

## 論文

# 低炭素社会実現に向けた住宅用太陽光発電に対する Feed-in Tariff 導入シナリオ

竹 濱 朝 美

はじめに

- I. ドイツの太陽光発電における Feed-in Tariffs の制度設計
  - II. システム費用の回収年数、収益性、投資安全性
  - III. ドイツにおける EEG の電力買取費用、家庭の EEG 分担金
  - IV. 日本における住宅用太陽光発電の大量導入シナリオ
  - V. 住宅用太陽光発電からの FIT 買取費用
  - VI. 住宅用太陽光発電に対する FIT 導入の環境効果と経済効果
- 結論

### はじめに

本稿は、日本の太陽光発電を大量に普及させるために、feed-in tariffs（フィード・イン・タリフ：固定価格買取補償制、以下、FITと記す）を導入する場合について、普及シナリオを検討する。第一に、FITの成功例として、ドイツの太陽光発電に対するFITについて、制度設計の要件を確認する。ここでは、平均買取価格、FIT分担金、システム設置費用の回収年数、導入容量当たりの支援金額を分析する。これを通じて、日本におけるFITの制度設計にとって、摂取すべき点を確認する。第二に、日本の住宅用太陽光発電にFITを導入する場合の買取費用、CO<sub>2</sub>排出回避効果、原油輸入節約額、排出権購入費用の節約額を試算する。これを通じて、住宅用太陽光発電に対しFITを導入する場合の費用と効果を試算する。

なお、本稿において、「太陽光発電事業」という場合、企業による営利目的での発電事業だけでなく、家庭や個人、団体による太陽光発電の導入と発電行為の両方を含めて用いている。また、太陽光発電に対する「投資」という場合、企業による営利目的の発電事業への投資だけでなく、家庭や個人、団体が太陽光発電システムの導入と発電行為に資金を投じることも含めている。

## I. ドイツの太陽光発電における Feed-in Tariffs の制度設計

### 1. EEG の制度設計の概要

ドイツにおける太陽光発電に対する支援は、EEG（再生可能エネルギー法、Erneuerbare-Energien-Gesetz；以下、EEG と記す。2000 年施行、2004 年改正、2008 年再改正）によって実施されている。これは、再生可能エネルギー源による電力（以下、再生可能エネルギー電力と記す）に対する固定価格買取制（FIT）である（BMU, 2000; BMU, 2004; BMU, 2008）。EEG の制度設計について、日本が摂取すべき点を確認しよう。

① EEG は、再生可能エネルギー源による電力を 20 年間、通常の電力料金よりも高い固定価格で買い取ることを電力業者に義務づける。電力事業者は、風力発電、バイオマス発電、地熱発電、太陽光発電、中小水力発電など、すべての再生可能エネルギー発電による電力を、化石燃料由来電力に優先して、遅滞なく買い取り、系統に接続することを義務付けられている。

② 1999 年まで、電力供給法（Stromeinspeisungsgesetz；電力供給法。以下、StrEG と略す）の買取価格は、電力小売価格の 90% でしかなく、かつ、市場相場に応じて変動するリスクを残していた。太陽光発電システムの設置者（以下、システム設置者と略する）は、設置資金および発電原価を回収することはできなかった。これに対して EEG は、太陽光発電の電力を 20 年、高い固定価格で買い取ることによって、システム設置者に 20 年間の売電収入を保証する。これが投資リスクを解消し、システム設置者は、設置費用の回収年数と採算性を見通すことができるようになった。

③ 2004 年の改正 EEG は、太陽光発電からの電力の買取価格を大幅に引き上げた（表 1）。建物設置の買取価格は、出力 30kW までが家庭用電力価格の約 3 倍になった（図 1）。2004 年の法改正以後、太陽光発電の設置費用（初期投資額）は、約 10 年程度で回収できるようになった。収益性の向上により、金融機関も太陽光発電事業への低利融資が可能になり、太陽光発電事業への投資が拡大した。

④ 2009 年の再度の法改正から、自家消費を促進するため、太陽光発電の電力を自家消費した発電量に対して、25 セント/kWh の買取価格が導入された。EEG 買取価格と家庭用電気料金（2008 年は 21.6 セント/kWh）の価値分を合わせると、46.6 セント/kWh の価値となり、出力 30kW までの屋根用の買取価格よりも、有利になる。

⑤ EEG の電力の買取価格は、設置が一年遅れるごとに逓減する。2008 年まで年 5% で逓減させてきた。EEG は、発電を開始した年の買取価格のまま 20 年間、電力を買い取るため、早期に太陽光発電を設置するほど、売電収入が大きくなる。太陽光発電の設置は先延ばしされることなく普及を促進させる仕組みである。

⑥ 2009 年以降は、逓減率は、毎年 8～10% で急速に低減する（表 2）。2010 年以降は、前年の新規設置容量の成長に応じて、逓減速度にプラス・マイナス 1% の調整を加える。2009 年の新規設置容量が 1000kW 以下の場合、逓減率を 1% 小さくし、新規設置容量が 1500kW を超える場合は、逓減率を 1% 大きくすることで、翌年の市場の需要を調整する（表 2）。システム

低炭素社会実現に向けた住宅用太陽光発電に対する Feed-in Tariff 導入シナリオ (竹濱)

表 1 ドイツ EEG における太陽光発電からの電力買取価格 (2000 年～ 2008 年)

運転開始年	2000年	2001年	2002年	2003年			
電力買取価格 (ユーロセント/kWh)	50.62	50.62	48.1	45.7			
買取価格は、2002年1月1日～2003年12月31日まで、毎年5%で通減。買取対象は建物用太陽光発電システム5MW以下、地上用太陽光発電システム100kW以下。							
買取価格 (ユーロセント/kWh)	運転開始年						
	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年以降	
建物への設置 (屋根、防音壁 など)	30kW以下	57.4	54.53	51.80	49.21	46.75	2009年は30kWまで43.01。30kW～100kW以下は40.91。100kW以上は39.58。100kW以上は33.0。建物・施設内での電力自家消費は30kWまで25.01。通減率は、2009年は、100kWまでは8%、100kW以上は10%。2010年の通減率は、100kW以下は7～9%、100kW超は9～11%で通減。
	30kW～100kW	54.6	51.87	49.28	46.82	44.48	
	100kW～	54.0	51.3	48.74	46.30	43.98	
	買取価格通減率	年5%で通減。設置容量の上限100kWは撤廃。					
ファサード形式 (建物外壁、正面 など)	30kW以下	62.4	59.53	56.80	54.21	51.75	ボーナス加算は廃止。 基本買取価格は屋根設置を参照。
	30kW～100kW	59.6	56.87	54.28	51.82	49.48	
	100kW～	59.0	56.3	53.74	51.30	48.98	
	買取価格通減率	ボーナス加算分は低減の対象外。ボーナス加算分とは、①の建物設置の価格に5セントを加算したもの。					
建物以外への設置(未利用地・平地)		45.7	43.42	40.6	37.96	35.49	2009年は31.94セント。2009年から10%、2011年から9%で通減。
	買取価格通減率	2004～2005年は年5%で通減、2006年から年6.5%で通減。					

出典：BMU, 2004, Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector. BMU, 2000, Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources. BMU, 2008a, Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009. 以上より要約。

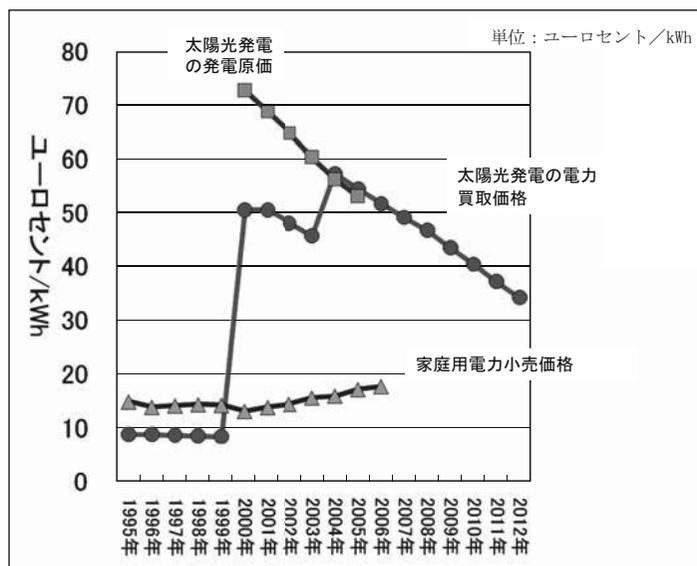


図 1 太陽光発電に関する EEG 買取価格、発電原価、家庭用電力小売価格

1999 年までは電力供給法での買取価格。2000 年から EEG の買取価格。2004 年以降は、30kW 以下の建物設置に対する電力買取価格。

出典：International Energy Agency, 2006, *Energy Prices & Taxes*. BMU, 2008, *Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht*. 以上より作成。

表 2 2009 年以降の EEG の買取価格と逓減率

買取価格 (ユーロセント/kWh)	30kW以 下	30kW～ 100kW	100kW～ 1000kW	1000kW超	2009年の逓減率
建物設置、防音壁	43.01	40.91	39.58	33.0	100kW以下システムは、 年8%。 100kWを超えるシステム は、年10%。 地面設置は、年10%。
ファサード、建物一体	ボーナス加算廃止。建物設置と同じ買取価格				
地面設置、未利用地	31.94				

	逓減率(%/年) 100kW以下の定格出力			逓減率(%/年) 100kWを超える定格出力、地面設置		
2009年の逓減 率(%/年)	8			10		
2009年の設置 容量	1000kW以下	1000kW～ 1500kW	1500kW～	1000kW以下	1000kW～ 1500kW	1500kW～
2010年の逓減 率(%/年)	7	8	9	9	10	11
2010年の設置 容量	1100kW以下	1100kW～ 1700kW	1700kW～	1100kW以下	1100kW～ 1700kW	1700kW～
2011年の逓減 率(%/年)	8	9	10	8	9	10
2011年の設置 容量	1200kW以下	1200kW～ 1900kW	1900kW～	1200kW以下	1200kW～ 1900kW	1900kW～
2012年の逓減 率(%/年)	8	9	10	8	9	10

出典：BMU, 2008b, Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector and Amending Related Provisions より要約。

価格の低下スピードと、新規設置容量の推移に合わせて、逓減率と買取価格を調整することで、EEG は太陽光発電に対する投資魅力性を維持し、かつ、新規設置需要の過熱を防いでいる。

⑦買取価格が逓減するため、太陽光発電製造企業は、需要を維持するためには、逓減率以上のスピードで生産性を向上し、システム価格を低下させなければならない。年8～10%の逓減率は、メーカーに大量生産を促す圧力となっている。

⑧買取価格および逓減率は、4年先までの買取価格と逓減率をあらかじめ提示することで、投資家に予見可能性を与える。3年程度の将来について見通しが立たなければ、投資家は、太陽光発電の導入および発電事業に積極的な投資ができないからである。

## 2. 主要各国における太陽光発電の普及状況

2004年のEEG改正以降、ドイツの太陽光発電の普及は、飛躍的に成長した。大規模な地面設置も急増した。ドイツ東部のライプチヒでは、40 MWの地面設置も建設された。ドイツと同様の制度を導入したスペインでも、規模発電を中心に太陽光発電需要が過熱し、2008年の新規設備容量は2,500 MWに達した。FITを実施するイタリア、ポルトガル、フランス、韓国でも新規設置容量が伸びた。日本は、新規設置容量で6位に落ちた(図2)。

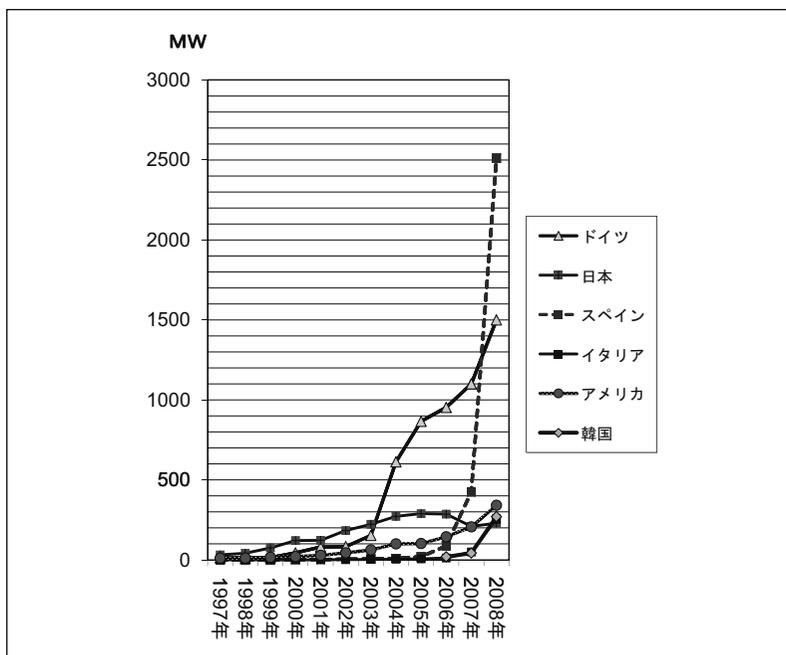


図2 主要各国における太陽光発電の新規設置容量 (MW)

