

LỰA CHỌN GIẢI PHÁP ĐẦU NỐI VÀ PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI ĐẾN ỔN ĐỊNH HỆ THỐNG ĐIỆN

SELECTION OF GRID CONNECTION SOLUTION AND ANALYSIS OF OFFSHORE WINDFARM'S IMPACTS TO THE POWER SYSTEM

Lê Hồng Lâm^{1*}, Lê Hoàng Việt², Lê Cao Quyền², Trần Tấn Vinh¹

¹Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng, Đà Nẵng, Việt Nam

²Công ty CP TVXD Điện 4, Khánh Hòa, Việt Nam

*Tác giả liên hệ / Corresponding author: lhlam@dut.udn.vn

(Nhận bài / Received: 11/8/2023; Sửa bài / Revised: 06/12/2023; Chấp nhận đăng / Accepted: 12/12/2023)

Tóm tắt - Bài báo nghiên cứu lựa chọn các giải pháp đầu nối nhà máy điện gió ngoài khơi vào hệ thống điện Việt Nam, với hai giải pháp đầu nối hiện nay là truyền tải điện xoay chiều (HVAC) và truyền tải điện một chiều (HVDC). Bài báo đã thực hiện tính toán phân tích ảnh hưởng của nhà máy điện gió ngoài khơi đến hệ thống điện dựa vào các tiêu chuẩn kỹ thuật yêu cầu đảm bảo khi thực hiện đầu nối với hai giải pháp truyền tải trên. Ngoài các tính toán trào lưu công suất và phân tích ảnh hưởng đến hệ thống điện bằng hai giải pháp đầu nối, bài báo đã thực hiện phân tích kinh tế tổng mức đầu tư cho hai giải pháp đầu nối cho nhà máy Điện Gió Ngoài khơi (ĐGNK) Trung Nam công suất 800MW đang đề xuất bổ sung Quy hoạch nhằm lựa chọn giải pháp đầu nối cho nhà máy điện gió ngoài khơi đảm bảo về mặt kỹ thuật và kinh tế cho dự án. Kết quả cho thấy, phương án đầu nối bằng HVDC đảm bảo được các yếu tố về kỹ thuật và kinh tế.

Từ khóa - Điện gió ngoài khơi; chuyển đổi nguồn áp; chuyển đổi nguồn dòng; truyền tải điện xoay chiều; hệ thống điện

1. Đặt vấn đề

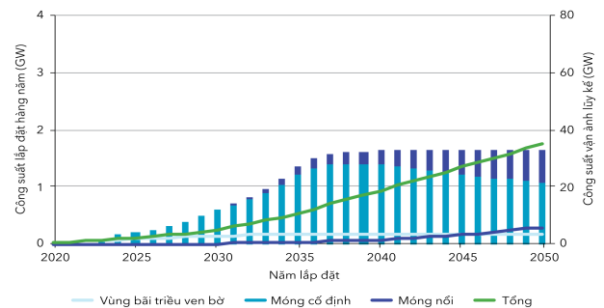
Hiện nay, Việt Nam chưa có dự án điện gió ngoài khơi (ĐGNK) nào đi vào vận hành. Tuy nhiên, với tốc độ phát triển công nghệ, nhu cầu năng lượng tăng cao và tiềm năng điện gió ngoài khơi được đánh giá rất tốt, khả năng sẽ xuất hiện điện gió ngoài khơi từ năm 2025 và tăng trưởng nhanh chóng sau giai đoạn 2030. Theo “Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2045” (Quy hoạch Điện VIII) đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định 500/TTg-CN [1]. Trong đó, đến năm 2030 sẽ đưa vào vận hành 6 GW điện gió ngoài khơi và định hướng đến năm 2050 đạt 70 GW – 91,5 GW (tổng tiềm năng kỹ thuật là 600 GW). Các khu vực gió cao và có tiềm năng kinh tế tốt chỉ nằm ở Nam Trung Bộ (Bình Thuận, Ninh Thuận, Khánh Hòa) với tổng tiềm năng khoảng 136 GW (tốc độ gió trên 7-9m/s), các khu vực còn lại ở Trà Vinh, Hà Tĩnh và Quảng Ninh có tốc độ gió thấp hơn (chỉ 6-7m/s) nên khó cạnh tranh với gió gần bờ.

Với dự báo trong tương lai gần, các nhà máy điện gió ngoài khơi sẽ phát triển hơn nữa và nhiều nhà máy có khoảng cách kết nối đến hệ thống điện Quốc gia lớn hơn 50 km. Do đó, việc lựa chọn tối ưu hoá giải pháp đầu nối các nhà máy điện gió ngoài khơi với hệ thống điện Quốc gia (lựa chọn đầu nối bằng HVAC hoặc HVDC) và ảnh hưởng đến ổn định hệ thống điện Quốc gia khi các nhà máy

Abstract - The paper is about the connection solution of offshore wind power plant to Vietnam electrical system, with two current connection solutions: AC power transmission (HVAC) and DC power transmission (HVDC). The paper calculated and analyzed the effect of offshore wind power plants on the power system based on technical standards. Besides the capacity flow calculation and analysis about the effect to power system based on two connection solutions based on the project of offshore wind Trung Nam 800MW, the paper analyzed the total estimation of two connection solutions to select the connection solution which is the best in both technology and economy fields. The result shows that the HVDC solution is better in terms of technology and economy.

Key words - Offshore wind; Voltage Source Converter; Line Communicated Converter; High Voltage Direct Current; electrical system

ĐGNK đầu nối lên hệ thống điện là một vấn đề quan trọng cần được nghiên cứu tính toán trong giai đoạn sắp tới.



