

Nghiên cứu tác động của chính sách giá điện đến phát triển điện mặt trời lắp mái nối lưới tại Việt Nam

Impact of Power Tariff Policy on Development of Grid - Connected Rooftop PV Systems in Vietnam

Nguyễn Thùy Linh², Lê Thị Minh Châu¹, Nguyễn Duy Khiêm³, Trần Đình Long¹

¹Trường Đại học Bách khoa Hà Nội – Số 1, Đại Cồ Việt, Hai Bà Trưng, Hà Nội

²Trường Đại học Phạm Văn Đồng – Số 986 Quang Trung, Chánh Lộ, Quảng Ngãi

³Trường Đại học Quy Nhơn - 170 An Dương Vương, Nguyễn Văn Cừ, Quy Nhơn, Bình Định

Đến Tòa soạn: 23-10-2017; chấp nhận đăng: 28-3-2018

Tóm tắt

Trong các hệ thống quang điện mặt trời lắp mái nối lưới năng lượng phát ra có thể bán cho các đơn vị điện lực. Cơ chế hoạt động này cho phép các chủ đầu tư có thể thu hồi được vốn lắp đặt đồng thời thời gian thu hồi vốn của công trình phụ thuộc vào chính sách giá điện. Trong bài báo này sẽ nghiên cứu sự tác động của ba nhóm nội dung trong chính sách giá điện: (1) cơ chế bù giá (Feed-in-tariff) đối với các nguồn năng lượng tái tạo nói chung và mặt trời nói riêng, (2) giá điện bậc thang và (3) giá điện theo thời điểm sử dụng.

Từ khóa: Điện mặt trời lắp mái nối lưới, Cơ chế trợ giá, Giá điện bậc thang, Giá điện theo thời điểm sử dụng, thu hồi vốn

Abstract

In grid-connected rooftop photovoltaic power systems, the generated electricity from these power systems can be sold to the electricity serving utility. This arrangement provide payback for investors to be able to take the investment of their PV power system installation back and the payback period of the rooftop PV power system installation depends on the tariff policy as well. In this paper, the impact of main factors of the tariff policy are considered such as: (1) the Feed-in-tariff policy for renewable resources in general and for the solar energy in particular, (2) Block meter tariff and (3) time-of-use tariff.

Keywords: Grid-connected rooftop PV, Feed-in-tariff, Block meter tariff, Time-of-use tariff, payback

1. Đặt vấn đề

Trong qui hoạch phát triển năng lượng và điện lực quốc gia, Nhà nước đã đặt những mục tiêu khá cao về tỷ phần của năng lượng tái tạo (NLTT) nói chung và điện mặt trời (ĐMT) nói riêng trong cân bằng năng lượng toàn quốc cho tương lai gần. Để phát triển nhanh các nguồn điện sử dụng NLTT trong đó có ĐMT nhằm đạt được những mục tiêu đó, bên cạnh những yếu tố như khung pháp lý, nguồn vốn, những vấn đề kỹ thuật và công nghệ..., chính sách giá điện có tác động hết sức quan trọng. Trong khuôn khổ của bài báo này sẽ đề cập 3 nội dung: (1) chính sách trợ giá đối với các nguồn điện sử dụng NLTT, (2) tác động của biểu giá bán lẻ bậc thang và (3) tác động của giá điện theo thời điểm sử dụng.

2. Chính sách trợ giá FIT (Feed-in-tariff) đối với các nguồn điện sử dụng NLTT nối lưới

FIT được thừa nhận là một chính sách thành công để thúc đẩy sự phát triển nhanh sử dụng nguồn NLTT nói chung và ĐMT nói riêng. FIT bao gồm 3

yếu tố cốt lõi: (1) cơ sở pháp lý để các nguồn điện sử dụng NLTT trong đó có ĐMT được kết nối với lưới điện, (2) có hợp đồng bán điện dài hạn và (3) mức giá bán điện có lãi hợp lý cho nhà đầu tư. Việc hoạch định FIT gắn liền với mục tiêu quốc gia (MTQG) về phát triển NLTT. Kinh nghiệm cho thấy, hàng chục năm trước đây (những năm 2000 -2005) quốc gia nào có MTQG rõ ràng và đủ mạnh đều có sự phát triển vượt trội về NLTT hiện nay. Chẳng hạn, lấy những năm 2020 làm mốc thì Đức đưa ra mục tiêu 47% điện năng sử dụng là NLTT, Pháp: 4,9GW công suất quang điện, Ailen: 40%, Scotland: 50%, Ấn Độ: 14GW, mục tiêu công suất đặt của ĐMT năm 2030 ở Ấn Độ là 52GW, Trung Quốc là 2000GW, Malaysia là 6,5GW, Philippines là 1,528GW [15-28].

