



*Empowered lives.  
Resilient nations.*



# **XANH HÓA GÓI ĐIỆN NĂNG:**

## **Các chính sách mở rộng điện mặt trời ở Việt Nam**

Tháng 3 năm 2016





# Xanh hóa gói điện năng:

**Các chính sách mở rộng điện mặt trời  
ở Việt Nam**

## Lời nói đầu

Vào cuối 2015, Chính phủ Việt Nam đã công bố Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định (INDC) của Việt Nam cho Công ước Khung Liên hợp quốc (LHQ) về biến đổi khí hậu (BĐKH), cũng như công bố Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam, là những việc được đánh giá rất cao.

Những chính sách đó đã đặt ra các mức cắt giảm phát thải khí nhà kính chủ yếu trong tương lai của Việt Nam nhằm giúp giảm thiểu mối đe dọa nguy hiểm của BĐKH toàn cầu.

Tài liệu thảo luận chính sách này tập trung vào cách làm mà Việt Nam có thể thực hiện được những mục tiêu đề ra trong các chính sách bằng việc tính các chi phí điện đốt than mà người dân, môi trường và nền kinh tế phải gánh chịu, cũng như khuyến khích phát triển phát điện mặt trời.

Hơn nữa, thế giới còn thông qua các Mục tiêu Phát triển bền vững (PTBV) trong năm 2015. Việt Nam đã tích cực ủng hộ việc xây dựng các Mục tiêu PTBV và dự định sẽ thực hiện các mục tiêu này ở cấp quốc gia.

Tài liệu này chỉ rõ năng lượng tái tạo, nhất là phát điện mặt trời có thể đóng vai trò chủ yếu trong việc thực hiện Mục tiêu PTBV 7: “Bảo đảm cho mọi người được sử dụng năng lượng hiện đại, bền vững và tin cậy với giá hợp lý” có ý nghĩa quan trọng đặc biệt đối với các cộng đồng và các hộ gia đình nghèo nhất ở vùng sâu, vùng xa của Việt Nam vẫn chưa được thụ hưởng sử dụng điện thường xuyên. Việc thực hiện mục tiêu này sẽ giúp trẻ em học tập tốt hơn, giúp tăng năng suất và xóa đói giảm nghèo.

Tài liệu này được xây dựng trên cơ sở công trình nghiên cứu của nhiều chuyên gia trong nước và quốc tế và thụ hưởng từ một số cuộc đối thoại với các nhà hoạch định chính sách, các doanh nghiệp và các đối tác phát triển.

Đây là cuốn thứ 3 trong loạt tài liệu về đổi mới chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch. Tài liệu đưa ra các đề xuất có các lợi ích về kinh tế- xã hội và môi trường dài hạn. Tôi xin kiến nghị hãy sử dụng tài liệu này, nhất là cho việc thực hiện Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo.



**Pratibha Mehta**

Điều phối viên thường trú Liên Hợp Quốc và

Đại diện thường trú Chương trình Phát triển Liên Hợp Quốc

## Lời cảm ơn

Tác giả chính của tài liệu thảo luận chính sách này là ông Koos Neefjes, nguyên là thành viên của Nhóm Cố vấn chính sách của UNDP Việt Nam (PAT). Các tác giả khác làm việc ở UNDP đã đóng góp cho ý tưởng, nghiên cứu cơ bản và các cuộc hội thảo tham vấn gồm có Tạ Thị Thanh Hương, Michaela Prokop, Phạm Thị Liên Phương và Vũ Thị Thu Hằng. Họ còn góp ý kiến cho các dự thảo khác nhau như Maureen Boyle, Jan Rijpma và Andrew Spezowka của UNDP đã đóng góp và các ý kiến đóng góp của họ rất bổ ích.

Tài liệu này phần lớn dựa trên các báo cáo tổng quát do UNDP ủy thác. Trong đó có một số báo cáo do nhóm công tác của Viện Năng lượng thuộc Bộ Công-Thương xây dựng dưới sự chỉ đạo của ông Nguyễn Đức Cường và các thành viên khác là ông Lý Ngọc Thắng và ông Vũ Bình Dương. Trung tâm Phát triển và Đổi mới xanh (GreenID) đã xây dựng báo cáo quan trọng về than. Nhóm này do bà Nguyễn Thị Khanh lãnh đạo và gồm có các ông Ngô Đức Lâm, Nguyễn Văn Hạnh, Nguyễn Tiến Chính, Tô Quốc Trụ, Hoàng Thanh Bình và Maarten Jan Akkerman. Các báo cáo tổng quát được ủy thác khác do Srinivasan Sunderasan, Vamshi Krishna Kottam và Trịnh Quang Dũng xây dựng. Một số tác giả cũng đóng góp ý kiến sâu sắc cho dự thảo tài liệu thảo luận chính sách. Chúng tôi rất biết ơn công sức của họ, cũng như những đóng góp của những người tham gia phỏng vấn phục vụ một số công trình nghiên cứu này.

Các ông Nguyễn Mạnh Hải (Viện Quản lý kinh tế trung ương, CIEM), Nguyễn Quốc Khánh (chuyên gia năng lượng độc lập), Gavin Smith (Dragon Capital) và Franz Gerner (Ngân hàng thế giới) đã tiến hành các đánh giá chuyên môn và đóng góp các ý kiến chi tiết.

Các hợp phần của dự thảo tài liệu này là các ý kiến đóng góp kỹ thuật cho việc xây dựng Chính sách Hỗ trợ điện mặt trời và Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo của Vụ Năng lượng tái tạo, Bộ Công-Thương. Vụ trưởng Vụ Năng lượng tái tạo Phạm Trọng Thực và chuyên viên Phạm Hương Giang đã có ý kiến phản hồi rất sâu sắc về những ý kiến đóng góp.

Dự thảo tài liệu thảo luận đã được trình bày tại các cuộc hội thảo kỹ thuật do Viện Năng lượng tổ chức. Các đại biểu của Bộ Công-Thương; Viện Năng lượng; các tổ chức như Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam và Phòng Thương mại EU; các đối tác phát triển như UK-FCO, GIZ, Liên minh Châu Âu, AFD, KfW, ADB, JICA, USAID và các đối tác khác; các tổ chức phi chính phủ như GreenID và WWF; cũng như các dự án do quốc tế tài trợ, đã có những ý kiến đóng góp cho dự thảo các kết luận và đóng góp các kiến nghị – chúng tôi đánh giá rất cao mọi đóng góp của các đại biểu.

Chúng tôi cũng rất biết ơn sự tài trợ của UNDP và Văn phòng nước ngoài và khối thị vượng chung của Vương quốc Anh (UK-FCO) và nhờ có sự tài trợ này chúng tôi mới có thể thực hiện được nghiên cứu, tổ chức các cuộc hội thảo tham vấn và chấp bút tài liệu này.



### Lời tuyên bố từ chối

Các quan điểm, phân tích, các kết luận và kiến nghị trình bày trong tài liệu này không phải là lập trường chính sách chính thức của UNDP, Chính phủ Việt Nam, Viện Năng lượng, Trung tâm GreenID, hoặc tổ chức UK-FCO.

# Mục lục

Lời nói đầu.....	ii
Lời cảm ơn.....	iii
Danh mục các hình .....	vi
Danh mục các hộp .....	vi
Danh mục các cụm từ viết tắt [bảng chú giải] .....	vii
Tóm lược .....	ix
1. Giới thiệu.....	13
2. Các chi phí ngoại vi và các tác động về tương lai của điện đốt than .....	14
3. Các chi phí của điện đốt than và giá bán lẻ điện ở Việt Nam.....	20
4. Các chính sách phát triển điện mặt trời.....	27
5. Các giá bán điện ưu đãi đối với các nhà máy điện mặt trời .....	32
6. Phát và tiêu thụ điện mặt trời phân tán.....	36
6.1 Các hệ thống điện mặt trời “mái nhà” nối lưới .....	36
6.2 Các hệ thống điện mặt trời không nối lưới.....	40
6.3 Các hệ thống điện mặt trời cộng đồng và các lưới điện nhỏ gộp nối .....	41
7. Những kiến nghị khuyến khích điện mặt trời và thực hiện mục tiêu PTBV 7 ở Việt Nam.....	43
7.1 Tăng dần giá bán lẻ điện .....	43
7.2 Loại bỏ dần mọi hỗ trợ cho điện đốt than .....	43
7.3 Những biện pháp hạn chế chi phí đầu tư điện mặt trời.....	44
7.4 Các quy định khuyến khích năng lượng tái tạo.....	45
7.5 Xây dựng năng lực để phát triển điện mặt trời .....	46
Tài liệu tham khảo .....	48
Phụ lục I    Biểu giá bán điện mặt trời ưu đãi khả dĩ cho Việt Nam.....	51
A1.A Các giả định.....	51
A1.B Các nhà máy điện nối lưới trong đất liền.....	52
A1.C Các nhà máy điện nối lưới ngoài hải đảo.....	53
A1.D Các hệ thống điện mái nhà thương mại nối lưới .....	54
A1.E Các hệ thống điện mái nhà hộ gia đình và cộng đồng .....	55
Phụ lục II    Ví dụ các kết quả đầu ra tính toán mô hình LCoE/FiT .....	57

## Danh mục các hình

Hình 1 – Dự báo sản lượng điện đến 2030 (Kế hoạch Phát triển điện VII và VII-sửa đổi).....	14
Hình 2 – Sản xuất than trong nước và nhập khẩu theo kế hoạch để sản xuất điện.....	15
Hình 3 – Hình ảnh thảm họa chất thải mỏ ở Cẩm Phả, các tháng 7/8 2015.....	16
Hình 4 – Hình ảnh công bố xây dựng các nhà máy điện đốt than .....	17
Hình 5 – Các giới hạn phát thải áp dụng cho các nhà máy điện đốt than mới.....	17
Hình 6 – Hình ảnh về các tác động môi trường cục bộ tại Nhà máy điện Vĩnh Tân 2.....	18
Hình 7 – Mức bụi hô hấp PM2.5 do các nhà máy điện đốt than của Việt Nam phát thải năm 2030 theo kế hoạch PDP VII .....	19
Hình 8 - LCoE của một số nhà máy điện đốt than ở Việt Nam theo các kịch bản khác nhau về giá than (không tính truyền tải & phân phối điện (T&D) .....	20
Hình 9 - LCoE của các nhà máy điện đốt than bao gồm giá các-bon (A. Giá than 2014 không đổi; B. Giá than tăng hàng năm là 2%) (không tính T&D) .....	21
Hình 10 – Giá bán lẻ điện bình quân ở Việt Nam .....	22
Hình 11 – Các khoản trợ giá tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch ở Việt Nam .....	23
Hình 12 – Cơ cấu biểu giá bán lẻ điện tăng dần: giá điện đối với các hộ gia đình .....	24
Hình 13 – Giá bán lẻ điện ở Việt Nam theo nhóm hộ sử dụng có lựa chọn.....	25
Hình 14 - Giá bán lẻ điện ở một số nước trong tổ chức OECD (Q1 2015).....	26
Hình 15 – Giá bán lẻ điện bình quân ở một số nước đang phát triển (2015).....	26
Hình 16 – Một số khác biệt giữa Kế hoạch PDP VII và Chiến lược REDS .....	27
Hình 17 – Bản đồ Tổng bức xạ năm ngang (GHI) .....	28
Hình 18 – Các mục tiêu sản xuất thủy điện và điện tái tạo theo kế hoạch PDP VII và Chiến lược REDS .....	29
Hình 19 – Các biên độ LCoEs quốc tế với các hình thái sản xuất điện khác nhau.....	29
Hình 20 – Ước tính tổng chi phí lắp đặt bình quân các hệ thống điện mặt trời quy mô cơ sở và nhà ở và biên độ .....	30

## Danh mục các hộp

Hộp 1 – Các kế hoạch hạn chế phụ thuộc vào than ở các nước đang phát triển chủ yếu năm 2015 .....	31
Hộp 2 – Các ví dụ về giá FiT điện mặt trời và các chính sách liên quan ở các nước khác nhau.....	32
Hộp 3 – Tiêu thụ và các thông số đầu vào để đánh giá giá FiT điện mặt trời ở Việt Nam, áp dụng cho các nhà máy điện trong đất liền và ngoài hải đảo .....	33
Hộp 4 – Các giả thuyết bổ sung cho việc đánh giá mô hình LCoE/ FiT cho các hệ thống điện mặt trời "mái nhà", không nối lưới và nối lưới quy mô nhỏ.....	36
Hộp 5 – Hệ thống điện mặt trời mái nhà của Tòa nhà Một LHQ xanh tại Hà Nội.....	37

## Danh mục các cụm từ viết tắt [chú giải]

AC	Dòng điện xoay chiều
ATC	Tổng các tổn thất kỹ thuật và thương mại [trong truyền tải và phân phối điện]
CDM	Cơ chế Phát triển sạch [cho phép một nước phát triển có các cam kết cắt giảm phát thải theo Nghị định thư (NĐT) Kyoto được thực hiện dự án cắt giảm phát thải ở các nước đang phát triển; những dự án đó có thể được cấp các chứng chỉ cắt giảm phát thải được xác nhận (CER), mỗi chứng chỉ tương ứng với một tấn CO <sub>2</sub> , để có thể tính vào việc thực hiện các mục tiêu NĐT Kyoto của nước phát triển đó]
CPI	Chỉ số tiêu dùng
CO <sub>2</sub> e	Đi-ô-xít các-bon tương ứng [tiềm năng làm nóng lên toàn cầu của một khí hoặc các khí khi phát thải, được diễn giải bằng tiềm năng làm nóng lên toàn cầu của khí CO <sub>2</sub> tương ứng]
DC	Dòng điện một chiều
ERAV	Cục Điều tiết điện Việt Nam
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FiT	Giá bán điện ưu đãi [giá điện cố định, được ưu đãi và bảo lãnh trong khoảng thời gian cố định và sau thời gian đó, các nhà phát điện phải chấp nhận giá điện thị trường; được tài trợ từ ngân sách nhà nước hoặc từ các khoản trợ giá đan xen]
FBCC	Đốt than tầng sôi [công nghệ sử dụng trong các nhà máy điện đốt than]
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
GENCOMs	Các công ty phát điện
GHG	Khí nhà kính
GHI	Tổng bức xạ nằm ngang [chỉ số tiềm năng quang điện mặt trời (kWh/m <sup>2</sup> ngày) thường dùng. GHI là tổng lượng bức xạ sóng ngắn nhận được từ phía trên bằng một mặt phẳng nằm ngang với mặt đất. Giá trị này bao gồm cả lượng ánh sáng trực tiếp thông thường (DNI) lẫn lượng ánh sáng khuếch tán ngang (DIF). DNI là bức xạ mặt trời đến theo đường thẳng theo hướng của mặt trời từ vị trí hiện tại của mặt trời trên bầu trời. DIF là bức xạ mặt trời đến từ mặt trời không theo đường trực tiếp mà được tán xạ bằng các phân tử và các hạt trong bầu khí quyển và đến từ mọi hướng như nhau]
GreenID	Trung tâm Phát triển và Đổi mới Xanh
GW	Giga Wat [1000 MW; 1,000,000 kW]
IEA	Cơ quan Năng lượng quốc tế
IoE	Viện Năng lượng
IPPs	các Nhà sản xuất điện độc lập
IRR	Tỷ lệ hoàn vốn nội tại
kV	kilô Volt [1000 V]
kW	kilô Wat [1000 W]
kWh	kilo-Wat giờ [một nghìn hoặc 10 <sup>3</sup> Wat giờ]
kWp	kilo-Wat đỉnh (xem Watt peak)
LCoE	Chi phí năng lượng trung bình [được tính bằng (i) việc ước tính các chi phí về xây dựng, vận hành, bảo dưỡng, đổi mới một nhà máy điện mặt trời hoặc một nhà máy điện khác theo tuổi thọ hữu dụng của nhà máy đó, (ii) việc chuyển đổi các chi phí thành tiền góp hàng năm ở mức chi phí vốn và (iii) chia tiền góp hàng năm theo sản lượng điện dự kiến trong một năm tính bình quân.]
LDUs	Các đơn vị phân phối điện địa phương
LV	Hạ thế [điện áp trong khoảng 50–1000 V AC hoặc 120–1500 V DC; được sử dụng trong hệ thống phân phối điện của khách hàng]
MSW	Chất thải rắn đô thị



MV	Trung thế [ <i>Các hệ thống phân phối điện thế trung bình chuyển tải điện thế trung bình (từ 2 kV đến 35 kV) cho các biến thế chuyển tải đến các hệ thống hạ thế</i> ]
MW	Mega Wat [ <i>1000 kW; 1,000,000 Wat</i> ]
MWh	Mega Wat – giờ
O&M	Vận hành và bảo dưỡng
PDP VII	Kế hoạch Phát triển điện VII: Quyết định của Thủ tướng số 1208/QĐ-TTg ngày 21 tháng 7 năm 2011 về việc phê duyệt “Kế hoạch Phát triển điện quốc gia, giai đoạn 2011 - 2020 và tầm nhìn đến năm 2030”
PDP VII-revised	Kế hoạch Phát triển điện VII – sửa đổi: Quyết định của Thủ tướng số 428/QĐ-TTg ngày 18 tháng 3 năm 2016 về việc phê duyệt “Sửa đổi Kế hoạch Phát triển điện quốc gia, giai đoạn 2011 - 2020 và tầm nhìn đến năm 2030”
PLF	Hệ số tải của nhà máy [ <i>số đo về hiệu suất sử dụng công suất trong quá trình sản xuất</i> ]
PPA	Hợp đồng Mua điện [ <i>thường là giữa nhà sản xuất điện độc lập (IPP) với một cơ sở điện lực theo các giá xác định trước trong khoảng thời gian xác định trước</i> ]
PCC	Đốt than phun [ <i>công nghệ dùng trong các nhà máy điện đốt than</i> ]
RE	Năng lượng tái tạo [IEA: “ <i>Năng lượng có được từ các quá trình tự nhiên (như ánh sáng mặt trời và gió) được bổ sung với tốc độ nhanh hơn tiêu thụ</i> ”].]
REDS	Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo
RET	Công nghệ năng lượng tái tạo
SDGs	các Mục tiêu Phát triển bền vững
SHP	Thủy điện nhỏ [ <i>với công suất lắp đặt dưới 30MW</i> ]
SMEs	Các doanh nghiệp nhỏ và vừa
SOEs	Các doanh nghiệp nhà nước
Solar PV	(quang) Điện mặt trời
T&D	Chuyển tải & Phân phối
TW	Tera Wat [ <i>một nghìn tỷ (10<sup>12</sup>) wat</i> ]
TWh	Tera Wat giờ [ <i>một nghìn tỷ (10<sup>12</sup>) Wat giờ</i> ]
UNDP	Chương trình Phát triển Liên hợp quốc (LHQ)
USD	Đô la Mỹ [ <i>1 USD = 100 cent Mỹ</i> ]
VCCI	Phòng Thương mại và Công nghiệp Việt Nam
VEPF	Quỹ Bảo vệ môi trường (BVMT) Việt Nam
VGGS	Chiến lược Tăng trưởng xanh Việt Nam
VINACOMIN	Tổng Công ty công nghiệp than-khoáng sản Việt Nam
VND	Đồng Việt Nam [nội tệ]
Wp	Wat đỉnh [ <i>đôi khi gọi là “peak Watt”: đơn vị đo lường lượng điện danh định của một mô-đun quang điện mặt trời, tương ứng với sản lượng điện tối đa/ước tính từ mô-đun đó ở nhiệt độ 25°C; đây chính là lượng điện mà một mô-đun quang điện có thể cấp nếu mô-đun thu nhận được 1000 Wat lượng bức xạ mặt trời trên diện tích một mét vuông</i> ]

## Tóm lược

Việt Nam tham gia tích cực vào quá trình xây dựng các Mục tiêu Phát triển bền vững (PTBV) toàn cầu và có ý định thực hiện các mục tiêu này. Mục tiêu số 7 trong 17 mục tiêu PTBV là “bảo đảm cho mọi người được sử dụng năng lượng hiện đại, bền vững và tin cậy với giá hợp lý”, với các mục tiêu cụ thể là sử dụng các dịch vụ năng lượng cho mọi người, tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo và nâng cao hiệu suất năng lượng. Ba mục tiêu này đã được phản ánh trong chính sách của Việt Nam. Tài liệu thảo luận chính sách này nhằm đưa ra các kiến nghị về mở rộng phát và tiêu thụ điện mặt trời nhằm giúp thực hiện mục tiêu PTBV 7 ở Việt Nam.

Tương lai của việc cung cấp điện ở Việt Nam có thể phải dựa nhiều vào năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời. Nguồn điện này sẽ hạn chế sự phụ thuộc vào nhập khẩu năng lượng kể cả than ngày càng tăng của Việt Nam. Điện mặt trời còn có lợi về kinh tế, xã hội, môi trường và sức khỏe, cũng như là đóng góp chủ yếu của Việt Nam cho việc giảm thiểu BĐKH toàn cầu.

Các kế hoạch chính thức cho thấy đến năm 2030, điện đốt than sẽ chiếm hơn một nửa gói điện. Các lý do chính của những kế hoạch này là Việt Nam cần lượng điện lớn để hỗ trợ tăng trưởng kinh tế; Việt Nam có các trữ lượng than lớn; và than được coi là nguồn năng lượng rẻ. Hơn nữa, Việt Nam thiếu vốn tài chính công để mở rộng nguồn cung cấp năng lượng của mình trong khi các tổ chức tài chính tư nhân quốc tế và các công ty thiết bị và xây dựng vẫn quan tâm đầu tư vào các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam. Nhưng tất cả lý do này có thể còn là câu hỏi.

Gần đây các mức dự báo nhu cầu điện đã giảm và các kế hoạch mở rộng năng lượng tái tạo tăng lên. “Kế hoạch Phát triển điện VII-sửa đổi” và Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo (REDS) cũng cắt giảm nhập khẩu than ước tính cho sản xuất điện vào năm 2030 so với các mức ước tính trong Kế hoạch Phát triển điện VII. Việc thực hiện các mục tiêu mới sẽ là một bước quan trọng hướng tới việc thực hiện hợp phần giảm thiểu phát thải khí nhà kính trong Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định của Việt Nam (INDC) gửi cho Công ước khung LHQ về BĐKH vào năm 2015.

Tuy nhiên, điện đốt than chắc chắn vẫn chi phối và lượng than nhập khẩu vẫn còn lớn với sự phụ thuộc lâu dài vào các thị trường quốc tế. Một số nhà phân tích tin rằng, việc phát triển cơ sở hạ tầng phục vụ nhập khẩu và phân phối than quy mô lớn chưa được đưa vào đầy đủ trong các kế hoạch và các ước tính chi phí, cũng như đòi hỏi các khoản đầu tư rất lớn.

Khái thác và vận chuyển than gây phá hủy môi trường và ô nhiễm, cũng như các nhà máy điện đốt than gây ô nhiễm không khí và phát sinh những lượng lớn tro bay cần được vận chuyển, chôn lấp và/hoặc sử dụng. Hơn nữa, các tiêu chuẩn môi trường của Việt Nam trong bối cảnh này lại dễ dãi hơn (rất) nhiều so với các nước khác. Điều này gây ra các vấn đề về sức khỏe và chết yểu, ảnh hưởng xấu đến nông nghiệp và các sinh kế khác, cũng như toàn bộ nền kinh tế. Đây là những chi phí thực tế nhưng các chi phí này hầu như “nằm ngoài” các tính toán về chi phí điện đốt than. Quan trọng là, việc xây dựng các nhà máy điện đốt than đã quy hoạch sẽ đe dọa “chốt” các mức phát thải khí nhà kính dài hạn, cũng như sẽ làm cho Việt Nam trở thành nước phát thải các khí nhà kính lớn tính theo đầu người vào năm 2030.

Ngoài ra, hầu hết lượng điện sản xuất ra đang được bán với các giá thấp hơn chi phí cấp điện cho khách hàng, thậm chí không tính gộp các chi phí ngoại lai của điện đốt than nói trên. Việc sản xuất điện đốt than ở Việt Nam vẫn được gián tiếp trợ giá bằng thủy điện giá rẻ và một vài cơ chế khác. Giả sử giá các-bon ở mức vừa phải là 5 hay 10 USD/tấn CO<sub>2</sub> để minh họa cho việc loại bỏ dần các khoản trợ giá nhiên liệu hóa thạch và tính gộp các chi phí sử dụng các phương tiện than vào giá chi phí điện đốt than, có ý nghĩa quan trọng làm cho các hình thái năng lượng tái tạo khác nhau có tính cạnh tranh và giúp thu hút được đầu tư tư nhân trong nước và quốc tế trong sản xuất điện mặt trời.

Chiến lược REDS đề ra các mục tiêu năng lượng tái tạo, trong đó có các mục tiêu điện mặt trời. Những lợi ích của điện mặt trời là rõ ràng xét theo triển vọng về môi trường, sức khỏe và cả sinh kế vì công nghiệp trong nước (xây dựng, bảo dưỡng và khả năng là cả lắp ráp và chế tạo thiết bị) có thể phát triển, cũng như chắc chắn sẽ tạo ra việc làm. Chiến lược còn đề xuất phí môi trường đối với việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch, trong đó các khoản tiền thu sẽ dành cho Quỹ Phát triển năng lượng tái tạo nhằm hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo. Các biện pháp khác để thực hiện những mục tiêu của chiến lược này, như miễn thuế cũng được đưa vào và Việt Nam đã thực hiện một số chính sách hỗ trợ phát triển sản xuất điện gió và sinh khối trong khi chính sách tương tự về điện mặt trời đang được dự thảo.

Bức xạ mặt trời ở Việt Nam là khá lớn và tiềm năng cho điện mặt trời là đặc biệt cao ở miền Trung và miền Nam đất nước. Hiện nay ở một số nước, điện mặt trời có thể lắp đặt để sản xuất điện ở “mức chi phí trung bình” trên kWh điện, thấp hơn mức chi phí của than và hầu hết các hình thái phát điện khác. Tuy nhiên, các rủi ro cao thấy rõ về tài chính ở Việt Nam và do vậy, chi phí vốn cũng như thiếu các năng lực có nghĩa là các khoản đầu tư ban đầu cho điện mặt trời có khả năng đắt hơn các chi phí phát điện đốt than, trừ phi áp đặt giá các-bon (thuế, phí hoặc các lệ phí khác).

Trên cơ sở tính toán mô hình, đưa ra một “biểu giá bán điện ưu đãi, FiT” là 15 cent Mỹ/kWh đối với các nhà máy quang điện mặt trời trong đất liền và 19 cent Mỹ/kWh đối với các nhà máy điện ngoài hải đảo trong thời gian hoạt động 20 years. Như vậy thì giá FIT ngoài hải đảo rẻ hơn so với điện phát bằng diesel mà hiện nay sử dụng phổ biến ở các đảo và như vậy, điện mặt trời là phương án hấp dẫn hơn đối với bất kỳ khoản đầu tư nào trong tương lai. Tuy nhiên, giá FIT trong đất liền lại cao hơn, như dự thảo chính sách điện mặt trời của Chính phủ đưa ra là 11.2 cent Mỹ/kWh, và đều cao hơn giá bán lẻ tính trung bình năm 2015 là 7.6 cent Mỹ/kWh.

Xin kiến nghị là, các giá đó cần được quy định là các giá FIT tối đa. Sau đó Chính phủ và Tập đoàn EVN có thể thương lượng đầu tư dưới mức tối đa đó, hoặc có thể tổ chức “các cuộc bán đấu giá ngược” để bảo đảm sao cho các nhà đầu tư trả giá càng thấp hơn giá này bao nhiêu càng tốt. Ban đầu giá FIT cố định và thấp hơn có thể không hấp dẫn nhà đầu tư và do vậy, thị trường điện mặt trời khó có khả năng phát triển. Việc bán đấu giá sẽ loại bỏ được tình trạng thông tin không nhất quán giữa các nhà đầu tư và các nhà quản lý, trong khi đó lại giữ được các chi phí trong các giới hạn có thể dự báo được. Có thể tổ chức các cuộc bán đấu giá liên tiếp trên cơ sở các bài học học được và do các chi phí đầu tư điện mặt trời giảm đi trên bình diện quốc tế, thì các dự án sản xuất điện sẽ lắp đặt, chắc sẽ đẩy các giá tiếp tục giảm sâu hơn. Xin kiến nghị là phải bảo đảm giá thỏa thuận (để trả cho nhà đầu tư) trong suốt thời gian hoạt động của dự án (thường là 20 năm) và sẽ điều chỉnh giá FIT (tối đa) trong các khoảng thời gian nhất định. Bằng cách đó, các nhà tài chính, các nhà chế tạo và cung ứng thiết bị và các công ty xây dựng sẽ tích lũy kinh nghiệm, thị trường có thể phát triển và có thể tiếp tục giảm được chi phí.

Đồng thời, các lợi ích còn có thể “phân tán” được điện mặt trời, tức là có thể sản xuất điện gần với khách hàng với các quy mô khác nhau. Việc sản xuất điện có thể bằng hình thức các trạm lắp đặt trên “mái nhà” được nối lưới điện; như các hệ thống đơn lẻ hay hệ thống chung không nối lưới điện có các ngân hàng (bộ) ắc quy; hoặc có thể sử dụng điện mặt trời như bộ phận của các hệ thống lưới điện nhỏ gộp lại. Tất cả những áp dụng đó có thể cải thiện được việc sử dụng điện của các cộng đồng vùng sâu, vùng xa và hải đảo, nơi chỉ có vài phần trăm dân số Việt Nam còn chưa được nối lưới điện, cũng như các hộ gia đình hoặc các doanh nghiệp hiện vẫn đang phải chịu cảnh cấp điện thất thường.

