

参考資料4

太陽光発電の導入方策

目 次

1. 太陽光発電導入ターゲットの設定.....	1
1.1 2050 年を見据えた太陽光発電の大幅導入に向けた考え方	1
1.2 コスト目標を達成するための 2020 年・2030 年までに必要な導入量及びこれを踏まえた導入ターゲット	10
2. 太陽光発電導入ターゲットの達成可能性.....	15
2.1 導入ターゲット達成のための方策の考え方	15
2.2 導入量見込み量の推計方法.....	20
2.3 投資回収 10 年と公共部門への率先導入による導入量の伸びの見込み.....	26
2.4 追加対策による導入量の伸びの見込み（「導入ターゲット達成」シナリオ）	30
3. 投資回収年数が 10 年となる方策	33
3.1 投資回収年数が 10 年となる方策の比較	33
3.2 導入補助金制度と固定買取制度の特徴の比較のための試算シナリオ	35
3.3 支援費用の負担者と費用の発生時期	37
4. 「導入ターゲット達成」シナリオに係る費用.....	45
4.1 固定価格買取制度による「導入ターゲット達成」シナリオの実現.....	45
4.2 支援費用の負担者と費用の発生時期	45

1. 太陽光発電導入ターゲットの設定

1.1 2050 年を見据えた太陽光発電の大幅導入に向けた考え方

2008 年7 月に閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」では、世界全体の温室効果ガス排出量を現状比で2050 年までに半減するという長期目標を提案し、我が国としても2050 年までに現状から60～80%の削減を掲げている。

太陽光発電等の再生可能エネルギーは、長期的な温暖化対策として導入が不可欠である。例えば、国立環境研究所「2050 日本低炭素社会シナリオ：温室効果ガス 70%削減可能性検討」では、2050 年に国内の温室効果ガス 70%削減を達成するために、太陽光発電は最大で173GW（1 億 7300 万 kW）¹の導入が必要との数値が出されている（図 1-1）。

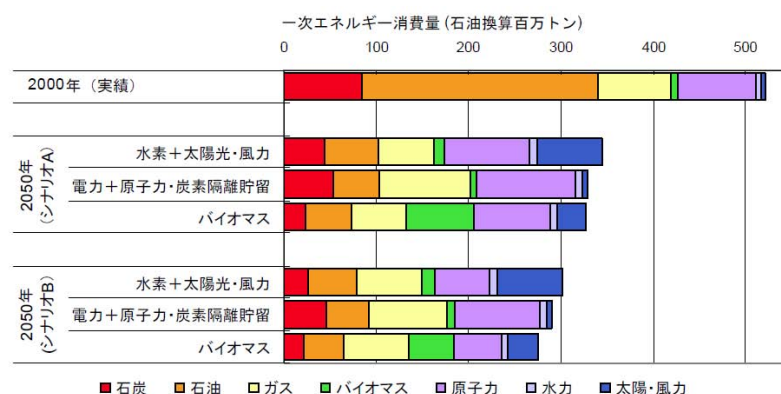


図 1-1 2050 年の一次エネルギー消費量

出典) 国立環境研究所「2050 日本低炭素社会シナリオ:温室効果ガス 70%削減可能性検討」

2020 年・30 年において太陽光発電が火力発電等に対してコスト競争力を有するために、具体的にどの程度までのコスト低下を目指すか（コスト目標）については、IEA 等の分析も踏まえ、2020 年に電力 1kWh あたり 14 円、2030 年に電力 1kWh あたり 7 円と設定した。

¹ シナリオ B：水素+太陽光・風力ケース。設備利用率を 12%として発電電力量に換算すると、約 182TWh。なお、2006 年の我が国全体の発電設備能力は 275GW、発電量は 1,161TWh である。

2020年のコスト目標 14 円/kWh は業務用電力料金並みの価格であり、また、現在の我が国における石油火力発電や天然ガス火力発電の燃料費価格に匹敵する金額である。2030年のコスト目標 7 円/kWh は、2030年には火力発電のコストと同等以下であり、また、現在の我が国における石炭火力発電の燃料費価格に京都メカニズムクレジット価格を上乗せした金額や将来の我が国における石炭火力発電に CO₂ 回収貯留費用を上乗せした価格より十分に低い価格である。

表 1-1 発電コスト目標

2020年	2030年
14円/kWh	7円/kWh
・業務用電力料金と同等 ・石油火力発電や天然ガス火力発電の燃料価格に匹敵	・火力発電単価と同等以上 ・石炭火力発電燃料価格+ CO ₂ 価格より十分安価

このようなコスト競争力を有する太陽光発電が実現した場合には、我が国の温室効果ガス排出削減対策のみならず、我が国発の技術が世界の温室効果ガス排出削減に貢献し、我が国の経済成長、雇用確保、エネルギー安全保障にもつながるという環境、経済、エネルギーの好循環を生み出すことが可能と考えられる。

一般的に、太陽光発電の導入コストには、累積生産量の拡大に伴う量産効果や技術進歩により、習熟曲線に沿って低下するという経験則が適用できることが知られている。これにより、2030年に太陽光発電が火力発電等に対するコスト競争力を有するレベルまで導入コストを低減するために必要な導入量を推計する。なお、輸入は考えないこととする。

2020年、2030年のコスト目標を、設備容量ベースに換算した値は、表 1-2 の通りとなる。ここでは年経費率の算定に用いる年数を、メーカー保証期間までは金融機関から資金が調達可能と考え 10 年とした。

表 1-2 発電量ベースと設備容量ベースのコスト目標

		参考：2002年	2020年	2030年
発電量ベースの導入コスト		～50 円/kWh	14 円/kWh	7 円/kWh
寿命		20 年程度	20 年	30 年
設備容量ベースの導入コスト※1				
返済年数	メーカー保証期間(10年)	71.4 万円/kW (実績 71.0 万円/kW)	25.1 万円/kW	18.8 万円/kW
参考	法定償却年数(17年)		22.8 万円/kW	17.1 万円/kW
	米国法定償却年数(5年)		27.0 万円/kW	20.2 万円/kW
	現金支払(0年)		29.4 万円/kW	22.1 万円/kW

※1 :: 利率 3%、太陽光発電稼働率 12%として、下記の関係式により計算。

年経費率 = 利率 / (1 - (1 + 利率)^{-返済年数})

発電量ベースの導入コスト = (設備容量ベースの導入コスト × 年経費率 × 返済年数) ÷ (8760 × 稼働率 × 寿命)

<コスト目標の参考例①：IEA ロードマップにおけるコスト目標>

IEA の分析において、2050 年に世界全体の温室効果ガス排出量を現状比で半減するためには、太陽光発電の導入コストが 2020 年から 2030 年の間に電力小売り価格として他の発電と同等のコスト競争力を持つことを想定している。

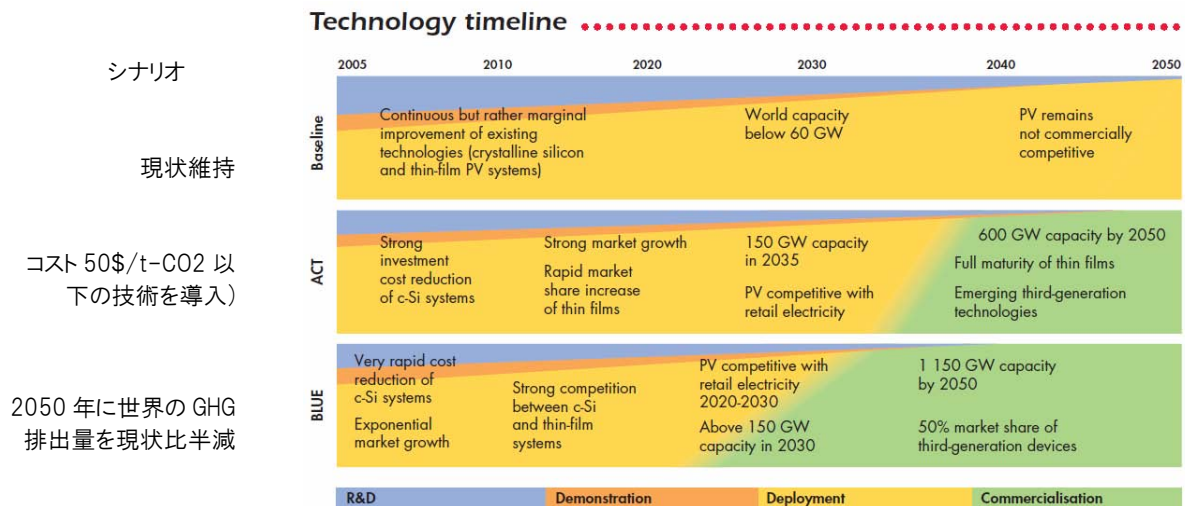


図 1-2 シナリオ別の太陽光発電の普及に向けたロードマップ

<コスト目標の参考例②：NEDO の PV2030 におけるコスト目標>

NEDO「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)」では、2020 年・2030 年のコスト目標として、それぞれ 14 円/kWh（業務用電力料金程度）、7 円/kWh（火力発電原価程度）が掲げられている。

PV2030 では、図 1-3 に示したように、多結晶シリコン→薄膜シリコン→化合物→色素増感等、と太陽電池の世代交代を進めることにより、太陽光発電の経済性を改善していくシナリオを立てている。多結晶系から薄膜系、化合物系への世代交代が起こるのが 2010 年以降、さらに色素増感系等へ交代するのは 2020 年以降と計画している。

モジュール製造コストの開発目標は、2010 年で 100 円/W、2020 年で 75 円/W、2030 年で 50 円/W 未満である。発電コストは 2010 年段階で 23 円/kWh、2020 年で 14 円/kWh、2030 年で 7 円/kWh まで低減される。

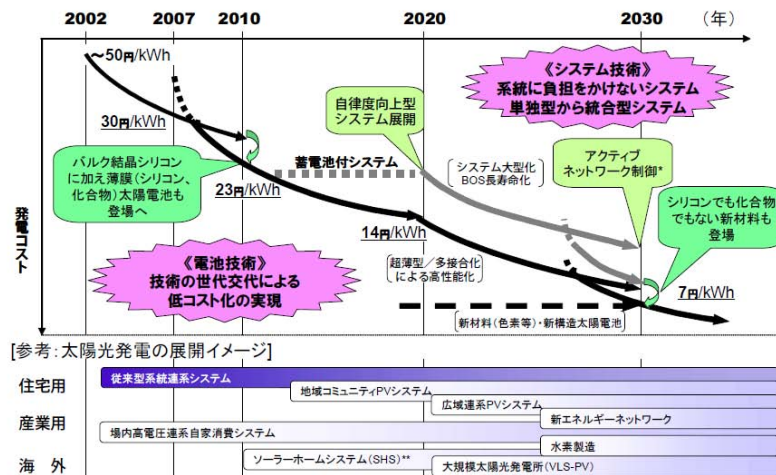


図 1-3 NEDO の PV2030 における 2020 年・2030 年のコスト目標

出典) NEDO 「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)」

表 1-3 PV2030 における技術開発目標

表 1 2030 年に向けた個別技術課題の開発目標

項目	開発目標 (達成年)
モジュール製造コスト低減	100 円/W (2010 年) 75 円/W (2020 年) <50 円/W (2030 年)
モジュール高性能化	
モジュール耐久性向上	寿命 30 年 (2020 年)
原料需給の安定化	シリコン原単位: 1g/W (2030 年)
インバータ	15,000 円/kW (2020 年)
蓄電装置	10 円/Wh (2020 年)

太陽電池モジュール変換効率目標 (%)

太陽電池の種類	2010 年	2020 年	2030 年
多結晶シリコン太陽電池	16 (20)	19 (25)	22 (25)
薄膜シリコン太陽電池	12 (15)	14 (18)	18 (20)
CIS 系太陽電池	13 (19)	18 (25)	22 (25)
超高効率太陽電池	28 (40)	35 (45)	40 (50)
色素増感太陽電池	6 (10)	10 (15)	15 (18)

(カッコ内は太陽電池セルの変換効率目標)

出典) 「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030)」 (NEDO、2004 年 6 月)

このコスト目標は、「Cool Earth—エネルギー革新技術計画」(経済産業省、2008 年 3 月)における革新的太陽光発電の目標にも引き継がれた。「Cool Earth—エネルギー革新技術計画」(経済産業省、2008 年 3 月)のロードマップを図 1-4 に示す。

現時点でマーケットの主流を占めている結晶シリコン系を第一世代、アモルファス系・薄膜シリコン系や化合物系等は第二世代、量子ナノ構造等の新材料系を第三世代と分類している。薄膜シリコン系の将来の開発目標は 2020 年時点でモジュール変換効率 14%、製造コスト 75 円/W、2030 年時点でそれぞれ 18%、45 円/W となっている。これにより、発電効率について 2020 年で 14 円/kWh、2030 年で 7 円を目指すこととしている。

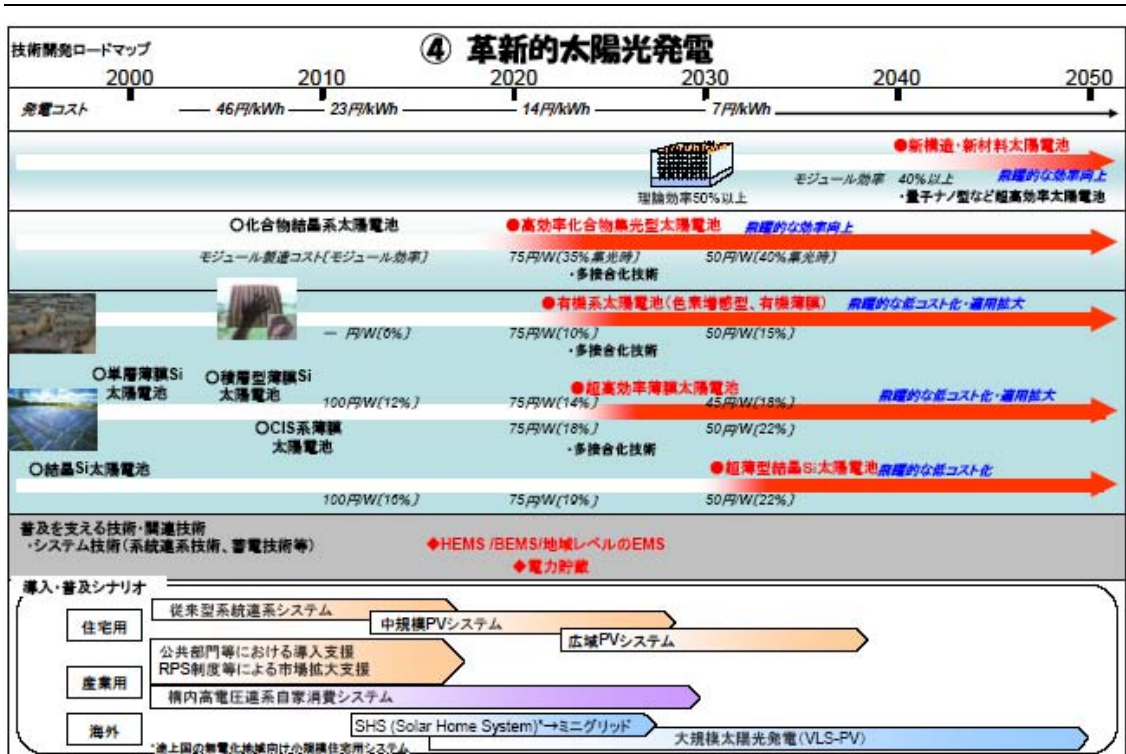


図 1-4 Cool Earth における革新的太陽光発電のロードマップ

出典) 「Cool Earth—エネルギー革新技術計画」(経済産業省、2008年3月)

＜コスト目標の参考例③：欧州太陽光発電プラットフォームロードマップにおけるコスト目標＞

EU 関連機関である欧州太陽光発電プラットフォームでは、表 1-4 に示すように、2030 年までを展望した太陽光発電の研究開発ロードマップを作成している。

2030 年には 0.06 ユーロ/kWh という安い発電単価の実現を目指している。これは卸売価格、すなわち従来型電源の水準を相当する。その際の建設単価は 1 ユーロ/W である。

