

**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

**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**

目 次

はじめに

全体総括

1. 再生可能エネルギー普及の意義と本提言の内容	1
1.1 再生可能エネルギー普及の意義	1
1.2 本提言が対象とする再生可能エネルギーの定義と本提言の内容	5
2. 再生可能エネルギーの現状・目標値と我が国の潜在量、導入可能量を踏まえた導入見込量	8
2.1 欧米主要国等と比較した際の我が国の再生可能エネルギー導入の現状と目標値	8
2.2 再生可能エネルギーの潜在量、導入可能量	11
2.3 再生可能エネルギーの導入見込量	13
3. 再生可能エネルギー普及のための具体的な導入方策	15
3.1 導入拡大に向けての観点	15
3.2 我が国が重点的に取り組むべき再生可能エネルギー分野	16
3.3 導入方策のあり方	17
4. 太陽光発電の導入	25
4.1 導入ターゲットの設定	25
4.2 導入ターゲットの達成可能性	29
4.3 投資回収年数が10年となる方策	34
5. 非経済障壁の克服と需要側からのアプローチ	37
5.1 非経済障壁の克服について	37
5.2 需要側の利用実態を踏まえた再生可能エネルギー導入へのアプローチ	42
6. 再生可能エネルギー電力導入拡大に伴い必要となる電力需給システム進化の方向性	43
6.1 今後の再生可能エネルギー電力普及促進に向けた意識改革、制度改革の必要性	43
6.2 再生可能エネルギー電力(太陽光・風力等)の導入促進のための短期的取組(～2012年)	46
6.3 電力システム再構築に向けての中期的取組(～2020年)	47
6.4 電力系統システムの再構築のための長期的戦略(～2030年)	48
6.5 電力需給システムの整備に必要な費用	48
7. 再生可能エネルギー普及に要する費用と普及がもたらす具体的な効果	51
7.1 再生可能エネルギー電力の導入拡大のために必要な費用	51

7.2	CO ₂ 排出抑制効果とその経済効果.....	52
7.3	エネルギー自給率向上効果	52
7.4	化石燃料節約や産業振興による経済効果.....	52
7.5	雇用創出効果.....	53
7.6	その他の効果.....	53
8.	負担のあり方.....	56
8.1	事業者、国民、国の各主体による適切な負担のあり方.....	56
8.2	国民生活、エネルギー多消費産業、既存の再生可能エネルギー導入者への配慮.....	56
8.3	エネルギー料金システムの見直し.....	57
9.	おわりに.....	57

はじめに

世界は、低炭素社会への移行という大きな転換点に差し掛かっている。洞爺湖サミットの首脳宣言では、2050年までに世界全体の温室効果ガスの排出量を少なくとも50%削減するという目標を気候変動枠組条約締約国で共有することを求めている。このような中、世界各国では再生可能エネルギー利用が急速に進んでいる。世界平均で太陽光発電の導入量が年率60%、太陽熱利用量が年率15%以上の伸び率で拡大している。

一方、我が国においては、未だ再生可能エネルギー利用が十分に進んでいない。例えば、我が国での太陽光発電の導入量の伸び率は世界平均より3割小さく、太陽熱利用については累積導入量が減少している。2008年7月には「低炭素社会づくり行動計画」が閣議決定され、太陽光発電を始め再生可能エネルギーを大胆に普及させる必要性について盛り込まれた。我が国は、2008～2012年度の京都議定書の6%削減目標を達成するため、また、低炭素社会づくり行動計画を踏まえ2020年から2030年や2050年を見据えて低炭素社会を実現するため、今こそ再生可能エネルギーを大量に導入する社会を実現する必要がある。

再生可能エネルギーを普及させることは、経済の活性化や雇用の促進にも寄与する。世界的な金融危機・経済不況に見舞われている現在、アメリカや韓国を始めとして、環境分野に対して積極的な投資を行って景気回復と雇用確保につなげる政策、いわゆるグリーン・ニューディール政策が各国で進められようとしている。我が国でも、日本経済・地域経済の活性化や雇用回復の観点からも、再生可能エネルギーの導入を大幅に拡大させる政策を進めることが必要であろう。

本検討会では、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギーの具体的な普及方策について検討した。特に、太陽光発電については普遍的に得られる自然エネルギー源であるとともに我が国の産業発展にも寄与できるものとして重点的に検討を行い、2020年や2030年に向けて導入を大幅に拡大させるための具体的な政策を提言した。

この提言によって、再生可能エネルギーを普及することの意義が改めて理解されるとともに、具体的な実現方策とその費用負担のあり方について国民的な議論を経て検討が進み、我が国における再生可能エネルギーの導入が拡大していくことを期待したい。

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

全体総括

1. 再生可能エネルギー普及の意義と本提言の内容

気候に人為的な影響が及ばないレベルに大気中の温室効果ガスの濃度を安定化させるという究極の目標に向けて、世界は、世界全体での温室効果ガス排出量を 2050 年までに現状比で半減するという長期目標を共有しつつあり、我が国も 2050 年までに現状から 60～80% の削減を目標として決定している。このような温室効果ガスの排出量の大幅削減を実現するためには、既存のエネルギー構成を前提とした省エネルギーの推進だけでなく、エネルギー源そのものを、化石燃料に比べて CO₂ 排出を大幅に削減できるエネルギー源に移行していくことが不可欠であり、再生可能エネルギーはそのための有力な選択肢である。

国際エネルギー機関（IEA）や国立環境研究所によれば、途上国も含めた世界全体で温室効果ガス排出量の大幅削減を進めるためには、原子力発電や CO₂ 回収貯留を伴う火力発電等を含めたあらゆる対策オプションを総動員し、これまで人類が経験したことがない速度で対策を実施しなければならないと分析されている。特に途上国における温暖化対策を視野に入れた場合、エネルギー供給に関する他の対策に比べて設備規模が小さく初期費用が低額に抑えられるためエネルギー需要の伸びに応じて短期間に設置が可能で運転やメンテナンスも容易な再生可能エネルギーの普及を推進することは極めて重要である。

温室効果ガス排出量の大幅削減が人類の持続的発展の必要条件となった今、気候変動問題に対応することが経済的な負担になるという考えは終焉を迎え、いち早く低炭素社会を構築した国が国際的競争力を持ち、雇用を創出し、エネルギー安全保障を確立することができるという考えが世界の潮流となりつつある。世界の主要国はいわゆる「グリーン・ニューディール」と言われる政策を積極的に推進し、その一環として再生可能エネルギーについても着実に普及を目指し各種の施策を講じている。

本提言では、「再生可能エネルギー」を「枯渇しない、CO₂ 排出などの環境負荷が少なく、永続的な（フロー型）のエネルギー源」と定義し、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギーの導入見込量、普及のための方策のあり方、導入拡大に向けた非経済障壁の克服や電力需給システム進化の方向性、普及に要する費用と普及の具体的な効果、費用負担のあり方について分析し、とりまとめを行った。再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電については、我が国の技術力という強みを活かし、我が国のみならず世界の温暖化対策に貢献しながら、我が国の経済発展やエネルギー安全保障にも寄与できるものとして重点的に検討を行い、2020 年や 2030 年に向けて導入を大幅に拡大させるための具体的な方策を提言した。

2. 再生可能エネルギーの現状・目標値と我が国の潜在量、導入可能量を踏まえた導入見込量

我が国は、化石燃料を輸入に頼っており、50 年後や 100 年後のエネルギーをどのようにして確保し、持続可能な社会を構築するのかについて、世界で最も真剣に根本から考えなければならない国の一つである。しかしながら、我が国における再生可能エネルギー導入量は 1990 年以降増加していない。将来に向けても、欧米諸国が野心的な導入目標を次々と

掲げている中で、最も低いレベルの将来目標を掲げる国となっている。

再生可能エネルギーの潜在量や導入可能量について既往の評価事例を整理すると、太陽光発電を始めとする種々の再生可能エネルギーが、将来の有力なエネルギー源として期待するに足る潜在量や導入可能量を有していると見込まれた。

再生可能エネルギーの導入可能量から、2050年を見据えつつ、2020年や2030年の導入見込量（経済性等の諸要因を考慮した現実的に導入可能な量）を試算したところ、2005年で一次エネルギー供給量の約5%（原油換算2,933万kl相当（大規模水力を含む））である再生可能エネルギーの割合を2020年で約10%（原油換算5,331万kl相当（大規模水力を含む））に高めていくことができると見込まれた。また、再生可能エネルギーによる発電電力量が発電電力量全体に占める割合を2005年の約9%（990億kWh（大規模水力を含む））から2020年で約18%（1,868億kWh（大規模水力を含む））に高めていくことができると見込まれた。

3. 再生可能エネルギー普及のための具体的な導入方策

前章で示した導入見込量を確実に達成するためには、コスト、技術、市場規模などが有機的に関連しているということを前提とした上で、政策が及ぼす影響について分析予測を行い、それに基づき具体的な方策を適切に選択し組み合わせることが有効と考えられる。

まず、導入拡大に向けて再生可能エネルギーを中心とする将来のエネルギー利用イメージを日本社会全体で共有することが必要である。また、従来からの視点である供給側からの導入促進方策を考えるだけでは不十分であり、分散型エネルギーという特性を踏まえて、エネルギー供給側に立った発想をするのではなく、エネルギー需要側の視点に立ち、最終需要側のエネルギー利用形態に着目して、電力政策、熱政策、燃料政策という切り口からの導入方策を検討することが必要である。

さらに、現時点では、技術開発によるコスト低減が十分でないこと、我が国で炭素への価格付けがなされていないことなどから、再生可能エネルギーは従来型のエネルギーである化石燃料に比べて、電力や熱といったエネルギーを取り出すのに要する費用が割高なものとなっている。従来型のエネルギー需給システムを再生可能エネルギー中心の姿に変革していくためには、これまで導入者が負担してきた追加的な費用を手当てする仕組みが必要である。

再生可能エネルギーの普及による便益は国民全体で享受できるものであることや、再生可能エネルギーの普及に意義を感じ、歓迎する国民や企業の意識が醸成されつつあることをとらえて、必要な費用を国民全体で薄く広く負担し、協力しながら普及を進めていくための仕組みを確立することが必要である。

なお、各々の再生可能エネルギーは、技術レベル（開発段階、実証段階、実用化段階等）や市場導入規模（導入初期、普及期、成熟期等）が種類ごとに異なることから、状況に応

じた適切な政策手段を組み合わせることが必要である。

今後、我が国が重点的に取り組むべき分野としては、我が国の国際競争力を高めつつ世界の低炭素社会づくりにも寄与することができると見込まれる太陽光発電、洋上も含めると多大な潜在量を有する風力発電、世界の中でも有数の潜在量を誇る地熱発電、急峻で雨が多いという地理的特性を活かした小水力発電、地域の特性に応じた導入拡大が考えられるバイオマス利用、さらに暖房や給湯などの低・中温熱需要に対応する太陽熱や地中熱などの熱利用が挙げられる。

まず、再生可能エネルギー電力政策については、我が国や欧米諸国で導入されている代表的な普及方策として、導入補助金制度、RPS 制度、余剰電力買取メニュー、固定価格買取制度（Feed-in Tariffs, FIT）が考えられる。それぞれの特徴は以下のようにまとめることができる。

- ・ 導入補助金制度

政府が再生可能エネルギーの導入コストの一部を補助する制度。初期の導入コストが割高な段階において、その価格差を直接的に補填するものとして有効である。他方で、年度毎に拠出可能な補助金総額には上限があること、制度がいつまで継続されるかが不明であること、制度運用のための行政コストがかさみやすいこと等の課題がある。

- ・ RPS 制度

政府が電力会社に対して一定量の電力を再生可能エネルギーにより供給することを義務づける制度。市場を活用し、再生可能エネルギー間のコスト競争を促すことで、費用対効果の高い導入拡大を実現することができる。他方で、技術水準やコスト水準に格差がある各種の再生可能エネルギーが同一の競争環境にさらされることから、相対的に導入コストが高い再生可能エネルギーの導入が進まないという特徴があるほか、買取価格を将来にわたって予測できないことから投資回収年数が定まらない。

- ・ 余剰電力買取メニュー

自家消費ができない余剰電力を、電力会社が自主的に一定の金額で買い取る取組。固定価格買取制度に類似した効果がある。他方で、現在日本で行われているやり方はあくまでも電力会社の自主的な取組であるため、長期的な買取が制度的に保証されていない。

- ・ 固定価格買取制度

再生可能エネルギーによる発電電力を電力会社が一定の金額で全量買い取る制度。投資回収年数が予測できることから、再生可能エネルギーへの投資を加速させる。他方で、制度設計の重要な要素が買取価格の設定にあり、価格の設定が低すぎる場合は導入促進効果が低く、高すぎる場合は導入に供給が追いつかず導入コストを乱高下させるおそれがある。また、技術開発によるコスト低減や普及ペースに応じ、買取価格を定期的に見直すことが必要である。

なお、これらの制度のうち RPS 制度と固定価格買取制度については、EC 委員会や IEA において各国の再生可能エネルギー電力の導入事例に基づいた詳細な分析が行われており、

ドイツやスペインで太陽光発電の導入拡大を実現し世界各国でも採用が相次いでいる固定価格買取制度は、特に太陽光発電のような導入コストの高い技術に対して導入促進効果が大きくかつ効率性も高いという分析結果が示されている。

我が国の再生可能エネルギー電力政策としては、2003年4月からRPS制度が導入されている。現状を分析すると、制度の導入以降、各電力会社は目標を大幅に超過達成しており、過年度の超過達成分が繰越され、市場の拡大が実質的に限定された状態が続いている。導入目標量が低いため、導入そのものが拡大せず量産効果によるコスト低減も図られていない。また、導入インセンティブの源となるRPS価値の買い手が実質的に一部の電力会社に限定され、市場の価格形成機能が限定的である。さらに、導入量の増加に伴って電力会社の費用負担が増加していると言われているが、その費用を誰がどの程度負担しているかが明らかになっていない。

現行のRPS制度の改善により再生可能エネルギーの導入拡大を図る場合には、導入目標量の大幅な引き上げとともに導入にかかる費用を「見える化」し、電力会社が電力料金に価格転嫁できる制度を構築する必要があると考えられる。ただし、RPS制度では相対的に導入コストが高い電源の導入が進まないため、現時点で導入コストが高い再生可能エネルギーの導入を推進するためには他の制度を適切に組み合わせるなどの対応が必要である。例えば、イタリアではRPS制度に加えて太陽光発電については固定価格買取制度を導入している。

再生可能エネルギー熱政策については、経済的支援策に加え、供給側のみならず需要側での取組を進めることが特に重要であることから、スペイン等における建築物等の新築・増改築時における再生可能エネルギー導入義務づけなどの事例を踏まえ、経済的支援が必要な技術については導入検討の義務づけ、経済的な支援がなくとも導入が可能な技術については導入の義務づけといった対応が考えられる。

特に太陽熱利用については、建築物の新築・増改築時に、暖房や給湯などの熱需要の一部を太陽熱利用で行うことを義務付けるソーラーオブリゲーションや、利用した熱量に応じインセンティブが受け取れるような仕組みとして東京都で検討されているグリーン熱証書制度などを、地域レベル、国レベルで実現していくことによって普及を推進していくことが考えられる。

再生可能エネルギー燃料政策については、地域の特性に応じて輸送用バイオ燃料や木質ペレットの固形燃料などの普及拡大を進めていくことが考えられる。特に、輸送用バイオ燃料の導入拡大に当たっては、現行制度においても一部実現されている税制優遇等のインセンティブ方策を継続するほか、燃料規格や車両対応等の問題をクリアし、現行のE3（燃料としてガソリンにエタノールを3%まで混合したもの）をよりも高濃度でバイオ燃料を混合するE10（燃料としてガソリンにエタノールを10%まで混合したもの）にするなどバイオ燃料の高濃度利用が可能な環境整備を進めていく必要がある。

4. 太陽光発電の導入

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電については、我が国が技術開発を先導しており、今後の産業発展により我が国の国際競争力を高めつつ世界の低炭素社会づくりにも寄与できること、量産により導入コストの低減が見込めること、地域による偏りが他の再生可能エネルギーに比べて少なく世界各地で普及を推進していけること、我が国に技術的優位性のあるプラグインハイブリッド車や電気自動車が将来的に太陽光発電の蓄電池として利用可能であることなどの利点がある。そこで、特に重点的に分析を行うこととし、2020年や2030年の導入ターゲットを設定し、どのような導入促進方策により導入ターゲットの実現が可能であるかの分析を行った上で導入見込量を設定した。

世界全体での温室効果ガス排出量を2050年までに現状比で半減するという長期目標を踏まえ、太陽光発電を今後の我が国や途上国を含む世界での地球温暖化対策の有力な柱の一つとするという観点から、IEA等の分析を踏まえ2020～30年にまずは我が国の太陽光発電の導入コストを電力小売価格並みに低下させるという目標を設定した。具体的には、2020年には業務用電力料金並み（14円/kWh）、2030年には火力発電のコストと同等以下（7円/kWh）まで導入コストを低下させることを目標とした。

国内で太陽光発電の導入を拡大し、その量産効果によりこのようなコスト目標を達成するためには、国内累積導入量として2020年に約3,700万kW（現状の約25倍）、2030年に約7,900万kW（現状の約55倍）を導入ターゲットとする必要があると推計された。この導入ターゲットは、2030年までのトレンドで2050年まで導入が進めば、2050年に国内の温室効果ガス70%削減を達成するために必要な太陽光発電導入量173GW（1億7300万kW）（国立環境研究所「2050 日本低炭素社会シナリオ：温室効果ガス70%削減可能性検討」による）も実現可能となり、我が国の長期目標である2050年までに現状から60～80%削減にも整合するものと考えられる。

ここで特に国内市場の拡大を重視したのは、これまで半導体などでも経験したように日本製品の世界シェアを保つためには国内市場の育成が重要であること、施工の際の設置コスト等も併せて低減していくことが必要であること、温室効果ガス排出量が年々増加している業務部門や家庭部門において目に見える形で対策の実施を進めていくことが可能であることなどの理由による。

2020年の太陽光発電の導入ターゲット（約3,700万kW）については、公共部門での率先導入に加え、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需要側への支援策を講じることで達成が可能と見込まれた。

また、2030年の太陽光発電の導入ターゲット（約7,900万kW）については、2020年と同様に、①公共部門での率先導入（設置可能場所の9割以上で導入）と②投資回収年数を10年とするような需要側への支援方策を講ずることに加え、③技術開発の促進による革新的技術の普及、④金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）、⑤太陽光発電設置の意義と経済的メリットについての普及啓発活動の推進により達成が可能であると見込まれた。

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

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

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

補助金については、導入コストの負担者は政府であり、その負担規模は制度導入直後がピーク（47 万円/kW、総額約 7,600 億円）となること、固定価格買取制度では、一義的な負担者は電力需要者であり、その負担規模は制度導入直後が買取価格のピーク（55 円/kWh）となるが総額としては 2025 年頃にピーク（総額約 4,000 億円）となることが見込まれた。

また、補助金については年度毎に拠出可能な総額に上限があること、他の財政需要との関係で制度の存続期間が不明であること、制度運用のための行政コストがかさみやすいことなどから、「投資回収年数を 10 年とする方策」としては固定価格買取制度の導入が有力な方策であると考えられる。なお、将来的に太陽光発電の導入コストが十分に低減した場合には、導入目標量を十分に高く設定することを前提に R P S 制度により導入を推進するという方策もあり得る。

5. 非経済障壁の克服と需要側からのアプローチ

再生可能エネルギーの導入拡大のためには、経済な支援方策に加えて非経済障壁の克服に向けた取組も併せて推進していく必要がある。再生可能エネルギーの導入を推進する際には、立地や工事等に関する規制が導入を必要以上に制限することとならないよう、また、導入の可否が速やかに判断できるように、制度やその運用を必要に応じ随時見直すとともに、関係者の合意形成を促進する仕組みにしていく必要がある。さらに、既存の事業形態との関係における障壁についても、ドイツ等に倣い再生可能エネルギーを優先的に電力系統システムに接続させることを明文化すること（優先接続義務規定）などを検討すべきである。

