



# FE-V

Tương lai Ngành điện  
Việt Nam

TÀI LIỆU THẢO LUẬN

## Tương lai lưới điện

Kinh nghiệm của Australia  
và đối chiếu với Việt Nam  
về chuyển dịch năng lượng

Tháng 6, 2023



Australian Government

## Về Sáng kiến Tương lai Ngành điện Việt Nam (Future of Electricity Vietnam)

Australia và Việt Nam là hai nước láng giềng và hữu nghị, cùng đối mặt với những thách thức khu vực giống nhau và chia sẻ khát vọng về một mạng lưới điện bền vững, an toàn và công bằng làm nền tảng cho sự thịnh vượng và tăng trưởng kinh tế. Ngành năng lượng của cả hai nước cùng gặp vấn đề về kế thừa hệ thống cũ dùng để phát và truyền tải năng lượng; cùng có ưu đãi về tiềm năng năng lượng tái tạo cao và tốc độ triển khai năng lượng tái tạo nhanh nhất trên thế giới; đã và đang tiến hành nhiều bước cải cách cấu trúc quan trọng đối với thị trường, quản trị và hạ tầng nhằm giúp ngành năng lượng tận dụng được cơ hội từ sự chuyển dịch năng lượng bền vững mang lại.

Tương lai ngành điện Việt Nam (FE-V) là một chương trình từ khoa học đến chính sách được cấu thành từ các cuộc đối thoại chính sách nhằm tận dụng kinh nghiệm của Australia trong quá trình chuyển dịch năng lượng để hỗ trợ Việt Nam nghiên cứu các biện pháp can thiệp thiết thực, khả thi hướng đến một hệ thống năng lượng giảm phát thải, tin cậy và có giá cả phù hợp.

Nhân kỷ niệm 50 năm quan hệ ngoại giao Australia và Việt Nam, FE-V là một sáng kiến của Đại sứ quán Australia tại Hà Nội nhằm tập hợp các chuyên gia cả hai nước để chia sẻ kinh nghiệm và cùng phát triển các sản phẩm tri thức về các chủ đề liên quan ưu tiên đến 5 phương diện chính của ngành điện (nguồn điện, nhiên liệu, nhu cầu, lưới điện và thị trường) với đối tác đối thoại chiến lược là Ban Kinh tế Trung ương (CEC). Sáng kiến FE-V được chia thành hai giai đoạn, trong đó giai đoạn đầu tập trung vào việc cung cấp tổng quan chiến lược chuyển dịch năng lượng, bao gồm tổng kết 3 năm triển khai Nghị quyết 55 mà CEC đang thực hiện.

FE-V được thực hiện bởi các tổ chức: Đối tác Cơ sở hạ tầng Australia (Australia's Partnerships for Infrastructure - P4I), Đối tác Australia - Mekong về Hệ thống Năng lượng & Tài nguyên Môi trường (Australia - Mekong Partnership for Environmental Resources & Energy Systems - AMPERES) và Tổ chức Nghiên cứu Khoa học Công nghiệp Khối thịnh vượng chung (Commonwealth Scientific Industrial Research Organisation - CSIRO). P4I là một sáng kiến của chính phủ Australia hợp tác với các quốc gia Đông Nam Á, hướng đến phát triển bền vững, hài hòa và bình đẳng thông qua cơ sở hạ tầng chất lượng. P4I được điều hành bởi Bộ Ngoại giao và Thương mại Australia và thực hiện bởi EY, Adam Smith International, Quỹ Châu Á (The Asia Foundation) và Ninti One.

### Các tác giả

Tài liệu này được xây dựng bởi: Thomas Brinsmead và Terijo Lovasz (CSIRO), với sự hỗ trợ của Tarek Ketelsen (AMPERES), Khanh Q. Nguyen (AMPERES) và Toby Scobell (EY).

### Lời cảm ơn

Nhóm FE-V xin cảm ơn Ban Kinh tế Trung ương đã hướng dẫn trong quá trình thực hiện FE-V, David Gottlieb, Ben Davis, Lê Anh Đức và Lê Hạnh Lê từ Đại sứ quán Australia tại Việt Nam và Elena Rose từ Đối tác Cơ sở hạ tầng của Australia về sự dẫn dắt trong việc thiết kế và thực hiện sáng kiến FE-V cũng như các đánh giá đối với báo cáo này.

Ảnh: Công nhân sửa chữa dây cáp điện tỉnh Bạc Liêu. Ảnh: VnExpress/ Nguyệt Nhi.

### Trích dẫn

Thomas, B., Terijo, L., Ketelsen, T., Nguyen, K., Scobell, T. (2023). *Tương lai Ngành điện Việt Nam – Tương lai lưới điện*. Tài liệu thảo luận chuẩn bị cho Ban Kinh tế Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam. Hà Nội, tháng 6 năm 2023.

### Miễn trừ trách nhiệm

Bất kỳ quan điểm, nhận định hay đề xuất từ bên thứ ba được thể hiện trong báo cáo này không nhất thiết phản ánh quan điểm, nhận định hay đề xuất từ Chính phủ Australia, hay ngụ ý cam kết của Chính phủ về một hành động cụ thể nào. Chính phủ Australia không chịu trách nhiệm cho bất kỳ thiệt hại, mất mát hay chi phí phát sinh nào được gây ra bởi sự diễn giải thông tin trong báo cáo này.



Australian  
National  
University

# Mục lục

A.	Bối cảnh .....	1
	A1 - Tổng quan: Khử các-bon và gia tăng năng lượng tái tạo .....	2
	A2 - Chuyển đổi: tích hợp nguồn điện dựa trên thiết bị điện tử công suất và có tính gián đoạn .....	4
	A3 - Tầm quan trọng của việc chuyển đổi đối với ngành công nghiệp dịch vụ điện của Australia .....	4
	A4 - Các rào cản chính: ổn định lưới và độ tin cậy cung cấp điện .....	5
	A5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam .....	5
	A6 - Khuyến nghị đối với Việt Nam .....	7
B.	Tìm hiểu vấn đề .....	8
	Vấn đề 1 - Tác động của các thiết bị công nghệ điện (như máy phát điện và pin lưu trữ) đối với sự ổn định, độ tin cậy và phục hồi của lưới điện .....	8
	B1 - Vấn đề (Điều gì): Thay đổi cơ cấu giữa nguồn điện dựa vào máy phát đồng bộ và nguồn điện dựa vào điện tử công suất (biến tần) .....	8
	B2 - Yếu tố trọng yếu chiến lược (Tại sao): rủi ro mất kết nối máy phát .....	8
	B3 - Các giải pháp (Như thế nào): Cải thiện công nghệ của thiết bị cho ổn định lưới, độ tin cậy cung cấp điện và khả năng phục hồi .....	11
	B4 - Nhìn lại về kinh nghiệm của Australia: các thiết bị duy trì ổn định lưới điện, độ tin cậy cung cấp điện và hồi phục sự cố .....	13
	B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam .....	15
	Vấn đề 2 - Năng lực của Cơ quan vận hành hệ thống điện để duy trì sự ổn định của lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện .....	17
	B1 - Bối cảnh của Vấn đề (Điều gì): Thay đổi khả năng cung cấp dịch vụ lưới điện của các thiết bị công nghệ điện .....	17
	B2 - Yêu cầu chiến lược (như thế nào): các quyết định điều tiết của nhà điều hành hệ thống trở nên phức tạp hơn .....	18
	B3 - Các giải pháp (Như thế nào): Nâng cao năng lực vận hành hệ thống điện nhằm duy trì ổn định lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện .....	20
	B4 - Nhìn lại kinh nghiệm của Australia: Cải tiến vận hành để cải thiện độ ổn định lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện .....	23
	B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam .....	25
	Vấn đề 3 - Năng lực của lưới truyền tải và phân phối đáp ứng nhu cầu năng lượng với độ tin cậy cao, không phụ thuộc vào vị trí và sự biến động của nguồn năng lượng .....	26
	B1 - Bối cảnh của Vấn đề (Điều gì): Địa điểm mới và yêu cầu cao hơn về năng lực truyền tải điện ..	26
	B2 - Yếu tố trọng yếu chiến lược (tại sao): thay đổi mô hình của dòng điện .....	26
	B3 - Các giải pháp (Bằng cách nào): Quy hoạch và phát triển lưới truyền tải và phân phối điện .....	29
	B4 - Nhìn lại về kinh nghiệm của Australia: lập kế hoạch và phát triển lưới truyền tải và phân phối ..	33
	B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam .....	35
	Vấn đề 4 - Phối hợp các thiết bị công nghệ điện ở quy mô phân phối để đảm bảo độ tin cậy về năng lượng .....	37
	B1 - Bối cảnh của Vấn đề (Điều gì): Sự gia tăng sử dụng các thiết bị công nghệ điện với quy mô phân phối .....	37
	B2 - Yếu tố trọng yếu chiến lược (tại sao): quy mô phân phối không đồng bộ và thiết bị công nghệ điện vi phạm giới hạn lưới phân phối .....	37

B3 - Các giải pháp (Như thế nào): Đặc tính và phối hợp thiết bị công nghệ điện ở quy mô phân phối để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện .....	39
B4 - Nhìn lại kinh nghiệm của Australia: phối hợp các thiết bị công nghệ điện quy mô phân phối cho độ tin cậy cung cấp điện .....	41
B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam .....	43

## Danh mục các hình

<b>Hình 1</b>   Hệ thống mạng lưới truyền tải của NEM và WEM tại Australia	1
<b>Hình 2</b>   Quy mô điện năng lượng tái tạo ở Nam Australia, tháng 12 năm 2021	2
<b>Hình 3</b>   Ví dụ sử dụng Năng lượng biến tần để hỗ trợ khởi động lại	11
<b>Hình 4</b>   Phát triển quy mô REZ trong kịch bản thay đổi tăng bước (Step Change) - 2019-30 (trái) và 2049-50 (phải)	17
<b>Hình 5</b>   Ví dụ về đáp ứng tần số sau một sự kiện phát sinh trong SWIS	19
<b>Hình 6</b>   Bản đồ các dự án mạng lưới theo lộ trình phát triển tối ưu	25
<b>Hình 7</b>   Bóc tách giá điện sinh hoạt thành các giá thành thành phần	27
<b>Hình 8</b>   Ảnh hưởng của việc điều độ DER và lưu trữ phân tán	37
<b>Hình 9</b>   Phản ứng FCAS của một VPP với một tình huống phát sinh ở Queensland vào năm 2019	38

## Danh sách các hộp

<b>Hộp 1</b>   Các mốc chính sách khí hậu đáng chú ý của Australia trong ngành điện	2
---	---

# Danh sách từ viết tắt

<b>Tên viết tắt</b>	<b>Tên đầy đủ (tiếng Anh)</b>	<b>Nghĩa tiếng Việt</b>
AEMO	Australian Energy Market Operator	Cơ quan Vận hành Thị trường Năng lượng Australia
CROF	Control Room of the Future	Trung tâm điều khiển tương lai
DMIS	Demand Management Incentive Scheme	Chương trình khuyến khích quản lý nhu cầu điện
DMIAM	Demand Management Innovation Allowance Mechanism	Cơ chế khuyến khích đổi mới quản lý nhu cầu điện
DER	Distributed Energy Resources	Mô hình năng lượng phân tán
EPRI	Electric Power Research Institute	Viện Nghiên cứu Điện lực
EF	Engineering Framework	Khung kỹ thuật
FFR	Fast Frequency Response	Đáp ứng tần số nhanh
FIT	Feed-in-Tariffs	Biểu giá điện hỗ trợ
FCAS	Frequency Control and Ancillary Services	Kiểm soát tần số và dịch vụ phụ trợ
G-PST	Global Power System Transformation	Chuyển đổi hệ thống điện toàn cầu
GHG	Greenhouse Gas	Khí nhà kính
GFMI	Grid-forming Inverters	Biến tần tạo lưới
RTPV	Grid-Interactive Rooftop Solar PV Plants	Điện mặt trời mái nhà tương tác với lưới điện
GDP	Gross Domestic Product	Tổng sản phẩm nội địa
HVDC	High Voltage Direct Current	Điện áp cao một chiều
HCMC	Ho Chi Minh City	Thành phố Hồ Chí Minh
IBR	Inverter-based Resources	Năng lượng biến tần
MOIT	Ministry of Industry and Trade	Bộ Công thương
NEM	National Electricity Market	Thị trường điện quốc gia
NLDC	National Load Dispatch Center	Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia
NPT	National Power Transmission Corporation	Tổng công ty truyền tải điện quốc gia
NSW	New South Wales	Bang New South Wales
PV	Photovoltaic	Quang điện
PDP	Power Development Plan	Quy hoạch phát triển điện lực
PPA	Power Purchase Agreements	Hợp đồng mua bán điện
PSA	Power Systems Architecture	'Kiến trúc Hệ thống Điện
PSH	Pumped storage hydropower	Thủy điện tích năng
RoR	Rate of Return	Tỷ lệ hoàn vốn
RAB	Regulated Asset Base	Cơ sở tài sản được quy định

RIT-T	Regulatory Investment Test for Transmission	Thẩm định đầu tư cho truyền tải
RERT	Reliability and Emergency Reserve Trader	Đơn vị mua bán dịch vụ dự trữ khẩn cấp và độ tin cậy
RE	Renewable Energy	Năng lượng tái tạo
REDS	Renewable Energy Development Strategy	Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo
REZ	Renewable Energy Zones	Vùng năng lượng tái tạo
RTS	Rooftop Solar	Điện mặt trời mái nhà
SoEs	State-owned Enterprises	Doanh nghiệp nhà nước
SRAS	System Restart Ancillary Services	Dịch vụ phụ trợ khởi động lại hệ thống
TWh	Terawatt hours	Terawatt giờ
TNSPs	Transmission Network Service Providers	Các nhà cung cấp dịch vụ lưới truyền tải
VRE	Variable Renewable Energy	Năng lượng tái tạo biến đổi
EVN	Vietnam Electricity	Tập đoàn điện lực Việt Nam
WEM	Wholesale Electricity Market	Thị trường Điện Bán buôn

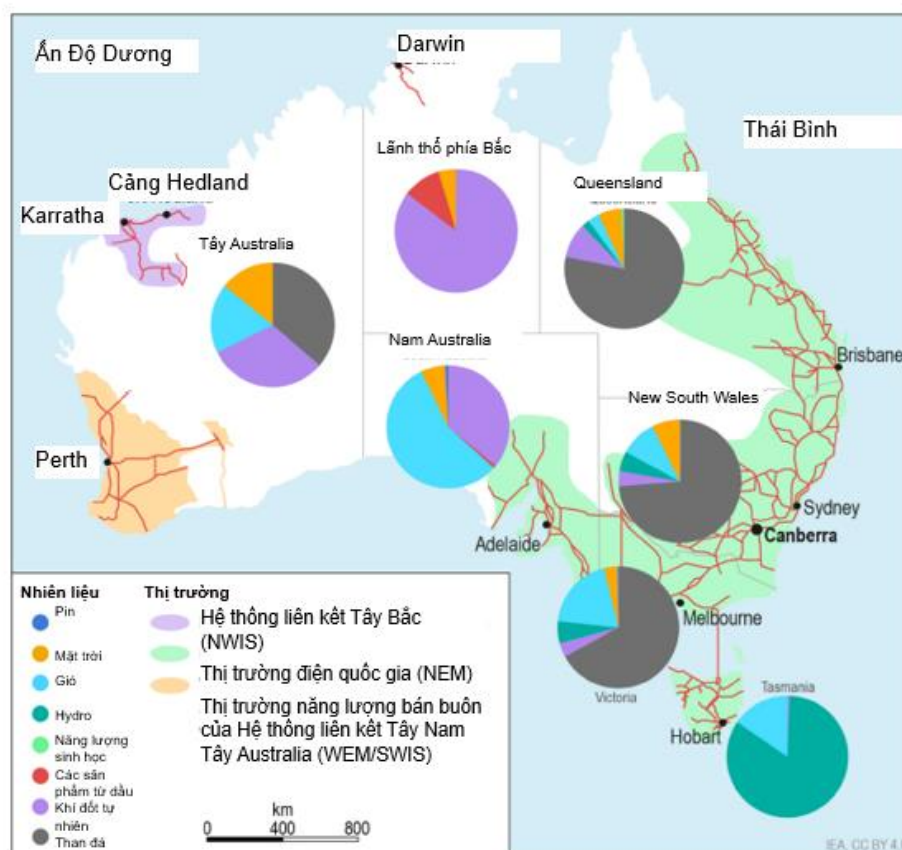
Từ "WEM" được sử dụng trong 05 Tài liệu thảo luận có thể mang Tên đầy đủ khác nhau. Một số tác giả cho rằng từ này chỉ "Thị trường Điện Tây Australia", trong khi đó một số tác giả khác cho rằng đó là viết tắt của "Thị trường điện bán buôn". Sau khi thảo luận, nhóm các tác giả đã thống nhất rằng từ "WEM" đều có thể mang nghĩa "Thị trường Điện Tây Australia" và "Thị trường điện bán buôn". Xin lưu ý rằng bản thân thị trường điện tại Tây Australia mang đặc tính của thị trường điện bán buôn. Trong các Tài liệu thảo luận, Ban Biên tập giữ nguyên Tên đầy đủ của thuật ngữ "WEM" trong văn bản và danh mục từ viết tắt dựa trên cách dùng của từng tác giả.

## A. Bối cảnh

Có hai thị trường điện lớn ở Australia – Thị trường Điện Quốc gia (National Electricity Market - NEM) ở bờ biển phía Đông và Thị trường Điện Bán buôn (Wholesale Electricity Market - WEM) ở phía Tây Australia (Hình 1). NEM vừa là hệ thống điện vật lý vừa là thị trường bán buôn điện mà thông qua đó, các nhà phát điện và nhà bán lẻ mua bán điện. NEM có hơn 500 cơ quan tham gia được đăng ký, từ các nhà máy phát điện, các đơn vị cung cấp dịch vụ lưới điện, các khách hàng (lớn) và các đơn vị mua bán điện, cung cấp hơn 200 Terawatt giờ điện (TWh) mỗi năm.<sup>1</sup> WEM có hơn 70 nhà máy phát điện tham gia cung cấp khoảng 20 TWh mỗi năm.<sup>2</sup> NEM và WEM được quản lý bởi các cơ quan khác nhau, nhưng đều có sự góp mặt của Cơ quan điều hành thị trường năng lượng Australia (Australian Energy Market Operator - AEMO) trong điều hành hoạt động.

Hình 1 | Hệ thống lưới truyền tải của NEM và WEM tại Úc

Nguồn: [Cơ quan Năng lượng Quốc tế Australia Đánh giá Chính sách Năng lượng năm 2023](#), Hình 7.3



<sup>1</sup> AEMO (2021), *Thông tin thị trường điện quốc gia* [PDF], truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

<sup>2</sup> AEMO (2021), *Thông tin: Thị trường bán buôn điện hoạt động như thế nào*, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

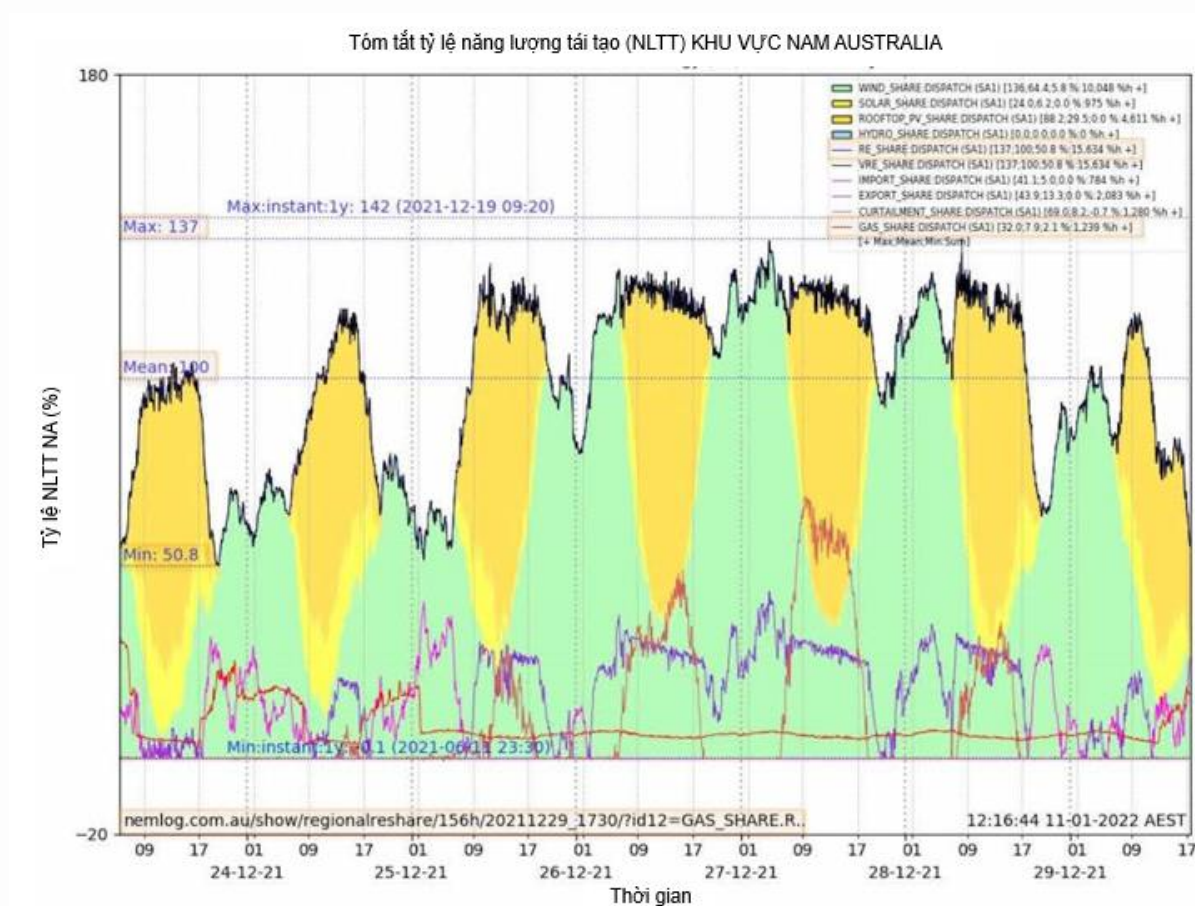


## A1 - Tổng quan: Khử các-bon và gia tăng năng lượng tái tạo

Năm 2000, hơn 92% sản lượng điện ở Australia được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch như than đen và than nâu, khí đốt và một tỷ lệ nhỏ dầu mỏ, trong khi phần lớn năng lượng tái tạo là thủy điện. Từ năm 2008, nhiều bang của Australia đã đưa ra biểu giá điện hỗ trợ cho điện mặt trời áp mái, thúc đẩy số lượng lắp đặt tăng đáng kể. Đến năm 2021, chỉ còn gần 71% sản lượng điện được tạo ra từ nhiên liệu hóa thạch<sup>3</sup>, thủy điện chỉ còn chiếm chưa đến một phần ba sản lượng năng lượng tái tạo, và phần còn lại là năng lượng gió và mặt trời. Vào năm 2030, trong khi nhu cầu của người dùng cuối dự kiến sẽ tăng hơn 20%, chính phủ Liên bang hiện tại đặt mục tiêu năng lượng tái tạo sẽ chiếm tỷ trọng 82%<sup>4</sup> với sự gia tăng của năng lượng tái tạo hoàn toàn bằng điện gió và điện mặt trời.<sup>5</sup>

Hình 2 | Quy mô điện năng lượng tái tạo ở Nam Australia, tháng 12 năm 2021

Nguồn: NEMlog<sup>6</sup>



Mặc dù trong cả năm, mức đóng góp trung bình của năng lượng tái tạo trong tổng nhu cầu của NEM năm 2022 chỉ là 36%<sup>7</sup>, mức cao kỷ lục tức thời hơn gấp

<sup>3</sup> Cục Biến đổi khí hậu, Môi trường, Năng lượng và Nước (DCCEEW) (2023) *Thông kê Năng lượng Australia, Bảng 0 Sản lượng điện theo loại nhiên liệu 2020-21 và 2021*, truy cập ngày 18 tháng 4 năm 2023.

