

PHÂN TÍCH KỸ THUẬT CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI NỔI KẾT NỐI LƯỚI TẠI HỒ ĐA MI, TỈNH BÌNH THUẬN

TECHNICAL ANALYSIS OF GRID-CONNECTED FLOATING PV SYSTEM AT DA MI IN BINH THUAN PROVINCE

Nguyễn Hiếu Nghĩa^{1*}, Lê Chí Hiệp², Hoàng An Quốc³

¹Trường Đại học Công nghiệp Tp. Hồ Chí Minh

²Trường Đại học Bách khoa Tp. Hồ Chí Minh

³Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Tp. Hồ Chí Minh

*Tác giả liên hệ: nguyenhieunghia@iuh.edu.vn

(Nhận bài: 01/8/2022; Chấp nhận đăng: 15/9/2022)

Tóm tắt - Trước thực trạng về nguồn năng lượng, môi trường sống, nhu cầu phát triển của các nước trên thế giới, cộng với tiềm năng to lớn về các nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam, năng lượng mặt trời được mong đợi sẽ trở thành nguồn năng lượng tái tạo chính trong tương lai. Bài báo này trình bày việc phân tích kỹ thuật cho dự án điện mặt trời nổi có công suất 47,5 MW đấu nối vào hệ thống điện Quốc gia 110 kV tại hồ thủy điện Đa Mi thuộc tỉnh Bình Thuận (ở vị trí địa lý 10°33'42" đến 11°33'18" vĩ độ Bắc và từ 107°23'41" đến 108°52'42" độ kinh Đông). Đây là nhà máy điện mặt trời nổi trên lòng hồ thủy điện đầu tiên ở Việt Nam. Hệ số PR, tấm pin, công suất inverter và các giá trị về công suất định mức DC, số lượng tấm pin, số lượng inverter, sản lượng điện đều được xác định từ tính toán và từ thực nghiệm mô phỏng sử dụng phần mềm PVsyst 6.61.

Từ khóa - Hệ thống PV; phân tích kỹ thuật; điện mặt trời nổi.

1. Đặt vấn đề

Sự phát triển của ngành năng lượng điện luôn song hành cùng quá trình phát triển và ứng dụng khoa học và công nghệ. Sự khai thác các nguồn năng lượng hóa thạch cần được tích hợp với các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng gió, năng lượng mặt trời để nâng cao hiệu quả của hệ thống năng lượng [1]. Hơn nữa nguồn năng lượng hóa thạch ngày càng cạn kiệt. Sự chuyển dịch các nguồn năng lượng truyền thống như điện than, điện dầu đốt, điện khí đốt, điện hạt nhân, sang năng lượng tái tạo sẽ giúp các quốc gia đảm bảo được an ninh năng lượng.

Bối cảnh thế giới, biến đổi khí hậu và bảo vệ môi trường là vấn đề được quan tâm trên toàn cầu từ các tổ chức xã hội, định chế tài chính đến chính phủ các quốc gia. Khoảng 58% lượng khí thải toàn cầu hiện nay đến từ các nước đang phát triển [2]. Nhiên liệu hóa thạch là nguồn năng lượng chính được sử dụng truyền thống bởi tất cả các quốc gia theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã báo cáo vào năm 2015, lưu ý rằng nhiên liệu hóa thạch đáp ứng 80% nhu cầu năng lượng trên toàn thế giới và chịu trách nhiệm cho 90% khí thải liên quan dưới dạng CO₂ [3].

Trên cơ sở những cam kết đóng góp của quốc gia (National Determined Contributions - NDC) tại Hội nghị Liên hợp quốc năm 2015 về Biến đổi khí hậu tại Paris (Hiệp

Abstract - With the reality of energy sources, living environment, development needs of countries around the world as well as the great potential of renewable energy sources in Vietnam, solar energy is expected to become the main renewable energy source in the future. This paper presents the technical analysis for a 47.5 MW grid-connected photovoltaic (PV) plant mounted on a water-base at Da Mi reservoir, in Binh Thuan province (at 10°33'42" to 11°33'18" North latitude and from 107°23'41" to 108°52'42" East longitude). This is the first floating solar power plant on the surface of a hydroelectric reservoir in Vietnam. The PR coefficient, PV module, inverter capacity, the values of DC rated power, number of panels, number of inverters and power output are determined from the calculations and simulation experiments by using PVsyst 6.61 software.

Key words - PV system; technical analysis; floating solar power plant.

định Paris - COP21), các nước đều có lộ trình từng bước hạn chế, loại bỏ các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch, đặc biệt là nhiệt điện than cũng như đặt các mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo để thay thế. Các nhà máy điện mặt trời nổi lưới trở thành xu hướng toàn cầu [4]. Các nghiên cứu về phản ứng và hiệu quả của nhà máy PV theo thông số địa hình và điều kiện thời tiết tại khu dự án [5, 6] để biết được các ảnh hưởng của nhiệt độ, vận tốc gió, cường độ bức xạ mặt trời đến hiệu suất tấm pin. Hầu hết các nghiên cứu tập trung vào sản lượng điện cuối cùng, hiệu suất, hệ số PR (performance ratio), hệ số công suất, sự suy giảm của hệ thống, và các tổn thất tổng [7, 8].

Trong những năm gần đây, các nghiên cứu cho cả hệ thống điện mặt trời nổi lưới ngày càng nhiều. Các nghiên cứu mô phỏng mang tính định hướng rộng lớn về chọn các thiết bị phù hợp nhất, tiết kiệm nhất; Giảm tối thiểu các tổn thất cho hệ thống trong quá trình vận hành phát điện theo điều kiện thời tiết của khu vực lắp đặt. Ví dụ: Yendoubé Lare và cộng sự chỉ ra cách chọn lựa inverter và các bộ phận khác trong hệ thống để có sản lượng điện cao và giảm thiểu các tổn thất bằng phương pháp mô phỏng thông qua phần mềm Matlab/Simulink [9, 10]. Estifanos Abeje Sharew và cộng sự nghiên cứu chất lượng nguồn điện phát về mặt biến dạng sóng hài để xác định mức độ biến dạng sóng hài của điện áp và dòng điện sử dụng phần mềm

¹ Industry University of Ho Chi Minh City (Nghia-Hieu Nguyen)

² Ho Chi Minh City University of Technology, VNU-HCM (Hiep-Chi Le)

³ Ho Chi Minh City University of Technology and Education (Quoc-An Hoang)

ETAP [11]. Hassane Dahbi và cộng sự xác định hiệu suất của nhà máy điện mặt trời 06 MW từ cơ sở dữ liệu có sẵn về nguồn AC, bức xạ mặt trời, nhiệt độ môi trường, vận tốc gió, ... trong điều kiện khí hậu sa mạc [12].

