

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT
THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH**

NGUYỄN HOÀNG MINH VŨ

**XÂY DỰNG KỊCH BẢN NGUỒN ĐIỆN HƯỚNG TỚI NỀN
KINH TẾ CARBON THẤP TẠI VIỆT NAM TỚI NĂM 2030**

TÓM TẮT LUẬN ÁN TIẾN SĨ

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

MÃ SỐ: 9520201

Tp. Hồ Chí Minh, 09/2019

CÔNG TRÌNH ĐƯỢC HOÀN THÀNH TẠI
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT
THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH

Người hướng dẫn khoa học 1: **PGS. TS. VÕ VIỆT CƯỜNG**

(Ghi rõ họ, tên, chức danh khoa học, học vị và chữ ký)

Người hướng dẫn khoa học 2: **PGS. TS. PHAN THỊ THANH BÌNH**

(Ghi rõ họ, tên, chức danh khoa học, học vị và chữ ký)

Luận án tiến sĩ được bảo vệ trước

HỘI ĐỒNG CHẤM BẢO VỆ LUẬN ÁN TIẾN SĨ

TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT

THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH

Ngày tháng năm

LỜI CAM ĐOAN

Tôi cam đoan đây là công trình nghiên cứu của tôi.

Các số liệu, kết quả nêu trong Luận án là trung thực và chưa từng được ai công bố trong bất kỳ công trình nào khác.

Tp. Hồ Chí Minh, ngày tháng năm 2019

Nghiên cứu sinh

NGUYỄN HOÀNG MINH VŨ

TÓM TẮT

Điện năng góp phần quan trọng trong việc đảm bảo phát triển kinh tế, đời sống văn hóa xã hội, phát triển khoa học công nghệ, làm nền tảng thúc đẩy giá trị gia tăng của sản xuất, v.v... trên phạm vi quốc gia, khu vực, cũng như toàn thế giới. Việc tính toán khả năng đáp ứng nhu cầu điện năng cho phát triển kinh tế phải được thực hiện trước một bước rất sớm thông qua các kịch bản phát triển tổng thể ngành điện. Trong đó, các ràng buộc về bảo vệ môi trường đang được đặt ra hết sức cấp bách.

Mục tiêu của luận án là nghiên cứu xây dựng kịch bản nguồn điện hướng tới nền kinh tế carbon thấp tại Việt Nam tới năm 2030. Các nội dung nghiên cứu cụ thể bao gồm: (1) Dự báo nhu cầu điện Việt Nam (GWh) đến năm 2030; (2) Dự báo nhu cầu công suất đỉnh của hệ thống điện Việt Nam (P_{max}) đến năm 2030; (3) Phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện Việt Nam đến năm 2030; (4) Đề xuất kịch bản nguồn điện với các kịch bản “xanh” có sự tham gia nhiều hơn của các nguồn năng lượng tái tạo và giảm nhu cầu điện khi có sự tham gia của đèn LED và hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp mái; (5) Tính toán cấu trúc nguồn phát tối ưu về chi phí, tính toán lượng giảm phát thải CO₂ của các kịch bản.

Về (1) dự báo nhu cầu điện Việt Nam (GWh) đến năm 2030, nghiên cứu sinh đã sử dụng phương pháp dự báo theo mô hình kinh tế lượng (Econometric Model) trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas, phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam. Kết quả dự báo cho thấy, nhu cầu điện tại Việt Nam không bị tác động trực tiếp hay rõ ràng bởi các yếu tố GDP và tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ trong cơ cấu GDP của Việt Nam. Các yếu tố được ghi nhận có tác động rõ ràng đến nhu cầu điện đó là: thu nhập, dân số và số hộ gia đình. Dự báo nhu cầu điện năng tiêu thụ của Việt Nam qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 230.195GWh, 349.949GWh và 511.268GWh, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII điều chỉnh.

Về (2) dự báo nhu cầu công suất đỉnh của hệ thống điện Việt Nam (P_{max}), nghiên cứu sinh đã sử dụng mô hình mạng nơron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP. Dự báo qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 40.332MW, 60.835MW và 87.558MW, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII điều chỉnh. Lưu ý kết quả này chưa tính đến các yếu tố mới phát triển của khoa học công nghệ như: Công nghệ chiếu sáng LED, hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp mái.

Về (3) phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện: Đây là điểm hoàn toàn mới của luận án để phục vụ cho việc tìm cấu trúc tối ưu cho các kịch bản. Kết quả đạt được là đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện Việt Nam được chia làm 8 đồ thị phụ tải đặc trưng, được phân loại theo ngày Tết, ngày làm việc, ngày nghỉ (Chủ nhật) tương ứng theo các nhóm tháng. Từ các quy luật về hình dạng đồ thị phụ tải rút ra được từ các nhóm đồ thị phụ tải đặc trưng trong quá khứ, tiến hành dự báo đồ thị phụ tải đặc trưng cho tương lai.

Về (4) đề xuất kịch bản, bốn kịch bản được đề xuất lần lượt là: (1) Business As Usual - BAU: kịch bản nền kinh tế phát triển như hiện tại; (2) Low Green – LG: kịch bản với giả định sự tham gia năng lượng tái tạo ở mức thấp, giá nhiên liệu và nhu cầu thấp; (3) High Green – HG: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo ở mức cao, giá nhiên liệu cao và nhu cầu rất thấp do có sự tham gia của công nghệ chiếu sáng LED; và (4) Crisis: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo thấp, giá nhiên liệu cao và nhu cầu thấp. Trong đó, 02 kịch bản LG và HG chính là những kịch bản “xanh” được đề xuất của luận án. Ngoài ra, kịch bản Crisis, cũng được đề xuất nhằm dự trù tình huống không thuận lợi có thể xảy ra.

Về (5) tìm cấu trúc phát điện tối ưu, hàm mục tiêu là tổng chi phí phát điện thấp nhất, với các ràng buộc của đồ thị phụ tải tương lai được dự báo và các giới hạn của các loại nguồn phát tham gia hệ thống. Phần mềm LINDO được sử dụng và thu được các kết quả chính như sau:

- Công suất lắp đặt dự báo của nguồn thủy điện tại các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 18,1GW, 18,6GW và 21,2GW; nhiệt điện than ở kịch bản HG và kịch

bản BAU cho năm 2020 lần lượt là 15,8GW và 17GW, các kết quả tương ứng cho năm 2025 là 24,6GW và 29,3GW, và cho năm 2030 là 38,9GW và 49,9GW. Xét trong cơ cấu công suất lắp đặt nguồn tổng thể, tỷ lệ nhiệt điện than chiếm từ 27,8% đến 40,6%.

- Đến năm 2020, công suất lắp đặt của nhiệt điện khí đạt xấp xỉ 9,5GW; con số này cho các năm 2025 và 2030 lần lượt là 15,6GW và 23,2GW; chiếm khoảng 16,6% đến 20,3% trong cơ cấu nguồn tổng thể. Các kết quả này gần như không thay đổi ở các kịch bản dự báo. Các dạng nguồn phát điện khác gần như đã đạt đến giới hạn lắp đặt và không có sự thay đổi đáng kể về công suất lắp đặt.
- Kết quả dự báo về sản lượng phát điện của thủy điện tại năm 2020 và 2030 là 66,3TWh và 68,6TWh, giảm tỷ trọng từ 25,3% xuống còn 11,9% sau năm 2030. Dự báo nhiệt điện than gia tăng sản lượng phát điện và chiếm từ 44,3% đến 57,6% tổng sản lượng phát điện. Bên cạnh đó, dự báo nhiệt điện khí cũng có sự tăng trưởng nhẹ qua các năm với sản lượng chiếm tỷ lệ khoảng 19% trong tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng.
- Lượng phát thải dự báo cho kịch bản HG thấp hơn kịch bản BAU 5,7% vào năm 2020, 19,7% vào năm 2025 và 27,1% vào năm 2030 nhờ vào sự đóng góp với tỷ trọng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo và nhu cầu phụ tải giảm do sự tham gia của hệ thống chiếu sáng hiện đại LED và hệ thống năng lượng mặt trời lắp mái (*PV rooftop*).
- Chi phí phát điện được dự báo với kịch bản chi phí nhiên liệu thấp, giá phát điện tương ứng từ 4,35 – 5,52US\$cent/kWh, với kịch bản chi phí nhiên liệu cao thì giá phát điện tương ứng từ 6,03 – 7,76US\$cent/kWh. Một nhận xét đáng chú ý là với kịch bản HG sản lượng phát thải CO₂ sẽ có chi phí thấp hơn kịch bản HG không sản lượng phát thải CO₂ khoảng 10% và điều này dẫn đến chi phí phát điện của kịch bản HG sẽ gần bằng với chi phí phát điện của kịch bản Crisis vào năm 2030.

Các kết quả nghiên cứu trên cho thấy luận án đã hoàn thành mục tiêu nghiên cứu đề ra. Đây là đóng góp rất có ý nghĩa về mặt khoa học và thực tiễn cho sự phát triển điện lực của Việt Nam.

ABSTRACT

Electric power, one of the important promotion-bases of production's added value, plays a vital role for ensuring the development of economics, culture, science and technology of a nation, a region and entire-world also. The estimation (or forecasting) of supply capacity to meet the demand for economics development must be done in early phases of planning process through a concept of "energy scenario"; in which environmental protection is the most urgent constraints.

This study-based thesis aims to build reasonable scenarios for power sources towards to a "low-carbon economy" for Vietnam to 2030. The study comprises five main matters: (1) Forecasting electricity demand (GWh) for Vietnam to 2030; (2) Forecasting the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030; (3) Clustering and predicting hourly electric load profile of Vietnam to 2030; and (4) Introducing green scenarios for generation; in which renewable energy resources are accounted for significant contribution, and the penetrations of LED lamp technologies and solar rooftop photovoltaic (PV) help to reduce the system's consumption demand; and (5) Computing the least-cost optimum structure for Vietnam power generation system and calculating the CO₂ emission potential of different scenarios, correspondingly.

Doing research on forecasting electricity demand (GWh) for Vietnam to 2030, candidate has employed a Cobb – Douglas production function based – econometric model as prediction method, this method is first launched in Vietnam. Forecasted results show that the GDP and the proportion of industry and service in GDP do not make major impacts on electricity demand in Vietnam. Parameters which have strong impact on demand are: (1) The per capita income; (2) Population; and (3) Number of households. With medium scenario of the income, the forecasting consumptions in 2020, 2025, 2030 are 230,195GWh, 349,949GWh, 511,268GWh, respectively. Those results are closed similar to numbers released by the Revised version of Master plan no. VII for power system in Vietnam (PDP VII rev.).

In order to forecast the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030, researcher has implemented the feed-forward back propagation (FFBP) method, a modified model of neural network. P_{max} in 2020, 2025 and 2030 are forecasted at 40,332MW, 60,835MW, and 87,558MW, respectively. Those results are really closed to values of the PDP VII rev. It is noted that new factors related to technological and scientific developments, i.e. LED technology, solar photovoltaic rooftop system, have not been accounted to those results.

Clustering and predicting hourly electric load profile of power system is a pristine point of thesis with aims to provide conditions to figure-out the least-cost optimum structure for Vietnam power generation system. The results show that there are 8 load patterns categorised by the consumption characteristics of Tet holidays, working days, and weekend days corresponding to groups of month. Also, future load patterns have been predicted.

In terms of scenario construction, four scenarios have been suggested. They are: (1) Business As Usual – BAU: scenario with current conditions; (2) Low Green – LG scenario represents for cases of low fuel price, low load demand, and low sharing of renewable energy; (3) High Green – HG scenario is generated to perform the conditions of high fuel price, deeply low load demand, and high renewable energy; and (4) Crisis scenario is the case of high fuel price, low load demand and low sharing of renewable energy. LG and HG are the suggested “green scenarios” of this thesis. The Crisis scenario is introduced to indicate forecasted results caused by the worst conditions.

With aims to find the optimal structure for the national power generation system, an objective function has been employed. Objective function is the function where the power generation cost is minimized, combined to numerous other constraints. LINDO software was launched to generate these following results:

- Forecasted installed capacities of hydro are around 18.1GW, 18.6GW, and 21.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; installed capacities of coal-

thermal power plants in HG and BAU scenarios in 2020 are 15.8GW and 17GW, respectively; in 2025 are 24.6GW and 29.3GW, in 2030 are 38.9GW and 49.9GW, correspondingly. Looking into the national installed capacity, coal-thermal capacity accounts for 27.8% to 40.6%.

- Installed capacities of gas-thermal power plants reach around 9.5GW, 15.6GW and 23.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; account for 16.6% to 20.3% in total installed capacity. These results keep nearly unchanged in all scenarios. Other generations are all reach their upper limit installation and do not change much through scenarios.
- Forecasted results for hydro generation in 2020 and 2030 are 66.3TWh and 68.6TWh, respectively (decreasing from 25.3% to 11.9% after 2030). Coal-thermal generation is forecasted to increase its production continuously by years and contributes 44.3% to 57.6% in the total production. Also, gas generation has a slight increase by years and shares about 19% of total.
- The CO₂ emission of HG scenario is 5.7% lower than the BAU in 2020, 19.7% in 2025, and 27.1% in 2030 due to the significant contribution of renewable resources and the reduction of demand caused by the penetration of LED lamp technologies and solar PV rooftop system.
- Generation costs are computed as 4.35 US\$cent/kWh to 5.52 US\$cent/kWh and 6.03 US\$cent/kWh to 7.76 US\$cent/kWh in correspondence with low and high fuel price scenarios in the future. A considerable note that if CO₂ emission is put into the market in the HG scenario, then the generation cost of HG scenario could reduce 10%, approximately. As a result, it helps generation cost of both HG and Crisis scenarios are nearly same in 2030.

Those results are used to demonstrate the success of thesis. All expected objectives have been reached. Additionally, the success of this thesis can make various significant contributions in terms of scientific and practical platforms for the development of Vietnam power system.

MỤC LỤC

Trang tựa	TRANG
Lời cam đoan	ii
Tóm tắt	iii
Abstract	vii
Mục lục	x
CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN	1
1.1. ĐẶT VẤN ĐỀ.....	1
1.2. MỤC TIÊU VÀ NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU	2
1.2.1. Mục tiêu của nghiên cứu	2
1.2.2. Nhiệm vụ của nghiên cứu.....	2
1.3. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI NGHIÊN CỨU	2
1.3.1. Đối tượng nghiên cứu	2
1.3.2. Phạm vi nghiên cứu	2
1.4. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU.....	3
1.5. ĐIỂM MỚI DỰ KIẾN	3
1.6. GIÁ TRỊ THỰC TIỄN CỦA ĐỀ TÀI.....	4
1.7. BỐ CỤC CỦA LUẬN ÁN.....	4
CHƯƠNG 2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN.....	5
2.1. CÁC PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN NĂNG LƯỢNG TRÊN THỂ GIỚI.....	5
2.2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN CỦA VIỆN NĂNG LƯỢNG	5
2.2.1. Phương pháp trực tiếp	5
2.2.2. Phương pháp gián tiếp	6

2.2.3. Phương pháp dự báo biểu đồ phụ tải	6
2.3. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN CỦA LUẬN ÁN 6	
2.3.1. Lưu đồ phương pháp	6
2.4. KẾT LUẬN CHƯƠNG 2.....	9
CHƯƠNG 3. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN	10
3.1. DẪN NHẬP	10
3.2. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN GWH ĐẾN NĂM 2030	10
3.2.1. Các phương pháp dự báo điện năng tiêu thụ dài hạn	10
3.2.2. Phương pháp đề xuất của luận án.....	12
3.3. DỰ BÁO CÔNG SUẤT ĐỈNH P_{MAX} CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN ĐẾN NĂM 2030.....	14
3.3.1. Các phương pháp dự báo công suất đỉnh (P_{max}) dài hạn	14
3.3.2. Phương pháp đề xuất của luận án.....	15
3.3.3. Dữ liệu đầu vào và kết quả dự báo	15
3.3.4. Kết quả dự báo bằng mô hình FFBP đề xuất	15
3.4. PHÂN NHÓM VÀ DỰ BÁO ĐỒ THỊ PHỤ TẢI	17
3.4.1. Các phương pháp dự báo đồ thị phụ tải.....	17
3.4.2. Các phương pháp phân nhóm đồ thị phụ tải.....	17
3.4.3. Phương pháp đề xuất của luận án.....	18
3.5. KẾT LUẬN CHƯƠNG 3.....	21
CHƯƠNG 4. XÂY DỰNG KỊCH BẢN VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU	22
4.1. DẪN NHẬP	22
4.2. XÂY DỰNG KỊCH BẢN	22

4.3. HÀM MỤC TIÊU VÀ RÀNG BUỘC	25
4.3.1. Xây dựng hàm mục tiêu	25
4.3.2. Các ràng buộc của hàm mục tiêu.....	26
4.4. THU THẬP SỐ LIỆU ĐẦU VÀO.....	26
4.5. GIỚI THIỆU PHẦN MỀM LINDO	27
4.6. KẾT QUẢ	27
4.7. KẾT LUẬN CHƯƠNG 4.....	30
CHƯƠNG 5. TÓM TẮT – KẾT LUẬN – KIẾN NGHỊ	31
5.1. TÓM TẮT	31
5.2. KẾT LUẬN	34
5.2.1. Đóng góp về mặt khoa học:.....	35
5.2.2. Đóng góp về mặt thực tiễn:	36
5.3. KIẾN NGHỊ	37
TÀI LIỆU THAM KHẢO	
DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH ĐÃ CÔNG BỐ	

CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN

1.1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Năng lượng điện là động lực bắt buộc để phát triển kinh tế của tất cả các quốc gia trên thế giới, trong đó có Việt Nam. Điện năng tại Việt Nam chủ yếu được tạo ra từ cơ năng (thủy điện) và nhiệt năng (nhiệt điện than, dầu, khí). Tuy nhiên: (1) Nguồn than đá tại Việt Nam đã cạn kiệt sau một thời gian dài khai thác thiếu quy hoạch, dẫn đến thiếu hụt nguyên liệu than cho các nhà máy nhiệt điện chạy than vốn phụ thuộc hoàn toàn vào trữ lượng than đá quốc gia; (2) Nguồn dầu mỏ hiện nay không phù hợp để phát điện do giá thành phát điện quá cao (trên 10US\$cent/kWh); và (3) Nguồn năng lượng thủy điện cũng tiến gần đến mức tới hạn khi ngày càng nhiều kết quả nghiên cứu về tác động xấu của thủy điện đến môi trường sinh thái được công bố. Trong khi đó, các nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời, sinh khối, v.v... là những nguồn năng lượng được đánh giá rất cao về tiềm năng ở Việt Nam nhưng hiện nay vẫn chưa được khai thác một cách quy mô do tồn tại nhiều rào cản về chính sách.

Tại quy hoạch điện VII điều chỉnh, dự kiến sản lượng phát điện cho các năm 2020, 2025, và 2030 lần lượt là 265TWh, 400TWh và 575TWh. Trong đó nhiệt điện than có tỷ trọng lớn với sản lượng điện tương ứng cho các năm dự báo lần lượt là 49,3%, 55% và 59%; thủy điện giảm từ 25% xuống còn 12,4%; nhiệt điện khí duy trì ổn định ở mức 17 – 19%; điện từ năng lượng tái tạo tăng từ 6,5 – 6,9% trong giai đoạn 2020 – 2025 lên mức 10,7% vào năm 2030. Những chỉ tiêu này chỉ đáp ứng được khoảng 60 – 70% mục tiêu của Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo quốc gia. Như vậy, mặc dù có tiềm năng lớn về các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió, sinh khối, v.v... nhưng đến năm 2030 nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ trọng lớn. Điều này đặt ra thách thức lớn cho việc phát triển nguồn điện đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội và góp phần bảo vệ môi trường, phát triển bền vững của quốc gia. Vì vậy, việc xây dựng các kịch bản nguồn năng lượng nói chung, hay nguồn phát điện nói riêng hướng đến cắt giảm phát thải khí nhà kính với chi phí tối thiểu theo

định hướng phát triển nền kinh tế carbon thấp vào năm 2030 mang một ý nghĩa hết sức quan trọng. Đây là động cơ để nghiên cứu sinh lựa chọn đề tài nghiên cứu **“Xây dựng kịch bản nguồn điện hướng tới nền kinh tế carbon thấp tại Việt Nam tới năm 2030”**

1.2. MỤC TIÊU VÀ NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU

1.2.1. Mục tiêu của nghiên cứu

Với dự báo đến năm 2030, lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam chiếm 66% tổng lượng khí thải, trong đó sản xuất điện chiếm xấp xỉ 29%. Để góp phần giảm lượng phát thải CO₂ ra môi trường và hướng tới nền kinh tế carbon thấp. Luận án nghiên cứu đề xuất các kịch bản nguồn phát điện tối ưu về giá thành và hướng tới giảm phát thải CO₂ cho hệ thống điện Việt Nam đến năm 2030.

1.2.2. Nhiệm vụ của nghiên cứu

- Thu thập, phân tích, tổng hợp tài liệu tham khảo;
- Đề xuất lưu đồ xây dựng kịch bản phát điện xanh tại Việt Nam;
- Dự báo nhu cầu phụ tải Việt nam tới năm 2030;
- Xây dựng các kịch bản phát điện hướng tới giảm phát khí thải CO₂;
- Tính toán cấu trúc phát điện tối ưu về giá thành cho hệ thống điện Việt Nam.

1.3. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHẠM VI NGHIÊN CỨU

1.3.1. Đối tượng nghiên cứu

- Hệ thống nguồn phát điện

1.3.2. Phạm vi nghiên cứu

- Về không gian: Việt Nam;
- Về thời gian: tới năm 2030.

1.4. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

- Phương pháp nghiên cứu tại chỗ (desk-study): nghiên cứu tài liệu, sách, các văn bản chính sách mang tính vĩ mô và các tạp chí khoa học, các đề tài nghiên cứu có liên quan ở trong và ngoài nước. Nghiên cứu các lý thuyết thống kê, dự báo và ảnh hưởng của sai số của dữ liệu;
- Phương pháp tổng hợp dữ liệu (data aggregation study): thu thập số liệu, dữ liệu thống kê gốc có độ tin cậy cao bằng các công cụ thu thập dữ liệu (internet, research-gates, APN,...);
- Phương pháp mô phỏng mô hình (model simulation study):
 - + Xây dựng mô hình mô phỏng LINDO (**L**inear, **I**nteractive, and **D**iscrete **O**ptimiser) để giải các hàm mục tiêu nhằm tối ưu chi phí phát điện và cắt giảm lượng khí thải CO₂;
 - + Xây dựng các giải thuật hoặc sử dụng phần mềm xử lý số liệu, dữ liệu;
 - + Xây dựng các phương pháp kiểm tra, đánh giá, so sánh kết quả nghiên cứu.

1.5. ĐIỂM MỚI DỰ KIẾN

- Dự báo nhu cầu điện sử dụng hàm sản xuất Cobb – Douglas và mô hình kinh tế lượng (Econometric Model), phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam. Phương pháp dự báo phù hợp khi không có số liệu chi tiết của ngành điện.
- Sử dụng mạng nơ ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP – một trong những mô hình của mạng nơ ron – dự báo dài hạn tải đỉnh P_{max} của Việt Nam. Phương pháp được sử dụng khi không có đủ số liệu chi tiết của ngành điện.
- Phân nhóm đồ thị phụ tải áp dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với sự lựa chọn của chuyên gia để tìm ra 08 nhóm đồ thị phụ tải điển hình của hệ thống điện Việt Nam. Phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam.
- Đề xuất 03 kịch bản nguồn phát hoàn toàn mới, hướng tới giảm phát thải cho hệ thống điện Việt nam tới năm 2030.
- Tìm cấu trúc phát điện tối ưu về giá thành cho các kịch bản đề xuất.

1.6. GIÁ TRỊ THỰC TIỄN CỦA ĐỀ TÀI

- Cung cấp phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải mới không cần số liệu chi tiết của ngành điện. Kết quả dự báo này là rất quan trọng phục vụ cho quy hoạch phát triển ngành điện, năng lượng nói riêng, và cho phát triển kinh tế ở phạm vi quốc gia nói chung.
- Cung cấp phương pháp phân nhóm phụ tải điện đặc trưng dựa trên trí tuệ nhân tạo và kiến thức chuyên gia phục vụ cho công tác tính toán cấu trúc phát điện tối ưu và cho vận hành, điều độ hệ thống điện.
- Đề xuất các kịch bản phát điện xanh (giảm lượng khí thải CO₂) góp phần phát triển nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam.

