

METHODOLOGY FOR CALCULATING LEVELIZED COST OF ENERGY OF DISTRIBUTED RENEWABLE ENERGIES SYSTEM IN VIETNAM

Nguyen Dang Khoa^{1,2*}, Le Thanh Vinh⁴, Vo Ngoc Dieu^{1,3}

¹ Ho Chi Minh City University of Technology, ² Can Tho University

³ Vietnam National University Ho Chi Minh City

⁴ Power Engineering Consulting Joint Stock Company 3, Ho Chi Minh City

ARTICLE INFO		ABSTRACT
Received:	25/4/2022	Vietnam has large potential both in solar and wind energy, with many large-scale projects already being implemented. This also causes the huge pressure on the national power system, because of the fluctuation of the large-scale concentrated wind and solar projects. These power sources are also causing overloading transmission lines in some areas, when the growth rate of the of transmission lines cannot catch up with the growth of these power sources. Therefore, distributed energy resources are encouraged to develop. Economic efficiency analysis is one of the issues that need attention to develop energy projects. This paper presents a method to calculate the Levelized Cost of Energy (LCOE) of a distributed system powered by solar and wind energy sources. Energy production is evaluated by such commercial software as WindPRO for wind power and PVsyst for solar power, respectively. The results show that methodology for calculating the levelized cost of energy of this system is very competitive with the current electricity tariff of Vietnam Electricity. The economic efficiency of the project is also analyzed and proven based on the proposed electricity selling price from this method.
Revised:	19/12/2022	
Published:	21/12/2022	
KEYWORDS		
Renewable energy		
Levelized cost of energy (LCOE)		
WindPRO		
PVsyst		
Electricity generation cost		

PHƯƠNG PHÁP TÍNH TOÁN CHI PHÍ PHÁT ĐIỆN QUY DẪN CỦA HỆ NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO PHÂN TÁN TẠI VIỆT NAM

Nguyễn Đăng Khoa^{1,2*}, Lê Thành Vinh⁴, Võ Ngọc Điều^{1,3}

¹Trường Đại học Bách khoa Thành phố Hồ Chí Minh, ²Trường Đại học Cần Thơ

³Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh, ⁴Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 3, Thành phố Hồ Chí Minh

THÔNG TIN BÀI BÁO		TÓM TẮT
Ngày nhận bài:	25/4/2022	Việt Nam có tiềm năng rất lớn về điện mặt trời và điện gió với nhiều dự án quy mô lớn đã và đang triển khai. Chính vì điều này gây nên áp lực rất lớn cho hệ thống điện quốc gia, vì tính không ổn định của nguồn điện gió và mặt trời tập trung với công suất đặt lớn. Các nguồn này cũng đang gây quá tải cục bộ tại một số khu vực, khi mà tốc độ phát triển của lưới truyền tải không theo kịp tốc độ phát triển của nguồn. Vậy nên, các nguồn năng lượng tái tạo phân tán ngày càng được khuyến khích phát triển. Phân tích tính hiệu quả kinh tế là một trong những vấn đề cần xem xét để phát triển các dự án năng lượng. Bài báo này trình bày phương pháp tính chi phí phát điện quy dẫn của hệ năng lượng tái tạo kết hợp giữa điện gió và điện mặt trời, với sản lượng điện được tính toán từ các phần mềm chuyên dụng là WindPRO và PVsyst. Kết quả cho thấy phương pháp tính chi phí phát điện quy dẫn của hệ này rất cạnh tranh với biểu giá điện hiện nay của tập đoàn điện lực Việt Nam. Hiệu quả kinh tế của dự án cũng được phân tích và chứng minh dựa trên giá bán điện đã được đề xuất từ phương pháp này.
Ngày hoàn thiện:	19/12/2022	
Ngày đăng:	21/12/2022	
TỪ KHÓA		
Năng lượng tái tạo		
Chi phí phát điện quy dẫn (LCOE)		
WindPRO		
PVsyst		
Chi phí phát điện		

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.5902>

* Corresponding author. Email: dangkhoa@ctu.edu.vn

1. Giới thiệu

Việt Nam là một nước đang phát triển với phụ tải điện tăng trưởng rất cao, trung bình từ 1,5 – 2 lần tốc độ phát triển của nền kinh tế. Trong khi đó các nguồn điện truyền thống như thủy điện đã khai thác gần như hết tiềm năng, các nhà máy nhiệt điện thì triển khai rất chậm – đa phần các nhà máy nhiệt điện đều trễ tiến độ so với quy hoạch điện VII hiệu chỉnh [1]. Vậy nên an ninh năng lượng là một vấn đề cần giải quyết trong những năm tới.

