhất kết hợp lại chiếm hơn 80 phần trăm thị trường trong mỗi phân khúc. Kể từ khi chương trình ARENH được triển khai, thị phần của EDF đã giảm xuống còn 70 phần trăm đối với người tiêu dùng công nghiệp lớn nhưng vẫn ở mức trên 90 phần trăm đối với người tiêu dùng nhỏ hơn.

Năm 2016, chỉ có 5,4 phần trăm người tiêu dùng dân dụng chuyển sang nhà bán lẻ khác.

2.1.3.2. Tỷ giá chuyển đổi

Mặc dù tỷ lệ chuyển đổi giữa các nhà bán lẻ thấp, người tiêu dùng vẫn có nhiều lựa chọn giữa các mức thuế khác nhau do mỗi nhà bán lẻ cung cấp. Ví dụ, EDF cung cấp một số mức thuế năng động:

- Biểu giá “Blue” được điều chỉnh - với hai lựa chọn - tùy chọn tải cơ bản hoặc tùy chọn ngoài giờ cao điểm
- Biểu giá “Xanh” thị trường - với ba lựa chọn giá khác nhau cho mức tiêu thụ cơ bản, cuối tuần và ngoài giờ cao điểm, cũng như cho việc sử dụng điện tái tạo.

2.2. Thị trường điện Đức

2.2.1. Tổng quan về cạnh tranh bán lẻ

Năm 1998, thị trường điện của Đức đã được tự do hóa hoàn toàn với Đạo luật Công nghiệp Năng lượng (Energiewirtschaftsgesetz, hay EnWG). Trước đó, có tám công ty điện tích hợp theo chiều dọc xuyên khu vực lớn, với thị phần kết hợp là 79 phần trăm sản lượng điện. Ngoài ra còn có hơn 80 nhà cung cấp năng lượng khu vực và 900 công ty tiện ích đô thị, những công ty này thường cung cấp khí đốt cũng như điện (nhiên liệu kép) cho khách hàng của họ. Các công ty khu vực và địa phương này là những nhà cung cấp duy nhất trong khu vực dịch vụ của họ, với các công ty xuyên khu vực hoạt động như các nhà bán buôn, cũng như sở hữu một số công ty khu vực và địa phương.

Việc đưa vào cạnh tranh bán lẻ đã mang đến cho khách hàng khả năng lựa chọn nhà cung cấp của riêng họ (sau đây gọi là “nhà bán lẻ”) và cho phép các nhà bán lẻ mới tham gia thị trường và các nhà bán lẻ hiện tại mở rộng khu vực dịch vụ của họ. Vào năm 2007, được thúc đẩy bởi các chỉ thị của Châu Âu, các tiện ích tích hợp theo chiều dọc đã tách hoạt động kinh doanh sản xuất và bán hàng của họ khỏi các dịch vụ mạng lưới. Riêng biệt, vào năm 2006 và 2008, việc cung cấp thiết bị đo và dịch vụ đọc đồng hồ cũng được tự do hóa.

Đến năm 2004, điều này đã dẫn đến việc thành lập bốn liên khu vực các công ty điện tích hợp theo chiều dọc, RWE, E.ON, EnBW và Vattenfall, nắm giữ tổng thị phần bán lẻ là 72,8 phần trăm.

Từ năm 1998 đến năm 2018, giá điện bán lẻ đã tăng đáng kể theo giá trị thực tế do thuế, phí và phụ phí tăng thực tế 202 phần trăm (đặc biệt là Phụ phí năng lượng tái tạo hay EEG-Umlage).

2.2.2. Kết quả của cuộc cạnh tranh bán lẻ

Thị trường bán lẻ điện của Đức khá cạnh tranh, mặc dù bốn công ty lớn nhất vẫn nắm giữ 41 phần trăm thị trường nhưng trung bình một hộ gia đình có 99 nhà bán lẻ điện trong khu vực mạng lưới của mình để lựa chọn.

2.2.2.1. Tỷ giá chuyển đổi

Tỷ lệ chuyển đổi vào năm 2016 là khoảng 9,6 phần trăm, tương đương 4,6 triệu hộ gia đình. Nhìn chung, 24,9 phần trăm khách hàng dân dụng được phục vụ bởi một nhà bán lẻ khác ngoài nhà bán lẻ mặc định của họ, 43,1 phần trăm khác áp dụng biểu giá với nhà bán lẻ mặc định không phải là biểu giá mặc định, còn lại 32,0 phần trăm khách hàng dân dụng vẫn áp dụng hợp đồng biểu giá mặc định.

Trong báo cáo giám sát năm 2016 của mình, Bundesnetzagentur phát hiện ra rằng vào tháng 4 năm 2016, giá điện mặc định trung bình của hộ gia đình là 43,73 cent/kWh, trong khi giá điện thay thế tại cùng một nhà bán lẻ là 39,77 cent/kWh. Các nhà bán lẻ thay thế cũng có giá tương tự là 39,21 cent/kWh.

2.2.2.2. Sự đa dạng về giá cả

Khách hàng có thể lựa chọn giữa hợp đồng biến đổi hoặc hợp đồng cố định. Hợp đồng cố định, thường kéo dài trong 14 tháng, cung cấp mức giá được đảm bảo, ngoại trừ các yếu tố thuế quan nằm ngoài tầm kiểm soát của nhà bán lẻ, chẳng hạn như phí mạng lưới, thuế, phụ phí năng lượng tái tạo, v.v.

Thuế quan năng lượng xanh cũng được cung cấp và thường đắt hơn thuế quan mặc định. Để chứng minh rằng năng lượng là xanh, các nhà bán lẻ có thể xuất trình con dấu chấp thuận từ nhiều tổ chức khác nhau.

2.2.2.3. Sự hài lòng của khách hàng

Năm 2016, Khảo sát thị trường khách hàng do Ủy ban châu Âu thực hiện cho thấy khách hàng Đức rất hài lòng với thị trường điện, xếp hạng ở vị trí thứ 6 (83,2 điểm trên 100 so với mức trung bình của EU là 75,3).

Điều này dựa trên sự dễ dàng khi so sánh các ưu đãi, sự tin tưởng vào các nhà bán lẻ, sự hài lòng với số lượng nhà bán lẻ và tỷ lệ khách hàng gặp sự cố trên thị trường tương đối thấp.

2.3. Thị trường Ý

2.3.1. Tổng quan về thị trường điện Ý

Có hai tổ chức tại Ý giám sát thị trường điện: Cơ quan quản lý năng lượng, mạng lưới và môi trường của Ý (ARERA) và Cơ quan cạnh tranh của Ý (AGCM). Các tổ chức này hợp tác với nhau về việc thúc đẩy và giám sát cạnh tranh bán lẻ.

- ARERA điều chỉnh lĩnh vực năng lượng thông qua các phán quyết (nghị quyết) và cụ thể:
 - Thiết lập biểu giá cho việc sử dụng cơ sở hạ tầng mạng và đảm bảo quyền truy cập bình đẳng cho người vận hành;
 - Thúc đẩy phát triển cạnh tranh trong lĩnh vực bán buôn và bán lẻ điện thị trường;
 - Đảm bảo các tiêu chuẩn đầy đủ về chất lượng và hiệu quả của dịch vụ;
 - Đảm bảo tính minh bạch trong việc quảng cáo các điều kiện dịch vụ;
 - Khuyến khích đầu tư vào cơ sở hạ tầng, đặc biệt chú trọng đến tính đầy đủ, hiệu quả và an toàn;
 - Giám sát việc tuân thủ luật pháp (chủ yếu là các nghị quyết của ARERA).
- Trách nhiệm chính của AGCM là ngăn chặn các hành vi thương mại không công bằng, quảng cáo so sánh gây hiểu lầm và bất hợp pháp và áp dụng luật xung đột lợi ích đối với những người giữ chức vụ trong chính phủ.

Trước khi tự do hóa, thị trường điện của Ý chủ yếu do một công ty nhà nước tích hợp theo chiều dọc duy nhất là Enel kiểm soát. Giai đoạn đầu của quá trình tự do hóa được khởi xướng bởi sắc lệnh Bersani (Sắc lệnh lập pháp số 79 ngày 16 tháng 3 năm 1999), 1190 chia hệ thống điện thành ba loại khác nhau:

- Hoạt động được cấp phép: phân bổ
- Hoạt động độc quyền: truyền tải (do Terna, đơn vị vận hành hệ thống thực hiện); điều phối (do GME, đơn vị điều hành thị trường thực hiện).
- Các hoạt động cạnh tranh hoặc có khả năng cạnh tranh: sản xuất, xuất khẩu, cung cấp và đo lường.

Ban đầu, chỉ những khách hàng lớn nhất – những người tiêu thụ hơn 30 GWh/năm – mới có thể chọn nhà bán lẻ của họ, khách hàng nhỏ hơn vẫn chỉ có thể được phục vụ bởi nhà cung cấp địa phương của họ. Theo thời gian, ngưỡng đủ điều kiện đã được giảm dần theo từng giai đoạn, 1193 cho đến năm 2007, tất cả người tiêu dùng đều có thể chọn một nhà bán lẻ cạnh tranh.

Mặc dù vậy, vẫn có một biểu giá được điều chỉnh – "thị trường bảo vệ nâng cao" – mà tất cả khách hàng chưa chủ động lựa chọn nhà bán lẻ vẫn tiếp tục sử dụng.

Ngoài thị trường bảo vệ nâng cao, còn có một "thị trường được bảo vệ" - về cơ bản là cơ chế "nhà cung cấp cuối cùng" cho những khách hàng rất lớn những người trước đây đã chuyển khỏi mức giá điện được quy định nhưng vì lý do nào đó, tạm thời không có nhà bán lẻ điện.

Năm 2016, có 542 nhà bán lẻ trên thị trường mở, 133 nhà bán lẻ trên thị trường bảo vệ nâng cao và 2 nhà bán lẻ trên thị trường được bảo vệ. Chúng tôi không chắc chắn có bao nhiêu nhà

bán lẻ phục vụ khách hàng dân dụng. Năm 2016, 61 phần trăm tải dân dụng nằm trong biểu giá được điều chỉnh.

Theo khuôn khổ của luật cạnh tranh thị trường, Luật số 124/2017, thị trường bán lẻ sẽ được phát triển hơn nữa và biểu giá quy định sẽ bị bãi bỏ từ ngày 1 tháng 7 năm 2019 trở đi.

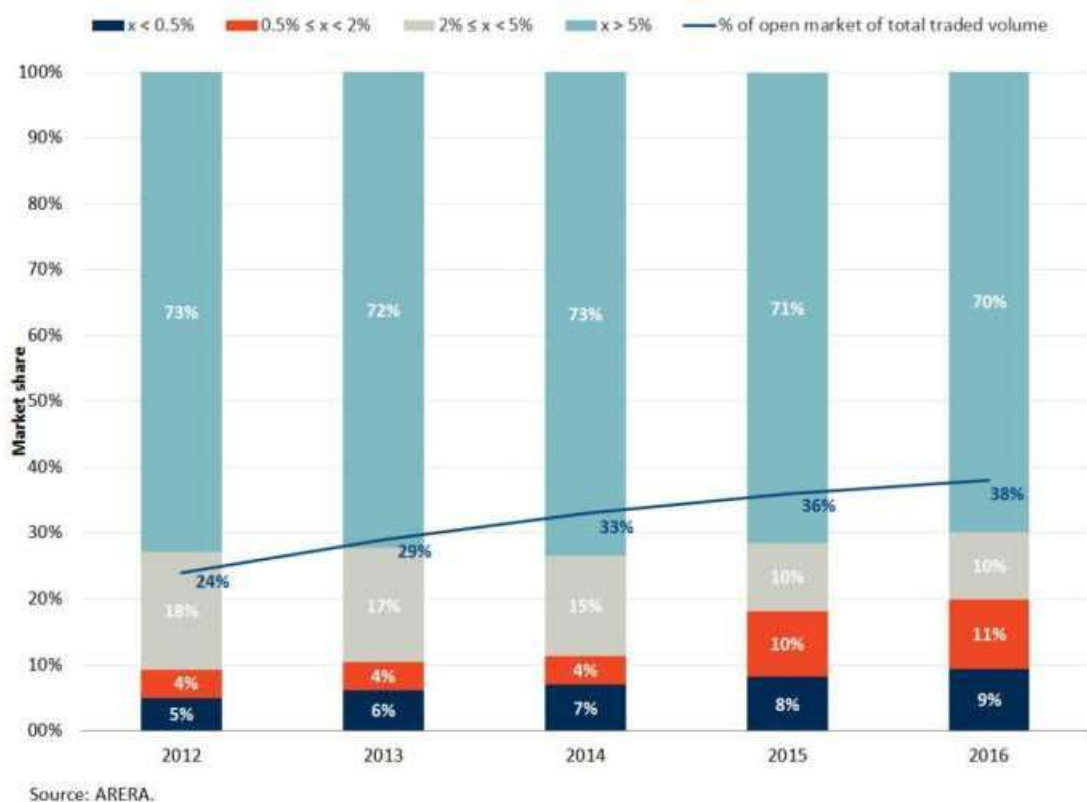
ARERA sẽ đảm bảo rằng những khách hàng vẫn đang áp dụng biểu giá quy định vào năm 2019 sẽ nhận được thông tin đầy đủ về việc chấm dứt biểu giá và các bước họ cần thực hiện để nhận được dịch vụ điện trong tương lai. ARERA cũng sẽ đảm bảo rằng thông tin này sẽ được công bố rộng rãi.

2.3.2. Kết quả của cạnh tranh bán lẻ

2.3.2.1. Tập trung thị trường

Mặc dù có nhiều nhà bán lẻ trên thị trường điện cho người tiêu dùng dân dụng, nhưng thị trường này tương đối tập trung vì hầu hết các nhà bán lẻ đều có thị phần rất nhỏ.

Như thể hiện trong Hình 2.1, tổng thị phần của các nhà bán lẻ lớn nhất (những nhà bán lẻ có thị phần hơn 5%) là ít nhất 70 phần trăm từ năm 2012 đến năm 2016. Năm 2016, chỉ có ba nhà bán lẻ có thị phần cao hơn 5 phần trăm. Ngược lại, tổng thị phần của các nhà bán lẻ này trên thị trường phi trong nước chỉ vào khoảng 25 phần trăm.



Hình 2.1. Sự phát triển của thị phần bán lẻ Ý trên thị trường nội địa

2.3.2.2. Sự hài lòng khách hàng

Năm 2016, Khảo sát thị trường khách hàng do Ủy ban châu Âu thực hiện cho thấy khách hàng Ý nhìn chung có vẻ hài lòng với thị trường điện của họ, với mức độ hài lòng thấp hơn một

chút so với mức trung bình trên toàn EU (71,8 điểm trên 100 so với mức trung bình của EU là 75,3).

2.4. Giải pháp phát triển thị trường điện cạnh tranh ở Việt Nam

– Tăng cường thu hút đầu tư: Để thu hút đầu tư toàn xã hội vào ngành điện, cần nhanh chóng triển khai những công việc cụ thể như: cổ phần hoá các nhà máy điện trong đó EVN sẽ chỉ giữ lại những nhà máy điện lớn, có tác dụng chống lũ, điều tiết nước hạ du, bảo đảm an ninh - quốc phòng, như: Hoà Bình, Yaly, Sơn La và nhà máy điện nguyên tử sau này. Bên cạnh đó, tăng cường kêu gọi các doanh nghiệp ngoài ngành đầu tư vào ngành Điện.

– Xóa bỏ độc quyền: Giá điện phải chuyển theo hướng thị trường, chấp thuận cho chào giá cạnh tranh giữa các nhà máy điện. EVN sẽ không quyết định giá mua mà các nhà máy tự quyết định với nhau. Điện ai rẻ nhất thì Trung tâm Điều độ điện quốc gia sẽ mua trước. Cục Điều tiết điện lực phải là cơ quan trung gian để giám định công bằng.

