

NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN PHƯƠNG ÁN CUNG CẤP ĐIỆN CÓ XÉT ĐẾN NGUỒN ĐIỆN PHÂN TÁN Ở KHU VỰC CÓ MẬT ĐỘ PHỤ TẢI THẤP

STUDYING OPTIONS FOR ELECTRICITY SUPPLY CONSIDERING THE DISTRIBUTED GENERATION IN AREAS WITH LOW LOAD DENSITY

Nguyễn Anh Tuấn,
Trịnh Trọng Chương, Kiều Xuân Thực

TÓM TẮT

Đối với các khu vực có mật độ phụ tải thấp, việc lựa chọn nguồn cung cấp giữa nguồn điện lưới và nguồn điện phân tán (DG) luôn là bài toán được đặt ra bởi chỉ tiêu kinh tế. Hiện nay, do suất đầu tư các nguồn DG ở nước ta còn khá cao so với nguồn năng lượng truyền thống, nên đối với từng khu vực cụ thể sẽ cho kết quả lựa chọn là rất khác nhau. Đã có nhiều phương pháp để giải quyết bài toán này nhưng chưa có lời giải cụ thể đối với từng khu vực đặc trưng và đặc biệt là khi xét đến đặc tính công suất của DG. Trong bài báo này, nhóm tác giả sẽ áp dụng phương pháp chi phí vòng đời (LCC) để giải quyết bài toán nêu trên, áp dụng cụ thể cho khu vực xa lưới ở huyện Tân Lạc, tỉnh Hòa Bình. Nghiên cứu này có thể áp dụng tại các địa phương có đặc điểm tương tự, nhằm giải quyết bài toán cân bằng điện năng của Việt Nam một cách bền vững.

Từ khóa: Mật độ phụ tải, nguồn điện phân tán, LCC, mở rộng lưới điện.

ABSTRACT

For areas with low load density, the choice of power supply between grid and renewable energy is always the problem set by the economic indicator. Currently, because the investment in distributed generations in our country is relatively high compared to traditional energy sources, so for each specific area will result in very different choices. There are many methods to solve this problem but there is no specific solution for each specific area, and especially considering the characteristics of distributed generations. In this paper, we will apply the LCC method to solve the above problem, specifically for the remote area in Tan Lac district, Hoa Binh province. This study may be applied in similarly-sampled localities to calculate the electric energy balance of the low load density region.

Keywords: Load density, distributed generation, LCC, grid extension.

Nguyễn Anh Tuấn, Trịnh Trọng Chương, Kiều Xuân Thực

Trường Đại học Công nghiệp Hà Nội

Email: tuanna@hau.edu.vn

Ngày nhận bài: 20/01/2017

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 09/10/2017

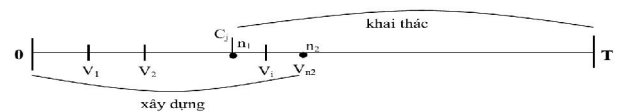
Ngày chấp nhận đăng: 16/10/2017

1. GIỚI THIỆU CHUNG

Ở một mức độ nào đó của nhu cầu điện năng việc liên kết các phụ tải trong cấu trúc sơ đồ vào lưới điện Quốc gia

có thể chưa thật cần thiết. Chẳng hạn đối với khu vực nông thôn có mật độ phụ tải thấp, nằm xa các hệ thống tập trung thì việc cấp điện từ các nguồn điện phân tán (DG) của địa phương lại có thể có các chỉ tiêu kinh tế - xã hội tốt hơn là xây dựng những đường dây tải điện đi xa để liên kết với lưới điện Quốc gia [1]. Hiện có hai phương pháp chủ yếu khi tính toán nghiên cứu lựa chọn nguồn cấp cho các khu vực nằm xa lưới là: khả năng mở rộng lưới (Grid Extension - GE) và sử dụng nguồn DG [8]. Việc lựa chọn cấp điện từ nguồn nào hay kết hợp đồng thời từ nguồn điện phân tán và nguồn điện lưới cần phải dựa trên cơ sở phân tích các phương án hợp lý về chi phí và các yếu tố khác có liên quan, đồng thời giảm được hành lang tuyến, bảo vệ môi trường phục vụ phát triển bền vững.