Mohammed Amine Deriche và cộng sự đánh giá 4 loại pin mặt trời kết nối lưới dựa trên công nghệ pin quang điện trong điều kiện môi trường ở Saharan tại thành phố Ghardaia thuộc Algeria. Hai công nghệ silicon: Silicon đơn tinh thể (m-Si), silicon đa tinh thể (mc-Si) và hai loại công nghệ màng mỏng: cadmium telluride (CdTe) và amorphous (a-Si) [13].

Hiện nay, trên thế giới có hai loại công nghệ điện mặt trời chính là nhiệt mặt trời tập trung (CSP) và pin quang điện (PV). Phạm vi dự án nhà máy điện mặt trời nổi tại hồ thủy điện Đa Mi, tỉnh Bình Thuận phát điện trực tiếp lên lưới quốc gia, quy mô công suất lớn, chỉ sử dụng công nghệ pin quang điện và nổi lưới trực tiếp không lưu trữ.

Nhà máy điện mặt trời nổi dùng pin quang điện có ưu điểm lớn ở chỗ nhờ hơi nước từ khối nước bên dưới làm mát các tấm pin nên tăng (15 ÷ 20)% sản lượng điện (trích từ tài liệu của các nhà cung cấp); do đó sẽ giảm số lượng các tấm pin. Tuy nhiên, Hơi nước quá nhiều nên vấn đề cách âm cho hệ thống điện đòi hỏi thiết bị chuyên dùng và khi trời động, gió to sóng lớn rất dễ bị hỏng vỡ nên phải tính toán khả năng chịu lực cho hệ thống phao, cầu phao, neo.

2. Phân tích kỹ thuật công nghệ nhà máy điện mặt trời

2.1. Dữ liệu bức xạ mặt trời tại khu vực dự án

Dữ liệu bức xạ mặt trời có thể lấy từ nhiều nguồn khác nhau ví dụ Chao Wang và cộng sự [14] lấy từ National Aeronautics and Space Administration (NASA). Sau khi cơ sở dữ liệu địa lý đã được chọn và dữ liệu được nhập cho dự án nhà máy điện mặt trời nổi tại hồ thủy điện Đa Mi, vĩ độ, kinh độ, độ cao và múi giờ và một bảng tổng hợp các giá trị trung bình hàng tháng được hiển thị. Nếu chỉ có dữ liệu khí tượng hàng tháng cho vị trí đã chọn, PVSyst thực hiện tạo dữ liệu địa lý tổng hợp hàng giờ bằng thuật toán Meteororm 7.2. Số liệu này được tổng hợp và nội suy từ các trạm đo bức xạ trên thế giới kết hợp với số liệu bức xạ đo của vệ tinh, tổng xạ theo phương ngang GHI tại khu vực hồ thủy điện Đa Mi khoảng 1.777kWh/m²/năm, tương đương 4,87kWh/m²/ngày.

Theo số liệu thu thập từ nguồn dữ liệu công khai miễn phí của SolarGIS (tại trang web: <http://solargis.com/>), tổng xạ theo phương ngang tại khu vực dự án là 1.846 kWh/m²/năm, tương đương 5,06 kWh/m²/ngày.

Theo tài liệu “Maps of Solar Radiation and Potential in Vietnam” do Bộ Công Thương ban hành thì: Vùng có tiềm năng năng lượng mặt trời là vùng có bức xạ tổng cộng thực tế $\geq 4,2$ kWh/m²/ngày và tổng số giờ nắng trong năm >2.300 giờ thì khu vực tỉnh Bình Thuận đủ điều kiện để xem xét, nghiên cứu, đầu tư xây dựng NMD Mặt trời.

Qua nghiên cứu đánh giá, bài báo đề xuất sử dụng nguồn dữ liệu mua từ SolarGIS. Đây là cơ sở dữ liệu thương mại được đo đạc từ các vệ tinh trong chuỗi thời gian dài, từ đó tổng hợp và tính toán để ra giá trị khí tượng điển hình của một năm đặc trưng cho dự án. Nguồn dữ liệu SolarGIS đã được nhiều tổ chức nghiên cứu độc lập đánh giá là nguồn dữ liệu mặt trời tin cậy nhất.

Dữ liệu được mua từ nguồn SolarGIS bao gồm các loại giá trị sau:

- **TS:** Giá trị khí tượng theo giờ trung bình, chuỗi thời gian đo từ 1/7/2006 – 28/2/2017.
- **TMY P50:** Giá trị khí tượng điển hình năm xác suất P50, tính toán từ chuỗi thời gian 1/1/2007 – 31/12/2016.
- **TMY P90:** Giá trị khí tượng điển hình năm xác suất P90, tính toán từ chuỗi thời gian 1/1/2007 – 31/12/2016.

Trong đó, chuỗi dữ liệu bao gồm các thông số như sau:

- GHI : Tổng xạ theo phương ngang (Wh/m²);
- DHI : Tán xạ theo phương ngang (Wh/m²);
- GTI : Tổng xạ theo phương nghiêng (Wh/m²) – với góc nghiêng 12°, góc phương vị chính Nam;
- SE : Góc cao độ của mặt trời (độ);
- SA : Góc phương vị của mặt trời (độ);
- TEMP: Nhiệt độ không khí ở độ cao 2 m (°C);
- WS : Tốc độ gió ở độ cao 10 m (m/s);
- WD : Hướng gió (độ).

