

PHƯƠNG PHÁP DỰ BÁO VẬN TỐC GIÓ CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ CÓ XÉT ĐẾN MỐI TƯƠNG QUAN VỀ KHÔNG GIAN VÀ THỜI GIAN

A METHODOLOGY FOR FORECASTING WIND SPEED OF WIND POWER PLANTS CONSIDERING SPATIAL AND TEMPORAL CORRELATIONS

Lê Đình Dương

Trường Đại học Bách khoa - Đại học Đà Nẵng; ldduong@dut.udn.vn

Tóm tắt - Ngày nay, nguồn năng lượng gió ngày càng thu hút được sự quan tâm của các nhà nghiên cứu cũng như các đơn vị khai thác và sử dụng năng lượng gió vì những lợi ích to lớn mang lại từ nguồn năng lượng này đặc biệt là vấn đề về môi trường. Tuy nhiên, để khai thác và sử dụng hiệu quả nguồn năng lượng gió thì một trong những lĩnh vực quan trọng đó là dự báo. Việc dự báo chính xác vận tốc và công suất phát cho các nhà máy điện gió là rất quan trọng. Thông tin mang lại từ dự báo không những phục vụ cho việc tính toán và phát điện của bản thân các nhà máy mà còn phục vụ cho các đơn vị quản lý vận hành lưới điện mà ở đó nhà máy điện gió được kết nối vào. Bài báo trình bày phương pháp dự báo có xét đến mối tương quan về không gian và thời gian. Phương pháp đề xuất phù hợp để dự báo vận tốc gió đồng thời cho các nhà máy điện gió có quan hệ tương quan.

Từ khóa - Dự báo; vận tốc gió; tự hồi quy vector; kỹ thuật tiền xử lý; tương quan

1. Đặt vấn đề

Cùng với sự phát triển của kinh tế - xã hội thì nhu cầu về điện ngày một gia tăng. Để đáp ứng nhu cầu dùng điện ngoài việc khai thác và sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng truyền thống như thủy điện và nhiệt điện thì việc khai thác và đưa vào sử dụng các dạng năng lượng tái tạo ngày càng nhận được sự quan tâm rất lớn trên toàn thế giới vì những lợi ích thiết thực mang lại từ các nguồn này. Nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời ngoài việc góp phần vào việc cung ứng một phần công suất cho hệ thống nó còn mang lại nhiều lợi ích thiết thực về môi trường.

Một trong những dạng phổ biến nhất của năng lượng tái tạo là năng lượng gió. Trên thế giới nhiều quốc gia hiện đang khai thác nguồn năng lượng này rất hiệu quả và cung cấp một lượng điện rất lớn cho hệ thống điện quốc gia như Đan Mạch, Tây Ban Nha, Bồ Đào Nha, Thụy Điển, Đức, Ireland, Mỹ, Canada, Úc, Hy Lạp, Hà Lan ... Ở Việt Nam hiện nay đã và đang có nhiều dự án đầu tư nhằm khai thác hiệu quả nguồn năng lượng gió như Bạc Liêu (212,8MW), Bạch Long Vĩ (0.8MW), Bình Thuận (30MW), Công Hải (3MW), Khai Long Cà Mau (300MW), Mũi Dinh (37,6MW), Phú Lạc (24MW), Phú Quý (6MW), Tây Nguyên (28MW), Trà Vinh (48MW), ... và trong tương lai không xa, nguồn năng lượng này sẽ trở thành một trong những nguồn năng lượng quan trọng trong hệ thống năng lượng quốc gia.

Để khai thác và sử dụng hiệu quả nguồn năng lượng gió thì việc dự báo chính xác vận tốc và công suất phát cho các nhà máy điện gió là rất quan trọng. Thông tin mang lại từ dự báo không những phục vụ cho việc tính toán và phát điện của bản thân các nhà máy mà còn phục vụ cho các đơn vị quản lý vận hành hệ thống mà ở đó nhà máy điện gió được kết nối vào. Gió thay đổi liên tục theo thời gian và quá trình gió chứa đựng nhiều yếu tố phức tạp, do đó việc

Abstract - Today, wind energy sources are increasingly attracting researchers as well as companies that exploit and use wind energy because of great benefits from this energy source, especially for environmental benefits. However, in order to effectively exploit and use wind energy, one of the important areas is forecasting. It is essential to accurately forecast wind speed and power output of wind farms. The information provided by the forecast not only serves the calculating and generating power of the plant itself, but also serves the operator of the grid where the wind power plant is connected. This paper presents a forecasting methodology considering spatial and temporal correlations. The proposed approach is suitable for simultaneously forecasting correlated wind speed of multiple wind power plants.