Một khu vực được cung cấp điện bởi DG hoặc mở rộng lưới điện Quốc gia có thể là: xây dựng, lắp đặt mới hay thay thế một hệ thống cung cấp điện hiện hành hiệu suất năng lượng thấp bằng một hệ thống mới có tính năng kỹ thuật tương đương hoặc tốt hơn. Như vậy một phương án sử dụng DG hoặc mở rộng lưới luôn có sự so sánh giữa các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật, trong đó có những chỉ tiêu mang tính quyết định đến việc lựa chọn phương án như: vốn đầu tư, những chi phí liên quan đến vận hành, bảo dưỡng... trong suốt vòng đời của công trình. Với một công trình năng lượng có vòng đời T năm, nếu giả thiết thời gian xây dựng công trình là n_1 năm, thời gian bắt đầu khai thác công trình có thể từ năm n_1 như hình 1, công trình có vốn đầu tư hàng năm xây dựng công trình là V_1 và chi phí hàng năm là C_j kể từ năm khai thác công trình.



Hình 1. Biểu đồ chi phí xây dựng và khai thác công trình năng lượng

2. PHÂN TÍCH CHI PHÍ VÒNG ĐỜI CÁC PHƯƠNG ÁN CUNG CẤP ĐIỆN CÓ XÉT ĐẾN DG

Tổng chi phí của một công trình DG bao gồm: các chi phí cố định - V (vốn đầu tư, lãi suất vay vốn...) và các chi phí

biến đổi (chi phí vận hành, khấu hao, nhiên liệu, tổn thất...)
- C. Nếu suất chiết khấu là $d\%$ thì tổng chi phí (TC) của công trình trong suốt vòng đời T năm của công trình quy về hiện tại là [2]:

$$TC = \sum_{i=0}^{n_2} V_i \frac{1}{(1+d)^i} + \sum_{j=n_1}^T C_j \frac{1}{(1+d)^j} \quad (1)$$

với:

V_i là vốn đầu tư, kể cả lãi suất vay vốn (nếu có) tại năm thứ i ;

T là số năm khảo sát công trình;

C_j là chi phí hàng năm, bao gồm: chi phí vận hành, chi phí khấu hao, chi phí cho tổn thất, chi phí nhiên liệu/1 đơn vị điện năng ($C_j = C_{kh} + C_{vh} + C_{tt} + C_{NL}$) [3].

Trong đó: Chi phí cho khấu hao $C_{kh} = a_{khr} \cdot V$; Chi phí vận hành $C_{vh} = a_{vhr} \cdot V$

Chi phí cho tổn thất điện năng: $C_{tt} = c_d \cdot \Delta A_{n\text{ăm}}$ (với C_d là giá thành điện năng tổn thất - đơn vị tiền tệ/kWh; $\Delta A_{n\text{ăm}}$ là tổn thất điện năng - kWh);

Chi phí nhiên liệu/1 đơn vị điện năng: $C_{NL} = m_{NL} \cdot NL_{n\text{ăm}}$ (m_{NL} là giá nhiên liệu); $NL_{n\text{ăm}}$ là lượng tiêu hao nhiên liệu của DG - đơn vị nhiên liệu).

Xuất phát từ (1), chi phí vòng đời LCC của công trình được tính bằng hiệu số giữa tổng chi phí trong suốt T năm và giá trị còn lại ở năm T sẽ là [2]:

$$LCC = \left[\sum_{i=0}^{n_2} V_i \frac{1}{(1+d)^i} + \sum_{j=n_1}^T C_j \frac{1}{(1+d)^j} \right] - R_T \quad (2)$$

Trong đó:

LCC là giá trị hiện tại chi phí vòng đời của công trình quy về thời gian gốc (base date), thường là năm bắt đầu đầu tư công trình;

R_T là giá trị còn lại của công trình sau T năm (đã quy về giá trị hiện tại).

Đối với các công trình năng lượng có quy mô nhỏ, chẳng hạn các công trình phát điện bằng nguồn điện phân tán hay mạng điện địa phương... có thời gian xây dựng không quá 1 năm, nếu lượng vốn bỏ ra một lần là V , các năm khai thác với chi phí C thì tổng chi phí TC và chi phí vòng đời LCC công trình đó được tính bởi:

$$TC = \text{Vốn } (V) + \sum (\text{chi phí hàng năm}) / (1+d)^i$$

$$LCC = V + \sum_{i=0}^T C \frac{1}{(1+d)^i} - R_T \quad (3)$$

Trong trường hợp khi DG là nguồn không sử dụng nhiên liệu (điện gió, điện mặt trời, thủy điện nhỏ...) thì chi phí hàng năm chỉ bao gồm chi phí khấu hao, chi phí vận hành, khi DG có sử dụng nhiên liệu (diesel hay Biomass...) sẽ có thêm các chi phí nhiên liệu [4]. Sau đây sẽ triển khai công thức (2) để áp dụng cho các công trình cung cấp điện.