Bảng 1 tổng hợp kết quả chính từ nguồn dữ liệu SolarGIS.

Bảng 1. Tổng hợp nguồn dữ liệu SolarGIS

Thông số	TS	TMY P50	TMY P90
GHI (kWh/m ²)	1.856	1.777	1.690
DHI (kWh/m ²)	865	894	918
GTI (kWh/m ²) – góc nghiêng 12°, hướng chính Nam	1.895	-	-
Nhiệt độ không khí tại 2 m (°C)	24,5	24,6	24,4

Giá trị GHI trung bình tháng của các nguồn dữ liệu như Bảng 2.

Bảng 2. GHI trung bình tháng của các nguồn dữ liệu (kWh/m²)

Tháng	SolarGIS			Meteororm	NASA
	TS	TMY P50	TMY P90		
1	153	146	141	154	170
2	168	159	158	155	168
3	186	178	172	174	193
4	180	172	168	150	180
5	174	162	161	157	164
6	148	144	136	150	144
7	144	138	133	156	144
8	151	147	135	153	133
9	133	136	118	129	135
10	143	140	121	136	144
11	137	129	123	126	145
12	139	125	124	137	153
Năm	1.856	1.777	1.690	1.777	1.874

Với kết quả từ nguồn dữ liệu SolarGIS mua được, bài báo đề xuất sử dụng số liệu khí tượng điển hình năm xác suất P50 (TMY P50) để tính toán mô phỏng nhà máy. Trong kết quả tính toán của phần mềm PVSyst cũng sẽ cho kết quả sản lượng điện ứng với xác suất P90 để so sánh.

2.2. Nhà máy quang điện nổi lưới trực tiếp

2.2.1. Tính chọn pin quang điện

Việc lựa chọn tấm pin có công suất phù hợp cần phải được đánh giá với nhiều điều kiện khác nhau. Bảng 3 cho

thấy hiệu suất trung bình của các loại công nghệ tấm pin quang điện hiện nay.

Bảng 3. Đặc tính hiệu suất của các loại pin quang điện

Công nghệ	Silic đa tinh thể	Silic đa tinh thể	HIT	Silic vô định hình	CdTe	CIGS/CIS
Hiệu suất (%)	13-17	16-21	18-20	6-9	8-16	8-14
Hệ số suy giảm nhiệt (%/°C)	-0,45	-0,45	-0,29	-0,21	-0,25	-0,35

Công suất/ hiệu suất pin: Hiệu suất cao đồng nghĩa với việc tăng công suất mỗi tấm pin, việc này dẫn đến giảm chi phí xây dựng liên quan và giảm diện tích lắp đặt. Đối với tấm pin Silic đa tinh thể, hiệu suất tấm pin có thể dao động từ 15 – 17%. Các tấm pin loại đa tinh thể được xác định đặc tính từ sự suy giảm hiệu suất hằng năm. Ở nghiên cứu này, tốc độ suy giảm dần là 0,5% [15, 16].

Các nghiên cứu mang tính ứng dụng, tính so sánh và tính dự đoán cho nhà máy điện mặt trời nổi lưới được nhiều tác giả sử dụng phần mềm Pvsyst để phân tích về kỹ thuật công nghệ, tính chọn các tấm pin, inverter và các bộ phận khác trong hệ thống, thiết kế hệ thống pin quang điện [14, 17, 18, 19, 20]. Kết quả mô phỏng chính là sản lượng điện trong năm, công suất phát, thời gian phát điện dùng để thiết kế hệ thống điện và đánh giá hiệu quả của dự án.

Bảng 4. Thông số kỹ thuật chính của tấm pin quang điện

Thông số kỹ thuật	Giá trị
Đặc tính điện	
Loại	Silic đơn hoặc đa tinh thể
Công suất định mức P_{mpp}	≥ 330 Wp
Điện áp định mức U_{mpp}	37,8 V
Dòng điện định mức I_{mpp}	8,74 A
Điện áp hở mạch U_{oc}	46,9 V
Dòng điện ngắn mạch I_{sc}	9,14 A
Hiệu suất chuyển đổi	17%
Dải nhiệt độ vận hành	-40 °C ÷ 85 °C
Điện áp tối đa của hệ thống (tiêu chuẩn IEC)	1500 V DC
Dòng điện định mức tối đa của cầu chì chuỗi	15 A
Sai số công suất	0÷3%
Đặc tính nhiệt độ	
NOCT	45±2 °C
Hệ số nhiệt độ của P_{max}	-0,40 %/°C
Hệ số nhiệt độ của V_{oc}	-0,30 %/°C
Hệ số nhiệt độ của I_{sc}	0,06 %/°C

Vì vậy, để nâng cao hiệu quả của nhà máy, giảm diện tích và chi phí lắp đặt, bài báo kiến nghị sử dụng công nghệ cho nhà máy điện mặt trời Đa Mi là tấm pin quang điện Silic loại 72 cell, công suất tấm pin không nhỏ hơn 330 Wp, hiệu suất tấm pin không nhỏ hơn 17%, có các thông số chính như Bảng 4. Dải công suất và hiệu suất này hiện đang phổ biến trên thế giới, có nhiều hãng sản xuất đáp ứng. Theo quy định về bảo vệ môi trường tại Việt Nam

thì vật liệu sản xuất pin mặt trời từ silic, hoàn toàn có thể tái chế đơn giản và không gây hại cho thiên nhiên.

2.2.2. Khớp các mảng PV và bộ nghịch lưu

Tổng công suất lắp đặt inverter

Các tấm pin được lựa chọn có công suất định mức là 330 Wp, là công suất đo được tại điều kiện tiêu chuẩn STC: bức xạ 1000 W/m², nhiệt độ tấm pin 25 °C, tỉ số AM 1,5 [21]. Tuy nhiên, trong điều kiện vận hành, ứng với bức xạ khoảng 1000 W/m², nhiệt độ làm việc của tấm pin thường cao hơn nhiều (nhiệt độ làm việc của tấm pin thường cao hơn nhiệt độ không khí khoảng 20-30 °C). Nhiệt độ hoạt động của tấm pin được tính theo công thức:

$$T_{cell} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20^{\circ}}{800} \right) \cdot S$$

- T_{cell} : Nhiệt độ hoạt động của tấm pin;
- T_{amb} : Nhiệt độ môi trường;
- $NOCT$: Nhiệt độ làm việc định mức của tấm pin, có trong catalogue của từng hãng, thông thường là 45±2°C;
- S : Bức xạ mặt trời (W/m²).