出典：PV News. IEA-PVPS, 2009. 以上のデータより作成。

## II. システム費用の回収年数、収益性、投資安全性

### 1. ドイツにおけるシステム費用の回収年数

再生可能エネルギーに対する支援制度が普及効果を発揮するには、高い投資安全性を保証すること（システム設置者の投資リスクをいかに解消できるか）、および、平均期待利益（投資費用に対して予想される kWh あたり利益）が重要な要素である（Commission of the European Communities, 2008）。EEG は、太陽光発電の設置者に、高い買取価格と 20 年間の売電収入を保証するため、設置者は、システム設置費用（初期投資）を 10 年以下で回収することが可能である（図 3）。この点で、EEG は高い投資安全性を実現している。これが金融機関による低利融資を可能にし、太陽光発電事業に対する投資を拡大している。近年、ドイツのシステム価格は年 7～8% で下落しているため、EEG の買取価格が年 8～10% で逡減しても、収益性を確保できる状況にある（図 4）。

ドイツの経験に基づけば、太陽光発電事業に対する投資魅力性を実現する上で、20 年間の売電収入を確定させること（固定価格、投資リスクの解消）、および初期投資費用を 10 年程度で回収し得る買取価格であることが、決定的に重要であるとされる（2009 年 3 月 27 日、および 2009 年 9 月 14 日、BSW（Bundesverband Solarwirtschaft: ドイツ太陽エネルギー産業協会）、J. M. Knaack 氏からのヒアリング）。

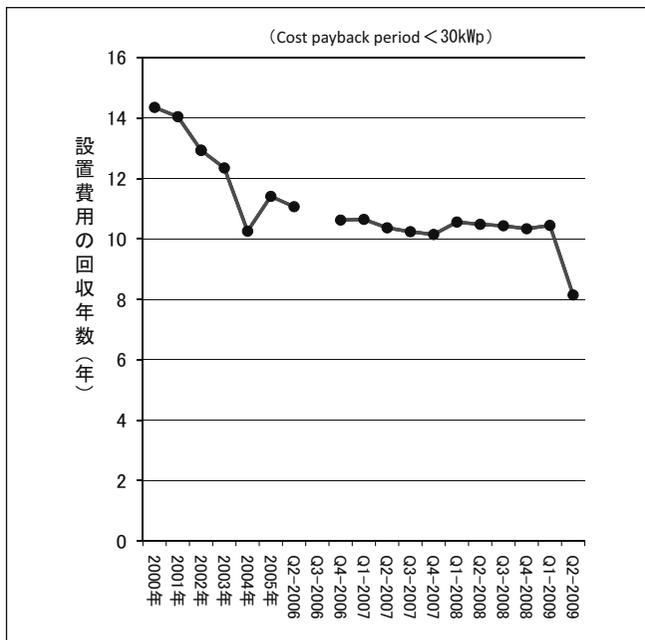


図3 ドイツの太陽光発電システム設置費用の回収年数、30kW以下

出典:BSW, 2008, *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche, Photovoltaik*, BSW, および BSW 提供資料より計算。

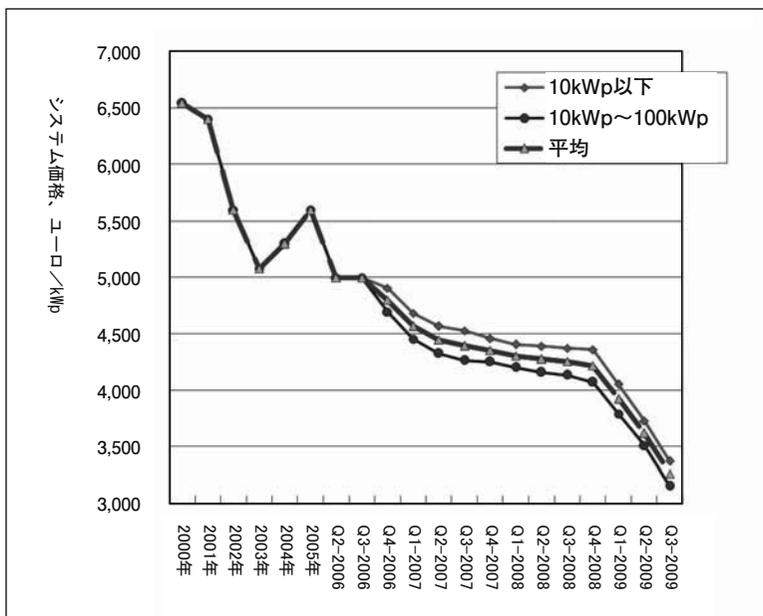


図4 ドイツにおける太陽光発電システム価格の推移

ドイツにおける薄膜太陽電池を含めたシステム価格 (€/kWp) の推移。設置工事費用を含む。  
 出典: 2000年~2005年までは、IEA-PVPS, 2009データ。2006年以降は、BSW 提供データ。Q2-2006は、BSWの推定値。  
 Q2-2006までは、設置規模の区別がないため、100kW以下のすべての容量についての価格。

注意すべきは、回収年数 10 年は、ドイツでは年間発電量が 900kWh / 年の平均的な日射量の地域であれば、EEG だけで実現されているという点である。住宅に太陽光発電を設置した場合は、EEG の売電収入に加えて、住宅を環境型住宅に改築することに対する減税を受けることができる。また、各州や自治体が実施する助成金も利用できる。このため、システム設置費用に関する実際の回収年数は、10 年よりもさらに短くなる点に注意が必要である。むろん、自治体レベルの助成金は自治体により異なる。ドイツにおける 2004 年以降の爆発的とも言える太陽光発電の普及は、こうした状況のもとで実現されている。日本がドイツ並みの大量普及を実現するには、最低でも全国レベルの制度だけで、ドイツ並みの回収年数を実現することが必要となる。

## 2. ドイツにおける収益性、投資安全性と銀行融資の関係

### (1) 収益性を確保する買取価格

2004 年の EEG 改正時には、太陽光発電に対する需要拡大を目的として、買取価格は、当時の金利水準を考慮して、年約 6% の収益性を実現することを目安に設定された。この点について、BSW（ドイツ太陽エネルギー産業協会）の元事務局長で、現 Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE エネルギー政策部長 Stryi-Hipp 氏とのインタビューにおいて、次の指摘を得た。

「太陽光発電への投資は、設置費用の回収に長期間を要する点で投資リスクを伴う。従って、投資家から見て、投資リスクを補うだけの利益がなければ、太陽光発電市場は拡大しない。市場拡大には、太陽電池の生産規模の拡大が不可欠である。太陽光発電の普及には、システム価格のコストダウンが不可欠であり、太陽電池の大量生産を可能にするような大量の需要創出が必要である。他方、投資リスクを填補できるだけの収益性がなければ、投資家および家庭は、太陽光発電事業に投資することができない。つまり大量の需要創出には、通常よりも高い収益性が必要である。

以上の観点から、2004 年の EEG 改正の議論において、BSW はドイツ太陽光発電産業界として、当時の銀行預金金利よりも少しだけ高い収益性を確保できる買取価格を連邦政府に提案した。具体的には、当時の預金金利（約 4% / 年）に 2% を足して、年 6% の収益性が達成できる買取価格を提案した。

買取価格について BSW は、日照量の地域的格差を考慮して、北部地域での買取価格と、南部地域での買取価格の二種類を提案した。しかし地域別買取価格は採用されず、最終的な政府案では、買取価格は全国一律となり、北部価格と南部価格の中間水準の買取価格となった。結果的に、ドイツの南半分では、概ね、太陽光発電は投資魅力性を実現している。しかし、北部地域では、いまだ投資魅力性を確保するのは難しい。ドイツの太陽光発電は、おもにドイツ南部を中心に普及しており、北部地域の開拓には未だ時間が必要である。地域格差が生じないように太陽光発電を普及させるには、日射量の違いを考慮した地域別買取価格の設定が必要であろう」（2009 年 3 月 23 日、BSW 事務局における Stryi-Hipp 氏へのインタビューの要約）。

EEG の制度設計の段階において、当時の銀行預金金利よりも高い収益性を可能にする水準で、買取価格が設定されたという経緯は、きわめて示唆に富む。太陽光発電の早期普及を進めるには、太陽光発電行為への投資リスクを回収できるだけの収益性が必要であること、収益性を確保できる買取価格の設定が、太陽電池需要を拡大するうえで必須であると言える。

(2) 銀行融資を可能にする買取価格、収益性、回収年数

システム費用の回収年数 10 年を重視するのは、システム設置費用（初期投資）に対して、売電収入が 10% 程度あることが、金融機関から低利融資を獲得する上で重要な要素だからである。太陽光発電システムの導入においては、資金調達が障害になりやすい。太陽光発電の普及は、実際には、金融機関からの低利融資、資金調達が拡大しなければ進まない。

業者ヒアリングによれば、近年のドイツの状況では、企業形態での太陽光発電の導入、あるいは、農業生産者による協同組合（Genossenschaft、ゲノッセンシャフト）形式による太陽光発電事業の場合、システム設置費用（初期投資額）に対して EEG の年間売電収入が概ね 10% 程度なければ、金融機関や投資家から資金調達をすることは難しくなるか、あるいは融資条件が厳しくなる（地域、金融機関により違いがある）。

企業あるいは協同組合で、太陽光発電の導入を企画する場合、ドイツでは、初期投資額に占める自己資本の比率は概ね 0%～30% 程度の範囲で、自己資金が 10% 前後であることが多い（地域や条件によって異なる）。EEG の売電収入が初期投資額の 10% よりも十分に大きい場合、あ

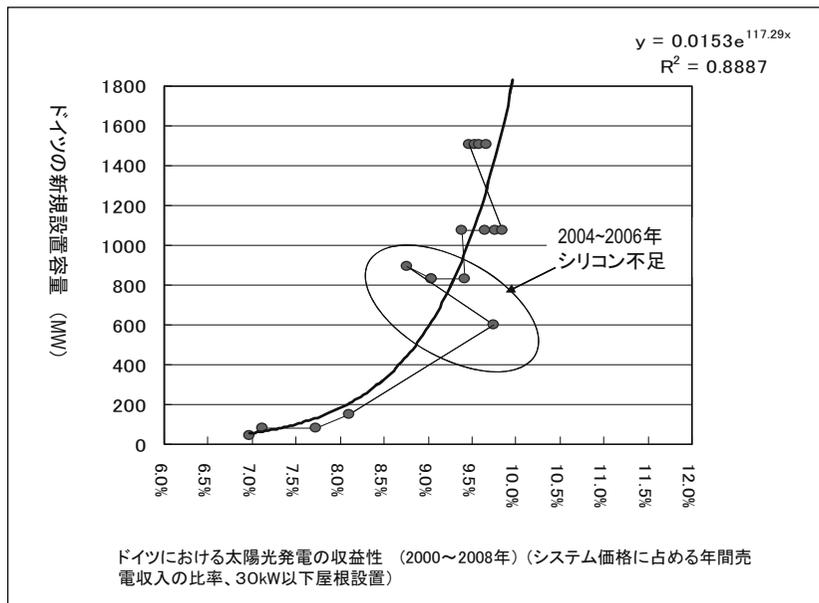


図5 太陽光発電における収益性と年間設置容量、ドイツにおける EEG の経験（2000～2008年）

ドイツにおける EEG 年間売電収入がシステム価格に占める比率、および年間設置容量（MW）の関係。  
 収益性 = EEG における年間売電収入 / システム価格（2000～2008年）。年間売電収入は EEG の 30kW 以下屋根設置の場合。  
 システム価格は、30kW 以下の場合。年間発電量 900kWh / kWp として計算。  
 出典：システム価格データは、BSW 提供資料、および Wissing, 2007. IEA-PVPS, 2006. IEA-PVPS 2009. 以上より推定。

るいは日射量が好条件の場合は、自己資本が0%で全額融資という場合も少なくない。逆に、売電収入が初期投資の10%より低い場合は投資魅力性に劣るため、家庭が自宅に設置する場合を別として、事業的に行う場合は、銀行融資や投資家からの資金調達が厳しくなり、より多くの自己資本の提出を要求されるか、融資条件が厳しくなる（2008年9月、2009年3月および9月、ベルリン、およびマインツ地域における Juwi 社、Spree Solar 社、PQuandra Power GmbH 社、その他の太陽光発電設置業者に対して、筆者が実施したヒアリング）。

システム費用の回収年数が10年、あるいは売電収入が初期投資額の10%という水準は、金融機関にとって、融資の目安となっているのが実情である。図5は、ドイツのシステム価格に対する EEG の年間売電収入の比率（30kW 以下屋根用）と、年間新規設置容量の関係を示す。システム価格に対する年間売電収入の比率が上昇するに伴って、新規設置容量が増大する。2004～2006年におけるシリコン不足の時期を除けば、売電収入がシステム価格の10%程度の収益性があれば、新規設置容量1000kW以上を導入できる状況にある。

