



Bộ Công Thương



Thực hiện bởi

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



**Khuyến nghị về yêu cầu giám sát và điều khiển
từ xa hệ thống điện mặt trời mái nhà tại Việt Nam**

Thông tin ấn phẩm

Đơn vị xuất bản

Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức GIZ

Văn phòng đăng ký tại

Bonn và Eschborn, Đức

Dự án

Điện mặt trời mái nhà trong ngành thương mại và công nghiệp (CIRTS)

Chương trình Hỗ trợ Năng lượng GIZ

Số 042A, Tầng 4, Tòa nhà Coco,

14 Thụy Khuê, Quận Tây Hồ,

Hà Nội, Việt Nam

T + 84 (0)24 39 41 26 05

F + 84 (0)24 39 41 26 06

office.energy@giz.de

www.giz.de/viet-nam

www.gizenergy.org.vn

Hoàn thành

Tháng 12/2022

Nhóm nghiên cứu

Energynautics GmbH và EVNSPC-PEC

GIZ chịu trách nhiệm về nội dung của ấn phẩm này.

Thay mặt cho

Bộ Hợp tác Kinh tế và Phát triển CHLB Đức (BMZ)

Mục lục

DANH MỤC THUẬT NGỮ VIẾT TẮT	8
DANH MỤC HÌNH ẢNH	12
DANH MỤC BẢNG BIỂU	14
TÓM TẮT	16
1. CƠ SỞ THỰC HIỆN NGHIÊN CỨU	17
2. TÓM TẮT CÁC PHÁT HIỆN	18
3. CÁC KHUYẾN NGHỊ	19
4. ĐỀ XUẤT KẾ HOẠCH HÀNH ĐỘNG	21
GIỚI THIỆU	22
CHƯƠNG 1: RÀ SOÁT CÁC QUY ĐỊNH TRONG NƯỚC VÀ CÁC THÔNG LỆ QUỐC TẾ TỐT NHẤT LIÊN QUAN ĐẾN GIÁM SÁT VÀ ĐIỀU KHIỂN TỪ XA CÁC HỆ THỐNG ĐMTMN	24
1. GIỚI THIỆU	25
2. RÀ SOÁT CÁC QUY ĐỊNH VÀ THÔNG LỆ TRONG NƯỚC LIÊN QUAN ĐẾN CÔNG TÁC GIÁM SÁT VÀ ĐIỀU KHIỂN TỪ XA CÁC HỆ THỐNG ĐMTMN	27
2.1. Khung pháp lý liên quan và các yêu cầu chính đối với các hệ thống ĐMTMN	27
2.1.1. Phân tích theo vị trí địa lý	29
2.1.2. Phân tích theo nhóm khách hàng	30
2.2. Khung pháp lý và quy định cho ĐMTMN	30
2.2.1. Biểu giá điện hỗ trợ	36
2.2.2. Yêu cầu kỹ thuật về đấu nối hệ thống ĐMTMN	44
2.2.3. Các quy định liên quan đến giám sát và vận hành lưới điện phân phối	48
2.2.4. Các quy định liên quan đến hệ thống SCADA và DMS	50
2.2.5. Quy định phòng cháy chữa cháy cho hệ thống ĐMTMN	53
2.2.6. Yêu cầu về an toàn xây dựng	54
2.2.7. Yêu cầu về môi trường đối với hệ thống ĐMTMN	55
2.3. Những thách thức và cơ hội khi tích hợp ĐMTMN và động lực của công tác giám sát và điều khiển từ xa	56

2.3.1. Những thách thức hiện thời mà các DSO (Đơn vị vận hành hệ thống phân phối điện) và TSO (Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải điện) phải đối mặt liên quan đến công tác hòa lưới của ĐMTMN	56
2.3.2. Đánh giá các cơ hội triển khai công tác giám sát và điều khiển từ xa	57
2.3.3. Tổng quan về các chức năng của các biến tần hiện có	63
2.3.4. Triển khai Công tơ điện thông minh (có thể sử dụng để giám sát và điều khiển ĐMTMN)	65
2.3.5. Những phát hiện chính từ các dự án thí điểm trước đây tại Việt Nam	65
3. TỔNG QUAN VỀ KINH NGHIỆM VÀ CÁC THÔNG LỆ QUỐC TẾ TRONG GIÁM SÁT VÀ ĐIỀU KHIỂN TỪ XA ĐMTMN	66
3.1. Tổng quan về kinh nghiệm của một số quốc gia lựa chọn	66
3.1.1. Đức	66
3.1.2. Úc	71
3.1.3. Hoa Kỳ	79
3.1.4. Ý	83
3.1.5. Thái Lan	85
3.1.6. Tổng quan về các phát hiện	87
3.2. Rà soát, so sánh các giải pháp/công nghệ khả thi cho phép giám sát và điều khiển từ xa	89
3.2.1. Các phương thức giao tiếp cho phép trao đổi dữ liệu giữa DSO và biến tần	89
3.2.2. Các công nghệ giao tiếp	91
4. PHÂN TÍCH TỔNG THỂ NHỮNG KHÁC BIỆT TRONG CÁC YÊU CẦU VÀ THỰC TIỄN GIÁM SÁT VÀ ĐIỀU KHIỂN TỪ XA ĐMTMN CỦA VIỆT NAM SO VỚI KINH NGHIỆM QUỐC TẾ	98

CHƯƠNG 2 KẾT QUẢ THU THẬP DỮ LIỆU VÀ ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP DERMS	102
1. THU THẬP VÀ PHÂN TÍCH DỮ LIỆU	103
1.1. Mục tiêu:	103
1.2. Thời điểm thu thập dữ liệu từ các bên liên quan	103
1.3. Tổng hợp dữ liệu thu thập được và các khuyến nghị	104
2. GIỚI THIỆU HỆ THỐNG QUẢN LÝ NGUỒN NĂNG LƯỢNG PHÂN TÁN DERMS GIẢI PHÁP ĐƯỢC ĐỀ XUẤT CHO GIÁM SÁT VÀ ĐIỀU KHIỂN	115
2.1. Tổng quan về hệ thống	115
2.2. Cấu trúc phần cứng của hệ thống	116
2.2.1. Cấu trúc hệ thống trung tâm	116
2.2.2. Cấu trúc hệ thống phụ	117
2.3. Các thông số kỹ thuật của thiết bị điều khiển thông minh	118
2.3.1. Các tính năng chính	118
2.3.2. Các chức năng của thiết bị:	118
2.4. Giao thức hỗ trợ	119
2.5. Hiệu suất hoạt động của Hệ thống quản lý vận hành nguồn năng lượng phân tán và Nhà máy điện ảo	120
2.5.1. Hiệu suất hệ thống:	120
2.5.2. Khả năng nâng cấp hệ thống trong tương lai:	120
2.6. Cấu trúc phần mềm hệ thống trung tâm	120
2.7. Các tiêu chuẩn và quy chuẩn kỹ thuật	122

CHƯƠNG 3: ĐỀ XUẤT GIẢI PHÁP ĐỂ GIÁM SÁT VÀ ĐIỀU KHIỂN TỪ XA ĐMTMN TẠI VIỆT NAM	123
1. TỔNG QUAN HIỆN TRẠNG	124
2. CÁC KHUYẾN NGHỊ	127
2.1. Các khuyến nghị kỹ thuật đối với khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa và các tùy chọn triển khai	127
2.2. DERMS được đề xuất để thực hiện giám sát và điều khiển từ xa	129
2.3. Tiến độ thực hiện	132
2.4. Ban hành Thông tư và các quy định bổ sung	133
3. CÁC CÂN NHẮC BỔ SUNG	135
3.1. An ninh mạng	135
3.2. Nhà máy điện ảo so với DERMS	140
3.3. Khuyến nghị các yêu cầu kỹ thuật cho các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế và trung thế	142
3.3.1. Các khuyến nghị dựa trên các thông lệ quốc tế tốt nhất	142
3.3.2. Góp ý cho dự thảo sửa đổi Thông tư 39/2015/TT-BCT	144
3.4. Khuyến nghị đối với role F81	145
4. THỰC HIỆN TRIỂN KHAI M&C	148
TÀI LIỆU THAM KHẢO	151
PHỤ LỤC 1	156

Danh mục thuật ngữ viết tắt

A0	Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia
A2	Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền Nam
AB	Máy cắt không khí
AEMO	Cơ quan Điều hành thị trường năng lượng Úc
AGC	Hệ thống tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện
AMI	Hạ tầng đo đếm tiên tiến
AMR	Hệ thống thu thập số liệu công tơ từ xa
API	Giao diện lập trình ứng dụng
AT	Tập lệnh AT, còn gọi là tập lệnh Hayes
ĐL Bình Thuận	Công ty Điện lực Bình Thuận
BSI	Văn phòng Liên bang về An ninh Thông tin
CB	Máy cắt
CHP	Đồng phát nhiệt và điện
CIM	Mô hình thông tin chung
DA	Thu thập dữ liệu
ĐL Đắk Lắk	Công ty Điện lực Đắk Lắk
DCU	Bộ tập trung dữ liệu
DER	Nguồn năng lượng phân tán
DERMS	Hệ thống quản lý các nguồn năng lượng phân tán
DG	Phát điện phân tán
DoS	Từ chối dịch vụ
DMS	Hệ thống quản lý, giám sát và điều khiển tối ưu hệ thống điện phân phối
ĐMT	Điện mặt trời
ĐMTMN	Điện mặt trời mái nhà
DNP	Giao thức mạng phân tán



DPV	Điện mặt trời phân tán
DR	Điều chỉnh phụ tải điện
DRED	Thiết bị cho phép điều chỉnh phụ tải
DRM	Giám sát và điều khiển phụ tải từ xa
DRMS	Hệ thống giám sát và điều khiển phụ tải từ xa
DSO	Đơn vị vận hành hệ thống điện phân phối
EEG	Đạo luật về các nguồn năng lượng tái tạo của Đức
EG	Phát điện phân tán
EMS	Hệ thống quản lý năng lượng để vận hành tối ưu hệ thống điện
ERAV	Cục Điều tiết điện lực
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
EVNCPC	Tổng công ty Điện lực miền Trung
EVNHCMC	Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh
EVNHN	Tổng công ty Điện lực Hà Nội
EVNNPC	Tổng công ty Điện lực miền Bắc
EVNSPC	Tổng công ty Điện lực miền Nam
F81	Rơ le tần số
F90	Rơ le tự động điều chỉnh điện áp (F90)
FAN	Mạng hiện trường
FCO	Cầu chì tự rơi
FEP	Bộ xử lý ngoại vi
FIT	Biểu giá điện hỗ trợ
FTP	Giao thức truyền tải tập tin
GFEMS	Hệ thống quản lý năng lượng tại công trình phát điện
GIZ	Cơ quan Hợp tác Phát triển Đức GIZ
GPRS	Dịch vụ vô tuyến gói tổng hợp
GRMR	Hệ thống thu thập số liệu công tơ từ xa của Đức
GSM	Hệ thống thông tin di động toàn cầu

HAN	Mạng gia đình
HĐMBĐ	Hợp đồng mua bán điện
HIS	Hệ thống lưu trữ dữ liệu quá khứ
HMI	Giao diện người-máy
IEC	Ủy ban Kỹ thuật điện Quốc tế
IED	Thiết bị điện thông minh
IP	Giao thức Internet
IT	Công nghệ thông tin
LBFCO	Cầu chì tự rơi có cắt tải
LBS	Cầu dao phụ tải
LDC/Ax	Trung tâm điều độ hệ thống điện miền
LPWAN	Mạng diện rộng công suất thấp
LV	Hạ thế
M&C	Giám sát và Điều khiển
MCB	Áp-tô-mát loại nhỏ
MCCB	Máy cắt/ áp-tô-mát khối
MITM	Tấn công xen giữa
MOIT	Bộ Công Thương
MV	Trung thế
NERC	Hội đồng đảm bảo độ tin cậy điện khu vực Bắc Mỹ
A0	Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0)
NLTT	Năng lượng tái tạo
NMU	Đơn vị giám sát mạng
NPU	Đơn vị bảo vệ mạng
NTP	Giao thức đồng bộ thời gian mạng
OMS	Hệ thống quản lý mất điện
OT	Công nghệ vận hành



PC	Tổng công ty Điện lực
PKI	Cơ sở hạ tầng khóa công khai
PLC	Truyền tin trên hệ thống đường dây tải điện
Bx	Trung tâm Điều độ hệ thống điện cấp tỉnh
PPC	Hệ thống điều khiển Nhà máy Điện
PV	Điện mặt trời
ĐL Quảng Nam	Công ty Điện lực Quảng Nam
REC	Máy cắt tự đóng lại
RF	Tần số vô tuyến
Ax	Trung tâm Điều độ hệ thống điện vùng
RMU	Tủ hợp bộ trung thế
RRC	Điều khiển bằng sóng vô tuyến
RTDB	Cơ sở dữ liệu thời gian thực
SA	Nam Úc
SAPN	South Australia Power Networks (Công ty Điện lực Nam Australia)
SCADA	Hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu
SML	Ngôn ngữ nhắn tin thông minh
SWIS	Hệ thống kết nối điện khu vực Tây Nam
TCP	Giao thức điều khiển truyền nhận
TLS	Giao thức bảo mật tầng giao vận
TSO	Đơn vị vận hành hệ thống điện truyền tải
UFLS	Sa thải phụ tải tần số thấp
VAT	Giá trị gia tăng
VPN	Mạng riêng ảo
VPP	Nhà máy điện ảo
WAN	Mạng diện rộng

Danh mục hình ảnh

Hình A.1.	Sự phát triển nhanh chóng hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam từ năm 2018 đến năm 2020.	17
Hình A.2.	Các bước triển khai được đề xuất cho giải pháp giám sát và điều khiển từ xa.	19
Hình A.3.	Tóm tắt các bước được đề xuất để triển khai và vận hành giám sát và điều khiển từ xa ở Việt Nam.	21
Hình 1.	Số lượng và tổng công suất lắp đặt (MWp) các hệ thống ĐMTMN tại Việt Nam tính đến cuối tháng 12/2020	27
Hình 2.	Tổng sản lượng ĐMT phát lên lưới (MWh) theo Tổng công ty điện lực - tháng 12/2020	28
Hình 3.	Phân tích số lượng và công suất lắp đặt các hệ thống ĐMTMN theo Tổng công ty điện lực - Tháng 12/2020	29
Hình 4.	Phân tích số lượng và công suất lắp đặt các hệ thống ĐMTMN theo nhóm khách hàng - Tháng 12/2020	30
Hình 5.	Cấu trúc phân cấp điều độ hệ thống điện ở Việt Nam	50
Hình 6.	Tỷ trọng các hệ thống ĐMT theo công suất tích lũy (trái) và số lượng tích lũy (phải) [2]	66
Hình 7.	Quy trình truyền thông tin điều khiển bằng sóng vô tuyến	68
Hình 8.	Ví dụ về cách đi dây của thiết bị nhận sóng điều khiển vô tuyến với 4 rô le [6].	69
Hình 9.	Hạ tầng giao tiếp của Grid-Modul [8]	70
Hình 10.	Tăng trưởng công suất lắp đặt ĐMT ở Úc đến tháng 04/2001 [9]	71
Hình 11.	Sơ đồ khối hạ tầng giao tiếp cho dự án thí điểm tại thị trấn Onslow[28]	78
Hình 12.	Sự tiến triển của các chức năng hỗ trợ lưới điện mà DER được yêu cầu cung cấp trong họ tiêu chuẩn IEEE 1547[30]	79
Hình 13.	Kiến trúc hệ thống giao tiếp [39]	84

Hình 14.	Công suất lắp đặt vào năm 2020 ở Thái Lan (trái) và Việt Nam (phải). Nguồn: Hồ sơ năng lượng quốc gia của IRENA.	85
Hình 15.	Các giải pháp giao tiếp trực tiếp với DER [34]	90
Hình 16.	Giao tiếp do Môi giới làm trung gian chuyển tiếp [34]	90
Hình 17.	Cấu trúc mạng điều khiển DER (Nguồn: BearingPoint)	94
Hình 18.	Tình hình triển khai AMI ở châu Âu xét theo công nghệ 2020 (Nguồn: BergInsight)	96
Hình 19.	Tình hình triển khai AMI tại Hoa Kỳ theo công nghệ 2020 [49])	96
Hình 20.	Kiến trúc phần cứng hệ thống được khuyến nghị Phỏng theo [1].	117
Hình 21.	Cấu trúc M&C cho các nguồn năng lượng phân tán. Tổng hợp từ [1] . Đã giới thiệu với một phiên bản mở rộng tại Chương 2	131
Hình 22.	Các bước thực hiện được đề xuất cho giải pháp M&C từ xa.	132
Hình 23.	Tích hợp DERM và các hệ thống quản lý khác trong phạm vi lưới điện phân phối vào ADMS [12]	142
Hình 24.	Quy trình xây dựng và điều chỉnh thông số. Nguồn: [13]	143
Hình 25.	Chương trình UFLS theo khuyến nghị của ENTSO-E.	145
Hình 26.	Tải UFLS tối thiểu ghi nhận ở bang South Australia năm 2020 [16]	146
Hình 27.	Lộ trình thực hiện và xác định các biện pháp giám sát, điều khiển từ xa tại Việt Nam.	150

Danh mục bảng biểu

Bảng A.1.	Phân tích khoảng trống, các phát hiện chính từ các hoạt động giám sát và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN.	18
Bảng 1.	Các chế độ điều chỉnh phụ tải	39
Bảng 2.	Những điểm nổi bật của Thông tư số 05/2019/TT-BCT	40
Bảng 3.	Giá điện theo FIT 2	43
Bảng 4.	Tiến độ triển khai hệ thống AMR theo Tổng công ty điện lực	57
Bảng 5.	Hiện trạng ứng dụng SCADA/DMS và kết nối hệ thống ĐMTMN	62
Bảng 6.	Các chế độ Điều chỉnh phụ tải (DRM), các chế độ in đậm áp dụng cho ĐMT	73
Bảng 7.	Dữ liệu thông tin trạng thái và dữ liệu được giám sát theo Quy tắc CA 21	81
Bảng 8.	So sánh giữa IEEE 1547 và các tiêu chuẩn kết nối DER khác [29]	82
Bảng 9.	So sánh tình hình hoạt động giám sát và điều khiển từ xa hệ thống ĐMTMN của các quốc gia.	87
Bảng 10.	So sánh các giao thức	93
Bảng 11.	Tổng quan loại mạng và các yêu cầu.	95
Bảng 12.	So sánh các công nghệ giao tiếp khác nhau.	97
Bảng 13.	Phân tích khoảng khác biệt tổng thể giữa các thông lệ quốc tế và quốc gia.	99
Bảng 14.	Các lỗi hỏng mạng phổ biến của DER. [2]	136
Bảng 15.	Hướng dẫn Kiểm soát an ninh cơ bản và nâng cao[5]	137
Bảng 16.	Các tính năng tin cậy và mã hóa trong các giao thức giao tiếp DER thông dụng. [6]	139





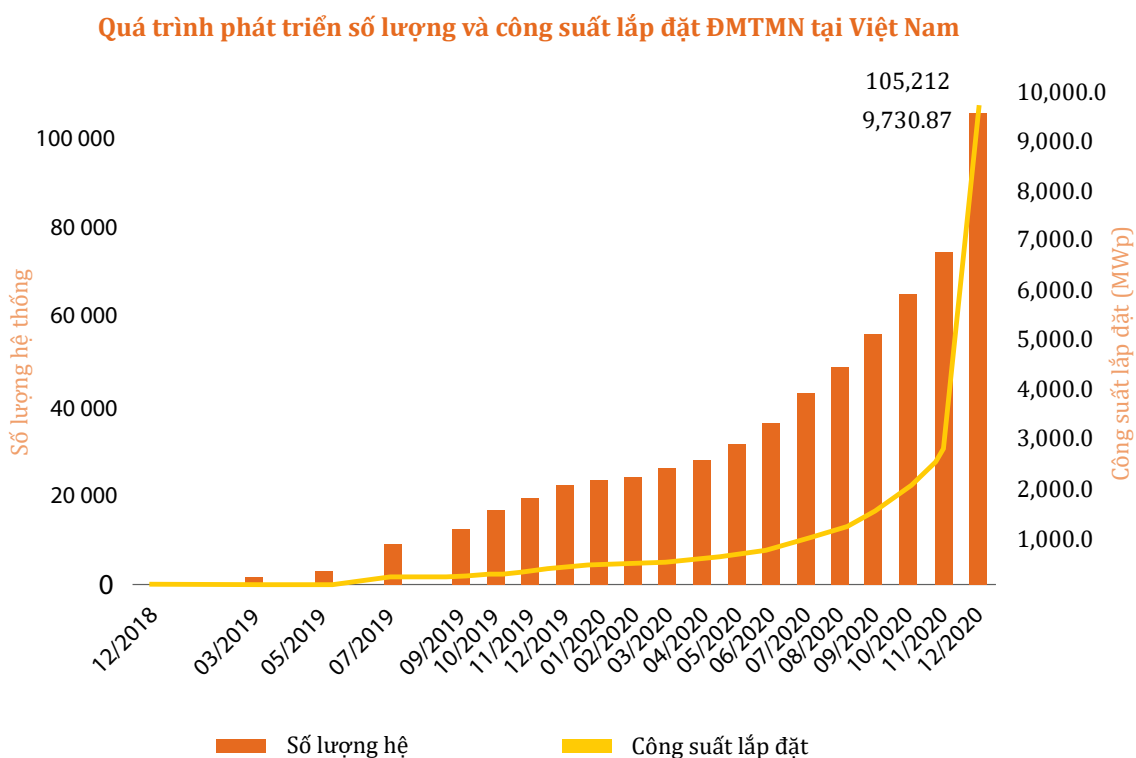
Tóm tắt

Tóm tắt

1. Cơ sở thực hiện nghiên cứu

Chính phủ Việt Nam đã cập nhật quy hoạch phát triển điện và năng lượng tái tạo (NLTT) và ban hành Biểu giá điện hỗ trợ (FIT) đầu tiên vào năm 2017. Nhờ có các cơ chế hỗ trợ hấp dẫn, tính đến cuối năm 2020 tổng công suất các hệ thống điện mặt trời mái nhà (ĐMTMN) đã đạt 9.730 MWp, chiếm 11% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống (Hình A. 1). Cùng với các trang trại điện mặt trời mặt đất, chỉ trong vòng hai năm, tổng công suất lắp đặt điện mặt trời đã vượt mục tiêu đặt ra cho năm 2030.

Các hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam có tốc độ tăng trưởng công suất nhanh và đáng kể trong thời gian qua đã dẫn đến nhu cầu cần phải rà soát, đánh giá lại các yêu cầu về kỹ thuật và các quy định hiện hành trong nước liên quan đến các hệ thống ĐMTMN nhằm xác định những thách thức hiện nay phải đối mặt và đề xuất các giải pháp tăng khả năng theo dõi, quản lý và điều khiển ở cấp phân phối. Do đó, trọng tâm của nghiên cứu này là rà soát các quy định trong nước và tham chiếu các thông lệ quốc tế tại các quốc gia có tỉ lệ ĐMTMN cao (bao gồm Đức, Úc, Mỹ - tập trung vào bang Hawaii và California) để đề xuất các khuyến nghị liên quan đến hoạt động giám sát từ xa và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam.



Hình A. 1. Sự phát triển nhanh chóng hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam từ năm 2018 đến năm 2020.

2. Tóm tắt các phát hiện

Nhóm chuyên gia đã tiến hành rà soát, tổng hợp các quy định trong nước và quốc tế về giám sát và điều khiển từ xa đối với ĐMTMN, bao gồm cả việc triển khai và vận hành các công nghệ. Các phát hiện chính được trình bày tại Bảng A. 1: Kết quả phân tích hoạt động giám sát và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN.

Bảng A. 1. Kết quả phân tích những khác biệt trong các hoạt động giám sát và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN.

Chủ đề	Các thông lệ quốc tế	Các thực hành thực tế tại Việt Nam
Yêu cầu về khả năng giám sát từ xa và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN	Khả năng ngắt kết nối từ xa là yêu cầu tối thiểu về điều khiển từ xa đối với tất cả các hệ thống ĐMTMN ở các quốc gia với tỷ trọng ĐMTMN cao được xem xét trong báo cáo này. Bên cạnh đó, khả năng điều chỉnh giảm công suất tác dụng cấp lên lưới của hệ thống điện mặt trời theo các tỷ lệ nhất định (ví dụ: 100%, 60%, 30% và 0% công suất định mức) là cũng một yêu cầu thường thấy, dựa trên quy mô hệ thống hoặc do Đơn vị vận hành hệ thống phân phối (DSO) quyết định. Ngoài ra, khả năng giám sát từ xa là một yêu cầu phổ biến đối với các hệ thống điện mặt trời có công suất trên 200 kWp.	ĐMTMN ở Việt Nam đã chiếm một tỷ trọng đáng kể (11%), tương đương với các tỷ trọng ĐMTMN tại các quốc gia được xem xét trong báo cáo này (từ 10,5% đến 20,5%). Tuy nhiên, Việt Nam chưa có yêu cầu các chủ đầu tư ĐMTMN phải lắp đặt hệ thống về giám sát từ xa và điều khiển từ xa. Điều này dẫn đến thách thức đối với đơn vị vận hành hệ thống do có rất ít hoặc không có khả năng theo dõi, quản lý cũng như không thể điều khiển được công suất cấp vào của các hệ thống ĐMTMN trong bối cảnh tỷ lệ thâm nhập ĐMTMN cao như hiện nay.
Việc các công ty điện lực sử dụng khả năng của hệ thống ĐMTMN theo yêu cầu	Các hệ thống ĐMTMN có công suất lớn yêu cầu phải có khả năng kết nối với hệ thống SCADA của công ty điện lực, tuy nhiên các công ty điện lực là đơn vị quyết định việc có thiết lập kết nối với các hệ thống này hay không. Tuy đã có một số dự án thí điểm sử dụng hệ thống quản lý các nguồn năng lượng phân tán (DERMS) đang được triển khai nhưng hiện vẫn chưa xác định được các thông lệ quốc tế tốt nhất về DERMS.	Hiện chưa có quy định nào bắt buộc các hệ thống ĐMTMN phải kết nối với công ty điện lực tại Việt Nam. Tuy nhiên, có một số trường hợp các hệ thống ĐMTMN đã được kết nối với SCADA của công ty điện lực. Việt Nam hiện đang tiếp tục nghiên cứu nội dung này và có một số công ty đã và đang xây dựng các giải pháp giám sát và điều khiển từ xa đối với các hệ thống ĐMTMN.
Các quy định về cắt giảm công suất	Các thông lệ quốc tế tốt chỉ ra rằng việc cắt giảm công suất của các hệ thống ĐMTMN chỉ nên giới hạn ở các tình huống khẩn cấp và cần giải thích rõ cho các chủ sở hữu hệ thống điện mặt trời về nhu cầu, nguyên nhân cắt giảm công suất khi họ yêu cầu.	Việc cắt giảm công suất ở Việt Nam được giới hạn thực hiện trong các tình huống khẩn cấp như đã nêu trong hợp đồng mua bán điện (HĐMBĐ). Tuy nhiên, hiện chưa có quy định nào quy định rõ các điều kiện để được phép thực hiện cắt giảm công suất.

3. Các khuyến nghị

Nghiên cứu này đưa ra một số khuyến nghị về các phương pháp tiếp cận cho việc lắp đặt hệ thống giám sát từ xa và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN phù hợp với bối cảnh Việt Nam, bao gồm đề xuất kỹ thuật về một giải pháp giám sát và điều khiển từ xa trên toàn quốc. Một số khuyến nghị chính bao gồm:

A. Khả năng giám sát và điều khiển từ xa

Một trong những khuyến nghị là bắt buộc các hệ thống ĐMT có công suất cao hơn một ngưỡng công suất cụ thể phải có khả năng được giám sát và điều khiển từ xa, sau đó sẽ giảm dần ngưỡng thực hiện yêu cầu này theo thời gian khi tỷ trọng năng lượng mặt trời trong hệ thống tăng.

Do phần lớn các hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam hiện có công suất lắp đặt từ 500 kWp trở lên, nên xem xét yêu cầu các hệ thống có công suất từ 500 kWp trở lên phải lắp đặt hệ thống giám sát và điều khiển từ xa.

Lưu ý: Đơn vị vận hành hệ thống yêu cầu thực hiện giám sát và điều khiển từ xa đối với tất cả các hệ thống ĐMTMN bất kể quy mô công suất là không cần thiết và tốn kém. Do đó, khuyến nghị chỉ yêu cầu các hệ thống ĐMTMN có quy mô từ một ngưỡng nhất định trở lên được giám sát và/hoặc điều khiển từ xa (tối thiểu là có khả năng ngắt kết nối từ xa) và để Đơn vị vận hành hệ thống điện phân phối DSO quyết định có nên thiết lập kết nối với từng hệ thống ĐMTMN hay không để đáp ứng nhu cầu giám sát, điều khiển trên thực tế (ví dụ: kết nối với hệ thống giám sát nguồn phân tán DERMS).

B. Tiến độ triển khai

Một số khu vực lưới điện ở Việt Nam đã có mức thâm nhập ĐMTMN cao. Đối với những khu vực này, cần có giải pháp sớm và trọng tâm nhằm tăng khả năng theo dõi, quản lý và điều khiển ở cấp phân phối, trong khi các

nhóm chuyên gia thực hiện thiết kế và phát triển giải pháp nâng cao.

Giải pháp này sẽ chỉ áp dụng ở các khu vực có nhu cầu cấp bách về giám sát và điều khiển từ xa và chỉ lựa chọn các hệ thống ĐMTMN có quy mô lớn (ví dụ: áp dụng cho các hệ thống ĐMTMN lắp đặt mới¹ có công suất trên 500 kWp), như tại Hình A. 2. Có thể thiết lập cấu hình hệ thống điện mặt trời để nhận tín hiệu điều khiển theo cách Đơn vị vận hành hệ thống điện phân phối mong muốn, trong đó, một số cách thức được khuyến nghị bao gồm sử dụng hệ thống điều khiển bằng sóng vô tuyến và sử dụng mạng viễn thông công cộng GSM/GPRS. Ngoài ra, cần thiết kế giải pháp nhanh chóng/ có mục tiêu cụ thể để các hệ thống lắp đặt có thể được tích hợp bổ sung vào giải pháp nâng cao sau này mà không phát sinh những thay đổi và chi phí đáng kể.

Có thể đưa công tơ thông minh vào giải pháp điều khiển từ xa khi sản phẩm này có mặt tại thị trường Việt Nam. Các tín hiệu đầu ra kỹ thuật số của các loại công tơ này có thể được sử dụng để bật/tắt rơ le và giảm công suất phát lên lưới (chẳng hạn như giảm công suất theo 4 cấp độ).



Hình A. 2. Các bước triển khai được đề xuất cho giải pháp giám sát và điều khiển từ xa.

¹ Khuyến nghị áp dụng các yêu cầu đối với các hệ thống ĐMTMN mới được lắp đặt sau khi các yêu cầu có hiệu lực. Việc áp dụng các yêu cầu đối với các hệ thống đã được lắp đặt không phải thông lệ quốc tế tốt.

C. Sử dụng DERMS như là một giải pháp nâng cao

Hệ thống quản lý các nguồn năng lượng phân tán (DERMS) là một trong những giải pháp được đề xuất cho việc thực hiện giám sát và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam cũng như đối với các nguồn năng lượng phân tán (DER) nói chung. Một số đặc tính tối thiểu được đề xuất cho hệ thống DERMS bao gồm cấu trúc hệ thống phần cứng và cấu trúc hệ thống phần mềm trung tâm, các thông số kỹ thuật của bộ điều khiển thông minh được kết nối với các DER và hiệu suất vận hành tối thiểu.

Trong giải pháp DERMS được đề xuất, các DER được trang bị bộ điều khiển thông minh sẽ thu thập, tập trung dữ liệu thực hiện điều khiển tại chỗ và chia sẻ dữ liệu với DERMS. Bộ điều khiển thông minh hỗ trợ thực hiện các lệnh điều khiển từ DERMS, bao gồm điều khiển công suất phản kháng, công suất tác dụng và điều khiển tốc độ tăng giảm công suất. Ngoài ra, bộ điều khiển thông minh cần cho phép khả năng kết nối các thiết bị của nhiều nhà sản xuất khác nhau.

Điều quan trọng là phải xác định rõ các mục tiêu cần đạt được với DERMS. Có thể thiết kế giải pháp nhằm đáp ứng các nhu cầu của hệ thống và bên cạnh chức năng giám sát và điều khiển từ xa, có thể bổ sung một số chức năng khác như dự báo sản lượng của các hệ thống ĐMTMN, phân tích lưới điện, trực quan hóa dữ liệu và báo cáo. Đồng thời, trong giải pháp đưa ra cũng cần cân nhắc và xem xét các yêu cầu liên quan đến khả năng mở rộng, mô-đun hóa, áp dụng các tiêu chuẩn mở và yêu cầu về an ninh mạng.

D. Bổ sung các thông tư và quy định

Cần xác định và áp dụng một số điều chỉnh đối với khung pháp lý nhằm cho phép thực hiện giám sát và điều khiển các hệ thống ĐMTMN để làm cơ sở triển khai thực hiện. Một số điều chỉnh được khuyến nghị như sau:

- Khuyến nghị sửa đổi, bổ sung Thông tư 39 và Thông tư 40.
- Quy định rõ yêu cầu kỹ thuật về khả năng giám sát và điều khiển từ xa đối với các hệ thống ĐMTMN.
- Đảm bảo an toàn dữ liệu cho các nhà đầu tư ĐMTMN và an ninh vận hành cho ngành điện.
- Đảm bảo quy định rõ trách nhiệm của các bên liên quan khác nhau (ví dụ như DSO, các trung tâm điều độ hệ thống điện miền, các đơn vị phát triển dự án, khách hàng sử dụng điện).
- Đảm bảo cung cấp đầy đủ các hoạt động nâng cao năng lực cần thiết cho điều độ viên, cán bộ quản lý vận hành của công ty điện lực địa phương và cán bộ vận hành các hệ thống ĐMTMN.
- Xây dựng các quy định về cắt giảm công suất các nguồn NLTT, bao gồm các điều kiện được phép thực hiện cắt giảm công suất (các tình huống khẩn cấp), cân nhắc áp dụng các giới hạn cho việc cắt giảm công suất, các biện pháp xác minh xem hệ thống đã thực hiện cắt giảm công suất theo yêu cầu hay chưa, đền bù chi phí cho các chủ sở hữu hệ thống ĐMTMN (nếu có).

Ngoài ra, nhóm nghiên cứu cũng đề xuất một số khuyến nghị khác nhằm hạn chế hoặc dừng lắp đặt role F81 (role sa thải phụ tải tần số thấp) trên một số lộ xuất tuyến trung áp có tỷ trọng ĐMTMN cao.

4. Đề xuất kế hoạch hành động

Đề xuất xây dựng một kế hoạch hành động với các bước triển khai thực hiện và vận hành được phác thảo rõ ràng để có thể giám sát và điều khiển từ xa các hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam. Tư vấn khuyến nghị nên thực hiện một dự án DERMS thí điểm dựa trên kinh nghiệm quốc tế với các chức năng tối thiểu. Dựa trên những bài học kinh nghiệm và phản hồi của các bên liên quan, có thể điều chỉnh dần các giải pháp để phù hợp hơn với nhu cầu của hệ thống điện Việt Nam cho đến khi có được một giải pháp nâng cao. Ba giai đoạn đề xuất cho kế hoạch hành động được tóm tắt trong Hình A. 3.



Hình A. 3. Tóm tắt các bước được đề xuất để triển khai và vận hành hệ thống giám sát và điều khiển từ xa ở Việt Nam.

Nâng cao khả năng theo dõi và quản lý thông qua dự án thí điểm DERMS sẽ giúp các đơn vị vận hành hiểu rõ hơn những vấn đề đang gặp phải tại khu vực có tỷ trọng ĐMTMN cao. Việc xác định và định lượng các vấn đề này sẽ giúp làm rõ liệu giải pháp DERMS vốn là dịch vụ đặc thù theo từng khu vực sẽ phù hợp với các khu vực tập trung nguồn NLTT biến đổi hay là các dịch vụ do các Nhà máy điện ảo (VPP) cung cấp sẽ đáp ứng nhu cầu. Việc thiết lập các Nhà máy điện ảo tại Việt Nam cũng sẽ phụ thuộc vào những bước tiến trong kế hoạch xây dựng một thị trường phát điện, bán buôn và bán lẻ điện cạnh tranh của Việt Nam.

Giới thiệu

Giới thiệu

Trong bối cảnh tỷ trọng điện mặt trời cao như hiện nay ở Việt Nam, các hệ thống ĐMTMN chiếm hơn một nửa công suất lắp đặt điện mặt trời. Công suất lắp đặt ĐMTMN đã tăng nhanh trong hai năm qua, từ gần như bằng không (0) lên tới 9.730 MWp vào tháng 12 năm 2020. Khoảng 56% số hệ thống ĐMTMN được lắp đặt tập trung ở miền Nam Việt Nam và 77% công suất ĐMTMN lắp đặt trên toàn quốc là của các khách hàng công nghiệp (công suất trung bình của mỗi hệ thống là 482 kWp).

Việc giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN đang trở thành yếu tố cần thiết để góp phần duy trì sự ổn định và độ tin cậy của lưới điện. Giám sát từ xa hệ thống ĐMTMN giúp các Đơn vị vận hành hệ thống điện phân phối tăng khả năng theo dõi và quản lý để vận hành hệ thống điện với số lượng các đơn vị ĐMTMN đang ngày một gia tăng. Với việc kích hoạt chức năng điều khiển từ xa, có thể đảm bảo tích hợp các hệ thống ĐMTMN mà không ảnh hưởng đến ổn định và chất lượng điện năng của hệ thống, đồng thời tăng khả năng cân bằng phụ tải cho các Đơn vị vận hành hệ thống điện phân phối.

Với việc giám sát từ xa và dự báo được công suất phát hệ thống ĐMTMN trong khu vực, tần suất và lượng công suất cắt giảm của điện mặt trời có thể được tiết giảm, kèm theo đó là cắt giảm chi phí vận hành hệ thống, vì hoạt động điều độ sẽ được thực hiện với các thông số (dự báo) chính xác hơn về công suất phát từ ĐMTMN, từ đó cải thiện công tác lập kế hoạch huy động từ các nhà máy điện lớn. Ngoài ra, việc điều khiển từ xa ĐMTMN cho phép Đơn vị vận hành hệ thống điện phân phối phản ứng nhanh hơn với các trường hợp khẩn cấp về lưới điện và việc giám sát hệ thống điện mặt trời theo thời gian thực cũng thúc đẩy việc thử nghiệm các nhà máy điện ảo và sự tham gia của các hệ thống ĐMTMN vào thị trường điện.

Chương 1 mô tả hiện trạng các hệ thống ĐMTMN và các hệ thống giám sát và điều khiển từ xa ở Việt Nam, bao gồm khung pháp lý liên quan và những thách thức chính phải đối mặt trong bối cảnh tỷ trọng ĐMTMN đang ngày càng tăng. Các thông lệ quốc tế về giám sát và điều khiển từ xa đối với các hệ thống ĐMTMN từ một số quốc gia được chọn có tỷ lệ ĐMTMN cao (bao gồm Đức, Úc, Mỹ) cũng được tổng hợp cùng với phân tích tổng thể những khác biệt giữa các quốc gia dựa trên các phát hiện chính từ quá trình rà soát, đánh giá hiện trạng trong nước và quốc tế.

Chương 2 tổng hợp những phát hiện chính từ các cuộc phỏng vấn thực hiện với các bên liên quan được chọn nhằm bổ sung cho thông tin đã tổng hợp tại Chương 1. Dựa trên các phát hiện từ những nghiên cứu này, nhóm nghiên cứu giới thiệu Hệ thống quản lý các nguồn năng lượng phân tán (DERMS) như một giải pháp đề xuất cho việc triển khai giám sát và điều khiển từ xa.

Chương 3 trình bày một số khuyến nghị về các yêu cầu đối với năng lực giám sát và điều khiển từ xa áp dụng cho Việt Nam, đề xuất sử dụng DERMS là giải pháp được khuyến nghị trong bối cảnh các quy định hiện hành của Việt Nam và đề xuất một số nội dung cần cân nhắc trong các quy định. Chương này cũng đưa ra lộ trình áp dụng chiến lược triển khai và vận hành hoạt động giám sát và điều khiển từ xa. Ngoài ra, Chương này cũng bổ sung một số ý kiến đề xuất liên quan đến khía cạnh an ninh mạng, cân nhắc giữa Nhà máy điện ảo và DERMS, các yêu cầu về mặt kỹ thuật đối với các hệ thống ĐMTMN (bao gồm cả ý kiến nhận xét về thông tư dự thảo năm 2022 chỉnh sửa Thông tư số 39/2015/TT-BCT) cũng như một số ý kiến đề xuất về việc sử dụng rô-le F81.

Chương 01

Rà soát các quy định trong nước và các thông lệ quốc tế tốt nhất liên quan đến giám sát và điều khiển từ xa các hệ thống ĐMTMN

Chương 1: Rà soát các quy định trong nước và các thông lệ quốc tế tốt nhất liên quan đến giám sát và điều khiển từ xa các hệ thống ĐMTMN

1. Giới thiệu

Việt Nam là quốc gia có tiềm năng lớn về NLTT, tuy nhiên việc khai thác tiềm năng này trong những năm qua vẫn còn hạn chế do NLTT phụ thuộc nhiều vào các yếu tố thời tiết, đồng nghĩa với sự không ổn định, khó khăn trong việc kiểm soát, bên cạnh đó, chi phí đầu tư cũng tương đối cao. Những tiến bộ về khoa học và công nghệ cùng với sự gia tăng về sản lượng thiết bị điện tử hiện đại đã nâng cao hiệu suất thiết bị và thúc đẩy hạ giá thành NLTT.

Chính phủ Việt Nam đã ban hành nhiều chính sách nhằm khuyến khích phát triển NLTT và đã thu hút được nhiều nguồn đầu tư vào lĩnh vực NLTT trong những năm gần đây. Theo Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030 và tầm nhìn đến năm 2050 được Thủ tướng Chính phủ ban hành tại Quyết định 2068/QĐ-TTg, Chính phủ khuyến khích huy động mọi nguồn lực để thúc đẩy phát triển và sử dụng NLTT, giảm phụ thuộc vào nguồn năng lượng hóa thạch, từ đó góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, giảm thiểu biến đổi khí hậu, bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế - xã hội bền vững. Tỷ trọng NLTT trong tổng tiêu thụ năng lượng sơ cấp đạt khoảng 31% vào năm 2020; khoảng 32,3% vào năm 2030 và tăng lên thành 44% vào năm 2050.

Nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính trị khóa XII cũng nhấn mạnh Việt Nam phải phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hoá các loại hình năng lượng, ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng, NLTT, năng lượng mới, năng lượng sạch.

Việt Nam đã và đang phát triển các nguồn NLTT như điện gió, mặt trời, thủy điện... Trong những năm gần đây, NLTT sản xuất từ năng lượng mặt trời và năng lượng gió đã phát triển mạnh mẽ. Trong giai đoạn 2019 - 2020, các trang trại ĐMT và hệ thống ĐMTMN đã được lắp đặt với số lượng và công suất lớn, chủ yếu tập trung ở các tỉnh miền Trung và miền Nam. Tổng công suất lắp đặt điện mặt trời trên toàn quốc đến cuối năm 2020 là 19.400 MWp, tương đương khoảng 16.500 MW, chiếm khoảng 25% tổng công suất lắp đặt của hệ thống điện quốc gia, cao hơn 194% so với mục tiêu đã nêu trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh (850 MW). Trong đó, đến cuối năm 2020, đã có tổng 105.212 hệ thống ĐMTMN với công suất 9.730,87 MWp được lắp đặt.

Hai yếu tố thúc đẩy phát triển ĐMTMN là sự khuyến khích của Chính phủ thông qua các chính sách thuế, biểu giá điện hỗ trợ (FIT) và xu hướng sử dụng các nguồn năng lượng phân tán (DER). Các chính sách khuyến khích của Chính phủ bao gồm việc ký hợp đồng 20 năm với mức giá theo biểu giá FIT và các khoản vay ngân hàng. Về thuế, doanh nghiệp không phải nộp thuế trong 4 năm đầu, 5 năm tiếp theo nộp 50% thuế. Về hợp đồng mua bán điện (HĐMBĐ), EVN cam kết mua điện theo biểu giá FIT do Chính phủ ban hành trong 20 năm. Với mức giá này, chủ đầu tư ước tính hoàn vốn đầu tư (ROI) trong khoảng thời gian là 6-7 năm. Ngoài ra, các nhà đầu tư cũng có thể tự tin đầu tư với nguồn vốn vay ngân hàng và trong trường hợp này, ROI là khoảng 9-10 năm. Nhờ Chính phủ ban hành các chính sách khuyến khích và hỗ trợ này, Việt Nam đã thu hút nhiều nhà đầu tư tham gia, thúc đẩy tỷ trọng ĐMTMN tăng đột biến vào năm 2020.

Bên cạnh sự khuyến khích của Chính phủ, việc lắp đặt nguồn điện gần phụ tải là điều rất quan trọng nên việc xây dựng nguồn điện ngay tại tải đang trở thành xu hướng. Các nguồn năng lượng phân tán là các nhà máy sản xuất điện quy mô nhỏ, nguồn ĐMTMN đang tăng nhanh với số lượng và công suất rất lớn giúp giảm phụ tải hệ thống điện và chi phí đầu tư vào hệ thống đường dây truyền tải. Mặt khác, việc cấp điện cho các phụ tải tự tiêu thụ tại chỗ đã góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, giảm tổn thất đối với đường dây truyền tải.

Theo quy định của Việt Nam hệ thống ĐMTMN là hệ thống ĐMT có các tấm quang điện được lắp đặt trên mái nhà có công suất không quá 01 MW. Khoảng 30% dự án có công suất là trên 01 MW tại một địa điểm nhưng chủ đầu tư chia thành nhiều hệ thống ĐMTMN nên công suất mỗi hệ thống ĐMTMN là dưới 01 MW. Ngoài ra, nhiều hệ thống ĐMTMN không bán điện cho EVN (mô hình tự tiêu thụ) vẫn đang tích cực phát triển dự án ngay cả khi FIT2 hết hiệu lực, nhưng ít rầm rộ hơn so với năm 2020. Số lượng hệ thống ĐMTMN phát điện vào lưới điện của EVN có công suất rất lớn và sẽ tiếp tục tăng trong thời gian tới. Cho đến nay, đã có tổng số 92.856 hệ thống ĐMTMN được đấu nối vào lưới điện hạ áp và 11.472 công trình ĐMTMN được đấu nối vào lưới điện trung thế.

Trong quá trình vận hành và quản lý ĐMTMN, đã phát sinh ra nhiều vấn đề như tình trạng quá tải trên đường dây, quá điện áp lưới, sóng hài cao ở một số nút và giảm hệ số công suất. Điều này đồng nghĩa với việc cần điều tiết lưới điện như cắt giảm công suất phát, bổ sung công suất phản kháng, quan trọng nhất là ở vị trí có công suất biến thiên lớn. Những hiện tượng trên không chỉ ảnh hưởng đến công tác vận hành, điều độ hệ thống điện của EVN mà còn ảnh hưởng đến chất lượng điện năng và độ tin cậy của hệ thống điện.

Sự gia tăng của ĐMTMN dẫn đến nhiều thách thức cho việc vận hành hệ thống điện. Ngoài ra, nguồn điện nhiều biến động và không chắc chắn cũng gây ra bất lợi cho hoạt động đầu tư vào ĐMTMN với nhiều rủi ro hơn: Các nhà máy điện không cố định được lịch phát điện và phải chấp nhận cắt giảm công suất phát trong khi có thừa công suất khả dụng.

Hệ thống ĐMTMN ảnh hưởng trực tiếp đến việc vận hành và điều độ của EVN, đây là một thách thức lớn. Trong đó, vấn đề đầu tiên là giám sát và thu thập dữ liệu. Do đó, dự án này sẽ phân tích một số giải pháp giám sát và điều khiển khả thi, đồng thời cân nhắc những lợi ích, bất cập của từng giải pháp.

Chương này gồm 4 phần. Phần 1 mô tả thực tế triển khai hệ thống ĐMTMN của Việt Nam, các quy định liên quan và các thông lệ hiện hành (cắt giảm công suất, yêu cầu về kỹ thuật đối với các hệ thống ĐMTMN, v.v.) cũng như những thách thức hiện tại trong bối cảnh ĐMTMN đang ngày một gia tăng. Phần 2 trình bày kết quả đánh giá kinh nghiệm quốc tế về giám sát và điều khiển từ xa, chẳng hạn như kinh nghiệm ở các nước như Đức, Úc, Mỹ (tập trung vào bang California và Hawaii), Ý và Thái Lan. Tổng quan chung về các giải pháp và công nghệ liên quan đến hoạt động giám sát và điều khiển từ xa, bao gồm giao thức lớp ứng dụng, cấu trúc mạng và công nghệ liên lạc. Dựa trên đánh giá tình hình trong nước và quốc tế, cung cấp phân tích sơ bộ về những bất cập về thực tiễn triển khai tại Việt Nam so với kinh nghiệm quốc tế. Sau phân tích thực trạng, tư vấn đề xuất một số ý kiến sơ bộ và một số nội dung cần rà soát thêm trong việc giám sát và điều khiển từ xa đối với hệ thống ĐMTMN.

2. Rà soát các quy định và thông lệ trong nước liên quan đến công tác giám sát và điều khiển từ xa các hệ thống ĐMTMN

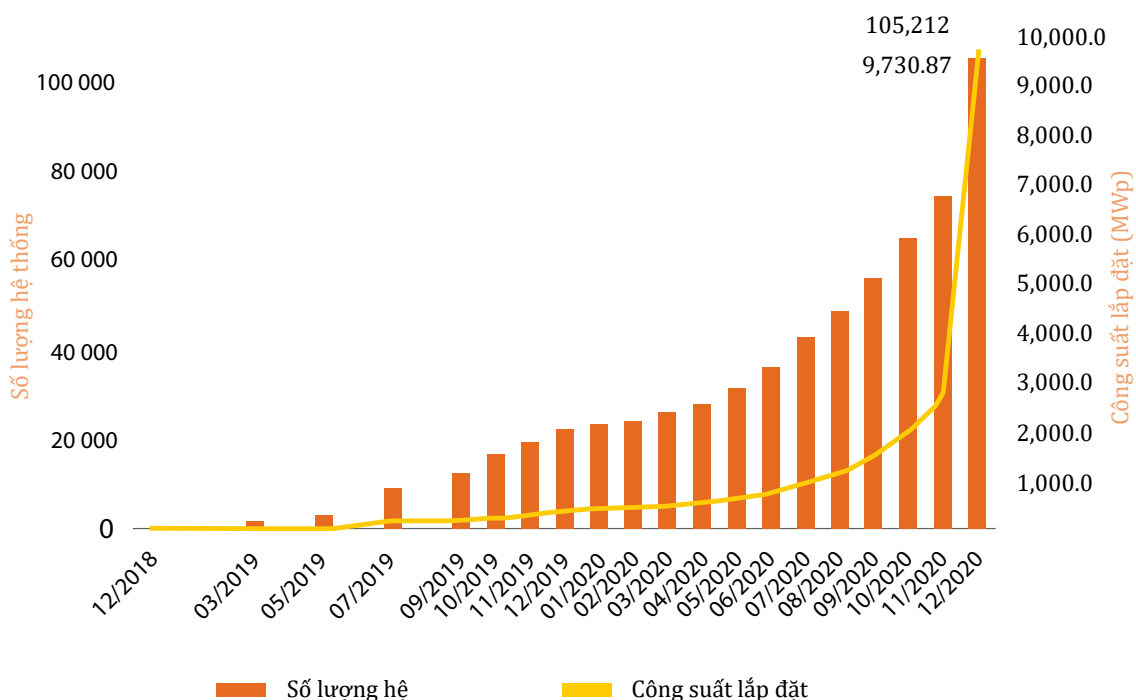
2.1. Khung pháp lý liên quan và các yêu cầu chính đối với các hệ thống ĐMTMN

Với vị trí địa lý thuận lợi, đường bờ biển dài và khí hậu nhiệt đới, Việt Nam sở hữu những nguồn NLTT dồi dào và đa dạng, có thể tận dụng để sản xuất điện năng. Theo Hiệp hội Năng lượng sạch Việt Nam, Việt Nam là một trong những quốc gia nhận được nhiều năng lượng mặt trời nhất trên bản đồ bức xạ mặt trời thế giới. Trung bình, tổng bức xạ mặt trời ở Việt Nam dao động từ 4,3 đến 5,7 kWh/m². Ở các tỉnh Tây Nguyên và Nam Trung Bộ, số giờ nắng khá cao, dao động từ 2.000-2.500 giờ mỗi năm. Bức xạ mặt trời trung bình đạt 150 kcal/m², với khoảng 2.000-2.500 giờ có ánh sáng ban ngày mỗi năm, tiềm năng lý thuyết ước tính vào khoảng 43,9 tỷ TOE. Quy hoạch điện VII điều chỉnh công bố năm 2016 đã đề xuất triển vọng và kế hoạch khai thác khoảng 850 MW điện mặt trời vào năm 2020. Con số này có thể được nâng lên 4.000 MW vào năm 2025 và khoảng 12.000 MW vào năm 2030.

Tuy có tiềm năng nhưng Việt Nam chỉ mới có dự án điện mặt trời nối lưới đầu tiên vào năm 2014 là Nhà máy quang điện Hội An tại Côn Đảo (xây dựng từ tháng 3/2014 với công suất 36 kWp, sản lượng điện đạt hơn 50 MWh/năm và tổng vốn đầu tư khoảng 140 nghìn Euro; hoàn thành đấu nối lưới điện của Điện lực Côn Đảo vào đầu tháng 12/2014).

Để khuyến khích phát triển điện mặt trời (ĐMT), Chính phủ đã ban hành nhiều cơ chế giúp thu hút đầu tư vào các dự án ĐMT. Theo số liệu thống kê của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, tổng công suất lắp đặt ĐMT đến cuối năm 2020 trên cả nước đạt khoảng 19.400 MWp, tương đương

Quá trình phát triển số lượng và công suất lắp đặt ĐMTMN tại Việt Nam

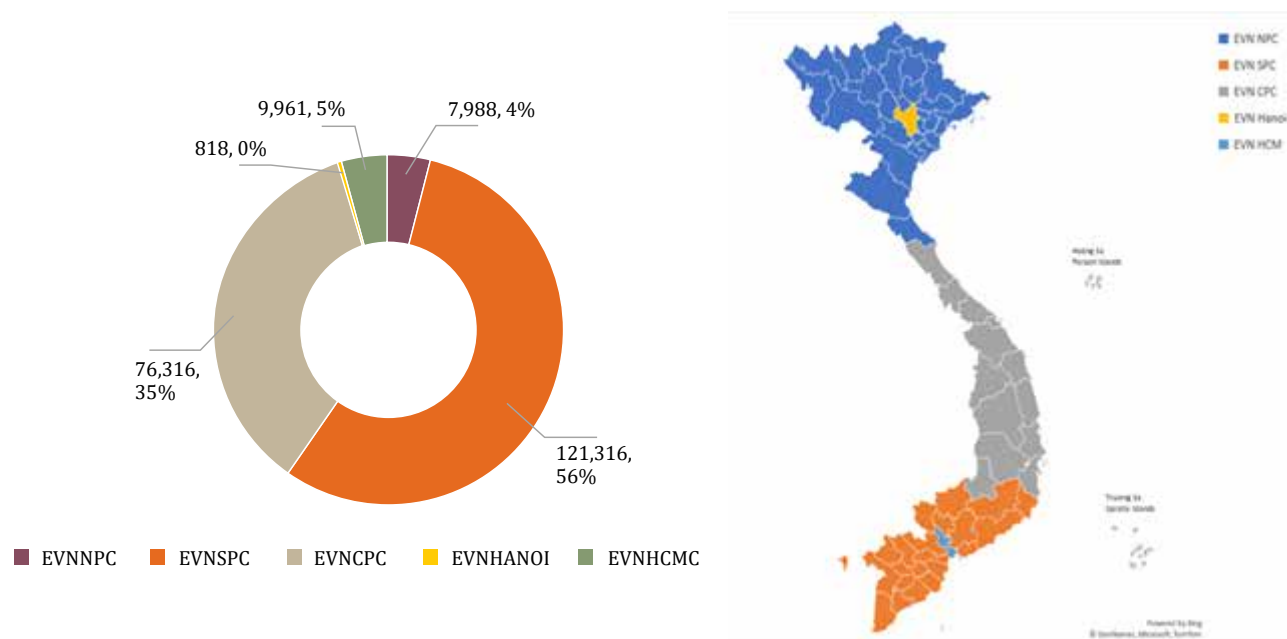


Hình 1. Số lượng và tổng công suất lắp đặt (MWp) các hệ thống ĐMTMN tại Việt Nam tính đến cuối tháng 12/2020

khoảng 16.500 MW - chiếm khoảng 25% tổng công suất lắp đặt nguồn điện của cả hệ thống điện quốc gia, đạt 194% chỉ tiêu nêu trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh (850 MW).