Hình 1. Dự báo quy mô phát triển tổng công suất hàng năm của nhà máy ĐGNK lắp đặt hàng năm tại Việt Nam – Kích bản tăng trưởng thấp [6]

Trong bài báo [2] trình bày ảnh hưởng của nhà máy điện gió DFIG đến sự ổn định của hệ thống điện Nam Bộ khi các sự cố xảy ra trên phần mềm PSS/E. Bài báo [3] trình bày khả năng tham gia hỗ trợ ổn định điện áp của trang trại điện gió và cơ chế hỗ trợ trong thị trường dịch vụ phụ trợ. Chi phí cơ hội khi giảm công suất tác dụng để phát công suất phản kháng được sử dụng nhằm khuyến khích nhà máy điện gió tham gia khi hệ thống cần. Việc dự báo công suất phát của nhà máy điện gió cũng thu hút được nhiều nghiên cứu. Bài báo [4] trình bày các phương pháp dự báo công suất phát dự trên mô hình

¹ The University of Danang – University of Science and Technology, Danang, Vietnam (Le Hong Lam, Tran Tan Vinh)

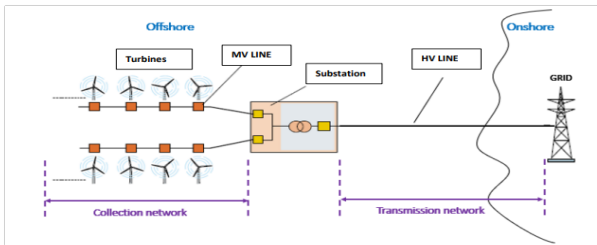
² Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4, Khanhhoa, Vietnam (Le Hoang Viet, Le Cao Quyen)

toán trí tuệ nhân tạo cải tiến. Nhà máy điện gió Tuy Phong được sử dụng như một trường hợp cụ thể để chứng minh sự ưu việt của mô hình toán được đề xuất. Khả năng vượt qua sự cố hệ thống khi điện áp thấp cũng được quan tâm và trình bày trong bài báo [5] với đề xuất Phương pháp điều khiển điện áp tại điểm kết nối nằm trên ngưỡng điện áp thấp cho đến khi chế độ làm việc bình thường được khôi phục.

Tuy nhiên, chưa có một nghiên cứu cụ thể về cách tính toán lựa chọn phương án đấu nối cho một dự án điện gió ngoài khơi. Chính vì vậy, bài báo tập trung phân tích các phương án đấu nối từ đó đưa ra các bước để đánh giá dự án về mặt kinh tế và kỹ thuật.

2. Giải pháp công nghệ truyền tải công suất nhà máy ĐGNK lên hệ thống điện

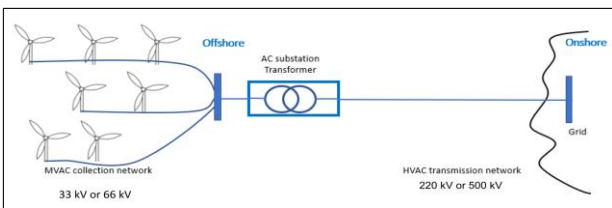
Hiện nay, lựa chọn giải pháp truyền tải công suất cho nhà máy ĐGNK lên hệ thống điện (là lưới điện truyền tải, kết nối giữa các trạm biến áp điện gió ngoài khơi đến điểm trên bờ gọi là điểm đấu nối (DP – delivery point)) bao gồm 02 công nghệ chính là sử dụng điện cao áp xoay chiều (HVAC - High Voltage Alternating Current) và điện cao áp một chiều (HVDC - High Voltage Direct Current) thông qua các van điện tử công suất có điều khiển (Thiristor, GTO, IGBT).



Hình 2. Sơ đồ nối điện cơ bản của nhà máy ĐGNK [10]

2.1. Giải pháp đấu nối bằng HVAC

Tại trạm biến áp gom công suất (sẽ được thiết kế đặt ở vị trí tối ưu của nhà máy điện gió), máy biến áp sẽ nâng điện áp được yêu cầu để đảm bảo truyền tải HVAC (trên 66 kV, ví dụ 220kV hoặc 500kV).



Hình 3. Sơ đồ truyền tải bằng HVAC của nhà máy ĐGNK [10]

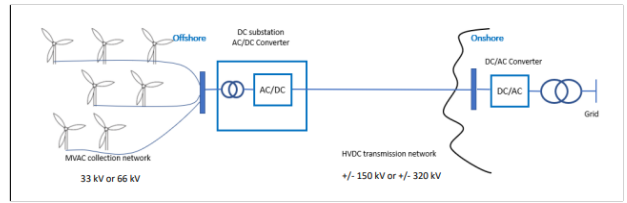
2.2. Giải pháp đấu nối bằng HVDC

Đối với giải pháp kết nối gom công suất từ các tua bin gió đến trạm biến áp gom công suất (mạng MV) hiện nay đối với các nhà máy ĐGNK vẫn sử dụng điện áp AC.

Tại trạm biến áp gom công suất sẽ thực hiện chuyển đổi AC/DC bằng bộ chỉnh lưu và được truyền tải bằng HVDC với điện áp khoảng ± 150 kV hoặc ± 320 kV đến trạm biến áp nghịch lưu tại điểm cập bờ. Tại trạm biến áp nghịch lưu sẽ chuyển đổi DC/AC và đấu nối vào hệ thống điện.

Các cáp HVDC sẽ truyền tải công suất từ trạm chỉnh lưu đến trạm nghịch lưu. Cáp truyền tải HVDC được thực hiện bởi một cáp, dẫn đến giảm chi phí cáp sẽ thấp hơn so với truyền tải HVAC. Tuy nhiên, chi phí cáp HVDC thấp

hơn HVAC nhưng tổng chi phí đầu tư có thể tăng lên do chi phí trạm chuyển đổi AC/DC giải pháp HVDC sẽ cao hơn nhiều so với HVAC.