その途中過程において、2015 年にはそれぞれ 0.15 ユーロ/kWh、2.5 ユーロ/W となっている。この発電単価は小売価格、すなわち電気料金水準に相当する。

表 1-4 欧州太陽光発電プラットフォームロードマップ

	1980年	現在(2005年)	2015年	2030年	長期可能性
ターンキー太陽光発電システム価格 (ユーロ/Wp (2006年)、VAT除く)	>30ユーロ/Wp	5ユーロ/Wp	2.5ユーロ/Wp	1ユーロ/Wp	0.5ユーロ/Wp
太陽光発電コスト (ユーロ/kWh (2006年)、南欧)	>2ユーロ/kWh	0.30ユーロ/kWh	0.15ユーロ/kWh (小売価格と競合)	0.06ユーロ/kWh (卸売価格と競合)	0.03ユーロ/kWh
市販太陽電池モジュール変換効率 (total area)	~8%	~15%	~20%	~25%	~40%
システム・エネルギー回収期間 (南欧)	>10年	2年	1年	0.5年	0.25年

出典) 太陽光発電戦略開発計画 (SRA、2006年9月)

また、ドイツ連邦環境・自然保護・原子力安全省では、表 1-5 に示すように、2020 年までの太陽電池種類毎のロードマップを作成している。

表 1-5 ドイツ連邦環境・自然保護・原子力安全省
太陽電池関連技術開発プログラム (2005年11月)

現状	単結晶系：16.5%	多結晶系：14~14.5%	薄膜系：9%	CIS系：10%
2010年	単結晶系：20%	多結晶系：17~18%	薄膜系：12%	CIS系：14%
2020年	単結晶系：20%	多結晶系：20%	薄膜系：15%	CIS系：17%

注) 上記はセル変換効率

<コスト目標の参考例④：アメリカにおける太陽光発電建設単価の開発目標>

アメリカエネルギー省による太陽光発電建設単価の将来開発目標を図 1-5 に示す。2005 年で 8USD/W であったのに対し、2015 年に 3.3USD/W、2030 年で 2.5USD/W の目標としている。

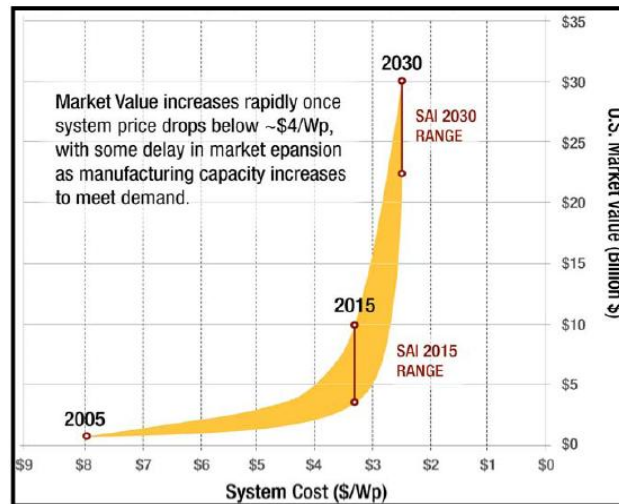


図 1-5 アメリカにおける太陽光発電建設単価の開発目標

出典) Solar America Initiative: A Plan for the Integrated Research, Development, and Market Transformation of Solar Energy Technology (アメリカエネルギー省、2007 年)

また、アメリカエネルギー省による太陽光発電の発電単価の将来開発目標を図 1-6 に示す。

2005 年現在でおよそ 18~32Cents/kWh 程度の発電単価であったのに対し、2010 年で 10~20Cents/kWh、2015 年で 7~10Cents/kWh、2020 年で 5~8Cents/kWh まで発電コストが低減される。これは、およそ 2010~2015 年で住宅・商業電気料金水準まで下がり、2020 年で従来型電源（火力、原子力等）の水準まで下がることを意味する。

特に、2015 年までに 7~10 セント/kWh と設定している点が注目される。これは日欧と比較しても 10 年以上前倒しとなる意欲的な目標設定となっている。ブッシュ政権以来、再生可能エネルギーに対しては消極的とも言われてきたが、昨今のエネルギーセキュリティ政策を推進するために、太陽光発電への R&D 予算も増額されている状況である。

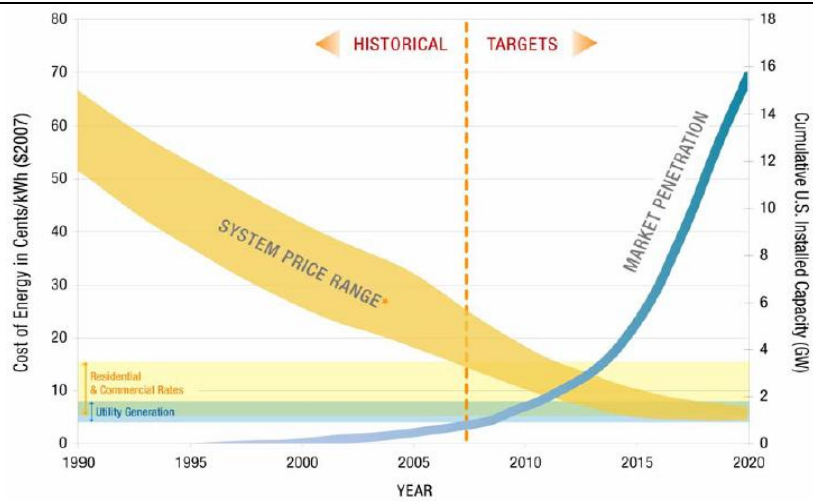


図 1-6 アメリカにおける太陽光発電の発電単価の将来開発目標
 出典) Multi Year Program Plan 2008-2012 (アメリカエネルギー省、2008年4月)

<コスト目標の比較>

以上を踏まえて、ここでは日欧米における太陽光発電システムの開発目標を「設備コスト（施工コストは含まない）」及び「発電単価」の観点から相互比較する。なお、本試算はあくまで各種参考文献に示されたユーロベースあるいはドルベースの開発目標値を為替換算（1ユーロ=127円、1ドル=99円）して補間推計したものである。

システム費用については、図 1-7 より、足下の状況についてはばらつきがあるものの、総じて 2010 年代後半には 30 万円/kW を下回るとの見通しが示されている。しかし、その後は日欧については改善傾向を維持し 2030 年頃には 10 万円/kW 台半ばまで低減される見通しである一方、アメリカについてはそれ程コスト低減が進まない見通しとなっている。

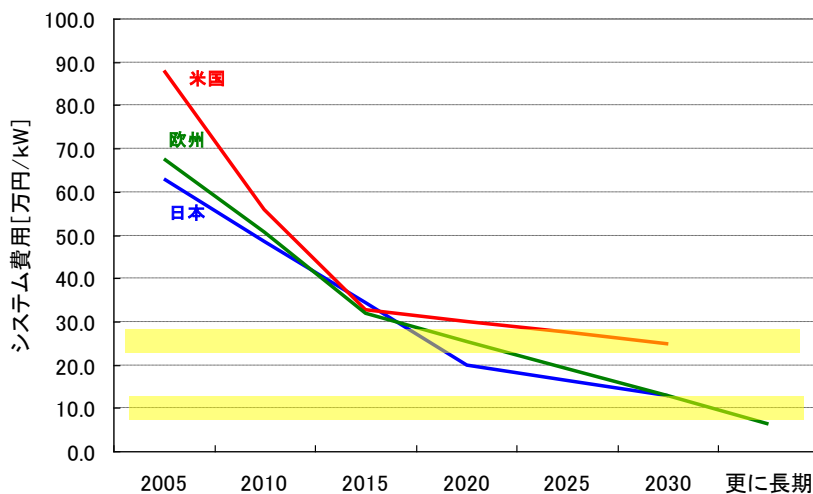


図 1-7 システム費用の低減見通しの比較

また、発電単価については、図 1-8 より、足下の状況については、アメリカが抜きん出て 30 円/kWh を下回っているが、日本及び欧州は 40 円/kWh 程度に止まっている。そして更にアメリカでは発電単価の低減が進むとして、2020 年頃に早くも 5 円/kWh 強に達するとしている。日本及び欧州において同水準に至るのは 2030 年ごろの見通しとされている。

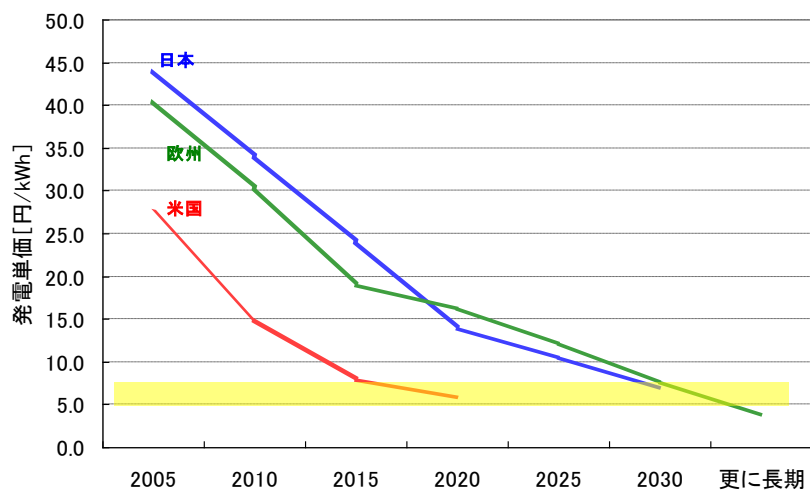


図 1-8 発電単価の低減見通しの比較

1.2 コスト目標を達成するための2020年・2030年までに必要な導入量及びこれを踏まえた導入ターゲット

ここでは、前節で設定したコスト目標を達成するために、国内市場を2020年や2030年にどの程度拡大させることが必要かについて推計を行い、導入ターゲットを設定した。

(1)2020年・2030年までに必要な導入量の算出方法

2020年・2030年までに必要な導入量は、図1-9の推計フローに従って推計した。

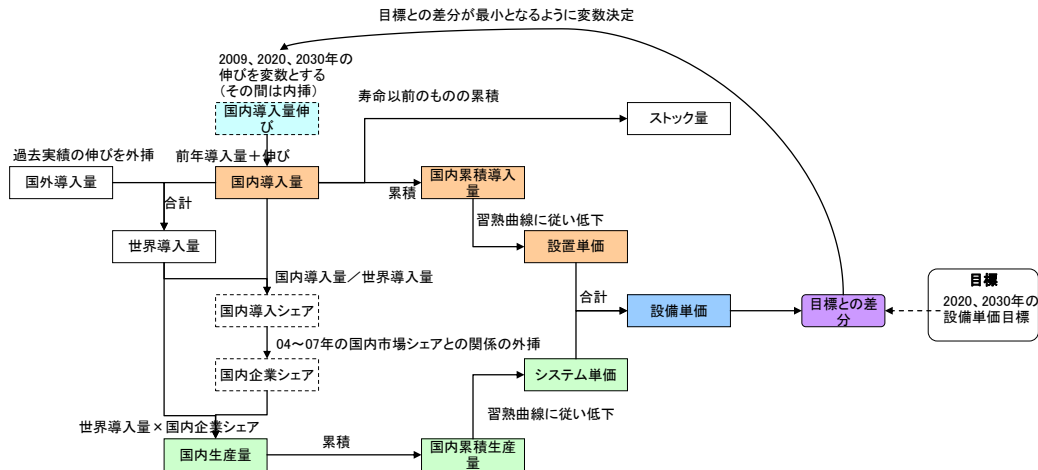


図1-9 コスト目標から導入ターゲットへの推計フロー

① 導入コストの低下の考え方

導入コストは、設備コスト²と施工コスト³に分けられ、それぞれ、

- ・ 設備コスト：太陽光発電設備の累積生産量の拡大に伴って量産効果が働き、低下する。
- ・ 施工コスト：太陽光発電設備の累積導入量の拡大に伴って施工作業の効率性が向上する等により、低下する

と考えられる。

² 製品・機器・システム・設備・モジュールと架台といった用語により呼称されるところのいわゆる太陽光発電設備の価格。

³ 太陽光発電設備を、住宅等の建築物の屋根等に備え付け、これを、稼働できる状態にすることにより、発電の用に供する一連の作業に要する費用。

(1) 累積生産量の増大による設備コストの低下の考え方

習熟曲線は、累積生産量が大きくなるほど、設備コストが低下することを示した曲線である。累積生産量が2倍に拡大したときに設備コストが α 低下するとき、 $1-\alpha$ を進歩率と呼ぶ。

太陽光発電の設備コストの進歩率としては、IPCC 第4次評価報告書では77%、EPIA（欧州太陽電池工業会）⁴では80%、IEAでは83%⁵、が提示されている。

ここで、コスト目標を達成するために2020年・2030年までに必要な導入量の推計にあたっては、太陽光発電の習熟効果による進歩率として上記3パターンの中間値であるEPIAの80%を用いた。

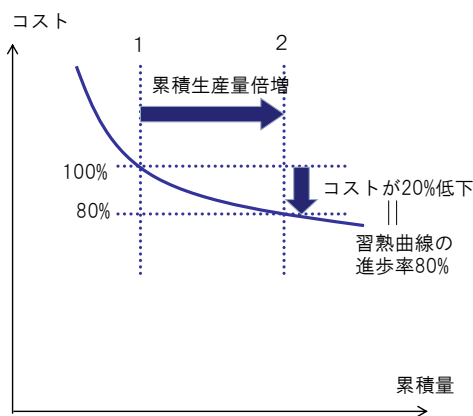


図 1-10 習熟曲線のイメージ

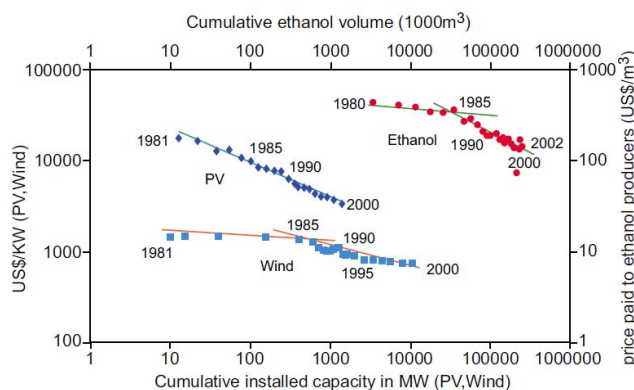


Figure 4.11: Investment costs and penetration rates for PV, wind and bioethanol systems showing cost reductions of 20% due to technological development and learning experience for every doubling of capacity once the technology has matured. Source: Johansson et al., 2004.