### (3) EEG 買取金の効率性、1kWp の新規設置に要した買取金

太陽光発電導入に対する支援金の効果をみよう。図6は、新規設置容量1kWp（30kW以下）を促進するのに EEG が要した年間買取金額、および将来の20年間に投入する買取金額（推定）である。改正 EEG（2004年～2008年）に関していえば、1kWp の新規設置を促進するのに、年間211～599ユーロ/kWp（日本円換算、27,400～77,800円/kWh、1ユーロ＝130円換算）

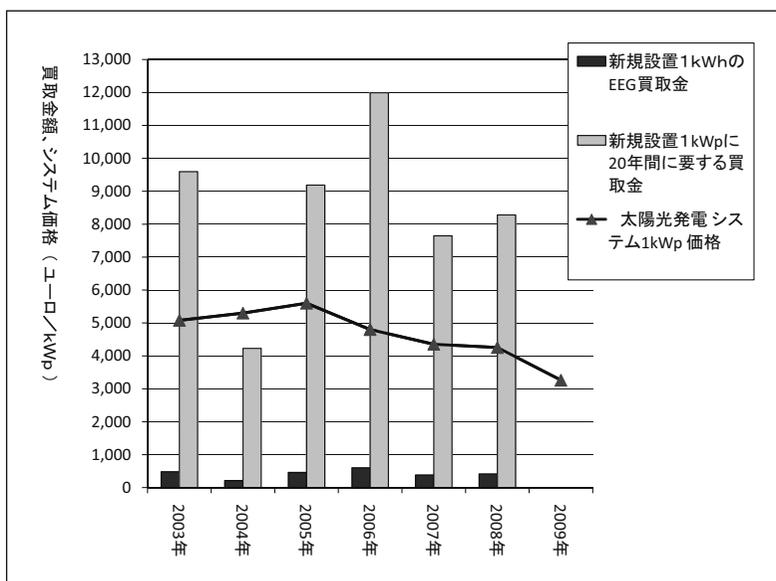


図6 ドイツにおける新規設置1kWpに要した EEG 買取金、20年間に要する買取金、システム価格の比較

新規設置容量は期末データ、他方、改正 EEG は、2004年8月1日から施行。したがって、2004年の年間新規設置容量には、旧 EEG の買い取り価格と新 EEG の買い取り価格によるシステムが含まれる。2004年の買取金額には、2004年の期間末近くに駆け込み設置されたシステムからの買取金も含む。2006年は、シリコン不足により新規設置容量が伸び悩んだ事情がある。

出典：以下のデータより推定。Wissing, 2007. BSW 提供データ. BMU, 2009b. BDEW, 2008.

を投入した。これは、日本の住宅用太陽光発電に対する国補助金 (7 万円/kWp, 2008 ~ 2009 年) と大差ない。それにも関わらずドイツは、現在、日本の 6 倍以上の新規設置容量を実現している (前述、図 2)。FIT は、設置を非常に早期に実現させる効果が高い。

他方、EEG が 20 年間の買い取りに要する金額は、年間買取金額の 20 倍であり、システム価格の約 2 倍程度の資金を投じることになる。FIT はいわば、導入支援金の分割繰り延べ払いである。将来の 20 年間の期待利益が設置者に設置を実行させるインセンティブであると推測される。

### 3. 日本の余剰電力買取制における回収年数との比較

2009 年 11 月 1 日から、日本でも、太陽光発電に対する余剰電力買取制が開始される。これは、「エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律」(平成 21 年 8 月 28 日施行)に基づく。太陽光発電からの余剰電力の買取単価は、10kW 以下の住宅用太陽光発電 (低圧供給) は 48 円/kWh、10kW 以上は 24 円/kWh、非住宅用 (高圧、特別高圧供給) システムは、500kW 未満は 24 円/kWh で、買取期間は 10 年となった。

住宅用太陽光発電に対する余剰電力買取制の回収年数を示す (図 7)。地方自治体による補助金を加えない場合、余剰電力買取制のもとでも、新築住宅の回収年数は 14 ~ 15 年であり、既築住宅では 18 ~ 19 年もかかる。これでは、ドイツ並みの大量普及は達成できないと予測される。

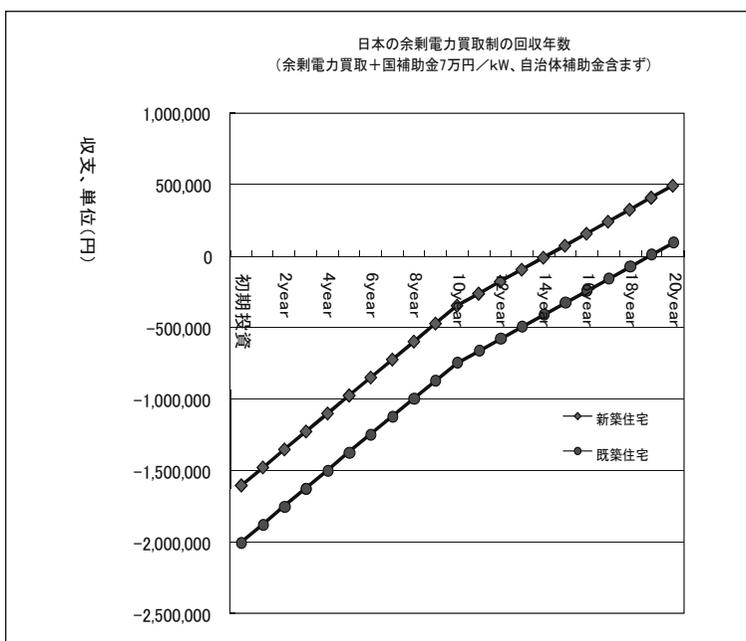


図 7 日本における太陽光発電のシステム設置費用の収支 (余剰電力買取+国補助金 7 万円/kW)

新築用のシステム価格を 528,500 円 × 3.5 kW、既築住宅用システム価格は、3.5kW で 225 万円とした。年間発電量 1000kWh/kWp。買取価格は 48 円/kWh、余剰電力は、年間発電量の 50%とした。国補助金を含めた収支を示す。自治体補助金は考慮していない。自治体補助金を利用できる地域では、これより回収年数が短くなる。

日本の住宅用太陽光発電の年間設置容量の約7割は、既築住宅に設置されている。したがって、既築住宅について回収年数10年が実現できなければ、ドイツ並みの大規模な普及は難しい。なお、補助金制度の無い自治体も多数存在するため、ここでは、自治体による補助金は計算に含めていない<sup>1)</sup>。

### Ⅲ. ドイツにおける EEG の電力買取費用、家庭の EEG 分担金

#### 1. EEG による再生可能エネルギー発電量、平均買取価格

再生可能エネルギー電力について、EEG の買取電力量と買取補償額を示す（図8、図9）。温室効果ガス削減対策として、ドイツは2020年までに、電力消費量に占める再生可能エネルギーの比率を30%に、全エネルギー消費量に占める比率を18%に高める目標を定めている（BMU, 2009a）。2007年現在、ドイツは再生可能エネルギー比率を、電力消費量の14.2%にまで高めた。しかしドイツの再生可能エネルギー発電量のうち、57%は風力発電によるものであり、太陽光発電は6%に過ぎない。他方、EEG 買取補償額で見れば、太陽光発電は買取補償額の25%であるのに対して、風力発電は40%にとどまる。EEG 買取電力量1kWhあたり平均買取額は、太陽光発電50～53セント/kWh、風力発電9セント/kWh、バイオマス発電9.7～14セント/kWh、地熱発電15セント/kWhである（図10）。

これらのデータから次の点を指摘できる。第一に、太陽光発電は、他の再生可能エネルギー

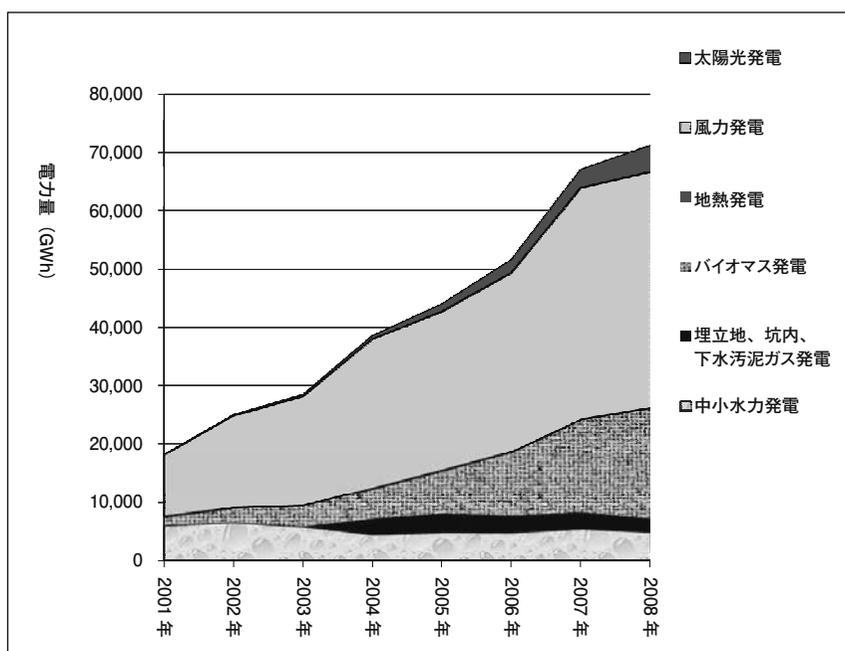


図8 デイツ EEG による再生可能エネルギーの買取電力量

出典：BMU, 2009b, Renewable energy sources in figures より作図。

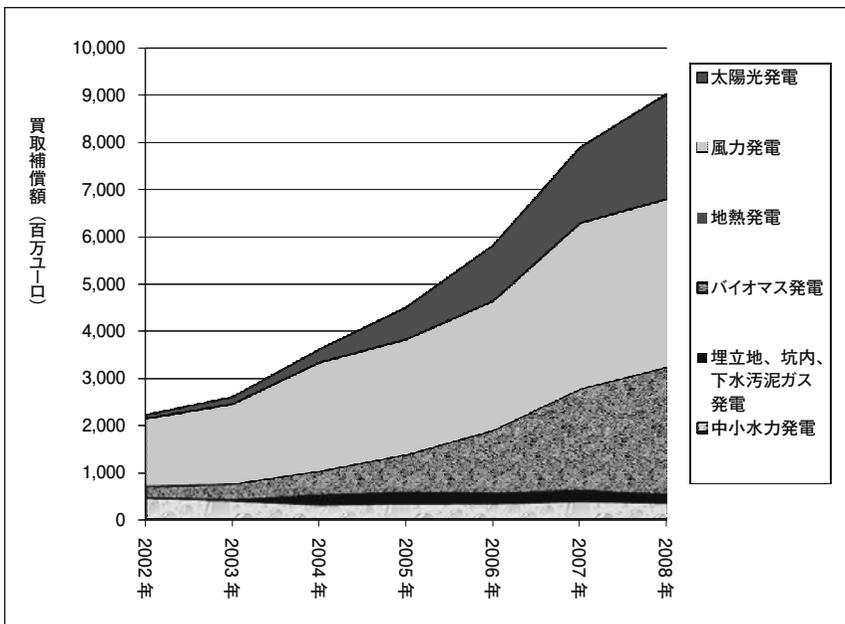


図9 ドイツ EEG による再生可能エネルギー電力の買取補償額

出典：BMU, 2009b, Renewable energy sources in figures より作図。

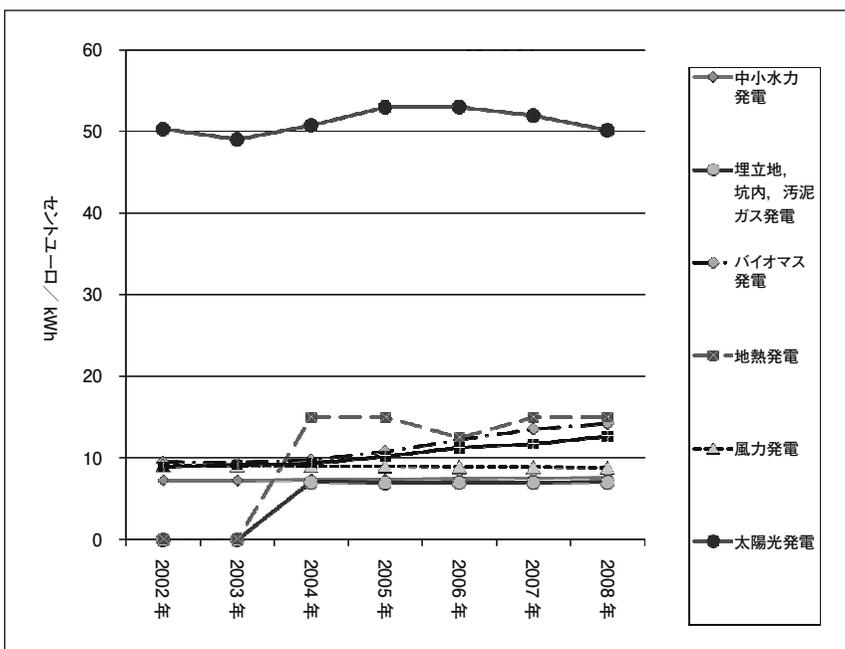


図10 ドイツ EEG におけるエネルギーの種類別平均買取価格

出典：BDEW (2000-2008) より計算。エネルギー種類ごとに、EEG 年間買取補償額を年間買取電力量で除したものの。

に比べて非常に高い支援金額を投入しなければ、普及が進まないことを示唆する。第二に、太陽光発電だけを促進する場合、FIT の買取費用が高くなる一方で、発電量と CO<sub>2</sub> 排出削減効果では、十分な量を得ることができない。第三に、風力発電、バイオマス発電、地熱発電をバランスよく普及させなければ、FIT の買取費用と発電量のバランスをとることができない。