– Hoàn thiện cơ sở hạ tầng kỹ thuật phục vụ cho TTD để thu thập đầy đủ dữ liệu, cập nhật các ứng dụng, đáp ứng yêu cầu vận hành thị trường điện, như: phân tích lưới, dự báo phụ tải, lập kế hoạch vận hành, tối ưu hoá thủy, nhiệt điện, điều độ kinh tế có xét đến ràng buộc truyền tải, tự động điều khiển phát điện, cơ sở dữ liệu quá khứ.

– Tái cấu trúc EVN: trong thời gian tới, các công ty thành viên EVN dần sẽ được chuyển đổi thành các công ty cổ phần và công ty TNHH một thành viên, một số các thành viên khác của EVN như các công ty sản xuất, các trường đào tạo... cũng được chuyển đổi không còn hạch toán phụ thuộc vào EVN nữa. Như vậy sau khi chuyển đổi, EVN sẽ là công ty nắm giữ phần lớn vốn ở các công ty phát điện, công ty phân phối, công ty truyền tải, Trung tâm Điều độ quốc gia và các công ty khác. Các công ty này để có thể trở thành các thành viên của thị trường một người mua thì phải đảm bảo cho mình một nền tảng tài chính vững chắc, đảm bảo các yêu cầu về tài chính đối với thành viên thị trường cũng như có đủ năng lực tham gia đàm phán, thương lượng hiệu quả trong các hợp đồng thương mại.

CHƯƠNG 3: MÔ HÌNH TOÁN CHO NHÀ BÁN LẺ

Chương này giới thiệu một mô hình đề xuất dành cho các nhà bán lẻ điện. Nhiều tác giả đã nghiên cứu về mô hình thị trường bán lẻ điện tại Việt Nam. Hiện nay, Chính phủ đang tập trung hoàn thiện khung pháp lý và cơ sở hạ tầng nhằm phục vụ cho việc vận hành thị trường bán buôn cạnh tranh, đồng thời tiến tới phát triển thị trường điện bán lẻ cạnh tranh trong thời gian tới. Việc xây dựng mô hình cho nhà bán lẻ được thực hiện thông qua quá trình mô hình hóa các yếu tố như thị trường, chi phí và rủi ro mà nhà bán lẻ phải đối mặt, đồng thời đảm bảo đáp ứng các điều kiện cần thiết theo chính sách do Bộ Công Thương ban hành.

3.1. Nhà bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ điện

3.1.1. Khái niệm và đặc điểm của nhà bán lẻ điện

Nhà bán lẻ điện đóng vai trò là bên cung cấp điện trong thị trường điện, bao gồm cả các đơn vị bán lẻ điện cạnh tranh và các đơn vị bán lẻ điện mặc định. Họ cung cấp điện cho những khách hàng không tham gia trực tiếp vào thị trường điện. Thông thường, nhà bán lẻ điện không sở hữu các cơ sở sản xuất điện mà thay vào đó, họ mua điện từ các nguồn khác để cung cấp cho khách hàng thông qua hợp đồng song phương, thị trường giao ngay và thị trường bán buôn.

Tuy nhiên, nhà bán lẻ điện phải đối mặt với sự bất ổn, do thực tế họ cần mua điện ở nhiều mức giá khác nhau và sau đó bán lại với mức giá phù hợp. Quản lý rủi ro trong quá trình này chính là thách thức lớn nhất mà nhà bán lẻ điện phải đối diện.

Mục tiêu của nhà bán lẻ điện là tối ưu hóa lợi nhuận từ việc cung cấp điện cho khách hàng. Do biên lợi nhuận rất mỏng, các nhà bán lẻ phải tính toán cẩn thận để mua điện với mức giá thấp nhất có thể và bán ra cho khách hàng với giá cạnh tranh nhất. Nếu không, họ có nguy cơ mất khách hàng vào tay các nhà bán lẻ điện khác.

3.1.2. Vai trò của nhà bán lẻ

a. Các đơn vị bán lẻ điện tham gia cạnh tranh trong thị trường điện bán lẻ có các chức năng sau:

- Tham gia mua buôn điện từ thị trường điện giao ngay theo quy định.
- Cạnh tranh với các đơn vị bán lẻ khác để bán điện cho khách hàng sử dụng điện tham gia thị trường bán lẻ điện.

b. Các đơn vị bán lẻ điện mặc định

Các đơn vị phân phối và bán lẻ điện hiện đang quản lý lưới phân phối điện, bao gồm 05 Tổng công ty điện lực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và các đơn vị phân phối bán

lẻ điện khác ngoài EVN. Các đơn vị này đóng vai trò là nhà bán lẻ điện mặc định trong phạm vi lưới phân phối mà họ quản lý, cụ thể:

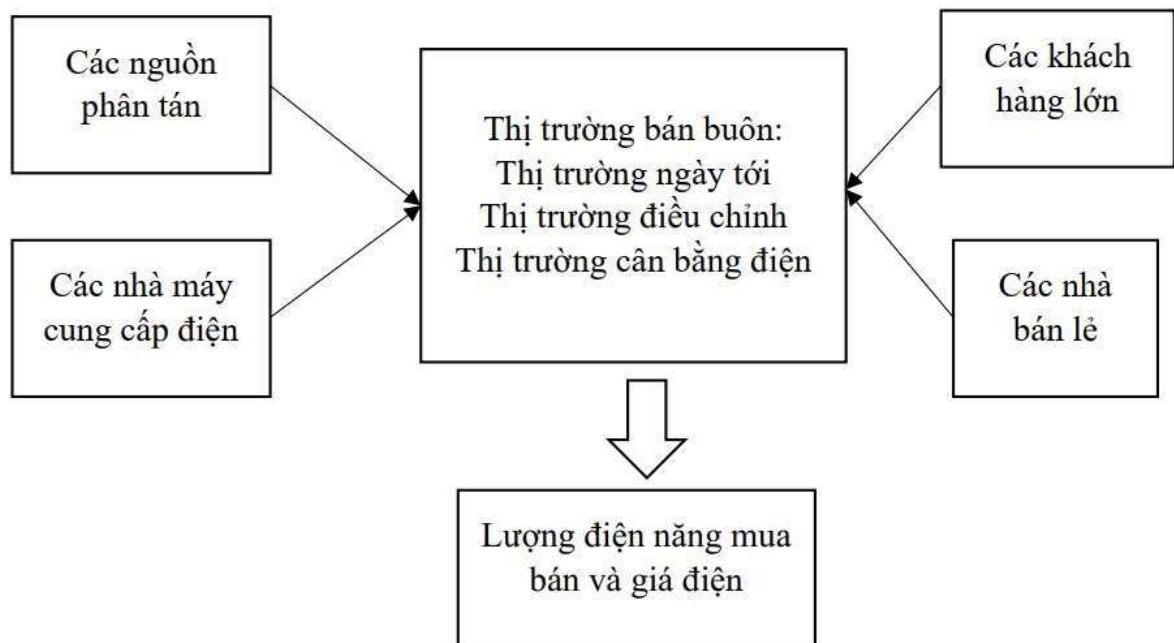
- Bán điện cho các khách hàng sử dụng điện nhưng không tham gia thị trường điện.
- Cung cấp dịch vụ phân phối điện trong phạm vi lưới phân phối thuộc quyền sở hữu của đơn vị trong trường hợp khách hàng sử dụng điện đấu nối vào lưới phân phối này mua điện từ các đơn vị bán lẻ điện khác theo quy định.

3.1.3. Các thị trường giao dịch mà nhà bán lẻ tham gia

3.1.3.1. Thị trường bán buôn

Thị trường bán buôn bao gồm thị trường giao ngay cùng với một số thị trường ngắn hạn khác, thường được gọi chung là thị trường điều chỉnh. Bên cạnh đó, thị trường bán buôn còn có thị trường cân bằng điện năng, nhằm đảm bảo sự cân đối giữa cung và cầu điện trong thời gian thực.

Mô hình tổ chức thị trường bán buôn được thể hiện qua sơ đồ dưới đây. Trong đó, các nhà cung cấp điện nộp các đề xuất về sản lượng và giá bán điện, trong khi các khách hàng lớn cùng các nhà bán lẻ gửi giá đấu thầu cho thị trường giao ngay, thị trường điều chỉnh, và thị trường cân bằng điện. Cuối cùng, nhà điều hành thị trường điện sẽ quyết định giá cả và khối lượng điện năng được giao dịch.



Hình 3.1. Mô hình tổ chức thị trường bán buôn và chức năng

Phần lớn lượng điện năng mua bán trên thị trường bán buôn được quyết định tại thị trường giao ngay, trong khi thị trường điều chỉnh đóng vai trò điều chỉnh năng lượng để phù hợp với các điều kiện thực tế trong thị trường giao ngay. Thị trường cân bằng điện được sử dụng để điều chỉnh năng lượng trong trường hợp xảy ra sự cố hoặc mất cân bằng cung cầu.

Trong thị trường giao ngay và thị trường điều chỉnh, các nhà cung cấp điện báo cáo sản lượng điện năng có thể sản xuất cùng với giá bán tối thiểu tương ứng cho mỗi giờ và từng đơn

vị sản xuất. Đồng thời, các nhà bán lẻ và khách hàng lớn đưa ra mức giá mua tối đa ứng với lượng điện năng mà các nhà cung cấp đã đề xuất để đáp ứng nhu cầu của họ.

Thị trường cân bằng điện hoạt động dựa trên việc thu thập dữ liệu và đưa ra quyết định thông qua các phiên đấu giá theo chu kỳ thời gian cố định, chẳng hạn như mỗi 30 phút hoặc 1 giờ. Mục tiêu là điều chỉnh giá bán và cung ứng điện khi xảy ra tình trạng thiếu hoặc thừa điện năng. Trong trường hợp thiếu điện, các nhà cung cấp điện hoặc khách hàng có thể đề xuất tăng giá bán để khuyến khích cân bằng giữa cung và cầu. Ngược lại, khi thừa điện năng, các đề xuất giảm sản lượng điện được chấp nhận dựa trên việc hạ giá điện cho đến khi cung và cầu đạt trạng thái cân bằng.

Các nhà cung cấp điện và khách hàng tham gia vào thị trường bán buôn bằng cách điều chỉnh phương thức sản xuất và tiêu thụ điện sao cho có lợi. Một số khách hàng lớn cần tham gia vào thị trường cân bằng điện nếu họ không thể quản lý hiệu quả mô hình tiêu thụ điện của mình. Đối với các nhà cung cấp điện, đặc biệt là các nhà cung cấp nguồn năng lượng phân tán, việc tham gia vào thị trường cân bằng điện là rất quan trọng do tính chất không liên tục và không chắc chắn của nguồn điện này.

Trong hầu hết các thị trường điện, đặc điểm nổi bật của giá điện ở thị trường bán buôn là giá trị trung bình và phương sai không ổn định, phụ thuộc vào thời gian trong ngày, tháng, hoặc năm, với mức độ biến động lớn. Chính vì những đặc điểm này, việc dự đoán giá điện trong thị trường bán buôn trở nên khó khăn. Tuy nhiên, thông tin về giá điện trong thị trường bán buôn lại rất quan trọng đối với các bên tham gia thị trường, như khách hàng lớn và nhà bán lẻ điện, để thực hiện giao dịch trong thị trường bán buôn và đưa ra quyết định cho các hợp đồng kỳ hạn.

3.1.3.2. Thị trường kỳ hạn

Thị trường kỳ hạn là một loại thị trường đấu giá, cho phép người tham gia mua và bán hàng hóa hoặc sản phẩm tài chính để giao nhận vào một ngày cụ thể trong tương lai. Điểm đặc trưng của thị trường kỳ hạn là việc trao đổi hàng hóa hoặc sản phẩm tài chính được thực hiện với giá của ngày hiện tại, dù giao dịch sẽ diễn ra trong tương lai. Chính nhờ đặc điểm này, thị trường kỳ hạn trở nên rất hữu ích khi giá điện trong thị trường bán buôn có sự biến động lớn và không ổn định.

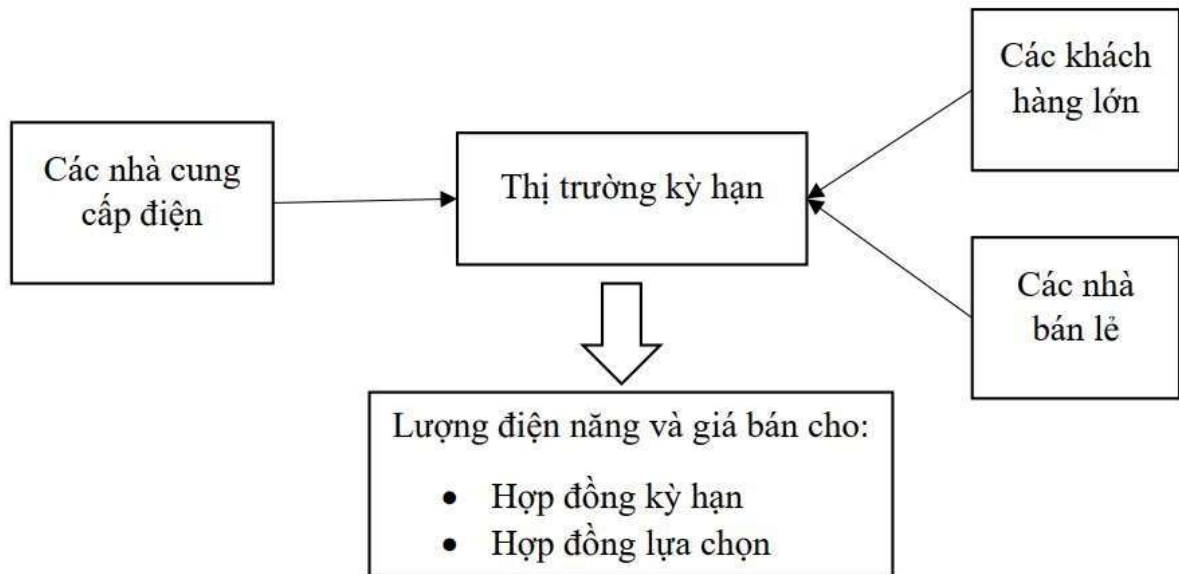
Giá điện trên các thị trường bán buôn (như thị trường ngày tới, thị trường điều chỉnh, và thị trường cân bằng) thường có độ biến động cao, với giá trị trung bình và phương sai không ổn định, điều này làm cho việc dự đoán giá điện trở nên khó khăn và không chắc chắn. Sự biến động giá điện trong thị trường bán buôn không được mong muốn, vì nó là nguyên nhân chính dẫn đến sự thay đổi lợi nhuận và chi phí của các cá nhân và tổ chức tham gia thị trường điện. Trong bối cảnh đó, thị trường kỳ hạn trở thành công cụ quan trọng giúp các bên tham gia bảo vệ mình khỏi sự biến động giá điện trong thị trường bán buôn.

Các hình thức hợp đồng mua bán điện ở thị trường kỳ hạn:

- Hợp đồng kỳ hạn là hợp đồng thỏa thuận về việc cung cấp (tiêu thụ) một lượng điện năng trong một khoảng thời gian ở tương lai với một mức giá cố định đã được định trước trong hợp đồng.

- Hợp đồng lựa chọn là một thỏa thuận về việc lựa chọn cung cấp một lượng điện năng xác định trong khoảng thời gian trong tương lai. Ký một hợp đồng lựa chọn bao gồm một khoản thanh toán, phí bảo hiểm theo mệnh giá bất kể việc năng lượng có được phân phối hay không.

Mô hình tổ chức và chức năng của thị trường kỳ hạn được minh họa trong hình 3.2. Các nhà cung cấp và khách hàng/nhà bán lẻ thường sử dụng thị trường này để mua bán điện với giá cố định cho tương lai, nhằm giảm thiểu các rủi ro liên quan đến lợi nhuận trong quá trình giao dịch điện.