1.7. BỐ CỤC CỦA LUẬN ÁN

Bố cục của luận án bao gồm 5 chương:

- Chương 1: Tổng quan
- Chương 2: Phương pháp xây dựng kịch bản phát điện
- Chương 3: Dự báo nhu cầu điện
- Chương 4: Xây dựng kịch bản và cấu trúc phát điện tối ưu
- Chương 5: Tóm tắt – Kết luận – Kiến nghị

CHƯƠNG 2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN

2.1. CÁC PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN NĂNG LƯỢNG TRÊN THẾ GIỚI

Thách thức chính cho chiến lược đáp ứng nhu cầu năng lượng quốc gia là tính không chắc chắn trong tương lai dài hạn của các yếu tố đầu vào (phía cung) như: (1) Giá năng lượng; (2) Khả năng cung cấp, khai thác các nguồn năng lượng sơ cấp truyền thống, năng lượng tái tạo; và (3) Chính sách của nhà nước; và các yếu tố đầu ra (phía cầu) như: (1) Nhu cầu năng lượng; (2) Sự phát triển của các công nghệ sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Khi đó, phương pháp dự báo được áp dụng phổ biến là phương pháp xây dựng các kịch bản. Trong đó, các tổ hợp của những yếu tố không chắc chắn sẽ được đề xuất thông qua các dự báo hay giả định; với mỗi tổ hợp được đề xuất sẽ được xem như là một kịch bản có thể xảy ra trong tương lai. Việc tính toán tính kinh tế - kỹ thuật – môi trường của từng kịch bản sẽ được giải quyết thông qua việc giải bài toán tối ưu với mục tiêu chi phí năng lượng/điện năng là thấp nhất, cùng với các ràng buộc về kỹ thuật, môi trường.

Để làm rõ cơ sở lý thuyết xây dựng kịch bản, luận án nghiên cứu, tham khảo các phương pháp xây dựng kịch bản năng lượng của hai tổ chức uy tín trên thế giới là cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) và British Petroleum (BP); cùng với các phương pháp xây dựng kịch bản phát điện của một số quốc gia có điều kiện kinh tế và bối cảnh năng lượng tương tự như Việt Nam như Thái Lan, Pakistan, Malaysia.

2.2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN CỦA VIỆN NĂNG LƯỢNG

2.2.1. Phương pháp trực tiếp

Thực hiện tổng hợp dự báo và kế hoạch phát triển từng tỉnh, vùng, miền và từng ngành, nghề, lĩnh vực. Trên cơ sở đó tính toán nhu cầu điện trực tiếp theo mức tiêu hao điện năng trên một đơn vị sản phẩm hoặc đơn vị diện tích.

2.2.2. Phương pháp gián tiếp

Viện Năng lượng đã sử dụng mô hình đa hồi quy (sử dụng phần mềm Simple-E), thực hiện dự báo nhu cầu điện cho ba miền và toàn quốc chứ không dự báo theo quy mô hành chính cấp tỉnh hoặc phạm vi phục vụ của các công ty điện lực thành viên. Phương pháp này được khai thác để dự báo cho ba (03) kịch bản: kịch bản thấp, kịch bản cơ sở, và kịch bản cao. Dữ liệu đầu vào của mô hình bao gồm:

- Dự báo dân số và mức tăng trưởng dân số hàng năm của Việt Nam đến 2030;
- Các kịch bản tăng trưởng kinh tế Quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn 2030;
- Hệ số tiết kiệm năng lượng;
- Dự báo kịch bản giá điện và tác động của giá điện đến nhu cầu;
- Dự báo kịch bản giá nguyên nhiên liệu phát điện.

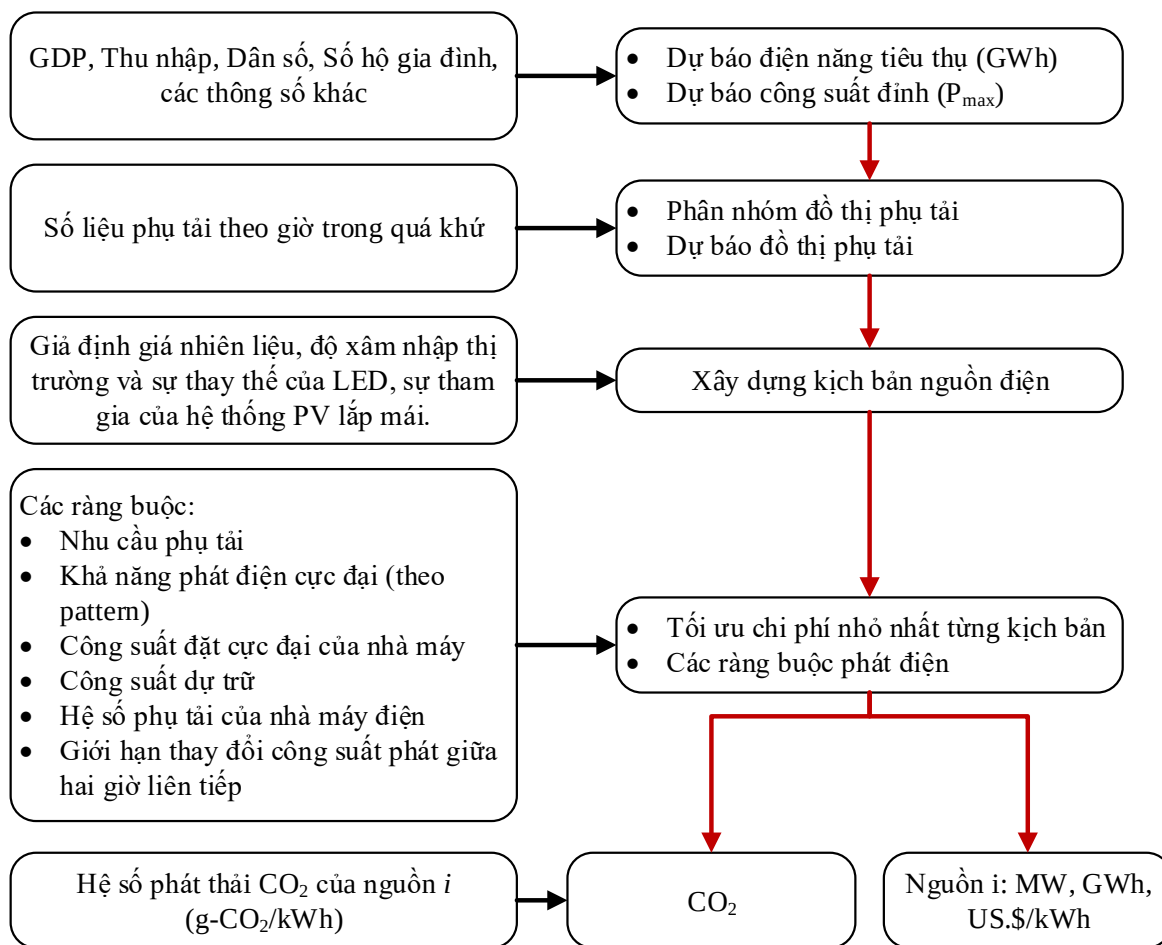
2.2.3. Phương pháp dự báo biểu đồ phụ tải

Phương pháp được áp dụng trong QHĐ VII ĐC để dự báo dạng đồ thị phụ tải toàn quốc và từng vùng, miền, ngành, nghề trong cả nước. Giới hạn và kết quả dự báo của phương pháp này là dự báo đồ thị phụ tải điện của các ngày điển hình (ngày làm việc, ngày nghỉ, ngày cuối tuần, ngày có phụ tải cực đại) theo mùa (mùa khô và mùa mưa) tại các năm mốc 2010, 2015, 2020, 2025, và 2030 của hệ thống điện quốc gia và ba khu vực Bắc, Trung, Nam.

2.3. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN CỦA LUẬN ÁN

2.3.1. Lưu đồ phương pháp

Để thực hiện dự báo nhu cầu điện (GWh) và dự báo nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}) của Việt Nam đến năm 2030, luận án sử dụng các số liệu đầu vào được thu thập, thống kê trong nhiều năm và có khả năng tác động đến nhu cầu điện như: GDP, tốc độ tăng trưởng GDP, thu nhập bình quân trên đầu người, dân số, số hộ gia đình, tỷ trọng giữa các lĩnh vực trong nền kinh tế, v.v...



Hình 2.1. Lưu đồ phương pháp xây dựng kịch bản của luận án

Khối lưu đồ đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện là số liệu đầu vào để dự báo tìm ra đồ thị phụ tải giờ điển hình trong tương lai, làm cơ sở xác định cấu trúc nguồn phát điện tối ưu khi xây dựng kịch bản.

Khối lưu đồ các kịch bản nguồn nhiên liệu, kịch bản nhu cầu điện năng tiêu thụ và kịch bản sự tham gia của công nghệ chiếu sáng LED và năng lượng mặt trời PV lắp mái là các giả định làm cơ sở xây dựng kịch bản nguồn phát điện.

Khối lưu đồ hệ số phụ tải, chi phí vận hành bảo dưỡng, hiệu suất, giới hạn công suất, v.v... là các ràng buộc của chi phí phát điện tối ưu.

Và khối dự báo lượng phát thải CO₂ là tham số để tính toán dự đoán lượng phát thải CO₂ của các kịch bản nguồn phát điện.

2.3.1.1. Quy trình xây dựng kịch bản

Bước 1: Luận án lựa chọn phương pháp dự báo nhu cầu điện (GWh) theo mô hình kinh tế lượng trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas để tiến hành dự báo nhu cầu điện của Việt Nam đến năm 2030. Mô hình dự báo chi tiết được trình bày tại chương 3 của luận án.

Bước 2: Luận án lựa chọn mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP dự báo nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}) do khả năng tự học và tự điều chỉnh trọng số để cải thiện tính chính xác của kết quả dự báo để dự báo nhu cầu công suất cực đại P_{max} . Chi tiết của phương pháp được trình bày trong chương 3 của luận án.

Bước 3: Phân nhóm đồ thị phụ tải và dự báo đồ thị phụ tải: Luận án sử dụng số liệu đồ thị phụ tải theo giờ của hệ thống điện Việt Nam được thu thập trong 10 năm. Luận án lựa chọn giải pháp sử dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với sự lựa chọn của chuyên gia để tìm ra các dạng đồ thị đặc trưng của hệ thống điện Việt Nam tại các năm 2006, 2010, 2012, và 2014. Từ đó, sử dụng các dạng đồ thị tương tự nhau để dự báo đồ thị phụ tải trong tương lai.

Bước 4: Xây dựng kịch bản và tìm cấu trúc tối ưu cho các kịch bản: kịch bản nguồn phát điện được xây dựng nhằm đảm bảo đáp ứng nhu cầu điện đến năm 2030 với cơ cấu nguồn phát điện, chi phí phát điện tối ưu và lượng phát thải khí CO₂ ra môi trường thấp nhất. Các kịch bản được xây dựng dựa trên đặc tính rủi ro và không chắc chắn của các tham số có tác động lớn đến công suất nguồn phát điện và nhu cầu phụ tải trong hệ thống điện như: (1) Giá nhiên liệu trong tương lai; (2) Sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ điện do sự xâm nhập thị trường của công nghệ chiếu sáng LED và các hệ thống năng lượng mặt trời quang điện lắp mái; và (3) Công suất phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo.

Luận án đã sử dụng hàm mục tiêu cấu trúc phát điện tối ưu là tối thiểu tổng chi phí phát điện vào các năm 2020, 2025, và 2030 được trình bày chi tiết tại chương 4 của luận án.

2.4. KẾT LUẬN CHƯƠNG 2

Chương 2 nghiên cứu lần lượt các phương pháp xây dựng kịch bản năng lượng của thế giới như mô hình WEO (IEA), mô hình xây dựng kịch bản năng lượng/điện năng của British Petroleum – BP của Vương quốc Anh, mô hình xây dựng kịch bản nguồn phát điện của các quốc gia có hệ thống điện có sự tương đồng với hệ thống điện Việt Nam như các trường hợp của các quốc gia: Pakistan, Malaysia, Thái Lan và nghiên cứu xây dựng kịch bản quy hoạch phát triển điện lực của Việt Nam. Qua phân tích, nhận thấy các nước Pakistan, Malaysia và Thái Lan đều xây dựng kịch bản nguồn phát điện hướng đến mục tiêu đảm bảo nhu cầu điện năng tiêu thụ cho đất nước và giảm lượng phát thải CO₂ ra môi trường. Các nghiên cứu đã sử dụng kết quả dự báo và các giả định để tiến hành xây dựng kịch bản với số lượng kịch bản được xây dựng từ ba đến năm kịch bản cho mỗi nghiên cứu. Công cụ phổ biến dùng để tính toán xây dựng kịch bản có khác nhau về thương hiệu, tuy nhiên về công năng đều giống nhau và đều là các phần mềm thương mại phổ biến và dễ sử dụng như: LEAP, TIMES, ExSS, v.v... Tuy nhiên, các mô hình kịch bản này chưa xem xét yếu tố đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện. Điều này dẫn đến kết quả các kịch bản nguồn phát điện có vẻ hợp lý nhưng còn có khoảng cách khá lớn khi so với thực tế phát điện.

Điểm nổi bật của phương pháp đề xuất là: (1) Dự báo nhu cầu điện (GWh) theo mô hình kinh tế lượng trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas với việc sử dụng các thông số đầu vào là các số liệu thống kê kinh tế xã hội được công bố rộng rãi; (2) Cấu trúc phát điện tối ưu với chi phí phát điện thấp nhất, ngoài các ràng buộc truyền thống, còn tính tới ràng buộc của đồ thị phụ tải và tính toán lượng giảm phát thải CO₂ ra môi trường.

CHƯƠNG 3. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN

3.1. DẪN NHẬP

Nghiên cứu và xây dựng quy hoạch phát triển điện lực quốc gia cho tương lai nói chung và quy hoạch phát triển nguồn điện có chất lượng tốt và sát với thực tế phát triển kinh tế - xã hội, đảm bảo an ninh năng lượng, sẵn sàng đáp ứng trong các tình huống khẩn cấp của quốc gia, v.v... đòi hỏi quan trọng bậc nhất và đầu tiên là xác định và dự báo nhu cầu sử dụng điện tương đối chính xác. Thực tế, Việt Nam trong nhiều năm qua các quy hoạch phát triển tổng thể điện lực quốc gia chưa đạt hiệu quả như mong muốn, phần lớn có nguyên nhân từ công tác dự báo nhu cầu điện.

Để xây dựng kịch bản nguồn điện phát điện cho Việt Nam hướng đến nền kinh tế carbon thấp tới năm 2030 có độ tin cậy cao, luận án tiến hành nghiên cứu các mô hình dự báo nhu cầu điện cho Việt Nam bằng các công cụ: Sử dụng hàm sản xuất Cobb – Douglas để dự báo nhu cầu điện (GWh), sử dụng mạng nơ ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP để dự báo phụ tải đỉnh (P_{max}) và sử dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ để phân nhóm đồ thị phụ tải, tìm dạng đồ thị phụ tải đặc trưng trong quá khứ và dự báo đồ thị phụ tải giờ cho tương lai. Kết quả của dự báo là cơ sở để luận án thực hiện xây dựng kịch bản phục vụ cho việc quy hoạch nguồn phát điện Việt Nam đến năm 2030.

3.2. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN GWH ĐẾN NĂM 2030

3.2.1. Các phương pháp dự báo điện năng tiêu thụ dài hạn

Trước đây, các kỹ thuật dự báo phụ tải dài hạn thường được phân loại theo hai nhóm: (1) Nhóm các phương pháp dự báo định tính; và (2) Nhóm các phương pháp dự báo định lượng. Trong đó:

- Các phương pháp dự báo định tính thường được các nhà quy hoạch sử dụng để dự báo tương đối. Các phương pháp thông dụng bao gồm phương pháp Delphi, phương pháp lấp đầy đường cong (đồ thị) phụ tải;
- Các phương pháp dự báo định lượng thường là các mô hình phức hợp có hàm lượng các phân tích toán học và số học lớn, các phương pháp này nằm trong các

nhóm hồi quy (*regression analysis*), nhóm san bằng số mũ lũy thừa (*exponential smoothing*) và nhóm phân tích Box-Jenkins.

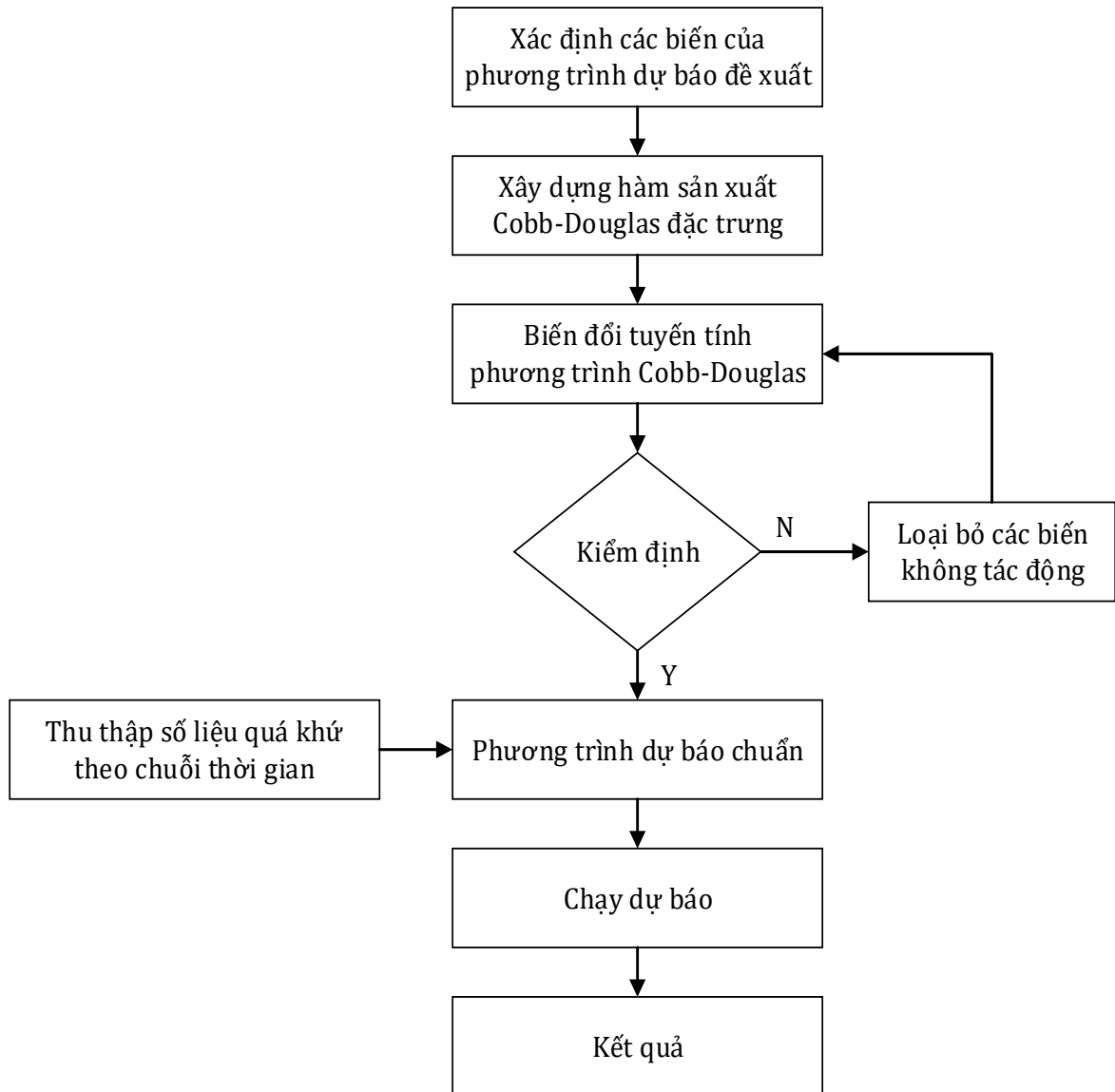
Tuy nhiên hiện nay, do số lượng mô hình dự báo rất lớn, cộng với việc áp dụng kỹ thuật kết hợp các mô hình dự báo truyền thống thành các mô hình lai ghép (*hybrid model*) để cải thiện tính chính xác của dự báo dẫn đến khó khăn trong việc liệt kê các mô hình lai ghép này vào các nhóm phương pháp dự báo theo đặc tính kỹ thuật hoặc hàm toán như trên. Do đó, các nhà khoa học đã đề xuất tổ chức phân loại lại các phương pháp dự báo dài hạn thành hai nhóm chính: (1) Nhóm phương pháp tham số (*parametric methods*); và (2) Nhóm phương pháp trí tuệ nhân tạo (*artificial intelligent methods*). Trong đó:

- Nhóm phương pháp tham số khai thác mối quan hệ giữa nhu cầu phụ tải thực tế và các hệ số tác động trực tiếp đến nó và diễn tả mối quan hệ đó bằng các mô hình toán học. Các phương pháp thuộc nhóm này không cần bất cứ thông tin nội tại nào từ hệ thống mà chúng mô phỏng mà chỉ viện dẫn dữ liệu cho phép truy xuất mối quan hệ giữa các dữ liệu quá khứ để dự báo hành vi tương lai. Các kỹ thuật thống kê được sử dụng chủ đạo trong các phương pháp này là thuật toán hồi quy (*Regression*), dự báo theo chuỗi thời gian (*Time-series Prediction*), v.v... Trong số các mô hình truyền thống này, ba mô hình thông dụng nhất là mô hình phân tích xu hướng (*Trend Analysis*), mô hình tiêu thụ (sử dụng) đầu cuối (*End-use model*) và mô hình kinh tế lượng (*Econometric Model*);
- Nhóm các phương pháp trí tuệ nhân tạo sử dụng công cụ máy học để xử lý số liệu, tính toán và dự báo các tập dữ liệu mới bằng kỹ thuật phát triển lặp. Các phương pháp phổ biến thuộc nhóm này bao gồm: các mô hình mạng nơ-ron (*Neural Network*), máy học định hướng (*Support Vector Machines*), các thuật toán di truyền (*Genetic Algorithms*); logic mờ (*Fuzzy Logics*); hệ chuyên gia (*Expert System*); và các mô hình lai ghép giữa chúng với nhau.

Theo cách phân loại này, các phương pháp dự báo được liệt kê theo đúng bản chất nội tại của chúng, và giúp các nhà quy hoạch dự báo nhu cầu điện dễ dàng lựa chọn phương pháp theo điều kiện thực tế về dữ liệu của họ.

3.2.2. Phương pháp đề xuất của luận án

3.2.2.1. Lưu đồ nghiên cứu



Hình 3.1. Lưu đồ phương pháp dự báo nhu cầu điện trên nền tảng hàm sản xuất Cobb-Douglas

3.2.2.2. Dữ liệu đầu vào và kết quả

a. Dữ liệu đầu vào

Dữ liệu đầu vào được tập hợp theo chuỗi thời gian từ 1990 đến 2015.

Bảng 3.1. Bảng tổng hợp dữ liệu đầu vào của mô hình dự báo đề xuất

Năm	Điện năng tiêu thụ	GDP	Dân số	Thu nhập	Tỷ trọng CN&DV	Số hộ gia đình
	<i>GWh</i>	<i>Tỷ USD</i>	<i>Ngàn dân</i>	<i>USD/dân</i>	<i>%</i>	<i>Triệu hộ</i>
1990	8.678	6,47	66.017	100	61,3	15,49
1991	9.152	9,61	67.242	110	59,5	15,93
1992	9.654	9,87	68.450	130	66,1	13,42
1993	10.665	13,18	69.645	170	70,1	13,81
1994	12.284	16,29	70.825	200	72,6	14,21
1995	14.636	20,74	71.996	260	72,8	14,62
1996	16.946	24,66	73.157	310	72,2	15,05
1997	19.151	26,84	74.307	350	74,2	15,49
1998	21.665	27,21	75.456	360	74,2	15,93
1999	23.739	28,68	76.597	370	74,6	16,66
2000	26.745	33,64	77.631	400	77,3	16,87
2001	30.187	35,29	78.621	430	78,5	17,36
2002	34.073	37,95	79.538	460	78,7	17,87
2003	38.461	42,72	80.467	510	79,1	18,38
2004	43.414	49,42	81.436	590	80,0	18,92
2005	49.008	57,63	82.392	680	80,7	19,47
2006	53.845	66,37	83.311	760	81,3	20,03
2007	59.159	77,41	84.219	850	81,3	20,61
2008	64.998	99,13	85.119	1.000	79,6	21,21
2009	71.415	106,01	86.025	1.120	80,8	22,44
2010	78.466	115,93	86.933	1.270	69,1	22,80
2011	94.658	135,54	87.860	1.390	69,0	23,16
2012	105.474	155,82	88.809	1.550	70,8	23,53
2013	115.069	171,22	89.760	1.740	71,9	23,85
2014	128.435	186,20	90.729	1.900	72,3	24,27
2015	141.800	193,60	91.704	1.990	73,0	25,18

b. Kết quả dự báo nhu cầu điện năng của Việt Nam đến năm 2030

Sau quá trình kiểm định để loại bỏ các biến không phù hợp, lúc này phương trình dự báo chỉ còn ba biến số dự báo, bao gồm: (1) Dân số; (2) Thu nhập bình quân đầu người; và (3) Số hộ gia đình tại Việt Nam. Giá trị dự báo của các biến số này được

liệt kê trong Bảng 3.2. Thay các giá trị này vào hàm dự báo, luận án thu được các kịch bản nhu cầu điện trong tương lai tại các năm 2020, 2025, và 2030 (Bảng 3.3):

Bảng 3.2. Tổng hợp số liệu dự báo đầu vào về dân số, thu nhập bình quân đầu người, và số hộ gia đình của Việt Nam qua các năm 2020, 2025, và 2030

Biến số	Ghi chú	2020	2025	2030
Dân số (triệu người)	<i>Triệu người</i>	96,302	99,929	102,886
Thu nhập bình quân (USD/người)	<i>Kịch bản thấp</i>	3.307	4.939	7.205
	<i>Kịch bản cơ sở</i>	3.370	5.111	7.836
	<i>Kịch bản cao</i>	3.485	5.450	8.450
Số hộ gia đình (triệu hộ)	<i>Triệu hộ</i>	29,89	34,49	39,79

Bảng 3.3. Kết quả dự báo nhu cầu điện trong tương lai của Việt Nam tương ứng với các kịch bản của số liệu đầu vào

Nhu cầu điện dự báo (GWh)	2020	2025	2030
Kịch bản thấp	229.341	347.597	502.882
Kịch bản cơ sở	230.195	349.949	511.268
Kịch bản cao	231.722	354.404	518.923

3.3. DỰ BÁO CÔNG SUẤT ĐỈNH P_{MAX} CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN ĐẾN NĂM 2030

Dự báo P_{max} hay còn gọi là dự báo nhu cầu công suất cực đại trong khoảng thời gian dự báo đòi hỏi độ chính xác cao để tính toán độ dự trữ công suất phù hợp, phục vụ kế hoạch sản xuất điện, điều tiết, dự phòng và an ninh năng lượng.