Nước ta có tiềm năng rất lớn về các nguồn năng lượng tái tạo: điện gió trên bờ [2] và ngoài khơi [3], điện mặt trời [4]. Nhưng với sự phát triển rất nhanh của nhiều nguồn năng lượng tái tạo có quy mô lớn đầu nối lưới, thì việc vận hành, cân bằng công suất của hệ thống điện là một vấn đề rất lớn cần được giải quyết, chính bởi vì tính không ổn định của các nguồn năng lượng tái tạo có quy mô lớn này [5]. Gần đây, chính những nguồn năng lượng tái tạo có quy mô lớn này cũng gây quá tải cục bộ lưới truyền tải, khi mà lưới truyền tải không theo kịp tiến độ phát triển của các nguồn điện và các dự án này buộc phải giảm phát để đảm bảo an toàn lưới điện, điều này cũng gây ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của các dự án. Cũng vì lý do đó mà các nguồn phân tán ngày một được khuyến khích phát triển, như tổng công suất đặt của hệ điện mặt trời áp mái đã lên tới hơn 1168 MWp [6]. Và cơ quan Phát triển Quốc tế Hoa Kỳ (USAID) đang hợp tác với Bộ Công Thương (MOIT) nghiên cứu cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA – Direct Power Purchase Agreement) giữa các đơn vị phát điện (chủ yếu là nguồn năng lượng tái tạo) và các khách hàng [7]. Bên cạnh đó, nguồn năng lượng gió kết hợp với điện mặt trời có tính hỗ trợ lẫn nhau, do vận tốc gió trong đất liền hoạt động mạnh vào những thời điểm sáng sớm và chiều tối [8] khi mà điện mặt trời đang phát công suất thấp. Do vậy, nghiên cứu này trình bày phương pháp tính toán chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) của các nguồn phân tán mà cụ thể ở đây là điện gió kết hợp với điện mặt trời, để các nhà đầu tư phát triển các dự án nguồn phân tán có cơ sở về LCOE để đàm phán giá mua bán điện với khách hàng hoặc các khách hàng có nhu cầu sử dụng điện lớn (những khu công nghiệp, khu dân cư...) có thể dựa vào LCOE để xem xét xây dựng lắp đặt các nguồn năng lượng tái tạo.

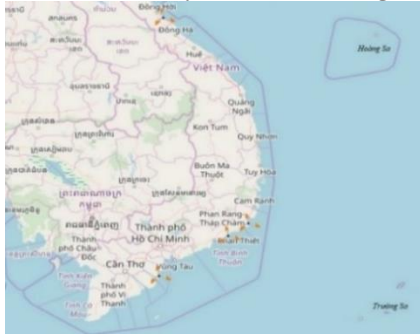
Nghiên cứu gần đây của Ngân hàng thế giới về LCOE của các nguồn phát điện thì LCOE của các nguồn năng lượng tái tạo đã rất cạnh tranh so với những nguồn năng lượng truyền thống, như LCOE trung bình trên thế giới đối với điện gió trên bờ là 52 UScent/kWh, với điện mặt trời là 51 UScent/kWh [9]. Theo như báo cáo của Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế (IRENA), LCOE của các nguồn năng lượng tái tạo trên thế giới ngày càng giảm, như LCOE trung bình trên thế giới đối với điện mặt trời đã giảm 82% từ 37,8 UScent/kWh xuống 6,8 UScent/kWh, điện gió trên đất liền đã giảm 39% từ 8,6 UScent/kWh xuống 5,3 UScent/kWh trong giai đoạn 2010 – 2019 [10]. Ở nước ta, Viện Năng lượng cũng đã thực hiện các tính toán về LCOE trong khi thực hiện Quy hoạch điện 7 hiệu chỉnh [11]. Có 2 phương pháp phổ biến để tính toán LCOE là phương pháp (a) dựa trên suất chiết khấu quy dòng chi phí và sản lượng về giá trị hiện tại (“discounting” method) hoặc phương pháp (b) dựa trên dòng chi phí và sản lượng điện quy đều ra hằng năm (“annuitizing” method) [12], [13]. Do dòng sản lượng điện và dòng chi phí cho các dự án năng lượng tái tạo thay đổi hằng năm nên phương pháp (a) thường được sử dụng.

Bài báo này trình bày chi tiết về phương pháp tính LCOE của nguồn năng lượng tái tạo phân tán, với sản lượng điện trong 20 năm vận hành của hệ Năng lượng kết hợp giữa điện gió (2,5 MW) và điện mặt trời (2,5 MWp) được tính toán dựa trên 2 phần mềm chuyên dụng là WindPRO và PVsyst. Các vị trí khảo sát, tính toán lần lượt tại các tỉnh Quảng Bình (Hải Ninh), Ninh Thuận, Bình Thuận và Bến Tre (Thanh Hải), nơi mà các trụ cột gió thuộc các chương trình hỗ trợ của Ngân hàng thế giới (WB) [14], Tổ chức hợp tác Đức (GIZ) [15] đã quan trắc gió. Kết hợp với chi phí đầu tư xây dựng ban đầu và dòng chi phí trong quá trình vận hành, LCOE được tính toán. Từ sản lượng điện tính toán được và các giả thiết được trình bày ở những phần sau của bài báo này, kết quả tính toán LCOE tại các vị trí Hải Ninh (Quảng Bình), Ninh Thuận, Bình Thuận và Thanh Hải (Bến Tre) lần lượt là 7,63; 6,26; 6,25 và 6,88 UScent/kWh. LCOE tại các tỉnh có tiềm năng về điện gió và mặt trời (như Ninh Thuận, Bình Thuận) là khá cạnh tranh so với thang biểu giá.