Đến nay hàng trăm quốc gia đã xây dựng MTQG, chính sách phát triển và kế hoạch hành động NLTT. Nhiều quốc gia có chính sách hỗ trợ đầu tư cho NLTT (Nhật, Trung Quốc, Ấn Độ, một số bang của Mỹ, Úc, Hà Lan, Luxembourg, Uganda, Syria ...), kéo dài thời gian trợ giá, sửa đổi mức trợ giá, điều chỉnh tỉ lệ giảm thuế hàng năm. Một số nước còn trợ giá bằng luật pháp (Feed-in-law) và trợ giá vào thuế (Feed-in-tax). Tại Việt Nam, Nhà nước cũng quan

* Địa chỉ liên hệ: Tel: (+84) 985005257

Email: vinhlinhhtd84@gmail.com

tâm đến vấn đề trợ giá cho NLTT, thể hiện trong nhiều qui định của Thủ tướng Chính phủ và Thông tư của các Bộ, Liên Bộ. Chẳng hạn, Quyết định 37/2011/QĐ-TTg ngày 29/06/2011 về cơ chế hỗ trợ các dự án điện gió tại Việt Nam (Nhà nước hỗ trợ cho bên mua điện khoảng 1UScents/kWh từ các nhà máy điện gió), hoặc gần đây Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/04/2017 về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án ĐMT tại Việt Nam, theo đó giá mua điện từ các công trình ĐMT nối lưới là 9,35UScent/kWh tại điểm giao nhận.

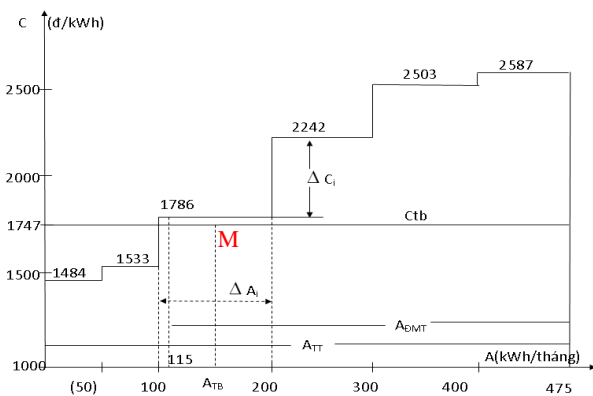
Những quyết định này đã phần nào tạo động lực cho các nhà đầu tư vào NLTT. Riêng đối với điện mặt trời lắp mái nối lưới (ĐMTLMNL), ngoài tác động chung của FIT, tác động của biểu giá bán lẻ đóng vai trò rất quan trọng cho sự phát triển.

3. Tác động của biểu giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc thang [1, 2]

Giá bán lẻ điện sinh hoạt là một trong giải pháp rất hữu hiệu được nhiều nước trên thế giới áp dụng để quản lý việc sử dụng điện trong sinh hoạt, có liên quan đến 3 đối tác chính: Nhà nước, các đơn vị điện lực, người dùng điện.

Nhà nước là công cụ để điều tiết nhu cầu sử dụng điện, khuyến khích sử dụng tiết kiệm và hiệu quả, bảo tồn tài nguyên năng lượng và hạn chế tác động xấu đến môi trường. Đơn vị Điện lực: Doanh thu bán lẻ từ điện sinh hoạt đảm bảo không phụ thuộc vào thiết kế của biểu giá (số bậc thang và bước nhảy giữa các bậc) đảm bảo mức lợi nhuận hợp lý và phát triển bền vững. Người dùng điện: Phù hợp với khả năng chi trả của khách hàng, đối tượng khó khăn được hỗ trợ, đối tượng sử dụng điện quá mức phải chi trả nhiều hơn cho 1kWh tiêu thụ.

Biểu giá bán lẻ bậc thang được xây dựng trên cơ sở các yếu tố sau (hình 1).