## 2. 家庭の EEG 分担金

EEG の電力買取費用は、企業と家庭が払う電気料金に上乘せされ、電気料金で回収される。家庭が負担する EEG 分担金を確認しよう。一年で 3500kWh を消費する標準モデル世帯の場合、EEG 分担金は、太陽光発電および他の再生可能エネルギー電力の買取費用を含めて、一月に 3.2 ユーロ（417 円程度、1 ユーロ = 130 円換算）である（一ヶ月の電気料金 63 ユーロ）。

家庭用電気料金（21.6 セントユーロ / kWh）のうち EEG 分担金は、約 5% である（2008 年）。電気代には、電気税が 9.2%、KWKG（電気・熱コジェネ法）分担金が 0.9%、売上税が 15.7% 含まれる。電気税は節電と温室効果ガス削減を奨励するために課せられる一種の環境税である。KWKG は、発電時の熱利用コジェネレーションを奨励する分担金である。売上税と電気税の大きさに比べると、現在のところ EEG 分担金の負担額は小さい。

日本では、FIT 導入に対する批判として、電気料金の上昇をもたらすことがあげられる。しかし、ドイツにおける電気料金の上昇の主な原因は、電力事業における発電、送電、配電費用の増大であり、EEG 分担金による影響は、小さいといえる（図 11）。

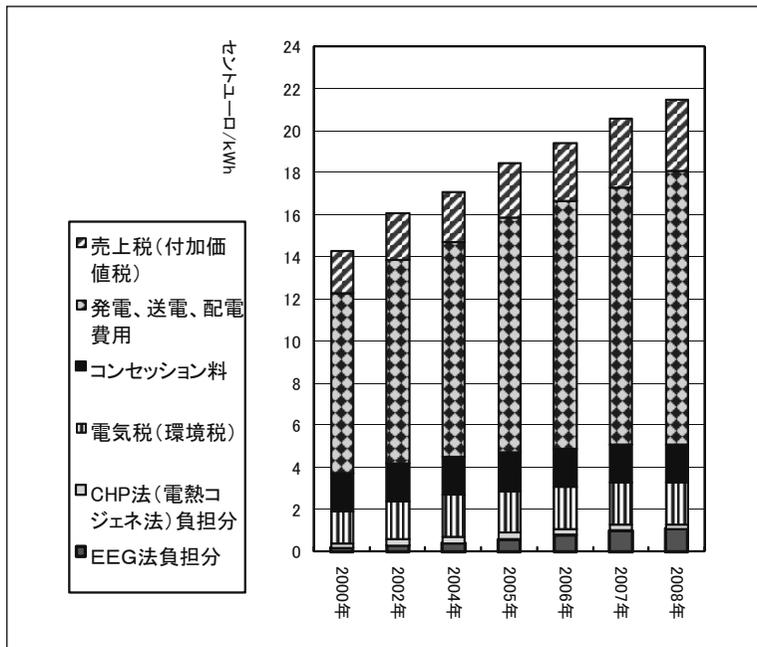


図 11 デイジーにおける家庭の電気料金 1 kWh あたりの費用内訳、EEG 分担金額が占める比率

出典：BMU, 2009b.

### 3. EEG における電力集中型企業に対する特惠

#### (1) EEG における特惠の規模

FIT においては、電力依存度が極めて高い産業、電力を大量に必要とする企業（以下、電力集中型企業と呼ぶ）、および鉄道企業では、電力費用の負担が大きくなる。2004 年の改正 EEG、および 2009 年施行の現行 EEG はこれに配慮して、電力集中型企業および鉄道企業に対して、FIT 分担金の負担を一定範囲で免除している。電力集中型企業の負担を軽減することによって、ドイツ企業の国際競争力を維持すること、また輸送部門における鉄道と船舶、航空、車両輸送の間の競争を維持ことが理由である（BMU, 2004; BMU, 2008）。

現行 EEG（2009 年施行）によれば、製造業の場合は、電力事業者からの電力購入および電力の自己消費量の合計がある 1 つの送電所で 10GWh を超える企業、または粗付加価値額に対する電力費用の比率が 15% を超える企業に、特惠を適用する。ただし、電力購入量が 100GWh 以下、あるいは粗付加価値額に対する電力費用が 20% 以下の企業は、電力購入量の 10% を超えた部分の電力消費量に対してのみ、特惠を適用する。鉄道企業の場合は、鉄道事業運行を行う地域内にある送電所を合計して、電力消費量が 100GW 以下である企業に特惠が与えられる（BMU, 2008b）。

#### (2) EEG における特惠実施が FIT 分担金にあたる影響

2008 年のデータによれば、EEG はドイツの最終電力消費量の 15.8% について、電力集中型企業に特惠を与えている（図 12）。特惠の実施によって、特惠を実施しない場合に比べて、特惠

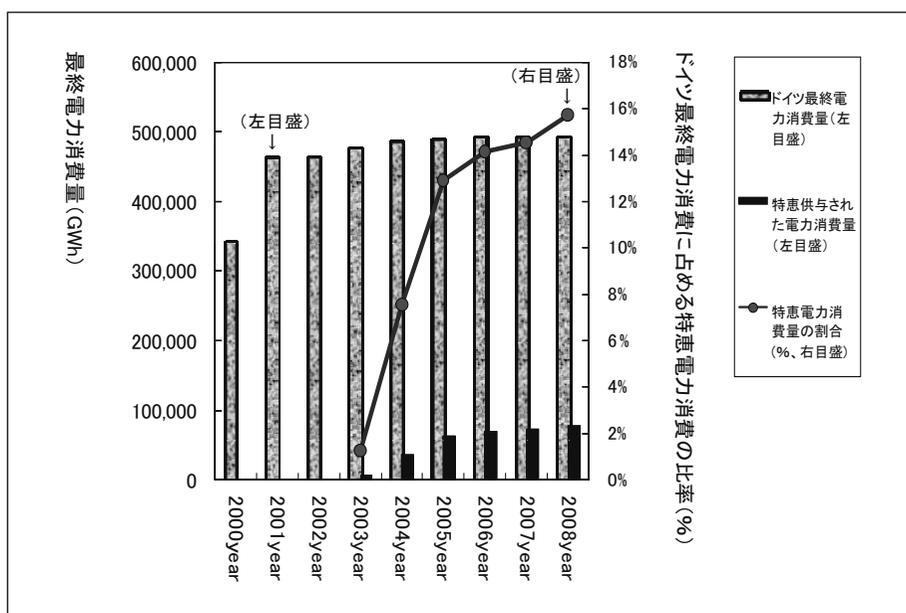


図 12 ドイツ EEG による特惠電力消費量、最終電力消費量に占める比率

出典：BDEW, 2000-2008；BMU, 2009b のデータより推定。

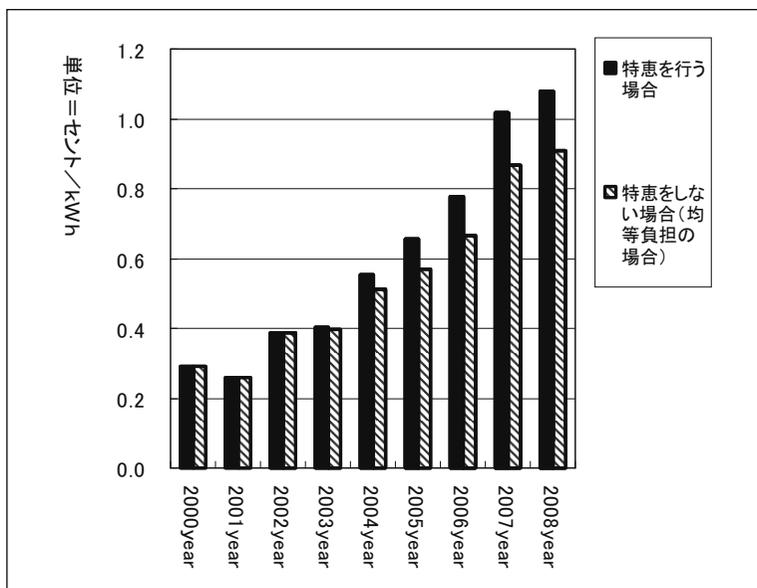


図 13 ドイツ電力集中型企業および鉄道企業に対する特恵による EEG 超過負担額（電力消費 1kWh あたり）

特恵を実施しなかった場合と特恵を実施した場合の金額の比較。

出典：BMU, 2009b; BDEW (2000-2008) より推定。

を受けない一般企業および家庭の FIT 分担金は若干高くなる。特恵を受けない一般電力消費者の EEG 超過負担額は、2008 年では 1.08 セント / kWh であった。一年に 3500kWh を消費する標準モデル世帯で見れば、家庭の FIT 分担金は、37.8 ユーロ / 年（年間、約 4914 円。1 ユーロ = ¥130）であった（BMU, 2009a, 2009b; BDEW 2008a, 2008b）。ドイツの家庭は、EEG のために一月あたり約 409 円の負担をしている。

特恵によって FIT 分担金が増加する影響は、現在のところ、小さなものである。特恵により、一般電力消費者の EEG 超過負担額（FIT 分担金に相当する）における増加額は、特恵を行わない場合に比べて、電力消費 1kWh あたり 0.17 セント / kWh である（2008 年）。年間 3500kWh を消費する標準モデル世帯（3 人家族の世帯に相当する）で、特恵による電力料金の負担増加分は、年間で 5.95 ユーロ（約 774 円）である（図 13）。なお、この負担額は、太陽光発電だけでなく、風力発電、バイオマス発電など、他のすべての再生可能エネルギー電力に対する EEG の買取金額を含む。

#### IV. 日本における住宅用太陽光発電の大量導入シナリオ

##### 1. 住宅用太陽光発電の導入目標

日本の住宅用太陽光発電に FIT を導入し、太陽光発電を大量導入するシナリオについて、買取り費用を試算する。ここでは、産業用・公共用システムを含めた日本の太陽光発電の目標

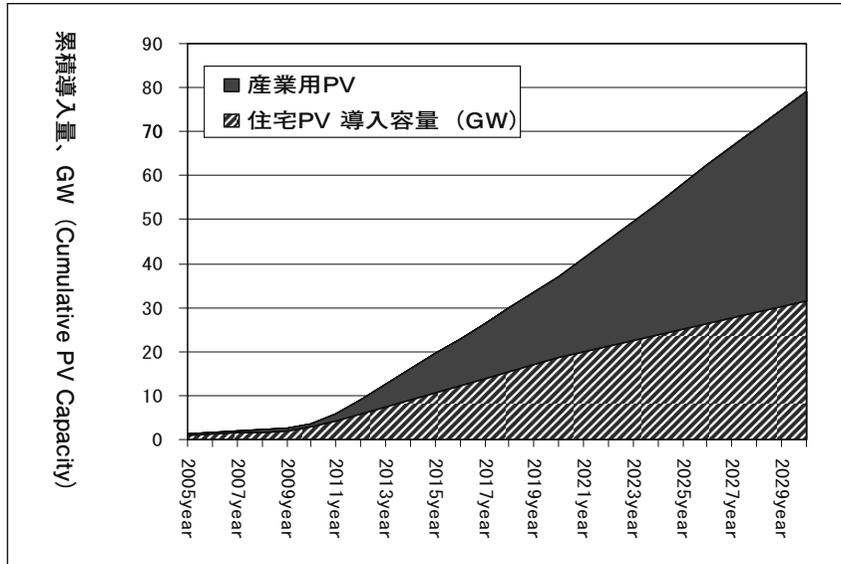


図 14 住宅用太陽光発電の導入シナリオ、2020 年 18.5GW、2030 年 31.6GW 導入目標

表 3 住宅用太陽光発電の導入目標

単位:GW (GW=100万kW)	住宅用太陽光発電 10kW以下	産業用・公共用 太陽光発電	累積導入量
2007年実績	1.52 GW	0.39 GW	1.92 GW
2020年目標	18.5 GW	18.5 GW	37.1 GW
2030年目標	31.6 GW	47.4 GW	79 GW

出典：太陽光発電協会，日本における太陽電池出荷量の推移、および IEA-PVPS, 2009, *Trends in Photovoltaic Applications, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*. IEA.