また、需要側の電力や熱の利用実態を既存の調査も参考にしつつ推計したところ、電力の品質、特に電圧変動及び周波数変動といった電力品質ニーズについて、需要家の 8 割以上は現行の基準より多少大きな変動があっても問題ない可能性が示唆された。また、家庭の給湯や暖房といった低温熱については太陽熱や地中熱による供給が可能であり、これらの低温熱需要は 3,176 万 kL 程度（家庭のエネルギー需要の 55%程度）存在しているが見込まれた。

6. 再生可能エネルギー電力導入拡大に伴い必要となる電力需給システム進化の方向性

再生可能エネルギー電力の大幅な導入を実現するためには、既存の電力システムを含む電力需給システムを運用と設備の両面から段階的に進化させていく必要がある。

太陽光発電、風力発電などの再生可能エネルギー電力は、一部のものを除き、出力が変動するという特性を持ち、電力需給上で克服すべきいくつかの課題がある。これらの課題は、個々の出力変動を個別に抑制又は補償するという従来の考え方ではなく、システム全体で出力変動に適切に対応しつつ導入量を拡大し経済的で質の高い次世代の電力需給システムに移行していくという新しい考え方にに基づき対応することで克服可能と考えられる。

具体的な対策としては、電圧変動など地域特性による課題については、必要に応じて電圧調整装置などの設置により対策を行う。需給バランスに関連する課題については、再生可能エネルギー電力の大量導入に伴い、個々のシステムの出力変動の割合が大きくても、広範囲の多くのシステムの出力を合計すると、短い周期の変動が打ち消しあい平滑化され、穏やかな変動となる“ならし効果”を評価することで変動特性を正確に把握した上で、電力システムシステムの既存の調整能力を最大限に活用することが可能である。

さらに個別の需要側の機器の調整能力を活用した需給調整（欧米では“スマートグリッド”として取組が開始）の効果を踏まえ、真に設置が必要な蓄電池容量がどの程度かという分析を行うことにより、電力システムの安定化と社会的なインフラとしての電力システム整備の費用最小化の両立を図ることが望ましい。

我が国の脆弱なエネルギー供給構造の問題を克服し、持続可能な低炭素社会を構築するために不可欠な再生可能エネルギーの大幅な導入を可能とするためには、大規模電源や分散型電源、個別需要、蓄電池などがネットワークを介して協調し、より高度に賢く運用される新しい電力需給システムに移行していくことが必要である。そのような電力システムを含む電力需給システムの段階的な進化は、運用面の対策、インフラの整備などを適時・適切に組み合わせることで実現可能と考えられる。

まず、運用面の対策としては、短期的には既存の火力発電の調整力の最大限の活用と揚水発電を昼間に揚水運転し蓄電効果を活用することで需給バランスを確保するとともに、太陽光発電等の導入量の増加に応じて需給計画全般を改善していくことで、電力システムを含む電力需給システムを段階的に進化させる将来イメージの検討を開始することが必要である。中期的にはこれらを継続しつつ、再生可能エネルギー電力について、需給バランスの確保が困難な大型連休などにおける出力抑制も考慮に入れた上で経済合理性を追求し、最大限活用することが必要である。長期的には地域間連携線の拡充整備による利用枠の拡大や、気象予報などから太陽光発電等の再生可能エネルギー電力出力の高度な予測を実現しシステム運用を行うことが必要である。

次に、インフラ整備の観点からは、短期的には再生可能エネルギー電力の発電特性に関する研究を早急に実施し特性を把握するとともに、必要に応じて配電の高圧システムで電圧調整装置などによる電圧変動対策を行う。中期的にはこれらを継続しつつ、エネルギーマネジメントシステムや蓄電池などを導入し情報通信技術を駆使して需要側での自律・協調制御を活用した電力システムシステム（スマートグリッド）を導入する。長期的には太陽光発電などの導入による電圧上昇の抑制と配電ロスの減少による CO₂ 排出削減を含めた総合的な

効果が期待できる配電電圧の昇圧を実施し、大規模集中電源・分散型電源・個別需要などを含めた電力需給システム全体を協調型のものに進化させていくことが必要である。

さらに、制度の見直しの観点からは、短期的には系統連系協議手続きを標準化することが必要であり、系統電圧範囲（上限電圧）に関する規制の見直しを行うことも有効と考えられる。中期的には電力の需給調整に対応できるよう火力発電を継続的に保有し運用できるようにする必要がある。長期的には透明性が確保されたオープンな電力市場を整備することが必要である。

以上を踏まえ、本検討会として再生可能エネルギー電力導入に伴う電力需給システムの整備費用を試算したところ、その必要額は2030年までの累積で最大約3.5兆円と見込まれた。

7. 再生可能エネルギー普及に要する費用と普及がもたらす具体的な効果

上記までの議論により、本検討会では、再生可能エネルギーの導入見込量、その実現方策、導入拡大を前提とした電力需給システム整備の方向性等を明らかにした。では、こうした再生可能エネルギー普及のために必要な費用はどの程度で、その負担に見合った効果が我が国全体にもたらされるのであろうか。以下に示すように、再生可能エネルギー導入に伴う負担は国民全体として受け入れが可能な範囲であり、そのメリットは負担を遙かに上回るというのが本検討会の結論である。

まず、再生可能エネルギー発電設備の導入のための追加費用について、今回試算を行ったところ、いずれも2010年から2030年の累積で、太陽光発電が17兆円、風力発電が1.1兆円、小水力発電が1.2兆円、地熱発電が0.5兆円、バイオマス発電が2.3兆円と見込まれた。先に試算した電力需給システムの整備にかかる費用(3.5兆円)を含めると、2010～2030年までの累積費用の合計は25兆円と見込まれた。

次に、太陽光発電に加え、その他の再生可能エネルギーも含めて導入見込量を達成した場合の具体的な効果として、CO₂排出抑制効果、エネルギー自給率向上効果、経済効果、雇用創出効果について定量的な分析を行った。その際、化石燃料の価格については、燃料価格横ばいケースと燃料価格上昇ケースの2ケースを想定した。

CO₂排出抑制効果については、再生可能エネルギーの導入が京都議定書目標達成計画の下位ケースにとどまる場合と比べて、2020年時点で年間4,700万t-CO₂(1990年比約4%)、2030年時点で年間9,600万t-CO₂(1990年比約8%)のCO₂排出抑制効果が見込まれた。CO₂排出抑制による経済効果は2020年までの累積で4,000～6,000億円、2030年までの累積で1.5～2.3兆円と見込まれた。

また、エネルギー自給率向上効果については、現状の5%から、需要の抑制とあいまって2020年に約10%、2030年に約16%まで上昇することが見込まれた。

化石燃料の節約額としては、発電と熱の合計で2020年時点で5,000～8,000億円、2020

年までの累積で 2.9～4.0 兆円、2030 年時点で 8,000 億円～1.4 兆円、2030 年までの累積で 9.9～16 兆円と見込まれた。また、国内市場育成による太陽光発電の輸出増加などによって 2000 年の産業構造を前提とした場合、2020 年までの累計で約 26 兆円、2030 年までの累計で約 48 兆円程度の GDP 増加が見込まれた。このように、経済的なメリットは、費用を大きく上回ることが見込まれた。

雇用創出効果については、太陽光パネルの製造や設置工事、メンテナンス等、幅広い分野で、2020 年に約 59 万人、2030 年に約 68 万人の雇用創出が見込まれた。

これらの定量的メリットに加えて、再生可能エネルギーは分散型エネルギーであるという特性から、災害時の危機管理上の効果なども存在する。

8. 費用負担のあり方

再生可能エネルギー電力の導入に要する費用については、その導入が我が国の温暖化対策やエネルギー安全保障に直結するものであることを踏まえ、税や電力料金等を通じて国民全体で薄く広く負担していくことが適当と考えられる。

費用の負担について、仮に固定価格買取制度を導入し、電力会社が取引費用全額を電力料金に転嫁した場合を想定すると、kWh 当たりの負担は、2011 年から 2030 年まで 20 年間の平均で 0.86 円/kWh、最大となる 2021 年には 1.14 円/kWh となる。標準的な世帯の1か月の電力消費量を 300kWh/月とすると、2011 年から 2030 年まで 20 年間の平均で 258 円/月、最大で 2021 年の 341 円/月という負担になると見込まれた。

なお、固定価格買取制度の設計に当たっては、費用負担について以下のような配慮が考えられる。

- ・ 国民生活への影響の観点から、例えば“日常生活に最低限必要な電力使用量分については料金転嫁をしない”といった例外措置を講ずること。(家庭などの電力料金は使用量に応じて段階的に kWh 当たりの料金が高くなる 3 段階の料金体系となっていることから、例えば第 1 段階の 120kWh/月までの電力使用量に対しては負担を求めないといった制度とすることが考えられる。)
- ・ エネルギー多消費業種については、例えば“購入電力額が生産額の 10%以上の業種に対しては費用負担を軽減する”といった例外措置を講ずること。
- ・ 従前から再生可能エネルギーを導入していた者が不利益を被ることがないように、こうした主体からも一定の金額で買取を行うといった措置を講ずること。

この他、今後の人口減少や省エネルギー対策の進展によるエネルギー需要の頭打ちや再生可能エネルギーの大量導入を視野に入れた電力やガスなどのエネルギー供給事業者の収益確保方策についても積極的に検討を行う必要がある。具体的には、電力・ガス料金などについて、諸外国の例を参考にしながら、供給量の増減と売上の増減を切り離し（デカップリング）、省エネルギー対策・再生可能エネルギーの導入が需要者と供給者の双方にとつて経済的な利益となるような料金システムのあり方について、検討を開始すべきである。

9. おわりに

本検討を通じ、再生可能エネルギーの導入拡大が環境保全・経済成長・エネルギー安全保障のいずれにも資するものであることが示され、我が国として積極的に普及を促進していく必要があることを多様な分野の専門家の総意として明らかにすることができた。

今後、この提言が各種の政策を適切に推進するための原動力となり、国民が薄く広く負担することで、再生可能エネルギーの導入拡大が我が国で飛躍的に進展し、さらには世界の低炭素社会構築への貢献の一助となることを期待したい。

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

委員名簿

【座長】

倉阪 秀史 千葉大学法経学部総合政策学科 教授

【委員】

芦名 秀一 独立行政法人 国立環境研究所 ポスドクフェロー
飯田 哲也 特定非営利活動法人 環境エネルギー政策研究所 所長
小原 昌 東京都環境局環境政策部 環境政策担当課長
近藤 道雄 独立行政法人 産業技術総合研究所 太陽光発電研究センター長
高瀬 香絵 株式会社 Governance Design Laboratory 取締役
手塚 哲央 京都大学大学院エネルギー科学研究科 教授

(敬称略)

検討会開催リスト

	開催日時	議 題
第1回	平成20年10月1日(水) 9:30~11:30	<ul style="list-style-type: none">・検討の全体像について・再生可能エネルギーの現状、導入意義等について・今後のスケジュール、検討事項について
第2回	平成20年10月15日(木) 10:00~12:00	<ul style="list-style-type: none">・論点整理と対応方針(案)・海外主要国の再生可能エネルギー関連施策レビューについて・太陽光発電の将来ビジョン(仮題)プレゼンテーション・討議
第3回	平成20年11月7日(金) 9:30~12:00	<ul style="list-style-type: none">・論点整理と対応方針(案)・再生可能エネルギーに関する将来シナリオについて・再生可能エネルギーのポテンシャル、導入見込量について・非経済障壁、系統からみた導入制約について
第4回	平成20年12月19日(金) 9:30~12:00	<ul style="list-style-type: none">・提言の骨子について・導入見込量の推計について・短期・中期・長期における導入形態のあり方について・費用見積もり、費用負担の考え方について
第5回	平成21年1月16日(金) 9:30~12:00	<ul style="list-style-type: none">・提言書(案)について・導入見込量の推計について・短期・中期・長期における導入形態のあり方について・費用見積もり、費用負担の考え方について
第6回	平成21年2月2日(月) 15:00~18:30	<ul style="list-style-type: none">・提言書(案)について

1. 再生可能エネルギー普及の意義と本提言の内容

1.1 再生可能エネルギー普及の意義

気候に人為的な影響が及ばないレベルに大気中の温室効果ガスの濃度を安定化させるという究極の目標に向けて、世界は、世界全体での温室効果ガス排出量を 2050 年までに現状比で半減するという長期目標を共有しつつあり、我が国も 2050 年までに現状から 60～80% の削減を目標として決定している。(図 1-1)

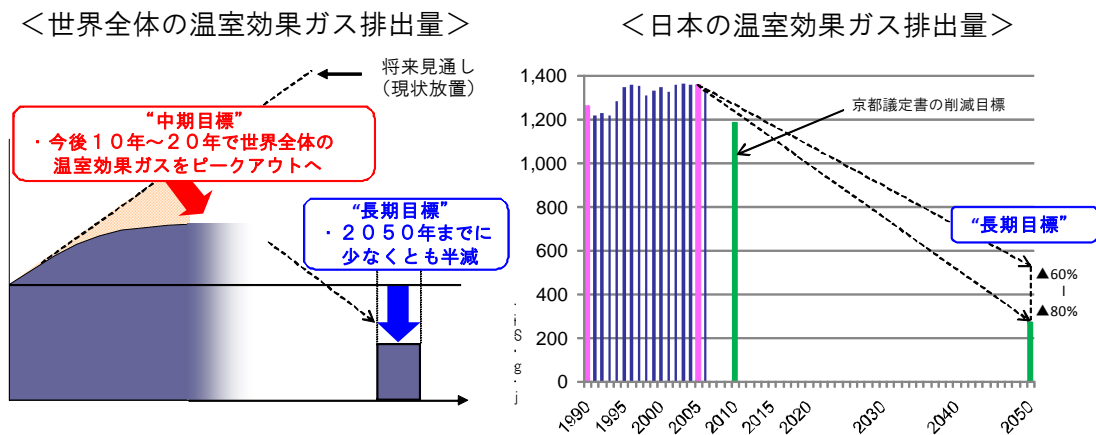


図 1-1 温室効果ガス排出量についての世界全体での長期目標と日本の長期目標

このような温室効果ガスの排出量の大幅削減を実現するためには、既存のエネルギー構成を前提とした省エネルギーの推進だけでなく、エネルギー源そのものを、化石燃料に比べて CO₂ 排出を大幅に削減できるエネルギー源に移行していくことが不可欠であり、再生可能エネルギーはそのための有力な選択肢である。(図 1-2)

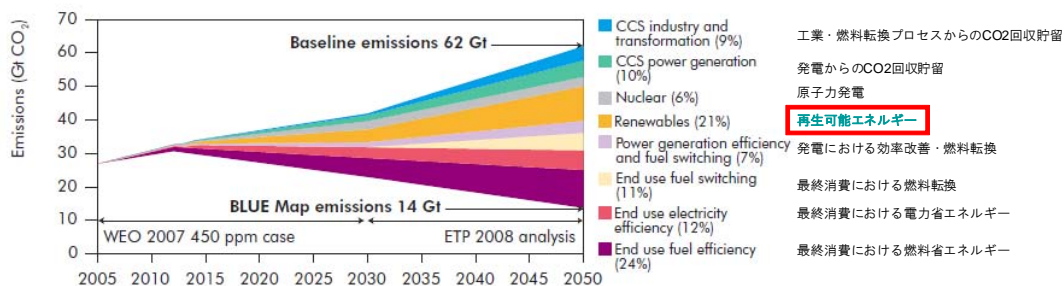


図 1-2 IEA のエネルギー技術展望の BLUE Map シナリオ (2050 年に世界の GHG 排出量を現状比半減の場合)

出典) IEA “Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050,” 2008

国際エネルギー機関 (IEA) によれば、途上国も含めた世界全体で温室効果ガス排出量の大幅削減を進めるためには、原子力発電や CO₂ 回収貯留 (CCS) を伴う火力発電等を含め

たあらゆる対策オプションを総動員し、これまで人類が経験したことがない速度で対策を実施することが必要であると分析されている。(図 1-3)

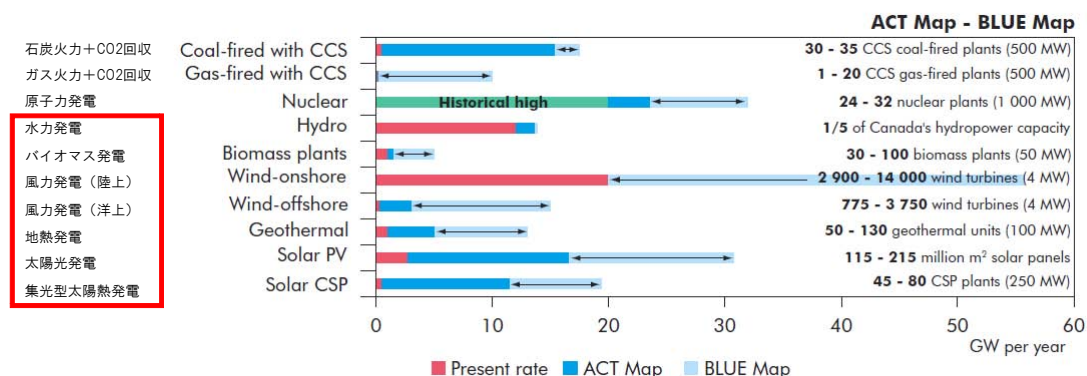


図 1-3 IEA による世界の発電部門において必要な技術導入速度の分析

注) 下記 3 種類の導入速度を比較している。

- ・現状の導入速度 (原子力のみ過去最大速度)
- ・ETP の ACT Map シナリオ (既存技術・開発が進展している技術を導入する) での導入速度 (2005 年-2050 年平均)
- ・ETP の BLUE Map シナリオ (2050 年に世界の GHG 排出量を現状比半減する) での導入速度 (2005 年-2050 年平均)

出典) IEA “Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050,” 2008

また、我が国の長期目標である 2050 年までに現状から 60~80%の削減についても、国立環境研究所「2050 日本低炭素社会シナリオ：温室効果ガス 70%削減可能性検討」の分析を踏まえると、再生可能エネルギー、原子力発電、CO₂ 回収貯留を伴う火力発電のいずれかではなく、全てを最大限実現していくことが必要である。(図 1-4)

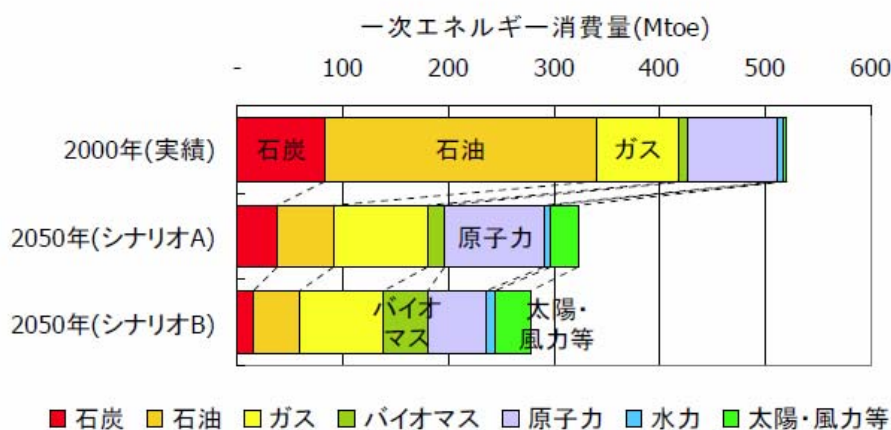


図 1-4 国立環境研究所による一次エネルギー供給の内訳 (国内)

注) シナリオ A：経済発展・技術志向。原子力、炭素隔離貯留 (CCS) や水素など大規模なエネルギー技術が受け入れられやすい。

シナリオ B：地域重視・自然志向シナリオ。太陽光や風力、バイオマスなど比較的規模の小さい分散的なエネルギー技術が受け入れられやすい。

出典) 国立環境研究所「2050 日本低炭素社会シナリオ：温室効果ガス 70%削減可能性検討」(2008 年 6 月改訂版)