図 1-11 IPCC 第四次評価報告書における習熟曲線

出典) IPCC “IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007”, 2007

注：本グラフは、両対数（縦軸・横軸とも対数）目盛りであるため、図 1-10 と同型の曲線が直線で表現される。

⁴ EPIA “EPIA ROADMAP”, 2004

⁵ IEA “Energy Technology Perspectives 2008”, 2008

(2) 累積導入量の増大による施工コストの低下の考え方

施工コストについても、国内導入量の増加に従い、施工手順や資材の標準化による施工業者の習熟によるコスト低下が見込める。また、ハウスメーカーによる太陽光発電の設置に適した住宅の提供も進むと考えられ、この点も施工コストの低下につながる。

施工コストそのものの習熟についての分析が行われている例はないが、ここでは設備コストと同様、80%の進捗率で低減するものとした。

表 1-6 設備コストと施工コスト

	2007年実績[万円/kW]※	低下の要因	進捗率
設備コスト	59.9	国内の累積生産量 (輸出を含む)	80%
施工コスト	9.7	国内の累積導入量 (輸入は考慮しない)	80%

※新エネルギー財団「平成19年度 住宅用太陽光発電システム及び発電電力量等について」より

② 国内導入シェアと国内企業シェアの関係

近年ドイツにおいて、固定価格買取制度の導入により国内需要が急拡大することにより、ドイツメーカーによる生産量も急増しつつあることから分かるように、国内需要の拡大には、国内企業の生産の拡大を誘発する効果があると考えられる。

図 1-12 は、1999 年以降の、世界全体の太陽光発電の導入量に占める我が国の太陽光発電の導入量のシェア（以下、「国内導入シェア」という）と、世界の太陽光発電設備の生産量に占める日本企業の太陽光発電設備の生産量のシェア（以下、「国内企業シェア」という。）との関係を示したものである。

2004 年以降の 4 年間を見ると、国内市場のシェアと国内企業のシェアが共に直線的に減少しており、両者の間に強い相関があるものと認められた⁶。なお、2003 年までは、市場が未熟であったことから、この関係が成り立っていないものと考えられる。

そこで、本推計においては、この 2004 年以降の傾向を用いて、国内導入シェアにより、国内企業シェアが決まるものとして計算を行った。

⁶ このような国内市場のシェアと国内企業のシェア間の正の強い相関がある関係は、半導体産業においても指摘されている。新藤哲雄「半導体産業のパラダイムシフトとイノベーションの停滞」、2006

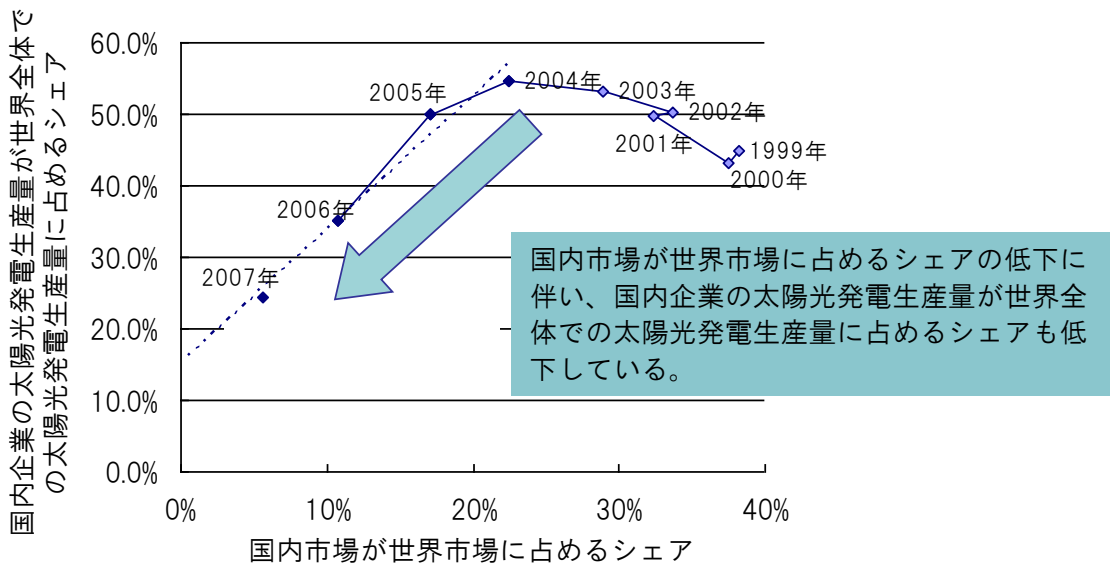


図 1-12 国内導入のシェアと国内企業シェアの近年の動向

③ 国外の単年度導入量の将来推計

日本以外の将来導入量は、EPIA（欧州太陽電池工業会）による世界全体の導入量将来推計の中位ケース（図 1-13）から、日本の導入量分を 2007 年並み(20.9 万 kW/年)であるとして差し引くことにより推計した。

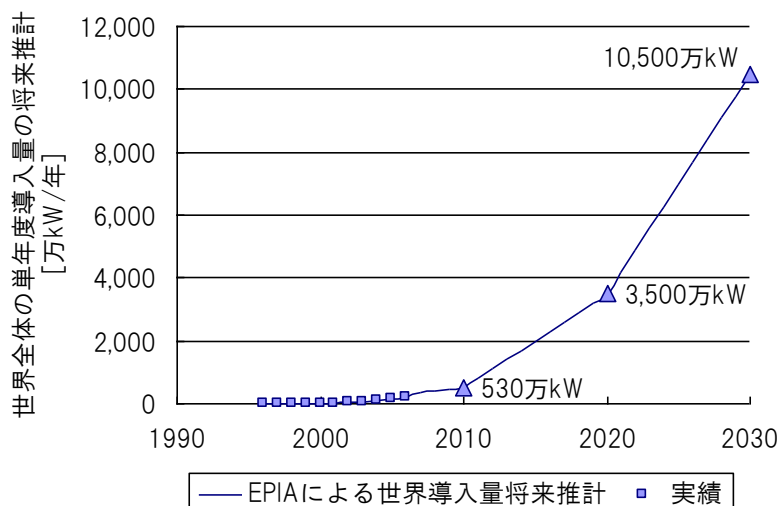


図 1-13 世界全体の単年度導入量の将来推計

出典) EPIA “Solar Generation V – 2008”の Moderate Scenario

(2)必要な導入量及びこれを踏まえた導入ターゲット

以上の①～④の要素を図 1-14 の「コスト目標から導入ターゲットへの推計フロー」に適用し、2020 年、2030 年に必要な累積生産量・累積導入量を算定した。

なお、2010 年度末には長期エネルギー需給見通しによる対策下位ケースの 298 万 kW (73 万 kl)が達成されているものとした。また、2010 年と 2020 年の間、2020 年と 2030 年の間では、導入量の伸び率が直線的に増加するものとした。

推計結果は表 1-7 に示すとおりである。2020 年では約 3,700 万 kW、2030 年では約 7,900 万 kW の導入が必要である（なお、このとき、国内の太陽光発電産業のシェアは、国内企業製品シェア 23%、国内出荷比率 18%と見込まれる）。

これを踏まえ、2020 年の導入ターゲットを 3,700 万 kW、2030 年の導入ターゲットを、7,900 万 kW とそれぞれ設定した。

表 1-7 必要な国内の累積生産量・累積導入量[万 kW]

	cf.2007 年	2020 年	2030 年
必要な累積生産量	472	10,992	31,076
必要な累積導入量	180	3,679	7,929

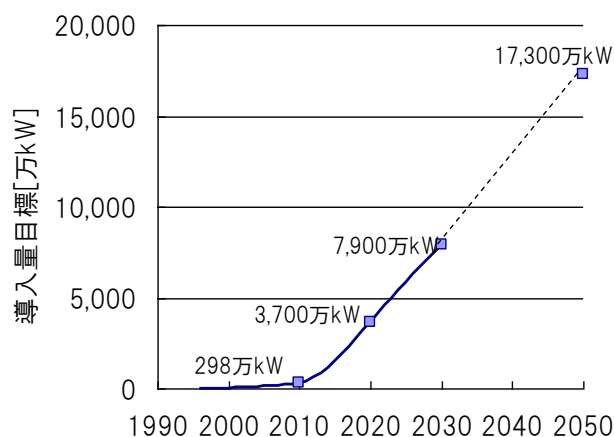


図 1-14 2020 年・30 年のコスト目標から推計した必要な累積導入量

2. 太陽光発電導入ターゲットの達成可能性

2.1 導入ターゲット達成のための方策の考え方

2020年 3,700万kW、2030年 7,900万kW という太陽光発電の導入ターゲットを達成するための政策手段についての分析を行った。

太陽光発電に対する市民・事業者の関心は比較的高いが、導入のネックになっている一番の要因は負担の大きさである。設置者の負担を軽減して導入を促進し、太陽光発電導入ターゲットを達成するためには、

- ・ 追加的なコスト負担への支援による負担軽減
- ・ 公的施設への率先導入を通じたコスト低下による負担軽減
- ・ 技術開発を通じたコスト低下による負担軽減

の少なくとも3つを組み合わせることが必要と考えられる。

電力会社は自主的に太陽光発電による余剰電力（住宅においては太陽光発電の全発電量の56%⁷⁾）を電力料金相当額で買い上げているが、それでも2007年現在の導入コストは、投資回収年数は29年と、平均的な設備寿命20年を上回っており、現状では太陽光発電の導入コストは未だに大きなものとなっている（図2-1）。

したがって、導入コストを軽減させるための方策が不可欠であり、技術開発によるコスト低下のみで導入を拡大していくには時期尚早であると考えられる。

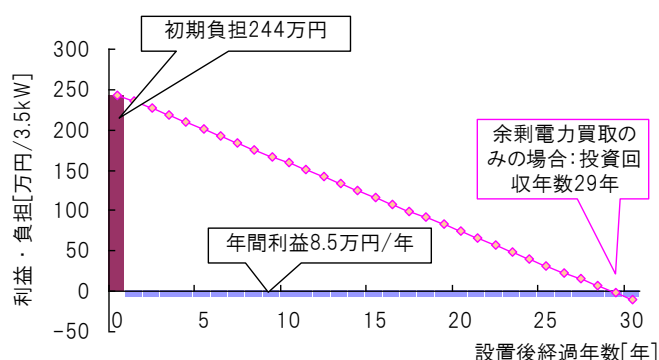


図 2-1 住宅への太陽光発電設備導入の投資回収年数の現状（2007年）

※メンテナンス費を考慮すれば、投資回収年数はさらに伸長する。

⁷⁾ 新エネルギー財団「平成19年度 住宅用太陽光発電システム価格及び発電電力量等について」より

本検討会では、導入コストを軽減させるための方策として、

- ・ 導入を通じた投資回収年数の短縮
- ・ 公共部門における率先導入

により、導入を大幅に拡大させるとの手法をとるものとした。

(1)負担軽減として必要な投資回収年数の引き下げのレベル

① 投資回収年数の受容

投資回収年数と潜在的市場に対する導入の関係については、「太陽光発電設備の導入コストがいくらであれば導入したいか」といったアンケート結果があり、それを用いた。

表 2-1 に示す 3 種類のアンケート事例の結果について、投資回収年数と導入意向率との関係を推計したものを図 2-2 に示す。

実際の導入量は、他の条件等により上下に変動する可能性はあるが、導入するかどうかの判断は、導入コスト総額が 100 万円（投資回収年数およそ 10 年）を切るかどうかで大きく変化することが判る。

表 2-1 太陽光発電導入意向に関する国内アンケート事例

	対象	調査時期
日経 09 アンケート※1	インターネット調査のモニターで持ち家一戸建てに住む 30 代以上 1032 人	2009 年 1 月
日経 08 アンケート※2	日経生活モニター 3300 人	2008 年 8 月
NEF フェスタアンケート※3	新エネルギー財団(NEF)主催「クリーンエネルギー・フェスタ」来場者 2150 人	2000 年 10 月

※1 日本経済新聞 2009 年 1 月 19 日

※2 日経新聞社「日経プラスワン」、2008 年 8 月 16 日

※3 資源エネルギー庁委託調査「平成 12 年度新エネルギー等導入促進基礎調査報告書 新エネルギーコスト及び導入見通しに係る調査」2001 年 3 月

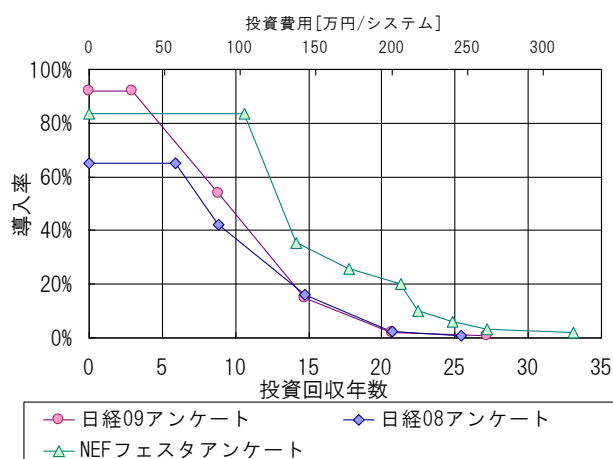


図 2-2 国内アンケート事例による投資回収年数受容曲線

※投資回収年数の算出にあたっては、導入容量 3.5kW、稼働率 12%、電力料金 23 円/kWh、余剰電力買取 23 円/kWh を仮定した。アンケートで販売価格に幅がある場合（50 万円～100 万円なら導入する、等）は、その中間の金額を用いた。

② 投資回収年数の短縮の具体的設定の値

負担軽減支援策により投資回収年数を短縮する場合、「10年」という期間がひとつの目安になる。その理由は下記の通りである。

- ・ 一般市民の設置意向アンケートからは、投資回収年数がおよそ10年を切るかどうかは太陽光発電設備を導入するかどうかの判断に大きな影響を与えると見える（図2-2）。
- ・ メーカーによる太陽光発電モジュールの一般的な保証期間⁸は10年であることから、10年以内に投資回収ができるかどうかは投資家のリスク評価に大きな影響を与える。
- ・ 太陽光発電の設備寿命を20年とすれば、投資回収年数10年は、導入コストに対して2倍（買取期間が20年である場合。また、メンテナンス費は年率1%とする）の累積利益が得られることになる。これは平均年率利回り（複利）で2.6%⁹に相当し、現在の定期預金利率（概ね年率1%以下）や長期国債利回り（1.5%前後）等に比較しても十分高い。

(2)投資回収10年と合わせて実施すべき公共施設での率先導入

公共部門（学校施設、鉄道施設、道路建設など）における導入可能量は4,130万kW¹⁰であり、率先的な導入により2030年時点でこの導入可能量のほぼ全量を顕在化させることにより、導入ターゲットの半分を達成できる。

公共部門での導入のために下記のような措置を講じることが考えられる。

- ・ 公共施設の新築又は増改築時に建築物への再生可能エネルギーの導入を義務化
国又は地方公共団体が所有する建築物等を新築又は増改築する場合には、一定規模以上の再生可能エネルギーの導入を義務づけるとともに、導入が困難な場合には証書等を購入することにより義務を履行する。
- ・ 公共事業一般への導入検討義務化
公共事業を行う際には、行政機関が行う政策の評価に関する法律（平成十三年六月二十九日法律第八十六号）等に基づき、事業の事前評価や再評価を行うこと

⁸ シャープ、京セラ、三洋電機、三菱電機等の国内主要メーカーにおいて、太陽光発電モジュールについて10年間の出力保証を実施している。また、施工等を含めたシステム全体についての10年保証を実施しているメーカーもある。

⁹ この利回りの計算においては、11年目以降も負担軽減支援策が変化しないことを仮定し、かつ20年間の収益を考慮しているため、表3-3に挙げた数値と異なる。計算式は、 $(2 \div (1+1\% \times 20[\text{年}]))^{1/20[\text{年}]}$ 。

¹⁰ 平成15年度新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 非住宅分野における太陽光発電システム技術に関する調査研究（2）」（2004年）

とされている。各省庁は「公共事業の新規事業採択時評価実施要領」及び「公共事業の再評価実施要領」を作成し、これに基づき事業実施者は政策評価を実施している。各省庁の要領を改定し再生可能エネルギー施設導入の検討を義務づけることにより導入を促進する。

- ・ 再生可能エネルギー施設への公共事業費等の利用

再生可能エネルギー施設への建設国債の活用国又は地方公共団体が導入する「再生可能エネルギー施設」を「公共インフラ」として位置づけ、建設国債（財政法（第4条第1項ただし書）に記載してある国の資産を形成するものとして、公共事業費、出資金及び貸付金の財源に充てるために発行される国債）の利用を可能とする。

- ・ 再生可能エネルギー施設に地方債の活用を認め、元利償還金に対する交付税措置を実施

現状では、「再生可能エネルギー施設」は国又は地方公共団体が導入するものであっても「公共インフラ」として位置づけられていない。このため、地方公共団体はNEDOの「地域新エネルギー導入促進事業」から1/2又は1/3の補助をもらって再生可能エネ整備を行っている。この場合、1/2又は2/3が地方公共団体の持ち出しとなるため施設整備が進んでいない。地方公共団体が再生可能エネルギー施設を整備する場合の地方債の活用を認め、元利償還金に対して交付税措置を実施することにより、地方公共団体が再生可能エネルギー施設を整備する際の単年度あたりの負担が軽減され、導入が進む。