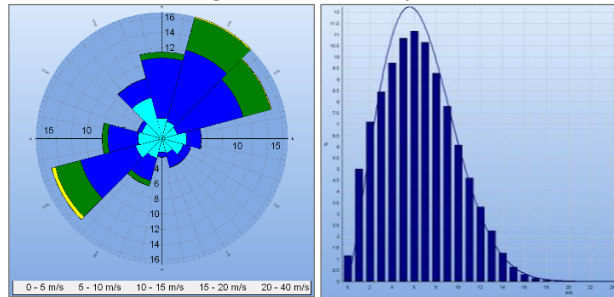
2. Dữ liệu và phương pháp tính

2.1. Số liệu gió và sản lượng điện gió

Số liệu gió dùng trong bài báo này từ các chương trình đo gió của Ngân hàng thế giới (WB) – Bộ Công thương (MOIT) [14] và Tổ chức hợp tác Đức (GIZ) – Bộ Công thương (MOIT) [15] tại các tỉnh Bình Thuận, Ninh Thuận, Quảng Bình (Hải Ninh) và Bến Tre (Thanh Hải). Bảng 1 và Hình 1 trình bày tọa độ và thời gian quan trắc tại các trụ đo gió ở các tỉnh này.



Hình 1. Vị trí các trụ đo gió



Hình 2. Hoa gió và phân bố vận tốc gió tại trụ đo gió Ninh Thuận ở cao độ 100 m

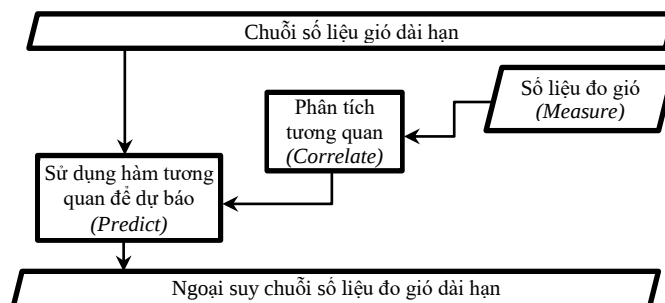
Bảng 1. Bảng tọa độ vị trí các trụ đo gió và thời gian quan trắc

STT	Trụ đo gió	Chiều cao trụ	Tọa độ		Thời gian quan trắc
			Kinh độ	Vĩ độ	
1	Hải Ninh	80 m	106,769346°	17,326983°	5/2012 – 11/2017
2	Ninh Thuận	60 m	108,985082°	11,431585°	11/2008 – 11/2010
3	Bình Thuận	60 m	108,451692°	11,076002°	11/2008 – 11/2010
4	Thanh Hải	80 m	106,661316°	9,895260°	4/2012 – 12/2017

Vận tốc gió quan trắc được tại các trụ đo gió Hải Ninh (80 m), Ninh Thuận (60 m), Bình Thuận (60 m) và Thanh Hải (80 m) lần lượt là 5,80 m/s; 6,06 m/s; 5,79 m/s và 5,94 m/s. Dựa vào profile gió (wind shear) tại các trụ đo gió, vận tốc gió được ngoại suy lên cao độ 100 m theo quy luật hàm mũ [17], kết quả được trình bày như trong Bảng 2. Hình 2 trình bày một kết quả phân tích số liệu đo gió tại trụ đo gió Ninh Thuận, với hướng gió và phân bố vận tốc gió ở cao độ 100 m.

Bảng 2. Bảng kết quả vận tốc gió tại các trụ đo gió

STT	Trụ đo gió	Vận tốc gió [m/s]		Hệ số mũ (shear exponent α)	Vận tốc gió ngoại suy ở cao độ 100 m [m/s]
		60 m	80 m		
1	Hải Ninh	-	5,8	0,263	6,12
2	Ninh Thuận	6,06	-	0,103	6,40
3	Bình Thuận	5,79	-	0,223	6,52
4	Thanh Hải	-	5,94	0,213	6,23