Hình 1. Biểu giá điện bậc thang hiện hành của Việt Nam

Giá điện C_i tăng dần theo điện năng sử dụng A_i của hộ tiêu thụ. Giới hạn biến thiên của điện năng sử

dụng trong mỗi bậc ΔA_i có thể là cố định (chẳng hạn như ở Việt Nam, Hàn Quốc: $\Delta A_i = 100kWh$) hoặc thay đổi (HongKong, Malayxia, Thái Lan...). Bước nhảy về giá của bậc thang ΔC_i thường được thiết kế cố định (HongKong: 14Hkcent/kWh/bậc) hoặc tăng dần đều (Hàn Quốc: 65 - 92,7 - 137,1 - 291,8KRW/kWh). Một số nước có bước nhảy giữa các bậc được thiết kế không đều (Việt Nam, Malayxia...). Số bậc thang trong biểu giá thường bằng 3 đến 8 tùy theo từng quốc gia (chẳng hạn như ở Nhật, Trung Quốc, Indonexia, Lào, Campuchia: n=3; Mỹ, Malayxia: n=5; Hàn Quốc, Nam Phi: n=6; Thái Lan, HongKong: n =7; Philippines: n=8). Tại Việt Nam, số bậc của biểu giá bán lẻ điện đã thay đổi nhiều lần qua các năm: trước 1994 - 2 bậc, 1994 - 3 bậc, 1995 - 4 bậc, 1997 - 5 bậc, 2007 - 6 bậc, 2009 - 7 bậc, 2011 - 7 bậc, 2014 ÷ 2017 - 6 bậc. Khi lựa chọn số bậc thang và mức giá cho mỗi bậc phải dựa trên nguyên tắc là tổng doanh thu trong toàn hệ thống đối với điện thương phẩm dùng cho sinh hoạt không thay đổi, nghĩa là:

$$\sum_{i=1}^n C_i A_i = C_{tb} \cdot A_{sh} \quad (1)$$

Trong đó: n - số bậc thang của biểu giá; C_i, A_i - là mức giá và điện năng tiêu thụ cho sinh hoạt tương ứng trong toàn hệ thống ở bậc thang thứ i; C_{tb} - giá bán lẻ điện trung bình qui định; $A_{sh} \sum$ - tổng điện năng dùng cho sinh hoạt.

Trên đồ thị của biểu giá bậc thang (hình 1), điểm đặc trưng M là giao điểm giữa điện năng sử dụng trung bình tháng của hộ gia đình trong toàn hệ thống và giá bán lẻ điện trung bình qui định. Các bậc thang trước điểm M (có $C_i < C_{tb}$) là những bậc thang được trợ giá, các bậc thang sau điểm M là những bậc thang phải trả giá cao hơn giá bán lẻ trung bình C_{tb} . Khi hộ gia đình lắp đặt hệ thống ĐMTLMNL tùy theo công suất lắp đặt, lượng điện năng phát ra từ nguồn ĐMT sẽ cắt bớt những bậc thang cao trong biểu giá bán lẻ cho gia đình, làm tăng hiệu quả kinh tế của công trình.

Ví dụ 1. Hộ gia đình có lượng điện năng tiêu thụ trung bình tháng $A_{TT} = 475kWh/tháng$ (hình 1), điện năng do ĐMT phát trung bình tháng $A_{DMT} = 360kWh/tháng$ (công suất đặt của dàn pin mặt trời P_d khoảng 1,5kWp). Tiền điện giảm được hàng tháng của hộ gia đình:

Khi không có điện mặt trời: theo biểu giá hình 1, với 475kWh/tháng thì giá điện phải trả lên đến bậc 6 (cao nhất) với tổng số tiền = 968425 (đ/tháng)

Khi có điện mặt trời: lượng điện năng nhận từ lưới là $475-360 = 115kWh/tháng$, tương ứng với bậc 3 của biểu giá và tổng số tiền phải trả là 117640 (đ/tháng)

Tiền điện mà khách hàng phải trả hàng tháng giảm được là $968425 - 177640 = 790875$ (đ/tháng)

Nếu tính theo giá điện trung bình (1747đ/kWh) thì số tiền giảm được là 628920đ/tháng, thấp hơn so với tính theo bậc thang là 161865 (đ/tháng)

Như vậy với cách tính trong ví dụ trên thì lợi ích đối với nhà đầu tư khi áp dụng biểu giá bán lẻ bậc thang tăng lên khoảng 25%.

