

Hệ thống điều khiển Microgrid

đảo Bạch Long Vĩ

Tài liệu vận hành

Ha noi, 11/2021

Version 2.0

BESS (Battery Energy Storage System)	Hệ thống lưu trữ năng lượng
BLV (Bach Long Vy)	Đảo Bạch Long Vỹ
DER (Distributed Energy Resource)	Nguồn điện phân tán
DG (Diesel Generator)	Máy phát Diesel
HMI (Human Machine Interface)	Giao diện người máy
IED (Intelligent Electronic Device)	Thiết bị điện tử thông minh
MCS (Microgrid Control System)	Hệ thống điều khiển Microgrid
NRT (Near Real Time)	Gần với thời gian thực
PV (Photovoltaic)	Năng lượng mặt trời
SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)	Hệ thống thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu
SOC (State of Charge)	Trạng thái nạp
VSG (Virtual Synchronous Generator)	Máy phát điện ảo
WTG (Wind Turbine Generator)	Máy phát điện turbine gió
Microgrid	Lưới điện siêu nhỏ
ECS (Engine Control Switch)	Công tắc điều khiển động cơ, bộ điều khiển máy phát
VF (Independent Inversion function)	Chức năng đảo ngược Độc lập

1. Mục tiêu và phạm vi dự án

Tài liệu này mô tả những đặc tính của lưới điện siêu nhỏ Bạch Long Vỹ (BLV) và chỉ ra những yêu cầu, giả định, tiêu chuẩn chính được sử dụng để thiết kế và triển khai hệ thống điều khiển Microgrid (MCS) tại đảo.

Tài liệu này được coi là bản hướng dẫn vận hành hệ thống điều khiển MCS để vận hành đúng quy trình, dựa trên yêu cầu của khách hàng. Tài liệu này không nhằm mô tả quy trình hoạt động của lưới điện siêu nhỏ.

2. Giới thiệu

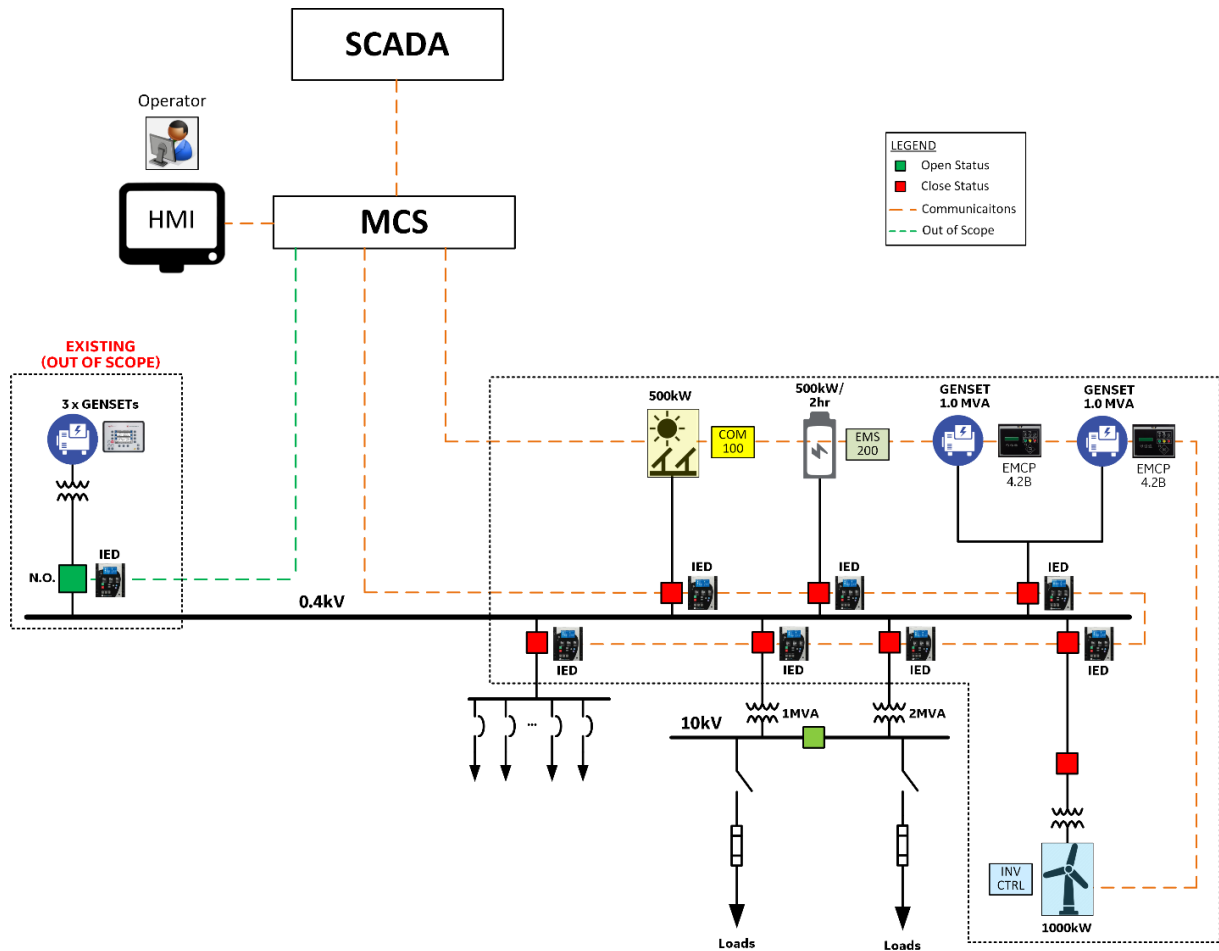
2.1. Tổng quan dự án

Lưới điện tại Bạch Long Vỹ (BLV) là một hệ thống lưới điện siêu nhỏ trên đảo bao gồm các phần tử chính sau:

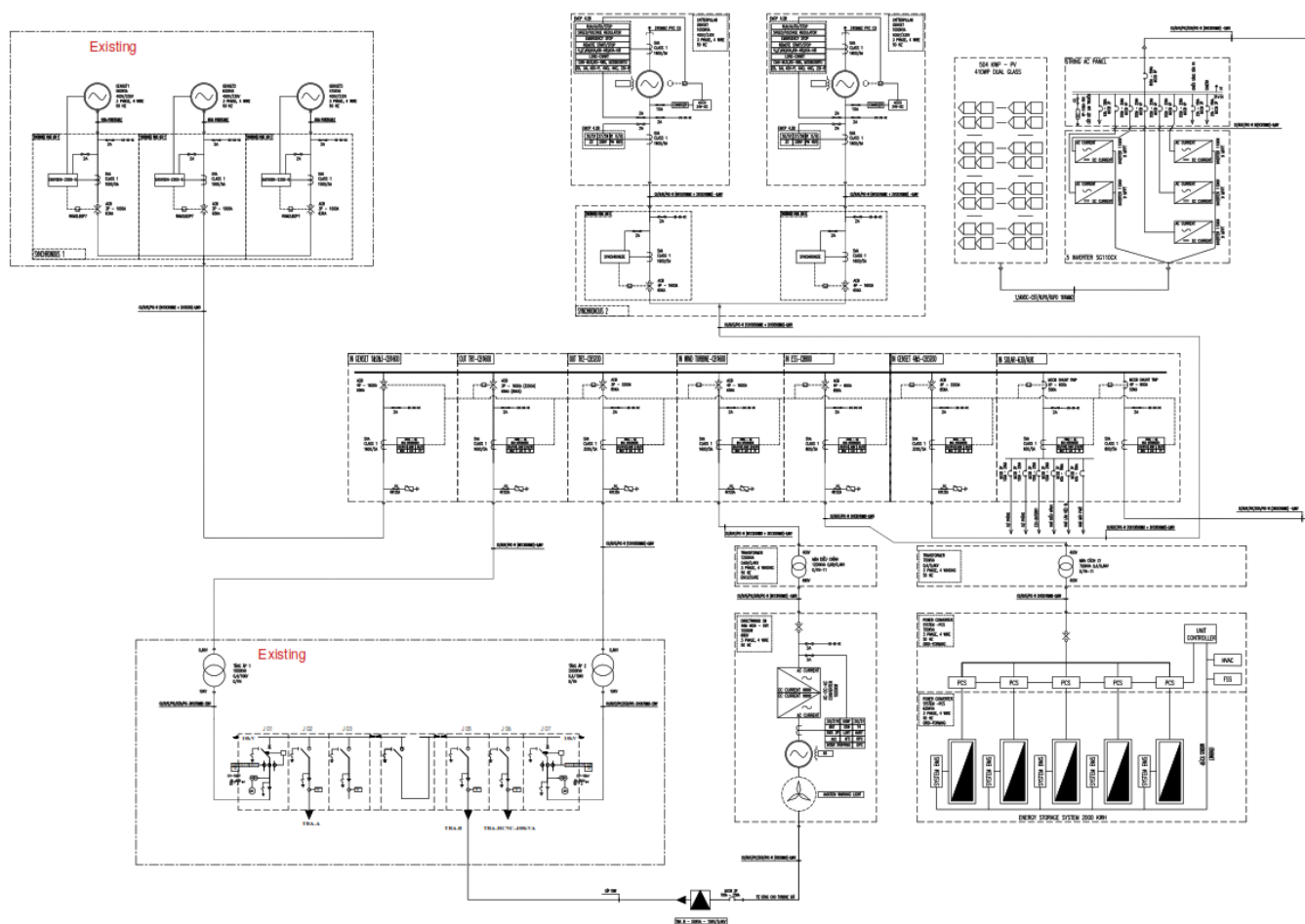
- Một (1) Hệ thống điện năng lượng mặt trời (PV) 500kW, bao gồm năm (5) Biến tần 100kW, và một bộ datalogger
- Một (1) Hệ thống lưu trữ năng lượng ắc quy 500kW / 2MWh (BESS)
- Một (1) máy phát điện tuabin gió 1 MW (WTG)
- Hai (2) Máy phát điện Diesel 1MW (DGs)

Lưới điện siêu nhỏ BLV được thiết kế để tích hợp các nguồn năng lượng sạch trong khi vẫn duy trì mức độ tin cậy của hệ thống. **Hình 1** cho thấy một Sơ đồ một sợi đơn giản của lưới siêu nhỏ BLV. Như thể hiện trong hình này, Nguồn điện phân tán (DER) được đấu nối vào lưới điện siêu nhỏ thông qua thiết bị đóng cắt hạ thế và máy biến áp 0,4kV / 10kV. Hệ thống được đặt ở đảo, không đấu nối với lưới điện quốc gia.

Tất cả các tủ RMU, bao gồm hai ngăn lộ xuất tuyến, được bảo vệ bằng rơ le GE F650. **Hình 2** cho thấy sơ đồ chi tiết của hệ thống.



Hình 1: Sơ đồ một sợi đơn giản của lưới điện siêu nhỏ

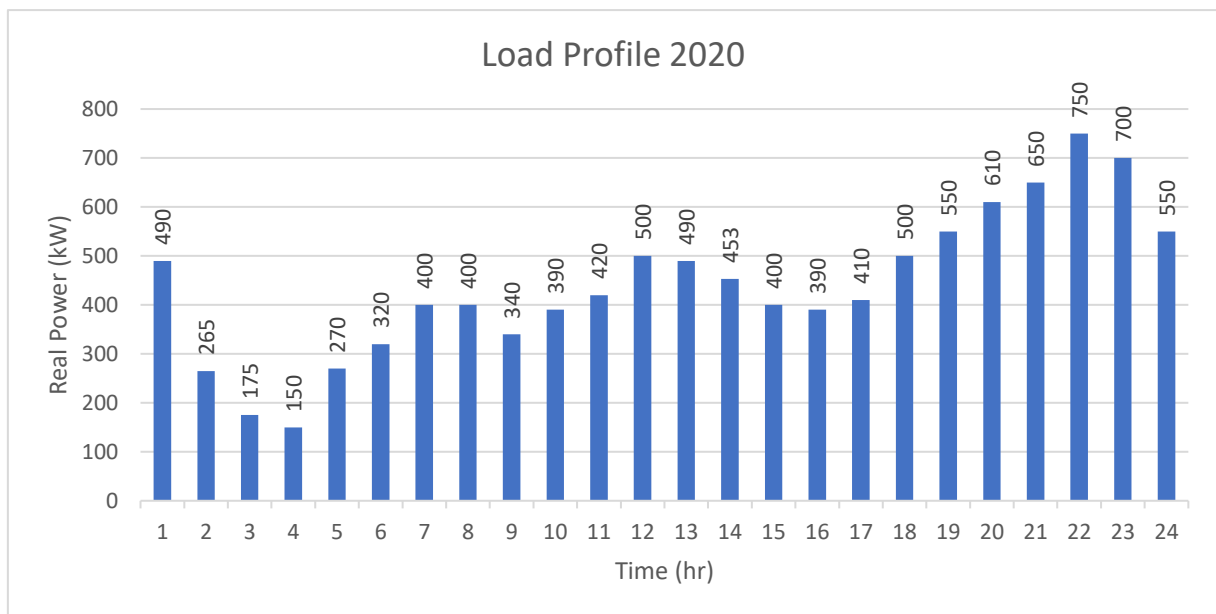


Hình 2: Sơ đồ một sợi chi tiết của lưới điện siêu nhỏ

2.2. Đặc tính phụ tải

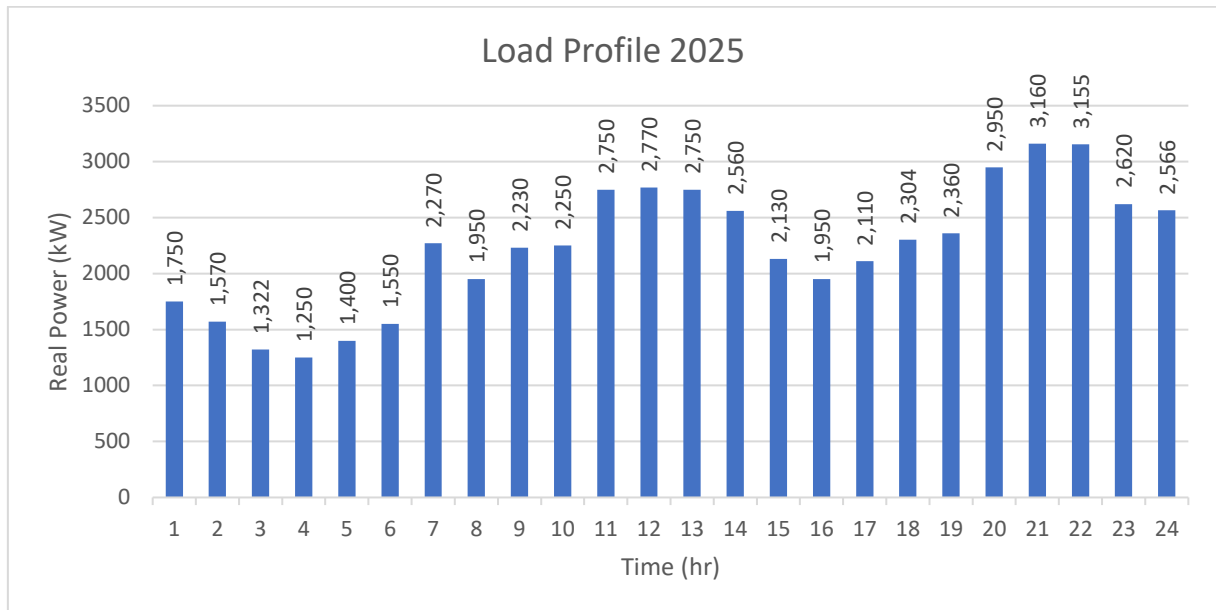
Như thể hiện trong **Hình 1**, Lưới điện siêu nhỏ BLV có hai ngăn lộ xuất tuyến được bảo vệ bởi các rơ le GE F650. Các rơ le sẽ được thiết lập để gửi các giá trị đo lường cho MCS. Tất cả các xuất tuyến được xử lý với mức độ ưu tiên như nhau.