3.3.1. Các phương pháp dự báo công suất đỉnh (P_{max}) dài hạn

Trong gần ba thập kỷ vừa qua, giới khoa học quốc tế đã ghi nhận khá nhiều các mô hình dự báo công suất đỉnh (P_{max}) dài hạn hiệu quả đã được trình bày ở phần trước, bao gồm:

- Mô hình SARIMAT: mô hình dự báo dựa trên dữ liệu chuỗi thời gian, trong đó chuỗi thời gian là một tập hợp các giá trị dữ liệu của một biến dự báo nào đó.
- Mô hình hồi quy.
- Mô hình logic mờ.
- Mô hình mạng nơ ron hay các mô hình lai ghép.

3.3.2. Phương pháp đề xuất của luận án

Mối tương quan giữa nhu cầu phụ tải điện và các yếu tố tác động truyền thống như GDP và các yếu tố kinh tế, xã hội như mức tiêu thụ điện theo đầu người, mức tiêu hao điện năng trên đơn vị sản phẩm, giá điện, v.v... bị ảnh hưởng đáng kể theo thời gian và mối quan hệ giữa chúng là mối quan hệ không tường minh. Các hàm toán biểu diễn tính không tường minh thường rất phức tạp và khó đưa ra được kết quả chính xác. Do vậy, mạng nơ-ron FFBP được nghiên cứu và phát triển để tìm ra các mối tương quan nêu trên bằng giải thuật xấp xỉ các hàm phi tuyến biểu diễn tính chất không tường minh đó. Quy trình dự báo bao gồm các bước:

- Xây dựng giải thuật mạng FFBP
- Cập nhật các vector trọng số
- Hiệu chỉnh trọng số vector
- Lựa chọn hàm tác động
- Xây dựng luật học có giám sát
- Kiểm soát các ràng buộc và xuất kết quả

3.3.3. Dữ liệu đầu vào và kết quả dự báo

Để dự báo công suất nhu cầu đỉnh P_{max} của hệ thống điện Việt Nam, luận án lựa chọn hai biến ngõ vào là tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm) và nhu cầu điện năng tiêu thụ năm (GWh). Dữ liệu đầu vào trong quá khứ được thể hiện trong Bảng 3.4, trong đó bao gồm: X_1 – tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm), X_2 – điện năng tiêu thụ năm (GWh), Y_{target} là công suất đỉnh (P_{max}). Số liệu dự báo về tăng trưởng GDP và nhu cầu điện (GWh) theo QHĐ VII điều chỉnh được trình bày trong Bảng 3.5 để làm cơ sở dự báo. Sau khi mạng kết thúc quá trình huấn luyện, lấy 5 giá trị gần nhất để so sánh giá trị P_{max} thông qua ngõ ra từ mạng nơ-ron.

3.3.4. Kết quả dự báo bằng mô hình FFBP đề xuất

Khi so sánh với giá trị kiểm tra để đánh giá sai số của mô hình FFBP, kết quả dự báo được trình bày ở Bảng 3.6. Sai số trung bình của mô hình đạt xấp xỉ 1,92%.

Bảng 3.4. Dữ liệu quá khứ dùng để huấn luyện mạng đề xuất

Năm	X_1	X_2	Y_{target}
	$[\%/năm]$	$[GWh]$	$[MW]$
A. Tập dữ liệu huấn luyện			
1990	5,10	8.678	1.660
1991	6,00	9.152	1.850
1992	8,60	9.654	2.005
1993	8,10	10.665	2.143
1994	9,30	12.284	2,408
1995	9,54	14.636	2.796
1996	9,34	16.946	3.177
1997	8,15	19.151	3.595
1998	5,80	21.665	3.875
1999	4,80	23.739	4.329
2000	7,10	26.745	4.615
2001	7,10	30.187	5.181
2002	7,10	34.073	5.817
2003	7,10	38.461	6.530
2004	7,10	43.414	7.331
2005	7,55	49.008	8.230
2006	6,98	53.845	9.015
2007	7,13	59.159	9.876
2008	5,66	64.998	10.818
2009	5,40	71.415	11.851
2010	6,42	78.466	15.416
B. Tập dữ liệu kiểm tra			
2011	6,24	94.658	16.490
2012	5,25	105.474	18.603
2013	5,42	115.069	20.010
2014	5,98	128.435	22.210
2015	6,20	141.800	25.295

Bảng 3.5. Số liệu đầu vào

Năm	Tăng trưởng GDP	Nhu cầu điện năng
	$[\%/năm]$	$[GWh]$
2020	7,0	230.195
2025	7,0	349.949
2030	7,0	511.268

Bảng 3.6. Kết quả dự báo công suất nhu cầu đỉnh P_{max}

Năm	Công suất nhu cầu đỉnh P_{max} dự báo
	$[MW]$
2020	40.332
2025	60.835
2030	87.558

3.4. PHÂN NHÓM VÀ DỰ BÁO ĐỒ THỊ PHỤ TẢI

Thông thường, việc phân nhóm chủ yếu nhằm mục đích phân loại hộ tiêu thụ điện theo đặc tính hành vi tiêu thụ để hoạch định giá điện và xây dựng các chương trình quản lý nhu cầu tiêu thụ điện của các đơn vị cung cấp điện. Tuy nhiên, trong lĩnh vực quy hoạch hệ thống điện thì phân nhóm đồ thị phụ tải còn có nhiều ý nghĩa quan trọng khác. Để giảm số lượng biến của chương trình dự báo, một trong những phương pháp hiệu quả là phân nhóm đồ thị phụ tải để tìm ra các nhóm phụ tải có cùng hình dạng. Với ý nghĩa tương tự như vậy trong quy hoạch nhu cầu điện dài hạn, luận án thực hiện phân nhóm đồ thị phụ tải để tìm ra các quy luật tiêu thụ điện tại Việt Nam trong quá khứ, trên cơ sở đó dự báo đồ thị phụ tải điện của từng nhóm phụ tải đến năm 2030.

3.4.1. Các phương pháp dự báo đồ thị phụ tải

Các phương pháp dự báo đồ thị phụ tải cũng được phân thành hai nhóm: (1) Nhóm các phương pháp thống kê; và (2) Nhóm các phương pháp mô phỏng trí tuệ nhân tạo.

- Nhóm các phương pháp thống kê: các phương pháp nổi bật và được sử dụng phổ biến bao gồm phương pháp thống kê ARIMA, phương pháp san bằng hàm mũ biến kép Holt-Winters, mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược và hồi quy tuyến tính sử dụng các phân tích thành phần trọng số (PCA). Trong đó, phương pháp san bằng hàm mũ biến kép Holt-Winters là phương pháp chính xác nhất, đơn giản nhất và nhanh nhất.
- Nhóm các phương pháp mô phỏng trí tuệ nhân tạo: Trong số các phương pháp mô phỏng trí tuệ nhân tạo thì mạng nơ-ron là phương pháp được quan tâm, nghiên cứu và ứng dụng phổ biến nhất trong dự báo đồ thị phụ tải điện.

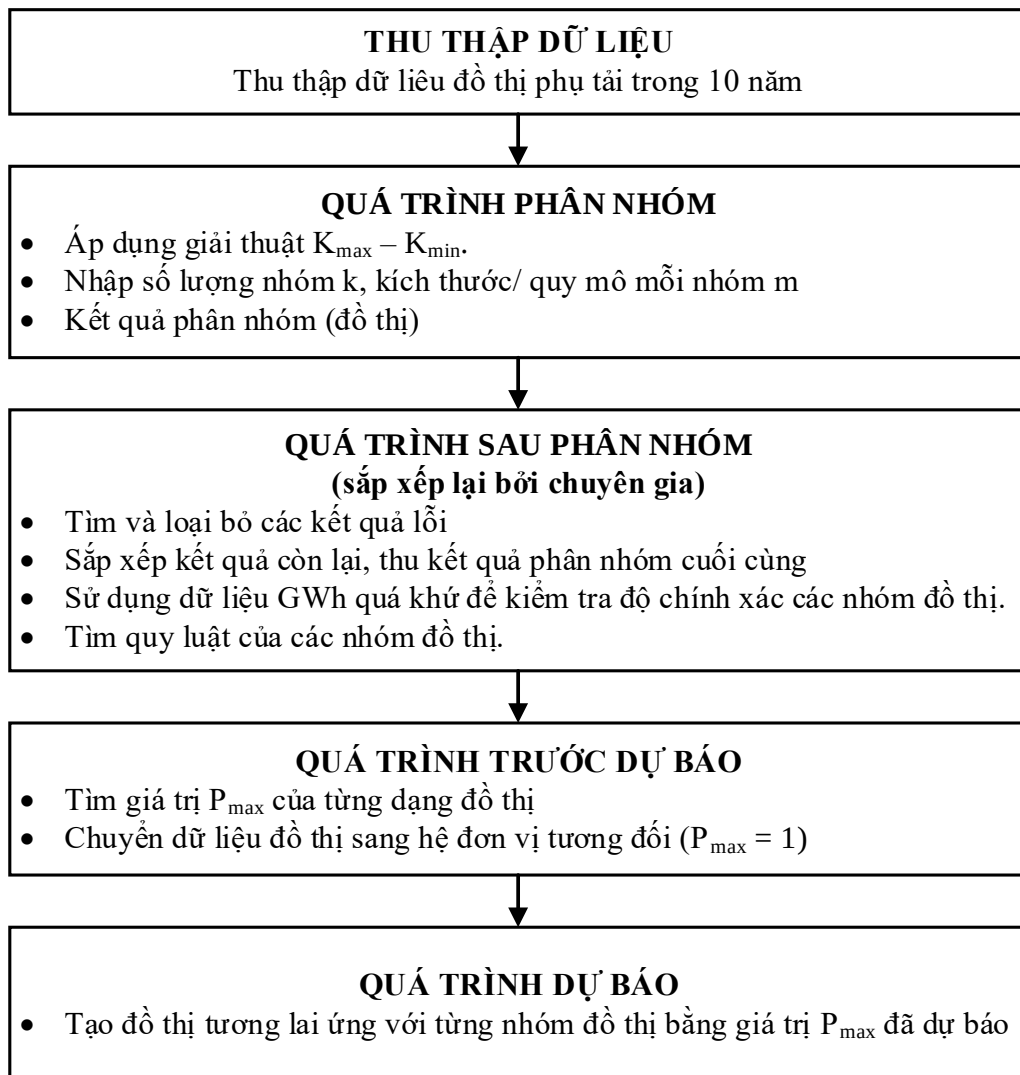
3.4.2. Các phương pháp phân nhóm đồ thị phụ tải

Về mặt lý thuyết, các phương pháp phân nhóm đồ thị phụ tải được chia thành ba nhóm chính: (1) Nhóm phương pháp phân nhóm không theo luật học giám sát; (2) Nhóm các phương pháp trí tuệ nhân tạo; và (3) Nhóm các phương pháp khác.

- Phương pháp phân nhóm không luật học giám sát cổ điển nhất là phương pháp bản đồ tự sắp xếp Kohonen (*Kohonen's self-organising map – SOM*);
- Các phương pháp trí tuệ nhân tạo bao gồm mạng nơ-ron, phương pháp lượng tử hóa vector, logic mờ, kỹ thuật thống kê K-means (KM), phân tích chuỗi đa biến, và các phương pháp lai ghép khác;
- Các phương pháp vừa được định nghĩa gần đây bằng lý thuyết thông tin như phương pháp FDL, phân loại tập hợp bằng vec-tơ định hướng.

3.4.3. Phương pháp đề xuất của luận án

3.4.3.1. Lưu đồ dự báo



Hình 3.2. Lưu đồ phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải

3.4.3.2. Kết quả quá trình phân nhóm phụ tải

Kết quả phân nhóm đồ thị phụ tải được liệt kê trong Bảng 3.7. Sau khi xác định và loại bỏ lỗi bằng hệ chuyên gia, kết quả cuối cùng được trình bày trong Bảng 3.8. Kết quả kiểm định sai số giữa nhu cầu dự báo và thực tế được thể hiện trong Bảng 3.9.

Bảng 3.7. Kết quả phân nhóm đồ thị phụ tải sau quá trình phân nhóm

STT	Dạng đồ thị	2006	2010	2012	2014
1	Ngày nghỉ tết	X	X	X	X
2	Ngày làm việc tháng 1, 2		X	X	
3	Ngày làm việc tháng 1, 2, 3	X			X
4	Ngày làm việc tháng 3, 4		X		
5	Ngày làm việc tháng 3, 4, 5			X	
6	Ngày làm việc tháng 4, 5				X
7	Ngày làm việc tháng 4, 5, 8	X			
8	Ngày làm việc tháng 5, 6		X		
9	Ngày làm việc tháng 6, 7	X			
10	Ngày làm việc tháng 7, 8		X		
11	Ngày làm việc tháng 6, 7, 8			X	X
12	Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12	X	X	X	X
13	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 1, 2, 3	X			
14	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 1, 2		X		X
15	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 1, 2, 3, 4			X	
16	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 3, 4, 5		X		X
17	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 4, 5, 8	X			
18	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 5, 6, 7, 8, 9		X	X	X
19	Chủ nhật tháng 6, 7	X			
20	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 9, 10, 11, 12	X			
21	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 10, 11, 12		X	X	X

Bảng 3.8. Kết quả phân nhóm phụ tải sau quá trình tái phân nhóm

STT	Dạng đồ thị
1	Ngày nghỉ tết
2	Ngày làm việc tháng 1, 2
3	Ngày làm việc tháng 3, 4, 5
4	Ngày làm việc tháng 6, 7, 8
5	Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12
6	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 1, 2
7	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
8	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 10, 11, 12

Bảng 3.9. Kết quả kiểm định sai số giữa điện năng tiêu thụ (GWh) thu được từ đồ thị phụ tải và điện năng tiêu thụ (GWh) thực tế

Năm	Nhu cầu GWh thực	Nhu cầu GWh từ đồ thị	Sai số
	[GWh]	[GWh]	[%]
2010	99.199	99.896	0,72
2012	118.500	119.617	0,94
2014	144.316	143.283	-0,76

3.4.3.3. Kết quả quá trình dự báo đồ thị tương lai

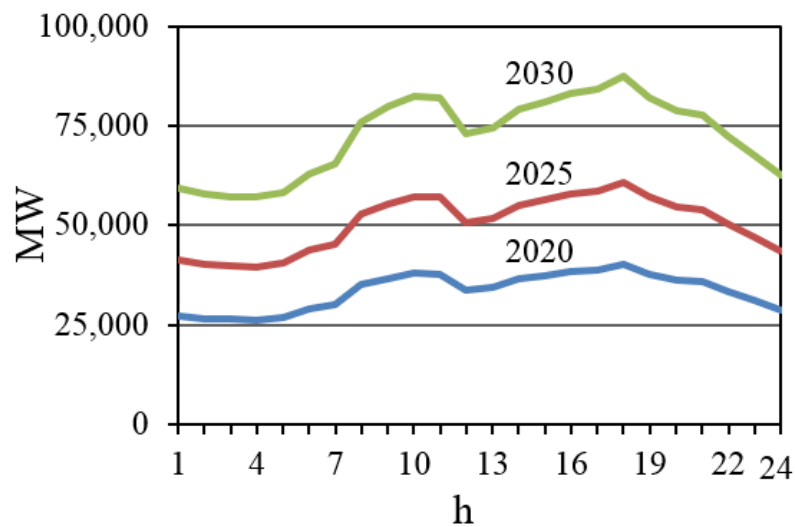
Các giá trị công suất đỉnh P_{max} dự báo cho từng dạng đồ thị vào năm 2020, 2025 và 2030 được trình bày trong Bảng 3.10. Những giá trị này được dùng để khởi tạo dự báo đồ thị phụ tải cho các năm tương ứng đó (Bảng 3.11). Đồ thị phụ tải dự báo điển hình cho dạng đồ thị ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 tại các năm 2020, 2025 và 2030 được thể hiện ở Hình 3.3.

Bảng 3.10. Dự báo công suất đỉnh (P_{max}) đến năm 2030

Năm	Công suất đỉnh dự báo
	[MW]
2020	40.332
2025	60.835
2030	87.558

Bảng 3.11. Dự báo công suất đỉnh (P_{max}) của từng nhóm đồ thị cho các năm 2020, 2025 và 2030 (MW)

STT	Dạng đồ thị	2020	2025	2030
1	Ngày nghỉ tết	24.603	37.109	53.410
2	Ngày làm việc tháng 1, 2	35.492	53.535	77.051
3	Ngày làm việc tháng 3, 4, 5	39.929	60.227	86.682
4	Ngày làm việc tháng 6, 7, 8	39.929	60.227	86.682
5	Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12	40.332	60.835	87.558
6	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 1, 2	31.056	46.843	67.420
7	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9	33.879	51.101	73.549
8	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 10, 11, 12	36.299	54.752	78.802



Hình 3.3. Đồ thị phụ tải dự báo cho dạng đồ thị ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 tại các năm 2020, 2025 và 2030

3.5. KẾT LUẬN CHƯƠNG 3

Chương 3 của luận án đã áp dụng những phương pháp để dự báo như sau:

- Sử dụng phương pháp dự báo theo mô hình kinh tế lượng với hàm sản xuất Cobb – Douglas để dự báo nhu cầu điện (GWh) cho Việt Nam đến năm 2030.
- Sử dụng mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP để dự báo công suất đỉnh (P_{max}).
- Ứng dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với kiến thức, kinh nghiệm của chuyên gia để lựa chọn, tìm ra các dạng đồ thị phụ tải điển hình trong quá khứ của hệ thống điện và dự báo đồ thị phụ tải trong tương lai.

Các kết quả nghiên cứu dự báo ở Chương 3 là cơ sở để luận án đề xuất các kịch bản phát điện xanh cho Việt Nam đến năm 2030 ở Chương 4.

CHƯƠNG 4. XÂY DỰNG KỊCH BẢN VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU

4.1. DẪN NHẬP

Hoạch định chiến lược phát triển kinh tế - xã hội, đảm bảo an ninh kinh tế, an ninh năng lượng và quy hoạch phát triển điện lực quốc gia trong tương lai dài hạn cần căn cứ vào kết quả nghiên cứu có cơ sở khoa học và sát với thực tế. Đối với ngành điện, để có thể quy hoạch phát triển điện lực quốc gia một cách chủ động, có tính toán, hài hòa với các lĩnh vực khác của nền kinh tế và đảm bảo các yếu tố bảo vệ môi trường, và đặc biệt có nhiều yếu tố bất định tác động trong quá trình thực thi quy hoạch. Đề giải quyết bài toán này, cần thiết phải thực hiện xây dựng các kịch bản nhằm dự báo dài hạn có độ chính xác và ứng phó được với các rủi ro khó xác định trong tương lai.

4.2. XÂY DỰNG KỊCH BẢN

Các kịch bản được xây dựng dựa trên đặc tính rủi ro và không chắc chắn của các hệ số có tác động lớn đến công suất nguồn phát và nhu cầu phụ tải trong hệ thống điện. Các hệ số này bao gồm: (1) Giá nhiên liệu trong tương lai; (2) Sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ do sự xâm nhập thị trường của công nghệ LED và các hệ thống năng lượng mặt trời quang điện trên mái; và (3) Công suất phát điện từ năng lượng tái tạo.

Để xây dựng được kịch bản theo mục tiêu của luận án, các giả định liên quan đến các hệ số trên được thiết lập như trong các Bảng 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 và 4.6.

Khi kết hợp tác động của toàn bộ các yếu tố trên, luận án thực hiện xây dựng các kịch bản khác nhau về nhu cầu phát điện quốc gia. Bằng cách thay đổi các điều kiện đầu vào cho mô hình, bốn (04) kịch bản được đề xuất bao gồm:

- (1) Kịch bản Business As Usual (BAU) với điều kiện giá nhiên liệu thấp, nhu cầu phụ tải cao và công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo thấp;
- (2) Kịch bản Low Green (LG) giả định giá nhiên liệu thấp, nhu cầu phụ tải thấp, và công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo cao;

(3) Kịch bản High Green (HG) giả định giá nhiên liệu cao, nhu cầu tiêu thụ “rất thấp”, và công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo cao; và

(4) Kịch bản Crisis được giả định xảy ra khi giá nhiên liệu cao, nhu cầu tiêu thụ thấp và công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo thấp.

Các kịch bản nhu cầu phát điện tương ứng với các điều kiện đầu vào khác nhau được tổng hợp trong bảng 4.7.

Bảng 4.1. Những giả định liên quan đến đèn LED đến năm 2030

Năm	Điện năng tiêu thụ cho chiếu sáng	Tỷ lệ hệ số điện kín chiếu sáng và hệ số điện kín hệ thống	Công suất đỉnh của phụ tải chiếu sáng	Tỷ trọng xâm nhập thị trường của LED	Tỷ lệ cắt giảm tiêu thụ nhờ LED
	(%)		(%)	(%)	(%)
2020	23	0,75	30,7	10	50
2025	21		28,0	30	
2030	19		25,3	65	

Bảng 4.2. Tiêu thụ điện khu vực dân dụng và giả định về sự xâm nhập thị trường của PV lắp mái đến 2030

Năm	Tỷ trọng tiêu thụ điện của lĩnh vực dân dụng	Tỷ lệ xâm nhập thị trường của các hệ thống PV lắp mái	
		Kịch bản thấp	Kịch bản cao
	(%)	(%)	(%)
2020	34,75	2	2
2025	31,36	10	15
2030	28,63	20	30

Bảng 4.3. Giả định về nhu cầu điện năng và công suất đỉnh của hệ thống điện khi có sự tham gia của LED

Năm	Nhu cầu điện năng			Công suất đỉnh		
	<i>KB cao</i>	<i>KB thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i>	<i>KB cao</i>	<i>KB thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i>
	(TWh)	(TWh)	(%)	(GW)	(GW)	(%)
2020	230,20	227,55	1,2	40,33	39,71	1,5
2025	349,95	338,93	3,2	60,84	58,28	4,2
2030	511,27	479,70	6,2	87,56	80,35	8,2

Bảng 4.4. Kịch bản cắt giảm nhu cầu tiêu thụ điện năng quốc gia khi có sự tham gia đồng thời của công nghệ LED và PV lắp mái

Năm	Nhu cầu			
	<i>KB thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i>	<i>KB rất thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i>
	<i>(TWh)</i>	<i>(%)</i>	<i>(TWh)</i>	<i>(%)</i>
2020	225,97	1,8	225,97	1,8
2025	328,30	6,2	322,98	7,7
2030	452,23	11,5	438,50	14,2

Bảng 4.5. Kịch bản công suất nguồn phát điện từ năng lượng tái tạo theo quyết định số 428/QĐ-TTg

Nguồn phát	Đơn vị	2020	2025	2030
Thủy điện nhỏ	TWh	11,1	12,4	17,7
	GW	3,8	5,2	6,8
Sinh khối (thấp)	TWh	2,7	4,8	12,6
	GW	0,5	0,9	2,4
Gió (thấp)	TWh	2,1	4,0	12,0
	GW	0,8	2,0	6,0
Mặt trời (thấp)	TWh	8,8	12,8	18,9
	GW	6,1	8,0	12,0

Bảng 4.6. Kịch bản công suất nguồn phát điện từ năng lượng tái tạo theo quyết định số 2068/QĐ-TTg

Nguồn phát	Đơn vị	2020	2025	2030
Sinh khối (cao)	TWh	8,0	19,2	36,0
	GW	1,5	3,6	6,9
Gió (cao)	TWh	2,7	6,0	15,4
	GW	1,0	3,0	7,7
Mặt trời (cao)	TWh	8,8	23,8	34,3
	GW	6,1	15,0	21,8

Bảng 4.7. Các kịch bản phát điện được đề xuất và điều kiện tương ứng

Kịch bản	Giá nhiên liệu	Nhu cầu tiêu thụ	Công suất NLTT
BAU	Thấp	Cao	Thấp
Low Green (LG)	Thấp	Thấp	Cao
High Green (HG)	Cao	Rất thấp	Cao
Crisis	Cao	Thấp	Thấp

4.3. HÀM MỤC TIÊU VÀ RÀNG BUỘC

4.3.1. Xây dựng hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu của cấu trúc phát điện tối ưu là tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện vào các năm 2020, 2025, và 2030. Biểu diễn toán học của hàm như sau:

$$O = \sum_{g,q,t,y} W_y \cdot CE_{g,y} \cdot X_{g,q,t,y} \rightarrow \min \quad (4.1)$$

Trong đó:

- g : loại phát điện (thủy điện, than, khí, thủy điện nhỏ, sinh khối, gió, quang điện mặt trời, nhập khẩu);
- q : dạng đồ thị của hệ thống (tham khảo Bảng 4.9);
- t : thời gian trong một ngày (từ 1:00 đến 24:00);
- y : năm tính toán (2020, 2025, 2030);
- $CE_{g,y}$: chi phí phát điện của nhà máy điện g năm y ;
- $X_{g,q,t,y}$: công suất phát tối ưu về chi phí của nhà máy sử dụng nguồn phát g cho dạng tải q tại thời điểm t của năm y ;
- W_y : hệ số quy đổi thời giá và được tính như sau:

$$W_y = \left[\frac{1+r}{1+\varepsilon} \right]^{y-2014} \quad (4.2)$$

- r : lãi suất (8%/năm);
- ε : tỷ lệ lạm phát (4%/năm);

Chi phí phát điện CE (US \$/kWh) của nhà máy g trong năm y được tính như sau:

$$CE_{g,y} = \frac{\Sigma(F_{g,y} + A_{g,y} + MO_{g,y})}{Q_{g,y}} \quad (4.3)$$

Trong đó:

- $F_{g,y}$: chi phí nhiên liệu;
- $A_{g,y}$: khấu hao vốn đầu tư;

- $MO_{g,y}$: chi phí vận hành, bảo trì;
- $Q_{g,y}$: sản lượng của nhà máy điện g năm y [kWh];

Khấu hao hằng năm $A_{g,y}$ (US \$/năm) được tính như sau:

$$A_{g,y} = \frac{r_0 \cdot (1 + r_0)^n}{(1 + r_0)^n - 1} \cdot I_{g,y} \cdot C_{g,y} \cdot 10^3 \quad (4.4)$$

Trong đó:

- r_0 : tỷ lệ lãi suất vay ODA (3.8%/năm) [%/năm];
- n : vòng đời của nhà máy g [năm];
- $I_{g,y}$: suất đầu tư của nhà máy điện g năm y [US \$/kW];
- $C_{g,y}$: công suất đặt của nhà máy điện g năm y [MW].