4. Tác động của giá bán điện theo thời gian sử dụng trong ngày (Time of use - TOU) [1,2]

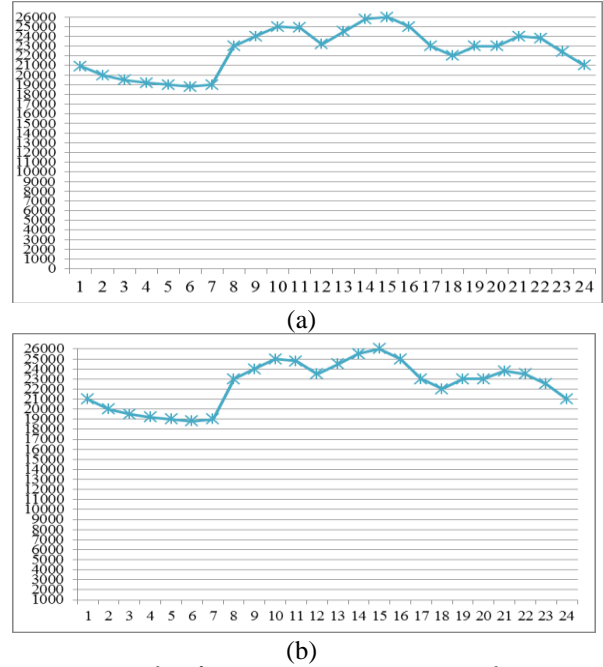
Giá điện theo TOU được sử dụng nhằm mục tiêu điều khiển nhu cầu sử dụng điện (Demand Side Management - DSM), tránh sử dụng điện vào giờ cao điểm bằng cách áp đặt giá điện giờ cao điểm (C_{cd}) cao hơn nhiều so với giá điện trong giờ bình thường (C_{bt}) và thấp điểm (C_{td}). Với mức chênh lệch hợp lý giữa C_{cd} , C_{bt} , C_{td} khách hàng sẽ tự nguyện điều chỉnh quá trình sử dụng điện sao cho vẫn đảm bảo nhu cầu sản xuất và hoạt động nhưng tiền điện phải trả thấp nhất. Tại Việt Nam, giá điện theo TOU được bắt đầu áp dụng từ năm 1992: giờ bình thường (BT) từ 4h - 18h (14 giờ/ngày), giờ cao điểm (CĐ) từ 18h - 22h (4 giờ/ngày) và giờ thấp điểm (TĐ) từ 22h - 4h sáng hôm sau (6 giờ/ngày). Trong quá trình áp dụng do tỷ lệ các thành phần khách hàng làm thay đổi hình dáng của biểu đồ phụ tải nên đã có điều chỉnh trong qui định các khung giờ CĐ, BT, TĐ. Khung giờ sử dụng điện theo thời gian trong ngày hiện hành tại Việt Nam được giới thiệu trong bảng 1.

Bảng 1. Khung giờ sử dụng điện theo thời gian trong ngày

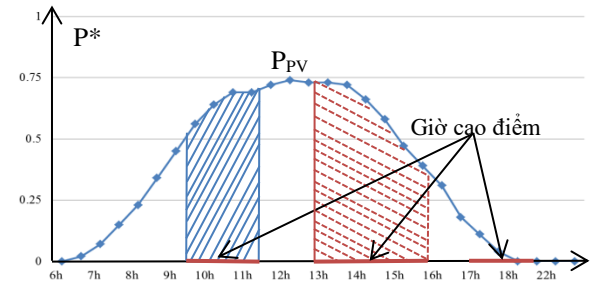
Trước 1/3/2009	Từ 1/3/2009
1. Giờ bình thường: 4:00 - 18:00 (14 giờ)	1. Giờ bình thường: a. Các ngày từ thứ hai đến thứ bảy: - Từ 4:00 - 9:30 (5,5 giờ) - Từ 11:30 - 17:00 (5,5 giờ) - Từ 20:00 - 22:00 (2 giờ) b. Chủ nhật: - Từ 4:00 - 22:00 (18 giờ)
2. Giờ cao điểm: 18:00 - 22:00 (4 giờ)	2. Giờ cao điểm: a. Các ngày từ thứ hai đến thứ bảy: - Từ 9:30 - 11:30 (2 giờ) - Từ 17:00 - 20:00 (3 giờ) b. Chủ nhật: không có giờ cao điểm
3. Giờ thấp điểm: 22:00 - 4:00 sáng hôm sau (6 giờ)	3. Giờ thấp điểm Tất cả các ngày trong tuần từ 22:00 đến 4:00 sáng ngày hôm sau (6 giờ)

Theo biểu đồ phụ tải ngày thực tế hiện nay của HTĐ Việt Nam [5] đã xuất hiện cao điểm trưa thứ 2 từ 13h - 16h (hình 2) [4,5] làm tăng tổng số giờ cao điểm trong ngày lên đến 8 giờ. Các nghiên cứu thí

điểm về ĐMTLMNL tại Việt Nam [3, 4, 6] cho thấy số giờ phát công suất lớn nhất của ĐMT trong ngày phần lớn trùng với giờ cao điểm qui định của hệ thống điện Việt Nam, tỷ lệ điện năng ĐMT phát ra trong giờ cao điểm so với điện năng phát trung bình ngày theo qui định hiện hành về giờ cao điểm là A_{cd}/A_{tb} khoảng 27% , nếu xét theo giờ cao điểm của biểu đồ thực tế thì tỷ lệ này khoảng 53% (hình 3).