<sup>4</sup> Cơ quan quản lý năng lượng sạch (CER)(2023) *Tình trạng năng lượng tái tạo*, truy cập ngày 18 tháng 4 năm 2023.

<sup>5</sup> D Clarke và P Graham (2021), *Quá trình chuyển đổi điện năng của Australia từ năm 1900 đến năm 2050* (Hình 2-1), CSIRO, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

<sup>6</sup> Vorrath, S. (2022), *Nam Australia lập kỷ lục mới về năng lượng tái tạo vào những ngày cuối cùng của năm 2021*, truy cập ngày 4 tháng 5 năm 2023

<sup>7</sup> Saddler, H (2023) *Giám sát phát thải của năng lượng Australia*, Trang web của Đại học Quốc gia Australia, truy cập ngày 18 tháng 4 năm 2023.

đôi ở mức 64% ngay trong tháng 9 năm 2022. Lần đầu tiên trên thế giới có một hệ thống có quy mô như vậy, trong hơn 10 ngày liên tục Nam Australia ghi nhận sản lượng điện gió và mặt trời trung bình đáp ứng 100% nhu cầu của bang.<sup>8</sup> (Hình 2) Với chi phí sản xuất điện từ gió và mặt trời dự kiến sẽ tiếp tục giảm, dự đoán tương lai của ngành sản xuất điện ở Australia cho thấy sản lượng đóng góp bởi nhiên liệu hóa thạch sẽ tiếp tục giảm.

## Hộp 1 | Các mốc chính sách khí hậu đáng chú ý của Australia trong ngành điện

### Các mốc chính sách khí hậu đáng chú ý trong ngành điện của Australia:

2001: thực hiện chương trình Mục tiêu năng lượng tái tạo bắt buộc, trong đó yêu cầu đến năm 2010 các nhà bán lẻ điện và các bên mua điện lớn phải có thêm 2% điện năng từ các nguồn năng lượng tái tạo.<sup>9</sup> Mục tiêu này đã đạt được trước thời hạn 4 năm.

2007: Chương trình báo cáo quốc gia về năng lượng và khí nhà kính<sup>10</sup> được thiết lập, tạo ra một khuôn khổ quốc gia về báo cáo phát thải khí nhà kính cũng như sản xuất và tiêu thụ năng lượng.

2009: Luật sửa đổi<sup>11</sup> năng lượng tái tạo (Điện) đặt ra Mục tiêu năng lượng tái tạo có thêm 20% điện năng được tạo ra từ các nguồn tái tạo vào năm 2020 (so với mức năm 1997).

2011: việc thông qua Đạo luật Năng lượng Sạch 2011<sup>12</sup> tạo hành lang pháp lý cho kế hoạch mua bán khí thải của Australia và thành lập ban cố vấn Cơ quan Biến đổi Khí hậu và Công ty Tài chính Năng lượng Sạch. Đạo luật năng lượng sạch này sau đó đã bị bãi bỏ vào năm 2013.

Năm 2015: mục tiêu năng lượng tái tạo được điều chỉnh lên mức 23,5% (33.000 gigawatt giờ) trong sản lượng điện tính đến năm 2020. Cuối năm đó, chính phủ công bố mục tiêu đạt phát thải ròng bằng không vào năm 2100. Mục tiêu này (về NLTT) đã đạt được vào đầu năm 2019<sup>13</sup>

2017: Đánh giá độc lập về an ninh của Thị trường điện quốc gia trong tương lai (Đánh giá Finkel) đưa ra 50 khuyến nghị, 49 khuyến nghị trong số đó đã được thông qua.<sup>14</sup>

2020: Chính phủ Liên bang công bố mục tiêu đạt phát thải ròng bằng không vào năm 2100.

Năm 2022: Dự luật Biến đổi Khí hậu 2022<sup>15</sup> yêu cầu giảm 45% lượng khí nhà kính (so với mức của năm 2005) vào năm 2030 và bằng không vào năm 2050.

<sup>8</sup> Cơ quan quản lý năng lượng sạch (CER) (2023) *Tình trạng của tổng năng lượng tái tạo*, trang web của CER được truy cập vào ngày 18 tháng 4 năm 2023.

<sup>9</sup> Chính phủ Australia (2016), Cơ quan Đăng ký Pháp luật Liên bang: Đạo luật Năng lượng Tái tạo (Điện) năm 2000, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

<sup>10</sup> Chính phủ Australia (2007), Đạo luật báo cáo năng lượng và nhà kính quốc gia, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

<sup>11</sup> Quốc hội Australia (2009), Dự luật sửa đổi năng lượng tái tạo (điện) năm 2009, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

<sup>12</sup> Chính phủ Australia (2011), Đạo luật năng lượng sạch 2011, 2011, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

<sup>13</sup> CER (2019) 2020 Công suất mục tiêu năng lượng tái tạo quy mô lớn đã đạt được, truy cập ngày 18 tháng 4 năm 2023.

<sup>14</sup> Finkel và cộng sự (2017), Đánh giá độc lập về an ninh tương lai của thị trường điện quốc gia, trang web DCCEE, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

<sup>15</sup> Quốc hội Australia (2022), Dự luật Biến đổi Khí hậu 2022, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

## A2 - Chuyển đổi: tích hợp nguồn điện dựa trên thiết bị điện tử công suất và có tính gián đoạn

Việc giảm đáng kể tỷ lệ nhiên liệu hóa thạch và thủy điện trong sản xuất điện so với năng lượng gió và mặt trời đặt ra một số thách thức kỹ thuật mới cho vận hành lưới điện. Điều này là do cách năng lượng gió và mặt trời tích hợp với lưới điện có phần khác biệt so với điện từ nhiên liệu hóa thạch. Phát điện từ than và khí đốt được thực hiện bằng cơ điện thông qua vòng quay của tua-bin với tốc độ của tần số điện lưới (50Hz ở cả Australia và Việt Nam). Khí đốt có thể cung cấp năng lượng trực tiếp để quay tua-bin, trong khi các máy phát điện cơ khác được dẫn động bằng tua-bin hơi nước, hơi nước này được cấp nhiệt bằng việc đốt nóng nồi hơi bằng than hoặc khí đốt. Những máy phát trên được gọi là máy phát điện đồng bộ, vì chúng quay đồng bộ với hệ thống điện (và với nhau). Thủy điện cũng có thể được tạo ra bằng cách quay đồng bộ.

Ngược lại, năng lượng gió và năng lượng mặt trời (và pin lưu trữ) được kết nối với mạng thông qua các thiết bị điện tử công suất (bộ biến tần), nhằm cung cấp năng lượng đồng bộ với năng lượng trên lưới. Các nguồn năng lượng dựa vào biến tần (inverter-based resources - IBR) có tần số được điều chỉnh bởi các bộ điều khiển của mỗi biến tần. Các máy phát điện đồng bộ cơ phản ứng có phần khác biệt so với các máy phát điện dựa trên biến tần đối với những thay đổi nhỏ nhưng không thể tránh khỏi giữa nhu cầu điện và lượng điện được sản sinh, gây ra những thách thức kỹ thuật trong việc duy trì sự ổn định lưới điện, vì các quy trình và tiêu chuẩn truyền thống không phù hợp với công nghệ mới.

Ngoài ra, cũng có thêm nhiều thách thức với việc tích hợp điện gió và mặt trời với sản lượng đang ngày càng tăng vào hệ thống điện là các nguồn năng lượng này không liên tục. Với nhiên liệu hóa thạch, điện năng sản sinh luôn có thể được huy động, hay được cung cấp theo ý muốn, bởi vì nhiên liệu hóa thạch ở dạng (hóa học) dự trữ năng lượng nên luôn có sẵn. Chính vì thế, khi công suất phát điện ngày càng phụ thuộc vào nguồn năng lượng không liên tục có sẵn như gió và mặt trời, việc đảm bảo luôn có đủ nguồn cung cấp điện để đáp ứng nhu cầu trở nên khó khăn hơn.

## A3 - Tầm quan trọng của việc chuyển đổi đối với ngành công nghiệp dịch vụ điện của Australia

Việc chuyển dịch sang điện tái tạo là chìa khóa then chốt trong chiến lược giảm phát thải của Australia, khi mà ngành điện là một trong những ngành phát thải cao nhất của nền kinh tế nước này<sup>16</sup>. Vì điện có thể được sử dụng thay thế cho các loại nhiên liệu khác như than, khí đốt và dầu nên điện có lượng phát thải thấp mở ra thêm lựa chọn để giảm sự phụ thuộc vào các công nghệ vận tải và công nghiệp có mức phát thải cao, thông qua điện khí hóa.

Theo đó, việc giải quyết các thách thức kỹ thuật trong việc tích hợp năng lượng dựa vào điện tử công suất cung cấp bởi các nguồn năng lượng không liên tục là hết sức quan trọng đối với quá trình giảm phát thải của kinh tế Australia. Ngoài ra, điện mặt trời trên mái nhà quy mô nhỏ và các trang trại phát điện tái tạo quy mô lớn cũng đối mặt với các thách thức này.

<sup>16</sup> Bộ Biến đổi khí hậu, Môi trường, Năng lượng và Nước (DCCEEW) (2022), Cập nhật hàng quý về Kiểm kê khí nhà kính quốc gia của Úc: tháng 3 năm 2022, [PDF], truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023.

## A4 - Các rào cản chính: ổn định lưới và độ tin cậy cung cấp điện

Vấn đề kỹ thuật chính với các hệ thống điện tương lai là đảm bảo ổn định lưới và độ tin cậy cung cấp điện trong bối cảnh sự thay đổi chính trong công nghệ phát điện là dịch chuyển từ phát điện đồng bộ sang phát điện dựa trên biến tần và từ nguồn năng lượng có thể điều khiển và huy động được sang một nguồn cung cấp không ổn định. Độ ổn định của lưới điện chính là khả năng của hệ thống điện duy trì sự cân bằng giữa tổng lượng phát và tải trong khoảng thời gian ngắn chỉ từ phút đến vài phần giây. Chúng phải được giữ cân bằng trong giới hạn dung sai khá nhỏ để tránh việc máy phát đồng bộ bị ngắt kết nối, điều này có thể dẫn đến phản ứng dây chuyền và mất điện hệ thống. Độ tin cậy cung cấp điện phụ thuộc vào sự ổn định của lưới điện, nhưng hơn nữa, đòi hỏi phải có đủ tài nguyên năng lượng và công suất của lưới truyền tải để đáp ứng tổng nhu cầu.

Độ ổn định của lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện bị ảnh hưởng bởi một số yếu tố, mỗi yếu tố sẽ được thảo luận riêng trong tài liệu thảo luận này. Bao gồm:

1. Tác động của các thiết bị công nghệ điện (như máy phát điện và pin lưu trữ) đối với sự ổn định, độ tin cậy và phục hồi của lưới điện
2. Năng lực vận hành hệ thống điện duy trì ổn định lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện
3. Năng lực của lưới truyền tải và phân phối đáp ứng nhu cầu năng lượng với độ tin cậy cao, không phụ thuộc vào vị trí và biến động của nguồn năng lượng
4. Điều phối các nguồn điện quy mô phân phối để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện.

Vì một số chồng chéo về phạm vi của các yếu tố, các vấn đề và giải pháp tiềm năng sẽ không chỉ tác động lên một yếu tố. Ngoài ra còn có nhiều sự tương tác qua lại và các đánh đổi dẫn đến giải pháp để cải thiện một yếu tố cũng có thể tác động tới các yếu tố khác.

## A5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam

Trong những năm 1990 và đầu những năm 2000, ngành điện của Việt Nam đã tập trung vào việc mở rộng khả năng tiếp cận năng lượng như là ưu tiên hàng đầu về an ninh năng lượng. Chương trình này đã giúp tăng vọt tỷ lệ tiếp cận điện từ dưới 15% vào năm 1994 lên hơn 98% vào năm 2017. Sự thành công của chương trình này song hành cùng tốc độ tăng trưởng và công nghiệp hóa nhanh chóng của nền kinh tế Việt Nam – những yếu tố này cùng nhau thúc đẩy sự gia tăng nhanh chóng về nhu cầu điện. Đồng thời, việc đảm bảo ổn định lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện nổi lên như ưu tiên chính về an ninh năng lượng đối với lưới điện:

- Sự ổn định của lưới điện trong giai đoạn này ít được quan tâm, vì phần lớn điện được sản xuất bởi các máy phát đồng bộ (thủy điện và nhiệt điện than), vốn đã cung cấp quán tính cân bằng quy mô thời gian nhanh và có thể được trang bị các bộ điều khiển phát tự động.
- Độ tin cậy về điện được định hình bởi yếu tố địa lý – phần lớn công suất phát điện (thủy điện và than) tập trung ở miền Bắc, trong khi phụ tải chủ yếu từ các tỉnh công nghiệp phía Nam (TP.HCM, Đồng Nai). Do đó, cân

bằng cung và cầu đòi hỏi phải xây dựng các đường dây truyền tải cao áp và cơ sở hạ tầng liên quan trên một khoảng cách lớn.

- Độ tin cậy cung cấp năng lượng trong giai đoạn này cũng bị thách thức đáng kể bởi nhu cầu điện tăng trung bình 1,8 lần so với GDP và đòi hỏi phải xây dựng công suất phát điện mới chưa từng có. Đáp ứng nhu cầu đã và tiếp tục là một thách thức lớn đối với ngành điện. Sự chậm trễ đáng kể trong việc xây dựng các nhà máy nhiệt điện than giai đoạn 2010 – 2018 kết hợp với thực tế là công suất thủy điện lớn gần như đã được khai thác hết ở Việt Nam đã gắn độ tin cậy cung cấp điện với nhu cầu về các loại hình phát điện mới.

Trong 5 năm qua, Việt Nam đã nhận thấy tầm quan trọng của việc phát triển năng lượng tái tạo (điện gió và mặt trời) nhằm đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng đồng thời giải quyết vấn đề môi trường (giảm thiểu phát thải khí nhà kính). Các chính sách của chính phủ nhằm thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo đã được đưa vào trong Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo (REDS) ban hành kèm theo Quyết định 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015, trong đó các mục tiêu năng lượng tái tạo là 38% tổng sản lượng điện vào năm 2020, 35% vào năm 2025, 32% vào năm 2030, 38% vào năm 2040 và khoảng 43% vào năm 2050, tương đương mức tăng từ 58 tỷ kWh năm 2015 lên khoảng 186 tỷ kWh vào năm 2030 và 452 tỷ kWh vào năm 2050.

Quyết định 428/QĐ-TTg ngày 18 tháng 3 năm 2016, hay còn gọi là Quy hoạch Phát triển (Tổng sơ đồ) Điện VII điều chỉnh (PDP7-sửa đổi), đặt ra các mục tiêu cụ thể cho từng loại năng lượng tái tạo. Đối với điện mặt trời, mục tiêu là 850 MW vào năm 2020, tăng lên 12.000 MW vào năm 2030, còn đối với điện gió, mục tiêu là 800 MW vào năm 2020, tăng lên 2.000 MW vào năm 2030.

Đến năm 2021, Việt Nam đã vượt mục tiêu của PDP7 cho năm 2030 với 16.773 MW điện mặt trời và 4.161 MW điện gió. Sự phát triển đáng kể và nhanh chóng này đã tạo ra một số vấn đề.

- Tắc nghẽn lưới điện do nhu cầu điện thấp ở những khu vực có các trang trại điện mặt trời và điện gió, dẫn đến việc cắt giảm sản lượng năng lượng tái tạo, đặc biệt trong thời kỳ đại dịch.
- Thay đổi chiều truyền tải: i.) từ miền Trung và miền Nam ra miền Bắc - trái ngược với chiều truyền tải truyền thống từ Bắc vào Nam (do vị trí của các dự án điện mặt trời và điện gió ở miền Trung và miền Nam) và ii.) Từ điện áp thấp lên điện áp cao hơn do năng lượng tái tạo đầu nối vào lưới điện hạ áp có công suất cao hơn nhu cầu tại địa phương.
- Độ ổn định của lưới điện do dao động điện áp, tần số và cộng hưởng sóng hài của năng lượng tái tạo.

PDP8 được phê duyệt năm 2023 dự báo, đến năm 2030, công suất điện gió trên bờ và ngoài khơi lần lượt là 21880MW và 6000MW, và công suất năng lượng mặt trời là 12836 MW, không bao gồm năng lượng mặt trời áp mái (số liệu năm 2021 là hơn 7800MW)<sup>17</sup>.

<sup>17</sup> EREA & DEA (2022), Báo cáo toàn cảnh Năng lượng Việt Nam 2021, p53

## A6 - Khuyến nghị đối với Việt Nam

Do ngày càng có nhiều năng lượng gió và mặt trời sẽ được phát triển và sẽ chiếm ưu thế trong hệ thống, Việt Nam có thể cân nhắc những điều sau:

- Xác định các vùng năng lượng tái tạo (RE Zone) để định hướng cho phát triển lưới truyền tải bao gồm hạ tầng lưới chung
- Áp dụng cách tiếp cận có hệ thống để phát triển mạng đường trục (backbone) (có xem xét sự cần thiết sử dụng lưới AC điện áp cao hơn hoặc công nghệ HVDC)
- Cho phép các chủ thể ngoài nhà nước tham gia đầu tư và vận hành lưới truyền tải
- Phát triển hệ thống pin tích trữ để nâng cao chất lượng điện năng.
- Phát triển tích trữ năng lượng dài hạn bằng thủy điện tích năng để cân bằng sự biến động về nguồn điện gió và mặt trời (phù hợp với dự báo PDP8 về yêu cầu lưu trữ năng lượng 30650-45550 MW vào năm 2050)
- Xem xét tiềm năng của xe điện để đáp ứng nhu cầu sử dụng linh hoạt hoặc góp phần tích trữ năng lượng để cung cấp cho người tiêu dùng vào những thời điểm có nhu cầu điện cao (từ xe đến hộ tiêu thụ hoặc từ xe đến lưới điện)
- Cải thiện mức độ hiện thị của điện mặt trời áp mái (RTS) cho đơn vị vận hành hệ thống
- Xem xét việc phát triển các nhà máy điện ảo để tận dụng RTS hiện có, đặc biệt khi được trang bị hệ thống tích trữ năng lượng để cung cấp các dịch vụ phụ trợ.
- Xem xét khả năng cho phép hòa lưới có giới hạn năng lượng mặt trời áp mái vào lưới điện trong mạng lưới phân phối, điều này có thể giảm bớt yêu cầu đầu tư vào công suất phát điện tập trung, mạng lưới truyền tải và phân phối mới, đặc biệt nếu được kết hợp với hệ thống pin lưu trữ phân tán (cho cả hệ thống quy mô lớn và hộ khách hàng tự sản tự tiêu - sau công tơ) để cung cấp trong thời điểm nhu cầu sử dụng điện cao. Mặc dù PDP8 khuyến khích sử dụng điện mặt trời áp mái tự sản tự tiêu, nhưng việc cho phép hòa lưới điện đến giới hạn kỹ thuật của mạng lưới phân phối là một phần của giải pháp cung cấp điện với chi phí thấp nhất.

## B. Tìm hiểu vấn đề

### Vấn đề 1 - Tác động của các thiết bị công nghệ điện (như máy phát điện và pin lưu trữ) đối với sự ổn định, độ tin cậy và phục hồi của lưới điện

#### B1 - Vấn đề (Điều gì): Thay đổi cơ cấu giữa nguồn điện dựa vào máy phát đồng bộ và nguồn điện dựa vào điện tử công suất (biến tần)

Chi phí đầu tư cho năng lượng tái tạo như gió trên bờ và ngoài khơi, và đặc biệt là điện mặt trời, đã giảm đáng kể trong thập kỷ qua<sup>18</sup>, và dự kiến sẽ tiếp tục giảm<sup>19</sup>. Ngoài ra, các mục tiêu giảm phát thải giống như các mục tiêu của Australia ở trên đã khuyến khích gia tăng sản lượng điện gió và mặt trời so với điện sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch như than và khí đốt, vốn thải ra nhiều khí thải nhà kính. Vào năm 2021, tỷ lệ điện năng từ gió và mặt trời của Australia là 22%<sup>20</sup>, tăng so với mức ít hơn 1% của năm 2001 và dự kiến sẽ tiếp tục tăng trong tương lai gần<sup>21</sup>, do công suất phát điện từ than và khí đốt sẽ ngừng hoạt động trong những thập kỷ tới.

Sự thay đổi trong cấu trúc cung ứng điện đồng nghĩa với việc duy trì sự ổn định của lưới điện, độ tin cậy của năng lượng và khôi phục nguồn cung cấp điện sau khi mất điện, tất cả đều phải được quản lý theo một cách khác. Và như đã đề cập, việc quản lý độ tin cậy cung cấp điện trở nên khó khăn hơn khi mà điện gió và mặt trời liên tục tăng – giảm thay vì có thể điều tiết được trong khi sự ổn định của lưới điện cũng phải được quản lý theo cách khác khi mà điện gió và mặt trời dựa trên biến tần (không đồng bộ) thay vì đồng bộ. Pin tích trữ năng lượng, một trong số các giải pháp công nghệ khả thi để giúp giải quyết độ tin cậy của năng lượng, bằng cách giảm bớt sự biến thiên của sản lượng điện, được kết nối với mạng truyền tải bằng bộ biến tần và do đó cũng là tài nguyên (năng lượng điện) biến tần<sup>22</sup>.

#### B2 - Yếu tố trọng yếu chiến lược (Tại sao): rủi ro mất kết nối máy phát

##### Quán tính và đáp ứng tần số sơ cấp

Máy đồng bộ: như máy phát điện tuabin hơi hay khí, máy bù đồng bộ, và bánh đà; tích trữ năng lượng dưới dạng quán tính quay. Động lực vật lý vốn có của chúng được dùng để tăng hoặc giảm tốc độ bù cho bất kỳ biến động nhỏ nào trong tải của hệ thống điện trên thang thời gian tính bằng giây hoặc nhanh hơn, để duy trì sự cân bằng giữa phát và tải.

Máy phát điện biến tần không nhất thiết phải có năng lượng tích trữ (khả năng vật lý) để cung cấp thêm năng lượng theo yêu cầu nhằm duy trì sự cân bằng năng lượng tức thời trên toàn hệ thống. Hơn nữa, chúng không được

<sup>18</sup> IRENA (2021), Sản xuất điện tái tạo: Chi phí năm 2021, Bảng H1, [PDF], Truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023

<sup>19</sup> CSIRO (2022), *GenCost 2021-22 – Báo cáo tổng thể*, [PDF], truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023

<sup>20</sup> Cục Biến đổi Khí hậu, Môi trường, Năng lượng và Nước (DCCEE) (2021), *Năng lượng tái tạo*, Trang web trực tuyến, truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023.

<sup>21</sup> AEMO (2022), *Kế hoạch hệ thống tích hợp năm 2022*, [PDF], truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023.

<sup>22</sup> Hodge, B-M S. và cộng sự, J 2020, *Giải quyết các thách thức kỹ thuật trong các hệ thống năng lượng tái tạo 100% dựa trên biến tần*, xem ngày 27 tháng 4 năm 2023.

thiết kế để phản ứng (khả năng vận hành, khả năng điều khiển) bù đắp cho sự mất cân bằng của hệ thống điện khi có thay đổi tần số.

Nếu thiếu nguồn có khả năng ổn định hệ thống ví dụ như quán tính, thì tần số của hệ thống điện có thể biến đổi quá nhanh hoặc quá xa. Điều này có thể nằm ngoài giới hạn kỹ thuật an toàn của các máy đồng bộ được kết nối. Chúng sẽ ngắt kết nối để tránh bị hư hỏng vật lý, dẫn đến mất cân bằng nguồn cung. Tệ hơn điều này có nguy cơ phản ứng dây chuyền ngắt kết nối thiết bị và mất điện hệ thống.