Key words - Forecast; wind speed; Vector Autoregressive; pre-processing technique; correlation

tìm ra quy luật và các mối quan hệ chứa đựng trong quá trình gió rất khó khăn. Ngoài ra, đối với mỗi nhà máy khác nhau thì gió sẽ có những đặc điểm riêng của nó. Do đó, việc phân tích, đề xuất một phương pháp dự báo một cách khoa học, cho kết quả chính xác cho mỗi nhà máy điện gió là rất cần thiết.

Dự báo năng lượng gió có thể được phân loại theo nhiều cách khác nhau, theo miền thời gian, dự báo thường được chia làm 4 loại như sau [1]:

- Dự báo cực ngắn (very short-term): từ vài phút đến 1 giờ. Ứng dụng cho bài toán thị trường điện, vận hành lưới điện theo thời gian thực và các hoạt động điều khiển hệ thống điện.

- Dự báo ngắn hạn (short-term): từ 1 giờ đến vài giờ. Ứng dụng cho việc lập kế hoạch điều độ, đưa ra các quyết định vận hành tải hợp lý và đảm bảo an ninh hoạt động thị trường điện.

- Dự báo trung hạn (medium-term): từ vài giờ đến 1 tuần. Ứng dụng cho việc vận hành, phát công suất, đóng cắt các tổ máy, đưa ra quyết định về dự trữ để đảm bảo cân bằng hệ thống.

- Dự báo dài hạn (long-term): từ 1 tuần đến 1 năm trở lên. Ứng dụng để lập kế hoạch bảo trì, quản lý vận hành hệ thống, lập kế hoạch tính toán chi phí để vận hành tối ưu hệ thống, nghiên cứu khả thi về thiết kế nhà máy điện gió.

Hiện nay, có rất nhiều phương pháp dự báo năng lượng gió [2, 3]. Một trong những phương pháp đó là phương pháp Persistence sử dụng giả thuyết đơn giản rằng số liệu gió tại một thời điểm dự báo nào đó trong tương lai sẽ tương tự như tại thời điểm dự báo được thực hiện. Phương pháp này cho kết quả chính xác khi áp dụng trong miền thời gian dự báo cực ngắn. Tuy nhiên, tính chính xác sẽ giảm một cách nhanh chóng khi miền thời gian dự báo tăng lên.

Nhóm phương pháp khác đó là phương pháp vật lý [4], sử dụng dữ liệu dự báo như nhiệt độ, áp suất, thông tin về độ nhớt nhô bề mặt, địa hình v.v. Mô hình dự báo được phát triển bởi các nhà khí tượng học để dự báo thời tiết trong khu vực với quy mô lớn, dữ liệu yêu cầu rất lớn và rất nhiều thành phần liên quan. Nhóm phương pháp phổ biến là phương pháp thống kê [5-12]. Phương pháp nhằm tìm ra mối quan hệ của các dữ liệu trong chuỗi số liệu đo. Các mô hình thống kê để mô hình hóa và để phát triển hơn so với các mô hình khác. Phương pháp thống kê bao gồm nhóm phương pháp dự báo đơn biến như tự hồi quy (AR - AutoRegressive), trung bình trượt kết hợp tự hồi quy (ARMA - AutoRegressive Moving Average), tự hồi quy tích hợp trung bình trượt (ARIMA - AutoRegressive Integrated Moving Average). Khi dự báo cho nhiều biến tương quan đồng thời, mô hình tự hồi quy vector (VAR-Vector AutoRegressive) [10-12] nên được sử dụng. Phương pháp thống kê thích hợp dự báo cho miền thời gian ngắn và cực ngắn. Với sự phát triển của trí tuệ nhân tạo [13, 14] nhiều phương pháp mới dự báo năng lượng gió đã được phát triển. Mạng nơron nhân tạo có thể giải quyết các vấn đề không tuyến tính và phức tạp về dự báo, tuy nhiên mô hình đòi hỏi nguồn dữ liệu đầy đủ cho việc huấn luyện mô hình. Một nhóm phương pháp khác đó là sự kết hợp (hybrid) giữa các phương pháp khác nhau để tận dụng được ưu điểm của từng phương pháp riêng lẻ. Tuy nhiên, phương pháp này thường phức tạp hơn và việc kết hợp phải thực hiện một cách hiệu quả mới phát huy tác dụng [15].