Vấn đề xin kiến nghị là phải ban hành một chính sách “công tơ hai chiều” (Net-Metering) đối với các hệ thống điện mặt trời quy mô nhỏ nối lưới (kể cả hệ thống “mái nhà”) có ý nghĩa căn bản đối với việc tiêu thụ tại chỗ. Những hệ thống này cấp ít điện thừa cho lưới điện để bù lại lượng điện họ mua (lấy điện từ lưới khi sản xuất không đủ). Những người sở hữu các hệ thống này sẽ “bán” và “mua” theo giá bán lẻ điện hiện hành, về cơ bản là sử dụng các đồng hồ đo điện 2 chiều. Điều đó có thể có khả năng phát triển điện mặt trời phân tán, ít nhất ở 3 hoàn cảnh điển hình sau:

Thứ nhất, theo các quy định về điện hiện nay, giá bán lẻ điện tại đối với một số hoạt động kinh doanh nhất định trong các giờ tiêu thụ “bình thường” và “cao điểm” khi bức xạ mặt trời cao, thì cao hơn đáng kể so với giá trung bình. Việc này rất có khả năng là với chính sách đo lường điện thực và các giá bán lẻ điện quốc gia như hiện tại hoặc tăng nhẹ, thì đầu tư vào các hệ thống điện mặt trời trên mái nhà hấp dẫn về mặt tài chính đối với các doanh nghiệp. Các tính toán mô hình cho rằng không cần giá FIT cao để khuyến khích đầu tư quang điện mặt trời. Và khi giá bán lẻ điện tăng lên trong những năm tới đây và các chi phí sẽ giảm đi, thì điện mặt trời mái nhà chắc sẽ trở nên hấp dẫn đối với ngày càng nhiều doanh nghiệp.

Thứ hai, điện mặt trời mái nhà cũng sẽ có sức hấp dẫn về mặt tài chính đối với các hộ gia đình khi họ phải trả một phần tiêu thụ điện của gia đình theo mức giá cao hơn trong cơ cấu biểu giá bán lẻ điện cho các hộ tiêu dùng điện sinh hoạt. Nhóm các nhà đầu tư tiềm năng này đặc biệt đòi hỏi đơn giản hóa các yêu cầu về hành chính đối với việc lắp đặt điện mặt trời mái nhà và nối lưới điện như kinh nghiệm quốc tế. Khi các giá bán lẻ điện có tăng lên trong những năm tới đây và các chi phí công nghệ điện mặt trời giảm đi, chắc sẽ có nhiều hộ gia đình hơn quan tâm đến việc đầu tư điện mặt trời.

Thứ ba, điện mặt trời có thể có vai trò trung tâm trong việc nâng cao việc dụng điện ở vùng sâu, vùng xa và hải đảo, đặc biệt là các làng và các hộ chưa được nối lưới. Điện mặt trời rẻ hơn nhiều so với điện sản xuất từ các máy phát điện chạy dầu diesel (hiện đang được vận hành chủ yếu ở các đảo) và nếu tính cả các bộ ắc-quy hoặc điện mặt trời là một phần của các lưới điện nhỏ ghép với nhau thì có thể cạnh tranh tốt với phương án kéo lưới điện đến một số ít hộ gia đình với các chi phí truyền tải và phân phối điện cao. Sau này, các hệ thống chưa nối lưới điện tại địa phương có thể nối với lưới điện quốc gia và điều đó có nghĩa là các hộ nghèo vùng sâu, vùng xa có thể hưởng lợi điện năng trong ngắn hạn và không cần phải chờ đến khi hoàn toàn có lưới điện quốc gia và như vậy, cũng chứng tỏ là có lợi.

Những kiến nghị để khuyến khích đầu tư vào nhà máy điện mặt trời, cũng như các hệ thống điện mặt trời cộng đồng và “mái nhà” nối và không nối lưới chủ yếu nhằm hướng tới giảm đầu tư vốn ban đầu và giảm thiểu các rủi ro của nhà đầu tư: các chính sách thuế có lợi; bảo lãnh tiền vay hoặc gói kích thích của Chính phủ thông qua ngân hàng; tiện viện trợ hoặc khoản vay ưu đãi ODA để chuẩn bị cho “các cuộc bán đầu giá ngược” đầu tiên về các nhà máy điện mặt trời; các khoản trợ giá cho các hệ thống điện mặt trời ở vùng sâu, vùng xa và hải đảo (Chính phủ, các tỉnh, EVN và hoặc ODA); cũng như sử dụng các quỹ đặc biệt (ở trong nước) để hỗ trợ các nhà chế tạo và cung ứng và các nhà vận hành thiết bị điện mặt trời trong nước.

Chúng tôi xin đề xuất cần loại bỏ hoàn toàn các khoản trợ giá gián tiếp các nhiên liệu hóa thạch trong ngành năng lượng của Việt Nam và hãy bắt đầu đưa vào các chi phí ngoại lai của việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch, như đưa vào Chiến lược REDS thông qua phí môi trường áp dụng đối với sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Giá bán lẻ điện càng thấp là rào cản chính đối với phát triển điện mặt trời và loại bỏ dần trợ giá gián tiếp và giá các-bon hoặc phí môi trường có nghĩa là phải tăng dần giá bán lẻ điện tính trung bình, ví dụ ở các mức 5-10% năm trong 3 năm. Việc này phải kết hợp với việc loại bỏ dần mọi hình thức hỗ trợ điện đốt than.

Những quy định để khuyến khích năng lượng tái tạo có thể còn đưa vào phương án áp đặt “các tiêu chuẩn tỷ trọng đầu tư”, tức là quy định tỷ trọng điện năng cụ thể mà các công ty phát điện sản xuất, phải sản xuất từ năng lượng tái tạo; và phương án các Tiêu chuẩn dựa vào hiệu suất, tức là quy định cụ thể các mức phát thải khí nhà kính được phép theo đơn vị sản lượng của các công ty phát điện.

Việc khuyến khích đầu tư vào các nhà máy điện mặt trời, các hệ thống “mái nhà” và cộng đồng còn đòi hỏi phải ban hành các tiêu chuẩn kỹ thuật và môi trường; các thủ tục hành chính (như đo lường điện thực); và các hướng dẫn quy hoạch sử dụng đất, đánh giá tác động môi trường, cũng như tham vấn với các bên có liên quan ở địa phương. Hơn nữa, việc phát triển ngành điện mặt trời đòi hỏi tăng cường các năng lực của nhiều bên liên quan, mà có thể hỗ trợ một phần bằng ODA.

# 1. Giới thiệu

Việt Nam đã làm tốt về việc thực hiện các Mục tiêu Phát triển thiên niên kỷ (MDG) và những thành tựu về giảm nghèo của Việt Nam trong giai đoạn đến năm 2015 là rất nổi bật. Việt Nam còn tích cực tham gia vào quá trình xây dựng các Mục tiêu PTBV toàn cầu<sup>1</sup>, cũng như có ý định thực hiện các mục tiêu này.

Mục tiêu 7 của các Mục tiêu PTBV là “bảo đảm cho mọi người được sử dụng năng lượng hiện đại, bền vững và tin cậy với giá hợp lý”, cũng như các mục tiêu có liên quan là: đến năm 2030, (7.1) bảo đảm cho mọi người được sử dụng các dịch vụ năng lượng hiện đại và tin cậy với giá hợp lý; (7.2) tăng đáng kể tỷ trọng năng lượng tái tạo trong toàn bộ tổ hợp năng lượng; và (7.3) tăng gấp đôi tổng tỷ lệ cải thiện hiệu suất năng lượng.

Ba mục tiêu này đã được phản ánh trong chính sách của Việt Nam và đang được triển khai rất tốt cho dù cần thực hiện nhiều hơn:

1. Đến cuối 2013, hơn 98% các hộ gia đình Việt Nam đã được sử dụng điện và Việt Nam đang hướng tới mục tiêu 100% vào năm 2020. Các hộ gia đình chưa được nối lưới điện chủ yếu ở các khu vực nông thôn vùng sâu, vùng xa, kể cả các cộng đồng dân tộc thiểu số.
2. Thủy điện cung cấp 1/4 điện năng của Việt Nam, nhưng gói điện năng ngày càng bị lệ thuộc nhiều hơn vào các nhiên liệu hóa thạch. Các nguồn năng lượng tái tạo ngoài thủy điện, chủ yếu là điện gió, mặt trời và sinh khối có tiềm năng quan trọng, mặc dù việc áp dụng vẫn còn rất hạn chế và Việt Nam đã đề ra các mục tiêu để mở rộng các loại điện này.
3. Cường độ năng lượng của kinh tế Việt Nam đang giảm nhẹ nhưng vẫn còn tương đối cao. Hiệu suất năng lượng ở một số doanh nghiệp và ngành kinh tế đang được cải thiện là do Chương trình Mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng hiệu quả và bảo tồn năng lượng.

Tài liệu thảo luận chính sách này có ý định cung cấp ***các kiến nghị về mở rộng phát và tiêu thụ điện mặt trời***, đặc biệt để giúp ***thực hiện hai mục tiêu đầu của Mục tiêu PTBV 7***.

Tài liệu đánh giá tiềm năng điện mặt trời để thay đổi xu thế mở rộng hơn điện đốt than hiện nay. Tài liệu nhằm giải thích điện mặt trời ***có thể giảm bớt sự phụ thuộc vào than (nhập khẩu) trong tương lai, giảm thiểu các yếu tố ngoại lai nghiêm trọng về kinh tế, môi trường, sinh kế, xã hội và sức khỏe***, cũng như ***cắt giảm phát thải các khí nhà kính trong tương lai***<sup>2</sup> như thế nào. Việc này sẽ hỗ trợ thực hiện các mục tiêu trong Chiến lược REDS của Việt Nam, Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định của Việt Nam (INDC)<sup>3</sup>, và các chỉ tiêu của Mục tiêu PTBV 7, kể cả những lợi ích cho các cộng đồng và các hộ gia đình tương đối nghèo ở vùng sâu, vùng xa.

Tài liệu trích các số liệu từ nhiều nguồn khác nhau, đặc biệt là các báo cáo được ủy thác phân tích: chính sách quốc gia về sản xuất và phân phối điện; ngành công nghiệp than và sản xuất điện đốt than ở Việt Nam; các kinh nghiệm quốc tế về khuyến khích điện mặt trời; các chính sách quốc gia và những thực tiễn về điện mặt trời; cũng như ngành công nghiệp điện mặt trời non trẻ trong nước (IoE, 2014a; IoE 2014b; IoE, 2015; Sunderasan, 2014; GreenID, 2015; Trinh Quang Dũng, 2015).

<sup>1</sup> “Biến đổi Thế giới của chúng ta: Chương trình nghị sự PTBV năm 2030”: <https://sustainabledevelopment.un.org/>

<sup>2</sup> Tài liệu này không đề cập đến vấn đề nhu cầu công suất tải cơ sở trong hệ thống điện mà than có thể tạo ra, không phải điện mặt trời. Bởi vì ngay cả nguồn cung dựa vào than có giảm nhiều thì Việt Nam có thể tạo ra phụ tải cơ sở từ than, khí và điện hạt nhân (đã quy hoạch) cũng như thủy điện kể cả bơm tích lũy.

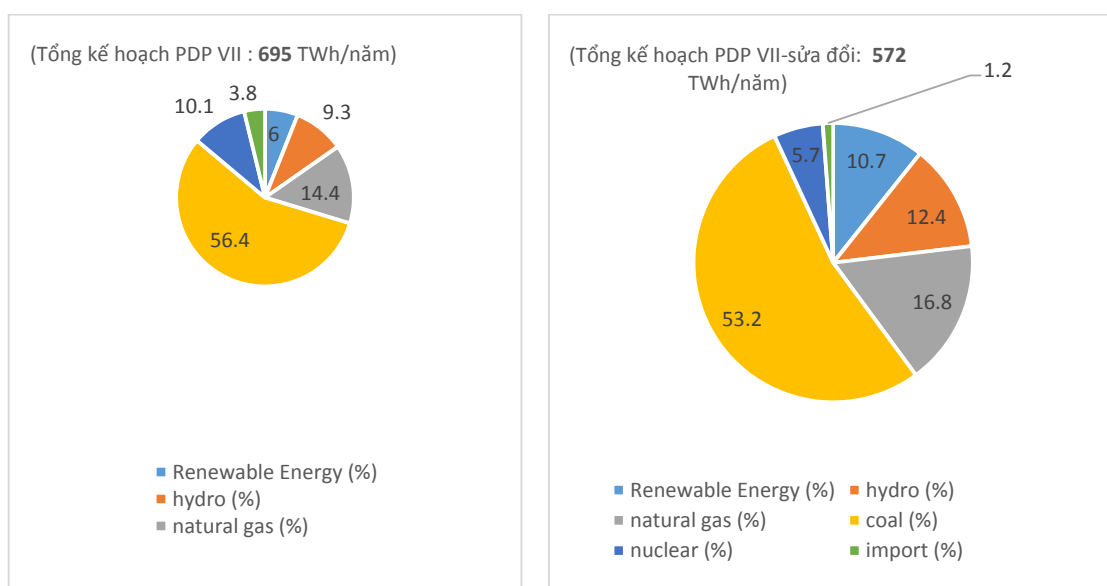
<sup>3</sup> Đóng góp này đã được Việt Nam gửi cho Công ước khung LHQ về BĐKH và gồm có “các đóng góp” cắt giảm phát thải khí nhà kính cũng như thích ứng với BĐKH. Những đóng góp INDC là một phần của các thỏa thuận đạt được tại Paris năm 2015. Xem: [http://unfccc.int/focus/indc\\_portal/items/8766.php](http://unfccc.int/focus/indc_portal/items/8766.php)

## 2. Các chi phí ngoại lai và các tác động của một tương lai điện đốt than

Tương lai nguồn cung cấp điện ở Việt Nam có thể dựa nhiều vào năng lượng tái tạo, kể cả điện mặt trời và không bị chi phối bởi điện đốt than cực kỳ gây ô nhiễm. Việc mở rộng mạnh mẽ điện mặt trời là có khả năng thực hiện ở Việt Nam và sẽ hạn chế được sự lệ thuộc vào nhập khẩu năng lượng ngày càng tăng của Việt Nam. Việc mở rộng điện mặt trời còn mang lại những lợi ích về kinh tế, môi trường, xã hội, sức khỏe và sẽ là đóng góp lớn của Việt Nam cho việc giảm thiểu BĐKH toàn cầu.

Những dự báo chính thức về chính sách trong Kế hoạch Phát triển điện VII (2011-2020 với tầm nhìn đến 2030) (“PDP VII”<sup>4</sup>) là năng lượng tái tạo sẽ chiếm 6% tổng sản lượng điện hàng năm vào năm 2030, bao gồm điện sinh khối và điện gió, nhưng điện đốt than vẫn là nguồn lớn hơn nhiều, tới 56.4%. Kế hoạch sửa đổi (“PDP VII-revised”<sup>5</sup>) đã cắt giảm các mức dự báo tổng nhu cầu điện cho năm 2030 từ 695 xuống 572 TWh/năm; giảm tổng điện năng đốt than theo kế hoạch và tỷ trọng than trong gói điện năng; cắt giảm tổng và tỷ trọng điện hạt nhân; cũng như tăng tổng và tỷ trọng điện đốt khí và năng lượng tái tạo (xem Hình 1).

**Hình 1 – Sản lượng điện dự báo đến năm 2030 (Kế hoạch PDP VII và PDP VII-sửa đổi)**



Kế hoạch PDP VII là một phần của kịch bản phát thải khí nhà kính “mọi việc đều sẽ vào đây” (BAU) trong Đóng góp INDC của Việt Nam gửi cho Công ước khung LHQ về BĐKH vào cuối năm 2015. Trong đóng góp này, Việt Nam đặt mục tiêu cắt giảm 8% phát thải khí nhà kính dựa theo kịch bản BAU bằng các hành động trong nước và cắt giảm 25% với sự hỗ trợ của quốc tế. Việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong ngành điện là nguyên nhân chủ yếu về phát thải khí nhà kính trong tương lai. Kịch bản BAU và mục tiêu 8% sẽ dẫn đến Việt Nam phát thải 7.4 tấn “đi-ô-xit các-bon tương ứng” (CO<sub>2</sub>e)<sup>6</sup> tính theo phát thải khí nhà kính trên đầu người vào năm 2030 và gần 7 tấn/đầu người tương

<sup>4</sup> Quyết định 1208/QĐ-TTg ngày 21/07/2011 về việc phê duyệt “Kế hoạch Phát triển điện quốc gia, giai đoạn 2011 – 2020 và tầm nhìn đến 2030”

<sup>5</sup> Quyết định 428/QĐ-TTg ngày 18/03/2016 về việc phê duyệt “Sửa đổi Kế hoạch Phát triển điện quốc gia, giai đoạn 2011 – 2020 và tầm nhìn đến 2030”

<sup>6</sup> CO<sub>2</sub>e = nồng độ CO<sub>2</sub> mà có thể gây ra mức nóng lên tương tự như một loại khí nhà kính nào đó

ứng (Wörten và Riesenber, 2015). Điều đó có nghĩa là Việt Nam sẽ phát thải khí nhà kính tính theo đầu người nhiều hơn Liên minh Châu Âu (EU) với mức phát thải tính trung bình dự báo là 6 tấn/đầu người vào năm 2030 theo Đóng góp INDC của EU. Tuy nhiên, các mục tiêu của kế hoạch PDP VII-sửa đổi sẽ có đóng góp lớn vào mục tiêu cắt giảm khí nhà kính có điều kiện của Việt Nam là 25%, từ đó có được mức phát thải CO<sub>2</sub>e khoảng 5.3 tấn/ đầu người vào năm 2030<sup>7</sup>.

Mặc dù có các mục tiêu mới trong Kế hoạch PDPVII sửa đổi, nhưng than vẫn là nguồn năng lượng quan trọng nhất trong tương lai và vẫn đưa vào thực hiện chương trình phát triển điện đốt than đầy tham vọng. Các mục tiêu về than dù đã được điều chỉnh, nhưng vẫn phải đủ để vận hành 100 tổ máy ở một số nhà máy (tổ hợp) điện đốt than hiện có và sẽ xây mới từ 2016 đến 2030<sup>8</sup>.

Nếu cân nhắc đến chi phí thực của sản xuất điện đốt than cũng như những lợi ích thực của điện mặt trời và khả năng có quyết tâm hơn trong việc giảm bớt sự phụ thuộc vào than, thì có thể thực hiện được kịch bản tương lai đã điều chỉnh của Kế hoạch PDP VII-sửa đổi. Điện mặt trời là một trong các công nghệ năng lượng tái tạo có nhiều tiềm năng nhất ở Việt Nam, cho dù hiện tại chỉ mới được sử dụng ở quy mô rất nhỏ. Một số chi phí không tính được nhưng là chi phí thực của sản xuất điện đốt than đã quy hoạch, cao hơn rất nhiều so với bất kỳ sự bất lợi nào của điện mặt trời.

## Hình 2 – Kế hoạch sản xuất và nhập khẩu than phục vụ sản xuất điện

(triệu tấn)	2015	2020	2025	2030
<b>Kế hoạch Phát triển ngành than đến 2020 và triển vọng đến 2030 (60/QĐ-TTg, 09/01/2012)</b>				
Tổng nhu cầu than	56.2-60.7	112.4-120.3	145.5-177.5	220.3-270.1
Nhu cầu than phát điện	33.6-38	82.8-90.8	112.7-144.7	181.3-231.1
Tổng sản lượng khai thác	55-58	60-65	66-70	75
Khai thác vùng Đông-Bắc	55-58	59-64	64-68	65
Khai thác Châu thổ Sông Hồng	0	0.5-1	2	10
Than trong nước dành phát điện <sup>a</sup>	27	30	35	40
<b>Kế hoạch PDP 2011-2020 và triển vọng đến 2030 (PDP VII) (1208/QĐ-TTg, 21/07/2011)</b>				
Nhu cầu than phát điện		67.3		171
Dự kiến nhập khẩu để phát điện <sup>b</sup>	6.6-11	37.3	77.7	131
<b>Kế hoạch PDP 2011-2020 và triển vọng đến 2030 đã điều chỉnh (Kế hoạch PDP VII-sửa đổi) (428/QĐ-TTg, 18/03/2016)</b>				
Nhu cầu than phát điện		63	95	129
Dự kiến nhập khẩu để phát điện <sup>c</sup>		33	60	89

<sup>a</sup> **Nguồn:** “Triển vọng Phát triển công nghiệp than của Việt Nam”, bài trình bày của ông Lrr Minh Chuẩn, Tổng Giám đốc điều hành VINACOMIN tại Lễ kỷ niệm Ngày Than sạch tại Nhật Bản lần thứ 20 tại Tokyo, 6/9/2011.

<sup>b</sup> Dựa trên số liệu trong Quyết định của Thủ tướng số 1208/QĐ-TTg và ước tính than trong nước để phát điện

<sup>c</sup> Dựa trên số liệu trong Quyết định của Thủ tướng số 428/QĐ-TTg và ước tính than trong nước để phát điện

Kế hoạch PDP VII đòi hỏi khối lượng than nhập khẩu rất lớn để sản xuất điện và những con số này đã được điều chỉnh trong Kế hoạch PDP VII-sửa đổi (Hình 2). Tuy vậy, vẫn đòi hỏi phải nhập khẩu khối lượng lớn trong khi cơ sở hạ tầng nhập khẩu và vận chuyển than kém phát triển và tốn kém,

<sup>7</sup> Xem <http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Submission%20Pages/submissions.aspx> về Đóng góp INDC của EU và Việt Nam. Trong các ước tính trình bày trong Đóng góp INDC thì dân số Việt Nam đến năm 2030 được ước tính là 110 triệu.

<sup>8</sup> Gắn 100 tổ máy này được liệt kê tại Quyết định 428/QĐ-TTg ngày 18/03/2016.

cũng như việc đầu tư vào các cơ sở hạ tầng chủ yếu chưa được tính vào các dự báo chi phí điện đốt than một cách đầy đủ (Trung tâm GreenID, 2015).

Các mục tiêu khai thác than chưa được hoàn thành. Ví dụ, sản lượng than thực tế trong nước năm 2015 là 37.3 triệu tấn thay vì 55-58 triệu tấn (xem Hình 2). Lý do một phần là vì những trận mưa to trong các tháng 7/8 năm 2015 làm ngập các mỏ và phải dừng sản xuất một thời gian.

Những trận mưa này còn làm sạt lở bãi thải mỏ được bảo vệ kém cỏi ở Cẩm Phả và bùn than tràn vào các khu dân cư và sông suối. Các trận mưa, lũ và bùn làm chết một số người, phá hủy nhà cửa, hàng hóa và thiết bị và gây ô nhiễm môi trường xung quanh, kênh mương và Vịnh Hạ Long (Hình 3).

**Hình 3 – Hình ảnh về thảm họa chất thải mỏ ở Cẩm Phả, các tháng 7/8, 2015**



Thậm chí trước khi thảm họa xảy ra, nhiều tác động tiêu cực của việc khai thác than đã được xác định nhưng không được ngăn chặn. Và các chi phí cho các biện pháp phòng ngừa hoặc các chi phí khai thác, vận chuyển và sử dụng than đối với môi trường, sức khỏe con người và các sinh kế chưa được tính đầy đủ trong giá chi phí của than – do vậy, than dường như rẻ hơn với giá thực của than.

Ví dụ, Đinh Chính Lợi và cộng sự (2007) đã đánh giá các tác động môi trường của chu kỳ sản xuất than gây ở Việt Nam và đã xác định các vấn đề chủ yếu là (i) ô nhiễm bụi; (ii) ô nhiễm tiếng ồn; và (iii) nước thải mỏ nhiễm bản a-xít và đục. Nghiên cứu này cũng đề xuất các phương án phòng ngừa và xử lý ô nhiễm.

Một nghiên cứu gần đây về thành phần hóa chất trong đất trồng lúa ở Cẩm Phả, một khu vực khai thác lớn, cho thấy các nồng độ các kim loại độc hại rất cao từ khai thác than và cho rằng cho đến nay không có áp dụng các biện pháp phòng ngừa hữu hiệu nào. Họ còn phát hiện sản lượng lúa giảm đi ngay cả khi các giống lúa địa phương dường như đã thích ứng với ô nhiễm. Họ cũng phát hiện các mức nhiễm bản cao trong cây lúa và thóc, “mà có thể dẫn đến tích tụ kim loại (như Cd) trong các bộ phận cơ thể người và dẫn đến mắc bệnh nghiêm trọng” (Martinez và cộng sự., 2013). Ngoài sự chịu đựng của con người, bệnh dịch còn làm giảm thu nhập và tăng chi phí điều trị và đó là các chi phí thực sự đối với các gia đình, nhà nước và nền kinh tế.

Tuy nhiên, đầu tư vào các nhà máy điện đốt than mới, sử dụng than trong nước và nhập khẩu và công nghệ trong nước và nước ngoài và tiếp tục vốn đầu tư và như vậy, tổng nguồn cung cấp điện đang tăng lên một cách đều đặn (Hình4).

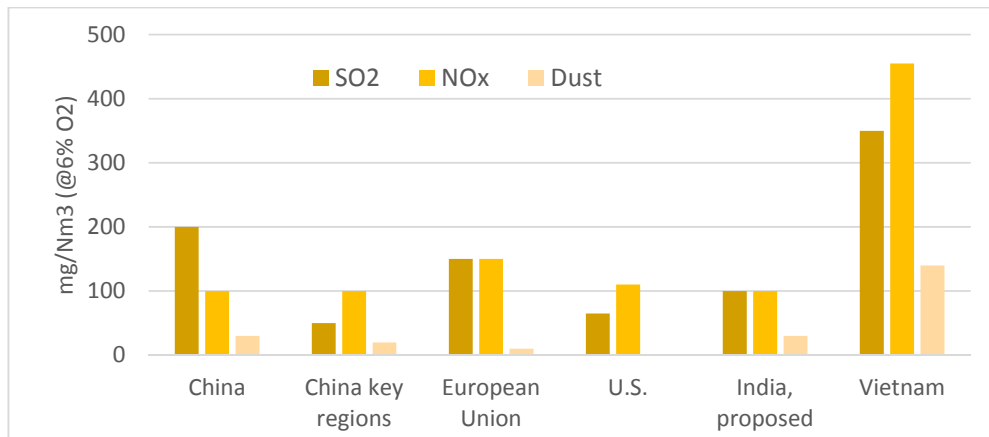


**Hình 4 – Hình ảnh công bố phát triển các nhà máy điện đốt than**



Các tiêu chuẩn ô nhiễm mà các nhà máy điện đốt than mới phải tuân thủ ở Việt Nam để dài hơn nhiều so với các tiêu chuẩn ở các nước khác (Hình 5). Ngoài ra, các công ty từ các nước có quy định các giới hạn ô nhiễm nghiêm ngặt lại đang thiết kế, cung cấp tài chính và/hoặc thi công các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam với các chi tiết công nghệ không được chấp nhận ở nước họ.

**Hình 5 – Các giới hạn phát thải đối với các nhà máy điện đốt than mới**



**Nguồn:** Myllyvirta, Lauri (2015)

Tuy nhiên, các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam phải được thiết kế và xây dựng với các biện pháp hạn chế các tác động môi trường như được quy định trong các báo cáo đánh giá tác động môi trường bắt buộc đối với những dự án đầu tư này. Việc quy định này thường là các biện pháp ngăn ngừa ô nhiễm từ vận chuyển, lưu kho và xử lý chất thải, nhất là tro bay. Tuy nhiên, các nhà máy điện đốt than thường không tôn trọng những cam kết đó hoặc chậm thực hiện cam kết và những biện pháp được đề xuất có thể không giải quyết triệt để rủi ro ô nhiễm do vận chuyển than và sản xuất điện và vận chuyển và xử lý chất thải từ các nhà máy điện đốt than.

Đó cũng là trường hợp xảy ra đối với những dự án đầu tư quy mô lớn gần đây, như tổ hợp điện Vĩnh Tân 1,2,3,4, (mở rộng) với tổng công suất lắp đặt là 6,404MW. Các tổ máy Vĩnh Tân 2 đang vận hành (với tổng công suất lắp đặt là 1200 MW) và các nhà máy khác đang được quy hoạch hoặc thi công

(Sở KH&CN Bình Thuận, 2016). Khi hoàn thành tổ hợp điện Vĩnh Tân dự kiến tạo ra 3.8 triệu tấn tro bay một năm và cho đến nay duy nhất chỉ có một biện pháp chôn lấp được thực hiện ngay cạnh tổ hợp điện này (xem Hình 6).