*Vào năm 2022, do những thay đổi trong hoạt động của máy phát điện đồng bộ và sản lượng phát điện biến tần tăng cao, các dự báo thiếu hụt quán tính đã được công bố thêm ở hai khu vực của NEM, Queensland và Victoria, ngoài Nam Australia và Tasmania cũng đã ghi nhận sự thiếu hụt này<sup>23</sup>.*

### Đáp ứng tần số thứ cấp và dự phòng khẩn cấp

Một mình quán tính của hệ thống cho phép hệ thống điện điều chỉnh sự mất cân bằng tạm thời giữa nguồn phát và tải chỉ trong một khoảng thời gian ngắn (vài giây). Để đối phó với sự nhiễu động của tải điện trong các khoảng thời gian dài hơn, chẳng hạn như vài phút đến vài giờ, toàn bộ các máy phát điện phải tăng hoặc giảm sản lượng của nó.

Điều này đòi hỏi phải duy trì cả 'không gian dự phòng – head room' (năng lực vật lý) và điều tiết (năng lực vận hành, khả năng kiểm soát). Không gian dự phòng là sự chênh lệch giữa đầu ra hiện tại và đầu ra tối đa cho phép về mặt kỹ thuật của một máy phát nhất định. Đó là khả năng vật lý cho phép sản lượng máy phát điện tăng lên để phù hợp với sự gia tăng về nhu cầu điện năng. Ngoài ra cũng cần một số cơ chế cho phép máy phát điện làm được như vậy. Điều này có thể đạt được thông qua một hệ thống điều khiển tự động; hoặc thông qua hướng dẫn của nhà vận hành hệ thống điện đối với từng máy phát điện để tăng hoặc giảm sản lượng, một quyết định có thể có hoặc không phải là kết quả của quá trình đấu thầu và thanh toán bù trừ trên thị trường.

Tương tự, trong trường hợp đột ngột mất một máy phát điện hoặc đường truyền dẫn, việc phải nhanh chóng điều động một máy phát điện dự phòng khẩn cấp để bù đắp sự thiếu hụt trong nguồn cung cấp là hết sức cần thiết.

Thế hệ máy phát đồng bộ truyền thống chạy bằng năng lượng than, khí đốt, dầu hoặc thủy điện, thường có thể được điều tiết, nghĩa là đầu ra của nó có thể thay đổi lên hoặc xuống dựa theo nhu cầu hoặc đưa vào trực tuyến để bù đắp cho nguồn cung thiếu hụt trong trường hợp khẩn cấp. Ngược lại, các nguồn năng lượng tái tạo không phải lúc nào cũng có thể điều động được mà chỉ có sẵn theo từng đợt. Điều này đồng nghĩa, khi công suất phát điện của máy phát ngày càng phụ thuộc vào các nguồn tài nguyên tái tạo, thì cần phải có các phương pháp thay thế trong việc duy trì đủ công suất dự phòng (linh hoạt) một cách đáng tin cậy cho cả những biến động về tải rất thường xuyên xảy ra và cho các trường hợp khẩn cấp. Duy trì không gian dự phòng là biện pháp yêu cầu chi phí tương đối thấp đối với phát điện đồng bộ, vì nó tiết

<sup>23</sup> AEMO (2022), *Báo cáo quán tính năm 2022: Báo cáo về thị trường điện quốc gia*, [PDF], Truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023.



kiệm nhiên liệu sử dụng. Việc áp dụng “không gian dự phòng” với các nguồn năng lượng tái tạo thì rất dễ dàng, nhưng điều này dẫn đến việc phải cắt giảm năng lượng mà không tiết kiệm được chi phí nhiên liệu.

## Thay đổi năng lực hệ thống

Năng lực hệ thống tại một vị trí cụ thể trong lưới điện là khả năng cung cấp tín hiệu điện áp mạnh của hệ thống điện, đặc biệt trong các điều kiện sự cố.<sup>24</sup> Nếu năng lực hệ thống tại một vị trí mạng cụ thể thấp, thì một lỗi hoặc các nhiễu loạn khác có thể dẫn đến mất tín hiệu điện áp cần thiết, gây khó khăn cho một số máy phát duy trì đồng bộ hóa với hệ thống điện..

Một máy phát đồng bộ thường có khả năng cung cấp năng lực hệ thống cao hơn so với máy phát biến tần cùng hạng (về công suất đầu ra). Trong một số trường hợp, việc kết nối máy phát biến tần có thể làm giảm năng lực hệ thống tại một số vị trí trong mạng truyền tải hoặc tăng yêu cầu về năng lực hệ thống gần điểm kết nối của nó. Theo đó, khi càng nhiều máy phát điện biến tần thay thế máy phát đồng bộ, năng lực hệ thống trước đây có sẵn cấp từ các máy phát điện đồng bộ giờ sẽ cần được bù đắp bằng các cách khác.

*Việc thúc đẩy sử dụng các năng lượng dựa trên biến tần (IBR) và ngừng sử dụng các máy phát điện đồng bộ đang tạo ra nhu cầu về các giải pháp cho năng lực hệ thống...*

*Úc hiện đang lắp đặt IBR quy mô lớn nhanh chưa từng có tiền lệ và xu hướng này dự kiến sẽ gia tăng. ... Máy phát điện chạy than tiếp tục rút lui khỏi thị trường.*

*Trong khi năng lực cường độ hệ thống theo thông thường được cung cấp bởi các máy phát đồng bộ, các máy phát IBR lại cần bổ sung một lượng cường độ hệ thống để ngăn chặn các tác động bất lợi đối với hệ thống điện. Chính vì thế, cần phải lập kế hoạch cấp thiết để cung cấp năng lực hệ thống bổ sung tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình chuyển đổi hệ thống điện có một không hai này.<sup>25</sup>*

## Thay đổi về chu trình khôi phục hệ thống sau mất điện

Việc khôi phục hệ thống điện sau khi mất điện là một quy trình phối hợp từng bước liên quan đến việc kết nối lại từng máy phát riêng lẻ. Để khôi phục, nhiều máy phát điện lớn yêu cầu phải có sẵn nguồn điện để cung cấp năng lượng khởi động và tín hiệu điện áp dao động đáng tin cậy cần thiết để điều chỉnh tốc độ quay của chúng.

Các máy phát điện đồng bộ thường có khả năng cung cấp điện khởi động một cách đáng tin cậy và tín hiệu điện áp mạnh để các máy phát điện lớn hơn khác có thể được khôi phục. Các quy trình khởi động lại một đội máy phát điện đồng bộ cũng đã được nghiên cứu kỹ.

Tuy nhiên, các máy phát điện dựa trên biến tần thường không thể cung cấp nhiều năng lượng như các máy phát điện đồng bộ cùng hạng giúp các máy phát điện khác được phục hồi. Hơn nữa, tùy thuộc vào thiết kế điều khiển của

<sup>24</sup> AEMO (2020) Giải thích về cường độ hệ thống trong NEM [PDF], trang web AEMO, truy cập ngày 19 tháng 4 năm 2023.

<sup>25</sup> AEMO (2022) Báo cáo về cường độ hệ thống trong NEM [PDF], trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

chúng, nhiều máy phát biến tần ít có khả năng cung cấp tín hiệu điện áp dao động một cách ổn định và đủ mạnh để cho phép đồng bộ hóa. Vì thế, cần nghiên cứu kỹ hơn năng lực của năng lượng dựa trên biến tần trong khởi động hệ thống sau mất điện, để hỗ trợ việc khởi động lại hệ thống có thể trở nên dễ dàng hơn kể cả nếu có sự thay đổi về cơ cấu số lượng các loại máy trong tổ.

*Theo thời gian, số lượng các đơn vị phát điện đồng bộ lớn có khả năng khởi động lại dịch vụ phụ trợ (SRAS) có thể sẽ giảm khi các máy phát điện này ngừng hoạt động. Trong khi nhóm máy IBR hiện tại không thể cung cấp khả năng SRAS, vì vậy sẽ cần có các nguồn lực mới để đáp ứng các tiêu chuẩn khôi phục trong tương lai<sup>26</sup>.*

### B3 - Các giải pháp (Như thế nào): Cải thiện công nghệ của thiết bị cho ổn định lưới, độ tin cậy cung cấp điện và khả năng phục hồi

#### Dịch vụ lưới điện đối với các nguồn điện năng dựa trên biến tần

Để giải quyết vấn đề phát sinh do chuyển đổi số lượng lớn sang năng lượng dựa trên biến tần (IBR), các phương pháp điều khiển biến tần thay thế như bộ điều khiển tạo lưới (grid-forming inverters - GFMI) là hết sức cần thiết nhằm đạt được một lưới điện an toàn, ổn định và đáng tin cậy. Việc này yêu cầu bộ lưu trữ pin quy mô lớn, dự kiến sẽ đạt công suất 1,1 GW ở Australia vào năm 2022<sup>27</sup>. Việc phát triển các phương pháp này yêu cầu phát triển các chiến lược kiểm soát, kế hoạch bảo vệ và phương pháp mô hình hóa cho các lưới điện do IBR chi phối. Để đạt được mục tiêu này, Australia đang nghiên cứu các cải tiến hiệu suất của năng lượng dựa trên biến tần, là một phần trong nghiên cứu của Hiệp hội Chuyển đổi Hệ thống Điện Toàn cầu (Global Power System Transformation - G-PST), cụ thể trong các lĩnh vực sau<sup>28</sup>:

- ổn định tần số - Xác định các yêu cầu của tần số IBR cho lưới điện trong tương lai, đặc biệt là đối với các tình huống bất ngờ
- ổn định điện áp - Khảo sát khả năng phản kháng và yêu cầu điều khiển điện áp của IBR, đặc biệt là tương tác điều chỉnh điện áp tự động
- giảm thiểu tương tác và giảm dao động - Xác định nguồn và giải quyết tương tác bất lợi giữa các IBR tổng hợp, đặc biệt là dao động trong các lưới có IBR chi phối
- an toàn và độ tin cậy - Đề xuất các phương pháp giảm thiểu tác động, chẳng hạn như tăng cường cơ chế phản ứng của IBR, đối với các tác động bất lợi của IBR trong việc kiểm soát và bảo vệ trong lưới điện,
- các phương pháp điều khiển IBR tiên tiến – đặc biệt đối với các bộ biến tần tạo lưới và bao gồm quán tính “ảo”

<sup>26</sup> AEMO (2021), *Ứng dụng Bộ biến tần quy mô lưới tiên tiến trong NEM*, [PDF] truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023.

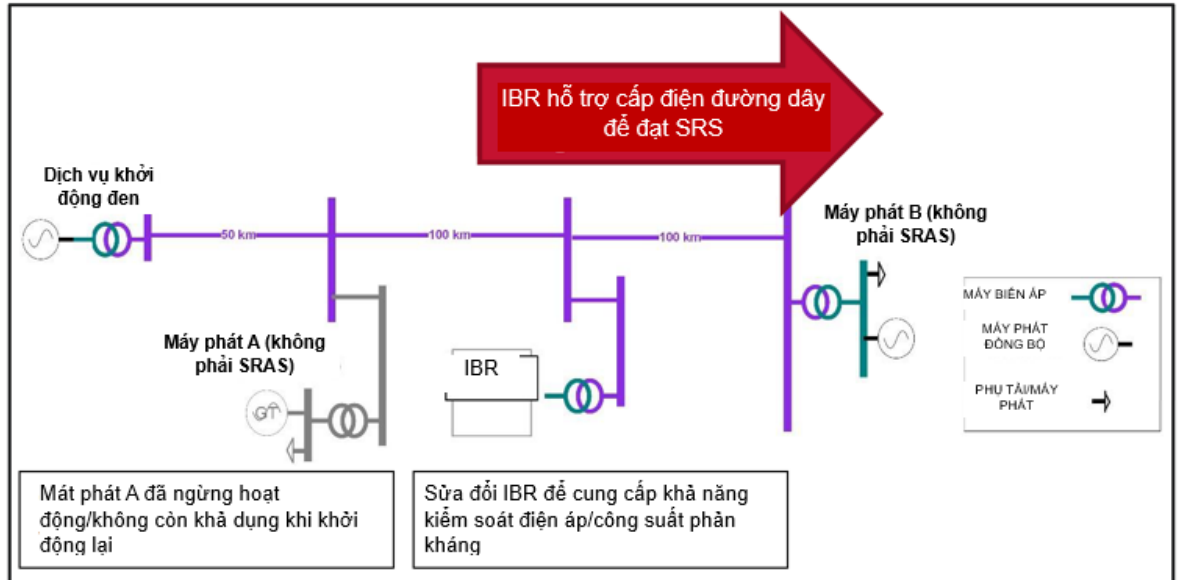
<sup>27</sup> Australian Financial Review, *Dung lượng pin của Australia sẽ tăng gấp đôi trong vòng vài tháng*, Trang web AFR, Truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023.

<sup>28</sup> CSIRO (2023), *Lộ trình Nghiên cứu Chuyển đổi Hệ thống Điện Toàn cầu (G-PST) của Australia*, Trang web CSIRO, Truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023.

## Khôi phục lưới sử dụng các nguồn năng lượng dựa trên biển tần

**Hình 3** | Ví dụ sử dụng Năng lượng biển tần để hỗ trợ khởi động lại

Nguồn: Hình 2 của AEMO (2020), [hệ thống hướng dẫn SRAS khởi động lại các dịch vụ phụ trợ](#)



Hệ thống năng lượng truyền thống của Australia để khởi động hệ thống sau mất điện, chủ yếu từ tua-bin chạy bằng than và khí đốt, đang xuống cấp và đối mặt với việc ngừng hoạt động trong những thập kỷ tới và phần lớn sẽ được thay thế bằng mô hình năng lượng phân tán (DER). Một lưới điện có lượng DER cao đi kèm với lượng IBR cao, vì thế cần triển khai các hệ thống và quy trình mới phải để đảm bảo tính các quy trình và năng lực hiệu quả và sẵn sàng nếu cần khởi động lại. G-PST Consortium<sup>29</sup> của Australia đang tìm hiểu:

- IBR hỗ trợ khôi phục trong các dịch vụ khởi động hệ thống
- Đánh giá tác động của các phương pháp khôi phục hệ thống khác nhau đối với các hệ thống bảo vệ và kiểm soát lưới
- Thiết lập và mở rộng các công cụ và kỹ thuật mới và hiện có để phát triển các mô hình mô phỏng trên diện rộng nhằm kiểm tra và đánh giá các quy trình khởi động hiện có
- Phát triển các yêu cầu kỹ thuật và quy định từ các yêu cầu khôi phục cụ thể đến các yêu cầu lập kế hoạch dài hạn
- Xem xét việc khôi phục hệ thống điện đầu cuối để tối ưu hóa việc sử dụng IBR và quản lý lượng DER ngày càng tăng

### Giải pháp truyền thống: điều khiển máy phát tự động, máy bù đồng bộ

Một số công nghệ hiện có có thể giảm thiểu ảnh hưởng của việc tăng tỷ lệ máy phát điện biển tần cung cấp cho hệ thống điện. Ví dụ, máy bù và bán

<sup>29</sup> Trang web của Hiệp hội Chuyển đổi Hệ thống Điện Toàn cầu (G-PST), truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

đà đồng bộ là một giải pháp chi phí thấp cho quán tính quay và cũng có thể cung cấp cho mạng truyền tải cường độ hệ thống bổ sung.

Độ ổn định tần số có thể được tăng cường bằng cách sử dụng các bộ điều khiển máy phát tự động, giúp nhà máy nhiệt điện phản ứng và điều chỉnh phù hợp với các thay đổi tần số và đầu ra.

Nhiệt điện khí và thủy điện chu trình mở – bao gồm thủy điện được bơm ngoài sông – là những lựa chọn với chi phí tương đối thấp để cung cấp nguồn điện linh hoạt có thể bù đắp cho những biến động ngắn hạn và cũng có thể góp phần cung cấp quán tính (tần số sơ cấp) và dự phòng khẩn cấp.

Đối với độ tin cậy về năng lượng, có thể cân nhắc cả việc thay đổi về tải, cụ thể khách hàng giảm (hoặc thậm chí có thể tăng) mức tiêu thụ của họ để hỗ trợ cân bằng nguồn cung sẵn có. Giải pháp này cũng có thể sử dụng để dự phòng khẩn cấp.

#### B4 - Nhìn lại về kinh nghiệm của Australia: các thiết bị duy trì ổn định lưới điện, độ tin cậy cung cấp điện và hồi phục sự cố

Cho đến nay, cách giải quyết của Australia đối với triển vọng suy giảm quán tính và nguồn phát điện linh hoạt từ máy phát điện đồng bộ là sự kết hợp giữa các giải pháp truyền thống với những thay đổi thể chế cho phép sự tham gia của nhiều loại công nghệ hơn.

Đối với cường độ năng lực và quán tính hệ thống:

- Hệ thống pin 100 MW (80 phút lưu trữ) đã được lắp đặt vào năm 2017 tại Hornsdale, Nam Australia. Pin này được lắp đặt để cung cấp sự ổn định cho lưới điện Nam Australia, hỗ trợ “củng cố” việc sử dụng năng lượng tái tạo và giảm khả năng xảy ra các sự kiện giảm tải. Hệ thống này được mở rộng vào năm 2020 (thêm 50MW), hiện được trang bị tính năng “Máy chủ ảo” (Virtual Machine) của Tesla có thể đáp ứng nhanh các thay đổi về tần số<sup>30</sup> bằng cách mô phỏng hầu như các quán tính cơ học<sup>31</sup>, giống như cách “công nghệ đã thay thế các bánh răng trong sản xuất đồng hồ kỹ thuật số”<sup>32</sup> vậy.
- Một hệ thống pin 50 MW đã được lắp đặt vào tháng 1 năm 2022 tại Wallgrove, NSW, đang trải qua quá trình “quán tính tổng hợp” và các thử nghiệm khác về khả năng hình thành lưới điện nhằm đảm bảo an ninh tần số lưới điện cho khu vực Sydney rộng lớn hơn.<sup>33</sup> Loại pin này sử dụng cùng một công nghệ “Máy chủ ảo” của Tesla được sử dụng trong pin Hornsdale nhưng áp dụng trực tiếp để đáp ứng nhu cầu của thành phố.
- Các thiết bị bù đồng bộ đã được lắp đặt ở Nam Australia vào năm 2021 để hỗ trợ năng lực hệ thống<sup>34</sup>

<sup>30</sup> Aurecon (2021), [Tăng cường cường độ, độ tin cậy cho lưới điện của Nam Australia](#), truy cập ngày 20 tháng 4 năm 2023.

<sup>31</sup> TESLA (2023), [Phần mềm năng lượng Tesla](#), truy cập ngày 5 tháng 5 năm 2023

<sup>32</sup> Transgrid (2023), [Lưới pin ở Wallgrove](#), truy cập ngày 1 tháng 5 năm 2023

<sup>33</sup> Transgrid (2023), [Lưới pin ở Wallgrove](#), truy cập ngày 1 tháng 5 năm 2023

<sup>34</sup> ElectraNet (2021), [Tăng cường cường độ, độ tin cậy cho lưới điện của Nam Australia](#), truy cập ngày 20 tháng 4 năm 2023.

- Việc đáp ứng tần số sơ cấp bằng máy phát điện đồng bộ trở thành bắt buộc vào năm 2021<sup>35</sup>. Là Một phần của “Kế hoạch kiểm soát tần số” rộng hơn, các quy tắc yêu cầu tất cả các máy phát điện theo lịch trình đầy đủ hoặc lịch trình một phần phải tự động phản ứng với những thay đổi nhỏ về tần số tăng/giảm 50Hz.
- Dự án siêu pin Victoria được đưa vào vận hành vào tháng 12 năm 2021. Giải pháp Lưu trữ Năng lượng Pin 450MWh (BESS) lưu trữ đủ năng lượng để cung cấp điện cho hàng triệu ngôi nhà ở Victoria trong vòng 30 phút. Điều này cung cấp khả năng bảo vệ khi mất điện thông qua việc “củng cố” giá năng lượng tái tạo rẻ.<sup>36</sup>
- Vào năm 2021, các dịch vụ hỗ trợ tần số (Dịch vụ hỗ trợ kiểm soát tần số), vốn đã có trên thị trường ở các thang thời gian 300, 60 và 6 giây, đã thêm 'đáp ứng tần số nhanh' mới ở thang thời gian 1 giây.<sup>37</sup>

Các tiêu chuẩn hiệu suất cho các năng lượng biến tần quy mô lớn gần đây đã được thắt chặt:

- Nhà điều hành thị trường năng lượng Australia đang phát triển một báo cáo về tiềm năng đóng góp của lưới biến tần tạo lưới để duy trì ổn định điện áp<sup>38</sup>
- Quy tắc về yêu cầu tối thiểu đối với việc cung cấp điện phản kháng hỗ trợ điện áp trong điều kiện sự cố bằng năng lượng biến tần quy mô lớn<sup>39</sup>
- Các thay đổi tiếp theo của “Sửa đổi hệ thống điện quốc gia” sẽ bắt đầu vào ngày 3 tháng 6 năm 2024. Các thay đổi sẽ thắt chặt các điều kiện vận hành/lỗi, cải thiện hiệu quả kết nối lưới nhưng ngược lại cho phép các OEM linh hoạt hơn trong việc thiết kế phản hồi đối với các kiểu lỗi phức tạp

Tuy nhiên, vẫn cần được nghiên cứu thêm ảnh hưởng của máy phát dựa vào biến tần đến khả năng cân bằng cung và cầu của các nhà máy điện ở mọi quy mô thời gian, bao gồm trong các tình huống dự phòng và khẩn cấp đồng thời khôi phục hoạt động phát điện trong trường hợp mất điện hệ thống.<sup>40,41</sup>

Nhiều bước tiến lớn đã đạt được trong vòng 10 năm qua, với việc triển khai thành công công nghệ quán tính ảo/pin hiệu suất cao, và trong một vài trường hợp, công nghệ này đã cung cấp một nửa trạng thái quán tính cần thiết cho Nam Australia. Thành tựu này đóng vai trò quan trọng, và có thể cung cấp một lộ trình cho các tiểu bang, vùng lãnh thổ và quốc gia khác nơi theo trong tương lai.

<sup>35</sup> Ủy ban Thị trường Năng lượng Australia (AEMC) (2020), Đáp ứng tần số chính bắt buộc, truy cập ngày 20 tháng 4 năm 2023.

<sup>36</sup> Hệ thống pin lớn, *Pin của chúng ta*, truy cập ngày 2 tháng 5 năm 2023.

<sup>37</sup> AEMC (2021), Dịch vụ phụ trợ thị trường đáp ứng tần số nhanh, truy cập ngày 20 tháng 4 năm 2023.

<sup>38</sup> AEMO (2021), *Ứng dụng Biến tần quy mô lưới tiên tiến trong NEM*, [PDF] truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023

<sup>39</sup> AEMC (2023), *Sửa đổi điện lực quốc gia (Tiêu chuẩn truy cập dòng điện phản kháng hiệu quả cho năng lượng biến tần) Quy tắc 2023*, [PDF], truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023

<sup>40</sup> AEMO (2021), Ứng dụng bộ biến tần quy mô lưới tiên tiến tại NEM [PDF], truy cập ngày 20 tháng 4 năm 2023.