Nhìn chung, mỗi phương pháp dự báo có ưu nhược điểm và đặc điểm sử dụng riêng, tùy theo số liệu cụ thể thu thập được, đặc trưng của số liệu cũng như yêu cầu ứng dụng của bài toán dự báo, miền thời gian tương lai yêu cầu mà lựa chọn phương pháp dự báo phù hợp.

Quá trình gió là một quá trình có tính tương quan về thời gian. Ngoài ra, một vấn đề cần lưu ý trong lĩnh vực này là khi có nhiều nhà máy điện gió cùng kết nối làm việc trong cùng một hệ thống điện và các nhà máy nằm ở những vị trí gần nhau sẽ có mối quan hệ tương quan mạnh [16]. Khi đó cần mô hình dự báo để có thể tích hợp thông tin này vào thì khi đó kết quả dự báo sẽ chính xác hơn cũng như có ý nghĩa hơn đối với các đơn vị sử dụng kết quả dự báo nói chung và các đơn vị quản lý vận hành hệ thống nói riêng.

Trong phạm vi bài báo này, với mục tiêu đề xuất phương pháp phù hợp để dự báo đồng thời cho các nhà máy điện gió có quan hệ tương quan với nhau và để phục vụ yêu cầu dự báo với miền thời gian vận hành của nhà máy cũng như đơn vị vận hành lưới điện có nhà máy kết nối vào, mô hình VAR được đề xuất sử dụng. Trong miền thời gian dự báo ngắn hạn (bài báo tập trung vào miền dự báo cho ngày tiếp theo phục vụ công tác vận hành hệ thống điện) các mô hình chuỗi thời gian nói chung và mô hình VAR nói riêng rất phù hợp. Ngoài ra, mô hình VAR cho phép dễ dàng tích hợp các thông tin tương quan về thời gian và không gian giữa các chuỗi thời gian khác nhau. Hơn nữa, các chuỗi số liệu về vận tốc gió thường có đặc tính ngày và đặc tính mùa vụ cũng như tồn tại số liệu lỗi và mất nên chuỗi số liệu cần được xử lý. Dựa trên các đặc điểm và yêu cầu trên, mô hình VAR kết hợp với các kỹ thuật tiền xử lý (pre-processing techniques) sẽ là giải

pháp thích hợp. Phương pháp đề xuất được xây dựng một cách hợp lý dựa trên các thành phần trên để có thể triển khai ứng dụng cho các nhà máy điện gió trong thực tế.

2. Mô hình VAR

Mô hình VAR về cấu trúc gồm nhiều phương trình (mô hình hệ phương trình) và có các độ trễ của các biến số. VAR [10-12] là mô hình động của một số biến thời gian.

Ta xét 2 chuỗi thời gian $Y_1(t)$ và $Y_2(t)$, mô hình VAR tổng quát có dạng sau đây [8-10]:

$$Y_1(t) = c_1 + \sum_{i=1}^p \beta_i Y_1(t-i) + \sum_{i=1}^p \gamma_i Y_2(t-i) + e_1(t) \quad (1)$$

$$Y_2(t) = c_2 + \sum_{i=1}^p \varphi_i Y_1(t-i) + \sum_{i=1}^p \theta_i Y_2(t-i) + e_2(t)$$

Trong đó, c_1 và c_2 là hằng số; $\beta, \gamma, \varphi, \theta$ là các hệ số của mô hình; p là độ trễ (lag); $e_1(t)$ và $e_2(t)$ là nhiễu trắng (white noise) [17-19] của $Y_1(t)$ và $Y_2(t)$ tại thời điểm t . Trường hợp có n chuỗi thời gian thì mô hình cũng được viết tương tự.

Trong mô hình VAR ở trên, độ trễ và các hệ số phải được xác định dựa vào các chuỗi số liệu. Để xác định độ trễ phù hợp, tiêu chí BIC (Bayesian Information Criterion) và AIC (Akaike Information Criterion) thường được sử dụng [20]. Kết quả tối ưu của p được lựa chọn ứng với giá trị nhỏ nhất của BIC và AIC. Để xác định các hệ số của mô hình, hiện nay có nhiều phương pháp trong đó phương pháp bình phương cực tiểu OLS (Ordinary Least Squares) [21] được sử dụng phổ biến.