**Hình 6 – Hình ảnh về các tác động môi trường cục bộ của nhà máy điện Vĩnh Tân 2**



Hiện nay, Vĩnh Tân 2 phát sinh 4,400 tấn chất thải một ngày và nhiều xe tải chở chất thải qua quốc lộ 1 đến bãi chôn lấp. Các biện pháp ban đầu như phủ xe, tưới đường và bãi chôn lấp, nén và che phủ bãi chôn lấp là chưa đủ, gây ô nhiễm bụi lan tràn ruộng đồng, khu dân cư và nhà cửa kể từ khi 2 tổ máy đầu tiên của Vĩnh Tân 2 bắt công tác vận hành vào tháng 1 năm 2014. Hơn nữa, các ống khói cũng tạo ra bụi và lắng đọng xuống các khu dân cư (Hình 6). Vấn đề này đã dẫn đến các cuộc phản đối của địa phương đầu năm 2015 và Chính phủ đã phải can thiệp bảo đảm đơn vị vận hành tuân thủ với các tiêu chuẩn vận chuyển và chôn lấp tro bay. Tuy nhiên, theo báo cáo của các cơ quan có thẩm quyền của tỉnh thì những biện pháp được áp dụng vào tháng 2 năm 2016 là vẫn chưa ổn thỏa<sup>9</sup>.

Ngoài ra, quy mô của bãi chôn lấp được quy hoạch gần tổ hợp nhà máy điện Vĩnh Tân còn chưa đủ lớn trong trung hạn và dài hạn. Các kế hoạch di dời một số dân địa phương và sử dụng tro bay để làm gạch chẳng hạn (là cần thiết để giảm bớt chôn lấp tro bay) đang được các cơ quan có thẩm quyền địa phương xây dựng, nhưng việc này chắc chắn cần có đầu tư lớn, kể cả việc xây dựng các nhà máy sản xuất gạch.

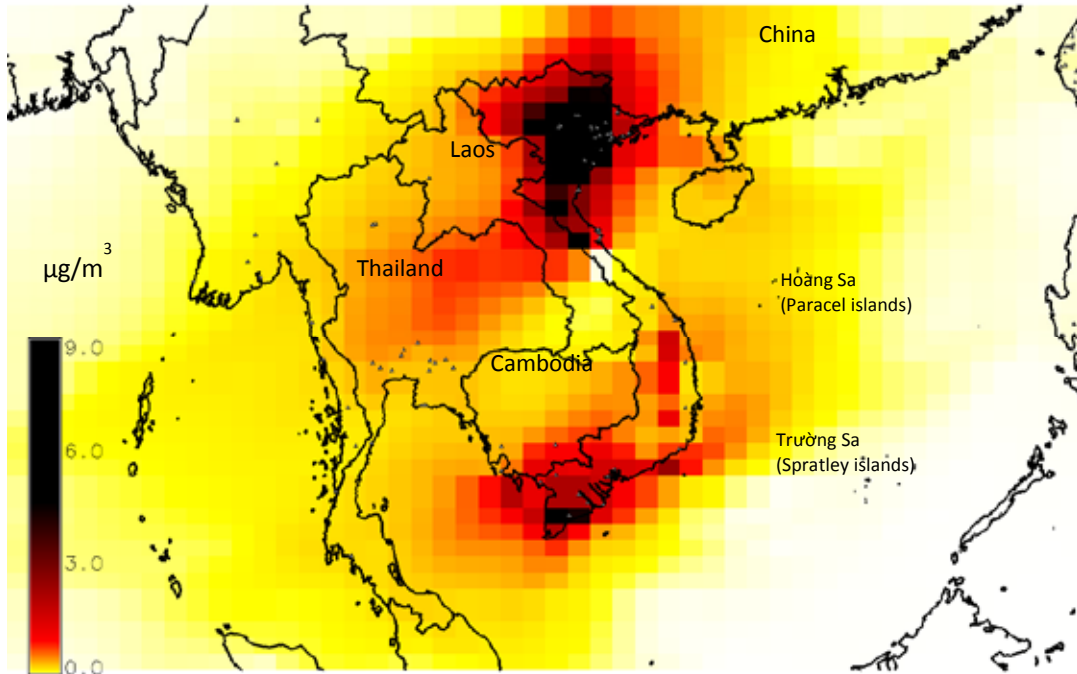
Các cơ quan có thẩm quyền đang tìm kiếm tài chính cho một số biện pháp này, nhưng theo nguyên tắc “người gây ô nhiễm trả tiền” mà Luật BVMT của Việt Nam cũng áp dụng, thì việc này là nghĩa vụ của các chủ sở hữu các nhà máy điện. Nghĩa vụ này nhẽ ra phải là một phần của các kế hoạch ban đầu và/hoặc là điều kiện để phê duyệt đầu tư và như vậy, những chi phí đó sẽ được đưa vào giá chi phí điện đốt than của tổ hợp điện Vĩnh Tân (và tất cả các nhà máy điện đốt than khác).

Cuối cùng, ô nhiễm không khí từ các nhà máy điện đốt than ở quy mô quốc gia cũng đang tăng lên đáng kể. Nếu tất cả các nhà máy được quy hoạch theo Kế hoạch PDP VII sẽ được xây dựng vào năm 2030, thì các trường hợp chết yếu do phát thải của các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam sẽ tăng theo ước tính từ 4,263 người năm 2011 lên 25,402 người mỗi năm vào năm 2030 (Koplitz và các cộng

<sup>9</sup><http://vietnamnews.vn/environment/281921/vinh-tan-power-plant-still-polluting-residential-areas.html> and <http://www.thanhniennews.com/society/pollution-at-vietnam-power-plant-persists-despite-public-outcry-58658.html>

sự., 2015)<sup>10</sup>. Các con số này có được dựa vào việc sử dụng mô hình mô phỏng và mô hình này còn đưa ra Hình 7 minh họa ô nhiễm không khí do các nhà máy điện đốt than gây ra không chỉ giới hạn trong lãnh thổ của Việt Nam<sup>11</sup>.

**Hình 7 – Mức bụi hô hấp PM2.5 phát thải bởi các nhà máy điện đốt than của Việt Nam được quy hoạch đến năm 2030 theo Kế hoạch PDP VII**



Nguồn: Myllyvirta, Lauri (2015)

<sup>10</sup> Bụi hô hấp (PM2.5) làm tăng rủi ro phát triển các bệnh hô hấp và tim mạch.

<sup>11</sup> Những con số này sẽ thấp hơn nếu mô hình mô phỏng sử dụng các mục tiêu các nhà máy điện đốt than theo Kế hoạch PDP VII-sửa đổi, nhưng thứ tự độ lớn của rủi ro giống nhau.

### 3. Các chi phí của điện đốt than và giá bán lẻ điện ở Việt Nam

Hình 8 trình bày kết quả phân tích chuyên gia về “chi phí bình quân” điện đốt than của một số cơ sở phát điện hiện đang vận hành và đang được xây dựng ở Việt Nam. Chi phí bình quân năng lượng hoặc điện (LCoE) là một số đo phổ biến để so sánh các phương án công nghệ khác nhau. Trong bối cảnh này, nó sẽ ước tính các chi phí trung bình trên kWh sản lượng trong suốt thời gian vận hành của một nhà máy điện, cân nhắc tất cả các chi phí đầu tư, vận hành và bảo dưỡng. Trong trường hợp điện đốt than, LCoE phụ thuộc nhiều vào việc lựa chọn công nghệ và chi phí vốn đầu tư ban đầu, cũng như giá than trong khoảng thời gian vận hành nhà máy điện đó. Số đo LCoE được diễn đạt bằng giá trị hiện tại của năm vận hành thứ nhất.

**Hình 8 – Chi phí LCoE của một số nhà máy điện đốt than ở Việt Nam theo các kịch bản giá than khác nhau (chưa tính chi phí truyền tải và phân phối điện)**

Giá điện đốt than (Cent Mỹ/kWh)	Giá than không đổi tính đến 2014	Giá than tăng 1.5%/năm	Giá than tăng 2%/năm	Giá than tăng 3%/năm	Giá than tăng 5%/năm	Giá than tăng 7%/năm	Giá than tăng 10%/năm
<b>Nhà máy điện</b>							
<u>Đang vận hành</u>							
Mạo Khê	5.51	5.94	6.1	6.46	7.35	8.57	11.32
Cẩm Phả	6	6.55	6.75	7.22	8.374	9.95	13.52
Quảng Ninh 1	6.58	7.18	7.41	7.92	9.2	10.94	14.85
Quảng Ninh 2	5.58	6.21	6.46	7.02	8.46	10.48	15.26
<u>Đang xây dựng</u>							
Na Dương 2	6.08	6.62	6.83	7.31	8.54	10.28	14.4
Long Phú 1 (than nhập)	8.38	8.98	9.21	9.73	11.02	12.78	16.78
Sông Hậu 1 (than nhập)	7.92	8.56	8.8	9.35	10.74	12.65	17.02

Nguồn: Trung tâm GreenID (2015)

Giá nhiên liệu năm 2014 được dùng làm giá cơ sở để tính toán trong Hình 8. Giá này được giả định không thay đổi trong khoảng thời gian vận hành của các dự án đầu tư (là 30 năm trong đánh giá này) hoặc có tăng tính trung bình ở các mức 1.5%; 2%; 3%; 5%; 7% hoặc 10% một năm. Hai nhà máy điện đang được xây dựng sẽ lệ thuộc vào than nhập khẩu đắt hơn nhiều so với than trong nước (Sông Hậu 1 và Long Phú 1); Tất cả các nhà máy điện khác sử dụng than trong nước. Rõ ràng là, giá than cao hơn sẽ dẫn đến tăng các chi phí thường thay đổi và chi phí LCoE (GreenID, 2015).

Biên độ chi phí LCoE trong trường hợp cơ sở là 5.51-8.38 cent Mỹ/kWh. Dựa trên các tài liệu quốc tế thì mức tăng trung bình giá than là 2% trong 30 năm được coi là giả định thực tế nhất (GreenID, 2015), từ đó dẫn đến chi phí LCoE là 6.1-9.21 cent Mỹ/kWh<sup>12</sup>. Đây là chi phí sản xuất điện tại nhà máy, có nghĩa là còn có thêm các chi phí về truyền tải và phân phối điện.

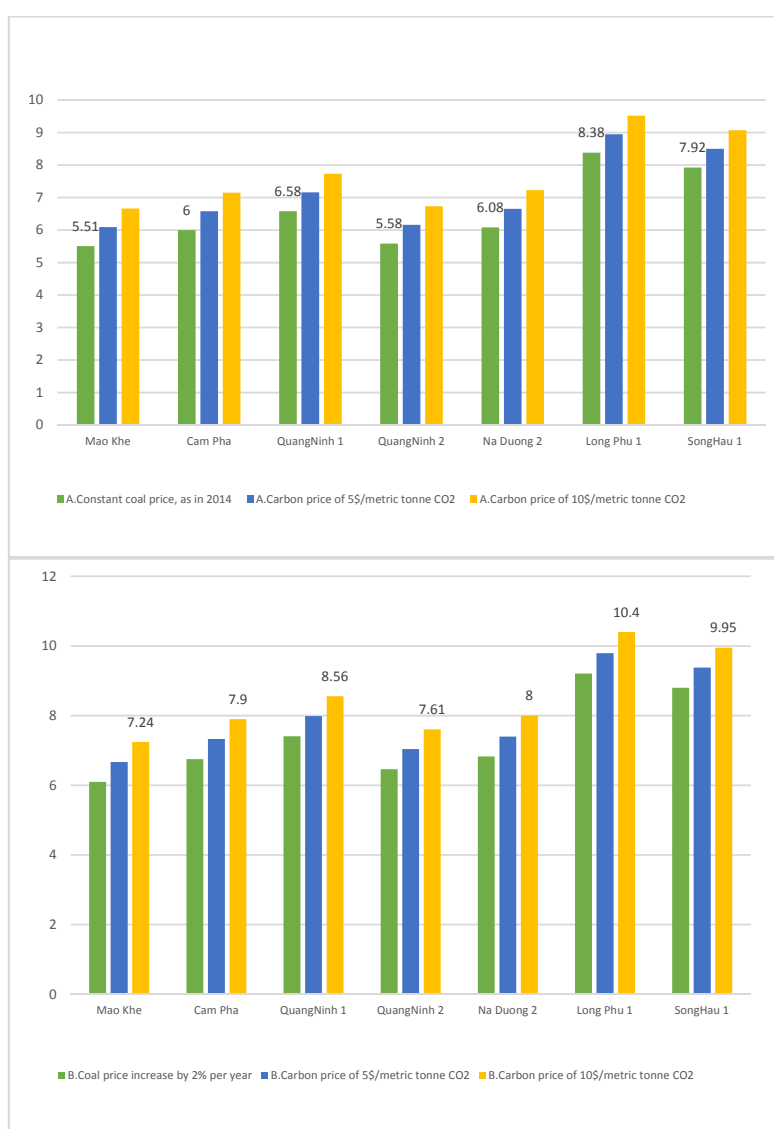
Hầu hết các yếu tố ngoại lai của các chi phí về môi trường, sức khỏe, các sinh kế và ĐKKH toàn cầu được nói đến ở trên, không hoặc hoàn toàn không được đưa vào chi phí điện đốt than, cho dù đó là

<sup>12</sup> Năm 2015, giá than toàn cầu giảm đáng kể và bắt đầu phục hồi chậm vào đầu năm 2016 (xem: <http://knoema.com/xfakeuc/coal-prices-long-term-forecast-to-2020-data-and-charts>). Trong giai đoạn từ nay đến 2020 một vài cơ quan dự báo giá than tiếp tục phục hồi (<http://knoema.com/xfakeuc/coal-prices-long-term-forecast-to-2020-data-and-charts>). Quan trọng là, các nhà máy điện đốt than thường thỏa thuận các hợp đồng mua than dài hạn với các giá nào đó để bảo đảm nguồn cung và tránh giá cả thất thường.

các chi phí thực đối với người dân, các cộng đồng, nhà nước và nền kinh tế. Việc đưa vào các chi phí này có thể thực hiện bằng cách buộc các nhà máy điện, các mỏ than và các nhà vận chuyển và xử lý chất thải phải tiến hành mọi biện pháp giảm thiểu khả dĩ và cần thiết, cũng như trang trải mọi chi phí, kể cả việc di dời người dân, ngăn ngừa ô nhiễm, chi trả các chi phí bệnh viện, v.v...

Việc này có thể khuyến khích một phần bằng các thuế và phí môi trường (các-bon), hoặc bằng mức giá trần và mua bán các mức phát thải các-bon, bởi vì các biện pháp này sẽ tạo ra các yếu tố khuyến khích hạn chế ô nhiễm. Tuy nhiên, khoản tiền thu được không nhất thiết phải đền bù cho người dân địa phương vì các vấn đề sức khỏe hoặc vì mất thu nhập, hoặc vì các hậu quả của BĐKH toàn cầu. Tuy nhiên, các chi phí ngoại lai này có thể được diễn đạt bằng các điều kiện tài chính, ví dụ bằng cách làm cho các giả định này hợp lý liên quan đến giá các-bon dựa trên kinh nghiệm quốc tế, sau đó làm cho việc so sánh các chi phí LCoE của các hình thái sản xuất điện khác nhau có các yếu tố ngoại lai ít hơn, trở nên công bằng và hợp lý hơn.

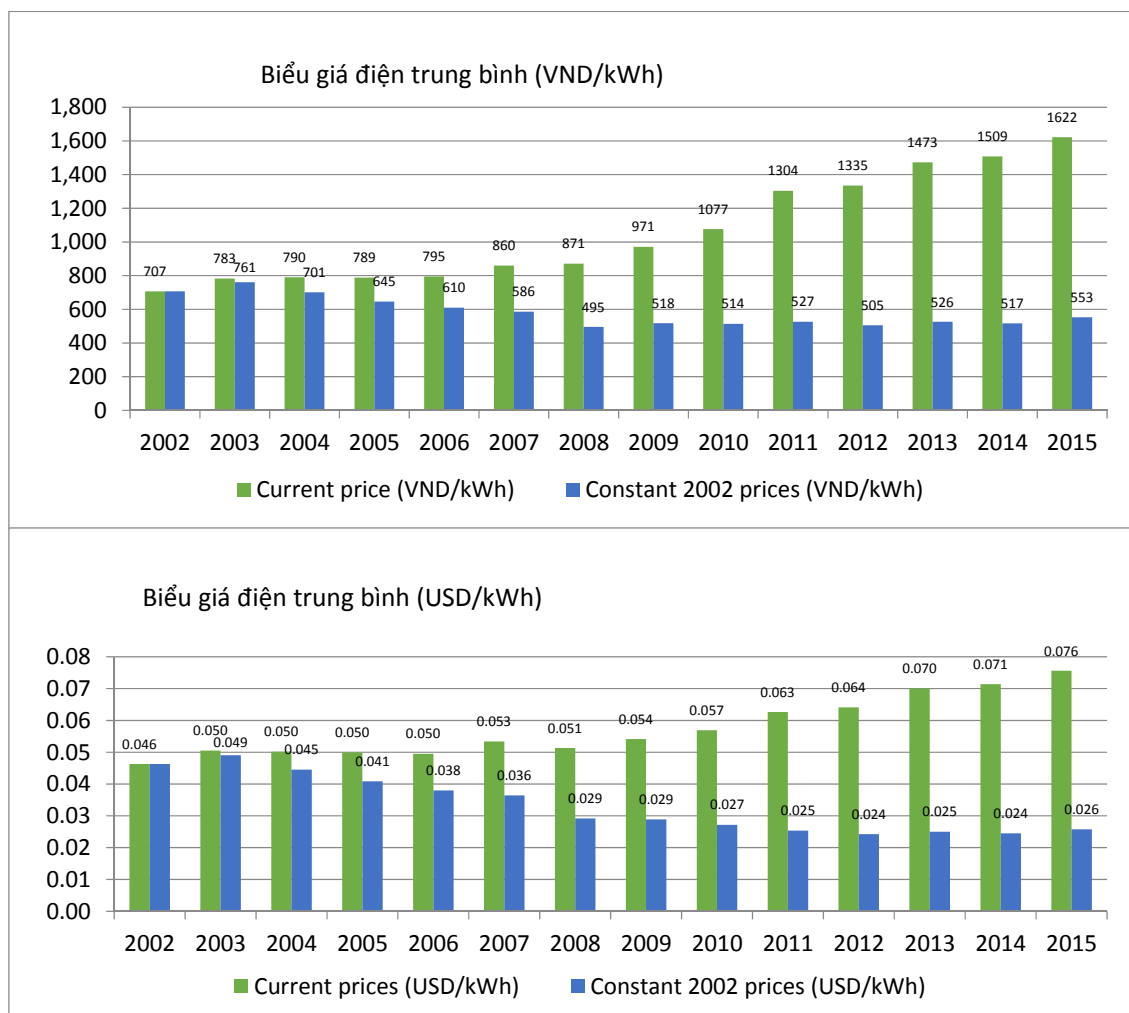
**Hình 9 – Chi phí LCoE của các nhà máy điện đốt than bao gồm giá các-bon (A. Giá than năm 2014 không đổi; B. Mức tăng giá than hàng năm là 2%) (chưa tính chi phí truyền tải & phân phối điện)**



Nguồn: Trung tâm GreenID (2015)

Hình 9 trình bày ước tính các chi phí LCoE của các nhà máy điện giống nhau như trong Hình 8, nhưng có áp giá các-bon là 5 USD/tấn CO<sub>2</sub> hoặc 10 USD/ tấn CO<sub>2</sub>, đối với trường hợp cơ sở và mức tăng giá than tính trung bình là 2% năm. Với giá các-bon là 5 USD/ tấn, có nghĩa là biên độ chi phí LCoE đối với mức tăng giá than trung bình 2% trong 30 năm sẽ là 6.67-9.79 cent Mỹ/kWh; và với giá các-bon là 10 USD/tấn CO<sub>2</sub> thì biên độ chi phí LCoE sẽ là 7.24-10.40 cent Mỹ/kWh.

**Hình 10 – Biểu giá bán lẻ điện tính trung bình ở Việt Nam**



**Nguồn:** UNDP Việt Nam (2014), cập nhật mức giá bán lẻ chính thức tính trung bình các năm 2014 và 2015 và tỷ lệ lạm phát hàng năm và tỷ giá hối đoái do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam và Tổng cục Thống kê công bố.

Các chi phí LCoE điện đốt than trên tính cho giá điện tại các nhà máy điện. Các chi phí truyền tải và phân phối điện cộng thêm vào còn tùy thuộc chất lượng cơ sở hạ tầng và khoảng cách giữa nhà máy điện và người tiêu dùng. Những chi phí này ở Việt Nam được ước tính vào khoảng 9.5-10% tính trung bình (Audinet và các cộng sự. 2014)<sup>13</sup>, làm cho chi phí thực tế cấp điện đến các cơ sở của người tiêu dùng ở Hình 9 cao hơn khoảng 10%. Điều đó có nghĩa là, đối với các nhà máy điện được nghiên cứu thì các chi phí cấp điện đến người tiêu dùng vào khoảng từ (5.51+10%=) **6.06** cent Mỹ/kWh (Nhà máy điện Mạo Khê; than tính theo các giá năm 2014; không có giá các-bon) cho tới

<sup>13</sup> Xem thêm: <http://knoema.com/WBSE4ALL2015/sustainable-energy-for-all?tsid=1100420>

(10.40+10%=) **11.44** cent Mỹ/kWh (nhà máy điện Long Phú 1; than nhập khẩu với giá đang tăng ở mức 2% năm; và giá các-bon là 10 USD/tấn CO<sub>2</sub>).

Hình 10 trình bày các giá bán lẻ điện tính trung bình. Chi phí LCoE điện đốt than của nhà máy điện Mạo Khê ở mức 6.06 cent Mỹ/kWh theo kịch bản cơ sở (giá định không tăng giá than và không có giá các-bon; nhưng cộng thêm các chi phí truyền tải và phân phối) là thấp hơn giá bán lẻ tính trung bình là 7.6 cent Mỹ/ kWh năm 2015 (= 1,622 VND). Tuy nhiên, chi phí điện của nhà máy Long Phú 1 và Sông Hậu 1 (cả hai dùng than nhập khẩu) cao hơn giá bán lẻ kể cả theo kịch bản cơ sở (xem Hình 8), có nghĩa là Tập đoàn EVN (bên mua điện duy nhất ở Việt Nam) chắc chắn làm cho các nhà máy điện này bị lỗ trừ phi giá bán lẻ điện tăng lên.

Giá định việc đưa vào các chi phí thực của điện đốt than các chi phí về môi trường, sức khỏe và các sinh kế ở mức khiêm tốn chỉ bằng giá các-bon là 5 USD/ tấn CO<sub>2</sub> cộng giá than tăng dần và tính thêm các chi phí truyền tải và phân phối điện, có nghĩa là tất cả các nhà máy điện đốt than được nghiên cứu trừ nhà máy điện Mạo Khê, đều bị lỗ. Với giá các-bon là 10 USD/ tấn CO<sub>2</sub> thì lỗ là cái chắc.

Hai giá các-bon là 5 và 10 USD/tấn CO<sub>2</sub> được sử dụng trong các tính toán làm cho các chi phí LCoE cao hơn là khoảng 10% và 20% tương ứng và là ước tính thấp các chi phí đầy đủ của các yếu tố ngoại lai. Một nghiên cứu mô hình trong năm 2008 đã đánh giá, rằng phương án thay thế năng lượng tái tạo và các công nghệ phát thải thấp khác có thể tránh được các chi phí ngoại lai của kế hoạch mở rộng sản xuất điện bằng các nhiên liệu hóa thạch “tương đương 4.4 cent Mỹ/kWh”, vào khoảng 40-60% chi phí LCoE tính toán. Chi phí sản xuất điện bổ sung được ước tính tăng ở mức 2.6 cent Mỹ/kWh và do vậy, lợi ích ròng của việc đưa vào các yếu tố ngoại lai được tính ở mức 1.8 cent Mỹ/kWh (Khanh Q. Nguyen, 2008).

Giá bán lẻ điện ở Việt Nam vẫn thấp một cách giả tạo nếu so với quốc tế (Hình 14 và Hình 15). Điều này là do các chính sách làm giá dẫn đến các khoản trợ giá gián tiếp cho ngành điện theo các định nghĩa về trợ giá của quốc tế. Các bước đầu tiên để loại bỏ các khoản trợ giá gián tiếp đã được tiến hành, nhất là bằng cách tăng các giá than trong nước. Các khoản trợ giá nhiên liệu hóa thạch đã giảm đi trong những năm qua, nhưng vẫn còn đáng kể (xem Hình 11).

**Hình 11 – Các khoản trợ giá tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch ở Việt Nam**

Nguồn năng lượng	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Dầu mỏ	0.32	1.09	0	1.09	1.6	0.5	0.0	0.0
Khí đốt	0.09	0.21	0.13	0.19	0.3	0.3	0.2	0.3
Than	0.01	0.01	0.01	0.02	0.0	0	0.0	0.0
Điện	1.68	2.25	1.06	3.19	4.1	4.5	1.0	0.7
<b>Tổng (tỷ USD)</b>	<b>2.1</b>	<b>3.56</b>	<b>1.2</b>	<b>4.49</b>	<b>6.0</b>	<b>5.3</b>	<b>1.2</b>	<b>1.0</b>

Nguồn: UNDP Việt Nam, 2014; Cơ quan Năng lượng quốc tế, 2016  
<http://www.worldenergyoutlook.org/resources/energysubsidies/fossilfuelsubsidydatabase/> (truy cập gần đây vào ngày 22/01/ 2016; số liệu các năm 2011, 2012 và 2013 lấy từ <http://www.iea.org/subsidy/index.html> trước đây. Các đánh giá của Cơ quan Năng lượng quốc tế thay đổi theo định kỳ để phản ánh các đánh giá tốt hơn và các số liệu mới). Xem thêm IEA (2015a).

Các khoản trợ giá này được tính toán bằng cách tiến hành so sánh với các giá điện quốc tế. Các khoản trợ giá đó là chi phí tính cho người đóng thuế Việt Nam bởi vì các giá điện thấp làm cho các doanh nghiệp nhà nước có khả năng bỏ qua các lợi nhuận và các khoản thu cho Nhà nước (ví dụ: than bán trong nước với giá dưới giá thị trường quốc tế, có nghĩa là VINACOMIN không thể đóng góp nhiều vào khoản thu của Nhà nước); bảo lãnh đầu tư và các khoản vay lãi suất thấp cho EVN và

các cơ sở vận hành trong ngành điện (ví dụ: đầu tư của Nhà nước và ODA cho các đường dây truyền tải điện); và những yếu tố ngoại lai về môi trường và xã hội (UNDP, 2014). EVN (là bên mua điện duy nhất) cũng được sử dụng số lượng lớn thủy điện rất rẻ, có khả năng thu vén được những khoản lỗ từ sản xuất điện bằng nhiên liệu hóa thạch (hoặc mua lại), nhưng điều này còn có nghĩa là Nhà nước-chủ sở hữu của EVN và các công ty phát điện, không được trả hoặc chỉ được trả khoản tiền ít ỏi và Nhà nước lại phải thu góp tiền từ các nguồn (khác) (như thuế VAT, thuế doanh nghiệp, thuế thu nhập, thuế xuất/nhập khẩu, phí môi trường, v.v...).

Giá bán lẻ điện trung bình ở Việt Nam là 7.6 cent Mỹ/kWh năm 2015. Hình 12 trình bày cơ cấu biểu giá bán lẻ điện đối với các hộ gia đình, với các hộ tiêu thụ nhiều điện phải trả giá cao hơn đối với số đơn vị điện tiêu thụ mỗi tháng nhiều hơn. Một số giá bán lẻ cụ thể trình bày ở Hình 13 áp dụng đối với các doanh nghiệp sản xuất và thương mại và các bệnh viện và trường học. Tính trung bình thì cả các hộ gia đình lẫn ngành công nghiệp đều trả tiền điện ít hơn so với các nước khác có giá điện nói chung cao hơn hoặc cao hơn nhiều so với Việt nam (xem Hình 14 và Hình 15).