Hình 2. Biểu đồ phụ tải toàn HTĐ ngày điển hình
(a) Biểu đồ ngày có công suất cao nhất (03/07/2015) ;
(b) Biểu đồ ngày có sản lượng cao nhất (03/07/2015)



Hình 3. Biểu đồ phát công suất của ĐMT

Như vậy, nếu giá bán điện theo TOU có chênh lệch giữa giờ cao điểm và giờ bình thường càng lớn, chỉ tiêu kinh tế - tài chính của công trình ĐMTLMNL càng cao.

Vi dụ 2. Một nhà công cộng (văn phòng công ty) lắp đặt một hệ thống điện mặt trời với công suất đặt của dàn pin $P_d = 140kWp$ có các thông số vận hành đặc trưng như bảng 2, các thông số của phụ tải như bảng 3 và hình 4 [6], các chỉ tiêu kinh tế - tài chính của hệ thống ĐMTLMNL như bảng 4.

Bảng 2. Các thông số đặc trưng của hệ thống ĐMTLMNL [29]

STT	Các thông số đặc trưng	Đơn vị	Giá trị
1	Công suất PV phát cực đại (P_{max})	kWp	140
2	Công suất PV phát cực tiểu (P_{min})	kWp	35
3	Sản lượng điện PV phát cực đại trong ngày (A_{maxng})	kWh/ngày	918,3
4	Sản lượng điện PV phát cực tiểu trong ngày (A_{minng})	kWh/ngày	104,3
5	Sản lượng điện PV phát trung bình ngày (A_{tbngay})	kWh/ngày	578,08
6	Sản lượng PV phát vào lưới trung bình ngày (A_{lbtng})	kWh/ngày	307,66
7	$K = A_{cd}/A_{tbng}$	%	27

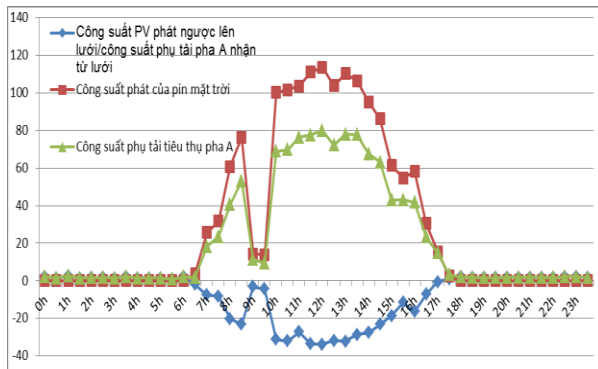
Bảng 3. Các thông số của phụ tải tiêu thụ [29]

STT	Các thông số đặc trưng	Đơn vị	Giá trị
1	Tổng sản lượng điện tiêu thụ trung bình ngày (A_{Ttbng})	kWh/ngày	470
2	Sản lượng điện phụ tải tiêu thụ từ lưới điện trung bình ngày (A_{2tbng})	kWh/ngày	199,58
3	Công suất tiêu thụ cực đại của phụ tải (P_{tmax})	kW	85

Bảng 4. Các chỉ tiêu kinh tế - tài chính của hệ thống ĐMTLMNL [29]

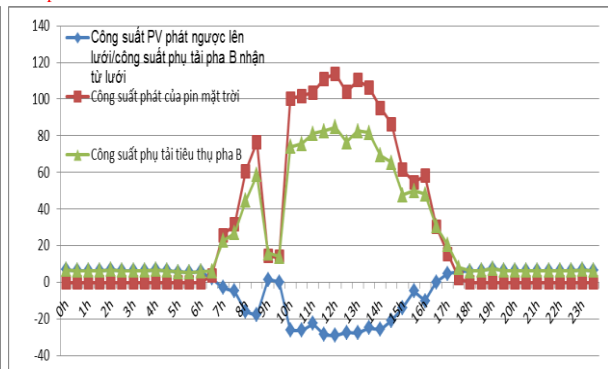
STT	Các thông số đặc trưng	Đơn vị	Giá trị
1	Vốn đầu tư (V_{dt})	đồng	3694600000
2	Nguồn vốn: Vốn tự có, Vốn vay	%	1000
3	Lãi suất tiết kiệm ngân hàng bình quân (2017)	%	7
4	Lãi suất vay ngân hàng bình quân (2017)	%	12
5	Chi phí sử dụng vốn bình quân (WACC)	%	7
6	Thời gian khấu hao (n)	năm	25
7	Mức độ thoái hóa PV	%/năm	0,5
8	Phương pháp khấu hao [12]	-	đều
9	Thuế TNDN [10]: 1-15 năm đầu Từ năm thứ 16 trở đi	%	10 20
10	Tỉ giá hối đoái năm cơ sở (2017)	đồng/USD	22750
11	Chi phí vận hành hàng năm	đồng/năm	110065829