2.1. Đối với nguồn cấp từ lưới điện Quốc gia - GE

Khi xét đến giải pháp cung cấp điện bằng nguồn điện lưới thì chi phí hàng năm sẽ bao gồm chi phí khấu hao, chi phí vận hành, chi phí tổn thất trên đường dây, tổn thất

trong máy biến áp và chi phí điện năng. Vốn đầu tư xây dựng mạng điện bao gồm hai phần: vốn đầu tư xây dựng đường dây và cho máy biến áp phân phối. Khi điện áp được xác định thì mô hình vốn đầu tư đường dây có dạng [5]:

$$V_d = (a_d + b_d \cdot F) \cdot L \quad (4)$$

với:

a_d và b_d lần lượt là các hệ số kinh tế cố định và thay đổi của đường dây (đơn vị tiền tệ/km);

F là tiết diện dây dẫn (mm^2);

L là chiều dài đường dây, km.

Như vậy chi phí hàng năm của đường dây C_{dd} (chưa kể chi phí điện năng) là:

$$C_{dd} = p_{dd} \cdot V_d + c_{tt-d} = p_{dd} (a_d + b_d \cdot F) \cdot L + 3 \cdot I^2 R \cdot \tau \cdot c_\Delta \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

Ở đây:

$p_{dd} = a_{vh-dd} + a_{kh-dd}$

c_{tt-d} là chi phí do tổn thất điện năng trên đường dây;

R là điện trở dây dẫn, Ω ;

τ là thời gian tổn thất công suất cực đại, h;

c_Δ là giá thành điện năng tổn thất, đơn vị tiền tệ/kWh;

I là dòng điện chạy trên dây dẫn, A.

Với một mạng điện có cấp điện áp xác định thì mô hình vốn đầu tư của trạm biến áp phân phối được cho bởi phương trình [5]:

$$V_{ba} = m + n \cdot S_n \quad (6)$$

Ở đây:

m (đơn vị tiền tệ), n (đơn vị tiền tệ/kVA) là các hệ số kinh tế cố định và thay đổi của trạm biến áp;

S_n là công suất định mức của máy biến áp, kVA.

Do đó chi phí hàng năm của trạm biến áp C_{BA} (chưa kể chi phí điện năng) là:

$$C_{ba} = p_B \cdot V_{BA} + c_{BA} = p_B \cdot (m + n \cdot S_n) + (\Delta P_k \cdot k_{mt}^2 \tau + \Delta P_0 \cdot t) \cdot c_\Delta \quad (7)$$

Ở đây:

$p_B = a_{kh-B} + a_{vh-B}$;

k_{mt} là hệ số mang tải máy biến áp;

t là thời gian vận hành máy biến áp, h;

ΔP_k là tổn thất công suất khi ngắn mạch, kW;

ΔP_0 là tổn thất công suất khi không tải, kW.

Từ phân tích trên có thể xác định được LCC cho công trình mở rộng lưới GE như sau:

$$LCC = \left[\sum_{i=0}^{n_2} (V_{dd} + V_{BA})_i \frac{1}{(1+d)^i} + \sum_{j=n_2}^T (C_{dd} + C_{BA}) \frac{1}{(1+d)^j} \right] + \sum_{i=n_2}^T c_i \cdot A_i \frac{1}{(1+d)^i} - R_{GE} \quad (8)$$

Trong đó:

n_2 là thời điểm bắt đầu đưa công trình GE vào vận hành;

V_{dd} là vốn đầu tư cho đường dây;

V_{BA} là vốn đầu tư cho trạm biến áp phân phối;

C_{dd} là chi phí hàng năm của đường dây; C_{BA} là chi phí hàng năm cho trạm biến áp;

R_{GE} là giá trị còn lại của mạng điện sau T năm vận hành;

c là giá thành điện năng, đ/kWh;

A_i là lượng điện năng tiêu thụ năm i của phụ tải, kWh.