導入量を、2020 年には現在の累積設置量の約 20 倍、2030 年に約 40 倍にすると設定した。このうち住宅用太陽光発電を 2020 年に目標導入量の 5 割、2030 年に導入目標量の 4 割に導入すると設定した。住宅用太陽光発電の目標導入量は、2020 年までに 18.5GW、2030 年には 31.6GW と設定した (図 14、表 3)。

住宅用太陽光発電には FIT を導入する。「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について (提言)」は、日本の太陽光発電の導入目標を、2020 年には 37GW (1GW=1000kW)、2030 年に 79GW と設定している (低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会, 2009)。今回の試算でも、この数字を参考に導入目標を設定した。

日本における太陽光発電の累積設置容量は、2007 年現在で 1.92GW である (IEA-PVPS, 2009)。このうち 1.52GW 程度が住宅用太陽光発電であると推定する。現在、日本の累積設置容量の約 8 割が住宅屋根用の太陽光発電である。しかし、今後 2020 年までに、全体で 79GW もの大量の容量を導入していく場合、住宅用システムが従来どおり、累積設置容量の 8 割を占める続ける

ことは、設置コストの点からみて困難がある。大量の設置容量は、大規模な産業用・公共用システムを導入することによって支えられる必要がある。ここでは、ドイツの経験を参考にして、住宅用システムは、2020年に累積設置容量の5割、2030年には累積設置容量の4割を満たすことで、目標量を達成すると仮定した<sup>2)</sup>。

住宅用太陽光発電の設置容量は、2020年の18.5GW、2030年の31.6GWの目標導入量に向かって、ほぼ直線的に増加させるシナリオとする。通常、導入容量は、指数関数的に増加する。しかしFIT制を導入する場合は、スペインやドイツに見られるように、きわめて急激に普及を遂げることも可能である。FITは政策的に創出された市場だからである。加えて、より早期に温室効果ガス排出削減効果を得るためには、早期導入が不可欠である。以上の理由により、ここでは、導入目標量に向けて、累積設置容量をほぼ直線的に増加させるという仮定で試算する。

## 2. 住宅用太陽光発電に対する FIT の買取条件

住宅用太陽光発電に対する FIT の買取条件は、次のとおりに設定した。

①買取対象は10kW以下の住宅用太陽光発電システムとし、余剰電力に限定せず、発電量全量を買取る。この点で、2009年11月1日から実施される余剰電力買取制度とは異なる。FIT制は2010年から買取を開始する。2009年までに太陽光発電を設置済みのシステムであっても、2010年に新規設置したものとみなして、2010年の買取価格（tariff）を適用する。

②買取期間は、20年とする。ただし2009年までに設置済みのシステムについては、買取期間を10年とした。

③2010年の買取価格は60円/kWhとする。この60円/kWhの買取価格のままで、以後20年の買い取りを実施する。買取価格は全国一律とした。これによって、20年間の売電収入が設置時点で確定し、初期投資の回収について、予見可能性をほぼ100%与える。この点が、現行の余剰電力買取制との最大の違いである。

④早期導入を促すため、新規設置システムからの買取価格は、設置が一年遅れるごとに毎年一定の割合で逡減させる。最初の四年間は、設置が一年遅れるごとに買取価格を毎年6%で逡減させ、次の4年間は年8%、次の4年間は毎年9%で逡減させるとした。2011年に新規設置のシステムに対する買取価格は、56.4円/kWhとなる。

⑤家庭用電力料金は、2010年24円/kWhを想定し、以後、年0.5%で電気料金が値上がりすると仮定した。これにより電気料金は、2021年に25.35円/kWhとなる。他方、条件④により、買取価格は、24.5円/kWhとなり、家庭用電気料金よりも安くなる。したがって、2021年に、FIT買取価格は、grid parity（グリッド・パリテイ、電気料金同等）となる。

⑥grid parityとなった以後も、2025年まで、FITを継続する。ただし、2022年以降に設置したシステムについては、第一に自家消費を促し、余剰電力のみ買取る。余剰電力と自家消費の割合は、半々とした。

⑦電気消費量は、「長期エネルギー需給見通し」における「最大導入ケース」の発電電力量（電気事業用）の推移と同じ変化率で、電気事業用電力需要が推移すると仮定した（総合資源エネ

ルギー調査会・需給部会, 2008)。「長期エネルギー需給見通し・最大導入ケース」では、2020年から2030年にかけて、発電電力量は12%減少する。本稿では、これに準じて、電力消費量も12%減少すると仮定した。電力消費量が2020年水準のまま推移する場合に比べて、電力消費量が2020年以降、減少する場合、1kWhあたりのFIT分担金が高くなる。

⑧買取費用に関して、FIT開始以前に設置されていた既存システムからの買取費用は、大きな負担となる。2009年末で、住宅用システムの累積設置容量が約2GWになると予測すると、既存システムからの買取だけで、毎年1200億もの買取費用を要する。このため、今回のシナリオでは、既存システムからの買取は10年にとどめ、2010年に新規設置のシステムからのみ、20年間の買い取りを行う<sup>3)</sup>。

⑨買取価格については、システム費用の回収年数10年、あるいは、年間売電収入がシステム価格の10%程度を実現するように設計した。現在のシステム費用は、新築住宅用で約52万円/kWp、既築住宅で約63万円/kWpで、一部の大量生産メーカーおよび住宅メーカーの新築用システムでは、約50万円/kWpの価格も見られる。新築システムを含めれば、システム設置費用の回収年数10年を実現するには、52円～60円/kWhの買取価格が必要となる。他方、日本における住宅用システムの新規設置容量の約7割は、既築住宅向けである。したがって、既築住宅用システムで、回収年数10年を実現する買取価格が必要である。

年6%の逡減率により、買取価格を60円/kWhで開始しても、55円/kWhで出発しても、買取価格は事実上、約1年の違いにとどまる。またFIT開始当初は、取り付け工事を行う設置業者側の供給能力が、需要に追いつかない可能性がある。この点を考慮して、2010年の買取価格は、60円/kWpで開始すると設定した。

⑩前述のとおり、住宅用システムに限らず、太陽光発電の大量普及のためには、FITだけで、最低でも10年の回収年数を実現することが必要である。自治体レベルの助成金は、付加的支援と位置づけるべきである。その理由は、助成金が無い自治体も存在すること、自治体の予算には限界があり、需要が予算枠を超過する場合は、補助を受けられない家庭がでるためである。大量の新規設置を実現するには、太陽光発電を設置する家庭が等しく約10年で、設置費用を回収できるミニマムの条件を確保することが必要である。

⑪ここでは、国補助金を除外して、FITだけで回収年数10年となるように買取価格を設定した。その理由は、第一に、大量の新規設置を進めていけば、現行の国補助金を続けることは、数年のうちに財政的に困難になると考える。第二に、2005年に新エネルギー財団の補助金が廃止された事実を示されるように、単年度会計方式の国補助金では、支援の規模および継続性に保証がないからである。再生可能エネルギーに対する支援制度が普及効果をあげる上で重要なのは、制度の安定性、継続性、および投資者にとっての予見可能性である。支援制度のstop and go、あるいは支援制度の縮小、廃止、中断は、制度に対する投資者の信頼を損ない、普及効果を低くすることが欧州の経験でも確認されている(Commission of the European Communities, 2008; 2009)。

## V. 住宅用太陽光発電からの FIT 買取費用

### 1. FIT 買取補償額、および FIT 超過負担額

①目標導入量に向けて住宅用太陽光発電を導入する場合の買取費用を試算する。太陽光発電に対する FIT 実施によって、純粹に追加的に発生する負担は、[FIT 買取補償額 - 火力発電燃料費 = FIT 超過負担額] である。この FIT 超過負担額が、電力消費者が等しく負担すべき FIT の買取費用となる。

② FIT 買取補償額および超過負担額の試算結果は、図 15 のとおりである。FIT の買取期間は 20 年としたため、初年度の 2010 年に新規設置したシステムからの電力買取が終了するのは、2029 年であり、FIT の買取補償額が減少を始めるのは、2030 年からである。ここでは、火力発電燃料費として、石炭発電燃料費 ¥5/kWh を FIT 買取補償額から差し引いて、FIT 超過負担とした。

③ FIT 超過負担額は、2015 年には、約 4930 億円、2020 年には約 6030 億円、2030 年には 6200 億円程度になる。2019 年には、2009 年までに住宅用システムを設置済みの世帯から、¥60/kWh で 10 年間の買取が終了するため、FIT 買取補償額および FIT 超過負担額は、一旦、減少する。

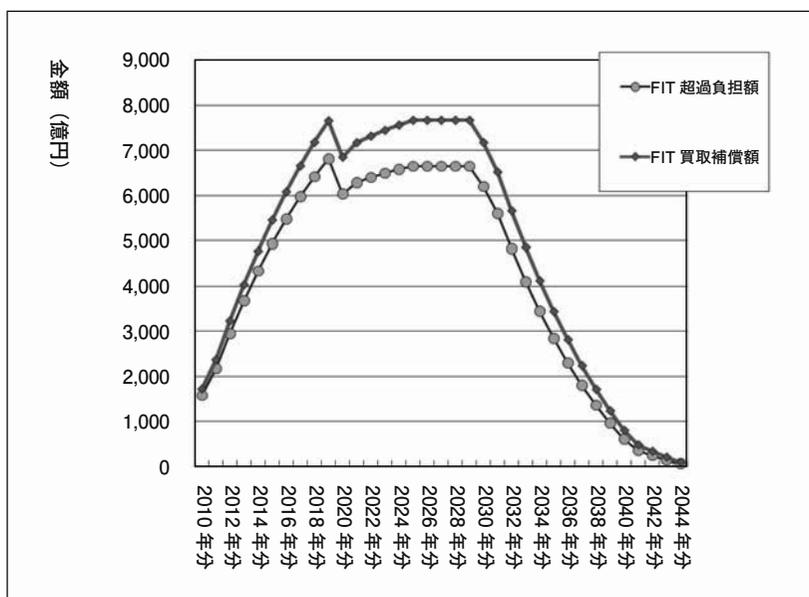


図 15 住宅用太陽光発電からの FIT 買取補償額、FIT 超過負担額の推移

電力消費者に対する FIT 超過負担額の負担は、実際には、翌年に請求される。

### 2. 1kWh あたりの FIT 分担金、電力集中型企業に対する特恵が FIT 分担金に与える影響

①電力消費者の FIT 分担金は、電力消費 1kWh あたりの超過負担額である。すべての電力消

費者が FIT 超過負担を均等に負担する場合、FIT 分担金は、2015 年に 0.5 円/kWh、2020 年には 0.6 円/kWh、2025 年には 0.7 円/kWh、2030 年には、0.7 円/kWh となる。最高額は 2029 年の 0.8 円である。これ以後は、買取期間を満了するシステムが出るため、FIT 超過負担額は急速に減少する（図 16）。

②ドイツの EEG 法では、電力集中型企業および鉄道企業に対して、FIT 分担金の負担を一定範囲で減免している。2008 年のデータでは、ドイツの最終電力消費量の約 16% に対して、特恵を認めている。ドイツの実績を参考にして、最終電力消費量の 15% に特恵を行う場合の影響を試算すると、2015 年の FIT 分担金は、約 0.6 円/kWh、2020 年には約 0.7 円/kWh、2025 年には約 0.85 円/kWh、2030 年には約 0.8 円/kWh となる。最高額は 2029 年の 0.9 円/kWh である。

③特恵を実施することによる FIT 分担金の増加額は小さなものである。分担金の増加額は、2015 年で 0.09 円/kWh、2020 年で 0.1 円/kWh、2025 年に 0.13 円/kWh、2030 年には 0.13 円/kWh、最大でも、2029 年の 0.14 円/kWh である。電気消費量の世帯当たり平均（一か月に 467kWh）でみれば、一世帯あたり特恵実施により、一月に 63 円の追加負担が発生するにとまる。最終電気消費量の 15% 程度であれば、特恵による家庭への影響は軽微である。

以上から、日本企業の国際競争力を維持するために、電力集中企業に対し特恵を与えることは必要であり、許容できるものである。また、CO<sub>2</sub> 排出削減に向けて、自動車輸送から鉄道輸送に転換を進めるためにも、特恵を実施することは必要である。