特に途上国における温暖化対策を視野に入れた場合、エネルギー供給に関する他の対策に比べて設備規模が小さく初期費用が低額に抑えられるためエネルギー需要の伸びに応じ

て短期間に設置が可能で運転やメンテナンスも容易な再生可能エネルギーの普及を推進することは極めて重要である。(表 1-1)

表 1-1 各電源の特性比較

	原子力発電	火力発電+CCS	再生可能エネルギー電力
ユニット容量	一般に30～150万kW	一般に約10万kW	中小水力: 数10kW 太陽光: 数～数100kW 風力: 数1,000kW
リードタイム※	概ね20年以上	概ね10年程度	-(数年程度)
点検頻度	・13ヶ月を超えない時期に実施 ・検査期間は2～3ヶ月程度	・蒸気タービンは4年、ガスタービンは3年、ボイラー等は2年を超えない時期に実施 ・点検期間は1ヶ月程度	・法定の定期点検なし

※ 立地申入れから運用開始までの期間

出典) 原子力委員会「地球環境保全・エネルギー安定供給のための原子力のビジョンを考える懇談会」報告参考資料を元に作成

温室効果ガス排出量の大幅削減が人類の持続的発展の必要条件となった今、気候変動問題に対応することが経済的な負担になるという考えは終焉を迎え、いち早く低炭素社会を構築した国が国際的競争力を持ち、雇用を創出し、エネルギー安全保障を確立することができるという考えが世界の潮流となりつつある。

気候変動に対応し、持続可能な社会を構築していくためには、従来のストック切り崩し型の化石燃料エネルギー利用を、永続的に利用しつづけることができるフロー型の再生可能エネルギー利用に変革していくことが必要である。

ストック切り崩し型からフロー型への変革は、長期的に見れば化石燃料は枯渇に向かうため、人類社会にとって不可避な選択である。我が国がこの変革にいち早く着手することには、以下のような意義が認められる。

(1) 世界全体での低炭素社会の確立への寄与

我が国が再生可能エネルギー導入の取組を積極的に推進することにより、我が国における低炭素社会の実現に寄与するとともに、再生可能エネルギーの導入政策を世界的な潮流とすることが可能となる。

また、再生可能エネルギーに関する技術開発が進展し、そのノウハウが我が国に蓄積することとなる。我が国の技術・ノウハウによって、世界の低炭素社会の確立に貢献することができる。

さらに、再生可能エネルギーの導入によって、省エネルギーや CO₂ 削減への意識を高めるといふ普及啓発効果が期待できる。技術や価値観が変化することによって、市場経済全体が長期的に低炭素社会に移行していくこととなる。

(2) エネルギー安全保障の確保への寄与

海外から輸入される化石燃料の供給に不安が生じた場合、我が国の経済社会への影響は計り知れない。

新興国の経済成長等により、今後、長期的に化石燃料の国際価格が上昇していくことが見込まれている。再生可能エネルギーの大幅な導入によって、我が国のエネルギー安全保障の確保に寄与することができる。

また、再生可能エネルギーを導入することは、災害時のバックアップ電源となるなど、地域経済における安全・安心の確保につながる。

(3) 景気の回復への寄与

世界が低炭素社会に向かう中で、再生可能エネルギー関連市場が世界的に拡大していくことが見込まれている。

我が国が再生可能エネルギーを大幅に導入する施策を行い、我が国にその技術・ノウハウが蓄積するとともに、再生可能エネルギー関連機器が量産されコストダウンが図られれば、我が国の再生可能エネルギー関連産業が世界市場の中で成長していくことが期待できる。

また、再生可能エネルギーの導入は、新たな発電・熱生成設備の製造に加えて、国内において、これらの施工、配電や配送等のインフラの整備など、広範な新規需要の創出を伴う。

国内外において関連需要が創出されることが見込まれるため、再生可能エネルギーの導入拡大は、米国発の金融危機に端を発する深刻な世界同時不況を乗り越えるための切り札の一つになり得る。

(4) 雇用確保への寄与

再生可能エネルギー関連産業が成長すれば、雇用の確保にもつながる。特に、再生可能エネルギー関連設備の施工や維持に関する産業は地域に密着した雇用を生み出すことが期待できる。

世界の主要国はいわゆる「グリーン・ニューディール」と言われる政策を積極的に推進し、その一環として再生可能エネルギーについても着実に普及を目指し各種の施策を講じている。例えば、米国オバマ政権は、再生可能エネルギー導入目標を引き上げ、約 1,500 億ドルに上る投資を行うことを通じて 500 万人の雇用を創出することを謳っている。

我が国でも、雇用創出の観点からも、再生可能エネルギーに注目する必要がある。

(5) 次世代に引き継ぐべき社会資本ストックの創出

再生可能エネルギーの導入の効果は、一時的な景気回復効果にとどまらない。導入され

た再生可能エネルギー設備・機器は、次の世代が真に必要とする社会資本ストックとなる。

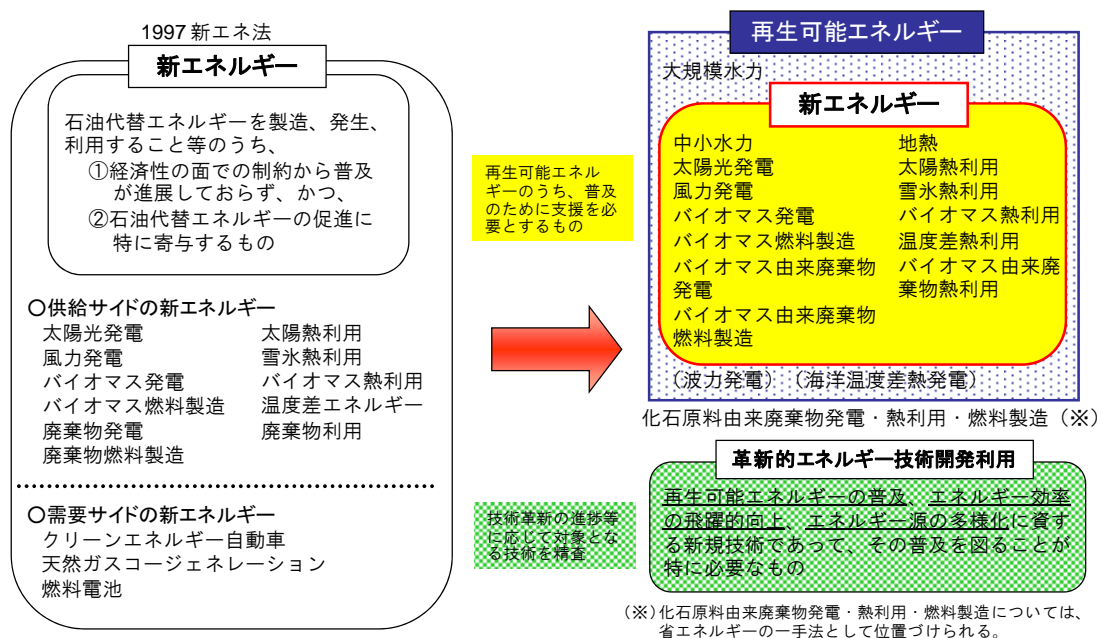
1.2 本提言が対象とする再生可能エネルギーの定義と本提言の内容

本提言では、「再生可能エネルギー」を「枯渇しない、CO₂排出などの環境負荷が少なく、永続的な（フロー型）のエネルギー源」と定義し、低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギーの導入見込量、普及のための方策のあり方、導入拡大に向けた非経済障壁の克服や電力需給システム進化の方向性、普及に要する費用と普及の具体的な効果、費用負担のあり方について分析し、とりまとめを行った。

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電については、我が国の技術力という強みを活かし、我が国のみならず世界の温暖化対策に貢献しながら、我が国の経済発展やエネルギー安全保障にも寄与できるものとして重点的に検討を行い、2020年や2030年に向けて導入を大幅に拡大させるための具体的な方策を提言した。

再生可能エネルギーの具体的な定義としては、新エネルギーとして定義される「太陽光発電」「風力発電」「バイオマス発電・廃棄物発電」「太陽熱利用」「バイオマス熱利用・廃棄物熱利用」に加え、「水力発電」「地熱発電」「海洋温度差発電」「波力発電」「潮汐発電」「潮流発電」を加えたものを「再生可能エネルギー」とし、本提言の対象とした。

(図1-5、表1-2、表1-3)



出典) 資源エネルギー庁資料等より事務局作成

図 1-5 「再生可能エネルギー」「新エネルギー」の定義

出典) 資源エネルギー庁資料等より作成

表 1-2 海外諸国における「再生可能エネルギー」の定義

IEA	EU	イギリス	ドイツ	アメリカ	日本（新エネルギー）
水力 地熱 太陽光 太陽熱 潮力 波力 海洋力 風力 バイオマス 固体 液体 バイオガス 再生可能自治体 廃棄物	水力 地熱 太陽光 太陽熱 潮力 波力 風力 バイオマス 埋立地ガス 下水処理ガス バイオガス ヒートポンプ	水力 地熱 太陽光 太陽熱 潮力 波力 風力 バイオマス 廃棄物 ^ハ イ分 埋立地ガス 下水処理ガス 農業廃棄物 森林廃棄物 エネルギー穀物	水力 地熱 太陽光 太陽熱 風力 バイオマス 固体 液体 バイオガス 埋立地ガス 下水処理ガス 廃棄物 ^ハ イ分	水力 地熱 太陽光 太陽熱 風力 バイオマス バイオエーセル エタノール 埋立地ガス 自治体廃棄物 その他 ^ハ イマス 木材 木材由来燃料	水力 地熱 太陽光 太陽熱 風力 バイオマス バイオ燃料製造 バイオ由来廃棄物 バイオ由来廃棄物 燃料製造 雪氷熱利用 温度差熱利用

出典) IEA, “Renewables Information”, EU 再生可能エネルギー指令(2008.1.23), 英国 DTI 資料、独環境・原子力安全省資料、米 DOE 統計資料

表 1-3 再生可能エネルギーの定義

種 類	技術的特徴	参 考	
		新エネ法	RPS 法
太陽光発電	半導体の一種である太陽電池セルにより太陽光を電力に直接変換するシステム。セルタイプには、シリコン系（結晶系、薄膜系）、化合物系、有機物系（色素増感型）などがある。太陽光発電システムは、太陽電池に加え、直流から交流に変換するインバータや系統連系のための装置により構成され、一般家庭では3~4kW程度 of 設備が標準サイズとなっている。	○	○
太陽熱発電	太陽光を集熱器で集め、それにより高温高压の蒸気を作り、蒸気タービンで発電するシステム。海外での導入例が多いが、我が国では散乱光が多いことから導入が困難とされる。	—	—
太陽熱利用	屋根に設置した太陽熱温水器、ソーラーシステムで温水や蒸気を作り、給湯や暖房等の熱利用を行うシステム。さらに、吸収式冷凍機により冷熱を作り、冷房利用することも可能である。太陽熱利用機器は、エネルギー変換効率がよく、設備費用が比較的安価で費用対効果の面でも有効とされる。	○	N/A
パッシブソーラー	建築時において、地形や立地条件、周辺環境を考慮しながら、開口部を大きくしたり、蓄熱材や断熱材を効果的に用いることで、受動的に太陽エネルギーを利用するシステム。加えて、太陽光をそのまま取り入れ、照明利用するシステムも含まれる。	—	N/A
バイオマス発電・ 廃棄物発電	一般廃棄物（ただしバイオマス成分寄与分のみ）、木質系バイオマス等による直接燃焼発電や下水汚泥、食品廃棄物、家畜排せつ物等のメタン発酵（バイオガス）・ガスエンジン発電等が存在する。発電とともに排熱利用を行う、コージェネレーション形式もある。化石燃料を利用したシステムに比し、小規模なことからコスト高となる。	○	○
バイオマス熱利用・ 廃棄物熱利用	一般廃棄物（ただしバイオマス成分寄与分のみ）、木質系バイオマス等による直接燃焼熱利用や下水汚泥、食品廃棄物、家畜排せつ物等のメタン発酵（バイオガス）熱利用等が存在する。	○	N/A
バイオマス燃料・ 廃棄物燃料製造	一般廃棄物（可燃ごみ）を粉砕、乾燥、防腐処理、圧縮して製造する廃棄物固形燃料（RDF）、木質系資源を粉砕、乾燥して成型したペレット燃料や各種バイオマスのエタノール発酵によ	○	N/A

種 類	技術的特徴	参 考	
		新エネ法	RPS 法
	るバイオエタノール、廃食用油等から製造するバイオディーゼル燃料（BDF）等が存在する。		
風力発電	風力エネルギーをブレードにて回転エネルギーに変え、発電機にて電気に変換する発電方式であり、MW 級の大規模風力から数十 W～数 kW の小規模風力まで存在する。技術的には確立しているが、大量導入のためには、コスト低減に加え、風況による出力変動が大きいことやバードストライク等の課題が存在する。	○	○
水 力 発 電	大規模	－	－
	小水力	○	○
地熱 発 電	従来型	－	－
	バイナリ	○	○
地熱利用	地熱により高温の熱水として地下に貯えられたものを取り出し、ここで得られた温水や蒸気を熱利用するもの。熱利用の用途としては、温泉としての利用のほか、施設園芸加温等の事例がある。また、地下を暖房の際の熱源、冷房の際の放熱先として利用し、冷暖房を効率的に行う地中熱利用システムも実用化がなされている。	－	N/A
雪氷	冬期の積雪や氷を貯蔵施設等で保存しておき、公共施設やマンション等において夏期の冷房エネルギー、また農作物の冷蔵エネルギーとして利用するシステム。	○	N/A
温度差エネルギー	河川水、地下水、海水等の水源や地中熱と外気温との温度差を利用し、ヒートポンプや熱交換器を活用し冷暖房エネルギーとして利用すること。工場排熱や地下鉄排熱等の人工排熱も利用可能である。	○	N/A
海洋温度差発電	海洋の垂直方向の温度分布は、表層海水：20～30℃、表面から800～1000mの深層海水：4～6℃となっている。この温度差を利用し、タービンを回転させることで電気エネルギーに変換させるシステム。作動流体には、沸点が低いアンモニアが用いられる。我が国の排他的経済水域を含む、赤道をはさむ南北40度の範囲が温度差の面で適地とされる。	－	－
波力発電	波の持つエネルギーにより発電する方式で、小型の波力発電装置は既に航路標識ブイの電源として世界中で広く使用されている。大型のものは防波堤等に併設される形態を取り、数十～数百 kW 程度の規模になる。	－	－
潮汐発電	潮の干満の差が大きい箇所（湾の入口等）に水門を設置し、満潮時に水門を閉じ、湾内に蓄えた海水を干潮時に生じる海面との潮位差を利用し、水車を回転させる発電システム。フランスのランス河口に世界初(1967年)、世界最大の24万kWの潮汐発電所がある。	－	－
潮流発電	潮流のある海域にタービンを設置し、回転力から電力を得るシステム。	－	－

出典) 各種資料を参考に作成。

注) 新エネ法：新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法

RPS 法：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

○：上記法令で対象とされることを意味する。

N/A：RPS 法は電力を対象としたものであり、熱利用は対象外であることを意味する。

2. 再生可能エネルギーの現状・目標値と我が国の潜在量、導入可能量を踏ま

えた導入見込量

2.1 欧米主要国等と比較した際の我が国の再生可能エネルギー導入の現状と目標値

我が国は化石燃料を輸入に頼っており、50年後や100年後のエネルギーをどのようにして確保し、持続可能な社会を構築するののかについて、世界で最も真剣に根本から考えなければならない国の一つである。(図2-1)

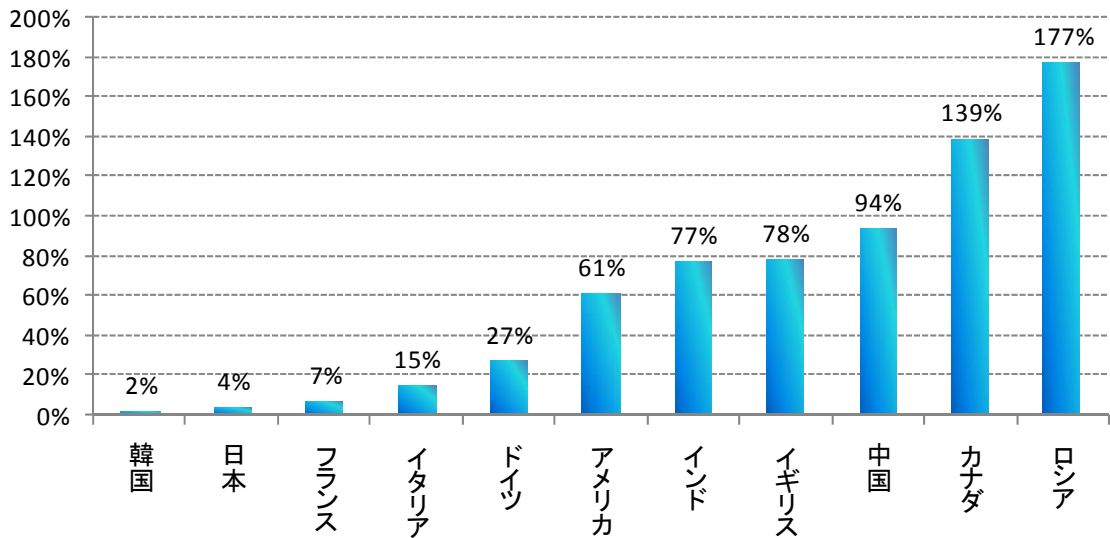


図 2-1 主要国のエネルギー自給率 (2005 年)

出典) 資源エネルギー庁パンフレット “日本のエネルギー2007”

しかし、欧州諸国での近年の高い再生可能エネルギー導入量の伸びに対し、我が国では1990年以降、再生可能エネルギーの導入量が増加していない。(図2-2)

我が国の再生可能エネルギー導入の推移(総合エネルギー統計ベース)

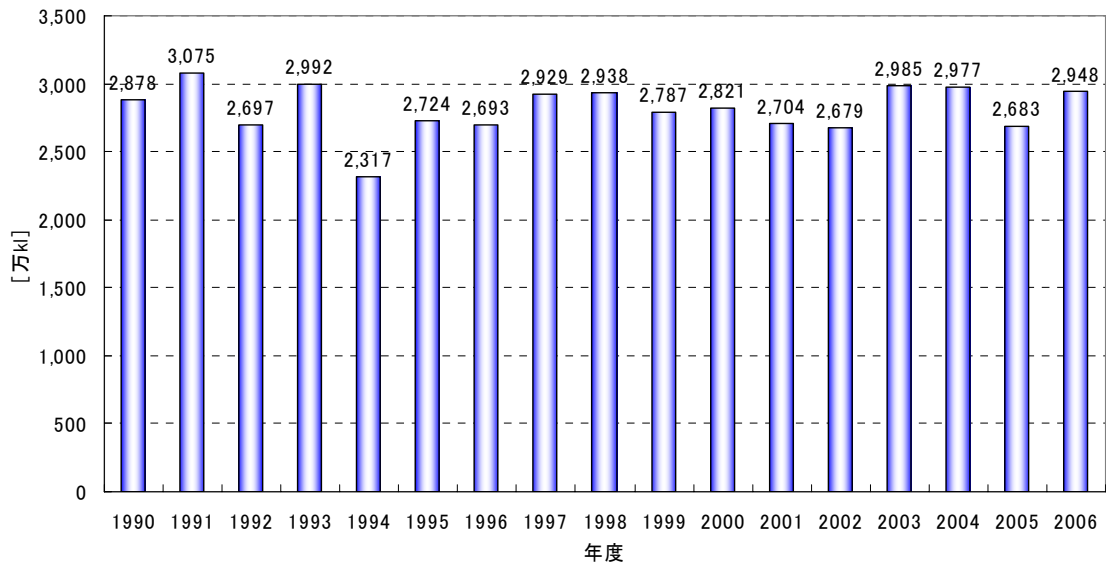


図 2-2 我が国の再生可能エネルギー導入の推移

出典) 総合エネルギー統計における事業用水力、自然エネルギー、地熱及び廃棄物エネルギー活用から作成

将来に向けスウェーデン、デンマーク、ドイツ、スペインなどの欧米諸国が野心的な再生可能エネルギー導入目標を次々と掲げている中で、我が国は主要国において最も低いレベルの将来目標を掲げる国となっている。(図 2-3、図 2-4)