### Hình 12 – Cơ cấu biểu giá bán lẻ điện tăng dần: giá điện cho các hộ gia đình

Theo Quyết định 28/2014/QĐ-TTg		2256/QĐ-BCT (12/03/15)	1USD=21,458 VND (2015)	1USD=22,300 VND (đầu năm 2016)
Giá bán lẻ trung bình:	(%)	1,622 VND	0.076 USD	0.073 USD
0-50 kWh/tháng	92%	1,492 VND	0.070 USD	0.067 USD
51-100	95%	1,541 VND	0.072 USD	0.069 USD
101-200	110%	1,784 VND	0.083 USD	0.080 USD
201-300	138%	2,238 VND	0.104 USD	0.100 USD
301-400	154%	2,498 VND	0.116 USD	0.112 USD
>400 kWh/tháng	159%	2,579 VND	0.120 USD	0.116 USD
Thẻ trả trước	132%	2,141 VND	0.100 USD	0.096 USD

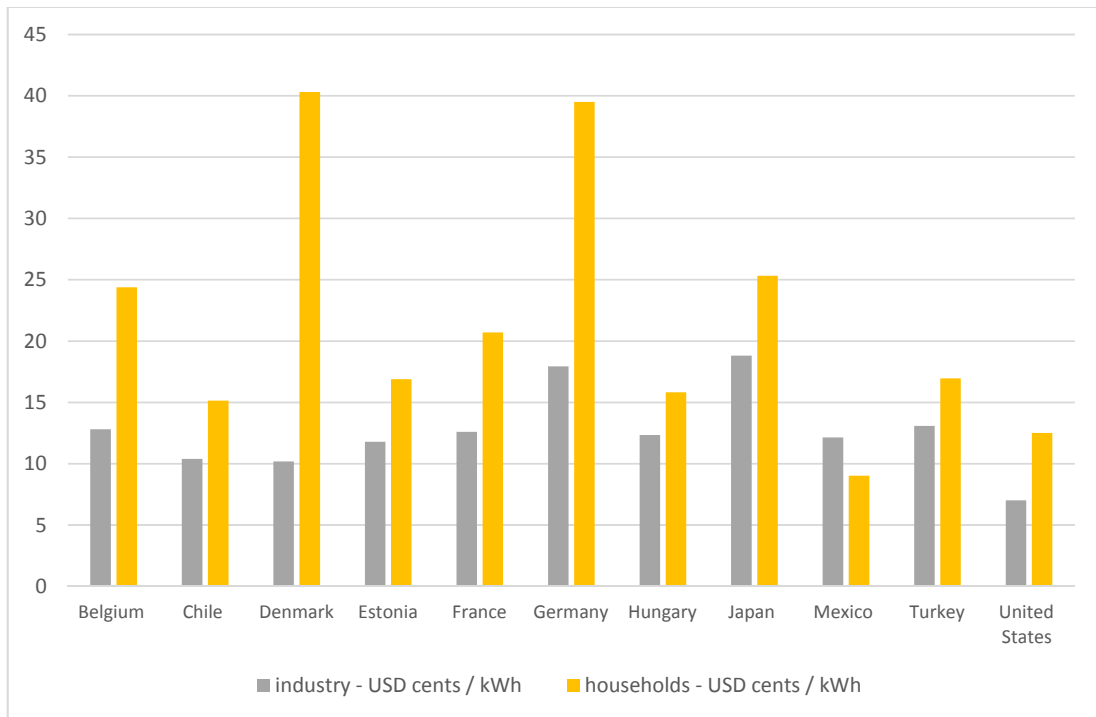


**Hình 13 – Biểu giá bán lẻ điện ở Việt Nam theo nhóm hộ sử dụng lựa chọn**

Theo Quyết định 28/2014/QĐ-TTg		2256/QĐ-BCT (12/03/15)	1USD=21,458 VND (2015)	1USD=22,300 VND (đầu năm 2016)
Giá bán lẻ trung bình:	(%)	1,622 VND	0.076 USD	0.073 USD
<b>1. Cơ sở sản xuất</b>				
<u>1.1 Điện áp &gt; 110 kV</u>				
a) giờ bình thường	84%	1,388	0.065	0.062
b) giờ thấp điểm	52%	869	0.040	0.039
c) giờ cao điểm	150%	2,459	0.115	0.110
<u>1.2 Điện áp 22 kV - 110 kV</u>				
a) giờ bình thường	85%	1,405	0.065	0.063
b) giờ thấp điểm	54%	902	0.042	0.040
c) giờ cao điểm	156%	2,556	0.119	0.115
<u>1.3 Điện áp 6 kV - 22 kV</u>				
a) giờ bình thường	88%	1,453	0.068	0.065
b) giờ thấp điểm	56%	934	0.044	0.042
c) giờ cao điểm	161%	2,637	0.123	0.118
<u>1.4 Điện áp &lt; 6 kV</u>				
a) giờ bình thường	92%	1,518	0.071	0.068
b) giờ thấp điểm	59%	983	0.046	0.044
c) giờ cao điểm	167%	2,735	0.127	0.123
<b>2. Cơ sở hành chính</b>				
<u>2.1 Bệnh viện, mẫu giáo, trường học</u>				
2.1.1 Điện áp > 6 kV	90%	1,460	0.068	0.065
2.1.2 Điện áp < 6 kV	96%	1,557	0.073	0.070
<b>3. Kinh doanh thương mại</b>				
<u>3.1 Điện áp &gt; 22 kV</u>				
a) giờ bình thường	133%	2,125	0.099	0.095
b) giờ thấp điểm	75%	1,185	0.055	0.053
c) giờ cao điểm	230%	3,699	0.172	0.166
<u>3.2 Điện áp 6 kV - 22 kV</u>				
a) giờ bình thường	143%	2,287	0.107	0.103
b) giờ thấp điểm	85%	1,347	0.063	0.060
c) giờ cao điểm	238%	3,829	0.178	0.172
<u>3.3 Điện áp dưới 6 kV</u>				
a) giờ bình thường	145%	2,320	0.108	0.104
b) giờ thấp điểm	89%	1,412	0.066	0.063
c) giờ cao điểm	248%	3,991	0.186	0.179

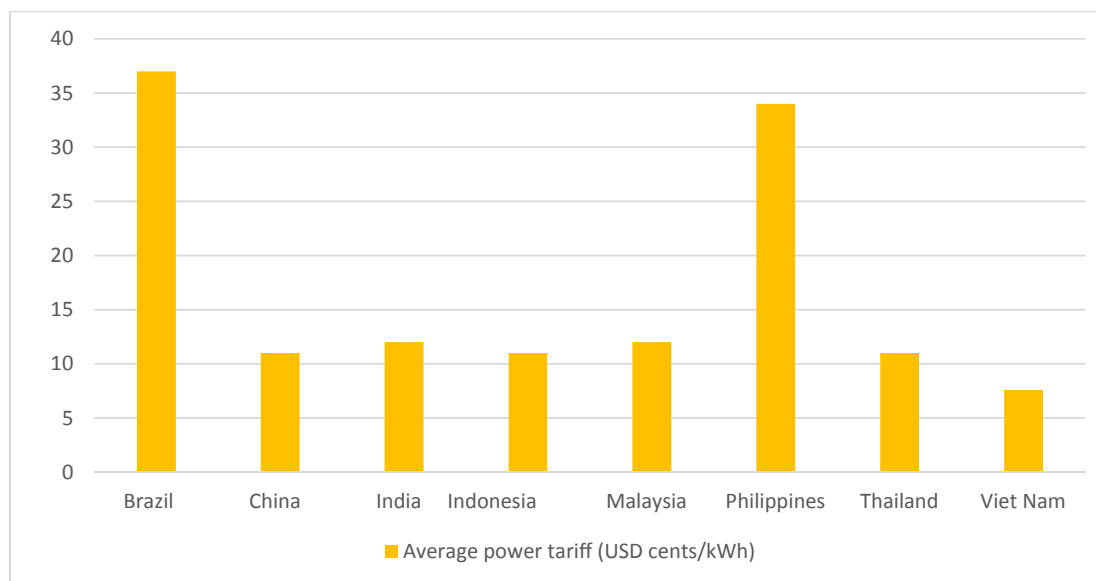
**Ghi chú:** a) Giờ bình thường: Thứ 2- Thứ 7 04h00 - 09h30; 11h30 - 17h00; 20h00 - 22h00. Sun 04h00 - 22h00  
b) Giờ thấp điểm: Thứ 2- Chủ nhật 22h00 - 04h00  
c) Giờ cao điểm: Thứ 2 Thứ 7: 09h30 - 11h30; 17h00 - 20h00

**Hình 14 – Biểu giá bán lẻ điện ở một số nước thuộc tổ chức OECD (Quý 1 2015)**



Nguồn: IEA (2015b)

**Hình 15 – Giá bán lẻ điện trung bình ở một số nước đang phát triển (2015)**



Nguồn: <http://www.statista.com/statistics/477995/global-prices-of-electricity-by-select-country/>; và IEA (2015a)

## 4. Các chính sách phát triển điện mặt trời

Chính phủ Việt Nam bắt đầu cho thấy cách thức có thể làm cho tương lai trở nên bền vững, xanh và sạch hơn. Ví dụ, Chiến lược Tăng trưởng xanh của Việt Nam được thông qua năm 2012, đã đề xuất loại bỏ dần các khoản trợ giá nhiên liệu hóa thạch và tăng cường phát triển năng lượng tái tạo<sup>14</sup>. Nghiên cứu điển hình về kinh tế vĩ mô và môi trường đối với việc loại bỏ dần trợ giá và đưa vào áp dụng giá các-bon đã được tiến hành (UNDP Việt Nam, 2012), cũng như lộ trình cải cách tài khóa nhiên liệu hóa thạch đã được đề xuất để hỗ trợ việc thực hiện Chiến lược Tăng trưởng xanh của Việt Nam và các chính sách khác nhau trong ngành năng lượng (UNDP Việt Nam, 2014).

Mới đây, Việt Nam đã thông qua Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo (REDS)<sup>15</sup> và Kế hoạch Phát triển điện VII (Kế hoạch PDP VII-sửa đổi). Những chính sách này giảm nhập khẩu than phục vụ sản xuất điện dự báo vào năm 2030, so với các mức dự báo trong Kế hoạch PDP VII (Hình 1 và Hình 16). Chiến lược REDS đặt ra các mục tiêu thủy điện và năng lượng tái tạo, bao gồm các mục tiêu sản xuất điện sinh khối, điện gió và điện mặt trời cho các năm 2020, 2030 và (dự kiến cho) năm 2050. Các mục tiêu thủy điện và sinh khối tăng lên so với Kế hoạch PDP VII và các mục tiêu điện mặt trời được bổ sung vào chiến lược (Hình 18).

**Hình 16 – Một số khác biệt giữa Kế hoạch PDP VII và Chiến lược REDS**

	2020 Kế hoạch PDPVII	2020 Chiến lược REDS	2030 Kế hoạch PDPVII	2030 Chiến lược REDS	2050 Chiến lược REDS
<b>Cắt giảm phát thải khí nhà kính theo kịch bản BAU (% tổng phát thải từ các hoạt động năng lượng, kể cả ngành điện)</b>		-5%		-25%	-45%
<b>Sử dụng than phát điện (giảm nhập than theo kịch bản BAU) (triệu tấn)</b>	67.3		171	(-40)	(-150)
<b>Sản lượng thủy điện và năng lượng tái tạo (TWh/ năm)</b>	79.6	101.0	106.3	186	452
<i>Tổng điện năng từ sinh khối</i>	2.0	7.8	7.6	37	85
<i>Tổng điện năng từ gió</i>	2.3	2.5	16.7	16	53
<i>Tổng điện năng từ mặt trời</i>	0.0	1.4	0.0	35	210
<i>Tổng sản lượng thủy điện</i>	64.7	90	64.6	96	104
<b>Tổng sản lượng điện (TWh/yr)</b>	330	265	695	590	1,050

**Nguồn:** Kế hoạch PDPVII và Chiến lược REDS (Quyết định 1208/QĐ-TTg và 2068/QĐ-TTg).

**Ghi chú:** Một vài số liệu được trình bày trong các văn bản chính sách này, các số liệu khác được trích từ các văn bản đó được sử dụng để giải thích một vài số liệu không nhất quán ở bảng trên với các số liệu của Kế hoạch PDP VII-sửa đổi thảo luận ở mục 2.

Ích lợi của điện mặt trời là rất rõ xét theo triển vọng về môi trường, sức khỏe và sinh kế. Ngành công nghiệp trong nước có thể phát triển về xây dựng, bảo dưỡng và có khả năng cả lắp ráp và chế tạo thiết bị, cũng như sẽ tạo ra công ăn, việc làm. Điện mặt trời sẽ giảm bớt sự phụ thuộc vào nhập khẩu

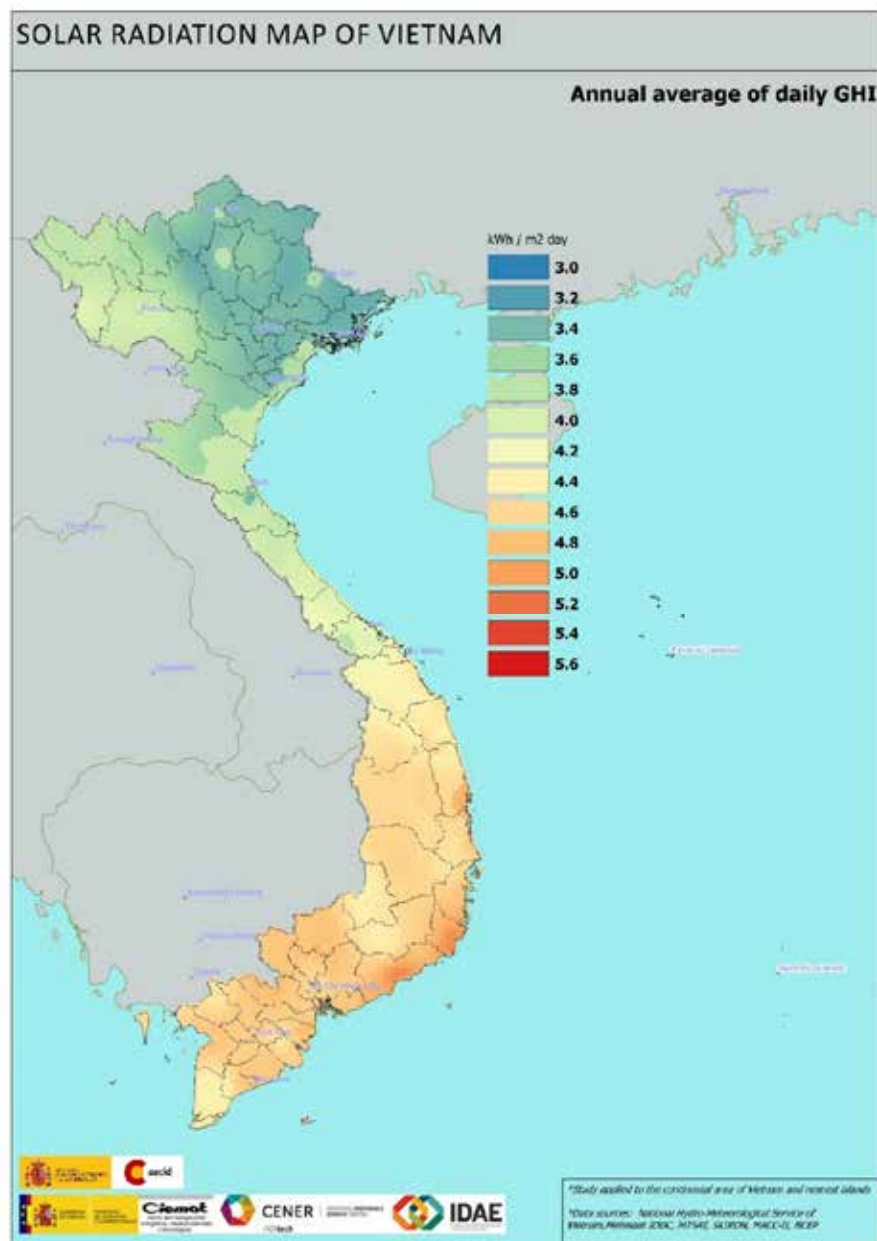
<sup>14</sup> Quyết định 1393/QĐ-TTg, 25/09/2012, v/v phê duyệt Chiến lược Tăng trưởng xanh của Việt Nam

<sup>15</sup> Quyết định 2068/QĐ-TTg, 25/11/2015, V/v phê duyệt Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo của Việt nam đến 2030 và triển vọng đến 2050

như trường hợp than. Ngoài ra, việc thi công xây dựng điện mặt trời có thể nhanh hơn nhiều so với các nhà máy điện đốt than hoặc các năng lượng khác, do đó điện mặt trời có tác dụng đáp ứng với nhu cầu đang gia tăng mạnh ở Việt Nam.

Theo Chiến lược REDS, vào năm 2050, sản lượng điện mặt trời sẽ chiếm 20% tổng sản lượng điện sản xuất ở Việt Nam (1,050 TWh/năm) (xem Hình 16 và Hình 18), cũng như đến lúc đó điện mặt trời chắc chắn sẽ trở thành nguồn năng lượng tái tạo quan trọng nhất. Thực vậy, bức xạ mặt trời ở Việt Nam dồi dào và tiềm năng về điện mặt trời ở miền Trung và miền Nam của đất nước là rất lớn (Hình 17).

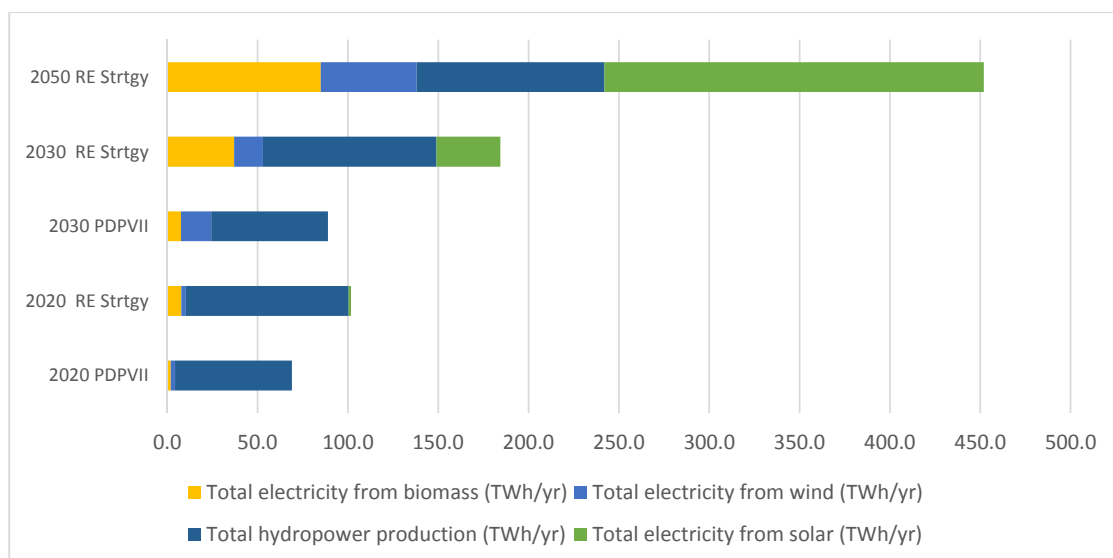
**Hình 17 – Bản đồ tổng bức xạ mặt trời năm ngang (GHI)**



**Nguồn:** AECID-MOIT(2014)

**Ghi chú:** GHI (kWh/m<sup>2</sup> ngày) là một chỉ số chung về tiềm năng điện mặt trời (xem thêm Bản chú giải).

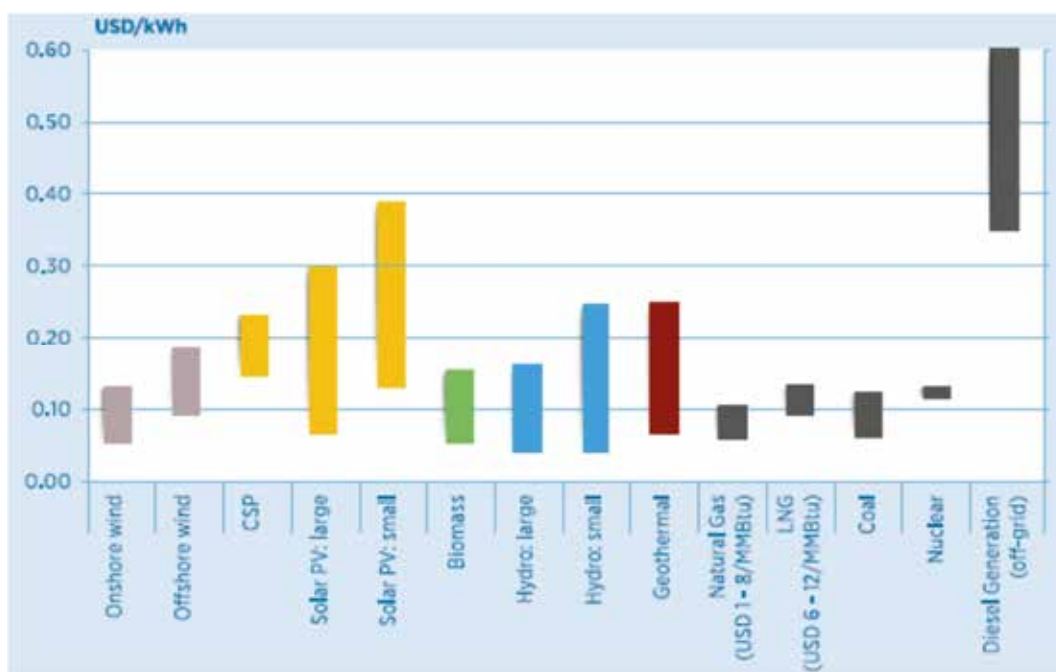
**Hình 18 – Các mục tiêu về sản lượng thủy điện và điện tái tạo trong Kế hoạch PDP VII và Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo**



**Nguồn:** Kế hoạch PDPVII và Chiến lược REDS (Quyết định 1208/QĐ-TTg và 2068/QĐ-TTg). Các mục tiêu trong Kế hoạch PDP VII- sửa đổi (Quyết định 428/QĐ-TTg) tương tự các mục tiêu của Chiến lược REDS nhưng không đề cập đến năm 2050.

**Ghi chú:** Một số số liệu được trình bày trong các văn bản chính sách này và các số liệu khác trích từ các văn bản đó.

**Hình 19 – Các biên độ chi phí LcoE của quốc tế về các hình thái sản xuất điện khác nhau**



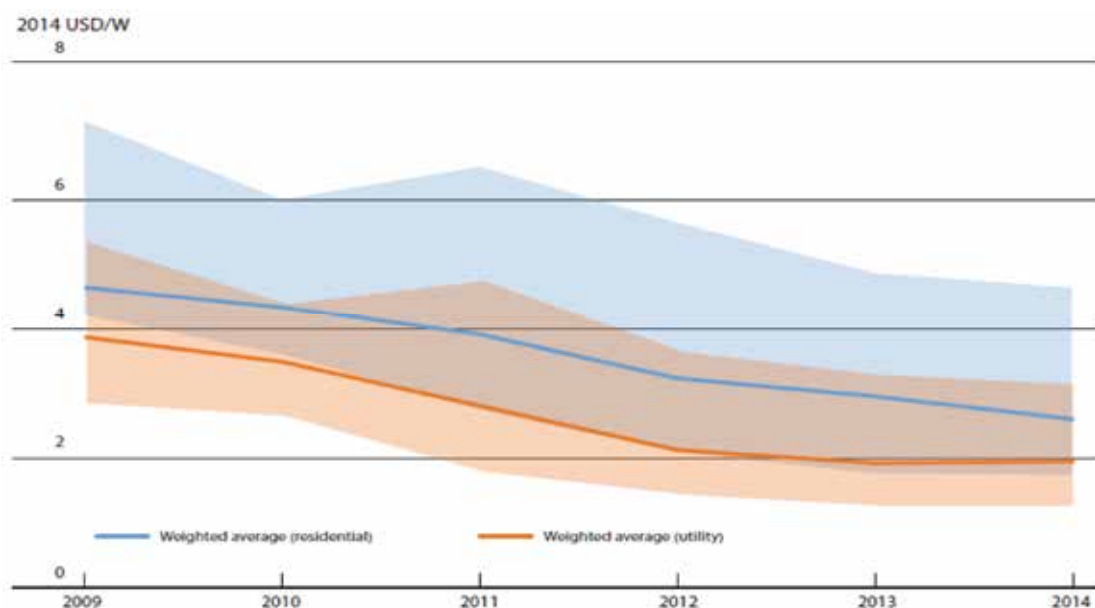
**Nguồn:** IRENA (2015b). **Ghi chú:** Các mức chi phí tính cho năm 2014.

Ở các nước có các điều kiện thuận lợi nhất thì có thể lắp đặt điện mặt trời quy mô lớn để sản xuất điện với mức “chi phí điện trung bình” (LCoE) là 6-7 cent Mỹ/ kWh, làm cho điện mặt trời có tính cạnh

tranh với than và các hình thái phát điện khác. Tuy nhiên, biên độ các khoản chi phí sản xuất theo báo cáo, là rất lớn (Hình 20).

Cần so sánh các chi phí LcoE ở Hình 19 với các chi phí LcoE về sản xuất điện bằng than của Việt Nam như trình bày ở Hình 8 và Hình 9, tức là không có các chi phí truyền tải và phân phối. Các chi phí LcoE về điện sản xuất bằng than ở Việt Nam ở các hình đó nằm trong biên độ chi phí điện sản xuất bằng than của quốc tế trình bày ở Hình 19. Hình 20 trình bày các chi phí sản xuất điện mặt trời đang giảm nhanh.

### Hình 20 – Ước tính tổng chi phí lắp đặt tính trung bình đối với các hệ thống điện mặt trời quy mô nhà máy và gia đình và biên độ chi phí



Nguồn: IRENA (2015a)

Tuy nhiên, các rủi ro về tài chính của việc đầu tư vào phát điện ở Việt Nam rõ ràng là cao và do vậy, các chi phí vốn và thiếu các năng lực về chế tạo, lắp đặt và vận hành điện mặt trời ở Việt Nam đồng nghĩa với việc các dự án đầu tư điện mặt trời đầu tiên ở Việt Nam có khả năng đắt hơn nhiều chi phí LCoE cho sản xuất điện đốt than.

Điều đó có nghĩa là Việt Nam cần phải trợ giá cho điện mặt trời trong những năm đầu như đang tiến hành trong trường hợp sản xuất điện bằng các nhiên liệu hóa thạch thậm chí còn không xem xét đến các yếu tố ngoại lai. Một cách khác là có thể tăng các giá bán lẻ điện, loại bỏ dần các khoản trợ giá nhiên liệu hóa thạch và đưa vào chi phí sản xuất điện đốt than các chi phí về kinh tế, môi trường, sinh kế và sức khỏe. Có thể tiến hành cách thứ ba này bằng cách áp giá đối với phát thải các-bon và ô nhiễm khác, ví dụ bằng phí, thuế (các-bon), hoặc các mức trần và mua bán phát thải khí nhà kính trong việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Việc này sẽ làm cho chính sách của Việt Nam về than nhất quán với các xu thế ở các nước như Trung Quốc và Ấn Độ – như trình bày ở Hộp 1.

Việc đưa vào chi phí sản xuất điện các yếu tố ngoại lai bằng bất kỳ cách nào thì ít nhất cũng làm giá điện nhất thời đắt hơn. Vấn đề này có thể giải quyết một cách khả thi là tăng cường các biện pháp hỗ trợ hiện có cho các hộ gia đình có thu nhập thấp và các doanh nghiệp nào đó bị bất lợi do tăng các biểu giá điện (UNDP-Việt Nam, 2012, 2014).

Trên thực tế, Chiến lược REDS đã đề xuất là người sử dụng các nhiên liệu hóa thạch phải trả phí môi trường và một phần phí môi trường thu được sẽ đưa vào Quỹ Phát triển năng lượng bền vững để hỗ trợ việc phát triển năng lượng bền vững. Việc này có hiệu quả trong việc thu hút các nhà đầu tư vào điện mặt trời hay không còn tùy thuộc vào việc sử dụng Quỹ này, vào mức phí môi trường, cũng như các kết quả tất yếu của việc thay đổi chính sách đối với giá chi phí điện đốt than, cũng như các biểu giá bán lẻ điện ở Việt Nam với giả định là EVN- bên mua điện duy nhất sẽ không có khả năng chịu được (nhiều) khoản lỗ hơn trong hoạt động.

## Hộp 1 – Những kế hoạch hạn chế phụ thuộc vào than ở các nước đang phát triển lớn trong năm 2015

### Trung Quốc giảm tiêu thụ than để không khí tốt hơn

Theo kế hoạch hành động chung do Bộ Công nghiệp và Công nghệ thông tin (MIIT) và Bộ Tài chính công bố ngày 06/03 [2015], Trung Quốc sẽ giảm tiêu thụ than ở mức 160 triệu tấn trong 5 năm tới nhằm giảm thiểu ô nhiễm không khí. Hiện nay, tiêu thụ than của Trung Quốc chiếm khoảng 66% mức sử dụng năng lượng sơ cấp, cao hơn 35% điểm so với mức trung bình của thế giới. Điểm nổi bật của kế hoạch hành động này, theo Gao Yunhu, chuyên viên cấp cao của Bộ MIIT, là sử dụng các chính sách tài khóa và tài chính để hỗ trợ cắt giảm tiêu thụ than bằng cách 'bơm nhiều ngân quỹ hơn và tài trợ cho việc chống ô nhiễm'. Theo báo cáo công tác hàng năm của chính phủ do Thủ tướng Lý Khắc Cường trình bày, Chính phủ Trung Quốc có kế hoạch giảm cường độ năng lượng (các đơn vị năng lượng trên một đơn vị GDP) ở mức 3.1% trong năm 2015.

Nguồn: <http://en.ccchina.gov.cn/Detail.aspx?newsId=51313&Tid=96>

### Ấn Độ tăng gấp đôi thuế than để khuyến khích năng lượng tái tạo

Ấn Độ đã áp thuế gấp đôi đối với sản xuất và sử dụng than, các khoản thu từ thuế sẽ được sử dụng để khuyến khích năng lượng sạch và các xe cộ chạy bằng điện. Bộ trưởng Tài chính Arun Jaitley đưa ra công bố này trong bài phát biểu về ngân sách, cho thấy Ấn Độ cam kết mạnh mẽ hơn trong việc giải quyết BĐKH. Chính phủ của Thủ tướng Narendra Modi đã đề ra các mục tiêu đầy quyết tâm đối với năng lượng sạch kể từ khi thắng cử vào tháng 5 và đã tăng các thuế về than, dầu mỏ và dầu diesel. Cơ quan năng lượng Ấn Độ đã bắt đầu "sứ mệnh (năng lượng) mặt trời" được quan tâm cao để tạo ra 100GW điện mặt trời vào năm 2019 và mục tiêu đến năm 2022 lắp đặt được 175GW sản xuất từ năng lượng sạch.