Hình 3 cho thấy đặc tính phụ tải (phụ tải tối đa) cho năm 2020. Có thể quan sát thấy rằng phụ tải cao nhất của lưới điện siêu nhỏ là 750kW, bằng khoảng 75% công suất định mức của mỗi Máy phát điện Diesel (DG). Nó cũng được chỉ ra rằng phụ tải cao điểm xảy ra vào buổi tối.



Hình 3: Đặc tính phụ tải tại BLV (Năm 2020)

Dựa trên sự tăng trưởng phụ tải, dự kiến phụ tải tối đa sẽ đạt 3MVA vào năm 2025. Biểu đồ phụ tải dự kiến cho Năm 2025 được thể hiện trong **Hình 4**.



Hình 4: Đặc tính phụ tải tại BLV (Năm 2025)

2.3. Nguồn điện phân tán (DER)

Hai máy phát điện Diesel và BESS có khả năng tạo lưới (Grid forming). MCS sẽ sử dụng dữ liệu phụ tải có sẵn cũng như các phép đo lường gần thời gian thực để thực hiện điều phối DER thích hợp. Các hoạt động của chức năng điều phối phụ thuộc vào DER tạo lưới. Tuy nhiên, mục tiêu vẫn là tối đa hóa việc sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo. Trong các phần phụ sau đây sẽ mô tả các tính năng điều khiển chính của DER.

2.3.1. Máy phát điện Diesel



HỆ THỐNG KHÍ NẠP

Lọc gió lõi đơn có chỉ thị nghẹt lọc.

BỘ ĐIỀU KHIỂN EMCP 4.2B

Chức năng điều khiển:

- *Run / Auto / Stop*
- *Điều chỉnh tốc độ và điện áp*

- Dừng khẩn cấp
- Khởi động và dừng máy từ xa
- Điều chỉnh chu kỳ qua đề

Giám sát đầu phát:

- Điện áp (L-L, L-N)
- Dòng điện (Phase)
- Điện áp, dòng điện, tần số trung bình
- kW, kVAr, kVA (trung bình, từng pha, %)
- Hệ số công suất (Trung bình, từng pha)
- kW-hr, kVAr-hr (tổng cộng)
- Dòng điện và điện áp kích từ (với những máy có bộ điều áp CDVR)
- Biểu đồ tải (kW)

Bảo vệ đầu phát:

- Thứ tự pha đầu phát
- Quá/thấp áp (27/59)
- Quá/thấp tần số (81 O/U)
- Ngược công suất tác dụng (kW) (32)
- Ngược công suất phản kháng (kVAr) (32RV)
- Quá dòng (50/51)
- Đường cong phá hủy do nhiệt

Giám sát động cơ:

- *Nhiệt độ nước làm mát*
- *Áp suất nhớt*
- *Tốc độ động cơ (RPM)*
- *Điện áp bình ắc-quy*
- *Số giờ vận hành*
- *Số lần quay đề và số lần khởi động thành công*

Bảo vệ động cơ:

- *Bộ điều khiển không trong trạng thái AUTO (alarm)*
- *Nhiệt độ nước làm mát cao (alarm and shutdown)*
- *Nhiệt độ nước làm mát thấp (alarm)*
- *Mức nước làm mát thấp (alarm)*
- *Nhiệt độ nhớt cao (alarm and shutdown)*
- *Điện áp bình ắcquy cao, thấp hoặc yếu*
- *Vượt tốc*
- *Đề nhiều lần không thành công*
- *Áp suất nhớt thấp*

Ngõ vào & ngõ ra:

- *02 ngõ vào KTS*
- *03 ngõ vào tương tự*
- *06 ngõ vào số có thể lập trình*

- 08 tiếp điểm dạng relay
- 02 ngõ ra số có thể lập trình

Giao tiếp:

- CAN data links
- RS-485
- Modbus RTU (RS-485 Half duplex)

HỆ THỐNG LÀM MÁT

Quạt giải nhiệt và bộ truyền động

Lồng bảo vệ quạt và dây cu-roa

Cảm biến mực nước làm mát

Đường xả nước làm mát kèm van

Nước làm mát chính hãng.

HỆ THỐNG KHÍ XẢ

Cổ góp khí xả dạng khô

Turbo tăng áp

HỆ THỐNG NHIÊN LIỆU

Lọc nhiên liệu

Lọc tách nước

Bộ làm mát dầu hồi

ĐẦU PHÁT VÀ PHỤ KIỆN

Loại 3 pha, cực lõi, 6 đầu dây.

Dây quấn xếp ngẫu nhiên

Tự kích từ

Cách nhiệt cấp H, cấp tăng nhiệt độ tại nhiệt độ môi trường 40 oC theo tiêu chuẩn NEMA

(125 oC liên tục/150 oC dự phòng).

Thanh cái kết nối đầu cực.

Bộ sấy đầu phát

HỆ THỐNG ĐIỀU TỐC

ADEM

Để điều khiển DG thông qua thiết bị từ xa (MCS), bộ điều khiển (ECS) của máy phát điện phải được đặt ở vị trí tự động. Sau đó, máy phát có thể được khởi động hoặc dừng bằng MCS để quản lý các điều kiện tải nhẹ và tải cao. Ví dụ: MCS sẽ dừng DG thứ hai khi phụ tải thấp và nguồn điện có thể được cung cấp bởi một DG kết hợp với PV, WTG và BESS. MCS cũng sẽ đảm bảo rằng các DG (một hoặc cả hai máy phát) được khởi động khi nhu cầu tải vượt quá giá trị được xác định trước.

Nếu chỉ có một DG đang hoạt động, DG sẽ là thiết bị tạo lưới. Nếu cả hai DG đều được sử dụng, bộ điều khiển Gen2000 sẽ quản lý chế độ chia sẻ tải và hoạt động giữa chúng. Trong trường hợp này, cả hai DG đều có thể ở chế độ Droop (hoặc một DG ở chế độ Isochronous và cái thứ hai ở chế độ Droop). Bất kể khi

một hoặc hai DG hoạt động, chúng sẽ hoạt động như các DER tạo thành lưới và sẽ điều chỉnh điện áp và tần số của lưới điện siêu nhỏ BLV.

Lưu ý:

- *Chế độ Droop: Nếu tải thay đổi, vận tốc máy phát (tần số) sẽ thay đổi.*
- *Chế độ Isochronous: Vận tốc máy phát luôn luôn giữ nguyên dù tải thay đổi.*

2.3.2. Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)



No.	Item	Specification
	ESS Solution	ST2007(L)-630TL
1	Battery unit	2,007 kWh
1.1	LFP battery	2,007 kWh, 224S10P, LFP, 3.2V/280Ah platform, 0.25C
1.2	BCP	PMD-B630K
2	PCS Unit	SC630TL
2.1	PCS	SC630TL
3	Enclosure and Aux. Equipment	(W * H * D): 12,192*2,896*2,438 mm (preliminary)
4	System Controller	Local Controller

BESS hỗ trợ các chức năng hoạt động sau:

A- Chức năng vận hành nối Lưới: Chức năng này được chia thành các chế độ nạp và xả, có thể được cài đặt thông qua PC hoặc giao diện người dùng. Các chế độ nạp và xả trên lưới cụ thể như sau:

1- Nạp / xả điện liên tục (DC)

2- Nạp / xả điện liên tục (AC)

3- Nạp / xả điện áp liên tục

4- Nạp / xả dòng điện liên tục

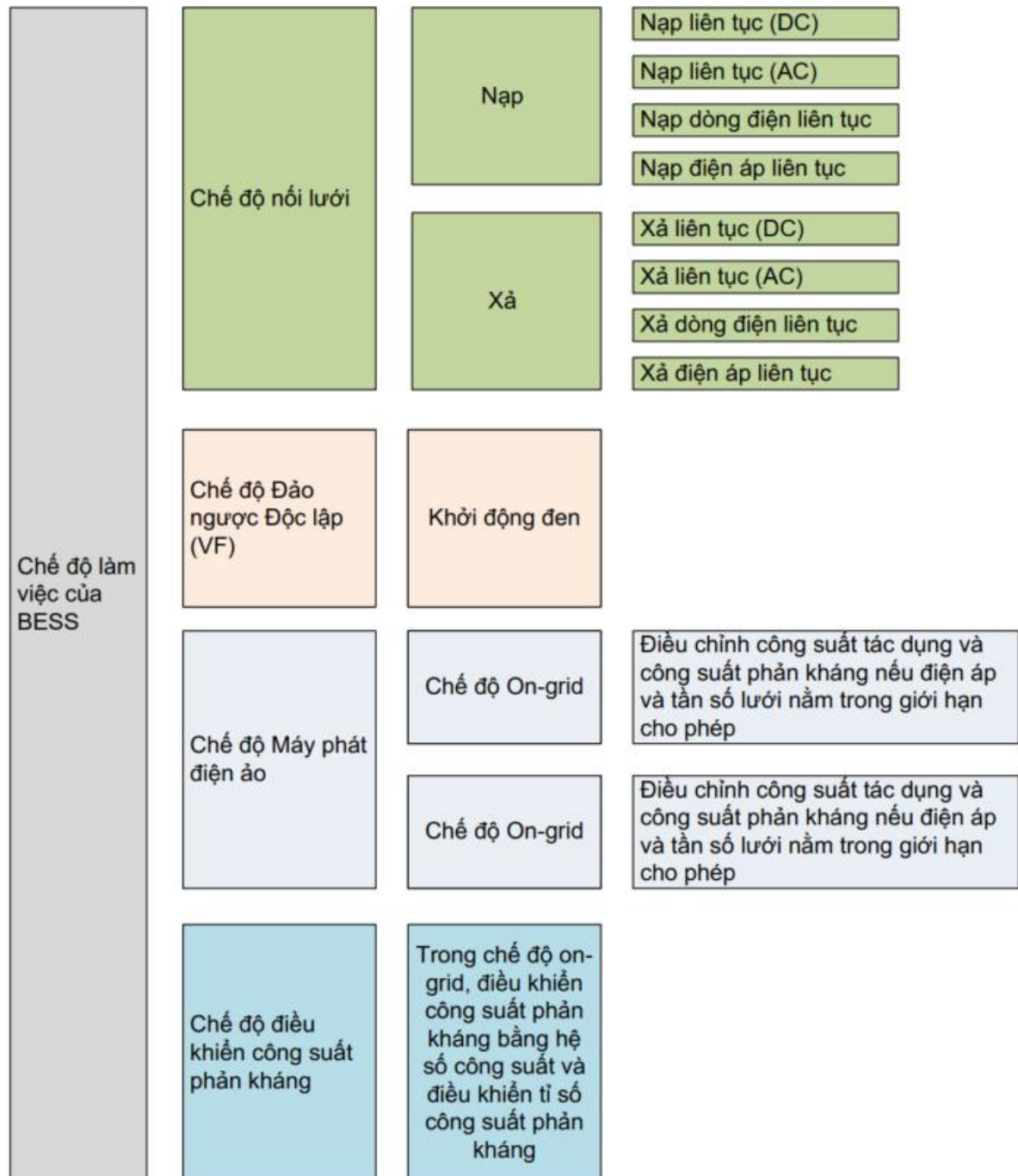
Trong dự án này, 'chế độ nạp / xả điện liên tục (AC)' được sử dụng trong khi BESS hoạt động ở chế độ nối lưới.

B- Chức năng đảo ngược độc lập (VF): Chức năng này được sử dụng cho mục đích khởi động đen. Tuy nhiên, chức năng này chỉ sử dụng cho các dự án quy mô lớn, không áp dụng tại dự án này.

C- Chức năng Máy phát điện ảo (VSG): Chức năng này được chia thành hai chế độ: on-grid và off-grid. Bộ điều khiển của BESS xác định nếu có một DER khác (DGs) điều chỉnh điện áp và tần số của hệ thống và hoạt động ở chế độ VSG on-grid. Tương tự, nếu không có DER nào khác điều chỉnh điện áp và tần số của hệ thống (mất lưới, tức là các DG bị tắt) bộ điều khiển của BESS sẽ chuyển sang chế độ VSG off-grid và điều chỉnh điện áp và tần số của MG. Về lệnh điều khiển, MCS đặt chế độ hoạt động của BESS thành VSG và bộ điều khiển của BESS xác định xem nó nên hoạt động ở chế độ on-grid hay off-grid, tùy thuộc vào các thành phần tham gia vào lưới. Nếu chế độ khởi động đen được thực hiện bằng cách sử dụng BESS như là DER tạo lưới, MCS sẽ đặt BESS ở chế độ VSG off-grid vì các DG đã tắt.

D- Điều khiển công suất phản kháng: Chức năng này điều khiển công suất phản kháng của hệ thống BESS theo hệ số công suất hoặc tỉ số cố định.

Hình 5 cho thấy sơ đồ khối của các chức năng hoạt động được hỗ trợ bởi BESS.



Hình 5: Các chế độ hoạt động của BESS

Dựa trên các chức năng hoạt động của BESS, các chế độ hoạt động của BESS như sau:

2.3.2.1. Chế độ nối lưới

Ở chế độ nối lưới, bộ chuyển đổi BESS có thể hoạt động ở trạng thái nạp hoặc xả. Như đã đề cập trước đó, "chế độ nạp / xả điện liên tục (AC)" được chọn trong chế độ kết nối lưới điện để nạp / xả BESS.

Ở chế độ nối lưới, bộ chuyển đổi BESS có thể trực tiếp chuyển đổi giữa trạng thái nạp và trạng thái xả mà không cần phải chuyển sang trạng thái chuyển tiếp trung gian.