<sup>41</sup> Theo hướng dẫn AEMO hiện tại, các tài nguyên biến tần được phép cung cấp các dịch vụ phụ trợ khởi động lại hệ thống. AEMO (2020), hệ thống hướng dẫn SRAS khởi động lại các dịch vụ phụ trợ [PDF], Hình 2, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

## B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam

Trước đây, cơ cấu điện của Việt Nam chủ yếu là nhiệt điện than và thủy điện đáp ứng đủ quán tính đảm bảo sự ổn định của lưới điện; trong khi thủy điện, nhiệt điện chạy dầu và chạy khí cung cấp sản lượng có thể được điều tiết đáp ứng sự thay đổi linh hoạt về nhu cầu. Tuy nhiên, kể từ ban hành Biểu giá mua điện ưu đãi cho điện mặt trời, điện mặt trời áp mái và điện gió trên bờ từ năm 2020, sản lượng điện năng lượng tái tạo được kết nối với lưới điện Việt Nam diễn ra với tốc độ tăng trưởng hàng đầu thế giới. Năm 2019, chỉ có 5,7 GW điện mặt trời, gió và điện mặt trời áp mái được hòa lưới, đến cuối năm 2021 đã có 7,8 GW điện mặt trời áp mái, 8,9 GW điện mặt trời và 4,2 GW điện gió trên bờ đã được bổ sung vào hệ thống, chiếm tỷ trọng 27% công suất lắp đặt hệ thống và 8% tổng công suất phát điện<sup>42</sup>. Việc áp dụng biểu giá điện mặt trời và gió đã được dừng lần lượt vào tháng 12/2020 và tháng 11/2021, kể từ đó không có thêm dự án năng lượng tái tạo nào được bổ sung thêm vào hệ thống. Trên thực tế, có 84 dự án điện mặt trời và gió (được gọi là 'dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp') đang trong quá trình phát triển nhưng không đáp ứng thời hạn áp dụng biểu giá mua điện ưu đãi, tương ứng với 4,7 GW công suất chưa sử dụng đang chờ kết nối với lưới điện.

Việc tạm dừng triển khai công suất VRE bổ sung kể từ cuối năm 2021 một phần là do vấn đề tắc nghẽn lưới điện đang diễn ra nghiêm trọng ở khu vực Nam Trung Bộ, nhưng chủ yếu là do các vấn đề về độ ổn định và độ tin cậy cung cấp điện trên toàn lưới điện – các yếu tố sẽ bị tác động với tỷ lệ thâm nhập cao hơn của VRE – và Việt Nam cũng chưa có kinh nghiệm và giải pháp. Do đó, những vấn đề này là những rào cản chính hiện đang cản trở sự thâm nhập cao hơn của năng lượng tái tạo vào lưới điện.

Dưới góc độ kinh nghiệm của Australia với những vấn đề tương tự, lưới điện của Việt Nam cần thêm nguồn cung cấp năng lượng không phát thải và có thể điều tiết. Australia đã sử dụng cả thủy điện tích năng và pin tích trữ năng lượng để duy trì sự ổn định của lưới điện và độ tin cậy của năng lượng. Việt Nam có tiềm năng lớn cho cả hai giải pháp này, tuy nhiên những công nghệ này hoạt động khác với nhiệt điện than và thủy điện - vốn là những giải pháp trong quá khứ. Do đó, bốn khuyến nghị được đưa ra để giải phóng nguồn điện không phát thải và có thể được điều tiết đối với Việt Nam.

- 1. Thay đổi chiến lược quy hoạch công suất phát điện mới:** trước đây, cách tiếp cận quy hoạch của Việt Nam, được xác định trong Quy hoạch Phát triển Điện lực (PDP), thường bắt đầu bằng việc dự báo nhu cầu điện trong tương lai, sau đó xác định công suất phủ tải nền và phủ tải đỉnh cần thiết để đáp ứng nhu cầu này. Cách tiếp cận này đã phần nào thành công<sup>43</sup> trước khi có năng lượng tái tạo và chiến lược phát triển điện của Việt Nam dựa vào nhiên liệu hóa thạch cho phủ tải nền và thủy điện cho công suất đỉnh. Để tiếp tục khai phá tiềm năng của năng lượng tái tạo, Việt Nam cần một định hướng chiến lược mới cho quy hoạch điện, trong đó tối đa hóa việc triển khai các nguồn năng lượng tái tạo dựa theo chi phí (base-cost) và sau đó bổ sung có mục tiêu vào số

<sup>42</sup> Không bao gồm năng lượng tiêu thụ cho RTS

<sup>43</sup> Cần lưu ý rằng ngay cả trong giai đoạn 2010 – 2018, trước khi VRE ra đời trong lưới điện Việt Nam, đã có những vấn đề nghiêm trọng đối với quy hoạch phát triển điện lực chủ yếu do tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện nhanh chóng đòi hỏi mức đầu tư chưa từng có dẫn đến hậu quả là trong sự chậm trễ hoa hồng và các vấn đề về độ tin cậy cung cấp điện.

lượng lớn nguồn năng lượng tái tạo này các nguồn điện linh hoạt/có thể điều tiết.

2. **Tăng tốc triển khai giải pháp tích trữ năng lượng quy mô lớn (pin tích trữ và thủy điện tích năng):** Australia đã sử dụng pin quy mô thương mại (ví dụ: Hornsdale) và thủy điện tích năng trữ được bơm (ví dụ: Snowy 2.0) để cung cấp các nguồn năng lượng linh hoạt cho Thị trường điện quốc gia của Australia. Cả hai công nghệ này đều có tiềm năng lớn tại Việt Nam. Dự án thủy điện tích năng Bắc Ái là dự án thủy điện tích năng đầu tiên và duy nhất hiện nay của Việt Nam.
  - Để đảm bảo độ tin cậy về năng lượng, Việt Nam nên đẩy nhanh việc triển khai thủy điện tích năng và đảm bảo rằng các hợp đồng mua bán điện phản ánh đặc điểm sử dụng tương thích với các nguồn năng lượng tái tạo. Chiến lược nhân rộng quy mô triển khai thủy điện tích năng ở mức GigaWatt nên được phát triển và tích hợp vào quy trình lập quy hoạch điện.
  - Đối với sự ổn định của lưới điện, tích trữ bằng pin quy mô thương mại là một lựa chọn tốt để quản lý sự dao động trong thời gian ngắn, đồng thời cung cấp các giải pháp cục bộ cho tình trạng tắc nghẽn lưới điện. Việt Nam nên xem xét việc triển khai một số trang trại pin tích trữ quy mô lớn ở miền Nam, trước tiên để cân bằng sự dao động của các dự án năng lượng mặt trời và gió hiện có và các dự án chuyển tiếp, sau đó nhằm tối ưu việc triển khai các nguồn năng lượng tái tạo trong tương lai ở miền Nam. Ở những vị trí mà mật độ IBR dẫn đến sự thiếu hụt cường độ hệ thống hoặc khi có thể xảy ra sự thiếu hụt quán tính, thiết bị ngưng tụ đồng bộ có thể cung cấp giải pháp chi phí thấp hơn.
3. **Đẩy mạnh và mở rộng cải cách thị trường:** Công nghệ cung cấp điện có thể điều tiết ở Việt Nam đã có sẵn và đã được chứng minh (xem các phần trên), tuy nhiên, kinh nghiệm của Australia cho thấy rằng việc triển khai thực tế phụ thuộc vào sự sẵn có của một thị trường mở và công bằng. Trước hết và quan trọng nhất, Việt Nam cần đẩy nhanh việc đưa vào vận hành thị trường bán buôn điện bao gồm cả việc cho phép xác định giá cho công suất phát điện mới. Như đã lưu ý trong phần về phát điện FE-V, xác định giá là thuộc tính nền tảng trong hệ thống điện của Australia và đã mang lại kết quả là toàn bộ nguồn phát điện mới đều là năng lượng tái tạo. Cho phép việc xác định giá sẽ cho phép Việt Nam tối đa hóa việc bổ sung công suất năng lượng tái tạo 'căn cứ theo chi phí' (nghĩa là rẻ nhất).

Để khai phóng tiềm năng các nguồn năng lượng có thể được điều tiết, các thị trường bổ sung cũng nên được thêm vào hệ thống của Việt Nam. Ở Australia, những hỗ trợ tài chính cho sự cung cấp các dịch vụ phụ trợ và kiểm soát tần số (FCAS) rất cần thiết cho pin tích trữ quy mô thương mại, với định giá được kích hoạt bởi thị trường FCAS thời gian thực. Việc áp dụng các khoản thanh toán tài chính cho các dịch vụ như vậy ở Việt Nam, dù theo thị trường thời gian thực, thanh toán theo công suất hoặc các cơ chế khác, sẽ thay đổi thuộc tính kinh tế của các nguồn điện có thể được điều tiết và có thể cung cấp các giải pháp nhanh chóng để ổn định lưới điện.

4. **Chuyển đổi mục đích các thủy điện hiện có:** Việt Nam có một loạt dự án thủy điện quy mô, đã vận hành lâu dài với tổng công suất 22 GW; trong đó 59 % thuộc sở hữu của các Doanh nghiệp Nhà nước. Trong hai thập kỷ qua, vai trò của thủy điện đã chuyển từ chủ yếu là chạy tải nền sang phủ đỉnh để hỗ trợ cho nguồn cung từ nhiên liệu hóa thạch. Sự thay đổi này phù hợp với thủy điện khi khí hậu mùa của Việt Nam ảnh hưởng đến độ tin cậy của thủy điện với vai trò là nguồn phụ tải nền trong mùa khô nhưng lại hữu ích cho phủ đỉnh, đặc biệt là nguồn cung có thể điều tiết để hỗ trợ cho các nguồn năng lượng tái tạo. Việt Nam nên cân nhắc chuyển đổi mục đích của một số dự án thủy điện ở miền Trung để đảm bảo độ tin cậy về năng lượng cho các dự án năng lượng tái tạo hiện tại và chuyển tiếp.

Mặc dù PDP8 không đề cập rõ ràng đến quán tính và cường độ hệ thống, nhưng các biện pháp an ninh hệ thống điện này có thể hạn chế công suất tiềm năng cho điện gió và điện mặt trời khi duy trì sự ổn định của lưới điện. Điều này có nhiều khả năng xảy ra sau năm 2030, vì việc mở rộng công suất theo kế hoạch đối với điện gió cho đến thời điểm đó được hỗ trợ bởi công suất phát điện LNG trong nước và nhập khẩu. Tuy nhiên, việc giám sát các khía cạnh này của hệ thống điện Việt Nam sẽ ngày càng trở nên quan trọng vì tỷ lệ phát điện IBR tức thời tăng theo thời gian. Cũng nên xem xét trước khả năng nâng cấp của bộ điều khiển biến tần, với chi phí hợp lý, để đáp ứng các tiêu chuẩn mới về hiệu suất kỹ thuật như kiểm soát lỗi và hỗ trợ tần số.

## Vấn đề 2 - Năng lực của Cơ quan vận hành hệ thống điện để duy trì sự ổn định của lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện

### B1 - Bối cảnh của Vấn đề (Điều gì): Thay đổi khả năng cung cấp dịch vụ lưới điện của các thiết bị công nghệ điện

Như đã nói ở trên, cơ cấu sản lượng điện trên toàn cầu cũng như ở Australia đang thay đổi đáng kể từ việc bị chi phối bởi các máy phát điện đồng bộ, vốn có thể điều tiết bằng quá trình đốt cháy nhiên liệu hóa thạch có lượng phát thải khí thải nhà kính cao, sang trở nên phụ thuộc nhiều hơn vào năng lượng tái tạo có tính biến thiên nhưng phát thải thấp dựa trên biến tần như gió và mặt trời. Quá trình chuyển đổi này còn được đẩy mạnh hơn bởi việc chi phí phát điện tái tạo giảm và tham vọng giảm phát thải khí nhà kính. Các trang trại năng lượng mặt trời và gió riêng lẻ thường tạo ra lượng điện nhỏ hơn so với các máy phát điện từ nhiên liệu hóa thạch, do đó cần phải có số lượng lớn hơn các trang trại này để đáp ứng cùng một lượng nhu cầu. Ngoài những thách thức đối với sự ổn định của lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện, số lượng lớn hơn các nhà máy phát điện có thể khiến công việc các nhà vận hành hệ thống điện trở nên phức tạp hơn. Họ phải xem xét không chỉ độ biến thiên của các nguồn cung năng lượng, quản lý ổn định của lưới điện bằng các nguồn bằng biến tần, mà còn cả số lượng máy phát điện lớn hơn.



## B2 - Yêu cầu chiến lược (như thế nào): các quyết định điều tiết của nhà điều hành hệ thống trở nên phức tạp hơn

### Tắc nghẽn và cắt giảm công suất phát

Việc lựa chọn máy phát điện nào cung cấp và cung cấp bao nhiêu cho lưới tại các thời điểm nào để đáp ứng nhu cầu điện ở nơi có phụ tải, sẽ quyết định dòng điện qua mạng truyền tải. Các dòng công suất này phải nằm trong khung vận hành kỹ thuật của các máy phát điện và phải nằm trong khả năng của lưới truyền tải. Tổng tổn thất năng lượng do điện trở hay trong quá trình truyền dẫn của mạng cũng được xác định bởi trào lưu công suất.

Đơn vị vận hành hệ thống điện nói chung sẽ chọn máy phát nào sẽ chủ động cung cấp điện và mỗi máy sẽ cung cấp bao nhiêu, nhằm đạt được cân bằng giữa tổn thất điện năng thấp trong lưới truyền tải và phát điện với chi phí thấp. Tuy nhiên, nếu lưới truyền tải không đủ sản lượng, có thể dẫn đến tổn thất cao tại một số lưới truyền tải hoặc có thể đạt đến giới hạn khả năng truyền tải của chúng. Điều này khiến người vận hành hệ thống không thể đánh cược vào giải pháp điều phối năng lượng với chi phí thấp. Trong những trường hợp như vậy, lưới truyền tải có thể được coi là bị tắc nghẽn và việc sản lượng điện được phát ở có chi phí thấp hơn không được điều động có thể được coi là sự cắt giảm so với lưới không bị tắc nghẽn.

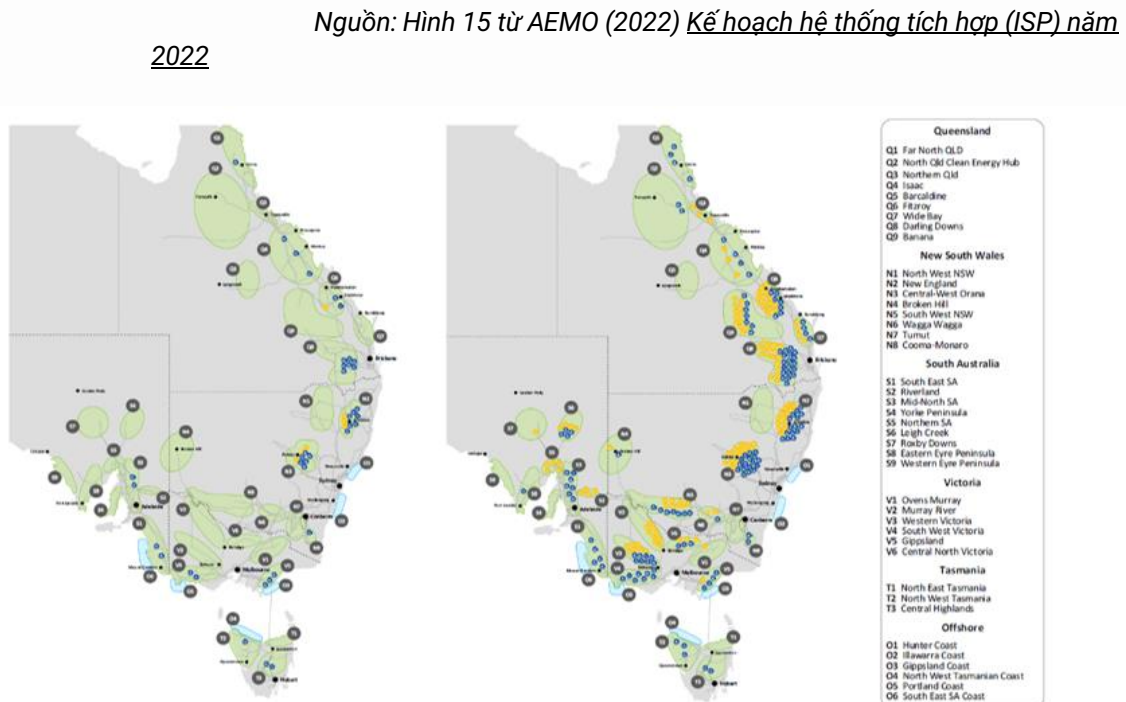
Việc ngày càng nhiều các nhà máy năng lượng tái tạo được phân bố trên vùng địa lý rộng hơn (ví dụ: từ các Vùng năng lượng tái tạo (Renewable Energy Zones - REZ) trải dài trên các khu vực<sup>44</sup>) làm gia tăng khả năng về tắc nghẽn lưới điện và tổn thất điện năng.<sup>45</sup> Nếu năng lượng tái tạo không đủ hoặc công suất lưới không đủ để chuyển tải điện từ các vùng năng lượng tái tạo đến nơi cần thiết, điều này sẽ ảnh hưởng xấu đến việc tin cậy trong cung cấp điện.<sup>46</sup>

<sup>44</sup> AEMO (2022) Phụ lục 3. Vùng năng lượng tái tạo [PDF], trang web AEMO, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

<sup>45</sup> AEMO (2021) Q&A: Kết nối với lưới truyền tải Tây Victoria [PDF], trang web AEMO, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

<sup>46</sup> Sorensen, J (2023) Cắt giảm do tắc nghẽn: tình trạng hoạt động ra sao?, Trang web Chương trình tích hợp lưới và lưu trữ pin, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

**Hình 4** | Phát triển quy mô REZ trong kịch bản thay đổi tăng bước (Step Change) - 2019-30 (trái) và 2049-50 (phải)



AEMO đã cập nhật ranh giới REZ cho N5 phù hợp với khu vực địa lý của SWNSW REZ trong Phụ lục 1 của dự thảo tuyên bố REZ, được đăng tải tại <http://www.energy.nsw.gov.au/sites/default/files/2022-03/Draft%20South-West%20REZ%20Declaration.pdf>. AEMO sẽ cập nhật tất cả các thông số liên quan trong ISP 2024. EnergyCo đang trong giai đoạn đầu lập kế hoạch cho hai REZ mới ở các vùng Hunter-Central Coast và Illawarra của New South Wales, như được quy định trong Đạo luật Hạ tầng Điện lực New South Wales 2020. Các REZ này không được hiển thị vì vị trí địa lý chưa được xác định.

## An ninh vận hành

An ninh hệ thống điện được duy trì bằng cách đảm bảo hoạt động của các máy phát điện cung cấp điện cho mạng luôn ở mức mà bất kỳ sự xáo trộn nào của hệ thống điện do một tình huống phát sinh nào gây ra cũng sẽ không dẫn đến sự tổn hại việc bảo vệ thiết bị, vì điều này có thể gây nguy cơ lỗi kết nối theo tầng<sup>47</sup>. Các tình huống phát sinh<sup>48</sup> này bao gồm việc ngắt kết nối ngoài kế hoạch của một máy phát điện lớn, tải hoặc liên kết truyền tải hoặc một sự cố điện nào đó dẫn đến một thay đổi đáng kể đột ngột của dòng điện đến vị trí sự cố.<sup>49</sup>

Phản ứng của hệ thống điện đối với tình huống phát sinh tại bất kỳ thời điểm nào tùy thuộc vào máy phát điện nào đang vận hành, điểm đặt công suất đầu ra và cài đặt điều khiển đầu ra của chúng, đường truyền dẫn nào đang hoạt động và đặc tính động lực học của các phụ tải được phục vụ. Người vận hành hệ thống thường có đủ thẩm quyền để xác định máy phát điện chính nào đang hoạt động, điểm đặt công suất của chúng và hoạt động của mạng truyền tải, nhưng không có nhiều thẩm quyền trong việc kiểm soát phụ tải.

Để duy trì an ninh hệ thống, người vận hành hệ thống chọn điểm đặt công suất của các máy phát chính và mạng truyền tải sao cho đủ năng lượng được tạo ra để đáp ứng nhu cầu và vận chuyển đến khách hàng qua mạng truyền tải trong khả năng của các máy phát và mạng truyền tải, và do đó, đầu ra thường khá ổn định và không quá khác biệt với điểm đặt. Điểm đặt

<sup>47</sup> Ví dụ như đợt mất điện ở Nam Australia, tham khảo thêm tài liệu bàn luận về lưới điện.

<sup>48</sup> AER (2018), *Báo cáo tuần thủ sự kiện hệ thống đen*, [PDF], truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>49</sup> AEMO Rối loạn hệ thống điện, trang web AEMO, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

vận hành hệ thống cũng được chọn để đảm bảo rằng điểm đặt này vẫn có thể được duy trì nếu có tình huống phát sinh. Ngoài ra, sau một tình huống phát sinh, điểm đặt vận hành hệ thống điện có thể không thể đáp ứng một tình huống phát sinh nào khác có thể xảy ra nên người vận hành hệ thống thường sẽ phải chọn lại một điểm đặt vận hành ổn định thay thế khác.

Việc lựa chọn một điểm đặt vận hành hệ thống điện an toàn phù hợp cũng có những tác động về mặt kinh tế (nghĩa là không yêu cầu điều động nguồn phát điện đắt tiền hơn mức cần thiết), và là một phép tính phức tạp phải được hoàn thành đủ nhanh để giải quyết nhu cầu (và tính sẵn có của năng lượng tái tạo) thay đổi liên tục.

Cách máy phát điện đồng bộ đảm bảo các điều kiện vận hành hệ thống điện cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp khi việc phát điện đã được nghiên cứu tương đối rõ. Ngược lại, các máy phát biến tần có các đặc tính phản ứng nhiều khác nhau mà hiện nay chưa được hiểu rõ. Ngoài ra, do các nguồn năng lượng gió và mặt trời không liên tục nên việc sản lượng dựa vào các loại năng lượng này không thể điều động theo ý muốn chủ động. Và nếu số lượng máy phát điện quy mô lớn tăng lên, vì (hiện nay) các nhà máy điện tái tạo thường có công suất nhỏ hơn so với nhà máy điện nhiên liệu hóa thạch lớn, thì việc tính toán lựa chọn sẽ trở nên phức tạp hơn. Các yếu tố này làm tăng tính cấp thiết trong việc hiểu rõ ảnh hưởng tới an toàn của IBR và cải tiến các phương pháp tính toán điểm vận hành phù hợp cho hệ thống điện.

### B3 - Các giải pháp (Như thế nào): Nâng cao năng lực vận hành hệ thống điện nhằm duy trì ổn định lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện

#### Cải thiện công tác đánh giá ổn định lưới điện

Để giải quyết các vấn đề về ổn định lưới điện do số lượng máy IBR tăng lên trong hệ thống, chúng ta cần phát triển các công cụ phân tích giúp đánh giá hoạt động của hệ thống điện. Các công cụ này phải nắm bắt được các tương tác và tác động có hại và có lợi của các thuật toán điều khiển IBR tới tính ổn định và hiệu suất của hệ thống điện, đồng thời phải đánh giá biên độ ổn định, vốn là một thách thức đối với các công cụ phân tích miền thời gian.

Nhà điều hành cũng sẽ yêu cầu các công cụ và phương pháp hỗ trợ ra quyết định và quản lý an ninh hệ thống điện theo thời gian thực. Các công cụ hiện có đều dựa trên quan sát của máy phát đồng bộ, do đó sẽ cần yêu cầu đánh giá lại. Điều này sẽ yêu cầu các quy trình nhanh hơn và các phương pháp mới để xác định các vấn đề mới nổi do chuyển đổi hệ thống điện gây ra.

Các quy trình quan trọng nhất đã được xác định cần phát triển để giải quyết những vấn đề này ở Australia bao gồm:

- Đánh giá biên độ ổn định: công cụ đánh giá biên độ ổn định phi tuyến tính sử dụng mô hình hộp đen và đánh giá độ ổn định tại nhiều điểm vận hành
- Các phương pháp sàng lọc độ ổn định tín hiệu nhỏ: quy trình sử dụng các phương pháp trở kháng để sàng lọc độ ổn định và kỹ thuật phân tích tuyến tính với các mô hình IBR hộp đen.