Nguồn: <http://en.ccchina.gov.cn/Detail.aspx?newsId=51233&Tid=97>

Truy cập ngày 21/03/2015

Những biện pháp khác được đề xuất trong Chiến lược REDS để thực hiện các mục tiêu của chiến lược gồm có: tín dụng đầu tư cho năng lượng tái tạo; miễn thuế nhập khẩu đối với một số thiết bị, vật tư đầu vào và các bán sản phẩm nhất định mà trong nước chưa sản xuất được; miễn và giảm thuế thu nhập doanh nghiệp (nếu được xem xét ưu tiên đầu tư theo luật thuế); cũng như miễn và giảm các chi phí sử dụng đất. Tất cả các biện pháp đó có nghĩa là ở mức độ nào đó Chính phủ sẽ không có được khoản thu (từ áp thuế và từ khoản thu cần để đầu tư của các doanh nghiệp nhà nước).

Chiến lược REDS không quy định chi tiết việc thực hiện, mà đến nay vẫn chưa được ban hành. Tuy nhiên, Việt Nam đã có các chính sách hỗ trợ (chi tiết hơn) đối với việc phát triển sản xuất điện gió và sinh khối và chính sách tương tự về điện mặt trời mới được dự thảo. Những chính sách hiện có tạo ra một loạt các biện pháp cụ thể, như các giá điện FiT (giá tại điểm giao nhận điện mà EVN mua điện của cơ sở sản xuất điện) đối với điện gió (7.8 cent Mỹ/kWh)<sup>16</sup>; điện sinh khối (đồng phát nhiệt & điện: 5.8 cent Mỹ/kWh)<sup>17</sup>; điện phát từ chất thải đô thị (thu và sử dụng khí mê-tan bãi chôn lấp rác: 7.28 cent Mỹ/kWh; và điện từ thiêu đốt trực tiếp chất thải: 10.05 cent Mỹ/kWh)<sup>18</sup>.

Dự thảo quyết định hỗ trợ điện mặt trời phân biệt rõ các nhà máy điện (giá FiT là 11.2 cent Mỹ/kWh) và sản xuất điện "mái nhà" (14 cent Mỹ/kWh). Vấn đề này sẽ được thảo luận tiếp ở các mục sau.

<sup>16</sup>Quyết định 37/2011/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió ở Việt Nam

<sup>17</sup>Quyết định 24/2014/QĐ-TTg ngày 24/03/2014 về cơ chế hỗ trợ giá điện sinh khối

<sup>18</sup>Quyết định 31/2014/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sử dụng chất thải rắn

## 5. Các giá điện FiT đối với nhà máy điện mặt trời

Phương thức được áp dụng rất phổ biến để khuyến khích đầu tư vào năng lượng tái tạo là trả tiền điện theo biểu giá một lần trong khoảng thời gian mà một công nghệ cụ thể chưa đủ cạnh tranh với sản xuất điện bằng nhiên liệu hóa thạch. Biểu giá này thường được gọi là biểu giá trả tại điểm giao nhận điện (FiT). Có rất nhiều loại biểu giá FiT và các chính sách liên quan đến các hệ thống điện mặt trời đang được áp dụng ở các nước khác, bởi vì các cơ cấu chi phí thực tế còn tùy thuộc vào nhiều yếu tố (Sunderasan, 2014; Viện Năng lượng 2015; Trinh Quang Dung, 2015).

Những cơ sở điện mặt trời tăng mạnh *chỉ* ở những nước đưa ra biểu giá FiT hào phóng. Tuy nhiên, một số các kế hoạch này lại đưa ra những tỷ lệ cao không thực tế, dẫn đến việc xây dựng các nhà máy lớn nhanh hơn dự kiến, dần trải ngân sách của chính phủ, là một trong những vấn đề nan giải mà Việt Nam cần phải tránh (xem Hộp 2).

### Hộp 2 – Các ví dụ về biểu giá FiT điện mặt trời và các chính sách liên quan ở các nước

- **Đức** là nước đi đầu về điện mặt trời. Đức đã xoay sở để duy trì nhiệt huyết của nhà đầu tư bằng cách sửa đổi các biện pháp khuyến khích trong việc duy trì các khoản chi phí cứng đang giảm, trong khi vẫn duy trì các tỷ lệ hoàn vốn nội tại chắc chắn cho các nhà đầu tư điện mặt trời. Đức sử dụng một cơ chế dựa vào công thức đối với việc giảm các tỷ lệ biểu giá FiT để kiểm chế phân bổ trợ giá mà không cần thường xuyên sửa đổi chính sách. Tuy nhiên, chi phí giá FiT bị đánh giá thấp và vào tháng 4 năm 2014 Đức đã đưa ra mức trần là 2.5GW một năm của các cơ sở điện mặt trời mới để làm chậm nhịp độ các mức tăng hóa đơn điện.
- **Trung Quốc** là nước mở rộng công suất lắp đặt điện mặt trời nhanh hơn bất kỳ nước nào. Nước này đã cung cấp các khoản vay ưu đãi cho các nhà chế tạo thiết bị Trung Quốc, làm cho ngành điện mặt trời mở rộng quy mô nhanh trong nước, cũng như xuất khẩu thiết bị.
- **Italy** đề ra mục tiêu đến 2020 là 8000 MW điện mặt trời, nhưng nước này bị “rủi ro” trong việc đạt được mục tiêu này sớm hơn đến cả 10 năm với hệ thống biểu giá FiT dành cho các hệ thống điện mặt trời của các chủ hộ gia đình và các doanh nghiệp nhỏ, do các biểu giá vẫn giữ ở mức cao ngay cả khi giá công nghệ giảm sâu. Đến giữa 2011, các biểu giá FiT giảm thường xuyên hơn và các quy mô hệ thống đã đạt trần, nhưng các hệ thống này vẫn mở rộng.
- **Cộng hòa Czech** đề ra mục tiêu đến 2020 đạt được công suất lắp đặt điện mặt trời là 1.63 GW và mục tiêu này đã đạt được trước thời hạn 10 năm nhờ dựa vào các biểu giá rất hấp dẫn, làm tăng các mức giá điện và dẫn đến tình không ổn định về điện năng. CH Czech đã trợ giá chéo bằng phụ phí thu của khách hàng. Các biểu giá FiT áp dụng đối với tất cả các công nghệ năng lượng tái tạo đã chấm dứt và năm 2014 đưa vào áp dụng thuế, trưng thu một phần, làm cho các nhà đầu tư quốc tế phải tiến hành các bước pháp lý. Công suất lắp đặt điện mặt trời chiếm khoảng ¼ nhu cầu cao nhất vào mùa hè là khoảng 8-9 GW, góp phần làm “cân bằng nhu cầu điện cao nhất”, đây là số đo về bảo hòa.
- **Tây Ban Nha** có kế hoạch “ngân sách mở” để hỗ trợ tăng trưởng điện mặt trời bằng các biện pháp can thiệp tài chính. Vào năm 2007, nước này đưa ra các biểu giá FiT điện mặt trời cao hơn thị trường, thu hút sự quan tâm mạnh mẽ. Tuy nhiên, các khoản trợ giá tăng nhanh và biểu giá FiT bị giảm đi đáng kể trong các năm 2009 và 2010, và năm 2012 thì chấm dứt. Các công ty phát đơn kiện vì những thay đổi chính sách “có tính chất hồi cố, phân biệt đối xử và rất thiệt hại” đối với các lợi ích của nhà đầu tư và tác động đến 115,000 việc làm.
- **Indonesia**, để lắp đặt 2000 MW điện mặt trời vào cuối năm 2014, nước này đã đưa ra biểu giá FiT là 0.25 USD một kWh nhưng chỉ nhận được một số ít đơn đấu thầu, có thể là do thời gian chuẩn bị nộp đơn thầu eo hẹp cũng như do các quy định cho quy trình đấu thầu và lựa chọn nghiêm ngặt và không rõ ràng, cũng như có thể do lợi nhuận ít cũng làm nản lòng các nhà đầu tư. Cân nhắc đến khoảng cách địa lý giữa các đảo và những khó khăn liên quan đến việc đấu nối với mạng lưới chung, Indonesia đã triển khai chương trình “100 đảo có 100% điện mặt trời”.

Nguồn: Sunderasan, 2014.

Các cơ sở phát điện phụ thuộc vào việc hoàn vốn đầu tư tài chính thỏa đáng. Họ cần có khoản thu nhập bảo đảm và có thể dự báo được và điều này có nghĩa là những rủi ro thấy được về thu hồi vốn đầu tư hợp lý phải thấp. Chi phí LCoE cho sản xuất điện mặt trời lại phụ thuộc nhiều vào mức độ đầu tư ban đầu trong khi đó không tính chi phí các vật tư đầu vào và chi phí vận hành và bảo dưỡng



tương đối thấp trong suốt tuổi thọ của dự án (đặc trưng là 20-25 năm) – đó là “bức tranh” rất khác khi so sánh với các nhà máy điện đốt than. Do vậy, các nhà đầu tư tìm kiếm những môi trường chính sách ổn định với những cam kết đáng tin cậy để bán điện sản xuất ra trong suốt vòng đời của một dự án điện mặt trời.

Dựa trên những tính toán mô hình đối với chi phí LCoE điện mặt trời của Việt Nam (xem Phụ lục I), đã đề xuất biểu giá FIT là 15 cent Mỹ/kWh đối với các nhà máy điện trong đất liền và biểu giá này sẽ được trả trong suốt vòng đời của dự án đầu tư, tức là 20 năm. Ước tính chi phí LCoE (FIT) sẽ giảm ở điểm cuối phía dưới của biên độ các chi phí LCoE quốc tế ở Hình 19 và các biểu giá được trả ở các nước khác (Hộp 2). Biểu giá FIT ban đầu thậm chí thấp hơn vẫn không thể hấp dẫn bất kỳ nhà đầu tư nào và như vậy, thị trường điện mặt trời sẽ không có khả năng phát triển.

Đánh giá này được thực hiện đối với các nhà máy điện trong đất liền và ngoài hải đảo theo các kịch bản hoàn vốn khác nhau, cũng như 2 mức chi phí đầu tư hệ thống. Hộp 3 trình bày các thông số đầu vào quan trọng nhất và các giả định trong các tính toán mô hình; đánh giá chi tiết được trình bày ở Phụ lục I.

### **Hộp 3 – Các giả định và các thông số đầu vào để đánh giá biểu giá FIT điện mặt trời ở Việt Nam đối với các nhà máy điện trong đất liền và ngoài hải đảo**

- Chi phí hệ thống là 1,766 USD một kWp lắp đặt. Chi phí này dựa trên mức định giá của đơn vị phát triển dự án của Việt Nam và bao gồm các chi phí về thiết kế hệ thống, cung ứng và lắp đặt thiết bị dự án (các mô-đun mặt trời, phần cứng lắp đặt, chống sét, đầu đất, dây cáp, v.v...), vận chuyển, lắp đặt, thử & đưa vào hoạt động và chi phí quản lý dự án (Trinh Quang Dũng, 2015). Chi phí này không bao gồm các chi phí các bộ ắc-quy. Lãi suất nợ của dự án được giả định ở mức cố định là 7% năm trên số tiền vay chưa trả. Nợ của dự án được hoàn trả trong thời gian 10 năm bắt đầu ngay sau khi nhà máy đi vào hoạt động. Các ước tính khác về tổng các chi phí hệ thống đối với Việt Nam cao hơn, ví dụ 2,000 USD / kWp (Viện Năng lượng, 2015).
- Tổng các chi phí hệ thống được giả định đối với các nhà máy điện nhỏ (1MW) và tăng theo tỷ lệ thuận với quy mô của nhà máy. Trên thực tế, các chi phí trung bình cho một kWp lắp đặt giảm ít khi quy mô nhà máy tăng lên.
- Những nhà máy điện lắp đặt ngoài hải đảo được giả định tốn kém hơn 25% chi phí do vận chuyển và bốc xếp.
- Tuổi thọ hữu dụng của một nhà máy điện mặt trời giả định là 20 năm. Ở các dự án đầu tư, có thể dùng giả định tuổi thọ dự án là 25 năm. Tuy nhiên, việc sản xuất điện thực tế có thể kéo dài hơn tuổi thọ là 20 hoặc 25 năm.
- Mức hoàn vốn được giả định là 10% hoặc 15%, còn tùy theo đánh giá rủi ro của các nhà đầu tư.
- Các biểu giá FIT được tính toán (tức là các biểu giá ưu đãi) áp dụng cho 10 năm đầu vận hành nhà máy. Các biểu giá thiết kế sẽ giảm ở mức 50% cho các năm thứ 11 đến 20. Các biểu giá không đổi trong khoảng thời gian 20 năm cũng được tính toán.
- Thuế thu nhập doanh nghiệp được mô hình hóa ở mức không đổi là 25% trong suốt vòng đời 20 năm. Không xét đến các yếu tố khuyến khích thuế, nhưng có thể giảm các chi phí đầu tư và cải thiện các điều kiện hoàn trả các khoản tiền vay.
- Không xét đến chi phí đất đai cho các nhà máy điện và giá trị sử dụng đất đai thay thế.
- Các khoản chi vận hành kể cả bảo dưỡng nhà máy được ước tính là 5% các khoản thu /năm.
- Dựa trên các số liệu tài nguyên mặt trời, việc phát điện trong suốt một ngày tính trung bình được tính là ở mức 4.50 kWh / kWp lắp đặt (AECID, 2014; xem thêm Hình 17). Trong đó, đổi dòng điện DC-AC, xạ và phóng điện ắc-quy và các tổn thất khác được ước tính là 0.50 kWh /kWp lắp đặt, do vậy lượng điện ròng là 4.00 kWh/kWp được xuất hàng ngày cho lưới điện của cơ sở điện lực, hoặc 1,460 kWh/kWp một năm. Tuy nhiên, lượng điện trung bình cấp cho lưới điện trong suốt thời gian hoạt động của dự án có thể cao hơn hoặc thấp hơn tùy theo các điều kiện, đặc biệt là bức xạ tại vị trí đã cho.
- Không quan tâm đến sự suy giảm hiệu suất trong suốt vòng đời của nhà máy hoặc do nhiệt độ. Trên thực tế, sản lượng điện có thể giảm ở mức 1% mỗi năm, và sản lượng bị ảnh hưởng khi nhiệt độ xung quanh tăng trên 25°C.
- Một số kịch bản có sử dụng số ít ắc-quy hỗ trợ việc phân phối điện cục bộ và/hoặc sử dụng trong các trường hợp khẩn cấp. Các ắc-quy này có chất lượng trung bình và cứ 4 năm phải thay mới.

Các nhà máy điện ngoài hải đảo, với chi phí đầu tư trên một kWp công suất lắp đặt cao hơn 25% thì biểu giá FiT phải là 19 cent Mỹ/kWh trong thời gian 20 năm (xem thêm Phụ lục I). Ảnh hưởng của giá đất vừa phải hoặc ảnh hưởng của một bộ ắc-quy nhỏ sử dụng tại chỗ đến biểu giá FiT điện mặt trời như kiến nghị, là rất ít.

Các biểu giá FiT điện mặt trời trên đất liền và ngoài hải đảo đều tương đối thấp so với quốc tế (Hình 20), bởi vì các biểu giá đó dựa trên các giả định lạc quan như tỷ lệ hoàn vốn tương đối thấp 10% và các mức bức xạ ở những khu vực thuận lợi nhất của đất nước. Do vậy, những biểu giá FiT này ở "vị trí có lợi" có khả năng thu hút được sự quan tâm đầy đủ của các nhà đầu tư (tư nhân). Tuy nhiên, các biểu giá này còn cao hơn chi phí LCoE của các nhà máy điện đốt than (Hình 9 và Hình 10), cũng như cao hơn các biểu giá FiT đã được quy định áp dụng cho các hình thái năng lượng tái tạo khác ở Việt Nam (xem mục 4). Các biểu giá đề xuất cao so với biểu giá bán lẻ trung bình ở Việt Nam, và ngoài ra các biểu giá này cũng cao khi so sánh với biểu giá FiT là 11.2 cent Mỹ/kWh được đề xuất trong dự thảo chính sách hỗ trợ điện mặt trời. EVN "Bên mua duy nhất" sẽ bị lỗ nhiều hơn so với mức lỗ từ một số nguồn điện khác.

Tuy nhiên, biểu giá FiT đề xuất cho hải đảo lại hấp dẫn khi so sánh với các chi phí phát điện bằng dầu diesel, thường hơn 40 cent Mỹ/kWh và phổ biến ở hải đảo: do đó từ nay trở đi các hệ thống điện mặt trời, có thể bao gồm các bộ ắc-quy nhỏ sẽ là phương án phát điện thích hợp ngoài hải đảo.

Hơn nữa, nếu đưa vào chi phí ngoại lai của than (xem mục 2) thì việc so sánh với điện đốt than sẽ thấy rất khác nhau – và đó là các chi phí mà dân thường, nhà nước và nền kinh tế đang phải gánh chịu. Nếu biểu giá bán lẻ điện trung bình tăng lên do việc loại bỏ dần các khoản trợ giá gián tiếp và phí môi trường và/hoặc giá các-bon áp cho điện sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch, thì việc so sánh chắc cũng rất khác nhau – và điều từng được chứng minh là, các mức tăng của loại giá đó rất có khả năng làm tăng chứ không phải giảm tăng trưởng GDP (UNDP-Viet Nam, 2012). Điều đó sẽ giúp EVN (bên mua điện duy nhất) tạo ra lợi nhuận từ điện mặt trời và đóng góp khoản thu cho Nhà nước.

Thậm chí nếu không tiếp tục nỗ lực trong cải cách ngành năng lượng thì các biểu giá bán lẻ điện cũng rất có khả năng tăng dần trong những năm tới đây. Các lý do gồm có nợ và các khoản lỗ hoặc các lợi nhuận tối thiểu của EVN và các doanh nghiệp nhà nước khác trong ngành năng lượng không bền vững và sẽ không tạo ra đủ vốn để đầu tư vào phát điện và phân phối điện. Kế hoạch PDP VII đặt mục tiêu giá điện "vào năm 2020 tương đương 8-9 cent Mỹ" trong các điều kiện bình thường (tức là không tính đến lạm phát), điều đó có nghĩa là, từ nay đến năm 2020 các biểu giá vẫn sẽ được trợ giá và thấp hơn hẳn giá quốc tế (xem thêm Hình 10). Kế hoạch PDP VII-sửa đổi không nhắc lại điều này nhưng nêu ra một số điểm về giá điện, như "*giá bán điện phải khuyến khích được việc phát triển điện năng, tạo ra môi trường thu hút đầu tư và khuyến khích cạnh tranh trong sản xuất, phân phối và sử dụng điện*"; "*Các giá điện sẽ được điều chỉnh dần để đạt được chi phí cận biên của hệ thống điện trong dài hạn, nhằm bảo đảm ngành công nghiệp điện có khả năng phát triển bền vững, đáp ứng nhu cầu phát triển hệ thống điện lực*"; và "*việc định giá điện phải nhằm tới bảo tồn năng lượng, tránh lãng phí các nguồn năng lượng không tái tạo và khuyến khích sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng và sử dụng năng lượng trong nước, giảm phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu*."

Nhưng để phát triển điện mặt trời cần có trợ giá, ít nhất trong tương lai gần. Xin đề xuất là việc trợ giá điện mặt trời sẽ được thực hiện bằng cách quy định EVN sẽ mua điện mặt trời của một số nhà máy được chấp thuận theo biểu giá ưu đãi và trợ giá "chéo" điện mặt trời từ các nguồn điện khác, chủ yếu là thủy điện, trong khi chờ quyết định biểu giá bán lẻ và các cải cách khác của ngành năng lượng.

Với cơ chế trợ giá các nhà máy điện mặt trời như vậy thì các biểu giá FiT đề xuất cho các nhà máy điện mặt trời trong đất liền và ngoài hải đảo có thể kích thích đầu tư một cách hiệu quả. Tuy nhiên

cũng xin đề xuất cần phải quy định các biểu giá FiT cho các nhà máy điện mặt trời là 15 cent Mỹ/kWh trong đất liền và 19 cent Mỹ/kWh ngoài hải đảo là ***các biểu giá FiT tối đa***.

Đồng thời, xin đề xuất tổ chức “bán đấu giá ngược” để lựa chọn các hệ thống điện mặt trời, đặc biệt để quyết định các dự án đầu tư lớn đầu tiên cho nhà máy điện mặt trời. Việc đấu giá có một số cái lợi và các tác động:

- Việc đấu giá (dưới mức các biểu giá FiT tối đa này) sẽ loại bỏ được thông tin trái ngược giữa nhà đầu tư và nhà quản lý, trong khi vẫn giữ được các chi phí trong các giới hạn dự báo được.
- Các kế hoạch điện mặt trời đem ra bán đấu giá đều đã có mức trần hoặc mục tiêu về công suất và địa điểm chẳng hạn đã được quyết định từ trước, và do vậy giá bỏ thầu được chào mời sẽ có được biểu giá FiT thấp nhất có thể.
- Các cuộc đấu giá liên tục có thể dựa vào các bài học học được và khi các chi phí đầu tư điện mặt trời giảm đi trên bình diện quốc tế, thì các dự án sản xuất điện tiếp tục được lắp đặt, chắc sẽ đẩy biểu giá này giảm liên tục.
- Các cơ quan có thẩm quyền và những người đặt giá bán đấu giá có thể được hỗ trợ bằng ODA trong việc quản lý quy trình bán đấu giá và chuẩn bị các mặt kỹ thuật – việc này sẽ giảm được các chi phí và “giữ cân bằng sân chơi”. Sự hỗ trợ đó cũng có thể nhận được từ Quỹ Phát triển năng lượng bền vững được đề xuất trong Chiến lược REDS, khi quỹ được thành lập và hoạt động.

Ngoài ra còn có các cách khác để Chính phủ và /hoặc EVN, bên mua điện duy nhất, thương lượng các giá dưới các biểu giá FiT tối đa với các nhà đầu tư cung ứng/chế tạo thiết bị và/hoặc các công ty thi công trong nước và/hoặc nước ngoài.

Để hướng dẫn quy trình này và áp dụng bằng bất kỳ cách thức lựa chọn nhà đầu tư nào thì các cơ quan có thẩm quyền cần phải cung cấp các chỉ dẫn rõ ràng về các địa điểm dự án và quy mô công suất lắp đặt dự kiến. Kế hoạch PDP VII-sửa đổi trình bày một số kế hoạch năng lượng tái tạo có triển vọng trong giai đoạn từ nay đến 2030, nhưng có thể cần được hoàn chỉnh và chi tiết hơn.

Các nhà đầu tư trong nước và/hoặc nước ngoài có triển vọng có thể tìm kiếm hình thức bảo lãnh tiền vay nào đó để làm vốn của họ đầu tư cho các nhà máy điện mặt trời, để giảm bớt những rủi ro của nhà đầu tư thường gặp liên quan đến việc không thanh toán hoặc thanh toán chậm của cơ sở điện lực (“bên mua điện duy nhất”).

Biểu giá FiT (tối đa) này cần được điều chỉnh vào các khoảng thời gian nhất định, vì công nghệ sẽ phát triển, hiệu quả công nghệ điện mặt trời tăng lên và các giá chi phí thiết bị giảm đi. Bằng cách này thì thị trường điện mặt trời có thể phát triển, tức là các nhà tài chính, các nhà cung ứng thiết bị và các công ty xây dựng sẽ tích lũy kinh nghiệm và sẽ có thể đạt được các mức giảm chi phí sâu hơn.

Các biện pháp phát triển điện mặt trời khác ở Việt Nam sẽ được thảo luận ở mục 7.

## 6. Phát điện và tiêu thụ điện mặt trời phân tán

Điện mặt trời có thể được sản xuất gần với người tiêu dùng và quy mô tương đối nhỏ, tức là nguồn điện “được phân tán”. Quy mô nhỏ hơn có chiều hướng là chi phí đơn vị đầu tư cao hơn, nhưng các chi phí truyền tải và phân phối lại thấp. Quy mô này có thể dưới hình thức các hệ thống ‘mái nhà’ nối lưới điện (cho các hộ gia đình và doanh nghiệp)<sup>19</sup>; các hệ thống đơn lẻ hoặc chung không nối lưới điện, có các bộ ắc-quy; hoặc có thể dùng điện mặt trời như các hệ thống điện cộng đồng hoặc là bộ phận của các lưới điện nhỏ ghép nối.

Trong nhiều trường hợp, các nhà đầu tư (các hộ gia đình, các nhóm hộ gia đình và doanh nghiệp) đều xuất phát từ việc giảm các hóa đơn tiền điện dài hạn. Và nhiều ứng dụng có thể cải thiện cơ hội sử dụng điện của các cộng đồng vùng sâu, vùng xa và hải đảo nơi số dân chỉ chiếm vài phần trăm dân số Việt nam còn chưa được đấu nối với lưới điện, cũng như các hộ gia đình hoặc các doanh nghiệp vẫn đang chịu cảnh cấp điện thất thường.

Chi phí LCoE (và biểu giá FiT tiềm năng) cho các hệ thống này cũng được đánh giá (xem Phụ lục I). Những giả định và các số liệu đầu vào cụ thể cho các hệ thống này được trình bày ở Hộp 4 bổ sung cho các giả định và số liệu đầu vào liệt kê ở Hộp 3. Các chi phí hệ thống cơ bản là 1,766USD/kWp (xem Hộp 3) được xác định đối với một nhà máy điện nhỏ 1 MW và được giả định để áp dụng cho các hệ thống “mái nhà” của hộ gia đình, doanh nghiệp và cộng đồng (thường từ 1-100 kWp). Đây là ước tính chi phí hệ thống thấp (xem thêm Hình 20). Tuy nhiên, dù ở quy mô nhỏ nhưng một số cấu thành sẽ đắt hơn, giá đất không áp dụng và các chi phí vận hành và bảo dưỡng có thể thấp hơn và có thể áp dụng miễn thuế và các khoản trợ giá nào đó (xem thêm mục 7). Với cùng tỷ lệ hoàn vốn thấp là 10% và các mức bức xạ thuận lợi như được sử dụng ở mục 5, thì chi phí LCoE được ước tính là 15 cent Mỹ/kWh trong suốt vòng đời là 20 năm (chi tiết trong Phụ lục I).

### Hộp 4 – Các giả định bổ sung để đánh giá chi phí LCoE/giá FiT cho các hệ thống điện mặt trời “mái nhà” nhỏ nối và không nối lưới điện

- Hầu hết các hệ thống “mái nhà” được giả định có đấu nối lưới điện và các cơ sở vận hành được giả định là những người tiêu dùng thực sự điện lưới. Điện được sản xuất vượt quá mức tiêu thụ tại chỗ, sẽ được cấp cho lưới điện, và điện được ngắt khỏi lưới điện khi sản xuất không đủ. Điều này có nghĩa là các bộ ắc-quy chỉ cần đến nếu các rủi ro mất điện cao và cần có công suất phát điện dự phòng.
- Các hệ thống mái nhà không nối lưới điện và các hệ thống lưới nhỏ được giả định thiết kế với dự phòng ắc-quy đầy đủ để có khả năng chuyển đổi thời gian năng lượng: để điện phát trong ngày được tiêu thụ vào buổi tối và ban đêm.
- Tính khả thi kỹ thuật của các hệ thống “mái nhà” bao gồm sức bền cấu trúc, khả năng sẵn có mặt bằng không bị che lấp và mặt bằng sàn để lắp đặt các bộ ắc-quy không được đánh giá.

### 6.1 Các hệ thống điện mặt trời “mái nhà” đấu nối lưới điện

Đối với các hệ thống “mái nhà” không đấu nối lưới điện thì **không** nên chuyển đổi chi phí LCoE thành biểu giá FiT. Thay vào đó, xin đề nghị ban hành một chính sách “**đo lường điện – thực**” áp dụng cho các hệ thống chủ yếu dành cho tiêu thụ tại chỗ. Các hệ thống này cấp những lượng điện nhỏ dẫn xuất thừa cho lưới điện để bù vào lượng điện họ mua (lấy điện từ lưới điện khi sản lượng điện của các hệ thống này không đủ); cũng như các hệ thống này được giả định là những người tiêu dùng - thực điện lưới. Chúng tôi xin đề xuất là, những người sở hữu các hệ thống này sẽ “bán” theo biểu giá bán lẻ hiện hành, nhưng là những người tiêu dùng-thực chỉ tính hóa đơn tiền điện giảm hàng

<sup>19</sup> Các doanh nghiệp và hộ gia đình cũng có thể lựa chọn lắp các hệ thống đó ở những nơi như ngoài vườn, phía trên các chỗ đỗ xe, nổi trên ao hồ; và một số công nghệ điện mặt trời phát điện từ các mặt tiền và cửa sổ các tòa nhà.

tháng. Việc này có thể làm bằng cách sử dụng các đồng hồ đo điện 2 chiều hoặc các đồng hồ đo điện thông minh<sup>20</sup>.