2.3.2.2. Chế độ VSG

Chế độ điều khiển Máy phát điện ảo (VSG) kết hợp điều khiển bộ chuyển đổi và điều khiển máy phát đồng bộ. Các thông số có thể được đặt ở chế độ VSG bao gồm (i) giá trị đặt điện áp đầu ra, (ii) giá trị đặt tần số đầu ra, (iii) cài đặt công suất tác dụng, (iv) cài đặt công suất phản kháng, (v) hệ số giảm tần số và (vi) hệ số sụt áp. Tùy thuộc vào chế độ vận hành hệ thống, chế độ VSG có hai trạng thái hoạt động:

- **Trạng thái hòa lưới:** Ở trạng thái hoạt động này, bộ điều khiển bộ chuyển đổi tự động phát hiện tín hiệu điện áp lưới và vận hành đồng bộ với lưới. Công suất phản kháng và công suất tác dụng trên lưới của bộ chuyển đổi có thể được điều chỉnh ở trạng thái này. Nếu điện áp và tần số của lưới điện nằm trong giới hạn, BESS sẽ tuân theo các điểm đặt công suất phản kháng và công suất tác dụng. Tuy nhiên, nếu điện áp và tần số của lưới điện không nằm trong giới hạn, BESS sẽ điều chỉnh công suất phản kháng và công suất tác dụng để cố gắng duy trì điện áp và tần số lưới. Kết quả là, trong điều kiện này, BESS sẽ không tuân theo các điểm đặt công suất.

- **Trạng thái tách lưới:** Ở trạng thái hoạt động này, bộ điều khiển chuyển đổi tạo ra nguồn điện áp trong một dải tần cụ thể để cung cấp cho các tải. Độ lớn của điện áp và tần số không tải có thể điều chỉnh ở trạng thái này.

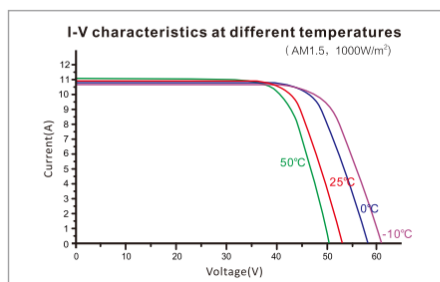
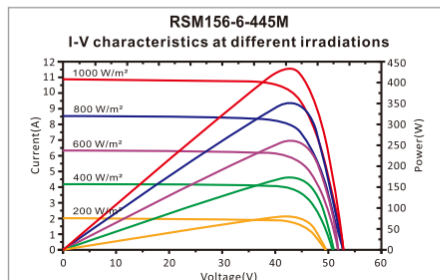
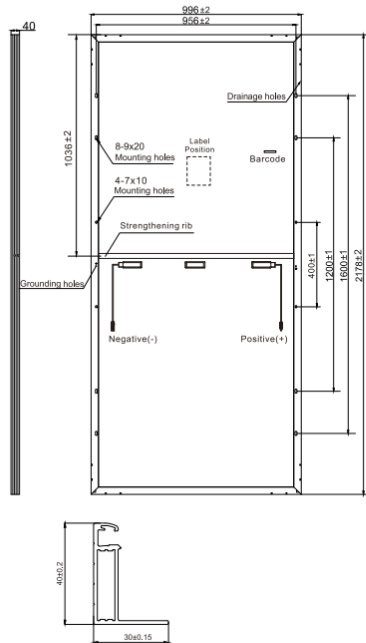
2.3.3. Hệ thống PV



Có hai chế độ điều khiển của biến tần PV được sử dụng trong dự án này: (i) Chế độ hoạt động bình thường trong đó biến tần cung cấp tất cả năng lượng có sẵn từ tấm PV đến hệ thống lưới điện và (ii) Chế độ Năng lượng hạn chế trong đó biến tần cung cấp một lượng điện năng vào lưới nhỏ hơn sản lượng điện của các tấm PV. Loại thứ hai được sử dụng trong các trường hợp tải thấp trong khi nguồn PV khả dụng cao và hệ thống BESS đã được sạc đầy. Tình trạng này có thể không xảy ra trong ngày bình thường khi mà phụ tải thường cao.

Cần lưu ý rằng không xem xét quản lý công suất phản kháng cho MCS trong dự án này. Do đó, điều quan trọng là phải đặt hỗ trợ công suất phản kháng mặc định phù hợp cho PV để tránh quá tải DER.

Dimensions of PV Module Unit: mm



ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M	RSM156-6-450M	RSM156-6-455M
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	430	435	440	445	450	455
Open Circuit Voltage-Voc(V)	52.38	52.50	52.62	52.72	52.82	52.92
Short Circuit Current-Isc(A)	10.47	10.57	10.67	10.77	10.87	10.97
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	43.60	43.70	43.80	43.90	44.00	44.10
Maximum Power Current-Impp(A)	9.87	9.97	10.06	10.15	10.24	10.32
Module Efficiency (%) ★	19.8	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

★ Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM156-6-430M	RSM156-6-435M	RSM156-6-440M	RSM156-6-445M	RSM156-6-450M	RSM156-6-455M
Maximum Power-Pmax (Wp)	321.8	325.5	329.3	332.9	336.6	340.3
Open Circuit Voltage-Voc (V)	48.20	48.30	48.41	48.50	48.59	48.69
Short Circuit Current-Isc (A)	8.59	8.67	8.75	8.83	8.91	9.00
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	39.90	40.09	40.18	40.26	40.33	40.41
Maximum Power Current-Impp (A)	8.06	8.12	8.20	8.27	8.35	8.42

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	Monocrystalline, 9BB
Cell configuration	156 cells (6×13+6×13)
Module dimensions	2178×996×40mm
Weight	25.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6063T5, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm² (12AWG), Positive(+)270mm, Negative(-)270mm
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	44°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.37%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	20A
Limiting Reverse Current	20A

Input (DC)

SG110CX

Max. PV input voltage	1100 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	200 V / 250 V
Nominal PV input voltage	585 V
MPP voltage range	200 – 1000 V
MPP voltage range for nominal power	550V – 850 V
No. of independent MPP inputs	9
Max. number of PV strings per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 9
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	40 A * 9

Output (AC)

AC output power	110 kVA @ 45 °C / 100 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	158.8 A
Nominal AC voltage	3 / N / PE, 400 V
AC voltage range	320 – 460 V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3

Efficiency

Max. efficiency / Euro. efficiency	98.7 % / 98.5 %
------------------------------------	-----------------

Protection

DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID recovery function	Optional
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II

General Data

Dimensions (W*H*D)	1051*660*362.5 mm
Weight	85 kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / Optional: Wi-Fi, Ethernet
DC connection type	MC4 (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 240 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50438, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-21, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2014, UTE C15-712-1:2013, DEWA
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

2.3.4. Máy phát điện tuabin gió



Wind and Site Data

	DW58
Wind class according to IEC 61400-1 ed.3	II
Max 50-year extreme (10-min avg. / 3s gust)	42.5 / 59.5 m/s
Turbulence class	A ($I_{15} = 0.16$)
Maximum flow inclination (terrain slope)	8°
Max ann. mean wind speed at hub height	8.5 m/s
Nominal air density	1.225 kg/m ³

Operating Temperature

Min ambient operating	-20°C
Max ambient operating	+40°C

Cooling

Generator cooling	Active air cooled
Converter cooling	Water cooled

Operational Data

	DW58
Cut in wind speed	3 m/s
Cut out wind speed	25 m/s
Rated wind speed	14.5 m/s
Rated rotor speed	24 rpm
Rotor speed range	10.0 to 29.0 rpm
Power output	1 MW
Power factor	1.0 (adjustable 0.95 lagging to 0.95 leading) Measured at LV terminals

Rotor

	DW58
Diameter	58.0 m
Type	3-Bladed, horizontal axis
Position	Up-wind
Swept area	2,645 m ²
Power regulation	Active pitch control, rotor field excitation and stator current control
Rotor tilt angle	5°

Blade Set

	DW58
Type	EWT 27
Blade length	27.70 m
Chord Max	2.5 m @ 5.0 m
Material	Glass reinforced epoxy
Leading edge protection	PU coating
Surface colour	Light grey RAL 7035
Pre-bend	0.52 m

Transmission System

Type	Direct drive
Couplings	Flange connections only

Controller

Type	Industrial Programmable Logic Controller (PLC)
Remote monitoring	DIRECTWIND Monitoring System, proprietary SCADA

Pitch Control and Safety System

Type	Independent pitch control system
Activation	Variable speed AC motor drive
Safety	Redundant electrical energy backup

Yaw System

Type	Active
Yaw bearing	4-point ball bearing
Yaw drive	3x electric geared motors controlled by VFD
Yaw brake	Integrated active brake combined with passive damping

Tower

	DW58
Type	Tapered tubular steel tower
Hub Height (HH) options	HH46 m
Surface colour	Interior: White RAL 9001, Exterior: Light grey RAL 7035

Mass Data

	DW58
Hub	10,000 kg
Blade – each	2,606 kg
Rotor assembly	17,818 kg
Generator	31,000 kg
Nacelle assembly	10,500 kg
Tower HH46	36,000 kg

Rotor Brake

Type	Service brake
Position	At hub flange
Calipers	Hydraulic 1-piece
Safety rotor lock	Manually activated locking pin

General Connection Data

Nominal connection point voltage U_N	690 V
Earthing system	TN-C as per IEC 60364-1
No. of generation sets in power station	1
Operation in island mode	No
Will generation plant supply electricity to on-site premises?	Yes
Operating regime of generation	Intermittent

Operational Data

Nominal power P_N	1000 kW
Registered capacity	
Active power export	
Rated kW	
Max active power sent out (kW _{so} max)	1000 kW
Rated MW _{so}	1.0 MW _{so}
Nominal voltage U_N	690 V
Rated terminal voltage	
Nominal current I_N	837 A
Rated apparent power S_N	1200 kVA
Rated MVA	1.2 MVA
Rated	
Maximum capacity of network connection	
Nominal reactive power Q_N	0 kvar (controllable)
Min reactive power at P_N & U_N (importing)	-579 kvar
Max reactive power at P_N & U_N (exporting)	654 kvar
(see Appendix A: Reactive power control)	
Maximum power P_{mc}	$P_N + 15\%$
0.2 second average power $P_{0.2\text{-sec}}$	$P_N + 15\%$
1-minute average power $P_{1\text{-min}}$	$P_N + 5\%$
10-minute average power $P_{10\text{-min}}$	P_N

Generator

Type	84-pole synchronous
Type of generating plant	Series full power converter
Method of excitation for rotating plant	Separately/Electrically excited rotor field
Type of prime mover/energy source	Wind
Rated Apparent Power	1150 kVA
Voltage	720 V
Field Excitation	Active wound rotor
Rated speed	24 rpm
Protection	IP 54
Number of phases	6 (2 x 3-phase 30° shifted)
Insulation class	F

Winding Protection

RTDs	8 x PT-100
------	------------

Power Converter

Type	Active switching IGBT (AC-DC-AC)
Switching frequency	2-4 kHz
Rated voltage	690 Vac
Rated apparent power	1200 kVA
Rated current	1000 A

Converter Protection

Circuit breaker	Moulded-Case Circuit Breaker
Circuit breaker trip current	1000 A
Surge protection	75 kA, 1.5 kV
Protection elements employed to operate automatic disconnection device for source.	Grid monitor relay
Means of supervision of site tripping supplies, where applicable	DIRECTWIND Management System (DMS) (EWT proprietary SCADA)
Means of trip circuit supervision on automatic disconnection device for source	DMS or optional intertripping circuit

Power and Power Quality at LV terminals

Power factor control range at P_N (Grid voltage = U_N)	measured at LV terminals 0.87 lagging to 0.84 leading (see Appendix A: Reactive power control)
Maximal instantaneous current on connection and frequency of occurrence	1485 A _{pk} (1050 A _{rms}) Infrequent.
Voltage Harmonic Distortion	Individual: < 3% Total (THD _v): < 5% compliant with IEEE 519, IEEE 1547, EN 50160, IEC 61000
Current Harmonic Distortion	THC (aka TDD): < 5% compliant with IEEE 519, IEEE 1547, EN 50160, IEC 61400-21, IEC 61000
Voltage fluctuations and Flicker	Compliant with IEC 61000-3-5 and IEC 61400-21

LV Grid Connection

EU Compliance	EU regulation 631/2016
Nominal voltage	U_N
Nominal current @ $\cos(\varphi) = 1$	I_N
Voltage limits	$U_N +10\%$ to -10% [Voltage below nominal may result in power reduction due to current limits] $\pm 10\%$
Max. Acceptable voltage unbalance	Optional
AVC operating mode	Single, Standard LV
Level of security of connection required	Rated frequency +/- 6%
Frequency limits	Optional
AFC operating mode	IEC 61000-3-6, IEEE 519 and 1547 Compliant
Max acceptable THD on PCC without turbine.	120s approximately
Controlled power up	30s approximately
Controlled power down	15s approximately
High speed controlled power down	0s stop production / breaker open. 25s rotor stop
Emergency stop	

Grid-connection Transformer

Transformer rated apparent power	1.2 MVA
Rated frequency	Dependent on local grid
Rated voltage primary (HV)	Dependent on local grid
Rated voltage secondary (LV)	690 V
Impedance	5-6 %
HV main circuit breaker	Dependent on local utility requirements
LV circuit breaker or fused switch	Size to protect transformer windings against overload and short circuit. This switch is also used to manually disconnect the wind turbine from the grid in compliance with local electrical safety requirements. Turbine operator must have access.
LV surge protection	LV surge arrestors. To be supplied with the transformer
Method of voltage control	Taps
Taps	Up to +3 & -3 at 2.5% each on HV side
Type of tap changer (on load/off circuit)	To be determined per site
Transformer configuration	Wye (star) connection on LV (turbine) side
Winding vector group	Dyn11 or Dyn5
Metering	To be installed independently
Method of earthing of high voltage (primary) winding	Not earthed (Delta)
Method of earthing of low voltage (secondary) winding	Earthed neutral / Y connection
Transformer identifier	T.B.D. per site
Transformer type (Unit/Station/Auxiliary)	T.B.D. per site
Number of identical units	1
Type of cooling	Optional
Positive sequence resistance	T.B.D. per site
Positive sequence reactance at principal tap	T.B.D. per site

Short Circuit Current Contribution of Turbine

Fault infeed from each set (plus an estimate of fault infeed from other plant on site).

Peak asymmetrical short circuit current at 10ms (i_p) for a 3 ϕ short circuit fault at the generation set terminals:

3.90 kA

RMS value of the initial symmetrical short circuit current (I_k'') for a 3 ϕ short circuit fault at the generation set terminals:

1.38 kA

RMS value of the symmetrical short circuit current at 100ms ($I_{k(100)}$) for a 3 ϕ short circuit fault at the generation set terminals:

0 kA

Calculated fault in-feed from this source

Initial symmetrical short circuit power (S_k'') – a product of the initial symmetrical short circuit current I_k'' , the plant terminal voltage U_n , and the factor $\sqrt{3}$

1.65 MVA

Earth Termination System

Earth resistance

As per IEC 61400-24 section 9.1.3

Depth electrodes

Minimum 2 x 50 mm²

Ring electrodes

Minimum 1 x 50 mm²

Transformer electrode

Minimum 1 x 50 mm²

Foundation reinforcement

Must be connected to earth electrodes

Power Consumption from Grid

Standby generator heating

5 kW

Yawing

3 kW

During cut in active pitch & yawing

7 kW

Maximum active power input

20 kW

Maximum reactive power input (lagging)

10 kvar

Maximum reactive power input (leading)

10 kvar

Reactive power requirement

0 kvar

Máy phát tuabin gió cũng có hai chế độ hoạt động: (i) Chế độ hoạt động bình thường trong đó bộ chuyển đổi cung cấp tất cả điện năng có sẵn từ tuabin gió đến lưới điện và (ii) Chế độ Năng lượng hạn chế trong đó bộ chuyển đổi cung cấp một lượng điện năng hữu hạn cho lưới điện nhỏ hơn khả năng của tuabin gió.