kWp

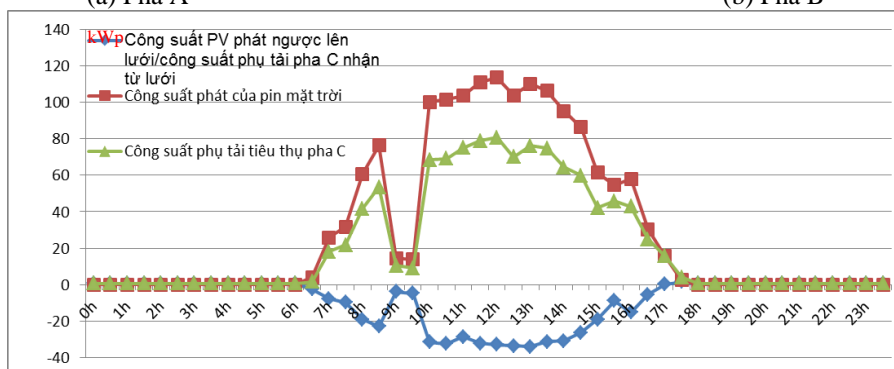


(a) Pha A

kWp



(b) Pha B



(c) Pha C

Hình 4. Đồ thị phụ tải ngày (13/08/2017) [29]

Quan hệ hiệu quả - chi phí được tính dựa trên điện năng phát của PV và điện năng trao đổi giữa hộ tiêu thụ với hệ thống điện, đồng thời phụ thuộc chủ yếu vào vốn đầu tư và chi phí vận hành. Để chọn phương án đảm bảo hiệu quả kinh tế tài chính, cần xác định các tiêu chuẩn đánh giá công trình như giá trị hiện tại thuần (NPV), suất sinh lời nội tại (IRR), thời gian hoàn vốn (t_{hv})... Các chỉ tiêu kinh tế - tài chính được xác định theo các công thức sau [7,8]:

Giá trị hiện tại thuần:

$$NPV = \sum_{t=1}^n (B_t - C_t) (1+r)^{-t} \quad (2)$$

Hệ số hoàn vốn nội tại:

$$IRR = \sum_{t=1}^n (B_t - C_t) (1+IRR)^{-t} = 0 \quad (3)$$

Thời gian hoàn vốn chủ sở hữu có chiết khấu:

$$t_{hv} = B_t / I_{sh} \quad (4)$$

Vấn đề quan trọng là cần nghiên cứu cách xác định dòng tiền thu vào và tổng chi phí (dòng tiền ra) của công trình. Để xác định dòng tiền thu vào của công trình ĐMTLMNL thông qua việc qui đổi thành tiền từ các thành phần lợi ích, đề xuất sử dụng cách xác định như sau:

Dòng tiền ròng (lợi ích) thu vào năm thứ t của công trình: $B_t = B_{1t} + B_{2t}$ (5)

Tổng chi phí thông qua việc qui đổi thành tiền từ các thành phần chi phí được xác định như sau:

Dòng tiền chi phí trong năm thứ t của công trình [9]: $C_t = C_{1t} + C_{2t} + C_{3t} + C_{4t}$ (6)

Trong đó:

B_t : Dòng tiền ròng thu vào (lợi ích) trong năm thứ t của công trình; C_t : Dòng tiền chi phí trong năm thứ t của công trình; n: Tuổi thọ kinh tế của công trình; r: Tỷ lệ chiết khấu; I_{sh} : Tổng vốn chủ sở hữu trong tổng vốn đầu tư công trình; B_{1t} : lợi ích thu được trong năm t của công trình nhờ bán điện năng thừa vào lưới; B_{2t} : lợi ích thu được trong năm t của công trình nhờ giảm chi phí trả tiền điện lưới khi sử dụng điện cấp từ nguồn ĐMT lắp đặt; C_{1t} : Chi phí khấu hao thiết bị; C_{2t} : Chi phí gia hạn bảo hành inverter; C_{3t} : Chi phí phương tiện quản lý; C_{4t} : Chi phí lưới điện;

Lợi ích thu được của khách hàng nhờ bán điện năng thừa vào lưới trong năm thứ t:

$$B_{1t} = A_{1tbng} \cdot G_{bq} \cdot m \quad (7)$$

Lợi ích thu được của khách hàng nhờ sử dụng điện mặt trời trong năm thứ t:

$$B_{2t} = [(K\% \cdot C_{cd} + (1-K\%) \cdot C_{bt}) A_{1tbng} - (K_1 \cdot C_{cd} + K_2 \cdot C_{bt}) \cdot A_{1tbbt}] \cdot m \quad (8)$$