4.3.2. Các ràng buộc của hàm mục tiêu

Các hàm buộc cho hàm mục tiêu (4.1) là: (1) Nhu cầu phụ tải; (2) Khả năng phát điện cực đại; (3) Công suất đặt cực đại; (4) Công suất dự trữ; (5) Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp; và (6) Hệ số phụ tải.

4.4. THU THẬP SỐ LIỆU ĐẦU VÀO

Số liệu đầu vào cần thu thập bao gồm:

- Dạng biểu đồ phụ tải đặc trưng;
- Công suất đặt cực đại của nhà máy điện
- Công suất dự trữ của nhà máy điện
- Hệ số phụ tải của nhà máy điện
- Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp
- Phát thải CO₂ và giá bán CO₂ trên thị trường
- Chi phí quy dẫn phát điện.

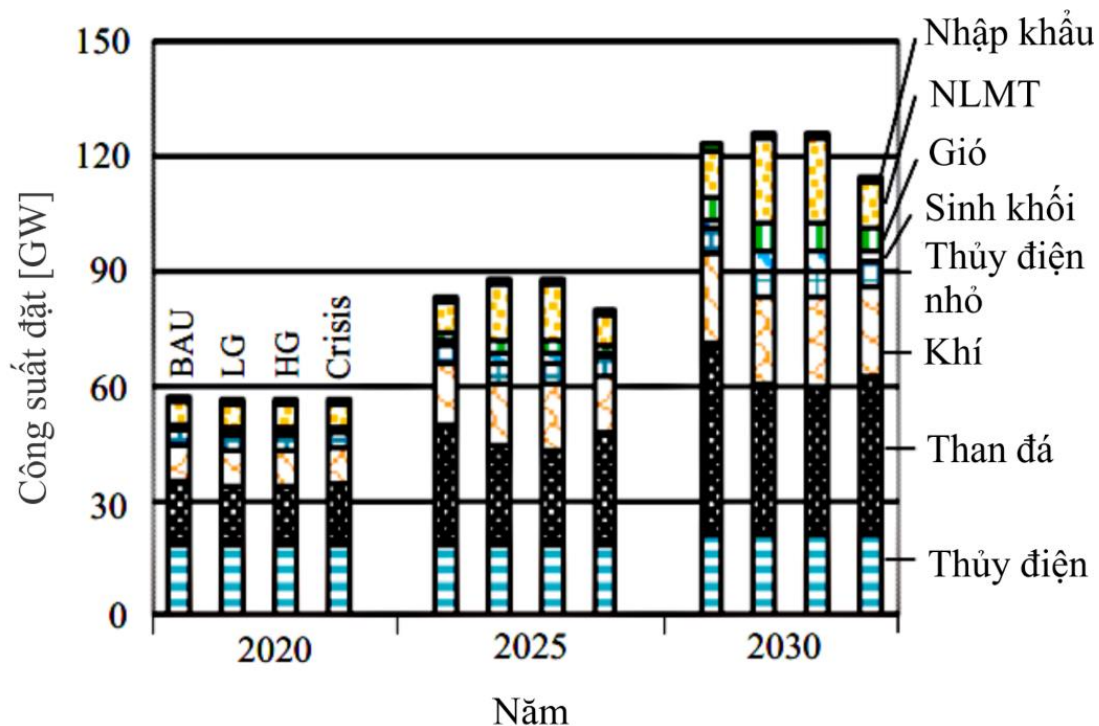
4.5. GIỚI THIỆU PHẦN MỀM LINDO

LINDO là phần mềm thương mại nổi tiếng trên thế giới, được cung cấp từ LINDO Systems, Chicago, Hoa Kỳ. LINDO Systems có một lịch sử lâu đời trong việc tiên phong phát triển phần mềm tối ưu hóa. Từ năm 1979, LINDO đã được cộng đồng giáo dục và doanh nghiệp tín nhiệm cao thông qua việc cung cấp các công cụ tối ưu hóa mạnh mẽ, sáng tạo, linh hoạt và dễ sử dụng.

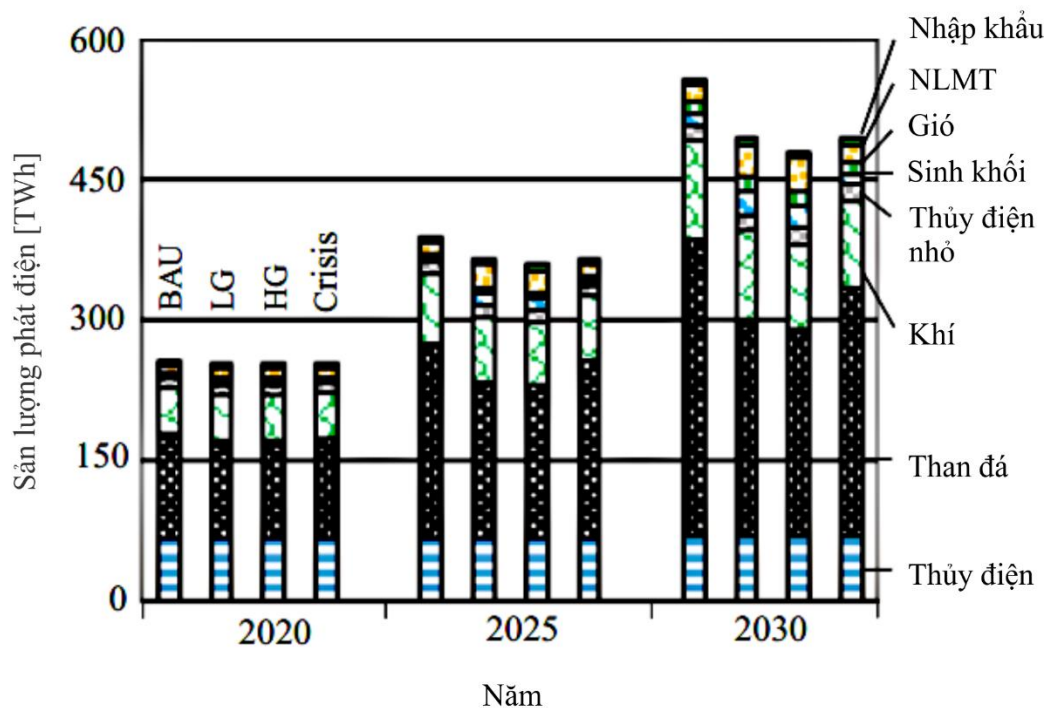
Hàng ngàn tập đoàn, công ty trên thế giới đã sử dụng LINDO để giải các mô hình tối ưu nhằm tối đa lợi nhuận và giảm thiểu chi phí cho các quyết định liên quan đến lập kế hoạch sản xuất, vận chuyển, tài chính, v.v... LINDO có giao diện gần gũi, dễ sử dụng. Với các ứng dụng thương mại, LINDO thường được dùng giải quyết các bài toán với hàng chục ngàn ràng buộc và hàng trăm ngàn biến. Phần mềm LINDO có thể được sử dụng ở ba dạng: (1) Đối với các bài toán có quy mô vừa và nhỏ, các dòng lệnh có thể nhập trực tiếp từ bàn phím của máy vi tính; (2) LINDO cũng cho phép giao tiếp với các tập tin được tạo từ các phần mềm khác như: Word, Excel, v.v... để tạo ra các tập tin cho mục đích báo cáo; (3) LINDO cho phép các chương trình con được tạo tùy chỉnh có thể liên kết trực tiếp với LINDO để tạo thành một chương trình tích hợp chứa mã được lập trình và thư viện của LINDO. Trong nhiều năm qua, có thể kể đến một số tập đoàn lớn về năng lượng, dầu khí, vận tải, v.v... đã sử dụng LINDO tính toán tối ưu cho các bài toán kinh doanh. Điển hình có thể kể đến các công ty: Greenergy, DUKE Energy, Petro China, Chevron, HEXAGON, Petrobras, BP, SHELL, Exxon Mobil, ONTARIOPOWER Generation, v.v...

4.6. KẾT QUẢ

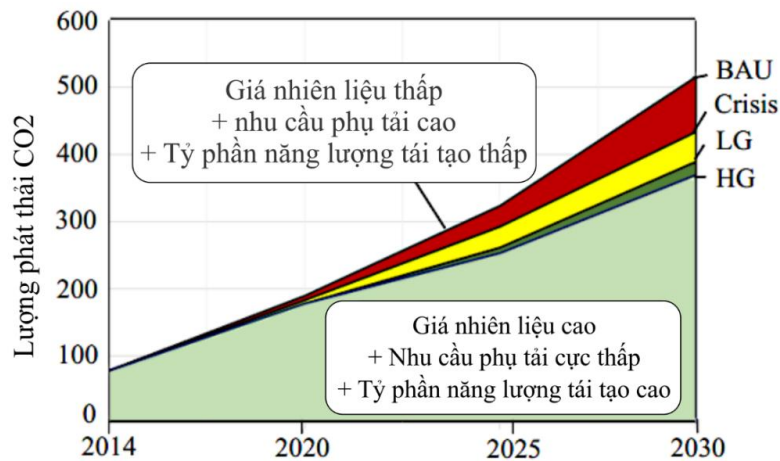
Sau khi nhập các dữ liệu đầu vào vào phần mềm LINDO, ta được kết quả cấu trúc phát điện tối ưu của công suất lắp đặt và sản lượng phát của các dạng nguồn phát điện cho các năm 2020, 2025 và 2030 tương ứng từng kịch bản. Trên cơ sở các giá trị kết quả tính toán, tính được lượng phát thải CO₂, giá điện trong trường hợp không bán CO₂ và trường hợp bán đi lượng CO₂ cắt giảm ra thị trường khí thải quốc tế. Các kết quả thu được lần lượt được thể hiện trong Hình 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 và Bảng 4.8.



Hình 4.1. Kết quả dự báo về công suất lắp đặt tối ưu của hệ thống điện Việt Nam



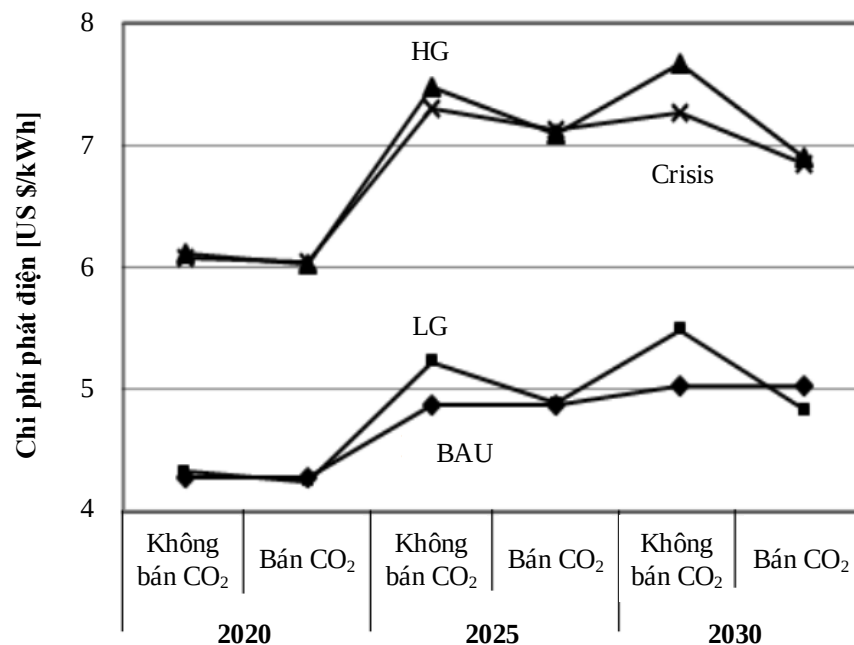
Hình 4.2. Kết quả dự báo về sản lượng phát điện tối ưu của các dạng nguồn điện trong hệ thống điện Việt Nam



Hình 4.3. Kết quả dự báo về lượng phát thải CO₂ do phát điện của Việt Nam đến năm 2030

Bảng 4.8. Lượng tiết giảm phát thải CO₂ của các kịch bản so với kịch bản BAU (đơn vị: MtCO₂)

Kịch bản	2020	2025	2030
Low Green (LG)	11,14	62,04	127,74
High Green (HG)	11,14	69,60	146,92
Crisis	6,05	30,80	2,38



Hình 4.4. Chi phí phát điện của các kịch bản

4.7. KẾT LUẬN CHƯƠNG 4

Chương 4 đã trình bày nội dung xây dựng và đề xuất các kịch bản nguồn phát điện, các kết quả thu được từ chương trình mô phỏng LINDO với mục đích tìm ra cấu trúc phát điện tối ưu cho hệ thống điện Việt Nam. Bằng các dữ liệu đầu vào được phân tích đánh giá và tính toán tại các Chương 2, Chương 3, cùng với các giả định được viện dẫn từ các tài liệu dự báo chuyên ngành, luận án đã xây dựng bốn (04) kịch bản phát điện cho Việt Nam đến năm 2030. Ba thông số quan trọng có tác động lớn đến công suất nguồn phát và nhu cầu phụ tải trong hệ thống điện bao gồm: (1) Giá nhiên liệu trong tương lai; (2) Sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ do sự xâm nhập thị trường của công nghệ LED và các hệ thống năng lượng mặt trời quang điện lắp mái; và (3) Công suất phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo được phân tích và đưa vào mô hình LINDO để đánh giá mức ảnh hưởng của chúng đến công suất nguồn phát và các đặc tính liên quan.

Sau khi các kịch bản phát điện được xây dựng (bao gồm BAU, LG, HG, và Crisis), luận án thực hiện mô phỏng tối ưu hóa chi phí phát điện để tìm ra các giá trị tối ưu về công suất phát, nhu cầu điện, lượng phát thải CO₂, và chi phí phát điện. Kết quả cho thấy:

- BAU là kịch bản có mức phát thải cao nhất do tỷ trọng tham gia phát điện của nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch nói chung và nhiên liệu than đá nói riêng lớn. Đây cũng là kịch bản có mức đảm bảo về an ninh năng lượng là kém nhất khi phụ thuộc vào nhiệt điện quá nhiều;
- Kịch bản LG và HG là hai kịch bản chứng minh rằng sự tham gia của các giải pháp phát điện năng lượng xanh góp phần cắt giảm phát thải CO₂ và chi phí phát điện. Trong đó, HG là kịch bản có lượng phát thải thấp nhất do tỷ trọng tham gia của các giải pháp phát điện từ năng lượng tái tạo lớn;
- Việc thương mại hóa các sản phẩm CO₂ phát thải tiết giảm được sẽ làm cho chi phí phát điện giảm trong bối cảnh biến động về chi phí nhiên liệu.

CHƯƠNG 5. TÓM TẮT – KẾT LUẬN – KIẾN NGHỊ

5.1. TÓM TẮT

Luận án nghiên cứu xây dựng kịch bản nguồn phát điện hướng tới nền kinh tế carbon thấp tại Việt Nam tới năm 2030. Dưới đây là tóm tắt những kết quả chính yếu của luận án:

1. Các kịch bản của quy hoạch phát triển điện lực Việt Nam đến năm 2030 có tỷ trọng tham gia của năng lượng tái tạo rất ít và có xu hướng tăng nguồn phát điện từ nhiệt điện than khá lớn. Vì vậy, cần có những nghiên cứu nguồn phát điện xanh, sạch, phù hợp với sự phát triển bền vững của Việt Nam.
2. Luận án đã tiếp thu gần như đầy đủ cách tiếp cận về mặt phương pháp của Tổ chức Năng lượng quốc tế IEA, công ty BP – Vương quốc Anh, các quốc gia Pakistan, Malaysia, Thailand và Quy hoạch điện VII điều chỉnh của Tập đoàn Điện lực Việt Nam – EVN. Kết quả cho thấy các nghiên cứu đều xây dựng kịch bản tối ưu chi phí nhưng chưa nghiên cứu cấu trúc tối ưu phát điện, ràng buộc đồ thị phụ tải 24 giờ.
3. Để xây dựng kịch bản điều đầu tiên và cần thiết là phải xây dựng kịch bản nhu cầu điện tương lai (GWh) và (P_{max}):
 - Về dự báo nhu cầu điện (GWh): Vì do hạn chế về số liệu nên nghiên cứu sinh đã chọn giải pháp dùng mô hình kinh tế lượng để dự báo. Phương pháp này được áp dụng lần đầu tiên tại Việt Nam. Ba yếu tố được chọn là biến tác động đến GWh nhu cầu điện là: (1) Dân số; (2) Thu nhập bình quân đầu người; và (3) Số hộ gia đình. Hai yếu tố: tổng sản phẩm quốc nội (GDP) và tỷ trọng công nghiệp dịch vụ trong GDP không được lựa chọn là các thông số đầu vào của dự báo. Dự báo nhu cầu điện Việt Nam qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 230.195GWh, 349.949GWh và 511.268GWh, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII điều chỉnh.
 - Về dự báo nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}): Nghiên cứu sinh đã sử dụng mô hình mạng nơron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP. Bốn yếu tố được chọn là biến

tác động đến P_{max} nhu cầu là: (1) Tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm); (2) Điện năng tiêu thụ năm (GWh); Hai yếu tố: hệ số đàn hồi; và T_{max} không được lựa chọn là các thông số đầu vào của dự báo. Dự báo nhu cầu công suất đỉnh qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 40.332MW, 60.835MW và 87.558MW, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII điều chỉnh. Lưu ý kết quả này chưa tính các yếu tố mới phát triển của khoa học công nghệ như: công nghệ chiếu sáng LED, hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp mái.

- Về phân nhóm đồ thị phụ tải và dự báo đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện: Đây là điểm hoàn toàn mới của luận án phục vụ cho việc tìm cấu trúc tối ưu của các kịch bản. Kết quả đạt được là đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện Việt Nam được chia làm 8 đồ thị phụ tải đặc trưng, lần lượt là: (1) Ngày nghỉ Tết; (2) Ngày làm việc tháng 1, 2; (3) Ngày làm việc tháng 3, 4, 5; (4) Ngày làm việc tháng 6, 7, 8; (5) Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12; (6) Ngày Chủ nhật và ngày nghỉ Lễ tháng 1, 2; (7) Ngày Chủ nhật và ngày nghỉ Lễ tháng 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9; (8) Ngày Chủ nhật và ngày nghỉ Lễ tháng 10, 11, 12. Thêm nữa, việc dự báo đồ thị phụ tải đặc trưng cho tương lai cũng đã được thực hiện.
- 4. Luận án đề xuất bốn kịch bản lần lượt là (1) Business As Usual - BAU: kịch bản nền kinh tế phát triển như hiện tại; (2) Low Green - LG: kịch bản với giả định sự tham gia năng lượng tái tạo thực hiện theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, giá nhiên liệu và nhu cầu thấp; (3) High Green - HG: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo thực hiện theo quyết định số 2068/QĐ-TTg, giá nhiên liệu cao và nhu cầu rất thấp do có sự tham gia của công nghệ chiếu sáng LED và PV lắp mái; và (4) Crisis: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo thấp, giá nhiên liệu cao và nhu cầu thấp.
- 5. Tìm cấu trúc phát điện tối ưu: Hàm mục tiêu là tổng chi phí phát điện là thấp nhất, kết hợp với hàng loạt ràng buộc sau: (1) Nhu cầu phụ tải (GWh, P_{max} và phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải giờ); (2) Khả năng phát điện cực đại (theo pattern); (3) Công suất đặt cực đại; (4) Công suất dự trữ; (5) Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp; và (6) Hệ số phụ tải.

6. Sử dụng phần mềm LINDO mô phỏng xây dựng các kịch bản và có kết quả chính như sau:
- Công suất lắp đặt dự báo của nguồn thủy điện tại các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 18,1GW, 18,6GW, và 21,2GW; nhiệt điện than ở kịch bản HG và kịch bản BAU cho năm 2020 lần lượt là 15,8GW và 17GW, các kết quả tương ứng cho năm 2025 là 24,6GW và 29,3GW; và cho năm 2030 là 38,9GW và 49,9GW. Xét trong cơ cấu công suất lắp đặt nguồn tổng thể, tỷ lệ nhiệt điện than chiếm từ 27,8% đến 40,6%.
 - Đến năm 2020, công suất lắp đặt của nhiệt điện khí đạt xấp xỉ 9,5GW; con số này cho các năm 2025 và 2030 lần lượt là 15,6GW và 23,2GW; chiếm khoảng 16,6% đến 20,3% trong cơ cấu nguồn tổng thể. Các kết quả này gần như không thay đổi ở các kịch bản dự báo. Các dạng nguồn phát điện khác gần như đã đạt đến giới hạn lắp đặt và không có sự thay đổi đáng kể về công suất lắp đặt.
 - Kết quả dự báo về sản lượng phát điện của thủy điện tại năm 2020 và 2030 là 66,3TWh và 68,6TWh, tỷ trọng của thủy điện trong cơ cấu nguồn phát điện tổng thể lại giảm mạnh từ 25,3% xuống còn 11,9% sau năm 2030. Từ năm 2020 đến năm 2030 nhiệt điện than gia tăng sản lượng phát điện và chiếm từ 44,3% đến 57,6% tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng thể. Kết quả thu được cũng cho thấy phát điện than có sự biến động mạnh giữa các kịch bản với nhau khi thay đổi điều kiện đầu vào. Bên cạnh đó, nhiệt điện khí cũng có sự tăng trưởng nhẹ qua các năm từ 2020 đến 2030 với sản lượng chiếm tỷ lệ khoảng 19% trong tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng thể và không có sự biến động giữa các kịch bản.
 - Lượng phát thải dự báo cho kịch bản HG thấp hơn kịch bản BAU 5,7% vào năm 2020, 19,7% vào năm 2025 và 27,1% vào năm 2030 nhờ vào sự đóng góp với tỷ trọng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo và nhu cầu phụ tải giảm do sự tham gia của hệ thống chiếu sáng hiện đại LED và hệ thống năng lượng mặt trời áp mái (PV rooftop).
 - Chi phí phát điện được dự báo cho kịch bản chi phí nhiên liệu thấp là từ 4,35 đến 5,52US \$cent/kWh, với kịch bản chi phí nhiên liệu cao thì giá phát điện

tương ứng từ 6,03 đến 7,76US \$cent/kWh. Một nhận xét thú vị là với kịch bản HG bán lượng phát thải CO₂ sẽ có chi phí thấp hơn kịch bản HG không bán lượng phát thải CO₂ khoảng 10% và điều này dẫn đến chi phí phát điện của kịch bản HG sẽ gần bằng với chi phí phát điện của kịch bản Crisis vào năm 2030.