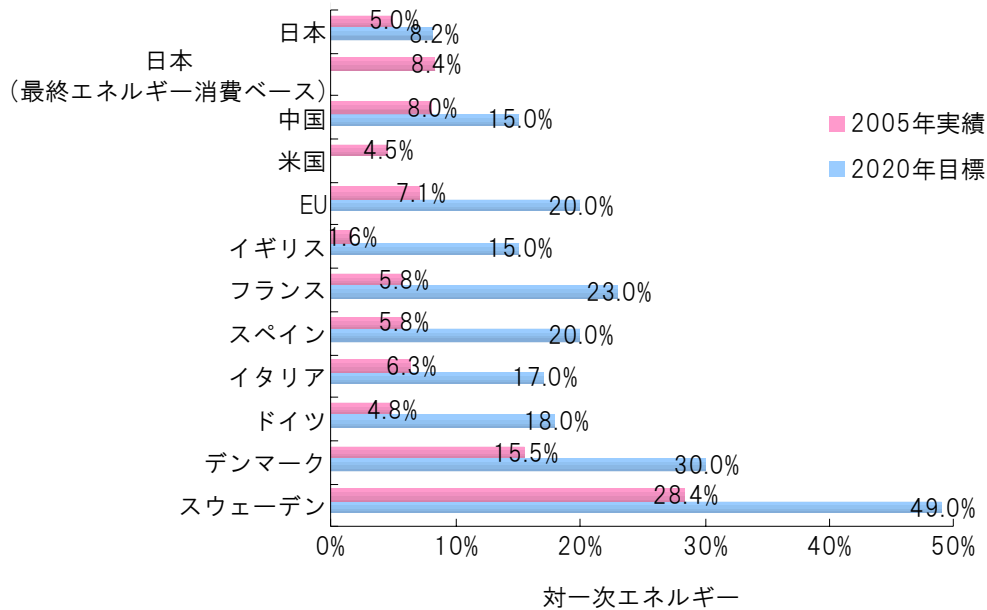


図 2-3 一次エネルギー総供給に占める再生可能エネルギーの割合（実績と目標値）

- ・ 2005 年は、IEA の一次エネルギー供給ベース（日本は、長期エネルギー需給見通し及び新エネルギー部会緊急提言等ベース。中国は 2006 年。）
 - ・ 2020 年は、EU 各国は最終エネルギー消費ベース、日本は長期エネルギー需給見通し最大導入ケースの一次エネルギー供給ベース、中国は IEA の一次エネルギー供給ベース
- 出典) IEA “RENEWABLES INFORMATION 2008”, IEA、EU 指令 (2008 年 1 月)・(2001 年)、REN21 “RENEWABLES 2007”, 中国「再生可能エネルギー中長期発展計画」(2007 年 8 月) 等より作成。

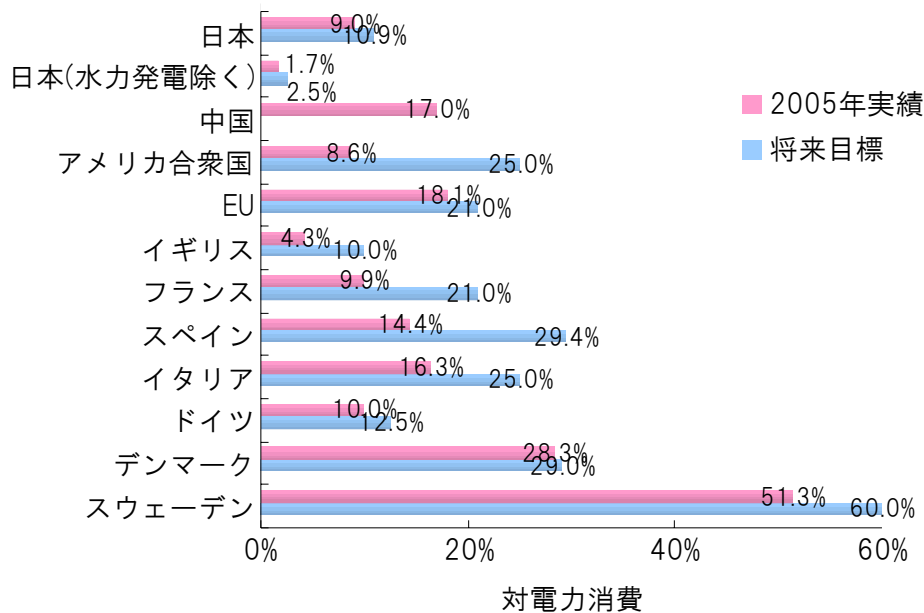


図 2-4 発電電力量に占める再生可能エネルギー電力量の割合（実績と目標値）

- ※1) 2005 年は、IEA の発電電力量ベース。総発電電力量は、自家発自家消費等を含めた値。（日本は、長期エネルギー需給見通し等ベース。中国は 2006 年。）
- ※2) 将来目標は、EU 各国は 2010 年、日本・中国は 2020 年、アメリカは 2025 年（オバマ大統領の公約）。
- 出典) 出典) IEA “RENEWABLES INFORMATION 2008”, IEA、EU 指令 (2008 年 1 月)・(2001 年)、REN21 “RENEWABLES 2007”, 中国「再生可能エネルギー中長期発展計画」(2007 年 8 月)、オバマ大統領公約” New Energy for America” から作成。

2.2 再生可能エネルギーの潜在量、導入可能量

既往の再生可能エネルギーの潜在量（「経済性等の制約要因を考慮せず、最大限の導入が図られた際の賦存量」）や導入可能量（「経済性等の制約要因を考慮しつつ、最大限の導入が図られた際の賦存量」）について評価事例を整理すると、太陽光発電を始めとする種々の再生可能エネルギーが、将来の有力なエネルギー源として期待するに足る潜在量や導入可能量を有していると見込まれた。（表 2-1）

表 2-1 潜在量及び導入可能量についての評価事例一覧表

		【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部会資料(2000)	【事例3】通産省試算(1999)	【事例4】NEDO 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(2004.3)	【事例5】NEDO PV2030(2004.6)	【事例6】環境エネルギー政策研究所・太陽光発電協会(2008.2)	【事例7】低炭素社会づくり行動計画(2008.7)								
太陽光発電	潜在量	17,300万kW	—	17,300万kW	4,428万kl	24,603万kW	—	15,610万kW	—	798,400万kW	—	—	—			
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,870万kW	—	1,400万kW	350万kl	
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	—	—	① 5,420万kW ② 10,190万kW ③ 20,180万kW	—	—	8,280万kW	—	5,300万kW	1,300万kl
	備考	【事例5】導入可能量(2030)の①は技術開発が産業界に任された場合、②はPV2030により実施される場合、③は技術開発が前倒しで完成して、2030年頃には大規模発電の実用化も実現している場合														
		【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)										
太陽熱利用	潜在量	—	1,200万kl	—	3,342万kl	—	1,722万kl	—	1,500万kl	—	—	—	2,065万kl			
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
		【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部会資料(2000)	【事例3】NEDO試算(1994)	【事例4】通産省試算(1998)	【事例5】NEDO 風力発電ロードマップ(2005.3)	【事例6】風力発電懇話会・日本風力発電協会(2008.2)	【事例7】日本風力発電協会(2008.8)								
風力発電(陸上)	潜在量	1,350万kW	—	3,500万kW	1,426万kl	① — ② 3,524万kW ③ 687万kW	—	① 640万kW ② 270万kW ③ 75万kW	—	—	—	2,515万kW	—	2,500万kW	—	
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	620万kW	—	704万kW	—	① 700万kW ② 1,000万kW ③ 1,000万kW	—	
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	—	—	700万kW	—	710万kW	—	① 700万kW ② 1,300万kW ③ 1,500万kW	—	
	備考	【事例3】潜在量の①は標高1,500m以下、傾斜7°以下、都市計画用途指定地域まで可、自然公園特別地区まで可、自然公園普通地区のみの場合(但し、原典に算出結果なし)、②は標高500m以下、傾斜5°以下、都市計画地域まで可、自然公園普通地区まで可、保護地域立入規制地区まで可の場合、③は標高200m以下、都市計画・自然公園・保護地域いずれも指定なしの場合 【事例4】潜在量の①は風速5m/s以上の地域の場合、②は風速6m/s以上の地域の場合、③は風速7m/s以上の地域の場合														
		【事例1】千代田D&M(2000)	【事例2】CRCソリューションズ(2004)	【事例3】加藤・長井(2004)	【事例4】風力発電懇話会・日本風力発電協会(2008.2)	【事例5】日本風力発電協会(2008.8)										
風力発電(洋上)	潜在量	① 6,600万kW ② 4,000万kW ③ 1,600万kW	① 1,700億kWh ② 1,200億kWh ③ 370億kWh	① 134,788万kW ② 79,488万kW ③ 16,601万kW	—	① 47,855万kW ② 8,693万kW	—	① 911万kW ② 2,823万kW	—	—	—	① 1,800万kW ② 5,600万kW	—	—	—	
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	① 137万kW ② 298万kW ③ 299万kW	—	—	—	① 100万kW ② 100万kW ③ 200万kW	—	—	—	
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	① 587万kW ② 1,351万kW ③ 1,663万kW	—	—	—	① 600万kW ② 700万kW ③ 1,200万kW	—	—	—	
	備考	【事例1】潜在量は水深0~30m深でかつ、①は風速6m/s以上、②は風速7m/s以上、③は風速8m/s以上の海域を対象とした場合 【事例2】潜在量は水深0~300m深でかつ、①は風速6m/s以上、②は風速7m/s以上、③は③風速8m/s以上の海域を対象とした場合 【事例3】潜在量は水深0~100m深でかつ、①は風速6m/s以上、②風速7m/s以上の海域を対象とした場合 【事例4】及び【事例5】潜在量は高度60mにおける風速7m/s以上で、①は水深30m未満の着床式適地、②は水深30m未満の着床式適地と水深30m以上300m未満の浮体式適地の両海域を対象とした場合 【事例4】及び【事例5】導入可能量は風力賦存量、需要電力量と2006年度までの成長曲線から算出。①リファレンスケースは成長曲線維持の場合、②オルタナティブケースは需要電力量の役5%供給の場合、③ビジョンケースは需要電力量の約10%供給の場合														
		【事例1】エネ庁平成19年度水力開発の促進対策(2007.10)	【事例2】全国小水力利用推進協議会(2008.2)								【事例1】総合エネルギー調査会新エネルギー部会資料(2000)					
中小水力発電	潜在量	1,019万kW (403億kWh)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	159万kl/50万kl			
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
	導入可能量(2030)	—	—	752万kW (2050年)	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
		【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部会資料(2000)	【事例3】21世紀に向けた発電技術懇話会 廃棄物発電部会試算(1997)												
廃棄物発電	潜在量	—	1,220.1万kl	—	1,938万kl	1,464万kW	—	—	—	—	—	—	—			
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
		【事例1】NEDO試算	【事例2】旧工技院地質調査所(1991)	【事例3】日本地熱学会・日本地熱開発企業協議会(2008.2)												
地熱発電	潜在量	6,930万kW	—	① 2,054万kW ② 582万kW	—	2,054万kW	—	—	—	—	—	—	—			
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
	備考	【事例2】潜在量の①は重力基盤深度で浅で、温度150℃以上の(蒸気型発電とバイナリー型発電を対象)資源量、②は温度200℃以上の蒸気型発電対象の資源量 【事例3】導入可能量の①ベースシナリオは2050年に重点地域開発可能資源量950MW(NEDO-NEF、2002)を100%開発したと仮定した場合の中間値を地熱発電分とし、温泉余熱による発電分を加算した場合、②ベストシナリオは2050年に重点地域開発可能資源量950MWに周辺有望地域950MWを加えて開発目標とした場合の中間値を地熱発電分とし、温泉発電分を温泉余熱利用と地熱発電の還元熱水活用とした場合、③ドリームシナリオは2050年に重力基盤深度で浅150℃以上の50%が開発可能とした場合の中間値を地熱発電分とし、ベストシナリオにおける温泉発電分相当を加算した場合														
		【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部会資料(2000)	【事例3】新エネルギー財団調査(1999)												
バイオマスエネルギー	潜在量	—	600万kl(黒液)	—	1,976万kl	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4599.1万kl	
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		【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部会資料(2000)	【事例3】通産省試算(1999)												
未利用エネルギー	潜在量	—	2,338.8万kl	—	300万kl	—	—	—	—	—	—	—	—	—	35,828万kl	
	導入可能量(2020)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
	導入可能量(2030)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

2.3 再生可能エネルギーの導入見込量

太陽光発電については後述の4.における推計方法により導入見込量を設定した。太陽光発電以外の再生可能エネルギーについては、2.2でまとめた既往の評価事例を参考に、以下の通り、導入見込量を設定した。

①風力発電

陸上及び洋上それぞれについて、日本風力発電協会が想定するオルタナティブシナリオ（2040年に需要電力量の約5%）を採用した。なお、2030年の導入量はNEDOの風力発電ロードマップに等しい。

②小水力発電

全国小水力利用推進協議会試算の2050年の1,000kW未満新設発電所データが2030年時点で全て顕在化すると想定した。これは一般河川溪流部分の開発ポテンシャルの70%が顕在化、農・工・水道用水路は一級河川1水系ごとに2,000kWが開発されるという前提である。

③地熱発電

日本地熱学会・日本地熱開発企業協議会試算のベストシナリオ（NEDO-NEF調査における重点地域開発可能資源量の倍が2050年に100%開発）を採用し、直線内挿した。

④バイオマス・廃棄物発電

2010年までは京都議定書目標達成計画の対策下位ケースが達成されるものとし、その後は対策上位ケースが達成された状態が維持されるものとした。

⑤太陽熱利用

戸建住宅は太陽光発電との屋根面競合に配慮しつつ、太陽光発電の戸建住宅分の普及率を参考に導入量を設定した。2020年以降は集合住宅のベランダ設置型の導入も進むものと想定した。同時に、パッシブソーラーやアクティブソーラーの導入も進むものと想定した。

非住宅用はソーラーシステム振興協会の見通しを参考に、2030年に対象施設数の10%に導入されると想定した。

⑥その他熱

その他熱全体としては、2010年までは京都議定書目標達成計画の対策下位ケースが達成されるものとし、その後は対策上位ケースが達成された状態が維持されるものとした。このうち、日本地熱学会・日本地熱開発企業協議会試算のベースシナリオをもとに、地中熱ヒートポンプについては2030年までに22万kl程度導入されるものとした。

以上より、再生可能エネルギーの導入可能量から、2050年を見据えつつ、2020年や2030年の導入見込量（経済性等の諸要因を考慮した現実的に導入可能な量）を試算したところ、2005年で一次エネルギー供給量の約5%（原油換算2,933万kl相当（大規模水力を含む））である再生可能エネルギーの割合を2020年で約10%（原油換算5,329万kl相当（大規模

水力を含む)) に高めていくことができると見込まれた。(表 2-2)

また、再生可能エネルギーによる発電電力量が発電電力量全体に占める割合を 2005 年の約 9% (990 億 kWh (大規模水力を含む)) から 2020 年で約 18% (1,868 億 kWh (大規模水力を含む)) に高めていくことができると見込まれた。(表 2-3)

表 2-2 再生可能エネルギー導入見込量

	導入実績及び導入見込量		
	2005 年	2020 年	2030 年
太陽光発電	142 万 kW (35 万 kl)	3,700 万 kW (906 万 kl)	7,900 万 kW (1,934 万 kl)
風力発電	陸上：108 万 kW (44 万 kl)	陸上：1,000 万 kW (399 万 kl) 洋上：100 万 kW (60 万 kl)	陸上：1,300 万 kW (518 万 kl) 洋上：700 万 kW (419 万 kl)
小水力発電	11 万 kW (16 万 kl)	174 万 kW (243 万 kl)	302 万 kW (421 万 kl)
地熱発電	52 万 kW (73 万 kl)	104 万 kW (145 万 kl)	162 万 kW (227 万 kl)
バイオマス・廃棄物発電	223 万 kW (252 万 kl)	519 万 kW (586 万 kl)	519 万 kW (586 万 kl)
太陽熱利用	24PJ (61 万 kl)	51PJ (131 万 kl)	87PJ (225 万 kl)
その他熱	297PJ (768 万 kl)	380PJ (982 万 kl)	380PJ (982 万 kl)
合 計	1,249 万 kl (2%)	3,451 万 kl (6~7%)	5,312 万 kl (10~12%)
大規模水力	4,574 万 kW (1,700 万 kl)	4,833 万 kW (1,900 万 kl)	4,853 万 kW (1,900 万 kl)
再生可能エネルギー合計	2,933 万 kl	5,331 万 kl	7,191 万 kl
一次エネルギー国内供給 に占める割合	5%	10~11%	14~16%
(参考) 長期エネルギー需給見通 しにおける「最大導入ケ ース」	—	(2,036 万 kl)	(3,202 万 kl)

注) 2020 年の一次エネルギー国内供給量は 2009 年 1 月 23 日の第 3 回中期目標検討委員会において国立環境研究所が提示した対策 I ケースから対策 III ケースの試算結果を用いたため、一次エネルギー国内供給に占める割合が幅で記載されている。また、2030 年の一次エネルギー国内供給量は下限を長期需給見通しの最大導入ケースとし、上限は対策 III ケースの 2020 年の値と国立環境研究所の脱温暖化 2050 プロジェクト中間報告書シナリオ B：水素+太陽光・風力の値から線形内挿した値を用いたため一次エネルギー国内供給に占める割合が幅で記載されている。

表 2-3 再生可能エネルギー電力導入見込量

	導入実績及び導入見込量	
	2005 年	2020 年
太陽光発電	15 億 kWh	401 億 kWh
風力発電	19 億 kWh	201 億 kWh
小水力発電	7 億 kWh	107 億 kWh
地熱発電	32 億 kWh	64 億 kWh
バイオマス・廃棄物発電	111 億 kWh	258 億 kWh
合 計	184 億 kWh (2%)	1,031 億 kWh (9~10%)
大規模水力	813 億 kWh	846 億 kWh
総 計	990 億 kWh (9%)	1,868 億 kWh (16~18%)

注) 合計欄の () 内の数字は、各年次の発電電力量に対する再生可能エネルギー電力量の割合を示す。
 なお、2020 年の発電電力量は 2009 年 1 月 23 日の第 3 回中期目標検討委員会において国立環境研究所が提示した対策 I ケースから対策 III ケースの試算結果を用いたため割合が幅で記載されている。

3. 再生可能エネルギー普及のための具体的な導入方策

3.1 導入拡大に向けての観点

2. で示した導入見込量を確実に達成するためには、コスト、技術、市場規模などが有機的に関連しているということを前提とした上で、政策が及ぼす影響について分析予測を行い、それに基づき具体的な方策を適切に選択し組み合わせていくことが有効と考えられる。

今後の我が国における再生可能エネルギーの導入促進方策を考える上では、以下のような視点を念頭に置くことが重要である。

①将来のエネルギー利用のイメージ共有

再生可能エネルギー導入の意義やメリットを認識しつつ、再生可能エネルギーを中心とする将来のエネルギー利用のイメージを日本社会全体で共有することで、パラダイム・シフトの実現を図る。

②分散型エネルギーという特性を生かした需要プル型の導入促進

従来からとられている供給サイドから見た導入促進では再生可能エネルギー導入に限界があるため、分散型エネルギーとして需要サイドから見た導入促進（需要プル型）とすることが重要である。

このとき、分散型という特性を活かすために、

- ・国や電力事業者はエネルギーネットワークサービスを整備・提供する
- ・個人や需要家は自らの必要なエネルギーを、自ら賄うとともに、余剰分をエネルギーネットワークを通じて相互に融通する