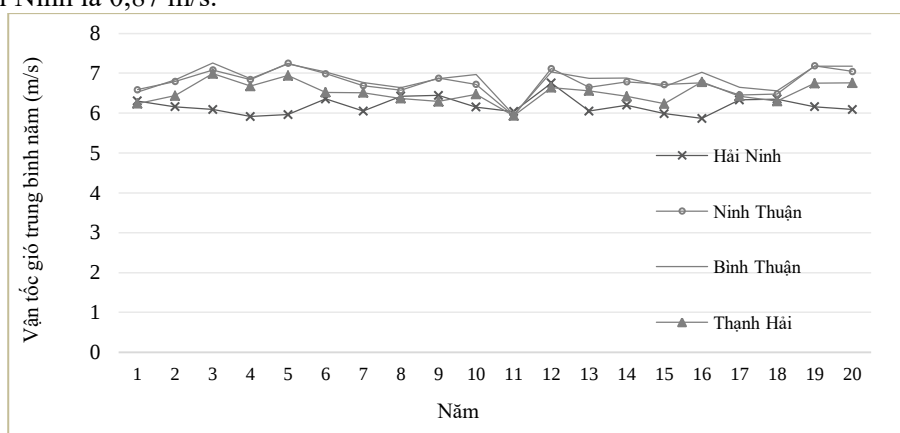


Hình 3. Phương pháp hiệu chỉnh gió dài hạn MCP

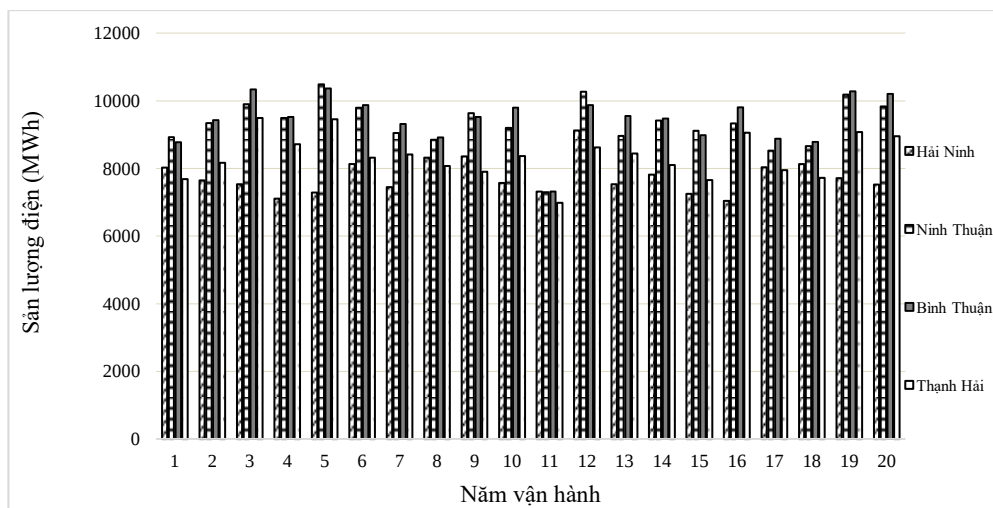
Vì thời gian quan trắc tại trụ đo gió khá ngắn (2 – 5 năm) nên không thể đại diện cho vòng đời 20 năm của dự án điện gió. Nên việc hiệu chỉnh chuỗi số liệu đo gió dài hạn là bắt buộc khi tính

toán sản lượng điện gió [17]. Hình 3 trình bày phương pháp hiệu chỉnh chuỗi số liệu đo gió dài hạn MCP (Measure-Correlate-Predict). Giả thiết đưa ra trong việc hiệu chỉnh số liệu gió dài hạn là sự thay đổi vận tốc gió trong tương lai là tương tự như chuỗi số liệu gió dài hạn tham chiếu trong quá khứ và chuỗi số liệu gió dài hạn ngoại suy này là đại diện cho 20 năm vòng đời dự án điện gió [17].

Số liệu gió ở cao độ 100 m tại các trụ đo gió được so sánh tương quan với các nguồn số liệu gió dài hạn (MERRA2, ERA5, khí tượng thủy văn...) tham chiếu trong 20 năm (đại diện cho vòng đời của một dự án điện gió). Kết quả của quá trình so sánh tương quan thì nguồn số liệu dài hạn ERA5 cho hệ số tương quan tốt nhất. Nên tác giả dựa trên nguồn số liệu này để ngoại suy chuỗi số liệu đo gió dài hạn tại các trụ đo gió bằng phương pháp hồi quy tuyến tính thông qua mô-đun MCP của phần mềm WindPRO [18]. Hình 4 trình bày kết quả của việc ngoại suy chuỗi số liệu dài hạn tại các trụ đo gió. Vận tốc gió trung bình năm dao động khá nhiều qua các năm, với biên độ chênh lệch lớn nhất tại vị trí Ninh Thuận là 1,32 m/s, biên độ chênh lệch thấp nhất tại vị trí Hải Ninh là 0,87 m/s.



Hình 4. Vận tốc gió trung bình năm ngoại suy dài hạn tại các trụ đo gió ở cao độ 100 m



Hình 5. Sản lượng điện gió qua các năm vận hành ở các vị trí trụ đo gió

Từ chuỗi số liệu vận tốc gió dài hạn tại các trụ đo gió ở cao độ 100 m, kết hợp với đường cong công suất điển hình của một tua-bin gió 2,5 MW có đường kính cánh 120 m, sản lượng điện của tua-bin gió tại vị trí trụ đo gió được tính toán thông qua phần mềm WindPRO. Hình 5 đưa ra kết quả tính toán sản lượng điện trong 20 năm vận hành của tua-bin gió 2,5 MW tại các vị trí trụ đo gió. Chính vì vận tốc gió trung bình năm thay đổi qua các năm, nên sản lượng điện gió qua các

năm cũng có sự thay đổi khá lớn. Như tại vị trí Ninh Thuận, chênh lệch sản lượng điện gió qua các năm là lớn nhất lên tới 3.190 MWh; tại vị trí Hải Ninh, chênh lệch sản lượng điện gió qua các năm là thấp nhất với 2.076 MWh.