5.2. KẾT LUẬN

Từ những kết quả kịch bản trên có thể nhận xét như sau: (1) Các kịch bản được xây dựng căn cứ kết quả dự báo nhu cầu điện trong tương lai, các giả định và ràng buộc phù hợp với thực tế hệ thống điện Việt Nam và áp dụng dự báo đồ thị phụ tải giờ giúp cho kết quả kịch bản cơ cấu nguồn phát điện sát với thực tế; (2) Tìm ra tổng công suất lắp đặt đáp ứng nhu cầu phụ tải cho từng loại nguồn ứng với mỗi kịch bản phát điện đến năm 2030. Đồng thời, dự báo sản lượng phát điện cho từng loại nguồn phát của các kịch bản cho các năm 2020, 2025 và 2030; (3) Tính toán ước lượng chi phí phát điện cho 10 năm tới tương ứng với từng kịch bản và lượng giảm phát thải CO₂ ra môi trường; (4) Đến năm 2030 nguồn phát nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất trong hệ thống nguồn phát điện quốc gia nhằm đảm bảo nhu cầu điện năng tiêu thụ của nền kinh tế quốc dân; (5) Sự tham gia mạnh mẽ của công nghệ chiếu sáng LED và năng lượng mặt trời lắp mái đã tác động giảm nhu cầu điện của hệ thống. Nếu áp dụng đồng bộ các giải pháp khác như thay đổi chính sách nhằm khuyến khích hơn nữa trong lĩnh vực đầu tư phát điện từ năng lượng tái tạo, tiết kiệm điện và sử dụng năng lượng hiệu quả sẽ góp phần giảm nhu cầu điện năng tiêu thụ hơn nữa; (6) Tỷ trọng năng lượng tái tạo tham gia trong hệ thống nguồn phát điện theo kịch bản của luận án cao hơn so với quy hoạch điện VII điều chỉnh nhưng vẫn đảm bảo nhu cầu phụ tải và chi phí phát điện cạnh tranh; (7) Mặc dù nhiệt điện than chiếm tỷ trọng cao trong hệ thống nguồn phát điện nhưng nếu áp dụng kịch bản HG thì chi phí phát điện và lượng phát thải CO₂ vẫn tối ưu, chưa tính đến nếu áp dụng các công nghệ “than sạch” cho các nguồn phát nhiệt điện than mới; (8) Góp phần giúp Việt Nam đạt được các mục tiêu đã cam kết trong các hội nghị quốc tế về giảm phát thải khí nhà kính, giảm tác động của biến đổi khí hậu, bảo vệ môi trường và phát triển bền vững;

(9) Việt Nam có khả năng không cần thiết xây dựng nhà máy điện hạt nhân vẫn đảm bảo đáp ứng nhu cầu điện năng tiêu thụ đến năm 2030.

Căn cứ vào các kết quả nêu trên, khẳng định luận án đã hoàn thành mục tiêu đề ra.

5.2.1. Đóng góp về mặt khoa học:

Sử dụng mô hình kinh tế lượng (Econometric Model) trên nền tảng hàm sản xuất Cobb - Douglas, phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam để dự báo nhu cầu điện với số biến đầu vào ít hơn so với các mô hình dự báo khác. Phương pháp dự báo này rất phù hợp để giải các bài toán khi không có đầy đủ số liệu chi tiết của ngành điện.

Sử dụng mô hình của mạng nơ-ron – dự báo dài hạn nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}) của Việt Nam. Mô hình này phù hợp khi không có đủ số liệu chi tiết của ngành điện, các dữ liệu đầu vào có mối liên hệ không tường minh và kết quả có sai số nhỏ. Kết quả tương đồng khi được so sánh với dự báo của kịch bản cơ sở QHĐ VII ĐC.

Lần đầu tiên áp dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với sự phân tích, lựa chọn của chuyên gia để tìm ra 08 nhóm đồ thị phụ tải điển hình của hệ thống điện Việt Nam từ các số liệu lịch sử đồ thị phụ tải giờ. Kết quả nghiên cứu có sai số thấp khi so sánh với số liệu phụ tải thực tế, góp phần làm cho các kịch bản của luận án sát với thực tế phát điện.

Luận án sử dụng phần mềm LINDO, một phần mềm thương mại, thực hiện mô phỏng đề xuất bốn kịch bản nguồn phát điện hoàn toàn mới. Các kịch bản tối ưu chi phí phát điện và giảm lượng phát thải CO₂ cho hệ thống nguồn phát điện Việt nam tới năm 2030, cụ thể: tìm ra được tổng công suất lắp đặt đáp ứng nhu cầu phụ tải cho từng loại nguồn ứng với mỗi kịch bản phát điện đến năm 2030. Dự báo sản lượng phát điện cho từng loại nguồn phát của các kịch bản cho các năm 2020, 2025 và 2030 và chi phí phát điện cho 10 năm tới tương ứng với từng kịch bản và lượng giảm phát thải CO₂ ra môi trường.

5.2.2. Đóng góp về mặt thực tiễn:

Nghiên cứu của luận án cung cấp phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải mới không cần số liệu chi tiết của ngành điện. Kết quả dự báo này rất quan trọng trong quy hoạch phát triển ngành điện và góp thêm tư liệu cho các nhà hoạch định chính sách nhằm giảm bớt việc điều chỉnh quy hoạch điện lực trong một thời gian ngắn.

Kết quả nghiên cứu của luận án có thể dùng làm tài liệu tham khảo cho các Bộ, Ngành, Tập đoàn điện lực Việt Nam, các trường đại học và các dự án hợp tác với nước ngoài liên quan đến năng lượng/điện năng hoặc sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng trong nền kinh tế quốc dân.

Kết quả nghiên cứu góp phần thúc đẩy phát triển nền kinh tế nói chung và phát triển của thị trường phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo bền vững như: năng lượng mặt trời, gió, sinh khối, v.v... tại Việt Nam trong tương lai.

Cung cấp phương pháp phân nhóm phụ tải điện đặc trưng dựa trên trí tuệ nhân tạo và kiến thức của chuyên gia phục vụ cho công tác tính toán cấu trúc phát điện tối ưu và cho vận hành, điều độ hệ thống điện.

Đề xuất các kịch bản phát điện xanh (giảm thiểu khí thải CO₂). Các kịch bản được xây dựng hoàn toàn có thể sử dụng để các nhà hoạch định chiến lược, chính sách về năng lượng hoặc lập quy hoạch điện lực nhằm đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đảm bảo hài hòa phát triển kinh tế - xã hội và bảo vệ môi trường, hướng đến góp phần phát triển nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam tới năm 2030.

Kết quả nghiên cứu cho thấy hệ thống có giá thành phát điện rất cạnh tranh; kịch bản HG có giá thành phát điện cao nhất của luận án vẫn thấp hơn kết quả công bố của QHĐ VII ĐC từ 5% - 23% tùy theo năm. Cung cấp cho EVN thông số tham khảo về chi phí phát điện đến năm 2030.

Nghiên cứu của luận án góp phần thúc đẩy phá bỏ các rào cản về chính sách nhằm đẩy nhanh việc thực hiện các chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng, các dự án đầu tư năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió, v.v..., thị trường chứng chỉ CO₂, thị trường phát điện và tái cấu trúc nguồn phát điện của Việt Nam.

5.3. KIẾN NGHỊ

Từ kết quả luận án, kiến nghị các nghiên cứu có thể nghiên cứu phát triển trong tương lai như sau:

- Sử dụng phương pháp Bottom-up để kiểm chứng kết quả Top-down của luận án.
- Nghiên cứu chỉ đề xuất kịch bản cho nguồn phát điện, chưa xét đến các tham số như cấu trúc lưới, hệ thống phân phối, chi phí đầu tư hệ thống truyền tải, phân phối, v.v... vì vậy hướng nghiên cứu tiếp theo có thể dự báo và xây dựng các kịch bản toàn diện hơn về hệ thống điện.
- Nghiên cứu mở rộng các giả định như: tiềm năng sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong các lĩnh vực của nền kinh tế, sự tham gia của các dạng năng lượng tái tạo khác, công nghệ lưu trữ, v.v...
- Cập nhật số liệu thống kê thường xuyên làm cơ sở hiệu chỉnh phù hợp các quy hoạch phát triển điện lực của Việt Nam theo chu kỳ mỗi 3 – 5 năm.
- Để nâng cao và đảm bảo chất lượng quy hoạch ngành điện trong thời gian tới, kiến nghị Bộ Công Thương, Tổng Công ty Điện lực Việt Nam và Viện Năng Lượng tăng cường sự tham gia của các nhà khoa học, đặt hàng nghiên cứu hoặc tham khảo kết quả của các luận án, đề tài nghiên cứu chuyên sâu trước khi tiến hành lập quy hoạch phát triển điện lực quốc gia hoặc hoạch định chiến lược đảm bảo an ninh, an toàn năng lượng cho đất nước.

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH ĐÃ CÔNG BỐ

Các bài báo đã công bố

- [1] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Nguyen Truong Phuc Khanh, Phan Thi Thanh Binh. Forecast on Viet Nam Electricity Consumption to 2030. *Proceedings of the 2107 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICELTICs 2017)*. October 18-20 (2017). Banda Aceh, Indonesia, IEEE catalog number: CFP17M32-ART, ISBN 978-1-5386-2934-5.
- [2] **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Khanh T. P. Nguyen, Binh T. T. Phan. Forecast on 2030 Viet Nam Electricity Consumption. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. Vol. 8, No. 3, pp. 2869-2874 (2018). ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). **(ESCI)**.
- [3] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh. *Peak Load Forecasting for VietNam National Power System to 2030*. *Journal of Science & Technology*. Vol. 123, pp. 007-013 (2017) ISSN 2354 – 1083 (Online).
- [4] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Nguyen Ngoc Au, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh. Forecasting Vietnam's Electric Load Profile to 2030. *Journal of Technical Education Science Ho Chi Minh City University of Technology and Education*. No.49 (2018). ISSN 1859 – 1272 (Print).
- [5] **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Luan D. L. Nguyen, Binh T. T. Phan. Green Scenarios for Power Generation in Vietnam by 2030. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. Vol. 9, No. 2, pp. 3719-3726 (2019) ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). **(ESCI)**.

Các bài báo liên quan

- [1] Vo Viet Cuong, **Nguyen Hoang Minh Vu**, Do Van Truong. Rice Husk Feedstock Planning for Energy Development in the Area of South Western Region. *Journal of Science & Technology*. Vol. 101, pp. 066-070 (2014). ISSN 0868 – 3980 (Print).
- [2] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Truong Dinh Dieu, Nguyen Le Duy Luan, Phan Thi Thanh Binh, Nguyễn Hoàng Phương. Modelling the Concept of Waste-Heat Recovery System for Generating Electricity in Holcim Cement Factory, Kien Giang, Viet Nam. *Journal of Science & Technology*. Vol. 120 pp. 052-058 (2017). ISSN 2354 – 1083 (Online).
- [3] **Nguyen Hoang Minh Vu**. Reduction of Greenhouse gas in the Contruction Industry. *Vietnam Investment Review – VIR*, 11/01/2016, ISSN 1021 – 318X.
- [4] **Nguyen Hoang Minh Vu**. Bài học kinh nghiệm trong việc ngầm hóa điện và thông tin trên đường Trần Hưng Đạo (TP. Hồ Chí Minh). *Kỷ yếu Hội thảo quy hoạch và quản lý phát triển không gian ngầm đô thị - Workshop on Development Management And Planning of Urban Underground Space*, 28 tháng 7 năm 2012.

Các đề tài, dự án đã nghiệm thu

- [1] Thành viên tham gia xây dựng dự án “*Sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm trong công trình xây dựng*” – EECB cho Việt Nam do tổ chức GEF/UNDP – United Nations thực hiện, 2006.
- [2] Chủ nhiệm đề tài: “Biên soạn Hướng dẫn thiết kế điện công trình xây dựng theo tiêu chuẩn quốc tế IEC 60364”, TC 67-06, HĐ số 109/HĐKT ngày 21/06/2006 – 50TĐ.
- [3] Chủ nhiệm đề tài: “*Xây dựng Hướng dẫn quy trình kiểm toán năng lượng cho công trình nhà cao tầng*”, TK 15-08, HĐ số 162/HĐKH-CN 02/04/2008 – 50TĐ.

- [4] Chủ nhiệm đề tài: “*Tập huấn phổ biến các hướng dẫn, tiêu chuẩn kỹ thuật về tiết kiệm năng lượng cho cán bộ quản lý năng lượng, chủ tòa nhà tiêu thụ năng lượng trọng điểm*”. TK 04 – 10, HĐ số 75/HĐ – KHCNMT ngày 01/04/2010 – 400TĐ
- [5] Chủ nhiệm đề tài: “*Nghiên cứu xây dựng mới tiêu chuẩn quốc gia: “Hệ thống điện sử dụng năng lượng mặt trời trong công trình xây dựng bao gồm 3 phần: Phần 1 – Hướng dẫn thiết kế; Phần 2 – Hướng dẫn lắp đặt; Phần 3 – Hướng dẫn nghiệm thu*”, RD – 11, 450TĐ.
- [6] Chủ nhiệm đề tài: “*Hỗ trợ đào tạo, phát triển nguồn nhân lực, tăng cường năng lực thiết bị, máy móc và tài liệu cho Trung tâm Tư vấn – Kiểm toán Năng lượng Trường Đại học Kiến trúc TP. Hồ Chí Minh*”, TK 11-15- BXD 01, HĐ số 240/HĐKHCN&MT ngày 16/12/2014 – 700TĐ.
- [7] Chủ nhiệm đề tài: “*Khảo sát, đánh giá tình hình triển khai áp dụng các nội dung QCVN 09: 2013/BXD tại các địa phương. Đề xuất các nội dung và giải pháp nâng cao hiệu quả thực hiện*”. TK 12 – 15, HĐ số 241/HĐ – KHCN&MT ngày 27/4/2015 – 500TĐ.
- [8] Chủ nhiệm đề tài: “*Nghiên cứu xây dựng tài liệu quy trình, nội dung, phương pháp đánh giá, kiểm tra, thử nghiệm các hạng mục về sử dụng năng lượng của công trình trong quá trình nghiệm thu trước khi đưa vào sử dụng*”. TK 01 - 15, HĐ số 225/HĐ – KHCNMT ngày 10/06/2015 – 600TĐ.
- [9] Đồng chủ nhiệm đề tài: “*Nghiên cứu giải pháp thiết kế hệ thống năng lượng mặt trời sử dụng thinfilm đối với công trình kiến trúc cao tầng sử dụng vách kính tại Việt Nam*”. RD 49 - 17, HĐ số 49/HĐ – KHCNMT ngày 18/05/2017 – 800TĐ.
- [10] Thành viên tham gia đề tài cấp trường trọng điểm (SPKT Tp. Hồ Chí Minh): “*Dự báo nhu cầu điện của Việt Nam đến năm 2030*”. Năm 2017 – 2018, 20TĐ.

Danh mục sách đã xuất bản

- [1] **Nguyễn Hoàng Minh Vũ (CB)**, Đinh Ngọc Sang, Nguyễn Lê Duy Luân. Hướng dẫn quy trình Kiểm toán năng lượng nhà cao tầng. *NXB Xây dựng*, 2015. ISBN: 9786048215071.
- [2] Võ Viết Cường, **Nguyễn Hoàng Minh Vũ**. Tính toán lựa chọn thiết bị cho công trình xây dựng. *NXB Đại học quốc gia TP. Hồ Chí Minh*, 2017. ISBN: 978-604-73-5554-9.
- [3] Võ Viết Cường, **Nguyễn Hoàng Minh Vũ**, Nguyễn Lê Duy Luân. Hướng dẫn Kiểm toán năng lượng công trình xây dựng. *NXB Xây dựng*, 2017. ISBN: 978-604-82-2243-7.

**VIETNAM MINISTRY OF EDUCATION AND TRAINING
HO CHI MINH CITY
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND EDUCATION**

NGUYEN HOANG MINH VU

**BUILDING UP REASONABLE SCENARIOS FOR POWER
SOURCES TOWARDS TO A “LOW-CARBON ECONOMY”
FOR VIETNAM TO 2030**

DOCTORAL THESIS SUMMARY

MAJOR: ELECTRICAL ENGINEERING

PROGRAM CODE: 9520201

Ho Chi Minh City, September 2019

A THESIS SUBMITTED IN FULFILLMENT OF THE REQUIREMENTS FOR
THE DEGREE OF DOCTOR OF PHILOSOPHY AT
HO CHI MINH CITY
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND EDUCATION

The principal supervisor: **Assoc. Prof. Dr. VO VIET CUONG**

(Signature)

The second supervisor: **Assoc. Prof. Dr. PHAN THI THANH BINH**

(Signature)

This thesis has been presented to
THE EXAMINATION COUNCIL FOR DOCTORAL THESIS
HO CHI MINH CITY
UNIVERSITY OF TECHNOLOGY AND EDUCATION
Ho Chi Minh City, September , 2019

STATEMENT OF ORIGINAL AUTHORSHIP

I assure that the work contained in this thesis is absolutely made by only me.

To the best of my knowledge and belief, all data and results reported in this thesis are righteous and have not published or written by anyone yet except where due reference is made.

Ho Chi Minh City, September , 2019

Signature of PhD Candidate

NGUYEN HOANG MINH VU

ABSTRACT

Electric power, one of the important promotion-bases of production's added value, plays a vital role for ensuring the development of economics, culture, science and technology of a nation, a region and entire-world also. The estimation (or forecasting) of supply capacity to meet the demand for economics development must be done in early phases of planning process through a concept of “energy scenario”; in which environmental protection is the most urgent constraints.

This study-based thesis aims to build reasonable scenarios for power sources towards to a “low-carbon economy” for Vietnam to 2030. The study comprises five main matters: (1) Forecasting electricity demand (GWh) for Vietnam to 2030; (2) Forecasting the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030; (3) Clustering and predicting hourly electric load profile of Vietnam to 2030; and (4) Introducing green scenarios for generation; in which renewable energy resources are accounted for significant contribution, and the penetrations of LED lamp technologies and solar rooftop photovoltaic (PV) help to reduce the system's consumption demand; and (5) Computing the least-cost optimum structure for Vietnam power generation system and calculating the CO₂ emission potential of different scenarios, correspondingly.

Doing research on forecasting electricity demand (GWh) for Vietnam to 2030, candidate has employed a Cobb – Douglas production function based – econometric model as prediction method, this method is first launched in Vietnam. Forecasted results show that the GDP and the proportion of industry and service in GDP do not make major impacts on electricity demand in Vietnam. Parameters which have strong impact on demand are: (1) The per capita income; (2) Population; and (3) Number of households. With medium scenario of the income, the forecasting consumptions in 2020, 2025, 2030 are 230,195GWh, 349,949GWh, 511,268GWh, respectively. Those results are closed similar to numbers released by the Revised version of Master plan no. VII for power system in Vietnam (PDP VII rev.).

In order to forecast the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030, researcher has implemented the feed-forward back propagation (FFBP) method, a modified model of neural network. P_{max} in 2020, 2025 and 2030 are forecasted at 40,332MW, 60,835MW, and 87,558MW, respectively. Those results are really closed to values of the PDP VII rev. It is noted that new factors related to technological and scientific developments, i.e. LED technology, solar photovoltaic rooftop system, have not been accounted to those results.

Clustering and predicting hourly electric load profile of power system is a pristine point of thesis with aims to provide conditions to figure-out the least-cost optimum structure for Vietnam power generation system. The results show that there are 8 load patterns categorised by the consumption characteristics of Tet holidays, working days, and weekend days corresponding to groups of month. Also, future load patterns have been predicted.

In terms of scenario construction, four scenarios have been suggested. They are: (1) Business As Usual – BAU: scenario with current conditions; (2) Low Green – LG scenario represents for cases of low fuel price, low load demand, and low sharing of renewable energy; (3) High Green – HG scenario is generated to perform the conditions of high fuel price, deeply low load demand, and high renewable energy; and (4) Crisis scenario is the case of high fuel price, low load demand and low sharing of renewable energy. LG and HG are the suggested “green scenarios” of this thesis. The Crisis scenario is introduced to indicate forecasted results caused by the worst conditions.

With aims to find the optimal structure for the national power generation system, an objective function has been employed. Objective function is the function where the power generation cost is minimized, combined to numerous other constraints. LINDO software was launched to generate these following results:

- Forecasted installed capacities of hydro are around 18.1GW, 18.6GW, and 21.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; installed capacities of coal-

thermal power plants in HG and BAU scenarios in 2020 are 15.8GW and 17GW, respectively; in 2025 are 24.6GW and 29.3GW, in 2030 are 38.9GW and 49.9GW, correspondingly. Looking into the national installed capacity, coal-thermal capacity accounts for 27.8% to 40.6%.

- Installed capacities of gas-thermal power plants reach around 9.5GW, 15.6GW and 23.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; account for 16.6% to 20.3% in total installed capacity. These results keep nearly unchanged in all scenarios. Other generations are all reach their upper limit installation and do not change much through scenarios.
- Forecasted results for hydro generation in 2020 and 2030 are 66.3TWh and 68.6TWh, respectively (decreasing from 25.3% to 11.9% after 2030). Coal-thermal generation is forecasted to increase its production continuously by years and contributes 44.3% to 57.6% in the total production. Also, gas generation has a slight increase by years and shares about 19% of total.
- The CO₂ emission of HG scenario is 5.7% lower than the BAU in 2020, 19.7% in 2025, and 27.1% in 2030 due to the significant contribution of renewable resources and the reduction of demand caused by the penetration of LED lamp technologies and solar PV rooftop system.
- Generation costs are computed as 4.35US\$cent/kWh to 5.52US\$cent/kWh and 6.03US\$cent/kWh to 7.76US\$cent/kWh in correspondence with low and high fuel price scenarios in the future. A considerable note that if CO₂ emission is put into the market in the HG scenario, then the generation cost of HG scenario could reduce 10%, approximately. As a result, it helps generation cost of both HG and Crisis scenarios are nearly same in 2030.

Those results are used to demonstrate the success of thesis. All expected objectives have been reached. Additionally, the success of this thesis can make various significant contributions in terms of scientific and practical platforms for the development of Vietnam power system.

CONTENTS

Cover page	Page
Statement of Original Authorship	ii
Abstract	iii
Contents	vi
Chapter 1. INTRODUCTION	1
1.1. INTRODUCTION TO THE THESIS	1
1.2. RESEARCH OBJECTIVES AND ASSIGNMENTS.....	2
1.2.1. Research objectives	2
1.2.2. Research assignments	2
1.3. RESEARCH FOCUS AND LIMITATIONS.....	2
1.3.1. Research focus.....	2
1.3.2. Research limitation	3
1.4. RESEARCH METHODS.....	3
1.5. EXPECTING OUTCOME REMARKS	3
1.6. PRACTICAL VALUES OF THESIS	4
1.7. THESIS CONTENTS	4
Chapter 2. METHODS FOR BUILDING GENERATION SCENARIOS	5
2.1. OVERVIEW OF SCENARIO BUILDING METHODS.....	5
2.2. BUILDING METHODS FOR GENERATION SCENARIOS OF VIETNAM ENERGY INSTITUTE	5
2.2.1. Direct method	5
2.2.2. Indirect method.....	6
2.2.3. Load pattern forecasting method	6
2.3. BUILDING METHODS FOR GENERATION SCENARIOS OF THESIS ..	6

2.3.1. Flowchart of suggesting method	6
2.3.2. Scenario building process.....	8
2.4. CONCLUSION OF CHAPTER 2.....	9
Chapter 3. ELECTRICITY DEMAND FORECASTING.....	10
3.1. INTRODUCTION.....	10
3.2. FORECASTING ON ELECTRICITY DEMAND (GWH) to 2030.....	10
3.2.1. Overview of long-term forecasting methods on electricity consumption	10
3.2.2. Suggested forecasting method of thesis	12
3.3. FORECASTING ON THE PEAK LOAD DEMAND $P_{\max}$ OF VIETNAM POWER SYSTEM TO 2030.....	14
3.3.1. Overview of long-term forecasting methods on peak load demand.....	14
3.3.2. Suggested forecasting method of thesis	15
3.3.3. Input data and results.....	15
3.3.4. Forecasted results on peak load demand of Vietnam to 2030.....	16
3.4. CLUSTERING AND FORECASTING ON LOAD PROFILES	17
3.4.1. Overview of long-term forecasting methods on electric load profile ...	17
3.4.2. Overview of load profile clustering methods.....	18
3.4.3. Suggested forecasting method of thesis	19
3.5. CONCLUSION OF CHAPTER 3.....	22
Chapter 4. BUILDING THE OPTIMAL STRUCTURE FOR THE NATIONAL GENERATION SYSTEM.....	23
4.1. INTRODUCTION.....	23
4.2. BUILDING SCENARIO METHODOLOGY OF THESIS.....	23

4.3. OBJECTIVE FUNCTION AND CONSTRAINTS	26
4.3.1. Objective function configuration.....	26
4.3.2. Constraints of objective function	27
4.4. INPUT DATA COLLECTION.....	27
4.5. INTRODUCTION TO LINDO SOFTWARE	28
4.6. RESULTS.....	28
4.7. CONCLUSION OF CHAPTER 4.....	31
Chapter 5. SUMMARISATION, CONCLUSIONS AND	
RECOMMENDATIONS	32
5.1. THESIS SUMMARISATION	32
5.2. CONCLUSIONS.....	35
5.2.1. Contributions on Science and Academic fields.....	36
5.2.2. Contributions on Practical context	37
5.3. RECOMMENDATIONS	38
PUBLICATIONS	

CHAPTER 1. INTRODUCTION

1.1. INTRODUCTION TO THE THESIS

Electricity is the first vital requirement to impulse the development of national and global economy including Vietnam. Vietnam's electricity is predominantly made of mechanical energies (i.e. hydropower) and thermal energies (i.e. thermo-power from natural coal, oil and gas). However: (1) Coal has become exhausted due to the over-but unplanned exploitation for a long time, it leads to the lack of input material for thermal power plants, which are strongly contingent on national coal capacity; (2) Oil and gas are currently denied to be reasonable input materials for thermal power plant due to its high generation cost (over 10 US\$cent/kWh); and (3) Hydropower is becoming rejected in the near future due to the fact that there are more and more researches reported the negative impacts of hydropower on natural environment. On the contrary, renewable energies (i.e. solar energy, wind energy, biomass, etc...) have been considered as the optimal alternative sources as their huge potentials. Nevertheless, there is still lack of reasonable strategies for exploiting those renewable sources and the main reason is identified as the barriers on national policy.