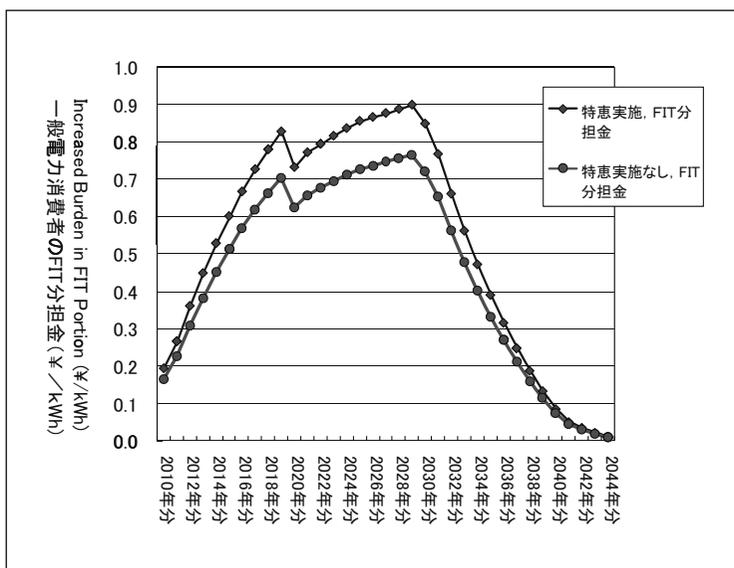


図 16 電力消費 1kWh あたりの FIT 分担金、電力集中型企業に対する特恵を与える場合の FIT 分担金

住宅用太陽光発電に対する FIT 導入による電力消費者の FIT 分担金 (1kWh あたり)。電力集中型企業に対して特恵を実施する場合と実施しない場合の FIT 分担金の比較。特恵実施は、最終電気消費量の 15% に対して、FIT 分担金の負担を免除した場合について、一般電力消費者の FIT 分担金を示す。

### 3. 一か月あたりの家庭の FIT 分担金

① FIT 導入にともなう家庭の FIT 分担金を試算する。一月あたりの家庭の FIT 分担金は、図 17 のとおりである。日本の世帯は 2007 年に、年間約 5600kWh の電力を消費している（日本エネルギー経済研究所、2009, p.95）。FIT 実施に伴う費用をすべての電力消費者が均等負担する場合、月 467kWh 消費する世帯（年間 5600kWh 消費の世帯）では、FIT 分担金は、2015 年分で 238 円、2020 年分で 291 円、2025 年分で 340 円、2030 年分で 337 円となる。

② ドイツ環境省（BMU）は、年 3500kWh を消費する世帯を標準モデル世帯として、EEG 分担金（FIT 分担金に相当するもの）を開示している（BMU, 2009a）。ドイツとの比較の便宜のために、年 3500kWh（月 292kWh）を消費する世帯の FIT 分担金を示すなら、1 ヶ月の FIT 分担金は、2015 年分で 149 円、2020 年分で 182 円、2025 年で 213 円、2030 年分で 211 円となる。最高額は、2029 年の 357 円／kWh である。

住宅用太陽光発電システムを大量に導入し、かつ優遇的な価格で電力を買い取る今回のシナリオであっても、FIT 分担金は、2030 年でも 200 円程度で収まる。ただし、ここでの一ヶ月あたりの FIT 分担金額は、電力集中消費型企業に対する減免を行わず、すべての電力消費者が均等に FIT 超過負担額を分担する場合の負担額である。

③ 新規設置システムからの FIT 買取価格は、毎年、6%～9%で逡減させると設計した。しかし、いったん設置されたシステムからの買取は 20 年間続いたため、ある年度の電力 1kWh あたり

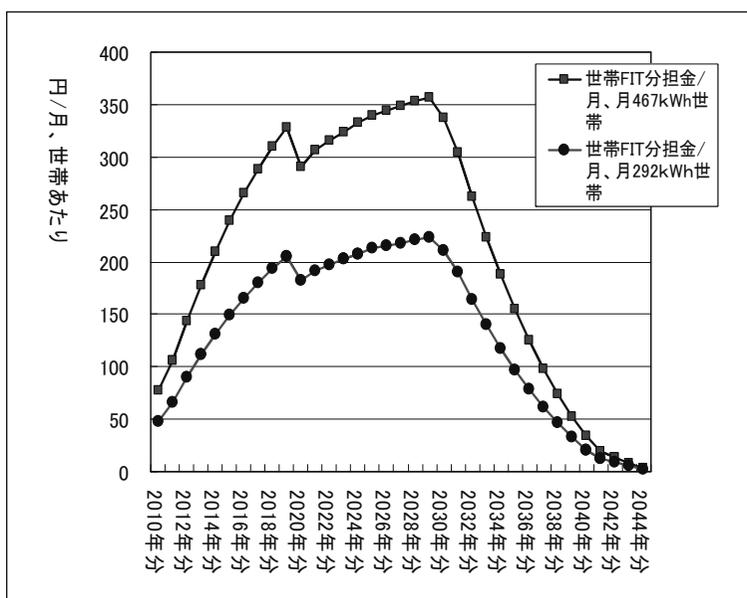


図 17 世帯あたり一ヶ月の FIT 分担金（円／月）

一月に 467kWh（年 5600kWh）は、日本の電力消費量の世帯平均値。一月に 292kWh を消費する世帯（年間 3500kWh の消費）は、モデル世帯。電力集中型企業に対する特恵は行わず、すべての電力消費者が FIT 超過負担額を均等に負担する場合の分担金の金額を示す。

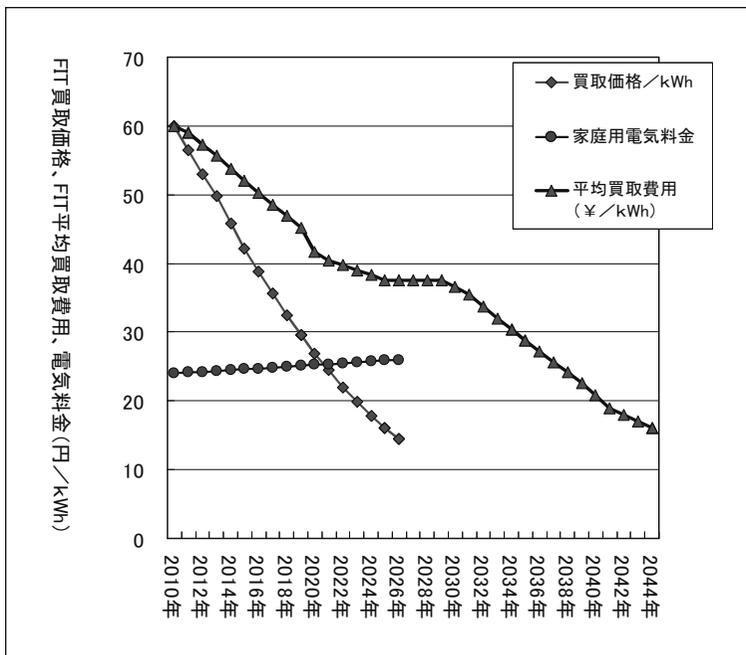


図 18 FIT 買取価格、FIT 平均買取費用、家庭用電気料金の予測

の FIT の平均買取費用は、新規システムに対する買取価格 (tariff) とは異なるものになる (FIT 平均買取費用)。FIT 買取価格は逡減制により急速に低下し、前述のとおり、2021 年には、家庭用電気料金よりも低くなる。しかし、太陽光発電 1kWh あたりの平均買取費用は、FIT 買取価格よりもはるかに緩やかに低下する (図 18)。FIT においては、買取費用の負担は非常に長期に及ぶことが特徴である。

## VI. 住宅用太陽光発電に対する FIT 導入の環境効果と経済効果

### 1. FIT 導入による CO<sub>2</sub> 排出回避量

①太陽光発電の電力は、それに相当する火力発電に要する化石燃料の購入を節約することができる。住宅用太陽光発電に FIT を導入した場合の CO<sub>2</sub> 排出の回避量を試算する。太陽光発電は、化石燃料火力発電と代替させるものとし、石炭火力、石油火力、天然ガスと代替する。原子力発電とは代替しない<sup>4)</sup>。

②化石燃料火力発電との代替は、2007 年の電力会社 10 社の汽力発電用燃料実績 (「平成 19 年度会社別汽力発電用燃料実績」、電気事業連合会統計委員会、2008) に基づいて、石炭火力、石油火力 (重油、原油)、LNG 汽力、LNG 複合発電と代替させるものとした。2007 年の燃料消費実績によれば、これら 4 種類の化石燃料の使用割合は、燃料源別に発熱量換算して、次のとおりであった。

石炭 31.6%、重油 10.4%、原油 9.5%、LNG 48.5%（発熱量換算、以上で合計 100%）  
 LNG の消費量は、LNG 汽力発電と LNG 複合発電がそれぞれ 50%、50%の割合にあると仮定した。  
 これら 4 種類の燃料消費量（発熱量換算）のシェアに応じて、各発電方式の CO<sub>2</sub> 排出量に重み付けをおこなった。発電端投入熱量でみたライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量は、次のデータを用いた（新エネルギー・産業技術総合開発機構、2005）。

石炭火力発電 975.2 (g-CO <sub>2</sub> /kWh)	石油火力発電 742.1 (g-CO <sub>2</sub> /kWh)
LNG 汽力発電 607.6 (g-CO <sub>2</sub> /kWh)	LNG 複合発電 518.8 (g-CO <sub>2</sub> /kWh)
太陽光発電 53.1 (g-CO <sub>2</sub> /kWh)	

$[975.2 \text{ (g-CO}_2\text{/kWh)} \times 0.316] + [742.1 \text{ (g-CO}_2\text{/kWh)} \times 0.104] + [742.1 \text{ (g-CO}_2\text{/kWh)} \times 0.095] + [607.6 \text{ (g-CO}_2\text{/kWh)} \times 0.483 \times 0.5] + [518.8 \text{ (g-CO}_2\text{/kWh)} \times 0.485 \times 0.5] = 728.9 \text{ (g-CO}_2\text{/kWh)}$

発電端投入熱量でみた化石燃料の CO<sub>2</sub> 排出量 = 728.9 (g-CO<sub>2</sub>/kWh)

[化石燃料 CO<sub>2</sub> 排出量] - [太陽光発電 CO<sub>2</sub> 排出量] = [太陽光発電 CO<sub>2</sub> 排出回避量]

728.9 (g-CO<sub>2</sub>/kWh) - 53.4 (g-CO<sub>2</sub>/kWh) = 675.5 (g-CO<sub>2</sub>/kWh)

③以上の前提に基づき、太陽光発電による CO<sub>2</sub> 排出回避量は、太陽光発電 1kWh あたり 675 (g-CO<sub>2</sub>/kWh) とした。住宅用太陽光発電による CO<sub>2</sub> 排出回避量は、CO<sub>2</sub> 換算で、2010 - 2015 年間で 2647 万トン、2016 - 2020 年間で 5030 万トン、2021 - 2025 年間で 6442 万トン、2026 - 2030 年間で 6827 万トンになる（図 19）。2010 年から 2044 年の FIT 終了までの全期間で、累計で CO<sub>2</sub> 排出量を 2 億 8924 万トン回避することができる。

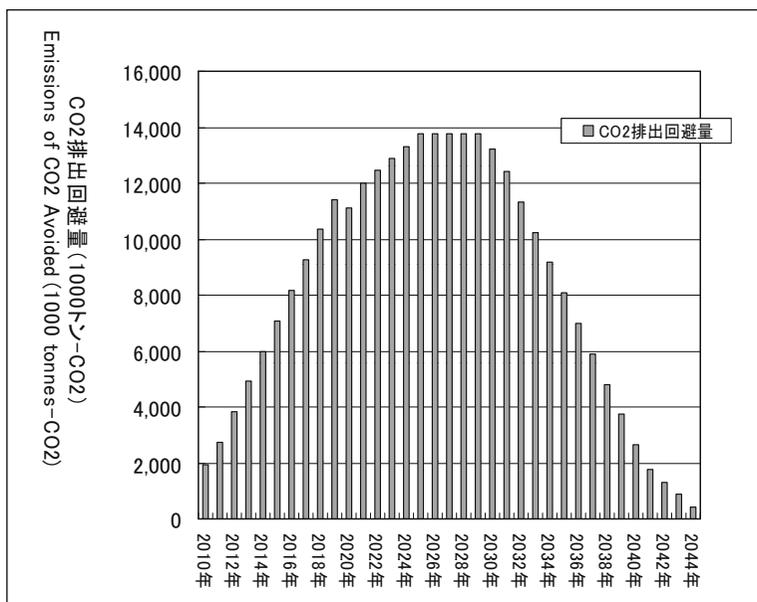


図 19 住宅用太陽光発電に対する FIT 導入による CO<sub>2</sub> 排出回避量

既存システムからの 10 年買取を含む。太陽光発電の電力は、化石燃料火力発電とのみ代替し、原子力発電とは代替しない。CO<sub>2</sub> 排出回避効果は、太陽光発電 1kWh について、675g-CO<sub>2</sub>/kWh として試算した。

## 2. FIT 導入による原油輸入節約量

① FIT 導入に伴う原油輸入の節約量を試算する。太陽光発電による原油節約量は、太陽光発電 1kWh 当たりの原油換算量 = 0.24324 (リットル/kWh) で計算した。計算の前提条件は、下記のとおりである (新エネルギー・産業技術総合開発機構、1998, p.9)。