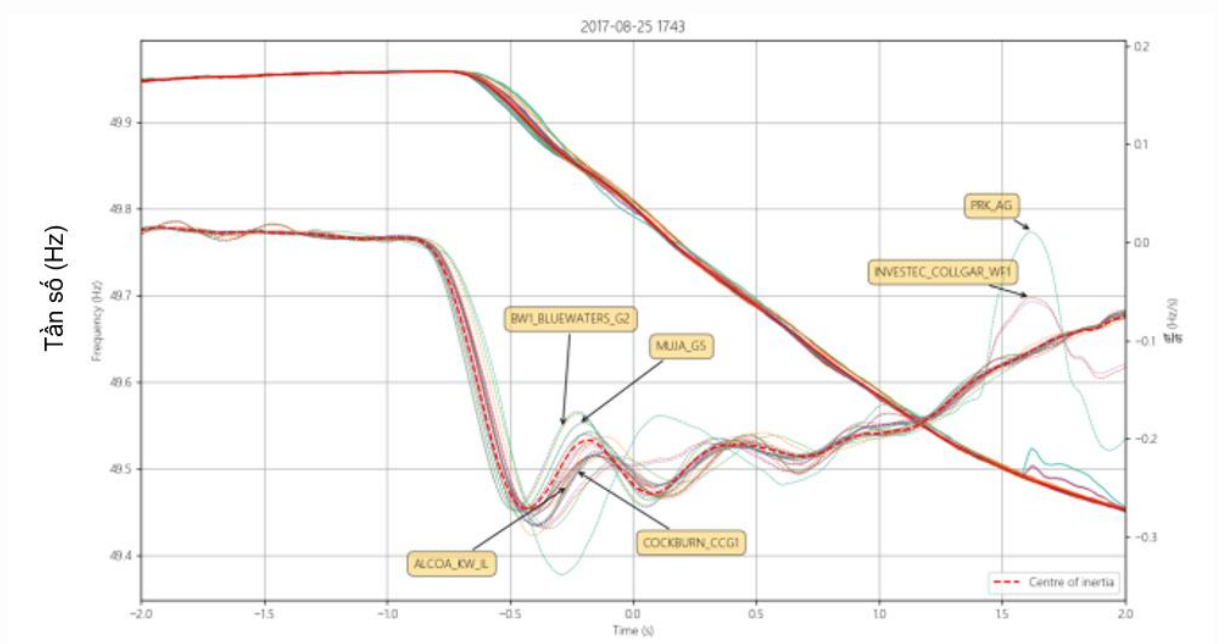
- Ranh giới ổn định điện áp: các công cụ để xác định ranh giới mới giữa vùng nguồn và vùng thu, đồng thời nhận biết ranh giới ổn định điện áp và áp dụng ranh giới này cho việc điều hành của hệ thống.
- Kiểm soát điện áp và phục hồi sự cố: xem lại cách nhìn nhận tải và IBR trong các công cụ kiểm soát điện áp và công suất phản kháng, và các công cụ hỗ trợ người vận hành giảm thiểu quá điện áp do tăng đầu ra IBR.

Công việc trong lĩnh vực này thường bắt đầu với việc chạy các phương pháp phân tích các đặc điểm của từng IBR để có thể đánh giá hiệu suất ổn định tổng thể của chúng khi tương tác với nhau trên lưới truyền tải nhanh hơn.<sup>50</sup> Giải pháp thay thế là chạy nhiều mô phỏng có độ phân giải (thời gian) cao, cường độ tính toán cao, sẽ tốn nhiều thời gian và chậm chạp.

### Cải thiện phối hợp giữa các dịch vụ lưới

**Hình 5** | Ví dụ về đáp ứng tần số sau một sự kiện phát sinh trong SWIS

Nguồn: Hình 6 của AEMO (2019), Đáp ứng tần số dự phòng trong Hệ thống kết nối Tây Nam (SWIS)



Người vận hành hệ thống sử dụng các dịch vụ hệ thống (điện) thiết yếu, chẳng hạn như điều khiển tần số và điện áp, để giữ cho lưới điện ổn định. Trong các hệ thống điện hiện đại, các dịch vụ hệ thống xác định:

- vận hành và lập kế hoạch lưới điện trên mọi khung thời gian
- các công nghệ cần thiết để kết nối với hệ thống điện, và
- thông qua cơ chế thương mại, khuyến khích đổi mới và đầu tư và thực hiện công bằng.

<sup>50</sup> Dutta và cộng sự. (2023) Phương pháp phân tích để xác định hoạt động ổn định của IBR trong hệ thống điện tương lai, trang web CSIRO, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

Khi lưới điện chuyển đổi sang công nghệ IBR phi tập trung, đồng thời mức độ sử dụng mô hình phát điện phân tán DER của người tiêu dùng tiếp tục tăng lên, các dịch vụ dù là hiện đại nhất (ví dụ: độ sẵn sàng năng lực, dịch vụ phụ trợ, v.v.) cũng sẽ không còn phù hợp để đáp ứng nhu cầu trong tương lai, dẫn đến nguy cơ phát triển lưới điện tốn kém, không đáng tin cậy và không có khả năng ứng phó.

Công việc G-PST Australia là tập trung vào năm lĩnh vực dịch vụ hệ thống thiết yếu để điều hướng hiệu quả quá trình chuyển đổi năng lượng

1. Kỹ thuật - Xác định các yêu cầu hệ thống để tối đa hóa lưu trữ DER và đáp ứng nhu cầu hiệu quả hơn
2. Bố trí các dịch vụ hỗ trợ tần số - Đặc tả các tham số hiệu suất cho đáp ứng tần số rất nhanh (FFR), các yêu cầu về năng lực của FFR trong lưới của Australia.
3. Bố trí dịch vụ hỗ trợ điện áp - Xác định khả năng của thiết bị biến áp thay đổi điểm nối Volt/Var/trực tuyến thông thường và thiết lập các yêu cầu điều phối cho lưu trữ lưới phân phối
4. Các chỉ số đánh giá hiệu suất - Đánh giá lại các chỉ số hiện đang được sử dụng để đánh giá chất lượng của các dịch vụ thiết yếu, đặc biệt là đối với các dịch vụ sử dụng nhiều cho IBR.
5. Tài chính - Xem xét lại các khía cạnh kinh tế của các dịch vụ hỗ trợ tần số và điện áp hiện có. Tích hợp các dịch vụ mới sao cho tối ưu về mặt kinh tế, bao gồm cả DER trong lưới điện phân phối phối hợp với các dịch vụ phát điện và truyền tải

Kết quả đầu ra là cơ sở cho:

- tối ưu hóa việc cung cấp dịch vụ thiết yếu sử dụng các công nghệ mới
- tích hợp các dịch vụ hệ thống do DER cung cấp
- tạo điều kiện thuận lợi để cung cấp các dịch vụ hệ thống cần thiết hỗ trợ các thay đổi lớn hơn nữa về lưới, chẳng hạn như việc sử dụng xe điện.

### Cải thiện hỗ trợ thông tin cho Các nhà điều hành hệ thống điện

Phòng điều khiển trung tâm (CCR) là bộ não của lưới điện hiện đại kết nối qua lại. Từ CCR, các nhà vận hành và các bên liên quan sẽ theo dõi nhu cầu, điều phối trong việc huy động sản lượng, đảm bảo có đủ các dịch vụ thiết yếu để hỗ trợ truyền tải năng lượng điện hiệu quả qua lưới vào mọi lúc. Các sự kiện do khí hậu và thiết bị lão hóa đang dẫn đến ngày càng nhiều các sự cố mà Trung tâm điều tiết phụ tải phải quản lý/xử lý trong khi vẫn đảm bảo nguồn cung đáng tin cậy cho người tiêu dùng. Sự phân cấp ngày càng tăng, tính thay đổi và xu hướng chung hướng tới lưới do IBR chi phối đang tạo ra những lỗ hổng trong bộ công cụ và quy trình của các Trung tâm điều tiết này.

Nhiều phòng điều khiển được thiết kế từ rất sớm trong giai đoạn đầu gắn với kết nối lưới điện quy mô lớn và không thay đổi đáng kể từ đó. Vì thế chúng không thể quản lý hiệu quả hệ thống điện trong tương lai của chúng ta; ngoài ra, vận hành và cách thức các nhà vận hành hệ thống điện tương tác với hệ thống cũng sẽ phải thay đổi nhanh chóng.

G-PST Australia đang nghiên cứu lên kế hoạch cho Trung tâm điều khiển tương lai (Control Room of the Future - CROF), nêu bật các chức năng, quy trình, công cụ và dữ liệu phải được thay thế, mở rộng và phát triển để duy trì hiệu quả quản lý hệ thống điện.

*Đối với AEMO, lộ trình CROF hỗ trợ vai trò “Điều hành theo thời gian thực” và “Lập kế hoạch hoạt động”. Các vai trò này được đặt song song với các vai trò khác của AEMO và trong bối cảnh của các bên liên quan khác của hệ thống điện, trong Khung kỹ thuật của AEMO.<sup>51</sup>*

Các lĩnh vực ưu tiên để hỗ trợ việc này bao gồm:

- Mô hình và kiến trúc chức năng & năng lực
- Mô hình hóa và truyền dữ liệu
- Hệ thống quản lý năng lượng và thị trường
- Nhà vận hành và yếu tố con người
- Tòa nhà, cơ sở vật chất và phần cứng.

## B4 - Nhìn lại kinh nghiệm của Australia: Cải tiến vận hành để cải thiện độ ổn định lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện

Về việc cải thiện hoạt động để quản lý sự ổn định của lưới điện, Nhà điều hành Thị trường Năng lượng Australia (Australian Energy Market Operator - AEMO) đã phát triển Lộ trình Công nghệ Vận hành để cải thiện khả năng điều phối tải và điều khiển hệ thống, bao gồm nền tảng mô phỏng hệ thống điện để hỗ trợ tốt hơn cho việc điều hành theo thời gian thực.<sup>52</sup>

*Lộ trình này nhằm xây dựng dựa trên công trình do EPRI và Strategen cho CSIRO thực hiện vào năm 2021 như một phần của sáng kiến Chuyển đổi Hệ thống Điện Toàn cầu (Global Power System Transformation - G-PST). Nó được gắn trực tiếp với các sáng kiến AEMO đang diễn ra, đặc biệt là Khung Kỹ thuật (Engineering Framework - EF), cũng như dự án kiến trúc trạng thái tương lai của AEMO.<sup>53</sup>*

OTR tập trung đảm bảo rằng các năng lực vận hành cốt lõi được trang bị với công cụ quản lý việc đại tu hệ thống điện nhằm đáp ứng yêu cầu khử cacbon và phi tập trung hóa. Bằng việc sử dụng dữ liệu vận hành, 10 công cụ vận hành đã được lập mô hình phát triển để hỗ trợ ra quyết định bên cạnh các yếu tố con người của cơ quan điều hành, tòa nhà và thiết kế hệ thống. Điều này đảm bảo các trung tâm vận hành luôn đi trước quá trình chuyển đổi hệ thống điện ít nhất đến năm 2030.

OTR được gắn kết trực tiếp với Khung Kỹ thuật (EF) hiện hữu nhằm đảm bảo có được một bản đồ dữ liệu hoàn chỉnh của mạng lưới NEM. Dữ liệu này

<sup>51</sup> CSIRO (2023) Chủ đề GPST 3 – Phòng điều khiển của tương lai, trang web CSIRO, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023, trang 9

<sup>52</sup> AEMO Mô phỏng vận hành, trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>53</sup> AEMO (2022) Lộ trình Công nghệ Hoạt động, trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

được tinh chỉnh và sử dụng để quản lý thị trường & việc vận hành theo thời gian thực cũng như mô hình quản lý lưới tập trung. Từ đó cho phép dữ liệu này được xử lý thông qua các phòng điều khiển nâng cao dành cho người vận hành, giúp đối phó với các vấn đề trong thời đại mới như số lượng lớn tài nguyên biến tần mới (BESS, FACTS, VPP) và vấn đề dữ liệu phụ thuộc vào thời tiết.

Vào 2019, NEM quy định bắt buộc việc thu thập thông tin các thiết bị tính của tất cả hệ thống DER<sup>54</sup>; những thông tin này đã được sử dụng để mô hình hóa hệ thống điện, chẳng hạn như phần mềm “Công cụ mô phỏng kết nối”. Nền tảng phần mềm mới ra mắt gần đây cho phép những người tham gia thị trường tiếp cận các khả năng mô phỏng hệ thống điện, giúp họ hiểu được ý nghĩa đối với sự ổn định vận hành lưới điện của các kết nối mới.<sup>55</sup>

Vào năm 2017, Nhà điều hành thị trường năng lượng Australia (AEMO) đã thiết lập Thử nghiệm độ tin cậy của nhà giao dịch trong đáp ứng nhu cầu tức thì và dự trữ khẩn cấp (RERT - Demand Response Short Notice Reliability and Emergency Reserve Trader) trong ba năm để chứng minh việc đáp ứng nhu cầu có thể đóng vai trò như thế nào trong việc duy trì độ tin cậy và an toàn của hệ thống trong các giai đoạn nhu cầu trở nên cực đoan. Sau thử nghiệm thành công, hoạt động này đã được nhân rộng trên 10 dự án được tài trợ ở NSW, Victoria và Nam Australia, mang lại nhiều công suất hơn qua các năm và đạt tổng cộng hơn 200MW khi nó kết thúc vào năm 2020.<sup>56</sup>

Tiếp nối thành công của việc thử nghiệm này, một bộ phận có tên Cơ chế bán buôn đáp ứng nhu cầu (WDRM - Wholesale Demand Response Mechanism) đã được thành lập tại NEM vào tháng 10 năm 2021. WDRM cho phép người tiêu dùng tham gia vào thị trường điện bán buôn thông qua các nhà cung cấp dịch vụ của họ. Nhà cung cấp dịch vụ sẽ nhận được khoản thanh toán tương ứng với mức đáp ứng sản lượng các bên tham gia, được đo bằng MWh so với giá điện ước tính cơ sở. Bằng cách làm bình ổn các đường cong đồ thị cao điểm vào các giai đoạn giá điện cao hoặc khan hiếm, người tiêu dùng được trả trực tiếp với các ưu đãi từ Nhà cung cấp dịch vụ cũng như gián tiếp thông qua việc giảm giá điện.<sup>57, 58</sup> Cơ chế này cho phép người vận hành hệ thống yêu cầu đáp ứng sản lượng theo yêu cầu, cung cấp thêm một lựa chọn bổ sung trong việc đảm bảo độ tin cậy lưới cho phần còn lại của hệ thống điện khi cần.

<sup>54</sup> AEMO (2019) Duy trì an ninh hệ thống điện với sự thâm nhập cao của năng lượng gió và năng lượng mặt trời, trang web AEMO, truy cập ngày 1 tháng 5 năm 2023

<sup>55</sup> Công cụ mô phỏng kết nối AEMO, trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023

<sup>56</sup> Cơ quan Năng lượng tái tạo Australia (ARENA)(2020) Thử nghiệm đáp ứng nhu cầu tức thì - Thử nghiệm RERT Báo cáo năm thứ 3, trang web ARENA, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>57</sup> AEMO Cơ chế bán buôn trong việc đáp ứng nhu cầu, trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>58</sup> AEMO Nhà giao dịch tin cậy và dự trữ khẩn cấp (RERT), trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

## B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam

Ngoài các giải pháp được đề xuất trong phần Vấn đề 1 – B5, kinh nghiệm của Australia cho thấy một số giải pháp khác về lập kế hoạch và vận hành có thể phù hợp với Việt Nam.

1. Duy trì cách tiếp cận theo không gian khi quy hoạch phát triển điện: Cũng giống như Australia, Việt Nam đang gặp phải các vấn đề nghiêm trọng về tắc nghẽn lưới điện, điều này chỉ ra những vấn đề nền tảng trong cách lập kế hoạch phát điện mới. Ở Australia, các Vùng năng lượng tái tạo (RE Zone) sử dụng cách tiếp cận dựa trên địa lý để lập kế hoạch phát điện cũng lồng ghép các đặc điểm và nhu cầu của các hệ thống truyền tải và phân phối. Quy hoạch đồng bộ công suất phát điện và phát triển lưới điện được PDP8 khuyến nghị là “Phát triển điện lực theo nguyên tắc tối ưu hóa tổng thể các yếu tố nguồn phát, truyền tải, phân phối điện và sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả”. Nhìn chung, điều này đòi hỏi các nghiên cứu về hoạt động điều phối đang bị hạn chế bởi mạng lưới điện có tính đến sự thay đổi của nguồn năng lượng tái tạo, các yêu cầu đối với nguồn phát linh hoạt, công suất dự trữ khẩn cấp, các hạn chế của mạng phân phối và các hạn chế về an ninh hệ thống.
2. Hiện đại hóa vận hành và công cụ của Phòng điều khiển trung tâm: Phòng điều khiển trung tâm là bộ não của lưới điện hiện đại kết nối đan xen. Dưới góc độ này, các cơ quan vận hành và tiện ích theo dõi nhu cầu, điều phối việc điều động phát điện và đảm bảo có đủ các dịch vụ thiết yếu để hỗ trợ truyền tải năng lượng điện hiệu quả qua lưới điện vào mọi lúc.
  - Hiệu chỉnh lại điểm đặt vận hành của hệ thống điện
  - Phát triển các công cụ và phương pháp hỗ trợ ra quyết định theo thời gian thực và quản lý an ninh hệ thống điện. Các công cụ hiện có dựa trên các hiện tượng của hệ thống điện liên quan đến máy đồng bộ do đó sẽ cần phải được đánh giá lại. Điều này sẽ đòi hỏi các quy trình nhanh hơn cũng như các phương pháp mới để xác định các vấn đề mới nổi do hệ thống điện đang được chuyển dịch gây ra. Các quy trình quan trọng nhất gồm: đánh giá biên độ ổn định, phương pháp sàng lọc độ ổn định tín hiệu nhỏ, biên độ ổn định điện áp, kiểm soát điện áp và phục hồi sự cố.
  - Điều này phù hợp với khuyến nghị của PDP8 về “Hiện đại hóa hệ thống thông tin và dữ liệu, hệ thống tự động hóa và điều khiển phục vụ công tác điều độ, vận hành hệ thống điện và thị trường điện.” Tại thời điểm viết tài liệu thảo luận này, AEMO tính toán các điểm đặt điều phối nguồn phát điện trong khoảng thời gian 5 phút một lần và trong tương lai gần cũng sẽ quản lý các dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số ở thang thời gian nhỏ nhất là 1 giây.



### Vấn đề 3 - Năng lực của lưới truyền tải và phân phối đáp ứng nhu cầu năng lượng với độ tin cậy cao, không phụ thuộc vào vị trí và sự biến động của nguồn năng lượng

#### B1 - Bối cảnh của Vấn đề (Điều gì): Địa điểm mới và yêu cầu cao hơn về năng lực truyền tải điện

Mặc dù đã có biện pháp tiết kiệm, nâng cao hiệu quả năng lượng nhằm giảm thiểu ảnh hưởng, nhu cầu năng lượng thường tăng lên khi nền kinh tế phát triển (xem DP Nhu cầu của Người tiêu dùng<sup>59</sup>). Tại Australia, nhu cầu năng lượng đã tăng trung bình 0,6% trong thập kỷ tính đến năm 2022, trong khi GDP tăng trung bình 2,3%.<sup>60</sup> Ngoài ra, mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính có thể làm tăng thêm nhu cầu về điện. Mặc dù nhu cầu điện của Australia chỉ tăng 0,6% mỗi năm trong thập kỷ qua, nhưng trong tương lai, nhu cầu điện tại NEM có thể tăng gần gấp đôi từ mức gần 180 TWh vào năm 2022 lên hơn 320 TWh vào năm 2050.<sup>61</sup> Điều này là do việc chuyển đổi năng lượng, từ nhiên liệu có lượng phát thải cao sang điện được cung cấp từ các nguồn tái tạo phát thải thấp, đang ngày càng trở thành một lựa chọn giảm phát thải hiệu quả về chi phí, với mức tiêu thụ điện mới cho việc chuyển đổi nhiên liệu dự kiến là 150 TWh.<sup>62</sup>

Tuy nhiên, các nguồn năng lượng tái tạo như gió và mặt trời có thể không được đặt gần các trung tâm dân cư và các ngành công nghiệp cần điện hoặc gần các máy phát điện hiện có. Với NEM, vị trí thuận lợi nhất đặt các nguồn năng lượng tái tạo nằm ở các Vùng năng lượng tái tạo (REZ) không nằm gần các trung tâm dân cư vốn thường nằm dọc theo bờ biển.<sup>63</sup> Vì thế, để kết nối các tài nguyên này yêu cầu cơ sở hạ tầng truyền tải và/hoặc phân phối điện mới để kết nối nguồn điện tới đích đến. Năng lượng tái tạo không liên tục, có thể thay đổi theo thời gian, thường sẽ yêu cầu công suất truyền tải lớn hơn mức cần thiết với tốc độ ổn định nhằm đáp ứng các yêu cầu về công suất cao nhất.

Các yếu tố này cho thấy nhu cầu xây dựng và lập kế hoạch năng lực cơ sở hạ tầng truyền tải và/hoặc phân phối mới.

#### B2 – Yếu tố trọng yếu chiến lược (tại sao): thay đổi mô hình của dòng điện

##### Phát triển cơ sở hạ tầng truyền tải hiện tại để đáp ứng nhu cầu tương lai

Năng lực hạ tầng truyền dẫn sẽ cần được phát triển (thay thế và tăng cường) theo thời gian để đáp ứng nhu cầu dịch vụ luôn thay đổi. Ngay cả khi nhu cầu về điện điều hành (nghĩa là điện được tạo ra 'tập trung' thay vì tạo ra trong lưới phân phối) chậm lại hoặc giảm thiểu<sup>64</sup> (xem tài liệu tham khảo về nhu

<sup>59</sup> Luke, C. (2023). “Điện tương lai Việt Nam – Nhu cầu tương lai”. Tài liệu thảo luận chuẩn bị cho Ban Kinh tế Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam. Hà Nội, tháng 4 năm 2023.

<sup>60</sup> DCCEEW (2022) Bản cập nhật năng lượng Australia 2022, Bảng 2, trang web DCCEEW, truy cập ngày 26 tháng 4 năm 2023.