Hình 4. Sơ đồ truyền tải bằng HVDC của nhà máy ĐGNK [10]

2.3. Lựa chọn công nghệ truyền tải HVDC cho nhà máy ĐGNK

Các công nghệ truyền tải điện một chiều hiện nay gồm:

- HVDC Classic: Chuyển đổi nguồn dòng (LCC-Line commutated Converter), sử dụng các van Thyristor.
- HVDC plus: Chuyển đổi nguồn áp (LCC -Voltage Source Converter) sử dụng IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Công nghệ chuyển đổi nguồn áp có khả năng truyền tải công suất nhỏ hơn so với công nghệ HVDC Classic.
- So sánh giới hạn truyền tải công suất:
 - + Công nghệ nguồn dòng truyền thống (HVDC-LCC) cho có điện áp đến 1000kV công suất đến 6000MW/ mạch.
 - + Công nghệ nguồn áp (HVDC-VSC) có điện áp truyền tải thấp hơn, hiện nay đạt khoảng 320kV và công suất truyền tải đến 1200MW/mạch.
- So sánh hai loại công nghệ nguồn dòng, nguồn áp về độ tin cậy, tổn thất, chi phí đầu tư, cấp điện áp truyền tải như Bảng 1.

Bảng 1. Bảng so sánh công nghệ nguồn dòng truyền thống và nguồn áp

HVDC-LCC	HVDC-VSC
- Sử dụng thyristor	- Sử dụng transistor
- Sử dụng truyền tải nguồn công suất lớn, điện áp cao	- Sử dụng truyền tải nguồn công suất nhỏ, điện áp thấp hơn
- Khả năng quá tải cao	- Khả năng quá tải thấp
- Vận hành trong hệ thống mạnh	- Vận hành trong hệ thống yếu
- Cần các bộ lọc sóng hài AC – DC	- Mức sóng hài yếu, không cần các bộ lọc
- Điều khiển công suất phản kháng sử dụng thiết bị bù công suất phản kháng (tụ bù, SVC, STATCOM,...)	- Điều chỉnh công suất phản kháng nhờ vào các bộ biến đổi IGBT
- Yêu cầu điện tích lắp đặt rộng hơn để lắp các bộ lọc AC, DC	- Nhu cầu điện tích lắp đặt bằng khoảng 60% so với công nghệ LCC
- Sử dụng máy biến áp chuyển đổi - continuous DC Voltage stress	- Sử dụng máy biến áp truyền thống
- Tổn thất chuyển đổi thấp	- Tổn thất chuyển đổi cao do cần năng lượng lớn ở các bộ chuyển đổi trong mạch IGBT
- Chi phí đầu tư thấp	- Chi phí đầu tư cao hơn LCC khoảng 10-15%

Việc lựa chọn công nghệ chuyển đổi phụ thuộc yêu cầu truyền tải điện, khoảng cách truyền tải giữa hai đầu:

- **Lưới truyền tải liên miền giữa các vùng:** Với nhu cầu truyền tải công suất lớn, điện áp cao, công nghệ LCC có ưu thế.

- **Điện gió trên biển:** Công suất vừa, điện áp truyền tải thấp, công nghệ VSC có ưu thế và hiện nay các dự án điện gió ngoài khơi truyền tải điện một chiều thường sử dụng công nghệ VSC.

Với các ưu điểm của công nghệ VSC, để truyền tải công suất cho các nhà máy điện gió ngoài khơi đối với giải pháp

truyền tải bằng công nghệ một chiều, bài báo sẽ sử dụng công nghệ HVDC-VSC để đưa vào tính toán.

3. So sánh lựa chọn giải pháp đấu nối nhà máy ĐGNK lên hệ thống điện

Ngoài việc các giải pháp truyền tải đấu nối nhà máy điện gió ngoài khơi lên hệ thống điện đảm bảo các yếu tố về mặt kỹ thuật thì phân tích kinh tế tài chính là vấn đề chính quyết định lựa chọn giải pháp đấu nối cho nhà máy điện gió ngoài khơi.

Tổng chi phí đầu tư hệ thống truyền tải HVDC hoặc HVAC được xây dựng bởi công thức tổng thể sau [14]:

$$C = CC + LC \quad (1)$$

Trong đó, CC (Capital cost): chi phí vốn đầu tư; LC (Losses Cost): chi phí tổn thất hệ thống truyền tải.

Chi phí vốn đầu tư CC bao gồm: TCC (Terminal Capital Cost) là chi phí vốn đầu tư thiết bị đầu cuối như MBA hay bộ chuyển đổi..., và RCC (Route Capital Cost) là chi phí vốn đầu tư truyền tải:

$$CC = TCC + RCC \quad (2)$$

Chi phí TCC chia ra thành OPPC (Offshore platform and plant cost – chi phí đầu tư trạm và bộ platform ngoài khơi), và chi phí OPC (onshore plant cost – chi phí cho trạm trên bờ):

$$TCC = OPPC + OPC \quad (3)$$

Chi phí RCC bao gồm: CBC (Cable cost – chi phí cáp) và QC (compensation cost – chi phí bù):

$$RCC = CBC + QC \quad (4)$$

Trong chi phí tổn thất LC bao gồm TLC (Terminal Losses Cost) là chi phí tổn thất các thiết bị đầu cuối và RLC (Route Losses Cost) là chi phí tổn thất truyền tải:

$$LC = TLC + RLC \quad (5)$$

Chi phí vốn và chi phí tổn thất của 2 phương án VSC-HVDC và HVAC bài báo đưa vào phân tích kinh tế tài chính bao gồm chi phí cho các thiết bị chính như Bảng 2.