2.2. Đối với các công trình nguồn DG

Chi phí vòng đời LCC của công trình DG:

$$LCC = \left[\sum_{i=0}^{n_1} V_{DG-i} \frac{1}{(1+d)^i} + \sum_{j=n_1}^T C_{DG-j} \frac{1}{(1+d)^j} \right] - R_{DG} \tag{9}$$

$$= \left[\sum_{i=0}^{n_1} V_{DG-i} \frac{1}{(1+d)^i} + \sum_{j=n_1}^T (C_{vh} + C_{kh} + C_{NL})_j \cdot \frac{1}{(1+d)^j} \right] - R_{DG}$$

với:

V_{DG-i} là vốn đầu tư cho công trình DG năm thứ i;

C_{DG-j} là chi phí hàng năm cho công trình DG bao gồm chi phí vận hành, khấu hao, chi phí nhiên liệu... năm thứ j (chi phí nhiên liệu chỉ xét đến khi DG là diesel, Biomass...);

R_{DG} là giá trị còn lại của công trình sử dụng DG sau T năm vận hành.

Các bước thực hiện của bài toán phân tích LCC để lựa chọn phương án cung cấp điện được cho ở hình 2.



Hình 2. Các bước lựa chọn phương án cung cấp điện giữa GE và DG

Ở đây cũng nói thêm rằng các tính toán chỉ xét đến nguồn cấp, còn phía lưới điện hạ áp cung cấp cho các phụ tải điện các chi phí được coi là ngang bằng nhau giữa các phương án. Khu vực được xem xét là các khu vực nằm xa lưới điện Quốc gia, nhu cầu phụ tải không cao. Nếu khoảng cách này đủ nhỏ thì các nguồn DG không thể cạnh tranh được so với nguồn điện lưới trên khía cạnh kinh tế cho dù nhu cầu điện năng khu vực đó còn thấp. Tuy nhiên khi

khoảng cách đủ lớn cần xem xét một cách chi tiết các yếu tố liên quan, bởi vì đến một giới hạn nhất định nào đó các nguồn DG có thể cạnh tranh thắng nguồn điện lưới.

3. KẾT QUẢ TÍNH TOÁN LỰA CHỌN PHƯƠNG ÁN CUNG CẤP ĐIỆN

Dựa vào việc phân tích đặc điểm tiêu thụ điện và đặc điểm địa lý, lựa chọn khu vực Phú Cường, Tân Lạc, Hoà Bình làm cơ sở phân tích [7]. Phụ tải ở Phú Cường có công suất tính toán 16,90 kW (chi tiết phụ tải cho trong bảng 1). Đây là khu vực nằm xa lưới điện Quốc gia, nằm cách trung tâm nguồn điện 35 kV và 6 kV của trạm 110kV Kỳ Sơn (110/35/6 - 25 MVA) khoảng 10km. Ở Phú Cường hiện đang sử dụng một máy phát diesel công suất 20 kVA, tuy nhiên máy phát thường xuyên quá tải và gặp sự cố. Đến nay đã có trên 5000h vận hành nhưng chưa không được bảo dưỡng do thiếu kinh phí, thiếu người vận hành. Do vận hành thường xuyên (không có máy dự phòng) nên trong quá trình làm việc rất nhiều lần phải ngừng cấp điện 1-2 ngày do hỏng các hộp giao tiếp hoặc cháy kích từ. Căn cứ vào tiềm năng các nguồn điện phân tán, vị trí địa lý và nhu cầu điện năng của khu vực sẽ tiến hành lựa chọn giải pháp cung cấp điện cho Phú Cường bằng phép phân tích chi phí vòng đời công trình năng lượng (LCC). Để thuận tiện cho việc so sánh và lựa chọn dạng nguồn cấp trên quan điểm kinh tế - kỹ thuật, các phương án đề xuất bao gồm:

- Phương án thứ nhất: cấp điện từ lưới điện Quốc gia bằng đường dây trên không qua một trạm biến áp phân phối. Hệ số công suất trung bình của phụ tải $\cos\phi_{tb} = 0,9$.

- Phương án thứ hai: cấp điện từ tuabin gió, Pin mặt trời và máy phát diesel.