2.2. Tiềm năng và sản lượng điện mặt trời

Tiềm năng bức xạ mặt trời dùng trong tính toán của bài báo này tham chiếu từ nguồn số liệu Meteoronorm 7.2 được trích xuất từ phần mềm PVsyst [19]. Bảng 3 trình bày tiềm năng bức xạ mặt trời tại các vị trí trụ đo gió ở Bảng 1.

Bảng 3. Tiềm năng bức xạ tại các vị trí

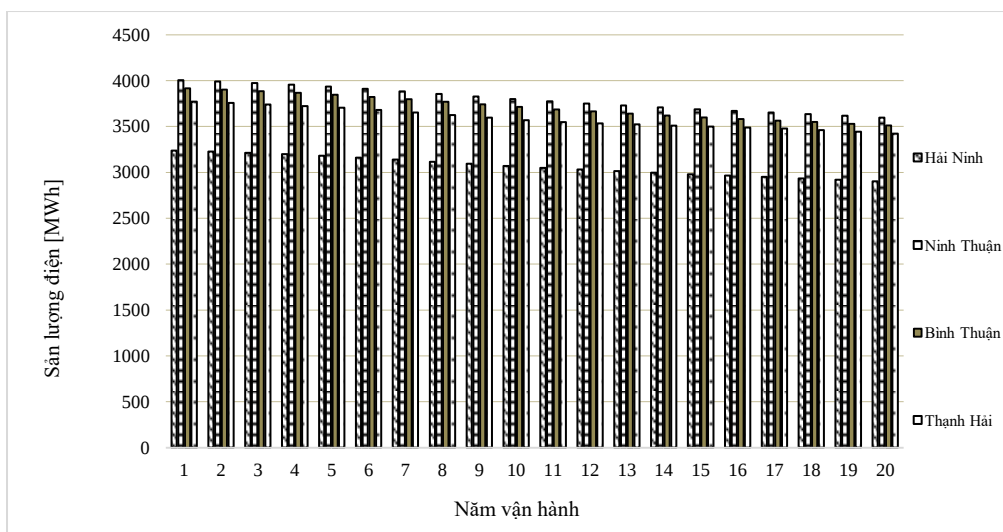
STT	Vị trí	Tiềm năng bức xạ mặt trời [kWh/m ² .ngày]
1	Hải Ninh	4,42
2	Ninh Thuận	5,49
3	Bình Thuận	5,35
4	Thanh Hải	5,16

Từ dữ liệu tiềm năng bức xạ, kết hợp với thông số tấm pin mặt trời (PV) và bộ biến tần (Inverter) – Bảng 4, cũng như ước tính các loại tổn thất trong quá trình vận hành, sản lượng điện mặt trời được tính toán dựa trên phần mềm PVsyst. Với giả thiết độ suy hao hằng năm của tấm PV là 0,4% [19]. Hình 6 trình bày sản lượng của hệ thống điện mặt trời 2,5 MWp trong 20 năm vận hành.

Từ kết quả tính toán sản lượng điện gió và điện mặt trời tại các vị trí như Bảng 1 (Hình 5 và Hình 6), nhận thấy rằng sản lượng điện gió cao hơn sản lượng điện mặt trời từ 2 – 3 lần, tùy thuộc vào vận tốc gió trung bình năm và năm vận hành của hệ thống điện mặt trời.

Bảng 4. Thông số tính toán của hệ điện mặt trời

Thông số	Giá trị
Góc nghiêng	13°
Hướng đặt tấm PV	Chính Nam
Tấm pin PV	500 Wp
Hiệu suất chuyển đổi của tấm PV	20,95 %
Bộ biến tần (Inverter)	125 kW - 1450 V - 50/60 Hz
Tỷ số AC/DC	1,25



Hình 6. Sản lượng điện mặt trời qua các năm vận hành

2.3. Phương pháp tính toán chi phí phát điện quy dẫn (LCOE)

Chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) là một đại lượng đánh giá chi phí phát điện của một nguồn điện trong suốt đời sống của dự án, là một phương pháp phổ biến dùng để so sánh hiệu quả kinh tế giữa các dự án phát điện. LCOE được tính toán dựa trên tỉ số quy về giá trị hiện tại của các chi phí trong quá trình xây dựng, vận hành và lượng điện phát được của dự án (1) [12]. Giá trị LCOE có thể đại diện cho việc xem xét giá bán điện thấp nhất mà dự án vẫn đạt hiệu quả về mặt kinh tế. Nó cũng là cơ sở để đưa ra giá FIT (*Feed-in Tariff*) cho các dự án năng lượng tái tạo hoặc là cơ sở định giá bỏ thầu khi mà các dự án năng lượng tái tạo chuyển sang hình thức đấu giá.

$$LCOE = \frac{\sum C}{\sum E} \quad (1)$$

$\sum C$: Tổng chi phí của hệ thống điện gió và điện mặt trời trong suốt đời sống dự án (\$)

