

3. 再生可能エネルギーの導入見込量とその達成方策

3.1 評価の方法

3.1.1 再生可能エネルギーの導入見込量とそのため必要な施策の評価

本章では、地球温暖化対策基本法案に記載されている再生可能エネルギーの種類ごとに（１）現状、（２）導入ポテンシャル、（３）2020年を対象とした導入見込量の評価とそのため必要な施策、（４）導入目標達成に向けて必要な配慮事項、（５）中長期的な（2030、2050年の）導入目標を取りまとめた。

具体的には、以下の手順により検討を行った。

①技術の概要や導入状況などの基本的な情報、②導入ポテンシャルの推定、③導入ポテンシャルと導入コストとの関係、④2020年を対象とした導入見込量とそのため必要な施策の評価、⑤導入目標の設定、⑥そのほかの事項について、整理を行った。

全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルの導入目標をベースとしつつ、再生可能エネルギーの導入をどの程度見込めるかという「導入見込量（④）」と、当該導入見込量を実現するために必要となる「経済的支援施策（④）」の内容を同時に整理し、これらの経済的支援施策の施策としての一般的な合理性等を考慮したうえで、「導入目標（⑤）」を設定した。

その詳細な手順は、以下のとおり。ただし、再生可能エネルギーの種類によって習熟効果（大量生産によるコスト低減効果）等に違いがあり、以下の説明はその共通する基本的な内容である。

①技術の概要や導入状況などの基本的な情報

技術概要、我が国における導入実績、現状の支援策などを整理した。

②導入ポテンシャルの推定

再生可能エネルギーは、物理的には、膨大かつ永続的に存在するものであることから、極めて大きな導入の可能性がある。本検討においては、2009年度に環境省において別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）等の結果を用いて、各再生可能エネルギーの導入ポテンシャルについて整理した。

当該ポテンシャル調査においては、理論的に推計することができるエネルギー資源量であって、種々の制約要因（土地用途、利用技術など）を考慮しないもの、例えば太陽光については建築物や低・未利用地などに物理的に設置可能な潜在量を合計した量を「賦存量」と定義している。また、エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮したものであって、制約要因についてシナリオを設定した上で推計した利用可能なエネルギー資源量を「導入ポテンシャル」と定義しており、本検討においてもこれらの定義に従うこととした。

③導入ポテンシャルと導入コストとの関係

②にあるように、エネルギーの採取・利用に関して種々の制約要因を考慮して推計した利用可能なエネルギー資源量を導入ポテンシャルとするものであるが、その導入コストについては、地理的な条件（風力発電であれば風速など、地熱発電であれば熱密度など）などによって導入地点ごとに異なる。

この導入コストは、各再生可能エネルギーの導入にあたり十分なレベルまで内部収益率（IRR）を引き上げるため及び投資回収年数を引き下げるために必要となる経済的支援施策の内容・規模を決定付けることから、経済的支援策の基礎データとして、導入ポテンシャルと導入コストの関係を整理し、導入ポテンシャル全体における導入地点ごとの単価を推計する作業等を行った。

④2020年を対象とした導入見込量とそのために必要な施策の評価

②・③にあるように、支援や規制（導入義務付け）などを限度なく行えば導入ポテンシャルまで導入することができるが、一方で、必要となる温室効果ガスの排出削減量を合理的な導入コストで実現するという観点等から、必要となる導入量がどの程度かを見込む必要がある。そこで、②の導入ポテンシャルを考慮しつつ、地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルの導入目標を導入見込量とした。

この導入見込量を導入目標として設定することの妥当性について評価するためには、導入見込量を達成するために必要となる経済的支援策等が、施策としての合理性を有しているかを確認する必要がある。例えば、固定価格買取制度を導入し、内部収益率（IRR）を引き上げて導入を促進する場合、買取総額が増加して支援費用が増えることによって、導入費用に比較して支援費用が過大になり、適切な水準を上回る可能性がある。逆に、導入見込量を達成するために必要となる経済的支援策等が、現行の施策や関連事業者の取組の内容等も考慮してより手厚くできると評価される場合には、その導入見込量以上の導入目標を設定することも可能となる。

このため、③で得られた「導入ポテンシャルと導入コストとの関係」のデータを用いながら、経済的支援策の内容（支援レベル、支援対象範囲、条件等）を整理し、経済的支援策を実施した場合に必要な支援総額の試算を行いながら、導入見込量とそのために必要な施策の内容・規模等を同時に検討した。

⑤導入目標の設定

④の検討の結果示された、導入見込量達成のために必要な施策の内容・規模等について、施策としての合理性を有しているかを、現行の施策等を参照しつつ検討した。その上で、これを適正な範囲内に収めつつ、かつできる限り導入インセンティブが働く水準に経済的支援策等の内容を設定した場合に見込まれる導入量を、導入目標とした。

なお、2020年の導入目標としては、25%①ケース（国際貢献、吸収源を10%程度含むと

したケース)、25%②ケース(国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース)、25%③ケース(国際貢献、吸収源を含まないケース)の3つのケースを想定した。

⑥その他の事項の整理

- ・導入目標達成に向けて必要な配慮事項
経済面以外で、導入目標達成に向けて必要な配慮事項を整理した。
- ・中長期的な(2030、2050年の)導入目標
導入ポテンシャル等を踏まえて、中長期的な2030年と2050年の導入目標を設定した。

3.1.2 再生可能エネルギーの導入見込量とそのために必要な施策の評価(④の詳細)

(1) 評価の手順の概要

設定された導入見込量を実現するために、どのような経済的施策が必要となるのかを、以下の手順により評価した。経済的支援策の強度の指標としては、太陽光発電及び太陽熱利用以外の再生可能エネルギーにおいては事業者の投資判断指標のIRRを用い、太陽光発電及び太陽熱利用においては、主に一般家庭における導入を想定しているため、投資回収年数を指標として用いた。

<太陽光発電及び太陽熱利用以外の再生可能エネルギー>

○ステップ1. 限界導入費用の試算

導入見込量における限界導入費用(導入見込量限界まで導入された場合に、単位導入量当たりの導入費用が最も高くなる地点のその導入費用)を求める。

○ステップ2. IRRが一定水準で確保される経済的支援策の検討

導入見込量を実現するために、限界導入費用がかかる地点で導入する場合であっても、事業の投資判断に用いられるIRRが一定水準確保される経済的支援策を検討する。

経済的支援策としては、海外の動向及び地球温暖化対策基本法案の内容を踏まえ、再生可能電力については導入が有力視される固定価格買取制度、再生可能熱については類似の施策としてグリーン熱証書の買取を想定した。

したがって、IRRが一定水準確保される経済的支援策の検討とは、具体的には、IRRが一定水準確保される買取価格を導出したことを意味する。

その際、必要に応じて、導入見込量や買取価格を変化させ、他の施策の併用などを想定しつつ、できる限り複数の導入シナリオを検討し、導入見込量や買取価格等を評価した。買取価格の評価に当たっては、陸上風力発電については、風車のコストダウンによる一定程度発電単価の低減を見込んだ。

＜太陽光発電及び太陽熱利用＞

太陽光発電及び太陽熱利用については、地点によって導入費用の差が大きくないため、導入することが経済的に合理的かどうかの判断は、基本的に全国で均一になされると言える。また、太陽光及び太陽熱の導入は主に一般家庭における導入を想定しているため、経済的に合理的かどうかの判断は、投資回収年数を判断基準になされるものとした。

したがって、投資判断基準である投資回収年数を設定すればそこから導入量を算出することができ、同時にそのために必要となる買取価格の水準と支援費用の総額も算出できる。

そこで、需要家の投資を誘発する投資回収年数の異なる複数の施策シナリオを想定し、これによって得られる導入量と、そのレベルまで投資回収年数を引き下げるために必要な買取価格を試算することによって、あらかじめ想定した導入見込量及びその達成に必要な経済的支援策の水準（その他の再生可能エネルギーと同様に、買取価格の水準）を評価することとした。施策シナリオについては、具体的には、家庭や民間企業において一般に太陽光パネルの性能が保障される10年間で投資回収が可能になるシナリオを基本としつつ、ポテンシャル調査やAIM日本技術モデルの想定値、機器の耐用年数等を踏まえ、複数の経済的支援施策のシナリオを設定した。

なお、太陽光発電及び太陽熱利用の導入見込量の試算においては、毎年導入が進むと習熟効果により導入単価が低減し、それによりさらに必要となる支援の単価も年々減少するという好循環が成立することを考慮した。

（2）経済的支援策に係る IRR・投資回収年数の水準の設定

再生可能エネルギーの種類ごとに、事業者や需要家における導入の判断基準となる IRR・投資回収年数の水準は、表 3-1 のとおりに設定した。

表 3-1 再生可能エネルギーの種類ごとの IRR・投資回収年数の設定

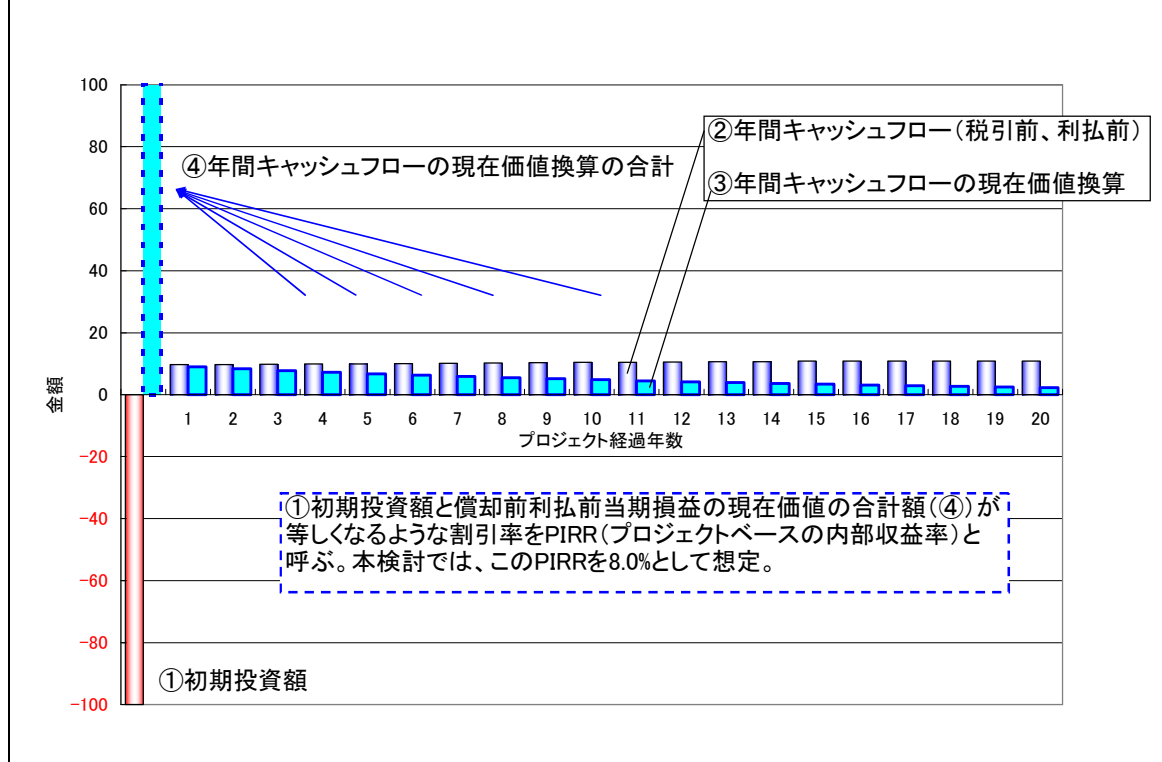
太陽光発電	投資の条件として、投資回収年数 10 年を想定 加えて、ポテンシャル調査や AIM 日本技術モデルの導入量を踏まえ、投資回収年数 10 年としたときの導入量に追加して導入するシナリオを設定
風力発電	投資の条件として、IRR 8 %を想定
中小水力発電	投資の条件として、IRR 8 %を想定 買取価格を上下させて複数の導入シナリオを想定
地熱発電	投資の条件として、IRR 8 %を想定 温泉発電を含めるシナリオを想定
太陽熱利用	投資の条件として、投資回収年数 10 年及び投資回収年数 15 年のシナリオを想定
バイオマス発電・熱利用・燃料	投資の条件として、IRR 8 %を想定

【参考】投資判断の基準としてのIRR¹⁴=8.0%の考え方

国交省によると、日本におけるPFI（プライベート・ファイナンス・イニシアティブ）事業の事業採算性の目安として、Equity IRR（EIRR）¹⁵で10%程度というものが目安として示されている。¹⁶

例えば、風力発電導入案件を想定して「DSCR¹⁷:1.3、金利：4%、借入期間：15年」という条件でプロジェクトファイナンスを組んだ場合、EIRR=10%を確保するためには、Project IRR（PIRR）で8.0%が必要となる。

よって、再生可能エネルギー導入プロジェクトの投資判断の基準として、PIRR=8.0%を用いることとする。なお、PIRR=8.0%は必要条件ではあるが、プロジェクトファイナンスの組み方次第でEIRRは変わり得る。



¹⁴ 初期投資額と償却前利払前当期損益（売電収入とメンテナンス費や人件費等の支出を考慮した年間キャッシュフロー）の現在価値の合計額が等しくなるような割引率。資金調達方法による影響を受けずに、事業への投資（資本金及び借入金を含む）に対する投資効率を表す。

¹⁵ 資本金と元利返済後の当期損益の現在価値の合計とが等しくなるような割引率。本事業への投資（資本金）に対する投資効率を表す。

¹⁶ 「国土交通省所管事業を対象としたVFM（バリュー・フォー・マネー）簡易シミュレーション」（平成15年12月、国土交通省）

¹⁷ （各年度の元利返済前のキャッシュフロー）を（当該年度の元利金支払額）で割った値。事業キャッシュフローの元利返済に対する余裕度を見る指標であり、金融機関から見た事業の安全性を表す。

(3) 経済的支援策に係る買取価格以外の条件

経済的支援策として採用した再生可能エネルギーの買取制度の買取価格を算出するに当たって前提となる制度設計の条件（買取価格以外の条件）としては、買取期間が20年の全量固定価格買取制度を想定した。なお、ここでは既存設置分も同価格で買い取るものと想定した。

- ・ 固定価格買取制度：
 - 買取期間は一律20年間とする。
 - 買取対象範囲は全量とする。
- ・ 評価期間は一律20年間とする。

(4) 必要となる買取価格の算出

このように、買取期間が20年の全量固定価格買取制度を実施したとして、事業の採算性を考慮して20年間の税引前IRR（以下、単に「IRR」という。）が8%以上（太陽光発電と太陽熱にあつては、投資回収年数10年）となる買取価格を定量化した。

定量化に当たっては、異なる再生可能エネルギー種の間で、可能な限り前提条件を共通化した。具体的には、次のとおり。

- ・ メンテナンスコスト：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 人件費：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 減価償却費：定額償却¹⁸と想定。
- ・ 借入条件：借入期間15年間、金利4%と想定。
- ・ 返済方法：元金均等と想定。
- ・ 租税公課：(実質建設費-累積減価償却額) × 税率（固定資産税1.4%）と想定。
- ・ 一般管理費：再生可能エネルギー種ごとに、一定の根拠に基づき想定。
- ・ 法人税：実効税率として40.87%を想定。

※これらの算定要素と限界導入費用とを用いて、IRRが8%になるような買取価格を算出した。

なお、太陽光発電及び太陽熱利用については、導入が進むと習熟効果が働き、単価が低減し、それによりさらに導入が進むというサイクルが成立することを導入見込量の試算において反映させた。すなわち、1年ごとに習熟効果を試算し、それを翌年の導入見込量の試算に反映させた。また、陸上風力発電についても風車の価格低下により、一定程度発電単価の低減を見込んでいる。

¹⁸ 償却方法は、減価償却資産の種類ごとに選定することになっており、償却方法の選定の届出が必要。届出がない場合には、法定の償却方法で計算することになっており、法定の償却方法は一般的には定額法となっている。

(5) 必要となる支援費用の算出

前述の前提条件の下で、導入促進に適切な買取価格により導入見込量まで買取を行った場合に係る費用（以下「支援費用」という。）については、以下のように定義し試算を行った。

$$\text{支援費用} = (\text{買取価格} - \text{回避可能原価}) \times \text{発電電力量}$$

※ 対策費用（ベースラインからの社会的費用の増分）は、(再エネ発電原価－回避可能原価) × 発電電力量となるが、これについては算出していない。

<補足：回避可能原価について>

ここでいう回避可能原価とは、例えば再生可能エネルギーによる発電電力量が増加したことで、電力会社側で費用の発生を回避させることができる原価である。

具体的には、非化石電源（原子力及び水力）は、再生可能エネルギーの導入量に依存せず一定の電力量を供給すると考えると、電力会社が回避させることができる原価としては、火力発電の燃料費単価が該当する。

地熱発電のようにベース電源としての機能を持つ場合は、火力発電の発電単価（建設費等を含む）そのものを回避可能原価とみなすこともできるが、今回は2020年までに火力発電の新規立地まで回避するものとは考えず、再生可能エネルギーの種類によらず火力発電の燃料費単価を回避可能原価とする。

なお、ここで買取価格から回避可能原価を控除する場合、この支援費用と便益を比較するに当たっては、便益項目としての化石燃料調達費用節約は支援費用の側で回避可能原価として考慮済みであるため、便益に計上しないこととする。

※別途行った便益評価の入力値となる新規需要額は、設備投資額（イニシャルコスト）の積算額であり、支援費用とは異なる点に留意する必要がある。

3.2 再生可能エネルギー別の評価

3.2.1 太陽光発電

(1) 太陽光発電の現状

①太陽光発電技術の概要

太陽光発電は、光起電力効果を利用した太陽光発電セルにより、太陽光エネルギーを直接電力に変換する発電方式である。

現在の発電コストは50円/kWh程度と高額であるが、量産効果によるコスト低下の余地が大きいとともに、アモルファス系・薄膜シリコン系、化合物系、量子ナノ構造等の新材料系などの素材が研究開発されており、技術進歩による発電コストの低下も期待できる技術である。

例えば、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）は、2020年の発電コスト目標を14円/kWh、2030年のコスト目標を7円/kWhと設定している。また、2009年4月10日に「経済危機対策」に関する政府・与党会議、経済対策閣僚会議合同会議でまとめられた経済危機対策では、「既存施策とも併せた技術革新・需要拡大により、3～5年間で半額程度の価格に低減」として、2012～2014年には25円/kWh程度にすることを具体的目標として掲げている。（図 3-1）

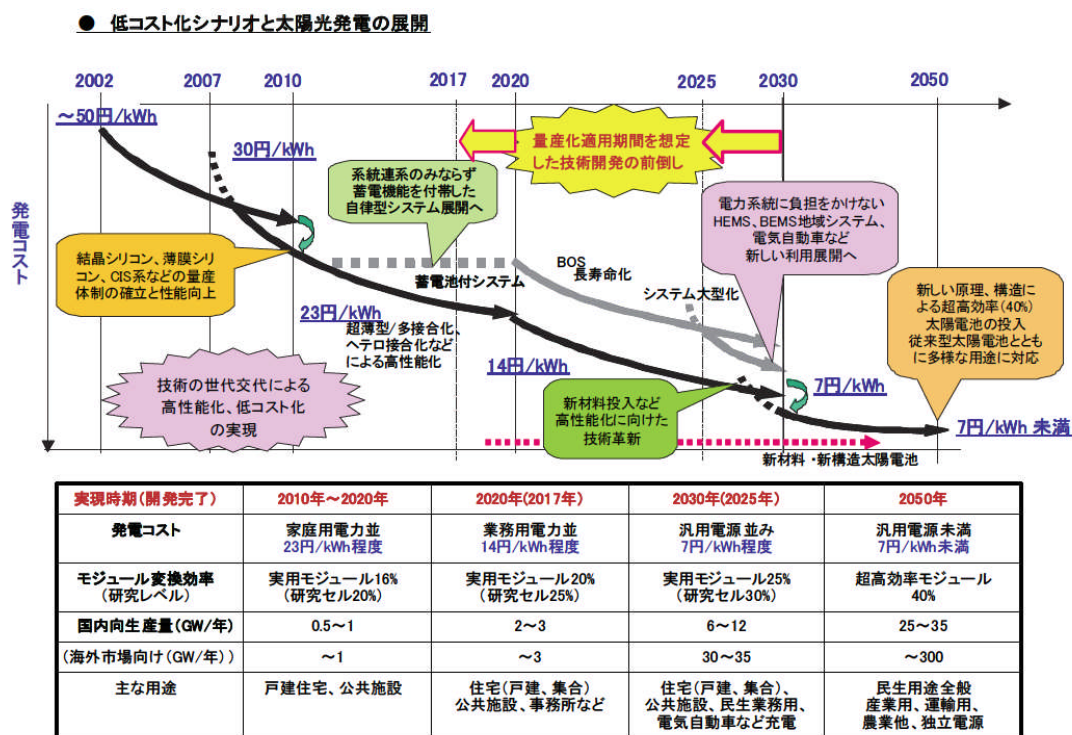


図 3-1 NEDO の PV2030+における 2020 年・2030 年のコスト目標

出典) NEDO「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030) に関する見直し検討委員会」報告書 (PV2030+)

②太陽光発電の普及の現状

太陽光発電は 1990 年代後半から住宅向けを中心に導入が伸びていたが、2005 年度で補助金支給制度を打ち切ったことにより新規導入量（フロー）は 2005 年で頭打ちになった。

なお、後述のとおり、住宅用太陽光発電の補助金制度の復活と 2009 年 11 月 1 日からの太陽光発電の余剰電力買取制度により、新規導入量（フロー）は再び増加している。2009 年度の補助金対象件数は 2010 年 2 月までに約 12 万件（平均 3.8kW/件）であり、これは約 45 万 kW の新規導入に対応する（図 3-2）。

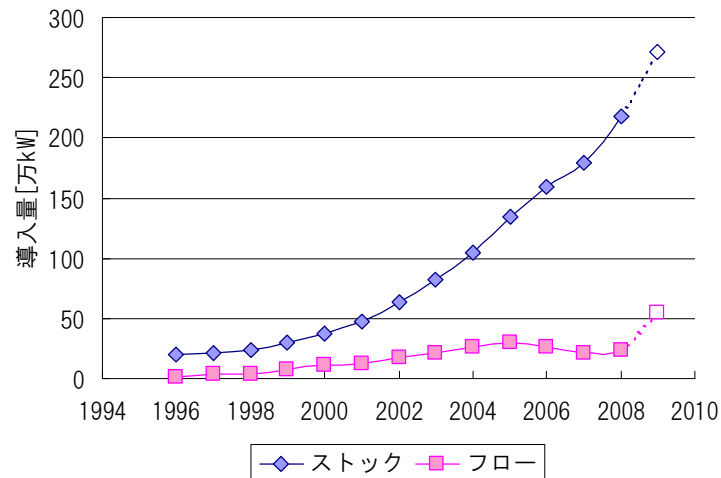


図 3-2 太陽光発電導入量の推移

注：2009年は3四半期までの新規導入に4/3を乗じた仮の値。

出典) JPEA、新エネルギー財団資料等より推計。

太陽光発電システム価格（太陽電池モジュール価格に加え、付属機器（パワーコンディショナ等）費・設置工事費を含む）は、1997年にはkWあたり100万円を超えていたが、導入の進展に伴って2009年当初時点で新築は53.9万円、既築は64.3万円¹⁹（加重平均は60.1万円）まで低下した。2006年、2007年には価格が上昇しているが、補助金制度の打ち切りによる新規導入量の減少が影響していたものと考えられる（図 3-3）。

¹⁹ 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会（第35回）配付資料、2009年5月25日

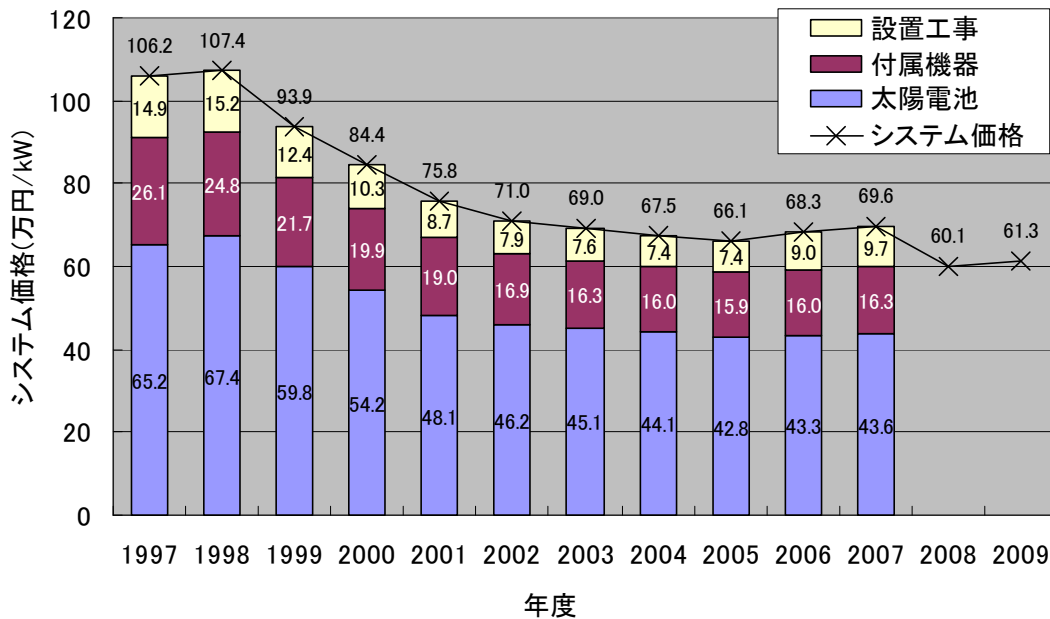


図 3-3 住宅用太陽光発電システム価格の推移

出典) 2007年度まで実績は新エネルギー財団「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」(2008年5月)、2008年度以降実績は太陽光発電協会太陽光発電普及拡大センター「住宅用太陽光発電補助金交付決定件数」(2010年1月)より。ただし2008年度は2009年1月～3月のみ、2009年度は4月～12月のみ。

③太陽光発電導入促進のための経済的支援

現在、住宅用太陽光発電の導入に対しては、導入費用の補助と余剰電力の買取制度が実施されている(表3-2)。現在の制度は、戸建住宅について、相対的に有利な制度となっているが、発電した電力を余剰分に限らず自家消費分も含めた全量を買取る制度とするか否かについて議論が行われている。一方、集合住宅や非住宅については、一定の支援は以前から実施されているものの、集合住宅や非住宅に対する支援や導入インセンティブは弱く、その拡充に向けた議論も現時点では活発とは言えない。

地方公共団体でも低利融資制度や導入補助金上乗せなど、独自の支援制度を実施している。

また、太陽光発電はRPS法の対象となっている。この場合、電力会社がRPS法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。なお、平成23年度から平成26年度の間は、太陽光発電による電力量を2倍としてカウントする措置が導入されている。

表 3-2 太陽光発電導入促進のための主な経済的支援

期間	制度・実施者	概要
2007年度～ (類似制度は以前からあり)	新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金	事業者による先進的な新エネルギー等利用設備(太陽光発電設備を含む)の導入に対し、事業費の3分の1～2分の1を補助する制度。事業者による集合住宅への導入も対象。2009年度の交付実績では、新エネルギー等全体660件のうち太陽光発電が8割以上を占めた。
2008年度～	住宅用太陽光発電導入支援対策補助事業	住宅用発電設置者に対し、7万円/kWの補助を行う。なお、モジュール変換効率が一定以上、一定の品質・性能・サポート体制の確保、システム価格が70万円/kW以下であることが要件である。2009年1月～12月間で、約5.1万件の住宅に対し補助金交付が決定された。
2009年11月～	太陽光発電の新たな買取制度	太陽光発電(大規模を除く)の余剰電力を10年間電力事業者が買い取る制度。コストは電力料金に上乗せされる(2020年頃に太陽光発電の導入量を20倍程度にするとした場合、標準家庭において月額数十円～100円程度の負担となると試算)。2009年度対象分の買取価格は住宅用48円/kWh。非住宅用24円/kWh(いずれも他の自家発電を併設していない場合)。
2010年度以降	(仮称)再生可能エネルギーの全量買取制度	「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において、全量買取についての検討が行われている。2010年3月には、買取価格・買取期間等の異なる複数の制度オプションが提示された。
2009年～	東京都「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」	太陽光発電の環境価値のうち、設置した住宅において使用された電力量10年分の環境価値を譲渡することを条件に補助金を交付する。公社は、その一部をグリーン電力証書として発行し、企業等に販売する。
—	各地方公共団体	低利融資制度、導入補助金上乗せ(2～6万円/kW程度)などが実施されている。自治体によっては「グリーン電力証書」を絡めた補助制度等もある。

(2) 太陽光発電の導入ポテンシャル

環境省で2009年度に別途実施した「ポテンシャル調査」や既存調査から推計される太陽光発電の導入ポテンシャルをまとめると下記のとおり。

表 3-3 太陽光発電の導入ポテンシャル

部門			前提・出典	導入可能量
民生	住宅	戸建	1日の日射時間5時間以上確保できる戸建住宅(全戸建住宅の60%と推定)に4kWシステムを導入。 [総合エネルギー調査会基本政策小委員会資料(1996年)]	6,000万kW
		集合住宅	屋根・屋上の50%、側壁の25%に設置。 [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)]	5,190万kW
	産業(非住宅)		施設カテゴリ別に、サンプル図面に基づいて他	3,418万kW
公共等	公共施設(学校施設、その他公共施設)		設備や構造物の有無・日照時間等を考慮したシナリオを設定し、太陽電池設置可能面積を詳細に推計。[環境省「ポテンシャル調査」]	2,135万kW
	道路施設・鉄道施設・その他交通・運輸施設		一般道路防護柵高さ1m、高速道路遮音壁高さ2m、鉄道高架橋高さ1mに設置。 [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)]	1,760万kW
未利用地			耕作放棄地、工業団地(分譲中)、最終処分場、その他における設置を想定。 [環境省「ポテンシャル調査」]	9,370万kW
合計				28,098万kW

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

①導入見込量の推計

a) 導入シナリオの設定

タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルでは、2020年の太陽光発電導入量を、3,720～7,900万kWと想定している。(表 3-4)

表 3-4 AIM 日本技術モデルにおける太陽光発電導入量

		2005年	2020年	
			25%①	25%②
導入量 (万kW)	家庭	114	1,620	3,600
	業務	30	2,100	4,300
	合計	144	3,720	7,900

※ 2020年25%①ケース：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース

2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース

2020年に25%①ケースの3,720万kWという導入見込量は、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「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)」(2009年2月)における値である。

同提言では、

- ・住宅・非住宅に対して投資回収年数が10年(IRR7.8%に相当)となる経済的支援
- ・公共部門での民間と同量設置

を行うことにより、2020年の導入量3,720万kWを拡大し、太陽光発電の発電単価14円/kWhを達成する姿を描いている。

この投資回収10年となる3,700万kW導入のシナリオに加え、AIM日本技術モデルで25%②ケースとして示されている7,900万kWまで導入するよう、ポテンシャル調査を踏まえ段階的に導入量を増加させた複数のシナリオを設定して、導入見込量を推計した。

ここでは、AIM日本技術モデルにおける導入量25%②ケースの7,900万kWの導入に向けて、導入量に応じた5つの導入シナリオ(「現状制度継続シナリオ」「低炭素検討会シナリオ」「建築物追加措置シナリオ」「建築物・住宅追加措置シナリオ」「事業用太陽光追加措置シナリオ」)を想定し、各導入シナリオの導入見込量の推計を行った。各導入シナリオの詳細は下表のとおり(表 3-5)。

表 3-5 太陽光発電導入シナリオ

	導入補助・買取	その他
現状制度継続シナリオ	<ul style="list-style-type: none"> ・住宅：投資回収年数が 13.8 年（2010 年で、導入補助金 7 万円/kW 及び余剰電力買取 48 円/kWh に相当）となる経済的支援 ・非住宅：なし（余剰電力の発生無しを仮定） 	<ul style="list-style-type: none"> ・公共部門での民間と同量設置を仮定
低炭素検討会シナリオ※	<ul style="list-style-type: none"> ・住宅及び非住宅：投資回収年数が 10 年（IRR7.8%に相当）となる経済的支援 	<ul style="list-style-type: none"> ・公共部門での民間と同量設置を仮定
建築物追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に加え、一定規模以上の業務用建築物の導入促進や公共施設における率先導入などの追加措置を行った場合	
建築物・住宅追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に、「建築物追加措置シナリオ」の追加措置を加え、さらに、新築戸建住宅全数及び一定規模以上の新築集合住宅全数における導入を確保する追加措置を行った場合	
事業用太陽光追加措置シナリオ	「低炭素検討会シナリオ」での措置に、「建築物追加措置シナリオ」及び「建築物・住宅追加措置シナリオ」の追加措置を加え、さらに、事業用太陽光発電の大幅導入を促進する追加措置を行った場合	

※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「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）」（2009年2月）をベースとし、直近の実績データの更新を行った。

b) 導入見込量の推計の考え方

各導入シナリオにおける導入見込量の推計にあたっては、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「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）」（2009年2月）における推計モデルを活用した。本推計モデルの概要を以下に述べる。

（推計モデルの概要）

太陽光発電は、日本では家庭など事業目的ではない主体により導入されることが多いことから、他の種類の再生可能電力とは異なり、投資回収年数に着目して導入の判断が為されることを想定した。

2010年までの累積生産量を基準に、国内外の太陽光発電市場拡大によるコスト低下（習熟効果）とそれによる更なる導入加速（投資回収年数受容曲線）の循環から導入見込量を推計した。なお、太陽熱利用機器を導入した世帯にも太陽光発電が導入可能であり、また太陽熱利用機器の利用により満たされる熱需要は、一般に太陽光発電により供給される電

気により賄われるものではないことから、太陽光発電導入量の推計では特にこの影響を考慮していない。

本推計モデルの推計フローは図 3-4（戸建住宅、共通部分）及び図 3-5（集合住宅、産業）のとおり。

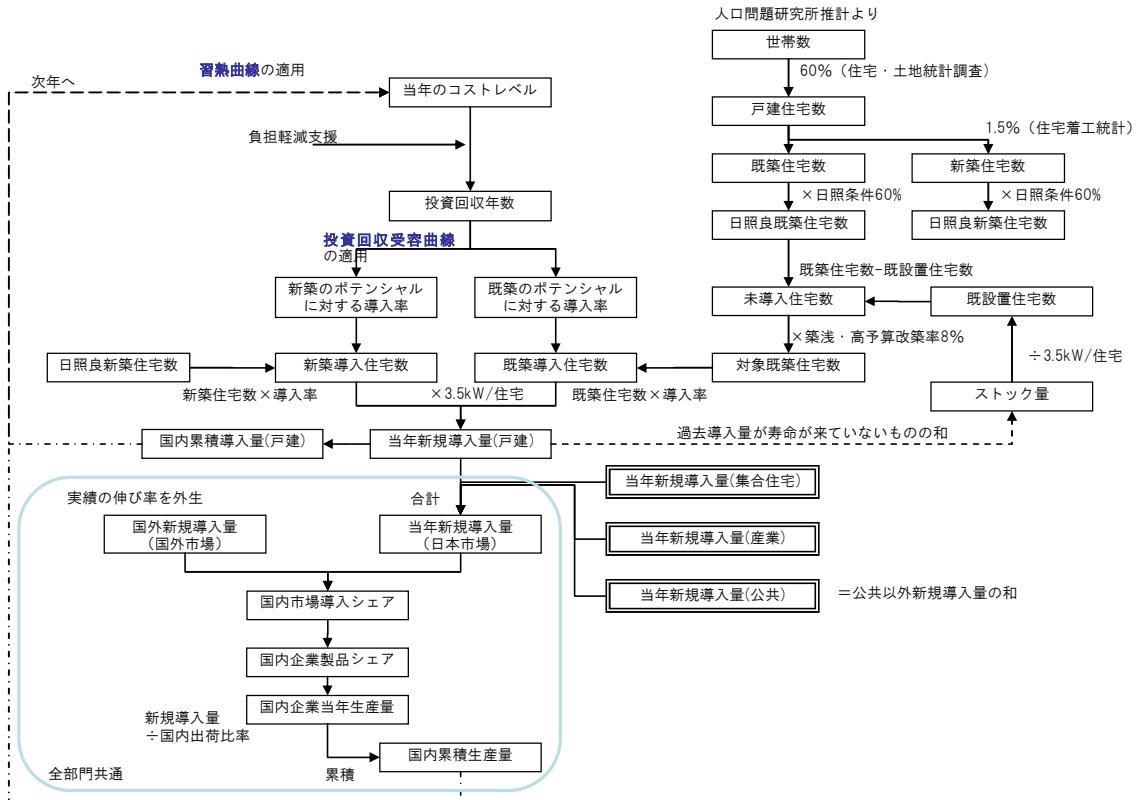


図 3-4 太陽光発電の推計フロー（戸建住宅、共通部分）

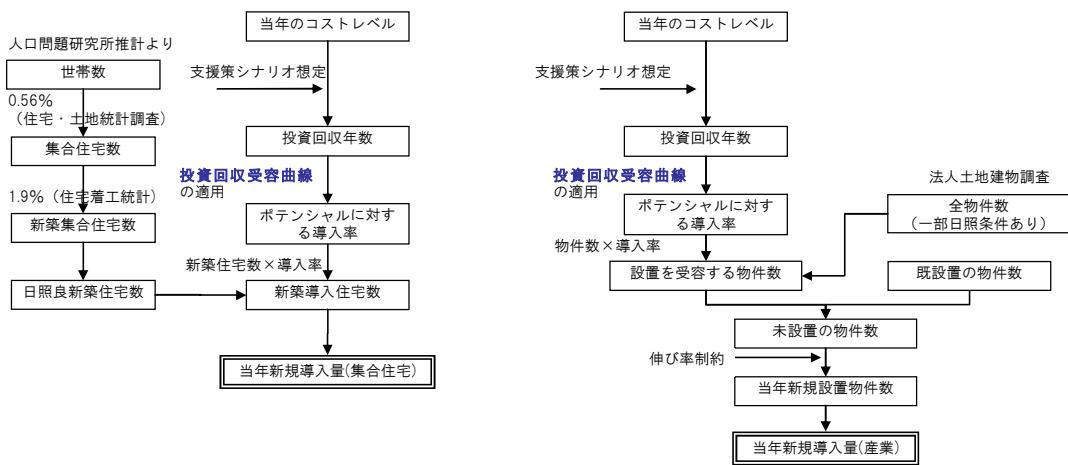


図 3-5 太陽光発電の推計フロー（集合住宅、産業）

本推計モデルにおける習熟効果としては、EPIA（欧州太陽電池工業会）の推計²⁰による習熟率 80%を適用した。設備コストは国内企業による累積生産量（輸出を含む）により低減し、施工コストは国内の累積導入量（輸出は考慮しない）により低減すると想定した。なお、発電設備の輸入は考慮していない。

投資回収年数受容曲線としては、住宅・産業の省エネ設備投資に関する米国の研究事例²¹をもとに、一般消費者に対する太陽光発電導入意向に関する既存のアンケート結果²²からうかがえる太陽光発電の認知度の高さを加味して上方修正した。具体的には、アンケート結果には実際の導入との乖離があると考えられること、一方で太陽光発電の認知度・導入意向が一般の省エネ機器に比較して高いと考えられることから、住宅における投資回収年数受容曲線は、投資回収年数 10 年時点で、米国の研究事例による曲線と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。これにより、投資回収年数が 10 年であれば、住宅(新築 100%と既築の 8%)の 24%が導入すると推計した(図 3-6)。(なお、2020 年以降は、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）により、導入量が向上するものとして推計している。)

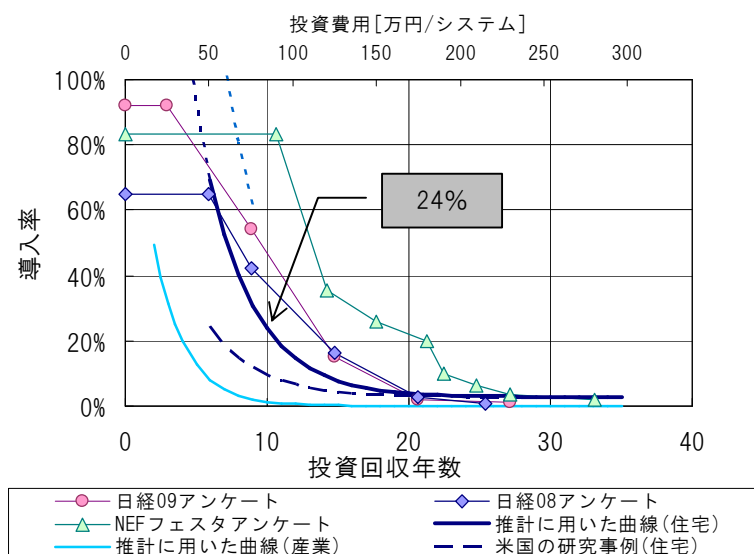


図 3-6 太陽光発電に対する投資回収年数受容曲線

さらに、国内累積生産量を推計する際には、国内需要の拡大により、国内企業の生産の

²⁰ EPIA “EPIA ROADMAP”, 2004

²¹ Potomac Electric Power Company, “Response of the Potomac Electric Power Company to the Maryland public service Commission”, 2006

²² 日本経済新聞(2009年1月19日)、日経新聞社「日経プラスワン」(2008年8月16日)、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)

拡大を誘発する効果を見込んだ。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た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。

2004年以降には、世界全体の太陽光発電の新規導入量に占める我が国の太陽光発電の新規導入量のシェア（国内導入シェア）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（国内企業シェア）が共に直線的に減少している（図3-7）。そこで、本推計モデルにおいては、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。

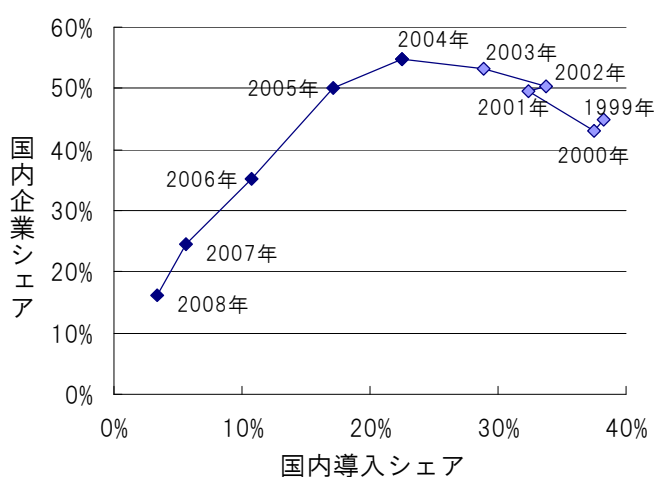


図 3-7 国内導入シェアと国内企業シェアの近年の動向

出典：JPEA 資料、PV News 等より MRI 作成

c) 試算結果

ア) 現状制度継続シナリオ

<導入見込量>

住宅用発電設置者に対する7万円/kWの補助と余剰電力買取制度を併用する現状制度は、住宅設置者に対する投資回収年を約13.8年に短縮する制度に相当する。

今後、買取価格をこの投資回収年数が維持されるように引き下げつつ、同じ制度が2020年まで継続すると仮定した場合の導入見込量は以下のとおり。

住宅において、年間60万kW程度の新規導入が見込まれるが、余剰電力の発生が少ない非住宅用の導入はほとんど伸びず、太陽光発電全体のコスト低下も遅れるため、2020年に1,600万kW程度の導入量となることを見込まれた。(図3-8)