Trong đó:

G_{bq} : giá mua điện mặt trời bình quân của Nhà nước theo qui định cho năm thứ t;

$K_1 = A_{1tbcd} / A_{1tbng} = 23,06\%$; $K_2 = A_{1tbbt} / A_{1tbng} = 76,94\%$; $K = A_{cd} / A_{tbng} = 27\%$;

A_{cd} : sản lượng ĐMT phát trung bình ngày giờ cao điểm năm thứ t; A_{1tbcd} : sản lượng ĐMT phát vào lưới trung bình ngày giờ cao điểm năm thứ t; A_{1tbbt} : sản lượng ĐMT phát vào lưới trung bình ngày giờ bình thường năm thứ t; m: số ngày sử dụng ĐMT;

Từ (6), (7), (8) và [1], [2], [11] tính toán được:

1) Tính theo giá mua điện mặt trời bình quân

Tổng lợi ích thu được của khách hàng từ hệ thống ĐMTLMNL lắp đặt:

$$B = \sum_{t=1}^n B_t = 12472486357 \text{ (đồng)}$$

Tổng chi phí khách hàng chi trả cho hệ thống

$$\text{ĐMTLMNL: } C = \sum_{t=1}^n C_t = 2751645715 \text{ (đồng)}$$

Lợi nhuận ròng khách hàng thu được từ hệ thống ĐMTLMNL là 8378594412,43 (đồng)

Từ (2), (3), (4) tính toán các chỉ tiêu kinh tế - tài chính của dự án:

$NPV = 377435603,41 > 0$; $IRR = 8\%$; $t_{hv} = 9,07$ (năm)

2) Tính theo giá mua điện mặt trời theo biểu giá điện TOU hiện hành

Nếu giá mua điện mặt trời áp dụng giống như giá bán điện theo TOU cho khách hàng (giá bán điện theo TOU hiện hành là $C_{cd}/C_{bt} = 1,72$ và $C_{cd}/C_{td} = 2,83$), lợi nhuận ròng khách hàng thu được từ hệ thống ĐMTLMNL là 10047454152,75 (đồng). Như vậy, lợi ích của nhà đầu tư tăng 16%, $IRR = 11\%$, thời gian thu hồi vốn được rút ngắn hơn ($t_{hv} = 7,37$ năm) so với giá mua ĐMT bình quân.

3) Tính theo giá mua điện mặt trời theo TOU thay đổi và theo giờ cao điểm của biểu đồ thực tế

Nếu áp dụng giá mua điện mặt trời theo TOU và áp dụng đặt giá điện giờ cao điểm (C_{cd}) cao hơn nhiều so với giá điện trong giờ bình thường (C_{bt}) và thấp điểm (C_{td}) (chẳng hạn $C_{cd}/C_{bt} = 2,5$ và $C_{cd}/C_{td} = 3,5$), đồng thời áp dụng theo giờ cao điểm của biểu đồ thực tế, lợi nhuận ròng khách hàng thu được từ hệ thống ĐMTLMNL là 13521132243,95 (đồng). Như vậy, lợi

ích của nhà đầu tư tăng 38%, IRR = 15%, thời gian thu hồi vốn được rút ngắn hơn ($t_{hv} = 5,19$ năm) so với giá mua ĐMT bình quân.

5. Kết luận

Để phát triển nhanh và bền vững các nguồn điện sử dụng NLTT trong đó có ĐMT, cần có cơ chế hỗ trợ giá hợp lý (FIT) khi mua điện từ các nguồn này. Việc xây dựng hệ thống FIT cho mỗi nước gắn liền với mục tiêu quốc gia về phát triển NLTT cũng như nhiều yếu tố cụ thể, trong đó điều kiện tự nhiên và tiềm năng về NLTT, khung pháp lý, cơ chế tài chính và khả năng chi trả của người dùng điện.

Đối với các công trình ĐMTLMNL của nhà ở tư nhân, việc thiết kế và áp dụng biểu giá bán lẻ điện sinh hoạt bậc thang hợp lý có tác động rất tích cực đến hiệu quả kinh tế - tài chính của công trình. ĐMT sẽ cắt bớt các bậc thang cao, giảm đáng kể tiền điện phải trả của khách hàng.

Biểu giá điện theo thời điểm sử dụng (TOU) rất có lợi cho các công trình ĐMTLMNL của các tòa nhà công cộng vì điện năng phát ra từ các công trình này phần lớn vào khung giờ cao điểm với giá bán cao hơn nhiều so với các khung giờ khác trong ngày.