<sup>61</sup> AEMO (2022) Kế hoạch hệ thống tích hợp (ISP) năm 2022, p9, trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

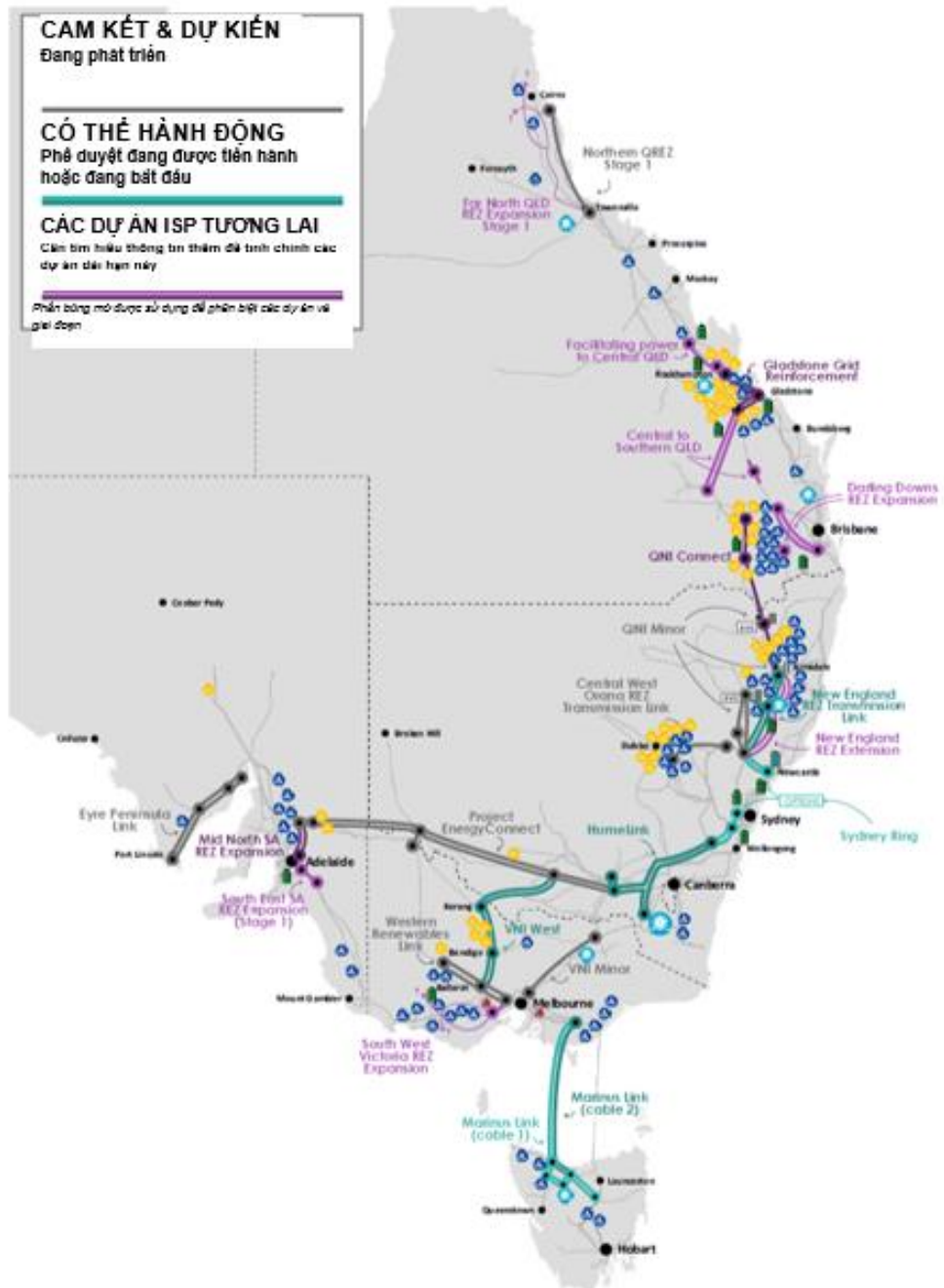
<sup>62</sup> Xem chú thích ở trên, p32.

<sup>63</sup> Xem chú thích ở trên.

<sup>64</sup> Dự kiến tăng trưởng trung bình 0,21%/năm từ năm 2023 đến năm 2030, <http://forecasting.aemo.com.au/>

cầu của người tiêu dùng<sup>65</sup>), thì vẫn cần phải xây dựng công suất truyền tải mới để phục vụ các thay đổi hướng đi của dòng điện năng. Tuy nhiên, việc xây dựng cơ sở hạ tầng truyền dẫn mới rất tốn kém. Việc quyết định cần bao nhiêu cơ sở hạ tầng truyền dẫn mới - dựa trên các dự kiến về thay đổi trong nhu cầu tương lai và cách phát điện, cũng như nơi chúng sẽ được định tuyến, là một vấn đề hết sức thách thức.

**Hình 6 |** Bản đồ các dự án lưới theo lộ trình phát triển tối ưu



+ Các dự án bổ sung để mở rộng các REZ và nâng cấp các tuyến sau năm 2040 rất không chắc chắn, thay đổi đáng kể giữa các kịch bản và không được hiển thị trên bản đồ này. Xem Phụ lục 5 để biết thêm thông tin.

<sup>65</sup> Luke, C. (2023). “Điện tương lai Việt Nam – Nhu cầu tương lai”. Tài liệu thảo luận chuẩn bị cho Ban Kinh tế Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam. Hà Nội, tháng 4 năm 2023.

## Thay đổi tính địa lý của dòng điện, tắc nghẽn lưới và thất thoát năng lượng tái tạo

Việc lập kế hoạch để duy trì và nâng cấp công suất cơ sở hạ tầng truyền tải và xây dựng các liên kết truyền dẫn mới còn trở nên phức tạp hơn khi các vị trí đặt máy phát điện mới còn chưa được xác định và công nghệ truyền dẫn mới ra mắt như truyền tải dòng điện một chiều điện áp cao (High Voltage Direct Current - HVDC) cần được xem xét thêm.

Để năng lượng gió hoặc mặt trời hòa lưới, các điểm truyền dẫn mới sẽ cần được xây dựng để kết nối với các địa điểm có nguồn năng lượng tái tạo tốt. Khi các địa điểm phát điện mới được phát triển trong các Vùng Năng lượng Tái tạo (xem Tài liệu tham khảo về phát điện<sup>66</sup>), cách dòng điện chạy qua mạng truyền tải sẽ thay đổi và có thể chỉ thích hợp với một số liên kết truyền tải đã được nâng cấp hoặc cần các liên kết mới để tránh các liên kết cũ khác có thể gây tắc nghẽn dẫn đến sụt giảm sản lượng điện không mong muốn.

### Các cách tiếp cận thiết kế hệ thống lưới hiện có

Trước đây, thiết kế cơ sở hạ tầng mạng truyền tải và phân phối thường dựa trên giả định rằng các dòng điện hầu hết sẽ theo một hướng, từ vị trí của các máy phát hiện có đến vị trí của các phụ tải hiện có.

Tuy nhiên với kỳ vọng gia tăng số lượng mô hình phát điện phân tán DER từ phía đầu khách hàng của lưới truyền tải, việc dòng điện chảy theo chiều 'ngược' lại hoàn toàn có thể xảy ra trong các mạng phân phối dẫn đến tải ròng sẽ bị hạ thấp hơn đáng kể trong mạng truyền tải, đặc biệt vào các thời điểm sản lượng năng lượng mặt trời đạt cao nhất. Nếu các nguồn năng lượng được phân phối đủ lớn, các nút mạng truyền tải trước đây có thể tải thậm chí có thể trở thành nguồn năng lượng ròng vào một số thời điểm.

Trước đây, các lưới phân phối không được thiết kế để đáp ứng nhu cầu xuất điện năng của khách hàng. Những hoạt động như vậy có thể ảnh hưởng bất lợi đến chất lượng điện năng phân phối tại địa phương mà nhà điều hành mạng lại không thể phát hiện ngay được. Điều này có thể bao gồm các mức điện áp không mong muốn nằm ngoài giá trị mục tiêu hoặc dòng điện vượt quá giới hạn kỹ thuật, như khi dòng điện có thể trở nên mất cân bằng hơn giữa các pha. Tương tự, một số phần của mạng truyền tải có thể rơi vào các tình huống chưa được tính toán trong thiết kế ban đầu. Điều này đặt ra yêu cầu nâng cấp lưới sao cho phù hợp hoặc đặt ra giới hạn vận hành đối với việc hòa lưới điện của các mô hình phát điện phân tán (đồng nghĩa cắt giảm).

### Cấp vốn cho các cơ sở hạ tầng truyền tải và phân phối

Cơ sở hạ tầng truyền tải và phân phối rất đắt đỏ. Ở Australia, chi phí bán buôn điện, nghĩa là chi phí phát điện, chỉ chiếm khoảng một phần ba giá bán lẻ tính cho khách hàng. Trong khi đó, chi phí cơ sở hạ tầng truyền tải và phân

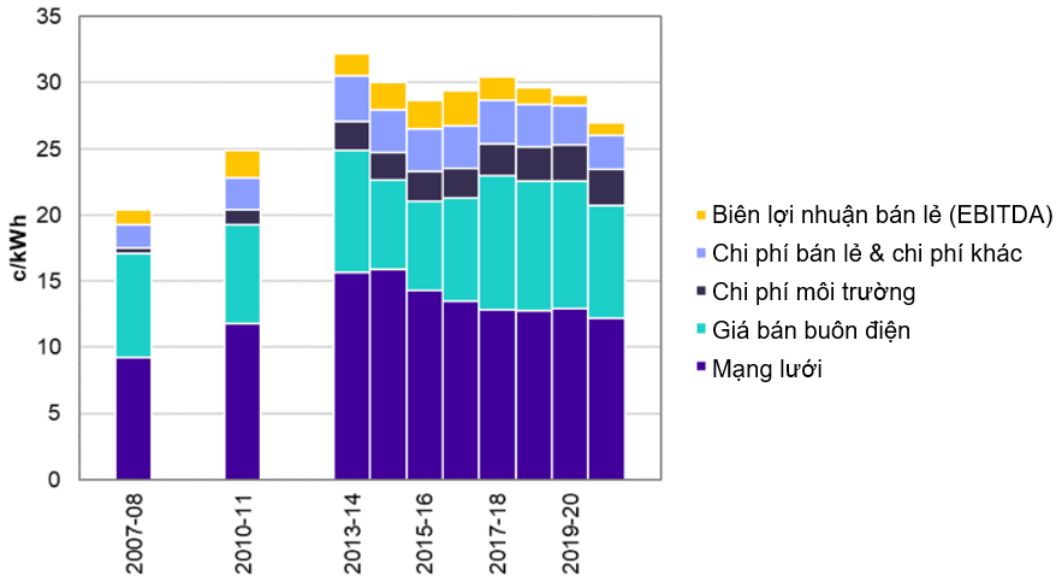
<sup>66</sup> Kenneth, B. (2023) "Điện lực tương lai Việt Nam – Máy phát tương lai" Tài liệu tham luận được chuẩn bị cho Ban Kinh tế Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam. Hà Nội, tháng 4 năm 2023.

phối chiếm gần một nửa tổng chi phí bán lẻ này.<sup>67</sup> Phần lớn chi phí cơ sở hạ tầng lưới điện là ở hệ thống phân phối điện áp thấp.

**Hình 7 |** Bóc tách giá điện sinh hoạt thành các giá thành thành phần

*Nguồn: Hình 2.2 của ACCC (2021) Điều tra Thị trường điện Quốc gia - Báo cáo tháng 11/2021*

*Giá thực tế bình quân áp dụng cho khách hàng dân dụng trên toàn NEM từ 2007-08 đến 2020-21, thực tế \$2020-21, không bao gồm GST*



Nguồn: Phân tích của ACCC dựa trên dữ liệu của các đơn vị bán lẻ.

Cơ sở hạ tầng như lưới truyền tải và phân phối gồm các tài sản có tuổi đời cao. Do đó, chúng có chi phí tương đối lớn cho việc xây dựng ban đầu, trong khi khách hàng sẽ chỉ thanh toán cho các dịch vụ mà họ cung cấp ngay lúc đó.

Nếu chi phí lưới truyền tải hoặc phân phối được tài trợ bởi các nhà đầu tư tìm kiếm lợi tức đầu tư tài chính, thì đa số những nhà đầu tư này sẽ cần đảm bảo về mặt lợi nhuận tài chính liên tục đủ để bù đắp cho các chi phí ban đầu. Tuy nhiên, vì cơ sở hạ tầng như lưới điện có tính chất độc quyền tự nhiên, nên việc cho phép chủ sở hữu tài sản định giá dịch vụ cơ sở hạ tầng sẽ không phù hợp.<sup>68</sup>

### B3 - Các giải pháp (Bằng cách nào): Quy hoạch và phát triển lưới truyền tải và phân phối điện

#### Cải thiện việc hoạch định hệ thống truyền tải

Sự phức tạp về công nghệ và vận hành của các hệ thống điện ngày càng tăng, cùng với sự chưa rõ ràng của hệ thống, thị trường và chính sách trong tương lai, khiến các phương pháp lập kế hoạch truyền thống giảm tính hiệu

<sup>67</sup> Ủy ban Cảnh tranh & Người tiêu dùng Australia (ACCC) (2021) Điều tra về Thị trường Điện Quốc gia - Báo cáo tháng 11 năm 2021, trang web của ACCC, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023, Hình 2.2-2.5.

<sup>68</sup> AEMC Quy định mạng, trang web AEMC, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

quả. Các vấn đề và thách thức chính cần được giải quyết để lập kế hoạch và xây dựng hệ thống điện trong tương lai bao gồm:

- Việc vận hành của các hệ thống phát thải các-bon thấp chi phối bởi các nguồn năng lượng tái tạo và nguồn năng lượng phân tán (DER) cùng với việc phải kết nối với ngành năng lượng khác sẽ đòi hỏi các công cụ và mô hình hóa mới.
- Các công nghệ mới và mô hình kinh doanh, môi trường chính sách, và biến đổi khí hậu chưa rõ ràng trong dài hạn cũng là những thách thức đáng kể cho độ tin cậy và khả năng phục hồi của hệ thống.
- Cần nghiên cứu các giả định tương lai ở mức phức tạp và linh hoạt hơn, và đưa ra các khuôn khổ và công cụ ra quyết định mới giúp đưa ra các kế hoạch tối ưu hóa kết quả trong nhiều tình huống.
- Cần có các số liệu và phương pháp luận mới để tính toán các rủi ro kỹ thuật và kinh tế mà nhiều bên liên quan phải đối mặt trong quá trình chuyển dịch năng lượng.
- Cần xác định mối tương quan giữa các hệ thống điện năng và các ngành khác (khí đốt, hydrogen, vận tải, công nghiệp nặng bao gồm các ứng dụng nhiệt và xuất khẩu năng lượng) để nắm bắt được tác động và sự linh hoạt có thể được tạo ra do các hệ thống đa năng lượng và liên kết ngành trong nghiên cứu quy hoạch.

Để giải quyết những thách thức này, Australia đang tạo ra các công cụ, phương pháp và khuôn khổ để lập kế hoạch cho tương lai của hệ thống điện bằng cách cân nhắc các vấn đề sau:

1. Định lượng sự bất định dài hạn: đưa ra các kịch bản năng lượng trong tương lai, điều tra tác động của biến đổi khí hậu và sự bất định trong chính sách và phát triển thị trường.
2. Mô hình hóa vận hành hệ thống điện: xây dựng cả mô hình hệ thống điện trạng thái tĩnh và động cho mục đích quy hoạch và xây dựng các ràng buộc an ninh nâng cao.
3. Đánh giá độ tin cậy và khả năng phục hồi: thiết lập các số liệu về độ tin cậy và khả năng chống chịu, nghiên cứu tác động ở cấp độ hệ thống của biến đổi khí hậu, xác định các tình huống phát sinh có thể và không thể xảy ra cũng như làm rõ các phản ứng của mô hình DER/IBR đối với các tình huống khác nhau.
4. Nghiên cứu DER: nghiên cứu tác động từ các hệ thống đa năng lượng, các thị trường năng lượng phân tán & tính linh hoạt trong nhu cầu và DER.

## Thấu hiểu kiến trúc của hệ thống điện

Các hệ thống điện hiện đại đang trở nên phức tạp hơn bao giờ hết và sẽ tiếp tục trải qua những thay đổi chưa từng có trong quá trình chuyển dịch sang các nguồn điện tái tạo và phi tập trung. Vì thế để quản lý được hệ thống điện,

điều quan trọng là cần có một sự hiểu biết về cấu trúc cơ bản, hay 'kiến trúc' của hệ thống điện.

Bộ môn Kỹ thuật của Kiến trúc Australia hệ thống đã được ra đời, là chìa khóa để chuyển đổi bất kỳ hệ thống nào có độ phức tạp cao. 'Kiến trúc Hệ thống Điện' (Power Systems Architecture - PSA) là một thuật ngữ chung cho một tập hợp các chuyên ngành tích hợp được áp dụng cho quá trình chuyển đổi chiến lược của các hệ thống điện cũ nhằm đáp ứng tốt hơn sự thay đổi của chính sách và kỳ vọng của khách hàng. Nó dựa trên kiến thức tổng hợp của Kiến trúc Hệ thống, Lý thuyết Mạng, Lý thuyết Điều khiển và Kỹ thuật Phần mềm.

Tại Australia, lộ trình kiến trúc cho chuyển dịch hệ thống điện đang được phát triển để đạt được những mục tiêu sau:

- nâng cao năng lực để định hướng những thay đổi cấu trúc và vận hành phức tạp vốn có trong quá trình chuyển đổi quy mô lớn của hệ thống điện
- cung cấp một cơ sở phương pháp luận vững vàng để thiết lập một 'cộng đồng thực hành' và trang bị thông tin đầy đủ cho các bên liên quan khác nhau, giúp cộng tác đưa ra các quyết định đánh đổi cần thiết để nâng cao kết quả của hệ thống cũng như đảm bảo một quá trình chuyển dịch có trật tự
- tăng cường đáng kể sự tham gia của các bên liên quan, cũng như độ liên kết và minh bạch trong quy trình làm tiền đề giành được sự tin tưởng và chấp thuận của xã hội cho việc chuyển đổi này.

Quá trình bao gồm:

- đề ra các tiêu chuẩn cho hệ thống trong tương lai
- xác định các xu hướng mới nổi và các vấn đề mang tính hệ thống
- lập tài liệu về kiến trúc và ràng buộc hiện có
- lập báo cáo về các vấn đề và phương hướng hiện tại
- đưa ra yêu cầu về chất lượng, đặc tính và chức năng của hệ thống trong tương lai
- phát triển các phương án kiến trúc trong tương lai
- kết hợp vào các lựa chọn cho tương lai và lộ trình chuyển dịch.

Hiểu biết về kiến trúc hệ thống điện hiện tại là nền tảng cho việc phát triển tốt hơn kiến trúc mới: để phối hợp khả năng của các công nghệ hệ thống điện mới, các phương pháp điều tiết, thiết kế thị trường và tương quan phân phối/truyền tải trong một hệ thống dựa trên năng lượng tái tạo có tính phân tán cao, hỗ trợ quá trình chuyển đổi hệ thống điện một cách tuần tự.

## Các công nghệ ngoài lưới giúp hỗ trợ độ tin cậy: tích trữ năng lượng và các giải pháp phân cấp

Tiếp cận với khả năng tích trữ năng lượng bổ sung có thể mở ra các hướng đi khác đối với cơ quan điều hành hệ thống điện trong việc giảm tắc nghẽn lưới điện và tổn thất năng lượng tái tạo. Các hình thức tích trữ năng lượng quy mô lớn bao gồm thủy điện tích năng (đặc biệt là bơm từ sông để giảm tác động môi trường), pin dung lượng lớn và tích trữ nhiệt (cũng có thể liên quan đến sản xuất nhiệt mặt trời<sup>69</sup> xem Tài liệu thảo luận về Phát điện<sup>70</sup>).

Việc tích trữ có thể giảm bớt các hạn chế do giới hạn khả năng truyền dẫn, truyền dẫn là sự chuyển động của năng lượng trong không gian, bằng cách – trên thực tế – chuyển động năng lượng theo thời gian. Do đó, nó có thể cho phép tích trữ nguồn điện được tạo ra, có thể chuyển tải ròng sang một thời điểm khác hoặc có thể cho phép truyền tải khi mạng ít tắc nghẽn hơn.

Nhìn chung, pin là phương pháp tiết kiệm chi phí nhất đối với thời gian tích trữ tương đối ngắn từ vài phút đến vài giờ, trong khi đó tích trữ nhiệt thích hợp để lưu trữ từ vài giờ đến vài ngày và thủy điện tích năng có chi phí thấp nhất nếu thời gian lưu trữ từ vài ngày đến vài tháng.<sup>71</sup> Hydrogen cũng có thể được sử dụng như một hình thức lưu trữ hóa học trong các khoảng thời gian theo mùa (xem tài liệu thảo luận về Phát điện<sup>72</sup>).

Tích trữ điện bằng pin từ phía khách hàng cũng có thể là một lựa chọn cho việc điều hành hệ thống điện. Không chỉ bao gồm các loại pin cố định mà khách hàng có thể lắp đặt để tận dụng năng lượng mặt trời tại nhà (hoặc các hệ thống phát điện khác), mà còn cả các loại pin trong xe điện, vốn được kỳ vọng đóng góp vào phát triển giao thông vận tải toàn cầu.<sup>73</sup>

## Lợi nhuận đầu tư tài chính được quy định

Có hai lựa chọn để khuyến khích các nhà đầu tư cấp vốn cho cơ sở hạ tầng truyền tải mà không khai thác bản chất độc quyền tự nhiên của chúng dẫn đến việc giá dịch vụ cơ sở hạ tầng cao không mong muốn. Một là các nhà đầu tư có thể cấp vốn cho chủ sở hữu tài sản dưới hình thức một khoản vay được hoàn trả theo các điều khoản thương mại độc lập với doanh thu tích lũy cho chủ sở hữu tài sản. Hai là các nhà đầu tư có thể trực tiếp sở hữu cơ sở hạ tầng, với lợi nhuận thu được từ doanh thu phí của khách hàng cho các dịch vụ cơ sở hạ tầng, nhưng các điều khoản dịch vụ và giá cả phải được quy định đảm bảo cả lợi tức đầu tư tài chính hấp dẫn nhưng vẫn hợp lý với khách hàng.

*Các tiện ích công cộng có một số lợi thế nhất định, chẳng hạn như ... khả năng kêu gọi các khoản vay tài trợ được miễn thuế với chi phí*

<sup>69</sup> CSIRO (2023) Lộ trình lưu trữ năng lượng tái tạo, trang web CSIRO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023, xem Bảng 5.

<sup>70</sup> Kenneth, B. (2023) "Điện lực tương lai Việt Nam – phát điện tương lai" Tài liệu tham luận được chuẩn bị cho Ban Kinh tế Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam. Hà Nội, tháng 4 năm 2023.

<sup>71</sup> CSIRO (2023) Lộ trình lưu trữ năng lượng tái tạo, trang web CSIRO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023, xem Bảng 5.

<sup>72</sup> Kenneth, B. et al. (2023) "Điện lực tương lai Việt Nam – phát điện tương lai" Tài liệu tham luận được chuẩn bị cho Ban Kinh tế Trung ương Đảng Cộng sản Việt Nam. Hà Nội, tháng 4 năm 2023.

<sup>73</sup> Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA)(2022) Global EV Outlook 2022, trang web của IEA, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023, Hình 4-13 và 7-3.

*thấp cho việc xây dựng.... Thông thường chúng được tài trợ dưới dạng trái phiếu nghĩa vụ chung và trái phiếu doanh thu...*

*Các tiện ích thuộc sở hữu của nhà đầu tư (Investor-owned utilities - IOUs) được sở hữu bởi các cổ đông thường tìm cách tối đa hóa lợi nhuận trong khuôn khổ các quy định quản lý các loại tiện ích này<sup>74</sup>.*

Một cách tiếp cận phổ biến cho lựa chọn thứ hai là cho phép chủ sở hữu tài sản tích lũy doanh thu theo tỷ lệ phần trăm đã thỏa thuận mỗi năm của giá trị cơ sở hạ tầng đã thỏa thuận. Tỷ lệ phần trăm đã thỏa thuận được gọi là tỷ lệ hoàn vốn theo quy định (rate of return - RoR) và giá trị đã thỏa thuận của cơ sở hạ tầng được gọi là cơ sở tài sản được quy định (regulated asset base - RAB). RoR được quy định phù hợp với độ rủi ro của khoản đầu tư tương đương và RAB thường được đánh giá theo các quy tắc kế toán nghiêm ngặt và bất kỳ khoản đầu tư cơ sở hạ tầng nào được đưa vào RAB chỉ được phê duyệt theo các quy tắc được xác định trước.

## B4 - Nhìn lại về kinh nghiệm của Australia: lập kế hoạch và phát triển lưới truyền tải và phân phối

Từ năm 2010 đến 2018, quy hoạch truyền tải cho NEM (vùng duyên hải phía Đông) được thực hiện hàng năm, dựa theo kế hoạch Phát triển Lưới Truyền tải Quốc gia. Tuy nhiên, kể từ năm 2018, việc lập kế hoạch hệ thống truyền tải cho NEM phụ thuộc chặt chẽ với các dự báo nhu cầu và kế hoạch phát điện, trong quy trình lập kế hoạch tích hợp cho hệ thống.<sup>75</sup>

Quá trình phát triển Kế hoạch hệ thống tích hợp bao gồm việc xác định các Cụm năng lượng tái tạo, được lựa chọn dựa trên tiềm năng của chúng đối với các nguồn tài nguyên tái tạo chất lượng cao<sup>76</sup>. Các cụm năng lượng tái tạo chủ yếu nằm dọc theo bờ biển phía Đông/Nam của Australia và dự kiến sẽ phát triển thành “các nhà máy điện của thời hiện đại”.<sup>77</sup> Các vùng được xác định sẽ được ưu tiên xem xét phát triển mới hệ thống truyền tải.