Bảng 1. Đặc điểm tiêu thụ điện của phụ tải ở Phú Cường - Kỳ Sơn

Loại phụ tải	Số lượng	Công suất	T _{max}
Sinh hoạt gia đình	20	250 W	3,0 giờ
	18	200 W	
	10	330 W	
Công nghiệp nhỏ	2	2000 W	2,5 giờ
Phụ tải công cộng	5	200 W	2,5 giờ

Bảng 2. Chi phí các phương án sử dụng DG [4]

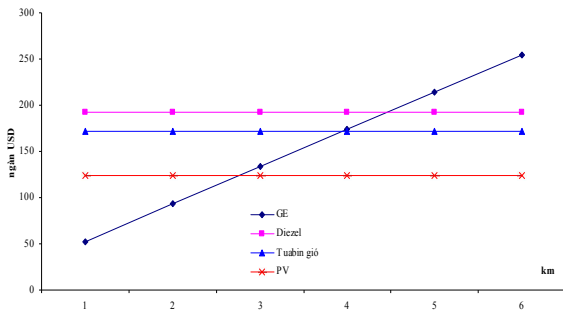
Phương án	Công suất	Tổng vốn đầu tư, USD	Tiêu thụ nhiên liệu	Chi phí O&M, USD/năm
Điện gió	30 kW	121830	0	4477
Điện mặt trời	18 kWp	166500	0	4163
Điêzel	20 kVA	23360	5,8 lít/h	6645

Bảng 3. Giá trị của các hệ số kinh tế cố định, thay đổi của mạng điện [6]

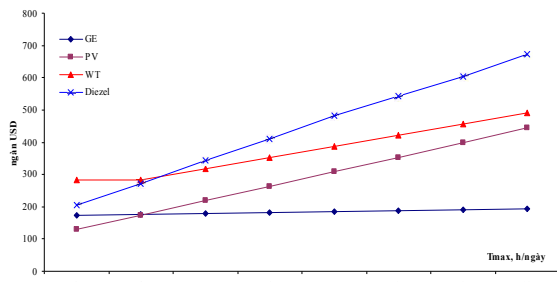
Cấp điện áp của mạng điện, kV	Đường dây		Trạm biến áp phân phối		
	$a_d, 10^6 \text{đ/km}$	$b_d, 10^6 \text{đ/(mm}^2 \text{km)}$	Cấp điện áp, kV	m, 10 ⁶ đ	n, 10 ⁶ đ /kVA
6	133,58	0,72	6/0,4	18,05	0,16
35	228,19	1,28	35/0,4	34,34	0,2

Cho thay đổi khoảng cách từ phụ tải đến lưới điện, thay đổi công suất phụ tải và thời gian sử dụng công suất lớn

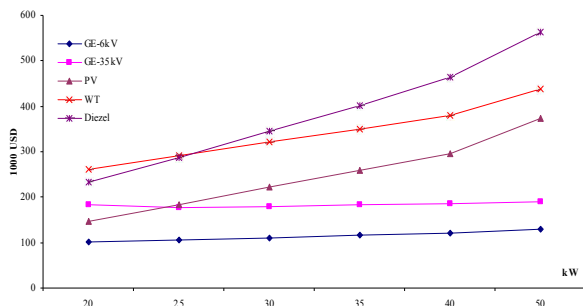
nhất; tiến hành so sánh LCC và LCC/lượng điện năng tiêu thụ giữa các phương án. Kết quả thể hiện trong hình 3, 4, 5, 6.



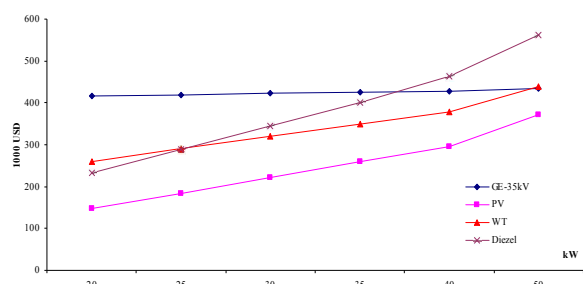
Hình 3. LCC các phương án khi thay đổi khoảng cách đến lưới điện 35 kV



Hình 4. LCC của các phương án khi thay đổi T_{max} (ở khoảng cách 4km, 35kV)



Hình 5. LCC các phương án khi công suất phụ tải gia tăng (ở khoảng cách 4km)



Hình 6. LCC các phương án khi công suất phụ tải gia tăng (ở khoảng cách 10km)

4. NHẬN XÉT VÀ KẾT LUẬN

Qua việc áp dụng phép phân tích LCC ở Phú Cường cho thấy:

- Với các khu vực nông thôn có nhu cầu phụ tải thấp và nằm cách xa lưới điện thì việc sử dụng DG đem lại nhiều lợi ích kinh tế - xã hội, tạo điều kiện để giảm áp lực vốn đầu tư cho lưới điện Quốc gia (hình 3);