(3)革新的技術実用化と導入意向率引き上げのための追加対策

2030年の導入ターゲットは7,900万kWであるが、公共部門における率直的な大量導入及び投資回収年数を10年とするような負担軽減支援によっても、それだけでは達成は難しい。ターゲットの達成のためには、研究開発や技術開発の強化による革新的技術の実用化による導入コスト低減、金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）及び（経済性以外の）再生可能エネルギー導入意義についての普及啓発による導入意向率の引き上げを行うことが必要不可欠である。

上記で挙げた利子補給・低利融資制度や経済的メリットについての普及啓発により、導入率が2倍に向上したときの投資回収年数受容曲線を図2-3に示す。3種類のアンケートのうち、中位の導入率を示す「日経09アンケート」における投資回収年数10年に対する導入率が実現することに相当する。

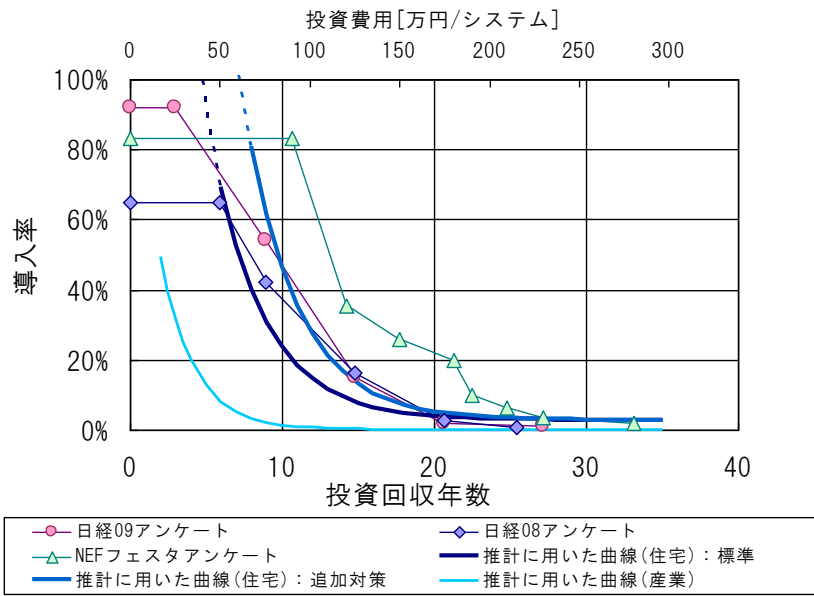


図 2-3 追加対策による投資回収年数受容曲線の上ぶれ (図 2-7 再掲)

2.2 導入量見込み量の推計方法

(1)部門別の潜在的市場

太陽光発電の導入部門を、住宅（戸建、集合住宅）、産業（工場、店舗、倉庫、事務所、その他）、公共などに区分する。これらは、下記の前提に従い太陽光発電を導入するものとする。

- ・ 住宅・産業（民生部門）は、経済的な判断（投資回収に要する年数を受容できるかどうか）により太陽光発電を導入するとした。
- ・ 公共部門における導入可能量 4,130 万 kW は、2030 年の導入ターゲット 7,900 万 kW の半分程度（52%）である。このため、公共部門においては国全体の導入量のうち半分程度を負担すると仮定した。
- ・ ただし、それぞれの導入可能量を超えないものとした。
- ・ 2010 年度末には長期エネルギー需給見通しによる対策下位ケースの 298 万 kW（73 万 kl）が達成されるものとした。

住宅と、産業のうち店舗・事務所・その他の建物については、全物件のうち、日照条件を満たす 60%¹¹に導入可能性があるものとした。

このうち住宅戸建については、新築と既築の一部が太陽光発電設備の潜在的市場である。既築に対しては、太陽光発電設備寿命が 20 年・住宅寿命が約 30 年であることから、新築後 10 年以内の住宅に導入可能性があるが、導入においては予算制約があるものと考えられ、築後 10 年以内に高額の予算を伴う改築を行える住宅は 8%¹²であると推定できるので、これが太陽光発電を導入する潜在的な市場であるとした。

また、集合住宅については、新築住宅への導入のみが潜在的市場であるとし、住民の合意が困難である既築住宅への導入は考慮しないこととした。

以上の想定を、表 2-2 にまとめて記載する。なお、計算に用いた建築物件数の定義は表 2-3 の通りである。

¹¹ 吉田好邦「選好分析による住宅用太陽光発電の普及可能性評価」、2007 年。出所は NEDO 「新エネルギー技術開発関係データ集」 2001 年。

¹² 住宅リフォーム推進協議会「平成 19 年度 インターネットによる住宅リフォーム潜在需要者の意識と行動に関する調査」より、100 万円以上の改修を行った者の比率。

表 2-2 部門別の潜在的市場の想定

部門		導入可能性のある物件（潜在的市場）の条件	導入単位 ※1	導入可能量※2	
民生	住宅	戸建	・日照条件（60%） ・新築時、もしくは築後 10 年以内の高額 の予算を伴う改築（既築全体の 8%） 時に投資判断	3.5kW/件	6,000 万 kW
		集合住宅	・日照条件（60%） ・新築時に建築主が投資判断	20kW/件	5,190 万 kW
	産業 ※3	工場	・全て	50kW/件	3,200 万 kW
		店舗	・日照条件（60%）	10kW/件	2,400 万 kW
		倉庫	・全て	20kW/件	
		事務所	・日照条件（60%）	50kW/件	
		その他	・日照条件（60%）	30kW/件	
公共（学校施設、鉄道施設、道路建設など）	公共部門は、住宅・産業（民生部門）での導入量と同量を導入※4		4,130 万 kW		
合計	—		21,610 万 kW		

- ※1 産業部門の導入単位は、通商産業省試算(1999年)（出典：新エネルギー技術戦略策定調査検討会「エネルギー技術戦略（新エネルギー分野）策定に関する調査研究」2000年）における1件当たり導入量。集合住宅はそのうち最も小さい倉庫と同量とした。
- ※2 「戸建住宅」の導入可能量は、総合エネルギー調査会基本政策小委員会資料(1996年)より。戸建住宅以外の部門の導入可能量は、平成15年度新エネルギー・産業技術総合開発機構「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 非住宅分野における太陽光発電システム技術に関する調査研究（2）」(2004年)より。
- ※3 産業は新築や改築のタイミングに関わらず投資が可能であるとした。
- ※4 公共部門における導入可能量 4,130 万 kW は、2030 年の導入ターゲット 7,900 万 kW の半分程度（52%）である。このため、公共部門においては国全体の導入量のうち半分程度を負担することが妥当であると考えられる。

表 2-3 部門・新築数・既築数の定義

部門	新築数	ストック（新築+既築）数
住宅	戸建	「住宅着工統計」における「建て方」が「一戸建」
	集合住宅	「住宅着工統計」における「建て方」が「長屋建」「共同住宅」
産業	工場	ストック数÷40年（建物寿命）
	店舗	「法人建物調査」における「利用現況」が「工場」
	倉庫	「法人建物調査」における「利用現況」が「店舗」
	事務所	「法人建物調査」における「利用現況」が「倉庫」
	その他	「法人建物調査」における「利用現況」が「事務所」
	その他	「法人建物調査」における「利用現況」が上記以外

(2)推計のフロー

上記の考え方に基づいた推計のフローは下記の通りである。

2010年までの累積生産量を基準に、普及進展によるコストダウン（習熟曲線）とそれによる更なる導入加速（投資回収年数受容曲線）の循環と、それを促進するための政策による2020年・2030年の導入見込量を推計した。

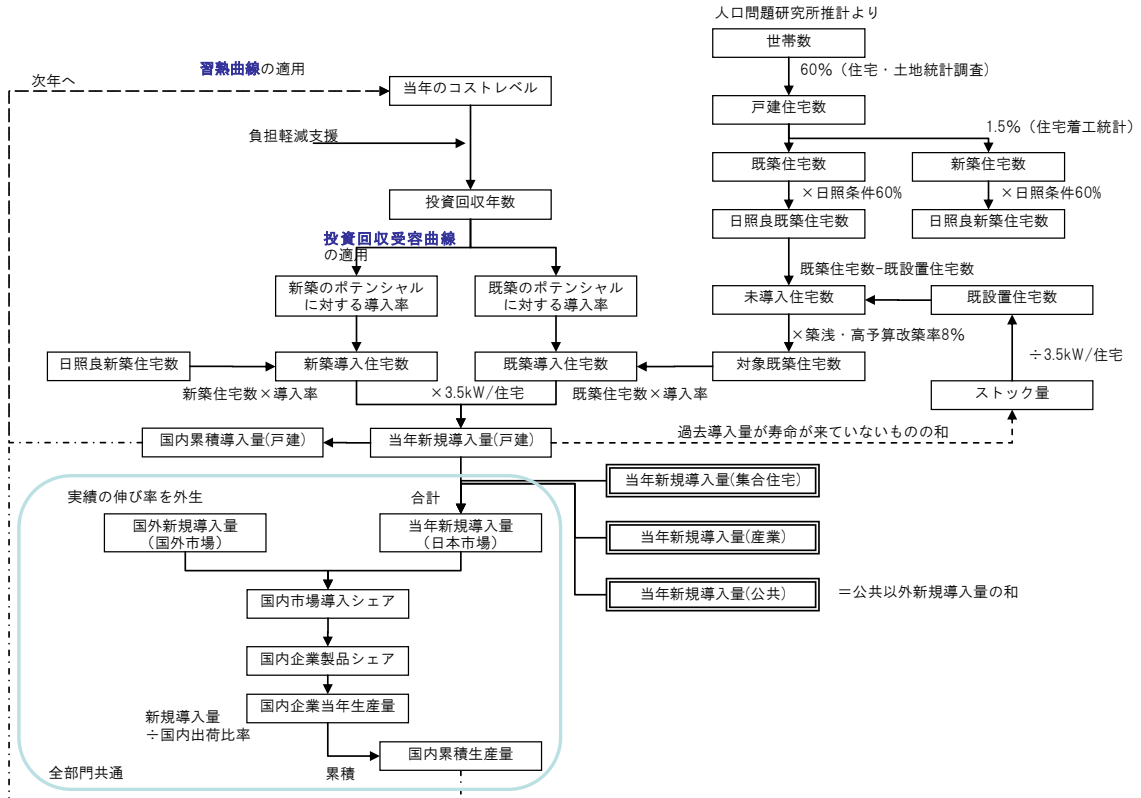


図 2-4 推計フロー(戸建住宅、共通部分)

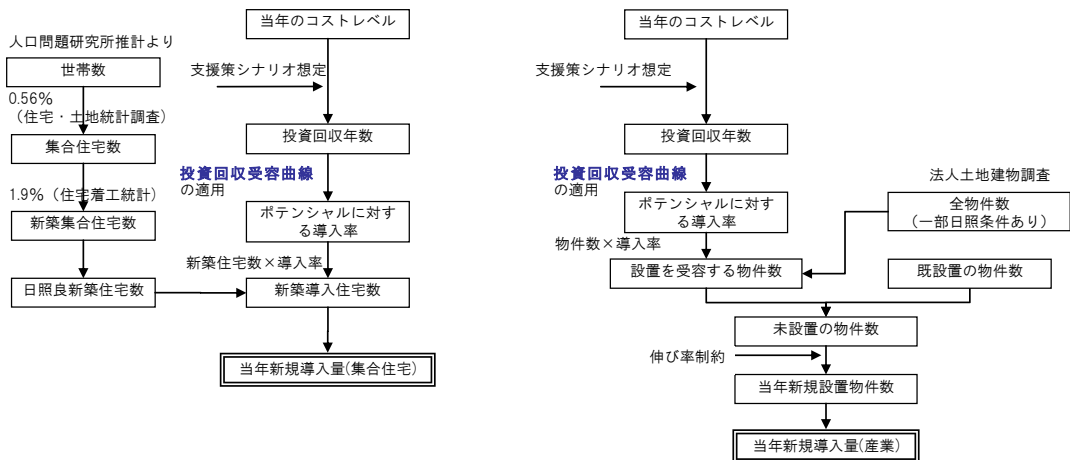


図 2-5 推計フロー(集合住宅、産業)

(3)投資回収年数受容曲線

太陽光発電設備の導入は、投資回収年数を受容できるかどうかにより決定されるとの仮定をおいた。

ここでは、投資回収年数と潜在的市場に対する導入数との関係を示した曲線を、投資回収年数受容曲線と呼ぶ。このような考え方は、DOE/EIA のエネルギー需給見通しモデルに用いられている（データが公表されているのは業務 CHP（熱電併給：Combined Heat and Power）用のみ）。家庭用の機器導入についての事例は少ないが、アンケートにより一般的なエネルギー機器について推計されている例がある（図 2-6）。

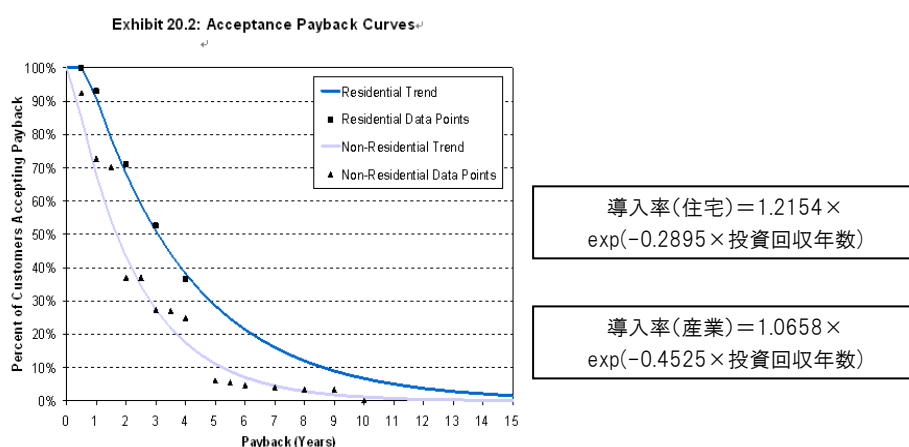


図 2-6 投資回収年数受容曲線の例

出典) Response of the Potomac Electric Power Company to the Maryland public service Commission

<投資回収受容曲線の補正>

図 2-6 の投資回収年数受容曲線の導入率は、図 2-2 に示したアンケートベースの太陽光導入に対する投資回収年数受容曲線の導入率よりも小さい。我が国における太陽光発電の認知度・関心は高いため、導入率は図 2-6 に示した米国における機器の導入率よりも高いと考えられる。

また、経済性以外のメリットにより導入する家庭・事業者もある。これより、図 2-6 の投資回収年数受容曲線を下記の通り補正した。

- ・ 我が国における太陽光発電の認知度が高いことを反映するため、住宅における投資回収年数受容曲線を投資回収年数 10 年時点で、上記曲線と図 2-2 の国内アンケート結果のうち最も導入率の低い日経 08 アンケートの中央を通る曲線とした。
- ・ 経済性以外のメリットにより導入する家庭・事業者があることを反映するため、導入量実績をベースに、住宅用の投資回収年数受容曲線を 2.8%¹³、産業用の投資回収年数受容

¹³ 導入実績（約 5 万件）÷（既築住宅数（約 3000 万件）×高予算改築率 8%×日照条件 60%+新築住宅数（約 45 万件）×日照条件 60%）。

曲線を 0.075%だけ上方にシフトさせた。例えば、住宅用太陽光発電設備の 2007 年の投資回収年数は 30 年を超えているが、約 5 万件の導入実績¹⁴がある。