[太陽光発電の年間原油節約量] (リットル/年) = [太陽光発電の年間発電量] (kWh/年) × [原油換算係数] (kcal/kWh) ÷ [原油発熱量] (kcal/リットル)。

太陽電池アレイ出力 1kW あたりの年間発電量：1000 (kWh/年)

原油換算係数：2250 (kcal/kWh) (ただし、[原油換算係数 2250kcal/kWh] は、火力発電における熱効率 38.1% (1971 - 1999 年平均) の発電端投入熱量である。)

原油発熱量：9250 (kcal/リットル)。

1kW システムの年間原油節約量 = 1000 (kWh/年) × 2250 (kcal/kWh) ÷ 9250 (kcal/リットル) = 243.24 (リットル/年)

太陽光発電 1kWh の原油換算量 = 243.24 (リットル/年) ÷ 1000 (kWh/年) = 0.24324 (リットル/kWh)

太陽光発電の原油換算量を 0.24324 (リットル/kWh) と換算すれば、2010 - 2020 年の期間に、原油輸入節約量は、276 億 6900 万キロリットル、2021 - 2030 年の期間に、原油輸入節約量は、478 億 1900 万キロリットルになる。

②次に、2004 年の発熱効率、発電用原油の発熱量で算定した場合の原油輸入節約量を試算する。資源エネルギー庁は、2004 年における火力発電の発電効率と発電端投入熱量、発電用原油の標準発電量を発表している (資源エネルギー庁、2007)。これらのデータを採用する場合、太陽光発電の原油換算量は、0.2236 (リットル/kWh) となり、前項の原油換算量よりも若干小さくなる。この計算の前提条件は、次のとおりである。

一般電気事業者の火力発電の発電効率 (2004 年)：40.88%

発電端投入熱量 (2004 年)：8.81 (MJ/kWh) = 2104.2 (kcal/kWh)

発電用原油の標準発熱量 (2003 年 - 2005 年)：39.4 (MJ/リットル) = 9410.5 (kcal/リットル)

ただし、1MJ = 238.846kcal、国際定義。発電用原油は、国際標準原油の発熱量 38.721 (MJ/リットル) よりも高い。以上のデータに基づき、1kWh あたりの太陽光発電の原油換算量は、

2104.2 (kcal/kWh) ÷ 9410.5 (kcal/リットル) = 0.2236 (リットル/kWh)

1kWh あたり原油換算量 0.2236 (リットル/kWh) を用いて原油輸入節約量を計算すれば、住宅用太陽光発電に対する FIT 導入により、2010 - 2020 年までに、254 億 3500 万リットルを節約できる。2021 - 2030 年までに、439 億 5800 万リットルの原油輸入を節約することができる。

## 3. FIT 導入による原油輸入費用の節約

① FIT 実施に伴う原油輸入費用の節約額を試算する。太陽光発電の発電量に相当する原油換算量だけ、原油輸入費用を節約する効果が得られる。ただし、原油輸入節約効果は、原油価格によって大きく左右される。原油価格は、2008 年の平均価格では 90.5 ドル/バレル、同年 12 月には、38.6 ドル/バレルに下落し (石油連盟資料、財務省貿易統計参照)、今年 2009 年 10 月

20 日には、80 ドル／バレルとなった。ここでは次の三つのケースを比較した試算した。

ケース 1: 原油輸入価格が、2010 年の 80 ドル／バレルから、年 3% で値上がり続ける場合（名目）。ケース 2: 原油輸入価格が 38 ドル／バレルで安定推移する場合。ケース 3: 原油輸入価格が 90 ドル／バレルで安定推移する場合。太陽光発電の原油換算量は、1kWh あたり、0.24324(リットル／kWh)、1 ドル = ¥90 換算とした。

②初年度の 2010 年時点でも、原油が 1 バレル 80 ドルであれば、FIT 買取補償額の 18% を、原油が 90 ドルであれば、FIT 買取補償額の 21% を回収することができる（図 20）。原油価格が 80 ドルから年 3% で上昇を続ける場合には、2015 年には、FIT 買取補償額の 25% を、2020 年には、FIT 買取補償額の 36% を、原油輸入節約分により回収することができる。

③原油が年 3% で上昇を続ける場合、2020 年の原油価格は、107.5 ドル／バレルになる。100 ドル／バレルは、既に 2008 年に現実の数字になっているため、原油価格が 100 ドル／バレルを越す価格になることは、過大な想定ではない。原油が 80 ドル／バレルから毎年 3% 値上がりする場合、原油輸入節約効果により、2010 年から 2015 年までに、合計で 4753 億円を節約することができ、2016 年から 2020 年までに、1 兆 458 億円もの資金流出を防ぐ効果がある。また、原油が 1 バレル 90 ドルのまま推移しても、2020 年には、FIT 買取補償額の 30% を取り戻すことができる。

④以上の分析から、原油価格が高水準で推移する場合、FIT を実施しても、買取コストの少な

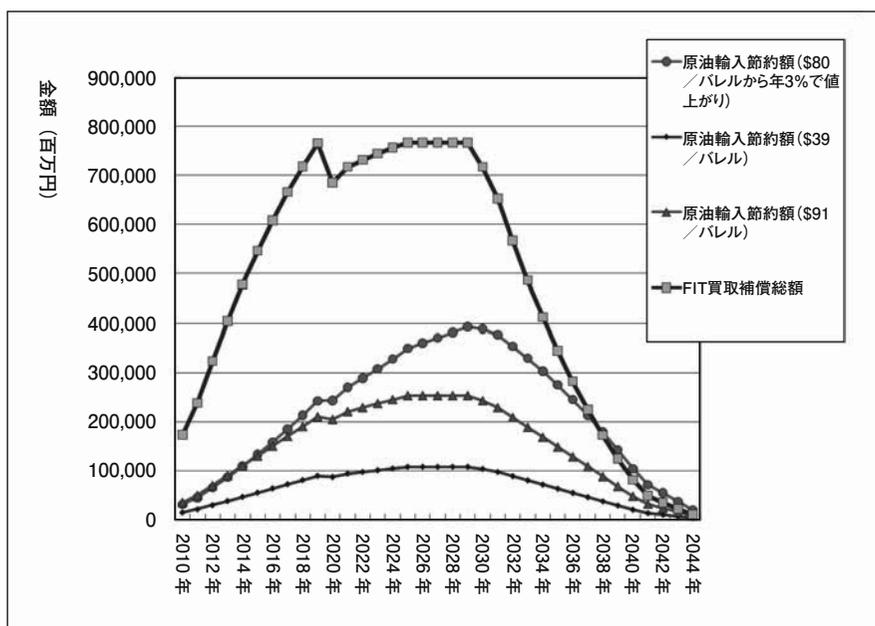


図 20 原油輸入の節約額と FIT 買取補償額の比較

太陽光発電の原油換算量 = 電力 1 kWh あたり、0.24324 (リットル／kWh)。原油価格が 80 ドル／バレルから毎年 3% で値上がりする場合、原油価格が 39 ドル／バレルで安定する場合、原油価格が 91 ドル／バレルで安定する場合の三つのケースについて比較した。1 ドル = 90 円。1 バレル = 158.987 リットル。

りの部分を取り戻すことができる。原油輸入費用の節約効果は大きい。反対に、原油が 38.6 ドル／バレルの場合は、原油輸入節約効果は、2015 年の FIT 補償額の 10%、2020 年の FIT 補償額の 13%にとどまる。この試算から確認できる点は、原油輸入節約額の大小よりも、原油輸入節約額は非常に変動が大きいという問題である。原油価格に左右されないエネルギー構造を構築するうえで、再生可能エネルギー発電の意義を確認できる。

#### 4. FIT 導入による CO<sub>2</sub> 排出権取得費用の節約

①太陽光発電により CO<sub>2</sub> 排出を回避することができれば、CO<sub>2</sub> 排出を回避できるだけでなく、排出権購入によって、貴重な資金が海外に流出するのを回避する効果がある。排出権購入費用の節約効果の算定において、CO<sub>2</sub> 二酸化炭素価格は、The European Climate Exchange (ECX) における EUA & CER Daily Futures (Spot) の価格を参照した (<http://www.ecx.eu/EUA-CER-Daily-Futures>)。排出権購入の方法は各種あるため、実際の排出権が ECX の価格で購入されるわけではないが、ECX の価格は、CO<sub>2</sub> 価格の変動を最も敏感に反映する取引市場のひとつとされているため、CO<sub>2</sub> 排出権価格の一つの目安になる。EUA & CER Daily Futures は、2009 年 3 月

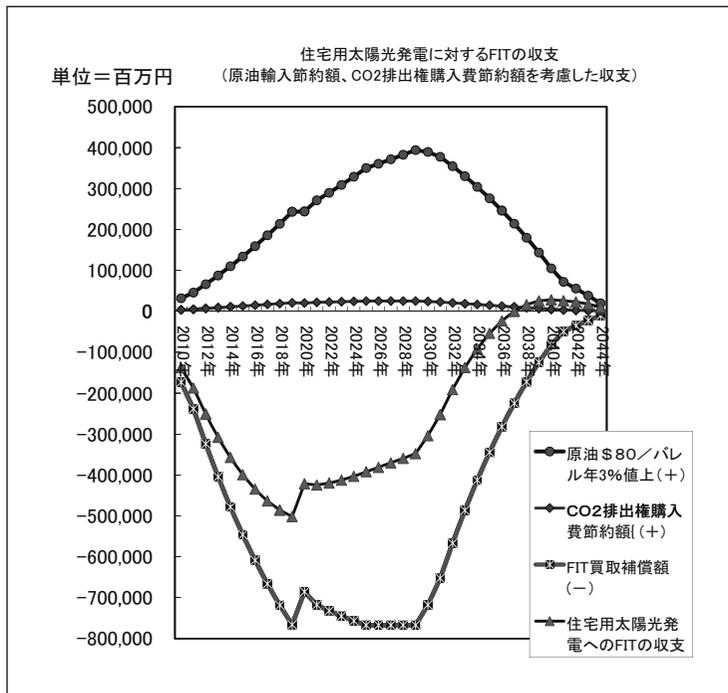


図 21 住宅用太陽光発電に対する FIT 導入の収支

FIT 収支 = 効果 (CO<sub>2</sub> 排出権購入費節約額 + 原油輸入費用の節約額) - 費用 (FIT 買取補償額)。原油価格が 80 ドル／バレルから年 3%で値上がりする場合の原油輸入節約額、および、CO<sub>2</sub> 排出権価格が 14 ユーロ／CO<sub>2</sub>-トンで推移する場合の排出権取得費用の節約額について、FIT 買取補償額と比較した。太陽光発電 1kWh の原油換算量 = 0.24324 (リットル／kWh)。太陽光発電 1kWh あたり CO<sub>2</sub> 排出回避量 = 675g-CO<sub>2</sub> / kWh。1 ドル = ¥90。1 ユーロ = ¥130。原油 1 バレル = 158.987 リットル。

以降は、10.3 ユーロから 15.5 ユーロで推移しており、2009 年 10 月 15 日現在、CO<sub>2</sub>-トンあたり 14.22 ユーロである。

②ここでは、14 ユーロ/CO<sub>2</sub>-トン（日本円換算 1,820 円/CO<sub>2</sub>-トン、1 ユーロ = ¥130）で排出権を購入する場合について、排出権購入費用の節約額を試算した。太陽光発電 1kWh あたりの CO<sub>2</sub> 排出回避量 = 675g-CO<sub>2</sub>/kWh、太陽光発電 1kWh 当たりの原油換算量 = 0.24324（リットル/kWh）で試算した。CO<sub>2</sub> 排出権購入費用の節約額は、2010 年～2020 年の期間に 1335 億円、2021 年～2030 年の期間に 2307 億円になる。

③排出権購入費用節約額を FIT 買取補償額と比較した（図 21）。CO<sub>2</sub> 排出権購入節約額は、FIT 買取補償額に比べて非常に少ない。2020 年でも FIT 買取補償額の 2%であり、2030 年でも 3.4%、2040 年でも 5.9%にしかない。原油輸入節約額と比べて、排出権購入費の節約効果は小さい。CO<sub>2</sub> 排出権購入費の節約効果については、今後の排出権の価格次第である。

④ FIT 制度に対する批判として、買取費用が高く、電気料金が値上りするとの意見がある。そこで、FIT 制度の収支バランスを示す。これは、節約効果である原油輸入費節約額と、CO<sub>2</sub> 排出権購入費節約額の二つの節約額の合計から、FIT の費用である FIT 買取補償額を差し引いて、収支を出したものである。ここでは、住宅用太陽光発電システムの普及に伴う産業効果は考慮していない。FIT 収支をみると、原油輸入費節約分と CO<sub>2</sub> 排出権購入費節約分によって、2010 年ですら、FIT 超過負担額の 20%を取り戻すことができる。2015 年には 27%、2020 年には約 39%、2025 年には 49%、2030 年には 58%を、原油輸入費節約分と排出権購入費節約分によって、回収することができる。FIT 導入に伴う実質的な費用は、FIT 買取補償額よりも、はるかに小さいものである。