Hình 3.2. Mô hình tổ chức thị trường kì hạn và chức năng của từng phần

3.1.4. Thách thức của nhà bán lẻ khi thị trường điện bán lẻ chính thức vận hành

Đến năm 2022, Việt Nam đã hoàn thành hai cấp độ thị trường, bao gồm thị trường phát điện cạnh tranh và thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Trước xu hướng phát triển thị trường bán lẻ điện cạnh tranh sau năm 2023, các nhà bán lẻ điện phải đối mặt với nhiều vấn đề không ổn định. Trong đó, hai vấn đề chính là:

- Việc quyết định các hợp đồng kỳ hạn và giá mua bán điện ở thị trường giao ngay.
- Nhu cầu của khách hàng.

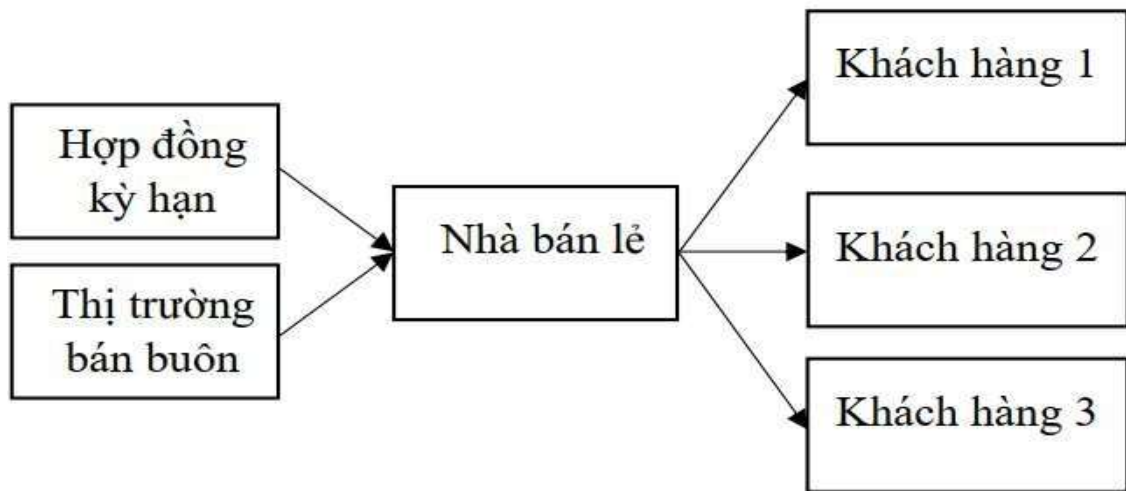
Để đạt được lợi nhuận và duy trì sự tồn tại trong thị trường mới, các nhà bán lẻ cần có một chiến lược kinh doanh tối ưu để giải quyết các vấn đề trên và xây dựng kế hoạch bán buôn hợp lý. Nếu giá bán điện quá cao, khách hàng sẽ chuyển sang lựa chọn nhà bán lẻ khác.

Dựa trên thực trạng và lộ trình phát triển ngành điện Việt Nam, cùng với kinh nghiệm quốc tế và các nghiên cứu trước đây, nhóm tác giả đề xuất một mô hình toán học cho nhà bán lẻ trong thị trường điện cạnh tranh tương lai. Mô hình này giúp nhà bán lẻ linh hoạt và chủ động đưa ra

các quyết định giao dịch hợp lý, xác định giá chào bán tối ưu cho khách hàng, đồng thời giảm thiểu tối đa các rủi ro mà nhà bán lẻ có thể gặp phải trong môi trường cạnh tranh.

3.2. Mô hình toán cho nhà bán lẻ điện

Các thị trường giao dịch chính của nhà bán lẻ bao gồm thị trường kỳ hạn và thị trường bán buôn. Trong mô hình này, thị trường bán buôn được xem là thị trường giao ngay, nơi giá bán cuối cùng không phụ thuộc vào các hoạt động của nhà bán lẻ. Đồng thời, giả sử rằng lượng điện



năng mua từ thị trường kỳ hạn nhỏ hơn so với lượng điện năng mua từ thị trường giao ngay. Do đó, các hoạt động của nhà bán lẻ sẽ tác động nhiều hơn đến giá mua điện cuối cùng ở thị trường kỳ hạn.

Hình 3.3. Hoạt động chính của nhà bán lẻ

3.2.1. Danh mục và các ký hiệu

a. Các chỉ số và số:

- e : Thứ tự của các nhóm khách hàng, từ 1 đến N_E
- f : Thứ tự của các hợp đồng kỳ hạn, từ 1 đến N_F
- j : Thứ tự của các khối trong đường cong hợp đồng kỳ hạn, từ 1 đến N_J
- i : Thứ tự của các khối trong đường cong báo giá, từ 1 đến N_I
- t : Thứ tự của các giai đoạn thời gian, từ 1 đến N_T
- ω : Thứ tự của các kịch bản, từ 1 đến N_ω

b. Các biến thực

- C_t^F : Chi phí mua điện từ các hợp đồng kỳ hạn tại giai đoạn t (\$)
- $C_{t\omega}^F$: Chi phí mua điện từ thị trường bán buôn giai đoạn t và kịch bản ω (\$)
- $E_{t\omega}^P$: Điện năng giao dịch ở thị trường bán buôn (MWh)
- E_{et}^R : Điện năng nhà bán lẻ cung cấp cho khách hàng nhóm e , thời điểm t (MWh). $E_{et\omega}^R$ là E_{et}^R với kịch bản ω .

- P_f^F : Công suất ký kết từ hợp đồng kỳ hạn f (MW)
- P_{fj}^F : Công suất được ký kết từ khối j của đường cong hợp đồng f (MW)
- $R_{et\omega}^R$: Doanh thu của nhà bán lẻ từ việc bán điện cho khách nhóm e (\$)
- λ_e^R : Giá bán biền cho khách hàng nhóm e của nhà bán lẻ (\$/MWh)
- λ_{ei}^R : Giá bán lẻ thuộc khối i của đường cong báo giá cho khách hàng nhóm e (\$/MWh). Giới hạn bởi λ_{ei}^{-R}
- ζ : Biến phụ để tính CVaR (\$)
- n_ω : Biến phụ liên quan kịch bản ω để tính CVaR (\$)

c. Biến nhị phân

- v_{ei} : Có hai giá trị 0/1. Bằng 1 nếu giá bán của nhà bán lẻ cho khách hàng nhóm e thuộc khối i của đường cong báo giá, ngược lại bằng 0.

d. Biến ngẫu nhiên:

- E_{et}^D : Thể hiện nhu cầu của khách hàng nhóm e tại giai đoạn t (MWh)
- $E_{et\omega}^D$: là E_{et}^D trong kịch bản ω
- λ_t^P : Giá mua điện từ thị trường bán buôn tại giai đoạn t (\$/ MWh)

e. Các tập hợp:

- F_t : Tập hợp các hợp đồng có tại giai đoạn t
- Ω : Tập hợp các kịch bản

f. Các hằng số:

- d_t : khoảng thời gian t (h)
- E_t^{PC} : Điện năng đã ký kết hợp đồng trước khi bắt đầu kế hoạch kỳ hạn mà vẫn được sử dụng tại giai đoạn t (MWh)
- E_t^{DG} : Điện năng đã ký kết hợp đồng với các đơn vị DG được sử dụng tại giai đoạn t (MWh)
- $E_{eti\omega}^{-R}$: Điện năng thuộc khối I của đường cong báo giá của khách hàng nhóm e tại thời điểm t và kịch bản ω (MWh)
- P_{fj}^{-F} : Giới hạn trên của công suất được ký hợp đồng thuộc khối j của đường cong hợp đồng kỳ hạn của hợp đồng kỳ hạn f (MW)
- λ_{fj}^F : Giá tiền của khối j của đường cong hợp đồng kỳ hạn của hợp đồng kỳ hạn f (\$/MWh)
- α : Độ tin cậy được sử dụng để tính CVaR
- β : Hệ số để mô hình hóa CVaR tương đương với lợi nhuận dự kiến
- π_ω : Xác suất xảy ra kịch bản ω

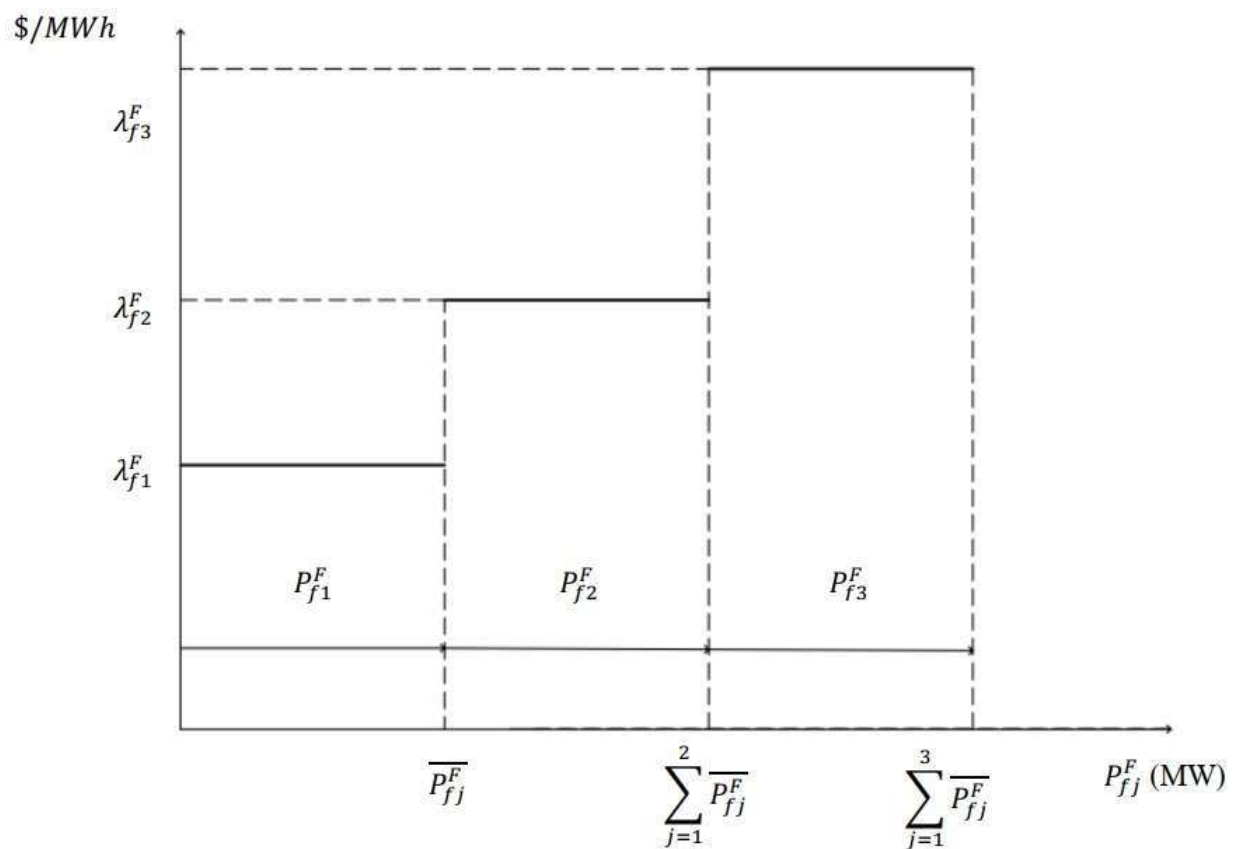
3.2.2. Hàm mục tiêu và các ràng buộc cho nhà bán lẻ

a. Thị trường kì hạn

Nhà bán lẻ tham gia thị trường kỳ hạn để mua một phần điện năng nhằm cung cấp cho khách hàng. Ưu điểm của thị trường này là cho phép nhà bán lẻ mua điện với mức giá được điều chỉnh

trước khi bán ra. Trong thực tế, các nhà bán lẻ có quy mô trung bình thường đóng vai trò người định giá trên thị trường kỳ hạn, với khả năng tác động và điều chỉnh giá trên thị trường này.

Trong mô hình đề xuất, tác động của hoạt động nhà bán lẻ lên giá hợp đồng kỳ hạn được biểu diễn cụ thể thông qua đường cong hợp đồng kỳ hạn. Trục y biểu thị giá hợp đồng, trong khi trục x thể hiện lượng điện năng mua. Giả định rằng nhà bán lẻ chỉ tham gia thị trường kỳ hạn với vai trò người mua điện.



Hình 3.4. Đường cong mức giá hợp đồng kỳ hạn

Chi phí mua điện từ các hợp đồng kỳ hạn ở thời điểm t :

$$C_t^F = \sum_{f \in F} \sum_{j=1}^{N_f} \lambda_{fj}^F P_{fj}^F dt, \forall t \quad (1)$$

$$0 \leq P_{fj}^F \leq \bar{P}_{fy}^F, \forall f, \forall j \quad (2)$$

$$P_f^F = \sum_{j=1}^{N_f} P_{fj}^F, \forall f \quad (3)$$

- (1): Chi phí mua điện từ các hợp đồng kỳ hạn tại mỗi giai đoạn t
- (2): Công suất mua từ mỗi khối của đường cong không âm và bị giới hạn trên
- (3): Công suất mua được từ mỗi hợp đồng bằng tổng công suất mua từ mỗi khối

b. Thị trường giao ngay

Thị trường giao ngay là thị trường giao dịch theo giờ. Nhà bán lẻ tham gia vào thị trường giao ngay để mua một phần điện năng bán cho khách hàng của họ. Tuy nhiên, nếu có lãi, nhà bán lẻ cũng có thể bán điện ngay tại thị trường giao ngay.

Giá thành của giao dịch ở thị trường giao ngay:

$$C_{t\omega}^P = \lambda_{T\omega}^P E_{T\omega}^P, \forall t, \forall \omega \quad (4)$$

Giá điện ở thị trường giao ngay được xem như một quy trình ngẫu nhiên, mô tả thông qua một tập xác suất cây kịch bản, xác định theo các giai đoạn $t = 1, \dots, N_T$ là $\{\lambda_{1\omega}^P, \dots, \lambda_{N_T\omega}^P\}$, $\forall \omega \in \Omega$.

Biến liên tục $E_{t\omega}^P$ dương nếu nhà bán lẻ mua điện trong thị trường bán buôn tại thời điểm t và kịch bản ω , âm nếu ngược lại.

c. Mô hình khách hàng

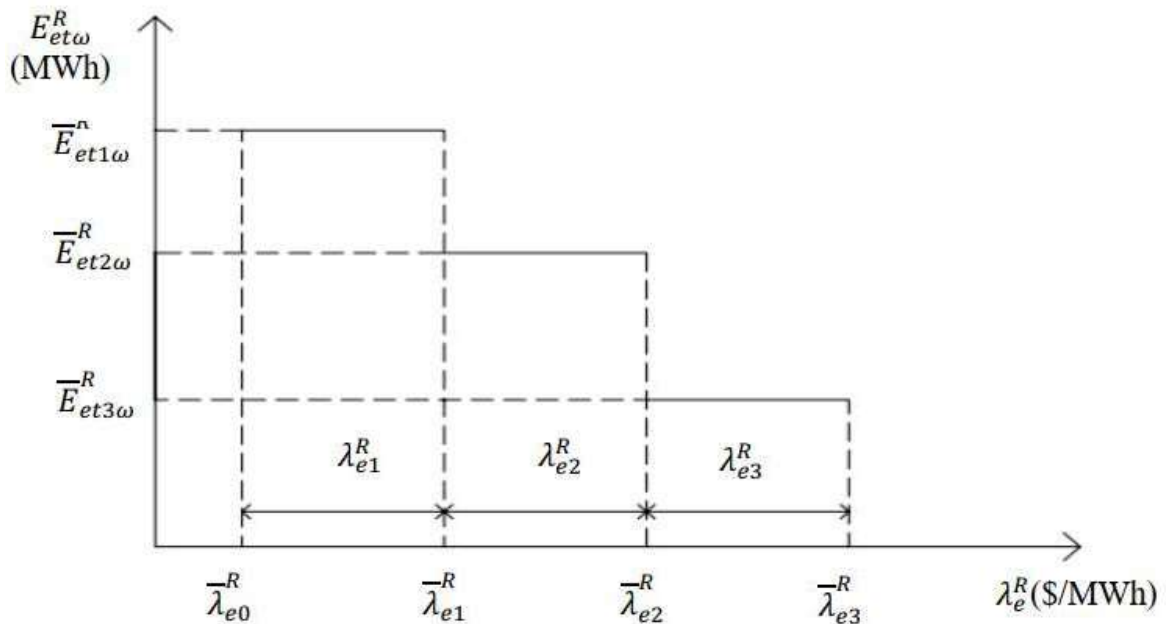
Một nhà bán lẻ phải tập hợp nhu cầu của khách hàng trong mỗi giai đoạn của khoảng thời gian được lên kế hoạch.