Độ suy hao công suất của tấm pin do nhiệt độ được tính theo công thức (bức xạ mặt trời là 1000W/m²):

$$P_{panel} = P_{mpp}(1 - (T_{cell} - 25) \times \gamma)$$

- P_{panel} : Công suất làm việc của tấm pin;
- P_{mpp} : Công suất định mức của tấm pin;
- T_{cell} : Nhiệt độ làm việc của tấm pin;
- γ : Độ suy hao tấm pin theo nhiệt độ, với tấm pin Silic đa tinh thể thì thường là 0,4÷0,5%/°C.

Sử dụng số liệu khí tượng điển hình năm TMY P50 để tính toán, với nhà máy lắp đặt 47,5 MW, công suất đầu ra tối đa của các mảng pin như tại Bảng 5.

Bảng 5. Công suất đầu ra tối đa của các mảng pin theo giờ (MW)

Tháng	0h	1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9	10	11	
1	0	0	0	0	0	0	1,52	12,39	22,93	31,12	36,51	39,19	
2	0	0	0	0	0	0	2,88	12,96	23,73	32,20	38,01	40,68	
3	0	0	0	0	0	0	3,29	14,11	24,56	32,76	38,07	40,51	
4	0	0	0	0	0	0,30	5,30	15,26	24,66	32,32	36,97	39,35	
5	0	0	0	0	0	0,61	5,63	15,02	24,08	30,74	35,39	36,76	
6	0	0	0	0	0	0,44	4,70	13,59	22,60	29,86	34,32	36,35	
7	0	0	0	0	0	0,47	4,08	13,25	22,35	29,51	34,24	36,44	
8	0	0	0	0	0	0	4,37	14,41	24,63	32,41	36,12	37,71	
9	0	0	0	0	0	0,23	5,58	15,90	24,60	31,84	37,15	39,04	
10	0	0	0	0	0	0,34	6,68	17,44	27,05	33,99	38,02	39,64	
11	0	0	0	0	0	0	5,56	17,18	26,67	33,54	37,47	38,94	
12	0	0	0	0	0	0	3,61	14,56	23,54	32,36	37,31	39,08	
năm	0	0	0	0	0	0	0,61	6,68	17,44	27,5	33,99	38,07	40,68

Tháng	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	39,16	36,37	30,08	20,48	8,83	1,01	0	0	0	0	0	0
2	40,65	37,77	31,59	22,75	13,03	2,70	0	0	0	0	0	0
3	40,24	37,27	31,55	23,12	12,79	2,93	0	0	0	0	0	0
4	39,19	36,03	29,48	20,86	11,32	1,93	0	0	0	0	0	0
5	36,44	32,75	25,54	17,69	9,49	1,84	0	0	0	0	0	0
6	35,75	32,02	25,09	16,18	9,45	2,15	0	0	0	0	0	0
7	36,33	33,44	25,88	18,72	9,66	2,58	0	0	0	0	0	0
8	37,50	34,44	28,26	20,45	10,61	2,34	0	0	0	0	0	0
9	37,98	35,28	28,11	19,57	10,13	2,01	0	0	0	0	0	0
10	38,43	33,90	26,96	17,67	6,72	0,51	0	0	0	0	0	0
11	37,42	33,40	26,65	16,98	7,31	0,31	0	0	0	0	0	0
12	37,80	31,67	23,61	13,92	5,27	0,38	0	0	0	0	0	0
năm	40,65	37,77	31,59	23,12	13,03	2,93	0	0	0	0	0	0

Theo đó, công suất đầu ra tối đa của các mảng pin là khoảng 41 MW, đạt được trong khoảng 11h-12h của tháng 2 và tháng 3. Số liệu này được sử dụng làm cơ sở để lựa chọn tổng công suất inverter toàn nhà máy.

Việc tăng tỉ lệ công suất mảng pin/ inverter (đồng nghĩa với việc giảm công suất lắp đặt inverter) có thể dẫn đến cắt giảm lượng công suất dư, tăng công suất điện tự dùng để làm mát - thông gió inverter cũng như môi trường xung quanh, nhưng bù lại có thể giảm tổng mức đầu tư của dự án. Tổng công suất inverter được lựa chọn là 42,5MW. Với công suất này, nhà máy đảm bảo truyền tải toàn bộ công suất đầu ra của mảng pin lên lưới điện.

Công suất định mức và hệ số công suất

Công suất định mức của inverter trung tâm dao động từ vài trăm kW đến vài MW. Việc lựa chọn công suất inverter phụ thuộc công suất tác dụng do nhà máy điện mặt trời phát và yêu cầu công suất phản kháng từ hệ thống mà nhà máy đầu nối. Trên thế giới có nhiều hãng sản xuất inverter, trong đó 3 hãng lớn cần phải kể đến là Huawei Technologies Co., Ltd., Sungrow Power Supply Co., Ltd. và SMA Solar Technology AG [22].