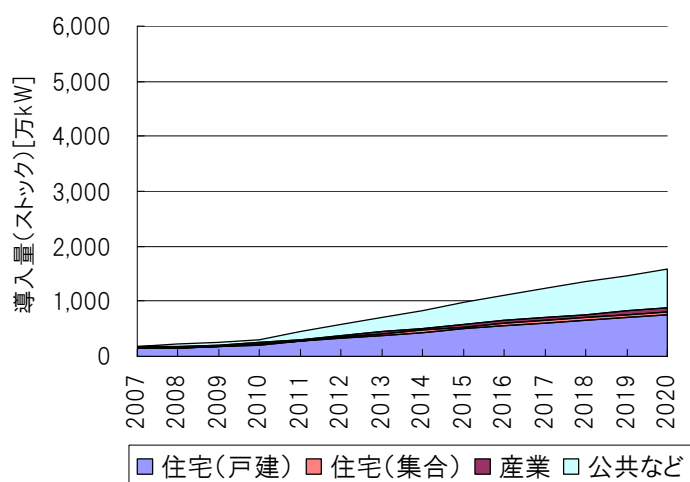


図 3-8 太陽光発電現状制度継続シナリオ

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

現状制度の継続による投資回収年は約13.8年である。

「現状制度継続シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図3-9～図3-11)

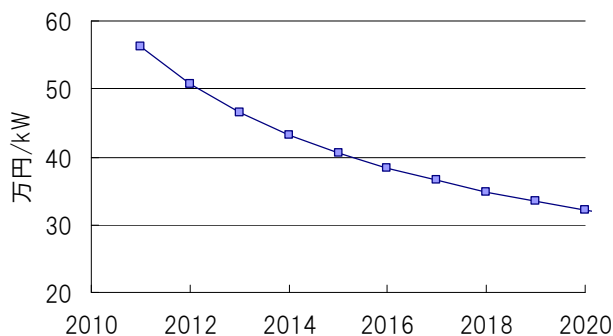


図 3-9 太陽光発電の設備費用の推移

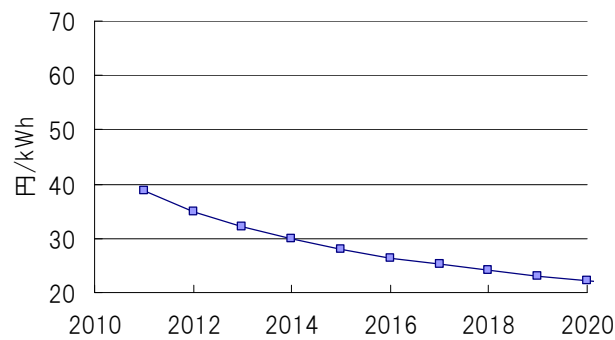


図 3-10 太陽光発電の買取価格水準の推移

※他シナリオとの比較の観点から、現状の設置補助(7 万円/kW)と余剰電力買取による支援水準を全量買取価格水準に換算。

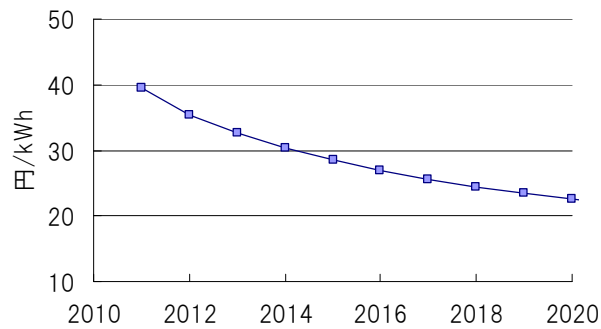


図 3-11 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-12、図 3-13 及び表 3-6)

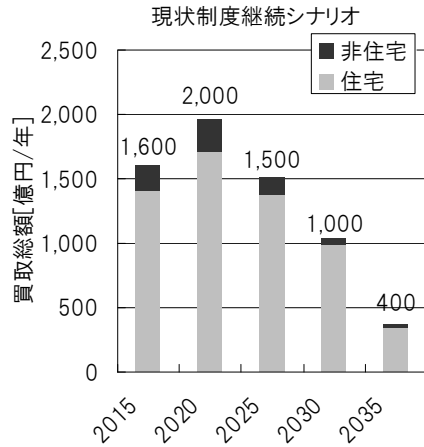


図 3-12 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

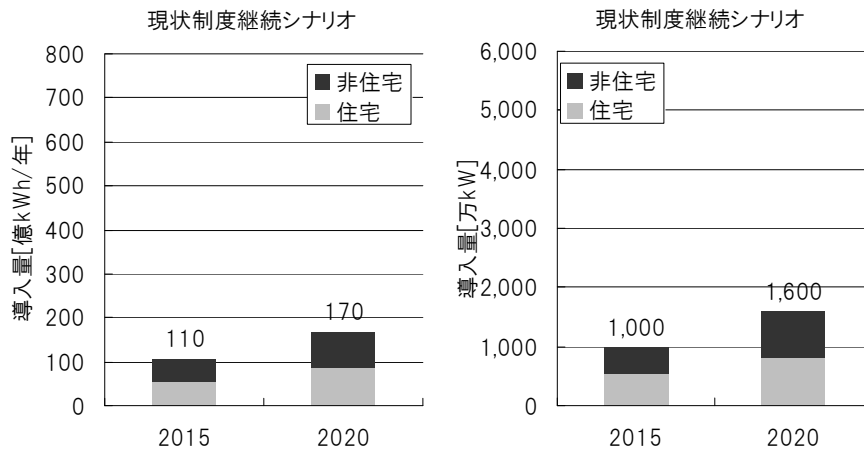


図 3-13 太陽光発電の導入量（年間発電電力量（左）、設備容量（右））

表 3-6 太陽光発電の支援費用（億円）

	現状制度継続シナリオ
支援費用総額（2011年～2040年* 累積、割引率4%）	22,000
年平均額	850
最大額（2020年）	2,000

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

イ) 低炭素検討会シナリオ

<導入見込量>

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「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）」（2009年2月）においては、投資回収年数10年で、2020年の導入量3,700万kW、発電単価14円/kWhを達成することが示されている。

「低炭素検討会シナリオ」ではこの提言に対して、直近のデータを加えて実績データを更新し、再推計を行った。「低炭素検討会シナリオ」における2020年の導入見込量は、直近の住宅用太陽光発電設置の伸びを反映して、3,744万kWと推計された。（図3-14）

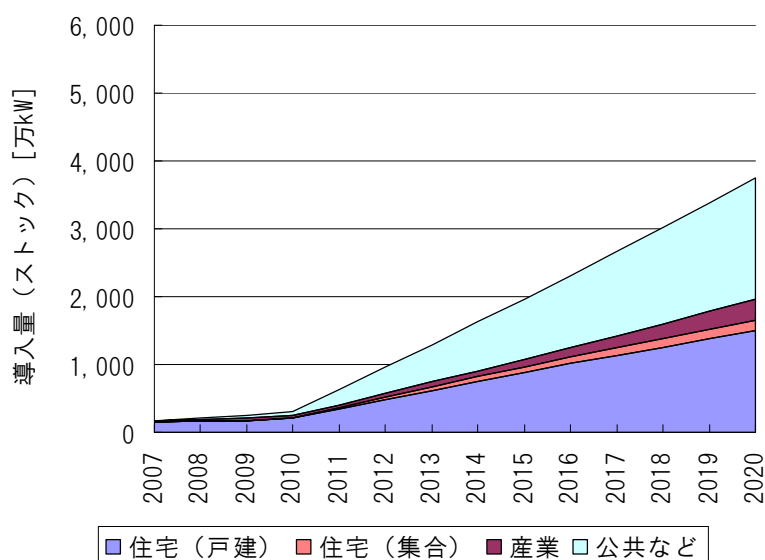


図 3-14 太陽光発電低炭素検討会シナリオ

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

本シナリオにおいては、公共施設への率先導入に加え、家庭や民間企業が一般的に太陽光パネルの性能が保障される10年間で投資資金を回収できるような支援策を講じることが必要である。なお、ここでいう支援策とは、買取期間20年の全量固定価格買取制度をいう。

設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。（図3-15～図3-17）

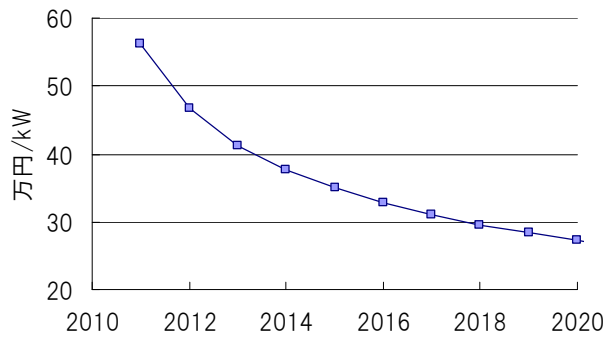


図 3-15 太陽光発電の設備費用の推移

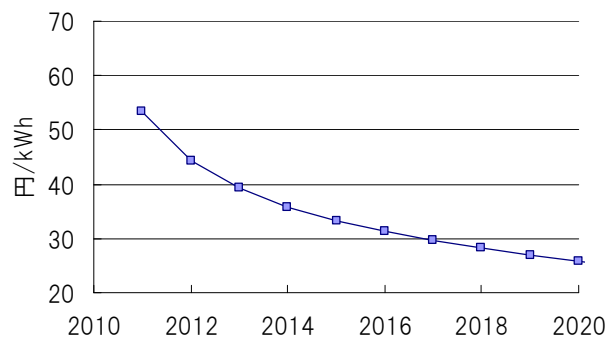


図 3-16 太陽光発電の買取価格水準の推移

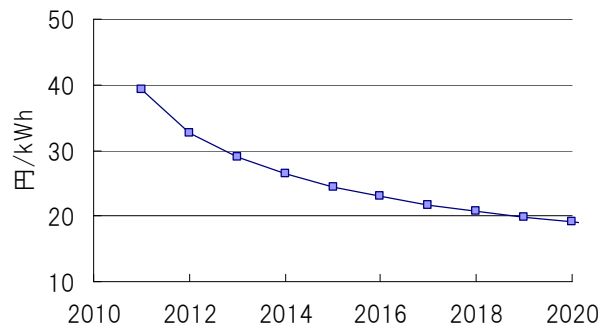


図 3-17 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共施設への設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-18、図 3-19 及び表 3-7)

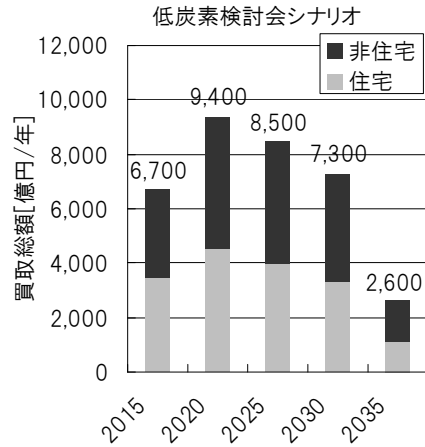


図 3-18 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

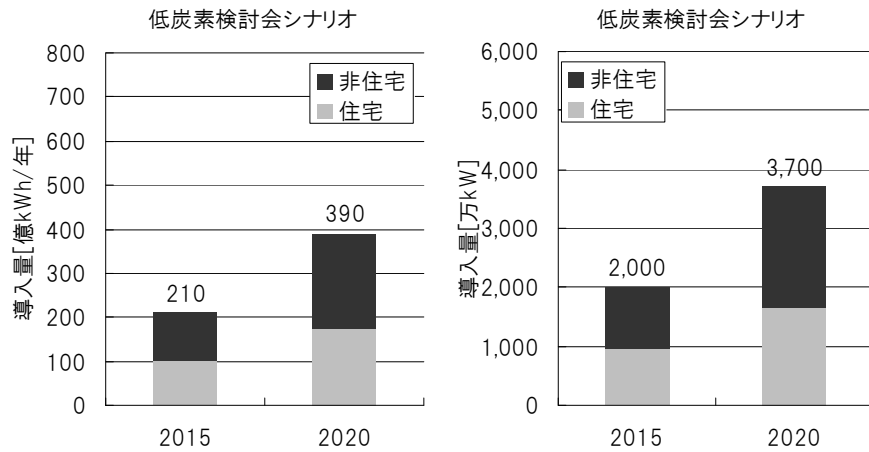


図 3-19 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量 (左)、設備容量 (右))

表 3-7 太陽光発電の支援費用 (億円)

	低炭素検討会シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年* 累積、割引率4%)	109,000
年平均額	4,400
最大額 (2020年)	9,400

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

ウ) 建築物追加措置シナリオ

<導入見込量>

「建築物追加措置シナリオ」では、上記「低炭素検討会シナリオ」に加え、以下の D)~III) の建築物等に対する追加措置を行った場合の導入量見込を推計した。

I) 公共施設における太陽光発電導入

表 3-3 に示したように、「ポテンシャル調査」による公共施設（学校施設、その他施設）における太陽光発電導入ポテンシャルは全体で 2,135 万 kW であり、このうちコスト面等をあまり意識せず設置できる導入ポテンシャルは 1,873 万 kW とされており、これらの公共施設に率優先的に導入する。

II) 大規模の業務用建築物における導入

一定規模以上の業務用建築物に対して太陽光発電の導入を求める。

ここでは、省エネ法と同様に、延床面積 2,000m² をその基準と考え、一件あたり 50kW²³ の導入を見込んだ。延床面積 2,000m² 以上の建築物は全国に約 9 万 7,000 件存在するため、485 万 kW の導入が可能であり、そこまでの導入を見込む。

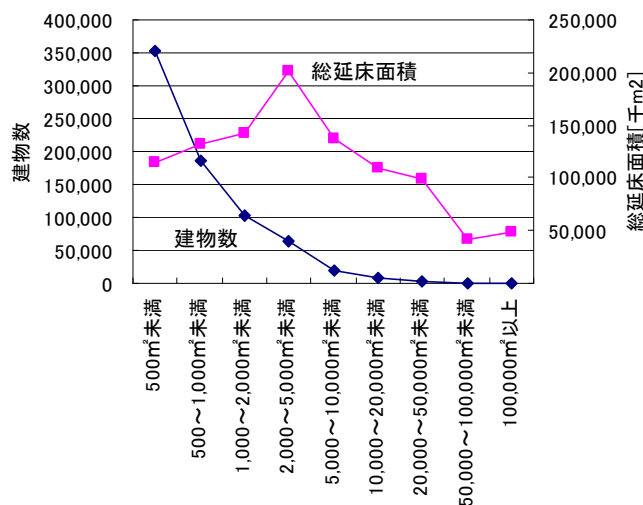


図 3-20 業務用建築物の床面積の分布

出典) 平成 15 (2003) 年法人建物調査

²³ 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 年の太陽光発電ポテンシャル推計における、事務所 1 件あたりの標準設置容量。

11) 離島等電力料金の高い地域における導入

離島等においては電力料金がいため、通常の地域よりも、太陽光発電の導入のインセンティブが高いと考えられることから、これらの地域における導入を特に促進する。

離島系統の発電容量の単純合計は約 83 万 kW である。また、容量 5,000kW 程度の離島系統に対して、対策なしでの新エネルギー導入可能量は 1 箇所あたり 700kW という評価²⁴があることから、離島においては約 12 万 kW の導入が可能であるとして、そこまでの導入を見込む。(図 3-21)



図 3-21 国内の離島系統の分布

出典) 脚注 24 参照

以上により、「建築物追加措置シナリオ」においては、「低炭素検討会シナリオ」の導入見込量 3,744 万 kW に対して 485 万 kW の導入量の上乗せが可能と見込まれる。このため、「建築物追加措置シナリオ」の導入見込量は 4,229 万 kW となる。(表 3-8 及び図 3-22)

²⁴ 財団法人エネルギー総合工学研究所 (NEDO 委託調査) 「平成 17 年度成果報告書 離島等独立系統における新エネルギー活用型電力供給システム安定化対策実用化可能性調査」

表 3-8 太陽光発電の建築物追加措置による上乗せ量

	低炭素検討会 シナリオ	建築物追加措置 による上乗せ量	建築物追加措置 シナリオ
I)公共施設における太陽光 発電導入	1,778 万 kW	95 万 kW	1,873 万 kW
II)大規模の業務用建築物に おける導入	102 万 kW (建物区分「事務所」「店 舗」における導入量)	383 万 kW	485 万 kW
III)離島等電力料金の高い 地域における導入	5 万 kW (全国平均と同程度に導 入されていると仮定)	7 万 kW	12 万 kW
「低炭素検討会シナリオ」 に対する上乗せ量合計	—	485 万 kW	—

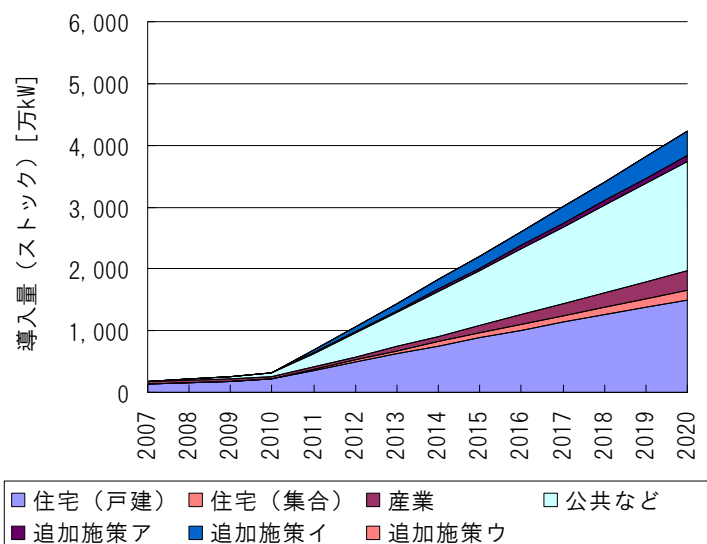


図 3-22 太陽光発電「建築物追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

「建築物追加措置シナリオ」においては、公共施設や大規模な業務用施設、離島へ追加的に導入し、投資回収年数を 9.1 年とする水準の経済的支援が必要である。

「建築物追加措置シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図 3-23～図 3-25)

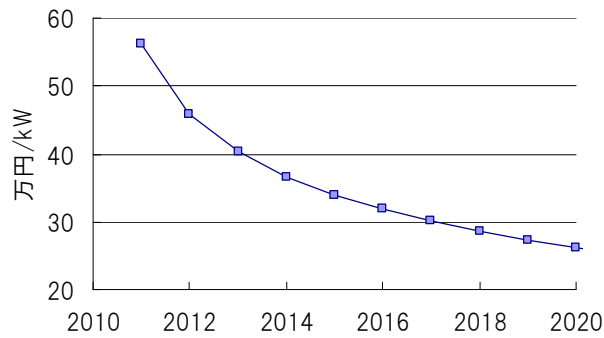


図 3-23 太陽光発電の設備費用の推移

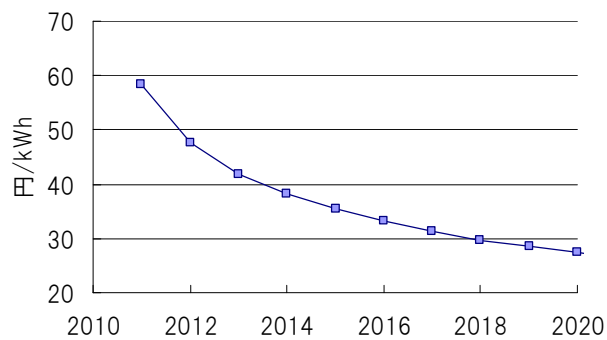


図 3-24 太陽光発電の買取価格水準の推移

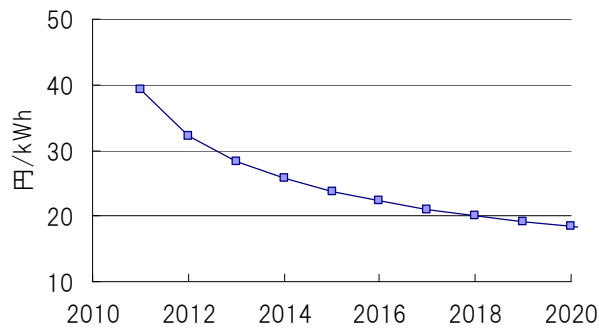


図 3-25 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-26、図 3-27 及び表 3-9)

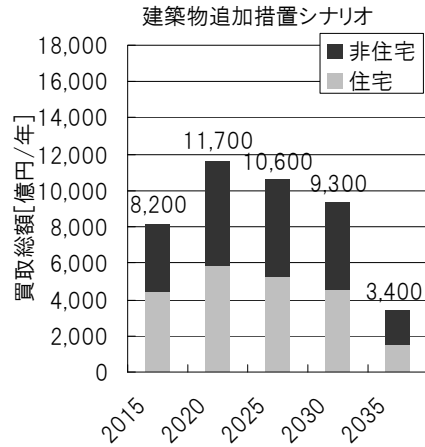


図 3-26 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

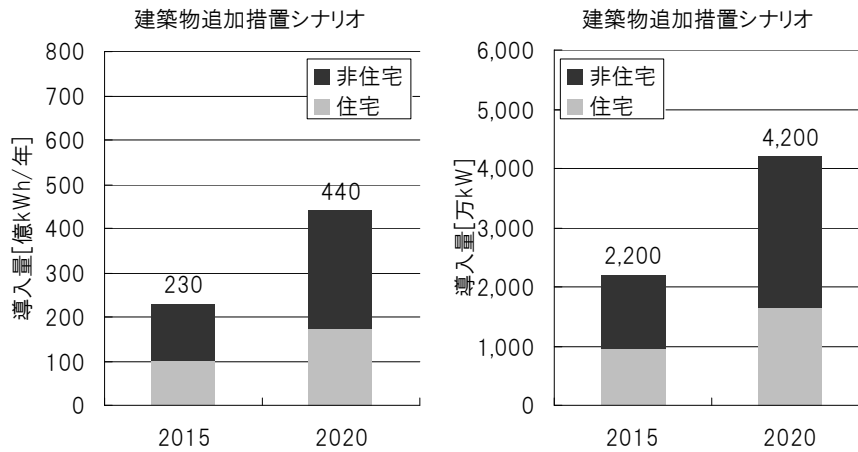


図 3-27 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-9 太陽光発電の支援費用 (億円)

	建築物追加措置シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年 *累積、割引率4%)	136,000
年平均額	5,500
最大額 (2020年)	11,700

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

エ) 建築物・住宅追加措置シナリオ

<導入見込量>

「建築物・住宅追加措置シナリオ」では、上記「建築物追加措置シナリオ」のⅠ)～Ⅲ)の建築物等に対する追加措置に加え、以下Ⅳ)～Ⅴ)の住宅に対する追加措置を行うこととする。

Ⅳ) 新築戸建住宅全数における導入

日照条件の良い新築戸建住宅の全数において、太陽光発電が導入されるよう措置する。

年間の新築戸建住宅数は約 45 万件で、そのうち日照条件を満たすものは約 60%であることから、これらすべての住宅に 1 件あたり 3.5kW を導入すれば、10 年間では 945 万 kW の導入が見込まれる。

Ⅴ) 一定規模以上の新築集合住宅全数における導入

日照条件の良い一定規模以上の新築集合住宅の全数において、太陽光発電が導入されるよう措置する。

年間の新築集合住宅数は約 62 万世帯分（約 5.4 万件）である。また、ここで導入対象とする「一定規模以上の集合住宅」は全住宅の 1 割を占めるとして、1 件あたり 20kW の導入を想定すると、10 年間では 108 万 kW の導入が見込まれる。

以上より、「建築物・住宅追加措置シナリオ」においては、「低炭素検討会シナリオ」の導入量 3,744 万 kW に対して 1,288 万 kW の導入量の上乗せが可能となる。このため、「建築物・住宅追加措置シナリオ」の導入見込量は 5,032 万 kW と推計された。(表 3-10 及び図 3-28)

表 3-10 太陽光発電の建築物・住宅追加措置による上乗せ量

	低炭素検討会シナリオ	建築物・住宅追加措置による上乗せ量	建築物・住宅追加措置シナリオ
I)公共施設における太陽光発電導入	1,778 万 kW	95 万 kW	1,873 万 kW
II)大規模の業務用建築物における導入	102 万 kW (建物区分「事務所」「店舗」における導入量)	383 万 kW	485 万 kW
III)離島等電力料金の高い地域における導入	5 万 kW (全国平均と同程度に導入されていると仮定)	7 万 kW	12 万 kW
IV)新築戸建住宅全数における導入	224 万 kW (新築戸建における導入比率は約 24%)	721 万 kW	945 万 kW
V)一定規模以上の新築集合住宅全数における導入	26 万 kW (新築集合における導入比率は約 24%)	82 万 kW	108 万 kW
「低炭素検討会シナリオ」に対する上乗せ量合計	—	1,288 万 kW	—

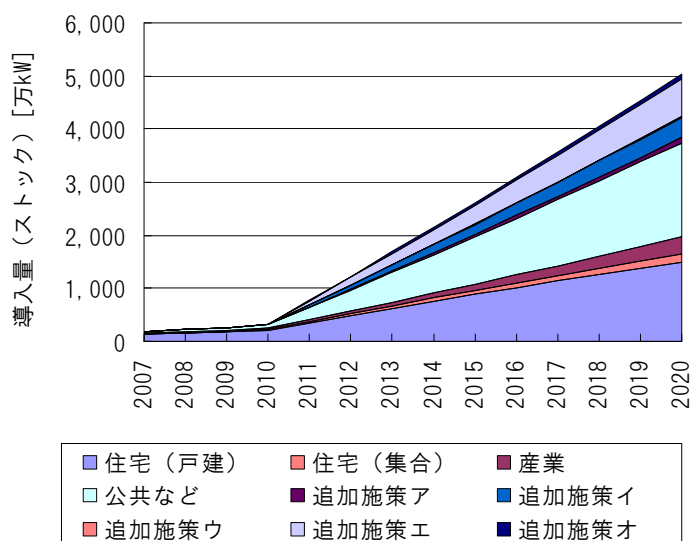


図 3-28 太陽光発電「建築物・住宅追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

「建築物・住宅追加措置シナリオ」においては、「建築物追加措置シナリオ」に加え、新築戸建住宅や一定規模以上の新築集合住宅へ追加的に導入し、投資回収年数を 8.1 年とする水準の経済的支援が必要である。

「建築物・住宅追加措置シナリオ」における設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を以下に示す。(図 3-29～図 3-31)

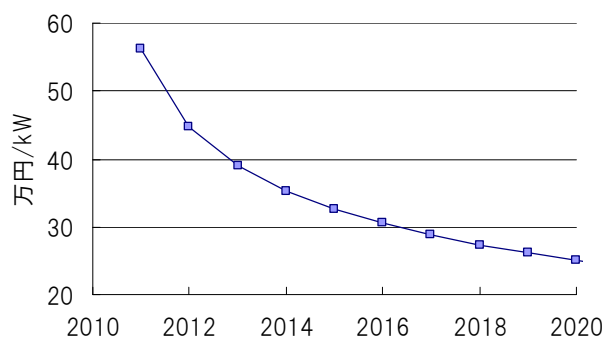


図 3-29 太陽光発電の設備費用の推移

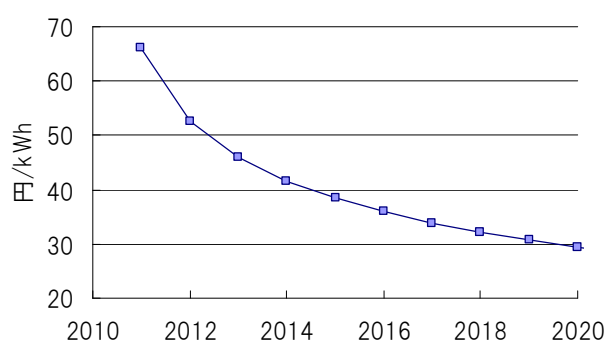


図 3-30 太陽光発電の買取価格水準の推移

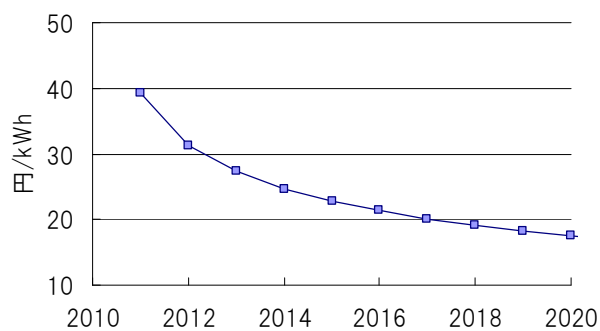


図 3-31 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している。(図 3-32、図 3-33 及び表 3-11)

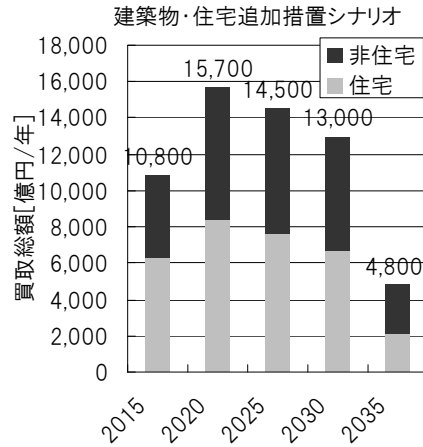


図 3-32 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

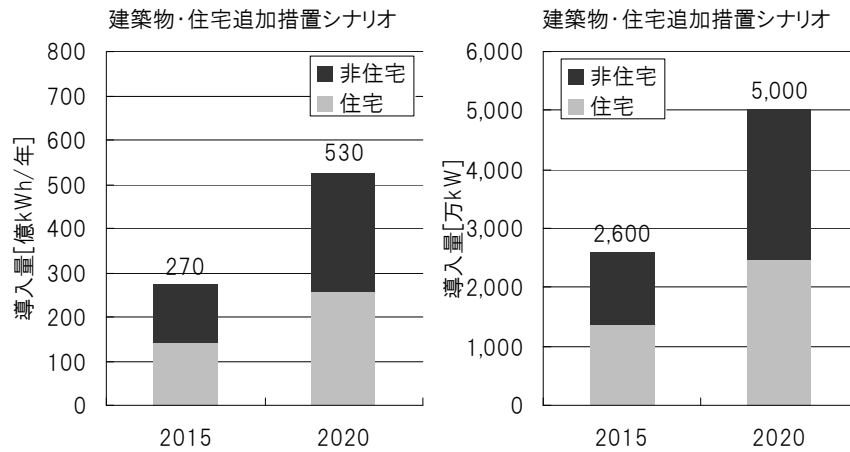


図 3-33 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-11 太陽光発電の支援費用 (億円)

	建築物・住宅追加措置シナリオ
支援費用総額(2011年～2040年* 累積、割引率4%)	183,000
年平均額	7,500
最大額(2020年)	15,700

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

オ) 事業用太陽光追加措置シナリオ

<導入見込量>

「事業用太陽光追加措置シナリオ」では、「建築物・住宅追加措置シナリオ」に加えて、さらに事業用の太陽光発電（メガソーラー）の導入を見込むこととする。メガソーラーについては、未利用地へ2,868万kW導入することとする。これより、「事業用太陽光追加措置シナリオ」の導入見込量は7,900万kWとなる。（図 3-34）

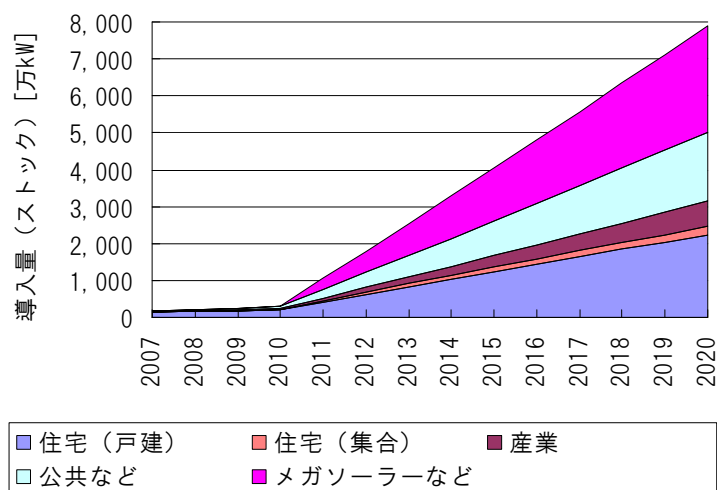


図 3-34 太陽光発電「事業用太陽光追加措置シナリオ」

<達成のために必要となる経済的支援策の内容>

事業用太陽光の設置においては、事業者の投資判断は IRR によって行われることから、ここでの経済的支援の水準は IRR 8%が維持できるものとする。表 3-12 の前提で IRR を 8%とするには、投資回収年数 7.1 年に相当する買取（設備単価が 55 万円/kW であれば 74 円/kWh）が必要となることから、設備費用の推移、対応する買取価格水準の推移、発電コストの推移を試算した（図 3-35～図 3-37）。

表 3-12 事業用太陽光発電のプロジェクト IRR 算定の想定

項目	内容
設備利用率	12%
設備単価	30 万円/kW (設置費 10%を含む) ※なお、何円であっても IRR8%と投資回収年数の間には影響はない。
耐用年数	設備耐用年数 (=プロジェクト基幹) : 20 年 法定耐用年数 : 17 年
メンテナンス費	年間で、設備単価の 2% (総額で 40%)
人件費・一般管理費	メンテナンス費に含むものとする。
支払金利	借入期間 : 15 年間、金利 : 4% (元金均等返済)
租税公課	固定資産税 (実質建設費 - 累積原価償却額) × 税率 (固定資産税 1.4%)
法人税率	実効税率として 40.87%

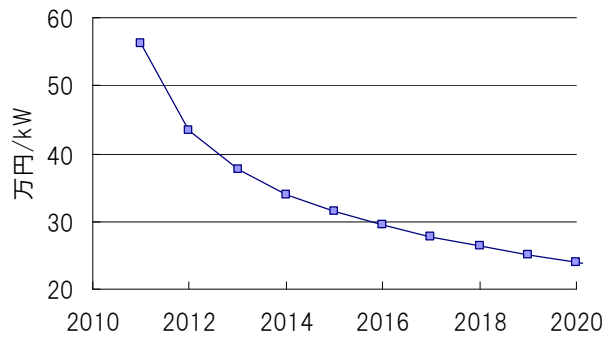


図 3-35 太陽光発電の設備費用の推移

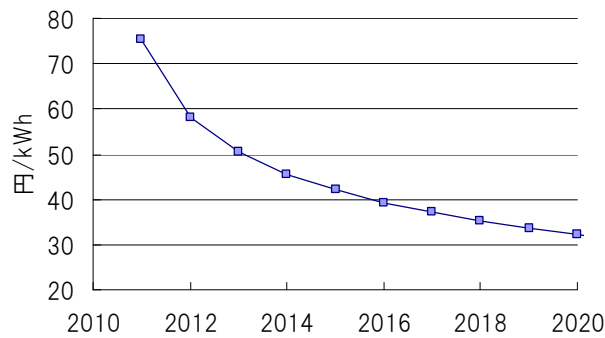


図 3-36 太陽光発電の買取価格水準の推移

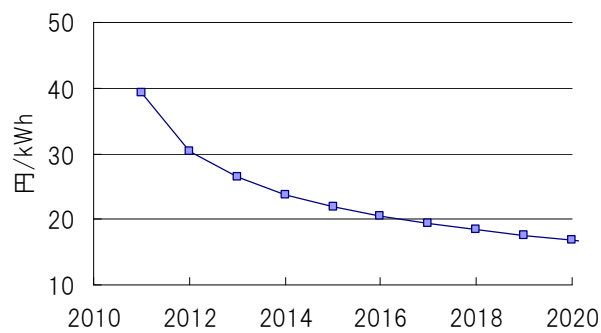


図 3-37 太陽光発電の発電コストの推移

※割引率 4%・耐用年数 20 年で年経費化、稼働率 12%とした場合。

また、このときの支援費用総額は以下のとおりと推計された。電力会社の回避可能原価 6.4 円/kWh は控除している。なお、公共設置分に対しても、それぞれの買取価格水準での買取を行うことを想定している（図 3-38、図 3-39 及び表 3-13）。

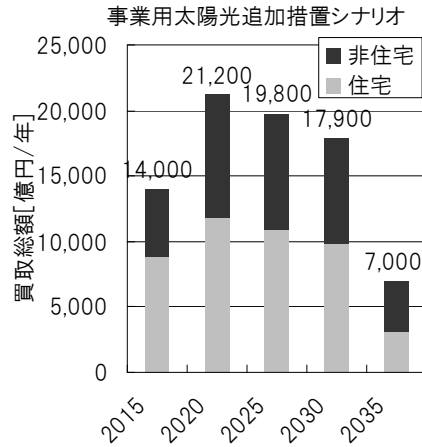


図 3-38 太陽光発電に対する年度ごとの支援費用

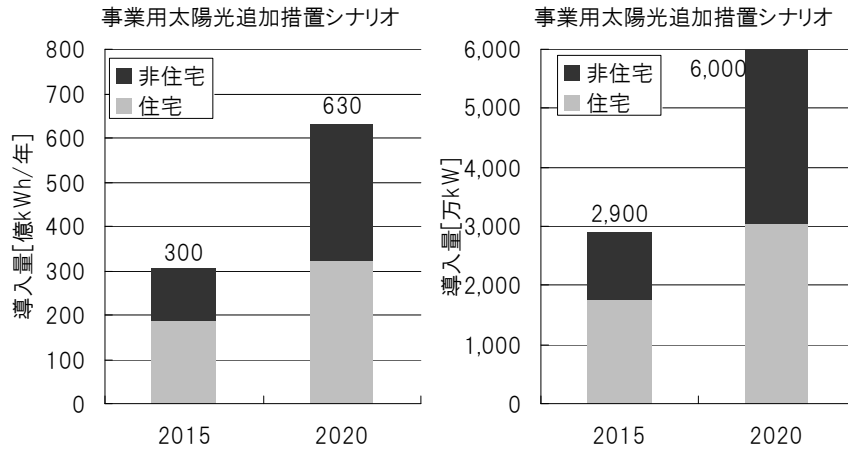


図 3-39 太陽光発電の導入量 (年間発電電力量、設備容量)

表 3-13 太陽光発電の支援費用 (億円)

	事業用太陽光 追加措置シナリオ
支援費用総額 (2011年～2040年 *累積、割引率4%)	246,000
年平均額	10,000
最大額 (2020年)	21,000

*2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

カ) 5つの導入シナリオのまとめ

上記5つの導入シナリオをまとめると下記のとおり。

表 3-14 太陽光発電の5つの導入シナリオのまとめ

				現状制度継続シナリオ	低炭素検討会シナリオ	建築物追加措置シナリオ	建築物・住宅追加措置シナリオ	事業用太陽光追加措置シナリオ	ポテンシャル
導入量 [kW]	民生	住宅	戸建	752	1,490	1,502	2,223	2,223	6,000
			集合	67	157	157	239	239	5,190
		産業 (非住宅)	工場・店舗・倉庫・事務所他	63	318	701	701	701	3,418
	公共等	公共施設(学校施設、その他公共施設)		696	1,780	1,870	1,870	1,870	2,135*1
		未利用地		0	0	0	0	2,868	9,370
	合計			1,577	3,744	4,229	5,032	7,900	—
	施策	概要			<ul style="list-style-type: none"> 住宅：投資回収年数が13.8年となる経済的支援 非住宅：なし 公共部門での民間と同量設置を仮定 	<ul style="list-style-type: none"> 住宅・非住宅：投資回収年数が10年(IRR7.8%に相当)となる経済的支援 公共部門での民間と同量設置 	左記に加え、一定規模以上の業務用建築物の導入促進や公共施設における率先導入などの追加措置を実施	左記に加え、新築戸建住宅全数及び一定規模以上の新築集合住宅全数における導入を確保する追加措置を実施	左記に加え、事業用太陽光発電の大幅導入を促進する追加措置を行った場合
	投資回収年数[年]			13.8(住宅)	10	9.1	8.1	7.1	
	買取価格 2011年 [円/kWh]			39*2	54	59	68	76	
	買取価格 2020年 [円/kWh]			22*3	26	27	30	31	
	支援費用総額*3 [兆円]			2.2	10.9	13.6	18.3	24.6	

*1 このうち、コスト面等をあまり意識せず設置できる導入可能量は1,870万kW。

*2 2011年～2040年累積、割引率4%。2040年は、2020年に導入された設備に対する20年間の買取が終了する年。

*3 設置補助(7万円/kW)と現状の余剰電力買取水準による経済的支援を、全量買取価格水準に換算した価格。

②導入目標の検討

以上のとおり、各シナリオの投資回収年数は「低炭素検討会シナリオ」では 10 年、「建築物追加措置シナリオ」では 9.2 年、「建築物・住宅追加措置シナリオ」では 8.1 年、「事業用太陽光追加措置シナリオ」では 7.1 年である。

導入目標の設定に当たっては、これらの買取価格や支援費用総額が、施策としての合理性を欠くものとなっていないかを、検討する必要がある。ここで、近年、固定価格買取制度の導入により大幅に太陽光発電の普及が進んできているドイツの事例を参考にしつつ、検討を行った。

a) ドイツの買取価格水準

ドイツでは、固定価格買取制度によって太陽光発電導入量を大幅に伸ばしているが、最近では設備価格の低下を受けた買取価格見直しが行われている。

太陽光発電に対する買取価格は、制度導入当初の 2006 年には 46.75c€/kWh（100kW 未満の設置の場合。以下同じ）であったが、2008 年 6 月にその根拠法である再生可能エネルギー法（EGG）が改正され、2009 年から買取価格が前年比 8%減額、その後も前年の導入量に応じて年率 7～9%減額されていくことが決定された。2008 年の買取価格は 43.01c€/kWh となり、また 2009 年の導入量が基準以上であったため 2010 年の買取価格は 9%減額されて 39.14c€/kWh となった。

2010 年 3 月には、再生可能エネルギー法を再度改正し、同年 7 月から買取価格をさらに 16%減額するための法案の事前指示書が閣議で承認されている。

これらの買取価格と太陽光発電の設備価格の推移を見てみると、ドイツにおける固定価格買取制度の投資回収年数水準は 10 年程度が適切水準と考えられていることがわかる（図 3-40）。

2008 年の再生可能エネルギー法の改正時には、投資回収年数は 10 年に近づいていた。2009 年から買取価格はいったん減額されたものの、同年中に設備価格が大きく下落して投資回収年数も大きく短縮した。2010 年の買取価格減額により投資回収年数はやや反発したが、それでも 8～9 年程度という水準であり、過剰補償との議論も生じて 2010 年 7 月からは買取価格はさらに減額されることとなった。

仮に設備価格が 2010 年 7 月までトレンドで下落したとすれば、2010 年第 3 四半期には買取価格の 16%減額により、投資回収年数は 10 年程度の水準に引き戻されることになる。

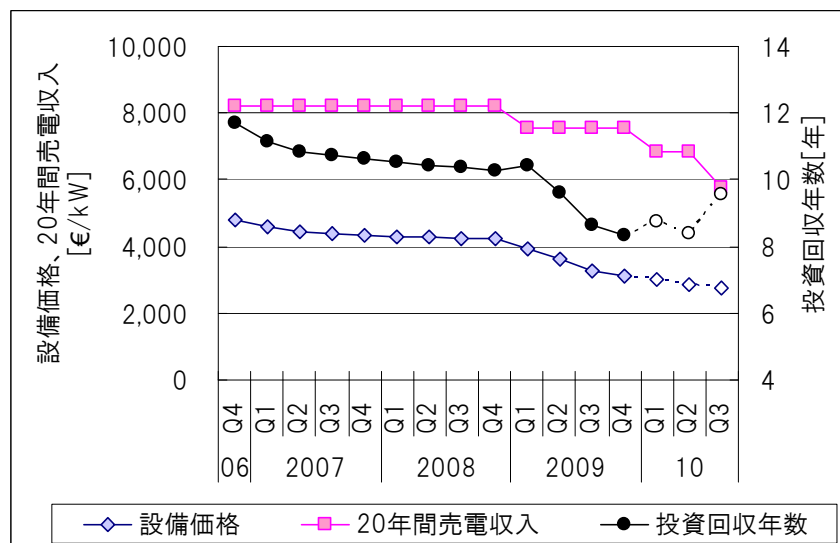


図 3-40 ドイツにおける太陽光発電の設備価格と投資回収年数の推移(30kW 以下の場合)
 出典：German Solar Industry Association (BSW-Solar), “Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)”, November 2009、ドイツ再生可能エネルギー法 (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) 等より作成。2010 年以降の設備価格は外挿による推計値。設備稼働率は 10% と想定。

b) 太陽光発電の導入目標の設定

ドイツの事例より、投資回収年数が 10 年を大きく下回るような水準の支援は、太陽光発電を設置しない消費者にとっては負担感の大きいものであると考えられる。ドイツの場合には住宅・建築物以外の太陽光発電設置にも高水準の支援を行い、ここでの設置拡大が負担増加に繋がっている点もあるが、それでも投資回収年数が 8 年を下回る水準の支援は見直しの対象となっている。