補正後の投資回収年数受容曲線を表すと、下記の通りである。

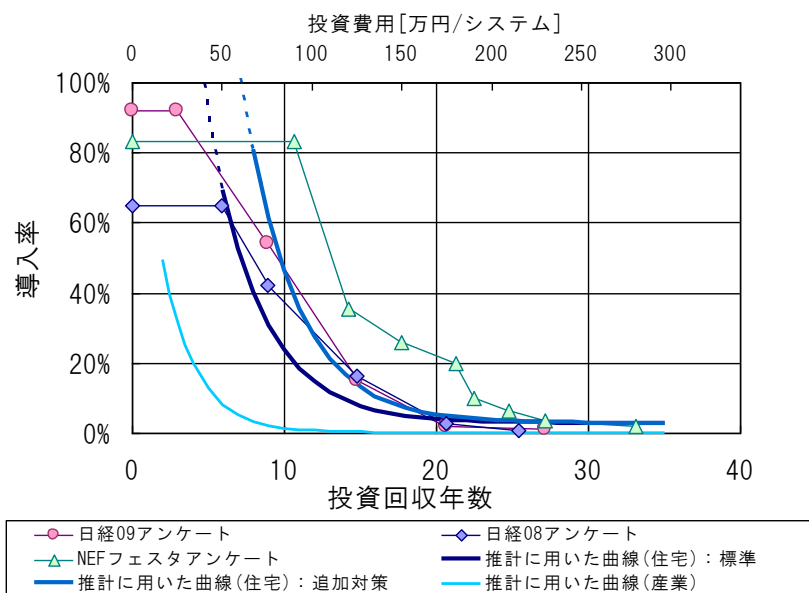


図 2-7 推計に用いた投資回収年数受容曲線

なお、ここでは考慮していない下記の要因によっても、投資回収年数に対する導入率が変化する可能性がある。

- ・ 投資回収の確実性・不確実性
- ・ 電力会社からの電力購入、その他の方法による自家発電などの代替技術のコスト
- ・ 新築時等における導入検討の義務化制度
- ・ 利子補給・低利融資などの制度
- ・ 優遇制度の終了・条件悪化などを踏まえた駆け込み需要
- ・ 投資の利回り

¹⁴ 新エネルギー財団「年度別・都道府県別住宅用太陽光発電システム導入状況」

<参考：ドイツの事例>

ドイツでは、2000年に再生可能エネルギー法(EEG)により固定価格買取制度を導入、2004年に同制度の改正を行った。これにより、太陽光発電の投資回収年数は大幅に短縮され、導入量が増加した。

1993年～2006年間の、ドイツにおける太陽光発電の投資回収年数と年間導入数の関係を図 2-8 に示す。また、2000年以降の家庭における関係を抽出し、指数近似を行ったものを図 2-9 に示す。

指数近似の結果の投資回収年数の係数（すなわち投資回収年数に対する感度）は、家庭で-0.2845となる。これは図 2-7 に示した投資回収年数受容曲線（住宅）の投資回収年数の係数「-0.2895」とほぼ同程度である。

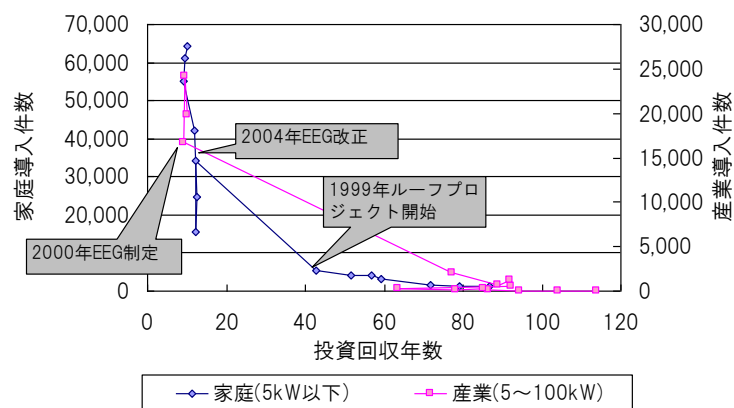


図 2-8 ドイツにおける太陽光発電の投資回収年数と導入件数の関係（1993～2006年）

出典) 5kW以下を家庭、5～100kWを産業における導入と仮定し、下記資料より推計。

IEA “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006”, 2007, German Solar Industry Association (BSW-Solar) “Experiences with the German and European Market Access Programs”, 2008。EUROSTAT

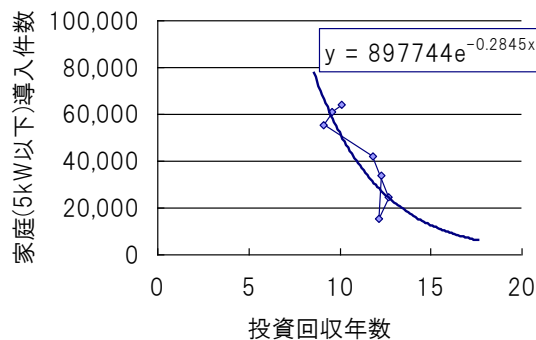


図 2-9 ドイツにおける太陽光発電の投資回収年数と導入件数の関係（2000～2006年、家庭）
出典) 同上

2.3 投資回収 10 年と公共部門への率先導入による導入量の伸びの見込み

2010 年度末には長期エネルギー需給見通しによる対策下位ケースの 298 万 kW (73 万 kl) が達成されるとし、2011 年以降の導入支援政策として、下記オプションについて試算した。

なお、公共部門に対しては、住宅・産業（民生部門）での導入量と同量を導入するものとした。また、革新的技術実用化と導入意向率引き上げのための追加対策は行われぬものとした。

表 2-4 支援策シナリオ毎の設備導入者への支援内容

支援策シナリオ		住宅	産業 (工場)	産業 (工場以外)	公共
RPS 法 + 公共部門での率先導入	電力購入量の削減	23 円/kWh	7 円/kWh	14 円/kWh	14 円/kWh
	余剰電力の買取	6.4 円/kWh※1 (発電量の 56%※2)	—(全量自家消費)	—(全量自家消費)	—(全量自家消費)
	設備導入時の補助金	—	—	—	—
公共部門での率先導入 + 余剰電力購入メニュー + 導入補助金	電力購入量の削減	23 円/kWh	7 円/kWh	14 円/kWh	14 円/kWh
	※4 ～2018 年 余剰電力の買取	23 円/kWh	7 円/kWh	14 円/kWh	—(全量自家消費)
		設備導入時の補助金	13%補助※3	1/2 補助	1/2 補助
	2019～	余剰電力の買取	6.4 円/kWh (発電量の 56%)	—(全量自家消費)	—(全量自家消費)
設備導入時の補助金		—	—	—	—
公共部門での率先導入 + 投資回収年数を 10 年に短縮する需要側への支援	電力購入量の削減	投資回収 10 年となるような支援※5	投資回収 10 年となるような支援※5	投資回収 10 年となるような支援※5	14 円/kWh
	余剰電力の買取				—(全量自家消費)
	設備導入時の補助金				—

※1) 火力発電原価相当額。(電力会社の有価証券報告書と電力調査統計から、直近 3 年間のコスト平均値。)

※2) 新エネルギー財団「平成 19 年度 住宅用太陽光発電システム価格及び発電電力量等について」より

※3) 2010 年時点で、7 万円/kWh の補助に相当する額であり、補助率としては一定のものを見込んでいるが、導入コスト低減により年々補助金額が減少していくものとした。

※4) 2018 年は、「支援策なし」シナリオで、太陽光発電の導入コストが 23 円/kWh(36 万円/kWh)に達する年であることから 23 円/kWh に達した時点から余剰電力の買取は火力発電原価相当額で買い取られるものとし、また設備導入時の補助金も打ち切られるものとした。

※5) 導入コスト低減により、「支援策なし」シナリオと同じ扱いにしても投資回収年数が 10 年を下回るようになったときには、それ以降の導入者に対する支援は行われなくなるものとした。

(1)太陽光導入コストと投資回収年数

各支援策シナリオを適用した場合の導入コストと投資回収年数は、図 2-10、図 2-11 のように推移する。

「補助金+余剰電力買取」シナリオでは、太陽光発電の導入コストが 23 円/kWh(36 万円/kW)に達する年に補助金の交付・余剰電力の買取を終了することを仮定しているため、投資回収年数が不連続である。この 36 万円/kWh という導入コストは「支援策なし」シナリオとほぼ同程度であり、太陽光発電が自立的に普及拡大していくのに十分なレベルまで導入コストが低下しているとは言えない。

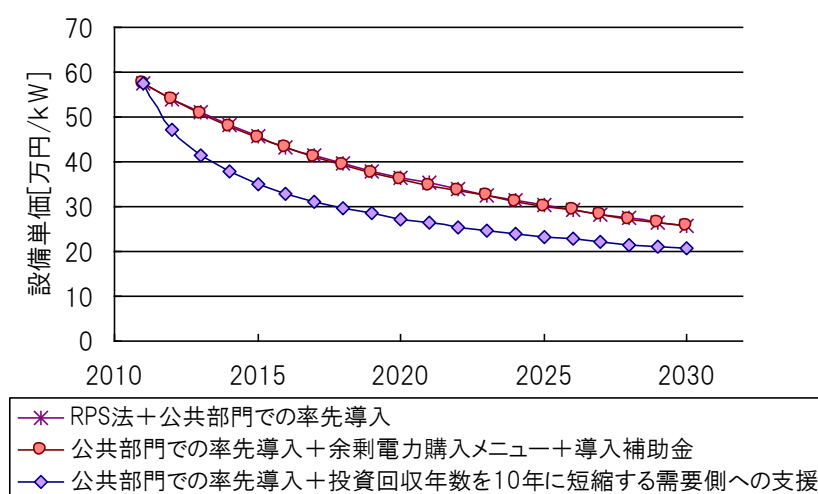


図 2-10 太陽光発電導入コストの推移

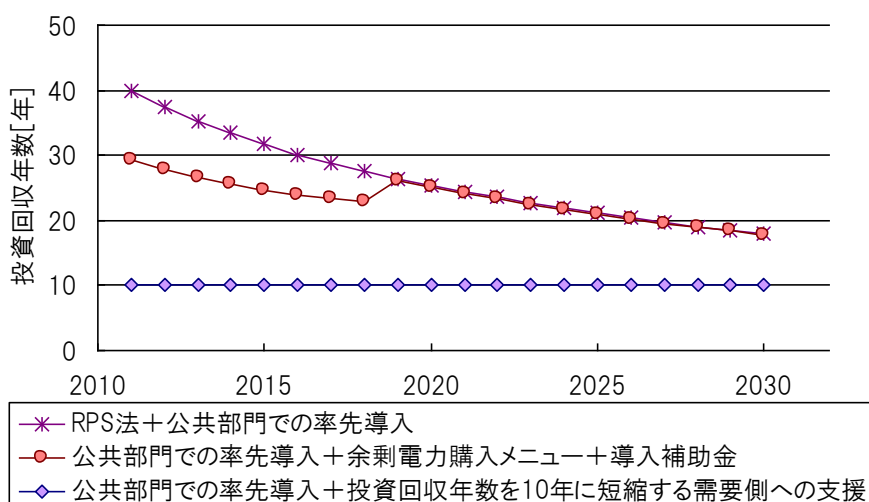


図 2-11 投資回収年数の推移（住宅）

(2)負担軽減支援の違いによる導入見込量

図 2-12 に各シナリオにおける導入見込量を示す。

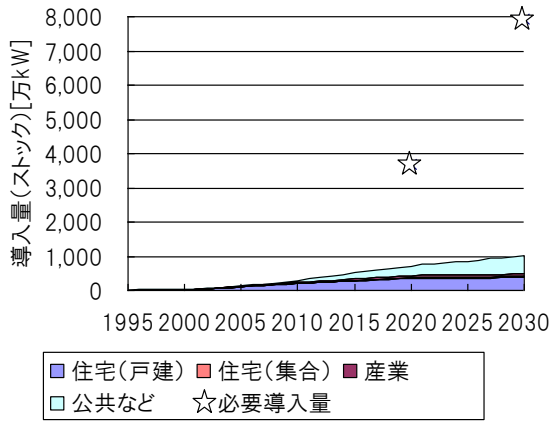
公共部門における率先的な大量導入及び投資回収年数を 10 年とするような負担軽減支援を行えば、2020 年の導入ターゲット 3,700 万 kW を達成できるが、支援策なしの場合のみならず、現行の余剰電力買取や、住宅への 7 万円/kW や産業への半額の導入補助金制度の継続では、このような大量導入は難しい。

すなわち、公共部門における率先的な大量導入に加え、投資回収年数の大幅な短縮につながるような経済的支援策を図ることが、2020 年の導入コストを業務用電力並みとまで低減させる鍵である。

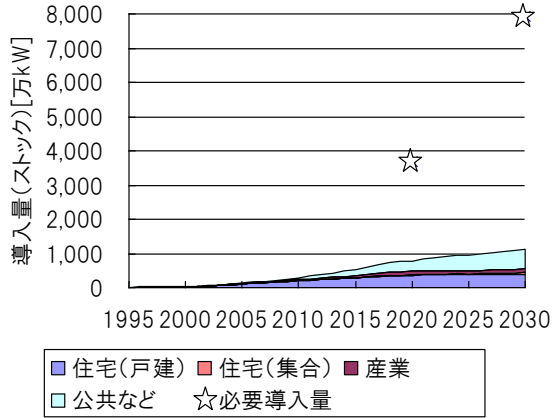
2030 年の導入ターゲットは 7,900 万 kW であるが、公共部門における率先的な大量導入及び投資回収年数を 10 年とするような負担軽減支援によっても、それだけでは達成は難しい。

ターゲットの達成のためには、研究開発や技術開発の強化による革新的技術の実用化による導入コスト低減、金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）及び（経済性以外の）再生可能エネルギー導入意義についての普及啓発による導入意向率の引き上げ等の追加対策を行うことが必要不可欠である。

RPS 法+公共部門での率先導入



公共部門での率先導入+余剰電力購入メニュー+導入補助金



公共部門での率先導入+投資回収年数を10年に短縮する需要側への支援

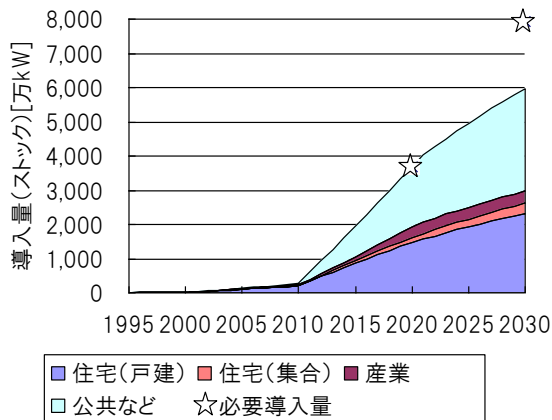


図 2-12 2030年までの各シナリオの導入量

2.4 追加対策による導入量の伸びの見込み（「導入ターゲット達成」シナリオ）

前述の通り、公共部門における率先的な大量導入及び投資回収年数を10年とするような負担軽減支援だけでは、2030年の導入ターゲットは7,900万kWの達成は難しい。研究開発や技術開発の強化による革新的技術の実用化による導入コスト低減、金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）及び（経済性以外の）再生可能エネルギー導入意義についての普及啓発による導入意向率の引き上げ等の追加対策を行う、「導入ターゲット達成」シナリオを考えた。

表 2-5 「導入ターゲット達成」シナリオ

<ul style="list-style-type: none"> ・ 公共施設への更なる率先的な大量導入（ポテンシャルの9割以上が顕在化） ・ 負担軽減支援による国内市場拡大 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 投資回収年数10年 ・ 技術開発によるコスト低減の促進 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 2020年より習熟曲線進歩率75% ・ 利子補給・低利融資制度や経済的メリットについての普及啓発 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 投資回収年数10年に対する導入率の向上（2倍）

(1)太陽光導入コスト

「導入ターゲット達成」シナリオでの太陽光発電の導入コストの推移は図 2-13 の通りである。技術革新による導入コスト低減の促進と、意識啓発等による導入率の向上により、2030年の導入コストは20万円/kWを下回るようになる。