Bảng 2. Chi phí vốn và chi phí tổn thất của hai phương án

	Chi phí vốn đầu tư - CC	Chi phí tổn thất hệ thống - LC
HVAC	- Trạm biến áp và bộ đỡ ngoài khơi, các thiết bị đi kèm; - Cáp ngầm và hệ thống bù; - Trạm biến áp trên bờ, các thiết bị đi kèm	- Tổn thất MBA ngoài khơi; - Tổn thất truyền tải trên cáp; - Tổn thất MBA trên bờ.
HVDC-VSC	- Trạm chuyển đổi và bộ đỡ ngoài khơi, bao gồm van chuyển đổi, máy biến áp và bộ lọc; - Cáp ngầm; - Trạm chuyển đổi trên bờ bao gồm van chuyển đổi, máy biến áp và bộ lọc.	- Tổn thất bộ chuyển đổi AC/DC; - Tổn thất truyền tải trên cáp; - Tổn thất bộ chuyển đổi DC/AC.

Theo [1], chi phí đầu tư cho từng hạng mục được xây dựng bởi các công thức sau:

❖ Chi phí đầu tư trạm và bộ platform ngoài khơi (OPPC) và chi phí đầu tư trạm trên bờ (OPC):

$$\begin{aligned} OPPC_{HVAC} &= FC_{HVAC} \\ &+ [1 + dc(n_T - 2)] \cdot (fc_T + pc_T) \cdot n_T \cdot S_{ST} \\ &= 5 + 0,045S_T \end{aligned} \quad (6)$$

$$OPC_{HVAC} = 0,02621S_T^{0,7513} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} OPPC_{HVDC} &= FC_{HVDC} + [1 + dc(n_c - 2)] \cdot c_c \cdot n_c \cdot S_{SC} \\ &= 25 + 0,11S_T \end{aligned} \quad (8)$$

$$OPC_{HVDC} = 0,08148S_T \quad (9)$$

❖ Chi phí đầu tư hệ thống bù công suất phản kháng (QC):

$$\begin{aligned} P_C &= \sqrt{S_C^2 - Q_{off}^2} = \sqrt{S_C^2 - \left(\frac{Q_C}{2}\right)^2} \\ &= \sqrt{(\sqrt{3} \cdot V_n I_{SSN})^2 - \left(\frac{1}{2} \cdot V_n^2 \cdot 2\pi f_n C \cdot l_c\right)^2} \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} QC_{HVAC} &= Q_{off} \cdot OFC + Q_{on} \cdot ONC \\ &= 0,02 \cdot V_n^2 \cdot 2\pi f_n C \cdot l_c \end{aligned} \quad (11)$$

❖ Chi phí đầu tư cáp ngầm truyền tải (CBC):

$$CBC_{HVAC} = t_c \cdot l_c \cdot nc_c \quad (12)$$

❖ Chi phí tổn thất hệ thống (LC):

$$\begin{aligned} LC_{HVAC} &= TLC_{offHVAC} + RLC_{HVAC} + TLC_{onHVAC} \\ &= 0,00911S_T + 1,51767 \cdot \left(\frac{0,994S_T}{nc_c \cdot V_n}\right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \\ &+ 0,00911 \cdot \left[0,994S_T - \left(\frac{0,994S_T}{nc_c \cdot V_n}\right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c\right] \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} LC_{HVDC} &= TLC_{offHVAC} + RLC_{HVAC} + TLC_{onHVAC} \\ &= 0,02610S_T + 3,03534 \cdot \left(\frac{0,9828S_T}{nc_c \cdot V_n}\right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c \\ &+ 0,02747 \cdot \left[0,9828S_T - \left(\frac{0,9828S_T}{nc_c \cdot V_n}\right)^2 r_c \cdot l_c \cdot nc_c\right] \end{aligned} \quad (14)$$

Trong đó:

S_T : Công suất truyền tải trên đường dây (MW);

t_c : Chi phí đầu tư 1km cáp truyền tải;

l_c : Chiều dài tuyến cáp (km);

nc_c : Số lượng mạch cáp;

V_n : Điện áp AC/DC vận hành (kV);

f_n : Tần số lưới (Hz);

C : Dung dẫn của cáp (F/km);

r_c : Điện trở cáp (Ω /km);

FC_{HVDC} , FC_{HVAC} : Chi phí cố định đầu tư trạm offshore HVDC, HVAC;

dc : Hệ số chi phí biến đổi khi có trên 02 MBA/ Bộ chuyển đổi;

n_T , n_c : Số lượng máy MBA/ Bộ chuyển đổi trên mỗi platform;

fc_T : Chi phí biến đổi đầu tư bộ platform trạm biến áp ngoài khơi;

c_c : Chi phí biến đổi đầu tư bộ platform trạm chuyển đổi ngoài khơi;

pc_T : Chi phí biến đổi đầu tư trạm biến áp ngoài khơi;

S_{ST} , S_{SC} : Công suất máy biến áp, công suất bộ chuyển đổi.

4. Mô hình hóa thiết bị

4.1. Mô hình của HVDC trong tính toán

Hệ thống HVDC bao gồm các thiết bị chính:

- Bộ chỉnh lưu (Rectifier side).

- Bộ nghịch lưu (Inverter side).

- Máy biến áp (Transformer).
- Đường dây DC (DC Transmission line/Cable).