$\sum E$: Tổng lượng điện được phát bởi điện gió và điện mặt trời trong suốt vòng đời của dự án quy về hiện tại (kWh)

Chi phí phát điện quy dẫn được tính toán dựa trên một suất chiết khấu r , để đưa các chi phí và sản lượng điện hàng năm trong tương lai về giá trị hiện tại. Phương pháp này được dùng phổ biến với các dự án có sản lượng điện và chi phí thay đổi hàng năm [12]. Dựa trên sản lượng điện qua các năm được tính toán từ các phần mềm windPRO và PVsyst ở mục 2.1 và 2.2, dòng sản lượng điện qua các năm được quy về hiện tại như sau:

$$\sum E = \sum_{t=1}^{20} \frac{E_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

Đối với các dự án năng lượng tái tạo hiện nay thì việc sử dụng đòn bẩy tài chính (tỷ số vốn vay và vốn chủ sở hữu) là khá cao. Như các ngân hàng có gói Tín dụng xanh hỗ trợ vốn vay lên tới 70% tổng mức đầu tư của các dự án năng lượng tái tạo [20]. Nên trong bài báo này, ngoài chi phí vận hành và bảo trì hàng năm (O_t & M_t), tác giả còn xem xét thêm một chi phí nữa trong quá trình vận hành của dự án nữa là chi phí sử dụng vốn vay (F_t). Như vậy dòng chi phí của dự án qua các năm được quy về hiện tại như phương trình (3):

$$\sum C = \sum_{t=1}^{20} \frac{I_t + O_t + M_t + F_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Với: I_t là tổng mức đầu tư của hệ thống điện gió và hệ thống điện mặt trời tại năm thứ t .

E_t là tổng sản lượng điện của hệ thống điện gió và hệ thống điện mặt trời tại năm thứ t .

Từ đó, LCOE được tính toán dựa trên phương trình (4):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{20} (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^{20} E_t / (1+r)^t} \quad (4)$$

Dựa trên phương trình (4) có thể nhận thấy có ba thông số quan trọng ảnh hưởng đến LCOE của dự án đó là sản lượng điện (E_t), suất đầu tư ban đầu (I_t), suất chiết khấu tính toán (r). Những thay đổi với những thông số này sẽ ảnh hưởng rất nhiều đến LCOE của dự án hơn những thông số chi phí vận hành, bảo dưỡng hay chi phí sử dụng vốn vay.

Bảng 5 dưới đây trình bày các giả thiết đầu vào của việc tính toán chi phí phát điện quy dẫn. Với chi phí đầu tư, chi phí vận hành bảo dưỡng của hệ thống tua-bin gió, điện mặt trời [10] và thực tế tại nước ta hiện nay. Một số lưu ý ở đây là những tác động của hệ năng lượng tái tạo lên hệ thống điện không được xem xét, như chi phí nâng cấp đường dây đến điểm đầu nối cấp trung áp, hoặc chi phí nâng cấp máy biến áp nếu nguồn phân tán này gây quá tải. Hệ thống điện mặt trời trong bài báo này hướng đến là hệ thống điện mặt trời áp mái, nên trong chi phí đầu tư không xem xét đến chi phí giải phóng mặt bằng và sử dụng đất. Công suất mỗi một hệ thống điện năng lượng mặt trời áp mái không quá 1 MW [21]. Bài báo này cũng không xem xét đến những lợi ích

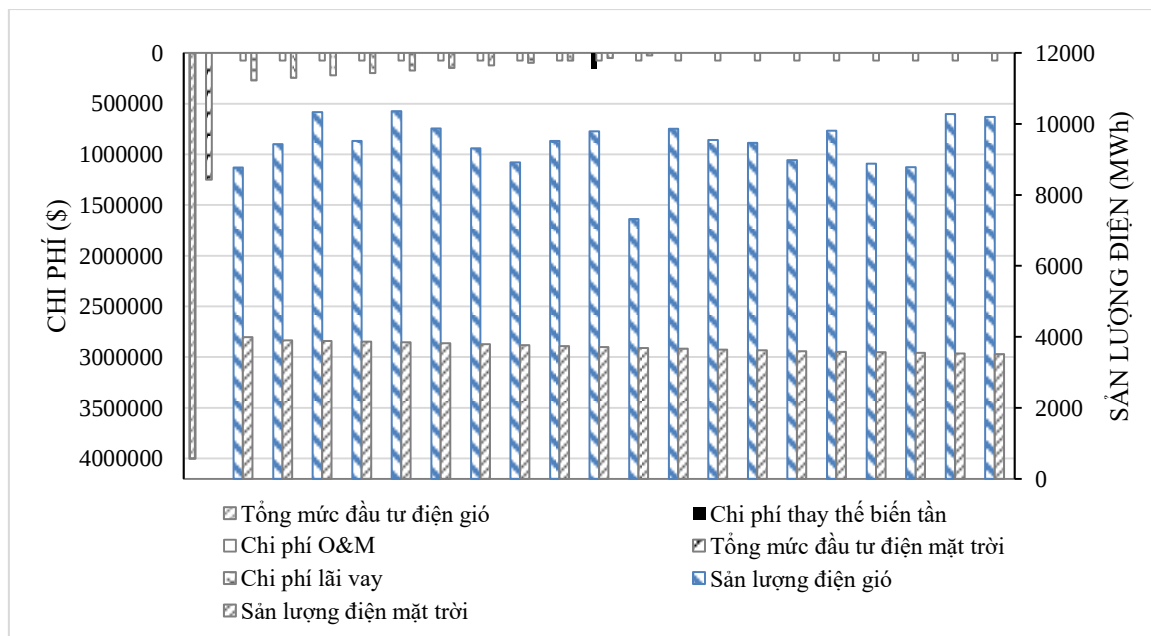
từ nguồn năng lượng tái tạo mang lại như việc đạt được các chứng chỉ xanh (đối với các khu công nghiệp), giảm phát thải khí CO₂ hoặc những lợi ích về môi trường khác.