Bảng 6. Thông số kỹ thuật chính của inverter

Thông số kỹ thuật	Giá trị
Đầu vào (DC)	
Dải điện áp, MPPT (25 °C)	850-1425 V
Điện áp hệ thống tối đa (Voc)	1.500 V
Dòng điện vào tối đa (25 °C)	3.000 A
Dòng điện ngắn mạch tối đa	4.300 A
Số lượng ngõ vào	24
Đầu ra (AC)	
Công suất định mức (25 °C/50 °C)	2.500 kVA/ 2250 kVA
Điện áp đầu ra định mức	440 – 660 V
Tần số định mức	50 Hz
Dòng điện ra tối đa	2.624 A
Dải điều chỉnh hệ số công suất	0,8 (trễ pha tới sớm pha)
Hiệu suất chuyển đổi tối đa (AC/DC) dự kiến	98,6%

Theo các tài liệu kỹ thuật của đa phần các nhà chế tạo inverter trên thế giới, các inverter có khả năng điều chỉnh hệ số công suất trong dải 0,9 (sớm pha đến trễ pha), đảm bảo yêu cầu đầu nối hệ thống như trong thông tư 39/TT-BCT. Công suất bộ inverter được ghép từ nhiều bộ nhỏ hơn với công suất 500 kW hoặc 600 kW, để đảm bảo điều kiện điện lắp đặt trên mặt hồ cùng với các thiết bị máy biến áp 0,6/22 kV và tủ điện 22 kV, để án kiến nghị công suất của mỗi bộ inverter là 2500 kW, đầu nối với 01 máy biến áp và hệ thống tủ phân phối 22 kV có máy cắt bảo vệ chống ngắn mạch.

3. Thiết kế nhà máy điện mặt trời

3.1. Thiết kế lắp đặt tấm pin mặt trời

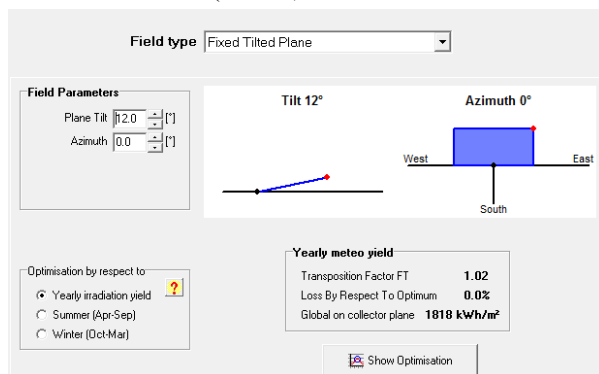
3.1.1. Góc nghiêng tấm pin

Thông thường góc nghiêng tối ưu được xác định [23]:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69|\phi|$$

Dự án nhà máy điện mặt trời nổi tại hồ thủy điện Đa Mi

nằm ở vĩ độ 11,3° Bắc. Qua tính toán từ phần mềm PVsyst, góc nghiêng tối ưu để đón lượng bức xạ cực đại là từ 12-16°, góc phương vị hướng chính Nam (0°), giá trị tổng xạ theo phương nghiêng trong dải góc nghiêng này đều là 1.818 kWh/m²/năm (Hình 1).

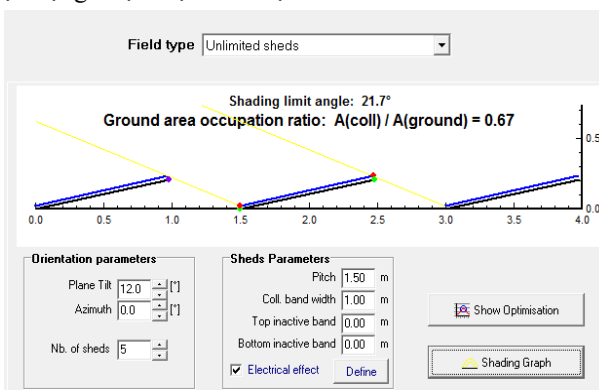


Hình 1. Góc nghiêng tối ưu tính từ phần mềm PVsyst

Với cùng một giá trị bức xạ tối ưu nhận được, ta chọn giá trị góc nghiêng nhỏ để giảm tổn thất bóng che nội bộ giữa các tấm pin. Ngoài ra, chọn góc nghiêng nhỏ cũng sẽ giảm tác động của gió bão tới kết cấu hệ thống, nhất là với hệ thống lắp đặt nổi trên mặt nước. Vì vậy, góc nghiêng của tấm pin được lựa chọn là 12°, hướng chính Nam.

3.1.2. Lắp đặt các tấm pin

Khoảng cách giữa các hàng quyết định bởi góc nghiêng tấm pin, góc giới hạn bóng che (shading limit angle) và tối ưu diện tích sử dụng. Nguyên tắc tiên quyết để lựa chọn khoảng cách giữa các hàng là sẽ không có bóng che nội bộ tại lúc thiên đỉnh (giữa trưa) của ngày mặt trời thấp nhất trong năm (ngày Đông chí 21/12), và hệ thống có tổn thất bóng che nội bộ thấp hơn 1% là hợp lý. Từ đó tính chọn khoảng cách giữa các hàng pin tối thiểu là 0,5 m. Ngoài ra, đối với hệ thống lắp nổi trên nước, để hạn chế ảnh hưởng của gió tới kết cấu cần phải giảm độ cao của giàn khung đỡ, vì vậy kiến nghị chỉ lắp đặt một dãy pin trên một hàng khung đỡ, và một chuỗi tấm pin nổi tiếp được lắp trên cùng một hàng pin. Với những tính toán và phân tích này có thể chọn khoảng cách giữa các hàng pin tối thiểu là 0,5 m còn tận dụng được diện tích mặt nước nhiều hơn.



Hình 2. Khoảng cách lựa chọn giữa các hàng pin

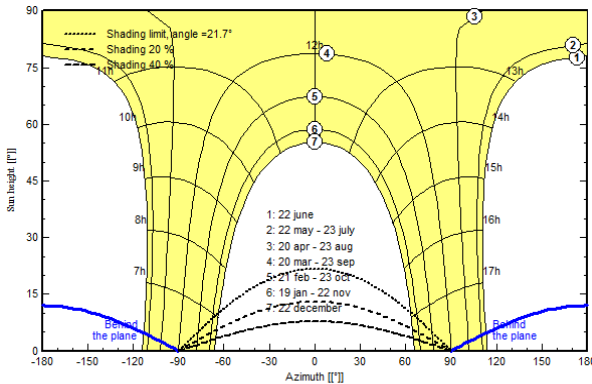
Qua tính toán, kết quả lựa chọn khoảng cách giữa các hàng pin tối thiểu là 0,5 m. Các thông số chính như sau (Hình 2):