Các hệ thống mái nhà đấu nối lưới điện phải đối mặt với số ít rào cản hành chính. Ví dụ, người sở hữu các hệ thống này phải đảm bảo việc đấu nối với nhau được thực hiện theo các tiêu chuẩn kỹ thuật phù hợp và phải lắp đặt các đồng hồ điện đã được kiểm duyệt, nhưng không nên có các yêu cầu phải đăng ký như một công ty sản xuất điện hoặc hợp đồng về Thỏa thuận Mua điện (PPA)- chỉ áp dụng đối với các nhà máy điện có mục đích duy nhất là bán điện – vấn đề này được minh họa ở Hộp 5.

### Hộp 5 – Hệ thống điện mặt trời trên mái nhà một LHQ xanh ở Hà Nội

Liên Hợp Quốc (LHQ) tại Việt Nam hợp tác với Chính phủ và được sự hỗ trợ của các nhà tài trợ quốc tế đã xây dựng một văn phòng mới ở Hà Nội, “Nhà một LHQ xanh” có một số đặc điểm thân thiện với môi trường, như hệ thống điện mặt trời công suất 110 kWp lắp trên mái nhà. Do không có các quy định đấu nối điện mặt trời với lưới điện quốc gia, LHQ đã tiến hành thương lượng với EVN (Tập đoàn Điện lực Việt Nam). Mục đích là cấp điện thừa (ví dụ vào cuối tuần) cho lưới điện và mua điện khi cầu vượt cung. Hệ thống điện mặt trời này dự kiến tạo ra 10% tổng nhu cầu điện hàng năm của tòa Nhà một LHQ xanh.

Để thỏa thuận được hợp đồng phải mất hơn một năm tính từ ngày LHQ nhận được sự chấp thuận của EVN cho phép đấu nối với lưới điện, và phải tổ chức một số cuộc họp với EVN và Bộ Công-Thương và liên lạc nhiều lần với nhau. Theo hợp đồng thỏa thuận thì bất kỳ lượng điện thừa nào mà LHQ sản xuất ra (ví dụ khi tòa nhà không có ai vào thời gian cuối tuần) sẽ được cấp vào lưới điện của EVN *không tính tiền*, và sẽ không được khấu trừ từ lượng điện do EVN cấp cho LHQ. Các lý do về việc này như sau:

- Việt Nam không có các quy định “đo điện- thực” hoặc các bộ luật về đấu nối lưới điện áp dụng cho điện mặt trời mà ở nhiều nước các quy định này rất phổ biến, nhất là điện mặt trời mái nhà.
- Các quy định cho các nhà máy điện với mục đích duy nhất là bán điện sẽ áp dụng đối với LHQ bởi vì chưa có quy định về các trường hợp trong đó việc bán điện cho lưới điện chỉ là mục đích nhỏ và hầu hết điện sản xuất ra để bù cho lượng điện mà người tiêu dùng (-thực) mua. Thông tư 25/2013/TT-BCT về cấp phép cho các cơ sở sản xuất điện quy định nếu công suất lắp đặt của một nhà máy điện nhỏ hơn 50 kWp thì người bán điện được miễn trừ các quy định các loại. Tuy nhiên, hệ thống của LHQ có công suất lớn hơn và cần có sự thỏa thuận của Bộ Công-Thương. LHQ được coi là một công ty sản xuất điện và cần phải đăng ký và xin cấp giấy phép kinh doanh bán điện (LHQ không thể làm như vậy) và LHQ cần phải trả thuế VAT đối với các khoản tiền lãi do bán điện (LHQ không thể xuất các hóa đơn VAT).
- Nếu như LHQ có thể đăng ký là một công ty sản xuất và bán điện và có khả năng xuất các hóa đơn VAT thì LHQ đã ký Thỏa thuận Mua điện (PPA) với EVN (bên mua điện duy nhất), giống như bất kỳ cơ sở sản xuất điện nào ở Việt Nam. Giá điện liên quan được quy định theo Quyết định 18/2008/QĐ-BCT về “*Biểu biểu giá chi phí tránh được và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các nhà máy điện nhỏ sử dụng năng lượng tái tạo*”. Giá thực tế do EVN trả, được tính hàng năm trên cơ sở “*đơn vị phát điện đắt nhất trong lưới điện quốc gia, là chi phí cận biên*” nhưng vẫn còn thấp so với quốc tế. Quy định này được xây dựng cho sản xuất thủy điện nhỏ là một trong những hình thái sản xuất điện rẻ nhất chứ không phải điện mặt trời mái nhà. Do vậy “*các chi phí cận biên*” được quy định hàng năm thấp hơn giá chi phí của sản xuất điện mặt trời và không hấp dẫn đối với các nhà đầu tư điện mặt trời.

LHQ kỳ vọng sẽ có chính sách hỗ trợ điện mặt trời quốc gia và có được thỏa thuận mới với EVN để tạo thuận lợi cho LHQ và bất kỳ khách hàng tương tự nào của EVN có mong muốn lắp đặt hệ thống điện mặt trời mái nhà nhằm giảm hóa đơn tiền điện.

Dự thảo chính sách hỗ trợ điện mặt trời đưa ra biểu giá FiT là 14 cent Mỹ/kWh, tuy nhiên chúng tôi đề nghị *không* đưa ra biểu giá FiT ưu đãi. Lý do trước tiên là việc đo lường điện-thực theo biểu giá bán lẻ hiện hành về mặt quản lý hành chính là phương án khả dĩ đơn giản nhất. Thứ hai là, biểu giá

<sup>20</sup> Việc đo điện -thực có nghĩa là các công ty điện chấp nhận tất cả lượng điện thừa do các hộ gia đình hoặc doanh nghiệp sản xuất ra và bù lại khoản đó từ các hóa đơn tiền điện với giá bằng với, hoặc chỉ thấp hơn các biểu giá bán lẻ điện. “Biểu giá mua” thấp hơn một chút có nghĩa là EVN được bù cho các chi phí phân phối điện và các tổn thất điện năng, nhưng các chi phí này thấp và các biểu giá tính gộp thấp do đó không kiến nghị về việc này.

ưu đãi có thể khuyến khích các nhà sản xuất trong nước bán tất cả lượng điện sản xuất ra cho EVN và không tiêu thụ bất kỳ lượng điện nào sản xuất tại chỗ. Lý lẽ thứ ba về kiến nghị một chính sách đo lường điện-thực không có biểu giá FIT ưu đãi, mặc dù biểu giá bán lẻ điện hiện hành tương đối thấp, là có các cách khác nhau để giữ chi phí đầu tư ban đầu thấp và có thể thấp hơn chi phí LCoE được giả định là 15 cent Mỹ/kWh, kể cả các biện pháp khuyến khích thuế sẽ được thảo luận ở mục 7.

Thứ tư, các biểu giá bán lẻ điện hiện nay như các giá đối với điện mặt trời “mái nhà” đã có hấp dẫn đối với một số khách hàng, cũng như các biểu giá bán lẻ còn tăng trong những năm tới đây và các chi phí chắc chắn giảm (Hình 20) thì điện mặt trời sẽ hấp dẫn nhiều người hơn.

Hình 12 cho thấy các hộ gia đình tiêu thụ cao có các hệ thống tấm mái điện mặt trời để sản xuất điện nhằm giảm tổng số tiền họ phải trả theo giá bán lẻ cao nhất là 12 cent Mỹ/kWh trong năm 2015. Việc này tạo ra khả năng có thể thực hiện được chính sách “đo lường điện-thực” và các biện pháp hỗ trợ như thảo luận ở mục 7, cách đo điện này hấp dẫn về mặt tài chính đối với một số hộ gia đình đầu tư cho các hệ thống điện mặt trời mái nhà. Và khi các biểu giá bán lẻ sẽ tăng trong những năm tới đây và các chi phí hệ thống điện mặt trời sẽ giảm, tấm mái năng lượng mặt trời chắc chắn trở nên hấp dẫn đối với số lượng các hộ gia đình ngày càng tăng lên.

Theo các quy định về điện hiện nay, các biểu giá bán lẻ điện áp dụng đối với các doanh nghiệp sản xuất và thương mại trong các giờ tiêu thụ “bình thường” và “cao điểm” khi bức xạ mặt trời cao, thì cao hơn biểu giá trung bình. Hình 13 Các khoản trợ giá này được tính toán bằng cách tiến hành so sánh với các giá điện quốc tế. Các khoản trợ giá đó là chi phí tính cho người đóng thuế Việt Nam bởi vì các giá điện thấp làm cho các doanh nghiệp nhà nước có khả năng bỏ qua các lợi nhuận và các khoản thu cho Nhà nước (ví dụ: than bán trong nước với giá dưới giá thị trường quốc tế, có nghĩa là VINACOMIN không thể đóng góp nhiều vào khoản thu của Nhà nước); bảo lãnh đầu tư và các khoản vay lãi suất thấp cho EVN và các cơ sở vận hành trong ngành điện (ví dụ: đầu tư của Nhà nước và ODA cho các đường dây truyền tải điện); và những yếu tố ngoại lai về môi trường và xã hội (UNDP, 2014). EVN (là bên mua điện duy nhất) cũng được sử dụng số lượng lớn thủy điện rất rẻ, có khả năng thu vén được những khoản lỗ từ sản xuất điện bằng nhiên liệu hóa thạch (hoặc mua lại), nhưng điều này còn có nghĩa là Nhà nước – chủ sở hữu của EVN và các công ty phát điện, không được trả hoặc chỉ được trả khoản tiền ít ỏi và Nhà nước lại phải thu góp tiền từ các nguồn (khác) (như thuế VAT, thuế doanh nghiệp, thuế thu nhập, thuế xuất/nhập khẩu, phí môi trường, v.v...).

Giá bán lẻ điện trung bình ở Việt Nam là 7.6 cent Mỹ/kWh năm 2015. Hình 12 trình bày cơ cấu biểu giá bán lẻ điện đối với các hộ gia đình, với các hộ tiêu thụ nhiều điện phải trả giá cao hơn đối với số đơn vị điện tiêu thụ mỗi tháng nhiều hơn. Một số giá bán lẻ cụ thể trình bày ở Hình 13 áp dụng đối với các doanh nghiệp sản xuất và thương mại và các bệnh viện và trường học. Tính trung bình thì cả các hộ gia đình lẫn ngành công nghiệp đều trả tiền điện ít hơn so với các nước khác có giá điện nói chung cao hơn hoặc cao hơn nhiều so với Việt nam (xem Hình 14 và Hình 15).

**Hình 12 – Cơ cấu biểu giá bán lẻ điện tăng dần: giá điện cho các hộ gia đình**

Theo Quyết định 28/2014/QĐ-TTg		2256/QĐ-BCT (12/03/15)	1USD=21,458 VND (2015)	1USD=22,300 VND (đầu năm 2016)
<b>Giá bán lẻ trung bình:</b>	<b>(%)</b>	<b>1,622 VND</b>	<b>0.076 USD</b>	<b>0.073 USD</b>
0-50 kWh/tháng	92%	1,492 VND	0.070 USD	0.067 USD
51-100	95%	1,541 VND	0.072 USD	0.069 USD
101-200	110%	1,784 VND	0.083 USD	0.080 USD
201-300	138%	2,238 VND	0.104 USD	0.100 USD
301-400	154%	2,498 VND	0.116 USD	0.112 USD
>400 kWh/tháng	159%	2,579 VND	0.120 USD	0.116 USD
Thẻ trả trước	132%	2,141 VND	0.100 USD	0.096 USD

Hình 13 cho thấy, các doanh nghiệp thương mại trả theo các mức từ 17-19 cent Mỹ/kWh trong “các giờ cao điểm”, một số mức có giảm trong thời gian ngày, và từ 10-11 cent Mỹ/kWh trong “các giờ bình thường”(kể cả các buổi chiều). Tùy theo việc tiêu thụ điện của các doanh nghiệp, việc này bù đắp phần nào điện mặt trời theo biểu giá bán lẻ điện cao nhất và mức bù hàng ngày có thể đưa ra được mức trung bình sát với chi phí LCoE trình bày ở đây. Nói cách khác, điện mặt trời mái nhà đã thu hút sự quan tâm về mặt tài chính của một số doanh nghiệp (thương mại), đặc biệt nếu áp dụng các biện pháp hỗ trợ được thảo luận ở mục 7, và sẽ thu hút sự quan tâm của các doanh nghiệp khác khi mà biểu giá bán lẻ tăng lên.

Ở các khu vực thường mất điện lưới công cộng, thì các hệ thống “mái nhà” đấu nối với lưới điện có thể có các bộ ắc-quy và như vậy, không cần máy phát điện dự phòng. Chi phí LCoE là 15 cent Mỹ/kWh trong suốt thời gian hoạt động 20 năm của các hệ thống có công suất 100 kWp hoặc lớn hơn, không ảnh hưởng nhiều đến chi phí các bộ ắc-quy vừa phải, và nhà đầu tư có thể tránh được chi phí chạy máy phát điện bằng dầu diesel hoặc xăng (xem thêm Phụ lục I)

Việc đo lường điện-thực được quy định ở các nước khác với các giới hạn kích cỡ lớn hơn khác nhau, ở một số nước quy định một giới hạn kích cỡ lớn hoặc không quy định giới hạn. Giới hạn kích cỡ không quan trọng lắm nếu một cơ sở sản xuất điện là cơ sở tiêu dùng -thực và cấp điện cho lưới điện vẫn bị hạn chế ngay cả sản lượng cao nhất. Công suất lắp đặt điển hình đối với các hộ gia đình có thể là 1-5 kWp, các hệ thống của các cộng đồng nhỏ vùng sâu, vùng xa và hải đảo là 20-200 kWp (ví dụ. Hệ thống thí điểm ở Côn Đảo là 36 kWp) và các hệ thống mái nhà của các văn phòng và doanh nghiệp là 50-500kWp (ví dụ nhà Một LHQ xanh là 110 kWp; xem Hộp 5). Tuy nhiên, một số doanh nghiệp chắc sẽ quan tâm đến các hệ thống lớn hơn do họ có mặt bằng mái nhà và chỗ đỗ xe rộng tới hơn 10,000 m<sup>2</sup>, trong khi đó các cơ sở ở sân bay chẳng hạn, cũng đang cân nhắc công suất lớn tới 2 MW. Chúng tôi xin kiến nghị quy định giới hạn tối đa để phù hợp với các doanh nghiệp có quy mô lớn như vậy.

## 6.2 Các hệ thống điện mặt trời không đấu nối lưới điện

Các hệ thống điện mặt trời “mái nhà” thảo luận ở mục 6.1 cũng có thể không đấu nối lưới điện bởi vì đấu nối lưới điện tốn kém tiền bạc và một số nhà đầu tư có thể là muốn tiêu thụ tất cả sản lượng điện tại chỗ, như vậy đấu nối với nhau là không cần thiết. Việc không đấu nối lưới điện còn tránh được mọi thủ tục hành chính và chi phí đấu nối. Các chủ sở hữu sẽ bù cho sản xuất theo các biểu giá điện hiện hành (mà họ sẽ trả trong hoàn cảnh thay thế) và họ không cần đấu nối với lưới điện như một “bộ tích điện ảo”. Cách làm này còn trở nên đặc biệt hấp dẫn khi biểu giá bán lẻ tiếp tục tăng trong những năm tới đây và các chi phí điện mặt trời chắc chắn giảm đi.

Nếu các hệ thống này cách xa lưới điện công cộng, thì các hệ thống có các bộ ắc-quy để cung cấp 24 giờ/ một ngày, như vậy sẽ rẻ hơn so với phương án thay thế bằng máy phát điện chạy dầu diesel hoặc xăng.

Các doanh nghiệp và các hộ gia đình khác còn lấy điện từ lưới điện công cộng, tuy thế họ cũng không bao giờ cấp lượng điện thừa cho lưới điện. Trong các hoàn cảnh mà thường xuyên cắt điện thì các hệ thống điện mặt trời có thể có các bộ ắc-quy và do vậy, không cần đến các máy phát điện chạy dầu diesel hoặc xăng dự phòng.

Với các hệ thống không đấu nối lưới điện và khả năng kết hợp sản xuất điện không đấu nối với tiêu thụ điện từ lưới điện (nhưng các hệ thống tách riêng với nhau), thì cần phải lựa chọn sử dụng dòng điện một chiều (DC) hay xoay chiều (AC) bởi vì việc này sẽ ảnh hưởng đến loại thiết bị có thể sử dụng (việc đổi dòng điện DC-AC cần có bộ đổi dòng và tiêu hao một số năng lượng).

### 6.3 Các hệ thống điện mặt trời cộng đồng và các lưới điện nhỏ ghép

Theo Kế hoạch PDP VII, Việt Nam đặt mục tiêu đến năm 2020 sẽ cấp điện cho gần 100% các hộ nông thôn, chủ yếu bằng cách mở rộng lưới điện<sup>21</sup>. Việt Nam đặt mục tiêu từ 2011 đến 2015 cấp điện cho 377,000 hộ gia đình nữa ở các vùng núi và hải đảo và đến 2020 cấp điện cho 231,000 hộ nữa, đặc biệt bằng các nguồn điện tái tạo tại địa phương. Kế hoạch PDP VII đề xuất thực hiện mục tiêu này bằng cách xây dựng “các cơ chế quản lý và đầu tư phù hợp để duy trì và phát triển các nguồn điện ở các vùng”.

Từ đầu những năm 1990, các chính quyền địa phương hoặc các nhóm hộ gia đình đã xây dựng các hệ thống phân phối điện hạ áp (LV)<sup>22</sup> và trung áp (MV)<sup>23</sup>, mua điện với giá được trợ cấp và bán điện cho người sử dụng. Những hệ thống này đã đáp ứng nhu cầu điện địa phương và được quản lý theo nhiều cách khác nhau. Trong khi Chính phủ trung ương là nguồn tài trợ chính cho các chính quyền địa phương, các hộ gia đình là nguồn cung cấp tài chính chủ yếu cho điện khí hóa nông thôn từ 1990 đến 2012. Các hộ gia đình chi trả một phần cho các hệ thống điện hạ áp và trung áp, đầu nối đến nhà họ và đồng hồ điện, nhưng phần đóng góp của họ trong tổng chi tiêu giảm đi trong các năm gần đây. Các giá tiêu dùng rất cao trong những năm đầu và các chi phí cao trong những năm 1990 đã loại ra ngoài một số hộ và thôn xã nghèo nhất. Từ cuối những năm 1990, Tập đoàn EVN đảm nhiệm tất cả việc phân phối trung áp, cũng như áp dụng cấp phép cho các cơ sở phân phối điện địa phương để quản lý các hệ thống hạ áp. Hiện nay, các đơn vị phân phối điện địa phương trong cả nước mua điện của EVN với biểu giá bán buôn và thu của người tiêu dùng theo biểu giá tiêu dùng được quy định. Việc hài hòa các biểu giá tiêu dùng trong cả nước chẳng khác gì việc trợ cấp lẫn nhau giữa người tiêu dùng điện thành thị cho người tiêu dùng điện nông thôn (Scott và Greenhill, 2014; World Bank, 2011).

Việt Nam có kế hoạch trợ cấp tiền mặt cho các hộ sử dụng điện thu nhập thấp và kế hoạch này đã được sửa đổi và chuyển từ EVN sang Bộ Lao động, Thương binh và Xã hội và các cơ quan chính quyền địa phương theo Quyết định 28/2014/QĐ-TTg. Việc trợ cấp tiền mặt tương đương với mức tiêu thụ 30 kWh một tháng theo giá của nhóm thứ nhất trong cơ cấu biểu giá bán lẻ điện tăng dần (IBT) (tức là biểu giá tiêu dùng được quy định; xem Hình 12) đối với các hộ gia đình được xếp là các hộ nghèo và một số hộ có thu nhập thấp khác. Kế hoạch này được chính quyền trung ương và địa phương cung cấp tài chính và ước tính tốn khoảng 48 triệu USD một năm nếu được thực hiện đầy đủ (UNDP Việt Nam, 2014). Hơn nữa, việc mở rộng lưới điện nông thôn còn đang thực hiện theo Quyết định 2081/QĐ-TTg ngày 08 tháng 11 năm 2013, “*chương trình cung cấp điện cho các vùng nông thôn, miền núi và hải đảo, 2013-2020*”, cũng như ngày 28 tháng 5 năm 2014, Bộ Công-Thương ban hành Thông tư 8373/BCT-TCNL kèm theo hướng dẫn về việc “*xây dựng, đánh giá và phê duyệt các dự án và việc thực hiện các dự án đầu tư cấp điện nông thôn không đấu nối lưới điện từ các nguồn năng lượng tái tạo*”. Việc này cũng chứng tỏ sự sẵn sàng và năng lực của Việt Nam đầu tư cho các hộ gia đình có thu nhập thấp ở vùng sâu, vùng xa được sử dụng điện từ cả lưới điện đấu nối và không đấu nối.

Bối cảnh chính sách này và lịch sử quản lý của địa phương và trợ cấp lẫn nhau có ý nghĩa quan trọng để phát triển và quản lý các hệ thống điện ở vùng sâu, vùng xa nơi có các cộng đồng và các hộ gia đình chưa được đấu nối với lưới điện quốc gia. Đến với người dân ở vùng sâu, vùng xa bằng việc mở rộng lưới điện là tương đối tốn kém trong khi họ có khả năng trở thành những người nghèo nhất của Việt Nam và có rất ít khả năng để tự đóng góp.

---

<sup>21</sup>Kế hoạch PDP VII-sửa đổi tái khẳng định mục đích: “đạt được mục tiêu của năm 2020, cụ thể là đến 2020, hầu hết các hộ gia đình nông thôn có thể được sử dụng điện”.

<sup>22</sup> Ủy ban Kỹ thuật điện quốc tế (IEC) định nghĩa “hạ áp hệ thống cấp điện” là điện áp trong biên độ 50–1000 V AC hoặc 120–1500 V DC.

<sup>23</sup> Các đường dây phân phối chủ yếu truyền điện trung áp (MV) (biên độ từ 2 kV đến 35 kV) đến các biến áp phân phối cho các đường dây hạ áp (LV).



Các hệ thống điện mặt trời cộng đồng có thể được đấu nối với lưới điện, ở các khu vực đô thị (các tòa nhà cao tầng) và ở các vùng nông thôn nơi đầu tư cho việc đấu nối lưới điện tương đối thấp. Trong các hoàn cảnh đó, việc đo lường điện-thực tạo ra lợi ích khi thừa sản lượng điện tại chỗ trong khi nhu cầu tích điện bằng ắc-quy thấp ở các vùng ít bị mất điện.

Điện mặt trời không đấu nối lưới điện cũng có thể có vai trò quan trọng trong việc thực hiện mục tiêu 100% số hộ được cấp điện. Điện mặt trời không đấu nối lưới điện có thể cắt giảm gánh nặng tài chính để cải thiện việc sử dụng điện ở vùng sâu, vùng xa, bởi vì chi phí trên một hộ gia đình và đóng góp của địa phương có thể thấp hơn so với việc mở rộng lưới điện cho số lượng ít các hộ gia đình. Các hệ thống điện mặt trời không đấu nối lưới điện ở các cộng đồng vùng sâu, vùng xa nên có thêm các bộ ắc-quy.

Điện mặt trời cũng có thể là một phần trong các lưới điện nhỏ ghép lại<sup>24</sup>, nhiều hệ thống còn có các bộ ắc-quy đề cấp điện liên tục. Các hệ thống điện mặt trời chung sẽ tiết kiệm được một số chi phí về thiết bị (chủ yếu là các bộ đổi dòng, là bộ phận thiết bị tốn kém của các hệ thống điện mặt trời) so với các số lượng lớn hệ thống điện mặt trời nhỏ lắp riêng từng nhà, trừ phi các hộ gia đình nằm rải rác và xa máy phát điện/hệ thống điện mặt trời cộng đồng.

Nếu hệ thống không đấu nối lưới điện là thích hợp trong khoảng thời gian còn chưa mở rộng được lưới điện đến cộng đồng, thì các hệ thống liên quan có thể lựa chọn các mạch điện một chiều (DC) để giảm thiểu tổn thất điện do đổi dòng sang điện xoay chiều (AC) bằng bộ đổi dòng. Các hệ thống không đấu nối lưới điện sau này có thể đấu nối với lưới điện, nhưng sau đó cần phải đổi dòng điện một chiều –xoay chiều. Trong giai đoạn lập kế hoạch, cần xem xét sử dụng điện một chiều hoặc xoay chiều bởi vì nó sẽ ảnh hưởng đến loại thiết bị có thể sử dụng.

Các kiến nghị tiếp theo về khuyến khích các hệ thống điện mặt trời cộng đồng nối và không nối lưới điện được trình bày ở mục 7.

---

<sup>24</sup> Các lưới điện nhỏ ghép lại thường lấy điện từ các nguồn khác nhau như điện chạy diesel, thủy điện và điện mặt trời, để cấp điện cho (các nhóm) cộng đồng nhỏ. Xem ví dụ: Roland và Glania (2011).

## 7. Các kiến nghị khuyến khích điện mặt trời và thực hiện Mục tiêu PTBV 7 ở Việt Nam

### 7.1 Tăng dần giá bán lẻ điện

Việc sản xuất và tiêu thụ điện mặt trời ở Việt Nam có thể bắt đầu trong khung tài chính hiện nay như trình bày ở các mục 5 và 6 trong đó đề xuất biểu giá FIT ưu đãi cho các nhà máy điện mặt trời, đo lường điện-thực cho các hệ thống điện mặt trời “mái nhà” và cộng đồng”. Việc này sẽ tạo ra sự đóng góp quan trọng trong việc thực hiện Mục tiêu PTBV 7 ở Việt Nam (xem mục 1). Tuy nhiên, rào cản chính đối với phát triển điện mặt trời ở các quy mô khác nhau là biểu giá bán lẻ thấp làm cho năng lượng tái tạo trong đó có điện mặt trời, được coi là đắt.

Biểu giá bán lẻ thấp là do quy định giá dẫn đến việc trợ giá gián tiếp (xem Hình 10 và Hình 11). Biểu giá thấp dẫn đến các khoản lỗ trong ngành điện; trợ giá chéo (như thủy điện cho điện đốt than); không đóng góp vào khoản thu nhà nước (các doanh nghiệp nhà nước bị lỗ hoặc chỉ thu được rất ít lợi nhuận không đóng góp nhiều tiền thu cho nhà nước, do đó, nhà nước phải tìm các khoản thu khác); các hỗ trợ khác nhau của nhà nước cho việc phát điện, truyền tải và phân phối điện; và không đưa vào được các chi phí xã hội và môi trường (đặc biệt là các hoạt động khai thác, vận chuyển và sử dụng than).

Tuy nhiên, tất cả những hệ quả đó lại là các chi phí đối với người đóng thuế. Do vậy mới có luận cứ chắc chắn về việc loại bỏ dần các khoản trợ giá gián tiếp nhiên liệu hóa thạch và đưa vào sử dụng giá các-bon để bắt đầu đưa vào các chi phí ngoại lai trong sử dụng nhiên liệu hóa thạch như đã được đề xuất trong Chiến lược REDS thông qua phí môi trường thu từ việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch.

Điều này có ý nghĩa gì với các biểu giá bán lẻ trung bình và cần có loại hành động nào để giảm thiểu những tác động tiêu cực của việc tăng giá bán lẻ đến các hộ có thu nhập thấp và các doanh nghiệp nhất định nào đó, được nhiều nhà phân tích quan tâm (xem: UNDP Việt Nam, 2014). Kết luận đưa ra là tăng dần các giá điện ở mức 5-10% năm bằng giá thực trong thời gian, ví dụ 3 năm, sẽ là khả thi nhất. Các tác động tiêu cực đến các hộ có thu nhập thấp và một số doanh nghiệp có thể giảm thiểu bằng khung chính sách hiện có với một số bổ sung và sửa đổi<sup>25</sup>.

Các mức tăng giá như vậy có nghĩa là điện ở Việt Nam vẫn còn rẻ so với các nước khác (xem Hình 14 và Hình 15) và chưa thể làm cho điện mặt trời và các năng lượng tái tạo khác trở thành nguồn điện thay thế hấp dẫn về mặt tài chính, cả về quy mô các nhà máy điện lẫn hình thức phát điện phân tán theo chế độ đo lường điện-thực.

Cần phải đưa ra một lộ trình tăng giá bán lẻ điện để cả EVN, bên mua điện duy nhất, lẫn các nhà đầu tư và các nhà máy điện và các hệ thống “mái nhà” có đầy đủ thông tin để tính toán các chi phí LCoE, và khả năng lợi nhuận và lỗ trong khoảng thời gian hoạt động của một dự án điện mặt trời.

### 7.2 Loại bỏ dần tất cả sự hỗ trợ cho điện đốt than

Việc xây dựng nhà máy điện đốt than đã đạt đỉnh ở hầu hết các nước và các cơ quan phát triển quốc tế đã giảm quy mô tài trợ điện đốt than. Phí môi trường để cập ở trên trong Chiến lược REDS và giá các-bon cũng sẽ làm cho điện đốt than trở thành phương thức kém hấp dẫn ở Việt Nam, cũng như gián tiếp khuyến khích đầu tư cho năng lượng tái tạo.

<sup>25</sup> Việc này được giải thích trong UNDP-Viet Nam (2014). Việc đánh giá thêm các tác động tiềm tàng của việc tăng giá điện đến các hộ gia đình và các doanh nghiệp đang tiến hành với nỗ lực hợp tác của UNDP và các tổ chức nghiên cứu trong nước, sẽ kết thúc trong năm 2016.