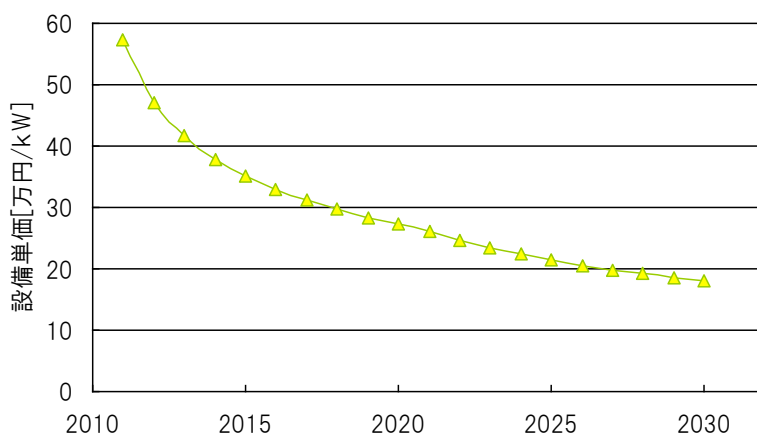


図 2-13 「導入ターゲット達成」シナリオにおける導入コストの推移

(2)導入見込量

本シナリオでの導入見込量の推移は図 2-14 の通りであり、2030 年に 7,900 万 kW を達成することができるものとする。

このときの住宅への太陽光発電の導入割合は図 2-15 の通りであり、2020 年には新築戸建住宅の約 14%、全戸建住宅の約 14% (約 420 万戸) に、2030 年で新築戸建住宅の約 28%、全戸建住宅の約 31% に導入されるものと推計された。

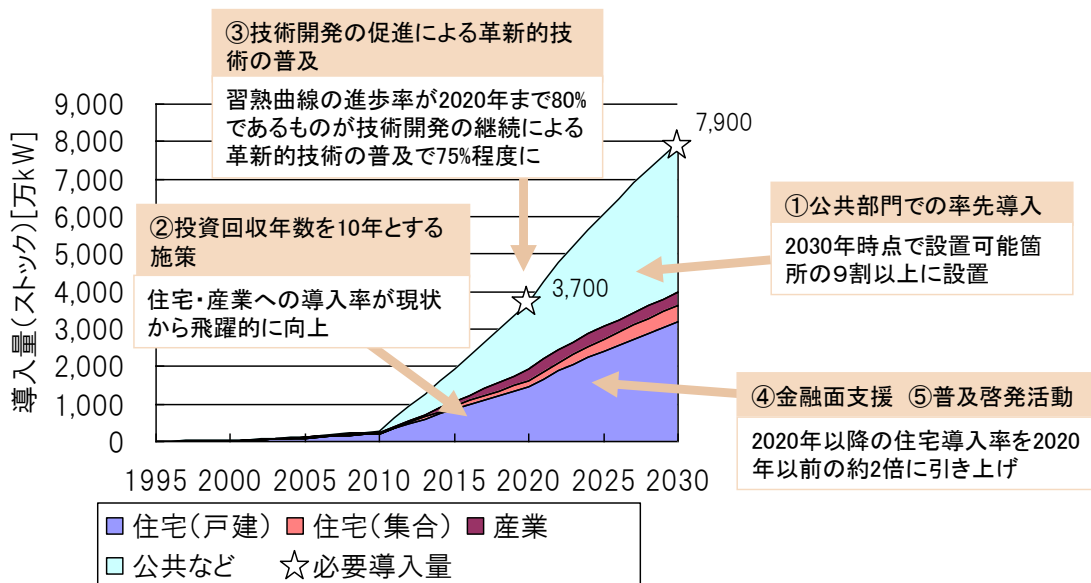


図 2-14 「導入ターゲット達成」シナリオにおける導入量

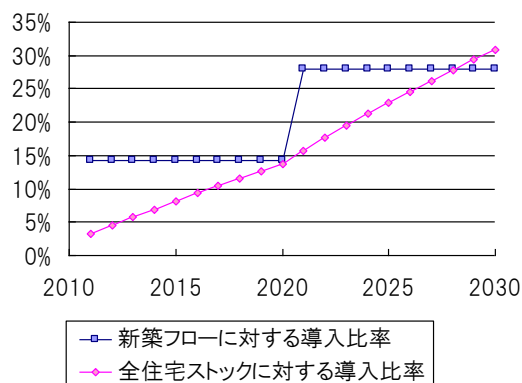


図 2-15 戸建住宅への導入比率の推移

注：2020 年に新築住宅に対する導入比率が変化するのは、利子補給・低利融資制度や経済的メリットについての普及啓発による導入率の向上を見込むため。

(3)国内の太陽光発電産業

国内企業が生産する太陽光発電の全世界に占めるシェアは2020年に導入ターゲットを達成した場合には、日本企業の世界における太陽光発電設備の生産量シェアは2020年に3割以上、2030年に2割以上を確保可能と見込まれた。

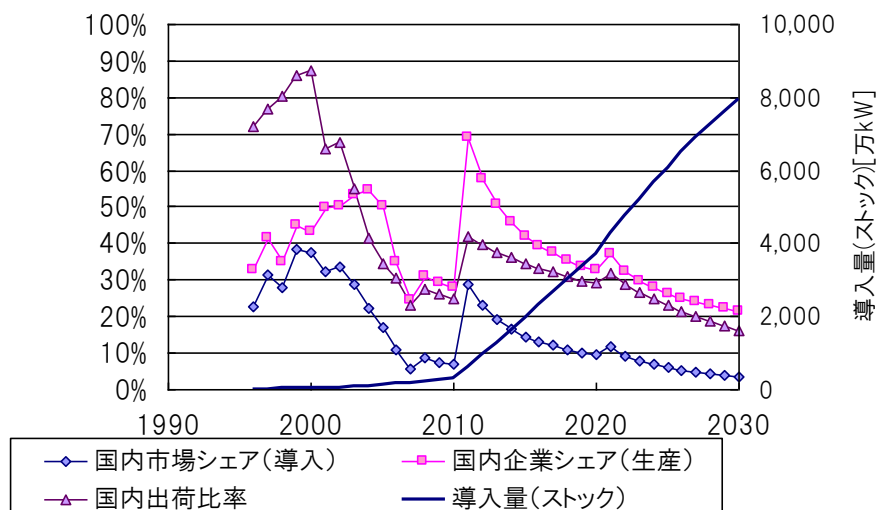


図 2-16 「導入ターゲット達成」シナリオでの国内市場シェアと国内企業シェア

3. 投資回収年数が 10 年となる方策

3.1 投資回収年数が 10 年となる方策の比較

他の再生可能エネルギー発電に比べて導入コストが高い太陽光発電の普及拡大に有効な「投資回収年数を 10 年とする方策」としては、RPS 制度において目標値の大幅な引き上げ又は太陽光のみの導入目標量の設定を行うという方法、補助金の支給、固定価格買取制度の導入といういずれかの方策又はその組み合わせを実施することが考えられる。

このうち、RPS 制度については、導入目標量の枠を設定し価格は市場取引に委ねるといふ制度の性格上、導入ターゲット達成のための方策として分析した「投資回収年数を 10 年とする方策」として制度設計することが困難であることから、本検討会では、我が国で実施されている補助金の支給する場合と諸外国の制度を参考にした固定価格買取制度を導入する場合の効果について更に分析を行った。

なお、ここでは公共部門での率先導入と投資回収年数が 10 年となる各支援方策以外の追加施策（革新的技術実用化、金融面での支援や普及啓発による導入意向率引き上げ）は無いものとして分析を行った。

表 3-1 導入補助金制度、RPS 制度、固定価格買取制度（FIT）の比較

	RPS 制度	導入補助金制度	固定価格買取制度（FIT）
投資回収年数短縮の観点	導入目標量を設定するという政策の性格上、証書の価格は市場が決定することから投資回収年数を予測することが困難である。	発電量買取についての保証はないが補助金の多寡によって投資回収年数を予測することが可能である。	発電量買取について保証することにより投資回収年数を予測することが可能である。
支援対象	<p>発電への支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件の良い場所から導入が進む。 ・メーターで測定して支援するので CO₂ 削減の実績把握も容易である。 	<p>設備への支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件が良くない場所であっても支援が得られれば導入を進める場合がある。（例：設置角度、日陰、積雪、設置方向） ・設置後の CO₂ 削減量の実績把握が難しい。 	<p>発電への支援</p> <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件が良い場所から導入が進む。 ・メーターで測定して支援するので CO₂ 削減の実績把握も容易である。
支援費用の負担者	<p>電力会社</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電力会社への義務づけであるため、電気料金に転嫁することは難しい。 	<p>税負担</p> <ul style="list-style-type: none"> ・財政からの支出となる。 ・他予算との関係で制度の継続期間が不明である。 	<p>電力を消費する需要家</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電力料金への価格上乗せや財政からの補填などの様々な負担の組み合わせが考えられる。
支援費用の発生時期	<p>発電時</p> <ul style="list-style-type: none"> ・RPS 証書価格により、電力会社の負担が大きくも小さくもなる。 ・発電量に応じた負担であるため電力会社の初期負担は比較的小さい。 ・一定の金額での買取が継続するため負担は制度存続の間継続的に発生する。 	<p>導入時</p> <ul style="list-style-type: none"> ・政府の初期負担が大きい。 ・設備価格が低下すれば設置者負担も減少する。 	<p>発電時</p> <ul style="list-style-type: none"> ・発電量に応じた負担であるため電力を消費する需要家の初期負担は比較的小さい。 ・一定の金額での買取が継続するため負担は一定期間継続的に発生する。
消費者の選好	<ul style="list-style-type: none"> ・証書価格や電力会社が定める買取価格によって導入を判断する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・補助金額が低ければ、価格が十分下がるまで消費者が導入を先送りする可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・十分な買取価格を設定すれば早期導入の動機づけとすることができる。 ・同じ投資回収年数であっても消費者は初期投資時の補助金よりも売電価格の増額を選好する¹⁵。
管理コスト	<ul style="list-style-type: none"> ・RPS 制度に係る管理コストが生ずる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・申請・査定などの管理コストが生じる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力料金上乗せで費用を回収する場合、収入（総電力販売量に比例）と支出（再生可能エネルギー買取量の比例）のバランスが電力会社によって異なるため、電力会社間の調整が必要となる。

¹⁵ 吉田好邦「選好分析による住宅用太陽光発電の普及可能性評価」、2007 年

3.2 導入補助金制度と固定買取制度の特徴の比較のための試算シナリオ

導入補助金制度と固定買取制度の支援費用の負担者、支援費用の発生時とその総額を比較するため、表 3-2 に示した支援策シナリオに対して試算を行った。なお、ここでは、2030 年の導入ターゲット達成のための追加対策は考慮していない。

表 3-2 コスト負担推計に用いる支援策シナリオ

支援策シナリオ		住宅	産業 (工場)	産業 (工場以外)	公共
導入補助 金(投資回 収10年)	電力購入量の削減	23 円/kWh	7 円/kWh	14 円/kWh	14 円/kWh
	設備導入時の補助金	投資回収 10 年と なるような補助 金※3	投資回収 10 年と なるような補助 金※3	投資回収 10 年と なるような補助 金※3	—
固定買取 制度(投資 回収10年)	電力購入量の削減	— (全量売却)	— (全量売却)	— (全量売却)	14 円/kWh
	電力(全量)の買取	投資回収 10 年と なるような導入 コスト※3	投資回収 10 年と なるような導入 コスト※3	投資回収 10 年と なるような導入 コスト※3	—

※1) 火力発電原価相当額。(電力会社の有価証券報告書と電力調査統計から、直近 3 年間のコスト平均値。)

※2) 新エネルギー財団「平成 19 年度 住宅用太陽光発電システム価格及び発電電力量等について」より

※3) 導入コスト低減により、「支援策なし」シナリオと同じ扱いにしても投資回収年数が 10 年を下回るようになったときには、それ以降の導入者に対する支援は行われなくなるものとする。

<固定買取制度の比較>

本推計における固定価格買取制度の詳細と、ドイツ再生可能エネルギー法(2004年)、スペイン Royal Decree 436/2004(2004年)における固定買取制度の内容を比較したものを表 3-3 に示す。

本推計においては、買取期間を 15 年と設定した。これは、買取期間をドイツ等のように 20 年と設定すると、利回りが 2.6%とやや高くなりすぎるためである。買取期間が 15 年の場合の平均年率利回りは複利で 1.8%であり、住宅ローン金利等と比較すると妥当な水準である。

表 3-3 太陽光発電に対する固定買取制度の比較（住宅向け）

	本推計における 固定買取制度	ドイツ	スペイン
対象電力※1	余剰電力を含む全電力	余剰電力を含む全電力	余剰電力を含む全電力
買取期間	15 年	20 年（+試運転期間）	制限無し (26 年目以降減額)
買取期間後の措置	余剰電力のみを 燃料費相当額で買取	不明	—
年稼働率	12%	10-12%※2	12%
投資回収年数	10 年	8.4-10.8 年※3	9.9-10.6 年※3
導入コスト (2006 年)※4	4,700€/kW	4,600-4,900 €/kW	4,600-4,900 €/kW
買取価格 (2006 年)	—	0.518 €/kWh (30kW 以下)	基準電力料金(0.0765 €/kWh)の 575%、26 年目以降 460% (100kW 以下)
平均年率利回り (複利)※4	1.8%	2.7-4.2%	2.9-3.2%

※1 一般に、固定価格買取制度の対象電力は、余剰電力を含む全電力である。余剰電力のみを一定の価格で買い取る制度は、余剰電力買取制度、ネットメータリング制度等と呼ばれる。

※2 ドイツ環境省“Lead Study 2008”では、太陽光発電稼働率を 10%として計算した。

※3 設備稼働率 12%として、2006 年の国産導入コスト・買取価格より計算。

※4 日本は国産、ドイツ・スペインはドイツ産太陽光発電システムの導入を含むコスト。IEA “TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS, Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2006”, 2007 より、系統に連系された 10kW 以下設備の価格。

※4 法定耐用年数 17 年間での平均を算出。設備への初期投資は一括で行うものとし、この部分の利子率は考慮しない。日本においては 16 年以降は余剰電力のみを燃料費相当額で売却するが、このときの余剰電力比率 56%、燃料費相当額 6.4 円とする。メンテナンス費は年率 1%（17 年間で初期導入コストの 17%）を計上した。

利回りの定義は下記の通り。

平均年率利回り（複利）

$$= ((\text{割引前法定耐用年数期間内収入}) \div (\text{初期投資コスト} + \text{メンテナンス費})) ^{1/17}$$

3.3 支援費用の負担者と費用の発生時期

(1)必要な補助額・買取価格¹⁶

① 導入補助金

「導入補助金（投資回収 10 年）」シナリオにおいて、導入補助金制度で投資回収年数を 10 年とするためには、当初は 40 万円/kW 程度の導入補助金が必要である。電力購入費用が高いため投資効率が高い住宅においては、導入補助金は比較的少ない。必要な補助額が 10 万円/kW に達するのは、住宅で 2029 年頃である。

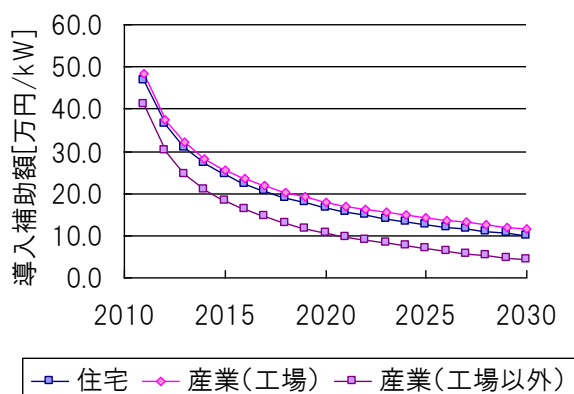


図 3-1 「導入補助金（投資回収 10 年）」シナリオにおける補助額の推移

② 固定買取制度

「固定買取制度（投資回収 10 年）」シナリオにおいて、投資回収年数を 10 年とするためには、当初は 55 円/kWh の買取が必要であるが、公共施設などへの導入拡大に伴い、太陽光発電の導入コストを押し下げられるため、買取価格も急激に低下する。住宅向けの固定価格買取は 2023 年で電力料金と同額の 23 円/kWh に達する。