Đến tháng 8/2017, tổng công suất lắp đặt ĐMT chỉ đạt khoảng 28 MW, chủ yếu là cấp điện tại chỗ quy mô nhỏ (cho hộ gia đình ở những khu vực tách lưới và một số dự án mẫu nổi lưới hạ thế, chủ yếu lắp đặt trên các mái các tòa nhà văn phòng). Tuy nhiên, sau khi Chính phủ ban hành cơ chế hỗ trợ các dự án ĐMT, số lượng dự án ĐMT đã tăng lên đáng kể.

Tính đến cuối tháng 12/2020, đã có tổng số 105.212 hệ thống ĐMTMN với công suất 9.730,87



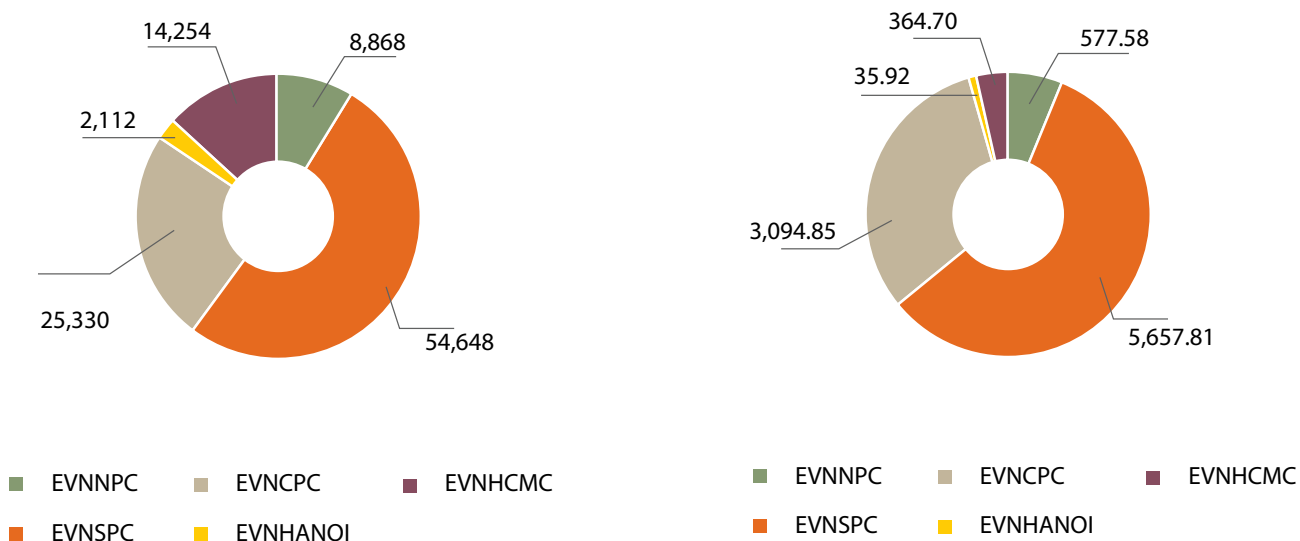
Hình 2. Tổng sản lượng ĐMT phát lên lưới (MWh) theo Tổng công ty điện lực - tháng 12/2020

Sản lượng điện phát lên lưới vào tháng 12: Trong tháng 12/2020, toàn bộ các hệ thống ĐMTMN được lắp đặt đã phát lên lưới điện quốc gia 216.399 MWh (trong tháng 11/2020: 161.756 MWh), trong đó, hơn một nửa là từ Tổng công ty Điện lực Miền Nam (EVN SPC) với sản lượng phát lên lưới đạt 121.316 MWh (Hình 2).

MWp được lắp đặt tại Việt Nam (vào cuối tháng 11/2020: 74.281 hệ thống với công suất 2.875,5 MWp). Như vậy, trong tháng 12/2020, đã có 30.931 hệ thống ĐMTMN với công suất 6.855,4 MWp được lắp đặt mới (xem Hình 1).

2.1.1. Phân theo vị trí địa lý

Số lượng hệ thống đã lắp đặt: Về tổng thể, EVN SPC vẫn có số lượng hệ thống ĐMTMN cao nhất, tiếp theo là EVN CPC. Trong tháng 12/2020, đã có 18.383 hệ thống được lắp đặt mới thuộc quản lý của EVN SPC.

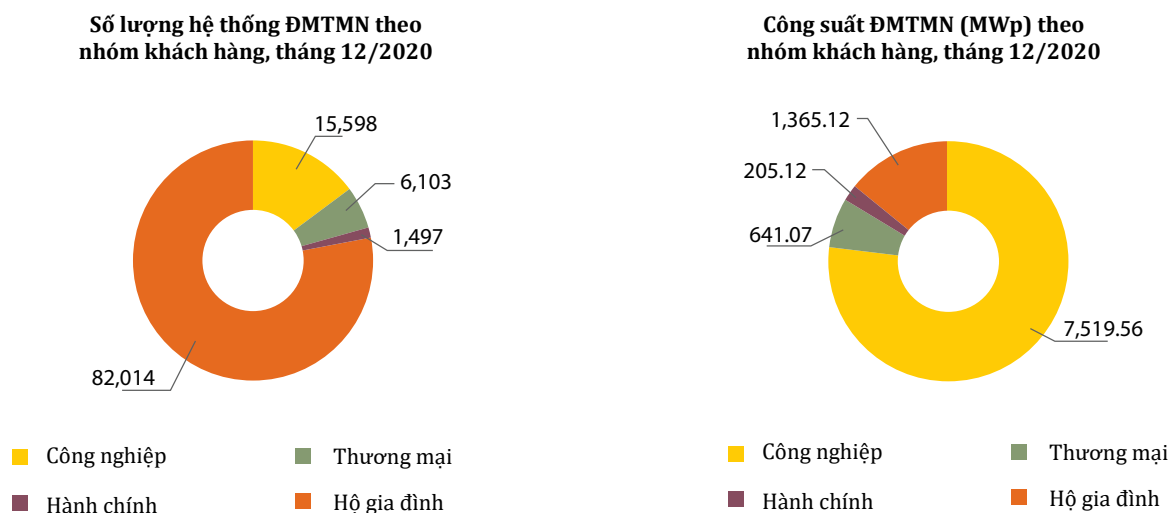


Hình 3. Phân tích số lượng và công suất lắp đặt các hệ thống ĐMTMN theo Tổng công ty điện lực - Tháng 12/2020

Công suất lắp đặt: Trong tháng 12/2020, đã có thêm 4.200,2 MWp công suất lắp đặt mới thuộc quản lý của EVN SPC và 2.068,4 MWp thuộc quản lý của EVN CPC. Tổng cộng, EVN SPC và EVN CPC đang quản lý công suất lắp đặt ĐMTMN cao nhất cả nước, lần lượt 5.657,81 MWp và 3.094,85 MWp (Hình 3).

2.1.2. Phân tích theo nhóm khách hàng

Số lượng hệ thống đã lắp đặt: Trong tháng 12/2020, đã có 19.588 hệ thống được lắp đặt mới trong khu vực hộ gia đình, 9.133 hệ thống trong khu vực công nghiệp, 1.759 hệ thống trong khu



Hình 4. Phân tích số lượng và công suất lắp đặt các hệ thống ĐMTMN theo nhóm khách hàng - Tháng 12/2020

vực thương mại và 451 hệ thống tại các tòa nhà công cộng.

Công suất lắp đặt: Trong tháng 12/2020, công suất lắp đặt bổ sung của các hệ thống ĐMTMN trong khu vực công nghiệp đạt 5.791,65 MWp, tiếp theo là khu vực hộ gia đình với 562,16 MWp, khu vực thương mại và hành chính với lần lượt 392,62 MWp và 108,94 MWp (Hình 4).

2.2. Khung pháp lý và quy định cho ĐMTMN

ĐMTMN hiện đang là xu hướng phát triển năng lượng bền vững tại Việt Nam. Đây cũng là loại hình NLTT giúp tận dụng được không gian mái nhà tại các khu dân cư, cơ sở kinh doanh đã có đầy đủ hạ tầng điện lưới, thuận tiện cho việc đấu nối lưới điện... Chính phủ Việt Nam đã ban hành nhiều cơ chế khuyến khích các thành phần kinh tế như hộ gia đình, khu công nghiệp, khu thương mại đầu tư phát điện sử dụng tại chỗ và bán lại điện năng dư thừa cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN).

Danh mục các văn bản pháp lý chính, chính sách, hướng dẫn, quy định quản lý việc triển khai ĐMTMN gồm:

STT	Tên tài liệu	Mô tả	Các yêu cầu chính liên quan đến ĐMTMN
A. Do Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ ban hành			
A.1 Chiến lược và định hướng			
1	Quyết định 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015 của Thủ tướng Chính phủ	Phê duyệt chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050	Từng bước gia tăng tỷ trọng nguồn NLTT trong sản xuất và tiêu thụ năng lượng quốc gia nhằm giảm sự phụ thuộc vào các nguồn năng lượng hóa thạch, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, giảm nhẹ biến đổi khí hậu, bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế - xã hội bền vững
2	Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/03/2016 của Thủ tướng Chính phủ	Phê duyệt Đề án điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030	Đẩy nhanh phát triển nguồn điện sử dụng năng lượng mặt trời, bao gồm cả nguồn tập trung lắp đặt trên mặt đất và nguồn phân tán lắp đặt trên mái nhà: Đưa tổng công suất nguồn ĐMT từ mức không đáng kể hiện nay lên khoảng 850 MW vào năm 2020, khoảng 4.000 MW vào năm 2025, và khoảng 12.000 MW vào năm 2030.
3	Nghị quyết 55-NQ/TW ngày 11/02/2020 của Ban Chấp hành Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam	Về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045	Ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mới, năng lượng sạch; Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045.
A.2 Cơ chế hỗ trợ			
4	Quyết định 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/04/2017 của Thủ tướng Chính phủ	Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam	Giá FIT cho ĐMTMN và trang trại ĐMT (9,35 US cent/kWh)

5	Quyết định 02/2019/QĐ-TTg ngày 08/01/2019 của Thủ tướng Chính phủ (cơ chế có hiệu lực đến ngày 31/12/2020)	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/04/2017 của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam	Giá FIT cho ĐMTMN và trang trại ĐMT (9,35 US cent/kWh)
6	Quyết định 13/2020/QĐ-TTg ngày 06/04/2020 của Thủ tướng Chính phủ	Cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam	Hệ thống ĐMTMN: là hệ thống điện mặt trời được lắp đặt trên mái của các công trình xây dựng, công suất <01 MW, đấu nối trực tiếp/gián tiếp vào lưới điện trung thế (<35 kV). Thực hiện: Hệ thống ĐMTMN (Chương III) phải đăng ký đấu nối với EVN hoặc đơn vị thành viên được EVN ủy quyền. EVN đầu tư, lắp đặt và bảo dưỡng thiết bị đo đếm điện năng. Tổ chức, cá nhân đầu tư lắp đặt hệ thống ĐMTMN phải đảm bảo các yêu cầu về an toàn điện, an toàn công trình xây dựng, môi trường, phòng chống cháy nổ theo quy định hiện hành.

B. Do Bộ Công Thương ban hành

1	Thông tư 40/2014/TT-BCT ngày 05/11/2014 của Bộ Công Thương	Quy định quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia	Quy định chung về điều độ hệ thống điện
2	Thông tư 39/2015/TT-BCT ngày 18/11/2015 của Bộ Công Thương	Quy định hệ thống điện phân phối	Quy định trình tự, thủ tục đàm phán, thỏa thuận đấu nối vào lưới điện phân phối (Phần 3)
3	Thông tư 16/2017/TT-BCT ngày 12/09/2017 của Bộ Công Thương	Quy định phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời	
4	Thông tư 30/2019/TT-BCT ngày 18/11/2019 của Bộ Công Thương	Sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 25/2016/TT-BCT và Thông tư 39/2015/TT-BCT	Sửa đổi, bổ sung quy định đối với hệ thống điện phân phối

5	Quyết định 55/QĐ-ĐTĐL ngày 22/08/2017 Của Cục Điều tiết điện lực Việt Nam	Yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA	SCADA/EMS/DMS/OMS
6	Thông tư 18/2020/TT-BCT ngày 17/07/2020 của Bộ Công Thương	Quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho dự án điện mặt trời	1. Đăng ký đấu nối (địa điểm lắp đặt, quy mô <1,25 MWp, đường dây tải điện, điểm đấu nối dự kiến) 2. Nộp hồ sơ đề nghị bán điện (tài liệu kỹ thuật về tấm quang điện, bộ biến đổi điện từ một chiều sang xoay chiều (bộ nghịch lưu), đường dây tải điện, trạm biến áp trung thế, giấy chứng nhận xuất xứ, chứng nhận chất lượng thiết bị) 3. Các bên thực hiện kiểm tra kỹ thuật, lắp đặt công tơ đo đếm sản lượng điện, chốt chỉ số công tơ, ký hợp đồng mua bán điện, đóng điện, đưa hệ thống vào vận hành. 4. Bên bán điện phải bảo đảm bộ nghịch lưu có chức năng cắt hòa lưới điện khi lưới điện của Bên mua điện không có điện, chống khả năng can thiệp, chiếm quyền giám sát hoạt động, vận hành từ các yếu tố bên ngoài và đảm bảo tuân thủ các tiêu chuẩn, quy chuẩn, quy định của pháp luật về chất lượng điện năng. 5. Kết nối hệ thống SCADA (Hợp đồng, Phụ lục A: Thỏa thuận đấu nối) 6. Hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho hệ thống ĐMTMN (Phụ lục 2)
7	Hướng dẫn kỹ thuật HDKTXD:2020 của Bộ Xây dựng	Hướng dẫn kỹ thuật liên quan đến an toàn công trình xây dựng khi lắp đặt hệ thống ĐMTMN	Hướng dẫn kỹ thuật liên quan đến công tác đảm bảo an toàn thi công khi lắp đặt hệ thống ĐMTMN có công suất nhỏ hơn 01 MW.

Văn bản do Bộ Công Thương, EVN và các cơ quan khác ban hành:

STT	Tên tài liệu	Mô tả	Các yêu cầu chính liên quan đến ĐMTMN
1	Văn bản số 4725/ EVN-KTSX ngày 11/11/2015 của EVN.	Định hướng Trung tâm điều khiển xa và Trạm biến áp không người trực	Quy định giao thức Trung tâm điều khiển xa
2	Văn bản số 5711/ EVN-VTCNTT ngày 06/11/2018 của EVN.	Sử dụng mạng di động để làm kênh truyền dữ liệu.	Giải pháp đấu nối mạng riêng ảo sử dụng APN (tên điểm truy cập) để trao đổi trực tiếp dữ liệu từ nhà cung cấp mạng tới hệ thống của người dùng.
3	Văn bản số 1532/ EVN-KD ngày 27/03/2019 của EVN.	Hướng dẫn thực hiện đối với các dự án điện mặt trời trên mái nhà	Hướng dẫn cơ chế định giá, ký kết và nghiệm thu hợp đồng.
4	Văn bản số 7088/ BCT-ĐL ngày 22/09/2020 của Bộ Công Thương.	Hướng dẫn thực hiện phát triển điện mặt trời mái nhà.	Công trình xây dựng được quy định tại khoản 10 Điều 3 Luật Xây dựng năm 2014 (1.b.i). Mái nhà của công trình xây dựng phải đáp ứng theo quy định tại Phụ lục 2 Thông tư số 03/2016/TT-BXD năm 2016. Trường hợp có nhiều hệ thống ĐMTMN có tổng công suất > 01 MW tại cùng một địa điểm (mua lại) thì không được gộp chung thành một hợp đồng. Có nghĩa là mỗi điểm đấu nối cần một HĐMBĐ. Trường hợp ĐMT có công suất < 01 MW và không lắp trên mái nhà của công trình xây dựng; trường hợp hệ thống ĐMT của trang trại chăn nuôi, trồng trọt > 01 MW; trường hợp hệ thống ĐMT đấu nối vào cấp điện áp trên 35 kV thì không được áp dụng giá bán điện đối với hệ thống ĐMTMN.
5	Công văn 3288/ C07-P4 ngày 08/09/2020 của Cục Cảnh sát Phòng cháy chữa cháy và cứu nạn cứu hộ.	Hướng dẫn công tác thẩm duyệt thiết kế về PCCC đối với nhà máy ĐMT và hệ thống ĐMTMN.	Hướng dẫn và xác định các hệ thống ĐMTMN cần và không cần phải thẩm duyệt thiết kế PCCC (tùy thuộc vào kích thước, kết cấu và mục đích sử dụng của công trình có lắp đặt hệ thống ĐMTMN).

6	Văn bản số 6948/ EVN-KD ngày 19/10/2020 của EVN.	Hướng dẫn thực hiện phát triển điện mặt trời mái nhà theo Quyết định 13/2020/ QĐ-TTg.	Triển khai chi tiết Quyết định 13, Thông tư 18, Văn bản 7088/BCT-ĐL ngày 22/9/2020 và kèm theo lưu đồ. Kết nối lưới điện hạ áp: tổng công suất ĐMT < công suất của trạm biến áp; hệ thống có công suất < 20 kWp: cho phép đấu nối 01 pha hoặc 03 pha; > 20 kWp: phải đấu nối 03 pha, chỉ cho phép đấu nối 01 pha trong trường hợp lưới điện khu vực chỉ có 01 pha. Hệ thống đấu nối lưới điện trung áp: thực hiện theo quy định từ Điều 43 đến Điều 51 (Thông tư 39), và Khoản 14 đến Khoản 18 (Thông tư 30). Ưu tiên lắp đặt công tơ ở phía hạ thế của máy biến áp nâng áp. Hồ sơ đề nghị bán điện (2.c) và kiểm tra kỹ thuật (2.d): phải có chức năng chống phát điện lên lưới điện khi lưới điện không có điện, các hạng mục còn lại kiểm tra trên cơ sở hồ sơ kỹ thuật do chủ đầu tư cung cấp.
7	Văn bản số 10466/ EVNSPC-KT ngày 01/12/2020 của Tổng công ty Điện lực miền Nam	Hướng dẫn trình tự thực hiện thỏa thuận đấu nối ĐMTMN vào lưới điện trung áp theo văn bản số 6948/ EVN-KD.	Trình tự thỏa thuận đấu nối ĐMTMN vào lưới điện trung áp. Yêu cầu về các hồ sơ, tài liệu. Số liệu tính toán về tác động của dự án đến lưới điện tại điểm đấu nối.
8	Văn bản 8420/ EVN-KD ngày 25/12/2020 của EVN.	Phát triển ĐMTMN sau ngày 31/12/2020.	Dừng ký hợp đồng mua bán điện từ các hệ thống ĐMTMN và chờ đợi đến khi có cơ chế mới.
9	Văn bản số 4304/ ĐĐQG-PT ngày 10/11/2021 của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia.	Tài liệu hướng dẫn về các yêu cầu kỹ thuật đối với bộ biến tần ĐMTMN đấu nối vào lưới điện trung áp có công suất lắp đặt từ 500 kWp trở lên.	Tổ chức cài đặt và kiểm tra. Việc cài đặt các tham số ban đầu cho hệ thống điều khiển và bảo vệ của biến tần đấu nối lưới trung thế phải đảm bảo tuân thủ Khoản 11 Điều 2 (Thông tư 30), đảm bảo yêu cầu vận hành của thiết bị. Đảm bảo ĐMTMN không thay đổi chế độ hoạt động, ưu tiên tạo ra nguồn điện tự dùng.
10	Văn bản số 9412/ EVN SPC-KT ngày 20/10/2021 của Tổng công ty Điện lực miền Nam.	Tài liệu hướng dẫn về các yêu cầu kỹ thuật đối với biến tần ĐMTMN.	Hướng dẫn cài đặt biến tần ĐMTMN > 500 kWp.

Để khuyến khích nhiều thành phần kinh tế hơn tham gia phát triển các nguồn NLTT như sinh khối, ĐMT, điện gió, nhiều quốc gia trên thế giới đã ban hành chính sách về cơ chế hỗ trợ các nhà đầu tư phát triển dự án NLTT như cơ chế bù trừ điện năng, thỏa thuận về đo đếm, biểu giá FIT... Tại Việt Nam, Chính phủ cũng đã ban hành nhiều cơ chế, chính sách thúc đẩy phát triển các nguồn NLTT, trong đó có ĐMTMN.

Các khía cạnh chính của biểu giá điện hỗ trợ, các yêu cầu kỹ thuật đối với ĐMTMN, các yêu cầu về giám sát và điều khiển, v.v. [đề cập trong mục 2.2.1 -2.2.7] sẽ được giới thiệu trong phần còn lại của chương này.

2.2.1. Biểu giá điện hỗ trợ

Việt Nam triển khai các chương trình áp dụng giá FIT cho ĐMTMN theo hai giai đoạn, gồm:

- Chương trình FIT đầu tiên áp dụng cho các hệ thống ĐMTMN có ngày vận hành thương mại ("COD") trước 30/06/2019 (FIT 1).
- Chương trình FIT thứ hai áp dụng cho các hệ thống ĐMTMN có ngày vận hành thương mại từ 01/07/2019 đến hạn cuối của FIT vào ngày 31/12/2020 (FIT 2).

Về giá cho ĐMT vận hành sau ngày 31/12/2020, dự kiến sẽ áp dụng một cơ chế đấu thầu cạnh tranh mới (còn được gọi là đấu thầu ĐMT hoặc đấu thầu ngược các dự án ĐMT) để xác định mức giá mua điện cho các hệ thống/dự án ĐMT không đủ điều kiện tham gia các chương trình giá FIT. Đối với ĐMTMN, vẫn chưa có cơ chế rõ ràng cho giai đoạn sau năm 2020.

FIT 1 cho ĐMTMN

Năm 2017, Việt Nam trở thành quốc gia thứ 5 ở Đông Nam Á khởi xướng chương trình hỗ trợ tự tiêu thụ điện từ hệ thống ĐMTMN. Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg, ban hành vào tháng 04/2017 đã xác định vai trò của các cơ quan liên quan trong việc thúc đẩy phát triển các dự án ĐMT mặt đất và mái nhà, thiết lập các điều khoản khuyến khích để thúc đẩy đầu tư vào điện mặt trời. Theo Quyết định này, cơ chế bù trừ điện năng có thể mang lại lợi ích cho các hệ thống ĐMTMN bằng cách cho phép tích lũy lượng điện năng dư thừa từ các hệ thống trong mỗi chu kỳ thanh toán dưới dạng các khoản tín dụng, được sử dụng để bù trừ cho lượng điện năng tiêu thụ trong các chu kỳ thanh toán tiếp theo. Vào cuối chu kỳ thanh toán hoặc cuối năm, các khoản tín dụng còn lại sẽ được công ty phân phối điện hoàn trả theo mức giá FIT là 9,35 US cent/kWh. Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg chỉ có hiệu lực từ ngày 01/06/2017 đến ngày 30/06/2019, và Bộ Công Thương có nhiệm vụ đề xuất các cơ chế hỗ trợ thay thế, áp dụng cho cả các dự án ĐMT mặt đất và mái nhà sau thời hạn này.

Những điểm nổi bật về ĐMTMN của Quyết định 11/2017/QĐ-TTg được mô tả trong bảng dưới đây:

Điểm nổi bật	Quy hoạch phát triển ĐMT cấp quốc gia và cấp tỉnh được xây dựng với tầm nhìn đến năm 2030, chỉ áp dụng cho các dự án nổi lưới Ban hành cơ chế bù trừ điện năng cho các dự án ĐMTMN
Bên mua điện	EVN có trách nhiệm mua toàn bộ lượng điện năng sản xuất từ các dự án ĐMT đã được phê duyệt
Cơ chế định giá	- Giá mua điện được điều chỉnh theo sự thay đổi của tỷ giá VND/USD (vào ngày công bố tỷ giá cuối cùng của năm trước). - Giá bán lẻ khuyến nghị (RRP) cho các dự án nổi lưới được niêm yết ở mức 9,35 US cent/kWh cho cả hai loại dự án ĐMT mái nhà và mặt đất. Biểu giá có xét đến biến động tỷ giá là 2.086 đồng/kWh tính đến trước ngày 01/01/2018, 2.096 đồng/kWh cho năm 2018, và 2.134 đồng/kWh cho năm 2019. - Biểu giá này được áp dụng cho toàn bộ thời hạn của HĐMBĐ. - Biểu giá trên áp dụng cho các dự án ĐMT nổi lưới với hiệu suất của tế bào quang điện trên 16% (hoặc hiệu suất của mô-đun trên 15%). - Đối với các dự án ĐMTMN, áp dụng cơ chế bù trừ điện năng bằng cách sử dụng công tơ hai chiều. Nếu sản lượng điện tạo ra lớn hơn lượng điện tiêu thụ thì phần điện năng dư thừa được chuyển sang chu kỳ thanh toán tiếp theo. Vào cuối năm hoặc khi kết thúc hợp đồng, lượng điện năng dư thừa sẽ được bán cho bên mua điện theo giá quy định trong hợp đồng mua bán điện (tham khảo giá ở trên).
Ưu đãi	- Các ưu đãi như vốn đầu tư và các ưu đãi về thuế² có khả năng áp dụng. - Ưu đãi về đất đai³ - Các dự án ĐMT, công trình đường dây và trạm biến áp để đấu nối với lưới điện được miễn, giảm tiền sử dụng đất, tiền thuê đất, tiền thuê mặt nước theo quy định của pháp luật hiện hành áp dụng cho dự án thuộc lĩnh vực ưu đãi đầu tư; miễn thuế nhập khẩu⁴ (nguyên liệu, vật tư, bán thành phẩm trong nước chưa sản xuất được).
Thời hạn hợp đồng	Việc bán điện theo Hợp đồng mua bán điện mẫu sẽ có thời hạn 20 năm và được gia hạn theo thỏa thuận của các bên.

² Nghị định 118/2015/NĐ-CP ngày 12/11/2015: Điều 16

³ Nghị định 46/2014/NĐ-CP ngày 15/05/2014: Điều 19, Điều 20

⁴ Thông tư số 83/2016/TT-BTC hướng dẫn thực hiện ưu đãi đầu tư: Điều 5

Nhằm hướng dẫn chi tiết việc thực hiện Quyết định 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/04/2017 của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án ĐMT tại Việt Nam, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư số 16/2017/TT-BCT (“Thông tư 16”) ngày 12/09/2017 về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu (“Hợp đồng mua bán điện mẫu”) cho các dự án ĐMT, có hiệu lực từ ngày 26/10/2017. Dưới đây là những điểm chính được giới thiệu theo Thông tư 16/2017/TT-BCT:

Điểm nổi bật	Thông tư cung cấp hướng dẫn cho các dự án ĐMT về:
	• Các khía cạnh về quy hoạch và phát triển • Giá bán điện của các dự án ĐMT nối lưới và ĐMTMN • HĐMBĐ mẫu cho các dự án lưới điện và mái nhà, và (iv) vai trò của các tổ chức chính có liên quan.
Điều kiện hạn chế	Thông tư 16 đưa ra các điều kiện để phát triển dự án ĐMT. Một dự án ĐMT phải có trong quy hoạch phát triển ĐMT cấp tỉnh hoặc cấp quốc gia, nếu không, nhà đầu tư phải thực hiện các thủ tục để đăng ký bổ sung danh mục.
Yêu cầu về cấp phép	Các dự án ĐMT, cả dự án nối lưới và mái nhà, có công suất từ 1 MW trở lên phải tuân thủ theo các yêu cầu về cấp phép của Bộ Công Thương.
Hợp đồng mua bán điện (HĐMBĐ)	• Việc sử dụng HĐMBĐ mẫu là bắt buộc đối với việc mua bán điện từ các dự án trên mái nhà giữa chủ dự án ĐMTMN và bên mua điện (tức là các Tổng công ty điện lực thuộc EVN tại địa phương/khu vực có liên quan). • Các bên tham gia HĐMBĐ mẫu (nghĩa là chủ sở hữu tòa nhà và EVN) có thể bổ sung một số nội dung vào HĐMBĐ mẫu để làm rõ quyền và nghĩa vụ của mình nhưng không được thay đổi nội dung cơ bản của HĐMBĐ mẫu. • Do đó, dư địa cho việc đàm phán hoặc sửa đổi hoặc bổ sung các HĐMBĐ mẫu thường bị hạn chế.

Ngoài ra, ngày 08/01/2019, Chính phủ Việt Nam đã ban hành Quyết định số 02/2019/QĐ-TTg sửa đổi, bãi bỏ một số quy định của Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển ĐMT tại Việt Nam. Quyết định 02/2019/QĐ-TTg có hiệu lực ngay khi ban hành. Dưới đây là một số điểm đáng chú ý của Quyết định 02/2019/QĐ-TTg:

Bảng 1. Các chế độ điều chỉnh phụ tải

Điểm nổi bật	• Ban hành cơ chế thanh toán mới để giải quyết các vấn đề của cơ chế bù trừ điện năng đối với các dự án ĐMTMN theo Quyết định 11. • Trách nhiệm của các cơ quan chính phủ, đặc biệt là Bộ Công Thương và Bộ Tài chính được sửa đổi.
Cơ chế thanh toán mới cho các dự án ĐMTMN	• Các dự án ĐMTMN sẽ được hưởng cơ chế mua bán điện mới, tách bạch giữa chiều giao và chiều nhận điện của công tơ hai chiều. Cơ chế này đã thay thế cơ chế bù trừ điện năng trước đây tại Quyết định số 11. • Theo đó, bên bán điện phải thanh toán cho tất cả lượng điện năng nhận được từ lưới điện của EVN (điện năng nhập vào, nếu có) dựa trên các quy định hiện hành có liên quan (tức là biểu giá bán lẻ điện của EVN). • Ngày 20/03/2019, Bộ Công Thương ban hành Quyết định số 648 quy định biểu giá bán lẻ điện bình quân mới là 1.864,44 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế GTGT) cũng như biểu giá bán lẻ điện mới áp dụng từ ngày 20/03/2019. Theo đó, cơ cấu và phân bổ biểu giá điện bán lẻ điện khác nhau giữa các nhóm khách hàng khác nhau (công nghiệp, thương mại và hộ gia đình/dân dụng), điện áp và thời gian sử dụng (giờ cao điểm, bình thường và giờ thấp điểm), như được trình bày chi tiết trong Phụ lục A1. • Bên mua điện (tức là các Tổng công ty Điện lực có liên quan của EVN) sẽ thanh toán cho toàn bộ lượng điện năng phát lên lưới từ các dự án ĐMTMN (điện năng phát vào lưới điện, nếu có) theo biểu giá mua do Bộ Công Thương quy định, sẽ được thảo luận thêm dưới đây. • Tất cả các dự án ĐMTMN có ngày vận hành thương mại (ngày xác nhận vận hành và bắt đầu đo đếm) trước 01/07/2019 được hưởng FIT là 9,35 US cent/kWh theo Quyết định 11. Giá ĐMTMN cho năm tiếp theo phải được điều chỉnh theo tỷ giá hối đoái giữa Đồng Việt Nam và Đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố vào ngày công bố tỷ giá cuối cùng của năm trước. • Bãi bỏ điều kiện về việc chỉ bán điện cho bên mua mỗi năm một lần vào cuối năm hoặc khi hợp đồng chấm dứt. • Bộ Công Thương chịu trách nhiệm ban hành quy chuẩn kỹ thuật về ĐMT, quy định về đấu nối, đo đếm điện năng đối với dự án ĐMT và hướng dẫn thủ tục đấu nối, lắp đặt công tơ của các dự án ĐMTMN.

Thay đổi trách nhiệm của các cơ quan chính phủ

- Bộ Công Thương hiện đã ban hành các quy định về đấu nối dự án ĐMT, trong đó không hướng dẫn cách tính toán cơ chế bù trừ điện năng do cơ chế này đã bị bãi bỏ.
- Bộ Công Thương cũng có trách nhiệm cung cấp chỉ dẫn tính toán giá mua điện cho các dự án ĐMT theo tỷ giá VND/USD, thay vì áp dụng giá mua điện điều chỉnh theo tỷ giá VND/USD cho các dự án ĐMT trong năm tiếp theo.
- Bộ Tài chính không còn phải xem xét sửa đổi các quy định về miễn thuế và phí cho các dự án trên mái nhà.

Bộ Công Thương cũng đã ban hành Thông tư 05/2019/TT-BCT ngày 11/03/2019 sửa đổi Thông tư 16 và hướng dẫn bổ sung cơ chế thanh toán cho sản lượng điện từ các dự án ĐMTMN xuất lên lưới điện của EVN.

Bảng 2. Những điểm nổi bật của Thông tư số 05/2019/TT-BCT

Điểm nổi bật	• Có hiệu lực từ ngày 25/04/2019, Thông tư số 05 cung cấp mẫu hợp đồng mua bán điện (HĐMBĐ) mới cho các dự án ĐMTMN, thay thế cho các HĐMBĐ ĐMTMN của Thông tư số 16 trước đây để triển khai cơ chế mới theo Quyết định số 02 cho ĐMTMN. • Thông tư cũng giải thích rõ hơn về việc thanh toán theo giá mua bán điện đối với lượng điện năng từ hệ thống ĐMTMN xuất lên lưới điện EVN, lập hóa đơn và thanh quyết toán, yêu cầu về thời hạn và nghĩa vụ của các đơn vị phát điện trên mái nhà và của EVN.
Bãi bỏ cơ chế bù trừ điện năng	Thông tư 05 bãi bỏ việc thanh toán theo cơ chế bù trừ điện năng đối với các dự án ĐMTMN. Cụ thể, lượng điện năng phát ra từ các dự án nối lưới và lượng điện năng nhận từ lưới điện sẽ được tính toán tách bạch, không áp dụng theo cơ chế bù trừ điện năng.
Cách tính giá mua điện	Thông tư 05 sửa đổi Điều 16 Thông tư 16 như sau: • Trước ngày 01/01/2018, giá mua bán điện là 2.086 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế GTGT, tương đương 9,35 US cent/kWh, theo tỷ giá trung tâm của đồng Việt Nam do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố ngày 10/4/2017 là 22.316 đồng/USD) ; • Từ ngày 01/01/2018, giá mua bán điện trên sẽ được điều chỉnh theo tỷ giá trung tâm của Đồng Việt Nam với Đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố vào ngày công bố tỷ giá cuối cùng của năm trước.

Thời hạn thanh toán và lập hóa đơn điện	- Theo Thông tư số 05, căn cứ sản lượng điện mà hai bên đã thống nhất và giá mua điện như đã thảo luận ở trên, định kỳ hàng tháng, EVN có trách nhiệm thanh toán tiền điện cho bên bán điện tương ứng với lượng điện năng đã xuất lên lưới trong tháng. - Về thời hạn liên quan đến việc thanh toán của EVN, Thông tư số 05 quy định rằng việc thanh toán phải được thực hiện trong vòng bảy (07) ngày làm việc kể từ ngày: (a) Bên bán điện thống nhất với EVN về chỉ số công tơ và lượng điện năng phát lên lưới điện EVN (theo thông báo của EVN), và (b) Đã nộp đủ hồ sơ yêu cầu thanh toán và các tài liệu hỗ trợ cho EVN. Các chứng từ như bảng kê chỉ số công tơ và sản lượng điện hàng tháng, hóa đơn của đơn vị phát điện (trường hợp đơn vị phát điện là doanh nghiệp phát hành hóa đơn hàng tháng); và các chứng từ thuế liên quan bao gồm các khoản thuế, phí theo quy định (nếu doanh thu phải chịu thuế). - Nếu EVN không thanh toán tiền điện cho bên bán điện trong thời hạn nêu trên, Thông tư số 05 quy định EVN phải trả lãi phạt chậm trả cho toàn bộ khoản tiền chậm trả tính từ ngày sau ngày đến hạn thanh toán cho đến ngày EVN thực hiện thanh toán. Lãi phạt chậm trả được tính bằng lãi suất giao dịch bình quân liên ngân hàng kỳ hạn một (01) tháng do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố tại thời điểm EVN thanh toán.
Sửa đổi hợp đồng mua bán điện mẫu	- Giá hợp đồng mua bán điện hàng năm sẽ được điều chỉnh theo tỷ giá trung tâm của Đồng Việt Nam so với Đô la Mỹ do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố vào ngày công bố tỷ giá cuối cùng của năm trước; - Quy định việc thanh toán tiền điện hàng tháng cho chủ dự án là doanh nghiệp và chủ dự án là cá nhân, tổ chức không phải là doanh nghiệp; - Không còn quy định về cơ chế bù trừ điện năng; - Quy định việc nộp và xuất hóa đơn thuế giá trị gia tăng đối với doanh thu sản lượng điện phát từ công trình lên lưới.

Lưu ý rằng: Theo Điều 12.2 của Quyết định 11, bên bán điện từ các dự án ĐMTMN phải bán điện cho bên mua theo cơ chế bù trừ điện năng, sử dụng công tơ hai chiều. Nếu sản lượng điện từ các dự án trên mái nhà lớn hơn lượng điện năng mà bên bán tiêu thụ thì lượng điện năng dư thừa sẽ được chuyển sang chu kỳ giao dịch tiếp theo. Vào cuối năm hoặc khi chấm dứt hợp đồng, toàn bộ lượng điện dư thừa sẽ được bán cho bên mua theo giá bán đã xác định. Tuy nhiên, theo Quyết định 02, cơ chế bù trừ điện năng đã được thay thế bằng cơ chế tiêu thụ trực tiếp - cung ứng trực tiếp. Giờ đây, bên mua sẽ phải thanh toán trực tiếp/riêng biệt cho lượng điện năng nhận được từ bên bán điện từ các dự án ĐMTMN, trong khi bên bán phải thanh toán trực tiếp/riêng biệt cho lượng điện năng nhận/tiêu thụ từ lưới điện. Một điểm khác đáng chú ý là Quyết định 02 cũng bỏ điều kiện việc bán điện cho bên mua được thực hiện mỗi năm một lần vào cuối năm hoặc khi chấm dứt hợp đồng.

FIT 2 cho ĐMTMN

Quyết định mới số 02/2019/QĐ-TTg ban hành vào tháng 01/2019 đã lấp đầy khoảng trống pháp lý của Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ban hành vào tháng 04/2017. Nhìn chung, Quyết định 13/2020/QĐ-TTg ngày 06/04/2020 đã có sự phân biệt rõ ràng giữa các dự án ĐMT nổi lưới và ĐMTMN, mỗi loại hình dự án được hưởng các chế độ và biểu giá điện hỗ trợ (FIT) khác nhau. Quyết định mới này có hiệu lực từ ngày 22/05/2020, quy định cụ thể giá mua điện mới áp dụng cho các dự án ĐMT nổi lưới đã được cấp có thẩm quyền phê duyệt trước ngày 23/11/2019 và được vận hành thương mại từ ngày 01/7/2019 đến ngày 31/12/2020 (trừ các dự án đã được quy hoạch trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận có thời điểm vận hành thương mại trước ngày 01/01/2021, tổng công suất tích lũy không quá 2.000 MW được áp dụng giá mua điện cũ).

Nhìn chung, việc phân loại các dự án điện theo Quyết định 13 vẫn giống như Quyết định 11, theo đó, các dự án ĐMT được chia thành ĐMT nổi lưới và ĐMTMN. Tuy nhiên, Quyết định 13 đã làm rõ hơn bằng cách phân loại bổ sung các dự án điện nổi lưới thành hai loại - đó là ĐMT nổi và ĐMT mặt đất. Các dự án điện nổi là một dạng nhà máy điện mới trong lĩnh vực năng lượng mặt trời của Việt Nam, được định nghĩa là dự án ĐMT nổi lưới có các tấm quang điện lắp đặt trên cấu trúc nổi trên mặt nước. Các dự án ĐMT nổi lưới khác, không thuộc loại ĐMT nổi sẽ được coi là dự án ĐMT mặt đất. Mặc dù cả hai dạng dự án ĐMT nổi và ĐMT mặt đất đều được nổi lưới, nhưng sẽ hưởng mức FIT khác nhau theo Quyết định 13.

Tương tự như Quyết định 11, thời hạn của Hợp đồng mua bán điện mẫu sẽ là 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại (COD) đối với các dự án ĐMT nổi lưới. Đối với dự án trên mái nhà mà bên mua điện là EVN hoặc các đơn vị thành viên được ủy quyền, thời hạn của Hợp đồng mua bán điện mẫu không quá 20 năm kể từ ngày phát điện.

Theo Quyết định 13, bên mua điện là EVN, các đơn vị thành viên hoặc các bên khác có trách nhiệm mua toàn bộ lượng điện sản xuất từ các dự án đã đấu nối vào hệ thống lưới điện quốc gia. Đây có thể coi là một động thái nhằm giảm rủi ro cắt giảm công suất cho các đơn vị sản xuất điện, từ đó khuyến khích các nhà đầu tư tham gia vào thị trường năng lượng mặt trời.

Tuy nhiên, Quyết định 13 có phần giới hạn nghĩa vụ mua điện của bên mua ở mức “toàn bộ điện năng được sản xuất cho lưới điện quốc gia”, trong khi Quyết định 11 trước đây yêu cầu bên mua phải mua “toàn bộ điện năng được sản xuất từ các dự án ĐMT”.

Như đã đề cập ở trên, điểm mới trong Quyết định số 13 là việc đưa các hệ thống ĐMT nổi và ĐMT mặt đất vào định nghĩa các dự án ĐMT nổi lưới. Hệ thống ĐMT nổi, mặc dù vẫn phải tuân thủ theo các yêu cầu cho tất cả các dự án điện nổi lưới, nhưng được hưởng FIT có lợi hơn.

Nếu bên mua là EVN hoặc các đơn vị thành viên, giá FIT sẽ được áp dụng như bảng dưới đây:

Bảng 3. Giá điện theo FIT 2

Loại hình dự án ĐMT	Giá FIT (US cent/kWh) (chưa bao gồm thuế GTGT)
Dự án ĐMT nổi	7,69
Dự án ĐMT mặt đất	7,09
Dự án ĐMTMN	8,38

Theo Quyết định 13, hệ thống ĐMTMN được xác định là hệ thống ĐMT có các tấm quang điện được lắp đặt trên mái nhà của công trình xây dựng và có công suất không quá 1 MW, đấu nối trực tiếp hoặc gián tiếp vào lưới điện có cấp điện áp từ 35 kV trở xuống của bên mua điện. Ngưỡng công suất 1 MW, mặc dù không được nêu trong Quyết định 11 trước đây, nhưng vẫn phù hợp với Thông tư số 16/2017/TT-BCT vào tháng 9/2017 quy định về phát triển dự án và HĐMBĐ mẫu áp dụng cho các dự án ĐMT. Theo đó, các dự án ĐMTMN có công suất vượt ngưỡng này sẽ phải thực hiện các thủ tục liên quan đến quy hoạch, tương tự như các dự án điện nổi lưới khác. Để đấu nối trực tiếp hoặc gián tiếp vào lưới điện quốc gia, các dự án ĐMTMN phải đăng ký đấu nối với EVN hoặc các đơn vị thành viên được ủy quyền. Quy định này sẽ tạo thuận lợi cho các nhà đầu tư, giúp các dự án ĐMTMN có được phê duyệt đấu nối dễ dàng hơn, đồng thời đảm bảo lưới điện quốc gia không bị tắc nghẽn hoặc quá tải. Đồng thời, EVN sẽ chịu trách nhiệm đầu tư, lắp đặt và bảo trì công tơ đo đếm điện năng.

Theo Quyết định 13, nhà đầu tư các hệ thống ĐMTMN có thể bán điện năng sản xuất từ hệ thống cho (i) EVN hoặc các thành viên của EVN bằng cách ký kết HĐMBĐ mẫu, hoặc (ii) các cá nhân hoặc tổ chức khác bằng cách ký kết HĐMBĐ tư nhân. Do HĐMBĐ tư nhân sẽ do các bên tự thương lượng, các quy định của Quyết định 13 được thảo luận dưới đây chỉ áp dụng cho dự án ĐMTMN có bên mua là EVN hoặc các đơn vị thành viên được ủy quyền.

Để được hưởng cơ chế FIT này, các dự án ĐMT phải: (i) được cấp có thẩm quyền chấp thuận chủ trương đầu tư trước ngày 23/11/2019; (ii) đã đạt COD từ ngày 01/07/2019 đến ngày 31/12/2020 và (iii) có hiệu suất của tế bào quang điện trên 16% hoặc của mô-đun quang điện trên 15%.

Theo Nghị quyết số 115/NQ-CP tháng 8/2018 về việc áp dụng cơ chế, chính sách đặc thù để hỗ trợ phát triển kinh tế - xã hội tỉnh Ninh Thuận, các dự án ĐMT trên địa bàn tỉnh này có thể được hưởng mức giá FIT có lợi hơn là 2.086 đồng/kWh, tương đương 9,35 US cent/kWh. Giá FIT này sẽ được điều chỉnh phù hợp với mọi biến động của tỷ giá VND/USD hiện hành. Giá FIT ưu đãi này áp dụng cho các dự án tại tỉnh Ninh Thuận (i) đã nằm trong quy hoạch tổng thể phát triển điện lực tỉnh, (ii) đã đạt COD trước ngày 01/01/2021, (iii) có tổng công suất tích lũy không quá 2.000 MW; và (iv) có hiệu suất của tế bào quang điện trên 16% hoặc của mô-đun quang điện đạt trên 15%.

Để quy định và hướng dẫn thực hiện Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư 18 ngày 06/4/2020 về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án ĐMT tại Việt Nam.

Thông tư 18 giới thiệu hợp đồng mua bán điện mẫu (HĐMBĐ) cập nhật, cũng như các quy định sửa đổi để phát triển các trang trại ĐMT nổi lưới và các hệ thống ĐMTMN. Mặc dù tăng trưởng nhanh và tiềm năng đầu tư đáng kể, nhưng thị trường NLTT Việt Nam và cơ chế quản lý liên quan vẫn rất phức tạp và không ngừng thay đổi.

Thông tư 18 quy định rằng trong trường hợp hệ thống ĐMTMN nổi lưới được đề xuất có công suất không quá 01 MW thì không cần thiết phải có giấy phép hoạt động phát điện. Điều này phù hợp với quy định hiện hành và khẳng định lại quan điểm của Thông tư 36/2018/TT-BCT do Bộ Công Thương ban hành năm 2018 về trình tự, thủ tục cấp, thu hồi giấy phép hoạt động điện lực.

Tuy nhiên, các dự án phát triển ĐMTMN có công suất từ 01 MW trở xuống (công suất AC) hoặc công suất từ 1,25 MWp trở xuống (công suất DC) vẫn phải đăng ký đề xuất đấu nối với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), bao gồm chi tiết về vị trí lắp đặt, quy mô sản lượng, và điểm đấu nối được đề xuất.

HĐMBĐ mẫu cho các dự án ĐMTMN đa phần giống với mẫu được cung cấp theo Thông tư số 05/2019/TT-BCT, mặc dù có những sửa đổi đáng chú ý sau đây. HĐMBĐ mẫu mới đã đem đến tính linh hoạt cao hơn liên quan đến các khoản chậm thanh toán. Hiện nay các bên được tự do đưa ra các điều khoản về lãi chậm trả bằng một khoản tiền thống nhất giữa các bên, phù hợp với Luật Thương mại 2005. HĐMBĐ mẫu trước đây theo Thông tư 05 đã giới hạn việc tính lãi chậm trả theo lãi suất liên ngân hàng kỳ hạn 01 tháng của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam.

2.2.2. Yêu cầu kỹ thuật về đấu nối hệ thống ĐMTMN

Theo định nghĩa ĐMTMN nêu tại Quyết định 13, hệ thống ĐMTMN là hệ thống ĐMT với các tấm quang điện lắp trên mái nhà của công trình xây dựng có công suất không quá 1 MW, được đấu nối trực tiếp hoặc gián tiếp vào lưới điện có điện áp 35 kV trở xuống của bên mua. Điều này có nghĩa là hệ thống ĐMTMN sẽ được kết nối với lưới điện hạ thế và trung thế.

Yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống ĐMTMN đấu nối vào lưới điện phân phối cấp hạ áp và trung áp được mô tả tại Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18/11/2015 quy định về hệ thống điện phân phối và Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18/11/2019 về việc sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 25/2016/TT-BCT quy định Hệ thống điện truyền tải và Thông tư 39/2015/TT-BCT quy định Hệ thống điện phân phối.

Theo Điều 40, các yêu cầu đối với nhà máy ĐMT đấu nối vào lưới điện phân phối từ cấp trung áp trở lên như sau:

- Nhà máy phải có khả năng vận hành phát công suất tác dụng trong dải tần số từ 49 Hz đến 51 Hz theo các chế độ sau: a) Chế độ phát tự do: vận hành phát điện công suất lớn nhất có thể theo sự biến đổi của nguồn năng lượng sơ cấp (gió hoặc mặt trời); b) Chế độ điều khiển công suất phát: nhà máy ĐMT phải có khả năng điều chỉnh phát công suất tác dụng theo lệnh của Cấp điều độ có quyền điều khiển phù hợp với sự biến đổi của nguồn năng lượng sơ cấp trong thời gian không quá 30 giây với độ sai số trong dải $\pm 01\%$ công suất định mức, cụ thể: (i) phát công suất theo đúng lệnh điều độ trong trường hợp nguồn sơ cấp biến thiên bằng hoặc lớn hơn giá trị dự báo; (ii) phát công suất lớn nhất có thể trong trường hợp nguồn sơ cấp biến thiên thấp hơn giá trị dự báo.
- Nhà máy ĐMT tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu tương ứng với các dải tần số.
- Nhà máy ĐMT đấu nối vào lưới điện phân phối có thể điều chỉnh công suất tác dụng và điện áp như sau:
 - ◊ Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng lớn hơn hoặc bằng 20% công suất tác dụng định mức và điện áp nằm trong dải vận hành bình thường, nhà máy điện phải có khả năng điều chỉnh liên tục công suất phản kháng trong dải hệ số công suất 0,95 (ứng với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0,95 (ứng với chế độ nhận công suất phản kháng) tại điểm đấu nối ứng với công suất định mức;
 - ◊ Trường hợp nhà máy điện phát công suất tác dụng nhỏ hơn 20 % công suất định mức, nhà máy điện có thể giảm khả năng nhận hoặc phát công suất phản kháng phù hợp với đặc tính của tổ máy;
 - ◊ Trường hợp điện áp tại điểm đấu nối nằm trong dải $\pm 10\%$ điện áp định mức, nhà máy điện phải có khả năng điều chỉnh điện áp tại điểm đấu nối với độ sai lệch không quá $\pm 0,5\%$ điện áp định mức (so với giá trị đặt điện áp) trong toàn bộ dải làm việc cho phép của máy phát và hoàn thành trong thời gian không quá 02 phút;
 - ◊ Trường hợp điện áp tại điểm đấu nối nằm ngoài dải $\pm 10\%$ điện áp định mức, nhà máy điện phải có khả năng phát hoặc nhận công suất phản kháng (theo tỷ lệ so với công suất phản kháng định mức) bằng tối thiểu hai lần tỷ lệ thay đổi điện áp tại điểm đấu nối.
- Nhà máy ĐMT phải đảm bảo không gây ra thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha tại điểm đấu nối quá 1% điện áp danh định. Nhà máy điện gió, nhà máy ĐMT phải có khả năng chịu được thành phần thứ tự nghịch của điện áp pha tại điểm đấu nối tới 3% điện áp danh định đối với cấp điện áp 110 kV hoặc tới 5% điện áp danh định đối với cấp điện áp dưới 110 kV.
- Tổng mức biến dạng sóng hài do nhà máy điện gió, nhà máy ĐMT gây ra tại điểm đấu nối không vượt quá giá trị 3%.

- Mức nhấp nháy điện áp do nhà máy điện gió, nhà máy ĐMT gây ra tại điểm đấu nối không được vượt quá giá trị quy định tại Điều 8 Thông tư này.

Điều 41 Thông tư 39 nêu rõ: Hệ thống ĐMT đấu nối vào lưới điện hạ áp phải đáp ứng các yêu cầu sau:

- Công suất đấu nối:
 - ◊ Tổng công suất đặt của hệ thống ĐMT đấu nối vào cấp điện áp hạ áp của trạm biến áp hạ thế không được vượt quá 30% công suất đặt của trạm biến áp đó;
 - ◊ Hệ thống ĐMT có công suất dưới 03 kVA trở xuống được đấu nối vào lưới điện hạ áp 01 (một) pha hoặc 03 (ba) pha;
 - ◊ Hệ thống ĐMT có công suất từ 03 kVA đến 100 kVA (nhưng không vượt quá 30% công suất đặt của trạm biến áp hạ thế đấu nối) được đấu nối vào lưới điện hạ áp 03 (ba) pha
- Hệ thống ĐMT phải có khả năng duy trì vận hành phát điện liên tục trong dải tần số từ 49 Hz đến 51 Hz. Khi tần số hệ thống điện nằm ngoài dải từ 49 Hz đến 51 Hz thì hệ thống ĐMT phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu 0,2 giây.
- Hệ thống ĐMT phải có khả năng duy trì vận hành phát điện liên tục khi điện áp tại điểm đấu nối trong dải từ 85% đến 110% điện áp định mức. Khi điện áp tại điểm đấu nối nằm ngoài dải từ 85% đến 110% điện áp định mức thì hệ thống ĐMT phải có khả năng duy trì vận hành phát điện trong thời gian tối thiểu 02 giây.
- Hệ thống ĐMT không được gây ra sự xâm nhập của dòng điện một chiều vào lưới điện phân phối vượt quá giá trị 0,5% dòng định mức tại điểm đấu nối.
- Hệ thống ĐMT đấu nối với lưới điện hạ áp không được xuất công suất phản kháng lên lưới và phải vận hành ở chế độ tiêu thụ công suất phản kháng có hệ số công suất ($\cos\varphi$) lớn hơn 0,98.
- Hệ thống ĐMT phải trang bị thiết bị bảo vệ đảm bảo loại trừ sự cố và vận hành an toàn hệ thống ĐMT. Đối với hệ thống ĐMT có công suất từ 10 kVA trở lên, khách hàng có đề nghị đấu nối phải thống nhất các yêu cầu về hệ thống bảo vệ với Đơn vị phân phối điện theo yêu cầu cho hệ thống bảo vệ.
- Hệ thống ĐMT phải trang bị thiết bị bảo vệ đảm bảo các yêu cầu sau:
 - ◊ (i) Tự ngắt kết nối với lưới điện phân phối khi xảy ra sự cố nội bộ hệ thống ĐMT;
 - ◊ (ii) Tự ngắt kết nối khi xảy ra sự cố mất điện từ lưới điện phân phối và không phát điện lên lưới khi lưới điện phân phối đang mất điện;
 - ◊ (iii) Không tự động kết nối lại lưới điện khi chưa đảm bảo các điều kiện sau: - Tần số của lưới điện duy trì trong dải từ 48Hz đến 51Hz trong thời gian tối thiểu 60 giây; - Điện áp tất cả các pha tại điểm đấu nối duy trì trong dải từ 85% đến 110% điện áp định mức trong thời gian tối thiểu 60 giây.