Máy phát tuabin gió có công suất định mức 1MW. MCS không thực hiện chức năng quản lý công suất phản kháng. Do đó, tất cả yêu cầu công suất phản kháng của lưới điện được cung cấp bởi DER tạo lưới (DG hoặc BESS). Tuy nhiên, bộ chuyển đổi gió có thể được cài đặt thành hỗ trợ công suất phản kháng mặc định thích hợp để tránh quá tải DER.

2.4. Sơ đồ kết nối mạng

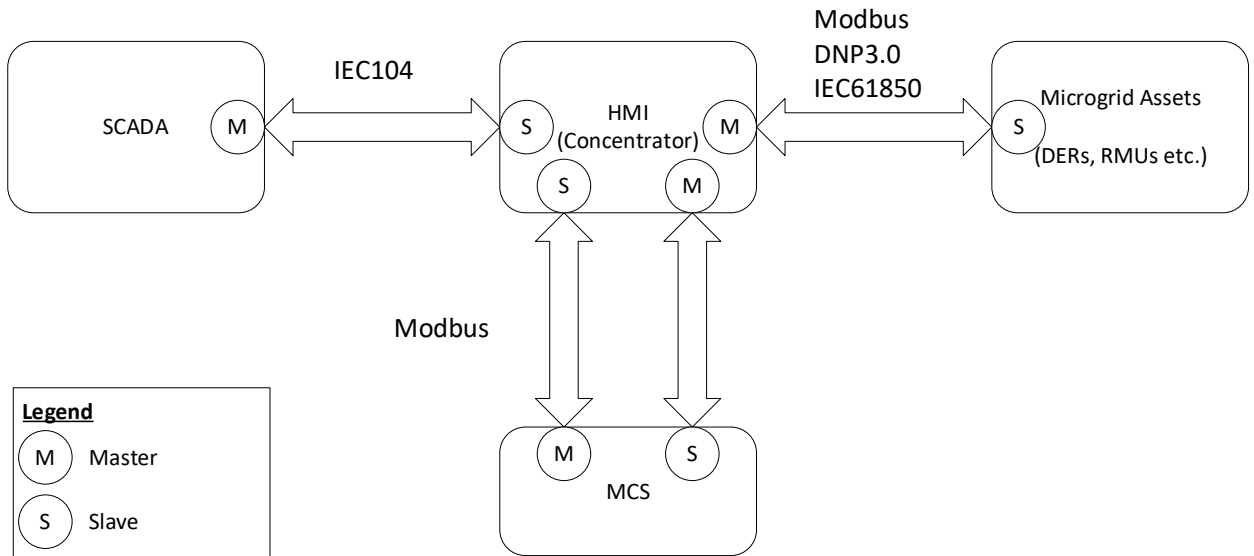
Phần này cung cấp tổng quan về các giao diện MCS và các điểm kết nối.

2.4.1. Giao diện MCS

MCS giao tiếp trực tiếp với các thành phần sau trong hệ thống lưới siêu nhỏ BLV:

- Các thành phần trong hệ thống
 - Hệ thống PV (COM100)
 - Hệ thống BESS (EMS100)
 - 2 máy phát điện diesel (EMCP4.2)
 - 8 x F650 (RMU)
 - Máy phát điện tuabin gió (DMS 3P Pro)
- SCADA

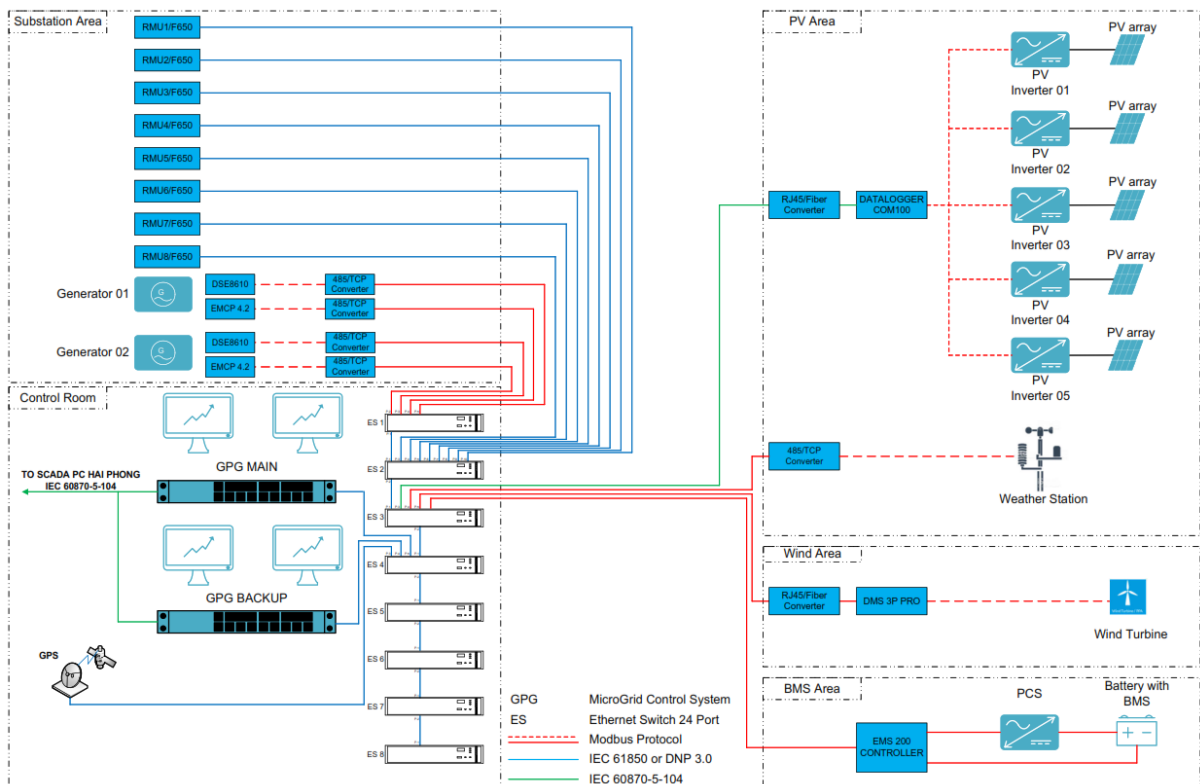
Hình 6 dưới đây cho thấy các giao diện và dữ liệu giữa MCS và các thành phần nói trên. Như được chỉ ra trong hình này, MCS là phần tử Master với microgrid và giao tiếp với chúng thông qua các giao thức tiêu chuẩn (DNP3, Modbus, IEC104, IEC61850). Nó cũng hoạt động như Slave đối với SCADA và HMI.



Hình 6: Giao diện kiến trúc MCS

2.4.2. Sơ đồ mạng

Hình 7 cho thấy sơ đồ giao tiếp cho lưới điện siêu nhỏ BLV.



Hình 7: Sơ đồ giao tiếp cho lưới điện siêu nhỏ BLV

2.5. Các yêu cầu về vận hành hệ thống

Lưới điện siêu nhỏ BLV là một lưới điện cục bộ trên đảo không đấu nối vào lưới điện quốc gia. Hiện tại, hòn đảo được cấp điện với ba máy phát điện diesel sẽ được thay thế bằng các DER được liệt kê trong Phần 2.1. Trong hệ thống mới, khi bất kỳ DG nào (hoặc cả hai) được bật, các DG sẽ điều chỉnh điện áp và tần số của đảo.

Vì BESS không hỗ trợ chuyển đổi từ chế độ VSG tách lưới sang VSG hoà lưới hoặc chế độ hoà lưới, MCS luôn giữ cho DG hoạt động. Nếu không, bắt buộc phải có một khởi động đen.

Lưới điện siêu nhỏ BLV hoạt động dựa trên một số chương trình tự động hóa và điều khiển thông minh như:

- Khởi động đen
- Điều phối DER cơ bản để sử dụng tối đa nguồn năng lượng tái tạo.
- Dự phòng điều tần.

Để đạt được các chức năng điều khiển nói trên, BLV DERs phải hỗ trợ các chức năng điều khiển nhất định. Một số chức năng này bao gồm:

- Khả năng nối lưới
 - Chế độ nguồn liên tục (với các điểm đặt P / Q có thể điều chỉnh từ xa)
- Khả năng tạo lưới (điều chỉnh điện áp / tần số hoặc giảm tần số nguồn)
- Điều chỉnh tần số không tải/ độ dốc
- Khả năng khởi động đen
- Thay đổi chế độ điều khiển khi đang hoạt động (ví dụ: từ chế độ nối lưới sang chế độ tạo lưới)

- Khả năng giao tiếp từ xa

3. Các yêu cầu về hệ thống điều khiển

Phần này phác thảo thiết kế và hoạt động của hệ thống điều khiển và các chức năng cho lưới điện siêu nhỏ BLV.

3.1. Chế độ vận hành hệ thống điều khiển

Nói chung, MCS sẽ hỗ trợ hai (2) chế độ hoạt động được mô tả trong các phần phụ sau:

3.1.1. Chế độ điều khiển thủ công

Khi MCS đang hoạt động ở chế độ Thủ công, hệ thống lưới điện siêu nhỏ được điều khiển bởi người vận hành (ở cấp thiết bị trường / trạm biến áp hoặc ở cấp trung tâm điều khiển thông qua SCADA). Chế độ Thủ công có thể được phân loại thành hai nhóm điều khiển:

- Chế độ điều khiển tại chỗ: Trong chế độ này, lưới điện siêu nhỏ được điều khiển bởi người vận hành ở cấp thiết bị trường, tức là thông qua thiết bị nhất thứ hoặc máy tính HMI.
- Chế độ điều khiển từ xa: Trong chế độ này, lưới điện siêu nhỏ được điều khiển bởi người vận hành ở cấp trung tâm điều khiển, tức là thông qua SCADA.

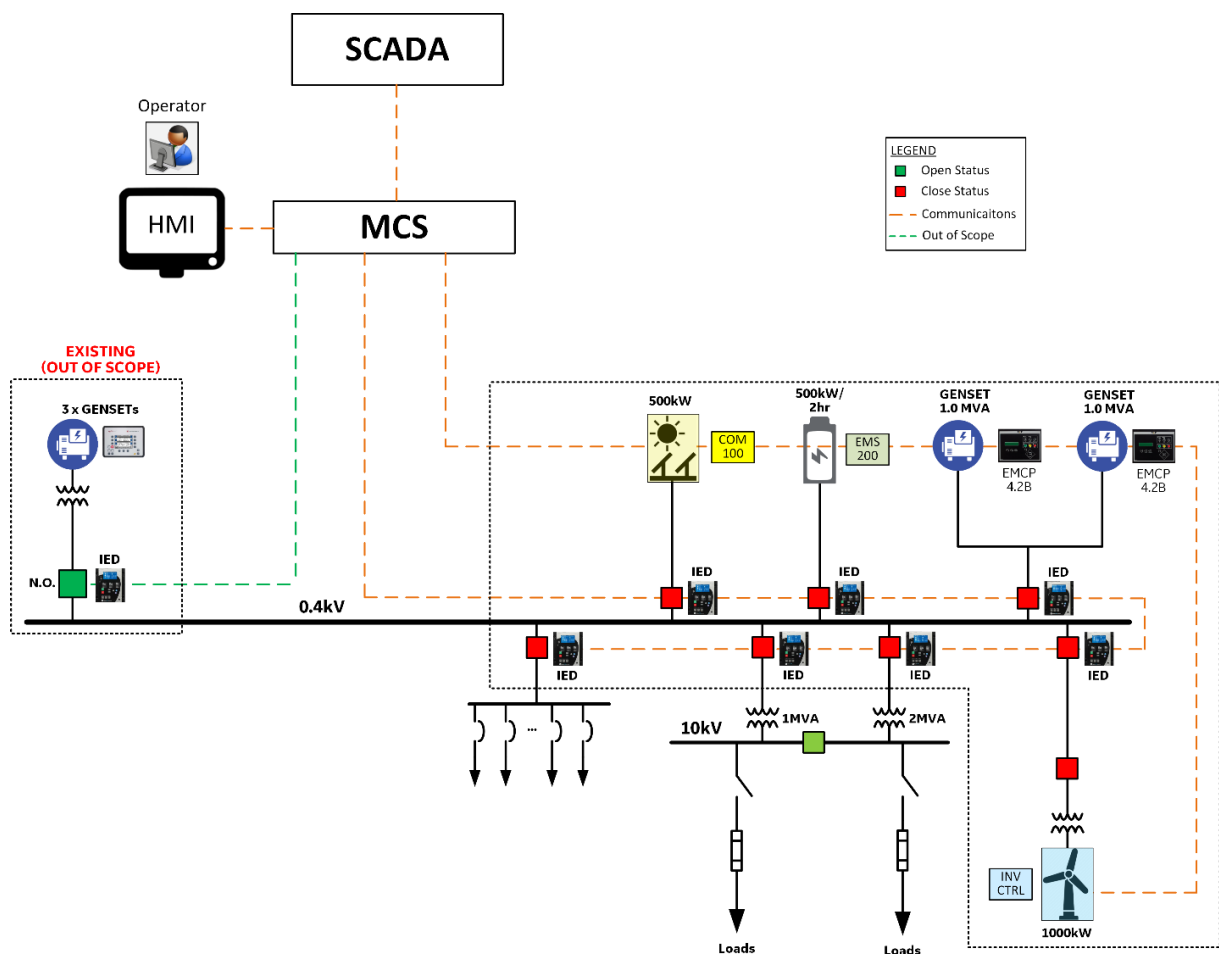
Các chức năng điều khiển khác nhau sẽ có tính năng Bật / Tắt. Khi chức năng được bật, các thông số liên quan (công suất tác dụng, công suất phản kháng, hệ số công suất, cài đặt điện áp, cài đặt độ dốc tần số, chế độ điều khiển DER, trạng thái các ACB, v.v.) có thể được điều chỉnh bởi người vận hành cả tại chỗ (HMI) hoặc từ xa (SCADA). Khi chức năng bị vô hiệu hóa, người vận hành không thể kiểm soát / điều chỉnh các thông số.

3.1.2. Chế độ điều khiển tự động

Khi MCS hoạt động ở chế độ Tự động, MCS sẽ tính toán và điều chỉnh các thông số hệ thống có thể điều khiển hoàn toàn tự động (công suất tác dụng, chế độ điều khiển DER, trạng ACB, v.v.). Nói cách khác, trong chế độ này, việc kiểm soát được thực hiện với sự can thiệp hạn chế của người vận hành.