Trong mô hình VAR với n chuỗi số liệu, tất cả n chuỗi phải có tính dừng (stationary) [17-19] (Giá trị trung bình không đổi theo thời gian; phương sai không phụ thuộc khoảng thời gian được chọn và không đổi; tương quan giữa hai khoảng theo thời gian chỉ phụ thuộc hoặc là khoảng thời gian được chọn, hoặc là trễ giữa hai khoảng thời gian). Nếu điều kiện này không được thỏa mãn, ta phải biến đổi dữ liệu một cách thích hợp trước khi đưa vào mô hình VAR. Trong bài báo này các kỹ thuật tiền xử lý và chuẩn hóa dữ liệu được áp dụng để xử lý dữ liệu đạt yêu cầu đầu vào cho mô hình VAR.

3. Phương pháp dự báo đề xuất

Phương pháp dự báo đề xuất được thực hiện gồm các bước như sau:

- *Bước 1:* Nhập dữ liệu ban đầu về vận tốc gió thu thập tại các nhà máy điện gió và miền thời gian dự báo.

- *Bước 2:* Thực hiện các bước tiền xử lý số liệu.

+ *Xử lý dữ liệu ngoại lai (outliers) và dữ liệu bị mất (missing data):* Trong số liệu đo đếm vận tốc gió thường tồn tại những số liệu lỗi và dữ liệu bị mất. Nếu các số liệu này không được xử lý thì sẽ rất khó trong việc xây dựng mô hình dự báo cũng như ảnh hưởng rất lớn đến độ chính xác của bài toán dự báo. Do đó, các số liệu lỗi phải được loại ra trước khi xây dựng mô hình. Các số liệu này thường do lỗi thiết bị đo đếm hoặc việc truyền và lưu trữ dữ liệu gây ra. Có nhiều phương pháp để loại trừ dữ liệu như vậy, trong bài báo này tác giả sử dụng phương pháp được đề xuất bởi Grubbs được trình bày chi tiết trong tài liệu [22], trong đó các số liệu quá lớn hoặc quá khác so với phần còn

lại sẽ được xác định và loại bỏ ra khỏi tập số liệu.

Sau khi loại trừ dữ liệu lỗi, bước tiếp theo là xác định và xử lý dữ liệu bị mất. Tương tự như số liệu lỗi, các số liệu bị mất do lỗi thiết bị đo đếm hoặc việc truyền và lưu trữ dữ liệu gây ra. Các số liệu này có thể được suy ra từ các số liệu lân cận bằng các phương pháp nội suy, các phương pháp này được trình bày chi tiết trong các tài liệu tham khảo [23]. Trong bài báo này phương pháp nội suy tuyến tính được sử dụng.

+ *Loại bỏ đặc tính ngày, đặc tính mùa vụ và chuẩn hóa dữ liệu để đạt được dữ liệu có tính dừng thỏa mãn mô hình VAR*: Để xây dựng mô hình dự báo tích hợp được các đặc tính của các chuỗi số liệu, các đặc tính này phải được khai phá. Vận tốc gió biến thiên giữa các giờ trong ngày và giữa các ngày trong các tháng, mùa khác nhau trong năm. Do đó, vận tốc gió giữa các ngày trong tháng hoặc mùa có những đặc tính chung và đặc tính này khác so với các tháng, mùa khác. Trong bài báo này, dữ liệu được chia theo các tháng, sau đó giá trị trung bình (mean) và độ lệch chuẩn (standard deviation) [17-19] của từng bước thời gian t của các ngày trong mỗi tháng sẽ được tính. Sau đó, số liệu sẽ được chuẩn hóa và các đặc tính về ngày và tháng (hoặc mùa) sẽ được trích xuất ra khỏi chuỗi số liệu như sau [24]:

$$v'_s(t) = [v_s(t) - \mu_s^m(t)] / \sigma_s^m(t) \quad (2)$$

Trong đó: $v'_s(t)$ là vận tốc gió chuẩn hóa tại nhà máy điện gió thứ s , tại thời điểm t ; $v_s(t)$ là vận tốc gió ban đầu tại nhà máy điện gió thứ s , tại thời điểm t ; $\mu_s^m(t)$ và $\sigma_s^m(t)$ lần lượt là giá trị trung bình (mean) và độ lệch chuẩn (standard deviation) [17-19] tại nhà máy điện gió thứ s , tại thời điểm t của tháng m .