◊ Đối với hệ thống ĐMT đấu nối vào lưới điện hạ áp 03 pha, khách hàng có đề nghị đấu nối phải thỏa thuận, thống nhất các yêu cầu về hệ thống bảo vệ với Đơn vị vận hành hệ thống phân phối điện nhưng tối thiểu bao gồm các bảo vệ quy định tại các Điểm (i), (ii), và (iii) thuộc khoản này, bảo vệ quá áp, thấp áp và bảo vệ theo

- Hệ thống ĐMT đấu nối vào lưới điện hạ áp phải tuân theo các quy định về điện áp, cân bằng pha, sóng hài, nhấp nháy điện áp và chế độ nối đất quy định tại Điều 5, Điều 6, Điều 7, Điều 8 và Điều 10 Thông tư này.

Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC) đã có văn bản số 4304/ĐĐQG-PT hướng dẫn chi tiết một số yêu cầu kỹ thuật chính (liên quan đến việc đáp ứng tần số, điện áp) đối với bộ biến tần của hệ thống ĐMTMN nhằm đáp ứng các quy định tại Thông tư 39 và Thông tư 30, nâng cao tính an toàn, ổn định trong vận hành hệ thống điện quốc gia. Một số yêu cầu kỹ thuật chính được áp dụng cụ thể cho biến tần ĐMTMN được mô tả như sau:

- Yêu cầu kỹ thuật đối với bộ biến tần ĐMTMN đấu nối vào lưới điện trung áp theo quy định tại khoản 11 Điều 2 Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18/11/2019 của Bộ Công Thương.
- Các giá trị cài đặt cho hệ thống điều khiển, bảo vệ của biến tần ĐMTMN nối lưới trung áp phải đảm bảo: (i) đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật quy định tại khoản 11, Điều 2 Thông tư số 30/2019/TT-BCT ngày 18/11/2019 của Bộ Công Thương; (ii) Đảm bảo các yêu cầu vận hành của thiết bị; (iii) Đảm bảo các nguồn ĐMTMN không thay đổi chế độ vận hành, tiếp tục duy trì chế độ ưu tiên phát công suất tác dụng lên lưới trong chế độ hỗ trợ vượt qua sự cố.

2.2.3. Các quy định liên quan đến giám sát và vận hành lưới điện phân phối

Phân cấp điều độ hệ thống điện quốc gia và phân cấp quyền điều khiển, kiểm tra và nắm thông tin được quy định tại chương II của Thông tư 40/2014/TT-BCT ngày 05/11/2014 quy định quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia.

Điều độ hệ thống điện quốc gia được phân thành 03 cấp chính sau:

- Cấp điều độ quốc gia là cấp chỉ huy, điều độ cao nhất trong công tác điều độ hệ thống điện quốc gia. Cấp điều độ quốc gia do Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia đảm nhiệm.
- Cấp điều độ miền là cấp chỉ huy, điều độ hệ thống điện miền, chịu sự chỉ huy trực tiếp của Cấp điều độ quốc gia. Cấp điều độ miền do các Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền Bắc, Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền Nam và Trung tâm Điều độ hệ thống điện miền Trung đảm nhiệm.
- Cấp điều độ phân phối:
 - ◊ Cấp điều độ phân phối tỉnh là cấp chỉ huy, điều độ hệ thống điện phân phối trên địa bàn tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, chịu sự chỉ huy trực tiếp về điều độ của Cấp điều độ miền tương ứng. Cấp điều độ phân phối tỉnh do đơn vị điều độ trực thuộc Tổng công ty Điện lực Thành phố Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh và 61 công ty điện lực tỉnh còn lại như thể hiện trong Hình 5.
 - ◊ Cấp điều độ phân phối quận/huyện là cấp chỉ huy điều độ hệ thống điện phân phối quận, huyện trên địa bàn tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, chịu sự chỉ huy trực tiếp về điều độ của Cấp điều độ phân phối tỉnh. Tùy theo quy mô lưới điện phân phối tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, cơ cấu tổ chức, mức độ tự động hóa và nhu cầu thực tế, các Tổng công ty Điện lực lập đề án thành lập cấp điều độ phân phối quận, huyện trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam phê duyệt.

Như đã đề cập ở trên, hệ thống ĐMTMN được kết nối trực tiếp hoặc gián tiếp vào lưới điện có cấp điện áp từ 35 kV trở xuống của Bên mua điện. ĐMTMN thuộc quyền điều độ phân phối tỉnh. Tại Mục 5 (từ Điều 17 đến Điều 19) của Thông tư 40, quyền kiểm tra và quyền nắm bắt thông tin của Cấp điều độ phân phối tỉnh được quy định như sau:

- Quyền điều khiển của Cấp điều độ phân phối tỉnh
 - ◊ Điện áp trên lưới điện trung áp thuộc địa bàn tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương, trừ điện áp trên lưới có cấp điện áp từ 35 kV trở xuống thuộc địa bàn quận, huyện được phân cấp
 - ◊ Lưới điện trung áp thuộc địa bàn tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương, trừ lưới điện có cấp điện áp từ 35 kV trở xuống được Tổng công ty Điện lực hoặc Công ty Điện lực tỉnh phân cấp cho Cấp điều độ phân phối quận, huyện.

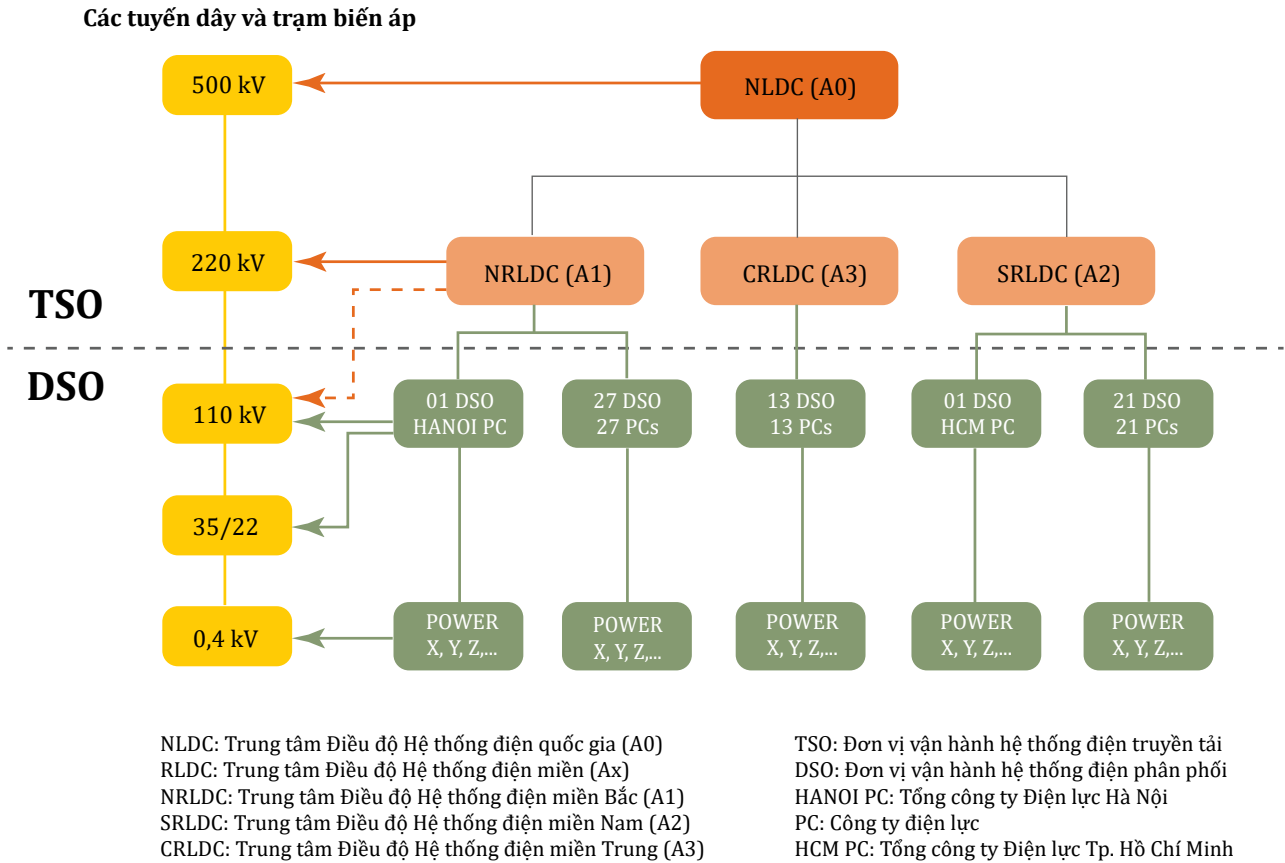
- Quyền kiểm tra của Cấp điều độ phân phối tỉnh
 - ◊ Lưới điện trung áp thuộc quyền điều khiển của cấp điều độ quận, huyện và lưới điện thuộc phạm vi quản lý của đơn vị phân phối và bán lẻ điện mà việc thay đổi kết lưới dẫn đến thay đổi chế độ vận hành bình thường của hệ thống điện phân phối thuộc quyền điều khiển.
 - ◊ Nguồn cấp điện tự dùng của trạm điện hoặc nguồn cấp điện tự dùng của nhà máy điện nhỏ thuộc quyền điều khiển của Cấp điều độ phân phối tỉnh.
- Quyền nắm thông tin của Cấp điều độ phân phối tỉnh:
 - ◊ Tổ máy phát của nhà máy điện lớn đấu nối lưới điện phân phối làm thay đổi chế độ vận hành bình thường của hệ thống điện phân phối thuộc quyền điều khiển.
 - ◊ Trạm điện, lưới điện, nhà máy điện là tài sản của khách hàng đấu nối vào lưới điện phân phối không thuộc quyền điều khiển của Cấp điều độ phân phối tỉnh.

Thay đổi chế độ vận hành của hệ thống điện miền dẫn đến làm thay đổi chế độ vận hành bình thường của hệ thống điện phân phối thuộc quyền điều khiển của Cấp điều độ phân phối tỉnh.

Điều 30 của Thông tư 30 quy định các đơn vị phát điện phải “tuân thủ phương thức vận hành, lệnh điều độ của cấp điều độ có quyền điều khiển”.

Cấu trúc điều độ chi tiết của hệ thống điện quốc gia được trình bày trong Hình 5:

CẤU TRÚC PHÂN CẤP ĐIỀU ĐỘ ĐIỆN



Hình 5. Cấu trúc phân cấp điều độ hệ thống điện ở Việt Nam

2.2.4. Các quy định liên quan đến hệ thống SCADA và DMS

Để quản lý hệ thống SCADA, Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL ngày 22/5/2017 về yêu cầu kỹ thuật quản lý vận hành hệ thống SCADA. Quy định này xác định các yêu cầu kỹ thuật, đấu nối và quản lý vận hành hệ thống SCADA trong hệ thống điện quốc gia. Theo quyết định trên, Hệ thống SCADA trung tâm là một hệ thống có cấu trúc mở và phân tán, đáp ứng một số yêu cầu cơ bản nêu tại Điều 5 của Quyết định này.

Hệ thống SCADA trung tâm được lắp đặt ở các cấp điều độ có quyền điều khiển (NLDC, RLDC, PLDC), bao gồm các thiết bị phần cứng cơ bản sau:

- Máy chủ SCADA có chức năng thu thập, lưu trữ các dữ liệu thời gian thực bao gồm các sự kiện, tín hiệu trạng thái, tín hiệu đo lường và chạy các ứng dụng SCADA;
- Máy chủ cơ sở dữ liệu quá khứ có chức năng lưu trữ các dữ liệu sự kiện theo thứ tự, các dữ liệu trạng thái và đo lường theo chu kỳ thời gian. Cơ sở dữ liệu quá khứ được sử dụng để tính toán, mô phỏng và phân tích hệ thống điện;
- Máy chủ ứng dụng có chức năng chạy các ứng dụng trong hệ thống EMS hoặc DMS;
- Máy chủ truyền thông có chức năng kết nối các hệ thống SCADA trung tâm với nhau, hệ thống SCADA trung tâm với Trung tâm điều khiển và các thiết bị đầu cuối RTU/Gateway tại nhà máy điện hoặc trạm điện;

- Màn hình hiển thị sơ đồ và các thông số vận hành của hệ thống điện;
- Máy tính giao diện người và máy HMI có chức năng giám sát, điều khiển thời gian thực;
- Thiết bị định vị GPS có chức năng hỗ trợ đồng bộ thời gian các thiết bị trong hệ thống SCADA trung tâm;
- Các thiết bị hỗ trợ về công nghệ thông tin, truyền thông và thiết bị phụ trợ khác.
- Cụ thể, kênh truyền dữ liệu SCADA bao gồm các giao diện kết nối cơ bản sau:
 - ◊ Giao diện V.24 hoặc RS232 theo tiêu chuẩn ITU-T Rec. V.24
 - ◊ Giao diện Ethernet theo chuẩn IEEE 802.3
 - ◊ Giao diện 4W theo chuẩn ITU-T Rec. G.712.
 - ◊ Giao diện V.24 hoặc RS232 theo chuẩn ITU-T Rec. V.24.
 - ◊ Giao diện Ethernet theo chuẩn IEEE 802.3

Giao thức truyền tin giữa hệ thống SCADA với các nhà máy điện, trạm biến áp, các thiết bị trên lưới điện trung áp (Recloser, LBS, RMU...) được thực hiện theo Điều 15.

- Kết nối thông tin giữa các khối chức năng của hệ thống SCADA trung tâm thông qua mạng LAN.
- Kết nối thông tin giữa các hệ thống SCADA trung tâm tại Cấp điều độ quốc gia và các Cấp điều độ miền sử dụng chuẩn truyền thông riêng và mạng IP làm kênh truyền.
- Kết nối thông tin giữa hệ thống SCADA trung tâm, Trung tâm điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway tại nhà máy điện hoặc trạm điện và các thiết bị đóng cắt có kết nối tín hiệu SCADA trên lưới điện sử dụng chuẩn truyền thông IEC 60870-5-104 đối với các nhà máy điện hoặc trạm điện, Trung tâm điều khiển xây dựng mới. Đối với các nhà máy điện hoặc trạm điện, Trung tâm điều khiển hiện có thì tùy theo mức độ sẵn sàng của hệ thống kênh truyền có thể sử dụng chuẩn truyền thông IEC 60870-5-101 hoặc IEC 60870-5-104 (ưu tiên sử dụng chuẩn truyền thông IEC 60870-5-104).
- Các Trung tâm điều khiển, thiết bị đầu cuối RTU/Gateway tại nhà máy điện hoặc trạm điện và thiết bị đóng cắt có kết nối tín hiệu SCADA trên lưới điện bổ sung mới đều phải tương thích với các giao thức truyền tin quy định tại Điều này.
- Trường hợp có thay đổi về giao thức truyền tin giữa hệ thống SCADA trung tâm của Cấp điều độ có quyền điều khiển với các Trung tâm điều khiển hoặc thiết bị đầu cuối RTU/Gateway tại nhà máy điện hoặc trạm điện, Cấp điều độ có quyền điều khiển có trách nhiệm thỏa thuận trước với Đơn vị quản lý vận hành để điều chỉnh, đảm bảo hệ thống SCADA trung tâm, Trung tâm điều khiển và thiết bị đầu cuối RTU/Gateway tương thích với giao thức truyền tin mới.

- Căn cứ nhu cầu vận hành, các thiết bị đầu cuối RTU/Gateway trang bị mới tại nhà máy điện hoặc trạm điện có thể được bổ sung các tính năng hỗ trợ giao thức truyền tin để kết nối với các thiết bị điện tử thông minh và các thiết bị giám sát khác trên hệ thống điện.

Tùy theo yêu cầu quản lý vận hành của Đơn vị phân phối điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện, trạm điện hoặc trạm cắt trên lưới điện trung áp có thể kết nối với hệ thống SCADA trung tâm theo cấp điều độ có quyền điều khiển.

Tùy theo nhu cầu quản lý vận hành, hệ thống DMS có thể được trang bị một trong các ứng dụng sau:

- Giao diện đồ họa có khả năng hiển thị rõ ràng trạng thái của đường dây, máy biến áp và các thiết bị khác trên hệ thống điện phân phối.
- Giám sát, đánh giá và xác định những thay đổi của cấu hình, sơ đồ kết lưới của hệ thống điện phân phối.
- Phân tích, tối ưu vận hành hệ thống điện phân phối có chức năng hỗ trợ các điều độ viên giám sát, điều khiển, phân tích, lập kế hoạch và tối ưu vận hành hệ thống điện phân phối. Ứng dụng này bao gồm các chức năng chính sau:
 - ◊ Sử dụng cấu hình kết lưới, dữ liệu vận hành thời gian thực từ hệ thống SCADA trung tâm và thông tin của khách hàng để ước tính công suất tác dụng và công suất phản kháng tại các nút phụ tải trên lưới điện phân phối;
 - ◊ Phân tích trào lưu công suất: Sử dụng chức năng tính toán cường độ dòng điện, điện áp, hệ số công suất, góc pha, công suất tác dụng và công suất phản kháng của từng thiết bị, khu vực trên lưới điện để xác định các trường hợp có thể gây quá tải hoặc dao động điện áp trên lưới điện phân phối;
 - ◊ Tính toán mô phỏng dòng điện ngắn mạch tại các khu vực trong các trường hợp có thể xảy ra sự cố trên lưới điện phân phối;
 - ◊ Quản lý điện áp, công suất phản kháng và phụ tải: Đưa ra các giải pháp cài đặt tụ bù, nấc phân áp máy biến áp để điều khiển công suất phản kháng, nâng cao chất lượng điện áp trên lưới điện phân phối;
 - ◊ Xác định nhanh vị trí của sự cố, điểm cô lập phù hợp và xác định các thiết bị đóng cắt có thể thao tác để khôi phục cung cấp điện cho các khu vực lưới điện bị cô lập;
 - ◊ Thiết lập lại cấu hình kết lưới hệ thống điện phân phối có tính đến các điều kiện vận hành thực tế: (i) xác định các thay đổi (đóng/cắt) trên lưới điện phân phối và tính toán, phân bổ lại phụ tải giữa các xuất tuyến để giảm tổn thất lưới điện phân phối; (ii) xác định các điều kiện để tối ưu vận hành hệ thống điện phân phối trong giới hạn vận hành cho phép.
 - ◊ Chức năng sa thải phụ tải hỗ trợ các điều độ viên thực hiện sa thải phụ tải và khôi phục lại phụ tải trên lưới điện phân phối.

- Hệ thống quản lý mất điện (OMS): Kiểm soát, xử lý kịp thời và hiệu quả các sự cố mất điện. Căn cứ vào kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa, thông tin khách hàng cung cấp và dữ liệu thời gian thực từ hệ thống SCADA trung tâm, hệ thống OMS có thể xác định nhanh các phần tử bị sự cố, khu vực khách hàng bị ảnh hưởng để đưa ra phương án hạn chế mất điện, sửa chữa và khôi phục cung cấp điện một cách nhanh nhất.
- Mô phỏng đào tạo vận hành hệ thống điện phân phối có các chức năng cơ bản sau: (i) Mô phỏng mô hình hệ thống điện để các điều độ viên thực hành công tác vận hành hệ thống điện phân phối trong các điều kiện vận hành bình thường và trong các tình huống khẩn cấp; (ii) Kiểm tra, mô phỏng lại các kịch bản vận hành thực tế đã xảy ra để đưa ra các phương án khôi phục hệ thống điện phân phối, đánh giá hiệu quả ứng dụng của hệ thống DMS trong thời gian thực.

2.2.5. Quy định phòng cháy chữa cháy cho hệ thống ĐMTMN

Cục Cảnh sát Phòng cháy chữa cháy và Cứu nạn, cứu hộ (Bộ Công an) đã có Công văn số 3288/CP07-P4 ngày 08/09/2020 gửi Công an các tỉnh, thành phố trực thuộc Chính phủ về việc hướng dẫn công tác thẩm duyệt thiết kế về PCCC đối với nhà máy ĐMT và hệ thống ĐMTMN như sau:

- Thiết kế phòng cháy chữa cháy cho hệ thống ĐMTMN lắp đặt trên mái nhà của công trình thuộc Phụ lục IV Nghị định số 79/2014/NĐ-CP (đã được thay thế bằng Phụ lục V Nghị định số 136/2020/NĐ-CP ngày 24/11/2020) phải được thẩm duyệt.
- Đối với ĐMTMN không thuộc đối tượng phải thẩm duyệt thiết kế phòng cháy chữa cháy, cần lưu ý:
 - ◊ Không lắp đặt tấm quang năng phía trên các gian phòng thuộc hạng nguy hiểm cháy nổ A, B, C cũng như các gian phòng khác mà trong quá trình hoạt động có khả năng tích tụ khí, bụi cháy; hạn chế việc bố trí tấm quang năng trên các gian phòng làm kho hoặc các gian phòng lưu trữ khối lượng lớn chất cháy; Không lắp đặt hệ thống ĐMTMN trên các công trình có nguy cơ cháy, nổ, độc hại cao như kho xăng dầu, gas, vật liệu nổ, kho hóa chất...
 - ◊ Bố trí tấm quang năng, đường dây và các thiết bị của hệ thống ĐMT không được che chắn các quạt tăng áp, hút khói, không làm cản trở lối tiếp cận đến trạm bơm (trường hợp trạm bơm đặt trên mái) và các hệ thống PCCC khác của công trình;
 - ◊ Khi lắp đặt tấm quang năng và các thiết bị khác của hệ thống ĐMTMN phải tính toán tải trọng ảnh hưởng đến kết cấu mái trong điều kiện thường và trong điều kiện cháy; không lắp đặt tấm quang năng trên các mái làm bằng vật liệu cháy hoặc có vật liệu hoàn thiện là chất cháy;
 - ◊ Inverter và các tủ đóng cắt, tủ đấu dây,... khi bố trí trong nhà phải bố trí trong một phòng, không gian riêng biệt để giám sát và bảo vệ, không được bố trí chất cháy xung quanh khu vực này và phải có giải pháp ngăn cháy với các khu vực khác của công trình. Các thiết bị của hệ thống phải được nối đất bảo đảm theo quy định.

- ◊ Công trình phải bố trí các lối ra mái qua các buồng thang bộ, thang chữa cháy hoặc các cửa sập; các tấm quang năng nên bố trí tại phía mái có đường giao thông cho xe chữa cháy tiếp cận;
- ◊ Bố trí thiết bị trên mái phải bảo đảm khả năng tiếp cận, di chuyển từ lối ra mái đến từng nhóm, dãy pin.
- ◊ Hệ thống ĐMT phải được trang bị các thiết bị ngắt khẩn cấp. Thiết bị này cần bố trí cả ở vị trí inverter và vị trí tủ đóng cắt. Tại các vị trí này phải niêm yết hướng dẫn, quy trình vận hành;
- ◊ Tại khu vực gần lối lên mái phải bố trí các sơ đồ bố trí tấm quang năng trên mái và sơ đồ đấu nối hệ thống để phục vụ việc ngắt kết nối các tấm quang năng trên mái khi có sự cố và phục vụ công tác chữa cháy.
- ◊ Các gian phòng trong nhà có bố trí thiết bị của hệ thống ĐMTMN như inverter, tủ đóng cắt,... phải được trang bị phương tiện, hệ thống PCCC theo yêu cầu của quy chuẩn, tiêu chuẩn đối với công trình đó. Việc lựa chọn loại hệ thống chữa cháy, chất chữa cháy phải phù hợp với thiết bị và bảo đảm khả năng chữa cháy đối với đám cháy thiết bị mang điện.

2.2.6. Yêu cầu về an toàn xây dựng

Về chỉ dẫn kỹ thuật liên quan đến an toàn thi công khi lắp đặt hệ thống ĐMTMN có công suất không quá 1 MW, phải thực hiện theo tài liệu hướng dẫn kỹ thuật công trình số HDKTXD:2020 của Viện Khoa học Công nghệ Xây dựng (IBST). Tài liệu này đã được Bộ Xây dựng công bố tại Công văn số 6242/BXD-KHCN ngày 28/12/2020.



2.2.7. Yêu cầu về môi trường đối với hệ thống ĐMTMN

Theo Nghị định số 40/2019/NĐ-CP ngày 13/5/2019 sửa đổi, bổ sung một số điều của các Nghị định quy định chi tiết, hướng dẫn thi hành Luật bảo vệ môi trường, đối với các dự án ĐMTMN quy mô nhỏ dưới 50 ha, nhà đầu tư không phải thực hiện thủ tục đánh giá tác động môi trường cũng như kế hoạch bảo vệ môi trường. Tuy nhiên, vẫn phải tuân thủ các quy định của pháp luật về quản lý chất thải rắn thông thường và chất thải nguy hại hiện hành.

Việc các nhà đầu tư thực hiện các dự án ĐMT, phát triển năng lượng sạch và NLTT, việc thu hồi các tấm quang điện của các nhà sản xuất và các đơn vị phân phối sau khi hết thời gian sử dụng để tái chế, tái sử dụng và giảm thiểu chất thải là những hoạt động được khuyến khích và phù hợp với chính sách của Nhà nước về bảo vệ môi trường quy định tại Khoản 3 Điều 5 Luật Bảo vệ môi trường năm 2014 (Khoản 4 Điều 4 Luật Bảo vệ môi trường năm 2020 có hiệu lực từ ngày 01/01/2022).

Theo quy định tại Điều 55 Luật Bảo vệ môi trường năm 2020 (có hiệu lực từ ngày 01/01/2022), các tổ chức, cá nhân sản xuất, nhập khẩu sản phẩm, bao bì chứa chất độc hại gây khó khăn cho quá trình tái chế, thu gom, xử lý phải thực hiện đóng góp cho Quỹ Bảo vệ môi trường Việt Nam để hỗ trợ hoạt động xử lý chất thải và trình Chính phủ quy định chi tiết nội dung này. Theo đó, trong thời gian tới, Bộ Tài nguyên và Môi trường sẽ tham mưu Chính phủ xây dựng Nghị định hướng dẫn thi hành Luật Bảo vệ môi trường năm 2020, trong đó đề xuất đưa tấm pin năng lượng mặt trời vào danh sách các sản phẩm mà các nhà sản xuất, nhập khẩu phải thu hồi và tái chế.

Hiện nay, Bộ Tài nguyên và Môi trường đang giao Tổng cục Môi trường chủ trì xây dựng đề tài khoa học và công nghệ về việc “Nghiên cứu cơ sở khoa học, thực tiễn và đề xuất giải pháp quản lý, xử lý tấm pin năng lượng mặt trời”. Đây là cơ sở để xem xét, ban hành Hướng dẫn kỹ thuật xử lý và tái chế chất thải từ tấm pin năng lượng mặt trời tại Việt Nam.



2.3. Những thách thức và cơ hội khi tích hợp ĐMTMN và động lực của công tác giám sát và điều khiển từ xa

2.3.1. Những thách thức hiện thời mà các DSO (Đơn vị vận hành hệ thống phân phối điện) và TSO (Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải điện) phải đối mặt liên quan đến công tác hòa lưới của ĐMTMN

Sự thâm nhập cao của ĐMTMN đã tạo ra một số thay đổi trong việc quản lý và vận hành lưới điện phân phối. Trước khi ĐMTMN được tích hợp vào hệ thống điện, các đơn vị điều độ cấp phân phối chủ yếu tập trung vào lập kế hoạch nhận điện từ các trạm biến áp 110 kV và 220 kV (nhận dòng điện một hướng, từ cấp điện áp cao hơn về cấp điện áp thấp hơn) để đảm bảo cung cấp điện cho khách hàng. Tuy nhiên, hiện nay đã phải bổ sung công tác tính toán, khai thác, lập phương án vận hành các nguồn ĐMTMN vào ban ngày và cho phép lưới điện trung áp truyền dẫn điện theo cả hai hướng. Do đó, nhiệm vụ của các đơn vị điều độ cấp phân phối đã tăng lên đáng kể trong việc thực hiện dự báo phụ tải, dự báo công suất phát ĐMTMN, tính toán cách huy động các nguồn ĐMTMN để cân bằng và ổn định lưới điện phân phối, điều độ các nguồn ĐMTMN được huy động, v.v.

Sự xuất hiện của ĐMTMN làm lưới điện phân phối do các công ty điện lực tỉnh, thành phố vận hành được bổ sung thêm nhiều thiết bị khác nhau như đường dây, máy biến áp và trạm biến áp của chủ đầu tư đấu nối và sử dụng lưới điện phân phối (tổng cộng có đến hơn mười phần trăm được đấu nối bổ sung vào lưới 110 kV và hàng trăm phần trăm được đấu nối bổ sung vào lưới điện trung thế). Như vậy, việc vận hành lưới điện phân phối tại các tỉnh, thành phố trong bối cảnh tích hợp trang thiết bị đấu nối của nhiều chủ đầu tư khác nhau cũng trở nên rất phức tạp về mặt phối hợp điều độ vận hành, xử lý sự cố, bảo dưỡng và sửa chữa tài sản.

Các nhà máy điện NLTT biến đổi nối lưới 110 kV đều có nhân viên trực ca/nhân viên vận hành, hầu hết được kết nối SCADA (bao gồm cả trung tâm điều khiển xa), và được điều khiển bởi các Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia và miền. Đối với hệ thống ĐMTMN nối lưới hạ áp, thường đi kèm với việc sử dụng điện của chủ hệ thống, do đó chủ hệ thống luôn ưu tiên đảm bảo cấp đủ điện năng để tự tiêu thụ và không bị công ty điện lực tác động vào hệ thống của mình, vì loại hệ thống này được kết nối phía sau công tơ. Đối với một số lượng lớn hệ thống ĐMTMN nối lưới trung áp, hầu hết các chủ hệ thống không tiêu thụ tại chỗ mà bán điện cho các công ty điện lực. Do không có nhân sự chuyên trách vận hành hệ thống hoặc không đấu nối được hệ thống ĐMTMN đến hệ thống SCADA, việc điều độ công suất phát điện của những hệ thống này trở nên khó khăn.

Cũng giống như các dạng nguồn điện khác, ĐMTMN cũng cần điều chỉnh tăng công suất (nếu hoạt động dưới công suất khả dụng) và giảm công suất, điều chỉnh điện áp, v.v. để đáp ứng cân bằng phụ tải và các điều kiện kỹ thuật của hệ thống điện, nhằm đảm bảo hệ thống vận hành an toàn. Các chức năng này có thể được thực hiện thông qua các bộ biến tần, một số chức năng cần được giám sát phản hồi điều khiển để đảm bảo vận hành tự động một cách thích hợp (chẳng hạn như điều chỉnh điện áp, chế độ chạy hoặc dừng, v.v.); chức năng tăng và giảm công suất chỉ có thể được điều khiển thông qua hệ thống điều khiển từ xa, nhưng không có quy định pháp lý yêu cầu ĐMTMN kết nối với bất kỳ hệ thống điều khiển nào nên các chức năng tự động từ xa này không thể thực hiện.

Trong những năm gần đây, để tránh quá tải lưới điện, việc huy động công suất từ các nguồn NLTT biến đổi và ĐMTMN đã được Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia (NLDC-A0) tính toán hàng tuần. Sau khi nhận được kết quả tính toán công suất huy động ĐMTMN tối đa, NLDC sẽ thông báo cho các tổng công ty điện lực để

phân bổ công suất huy động cho các công ty điện lực theo tỷ lệ phần trăm ĐMTMN hiện có do các công ty điện lực quản lý. Từ công suất huy động tối đa được phân bổ của A0, các công ty điện lực cũng sẽ phân bổ theo tỷ lệ phần trăm cho hệ thống ĐMTMN hiện có và thông báo cho chủ sở hữu ĐMTMN để điều khiển phù hợp với công suất huy động được giao. Một số hệ thống ĐMTMN có thể được tăng/giảm công suất bằng điều khiển từ xa, nhưng một số hệ thống khác cần được thực hiện thủ công tại chỗ. Trong đại dịch COVID-19, do giãn cách xã hội, rất khó để điều khiển và theo dõi công tác tăng/giảm công suất tại chỗ.

Trong những ngày nhu cầu phụ tải thấp và quá tải cục bộ lưới điện, cần điều chỉnh lại công suất phát của các nhà máy điện, trong đó có các nguồn điện NLTT biến đổi. Các nhà máy điện NLTT biến đổi được tự động điều chỉnh công suất phát thông qua chức năng AGC (Hệ thống thiết bị tự động điều chỉnh tăng/ giảm công suất tác dụng của tổ máy phát điện) của hệ thống SCADA, từ đó có thể kiểm soát tính minh bạch và công bằng của công tác huy động/tiết giảm nguồn điện. Việc giám sát thực hiện điều chỉnh công suất của các hệ thống ĐMTMN sẽ khó khăn hơn với yêu cầu đảm bảo tuân thủ các nguyên tắc hài hòa, công bằng và minh bạch giữa các nhà đầu tư.

2.3.2. Đánh giá các cơ hội triển khai công tác giám sát và điều khiển từ xa

Tổng quan về các tính năng của công tơ AMR hiện có

Hiện tại, công tơ điện tử đang được sử dụng tại Việt Nam bao gồm sản phẩm của các hãng sau: Elster, Landis & Gyr, Gelex, Emec, Vinasino, Hữu Hồng, Psmart, CPCMEC... Các công tơ này đều đạt tiêu chuẩn kỹ thuật do EVN ban hành theo Quyết định số 103/QĐ-EVN ngày 21/6/2017.

Tiến độ triển khai hệ thống AMR hiện tại của Tập đoàn cho đến năm 2021 được trình bày trong bảng dưới đây.

Bảng 4. Tiến độ triển khai hệ thống AMR theo Tổng công ty điện lực

STT	Tổng Công ty Điện lực	Tỷ lệ lắp đặt AMR (%)
1	EVNNPC	80%
2	EVNCPC	92%
3	EVNSPC	42%
4	EVNHANOI	100%
5	EVNHCMC	82%

(Nguồn: Các Tổng công ty Điện lực, 9/2021)

Hầu hết các hệ thống ĐMTMN nối lưới trung áp và hạ áp đã được trang bị công tơ điện tử đa chức năng phục vụ đo đếm. Các công tơ này đo và ghi lại nhiều thông số, sự kiện và truyền về kho dữ liệu đo đếm của các tổng công ty điện lực. Các thông số chính trong hệ thống công tơ được đo đạc và ghi lại gồm:

- Đo công suất tác dụng theo hai chiều, tức là công suất giao và nhận; đo công suất phản kháng giao và nhận; ghi lại các thông số sau mỗi 30 phút (chu kỳ 30 phút) để hình thành biểu đồ phụ tải với tổng cộng 48 chu kỳ mỗi ngày.
- Ghi lại công suất phát điện tối đa và tối thiểu hàng ngày. Ghi lại các sự kiện mất điện, mất pha, mất cân bằng pha...
- Cũng có thể sử dụng phương pháp truy cập liên tục vào công tơ (chu kỳ 15 phút, 30 phút, 60 phút) để theo dõi điện áp, dòng điện, công suất tác dụng và công suất phản kháng tức thời (P, Q) của hệ thống ĐMTMN.





- Sử dụng các công cụ phân tích dữ liệu trong hệ thống đo đếm của các tổng công ty điện lực có thể thực hiện các nhiệm vụ sau:
 - ◊ Lập danh sách phân loại: Hệ thống ĐMTMN chỉ bán điện lên lưới; hoặc hệ thống ĐMTMN để tự tiêu thụ và bán điện dư lên lưới theo các biểu giá khác nhau.
 - ◊ Khách hàng tuân thủ hoặc không tuân thủ lệnh điều độ để huy động công suất điện ĐMTMN.
 - ◊ Cung cấp số liệu về tỷ lệ sản lượng điện phát lên lưới/công suất lắp đặt của hệ thống ĐMTMN hàng ngày, hàng tuần, hàng tháng và hàng năm để đánh giá mức độ công bằng trong quá trình huy động công suất giữa các chủ đầu tư trên địa bàn tỉnh, thành phố; giữa các tỉnh, thành phố; giữa các tổng công ty điện lực.
 - ◊ Cung cấp dữ liệu so sánh cho các mô hình dự báo; cung cấp dữ liệu thực tế trong quá khứ cho học máy (machine learning), từ đó điều chỉnh mô hình dự báo chính xác hơn.
- Đối với ĐMTMN, EVN lắp đặt công tơ đo đếm hai chiều và truyền dữ liệu đến hệ thống thông tin quản lý khách hàng CMIS thông qua GPRS/3G. Hiện nay, các công ty điện lực có thể giám sát hoạt động của hệ thống ĐMTMN thông qua công tơ hai chiều từ phần mềm App Meter, chương trình CMIS, và hệ thống khai thác dữ liệu đo xa – MDAS.

Tổng quan về hệ thống SCADA/DMS hiện có của các tổng công ty điện lực

Như đã nêu trên, để quản lý vận hành hệ thống SCADA, Cục Điều tiết Điện lực/Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL ngày 22/5/2017 về việc ban hành quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA. Tuy nhiên, không có định nghĩa nào về hệ thống mini-SCADA hoặc Micro-SCADA cũng như quy mô của các hệ thống này. Ngoài ra, quyết định này không quy định cụ thể loại tín hiệu nào cần thu thập để phục vụ dự báo công suất ĐMTMN (ví dụ: dữ liệu thời tiết ...) và loại tín hiệu nào để phục vụ vận hành (điện áp, tần số, công suất phát, công suất khả dụng...).

Quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL đến nay mới chỉ quy định các yêu cầu kỹ thuật đối với hệ thống SCADA trung tâm, hệ thống SCADA/EMS, hệ thống SCADA/DMS và các tín hiệu cần thu thập để phục vụ công tác vận hành như: tín hiệu của tổ máy phát, tín hiệu của thanh cái, tín hiệu của đường dây, tín hiệu của máy biến áp, tín hiệu của máy cắt, dao cách ly.... Vì vậy cần xem xét bổ sung quy định các tín hiệu cần thu thập từ hệ thống ĐMTMN.

Hiện trạng hệ thống SCADA/DMS của 05 Tổng công ty Điện lực như sau:

Hệ thống SCADA/DMS của Tổng Công ty Điện lực miền Bắc (EVNNPC)

EVNNPC chịu trách nhiệm quản lý, vận hành và đảm bảo cung cấp điện cho 27 tỉnh, thành phố phía Bắc. EVNNPC quản lý tổng chiều dài hơn 67.620 km đường dây trung áp (35 kV, 22 kV, 10 kV và 6 kV) (trong đó đường dây 35 kV chiếm trên 66,54%). Tổng công suất của các máy biến áp phân phối trung áp là hơn 12.862 MVA.

EVNNPC đã vận hành 27 trung tâm điều khiển và đang điều khiển từ xa 263/263 TBA 110 kV (> 90% TBA 110 kV không người trực) và khoảng 3.354/8.740 (38,4%) thiết bị trên lưới điện trung thế (Recloser/LBS/RMU).

EVNNPC đã cung cấp phần mềm điều khiển trung tâm Spectrum Power 5 (Siemens/CHLB Đức) cho 27 công ty điện lực tỉnh/thành phố và đang triển khai các chức năng hỗ trợ quản lý lưới điện trung áp (DMS) như xác định và cô lập sự cố, khôi phục phụ tải, tính toán dung lượng tự bù, lập kế hoạch cấp điện ngắn hạn, đánh giá và ước lượng trạng thái hệ thống điện, tô màu động theo phân cấp điện áp, v.v.

Hệ thống SCADA/DMS của Tổng Công ty Điện lực Hà Nội (EVNHANOI)

EVNHANOI quản lý tổng chiều dài hơn 9.000 km đường dây trung áp (35 kV, 22 kV, 10 kV và 6 kV) (trong đó đường dây 22 kV chiếm 70,0%). Tổng công suất của các máy biến áp phân phối trung áp là hơn 13.102 MVA.

EVNHANOI vận hành 01 trung tâm điều khiển và đang điều khiển từ xa 49 TBA 110 kV (100% TBA 110 kV không người trực) và khoảng 465/10.617 (4,5%) thiết bị trên lưới trung áp (Recloser/LBS/RMU).

EVNHANOI được trang bị hệ thống SCADA của hãng ABB. Hệ thống quản lý lưới điện phân phối (DMS) của EVNHANOI là một mô-đun được tích hợp vào hệ thống SCADA của ABB, bao gồm các ứng dụng được thiết kế để giám sát điều khiển toàn bộ lưới điện phân phối một cách hiệu quả

và tin cậy. EVNHANOI đang triển khai các chức năng chính của DMS như sau: Đánh giá và ước lượng phụ tải: (i) tính toán các thông số tại thời điểm tiền vận hành, bao gồm dòng điện, điện áp, công suất tại tất cả các nút của lưới điện, (ii) tính toán trào lưu công suất, (iii) tính toán các thông số ở một chế độ nhất định tại một thời điểm cụ thể, chủ yếu là dòng điện và công suất tại tất cả các nút của lưới điện; Phân tích ngắn mạch: (i) tính toán dòng ngắn mạch, xác định vị trí sự cố dựa trên cơ sở tính toán khoảng cách xảy ra sự cố và dữ liệu sự cố thu thập được; (ii) điều khiển điện áp-công suất phản kháng (volt-var) tích hợp: Điều khiển điện áp và hệ số công suất trên lưới.

Hệ thống SCADA/DMS của Tổng Công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC)

EVNCPC chịu trách nhiệm quản lý vận hành và đảm bảo cung cấp điện cho 13 tỉnh, thành phố miền Trung và Tây Nguyên. Lưới điện thuộc phạm vi quản lý của EVNCPC gồm hơn 763 đường dây trung thế (35 kV, 22 kV) với tổng chiều dài hơn 28.887 km (trong đó đường dây 22 kV chiếm tỷ trọng lớn 93%). Tổng công suất máy biến áp phân phối trung áp là trên 5.429 MVA.

EVNNPC đã vận hành 13 trung tâm điều khiển và đang điều khiển từ xa 134 TBA 110 kV (100% TBA 110 kV không người trực) và khoảng 3.291/3.765 (87,6%) thiết bị trên lưới điện trung áp.

EVNCPC được trang bị phần mềm SCADA/DMS của Survalent (Canada), 07/13 hệ thống SCADA được trang bị hệ thống DMS và đang triển khai. EVNCPC đã ứng dụng chức năng tự động phát hiện, định vị, cô lập sự cố và khôi phục cấp điện (FLISR) cho lưới điện 22 kV thành phố Đà Nẵng (DAS), nghiên cứu phương án tính toán xu hướng công suất thời gian thực cho 1-2 xuất tuyến, và thực hiện liên kết chia sẻ dữ liệu giữa phần mềm MDMS và SCADA/DMS.

EVNCPC đang triển khai các thủ tục để tiếp tục trang bị DMS cho 04/13 công ty điện lực: Quảng Bình, Phú Yên, Kon Tum và Đắk Nông.

Hệ thống SCADA/DMS của Tổng Công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh (EVNHCMC)

EVNHCMC chịu trách nhiệm quản lý vận hành và đảm bảo cung cấp điện cho Thành phố Hồ Chí Minh. Hệ thống lưới điện phân phối trung áp chỉ có 1 cấp điện áp (22 kV) với hơn 770 đường dây có tổng chiều dài hơn 7.154 km. Tổng công suất của các máy biến áp phân phối trung áp là trên 13.234 MVA.

EVNHCMC đã vận hành 01 trung tâm điều khiển và đang điều khiển từ xa 56 TBA 110 kV (100% TBA 110 kV không người trực) và khoảng 1.871/6.841 (27,4%) thiết bị trên lưới điện trung thế (Recloser / LBS / RMU).

EVNHCMC được trang bị hệ thống SCADA của Alstom (nay là GE) cung cấp đầy đủ các tính năng của hệ thống SCADA cũng như được trang bị các chức năng quản lý lưới điện phân phối tiên tiến (ADMS) bao gồm: tính toán trào lưu công suất, tính toán phân bố phụ tải, tính toán ngắn mạch, định vị, cô lập vùng sự cố và khôi phục cấp điện - FDIR, tái cấu trúc lưới nhằm tối ưu hóa vận hành, quản lý mất điện (OMS)...

Hệ thống SCADA/DMS của Tổng Công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC)

EVNSPC chịu trách nhiệm quản lý vận hành và đảm bảo cấp điện cho 21 tỉnh, thành phố phía Nam (trừ Thành phố Hồ Chí Minh) với tổng chiều dài đường dây hơn 61,555 km (trong đó, đường dây 22 kV chiếm tỷ trọng lớn 99,5%). Tổng công suất máy biến áp phân phối trung áp là hơn 17.881 MVA.

Trung tâm điều khiển: Hệ thống SCADA trung tâm của EVNSPC sử dụng Phần mềm Spectrum (Siemens) cùng chức năng DMS, đóng vai trò là trung tâm điều khiển chia sẻ khả năng điều khiển cho DSO của 20 tỉnh (mô hình hạ tầng kỹ thuật tập trung, giám sát, điều khiển phi tập trung) và đã xây dựng sơ đồ một sợi phục vụ vận hành lưới điện 110 kV và 22 kV theo địa bàn quản lý của từng tỉnh.

Hiện nay, EVNSPC cũng đã đưa vào vận hành 20 trung tâm điều khiển tại Phòng Điều độ của 20 công ty điện lực trực thuộc. Hệ thống SCADA (Spectrum Power 7) đang kết nối và điều khiển 205 TBA 110 kV (100% TBA 110 kV không người trực) và hơn 1.024/5.547 (18,6%) thiết bị trên lưới trung áp.

PC Đồng Nai đã được trang bị hệ thống SCADA/DMS của hãng Survalent. Hệ thống SCADA/DMS đang kết nối, điều khiển từ xa 27 TBA (100% TBA 110 kV không người trực) và 201/1.081 (18,6%) thiết bị (Recloser/LBS/RMU) trên lưới điện trung thế. Công ty Điện lực Đồng Nai đã ứng dụng các chức năng của hệ thống DMS bao gồm: giám sát, đánh giá và xác định các thay đổi về cấu hình, sơ đồ kết lưới để phân tích cấu trúc kết nối toàn bộ lưới điện; nhanh chóng xác định vị trí sự cố, điểm cách ly phù hợp và xác định các thiết bị đóng cắt có thể thao tác được để khôi phục cấp điện cho các khu vực lưới điện bị sự cố (FLISR); chương trình mô phỏng công tác vận hành lưới điện phân phối (chức năng mô phỏng để đào tạo nhân viên vận hành).

Bảng 5. Hiện trạng ứng dụng hệ thống SCADA/DMS và kết nối hệ thống ĐMTMN

STT	Tổng công ty điện lực	Hệ thống SCADA/DMS	Số lượng trạm biến áp 110kV điều khiển từ xa	Số lượng thiết bị điều khiển được trên lưới điện trung thế
1	EVNNPC	27	263	3354
2	EVNCPC	13	134	3291
3	EVNSPC	21	230	1024
4	EVNHANOI	1	49	465
5	EVNHCMC	1	56	1871

(Nguồn: Các Tổng công ty Điện lực, tháng 9/2021)

2.3.3. Tổng quan về các chức năng của các biến tần hiện có

Hiện nay, các hệ thống ĐMTMN tại Việt Nam sử dụng biến tần của các hãng SMA, Huawei, Solis, Growatt, Goodwe, ABB, Fronius, SolarEdge, Omnik, INVT,...

Biến tần giữ vai trò trung tâm của các trang trại điện mặt trời và hệ thống ĐMTMN. Việc ứng dụng các công nghệ điện tử và công nghệ vi điều khiển tiên tiến nhất đã giúp các nhà sản xuất biến tần trang bị nhiều chức năng hữu ích cho các bộ biến tần nối lưới trung thể của mình để hỗ trợ vận hành hệ thống điện phân phối.

Các chế độ làm việc của biến tần

Thông qua bộ biến tần, có thể điều khiển công suất tác dụng P và công suất phản kháng Q của các nguồn ĐMTMN. Biến tần thường có hai chế độ làm việc chính:

- Chế độ xác lập: Đây là chế độ điều khiển của biến tần trong điều kiện hệ thống điện hoạt động bình thường. Trong chế độ xác lập, công suất tác dụng (P) sẽ được biến tần phát lên lưới điện tùy thuộc vào bức xạ mặt trời; công suất phản kháng (Q) sẽ được phát lên lưới tùy thuộc vào chế độ điều khiển công suất phản kháng được cài đặt trong biến tần. Thông thường, biến tần sẽ có hai chế độ điều khiển công suất phản kháng chính như sau:
 - ◊ Chế độ Q: Chế độ điều khiển dựa trên giá trị đặt của công suất phản kháng (Q), phụ thuộc vào dung lượng tụ điện và cuộn kháng được lắp đặt trong biến tần.
 - ◊ Điều khiển hệ số công suất: chế độ điều khiển dựa trên hệ số công suất ($\cos\phi$).
- Chế độ sự cố (FRT- behavior): là chế độ điều khiển của biến tần khi hệ thống điện xảy ra sự cố. Đối với chế độ sự cố, biến tần có thể có các phản ứng sau tùy thuộc vào việc cài đặt và cấu hình cho biến tần:
 - ◊ Zero Power Mode- Chế độ chạy không nguồn hay còn gọi là chế độ độc lập: Biến tần sẽ tự động giảm công suất tác dụng và phản kháng về 0 khi phát hiện có sự cố để đảm bảo an toàn cho thiết bị. Sau khi loại trừ sự cố, biến tần sẽ tự động khởi động lại.
 - ◊ Active Power Priority – Chế độ ưu tiên phát công suất tác dụng: Biến tần sẽ ưu tiên phát công suất tác dụng vào lưới trong quá trình sự cố để hỗ trợ tần số lưới trong khi công suất phản kháng có thể bị suy giảm tùy theo khả năng của biến tần.
 - ◊ Reactive Power Priority – Chế độ ưu tiên phát công suất phản kháng: Biến tần sẽ ưu tiên phát công suất phản kháng vào lưới để hỗ trợ điện áp lưới khi có sự cố trong khi công suất tác dụng có thể bị suy giảm tùy theo khả năng của biến tần.

Các yêu cầu kỹ thuật đối với biến tần.

Biến tần ĐMTMN nối lưới trung áp cần phải đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật quy định tại Khoản 11, Điều 2 Thông tư 30/2019/TT-BCT ngày 18/11/2019. Các yêu cầu kỹ thuật chính đối với biến tần ĐMTMN như sau:

- Thời gian duy trì phát điện tối thiểu của hệ thống ĐMTMN tương ứng với các dải tần số vận hành của hệ thống điện, biên dưới là 47,5 Hz và biên trên là 52 Hz, cần duy trì thời gian phát điện tối thiểu từ 1 phút đến 30 phút theo quy định, tùy theo dải tần số tương ứng.
- Khi tần số hệ thống điện lớn hơn 50,5 Hz, nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời có khả năng giảm công suất tác dụng theo độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh (droop characteristics) trong dải từ 2% đến 10%. Giá trị cài đặt độ dốc tương đối của đường đặc tuyến tĩnh do cấp điều độ có quyền điều khiển tính toán và xác định.
- Chế độ điều khiển điện áp và công suất phản kháng: cần xem xét và nghiên cứu áp dụng chế độ điều khiển theo hệ số công suất ($\cos\phi$) để giới hạn độ lệch của điện áp. Giá trị điều chỉnh được tính cho từng khu vực.
- Hệ thống ĐMTMN tại mọi thời điểm đang nối lưới phải có khả năng duy trì vận hành phát điện tương ứng với dải điện áp tại điểm đấu nối trong thời gian như sau: nếu điện áp dưới 0,3 p.u, thời gian duy trì tối thiểu là 0,15 giây, hoặc nếu điện áp từ 1,15 p.u đến dưới 1,2 p.u, hệ thống ĐMTMN phải duy trì vận hành phát điện trong 0,5 giây.
- Các yêu cầu cần đáp ứng về mặt kỹ thuật của biến tần khi xảy ra sự cố: Như đã đề cập ở trên, trong sự cố lưới điện, biến tần có thể hoạt động ở 3 chế độ. Việc lựa chọn chế độ và tính toán cài đặt thông số cho từng chế độ cần được nghiên cứu và tính toán để đạt được hiệu quả tốt nhất.
- Các yêu cầu đáp ứng kỹ thuật của biến tần sau khi gặp sự cố: nếu sự cố kéo dài hơn thời gian tối thiểu cần thiết, biến tần sẽ ngừng hoạt động.

Do đó, biến tần phải được hiệu chỉnh các thông số cài đặt để chỉ khởi động lại và phát điện lên lưới không sớm hơn thời gian quy định để hỗ trợ duy trì tần số và điện áp lưới điện trong dải quy định, tỷ lệ tăng giảm công suất phát cũng phải được cài đặt theo đúng quy định.

Hiện tại, các hệ thống ĐMTMN lắp đặt mới có công suất trên 500 kW phải tuân theo các yêu cầu nêu tại công văn số 4304/ĐDQG-PT ngày 11/10/2021 về “Tài liệu hướng dẫn về các yêu cầu kỹ thuật đối với inverter của ĐMTMN”.

Khả năng tích hợp các hệ thống giám sát và điều khiển của biến tần

- Hầu hết các nhà sản xuất biến tần thương mại đã sản xuất biến tần có khả năng kết nối với các hệ thống giám sát và điều khiển từ xa.
- Hệ thống ĐMTMN thường có nhiều biến tần được kết nối theo nhóm đến một bộ ghi dữ liệu (logger). Việc cài đặt, giám sát, điều khiển biến tần có thể thông qua bộ logger này. Các biến tần có thể thực hiện cài đặt thủ công tại chỗ thông qua phần mềm giao diện người-máy (HMI), và cài đặt từ xa từ trung tâm giám sát thông qua hệ thống viễn thông công cộng 3G,

4G. Các nhà phát triển ĐMTMN sẽ sử dụng các ứng dụng dành cho điện thoại thông minh của nhà sản xuất dựa trên công nghệ đám mây để theo dõi các thông số vận hành thời gian thực của hệ thống ĐMTMN.

- Chỉ có một số ít các hệ thống ĐMTMN được kết nối với SCADA của công ty điện lực (do không quy định bắt buộc phải kết nối).
- Tại Việt Nam, đã có một số đơn vị nghiên cứu phát triển các hệ thống thông tin năng lượng (EIA) để kết nối giám sát và điều khiển từ xa như Viettel – VCC, Nichietsu, ATS JSC....

2.3.4. Triển khai Công tơ điện tử thông minh (có thể sử dụng để giám sát và điều khiển ĐMTMN)

Việc triển khai hệ thống hạ tầng quản lý đo đếm thông minh từ xa (AMI) sẽ dẫn đến lượng dữ liệu được thu thập rất lớn. Nguồn dữ liệu lớn này cần được phân tích để đưa ra các kết quả hữu ích hỗ trợ các đơn vị vận hành lưới điện cải thiện công tác vận hành và bảo trì lưới điện. Hơn nữa, các công ty điện lực có thể sử dụng dữ liệu phân tích để hiểu rõ hơn về hành vi sử dụng của khách hàng, mức tiêu thụ thông thường, và nắm bắt nhu cầu nâng cấp, thay thế hạ tầng/ thành phần lưới điện.

Việt Nam đã thí điểm hệ thống AMI (với giải pháp công nghệ của Tatung và Trilliant) tại EVNHCMC vào năm 2015, cụ thể như sau:

- 184 khách hàng của Công ty Điện lực Gia Định;
- 60 công tơ thông minh

Vào thời điểm đó, Việt Nam chưa phát triển thị trường điện và các nguồn NLTT, chi phí mua hệ thống AMI đắt đỏ và hiệu quả không cao nên chương trình thí điểm này đã dừng lại.