Chính phủ Việt Nam cũng có thể làm những việc dưới đây:

- Ngừng tất cả sự hỗ trợ tài chính gián tiếp và trực tiếp cho việc khai thác than, xây dựng nhà máy điện đốt than, xây dựng cơ sở hạ tầng vận chuyển, kho tàng và xử lý chất thải liên quan, cũng như bảo đảm mọi chi phí đều phải do các chủ sở hữu/ nhà đầu tư các mỏ và nhà máy điện đốt than chịu. (Các biện pháp hỗ trợ hiện nay như các khoản tiền trợ cấp, các khoản tiền vay hoặc tiền bảo lãnh khoản vay để đầu tư hạ tầng và sử dụng đất đai giá rẻ để xây dựng các cơ sở.)
- Quy định các tiêu chuẩn môi trường nghiêm ngặt hơn đối với khai thác than, vận chuyển than và các nhà máy điện đốt than sao cho phù hợp với các tiêu chuẩn môi trường ở các nước khác (xem Hình 5).
- Bảo đảm tất cả tiêu chuẩn môi trường và các biện pháp giảm thiểu được thỏa thuận trong các đánh giá tác động môi trường các mỏ, vận chuyển than và các nhà máy điện đốt than được tuân thủ nghiêm ngặt.

### 7.3 Các biện pháp hạn chế chi phí đầu tư điện mặt trời

Nhiều biện pháp hỗ trợ điện mặt trời cộng với những biện pháp trình bày ở các mục 5 và 6 đều tập trung vào việc cắt giảm đầu tư vốn ban đầu và giảm thiểu các rủi ro của nhà đầu tư (sau đó là lãi suất các khoản vay):

- Chính sách thuế có thể giúp thu hút các nhà đầu tư và hỗ trợ các khoản đầu tư điện mặt trời theo một vài cách mà hầu hết đã được đề cập trong Chiến lược REDS và dự thảo chính sách hỗ trợ điện mặt trời, như miễn thuế nhập khẩu các bộ phận và các vật tư chủ yếu của hệ thống điện mặt trời; miễn thuế thu nhập doanh nghiệp đối với các nhà máy điện mặt trời và các hoạt động kinh doanh sản xuất hoặc lắp ráp thiết bị điện mặt trời ở Việt Nam; miễn thuế giá trị gia tăng (VAT) đối với điện sản xuất bằng năng lượng mặt trời.
- Các lãi suất cho vay của các ngân hàng thương mại ở Việt Nam dao động khoảng 7%-10%, mặc dù thời hạn cho vay có khác nhau. Để duy trì và giảm lãi suất trong khoảng thời gian dài, Chính phủ có thể cung cấp tiền bảo lãnh khoản vay hoặc gói kích thích thông qua ngân hàng đối với “các khoản tiền vay cho điện mặt trời”. Việc này có thể nhằm vào công nghiệp trong nước (và từ đó giúp phát triển công nghiệp trong nước), cũng như sẽ áp dụng đối với tổng công suất lắp đặt có hạn chế, ví dụ công suất lắp đặt trong nước từ 500 MW đến 1,000 MW.
- Các nước cho vay ODA chính cho ngành năng lượng Việt Nam có thể cung cấp các khoản vay hoặc vốn cho việc thu xếp tiền bảo lãnh khoản vay nhằm cắt giảm chi tiêu vốn. Tiền viện trợ ODA hoặc các khoản vay ưu đãi cũng có thể giúp để chuẩn bị tổ chức cuộc “bán đấu giá ngược” đầu tiên về các nhà máy điện mặt trời như đã thảo luận ở mục 5.
- Chính phủ, các tỉnh và/hoặc EVN có thể huy động ngân quỹ trong nước và ODA (không hoàn lại) để trợ giá cho các hệ thống điện mặt trời ở vùng sâu, vùng xa và hải đảo (xem thêm mục 6). Việc này sẽ nhằm tới các cộng đồng và hộ gia đình vẫn chưa được đấu nối với lưới điện ở những nơi việc đấu nối với nhau tốn kém vì hẻo lánh hoặc ở những nơi mà việc đấu nối thường bị đứt và có chất lượng thấp. Những ngân quỹ đó sẽ tập trung vào cắt giảm đầu tư vốn ban đầu (chủ yếu) cho các hệ thống cộng đồng có tích điện năng bằng ắc-quy hoặc các hệ thống điện mặt trời cộng đồng được đấu nối với lưới điện và xây dựng các công suất chuỗi cấp điện mặt trời, kể cả các công ty (địa phương) và các đơn vị phân phối điện địa phương tham gia lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng.
- Với các khoản trợ giá, miễn thuế cũng như xây dựng năng lực, có thể sẽ thu hút được các doanh nghiệp điện mặt trời, các ngân hàng và các nhà đầu tư khác tham gia các mối quan hệ cộng tác công- tư (PPP). Mối quan hệ PPP có thể nhằm tới các cộng đồng vùng sâu, vùng xa, có khả năng đưa đến việc sử dụng điện mặt trời quy mô lớn trong việc đạt được một số ít phần trăm số hộ gia đình Việt Nam cuối cùng chưa được sử dụng điện. Việc này đòi hỏi phải nâng cao nhận thức và xây dựng năng lực của các nhà chế tạo và cung ứng thiết bị,

cũng như những người cho vay tiền và các cơ sở phân phối điện địa phương. Các rủi ro ngân hàng trong việc cho vay tiền cho các hệ thống điện mặt trời cộng đồng hoặc mái nhà để kinh doanh có thể được giảm thiểu thông qua ngân quỹ bảo lãnh khoản vay mà đã có tiền lệ ở Việt Nam.

- Ngoài Quỹ Phát triển năng lượng tái tạo được công bố trong Chiến lược REDS, còn có các cửa tài trợ khác trong nước mà có thể sử dụng để hỗ trợ các nhà sản xuất, cung ứng và vận hành thiết bị điện mặt trời trong nước. Trong đó có Quỹ phát triển khoa học và công nghệ và Quỹ BVMT Việt Nam có thể cấp tiền hoặc cho vay, hoặc cung cấp tiền bảo lãnh khoản vay của các ngân hàng thương mại và từ đó, giảm lãi suất tính vào các khoản vay đầu tư cho các hệ thống điện mặt trời, đặc biệt là các hệ thống có công suất lắp đặt trong khoảng 10-50 kWp (Trinh Quang Dung, 2015).

#### 7.4 Các quy định khuyến khích năng lượng tái tạo

Các biểu giá FIT (như thảo luận ở các mục 5 và 6) thường được lựa chọn để áp đặt “các tiêu chuẩn tỷ trọng” tức là quy định tỷ trọng điện năng cụ thể mà các công ty phát điện (GENCOM) sản xuất ra phải bằng năng lượng tái tạo. Chính phủ có thể cân nhắc quy định này bổ sung cho biểu giá FIT để đạt được mục tiêu đề ra trong Chiến lược REDS. Các tiêu chuẩn tỷ trọng sẽ khuyến khích các công ty GENCOM tìm kiếm vốn đầu tư và đi đến thỏa thuận với các nhà chế tạo và cung ứng thiết bị, thay vì chỉ dựa vào các nhà đầu tư và các cơ sở vận hành mới (IPP, các nhà sản xuất điện độc lập) để phát triển các nhà máy điện mặt trời.

Cũng có thể đặt ra các tiêu chuẩn dựa vào hiệu suất, ví dụ quy định các mức cho phép phát thải khí nhà kính trên một đơn vị sản lượng (MWh điện phát ra), các phương án công nghệ tính quân bình được các công ty GENCOM áp dụng. Những tiêu chuẩn này có thể thắt chặt dần. Tiếp đến các nhà đầu tư sẽ lựa chọn trong số các giải pháp thay thế về các công nghệ năng lượng tái tạo và các công nghệ có phát thải thấp để tạo ra các sản lượng mong muốn theo các mức phát thải cho phép với tổng chi phí thấp nhất.

Viện vận hành các dự án đầu tư vào các nhà máy điện mặt trời đòi hỏi một số quy định như sau:

- Phải lập Hợp đồng mua bán điện (PPA) áp dụng trong khoảng thời gian hoạt động của một dự án điện mặt trời, ví dụ 20 năm, trong đó EVN (“bên mua điện duy nhất”) chấp nhận tất cả lượng điện được sản xuất và các giá điện được thỏa thuận cho toàn bộ khoảng thời gian trên. Giá điện (bằng USD) có thể cao hơn trong những năm đầu tiên và thấp hơn trong những năm tiếp theo hoặc không thay đổi (xem thêm Phụ lục I).
- Để hỗ trợ phát triển công nghiệp trong nước (ví dụ các nhà chế tạo thiết bị), Chính phủ có thể quy định một tập hợp các công nghệ điện mặt trời có giới hạn mà các công ty trong nước đã sử dụng. Cách khác là, Chính phủ có thể quyết định thực hiện giá thấp nhất mà có thể sẽ khuyến khích nhiều nhà đầu tư và nhà cung ứng nước ngoài. Trong trường hợp này, Chính phủ có thể yêu cầu các nhà đầu tư nước ngoài quan hệ đối tác với các công ty trong nước và việc này được lý giải bằng các biện pháp hỗ trợ tài chính của Chính phủ.
- Các tiêu chuẩn kỹ thuật và môi trường cần thiết để áp dụng cho các hoạt động nhập khẩu, chế tạo, lắp đặt và vận hành các hệ thống điện mặt trời, kể cả tiêu hủy các thiết bị hết tuổi thọ. Các quy định về xây dựng cần cân nhắc đến những rủi ro thời tiết cực đoan (ví dụ các trận bão).
- Trong giai đoạn lập kế hoạch các nhà máy điện mặt trời, cần phải cân nhắc đến việc sử dụng đất thay thế. Tình trạng căng thẳng có thể được loại bỏ bằng các thủ tục quy hoạch thỏa đáng ở cấp quốc gia và địa phương, các hướng dẫn đánh giá tác động môi trường được xây dựng hợp lý, các cuộc tham vấn với các bên liên quan địa phương trong quá trình quy hoạch và các chiến lược truyền thông liên quan đến các vấn đề then chốt. Cũng cần cân nhắc các giải pháp thay thế, như các nhà máy điện mặt trời nổi trên các hồ thủy điện (có sẵn cơ sở hạ tầng truyền tải điện).

Tùy theo các lựa chọn về biểu giá FIT ưu đãi hoặc về đo lường điện-thực, cần phải có các quy định cụ thể đối với điện mặt trời “mái nhà” (xem thêm ở mục 6). Các quy định này bao gồm:

- Các quy định đối với EVN chấp nhận đo lường điện-thực, cũng như điện thừa sản xuất ra.
- Một hệ thống quản lý hành chính như là “một cửa” ở các tỉnh để giúp các nhà sản xuất điện mặt trời “mái nhà” có khả năng đăng ký, lắp đặt và đấu nối các hệ thống điện mặt trời của họ.
- Các tiêu chuẩn và thủ tục kỹ thuật đấu nối lưới điện của các hệ thống điện mặt trời mái nhà.
- Hỗ trợ tài chính cho các hệ thống (trong trường hợp chọn đo lường điện – thực theo biểu giá FIT ưu đãi)
- Tính rõ ràng của các tiêu chuẩn và các quy định về môi trường áp dụng trong hoàn cảnh này.

Đồng thời, cần có các quy định cụ thể liên quan đến đầu tư và đo lường điện - thực của các hệ thống cộng đồng đấu nối với lưới điện và hỗ trợ các hệ thống cộng đồng không đấu nối lưới điện và các lưới nhỏ ghép lại ở các cộng đồng vùng sâu, vùng xa và hải đảo. Các khoản trợ giá về chi phí vốn của các hệ thống sẽ là chìa khóa của thành công và cần được coi là giải pháp thay thế cho chi phí mở rộng lưới điện có thể từ các nguồn của Chính phủ trung ương hoặc các tỉnh, EVN và/hoặc các nguồn ODA, cộng với việc miễn thuế, ví dụ đối với thiết bị (xem thêm mục 7.2).

### **7.5 Xây dựng năng lực để khuyến khích điện mặt trời**

Các khoản đầu tư điện mặt trời ở Việt Nam sẽ xuất phát từ cơ sở tri thức và công nghiệp nhỏ. Hầu như chưa được thỏa thuận và quy định, cũng như thủ vận may. Để tận dụng tốt nhất tri thức và các năng lực hiện có và tối ưu hóa tiềm năng của các mối quan hệ PPP và cả các khoản đầu tư công và tư nhân cho các nhà máy điện mặt trời, kinh doanh điện mặt trời, cũng như các hệ thống cộng đồng, chúng tôi xin kiến nghị hãy tạo ra một nhóm quốc gia gồm nhiều bên liên quan, theo kinh nghiệm của các nước khác. Nhóm này nhằm trao đổi các bài học và khuyến cáo cho Chính phủ những cách tốt nhất hướng tới phát triển ngành điện mặt trời. Thành viên của nhóm bao gồm đại diện của các cơ quan có thẩm quyền ở trung ương và địa phương, EVN, Cục điều tiết điện, Phòng Thương Mại và Công nghiệp Việt Nam, các doanh nghiệp tư nhân ngành công nghiệp điện mặt trời, các tổ chức tài chính và các nhà nghiên cứu.

Việc phát triển ngành điện mặt trời ở Việt Nam đòi hỏi tăng cường năng lực của nhiều bên liên quan. Việc này có thể hỗ trợ bằng các dự án do Chính phủ tài trợ và các dự án ODA. Cần phải:

- Nâng cao nhận thức và xây dựng năng lực của cán bộ nhân viên của Bộ Công-Thương và EVN cũng như của các cơ quan chính quyền địa phương và các nhân viên của các công ty phân phối điện địa phương (EVN và LDU) về các chính sách và các quy định về điện mặt trời và các phương án kỹ thuật và tài chính hiện có về hệ thống điện mặt trời.
- Xây dựng năng lực của Cục điều tiết điện, Bộ Công-Thương và các cơ quan chính quyền địa phương để có khả năng xây dựng các chính sách như sử dụng đất (cho các nhà máy điện mặt trời), cũng như giám sát và cưỡng chế các quy định về điện mặt trời.
- Đào tạo các nhân viên của các cơ quan chính quyền trung ương và địa phương thuộc bộ và các sở Công-Thương, Khoa học và Công nghệ, cũng như nhân viên của EVN về phát triển công nghệ và kinh doanh liên quan đến các hệ thống điện mặt trời khác nhau/ các mảng thị trường.
- Đào tạo các nhân viên của các ngân hàng trung ương và tỉnh về các rủi ro đầu tư và tiềm năng hoàn vốn tài chính của các cấu hình hệ thống điện mặt trời khác nhau, về xây dựng và đánh giá các kế hoạch đầu tư điện mặt trời (các nhà máy điện mặt trời, các hệ thống “mái nhà” cũng như cộng đồng).

- Đào tạo các nhân viên các trung tâm đào tạo nghề, những người sẽ đào tạo các kỹ thuật viên (nam và nữ) về lắp ráp điện mặt trời hoặc các nhà máy chế tạo và các xưởng sản xuất các cấu thành của các hệ thống điện mặt trời, lắp đặt và vận hành & bảo dưỡng.
- Nâng cao nhận thức và xây dựng năng lực cho nhiều bên liên quan, bao gồm đại diện của các Sở Công-Thương, EVN địa phương và các cơ sở phân phối điện địa phương về các cơ chế tham vấn với các cộng đồng địa phương về bối cảnh phát triển các hệ thống điện mặt trời và các lưới điện nhỏ ghép ở vùng sâu, vùng xa.
- Nâng cao nhận thức và xây dựng năng lực cho đại diện các cộng đồng và các đối tượng hộ gia đình về các lợi ích và chi phí về xã hội, kinh tế và môi trường của điện mặt trời, mà họ được kỳ vọng sẽ tham gia vào việc ra các quyết định chủ yếu về các ưu tiên và các phương thức.

Cuối cùng, khi mà có được nhiều đầu tư nhiều hơn vào điện mặt trời và các nguồn điện tái tạo và các nhà máy điện sẽ được đầu nối trực tuyến, thì cần thiết phải hoàn chỉnh công tác quản lý lưới điện bởi vì một số hình thái năng lượng tái tạo sản xuất điện thất thường. Nếu áp dụng việc đo lường điện-thực ở quy mô lớn, thì số lượng lớn các tổ máy phát điện phân tán có thể đem lại sự ổn định của lưới điện (vì điện được sản xuất trong các giờ có nắng là thời điểm có nhu cầu điện cao), hoặc khả năng không ổn định của lưới điện, cần phải được đánh giá và để giải quyết vấn đề này có thể phải nâng cấp cơ sở hạ tầng. Các rủi ro bất ổn định lưới điện có thể giải quyết một phần thông qua việc quản lý lưới điện quốc gia tập trung và dự báo năng lượng gió và mặt trời. Các nước đã có tiến bộ về điện mặt trời và các năng lượng tái tạo khác sẽ có khả năng cung cấp các bài học hữu ích cho Việt Nam để giải quyết vấn đề này.

## Tài liệu tham khảo

AECID-MOIT (2014). *Các bản đồ về tài nguyên và tiềm năng mặt trời ở Việt Nam*. Do tổ hợp các công ty Tây Ban Nha CIEMAT, CENER và IDEA xây dựng.

Audinet, Pierre, Bipul Singh, Duane T. Kexel, Suphachol Suphachalasai, Pedzi Makumbe và Kristy Mayer (2014). *Khám phá con đường phát triển ít các-bon cho Việt Nam*. Ngân hàng thế giới

Sở KH&CN Bình Thuận (2016). *Tro bay của các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam: Các cơ hội và thách thức - Nghiên cứu điển hình Tổ hợp điện Vĩnh Tân*, do Sở KH&CN Bình Thuận trình bày tại hội thảo "Tro bay của các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam: các cơ hội và thách thức" do Trung tâm GreenID / Liên minh Năng lượng bền vững / WWF tổ chức tại Hà Nội, 12/01/2016

Eurocham (2010). *Tài liệu về quan điểm năng lượng*, Phòng Thương mại Châu Âu tại Việt Nam.

Gabbard, Alex (1993). "Đốt than: Tài nguyên hay môi đe dọa hạt nhân", *Oak Ridge National Laboratory Review*, Vol26 nr.3, nr.4, 1993

GIZ (2014). *Hỗ trợ kỹ thuật cho Bộ Công-Thương về đề xuất cơ chế hỗ trợ điện gió thích hợp ở Việt Nam*.

GreenID (2013). *Phân tích các chi phí và rủi ro môi trường và xã hội của các đập thủy điện, với nghiên cứu điển hình nhà máy thủy điện Sông Tranh 2*. Hà Nội: Trung tâm Phát triển và Đổi mới Xanh Trung tâm Centre (GreenID)

GreenID (2015), *Các chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch: Than và các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam*. Báo cáo của Trung tâm Phát triển và Đổi mới Xanh (GreenID) cho UNDP-Việt Nam. Hà Nội, 06/07/2015.

IEA (2015a), *Viễn cảnh năng lượng ĐNA và Châu Á 2015 – Báo cáo đặc biệt về viễn cảnh năng lượng thế giới*. Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA)

IEA (2015b), *Số liệu thống kê năng lượng chủ yếu của thế giới 2015*

IoE (2014a). *Điều tra và tài liệu hóa các quan điểm chuyên gia về các rào cản đối với việc mở rộng phát và tiêu thụ điện mặt trời ở Việt Nam*. Dự thảo. Báo cáo theo dự án của UNDP "Nghiên cứu chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch & đối thoại Giai đoạn III: cải cách chính sách tài khóa và các biện pháp khuyến khích khác nhằm hạn chế phát triển điện đốt than và hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo ngoài thủy điện". Hà Nội: Viện Năng lượng.

IoE (2014b). *Sản phẩm 2.2: Phân tích và tài liệu hóa các rào cản tài khóa, tài chính, kỹ thuật, quy định và các rào cản khác đối với việc mở rộng phát và tiêu thụ điện tái tạo ngoài thủy điện ở Việt Nam, đặc biệt là điện mặt trời*. Dự thảo. Báo cáo theo dự án của UNDP "Nghiên cứu chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch & đối thoại Giai đoạn III: cải cách chính sách tài khóa và các biện pháp khuyến khích khác nhằm hạn chế phát triển điện đốt than và hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo ngoài thủy điện". Hà Nội: Viện Năng lượng.

IoE (2015). *Hoạt động 4.1: Phân tích các chi phí điện tái tạo ngoài thủy điện, đặc biệt là phát điện mặt trời*. Dự thảo. Báo cáo theo dự án của UNDP "Nghiên cứu chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch & đối thoại Giai đoạn III: cải cách chính sách tài khóa và các biện pháp khuyến khích khác nhằm hạn chế phát triển điện đốt than và hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo ngoài thủy điện". Hà Nội: Viện Năng lượng.

IRENA (2015a). *Các chi phí phát điện tái tạo trong năm 2014*. Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế. [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

IRENA (2015b). *Suy nghĩ lại năng lượng: Năng lượng tái tạo và biến đổi khí hậu*. <http://www.irena.org/>

Khanh Q. Nguyen (2008). "Đưa vào các yếu tố ngoại vi trong quy hoạch mở rộng công suất: Trường hợp điện năng ở Việt Nam", *Energy*, Tập 33, 2008, trang 740 – 746.

Koplitz, Shannon N., Daniel J. Jacob, Lauri Myllyvirta, Melissa P. Sulprizio và Colleen Reid (2015). *Gánh nặng dịch bệnh do tăng phát thải than ở Đông Nam Á: Những phát hiện sơ bộ*, Đại học Harvard và Greenpeace International.

Đình Chinh Lợi, Shabbir H. Gheewala và Sébastien Bonnet (2007). “Đánh giá môi trường tổng hợp và ngăn ngừa ô nhiễm ở Việt Nam; trường hợp sản xuất than gầy”, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 15, 2007, p. 1768 – 1777.

Martinez, Raul E., J. Eduardo Marquez, Hoàng Thị Bích Hòa, Reto Gieré (2013). ‘Khai thác than mỏ lộ thiên ảnh hưởng đến thành phần đất trồng lúa và khả năng sẵn có sinh học của kim loại đối với các thực vật loài *Oryza sativa* L. ở Cẩm Phả, Đông-Bắc Việt Nam’, trong: *Khoa học môi trường và nghiên cứu ô nhiễm*, tháng 11/ 2013, Vol. 20, Issue 11, pp 7686-7698. Springer.

MOIT (2014). *Báo cáo 15 năm điện khí hóa nông thôn của Việt Nam và định hướng, nhiệm vụ và giải pháp thực hiện điện khí hóa nông thôn trong giai đoạn 2014-2015*. Hà Nội: Bộ Công-Thương.

MONRE (2014). *Báo cáo cập nhật sơ bộ 2 năm của Việt Nam cho Công ước khung LHQ về BĐKH*. Hà Nội: Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE) và Nhà Xuất bản tài nguyên, môi trường và đo đạc bản đồ Việt Nam (NARENCA)

Myllyvirta, Lauri (2015). “Các tác động của việc mở rộng nhà máy điện đốt than được quy hoạch đến chất lượng không khí và sức khỏe ở Việt Nam”, trình bày ngày 29/09/2015 tại Hội nghị “Than & các nhà máy điện đốt than: những gì còn chưa biết?” Liên minh Năng lượng tái tạo, Trung tâm GreenID, Hà Nội.

Nguyễn Thái Hòa, Kei Gomi and Yuzuru Matsuoka (2014). “Xây dựng kịch bản năng lượng ít các-bon ở Việt Nam”, *Hội nghị quốc tế về môi trường và năng lượng trong tương lai*, IPCBEE Vol.61, 2014, <http://www.ipcbee.com/vol61/001-ICFEE2014-S003.pdf>, truy cập gần nhất 10/05/2014.

Polo, J., M.Gastón, J.M.Vindel, I.Pagola (2015). “Tính biến đổi về không gian và thu gom tổng bức xạ mặt trời ở Việt Nam từ các đo đạc thời gian có ánh nắng mặt trời”, Trong: *Tạp chí Năng lượng tái tạo và bền vững* 42 (2015) 1326–1334. Elsevier

Rolland, Simon, Guido Glania (2011). *Các lưới điện nhỏ ghép với nhau phục vụ điện khí hóa nông thôn: các bài học học được*. Brussels: Liên minh Điện khí hóa nông thôn (ARE), báo cáo cho Cơ quan Phát triển quốc tế Hoa Kỳ (USAID)

Scott, Andrew và Romilly Greenhill (2014). *Bật đèn cho năng lượng và phát triển bền vững ở Việt Nam*. Báo cáo điển hình quốc gia. London: Viện Phát triển Hải ngoại (ODI)

Sunderasan, Srinivasan (2014). *Các cách làm tốt nhất trong chính sách tài khóa để khuyến khích điện mặt trời ở Việt Nam – Các kinh nghiệm quốc tế*. Báo cáo cho UNDP Việt Nam bởi Verdurous Solutions

The Economist (2014a). “Than: nhiên liệu của tương lai, thật không may”, *The Economist* print edition, 19 April 2014, <http://www.economist.com/news/business/21600987-cheap-ubiquitous-and-flexible-fuel-just-one-problem-fuel-future>, Truy cập gần nhất 04/06/2015.

The Economist (2014b). “Điện năng ở Việt Nam: Phụ tải nặng nề”, *The Economist* print edition, 31/08/2013, <http://www.economist.com/news/asia/21584374-vietnams-power-grid-under-strain-all-kinds-fuses-may-blow-heavy-load>, Truy cập gần nhất 10/05/2014

Trinh Quang Dũng (2015). *Chính sách giá năng lượng mặt trời (“Feed-in-Tariff”, FiT) ở Việt Nam – Các thông tin cơ sở*. Dự thảo 19/03/2015. [Thông tin cơ bản về chính sách biểu giá FiT ở Việt Nam]

UNDP Viet Nam (2012). *Các chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch và Phát thải khí nhà kính ở Việt Nam*. Hà Nội, Việt Nam

UNDP Viet Nam (2014). *Tăng trưởng xanh và các chính sách tài khóa về nhiên liệu hóa thạch ở Việt Nam – Các kiến nghị về lộ trình cải cách chính sách*. Hà Nội, Việt Nam



Vũ Trọng Khanh (2013). "Việt Nam kiểm soát chặt xuất khẩu than do nhu cầu năng lượng trong nước tăng", *The Wall Street Journal – Asia*, 10/07/ 2013, <http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424127887324879504578596901530238408>, Truy cập gần nhất 10/05/ 2014.

World Bank (2011). *Nhà nước và nhân dân, trung ương và địa phương cùng làm: Kinh nghiệm điện khí hóa nông thôn của Việt Nam*. Chương trình Năng lượng thay thế và bền vững Châu Á. Washington D.C.: Ngân hàng Tái thiết và phát triển quốc tế / Ngân hàng thế giới.

Wörlen, Christine, và Sarah Riesenber (2015). *Phân tích tình huống ngành điện lực Việt Nam*, Berlin: Công ty Arepo Consult, báo cáo cho Rosa Luxemburg Stiftung.

# Phu lục I Biểu giá FiT điện mặt trời khả dĩ đối với Việt Nam

## AI.A Các giả định

Con số ước tính các chi phí đầu tư điện mặt trời trong điều kiện của Việt Nam là **1,766 USD** một kWp lắp đặt đối với các hệ thống có công suất tới 1 MW (thuộc nhà máy điện mặt trời nhỏ lắp đặt dưới đất – quy mô khoảng 1 ha – ước tính này cũng có thể tính cho các hệ thống điện mặt trời mái nhà như một vài nhà máy có mặt bằng mái hơn 10,000 m<sup>2</sup>). Ước tính này thấp nhất trong biên độ các chi phí quốc tế, cũng như tổng các chi phí vốn lắp đặt trong hoàn cảnh của Việt Nam đang có xu hướng tăng lên, ví dụ tới 2,000 USD/ kWp (IoE, 2015). Ước tính chi phí 1,766 USD bao gồm các chi phí thiết kế hệ thống, cung ứng và lắp đặt thiết bị dự án (các mô-đun mặt trời, phần cứng lắp đặt, chống sét, nối dây đất, đường cáp, v.v...), truyền tải, lắp đặt, chạy thử & hoạt động và các chi phí quản lý dự án (Trịnh Quang Dũng, 2015). Lãi suất tiền vay của dự án giả định được ấn định là 7% năm đối với số tiền vay chưa trả. Tiền vay của dự án được hoàn trả trong thời gian 10 năm bắt đầu ngay sau khi nhà máy đi vào hoạt động.