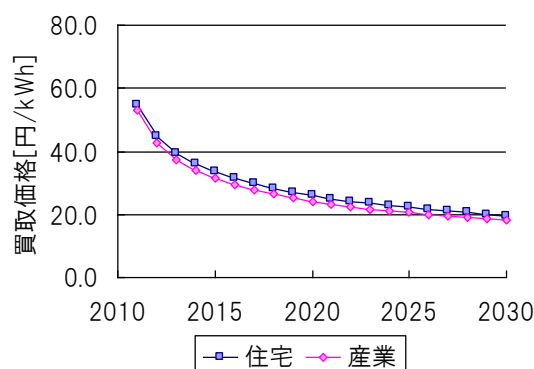


図 3-2 「固定買取制度（投資回収 10 年）」シナリオにおける買取価格の推移

¹⁶ 本項で示している補助額・固定買取価格は、2010 年末には長期エネルギー需給見通しの対策下位ケースにおける太陽光発電導入量を達成し、かつ設備利用率を 12%とした場合である。仮に需要の小さい時期に太陽光発電設備を解列することによりこの設備利用率が達成できない場合、投資回収年数を 10 年とするための補助額・買取価格は、本項で示している価格よりも若干高くする必要がある。

(2)費用負担者

費用負担者を、設置者、電力会社、社会¹⁷に分けて整理した。

このうち、「電力会社」負担分は電力料金への転嫁により国民負担の可能性がある費用、「社会負担」分は電力料金・税等により国民負担すべき費用である。このため、電力会社負担分と社会負担分を「支援費用」と呼ぶこととする。

なお、系統の増強に必要なコストや電力会社の設備余剰による機会損失等は、別に考慮した（参考資料6参照）。

<導入補助金>

導入補助金制度においては、社会は補助金額に相当する額を負担する。発電時における設置者の利益分（すなわち太陽光発電による発電電力利用による電気代削減と余剰電力の販売¹⁸による販売利益）は全て電力会社負担である。電力会社にとって燃料費削減による利益を差し引いても一定の損失が発生する。

総費用は、「+[新規導入量×導入コスト]-[発電量×燃料費相当額]」で表される。

表 3-4 導入補助金制度の費用負担者の整理

種類		利益・負担者	設置者	電力会社	社会	合計
導入時	導入コスト		+ [新規導入量×導入コスト]	—	—	+ [新規導入量×導入コスト]
	補助金		- [新規導入量×補助金額]	—	+ [新規導入量×補助金額]	± 0
発電時	電力会社の売電 量減少		- [発電利用量× 電力料金]	+ [発電利用量× 電力料金]	—	± 0
	電力会社による 余剰電力買取		- [余剰電力量× 余剰電力料金] ¹⁹	+ [余剰電力量× 余剰電力料金]	—	± 0
	電力会社におけ る燃料費削減		—	- [発電量×燃料 費相当額]	—	- [発電量×燃料 費相当額]
合計			+ [新規導入量× 導入コスト] - [新規導入量× 補助金額] - [発電利用量× 電力料金] - [余剰電力量× 余剰電力料金]	+ [発電利用量× 電力料金] + [余剰電力量× 余剰電力料金] - [発電量×燃料 費相当額]	+ [新規導入量× 補助金額]	+ [新規導入量× 導入コスト] - [発電量×燃料 費相当額]

負担を正、利益を負とする

¹⁷ ここでは、制度運用や公共への設置のために必要となる負担額で、税・電力料金への上乗せ等の何らかの形で国民が広く薄く負担する部分を言う。

¹⁸ 試算における「投資回収 10 年(導入補助金)」シナリオでは余剰電力はゼロ円（燃料費相当額でも買い取らない）としている（表 3-2）が、ここでは整理のために記載している。

¹⁹ 脚注 16 参照。

<固定買取制度>

固定買取制度においては、発電時における設置者の利益分を、電力会社と社会で分担して負担する。電力会社の総負担がゼロとなるように分担するとすれば、電力会社は燃料費削減による利益分を負担すればよく、社会による負担額は太陽光発電による発電量に固定価格と燃料費相当額の差を乗じた部分となる。

総費用は、導入補助金制度と同様、「+[新規導入量×導入コスト]-[発電量×燃料費相当額]」で表される。

なお、本固定買取制度では、導入後16年以降は余剰電力の燃料費相当額買取に以降するとしているため、16年後以降の費用負担の構造は表3-4に示したとおりである。

表 3-5 固定買取制度の費用負担者の整理

種類		利益・負担者	設置者	電力会社	社会	合計
導入時	導入コスト		+ [新規導入量×導入コスト]	—	—	+ [新規導入量×導入コスト]
発電時	固定価格買取制度		- [発電量×固定買取価格]	+ [発電量×燃料費相当額]	+ [発電量×(固定買取価格 - 燃料費相当額)]	± 0
	電力会社における燃料費削減		—	- [発電量×燃料費相当額]	—	- [発電量×燃料費相当額]
合計			+ [新規導入量×導入コスト] - [発電量×固定買取価格]	± 0	+ [発電量×(固定買取価格 - 燃料費相当額)]	+ [新規導入量×導入コスト] - [発電量×燃料費相当額]

負担を正、利益を負とする

<公共への導入>

同様に、公共への導入分についても整理する。設置者である公共の損益は考えず、民間への補助制度が導入補助金制度・固定買取制度のいずれであっても、電力会社と社会が負担するものとする。

総コストは、導入補助金制度や固定買取制度と同様、「+[新規導入量×導入コスト]-[発電量×燃料費相当額]」で表される。

表 3-6 公共導入のコスト負担者の整理

種類		利益・負担者	設置者	電力会社	社会	合計
導入時	導入コスト	—	—	—	+ [新規導入量 × 導入コスト]	+ [新規導入量 × 導入コスト]
発電	電力会社の売電 量減少	—	—	+ [発電利用量 × 電力料金]	- [発電利用量 × 電力料金]	± 0
	電力会社による 余剰電力買取	—	—	+ [余剰電力量 ²⁰ × 燃料費相当額]	- [余剰電力量 × 燃料費相当額]	± 0
	電力会社における 燃料費削減	—	—	- [発電量 × 燃料費相当額]	—	- [発電量 × 燃料費相当額]
合計		—	—	+ [発電利用量 × 電力料金] + [余剰電力量 × 燃料費相当額] - [発電量 × 燃料費相当額]	+ [新規導入量 × 導入コスト] - [発電利用量 × 電力料金] - [余剰電力量 × 燃料費相当額]	+ [新規導入量 × 導入コスト] - [発電量 × 燃料費相当額]

負担を正、利益を負とする

²⁰ 公共設置の太陽光発電の発電量は全量自家消費と仮定しているため、実際は余剰電力量はゼロとなる。

(3)費用の発生時期

① 支援費用の時期別発生額

前項で定義した費用負担の考え方に従い、「導入補助金（投資回収 10 年）」シナリオと「固定買取制度（投資回収 10 年）」シナリオの支援費用（表 3-4～表 3-6 における「社会」負担分と「電力会社」負担分）の時期別発生額を示す。なお、公共導入分の負担額は、双方のシナリオで同額である。

<導入補助金(投資回収 10 年)>

「導入補助金（投資回収 10 年）」シナリオでは、初期の民間への補助総額が約 7,600 億円であり、公共への施工コストを含めると 1.7 兆円に達する。投資回収年数 10 年を受容できる産業・事業部門への導入が 2020 年前後で行き渡るため、その後は導入補助金の必要が無くなるが、それまでは補助金のために毎年 4,000 億円程度の予算（公共導入分を除く）が必要である。また、電力会社には一定の損失が発生しており、これらが電力料金に転嫁される可能性がある。

「導入補助金(投資回収 10 年)」シナリオ

図 3-3 支援費用の発生時期（「導入補助金（投資回収 10 年）」シナリオ）

電力会社負担分は、電力売上減少による利益減少分を表しており、余剰電力については仮想的に電力会社が無償で引き取るものと想定。

※1)導入量と、公共設置分の負担額は補助金ケースと固定価格買取ケースで共通。なお、棒グラフ部分には公共設置太陽光発電による発電電力利用に伴う利益（電力料金削減）が含まれていないため、棒グラフ積み上げ値と「負担合計」が異なる。

※2)太陽光発電導入ターゲットは 7,900 万 kW（2030 年）であるが、ここでは達成に必要な方策のうち、公共部門での率先導入と投資回収年数 10 年を担保する支援方策のみ考慮しているため、2030 年において導入ターゲットに達していない。

<固定買取制度(投資回収 10 年)>

「固定買取制度 (投資回収 10 年)」シナリオでは、発電量の増加に伴って支援費用が増加する。固定価格での買取は 15 年継続されるため、2010 年に高額 of 買取価格で導入された太陽光発電が廃棄時期を迎える 2025 年が負担のピークとなる (公共導入分を含めると、2020 年が負担のピーク)。民間への支援費用の最大は約 6,300 億円である。

「固定買取制度(投資回収 10 年)」シナリオ

図 3-4 支援費用の発生時期 (「固定買取制度 (投資回収 10 年)」シナリオ)

買取対象は余剰電力に限らない全発電量。固定価格での買取期間は 15 年とし、16 年目以降は余剰電力のみを電力会社が火力発電原価相当額 6.4 円/kWh で買取と想定。

※1)導入量と、公共設置分の負担額は補助金ケースと固定価格買取ケースで共通。なお、棒グラフ部分には公共設置太陽光発電による発電電力利用に伴う利益 (電力料金削減) が含まれていないため、棒グラフ積み上げ値と「負担合計」が異なる。

※2)太陽光発電導入ターゲットは 7,900 万 kW (2030 年) であるが、ここでは達成に必要な方策のうち、公共部門での率先導入と投資回収年数 10 年を担保する支援方策のみ考慮しているため、2030 年において導入ターゲットに達していない。

② 費用累積額

以上に示した「導入補助金(投資回収 10 年)」シナリオと「固定買取制度(投資回収 10 年)」シナリオに係る費用の、2010年以降の総累積額と、2020年・2030年までの累積額とを図 3-5 に示す。ただし、公共導入に必要な費用は同額であるため、除いている。

「導入補助金(投資回収 10 年)」シナリオと「固定買取制度(投資回収 10 年)」シナリオでは、各年の導入量・太陽光発電導入コストが同一であるため、「新規導入量×導入コスト－発電量×燃料費相当額」で表される総費用は同一であるが、費用負担者の内訳が異なる（表 3-4、表 3-5、表 3-6 を参照）。すなわち、下記の特徴がある。

- ・ 「導入補助金(投資回収 10 年)」シナリオ
 - 設置者の利益は得る利益は比較的小さい。
 - 電力会社が負担する²¹割合が高く、制度が負担する割合が低い。
 - 支援費用（電力会社負担＋制度負担）が初期に発生する。
- ・ 「固定買取制度(投資回収 10 年)」シナリオ
 - 設置者が得る利益が大きい。
 - 電力会社が負担する²²割合が低く、制度が負担する割合が高い。
 - 支援費用（電力会社負担＋制度負担）が遅れて発生する。

²¹ 「導入補助金（投資回収 10 年）」シナリオにおける「電力会社負担」は、電力売上減少による利益減少（－[発電量×燃料費相当額]+[太陽光発電利用量×電力料金]）に相当する。（余剰電力買取価格はゼロ円であるため、この分のコストではない。）

²² 「固定買取制度（投資回収 10 年）」シナリオにおける「電力会社負担」は、設置後 16 年を経過した太陽光発電からの余剰電力買取に伴う負担（－[発電量×燃料費相当額]+[余剰電力量×余剰電力買取価格]+[太陽光発電利用量×電力料金]）に相当する。この額が「導入補助金（投資回収 10 年）」シナリオより小さいのは、電力売上減少による利益減少分も含めて社会コストとして計上されているためである。

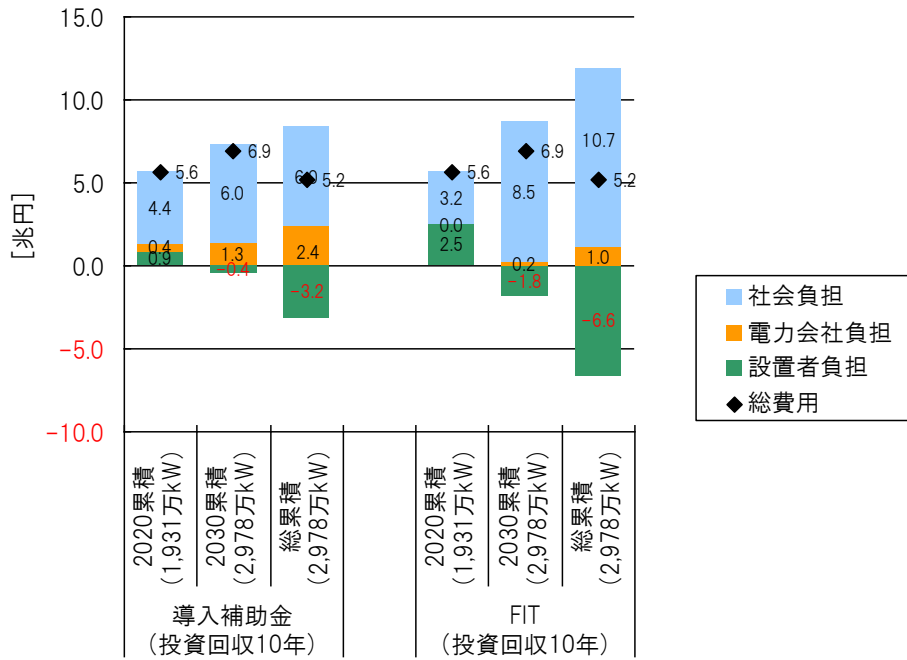


図 3-5 公共導入分を除いた民間導入分に対する総費用と負担者（割引前の金額）

※「2020年累積」「2030年累積」は、それぞれの年における民間導入分（すなわち公共導入分を除く）のストック量と、それぞれの年までに発生する費用を表している。実際は、2030年までに導入された設備に対する負担が2031年以降も継続するため、「総累積」ではこの2031年以降の負担を全て合わせた金額を表している。

4. 「導入ターゲット達成」シナリオに係る費用

4.1 固定価格買取制度による「導入ターゲット達成」シナリオの実現

2章では、導入ターゲット達成のためには、公共部門における率先的な大量導入及び投資回収年数を10年とするような負担軽減支援に加え、研究開発や技術開発の強化による革新的技術の実用化による導入コスト低減、金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）及び（経済性以外の）再生可能エネルギー導入意義についての普及啓発による導入意向率の引き上げ等の追加対策が必要であることを示した。

また、3章では、投資回収年数を10年とするための支援策として、導入補助金と固定価格買取制度を比較した。補助金については年度毎に拠出可能な総額に上限があること、他の財政需要との関係で制度の存続期間が不明であること、制度運用のための行政コストがかさみやすいことなどから、「投資回収年数を10年とする方策」としては固定価格買取制度の導入が有力な方策であると考えられた。

以上を踏まえ、「導入ターゲット達成」シナリオにおいて、投資回収年数10年を固定価格買取制度で担保する際の、支援費用の負担者と費用の発生時期について分析した。

4.2 支援費用の負担者と費用の発生時期

(1) 必要な買取価格

投資回収年数を10年とするための固定買取価格を図4-1に示す。産業における投資回収年数は2020年に、住宅における投資回収年数は2024年に10年を下回るため、これ以降の導入に対しては固定価格買取制度は適用されない。

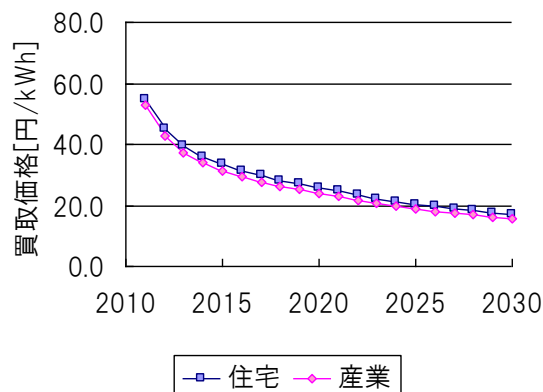


図 4-1 「導入ターゲット達成」シナリオにおける買取価格の推移

(2)費用の発生時期

費用負担者の整理は、表 3-4、表 3-5、表 3-6 で示したとおりである。前述したとおり、電力会社負担分は電力料金への転嫁により国民負担の可能性がある費用、社会負担分は電力料金・税等により国民負担すべき費用であるため、電力会社負担分と社会負担分を「支援費用」と呼ぶこととする。