Tập hợp các khách hàng có đặc điểm tương tự nhau, kiểu tiêu thụ, mức giá bán được chia thành nhóm. Giả thiết khách hàng phản ứng linh hoạt với giá bán do nhà bán lẻ cung cấp, λ_e^R là giá bán của nhà bán lẻ cung cấp cho khách hàng nhóm e . Nếu giá bán λ_e^R quá cao, khách hàng sẽ chọn nhà bán lẻ khác để cung cấp.

d. Đường cong báo giá

Từng bậc của đường cong báo giá thể hiện mối quan hệ giữa giá bán được cung cấp và nhu cầu thực tế của từng khách hàng (hoặc nhóm khách hàng) của nhà bán lẻ đó.

Đường cong báo giá thể hiện khả năng đáp ứng nhu cầu phụ tải của nhà bán lẻ đối với khách hàng tương ứng từng mức giá khác nhau. Nhu cầu của khách hàng chưa biết trước bởi nhà bán lẻ và được đặc trưng như quá trình ngẫu nhiên bằng cách sử dụng tập các tình huống.



Hình 3.5. Đường cong báo giá

Đường cong báo giá cho mỗi nhóm khách hàng trong mỗi giai đoạn và kịch bản được thể hiện qua hình 3.5. Từng bậc lượng điện năng mà nhà bán lẻ có thể cung cấp cho khách hàng tương ứng với mức giá bán $E_{eti\omega}^R$ được thể hiện qua công thức (5).

$$E_{et\omega}^R = \sum_{i=1}^{N_I} E_{eti\omega}^R v_{ei}, \forall e, \forall t, \forall \omega \quad (5)$$

Giá bán mà nhà bán lẻ cung cấp cho khách hàng nhóm e λ_e^R sẽ là giá bán được chọn từ bậc i của đường cong báo giá và thể hiện qua công thức (6).

$$\lambda_e^R = \sum_{i=1}^{N_I} \lambda_{ei}^R, \forall e \quad (6)$$

Như hình 3.5 ta thấy, giá bán lẻ cung cấp cho khách hàng được phân theo từng bậc. Từng bậc đường cong báo giá ràng buộc ở hai biên như theo công thức (7).

$$\lambda_{ei-1v_{ei}}^R \leq \lambda_{ei}^R \leq \lambda_{eiv_{ei}}^R, \forall e, \forall i \quad (7)$$

Ta xét i bậc đường cong báo giá, để lựa chọn giá bán ở bậc nào trên đường cong báo giá, ta sử dụng biến nhị phân v_{ei} như theo công thức (8).

$$\sum_{i=1}^{N_I} v_{ei} = 1, \forall e \quad (8)$$

Biến nhị phân v_{ei} xác định đoạn đường cong báo giá tương ứng với giá bán λ_e^R , bằng 1 nếu giá bán của nhà bán lẻ thuộc khối i của đường cong báo giá, bằng 0 nếu ngược lại.

$$v_{ei} \in \{0,1\} \forall e, \forall i \quad (9)$$

e. Doanh thu từ bán điện cho khách hàng

Doanh thu chính của nhà bán lẻ đến từ hoạt động bán điện cho khách hàng. Bên cạnh đó, nhà bán lẻ cũng có thể tạo thêm thu nhập bằng cách bán điện trên thị trường bán buôn sau khi mua từ thị trường giao ngay. Tuy nhiên, doanh thu từ hoạt động này thường thấp hơn so với việc bán điện trực tiếp cho khách hàng.

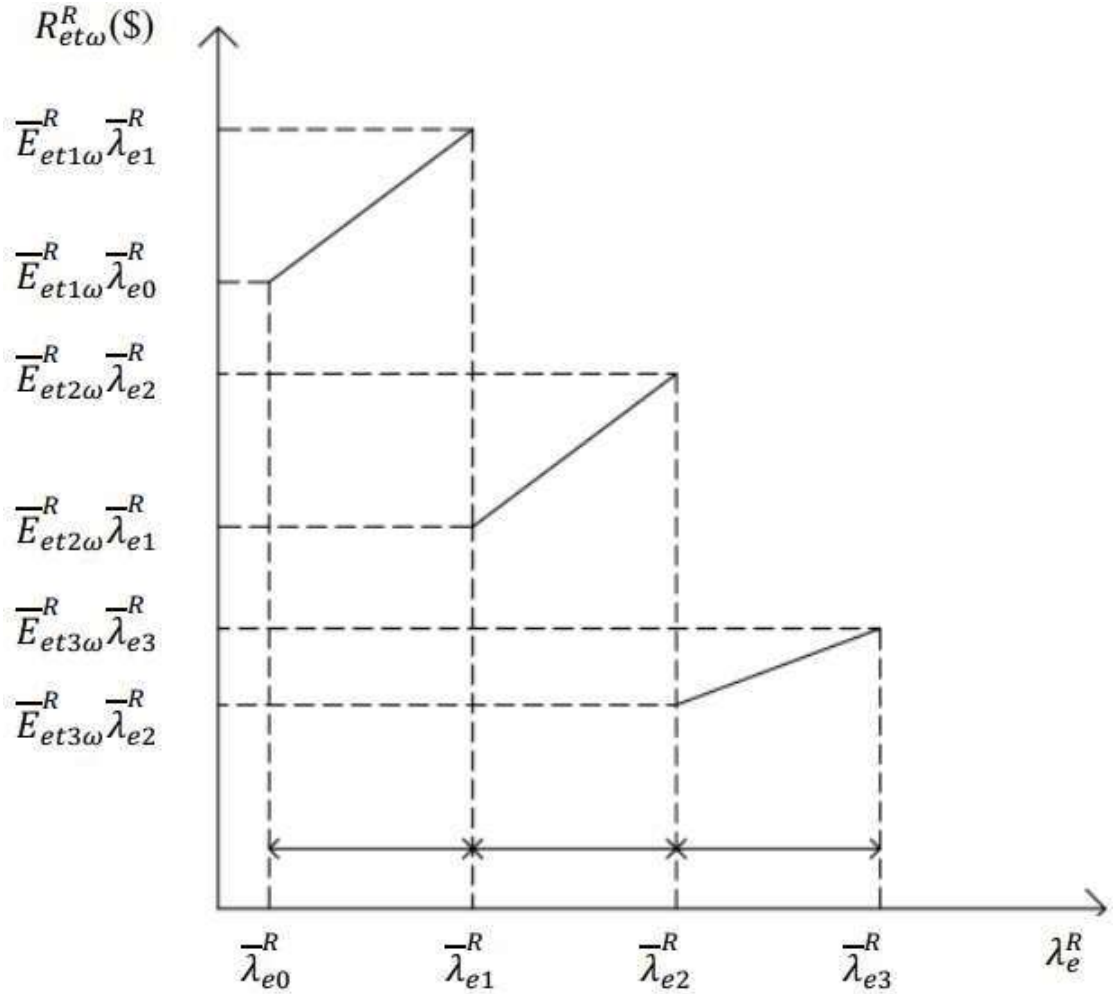
Doanh thu từ việc bán điện cho khách hàng được tính bằng tích của lượng điện năng nhà bán lẻ cung cấp và giá bán điện. Vì lượng điện năng cung cấp cho khách hàng là một biến ngẫu nhiên, nên doanh thu của nhà bán lẻ trong từng giai đoạn cũng mang tính ngẫu nhiên. Doanh thu từ việc bán điện cho nhóm khách hàng e tại giai đoạn t và trong kịch bản ω :

$$R_{et\omega}^R = \lambda_e^R E_{et\omega}^R, \forall e, \forall t, \forall \omega \quad (10)$$

Tuy nhiên, giá bán và nhu cầu điện năng cung cấp bởi nhà bán lẻ phụ thuộc từng mức đường cong báo giá, doanh thu trở thành một biểu thức tuyến tính. Doanh thu từ bán điện cho khách hàng nhóm e giai đoạn t và kịch bản ω :

$$R_{et\omega}^R = \lambda_e^R E_{et\omega}^R, \forall e, \forall t, \forall \omega \quad (11)$$

Mô hình tuyến tính của doanh thu $R_{et\omega}^R$ được thể hiện ở hình 3.6.



Hình 3.6. Doanh thu từ việc bán điện cho khách hàng

f. Cân bằng điện năng

Phương trình cân bằng điện năng của nhà bán lẻ mỗi giai đoạn t và kịch bản ω :

$$\sum_{e=1}^{N_E} E_{et\omega}^R = E_{t\omega}^P + \sum_{f \in F} P_f^F dt + E_t^{PC} + E_t^{DG}, \forall t, \forall \omega \quad (12)$$

Trong đó:

E_t^{PC} : lượng điện năng từ hợp đồng trước đó và còn hiệu lực trong giai đoạn t

P_f^F : Công suất được ký kết từ hợp đồng kỳ hạn f trong khoảng thời gian dt

$E_{t\omega}^P$: lượng điện năng mua từ thị trường bán buôn

E_t^{DG} : điện năng đã ký kết với các đơn vị DG được sử dụng giai đoạn t (MWh)

Theo biểu thức điều kiện (12), với mỗi thời gian và kịch bản khác nhau, nhà bán lẻ phải mua/bán điện qua thị trường giao ngay bằng chính hiệu của nhu cầu phụ tải khách hàng và lượng điện năng qua từ các hợp đồng kỳ hạn.

g. Lợi nhuận dự kiến

Lợi nhuận dự kiến của nhà bán lẻ chính là lợi nhuận lớn nhất được tính bằng hiệu số giữa doanh thu bán điện với tổng của chi phí mua điện ở thị trường bán buôn và hợp đồng kỳ hạn. Lợi nhuận cuối cùng thu được phụ thuộc vào tình hình thực tế (giá bán buôn và nhu cầu của khách hàng). Lợi nhuận trong kịch bản ω :

$$\sum_{f \in F_t} \sum_{j=1}^{N_j} \lambda_{fj}^F P_{fj}^F dt, \forall \omega \quad \sum_{t=1}^{NT} \left(\sum_{e=1}^{NE} R_{et\omega}^R - C_{t\omega}^P - C_t^F \right) = \sum_{t=1}^{NT} \left(\sum_{e=1}^{NE} \sum_{i=1}^{NI} \lambda_{ei}^R E_{eti\omega}^R - \lambda_{t\omega}^P E_{t\omega}^P - \right) \quad (13)$$

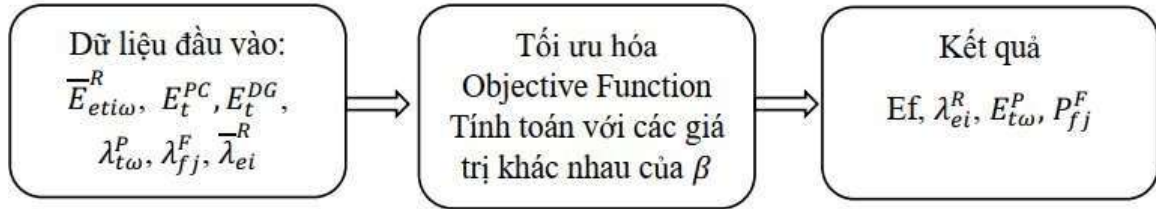
Lợi nhuận dự kiến được biểu thị ở công thức (13) bao gồm từng phần là doanh thu bán điện cho khách hàng, chi phí ròng khi bán/mua điện qua thị trường giao ngay và chi phí khi mua điện từ các hợp đồng giao ngay.

Giá trị lợi nhuận dự kiến là tổng lợi nhuận của tất cả các kịch bản nhân với xác suất xảy ra của nó:

$$\sum_{\omega=1}^{N\Omega} \pi_{\omega} \sum_{t=1}^{NT} \left(\sum_{e=1}^{NE} R_{et\omega}^R - C_{t\omega}^P - C_t^F \right) \quad (14)$$

3.2.3. Mô hình toán cho nhà bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh

Ta có sơ đồ các bước tính toán như sau:



Hình 3.7. Hoạt động chính của nhà bán lẻ

3.2.3.1. Mô hình toán sử dụng VAR

VAR là mức lỗ tối đa mà nhà đầu tư có thể chịu với xác suất cao trong một khoảng thời gian nhất định.

Hàm mục tiêu :

$$(1 - \beta) \left(\sum_{t=1}^3 \lambda_t^C P_t^C - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda_f^F x_f - \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} \sum_{t=1}^3 \lambda_{t\omega}^P y_{t\omega} \right) + \beta \eta \quad (15)$$

Ràng buộc:

Thực tế thì mỗi khối công suất của đường cong hợp đồng kỳ hạn đều có ràng buộc về giá và lượng công suất tối đa có thể được ký kết. Ràng buộc (16) ràng buộc công suất trong phạm vi đã ký hợp đồng với mỗi khối của đường cong hợp đồng kỳ hạn trong mỗi hợp đồng.

$$0 \leq x_f \leq X_f^{max}, f = 1, 2, 3 \quad (16)$$

Ràng buộc cân bằng năng lượng tại mỗi thời điểm t và kịch bản ω , tổng lượng điện mua từ các hợp đồng kỳ hạn cộng với $y_{t\omega}$ phải bằng nhu cầu P_t^C

$$\sum_{f=1}^3 x_f + y_{t\omega} = P_t^C, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (17)$$

Ràng buộc (18) dùng để khai báo biến $y_{t\omega}$, $y_{t\omega}$ là biến phụ liên quan kịch bản ω và có giá trị không âm.

$$y_{t\omega} \geq 0, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (18)$$

Ràng buộc (19) được sử dụng để tính VaR. Với η là giá trị thu được của VaR, tức mức lợi nhuận thấp nhất mà nhà bán lẻ có thể thu được với độ tin cậy α .

$$\eta - \left(\sum_{t=1}^3 \lambda_t^C P_t^C - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda_f^F x_f - \sum_{t=1}^3 \sum_{\omega=1}^{10} \lambda_{t\omega}^P y_{t\omega} \right) \leq M\theta_\omega, \forall \omega = 1, \dots, 10 \quad (19)$$

Ràng buộc xác suất cho VaR đảm bảo rằng xác suất các kịch bản vi phạm VaR không vượt quá $1 - \alpha$

$$\sum_{\omega=1}^{10} \pi_\omega \theta_\omega \leq 1 - \alpha \quad (20)$$

Ràng buộc biến nhị phân θ_ω chỉ nhận giá trị 0 hoặc 1.

$$\theta_\omega \in \{0,1\}, \forall \omega = 1, \dots, 10 \quad (21)$$

Trong đó:

$\lambda^C P_t^C$: Doanh thu bán điện.

$\lambda_f^F x_f$: Chi phí mua điện trên thị trường kỳ hạn.

$\lambda_{t\omega}^P y_{t\omega}$: Chi phí mua điện từ hợp đồng giao ngay.

$\beta\eta$: Hệ số rủi ro.

3.2.3.2. Mô hình toán sử dụng VARIANCE

VARIANCE là phương pháp đánh giá rủi ro nhưng tập trung nhiều hơn vào các kịch bản xấu.