- Độ rộng 1 hàng giá đỡ: 1m (bằng độ rộng của 1 tấm pin);

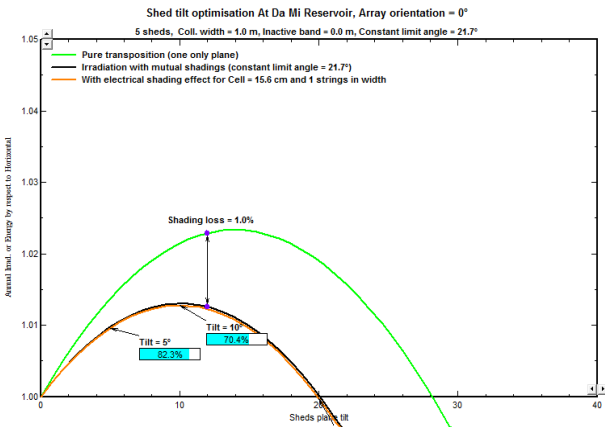
- Khoảng cách pitch (giữa 2 mép dưới của 2 hàng pin kề nhau): 1,5 m;
- Góc nghiêng: 12°;
- Góc giới hạn bóng che: 21,7°;
- Tỷ lệ chiếm đất - GCR: 67%.

Với khoảng cách lựa chọn, hệ thống thỏa điều kiện không có bóng che vào trưa ngày 21/12 (Hình 3) và tổn thất do bóng che nội bộ là 1% (Hình 4). Ngoài ra, khoảng cách lựa chọn cũng phù hợp để vận hành bảo dưỡng.

Shed Mutual Shading at Da Mi Reservoir, (Lat. 11.3°N, long. 107.8°E, alt. 326 m) - Solar Time



Hình 3. Kiểm tra điều kiện bóng che vào ngày 21/12



Hình 4. Kiểm tra điều kiện tổn thất do bóng che

3.2. Thiết kế phần điện DC

3.2.1. Nối điện mảng pin

Số tấm pin nối tiếp tối thiểu bị giới hạn bởi điện áp làm việc tối thiểu của inverter (850 V). Điện áp làm việc tối thiểu của tấm pin được xác định tại điểm có nhiệt độ làm việc cao nhất của tấm pin [24]. Theo kết quả số liệu mua từ Solargis, nhiệt độ không khí cao nhất tại khu vực dự án là 36,2°C. Thông thường, nhiệt độ làm việc của tấm pin sẽ cao hơn nhiệt độ môi trường khoảng 20-30°C. Bài báo sử dụng giá trị nhiệt độ 60°C là nhiệt độ làm việc cao nhất của các tấm pin để thiết kế.

Điện áp làm việc của tấm pin tại 60°C:
 $V_{mpp,module_max_60^{\circ}C} = 33,9 V$

Số tấm pin nối tiếp tối thiểu trong một chuỗi tính theo công thức:

$$n_{min} = \frac{V_{MPP,inverter_min}}{V_{MPP,module_max_temp}} = \frac{850}{33,9} = 25$$

Số tấm pin nối tiếp tối đa bị giới hạn bởi điện áp tối đa cho phép của hệ thống. Điện áp hở mạch tối đa của tấm pin được xác định tại điểm có nhiệt độ môi trường thấp nhất khi tấm pin làm việc [24]. Tại khu vực dự án, theo kết quả số liệu khí tượng điển hình năm TMY P50 mua từ Solargis tại khu vực dự án, nhiệt độ không khí tối thiểu trong năm là 12,8 °C và nhiệt độ không khí tối thiểu khi có bức xạ là khoảng 13,3 °C. Bài báo sử dụng giá trị 13 °C là nhiệt độ làm việc thấp nhất của các tấm pin.

Điện áp hở mạch của tấm pin tại 13°C:
 $V_{OC,module_13^{\circ}C} = 48,6 V$

Số tấm pin nối tiếp tối đa trong một chuỗi:

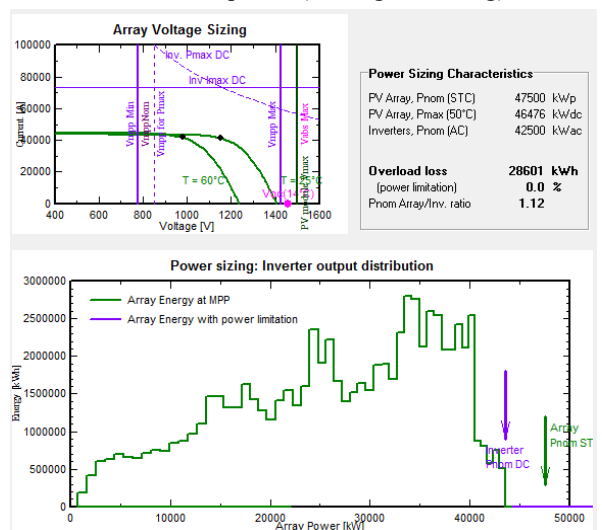
$$n_{max} = \frac{V_{max_inverter}}{V_{OC,module_min_temp}} \leq \frac{1500}{48,6} = 30,8$$

3.2.2. Tính toán công suất mảng pin/ inverter

Ở hầu hết các inverter hiện đại, khi công suất đầu vào DC lớn hơn giới hạn công suất của inverter, inverter sẽ tự động dời điểm hoạt động của đặc tính I/V của mảng pin (lên điện áp lớn hơn) để giữ bằng công suất định mức. Vì vậy, việc thiết kế công suất đầu vào của mảng pin lớn hơn một phần công suất định mức của inverter sẽ không làm ảnh hưởng đến hoạt động và tuổi thọ của inverter. Tất nhiên, lúc này mảng pin sẽ không hoạt động ở hiệu suất tốt nhất vì tải không nhận hết lượng điện phát ra từ mảng pin sẽ làm cho mảng pin nóng lên một ít. Phần công suất này được gọi là tổn hao quá tải (overload loss). Việc tổn hao một phần công suất phát lên lưới sẽ được bù lại bằng giảm số lượng inverter đầu tư lắp đặt. Hiện nay trên thế giới, tỉ số PV/inverter trung bình dao động từ 1,1 – 1,4 [24].