3.2. Sơ đồ luồng dữ liệu

Hình 8 chỉ ra sơ đồ luồng dữ liệu cho mạng lưới điện siêu nhỏ BLV, bao gồm các thành phần chính tham gia vào các chức năng điều khiển khác nhau. Quy trình và thông tin được trao đổi sẽ được mô tả cho mỗi chức năng quản lý trong các phần phụ sau đây.



Hình 8: Sơ đồ luồng dữ liệu

3.3. Điều phối DER gần thời gian thực

3.3.1. Mô tả và mục tiêu

Chức năng điều phối DER gần thời gian thực (NRT) sẽ điều chỉnh các điểm đặt công suất đầu ra của DER để tối đa hóa việc sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo (tức là PV và Gió), quản lý Trạng thái nạp của BESS (SOC) và duy trì mức tối thiểu lượng tải trên Máy phát điện Diesel trong khi cung cấp tải cho lưới điện siêu nhỏ. Mục tiêu chính của chức năng điều phối là:

- Nạp / xả BESS đúng cách, sử dụng các phép đo tải và phát điện theo thời gian thực (không có dữ liệu dự báo tải / phát điện) để tối đa hóa việc sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo;
- Điều chỉnh sản lượng điện BESS trong điều kiện tải cao và thấp để quản lý trạng thái nạp (SOC) của nó trong khi giảm việc sử dụng máy phát điện dựa trên nhiên liệu hóa thạch;
- Thay đổi thích hợp chế độ điều khiển BESS, nếu có, khi tải thấp để BESS hoạt động ở chế độ tạo lưới;
- Duy trì lượng tải tối thiểu trên DG vì mục đích tiết kiệm nhiên liệu và độ tin cậy và hệ thống sẽ cắt giảm công suất phát của PV và Wind khi cần thiết, đây là tùy chọn cuối cùng để giữ cân bằng giữa công suất phát và phụ tải.
- Khởi động đen là cần thiết khi việc điều động công suất không còn có thể thực hiện được nữa (ví dụ: không có nguồn điện phân tán có thể điều chỉnh được kết nối).

Chức năng này được thực hiện định kỳ ở chế độ tự động với thời gian chu kỳ có thể điều chỉnh từ tối thiểu 2 phút (cài đặt mặc định) đến tối đa 10 phút. Trên mỗi chu kỳ, trước tiên, chức năng sẽ xác định xem hệ thống có thể điều chỉnh được hay không, yêu cầu ít nhất một DER tạo lưới (DG hoặc BESS), một tải được kết nối và tải tối thiểu ít nhất 10kW. Nếu hệ thống không thể thay đổi được, quá trình khởi động đen sẽ được yêu cầu khởi tạo.

Chức năng điều phối cũng có tính năng tự động kết nối và khởi động PV, Gió, BESS hoặc tải không được kết nối tại thời điểm thực hiện. Tính năng này có thể được bật / tắt với cài đặt liên quan trên HMI. Nếu tính năng được bật, trình tự bắt đầu cho PV và Gió sẽ được bắt đầu với giới hạn công suất tác dụng ban đầu là 0kW. Giới hạn công suất tác dụng sẽ được nâng lên trong các chu kỳ tiếp theo bởi chức năng điều phối nếu được trạng thái của lưới điện siêu nhỏ cho phép. Tương tự, BESS sẽ được khởi động với điểm đặt công suất tác dụng là 0kW. Các tải sẽ chỉ được kết nối nếu giá trị công suất dự phòng đảm bảo sau khi kết nối. Điều này được thực hiện bằng cách sử dụng giá trị công suất tác dụng được đo khi tải được kết nối lần cuối.

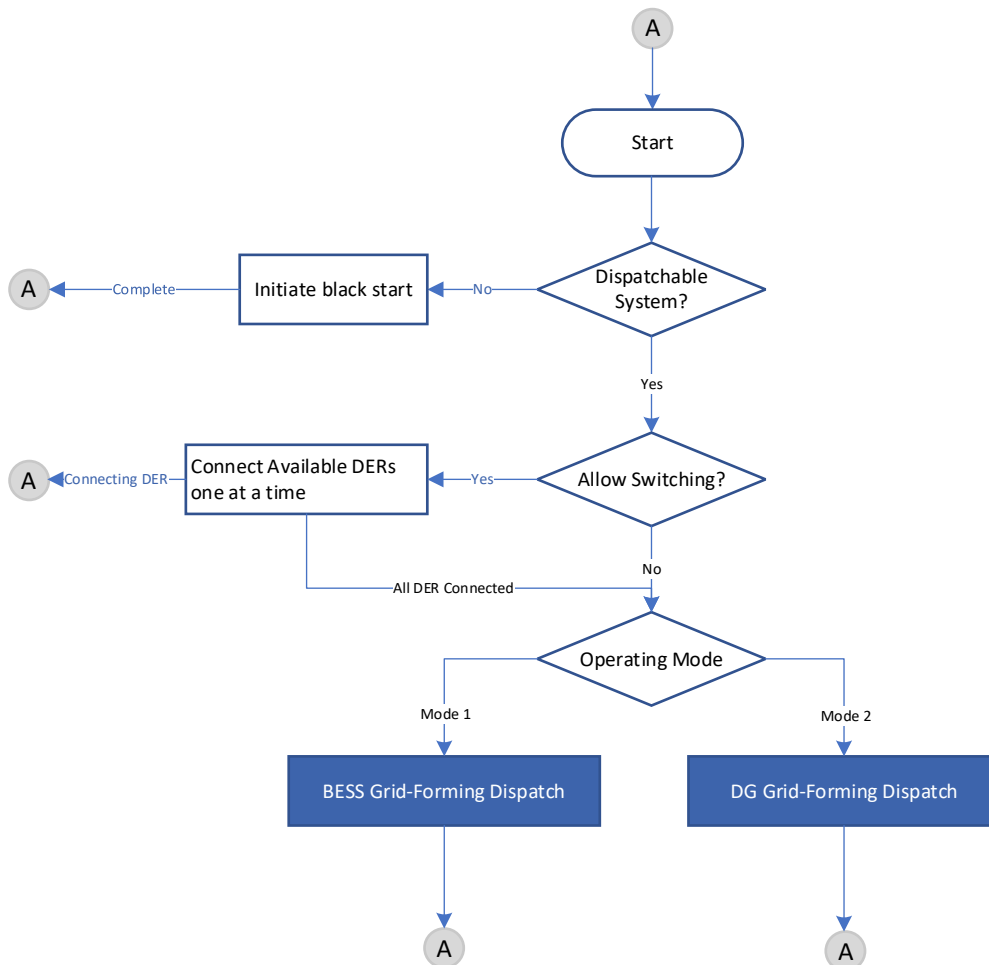
Chức năng điều phối hoạt động ở hai chế độ hoạt động chính:

- **Chế độ 1:** BESS là thiết bị tạo lưới và hoạt động ở chế độ VSG tách lưới, trong khi Máy phát điện Diesel không chạy. Các điểm thiết lập cắt giảm đối với Gió và PV có thể được điều chỉnh khi cần thiết để tối đa hóa năng lượng tái tạo trong việc duy trì BESS SOC và dự phòng điều tần. Nếu chức năng không còn có thể duy trì dự phòng điều tần và / hoặc SOC nằm ngoài phạm vi cho phép, thì chức năng Quản lý dự phòng điều tần sẽ đảm nhận quyền kiểm soát và có thể bắt đầu khởi động đen DG vì không thể chuyển đổi liên mạch từ chế độ VSG tách lưới sang chế độ VSG hoà lưới.
- **Chế độ 2:** Máy phát điện Diesel (DG) là thiết bị tạo lưới và BESS chủ yếu sẽ được vận hành ở chế độ nối lưới nếu có, trong khi chuyển sang chế độ VSG hoà lưới khi cần thiết để cung cấp thêm dự trữ điều tần (thực hiện bởi Quy định chức năng Quản lý dự trữ điều tần). Các điểm thiết lập cắt giảm gió và PV sẽ được điều chỉnh theo yêu cầu để tối đa hóa năng lượng tái tạo, duy trì BESS SOC, duy trì tải tối thiểu trên các DG và duy trì dự trữ điều tần cần thiết. Nếu tải trên DG giảm xuống dưới mức tối thiểu (do người vận hành điều chỉnh), chức năng sẽ cố gắng nạp BESS trước (nếu có thể) trước khi áp dụng cắt giảm nếu cần. Nếu tải trên DG vượt quá mức tối đa

nào đó (do người vận hành có thể điều chỉnh), trước tiên, chức năng sẽ cố gắng loại bỏ bất kỳ sự cắt giảm nào đã được áp dụng để giảm tải trên DG. Nếu không áp dụng biện pháp cắt giảm nào thì chức năng sẽ cố gắng giảm tải bằng cách điều chỉnh công suất tác dụng của BESS (giảm xuống mức nạp đầy hoặc đến mức xả tối thiểu, tùy thuộc vào BESS SOC và Chu kỳ nạp). Nếu tải của DG nằm giữa mức tối thiểu và mức tối đa, và vẫn còn một số mức cắt giảm được áp dụng, chức năng có thể cố gắng loại bỏ một lượng nhỏ mức cắt giảm nếu có thể hấp thụ lượng phát điện đó với BESS bằng cách hạ thấp công suất tác dụng của BESS. Chức năng này cũng sẽ bắt đầu / dừng một DG thứ hai để đảm bảo giữ mức dự trữ điều tần của lưới siêu nhỏ. Nếu BESS không sẵn sàng làm việc, DG thứ hai sẽ được bắt đầu sau khi Dự trữ điều tần nằm trong phạm vi 100kW so với yêu cầu. Nếu BESS sẵn sàng, DG thứ hai sẽ chỉ được bắt đầu nếu mức dự trữ điều tần nằm trong phạm vi 100kW so với mức dự trữ yêu cầu và BESS không thể được sử dụng để khôi phục phần dự trữ (ví dụ: BESS đã ở mức phát tối đa cho phép) hoặc BESS SOC là thấp. Khi DG thứ hai được khởi động, nó sẽ chỉ dừng lại khi Dự trữ điều tần được duy trì trong phạm vi 200kW so với mức dự trữ bắt buộc. Điều này được thực hiện để tạo ra một deadband khoảng 100kW để đảm bảo rằng DG không bị khởi động / dừng liên tục.

3.3.2. Sơ đồ trình tự

Hình 9 cho thấy sơ đồ trình tự cho chức năng điều phối DER.



Hình 9: Lưu đồ điều phối DER

3.4. Quy định Quản lý Dự trữ điều tần

3.4.1. Mô tả và mục tiêu

Tần số của lưới điện siêu nhỏ được điều khiển bởi DER tạo lưới (diesel hoặc BESS). Các cơ chế điều khiển chính của DER tạo lưới phải phản hồi với độ lệch tần số ngắn hạn để duy trì lưới siêu nhỏ ổn định. Quản lý dự trữ điều tần là cần thiết và được MCS duy trì để DER phản hồi. Chức năng Quản lý Dự trữ điều tần được kích hoạt khi dự trữ giảm xuống dưới mức tối thiểu (do người vận hành điều chỉnh) và chặn chức năng điều phối cho đến khi chức năng khôi phục Dự trữ điều tần theo yêu cầu. Tổng quan về thuật toán có thể được nhìn thấy trong **Hình 10**.

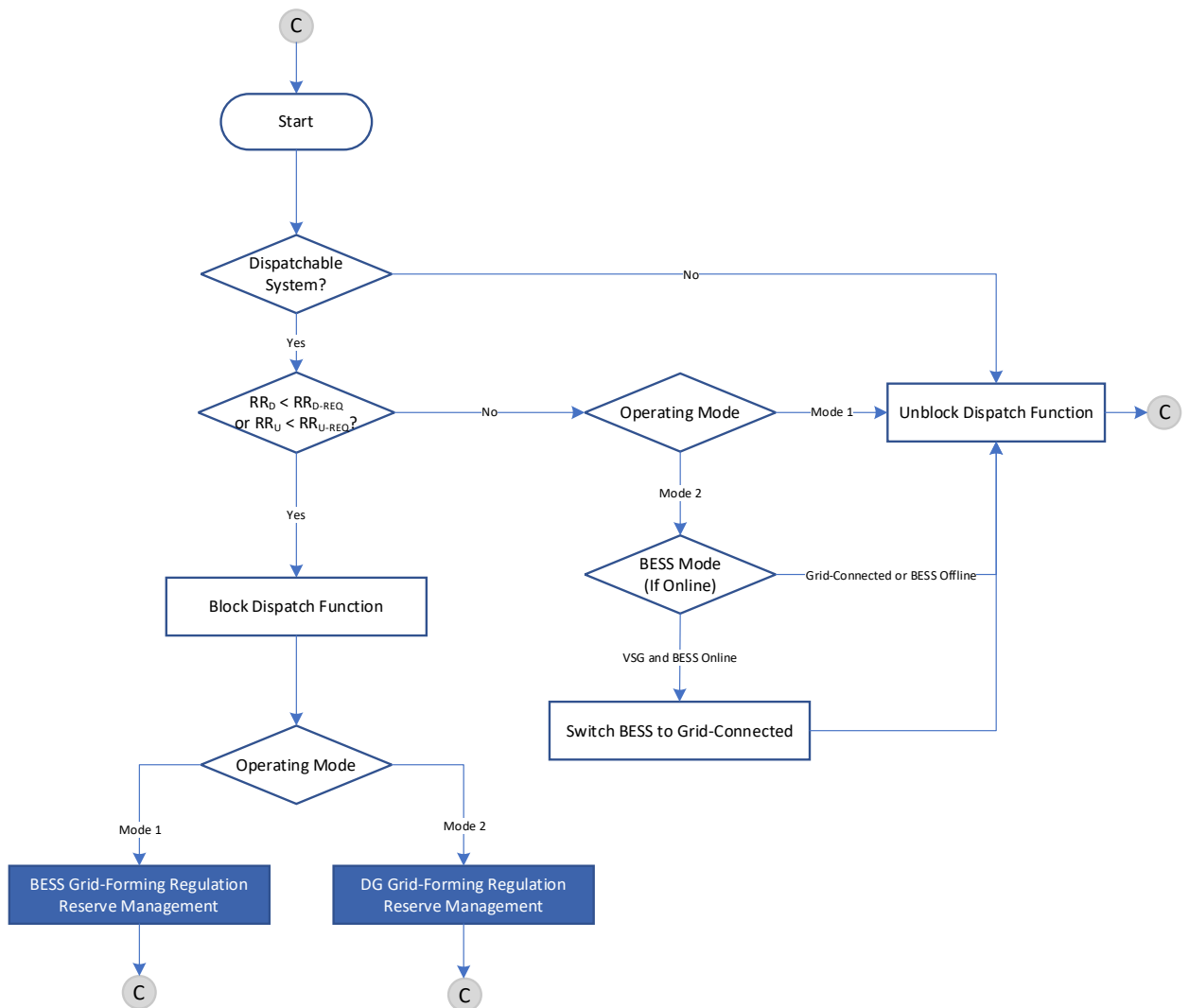
Trong Chế độ 1, BESS là DER tạo lưới và chức năng sẽ áp dụng hoặc loại bỏ việc cắt giảm các nguồn tái tạo (PV và Gió) khi cần thiết để duy trì đủ dự trữ điều tần trên BESS.