Hàm mục tiêu:

$$(1 - \beta) \left(\sum_{t=1}^3 \lambda_t^C P_t^C - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda_f^F x_f - \sum_{\omega=1}^{10} \pi_\omega \sum_{t=1}^3 \lambda_{t\omega}^P y_{t\omega} \right) - \beta \sum_{\omega=1}^{10} \pi_\omega (\lambda_{t\omega}^P y_{t\omega} - \sum_{\omega'=1}^{10} \pi_{\omega'} \sum_{t=1}^3 \lambda_{t\omega'}^P y_{t\omega'})^2 \quad (22)$$

Ràng buộc:

Thực tế thì mỗi khối công suất của đường cong hợp đồng kỳ hạn đều có ràng buộc về giá và lượng công suất tối đa có thể được ký kết. Ràng buộc (23) ràng buộc công suất trong phạm vi đã ký hợp đồng với mỗi khối của đường cong hợp đồng kỳ hạn trong mỗi hợp đồng.

$$0 \leq x_f \leq X_f^{max}, \quad f=1,2,3 \quad (23)$$

Ràng buộc cân bằng năng lượng tại mỗi thời điểm t và kịch bản ω , tổng lượng điện mua từ các hợp đồng kỳ hạn cộng với $y_{t\omega}$ phải bằng nhu cầu P_t^C

$$\sum_{f=1}^3 x_f + y_{t\omega} = P_t^C, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (24)$$

Ràng buộc (25) dùng để khai báo biến $y_{t\omega}$, $y_{t\omega}$ là biến phụ liên quan kịch bản ω và có giá trị không âm.

$$y_{t\omega} \geq 0, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (25)$$

Trong đó:

$\lambda^C P_t^C$: Doanh thu bán điện.

$\lambda^F x_f$: Chi phí mua điện trên thị trường kỳ hạn.

$\lambda_{t\omega}^P y_{t\omega}$: Chi phí mua điện từ hợp đồng giao ngay.

$\beta \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} (\lambda_{t\omega}^P y_{t\omega} - \sum_{\omega'=1}^{10} \pi_{\omega'} \sum_{t=1}^3 \lambda_{t\omega'}^P y_{t\omega'})^2$: Hệ số rủi ro

3.2.3.3. Mô hình toán sử dụng RISK-NEUTRAL

RISK-NEUTRAL đây là phương pháp chỉ quan tâm đến lợi nhuận kì vọng chứ không quan tâm đến rủi ro.

Hàm mục tiêu:

$$\sum_{t=1}^3 \lambda^C P_t^C - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda^F x_f - \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} \sum_{t=1}^3 \lambda_{t\omega}^P y_{t\omega} \quad (26)$$

Ràng buộc:

Thực tế thì mỗi khối công suất của đường cong hợp đồng kỳ hạn đều có ràng buộc về giá và lượng công suất tối đa có thể được ký kết. Ràng buộc (27) ràng buộc công suất trong phạm vi đã ký hợp đồng với mỗi khối của đường cong hợp đồng kỳ hạn trong mỗi hợp đồng.

$$0 \leq x_f \leq X_f^{max}, \quad f=1,2,3 \quad (27)$$

Ràng buộc cân bằng năng lượng tại mỗi thời điểm t và kịch bản ω , tổng lượng điện mua từ các hợp đồng kỳ hạn cộng với $y_{t\omega}$ phải bằng nhu cầu P_t^C

$$\sum_{f=1}^3 x_f + y_{t\omega} = P_t^C, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (28)$$

Ràng buộc (29) dùng để khai báo biến $y_{t\omega}$, $y_{t\omega}$ là biến phụ liên quan kịch bản ω và có giá trị không âm.

$$y_{t\omega} \geq 0, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (29)$$

Trong đó:

$\lambda^C P_t^C$: Doanh thu bán điện.

$\lambda^F x_f$: Chi phí mua điện trên thị trường kỳ hạn.

$\lambda_{t\omega}^P y_{t\omega}$: Chi phí mua điện từ hợp đồng giao ngay.

3.2.3.4. Mô hình toán sử dụng SHORTFALL

SHORTFALL là phương pháp đo lường xác suất giá trị tài sản giảm xuống dưới một ngưỡng cụ thể.

Hàm mục tiêu:

$$(1 - \beta)(\sum_{t=1}^3 \lambda^C P_t^C - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda^F x_f - \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} \sum_{t=1}^3 \lambda^P y_{t\omega}) - \beta \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} \theta_{\omega} \quad (30)$$

Ràng buộc:

Thực tế thì mỗi khối công suất của đường cong hợp đồng kỳ hạn đều có ràng buộc về giá và lượng công suất tối đa có thể được ký kết. Ràng buộc (31) ràng buộc công suất trong phạm vi đã ký hợp đồng với mỗi khối của đường cong hợp đồng kỳ hạn trong mỗi hợp đồng.

$$0 \leq x_f \leq X_f^{max}, f = 1, 2, 3 \quad (31)$$

Ràng buộc cân bằng năng lượng tại mỗi thời điểm t và kích bản ω , tổng lượng điện mua từ các hợp đồng kỳ hạn cộng với $y_{t\omega}$ phải bằng nhu cầu P_t^C

$$\sum_{f=1}^3 x_f + y_{t\omega} = P_t^C, t = 1, 2, 3; \omega = 1, \dots, 10 \quad (32)$$

Ràng buộc (33) dùng để khai báo biến $y_{t\omega}$, $y_{t\omega}$ là biến phụ liên quan kích bản ω và có giá trị không âm.

$$y_{t\omega} \geq 0, t = 1, 2, 3; \omega = 1, \dots, 10 \quad (33)$$

Ràng buộc xác định kích bản xấu, nếu lợi nhuận $\omega < \eta$ thì $\theta_{\omega} = 1$ và ngược lại.

$$\eta - (\sum_{t=1}^3 \lambda^C P_t^C - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda^F x_f - \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} \sum_{t=1}^3 \lambda^P y_{t\omega}) \leq M \theta_{\omega}, \forall \omega = 1, \dots, 10 \quad (34)$$

Ràng buộc biến nhị phân θ_{ω} chỉ nhận giá trị 0 hoặc 1.

$$\theta_{\omega} \in \{0, 1\}, \forall \omega = 1, \dots, 10 \quad (35)$$

Trong đó :

$\lambda^C P_t^C$: Doanh thu bán điện.

$\lambda_f^F x_f$: Chi phí mua điện trên thị trường kỳ hạn.

$\lambda_{t\omega}^P y_{t\omega}$: Chi phí mua điện từ hợp đồng giao ngay.

$\beta \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} \theta_{\omega}$: Hệ số rủi ro.

3.2.3.5. Mô hình toán sử dụng CVAR

CVAR là phương pháp đo lường mức lỗ trung bình trong các trường hợp xấu nhất.

Hàm mục tiêu:

$$(1 - \beta)(\sum_{t=1}^3 \lambda^C P_t^C - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda_f^F x_f - \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} \sum_{t=1}^3 \lambda_{t\omega}^P y_{t\omega}) + \beta(\eta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega=1}^{10} \pi_{\omega} s_{\omega}) \quad (36)$$

Ràng buộc:

Thực tế thì mỗi khối công suất của đường cong hợp đồng kỳ hạn đều có ràng buộc về giá và lượng công suất tối đa có thể được ký kết. Ràng buộc (37) ràng buộc công suất trong phạm vi đã ký hợp đồng với mỗi khối của đường cong hợp đồng kỳ hạn trong mỗi hợp đồng.

$$0 \leq x_f \leq X_f^{max}, f=1,2,3 \quad (37)$$

Ràng buộc cân bằng năng lượng tại mỗi thời điểm t và kịch bản ω , tổng lượng điện mua từ các hợp đồng kỳ hạn cộng với $y_{t\omega}$ phải bằng nhu cầu P_t^c

$$\sum_{f=1}^3 x_f + y_{t\omega} = P_t^c, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (38)$$

Ràng buộc (39) dùng để khai báo biến $y_{t\omega}$, $y_{t\omega}$ là biến phụ liên quan kịch bản ω và có giá trị không âm.

$$y_{t\omega} \geq 0, \quad t=1,2,3; \omega=1,\dots,10 \quad (39)$$

Ràng buộc này thể hiện rằng nếu lợi nhuận ròng thấp hơn η , thì phần chênh lệch này được gán cho s_ω , phản ánh mức độ rủi ro bổ sung.

$$\eta - (\sum_{t=1}^3 \lambda_t^c P_t^c - \sum_{f=1}^3 \sum_{t=1}^3 \lambda_f^F x_f - \sum_{t=1}^3 \sum_{\omega=1}^{10} \lambda_{t\omega}^P y_{t\omega}) \leq s_\omega, \forall \omega = 1, \dots, 10 \quad (40)$$

Trong đó:

$\lambda_t^c P_t^c$: Doanh thu bán điện.

$\lambda_f^F x_f$: Chi phí mua điện trên thị trường kỳ hạn.

$\lambda_{t\omega}^P y_{t\omega}$: Chi phí mua điện từ hợp đồng giao ngay.

$\beta(\eta - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{\omega=1}^{10} \pi_\omega s_\omega)$: Hệ số rủi ro.

CHƯƠNG 4: MÔ PHỎNG MÔ HÌNH TOÁN VÀ SO SÁNH KẾT QUẢ THU ĐƯỢC

Từ các phần đã tìm hiểu, nhóm tác giả trình bày về mô hình toán đề xuất cho nhà bán lẻ ở tương lai phù hợp với lộ trình thị trường điện Việt Nam trong vài năm tới khi thị trường điện bán lẻ cạnh tranh được triển khai. Từ đó giúp nhà bán lẻ khi phải đối diện với thị trường mới sẽ gặp các vấn đề không ổn định tìm được giá bán tối ưu cho khách hàng và điện năng kí qua các hợp đồng.

4.1. Dữ liệu đầu vào.

Trong phần này, nhóm tác giả sẽ mô phỏng mô hình toán được đề xuất. Chương trình được phát triển bằng việc nhập dữ liệu, viết chương trình và chạy trong chương trình lập trình GAMS. Từ đó sẽ đưa ra các kết quả mô phỏng cho bài toán.

Đây là bài toán hướng đến cho nhà bán lẻ trong tương lai, khi thị trường điện bán lẻ cạnh tranh được đưa vào áp dụng trong vài năm tới, nên các số liệu hiện tại được nhóm tác giả sử dụng là giả định, dựa trên tỷ lệ tương ứng các dữ liệu từ biên bản quyết toán điện năng được cung cấp từ Công ty Điện Lực Thừa Thiên Huế, cùng với đó là giá bán buôn điện được công khai ở website Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia A0: <https://www.nldc.evn.vn/>. Với mục đích để làm dữ liệu đầu vào cho mô hình toán nhà bán lẻ điện trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh trong tương lai.

Ta xét một bài toán cho nhà bán lẻ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh giả định gồm các dữ liệu ở hai thị trường:

- Hợp đồng Nhà bán lẻ lên kế hoạch kỳ hạn hai giai đoạn theo giờ. Trong đó hai hợp đồng kỳ hạn được ký kết ở cả hai giai đoạn với 3 mức giá biết trước được giới hạn theo bảng.

Bảng 4.1. Dữ liệu hợp đồng kỳ hạn

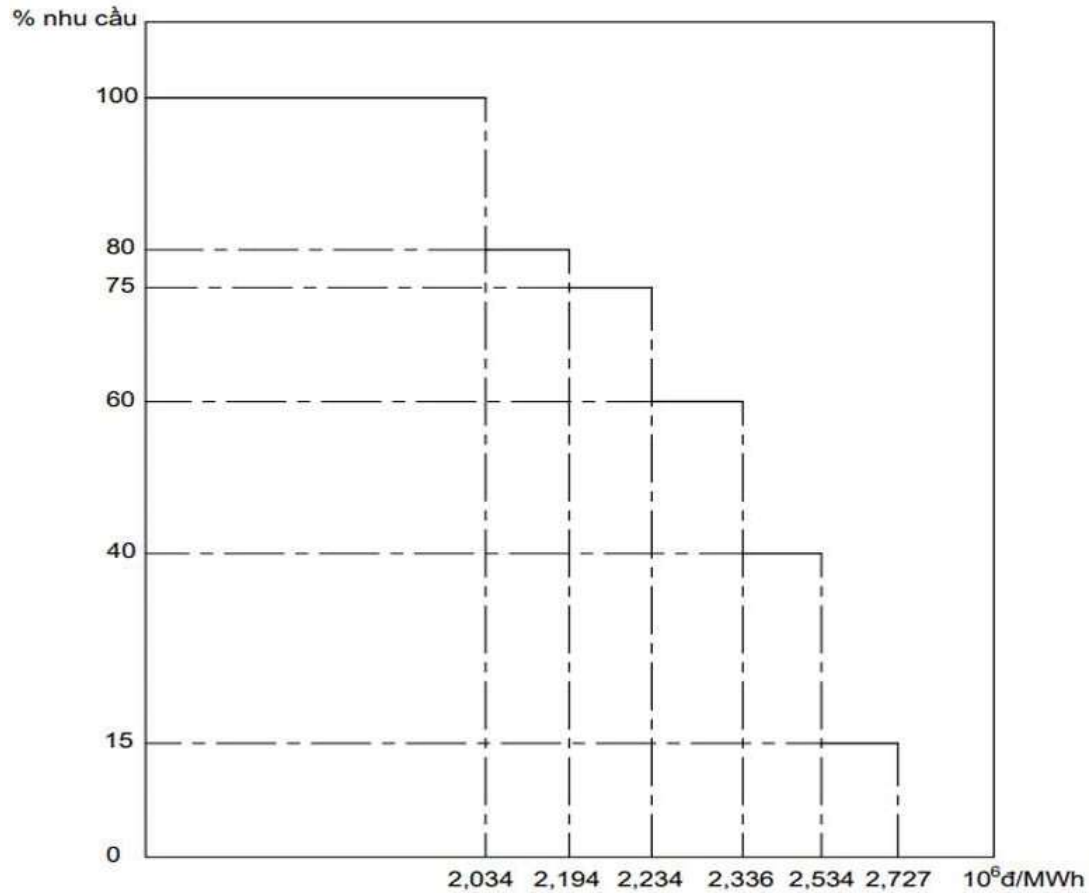
Hợp đồng	Kỳ hạn	$\lambda_{f1}^F 10^6 \text{đ} / MWh$	$\lambda_{f2}^F 10^6 \text{đ} / MWh$	$\lambda_{f3}^F 10^6 \text{đ} / MWh$	$P_{f1}^F MW$	$P_{f2}^F MW$	$P_{f3}^F MW$
1	1-2	1.9503	1.9782	2.0541	200	200	200
2	1-2	1.9276	2.0071	2.4041	200	200	200

- Giá điện ở thị trường giao ngay và nhu cầu của khách hàng được xem như một quy trình ngẫu nhiên, chưa được biết trước, nên ta sử dụng thông qua một tập xác suất cây kịch bản các trường hợp có thể xảy ra. Ở đây ta sử dụng bốn kịch bản giả định nhu cầu điện năng của khách hàng và giá bán ở thị trường giao ngay tương ứng với từng kịch bản cho bài toán.

Bảng 4.2. Dữ liệu nhu cầu điện năng của khách hàng và giá giao điện ngay

Kịch bản	Nhu cầu khách hàng (MWh)		Giá giao ngay (10^6 đ/MWh)	
	Giai đoạn		Giai đoạn	
	1	2	1	2
1	2814.35	4795.45	1.456	2.215
2	4884.70	3363.40	1.534	1.819
3	2598.60	3533.05	1.875	2.180
4	3590.20	3059.25	2.031	1.520

- Nhu cầu của khách hàng với từng mức giá bán được nhà bán lẻ cung cấp được thể hiện qua đường cong báo giá 4.1. Dữ liệu đường cong báo giá sẽ được các nhà bán lẻ thực hiện khảo sát nhu cầu của khách hàng theo từng mức giá bán. Khi mức giá bán tăng lên thì lượng khách hàng sẽ giảm đi. Mỗi một đường cong báo giá thể hiện qua tất cả các giai đoạn và tình huống. Nếu giá bán nhỏ hơn 2.034, nhà bán lẻ cung cấp 100% nhu cầu khách hàng. Nếu giá bán từ 2.034 đến 2.194, nhà bán lẻ chỉ có thể cung cấp 80% tổng nhu cầu của khách hàng. Nếu giá bán từ 2.194 đến 2.234, nhà bán lẻ chỉ có thể cung cấp 75% tổng nhu cầu của khách hàng. Nếu giá bán từ 2.234 đến 2.336, nhà bán lẻ chỉ còn có thể cung cấp 60% tổng nhu cầu của khách hàng. Tương tự, nếu giá bán từ 2.336 đến 2.534, nhà bán lẻ chỉ có thể cung cấp 40% nhu cầu, và nếu giá bán từ 2.534 đến 2.727, nhà bán lẻ chỉ có thể cung cấp 15% nhu cầu. Tuy nhiên, nếu giá bán lớn hơn 2.727, nhà bán lẻ không thể cung cấp cho nhóm khách hàng.