Qua tính toán bằng phần mềm PVsyst, tổng công suất inverter lựa chọn là 42,5 MW, như vậy tỉ số PV/inverter được lựa chọn như sau (Hình 5):

- Công suất mảng pin định mức (STC) : 47,5 MWp;
- Công suất mảng pin tối đa (50 °C) : 46,476 MW;
- Công suất inverter định mức (AC) : 42,5 Mwac;
- Tỉ số PV/inverter : 1,12;
- Tỉ lệ tổn hao do quá tải (so tổng sản lượng): 0,0%.



Hình 5. Lựa chọn tỉ lệ PV/inverter

4. Kết quả và bàn luận

4.1. Kết quả tính toán

Thông số tổng hợp thiết kế mảng pin mặt trời như Bảng 7.

Bảng 7. Tổng hợp thông số thiết kế mảng pin mặt trời

Thông số	1 chuỗi pin	1 Inverter	Toàn nhà máy
Công suất định mức DC	9,9 kWp	2.794 kWp	47.500 kW
Công suất định mức AC	-	2.500 kVA	
Số lượng inverter	-	1	17
Số tấm pin nối tiếp trong một chuỗi	30		
Số chuỗi pin song song	-	282,2	4.798
Số tấm pin sử dụng	30	8467,05	143.940
Dòng điện định mức I_{mpp}	8,74 A	2.466 A	-
Dòng điện ngắn mạch I_{sc}	9,14 A	2.580 A	-

Theo Bảng 7, hệ thống gồm 17 inverter và 4.978 chuỗi pin, trung bình mỗi inverter sẽ có 282,2 chuỗi. Như vậy chọn phương án thiết kế như sau:

- Inverter 1 – 6: Mỗi inverter gồm 272 chuỗi pin.
- Inverter 7 – 17: Mỗi inverter gồm 288 chuỗi pin.

4.2. Kết quả mô phỏng

Sử dụng phần mềm PVsyst 6.61 để mô phỏng nhà máy, đây là phần mềm chuyên dụng được sử dụng phổ biến trên thế giới để thiết kế nhà máy điện mặt trời. Kết quả mô phỏng chính là sản lượng điện trong năm, công suất phát, thời gian phát điện dùng để thiết kế hệ thống điện và đánh giá hiệu quả của dự án.

Dự án được khai báo các thông số đầu vào bao gồm:

- Vị trí địa lý dự án;
- Dữ liệu khí tượng điển hình (lấy từ nguồn SolarGIS);
- Các điều kiện về môi trường thiết kế: Suất phản chiếu, nhiệt độ môi trường thấp nhất, nhiệt độ làm việc cao nhất...;
- Cấu hình lắp đặt tấm pin: Góc nghiêng, góc phương vị, khoảng cách;
- Thiết kế hệ thống: Lựa chọn tấm pin, inverter để tính toán, số lượng thiết bị, công suất, nối dây...;
- Khai báo các giá trị tổn thất: Tổn thất nhiệt độ, tổn thất dây dẫn AC và DC, bụi bẩn, ánh sáng, chất lượng tấm pin, sai khác hệ thống, tự dùng, hệ số suy giảm...;
- Khai báo bóng che xa dựa trên bản đồ địa hình.

Sau khi tiến hành mô phỏng, kết quả chính của nhà máy điện mặt trời Đa Mi như Bảng 8.

Bảng 8. Kết quả mô phỏng nhà máy

Thông số	Kết quả
Số lượng tấm pin 72 cell – 330Wp	143.940
Số lượng inverter 2500kW	17
Công suất lắp đặt	47.500 kWp
Diện tích tấm pin	279.294 m ²
Sản lượng điện năm đầu tiên	69.990 MWh
Hệ số PR (Performance ratio)	81,43%
Sản lượng điện đặc trưng nhà máy	1.473 kWh/hWp/năm

4.3. Kết quả vận hành

Sản lượng điện sau 2 năm vận hành được đo lường và tổng kết lại như sau:

- Sản lượng điện năm đầu (từ ngày 01/6/2019 đến ngày 31/5/2020) đạt 74,18 triệu kWh cao hơn so với thiết kế (69,99 triệu kWh) khoảng 4,19 triệu kWh tương ứng 105,95%.

- Từ tháng 11/2020 đến tháng 31/05/2021, nhà máy điện mặt trời Đa Mi phải cắt giảm công suất do hệ thống điện thừa nguồn với sản lượng điện là 2,94 triệu kWh. Tuy nhiên, sản lượng điện năm thứ 02 từ ngày 01/6/2020 đến ngày 31/5/2021 đạt 71,293 triệu kWh, cao hơn so với thiết kế khoảng 1,794 triệu kWh tương ứng 102,58%.

- Trong quá trình vận hành đến ngày 31/8/2021, chưa xuất hiện các hư hỏng ảnh hưởng nghiêm trọng đến thiết bị.

5. Kết luận

Theo dữ liệu bức xạ mặt trời TMY P50 từ nguồn SolarGIS tại khu vực dự án và các quy định của Việt Nam về đầu nối. Bài báo tính chọn:

- Tấm pin mặt trời Mono hoặc polycrystalline, kích thước tiêu chuẩn 72 cell, công suất định mức không nhỏ 330 Wp.

- Tổng công suất inverter được lựa chọn là 42,5 MW. Công suất của mỗi bộ inverter là 2500 kW, đấu nối với 01 máy biến áp.

- Tổng công suất các máy biến áp: 42,5 MVA, đấu nối 01 inverter nối 01 máy biến áp, công suất máy biến áp 2.500 kVA.

Các kết quả tính toán và mô phỏng hệ thống bằng phần mềm PVsyst 6.61 trùng khớp nhau về:

- Công suất định mức DC bằng 47.500 kW;
- Số lượng tấm pin 72 cell – 330 Wp là 143.940 tấm;
- Số lượng inverter 2500 kW là 17 bộ.