Các số liệu sau khi được chuẩn hóa và loại trừ các đặc tính ngày và mùa vụ (tháng) sẽ thích hợp để xây dựng mô hình dự báo dùng mô hình VAR.

- *Bước 3: Ước lượng các thông số cho mô hình VAR*.

Mô hình VAR [10-12] sẽ được ước lượng dựa vào các chuỗi số liệu từ đó xác định được các thông số chính cho mô hình (như Mục 2), các thông số sẽ được chọn sao cho đạt kết quả dự báo tốt nhất. Sau khi dự báo theo chuỗi dữ liệu có được sau Bước 2, các đặc tính của chuỗi dữ liệu được khai phá trong Bước 2 được tích hợp vào để đạt được kết quả dự báo cuối cùng mang đặc tính của quá trình gió tại các nhà máy điện gió.

4. Kết quả thử nghiệm

Mô hình trình bày ở Mục 3 được thử nghiệm để dự báo cho miền thời gian vận hành ngày tiếp theo (day ahead, 24 giờ) của 10 nhà máy điện gió (đánh số từ N1 đến N10) ở khu vực đảo Sicily, đây là hòn đảo lớn nhất ở phía nam Italia. Số liệu được thu thập hàng giờ trong vòng một năm từ 01/09/2011 đến 31/08/2012. Số liệu này dùng để khai phá, trích xuất thông tin và xây dựng mô hình dự báo [24], số liệu tương tự thu thập cho 7 ngày tiếp theo để kiểm tra tính chính xác của mô hình.

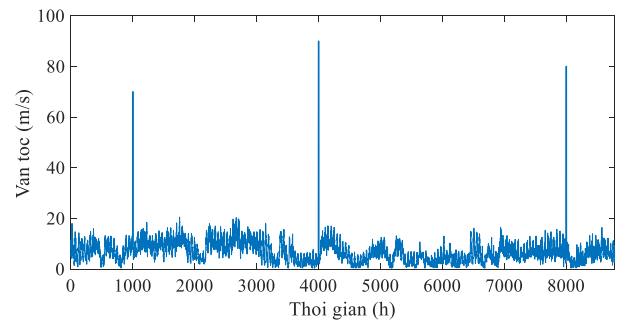
Các nhà máy điện gió này nằm trên cùng khu vực nên

có mối tương quan tương đối mạnh. Hệ số tương quan [16] giữa từng cặp nhà máy được thể hiện trong Bảng 1.

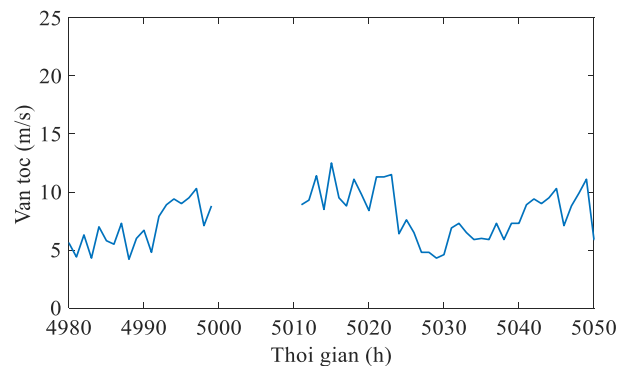
Bảng 1. Hệ số tương quan giữa các nhà máy điện gió

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10
N1	1,00	0,49	0,75	0,40	0,60	0,51	0,64	0,75	0,52	0,57
N2	0,49	1,00	0,42	0,73	0,34	0,63	0,50	0,44	0,71	0,36
N3	0,75	0,42	1,00	0,33	0,57	0,46	0,51	0,76	0,50	0,65
N4	0,40	0,73	0,33	1,00	0,21	0,55	0,37	0,33	0,54	0,29
N5	0,60	0,34	0,57	0,21	1,00	0,43	0,69	0,55	0,36	0,41
N6	0,51	0,63	0,46	0,55	0,43	1,00	0,54	0,43	0,56	0,40
N7	0,64	0,50	0,51	0,37	0,69	0,54	1,00	0,52	0,44	0,36
N8	0,75	0,44	0,76	0,33	0,55	0,43	0,52	1,00	0,52	0,59
N9	0,52	0,71	0,50	0,54	0,36	0,56	0,44	0,52	1,00	0,38
N10	0,57	0,36	0,65	0,29	0,41	0,40	0,36	0,59	0,38	1,00

Số liệu vận tốc gió thu thập từ 10 nhà máy điện gió chứa một số số liệu lỗi và mất dữ liệu như Hình 1 và 2 (vẽ minh họa tại nhà máy điện gió N2).