以上を踏まえて、本検討結果としては、投資回収年数が 10 年以下で、8 年以上のシナリオを採用することとする。このため、投資回収年数が 10 年以上となる「現状制度継続シナリオ」と、投資回収年数が 7.1 年であり、買取価格水準も高いため消費者の費用負担が大きくなる「事業用太陽光追加措置シナリオ」は採用しないこととする。

そのうえで、残る 3 つのシナリオについては、上記に示した価格で固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎることとなったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながったりすることはないと考えられる。また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

これより、「現状制度継続シナリオ」と「事業用太陽光追加措置シナリオ」を除く 3 つのシナリオを、25%①ケース・25%②ケース・25%③ケースそれぞれに対応する太陽光発電

の導入シナリオとする。つまり、25%①ケースにはAIM日本技術モデルの想定と同様、導入量が3,700万kWである「低炭素検討会シナリオ」を、25%②ケースは次に導入量が多い「建築物追加措置シナリオ」を、25%③ケースには最も導入量の多い「建築物・住宅追加措置シナリオ」を対応させる。(表 3-15)

表 3-15 本検討結果としての太陽光発電の導入目標

		2005年	2020年		
			25%①	25%②	25%③
太陽光発電	原油換算 万kL	35	904	1,026	1,222
	出力 万kW	144	3,700	4,200	5,000
	家庭万kW	114	1,600	1,700	2,460
	業務万kW	30	2,100	2,500	2,570
	億kWh	15	389	441	526
	2005年比	1	25.7	29.2	35.7

※ 2020年25%①ケース：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース
 2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース
 2020年25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

③需要創出額

太陽光発電の国内生産量（輸出分を含む）と国内導入による需要創出額の推移を表 3-16～表 3-18 に示す。

表 3-16 太陽光発電の需要創出額の推移（低炭素検討会シナリオ（25%①ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	775	325	35,401	2,605
2012	38	7	821	326	31,578	2,263
2013	34	7	871	328	29,791	2,175
2014	31	6	926	333	28,924	2,165
2015	29	6	973	335	28,217	2,170
2016	27	6	1,040	346	28,330	2,233
2017	26	6	1,105	356	28,440	2,297
2018	24	7	1,156	359	28,298	2,344
2019	23	7	1,209	363	28,267	2,404
2020	22	7	1,284	379	28,806	2,498

表 3-17 太陽光発電の需要創出額の推移（建築物追加措置シナリオ（25%②ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	875	374	39,957	2,985
2012	38	7	921	375	34,826	2,503
2013	33	6	971	378	32,448	2,391
2014	30	6	1,026	383	31,221	2,374
2015	28	6	1,073	384	30,270	2,379
2016	26	6	1,140	396	30,186	2,442
2017	25	6	1,204	405	30,142	2,507
2018	24	6	1,256	409	29,883	2,559
2019	23	6	1,308	413	29,753	2,625
2020	22	6	1,384	428	30,194	2,722

表 3-18 太陽光発電の需要創出額の推移（建築物・住宅追加措置シナリオ（25%③ケース））

	太陽光発電					
	設備投資 単価	工事費等 単価	生産量	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	万kW	億円	億円
2011	46	8	1,037	455	47,345	3,661
2012	37	7	1,083	456	39,916	3,053
2013	32	6	1,133	458	36,583	2,894
2014	29	6	1,187	463	34,794	2,856
2015	27	6	1,234	464	33,469	2,853
2016	25	6	1,302	476	33,086	2,914
2017	24	6	1,366	486	32,809	2,981
2018	23	6	1,418	489	32,373	3,037
2019	22	6	1,470	493	32,094	3,106
2020	21	6	1,546	508	32,387	3,209

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

①発電単価の低減、発電効率の向上

太陽光発電は今後もコスト低下の余地の大きい技術であるため、技術開発、普及支援策等による発電単価の低減、効率の向上を継続的に支援することが必要である。

②出力変動に伴う系統不安定化への対処

住宅を中心とした太陽光発電の大量導入は、配電網の強化が必要となるほか、系統電力安定化のための対策が必要となる。費用負担のあり方とともに対策の検討が必要である。
(詳細については、第5章参照)

③施工技術・メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

太陽熱利用と共通する課題であるが、施工指針の整備・徹底や、メンテナンス体制整備等による信頼性の向上が必要となる。大量導入に当たっては、施工技術者の量・質の確保が必要である。

④初期負担の軽減

太陽光発電を戸建住宅に導入する場合には現時点で 200 万円程度の初期投資が必要となるため、導入のために初期投資を一括払いできる世帯が限られている。リース方式や割賦販売、低利融資等の多様なビジネスモデルの確立による初期負担の軽減が必要である。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年に向けては、80%削減を達成するため、「温室効果ガス2050年80%削減のためのビジョン」におけるシナリオA及びシナリオBで示された値を導入目標とする。

具体的には、2050年には、住宅の屋根・オフィスビル・道路法面・空地を活用することにより、太陽光発電の発電容量をシナリオAでは17,300万kW、シナリオBでは20,180万kWに拡大する。なお、シナリオAは新エネルギー部会(2000)で示されている物理限界量、シナリオBはNEDO「PV2030+」で示されている値である。

②2030年の導入目標

2030年は、2020年の各ケースから2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を世界における導入見込量を踏まえつつ推計した。

太陽光発電の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-19 太陽光発電の中長期的な導入目標

		2005年	2030年			2050年 (A)	2050年 (B)
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース		
太陽光発電	原油換算 (万kL)	35	2,260	2,340	2,470	4,230	4,930
	出力 (万kW)	144	9,260	9,600	10,130	17,300	20,180
	発電電力量 (億kWh)	15	970	1,010	1,070	1,820	2,120
	2005年比	1	64.3	66.6	70.3	121	140

③ (参考) 日本の太陽光発電の導入目標と世界市場との比較

太陽光発電市場は今後も世界で急拡大する見通しである。EPIA (欧州太陽電池工業会) では、2020年の年間新規導入量を3,500~5,600万kW程度と想定しており、2007~2020年の伸び率は1.23~1.27倍に相当する。また、IEAのWorld Energy Outlook 2009においても、2010~2020年の伸び率は1.16倍程度を見込んでいる。

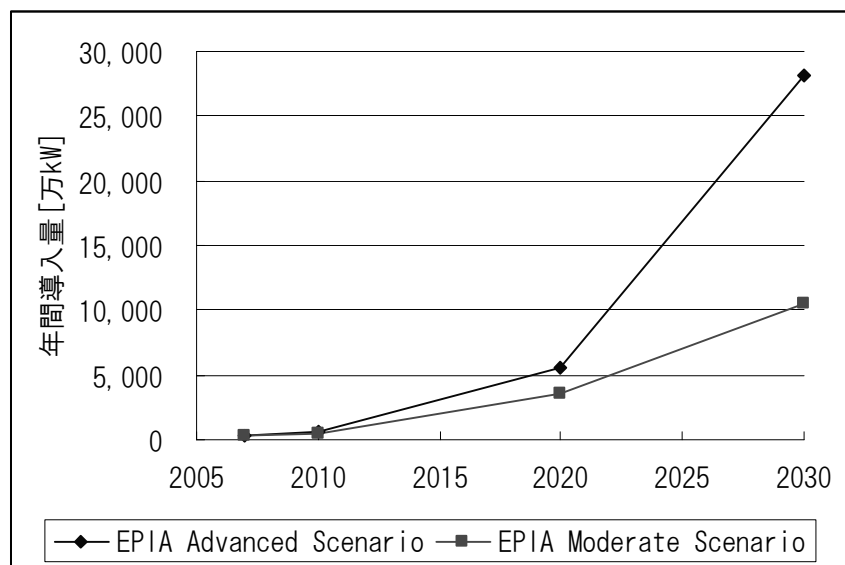


図 3-41 EPIAによる市場拡大の見通し

出典) EPIA, "Solar Generation V", 2008

日本の太陽光発電産業が、急速に進展する世界の太陽光発電市場において国際競争力を確保するためには、安定的に成長する国内市場の形成によって産業を育成するという観点からの検討が必要となる。

「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)」(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、2008年)では、日本の太陽光発電産業の競争力確保という観点から、国内市場を発展させつつ、発電コストを2020年には業務用電力料金並み、2030年には火力発電のコストと同等以下まで低下させることを目標とした導入シナリオを提言した。

このシナリオで想定している2007~2010年の市場伸び率は1.25倍であり、EPIAにおける2シナリオの想定の間程度であるが、2020~2030年の市場伸び率は1.12~1.18倍であり、世界に比較するとやや控え目の想定である。

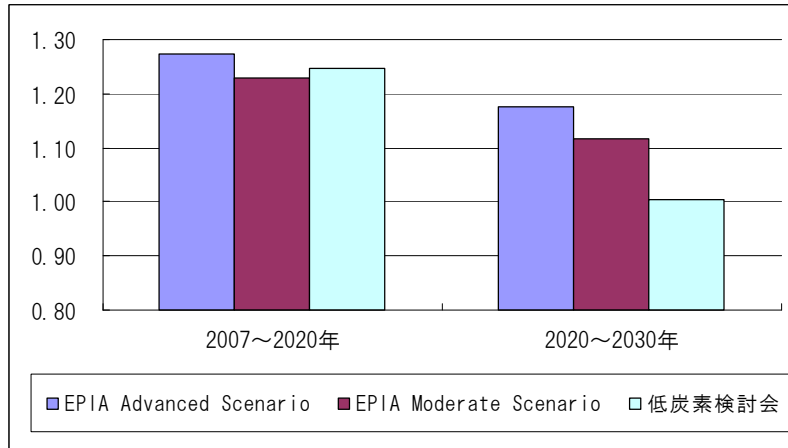


図 3-42 EPIA と低炭素検討会シナリオの年間市場伸び率の比較

日本の市場伸び率を EPIA の 2 シナリオと同程度で伸ばすことを想定してみると、2020 年の導入量（ストック）は 2,000~3,800 万 kW、2030 年の導入量（ストック）は 8,700~26,000 万 kW が目安となる。

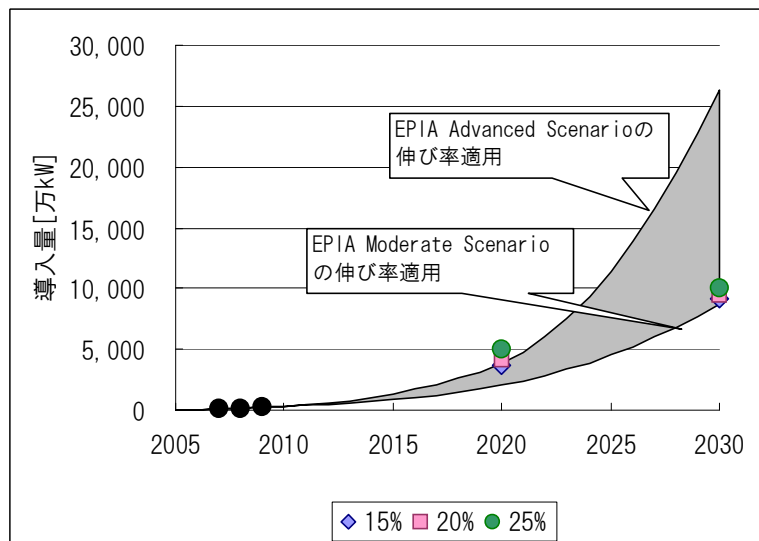


図 3-43 本検討の「25%①」「25%②」「25%③」の各ケースにおける導入量と EPIA の市場伸び率を適用した場合の導入量との比較

3.2.2 風力発電

(1) 風力発電の現状

①風力発電導入の現状

風力発電とは風の力で風車を回して発電する、つまり大気の運動エネルギーを電気に変換するものである。発電量が風車（ローター）の径の2乗、風速の3乗に比例して増加し、採算性も向上することから、近年大型化が進んでいる²⁵。日本の風力発電による総設備容量は、2008年時点で約185万kWと増加傾向にあるものの、今後、更なる大幅な導入拡大が期待されている。

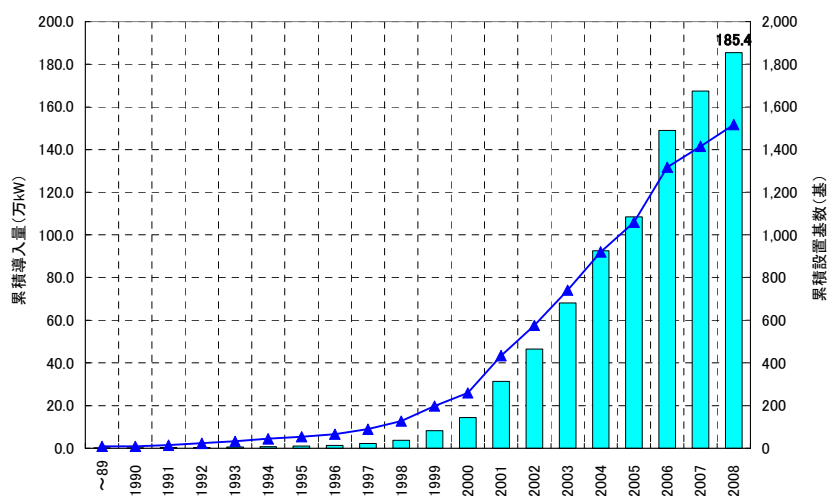


図 3-44 日本における風力発電の累積導入量の推移

出典) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」(2009年7月)

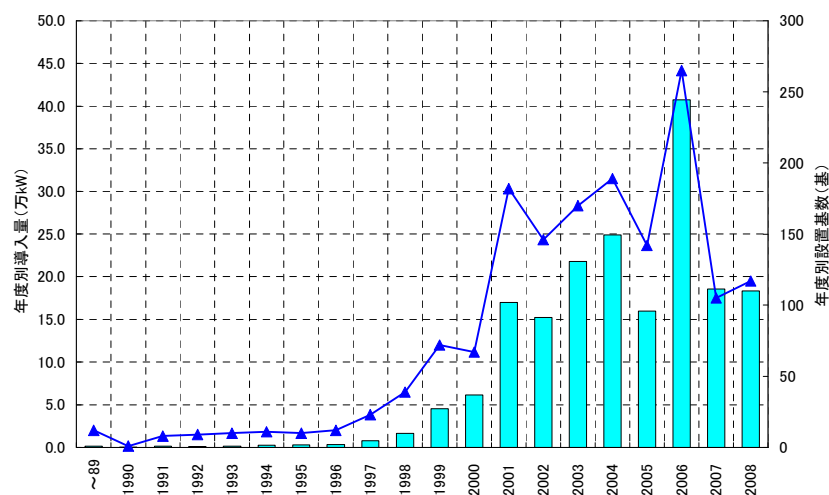


図 3-45 日本における陸上風力発電の年度別新規導入量の推移

出典) NEDO「日本における風力発電設備・導入実績」(2009年7月)

²⁵ 一方で、家庭への普及を狙った小型商品の開発・販売の動きもある。

世界風力エネルギー会議（GWEC）の発表によると、2009年末の風力発電設備の累積導入量は、世界全体で1億5,790万kWとなり、前年末に比べ約31%増加している。

直近の1年間の新規導入量は、1位：中国1,300万kW（2008年比207%）、2位：米国1,000万kW（2008年比140%）となっている。日本は18万kW（2008年比109%）であり、1年間で約9%しか増加しておらず、世界18位にとどまっている。

累積導入量でも、1位が米国、2位がドイツ、3位が中国となっており、2010年末には、中国は世界2位になる勢いで普及が進んでいる。一方、日本の累積導入量は、200万kWを超えたものの（2009年205.6万kW）、依然として世界13位に過ぎず、累積導入量も世界の1.3%に留まっていることから、今後より一層の導入促進が望まれる。

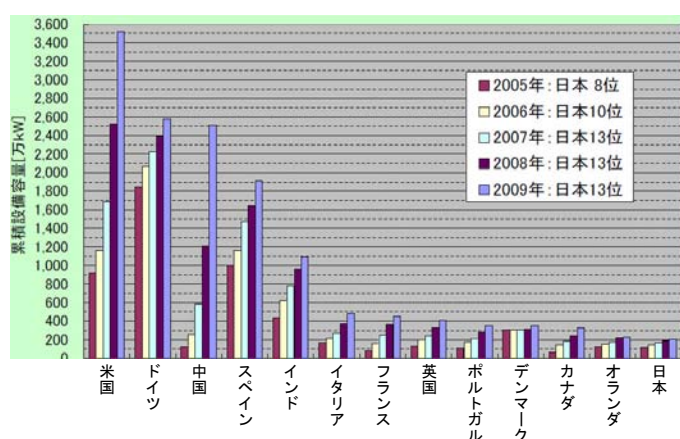


図 3-46 各国における風力発電導入量の近年の伸び

出典) 日本風力発電協会資料

さらに、かつては、風力発電設備市場において、日本企業が世界第1位であった時期もあるが、現在では例えば三菱重工が累積設置量でようやく世界の第9位というレベルまで落ち込んでおり、昨今国内で導入される風力発電だけをとっても大部分が輸入製品になっている点にも留意すべきである。今後、風力発電の大量導入によりエネルギー自給率を高めてエネルギー安全保障に貢献し、同時に関連産業の振興により経済成長を促すためにも、国内メーカーの国際競争力確保が重要である。

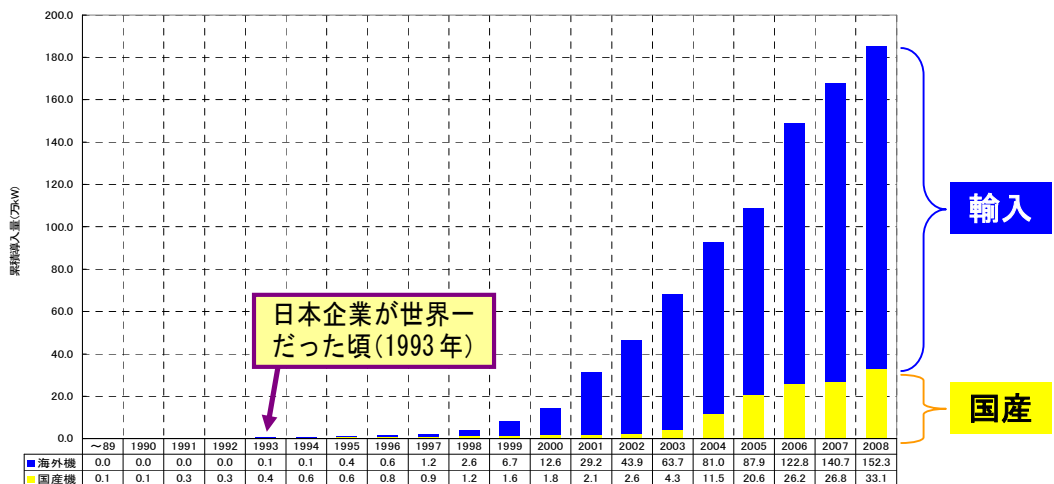


図 3-47 日本の風力発電導入量における国産／輸入の内訳

出典) NEDO 資料への加筆により MRI 作成

②洋上風力発電について

日本は、国土の面積が世界の中では相対的に小さく、風力発電の今後の更なる導入を考えた場合、大きな導入可能性を有する洋上風力について検討を進めることが必要である。

環境省が、環境影響の把握や地域への受容性を評価した上で、実海域における浮体式洋上風力発電の実証事業を実施することを計画するなど、洋上風力発電の早期実用化を促進するために実証レベルでの取組が進められている。



図 3-48 ノルウェーにおける実証の例

注) 2009年9月より実証試験開始(2年間)、沖合 10km 水深 220m に設置、出力 2.3MW、SPAR 型

表 3-20 洋上風力発電実証事業の事業計画

時期	予定
平成 22 年度	環境影響評価方法検討、地域受容性評価、基本設計
平成 23～24 年度	生態系、風況、海象等環境調査と評価、設計と実証機製造、実海域設置（2012 年度）、配電システム設置、実証試験開始
平成 25～26 年度	実証試験、大規模ウィンドファーム評価手法検討
平成 27 年度	事業性等の最終評価

出典) 環境省資料

③風力発電の促進のための経済的支援

風力発電は RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国及び地方自治体において風力発電導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、風力発電を導入する事業者に対して、1/3 を上限とする補助を行っている（地方公共団体等の場合は 1/2 を上限）。

(2) 風力発電の導入ポテンシャル

①ポテンシャル調査の概要

環境省内で 2009 年度に別途実施した「ポテンシャル調査」での調査結果を用いて導入ポテンシャルを整理する。

a) 賦存量

ア) 陸上風力発電

風力発電は、景観や野生生物等への影響が指摘されており、日本においても、風力発電施設の立地、設置及び運用に当たっては、景観や植生、鳥類等の野生生物・生態系をはじめとした周辺環境への影響に出来る限り配慮することが重要である。

ポテンシャル調査による結果を図 3-49 に示す。

ここでは、自然環境を代表する例として国立・国定公園内外の賦存量を確認した。

ポテンシャル調査により、陸上風力発電の賦存量は 139,150 万 kW と推計された。賦存量のうち、国立・国定公園内に存する割合は 16,684 万 kW であり、賦存量全体の 12%に過ぎず、国立・国定公園外に風力発電の開発適地が十分に存在することが示唆された。

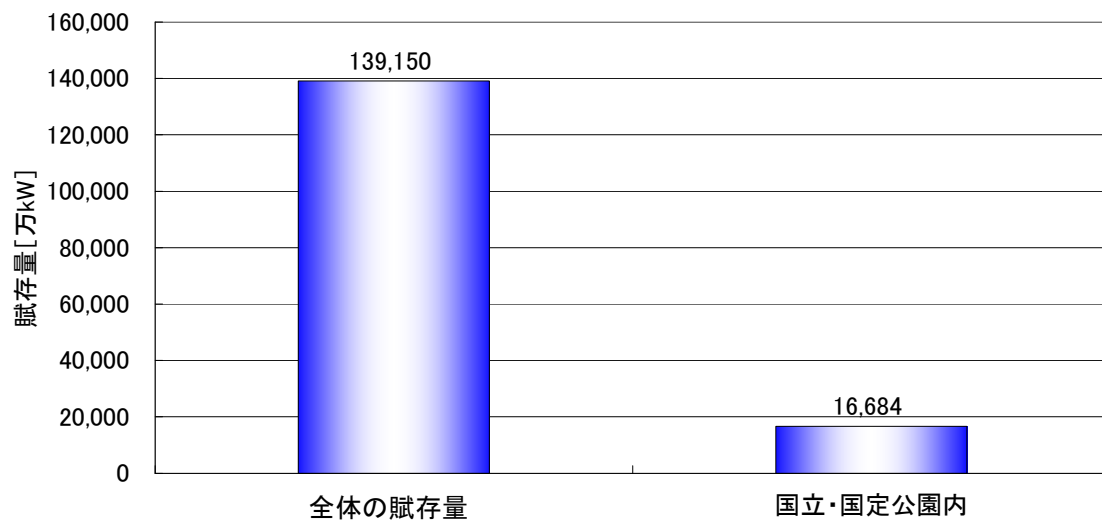


図 3-49 陸上風力発電の賦存量と国立・国定公園内に存在する量

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

また、地域別に見ると、北海道及び東北地域の賦存量が群を抜いており、これに九州地域が続く格好となっている。この3地域だけで、全賦存量の6割強を占めている。(図 3-50)

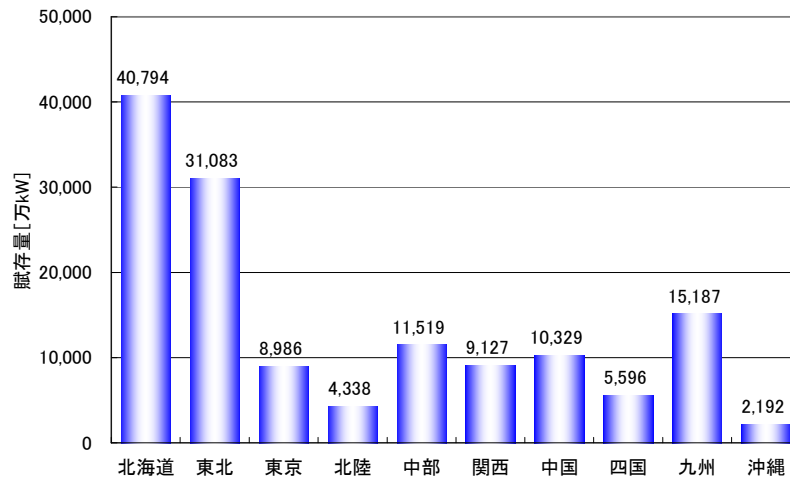


図 3-50 陸上風力発電の地域別賦存量

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

イ) 洋上風力発電

ポテンシャル調査により、洋上風力発電の賦存量は771,668万kWと推計された。また、地域別に見ると、陸上同様に北海道が第1位であるものの、第2位は東北地域を超えて九州地域となっている。また、陸上同様に、北海道、九州、東北の3地域だけで全賦存量の7割弱を占めている。(図 3-51)

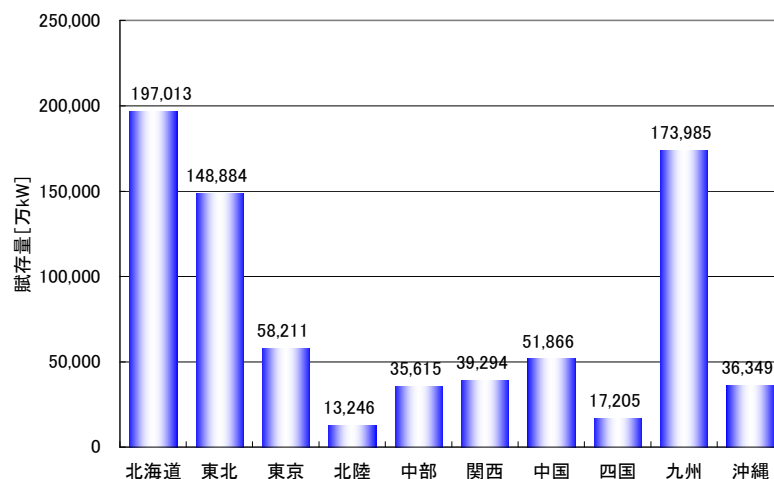


図 3-51 洋上風力発電の地域別賦存量

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2009年3月)

b) 導入ポテンシャル

ア) 陸上風力発電

陸上風力発電の導入ポテンシャルは、賦存量から、GIS データを基に、風速区分 (6.5 m/s 以上)、土地利用区分 (その他農用地、荒地、海浜、森林 [保安林を除く])、標高 (1,000 m 以下)、傾斜 (20 度以下)、道路からの距離 (10 km 以内) 及び居住地からの距離 (500 m 以上) 等の条件を満たす地点に絞り込んだ上で、1 km²あたりの設置容量 (1 万 kW/km²) を乗じて推計した。なお、風力発電機の 1km²あたりの設置容量については、NEDO 風力発電導入ガイドブック (2008 年 2 月改訂第 9 版) から、卓越風向がある場合の配置方法の推奨値 (10D×3D) を採用して、1 万 kW/km² とした。ここで、卓越風向とは、一年間を通じて頻繁に現れる風向のことであり、卓越風向がある場合に推奨される風車の配置方法 10D×3D とは、風下方向に 10D (D : ロータ直径) 間隔、風向と直角に 3D 間隔とすることである。

その結果、陸上風力発電で 16,890 万 kW (うち、国立・国定公園に含まれる地域には 1,104 万 kW [6.5%]) の導入ポテンシャルがあるという結果が得られた。

なお、16,890 万 kW の導入ポテンシャルは、現在の全国の発電設備容量比では 84% であるものの、各電力会社別の設備容量を考慮したものではない。現状では各電力会社間の連系に一定の制約があるため、例えば各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 6,477 万 kW (対全国の発電設備容量比 32%)、また 50% を上限とすると 4,866 万 kW (同 24%) となる。

表 3-21 陸上風力発電の導入ポテンシャル

単位：km²

条件項目	条件	全国	
①風速区分	6.5m/s以上	71,912	
	内訳	6.5～7.5m/s	40,866
		7.5～8.5m/s	20,512
		8.5m/s以上	10,534
	参考	5.5～6.5m/s	67,238
②標高	1,000m以下(未満)	61,768	
③最大傾斜角	20度以下(未満)	45,251	
④道路からの距離	幅員3m以上の道路から10km以内	45,158	
⑤法規制等区分	国立・国定公園(特別保護地区、第1種特別地域)、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国設鳥獣保護区、世界遺産地域以外	44,114	
⑥居住地からの距離	500m以上	26,988	
⑦都市計画区分	市街化区域以外	26,927	
⑧土地利用区分	その他農用地、森林(保安林を除く)、荒地、海浜		16,890
	内訳	その他農用地	685
		荒地	1,929
		海浜	21
		森林(保安林を除く)	14,255
参考	森林(保安林)	9,236	
導入ポテンシャル (絞込み結果)	面積(km ²)	16,890	
	電力(万kW)：可採電力条件：1万kW/km ²	16,890	

注) 1km²あたりの設置容量は、NEDO 風力発電導入ガイドブック(2008年2月改訂第9版)から、卓越風向がある場合の推奨値(10D×3D)を採用して、1万kW/km²とした。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」(2010年3月)

イ) 洋上風力発電

陸上風力発電と同様に洋上風力発電の導入ポテンシャルについても、賦存量から、GISデータから、着床式及び浮体式別に、風速区分、水深区分及び離岸距離等の条件を満たす地点に絞り込んだ上で以下のとおり推計した。その結果、着床式（水深 50m 以下）で 9,383 万 kW、浮体式（水深 50m 超）で 51,949 万 kW の導入ポテンシャルがあるという結果が得られた。

なお、着床式の 9,383 万 kW の導入ポテンシャルは、全国の発電設備容量比では 48% であるものの、各電力会社別の設備容量を考慮したものではない。現状では各電力会社間の連系に一定の制約があるため、例えば各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 3,512 万 kW（対全国の発電設備容量比 17%）、また 50% を上限とすると 3,091 万 kW（同 15%）となる。

同様に、浮体式の 51,949 万 kW の導入ポテンシャルは、全国の発電設備容量比で 257% に達する量である。例えば、各電力会社別の発電設備容量の 100% を上限とすると導入ポテンシャルは 10,243 万 kW（対全国の発電設備容量比 51%）、また 50% を上限とすると 7,682 万 kW（同 38%）となる。

表 3-22 洋上風力発電の導入ポテンシャル

単位：km²

条件項目	条件		全国
①風速区分	7.5m/s以上		571,571
	内訳	7.5～8.5m/s	403,973
		8.5m/s以上	167,597
	参考	6.5～7.5m/s	200,097
		5.5～6.5m/s	54,503
②法規制区分	国立・国定公園、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国設鳥獣保護区、世界遺産地域以外（ただし、国立・国定公園の普通地域を除く）		571,547
③離岸距離	30km以下		168,091
④水深	50m以下		9,383
	着床式	0-20m以下	755
		20-50m以下	8,628
	浮体式	50-100m以下	19,941
		100-200m以下	32,008
導入ポテンシャル (絞込み結果)	着床式	面積(km ²)	9,383
		電力(万kW) : 可採電力条件:1万kw/km ²	9,383
	浮体式	面積(km ²)	51,949
		電力(万kW) : 可採電力条件:1万kw/km ²	51,949

注) 1km²あたりの設置容量は、NEDO 風力発電導入ガイドブック（2008年2月改訂第9版）から、卓越風向がある場合の推奨値（10D×3D）を採用して、1万kW/1km²とした。

出典) 環境省「ポテンシャル調査」（2010年3月）

②導入ポテンシャルと導入コストとの関係

a) 陸上風力発電

ここでは、後述する導入見込量達成に必要な施策（具体的には固定価格買取制度における買取価格）を検討するための基礎的データとして、陸上風力発電のプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目とその概要（影響を及ぼす経路）を表 3-23 にまとめる。

表 3-23 条件項目とプロジェクトの経済性へ与える影響

条件項目	プロジェクトの経済性へ与える影響
風速区分	○設備利用率を通じて影響有り。
土地利用区分	△（厳密には、土地利用区分に応じて工事の内容が異なると考えられるため、土木工事費を通じて影響が有ると考えられる。ただし、ここでは土地利用区分に応じた想定を行うには根拠データが不足しており困難であるため、差をつけない。）
標高	－（1,000mを閾値として、これ以下の場合のみを対象とするが、その中では有意な差がつかない。）
傾斜	－（30度を閾値として、これ以下の場合のみを対象とするため、その中では差がつかない。）
道路	－（「幅員3m以上の道路から1km超」の場合のみを対象とするが、その中では有意な差がつかない。）
居住地からの距離	－（自然環境の重要性について、別途配慮することとしており、ここでいう経済性には影響しないものとする。）
自然公園区分	－（自然環境の重要性について、別途配慮することとしており、ここでいう経済性には影響しないものとする。）

このように、陸上風力発電においてプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目は風速区分、つまり設備利用率のみとなった。

b) 洋上風力発電

同様に、洋上風力発電について表 3-24 にまとめる。

表 3-24 条件項目とプロジェクトの経済性へ与える影響

条件項目	プロジェクトの経済性へ与える影響
風速区分	○設備利用率を通じて影響有り。
水深区分	○着床式・浮体式の建設単価を通じて影響有り。
離岸距離区分	△ケーブルコストを通じて影響有り。 ※ただし、現状はウィンドファームの規模及びケーブルの長さ単価の想定が困難なため未計上。
漁業権	－（補償額の想定が困難なため、現状では未計上。なお、漁業権に対する補償はすべての海域にて発生し得るため、ポテンシャル内で差異が生じる要因にはならない。）

このように、洋上風力発電においてプロジェクトの経済性に影響を与える条件項目は風速区分つまり設備利用率と、水深区分つまり着床式・浮体式という型式の違いによる建設単価の違いとなった。

(3) 2020 年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、2020 年を対象に、導入ポテンシャルと導入コストの関係を踏まえ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行った。

①導入見込量の想定

AIM 日本技術モデルにおける導入量は、環境省「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」の想定値、すなわち、日本風力発電協会が想定するオルタナティブシナリオにおける導入量を採用していた（表 3-25）。

表 3-25 オルタナティブシナリオにおける風力発電の導入量

	導入量	
	2020 年	2030 年
風力発電	陸上：1,000 万 kW (399 万 kW) 洋上：100 万 kW (60 万 kW)	陸上：1,300 万 kW (518 万 kW) 洋上：700 万 kW (419 万 kW)

出典) 環境省「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 年 2 月)

今回は、より最新のデータを用いる観点から、本検討における導入見込量については、2010 年 1 月に日本風力発電協会により公表された「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」に基づいて設定した。具体的には、表

3-26 のとおり。

なお、ポテンシャル調査の結果を基に、更に堅く評価するため、今回の検討では、設備利用率は陸上で 20%、海上で 30%として算出している。

表 3-26 風力発電の導入見込量（2020 年）

		2005 年	2020 年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
風力発電（陸上）	原油換算（万 kL）	44	452	452	452
	出力（万 kW）	109	1,110	1,110	1,110
	（億 kWh）	19	194	194	194
	2005 年比	1.0	10.2	10.2	10.2
風力発電（洋上 [着床]）	原油換算（万 kL）	0	12	12	12
	出力（万 kW）	0	20	20	20
	（億 kWh）	0	5	5	5
	2005 年比	-	-	-	-
風力発電（洋上 [浮体]）	原油換算（万 kL）	0	1	1	1
	出力（万 kW）	0	1 ²⁶	1	1
	（億 kWh）	0	0	0	0
	2005 年比	-	-	-	-

²⁶ 世界的にも浮体式は実証段階であり、今後我が国のメーカーが国際競争力を確保すべき分野の一つとして考えられる。

<参考：日本風力発電協会の「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」>

日本風力発電協会は、「風力発電の賦存量とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップの算定」（2010年1月）において、風力発電の賦存量（風力発電建設適地面積）とポテンシャル及びこれに基づく長期導入目標とロードマップを算定し提示している。

表 3-27 日本風力発電協会の「風力発電導入ロードマップ」

年度	風力導入目標 [MW]			
	陸上	着床	浮体	合計
2008	1,854	0	0	1,854
2010	3,000	0	0	3,000
2015	6,400	5	0	6,400
2020	11,100	200	10	11,300
2025	16,400	1,100	600	18,100
2030	21,500	2,700	2,800	26,900
2035	25,100	4,700	6,700	36,500
2040	26,000	6,700	11,500	44,200
2045	26,000	7,500	15,600	49,100
2050	26,000	7,500	16,500	50,000

陸上風力：26,000MW 到達年＝2038年

着床風力：7,500MW 到達年＝2045年

浮体風力：16,500MW 到達年＝2048年

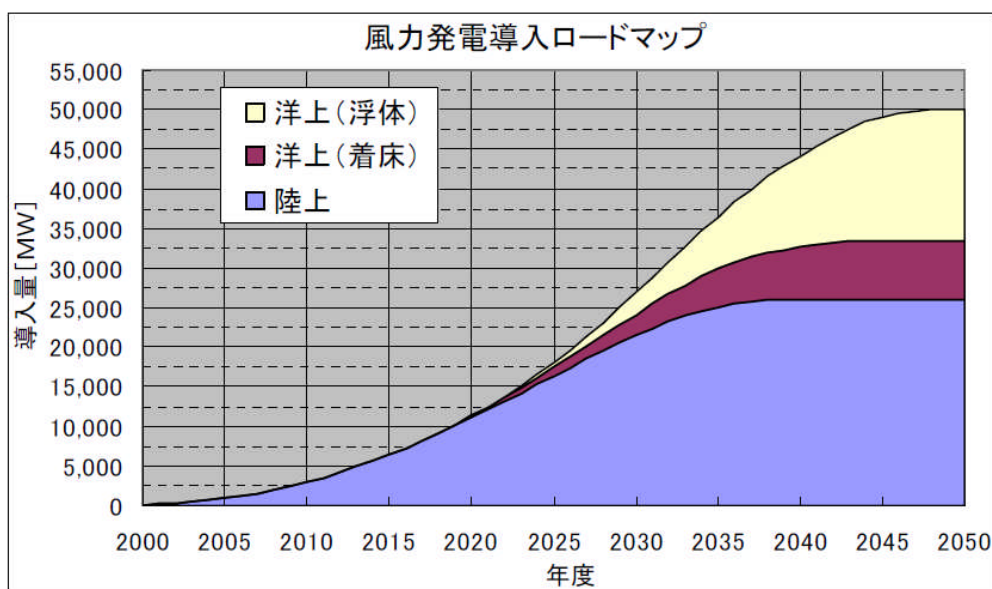


図 3-52 日本風力発電協会の「風力発電導入ロードマップ」

②導入見込量の実現可能性評価

a) 評価対象の範囲

風力発電の導入量については、ポテンシャル調査に基づく風速区分 6.5m/s～（陸上）又は 7.5m/s～（洋上）の地域区分データを評価対象とした。

b) 導入におけるリードタイムの影響

風力発電は、地熱発電や水力発電と比較して、導入までのリードタイムはそれ程長くない。よって、2020年の導入見込量達成に向けて、導入が必要なすべての案件について、必ずしも現時点で既に開始されている必要はない。今後の案件創出のスピード次第で導入見込量は十分に達成可能と推測した。

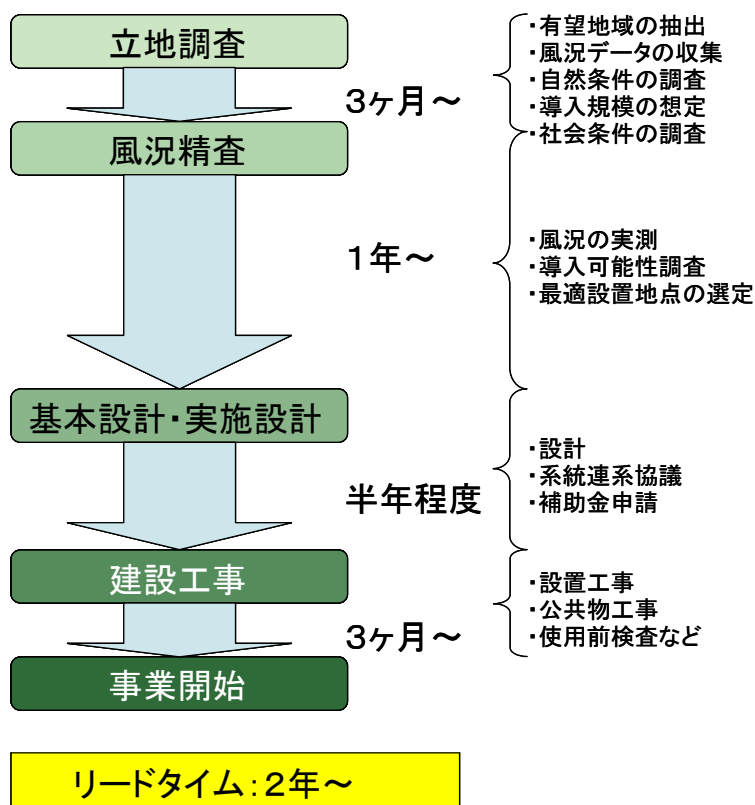


図 3-53 風力発電の事業フロー例と所要期間

出典) NEDO「風力発電導入ガイドブック」(2008年2月改訂第9版)等を参考にMRI作成

注) このほか、環境への配慮が必要であり、同時並行して環境影響評価や個別法手続を行うことが必要である。

c) 導入見込量達成に必要な施策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて定量的評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・ 買取価格は 20 年間とし、IRR が 8%確保されるレベルまで支援を行うこととする。
- ・ 導入時期については、着床式洋上風力の導入開始を 2015 年度、浮体式洋上風力発電の導入開始は基本的には 2020 年度とする。
- ・ 設備利用率は、陸上 20%、洋上 30%とする。

(設備利用率の設定について)

風力発電の設備利用率については、本来は風速区分に起因し、それによってプロジェクトの経済性は大きく異なる。ポテンシャル調査の結果では、導入ポテンシャルを風速区分で分類し、陸上では 8.5m/s 以上が 2,000 万 kW (=km²) 程度、7.5~8.5m/s が 5,000 万 kW (=km²) 程度、6.5~7.5m/s が 10,000 万 kW (=km²) 程度となっている。実質的な設備利用率は、代表的な風車のパワーカーブを用いて、年間平均風速をレーレ分布²⁷とした場合の理論的な設備利用率に対して、利用可能率 0.95 と出力補正係数 0.90 (レーレ分布との差) を乗じることで算出される。具体的には、次表のとおり (表 3-28)。

表 3-28 風速区分と設備利用率

風速区分	代表風速	理論的な設備利用率	実質的な設備利用率
6.5~7.5m/s	7.0m/s	31.9%	27%
7.5~8.5m/s	8.0m/s	40.4%	35%
8.5~ m/s	8.5m/s	44.3%	38%

このように、ポテンシャル調査の結果が正確に適用可能であれば、陸上風力発電では、2,000 万 kW 程度という巨大な導入ポテンシャル量に対して、38%という高い設備利用率が期待できるが、実際には必ずしも経済性に優れた適地から順に開発される訳ではないため、設備利用率は従来通り陸上で 20%、洋上で 30%と想定することとした。