Ngày càng có nhiều quan tâm dồn đến việc tìm hiểu kiến trúc của hệ thống điện, đặc biệt khi kiến trúc này được áp dụng cho việc điều phối các nguồn năng lượng phân tán, vốn có thể có những tác động đối với toàn bộ quá trình phát điện và quản lý lưới điện.<sup>78</sup>

Đầu tư cho cơ sở hạ tầng truyền dẫn mới phải tuân thủ quy định về Thẩm định đầu tư cho truyền tải (Regulatory Investment Test for Transmission - RIT-T), được Cơ quan quản lý năng lượng Australia<sup>79</sup> đánh giá về lợi ích - chi phí kinh tế. Mọi khoản đầu tư vào mạng truyền tải được đề xuất phải vượt qua bài đánh giá này trước khi được đưa vào cơ sở tài sản theo quy định của chủ sở hữu được quy định. Tương tự như vậy, việc đầu tư lưới phân phối cũng phải được thẩm định tương tự.

<sup>74</sup> Blazek, C, (2011), Thị trường điện Hoa Kỳ - Cấu trúc và Quy định, Chương 3 trong M Greer (ed. 2011), Tính toán mô hình chi phí điện, Academic Press, ISBN 9781856177269, trang 43-113, , <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-726-9.00003-0>, xem ngày 28 tháng 4 năm 2023.

<sup>75</sup> AEMO (2022) 2022 Kế hoạch hệ thống tích hợp (ISP), trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>76</sup> AEMO (2022) Phụ lục 3, vùng năng lượng tái tạo [PDF], trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>77</sup> EnergyCo (n.d) Phân vùng năng lượng tái tạo, báo mạng, truy cập ngày 5 tháng 5 năm 2023.

<sup>78</sup> AEMO (2018) Phối hợp các nguồn năng lượng phân tán [PDF], trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>79</sup> Cơ quan quản lý năng lượng Australia (AER) (2018) Hướng dẫn ứng dụng RIT-T và RIT-D 2018, trang web AER, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.



Một vài phát triển cơ sở hạ tầng truyền tải mới gần đây đã đi qua bài kiểm tra RIT-T, bao gồm:

- Nâng cấp Trạm đấu nối Queensland-NSW, hoàn thành vào năm 2022, với 300 km đường truyền tải, tăng công suất truyền tải vào Queensland thêm 460 MW<sup>80</sup>. Việc nâng cấp là cần thiết để làm thuận tiện và nâng cao hiệu quả trong việc chia sẻ năng lượng chi phí thấp giữa các Bang ở Australia.
- Dự án EnergyConnect, bắt đầu vào năm 2022 ở phía tây nam NSW, bao gồm 900 km đường dây 330 kV AC<sup>81</sup>. Dự án sẽ kết nối SA với NSW, đi qua nhiều vùng năng lượng tái tạo, mang đến tiếp cận năng lượng xanh dồi dào, chi phí thấp cho khoảng 10 triệu người, đồng thời cải thiện sự cạnh tranh giữa các nhà sản xuất năng lượng khác và cải thiện công suất truyền tải giữa các tiểu bang khoảng 800MW.
- Trạm đa kết nối Victoria đến NSW (phía Tây) được đề xuất nâng cấp, có quy mô 400 km truyền tải 500 kV và tăng công suất truyền tải thêm khoảng 1800 MW<sup>82</sup>. Hiện đang ở giai đoạn RIT-T, dự án đã được đề xuất để duy trì độ tin cậy về nguồn cung của Victoria sau khi/chuẩn bị cho việc ngừng hoạt động của các nhà máy nhiệt điện than trong khu vực. Dự án sẽ khai phóng tiềm năng các cụm năng lượng tái tạo trong khu vực, cũng như tăng cường đáng kể khả năng chia sẻ năng lượng giữa hai bang.

Tuy nhiên, các giải pháp ngoài lưới không dùng đến đầu tư vào truyền tải cũng đang được xem xét. Quản lý nhu cầu là một trong số các giải pháp thay vì phải đầu tư cơ sở hạ tầng ngoài lưới. Các biện pháp khuyến khích thực hiện các biện pháp quản lý nhu cầu này của các lưới tại Australia bao gồm Cơ chế khuyến khích đổi mới quản lý phía cầu (Demand Management Innovation Allowance Mechanism - DMIAM)<sup>83</sup> và Chương trình khuyến khích quản lý nhu cầu (Demand Management Incentive Scheme - DMIS).<sup>84</sup>

Nguồn vốn DMIAM hiện sẵn có để hỗ trợ tài chính cho các lưới truyền tải trong việc tiến hành nghiên cứu và phát triển các chương trình quản lý nhu cầu mới có thể tiết kiệm chi phí. DMIS cung cấp hỗ trợ tài chính cho các lưới phân phối đang thực sự triển khai các kế hoạch quản lý nhu cầu giúp tiết kiệm chi phí ròng cho khách hàng.

Với các giải pháp không cần đến đầu tư nhưng vẫn quản lý được độ tin cậy của năng lượng, Australia đang dự định sẽ tăng yêu cầu và tính khả dụng đối với giải pháp tích trữ năng lượng (Kenneth, B. (2023) "*Tương lai lưới điện Việt Nam – Phát điện tương lai*"). Nổi bật nhất bao gồm:

- Bổ sung 2 GW dự trữ thủy điện tích năng với công suất lưu trữ 350.000MWh (175 giờ) hiện đang được xây dựng ở NSW (Snowy 2.0) và dự kiến sẽ hoạt động trong vài năm tới<sup>85</sup>. Dự án sẽ sử dụng năng lượng dư thừa khi nhu cầu thấp để bơm nước lên độ cao trước

<sup>80</sup> Transgrid (2021) *Nâng cấp thiết bị kết nối từ Queensland đến NSW* [PDF], truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>81</sup> Kết nối dự án năng lượng (2022), Toàn cảnh dự án, [PDF], truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023.

<sup>82</sup> AEMO (2023), *VNI Báo cáo tư vấn phía Tây – Đánh giá các lựa chọn*, [PDF], ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>83</sup> AER (2021) Cơ chế trợ cấp đổi mới quản lý nhu cầu – truyền tải, tháng 5 năm 2021, trang web AER, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>84</sup> AER (2021) Đánh giá chương trình khuyến khích quản lý nhu cầu (DMIS) 2019–20 và 2019, trang web AER, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>85</sup> Snowy Hydro *About – Snowy Hydro*, Snowy Hydro website, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

khi xả để phát điện khi nhu cầu cao. Dự án sẽ cần từ 3,8 đến 4,5 tỷ đô la Australia và có đủ năng lượng để cung cấp cho ba triệu ngôi nhà trong một tuần<sup>86</sup>.

- Tích trữ năng lượng lên đến 50 GW ở bờ biển phía đông NEM vào năm 2050, chiếm hơn một phần năm công suất phát điện, bao gồm cả khả năng cung cấp từ các phương tiện điện và một số từ các hộ gia đình liên quan đến điện mặt trời áp mái (RTPV).<sup>87</sup>

Mặc dù kỳ vọng về sự cải thiện đáng kể về khả năng truyền tải và lưu trữ, tuy nhiên, các dự báo trong tương lai, dù đã tính toán dựa trên phương án có chi phí thấp nhất, cũng đã nhìn thấy khả năng phải cắt giảm năng lượng tái tạo quy mô lớn sẽ ngày càng tăng lên.<sup>88</sup> Điều này là do việc cắt giảm một năng lượng tái tạo hòa lưới sẽ tiết kiệm chi phí hơn so với tích trữ điện năng hoặc truyền tải bổ sung, bằng cách "xây dựng vượt mức" năng lực phát điện (theo nghĩa vật lý, thay vì kinh tế).

## B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam<sup>89</sup>

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) chịu trách nhiệm đầu tư, xây dựng, quản lý vận hành lưới điện truyền tải và phân phối. EVN giao cho Tổng công ty Truyền tải (NPT) chịu trách nhiệm về lưới truyền tải và trạm biến áp 500 kV, 220 kV và một số trạm 110 kV tại các địa điểm cụ thể trong khi các Tổng công ty Điện lực (hiện có 5 Tổng công ty Điện lực) chịu trách nhiệm về lưới điện 110 kV và hạ áp. Phát triển lưới truyền tải điện tuân theo quy hoạch phát triển điện lực (PDP) được xây dựng 5 năm một lần, sau đó tăng lên 10 năm sau khi Luật Điện lực sửa đổi năm 2012, trong khi việc phát triển lưới truyền tải được đề cập trong quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của các tỉnh/thành.

Có một số vấn đề với cấu trúc hiện tại, đặc biệt khi cần cân nhắc sự phát triển của ngành điện trong tương lai.

Đầu tiên là yêu cầu đầu tư cho lưới truyền tải. Dự báo nhu cầu vốn cho phát triển lưới điện theo dự thảo PDP8 vào khoảng 15,2-15,6 tỷ USD cho giai đoạn 2021-2030 (trung bình cần 1,5 - 1,6 tỷ USD/năm) và 21,7-35,1 tỷ USD cho giai đoạn 2031-2050 (bình quân 1,1 - 1,8 tỷ USD/năm). Nhu cầu vốn này rất khó để EVN có thể huy động đầy đủ, đặc biệt trong bối cảnh giá điện bán lẻ bình quân hiện nay thấp hơn đáng kể so với mức được Ngân hàng Thế giới đánh giá về khả năng bù đắp toàn bộ chi phí (0,079 USD/kWh so với 0,12 USD/kWh). Được biết, từ năm 2016 đến 2021, NPT đã đầu tư 4,7 tỷ USD cho lưới truyền tải, trung bình 0,94 tỷ USD/năm và đây đã là một thách thức lớn đối với EVN.

Ngoài ra, đầu tư cần thiết cho lưới điện phân phối điện áp thấp cũng có thể cực kỳ tốn kém, do dòng điện được cung cấp bởi các máy phát điện lớn giữa mạng truyền tải và người dùng cuối tiếp tục tăng. Mặc dù PDP8 dự đoán rằng lên đến 50% tòa nhà thương mại và khu dân cư sẽ được cung cấp bởi điện mặt trời áp mái vào năm 2030, nhưng điều này sẽ giảm yêu cầu đầu tư vào mạng lưới phân phối chỉ khi người tiêu dùng có thể sử dụng năng lượng

<sup>86</sup> *ibid*

<sup>87</sup> AEMO (2022) 2022 Kế hoạch hệ thống tích hợp (ISP), trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>88</sup> *Ibid*, Mục 3.5.

<sup>89</sup> Xem trang 21 của AMPERES\_VN Nghiên cứu phạm vi\_09-11-2021\_F-F-F.pdf 'Hợp phần A' và 'Hợp phần E'

này vào thời điểm nhu cầu điện cao điểm. Việc cho phép xuất khẩu một số điện mặt trời áp mái trong mạng lưới phân phối địa phương, mặc dù PDP8 hiện không dự kiến, có thể cho phép đáp ứng nhu cầu năng lượng của khách hàng với yêu cầu đầu tư mạng lưới ít hơn. Việc tận dụng tối đa việc xuất điện mặt trời áp mái lên lưới điện nhằm giảm nhu cầu về dung lượng mạng phân phối sẽ yêu cầu bộ lưu trữ pin trong mạng phân phối, và hỗn hợp chi phí thấp nhất có thể bao gồm cả bộ lưu trữ quy mô lớn và bộ lưu trữ phía sau đồng hồ đo.

Thứ hai, nguồn điện trong tương lai sẽ bị chi phối bởi các nguồn năng lượng tái tạo (gió và mặt trời). Các nguồn này lại không nằm gần trung tâm phụ tải, do đó cần sự phát triển đáng kể trong hệ thống truyền tải để truyền tải điện năng đến các thị trường tiêu thụ.

Đối với lưới điện trong tương lai, chính phủ có thể thúc đẩy khái niệm vùng năng lượng tái tạo (RE Zone) làm định hướng cho phát triển lưới truyền tải và sử dụng phương pháp tiếp cận hệ thống để phát triển hệ thống trục truyền tải chính (backbone transmission system) và có thể sử dụng cơ chế Thử nghiệm đầu tư pháp định cho truyền tải (Regulatory Investment Test for Transmission - RIT-T) cho hệ thống truyền tải mới.

Ngay cả với các công cụ như RE Zone, RIT-T nhằm cố gắng hợp lý hóa các khoản đầu tư cho truyền tải và phân phối, tổng lượng vốn đầu tư cần thiết vẫn có thể vượt quá khả năng mà khu vực công có thể tiếp tục huy động và cấp vốn. Từ những lý do trên, Việt Nam có thể cân nhắc để các chủ thể ngoài nhà nước cùng tham gia đầu tư và vận hành một số đường dây truyền tải cụ thể. Trên thực tế, Chính phủ Việt Nam đã nhận thấy thách thức này và đã sửa đổi Luật Điện lực để tạo điều kiện cho các chủ thể ngoài nhà nước tham gia đầu tư và vận hành các đường dây truyền tải cụ thể.

Câu hỏi đặt ra là khu vực tư nhân có thể tham gia như thế nào, theo cơ chế tài chính nào và cần có những thay đổi nào trong khung pháp lý để khuyến khích sự đầu tư này. Trong Thị trường điện quốc gia của Australia, một số cách tiếp cận đã được sử dụng để thu hút các nhà đầu tư tham gia đầu tư vào cơ sở hạ tầng truyền dẫn. Có thể mô hình triển vọng nhất đối với Việt Nam là chủ sở hữu tài sản được phép tích lũy doanh thu theo tỷ lệ phần trăm cố định (trên giá trị tài sản, được gọi là Tỷ lệ hoàn vốn theo quy định (RoR), được neo giữ phù hợp với các khoản đầu tư có rủi ro tương đối).

Để đảm bảo độ tin cậy của lưới điện truyền tải, Việt Nam có thể xem xét đầu tư hệ thống pin tích trữ điện năng, tuy nhiên quy định về phí cho dịch vụ phụ trợ đó phải được xây dựng và ban hành trước để có thể thu hồi vốn đầu tư (Xem Vấn đề 1 – B5).

## Vấn đề 4 - Phối hợp các thiết bị công nghệ điện ở quy mô phân phối để đảm bảo độ tin cậy về năng lượng

### B1 - Bối cảnh của Vấn đề (Điều gì): Sự gia tăng sử dụng các thiết bị công nghệ điện với quy mô phân phối

Giá cả điện mặt trời áp mái ngày càng trở nên phải chăng<sup>90</sup>, và do đó trở thành một lựa chọn hấp dẫn cho các khách hàng cá nhân lắp đặt nhằm cung cấp không chỉ nhu cầu điện cho riêng họ mà còn để hòa lưới điện<sup>91</sup>. Bên cạnh đó, xe điện cũng có khả năng tăng trưởng về mặt số lượng<sup>92</sup>. Lượng xe điện này đồng nghĩa thêm phụ tải bổ sung cho mạng điện, chuyển đổi dần từ việc sử dụng nhiên liệu lỏng như xăng và dầu diesel trong giao thông vận tải. Tuy nhiên, đây cũng là cơ hội để quản lý thời gian tải điện nếu chúng ta có thể điều chỉnh thời điểm sạc của các phương tiện này, cũng như khai thác khả năng tích trữ điện bằng pin của xe điện có thể mở ra một lựa chọn bổ sung trong việc cấp điện cho lưới điện. Các loại pin quy mô nhỏ cũng đang giảm chi phí, cho phép các cá nhân tích trữ và xả điện vào các thời điểm khác nhau trong ngày. Mặc dù việc lắp đặt thêm hệ thống phát quang điện phân tán và phụ tải điện mới có thể gây áp lực lớn hơn lên lưới phân phối, nhưng việc chọn thời điểm sạc và xả của bộ tích trữ pin phân tán cũng như chọn thời điểm sạc các loại xe điện mở ra hướng đi có thể giảm bớt áp lực này nếu điều phối các hoạt động nói trên một cách hợp lý.

### B2 - Yếu tố trọng yếu chiến lược (tại sao): quy mô phân phối không đồng bộ và thiết bị công nghệ điện vi phạm giới hạn lưới phân phối

#### Đặc điểm động (dynamic) của các thiết bị biến tần

Mô hình phát điện phân tán biến tần như điện mặt trời, pin và nguồn điện một chiều phản ứng với sự dao động của điện áp và tần số theo cách khác với các tải điện trở truyền thống hơn như đèn sợi đốt và sưởi điện hoặc tải cảm ứng như động cơ. Nói chung, khi các thiết bị kết nối của khách hàng thay đổi, phản ứng động của tải (từ khía cạnh mạng truyền tải) cũng có thể thay đổi, dẫn đến các yêu cầu thay đổi về khả năng của lưới truyền tải nhằm cung cấp năng lượng phù hợp khi tải thay đổi. Ngoài ra, việc chuẩn hóa tiêu chuẩn và cách tương tác của các mô hình năng lượng phân tán và phụ tải quy mô nhỏ, ví dụ linh hoạt hơn hoặc có thể kiểm soát được, để giảm thiểu bất kỳ tác động bất lợi nào từ chúng.<sup>93</sup> Ở một khía cạnh khác, sự ra đời của các nhà máy và thiết bị (tải) mới có thể chịu được độ lệch tần số và điện áp tốt hơn tại một thời điểm nào đó cũng có thể sẽ cho phép nới lỏng các tiêu chuẩn chất lượng điện năng này. Quả thật nhiều thiết bị hiện nay không còn cần nguồn điện xoay chiều nữa, một vài ý kiến<sup>94</sup> còn cho rằng có thể được

<sup>90</sup> CSIRO (2022) GenCost 2021-22 – Báo cáo cuối cùng, [PDF], Trang web CSIRO, truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023

<sup>91</sup> CSIRO (2022) Dự báo pin và điện mặt trời quy mô nhỏ 2022, [PDF], Trang web AEMO, truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023

<sup>92</sup> CSIRO (2022) Dự báo xe điện 2022, [PDF], Trang web AEMO, truy cập ngày 27 tháng 4 năm 2023

<sup>93</sup> AEMO (2021) Hành vi của nguồn tải nguyên phân tán khi hệ thống điện bị rối loạn [PDF], trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

<sup>94</sup> Dragičević, T., Lu, X., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2016). Lưới điện vi mô DC – Phần II: Đánh giá về kiến trúc nguồn điện, ứng dụng và các vấn đề tiêu chuẩn hóa. *Giao dịch của IEEE về Điện tử công suất*, 31(5), 3528-3549. doi:10.1109/TPEL.2015.2464277

cung cấp trực tiếp người sử dụng nguồn điện một chiều thay vì nguồn điện xoay chiều, và cũng đã có một số hoạt động áp dụng về việc này<sup>95</sup>.

### Kiến thức hạn chế về tài sản và sự vận hành của lưới

Như đã đề cập ở trên, cơ sở hạ tầng lưới phân phối thường được xây dựng để cho phép dòng điện từ các nhà máy phát điện quy mô lớn, tập trung đến khách hàng và được thiết kế để duy trì chất lượng dịch vụ đầy đủ theo giá định này.

Tuy nhiên, bản chất của phụ tải đang thay đổi với sự góp mặt của hệ thống điện mặt trời áp mái, pin phân tán và xe điện, từ đó làm mở rộng phạm vi yêu cầu cũng như việc phải duy trì chất lượng điện trở nên khó khăn hơn. Việc đáp ứng các nhu cầu phát sinh bao gồm các luồng điện năng hai chiều này có thể vượt ra ngoài giới hạn kỹ thuật hiện tại của lưới phân phối hiện tại cho phép. Ví dụ, quản lý thông qua các hợp đồng toàn diện hơn với khách hàng để khuyến khích họ điều chỉnh nhu cầu tải dựa theo lượng điện hòa lưới có thể giúp cải thiện tình hình.

Tuy nhiên, việc quản lý lưới phân phối chủ động hơn<sup>96</sup> cũng được hỗ trợ bằng cách giám sát liên tục trên diện rộng: mức điện áp, mức điện áp và dòng điện cũng như phụ tải của từng khách hàng. Nó đòi hỏi sự hiểu biết chi tiết về cấu trúc liên kết mạng phân phối và hồ sơ về các thông số điện chi phối hiệu suất của đường dây. Do trước đây không yêu cầu sự giám sát và quản lý chủ động đối với các lưới phân phối, nên phần lớn kiến thức cơ bản về cấu trúc lưới này có thể chưa sẵn có và việc giám sát vận hành có thể bị hạn chế.

### Sụt giảm năng lượng phân tán vì tắc nghẽn lưới

Nếu không quản lý chủ động các nguồn năng lượng phân tán<sup>97</sup>, sản lượng điện áp mái hòa lưới sẽ cần phải hạn chế để đảm bảo rằng các giới hạn kỹ thuật của lưới phân phối không bị phá vỡ. Ngược lại, nếu có thể giám sát một cách chủ động các điều kiện của lưới phân phối, các hạn chế về hòa lưới trong một vài khung thời gian cụ thể hoàn toàn có thể nới lỏng. Ngoài ra, việc quản lý chủ động thời gian của tải điện, hoặc 'thay đổi theo thời gian' giữa phát hoặc tải điện cũng có thể làm giảm khả năng phải cắt giảm điện phát phân tán, cũng giống như việc truyền tải.<sup>98</sup>

<sup>95</sup> MicroGrid Knowledge TM (2022), Lưới điện vi mô DC giúp hơn 10.000 người trồng chè ở Kenya đưa sản phẩm của họ ra thị trường như thế nào, Bài báo trực tuyến, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>96</sup> Đối mới nền kinh tế (2022), Năng lượng mặt trời trên mái nhà đã tắt trong ngày thứ ba, nhưng thứ Năm khủng hoảng có thể xuất hiện ở Nam Australia, Bài báo trực tuyến, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>97</sup> ARENA (2022), Thử nghiệm tích hợp thị trường DER: Báo cáo tóm tắt, [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023 <https://arena.gov.au/assets/2022/09/der-market-integration-trials-summary-report.pdf>

<sup>98</sup> AEMO (2021) Sáng kiến cắt giảm năng lượng mặt trời PV của Chính phủ SA hỗ trợ NEM, trang web AEMO, truy cập ngày 24 tháng 4 năm 2023.

### B3 - Các giải pháp (Như thế nào): Đặc tính và phối hợp thiết bị công nghệ điện ở quy mô phân phối để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện

#### Tìm hiểu các thiết bị công nghệ điện quy mô phân phối: đặc tính biến tần

Mô hình hóa và phân tích các phản ứng của DER có thể giúp các nhà vận hành hệ thống duy trì an ninh hệ thống điện dưới sự thâm nhập của DER. IBR đã được chứng minh có thể có các tác động không mong muốn (ngắt kết nối hoặc cắt giảm điện năng) nếu tiếp xúc với sự sụt giảm điện áp phân phối xảy ra do những tác động, chẳng hạn, lỗi trong cấp độ truyền tải. Điều này tạo ra một mối đe dọa lớn đối với an ninh hệ thống.

Các công nghệ biến tần như vậy sẽ có ảnh hưởng lên các hệ thống tích trữ năng lượng, biến tần tích trữ lại, hệ thống thương mại và công nghiệp cũng như việc sạc xe trong tương lai. Do đó, đánh giá hiệu suất của các bộ biến tần này, phát hiện các loại lỗi và nhiễu mà chúng gặp phải trong lưới điện hiện tại là hết sức quan trọng.