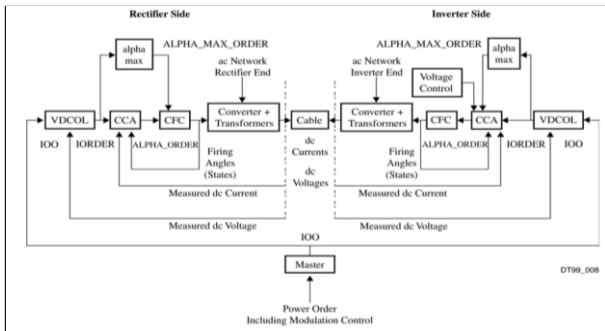
Tương ứng với các thiết bị chính của hệ thống HVDC bài báo sử dụng các mô hình điều khiển CDCAB1 [9], mô hình CDAB1 là mô hình đường dây một chiều đơn cực các bộ chỉnh lưu và bộ nghịch lưu có cấu hình như nhau và được điều khiển thông qua hệ thống điều khiển Master. Ngoài các tính năng chung, mô hình này còn bao gồm bộ inverter điều khiển điện áp cho cấp DC có chiều dài lớn cũng như một số chức năng điều khiển động lực và/hoặc nhất thời

Theo Hình 5 hệ thống điều khiển Master có thể điều khiển công suất hoặc điều khiển dòng điện của hệ thống truyền tải HVDC thông qua yêu cầu về công suất của hệ thống điện AC:

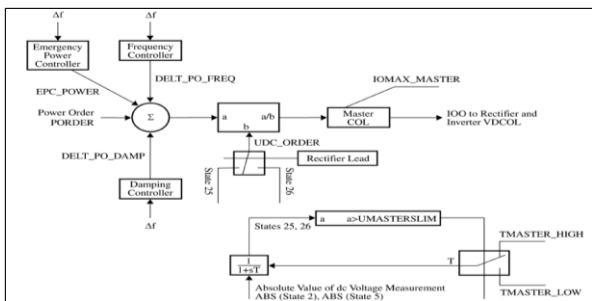
- Hệ thống Master sẽ gửi tín hiệu IOO (yêu cầu về công suất hoặc dòng điện DC) đến khối điều khiển VDCOL. Khối điều khiển VDCOL có nhiệm vụ kiểm soát dòng điện hoặc công suất điều khiển không được vượt quá giới hạn hoặc quá tải đường dây HVDC.

- Tín hiệu sau khi qua VDCOL sẽ gửi đến khối điều khiển CCA làm nhiệm vụ điều chỉnh dòng điện và điện áp của hệ thống HVDC.

- Sơ đồ khối CFC có nhiệm vụ chính là điều khiển ổn định dòng điện DC, dịch pha và chịu trách nhiệm gửi xung điều khiển đến các Van điều khiển.



Hình 5. Sơ đồ của hệ thống HVDC kết nối với hệ thống xoay chiều [9]



Hình 6. Bộ điều khiển Master – Điều khiển công suất [9]

Các mô hình điều khiển tần số, điều khiển giảm dao động và điều khiển công suất khẩn cấp được mô tả trong Hình 6. Theo Hình 6 bộ điều khiển Master hay điều khiển công suất sẽ làm việc dựa trên yêu cầu về độ lệch của tần số hệ thống điện HVAC. Nếu tần số hệ thống HVAC nhỏ hơn tần số danh định (f_{nom}) nghĩa là hệ thống HVAC cần huy động công suất tác dụng, thì bộ điều khiển Masster sẽ điều khiển tăng công suất cho hoạt động của bộ Inverter và ngược lại nếu tần số trong trạm biến đổi lớn hơn tần số danh định.

5. Tính toán lựa chọn giải pháp đấu nối cho nhà máy điện gió ngoài khơi tỉnh Ninh Thuận

Bài báo đưa vào thực hiện tính toán với một dự án điện gió ngoài khơi đã trình hồ sơ Bổ sung quy hoạch tại tỉnh Ninh Thuận.

Tên dự án: Nhà máy điện gió ngoài khơi Trung Nam;

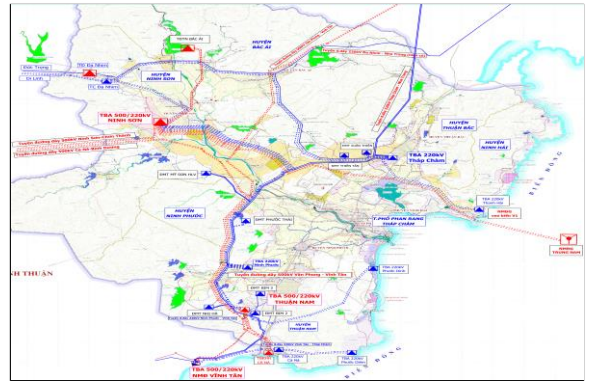
Công suất: 800MW;

Vị trí: Nằm ngoài khơi tỉnh Ninh Thuận (cách bờ khoảng 50 hải lý);

Năm vận hành: 2030;

Phương án đấu nối: Đấu nối truyền tải công suất về trạm biến áp 500kV Ninh Sơn (đường dây đấu nối dài khoảng 145km).

Phương pháp lựa chọn được thực hiện qua ba bước: (i) đề xuất Phương án đấu nối, (ii) đánh giá ổn định và (iii) tính toán các chỉ tiêu kinh tế.



Hình 7. Bản đồ lưới điện 500/220kV tỉnh Ninh Thuận và phương án đấu nối nhà máy ĐGNK Trung Nam [2-3]

5.1. Phương án đấu nối nhà máy điện gió ngoài khơi Trung Nam

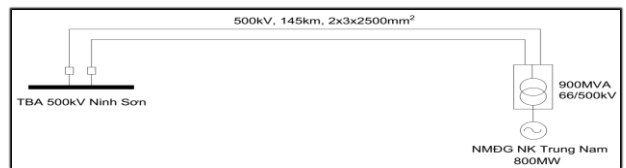
Bài báo đề xuất 02 phương án đấu nối cho nhà máy điện gió ngoài khơi với giả thiết đưa vào tính toán là các tua bin gió đấu nối về trạm gom công suất của nhà máy với cấp điện áp 66kV AC.