Từ kết quả mô phỏng, bài báo dự đoán sản lượng điện năm đầu tiên là 69.990 MWh. Kết quả hoạt động của nhà máy sau năm thứ nhất và năm thứ hai vận hành đã khẳng định là đạt kỳ vọng và vượt mục tiêu của chủ đầu tư với sản lượng điện thực nhận theo từng tự đạt đến 105,59% và 102,58%.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] J. C. Sweeney, "Climate Change", Int. Encycl. Hum. Geogr, 2009, pp. 147–155, doi: 10.1016/B978-008044910-4.00561-7.
- [2] S. Ali, J. Taweekun, K. Techato, J. Waewsak, and S. Gyawali, "GIS based site suitability assessment for wind and solar farms in Songkhla, Thailand", *Renew. Energy*, vol. 132, 2019, pp. 1360–1372, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.035.
- [3] S. Pawar and M. History, "Harmonic analysis of high penetration PV system on distribution network", *International Journal of Applied Engineering Research*, vol. 6, no. 6, 2019, pp. 401–408.
- [4] Malvoni, M., Leggieri, A., Maggioletto, G., Congedo, P.M., De Giorgi, M.G.: "Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate". *Energy Convers. Manag.* 145, 2017, pp. 169–181.
- [5] Aoun, N., Bouchouicha, K.: "Estimating daily global solar radiation by day of the year in Algeria". *Eur. Phys. J. Plus.* 132, 2017, pp. 1–12.

- [6] Aoun, N., Bouchouicha, K., Bailek, N.: "Seasonal performance comparison of four electrical models of monocrystalline PV module operating in a harsh environment". *IEEE J. Photovoltaics*. 9, 2019, 1057–1063.
- [7] Tahri, F., Tahri, A., Oozeki, T.: "Performance evaluation of gridconnected photovoltaic systems based on two photovoltaic module technologies under tropical climate conditions". *Energy Convers. Manag.* 165, 2018, pp. 244–252.
- [8] Malvoni, M., Kumar, N.M., Chopra, S.S., Hatzigiorgiou, N.: "Performance and degradation assessment of large-scale gridconnected solar photovoltaic power plant in tropical semi-arid environment of India". *Sol. Energy*. 203, 2020, pp. 101–113.
- [9] Yendoubé Lare, Koffi Sagna, A. Razak Ali-Tagba, "Optimal Design and Performance Analysis of a Grid Connected Photovoltaic System in Togo", *American Journal of Energy Research*, Vol. 9, No. 1, 2021, pp. 56-74.
- [10] S. V. S. Kumary, V. A. A. M. T. Oo, G. M. Shafullah, and A. Stojcevski, "Modelling and power quality analysis of a grid-connected solar PV system", in 2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Perth, Western Australia, 2014.
- [11] Estifanos Abeje Sharew, Habtemariam Aberie Kefale, and Yalew Gebru Werkie, "Power Quality and Performance Analysis of Grid-Connected Solar PV System Based on Recent Grid Integration Requirements", *International Journal of Photoenergy*, Volume 2021, 14 pages, Article ID 4281768.
- [12] Hassan Dahbi, Noua Aoun, Mebrouk Sellam, "Performance analysis and investigation of a 6 MW grid connected ground based PV plant installed in hot desert climate conditions", *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 2021, pp. 577–587.
- [13] Deriche MA, Hafaiifa A, Tahri A, Mohammedi K, Tahri F. "Energy and environmental performance analysis of grid-connected photovoltaic systems under similar outdoor conditions in the Saharan environment". *Diagnostyka*; 21(2), 2020, pp. 13-23.
- [14] Chao Wang 1, 2, Ye Liu 1, 2, Xu Zhang 1, 2, Xiaotian Yang, "Simulation Design and Benefit Analysis of Grid-connected Photovoltaic System", *Applied Mechanics and Materials* Vol. 694, 2014, pp 169-172.
- [15] Zsiborács, H.; Pályi, B.; Pintér, G.; Popp, J.; Balogh, P.; Gabnai, Z.; Pet'o, K.; Farkas, I.; Baranyai, N.H.; Bai, A. "Technical-economic study of cooled crystalline solar modules". *Solar Energy*, 140. 2016, pp. 227-235.
- [16] Jordan, D.C.; Kurtz, S.R. "Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review". *Prog. Photovoltaic. Res. Appl.* 21, 2013, pp. 12–29.
- [17] Oday A. Ahmad1, Waleed H. Habeeb, Dhari Y. Mahmood, Kanaan A. Jalal, Hussain Sayed, "Design and Performance Analysis of 250 kW Grid-Connected Photovoltaic System in Iraqi Environment Using PVsyst Software", *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Informatics (IJEI)* Vol. 7, No. 3, Sep 2019, pp. 415-421.
- [18] S.S. Chandel, Vikrant Sharma. "Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India", *Energy*, 55, 2013, pp. 476-485.
- [19] C. P. Kandasamy, P. Prabu and K. Niruba. "Solar potential assessment using PVSYS software", *Proceedings of 2013 International Conference on Green Computing, Communication and Conservation of Energy (ICGCE)*, Chennai; 2013. p. 667-672.
- [20] S. Labeled, and E. Lorenzo, "The impact of solar radiation variability and data Discrepancies on the design of PV systems" *Renewable Energy* Vol. 29, 2004, pp. 1007–1022.
- [21] Zsiborács, H.; Pályi, B.; Pintér, G.; Baranyai, N.H.; Szabó, P.; Farkas, I. "Economic aspects and energy performance of the cooled polycrystalline solar photovoltaic technology". *Journal of Agriculture & Rural Development* 5(1-2), 2016, pp. 162-170.
- [22] PV Europe. Solar Inverter Ranking: "Huawei, Sungrow and SMA Leading", 2021. Available online: <https://www.pveurope.eu/News/Solar-Generator/Solar-inverter-ranking-Huawei-Sungrow-and-SMA-leading>, accessed on 9 November 2021.
- [23] S. H. Antonio Luque, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", John Wiley & Sons, 2003.
- [24] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), *Planning and Installing Photovoltaic system - A guide for installers, architects and engineers - Third Edition*, Routledge, 2013.