As reported in the Revised version of Master plan no. VII for power system in Vietnam (PDP VII rev.), predicted generation capacities of Vietnam in 2020, 2025, 2030 are 265TWh, 400TWh, and 575TWh, respectively; in which coal thermal generation still keeps its dominant with proportion shares of 49.3%, 55%, and 59%, correspondingly; hydropower reduces its share from 25% to 12.4% in total capacity; while gas thermal power has kept its share around 17 – 19% of total. It is remarked that renewable energies has gained their contribution to the national generation from 6.5 – 6.9% in the period of 2020 – 2025 and it is believed to reach 10.7% in 2030. However, those indicators could only meet around 60 – 70% of target released in the National Strategy on Promoting the Development of Renewable Energy in Vietnam, approximately. For this reason, although Vietnam has a great potential on renewable

energies, but it cannot defeat the majority proportion of coal thermal power. It is an important challenge of Vietnam to build a reasonable development plan for electricity generation to meet the demand of socio-economic development with other aims to save natural environment and towards to the sustainability target for country. Therefore, finding reasonable scenarios for assuring the CO₂ emission reduction in minimum cost and towards to a “low-carbon economy” in 2030 plays an urgent role in terms of national power development plan in general, and power generation in detail. This is also an important motivation for candidate to choose the title of thesis as: **“Building up reasonable scenarios for power sources towards to a “low-carbon economy” for Vietnam to 2030”**.

1.2. RESEARCH OBJECTIVES AND ASSIGNMENTS

1.2.1. Research objectives

Energy sector is predicted to account for 66% of Vietnam CO₂ emission in 2030; in which 29% comes from electricity generation. To contribute on reducing CO₂ emission and towards to the low-carbon economy, this thesis is made with aims to suggest numerous scenarios of optimal generation cost for power sources towards to a “low-carbon economy” for Vietnam to 2030.

1.2.2. Research assignments

- Collecting, analysing, summarising related references;
- Suggesting the flowchart of building up green scenarios in Vietnam;
- Forecasting Vietnam load demand to 2030;
- Building up scenarios of low CO₂ emission generation;
- Computing the least cost optimal structure for the national power generation system;

1.3. RESEARCH FOCUS AND LIMITATIONS

1.3.1. Research focus

- Generation source system

1.3.2. Research limitation

- Country: Vietnam;
- Time period: current to 2030.

1.4. RESEARCH METHODS

- Desk-study method: studying on statistical, forecasting and data science theories based on available materials, books, policy documents, journals, articles and researches related to the thesis;
- Data aggregation study: collecting data from reliable sources by updated data mining tools;
- Model simulation study:
 - + Applying LINDO (**L**inear, **I**nteractive, and **D**iscrete **O**ptimiser) software to compute the optimal generation cost and calculate the CO₂ emission reduction potential by solving the suggested objective function;
 - + Computing forecasting algorithms and analysing data;
 - + Building up new assessments and testing methods for forecasting models.

1.5. EXPECTING OUTCOME REMARKS

- Forecasting electricity demand using a Cobb – Douglas production function based – econometric model as prediction method, this method is first launched in Vietnam and it is resulted that this method is suitable in cases of lacking detail data from electricity authority.
- Forecasting the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030 by applying the feed-forward back propagation (FFBP) method, a modified model of neural network. This method is suitable in cases of lacking detail data from electricity authority
- Clustering and predicting hourly electric load profile of Vietnam to 2030 by implementing the $K_{max} - K_{min}$ algorithm combining with the expert's choice.

Eight (8) load pattern prototypes have been categorised for Vietnam power system. This method is first applied for Vietnam's context.

- Suggesting three (03) scenarios of generation with towards to reduce CO₂ emission for Vietnam power system to 2030.
- Finding the least cost optimal structure for the national power generation system

1.6. PRACTICAL VALUES OF THESIS

- Providing a new forecasting method for load demand. This method would be reasonable in cases of lacking detail data from electricity authority. The forecasted results could be used for building the national development plan for power system, energy system and national economy.
- Providing a new clustering method for nation typical load patterns based on artificial intelligence and expert knowledge. This method could be implemented in a large-scale to calculate the least cost optimal generation structure.
- Suggesting different green scenarios with aims to reduce the CO₂ emission from Vietnam electricity generation industry and open a new opportunity for Vietnam to reach the target of low-carbon economy.

1.7. THESIS CONTENTS

This thesis consists of five chapters:

- Chapter 1: Introduction
- Chapter 2: Methods for building generation scenarios
- Chapter 3: Electricity demand forecasting
- Chapter 4: Building up the optimal structure for the national generation system
- Chapter 5: Summarise – Conclusion – Recommendation

CHAPTER 2. METHODS FOR BUILDING GENERATION SCENARIOS

2.1. OVERVIEW OF SCENARIO BUILDING METHODS

One of the biggest challenges related to meeting the energy demand of a country is the uncertainty in a long-term assurance of input elements, such as: (1) Energy prices; (2) Exploitation and supplying capacity of conventional primary energy resources and alternative energies; and (3) the Governmental policy; and output indicators, i.e. (1) Total energy demand; and (2) The penetration and development of energy efficiency technologies. In those cases, it is believed that the most appropriate predicting method for energy demand is as called “*the scenario building method*”; in which the a combination of complex-uncertainties shall be recommended as predictions or assumptions, and each of those combinations will be considered as a likely occurrence in the future. Consideration on the impacts of economical – technological – environmental aspects of scenarios could be dealt with solving the optimal matter in which the outcome tariff is minimised combined with its constraints on technological and environmental aspects.

In order to explain the fundamentals of scenario building methods, numerous studies and references on scenario building methods have been made, in which methodologies of the two most prestigious global organisations (International Energy Agency and British Petroleum) have been launched. Also, generation scenarios of nations who has a similarity on social, energy and economical contexts with Vietnam (i.e. Thailand, Pakistan, Malaysia) have been cited.

2.2. BUILDING METHODS FOR GENERATION SCENARIOS OF VIETNAM ENERGY INSTITUTE

2.2.1. Direct method

By summing predicted results and development plans of provinces, regions and sectors, Energy Institute (EI) computed a forecasting model and released a direct total

demand based on the electricity consumption per product unit (consumption benchmark per unit) or electricity consumption per area unit.

2.2.2. Indirect method

A multiple regression model in a Simple-E software is employed to forecast the electricity demands of three region-parts of Vietnam and entire country. The model is not used to predict separately for each province or service-boundaries of provincial electricity authority but launched to release three forecasted scenarios corresponding to the three different contexts of Vietnam: A low, a base, and a high scenario. Numerous input data has been obtained to put into the model related to:

- Annual forecasted population and population growth rate of Vietnam to 2030;
- Scenarios of national economic growth of Vietnam to 2030, vision to 2030;
- Energy efficiency coefficient;
- Forecasted electricity tariff and its impacts on national electricity demand;
- Scenarios of forecasted price of generation materials;

2.2.3. Load pattern forecasting method

It is an useful method which is implemented into the PDP VII rev. to forecast the specific load patterns of each province, region, and industrial sector. The main objectives and expecting outcomes of this method are predicting the load profiles of typical days (including working day, holiday, weekend day, and peak-demand day) in different seasons (dry and rainy seasons) in milestone-years of 2010, 2015, 2020, 2025, and 2030 of national power system and three regions inside the country.

2.3. BUILDING METHODS FOR GENERATION SCENARIOS OF THESIS

2.3.1. Flowchart of suggesting method

With aims to forecast the electricity demand (GWh) and the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030, the thesis has employed five input data series which have been obtained and recorded from a period of year, they are: (1) The per

capita income; (2) Population; and (3) Number of households; (4) GDP; and (5) the proportion of industry and service in GDP. Those variables are believed to have impact on electricity demand in Vietnam.

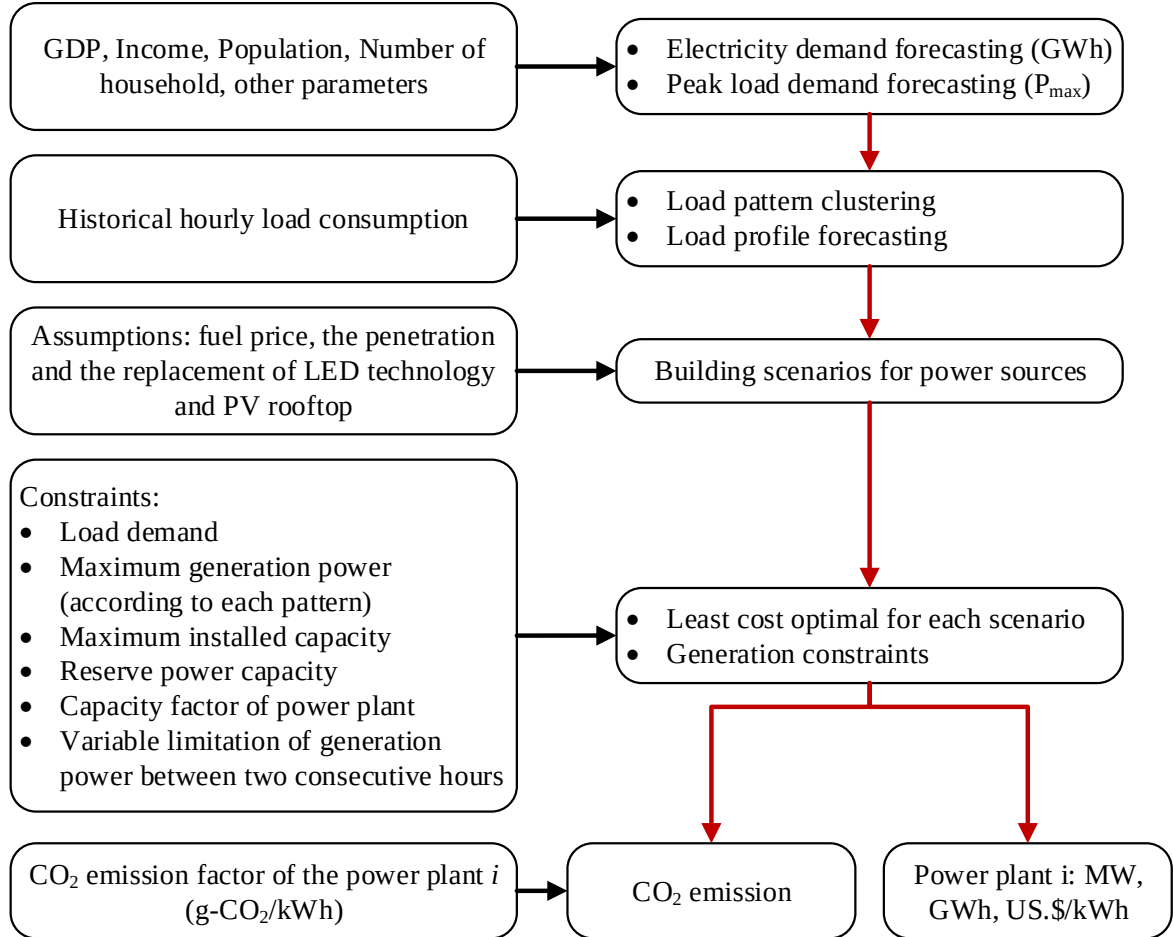


Figure 2.1. Flowchart of building method for generation scenarios of thesis

The *Historical hourly load consumption* block consists of input data using for predicting the load profile of typical hours in the future. The load profile is then applied to identify the optimal generation structure of system when building scenarios

The *Assumptions* block is used to list all assumptions which could be used to build up generation source scenarios.

The *Constraints* block covers factors which could act as variables of the objective function. They are also believed to have strong impacts on the least generation cost.

The CO_2 emission block is predicting-based parameter to calculate the emission capacity of each generation scenarios.

2.3.2. Scenario building process

Step 1: A Cobb – Douglas production function based – econometric model is implemented to predict the electricity demand of Vietnam to 2030. Detail implementation is described in Chapter 3 of thesis.

Step 2: To forecasting the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030, a feed-forward back propagation (FFBP) method is chosen due to its possibilities of self-learning and auto-modified the weights of network to improve the accuracy of forecasting results. Detail implementation is described in Chapter 3.

Step 3: To cluster and predict hourly electric load profile of Vietnam to 2030, the $K_{max} - K_{min}$ algorithm combining with the expert's choice has been implemented. Historical hourly consumption in 10 years have been obtained and applied as input data of model. Eight (8) load pattern prototypes have been categorised for Vietnam power system. Those patterns are then applied to predict the future load patterns. Contents of this step could be found in Chapter 3 of thesis.

Step 4: Building generation scenarios and finding the optimal structure for the national power generation system: generation scenarios are computed to assure the energy security of Vietnam to 2030; in which the optimal power source structure, the least generation cost, and the minimum CO_2 emission are identified. Scenarios are computed based on the uncertainty characteristics of impact factors, including: (1) the uncertainty of future fuel prices; (2) the penetration of LED lamp technology and the increasing installed capacity of rooftop PV system; and (3) the difference proportion of renewable energy exploited in Vietnam power system. A least cost objective function and its constraints in correspondence with each scenario is established. These above matters are described in Chapter 4 of thesis.

2.4. CONCLUSION OF CHAPTER 2

Chapter 2 has begun with worldwide energy scenario building methods, numerous models have been analysed, i.e. WEO model (IEA), BP's model, models of some countries who has a similarity on social, energy, power system and economical contexts with Vietnam (i.e. Pakistan, Malaysia, Thailand). The building methods for generation scenarios of Vietnam Energy Institute is also attained to be analysed. Analysing results indicate that Pakistan, Malaysia and Thailand are currently building their generation scenarios towards to sustainable energy security; in which ensure the electricity consumption demand and reduce CO₂ emission. Then, forecasted results from studies of those countries together with carefully chosen assumptions are used to compute three to five scenarios for each country. Various simulation tools have been employed to compute scenarios. They may have a difference on brand but all commercial free and easy-to-use tools, i.e. LEAP, TIMES, ExSS, etc. However, one disadvantage could be found that those models have not taken the hourly load profiles of system into account. This fact has led to the difference between forecasted results and practical values although the forecasting logic and forecasted results are reasonable.

Special remarks of the suggested method are: (1) Candidate has employed a Cobb – Douglas production function based – econometric model as prediction method, this first launched method is a hard-understand function but useful with open input data; and (2) A least cost optimal generation structure in which both conventional constraints and revolutionary constraints (load profile conditions and CO₂ emission capacity) are taken into account.

CHAPTER 3. ELECTRICITY DEMAND FORECASTING

3.1. INTRODUCTION

Researching on developing master plan for national power system in general, and planning for a good quality power sources which is closed to practical demand context of country in specific is an essential requirement because a good security power system could impulse the growth of national economy, ensure the national energy security, and respond timely to urgent circumstances of country, etc. In fact, Vietnam's master plan for national power system have not been taken its advantages as expected because of inaccurate forecasting of demand.

In order to build reliable scenarios for generation sources of Vietnam towards to a low-carbon economy in 2030, this thesis has been made to study on forecasting models based on: (1) Using a Cobb – Douglas production function, an econometric-based model to forecast the national electricity demand; (2) Implementing a feed-forward back propagation neural network to forecast the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030; and (3) Applying the $K_{max} - K_{min}$ algorithm combining with the expert's choice to find historical typical load profile and predict the future hourly profile of system. Results obtained from models are then be applied to compute reasonable scenarios for Vietnam's electricity generation plan to 2030.

3.2. FORECASTING ON ELECTRICITY DEMAND (GWH) TO 2030

3.2.1. Overview of long-term forecasting methods on electricity consumption

In the past, long-term forecasting methods used to be categorised into two groups: (1) Qualitative methods; and (2) Quantitative methods. In which:

- The qualitative methods are common used to predict accurately. The common methods are Delphi method, Curve fitting and technological comparisons including other methods;
- The quantitative group consists of complex methods which normally requires a big input data and many solving algorithms. Some common methods of this

group could be found as decomposition methods, regression analysis, exponential smoothing, and the Box-Jenkins analysis method.

Developing for several decades, the number of forecasting models has increased significantly. Additionally, by combining different forecasting methods into one model to reform hybrid models in order to improve the accuracy of prediction, it is difficult to re-list these hybrid methods into the above two groups. Therefore, recent studies have been released with aims to suggest a new broadly categorising for long-term forecasting methods as: (1) Parametric methods; and (2) Artificial intelligent based methods, of which:

- The parametric methods try to exploit the correlation between practical load demand and its affecting factors and express this correlation by a mathematical model. Methods of this group do not require the systematic internal data of model but using statistical techniques on historical data of load and its affecting factors to predict the future actions. The well-known parametric approaches are regression methods, time series prediction methods; of which three most common used methods are the trend analysis, the end-use modeling and econometric model;
- The artificial intelligent based methods are emerging approaches which employ machine learning tools to analyse historical and incoherent data; then compute, calculate, and forecast the future dataset by iterative techniques. In other words, they are emerging approach which parallels the remarkable ability of the human mind to reason and learn in an environment of uncertainty and imprecision. Common approaches could be found widely as neural network, support vector machines, genetic algorithms, fuzzy logics, expert system and hybrid models.

By this new categorising, forecasting methods have been listed according to its treatment characteristics on data and prediction algorithms. It is considered as a useful categorising for planners to identify accurately what they should choose to respond their practical context of data.

3.2.2. Suggested forecasting method of thesis

3.2.2.1. Forecasting flowchart

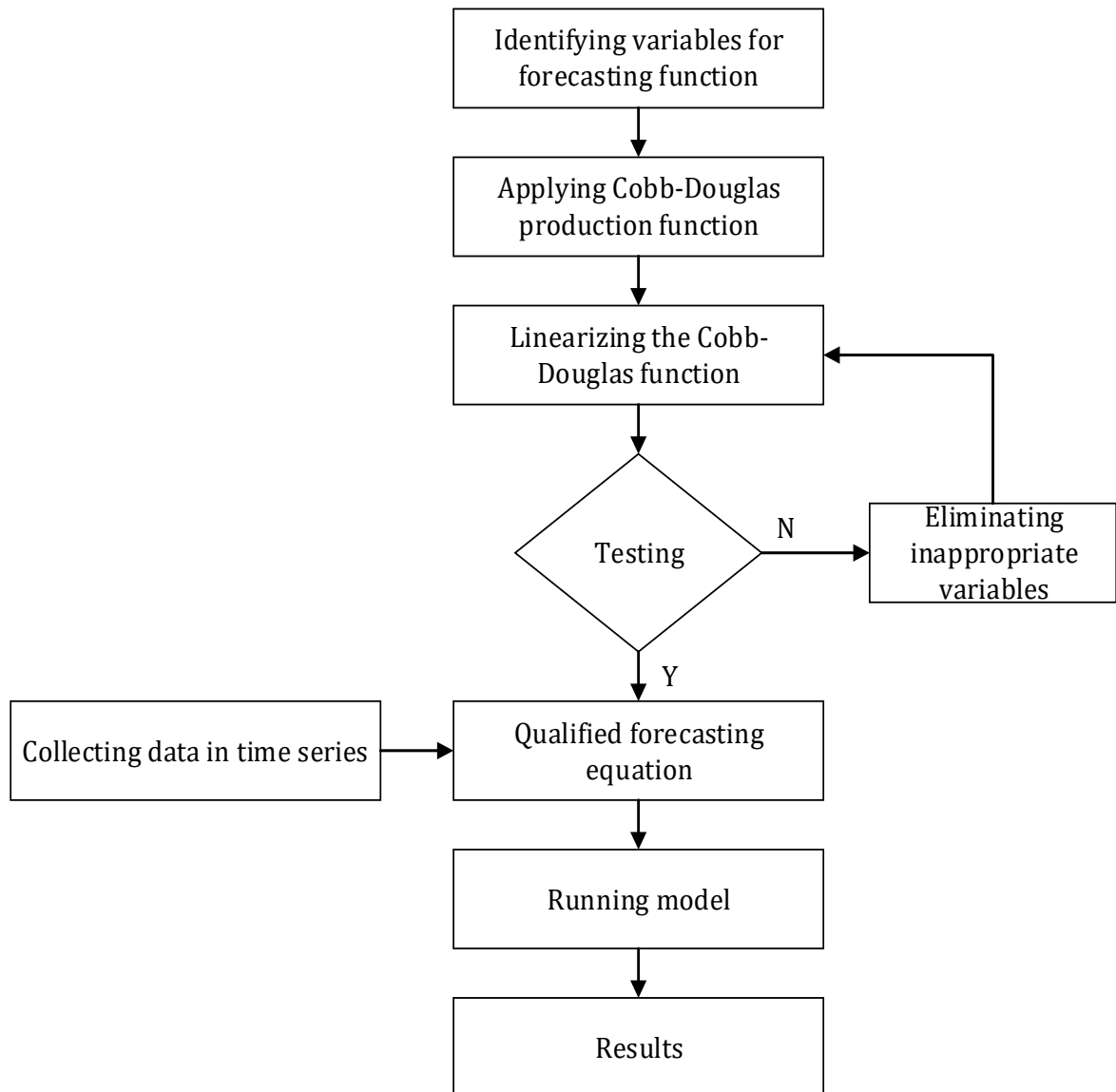


Figure 3.1. Forecasting flowchart using Cobb – Douglas production function

3.2.2.2. Input data and results

a. Input data

Input data is collected and gathered in time series of 1990 to 2015.

Table 3.1. The summary of input data

Year	Electricity Consumption	GDP	Population	Income	Industry & Service	Number of Households
Unit	GWh	Billion USD	Thousand people	\$/person	%	Million households
1990	8,678	6.47	66,017	100	61.3	15.49
1991	9,152	9.61	67,242	110	59.5	15.93
1992	9,654	9.87	68,450	130	66.1	13.42
1993	10,665	13.18	69,645	170	70.1	13.81
1994	12,284	16.29	70,825	200	72.6	14.21
1995	14,636	20.74	71,996	260	72.8	14.62
1996	16,946	24.66	73,157	310	72.2	15.05
1997	19,151	26.84	74,307	350	74.2	15.49
1998	21,665	27.21	75,456	360	74.2	15.93
1999	23,739	28.68	76,597	370	74.6	16.66
2000	26,745	33.64	77,631	400	77.3	16.87
2001	30,187	35.29	78,621	430	78.5	17.36
2002	34,073	37.95	79,538	460	78.7	17.87
2003	38,461	42.72	80,467	510	79.1	18.38
2004	43,414	49.42	81,436	590	80.0	18.92
2005	49,008	57.63	82,392	680	80.7	19.47
2006	53,845	66.37	83,311	760	81.3	20.03
2007	59,159	77.41	84,219	850	81.3	20.61
2008	64,998	99.13	85,119	1,000	79.6	21.21
2009	71,415	106.01	86,025	1,120	80.8	22.44
2010	78,466	115.93	86,933	1,270	69.1	22.80
2011	94,658	135.54	87,860	1,390	69.0	23.16
2012	105,474	155.82	88,809	1,550	70.8	23.53
2013	115,069	171.22	89,760	1,740	71.9	23.85
2014	128,435	186.20	90,729	1,900	72.3	24.27
2015	141,800	193.60	91,704	1,990	73.0	25.18

b. Forecasted results on electricity consumption of Vietnam to 2030

After testing process to eliminate inappropriate variables, the forecasting function remains three forecasting variables, including: (1) Population; (2) Income; and (3) Number of households. Forecasted values of these variables are listed in Table 3.2. By replacing those forecasted values into the forecasting function, then scenarios of electricity consumption in 2020, 2025, and 2030 are generated (see Table 3.3).

Table 3.2. Forecast on the Population, the Number of Households, and the Income in Vietnam to 2030

Variable	Note	2020	2025	2030
Population (thousand people)		96,302	99,929	102,886
Income (US\$/year)	<i>Low scenario</i>	3,307	4,939	7,205
	<i>Medium scenario</i>	3,370	5,111	7,836
	<i>High scenario</i>	3,485	5,450	8,450
Number of Households (million households)		29.89	34.49	39.79

Table 3.3. Forecast on electricity consumption in Vietnam to 2030

Electricity Consumption (GWh)	2020	2025	2030
Low scenario	229,341	347,597	502,882
Medium scenario	230,195	349,949	511,268
High scenario	231,722	354,404	518,923

3.3. FORECASTING ON THE PEAK LOAD DEMAND P_{MAX} OF VIETNAM POWER SYSTEM TO 2030

P_{max} forecasting (also called as forecasting on maximum power demand in a specific prediction time duration) is one of the most concerns of power planning due to its direct impacts on generation, regulation, reserve margin, and energy security plannings.

3.3.1. Overview of long-term forecasting methods on peak load demand

Numerous studies have been carried out for researching on long-term forecasting method on peak load demand. Some of them have been demonstrated for their reasonability, including:

- SARIMAt model: a multi-step simulation method in which commonly consists of determination, estimation, assessment, and prediction phases;
- Regressive model;
- Fuzzy logic rules;
- Artificial neural networks and hybrid neural networks.