以上を踏まえて、各種費用等を整理して示すと以下のとおり。

²⁷ 風速の出現率分布の一つ。これを用いることで、特に日本の風況の出現頻度を表すことができる。

表 3-29 費用等の想定

項目	内容			
単機出力	2,500kW/基			
設備利用率	陸上：20%、洋上：30%			
建設単価(万円/kW)		陸上	洋上(着床)	洋上(浮体)
	2011年	30	60	90
	2020年	24	60	90
	2030年	20	50	75
	出典) 日本風力発電協会資料及び有識者ヒアリング結果より想定			
耐用年数	設備耐用年数(=プロジェクト期間)：20年 法定耐用年数：17年			
メンテナンス費	陸上：600万円/(1,000kW・年)、洋上：1,200万円/(1,000kW・年)			
人件費	※メンテナンス費に含むものとする。			
一般管理費	※メンテナンス費に含むものとする。			
支払金利	借入期間：15年間、金利：4%(元金均等返済)			
租税公課	固定資産税(実質建設費・累積減価償却額)×税率(固定資産税1.4%)			
法人税率	実効税率として40.87%			

注)・建設単価にはプロジェクト期間後の撤去費用が含まれていない。

・系統連系費用(洋上風力についてはケーブルコスト)を考慮していない。

イ) 固定価格買取制度による導入促進

上記ア)で示した条件で試算を行い、導入時点での建設単価に対して20年間のIRR8%が確保されるレベルの買取価格を求めると、陸上風力発電では建設単価の習熟効果により2011年：22円/kWh、～2020年：18円/kWhとなった。また、洋上風力発電(着床)では2015～2020年：30円/kWh、洋上風力発電(浮体)では2020年：42円/kWh、と試算された。

プロジェクト開始後20年間の買取に関する費用総額は、それぞれ陸上風力発電1.5兆円、洋上風力発電(着床)0.1兆円、洋上風力発電(浮体)0.01兆円(いずれも回避可能原価を控除)となった。

表 3-30 固定価格買取制度の結果（割引率 4%で 2010 年価値換算）

	導入見込量	買取価格	支援費用総額 (回避可能原価を控除)
陸上風力	1,110 万 kW	2011 年 : 22 円/kWh ~2020 年 : 18 円/kWh	1.5 兆円
洋上風力(着床)	20 万 kW	30 円/kWh	0.1 兆円
洋上風力(浮体)	1 万 kW	42 円/kWh	0.01 兆円
合計	1,131 万 kW	—	1.6 兆円

d) 導入目標

表 3-30 に示した導入見込量を達成するために、同表に示した価格で全量固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎるものとなったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながることはないと考えられる。

また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

そこで、本検討としての 2020 年 25%①ケース、25%②ケース及び 25%③ケースの導入目標は、全ケースとも表 3-30 の導入量とし、その達成に必要な施策は、表 3-30 に示した全量固定価格買取制度とする

③需要創出額

風力発電が導入される際に発生する設備投資の金額を国内の需要創出額として、この需要創出額の推移を以下に示す。(表 3-31)

表 3-31 風力発電の需要創出額 (▲25%①、▲25%②、▲25%③)

	風力発電(陸上)				風力発電(洋上[着床])				風力発電(洋上[浮体])			
	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	30	86	2,585		60		0		90		0	
2012	29	86	2,540		60		0		90		0	
2013	29	86	2,494		60		0		90		0	
2014	28	86	2,449		60		0		90		0	
2015	28	86	2,404		60	3	200		90		0	
2016	27	86	2,358		60	3	200		90		0	
2017	27	86	2,313		60	3	200		90		0	
2018	26	86	2,268		60	3	200		90		0	
2019	26	86	2,222		60	3	200		90		0	
2020	25	86	2,177		60	3	200		90	1	90	
2021	25	104	2,573		59	25	1,475		89	27.9	2,469	
2022	24	104	2,518		58	25	1,450		87	27.9	2,427	
2023	24	104	2,463		57	25	1,425		86	27.9	2,385	
2024	23	104	2,408		56	25	1,400		84	27.9	2,344	
2025	23	104	2,354		55	25	1,375		83	27.9	2,302	
2026	22	104	2,299		54	25	1,350		81	27.9	2,260	
2027	22	104	2,244		53	25	1,325		80	27.9	2,218	
2028	21	104	2,189		52	25	1,300		78	27.9	2,176	
2029	21	104	2,135		51	25	1,275		77	27.9	2,134	
2030	20	104	2,080		50	25	1,250		75	27.9	2,093	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

風力発電の導入目標達成のためには、まずは経済面での課題が解決され、その上で次の事項についても配慮していくことが必要となる。

①技術的な事項

- ・ 風速の変動にともなって、出力が不安定に変動するが、このことにより系統電力へ影響を及ぼしていること。
- ・ 電力会社ごとに系統連系が可能となる容量が限定されていること、また電力会社間の地域連系線の利用可能容量が限られていることにより、風力発電の導入量が制限されること。
- ・ 浮体式洋上風力等において技術的なフェージビリティを高めること。

②社会的な事項

- ・ 周辺住民へ騒音被害を与えている場合があること。
- ・ バードストライク（ブレードに鳥が巻き込まれて死傷すること）や風致景観に影響を及ぼしていること。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年は日本風力発電協会が『2050年までに、風力発電による電力量供給比率を、日本の全需要電力量の10%以上とする』という目標に沿って設定した5,000万kWとした。

②2030年の導入目標

2030年は、下位、中位及び上位ケースとも、日本風力発電協会の長期導入目標(2030年値)に基づいて設定した。

表 3-32 風力発電の導入目標(2030年・2050年)

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
風力発電(陸上)	原油換算(万kL)	44	876	876	876	1,059
	出力(万kW)	109	2,150	2,150	2,150	2,600
	(億kWh)	19	377	377	377	456
	2005年比	1.0	19.7	19.7	19.7	23.9
風力発電 (洋上(着床))	原油換算(万kL)	0	165	165	165	458
	出力(万kW)	0	270	270	270	750
	(億kWh)	0	71	71	71	197
	2005年比	-	-	-	-	-
風力発電 (洋上(浮体))	原油換算(万kL)	0	171	171	171	1,008
	出力(万kW)	0	280	280	280	1,650
	(億kWh)	0	74	74	74	434
	2005年比	-	-	-	-	-

3.2.3 中小水力発電

本検討では、経済産業省の「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」において分析対象となっている 30,000kW 以下の規模の水力発電を中小水力発電として定義し、中小水力発電の導入について以下の分析を行う。なお、30,000kW より大きい規模の水力発電の導入は、電力供給計画と同様の想定となっている AIM 日本技術モデルに従うこととした。このため、30,000kW 以上の水力発電は特段の支援策を考慮していない。

(1) 中小水力発電の現状

① 中小水力発電の概要

中小水力発電の多くは、河川の水を貯めることなく、そのまま利用する発電方式である。「小水力エネルギー読本(全国小水力利用推進協議会編)」によると、水力発電は一般的に、水の利用方法に着目して、流込み式、調整池式、貯水池式及び揚水式の4つに分類される。また、発電に利用する落差を確保する方式に着目して、水路式、ダム式、ダム水路式に分類される。このうち、中小水力発電の場合、水を貯留しない(ダムなどを持たない)流込み式・水路式の発電形式が基本となる。

「小水力発電(パワー社)」などによると、小水力発電の特徴は、例えば次に示すものが挙げられる。

- ・ ライフサイクルで見た CO₂ 排出量が、極めて少ない発電設備。
- ・ 大型設備を必要としないため短期間の工事で済み、維持管理も容易。
- ・ 時間帯による変動が少なく、安定した発電が可能(全国小水力利用推進協議会ホームページによると、設備利用率で 50~90%)。

なお、1,000kW 以下の水力発電は、「新エネルギーの利用等の促進に関する特別措置法(新エネ法)」により新エネルギーと位置付けられており、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法(RPS法)」の対象でもある。また、「マイクロ水力発電導入ガイドブック(NEDO)」(以下「NEDO ガイドブック」という。)では、以下の定義が示されている。

小水力：1,000kW~10,000kW

ミニ水力：100kW~1,000kW

マイクロ水力：100kW 以下

② 中小水力発電の現状

国内の導入事例を網羅的に把握した例は少ないが、例えば RPS 法の認定設備としては、RPS法ホームページにて2009年10月31日時点で20.1万kWの出力分が認定されている。

これを運転開始年度別に発電出力の累積を見ると図 3-54 のとおり。最も古い設備は 1897 年度の運転開始であり、出力ベースで半分程度は 1920 年代までに運転を開始している。

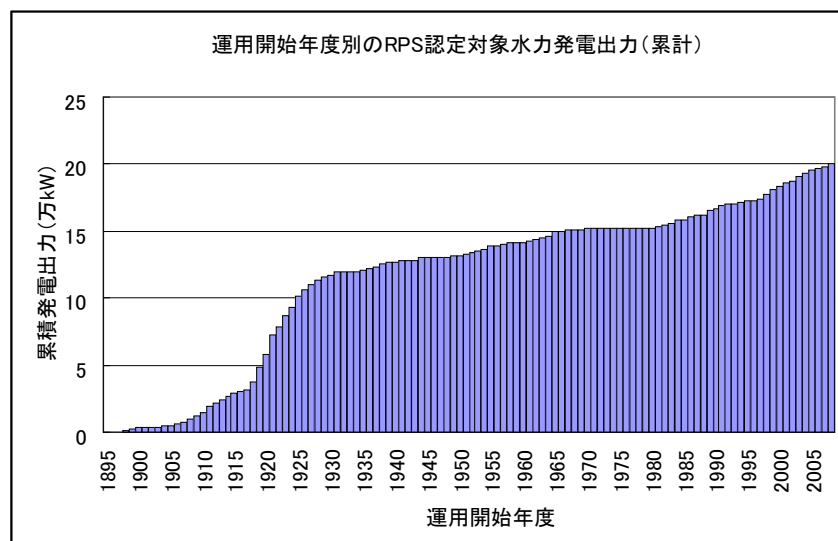


図 3-54 運転開始年度別の RPS 法認定対象設備発電出力（累計）

出典) RPS 法ホームページ 設備情報ファイル

RPS 法認定設備の発電出力を、設備の規模別にみると、500kW 以上の発電設備が、発電出力 1000kW 以下の発電設備全体の発電出力総量の 7 割程度を占めている（図 3-55）。

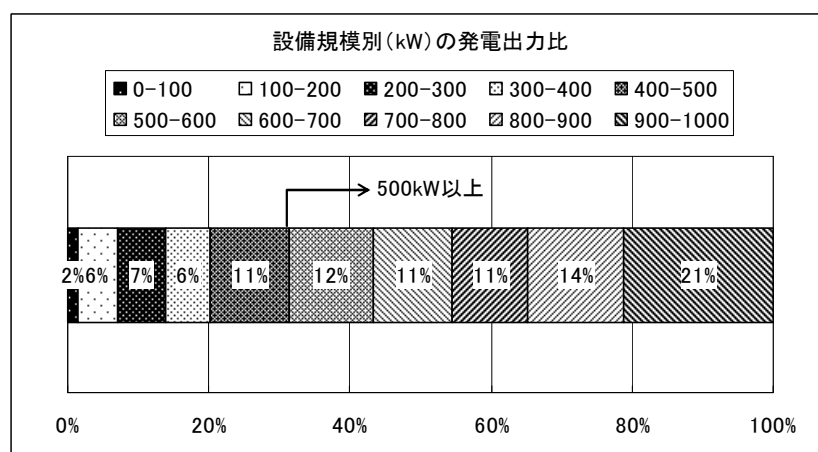


図 3-55 設備規模別の発電出力比

出典) RPS 法ホームページ 設備情報ファイル

③中小水力発電導入促進のための経済的支援

先に述べたように、発電出力 1,000kW 以下の施設は RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国等において小水力発電導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、1,000kW以下の水力発電を導入する事業者に対して、1/3を上限とする補助を行っている（地方公共団体等の場合は1/2を上限）。

（２）中小水力発電の導入ポテンシャル

①ポテンシャル調査の概要

環境省内で2009年度に別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）の調査結果を用いて導入ポテンシャルを検討する。ポテンシャル調査結果の概要を以下に示す。

ポテンシャル調査では、全国の賦存量及び地域別の賦存量に対して、土地利用条件や地形条件を考慮して絞り込みをした導入ポテンシャルを把握している。具体的には以下の条件を設けている。

- ・ 建設単価 50 万円/kW 未満、100 万円/kW 未満、150 万円/kW 未満、260 万円/kW 未満
- ・ 幅員 3m 以上の道路からの距離が 1km 未満
- ・ 最大傾斜角 20 度未満
- ・ 国立・国定公園の特別保護地区及び第 1 種特別地域、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国指定鳥獣保護区、世界自然遺産地域では開発できない

導入の有望地点と考えられる賦存量と導入ポテンシャルの全国合計と地域別内訳は以下のとおりであり、賦存量及び導入ポテンシャルはそれぞれ、全国合計で 1,810 万 kW 及び 1,525 万 kW となる。地域別にみると、東北、中部の賦存量が多く、西日本では比較的賦存量が少ない傾向が見られる。なお、ポテンシャル調査では、出力 3 万 kW 以下の水力発電を対象とした(図 3-56)。

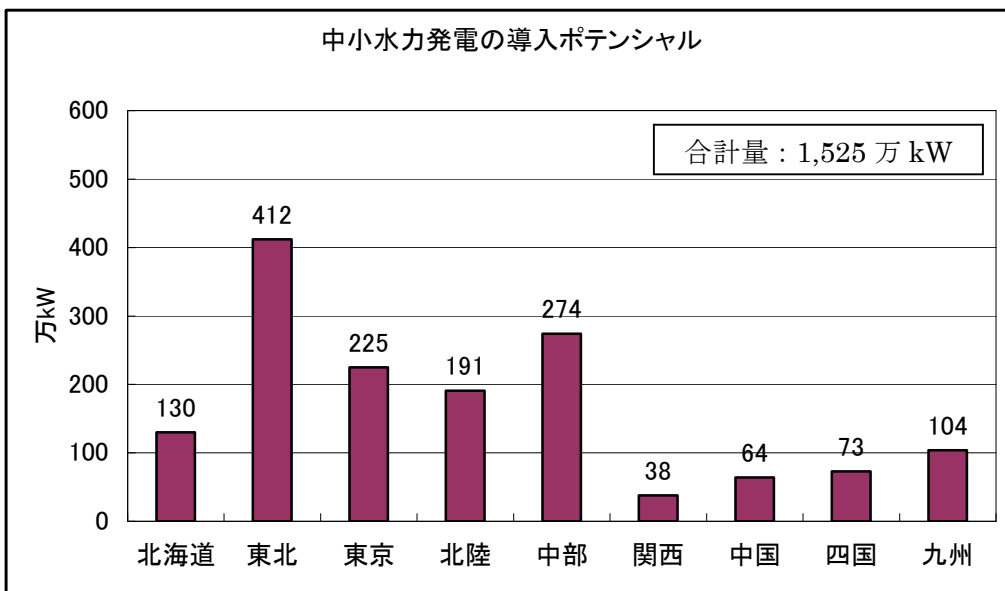
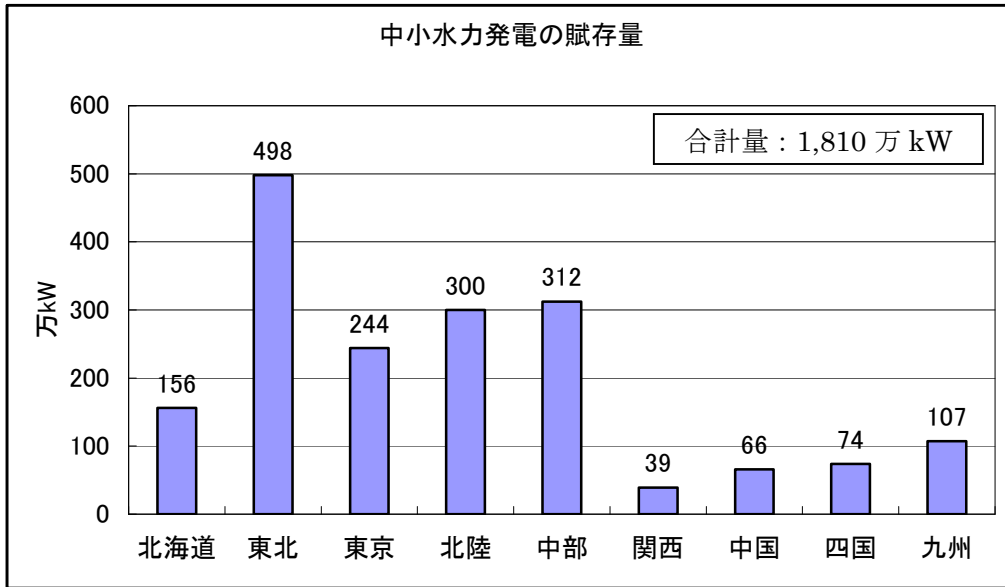


図 3-56 中小水力発電の賦存量及び導入ポテンシャル

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

導入ポテンシャルを、設備規模別に整理すると、以下のとおりとなる。

表 3-33 設備規模ごとのポテンシャル

	出力計 (万 kW)	平均出力 (kW)	地点数
1 万～3 万 kW	147	14,522	101
1 千～1 万 kW	872	2,368	3,681
1 千 kW 以下	507	297	17,066
合計	1,525	732 (平均)	20,848

なお、中小水力発電の導入ポテンシャルについては、考え方が大きく異なる試算がいくつかあり、精査が必要である。

例えば、資源エネルギー庁の「未利用落差発電包蔵水力調査報告書（以下「未利用包蔵水力調査」という。）」（2009年3月）でも中小規模水力の未開発地点に関する情報が地点ごとに整理されているが、未開発地点の合計出力は33万kW（16.6億kWh）としている。

また、全国小水力利用推進協議会は、「2050年自然エネルギービジョン（環境エネルギー政策研究所）」の中で、2050年までの建設可能量を以下のとおり試算している。

表 3-34 2050年までの建設可能量（全国小水力利用推進協議会試算）

	年間発電電力量 [億 kWh]	設備容量 [万 kW]
1,000kW 以上の新設発電所	230	450
1,000kW 以下の新設発電所（溪流）	172	280
1,000kW 以下の新設発電所（水路）	13	22
合計	415	752

②導入ポテンシャルと導入コストとの関係

ここでは、後述する導入見込量の妥当性に係る検討において必要となる最も高い発電単価を把握するため、導入ポテンシャルと導入コストとの関係を整理した。

a) 出力と導入コストの関係

中小水力発電の導入コストに関する情報としては、ポテンシャル調査で把握している工事費合計（建物工事費、取水口工事費、沈砂地工事費、開渠工事費、水圧管路工事費、放水口工事費、施設基礎工事費及び設備費）がイニシャルコストとして活用可能である。ランニングコスト等はNEDOガイドブックにおけるケーススタディが参考となる。

工事費以外の費用についても、NEDOのケーススタディの情報をもとに、下表のとおりを設定することで、地点ごとの出力、稼働率及び工事費から発電単価を推計可能となる（表3-35）。

表 3-35 発電コストに関する条件

設備利用率	62%
プロジェクト期間	20年
メンテナンス費	NEDO ケーススタディより、kW あたり 3,000 円/年
人件費	NEDO ケーススタディより、kW あたり 1,1 万円
借入金条件	支払期間 10 年、支払金利 4%
税	固定資産税率 1.4%、法人税率 40%
販売単価	8 円/kWh(地熱発電モデルケースの有識者想定)
補助金	想定しない

b) ポテンシャル調査と導入コストの対応付け

ポテンシャル調査から、地点ごとの出力及び工事費の情報を得ることで、他の条件と合わせて発電コストが推計可能となる。設備規模別に、発電コストごとの設備容量を把握すると以下のとおり。

設備規模が大きい区分の方が、発電コストの分布が安い方に位置していることが分かる。

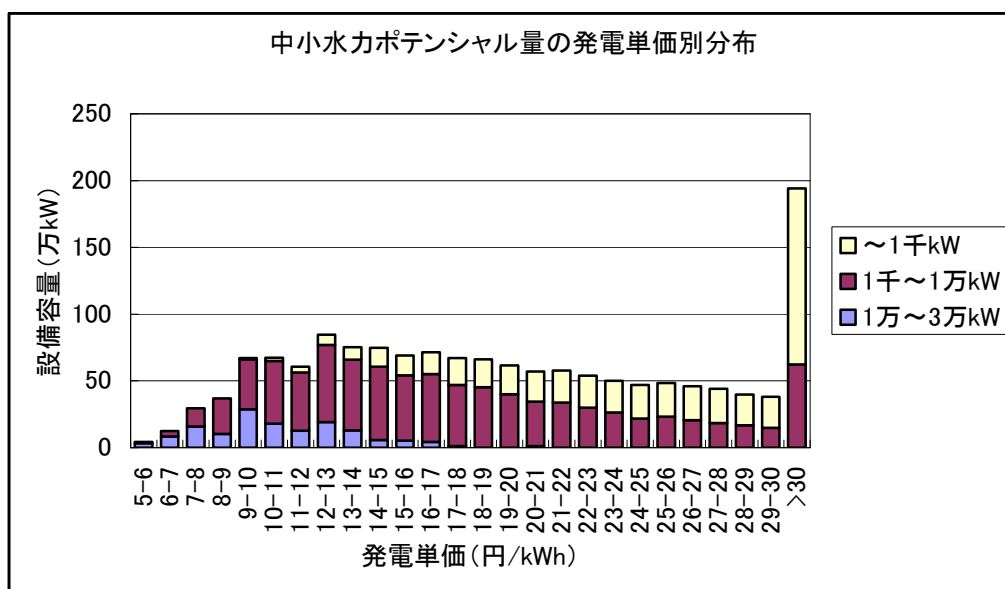


図 3-57 施設規模別ポテンシャル量の発電単価別分布

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、先に把握した導入ポテンシャルと導入コストの関係を踏まえ、2020年を対象に全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している導入量をベースとしつつ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行った。

①導入見込量の想定

導入見込量の想定としては、AIM 日本技術モデルで 2020 年までに想定している導入量とする。AIM 日本技術モデルでは、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の提言に基づき、25%①ケース及び 25%②ケースで 174 万 kW（導入済み含む）としている。

表 3-36 水力発電の導入見込量

	2005 年	2020 年 25%①ケース	2020 年 25%②ケース
導入量 (万 kW)	40	174	174

②導入見込量達成に必要な経済的支援策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、174 万 kW 程度の導入を見込んだ場合に必要な支援のレベルについて定量的評価を行った。具体的には、ポテンシャル調査の結果から得られた地点ごとの発電コストを安価な順に整理した上で、累積で 174 万 kW に相当する地点を分析対象地点とし、分析対象地点に関して、導入見込量の IRR8%が確保されるレベルまで固定価格買取制度による支援を行うこととした。併せて、支援レベルを変化させた場合の導入量の評価を行った。

固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・ 買取価格は 20 年間として、それ以降の販売単価は 8 円/kWh（後に示す地熱発電モデルケースの有識者想定）とする。
- ・ 買取制度を導入した場合、現行の補助制度はすべて廃止されるものとする。

以上の条件において、導入見込量を満たす範囲のすべての地点で、20 年間の IRR が 8% 以上となるレベルの販売単価を求めると、15.26 円/kWh と試算された。

このとき、累積で 174 万 kW に相当する地点より発電コストが安い地点でも同じ販売単価で買取が行われるとすると、プロジェクト開始から 20 年間での費用総額は 0.38 兆円（割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を控除）となる。

IRR8%以上となるレベルの販売単価及び従来行われてきた太陽光発電の余剰電力買取単価を踏まえ、買取価格を 15 円/kWh、20 円/kWh、25 円/kWh と設定する。この場合に導入

される範囲を算出したところ、導入量と費用総額は以下のとおりとなった。なお、AIM 日本技術モデルの想定における中小水力発電は 1,000kW 以下の規模に限られていたが、今回の試算における導入範囲は 30,000kW 以下のものを対象とした。費用総額はいずれも割引率 4%で 2010 年価値換算し、回避可能原価は控除したものである。

表 3-37 固定価格買取制度の結果（割引率 4%で 2010 年価値換算）

買取価格	15 円/kWh	20 円/kWh	25 円/kWh
導入量	165 万 kW	380 万 kW	600 万 kW
費用総額	0.33 兆円	1.87 兆円	4.74 兆円

③導入目標

上表 3-37 に示した導入見込量を達成するために、同表に示した価格で固定価格買取を実施することは、買取価格が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎることであったり、支援総額が電力価格の大幅な引き上げにつながることはないと考えられる。

また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、全量固定価格買取制度の買取価格として、適切な水準にあると考えられる。

以上より、本検討における 2020 年 25%①、25%②及び 25%③ケースの導入目標は、それぞれ買取価格を変化させた上記の 3 ケースとする。

表 3-38 中小水力発電の導入目標（2020 年）

		2005 年	2020 年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
中小水力発電	原油換算 万 kL	35	195	466	744
	出力 万 kW	40	165	380	600
	億 kWh	15	84	200	320
	2005 年比	1.0	5.6	13.5	21.6

④需要創出額

中小水力発電が導入される際に発生する設備投資と設備工事等の金額は、国内の需要創出額でもある。この需要創出額の推移を以下に示す。

表 3-39 中小水力発電の需要創出額（25%①）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	12	36	12	146	437
2012	12	36	12	146	437
2013	12	36	12	146	437
2014	12	36	12	146	437
2015	12	36	12	146	437
2016	12	36	12	146	437
2017	12	36	12	146	437
2018	12	36	12	146	437
2019	12	36	12	146	437
2020	12	36	12	146	437

表 3-40 中小水力発電の需要創出額（25%②）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	15	48	34	491	1,608
2012	15	48	34	491	1,608
2013	15	48	34	491	1,608
2014	15	48	34	491	1,608
2015	15	48	34	491	1,608
2016	15	48	34	491	1,608
2017	15	48	34	491	1,608
2018	15	48	34	491	1,608
2019	15	48	34	491	1,608
2020	15	48	34	491	1,608

表 3-41 中小水力発電の需要創出額（25%③）

	中小水力 発電				
	設備投資 単価	工事費単 価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万円/kW	万kW	億円	億円
2011	17	58	56	959	3,222
2012	17	58	56	959	3,222
2013	17	58	56	959	3,222
2014	17	58	56	959	3,222
2015	17	58	56	959	3,222
2016	17	58	56	959	3,222
2017	17	58	56	959	3,222
2018	17	58	56	959	3,222
2019	17	58	56	959	3,222
2020	17	58	56	959	3,222

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

以下では経済面以外の論点について整理する。

①水利権の確保

太陽光や風力と異なり、水の場合は限られた水を有効に利活用するため、厳格に水利権が設定されている。中小水力発電開発を行う場合、利用しようとする流水について、どのような水利権が誰に設定されているか、どのような手続きが必要か等を把握する必要がある。

水利権は使用目的ごとに許可されるため、既得の水利権があっても発電目的と異なる場合、新たに所定の手続きを経て目的に対する利用許可を得る必要がある。

②内水面漁業権への配慮

内水面漁業権とは、河川、池、湖沼、水路等で行う漁業に対する独占排他的な権利であり、中小水力発電のために取水口を設置する場合などに、この権利に対する配慮が必要となる。例えば、開発地点における魚類等の生態系の実態を理解した上で、内水面漁業権者と協調関係を築く必要がある。

③電気事業法における保安規則

電気事業法では、発電の種類別及び出力規模別に、主任技術者の選任及び工事計画届出等に関する規制が定められており、事業者は保安規則を遵守する必要がある。この規制に関して、水力発電、太陽電池及び風力発電を比較すると、表 3-42 のとおりとなっている。

④施工技術の標準化、人員教育、体制整備

小規模の発電施設を全国に普及させていくにあたっては、施工技術の標準化を進めるとともに、施工を行う事業者の人員教育など、施工体制を整備していく必要がある。

⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

施工と同様、メンテナンスについても、その技術の標準化を進めるとともに、メンテナンスを行う事業者の人員教育など、施工体制を整備していく必要がある。

表 3-42 電気事業法における現行の保安規制

	出力等条件	主任技術者選任		工事計画届出
		電気	ダム水路	
水力	ダム・堰を有する又は 10kW 以上	要	要	要
	ダム・堰を有せず 10kW 未満	不要	不要	不要
太陽電池	500kW 以上	要	—	要
	20kW 以上 500kW 未満	要	—	不要
	20kW 未満	不要	—	不要
風力	500kW 以上	要	—	要
	20kW 以上 500kW 未満	要	—	不要
	20kW 未満	不要	—	不要

出典) 総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会 (2010年2月 第4回) 配付資料より一部抜粋

なお、水力発電については、以下の改正を求める要望を受け、規制が見直される方向で、総合資源エネルギー調査会原子力安全・保安部会電力安全小委員会において取りまとめが行われている。

- ・ 主任技術者選任が不要となる一般用電気工作物の範囲について、20kW 未満とする
- ・ 工事計画書の届出対象範囲を、500kW 以上とする

(5) 中長期的な (2030、2050 年の) 導入目標

①2050 年の導入目標

2050 年に向けては、80%削減を目指すため、導入ポテンシャルをすべて顕在化させることとした。具体的には、ポテンシャル調査で把握している導入ポテンシャル量と同程度 (1,500 万 kW) を中小水力発電の導入目標とした。

②2030 年の導入目標

2030 年に向けては、2020 年の各ケースからと、2050 年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、下位、中位、上位の 3 ケースを推計した。

中小水力発電の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-43 中小水力発電の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
中小水力発電	原油換算（万kL）	35	756	937	1,122	1,880
	出力（万kW）	40	610	753	900	1,500
	出力（億kWh）	15	325	403	483	809
	2005年比（%）	1.0	21.9	27.2	32.5	54.5

【参考】大規模水力発電における出力アップの可能性

既存の水力施設における発電電力量の増減要因及び増減量として、資源エネルギー庁「水力発電に関する研究会」では、以下の事項が指摘されている。なお、ここでは新規開発以外の既存設備の運用改善等に関する事項のみ取り上げた。

表 3-44 電源の特徴

増減要因	増減量
設備更新に伴う効率改善	+5.8 億 kWh
維持流量等の活用による二次的利用	+6.1 億 kWh
維持流量分の放流に伴う減少	-3.7~-9.4 億 kWh

以下、各要因の具体的内容について、簡単に述べる。

●設備更新に伴う効率改善

既設水力発電所の約7割が運転開始後40年以上を経過している。今後の設備更新に際し、最新技術を適用した機器が導入された場合、機器効率が従来のもよりも2%程度高いと考えられることから、約5.8億kWhの発電電力量の増加が期待される。

●維持流量等の活用による二次的利用

維持流量等を活用して未利用落差を利用する、二次的利用によって発電できる可能性がある。具体的には、既設ダムの利用(4.4億kWh)+既設水路の利用(1.7億kWh)=6.1億kWhの増加の可能性がある。

●維持流量分の放流に伴う減少

維持放流の実施により、既設水力の平均可能電力量は減少している。一般電気事業者及び電源開発株式会社の場合、「発電水利権の期間更新時における河川維持流量の確保について(通称:発電ガイドライン)」(河川局水政課長・開発課長通知)が制定された1988年以降、これまでに、年間約17億kWhを発電するのに相当する水量が減少した。維持放流については、発電ガイドライン対象発電所の約8割で既に実施済みであるが、今後10年以内に残る発電所からも維持放流が行われ、平均可能電力量は更に減少する見通しである。

今後10年間で水利権許可期間の更新時期を迎える発電所から維持放流が行われることにより減少する発電電力量は、維持流量が従来程度(発電取水口等における集水面積100平方キロメートルあたり約0.3m³/s)であると仮定すると、約9.4億kWhと見込まれる。

しかし、発電ガイドラインは、河川維持流量を、発電取水口等における集水面積100km²あたり概ね0.1~0.3m³/sとしている。仮に今後の維持流量が0.1m³/s程度であれば、減電量は約3.7億kWhに抑えられることになる。

3.2.4 地熱発電

(1) 地熱発電の現状

①地熱発電の概要

地熱発電は、地下深部（通常地下 1,000～3,000m）から供給される熱源により温められた熱水・蒸気を利用する発電方式である。地熱は火山列島である我が国に豊富に存在している純国産のクリーンエネルギー資源である。

地熱発電の特徴としては、純国産のエネルギーであること、発電時には CO₂ を排出しないこと、再生可能エネルギーの中では出力が安定していること、が挙げられる。

地熱発電の方式としては主に、シングルフラッシュ方式、ダブルフラッシュ方式、バイナリ方式、が挙げられる。我が国では、図 3-58 に示すシングルフラッシュ方式が主流となっている。

日本地熱開発企業協議会ホームページによると、シングルフラッシュ方式は、蒸気と熱水のうち、蒸気のみを取り出して利用する方式である。具体的には、地下に存在する高温高圧で 200 度以上の熱水が、地上まで噴出する過程で沸騰して発生する蒸気を、気水分離器（セパレータ）により熱水と遠心分離させて取り出し、これを用いてタービンの羽を回転させ電気を起こすものである。

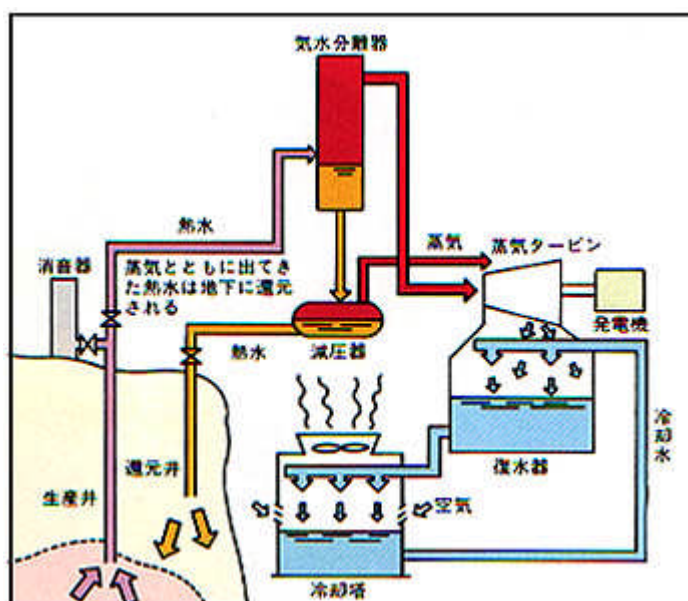


図 3-58 シングルフラッシュ方式のイメージ

出典) 資源エネルギー庁ホームページ

ダブルフラッシュ方式は、シングルフラッシュ方式と異なり、蒸気だけでなく熱水も利用する方式である。具体的には、気水分離器で分離された熱水を蒸発させ、一次蒸気と一緒にタービンへ送り発電する。

バイナリ方式は、低温でも沸騰する二次媒体（アンモニア等）を使う方式であり、従来のシングルフラッシュ方式やダブルフラッシュ方式では利用できない 80～100℃の低温熱水による発電を可能とする方式をいう。

②地熱発電導入の現状

我が国で最初の地熱発電導入は 1966 年に運転を開始した松川発電所であり、既に 40 年以上経過した現在も安定して運転されている。その後、オイルショック以降の原油価格等の高騰期において、石油等を燃料として使用する火力発電に対してコスト競争力を有していた時期に本格的調査が開始され、1990 年代には 9 基（約 32 万 kW）が導入された。しかし、1999 年の八丈島地熱発電所の運転開始を最後に、現時点まで新規立地がない状態が続いている。

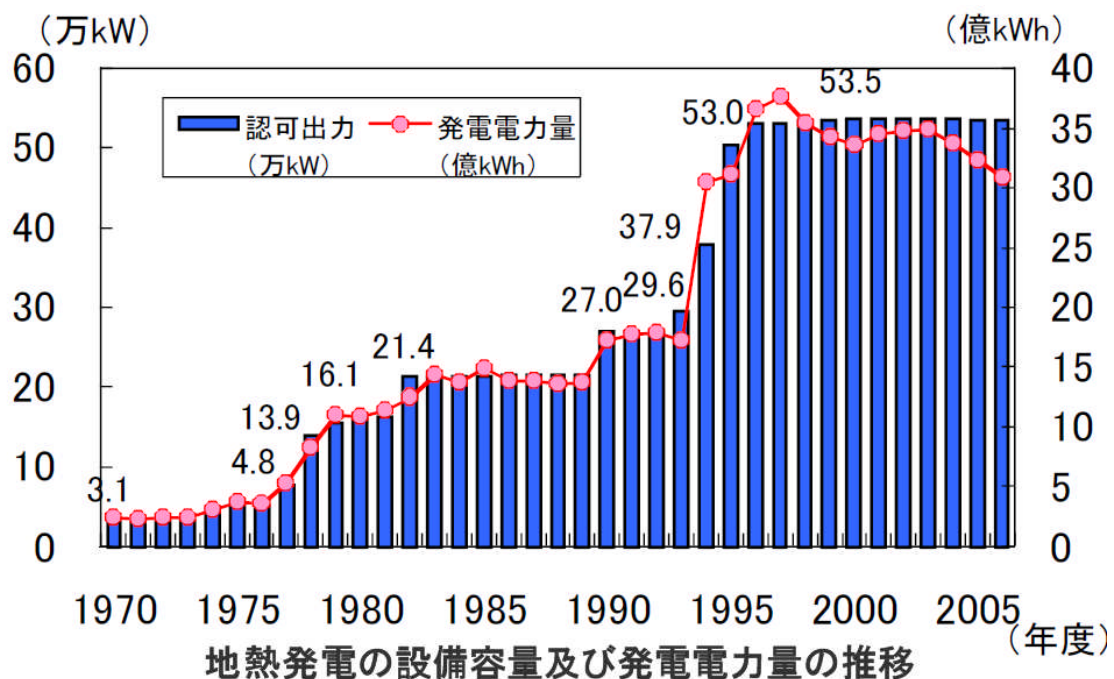


図 3-59 地熱発電の設備容量及び発電電力量の推移

出典) 経済産業省作成 (再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第 1 回配付資料)

一方、世界全体の地熱発電の設備容量は 900 万 kW 近くあり、火山地帯の国を中心に導入が進められている (図 3-60)。

世界全体の地熱資源量（賦存量に相当する）をみると、インドネシア、アメリカ及び我が国が三大地熱資源国といえる（図 3-61）。

また、報道資料によると、インドネシアでは発電所増設計画のうち 4 割が地熱発電とされており、ニュージーランドでは、出力 25 万 kW という大規模な地熱発電所の新設が計画されている。

こうした海外の地熱発電所の導入には日本の企業も関与しているが、2009 年度電力供給計画では、鬼首発電所（電源開発）の増出力計画があるのみとなっており、このほか具体的な導入計画があるとの情報は無い。

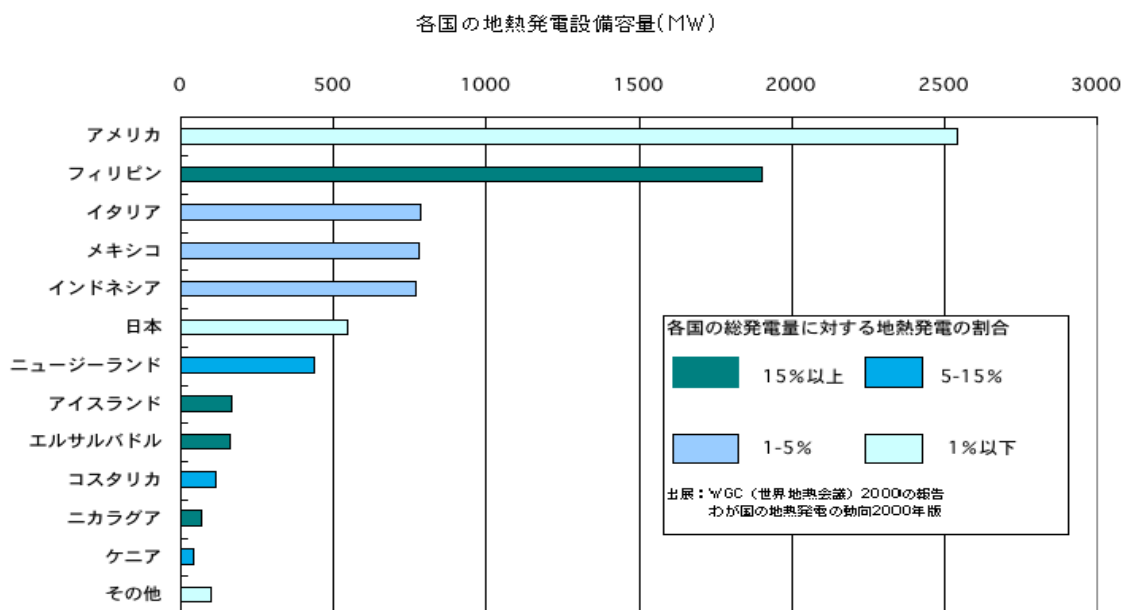


図 3-60 世界の地熱発電設備容量

出典) 地熱学会ホームページの「地熱とは」にある「世界の地熱発電ランク」
(<http://www.soc.nii.ac.jp/grsj/guest/worldrank.gif>)

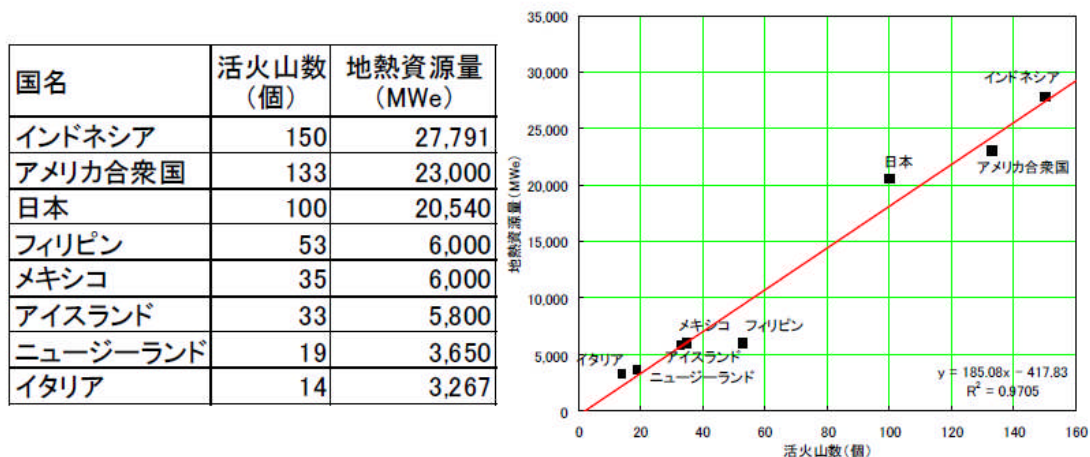


図 3-61 世界の地熱資源量

出典) 地熱発電に関する研究会（産業技術開発総合研究所資料）

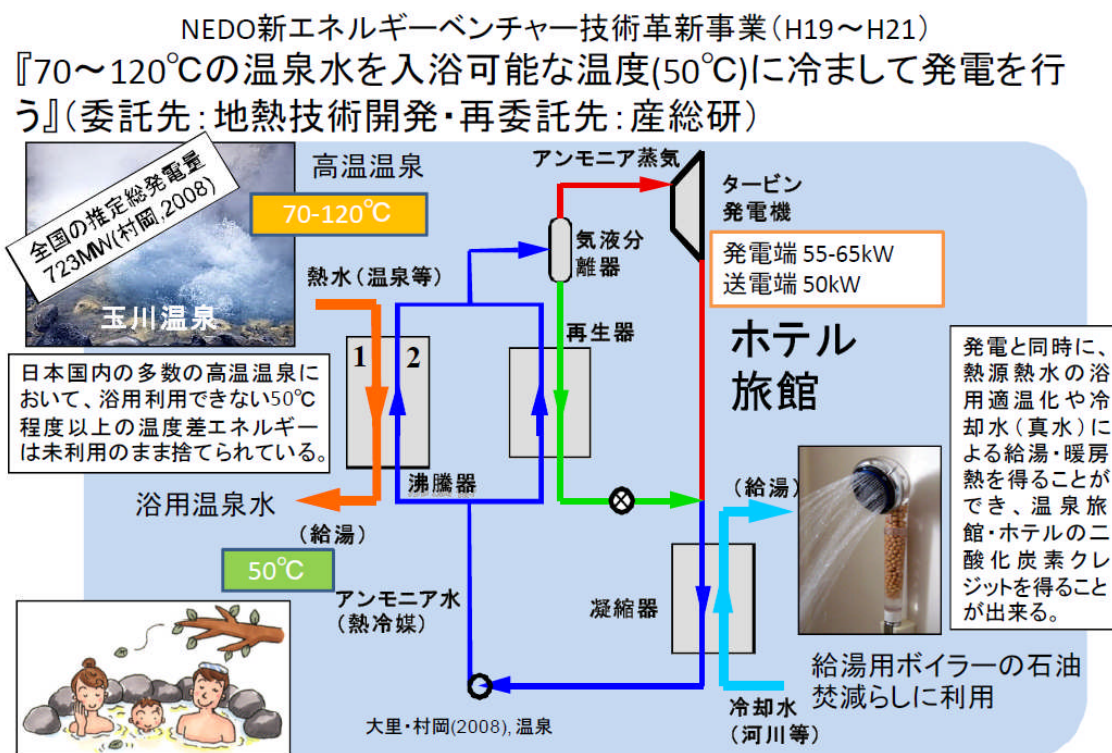
③地熱発電導入促進のための経済的支援

地熱発電のうち、バイナリ方式は現行の RPS 法の対象となっており、バイナリ方式で発電した電気は、RPS 相当量の価値が認められる買取価格で買い取られることが可能となる。しかし、現在バイナリ方式の発電所は九州電力の八丁原発電所のみであり、一般電気事業者による発電であり事実上 RPS 価値付き電力売買市場に出回らないため、売買の実績はないと考えられる。