Lợi ích của việc áp dụng biểu giá bán lẻ điện bậc thang và giá điện theo TOU đối với nhà đầu tư đã được làm rõ trong các ví dụ minh họa.

Tài liệu tham khảo

- [1]. Quyết định số 28/2014/QĐ-TTg qui định về cơ chế biểu giá bán lẻ điện 2014.
- [2]. Bộ Công Thương, Cơ sở xây dựng giá điện và đề án cải tiến cơ cấu biểu giá bán lẻ điện sinh hoạt, 2015.
- [3]. Nguyễn Thùy Linh, Lê Thị Minh Châu, Trần Đình Long, Khảo sát, đánh giá một số thông số vận hành của điện mặt trời lắp mái nổi lưới tại khu vực Miền Trung Việt Nam, Tạp chí Khoa học & Công nghệ Đại học Đà Nẵng, số 1 (110) 2017, (2017)
- [4]. Nguyễn Thùy Linh, Lê Thị Minh Châu, Trần Đình Long, Điện mặt trời lắp mái nổi lưới - Nguồn năng lượng cho các ngôi nhà thông minh và phát triển bền vững, Diễn đàn Năng lượng Việt Nam 2016: Thách thức cho phát triển bền vững, Bộ Công Thương, Hà Nội, 2016.
- [5]. EVN, Copper Alliance, VEEA, EVN power losses reduction plans in period 2016 - 2020, Experience sharing on loss reduction in power system workshop, Hanoi, 7-8/9/2016.
- [6]. Nguyễn Thùy Linh, Lê Thị Minh Châu, Trần Đình Long, Điện mặt trời lắp mái nổi lưới - Giải pháp tiết kiệm năng lượng hiệu quả cho các tòa nhà công cộng, Tạp chí Khoa học & Công nghệ Năng Lượng Đại học Điện Lực, số 12, (2017).
- [7]. Quyết định số 2014/QĐ-BCN, Quy định tạm thời nội dung tính toán phân tích kinh tế, tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện, 2007.
- [8]. GS. TSKH Trần Đình Long, Quy hoạch phát triển năng lượng & điện lực, trang 61-70, nhà xuất bản khoa học & kỹ thuật, Hà Nội, 1999.
- [9]. Full Advantage Co., Ltd. (Thái Lan), Công ty TNHH Tư vấn và Xây lắp 504, Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án nhà máy điện mặt trời 19,2MWp Mộ Đức, Tỉnh Quảng Ngãi, 2015.
- [10]. Bộ Tài Chính, Thông tư 96/2015/TT- BTC hướng dẫn về thuế thu nhập doanh nghiệp, Hà Nội, 6/8/2015.
- [11]. Quyết định 11/2017/QĐ-TTg, Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam, 2017.
- [12]. Thông tư 147/2016/TT-BTC, Sửa đổi, bổ sung một số điều của thông tư số 45/2013/TT-BTC ngày 25/04/2013 của Bộ Tài Chính hướng dẫn chế độ quản lý, sử dụng và trích khấu hao tài sản cố định, 13/10/2016.
- [13]. Tập Đoàn Điện Lực Việt Nam, Đề án cải tiến cơ cấu biểu giá bán lẻ điện, Hà Nội, 2015.
- [14]. Euei pdf (Strategic Energy Advisory and Dialogue Service), ERAV, Meister consultant group, Energynautics, Chính sách cơ chế bù trừ điện năng nhằm hỗ trợ nhân rộng điện mặt trời trên mái nhà, Hà Nội, 10-11/10/2017.
- [15]. REN21 (2009), Renewable 2009 global status report.
- [16]. REN21 (2015), Renewable 2015 global status report.
- [17]. REN21 (2017), Renewable 2017 global status report.
- [18]. World Energy Association (2015), World wind energy report 2014.
- [19]. World Energy Association (2009), World wind energy report 2008.
- [20]. GEWC (2008), Global wind energy outlook 2008.
- [21]. PV group, Semi White Paper (2009), Advancing a substained solar future.
- [22]. UNDP (2014), Guidance paper – Finance structure and its management for NAMA.
- [23]. IRENA (2014), Renewable Power generation cost 2014.
- [24]. PECC3- EVN (2014), Power sector development in Vietnam.
- [25]. <http://www.semi.org>;
- [26]. <http://www.dragoncapital.com>.
- [27]. Hội Điện lực Việt Nam, Đề án khảo sát thí điểm: Nghiên cứu, đo đạc và đề xuất tiêu chuẩn đầu nối điện mặt trời lắp mái vào hệ thống điện Việt Nam, 2017.