❖ **Phương án 1:** Đấu nối bằng HVAC với cấp điện áp 500kV như Hình 8, khối lượng đầu tư như sau:

- Xây dựng trạm nối 66/500kV gom công suất nhà máy (trạm GIS) với quy mô MBA 500/66kV-900MVA và 02 ngăn xuất tuyến;

- Mạch kép cấp ngầm đấu nối HVAC 500kV, sử dụng cáp 1 pha XLPE-2500 chiều dài 145km;

- Mở rộng 02 ngăn xuất tuyến 500kV tại trạm biến áp 500kV Ninh Sơn.

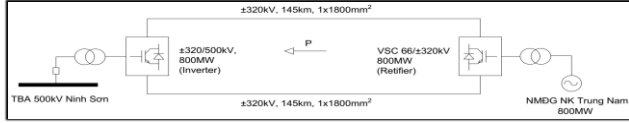


Hình 85. Sơ đồ đấu nối phương án 1

❖ **Phương án 2:** Đấu nối bằng HVDC với cấp điện áp phù hợp để truyền tải 800MW là $\pm 320kV$ và sử dụng công nghệ VSC (phù hợp truyền tải 1-1,2GW) như Hình 9. Khối lượng đầu tư như sau:

- Xây dựng trạm nối $\pm 320\text{kV}$ gom công suất các turbine và 01 bộ chuyển đổi Converter công suất 800MW.
- Cấp ngầm đầu nối HVDC 500kV sử dụng cáp Cu XLPE-1800 chiều dài 145km.
- Lắp đặt 01 bộ chuyển đổi Converter công suất 800MW tại trạm biến áp 500kV Ninh Sơn.

sau khi phục hồi sự cố. Đối với phương án 1 thời gian ổn định sau khi phục hồi khoảng 3s.



Hình 9. Sơ đồ đấu nối phương án 2

Bài báo mô hình hóa hệ thống lưới điện 500kV, 220kV Việt Nam năm 2030 bằng chương trình PSS/E – Version 34 [9]. Các thông số liên quan lưới điện được mô hình hóa và xây dựng phù hợp với Quy hoạch Điện VIII đến năm 2030.

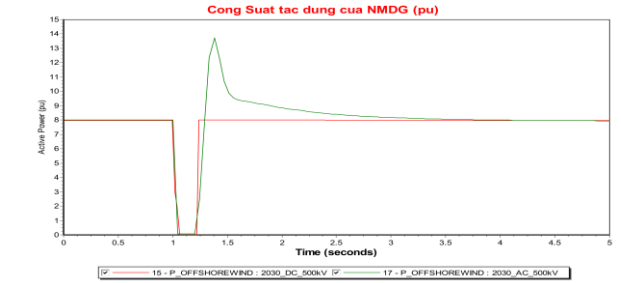
Kết quả tính toán trào lưu công suất cho thấy, cả 2 phương án đều đảm bảo khả năng đầu nối, truyền tải và giải phóng công suất cho nhà máy điện gió Trung Nam lên hệ thống điện Quốc gia. Đối với kết quả tổn thất công suất trên đường dây truyền tải HVAC cao hơn so với đường dây truyền tải HVDC.

Bảng 3. Tổn thất công suất truyền tải của nhà máy ĐGNK Trung Nam

Phương án	Đơn vị	Tổn thất truyền tải
Phương án 1 (HVAC)	MW	8.6
Phương án 2 (HVDC)	MW	3.9
Chênh lệch (PA1-PA2)	MW	4.7

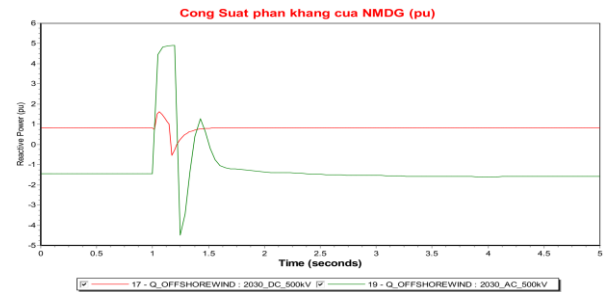
5.2. Phân tích ổn định động của nhà máy điện gió ngoài khơi Trung Nam đến hệ thống điện

Bài báo sử dụng Module Dynamics trong phần mềm PSS/E [10-12] để tính toán cho trường hợp sự cố 3 pha trên thanh cái 500kV Ninh Sơn. Vị trí sự cố 3 pha tại trạm 500kV Ninh Sơn, phía trước MBA lắp đặt bộ chuyển đổi Converter, sự cố tại thời điểm $t = 1\text{s}$ và duy trì trong 200ms. Tại thời điểm xảy ra sự cố, máy cắt sẽ cô lập MBA và bộ chuyển đổi Converter, khi đó nhà máy ĐGNK Trung Nam sẽ tách ra khỏi HTĐ và sau 200ms từ thời điểm sự cố máy cắt sẽ đóng lặp lại để đưa nhà máy ĐGNK Trung Nam vào HTĐ. Trong trường hợp khảo sát, các tính toán đều xem xét nhà máy ĐGNK Trung Nam vẫn nối lưới sau sự cố nhằm đánh giá tác động của nhà máy đến lưới điện ra sao sau khi nhà máy điện gió ngừng cung cấp trong thời gian sự cố. Trong Hình 11-14, đường có biên độ dao động lớn biểu thị đường dây AC, đường còn lại là DC.