NEDO は、地熱発電開発事業（調査井掘削事業及び地熱発電施設設置事業）の実施に必要な経費について一部補助を行っている。具体的には調査井掘削事業に対する 1/2 以内、地熱発電施設設置事業に対する 1/5 以内の補助率で支援を行っている。

④温泉発電の概要

温泉発電とは、比較的高温な温泉（70～120℃を想定）の熱を給湯に利用可能な温度（50℃程度）に下げる際、アンモニア水を媒体として差分のエネルギーを回収して発電するものである。NEDO の新エネルギーベンチャー技術革新事業におけるシステム概要は以下のとおりである。



出典) 経済産業省「地熱発電に関する研究会」第3回配布資料

(2) 地熱発電の導入ポテンシャル

①地熱発電（温泉発電を除く）に係るポテンシャル調査の概要

環境省内で 2009 年度に別途実施した「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（以下「ポテンシャル調査」という。）での調査結果を用いて導入ポテンシャルを整理する。

まず、ポテンシャル調査結果の概要を示す。本調査では、(独)産業技術総合研究所・村岡らが 2008 年に作成した地熱資源量密度分布図をもとに、資源量 10kW/km² 以上で温度区分 150℃以上の地点に地熱発電施設を設置することを想定し、賦存量を算出した。その結果、全賦存量は 2,357 万 kW となり、自然公園区分対象外における賦存量は 411 万 kW（全賦存量比 17%）となった。また、地域ごとの賦存量は次のとおり。賦存量は北海道、東北、北陸、九州が大半占める。

表 3-45 温度区分 150℃以上における条件別期待可採量（カッコ内は全賦存量比）

条件項目	有望地面積	期待可採量
全賦存量	3,124 km ²	2,357 万 kW (100%)
うち自然公園区分対象外	531km ²	411 万 kW (17%)

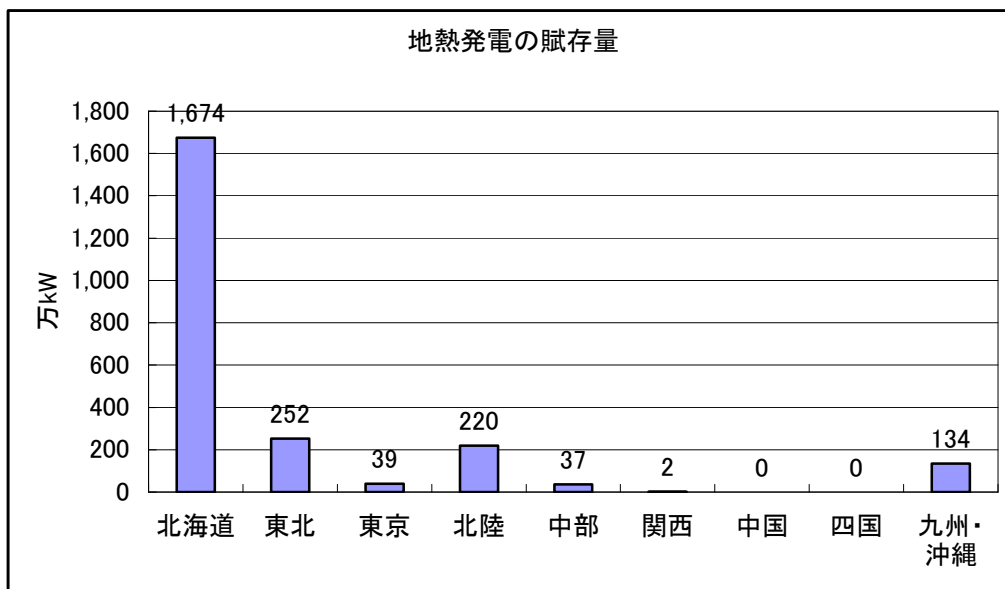


図 3-63 地熱発電の賦存量 (万 kW)

次に、地熱発電の導入ポテンシャルを次のとおり算出した。まず、上記賦存量マップに対して、

- ・ 居住地からの距離 100m 以上

- ・ 国立・国定公園の特別保護地区及び特別地域(第1種、第2種、第3種)、原生自然環境保全地域、自然環境保全地域、国指定鳥獣保護区、世界自然遺産地域では開発できない
- ・ 幹線交用地、その他用地、河川地及び湖沼、海水域では開発できない

を前提として、資源量密度をパラメータとしたシナリオを設定して、GIS上で重ね合わせて設置可能な面積を算出し、導入ポテンシャルを推計した。この結果、全国の導入ポテンシャル 227 万 kW の 2/3 以上が北海道及び東北にある一方、関西、中国、四国には地熱発電の導入ポテンシャルはほとんどないと推計された。

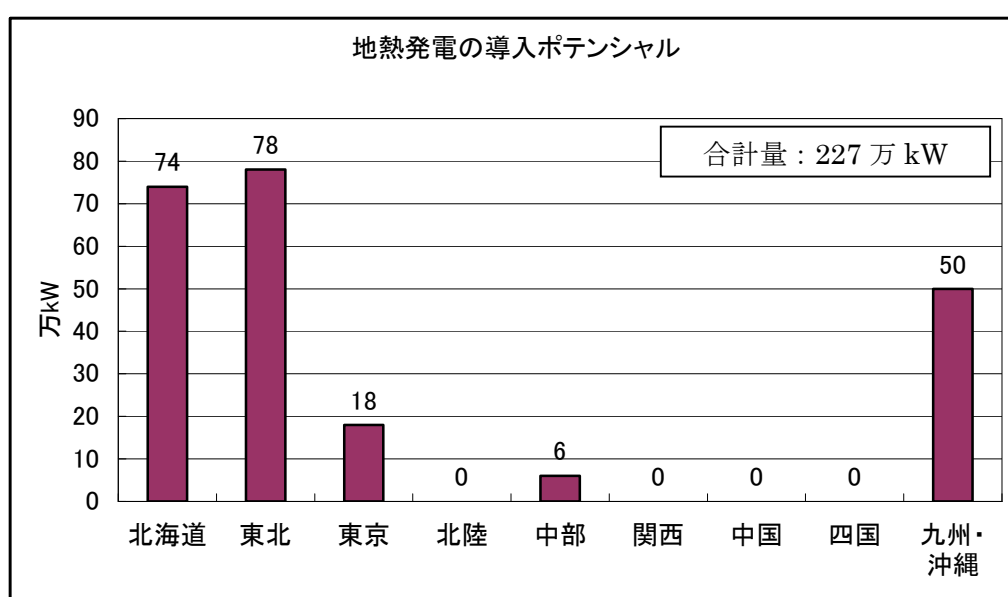


図 3-64 地熱発電の導入ポテンシャル (万 kW)

注) 一般電気事業者の供給区域ベースで整理している。

②温泉発電の導入ポテンシャル

今回のポテンシャル調査では、ランキンサイクル発電が適用可能な 120～150℃、カリナサイクル発電が適用可能な 53～120℃の領域についても賦存量及び導入ポテンシャルの調査を進めているところであり、特に 53～120℃の領域については地域偏在性が緩和されることが見込まれている。既存の温泉を利用して発電を行う温泉発電は開発リスクがないことから、江原・村岡らは、全国の温泉発電電力容量 (30[kW/箇所]以上のものに限る) を 72 万 kW と見積もっている (江原幸雄・村岡洋文ら、2050 年自然エネルギービジョンにおける地熱エネルギーの貢献、日本地熱学会誌, 30(3), 2008)。但し、温泉発電についても経済性の面では現時点で課題があり、低コスト化のための技術開発を進めることが必要となる。

③ポテンシャルとコストの関係

環境省のポテンシャル調査では、発電コストと資源密度量の経験式から、密度区分ごとの発電コストを算出している。具体的には、2002年（平成14年）3月にNEDOがまとめた「平成13年度 地熱開発促進調査 開発可能性調査（戦略的調査全国調査）第3次報告書」による確度90%資源に基づく資源量密度と発電コストに関する以下の式を用いていることとしている。

$$\text{発電コスト (円/kWh)} = -2.2289 \times \text{Ln}[\text{資源量密度 (MW/km}^2\text{)}] + 18.006$$

この関係式から、密度区分と発電コストは以下のとおり対応付けることができる。

表 3-46 密度区分ごとの発電コスト

密度区分 (MW/km ²)	発電コスト (円/kWh)
0.01	28.3
0.5	19.6
1	18.0
2	16.5
3	15.6
4	14.9
5	14.4
10	12.9
20	11.3
50	9.3

(3) 2020年を対象とした導入見込量とそのため必要な施策

ここでは、2020年を対象に、既存の調査事例から導入目標を定めた上で、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行う。

①地熱発電の導入見込量

a) 地熱発電（温泉発電を除く）の導入見込量

地熱発電（温泉発電を除く）については、全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している 2020 年時点での累積導入量（146 万 kW（温泉発電を除く））を導入見込量とした。なお、この場合、現在の導入量が 52 万 kW であるため、追加導入量として必要な量は 94 万 kW となる。

②＜参考：地熱発電の導入見込量に係る試算例＞

日本地熱開発企業協議会は、経済産業省の再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第 1 回ヒアリングにて、以下の見通しを示している。

- ・ 買取価格 24.5 円/kWh[15 年平均]の導入支援を行うことにより、62 万 kW の導入が見込まれる。
- ・ 買取価格 29.7 円/kWh[15 年平均]の導入支援を行うことにより、95 万 kW の導入が見込まれる。

③温泉発電の導入見込量

温泉発電の導入見込量については、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が 2008 年 2 月に行った見通しの試算においては、ベースシナリオ、ベストシナリオ、ドリームシナリオの 3 つのシナリオを想定し、それぞれのシナリオにおいて 2020 年、2030 年、2050 年の導入量を推計している。なお、2030 年は 2020 年と 2050 年の値から直線内挿により算出している。

本検討においては、これらのシナリオの導入量を導入見込量とする（表 3-47）。

表 3-47 温泉発電のシナリオ別導入見通し

		2020年	2030年	2050年
ベース シナリオ	発電電力 (万 kW)	17	47	107
	電力量 (億 kWh)	10.5	29	65.6
	原油換算 (万 kL)	24	67	152
ベスト シナリオ	発電電力 (万 kW)	23	60	134
	電力量 (億 kWh)	14	37	82.3
	原油換算 (万 kL)	33	85	191
ドリーム シナリオ	発電電力 (万 kW)	31	79	173
	電力量 (億 kWh)	19.3	48	106.1
	原油換算 (万 kL)	45	112	247

なお、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が設定した各シナリオの設定は下記のとおり。

表 3-48 日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会が設定した各シナリオ

ベースシナリオ	温泉を 53℃まで下げることで得られる余熱の 60%を利用できるとし、そのとき温泉総湧出量が毎年 43,600L/min 増えると仮定。温泉総湧出量と湧出量の増加率は、環境省（2007）の環境統計集「温泉利用状況」による。こうして得られる 2050 年に至る過程として、現状 0MW から 2050 年目標値には田口（2004）による複雑系近似推移曲線をたどるとし、2020 年中間値を同年の開発目標値とした。設備利用率を 70%として電力量を算出した。
ベストシナリオ	ベースシナリオの温泉余熱による発電に加えて、地熱発電の還元熱水が発電に使えるとした。「地熱発電の現状と動向」（火原協、2006）にある還元熱水量から単位電力当たりの平均還元熱水量を求め、2020 年、2050 年の電力値に乗じて各年の還元熱水量を算出した。使用可能温度範囲は 53℃から 100℃まででその 60%を使えると仮定した。設備利用率を 70%として電力量を算出した。
ドリームシナリオ	設備導入見通しはベストシナリオに同じとし、設備利用率を 80%として電力量を算出した。

出典) 日本地熱学会&日本地熱開発企業協議会「2050年自然エネルギービジョン(地熱)」

④地熱発電の導入見込量の評価

a) 評価対象の地点

地熱発電は、地熱研究会で明らかにされたとおり、開発地点の条件（生産井深度、1坑あたり蒸気量等）によってコストが変化し、正確に把握するためには地表調査や掘削が不

可欠となる。現状、開発地点の条件を把握するために地表調査等を行っているのは、地熱研究会で整理されている地熱開発促進調査地点のみである。

また、AIM 日本技術モデルで 2020 年までに想定している追加導入量は、94 万 kW である。一方、地熱研究会が示した地熱開発促進調査地点の発電出力累計は 95 万 kW であり、有望開発地点が 2020 年までにすべて開発されると、AIM 日本技術モデルの追加導入量の想定とほぼ同値となる。

そこで、2020 年の導入見込量の評価対象の地点は、地熱研究会で整理されている地熱開発促進調査地点とする。

b) 開発状況等から見た評価

現在の開発状況を踏まえると、すべての有望開発地点を 2020 年までに開発するためには以下の点に留意することが必要である。

- ・ 開発期間を考慮すると、全地点がほぼ一斉に開発に着手する必要がある。
- ・ 現時点で開発希望を表明している事業者は 6 社であり、31 地点中の 10 地点という状況である。
- ・ 材料価格の高騰により、地熱研究会のコスト試算を行ったときの前提より建設コストが上昇している可能性がある。

なお、地熱開発促進調査地点でも開発が進まない最大の課題は、発電所建設の前段階における、地表調査・坑井掘削などのコストと考えられる。現状の支援策では、採算が合わず事業化が困難な地点があることから、後述の③で事業の採算性が確保できるような経済的支援策について検討する。

参考として、地熱発電所の開発フローを以下に示す。

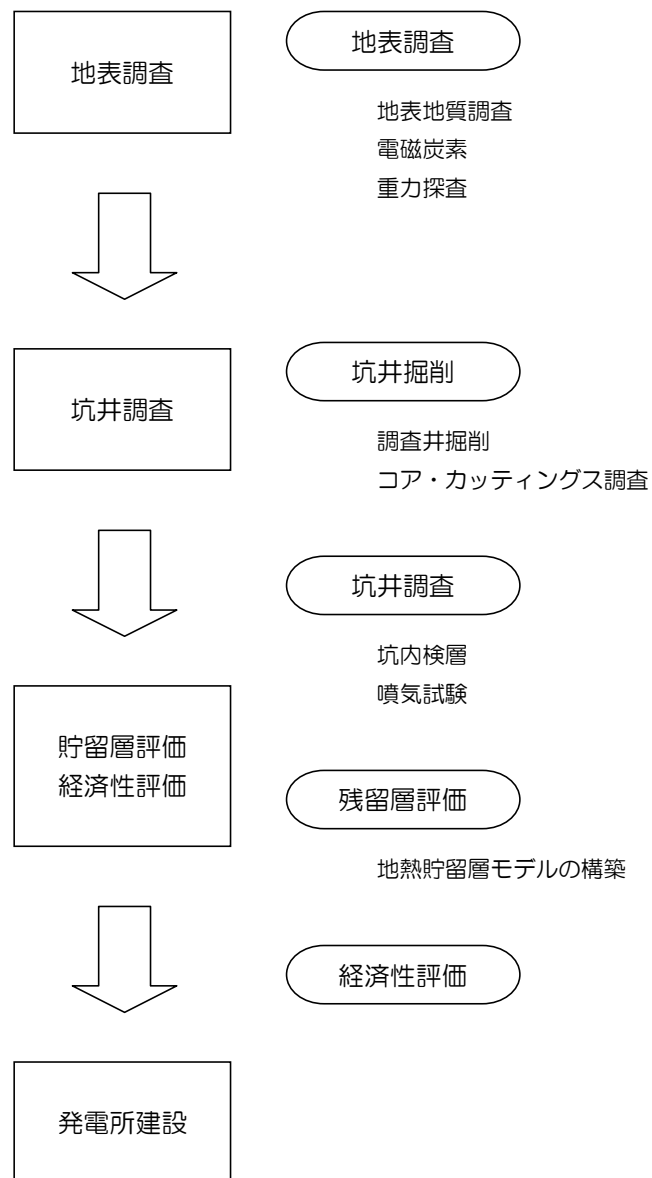


図 3-65 地熱発電所の開発フロー

c) 地熱発電における導入見込量達成に必要な施策とその定量的評価

以下では、経済面での課題を解決するための施策として、固定価格買取制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

導入見込量達成に必要な施策である固定価格買取制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・買取価格は20年間とし、地熱研究会のコスト試算のうち、導入見込量の限度まで導入した場合に最も発電コストの高い地点であっても、IRRが8%確保されるレベルまでの買取価格をもって支援を行うこととする。
- ・導入時期については、「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回会合」の想定に基づき、2015年以降に開始されるものとする。

買取価格のシミュレーションに先立ち、まず地熱研究会のコスト試算から、導入見込量の限度まで導入した場合に最も発電コストの高い地点における再現計算を行った。具体的には、15年トータルでかかった費用（現行制度を前提に補助金分を控除）を15年分の発電電力量で割った発電コストが最も高い（21.73円/kWh）地点（飯盛山東部）について、地熱研究会の地点別データ等を参考とし、以下の条件でコストの再現計算を行った（後で示す買取価格分析の前提とは異なる）。

表 3-49 地熱研究会のコスト試算の再現計算の条件（地点は飯盛山東部）

発電諸元	発電方式	シングルフラッシュ
	設備容量	20MW
	所内率	8%
	設備利用率	80%
その他	タービン入口圧力	0.3MPa
	気水比	7.6
	1坑あたり蒸気	5t/h
	補助率	調査井 50%、生産井及び還元井 20%
	開発費補助金	補助率 20%
金利		3%
販売単価		8円/kWh

モデル計算の結果は以下のとおりであり、15年平均の発電原価を再現することができたため、この再現計算のフレームを前提として、以降の買取価格の分析を行った。

表 3-50 地熱研究会のコスト試算の再現計算結果

発電原価	初年次	30.69 円/kWh
	15年平均	<u>21.73 円/kWh</u>
	20年平均	19.06 円/kWh
経済性	内部収益率 (15年)	(収束せず)
	内部収益率 (20年)	(収束せず)
	正味現在価値 (15年)	-41,450 百万円 (割引率 5%)
	経常利益率	-171.62% (15年平均)

イ) 固定価格買取制度による導入促進

まず、上記 c) のア) で示した固定価格買取制度による買取のみの支援をした場合について試算を行った。

○買取のみの支援

上記 c) のア) で示した条件で試算を行い、20年間の IRR が 8%となるレベルの買取単価を求めると、43.29 円/kWhと試算された。

このとき、どの地点でも同じ 43.29 円/kWh で買取が行われるとすると、プロジェクト開始から 20年間での費用総額は 3.80 兆円 (割引率 4%で 2010年価値換算、回避可能原価を除く)となる。

表 3-51 固定価格買取制度の結果 (割引率 4%で 2010年価値換算)

	買取価格	費用総額 (回避可能原価除く)
追加導入量 95 万 kW	43.29 円/kWh	3.80 兆円

買取価格 43.29 円/kWh で継続的に買取を行う場合は、買取価格の低減が見込まれている従来の太陽光発電に係る余剰電力買取制度等と比較しても相当程度高く、また発電コストが安い地点においては過剰な支援となるおそれがあるため、経済的合理性があるとは言えない。

そこで、地熱発電では、調査費や生産井に係る費用が大きいことを踏まえ、これを補助しつつ、必要なレベルでの買取価格での買取を組み合わせた支援制度を検討した。

○買取と調査費や生産井などへの補助とを組み合わせた支援

地熱発電については他国の買取価格も 10~25 円程度であることを踏まえ、買取価格を

20 円/kWh 程度とし、IRR8%が確保される地点は買取のみの支援として、IRR が 8%を下回る地点については、調査費や生産井などに対して一定割合の補助を行うことで IRR8%となる支援制度を検討した。

地点ごとに試算を行ったところ、買取価格が 20 円/kWh では、累積で 52 万 kW までは買取のみで導入が進むという結果が得られた。

また、買取価格を 20 円/kWh とした上で、調査費に対して 100%補助、生産井等の初期投資に対して 76%の補助を行うことで、導入見込量の中でもっとも発電コストが高い地点であっても、IRR8%が確保されるという結果が得られた。そこで、買取価格を 20 円/kWh としつつ、補助が必要な地点すべてに対して発電コストに応じて地点ごとに補助率を変化させつつ補助した場合、95 万 kW の導入に必要な費用総額はプロジェクト開始から 20 年間で 1.17 兆円（割引率 4%で 2010 年価値換算、回避可能原価を除く）となった。これは、買取のみによる支援に比較して費用が 3 割程度となる。両者の相違は、買取のみによる支援の場合に生じる相対的に発電コストの低い地点への支援費用を、補助制度と組み合わせることで軽減したためである。

表 3-52 固定価格買取制度+補助制度の結果

（割引率 4%で 2010 年価値換算、買取費用総額は回避可能原価を除く）

	買取価格	支援費用総額		
		買取費用総額	補助費用総額	合計
追加導入量 95 万 kW	20 円/kWh	1.05 兆円	0.12 兆円	1.17 兆円

d) 導入目標

以上より、導入見込量を達成するために必要なレベルの買取価格での固定価格買取制度に補助制度を組み合わせることで、導入に必要な費用総額を固定価格買取制度の実施のみの場合と比較して小さくすることが可能となる。

そこで、本検討としての 2020 年 25%①、25%②及び 25%③ケースの導入目標は、全ケースとも、147 万 kW（現行から 95 万 kW 追加導入）とし、その達成のために必要な施策は、表 3-52 に示した固定価格買取制度と補助制度の組み合わせとする。

e) 温泉発電の導入目標

温泉発電については、現時点ではコストに関する情報が乏しいこともあり、導入見込量の定量的な評価を行うことは難しい。

ここでは、日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオの値（2020 年に 23 万 kW）を導入目標として想定する。

表 3-53 地熱発電の導入目標（2020年）

		2005年	2020年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
地熱発電 (温泉発電含む)	原油換算（万kL）	76	244	244	244
	出力（万kW）	53	171	171	171
	発電電力量（億kWh）	32	105	105	105
	2005年比	1.0	3.2	3.2	3.2

③需要創出額

地熱発電（温泉発電含む）が導入される際に発生する設備投資と設備工事等の金額は、国内の需要創出額でもある。この需要創出額の推移を以下に示す。

表 3-54 地熱発電（温泉発電含む）の需要創出額（25%①、25%②及び25%③）

	地熱発電				
	設備投資 単価 万円/kW	工事費単 価 万円/kW	導入量 万kW	設備投資 億円	工事費等 億円
2011			0	0	0
2012			0	0	0
2013			0	0	0
2014			0	0	0
2015	30	65	20	588	1,271
2016	30	65	20	588	1,271
2017	30	65	20	588	1,271
2018	30	65	20	588	1,271
2019	30	65	20	588	1,271
2020	30	65	20	588	1,271

（４）導入目標達成に向けて必要な配慮事項

地熱発電の導入目標達成のためには、上記のとおり経済面での課題解決を図ることが重要であるが、以下の事項について配慮する必要がある。

①温泉地域との共生・共存

地熱発電は、開発地点周辺の温泉に与える影響が懸念されている。

懸念を払拭するためには、まずは、地熱発電の温泉に対する影響に関する科学的知見の充実に努める必要がある。そして、熱水資源を著しく減少させないための地熱資源の適正な管理手法の確立や高温温泉を利用する温泉発電の低コスト化など、地域や自然との共生・共存を図るためのツールづくり、低コスト化に向けた技術開発などの取組を進める必

要がある。

②自然環境の保全

上記のポテンシャル調査のうち、前提条件として除外している国立・国定公園特別地域等には大きな賦存量があると試算されている。

しかし、地熱発電は、現状、各種の大型の工作物の設置、樹木の伐採、地形の改変等を伴うことから、国立・国定公園の中でも特別地域等のように代替性のない自然環境保全上重要な地域においては、このような大規模な開発を避けることを基本とする必要がある。

その上で、以下の地熱発電については、風景や自然環境に対する影響の程度が個別に検討され、開発の適否が判断される必要がある。

- 1) 自家用等小規模な地熱発電
- 2) 自然公園内の地表部に影響を及ぼさずに地下に賦存する地熱資源を利用する方法を用いた地熱発電
- 3) 普通地域内における地熱発電

具体的には、既設地熱発電所をベースに、その敷地内から地表に出ないコントロール掘削によって、自然公園内の地下に賦存する地熱資源を利用することで、発電電力量を増加させることから検討を進め、風景や自然環境を保護しながら開発を進めることが考えられる。

なお、地熱研究会の試算によると、自然公園に隣接する既存発電所5地域で、上記の手法によって9.7万kWの増設が可能とされている。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年に向けては、80%削減を目指すことから、導入ポテンシャルをすべて顕在化させることを目標とする。具体的には、ポテンシャル調査で把握している導入ポテンシャル量(227万kW)を地熱発電(温泉発電を除く)の導入目標とする。

温泉発電については、2020年目標でも採用した日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオの値(2050年に134万kW)を導入目標とする。

②2030年の導入目標

2030年に向けては、2020年の各ケースからと、2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を踏まえつつ、2030年の導入量を推計した。

地熱発電(温泉発電を含む)の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-55 地熱発電（温泉発電を含む）の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
地熱発電 （温泉発電 を含む）	原油換算（万 kL）	76	334	334	334	515
	出力（万 kW）	53	234	234	234	361
	発電電力量（億 kWh）	32	144	144	144	221
	2005年比	1.0	4.4	4.4	4.4	6.8

3.2.5 太陽熱利用

(1) 太陽熱利用の現状

①太陽熱利用技術の概要

太陽熱利用は、家庭の給湯・暖房用エネルギー供給を補完する再生可能エネルギーとして期待されている。

表 3-56 太陽熱利用機器の種類

	太陽熱温水器 (自然循環型)	ソーラーシステム (強制循環型)	空気式 ソーラーシステム
技術の概要	一体化した集熱器と貯湯槽を屋根に設置。屋根上設置のため大型化は難しい。	一般に集熱器を屋根に、蓄熱槽を地上に設置。ポンプによる熱媒体の強制循環が必要。	屋根材と一体化したガラス付き集熱面等で屋根裏空気を高温に熱し、送風器による暖房や、熱交換器による温水製造に利用。
メリット	初期コストが安い。	屋根への荷重が小さい。外観を損なわない。	空調への利用が可能。
デメリット	屋根への荷重が大きい。外観を損なう。	初期コストが高い。	既築住宅での導入は現状困難。
導入状況	現状の太陽熱利用の8割以上を占める。	現状の太陽熱利用の1～2割を占める。業界では今後この方式を推進する予定。	導入事例は少ない。
用途	給湯(厨房を除く)	給湯(厨房を含む)、暖房	給湯(厨房を含む)、暖房
集熱面積	3～4m ²	4～6m ²	—
システム価格 (施工費込)	約30万円	約80～90万円	—

実際に設置を行う場合は、集熱量が大きい夏の給湯、暖房用エネルギー需要を踏まえ、集熱面積3～4m²の太陽熱利用機器を設置している場合が多い。

図 3-66 に示すように、一般の戸建住宅に設置した場合、給湯に必要な熱需要の半分程度を太陽熱によって賄うことができる。

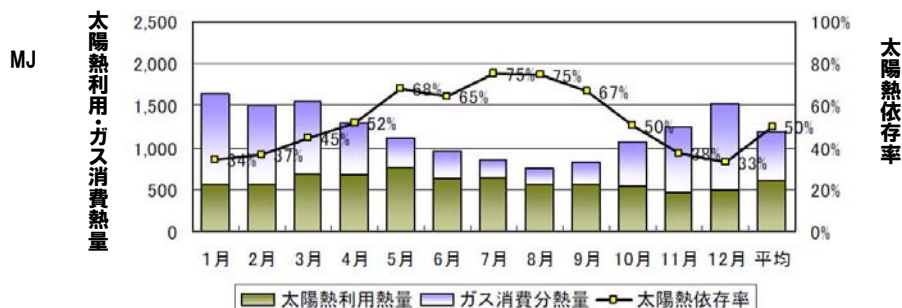


図 3-66 家庭用給湯需要と太陽熱利用熱量の推移 (実測)

戸建住宅(ファミリータイプ)に、集熱面積3.8m²を導入した場合、世帯当たりの年間太陽熱有効利用量は7,148MJ、給湯に対する太陽熱依存率は約50%となる。
出典) 東彩ガス資料

家庭からの CO₂ 排出量（乗用車等からの排出は含まない）の約 3 割は給湯用途（厨房を含む）によるものであるため、太陽熱利用機器設置による CO₂ 排出削減への期待は高い。例えば、給湯に必要な熱需要の半分を太陽熱利用で賄うことができれば、家庭からの CO₂ 排出量を 14% 程度削減することができる。

また、太陽熱利用による太陽エネルギーの変換効率は約 50% であり、変換効率が約 10% の太陽光発電に比較して、同量の再生可能エネルギー利用を 5 分の 1 の面積で達成することができる（最終エネルギー消費ベースで比較した場合）。

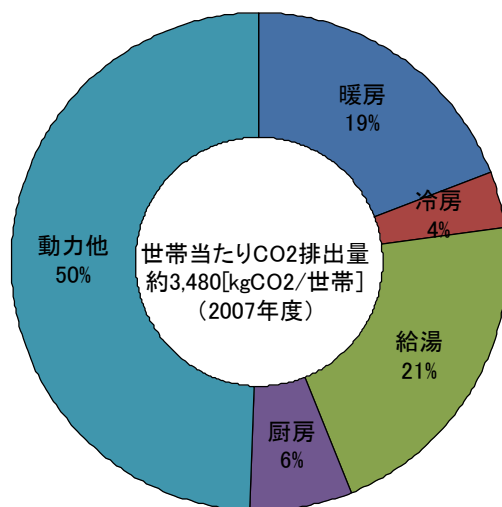


図 3-67 家庭からの CO₂ 排出量

出典) 国立環境研究所温室効果ガスインベントリオフィス「日本の温室効果ガス排出量データ(1990～2007年度)確定値」より MRI 作成

②太陽熱利用機器導入の現状

太陽熱利用は石油危機の 1970 年代後半に導入が急拡大したが、原油価格の下落に伴って導入量は減少し、また、その後 2000 年代に入って原油価格が再び大幅に上昇しても、導入量は漸減する傾向となっている。最近の新規導入量は年間 10 万台未満であり、設備寿命が 15～20 年と言われる太陽熱温水器の買い替え需要にも満たず、導入量ストックは単調減少する一方である。

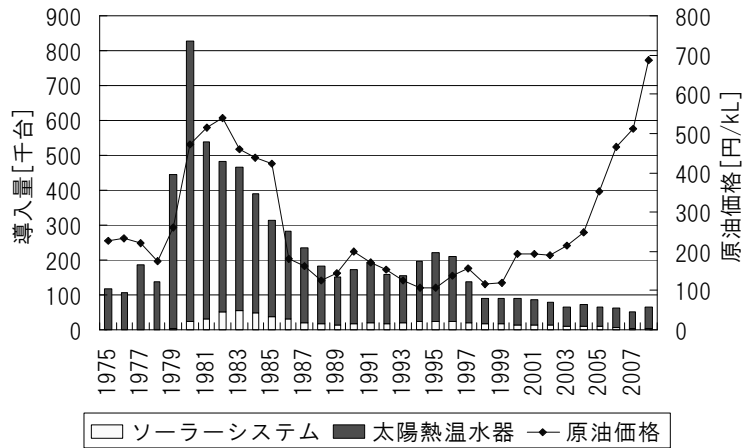


図 3-68 太陽熱利用機器の導入台数の推移

出典) ソーラーシステム振興協会資料より MRI 作成

IEA の Solar Heating & Cooling Programme の資料によると、2009 年末の太陽熱利用量は、世界全体で集熱面積 2 億 1 千万 m^2 (熱出力 147GWth。熱出力 1GWth は集熱面積 143 万 m^2 に相当) となり、昨年に比べ約 17% 増加している。この利用量のうち 54.4% を中国が占め、米国 14.5%、トルコ 4.8%、ドイツ 4.5%、日本 3.5% と続く。また、EU 域内で約 14% を占めている。

直近の 1 年間の増加量の 4 分の 3 は利用量が最大の中国が占めているが、伸びが著しいのはドイツである。2005 年の利用量は日本と同程度であったが、その後 2 年間の増加量 250 万 m^2 (1,750MWth) は日本の 46 万 m^2 (325MWth) の 5.4 倍である。2009 年からドイツでは、新築・改築の建物の暖房に再生可能エネルギーの利用を義務付けており、太陽熱利用もさらに拡大すると見込まれる。

中国やトルコで太陽熱利用が進展しているのは、太陽熱利用が化石燃料や電力利用より安価で利用し易いという点が大い。ドイツやスペインなどでは太陽熱利用を暖房・給湯用途の重要な再生可能エネルギーと位置付け、建物への導入義務等を含めた積極的な普及策を行っている。我が国でも、再生可能エネルギーとして、住宅や建築物で導入を拡大していくメリットは十分にある。

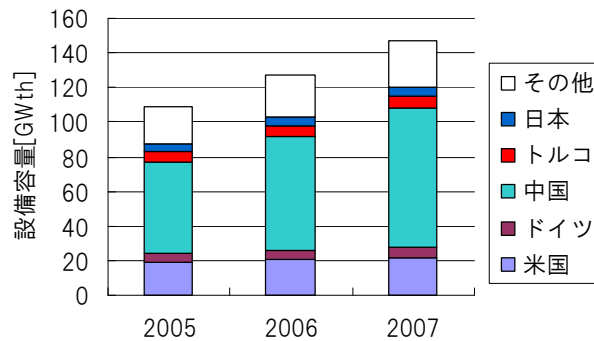


図 3-69 世界の太陽熱利用導入量

出典) IEA Solar Heating & Cooling Programme 資料

③太陽熱利用促進のための経済的支援

過去、住宅用向けの太陽熱利用促進のための経済的支援として、1980～1996年の低利融資制度、2002～2005年の新エネルギー財団による補助事業が行われた。

また、2009年度第2次補正予算では、太陽熱利用の停滞の原因のひとつとしてメンテナンス体制に課題があるとして、太陽熱利用機器のリース方式のビジネスモデルを推進する事業が実施されることとなった。具体的には、ソーラーシステム（強制循環型）のリース（保守・管理を含む）を行う事業者に対して、機器・工事費の半額を補助する事業に予算15億円が計上されている。

表 3-57 太陽熱利用促進のための経済支援

期間	制度・実施者	概要	適用実績
1980～1996年度	ソーラーシステム普及促進融資制度（旧通産省）	品質認定されたソーラーシステム導入の場合に低利融資	17年で27.4万件
2002～2005年度	太陽熱高度利用システム補助金（新エネルギー財団）	ソーラーシステム（強制循環型）システムへ1.5～3万円/m ² 程度の補助金	4年で2万件
2009年度	家庭用太陽熱利用システム普及加速化事業（環境省）	ソーラーシステム（強制循環型）のリース（保守・管理を含む）を行う事業者に対して、機器・工事費の2分の1を補助（50万円/戸を想定）	対象3000戸予定
2009年～	東京都「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」	太陽熱利用の10年分の環境価値を譲渡することを条件に補助金を交付する。公社は、その一部をグリーン熱証書として発行し、企業等に販売する。	2010年3月5日現在、太陽熱温水器75件、ソーラーシステム92件
—	各地方公共団体	低利子融資制度、導入補助金（1～3万円/m ² 程度）	—

④関連団体の動き

太陽熱利用機器メーカーの業界団体として「ソーラーシステム振興協会」がある。

また最近、ガス業界が太陽熱利用に本格的に取り組み始めており、業界の動きも活発になっている。2009年6月には、都市ガス・LPガス・簡易ガスの業界団体である「日本ガス体エネルギー普及促進協議会」が中心となり、太陽熱利用機器メーカーや業界団体、住宅関連事業者、有識者等と連携した「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」が設立された。本フォーラムでは、部会や研究会で太陽熱利用のための政策・技術課題の解決に向けた検討が行われている。

また、集合住宅向けの製品として、東京ガス株式会社は2010年2月にシステムの商品化を行った。このシステムは、バルコニーの手すり部分に3m²の太陽熱集熱パネルを設置するもので、3人世帯の給湯需要の約16%を太陽熱で賄うことが可能であるとされている。²⁸

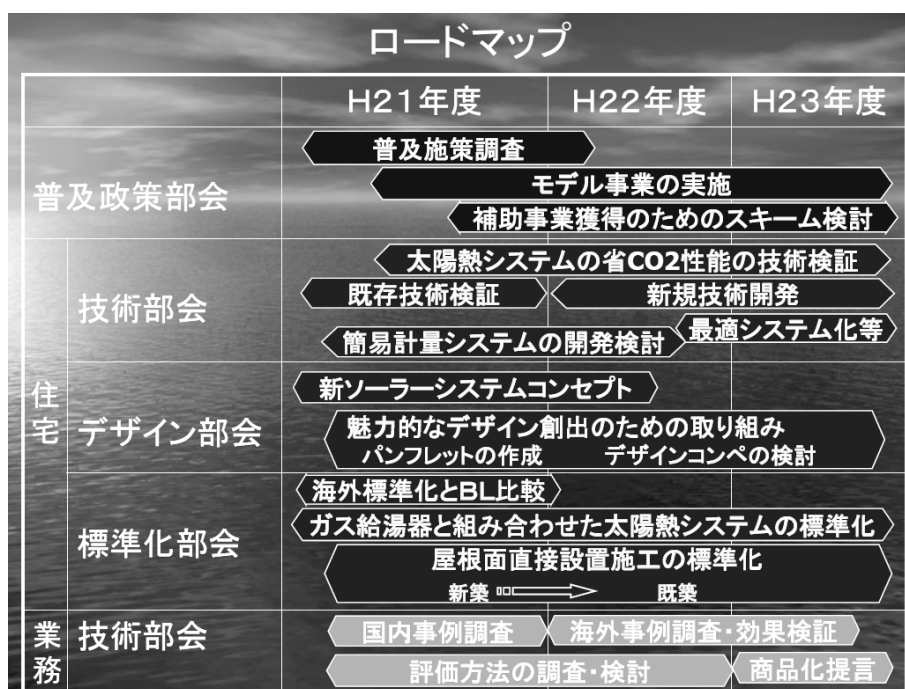


図 3-70 「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」のロードマップ

出典) 日本ガス体エネルギー普及促進協議会「ソーラーエネルギー利用推進フォーラムについて」(2009年)

²⁸ <http://www.tokyo-gas.co.jp/Press/20100205-01.html>

(2) 太陽熱利用の導入ポテンシャル

①中核的温暖化対策技術検討会における導入ポテンシャルの推計

中核的温暖化対策技術検討会「平成 18 年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」(2007 年(平成 19 年)3 月)において、太陽熱利用システムの導入ポテンシャルが試算されている(表 3-58)。全国の導入ポテンシャル 190,245TJ (492 万 kL) は、家庭部門の給湯用エネルギー消費の約 30%に相当する。

表 3-58 中核的温暖化対策技術検討会における太陽熱利用の導入ポテンシャル推計の条件

設置可能箇所	全国の戸建住宅、集合住宅のうち、日照条件等を考慮して半数の住戸で導入可能。		
日射量	<ul style="list-style-type: none"> ・全国の都道府県を 11 区分して日射量を算出。 ・集熱器設置条件は下記のとおり。 		
		面積	傾斜角
	戸建	4m ² /戸	30° (屋根上)
	集合(低層)	3m ² /戸	30° (屋根上)
	方位角	1/3 は真南(0°)、 2/3 は 45°	
集合(高層)	3m ² /戸	90° (ベランダ)	
システム効率	システム全体での太陽熱利用効率は 50% (年間集熱量の 50%が有効利用可能)		

表 3-59 中核的温暖化対策技術検討会における太陽熱利用導入ポテンシャルの試算結果

	太陽熱利用量[TJ/年]*1				合計
	戸建住宅	集合住宅			
		低層	中高層	小計	
北海道	6,108	2,253	1,161	3,414	9,522
東北	11,113	2,076	683	2,759	13,872
関東	37,214	14,365	10,620	24,985	62,199
北陸	6,509	966	300	1,266	7,775
東海	16,357	3,649	2,501	6,150	22,507
近畿	19,980	5,311	6,522	11,833	31,813
中国	9,565	1,868	1,086	2,954	12,519
四国	5,829	906	496	1,402	7,231
九州	15,428	3,158	2,313	5,471	20,899
沖縄	1,138	529	241	770	1,908
全国	129,241	35,081	25,923	61,004	190,245

*1 NEDO 日射量データベースを用いて、各地域の代表都市における集熱量を算出し、利用率 50%として算出

表 3-60 (参考) 家庭部門エネルギー消費量 (2007 年) [TJ/年]

冷房用	暖房用	給湯用	厨房用	動力他	用途計
59,102	572,915	684,921	179,772	795,890	2,292,559

出典) EDMC エネルギー経済統計要覧 2009

②その他の推計

その他の調査等における太陽熱利用の導入ポテンシャル推計は表 3-61 に示すとおり。

表 3-61 各資料における太陽熱利用のポテンシャル

出典	【事例 1】総合エネルギー調査会基本政策小委員会(1996)	【事例 2】総合エネルギー調査会新エネルギー一部会資料(2000)	【事例 3】NEDO 試算(1990)	【事例 4】産技審試算(1992)	【事例 5】ソーラーシステム振興協会試算(1999)
潜在量	1,200 万 kL	3,242 万 kL	1,722 万 kL	1,500 万 kL	2,065 万 kL
潜在量推定方法の概要	住宅のみ想定。一戸建て住宅数、導入率、稼働率を仮定し、それらの積により算出。	陽当たりの良い戸建住宅(共同住宅等を含む。)の 100%に 5m ² の太陽熱集熱器、すべての公共施設に設置可能な最大限の集熱器を導入するなど、敷設スペースを住宅、公共施設、民生、産業、その他に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅(一戸建のみ。)、公共、民生、産業に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅(一戸建てのみ。)、公共・民生、産業に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出。(NEDO 試算(1990)との違いは、産業用の導入率を NEDO 試算では 100%としたのに対して、60%とした点。)	【潜在量推定方法】敷設スペースを住宅、公共施設、民生・業務、産業、その他に分類し、分類ごとに設置規模、設置率を仮定し、分類ごとの面積との積から算出
備考		参考:ソーラーシステム振興協会	エネルギー量 15.93 × 10 ⁴ Tcal = 石油代替 1,722 万 kL	エネルギー量 15.93 × 10 ⁴ Tcal = 石油代替 1,722 万 kL	原油発熱量 (9,250kcal/L) 集熱量 52 万 kcal/m ²

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

<住宅における太陽熱利用>

①導入の対象とする技術

a) 太陽熱利用機器の種類と規模

太陽熱利用機器において、技術が確立しており直近に大量に導入される可能性があるものは、戸建用の給湯用太陽熱利用機器である。戸建用の給湯用太陽熱利用機器としては、太陽熱温水器（自然循環型）とソーラーシステム（強制循環型）があるが、業界団体では今後はソーラーシステムの普及を目指しているため、本推計でもソーラーシステムの普及を前提とする。太陽熱温水器（自然循環型）とソーラーシステム（強制循環型）の特徴は表 3-56（p120）に記載しているが、まとめると下記のとおり。