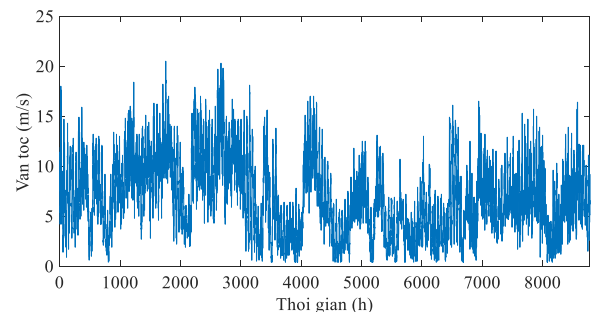


Hình 1. Vận tốc gió thu thập tại nhà máy N2

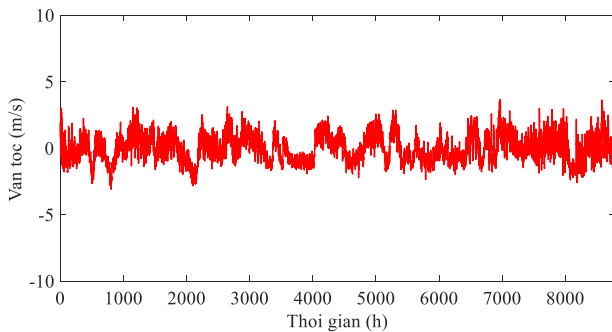


Hình 2. Số liệu bị mất tại nhà máy N2

Sau khi xử lý xong số liệu bị lỗi và mất, số liệu đạt được như Hình 3 và sau đó được chuẩn hóa như Hình 4.

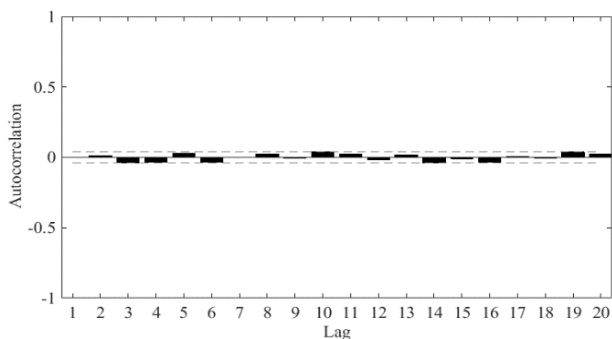


Hình 3. Số liệu sau khi xử lý xong tại nhà máy N2



Hình 4. Vận tốc gió sau tiền xử lý và chuẩn hóa

Số liệu trên Hình 4 được đưa vào mô hình VAR để ước lượng. Hình 5 vẽ hàm tự tương quan (autocorrelation) của phần dư (residual) [19] của mô hình dự báo tại nhà máy N2. Khi mô hình VAR được ước lượng tốt, giá trị đạt được của hàm tự tương quan nhỏ và nằm trong giới hạn cho phép (2 đường nét đứt nằm ngang).

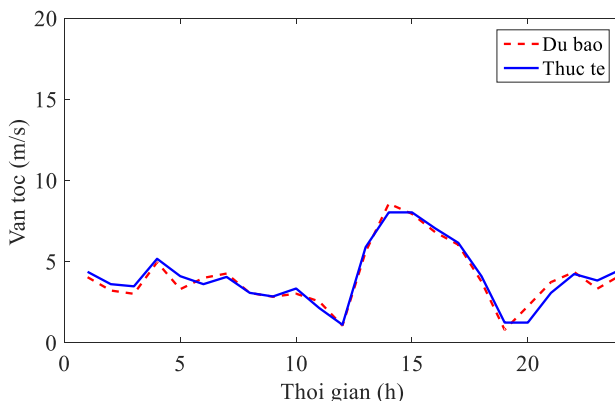


Hình 5. Hàm tự tương quan (autocorrelation) của phần dư (residual) của mô hình dự báo tại nhà máy N2

Để đánh giá sai số của dự báo vận tốc gió hiện nay có nhiều chỉ tiêu [25] trong đó chỉ tiêu MAE (Mean Absolute Error - Sai số tuyệt đối trung bình) được sử dụng phổ biến:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |Y_k(t) - Y_k^F(t)| \quad (3)$$

Trong đó: $Y_k(t)$ và $Y_k^F(t)$ là giá trị vận tốc gió thực tế và dự báo tại thời điểm t trong miền thời gian dự báo gồm n thời điểm.