Hiện EVN đang rà soát lộ trình phát triển lưới điện thông minh trong đó có hệ thống AMI. Việc triển khai hệ thống AMI bao gồm trang bị công tơ thông minh, đánh giá và lựa chọn công nghệ truyền dẫn, quản lý và khai thác dữ liệu lớn, chi phí triển khai, cơ chế định giá, các hướng dẫn và các quy định liên quan. Cho đến nay, vẫn chưa có chính sách và lộ trình thực hiện cụ thể.

2.3.5. Những phát hiện chính từ các dự án thí điểm trước đây tại Việt Nam

Cho đến nay, không có quy định bắt buộc các hệ thống ĐMTMN phải kết nối tới SCADA. Tuy nhiên, đã có một số ít hệ thống ĐMTMN được các công ty điện lực kết nối SCADA.

Một số khách hàng có thể điều khiển hệ thống ĐMTMN thông qua phần mềm của nhà cung cấp biến tần. Tại Việt Nam, một số công ty đã và đang nghiên cứu phát triển chức năng giám sát và điều khiển từ xa cho hệ thống ĐMTMN nối lưới như Viettel – VCC, Nichietsu, ATS JSC... Trong các giải pháp giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN nối lưới, dữ liệu của hệ thống ĐMTMN thuộc quyền quản lý của các công ty điện lực. Vì vậy, cũng cần xem xét các giải pháp để bảo vệ quyền lợi và dữ liệu của các nhà đầu tư ĐMTMN.

Cần cân nhắc giải pháp nhà máy điện ảo để kết nối và quản lý vận hành các hệ thống ĐMT đang thâm nhập ngày càng cao trong hệ thống điện.

3. Tổng quan về kinh nghiệm và các thông lệ tốt quốc tế trong giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN

Trong chương này, Phần 3.1 sẽ tóm tắt các kết quả và phát hiện qua việc rà soát các thông lệ liên quan đến thực hiện điều khiển và giám sát từ xa các hệ thống ĐMTMN ở các quốc gia được lựa chọn nghiên cứu, bao gồm Đức, Úc, Hoa Kỳ, Ý và Thái Lan. Các phát hiện chính từ tất cả các quốc gia sẽ được so sánh trong một bảng tổng quan ở cuối chương. Các quốc gia này được lựa chọn do có tỷ trọng ĐMTMN cao (trên 10% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống) và là nguồn tham chiếu quốc tế về các yêu cầu kỹ thuật và quá trình phát triển ĐMTMN. Riêng Thái Lan có tỷ trọng ĐMTMN trong tổng công suất lắp đặt chỉ đạt 1%, nhưng được lựa chọn do trong nhiều năm đã là quốc gia tham chiếu về phát triển NLTT ở khu vực Đông Nam Á.

Phần 3.2 sẽ trình bày tổng quan về các giải pháp và công nghệ sẵn có với tiềm năng áp dụng cho công tác giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN.

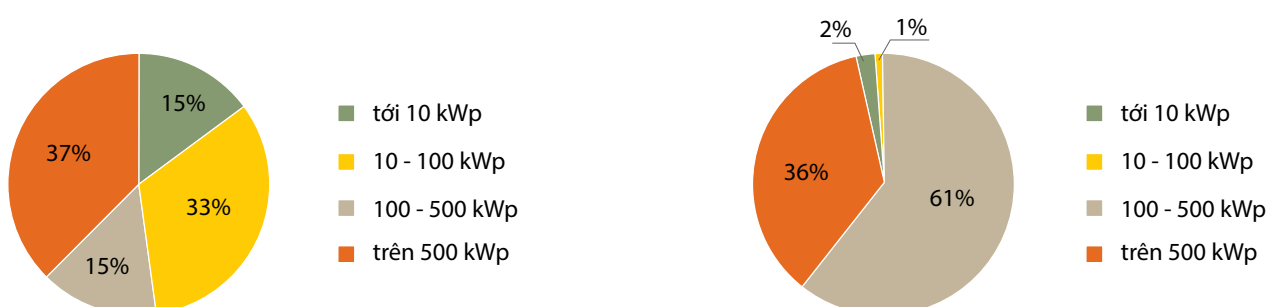
3.1. Tổng quan về kinh nghiệm của một số quốc gia lựa chọn

3.1.1. Đức

Thực trạng

Tại Đức, công suất đặt ĐMT năm 2020 tăng hơn 4,9 GW, gần gấp đôi chỉ tiêu đề ra 2,5 GW. Đến cuối năm 2020, tổng công suất lắp đặt ĐMT đạt 54 GW, chiếm 25% tổng công suất lắp đặt toàn hệ thống. Vào những ngày nhiều nắng, sản lượng ĐMT đã có thể đáp ứng 2/3 nhu cầu điện của Đức. Đạo luật Năng lượng tái tạo (EEG) của Đức đã đặt chỉ tiêu tạm thời cho tỷ trọng NLTT trong tổng cơ cấu điện năng tiêu thụ năm 2030 là 65%, đồng thời đặt mục tiêu mở rộng quy mô công suất ĐMT lên 100 GW. Để đạt được mục tiêu trên, Đức cần tăng công suất ĐMT tối thiểu 5 GW mỗi năm [1].

Hình 6 cho thấy tỷ trọng công suất ĐMT và số lượng hệ thống ĐMT được lắp đặt tính theo tỷ lệ phần trăm, được phân loại theo quy mô công suất trong tổng số hệ thống ĐMT hiện có vào năm 2020.



Hình 6. Tỷ trọng các hệ thống ĐMT theo công suất tích lũy (trái) và số lượng lũy kế hệ thống ĐMT (phải) [2]

Kể từ lần sửa đổi EEG năm 2012, tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế phải tuân thủ cơ chế quản lý ĐMT hòa lưới. Tùy thuộc vào công suất lắp đặt, các hệ thống ĐMT sẽ phải hạn chế công suất tác dụng phát lên lưới ở mức 70% công suất lắp đặt, hoặc phải cho phép các DSO thực hiện cắt giảm công suất hệ thống từ xa khi lưới điện bị tắc nghẽn hoặc gặp sự cố.

Các yêu cầu cụ thể

Theo mục 9, Đạo luật Năng lượng tái tạo (EEG) 2017 của Đức [3]:

- Tất cả các hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 100 kWp phải được trang bị thiết bị kỹ thuật cho phép đơn vị vận hành lưới điện có thể giám sát từ xa công suất đang phát lên lưới và thực hiện cắt giảm công suất vào bất kỳ thời điểm nào lưới điện bị quá tải (tiểu mục 1).
- Các hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt từ 30 kWp đến 100 kWp chỉ phải trang bị thiết bị kỹ thuật cho phép đơn vị vận hành lưới điện cắt giảm từ xa công suất phát lên lưới vào thời điểm bất kỳ (tiểu mục 2, câu 1).
- Hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt tối đa 30 kWp phải giảm công suất phát tác dụng phát lên lưới tại điểm đấu nối với lưới điện xuống mức 70% công suất lắp đặt, hoặc lắp đặt thiết bị cho phép cắt giảm từ xa công suất phát lên lưới (tiểu mục 2, câu 2).

Tính đến năm 2019, khoảng 25,7 GWp đã được điều tiết theo tiểu mục 1; 8 GWp theo tiểu mục 2; 3,5 GWp được điều tiết bằng với giới hạn công suất phát lên lưới tại 70%, và 11,9 GWp vẫn chưa được điều tiết [4]. Kể từ 01/01/2021, Đạo luật Năng lượng tái tạo điều chỉnh có hiệu lực. Theo đó, ngưỡng công suất 30 kWp đã giảm xuống 25 kWp đối với các hệ thống ĐMTMN mới. Ngoài nội dung này, tất cả các thông số kỹ thuật đã quy định từ trước vẫn được giữ nguyên [5]. Các hệ thống ĐMT mới không cần phải trang bị cổng giao tiếp công tơ thông minh, cho đến khi Văn phòng Liên bang về An ninh và Công nghệ Thông tin (BSI) xác nhận rằng đã có đủ các khả năng kỹ thuật để lắp đặt một hệ thống đo đếm thông minh toàn diện. Trong trường hợp này, chức năng điều khiển từ xa công suất phát lên lưới thường được thực hiện với công nghệ điều khiển bằng sóng vô tuyến (Radio Ripple Control).

Khi có xác nhận về việc đã có đủ các khả năng kỹ thuật để trang bị cổng giao tiếp công tơ thông minh cho các hệ thống, các quy tắc sau sẽ được áp dụng:

- Hệ thống mới có công suất lên đến 7 kWp phải có khả năng giảm công suất tác dụng phát lên lưới xuống còn 70%.
- Hệ thống mới có công suất trên 7 kWp phải trang bị cơ sở vật chất cho phép sử dụng cổng giao tiếp công tơ thông minh để các đơn vị vận hành lưới điện có thể huy động công suất phát cũng như thực hiện cắt giảm công suất nếu cần.

Cách tiếp cận

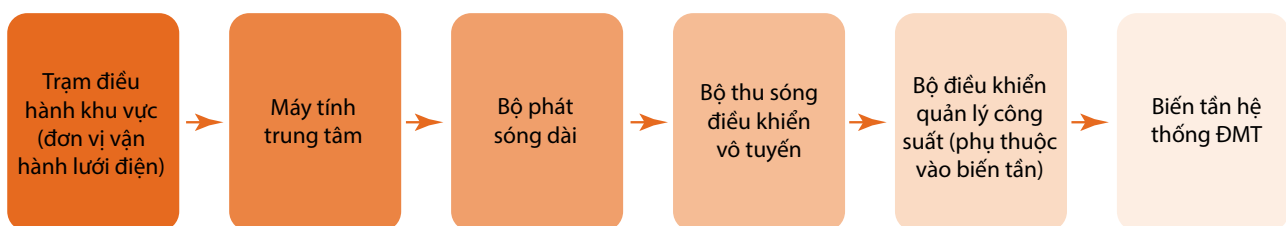
Điều khiển bằng sóng vô tuyến

Đối với các hệ thống có công suất lắp đặt từ 25 kWp đến 100 kWp, công nghệ điều khiển bằng sóng vô tuyến (RRC) đã được các đơn vị vận hành lưới điện sử dụng rộng rãi để cắt giảm từ xa

công suất ĐMT phát lên lưới. Như trình bày trong Hình 7, các phần tử chính trong hệ thống điều khiển bằng sóng vô tuyến bao gồm một trạm điều hành, máy tính trung tâm, bộ phát sóng dài và bộ thu sóng điều khiển vô tuyến. Người dùng (đơn vị vận hành lưới điện) thiết lập lệnh điều khiển tại trạm điều hành khu vực. Lệnh điều khiển được gửi đến máy tính trung tâm và sẽ được chuyển tiếp tới máy phát sóng. Các giao thức truyền tín hiệu chính được sử dụng để xác định địa chỉ các bộ thu sóng điều khiển vô tuyến là Versacom và Semagyr. Kênh liên lạc này không cho phép gửi thông tin phản hồi.

Thiết bị thu sóng điều khiển vô tuyến có thể kết nối trực tiếp với các biến tần có hỗ trợ đầu vào dạng số. Đối với hệ thống sử dụng biến tần không hỗ trợ đầu vào dạng số, bộ thu sóng điều khiển vô tuyến sẽ được kết nối qua một thiết bị trung gian (tùy thuộc vào nhà sản xuất biến tần). Thiết bị này thường là bộ điều khiển quản lý công suất, có chức năng chuyển đổi tín hiệu mã hóa dạng số từ thiết bị thu sóng điều khiển vô tuyến thành lệnh điều khiển cho (các) biến tần được kết nối. Nhìn chung, tất cả các thương hiệu biến tần trên thế giới đều có thể điều khiển được thông qua RRC.

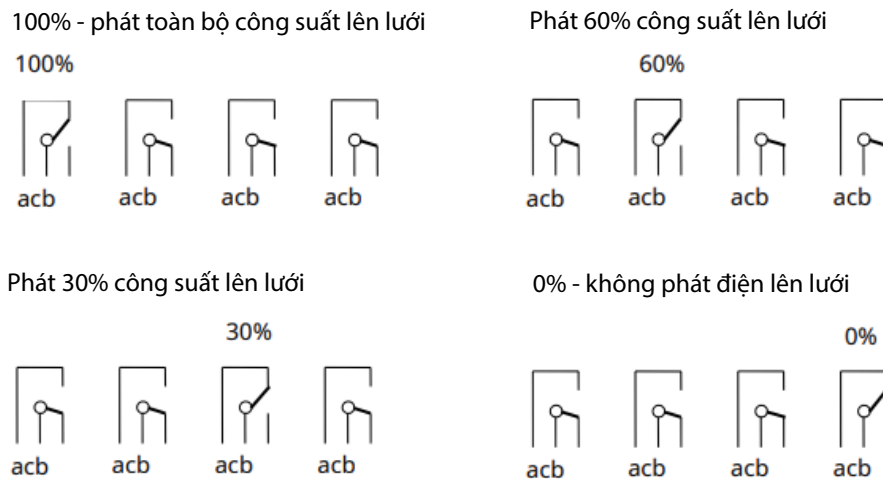
Phương pháp điều khiển hệ thống ĐMT thông qua RRC được coi là giải pháp chi phí thấp đối với các DSO tại Đức do tận dụng được hạ tầng sóng dài sẵn có. Tuy nhiên, phương pháp này không cho phép các DSO gửi lệnh đến từng hệ thống ĐMT riêng lẻ, thay vào đó tín hiệu gửi đi tại mỗi thời điểm sẽ được một nhóm các hệ thống nhận và thực hiện. Với cơ chế này, số lượng hệ thống ĐMT bị cắt giảm công suất có thể nhiều hơn mức cần thiết.



Hình 7. Quy trình truyền thông tin điều khiển bằng sóng vô tuyến

Việc điều khiển từ xa các hệ thống ĐMT thông qua RRC sẽ làm tăng thêm chi phí cho các chủ sở hữu hệ thống ĐMT. Các chủ sở hữu phải chi trả cho thiết bị thu sóng điều khiển vô tuyến và cả bộ điều khiển quản lý công suất nếu cần thiết. Tuy nhiên, những chi phí này tương đối thấp và không ảnh hưởng lớn đến tính khả thi về tài chính của các hệ thống ĐMT.

Thiết bị thu sóng điều khiển vô tuyến được trang bị bộ nhớ trong để lưu trữ chương trình cắt giảm công suất. Đối với các hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt từ 25 kWp đến 100 kWp (hoặc 30 kWp đến 100 kWp trước khi thực hiện quy định mới), công suất phát lên lưới được cắt giảm theo nhiều bước. Thông thường, với quy mô công suất này áp dụng sơ đồ điều khiển 4 cấp. Tương ứng với 4 cấp này, 4 tiếp điểm khô không có điện thế được kích hoạt trên thiết bị thu sóng điều khiển vô tuyến. Bốn tiếp điểm rơ le này tương ứng với bốn mức phát công suất là 100% (phát toàn bộ công suất lên lưới), 60%, 30% và 0% (không có công suất phát lên lưới). Hình 8 trình bày ví dụ về cách đi dây trong thiết bị thu sóng điều khiển vô tuyến để áp dụng được cơ chế điều khiển 4 cấp phát công suất [6].



Hình 8. Ví dụ về cách đi dây của thiết bị nhận sóng điều khiển vô tuyến với 4 rơ le [6].

Đối với các hệ thống ĐMT quy mô nhỏ có công suất dưới 30 kWp (25 kWp sau khi áp dụng quy định mới) được điều khiển thông qua RRC, thường sử dụng cơ chế điều khiển 2 cấp công suất phát. Trong trường hợp này, hai rơ le sẽ được lắp trên thiết bị thu sóng điều khiển vô tuyến tương ứng các mức phát công suất 100% (phát toàn bộ công suất lên lưới) và 0% (không có công suất phát lên lưới).

Đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 100 kWp, ngoài thỏa mãn yêu cầu cắt giảm công suất từ xa, công suất phát lên lưới thực tế phải được ghi lại và giám sát. Phương thức giám sát và điều khiển hệ thống từ xa sẽ do DSO quyết định. Phần tiếp theo sẽ mô tả một phương thức điều khiển từ xa khác ngoài phương pháp điều khiển bằng sóng vô tuyến.

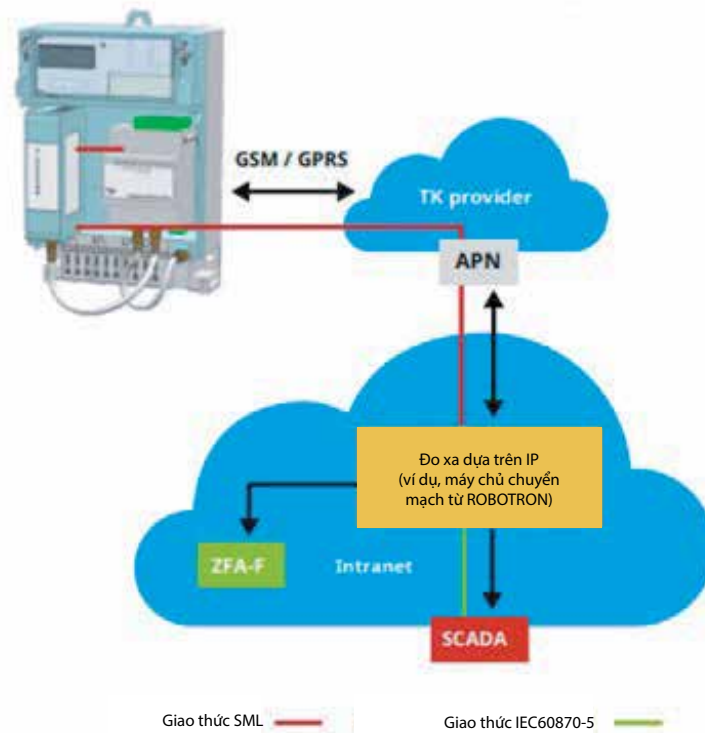
Điều khiển theo “Grid-Modul” (sử dụng mạng di động)

Netze BW, Đơn vị vận hành hệ thống phân phối cho bang Baden-Württemberg, sử dụng một hệ thống điều khiển có tên gọi là “Grid-Modul” (xem sơ đồ hạ tầng giao tiếp tại Hình 9). Hệ thống điều khiển này được Netze BW cùng nhà sản xuất công nghệ đo đếm Landys+Gyr hợp tác phát triển, bao gồm các bộ phận là Grid-Modul (phụ trách các chức năng điều khiển) và một công tơ mô-đun đồng bộ (SyM2 Meter). SyM2 là công tơ đo biểu đồ phụ tải, có nhiệm vụ cung cấp dữ liệu công suất phát lên lưới gần với thời gian thực. Hệ thống điều khiển này có thể được kết nối với hệ thống Điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu (SCADA) của DSO và hệ thống đọc chỉ số công tơ từ xa (ZFA) của Đức bằng giao thức Ngôn ngữ Tin nhắn Thông minh (SML)⁵ với sự hỗ trợ của công nghệ đo xa dựa trên Giao thức Internet (IP). Giao tiếp trong hệ thống là giao tiếp hai chiều thông qua hệ thống thông tin di động toàn cầu (GSM)⁶/Dịch vụ dữ liệu di động theo gói (GPRS)⁷. Tương tự như thiết bị thu sóng RRC, hệ thống điều khiển này cho phép cắt giảm công suất hệ thống ĐMT theo các cấp công suất phát 0%, 30%, 60% và 100% với các lệnh đầu ra dạng số của Grid-Modul [7] [8].

5 SML là một giao thức giao tiếp khách-chủ cho công tơ điện, được sử dụng để truyền tải dữ liệu đo đếm, các bản cập nhật phần mềm lỗi và tín hiệu điều khiển.

6 GSM là một chuẩn giao tiếp di động được chấp nhận trên toàn cầu.

7 GPRS là phần mở rộng của GSM, cho phép gửi và nhận dữ liệu dạng gói qua mạng GSM.



Hình 9. Hạ tầng giao tiếp của Grid-Modul [8]

Ưu điểm chính của phương pháp điều khiển này so với RRC là có thể điều khiển từng hệ thống ĐMT riêng lẻ, trong khi RRC chỉ cho phép điều khiển cùng lúc một nhóm các hệ thống dẫn đến trường hợp cắt giảm công suất quá mức cần thiết. Tuy nhiên, cách tiếp cận này cũng phát sinh chi phí lớn hơn cho cả chủ sở hữu hệ thống ĐMT và DSO, đồng thời khiến hệ thống trở nên phức tạp hơn so với RRC.

Các quy định

Các đơn vị vận hành lưới điện phải đảm bảo mua lượng điện năng lớn nhất có thể từ các nguồn phát NLTT và các nhà máy đồng phát nhiệt – điện (CHP). Trong trường hợp bắt buộc phải cắt giảm công suất hệ thống ĐMT, đơn vị vận hành lưới điện phải thông báo cho chủ sở hữu hệ thống trước một ngày về thời điểm, thời lượng và quy mô cắt giảm dự kiến. Sau khi thực hiện cắt giảm công suất, đơn vị vận hành lưới điện phải khẩn trương cung cấp thông tin về thời điểm, thời lượng và quy mô cắt giảm công suất thực tế cho các chủ sở hữu hệ thống ĐMT. Trong vòng 4 tuần sau khi nhận được yêu cầu cung cấp thông tin (nếu có), các đơn vị vận hành lưới điện phải cung cấp bằng chứng về sự cần thiết phải thực hiện cắt giảm công suất cho các chủ sở hữu hệ thống ĐMT.

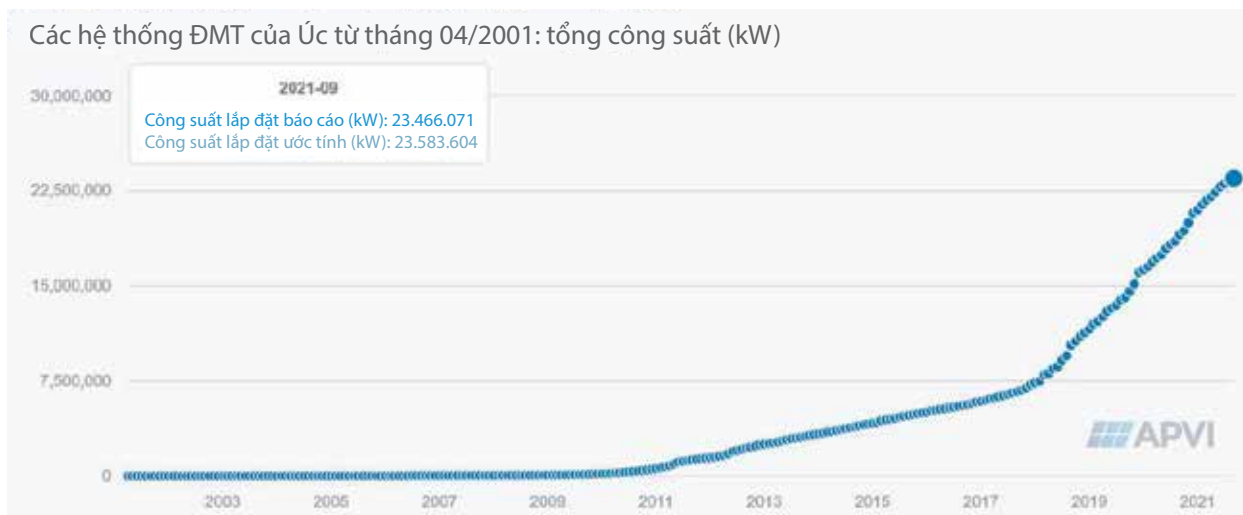
Theo EEG, đơn vị vận hành lưới điện phải bồi thường 95% tổn thất doanh thu do cắt giảm công suất cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT nếu tổng sản lượng bị cắt giảm dưới 1% sản lượng ĐMT hàng năm của hệ thống. Đối với tổn thất phát sinh do bị cắt giảm trên 1% sản lượng hàng năm, mức bồi thường sẽ là 100% tổn thất doanh thu⁸.

⁸ Sản lượng điện bị cắt giảm được ước tính bằng cách sử dụng các kết quả thực đo cường độ bức xạ trong khoảng thời gian cắt giảm công suất, đối chiếu với sản lượng không bị cắt giảm trong một khoảng thời gian có cùng cường độ bức xạ.

3.1.2. Úc

Thực trạng

Tính đến tháng 09/2021, tại Úc có hơn 2,96 triệu hệ thống ĐMT được lắp đặt với tổng công suất trên 23,5 GW, trong đó ĐMTMN chiếm 15,4 GW⁹. Kể từ năm 2017, công suất lắp đặt ĐMT đã liên tục tăng nhanh, trung bình đạt 4,5 GW/năm như thể hiện trong Hình 10.



Hình 10. Tăng trưởng công suất lắp đặt ĐMT ở Úc đến tháng 04/2021 [9]

Theo báo cáo dự báo mức phát thải năm 2021 của Úc, tỷ trọng NLTT dự kiến sẽ đạt 61% vào năm 2030 với tổng công suất lắp đặt ĐMT đạt 42 GW (trong đó 39 GW là từ các hệ thống quy mô nhỏ dưới 100 kWp). Bang Nam Úc sẽ sử dụng 96% điện năng từ các nguồn NLTT (29% từ ĐMTMN [10]), trong khi tỷ lệ này ở bang Tây Úc là 45% [11].

Vào năm 2019, Cơ quan vận hành thị trường năng lượng Úc (AEMO) đã xác định những rủi ro nghiêm trọng đối với hệ thống điện ở bang Tây Úc, đặc biệt là hệ thống kết nối Tây Nam (SWIS). Theo dự báo, nếu không có hành động kịp thời, tốc độ lắp đặt ĐMTMN hiện tại có thể dẫn đến tình trạng mất điện trên diện rộng ngay từ năm 2022 [12].

Các tác nhân chính dẫn đến rủi ro an ninh hệ thống ở bang Tây Úc được xác định trong báo cáo cập nhật SWIS của AEMO bao gồm:

- Tốc độ tăng trưởng ĐMT phân tán cao hơn dự kiến
- Dao động phụ tải lớn hơn tương ứng với các mức vận hành cao hơn của các hệ thống ĐMT phân tán
- Các yêu cầu quản lý tần số thay đổi do phụ tải biến động cao hơn
- Mức công suất chạy nền tối thiểu và nhu cầu phụ tải vận hành tối thiểu của hệ thống giảm

⁹ Theo Đơn vị vận hành thị trường năng lượng Úc, ĐMTMN được định nghĩa là "các hệ thống sau công tơ, do hộ gia đình và doanh nghiệp lắp đặt, có công suất lên đến 100 kW"

- Công suất phát của nguồn điện tái tạo là các máy điện không đồng bộ vượt quá công suất phát của nguồn điện truyền thống là các máy điện đồng bộ
- Quán tính của hệ thống thấp hơn và số lượng máy phát đồng bộ đang vận hành ít hơn khiến năng lực duy trì độ tin cậy và an ninh hệ thống điện sụt giảm
- Ngày càng xuất hiện nhiều các mức giá âm trên thị trường cân bằng năng lượng.

Tại bang Nam Úc, công suất lắp đặt ĐMT đang tăng lên nhanh chóng. Tính đến 2020, mỗi năm có hơn 200 MW công suất ĐMT được bổ sung vào hệ thống. Nếu tốc độ tăng trưởng này vẫn tiếp diễn, nhu cầu phụ tải phục vụ vận hành (bằng nhu cầu phụ tải thực tế trừ đi công suất phát điện phân tán, sẽ được đáp ứng bởi các nhà máy phát điện truyền thống có thể điều độ được) có thể giảm về không (0) vào cuối năm 2022. Dự báo này dựa trên nhu cầu phụ tải phục vụ vận hành tối thiểu xảy ra vào khoảng thời gian giữa ngày trong tháng 11/2019 của năm tài chính 2019-2020, với giả định có số lượng lớn nguồn năng lượng phân tán (DER) được bổ sung và điều kiện thời tiết lý tưởng, hội tụ đủ các yếu tố nhiệt độ ôn hòa, bầu trời quang mây và ít hoạt động kinh tế [13].

Một trong những thách thức lớn nhất cần giải quyết ngay ở cả hai bang Nam Úc và Tây Úc là quản lý an ninh hệ thống điện trong những khoảng thời gian nhu cầu phụ tải vận hành giảm xuống còn rất thấp. Trong những thời điểm như vậy, các nhà máy điện truyền thống điều độ được sẽ không thể hoạt động. Những nhà máy điện này cung cấp các dịch vụ lưới điện thiết yếu như duy trì độ ổn định, quán tính, tần số và điện áp của hệ thống điện. Mặc dù các nguồn năng lượng phân tán (DER) có thể cung cấp một số dịch vụ tương tự, vẫn cần cải tiến các tiêu chuẩn hoạt động cũng như năng lực tuân thủ các tiêu chuẩn¹⁰ hiện hành (đặc biệt là khả năng vượt qua sự cố thoáng qua) để đảm bảo hệ thống điện vận hành an toàn trong điều kiện DER thâm nhập cao. Trong khi chờ đợi những cải tiến này, cần có các biện pháp tức thời để giải quyết các thách thức trong vận hành, chẳng hạn như quy định thực hiện điều khiển từ xa cho tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới được lắp đặt mới.

Theo báo cáo cập nhật về SWIS của AEMO, việc quy định tính năng cho phép quản lý các hệ thống ĐMT nối lưới phân phối (để điều chỉnh và/hoặc cắt giảm công suất phát) dựa trên các hướng dẫn của AEMO cho bên thứ ba¹¹ là biện pháp ưu tiên trong danh mục các hành động khuyến nghị thực hiện để giảm thiểu rủi ro an ninh hệ thống và cần được triển khai càng sớm càng tốt.

10 Theo [13], bằng chứng từ phản ứng của DER trong các sự kiện nhiễu động hệ thống điện ở Nam Úc cho thấy, 30-40% các bộ biến tần ĐMT không hoạt động theo các tiêu chuẩn hiện hành.

11 Được gọi là các đại lý, thường là những nhà sản xuất biến tần, công tơ thông minh, hoặc các công ty chuyên phát triển nhà thông minh và các công nghệ quản lý DER

Phương pháp tiếp cận của bang Nam Úc

Các tiêu chuẩn kỹ thuật cho biến tần

Theo đơn vị quản lý mạng lưới điện Nam Úc (SAPN), các hệ thống ĐMT (còn được gọi là các hệ thống năng lượng có sử dụng biến tần) nối lưới phải được trang bị biến tần tuân thủ tiêu chuẩn kỹ thuật AS/NZS 4777. Các biến tần tuân thủ tiêu chuẩn AS/NZS 4777.2: 2015 cần phải có nhiều tính năng bảo vệ lưới điện như [14]:

- Bảo vệ tần số cao/thấp
- Bảo vệ quá áp/thấp áp
- Chế độ đáp ứng chất lượng điện
- Chế độ đáp ứng Volt-Watt
- Chế độ đáp ứng Volt-Var
- Các chế độ cân bằng điện áp

Ngoài ra, các biến tần phải có khả năng đáp ứng yêu cầu quản lý Điều chỉnh phụ tải (DRM), theo định nghĩa là các thay đổi tự động trong chế độ vận hành bình thường của thiết bị điện nhằm đáp ứng tín hiệu do một đơn vị điều khiển từ xa truyền đến. Yêu cầu tối thiểu đối với tất cả các biến tần nối lưới là khi nhận được tín hiệu DRM, trong vòng tối đa 2 giây phải đáp ứng bằng cách vận hành một thiết bị ngắt kết nối tự động (DRM 0, như minh họa trong Bảng 6. Các biến tần có thể hỗ trợ bổ sung các chế độ DRM như trình bày trong Bảng 6. (DRM 0, 5, 6 và 7 áp dụng cho biến tần ĐMT).

Bảng 6. Các chế độ Điều chỉnh phụ tải (DRM), các chế độ in đậm áp dụng cho ĐMT

Chế độ	Yêu cầu
DRM 0	Vận hành thiết bị ngắt kết nối
DRM 1	Không tiêu thụ điện năng
DRM 2	Không tiêu thụ quá 50% công suất định mức
DRM 3	Không tiêu thụ quá 75% công suất định mức và phát công suất phản kháng nếu có thể
DRM 4	Tăng mức tiêu thụ điện năng
DRM 5	Không phát điện
DRM 6	Không phát điện trên 50% công suất định mức
DRM 7	Không phát điện trên 75% công suất định mức và hấp thụ công suất phản kháng nếu có thể
DRM 8	Tăng sản lượng điện năng

Thiết bị cho phép điều chỉnh phụ tải (DRED) được sử dụng làm giao diện giữa đơn vị điều khiển từ xa và bộ điều khiển phụ tải đã tích hợp trong biến tần. DRED phải được kết nối với cổng DRM của biến tần. Nếu không có cổng DRM, DRED được cài đặt theo thông số kỹ thuật do nhà sản xuất cung cấp. Chức năng giao tiếp với DRED có thể được cấu hình theo hướng dẫn của đơn vị điều khiển từ xa. Các phương thức giao tiếp phổ biến bao gồm điều khiển phụ tải bằng sóng, mạng vô tuyến hình mắt lưới, hoặc qua internet¹² [15].

Đối với các hệ thống ĐMT phát điện không theo lịch trình (PVNSG)¹³ có công suất lắp đặt từ 200 kW đến 1 MW và công suất tối đa phát lên lưới dưới 200 kW, cần lắp đặt thiết bị giám sát mạng (NMU) để cung cấp dữ liệu theo chu kỳ về lượng điện năng do hệ thống tạo ra cho SAPN. Có thể đáp ứng yêu cầu này bằng cách lắp đặt một công tơ điện tử đo xa theo chu kỳ để cung cấp dữ liệu cho SAPN. Do có công suất phát lên lưới tối đa dưới 200 kW không cần yêu cầu giám sát và điều khiển theo thời gian thực, hệ thống chỉ cần cung cấp dữ liệu hàng tuần hoặc thường xuyên hơn [16].

Những thay đổi về quy định cho nhà ở thông minh hơn

Năm 2020, những thay đổi về quy định của chính quyền bang Nam Úc đối với ĐMTMN đã dẫn đến việc bổ sung các tiêu chuẩn kỹ thuật mới để giải quyết các rủi ro an ninh hệ thống. Các tiêu chuẩn này bao gồm [17]:

A. Yêu cầu về ngắt kết nối và tái kết nối từ xa

Tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới lắp đặt sau ngày 28/09/2020 phải có khả năng ngắt kết nối và tái kết nối theo lệnh điều khiển từ xa của một đơn vị trung gian đã đăng ký với cơ quan điều tiết kỹ thuật¹⁴. Vai trò của đơn vị điều khiển trung gian là ngắt kết nối/tái kết nối từ xa các hệ thống được chỉ định khi có chỉ thị chính thức từ SAPN hoặc AEMO [18].

Một số yêu cầu chính đối với các đơn vị điều khiển trung gian bao gồm:

- Ứng dụng công nghệ có khả năng ngắt kết nối và tái kết nối các hệ thống phát điện mà không cần đơn vị điều khiển phải trực tiếp đến địa điểm của hệ thống
- Ngắt kết nối/tái kết nối theo quy mô tất cả các hệ thống, từng hệ thống riêng lẻ, nhiều hệ thống (theo số lượng hoặc vị trí), hoặc theo một mức công suất ĐMT nhất định thuộc quyền điều khiển của đơn vị
- Thực hiện nghiệp vụ ngắt kết nối/tái kết nối trong vòng 15 phút kể từ khi nhận được chỉ thị, và thông báo cho bên đưa ra chỉ thị sau khi kết thúc nghiệp vụ

Chính quyền bang Nam Úc đã ban hành bản mô tả chức năng một loạt các phương pháp mà theo đánh giá là sẽ cho phép đơn vị điều khiển trung gian sử dụng tín hiệu từ xa để vận hành các thiết bị ngắt kết nối hoặc giới hạn lượng điện năng do biến tần phát lên lưới về 0. Các phương pháp này bao gồm [19]:

12 Điều khiển phụ tải bằng sóng (khác với Điều khiển bằng sóng vô tuyến RRC) hoạt động bằng cách đưa các tín hiệu tần số cao lên lưới điện phân phối tần số tiêu chuẩn 50Hz. Phương thức này thường được sử dụng để điều khiển nhiều loại phụ tải như thiết bị chiếu sáng công cộng, thiết bị đun nước nóng chạy điện.

Mạng vô tuyến hình mắt lưới là một loại mạng không dây được hình thành từ nhiều nút, mỗi nút có bộ định tuyến lưới cố định. Các bộ định tuyến lưới cho phép các máy khách kết nối với mạng này và chuyển tiếp các thông điệp.

13 Theo AEMO, các hệ thống PVNSG được định nghĩa là hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt từ 100 kWp đến 30 MWp.

14 Trước khi có yêu cầu này, chính quyền bang có quy định các hệ thống ĐMT phải được trang bị tính năng DRM 0, là chế độ cho phép ngắt kết nối từ xa. Tuy nhiên, chủ sở hữu hệ thống ĐMT không bắt buộc phải đăng ký với một đơn vị điều khiển trung gian.

- DRED có khả năng xác nhận tín hiệu DRM0 hoặc DRM5
- Kênh giao tiếp trực tiếp với biển tần
- Công tơ điện (thông minh)
- Thiết bị bảo vệ mạng (NPU)
- Hệ thống SCADA

Tuy nhiên, đây không phải là danh sách hoàn chỉnh về các công nghệ có thể ứng dụng để ngắt kết nối/tái kết nối từ xa đối với các hệ thống ĐMT. Đơn vị điều khiển trung gian có quyền đề xuất sử dụng một công nghệ phù hợp. Để đảm bảo không giới hạn công nghệ, chính quyền bang Nam Úc chỉ đặt ra các yêu cầu về kết quả vận hành đối với công nghệ sẽ được đơn vị điều khiển sử dụng.

Danh sách các đơn vị điều khiển trung gian được chính quyền bang Nam Úc công khai trên mạng và thường xuyên cập nhật [20]. Danh sách này chứa thông tin tổng quan về công nghệ mà mỗi đơn vị điều khiển sử dụng. Một trong những giải pháp phổ biến nhất là tận dụng khả năng kết nối internet của biển tần để điều khiển các giới hạn công suất phát lên lưới của biển tần, hoặc giảm công suất phát điện thông qua Giao diện lập trình ứng dụng (API)¹⁵.

Cách tiếp cận không giới hạn công nghệ về ngắt kết nối/tái kết nối từ xa các hệ thống ĐMT đã bị một số bên liên quan chỉ trích. Theo phản hồi nhận được từ cuộc tham vấn về các yêu cầu đề xuất, cách tiếp cận không giới hạn công nghệ áp dụng cho phương thức giao tiếp của đơn vị điều khiển trung gian có thể làm phát sinh các tiêu chuẩn chòng chéo, gây tác động tiêu cực đến tính hiệu quả của hệ thống. Ngoài ra, các bên liên quan cũng đồng quan điểm là Chính phủ bang Nam Úc nên hỗ trợ triển khai áp dụng tiêu chuẩn quốc tế IEEE 2030.5 (Xem phần 3.13). Tiêu chuẩn này được coi là mục tiêu tối hậu cho công tác điều khiển từ xa các Nguồn năng lượng phân tán trong toàn ngành [21].

B. Yêu cầu về hạn mức công suất phát lên lưới

Kể từ năm 2019, các hệ thống ĐMTMN nối lưới có hạn mức phát lên lưới cố định là 5 kW mỗi pha. Khi công suất ĐMTMN tiếp tục tăng, giới hạn phát công suất này hầu như chắc chắn sẽ phải giảm sâu hơn. Tuy nhiên, trong hầu hết thời gian trong năm, hệ thống điện bang Nam Úc vẫn có thể hỗ trợ công suất phát lên lưới trên hạn mức cố định. Để cho phép tiếp tục lắp đặt và mang lại giá trị tối đa cho các chủ sở hữu hệ thống, tất cả các hệ thống ĐMTMN nối lưới phải có khả năng cập nhật từ xa và thi hành các hạn mức động về công suất phát lên lưới.

Do vậy, chủ sở hữu hệ thống ĐMTMN phải đảm bảo rằng biển tần được lắp đặt có khả năng nhận thông tin giao tiếp từ xa. Theo các hướng dẫn của quy chuẩn kỹ thuật, biển tần phải có khả năng kết nối internet và có cổng giao tiếp tích hợp để kết nối vật lý với thiết bị khác (ví dụ như qua ethernet, USB và RS-232). Nếu biển tần có thể giao tiếp không dây cho kết quả tương tự như khi sử dụng cổng giao tiếp tích hợp để kết nối với thiết bị khác, có thể sử dụng phương thức giao tiếp không dây thay thế cho cổng giao tiếp vật lý.

¹⁵ API là một phần mềm trung gian cho phép giao tiếp giữa các ứng dụng.

C. Yêu cầu về công tơ thông minh

Thông thường, công tơ thông minh được lắp theo cách tiết kiệm chi phí tại vị trí ranh giới giữa hệ thống phát điện và phụ tải của khách hàng, hay chính là điểm đấu nối lưới điện. Điều này cho phép đơn vị quản lý hệ thống đo đếm thực hiện ngắt điện và đóng điện toàn bộ hệ thống của khách hàng, nhưng không thể đóng/ngắt riêng từng phần hệ thống phát điện và phụ tải của khách hàng.

Quy định mới yêu cầu công tơ thông minh phải có khả năng đo đếm, điều khiển riêng biệt phụ tải điều khiển được và hệ thống phát điện, tức là được lắp đặt ở đầu ra AC của (các) bộ biến tần. Việc lắp đặt công tơ thông minh phải tuân thủ các hướng dẫn sau của cơ quan điều tiết kỹ thuật [22].

Mặc dù 3 yêu cầu nêu trên (ngắt kết nối/tái kết nối từ xa, giới hạn mức công suất phát lên lưới, công tơ thông minh) dường như góp phần giải quyết những vấn đề giống nhau, chính quyền bang Nam Úc cho rằng các yêu cầu này bổ trợ cho nhau. Trong khi các hạn mức động về công suất phát lên lưới hỗ trợ quản lý các giới hạn về khả năng truyền tải của lưới điện, các yêu cầu về công tơ thông minh cho phép hệ thống phát điện và phụ tải điều khiển được phản ứng phù hợp với diễn biến giá điện, cũng như các yêu cầu về ngắt kết nối và tái kết nối từ xa sẽ đóng vai trò là các giải pháp dự phòng khẩn cấp [23].



Phương pháp tiếp cận của bang Tây Úc

Theo chính quyền bang Tây Úc, các yêu cầu về ngắt kết nối từ xa đối với hệ thống ĐMTMN sẽ có hiệu lực từ tháng 02/2022. Tương tự như những thay đổi về quy định của bang Nam Úc cho nhà ở thông minh hơn, một đơn vị điều khiển từ xa sẽ chịu trách nhiệm ngắt kết nối từ xa hệ thống ĐMT khi có chỉ thị chính thức từ AEMO. Các phương pháp đề xuất thực hiện ngắt kết nối từ xa các hệ thống ĐMT nối lưới gồm [24]:

- Sử dụng DRED
- Công tơ điện (thông minh)
- Kênh giao tiếp với biến tần
- Kênh giao tiếp với thiết bị có thể chuyển tiếp tín hiệu điều khiển đến biến tần

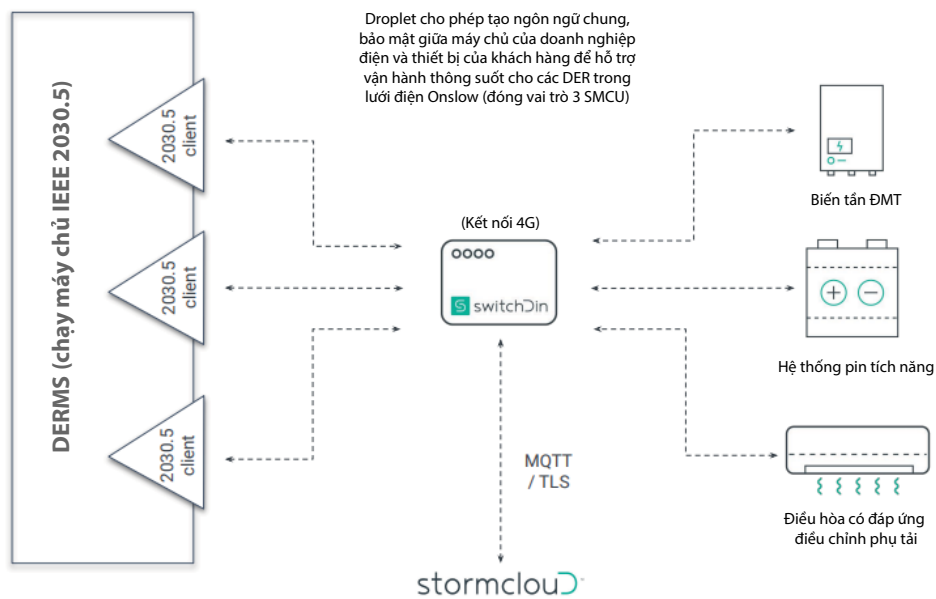
Hiện nay, theo các yêu cầu kỹ thuật sửa đổi năm 2019 của Horizon Power (công ty điện lực thuộc sở hữu của chính quyền bang Tây Úc) về đấu nối các hệ thống phát điện phân tán nối lưới hạ thế (LV EG) và phát điện phân tán quy mô nhỏ cơ bản (Basic micro EG)¹⁶, chỉ các hệ thống LV EG có công suất lắp đặt trên 200 kVA mới cần đảm bảo chức năng giao tiếp phục vụ giám sát và điều khiển từ xa. Các hệ thống có công suất lắp đặt dưới 200 kVA không bắt buộc phải trang bị cơ sở vật chất phục vụ giao tiếp như vậy [25].

Horizon Power có nghĩa vụ cung cấp thiết bị cổng giao tiếp đã cấu hình sẵn cùng với thẻ SIM cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT để giám sát và điều khiển sản lượng từ biến tần của hệ thống ĐMT. Chủ sở hữu hệ thống ĐMT chịu trách nhiệm chi trả các chi phí cho thiết bị cổng giao tiếp. Thiết bị cổng giao tiếp này (modem 3G của Cybertec đã gắn sẵn thẻ SIM 3G) cung cấp một giao diện duy nhất phục vụ giao tiếp qua mạng SCADA giữa Hệ thống điều khiển LV EG và Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS) của Horizon Power. Giao tiếp giữa mạng SCADA của Horizon Power và các thiết bị cổng giao tiếp tại các hệ thống LV EG được thực hiện thông qua kênh mã hóa trên mạng di động 3G (Telstra). Cuối cùng, các thiết bị cổng giao tiếp thực hiện giao tiếp với các biến tần theo giao thức Modbus TCP/IP.

Theo dự thảo điều chỉnh các yêu cầu kỹ thuật năm 2021 về đấu nối các hệ thống Basic EG và LV EG, tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế với công suất lên đến 1 MVA sẽ phải đảm bảo yêu cầu giám sát, điều khiển từ xa và phải trang bị thiết bị cổng giao tiếp được cấu hình sẵn của Horizon Power [26].

Ngoài ra, Horizon Power đã triển khai tiêu chuẩn IEEE 2030.5 trong dự án thí điểm Nguồn năng lượng phân tán (DER) tại thị trấn Onslow. Như mô tả tại Hình 11, hệ thống DERMS (vận hành một máy chủ IEEE 2030.5) giao tiếp với các DER thông qua thiết bị cổng giao tiếp bảo mật do công ty SwitchDin của Úc cung cấp [27].

¹⁶ LV EG là các hệ thống ĐMT được đấu nối với lưới hạ thế có công suất lắp đặt từ 30 kVA đến 1 MVA, trong khi Basic micro EG bao gồm các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế có công suất lắp đặt dưới 30 kVA



Hình 11. Sơ đồ khối hạ tầng giao tiếp cho dự án thí điểm tại thị trấn Onslow[28]

Các quy định

Ngắt kết nối từ xa được đề xuất là một giải pháp dự phòng khẩn cấp và chỉ sử dụng trong những tình huống cực đoan nhằm tránh rủi ro mất điện và trong các sự kiện “phụ tải cực thấp”. Để đối phó với các sự kiện phụ tải thấp, chủ sở hữu hệ thống ĐMT có thể tắt hoàn toàn hệ thống phát điện và sử dụng trực tiếp điện lưới. Tuy nhiên, dự kiến những trường hợp như vậy sẽ không xảy ra thường xuyên và thời gian yêu cầu ngắt kết nối hệ thống ĐMT sẽ rất ngắn. Theo đó, biện pháp này sẽ chỉ gây tác động nhỏ đến chủ sở hữu hệ thống ĐMT, vì vậy không có cơ chế bồi thường cho trường hợp hệ thống ĐMT bị yêu cầu ngắt kết nối.

3.1.3. Hoa Kỳ

Các yêu cầu áp dụng trên toàn quốc liên quan đến giám sát và điều khiển từ xa ở Hoa Kỳ được xây dựng dựa trên các hướng dẫn của tiêu chuẩn IEEE 1547-2018 về liên kết và vận hành liên thông các nguồn năng lượng phân tán với giao diện kết nối các hệ thống điện kèm theo (sau đây gọi tắt là IEEE 1547-2018). Tiêu chuẩn này mang tính tự nguyện và các cơ quan điều tiết và quản lý bang cần chấp nhận và thông qua việc sử dụng các tiêu chuẩn này trước khi bắt buộc thực thi. Hầu hết các yêu cầu liệt kê trong tiêu chuẩn đã được áp dụng bắt buộc ở các bang California (quy tắc CA 21) và Hawaii (quy tắc 14H) [29]. Ngoài ra, vào năm 2020, bang Maryland đã cập nhật các quy tắc áp dụng tại bang về việc chỉ chấp thuận đấu nối lưới điện đối với các biến tần có chứng nhận đáp ứng IEEE 1547-2018 kể từ ngày 01/01/2022.

Tổng quan về các yêu cầu của IEEE 1547-2018

Theo IEEE 1547, nguồn năng lượng phân tán (DER) được định nghĩa là “nguồn điện không được đấu nối trực tiếp vào hệ thống điện”. Định nghĩa này bao gồm các nguồn phát và các công nghệ lưu trữ điện năng phân tán, loại trừ các nguồn phát điện dự phòng và các phụ tải có thể điều khiển được phục vụ điều chỉnh phụ tải. IEEE 1547-2018 đánh dấu bước tiến đáng kể so với tiêu chuẩn trước đó (IEEE 1547a-2014) về các chức năng hỗ trợ lưới điện bắt buộc của các DER như thể hiện trong Hình 12. Đây là tiêu chuẩn áp dụng cho tất cả các chủng loại và quy mô DER. Tuy nhiên đối với nguồn phát điện đồng bộ trên 10 MVA, tiêu chuẩn này cũng khuyến nghị ưu tiên tuân thủ một số tiêu chuẩn khác [30].

Theo tiêu chuẩn này, các DER được chia thành hai hạng A và B¹⁷ với yêu cầu về khả năng điều chỉnh điện áp khác nhau. Tất cả các DER (hạng A và B) phải có khả năng vận hành ở ba chế độ điều chỉnh điện áp: (1) chế độ hệ số công suất không đổi, (2) chế độ điện áp-công suất phản kháng (Volt-Var) và (3) chế độ công suất phản kháng không đổi. Đối với các DER hạng B, cần có thêm hai khả năng điều chỉnh điện áp: (1) chế độ công suất tác dụng-công suất phản kháng (Watt-Var) và (2) chế độ điện áp-công suất tác dụng (Volt-Watt). Ngoài ra, tất cả các DER phải có khả năng hoạt động vượt qua sự cố điện áp/tần số thoáng qua và khả năng đáp ứng tần số theo các yêu cầu trong tiêu chuẩn.

IEEE Std 1547-2003	• KHÔNG được chủ động điều chỉnh điện áp • Phải nhảy/ngắt khi gặp điện áp/tần số bất thường
IEEE Std 1547a-2014 (Amendment 1)	• Có thể chủ động điều tiết điện áp • Có thể vượt qua điện áp/tần số bất thường thoáng qua • Có thể hỗ trợ đáp ứng tần số
IEEE Std 1547-2018	• Phải có khả năng chủ động điều chỉnh điện áp • Phải vượt qua sự cố điện áp/tần số bất thường thoáng qua • Phải có khả năng đáp ứng tần số

Hình 12. Sự tiến triển của các chức năng hỗ trợ lưới điện mà DER được yêu cầu cung cấp trong họ tiêu chuẩn IEEE 1547[30]

17 Trong khi các yêu cầu hạng A là bắt buộc đối với tất cả các hệ thống DER, hầu như chỉ có các hệ thống với biến tần thông minh (tiên tiến) mới đạt đến hạng B do yêu cầu các tính năng cao cấp hơn, bắt buộc phải có trong bối cảnh DER thâm nhập cao.

Tiêu chuẩn IEEE 1547-2018 đưa ra các yêu cầu mới về khả năng vận hành liên thông, là trọng tâm trình bày của phần này. Theo các yêu cầu này, DER phải bố trí một giao diện kết nối có khả năng giao tiếp (giao diện giao tiếp DER cục bộ) để đáp ứng các yêu cầu trao đổi thông tin quy định trong tiêu chuẩn này đối với tất cả các chức năng mà DER hỗ trợ. Theo yêu cầu của tiêu chuẩn, giao diện kết nối này phải hỗ trợ một trong ba giao thức: IEEE 2030.5, IEEE 1815 hoặc SunSpec Modbus để đủ khả năng vận hành liên thông. Lớp vật lý (physical layer) được quy định cho cả ba giao thức là Ethernet (chuẩn giao tiếp RS-485 cũng được đề cập cho Modbus). Lớp này chia thông tin cần trao đổi thành bốn nhóm [31]:

- dữ liệu danh định: bao gồm các đặc tính của các DER được lắp đặt như định mức công suất và công suất phản kháng, các định mức điện áp, chế độ hoạt động bình thường và bất thường, và thông tin nhận dạng thiết bị.
- thông tin cấu hình: mỗi phần tử trong thông tin danh định đều phải cấu hình được. Thông tin cấu hình nhằm mô tả năng lực và khả năng thực hiện các chức năng hiện có của DER. Mỗi giá trị danh định đều có một giá trị cấu hình tương ứng.
- thông tin giám sát: trình bày các điều kiện vận hành của DER
- thông tin quản lý: thông tin phục vụ cập nhật các cài đặt về chức năng và chế độ vận hành. Bốn chức năng được liệt kê cho điều khiển bên ngoài là đóng ngắt từ xa, giới hạn công suất tác dụng, thay đổi chế độ chức năng (Volt/Var, hệ số công suất, v.v.), và thay đổi thông số các chức năng điều khiển và bảo vệ.

Quyết định về thời điểm sử dụng các tính năng điều khiển thuộc về đơn vị vận hành hệ thống điện khu vực. Tiêu chuẩn chứng nhận IEEE 1547.1 đã được sửa đổi vào năm 2020, có thêm các quy trình kiểm tra phục vụ đánh giá các yêu cầu về khả năng vận hành liên thông theo IEEE 1547-2018.

Quy tắc CA 21 của California

California hiện đang đóng góp 40% tổng công suất lắp đặt điện mặt trời tại Hoa Kỳ. Ủy ban Năng lượng California cũng quy định, nhà xây mới cho một hộ gia đình đơn lẻ và nhà có nhiều hộ gia đình sinh sống cao đến ba tầng đều phải lắp đặt các tấm quang điện kể từ ngày 01/01/2020. Quy định này sẽ giúp tiểu bang gia tăng số lượng hệ thống điện mặt trời, trở thành một khu vực quan trọng về các quy định liên quan đến tích hợp DER [32].