Khi hoạt động ở Chế độ 2, DG là DER tạo lưới với BESS hoạt động chủ yếu ở chế độ kết nối lưới (điều khiển PQ). Nếu biên độ dự trữ của máy phát điện Diesel không đủ, MCS sẽ thay đổi chế độ của BESS thành chế độ VSG hoà lưới để cung cấp dự trữ điều tần bổ sung cho đến khi có thể khôi phục dự trữ bằng cách cắt giảm, điều chỉnh điểm đặt công suất tác dụng BESS và / hoặc khởi động một Máy phát điện Diesel khác.

3.4.2. Sơ đồ trình tự

Lưu đồ cho chức năng quản lý dự trữ điều tần được thể hiện trong **Hình 10**. Trong lưu đồ này, RR_D và RR_U lần lượt biểu thị khả năng dự trữ điều tần giảm và tăng tương ứng. RR_{D-REQ} và RR_{U-REQ} biểu thị công suất dự trữ điều tần tăng và giảm cần thiết mà MCS nên duy trì và có thể điều chỉnh bởi người vận hành với mức tối thiểu là 100kW và tối đa là 200kW (mặc định). Công suất dự trữ điều tần được tính toán tùy thuộc vào trạng thái vận hành của hệ thống sau:

- Chế độ 1 (BESS là thiết bị tạo lưới và cung cấp dự trữ điều tần)
- Chế độ 2 (DG là thiết bị tạo lưới và Dự trữ điều tần được tính toán với mục tiêu vận hành BESS ở chế độ nối lưới và duy trì Dự trữ điều tần cần thiết với DG)



Hình 10: Lưu đồ quản lý dự trữ điều tần

3.5. Khởi động đen

3.5.1. Mô tả và mục tiêu

Trong trường hợp hệ thống bị mất điện, chức năng điều khiển này sẽ thực hiện một chuỗi các hành động (chuyển mạch) để cung cấp năng lượng cho lưới điện siêu nhỏ (tự động hoặc thông qua yêu cầu của người vận hành). Điều này giả định rằng một trong các DER (tại mức tối thiểu) có khả năng khởi động đen.

Chức năng khởi động đen có thể được khởi tạo bởi thuật toán điều phối vì hai lý do:

- Phát hiện hệ thống không thể điều phối được: Ít nhất một DER tạo lưới và một tải cần được kết nối và đo được tối thiểu 10kW để được coi là hệ thống có thể điều phối. Nếu không, khởi động đen sẽ được khởi tạo.
- Chức năng Điều phối được thực thi trong Chế độ 1 (tức là BESS là DER tạo lưới), nhưng SOC của BESS dưới mức tối thiểu và / hoặc BESS đang đạt đến định mức công suất tác dụng tối đa.

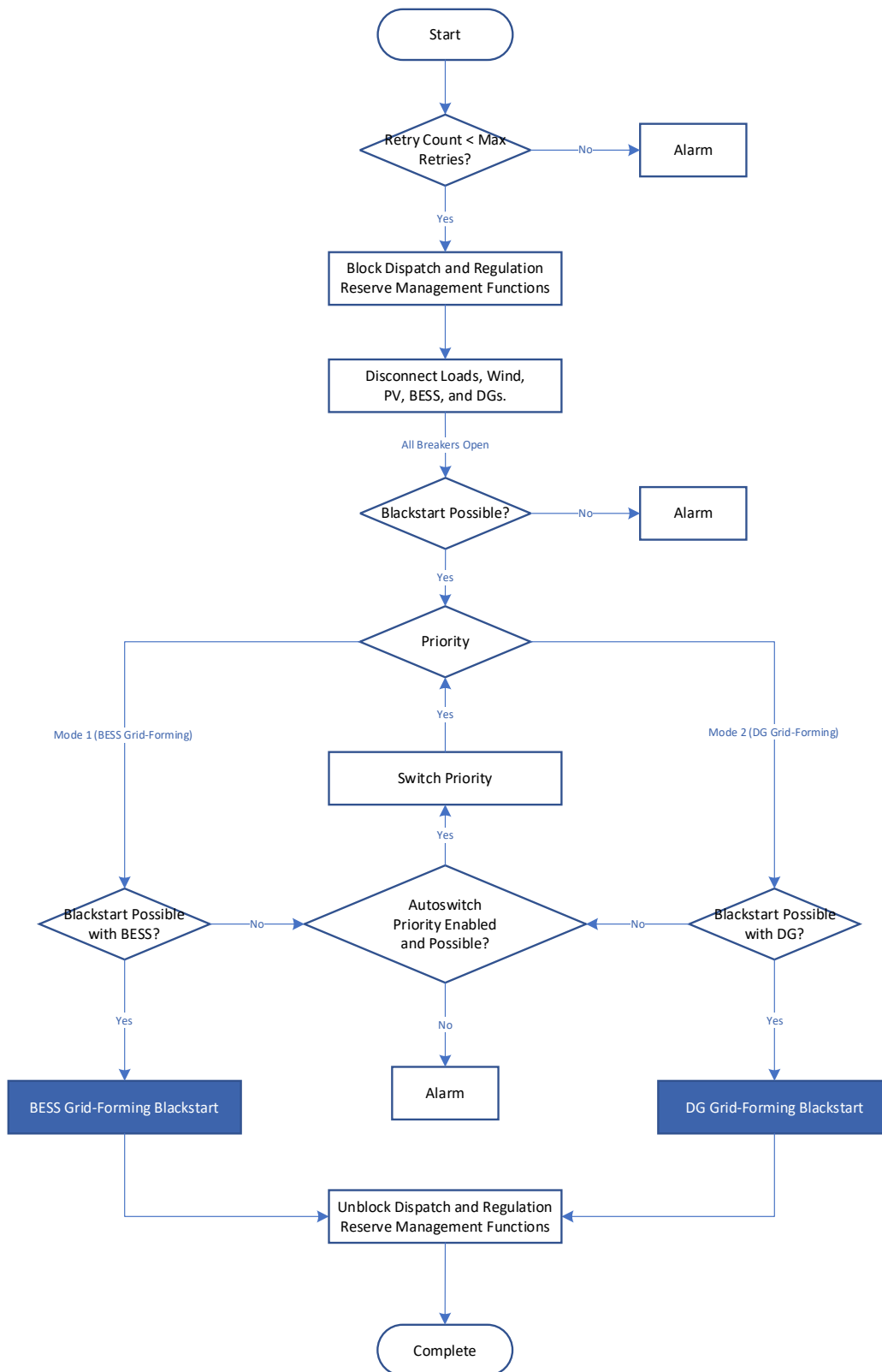
Khởi động đen có thể được tiến hành ở hai chế độ:

- Chế độ 1: Một Khởi động đen sẽ được thực hiện với BESS như là DER tạo lưới. MCS sẽ bắt đầu BESS ở chế độ VSG tách lưới. Nếu khởi động thành công, MCS sẽ kết nối tải nhỏ hơn trong số hai tải (dựa trên giá trị công suất được lưu từ lần cuối cùng tải được kết nối khi microgrid có thể điều chỉnh được). Nếu MCS không kết nối được tải nhỏ hơn, nó sẽ cố gắng kết nối tải lớn hơn (nếu có). Khi tải đầu tiên được kết nối, MCS sẽ tiến hành kết nối PV và Gió (nếu có) và đặt các điểm thiết lập cắt giảm của chúng thành giá trị thích hợp để duy trì Dự trữ điều tần xuống mức yêu cầu tối thiểu. Cuối cùng, MCS sẽ kết nối tải lớn hơn (nếu có).
- Chế độ 2: Khởi động đen sẽ được thực hiện với DG như là DER tạo lưới. Đầu tiên MCS sẽ kết nối DG với số giờ hoạt động ít nhất. Nếu DG không khởi động được, MCS sẽ cố gắng khởi động DG khác (nếu có). Sau đó MCS sẽ tiến hành khởi động BESS (nếu có) ở chế độ VSG hoà lưới với điểm đặt công suất tác dụng là 0kW. Nếu được yêu cầu (tùy thuộc giá trị công suất đã được lưu của tải), MCS sau đó sẽ tiến hành khởi động DG khác (nếu có sẵn và chưa khởi động). Sau khi hoàn tất, MCS sẽ kết nối tải nhỏ hơn, PV và Gió và tải lớn hơn theo cách tương tự như trong Chế độ 1. Bước cuối cùng, MCS sẽ điều chỉnh điểm đặt công suất tác dụng BESS để đảm bảo rằng Dự trữ điều tần giảm cần thiết sẽ được duy trì trước khi chuyển BESS sang chế độ kết nối lưới.

Người vận hành có thể chọn Ưu tiên khởi động đen (tức là Chế độ 1 so với Chế độ 2) và cũng có thể bật / tắt MCS để chuyển chế độ tự động nếu cần.

3.5.2. Sơ đồ trình tự

Lưu đồ cho chức năng điều khiển khởi động đen được thể hiện trong **Hình 11**.



Hình 11: Lưu đồ điều khiển khởi động đen

3.6. Chức năng điều khiển

Phần này trình bày trình tự và các hành động cần thiết để kết nối và ngắt kết nối các DER đến và ra khỏi mạng lưới điện .

3.6.1. Chức năng cắt giảm

MCS có chức năng cắt giảm để quản lý sự đóng góp công suất tác dụng của PV và gió. Người vận hành có thể chỉ định nguồn nên được cắt giảm trước (tức là PV hoặc Gió) và chức năng này sẽ luôn cố gắng cắt giảm nguồn đó trước và sau đó cũng sẽ loại bỏ việc cắt giảm từ nguồn đó sau cùng (tức là Áp dụng ưu tiên trước / Xóa ưu tiên cuối cùng).

Chức năng này có ba chế độ hoạt động chính:

- **Áp dụng cắt giảm:** Các chức năng Quản lý Dự trữ Điều tần và Điều phối có thể yêu cầu Chức năng cắt giảm bằng lệnh áp dụng và một lượng công suất tác dụng được cắt giảm. Sau đó, chức năng cắt giảm sẽ áp dụng lượng cắt giảm này trong hai bước theo mức độ ưu tiên được chỉ định bởi người vận hành. Trong bước đầu tiên, hàm sẽ tính toán giá trị này có thể được cắt giảm trên tài nguyên được chỉ định bởi cài đặt ưu tiên. Trong bước thứ hai, nó sẽ tính toán lượng còn lại cần được áp dụng và áp dụng điều đó cho các nguồn khác nếu có thể.
- **Loại bỏ cắt giảm:** Các chức năng Quản lý Dự trữ Điều độ và Điều phối có thể yêu cầu chức năng cắt giảm bằng lệnh loại bỏ và một lượng công suất tác dụng được khôi phục. Sau đó, chức năng cắt giảm sẽ loại bỏ lượng cắt giảm này trong hai bước theo mức độ ưu tiên được chỉ định bởi người vận hành. Trong bước đầu tiên, chức năng này sẽ tính toán lượng cắt giảm này có thể được loại bỏ khỏi nguồn được chỉ định bởi cài đặt ưu tiên. Tuy nhiên, trong trường hợp này, bất kỳ nguồn nào đã được chỉ định theo mức độ ưu tiên sẽ được khôi phục sau cùng (ví dụ: Nếu PV được ưu tiên cắt giảm, chức năng sẽ áp dụng việc cắt giảm trước cho PV và cố gắng khôi phục

nó sau cùng). Trong bước thứ hai, nó sẽ tính toán lượng cắt giảm còn lại cần được loại bỏ và áp dụng điều nó cho nguồn khác nếu có thể.

- Điều chỉnh: Chế độ điều chỉnh của chức năng cắt giảm được thực hiện định kỳ theo cùng một lịch trình với chức năng Quản lý Dự trữ điều tần (cài đặt mặc định 30 giây). Trong chế độ này, chức năng luôn đảm bảo điểm đặt cắt giảm của mỗi nguồn tối đa là 100kW cao hơn công suất phát tại thời điểm đó. Điều này được thực hiện để ngăn chặn sự gia tăng đột ngột trong quá trình phát điện (ví dụ, đám mây che trên PV) làm sập lưới điện siêu nhỏ.

Chức năng cũng xác định từ các điểm thiết lập hiện tại xem liệu có còn cách cắt giảm có thể được áp dụng hay không và / hoặc liệu việc cắt giảm hiện đang được áp dụng hay không. Cả hai lệnh đều được sử dụng bởi các chức năng Quản lý Dự trữ Điều độ và Điều phối.

3.6.2. Chức năng quản lý BESS SOC

Chức năng Quản lý BESS SOC được thực hiện bởi các chức năng Quản lý Dự trữ điều tần và Điều phối để xác định điểm đặt công suất hoạt động thích hợp để cấp cho bộ điều khiển BESS, dựa trên điều kiện hệ thống hiện tại và chu kỳ nạp của BESS.

BESS có thể hoạt động trong ba chu kỳ nạp riêng biệt với các mục tiêu khác nhau:

- Chỉ sạc: Trong chu kỳ chỉ nạp, điểm đặt công suất tác dụng tối đa là -45kW sẽ được duy trì trên BESS để nạp BESS. Tốc độ nạp cao hơn tới mức công suất tác dụng danh định sẽ được chấp thuận nếu điều kiện lưới điện cho phép (ví dụ: khả năng phát điện tái tạo cao hoặc tải thấp trên DG). Không được phép xả trong chu kỳ Chỉ nạp. BESS được tự động chuyển sang chu kỳ Chỉ nạp khi đã đạt đến mức $SOC_{MIN-MCS}$ (có thể điều chỉnh bởi người vận hành).

- Nạp / Xả: Trong chu kỳ Xả / Nạp, điểm đặt công suất tác dụng sẽ được thay đổi thành bất kỳ mức nào được yêu cầu bởi lưới điện để đảm bảo tải tối thiểu trên DG và tối đa hóa việc phát điện tái tạo. BESS được tự động chuyển sang chu kỳ Nạp / Xả khi đã đạt đến mức $SOC_{MAX-MCS}$ và BESS ở chế độ Chỉ Nạp.
- Chỉ xả (Tùy chọn): Trong chu kỳ Chỉ xả, điểm đặt công suất tác dụng tối thiểu là 45kW sẽ được duy trì trên BESS để xả BESS. Tốc độ xả cao hơn lên đến công suất tác dụng danh định cũng sẽ được cho phép nếu các điều kiện lưới điện cho phép (ví dụ: tất cả các phần cắt giảm được loại bỏ và phụ tải cao trên DG). Không được phép sạc trong chu kỳ Chỉ xả. BESS chỉ được chuyển sang chế độ Chỉ xả nếu người vận hành bật tính năng này, BESS đang trong chu kỳ Sạc / Xả và BESS SOC đã ở trên điểm giữa của $SOC_{MIN-MCS}$ và $SOC_{MAX-MCS}$ trong một khoảng thời gian vượt quá $tPER_DIS$ (có thể điều chỉnh bởi người vận hành).