Hình 6. So sánh kết quả dự báo vận tốc gió cho 24 giờ tiếp theo và số liệu đo đếm thực tế tại nhà máy N2

Hình 6 so sánh kết quả dự báo vận tốc gió cho 24 giờ tiếp theo, mỗi thời điểm cách nhau 1h ($n=24$) và số liệu đo đếm thực tế tại nhà máy N2. Trong trường hợp này, sai số

MAE có giá trị 0,35 và đường cong dự báo bám rất sát đường cong vẽ từ số liệu thực tế chứng tỏ, mô hình đề xuất cho kết quả dự báo rất chính xác.

Các kết quả thu được tương tự tại 9 nhà máy điện gió còn lại. Bảng 2 tổng hợp kết quả tính toán sai số dự báo theo chỉ tiêu MAE của tất cả 10 nhà máy điện gió. Qua Hình 6 và Bảng 2 cho thấy, mô hình dự báo cho kết quả rất tốt cho tất cả các nhà máy.

Bảng 2. Sai số dự báo vận tốc gió tại 10 nhà máy

Nhà máy	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N7	N8	N9	N10
MAE (m/s)	0,56	0,35	0,42	0,65	0,32	0,51	0,64	0,45	0,31	0,57

Sau khi có kết quả dự báo vận tốc gió tại các nhà máy, công suất phát ra được tính toán dựa vào các đường cong quan hệ công suất - vận tốc gió xây dựng cho từng nhà máy dựa vào số liệu thực tế. Tuy nhiên, việc xây dựng các đường cong này nằm ngoài phạm vi của bài báo này. Phương pháp xây dựng có thể tham khảo ở các tài liệu [24, 26].

Mặc khác có một đặc điểm cần lưu ý khi dự báo cho các nhà máy điện gió đó là có thể dự báo sử dụng số liệu có sẵn về công suất hoặc vận tốc gió; tuy nhiên, thường đối với một nhà máy điện gió có sẵn hoặc nhà máy điện gió đang tính toán thiết kế thì số liệu về vận tốc gió thường có được dễ dàng và đầy đủ hơn so với số liệu về công suất (đặc biệt với nhà máy đang thiết kế thì số liệu này chưa có). Mặc khác, việc xây dựng mô hình dự báo cho vận tốc gió sẽ ít phức tạp hơn so với sử dụng số liệu về công suất vì tính phi tuyến trong quan hệ của đại lượng này rất lớn, khó ước lượng mô hình. Do đó, các mô hình dự báo năng lượng gió thường được xây dựng dựa vào số liệu về vận tốc [24].

5. Kết luận

Các nhà máy điện gió trong thực tế khi cùng kết nối làm việc trong hệ thống điện thường có quan hệ tương quan với nhau về không gian (bên cạnh mối tương quan về thời gian của quá trình gió nói chung) do gió thổi qua các khu vực khác nhau và các nhà máy càng gần thì mức độ tương quan càng mạnh. Do đó, trong thực tế cần phải có mô hình dự báo để có thể tích hợp mối tương quan về không gian lẫn thời gian của quá trình gió vào thì khi đó kết quả dự báo sẽ chính xác hơn và sẽ có ý nghĩa hơn đối với các đơn vị sử dụng kết quả dự báo. Bài báo trình bày phương pháp dự báo dựa trên mô hình tự hồi quy vector kết hợp với các kỹ thuật tiền xử lý có thể thỏa mãn yêu cầu trên. Phương pháp đề xuất cho kết quả dự báo chính xác cho phép triển khai ứng dụng thực tế.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Wen-Yeou Chang, "A Literature Review of Wind Forecasting Methods", *Journal of Power and Energy Engineering*, 2, 161–168, 2014.
- [2] Q. Chen, K. A. Folly, "Wind Power Forecasting", *IFAC*, Volume 51, Issue 28, pp. 414–419, 2018.
- [3] David Barbosa de Alencar, Carolina de Mattos Affonso, Roberto Célio Limão de Oliveira, Jorge Laureano Moya Rodríguez, Jandecy Cabral Leite, José Carlos Reston Filho, "Different Models for Forecasting Wind Power Generation: Case Study", *Energies*, 10, 2017.
- [4] Vladislavleva, E., Friedrich, T., Neumann, F., Wagner, M., "Predicting the energy output of wind farms based on weather data: Important variables and their correlation", *Renew. Energy*, 2013, 50, 236–243.