Hình 4.1 Đường cong báo giá

- Mô hình toán với độ tin cậy α bằng 0.95.
- Bài toán với mục đích tìm lợi nhuận dự kiến, độ lệch chuẩn lợi nhuận, CVaR đồng thời tính toán điện năng kí kết qua hợp đồng kỳ hạn và mua ở thị trường bán buôn ứng với các giá trị khác nhau của hệ số rủi ro β .

4.2. Giới thiệu công cụ tính toán (chương trình lập trình GAMS):

a. Giới thiệu chung

Hệ thống mô hình đại số tổng quát (General Algebraic Modeling System) là một hệ thống mô hình hóa cấp cao để tối ưu hóa toán học. GAMS được thiết kế để mô hình hóa và giải các bài toán tối ưu tuyến tính, phi tuyến và hỗn số nguyên.

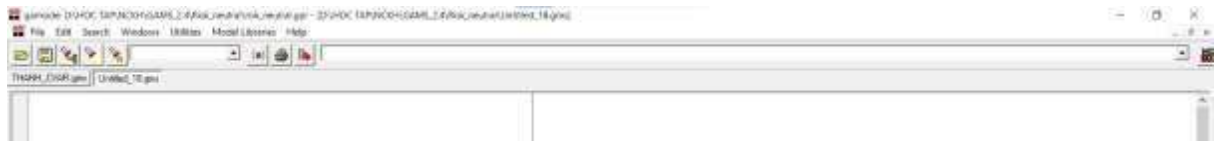
GAMS cho phép người dùng xây dựng các mô hình toán học giống với các mô tả toán học về chúng.

GAMS có các mô hình và các phương pháp giải quyết vấn đề riêng.

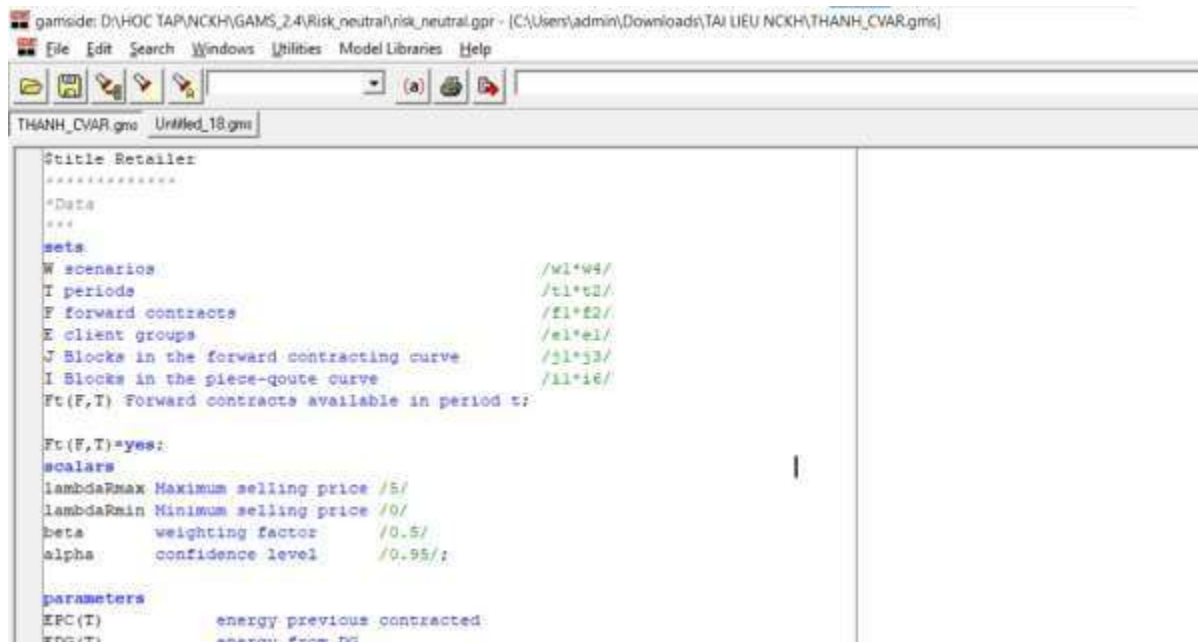
Sử dụng các nền tảng, dữ liệu, giao diện người dùng độc lập.

Được sử dụng rộng rãi trên thế giới ở các trường đại học, các công ty, tập đoàn, viện nghiên cứu, ... nhằm giải quyết các vấn đề năng lượng, công nghiệp hóa chất, kinh tế, kế hoạch nông nghiệp và sản xuất.

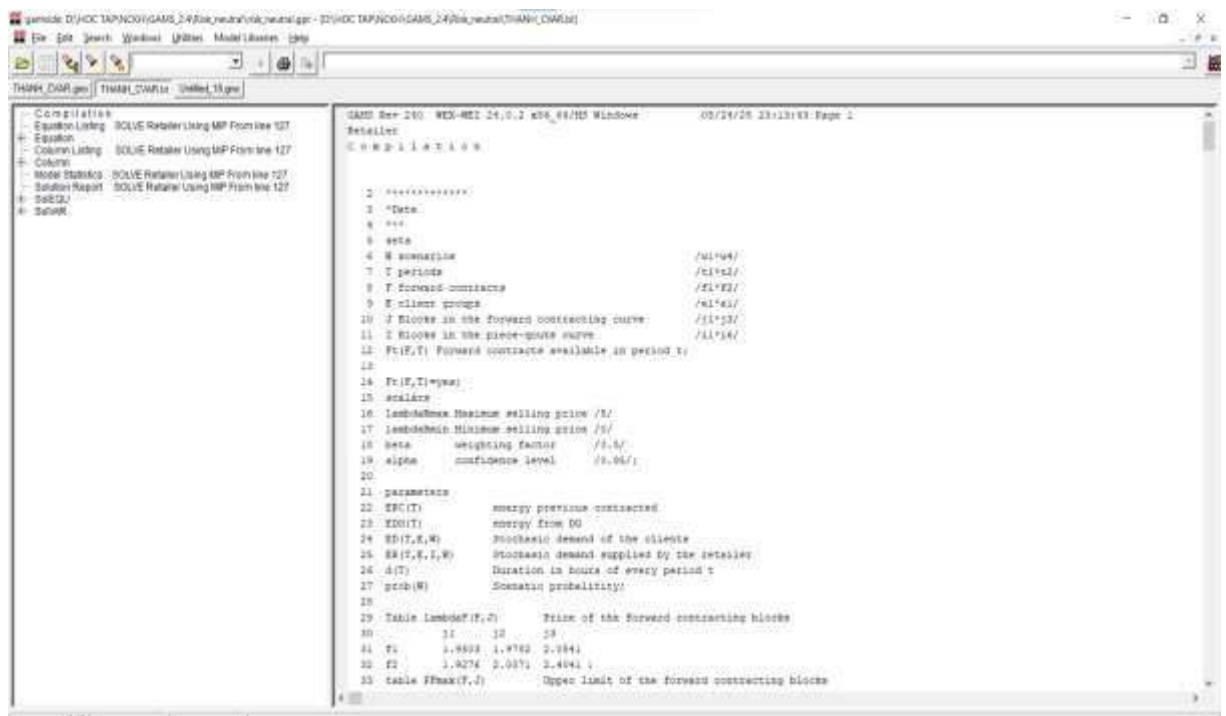
b. Giao diện của chương trình



Hình 4.2 Giao diện của chương trình



Hình 4.3 Cửa sổ viết câu lệnh



Hình 4.4 Cửa sổ hiển thị kết quả

4.3. Kết quả mô phỏng

4.3.1. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng VaR

4.3.1.1. Lợi nhuận dự kiến

Lợi nhuận dự kiến là lợi nhuận trung bình mà nhà bán lẻ có thể thu được ứng với các giá trị của hệ số rủi ro β . Các nhà bán lẻ luôn mong muốn đạt được mức lợi nhuận cao nhất, tuy nhiên điều này thường đi kèm với mức rủi ro lớn. Do vậy, để đánh giá rủi ro trong lợi nhuận, ta tính toán thêm VaR. VaR (Value at Risk) là ngưỡng lợi nhuận mà nhà bán lẻ có thể đạt được với độ tin cậy α , tức là có $\alpha\%$ khả năng lợi nhuận sẽ không thấp hơn ngưỡng này. Khoảng cách giữa lợi nhuận dự kiến và VaR phản ánh phần nào mức rủi ro mà nhà bán lẻ có thể gặp phải. Sau khi cho chạy chương trình bằng phần mềm GAMS, thu được kết quả mô phỏng các mức lợi nhuận và rủi ro tương ứng với các giá trị β .

Bảng 4.3. Kết quả mô phỏng (triệu đồng)

β	Lợi nhuận dự kiến (triệu đồng)	CvaR (triệu đồng)	Độ lệch chuẩn (triệu đồng)
0	2807.214	1505.385	1301.829
1	2680.983	1660.075	1020.908
2	2632.363	1690.995	941.368
3	2632.363	1690.995	941.368
4	2351.031	1772.900	578.131
5	2351.031	1772.900	578.131
6	2351.031	1772.900	578.131
7	2351.031	1772.900	578.131
8	2351.031	1772.900	578.131
9	2279.691	1781.060	498.631
10	2279.691	1781.060	498.631
100	2279.691	1781.060	498.631

Từ bảng kết quả mô phỏng 4.3 với các giá trị của hệ số rủi ro β , ta thấy kết quả đạt được với $\beta = 0$ cho ta được mức lợi nhuận dự kiến cao nhất, tuy nhiên cũng là trường hợp mang lại rủi ro lớn nhất. Với $\beta = 100$ thì lợi nhuận dự kiến giảm 19,65%, CVaR tăng 16,72% nên độ rủi ro cũng giảm đi. Ta có thể thấy rằng khi giá trị β tăng dần, lợi nhuận dự kiến giảm dần tuy nhiên độ rủi ro cũng giảm dần. Nhà bán lẻ phải lựa chọn giá trị β phù hợp để có lợi nhuận phù hợp với mức rủi ro khả thi trong giới hạn. Khả năng chịu rủi ro càng cao nhà bán lẻ có thể thu được lợi nhuận càng lớn.

4.3.1.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng

Qua kết quả bảng 4.4, nếu $\beta = 0$, không có hợp đồng kỳ hạn nào được ký. Kết quả giải thích được là do giá thị trường bán buôn dự kiến thường nhỏ hơn giá hợp đồng kỳ hạn. Nhưng nếu

hợp đồng kỳ hạn được sử dụng để loại bỏ biến động giá bán buôn, tức để mức rủi ro nhỏ đi, khi tham số β càng lớn thì lượng điện năng ký kết hợp đồng trong thị trường kỳ hạn càng lớn thông qua hợp đồng kỳ hạn.

Bảng 4.4. Công suất kí kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MW)

β	Hợp đồng	
	1	2
0	0	0
1	0	200
2	200	200
3	200	200
4	400	200
5	400	200
6	400	200
7	400	200
8	400	200
9	400	400
10	400	400
100	400	400

4.3.1.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng

Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng là mấu chốt quan trọng của bài toán. Bởi lẽ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh, các nhà bán lẻ sẽ phải cạnh tranh về giá bán để thu hút khách hàng và thu lợi nhuận. Việc tăng hệ số rủi ro β để giảm thiểu rủi ro thực tế, thì lượng điện mua từ hợp đồng kỳ hạn sẽ tăng dẫn đến việc tăng giá bán. Bởi vì điện năng mua qua hợp đồng kỳ hạn đắt hơn trung bình so với thị trường bán buôn, tổng chi phí mua điện của nhà bán lẻ sẽ cao hơn nếu rủi ro được tính vào. Do vậy, sự tăng chi phí mua điện dẫn đến việc tăng chi phí bán điện cho khách hàng. Bài toán với mục đích tìm giá bán đề xuất. Với giá trị của hệ số rủi ro β , chính là mức độ rủi ro mà nhà bán lẻ có thể đối mặt, ta tính được giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng theo bảng 4.5.

Bảng 4.5 Giá bán đề xuất cho khách hàng (Triệu đồng/MWh)

β	Giá bán đề xuất
0	2.334
1	2.436
2	2.436
3	2.436
4	2.654
5	2.654

6	2.654
7	2.654
8	2.654
9	2.654
10	2.654
100	2.654

4.3.1.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay

Bên cạnh giá bán đề xuất, bài toán nhà bán lẻ cũng phải tính toán được lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay. Bảng 4.6 minh họa lượng điện năng mua thông qua hợp đồng kỳ hạn và điện năng trung bình của các kịch bản ở thị trường bán buôn trong cả hai giai đoạn. Từ kết quả bài toán có thể thấy, lượng điện năng mua ở hợp đồng kỳ hạn tăng nếu β tăng. Như giải thích ở trước, nhà bán lẻ càng sợ rủi ro, thì hợp đồng kỳ hạn được ký càng nhiều. Ngược lại trong thị trường giao ngay, lượng mua mong đợi giảm nếu giá trị β tăng.

Bảng 4.6. Việc mua bán có sử dụng hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay (MWh)

β	HD kỳ hạn (MWh)	HD giao ngay (MWh)
0	0	5269.813
1	400	3802.533
2	800	3395.850
3	800	3395.850
4	1200	1563.900
5	1200	1563.900
6	1200	1563.900
7	1200	1563.900
8	1200	1563.900
9	1600	1163.900
10	1600	1163.900
100	1600	1163.900

Ta xét kết quả bài toán tính toán ở hai trường hợp điển hình $\beta = 0$ và $\beta = 100$. Bảng 4.7 và bảng 4.8 thể hiện lượng điện năng nên được ký kết ở hợp đồng kỳ hạn và mua bán ở thị trường giao ngay ở mỗi giai đoạn của cả bốn kịch bản có thể xảy ra theo mức rủi ro cao nhất ($\beta = 0$) và thấp nhất ($\beta = 100$). Trường hợp $\beta = 0$, tức với mức rủi ro cao nhất, ta thấy trong cả bốn kịch bản đều không có hợp đồng kỳ hạn nào được ký. Do vậy, tất cả nhu cầu điện năng của khách hàng qua hai giai đoạn trong bốn kịch bản đều được cung cấp từ thị trường bán buôn, chính là nguồn rủi ro không ổn định. Nếu nhà bán lẻ có khả năng chịu rủi ro cao, thì đây là trường hợp thu được lợi nhuận lớn nhất.

Bảng 4.7. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	0	2060.762	0	3546.587
2	0	3613.525	0	2472.550
3	0	1898.950	0	2599.788
4	0	2642.650	0	2244.438

Với trường hợp $\beta = 100$, trường hợp rủi ro thấp nhất, cả hai hợp đồng kỳ hạn 1 và 2 đều được dùng với lượng điện năng kí kết tối đa, lượng điện năng còn lại sẽ được mua từ thị trường giao ngay. Đây là trường hợp mà các nhà bán lẻ sợ rủi ro cao, khiến giá trị β tăng dẫn đến hầu hết điện năng mua bởi nhà bán lẻ là từ hợp đồng kỳ hạn. Đây là trường hợp chịu ít rủi ro nhất, tuy nhiên, nhà bán lẻ sẽ thu được mức lợi nhuận thấp nhất.