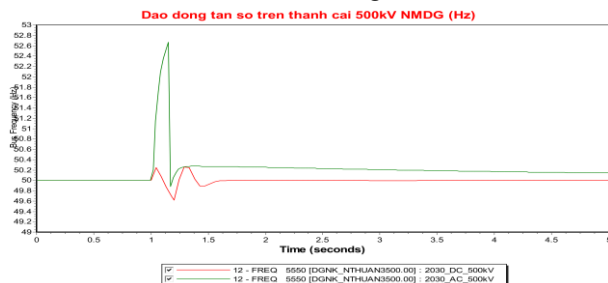
Hình 11. Biểu đồ phát công suất nhà máy ĐGNK Trung Nam của 2 phương án đầu nối khi xảy ra sự cố

Hình 12 thể hiện dao động công suất phản kháng sau khi phục hồi sau sự cố. Với phương án đầu nối HVDC, mức dao động công suất phản kháng ít hơn và thời gian ổn định cũng nhanh hơn so với với phương án đầu nối HVAC. Sau khi khôi phục loại trừ sự cố, lượng công suất phản kháng phát ra từ nhà máy có sự dao động nhằm ổn định điện áp của hệ thống sau khi sự cố xảy ra.

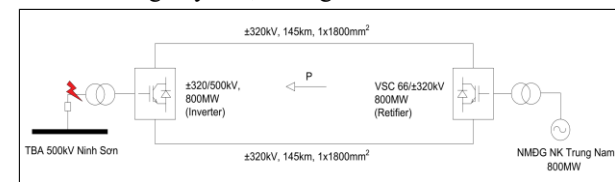


Hình 12. Biểu đồ phát công suất phản kháng nhà máy ĐGNK Trung Nam của 2 phương án đầu nối khi xảy ra sự cố

Hình 13 thể hiện sự dao động điện áp tại thanh cái 500kV của trạm gom 500kV ngoài khơi (đối với phương án 1) và thanh cái 320kV của trạm gom HVDC ngoài khơi (đối với phương án 2). Kết quả tính toán cho thấy, sau 0,2s loại trừ sự cố điện áp phục hồi về với điện áp vận hành ban đầu, mặc dù có sự dao động nhưng vẫn nằm trong phạm vi an toàn, đảm bảo vận hành hệ thống.



Hình 13. Biểu đồ dao động điện áp tại thanh cái trạm gom công suất nhà máy ĐGNK Trung Nam của 2 phương án đầu nối (đối phương án 1 là thanh cái 500kV và đối với phương án 2 là thanh cái 320kV) khi xảy ra sự cố



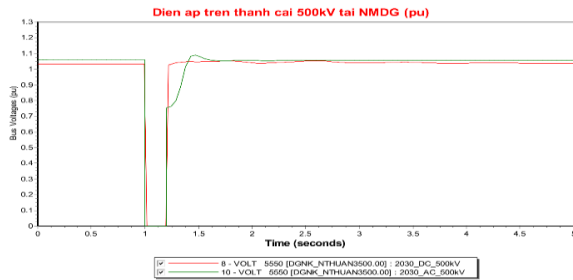
Hình 10. Vị trí sự cố 3 pha thực hiện khảo sát ổn định

Hình 11 thể hiện lượng công suất phát từ nhà máy ĐGNK Trung Nam trong thời gian mô phỏng. Tại thời điểm $t = 1\text{s}$ sự cố xảy ra dẫn đến lượng công suất tác dụng phát ra giảm sệt đột ngột về khoảng 0MW, sau khi loại trừ sự cố ngắn mạch lượng công suất này dần phục hồi về công suất phát ban đầu 800MW. Kết quả cho thấy đối với phương án 2, công suất nhà máy trở về ổn định là 800MW

Hình 14 thể hiện sự dao động tần số tại thanh cái 500kV của trạm gom 500kV ngoài khơi (đối với phương án 1) và thanh cái 320kV của trạm gom HVDC ngoài khơi (đối với phương án 2), tần số tại thanh cái 500kV (52,7 Hz) đã vượt mức cho phép vận hành căn cứ theo Thông tư 30/2019/TT-BCT [13] (mức cho phép là 52 Hz). Đối với phương án 2, tần số tại thanh cái 320kV và các trạm biến áp trong khu

vực đều đảm bảo trong dải cho phép.

Hình 14. Biểu đồ dao động tần số nhà máy ĐGNK Trung Nam của 2 phương án đấu nối khi xảy ra sự cố



5.3. Tính toán tổng chi phí đầu tư các phương án

Dựa vào các phương trình tính toán chi phí cho từng hạng mục tại mục 3, các số liệu chi phí đầu tư và thông số thiết bị được liệt kê ở phụ lục, bài báo tính toán tổng chi phí đầu tư cho các phương án HVAC và HVDC [14]. Kết quả so sánh được thể hiện ở bảng dưới đây:

Bảng 4. Chi phí đầu tư hệ thống HVAC và HVDC

Đơn vị: Tỷ VNĐ

Hạng mục	HVAC	HVDC-VSC
Chi phí đầu tư trạm offshore	OPPC _{HVAC} 2.356,6	OPPC _{HVDC} 5.922,6
Chi phí đầu tư trạm onshore	OPC _{HVAC} 107,9	OPC _{HVDC} 1.768,1
Chi phí đầu tư hệ thống bù AC	QCHVAC 2.470,7	QCHVDC 0.0
Chi phí đầu tư cáp ngầm	CBC _{HVAC} 11.285,2	CBC _{HVDC} 5.670,4
Chi phí tổn thất	LCHVAC _{off} 794,6	LCHVDC _{off} 341,7
Tổng chi phí	CHVAC 17.014,9	CHVDC 13.702,7

Tổng chi phí đầu tư hệ thống HVDC thấp hơn 3,3 nghìn tỷ VNĐ so với hệ thống HVAC. Với các kết quả tính toán trào lưu công suất và phân tích chi phí đầu tư cho thấy, nhà máy ĐGNK Trung Nam sử dụng giải pháp đấu nối bằng truyền tải điện một chiều HVDC sẽ đảm bảo các yêu cầu về kỹ thuật và giảm chi phí đầu tư cho dự án.