「導入ターゲット達成」シナリオでは、民間導入に対する負担軽減支援策として、15年間の全発電電力の固定価格買取と、16年目以後の火力発電燃料費相当額での余剰電力買取を仮定している（表 3-3）。このうち、固定価格買取の費用は社会が負担し（表 3-5）、16年目以降の余剰電力買取の費用は電力会社が負担する（表 3-4 で補助金額＝ゼロの場合）。また、公共への導入においては、導入コストと発電量分の電力購入額削減の差分を税金等で社会が負担し、電力会社は電力販売量減少による利益減少分が負担となる（表 3-6）。ここでは、技術革新に係る開発費用は考慮しない。

「支援費用」の発生量と総額の推移は、図 4-2 に示す通りである。これに設置者負担（利益）を加えた「総費用」の発生量と総額の推移は、図 4-3 に示す通りである。

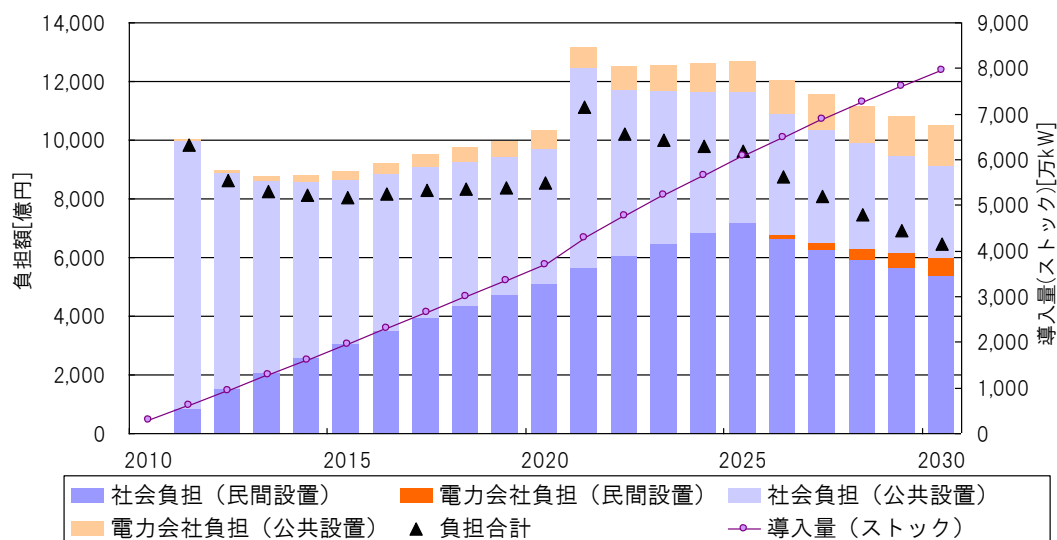


図 4-2 支援費用の発生時期（「導入ターゲット達成」シナリオ）

買取対象は余剰電力に限らない全発電量。固定価格での買取期間は15年とし、16年目以降は余剰電力のみを電力会社が火力発電原価相当額 6.4 円/kWh で買取と想定。

※1)棒グラフ部分には公共設置太陽光発電による発電電力利用に伴う利益（電力料金削減）が含まれていないため、棒グラフ積み上げ値と「負担合計」が異なる。

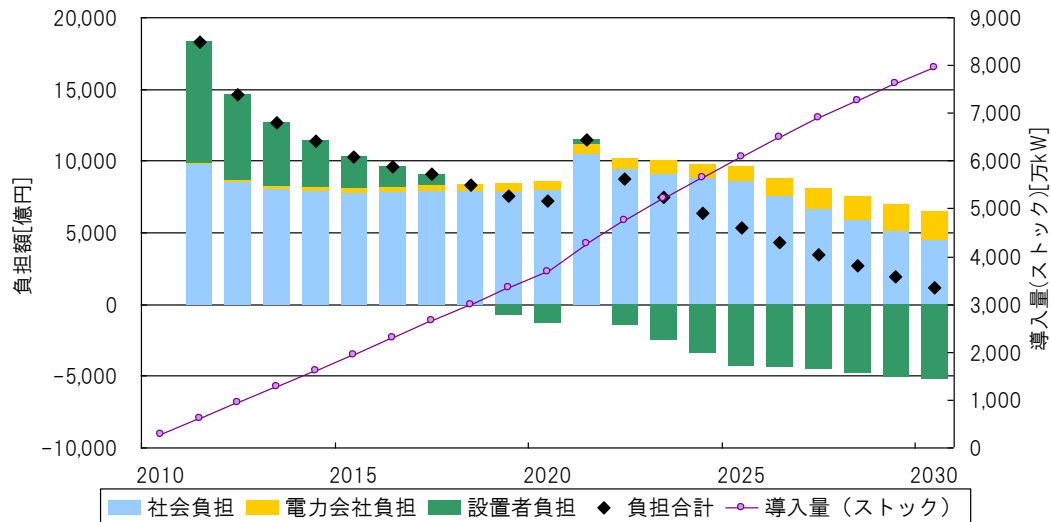


図 4-3 総費用の発生時（「導入ターゲット達成」シナリオ）

買取対象は余剰電力に限らない全発電量。固定価格での買取期間は15年とし、16年目以降は余剰電力のみを電力会社が火力発電原価相当額6.4円/kWhで買取と想定。
 ※本図の社会負担+電力会社負担が、図4-2における支援費用の「負担合計」に一致する。

<感度分析：燃料価格上昇時のコストの変化>

以上の算定においては、火力発電における燃料価格を2030年まで6.4円/kWhで固定としていたが、IEAのエネルギーコストの見通し等を用いて下記の通り上昇時の燃料価格を仮定する。ただし、電力料金は変化しないものとする。

表 4-1 燃料価格の仮定

	2010	2020	2030
価格固定時	6.4円/kWh	6.4円/kWh	6.4円/kWh
価格上昇時	8.6円/kWh	11.7円/kWh	12.5円/kWh

このとき、民間設置者に対しては16年目以降の余剰電力買取価格が上昇するというメリットがある（投資回収年数自体は変化しないため、導入量は変化しない）。電力会社にとっては太陽光発電導入による利益逸失幅が減少する。これら結果、支援費用、総費用がともに縮小し、社会で負担すべき費用は少なくなる。

燃料価格固定時と、燃料価格上昇時の費用発生額の差は図4-6に示すとおりである。

設置者・電力会社・社会で分担すべき「総費用」（新規導入量×導入コスト－発電量×燃料費相当額）自体が低下する。設置者の負担（利益）分はほとんど変化せず、電力会社と社会による負担額が縮小する。

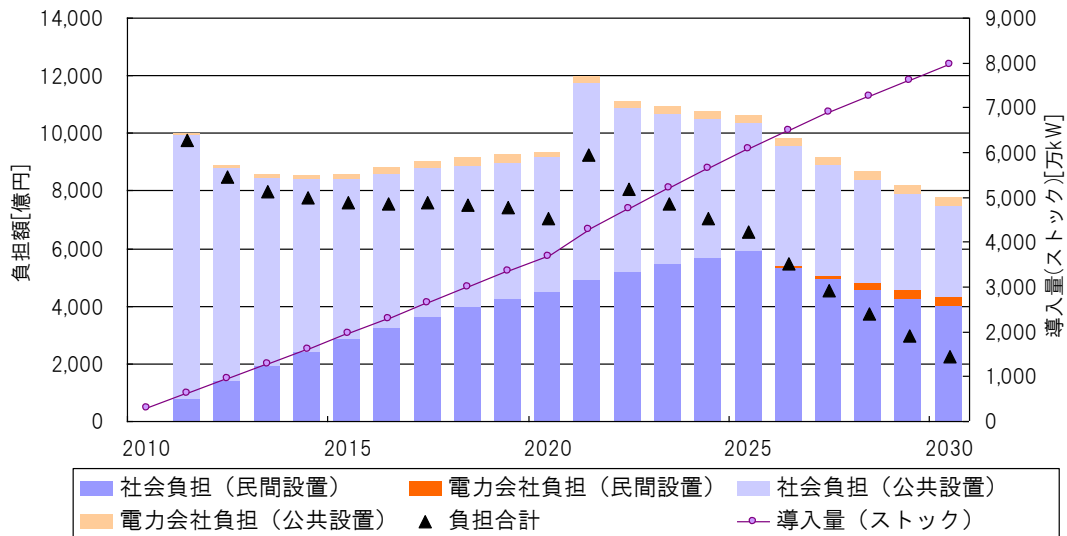


図 4-4 支援費用の発生時期（「導入ターゲット達成」シナリオ、価格上昇時）

買取対象は余剰電力に限らない全発電量。固定価格での買取期間は15年とし、16年目以降は余剰電力のみを電力会社が火力発電原価相当額6.4円/kWhで買取と想定。

※1)棒グラフ部分には公共設置太陽光発電による発電電力利用に伴う利益（電力料金削減）が含まれていないため、棒グラフ積み上げ値と「負担合計」が異なる。

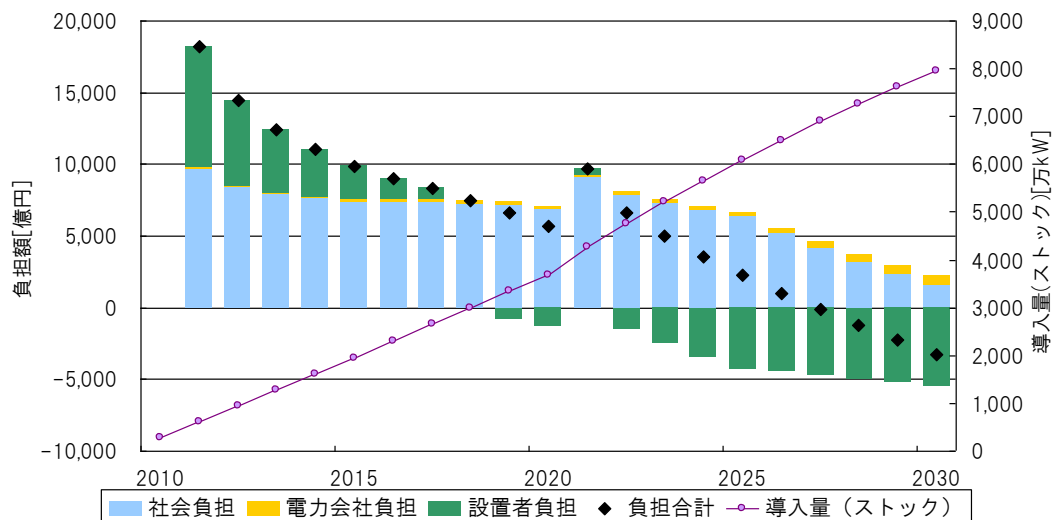


図 4-5 総費用の発生時（「導入ターゲット達成」シナリオ）

買取対象は余剰電力に限らない全発電量。固定価格での買取期間は15年とし、16年目以降は余剰電力のみを電力会社が火力発電原価相当額6.4円/kWhで買取と想定。

※本図の社会負担+電力会社負担が、図 4-4 における支援費用の「負担合計」に一致する。

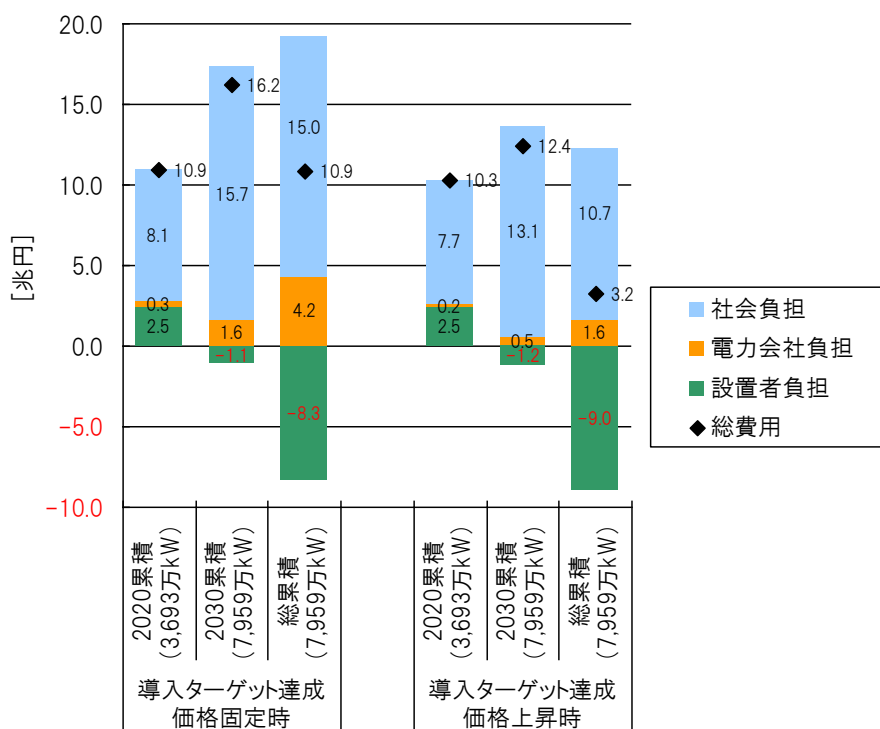


図 4-6 総費用と負担者の比較（割引前の金額）

※公共導入分を含む。

※「2020年累積」「2030年累積」は、それぞれの年における民間導入分のストック量と、それぞれの年までに発生する費用を表している。実際は、2030年までに導入された設備に対する負担が2031年以降も継続するため、「総累積」ではこの2031年以降の負担を全て合わせた金額を表している。

(3)参考：制度開始前導入者への支援費用

以上では、2010年における導入量をベースラインとして、その後の導入に対する支援に係る費用を示した。制度開始前の導入者との公平性を保つために、制度開始前に導入されていた設備に対しても、初期買取価格にて最大15年間の買取を行うことが考えられる。

制度開始前の導入設備に対しても、設備が残存している限り初期買取価格にて発電量を買い取った場合の負担額を図4-7に示す。図の縦軸は、図4-1と揃えている。ここに示すように、制度開始前に導入されていた設備に対しても買取を行う場合は、毎年約1000億円の追加負担が必要となる。

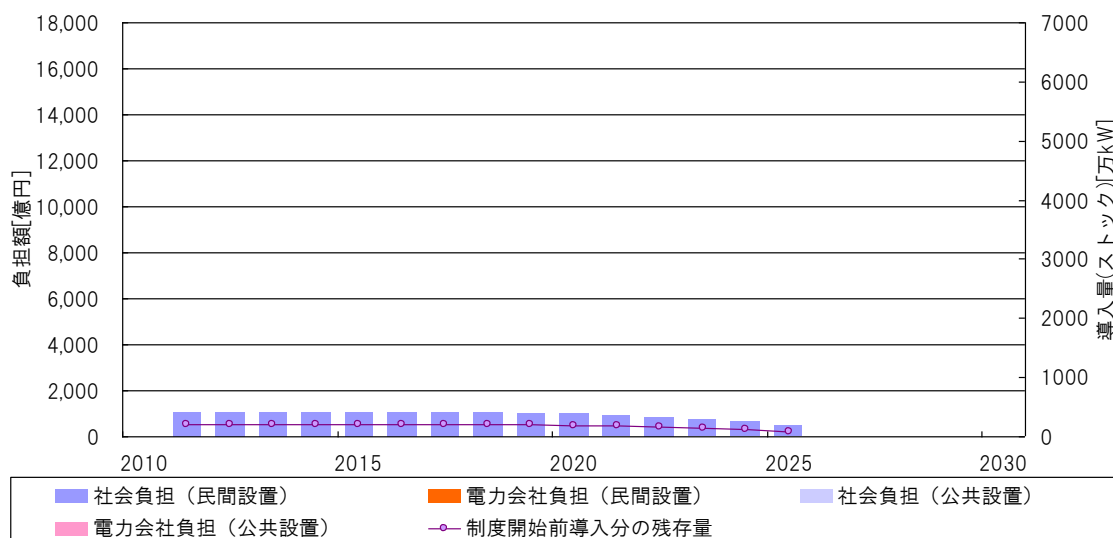


図 4-7 制度開始前の導入設備に対する支援費用（価格固定時）