・行政（特に地方公共団体）は、地域の実情に応じて地方が主体となって必要な普及策を実施していく

という全員参加型のエネルギー政策の構築に向けたパラダイム・シフトが必要である。

③最終需要に着目した導入促進

電気事業、ガス供給事業といったエネルギー供給側に立った発想をするのではなく、エネルギー需要側の視点に立ち、最終需要側のエネルギー利用形態に着目して、電力政策、熱政策、燃料政策という切り口からの導入方策を検討することが必要である。

④国民全体での取組・協力

現時点では、技術開発によるコスト低減が十分でないこと、我が国で炭素への価格付けがなされていないことなどから、再生可能エネルギーは従来型エネルギーである化石燃料に比べて、電力や熱といったエネルギーを取り出すのに要する費用が割高なものとなっている。従来型のエネルギー需給システムを再生可能エネルギー中心の姿に変革していくためには、これまで導入者が負担してきた追加的な費用を手当てする仕組みが必要である。

再生可能エネルギーの普及による便益は国民全体で享受できるものであることや、再生可能エネルギーの普及に意義を感じ、歓迎する国民や企業の意識が醸成されつつあることをとらえて、必要な費用を国民全体で薄く広く負担し、協力しながら普及を進めていくための仕組みを確立することが必要である。

⑤再生可能エネルギーの技術レベル、市場導入状況に応じた政策手段の選択

各々の再生可能エネルギーは、技術レベル（開発段階、実証段階、実用化段階等）、市場導入規模（導入初期、普及期、成熟期等）が種類ごとに異なる状況にある。こうした状況に応じて、補助金、RPS 制度、固定価格買取制度など適切な政策手段を組み合わせることが必要である。

3.2 我が国が重点的に取り組むべき再生可能エネルギー分野

現時点において、今後我が国が重点的に取り組むべき再生可能エネルギー分野としては以下のものが挙げられる。

①太陽光発電

過去に我が国が先頭となって開発・普及に努めてきた再生可能エネルギーであり、我が国の国際競争力を高めつつ世界の低炭素社会づくりにも寄与することが可能と見込まれることから環境政策、産業政策、エネルギー政策でのメリットを踏まえた普及方策を講ずることが必要である。

②風力発電

海岸線が長く洋上風力発電の潜在量が豊富という地理的条件を踏まえた普及方策を講ずることが必要である。

③地熱発電

活火山が多く世界の約1割の地熱エネルギーが我が国に集中していることから地理的条件を踏まえた普及方を講ずることが必要である。

④中小水力

急峻で雨が多く水力の位置エネルギーを得やすいという地理的条件を踏まえた普及方を講ずることが必要である。

⑤バイオマス利用

地域の特性に応じて存在する異なる種類のバイオマスの賦存量を踏まえた利用促進を図ることが必要である。

⑥熱利用

低・中温熱需要に対応する太陽熱や地中熱などの再生可能な熱エネルギーを給湯や暖房に優先的に利用するような普及方を講ずることが必要である。

3.3 導入方策のあり方

IEAのDeploying Renewablesでは、各々の再生可能エネルギー種の状況（技術開発、普及の状況）に応じた導入方策が整理されている。（図3-1）

その整理やIEAでの分類を参考にしつつ、電力系、熱系、燃料系について導入方策のあり方について考察する。

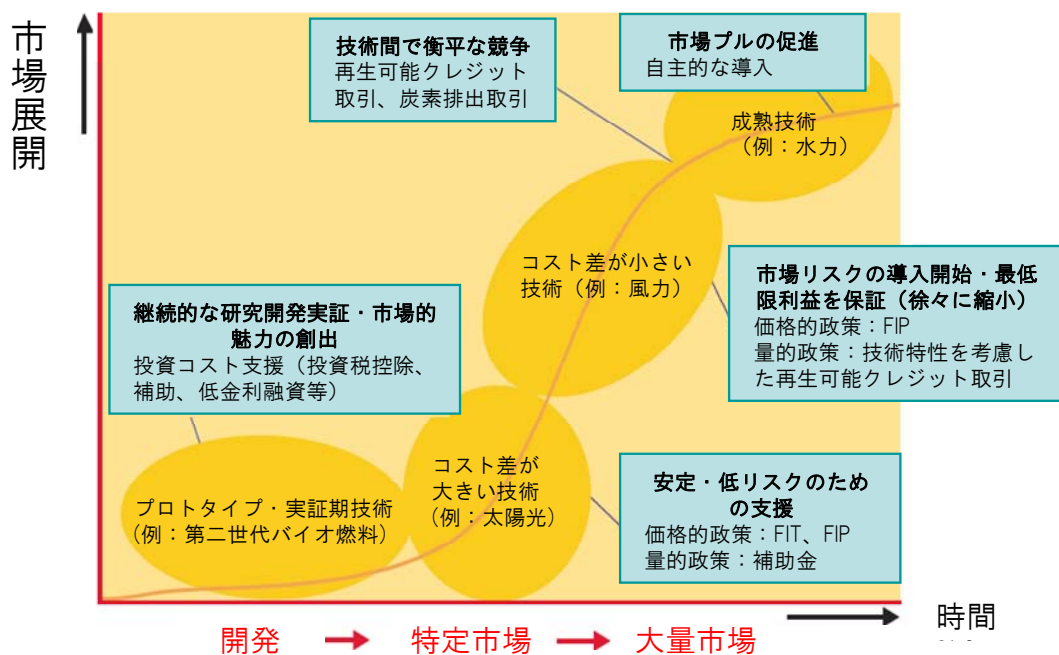


図 3-1 技術の成熟度に対応した導入方策の組み合わせ

出典) IEA “Deploying Renewables”, 2008

(1) 再生可能エネルギー電力政策

①考えられるオプションの特徴と課題

我が国の経験や欧米諸国での先行事例を参考にすると、代表的な普及方策として、A：導入補助金制度、B：RPS制度、C：余剰電力買取メニュー、D：固定価格買取制度が考えられる。それぞれの特徴は以下のようにまとめることができる。

A：導入補助金制度

政府が再生可能エネルギーの導入コストの一部を補助する制度である。初期の導入コストが割高な段階において、その価格差を直接的に補填するものとして有効である。他方で、年度毎に拠出可能な補助金総額には上限がある。

また、基本的に単年度主義となっている予算制度においては、制度がいつまで継続されるかが不明であり、再生可能エネルギー事業投資家、機器供給メーカーなどの投資計画が立てにくいというデメリットがある。これは、税制優遇でも同様のことが言える。

さらに、補助金制度の運用には行政コストがかさみやすいことや、年度内のある時期に行政事務が集中することによる運用上の課題などが指摘されている。

B：RPS制度

政府が電力会社に対して一定量の電力を再生可能エネルギーにより供給することを義務づける制度である。

市場を活用し、再生可能エネルギー間のコスト競争を促すことで、費用対効果の高い導入拡大を実現することができる。

他方で、技術水準やコスト水準に格差がある各種の再生可能エネルギーが同一の競争環境にさらされることから、太陽光発電のように他の再生可能エネルギーに比べて相対的に導入コストが高い再生可能エネルギーの導入が進まないという特徴がある。また、買取価格を将来に渡って予測することができないことから投資回収年数が定まらない。

C：余剰電力買取メニュー

自家消費ができない余剰電力を、電力会社が自主的に一定の金額で買い取る取組である。固定価格買取制度に類似した効果があり我が国では家庭の太陽光発電導入にあたって一定の役割を果たしている。

他方で、我が国の現行の販売電力並みの買取価格（23円/kWh）では、投資回収年数が非常に長くなる（現状では約30年）ことから、大量導入に結びつくインセンティブとはなっていない。また、あくまでも電力会社の自主的な取組であるため、長期的な買取が保証されていない。

D：固定価格買取制度

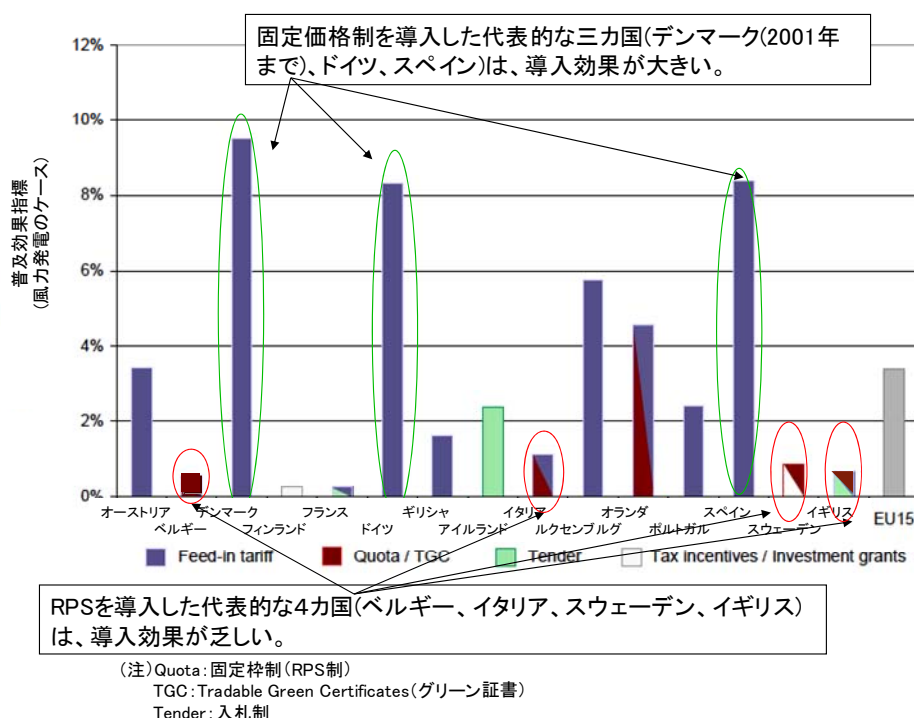
再生可能エネルギーによる発電電力を電力会社が自主的に一定の金額で買い取る制度である。各々の再生可能エネルギーの技術水準、コスト水準などを考慮しつつ、適切な買取価格が設定された場合には、投資回収年数が予測できることから、再生可能エネルギーへの投資を加速させる。電気料金への上乗せ等の費用負担についても透明性を高めることで、長期的、安定的な制度運用が可能となる。

他方で、固定価格買取制度の重要な制度設計要素は買取価格の設定にあり、水準が低す

ざる場合は導入促進効果が低く、高すぎる場合は導入に供給が追いつかず導入コストを乱高下させるおそれがある。また、技術開発によるコスト低減や普及ペースに応じ、買取価格を定期的に見直すことが必要である。

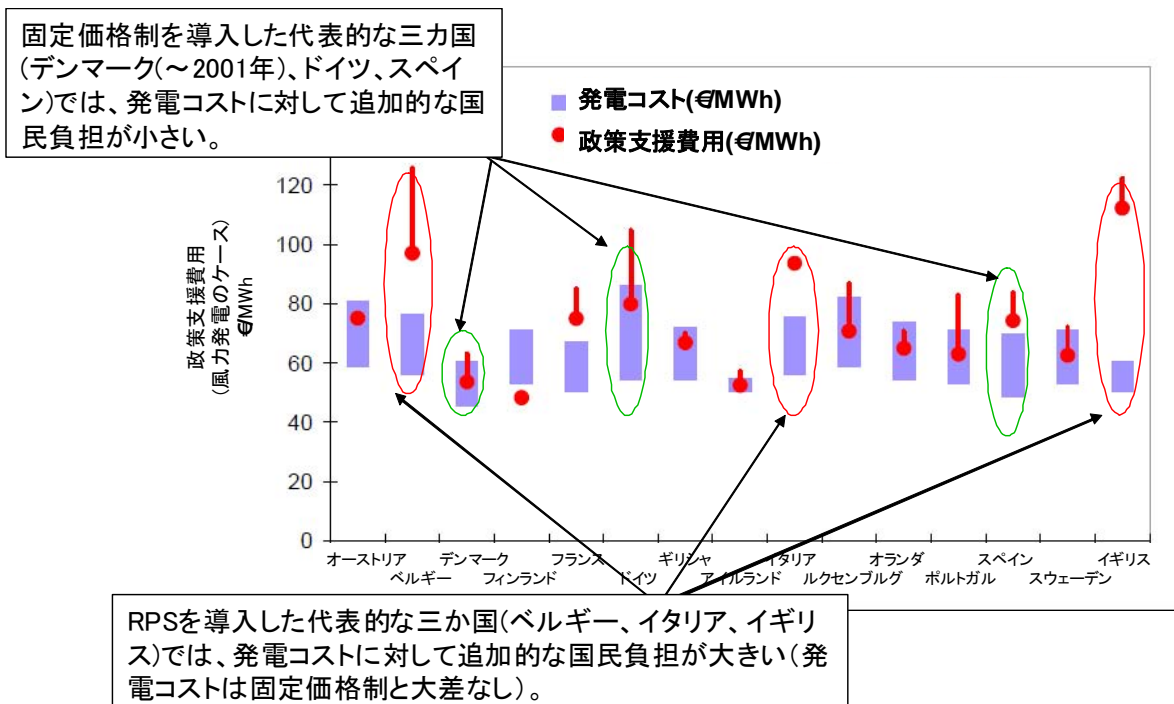
なお、これらの制度のうち RPS 制度と固定価格買取制度については、EC 委員会や IEA において各国の再生可能エネルギー電力の導入事例に基づいた詳細な分析が行われている。

EC 委員会によると、ドイツやスペインで太陽光発電の導入拡大を実現し世界各国でも採用が相次いでいる固定価格買取制度は、特に太陽光のような導入コストの高い技術に対して導入促進効果が大きくかつ効率性も高いという分析結果が示されている。(図 3-2、図 3-3)



出典) EC 委員会 "The support of electricity from renewable energy sources," 2005 年 12 月から作成

図 3-2 EU における固定価格買取制度/RPS 制度の評価 (1)



出典) EC 委員会” The support of electricity from renewable energy sources,” 2005 年 12 月から作成
 図 3-3 EU における固定価格買取制度/RPS 制度の評価 (2)

さらに、IEA においても、固定価格買取制度について次の評価がなされている。

- 比較的成本は高いが、RPS 制度/グリーン電力証書に基づいた方法よりも、固定価格買取制度の方が一般的により効果的である。¹
- 固定価格買取制度は、陸上の風力において、高い投資安全性と、低い制度・規制面での障壁、望ましい系統連系条件を整えた上で用いられた場合、幾つもの欧州諸国において普及促進を成功させている。助成水準は穏やかで、かつ RPS 制度/グリーン電力証書を用いる制度よりも安価である。²
- 太陽光発電のように、まだコスト差が大きい技術の普及促進に適する。²

なお、参考として各国で導入されている代表的な導入方策をとりまとめた。(表 3-1)

¹ IEA, Energy Technology Perspectives 2008, Jun 2008 P.218

² IEA, Deploying Renewables : Principles for Effective Policies (Sep 2008) P.174~178

表 3-1 主要国における再生可能エネルギー導入促進策と費用負担スキーム(1/2)

	義務対象者	対象エネルギー	導入目標	施策概要	費用負担	世帯への電気料金の影響																																																																		
固定価格買取制度 (FIT) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) (ドイツ、2004年改正～)	—	風力、バイオマス、太陽光、水力、バイオガス、地熱発電	・電力供給に占める再生可能エネルギー比率を、2010年：12.5%以上、2020年：20%以上。	・再生可能エネルギー種ごとに定められた買取料金にて、配電事業者に買取義務が課される。 ・買取期間は20年(5kW以下水力：30年、5千～15万kW：15年)	・買取義務は配電事業者に課される。 ・費用は需要家料金に転嫁。 ・ただし、電力集約型製造業(年間電力消費量1億kWh超(改正EEGで1000万まで拡大)、総付加価値に占める電力費用割合が20%以上(同15%まで拡大))については0.05€/kWhまでのみ負担。 ・年間電力消費量1000万kWh以上の鉄道・路面電車事業者にも適用される。	・「RPS相当量」に相当する固定価格買取制度に伴う家庭電力需要家の負担総額は、1世帯あたり1ヶ月に約440円となっている。 家庭電気料金に占める再生可能エネルギー電気導入費用の推移 <table border="1"> <caption>家庭電気料金に占める再生可能エネルギー電気導入費用の推移</caption> <thead> <tr> <th>年</th> <th>送電・販売費用</th> <th>環境税</th> <th>その他租税公課等</th> <th>再生可能電力費用</th> <th>再生可能電力費用(円換算)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1998年</td><td>38</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥20</td></tr> <tr><td>99年</td><td>35</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥42</td></tr> <tr><td>2000年</td><td>25</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥8</td></tr> <tr><td>01年</td><td>25</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥8</td></tr> <tr><td>02年</td><td>28</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥105</td></tr> <tr><td>03年</td><td>30</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥153</td></tr> <tr><td>04年</td><td>32</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥183</td></tr> <tr><td>05年</td><td>35</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥23</td></tr> <tr><td>06年</td><td>38</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥27</td></tr> <tr><td>07年</td><td>40</td><td>2</td><td>10</td><td>0</td><td>¥44</td></tr> </tbody> </table>	年	送電・販売費用	環境税	その他租税公課等	再生可能電力費用	再生可能電力費用(円換算)	1998年	38	2	10	0	¥20	99年	35	2	10	0	¥42	2000年	25	2	10	0	¥8	01年	25	2	10	0	¥8	02年	28	2	10	0	¥105	03年	30	2	10	0	¥153	04年	32	2	10	0	¥183	05年	35	2	10	0	¥23	06年	38	2	10	0	¥27	07年	40	2	10	0	¥44
年	送電・販売費用	環境税	その他租税公課等	再生可能電力費用	再生可能電力費用(円換算)																																																																			
1998年	38	2	10	0	¥20																																																																			
99年	35	2	10	0	¥42																																																																			
2000年	25	2	10	0	¥8																																																																			
01年	25	2	10	0	¥8																																																																			
02年	28	2	10	0	¥105																																																																			
03年	30	2	10	0	¥153																																																																			
04年	32	2	10	0	¥183																																																																			
05年	35	2	10	0	¥23																																																																			
06年	38	2	10	0	¥27																																																																			
07年	40	2	10	0	¥44																																																																			
固定価格買取制度 (FIT) (スペイン、1994年～)	—	太陽光発電、風力発電等	・「再生可能エネルギー計画2005-2010」によると、2010年までに太陽光発電の設備容量を400MW、太陽熱発電を500MW、太陽エネルギーを利用した発熱施設面積を4,900,000㎡に拡大。	・再生可能エネルギー種ごとに定められた買取料金にて、電力事業者に買取義務が課される。 ・買取価格は固定部分とプレミアム部分から成る。 ・買取期間は25年。	・費用は需要家料金に転嫁。 ・増大する固定価格買取発電電力量に対し電力需要家の負担を軽減するため、エネルギー源別に累積導入量のしきい値を設け、これに達したエネルギー源の買取価格を見直す条項を設定。 ・2007年に、太陽光発電の買取価格を大幅に引き上げ、市場が大幅に進展。その後、太陽光発電の累積導入量がしきい値に達したため、2008年に買取価格を引き下げ。	—																																																																		
再生可能エネルギー発電 電力購入義務 (フランス、2000年～)	EDF及び地方配電事業者	メタンガス発電、バイオガス発電、風力発電(オン・ショア風力)、風力発電(オフ・ショア風力)、太陽光発電(フランス全土)、太陽光発電(諸島等)、地熱発電(フランス全土)、地熱発電(諸島等)、バイオマス発電、肉骨粉焼却発電、小規模発電(36kVA以下)、家庭ゴミ発電、コージェネレーション、水力発電	2010年に電力消費の21%(エネルギー政策基本法)	・再生可能エネルギーから発電される電力を配電系統運用者に固定価格で一定期間買い取ることを義務付け。 ・買取期間は20年(陸上風力、地熱、バイオマス、廃棄物及び小規模施設：15年)	・電力料金に転嫁される。 ・電力料金として徴収された費用は、「公共サービス基金」を経由し、配電事業者に対し、固定買取価格と回避可能原価の差額を保障する。	—																																																																		