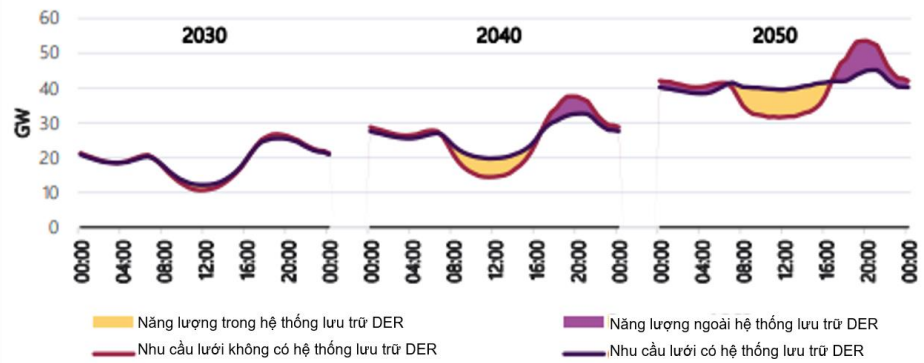
Nếu không hiểu biết chính xác về cách thức hoạt động của biến tần, người vận hành hệ thống sẽ khó chuẩn bị đầy đủ và ứng phó với các tình huống bất lợi xảy ra. Nghiên cứu của G-PST nhằm xây dựng hiểu biết thực tế về đặc tính của DER và phát triển các công cụ giúp người vận hành hệ thống quản lý việc tích hợp hiệu quả DER vào hệ thống điện. Nghiên cứu bao gồm thử nghiệm trong phòng thí nghiệm, phân tích dữ liệu tại hiện trường và mô phỏng để xây dựng sự hiểu biết toàn diện về các hành vi của DER trong các sự cố và áp dụng kiến thức này vào việc lập kế hoạch và vận hành hệ thống rộng lớn hơn. Các chủ đề cụ thể đang được khám phá bao gồm:

- đánh giá hiệu suất biến tần DER
- cải tiến thiết kế DER mới và kỹ thuật quản lý DER
- xác định các vấn đề an toàn của DER
- thay đổi của các chế độ chất lượng điện năng DER
- sử dụng dữ liệu để tổng hợp kết quả hiệu suất DER
- thông tin về sự cố và nhiễu loạn trong lưới phân phối.

## Phối hợp các thiết bị công nghệ với quy mô phân phối

**Hình 8** | Ảnh hưởng của việc điều động DER và lưu trữ phân tán

Nguồn: Hình 24 của AEMO (2022) [Kế hoạch hệ thống tích hợp năm 2022](#)



Nghiên cứu những thách thức và cơ hội từ các cấp độ tổng thể của DER có thể giúp việc kiểm soát và vận hành hệ thống điện hiệu quả hơn. Mức độ thâm nhập của DER ngày càng tăng làm quan ngại các cơ quan điều hành hệ thống và các cơ quan hoạch định mạng. Khi DER hòa vào mạng phân phối thường, chúng thường không thể theo dõi được bởi nhà điều hành hệ thống hoặc nhà cung cấp dịch vụ mạng truyền tải (TNSP). Thay vào đó, chúng chỉ được nhận ra dưới dạng một biến động tổng hợp trong nhu cầu tại các điểm cung cấp số lượng lớn truyền tải. Điều này đồng nghĩa là nhu cầu rò rỉ mà nhà điều hành hệ thống truyền tải nhìn thấy thay đổi đáng kể theo thời tiết, ảnh hưởng đến các cài đặt tham số cục bộ như chức năng đáp ứng tần số và/hoặc đáp ứng điện áp (Volt-Watt). Tất cả những điều này làm cho nhiệm vụ vận hành và lập kế hoạch hệ thống điện một cách kinh tế, an toàn và đáng tin cậy trở nên phức tạp hơn rất nhiều.

Tại Australia, DER chủ yếu bao gồm các hệ thống điện mặt trời áp mái quy mô nhỏ, nhưng cộng dồn lên tới hơn 20 GW công suất lắp đặt<sup>99</sup> – và trở thành hình thức phát điện đơn lẻ lớn nhất. Về mặt vận hành, sự kết hợp của rất nhiều nguồn năng lượng phân tán sẽ là một nhiệm vụ rất khó khăn và có thể dẫn đến những kết quả không có lợi đối với hoạt động của hệ thống điện nếu không thực hiện những thay đổi cần thiết một cách hiệu quả. Các thành viên của Hiệp hội chuyển đổi hệ thống điện toàn cầu (G-PST) đã xác định một số hoạt động nghiên cứu được ưu tiên để giải quyết những thách thức trên bao gồm:

- Khả năng hiển thị/có thể được nhận biết của DER: xác định các luồng dữ liệu (thông số kỹ thuật DER, phép đo, dự báo, v.v.) cần thiết để đảm bảo AEMO có đủ khả năng theo dõi DER/nhu cầu rò rỉ để vận hành hệ thống với nhiều DER trong các thang thời gian khác nhau (phút đến giờ).
- Kiến trúc điều khiển của DER: thiết lập vai trò của các tiêu chuẩn DER trong việc phối hợp với việc điều phối DER trong tương lai, xác

<sup>99</sup> Báo cáo tài chính của Australia, Năng lượng mặt trời trên mái nhà đạt kỷ lục 20GW, Trang web AFR, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

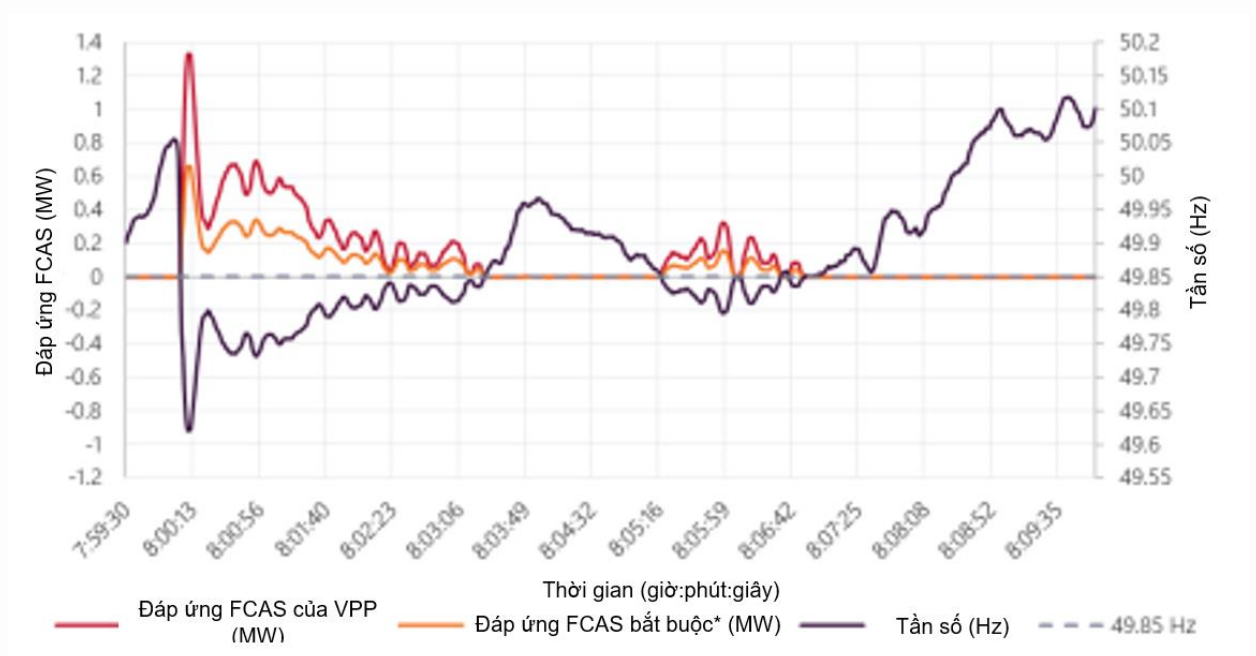
định thuật toán ra quyết định phù hợp nhất cho từng phương pháp điều khiển DER để đạt được sự tổng hợp và điều phối DER.

- Yêu cầu giám sát và kiểm soát: xác định cơ sở hạ tầng liên lạc và kiểm soát hiệu quả nhất về chi phí cho từng khung kỹ thuật tiềm năng điều phối DER và các thuật toán ra quyết định tương ứng.
- Các dịch vụ phụ trợ do DER cung cấp: thiết lập các dịch vụ hệ thống hiệu quả nhất về chi phí mà DER có thể cung cấp và cũng cần tính toán đến sự đa dạng công nghệ dự kiến và tính phổ biến của DER.
- Ảnh hưởng của DER đối với việc lập kế hoạch hệ thống: xác định các yêu cầu tối thiểu cho mô hình tương đương với một lưới phân phối với nhiều DER đủ để sử dụng trong các nghiên cứu lập kế hoạch hệ thống, ước tính mức độ khả dụng tối thiểu của các dịch vụ hệ thống từ DER tại các điểm chiến lược trong hệ thống trong suốt cả năm và trong nhiều năm.
- Thách thức về thể chế: thiết lập các thay đổi cần thiết về tổ chức và quy định để cho phép cung cấp dịch vụ hệ thống từ DER, xác định các cân nhắc cần thiết để thiết lập thị trường cấp phân phối (đối với năng lượng và dịch vụ).

#### B4 - Nhìn lại kinh nghiệm của Australia: phối hợp các thiết bị công nghệ điện quy mô phân phối cho độ tin cậy cung cấp điện

**Hình 9** | Phản ứng FCAS của một VPP với một tình huống phát sinh ở Queensland vào năm 2019

Nguồn: Hình 39 của AEMO (2020) [Báo cáo điện lực Nam Australia](#)



Gần đây, Australia đã đạt mốc 20GW công suất lắp đặt từ điện mặt trời áp mái, so với tổng 90GW công suất phát điện và đã tăng mạnh so với mức 120MW vào năm 2009, và hiện đã có hơn 30% hộ gia đình Australia (tổng



cộng hơn 3 triệu người)<sup>100</sup> đã lắp đặt hệ thống. Vào năm 2021, tính theo khoảng thời gian năm phút/lần, công suất điện áp mái đã đóng góp hơn 90% nhu cầu điện ở Nam Australia.

Các yêu cầu quy định đối với bộ biến tần quy mô nhỏ gần đây đã được thắt chặt như một phần của sự thay đổi đối với hệ thống Tiêu chuẩn Úc<sup>101</sup>. Các quy định này bao gồm yêu cầu để duy trì kết nối trong thời gian xảy ra các sự cố có thể dẫn đến nhiễu loạn điện áp, các yêu cầu đáp ứng để hỗ trợ tần số hỗ trợ và ổn định điện áp, độ chính xác của phép đo được cải thiện, các yêu cầu thử nghiệm nâng cao và nhấn mạnh rõ ràng hơn về việc áp dụng các tiêu chuẩn cho bộ sạc xe điện.

Đã có một số thử nghiệm và minh họa cách hoạt động các nhà máy điện ảo<sup>102</sup> (được điều phối của DER)<sup>103</sup>, khảo sát trải nghiệm của khách hàng, chứng minh tính khả thi về mặt kỹ thuật của việc góp phần kiểm soát tần số và xác định các rào cản pháp lý đối với thương mại hóa (Hình 9). Một nhà máy điện ảo sử dụng 100% năng lượng không chứa hydrocacbon đã cấp điện thành công cho lưới điện siêu nhỏ Onslow, WA trong hơn 80 phút bằng cách sử dụng các nguồn điện dựa trên nguồn duy nhất DER vào năm 2021<sup>104</sup>, đây cũng là nhà máy điện đầu tiên thuộc loại này ở Australia. Tuy nhiên, còn nhiều thách thức kỹ thuật cần phải vượt qua trước khi có thể đạt được sự phối hợp quy mô lớn của các nguồn năng lượng phân tán.<sup>105</sup> Các nghiên cứu khác tập trung xem xét những thách thức trong việc triển khai giải pháp dựa vào thị trường để điều phối các nguồn năng lượng phân tán, cho rằng đây là một lựa chọn để đơn giản hóa việc trao đổi dữ liệu cần thiết cho việc điều phối<sup>106</sup>.

Trong suốt quá trình mô phỏng, các thông số kỹ thuật Dịch vụ phụ trợ kiểm soát tần số (FCAS) mới đã được phân tích để đảm bảo sự ổn định của lưới điện khi sử dụng công tơ tốc độ cao. Cho phép đáp ứng mạng nhanh chóng với tải ngoài và tín hiệu giá năng lượng<sup>107</sup>.

Lợi ích tiềm năng của việc quản lý các hạn mức xuất điện từ điện mặt trời mái nhà thông qua việc triển khai các hệ thống vận hành linh hoạt cũng đã được nghiên cứu.<sup>108</sup> Tuy nhiên, việc thực hiện các tính toán về mặt giới hạn với độ chính xác cao như vậy đòi hỏi kiến thức đầy đủ về cấu trúc liên kết và đặc tính điện của lưới phân phối địa phương. Và việc định lượng lợi ích tiềm năng của các phương pháp quản lý như vậy đòi hỏi quyền truy cập vào dữ liệu mô tả các lưới phân phối.<sup>109</sup>

Các thử nghiệm hệ thống điện độc lập (lưới quy mô nhỏ) cũng đã được thực hiện độc lập bởi các công ty có lưới riêng, tiến hành trên các bang có mật độ

<sup>100</sup> Cục Biến đổi khí hậu, Môi trường, Năng lượng và Nước. (2023). Pin mặt trời và Pin. Truy cập tại đây vào ngày 18 tháng 4 năm 2023.

<sup>101</sup> AEMO (2022), AS/NZS 4777.2 - Tiêu chuẩn yêu cầu biến tần, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>102</sup> ARENA (2018), TRẠM ĐIỆN ẢO 2.0 - Kết quả dự án và bài học kinh nghiệm, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>103</sup> AEMO (2021), Trình diễn Nhà máy Điện Ảo AEMO, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>104</sup> Horizon Power (2021), Hệ thống lưới điện siêu nhỏ Onslow không chứa hydrocarbon, truy cập ngày 5 tháng 5 năm 2023.

<sup>105</sup> ARENA (2022), Báo cáo bài học kinh nghiệm về dự án Symphony (Milestone02: Xây dựng và tích hợp) [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>106</sup> ARENA (2022), Báo cáo bài học kinh nghiệm về Project EDGE số 2 [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>107</sup> AEMO (2019), Nhà máy điện ảo NEM (VPP) Chương trình minh họa - Thiết kế cuối cùng, Truy cập ngày 1 tháng 5 năm 2023

<sup>108</sup> AEMO (2022), Vai trò của hệ thống giá linh hoạt trong áp dụng và vận hành năng lượng phân tán DER, truy cập ngày 1 tháng 5 năm 2023

<sup>109</sup> Geth, F, Brinsmead, T, West S, Goldthorpe, P, Spak B, Cross, G, Braslavsky, J, J 2021, Nghiên cứu phân loại đường dây cấp điện áp thấp quốc gia, EP2021-2759

dân số thấp là Tây Australia<sup>110</sup> và Queensland<sup>111</sup>. Để các nhà khai thác mạng cung cấp giải pháp phát điện và cung cấp điện không qua lưới tới khách hàng, thay đổi quy định cũng là một điều cần thiết<sup>112</sup>. Lợi ích của việc cung cấp các giải pháp lưới điện vi mô không chỉ nằm ở việc giảm chi phí bảo trì cho các đường dây truyền tải dài và không chính thức, mà còn giảm rủi ro từ các hiện tượng thời tiết khắc nghiệt và cháy rừng.

Một trong những công ty điện lực ở phía bắc Tây Australia, Horizon Power<sup>113</sup>, vận hành hơn 40 lưới điện quy mô nhỏ, với quy mô từ dưới 1 MWh/năm đến hơn 50 MWh/năm, với hơn một nửa cung cấp dưới 4MWh/năm<sup>114</sup>. Một số thử nghiệm về lưới quy mô nhỏ cũng đã diễn ra ở Queensland và bộ hướng dẫn cho thiết kế lưới quy mô nhỏ cũng đã được phát triển<sup>115</sup>, bao gồm cả các ứng dụng trong công nghiệp.<sup>116</sup>

## B5 - Hàm ý về tầm quan trọng đối với Việt Nam

Việt Nam cũng có chính sách cho điện mặt trời áp mái. Quyết định 13/2020/QĐ-TTg, ngày 6/4/2020 quy định rằng hệ thống điện mặt trời áp mái (RTS) có thể có công suất lên tới 1 MW (~1,2 MWp) và dự án RTS có thể bán một phần hoặc toàn bộ lượng điện phát ra cho EVN với mức giá 1943 đồng/kWh hay 8,38 US cent/kWh, với PPA tiêu chuẩn trong 20 năm - chỉ áp dụng cho các dự án có COD trong giai đoạn từ ngày 1 tháng 7 năm 2019 đến ngày 31 tháng 12 năm 2020. Ngoài ưu đãi về giá, các dự án RTS còn được hưởng ưu đãi về thuế, bao gồm miễn thuế thuế nhập khẩu linh kiện trong nước chưa sản xuất được và ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp trong giai đoạn hoạt động. Những ưu đãi này cộng với việc giảm giá mô-đun quang điện toàn cầu đã khiến việc sản xuất điện mặt trời trở nên hấp dẫn đối với các hộ gia đình, doanh nghiệp và ngành công nghiệp lắp đặt RTS không chỉ như một phương tiện đáp ứng nhu cầu của chính họ và do đó giảm hóa đơn tiền điện mà còn tạo ra hoạt động kinh doanh bằng cách bán điện dư thừa hoặc nhiều trường hợp bán toàn bộ sản lượng phát điện cho EVN.

Thống kê của EVN cho thấy, tính đến cuối năm 2020, tổng công suất RTS đã được lắp đặt là 7.785 MW, chiếm 11% tổng công suất đặt toàn hệ thống và có mức tăng thêm khoảng 7.500 MW hoặc 2.500% trong một năm. Sự gia tăng đột biến trong một thời gian ngắn như vậy đã tạo ra một số vấn đề đối với sự ổn định và độ tin cậy của hệ thống, bao gồm tắc nghẽn lưới điện, đặc biệt là trong thời kỳ đại dịch khi nhu cầu thấp dẫn đến việc cắt giảm các nguồn này của EVN. Cần lưu ý thêm là tất cả các RTS kể trên đều bán điện cho EVN, đặc biệt là các RTS do khu vực công nghiệp lắp đặt và họ bán phần lớn hoặc toàn bộ sản lượng cho EVN. Điều này dẫn đến dòng điện chuyển từ điện áp thấp sang điện áp cao hơn và do đó gây khó khăn cho Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (NLDC) khi vận hành hệ thống.

<sup>110</sup> Năng lượng miền Tây(2022), *Trên đường tới 4000 hệ thống điện độc lập*, Bài báo mạng, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>111</sup> Năng lượng thiết yếu (xxxx), *Từ rời Hệ thống điện độc lập (SAPS)*, [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>112</sup> AEMC (2020), *Cập nhật Khung pháp lý cho Hệ thống điện độc lập do Nhà phân phối điều hành*, [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>113</sup> Horizon Power (2023), *Trang chủ công ty*, Online, Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>114</sup> Horizon Power (2019), *Tuyên bố tuần thủ*, [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>115</sup> ARENA (2019), *PowerWater: Sổ tay hệ thống điện mặt trời/diesel nhỏ*, [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

<sup>116</sup> ARENA (2018), *Hệ thống phát điện kết hợp cho các mô xa điện lưới ở Australia*, [PDF], Truy cập ngày 28 tháng 4 năm 2023

Đã có một số nỗ lực để giải quyết những vấn đề này. Trong đó có nghiên cứu lắp đặt hệ thống Scada cho các RTS lớn (quy mô 100 kW) để NLDC có thể chủ động điều tiết các nguồn này trong quá trình vận hành hệ thống. Mặc dù yêu cầu này cần có thời gian để thực thi, NLDC đã phát triển một phần mềm để dự báo sản lượng điện trong ngày T+1 của RTS theo tỉnh và khu vực.

Về mặt hành chính, EVN đang yêu cầu các chủ sở hữu RTS bổ sung hồ sơ thiết kế theo yêu cầu và sẽ từ chối đấu nối đối với các RTS không bổ sung (Đây được coi là cách giải quyết vấn đề do các hệ thống này gây ra về mặt kỹ thuật, chưa kể vấn đề tài chính khi mức giá trả cho các hệ thống này cao hơn so với mức giá bán lẻ trung bình). Đồng thời, EVN từ chối nối lưới các RTS mới dù họ không xuất bán lượng cung dư thừa lên lưới với lý do chưa có hướng dẫn mới từ Bộ Công Thương.

Từ góc độ chính sách dài hạn, PDP8 có xu hướng tiếp tục hỗ trợ phát triển RTS, tuy nhiên chỉ dành cho tự tiêu dùng và (PDP8) khuyến khích lắp đặt bộ pin tích trữ điện năng để tăng khả năng tự chủ về điện.

Việt Nam có thể cân nhắc tăng cường sự hiện diện của RTS thông qua quy định về thông số kỹ thuật/thông tin, triển khai đo lường và tăng cường dự báo nhu cầu và sản lượng điện mặt trời để nhà vận hành hệ thống có thể vận hành hệ thống một cách hiệu quả, đặc biệt là ở các khu vực có nhiều RTS.

Đồng thời, có thể xem xét quy hoạch RTS theo tỉnh/vùng, xem xét nhu cầu và lưới điện hiện có. Cuối cùng, cho phép khả năng hiển thị tốt hơn và kiểm soát phối hợp RTS, pin quy mô nhỏ và bộ sạc EV có thể giảm đáng kể yêu cầu đầu tư vào cơ sở hạ tầng mạng phân phối, một đóng góp đặc biệt quan trọng vào chi phí cung cấp điện.

Chúng tôi khuyến nghị rằng chi phí đầu tư vào mạng lưới phân phối nên được giám sát và các PDP trong tương lai sẽ tính đến chi phí đầu tư vào mạng lưới phân phối khi xây dựng các chính sách trong tương lai cho các nguồn năng lượng phân tán như RTS, pin quy mô nhỏ và xe điện. Cụ thể, các mạng lưới phân phối nên xem xét việc đầu tư vào pin dự trữ quy mô lớn trong mạng lưới phân phối để giảm tải ròng vào thời điểm nhu cầu cao điểm như một giải pháp thay thế cho đầu tư vào mạng lưới phân phối ở các địa điểm có nhiều RTS. Cả pin dự trữ quy mô lớn trong mạng lưới phân phối và pin dự trữ phía sau đồng hồ nên được coi là một phần của giải pháp tổng thể với chi phí thấp nhất.

Về lâu dài, Việt Nam có thể thử nghiệm và khẳng định tính khả thi của khái niệm nhà máy điện ảo để nâng cao giá trị cho cả chủ sở hữu và vận hành hệ thống, đặc biệt khi các hệ thống này được trang bị bộ pin tích trữ.

Nhận thức được độ tin cậy, khả năng chống chịu và tính kinh tế của lưới điện siêu nhỏ dựa trên năng lượng tái tạo và chi phí đáng kể liên quan đến việc duy trì và bảo dưỡng cơ sở hạ tầng truyền tải và phân phối lớn của mình, Việt Nam cũng nên thực hiện đánh giá kinh tế về chi phí duy trì hệ thống phân phối cho các vùng sâu vùng xa, mật độ thấp so với chi phí dỡ bỏ kết nối lưới điện và lắp đặt hệ thống điện độc lập như đang được triển khai thành công ở Australia.

# FE-V

Tương lai Ngành điện  
Việt Nam

Sáng kiến đối thoại khoa học và chính sách  
của Đại sứ quán Australia tại Hà Nội, với sự  
hợp tác từ Ban Kinh tế Trung ương  
Đảng Cộng sản Việt Nam

## Đại sứ quán Australia tại Hà Nội

Số 8 đường Đào Tấn

Quận Ba Đình

Thành phố Hà Nội

Việt Nam



**Australian Government**