## 結論

住宅用太陽光発電の累積設置容量を、2020 年に現在水準の 20 倍、2030 年に 40 倍にする導入目標に対して、FIT を導入する場合の費用と効果を試算した。考察を通じて、次の点を確認した。

① FIT だけでシステム費用の回収年数 10 年を実現する買取価格で、20 年間の売電収入を確定させることが、設置者の投資安全性を確保するうえで、必要である。国補助金、自治体補助金は付加的な支援と位置づけるべきである。買取価格および逓減率については、3 年程度先まで情報を提示し、設置者および投資家に予見可能性を与えることが望ましい。

②買取価格を 2010 年の 60 円/kWh で 20 年間、買い取る場合、石炭火力燃料費分を指し引いた FIT 超過負担金は、2020 年には約 6000 億円、2029 年には 6640 億円程度が必要である。

③ FIT 分担金は、1kWh あたり 2020 年に 0.6 円/kWh、最高額で 2029 年に 0.8 円/kWh となる。家庭の FIT 分担金は、月 292kWh を消費する家庭では、一月に 2020 年で約 180 円であり、2029 年には約 360 円になる。

④電力消費量の 15%について、電力集中型企業に対して特典を実施する場合、FIT 分担金は、上記金額よりも、2020 年に 0.1 円/kWh、2029 年に 0.14 円/kWh 高くなる。一月の家庭の追加

負担額は、60 円程度に収まる。日本企業の国際競争力を維持するには、電力集中企業に対する特恵が必要である。かつ、特恵に伴う家庭の負担増加額は、許容範囲に収まっているといえる。

⑤原油価格が比較的高水準で推移した場合、FIT を実施しても、FIT 買取費用をかなり取り返すことができる。原油が1 バレル 80 ドルで年 3% 値上がりする場合、原油輸入節約分により、2020 年には FIT 補償額の 36% を回収できる。2010 年から 2020 年の 10 年間の累積では、1 兆 5211 億円の資金流出を節約することができる。

⑥ CO<sub>2</sub> 排出権購入費用の節約効果は、FIT 買取補償額に比べて非常に小さい。CO<sub>2</sub> 排出権価格が 14 €/CO<sub>2</sub>-トンの場合、CO<sub>2</sub> 排出権購入費節約額は、2020 年でも FIT 買取補償額の 2% にとどまる。しかし、原油輸入節約額と CO<sub>2</sub> 排出権の購入節約額を合計すると、2020 年には、FIT 補償額の 4 割近く、2030 年には 6 割近くを回収できる。

⑦住宅用太陽光発電において回収年数 10 年を実現するには、他の再生可能エネルギーに比べて、高い買取価格を要する。太陽光発電だけを促進する FIT を導入した場合、買取費用の負担が大きくなる半面、発電量および CO<sub>2</sub> 削減効果を十分に得られない。コストの社会的負担からみて、風力発電、バイオマス発電、地熱発電を含めた各種の再生可能エネルギー源によるバランスのとれた FIT を導入することが必要である。

#### 注

- 1) 太陽光発電設置に補助金を出す自治体は、2009 年 11 月時点で 295 自治体である。全国の自治体総数は、1,772 市町村である（新エネルギー財団，2007 年度住宅用太陽光発電システム設置に対して支援する自治体について．[http://www.solar.nef.or.jp/system/html/sienziteitai\\_3.pdf](http://www.solar.nef.or.jp/system/html/sienziteitai_3.pdf)。および、総務庁、<http://www.soumu.go.jp/gapei/index.html>。accessed 01/11/2009）。
- 2) ドイツは、2008 年の年間新規設置容量 1500MW のうち、10kW 以下の住宅用太陽光発電が約 55%、10～100kW、および 100kW 以上のシステムが 35%、地面設置が 10% 程度を占める。地面設置の多くは、中規模から巨大規模の設置である（BSW、Jan Knaack 氏、および Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE エネルギー政策部長、Stryi-Hipp 氏へのインタビューと提供資料による。2009 年 3 月および 9 月）。つまり大量の太陽光発電の普及は、相対的に導入規模の大きい公共用・産業用システムの大量導入によって、支えられなければならない。
- 3) EEG では、既存システムからの電力は、EEG 法施行年（2000 年）に設置されたものとみなして、新規設置と同様に、発電量全量を買取りしている。EEG 法では、既存システムからの買取期間は、新規設置システムと同様に、20 年である。
- 4) ドイツ環境省による再生可能エネルギー発電に関する CO<sub>2</sub> 排出回避効果の計算においても、太陽光発電は、原子力発電とは代替していない。BMU は、太陽光発電が石炭火力 50%、天然ガス発電 50% と代替するものとして計算している（BMU, 2009a）。

#### 参考文献

Commission of the European Communities, 2008: The Support of Electricity from Renewable Energy Sources. Accompanying document to the proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on

低炭素社会実現に向けた住宅用太陽光発電に対する Feed-in Tariff 導入シナリオ (竹濱)

- the promotion of the use of energy from renewable energy sources. Brussels, SEC (2008) 57. <[http://ec.europa.eu/energy/climate\\_actions/doc/2008\\_res\\_working\\_document\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf)> accessed 10/10/2009.
- Commission of the European Communities, 2009: The Renewable Energy Progress Report: Commission report in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC, Article 4 (2) of Directive 2003/30/EC and on the implementation of the EU Biomass Action Plan. Com (2005) 628, Brussels, COM (2009) 192 final. <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2009:0192:fin:en:pdf>> accessed 10/10/2009.
- BDEW (Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e. V.), 2008a: Erneuerbare-Energien Gesetz (EEG) Jahresabrechnung. <[http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE\\_EEG-Jahresabrechnungen/\\$file/2009-07-27\\_EEG-Jahresabrechnung-2008\\_Internet.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Jahresabrechnungen/$file/2009-07-27_EEG-Jahresabrechnung-2008_Internet.pdf)> accessed 10/10/2009.
- BDEW, 2008b: *Energiemarkt Deutschland, Zahlen und Fakten zur Gas und Stromversorgung*, BDEW.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), 2000: Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act). <<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/res-act.pdf>> accessed 10/10/2009.
- BMU, 2004: Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector of 21 <July 2004. [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_en.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_en.pdf)> accessed 10/10/2009.
- BMU, 2008a, Vergleich der EEG-Vergütungsregelungen für 2009.
- BMU, 2008b: Act on Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector and Amending Related Provisions. <[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2009\\_en.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2009_en.pdf)> accessed 10/10/2009.
- BMU, 2009a: *Erneuerbare Energien in Zahlen, National und International Entwicklung*. <[http://www.bmu.de/files/erneuerbare\\_energien/downloads/application/pdf/broschuere\\_ee\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf)> accessed 10/10/2009.
- BMU, 2009b: *Renewable Energy Sources in Figures*. 80p. <[http://www.bmu.de/english/renewable\\_energy/downloads/doc/5996.pdf](http://www.bmu.de/english/renewable_energy/downloads/doc/5996.pdf)> accessed 10/10/2009.
- BSW, 2008: Statistische Zahlen der Deutschen Solarstrombranche, Photovoltaik. BSW.
- IEA, 2006: *Energy Prices & Taxes*.
- IEA-PVPS, 2009: *Trends in Photovoltaic Applications, Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2008*, IEA.
- Prometheus Institute & Greentech Media, *PV News*, Vol. 28, no. 6, June 2009.
- Wissing, L., 2007: National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2006, IEA-PVPS (International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme). <<http://www.iea-pvps.org>> accessed 10/10/2009.
- 資源エネルギー庁, 2007: 2005年度以降適用する標準発電量の検討結果と改訂値について、2005年度標準発電量表. <<http://www.enecho.meti.go.jp/info/statistics/jukyuu/resource/pdf/070601.pdf>> accessed 10/10/2009.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 1998: 太陽光発電導入ガイドブック.
- 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 2005: 太陽光発電のライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量, <[www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/h/0001h005.html](http://www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/h/0001h005.html)> accessed 10/10/2009.
- 石油連盟, 2009: “主要原油スポット価格. OPEC バスケット価格の推移 (月平均)” <<http://www.paj.gr.jp/statis/data.html>> accessed 10/10/2009.
- 総合資源エネルギー調査会・需給部会, 2008: 長期エネルギー需給見通し. 資源エネルギー庁. 68p.
- 低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会, 2009: 低炭素社会構築に向けた再生可能エネ

ルギー普及方策について (提言). 環境省.

<[http://www.env.go.jp/earth/ondanka/conf\\_re-lcs/rcm/main.pdf](http://www.env.go.jp/earth/ondanka/conf_re-lcs/rcm/main.pdf)> accessed 10/10/2009.

電気事業連合会統計委員会編, 2008: 電気事業便覧, 平成 20 年版. 日本電気協会.

## Scenarios on a Feed-in Tariff Scheme for Residential PV Electricity in Japan

TAKEHAMA Asami

In order to counter climate change, we must increase electricity production from renewable energy sources in the household sector quickly. This paper analyzes scenarios of a feed-in tariff scheme for residential photovoltaic electricity (hereinafter, it is written as PV electricity) in Japan. The paper examines the cost and benefit of the feed-in tariff scheme. First, the paper examines the main features of the German feed-in tariff scheme (hereinafter, it is shown as FIT scheme) for PV electricity. We investigate key factors to increase the capacity of PV installations. Second, the research estimates the cost of FIT/kWh with privilege for electricity-intensive businesses and the cost of FIT per family. Third, the paper calculates the amount of CO<sub>2</sub> emissions avoided through FIT scheme, cost for oil imports avoided, and cost for CO<sub>2</sub> emission credit avoided.

This research proposes a scenario in which 18.5 GW in cumulative PV capacity is installed by 2020 and 31.6 GW by 2030. The scenario proposes an increase in cumulative installed capacity of twenty times by 2020 and 40 times by 2030 from the 2007 level. The research shows the following points:

1) The experiences from the German FIT scheme show that it is important for PV power producers to pay back their PV investments in ten years, and to realize investment security with twenty-year fixed tariffs. The subsidies for PV installation from the central government and local governments must be understood as additional support money. Tariffs must be announced at least three years ahead in order to give predictability for potential PV power producers and investors.

2) We set a tariff for PV electricity at 60 yen/kWh for twenty years (1 US \$ = 90 Japanese yen). The FIT differential cost, which deducts fuel cost for coal-fired power generation from FIT remuneration, is 600 billion yen in 2020. The peak of FIT differential cost will be 664 billion yen in 2029.

3) The amount of FIT surcharge is estimated at 0.6 yen/kWh in 2020. The peak in FIT surcharge would be 0.8 yen/kWh in 2029. The FIT surcharge per month per a standard household (which consumes 292 kWh per month), would be 180 yen in 2020, and will be 360 yen/kWh in 2029. We use a concept of a standard household which consumes 3500 kWh/year.

4) When 15 % of electricity consumption is allowed as privilege to electricity-intensive businesses, the FIT surcharge would be higher than a scenario without privilege, with 0.1 yen/

kWh in 2020, and 0.14 yen/kWh in 2029. The additional amount of FIT surcharge caused by the privilege would be less than 60 yen/month per family. The amount of additional surcharge is in the range of acceptable cost for most families. We confirm that the privilege is necessary for electricity intensive businesses to keep international competitiveness.

5) If high oil prices continue, a substantial part of the FIT cost for remuneration could be paid off through a reduced expense for oil imports. When crude oil continues to increase at 3%/year from the level of \$80/barrel, 36% of the FIT cost for remuneration in 2020 could be paid off through the reduced cost for oil imports. The FIT scheme could avoid 152 billion yen in cumulative expense for oil imports from 2010 to 2020.

6) A small amount of the FIT cost for remuneration would be paid off through reduced expense for CO<sub>2</sub> credit. If the CO<sub>2</sub> price is 14 Euros/CO<sub>2</sub>-ton, only 2 % of the FIT cost for remuneration in 2020 can be paid off. Around 40 % of the FIT cost for remuneration in 2020, and 60% in 2030 would be paid off through the sum of reduced cost for oil imports and reduced cost for CO<sub>2</sub> credit.

7) In order to achieve a 10 year cost-pay-back period in photovoltaic electricity, a much higher tariff is needed than with other types of renewable energy electricity. If a FIT scheme is introduced only for photovoltaic electricity, the FIT cost for remuneration would become much higher than a FIT cost for mixed kinds of renewable energy electricity. The FIT scheme for photovoltaic electricity can generate much smaller amounts of electricity and it can reduce much smaller amounts of expense for CO<sub>2</sub> credit than a FIT scheme for mixed kinds of renewable energy electricity. In order to reduce the burden from a FIT cost for remuneration, this paper proposes to introduce a FIT scheme for various kinds of renewable energy electricity, including wind, biomass, and geothermal electricity.