表 3-2 主要国における再生可能エネルギー導入促進策と費用負担スキーム(2/2)

	義務対象者	対象エネルギー	導入目標	施策概要	費用負担	世帯への電気料金の影響																																				
<p>RPS 制度 Mandatory Renewable Energy Target (オーストラリア、2001年4月～)</p>	<p>10 万 kW 以上の設備が連系されている送電網からの卸売電力購入者。</p>	<p>水力、波力、潮力、海洋エネルギー、風力、太陽エネルギー（温水器含む）、地熱、高温岩体、エネルギー作物、木材廃棄物、農業用廃棄物、食糧廃棄物、バガス（サトウキビの搾りカス）、黒液、埋立地ガス、下水処理ガス、一般廃棄物のバイオマス起源分。既存設備は、基本的に 1997 年より前の 3 年間の平均発電量を上回った分のみが対象となる。</p>	<p>2010 年までに 95 億 kWh を追加的に導入。さらに、義務量を再生可能エネルギー発電実績が上回ったため、2020 年までの再生可能エネルギー電力の目標を 450 億 kWh に引き上げる方向で検討。</p>	<p>・義務対象者に対し、所定の導入目標達成を探す。 ・RPS 制度として、証書 (Renewable Energy Certificate) の事業者間取引も可能。</p>	<p>・基本的に電気料金に転嫁される。 ・2003～2007 年における年間平均導入量は約 54 億 kWh と推定されており、その導入費用は平均約 1.9 億豪 \$、電気料金への影響は 0.097 豪 ¢/kWh である。2008～2012 年には、導入量約 85 億 kWh、導入費用 3.1 億豪ドル、料金影響 0.144 豪 ¢/kWh に上昇する。2013～2020 年の平均導入量及び費用は 2008～2012 年とほぼ同様であり、料金影響は 0.123 ¢/kWh に低下する。</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>MRETがないケース (豪 ¢/kWh)</th> <th>MRETがあるケース (豪 ¢/kWh)</th> <th>上昇率 (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>クイーンズランド州</td> <td>10.82</td> <td>10.97</td> <td>1.4%</td> </tr> <tr> <td>ニューサウスウェールズ州</td> <td>8.76</td> <td>8.91</td> <td>1.7%</td> </tr> <tr> <td>ビクトリア州</td> <td>8.93</td> <td>9.08</td> <td>1.7%</td> </tr> <tr> <td>タスマニア州</td> <td>11.83</td> <td>11.98</td> <td>1.3%</td> </tr> <tr> <td>南オーストラリア州</td> <td>12.19</td> <td>12.34</td> <td>1.3%</td> </tr> <tr> <td>西オーストラリア州</td> <td>13.18</td> <td>13.33</td> <td>1.2%</td> </tr> <tr> <td>北部準州</td> <td>12.78</td> <td>12.93</td> <td>1.3%</td> </tr> <tr> <td>豪州全体</td> <td>10.10</td> <td>10.25</td> <td>1.5%</td> </tr> </tbody> </table>		MRETがないケース (豪 ¢/kWh)	MRETがあるケース (豪 ¢/kWh)	上昇率 (%)	クイーンズランド州	10.82	10.97	1.4%	ニューサウスウェールズ州	8.76	8.91	1.7%	ビクトリア州	8.93	9.08	1.7%	タスマニア州	11.83	11.98	1.3%	南オーストラリア州	12.19	12.34	1.3%	西オーストラリア州	13.18	13.33	1.2%	北部準州	12.78	12.93	1.3%	豪州全体	10.10	10.25	1.5%
	MRETがないケース (豪 ¢/kWh)	MRETがあるケース (豪 ¢/kWh)	上昇率 (%)																																							
クイーンズランド州	10.82	10.97	1.4%																																							
ニューサウスウェールズ州	8.76	8.91	1.7%																																							
ビクトリア州	8.93	9.08	1.7%																																							
タスマニア州	11.83	11.98	1.3%																																							
南オーストラリア州	12.19	12.34	1.3%																																							
西オーストラリア州	13.18	13.33	1.2%																																							
北部準州	12.78	12.93	1.3%																																							
豪州全体	10.10	10.25	1.5%																																							
<p>Renewable Obligation (イギリス、2002年4月～)</p> <p>※2008年11月、エネルギー法案が成立し、RO、制度において、2009年からエネルギー源ごとの支援レベルの差異化を導入するとともに、2010年から、5,000kW以下の再生可能エネルギー発電施設を対象に、固定価格買取制度 (FIT) を導入することが決定</p>	<p>供給ライセンスを持つ電力供給事業者。</p>	<p>太陽光、風力、地熱、中小水力 (2 万 kW以下、新規はそれ以上も含む)、バイオマス、地熱、潮力、波力、埋立地ガス、下水処理ガス。1990 年以降の設備が対象だが、1,250kW 以下の私営水力はそれ以前も含まれる。バイオマス混焼は制限有り。</p>	<p>2015 年度までに販売電力の 15.4%</p>	<p>・義務対象者に対し、所定の導入目標達成を探す。 ・RPS 制度として、証書 (Renewable Energy Certificate) の事業者間取引も可能。 ・ボロウイング制度はなく、未達成分を 3p/ kWh で買取ることが可能。</p>	<p>・基本的に電気料金に転嫁される。</p>	<p>・2004 年時点 (RPS 制度施行後 3 年目) における家庭電力需要家が負担する RPS 制度の義務履行に係る費用は、電金料金の 2%相当 (下図参照)。</p> <div style="text-align: center;"> <p>家庭電気料金に占める費用の内訳 (2004 年)</p> <p>出典：英国ガス・電力市場規制局 (OFGEM)</p> </div> <p>・一般家庭における年間の電気料金の追加負担額の予測。 ・2008 年時点：約 10 ポンド (2,000 円)、月額では約 0.8 ポンド (約 170 円) ・2015 年：約 20 ポンド (4,000 円)、月額では約 1.7 ポンド (約 330 円) ※1 ポンド=200 円換算</p> <p style="text-align: right;">出典) 英国ガス・電力市場規制局 (OFGEM)</p>																																				

出典)「海外の再生可能エネルギー支援政策による導入量及び費用」(電力中央研究所、2007年)、「RPSの現状について」(資源エネルギー庁、第29回総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会資料)、「海外諸国の電気事業 (第1編、追補版、2006年)より作成。

②現在の我が国の再生可能エネルギー電力導入方策

現在の我が国の導入方策としては「RPS 制度」に「補助金」と「電力会社が自主的に持っている余剰電力購入メニュー」を組み合わせたものとなっている。

我が国では、総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会 新市場拡大措置検討小委員会等における議論を経て、2003 年 4 月から RPS 制度が導入された。同小委員会では、RPS 制度の導入検討に際し、RPS 制度と固定価格買取制度とのメリット、デメリット比較を行っている。具体的には、同小委員会（第 3 回、平成 13 年 10 月 25 日）で提示された「固定価格買取制度と証書制度との比較等について（案）」において、RPS 制度を選択した当時の資源エネルギー庁の見解が示されている。その概要は以下の通りである。

○効果の確実性

固定価格買取制度では適切な価格設定の水準が困難、一方 RPS 制度は割当量を決めるため効果が確実。

○コスト削減インセンティブ及び社会費用負担

固定価格買取制度では発電者側にコストインセンティブが働きにくく、一方 RPS 制度は発電事業者間の競争が促される。

○費用負担の公平性

固定価格買取制度では風力資源の地域的偏在等から義務対象者間における費用負担の公平性で問題があり、一方 PRS 制度では証書の売買によって費用負担の平準化が図られる。

以上より、同小委員会では、平成 13 年当時において、今後の新エネルギー導入拡大スキームとして証書制度（RPS 制度）が適切との評価を与えた。

しかしながら、我が国における制度運用後の実態や海外の制度設計を踏まえると、現時点での RPS 制度に対する評価は以下のようなものと考えられる。

○効果の確実性

現行の我が国の RPS 制度では目標が示される期間が短く投資に係る事業収支が見極められないことに加え、適切な割当量の決め方が難しく、非常に低い導入目標量の設定に留まっている。このため、我が国では結果的に電力会社が目標を大幅に超過達成しており、過年度の超過達成成分が繰越され、市場の拡大が実質的に限定された状態が続いている。

○コスト削減インセンティブ及び社会費用負担

現行の我が国の RPS 制度では導入目標量が低いため、導入そのものが拡大せず量産効果によるコスト削減も図られていない。

○限定された証書市場

現行の我が国の RPS 制度では、導入インセンティブの源となる RPS 価値の買い手が

実質的に一部の電力会社に限定され、市場の価格形成機能が限定的である。

○費用負担の公平性

現行の我が国の RPS 制度では RPS のコストを電力料金に転嫁する制度が担保されておらず、電力自由化が進む中で価格転嫁が難しい状況にあり、RPS にかかった費用についても誰がどの程度負担しているのかが明らかとなっておらず費用負担の公平性が明らかになっていない。

なお、制度導入後、平成 19 年に RPS 法小委員会における議論を経て、太陽光発電の証書価値を 2 倍に優遇する方策を追加導入している。これは、太陽光発電とその他新エネルギーを比較した際、「技術革新の余地が大きく、需要の創出による大幅な価格低減・普及拡大が見込まれること」、「風力発電、水力発電、地熱発電と比較し、地域的な偏在の度合いも小さいこと」等を背景とするものである。

このように、現行の RPS 制度を継続実施しつつ、再生可能エネルギーの導入拡大を目指すには、RPS に基づく導入目標量（割当）を大幅に引き上げること、さらに中長期にわたる目標を明記し、導入にかかる費用を「見える化」し、電力会社が電力料金に価格転嫁できる制度を構築する必要があると考えられる。

ただし、RPS 制度では相対的に導入コストが高い電源の導入が進まないため、現時点で導入コストが高い再生可能エネルギーの導入を推進するためには他の制度を適切に組み合わせるなどの対応が必要である。例えば、イタリアでは RPS 制度に加えて太陽光発電については固定価格買取制度を導入している。

（２）再生可能エネルギー熱政策

再生可能エネルギー熱政策については、経済的支援策に加え、供給側のみならず需要側での取組を進めることが特に重要であることから、スペイン等における建築物等の新築・増改築時における再生可能エネルギー導入義務づけなどの事例を踏まえ、経済的支援が必要な技術については導入検討の義務づけ、経済的な支援がなくとも導入が可能な技術については導入の義務づけといった対応が考えられる。

特に太陽熱利用については、建築物の新築・増改築時に、暖房や給湯などの熱需要の一部を太陽熱利用で行うことを義務付けるソーラーオブリゲーションや、利用した熱量に応じインセンティブが受け取れるような仕組みとして東京都で検討されているグリーン熱証書制度などを、地域レベル、国レベルで実現していくことによって普及を推進していくことが考えられる。

（３）再生可能エネルギー燃料政策

再生可能エネルギー燃料政策については、地域の特性に応じて輸送用バイオ燃料や木質ペレットの固形燃料などの普及拡大を進めていくことが考えられる。特に、輸送用バイオ燃料の導入拡大に当たっては、現行制度においても一部実現されている税制優遇等のインセンティブ方策を継続するほか、燃料規格や車両対応の問題をクリアし、現行の E3（燃料としてガソリンにエタノールを 3%まで混合したもの）をよりも高濃度でのバイオ燃料を

混合する E10（燃料としてガソリンにエタノールを 10%まで混合したもの）にするなどバイオ燃料の高濃度利用が可能な環境整備を進めていく必要がある。

4. 太陽光発電の導入

4.1 導入ターゲットの設定

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電については、我が国が技術開発を先導しており、今後の産業発展により我が国の国際競争力を高めつつ世界の低炭素社会づくりにも寄与できること、量産により導入コストの低減が見込めること、地域による偏りが他の再生可能エネルギーに比べて少なく世界各地で普及を推進していけること、我が国に技術的優位性のあるプラグインハイブリッド車や電気自動車が将来的に太陽光発電の蓄電池として利用可能であることなどの利点がある。

そこで、特に重点的に分析を行うこととし、2020年や2030年の導入ターゲットを設定し、どのような導入促進方策により導入ターゲットの実現が可能であるかの分析を行った上で導入見込量を設定した。

(1) 導入ターゲット設定の考え方

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

世界全体での温室効果ガス排出量を2050年までに現状比で半減するという長期目標を踏まえ、太陽光発電を今後の我が国や途上国を含む世界での地球温暖化対策の有力な柱の一つとするという観点から、太陽光発電の導入ターゲット設定の考え方を整理した。

IEAの分析では、2050年に世界全体の温室効果ガス排出量を現状比で半減するためには、太陽光発電の発電コストが2020年から2030年の間に電力小売り価格として他の発電と同等のコスト競争力を持つことを想定している。(図4-1)

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

本検討会では、IEA等の分析を踏まえ2020～30年にまずは我が国の太陽光発電の導入コストを電力小売価格並みに低下させるというコスト目標を定め、このコスト目標から導入ターゲットを設定した。

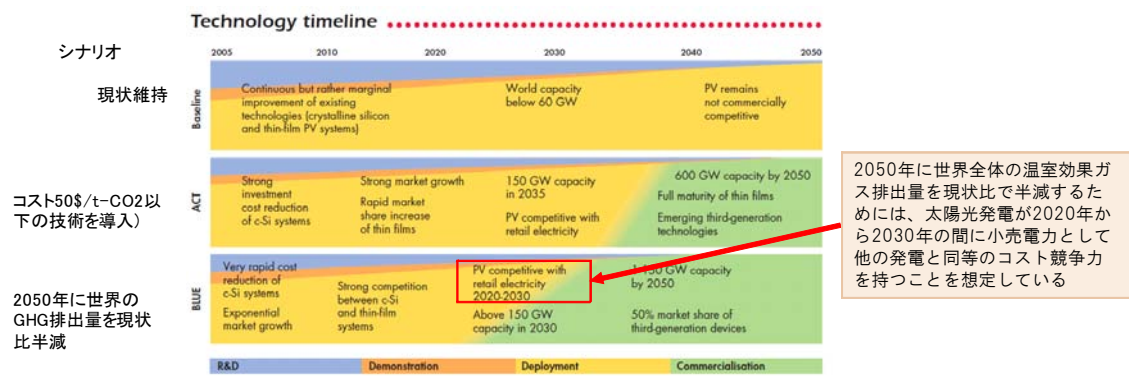


図 4-1 シナリオ別の太陽光発電の普及に向けたロードマップ

出典) IEA “Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios and Strategies to 2050”, 2008

(2) 太陽光発電についての導入ターゲット

我が国の太陽光発電の導入コストを電力小売価格並みに低下させるという観点から、2020年には業務用電力料金並み（14円/kWh）、2030年には火力発電のコストと同等以下（7円/kWh）まで導入コストを低下させることを目標とした。14円/kWhは現在の我が国における石油火力発電や天然ガス火力発電の燃料費価格に匹敵する金額であり、7円/kWhは現在の我が国における石炭火力発電の燃料費価格に京都メカニズムクレジット価格を上乗せした金額や将来の我が国における石炭火力発電にCO₂回収貯留費用を上乗せした価格より十分に低い価格である。（表4-1）

表 4-1 太陽光発電普及のためのコスト目標

2020年	2030年
14円/kWh	7円/kWh
<ul style="list-style-type: none"> ・ 業務用電力料金と同等 ・ 石油火力発電や天然ガス火力発電の燃料価格に匹敵 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 火力発電単価と同等以上 ・ 石炭火力発電燃料価格+ CO₂価格より十分安価

国内で太陽光発電の導入を拡大し、その量産効果によりこのようなコスト目標を達成するために国内市場を2020年や2030年にどの程度拡大させることが必要かについて推計を行ったところ、2020年に約3,700万kW（2005年時点の約25倍）、2030年に約7,900万kW（2005年時点の約55倍）を国内での導入ターゲットとする必要があると推計された。

なお、導入ターゲットについては、太陽光発電のシステム単価・設置単価が、それぞれ累積生産量・累積導入量の伸びに伴って「習熟曲線」に沿って低下するという前提で算出した。習熟曲線で累積生産量が2倍に拡大したときにコストがα低下するとき、1-αを進歩率と言う。太陽光発電モジュール価格の進歩率としては、IPCC第四次評価報告書では77%、EPIA（欧州太陽電池工業会）では80%、IEAでは83%が示されているが、本推計では進歩率を原則として80%と設定した。（図4-2、図4-3）

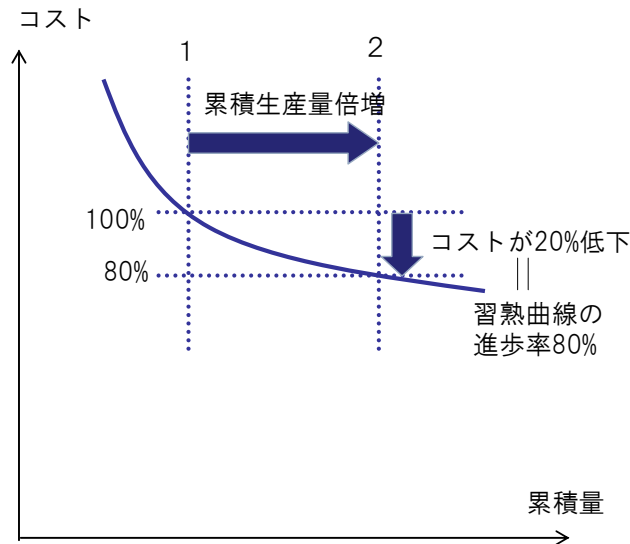


図 4-2 習熟曲線のイメージ

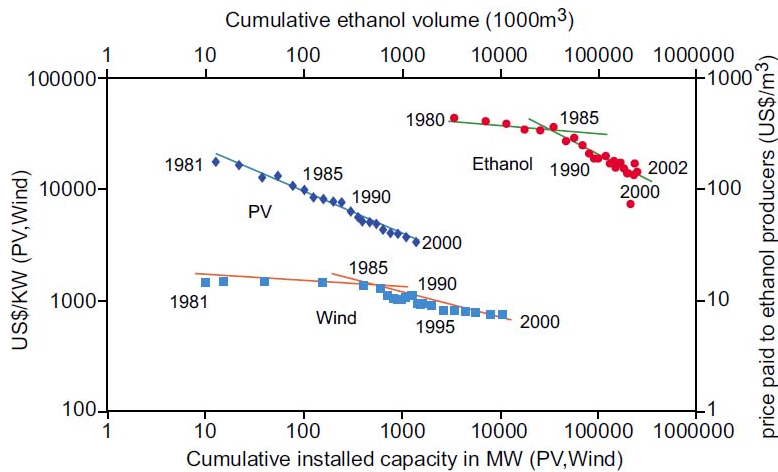


Figure 4.11: Investment costs and penetration rates for PV, wind and bioethanol systems showing cost reductions of 20% due to technological development and learning experience for every doubling of capacity once the technology has matured. Source: Johansson et al., 2004.