3.6.3. Chức năng tách BESS

Khi BESS đạt đến các giá trị $SOC_{MIN-MCS}$ hoặc $SOC_{MAX-MCS}$, MCS cần phải tách BESS (Unload) trước khi chuyển chu kỳ (ví dụ: Xả sang Sạc). MCS có một thuật toán tách BESS và đồng thời sử dụng việc cắt giảm năng lượng tái tạo để đảm bảo rằng các Dự trữ Điều tần được duy trì.

Nếu BESS đang hoạt động dưới dạng tải, MCS sẽ tăng điểm đặt công suất hữu công BESS và áp dụng cắt giảm năng lượng tái tạo trong các bước 100kW sau mỗi 15 giây khi chức năng Unload được yêu cầu cho đến khi điểm đặt công suất hữu công BESS bằng 0. Chức năng Quản lý BESS SOC sau đó sẽ chỉ định điểm đặt mới và chuyển BESS sang chu trình thích hợp.

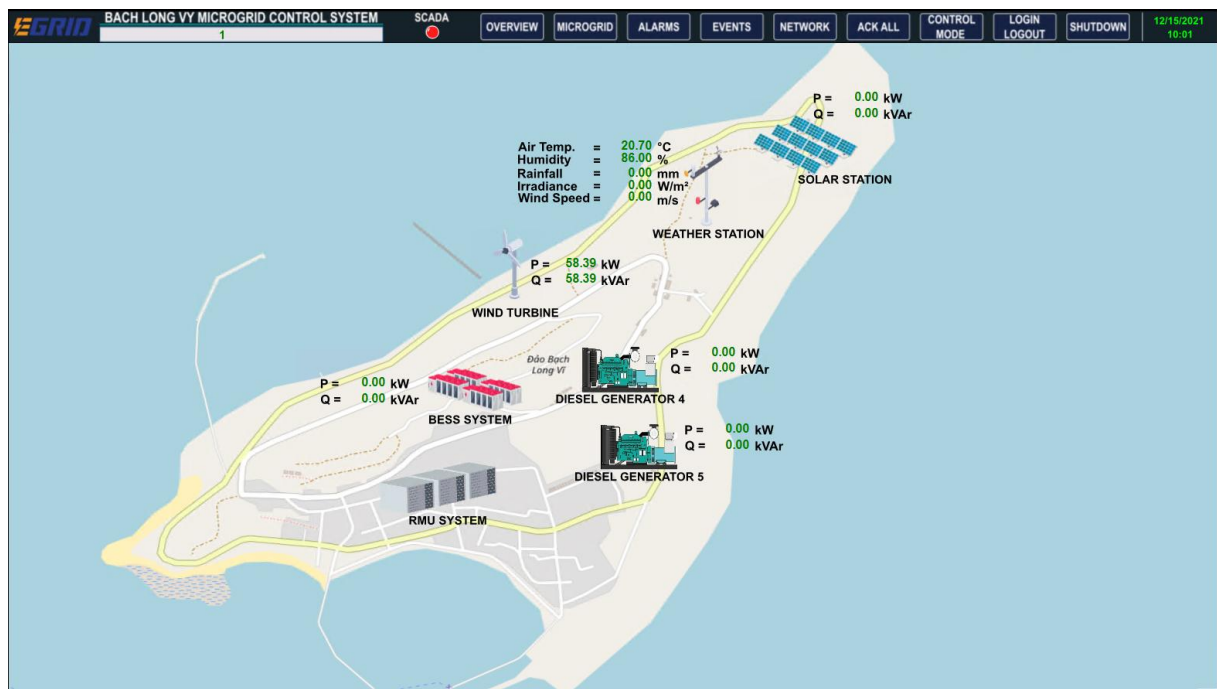
Nếu BESS đang hoạt động như một máy phát điện, MCS sẽ giảm điểm đặt công suất hữu công BESS và loại bỏ việc cắt giảm (nếu có) khỏi nguồn năng lượng tái tạo trong các bước 100kW sau mỗi 15 giây khi chức năng Unload được yêu

cầu cho đến khi điểm đặt công suất hữu công BESS bằng 0. Sau đó, chức năng Quản lý BESS SOC sẽ chỉ định điểm đặt mới và chuyển BESS sang chu trình thích hợp.

4. Giao diện vận hành

Phần này mô tả hệ thống màn hình HMI điều khiển và giám sát toàn bộ hệ thống.

4.1 Màn hình OVERVIEW

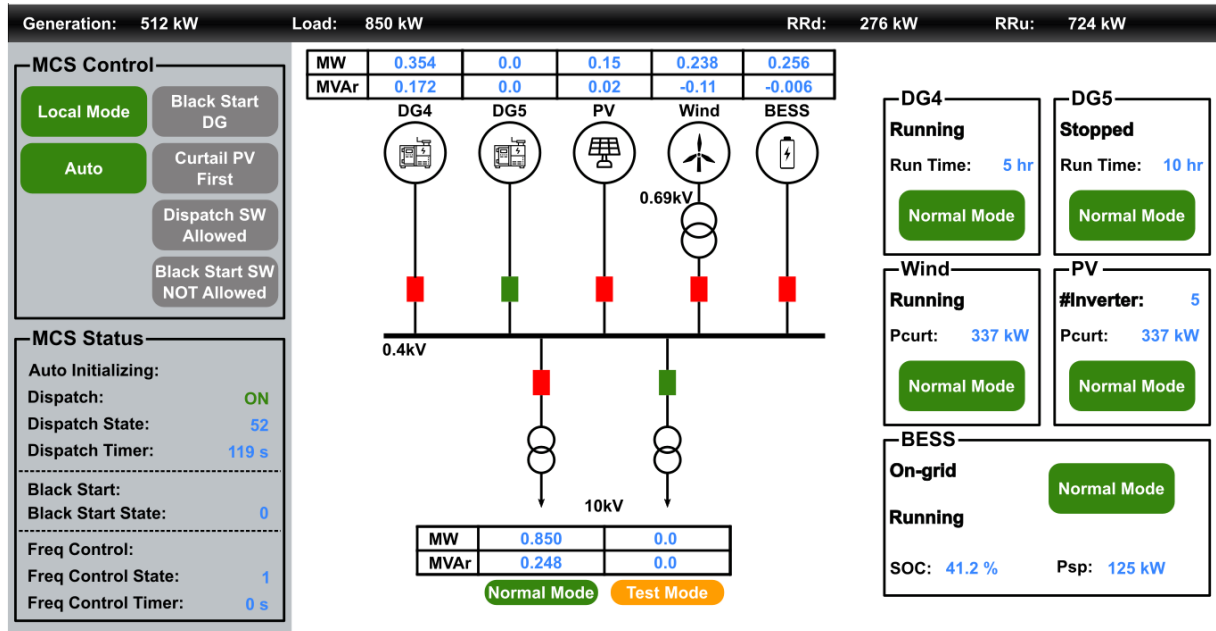


Hình 12: Màn hình OverView

Màn hình OverView: giám sát các thông số công suất tác dụng (P), công suất phản kháng (Q) của từng nguồn phát; giám sát tình trạng thời tiết và có thể truy cập vào từng thiết bị để giám sát chi tiết hơn bao gồm:

- RMU System: hệ thống tủ hạ thế.
- BESS System: hệ thống ác quy.
- DIESEL GENERATOR 4 (5): hệ thống máy phát 4 (5).
- WIND TURBINE: hệ thống điện gió.
- SOLA STATION: hệ thống điện mặt trời.
- WEATHER STATION: hệ thống thông tin thời tiết.

4.2 Màn hình giám sát điều khiển hệ thống Micro Grid



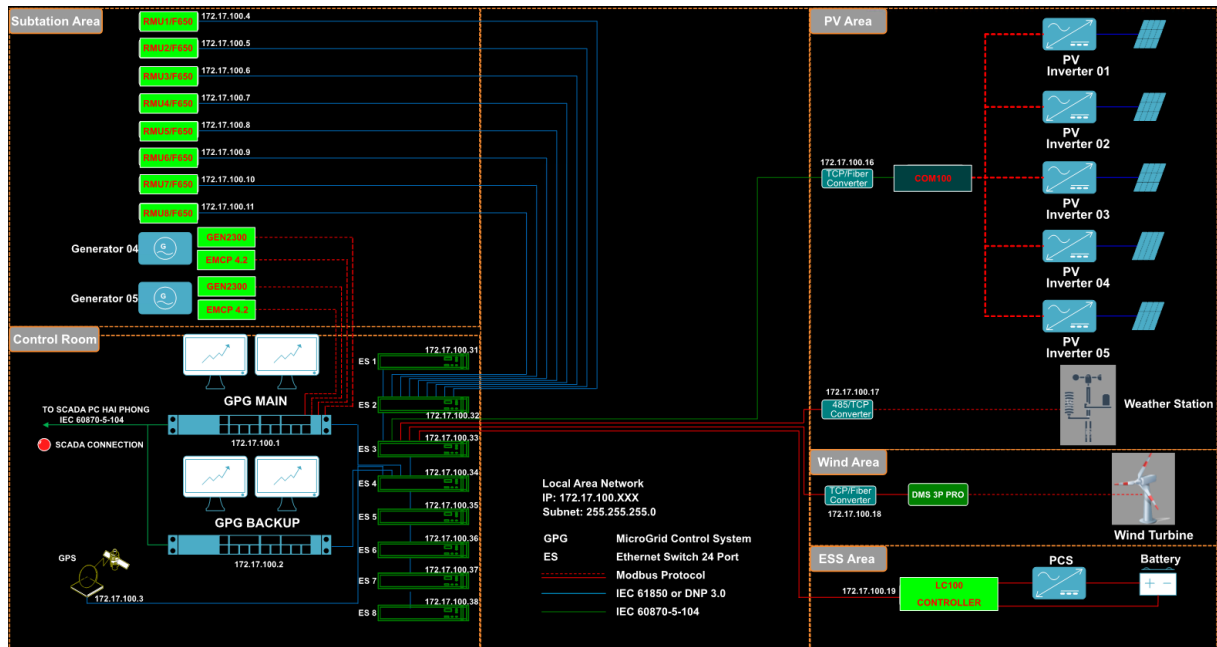
Hình 13: Màn hình hệ thống Micro Grid

Trên màn hình giao diện hệ thống MICRO GRID, người vận hành có thể giám sát trạng thái và điều khiển các chế độ vận hành:

- MCS Control: Vùng lựa chọn chế độ điều khiển hệ thống.
- MCS Status: Vùng giám sát các trạng trạng thái của hệ thống.
- Devive Status: Vùng hiện thị các trạng thái của các thiết bị như PV, BESS, DIESEL, WINDTURBINE.

Ở giao diện này người vận hành sẽ kiểm tra được công suất tác dụng và công suất phản kháng mà các hệ thống đang hoạt động, đồng thời giám sát được trạng thái tải đang sử dụng từ đó đưa ra các chế độ vận hành phù hợp.

4.3 Màn hình giám sát hệ thống mạng LAN

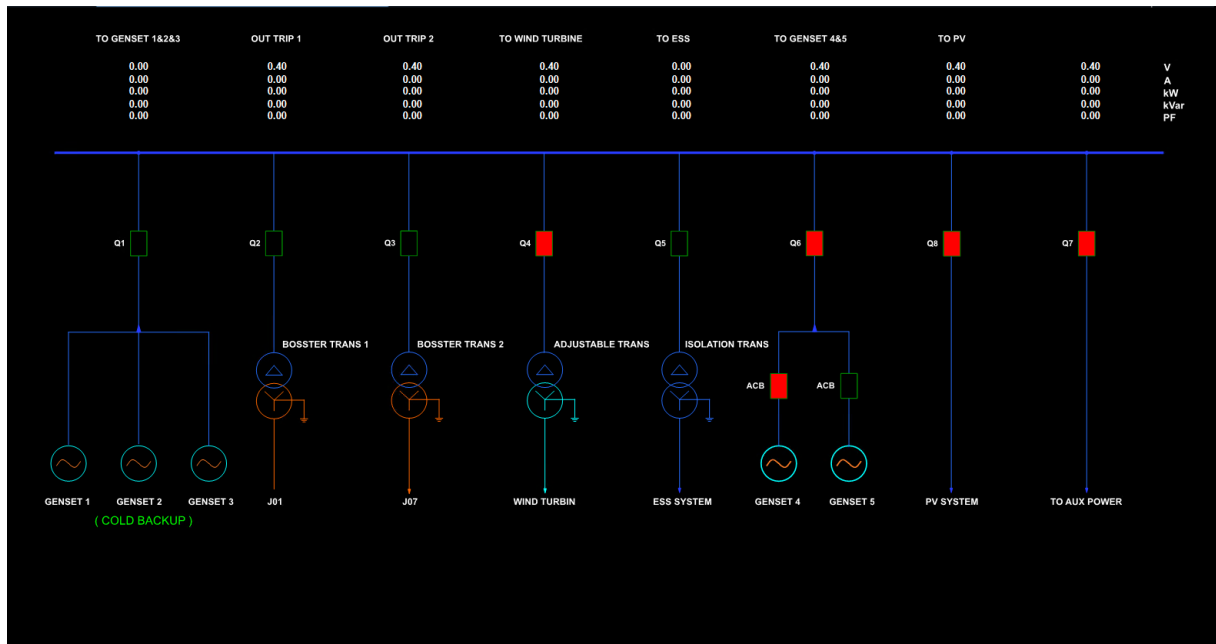


Hình 14: Màn hình hệ thống mạng LAN

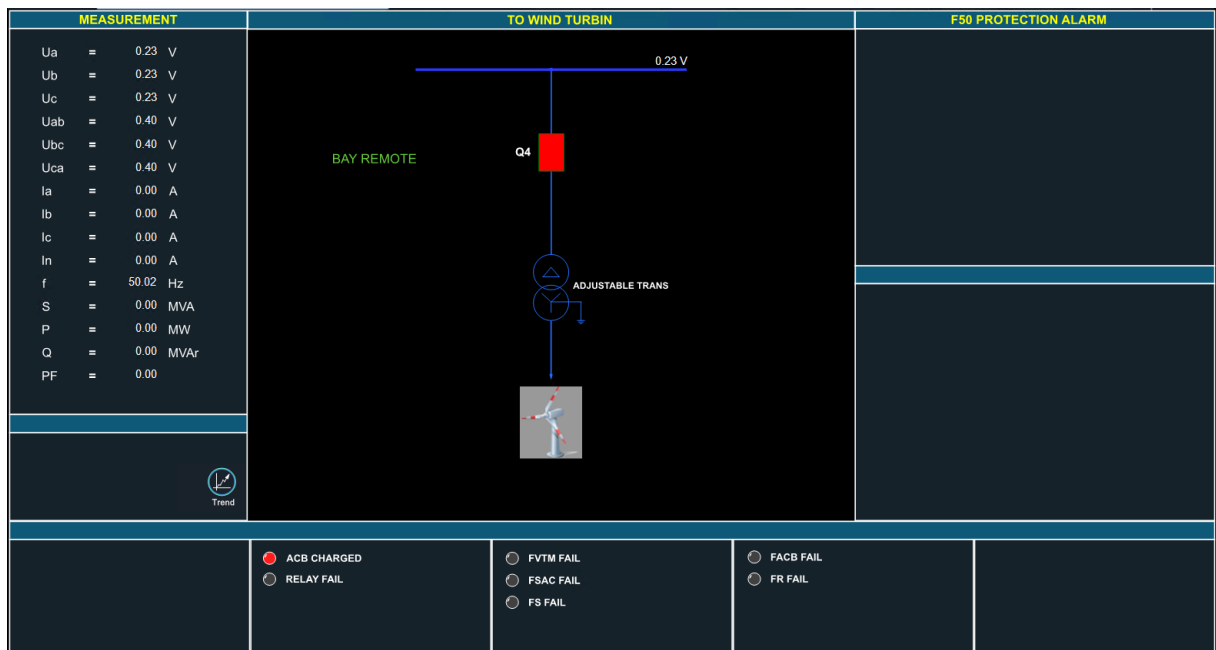
Ở giao diện này, người vận hành sẽ giám sát được trạng thái kết nối của các thiết bị: Gateway, rơ le bảo vệ (F650), hệ thống Switch, turbine, hệ thống ác quy, hệ thống điện mặt trời, hệ thống máy phát. Nếu thiết bị nào mất kết nối sẽ gây ảnh hưởng đến quá trình vận hành của toàn hệ thống, khi đó người vận hành sẽ có phương án xử lý đảm bảo kết nối của các thiết bị một cách chính xác và nhanh chóng đảm bảo quá trình vận hành ổn định.