Vào năm 2014, Ủy ban Công Ích California đã thông qua quy tắc CA 21. Quy tắc này đã chính thức hóa nhiều chức năng nâng cao của các biến tần (đồng thời đưa ra định nghĩa cho thuật ngữ ‘biến tần thông minh’) hiện có trong IEEE 1547-2018. Quy tắc này đưa ra ba giai đoạn triển khai: Giai đoạn 1 bao gồm các chức năng tự chủ cần có trên các biến tần nối lưới phân phối; Giai đoạn 2, mô tả các giao thức giao tiếp giữa công ty điện lực, đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng từ các nguồn DER, DERMS, và các DER; Giai đoạn 3 liệt kê các chức năng DER nâng cao đòi hỏi khả năng giao tiếp và điều khiển. Giai đoạn 1 có hiệu lực từ ngày 09/09/2017, trong khi giai đoạn 2 và giai đoạn 3 áp dụng bắt buộc từ ngày 22/06/2020.

Các yêu cầu về giao tiếp

Quy tắc CA 21 phân ra các kịch bản giao tiếp cho ba trường hợp sử dụng: Kịch bản 1 sử dụng giao tiếp trực tiếp với DER, Kịch bản 2 sử dụng giao tiếp thông qua hệ thống quản lý năng lượng cho cơ sở phát điện (GFEMS) và Kịch bản 3 sử dụng giao tiếp thông qua đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng. Giai đoạn 2 của Quy tắc CA 21 quy định giao thức giao tiếp mặc định giữa DERMS của công ty điện lực và thiết bị cuối (dựa trên ba trường hợp sử dụng) sẽ là IEEE 2030.5, trừ khi các bên đồng thuận sử dụng giao thức khác. Giao tiếp giữa bên cung cấp dịch vụ điện năng/GFEMS và DER nằm ngoài phạm vi của tài liệu này.

Ở đây cần lưu ý, không giống như quy tắc CA 21, chuẩn IEEE 1547 chỉ áp dụng cho hệ thống biến tần thông minh thực tế và không áp dụng cho hoạt động cung cấp dịch vụ điện năng phía đầu nguồn, hệ thống GFEMS hoặc hệ thống DERMS. Như đã đề cập ở trước, IEEE 1547 chỉ xác định các giao thức được hỗ trợ cho giao diện giao tiếp với DER ở cấp độ cục bộ (IEEE 2030.5, IEEE 1815 hoặc SunSpec Modbus). Các đặc tính của mạng lưới giao tiếp bên ngoài (liên kết với hệ thống của công ty điện lực) sẽ do đơn vị vận hành hệ thống điện khu vực xác định. Theo nội dung đề cập trong một báo cáo do IEEE xuất bản [33], giao tiếp phục vụ giám sát và điều khiển trực tiếp giữa hệ thống SCADA của công ty điện lực và các đơn vị DER lớn nhiều khả năng sẽ sử dụng IEEE 1815 (Giao thức mạng phân tán – DNP3), trong khi giao tiếp giữa DERMS công ty điện lực và bộ điều khiển DER hoặc các bên cung cấp dịch vụ điện năng sẽ yêu cầu thực hiện qua thiết bị cổng giao tiếp sử dụng các chuẩn như SunSpec Modbus, DNP3, IEEE 2030.5 và/hoặc IEC 61850.

Các yêu cầu về giám sát

Chi tiết về việc triển khai áp dụng tiêu chuẩn trên được trình bày trong hồ sơ biến tần thông minh thông dụng (CSIP) của SunSpec [34]. Dữ liệu được giám sát theo yêu cầu của CSIP

bao gồm: công suất tác dụng, công suất phản kháng, tần số, điện áp mỗi pha (cùng với các dữ liệu định tính đặc trưng như trung bình, tối đa, tối thiểu). Dữ liệu thông tin trạng thái bao gồm: trạng thái vận hành, trạng thái kết nối, trạng thái cảnh báo và dung lượng lưu trữ năng lượng khả dụng. Những dữ liệu này được liệt kê trong Bảng 7. Dữ liệu thông tin trạng thái và dữ liệu được giám sát theo Quy tắc CA 21.

Bảng 7. Dữ liệu thông tin trạng thái và dữ liệu được giám sát theo Quy tắc CA 21

Dữ liệu giám sát	Công suất tác dụng
	Công suất phản kháng
	Điện áp mỗi pha
	Tần số
Dữ liệu thông tin trạng thái	Trạng thái vận hành
	Trạng thái kết nối
	Trạng thái cảnh báo
	Dung lượng lưu trữ năng lượng khả dụng (pin)

Yêu cầu về điều khiển

Các chế độ điều khiển công suất tự chủ được liệt kê trong tài liệu trên gồm điều khiển tỷ lệ thay đổi công suất, vượt qua sự cố điện áp-tần số thoáng qua, điều khiển hệ số công suất và đặc tính volt-var. Các chế độ điều khiển công suất nâng cao cần thiết gồm volt-watt và tần số-watt.

Các chức năng điều khiển nâng cao có sử dụng giao tiếp gồm:

- Ngắt kết nối/tái kết nối – với chức năng này, công ty điện lực có thể ngắt điện để thực hiện sửa chữa bảo trì, hoặc ngăn ngừa các điều kiện không an toàn trong trường hợp khẩn cấp
- Chế độ giới hạn công suất tác dụng tối đa – giới hạn phát công suất tác dụng tối đa đến một giá trị xác định tại những khu vực có tỷ trọng nguồn phân tán cao để hạn chế các vấn đề về điện áp

- Chế độ ấn định công suất tác dụng – đặt công suất tác dụng ở một giá trị xác định
- Các lựa chọn thay đổi thông số cài đặt mặc định của các chế độ tự chủ: Các thông số cài đặt mặc định cho các chức năng tự động như điều khiển tỷ lệ thay đổi công suất, vượt qua sự cố điện áp-tần số thoáng qua, điều khiển hệ số công suất và đặc tính volt-var cần có khả năng điều chỉnh được từ xa
- Lập lịch áp dụng các giá trị và chế độ điều khiển công suất – Chức năng lập lịch cho phép máy chủ lập kế hoạch áp dụng các chế độ điều khiển công suất tự chủ và nâng cao cho một hoặc một nhóm DER với thời điểm và thời lượng xác định trong tương lai.

Quy tắc 14H của Hawaii

Tiêu chuẩn này cung cấp các hướng dẫn kỹ thuật cho hoạt động vận hành kết nối các đơn vị phát điện phân tán với Công ty Điện lực Hawaii, trong đó nêu rõ các yêu cầu của tiêu chuẩn được lập trên cơ sở các yêu cầu của IEEE 1547, trừ khi có quy định khác. Bảng 8 trình bày những hạn chế trước năm 2020 về yêu cầu giám sát và điều khiển DER từ xa của Quy tắc 14H so với Quy tắc CA 21 và IEEE 1547. Dự kiến đến tháng

04/2022, Hawaii (và California vào giữa năm 2022) sẽ áp dụng IEEE 1547-2018, với các yêu cầu theo cột IEEE 1547 của Bảng 8 [35].

Các quy định

Theo Quy tắc Hawaii 14, hệ thống DMT sau công tơ chỉ bị cắt giảm công suất trong trường hợp khẩn cấp của lưới điện và không có bồi thường cho tổn thất phát sinh trong thời gian cắt giảm công suất. Mỗi quý, công ty điện lực phải gửi bản tóm tắt các sự kiện cắt giảm công suất cùng bằng chứng về sự cần thiết phải cắt giảm công suất [36].

Theo quy tắc CA 21, trong các điều kiện khẩn cấp, đơn vị phân phối điện có thể giới hạn hoạt động hoặc ngắt kết nối hệ thống DMT có hoặc không có thông báo vào bất kỳ thời điểm nào. Khi được yêu cầu, đơn vị phân phối phải giải trình cho chủ sở hữu hệ thống lý do cắt giảm công suất hoặc ngắt kết nối [37].

Bảng 8 trình bày kết quả so sánh các yêu cầu giám sát và điều khiển nêu trên giữa IEEE 1547-2018, Quy tắc CA 21 và Quy tắc 14H của Hawaii, do Hội đồng độ tin cậy điện Bắc Mỹ (NERC) thực hiện.

Bảng 8. So sánh giữa IEEE 1547 và các tiêu chuẩn kết nối DER khác [29]

Chức năng	IEEE 1547-2018:	Quy tắc CA 21	Quy tắc 14H của Hawaii
Giao diện giao tiếp	Có, cần hỗ trợ IEEE 2030.5/IEEE 1815/Modbus	Có, giao thức mặc định IEEE 2030.5 tại thiết bị cuối	Có
Theo dõi dữ liệu DER	Có	Có	Không
Ngắt kết nối/tái kết nối	Có	Có	Có
Điều khiển thay đổi công suất	Có	Có	Có
Giới hạn công suất tác dụng	Có	Có	Không
Ấn định công suất tác dụng	Không	Có	Không
Lập lịch áp dụng các giá trị và chế độ điều khiển công suất	Không	Có	Không

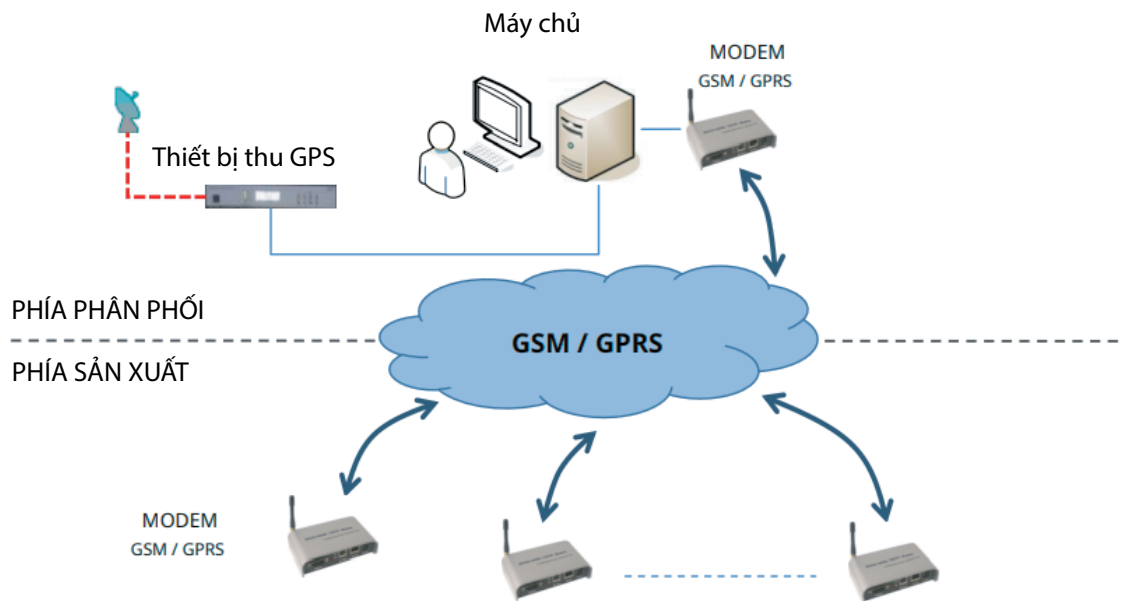


3.1.4. Ý

Vào năm 2012, Terna, Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO) của Ý đã áp dụng quy trình cắt giảm công suất trong trường hợp khẩn cấp đối với nguồn phát phân tán (DG), còn gọi là quy trình RIGEDI. Quy trình này áp dụng cho các đơn vị phát điện mặt trời và điện gió nối lưới phân phối trung áp với công suất lắp đặt từ 100 kW trở lên [38].

Hệ thống phát điện phân tán được phân thành nhiều nhóm, mỗi nhóm có phương án RIGEDI khác nhau để cắt giảm công suất tác dụng, với mô tả như sau:

- **GDPRO:** Phương án này được thực hiện cho các hệ thống phát điện phân tán nối lưới qua các tuyến dây chung có kết nối các phụ tải. Chủ sở hữu các hệ thống này tự ngắt kết nối thủ công theo yêu cầu từ DSO.
- **GDTEL:** Phương án này được thực hiện cho các hệ thống phát điện phân tán nối lưới qua các tuyến đường dây chuyên dụng/ riêng, và phát toàn bộ sản lượng điện ròng lên lưới. Các hệ thống này được ngắt kết nối qua hệ thống điều khiển từ xa của DSO theo yêu cầu của TSO, có thông báo trước 60 phút.
- **GDRM:** Phương án này được bổ sung vào năm 2014, cũng được áp dụng cho các hệ thống nối lưới qua các tuyến đường dây chuyên dụng/ riêng, phát toàn bộ sản lượng điện ròng lên lưới. Trong phương án này, hệ thống phát điện phân tán bị hệ thống bảo vệ của TSO ngắt kết nối theo thời gian thực thông qua chức năng điều khiển từ xa của DSO (chỉ báo trước vài phút cho chủ sở hữu). Với máy cắt từ xa tích hợp động cơ, DSO có khả năng thực hiện đóng cắt từ xa tuyến đường dây chuyên dụng kết nối các hệ thống GDTEL và GDRM với lưới điện. Các hệ thống phát điện phân tán được liên kết với DSO bằng modem GSM/GPRS, thông qua mạng viễn thông. Hình 13 trình bày kiến trúc giao tiếp giữa các DSO và hệ thống DMT trong cả hai phương án GDTEL và GDRM.



Hình 13. Kiến trúc hệ thống giao tiếp [39]

Hệ thống giao tiếp này phải cho phép DSO thực hiện các hành động sau:

- Gửi lệnh ngắt kết nối cũng như ngày và giờ hệ thống sẽ bị ngắt kết nối/tái kết nối
- Nhận tín hiệu xác nhận hệ thống đã ngắt kết nối/tái kết nối
- Gửi tín hiệu tái kết nối, cho phép hệ thống tái kết nối với lưới điện và tiếp tục sản xuất
- Thu thập tín hiệu chẩn đoán để xác minh trạng thái vận hành của mạng viễn thông và hệ thống ngắt kết nối từ xa
- Ghi nhận sản lượng ước tính do hệ thống tạo ra.

3.1.5. Thái Lan

Với vai trò nhiều năm là quốc gia tham chiếu ở khu vực Đông Nam Á về mức độ phát triển NLTT, Thái Lan cũng được lựa chọn trong đánh giá này. Phần này sẽ trình bày kết quả rà soát, tổng hợp các yêu cầu hiện có, tập trung vào hoạt động giám sát và điều khiển từ xa đối với các hệ thống điện mặt trời nổi lưới phân phối.

Thực trạng mức độ thâm nhập của NLTT và so sánh với Việt Nam

Trong nhiều năm, Thái Lan đã đi trước các nước láng giềng khu vực Đông Nam Á về số lượng các công trình NLTT. Tuy nhiên, gần đây (thời gian rất ngắn), Việt Nam đã vượt Thái Lan về công suất lắp đặt điện mặt trời.

Hình 14 thể hiện tổng công suất lắp đặt ĐMT của Thái Lan so với Việt Nam. Tại Thái Lan, tỷ trọng NLTT là 22% và ĐMT là 6% trong tổng công suất lắp đặt. Tại Việt Nam, NLTT chiếm 51% và ĐMT chiếm 24% tổng công suất lắp đặt (trong đó hơn một nửa là các hệ thống ĐMTMN) [40].

THÁI LAN			VIỆT NAM		
Công suất năm 2020	MW	%	Công suất năm 2020	MW	%
Năng lượng không tái tạo	41.541	78	Năng lượng không tái tạo	33.706	49
Năng lượng tái tạo	11.991	22	Năng lượng tái tạo	35.649	51
Thủy điện/Năng lượng biển	3.107	6	Thủy điện/Năng lượng biển	18.165	26
Mặt trời	2.988	6	Mặt trời	16.504	24
Gió	1.507	3	Gió	600	1
Năng lượng sinh học	4.389	8	Năng lượng sinh học	380	1
Địa nhiệt	0	0	Địa nhiệt	0	0
Tổng cộng	53.532	100	Tổng cộng	69.355	100

Hình 14. Công suất lắp đặt vào năm 2020 ở Thái Lan (trái) và Việt Nam (phải).

Nguồn: Hồ sơ năng lượng quốc gia của IRENA.

Tổng quan về các yêu cầu ở cấp độ phân phối

Tại Thái Lan, các đơn vị vận hành lưới điện phân phối và bán lẻ bao gồm Công ty Điện lực Thủ đô (MEA) phụ trách cấp điện cho thành phố Bangkok và vùng phụ cận (khu vực Đại Bangkok), và Công ty Điện lực các tỉnh (PEA) phụ trách những khu vực còn lại ngoài khu vực của MEA. Các công ty phân phối và bán lẻ điện đều thuộc sở hữu nhà nước. Hoạt động phát điện tư nhân được phân loại thành các Đơn vị sản xuất điện độc lập (IPP, vận hành những nhà máy điện lớn, trên 90 MW), hệ thống điện quy mô nhỏ (SPP, trên 10 MW) hệ thống điện quy mô rất nhỏ (VSPP, dưới 10 MW). Toàn bộ lưới điện truyền tải và phần lớn các nhà máy phát điện thuộc quyền sở hữu và vận hành của công ty điện lực nhà nước EGAT (Cơ quan quản lý phát điện Thái Lan), đơn vị đồng thời phụ trách mua bán buôn điện.

Ở cấp độ phân phối, cả hai công ty điện lực PEA và MEA đều có bộ quy tắc đấu nối và các yêu cầu riêng đối với hoạt động phát điện ĐMT. Trong hai bộ tài liệu quy chế đấu nối trên, quy định đấu nối của PEA mới và tiên tiến hơn cả và sẽ là trọng tâm của phần đánh giá này.

Các yêu cầu của PEA được nêu chi tiết trong “Quy định của Công ty Điện lực tỉnh về Quy tắc đấu nối hệ thống mạng lưới điện B.E2559 (2016)” [41]. Theo tài liệu này, có thể kết luận rằng khả năng điều khiển từ xa và kết nối SCADA chỉ quy định áp dụng cho những hệ thống ĐMTMN trên 1 MW nối lưới trung thế và tất cả các hệ thống ĐMTMN nối lưới cao thế. Chỉ dẫn kỹ thuật sẽ được trình bày chi tiết trong các phần sau.

Hệ thống đo đếm

Công tơ điện cần tuân theo các tiêu chuẩn của PEA. Ngoài ra, nếu công suất của biến tần đề nghị đấu nối đạt trên 250 kW, cần có công tơ đo chất lượng điện năng tại điểm đấu nối. Thiết bị này phải đảm bảo PEA có thể quan sát được các giá trị đo trong thời gian thực. Tuy nhiên, quy định không nêu cụ thể cách thức giám sát và việc PEA có thực sự giám sát tất cả các hệ thống trên 250 kW hay không.

Điều khiển từ xa

Các đơn vị sản xuất điện có bộ biến tần trên 1 MW nối lưới 22 kV hoặc 33 kV cùng với tất cả các đơn vị nối lưới 115 kV phải có thiết bị đầu cuối điều khiển từ xa (RTU) hoặc bộ chuyển mạch điều khiển từ xa (RCS). Bên cạnh đó, các đơn vị này cũng phải lắp đặt hệ thống thông tin do đơn vị điều độ vận hành hệ thống điện của PEA phân phối, để liên kết với hệ thống SCADA.

Kết luận

Các thông lệ và yêu cầu hiện hành đối với hoạt động phát điện từ NLTT tại Thái Lan hầu như được điều chỉnh khá phù hợp với tỷ trọng NLTT như hiện nay của quốc gia này. Không có yêu cầu áp dụng điều khiển từ xa hoặc kết nối SCADA đối với các hệ thống ĐMT có công suất dưới 1 MW. Đối với các hệ thống ĐMT trên 250 kW, yêu cầu phải có công tơ đo chất lượng điện năng và PEA có thể lấy kết quả theo thời gian thực, tuy nhiên không rõ tần suất thực hiện giám sát thực tế theo thời gian thực trên từng hệ thống. Mặc dù có những đặc điểm tương đồng ở mức độ khu vực với Việt Nam, Thái Lan chưa trải qua sự bùng nổ phát triển các hệ thống ĐMTMN như Việt Nam. Do đó, tác động và các giải pháp kỹ thuật phù hợp nhằm giảm nhẹ tác động của ĐMTMN trong lưới điện ở Thái Lan không thể áp dụng trực tiếp ở Việt Nam.

3.1.6. Tổng quan về các phát hiện

Bảng 9 trình bày các kết quả phát hiện chính liên quan đến giám sát và điều khiển từ xa ở những quốc gia lựa chọn đánh giá.

Bảng 9. So sánh tình hình hoạt động giám sát và điều khiển từ xa hệ thống ĐMTMN của các quốc gia.

Đặc tính	Đức	Úc	Hoa Kỳ	Ý	Thái Lan
Mức độ thực hiện giám sát và điều khiển từ xa cho hệ thống ĐMT dưới 1 MW	Đã thực hiện (các yêu cầu theo từng quy mô hệ thống).	Đã thực hiện (các yêu cầu theo từng quy mô hệ thống).	Đã thực hiện ở California và Hawaii.	Đã thực hiện một phần (chỉ các hệ thống nối lưới trung thế).	Đã thực hiện một phần. (chỉ yêu cầu khả năng giám sát các hệ thống >250 kW).
Yêu cầu giám sát từ xa ở cấp độ phân phối	Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 100 kW.	Nam Úc: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kW. Tây Úc: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kVA.	IEEE 1547 và Quy tắc CA 21: bắt buộc đối với tất cả các DER bất kể loại hình và quy mô. Quy tắc 14H: Không yêu cầu.	Không yêu cầu giám sát thời gian thực. Kết quả ước tính được cung cấp cho các DSO và TSO dựa trên giá trị bức xạ thực đo	Đối với biến tần trên 250 kW, DSO phải có khả năng truy cập thiết bị đo đếm chất lượng điện năng theo thời gian thực.
Yêu cầu điều khiển từ xa ở cấp độ phân phối	Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 30 kW ²⁰ .	Nam Úc: Yêu cầu đối với tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới. Tây Úc: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kVA ²¹ .	IEEE 1547 và Quy tắc CA 21: bắt buộc trang bị các chức năng điều khiển nâng cao cho tất cả DER. Quy tắc 14H: chỉ yêu cầu khả năng ngắt kết nối DER.	Tất cả các hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 100 kW nối lưới trung thế qua đường dây chuyên dụng/ riêng phải có chức năng ngắt kết nối từ xa	Yêu cầu điều khiển từ xa đối với các hệ thống ĐMT có công suất biến tần trên 1 MW và tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới cao thế.

²⁰ Từ năm 2021, các hệ thống có công suất lắp đặt trên 25 kW sẽ phải có chức năng ngắt kết nối từ xa.

²¹ Theo dự thảo sửa đổi năm 2021 về các yêu cầu kỹ thuật đối với các hệ thống Basic và LV EG, tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế ở bất kể quy mô công suất lắp đặt nào đều phải có chức năng giám sát và điều khiển từ xa.

Tích hợp vào hệ thống SCADA của công ty điện lực	Các hệ thống ĐMT trên 100 kW đã được tích hợp vào hệ thống SCADA của công ty điện lực.	Nam Úc: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 1 MW. Tây Úc: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kVA.	Các DER được tích hợp vào hệ thống DERMS của công ty điện lực.	Không tích hợp.	Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất biến tần trên 1 MW và tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới cao thế.
Điều kiện đối với cắt giảm công suất hệ thống ĐMTMN	Chỉ nên cắt giảm công suất các hệ thống ĐMT trong những tình huống khẩn cấp. Phải cung cấp bằng chứng về sự cần thiết phải thực hiện cắt giảm công suất cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT khi có yêu cầu. Chủ sở hữu hệ thống ĐMT bị ảnh hưởng được bồi thường.	Được đề xuất như một giải pháp dự phòng nhằm tránh tình trạng mất điện hoặc các sự kiện phụ tải cực thấp. Không bồi thường cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT bị ảnh hưởng.	Chỉ được cắt giảm công suất các hệ thống ĐMT trong những tình huống khẩn cấp. Phải cung cấp bằng chứng về sự cần thiết phải thực hiện cắt giảm công suất cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT khi có yêu cầu. Không bồi thường cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT bị ảnh hưởng.	Không tìm được.	Không tìm được. [42] [42] cho biết không có chính sách nào về cắt giảm công suất.

Các phát hiện chính của nghiên cứu đánh giá quốc tế gồm:

- **Khả năng điều khiển từ xa:** Khả năng nhận lệnh ngắt kết nối từ xa là yêu cầu tối thiểu ở tất cả các quốc gia có tỷ trọng ĐMTMN cao. Khả năng cắt giảm công suất phát lên lưới của hệ thống ĐMT đến những ngưỡng nhất định là một yêu cầu phổ biến.
- **Khả năng giám sát từ xa:** Giám sát từ xa là một yêu cầu phổ biến đối với các hệ thống ĐMT trên 200 kW. Đức đã yêu cầu giám sát từ xa đối với các hệ thống ĐMT trên 100 kW và ở Hoa Kỳ, California và các tiểu bang áp dụng IEEE 1547 yêu cầu khả năng giám sát từ xa đối với tất cả các DER (bất kể quy mô và loại hình).

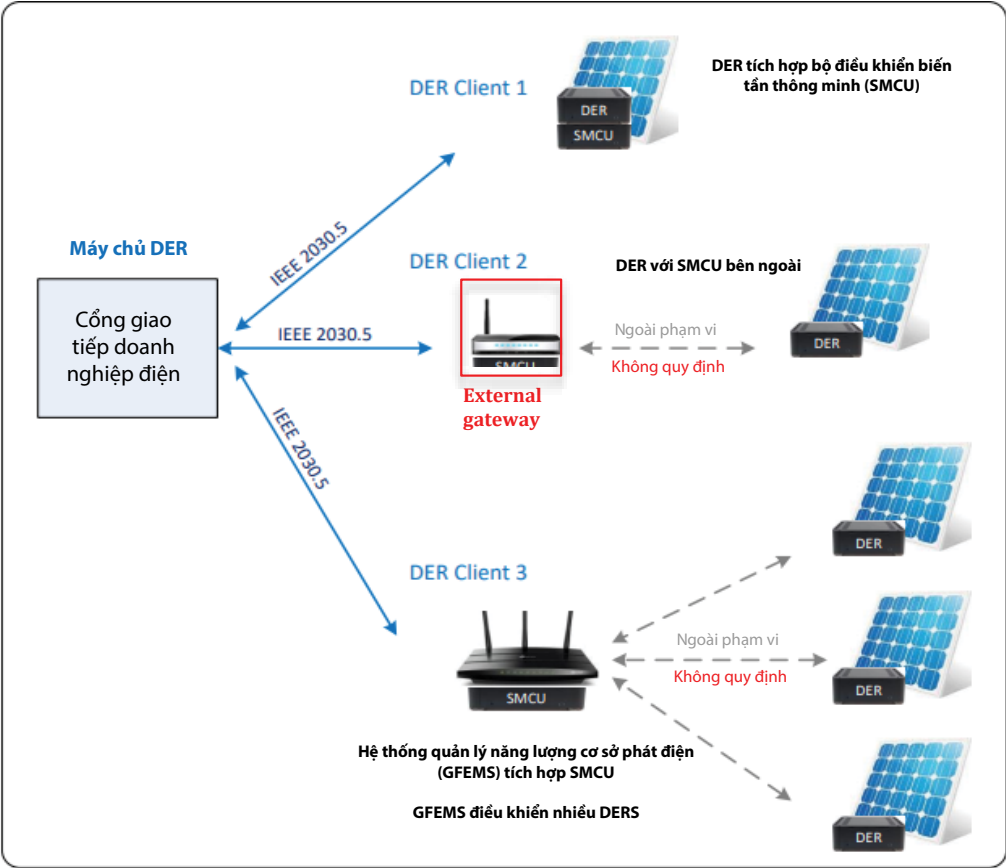
- **Tích hợp ĐMTMN vào hệ thống SCADA của công ty điện lực** vẫn chưa trở thành thông lệ phổ biến. Ở nhiều quốc gia với tỷ trọng ĐMTMN cao, nhiều quốc gia yêu cầu các hệ thống ĐMTMN quy mô lớn hơn (ví dụ trên 100 kW ở Đức, trên 200 kVA ở tiểu bang Tây Úc) phải đảm bảo khả năng kết nối với hệ thống SCADA của các công ty điện lực. Tuy nhiên, việc có thiết lập hay không những kênh giao tiếp tới từng hệ thống như vậy phụ thuộc vào quyết định của công ty điện lực. Tại Hoa Kỳ, các tiểu bang áp dụng IEEE 1547 và California yêu cầu tất cả các DER đều phải được tích hợp vào hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS) của công ty điện lực. Mặc dù đã có một số dự án thí điểm DERMS đang được tiến hành, vẫn chưa xác định được những thông lệ tốt nhất để triển khai DERMS [43].
- Ở Đức, Hoa Kỳ và Úc, các hệ thống ĐMT **chỉ bị cắt giảm công suất trong những tình huống khẩn cấp**. Ngoài ra, Đức và Hoa Kỳ yêu cầu các công ty điện lực cung cấp bằng chứng về sự cần thiết phải thực hiện cắt giảm công suất cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT khi có yêu cầu; chủ sở hữu nhà máy điện ở Đức được bồi thường khi bị cắt giảm công suất.

3.2. Rà soát, so sánh các giải pháp/công nghệ khả thi cho phép giám sát và điều khiển từ xa

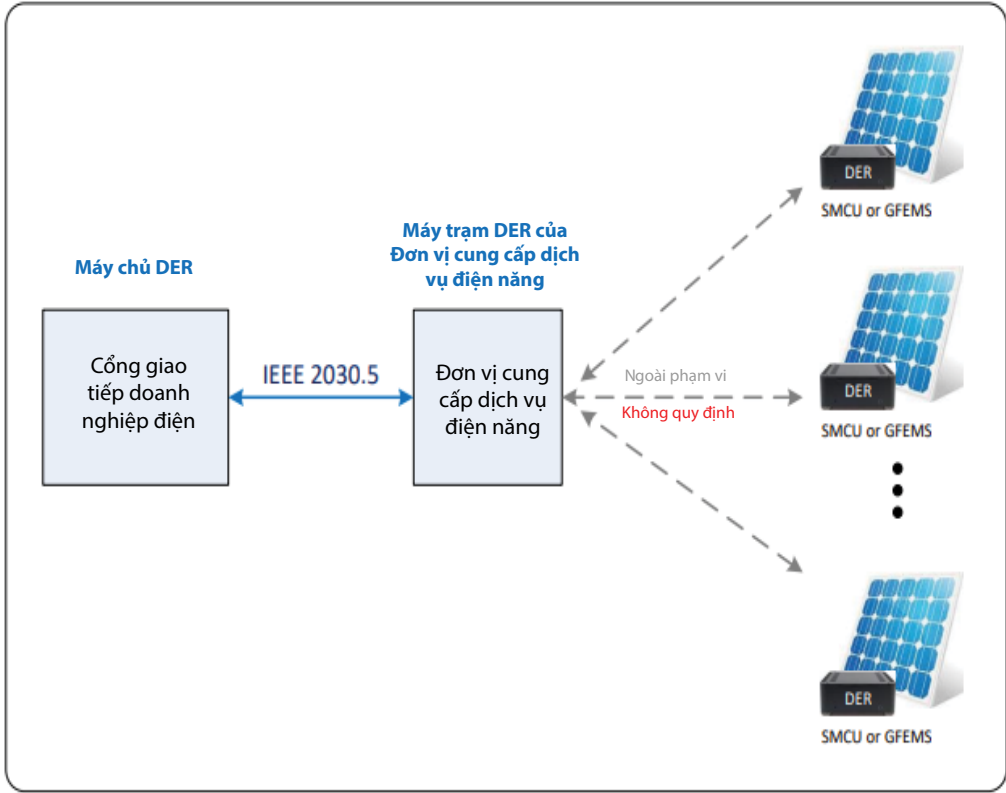
3.2.1. Các phương thức giao tiếp cho phép trao đổi dữ liệu giữa DSO và biến tần

Tùy theo mô hình kiến trúc giao tiếp, Quy tắc CA 21 xác định ba phương thức giao tiếp chính giữa công ty điện lực và DER [34]. Hình 15 và Hình 16 bên dưới minh họa các mô hình kiến trúc, cụ thể như sau:

- Các công ty điện lực giao tiếp trực tiếp với từng DER riêng lẻ: Công ty điện lực giao tiếp trực tiếp với hệ thống DER thông qua một giao diện kết nối tích hợp trên chính biến tần (Khách hàng 1 trong Hình 10) hoặc với thiết bị cổng giao tiếp bên ngoài biến tần (Khách hàng 2 trong Hình 15). Đây là thiết bị cho phép DER có khả năng giao tiếp, và kết nối với DER thông qua các giao diện như RS-485, ZigBee, Wi-fi, v.v.
- Các công ty điện lực giao tiếp với Hệ thống quản lý năng lượng (EMS) điều khiển nhiều DER khác nhau: Giao tiếp ở đây chỉ giới hạn giữa công ty điện lực và EMS (Khách hàng 3 trong Hình 15), và EMS chịu trách nhiệm điều khiển từng DER riêng lẻ. Giao thức giao tiếp giữa EMS và DER không có ý nghĩa quan trọng đối với công ty điện lực, do đó nằm ngoài phạm vi của Quy tắc CA 21.
- Các công ty điện lực giao tiếp với đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng/chủ sở hữu nhà máy điện ảo (mô hình tại Hình 16): Có thể áp dụng kịch bản này khi một đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng/chủ sở hữu nhà máy điện ảo điều khiển nhiều DER. Công ty điện lực giao tiếp với đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng, và đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng sẽ chịu trách nhiệm chuyển tiếp thông tin đến và đi từ DER. Giao thức giao tiếp giữa đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng và DER không có ý nghĩa quan trọng đối với công ty điện lực, do đó nằm ngoài phạm vi của Quy tắc CA 21.



Hình 15. Các giải pháp giao tiếp trực tiếp với DER [34]



Hình 16. Giao tiếp do đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng làm trung gian chuyển tiếp [34]

3.2.2. Các công nghệ giao tiếp

Các giao thức tại lớp ứng dụng

Việc áp dụng các giao thức giao tiếp được chuẩn hóa là yếu tố cực kỳ quan trọng cho phép thiết lập khả năng vận hành liên thông giữa công ty điện lực và các DER khác nhau, đồng thời đảm bảo tính bảo mật của luồng thông tin. Phần này mô tả các giao thức được chuẩn hóa tại lớp ứng dụng (cùng với các mô hình thông tin) hiện đang được sử dụng cho các thiết bị DER, bao gồm:

- IEEE 1815 (còn được gọi là DNP3) và IEEE 1815.1:** IEEE 1815 được sử dụng rộng rãi ở Hoa Kỳ cho chức năng điều khiển SCADA theo thời gian thực đối với các trạm biến áp và DER do công ty điện lực kiểm soát. Kênh giao tiếp được xác lập giữa hai điểm cuối theo mô hình giao tiếp Khách/Chủ (Master/Slave) (với Master là máy tính tại trung tâm điều khiển và Slave là các thiết bị ngoại vi, có thể là cảm biến, biến tần DMT, RTU). Các biến khác nhau có thể được gán mức độ ưu tiên khác nhau, cho phép xử lý trước những thông báo có mức độ ưu tiên cao, do đó tạo thuận lợi cho việc quản lý lưu lượng mạng. Các quy tắc được thiết lập theo cách cho phép giao tiếp trong điều kiện băng thông mạng hạn chế và hệ thống giao tiếp có độ tin cậy thấp. Giao thức này sử dụng kết hợp tính năng mã hóa của Giao thức bảo mật tầng giao vận (TLS) và các thủ tục xác thực cho mục đích bảo mật. Các mô hình dữ liệu sử dụng cho giao thức này được thiết lập dựa trên hướng dẫn áp dụng DNP3 tổ chức Giao thức mạng phân tán (DNP), vốn dựa trên các mô hình dữ liệu có cấu trúc của chuẩn IEC 61850-7-420 [44]. Điều này giúp việc tích hợp hệ thống sử dụng DNP3 vào mạng sử dụng IEC 61850 thông qua thiết bị cổng giao tiếp trở nên dễ dàng. Tiêu chuẩn IEEE 1815.1 cũng cung cấp hướng dẫn về phương pháp nhất quán để ánh xạ giữa DNP3 và IEC 61850 [45]. Lớp vật lý (physical layer) sử dụng phổ biến nhất là các hệ thống đơn giản như RS-232, RS-485, Ethernet hoặc giao diện vô tuyến.
- IEEE 2030.5 (còn được gọi là SEP2):** IEEE 2030.5 là một giao thức lớp ứng dụng được thiết kế riêng cho mục đích quản lý các thiết bị DER sau công tơ trong không gian lưới điện thông minh. Các thiết bị này có thể là công tơ, các thiết bị thông minh, xe điện sạc bằng nguồn điện ngoài, hệ thống quản lý năng lượng, và các DER như hệ thống DMT, hệ thống lưu trữ năng lượng. Giao thức này không phụ thuộc vào lớp giao tiếp, hỗ trợ cả Wi-Fi, Ethernet, Bluetooth, Zigbee và Truyền thông qua đường dây điện (PLC) băng thông rộng (thiết bị cần hỗ trợ các chuẩn Chương trình dữ liệu người dùng – UDP và Giao thức điều khiển truyền nhận/giao thức liên mạng – TCP/IP). Đây là giao thức có các tính năng bảo mật mạnh mẽ, bao gồm mã hóa TLS 1.2 và các yêu cầu về xác thực, ủy quyền, kiểm tra. Hướng dẫn thực hiện của giao thức này có nội dung dựa trên Hồ sơ biến tần thông minh thông dụng (CSIP), cũng là tài liệu được xây dựng theo các mô hình dữ liệu của IEC 61850-7-420. Đây là một trong ba giao thức giao tiếp trong phiên bản mới IEEE 1547-2018 và là giao thức giao tiếp mặc định trong Quy tắc CA 21, hỗ trợ nhiều môi trường vật lý như Bluetooth, Wi-Fi, Ethernet, PLC băng thông rộng, v.v. [46].
- IEC 61850:** IEC 61850 phổ biến hơn ở các nước châu Âu và châu Á với vai trò là một tiêu chuẩn phục vụ giao tiếp SCADA của trạm biến áp. Chuẩn này bao gồm các mô hình thông tin xác định trong IEC 61850-7-420 và các giao thức xác định trong IEC 61850-8-1 và IEC 61850-8-2. Các mô hình thông tin này được xây dựng riêng cho mục đích giao tiếp với các tài sản DER ngoài trạm biến áp. Chuẩn này chủ yếu sử dụng TCP/IP và liên kết Ethernet làm

môi trường giao tiếp, và có cấu hình và chi phí lắp đặt thấp. IEC 61850 đang dần được công nhận như một chuẩn đối sánh cho các giao thức giao tiếp DER. Tuy nhiên, chuẩn này không có chương trình chứng nhận vững chắc cho các ứng dụng DER. Bản thân tiêu chuẩn không bao gồm tính năng bảo mật, tuy nhiên nội dung này đã được quy định trong tiêu chuẩn IEC 62351.

- **SunSpec Modbus:** SunSpec Modbus là một giao thức giao tiếp dựa trên giao thức Modbus mở, phù hợp với các tiêu chuẩn của liên minh SunSpec. Giao thức này quy định các thông số và lựa chọn cài đặt cho mục đích điều khiển và giám sát các hệ thống DER. SunSpec Modbus có thể được triển khai trên cả giao diện giao tiếp serial và TCP/IP, đồng thời có thiết kế để tương thích với IEEE 2030.5 và IEEE 1815. Mặc dù ban đầu SunSpec Modbus không bao gồm bất kỳ tính năng mã hóa hoặc xác thực nào, nhưng phiên bản hiện tại đã hỗ trợ mã hóa TLS 1.2 giống như IEEE 2030.5. Giao thức này hiện là công nghệ phổ biến cho việc điều khiển các DER. SunSpec Modbus tập trung vào các cài đặt điều khiển biến tần và được dùng chủ yếu cho giao tiếp khoảng cách ngắn từ biến tần đến thiết bị cổng giao tiếp hỗ trợ IEEE 2030.5 hoặc IEEE 1815 [46], [47].
- **OpenADR 2.0 (điều chỉnh phụ tải tự động nguồn mở):** OpenADR đã được sử dụng rộng rãi làm tiêu chuẩn điều chỉnh phụ tải (DR) để quản lý nhu cầu phụ tải đỉnh, dao động phụ tải và các trường hợp khẩn cấp. Tuy được phát triển ở California, chuẩn này được sử dụng ở Nhật Bản, Hàn Quốc, Hoa Kỳ và châu Âu cho mục đích giao tiếp trong các chương trình DR. Đây cũng là một giao thức kết nối mở. OpenADR 2.0 là phiên bản mới nhất, phục vụ giao tiếp giữa công ty điện lực và thiết bị cuối là DER. Do đó, chuẩn này dựa vào thiết bị cổng giao tiếp để chuyển đổi các yêu cầu của công ty điện lực thành hành vi cụ thể của thiết bị. Nội dung của OpenADR 2.0 gồm các thông tin liên quan đến các chiến lược cụ thể thường do công ty điện lực quyết định về giảm/tăng công suất, định giá, độ khả dụng và dịch chuyển đối với DER. OpenADR phiên bản 2.0 có thể được bảo mật thông qua TLS và Hạ tầng khóa công khai (PKI).



Ngoài các khía cạnh kỹ thuật, tính dễ áp dụng, khả năng vận hành liên thông và tuân thủ các quy định quốc tế là những yếu tố khác tạo nên sự hấp dẫn của mỗi giao thức. Các giao thức được so sánh trong Bảng 10.

Bảng 10. So sánh các giao thức

Giao thức	Lớp giao vận	Bảo mật	Quy định	Vận hành liên thông – các mô hình dữ liệu	Lợi ích khác
NREL 1815	TCP/IP qua Ethernet, serial, UDP/IP	TLSv1.2	NREL 1547	Hướng dẫn áp dụng DNP3 dựa trên các mô hình dữ liệu IEC 61850	Sử dụng cho SCADA. Hiệu quả trong mạng có băng thông thấp, kém tin cậy
SunSpec Modbus	TCP/IP qua Ethernet, serial	Hỗ trợ TLSv1.2	NREL 1547	Dựa trên IEC 61850	Tập trung vào các cài đặt điều khiển biến tần
NREL 61850	TCP/IP qua Ethernet	Dựa vào IEC 62351	IEC	Các mô hình dữ liệu IEC 61850	Sử dụng cho SCADA, cộng đồng nhà cung cấp lớn, chi phí thấp
NREL 2030,5	TCP/IP – Wifi, Zigbee, Bluetooth, v.v.	TLSv1.2	Quy tắc CA 21, IEEE 1547	Yêu cầu trong CSIP, dựa trên các mô hình dữ liệu IEC 61850	Thiết kế riêng cho DER – chương trình chứng nhận vững chắc
OpenADR 2.0	Giao tiếp dựa trên IP	TLS/PKI	IEC	Liên thông được với các giao thức khác	Sử dụng cho DR- gửi tín hiệu giá và mức độ khả dụng

Việc lựa chọn giao thức và cấu hình của mạng giao tiếp phụ thuộc chủ yếu vào cấu hình DER hiện hữu, có thể là giao tiếp tới DER riêng lẻ, tới Hệ thống quản lý năng lượng cho đơn vị phát điện (GFEMS) hoặc tới các đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng (như minh họa trong Hình 10 và Hình 11).

Đối với kênh giao tiếp trực tiếp giữa công ty điện lực và các hệ thống DER lớn, IEEE 1815 (còn được gọi là DNP3) và IEC 61850 là các giao thức được sử dụng chủ yếu.

Đối với giao tiếp khoảng cách ngắn (ví dụ: từ biến tần đến cổng DER hoặc bộ điều khiển DER), SunSpec Modbus được sử dụng vì tập trung vào các cài đặt điều khiển biến tần.

Đối với giao tiếp giữa cổng giao tiếp của công ty điện lực và đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng từ các nguồn DER hoặc cổng giao tiếp của DER, chuẩn IEEE 2030.5, DNP3 hoặc IEC 61850 được sử dụng phổ biến nhất.

Các giao thức IEEE được sử dụng phổ biến hơn ở Hoa Kỳ, trong khi các giao thức IEC phổ biến hơn ở châu Âu và châu Á.

Cấu trúc mạng và công nghệ giao tiếp

Mạng giao tiếp được chia thành ba nhóm theo phạm vi địa lý: mạng diện rộng (WAN), mạng khu vực lân cận (NAN)/mạng hiện trường (FAN) và mạng trong nhà (HAN). HAN bao gồm mạng lưới các DER/thiết bị sử dụng điện trong một ngôi nhà. NAN là nơi tập trung dữ liệu đo đếm từ HAN, và các mạng WAN là kênh giao tiếp băng thông rộng tới Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS) của công ty điện lực. Các công nghệ giao tiếp khác nhau có thể được sử dụng cho các mạng khác nhau tùy thuộc vào phạm vi phủ sóng và tốc độ truyền dữ liệu thiết lập cho mạng đang được xem xét, như thể hiện trong Hình 17.



Hình 17. Cấu trúc mạng điều khiển DER (Nguồn: BearingPoint)

Tốc độ truyền dữ liệu điển hình và phạm vi bao phủ cần thiết cho các loại mạng khác nhau được liệt kê trong Bảng 11.

Bảng 11. Tổng quan các loại mạng và yêu cầu.

Loại mạng	Phạm vi phủ sóng	Yêu cầu về tốc độ truyền dữ liệu	Tốc độ truyền dữ liệu
WAN	10 – 100 km	Tốc độ truyền dữ liệu cao	10 Mbps – 1 Gbps
NAN/FAN	10 m – 10 km	Phụ thuộc vào mật độ nút và cấu trúc	100 kbps – 10 Mbps
HAN	1 – 100 m	Thường có tốc độ truyền dữ liệu thấp	10 – 100 kbps

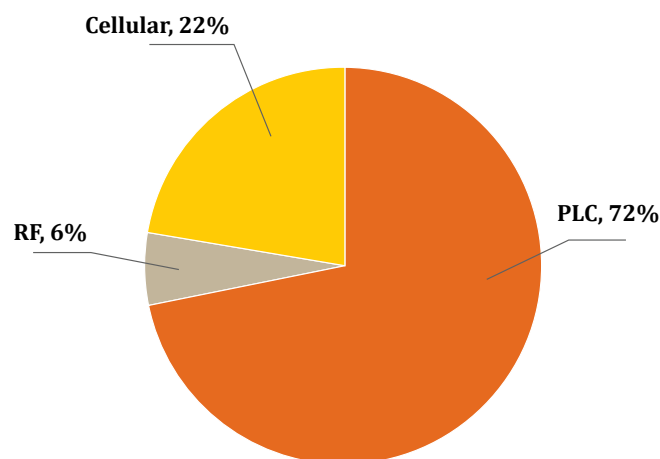
Các công nghệ giao tiếp chính đang thống trị thị trường AMI được liệt kê và đánh giá dưới đây:

- PLC:** Truyền thông qua đường dây điện (PLC) sử dụng tuyến dây dẫn điện chạy từ máy biến áp phân phối đến công tơ của khách hàng. PLC hoạt động bằng cách điều biến sóng truyền đi (sóng mang) trên hệ thống dây dẫn hiện hữu. Đây là một công nghệ đã trưởng thành và được chia thành hai loại: PLC băng thông hẹp cho giao tiếp với tốc độ truyền dữ liệu thấp và PLC băng thông rộng cho các ứng dụng với tốc độ truyền dữ liệu cao. Loại đầu tiên chủ yếu được sử dụng cho các ứng dụng AMI. Chi phí ban đầu của PLC thấp vì tận dụng được hạ tầng sẵn có. PLC có độ tin cậy cao với phạm vi lên đến vài km, giao tiếp dễ dàng với những công tơ ở vị trí khó tiếp cận (trong tầng hầm, nhà cao tầng, v.v.). Việc lắp đặt dễ dàng cũng được coi là một lợi thế của PLC. Tính hữu hiệu của PLC phụ thuộc một phần vào cấu trúc lưới điện cục bộ liên quan đến số công tơ trên mỗi máy biến áp, do các bộ thu thập dữ liệu tập trung cho PLC nằm bên trong máy biến áp (do đó mật độ công tơ cao giúp giảm chi phí). Nhược điểm của PLC là có độ trễ cao hơn và tác động gây nhiễu từ các thiết bị khác trong lưới điện.
- Mạng vô tuyến mặt lưới (RF-Mesh):** Công nghệ này dựa trên phổ tần số vô tuyến (RF) không cần giấy phép, sử dụng cấu trúc hình mặt lưới. Tính độc lập với lưới điện, băng thông tốt và khả năng cạnh tranh kinh tế là những lợi thế lớn của công nghệ này. RF-Mesh là giải pháp phổ biến cho AMI ở Nhật Bản và Hoa Kỳ, tuy nhiên bị hạn chế ở châu Âu do những quy định chặt chẽ hơn về tần số. Công nghệ này rất phù hợp ở các khu vực đô thị có ít chướng ngại vật và dễ dàng tiếp cận công tơ. Nhiễu tín hiệu có thể là một vấn đề bảo mật, có thể dẫn đến mất dữ liệu tạm thời do giao tiếp trên phổ tần số vô tuyến không cấp phép.
- Mạng viễn thông di động:** Phương án giao tiếp này yêu cầu liên kết với các đơn vị khai thác mạng viễn thông, sử dụng các công nghệ như GPRS/3G/4G, rất phù hợp cho các khu vực mà PLC và RF-Mesh không khả thi hoặc quá đắt như ở các vùng nông thôn. Công nghệ này có thể kích hoạt nhanh chóng, có vùng phủ sóng rộng, độ trễ thấp và có khả năng xử lý số lượng lớn thiết bị. Hạn chế là sự phụ thuộc vào đơn vị khai thác mạng viễn thông có thể ảnh hưởng đến chất lượng dịch vụ. Chi phí thuê bao cho thiết bị và tình trạng nghẽn mạng cũng có thể là những yếu tố gây hạn chế cho việc sử dụng trên diện rộng.
- Mạng diện rộng công suất thấp (LPWAN):** Các mạng không dây cho các thiết bị internet vạn vật (IoT) với nhu cầu dữ liệu nhỏ, băng thông thấp và thời lượng pin dài. Các mô-đun này có thể chạy trong nhiều năm với pin tiêu chuẩn nhưng vẫn đủ mạnh để gửi dữ liệu lên đám mây từ nhà để xe, tầng hầm, v.v. LPWAN cũng được phân loại thành các kiểu phụ với tần số của mạng

thuộc phổ được cấp phép hoặc được miễn giấy phép. Các tiêu chuẩn như NB-IOT và LTE-M dựa trên phổ được cấp phép, trong khi LoRAWAN và Sigfox dựa trên phổ được miễn giấy phép. LPWAN được cấp phép chạy trên các mạng di động công cộng hỗ trợ tiêu chuẩn GSM và 3GPP, do đó liên quan đến đơn vị khai thác mạng di động. LPWAN không giấy phép sử dụng phổ tần số vô tuyến mà bất kỳ ai cũng có thể sử dụng. Do đó, các LPWAN không giấy phép cần có các trạm gốc riêng hoặc phải sử dụng các mạng công cộng hiện hữu, vốn không đảm bảo chất lượng. Các công nghệ trên phổ được cấp phép cho độ trễ thấp hơn (đến 10 giây) và thông lượng cao hơn so với các công nghệ trên phổ được miễn giấy phép [48]. Các LPWAN đang được tích cực xem xét và phát triển để phục vụ công tơ thông minh thế hệ tiếp theo.

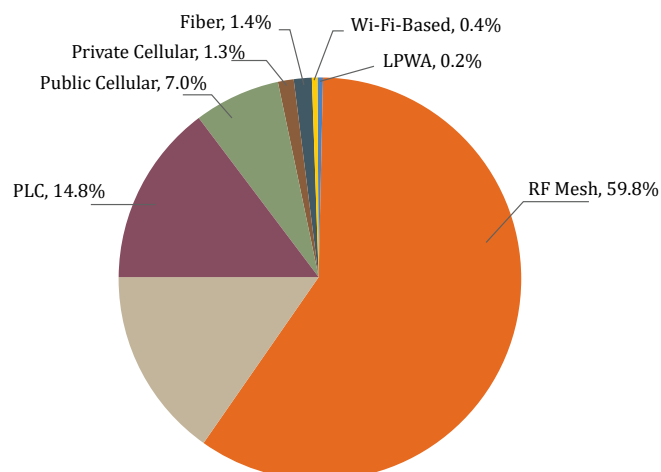
PLC là lựa chọn giao tiếp được ưa chuộng ở châu Âu trong khi ở Hoa Kỳ, hạ tầng AMI chủ yếu dựa trên các giải pháp RF-Mesh (như minh họa trong Hình 18 và Hình 19), lý do chính là vì:

- Quy định rất nghiêm ngặt về phổ RF ở châu Âu gây hạn chế quyền tiếp cận các tần số sử dụng cho RF-Mesh.
- Đặc điểm kiến trúc châu Âu (công tơ đặt trong tầng hầm, vật liệu xây dựng, tường dày) kém thuận lợi hơn cho giao tiếp không dây.
- Cấu trúc lưới điện của Hoa Kỳ: số công tơ trên mỗi máy biến áp thấp hơn nhiều so với châu Âu.



Hình 18. Tình hình triển khai AMI ở châu Âu xét theo công nghệ 2020

(Nguồn: BergInsight)



Hình 19. Tình hình triển khai AMI tại Hoa Kỳ theo công nghệ 2020 [49]

Bảng 12 so sánh và nêu bật những ưu điểm, nhược điểm của các công nghệ nêu trên.

Bảng 12. So sánh các công nghệ giao tiếp khác nhau.

	PLC băng thông thấp	RF-Mesh	Di động	LPWAN
Chi phí	Chi phí lắp đặt và bảo trì thấp	Chi phí lắp đặt cao hơn, chi phí vận hành thấp (cần tìm vị trí đặt thiết bị).	Đầu tư thấp, chi phí vận hành cao	Chi phí rất thấp (không cần bộ thu thập dữ liệu tập trung, trạm gốc thấp)
Phạm vi bao phủ	Toàn bộ - chỉ cần có đường dây điện	Cao – Phổ tần số có thể không khả dụng ở một số khu vực	Rộng – có thể khó khăn ở một số địa hình nhất định	Rộng
Khả năng tiếp cận	Cao	Thấp – không tiếp cận được tầng hầm, khu vực có chướng ngại vật	Trung bình	Cao
Phạm vi	Vài km	Vài mét	Vài chục km	100 km đối với phổ được cấp phép, 10 km đối với phổ được miễn giấy phép
Độ trễ	Thấp – dưới 1 giây	Có thể cao – phụ thuộc vào số nút giữa công tơ và bộ thu thập dữ liệu tập trung	Thấp – dưới 1 giây	Thấp đối với phổ được cấp phép (tới 10 giây), cao hơn đối với phổ được miễn giấy phép
Băng thông	Thấp – dưới 10 kbps	Trung bình – lên đến 100 kbps	Cao – lên đến 1 Mbps	Thấp – 20 kbps cho có giấy phép, 5 kbps cho miễn giấy phép
Chất lượng dịch vụ-nhiều động	Trung bình	Cao	Thấp	Thấp – cao hơn đối với LPWAN được miễn giấy phép

Như diễn giải trong phần này, việc lựa chọn công nghệ giao tiếp phù hợp nhất cần được đánh giá cho từng vị trí do phụ thuộc vào các yêu cầu về phạm vi phủ sóng và tốc độ truyền dữ liệu, cũng như các quy định và hạn chế của địa phương (ví dụ, liên quan đến việc sử dụng phổ tần số RF ở mỗi vị trí) và các đặc điểm kiến trúc chủ yếu (ví dụ như vị trí đặt công tơ chủ yếu trong tầng hầm, phía sau vật liệu xây dựng hoặc các bức tường dày có thể khiến công nghệ không dây trở nên không phù hợp).