- [5] Sideratos, G., Hatziaargyriou, N.D., “An advanced statistical method for wind power forecasting”, *IEEE Trans. Power Syst.*, 2007, 22, 258–265.
- [6] Brown, B. G., Katz, R. W., and Murphy, A. H., “Time Series Models to Simulate and Forecast Wind Speed and Wind Power”, *Journal of Climate and Applied Meteorology*, 23, 1184–1195, 1984.
- [7] Huang, Z., and Chalabi, Z. S., “Use of Time-Series Analysis to Model and Forecast Wind Speed”, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 56, 311–322, 1995.
- [8] Kamal L. and Jafri Y.Z., “Time Series Models to Simulate and Forecast Hourly Averaged Wind Speed in Quetta, Pakistan”, *Solar Energy*, 61, 23–32, 1997.
- [9] Katz, R. W., and Skaggs, R. H., “On the Use of Autoregressive-Moving Average Processes to Model Meteorological TimeSeries”, *Monthly Weather Review*, 109, 479–484, 1981.
- [10] Runkle, D. E., “Vector Autoregressions and Reality”, *Journal of Business and Economic Statistics*, 5 (4), 437–442, 1987.
- [11] Stock, J.H. and M.W. Watson, “Vector Autoregressions”, *Journal of Economic Perspectives*, 15, 101–115, 2001.
- [12] Watson, M., *Vector Autoregressions and Cointegration*, in Handbook of Econometrics, Volume IV. R.F. Engle and D. McFadde, Elsevier Science Ltd., Amsterdam, 1994.
- [13] De Giorgi, M.G., Ficarella, A., Russo, M.G., “Short-term wind forecasting using artificial neural networks (ANNs)”, *WIT Trans. Ecol. Environ.*, 2009, 121, 197–208.
- [14] Li, G., Shi, J., “On comparing three artificial neural networks for wind speed forecasting”, *Appl. Energy*, 2010, 87, 2313–2320.
- [15] Hu, J., Wang, J., Zeng, G., “A hybrid forecasting approach applied to wind speed time series”, *Renew. Energy*, 2013, 60, 185–194.
- [16] Shiyu Liu, Gengfeng Li, Haipeng Xie, Xifan Wang, “Correlation Characteristic Analysis for Wind Speed in Different Geographical Hierarchies”, *Energies*, 10, 2017.
- [17] M. Kendall and A. Stuart, *The Advanced Theory of Statistics*. London, U.K.: C. Griffin, 4th edition, 1977.
- [18] H. Cramer, *Mathematical Methods of Statistics*, Princeton University Press, 1945.
- [19] G. E. P. Box and G. M. Jenkins, *Time Series Analysis: Forecasting and Contro*, San Francisco, CA: Holden Day, 1976.
- [20] K. Aho, D. Derryberry, T. Peterson, “Model selection for ecologists: the worldviews of AIC and BIC”, *Ecology*, 95: 631–636, 2014.
- [21] Online: https://en.wikipedia.org/wiki/Ordinary_least_squares.
- [22] F. E. Grubbs, “Procedures for Detecting Outlying Observations in Samples”, *Technometrics*, Feb. 1969.
- [23] P. J. Davis, *Interpolation and approximation*, Dover, New York, 1976.
- [24] D. D. Le, G. Gross, and A. Berizzi, “Probabilistic Modeling of Multisite Wind Farm Production for Scenario-Based Applications”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, 748–758, 2015.
- [25] Hamid Shaker, Hamidreza Zareipour, and David Wood, “On error measures in wind forecasting evaluations”, *26th IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 2013.
- [26] A. Papavasiliou, S. S. Oren, “Stochastic modeling of multi-area wind power production”, in *Proc. 12th Int. Conf. Probab. Methods Appl. Power Syst.*, Istanbul, Turkey, Jun. 10–14, 2012, pp. 1–6.

(BBT nhận bài: 03/6/2019, hoàn tất thủ tục phản biện: 29/6/2019)