3.3.2. Suggested forecasting method of thesis

The correlation of electric load and related traditional factors, such as: GDP, socio-economic factors (i.e. power consumption per capita, power consumption per product, electric tariff, etc.), are strongly impacted by temporal factors (i.e. reducing factor of technology cost, high rate of electrification, etc.). As temporal factors are extremely difficult to be quantified precisely, the mentioned correlation becomes to be unexplicit. In order to solve an unexplicit and complicated algorithm, an FFBP neural network is considered as the most effective method and common implementation. This method is employed to compute the correlation by approximating nonlinear functions. Forecasting process consists of following steps:

- Building the specific FFBP algorithm
- Updating weight vectors
- Modifying weight vectors
- Choosing activation function
- Building the model's supervised-learning rules
- Testing errors, constraints and generating results

3.3.3. Input data and results

In order to forecast the peak load demand of Vietnam power system to 2030, GDP growth rate (%/year) and electric power demand (GWh) are identified as input variables of forecasting simulation. Historical input data is shown in Table 3.4, in which: X_1 is the historical data of GDP growth rate (%/year); X_2 is the historical data of annual electric power demand (GWh); and Y_{target} is the peak load demand (P_{max}). Forecasted values of GDP growth rate and electric power demand are referred to the PDP VII rev. and are shown in Table 3.5. They will be imported to the neural network to be trained. When the training process is completed, then import the 5 nearest value into the network to test the value of P_{max} through the output of network.

3.3.4. Forecasted results on peak load demand of Vietnam to 2030

When applying the test value set to assess the accuracy of FFBP model, then the comparison results are shown in Table 3.6. The average error of the model is remarkable at 1.92%.

Table 3.4. Historical data using for network training

Year	X_1	X_2	Y_{target}
	[%/year]	[GWh]	[MW]
A. Input data set			
1990	5.10	8,678	1,660
1991	6.00	9,152	1,850
1992	8.60	9,654	2,005
1993	8.10	10,665	2,143
1994	9.30	12,284	2,408
1995	9.54	14,636	2,796
1996	9.34	16,946	3,177
1997	8.15	19,151	3,595
1998	5.80	21,665	3,875
1999	4.80	23,739	4,329
2000	7.10	26,745	4,615
2001	7.10	30,187	5,181
2002	7.10	34,073	5,817
2003	7.10	38,461	6,530
2004	7.10	43,414	7,331
2005	7.55	49,008	8,230
2006	6.98	53,845	9,015
2007	7.13	59,159	9,876
2008	5.66	64,998	10,818
2009	5.40	71,415	11,851
2010	6.42	78,466	15,416
B. Testing data set			
2011	6.24	94,658	16,490
2012	5.25	105,474	18,603
2013	5.42	115,069	20,010
2014	5.98	128,435	22,210
2015	6.20	141,800	25,295

Table 3.5. Forecasted electric load power demand (GWh)

Year	GDP growth rate	Electric load power demand
	[%/year]	[GWh]
2020	7.0	230,195
2025	7.0	349,949
2030	7.0	511,268

Table 3.6. Forecasted results P_{max} value

Year	Forecasted P_{max} value
	[MW]
2020	40,332
2025	60,835
2030	87,558

3.4. CLUSTERING AND FORECASTING ON LOAD PROFILES

Load profile clustering task is normally used for categorising load consumers based on its consumption characteristics to set up reasonable electricity tariff and build solutions for demand side management. Other purposes could be identified as optimising the operational schedules and improving planning task for power system. In planning, a dynamic program is the most used which can give the most accurate optimum results by running simulation with hourly load values. However, the program could create a huge number of variables if running with 8,760 values of load demand for a year. In order to reduce variables in simulation, load clustering to find typical load patterns is needed. With the same purpose in long-term demand forecasting, this thesis implements a clustering method based on the $K_{max} - K_{min}$ algorithm combining with the expert's experience choice to find the historical consumption rules of Vietnam's loads. Results from clustering task will be applied to forecast the future load profiles of each load consumer types to 2030.

3.4.1. Overview of long-term forecasting methods on electric load profile

Long-term forecasting methods on electric load profile are categorised into two groups: (1) Statistical methods; and (2) Artificial intelligent based simulations.

- Common-used statistical methods are seasonal ARIMA model, Holt-Winters exponential smoothing method, the FFBP approach, and regression method with principal component analysis (PCA); in which the seasonal ARIMA and FFBP approaches have been widely applied, while the Holt-Winters and PCA methods have just specifically designed for high frequency load series but they are realised as the most rapid and accurate methods.

- Neural networks are the most consideration in the artificial intelligent based methods due to its accuracy, rapidity, and simple requirement of input data.

3.4.2. Overview of load profile clustering methods

Load profile clustering methods are theoretically categorised into three groups: (1) Unsupervised learning based techniques; (2) Supervised learning based approaches; and (3) Ungrouped methods, in which:

- The most traditional unsupervised learning based method is Kohonen's self organising map (SOM) which presents a bi-dimensional map as results but does not deliver final cluster directly, it need a post-processing stage for getting the final results;
- Supervised learning based approaches consists of neural networks, vector quantization, fuzzy logic based techniques, K-means statistical techniques, and advanced hybrid models;
- Ungrouped method group is established for recent defined techniques following the concept of entropy which is come from information theory such as follow the leader (FDP) and support vector clustering (SVC).

3.4.3. Suggested forecasting method of thesis

3.4.3.1. Forecasting flowchart

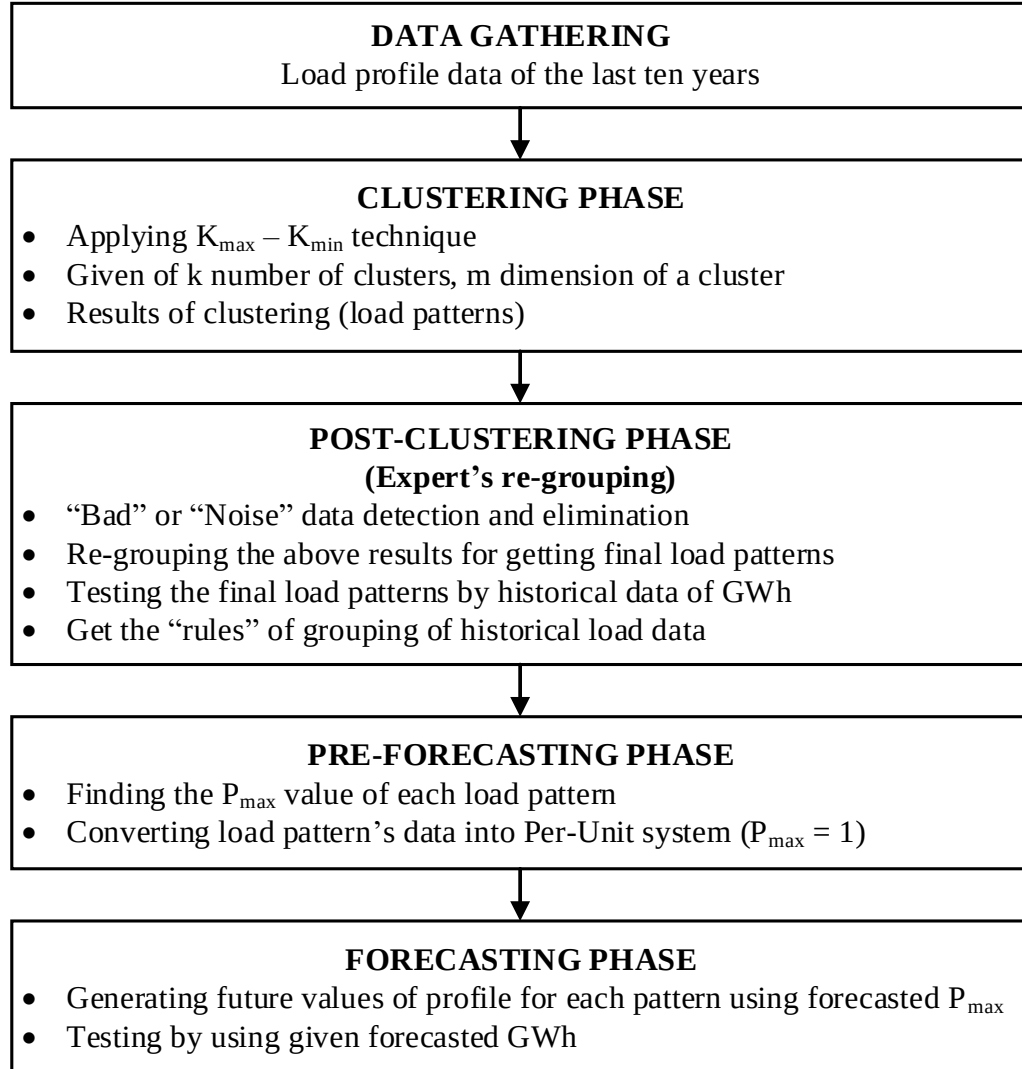


Figure 3.2. Flowchart for clustering and forecasting load patterns

3.4.3.2. Results of clustering and post-clustering phases

Results of clustering phase are summarised in Table 3.7. By applying the expert's choice to detect and eliminate "Noise data", then the final results are shorten and listed in Table 3.8. Results of error testing step are given in Table 3.9.

Table 3.7. Results of clustering phase for load patterns (after grouping)

No.	Pattern	2006	2010	2012	2014
1	Tet holidays	X	X	X	X
2	Working days of Jan., Feb.		X	X	
3	Working days of Jan., Feb., Mar.	X			X
4	Working days of Mar., Apr.		X		
5	Working days of Mar., Apr., May			X	
6	Working days of Apr., May				X
7	Working days of Apr., May, Aug.	X			
8	Working days of May, Jun.		X		
9	Working days of Jun., Jul.	X			
10	Working days of Jul., Aug.		X		
11	Working days of Jun., Jul., Aug.			X	X
12	Working days of Sep., Oct., Nov., Dec.	X	X	X	X
13	Sunday and National holidays of Jan., Feb., Mar.	X			
14	Sunday and National holidays of Jan., Feb.		X		X
15	Sunday and National holidays of Jan., Feb., Mar., Apr.			X	
16	Sunday and National holidays of Mar., Apr., May		X		X
17	Sunday and National holidays of Apr., May, Aug.	X			
18	Sunday and National holidays of May, Jun., Jul., Aug., Sep.		X	X	X
19	Sunday of Jun., Jul.	X			
20	Sunday and National holidays of Sep., Oct., Nov., Dec.	X			
21	Sunday and National holidays of Oct., Nov., Dec.		X	X	X

Table 3.8. Results of post-clustering phase (after re-grouping)

No.	Pattern
1	Tet holidays
2	Working days of Jan., Feb.
3	Working days of Mar., Apr., May
4	Working days of Jun., Jul., Aug.
5	Working days of Sep., Oct., Nov., Dec.
6	Sunday and National holidays of Jan, Feb
7	Sunday and National holidays of Mar., Apr., May., Jun., Jul., Aug., Sep.
8	Sunday and National holidays of Oct., Nov., Dec.

Table 3.9. Results of error testing process – Difference between GWh obtained from load patterns and practical historical GWh data.

Year	Practical historical GWh data	GWh from load patterns	Difference
	[GWh]	[GWh]	[%]
2010	99,199	99,896	0.72
2012	118,500	119,617	0.94
2014	144,316	143,283	-0.76

3.4.3.3. Results of future load patterns forecasting phase

Forecasted values of peak load demand P_{max} in correspondence with each pattern in 2020, 2025, 2030 are shown in Table 3.10, respectively. Those values will then be applied into model to generate load profiles of patterns in corresponding milestones (see Table 3.11). Forecasted typical load profile of pattern of Working days of Sep., Oct., Nov., and Dec. in 2020, 2025, and 2030 are presented in Figure 3.3.

Table 3.10. Forecasted values of peak load demand (P_{max}) to 2030

Year	Forecasted peak load demand
	[MW]
2020	40.332
2025	60.835
2030	87.558

Table 3.11. Forecasted values of peak load demand (P_{max}) in correspondence with each pattern in 2020, 2025 và 2030 (MW)

No.	Pattern	2020	2025	2030
1	Tet holidays	24.603	37.109	53.410
2	Working days of Jan., Feb.	35.492	53.535	77.051
3	Working days of Mar., Apr., May	39.929	60.227	86.682
4	Working days of Jun., Jul., Aug.	39.929	60.227	86.682
5	Working days of Sep., Oct., Nov., Dec.	40.332	60.835	87.558
6	Sunday and National holidays of Jan, Feb	31.056	46.843	67.420
7	Sunday and National holidays of Mar., Apr., May., Jun., Jul., Aug., Sep	33.879	51.101	73.549
8	Sunday and National holidays of Oct., Nov., Dec.	36.299	54.752	78.802

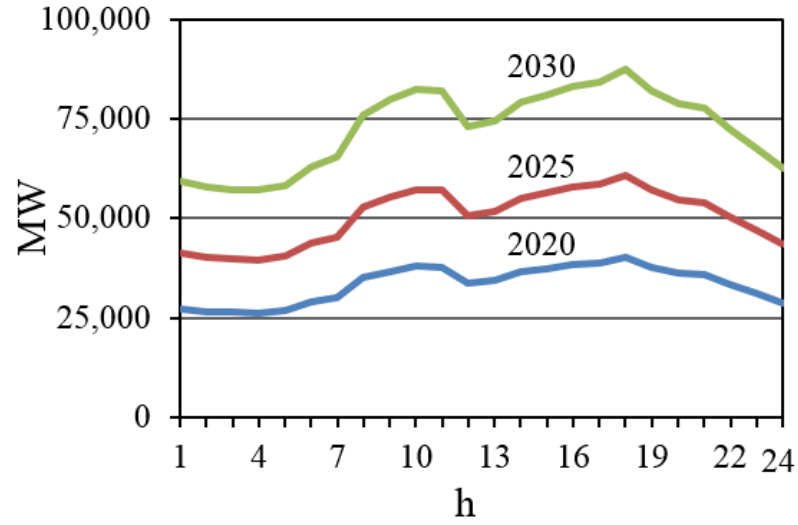


Figure 3.3. Forecasted typical load profile of pattern of Working days of Sep., Oct., Nov., and Dec. in 2020, 2025, and 2030

3.5. CONCLUSION OF CHAPTER 3

Chapter 3 of thesis has covered a series of forecasting tasks whose results are then be applied to generate green generation scenarios for Vietnam power system, which are given in Chapter 4. Numerous forecasting methods have been applied, including:

- Forecasting electricity demand for Vietnam power system to 2030 by using a Cobb – Douglas production function based – econometric model.
- Forecasting the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030 by applying the feed-forward back propagation (FFBP) method, a modified model of neural network.
- Clustering and predicting hourly electric load profile of Vietnam to 2030 by implementing the $K_{max} - K_{min}$ algorithm combining with the expert's choice.

CHAPTER 4. BUILDING THE OPTIMAL STRUCTURE FOR THE NATIONAL GENERATION SYSTEM

4.1. INTRODUCTION

Planning for development strategy on national socio-economy to ensure the economy and energy security and precisising on long-term planning for national power development is the most important requirement of a country. In order to do so, a reliable knowledge- and practical-bases for prediction must be identified. In case of energy sector, in order to raise the initiative in planning, accurate power forecasting, electricity demand estimation in consideration with the development of other sectors, and conservating natural environment but minimising uncertain impact factors are compulsory. In terms of solution, building scenarios for long-term forecasting is believed to be the most effective way which could response to most unexpected risks in planning system in the future.

4.2. BUILDING SCENARIO METHODOLOGY OF THESIS

Scenarios are computed based on the uncertainty characteristics of factors which could impact strongly on generation capacity and electric load demand of system. Those factors are including: (1) the future fuel prices; (2) the penetration of LED lamp technology and the increasing installed capacity of rooftop PV system; and (3) the generation capacity of renewable energy sources. In order to build reasonable scenarios as expected of thesis, various assumptions relevant to those factors have been determined and presented in Table 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 and 4.6.

When combining three mentioned factors, variable scenarios related to national generation demand are generated. By changing the input conditions, four (04) scenarios have been computed, they are:

- (1) Scenario of Business As Usual (BAU) is what happens from the last 5 years in cases of low fuel price, high load demand, and low sharing of renewable energy generation;

- (2) Scenario of Low Green (LG) represents for cases of low fuel price, low load demand, and high sharing of renewables;
- (3) Scenario of High Green (HG) is generated to perform the conditions of high fuel price, deeply low load demand, and high renewable energy; and
- (4) Crisis scenario is the case of high fuel price, low load demand and low sharing of renewable energy.

Scenarios of national generation demand in correspondence with different input conditions are summarised in Table 4.7.

Table 4.1. Assumptions of lighting load and LED

Year	Lighting consumption	Capacity factor of lighting	P_{max} of lighting tin total	Penetration of LED	Energy reduction by LED
	(%)		(%)	(%)	(%)
2020	23	0.75	30.7	10	50
2025	21		28.0	30	
2030	19		25.3	65	

Table 4.2. Consumption proportion of residential sector and assumptions of the penetration of rooftop PV system

Year	Residential consumption	Penetration of rooftop PV system	
		Kịch bản thấp	Kịch bản cao
	(%)	(%)	(%)
2020	34.75	2	2
2025	31.36	10	15
2030	28.63	20	30

Table 4.3. Assumptions of power demand and peak load demand in case of adding the contribution of LED technology

Year	Power demand			Peak load demand P_{max}		
	High scenario	Low scenario	Reduction rate	High scenario	Low scenario	Reduction rate
	(TWh)	(TWh)	(%)	(GW)	(GW)	(%)
2020	230.20	227.55	1.2	40.33	39.71	1.5
2025	349.95	338.93	3.2	60.84	58.28	4.2
2030	511.27	479.70	6.2	87.56	80.35	8.2

Table 4.4. Cummulative electric load demand reduction by the penetration of LED and rooftop PV system

Year	Demand			
	<i>Low scenario</i>	<i>Reduction rate</i>	<i>Deeply low scenario</i>	<i>Reduction rate</i>
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2020	225.97	1.8	225.97	1.8
2025	328.30	6.2	322.98	7.7
2030	452.23	11.5	438.50	14.2

Table 4.5. Scenarios of low renewable energy contribution according to the Decision No. 428/QĐ-TTg

Generation	Unit	2020	2025	2030
Mini hydro	TWh	11.1	12.4	17.7
	GW	3.8	5.2	6.8
Biomass (low)	TWh	2.7	4.8	12.6
	GW	0.5	0.9	2.4
Wind (low)	TWh	2.1	4.0	12.0
	GW	0.8	2.0	6.0
Solar (low)	TWh	8.8	12.8	18.9
	GW	6.1	8.0	12.0

Table 4.6. Scenarios of high renewable energy contribution according to the Decision No. 2068/QĐ-TTg

Generation	Unit	2020	2025	2030
Biomass (high)	TWh	8.0	19.2	36.0
	GW	1.5	3.6	6.9
Wind (high)	TWh	2.7	6.0	15.4
	GW	1.0	3.0	7.7
Solar (high)	TWh	8.8	23.8	34.3
	GW	6.1	15.0	21.8

Table 4.7. Suggested generation scenarios and corresponding input conditions

Scenario	Fuel price	Load demand	Renewable energy
BAU	Low	High	Low
Low Green (LG)	Low	Low	High
High Green (HG)	High	Deeply low	High
Crisis	High	Low	Low

4.3. OBJECTIVE FUNCTION AND CONSTRAINTS

4.3.1. Objective function configuration

Objective function of the optimal structure for generation is the function where the power generation cost is minimised in 2020, 2025, and 2030. This function can be expressed as:

$$O = \sum_{g,q,t,y} W_y \cdot CE_{g,y} \cdot X_{g,q,t,y} \rightarrow \min \quad (4.1)$$

Where:

- g represents for the type of generation (hydro, coal, gas, mini-hydro, biomass, wind, photovoltaic, import);
- q is the load pattern identified by number 1 to 8 (referred to Table 3.11);
- t is the specific time of a day (from 1:00 to 24:00);
- y is considered year (2020, 2025, 2030);
- $CE_{g,y}$ is the generation cost of power plant g at the year y ;
- $X_{g,q,t,y}$ are the least-cost generation power of power plant g , corresponding to the load pattern q at the time t of the year y ; and
- W_y is the net present value coefficient, calculated by:

$$W_y = \left[\frac{1+r}{1+\varepsilon} \right]^{y-2014} \quad (4.2)$$

- r is the interest rate, estimated at 8% per annum;
- ε is the inflation rate, estimated at 4% per annum;

The generation cost CE (US \$/kWh) of power plant g at the year y is calculated by:

$$CE_{g,y} = \frac{\Sigma(F_{g,y} + A_{g,y} + MO_{g,y})}{Q_{g,y}} \quad (4.3)$$

Where:

- $F_{g,y}$ is fuel price;
- $A_{g,y}$ is investment depreciation per annum;
- $MO_{g,y}$ is operation and maintenance cost;
- $Q_{g,y}$ is power production of power plant g at the year y [kWh];

The annual investment depreciation $A_{g,y}$ (US\$/year) is calculated by:

$$A_{g,y} = \frac{r_0 \cdot (1 + r_0)^n}{(1 + r_0)^n - 1} \cdot I_{g,y} \cdot C_{g,y} \cdot 10^3 \quad (4.4)$$

Where:

- r_0 is the ODA interest rate, estimated at 3.8% per annum;
- n is the lifetime of a power plant g [year];
- $I_{g,y}$ is the investment cost per unit of power plant g at the year y [US\$/kW];
- $C_{g,y}$ is the installed capacity of a power plant g at the year y [MW].

4.3.2. Constraints of objective function

Constraints of suggested objective function are listed as: (1) Load demand; (2) Upper limit of generation power; (3) Maximum installed capacity; (4) Reserve power capacity; (5) Variable limitation of generation power between two consecutive hours; and (6) Capacity factors.

4.4. INPUT DATA COLLECTION

Input data needed to be collected including:

- Typical load pattern;
- Maximum installed capacity;
- Reserved capacity;
- Capacity factor of power plants;
- Limitation of generation power variation between two consecutive hours;
- CO₂ emission capacity and CO₂ prices in the market; and
- Levelised cost.

4.5. INTRODUCTION TO LINDO SOFTWARE

LINDO is a well-known commercial software which was developed by LINDO Systems, a famous long-standing group in programming and developing optimisation softwares. It has been widely used by both academic community and business-enterprises since 1979 due to its strength on creative, strong, flexible, and easy-to-use optimisation tools.

LINDO solvers have been widely used by thousands of companies worldwide to maximise profit and minimise cost on decisions related to production planning, transportation, finance, portfolio allocation, capital budgeting, blending, scheduling, inventory resource allocation and more. LINDO has a friendly interface so that users can access and use easily. It is normally used to solve complex calculations which contain thousands of constraint and millions of variable. LINDO software could be implemented in three functions: (1) Entering programming codes or command lines directly from the PC's or mobile computer's keyboard to solve simple and medium-complex calculations; (2) Connecting, contacting, and transferring data and document with different softwares (i.e. Word, Excel, etc.) in various formats for generating paper-reports and similar purposes; and (3) Acting as a software-platform which could allow any subroutines or codings from other programming softwares into LINDO library and generate a new solvable integrated program. Many groups working on various industrial sectors have launched LINDO solvers to optimise their financial issues i.e. Greenergy, DUKE Energy, Petro China, Chevron, HEXAGON, PetroBras, BP, SHELL, Exxon Mobil, and ONTARIOPOWER Generation, etc.

4.6. RESULTS

When input parameters are conducted into LINDO software, then the optimal generation structure scenarios of installed capacity and power generation production based on different power sources in the year of 2020, 2025, and 2030 are generated. Based on results, following values are calculated: (1) CO₂ emission capacity; (2) electricity selling prices in case of non-purchasing mitigated CO₂; and (3) electricity

selling prices with sharing by mitigated CO₂ trading. Major results are described in Figure 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 and Table 4.8.