Như thể hiện trong Hình 18 và Hình 19, ở châu Âu và Hoa Kỳ, không có giải pháp duy nhất nào được áp dụng, do đó thường mỗi địa điểm thường có nhiều hơn một công nghệ phù hợp, đồng thời mức độ phù hợp cũng có khác biệt trong nội bộ một quốc gia.

4. Phân tích tổng thể những khác biệt trong các yêu cầu và thực tiễn giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN của Việt Nam so với kinh nghiệm quốc tế

Nội dung phân tích tổng thể những điểm khác biệt dựa trên những phát hiện chính sau khi rà soát, tổng hợp trên phạm vi quốc tế và quốc gia được thể hiện trong Bảng 13.

Theo bảng phân tích những điểm khác biệt này, có thể thấy tỷ trọng ĐMTMN của Việt Nam là 11% (trong tổng công suất lắp đặt các nguồn phát điện), nằm trong khoảng tỷ trọng tương đương với các quốc gia được đánh giá (từ 10,5% đến 20,5%), ngoại trừ Thái Lan (6%). Khác với các quốc gia có tỷ trọng ĐMTMN cao được nghiên cứu, Việt Nam chưa có yêu cầu giám sát từ xa và điều khiển từ xa đối với các hệ thống ĐMTMN có công suất dưới 1 MW.

Chỉ đến gần đây (tháng 10/2021), Việt Nam mới thiết lập các yêu cầu kỹ thuật cơ bản đối với hệ thống ĐMTMN (như đặc tính công suất phản kháng, các chế độ điều khiển, khả năng vận hành vượt qua sự cố, v.v.), tuy nhiên những yêu cầu này chỉ áp dụng đối với các hệ thống có công suất lắp đặt trên 500 kW và chưa bao gồm bất kỳ yêu cầu nào về điều khiển từ xa và giám sát từ xa.

Hơn nữa, quá trình nghiên cứu tài liệu chưa thể làm rõ những điều kiện chính xác để được phép và thực hiện cắt giảm công suất hệ thống ĐMTMN ở Việt Nam. Vấn đề này đã được xem xét/nghiên cứu sâu hơn trong các chuyến công tác thực địa (Chương 3.). Các thông lệ tốt quốc tế chỉ ra rằng việc cắt giảm công suất các hệ thống ĐMTMN nên được giới hạn trong các tình huống khẩn cấp và có thể lý giải được cho các chủ sở hữu hệ thống ĐMT.

Do hiện tại ở Việt Nam chưa có yêu cầu giám sát và điều khiển đối với các hệ thống ĐMTMN, việc lựa chọn kiến trúc và công nghệ giao tiếp cho mục đích này vẫn còn bỏ ngỏ và các đặc điểm hệ thống tại Việt Nam sẽ được nghiên cứu thêm trong các chuyến công tác thực địa nhằm xác định một hoặc nhiều giải pháp phù hợp.

Các thông lệ quốc tế đã được đánh giá sẽ là nguồn tham khảo những cách làm tốt và bài học kinh nghiệm. Một số công nghệ đã được các công ty điện lực tại Việt Nam sử dụng cho các mục đích khác nhau. Kinh nghiệm của các bên liên quan về vấn đề này cũng sẽ được nghiên cứu trong các chuyến công tác thực địa và được tính đến khi đề xuất một giải pháp phù hợp cho Việt Nam trong Chương 4. (có thể bao gồm sử dụng GPRS/3G, PLC và RF trong giải pháp AMR hiện có).

Bảng 13. Phân tích tổng thể những khác biệt giữa các thông lệ quốc tế và quốc gia..

Đặc tính	Đức	Úc	Hoa Kỳ	Ý	Thái Lan	Việt Nam
Tỷ trọng ĐMTMN/ tổng công suất lắp đặt các nguồn phát điện (đến cuối năm 2020) phát điện	20,5% tổng công suất lắp đặt các nguồn phát điện (đến cuối năm 2019)	20,5% tổng công suất lắp đặt các nguồn phát điện (đến cuối năm 2020)	11% ở California (CA) (trong 80 GW tổng công suất phát điện)	10,5% tổng công suất phát điện cuối năm 2019)	1% tổng công suất phát điện (đến cuối năm 2018)	11% tổng công suất lắp đặt các nguồn phát điện (đến cuối năm 2020).
Quy định/tiêu chuẩn về các yêu cầu đối với ĐMTMN (bao gồm M&C từ xa – nếu có áp dụng)	Đạo luật Nguồn Năng lượng tái tạo (EEG)	AS/NZS 4777	Quy tắc CA 21 Quy tắc HECO 14 IEEE 1547-2018 (tự nguyện).	Quy trình RIGEDI	Các bộ quy tắc đấu nối của PEA và MEA.	Tài liệu hướng dẫn về các yêu cầu kỹ thuật đối với biến tần ĐMTMN (Công văn số 4304/ĐDQG-PT). Áp dụng cho hệ thống ĐMT > 500 kW
Mức độ thực hiện M&C từ xa cho hệ thống ĐMT tới 1MW	Đã thực hiện (các yêu cầu gắn liền với quy mô hệ thống ĐMT).	Đã thực hiện (các yêu cầu gắn liền với quy mô hệ thống ĐMT).	Đã thực hiện ở CA và Hawaii (HA).	Đã thực hiện một phần (chỉ áp dụng với các đơn vị đấu nối và phát toàn bộ sản lượng lên lưới trung thế).	Chỉ giám sát chất lượng điện năng đối với các hệ thống > 250 kW.	Không có
Yêu cầu giám sát từ xa ĐMTMN ở cấp độ phân phối	Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 100 kW.	Nam Úc (SA): Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kW. Tây Úc (WA): Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kVA.	IEEE 1547 và Quy tắc CA 21: bắt buộc đối với tất cả các DER bất kể loại hình và quy mô. Quy tắc 14H: Không yêu cầu.	Không yêu cầu giám sát theo thời gian thực.	Đối với biến tần trên 250 kW, DSO phải có khả năng truy cập thiết bị đo đếm chất lượng điện năng theo thời gian thực.	Không có

Đặc tính	Đức	Úc	Hoa Kỳ	Ý	Thái Lan	Việt Nam
Yêu cầu điều khiển từ xa ĐMTMN ở cấp độ phân phối	Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 30 kW (từ năm 2021 trở đi là 25 kW).	SA: Yêu cầu đối với tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới. WA: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kVA ²² .	IEEE 1547 và Quy tắc CA 21 bắt buộc trang bị các chức năng điều khiển nâng cao cho tất cả DER. Quy tắc 14H: chỉ yêu cầu khả năng ngắt kết nối DER.	Tất cả các hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 100 kW nối lưới trung thể qua đường dây chuyên dụng phải có chức năng ngắt kết nối từ xa.	Yêu cầu điều khiển từ xa đối với các hệ thống ĐMT có công suất biến tần trên 1 MW và tất cả các hệ thống nối lưới cao thế.	Không có
Tích hợp vào hệ thống SCADA của công ty điện lực	Các hệ thống ĐMT trên 100 kW đã được tích hợp vào hệ thống SCADA của công ty điện lực	SA: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 1 MW. WA: Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất lắp đặt trên 200 kVA.	Các DER được tích hợp vào hệ thống DERMS của công ty điện lực.	Không tích hợp.	Yêu cầu đối với hệ thống ĐMT có công suất biến tần trên 1 MW và tất cả các hệ thống nối lưới cao thế.	Không có
Phương thức chính sử dụng cho trao đổi dữ liệu giữa DSO và biến tần (các hệ thống có công suất 100 kW – 1 MW)	Liên lạc trực tiếp đến và đi từ DER	WA: trực tiếp tới DER (cổng giao tiếp/thẻ SIM được cấp); SA: thông qua Đơn vị điều khiển từ xa.	Tùy chọn giao tiếp: trực tiếp tới DER (tới biến tần hoặc cổng giao tiếp), tới EMS hoặc qua đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng.	Không có	Không có	Không có

22 Theo dự thảo sửa đổi năm 2021 về các yêu cầu kỹ thuật của đối với các hệ thống Basis và LV EG, tất cả các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế bất kể công suất lắp đặt sẽ phải có chức năng giám sát và điều khiển từ xa.

Các công nghệ giao tiếp phổ biến được sử dụng (các hệ thống có công suất 100 kW-1 MW)	RF, GSM/GPRS	PLC, mạng vô tuyến hình mắt lưới, di động, Internet	Hạ tầng AMI chủ yếu sử dụng RF-Mesh, điều khiển biến tần qua Ethernet	GSM/GPRS hoặc kênh vệ tinh	Không có	Không có, nhưng đã sử dụng GPRS/3G, PLC, RF cho AMR.
Các giao thức sử dụng cho giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN (các hệ thống có công suất 100 kW – 1 MW)	SML, IEC 60870-5-104	SA: Đa dạng (không giới hạn công nghệ) WA: NREL 2030,5	DNP3, SunSpec Modbus, IEEE 2030.5	Giao thức liên mạng giữa TSO và DSO	Không có	Không có. Sử dụng IEC 60870-5-104/101 trong hệ thống SCADA của DSO.
Điều kiện cắt giảm công suất hệ thống ĐMTMN	Chỉ nên cắt giảm công suất các hệ thống ĐMT trong những tình huống khẩn cấp. Phải cung cấp bằng chứng về sự cần thiết phải thực hiện cắt giảm công suất cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT khi có yêu cầu. Cần bồi thường cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT bị ảnh hưởng.	Được đề xuất làm một giải pháp dự phòng nhằm tránh tình trạng mất điện hoặc các sự kiện phụ tải thấp cực độ. Không bồi thường cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT bị ảnh hưởng.	CA: Trong trường hợp khẩn cấp, hoặc để khắc phục các điều kiện vận hành không an toàn. HA: Trong trường hợp khẩn cấp. CA: Phải cung cấp giải trình bằng văn bản về việc cắt giảm công suất.	Chỉ được cắt giảm công suất các hệ thống ĐMT trong những tình huống khẩn cấp. Phải cung cấp bằng chứng về sự cần thiết phải thực hiện cắt giảm công suất cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT khi có yêu cầu. Không bồi thường cho chủ sở hữu hệ thống ĐMT bị ảnh hưởng.	Không tìm được	HĐMBĐ có đề cập đến việc chỉ cắt giảm công suất trong trường hợp khẩn cấp. A0 gửi thông báo trước một tuần về tỷ lệ cắt giảm công suất cho từng tổng công ty điện lực các miền. Lượng cắt giảm công suất này được phân bổ cho các DSO. Sau đó DSO liên hệ với các chủ sở hữu công trình ĐMTMN và thảo luận về yêu cầu cắt giảm công suất.

Chương 02

Kết quả thu thập dữ liệu và
đề xuất giải pháp DERMS

Chương 2 Kết quả thu thập dữ liệu và đề xuất giải pháp DERMS

1. Thu thập và phân tích dữ liệu

1.1. Mục tiêu

Công tác thu thập dữ liệu qua các buổi họp và các chuyến thực địa và đánh giá dữ liệu nhằm bổ sung cho hoạt động phân tích khoảng trống ban đầu trong bối cảnh Việt Nam, từ đó đề xuất giải pháp. Các điểm chính của hoạt động này gồm có:

- Thu thập dữ liệu về hiện trạng và các quan điểm hoặc ý kiến từ các bên liên quan khác nhau.
- Đưa ra các giải pháp phù hợp về giám sát và điều khiển từ xa cho các hệ thống ĐMTMN trong bối cảnh Việt Nam hiện nay. Các giải pháp này sẽ được đưa ra thảo luận tại một Hội thảo tham vấn mở rộng với các bên liên quan.

1.2. Thời điểm thu thập dữ liệu từ các bên liên quan

Các bên liên quan được lựa chọn để phỏng vấn là các đơn vị đang thực hiện điều độ hệ thống điện hoặc quản lý vận hành lưới điện có kết nối các hệ thống ĐMTMN. Dự án cũng khảo sát một số nhà đầu tư cho các dự án ĐMTMN tại Bình Thuận, Quảng Nam và Đắk Lắk. Danh sách các bên liên quan và thời điểm họp phỏng vấn gồm có:

- Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (A0), ngày 29 tháng 12 năm 2021 (họp trực tuyến).
- Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Miền Nam (A2), ngày 24 tháng 12 năm 2021 (họp trực tiếp).
- Tổng Công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh (EVNHCMC), ngày 24 tháng 12 năm 2021 (họp trực tuyến)
- Tổng Công ty Điện lực Miền Nam (EVNSPC), ngày 27 tháng 12 năm 2021 (họp trực tuyến)
- Công ty Điện lực Bình Thuận và nhà đầu tư ĐMTMN, ngày 28 tháng 12 năm 2021 (họp trực tiếp)
- Công ty Điện lực Quảng Nam và nhà đầu tư ĐMTMN, ngày 04 và 05 tháng 01 năm 2022 (họp trực tiếp)
- Công ty Điện lực Quảng Nam và nhà đầu tư ĐMTMN, ngày 06 tháng 01 năm 2022 (họp trực tiếp)

Do tình hình phức tạp của dịch bệnh Covid-19 một số địa phương hạn chế đi lại và tiếp xúc, một số buổi họp đã được tổ chức trực tuyến. GIZ tham gia phần lớn các cuộc họp (ngoài trừ các cuộc họp với công ty điện lực các tỉnh Bình Thuận, Quảng Nam và Đắk Lắk)

Trong quá trình làm việc, Tư vấn có trao đổi với các bên liên quan về các câu hỏi liên quan đến quá trình đầu tư, kiểm tra kỹ thuật và lắp đặt công tơ 2 chiều, các giải pháp và công nghệ truyền dữ liệu của hệ thống ĐMTMN, dự báo và quản lý vận hành, các giải pháp và công nghệ về giám sát và điều khiển hệ thống ĐMTMN.

1.3. Tổng hợp dữ liệu thu thập được và các khuyến nghị

Nhóm nghiên cứu đã tổng hợp các dữ liệu thu thập được và các ý kiến từ các bên liên quan gồm A0, A2, EVN HCMC, EVN SPC, Công ty Điện lực Bình Thuận, Công ty Điện lực Đắk Lắk, Công ty Điện lực Quảng Nam và các nhà đầu tư theo năm (05) chủ đề.

Chủ đề 1 là “Ảnh hưởng của hệ thống ĐMTMN đến hoạt động vận hành hệ thống điện và những thách thức trong việc triển khai giải pháp giám sát và điều khiển từ xa hệ thống ĐMTMN”. Vấn đề lớn nhất là số lượng các hệ thống ĐMTMN là rất lớn và EVN không có đủ các công cụ để thu thập dữ liệu từ các hệ thống này. Điều này cũng dẫn đến những khó khăn trong vận hành hệ thống điện và có thể dẫn đến sự cố quá tải trên lưới điện 110 kV và 220 kV, tạo ra các ảnh hưởng không mong muốn đến điện áp của lưới điện và làm tăng tổn thất điện năng.

Chủ đề 2 là “Các hệ thống SCADA, giám sát và điều khiển ĐMTMN và công nghệ hiện có”. Dữ liệu thu thập được từ các bên liên quan cho thấy việc triển khai thực hiện hệ thống giám sát và điều khiển là không bắt buộc ở thời điểm hiện tại, chỉ có các lưới điện trung thế yêu cầu triển khai SCADA, công nghệ trao đổi thông tin chính là GPRS/4G.

Chủ đề 3 là “Dự báo năng lượng mặt trời”. Hiện tại, chỉ có A0 sử dụng phần mềm dự báo năng lượng mặt trời, các bên liên quan còn lại dự báo dựa trên kinh nghiệm. A0 gửi dữ liệu dự báo đến A2 và các trung tâm điều độ hệ thống điện miền (Ax) khác. A0 đang chuyển giao các công cụ dự báo cho A2 và các Ax.

Chủ đề 4 là “Cắt giảm công suất phát”. A0 phân tích hệ thống điện và tính toán cắt giảm công suất phát (theo tuần, ngày, giờ). Sau đó, A0 gửi kế hoạch cắt giảm công suất phát cho các Ax, Bx.

Và cuối cùng, **Chủ đề 5** là “Các ý kiến bổ sung”. Đây là những ý kiến nhận xét từ các bên liên quan về các nội dung, bao gồm việc triển khai giám sát và điều khiển để thu thập dữ liệu, dữ liệu này sau đó được sử dụng trong công tác vận hành, dự báo và điều khiển hệ thống ĐMTMN. Một số bên liên quan đã triển khai phiên bản dùng thử của hệ thống giám sát và điều khiển.

Chi tiết các câu trả lời từ các bên liên quan được trình bày trong bảng sau:

Chủ đề 1:

Các bên liên quan	Ảnh hưởng của hệ thống ĐMTMN đến hoạt động vận hành hệ thống điện và những thách thức trong việc triển khai giải pháp giám sát và điều khiển từ xa hệ thống ĐMTMN
A0	- Sự cố quá tải trên lưới 110 kV và 220 kV - Ảnh hưởng tới điện áp của lưới điện - Tăng tổn thất điện năng trên lưới - Sa thải phụ tải, thiết bị F81 ngắt nhiều lần - Hệ thống ĐMTMN cài đặt thông số vận hành không chính xác ở chế độ sự cố, dẫn đến sự cố bị lan rộng
A2	- Đến nay, chưa xảy ra quá tải, quá áp trên đường dây 22 kV và 110 kV thuộc quản lý của A2 - Các Công ty Điện lực đã lắp đặt thiết bị F90 để điều khiển điện áp phía lưới điện trung thế 22 kV của trạm biến áp 110 kV/22 kV
EVN HCMC	- Số lượng và công suất các hệ thống ĐMTMN ở TP. Hồ Chí Minh không nhiều, chưa đủ để Tổng Công ty Điện lực TP. Hồ Chí Minh có thể đưa ra câu trả lời về quá tải, quá áp, thấp áp khi các hệ thống ĐMTMN vận hành. - Hiện chưa có các hướng dẫn và tiêu chuẩn cụ thể cho việc giám sát và điều khiển các biến tần.
EVN SPC	- Các khách hàng/nhà đầu tư đồng ý với việc cắt giảm công suất phát được phân bổ nhưng không tuân thủ đầy đủ việc điều chỉnh công suất và thời gian theo yêu cầu. - Hệ thống thu thập dữ liệu công tơ từ xa có thời gian lấy mẫu trong khoảng từ 30-60 phút. - Không có thiết bị điều khiển từ xa cho thiết bị đóng cắt. - Các Công ty Điện lực không thể thu thập dữ liệu tại điểm đấu nối của biến tần với công tơ và modem. - Các Công ty Điện lực không có đủ nhân lực để vừa giám sát tại văn phòng vừa thực hiện cắt điện tại hiện trường (vị trí các hệ thống ĐMTMN). - Hiện nay, chưa có quy định chi tiết và đầy đủ về khung pháp lý cũng như các chế tài khi các khách hàng/nhà đầu tư hệ thống ĐMTMN không tuân thủ lệnh điều độ. - Việc lắp đặt hệ thống giám sát và điều khiển là không bắt buộc. - Các hệ thống thu thập dữ liệu công tơ từ xa (AMR - Automatic Meter Reading) của các hệ thống ĐMTMN sau trạm biến áp công cộng chưa đáp ứng được các yêu cầu về thu thập dữ liệu. - Khả năng chuyên môn hiện tại của cán bộ và việc thiếu các công cụ cần thiết khiến EVN SPC gặp khó khăn và trở ngại trong việc dự báo công suất của các hệ thống/dự án ĐMTMN.

Công ty Điện lực Bình Thuận	- Tại địa phương, hiện có 2.906 hệ thống ĐMTMN đấu nối vào lưới điện với tổng công suất 330,3 MWp. Trong đó, có 2.485 hệ thống điện mặt trời được kết nối với lưới điện hạ thế và 421 hệ thống được kết nối với lưới điện trung thế. - Tổng công suất đặt của 111 hệ thống ĐMTMN có công suất từ 100 kW đến 500 kW là 23,96 MWp. Và tổng công suất đặt của 258 hệ thống ĐMTMN có công suất trên 500 kW là 268,11 MWp. - EVNSPC cung cấp công tơ điện tử 2 chiều để các công ty điện lực lắp đặt theo các quy định của EVN. Công tơ này không hỗ trợ điều khiển từ xa. - Về công tơ, ĐL BT hiện tuân thủ các quy định của EVN, EVNSPC. Do đó, nếu EVN và EVNSPC yêu cầu lắp đặt công tơ thông minh cho các hệ thống ĐMTMN, ĐL BT sẽ tuân thủ các quy định này. - Tồn tại: Truyền tin trên hệ thống đường dây tải điện (PLC - Power Line Communication) đã được triển khai từ năm 2011 đến 2018, tuy nhiên hiện nay vẫn chưa có tính năng đọc hai chiều. Các bộ tập trung dữ liệu mới (DCU - Data Concentrator Unit) có tính năng đọc hai chiều nhưng không thể thu thập dữ liệu thời gian thực về công suất phụ tải. Thời gian lấy mẫu là 30 phút. - ĐL BT chưa có công cụ giám sát thời gian thực công suất phát từ các hệ thống ĐMTMN, do đó gặp khó khăn trong khâu quản lý cung cấp điện cũng như thực hiện các báo cáo liên quan đến việc huy động nguồn điện từ các hệ thống ĐMTMN của EVNSPC. Hiện nay, chương trình đọc dữ liệu từ xa của EVNSPC chỉ có khả năng giám sát công suất điện mặt trời của ngày D-1. - Chưa có cơ sở dữ liệu về khí tượng (nhiệt độ, bức xạ,...) từ các cơ quan chuyên môn nên việc dự báo công suất phát từ nguồn điện mặt trời hiện đang gặp nhiều hạn chế.
Công ty Điện lực Đắk Lắk	Tại địa phương, hiện có 5.351 hệ thống ĐMTMN được kết nối với lưới điện. 4.775 hệ thống được kết nối với lưới điện hạ thế và phần còn lại được kết nối với lưới điện trung thế. Tổng công suất lắp đặt của các hệ thống ĐMTMN có công suất từ 100 kW đến 500 kW là 61,8 MWp và của những hệ thống có công suất trên 500 kW là 429,05 MWp.
Công ty Điện lực Quảng Nam	Hiện có 1.411 hệ thống ĐMTMN được đấu nối vào lưới điện do Công ty Điện lực Quảng Nam quản lý. 1.216 hệ thống được kết nối với lưới điện hạ thế và 195 hệ thống còn lại được kết nối với lưới điện trung thế. - Tổng công suất lắp đặt của các hệ thống ĐMTMN có công suất từ 100 kW đến 500 kW là 18.320,69 kWp (87 hệ thống) và các hệ thống ĐMTMN có công suất trên 500 kW là 12.621,655 kWp (132 hệ thống).
Các nhà đầu tư (BT)	Không có ý kiến
Các nhà đầu tư (QN)	Không có ý kiến

Chủ đề 2:

Các bên liên quan	Các hệ thống SCADA, giám sát và điều khiển ĐMTMN và công nghệ hiện có trên thị trường
A0	Chưa có hệ thống ĐMTMN nào kết nối với SCADA.
A2	- Không giám sát và điều khiển ĐMTMN vì các hệ thống ĐMTMN được kết nối với các lưới điện hạ thế và trung thế. - Chưa có hệ thống ĐMTMN nào kết nối với SCADA. - Trang trại điện mặt trời phải được kết nối với SCADA. - A2 hiện chưa có dữ liệu thời gian thực về các hệ thống ĐMTMN, do đó rất khó để vận hành hệ thống điện.
EVN HCMC	- Trong thỏa thuận đấu nối và Hợp đồng mua bán điện không đề cập đến “kết nối giám sát và điều khiển với SCADA” - EVNHCMC đang lắp đặt các công tơ điện tử có tính năng thu thập dữ liệu từ xa và đang thử nghiệm hệ thống AMI - Cơ sở hạ tầng đo đếm tiên tiến (lộ trình thực hiện theo kế hoạch của EVN từ năm 2021 đến năm 2025). - Chưa có chính sách hay yêu cầu nào từ EVN và Bộ Công Thương đối với việc giám sát và điều khiển các hệ thống ĐMTMN.
EVN SPC	Theo thỏa thuận đấu nối: - Cầu dao phụ tải và máy cắt tự đóng lại phải được kết nối với SCADA. - EVNSPC và các công ty điện lực lắp đặt công tơ đo xa cho các hệ thống ĐMTMN kết nối với lưới điện trung thế. - EVNSPC sử dụng modem GPRS/4G để thu thập dữ liệu của tất cả các hệ thống ĐMTMN được kết nối với lưới điện trung thế. - Chu kỳ thu thập dữ liệu là 30 phút/ lần.
ĐL BT	- Thỏa thuận đấu nối với khách hàng có yêu cầu “Trang bị hệ thống thu thập và truyền dữ liệu để kết nối hệ thống SCADA của hệ thống điện mặt trời và kết nối SCADA này với SCADA Trung tâm để chia sẻ trung tâm điều khiển”. - Các hệ thống ĐMTMN được kết nối với lưới điện trung thế (sử dụng trạm biến áp riêng) sử dụng hệ thống thu thập số liệu công tơ từ xa AMR và modem đo từ xa GPRS/4G. - Các hệ thống ĐMTMN được kết nối với lưới điện hạ thế (sử dụng trạm biến áp công cộng) sử dụng hệ thống đọc công tơ tự động AMR và tập trung dữ liệu từ bộ thu thập dữ liệu tập trung DCU và truyền thông qua đường dây điện PLC. - ĐL BT có 421 hệ thống ĐMTMN được kết nối với lưới trung thế. Tất cả các hệ thống này đã lắp đặt công tơ đo xa và chưa kết nối với SCADA tại Trung tâm điều khiển của ĐL BT. - Dữ liệu thu thập được từ hệ thống đo từ xa là U, I, P, Q, PF vào ngày D-1.

Công ty Điện lực Đắk Lắk	- Tại địa phương, hiện có 84 hệ thống điện mặt trời được đấu nối với SCADA (REC/LBS) trên lưới điện trung thế. Dữ liệu được thu thập là U, I, P, Q, PF, trạng thái và kiểm soát. - Công ty Điện lực Đắk Lắk có một hệ thống giám sát ĐMTMN. Nhưng hệ thống này không điều khiển các hệ thống ĐMTMN. - Công tơ điện tử và hệ thống thu thập dữ liệu từ xa để giám sát tuân thủ các quy định của EVNCPC.
Công ty Điện lực Quảng Nam	- Công ty Điện lực Quảng Nam đang lắp đặt công tơ điện tử, chưa có yêu cầu lắp đặt đồng hồ thông minh. Công ty Điện lực Quảng Nam sẽ lắp đặt 100% công tơ điện tử sử dụng 3G/4G, và công nghệ truyền dữ liệu RF qua hệ thống thu thập dữ liệu tập trung từ các DCU vào năm 2022. - Không có hệ thống điện mặt trời kết nối với hệ thống SCADA/DMS của Công ty Điện lực Quảng Nam. - Có 7 trong số 195 hệ thống điện mặt trời được kết nối với Trung tâm điều khiển. Các hệ thống này được kết nối với một hệ thống mới, không phải hệ thống SCADA hiện có. Công ty Điện lực Quảng Nam có cơ sở dữ liệu hoạt động của 7 hệ thống trong 6 tháng qua (U, I, P, Q, PF).
Các nhà đầu tư (BT)	Không có ý kiến
Các nhà đầu tư (QN)	- Có 4 hệ thống (tổng công suất 2,5 MW) đã được đấu nối với GCC/Công ty Điện lực Quảng Nam để theo dõi, điều khiển.

Chủ đề 3:

Các bên liên quan	Dự báo năng lượng mặt trời
A0	- A0 có 04 nguồn dự báo trong năm 2022 (2 nguồn từ một nhà cung cấp quốc tế, 1 nguồn từ các nhà máy điện, 1 nguồn từ hệ thống “Tự dự báo” của A0) - A0 sẽ gửi một công cụ dự báo đến các Ax và các công ty điện lực (Bx)
A2	- A2 dự báo công suất của ĐMTMN dựa trên kinh nghiệm và nhận dữ liệu điện của ĐMTMN từ EVNSPC và EVNHCMC. - A2 sử dụng bản thử nghiệm phần mềm Dự báo do A0 xây dựng.
EVN HCMC	Có 2 cách tiếp cận để dự báo công suất của các hệ thống năng lượng mặt trời: - Hệ thống chuyên gia (dựa trên kinh nghiệm) - Sử dụng các công cụ do A0 cung cấp
EVN SPC	- A0 đang chuyển giao các mô hình dự báo (ngày D, D+1, D+2; tháng; năm) cho SPC. - Theo kế hoạch của EVN cho năm 2020, EVN có 02 nguồn dự báo công suất các hệ thống ĐMTMN. EVN sẽ gửi các mô hình dự báo tốt nhất cho các tổng công ty điện lực/các công ty điện lực/các trung tâm điều độ hệ thống điện. - EVNSPC đang sử dụng phần mềm Apmeter để thu thập dữ liệu. Những dữ liệu này hiện đang được bảo mật nhưng SPC sẵn sàng chia sẻ nếu EVN cho phép.

Công ty Điện lực Bình Thuận (ĐL BT)	- ĐL BT có phương án huy động nguồn ĐMTMN theo phân bổ của EVNSPC. - Xây dựng biểu đồ công suất phát từ các hệ thống ĐMTMN tại Bình Thuận, trong đó các điểm dữ liệu được thu thập 30 phút/ lần, bắt đầu từ 7:30 sáng đến 5:00 chiều. Dựa trên biểu đồ công suất và kế hoạch huy động nguồn điện của EVNSPC, ĐL BT xác định mức công suất ĐMTMN phải cắt giảm trong một tháng. ĐL BT gửi thời gian cắt giảm và đóng hệ thống cho khách hàng. - Nhiệm vụ: + Xây dựng các biểu đồ công suất phát cho tất cả các huyện: + Tại mỗi huyện, chọn 02 khách hàng tiêu biểu từ 02 khu vực khác nhau để thu thập thông tin. + Chọn một ngày nắng đẹp (theo biểu đồ công suất đăng ký), không thực hiện bất kỳ cắt giảm nào để có được biểu đồ công suất hàng ngày. + Từ 02 biểu đồ công suất phát của 02 khách hàng tiêu biểu, ĐL BT sẽ xây dựng 1 biểu đồ tiêu biểu cho toàn huyện. Đối với mỗi huyện, ĐL BT có một bài trình bày PowerPoint (30 phút) nêu chi tiết công suất tối đa của 2 biểu đồ điển hình cùng một lúc. Mục đích của việc này: Để đảm bảo rằng biểu đồ công suất phát của một huyện là tập hợp các điểm bức xạ tốt nhất, từ đó đảm bảo độ an toàn của phương án huy động công suất truyền tải. - Xây dựng một biểu đồ công suất ngày điển hình cho toàn tỉnh: + Căn cứ vào biểu đồ công suất phát của các huyện, thị xã được xây dựng ở trên, biểu đồ cho toàn tỉnh sẽ được xây dựng lại với nguyên tắc tính trung bình biểu đồ công suất của các huyện, thị xã (trừ Phú Quý).
Công ty Điện lực Đắk Lắk	Công ty Điện lực Đắk Lắk sử dụng công cụ dự báo của A0. Các biến số đầu vào gồm có dữ liệu thời tiết và dữ liệu quá khứ.
Công ty Điện lực Quảng Nam	Công ty Điện lực Quảng Nam dự báo năng lượng mặt trời dựa trên kinh nghiệm.
Các nhà đầu tư (BT)	Các nhà đầu tư có năng lực dự báo công suất của hệ thống điện mặt trời (chỉ tham khảo). Dựa trên dự báo của phần mềm do nhà sản xuất biến tần cung cấp và dựa trên kinh nghiệm về thời tiết trong những ngày trước đó.
Các nhà đầu tư (QN)	<i>(Phản hồi tương tự các nhà đầu tư tại Bình Thuận)</i>

Chủ đề 4:

Các bên liên quan	Cắt giảm công suất phát
A0	A0 phân tích hệ thống điện và tính toán cắt giảm công suất phát của ngày hôm sau/mỗi tuần một lần, sau đó A0 gửi kế hoạch cắt giảm công suất phát đến Ax, Bx
A2	Các công ty điện lực thực hiện cắt giảm và huy động công suất của các hệ thống ĐMTMN theo tính toán và phân bổ của A0.
EVN HCMC	EVN HCMC chỉ thực hiện cắt giảm công suất của các hệ thống ĐMTMN có kết nối với lưới điện trung thế và dựa trên kế hoạch cắt giảm của A2.
EVN SPC	5 bước của quá trình cắt giảm công suất phát 1. A0 thực hiện tính toán và gửi công suất cần cắt giảm tới EVNSPC. 2. EVNSPC phân bổ lượng công suất cần cắt giảm tới các công ty điện lực thành viên. 3. Các công ty điện lực (Phòng Điều độ) thực hiện tính toán và vận hành lưới điện, sau đó lựa chọn các phát tuyến trung thế để thực hiện điều độ nhằm đạt được chế độ vận hành tối ưu. Sau đó, các công ty điện lực phân bổ về các điện lực khu vực. 4. Phòng Kinh doanh của các điện lực khu vực (ĐLKV) sẽ: - Lựa chọn các hệ thống/dự án ĐMTMN thuộc các phát tuyến cần thực hiện cắt giảm/huy động công suất. Tiêu chí lựa chọn là công bằng, minh bạch, đáp ứng công suất đã phân bổ cho các khách hàng đã ký kết thỏa thuận, ĐMTMN có hệ thống điều khiển từ xa, hoặc ĐMTMN có các thiết bị giám sát và điều khiển từ xa... để đảm bảo giảm thiểu việc cắt giảm công suất. - Thông báo cho các khách hàng về kế hoạch cắt giảm công suất vào ngày hôm sau, tuần sau để khách hàng tự thực hiện cắt giảm. - Lập kế hoạch cưỡng chế cắt giảm nếu khách hàng/chủ đầu tư không thực hiện đúng lệnh điều hành. 5. Giám sát và thực hiện: - Nếu khách hàng đồng ý với kế hoạch phân bổ, công ty điện lực sẽ thực hiện giám sát thông qua hệ thống thu thập dữ liệu từ xa. - Nếu khách hàng không đồng ý với kế hoạch phân bổ, công ty điện lực lập kế hoạch ngắt cầu chì tự rơi FCO tại điểm kết nối.

Công ty Điện lực Bình Thuận	Căn cứ vào kế hoạch phân bổ tối đa công suất nguồn ĐMTMN được huy động của EVNSPC. , Công ty Điện lực Bình Thuận xây dựng kế hoạch huy động ĐMTMN cho từng dự án. Cán bộ của ĐL BT thông báo cho các nhà đầu tư về kế hoạch huy động công suất. Các hệ thống ĐMTMN không phải kết nối SCADA với trung tâm điều khiển của Công ty Điện lực Bình Thuận nên việc huy động được thực hiện ở chế độ thủ công bởi các thiết bị: máy cắt không khí AB, cầu chì tự rơi FCO, cầu chì tự rơi cắt có tải LBFCO. Việc thực hiện giảm công suất được thực hiện với các tiêu chí sau: - Đảm bảo minh bạch trong quá trình thực hiện. - Đảm bảo công bằng, thực hiện xen kẽ. - Tính hiệu quả - Phải giám sát công suất cắt giảm; đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn, tin cậy, tránh quá tải các máy biến áp, các đường dây và các tình huống có thể dẫn đến mất ổn định, mất an toàn của hệ thống điện.
Công ty Điện lực Đắk Lắk	<i>(tương tự như Công ty Điện lực Bình Thuận)</i>
Công ty Điện lực Quảng Nam	<i>(tương tự như Công ty Điện lực Bình Thuận)</i>
Các nhà đầu tư (BT)	Thực hiện cắt giảm trên ứng dụng của biến tần/ hoặc thủ công tại hệ thống (mở Cầu dao khối MCCB hoặc Máy cắt không khí ACB)
Các nhà đầu tư (QN)	Việc vận hành (giám sát và điều khiển) hệ thống điện mặt trời được thực hiện tự động dựa trên giải pháp của công ty ATS. Các nhà đầu tư có thể giám sát quá trình hoạt động của phần mềm này.

Chủ đề 5:

Các bên liên quan	Các ý kiến bổ sung
A0	(Chủ đề này không được thảo luận)
A2	A2 rất cần dữ liệu của hệ thống ĐMTMN để dự báo và vận hành hệ thống điện. Đến nay, A2 vẫn chưa có dữ liệu thời gian thực của ĐMTMN. Dữ liệu thu thập được của nhà máy điện mặt trời là điện năng, công suất, bức xạ của vị trí gần các nhà máy điện mặt trời (chưa phải là dữ liệu bức xạ tại chính vị trí của nhà máy điện mặt trời). Dữ liệu của trang trại điện mặt trời được lấy từ hệ thống SCADA. Dữ liệu của hệ thống ĐMTMN được lấy từ Hệ thống AMR của EVNHCMC và EVNSPC. A2 cần có cơ sở dữ liệu của các hệ thống phát điện lớn (trang trại gió, nhà máy thủy điện nhỏ,...) trong khu vực. Và dữ liệu thu thập bao gồm thông tin thời tiết, U, I, P, Q...
EVN HCMC	EVN HCMC đang thực hiện nghiên cứu: - Nghiên cứu và vận hành một giải pháp tự động cắt giảm công suất đỉnh của trung tâm DAIKIN. - Hợp tác với SolarBK trong dự án thí điểm thử nghiệm giải pháp giám sát và điều khiển cho hệ thống ĐMTMN. - Phối hợp với Viettel giám sát và điều khiển từ xa hệ thống ĐMTMN bằng thiết bị của Tổng Công ty CP Công trình Viettel - VCC. EVNHCMC và A2 lấy dữ liệu tại thanh cái 110/22 kV thông qua hệ thống SCADA. - EVNHCMC sử dụng Bộ điều áp dưới tải (OLTC) để điều khiển điện áp phụ tải. Các thiết bị tự động điều khiển điện áp và OLTC đã được lắp đặt trên các máy biến áp 110/22 kV.
EVN SPC	- EVNSPC lắp đặt công tơ điện tử 2 chiều cho các khách hàng theo các quy định của EVN. Các công tơ này không có chức năng điều khiển từ xa. Nếu EVN có yêu cầu lắp đặt công tơ thông minh cho các hệ thống ĐMTMN, EVNSPC sẽ thực hiện theo quy định của EVN - Không có chính sách hoặc yêu cầu chính thức từ EVN và Bộ Công Thương đối với việc giám sát và điều khiển các hệ thống ĐMTMN. Về cơ bản, EVNSPC rất cần các chính sách, hướng dẫn này. - EVNSPC lắp đặt thiết bị thu thập dữ liệu cho tất cả các hệ thống ĐMTMN kết nối với lưới điện trung thế. EVNSPC đang nghiên cứu công nghệ giám sát và điều khiển cho lưới điện hạ thế. - EVNSPC có nghiên cứu và chạy thử giải pháp của bên thứ ba. Giải pháp này sẽ kết nối giám sát và điều khiển biến tần trực tiếp tại địa điểm hệ thống ĐMTMN. Vấn đề là khách hàng không đồng ý với quy định này, vì vậy EVNSPC cần có quy định cụ thể và chính thức cho trường hợp này.

Công ty Điện lực Bình Thuận	Công ty Điện lực Bình Thuận không bị quá tải do hệ thống điện mặt trời. Vào thời điểm năng lượng mặt trời cao, các đường dây truyền tải chịu tải < 80% định mức dây dẫn. Căn cứ Thông tư 40/2014/TT-BCT ngày 05/11/2014 của Bộ Công Thương quy định về quy trình điều độ hệ thống điện quốc gia, các biện pháp điều chỉnh điện áp đang được áp dụng là: - Thay đổi nguồn công suất tác dụng/công suất phản kháng của thiết bị bù (thay đổi điện dung, điện kháng) theo thứ tự từ gần đến xa tính từ điểm cần điều chỉnh điện áp. - Điều chỉnh nấc phân áp máy biến áp và điều chỉnh các thiết bị điện. Không thiết lập điều chỉnh tăng nấc phân áp của máy biến áp (thủ công hoặc tự động) để tăng điện áp ở phía hạ thế hoặc trung thế khi điện áp ở phía cao thế đã thấp hơn -5%. - Thay đổi đầu nối lưới điện hoặc phân bổ lại trào lưu công suất trong hệ thống điện (tách đường dây truyền tải thấp trong trường hợp điện áp cao vượt quá giới hạn cho phép và không làm quá tải đường dây còn lại). - Huy động thêm các nguồn điện dự phòng để phát điện hoặc nhận công suất phản kháng khi điện áp vượt quá giới hạn cho phép. - Cắt giảm phụ tải để tránh trường hợp vi phạm các giới hạn điện áp thấp theo quy định.
Công ty Điện lực Đắk Lắk	Lưới điện tại Đắk Lắk không bị quá tải ở tất cả các cấp điện áp. Điều chỉnh điện áp ở cấp dưới 110 kV: Sử dụng điều chỉnh điện áp tại các máy biến áp 110 kV, điều chỉnh công suất phản kháng của các nhà máy thủy điện nhỏ và trên lưới điện trung thế.
Công ty Điện lực Quảng Nam	Không có ý kiến
Các nhà đầu tư (BT)	Nếu Chính phủ yêu cầu lắp đặt hệ thống giám sát và điều khiển, các nhà đầu tư sẽ phải tuân thủ nhưng thông tin cần được chia sẻ với các nhà đầu tư để có thể cùng nhau giám sát. Nhà đầu tư sẽ không trả bất cứ khoản chi phí bổ sung nào.
Các nhà đầu tư (QN)	<i>(Chủ đề không được thảo luận)</i>



2. Giới thiệu Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán DERMS - giải pháp được đề xuất cho giám sát và điều khiển

2.1. Tổng quan về hệ thống

Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán (DERMS) được xây dựng nhằm cung cấp cho công ty điện lực một giải pháp tích hợp và tối ưu để có thể chủ động theo dõi và điều khiển trào lưu công suất và điện áp của các nguồn năng lượng phân tán (DER), đáp ứng các điều kiện vận hành lưới điện tại địa phương cũng như các yêu cầu điều khiển công suất từ các trung tâm điều độ và các tổng công ty điện lực đối với tất cả các loại thiết bị và hệ thống cụ thể của từng nhà sản xuất.

Với hệ thống thu thập, giám sát và điều khiển các nguồn phát điện phân tán, tất cả các thông tin quan trọng về hoạt động vận hành tại nguồn năng lượng bao gồm các đặc điểm hệ thống, dữ liệu đo lường, trạng thái của các máy phát điện, các chức năng điều khiển, cảnh báo tích hợp, v.v... sẽ được kết nối, thu thập thời gian thực theo giao thức tiêu chuẩn, và chia sẻ với hệ thống SCADA tại các trung tâm điều độ hoặc trung tâm quản lý nguồn phân tán của công ty điện lực, cũng như thực hiện các lệnh điều khiển để tuân thủ các yêu cầu điều độ.

Thiết kế hệ thống này tuân thủ các tiêu chuẩn quốc tế, do đó có thể sẵn sàng kết nối với các hệ thống nguồn năng lượng khác và tương thích với các loại thiết bị điện tử thông minh (IED), các bộ điều khiển và các bộ ghi dữ liệu khác nhau từ nhiều nhà sản xuất.

Hỗ trợ tích hợp giám sát và điều khiển nhiều hệ thống năng lượng phân tán bao gồm:

- Điện mặt trời mái nhà
- Tua-bin gió cỡ nhỏ
- Nhà máy thủy điện nhỏ
- Máy phát điện diesel (Genset)
- Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)
- Thiết bị bù
- Hỗ trợ kết nối tới các phụ tải có thể điều khiển được (thực hiện điều chỉnh phụ tải)

Kết nối với nhiều loại thiết bị của các nhà sản xuất khác nhau trên hệ thống ĐMTMN, bao gồm nhưng không giới hạn các nhà sản xuất sau:

- Biến tần: Huawei, Sungrow, SMA, Sineng, ABB, TMEIC, Canadian, Solis, Goodwe, Growatt...
- Công tơ: Elster, Landis+Gear, EDM, Vinasino, Schneider, Janitza...

Hệ thống này cũng có thiết kế mở, cho phép nâng cấp và bổ sung các chức năng mới, cũng như tích hợp với các hệ thống khác trong tương lai mà không làm thay đổi cấu trúc cơ bản của hệ thống. Có thể thông qua các quy trình, thủ tục đơn giản để thực hiện nâng cấp hệ thống, bổ sung các chức năng mới và cải thiện các chức năng hiện có.

2.2. Cấu trúc phần cứng của hệ thống

Kiến trúc phần cứng của hệ thống cho phép sự linh hoạt trong việc xây dựng các liên kết phần cứng, tổ chức phần mềm, tổ chức bảo mật truy cập mạng, trao đổi dữ liệu nội bộ trong hệ thống quản lý vận hành năng lượng phân tán và nhà máy điện ảo cũng như kết nối với các hệ thống bên ngoài. Với cấu trúc này, công ty điện lực có thể thay thế, nâng cấp từng bộ phận của hệ thống trong quá trình vận hành và mở rộng trong tương lai.

Kiến trúc phần cứng của hệ thống (khuyến nghị) được thể hiện trong Hình 20, gồm có:

2.2.1. Cấu trúc hệ thống trung tâm

Các thành phần chính của cấu trúc hệ thống trung tâm là:

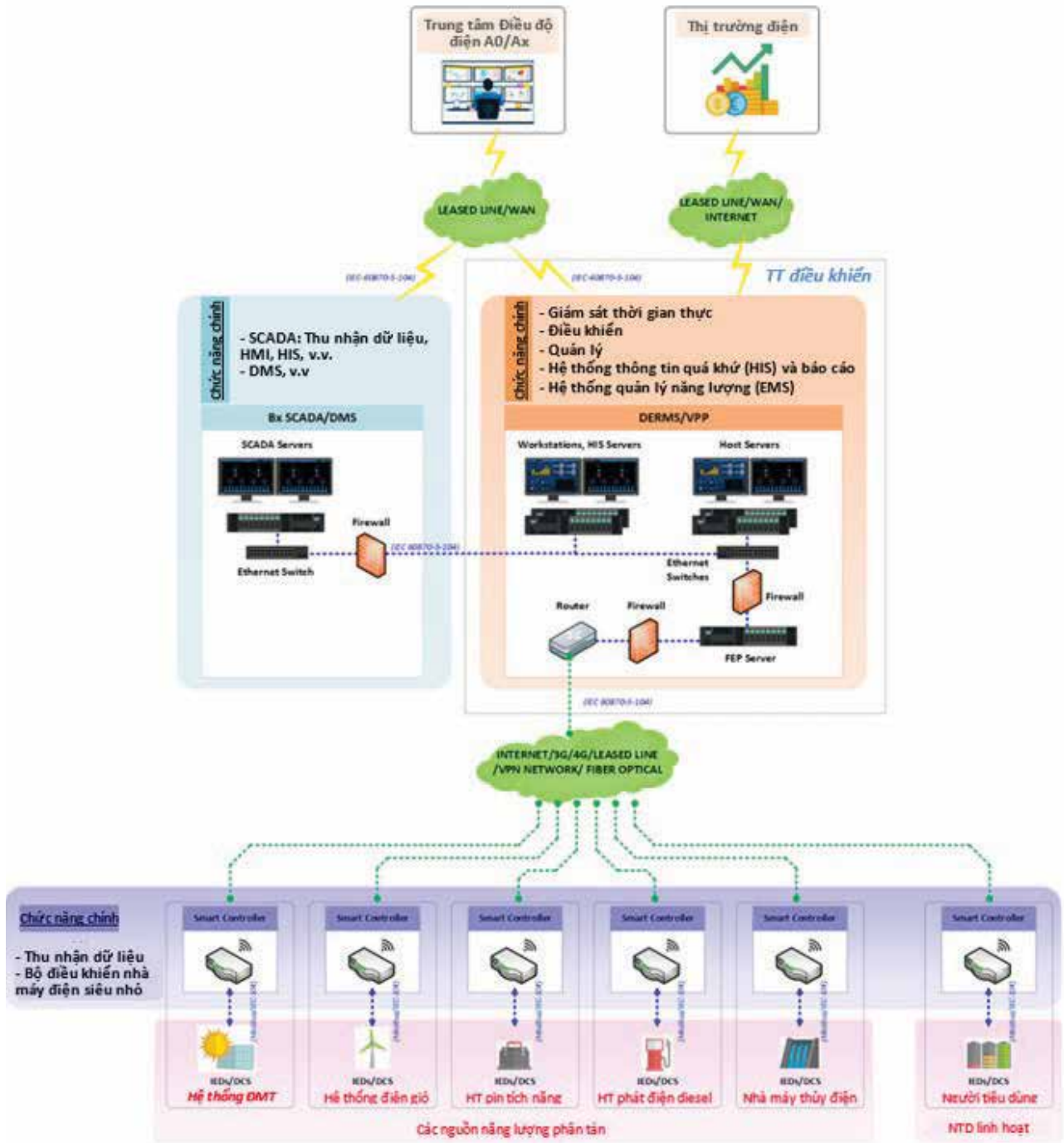
- 01 máy tính chủ xử lý ngoại vi (FEP server), thực hiện chức năng quản lý kết nối, thu thập và xử lý dữ liệu giám sát và điều khiển từ các nguồn ĐMTMN, hệ thống SCADA/DMS tại các công ty điện lực, tổng công ty điện lực, Trung tâm điều độ A0/Ax. Các máy chủ được lắp đặt theo các tiêu chuẩn ngành và vận hành theo chế độ dự phòng để đảm bảo hệ thống hoạt động thông suốt, ổn định, không bị gián đoạn khi một thiết bị hư hỏng.
- 02 máy tính chủ thực hiện chức năng tính toán và phân bố công suất theo yêu cầu điều độ vận hành, khai báo cấu hình, phân nhóm các nguồn năng lượng phân tán và chạy các bài toán quản lý năng lượng (EMS). Các máy chủ được lắp đặt theo các tiêu chuẩn của ngành điện và vận hành theo chế độ dự phòng để đảm bảo hệ thống hoạt động trơn tru, ổn định, không bị gián đoạn khi có thiết bị hư hỏng.
- 02 máy trạm vận hành, lưu trữ dữ liệu quá khứ (HIS) và quản lý kỹ thuật, được trang bị hệ thống giao diện người-máy (HMI) cho phép các đơn vị vận hành thực hiện các chức năng giám sát và điều khiển cho tất cả các nguồn năng lượng phân tán, thực hiện chức năng lưu trữ dữ liệu quá khứ để hỗ trợ khai thác thông tin quản lý vận hành, cũng như thực hiện chức năng dự báo công suất phát của hệ thống ĐMTMN. Ngoài ra, máy tính này còn đóng vai trò là một máy tính kỹ thuật, được trang bị các công cụ kỹ thuật để hỗ trợ các đơn vị vận hành lập báo cáo, phân tích dữ liệu quá khứ, cấu hình và bảo trì hệ thống.

Các thiết bị chuyển mạch (Ethernet switches), các bộ định tuyến/tường lửa thiết lập kết nối mạng LAN có chức năng kết nối máy tính chủ trong hệ thống, bảo mật và mã hóa các kết nối dữ liệu với các hệ thống bên ngoài.

Ngoài ra, hệ thống còn có các thiết bị ngoại vi khác để hỗ trợ hoạt động vận hành.

2.2.2. Cấu trúc hệ thống tại các nguồn phân tán

Các hệ thống năng lượng phân tán được trang bị thiết bị điều khiển thông minh để thu thập, tập trung dữ liệu và điều khiển tại chỗ. Việc kết nối và truyền dữ liệu giám sát, điều khiển đến hệ thống trung tâm được thực hiện thông qua một kênh kết nối VPN được mã hóa an toàn trên mạng Internet/3G/4G hoặc cáp quang.



Hình 20. Kiến trúc phần cứng hệ thống được khuyến nghị. Phỏng theo [1].

2.3. Các thông số kỹ thuật của thiết bị điều khiển thông minh

Thiết bị điều khiển thông minh cung cấp khả năng kết nối các thiết bị tại địa điểm lắp đặt hệ thống theo các giao thức tiêu chuẩn, đồng thời kết nối và chia sẻ dữ liệu về các trung tâm điều độ và trung tâm quản lý thông tin vận hành của khách hàng thông qua kênh kết nối an toàn Internet/3G/4G VPN hoặc cáp quang, thực hiện các chức năng điều khiển tại chỗ đối với ĐMTMN nói riêng và các nguồn năng lượng phân tán nói chung.

2.3.1. Các tính năng chính

- Giao diện cấu hình hệ thống trên nền tảng web.
- Quản lý các bộ điều khiển thông minh theo danh sách và trên nền bản đồ.
- Có khả năng ghi nhật ký và phân tích các hoạt động (cường độ sóng, nhiệt độ thiết bị).
- Có các công cụ để gửi và nhận các tập lệnh AT, kiểm tra kết nối mạng.
- Hỗ trợ khả năng cập nhật firmware, sao lưu và khôi phục cấu hình từ xa.
- Có đèn báo nguồn, đèn báo trao đổi dữ liệu với thiết bị và đèn báo hoạt động.
- Thiết bị có hỗ trợ kết nối trực tiếp với thiết bị khác theo các giao thức sau: IEC 60870-5-101/104, Modbus RTU/TCP, DNP3, SEL FastMessage...
- Thiết bị hỗ trợ kết nối và chia sẻ dữ liệu với các trung tâm điều độ, trung tâm vận hành theo giao thức IEC 60870-5-104 hoặc IEC61850.
- Thiết bị hỗ trợ chức năng “bộ đệm dữ liệu” để đảm bảo dữ liệu tại các hệ thống năng lượng phân tán luôn được chia sẻ lên trung tâm trong trường hợp kênh truyền giữa các hệ thống và trung tâm bị gián đoạn.
- Hỗ trợ khả năng kết nối VPN với trung tâm quản lý vận hành
- Hỗ trợ chức năng chuyển tiếp cổng cho các cổng TCP và chức năng chuyển hướng cổng cho các cổng nối tiếp (serial).
- Cung cấp khả năng đồng bộ hóa thời gian theo giao thức NTP (giao thức đồng bộ thời gian mạng).

Các đề xuất về yêu cầu đặc tính kỹ thuật thiết bị tối thiểu được trình bày trong Phụ lục 1.

2.3.2. Các chức năng của thiết bị:

Thiết bị điều khiển thông minh có khả năng hỗ trợ kết nối thiết bị tại địa điểm lắp đặt hệ thống theo các giao thức tiêu chuẩn khác nhau, do đó giải pháp hệ thống thu thập, giám sát và điều khiển nguồn phân tán có thể hoàn toàn tương thích với các hệ thống khác, với thiết bị của hệ thống ĐMTMN và, nguồn năng lượng phân tán từ các nhà sản xuất khác nhau, cũng như các yêu cầu kỹ thuật của các trung tâm điều độ, tổng công ty điện lực.

Các chức năng chính (khối chức năng) bao gồm:

- Khối chức năng thu thập dữ liệu: Thu thập dữ liệu giám sát điều khiển từ thiết bị theo các giao thức tiêu chuẩn.
- Khối chức năng điều khiển nhà máy (PPC): hỗ trợ thực hiện các lệnh điều khiển từ hệ thống DERM, bao gồm:
 - ◊ Điều khiển công suất tác dụng.
 - ◊ Điều khiển công suất phản kháng.
 - ◊ Điều khiển hệ số công suất.
 - ◊ Điều khiển điện áp.
 - ◊ Giám sát điện áp.
 - ◊ Điều khiển công suất phản kháng dựa trên điện áp tại điểm đấu nối vào lưới điện.
 - ◊ Khởi động và đóng ngắt toàn bộ nhà máy/hệ thống
- Khối chức năng chuyển đổi giao thức (Gateway): Tổng hợp dữ liệu, kết nối và chia sẻ dữ liệu với hệ thống DERM/VPP, SCADA, hệ thống giám sát thông tin vận hành tại các trung tâm điều độ, các công ty điện lực và chủ sở hữu tư nhân.