Bảng 4.8. Tình huống $\beta = 100$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	800	275.740	800	1068.180
2	800	1103.880	800	495.360
3	800	189.440	800	563.220
4	800	586.080	800	373.700

Từ các kết quả thu được của bài toán, ta thấy rằng vấn đề chính của nhà bán lẻ chính là hệ số rủi ro β . Nhà bán lẻ phải giải quyết vấn đề mức lợi nhuận cao luôn đi kèm với mức rủi ro thua lỗ cao, chính là giá trị lợi nhuận dự kiến và VaR. Do đặc điểm của hai thị trường mà nhà bán lẻ có thể tham gia, đó là thị trường kỳ hạn với giá cao nhưng ổn định, thị trường bán buôn với giá thấp hơn nhưng thay đổi liên tục. Nhiệm vụ của nhà bán lẻ phải lựa chọn công suất kí kết hợp đồng và điện năng mua ở thị trường bán buôn phù hợp, đối với một mức độ rủi ro mà từng nhà bán lẻ có thể đối mặt. Bên cạnh đó, đối mặt với nhu cầu của khách hàng ngẫu nhiên không thể biết trước, các nhà bán lẻ cũng phải thu thập nhu cầu của khách hàng với từng mức giá bán, để tính toán lựa chọn mức giá bán đề xuất phù hợp. Từ đó, nhà bán lẻ có thể thu được lợi nhuận tối ưu. Ta có thể thấy bài toán này đã giải quyết được vấn đề trên giúp nhà bán lẻ trong thị trường bán lẻ tương lai, khi mà thị trường điện bán lẻ cạnh tranh được đưa vào áp dụng, phải đối mặt với nhiều rủi ro và vấn đề bất ổn định, bài toán có thể xác định giá bán cạnh tranh và lượng điện năng mua bán qua các thị trường.

4.3.2. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng Variance

4.3.2.1. Lợi nhuận dự kiến

Lợi nhuận dự kiến là lợi nhuận trung bình mà nhà bán lẻ có thể thu được ứng với các giá trị của hệ số rủi ro β . Các nhà bán lẻ luôn mong muốn đạt được mức lợi nhuận cao nhất, tuy nhiên điều này thường đi kèm với sự biến động lớn trong lợi nhuận. Để đánh giá mức độ rủi ro đi kèm với lợi nhuận, ta sử dụng phương sai (variance) của lợi nhuận. Phương sai đo lường mức độ phân tán của lợi nhuận xung quanh giá trị trung bình, tức là lợi nhuận càng biến động, phương sai càng lớn, và mức rủi ro càng cao. Do đó, khoảng cách giữa lợi nhuận kỳ vọng và các kịch bản cụ thể có thể phản ánh sự không chắc chắn trong kết quả đầu tư. Sau khi cho chạy chương trình bằng phần mềm GAMS, thu được kết quả mô phỏng các mức lợi nhuận trung bình và phương sai tương ứng với từng giá trị của hệ số β .

Bảng 4.9. Kết quả mô phỏng Variance (triệu đồng)

β	Lợi nhuận dự kiến
0	2808.394
1	961.137
2	851.494
3	744.226
4	637.552
5	531.115
6	424.797
7	318.547
8	212.339
9	106.160
10	0
100	0

4.3.2.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn

Bảng 4.10. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MWh)

β	Hợp đồng	
	1	2
0	0	200
1	236.803	200
2	349.793	200
3	387.457	200
4	400	200.142
5	400	212.706
6	400	221.095

7	400	227.088
8	400	231.582
9	400	235.077
10	400	237.823
100	330.261	330.261

4.3.2.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng

Bảng 4.11. Giá bán đề xuất cho khách hàng (triệu đồng/MWh)

β	Giá bán đề xuất
0	2.334
1	2.727
2	2.727
3	2.727
4	2.727
5	2.727
6	2.727
7	2.727
8	2.727
9	2.727
10	2.727
100	2.654

4.3.2.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay

Bảng 4.12. Việc mua bán điện có sử dụng hợp đồng kỳ hạn (MWh)

β	HĐ kỳ hạn (MWh)
0	200
1	436.803
2	549.793
3	587.457
4	600.142
5	612.706
6	621.095
7	627.088
8	631.582
9	635.077
10	637.823
100	660.522

Bảng 4.13. Việc mua bán điện có sử dụng hợp đồng giao ngay (MWh)

β	Giai đoạn	
	1	2
0	10215.887	10063.363
1	1771.518	377.123
2	1319.554	377.123
3	1168.901	377.123
4	1118.162	377.123
5	1067.902	377.123
6	1034.346	377.123
7	1010.377	377.123
8	992.401	377.123
9	978.418	377.123
10	967.233	377.123
100	876.630	377.123

Ta xét kết quả bài toán tính toán ở hai trường hợp điển hình $\beta = 0$ và $\beta = 90$. Bảng 4.7 và bảng 4.8 thể hiện lượng điện năng nên được ký kết ở hợp đồng kỳ hạn và mua bán ở thị trường giao ngay ở mỗi giai đoạn của cả bốn kịch bản có thể xảy ra theo mức rủi ro cao nhất ($\beta = 0$) và thấp nhất ($\beta = 90$). Trường hợp $\beta = 0$, tức với mức rủi ro cao nhất, ta thấy trong cả bốn kịch bản đều không có hợp đồng kỳ hạn nào được ký. Do vậy, tất cả nhu cầu điện năng của khách hàng qua hai giai đoạn trong bốn kịch bản đều được cung cấp từ thị trường bán buôn, chính là nguồn rủi ro không ổn định. Nếu nhà bán lẻ có khả năng chịu rủi ro cao, thì đây là trường hợp thu được lợi nhuận lớn nhất.

Bảng 4.14. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	-	2060.762	200	3346.587
2	-	3613.525	-	2272.550
3	-	1898.950	-	2399.788
4	-	2642.650	-	2044.438

Với trường hợp $\beta = 90$, trường hợp rủi ro thấp nhất, cả hai hợp đồng kỳ hạn 1 và 2 đều được dùng với lượng điện năng ký kết tối đa, lượng điện năng còn lại sẽ được mua từ thị trường giao ngay. Đây là trường hợp mà các nhà bán lẻ sợ rủi ro cao, khiến giá trị β tăng dẫn đến hầu hết điện năng mua bởi nhà bán lẻ là từ hợp đồng kỳ hạn. Đây là trường hợp chịu ít rủi ro nhất, tuy nhiên, nhà bán lẻ sẽ thu được mức lợi nhuận thấp nhất.

Bảng 4.15. Tình huống $\beta = 90$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	251.356	120.795	378.045	260.430
2	0	431.348	0	45.623
3	0	88.433	0	71.070
4	0	237.173	0	0

4.3.3. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng Risk Neutral

4.3.3.1. Lợi nhuận dự kiến

Bảng 4.16 Kết quả mô phỏng Risk Neutral

Tổng lợi nhuận (triệu đồng)	Lợi nhuận dự kiến (triệu đồng)	Giá bán (triệu đồng/MWh)
2807.214	2807.214	2.334

4.3.3.2. Lượng điện mua trên thị trường giao ngay

Bảng 4.17. Lượng điện mua trên thị trường giao ngay

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	0	2060.762	0	3546.587
2	0	3613.525	0	2472.550
3	0	1898.950	0	2599.788
4	0	2642.650	0	2244.438

4.3.4. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng Shortfall

4.3.4.1. Lợi nhuận dự kiến

Lợi nhuận dự kiến là lợi nhuận trung bình mà nhà bán lẻ có thể thu được ứng với các giá trị của hệ số rủi ro β . Các nhà bán lẻ luôn mong muốn đạt được mức lợi nhuận cao nhất, tuy nhiên điều này thường đi kèm với mức rủi ro lớn. Do vậy, để đánh giá rủi ro trong lợi nhuận, ta tính toán thêm shortfall. Shortfall đo lường mức độ hụt lợi nhuận khi lợi nhuận thực tế không đạt được một ngưỡng kỳ vọng định trước. Chỉ số này phản ánh xác suất và mức độ mà lợi nhuận có thể thấp hơn kỳ vọng, từ đó giúp nhà bán lẻ nhận diện rõ hơn các tình huống bất lợi. Khoảng cách giữa lợi nhuận mục tiêu và lợi nhuận thực tế trong các kịch bản xấu chính là biểu hiện của shortfall. Sau khi cho chạy chương trình bằng phần mềm GAMS, thu được kết quả mô phỏng các mức lợi nhuận và rủi ro (shortfall) tương ứng với các giá trị β .

Bảng 4.18 Kết quả mô phỏng Shortfall (triệu đồng)

β	Lợi nhuận dự kiến
0	2807.214
1	2526.493
2	2245.771
3	1965.050
4	1684.329
5	1403.607
6	1122.886
7	842.164
8	561.443
9	280.721
10	-
100	-

4.3.4.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn

Bảng 4.19. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MWh)

β	Hợp đồng	
	1	2
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0

4.3.4.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng

Bảng 4.20. Giá bán đề xuất cho khách hàng (triệu đồng/MWh)

β	Giá bán đề xuất
0	2.334
1	2.334
2	2.334
3	2.334
4	2.334
5	2.334
6	2.334
7	2.334
8	2.334
9	2.334
10	2.201
100	2.201

4.3.4.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay

Bảng 4.21. Việc mua bán điện có sử dụng hợp đồng kỳ hạn (MWh)

β	HĐ kỳ hạn (MWh)
0	0
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
100	0

Ta xét kết quả bài toán tính toán ở hai trường hợp điển hình $\beta = 0$ và $\beta = 100$. Bảng 4.7 và bảng 4.8 thể hiện lượng điện năng nên được ký kết ở hợp đồng kỳ hạn và mua bán ở thị trường giao ngay ở mỗi giai đoạn của cả bốn kịch bản có thể xảy ra theo mức rủi ro cao nhất ($\beta = 0$) và thấp nhất ($\beta = 100$). Trường hợp $\beta = 0$, tức với mức rủi ro cao nhất, ta thấy trong cả bốn kịch bản đều không có hợp đồng kỳ hạn nào được ký. Do vậy, tất cả nhu cầu điện năng của khách hàng

qua hai giai đoạn trong bốn kịch bản đều được cung cấp từ thị trường bán buôn, chính là nguồn rủi ro không ổn định. Nếu nhà bán lẻ có khả năng chịu rủi ro cao, thì đây là trường hợp thu được lợi nhuận lớn nhất.

Bảng 4.22. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	0	2060.762	0	3546.587
2	0	3613.525	0	2472.550
3	0	1898.950	0	2599.788
4	0	2642.650	0	2244.438

Với trường hợp $\beta = 100$, trường hợp rủi ro thấp nhất, cả hai hợp đồng kỳ hạn 1 và 2 đều được dùng với lượng điện năng kí kết tối đa, lượng điện năng còn lại sẽ được mua từ thị trường giao ngay. Đây là trường hợp mà các nhà bán lẻ sợ rủi ro cao, khiến giá trị β tăng dẫn đến hầu hết điện năng mua bởi nhà bán lẻ là từ hợp đồng kỳ hạn. Đây là trường hợp chịu ít rủi ro nhất, tuy nhiên, nhà bán lẻ sẽ thu được mức lợi nhuận thấp nhất.

Bảng 4.23. Tình huống $\beta = 100$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	0	2201.480	0	3786.360
2	0	3857.760	0	2640.720
3	0	2028.880	0	2776.440
4	0	2822.160	0	2397.400

4.3.5. Kết quả mô phỏng mô hình toán sử dụng CvaR

4.3.5.1. Lợi nhuận dự kiến

Lợi nhuận dự kiến là lợi nhuận trung bình mà nhà bán lẻ có thể thu được ứng với các giá trị của hệ số rủi ro β . Các nhà bán lẻ luôn mong muốn đạt được mức lợi nhuận cao nhất, tuy nhiên điều này thường đi kèm với mức rủi ro lớn. Do vậy, để đánh giá rủi ro trong lợi nhuận, ta tính toán thêm VaR. VaR (Value at Risk) là ngưỡng lợi nhuận mà nhà bán lẻ có thể đạt được với độ tin cậy α , tức là có $\alpha\%$ khả năng lợi nhuận sẽ không thấp hơn ngưỡng này. Khoảng cách giữa lợi nhuận dự kiến và VaR phản ánh phần nào mức rủi ro mà nhà bán lẻ có thể gặp phải. Sau khi cho chạy chương trình bằng phần mềm GAMS, thu được kết quả mô phỏng các mức lợi nhuận và rủi ro tương ứng với các giá trị β .

Bảng 4.24. Kết quả mô phỏng CVaR (triệu đồng)

β	Lợi nhuận dự kiến	CVaR	Độ lệch chuẩn
0	2807.214	1505.385	1301.829
1	2680.983	1660.075	1020.908
2	2632.363	1690.995	941.368
3	2632.363	1690.995	941.368
4	2351.031	1772.900	578.131
5	2351.031	1772.900	578.131
6	2351.031	1772.900	578.131
7	2351.031	1772.900	578.131
8	2351.031	1772.900	578.131
9	2279.691	1781.060	498.631
10	2279.691	1781.060	498.631
100	2279.691	1781.060	498.631

Từ bảng kết quả mô phỏng 4.23 với các giá trị của hệ số rủi ro β , ta thấy kết quả đạt được với $\beta = 0$ cho ta được mức lợi nhuận dự kiến cao nhất, tuy nhiên cũng là trường hợp mang lại rủi ro lớn nhất. Với $\beta = 100$ thì lợi nhuận dự kiến giảm 19,65%, CVaR tăng 16,72% nên độ rủi ro cũng giảm đi. Ta có thể thấy rằng khi giá trị β tăng dần, lợi nhuận dự kiến giảm dần tuy nhiên độ rủi ro cũng giảm dần. Nhà bán lẻ phải lựa chọn giá trị β phù hợp để có lợi nhuận phù hợp với mức rủi ro khả thi trong giới hạn. Khả năng chịu rủi ro càng cao nhà bán lẻ có thể thu được lợi nhuận càng lớn.

4.3.5.2. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn

Bảng 4.25. Công suất ký kết từ các hợp đồng kỳ hạn (MW)

β	Hợp đồng	
	1	2
0	0	0
1	0	200
2	200	200
3	200	200
4	400	200
5	400	200
6	400	200
7	400	200
8	400	200
9	400	400
10	400	400
100	400	400

4.3.5.3. Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng

Giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng là mấu chốt quan trọng của bài toán. Bởi lẽ trong thị trường điện bán lẻ cạnh tranh, các nhà bán lẻ sẽ phải cạnh tranh về giá bán để thu hút khách hàng và thu lợi nhuận. Việc tăng hệ số rủi ro β để giảm thiểu rủi ro thực tế, thì lượng điện mua từ hợp đồng kỳ hạn sẽ tăng dẫn đến việc tăng giá bán. Bởi vì điện năng mua qua hợp đồng kỳ hạn đắt hơn trung bình so với thị trường bán buôn, tổng chi phí mua điện của nhà bán lẻ sẽ cao hơn nếu rủi ro được tính vào. Do vậy, sự tăng chi phí mua điện dẫn đến việc tăng chi phí bán điện cho khách hàng. Bài toán với mục đích tìm giá bán đề xuất. Với giá trị của hệ số rủi ro β , chính là mức độ rủi ro mà nhà bán lẻ có thể đối mặt, ta tính được giá bán đề xuất của nhà bán lẻ cho khách hàng theo bảng 4.5.