Bảng 5. Bảng thông số đầu vào của tính toán LCOE

Thông số	Trị số	Đơn vị
Chi phí xây dựng của tua-bín gió / MW	1.600.000	\$
Chi phí xây dựng của pin mặt trời / MWp	500.000	\$
Chi phí thay thế bộ biến tần ở năm thứ 10	150.000	\$
Chi phí vận hành, bảo dưỡng hằng năm (O&M)	Tua-bín gió/kW	25
	Pin mặt trời/kWp	5
Suất chiết khấu r	10	%
Lãi suất vay / năm	8	%
Thời gian vay (*)	12	năm
Tỷ giá USD/VND	23.100	VND

(*) Phương án vay vốn theo hình thức trả tiền gốc đều hằng năm và trả lãi theo dư nợ giảm dần

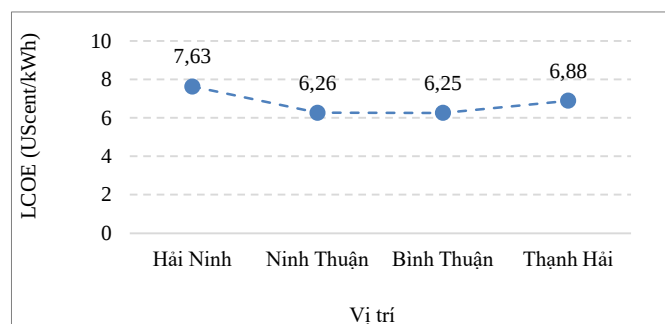
3. Mô phỏng và đánh giá



Hình 7. Dòng sản lượng điện và chi phí qua các năm vận hành tại vị trí Bình Thuận

Dòng sản lượng điện và chi phí qua các năm đối với dự án điện gió và điện mặt trời tại vị trí Bình Thuận được trình bày trong Hình 7. Từ dòng sản lượng và chi phí qua các năm được đưa về giá trị hiện tại thông qua suất chiết khấu r , chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) được tính toán. Với giả thiết đưa ra trong tính toán thì dòng chi phí ở 4 vị trí nghiên cứu tính toán là không thay đổi, nên LCOE phụ thuộc rất nhiều vào tiềm năng gió và bức xạ mặt trời tại các vị trí khảo sát trong bài báo này. Hình 8 trình bày kết quả chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) tại các vị trí khảo sát, tính toán trong bài báo này. Kết quả nhận thấy chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) tại các vị trí Hải Ninh, Ninh Thuận, Bình Thuận và Thanh Hải lần lượt là 7,63; 6,26; 6,25 và 6,88 UScent/kWh. Như vậy, đối với 2 vị trí Ninh Thuận và Bình Thuận, chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) của hệ điện gió kết hợp điện mặt trời có chi phí phát điện là rất cạnh tranh so với giá bán điện của EVN tại cấp điện áp trung thế là 6,58 UScent/kWh tương ứng với giờ bình thường và 12,14 UScent/kWh tương ứng với giờ cao điểm [16], điều này cũng rất phù hợp với tiềm năng gió và mặt trời tại 2 địa bàn này.

Như vậy, nhà đầu tư ngoài việc lựa chọn những địa điểm, những khu vực có tiềm năng gió và bức xạ tốt, còn phải tối ưu chi phí đầu tư ban đầu, vận hành bảo dưỡng và tiếp cận được nguồn vốn vay có lãi suất thấp (giảm chi phí lãi vay) để giảm LCOE của dự án xuống. Có như vậy dự án mới có được LCOE tốt nhất để tham gia vào đấu thầu trong những năm tiếp theo ở nước ta đối với các dự án năng lượng tái tạo, khi mà cơ chế giá FIT (*Feed-in-Tariff*) không còn được áp dụng hay cơ chế DPPA đi vào hoạt động.