2.4. Giao thức hỗ trợ

THệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán hỗ trợ các giao thức tiêu chuẩn như:

- OPC UA: Kết nối dữ liệu nội bộ giữa các module phần mềm trong hệ thống
- IEC 60870-5-104/IEC61850/ICCP: Kết nối dữ liệu với hệ thống giám sát, điều khiển tại từng nguồn năng lượng phân tán và kết nối với hệ thống SCADA/DMS/EMS tại công ty điện lực, tổng công ty điện lực, trung tâm điều độ.
- Modbus RTU/TCP: Kết nối dữ liệu từ các thiết bị chấp hành tại hệ thống nguồn năng lượng phân tán như biến tần, bộ ghi dữ liệu, bộ điều khiển...
- IEC 62056-21/Modbus RTU: Kết nối dữ liệu công tơ.
- FTP (.xls,.txt): Hỗ trợ truyền gửi các tệp dữ liệu phân bổ công suất.
- Các dịch vụ API/Web: Kết nối để thu thập dữ liệu về dự báo thời tiết.
- Ngoài ra, hệ thống đã sẵn sàng để tích hợp các giao thức khác được sử dụng rộng rãi trong ngành.

2.5. Hiệu suất hoạt động của hệ thống quản lý vận hành nguồn năng lượng phân tán và nhà máy điện ảo

Hệ thống quản lý vận hành nguồn năng lượng phân tán được thiết kế để đảm bảo đáp ứng các yêu cầu về hiệu suất của hệ thống tương ứng với số lượng hệ thống ĐMTMN trong phạm vi quản lý hiện tại và sẵn sàng cho việc mở rộng trong tương lai mà không cần phải nâng cấp bất kỳ thành phần hệ thống bổ sung nào.

2.5.1. Hiệu suất hệ thống

- Đáp ứng quản lý, vận hành ít nhất 300 điểm đấu nối hệ thống ĐMTMN.
- Đáp ứng việc thu thập, xử lý và lưu trữ dữ liệu của ít nhất 75.000 điểm dữ liệu và có thể nâng cấp được trong tương lai.
- Hỗ trợ khả năng kết nối với ít nhất 04 hệ thống SCADA/DMS/EMS tại các tổng công ty điện lực, Trung tâm Điều độ A0/Ax.

2.5.2. Khả năng nâng cấp hệ thống trong tương lai:

- Khả năng nâng cấp hệ thống để mở rộng quản lý vận hành các điểm đấu nối hệ thống ĐMTMN mà không cần thực hiện tái cấu trúc phần cứng và phần mềm chính.
- Có khả năng nâng cấp quá trình thu thập, xử lý và lưu trữ dữ liệu mà không gây ra các thay đổi lớn đối với hệ thống hoặc chương trình.
- Có khả năng nâng cấp kết nối với các hệ thống SCADA/DMS/EMS khác tại các tổng công ty điện lực, Trung tâm Điều độ A0/Ax và các trung tâm khác.

2.6. Cấu trúc phần mềm hệ thống trung tâm

The distributed energy operation management system and virtual power plant at the center is designed with a structure consisting of small software blocks (modules) to create favorable and easy conditions for management and maintenance. maintain, upgrade, ensure the security and stability of the system.

The main functional modules of the system include:

- Thu thập dữ liệu (DA)
- Xử lý dữ liệu thời gian thực (RTDB)
- Giao diện người-máy (HMI)
- Máy chủ lưu trữ dữ liệu (HIS)
- Giám sát trên nền tảng web (WEB-Based Monitoring)
- Tính toán và truy xuất hóa đơn thanh toán (Bill Payment)

- Phân tích dữ liệu và cảnh báo
- Chức năng dự báo công suất phát của hệ thống ĐMTMN (Estimation/Forecasting).
- Chức năng điều khiển các nguồn phân tán:
 - ◊ Hỗ trợ điều khiển theo nhóm nguồn phân tán:
 - + Điều khiển cho toàn bộ hệ thống, hoặc cho nhóm các hệ thống nguồn phân tán.
 - + Điều khiển tổng công suất của các hệ thống, từng nhóm hệ thống, từng hệ thống riêng biệt theo kế hoạch định trước.
 - + Điều khiển từng hệ thống.
 - ◊ Hỗ trợ các phương thức điều khiển:
 - + Điều khiển thông qua các lệnh tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của tổ máy phát (AGC) từ các hệ thống SCADA/EMS
 - + Điều khiển theo biểu đồ phát điện (chế độ Schedule)
 - + Điều khiển theo giá trị cài đặt (chế độ Manual công)
 - + Chế độ tính toán giá trị đặt (chế độ Calculation) để tính toán và tái huy động các nguồn phân tán trong trường hợp quá tải máy biến áp và đường dây
 - ◊ Các chế độ điều khiển:
 - + Điều khiển công suất tác dụng
 - + Điều khiển tốc độ tăng/giảm công suất tác dụng
 - + Điều khiển điện áp, hệ số công suất, công suất phản kháng
 - + Các chế độ điều khiển tuân thủ các yêu cầu vận hành lưới điện (hỗ trợ lưới điện)
 - + Khởi động và đóng ngắt toàn bộ nhà máy/hệ thống.
- Các chức năng của Hệ thống quản lý chung (Hệ thống quản lý thông tin)
 - ◊ Đăng ký ĐMTMN vào hệ thống điện (chức năng Registration)
 - ◊ Quản lý nhóm các hệ thống ĐMTMN (chức năng Grouping)
 - ◊ Công bố thông tin
- Chức năng kết nối và chia sẻ dữ liệu với các hệ thống SCADA/DMS/EMS tại công ty Điện lực, trung tâm điều độ (chức năng giao diện Gateway).
- Quản lý tài sản và bảo trì hệ thống theo mô hình thông tin chung - CIM (IEC61968/61970)

2.7. Các tiêu chuẩn và quy chuẩn kỹ thuật

Các giải pháp kỹ thuật và các tiêu chuẩn kỹ thuật phải đảm bảo tuân thủ phiên bản mới nhất của các tiêu chuẩn kỹ thuật trong nước và quốc tế như IS/IEC/IEEE; các chính sách, quy định, định hướng phát triển điện mặt trời tại Việt Nam; các tiêu chuẩn xây dựng và các yêu cầu vận hành lưới điện quốc gia. Các tiêu chuẩn liên quan chính được liệt kê dưới đây.

Các tiêu chuẩn và quy định quốc tế

- IEC 60870: Các thiết bị và hệ thống điều khiển từ xa.
- IEC 60870-5-101/104: Các giao thức truyền thông trạm biến áp
- IEC 61850: Mạng truyền thông và các hệ thống tự động hóa công ty điện lực
- IEC 61968 / 61970: kiến trúc giao diện cho các hệ thống phân phối/quản lý năng lượng
- IEC 61724: Hiệu suất hệ thống quang điện
- IEC 62446-1: 2016, các Hệ thống quang điện (PV) - các yêu cầu thử nghiệm, hồ sơ và bảo trì - Phần I: Các hệ thống nối lưới - Hồ sơ, thử nghiệm nghiệm thu và kiểm tra.
- IEC 62446: Hồ sơ hệ thống, vận hành thử nghiệm nghiệm thu và kiểm tra...
- IEEE 2030.11: Hướng dẫn đối với Hệ thống quản lý nguồn năng lượng phân tán.
- IEEE 1547-2018: Các tiêu chuẩn của IEEE về kết nối và khả năng tương tác của các nguồn năng lượng phân tán với các giao diện hệ thống điện liên quan.

Các tiêu chuẩn và quy định của Việt Nam

- Quyết định 54/2008/QĐ-BCT: Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về kỹ thuật điện
- Quyết định 12/2008/QĐ-BCT: Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn điện
- Các tiêu chuẩn, quy chuẩn của Bộ Công Thương và của EVN về vận hành hệ thống điện quốc gia.

Chương 03

**Đề xuất giải pháp giám sát và
điều khiển từ xa ĐMTMN tại Việt Nam**

Chương 3: Đề xuất giải pháp giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN tại Việt Nam

1. Tổng quan hiện trạng

Trong bối cảnh tỷ trọng ĐMT cao tại Việt Nam hiện nay, hơn một nửa công suất lắp đặt ĐMT là từ các hệ thống ĐMTMN. Công suất lắp đặt ĐMTMN trong hai năm vừa qua đã tăng từ 0 lên đến 9.730 MWp vào tháng 12/2020. Khoảng 56% lượng công suất ĐMTMN tập trung ở miền Nam và 77% công suất lắp đặt ĐMT toàn quốc là tại các khách hàng công nghiệp (công suất trung bình của mỗi hệ thống là 482 kWp).

Giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN đã trở thành hoạt động quan trọng góp phần duy trì sự ổn định và độ tin cậy của lưới điện. Kinh nghiệm của các quốc gia trên thế giới, như Đức, Úc, Mỹ đã có quá trình phát triển lâu dài ĐMTMN cho thấy việc giám sát và điều khiển từ xa hệ thống ĐMTMN là rất cần thiết và được triển khai rộng rãi. Bên bán điện có trách nhiệm lắp đặt thiết bị có thể thao tác đóng cắt từ xa trong trường hợp khẩn cấp liên quan đến an ninh hệ thống điện. ĐMTMN được yêu cầu lắp đặt các hệ thống thu thập dữ liệu và thực hiện chia sẻ các dữ liệu, thông số về sản lượng điện, công suất tác dụng, công suất phản kháng và các thông số kỹ thuật khác. Năng lực giám sát từ xa ĐMTMN giúp DSO tăng cường khả năng giám sát để vận hành hệ thống khi ngày càng có nhiều công trình ĐMTMN được lắp đặt. Kết hợp với năng lực điều khiển từ xa, DSO có thể bảo đảm tích hợp ĐMTMN mà không làm suy giảm sự ổn định của hệ thống cũng như chất lượng điện năng, đồng thời tăng cường khả năng cân bằng tải của DSO.

Khi triển khai giám sát từ xa ĐMTMN và dự báo theo khu vực, yêu cầu cắt giảm công suất ĐMT và chi phí vận hành có thể giảm đi do công suất phát của các hệ thống ĐMTMN được tính toán chính xác hơn trong lệnh điều độ, từ đó nâng cao hiệu quả lập kế hoạch mua điện từ các nhà máy điện lớn. Trong khi đó, năng lực điều khiển ĐMTMN từ xa cho phép DSO phản ứng nhanh hơn với các trường hợp khẩn cấp của lưới điện. Việc giám sát theo thời gian thực cũng tạo điều kiện cho các hệ thống ĐMTMN tham gia vào những mô hình lớn hơn như các nhà máy điện ảo và thị trường điện.

Hiện trạng ĐMTMN và các hệ thống giám sát, điều khiển từ xa (M&C) đã được khảo sát thông qua nghiên cứu tài liệu và các cuộc họp với Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền Nam, EVNHCMC, EVNSPC, các công ty điện lực và nhà đầu tư ĐMT tại các tỉnh Bình Thuận, Đắk Lắk, Quảng Nam.

Ngoài ra, dự án CIRTIS cũng đã tổ chức hai hội thảo tham vấn tại thành phố Hồ Chí Minh và Đà Nẵng nhằm trao đổi, thảo luận và phân tích chuyên sâu các tác động của ĐMTMN theo quan điểm của các bên liên quan, cũng như các yêu cầu giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN tại Việt Nam.

Các vấn đề liên quan đến ĐMTMN được xác định thông qua các hoạt động trên bao gồm:

Vấn đề về công nghệ và kỹ thuật:

- Các đơn vị điện lực được trang bị hệ thống giám sát cầu dao phụ tải (LBS) và máy cắt tự đóng lại (recloser), chưa có hệ thống điều khiển từ xa cho các hệ thống ĐMT nối lưới trung thế.
- Chưa thu thập được dữ liệu theo thời gian thực từ các hệ thống ĐMTMN. Dữ liệu từ hệ thống AMR được cập nhật định kỳ.
- Chưa yêu cầu các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế phải đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa.
- Hiện nay chủ sở hữu của các hệ thống ĐMT thực hiện giám sát hệ thống của họ thông qua các ứng dụng của nhà sản xuất biến tần.
- Một số dự án đang thí điểm lắp đặt hệ thống giám sát và điều khiển từ xa, như dự án tại Công ty Điện lực Quảng Nam.

Các vấn đề về khung pháp lý

- Mẫu thỏa thuận đấu nối và HĐMBĐ không có yêu cầu nào về việc chủ đầu tư phải lắp đặt hệ thống ĐMT có khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa.
- Hiện trong quy định về lưới điện và các tiêu chuẩn kỹ thuật chưa có yêu cầu về việc hệ thống ĐMTMN phải được lắp đặt có khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa.

Các vấn đề vận hành - vấn đề nguồn nhân lực

- Các công ty điện lực phải phụ thuộc vào Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia khi tính toán và dự báo công suất cần huy động. Tỷ lệ cắt giảm công suất phát điện được xác định thông qua dự báo tuần tới để có đủ thời gian đàm phán với các chủ sở hữu hệ thống ĐMT về việc cắt giảm công suất.
- Việc phối hợp vận hành được thực hiện dựa trên thỏa thuận với các nhà đầu tư hệ thống ĐMT. Do đó, các công ty điện lực đang phải đối mặt với tình trạng thiếu hợp tác của một số nhà đầu tư. Ngoài ra, các nhà đầu tư hệ thống ĐMT còn thiếu nhân sự đủ trình độ, năng lực vận hành hệ thống ĐMTMN.
- EVN không có đủ nhân lực để giải quyết các vấn đề vận hành với các chủ đầu tư hệ thống ĐMT bất hợp tác.
- EVN không có đủ nhân lực để thực thi việc cắt giảm công suất phát điện theo lịch huy động khi các chủ đầu tư hệ thống điện không thực hiện cắt giảm công suất theo yêu cầu.
- Trong bối cảnh tỷ trọng ĐMTMN tăng cao trong tổng cơ cấu phát điện ở Việt Nam, đồng thời tỷ lệ cắt giảm công suất ĐMTMN được A0 tính toán và phân bổ cho Ax và các công ty điện lực, việc phải tăng cường hợp tác và chia sẻ dữ liệu để tăng mức độ phối hợp giữa các đơn vị vận hành hệ thống truyền tải và phân phối là rất quan trọng.

Sau khi cân nhắc các vấn đề nêu trên, có thể rút ra một số kết luận chính về hệ thống giám sát và điều khiển từ ĐMTMN như sau:

- Hiện nay, hiện có rất ít các hệ thống và thiết bị giám sát và điều khiển từ xa (M&C) ở cấp phân phối (cầu dao phụ tải, máy cắt tự đóng lại) dẫn đến không đáp ứng được các yêu cầu về phối hợp vận hành hệ thống điện một cách an toàn khi tỷ trọng ĐMTMN ngày càng tăng. Các hệ thống M&C sử dụng cho ĐMTMN vẫn chưa phổ biến và chỉ giới hạn ở một vài dự án thí điểm.
- Hệ thống M&C hiện hữu không thể giám sát việc cắt giảm công suất phát điện hoặc huy động công suất ĐMTMN, chẳng hạn như để kiểm tra xem yêu cầu cắt giảm công suất phát điện đã được thực hiện tại một hệ thống ĐMTMN cụ thể hay chưa.
- Hệ thống M&C hiện hữu không đủ khả năng điều khiển hiệu quả ĐMTMN (công suất tác dụng và phản kháng, tốc độ tăng giảm công suất phát, v.v) cũng như các hệ thống lớn hơn khi cần thiết. Ví dụ, hỗ trợ lưới điện thông qua điều chỉnh từ xa các cài đặt công suất phản kháng hỗ trợ điện áp và điều chỉnh từ xa công suất tác dụng phát lên lưới hỗ trợ trong thời gian lưới điện bị quá tải.
- Hệ thống M&C hiện hữu không có đủ thông tin vận hành để báo cáo và hỗ trợ giải quyết tranh chấp, điều này khiến gia tăng thách thức trong việc bảo đảm các tiêu chí “hợp lý, minh bạch và công bằng” đối với các nhà đầu tư.

Việc thiếu các giải pháp giám sát và điều khiển từ xa cho hệ thống ĐMTMN hiện nay là hệ quả của việc thiếu các quy định pháp lý và kỹ thuật đối với các giải pháp này ở Việt Nam ngay từ thời điểm chỉ có một vài hệ thống ĐMTMN được lắp đặt. Hiện chưa có các quy định bắt buộc/yêu cầu pháp lý nào để thiết lập các hệ thống giám sát và điều khiển từ xa cho các hệ thống ĐMTMN nối lưới trung thế và hạ thế, do đó đến nay mới chỉ có một vài hệ thống như vậy được lắp đặt. Điều này đặt ra thách thức đối với đơn vị vận hành hệ thống khi có rất ít hoặc không có khả năng giám sát cũng như điều khiển lượng điện năng phát lên lưới từ các hệ thống ĐMTMN trong bối cảnh ĐMTMN thâm nhập ở mức độ cao. Một số hệ thống ĐMTMN có lắp đặt giải pháp M&C (tại các trạm của chủ đầu tư hệ thống) tuy nhiên những hệ thống này không được kết nối với các hệ thống quản lý của các đơn vị vận hành lưới điện để vận hành các chức năng điều khiển từ xa và giám sát theo thời gian thực. Hơn nữa, việc yêu cầu các hệ thống ĐMTMN mới có khả năng đáp ứng điều khiển và giảm công suất tác dụng phát lên lưới từ xa trong tình huống khẩn cấp đòi hỏi phải quy định rõ ràng về các quy tắc và điều kiện cắt giảm công suất.

2. Các khuyến nghị

2.1. Các khuyến nghị kỹ thuật đối với khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa và các tùy chọn triển khai

- Theo thông lệ quốc tế tại các quốc gia có tỷ trọng ĐMTMN cao (Chương 1), khả năng cho phép giám sát từ xa là một yêu cầu đối với các hệ thống ĐMT có công suất phát điện trên 200 kWp (hoặc 100 kWp như tại Đức). Cần quy định yêu cầu về khả năng đáp ứng giám sát từ xa đối với các hệ thống ĐMTMN tại Việt Nam có công suất trên một ngưỡng nhất định. Quy mô công suất yêu cầu ban đầu có thể được giảm dần theo thời gian theo sự gia tăng mức độ thâm nhập của ĐMT trong hệ thống điện.
- Phần lớn các hệ thống ĐMTMN đã lắp đặt ở Việt Nam đều có công suất từ 500 kWp trở lên. Như vậy, tối thiểu các hệ thống từ 500 kWp trở lên phải có khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa.
- Có các tùy chọn khác nhau để tăng khả năng giám sát ở cấp độ phân phối như sau:
 - ◊ [giải pháp ngắn hạn] Giải pháp AMR hiện nay đã áp dụng cho khoảng 49% số công tơ và được dự tính sẽ đạt 100% vào năm 2022. Các công nghệ được sử dụng là GPRS/3G, PLC, RF. Giải pháp này chưa cho phép giám sát theo thời gian thực, tốc độ lấy mẫu thông thường là 30 phút một lần.
 - ◊ [giải pháp ngắn hạn] Truy cập dữ liệu từ các bộ biến tần bằng thiết bị giao tiếp kết nối qua mạng Internet.
 - ◊ [giải pháp dài hạn] Công tơ thông minh là giải pháp dài hạn cho Việt Nam theo kết quả của quá trình thu thập dữ liệu cho nghiên cứu này.
- Hoạt động dự báo ĐMTMN và nguồn phát điện tái tạo khác theo khu vực phân bố cần được giao cho DSO thực hiện. Dự báo hàng ngày về nhu cầu phụ tải và sản lượng điện tái tạo phát lên lưới điện phân phối thuộc trách nhiệm của DSO hoặc TSO (tùy thuộc vào mỗi quốc gia). Khi đã có ít nhất một vài hệ thống ĐMTMN được giám sát theo thời gian thực, dữ liệu từ các hệ thống này có thể dùng làm cơ sở tham chiếu để ước tính sản lượng của các hệ thống ĐMT gần đó. Trong trường hợp không có dữ liệu theo thời gian thực từ các hệ thống ĐMT, có thể sử dụng các mô hình vật lý dựa trên dữ liệu thời tiết và các giả định về đặc tính của các hệ thống đã lắp đặt.
- Khả năng đáp ứng ngắt kết nối từ xa là yêu cầu tối thiểu ở tất cả các quốc gia có tỷ trọng ĐMTMN cao đã được đánh giá. Cần có yêu cầu bổ sung để giảm công suất phát lên lưới theo nhiều cấp độ dựa trên quy mô của hệ thống ĐMT (ví dụ: Đức yêu cầu các hệ thống ĐMT > 100 kWp phải có khả năng giảm công suất tác dụng phát lên lưới với 4 cấp độ). Do đó, cần phải khảo sát thêm khả năng yêu cầu các hệ thống ĐMTMN trên một ngưỡng quy mô công suất nhất định ở Việt Nam phải đáp ứng ngắt kết nối từ xa hoặc giảm công suất phát lên lưới trong các trường hợp khẩn cấp của lưới điện. Có thể nghiên cứu nhiều phương án để đạt được điều này:

- ◊ [giải pháp ngắn hạn] Thiết bị giao tiếp được kết nối với bộ biến tần cho phép ngắt kết nối với hệ thống từ xa hoặc thay đổi công suất phát của biến tần, ví dụ 0%, 30%, 60%, 100% (như trường hợp của Đức).
 - ◊ [Giải pháp trung hạn đến dài hạn] Công tơ thông minh với đầu ra kỹ thuật số có thể mở role và ngắt kết nối từ xa, hoặc giảm công suất tác dụng phát lên lưới của hệ thống ĐMTMN, với điều kiện là đã có hạ tầng giao tiếp hai chiều thông qua cổng giao tiếp an toàn của công tơ thông minh.
 - ◊ [Giải pháp trung hạn đến dài hạn] Cập nhật các quy định về lưới điện nhằm yêu cầu các bộ biến tần phải có khả năng giao tiếp qua internet. Điều này cho phép áp dụng các chức năng nâng cao, từ đó tăng khả năng điều khiển chi tiết, chẳng hạn như cập nhật các cài đặt theo quy định về lưới điện, thay đổi công suất phát của biến tần theo tỷ lệ phần trăm cụ thể thay vì chỉ giới hạn trong 4 cấp độ đã xác định từ trước (giảm được lượng công suất bị cắt giảm).
- Việc DSO thực hiện giám sát và điều khiển từ xa tất cả các hệ thống ĐMTMN bất kể quy mô công suất là không cần thiết và tốn kém. Do đó, khuyến nghị triển khai theo các thông lệ tốt của quốc tế, nên xem xét yêu cầu lắp đặt hệ thống giám sát từ xa và/hoặc điều khiển từ xa đối với những hệ thống ĐMTMN có công suất trên một mức nhất định (tối thiểu là có khả năng ngắt kết nối từ xa) và để DSO quyết định dựa trên nhu cầu việc thiết lập kết nối với từng hệ thống ĐMTMN để đáp ứng các yêu cầu giám sát, điều khiển đó (ví dụ kết nối đến DERMS).
 - Cần lựa chọn môi trường truyền dẫn phù hợp nhất dựa trên kiến trúc lưới điện của từng DSO tại Việt Nam và các quy định của địa phương (ví dụ về việc sử dụng phổ tần số). Các tùy chọn được sử dụng trên thế giới bao gồm: mạng di động GPRS/3G, PLC, RF và mạng diện rộng công suất thấp (LPWAN).
 - Việc áp dụng các giao thức truyền thông chuẩn hóa là yêu cầu hết sức quan trọng để cho phép khả năng vận hành liên thông giữa công ty điện lực và các nguồn phân tán khác nhau, đồng thời đảm bảo bảo mật cho luồng thông tin. Các giao thức độc quyền có thể tạo thêm rào cản cho quá trình tích hợp hệ thống. Các giao thức được khuyến nghị trên thế giới là SunSpec Modbus, IEEE 1815, IEEE 2030.5 hoặc IEC 61850.
 - Khuyến nghị chuẩn hóa không chỉ giao thức truyền thông mà còn cả đặc điểm kỹ thuật của phần cứng thu thập, xử lý dữ liệu, v.v. để đáp ứng yêu cầu vận hành liên thông trong tương lai, tạo điều kiện thuận lợi cho một hệ thống giám sát tập trung. Cần xác định rõ ràng các thông số cần giám sát và cách thức tích hợp các thông số này vào trung tâm giám sát.
 - Việc điều khiển từ xa công suất tác dụng phát lên lưới đòi hỏi phải có các quy tắc vững chắc về hoạt động cắt giảm công suất. Các thông lệ quốc tế tốt chỉ ra rằng việc cắt giảm công suất các hệ thống ĐMTMN nên được giới hạn trong các tình huống khẩn cấp và có thể lý giải cho chủ sở hữu hệ thống ĐMTMN khi được yêu cầu.
 - Các biện pháp bảo mật phù hợp phải được kiểm tra trên các khía cạnh gồm bảo mật vật lý, bảo mật giao diện truyền thông, và bảo mật hệ thống mạng.

2.2. DERMS được đề xuất để thực hiện giám sát và điều khiển từ xa

Tương tự như các nguồn ĐMT khác (ĐMT mặt đất, ĐMT nổi ...), các hệ thống ĐMTMN cũng cần được giám sát đầy đủ, dự báo công suất phát và công suất huy động theo lệnh điều độ để bảo đảm hệ thống điện vận hành liên tục, an toàn và ổn định. Theo kinh nghiệm quốc tế và các bài học rút ra từ các quốc gia đã đạt tỷ trọng ĐMTMN cao trong hệ thống điện (Đức, Hoa Kỳ, Úc), cần thiết lập các yêu cầu kỹ thuật về khả năng đáp ứng điều khiển từ xa của các hệ thống ĐMTMN.

Tại “Hướng dẫn các yêu cầu kỹ thuật đối với bộ biến tần ĐMTMN” ban hành kèm theo Công văn số 4304/ĐDQG-PT tháng 10/2021 đã có một số yêu cầu kỹ thuật cơ bản đối với các hệ thống ĐMT. Tuy nhiên, những yêu cầu này chỉ áp dụng cho các hệ thống ĐMTMN có công suất lắp đặt trên 500 kWp và đấu nối vào lưới điện trung thế. Hiện nay, chưa có các yêu cầu kỹ thuật chi tiết đối với hệ thống ĐMTMN nối lưới hạ thế. Đặc biệt, chưa có yêu cầu cụ thể nào về giám sát và điều khiển từ xa trong Hướng dẫn đối với các hệ thống ĐMTMN nối lưới trung thế.

Theo quy định tại Thông tư số 40/2014/TT-BCT ngày 15/11/2014 của Bộ Công Thương, hiện nay lưới điện trung thế (từ 35 kV trở xuống) thuộc quyền quản lý của cấp điều độ phân phối (tỉnh/thành phố), do đó công tác điều độ lưới điện phân phối bao gồm cả các hệ thống ĐMTMN chịu sự điều khiển của Cấp điều độ phân phối tỉnh.

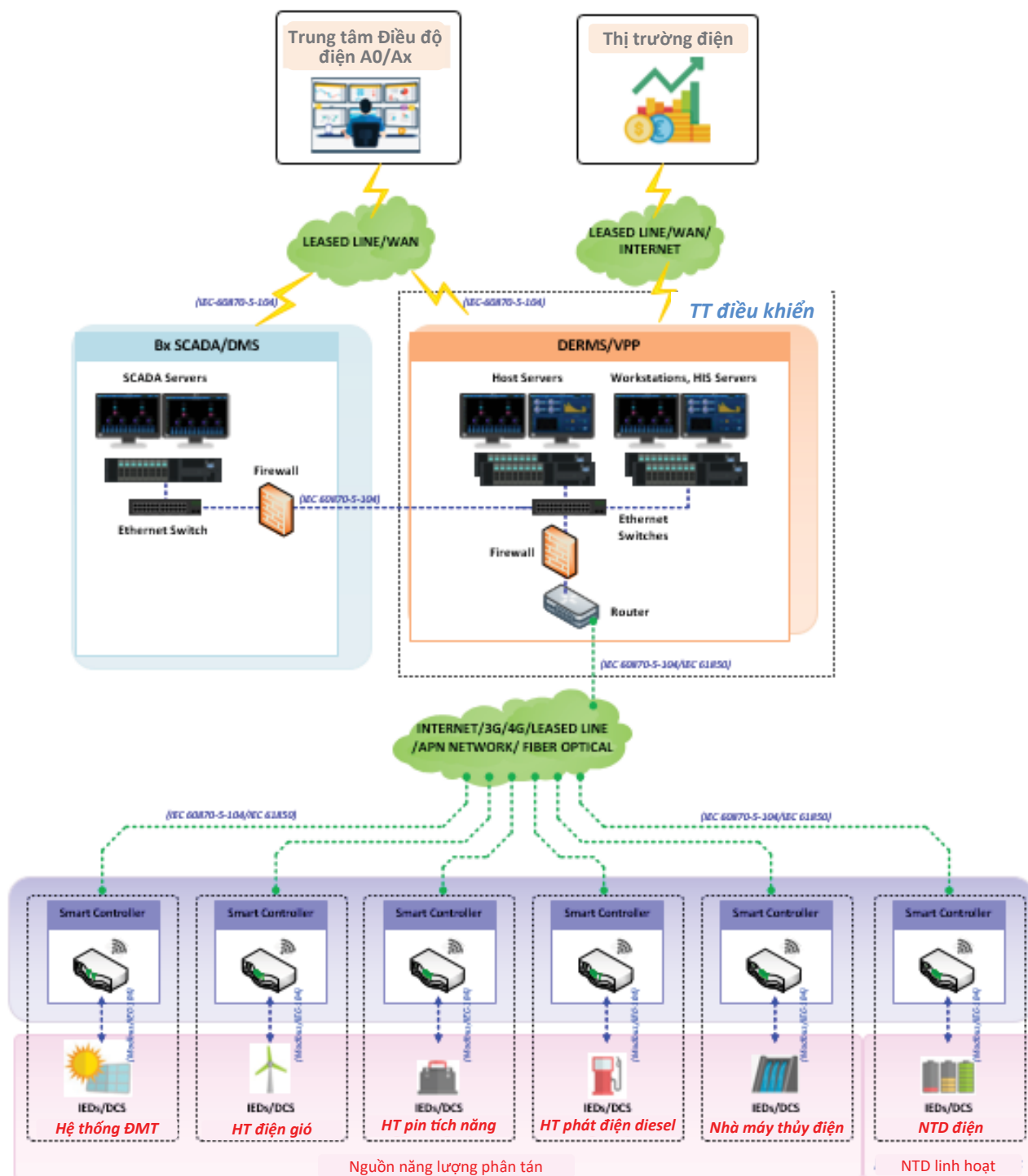
Theo Quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL ngày 22/08/2017 của Cục Điều tiết điện lực, hệ thống SCADA/DMS hiện đã được trang bị tại Cấp điều độ phân phối (tỉnh, thành phố) để giám sát và điều khiển từ xa các lưới điện 110 kV và 35/22 kV tại các tỉnh/thành phố, nên việc trang bị hệ thống DERMS tại các phòng điều độ tỉnh/thành phố để điều độ các lưới điện phân phối và chia sẻ dữ liệu cho SCADA/DMS/EMS và điều khiển các hệ thống ĐMTMN là mô hình phù hợp nhất. Trong trường hợp xây dựng hệ thống DERMS tập trung, một bộ phận mới sẽ được thành lập để quản lý các hoạt động, hệ thống DERMS tập trung phải kết nối nhiều hệ thống ĐMTMN tại các địa phương khác nhau và xử lý khối lượng lớn dữ liệu. Do công nghệ liên tục phát triển, các loại nguồn điện phân tán mới và phụ tải linh hoạt sẽ kết nối với hệ thống DERMS tập trung, có thể khiến hệ thống bị quá tải. Hơn nữa, đối với hệ thống DERMS tập trung, khi hệ thống gặp sự cố, sẽ mất khả năng kết nối và điều khiển nhiều hệ thống ĐMTMN hơn so với cách tiếp cận phân cấp/cấp tỉnh.

Bộ Công Thương là cơ quan ban hành các quy định về yêu cầu kỹ thuật đối với DERMS, các hệ thống giao tiếp dữ liệu và các bộ điều khiển thông minh. EVN và các nhà đầu tư hệ thống phải tuân thủ quy định của pháp luật.

Một mô hình tiềm năng về giám sát và điều khiển từ xa các hệ thống ĐMTMN và các nguồn điện phân tán thông qua DERMS đã được giới thiệu trong Chương 2 và trong hội thảo với các bên liên quan (minh họa tại Hình 21). DERMS bao gồm tối thiểu (và không giới hạn ở) các chức năng như:

- Quản lý thông tin về chủ sở hữu hệ thống ĐMTMN.
- Thu thập dữ liệu theo thời gian thực để giám sát, phân tích và dự báo công suất phát điện của hệ thống ĐMTMN.
- Chia sẻ dữ liệu lên hệ thống SCADA/EMS/DMS và nhận dữ liệu từ hệ thống AMR/AMI.
- Có khả năng điều khiển công suất phát điện (điều khiển mìn hoặc ví dụ: điều khiển 4 cấp).
- Có khả năng kiểm soát việc tăng (khi đã bị cắt giảm trước đó)/giảm công suất phát điện của từng bộ biến tần/từng vùng/từng khu vực.
- Khả năng ngắt kết nối và thiết lập lại kết nối từ xa.
- Có khả năng kết nối với các thiết bị của nhiều nhà sản xuất khác nhau theo giao thức được chỉ định.





Hình 21. Cấu trúc M&C cho các nguồn năng lượng phân tán. Tổng hợp từ [1]. Đã giới thiệu với một phiên bản mở rộng tại Chương 2

Các giải pháp DERMS được khuyến nghị cho Việt Nam bao gồm:

- Hệ thống truyền dữ liệu: Khuyến nghị sử dụng giao thức IEC 60870-5-104 được quy định tại quyết định số 55/QĐ-ĐTĐL ngày 22 tháng 8 năm 2017 làm giao thức giao tiếp giữa các thiết bị điều khiển thông minh/công tơ điện thông minh và hệ thống DERMS. Khuyến nghị sử dụng kênh truyền dữ liệu VPN 3G/4G do EVN chỉ định làm kênh truyền dữ liệu từ các thiết bị điều khiển thông minh/công tơ thông minh và hệ thống DERMS.
- Thiết bị điều khiển thông minh/công tơ thông minh: Thu thập dữ liệu từ hệ thống ĐMTMN theo các giao thức tiêu chuẩn. Khuyến nghị thực hiện tổng hợp dữ liệu, kết nối và trao đổi dữ liệu với hệ thống DERMS thông qua giao thức IEC 60870-5-104. Giao thức này phải hỗ trợ thi hành các lệnh điều khiển từ hệ thống DERMS bao gồm điều khiển công suất tác dụng; điện áp, hệ số công suất, kiểm soát tỷ lệ tăng/giảm công suất, khởi động và tắt toàn bộ hệ thống.
- Giải pháp áp dụng phải được thiết kế bảo đảm an ninh mạng và an toàn thông tin theo các quy định của EVN và Bộ Thông tin và Truyền thông.

2.3. Tiến độ thực hiện

Ở một số khu vực lưới điện tại Việt Nam, ĐMTMN đã đạt mức độ thâm nhập cao, đối với những khu vực này, có thể cần áp dụng một giải pháp nhanh hơn và nhắm đến mục tiêu cụ thể để tăng khả năng giám sát và điều khiển ở cấp độ phân phối trong khi các nhóm chuyên gia sẽ thiết kế và phát triển giải pháp nâng cao với các điều chỉnh cần thiết để phù hợp với các quy định pháp luật. Giải pháp nhanh

chóng và có mục tiêu cụ thể như vậy sẽ chỉ áp dụng cho các khu vực mục tiêu đang có nhu cầu thiết yếu về M&C từ xa, chỉ áp dụng cho các hệ thống ĐMTMN lớn được chọn (ví dụ áp dụng cho các hệ thống ĐMTMN lắp đặt mới²³ với công suất trên 500 kWp), như được trình bày trong Hình 22.

Hệ thống ĐMT có thể được thiết lập cấu hình để nhận tín hiệu điều khiển theo cách do DSO lựa chọn, với các môi trường truyền dẫn được khuyến nghị bao gồm điều khiển phụ tải bằng sóng (ripple control) và GSM/GPRS. Hơn nữa, giải pháp nhanh/có mục tiêu cụ thể phải được thiết kế sao cho các hệ thống ĐMTMN tham gia giải pháp có thể được tích hợp vào giải pháp nâng cao sau này mà không phát sinh thay đổi/chi phí đáng kể.



Hình 22. Các bước thực hiện được đề xuất cho giải pháp M&C từ xa.

²³ Khuyến khích áp dụng các yêu cầu về khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa đối với các hệ thống ĐMTMN được lắp đặt sau ngày những yêu cầu này có hiệu lực, tức là thông lệ tốt quốc tế không khuyến nghị áp dụng yêu cầu về khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa đối với những hệ thống đã lắp đặt từ trước

2.4. Ban hành Thông tư và các quy định bổ sung

Xét những rủi ro cho lưới điện khi thiếu các yêu cầu về khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa của các hệ thống ĐMTMN, đặc biệt khuyến nghị xây dựng một quy chế/các yêu cầu pháp lý đầy đủ và chi tiết để thiết lập hệ thống giám sát và điều khiển từ xa cho các hệ thống ĐMTMN nối lưới. Khuyến nghị ban hành bổ sung các thông tư và quy định mới và hoàn thiện hơn, như sau:

- Bổ sung vào Thông tư 40 các quy định về phân cấp điều khiển các nguồn ĐMTMN dưới sự quản lý của DSO cấp tỉnh/thành phố cũng như các quy định đối với các nguồn năng lượng phân tán (ĐMTMN, điện gió, điện sinh khối, hệ thống lưu trữ năng lượng, v.v.) đang có mức độ thâm nhập ngày càng cao trong lưới điện phân phối.
- Bổ sung vào Thông tư 39 các tiêu chuẩn đấu nối ĐMTMN vào lưới điện trung thế và hạ thế, cùng với các điều khoản về thiết lập quy định về lưới điện dành cho hệ thống ĐMTMN, quy định về tuân thủ các tiêu chuẩn kỹ thuật. Bổ sung trách nhiệm của các chủ đầu tư hệ thống ĐMTMN trong việc tham gia công tác điều độ lưới điện (cung cấp thông tin liên hệ, có đội ngũ đã qua đào tạo để phối hợp vận hành, v.v.), giám sát và điều khiển các hệ thống ĐMT.
- Đưa vào các quy định những tiêu chuẩn kỹ thuật tối thiểu đối với hệ thống ĐMTMN, cụ thể là các tiêu chuẩn liên quan đến tấm quang năng, bộ biến tần, hệ thống nối đất, hệ thống điều khiển từ xa các thiết bị ĐMT và thiết bị giám sát.
- Đưa vào các quy định yêu cầu về khả năng đáp ứng giám sát và điều khiển từ xa, ban đầu đối với các hệ thống ĐMTMN có công suất lớn (khuyến nghị tối thiểu trên 500 kWp do đã xác định rằng phần lớn các hệ thống ĐMTMN đơn lẻ có công suất từ 500 kWp trở lên). Mức giới hạn này có thể được giảm dần dựa trên nhu cầu tại những khu vực đạt được tỷ trọng ĐMTMN cao hơn. Một lộ trình thực hiện được đề xuất tại Mục 4.
- Xây dựng các quy định liên quan đến điều độ, giám sát và điều khiển hệ thống ĐMTMN ở bất cứ nơi nào áp dụng DERMS, bao gồm:
 - ◊ Các quy định về chia sẻ dữ liệu cho Ax và A0, chia sẻ dữ liệu cho các nhà đầu tư (nếu có nhu cầu). Ngoài ra, DERMS có thể hoạt động như một hệ thống dự phòng cho hệ thống giám sát hiện hữu của các nhà đầu tư ĐMT (giám sát thông qua phần mềm của nhà sản xuất bộ biến tần) sau khi hết hạn bảo hành, vì nhà cung cấp sẽ không còn chịu trách nhiệm và chủ sở hữu sẽ mất khả năng giám sát hệ thống ĐMTMN.
 - ◊ Các quy định về cung cấp dữ liệu theo thời gian thực của hệ thống ĐMTMN cho Ax (A1, A2, A3) để nâng cao hiệu quả lập kế hoạch và vận hành theo thời gian thực.
 - ◊ Các quy định về phạm vi đầu tư hệ thống DERMS, thiết bị, kênh truyền dữ liệu, các giao thức, chi phí,... để kết nối, giám sát và điều khiển ĐMTMN.
 - ◊ Các quy định về bảo đảm an ninh dữ liệu và quyền riêng tư của các nhà đầu tư ĐMT và an ninh vận hành của ngành điện

- Xây dựng các quy định bảo đảm cung cấp đủ chương trình nâng cao năng lực cho nhân viên điều độ, nhân viên quản lý vận hành các trạm điện, và nhân sự vận hành các hệ thống ĐMTMN.
- Xây dựng các quy định về cắt giảm công suất các nguồn NLTT (tức là giảm công suất tác dụng phát lên lưới điện) bao gồm các điều kiện (khẩn cấp) cho phép cắt giảm công suất, quy định về các giới hạn khi tiến hành cắt giảm công suất, các biện pháp xác minh việc cắt giảm công suất của hệ thống theo yêu cầu, việc thu hồi chi phí của chủ sở hữu hệ thống (nếu có).
- Việc có khả năng điều khiển từ xa tối thiểu đối với các hệ thống ĐMTMN lớn sẽ cho phép giảm khoảng thời gian dự báo để tính toán tỷ lệ cắt giảm công suất, cho phép tính toán chính xác hơn tỷ lệ cắt giảm công suất, giảm thiểu lượng điện năng phải cắt giảm từ hệ thống ĐMTMN. Tuy vậy, đối với những hệ thống ĐMTMN có công suất đáng kể nhưng không có khả năng đáp ứng điều khiển công suất tác dụng từ xa, khuyến nghị xem xét lại các chiến lược về sự tham gia của các bên liên quan trong hoạt động cắt giảm công suất, xây dựng các chiến lược nhằm giảm thiểu lượng ĐMTMN phải cắt giảm, đồng thời duy trì sự công bằng khi yêu cầu cắt giảm công suất giữa các chủ sở hữu hệ thống ĐMT (ví dụ: tỷ lệ phần trăm cắt giảm bằng nhau cho tất cả các hệ thống trong khu vực bị ảnh hưởng hoặc trong chương trình cắt giảm luân phiên).
- Bên bán điện có trách nhiệm phối hợp Bên mua điện (EVN) để kết nối các hệ thống ĐMTMN với DERMS. Nếu bên bán điện không tuân thủ các quy định, khuyến nghị quy định để bên mua điện có quyền ngắt kết nối hệ thống ĐMTMN.
- Khuyến nghị quy định Bên bán điện chịu trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, vận hành và bảo trì thiết bị điều khiển thông minh/công tơ điện thông minh, thiết bị truyền dữ liệu (modem) ở phía Bên bán điện, cùng với kênh truyền dữ liệu (ví dụ, 3G/4G) từ hệ thống ĐMT đến DERMS của cấp điều độ có thẩm quyền. Khuyến nghị quy định Bên mua điện chịu trách nhiệm đầu tư, lắp đặt, vận hành và bảo trì DERMS và modem ở phía Bên mua điện.
- Khuyến nghị lắp đặt DERMS tại cấp điều độ có thẩm quyền. Các yêu cầu kỹ thuật của DERMS phải tuân thủ các quy định do Bộ Công Thương ban hành.
- DERMS có thể chia sẻ dữ liệu cho hệ thống SCADA/EMS/DMS và nhà đầu tư hệ thống ĐMTMN được kết nối với DERMS. Trong trường hợp này, cơ chế chia sẻ dữ liệu cần được nêu trong các quy định.
- Xây dựng các quy định phối hợp vận hành và xử lý sự cố giữa đơn vị vận hành và chủ sở hữu hệ thống ĐMT (nêu rõ chức năng, nhiệm vụ của tất cả các bên liên quan, ví dụ đơn vị vận hành sẽ kiểm tra khả năng vận hành theo quy định tại cơ chế/tiêu chuẩn đấu nối, v.v.)
- Xây dựng quy định nhằm hạn chế hoặc ngưng lắp đặt rơ le F81 (có chức năng sa thải phụ tải) trên một số lộ tuyến trung thế có tỷ trọng ĐMTMN đáng kể (xem mục 3.4).

3. Các cân nhắc bổ sung

3.1. An ninh mạng

Các bộ biến tần ĐMTMN hiện đại có một số chế độ vận hành giúp nâng cao độ tin cậy tổng thể của hệ thống. Những chế độ vận hành chính bao gồm chế độ hệ số công suất không đổi, chế độ giới hạn công suất tác dụng, chế độ công suất phản kháng không đổi, chế độ điện áp-công suất phản kháng, chế độ điện áp-công suất tác dụng và chế độ công suất tác dụng-công suất phản kháng. Thông qua các khả năng giám sát từ xa, có thể kích hoạt/hủy kích hoạt và điều chỉnh thông số của những chế độ vận hành này.

Những kẻ tấn công mạng có thể lợi dụng những chế độ vận hành này gây ra nhiều loại thiệt hại cho hệ thống điện phân phối nếu chiếm được quyền điều khiển một hoặc nhiều bộ biến tần ĐMTMN hoặc các loại nguồn năng lượng phân tán (DER) khác trong một cuộc tấn công mạng. Các tác động vật lý đến hệ thống điện phân phối bao gồm sai lệch tần số và điện áp, hiệu suất lưới điện giảm, thiết bị trên lưới điện quá tải, mất kết nối với các DER, mất phụ tải và hư hỏng thiết bị điện.

Kẻ tấn công có thể chiếm quyền điều khiển các DER bằng cách truy cập trái phép vào các hệ thống chịu trách nhiệm giao tiếp và điều khiển DER. Kẻ tấn công sẽ tận dụng bất kỳ lỗ hổng mạng nào hiện hữu trong hệ thống để tránh né các hệ thống an ninh mạng, giành quyền truy cập thông tin và các dịch vụ điều khiển. Bảng 14.



Bảng 14. Các lỗ hổng mạng phổ biến của DER. [2]

Lỗ hổng mạng	Mô tả
Tấn công xen giữa (MITM)	Kẻ tấn công giành được quyền truy cập một kênh giao tiếp giữa hai thiết bị trong hệ thống. Dữ liệu đi qua nút ở giữa các thiết bị có thể bị đọc trộm, sửa đổi hoặc xóa.
Tấn công nghe lén	Kẻ tấn công thu được dữ liệu được truyền đi, do đó đánh cắp được thông tin. Dữ liệu đánh cắp có thể được sử dụng cho các mục đích gây hại.
Tấn công phát lại	Một lệnh trong quá trình gửi đi bị kẻ tấn công sao chép. Lệnh này sau đó được kẻ tấn công phát lại để gây ra hỏng hóc.
Mật khẩu yếu	Những kẻ tấn công, cho dù là phần mềm hay người, có thể liên tục thử đoán mật khẩu của người dùng (tấn công dò mật khẩu). Nếu người dùng thiết lập mật khẩu yếu, kẻ tấn công sẽ có cơ hội đoán đúng mật khẩu cao hơn và giành quyền truy cập trái phép vào hệ thống.
Tấn công từ chối dịch vụ (DoS)	Kẻ tấn công cố gắng gây quá tải cho mạng truyền thông, hạn chế tính khả dụng của hệ thống và ngăn chặn các đơn vị điều hành hệ thống có thẩm quyền truy cập các chức năng giám sát và điều khiển hệ thống.
Lừa đảo bằng giấy chứng nhận an ninh	Kẻ tấn công sử dụng trái phép các chứng nhận khóa công khai giúp xác thực danh tính người dùng được cấp phép sẽ có khả năng truy cập vào hệ thống và thực hiện một cuộc tấn công sửa đổi dữ liệu.
Thiếu nguyên tắc về đặc quyền tối thiểu	Người được ủy quyền sử dụng hệ thống chỉ nên có quyền truy cập thông tin và các chức năng cần thiết để thực hiện một tác vụ cụ thể. Nếu nguyên tắc này không được áp dụng, kẻ tấn công chiếm được quyền truy cập trái phép vào hệ thống sẽ có thể thao túng tất cả thông tin và chức năng có trong hệ thống.

Hiện tại, các yêu cầu an ninh mạng về triển khai một DER vẫn khác nhau giữa các quốc gia. Có một số tiêu chuẩn và hướng dẫn an ninh mạng quốc tế có thể áp dụng cho việc triển khai DER ở Việt Nam. Trong số đó, những tiêu chuẩn và hướng dẫn được công nhận rộng rãi nhất là DNP3-SA, CSIP, IEC-62351, ISO/IEC 27000, IEEE 1686, NERC CIP, NISTIR 7628 và IEC 62443. [4] Dựa trên các lỗ hổng an ninh mạng nêu trên, NREL đã đề xuất các hướng dẫn cơ bản và nâng cao để cải thiện an ninh mạng cho DER như trình bày trong Bảng 15.

Bảng 15. Hướng dẫn Kiểm soát an ninh cơ bản và nâng cao[5]

Cấp độ	Biện pháp kiểm soát an ninh
Kiểm soát an ninh cơ bản	- Phân đoạn hệ thống — Bằng cách phân đoạn hệ thống công nghệ thông tin (IT), hệ thống công nghệ vận hành (OT) và các mạng quản lý²⁴ với các danh sách kiểm soát truy cập để tránh sự cố quá tải lưu lượng (broadcast storm) và thiết lập các liên kết dữ liệu siêu yên tĩnh giúp phát hiện xâm nhập một cách hiệu quả cũng như giới hạn thiệt hại nếu một trong các mạng bị xâm nhập. - Bảo mật có tính hệ thống — Bảo vệ an ninh mạng một cách có hệ thống bằng cách triển khai các hệ thống phát hiện và ngăn chặn xâm nhập dựa trên ngữ cảnh và chữ ký cũng như các công cụ chặn nội tuyến. - Các thiết bị ngăn chặn nội tuyến — Để bảo vệ các nút quan trọng của hệ thống SCADA trong mạng OT trước hành vi truy cập trái phép, có thể sử dụng các công cụ ngăn chặn nội tuyến với chức năng xác thực mã token tại lớp giao vận, và điốt dữ liệu một chiều với tính năng lọc gói tin Modbus TCP ở lớp phần cứng. - Các hệ thống phát hiện xâm nhập - Sử dụng ID/IPS dựa trên ngữ cảnh và chữ ký để phát hiện bất thường trong trạng thái mạng và đảm bảo an ninh quy trình nghiệp vụ. - Mã hóa có chọn lọc — Mã hóa tạo ra khoảng trống công năng cho hoạt động giao tiếp của những thiết bị chịu hạn chế về tài nguyên, trong đó độ trễ cũng có thể rất quan trọng. Vì vậy, mã hóa các dữ liệu có chọn lọc sẽ giúp các công ty điện lực giảm thiểu các bước xử lý và độ trễ của ứng dụng. Sử dụng hạ tầng khóa công khai (PKI) và chứng chỉ số được ưu tiên để bảo đảm chuỗi tin cậy (chain of trust) bằng cách sử dụng các chính sách phần mềm và phần cứng. - Kiểm soát truy cập dựa trên vai trò (RBAC) — Sử dụng các danh mục kiểm soát-truy cập trên các thiết bị chuyển mạch mạng có các hạn chế nghiêm ngặt về lưu lượng dựa trên nhu cầu giảm thiểu truy cập trái phép vào các thiết bị mạng, thiết bị hệ thống điện và máy chủ CNTT. - An ninh cổng kết nối— Tất cả các cổng kết nối đã sử dụng phải được khóa bằng địa chỉ MAC của các thiết bị được cấp phép đã kết nối từ trước để tránh hành vi hoán đổi thiết bị nhằm phát động các cuộc tấn công từ bên trong các mạng tin cậy của tổ chức. Ngoài ra, một cách thực hành cho hiệu quả tốt là vô hiệu hóa tất cả các cổng kết nối không sử dụng trên tường lửa và bộ chuyển mạch để loại bỏ mọi truy cập trái phép.

24 Các hệ thống tự động như hệ thống bảo vệ rơ le, hệ thống lập hóa đơn thanh toán tự động và hệ thống điều khiển tự động là những ví dụ về hệ thống IT, trong khi các hệ thống tuabin gió, mảng quang năng, hệ thống điều khiển tòa nhà, hệ thống SCADA đều là những ví dụ về hệ thống OT. Mạng quản lý đề cập đến các hệ thống quản lý mạng tiên tiến được sử dụng để giám sát và điều khiển các thiết bị trên hệ thống phân phối, trong đó có DER và phụ tải khách hàng.

- Vá lỗ hổng — Tất cả các hạ tầng quan trọng khi lỗi thời đều tạo ra các lỗ hổng có thể bị khai thác. Việc cập nhật định kỳ các bản vá bảo mật cho phần mềm sẽ giúp giảm nhẹ rủi ro an ninh mạng từ các lỗ hổng bảo mật đã biết của các bản phần mềm cũ.
- Đặc quyền tối thiểu — Chỉ cấp cho người dùng quyền truy cập vào những ứng dụng cần thiết để thực hiện các tác vụ được giao.
- Trực quan hóa — Các giao diện giám sát theo thời gian thực giúp cung cấp nhận thức về tình huống thực tế nhờ trực quan hóa và tương tác với những sự kiện của hệ thống, dữ liệu hoạt động từ các thiết bị khác nhau trong toàn bộ hệ thống DER .
- Xác thực đa yếu tố — Chức năng xác thực hai yếu tố đem lại cho người dùng một lớp bảo mật bổ sung.
- Tên người dùng và mật khẩu mạnh — Tất cả các thiết bị được nối mạng phải có khả năng tránh các cuộc tấn công dò mật khẩu, tấn công từ điển (dictionary attack) của tin tặc cả bên ngoài và bên trong mạng. Tính năng này có thể được củng cố bằng cách sử dụng các tổ hợp tên người dùng và mật khẩu mạnh.

Kiểm soát bảo mật nâng cao	• Kích hoạt giao thức bảo mật tầng giao vận (TLS) trong các thiết bị DER như các bộ biến tần thông minh và các hệ thống điều khiển lưới điện siêu nhỏ (microgrid). • Khôi phục lại phiên làm việc sau khi bị ngắt trong quãng thời gian ít hơn thời gian khôi phục phiên làm của TLS bằng cách sử dụng khóa phiên làm việc bí mật. • Khôi phục lại phiên làm việc sau khi bị ngắt trong quãng thời gian nhiều hơn thời gian thương lượng lại phiên làm việc của TLS. • Sử dụng mã xác thực bằng tin nhắn. • Hỗ trợ các nhiều nhà cung cấp chứng chỉ số khác nhau. • Ngắt phiên làm việc nếu thiết lập kết nối bằng một chứng chỉ đã bị thu hồi; điều này được thực hiện bằng cách sử dụng danh mục các chứng chỉ bị thu hồi. • Xác định và ngắt phiên làm việc nếu một chứng chỉ hết hạn được sử dụng để thiết lập kết nối.
----------------------------	---

Hầu hết các nỗ lực của ngành về an ninh mạng cho các bộ biến tần ĐMT đều tập trung vào dữ liệu đang được truyền tải để tạo ra một đường dẫn an toàn cho dữ liệu giữa các thiết bị giao tiếp. Bảng tổng hợp các yêu cầu an ninh mạng cho các giao thức giao tiếp khác nhau được trình bày trong Bảng 16.