4.4 Màn hình giám sát hệ thống tủ RMU

Trên màn hình giao diện giám sát hệ thống tủ RMU, người vận hành có thể giám sát trạng thái các máy cắt, dòng điện, điện áp, công suất tác dụng, công suất phản kháng,... của các ngăn lộ. Đồng thời có thể truy cập vào từng ngăn lộ để giám sát chi tiết các thông số vận hành cũng như các cảnh báo (alarm), các sự cố (trip) (nếu có) và có thể điều khiển máy cắt của từng ngăn lộ.



Hình 15: Màn hình hệ thống tủ RMU

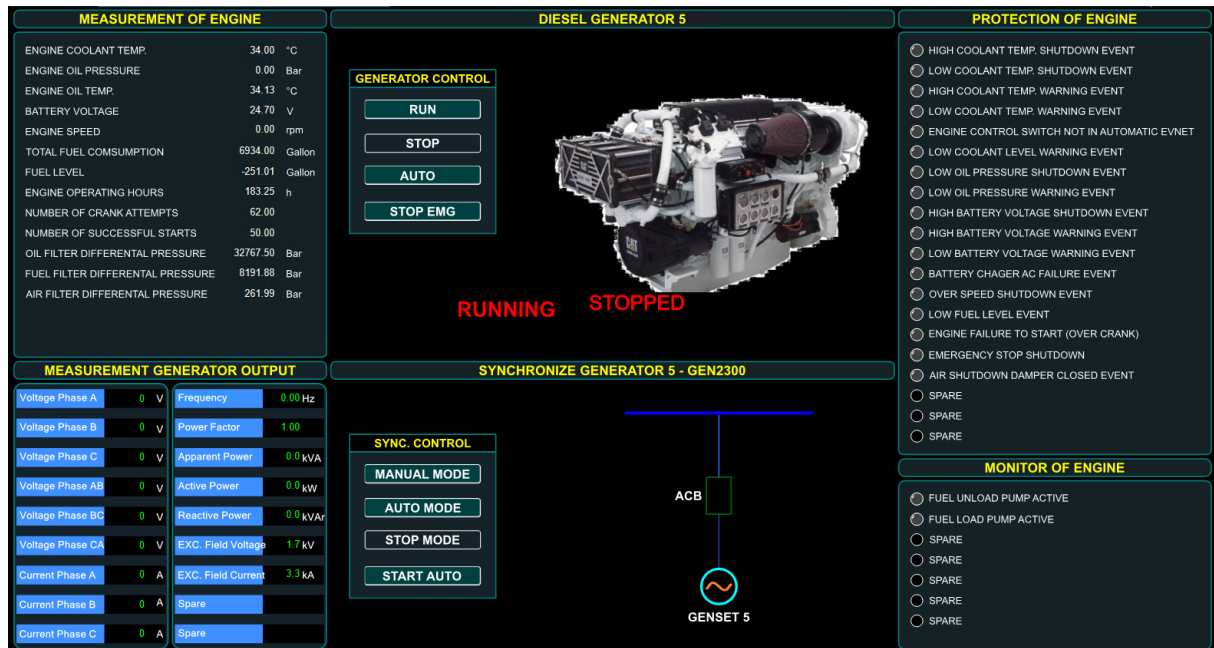


Hình 16: Màn hình giám sát từ ngăn lộ hệ thống tủ RMU

Ở màn hình giám sát từng ngăn lộ hệ thống tủ RMU, người vận hành hành có thể giám sát trạng thái máy cắt, dòng điện, điện áp của từng pha, công suất tác

dụng, công suất phản kháng, tần số, hệ số điện áp, các cảnh báo (alarm), các sự cố tác động (trip) của rơ le bảo vệ ngăn lộ đó.

4.6 Màn hình giám sát máy phát Diesel

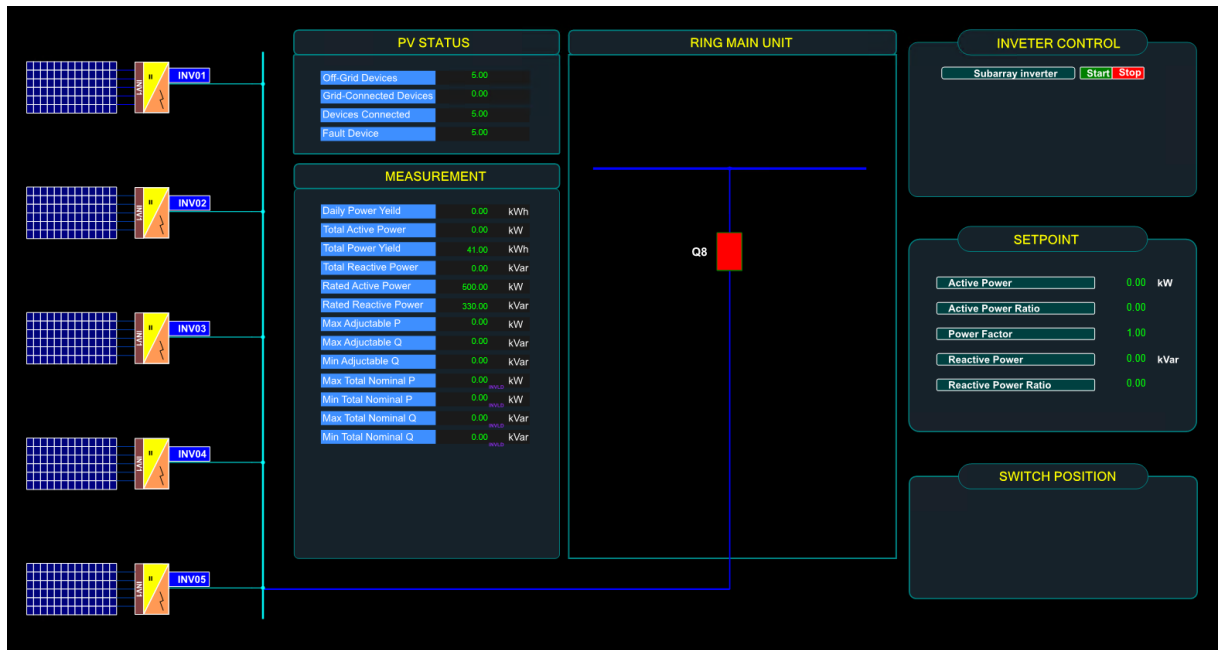


Hình 17: Màn hình giám sát máy phát Diesel

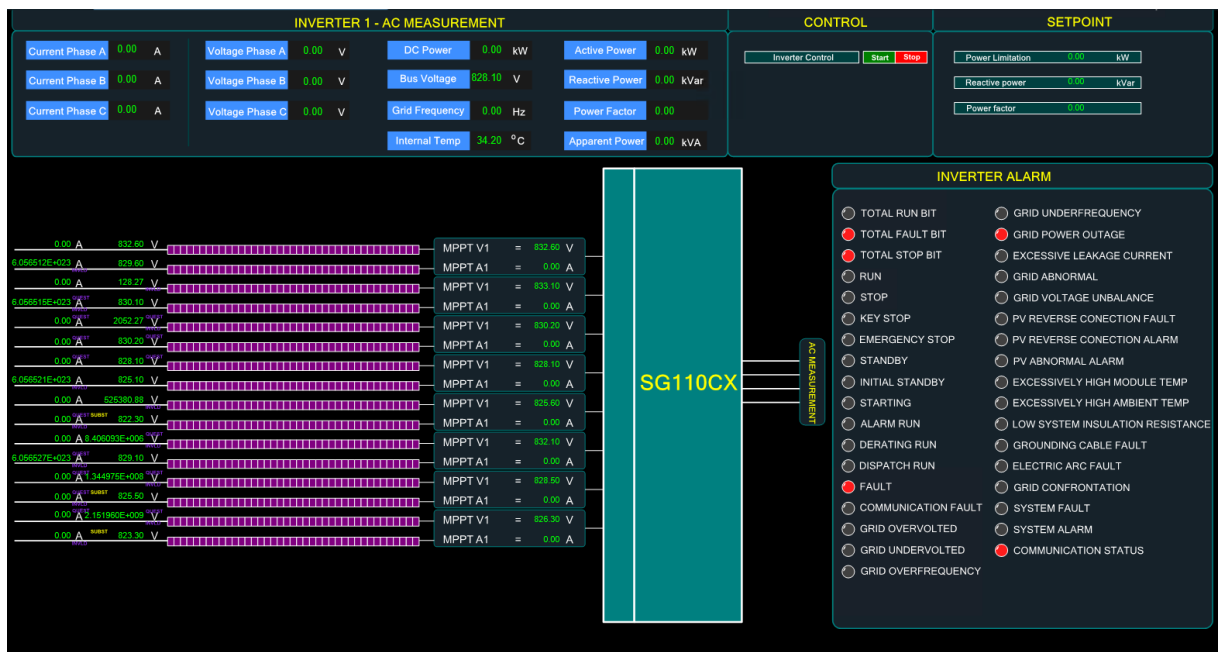
Trên giao diện này, người vận hành sẽ giám sát được các thông số vận hành: dòng điện, điện áp, công suất, nhiệt độ, áp suất,... cũng như các cảnh báo và bảo vệ tác động của máy phát diesel. Người vận hành có thể điều khiển bật tắt máy phát và tiến hành hòa đồng bộ các máy phát với nhau.

4.7 Màn hình giám sát hệ thống điện mặt trời

Trên giao diện này, người vận hành sẽ giám sát được các thông số vận hành: dòng điện, điện áp, công suất,... trạng thái hoạt động của từng Inverter của hệ thống điện mặt trời. Đồng thời có thể điều khiển nối lưới điện và đặt các giá trị công suất cho hệ thống điện mặt trời. Và cũng có thể truy cập vào từng Inverter để giám các thông số hoạt động và điều khiển tới từng Inverter.



Hình 18: Màn hình giám sát hệ thống điện mặt trời

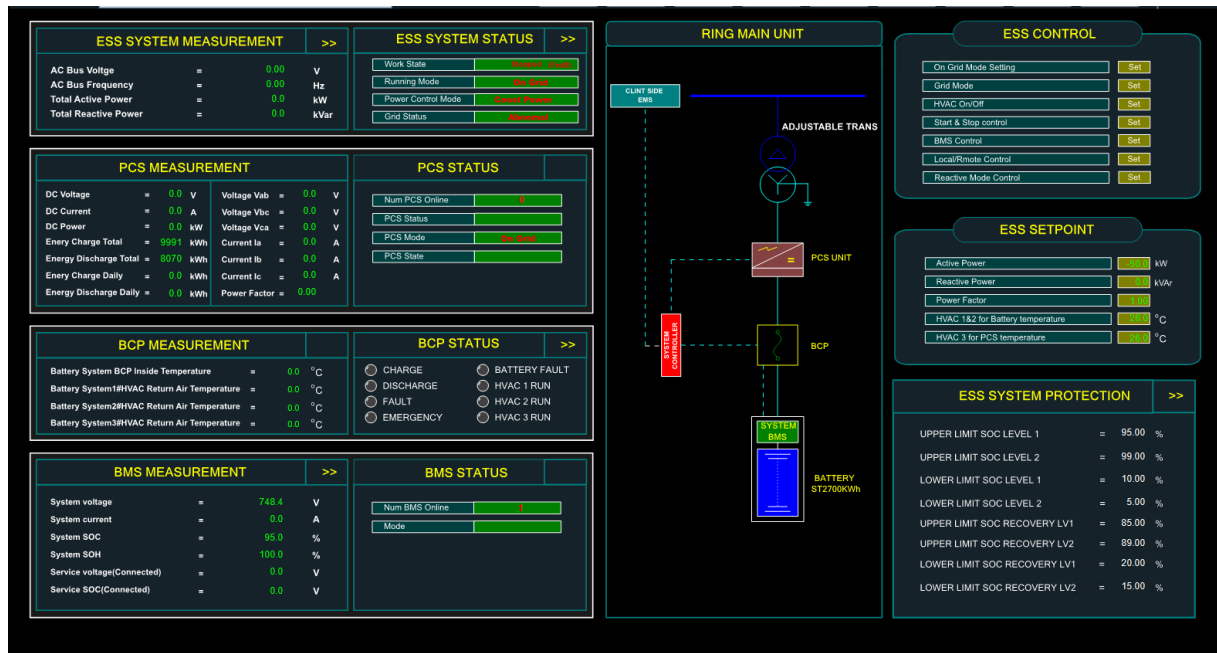


Hình 19: Màn hình giám sát Inverter của hệ thống điện mặt trời

Màn hình giám sát Inverter người vận hành có thể giám sát các trạng thái hoạt động, thông số đo lường và các cảnh báo của Inverter. Đồng thời cho phép

người vận hành điều khiển nối lưới điện và đặt các giá trị công suất cho mỗi Inverter.

4.8 Màn hình giám sát hệ thống ác quy



Hình 20: Màn hình giám sát hệ thống ác quy

Trên màn hình này, người vận hành có thể giám sát trạng thái hoạt động, đo lường, các chế độ vận hành của hệ thống ác quy và các cảnh báo (alarm), các bảo vệ của hệ thống. Ở màn hình này, người vận hành cũng có thể điều khiển chế độ hoạt động của hệ thống ác quy, cài đặt các giá trị đặt công suất tác dụng, công suất phản kháng cho hệ thống.