- ・ 太陽熱温水器（自然循環型）：価格が安く投資回収年数が短い、厨房用の給湯には使用できない。また、デザイン性が悪く、屋根への荷重が大きいという課題がある。
- ・ ソーラーシステム（強制循環型）：価格が高く投資回収年数が長い、厨房用の給湯にも使用できる。また、デザイン性に優れ、屋根への荷重は小さい。

また、現在のソーラーシステムの設置は大人数世帯・郊外型戸建住宅が多く、集熱面積は 6m² が一般的であるが、今後の大量普及を前提とすると、少人数世帯・都心型戸建住宅にも設置できる集熱面積 3.6m² 程度、貯湯槽 200L 程度のものが平均的になると考えられているため、本試算においても集熱面積 3.6m² 規模のソーラーシステムを対象とする。

なお、ソーラーシステムの本体価格は集熱面積と貯湯槽容量によって変動するが、設置費はほぼ固定的に生じる。

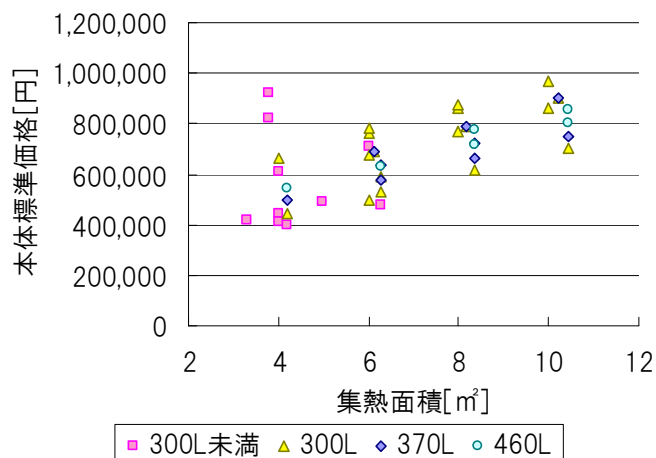


図 3-71 ソーラーシステムの集熱面積と本体標準価格（2009年時点）

出典）ソーラーシステム振興協会「会員製品一覧」より MRI 作成

b) 他機器との併用

太陽熱利用と高効率給湯器、太陽光発電等の併用については下記を想定する。

表 3-62 太陽熱利用と高効率給湯器、太陽光発電との併用の前提

HP 給湯器と 太陽熱利用	オール電化に対応し併用商品も販売が開始されている。ただし、当面は太陽熱利用追加分の投資回収年数が長いこと、貯湯式の給湯器どうしを高効率に運用する制御方法が難しいことから、2020年までは併用は限定的であるとする。
潜熱回収型給湯器と 太陽熱利用	併用可能である。
太陽光発電と 太陽熱利用	屋根に併設することが可能である。ただし、当面はイニシャルコストが高いことから、同時設置は 2020 年までは限定的であるとする。なお、太陽熱利用は必要面積が小さく、狭小屋根にも設置可能というメリットがある。

②導入見込量の推計

タスクフォース会合における AIM 日本技術モデルの導入量である住宅への温水器導入 750 万台、建築物への導入を 94 万 m²を導入見込量とする。

集熱面積を 3.6m²、面積あたり年間集熱量を 1,850MJ/(m²・年)とすると、導入見込量（原油換算値）は下記のとおりとなる。太陽熱利用は、住宅での導入がほとんどを占める。

表 3-63 太陽熱利用の導入見込量（AIM 日本技術モデル）

	導入規模	導入見込量（原油換算）
住宅	750 万台	127 万 kL
建築物	94 万 m ²	4 万 kL
合計	—	131 万 kL

③導入見込量の実現可能性評価

a) 経済的支援施策シナリオの設定

住宅用の太陽熱利用については、2011～2015年の最初の5年間に集中的な経済的支援を行うことで機器のコスト低下を図り、2015年以降は経済的支援なしでの普及が進展する姿を想定した。建築物についても、経済面以外の課題の解決に向けた施策や、建築物に対する導入検討の義務付け等の施策、住宅用の導入拡大による費用低下により、2015年頃から

特別な経済的支援策を講じなくても導入が進むものと想定した。このため、経済的支援策については、住宅用の太陽熱利用について講じることとする。

住宅用の太陽熱利用に対する経済的支援施策シナリオとしては、太陽熱利用機器の投資回収年数を支援期間の中間年である 2013 年（設備費用約 55 万円（集熱面積 3.6m²）、代替燃料価格 4.2 円/MJ、代替給湯器効率 85%）において、機器寿命と同程度の 15 年とする「投資回収年数 15 年シナリオ」と太陽光発電と同程度の 10 年とする「投資回収年数 10 年シナリオ」を想定する。この場合の太陽熱利用のグリーン価値は、それぞれ 0.5 円/MJ 及び 2.5 円/MJ となり、その価格で機器の耐用年数である 15 年分を評価する（表 3-64）。

具体的な施策スキームとしては、グリーン熱証書を制度化し、認証されたグリーン価値を公的資金で買い取る、グリーン価値に相当する導入補助金を支給する等が考えられる。

なお、東京都の「住宅用太陽エネルギー利用機器導入促進事業」では、ソーラーシステムに対し集熱面積 1m²当たり 16,500 円（積算熱量計付きは 2 倍）の補助金を支給し、補助を受けた家庭からは 10 年分の環境価値を無償で譲り受けるという仕組みを実施している。1 年間の再生可能熱利用量を 1,850MJ/(m²・年)とすると、この補助金は 0.89 円/MJ に相当する。

(4) で後述するように、現在の太陽熱利用の停滞の原因には、販売量の低迷によるコストの高止まりの他、認知度の不足・信頼性の低下など、経済面以外の課題に負うところも大きい。ここでは経済面以外の課題の解決に向けての施策が別途講じられることを前提として検討を行った。

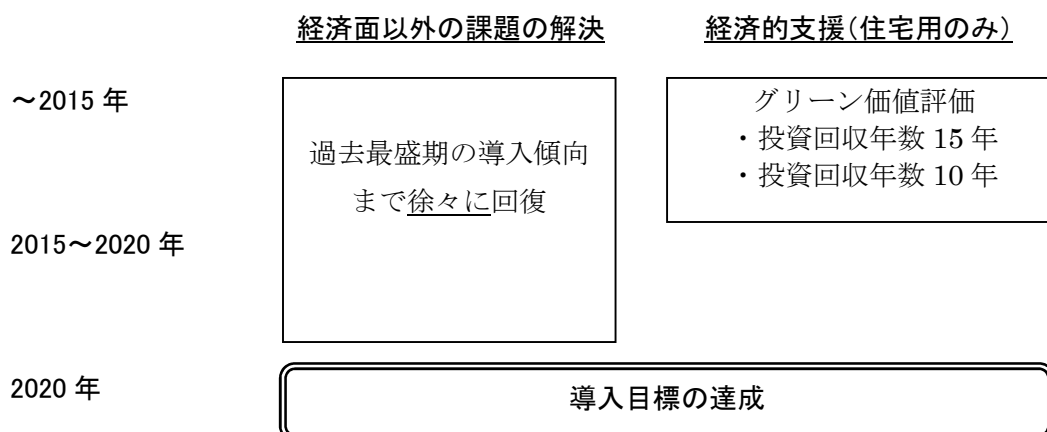


図 3-72 太陽熱利用導入プロセスのイメージ

表 3-64 住宅に対する経済的支援施策シナリオ

	支援のレベル	集熱面積当たり 支援額※ ¹	1 台当たり 支援額※ ²
投資回収年数 15 年 シナリオ	太陽熱のグリーン価値を 0.5 円/MJ、15 年間利用として評価することにより、2013 年の太陽熱利用の投資回収年数を 15 年とする	1.4 万円/m ²	5 万円/台
投資回収年数 10 年 シナリオ	太陽熱のグリーン価値を 2.5 円/MJ、15 年間利用として評価することにより、2013 年の太陽熱利用の投資回収年数を 10 年とする	7 万円/m ²	25 万円/台

※¹ 集熱量を 1,850MJ/(m²・年)とする

※² 集熱面積を 3.6m²とする

b) 導入見込量の推計の考え方

太陽熱利用機器は主に家庭に導入されるため、太陽光発電と同様、投資回収年数に着目して導入の判断が為されることを想定する。また、生産量が増加すれば習熟効果によるコスト低下を見込むことができる。

これより、各世帯における「投資判断モデル」を利用して、導入見込量を推計する。本モデルを用いた推計のフローは下記のとおりである。

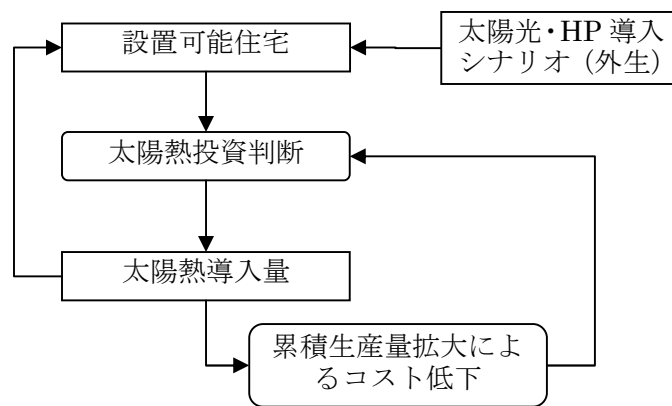


図 3-73 推計のフロー

c) 推計の前提など

ア) 太陽熱利用機器のコスト低下

ソーラーシステムは、太陽光発電と異なり今後の技術革新によるコスト削減効果は大きく見込めないが、関係団体は、大量生産に伴うコスト低下により、「消費者がソーラーシス

テム購入の値ごろ感と考えている価格」である 50 万円／台程度の価格にすることを目標として掲げている（図 3-74、集熱面積 6m² の比較的大規模のものを想定した場合）。集熱面積 3.6m²、貯湯槽容量 200L の比較的小規模のソーラーシステムで図 3-74 と同様の価格低下を見込むと、十分販売量が拡大すれば、価格は現在の 65 万円/台レベルから 35 万円/台まで低下すると予想される。

推計においては、この販売台数と販売価格の関係を累積導入量に対する習熟曲線（習熟率 90%）に置き換えて、習熟効果による価格低減を見込んだ推計を行った。

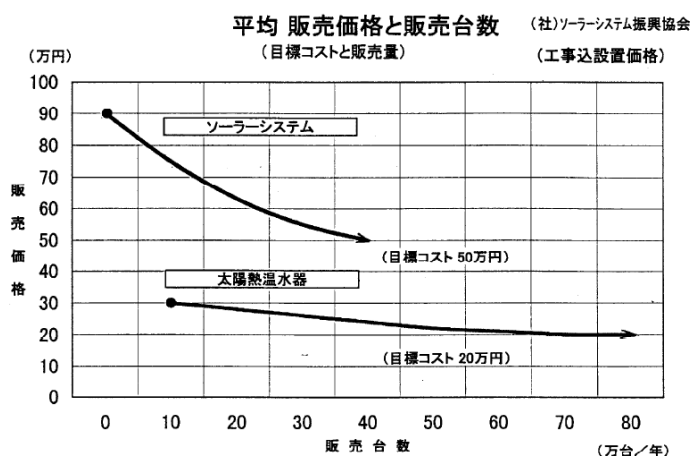


図 3-74 太陽熱利用機器の販売台数と価格の関係

出典) ソーラーシステム振興協会「太陽熱（ソーラーシステム）業界における取組と課題について」,2000年

イ) 代替される燃料の価格推移と代替される給湯器の効率

2008年の都市ガス・LPG・灯油の給湯分担率加重による平均価格は、4.35MJ/円である。これが、DOE Annual Energy Outlookによる原油価格見通しに比例して変化するものとして、太陽熱温水器によって代替される給湯燃料価格の推移を想定した（図 3-75）。

また、代替される給湯器の効率を 85%とした。

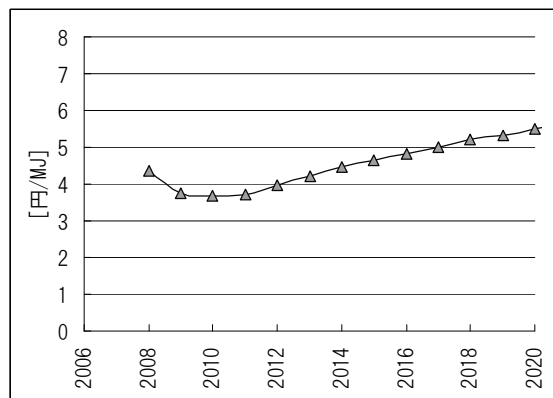


図 3-75 燃料価格の想定

ウ) 経済性と消費者の導入意向

1) 過去のトレンド

1980年頃には太陽熱利用機器は、他給湯機器と比較して大きな課題を有さず、経済性に優れていることを主要因として導入が進んだと考えられる（当時は低利融資制度が実施されていたが、導入補助は行われていなかった。）。

1975～1993年（太陽光発電発売前年）及び1994年以降の太陽熱温水器（自然循環型）の投資回収年数と新規導入比率の関係は下図に示すとおりである。太陽熱温水器の寿命は15年程度であり、導入拡大を図るためには、寿命内に投資回収が行えるような経済的支援を行うことが必要である。一方で、近年の原油価格高騰による太陽熱温水器の経済性改善にも関わらず、導入が拡大していない様子が見える。

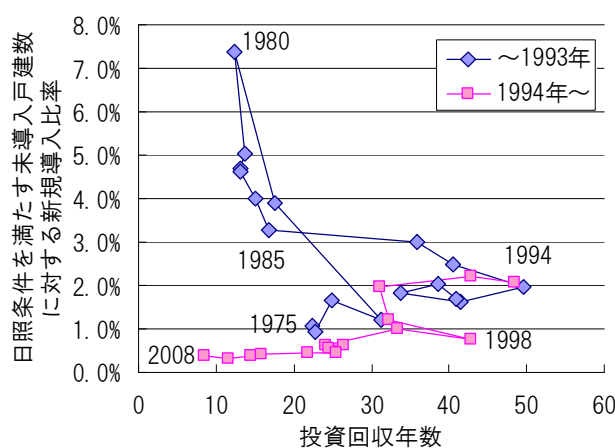


図 3-76 太陽熱温水器（自然循環型）の投資回収年数と新規導入比率

出典) 各種データから推計。

< 図 3-76 の前提 >

- ・ 太陽熱温水器本体価格：10万円/m²で固定とする。
- ・ 燃料価格：都市ガス・LPG・灯油の消費者価格推移を、それぞれ輸入LNG・輸入LPG・輸入原油価格に比例するものとして推計。各年で、熱量あたり単価が最も高い燃料利用が、太陽熱利用に代替されるものと仮定。
- ・ 投資回収年数：上記本体価格、燃料価格より算出。ただし、燃料価格は投資判断時の価格が継続するものとして判断が行われたものと仮定。
- ・ 太陽熱有効利用熱量：1,850MJ/(m²・年)とする。
- ・ 日照条件：6割の住宅が満たすものとする。

1) 投資回収年数受容曲線

図 3-76 をもとに、太陽熱温水器に対する投資回収年数と導入率の関係を示す曲線（投資回収年数受容曲線）を下記のように想定した。ここで、指数項の係数は、機器に依らない

消費者の受容性を表す部分と考えられるため、太陽光発電の導入見込量を推計する場合と同じ係数を用いている。また、投資回収年数・経済性に依存しない導入量として、実績の販売量から0.4%を加えた。

本曲線は、経済面以外の課題が解決されたときに、消費者の受容性から導入され得る最大限の姿を示すものと考えられる。経済面以外の課題が残る場合は、同じ投資回収年数であっても消費者の受容性が低いため、導入が進まないと考えられる。

なお、この曲線で表現される投資回収年数に応じて家庭が導入する場合に加えて、現在、設置をしている家庭では廃棄時には買い替え需要が発生するものとした。

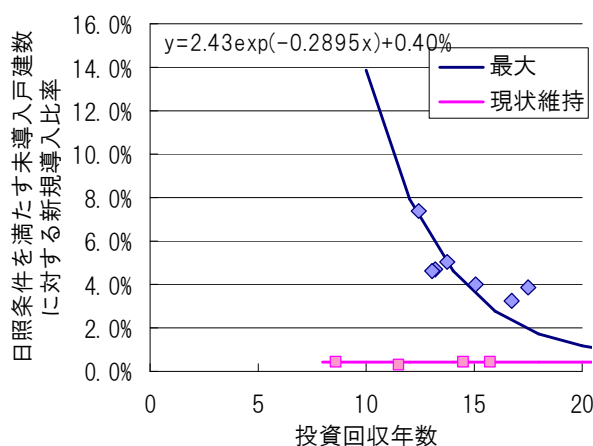


図 3-77 太陽熱温水器の投資回収年数受容曲線

エ) その他

- ・ ソーラーシステム振興協会による太陽熱温水器（ソーラーシステム含む）の導入量推移は2008年までの実績データしかないが、2009年及び2010年も同量導入されるものとする。
- ・ 太陽熱温水器の寿命は約15年とし、設置後15年以降に1/5ずつ廃棄されていくものとする。2010年断面のストック量は、1991～2010年の同協会データの導入台数から、この想定によって算出する（168万台）。
- ・ 年間の熱利用可能量は、1,850MJ/(m²・年)とする。

d) 試算結果

2015年までの導入に対して15年分の太陽熱利用のグリーン価値を0.5円/MJ程度（1.4万円/m²、5万円/台（集熱面積3.6m²の場合））で評価する「投資回収年数15年シナリオ」では、2020年の住宅への導入量は、本検討において想定した導入見込量と同値の750万台と推計された。

さらに、2015年までの導入に対してその15年分の太陽熱利用のグリーン価値を2.5円

/MJ 程度（7 万円/m²、25 万円/台（集熱面積 3.6m²の場合））で評価する「投資回収年数 10 年シナリオ」では、2020 年の住宅への導入量は 1,000 万台まで伸ばすことができると試算された。

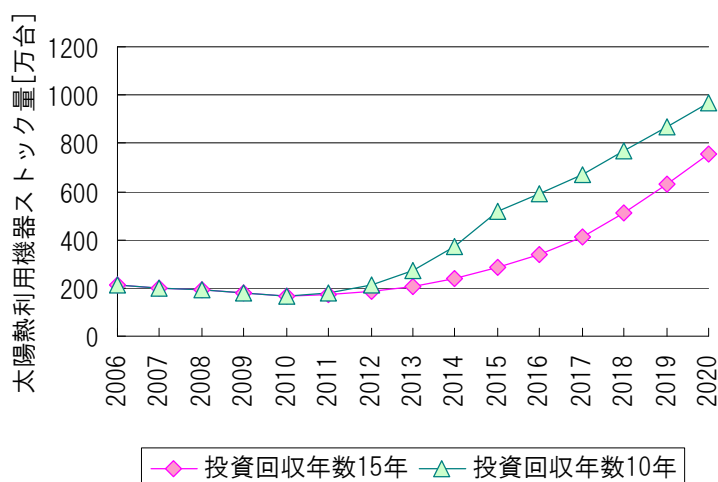


図 3-78 太陽熱利用導入見込量の推計

また、住宅への太陽熱利用導入促進のための上記 2 シナリオに対する支援に必要な費用は下記のとおり。なお、建築物への導入は、経済面以外の課題の解決に向けた施策や、建築物に対する導入検討の義務付け等の施策、住宅用の導入拡大による費用低下により、2015 年頃から特別な経済的支援策を講じなくても進むものと想定している。

表 3-65 太陽熱利用への支援費用

	2015 年までの 導入台数	2020 年までの 導入台数	1 台あたり 集熱量	支援費用 (10 年累積)
投資回収年数 15 年	285 万台	750 万台	6,660 MJ/台・年	1,400 億円
投資回収年数 10 年	512 万台	1,000 万台		1 兆 2,800 億円

<建築物における太陽熱利用>

建築物における太陽熱利用については、導入義務付け等の規制的措置等を想定し、AIM 日本技術モデルの想定値である 94 万 m²（延床面積 2,000m²の 5 階建ての建物を想定した場合約 5,000 棟に太陽熱温水器を設置することに相当）に加え、病院や旅館・ホテルなど給湯需要のある施設には可能な限り太陽熱温水器を設置していくことを想定した。その際の、導入量は 196 万 m²（延床面積 2,000m²の 5 階建ての建物を想定した場合約 1 万棟に太陽熱温水器を設置することに相当）と見込まれる。

④導入目標の検討

上記に示した価格での支援を実施することは、支援費用が高すぎて、導入費用の安価な設備に支援をしすぎる事となることはないと考えられる。また、逆に、上記に示した価格は支援としては十分なものであり、更に拡充することが必要ということもないと考えられることから、支援として、適切な水準にあると考えられる。

これより、25%①ケース、25%②ケースにおいては、AIM日本技術モデルにおける導入量と同様、住宅については「投資回収年数15年シナリオ」の導入量750万台、建築物については94万m²で、合計が原油換算131万kLを導入目標とする。25%③においては、さらなる対策促進が必要となるため、住宅については「投資回収年数10年シナリオ」の導入量1,000万台、建築物については給湯需要のある施設に可能な限り導入することを想定したケースの196万m²で、合計が原油換算178万kLを導入目標とする。また、その達成に必要な施策は、前述の内容でのグリーン熱証書制度とする。

表 3-66 太陽熱利用の2020年導入目標

		2005年	2020年		
			▲15%	▲20%	▲25%
太陽熱利用	原油換算 (万kL)	61	131	131	178
	家庭	—	127 (750万台)	127 (750万台)	127 (1000万台)
	業務	—	4 (94万m ²)	4 (94万m ²)	4 (196万m ²)
	2005年比	1	2.1	2.1	2.9

※ 2020年25%①ケース：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース
 2020年25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース
 2020年25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

⑤需要創出額

太陽熱利用の国内生産・導入による需要創出額を表 3-67 及び表 3-68 に示す。なお、輸出入は想定していない。

表 3-67 太陽熱利用の需要創出額 (25%①、25%②)

太陽熱利用						
設備投資 単価	設置単価	メンテ単 価	導入量	設備投資	工事費等	
万円/件	万円/件	万円/件	万件	億円	億円	
60	5	2	26	1,573	131	
55	5	2	29	1,612	146	
51	5	2	36	1,823	177	
48	5	2	46	2,205	229	
45	5	2	61	2,719	301	
42	5	2	63	2,618	310	
39	5	2	83	3,251	459	
37	5	2	106	3,940	581	
35	5	2	125	4,364	684	
33	5	2	136	4,460	753	

表 3-68 太陽熱利用の需要創出額 (25%③)

太陽熱利用						
設備投資 単価	設置単価	メンテ単 価	導入量	設備投資	工事費等	
万円/件	万円/件	万円/件	万件	億円	億円	
60	5	2	33	1,969	163	
54	5	2	49	2,637	242	
49	5	2	76	3,706	378	
44	5	2	115	5,022	570	
39	5	2	159	6,211	785	
35	5	2	78	2,727	381	
34	5	2	93	3,150	522	
32	5	2	107	3,479	620	
31	5	2	111	3,477	693	
30	5	2	106	3,176	737	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

現在の太陽熱利用の停滞の原因には、販売量の低迷によるコスト高止まりの他、認知度の不足・信頼性の低下など、経済面以外の課題に負うところも大きい。上述の関係団体「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」においても、普及啓発、新規技術開発、デザイン性向上、標準化等の課題解決に取り組まれている。

また、これらの課題を解決することで、集合住宅や業務用建物への普及も進んでいくものと考えられる。

①認知度の向上

一般に太陽熱利用は太陽光発電に比較して投資回収年数が短く、コストあたりの炭素削減量も大きいですが、明確な将来導入目標が提示されておらず、大々的な支援政策が行われていないため、注目が年々薄れてきている。また、若い世代における認知度が低く、古い技術というイメージも払拭できていないため、ソーラーシステムのデザイン性等をアピールしていく必要がある。

また、太陽光発電とも共通する課題であるが、ハウスメーカー等との連携等による販売促進が必要である。現在も太陽熱利用機器の販売の約3割が訪問販売であると言われており、これに悪い印象を抱く消費者もいる。

②機器の標準化、認証

既築住宅に設置する場合は既存の給湯器を補助熱源として利用するため、接続における機器の標準化が必要である。これにより、機器の施工性・安全性も向上する。また、新築向け機器については(財)ベターリビングによる認証制度も導入されており、このような取組を広げる必要がある。

③ヒートポンプ給湯、ガス給湯など他の技術と組み合わせた製品開発

各機器の標準化に加えて、ヒートポンプ給湯やガス給湯等の補助熱源と組み合わせた、パッケージ商品としての太陽熱利用機器の製品開発を行い、給湯機器の一形態として消費者に対する訴求力を強化することが重要である。

④施工技術・メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

太陽光発電とも共通する課題であるが、施工指針の整備・徹底や、メンテナンス体制整備等による信頼性の向上が重要である。業界では、リース方式等のビジネスモデルも検討されており、これは初期負担の軽減にもつながる。

⑤技術開発

目標達成のためには、中長期的には太陽光発電既設置の戸建住宅や、集合住宅や業務用建物への普及も重要となってくる。これらに適用し易い低コストの機器の開発が必要である。

⑥グリーン価値の定量的評価

初期コストの高いソーラーシステムの投資回収年数は比較的長く、原油価格が上昇基調にあることから投資回収年数は短縮に向かうものの、現在の設置価格・燃料価格では製品寿命である15年をやや上回る年数となる。

東京都が実施しているような再生可能熱の環境価値の評価制度が導入されれば、投資回収年数はさらに短縮することができる。ただし、正確な熱の計量に関しては技術的な課題が指摘されており、経済的支援の一環として再生可能熱の環境価値を正確に評価しようとする場合には、熱計量技術の開発も必要となる。

(5) 中長期的な(2030、2050年の)導入目標

①2050年の導入目標

2050年は、中核的温暖化対策技術検討会「平成18年度 民生・運輸部門における中核的対策技術 報告書」(2007年(平成19年)3月)において、試算されている太陽熱利用システムの導入ポテンシャルを想定した。

②2030年の導入目標

2030年は、2020年の導入量から2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を推計した。

太陽熱利用の導入目標をまとめると以下のとおり。

表 3-69 太陽熱利用の導入目標(2030年・2050年)

		2005年	2030年			2050年 (A)	2050年 (B)
			下位ケース	中位ケース	上位ケース		
太陽熱利用	原油換算(万kL)	61	251	251	282	490	490
	2005年比	1	4.1	4.1	4.6	8.0	8.0

3.2.6 バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用

(1) バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の現状

バイオマス資源とは、動植物に由来する有機物（化石燃料を除く）であり、エネルギーの他、化学原料や製品としても有用な資源である。特に、エネルギーとして利用する際は、“バイオマスエネルギー”と称している。バイオマス資源の分類及び主要なエネルギー利用形態を整理したものを次に示す。

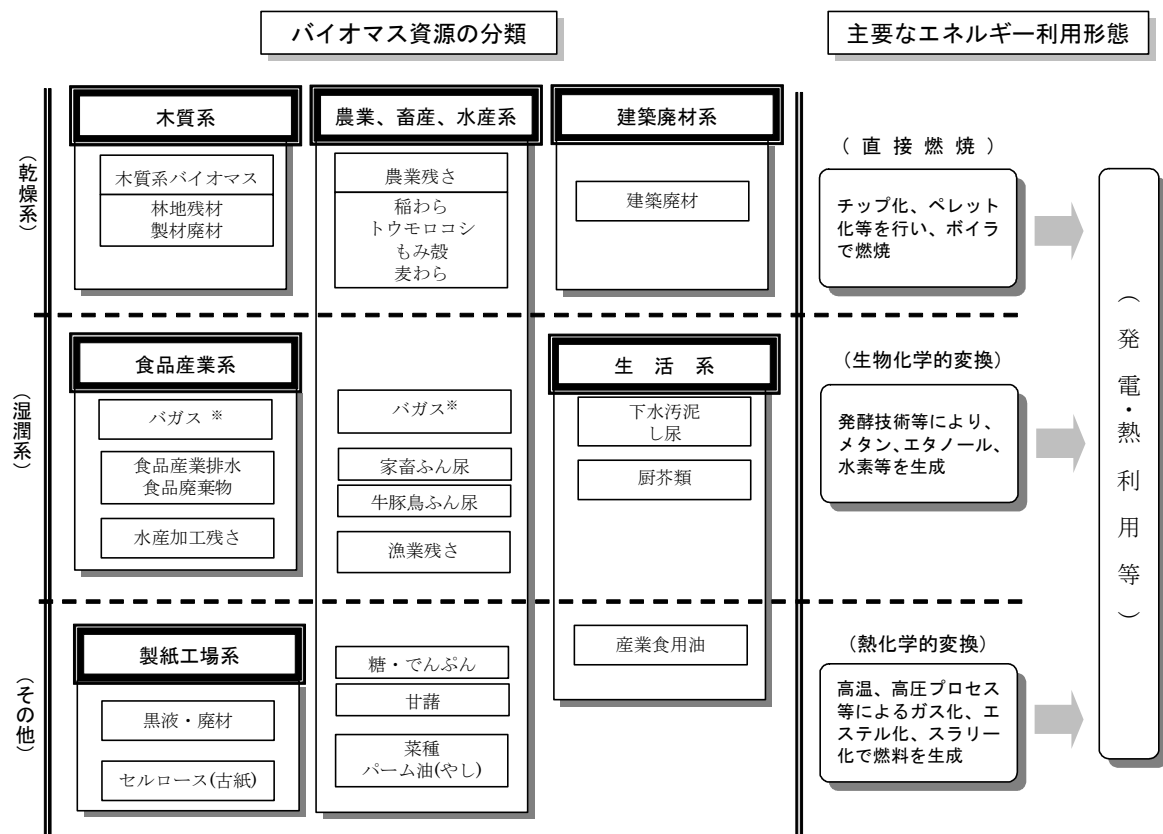


図 3-79 バイオマス資源の分類と主要なエネルギー利用形態

出典)「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年、NEDO)

注) バイオガスは通常、含水率が50%前後であり、乾燥系/湿潤系の定義によっては乾燥系に分類される場合もある。ここでは、原典の分類に従った。

① バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の概要

a) バイオマス発電・熱利用の概要

バイオマス発電とは、バイオマス資源を直接的にガス化して、あるいはメタン発酵させて燃焼しその熱エネルギーを、原動機を通じて電力に変換するものであり、バイオマス熱利用は熱エネルギーをそのまま利用するものである。

具体的には、従来から取り組まれてきたものとしては、一般廃棄物の直接燃焼発電・熱

利用、下水汚泥のメタン発酵発電・熱利用及び紙パルプ業における黒液廃材の直接燃焼発電・熱利用がある。また、近年は、製材残材・建築廃材あるいは間伐材を利用した直接燃焼発電・熱利用、家畜ふん尿を利用したメタン発酵発電・熱利用、並びに食品系廃棄物を利用したメタン発酵発電・熱利用の導入が進みつつある。

b) バイオ燃料利用の概要

バイオ燃料は、一般的にバイオマスを原材料として製造される燃料の総称であり、主として、自動車や航空機等に用いられているガソリン、軽油等の輸送用化石燃料の代替燃料として利用されるものを指している。バイオ燃料は、即効性がある地球温暖化対策の一つとして導入拡大が期待されている。

ア) バイオエタノール

バイオエタノールは、サトウキビ、テンサイなどの糖質原料、米、小麦、トウモロコシといったでんぷん質原料、建設廃木材などのセルロース系原料等から製造される。ブラジルでは主にサトウキビを原料としており、米国では主にトウモロコシを原料に製造されている。

バイオ燃料の製造方法①バイオエタノール

- バイオエタノールの製造方法は基本的に酒と同じ。
- 一般に、さとうきびなどの糖質やコメ、トウモロコシ等のでんぷん質作物を原料に、これらを糖化・発酵させ、濃度99.5%以上の無水エタノールにまで蒸留して作られる。
- 稲わらや廃材などのセルロース系の原料から、エタノールを製造することも技術的には可能。

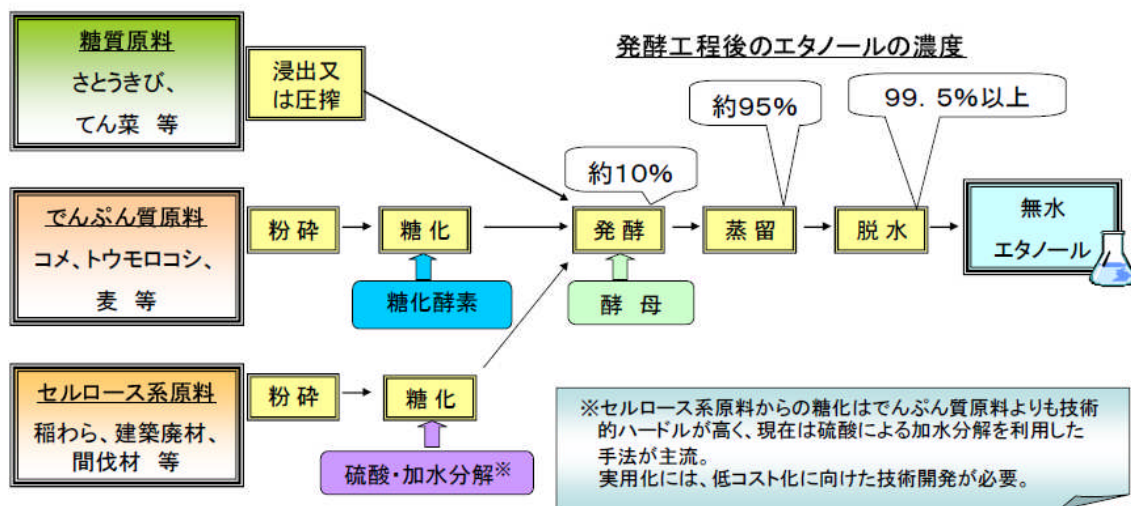


図 3-80 バイオエタノールの製造プロセスの概略

出典) 農林水産省「国産バイオ燃料新時代」(2007年11月)

イ) バイオディーゼル燃料

バイオディーゼル燃料は、菜種油、廃食用油などの植物性油脂から製造される。廃食用油等の植物性油脂にメタノールを添加し、アルカリ触媒（水酸化カリウムや水酸化ナトリウムなど）下でエステル交換反応を行い、脂肪酸メチルエステル（軽油に近い性質を持った物質）を製造する。この反応過程において、トリグリセライド（油脂）がジグリセライド、モノグリセライドへ変化し、最終的にはグリセリンが副産物として生産される。

バイオ燃料の製造方法②バイオディーゼル燃料

- 廃食用油を原料として粘性や引火点を低くするためにエステル化(アルカリ触媒(水酸化カリウムや水酸化ナトリウム)とメタノールを混合)させて作られる。
- バイオディーゼル燃料の製造方法は、工業プロセスとして完成し、一定の品質が確保でき、安価に製造できる「アルカリ触媒法」が主流となっている。

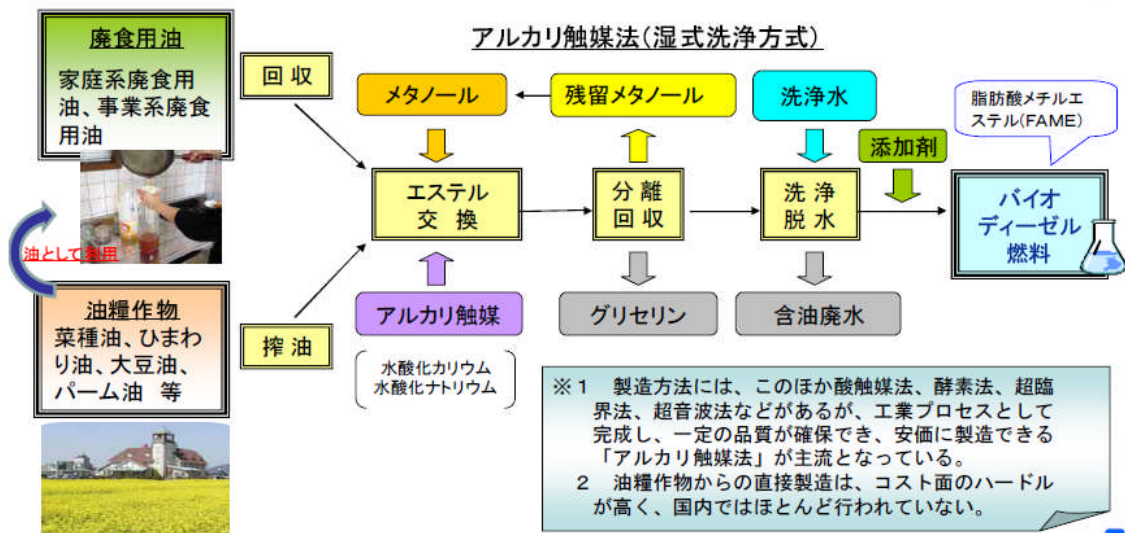


図 3-81 バイオディーゼル燃料の製造プロセスの概略

出典) 農林水産省「国産バイオ燃料新時代」(2007年11月)

②バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の現状

a) バイオマス発電・熱利用の現状

木質系バイオマスの利活用は、中大規模製材所等での建設系廃材を利用した発電（直接燃焼発電）、熱利用が中心であり、ガス化発電についても徐々に導入事例が出てきている。

また、家畜ふん尿を中心にメタン発酵利用するプラントが順次整備されつつある。設置形態は小規模分散型のものが中心であり、基本的には家畜ふん尿単独で処理されるが、一部に食品廃棄物を混合処理するプラントもある。また、下水汚泥、し尿・厨芥類をそれぞれメタン発酵するプラントも存在する。

表 3-70 バイオマス資源と主な利用技術

バイオマス資源		物理的変換	熱化学的変換	生物化学的変換	
1. 木質系	林地残材、間伐材、未利用樹【未利用】、製材残材【廃棄】、建築廃材【廃棄】、短周期栽培木材【エネ作】	チップ化、ペレット化、ブリケット化	直接燃焼、混焼、熱分解ガス化・炭化	セルロース系エタノール発酵	
2. 畜産系	家畜ふん尿【廃棄】、廃乳【廃棄】	—	直接燃焼、熱分解ガス化	メタン発酵	
3. 食品系	食品加工廃棄物【廃棄】、食品販売廃棄物【廃棄】、厨芥類【廃棄】、廃食用油【廃棄】	—	直接燃焼、BDF 化（エステル化・水素化）	メタン発酵、糖・でんぷん系エタノール発酵	
4. 農業・草本系	農業	稲作残さ（稲わら・もみ殻）【未利用】、麦わら【未利用】、バガス【未利用】	—	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	セルロース系エタノール発酵
	草本	牧草【未利用】	ブリケット化	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	メタン発酵
	その他	糖・でんぷん（甘藷、トウモロコシ）【エネ作】、植物油（パーム油、菜種油）【エネ作】、水草・海草【エネ作】	—	BDF 化（エステル化・水素化）	糖・でんぷん系エタノール発酵
5. その他	製紙	古紙、黒液、製紙汚泥（ペーパースラッジ）【廃棄】	RDF	直接燃焼、	メタン発酵、セルロース系エタノール発酵
	下水汚泥等	下水汚泥【廃棄】、し尿汚泥【廃棄】、浄化槽汚泥【廃棄】、集落排水汚泥【廃棄】	バイオソリッド化	熱分解ガス化・炭化	メタン発酵
	一般廃棄物	紙ごみ・家庭厨芥【廃棄】	RDF	直接燃焼、熱分解ガス化・炭化	メタン発酵、糖・でんぷん系エタノール発酵

出典) NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年)を基に作成

注1) バイオマス発電・熱利用技術に限らずバイオマス燃料利用技術も合わせて整理した。

注2) 資源名の後の【 】は【廃棄】→廃棄物系、【未利用】→未利用資源、【エネ作】→エネルギー作物の意味である。

RPS 制度において認定されたバイオマス発電設備容量は次のとおりであり、一般廃棄物発電、黒液発電、木質発電がほとんどを占めている。

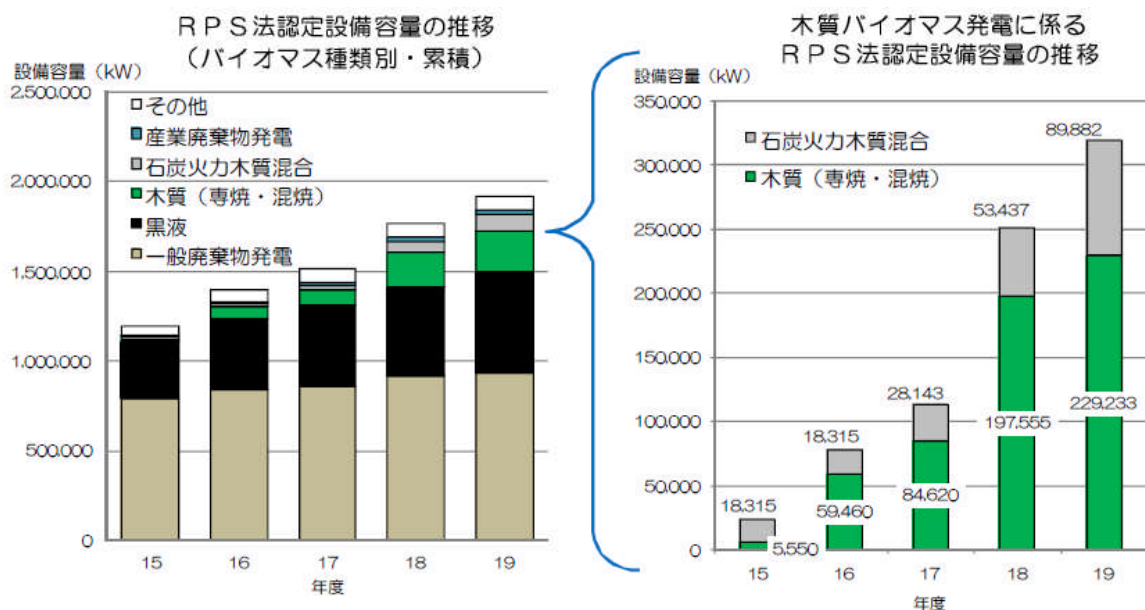


図 3-82 バイオマス発電の利用実態 (RPS 法認定設備容量)

出典) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 (第 30 回) 資料 1

注) 2007 年度末時点における認定設備を対象に累積。

b) バイオ燃料利用の現状

ア) バイオエタノール

<非セルロース系原料由来のバイオエタノール>

現在、実証段階であるものの、米、てん菜・小麦からのバイオエタノールの製造が拡大しつつある。

表 3-71 国内での主なバイオエタノールの製造事業

実施者	設置場所	施設能力	原料
北海道バイオエタノール株式会社 (ホクレン、JA 道中央会等)	北海道上川郡清水町 (ホクレン十勝清水製糖工場内)	1.5 万 kL/年	てん菜、小麦
オエノンホールディングス株式会社	北海道苫小牧市 (合同酒精株式会社苫小牧工場)	1.5 万 kL/年	米
全国農業協同組合連合会 (JA 全農)	新潟県新潟市 (コープケミカル新潟工場内)	0.1 万 kL/年	米
バイオエタノール・ジャパン・関西株式会社	大阪府堺市	0.14 万 kL/年	建設廃木材、木くず、剪定枝等

出典) 農林水産省「バイオ燃料地域利用モデル実証事業アドバイザー委員会」資料、バイオエタノール・ジャパン・関西株式会社資料を基に MRI 作成。

平成 21 年度より、環境省では、E10（バイオエタノール 10%混合ガソリン）等のバイオ燃料の高濃度利用の推進を図ることを目的として、複数の地域において供給体制を整備し、対応車両を走らせるなどの実証事業（高濃度バイオ燃料実証事業）を行うことにより、車両だけでなく、給油関連も含めた社会的な課題の抽出と事業性の検証等を行っている（大阪府、財団法人十勝圏振興機構、(財) 京都高度技術研究所）。