Bảng 16. Các tính năng tin cậy và mã hóa trong các giao thức giao tiếp thông dụng với các nguồn DER. [6]

Giao thức/ An ninh	Mã hóa	Xác thực nút lưới	Chứng nhận/ Yêu cầu quản lý chính
IEC 61850/ IEC 62351	IEC 62351-3 yêu cầu TLS	Giấy chứng nhận kỹ thuật số X.509	IEC 62351-9 đề cập đến việc tạo, phân phối, thu hồi và xử lý khóa công khai và các khóa đối xứng cho các nhóm (GDOI) nhưng không xác định loại khóa hoặc mật mã
IEEE 1815/ DNP3-SA	Các VPNs và IPSec được khuyến nghị. TLS có thể tùy chọn. Multiple TLS cipher suites được cho phép, nhưng TLS_RSA_ WITH_AES_128_SHA sẽ chỉ được hỗ trợ ở mức tối thiểu.	Giấy chứng nhận kỹ thuật số X.509	IEEE 1815-2012 chấp nhận các khóa được chia sẻ trước nhưng cũng bao gồm các phương pháp áp dụng cho mật mã đối xứng và bất đối xứng.
SunSpec Modbus	Không có	Không có	Không có
IEEE 2030.5/ CSIP	IEC 2030.5 yêu cầu TLS AES-128 trong Bộ đếm với Chuỗi khối mật mã - Chế độ mã xác thực bằng thông báo sẽ được hỗ trợ	Giấy chứng nhận kỹ thuật số X.509	IEEE 2030.5 yêu cầu quản lý khóa bằng hạ tầng khóa công khai sẽ sử dụng cơ chế trao đổi khóa Ephemeral Elliptic Curve Diffie-Hellman với các chữ ký thuật toán chữ ký số Elliptic Curve (ECDHE_ ECDSA)

Ngoài ra, để sử dụng đầy đủ các chức năng giám sát và điều khiển từ xa của DER, điều cơ bản là các DSO và TSO cần có sự phối hợp chặt chẽ hơn. Điều này bao gồm việc trao đổi các loại dữ liệu khác nhau và khả năng quan sát tốt hơn, đồng thời cũng yêu cầu các biện pháp an ninh mạng để bảo mật các dữ liệu được trao đổi. [7] [8]

3.2. Nhà máy điện ảo so với DERMS

Nhà máy điện ảo (VPP) là một đơn vị ảo duy nhất đại diện cho một tập hợp các nguồn điện phân tán, cùng nhau tạo ra công suất lắp đặt có thể so sánh với công suất của một nhà máy điện truyền thống. Cơ chế tập hợp này cho phép cung cấp các dịch vụ và tham gia vào các thị trường thường không mở và/hoặc khả thi đối với các đơn vị phát điện nhỏ hơn. Các nguồn điện phân tán được điều khiển từ xa bằng cách sử dụng một hệ thống tập trung để tối ưu hóa hoạt động của tất cả các đơn vị phát điện được kết nối, do đó đòi hỏi phải có các công tơ thông minh và hạ tầng giao tiếp cũng như dữ liệu chính xác (ví dụ: dự báo thời tiết, giá điện trên thị trường bán buôn, v.v.). Việc tối ưu hóa hoạt động của VPP có thể được thực hiện dựa trên dữ liệu về nhu cầu, công suất phát điện, và giá cả trong quá khứ và theo dự báo. Như vậy, các VPP đại diện cho một phương thức cung cấp tính linh hoạt tại địa phương cho hệ thống phân phối từ các đơn vị phát điện nhỏ hơn.

Các đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng vận hành một nhóm các DER (ví dụ: trong phạm vi một VPP) để hoạt động như một đơn vị duy nhất trên thị trường điện. Các đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng thường tham gia vào thị trường bán buôn và bán lẻ hoặc thông qua việc mua sắm của đơn vị vận hành hệ thống điện phân phối. Do đó, việc có được một thị trường điện tự do hóa, cho phép sự tham gia của các đơn vị cung cấp dịch vụ điện năng là một yếu tố thúc đẩy sự hình thành của VPP. Ở Việt Nam, thị trường điện nói chung do EVN (Tập đoàn Điện lực Việt Nam) chi phối. Tuy nhiên, Chính phủ đã đặt mục tiêu phát triển thị trường phát điện, bán buôn và bán lẻ dựa trên cạnh tranh vào năm 2023.

Các dịch vụ mà một VPP có thể cung cấp bao gồm, nhưng không giới hạn ở: quản lý nhu cầu điện, quản lý nhu cầu phụ tải đỉnh, giảm yêu cầu đầu tư vào tài sản lưới điện phân phối, dịch vụ dự phòng vận hành, kinh doanh chênh lệch giá năng lượng, hỗ trợ điều chỉnh tần số và các dịch vụ khác cung cấp tính linh hoạt tại lưới điện khu vực.

Các yêu cầu đối với việc thành lập VPP bao gồm:

- Thị trường và các điều kiện pháp lý thuận lợi, như khả năng tham gia thị trường bán buôn điện và thị trường dịch vụ phụ trợ. Biểu giá điện theo thời gian cũng góp phần tạo ra môi trường thuận lợi cho sự hình thành các VPP;
- Khả năng thu thập dữ liệu theo thời gian thực của các đơn vị tham gia cũng như có các đơn vị phát điện có thể điều khiển được (thông qua công tơ thông minh, hạ tầng giao tiếp hai chiều, điều khiển từ xa, hệ thống tự động hóa, v.v.);
- Khả năng dự báo phát điện và phụ tải để tối ưu hóa việc điều độ các đơn vị phát điện tham gia.

Các điều kiện để hình thành VPP có thể được xác định cho từng hệ thống, dựa trên các nhu cầu của hệ thống và các đặc điểm thị trường.

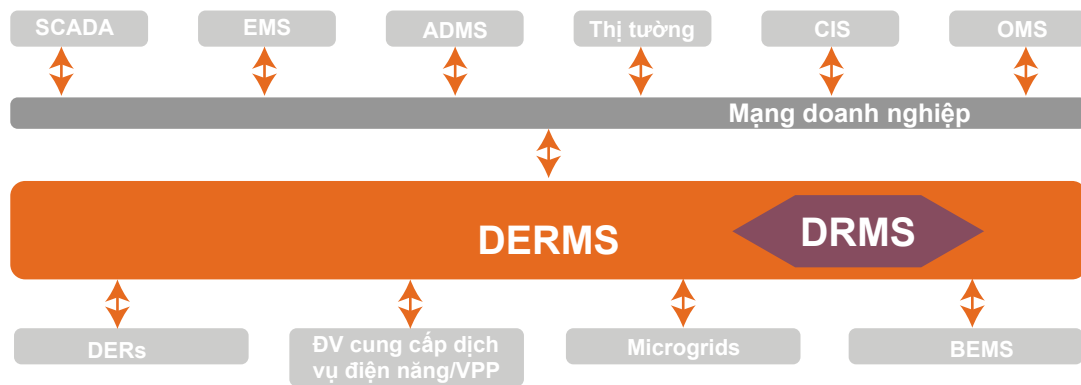
Các giải pháp VPP và DERMS có chung những khả năng như đăng ký DER, tập hợp, dự báo, giám

sát và điều khiển theo thời gian thực, tối ưu hóa và điều độ. Tuy nhiên, hai giải pháp này khác nhau ở một vài khả năng và đặc biệt là các trường hợp sử dụng, mục đích sử dụng. Những điểm khác biệt chính bao gồm [9, 10]:

- Giải pháp VPP tập trung vào thị trường điện thương mại và mang lại lợi ích trên toàn hệ thống. Mỗi VPP điều khiển công suất tác dụng trên một nhóm tài sản (phân tán theo địa lý, được tập hợp và cung cấp dịch vụ điện năng cho công ty điện lực hoặc đơn vị vận hành lưới điện như một nguồn điện có thể điều độ) để đem lại các dịch vụ lưới điện không phụ thuộc nhiều vào vị trí cụ thể của các tài sản riêng lẻ như các xuất tuyến hoặc đường dây. Giải pháp DERMS tập trung vào vận hành lưới điện và các lợi ích cụ thể hơn đối với các xuất tuyến/đường dây phân phối được chọn, cho phép điều khiển cục bộ và chính xác hơn.
- Việc thành lập VPP đòi hỏi các điều kiện thị trường thuận lợi, bao gồm các quy định cho phép VPP tham gia thị trường bán buôn điện và thị trường dịch vụ phụ trợ. Việc thiết lập giải pháp DERMS thì không đòi hỏi điều kiện này.
- VPP cung cấp khả năng tham gia thị trường (chào giá, giao tiếp) và thanh toán thương mại (xác minh, lập hóa đơn). DERMS cung cấp khả năng tối ưu hóa Volt/VAR và quản lý công suất tác dụng.
- Các giải pháp VPP được sử dụng để hỗ trợ các trường hợp như giới thiệu các sản phẩm và dịch vụ mới cho khách hàng, tham gia thị trường năng lượng và các chương trình điều chỉnh phụ tải của công ty điện lực, cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số cho các đơn vị vận hành hệ thống truyền tải. Các dịch vụ DERMS bao gồm quản lý điện áp, tối ưu hóa trào lưu công suất và giải tỏa công suất lưới điện khu vực.
- Giải pháp DERMS yêu cầu tích hợp DER với công ty điện lực, thường được thực hiện thông qua hệ thống DMS, ADMS hoặc SCADA. DERMS yêu cầu tích hợp nhiều hệ thống hỗ trợ hơn các VPP do phải liên kết trực tiếp đến từng DER được kết nối, dẫn đến chi phí đầu tư ban đầu cao hơn.

Để xác định liệu các VPP và/hoặc DERMS là khả thi hơn ở các khu vực tập trung nguồn ĐMTMN của Việt Nam, cần xác định và lượng hóa các vấn đề hiện hữu liên quan đến sự gia tăng công suất ĐMTMN phát lên lưới ở những khu vực này. Các VPP sẽ cung cấp các dịch vụ lưới điện không phụ thuộc vào vị trí cụ thể của từng tài sản. Trong khi đó, DERMS thích hợp hơn cho mục tiêu điều khiển chính xác hơn công suất tác dụng và công suất phản kháng cụ thể của trên một địa bàn. Thông thường, các công ty điện lực bắt đầu quá trình xây dựng DERMS bằng việc thiết lập các VPP và sau đó từng bước kích hoạt các tài sản trong phạm vi của DERMS.

Hơn nữa, cần điều chỉnh giải pháp DERMS sao cho phù hợp và tích hợp DERMS với các hệ thống quản lý hiện hữu/bổ sung ở cấp độ phân phối. Một yêu cầu quan trọng là tích hợp DERMS và Hệ thống quản lý phân phối tiên tiến (ADMS). ADMS là phần mềm hỗ trợ toàn bộ việc quản lý và tối ưu hóa hệ thống điện phân phối. Các hệ thống quản lý khác cũng có thể được tích hợp vào ADMS giống như DERMS, tập trung vào việc quản lý các nguồn năng lượng phân tán, hệ thống quản lý mất điện, hệ thống thông tin khách hàng như minh họa trong Hình 23. [11]

**Chú thích:**

- CIS: Hệ thống thông tin khách hàng
- OMS: Hệ thống quản lý mất điện
- VPP: Nhà máy điện ảo
- DER: Nguồn điện phân tán
- ADMS: Hệ thống quản lý phân phối tiên tiến
- DERMS: Hệ thống quản lý DER
- DRMS: Hệ thống quản lý điều chỉnh phụ tải
- BEMS: Hệ thống quản lý năng lượng tòa nhà
- SCADA: Hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu

Hình 23. Tích hợp DERM và các hệ thống quản lý khác trong phạm vi lưới điện phân phối vào ADMS [12]

3.3. Khuyến nghị các yêu cầu kỹ thuật cho các hệ thống ĐMT nối lưới hạ thế và trung thế

3.3.1. Các khuyến nghị dựa trên các thông lệ quốc tế tốt nhất

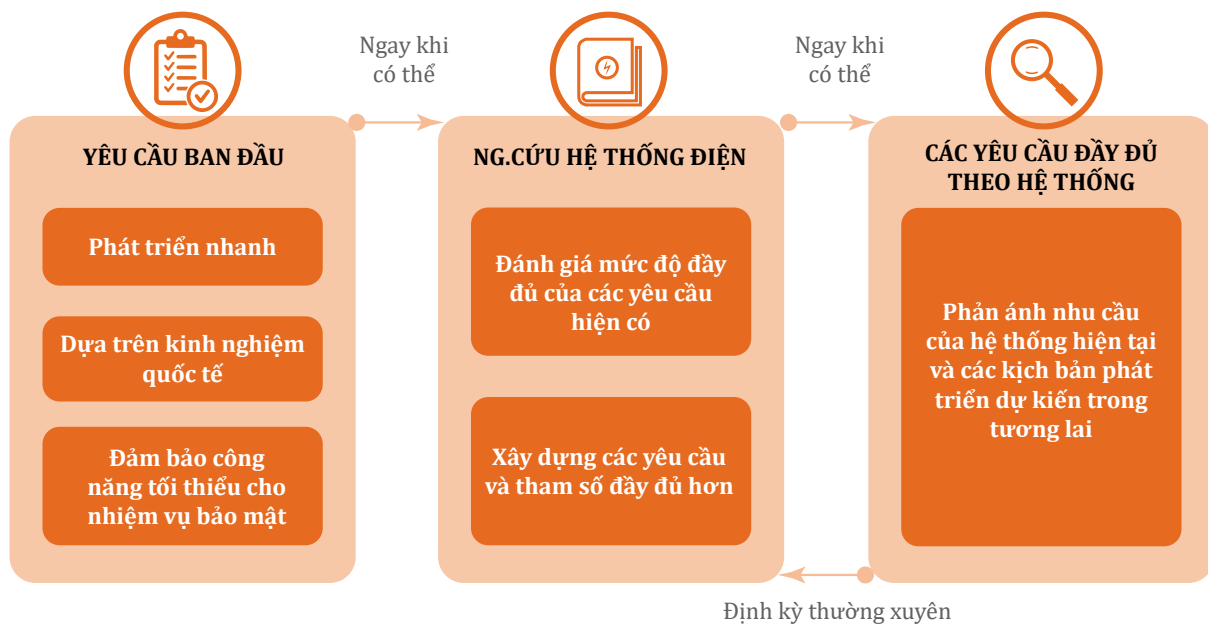
Có thể giảm nhẹ các tác động của tỷ trọng ĐMTMN cao lên lưới điện thông qua các cài đặt cơ bản trong bộ biến tần ĐMTMN. Các quy định/quy chế đấu nối có thể đưa ra quy định về biện pháp này. Cài đặt biến tần là cơ sở cho phép bộ biến tần tự động hỗ trợ lưới điện và tính năng này đã có sẵn trong nhiều mẫu biến tần (tức là không đòi hỏi thêm chi phí).

Khuyến nghị liên tục nâng cao các yêu cầu kỹ thuật đối với bộ biến tần ĐMTMN nối lưới hạ thế hoặc trung thế tại Việt Nam, sử dụng nguồn tham chiếu là các thông lệ quốc tế tốt nhất từ các quốc gia đã có tỷ trọng ĐMTMN đáng kể như Úc, Đức và Hoa Kỳ (các tiểu bang California và Hawaii). Các khả năng được khuyến nghị yêu cầu đối với bộ biến tần của DER không chỉ giảm nhẹ các tác động liên quan đến DER mà còn cung cấp tính năng hỗ trợ lưới điện, bao gồm:

- Khả năng vượt qua tần số thấp/cao
- Khả năng vượt qua điện áp thấp/cao (L/HVRT)
- Đáp ứng tần số (Tần số-Watt)
- Đặc tính công suất phản kháng
- Các chế độ điều khiển công suất phản kháng (ví dụ: hệ số công suất không đổi, chế độ Volt-Var, chế độ Watt-Var)
- Các chế độ điều khiển công suất tác dụng (Volt-Watt)
- Các giới hạn tốc độ thay đổi công suất phát
- Giao diện logic cho các khả năng kết nối

Hơn nữa, các tiêu chuẩn kỹ thuật sẽ không mang lại hiệu quả nếu một cơ chế tuân thủ không được thiết lập và áp dụng đầy đủ. Các hệ thống ĐMTMN phải được chứng nhận có khả năng thực hiện tất cả các hoạt động được yêu cầu trong các tiêu chuẩn/quy định về lưới điện và đáp ứng kịp thời tín hiệu điều khiển. Ví dụ, việc tuân thủ có thể được đảm bảo thông qua thử nghiệm chủng loại (như được sử dụng ở Hoa Kỳ cho DER trong tiêu chuẩn IEEE 1547.1).

Xây dựng các yêu cầu kỹ thuật là một quy trình liên tục, thường bắt đầu với các yêu cầu thiết yếu, dựa trên kinh nghiệm quốc tế, sau đó được hoàn thiện và mở rộng để phản ánh tốt hơn các nhu cầu của hệ thống bằng cách sử dụng các nghiên cứu mô phỏng chi tiết hơn (như trình bày trong) cũng như tham vấn nhà sản xuất để xác định các khả năng của những sản phẩm hiện hữu, đánh giá chi phí tiềm tàng cho các khả năng mở rộng. [13]



Hình 24. Quy trình xây dựng và điều chỉnh thông số. Nguồn: [13]

3.3.2. Góp ý cho dự thảo sửa đổi Thông tư 39/2015/TT-BCT

Mục này bao gồm việc đánh giá ngắn gọn một loạt các đề xuất thay đổi cho Thông tư 39/2015/TT-BCT ngày 18/11/2015, dựa trên các bản dịch không chính thức của do GIZ cung cấp. Trong số các thay đổi được đề xuất, việc đánh giá tập trung vào các nội dung sửa đổi tại Điều 40, 40a và 42 của Thông tư 39.

Tóm tắt các thay đổi được đề xuất cho các Điều 40, 40a và 42

- Điều 40 không còn áp dụng cho tất cả các nhà máy ĐMT (và điện gió) được đấu nối với lưới điện trung thế; Điều 40 cũng quy định công suất nguồn điện tối thiểu là 01 MW.
 - ◊ Mở rộng các quy định tại Điều 40. Đưa vào các quy định mới liên quan đến hỗ trợ điều chỉnh điện áp, hỗ trợ thay đổi công suất tác dụng sau sự cố và khả năng duy trì vận hành liên quan đến dao động đổi tần số cũng như dao động điện áp.
- Điều 40a mới được ban hành để quy định các yêu cầu đối với các nhà máy ĐMT nối lưới trung thế có công suất từ 01 MW trở xuống.
 - ◊ Điều 40a mới dựa trên các yêu cầu kỹ thuật đối với các nhà máy ĐMT nối lưới hạ thế.
- Các thay đổi tại Điều 42 khoản 2 dường như chỉ có mục đích làm rõ, không có thay đổi đáng kể về ý nghĩa.

Nhận xét

Những thay đổi được đề xuất về cơ bản đã nói lỏng các quy định về yêu cầu kỹ thuật đối với các hệ thống ĐMT 01 MW và ít kết nối hơn với lưới điện trung thế. Trong khi trước đây các yêu cầu đối với những nhà máy ĐMT quy mô này giống như mô tả tại Điều 40, các yêu cầu mới gần giống hơn với các yêu cầu được quy định tại Điều 41. Các yêu cầu mới được nói lỏng so với các yêu cầu được áp dụng trước đây như sau:

- không còn yêu cầu khả năng điều khiển công suất tác dụng (giới hạn điều độ),
- không còn yêu cầu đặc tính công suất phản kháng tối thiểu,
- khả năng vượt qua điện áp thấp và điện áp cao thoáng qua được nói lỏng,
- không còn các yêu cầu liên quan đến các chế độ điều khiển công suất phản kháng.

Lý do các yêu cầu đối với nhóm nhà máy điện này nên được nói lỏng không rõ ràng. Không có yêu cầu được nói lỏng nào kể trên có tiềm năng gây gia tăng đáng kể chi phí cho các nhà máy ĐMT, ngay cả ở cấp điện hạ thế, làm giảm tốc độ áp dụng công nghệ phát điện tái tạo. Trên thực tế, các yêu cầu về đấu nối tương tự như đối với các hệ thống lớn được mô tả tại Điều 40 là thực tế phổ biến ở các quốc gia khác, áp dụng cho cả nguồn ĐMT nối lưới hạ thế.

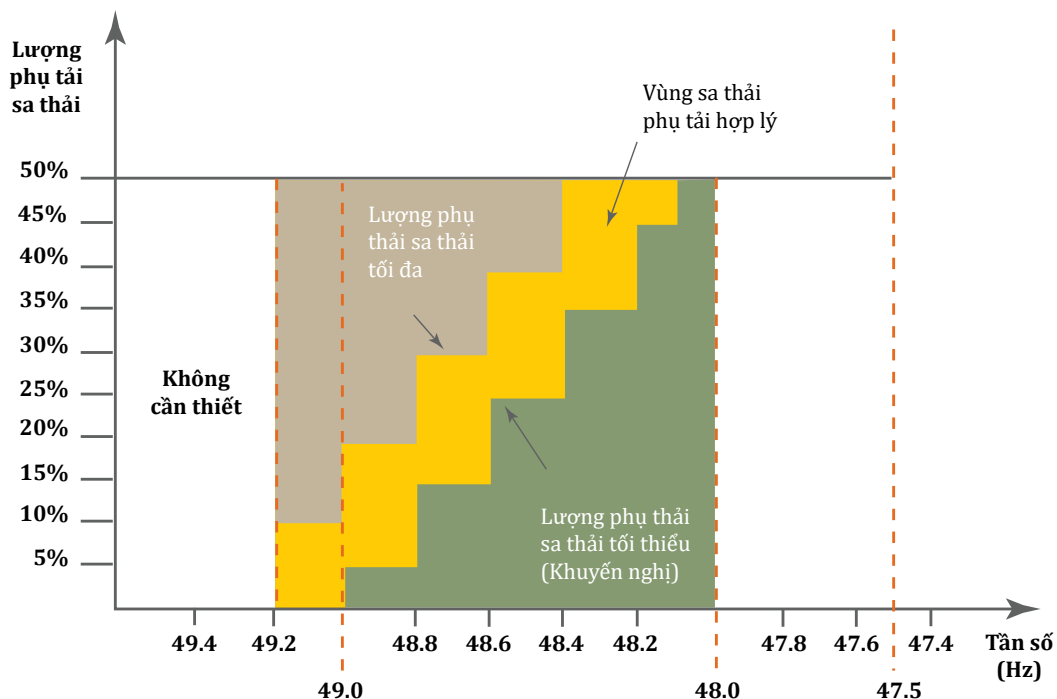
Khuyến nghị

Thay vì bổ sung thêm một nhóm nhà máy ĐMT mới với các yêu cầu đầu nổi lỏng lẻo hơn so với các quy tắc hiện hành, nên bổ sung các yêu cầu còn thiếu đối với các nhà máy ĐMT nổi lưới hạ thế. Các yêu cầu này bao gồm khả năng điều khiển công suất tác dụng, phạm vi đặc tính công suất phản kháng và chế độ điều khiển.

3.4. Khuyến nghị đối với role F81

Tỷ lệ thâm nhập cao của các hệ thống ĐMTMN trong lưới điện phân phối có thể làm giảm hiệu quả của các phương án sa thải phụ tải tần số thấp (UFLS) truyền thống. Theo truyền thống, các phương án UFLS nhằm đến việc ngăn chặn sự sụt giảm tần số trong trường hợp đột ngột mất nguồn phát điện và khôi phục sự cân bằng năng lượng trong hệ thống bằng cách sa thải một số phụ tải khi tần số giảm xuống dưới một ngưỡng nhất định. Điều này được thực hiện thông qua các rơ le được cấu hình sẵn từ trước, lắp tại các xuất tuyến phân phối.

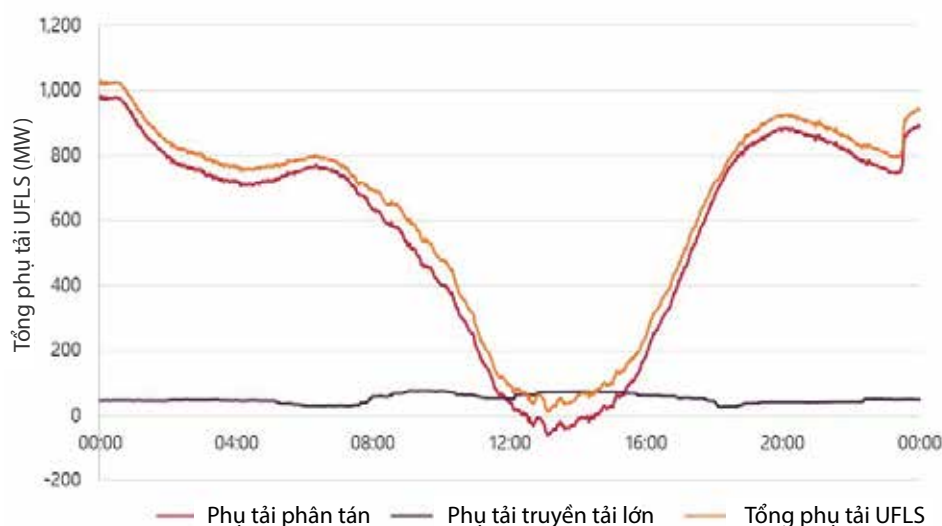
Thông thường, phụ tải được sa thải theo nhiều giai đoạn khi tần số liên tục sụt giảm cho đến khi chỉ còn cấp điện cho một phần nhỏ phụ tải dành riêng cho các dịch vụ thiết yếu. Các chương trình UFLS được coi là biện pháp cuối cùng để tránh mất điện diện rộng [14]. Đối với các mạng lưới điện châu Âu, các khuyến nghị về chương trình UFLS của mạng lưới các nhà vận hành hệ thống truyền tải điện châu Âu (ENTSO-E) được trình bày trong. Mỗi giai đoạn của chương trình UFLS ngắt kết nối không quá 10% tổng số phụ tải



Hình 25. Chương trình UFLS theo khuyến nghị của ENTSO-E.

Mức độ thâm nhập ngày càng cao của ĐMT trong hệ thống làm giảm lượng phụ tải ròng vào những giờ có nắng trong ngày, từ đó làm giảm lượng phụ tải có thể sa thải, do đó làm giảm hiệu quả của chương trình UFLS được cấu hình sẵn trong hệ thống các rơ le. Khi có nhiều hệ thống ĐMTMN nối lưới phân phối hơn, phụ tải ròng có thể giảm hơn nữa cho đến khi phụ tải trên mạch UFLS đi theo chiều nghịch. Các rơ le UFLS truyền thống sẽ sa thải tải bất kể chiều của dòng điện. Khi mạch UFLS có dòng điện ngược (tức là xuất tuyến tiêu thụ trở thành xuất tuyến phát điện), việc rơ le nhảy sẽ không chỉ ngắt điện của khách hàng một cách không cần thiết mà còn đẩy nhanh sự sụt giảm tần số trên toàn hệ thống điện.

Ví dụ như ở bang South Australia, ít nhất một mạch UFLS đã có dòng điện ngược trong 6% thời gian của năm 2020 và trong một số thời kỳ, hơn một nửa số mạch UFLS có dòng điện ngược với tổng giá trị tải UFLS giảm thấp đến còn 12 MW, như thể hiện trong Hình 26. Vào lúc này, nếu xảy ra nhiễu loạn nghiêm trọng dẫn đến tần số xuống thấp quá mức thì việc cắt điện khách hàng sẽ không giúp ngừng giảm tần số. [15]



Hình 26. Tải UFLS tối thiểu ghi nhận ở bang South Australia năm 2020 [16]

Có thể tiến hành các biện pháp giảm nhẹ tác động của ĐMT phân tán đối với khả năng UFLS. Tại Úc, AEMO đã tiến hành công trình nghiên cứu toàn diện về chương trình UFLS và tác động của các nguồn phát điện phân tán. Năm 2020, AEMO đã thiết lập một chương trình cấu hình động UFLS và bắt đầu triển khai vào năm 2021. Các khối UFLS cấu hình động sẽ ngắt các role tần số tại các xuất tuyến đang vận hành có dòng điện ngược chiều. Điều này sẽ giảm hoàn toàn nguy cơ các role UFLS vận hành làm nhiễu loạn tần số trầm trọng thêm. Để thực hiện chương trình này, phải sử dụng các role có hướng lấy thông tin hướng dòng điện làm đầu vào bổ sung để xác định khi nào có dòng điện ngược trên mạch điện. [17]

Để tiến hành phương pháp này, các role UFLS hiện đang được lắp đặt sẽ cần được TSO thay thế. Thông lệ tốt trên thế giới là thực hiện phương pháp này theo nhiều cấp, nhằm mục tiêu vào việc lắp đặt trước tiên cho các lộ tuyến có số lượng ĐMT phân tán lớn nhất.

Các chương trình UFLS truyền thống được cấu hình sẵn từ trước trong các role dựa trên các dữ liệu lịch sử. Mỗi mùa có một ngày đại diện được chọn và theo đó các điểm cài đặt của chương trình UFLS cũng được chọn. Trên thực tế, không thể biết chính xác lượng phụ tải được kết nối tại thời điểm kích hoạt UFLS. Khi tích hợp nhiều nguồn điện mặt trời phân tán (DPV) hơn trong hệ thống, mô hình phụ tải sẽ thay đổi và các điểm cài đặt của chương trình UFLS phải được thay đổi tương ứng. Việc các role UFLS truyền thống không thể nhận lệnh điều khiển từ xa cùng với các hạn chế về nhân lực, cấu hình của các role này chỉ có thể được thay đổi mỗi năm một vài lần. Do đó, khuyến nghị chỉ lắp đặt các role UFLS có thể đáp ứng điều khiển từ xa. Điều này sẽ cho phép các TSO phân bổ linh hoạt các điểm cài đặt UFLS để bảo đảm cho chương trình UFLS luôn phù hợp với độ khả dụng của phụ tải tại các thời điểm.

Ngoài ra, có thể bổ sung nhiều phụ tải hơn vào các mạch UFLS để khôi phục tính hiệu quả của các chương trình UFLS. Điều này có thể thực hiện được thông qua bổ sung các phụ tải ở cấp độ truyền tải vào chương trình UFLS, vốn thông thường ít biến đổi hơn theo mức độ thâm nhập của ĐMT phân tán, như ví dụ trong Hình 26. [14]

Do vậy, khuyến nghị hạn chế hoặc ngưng lắp đặt role F81 (sa thải phụ tải) trên một số xuất tuyến trung thế có tỷ trọng ĐMTMN đáng kể. Các xuất tuyến có công suất ĐMTMN chiếm hơn 50% công suất có thể được miễn cài đặt chức năng F81.

4. Thực hiện triển khai M&C

Việc xây dựng một giải pháp kỹ thuật trên toàn quốc để giám sát và điều khiển từ xa (M&C) là một quy trình liên tục và cần triển khai từng bước. Khuyến nghị bắt đầu bằng việc dựa trên kinh nghiệm quốc tế với một giải pháp đơn giản trong đó kích hoạt các khả năng tối thiểu, sau đó dần dần điều chỉnh giải pháp để phù hợp hơn với các nhu cầu của hệ thống điện tại Việt Nam, dựa trên những bài học kinh nghiệm thu được và phản hồi của các bên liên quan.

Dự án thí điểm (Giai đoạn 1)

Đối với giai đoạn đầu, khuyến nghị triển khai một dự án thí điểm nhỏ tại một địa điểm được chọn có tỷ trọng ĐMTMN cao và với chỉ một vài DER được kết nối với DERMS. Dự án thí điểm sẽ giúp xác định những thách thức tiềm ẩn và các biện pháp cải tiến đối với phiên bản DERMS thử nghiệm ban đầu. Dự án thí điểm có thể giúp:

- Đánh giá các tùy chọn công nghệ khác nhau (lựa chọn các giao thức giao tiếp, phương tiện giao tiếp, chức năng thiết bị, kiến trúc mạng...).
- Chứng minh và lượng hóa các lợi ích của giải pháp DERMS trong các khu vực có tỷ trọng ĐMTMN cao, bao gồm các lợi ích từ các chức năng dự báo và phân tích lưới điện.
- Xác định các thách thức của giải pháp được đề xuất, bao gồm các thách thức liên quan đến sự chấp nhận của khách hàng.
- Xác định rõ hơn những lỗ hổng trong các tiêu chuẩn kỹ thuật, công nghệ, các thông tư hiện hành ở Việt Nam.
- Xác định rõ hơn khoảng chi phí triển khai DERMS ở Việt Nam.

Giải pháp Mục tiêu (Giai đoạn 2)

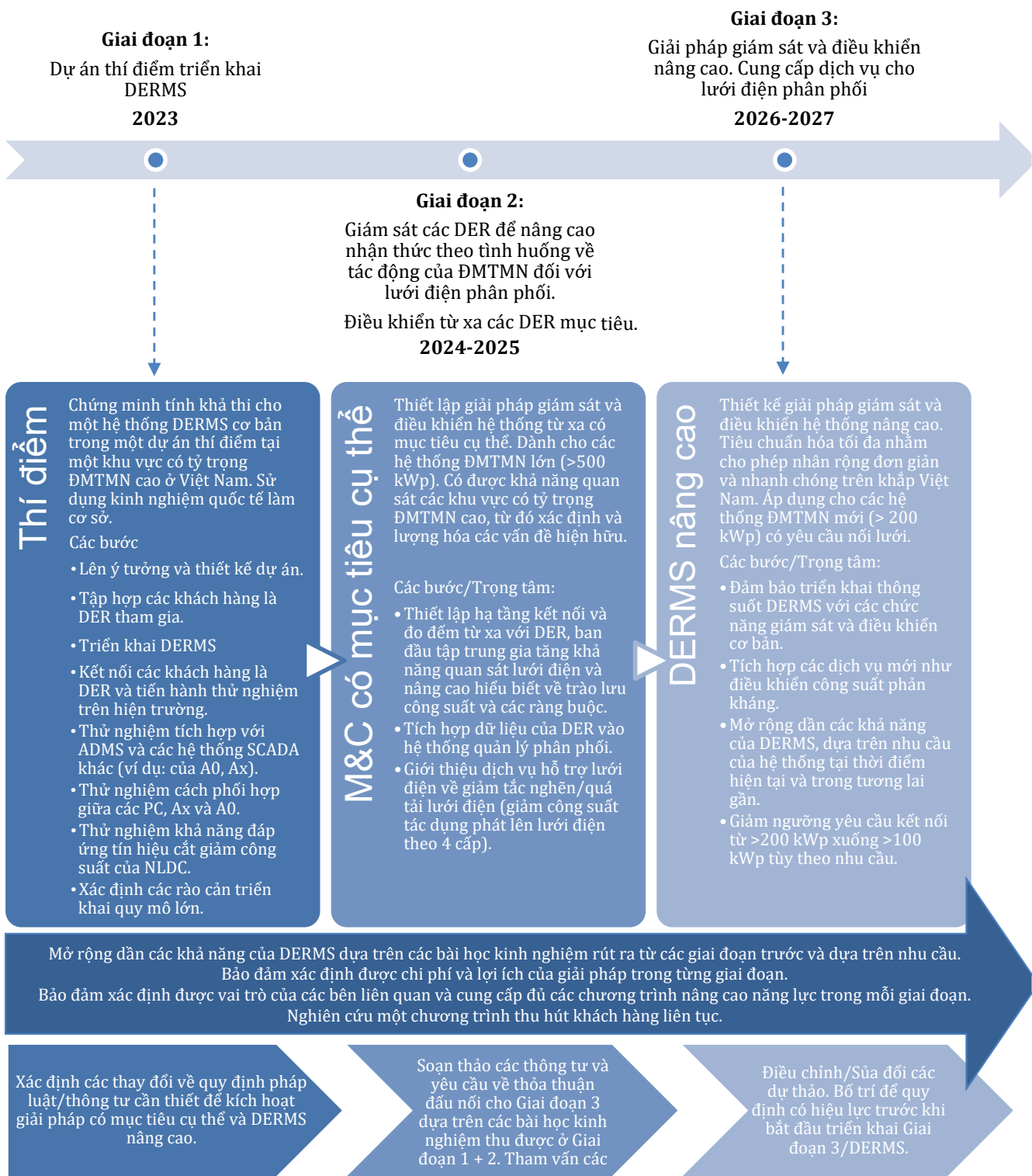
Sau khi thu được kinh nghiệm ban đầu từ việc thí điểm DERMS, có thể áp dụng một giải pháp DERMS cải tiến cho các khu vực mục tiêu có tỷ trọng ĐMTMN cao và hiện đang gặp phải các vấn đề về lưới điện (Giai đoạn 2). Trong Giai đoạn 2, trọng tâm là kết nối các hệ thống ĐMTMN hiện hữu có công suất lớn hơn (> 500 kWp) với DERMS. Giải pháp DERMS có mục tiêu cụ thể này sẽ góp phần thu thập kinh nghiệm ở quy mô nhỏ và lý tưởng nhất là từ các khu vực khác nhau/các công ty điện lực khác nhau để quan sát cách tích hợp DERMS có tính đến các chiến lược vận hành khác nhau của các công ty điện lực.

Giải pháp Nâng cao (Giai đoạn 3)

Sau khi thu được bài học kinh nghiệm từ giải pháp có quy mô nhỏ được áp dụng tại các khu vực mục tiêu, một giải pháp DERMS nâng cao được đề xuất (Giai đoạn 3) để áp dụng trên quy mô rộng hơn và ở những nơi cần thiết. Ban đầu, có thể áp dụng giải pháp nâng cao này cho các ĐMTMN với công suất trên 200 kWp có yêu cầu kết nối với hệ thống. Có thể tinh chỉnh ngưỡng công suất 200 kWp sau khi đánh giá chi tiết chi phí, với các phân tích chính xác hơn dựa trên những phát hiện ban đầu từ chi phí được quan sát được trong Giai đoạn 1 và 2.

Hơn nữa, như đã trình bày tại mục 3.2, cần xác định lựa chọn phù hợp hơn giữa DERMS và/hoặc VPP để làm giải pháp ban đầu để giám sát và điều khiển từ xa ĐMTMN tại các khu vực tập trung nguồn ĐMTMN tại Việt Nam. Đối với yêu cầu này, những phát hiện thu được từ các quan sát trong dự án thí điểm DERMS ban đầu (Giai đoạn 1) sẽ cung cấp hiểu biết tốt hơn về các vấn đề hiện tại trong một khu vực có tỷ trọng ĐMTMN cao. Việc xác định và lượng hóa các vấn đề sẽ giúp đánh giá chính xác hơn sự cần thiết và phù hợp của giữa giải pháp DERMS (dịch vụ phụ thuộc vào địa điểm) và giải pháp VPP (không phụ thuộc vào địa điểm), hay sự kết hợp giữa DERMS và VPP sẽ là giải pháp có lợi nhất cho khu vực. Chi phí và lợi ích của các giải pháp VPP và DERMS phải được xác định và so sánh, cũng như các thay đổi cần thiết về cấu trúc thị trường và các quy định để thực hiện từng giải pháp. Cách tiếp cận hỗn hợp cũng có thể được nghiên cứu, trong đó các VPP được thiết lập như bước đầu tiên và tiếp theo các tài sản có thể được kích hoạt dần dần trên nền tảng DERMS. Cách tiếp cận này sẽ cho phép EVN có nhiều thời gian hơn để tích lũy hiểu biết và kinh nghiệm với công nghệ, cũng như có chi phí ban đầu thấp hơn so với việc áp dụng trực tiếp giải pháp DERMS. Nhiều công ty điện lực bắt đầu tiến hành phát triển DERMS với việc thiết lập các VPP [18]. Việc thành lập các VPP tại Việt Nam sẽ phụ thuộc vào thành quả thực hiện các kế hoạch của Việt Nam nhằm phát triển thị trường phát điện, bán buôn và bán lẻ điện cạnh tranh (mục tiêu là năm 2023).

Một lộ trình phục vụ tham khảo với các Giai đoạn 1 đến 3 được trình bày trong Hình 27. Mỗi giai đoạn được đề xuất khung thời gian dự kiến để hoàn thành. Nhưng khung thời gian này phải được xem xét và điều chỉnh lại dựa trên phân tích chi tiết hơn các giai đoạn, nhiệm vụ và các mốc quan trọng. Trước khi bắt đầu mỗi giai đoạn, một nhóm chuyên gia phải phân tích cẩn thận các phát hiện từ những giai đoạn trước, thảo luận về sự cần thiết và chiến lược cho giai đoạn kế tiếp, và tham vấn ý kiến của các bên liên quan. Hơn nữa, trước khi thực hiện các Giai đoạn 2 và 3, những thay đổi về quy định pháp lý cần thiết để mở đường cho các yêu cầu như vậy đối với hoạt động giám sát và điều khiển phải được xác định và áp dụng (bao gồm cả việc sửa đổi Thông tư 39/2015/TT-BCT).



Hình 27. Lộ trình thực hiện và xác định các biện pháp giám sát, điều khiển từ xa tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

Tài liệu tham khảo

- [1] H. Wirth and Fraunhofer ISE, "Citation note: Recent Facts about Photovoltaics in Germany".
- [2] "Fraunhofer ISE - Photovoltaics Report," 2021.
- [3] "Renewable Energy Sources ACT (EEG)," 2017.
- [4] "The "EEG in numbers"," Bundesnetzagentur, 2019.
- [5] "Renewable Energy Sources ACT (EEG)," 2021.
- [6] "Technische Spezifikation Umsetzung des Einspeisemanagements nach § 6 EEG für Erzeugungsanlagen," EnBW Regional AG, 2012.
- [7] N. B. GmbH, "Technische Mindestanforderungen zur Umsetzung des Netzsicherheitsmanagements (inkl. Einspeisemanagements nach § 9 EEG) für Erzeugungsanlagen im Verteilnetz Strom," 2021.
- [8] "Smart Grid Modul S750-GM Fact sheet," Landis + Gyr, [Online]. Available: https://www.landisgyr.de/webfoo/wp-content/uploads/2016/02/S750-GM-fact-sheet_de_2015.pdf. [Accessed 15 December 2021].
- [9] "Australian Photovoltaic Institute • Market Analyses," [Online]. Available: <https://pv-map.apvi.org.au/analyses>. [Accessed 15 December 2021].
- [10] "South Australian Generation Forecasts," Australian Energy market Operator, 2021.
- [11] "Australia's emissions projections 2021, Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources.," 2021.
- [12] "AEMO - Renewable Energy Integration - SWIS Update," 2021.
- [13] "AEMO - Minimum operational demand thresholds in South Australia - Technical Report," 2020.
- [14] "Overview of Revised AS/NZS4777," [Online]. Available: <http://www.ipsconnect.org/wp-content/uploads/2017/12/IPS-Connect-2017-Overview-of-ASNZS4777-.pdf>. [Accessed 15 December 2021].
- [15] G. Wilkenfeld, "Smart appliances for smart grids: Flexibility in the face of uncertainty," 2011.
- [16] "SA Power Networks Inverter Energy Systems (IES) Above 200kW or Any Size Rotating Generating Systems, Technical Standard TS131," 2018.
- [17] "Department for Energy and Mining | Regulatory Changes for Smarter Homes," [Online]. Available: https://energymining.sa.gov.au/energy_and_technical_regulation/energy_supply/regulatory_changes_for_smarter_homes. [Accessed 15 December 2021].
- [18] "Government of South Australia Department for Energy and Mining - Technical Regulator Guideline - Relevant Agent Roles and Responsibilities," 2020.
- [19] "Guideline – Deemed Methodologies for Remote Disconnection and Reconnection of Electricity Generating Plants," [Online]. Available: https://www.energymining.sa.gov.au/_data/assets/pdf_file/0011/369470/Guideline_-_Deemed_Methodologies_for_Remote_Disconnection_and_Reconnection_of_Electricity_Generating_Plants.pdf. [Accessed 15 December 2021].

- [20] "List of Relevant Agents," [Online]. Available: https://energymining.sa.gov.au/_data/assets/pdf_file/0020/370901/211203_List_of_relevant_agents.pdf. [Accessed 15 December 2021].
- [21] "Department for Energy and Mining | Consultation on Regulatory Changes for Smarter Homes," [Online]. Available: https://energymining.sa.gov.au/energy_and_technical_regulation/energy_supply/regulatory_changes_for_smarter_homes/consultation_on_regulatory_changes_for_smarter_homes. [Accessed 15 December 2021].
- [22] "Smart Meter Minimum Technical Standard and associated Deemed to Comply Wiring Arrangements," [Online]. Available: https://energymining.sa.gov.au/_data/assets/pdf_file/0007/371599/200914-Technical_Regulator_Guideline-Smart_Meter_Minimum_Technical_Standard-v1.1_Aug2021.pdf. [Accessed 15 December 2021].
- [23] "Department for Energy and Mining Response to Feedback from Consultation on Regulatory Changes for Smarter Homes," [Online]. Available: https://energymining.sa.gov.au/_data/assets/pdf_file/0006/368826/DEM_Response_to_Feedback_from_Consultation_on_Regulatory_Changes_for_Smarter_Homes.pdf. [Accessed 15 December 2021].
- [24] "Low Load Responses-Distributed Photovoltaic Generation Management," Government of Western Australia, 2021.
- [25] "Horizon Power - Low Voltage EG Connection Technical Requirements," 2019.
- [26] "Information for installers | Horizon Power," [Online]. Available: <https://www.horizonpower.com.au/solar/technical-requirements/>. [Accessed 15 December 2021].
- [27] "Energy Transformation Taskforce - Distributed Energy Resources Roadmap," Government of Western Australia, 2019.
- [28] "GEI-mini-Forum-2030.5," [Online]. Available: <https://www.qualitylogic.com/wp-content/uploads/2021/05/GEI-Mini-Forum-2030.5.pdf>. [Accessed 15 December 2021].
- [29] . NERC, "Reliability Guideline - Bulk Power System Reliability Perspectives on the Adoption of IEEE 1547-2018," Atlanta, 2020.
- [30] D. Narang, "Highlights of IEEE Standard 1547-2018," 2019.
- [31] D. Narang, M. Ingram, A. Hoke, D. Narang, M. Ingram and A. Hoke, "Clause-by-Clause Summary of Requirements in IEEE Standard 1547- 2018 Clause-by-Clause Summary of Requirements in IEEE Standard 1547- 2018," 2020.
- [32] QualityLogic, "WHITEPAPER : CA Rule 21 Communications Requirements and Certifications for Smart Inverters," 2020.
- [33] I. P. I. T. S. L. Committee, "Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters and the Applications in Power Systems," IEEE, 2020.
- [34] C. w. group, "Common Smart Inverter Profile," 2018.
- [35] "IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003) - IEEE Standards Coordinating Committee 21 (SCC21)," [Online]. Available: <https://sagroups.ieee.org/scc21/standards/1547rev/>. [Accessed 16 December 2021].
- [36] EPRI, "International Review of Residential PV Feed-in Management A Review of Technologies, Practices, and Applications," 2018.
- [37] P. G. a. E. Company, "Electric Rule No. 21 Generating facility interconnections," 2018.

- [38] A. Iaria, "Flexible resources for flexible transmission system," IEA, 2017.
- [39] J. Dolader, "Development of the Renewable Energy Sector - Assessment of Current Situation, Barriers and Road Map," 2017.
- [40] . VIET NAM ENERGY PARTNERSHIP GROUP, "Factsheet on Rooftop Solar Development," 2020.
- [41] "Provincial Electricity Authority's Regulation on the Power Network System Interconnection Code," 2016.
- [42] T. P. S. R. C. a. D. o. A. E. D. a. Efficiency, "National Survey Report of PV Power Applications in Thailand. Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach," 2018.
- [43] K. Horowitz, Z. Peterson, M. Coddington, F. Ding, B. Sigrin, D. Saleem, S. E. Baldwin, B. Lydic, S. C. Stanfield, N. Enbar, S. Coley, A. Sundararajan and C. Schroeder, "An Overview of Distributed Energy Resource (DER) Interconnection: Current Practices and Emerging Solutions," 2019.
- [44] K. Prabakar, A. Singh and C. Tombari, "IEEE 1547-2018 Based Interoperable PV Inverter with Advanced Grid-Support Functions," Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference, pp. 2072-2077, 2019.
- [45] A. West, "Integrating IEC 61850 & IEEE 1815 (DNP3)," SUBNET Solutions, Inc..
- [46] M. Ingram, R. Mahmud, D. Narang, M. Ingram, R. Mahmud and D. Narang, "Informative Background on the Interoperability Requirements in IEEE Std 1547-2018 Informative Background on the Interoperability Requirements in IEEE Std 1547-2018," 2021.
- [47] I. Onunkwo, Sandia National Laboratories, 2020.
- [48] D. T. AG, "NB-IoT, LoRaWAN, Sigfox: An up-to-date comparison".
- [49] "LPWA Networking a Valid Option for Second Generation AMI Deployments," [Online]. Available: <https://guidehouseinsights.com/news-and-views/lpwa-networking-a-valid-option-for-second-generation-ami-deployments>. [Accessed 16 December 2021].
- [50] ATS, "Distributed Energy Resource Management System," 2022. [Online]. Available: https://ats.com.vn/medias/medias/2022/04/ATS-Flyer_System_@DERM_220429.pdf.
- [51] Sandia National Laboratories, Cyber Security Primer for DER Vendors, Aggregators, and Grid Operators, 2017.
- [52] S. d. R. Carvalho and D. Saleem, "Recommended Functionalities for Improving Cybersecurity of Distributed Energy Resources," in 2019 Resilience Week (RWS), 2019.
- [53] "Standards on Cyber Security Assessment of Smart Grid," International Journal of Critical Infrastructure Protection 22, vol. 22, 2018.
- [54] NREL, "An Overview of Distributed Energy Resource (DER) Interconnection: Current Practices and Emerging Solutions," 2019.
- [55] Sandia National Laboratories, "Recommendations for Trust and Encryption in DER Interoperability Standards," 2019.
- [56] E. Lambert, H. Morais, F. Silva Reis and R. Alves, "Practices and Architectures for TSO-DSO Data Exchange: European Landscape," in 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Sarajevo, 2018.

- [57] B. Herndler, "Lessons learned from international projects on TSO-DSO interaction," International Smart Grid Action Network (ISGAN), 2020.
- [58] ETS18, "DERMS, VPPS AND DERS: WHAT'S THE DIFFERENCE – AND WHY SHOULD YOU CARE?," 2018. [Online]. Available: <https://ets18.co/news/derms-vpps-and-ders-whats-the-difference-and-why-should-you-care/>. [Accessed 10 June 2022].
- [59] R. Nicholson, "DERMS vs. VPPs: Two sides of the same coin?," 2019. [Online]. Available: <https://www.linkedin.com/pulse/derms-vs-vpps-two-sides-same-coin-rick-nicholson>. [Accessed 10 06 2022].
- [60] Pacific Gas and Electric Company, "EPIC 2.02 – Distributed Energy Resource Management System," 2019.
- [61] Quanta Technology, Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS) brochure, 2022.
- [62] IRENA, "Grid Codes for Renewable Powered Systems," 2022.
- [63] J. Frost, L. Zieland, D. Sharafi and J. Susanto, "Impact of Reverse Power Flow in Distribution Feeders on Under-Frequency Load Shedding Schemes," in 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES), Perth, 2020.
- [64] AEMO, "South Australian Under Frequency Load Shedding- Dynamic Arming," 2021.
- [65] AEMO, "Distributed PV Integration: Impacts on Under Frequency Load Shedding: A case study in South Australia," 2021. [Online]. Available: <https://www.esig.energy/distributed-pv-integration-impacts-on-under-frequency-load-shedding/>. [Accessed 10 June 2022].
- [66] AEMO, "2020 Power System Frequency. Risk Review – Stage 1," 2020.
- [67] Microgrid Knowledge, "Blazing the Path from VPPs to Holistic Grid Control with DERMS," 2018. [Online]. Available: <https://microgridknowledge.com/vpps-grid-control-derms/>. [Accessed 28 06 2022].
- [68] R. Leszczyna, "Standards on cyber security assessment of smart grid," International Journal of Critical Infrastructure Protection, vol. 22, pp. 70-89, 2018.
- [69] K. Horowitz, Z. Peterson, M. Coddington, F. Ding, B. Sigrin, D. Saleem, S. E. Baldwin, B. Lydic, S. C. Stanfield, N. Enbar, S. Coley, A. Sundararajan and C. Schroeder, "An Overview of Distributed Energy Resource (DER) Interconnection: Current Practices and Emerging Solutions," National Renewable Energy Laboratory, 2019.

Phụ Lục

Phụ lục 1

Bộ điều khiển thông minh: bảng thông số kỹ thuật thiết bị tham khảo(tối thiểu):

Dữ liệu kỹ thuật	Thông số kỹ thuật
Giao tiếp	
Số lượng kết nối hỗ trợ	Tối đa 100 kết nối tới thiết bị
Giao thức điều khiển từ xa (tùy chọn)	- IEC60870-5-101 Master/Slave - IEC60870-5-104 Master/Slave - Modbus Master/Slave (có RTU/TCP) - IEC61850 Máy trạm/Máy chủ - DNP3 - IEC62056-21
Giao diện	
Ethernet	2 cổng 10/100 fast ethernet
RS232	2 cổng RS232
RS485	2 cổng RS485 thiết lập được chế độ 2 W/4 W và trở kháng đầu cuối
Đầu vào đo đếm	- 4 x kênh đo điện áp, 0... 300 VAC 1% - 4 x kênh đo dòng, 0 ... 3 A 1% - 2 x đầu vào analog tổng hợp, 0 ... 30 VDC
Đầu vào/đầu ra kỹ thuật số	- 4 x DI - 4 x DO
Kết nối 3G/4G	
Các tính năng chung	- Đa băng tần LTE-TDD/LTE-FDD/HSPA+/TD-SCDMA/EVDO - Băng tần kép GSM / GPRS / EDGE 900/1800 - 2 x giao diện SIM, 1.8 / 3V
Thông số kỹ thuật	• LTE CAT4 - Liên kết tải lên tới 50 Mbps, - Liên kết tải xuống đến 150 Mbps • TD-SCDMA - Liên kết tải lên tới 128 Kbps, - Liên kết tải xuống tới 384 Kbps • TD-HSDPA / HSUPA - Liên kết tải lên tới 2,2 Mbps, - Liên kết tải xuống đến 2,8 Mbps

- HSPA +
 - Liên kết tải lên tới 5,76 Mbps,
 - Liên kết tải xuống tới 42 Mbps
- UMTS
 - Liên kết tải lên/xuống tới 384 Kbps
- EDGE Class
 - Liên kết tải lên/xuống tới 236,8 Kbps
- GPRS
 - Liên kết tải lên/xuống tới 85,6 Kbps

Các tính năng	
CPU	Arm Cortex-A7, industrial CPU
Không gian lưu trữ	Flash 8G
Chức năng điều khiển	
Chức năng điều khiển nhà máy điện	- Điều khiển P, Q, V, Pf - Chức năng điều chỉnh tần số - Điều khiển vòng kín, điều khiển vòng hở - Khởi động/Ngắt hệ thống/nhà máy điện mặt trời - Chức năng giám sát điện áp
Bộ chuyển đổi giao thức	Hỗ trợ chuyển đổi giữa tất cả các giao thức điều khiển từ xa
Nguồn cấp	
Nguồn cung cấp điện chính	85 ~ 305 VAC, 100 ~ 430 VDC
Nguồn cấp điện trong máy	Bộ pin 12 VDC
Điều kiện môi trường xung quanh trong quá trình hoạt động	
Nhiệt độ môi trường	0 to 55 °C
Phạm vi độ ẩm tương đối cho phép (không ngưng tụ)	5 đến 95%, không ngưng tụ
Độ cao hoạt động tối đa trên mực nước biển	2000m
Mức độ bảo vệ	IP30
Dữ liệu chung	
Kích thước không có đế (W/H/D)	225/50/130 mm
Trọng lượng	(tùy theo đơn hàng)
Loại giá đỡ	Giá treo DIN/gắn bảng
Loại vật liệu	Tấm nhôm

Dự án điện mặt trời mái nhà trong ngành Thương mại và Công nghiệp (CIRTS)

Chương trình Hỗ trợ Năng lượng GIZ (ESP)

Phòng 042A, Tầng 4, Tòa nhà Coco,
14 Thụy Khuê, Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam

T +84 (0) 24 3941 2605
F +84 (0) 24 3941 2606

E office.energy@giz.de
W www.giz.de
www.gizenergy.org.vn