Bảng 4.26. Giá bán đề xuất cho khách hàng (Triệu đồng/MWh)

β	Giá bán đề xuất
0	2.334
1	2.436
2	2.436
3	2.436
4	2.654
5	2.654
6	2.654
7	2.654
8	2.654
9	2.654
10	2.654
100	2.654

4.3.5.4. Lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay

Bên cạnh giá bán đề xuất, bài toán nhà bán lẻ cũng phải tính toán được lượng điện năng mua từ hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay. Bảng 4.6 minh họa lượng điện năng mua thông qua hợp đồng kỳ hạn và điện năng trung bình của các kịch bản ở thị trường bán buôn trong cả hai giai đoạn. Từ kết quả bài toán có thể thấy, lượng điện năng mua ở hợp đồng kỳ hạn tăng nếu β tăng. Như giải thích ở trước, nhà bán lẻ càng sợ rủi ro, thì hợp đồng kỳ hạn được ký càng nhiều. Ngược lại trong thị trường giao ngay, lượng mua mong đợi giảm nếu giá trị β tăng.

Bảng 4.27. Việc mua bán có sử dụng hợp đồng kỳ hạn và thị trường giao ngay (MWh)

β	HĐ kỳ hạn (MWh)	HĐ giao ngay (MWh)
0	0	5269.813
1	400	3802.533
2	800	3395.850
3	800	3395.850
4	1200	1563.900
5	1200	1563.900
6	1200	1563.900
7	1200	1563.900
8	1200	1563.900
9	1600	1163.900
10	1600	1163.900
100	1600	1163.900

Ta xét kết quả bài toán tính toán ở hai trường hợp điển hình $\beta = 0$ và $\beta = 100$. Bảng 4.7 và bảng 4.8 thể hiện lượng điện năng nên được ký kết ở hợp đồng kỳ hạn và mua bán ở thị trường giao ngay ở mỗi giai đoạn của cả bốn kịch bản có thể xảy ra theo mức rủi ro cao nhất ($\beta = 0$) và thấp nhất ($\beta = 100$). Trường hợp $\beta = 0$, tức với mức rủi ro cao nhất, ta thấy trong cả bốn kịch bản đều không có hợp đồng kỳ hạn nào được ký. Do vậy, tất cả nhu cầu điện năng của khách hàng qua hai giai đoạn trong bốn kịch bản đều được cung cấp từ thị trường bán buôn, chính là nguồn rủi ro không ổn định. Nếu nhà bán lẻ có khả năng chịu rủi ro cao, thì đây là trường hợp thu được lợi nhuận lớn nhất.

Bảng 4.28. Tình huống $\beta = 0$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	0	2060.762	0	3546.587
2	0	3613.525	0	2472.550
3	0	1898.950	0	2599.788
4	0	2642.650	0	2244.438

Với trường hợp $\beta = 100$, trường hợp rủi ro thấp nhất, cả hai hợp đồng kỳ hạn 1 và 2 đều được dùng với lượng điện năng ký kết tối đa, lượng điện năng còn lại sẽ được mua từ thị trường giao ngay. Đây là trường hợp mà các nhà bán lẻ sợ rủi ro cao, khiến giá trị β tăng dẫn đến hầu hết điện năng mua bởi nhà bán lẻ là từ hợp đồng kỳ hạn. Đây là trường hợp chịu ít rủi ro nhất, tuy nhiên, nhà bán lẻ sẽ thu được mức lợi nhuận thấp nhất.

Bảng 4.29. Tình huống $\beta = 100$ (đơn vị ở bảng là MWh)

Kịch bản	Giai đoạn 1		Giai đoạn 2	
	TT kỳ hạn	TT giao ngay	TT kỳ hạn	TT giao ngay
1	800	275.740	800	1068.180
2	800	1103.880	800	495.360
3	800	189.440	800	563.220
4	800	586.080	800	373.700

Từ các kết quả thu được của bài toán, ta thấy rằng vấn đề chính của nhà bán lẻ chính là hệ số rủi ro β . Nhà bán lẻ phải giải quyết vấn đề mức lợi nhuận cao luôn đi kèm với mức rủi ro thua lỗ cao, chính là giá trị lợi nhuận dự kiến và VaR. Do đặc điểm của hai thị trường mà nhà bán lẻ có thể tham gia, đó là thị trường kỳ hạn với giá cao nhưng ổn định, thị trường bán buôn với giá thấp hơn nhưng thay đổi liên tục. Nhiệm vụ của nhà bán lẻ phải lựa chọn công suất kí kết hợp đồng và điện năng mua ở thị trường bán buôn phù hợp, đối với một mức độ rủi ro mà từng nhà bán lẻ có thể đối mặt. Bên cạnh đó, đối mặt với nhu cầu của khách hàng ngẫu nhiên không thể biết trước, các nhà bán lẻ cũng phải thu thập nhu cầu của khách hàng với từng mức giá bán, để tính toán lựa chọn mức giá bán đề xuất phù hợp. Từ đó, nhà bán lẻ có thể thu được lợi nhuận tối ưu. Ta có thể thấy bài toán này đã giải quyết được vấn đề trên giúp nhà bán lẻ trong thị trường bán lẻ tương lai, khi mà thị trường điện bán lẻ cạnh tranh được đưa vào áp dụng, phải đối mặt với nhiều rủi ro và vấn đề bất ổn định, bài toán có thể xác định giá bán cạnh tranh và lượng điện năng mua bán qua các thị trường.

4.4. So sánh kết quả các mô hình toán

4.4.1. Lợi nhuận dự kiến

Bảng 4.30. Lợi nhuận dự kiến

Mô hình	Lợi nhuận dự kiến cao nhất	Xu hướng khi β tăng
VaR	2807 ($\beta=0$)	Giảm dần
Variance	2807 ($\beta=0$)	Giảm mạnh
Risk-Neutral	Không thay đổi (giá trị trung bình)	Không nhạy với β
Shortfall	2807 ($\beta=0$)	Giảm dần đều
CVaR	2807 ($\beta=0$)	Giảm nhẹ

Kết luận: Tất cả các mô hình đều cho thấy khi β (hệ số rủi ro) tăng, lợi nhuận giảm. Tuy nhiên mức giảm ở mô hình Variance là rõ rệt nhất, trong khi CVaR giữ mức lợi nhuận ổn định hơn trong phạm vi β tăng vừa phải.

4.4.2. Rủi ro

Bảng 4.31. Rủi ro

Mô hình	Rủi ro ban đầu ($\beta=0$)	Rủi ro cuối ($\beta=100$)	Xu hướng
VaR	Cao	Thấp	Giảm
Variance	Cao	0	Giảm mạnh
Shortfall	Cao	Rất thấp	Giảm
CVaR	Cao	Thấp	Giảm

Kết luận: CVaR kiểm soát rủi ro tốt hơn khi β tăng, với sự giảm dần đều đặn, giữ được sự cân bằng giữa rủi ro và lợi nhuận.

4.4.3. Công suất ký kết từ hợp đồng kỳ hạn

Bảng 4.32. Công suất ký kết từ hợp đồng kỳ hạn

Mô hình	Ký kết hợp đồng kỳ hạn
VaR	Ký kết vừa phải
Variance	Ký kết tối đa
Risk-neutral	Không ký kết
Shortfall	Không ký kết
CVaR	Ký kết tăng dần

Kết luận: Variance và CVaR khuyến khích ký hợp đồng kỳ hạn để ổn định giá và tránh rủi ro.

4.4.4. Giá bán đề xuất cho khách hàng

Bảng 4.33. Giá bán đề xuất cho khách hàng

Mô hình	Xu hướng giá bán
VaR	Giữ mức ổn định
Variance	Tăng lên khi β tăng
Risk-neutral	Không thay đổi
Shortfall	Ổn định nhưng điều chỉnh ở β cao
CVaR	Điều chỉnh nhẹ theo β

Kết luận: Variance đưa ra giá bán cao để bù cho rủi ro, trong khi VaR và CVaR giữ được mức giá ổn định hơn, hỗ trợ cạnh tranh.

4.4.5. Kết luận tổng quan

Bảng 4.34. Kết luận tổng quan

Mô hình	Ưu điểm	Nhược điểm
VaR	Dễ hiểu, phản ánh rủi ro rõ	Không đo được rủi ro cực đoan
Variance	Phổ biến, tính rủi ro tốt	Nhạy cảm với giá trị ngoại lai
Risk-neutral	Tối ưu hóa đơn giản	Không xét rủi ro, dễ mất kiểm soát lợi nhuận
Shortfall	Dễ áp dụng, phù hợp thực tế	Không cân bằng lợi nhuận và rủi ro
CVaR	Cân bằng tốt lợi nhuận và rủi ro, ưu tiên an toàn	Tính toán phức tạp hơn các mô hình khác

Kết luận: Nếu nhà bán lẻ ưu tiên lợi nhuận cao và chấp nhận rủi ro, mô hình VaR hoặc Variance có thể phù hợp hơn.

Nếu mục tiêu là giảm thiểu rủi ro và giữ ổn định lợi nhuận, mô hình CVaR là lựa chọn tối ưu nhất.

PHỤ LỤC BÀI TOÁN

Để giải bài toán nhà bán lẻ, ta sử dụng phần mềm lập trình GAMS để tính toán. Phần phụ lục này mục đích để làm rõ quá trình tính toán trên GAMS.

```
sets
W scenarios /w1*w4/
T periods /t1*t2/
F forward contracts /f1*f2/
E client groups /e1*e1/
J Blocks in the forward contracting curve /j1*j3/
I Blocks in the piece-qoute curve /i1*i6/
Ft(F,T) Forward contracts available in period t;

Ft(F,T)=yes;
```

Phụ lục 1: Gọi tên các giá trị cài đặt dữ liệu đầu vào

```
scalars
lambdaRmax Maximum selling price /5/
lambdaRmin Minimum selling price /0/
beta weighting factor /9/
alpha confidence level /0.95/;
```

Phụ lục 2. Gọi tên các đại lượng vô hướng

```
parameters
EPC(T) energy previous contracted
EDG(T) energy from DG
ED(T,E,W) Stochastic demand of the clients
ER(T,E,I,W) Stochastic demand supplied by the retailer
d(T) Duration in hours of every period t
prob(W) Scenatio probality;
```

Phụ lục 3. Gọi tên các thông số dữ liệu

Table lambdaF(F,J)		Price of the forward contracting blocks	
	j1	j2	j3
f1	1.9503	1.9782	2.0541
f2	1.9276	2.0071	2.4041 ;

Phụ lục 4. Bảng các mức giá của đường cong hợp đồng kỳ hạn

table PFmax(F, J)		Upper limit of the forward contracting blocks	
	j1	j2	j3
f1	200	200	200
f2	200	200	200;

Phụ lục 5. Bảng giới hạn trên của các khối đường cong hợp đồng kỳ hạn

table k(I, E)		Demand supplied in the each price-qoute curve block(p.u)	
	e1		
i1	1.0		
i2	0.8		
i3	0.75		
i4	0.6		
i5	0.4		
i6	0.15;		

Phụ lục 6. Nhu cầu được cung cấp của khách hàng tương ứng với các mức giá

table lambdaRI(I, E)		Price of each price-qoute curve block	
	e1		
i1	2.094		
i2	2.201		
i3	2.334		
i4	2.436		
i5	2.654		
i6	2.727;		

Phụ lục 7. Các mức giá của đường cong báo giá

table lambdaP(W, T) Pools prices		
	t1	t2
w1	1.456	2.215
w2	1.534	1.819
w3	1.875	2.180
w4	2.031	1.520;

Phụ lục 8. Giá cả thị trường bán buôn tương ứng với các kịch bản qua các giai đoạn

```
ED('t1',E,'w1')=2814.35; ED('t2',E,'w1')=4795.45;
ED('t1',E,'w2')=4884.7; ED('t2',E,'w2')=3363.4;
ED('t1',E,'w3')=2598.6; ED('t2',E,'w3')=3533.05;
ED('t1',E,'w4')=3590.2; ED('t2',E,'w4')=3059.25;
```

Phụ lục 9. Nhu cầu của khách hàng tương ứng với các kịch bản và giai đoạn

```
d(T)=1;
prob(W)= 1/4;
ER(T,E,I,W)=ED(T,E,W)*k(I,E);
EPC(T)=0;
EDG(T)=50;
```

Phụ lục 10. Các thông số khác của bài toán

```
variables
z                               Objective function
ef                               Effect profit
**                               First-stage variables
PF(F,J)                         Power bought from forward contracts
lambdaR(E,I)                   Auxiliary variable for computing the selling price
v(E,I)                          Selection of block I in price-route curve of group E

**                               Second-stage variables
EP(T,W)                         Energy trade in the pool

**                               Variables associated with risk modeling
xi                               Auxiliary variable used to calculate the CVAR
eta(W)                          Auxiliary variable used to compute the CVAR;

***                               Mathematical characterization of variables ***
Positive variables PF(F,J),eta(W);
Binary variables v(E,I);
```

Phụ lục 11. Khai báo biến

```

EQUATIONS
ObjectiveFunctions
EffectProfit
** Forward contract constraints
LimitContractMax
** Clients Constraints
LimitPriceMin
LimitPriceMax
PriceQouta
**Energy Balance Constraints
EnergyBalance
**CVAR Constraints
CVARConstraint;
ObjectiveFunctions.. z =e= sum(W,prob(W)*sum(T,sum((E,I),ER(T,E,I,W)*
lambdaR(E,I))-lambdaP(W,T)*EP(T,W)-sum(F$Ft(F,T),sum(J,PF(F,J)*
lambdaF(F,J))*d(T))+beta*(xi-
1/(1-alpha)*sum(W,prob(W)*eta(W)));
EffectProfit.. ef =e= sum(W,prob(W)*sum(T,sum((E,I),ER(T,E,I,W)*
lambdaR(E,I))-lambdaP(W,T)*EP(T,W)-sum(F$Ft(F,T),sum(J,PF(F,J)*
lambdaF(F,J))*d(T)));
LimitContractMax(F,J).. PF(F,J) =l= PFmax(F,J);
LimitPriceMin(E,I)$(ord(I) gt 1).. lambdaR(E,I) =g= lambdaRI(I-1,E)*v(E,I);
LimitPriceMax(E,I).. lambdaR(E,I) =l= lambdaRI(I,E)*v(E,I);
PriceQouta(E).. sum(I,v(E,I))=e= 1;
EnergyBalance(T,W).. sum((E,I),ER(T,E,I,W)*v(E,I)) =e= EP(T,W)+
sum(F$Ft(F,T),sum(J,PF(F,J)*d(T))+EPC(T)+EDG(T);
CVARConstraint(W).. xi-(sum(T,sum((E,I),ER(T,E,I,W)*lambdaR(E,I))
-lambdaP(W,T)*EP(T,W)-sum(F$Ft(F,T),sum(J,PF(F,J)*lambdaF(F,J))*d(T)))=l=eta(W);
    
```

Phụ lục 12. Các phương trình của bài toán

SOLVAR
z
ef
PF
lambdaR
v
EP
xi
eta

Phụ lục 13. Các giá trị tính toán được của bài toán

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Quyết định phê duyệt Đề án Thiết kế mô hình thị trường điện bán lẻ cạnh tranh (BCT-QĐ -2093) – ngày 07/08/2020.
- [2]. Đề án Thiết kế mô hình thị trường điện bán lẻ cạnh tranh.
- [3]. Mô hình tổ chức thị trường điện – PGS.TS Bùi Xuân Hôi.
- [4]. Luận văn tốt nghiệp – Đặng Duy Khánh và Lê Thị Dạ Thảo.
- [5]. TT03/2013/TT-BCT, TT56/2014/TT-BCT, BCT., TT45/2018/TT-BCT, TT24/2019/TT
- [6]. Quyết định Ban hành Lập kế hoạch thị trường điện.
- [7]. International Experiences in Retail Electricity Markets Consumer Issues- Agustin J. Ros, Toby Brown, Neil Lessem, Serena Hesmondhalgh, James D. Reitzes, Haruna Fujita.
- [8]. Power System Optimization Modeling in GAMS – Alireza Soroudi.
- [9]. Lộ trình hình thành và phát triển thị trường điện.
- [10]. Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia A0.
- [11]. Biểu giá bán lẻ điện Việt Nam.
- [12]. Cơ chế giá điện sẽ được vận hành như thế nào.