また、平成 21 年 7 月から中央環境審議会大気環境部会自動車排出ガス専門委員会において、E10 対応自動車の排出ガス基準等の検討が開始されたところであり、今後、国土交通省、経済産業省による安全性、耐久性、誤給油対策に関する検討の結果、E10 対応車の技術基準及び E10 対応車に使用する E10 燃料規格が策定されれば、ガソリン車等と同様に型式認証を取得することが可能となり、E10 対応車の市場導入、普及が期待できる。

経済産業省、農林水産省、関連団体、研究機関等からなるバイオ燃料技術革新協議会が 2008 年に策定した「バイオ燃料技術革新計画」では、セルロース系バイオマス原料の生産技術やエタノール製造技術の開発が今後進められ、40 円/L の単価を達成する「技術革新ケース」実現に向けた具体例が描かれている。

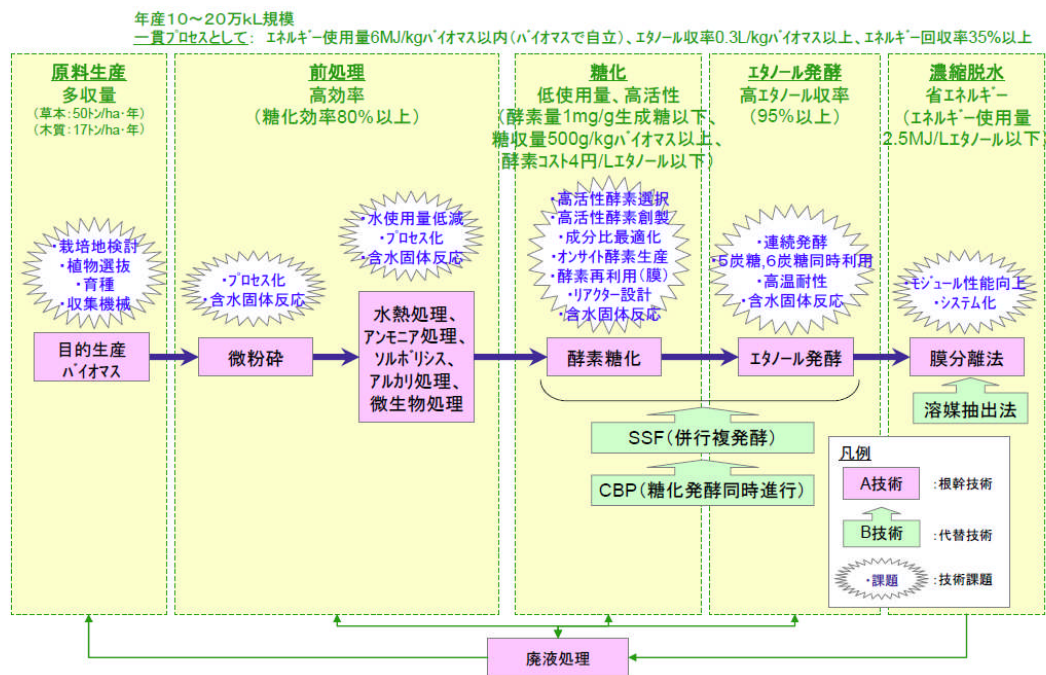


図 3-83 技術革新ケース（40 円/L）実現に向けた具体例

出典) バイオ燃料技術革新協議会「バイオ燃料技術革新計画」(2008 年 3 月)

＜セルロース系原料由来のバイオエタノール＞

セルロース系原料利用を中心とする第2世代バイオ燃料の取組についても建築廃木材、稲わら等からのエタノール製造の実証が進められている。具体的には、稲わら等のソフトセルロース系原料の収集運搬やエタノール製造の効率化を図る技術の確立のため「ソフトセルロース利活用技術確立事業」がスタートし、民間企業、農業団体等の参画の基に地域実証が行われている。

表 3-72 国内での稲わら等のセルロース系原料からのエタノール実証の取組

プロジェクト名	取組の概要
北海道ソフトセルロース利活用プロジェクト	実施主体：大成建設(株)、サッポロビール(株) 設置場所：北海道恵庭市（サッポロビール北海道工場内） 施設規模：3.7L/日 原料：稲わら、麦わら（北海道南幌町及び長沼町）
秋田県ソフトセルロース利活用モデル地区	実施主体：(社)秋田県農業公社、カワサキプラントシステムズ(株) 設置場所：秋田県潟上市（昭和工業団地内） 施設規模：200L/日 原料：稲わら、籾殻（秋田県南秋田郡大潟村）
兵庫県ソフトセルロース利活用プロジェクト	実施主体：三菱重工業(株)・白鶴酒造(株)・関西化学機械製作(株)実証共同企業体、(財)ひょうご環境創造協会 設置場所：兵庫県明石市（三菱重工業(株)神戸造船所内） 施設規模：16L/日 原料：稲わら、麦わら（兵庫県加西市及び稲美町）
柏の葉ソフトセルロース利活用プロジェクト	実施主体：(株)Biomaterial in Tokyo を中心とした有限責任事業組合 設置場所：千葉県柏市 施設規模：100L/日 原料：稲わら、再生茎（千葉県柏市）

出典）農林水産省「循環型社会形成に向けた主な取組」（2009年11月）を基にMRI作成。

イ) バイオディーゼル燃料

バイオディーゼル燃料については、我が国では、市民が廃食油を回収し、製造したバイオディーゼル燃料を行政が使用する等、地域における市民レベルの取組として、普及が進められている。また、欧米では主に菜種油や大豆油など新油（搾ったそのままの油で未使用のもの）が利用されている。

全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会の「バイオディーゼル燃料取組実態調査（2008年度実績）」によれば、回答のあった96事業者のうち98%は廃食用油を原料としており、原料の発生源としては、家庭系、学校給食・公共施設等、事業系がある。

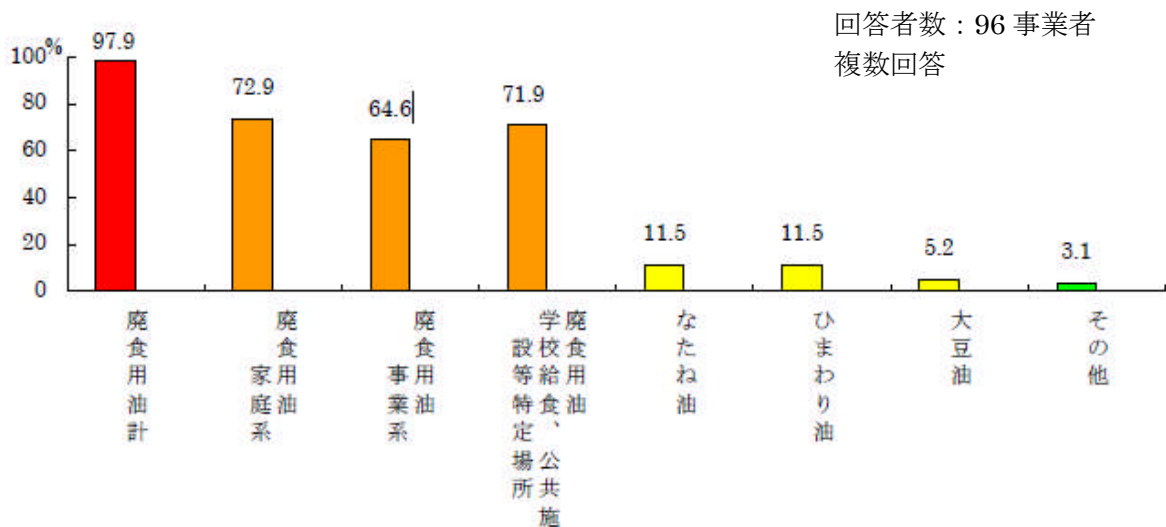


図 3-84 バイオディーゼル燃料原料の種類

注) 調査時期：2009 年 7～8 月。調査対象は 2008 年度における実績。

出典) 全国バイオディーゼル燃料利用推進協議会「バイオディーゼル燃料取組実態調査の概要」(2008 年度実績)

③バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の促進のための経済的支援

先に述べたように、廃棄物発電及び燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含むものは RPS 法の対象となっている。この場合、電力会社が RPS 法の義務を履行するために、販売単価に新エネルギー分の価値に相当する新エネルギー等電気相当量を上乗せした価格で買い取ることになる。

この他に、現状、国及び地方自治体においてバイオマス発電・熱利用導入促進のために各種の経済的支援策が実施されている。例えば、新エネルギー導入促進協議会では、バイオマス発電・熱利用設備を導入する事業者に対して、1/3 を上限とする補助を行っている(地方公共団体等の場合は 1/2 を上限)。また、農林水産省では、バイオマスタウン構想の策定、バイオマスへの変換・利用施設等の一体的な整備等に取り組む自治体及び事業者等に対して、一定の補助を行っている。さらに、環境省においても、2008～2010 年度において、「廃棄物系バイオマス次世代利活用推進事業」として、モデル地区における実証を通じて廃棄物系バイオマスの具体的かつ実践的な再生利用手法を提示することとしている。

また、バイオ燃料についても、国及び地方自治体において、各種取組がなされているところである。例えば、「農林漁業有機物資源のバイオ燃料の原材料としての利用の促進に関する法律」(農林漁業バイオ燃料法)では、バイオ燃料の生産製造連携事業計画や研究開発事業計画を主務大臣が認定し、認定された計画に対して、助成や法的特例措置が講じられる。

2010 年 1 月までに、8 件の生産製造連携事業計画が認定されおり、輸送用バイオ燃料製

造事業で認定されたのは、原料イネ（多収量米）、てん菜（価格制度対象外）・小麦（規格外）、稲わらを原料とする 3 件である。

表 3-73 生産製造連携事業計画の認定状況（バイオ燃料関係）

認定	事業名	事業者	原料	燃料
2008年 12月	新潟地区イネ原料バイオエタノールモデル実証事業	全国農業協同組合連合会	原料イネ(多収量米)	エタノール
2009年 10月	北海道農業バイオエタノールプロジェクト事業	ホクレン農業協同組合連合会・北海道バイオエタノール株式会社	てん菜（価格制度対象外）、小麦（規格外）	エタノール
2009年 12月	北海道ソフトセルロース利活用プロジェクト稲わら原料バイオ燃料製造事業	有限会社ほなみ・大成建設株式会社・サッポロビール株式会社	稲わら	エタノール

出典）農林漁業バイオ燃料法に基づく「生産製造連携事業計画」の認定の概要を基に MRI 作成。

さらに、バイオ由来燃料導入促進税制として、2009年2月25日から2013年3月31日までは、バイオ由来燃料（エタノール又はETBE）を混合してガソリンを製造した場合に、当該混合分に係る揮発油税及び地方揮発油税が免税されることになっている。

また、関係省庁連携のもと、地域全体で幅広い関係者が協力してバイオマスの利活用を進めていくための枠組みとして、バイオマスを総合的に利活用している地域をバイオマスタウンとして指定し、利活用を後押ししている。「バイオマス・ニッポン総合戦略」（平成18年3月31日閣議決定）²⁹に基づき、2010年度までに300地域の目標達成に向け、取組を進めている。

④関連団体の動き

石油業界においては、2010年度までに原油換算21万kL分のバイオエタノールの導入に向け、ETBEをガソリンに配合したバイオガソリン（バイオETBE配合ガソリン）の試験販売を2007年度より開始するなど2010年度の本格導入に向けた準備が進められている。

²⁹エコ燃料の利用促進に関する具体的な目標として、2010年度を目途に、マテリアル利用及びエネルギー利用全体で、食品廃棄物や下水汚泥、家畜ふん尿、建設発生木材等の廃棄物系バイオマスについては炭素換算で80%以上（賦存量：炭素量換算3,050万t、原油換算3,280万kL）、農作物非食用部や間伐材等の未利用バイオマスについては炭素換算で25%以上（賦存量：炭素量換算640万t、原油換算660万kL）、利活用されるものとしている。また、エネルギー源や製品の原料とすることを目的として、炭素量換算で10万t程度の資源作物が利活用されるとしている。（「輸送用エコ燃料の普及拡大について」（平成18年5月、エコ燃料利用推進会議）より）

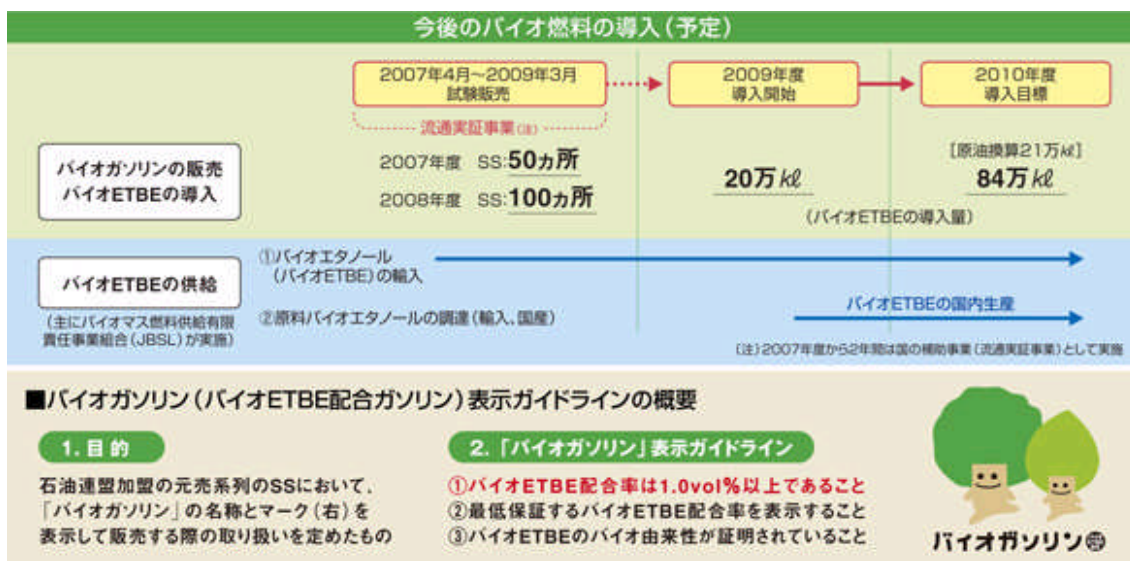


図 3-85 石油業界によるバイオ燃料の導入 (予定)

出典) 石油連盟資料 (<http://www.paj.gr.jp/eco/biogasoline/index.html>)

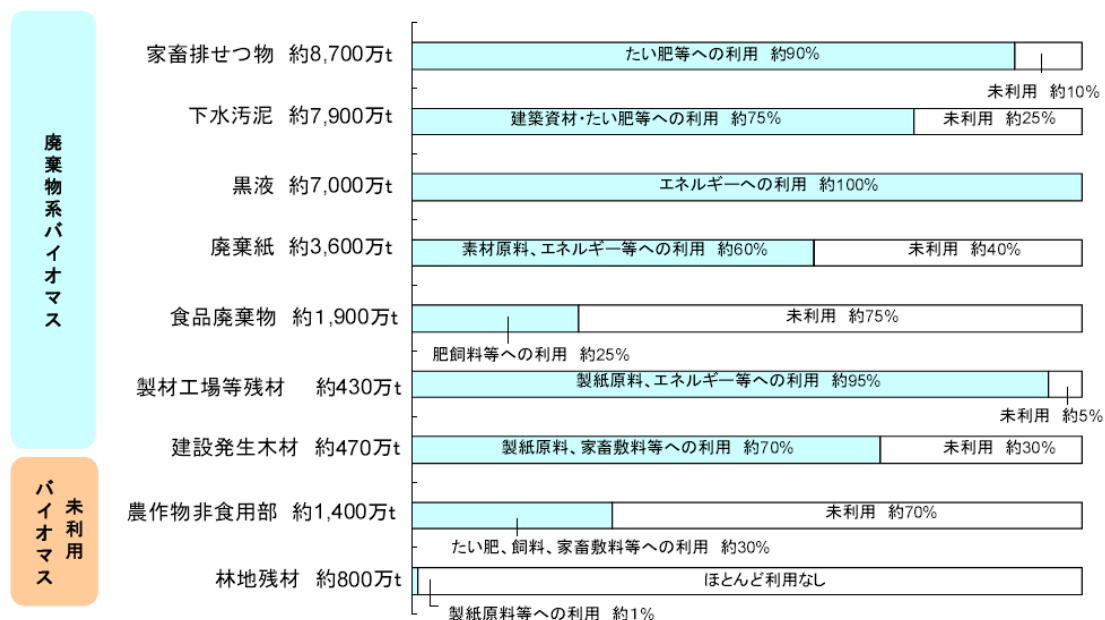
(2) バイオマス発電・熱利用及びバイオ燃料利用の導入ポテンシャル

①導入ポテンシャル

a) バイオマス発電・熱利用の導入ポテンシャル

バイオマス資源の賦存量等に関する調査研究は過去様々実施されてきているが、バイオマス資源は廃棄物である場合も多いため、基本的に物理的な環境条件のみにより賦存量が規定される太陽光、風力及び地熱等の他の再生可能エネルギーとは異なり、経済社会活動の変化に伴い賦存量が変化するものである。

ここでは、「バイオマス・ニッポン総合戦略」の参考資料として農林水産省がまとめた「我が国のバイオマス賦存量・利用率」データを示す(図 3-86)。これによると、廃棄物系バイオマスは、たい肥等エネルギー利用以外も含めて相当の割合が利用されている一方で、未利用バイオマスは、山林又は農地に放置されているものが多く、今後の利用拡大の余地が大きいことが分かる。なお、2009年度に環境省において別途実施された「ポテンシャル調査」では、賦存量を“理論的に算出することができるエネルギー資源量(設備容量ベース。明らかに利用することが不可能であるものを除く。)であって、種々の制約要因(土地用途、利用技術、法令、施工性など)を考慮しないもの”と定義しているが、ここでの賦存量は経済社会活動に伴い発生した全量を指していると考えられる。



※「食品廃棄物」の利用率は、現時点において20年度の統計結果が公表されていないため、19年度の統計結果を基に算出。

図 3-86 わが国のバイオマス賦存量・利用率 (2008年)

出典) 農林水産省「我が国のバイオマス賦存量・利用率」

また、次に示すのは、(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構が(NEDO)が、地球温暖化対策及び循環型社会構築に寄与するバイオマスエネルギー利活用の促進のために、(財)電力中央研究所が開発したデータベースを基に、データ更新を行った上で公開しているものである(表 3-88 及び表 3-89)。

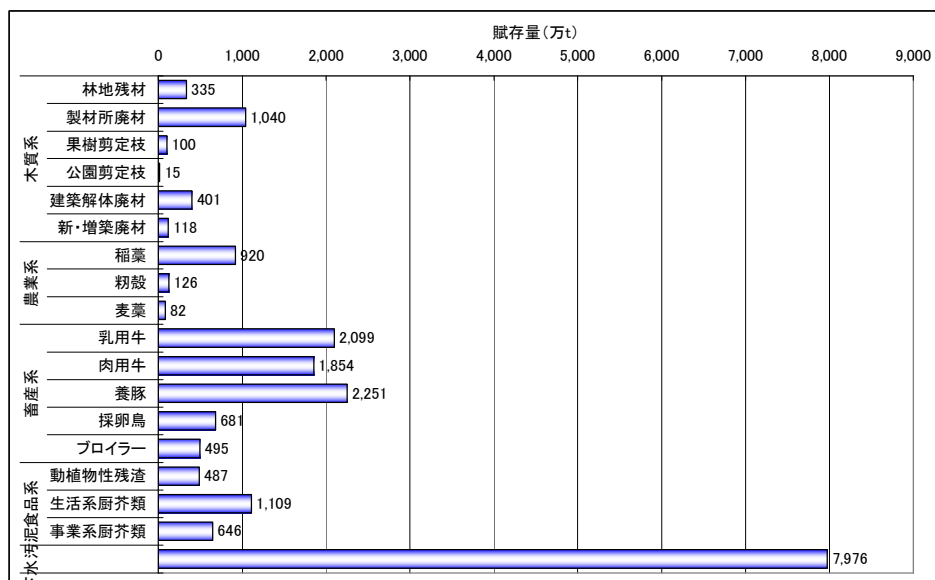


図 3-87 日本のバイオマス賦存量(物量ベース)

出典) NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GISデータベース～」(2009年)

注) 含水率等考慮前の単純な物量ベースの値である点に注意。

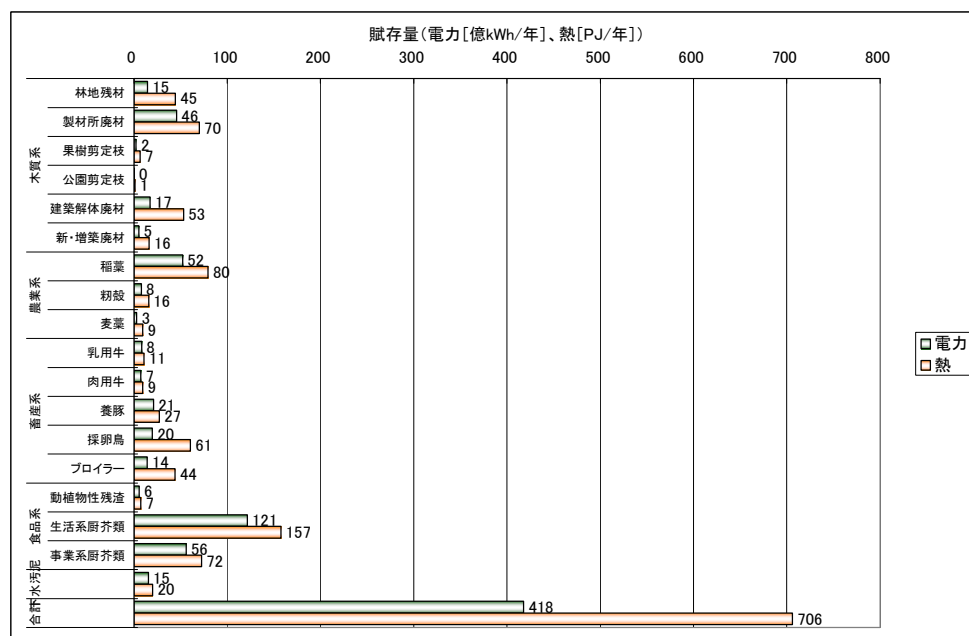


図 3-88 日本のバイオマス賦存量(電力・熱換算)

出典) 上に同じ

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

以下、本検討では上記の農林水産省資料に基づく賦存量データを基本とし、必要に応じて NEDO データを用いて補足及び按分推計を行った。具体的には、表 3-74 に示すとおり。

表 3-74 バイオマス賦存量及び未利用量等の基本データ

大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱	電気		発電 kW	熱供給 GJ/h
					PJ/年	億kWh/年			
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400		799	69.2	45.2	燃焼	150	50
	籾殻		70%	109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700		247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚		10%	265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900		310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類		75%	705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥		25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50	
黒液		0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50	
廃棄紙		40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50	
合計					563	281		—	—

出典) 農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」関連資料等を基に MRI 作成

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で、すべてを電力あるいはすべてを熱に換算したものであり、両者は加算することはできない。

b) バイオ燃料の導入ポテンシャル

エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」(2006年5月)において、バイオエタノール、バイオディーゼル燃料の供給可能量が試算されている(表 3-75)。

表 3-75 バイオエタノール供給見込みと長期的供給可能量（参考値）の一覧

単位：kL（括弧内：原油換算 kL）

バイオマスの種類		2010 年度供給見込み	長期的供給可能量
糖蜜（沖縄）		700~1,400 (400~800)	2,400~4,800 (1,300~2,600)
規格外小麦（北海道）		5,800~11,600 (3,200~6,400)	20,500~40,900 (11,300~22,500)
廃木材		4,200~7,000 (2,300~3,800)	19 万~39 万 (13 万~27 万)
食品廃棄物		0 (0)	50,000~100,000 (29,000~58,000)
エネルギー資源作物	ミニマムアクセス米	35,700 (19,600)	35,700 (19,600)
	稲わら	0 (0)	42 万~84 万 (24 万~49 万)
	生産調整面積（稲）	0 (0)	75,000~150,000 (43,700~87,500)
	遊休農地（ソルガム）	0 (0)	15 万~31 万 (9 万~18 万)
林地残材		0 (0)	14 万~24 万 (8 万~16 万)
合 計		46,400~55,700 (25,500~30,600)	108 万~211 万 (63 万~123 万)

出典）エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」（2006 年 5 月）

また、国産バイオ燃料の本格導入に向けて、「バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議」においては、2007 年 2 月に「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大に向けた工程表」が作成され、技術開発や実証等を通じバイオ燃料の利用率を向上させ、2011 年度に単年度で国産バイオ燃料 5 万 kL の生産、長期的には 2030 年頃までに大幅な生産拡大を図ることを目指している。また、稲わら等の収集・運搬、エタノールを大量に生産できる作物の開発、稲わらや木材等からエタノールを大量に生産する技術の開発等がなされれば、2030 年頃には 600 万 kL（原油換算 360 万 kL）の国産バイオ燃料の生産が可能との試算が行なわれている（農林水産省試算）。（表 3-76 及び図 3-89）

表 3-76 中長期的観点からの生産可能量（国産バイオ燃料生産可能量）

原料	生産可能量(2030年度) エタノール換算	生産可能量(2030年度) 原油換算
1. 糖・でんぷん質 (安価な食料生産過程副産物、規格外農産物等)	5万kl	3万kl
2. 草本系 (稲わら、麦わら等)	180万kl~200万kl	110万kl~120万kl
3. 資源作物	200万kl~220万kl	120万kl~130万kl
4. 木質系	200万kl~220万kl	120万kl~130万kl
5. バイオディーゼル燃料等	10万kl~20万kl	6万kl~12万kl
合計	600万kl程度	360万kl程度

出典) バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大」(2007年2月)

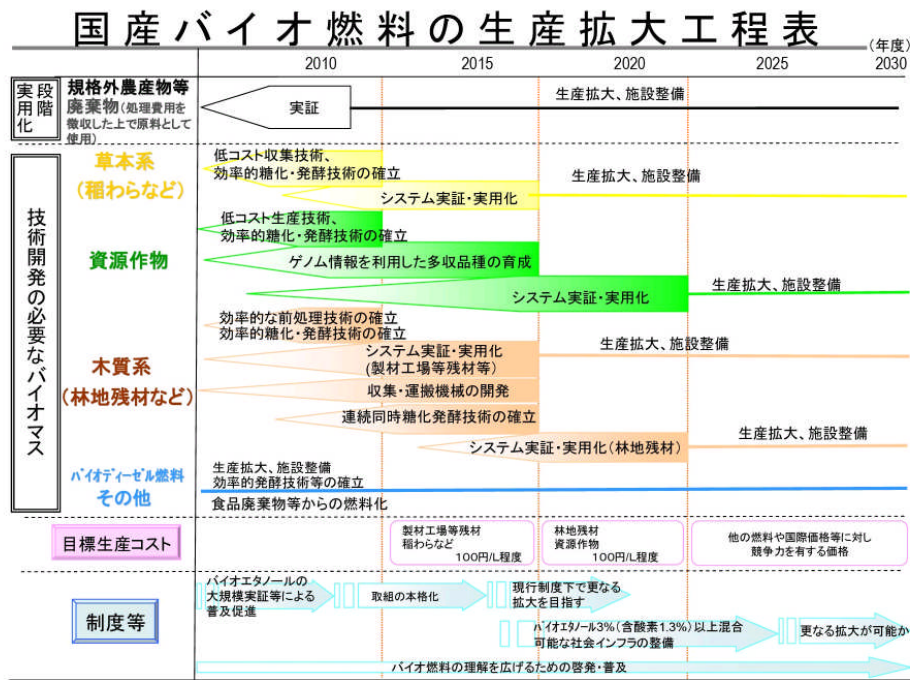


図 3-89 国産バイオ燃料の生産拡大行程表

出典) バイオマス・ニッポン総合戦略推進会議「国産バイオ燃料の大幅な生産拡大」(2007年2月)

②導入ポテンシャルとコストの関係

a) バイオマス資源区分ごとのエネルギー利用方法の想定

バイオマス資源区分ごとにエネルギー利用方法を想定し、それぞれのエネルギー供給コスト（発電原価及び熱供給原価）の評価を行った。このとき、エネルギー利用方法を、エネルギー変換方法（直接燃焼、メタン発酵燃焼、ガス化燃焼等）とエネルギー種（電力又は熱）に分けて整理した。

<エネルギー変換方法>

簡略化のため、エネルギー変換方法を直接燃焼利用とメタン発酵利用の2つに分けて考える（現状、この他にもガス化等様々な変換方法が実証段階・実用段階に入りつつある）。また、エタノール化等については、エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」での長期的供給可能量63～123万kLの想定根拠に含まれている「廃木材」、「食品廃棄物」、「稲わら」及び「林地残材」を参考に、このうち「稲わら」について原料分を控除することとした。バイオマス資源区分ごとのエネルギー変換方法の具体的な想定は表3-77に示すとおり。

表 3-77 バイオマス資源区分とエネルギー変換方法の想定

大分類	小分類	変換方法 (直接燃焼/メタン発酵)
木質系	林地残材	直接燃焼
	製材所廃材	直接燃焼
	果樹剪定枝	直接燃焼
	公園剪定枝	直接燃焼
	建築解体廃材	直接燃焼
	新・増築廃材	直接燃焼
農業系	稲わら	直接燃焼
	籾殻	直接燃焼
	麦わら	直接燃焼
畜産系	乳用牛	メタン発酵
	肉用牛	メタン発酵
	養豚	メタン発酵
	採卵鳥	直接燃焼
	ブロイラー	直接燃焼
食品系	動植物性残渣	メタン発酵
	生活系厨芥類	メタン発酵
	事業系厨芥類	メタン発酵
下水汚泥	下水汚泥	メタン発酵
黒液	黒液	直接燃焼
廃棄紙	廃棄紙	直接燃焼

<エネルギー種>

次に、バイオマス資源区分ごとにその特性を踏まえ、本検討におけるエネルギー種（電力又は熱）の想定を行った。具体的には、「既存の需要」では当該バイオマス資源の発生地

(発生事業者)における既存の需要の有無を、「可搬性」では当該バイオマス資源の運搬の容易性及び費用対効果について、そして「出力規模」では既存の需要及び可搬性を踏まえたエネルギー利用設備の出力規模について整理している。

その上で、これらを踏まえて、本検討におけるエネルギー種について、電力又は熱利用として想定した。具体的な想定は表 3-78 に示すとおり。なお、「発電・熱利用」としたバイオマス資源区分については、発電・熱利用のシェアを 1/2 ずつと仮定した（実際には、メタンガスを燃料とするコージェネレーションシステムとして導入される場合も多いため、熱利用が以降の試算結果よりも増加する可能性がある）。

表 3-78 バイオマス資源区分とエネルギー利用方法の想定

大分類	小分類	特徴			本検討で想定する利用方法
		既存の需要	可搬性	出力規模	
木質系	林地残材	なし	有り	大規模	発電 (5,000kW)
	製材所廃材	熱	有り	小~大規模	
	果樹剪定枝	なし	有り	大規模	
	公園剪定枝	なし	有り	大規模	
	建築解体廃材	なし	有り	大規模	
	新・増築廃材	なし	有り	大規模	
農業系	稲わら	なし	有り	小・中規模	発電 (150kW)
	籾殻	なし	有り	小・中規模	
	麦わら	なし	有り	小・中規模	
畜産系	乳用牛	電力・熱	なし	小・中規模	発電 (150kW) ・熱利用 (5GJ/h)
	肉用牛	電力・熱	なし	小・中規模	
	養豚	電力・熱	なし	小・中規模	
	採卵鳥	なし	有り	大規模	発電 (2,000kW)
	ブロイラー	なし	有り	大規模	
食品系	動植物性残渣	電力・熱	有り	小~大規模	発電 (150kW) ・熱利用 (50GJ/h)
	生活系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
	事業系厨芥類	電力・熱	有り	中・大規模	
下水汚泥	下水汚泥	電力・熱	なし	中規模	発電 (1,000kW) ・熱利用 (50GJ/h)
黒液	黒液	電力・熱	なし	大規模	—
廃棄紙	廃棄紙	なし	有り	中・大規模	発電 (2,000kW)

注) 農業系の「稲わら」、「籾殻」及び「麦わら」は、物理的な可搬性はあるものの、嵩張ることから運搬費が割高になるため、大規模収集は行われないものとして検討を行った。

注) 「建築解体廃材」及び「稲わら」については、後段で一部をバイオ燃料の原料として想定しており、これを控除して検討を行った。

注) 具体的な出力規模については、グリーン電力及びRPS制度認定設備の既存設備データを基に想定した。

b) エネルギー利用システムの想定

エネルギー利用システムの諸条件を表 3-79 のとおり想定した。

表 3-79 エネルギー利用システムの諸条件

項目	内容
発電効率	直接燃焼発電：10%、メタン燃焼発電：25%
ボイラ効率	直接燃焼：85%、メタン燃焼：90%
稼働率	発電：56%、熱供給：41% (=12h/d×300d/y)
建設費用	発電：50 万円/kW、熱供給：5 万円/MJ@50GJ/h、36 万円/MJ@5GJ/h

出典) NEDO「バイオマス賦存量・利用可能量の推計～GIS データベース～」(2009年)、NEDO「バイオマスエネルギー導入支援データベース」(2007年)等を基に想定

c) バイオマス資源区分ごとの調達コストの想定

バイオマス資源の調達コスト(運搬コストを含む)は、すべてゼロと想定した。実際には、バイオマス資源区分ごとにその特性及び現状を踏まえ、調達コスト(有償/逆有償)が発生すると考えられるが、バイオマス資源の調達コストは地域やバイオマス資源ごとに多種多様である。このため、本試算では、調達コストは計上しておらず、分析結果を参照する際にはこの点に留意する必要がある。

d) その他の費用の想定

その他の費用については、各種資料を基に、表 3-80 のとおり想定した。

表 3-80 その他の費用の想定

項目	内容
メンテナンス費用	建設費用の3%
人件費	人件費単価を500万円/(人・年)とした上で、設備規模に応じて計上
耐用年数	法定耐用年数：15年、設備耐用年数(プロジェクト期間)：20年
支払金利	借入期間：10年間、金利：4%(元金均等返済)
租税公課	固定資産税(実質建設費・累積減価償却額)×税率(固定資産税1.4%)
一般管理費	人件費の10%
法人税率	実効税率として40.87%

出典) NEDO「バイオマスエネルギー導入ガイドブック」(2005年)等を基に想定

(3) 2020年を対象とした導入見込量の評価とそのために必要な施策

ここでは、2020年を対象に、導入ポテンシャル等を踏まえ、実現可能性、実現に当たっての課題、実現に向けた施策について検討を行う。

①導入見込量の想定

a) バイオマス発電

本検討におけるバイオマス発電の導入見込量は、これまで京都議定書目標達成計画等において分類されてきたバイオマス発電と黒液・廃材等のうち発電分との合計とした。

ア) バイオマス発電（黒液・廃材等の発電は含まれない）

▲25%①・▲25%②・▲25%③の各ケースのバイオマス発電（黒液・廃材等の発電は含まれない）の導入見込量は、AIM日本技術モデルの導入量である586万kL（京都議定書目標達成計画の2010年値横ばい）とした。この際、稼働率については、2005年の稼働率である56%を想定した。

イ) 黒液・廃材等のうち発電分

▲25%①・▲25%②・▲25%③の各ケースの導入見込量はAIM日本技術モデルにおける想定値である274万kLとした（表3-81）。具体的な導入見込量の考え方は以下のとおり。

- ・2005年の導入量（発電・熱利用の合計）＝472万kLのうち発電分
- ・2020年の対策ケース導入量（発電・熱利用の合計）
＝固定ケース＋黒液回収ボイラの高効率化分（8.7万kL）＝504万kLのうち発電分

表 3-81 バイオマス発電の導入見込量（2020年）

		2005年	2020年		
			▲25% ①	▲25% ②	▲25% ③
バイオマス発電	原油換算（万kL）	462	860	860	860
	2005年比	1	1.9	1.9	1.9
従来のバイオマス発電	原油換算（万kL）	204	586	586	586
	出力（万kW）	181	519	519	519
	発電電力量（億kWh）	88	252	252	252
黒液・廃材等のうち発電分	原油換算（万kL）	258	274	274	274
	出力（万kW）	228	242	242	242
	発電電力量（億kWh）	111	118	118	118

b) バイオマス熱利用（バイオ燃料含む）

本検討におけるバイオマス熱利用は、これまで京都議定書目標達成計画等において分類されてきたバイオマス熱利用（バイオ燃料含む）に加え、廃棄物熱利用（廃プラ・廃油・

廃タイヤ等化石燃料起源のものを除く) 及び黒液・廃材等のうち熱利用分の合計とした。

ア) バイオマス熱利用

1) バイオ燃料

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースにおいては、バイオ燃料の自動車用燃料への混合率を向上させるなどの取組を進めることにより、AIM 日本技術モデルにおける想定値と同値の 200 万 kL (内訳：国産 50 万 kL、開発輸入 50 万 kL、輸入 100 万 kL) をバイオ燃料の導入見込量とした。なお、バイオ燃料を調達する際には、持続可能性を確保することが前提となる。

11) その他バイオマス熱利用

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は、AIM 日本技術モデルにおける想定値である 258 万 kL (京都議定書目標達成計画の 2010 年値横ばい) とした。

イ) 廃棄物熱利用 (廃プラ・廃油・廃タイヤ等の化石燃料起源のものを除く)

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は AIM 日本技術モデルにおける想定値である 201 万 kL (京都議定書目標達成計画の 2010 年値横ばい) とした。

ウ) 黒液・廃材等のうち熱利用分

▲25%①・▲25%②・▲25%③ケースの導入見込量は AIM 日本技術モデルにおける想定値である 228 万 kL とした。具体的な導入見込量の考え方は以下のとおり。

- ・ 2005 年の導入量 (発電・熱利用の合計) = 472 万 kL のうち熱利用分
- ・ 2020 年の対策ケース導入量 (発電・熱利用の合計)
= 固定ケース+黒液回収ボイラの高効率化分 (8.7 万 kL)
= 504 万 kL のうち熱利用分

表 3-82 バイオマス熱利用の導入見込量 (2020 年)

		2005 年	2020 年		
			▲25%①	▲25%②	▲25%③
バイオマス熱利用	原油換算 (万 kL)	470	887	887	887
	2005 年比	1	1.9	1.9	1.9
バイオ燃料	原油換算 (万 kL)	0	200	200	200
その他バイオマス熱利用	原油換算 (万 kL)	142	258	258	258
廃棄物熱利用 (化石燃料起源のものを除く)	原油換算 (万 kL)	114	201	201	201
黒液・廃材等のうち熱利用分	原油換算 (万 kL)	214	228	228	228

注) バイオ燃料の 2020 年度導入目標 200 万 kL は、国産 50 万 kL+開発輸入 50 万 kL+輸入 100 万 kL と想定した。

②導入見込量の実現可能性評価

上記①に示した 2020 年の導入見込量に対して、先に整理した導入ポテンシャルを基に、バイオマス資源区分ごとに発電コスト又は熱供給コストを考慮しつつ、導入見込量の評価を行う。ここでは、導入見込量達成に必要な経済面での課題を解決するための施策として、電力については固定価格買取制度を、熱についてはグリーン熱証書制度を取り上げ、導入見込量達成に必要な支援のレベルについて評価を行った。

ア) 試算の考え方とモデル計算

支援策として取り上げる固定価格買取制度又はグリーン熱証書制度の具体的な想定は以下のとおり。

- ・バイオマスの導入は基本的には発電原価又は熱供給原価の安いものから導入が進むものとする。
- ・その上で、累積導入量が導入見込量に達した地点において、IRR が 8%確保されるレベルまで買取を行うこととする。買取期間は 20 年間とする。
- ・発生した電力又は熱は、自家消費せず全量を外部に販売するものとする。

バイオマス資源区分ごとに、本検討で対象とする未利用量について改めて整理する。その際、バイオ燃料の 2020 年度導入見込量 200 万 kL は、国産 50 万 kL+開発輸入 50 万 kL+輸入 100 万 kL と想定しているため、バイオマス発電・熱利用について検討するに当たっては、原料の競合を回避するため、この国産 50 万 kL 分の原料分を控除して考える。具体的には、バイオ燃料の導入量として想定している、エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」での長期的供給可能量 63~123 万 kL の想定根拠に含まれている「廃木材」、「食品廃棄物」、「稲わら」及び「林地残材」を参考に、このうち「稲わら」について原料分をそれぞれ控除することとする。

バイオ燃料との競合関係を整理した上での、本検討で対象とする未利用量は次表のとおり（表 3-83）。

表 3-83 バイオマス発電・熱利用のための賦存量及び未利用量等データ

大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱 PJ/年	電気 億kWh/年		発電 kW	熱供給 GJ/h
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5,000	50
	製材所廃材	430		22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100	5%	5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15		1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470	30%	109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	50
農業系	稲藁	1,400		451	39.1	25.5	燃焼	150	50
	籾殻		70%	109	13.7	6.9	燃焼	150	50
	麦藁			71	8.2	2.7	燃焼	150	50
畜産系	乳用牛	8,700		247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚		10%	265	3.2	2.5	ガス	150	5
	採卵鳥			80	7.1	2.3	燃焼	2000	50
	ブロイラー			58	5.2	1.7	燃焼	2000	50
食品系	動植物性残渣	1,900		310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類		75%	705	100.1	77.2	ガス	2000	50
	事業系厨芥類			411	46.0	35.5	ガス	2000	50
下水汚泥		7,900	25%	1,975	5.0	3.8	ガス	1000	50
黒液		7,000	0%	0	0.0	0.0	燃焼	50000	50
廃業紙		3,600	40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50
合計					533	262		—	—

出典) 農林水産省「バイオマス・ニッポン総合戦略」関連資料等を基に MRI 作成

注) ここでの電力・熱換算は、賦存量(万t)を一定の想定の下で換算したものであり、そのまま加算することはできない。

注) 斜体で示したバイオマス資源区分について、バイオ燃料の原料分を控除した。

イ) 固定価格買取制度及びグリーン熱証書による導入促進

上記ア) で示した条件で試算を行い、導入見込量のなかで最も発電コストの高い地点であっても、20年間のIRR8%が確保される買取価格を求めると、バイオマス発電で21.8円/kWh、バイオマス熱利用で2.0円/MJと試算された。プロジェクト開始後20年間の買取に関する費用総額は、バイオマス発電については、回避可能原価を控除して1.94兆円(現在価値:1.00兆円)となった。また、バイオマス熱利用については、バイオマス資源の調達コストを計上していないため、ここでは供給コストの全額(回避可能原価を含む)を計上するとして1.47兆円(現在価値:0.76兆円)となった。

表 3-84 固定価格買取制度及びグリーン熱証書制度の結果(割引率4%で2010年価値換算)

	導入量	買取価格	費用総額
バイオマス発電	860万kL	21.8円/kWh	0.9兆円
	導入量	グリーン熱証書価格	費用総額
バイオマス熱利用	877万kL	2.0円/MJ	1.07兆円

③導入目標の検討

以上より、バイオマス発電及びバイオマス熱利用の2020年25%①、25%②及び25%③ケースの導入目標は、全ケースとも表の導入量とし、その達成に必要な施策は、表に示した固定価格買取制度及びグリーン熱証書とする。

④需要創出額

バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）が導入される際に発生する設備投資の金額を国内の需要創出額として、この需要創出額の推移を以下に示す。

なお、バイオ燃料については、農林水産省の補助事業の事例データに基づき次表のとおり想定する（表3-85）。また、2020年導入目標の項で述べたとおり、バイオ燃料の2020年度導入目標200万kLは、国産50万kLと想定して、製造プラント建設のための設備投資額を試算して計上する。

表3-85 バイオ燃料製造プラントの生産能力と施設整備費の想定

事例	生産能力	施設整備費
北海道バイオエタノール株式会社	1.5万kL/年	5,931百万円
オエノンホールディングス株式会社	1.5万kL/年	4,625百万円
想定（1プラントあたり）	1.5万kL/年	5,278百万円