図 4-3 IPCC 第四次評価報告書における習熟曲線（両対数）

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

この導入ターゲットは、2030年までのトレンドで2050年まで導入が進めば、2050年に国内の温室効果ガス70%削減を達成するために必要な太陽光発電導入量173GW(1億7300万kW)(国立環境研究所「2050 日本低炭素社会シナリオ：温室効果ガス70%削減可能性検討」による)も実現可能となり、我が国の長期目標である2050年までに現状から60~80%削減にも整合するものと考えられる。(図4-4)

なお、この導入ターゲットを達成した場合には、ドイツを2015年頃に抜き、太陽光発電累積導入量で世界一となるものと見込まれた。(図4-5)

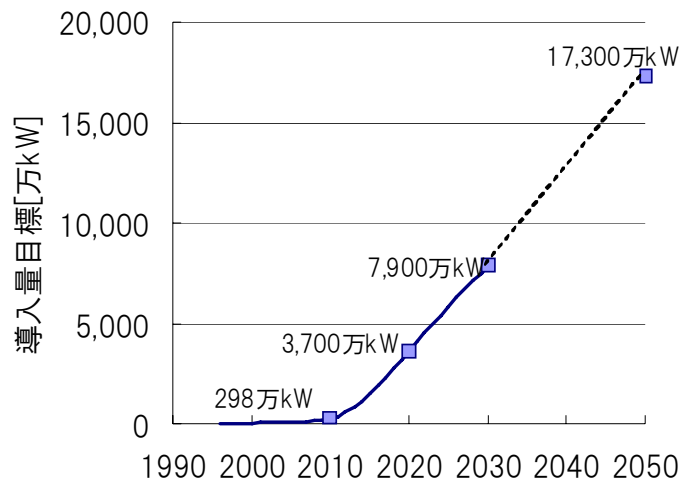
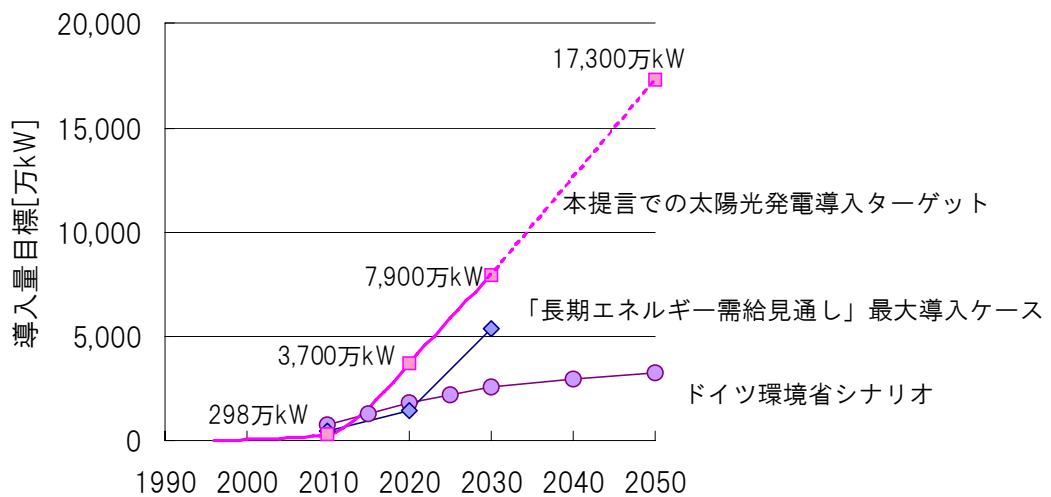


図 4-4 太陽光発電の普及に向けた導入ターゲット



	2020年	2030年
本提言での太陽光発電導入ターゲット	3,700万kW	7,900万kW
「長期エネルギー需給見通し」最大導入ケース	1,400万kW	5,300万kW
ドイツ環境省シナリオ※	1,800万kW	2,500万kW

図 4-5 導入ターゲットを達成した場合のドイツとの導入見通しの比較

※ドイツ環境省シナリオ：“Lead Study 2008”，2008。GHG 排出量を 2050 年に 1990 年比 80% 削減するためのシナリオ「Lead Scenario」における太陽光発電による発電量が記載されている。稼働率 10% で換算。

ここで特に国内市場の拡大を重視したのは、これまで半導体などでも経験したように日本製品の世界シェアを保つためには国内市場の育成が重要であること、施工の際の設置コスト等も併せて低減していくことが必要であること、温室効果ガス排出量が年々増加している業務部門や家庭部門において目に見える形で対策の実施を進めていくことが可能であることなどが理由である。

現在、国内市場が世界市場に占めるシェア（2004年23%→2007年6%）の低下に伴い、国内企業の太陽光発電生産量が世界全体での太陽光発電生産量に占めるシェア（2004年55%→2007年24%）も低下しており、国内市場の拡大を支援する方策の確立が急務の課題と考えられる。（図4-6）

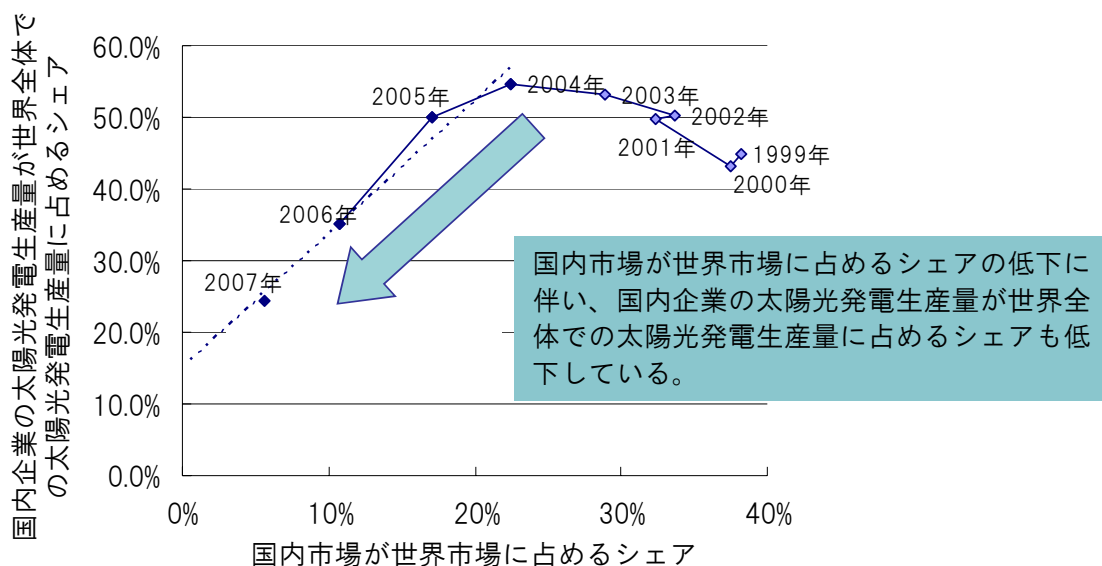


図 4-6 国内市場拡大の必要性

※出典：JPEA「日本における太陽電池出荷量の推移」等より作成。

「国内企業の太陽光発電生産量」には、国内企業やその関連企業等の海外における生産量は含まれない。

4.2 導入ターゲットの達成可能性

2020年や2030年の太陽光発電導入ターゲットの達成のためには、太陽光発電に対する国民や事業者の関心の高さを実際の導入につなげていく政策が必要である。政策としては、「設置者の負担を軽減することにより導入を促進して国内市場を拡大し、日本企業における太陽光発電の生産量の拡大を通じてコスト低減を図っていく需要側への支援方策」と「技術開発を行う日本企業を支援する供給側への支援方策」の少なくとも2つの支援方策が考えられる。このうち、特にこれまで我が国が重視してこなかった需要側への支援を充実させ、導入拡大とコスト低下の好循環を自立させる状況を作り出すことが必要不可欠であると考えられる。（図4-7）

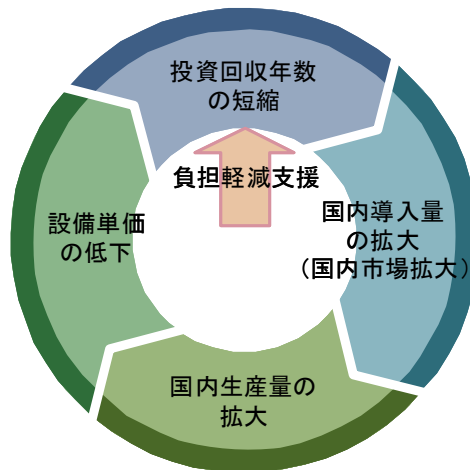


図 4-7 需要側支援による導入量拡大と設備単価低下の好循環

①2020年の太陽光発電導入ターゲット（約3,700万kW）

2020年の太陽光発電の導入ターゲット（約3,700万kW）については、公共部門での率先導入に加え、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需要側への支援策を講じることで達成が可能と見込まれた。

（図4-8、図4-9）

なお、今回の推計では支援方策がRPS制度のみで事実上全く講じられない状況であっても2018年には家庭用電力料金（23円/kWh）並みになると推計されたことから、現行の政策である導入補助金（2010年時点で7万円/kWの補助とし、以降は太陽光発電設備の価格低下に併せて太陽光発電設備購入設置費用の13%を補助すると仮定）と電力会社の自主的な取組である余剰電力買取による支援（23円/kWh）を2018年まで継続し、2019年以降は補助金を廃止し電力会社の余剰電力買取価格が火力発電の原価並み（6.4円/kWh）の支援を行う場合についても併せて推計を実施したところ、低炭素社会づくり行動計画で目標としている2020年に現状の10倍（1,400万kW）という目標にすら達せず、その普及量は800万kW未満にとどまるものと推計された。

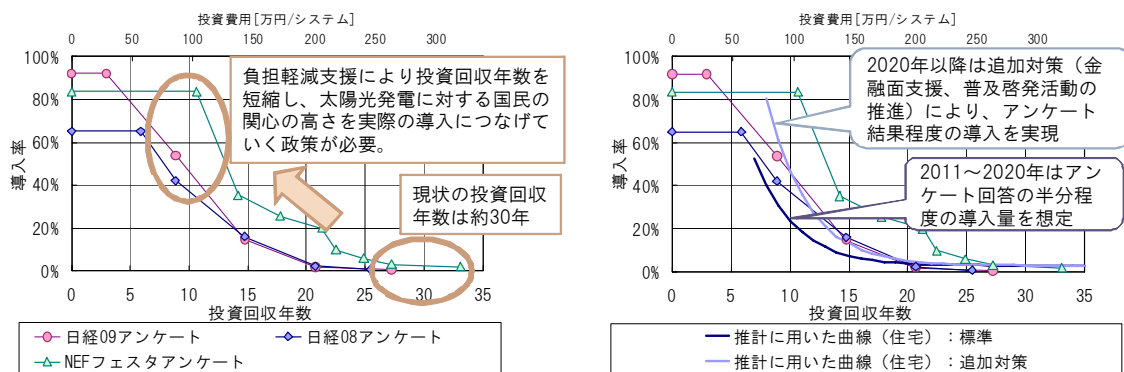


図 4-8 太陽光発電導入者に対する負担軽減支援の必要性及び導入目標達成方策の推計に用いる投資回収年数と導入率の関係（住宅）

日経 09 アンケート：日本経済新聞 2009 年 1 月 19 日

日経 08 アンケート：日経新聞社「日経プラスワン」、2008 年 8 月 16 日

NEF フェスタアンケート：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量見通しに係る調査」2001 年 3 月

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



図 4-9 2020 年までの導入ターゲット達成方策についての分析結果

左図：RPS 法+公共部門での率先導入

中央図：公共部門での率先導入+余剰電力購入メニュー+導入補助金

右図：公共部門での率先導入+投資回収年数を 10 年に短縮する需要側への支援

公共部門での率先導入と投資回収年数を 10 年に短縮する需要側への支援を行う場合では、国内市場の拡大による価格低下が国際競争力を向上させることにより、世界全体の太陽光発電生産量に占める国内企業のシェアが回復するとともに、国内市場では全戸建住宅への導入率が 14%になると推計された。一方、公共部門での率先導入と余剰電力購入メニュー、導入補助金により支援を行う場合では国内企業のシェア低下が続き、全戸建住宅への導入率は 5%未満にとどまるものと推計された。(図 4-10、図 4-11)

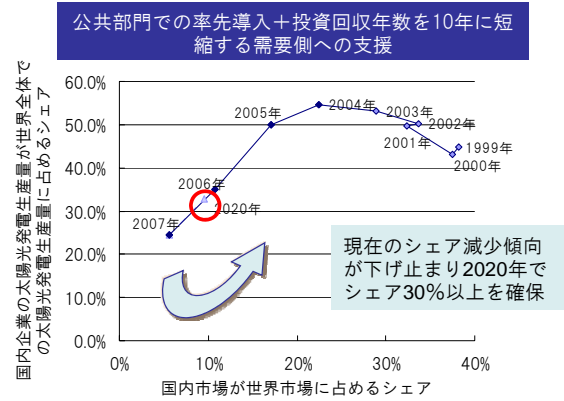
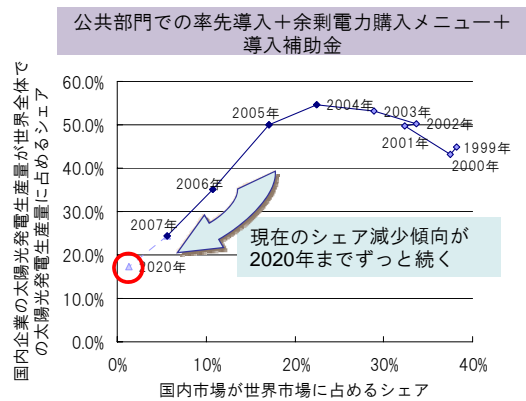
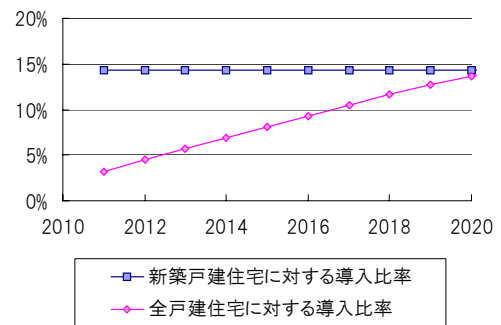
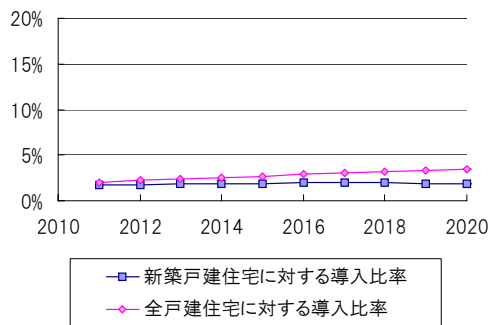


図 4-10 2020年までの国内市場シェア・国内企業シェアの推移

左図：公共部門での率先導入+余剰電力購入メニュー+導入補助金

右図：公共部門での率先導入+投資回収年数を10年に短縮する需要側への支援

「国内企業の太陽光発電生産量」には、国内企業やその関連企業等の海外における生産量は含まれない。



※新築戸建住宅に対する導入比率：新築時の太陽光発電導入住宅数÷新築住宅数
全戸建住宅に対する導入比率：太陽光発電導入住宅数÷全住宅数

図 4-11 戸建住宅に占める太陽光発電導入比率の見通し

左図：公共部門での率先導入+余剰電力購入メニュー+導入補助金

右図：公共部門での率先導入+投資回収年数を10年に短縮する需要側への支援

②2030年の太陽光発電導入ターゲット（約7,900万kW）

2020年と同様に、①公共部門での率先導入（設置可能場所の9割に導入）と②投資回収年数を10年とするような需要側への支援方策を講ずることに加え、③技術開発の促進による革新的技術の普及、④金融面での支援（利子補給・低利融資制度等）、⑤太陽光発電設置の意義と経済的メリットについての普及啓発活動の推進により達成が可能であると見込まれた。（図 4-12）

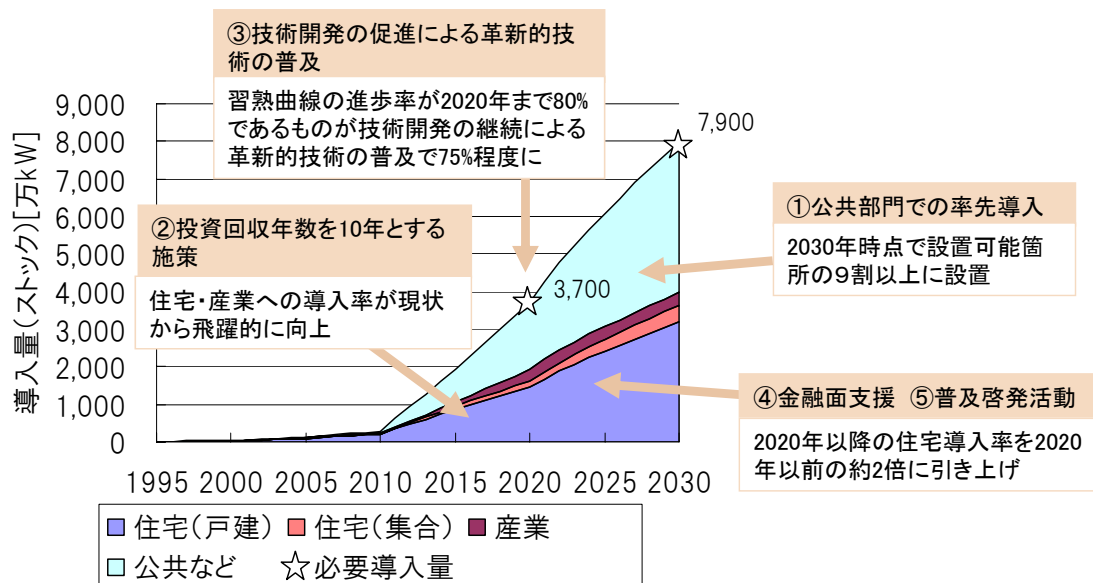


図 4-1 2 2030年までの導入ターゲットを達成するための導入方策

以上より 2020 年や 2030 年の太陽光発電導入ターゲットは適切な支援方を組み合わせることにより実現が可能であり、導入見込量とすることができるものと考えられる。

この導入見込量が実現した際の住宅への太陽光発電の導入割合は 2020 年で新築戸建住宅の約 14%、全戸建住宅の約 14% (約 420 万戸) に、2030 年で新築戸建住宅の約 28%、全戸建住宅の約 31% (約 910 万戸) に導入されるものと推計された。(図 4-1 3)

また、国内企業が生産する太陽光発電の全世界に占めるシェアは 2020 年に導入ターゲットを達成した場合には、日本企業の世界における太陽光発電設備の生産量シェアは 2020 年に 3 割以上、2030 年に 2 割以上を確保可能と見込まれた。(図 4-1 4)

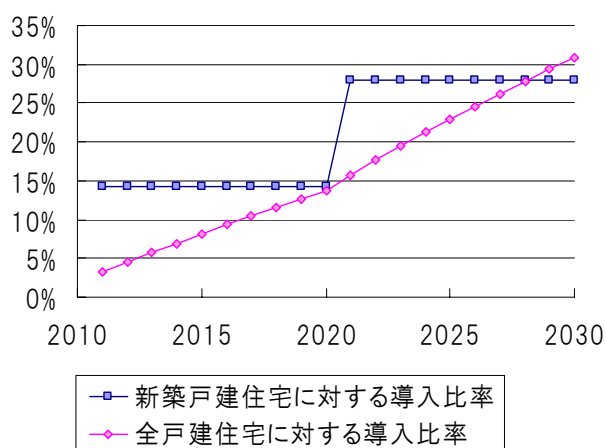


図 4-1 3 2030年までの導入ターゲットを達成した際の住宅に対する太陽光発電導入見通し

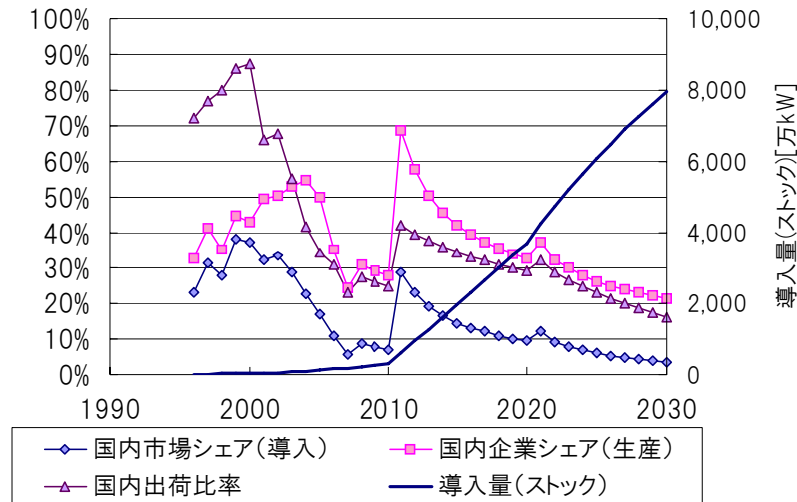


図 4-14 2030年までの導入ターゲットを達成した際の世界市場に占める国内市場シェアと世界全体での太陽光発電生産量に占める国内企業の太陽光発電生産量シェアの見通し