Các giả định chính và các thông số đầu vào trong đánh giá các chi phí phát điện mặt trời trong hoàn cảnh của Việt Nam như sau:

- Chi phí hệ thống là 1,766 USD/kWp lắp đặt, không kể bộ ắc-quy. Tổng chi phí cấp điện, lắp đặt và hoạt động được giả định tăng tỷ lệ thuận với quy mô nhà máy (tuyến tính). Trên thực tế, các chi phí trung bình của một kWp lắp đặt có thể giảm không nhiều với các quy mô dự án tăng lên, do vậy giá thực tế của các hệ thống điện mặt trời mái nhà nhỏ sẽ cao hơn đôi chút.
- Các nhà máy điện mặt trời lắp đặt ngoài hải đảo được giả định tốn hơn 25% so với các nhà máy trong đất liền do các chi phí vận chuyển và bốc xếp cao hơn.
- Tuổi thọ hữu dụng của một nhà máy điện mặt trời giả định là 20 năm (để khấu hao). Ở các dự án đầu tư, cũng có thể sử dụng thời gian hoạt động của dự án là 25 năm. Sản xuất điện dĩ nhiên có thể kéo dài hơn tuổi thọ 20 năm hoặc 25 năm.
- Hoàn vốn là 10% hoặc 15%, tùy theo đánh giá rủi ro của nhà đầu tư.
- Các biểu giá FiT được tính (tức các biểu giá ưu đãi) áp dụng cho 10 năm đầu vận hành nhà máy. Các biểu giá thiết kế giảm đi ở mức 50% từ các năm thứ 11 đến năm thứ 20.
- Thuế thu nhập doanh nghiệp được mô hình hóa ở mức không đổi là 25% trong khoảng thời gian hoạt động 20 năm. Các yếu tố kích thích bằng thuế không được xem xét, nhưng có thể cắt giảm các chi phí đầu tư hệ thống và cải thiện các điều kiện hoàn trả các khoản vay trong khoảng thời gian hoạt động của dự án.
- Chi phí đất đai đối với các nhà máy điện và giá trị của việc sử dụng đất thay thế không được xem xét ở đây.
- Các chi phí hoạt động kể cả bảo dưỡng nhà máy được ước tính là 5% các khoản thu /năm.
- Trong một ngày bình thường thì chỉ số GHI là 4.50 kWh một kWp lắp đặt một ngày<sup>26</sup>. Đổi dòng điện DC-AC, xạ-phòng điện ắc-quy, và các tổn hao khác được ước tính ở mức 0.50 kWh /kWp lắp đặt và lượng điện thực là 4.00 kWh được xuất cho lưới điện mỗi ngày, hoặc 1,460 kWh/kWp một năm. Tuy nhiên, lượng điện trung bình cấp cho lưới điện trong khoảng thời gian hoạt động của một dự án có thể cao hơn hoặc thấp hơn đặc biệt phụ thuộc vào bức xạ mặt trời ở vị trí đã cho. Bức xạ mặt trời chắc chắn cao hơn nhiều ở Tây Nguyên và

<sup>26</sup> kWp = kilo Watt-peak; lượng điện mà một mô-đun quang điện mặt trời có thể cung cấp nếu mô-đun đó nhận được 1,000 Watt lượng bức xạ mặt trời trên diện tích 1 m<sup>2</sup>. Tùy theo công nghệ sử dụng, kích cỡ chuỗi tấm panel mặt trời của một hệ thống có thể là 6-8 m<sup>2</sup> một kWp có hiệu suất và do vậy, kích cỡ phụ thuộc vào công nghệ sử dụng.

miền Nam, đặc biệt ở các tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận và thấp hơn ở hầu hết các vùng Bắc Trung bộ và miền Bắc.

- Suy giảm hiệu suất theo tuổi thọ của nhà máy hoặc với các nhiệt độ xung quanh cao hơn không được xem xét. Trên thực tế, sản lượng điện có thể giảm ở mức 1% năm và sản lượng điện bị ảnh hưởng khi nhiệt độ xung quanh cao hơn 25°C.
- Một số kịch bản có phần ắc-quy dự phòng nhỏ sử dụng tại nhà máy điện phục vụ việc phân phối điện tại chỗ và/hoặc các trường hợp khẩn cấp. Các ắc-quy được giả định sẽ được thay mới 4 năm một lần. Ngoài thị trường hiện có các ắc-quy tuổi thọ kéo dài hơn nhưng đắt hơn nhiều. Các kịch bản về các hệ thống lưới điện nhỏ và trên mái nhà giả định được thiết kế có ắc-quy dự phòng thỏa đáng để có khả năng chuyển đổi thời gian sử dụng năng lượng (điện phát ban ngày, tiêu thụ ban đêm).
- Các hệ thống mái nhà được đấu nối với lưới điện.
- Không đánh giá tính khả thi về kỹ thuật của các hệ thống mái nhà, kể cả sức bền cấu trúc, khả năng sẵn có mặt bằng không bị lấp bóng, cũng như mặt bằng sàn lắp đặt các bộ ắc-quy.

## AI.B Các nhà máy điện mặt trời đấu nối với lưới điện trong đất liền

Các bảng số liệu dưới đây là kết quả chạy mô hình như trình bày ở Phụ lục II. Những bảng này trình bày các chi phí của các hệ thống điện mặt trời đối với các giả định chi phí vốn khác nhau (các tỷ lệ hoàn vốn), bao gồm các trường hợp có và không có ắc-quy cho các quy mô hệ thống khác nhau:

### Các chi phí hệ thống một kW = 1,766 USD

Quy mô nhà máy điện (kW)	Chi phí vốn nhà máy (USD)	Có bộ ắc-quy (USD)	BIỂU GIÁ bằng USD/kWh (cho các tỷ lệ hoàn vốn)	
			10%	15%
100	176,600	25,000	0.2474	0.2851
500	882,859	50,000	0.2047	0.2388
1,000	1,766,000	50,000	0.1907	0.2234
5,000	8,830,000	50,000	<b>0.1793</b>	<b>0.2111</b>

### Các chi phí hệ thống một kW = 1,766 USD (không có bộ ắc-quy)

Quy mô nhà máy điện (kW)	Chi phí vốn nhà máy (USD)	BIỂU GIÁ bằng USD/kWh (cho các tỷ lệ hoàn vốn)	
		10%	15%
100	176,600	0.1764	0.2080
500	882,859	0.1764	0.2080
1,000	1,766,000	0.1764	0.2080
5,000	8,830,000	<b>0.1764</b>	<b>0.2080</b>

Do đó, các nhà máy điện lắp đặt dưới đất có công suất 1MW và lớn hơn sẽ hấp dẫn các nhà đầu tư theo các giả định lạc quan như sử dụng vốn 10%, với **FiT là 0.18 USD /kWh cho 10 năm đầu và 0.09 USD /kWh cho thập kỷ thứ hai**, vấn đề này cần được thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện với chủ sở hữu/ nhà đầu tư. Biểu giá khác biệt được đề nghị bởi vì sẽ giảm các rủi ro mà các nhà đầu tư biết được, nhưng tương ứng với **FiT là 0.15 USD /kWh trong thời gian 20 năm** (Phụ lục II).

Tất cả các phương án đó đều thấp so với quốc tế và có rủi ro không thu hút được sự quan tâm đầy đủ của các nhà đầu tư, nhưng lại cao khi so sánh với các biểu giá bán lẻ cao nhất hiện nay ở Việt

Nam: bên mua là EVN sẽ bị lỗ ở những năm đầu, hoặc thậm chí cả một thập kỷ cho đến khi các giá bán lẻ tăng lên và/hoặc khi tỷ lệ thấp hơn có hiệu lực. Mức giá này cũng cao khi so sánh với giá mức giá FiT đề xuất là 0.112 USD /kWh cho các nhà máy điện mặt trời ở Việt Nam. Mức này cũng như các mức tính toán ở trên có nghĩa là, EVN sẽ bị lỗ. Tuy nhiên, do các giá bán lẻ điện sẽ tăng trong 20 năm tới cho nên biểu giá FiT cho 20 năm được thỏa thuận trong hợp đồng có thể thấp hơn trong 10 năm cuối và đây cũng là thời điểm mà EVN chắc sẽ có lợi nhuận theo các mức giá thỏa thuận trong hợp đồng mua bán điện trong 20 năm. Đặc biệt nếu lộ trình giá điện trong những năm tới đây chỉ ra được thời gian các giá bán lẻ điện sẽ tăng và mức tăng bao nhiêu thì cả EVN và các nhà đầu tư sẽ có đủ thông tin để tính toán các khoản lợi nhuận và các khoản lỗ tiềm ẩn của họ..

Chi phí đầu tư vốn là 1,766 USD /kWp được ước tính cho các hệ thống có công suất tới 1 MW và các chi phí lắp đặt và hoạt động có khả năng sẽ giảm đi với quy mô của nhà máy, do vậy biểu giá thấp hơn ở mức nào đó có thể hấp dẫn các nhà đầu tư vào các nhà máy lớn hơn. Tuy nhiên, kịch bản này là lạc quan đặc biệt khi xem xét những rủi ro đã biết và dự kiến hoàn vốn như được trình bày ở các bảng. Hơn nữa, các biểu giá FiT trên đều không có khả năng hấp dẫn các nhà đầu tư điện mặt trời ở các vùng phía Bắc của Việt Nam nơi chỉ số bức xạ (GHI) thấp hơn đáng kể so với các vùng Nam Trung bộ và miền Nam (xem Hình 17).

Nếu không bổ sung ắc-quy trong các hệ thống này để thay thế dự phòng bằng ắc-quy thì các biểu giá FiT được mô hình hóa cho các hệ thống nhỏ hơn sẽ thấp hơn, nhưng hầu như không có khác biệt với các hệ thống lớn hơn. Việc này tương tự như khi áp dụng với giá ước tính về đất (nông nghiệp) ở Ninh Thuận và Bình Thuận, có thể thấp là 10,000USD / ha hoặc khoảng 50,000 USD cho một nhà máy điện mặt trời có công suất lắp đặt là 5,000 kW (=5 MW). Chi phí đất bổ sung này giống như các chi phí ước tính cho một bộ ắc-quy ở các bảng trên và đưa ra các kết luận tương tự về biểu giá FiT.

### AI.C Các nhà máy điện đầu nổi lưới điện ngoài hải đảo

Các bảng dưới trình bày các biểu giá FiT tiềm năng đối với các nhà máy điện mặt trời ngoài hải đảo.

**Các chi phí hệ thống một kW = 2,207 USD (=1,766 USD + 25%)**

Quy mô nhà máy điện (kW)	Chi phí vốn nhà máy (USD)	Có bộ ắc-quy (USD)	BIỂU GIÁ bằng USD/kWh (cho các tỷ lệ hoàn vốn)	
			10%	15%
100	220,750	25,000	0.2915	0.3370
500	1,103,574	50,000	0.2487	0.2907
1,000	2,207,500	50,000	0.2346	0.2753
5,000	11,035,740	50,000	<b>0.2232</b>	<b>0.2630</b>

**Các chi phí hệ thống một kW = 2,207 USD (= 1,766 USD + 25%) (không có ngân hàng ắc-quy)**

Quy mô nhà máy điện (kW)	Chi phí vốn nhà máy (USD)	BIỂU GIÁ bằng USD/kWh (cho các tỷ lệ hoàn vốn)	
		10%	15%
100	220,750	0.2202	0.2599
500	1,103,574	0.2202	0.2599
1,000	2,207,500	0.2202	0.2599
5,000	11,035,740	<b>0.2202</b>	<b>0.2599</b>

Các nhà máy điện lắp đặt ngoài hải đảo có công suất không lớn hơn 5MW được mô hình hóa và các biểu giá FiT tiềm năng được trình bày ở các bảng trên. Do vậy, một hệ thống có công suất lắp đặt là

5 MW sẽ hấp dẫn các nhà đầu tư theo các giả định lạc quan như tỷ lệ hoàn vốn là 10%, với giá **FiT là 0.22 USD trong 10 năm đầu và 0.11 USD cho thập kỷ thứ hai**, thậm chí nếu bổ sung một bộ ắc-quy nhỏ để sử dụng tại chỗ. Tỷ lệ này là thấp so với quốc tế và hấp dẫn khi so với các chi phí điện phát bằng dầu diesel phổ biến ở các đảo: Biểu giá FIT này là hấp dẫn đối với bên mua điện EVN, đặc biệt khi các giá bán lẻ điện nói chung tăng lên và mức thấp hơn mà EVN trả cho nhà đầu tư có hiệu lực. Biểu giá khác biệt được đề nghị bởi vì nó sẽ giảm đáng kể các rủi ro mà các nhà đầu tư biết được, nhưng tương ứng với **FiT là 0.19 USD /kWh trong thời gian đủ 20 năm**.

Ảnh hưởng của giá đất là nhỏ, tương tự như ảnh hưởng của một bộ ắc-quy nhỏ sử dụng tại chỗ, tức là chỉ có tác động rất ít đến biểu giá FIT được kiến nghị áp dụng cho điện mặt trời ngoài hải đảo.

## **AI.D Các hệ thống mái nhà thương mại đấu nối lưới điện**

Hình 20 cho thấy tổng các chi phí hệ thống của các nhà máy điện mặt trời (quy mô lớn hơn) trên một kWp lắp đặt thì thấp hơn so với biên độ trung bình của các chi phí điện mặt trời mái nhà. Tuy nhiên ước tính cơ sở về các chi phí vốn áp dụng ở các mục AI.B và AI.C đối với các nhà máy điện tương đối nhỏ là 1 MW, có thể áp dụng đối với một hệ thống mái nhà tương đối lớn – 1 MW cần có mặt bằng mái nhà khoảng 10,000 m<sup>2</sup> (sẵn có ở các doanh nghiệp công nghiệp/ thương mại vừa và lớn, các trường học và bệnh viện, các tòa nhà ở sân bay,v.v...). Ở quy mô quốc tế, công suất lắp đặt tối đa chấp nhận được của các hệ thống điện mặt trời mái nhà (thương mại) rất khác nhau, từ công suất nhỏ là 100 kWp trở lên (không có quy định). Có một số doanh nghiệp/nhà đầu tư ở Việt Nam đang xem xét đến các hệ thống có thể lớn hơn 2 MW.

Ở quy mô quốc tế, hầu hết các chính sách điện mặt trời đều khuyến khích điện mặt trời mái nhà sử dụng đo lường điện-thực, đôi khi kết hợp với biểu giá FIT áp dụng đối với lượng điện thừa xuất cho lưới điện. Mục đích ở đây là tất cả lượng điện sản xuất ra tại chỗ đều được tiêu thụ tại chỗ và ít khi xuất thực trong thời gian tính tiền điện (trong một vài trường hợp người ta áp dụng mức zê-rô đối với xuất thực trong thời gian tính tiền điện). Nói chung, các chính sách này mong muốn các công ty (và các hộ gia đình – xem phần AI.E) vẫn là những người tiêu thụ thực (chủ yếu) điện lưới.

Biên độ của các biểu giá FIT tiềm năng được tính toán ở các mục AI.B và AI.C cho thấy với việc sử dụng vốn ưu đãi (10% tiền vốn), khoản đầu tư vào hệ thống có công suất 100 kWp trong đất liền với chi phí bộ ắc-quy nhỏ là 0.25 USD / kWh và hệ thống không có bộ ắc-quy là 0.18 USD / kWh; hệ thống có công suất 1 MW có bộ ắc-quy là 0.19 USD / kWh và không có bộ ắc-quy là 0.18 USD / kWh. Vì mục đích đánh giá biểu giá FIT, nên sử dụng chi phí là **0.18 USD / kWh** không có bộ ắc-quy (cho dù các ắc-quy có thể hấp dẫn với các nhà đầu tư điện mặt trời mái nhà cộng thêm vào biểu giá FIT). Biểu giá này sẽ áp dụng trong khoảng thời gian 10 năm đầu của một trang trại điện mặt trời được giả định và trong suốt thập kỷ thứ hai thì biểu giá này sẽ giảm chỉ còn một nửa (0.09 USD / kWh), so với biểu giá trung bình là **0.15 USD trong suốt thời gian đầu tư là 20 năm** (xem Phụ lục II).

Tuy nhiên, nếu một biểu giá FIT ưu đãi (đề xuất của dự thảo Chính sách điện mặt trời là 0.14 USD / kWh) được chấp nhận thì sẽ có các yếu tố kích thích để xuất tất cả lượng điện cho lưới điện và sẽ không tiêu thụ tại chỗ, như vậy sẽ tiêu tan một phần mục đích phân cấp phát điện, đặt các nhu cầu lên (truyền tải và phân phối) lưới điện và sẽ tăng các khoản lỗ cho EVN. Nếu vấn đề này được quy định, thì một hệ thống điện mặt trời mái nhà có thể được đối xử như một nhà máy điện với các quy định liên quan và sẽ phải áp dụng biểu giá này cho mục đích đó (đề xuất là 0.112 USD / kWh).

Để đánh giá tính khả thi của việc đo lường điện thực cho các doanh nghiệp ở Việt Nam, cần phải xem xét đến các biểu giá hiện hành ở Việt Nam áp dụng đối với công nghiệp chế tạo và người sử dụng thương mại. Các mức giá hiện hành chứng tỏ đầu tư (tư nhân) vào điện mặt trời mái nhà và đo lường điện thực sẽ không thu hút sự quan tâm của hầu hết các doanh nghiệp bởi vì mua điện từ lưới điện rẻ hơn. Tuy nhiên, các biểu giá hiện nay áp dụng cho các doanh nghiệp thương mại đã gần

bằng điểm này và với mức tăng khiêm tốn của các biểu giá bán lẻ trung bình thì điện mặt trời mái nhà chắc sẽ trở thành ý tưởng kinh doanh thú vị đối với họ.

Để khuyến khích điện mặt trời mái nhà ở Việt Nam, có thể cân nhắc các phương án sau:

- Kết hợp đo lường điện-thực với biểu giá FiT (ví dụ là 0.15 USD kWh). Việc kết hợp này đòi hỏi có các giới hạn quy mô lớn hơn. Để hạn chế các trách nhiệm đối với EVN, hãy lựa chọn:
  - Trả giá FiT cho lượng điện xuất thực (nếu diễn ra vào cuối giai đoạn tính hóa đơn) (thì sử dụng các đồng hồ điện hai chiều); hoặc
  - Trả giá FiT toàn bộ điện xuất (phát điện tại chỗ để tiêu thụ; xuất điện khi sản xuất nhiều hơn tiêu thụ) (dùng các đồng hồ đo điện kép, một để đo lượng điện nhập và một để đo lượng điện xuất, cho mỗi mức giá/ thời gian trong ngày)
- Quy định đo lường điện-thực không có giá FiT ưu đãi.
  - Quy định lộ trình các đợt tăng giá điện thực tế trong một vài năm tới
  - Nâng cao nhận thức về các giá bán lẻ điện ở Việt Nam là thấp một cách không bền vững và các giá điện đó có khả năng sẽ tăng trong những năm tới – cũng như sau đó là hệ thống điện mặt trời sẽ tự trang trải.
  - Nâng cao nhận thức về các hệ thống điện mặt trời sẽ có nhiều khả năng sản xuất điện sau 20 năm.
  - Nâng cao nhận thức về các hệ thống mái nhà có thể bao gồm các công suất tích điện (nhỏ) với các chi phí bổ sung thấp, có thể loại bỏ nhu cầu công suất phát điện dự phòng (diesel, dầu mỏ) ở các khu vực gặp rủi ro mất điện tổn kém cho các doanh nghiệp.
- Trợ giá chi tiêu vốn cho các hệ thống điện mặt trời của các doanh nghiệp, ví dụ các tấm panel và các bộ đổi dòng cũng như cân nhắc các biện pháp thuế để giảm các chi phí đầu tư vốn (thuế nhập khẩu). Trợ giá sẽ làm cho việc đo lường điện-thực hấp dẫn trong trường hợp giá bán lẻ thấp. Những khoản trợ giá như vậy có thể áp dụng cho một vài nhóm loại doanh nghiệp, đặc biệt là “nhóm 2” (các bệnh viện và trường học) phải trả tiền tương đương với giá bán lẻ trung bình và các doanh nghiệp chế tạo (nhóm 1 tại Quyết định 2256/QĐ-BCT). Các doanh nghiệp này có thể thụ hưởng các khoản trợ giá cho các bộ ắc-quy.

### AI.E Các hệ thống mái nhà hộ gia đình và cộng đồng

Các chi phí điện mái nhà quy mô gia đình được trình bày dưới đây, bao gồm các bộ ắc-quy có tác dụng đấu nối lưới điện cho các hộ gia đình thường hay bị mất điện và cần có các máy phát điện dự phòng hoặc cho các hộ gia đình chưa được đấu nối lưới điện. Các hệ thống có công suất 10 kW và cao hơn cũng có thể đấu nối với các hệ thống cộng đồng ở vùng sâu, vùng xa (đấu nối hoặc chưa đấu nối lưới điện), cũng như các hệ thống 100 kWp (xem các mục AI.B và AI.C).

#### Các chi phí hệ thống một kW = 1,766 USD

Quy mô nhà máy điện (kW)	Chi phí vốn nhà máy (USD)	Có bộ ắc-quy (USD)	BIỂU GIÁ bằng USD/kWh (cho các tỷ lệ hoàn vốn)	
			10%	15%
1	1,766	500	0.319	<b>0.362</b>
2	3,532	1,000	0.319	0.362
5	8,830	2,000	0.290	0.331
10	17,660	4,000	0.290	0.331
20	35,320	6,000	<b>0.262</b>	0.300

Với việc sử dụng vốn ưu đãi (hoàn vốn 10%), việc đầu tư cho hệ thống 1-20 kWp trong đất liền có bộ ắc quy nhỏ sẽ phải chi phí từ 0.32 đến 0.26 USD / kWh. Không có bộ ắc – quy thì các chi phí của

các hệ thống ở mọi quy mô được ước tính chi phí là **0.18 USD / kWh**, cũng sẽ được áp dụng cho mục đích đánh giá biểu giá FiT trong trường các hệ thống đấu nối lưới điện (mặc dù các ắc-quy cũng có thể hấp dẫn ở quy mô nhà ở và cộng đồng đối với các nhà đầu tư điện mái nhà trong các hệ thống đấu nối lưới điện). Giá FiT này được giả định áp dụng cho thời gian 10 năm đầu của một hệ thống điện mặt trời như trong các trường hợp trước và trong thập kỷ thứ hai thì giá này sẽ chỉ còn một nửa (0.09 USD / kWh), để so với giá trung bình là **0.15 USD / kWh trong thời gian đầu tư là 20 năm** (xem Phụ lục III). Cũng như trong trường hợp các nhà máy điện mặt trời và các hệ thống mái nhà thương mại, thì giả định này bao gồm chi phí vốn ưu đãi (10%).

Mục A1.D trình bày những thảo luận thêm về tính hữu ích và tính khả thi của việc đo lường điện-thực và việc suy xét biểu giá FiT là 0.15 USD / kWh cùng với các thảo luận về các hệ thống điện mặt trời mái nhà thương mại.

Tuy nhiên, sự khác biệt quan trọng là ở chỗ một số hệ thống điện hộ gia đình và đặc biệt, các hệ thống cộng đồng ở vùng sâu, vùng xa lúc đầu có thể chuanối lưới điện và có lẽ sau này sẽ nối lưới điện vì lưới điện sẽ mở rộng đến các cộng đồng cuối cùng ở vùng sâu, vùng xa; cũng như ở những nơi mà các cộng đồng đó đã được đấu nối nhưng cấp điện thất thường và không hoàn chỉnh. Tiếp đến cần so sánh việc đầu tư này với việc mở rộng và nâng cấp lưới điện thông thường, thường rất đắt theo từng cộng đồng và từng hộ gia đình ở vùng sâu, vùng xa và các vùng dân cư thưa thớt. Rồi đến là lý giải các khoản trợ giá cho các hệ thống điện mặt trời quy mô nhỏ cho các hộ gia đình (tới 3 kW ở Bang Andhra Pradesh – xem Hộp 3) và các cộng đồng. Các khoản trợ giá có thể bao gồm một phần chi phí mua các tấm panel hoặc các bộ đổi dòng là bộ phận chính của của các hệ thống điện mặt trời quy mô nhỏ (xem Phụ lục I).

## PHỤ LỤC II Ví dụ các đầu ra từ tính toán mô hình LCoE/FiT

Phụ lục này trình bày ví dụ về các tính toán bằng máy tính mô hình LCoEs / FiTs về năng lượng mặt trời.

Những tính toán dưới đây cho thấy biểu giá FIT là 0.15 USD/kWh là có khả năng theo một số giả định, trong đó có các chi phí đầu tư vốn là 1,766 USD trên kWp lắp đặt, tỷ lệ hoàn vốn là 10%, và không có chi phí đất đai. Biểu giá này được tính là 0.15 USD / kWh với giả định là không đổi trong khoảng thời gian đầu tư là 20 năm.

THÔNG SỐ	ĐƠN VỊ	SỐ LƯỢNG	NHẬN XÉT
Điện được phát	kWh / ngày / kW	4.5	hàng ngày trong 365 ngày suốt 20 năm
Tích điện – phóng điện và các tổn hao điện mạng lưới	kWh / ngày / kW	0.5	hàng ngày trong 365 ngày suốt 20 năm
Lượng điện thực bán cho cơ sở điện	kWh / ngày / kW	4.0	Đo tại nhà máy
Biểu giá thỏa thuận mua điện trong 10 năm	%	100%	
Biểu giá thỏa thuận mua điện có thể áp dụng cho các năm 10 đến 20	%	100%	Tương quan với các biểu giá các năm 1 - 10; nhập 100% để tính biểu giá không đổi trong 20 năm
Các chi phí vận hành (giả định)	% các khoản thu	5%	Mỗi năm
Tỷ lệ thuế thu nhập doanh nghiệp	%	25%	Của các lợi nhuận trước thuế
Tuổi thọ nhà máy	năm	20.0	Để tính toán khấu hao và hoàn vốn
Chi phí ắc-quy /kW lắp đặt	USD	0	Lô đầu tiên cấp tiền từ vốn đầu tư/4 năm thay một lần từ các dòng tiền mặt của dự án
Chi phí trung bình một kWp	USD	1766	
Vốn cổ phần của người bảo lãnh	529.80 USD	30%	
Nợ dự án	1,236.20 USD	70%	
Tổng tài chính	1,766.00 USD	100%	
Hoàn trả vốn	năm	10	Trả góp hàng năm bằng nhau
Lãi (\$) khoản nợ (hàng năm)	% năm	7%	
<b>Tỷ lệ hoàn vốn nội tại (IRR)</b>		<b>9.95%</b>	Sử dụng số liệu/ phân tích nhân quả /Mục đích là đặt tỷ lệ IRR tới 10%, 12% v.v., bằng thay đổi giá trị biểu giá PPA ở ô E24 dưới
<b>Biểu giá PPA</b>	\$ / kWh	<b>0.15000</b>	Thay đổi biểu giá để thấy các tỷ lệ IRR khác nhau ở các biểu giá khác nhau



Kế hoạch trả nợ

(Tính bằng USD)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Vốn vay chưa trả đầu năm	1236.20	1112.58	988.96	865.34	741.72	618.10	494.48	370.86	247.24	123.62
Vốn vay hoàn trả trong năm	123.62	123.62	123.62	123.62	123.62	123.62	123.62	123.62	123.62	123.62
Vốn vay chưa trả cuối năm	1112.58	988.96	865.34	741.72	618.10	494.48	370.86	247.24	123.62	0.00
Vốn vay trung bình chưa trả trong năm	1174.39	1050.77	927.15	803.53	679.91	556.29	432.67	309.05	185.43	61.81
Trả lãi	82.21	73.55	64.90	56.25	47.59	38.94	30.29	21.63	12.98	4.33

Bản kê Lãi & lỗ

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Phát điện hàng năm kWh	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50	1642.50
Bán điện hàng năm (nổi lưới) kWh	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00	1460.00
Triển thu từ bán điện USD																				
Chi phí hoạt động 5%																				
Chi phí lãi vay	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00	219.00
Khấu hao (Ác-quy)	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95
Khấu hao	82.21	73.55	64.90	56.25	47.59	38.94	30.29	21.63	12.98	4.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Các thu nhập trước thuế	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Thuế 25%	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30
Các thu nhập sau thuế	37.54	46.20	54.85	63.50	72.16	80.81	89.46	98.12	106.77	115.42	119.75	119.75	119.75	119.75	119.75	119.75	119.75	119.75	119.75	119.75

**Bản kê dòng tiền mặt**

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Nhập lại khấu hao	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30	88.30
Nhập lại chi phí (Ác-quy)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Khấu trừ hoàn trả vốn vay	-123.62	-123.62	-123.62	-123.62	-123.62	-123.62	-123.62	-123.62	-123.62	-123.62	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Thay ác-quy / thay mới khác	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dòng vốn (có phẩm ra	-529.8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dòng tiền mặt ròng cuối năm	-529.8	-0.67	5.82	12.31	18.80	25.29	31.78	38.27	44.76	51.25	178.11	178.11	178.11	178.11	178.11	178.11	178.11	178.11	178.11	178.11	178.11
Các dòng tiền mặt tích lũy	-716	-7.84	-2.02	10.29	29.09	54.37	86.15	124.42	169.18	220.42	398.54	576.65	754.76	932.87	1110.99	1289.10	1467.21	1645.32	1823.44	2001.55	
Tiền lãi	-529.8	-537.64	-531.82	-519.51	-500.71	-475.43	-443.65	-405.38	-360.62	-309.38											





*Empowered lives.  
Resilient nations.*

Chương trình Phát triển Liên Hợp Quốc  
304 Kim Mã,  
Hà Nội, Việt Nam  
Tel: (84 4) 38500 100  
Fax: (84 4) 37265 520  
Email: [registry.vn@undp.org](mailto:registry.vn@undp.org)  
[www.undp.org.vn](http://www.undp.org.vn)