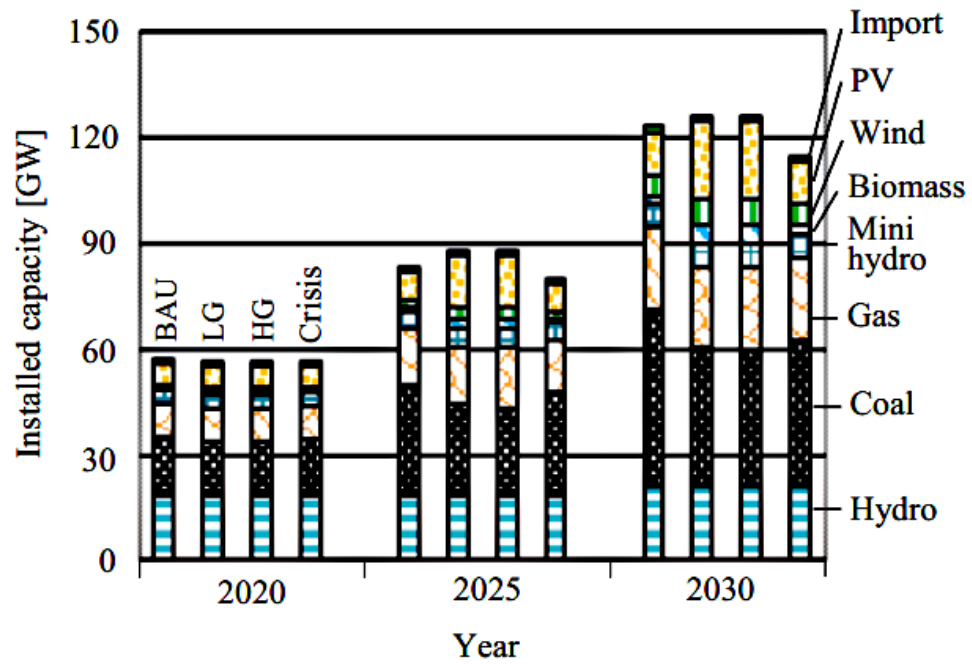


Figure 4.1. Forecasted results on optimum installed capacity of power generations

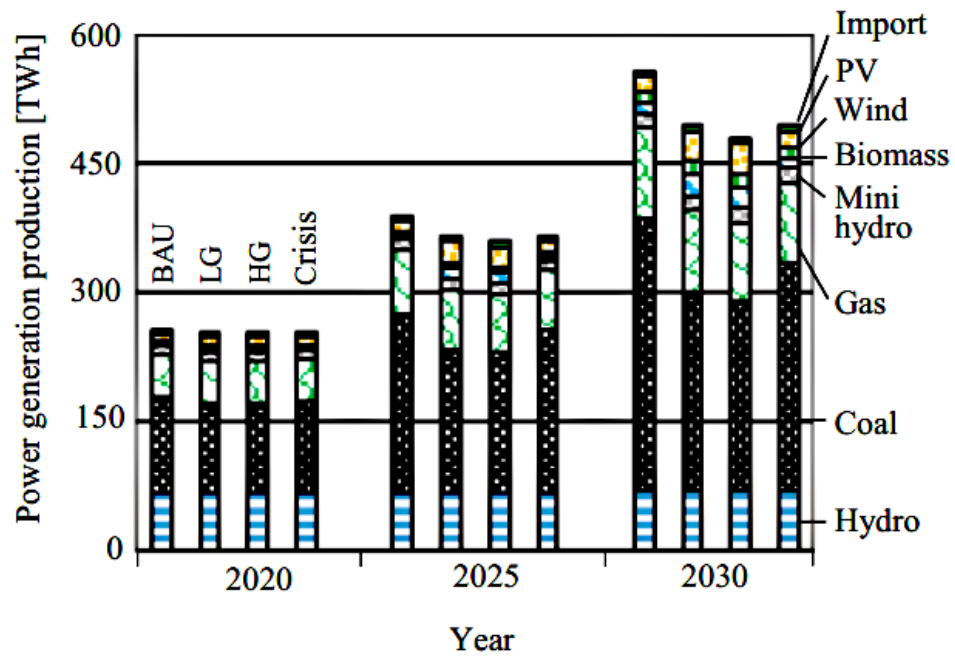


Figure 4.2. Forecasted results on optimum power generation production to 2030

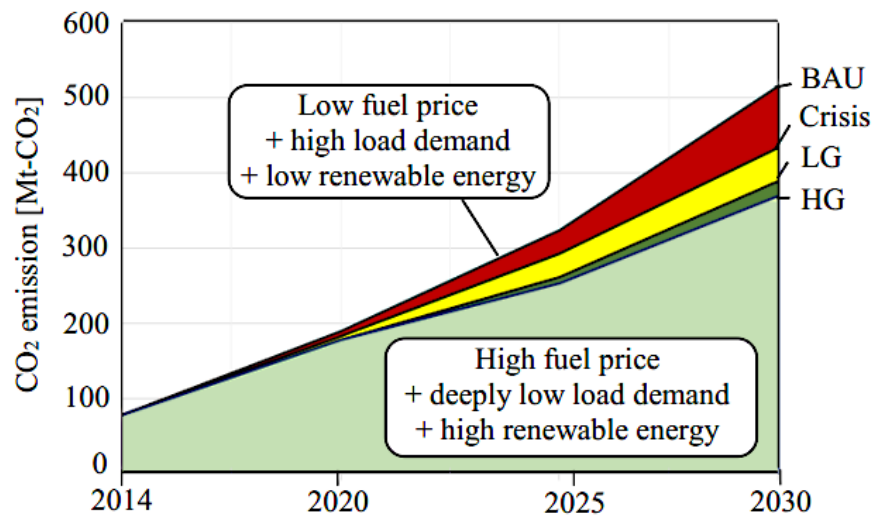


Figure 4.3. Forecasted CO₂ emission of Vietnam power system to 2030

Table 4.8. CO₂ reduction compared to BAU (Unit: MtCO₂)

Scenario	2020	2025	2030
Low Green (LG)	11.14	62.04	127.74
High Green (HG)	11.14	69.60	146.92
Crisis	6.05	30.80	2.38

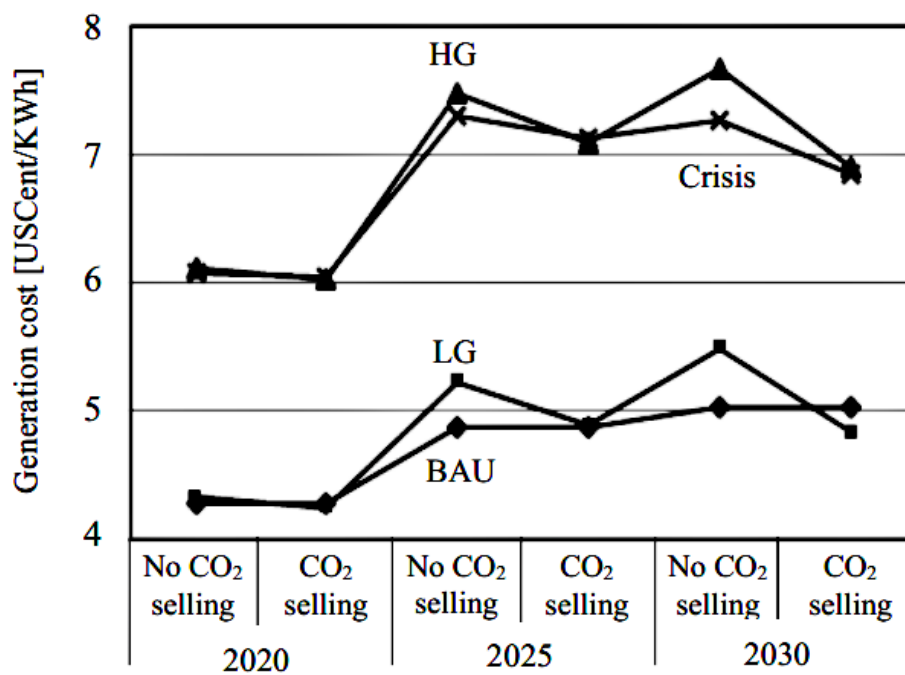


Figure 4.4. Forecasted results on electricity generation cost to 2030

4.7. CONCLUSION OF CHAPTER 4

Chapter 4 has been conducted to describe suggested method of thesis to compute reasonable scenarios for generation sources. Results obtained from scenarios are imported to LINDO software to generate the optimal generation structure for Vietnam's national power system. Using input data which was analysed and calculated in Chapter 2 and Chapter 3, associated with assumptions cited from related forecasted references, this thesis has released four generation scenarios for Vietnam to 2030. The three important factors which have strong impacts on generation capacity and power demand in system are: (1) the uncertainty of future fuel prices; (2) the penetration of LED lamp technology and the increasing installed capacity of rooftop PV system; and (3) the difference proportion of renewable energy exploited in Vietnam power system. They are imported to LINDO software to evaluate their impacts on generation capacity and relevant characteristics.

When expected generation scenarios have been built (including BAU, LG, HG, and Crisis), then simulations for finding the least generation cost, optimal generation capacity, electricity demand, CO₂ emission, and generation cost are conducted. Results of the simulation show that:

- BAU is the worst scenario in terms of CO₂ emission because of the highest proportion of generation from coal and fossil fuels. It also leads to a poor energy security as it strongly depends on thermal generations;
- LG and HG scenarios show their positive impacts both on CO₂ emission and generation cost reductions based on the contribution of renewable energy generations. HG scenario is defined as the greenest one when renewable energy sources contribute to total share at a high proportion;
- Commercialising mitigated CO₂ can reduce the generation cost when the price of input fuels is being fluctuant unexpectedly.

CHAPTER 5. SUMMARISATION, CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

5.1. THESIS SUMMARISATION

The aim of this thesis is to building up reasonable scenarios for power sources towards to a “low-carbon economy” for Vietnam to 2030. Some noticed results are listed as following:

1. Scenarios reported in the Revisions to the National Power Development Plan from 2011 to 2020 with Visions Extended to 2030 are noticed by a low contribution of renewable energy sources but an increasing sharing of coal thermal power. Therefore, it is required to has urgent studies on green generation solutions to meet the sustainable development target of Vietnam.
2. A desk-based study has been implemented to acquire various scenario building methods of global organisations and worldwide countries (i.e. IEA, BP, Pakistan, Malaysia, Thailand) and the building methods for generation scenarios of Vietnam Energy Institute. Results show that all models have been computed to minimise the generation cost but they have not taken the hourly load profiles of system into account.
3. In order to build up reasonable green scenarios, it is compulsory to forecast on electricity demand (GWh) and the peak load demand (P_{max}) in the future:
 - Doing research on forecasting electricity demand (GWh) for Vietnam to 2030: because of the lacking data, candidate has employed a Cobb – Douglas production function based – econometric model as prediction method, this method is first launched in Vietnam. Three parameters which have strong impact on demand are determined as: (1) The per capita income; (2) Population; and (3) Number of households. The GDP and the proportion of industry and service in GDP are not chosen as input variables. With medium scenario of the income, the forecasting consumptions in 2020, 2025, 2030 are 230,195GWh, 349,949GWh, 511,268GWh, respectively. Those results are closed similar to

numbers released by the Revised version of Master plan no. VII for power system in Vietnam (PDP VII rev.).

- In order to forecast the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030, researcher has implemented the feed-forward back propagation (FFBP) method, a modified model of neural network. Input variables are determined as: (1) GDP growth rate (%/year); and (2) Annual electricity consumption (GWh). Elasticity coefficient and T_{max} are eliminated to be the model's input variables. P_{max} in 2020, 2025 and 2030 are forecasted at 40,332MW, 60,835MW, and 87,558MW, respectively. Those results are really closed to values of the PDP VII rev. It is noted that new factors related to technological and scientific developments, i.e. LED technology, solar photovoltaic rooftop system, have not been accounted to those results.
 - Clustering and predicting hourly electric load profile of power system is a pristine point of thesis with aims to provide conditions to figure-out the least-cost optimum structure for Vietnam power generation system. The results show that there are 8 load patterns categorised by the consumption characteristics of Tet holidays, working days, and weekend days corresponding to groups of month, they are: (1) Tet holidays; (2) Working days of January and February; (3) Working days of March, April, and May; (4) Working days of June, July, and August; (5) Working days of September, October, November, and December; (6) Sunday and National holidays of January and February; (7) Sunday and National holidays of March, April, May, June, July, August, and September; and (8) Sunday and National holidays of October, November, and December. Also, future load patterns have been predicted.
4. Four (04) scenarios have been computed in the thesis, they are: (1) Scenario of Business As Usual (BAU) is what happens from the last 5 years in cases of low fuel price, high load demand, and low sharing of renewable energy generation; (2) Scenario of Low Green (LG) represents for cases of low fuel price, low load demand, and high sharing of renewables according to the PDP

VII rev.; (3) Scenario of High Green (HG) is generated to perform the conditions of high fuel price, deeply low load demand, and high renewable energy based on the Decision No. 2068/ QĐ-TTg; and (4) Crisis scenario is the case of high fuel price, low load demand and low sharing of renewable energy.

5. With aims to find the optimal structure for the national power generation system, an objective function has been employed. Objective function is the function where the power generation cost is minimized, combined to numerous other constraints: (1) Load demand (GWh, P_{max} , forecasted hourly load profiles); (2) Upper limit of generation power in correspondence with patterns; (3) Maximum installed capacity; (4) Reserve power capacity; (5) Variable limitation of generation power between two consecutive hours; and (6) Capacity factors.
6. A LINDO software was launched to generate these following results of suggested green scenarios:
 - Forecasted installed capacities of hydro are around 18.1GW, 18.6GW, and 21.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; installed capacities of coal-thermal power plants in HG and BAU scenarios in 2020 are 15.8GW and 17GW, respectively; in 2025 are 24.6GW and 29.3GW, in 2030 are 38.9GW and 49.9GW, correspondingly. Looking into the national installed capacity, coal-thermal capacity accounts for 27.8% to 40.6%.
 - Installed capacities of gas-thermal power plants reach around 9.5GW, 15.6GW and 23.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; account for 16.6% to 20.3% in total installed capacity. These results keep nearly unchanged in all scenarios. Other generations are all reach their upper limit installation and do not change much through scenarios.
 - Forecasted results for hydro generation in 2020 and 2030 are 66.3TWh and 68.6TWh, respectively (decreasing from 25.3% to 11.9% after 2030). Coal-thermal generation is forecasted to increase its production continuously by years

and contributes 44.3% to 57.6% in the total production. Also, gas generation has a slight increase by years and shares about 19% of total.

- The CO₂ emission of HG scenario is 5.7% lower than the BAU in 2020, 19.7% in 2025, and 27.1% in 2030 due to the significant contribution of renewable resources and the reduction of demand caused by the penetration of LED lamp technologies and solar PV rooftop system.
- Generation costs are computed as 4.35US\$cent/kWh to 5.52US\$cent/kWh and 6.03US\$cent/kWh to 7.76US\$cent/kWh in correspondence with low and high fuel price scenarios in the future. A considerable note that if CO₂ emission is put into the market in the HG scenario, then the generation cost of HG scenario could reduce 10%, approximately. As a result, it helps generation cost of both HG and Crisis scenarios are nearly same in 2030.

5.2. CONCLUSIONS

Based on results obtained from previous chapters of thesis, some conclusions could be reported that: (1) Scenarios are computed based on forecasted future electricity demand, all assumptions and constraints of prediction are appropriate with practical context of Vietnam power system; the implementation of hourly load profile prediction is a good choice to help improve the accuracy of generation sources scenarios and to reduce the difference between suggested simulation and practical values; (2) A total installed capacity which can meet the load demand in correspondence with each type of sources and each scenario of generations to 2030 has been found. Also, predictions on generation production corresponding to each generation source in different scenarios in the year of 2020, 2025, 2030 have been calculated; (3) An estimation on generation cost and CO₂ emission potential of each scenario in the next 10 years have been quantified; (4) Coal thermal source will still account for a dominant proportion in national generation system to ensure the electricity demand of rapid developing economy; (5) The strong penetration of LED technology and rooftop solar PV are the two main reasons which help to reduce the energy demand of system. If other solutions related to policy changing to encourage

the investment on renewable energy generation and/or implementing new energy efficiency technology could be applied, then the reduction amount could be increase significantly; (6) The proportion of renewable energy contributing on the national generation system according to suggestion in thesis is currently higher than the values reported in the PDP VII rev. However, it is still acceptable due to its assurance for energy demand and competitive generation costs; (7) Although coal thermal power is still accounting for the highest share in the national generation system, if the HG scenario could be implemented in the future, then the generation costs of coal thermal power and its CO₂ emission capacity are still optimal. Moreover, in cases of “clean coal technologies” could be commercialised as an alternative input material for new coal thermal power plants, then the effectiveness of the HG scenario will be increased unexpectedly; (8) Suggested scenarios could be reasonable choices for Vietnam to meet the targets committed in global conference on greenhouse gases reduction, climate change mitigation, environmental protection, and sustainable development; and (9) Based on thesis’ results, it is believed that Vietnam do not need to build new nuclear power plant but still meet his electricity demand until 2030.

The mentioned results are strong demonstrations to affirm that the thesis has successfully reached the expected outcomes.

5.2.1. Contributions on Science and Academic fields

This is the first used of Cobb – Douglas production function based – econometric model as prediction to reduce input variables in comparison to other models. Also, it is resulted that this method is appropriate in cases of lacking detail data from electricity authority.

Forecasting the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030 by applying the feed-forward back propagation (FFBP) method, a modified model of neural network. This method is suitable in cases of: (1) Lacking detail data from electricity authority; (2) The correlation of electric load and related impact factors becomes to be unexplicit; (3) Complicated algorithm; and (4) Small error

requirements. Forecasted results are closed similar to numbers of the base scenario released by the PDP VII rev.

This is the first implementation of $K_{max} - K_{min}$ algorithm combining with the expert's choice to figure out eight load pattern prototypes of Vietnam power system based on historical hourly load profiles. Results obtained from algorithm has a small error in comparison with practical recorded values. It is a good contribution to make computed scenarios of thesis closer to the reality of generation.

A commercial software namely LINDO is employed to simulate the four suggested scenarios of generation sources. Results show that scenarios of optimising generation cost and minimising the CO₂ emission for Vietnam's generation sources system until 2030 have been generated. Also, a total installed capacity which can meet the load demand in correspondence with each type of sources and each scenario of generations to 2030 has been found. Additionally, predictions on generation production corresponding to each generation source in different scenarios in the year of 2020, 2025, 2030 and estimations on generation cost and CO₂ emission potential of each scenario in the next 10 years have been quantified.

5.2.2. Contributions on Practical context

Researches of this thesis have provided a new method for predicting electric load demand but do not need detail data from electricity authority. This forecasted result is extremely important in planning on power development, and make a contribution to policy makers on lessening the frequent revision of power planning in a short time.

Results of thesis can be used as scientific references for related Ministries, Governmental departments, Vietnam Electricity, universities and international cooperative projects involving energy/power/electricity and/or energy efficiency.

Also, results of thesis can be considered as a contribution to impulse the national economic development in general and Vietnam's electricity market development in specific in terms of renewable energies, such as: solar, wind, biomass, etc. in the future.

Providing a new specific load consumer clustering method based on artificial intelligence and expert's knowledge-base to compute the optimal generation structure, and support strongly for operational and load dispatching tasks.

Suggesting numerous reasonable green generation scenarios with aim to mitigate CO₂ emission into environment. Those scenarios can be used as references by the national policy and strategy makers on energy or national power planning to conduct further practical researches with aims to assure the national energy security, ensure the harmony of socio-economic development and environmental protection, towards to a low-carbon economy development in Vietnam to 2030.

Results from thesis have shown a very competitive generation cost of power system; the HG scenario is the simulation that has the highest generation cost but that forecasted cost is still at 5% - 23% lower than the values released in the PDP VII rev. according to the considered year. Those values, therefore, could be applied as reference generation costs to 2030 for EVN.

Other success of thesis is that it makes a contribution to break inherent barriers on outdated policies and to promote the National target programs on energy efficiency, investment projects on renewable energy (i.e. solar, wind, etc.), carbon trading, power generation market and reconstruction projects for Vietnam power system.

5.3. RECOMMENDATIONS

From the results of thesis, some recommendations are released so that this research field could be expanded in the future. They are:

- Using a Bottom-up method to check the accuracy of results generated by the Top-down method using in thesis.
- This thesis has just suggested scenarios of generation sources, other parameters and elements such as grid structure, distribution system, investment cost for transmission and distribution network, etc. Therefore, further researches could focus on how to make more comprehensive scenarios on power system.
- Further studies can consider closer on other assumptions, such as: energy efficiency potential of different technologies, energy saving potentials of other

sectors in economy, the penetration of other renewable energies (i.e. tidal, geothermal, wave, etc.), energy storage technologies, etc.

- Updating statistical data regularly so that later researchers or Governmental authorities could use to modify the National master plan on power development appropriately.
- In order to improve and ensure the quality of master plan on power development in the future, a suggestion is given to the Ministry of Industry and Trade, Vietnam electricity authority and energy institute to promote the participation of scientists, increase the number of research projects involving power planning, or refer as much as possible from thesis and specific studies before planning or releasing strategies or policies on ensuring the national energy security.

PUBLICATIONS

Journals/Articles

- [1] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Nguyen Truong Phuc Khanh, Phan Thi Thanh Binh. Forecast on Viet Nam Electricity Consumption to 2030. *Proceedings of the 2107 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICELTICs 2017)*. October 18-20 (2017). Banda Aceh, Indonesia, IEEE catalog number: CFP17M32-ART, ISBN 978-1-5386-2934-5.
- [2] **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Khanh T. P. Nguyen, Binh T. T. Phan. Forecast on 2030 Viet Nam Electricity Consumption. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. Vol. 8, No. 3, pp. 2869-2874 (2018). ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). **(ESCI)**.
- [3] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh. *Peak Load Forecasting for VietNam National Power System to 2030*. *Journal of Science & Technology*. Vol. 123, pp. 007-013 (2017) ISSN 2354 – 1083 (Online).
- [4] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Nguyen Ngoc Au, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh. Forecasting Vietnam's Electric Load Profile to 2030. *Journal of Technical Education Science Ho Chi Minh City University of Technology and Education*. No.49 (2018). ISSN 1859 – 1272 (Print).
- [5] **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Luan D. L. Nguyen, Binh T. T. Phan. Green Scenarios for Power Generation in Vietnam by 2030. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. Vol. 9, No. 2, pp. 3719-3726 (2019) ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). **(ESCI)**.

Related journals/articles

- [1] Vo Viet Cuong, **Nguyen Hoang Minh Vu**, Do Van Truong. Rice Husk Feedstock Planning for Energy Development in the Area of South Western Region. *Journal of Science & Technology*. Vol. 101, pp. 066-070 (2014). ISSN 0868 – 3980 (Print).
- [2] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Truong Dinh Dieu, Nguyen Le Duy Luan, Phan Thi Thanh Binh, Nguyen Hoang Phuong. Modelling the Concept of Waste-Heat Recovery System for Generating Electricity in Holcim Cement Factory, Kien Giang, Viet Nam. *Journal of Science & Technology*. Vol. 120 pp. 052-058 (2017). ISSN 2354 – 1083 (Online).
- [3] **Nguyen Hoang Minh Vu**. Reduction of Greenhouse gas in the Contruction Industry. *Vietnam Investment Review – VIR*, 11/01/2016, ISSN 1021 – 318X.
- [4] **Nguyen Hoang Minh Vu**. Experience on Undergrounding power system and telecommunication network on Tran Hung Dao street (Ho Chi Minh city). *The Workshop on Development Management And Planning of Urban Underground Space*, July 28, 2012.

Research projects

- [1] Project: “*Promoting the energy efficiency usage in construction*” – EECB project in Vietnam. Investors: GEF/UNDP Organisation – United Nations, 2006. **Senior-member.**
- [2] Project: “*Compiling the Guidelines of Electrical Design in Construction complying with the IEC 60364 International Code*”. Project code: TC 67-06, under Contract No.109/HĐKT. June 21, 2016. **Director of Project.**
- [3] Project: “*Compiling the Practical Guidelines for Energy Auding Process in Building and Construction*”. Project code: 15-08, under Contract No. 162/HĐKHCHN. April 02, 2008. **Director of Project.**

- [4] Project: “*Training on Guidelines and Technical Standards on Energy Efficiency for Energy Management Officer and Owners of Major Energy Consumption Building*”. Project code: TK 04 – 10, under Contract No.75/HĐ – KHCNMT. April 01, 2010. **Director of Project.**
- [5] Project: “*Compilation of the new Vietnamese National Code for Solar Power System in Construction: Part 1 – Guides for Design; Part 2 – Guides for Installation; Part 3 – Guides for Inspection and Acceptance*”. Project code: RD – 11. **Director of Project.**
- [6] Project: “*Supporting on Building the Development Plan for Centre of Consultant and Energy Audit, Ho Chi Minh city University of Architecture*”. Project code: TK 11-15- BXD 01, under Contract No.240/HĐKHCN&MT. December 16, 2014. **Director of Project.**
- [7] Project: “*Surveying and Assessing the Deployment of the National Code QCVN 09:2013/BXD in Provinces – Suggesting Solutions for Speed-up the Process*”. Project code: TK 12 – 15, under Contract No.241/HĐ – KHCN&MT. April 27, 2015. **Director of Project.**
- [8] Project: “*Researching and Compiling the Process, Contents, Assessment and Evaluation Methods, Inspection and Acceptance Methods on Energy Consumption Sections before Acceptance to be used in Construction*”. Project code: TK 01 - 15, under Contract No.225/HĐ – KHCNMT. June 10, 2015. **Director of Project.**
- [9] Project: “*Thinfilm Photovoltaic (PV) Solutions for Glass-enveloped Building in Vietnam*”. Project code: RD 49 - 17, under Contract No.49/HĐ – KHCNMT. May 18, 2017. **Co-Director of Project.**
- [10] Project: “*Forecasting on Vietnam’s Electricity Demand to 2030*”. Ho Chi Minh city University of Technology and Education, Ho Chi Minh city, Vietnam. 2017 – 2018. **Member.**

Books

- [1] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Dinh Ngoc Sang, Nguyen Le Duy Luan (2015) Practice Guidelines for Energy Auditing Process in Building and Construction. *Construction Publishing House*, Hanoi, Vietnam. ISBN: 978-604-82-1507-1.
- [2] Vo Viet Cuong, **Nguyen Hoang Minh Vu**. Calculation and Choice of Electrical Equipment for Construction. *Vietnam National University Press Ho Chi Minh City*, Vietnam. ISBN: 978-604-73-5554-9.
- [3] Vo Viet Cuong, **Nguyen Hoang Minh Vu**, Nguyen Le Duy Luan. Advanced Practice Guidelines for Energy Auditing in Construction. *Construction Publishing House*, Hanoi, Vietnam. ISBN: 978-604-82-2243-7.