- Phương án GE có chi phí vòng đời ít thay đổi đối với các khu vực này, kể cả trong trường hợp phụ tải có gia tăng

(do công suất thực tế truyền tải trên đường dây nhỏ hơn nhiều so với khả năng mang tải cực đại của chúng). Các nguồn DG có chi phí vòng đời tăng khá nhanh, trong đó nguồn diesel tăng nhanh nhất. Với chi phí vận hành và bảo dưỡng thấp hơn, hệ thống tuabin gió có mức tăng chi phí vòng đời chậm hơn và suất chi phí giảm nhanh hơn so với PV và diesel khi nhu cầu phụ tải gia tăng (hình 4, 5, 6).

Khi xem xét một cách tổng thể, chúng ta cũng có thể đưa ra một vài nhận xét về xác định ranh giới cung cấp điện khi lựa chọn phương án GE và DG cho các phụ tải xa lưới như sau:

- Chi phí vòng đời (LCC) của nguồn DG phụ thuộc khá nhiều vào nhu cầu phụ tải và tiềm năng năng lượng phân tán của khu vực. Đối với các khu vực xa lưới có nhu cầu tải thấp thì nguồn DG là lựa chọn tốt trên khía cạnh kinh tế - xã hội;

- LCC phù hợp với hầu hết các khía cạnh xem xét khi: thay đổi công suất tải, khoảng cách đến lưới điện, thời gian sử dụng công suất lớn nhất hay các biến động về giá nhiên liệu, giá điện... Từ việc phân tích LCC có thể thấy được mức độ tăng hoặc giảm chi phí của mỗi phương án, từ đó cho phép lựa chọn một cách phù hợp đối với từng khu vực nằm xa lưới có nhu cầu phụ tải thấp;

- LCC có thể tính toán mọi chi phí thực của hệ thống và cộng dồn đến hết vòng đời, có thể tính toán chi phí nhiều phương án cùng lúc, đưa ra kết quả dạng số hay đồ thị. Qua đó cho thấy việc áp dụng phương pháp phân tích LCC cho các dự án điện khí hoá nông thôn cho kết quả khả quan, có thể coi là một công cụ hiệu quả cho việc lựa chọn phương án cung cấp điện cho vùng xa lưới;

- Trong điều kiện hiện nay khi chưa có các trợ giá và ưu đãi cụ thể cho các nguồn DG thì việc sử dụng phương pháp LCC là một minh chứng một cách khách quan khi đánh giá các lợi ích của việc sử dụng DG trong việc cung cấp điện cho phụ tải xa lưới điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Bassam, N.E., Renewable energy for rural communities, Renewable Energy, Vol.24, pp.401-408, 2009.
- [2]. Fuller, Sieglind K., and Petersen, Stephen R., 2005, Guidance on Life-Cycle Cost Analysis Required by Executive Order, Department of Energy Federal Energy Management Program Washington, DC 20585; April.
- [3]. National Rural Electric Cooperative Association, 2015, Reducing The Cost of Grid Extension for Rural Electrification, Feb. 2015.
- [4]. D.M. Cao, D. Pudjianto, G. Strbac, A. Martikainen, S. Kärkkäinen, J. Farin, (2014), Costs and Benefits of DG Connections to Grid System, DG-GRID Project, December.
- [5]. Đặng Quốc Thống và các tác giả, Một số vấn đề về quy hoạch, thiết kế và vận hành các hệ thống cung cấp điện cho đô thị, Đại học Bách khoa Hà Nội, 2001.
- [6]. Quyết định số 1353/QĐ-NLĐK-Bộ Công Thương: Đơn giá xây dựng cơ bản lắp đặt sửa chữa đường dây và trạm biến áp đến 110 kV, Hà Nội 2008.
- [7]. Nguyễn Anh Tuấn, Trịnh Trọng Chương, Nghiên cứu, tính toán hiệu quả kinh tế - xã hội và chi phí sản xuất của các dạng công trình năng lượng tái tạo ở khu vực có mật độ phụ tải thấp, Đề tài KHCN cấp Bộ Công Thương, 2016. Mã số: ĐTKHCN.183/16.
- [8]. Trần Đình Long, Quy hoạch phát triển năng lượng và điện lực, NXB Khoa học kỹ thuật, 2000.