出典）農林水産省資料を基に想定

表3-86 バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）の需要創出額
（▲25%①、▲25%②、▲25%③）

	バイオマス・廃棄物発電				バイオマス熱利用					バイオ燃料			
	単価	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	導入量	設備投資	工事費等	単価	導入量	設備投資	工事費等
	万円/kW	万kW	億円	億円	万円/MJ	MJ/h	万kL	億円	億円	万円/kL	万kL/年	億円	億円
2011	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2012	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2013	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2014	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2015	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2016	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2017	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2018	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2019	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2020	50	19	940		5	1,548,839	14.4	774		35.2	4.7	165.0	
2021	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2022	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2023	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2024	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2025	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2026	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2027	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2028	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2029	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	
2030	50	4.2	210		5	0		0		35.2	0.0	0.0	

(4) 導入目標達成に向けて必要な配慮事項

バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）の導入目標達成のためには、エネルギー利用設備に関する経済面での課題を解決するとともに、次の事項についても配慮していくことが必要である（本検討ではバイオマス資源の調達コストを計上していないため、ここで配慮事項として取り上げる）。なお、次の事項は、バイオマス活用推進会議³⁰資料において、バイオマス利活用に係る今後の課題として整理されたものである。

①バイオマスエネルギー利用（発電、熱利用（バイオ燃料含む））

- ・ バイオマスの生産・収集・運搬に係るコストの低減が不可欠。
- ・ バイオマスからバイオ燃料に変換する際の、変換効率の向上、変換コストの低減が不可欠。
- ・ バイオマス原料の継続的な供給が可能となる供給体制の構築、流通面での仕組みづくりが必要。
- ・ 食料自給率の低い日本においては、食料供給と両立できるセルロース系原料を活用することが必要。
- ・ マテリアル利用に対する考慮が必要。
- ・ 自立的なバイオ燃料生産・流通・利用システムの確立が必要。

②バイオマス製品

- ・ 堆肥化や飼料化については、既に製品化されている。
- ・ トウモロコシ由来のポリ乳酸からバイオマスプラスチックを製造する技術については、米国を中心に既に商業化。
- ・ 木質バイオマスからナノカーボン等を製造する技術実証を実施。

③研究開発・技術実証

- ・ バイオマスの利活用を加速するためには、バイオマスの増産、バイオマスの生産・収集・運搬から製品の製造等の各段階において革新的技術の開発が不可欠。
- ・ 農林水産分野だけでなく、他分野と連携し、最先端のバイオテクノロジー等の開発や周辺技術の開発が不可欠。
- ・ 下水汚泥のバイオマス利用の全国展開に向けた取組が必要。

³⁰「バイオマス活用推進基本法（平成 21 年法律第 52 号）第 33 条第 1 項」に基づき設置されることとなっている会議。同会議は、内閣府、総務省、文部科学省、農林水産省、経済産業省、国土交通省及び環境省の政務官で構成される。

④地域の主体的な取組（バイオマスタウン等）

- ・ バイオマス活用推進基本法に基づき市町村が策定する計画との連続性の確保が必要。
- ・ バイオマス関連施設の整備に係る初期投資の負担軽減、運転資金の確保が必要。
- ・ バイオマスの利活用を実行するためには、生産者（農林漁業者）、民間事業者、地域住民との合意形成が不可欠。

⑤ライフサイクル評価（LCA）

- ・ CO₂排出量やエネルギー効率を、バイオマスの生産から運搬、製造など全段階において総合的に評価する LCA 手法を確立することが必要。
- ・ バイオ燃料については、科学的根拠に基づく LCA 評価基準が必要であり、現在、農林水産省、環境省、経済産業省の3省が連携し、「バイオ燃料導入に係る持続可能性基準等に関する検討会」にて検討を進めているところ。
- ・ 今後、バイオ燃料製造等事業者は、LCA 評価を用いて、その製造段階等において発生する温室効果ガス排出量が削減されるように対策をとることが必要。

（5）中長期的な（2030、2050年の）導入目標

a) バイオマス発電

- ・ 2050年は、バイオマス発電については将来の廃棄物発生量の想定から728万kL（313億kWh）と設定し、黒液・廃材等については2020年値横ばいとして設定した。
- ・ 2030年は、2020年の各ケースから2050年の目標に到達するために必要と見込まれる導入量を推計した（表3-87）。

表 3-87 バイオマス発電の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
バイオマス発電	原油換算（万kL）	462	907	907	907	1,002
	2005年比	100	196	196	196	217
従来のバイオマス発電	原油換算（万kL）	204	633	633	633	728
	出力（万kW）	181	560	560	560	644
	発電電力量（億kWh）	88	272	272	272	313
黒液・廃材等のうち発電分	原油換算（万kL）	258	274	274	274	274
	出力（万kW）	228	242	242	242	242
	発電電力量（億kWh）	111	118	118	118	118

b) バイオマス熱利用（バイオ燃料含む）

- ・ バイオ燃料は、2050年目標については、1,900万kLと設定（2050年の需要量から推計）。また、2030年目標については、上位、中位及び下位ケースいずれについても250万kLとした。
- ・ その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。

表 3-88 バイオマス熱利用の導入目標（2030年・2050年）

		2005年	2030年			2050年
			下位 ケース	中位 ケース	上位 ケース	
バイオマス熱利用	原油換算（万kL）	470	937	937	937	2,587
	2005年比	1.0	2.0	2.0	2.0	3.6
バイオ燃料	原油換算（万kL）	0	250	250	250	1,900
その他バイオマス熱利用	原油換算（万kL）	142	258	258	258	258
廃棄物熱利用（化石燃料 起源のものを除く）	原油換算（万kL）	114	201	201	201	201
黒液・廃材等のうち熱利 用分	原油換算（万kL）	214	228	228	228	228

3.3 導入見込量の評価に関する総括

3.3.1 買取価格と支援費用

(1) 再生可能電力

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標達成に必要な買取価格と、買取期間における支援費用総額は以下のとおり（表 3-89）。

表 3-89 再生可能電力の導入目標達成に必要な買取価格と支援費用の総額

	必要な買取価格の単価 (将来価値) (回避可能原価を控除する 前の金額)	必要な支援費用総額 (2010年価値換算) (回避可能原価を控除した 後の金額)
太陽光発電	2011年：54～68 円/kWh* 2020年：26～30 円/kWh*	10.9～18.3 兆円*
風力発電（陸上）	2011年：22 円/kWh 2020年：18 円/kWh	1.5 兆円
風力発電 （着床、浮体）	(着床) 2015～2020年：30 円/kWh (浮体) 2020年：42 円/kWh	0.1 兆円
中小水力発電	2011～2020年： 15～25 円/kWh*	0.3～4.9 兆円*
地熱発電	2011～2020年：20 円/kWh 開発初期については、買取価格が 20 円/kWh となるよう補助制度を併用**	1.2 兆円
バイオマス・廃棄物 発電	2011～2020年：21.8 円/kWh	0.9 兆円

*買取価格及び支援費総額の幅は、25%①ケース（国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース）、25%②ケース（国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース）、25%③ケース（国際貢献、吸収源を含まないケース）に対応したことによるもの。

**地熱発電の支援を固定価格買取制度のみとした場合の買取価格の単価は43円/kWh、必要な支援費用総額は3.8兆円となる。ここでは、買取価格を抑える代わりに補助制度を併用することで、支援費用総額を抑制できることから、補助制度の併用を採用した。

これらの固定価格買取制度が導入された場合の、年次ごとの買取総額の推移は以下のとおり（表 3-90 及び図 3-90）。ピークはいずれのケースも2020年であり、0.9～1.6兆円/年（2010年価値換算）となる。期間平均では0.5～0.9兆円/年（2010年価値換算）、期間累計では14.9～26.9兆円（2010年価値換算）となる。

期間平均の実額から、電力需要を仮に9,500億kWhとし、平均世帯の電力需要を300kWh/月・世帯とすると、平均の世帯あたり負担額は280～504円/月・世帯となる。

表 3-90 再生可能電力の導入目標達成に必要な支援費用総額
(金額はすべて 2010 年価値換算、回避可能原価は控除)

ピーク年	2020 年
ピーク時買取総額	0.9～1.6 兆円/年
期間平均	0.5～0.9 兆円/年
期間累計	14.9～26.9 兆円
平均世帯あたり負担額(買取総額を電力需要で割った単価に、平均世帯の電力需要を乗じて算出)	280～504 円/月・世帯

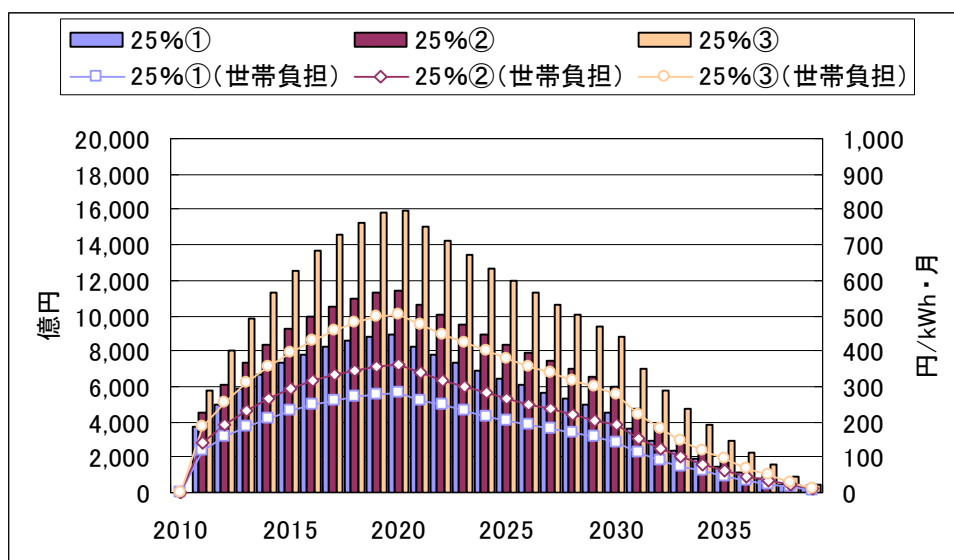


図 3-90 再生可能電力の単年度支援費用総額の推移
(2020 年の導入目標達成に必要な金額)

なお、世帯あたりの負担額に関連して、再生可能電力の導入支援に伴う負担額の上昇は所得に対しての逆進性を有することから、国民負担についての内閣府における調査³¹等を踏まえつつ、国民生活への配慮の観点から、例えば、日常生活に最低限必要な電力使用量分の電気料金については転嫁（再生可能エネルギー導入支援費用の上乗せ）をしない、産業の国際競争力の観点からエネルギー多消費産業については費用負担を軽減する等、制度設計は慎重に行う必要がある。

また、固定価格買取制度によって恩恵を受けられる世帯が限定的であるという点に鑑み、自宅の屋根面に設置が難しい世帯を対象とした「屋根貸し」の制度を検討する必要がある。

³¹ 内閣府政府広報室「低炭素社会に関する特別世論調査」の概要（2008 年 7 月）

(2) 再生可能エネルギー熱・燃料

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標に必要な支援レベルと支援費用の総額は以下のとおり（表 3-91 再生可能エネルギー熱・燃料の導入目標に必要な支援レベルと支援費用総額）。なお、太陽熱利用については初期費用に対する支援である。また、バイオマス熱利用・燃料については、熱利用のみ経済性評価を行っており、バイオ燃料の導入については評価していない。なお、熱利用の評価において、回避可能原価は控除していない。

表 3-91 再生可能エネルギー熱・燃料の導入目標に必要な支援レベルと支援費用総額

	必要な支援レベル (将来価値)	必要な支援費用総額 (2010年価値換算)
太陽熱利用	1.4～7 万円/m ² (0.5～2.5 円/MJ)	0.14～1.28 兆円
バイオマス熱利用・燃料	2.0 円/MJ	1.07 兆円

再生可能エネルギー熱の導入目標達成に必要な支援費用総額の推移は以下のとおり（表 3-92）。

表 3-92 再生可能エネルギー熱の導入目標達成に必要な支援費用総額
(金額はすべて 2010 年価値換算)

	2015 年
ピーク年	
ピーク時買取総額	0.06～0.37 兆円/年
期間平均	0.04～0.07 兆円/年
期間累計	1.16～2.01 兆円

3.3.2 望ましい普及方策のシナリオ

再生可能エネルギーの種類ごとに、2020年の導入目標に対し、経済面で必要な普及方策とその他必要な方策は以下のとおり。なお、2020年の導入目標としては、25%①ケース（国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース）、25%②ケース（国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース）、25%③ケース（国際貢献、吸収源を含まないケース）の3つのケースを想定した。

表 3-93 2020年の導入目標に対して必要な普及方策

	主に買取に関する経済的支援	その他の方策
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> 25%①ケースでは、民間の住宅・非住宅分野では投資回収年数が10年となる価格での固定価格買取制度。公共部門で民間と同程度の規模の設置となるような施策の実施 25%②及び③ケースでは、買取価格の引き上げ 	<ul style="list-style-type: none"> 設計の確立や、施工の人材育成・登録制度等の導入による信頼性の確保 大規模施設における導入検討義務化 配電網の強化、電力出力予測・性能評価の確立、系統連係の保証等の系統対策
風力発電 (陸上・洋上)	<ul style="list-style-type: none"> 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格での固定価格買取制度 	<ul style="list-style-type: none"> 既存インフラ運用の見直し、系統連系の保証、地域間連系線の増強、電力出力予測・性能評価の確立等の系統対策 環境に配慮した技術・施設設計の確立（特に浮体式の実用化に向けては特段の努力が必要）
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格での固定価格買取制度 	<ul style="list-style-type: none"> ポテンシャル・開発適地及び不適地情報の整備と開示 水利権などの関連権利の調整
地熱発電	<ul style="list-style-type: none"> 20円/kWhでの固定価格買取制度に加え、IRRが8%を下回る地点では調査及び開発に係る費用の一定割合を補助* 	<ul style="list-style-type: none"> 環境に配慮した技術・施設設計の確立 開発適地及び不適地、地域環境影響に関する情報の整備と開示
太陽熱	<ul style="list-style-type: none"> 2011～2015年の5年間に、導入後15年分の太陽熱のグリーン価値を一定額で評価・買取 	<ul style="list-style-type: none"> 設計の確立や、施工の人材育成・登録制度等の導入による信頼性の確保 大規模施設における導入検討義務化 普及啓発活動による認知度向上
バイオマス・廃棄物発電	<ul style="list-style-type: none"> 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格での固定価格買取制度 	<ul style="list-style-type: none"> バイオマス原料の継続的な供給体制の構築のための支援
バイオマス熱利用・燃料	<ul style="list-style-type: none"> 導入目標を達成するまでの地点でIRRが8%となる価格でのグリーン熱証書制度 	<ul style="list-style-type: none"> 供給インフラ整備のための支援

※地熱発電の支援を固定価格買取制度のみとした場合の買取価格の単価は43円/kWh、必要な支援費用総額は3.8兆円となる。ここでは、買取価格を抑える代わりに補助制度を併用することで、支援費用総額を抑制できることから、補助制度の併用を採用した。

以上に加え、再生可能エネルギー全体に共通の方策として、下記が望まれる。

○再生可能エネルギー事業の金融リスク・負担の軽減

再生可能エネルギー普及の課題の一つになっているのが、初期負担の大きさや資金調達の困難性である。経済的支援によってこの状況はある程度改善されるが、公的機関による債務保証や各地域の特性を踏まえた資金調達方法の確立など、再生可能エネルギー導入によるリスク・負担を導入者のみに負わせるのではなく、社会全体で分け合う仕組みの導入が必要である。

○地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入

再生可能エネルギー導入による地域活性化・地域振興の効果を発揮させるために、地域の特性に応じたビジネスモデルの確立や、それを推進させることのできる専門家の養成が必要である。また、各地方公共団体がその規模に応じて自主的に積極的な取組を行っていくことが望まれる。

3.3.3 導入目標総括

表 3-94 再生可能エネルギーの中長期導入目標

	2005年度		2010年度		2020年度					2030年度					2050年度(A)		2050年度(B)				
	導入量	一次エネルギー供給に占める割合	導入量	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%①】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%②】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【25%③】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【下位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【中位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量【上位】	一次エネルギー供給に占める割合	導入量	一次エネルギー供給に占める割合			
太陽光発電	35万kL	0.06%	73万kL	0.13%	904万kL	1.71%	1,026万kL	1.98%	1,222万kL	2.40%	2,246万kL	4.55%	2,328万kL	4.87%	2,458万kL	5.22%	4,227万kL	10.98%	4,931万kL	14.30%	
	15億kWh		31億kWh		389億kWh		442億kWh		526億kWh		966億kWh		1,001億kWh		1,058億kWh		1,819億kWh		2,121億kWh		
	144万kW		299万kW		3,700万kW		4,200万kW		5,000万kW		9,193万kW		9,527万kW		10,060万kW		17,300万kW		20,180万kW		
風力発電(陸上)	44万kL	0.08%	101万kL	0.18%	452万kL	0.85%	452万kL	0.87%	452万kL	0.89%	876万kL	1.77%	876万kL	1.83%	876万kL	1.86%	1,059万kL	2.75%	1,059万kL	3.07%	
	19億kWh		44億kWh		194億kWh		194億kWh		194億kWh		377億kWh		377億kWh		377億kWh		456億kWh		456億kWh		
	109万kW		248万kW		1,110万kW		1,110万kW		1,110万kW		2,150万kW		2,150万kW		2,150万kW		2,600万kW		2,600万kW		
風力発電(着床)	0万kL	0.00%	0万kL	0.00%	12万kL	0.02%	12万kL	0.02%	12万kL	0.02%	165万kL	0.33%	165万kL	0.35%	165万kL	0.35%	458万kL	1.19%	458万kL	1.33%	
	0億kWh		0億kWh		5億kWh		5億kWh		5億kWh		71億kWh		71億kWh		71億kWh		197億kWh		197億kWh		
	0万kW		0万kW		20万kW		20万kW		20万kW		270万kW		270万kW		270万kW		750万kW		750万kW		
風力発電(浮体)	0万kL	0.00%	0万kL	0.00%	1万kL	0.00%	1万kL	0.00%	1万kL	0.00%	171万kL	0.35%	171万kL	0.36%	171万kL	0.36%	1,008万kL	2.62%	1,008万kL	2.92%	
	0億kWh		0億kWh		0億kWh		0億kWh		0億kWh		74億kWh		74億kWh		74億kWh		434億kWh		434億kWh		
	0万kW		0万kW		1万kW		1万kW		1万kW		280万kW		280万kW		280万kW		1,650万kW		1,650万kW		
風力発電(小計)	44万kL	0.08%	101万kL	0.18%	465万kL	0.88%	465万kL	0.90%	465万kL	0.91%	1,211万kL	2.45%	1,211万kL	2.53%	1,211万kL	2.57%	2,525万kL	6.56%	2,525万kL	7.32%	
	19億kWh		44億kWh		200億kWh		200億kWh		200億kWh		521億kWh		521億kWh		521億kWh		1,086億kWh		1,086億kWh		
	109万kW		248万kW		1,131万kW		1,131万kW		1,131万kW		2,700万kW		2,700万kW		2,700万kW		5,000万kW		5,000万kW		
水力発電(大規模)	1,625万kL	2.76%	1,772万kL	3.12%	1,784万kL	3.37%	1,784万kL	3.44%	1,784万kL	3.50%	1,784万kL	3.61%	1,784万kL	3.73%	1,784万kL	3.79%	1,784万kL	4.63%	1,784万kL	5.17%	
	699億kWh		763億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		767億kWh		
	2,021万kW		2,078万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		2,156万kW		
水力発電(中小規模)	35万kL	0.06%	41万kL	0.07%	195万kL	0.37%	466万kL	0.90%	744万kL	1.46%	756万kL	1.53%	937万kL	1.96%	1,122万kL	2.38%	1,880万kL	4.88%	1,880万kL	5.45%	
	15億kWh		17億kWh		84億kWh		200億kWh		320億kWh		325億kWh		403億kWh		483億kWh		809億kWh		809億kWh		
	40万kW		43万kW		165万kW		380万kW		600万kW		610万kW		753万kW		900万kW		1,500万kW		1,500万kW		
水力発電(小計)	1,660万kL	2.82%	1,813万kL	3.19%	1,978万kL	3.73%	2,250万kL	4.34%	2,527万kL	4.96%	2,540万kL	5.14%	2,721万kL	5.69%	2,906万kL	6.17%	3,664万kL	9.52%	3,664万kL	10.62%	
	714億kWh		780億kWh		851億kWh		968億kWh		1,087億kWh		1,093億kWh		1,171億kWh		1,250億kWh		1,576億kWh		1,576億kWh		
	2,061万kW		2,121万kW		2,321万kW		2,536万kW		2,756万kW		2,766万kW		2,909万kW		3,056万kW		3,656万kW		3,656万kW		
地熱	76万kL	0.13%	76万kL	0.13%	244万kL	0.46%	244万kL	0.47%	244万kL	0.48%	334万kL	0.68%	334万kL	0.70%	334万kL	0.71%	515万kL	1.34%	515万kL	1.49%	
	32億kWh		32億kWh		105億kWh		105億kWh		105億kWh		144億kWh		144億kWh		144億kWh		221億kWh		221億kWh		
	53万kW		53万kW		171万kW		171万kW		171万kW		234万kW		234万kW		234万kW		361万kW		361万kW		
太陽熱	61万kL	0.10%	58万kL	0.10%	131万kL	0.25%	131万kL	0.25%	178万kL	0.35%	251万kL	0.51%	251万kL	0.52%	282万kL	0.60%	490万kL	1.27%	490万kL	1.42%	
	462万kL	0.79%	647万kL	1.14%	860万kL	1.62%	860万kL	1.66%	860万kL	1.69%	907万kL	1.84%	907万kL	1.90%	907万kL	1.93%	1,002万kL	2.60%	1,002万kL	2.90%	
	199億kWh		278億kWh		370億kWh		370億kWh		370億kWh		390億kWh		390億kWh		390億kWh		431億kWh		431億kWh		
バイオマス	409万kW		573万kW		761万kW		761万kW		761万kW		803万kW		803万kW		803万kW		886万kW		886万kW		
	470万kL	0.80%	593万kL	1.04%	887万kL	1.67%	887万kL	1.71%	887万kL	1.74%	937万kL	1.90%	937万kL	1.96%	937万kL	1.99%	1,687万kL	4.38%	1,687万kL	7.50%	
	470万kL	0.80%	543万kL	0.96%	687万kL	1.30%	687万kL	1.33%	687万kL	1.35%	687万kL	1.39%	687万kL	1.44%	687万kL	1.46%	687万kL	1.79%	687万kL	1.99%	
バイオマス	うち、燃料以外の熱利用	470万kL	0.80%	543万kL	0.96%	687万kL	1.30%	687万kL	1.33%	687万kL	1.35%	687万kL	1.39%	687万kL	1.44%	687万kL	1.46%	687万kL	1.79%	687万kL	1.99%
	うち、燃料利用	0万kL	0.00%	50万kL	0.09%	200万kL	0.38%	200万kL	0.39%	200万kL	0.39%	250万kL	0.51%	250万kL	0.52%	250万kL	0.53%	1,000万kL	2.60%	1,900万kL	5.51%
合計	2,808万kL	4.78%	3,361万kL	5.92%	5,469万kL	10.32%	5,863万kL	11.32%	6,383万kL	12.52%	8,427万kL	17.06%	8,689万kL	18.18%	9,036万kL	19.18%	14,108万kL	36.66%	15,712万kL	45.56%	
一次エネルギー供給	58,782万kL	100%	56,800万kL	100%	53,000万kL	100%	51,800万kL	100%	51,000万kL	100%	49,400万kL	100%	47,800万kL	100%	47,100万kL	100%	38,486万kL	100%	34,486万kL	100%	

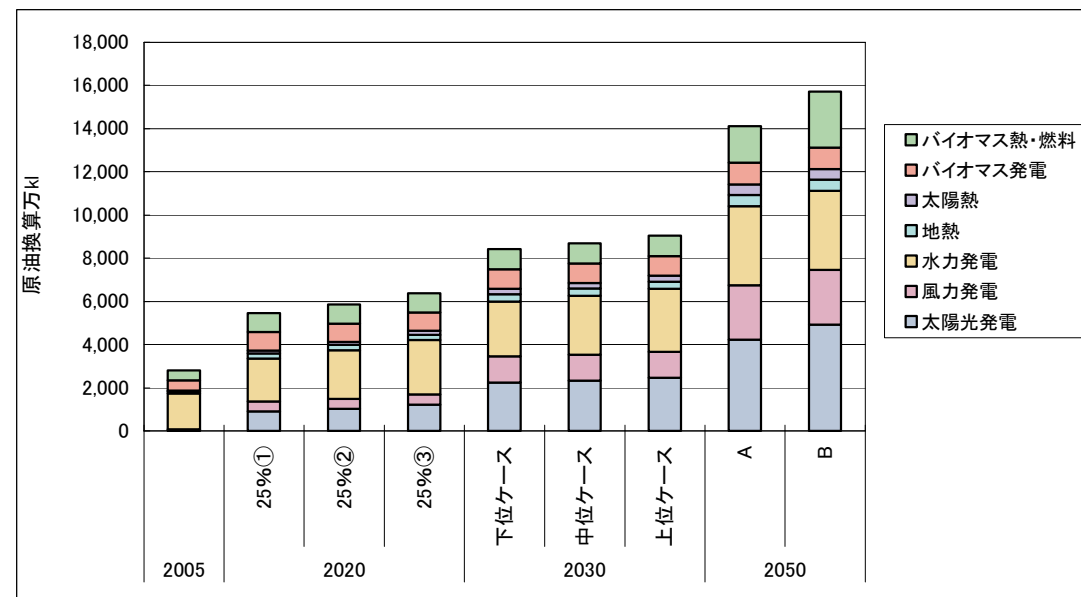


図 3-91 再生可能エネルギーの中長期導入目標

【2020年】

- 25%①ケース：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース
- 25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース
- 25%③ケース：国際貢献、吸収源を含まないケース

【2030年】

「下位」「中位」「上位」：2020年25%に向けて排出削減のために取り組んだ対策を2021年～2030年も継続して努力を行うことを想定したケース

【2050年】

「シナリオA」「シナリオB」：それぞれ「温室効果ガス2050年80%削減のためのビジョン」における「経済発展・技術志向」型ビジョン及び「地域重視・自然志向」型ビジョン

3.3.4 経済的観点以外の普及に向けた課題

各再生可能エネルギー源において、経済的観点以外の普及に向けた課題を整理したものは以下のとおり。

(1) 太陽光発電

- ①出力変動に伴う系統不安定化への対処
- ②施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ③メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

(2) 風力発電

- ①出力変動に伴う系統不安定化への対処、系統連系可能容量等
- ②騒音問題、バードストライクの問題及び風致景観などへの影響
- ③浮体式洋上風力などの技術的なフィージビリティ

(3) 中小水力発電

- ①水利権の確保の問題
- ②内水面漁業権への配慮
- ③電気事業法における保安規則への対応
- ④施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備

(4) 地熱発電

- ①温泉地域との共生・共存
- ②自然公園の保護

(5) 太陽熱利用

- ①認知度の向上
- ②機器の標準化、認証
- ③ヒートポンプ給湯、ガス給湯など他の技術と組み合わせた製品開発
- ④施工技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑤メンテナンス技術の標準化、人員教育、体制整備
- ⑥技術開発
- ⑦グリーン価値の評価

(6) バイオマス発電・熱利用（バイオ燃料含む）

- ①バイオマスエネルギー利用上の問題（持続可能かつ自立的な収集システムの確立等）
- ②バイオマス製品の開発
- ③バイオマスの生産・収集・運搬及び製品製造の各段階に対する研究開発・技術実証

④地域の主体的な取組（バイオマスタウン等）

⑤ライフサイクル評価（LCA）

参考までに、以下に既存の文献、報告書等において指摘された各再生可能エネルギー源に対する課題を整理して示す。なお、表中の課題は、既存の文献、報告書等で指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

表 3-95 低炭素社会の実現に向けてこれまでに指摘されている課題（再生可能エネルギー【電力】）

	太陽光	風力	バイオマス	地熱	中小規模水力
情報的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の付加価値の理解不足。(1) 				
技術的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 日射条件による制約 (11) 太陽電池モジュールのサイズが異なることにより、架台等の種類が膨大になり価格低下が遅れている。(2) 製品価値の向上が必要(変換効率向上、長寿命化等の技術レベル向上、デザイン性向上等)(0) 変換効率向上(設置面積の縮小)が必要。(0) 屋根の強度が足りない場合がある。(11) コスト低減のため、架台・工事の標準化が必要。(0) 簡略な設置工事法の開発が必要。(0) 大量導入時には、①配電網の電圧上昇による逆流の困難化、②周波数調整力の不足、③余剰電力の発生(需給バランス)が問題となり系統安定化対策が必要。(0) 単独運転の防止及び不要解列の防止が必要。(0) 大規模になると制御が難しい。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 台風や落雷による被害を受けやすい。(6) バードストライクの問題 (7) 大規模になると制御が難しい。(3) 系統連系に際しては、周波数変動への対応が必要(地域間連系線の柔軟な活用は対応策の一つになり得る)。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> 林地残材やパークは含水率が高く、燃焼効率が悪い。(8) 他の再生可能エネルギーに比べ今後の大きな技術革新の余地は少ない。(3) 専焼よりも混焼の方が、効率が良い。(3) 建築廃材には異物が混入しやすい。(8) <食品> 雑芥類が混入すると機器に影響を与える。(8) 	<ul style="list-style-type: none"> 地下資源で賦存量の確認が他資源に比べ困難なため開発リスクが高い。(3) 地下深部の調査を要することから開発のリードタイムが長い(15~20年)(7) 	<ul style="list-style-type: none"> 減水区間が河川環境に影響(10) 発電可能量は立地地点に強く依存(10)
社会的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の付加価値の理解不足。(1) ホームビルダーの太陽光発電に関する理解不足による導入遅れ。(1) 中古市場やリース展開などのビジネスモデルが未発達である。(2) 設計・施工・保守管理までを一括で手がける「システム・インテグレーター」が未発達。(4) メンテナンス体制が確立されていない。(5) 	<ul style="list-style-type: none"> 低周波音等による立地問題(7) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> 燃料用チップに過剰の補助がされると製紙用チップが燃料として使われるなど、資源の競合が生じる。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 地元関係者等との調整が必要。(3) 約80%強が国立公園の特別保護地区・特別地域内にある。(9) 	<ul style="list-style-type: none"> 発電事業者は、地域密着型の水力初心者(0)
制度的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 建材一体型は固定資産とみなされ、据置型に比べ、税法上不利。(2) 集合住宅や低層賃貸住宅については、戸建住宅とは異なる利用形態を前提とした設置を推進する必要がある。(2) 建築基準法により、建築物の屋根材や外壁材としてモジュールを用いる場合は、「構造耐力」「防火性」「耐久性」「安全性」に関する要求基準を満たすことが必要。(0) 電気事業法により、工事計画、使用前安全管理審査、使用開始届、主任技術者の任命、保安規定等の手続きが必要。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> 撤去を行おうとする場合、設置時に利用した補助制度による補助金の返還義務(3) 自然公園法、農地法、農業振興地域の整備に関する法律、森林法、国有林野法などの手続き。(3) 森林法により、開発面積が1haを超える場合には、許認可が必要。(0) 自然環境保全法により、許認可が必要。ただし、立入り制限地区に関しては開発できない。(0) 土地利用規制、建築基準法改正等における規制強化の動き。(0) 建築基準法・建築基準法施行令 2007年6月の改正法施行により、構造計算及び大臣認定の取得が定められた。(0) 道路法により、建設時の道路占有及び交通規制に関して許可を得ることを定めている。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 国立公園特別地域内の開発規制により事業化可能資源量が限定されている。(3) 自然公園法、保安林解除、国有林野の貸与条件、井戸掘削に係る鉱業権者や源泉所有者との合意等の手続きがある。(3) 井戸掘に当たって、源泉の減衰を懸念する周辺自治体・温泉業界との合意形成が鍵となっており、理解と協力を促進する施策が必要。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> 行政手続きの明確化・簡素化が必要(小規模水力発電事業者は、地域密着型の水力初心者。よって、関係する規制について、手続きの明確化や簡素化に向け、極め細やかな制度設計・運用を行う必要がある)。(0) 河川法に基づく水利権の許可・更新手続きの明確化、簡素化、許可基準の具体化、都道府県知事等に対する意見聴取手続きの明確化。(0)
経済的障壁	<ul style="list-style-type: none"> 初期設置コストが高い。(1) 原材料価格の高騰。(1) 設置費用に占める設置工事費の割合が大きい。(1) 家庭用に普及した場合に蓄電池をどの程度設置できるか。(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電の事業採算性は、RPS制度の導入当初に比べて大きく悪化(3) 	<ul style="list-style-type: none"> <木質> コストに占めるバイオマス燃料費の割合が高い(3) 燃料費高騰、不足による稼働率低下(3) 林地残材の搬出コストが高い。(8) 蒸気冷却により生じる水の処理費が高い。(8) <食品> 回収費用、残渣の下水放流費用が高い。(8) 	<ul style="list-style-type: none"> コストが高い(発電コスト 16円/kWh)(3) 運転開始後に補充井の掘削等が必要(7) 送電設備建設等の影響により、コストが増加、開発期間が長期化(9) 	<ul style="list-style-type: none"> 固定費負担が重い(10) 初期投資が高い。(10) 奥地化が進むほど電線などに費用がかかる。(3) 初期投資負担を軽減する必要がある(支援策について検討すべき。低コストで簡易な発電システムにかかる技術を開発すべき)。(0)

ここに示す課題は、既存の文献、報告書等において指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

表 3-96 低炭素社会の実現に向けてこれまでに指摘されている障壁（再生可能エネルギー【熱・燃料】）

	太陽熱	バイオマス熱	バイオ燃料
情報的な課題			
技術的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 日射条件による制約 (11) 重量があり、屋根の強度が足りない場合がある。(11) 太陽熱利用機器の明確な性能評価認定制度、環境的な価値基準の欠如。(12) 新たな魅力ある製品開発の遅れ。(0) ガス・石油給湯器と接合できない、あるいは給湯圧が弱いといった問題。(0) 建築物と一体となったデザイン性の向上の遅れ。(0) パネル、タンク、ガス給湯器が分離しており、連係動作が困難。(0) 施工性が良くない(施工技術が遅れている)。規格の統一など、改善が必要である。(0) 太陽熱利用機器の安全・安心の確保をする必要がある。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障を期待する場合、安定価格での安定供給が不可欠(14) 「原料調達」「燃料製造」「利用」の全工程を通じて、エネルギー収支がポジティブである必要がある。(14) 経済性の高い生産技術を確立する必要がある。(0) 品確法により、現状ではバイオマス由来分が3%という制限があるところを、大規模導入のためには高濃度化する必要がある。(0)
社会的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 余剰電力を電力会社に売ることができる太陽光発電に比べ、用途が熱の自家消費のみである太陽熱利用機器に対して、設置者が経済的メリットを感じにくい。(1) 販売、施工、メンテナンス市場等の体制の未整備による信頼性の喪失。(0) エネルギー事業者やホームビルダーとの連携不足(優れた競合技術(PV、エコキュート)が登場し、住宅メーカーや住設機器販売店が営業リソースをそちらにシフトさせた)。(0) 普及啓発への取組不足。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 国産エタノールの生産量は少ない。政府目標の達成には供給を輸入に頼らざるを得ない。さらに、輸入先はブラジル一国に限られる(15) 自然環境との共生、食料や他産業との競合がある。(14) 目的生産バイオマスの農園開発やエタノール工場の建設に際しては、地域住民の合意が不可欠(14)
制度的な課題	<ul style="list-style-type: none"> 効果的な支援政策が採られなかった。90年代以降の低金利時代に低利融資制度はメリットが少なく、また補助金は市場の一部の強制循環型システムに限定された。(0) エクセルギーに着目した、自然エネルギー優先の温熱政策を確立する必要がある。(0) 住宅及び建築物に関する省エネ政策と統合する必要がある。(0) 住宅及び建築物の新築・改築時における自然エネルギー熱利用導入検討し義務化する必要がある。(0) 		<ul style="list-style-type: none"> 軽油を混ぜて利用すると軽油引取税が課税される。(8) 大規模導入に向けて今後インフラ整備を進めるに当たり、バイオエタノールの直接混合か、あるいは ETBE のいずれかの方針を定める必要がある。(0) 国際的な「持続可能なバイオ燃料基準」を策定する必要がある。(※現在、関係府省庁にて検討中)(0) 国際取引を視野に入れて、途上国との間に持続可能なバイオ燃料シナリオを策定する必要がある。(0) 品確法及び現状のサプライチェーン等、国内市場のあり方について検討する必要がある。(0)
経済的障壁	<ul style="list-style-type: none"> 設置に係る初期コストが大きい(1) メンテナンス等の維持費の不透明さ(1) 必ずしも経済性に優れておらず、投資回収が困難な場合もある。(0) グリーン熱証書を発行するに当たって一定の精度を確保するには、熱の計量コストを大きく低減する必要がある。(0) 	<ul style="list-style-type: none"> コストに占めるバイオマス燃料費の割合が高い(3) 	<ul style="list-style-type: none"> 国産・輸入を問わずエタノール価格はガソリンより高く、食料価格や天候などの影響も受けるため不安定(15)

出典) [表 3-95、表 3-96 共通]
 (0) 『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)』(2009年2月10日、環境省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)
 (1) 『太陽エネルギーの飛躍的な利用拡大に向けて 最終のとりまとめ』(2008年2月、東京都太陽エネルギー利用拡大会議)
 (2) 『ソーラー住宅普及促進懇談会報告書』(2009年2月、資源エネルギー庁ソーラー住宅普及促進懇談会)
 (3) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム配布資料(2009年、資源エネルギー庁)
 (4) 『ソーラー・システム産業戦略研究会報告書』(2009年3月、経済産業省ソーラー・システム産業戦略研究会)
 (5) “広げよう太陽エネルギー”利用者集会資料(2009年、東京都・特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク)
 (6) “GLOBAL WIND 2008 REPORT” (GWEC: Global Wind Energy Council)
 (7) 『低炭素電力供給システムに関する研究会報告書』(2009年7月、資源エネルギー庁低炭素電力供給システムに関する研究会)
 (8) 『バイオマスエネルギー導入ガイドブック(第2版)』(2005年9月、NEDO)
 (9) 『地熱発電に関する研究会-中間報告-』(2009年6月、資源エネルギー庁地熱発電に関する研究会)
 (10) 『水力発電に関する研究会-中間報告-』(2008年7月、資源エネルギー庁水力発電に関する研究会)
 (11) 『新エネルギーガイドブック 2008』(2008年、NEDO)
 (12) “太陽熱利用の将来展望 太陽熱普及促進制度について”(2009年、栗原)
 (13) 『地球熱利用システム 地中熱利用ヒートポンプシステムの特徴と課題』(2006年9月、NEDO)
 (14) 『バイオ燃料技術革新計画』(2008年3月、資源エネルギー庁)
 (15) 再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回ヒアリング石油連盟配布資料(2009年12月、石油連盟)

ここに示す課題は、既存の文献、報告書等において指摘されている内容を整理したものであり、本調査の見解として取りまとめたものではない。

再生可能エネルギーの導入見込量・導入支援策・導入目標の検討概要

	検討手順及び検討結果の概要
太陽光	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、3,700 万 kW と 7,900 万 kW と設定。3,700 万 kW は投資回収 10 年の固定買取を行った場合の導入見込量であるため、7,900 万 kW を目指して、3,700 万 kW からさらに導入を拡大させる（そのために買取価格を引き上げ投資回収年数を引き下げる）シナリオをさらに 3 つ設定し、それぞれの買取価格・支援費用を導いた。その結果、最も手厚い支援策のシナリオは、諸外国の支援の状況を踏まえると、支援規模が大きくなりすぎることから、そのほかの 3 つのシナリオを導入目標・達成方針に設定。</p> <p>○低炭素検討会シナリオ：25%①目標に設定 投資回収 10 年の 20 年固定買取、公共施設にも同量導入。このための買取価格は 2011 年 54 円/kWh で 2020 年 26 円/kWh、支援費用 0.94 兆円を要する。導入量 3,700 万 kW 達成。</p> <p>○建築物追加シナリオ：25%②目標に設定 一定規模以上の建築物全数で導入されることを目指す。そのために投資回収 9.1 年になるレベルの 20 年固定買取を実施。このための買取価格は 2011 年 59 円/kWh で 2020 年 27 円/kWh、支援費用 1.17 兆円を要する。導入量 4,200 万 kW 達成。</p> <p>○建築物・住宅追加シナリオ：25%③目標に設定 さらに一定規模以上の新築住宅全数で導入されることを目指す。そのために投資回収 8.1 年になるレベルの 20 年固定買取を実施。このための買取価格は 2011 年 68 円/kWh で 2020 年 30 円/kWh、支援費用総額 1.57 兆円を要する。導入量 5,000 万 kW 達成。</p>
陸上風力	<p>導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1,110 万 kW に設定。 この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2011 年 22 円/kWh で 2020 年 18 円/kWh、支援費用総額 1.5 兆円。 これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
洋上風力 (着床)	<p>2015 年以降導入が進む設定。導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、20 万 kW に設定。この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2015 年～2020 年 30 円/kWh、支援費用総額 0.1 兆円。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
洋上風力 (浮体)	<p>2020 年以降導入が進む設定。導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、1 万 kW に設定。この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 2020 年 42 円/kWh、支援費用総額 0.01 兆円。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
中小水力	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、176 万 kW に設定。 この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 15.26 円/kWh、支援費用総額 0.38 兆円。現行余剰買取等と比べると、深堀可能と考えられるため、買取価格 15 円・20 円・25 円/kWh の 3 つの設定。 15 円/kWh だと導入量 165 万 kW で支援費用総額 0.33 兆円。これを 25%①目標。 20 円/kWh だと導入量 380 万 kW で支援費用総額 1.87 兆円。これを 25%②目標。 25 円/kWh だと導入量 600 万 kW で支援費用総額 4.74 兆円。これを 25%③目標。</p>
地熱	<p>2015 年以降導入が進む設定。導入見込量は、AIM 日本技術モデル等から、147 万 kW に設定。この導入見込量すべてで IRR 8% が確保される 20 年全量買取の買取価格は 43.29 円/kWh で支援費用総額 3.80 兆円。地熱は限界導入費用の差が激しく、最も高いところの IRR8% 確保まですべて買取で行くと必要となる費用が多額となる。そこで、買取価格を 20 円/kWh とし、買取支援で IRR 8% が確保されない地点には調査・開発への補助金を支給することとした場合、支援費用総額 1.17 兆円で同じ 147 万 kW を達成可能。これらは現行制度等と比しても合理的であるため、導入目標・達成方針に設定。</p>
太陽熱	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデルから、住宅 750 万台、建築物 94 万 m² と設定。これを評価するため、投資回収年数 10 年、あるいは通常の耐用年数である 15 年を確保するためにどのような経済的支援が必要で、どこまで導入が進むかを試算した。その結果、投資回収 10 年だと 1000 万台 (25 万円/台の支援)・196 万 m² (7 万円/m² の支援) となり、投資回収 15 年だと 750 万台 (5 万円/台の支援)・94 万 m² (1.4 万円/m² の支援) となった。後者を 25%①②目標、前者を 25%③目標として設定した。</p>
バイオマス	<p>導入見込量は、AIM 日本技術モデル等から、発電 761 万 kW、熱利用 (バイオ燃料含む) 887 万 kL に設定。この導入見込量すべてで IRR 8% を確保するため、電力では 20 年全量買取の買取価格は 21.8 円/kWh で支援費用総額 0.9 兆円、熱利用 (バイオ燃料以外) では同グリーン熱証書価格は 2.0 円/MJ で支援費用総額 1.07 兆円。ただし、いずれの場合についても、バイオマス資源の調達コスト (運搬コストを含む) は含めていない点に留意が必要。</p>