6. Kết luận

Với các tiêu chí và phương pháp luận về giải pháp đấu nối nhà máy điện gió ngoài khơi, bài báo đã áp dụng đề xuất 02 phương án đấu nối gồm đấu nối bằng truyền tải điện xoay chiều HVAC và đấu nối bằng truyền tải điện một chiều HVDC-VSC cho nhà máy ĐGNK Trung Nam công suất 800MW, bằng phần mềm PSS/E Version 34, hiện đang tiến hành bổ sung quy hoạch dự án với vị trí nhà máy cách bờ 50 hải lý, tổng chiều dài tuyến cáp đấu nối là 145km với điểm tiếp nhận công suất là trạm biến áp 500kV Ninh Sơn.

Căn cứ theo quy định trong Thông tư 30/2019 của Bộ Công Thương [13] về giới hạn về điện áp và tần số tại điểm đấu nối các nhà máy điện. Các kết quả tính toán ổn định hệ thống của nhà máy điện gió ngoài khơi Trung Nam khi đấu nối vào lưới điện bằng điện áp một chiều HVDC cho thấy, hệ thống điện vẫn đảm bảo vận hành ổn định, đáp ứng các tiêu chí kỹ thuật theo quy định hiện hành. Đối với phương án 1 (giải pháp đấu nối bằng HVAC) kết quả tính toán cho thấy tần số tại thanh cái 500kV trạm gom ngoài khơi cao

nhất lên đến 52,7 Hz, vượt mức cho phép vận hành (mức cho phép là 52 Hz).

Ngoài ra, đối với phương án đấu nối bằng HVDC có tổng mức đầu tư xây dựng thấp hơn khoảng 3,3 nghìn tỷ VNĐ so với hệ thống HVAC. Với các kết quả tính toán trào lưu công suất và phân tích chi phí đầu tư cho thấy, nhà máy ĐGNK Trung Nam sử dụng giải pháp đấu nối bằng truyền tải điện một chiều HVDC sẽ đảm bảo các yêu cầu về kỹ thuật và giảm chi phí đầu tư cho dự án.

Căn cứ vào các kết quả tính toán và các phương pháp luận đã trình bày trong bài báo, trong giai đoạn tới các nhà máy điện gió ngoài khơi đi vào vận hành đấu nối lên hệ thống điện là một điều tất yếu. Kiến nghị có thể áp dụng các tính toán này cho các dự án điện gió ngoài khơi tương tự trong thời gian tới.

Lời cảm ơn: Nghiên cứu này được tài trợ bởi Bộ Giáo dục và Đào tạo, Việt Nam với đề tài có mã số: CT2022.07.DNA.02.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Prime Minister, *Decision 500/QĐ-Ttg on approving the National Power Development Plan for the 2021-2030 period, with a vision to 2050*, 15/05/2023
- [2] N. H. Hieu, L. H. Lam, C. T. Luu and T. Q. Tuan, "Effects of DFIG wind power generation on Vietnam power system operation", *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, Netherlands*, 2015, pp. 1-4, doi: 10.1109/PTC.2015.7232535.
- [3] N. H. Hieu and L. H. Lam, "Using double Fed induction generator to enhance voltage stability and solving economic issue", *2016 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET), Hanoi, Vietnam*, 2016, pp. 374-378, doi: 10.1109/ICSET.2016.7811813.
- [4] D. T. Viet, V. V. Phuong, M. Q. Duong, and Q. T. Tran, "Models for Short-Term Wind Power Forecasting Based on Improved Artificial Neural Network Using Particle Swarm Optimization and Genetic Algorithms", *Energies*, vol. 13, no. 11, p. 2873, Jun. 2020, doi: 10.3390/en13112873.
- [5] M. Q. Duong et al., "Improved LVRT based on coordination control of active crowbar and reactive power for doubly fed induction generators", *2015 9th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), Bucharest, Romania*, 2015, pp. 650-655, doi: 10.1109/ATEE.2015.7133896.
- [6] World Bank Group, "Offshore wind power roadmap for Vietnam", World Bank, 2022, [Online] Available: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/261981623120856300/pdf/Offshore-Wind-Development-Program-Offshore-Wind-Roadmap-for-Vietnam.pdf> [accessed 11/1/2023]
- [7] Ministry of Industry and Trade, *Decision No. 667/QĐ-BCT on Power development planning for Ninh Thuan province for the period 2016-2025, with a view to 2035*, 01/3/2018
- [8] Prime Minister, *Document No. 441/TTg-CN on Supplementing Electricity Planning VII to adjust the list of 220kV and 500kV transmission grids*, 16/4/2020
- [9] PSS/E documentation, version 34.0.0. [Online]. Available: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-e.html> [accessed 11/1/2023]
- [10] A. DABBABI-IREENA, "Optimization of electrical architectures of offshore wind farms with different distribution and transmission networks AC and DC"; Université de Nantes, October 2020
- [11] U.S. Department of Energy, "Offshore Wind Market Report: 2021 Edition", [Online] Available: <https://www.energy.gov/eere/wind/articles/offshore-wind-market-report-2021-edition-released> [accessed 11/1/2023].
- [12] S. Bhattacharya, "Design of Foundations for Offshore Wind Turbines"; Wiley, 2019.
- [13] Ministry of Industry and Trade, Circular No. 30/2019/TT-BCT on Regulation of power transmission system, 18/11/2019
- [14] X. Xiang, M. M.C Merlin, and T. C. Green. "Cost analysis and comparison of HVAC, LFAC and HVDC for offshore wind power connection", 12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016), 2016. DOI: 10.1049/cp.2016.0386.