Hình 8. Chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) tại các vị trí khảo sát

4. Kết luận

Bài báo này đã trình bày phương pháp tính toán chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) của hệ thống năng lượng tái tạo phân tán có sự kết hợp giữa điện gió và điện mặt trời. Kết quả tính toán LCOE đã cho thấy các khu vực có tiềm năng về gió và bức xạ mặt trời thì LCOE của hệ năng lượng tái tạo phân tán sẽ rất cạnh tranh so với thang biểu giá bán điện hiện nay của EVN. Dựa trên LCOE, các nhà đầu tư phát triển các dự án nguồn năng lượng phân tán có cơ sở để đàm phán giá mua bán điện với khách hàng (khi mà cơ chế DPPA đi vào vận hành) hoặc các khách hàng có nhu cầu sử dụng điện lớn có thể xem xét phương án xây dựng lắp đặt các nguồn năng lượng tái tạo.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] T. Phan, "Power planning VIII: Covering and dealing with many problems of the power industry," *Government Newspaper of the Socialist Republic of Vietnam*, (in Vietnamese), Oct. 28, 2020. [Online]. Available: <http://baochinhphu.vn/Kinh-te/Quy-hoach-dien-VIII-Bao-quat-xu-ly-nhieu-van-de-cua-nganh-dien/408841.vgp>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [2] AWS Truepower, *Wind Resource Atlas of Vietnam*. New York, United States, 2011.
- [3] D. Q. Vu, Q. D. Van, N. D. Van, and D. D. Nguyen, "Evaluation of resource spatial-temporal variation, dataset validity, infrastructures and zones for Vietnam offshore wind energy," *Vietnam Journal of Science, Technology and Engineering*, vol. 62, pp. 03-16, 2020.
- [4] Solargis for The World Bank, "Global Solar Atlas," 2019. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/download>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [5] D. L. L. Bird and M. Miligan, "Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2013, pp. 1–14.
- [6] Viet Nam Energy Partnership Group, "Investing in Rooftop Solar Systems in Viet Nam Technical and Administrative Guidelines for Commercial and Industrial Projects," 2020. [Online]. Available: <https://vepg.vn/resources/rts-investment-guidelines>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [7] D. J. Kritenbrink, "Vietnam releases direct power purchase agreement policy proposal for public consultation," June 12, 2019. [Online]. Available: <https://www.usaid.gov/vietnam/press-releases/jun-12-2019-vietnam-releases-direct-power-purchase-agreement-policy>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [8] E. Gryning, *Wind energy course: Wind profiles*, Technical University of Denmark (DTU): College of Wind Energy, 2016.
- [9] G. R. Timilsina, "Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies," in *Policy Research Working Paper 9303*, World Bank Group, 2020, doi: 10.1596/1813-9450-9303.

-
- [10] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2019*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [11] Vietnamese Government, "Decision 428/QĐ-TTg. approving the adjustment of the national power development planning for the period 2011 - 2020 with a vision to 2030," (in Vietnamese), 2016. [Online]. Available: <https://thuvienphapluat.vn/van-ban/Thuong-mai/Quy-dinh-428-QD-TTg-de-an-dieu-chinh-quy-hoach-phat-trien-dien-luc-quoc-gia-2011-2020-2030-2016-306608.aspx>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [12] S. L. Chun, and M. D. McCulloch, "Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage," *Applied Energy*, pp. 191-203, March 2017.
- [13] T. Cronin, *Wind energy course: Economics of wind energy*, Technical University of Denmark (DTU): College of Wind Energy, 2016.
- [14] The World Bank, "Data catalog: Vietnam - Wind Measurement Data MoIT," 2021. [Online]. Available: <https://datacatalog.worldbank.org/dataset/vietnam-wind-measurement-data-moit>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [15] GIZ, "GIZ Energy Support Programme," [Online]. Available: <http://gizenergy.org.vn/en/knowledge-resources/giz-publications/wind-data/thanh-hai-ben-tre>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [16] Vietnam Electricity, "Electricity price list," [Online]. Available: <https://www.evn.com.vn/c3/evn-va-khach-hang/Bieu-gia-ban-dien-9-76.aspx>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [17] Measnet, "Evaluation of site-specific wind conditions," (Version 2, 2016). [Online]. Available: https://www.measnet.com/wp-content/uploads/2016/05/Measnet_SiteAssessment_V2.0.pdf. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [18] WindPro, "Software and User Manual," (version 3.6), 2022. [Online]. Available: https://help.emd.dk/knowledgebase/content/windPRO3.6/c3-UK_windPRO3.6_ENERGY.pdf. [Accessed Nov. 24, 2022].
- [19] PVsyst, "PVsyst Help Contents," (version 7). [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/help/index.html>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [20] H. G. Dang, and T. N. Chan, "Current lending policies of Vietnamese commercial banks for renewable energy projects," *Industry and Trade Magazine*, (in Vietnamese), May 31, 2020. [Online]. Available: <https://tapchicongthuong.vn/bai-viet/chinh-sach-cho-vay-doi-voi-cac-du-an-nang-luong-tai-cao-cua-cac-ngan-hang-thuong-mai-viet-nam-hien-nay-72124.htm>. [Accessed Oct. 01, 2021].
- [21] Vietnamese Government, "Decision 13/2020/QĐ-TTg. on mechanism to encourage the development of solar power in Vietnam," (in Vietnamese), 2020. [Online]. Available: <https://vanban.chinhphu.vn/default.aspx?pageid=27160&docid=199694>. [Accessed Oct. 01, 2021].