国内市場シェア（導入）：世界市場に占める国内市場シェア

国内企業シェア（生産）：世界全体での太陽光発電生産量に占める国内企業の太陽光発電生産量シェア
「国内企業の太陽光発電生産量」には、国内企業やその関連企業等の海外における生産量は含まれない。

この場合の2020年における太陽光発電設備単価は約25万円/kW（産業用）、約27万円/kW（家庭用）、発電コストは約14円/kWh（産業用）、約15円/kWh（家庭用）、さらに2030年における太陽光発電設備単価は約17万円/kW（産業用）、約18万円/kW（家庭用）、発電コストは約6円/kWh（産業用）、約7円/kWh（家庭用）となり、我が国のみならず世界の温暖化対策の推進に貢献することが可能となる。

4.3 投資回収年数が10年となる方策

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

このうち、RPS制度については、導入目標量の枠を設定し価格は市場取引に委ねるといふ制度の性格上、導入ターゲット達成のための方策として分析した「投資回収年数を10年とする方策」として制度設計することが困難であることから、本検討会では、我が国で実施されている補助金の支給する場合と諸外国の制度を参考にした固定価格買取制度を導入する場合の効果について更に分析を行った。（表4-2）

なお、ここでは公共部門での率先導入と投資回収年数が10年となる各支援方策以外の追加施策は無いものとして分析を行った。

表 4-2 導入補助金制度、RPS 制度、固定価格買取制度 (FIT) の比較

	RPS 制度※	導入補助金制度	固定価格買取制度 (FIT)
投資回収年数短縮の観点	導入目標量を設定するという政策の性格上、証書の価格は市場が決定することから投資回収年数を予測することが困難である。	発電量買取についての保証はないが補助金の多寡によって投資回収年数を予測することが可能である。	発電量買取について保証することにより投資回収年数を予測することが可能である。
支援対象	発電への支援 <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件の良い場所から導入が進む。 ・メーターで測定して支援するので CO₂ 削減の実績把握も容易である。 	設備への支援 <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件が良くない場所であっても支援が得られれば導入を進める場合がある。(例：設置角度、日陰、積雪、設置方向) ・設置後の CO₂ 削減量の実績把握が難しい。 	発電への支援 <ul style="list-style-type: none"> ・設置条件が良い場所から導入が進む。 ・メーターで測定して支援するので CO₂ 削減の実績把握も容易である。
支援費用の負担者	電力会社 <ul style="list-style-type: none"> ・電力会社への義務づけであるため、電気料金に転嫁することは難しい。 	税負担 <ul style="list-style-type: none"> ・財政からの支出となる。 ・他予算との関係で制度の継続期間が不明である。 	電力を消費する需要家 <ul style="list-style-type: none"> ・電力料金への価格上乗せや財政からの補填などの様々な負担の組み合わせが考えられる。
支援費用の発生時期	発電時 <ul style="list-style-type: none"> ・RPS 証書価格により、電力会社の負担が大きくも小さくもなる。 ・発電量に応じた負担であるため電力会社の初期負担は比較的小さい。 ・一定の金額での買取が継続するため負担は制度存続の間継続的に発生する。 	導入時 <ul style="list-style-type: none"> ・政府の初期負担が大きい。 ・設備価格が低下すれば設置者負担も減少する。 	発電時 <ul style="list-style-type: none"> ・発電量に応じた負担であるため電力を消費する需要家の初期負担は比較的小さい。 ・一定の金額での買取が継続するため負担は一定期間継続的に発生する。
消費者の選好	<ul style="list-style-type: none"> ・証書価格や電力会社が定める買取価格によって導入を判断する。 	<ul style="list-style-type: none"> ・補助金額が低ければ、価格が十分下がるまで消費者が導入を先送りする可能性がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・十分な買取価格を設定すれば早期導入の動機づけとすることができる。 ・同じ投資回収年数であっても消費者は初期投資時の補助金よりも売電価格の増額を選好する³。
管理コスト	<ul style="list-style-type: none"> ・RPS 制度に係る管理コストが生ずる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・申請・査定などの管理コストが生じる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電力料金上乗せで費用を回収する場合、収入（総電力販売量に比例）と支出（再生可能エネルギー買取量の比例）のバランスが電力会社によって異なるため、電力会社間の調整が必要となる。

※) 我が国での現行の制度に基づき、RPS 制度については太陽光発電(住宅用)に係る余剰電力購入メニューも含めて評価している。

³ 吉田好邦「選好分析による住宅用太陽光発電の普及可能性評価」、2007年

補助金による支援の特徴としては、2011年時点で必要な補助金が47万円/kW（総額約7,800億円）と見込まれ現行の補助金（7万円/kW）よりも高額な補助金を支援しないと投資回収年数が10年となる支援方策にならないことが挙げられる。2030年頃には住宅への必要な補助金が10万円/kW程度に達するものと考えられる。また、政府の負担は2011年に最大となり民間への補助金が約7,600億円、公共部門での設置コストを含め約1.7兆円が必要と推計されるが年々政府支出は低減していくものと考えられる。（図4-15）

固定価格買取制度（FIT）による支援の特徴としては、2011年時点で必要な買取価格が55円/kWhと見込まれ現行の電力会社の余剰電力買取価格（23円/kWh）よりも高額な買取支援を行わないと投資回収年数が10年となる支援方策にならないことが挙げられる。また、電力需要者が負担する総額としては2025年頃がピーク（約4,000億円）となる。2023年頃には住宅から発電された電力の買取価格は23円/kWhに達するものと考えられる。政府の負担は2011年に最大となり公共部門での設置コストである約9,000億円が必要と推計されるが年々政府支出は低減していくものと考えられる。（図4-16）

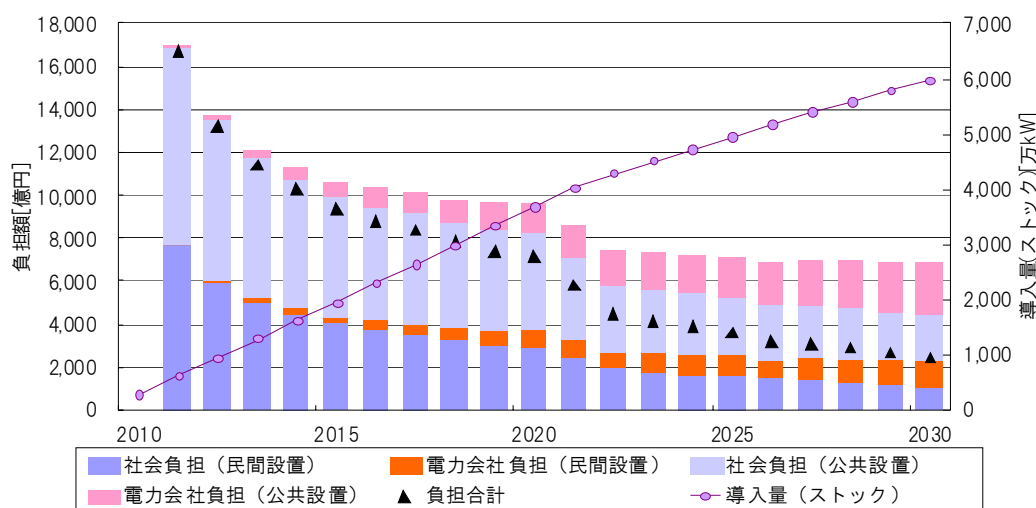


図 4-15 総費用の発生時期（補助金）

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

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

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

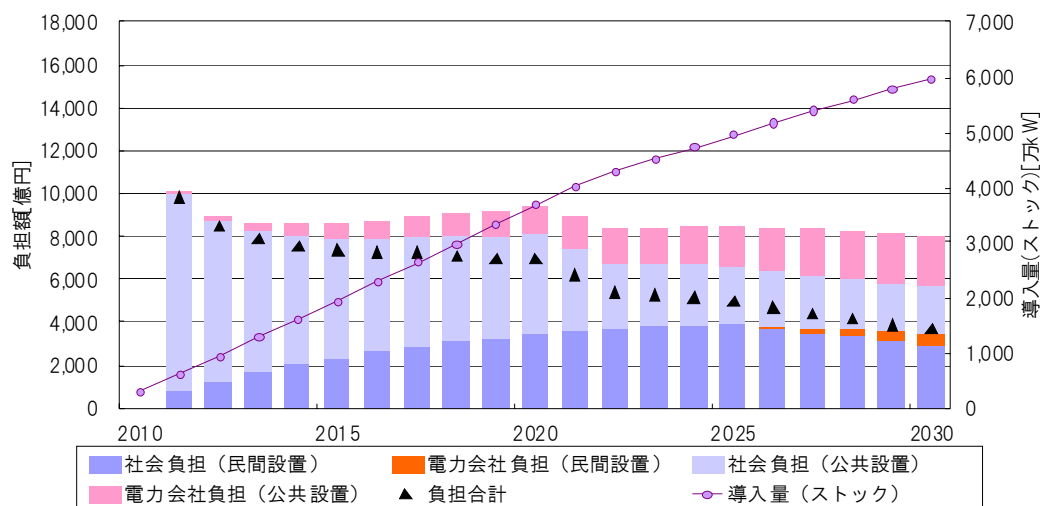


図 4-16 総費用の発生時期（固定価格買取制度）

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

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

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

補助金については年度毎に拠出可能な総額に上限があること、他の財政需要との関係で制度の存続期間が不明であること、制度運用のための行政コストがかさみやすいことなどから、「投資回収年数を10年とする方策」としては固定価格買取制度の導入が有力な方策であると考えられる。なお、将来的に太陽光発電の導入コストが十分に低減した場合には、導入目標量を十分に高く設定することを前提にRPS制度により導入を推進するという方策もあり得る。

5. 非経済障壁の克服と需要側からのアプローチ

5.1 非経済障壁の克服について

再生可能エネルギーの事業化フローに沿って、1)立地調査・設計、2)建設工事、3)運用・保守の各側面から非経済障壁に係る課題を整理した。（表5-1）

具体的には、再生可能エネルギーの導入を推進する際に立地や工事等に関する規制が、導入を必要以上に制限することとならないよう、また、導入の可否が速やかに判断できるように制度及び運用を必要に応じ随時見直すとともに、関係者の合意形成を促進する仕組みにしていく必要がある。

また、既存の事業形態との関係における障壁について、ドイツ等に倣い優先接続義務といった規定についても検討すべきである。

さらに、現行制度的又は慣行により前提とされている電力品質に関する運用目標により、再生可能エネルギーにより発電された電気の品質についても厳しいレベルが要求され、再生可能エネルギー導入の非経済的障壁となっている可能性がある。

電力使用機器の許容範囲内において、現状よりも電力品質（電圧変動等）の振れ幅を緩和することが考えられる。なお、高品質電力が必要な需要家においては、需要家において品質向上のための措置として例えば自家発電、蓄電池等の併設を講ずることやそのような取組への支援を行うことが考えられる。

表 5-1 再生可能エネルギー導入に当たっての制度・政策上の障壁等の整理 (1/3)

		電力		
		太陽光発電	風力発電	その他(バイオマス、地熱、小規模水力等)
プロジェクトフローに沿った課題の整理	立地調査・設計	<ul style="list-style-type: none"> 工場立地法の規制緩和(緑地みなし、産構審にて承認済) 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)。 ホームビルダーの太陽光発電に関する理解不足を解消する普及啓発が必要。 電力会社による余剰電力購入はあくまで自主的な取り組みであるため、長期的な投資計画に不確実性が残る。投資促進のための長期的に確実な支援策が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 自然公園法により、対象地域に応じた規制に従い許認可を受けなければならない。 森林法により、開発面積が1haを超える場合には、許認可を受けなければならない。 自然環境保全法により、対象地区に応じた規制に従い許認可を受けなければならない。また、立入り制限地区に関しては開発できない。 土地利用規制、建築基準法改正など規制強化の動き。 	<p><小規模水力></p> <ul style="list-style-type: none"> 初期投資負担を軽減する必要(支援方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。) 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、きめ細やかな制度設計・運用を行う必要がある)。 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が必要。 <p><地熱></p> <ul style="list-style-type: none"> 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、これを促進する施策が必要。
	建設工事	<ul style="list-style-type: none"> 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。 不適切な施工を防止するとともに、コスト低減のため、架台・工事の標準化が必要。 変換効率向上(設置面積の縮小)が必要。 簡略な設置工事法の開発が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 	
	運用・保守	<ul style="list-style-type: none"> 大量導入時には、①配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化、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。 単独運転の防止及び不要解列の防止が必要。 	<ul style="list-style-type: none"> 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)。 	

表 5-1 再生可能エネルギー導入に当たっての制度・政策上の障壁等の整理 (2/3)

		電力			
		太陽光発電	風力発電	その他(バイオマス、地熱、小規模水力等)	
既存の事業形態との関係における障壁				・廃掃法におけるバイオマス系廃棄物利用を、再生可能エネルギー利用の実態に合わせて効果的・効率的となるような見直しが必要。	
		<ul style="list-style-type: none"> 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。 RPS 制度の義務量が短期的であり且つ小規模に留まっているため、買い手市場となっており投資を促進するだけの買取価格となっていない。投資促進のための長期的に確実な支援策が必要。 <p style="text-align: center;">表 再生可能エネルギー電力の系統連系に関する各国の制度比較</p>			
			日本	ドイツ	イギリス
		優先接続の有無	電力会社との連系協議次第	優先接続義務有り	接続義務有り
		初期接続費用	発電者負担	発電事業者負担	発電事業者負担
		系統の増強費用	発電者負担	系統運用者(電力料金に転嫁)	発電事業者
	インバランス費用	費用負担のあり方について未検討	インバランス決済免除	インバランス決済の適用	
	価格優遇制度	RPS・自主的な余剰電力購入メニュー	固定価格買取制度	RPS ※ただし、11月に成立したエネルギー法案により、5,000kWまでの自然エネルギー設備に対する固定価格制度を2010年までに導入する予定。	

表 5-1 再生可能エネルギー導入に当たっての制度・政策上の障壁等の整理 (3/3)

		熱	燃料
プロジェクトフローに沿った課題の整理	立地調査・設計	<p><太陽熱> 主に、以下の課題があると言われており、改善が必要である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 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。 新たな魅力ある製品開発の遅れ。 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。 建築物と一体となったデザイン性の向上の遅れ。 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。 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)。 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。 普及啓発への取組み不足 	
	建設工事	<p><太陽熱></p> <ul style="list-style-type: none"> パネル、タンク、ガス給湯器が分離しており、連携動作が困難。この改善が必要である。 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。 	
	運用・保守	<p><太陽熱></p> <ul style="list-style-type: none"> 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、熱の計量コストが大きく低減する必要がある。 太陽熱利用機器の安全・安心の確保する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 経済性の高い生産技術を確立する必要がある。 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。 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。
既存の事業形態との関係における障壁		<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 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を義務化する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。) 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。 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。

出典)「新エネ利用特措法検証委員会系統連系研究会 配布資料」(「自然エネルギー促進法」推進ネットワーク)、「2050年自然エネルギービジョン」実現に向けた政策提言(環境エネルギー政策研究所)、「太陽エネルギー利用拡大会議 「太陽エネルギーの飛躍的な利用拡大に向けて 最終とりまとめ(案)」(東京都)、『太陽光発電システムの設計と施行 改訂3版』(太陽光発電協会)、「水力発電に関する研究会中間報告」(水力発電に関する研究会)、『風力発電導入ガイドブック(2008年2月改訂第9版)』(NEDO)、新エネ部会資料、「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会 配布資料」等を元に作成。

5.2 需要側の利用実態を踏まえた再生可能エネルギー導入へのアプローチ

需要側の電力や熱の利用実態を既存の調査も参考にしつつ推計したところ、電力の品質、特に電圧変動及び周波数変動といった電力品質ニーズについて、需要家の8割以上は現行の基準より多少大きな変動があっても問題ない可能性が示唆された。(表5-2)

また、家庭の給湯や暖房といった低温熱については太陽熱や地中熱による供給が可能であり、これらの低温熱需要は3,176万kL程度(家庭のエネルギー需要の55%程度)存在していると見込まれた。

表 5-2 産業・業務部門における電力品質ニーズ別の業種及び電力需要⁴
(電力需要は2006年度実績)

電力品質 ニーズ	業種(標準産業分類大分類)	電力需要 (百万kWh)	構成比
高品質を要求	製造業(繊維工業、電気機械器具、情報通信機械器具、電子部品・デバイス、精密機械器具)	51,427	7%
	電気・ガス・熱供給・水道業	14,836	2%
	情報通信業	8,660	1%
	金融・保険業	5,920	1%
	不動産業(ただし共用部は要求しない)	14,834	2%
	医療、福祉	27,307	4%
	小計	122,983	17%
高品質でなくても良い	農林漁業、鉱業、建設業	22,703	3%
	製造業(上記以外)	345,387	47%
	運輸業	13,679※	2%
	卸売・小売業	94,202	13%
	飲食店・宿泊業	46,179	6%
	教育、学習支援業	25,940	4%
	複合サービス業	2,904	0%
	サービス業	55,175	7%
	公務	6,754	1%
	小計	612,923	83%
合計	735,906	100%	

※ここでの運輸業の電力需要には、輸送用電力は含まれない

⁴電力需要は平成18年度エネルギー消費統計調査(仮称)予備調査より。電力品質ニーズはエネルギー総合工学研究所「需要家における品質別電力供給のニーズ調査」、新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会「系統周波数変動影響に関する電力需要家調査について」より想定。

6. 再生可能エネルギー電力導入拡大に伴い必要となる電力需給システム進化

の方向性

6.1 今後の再生可能エネルギー電力普及促進に向けた意識改革、制度改革の必要性

我が国の電力システムは、地域単位で構成された 9 つの電力系統が連系線で繋がるようにして構成されている。電力システムは“単純・短距離”が望ましい、つまり需要家と電源設備は近ければ近いほど、需要家と電源設備を繋ぐ送電線や配電線は単純な構成であればあるほど経済的であり、信頼度も高い。しかしながら、これまで需要が増えるに従って電源は消費地から次第に遠くなり、また電力システムは規模を大きくしてきた。再生可能エネルギー電力の大幅な導入を実現するためには、既存の電力システムを含む電力需給システムを運用と設備の両面から段階的に進化させていく必要がある。

太陽光発電、風力発電などの再生可能エネルギー電力は、一部のものを除き、出力が変動するという特性を持ち、電力需給上で克服すべきいくつかの課題がある。これらの課題は、個々の出力変動を個別に抑制又は補償するという従来の考え方ではなく、システム全体で出力変動に適切に対応しつつ導入量を拡大し経済的で質の高い次世代の電力需給システムに移行していくという新しい考え方に基づき対応することで克服可能と考えられる。

- 従来の考え方：再生可能エネルギー電力は微小であり、電力システム運用上の外乱であり、電源構成上劣後するもの。
- 新たな考え方：再生可能エネルギー電力は基盤的な電源としての位置を占め、低炭素社会の実現及びエネルギー自給率の向上のため、且つ長期的な経済合理性に基づき、最大限の導入を図るべきもの。

具体的な対策としては、電圧変動など地域特性による課題については、必要に応じて電圧調整装置などの設置により対策を行う。需給バランスに関連する課題については、再生可能エネルギー電力の大量導入に伴い、個々のシステムの出力変動の割合が大きくても、広範囲の多くのシステムの出力を合計すると、短い周期の変動が打ち消しあい平滑化され、穏やかな変動となる“ならし効果”を評価することで変動特性を正確に把握した上で、電力システムシステムの既存の調整能力を最大限に活用することが可能である。

さらに個別の需要側の機器の調整能力を活用した需給調整（欧米では“スマートグリッド”として取組が開始）の効果を踏まえ、真に設置が必要な蓄電池容量がどの程度かという分析を行うことにより、電力システムの安定化と社会的なインフラとしての電力システム整備の費用最小化の両立を図ることが望ましい。（図 6-1）

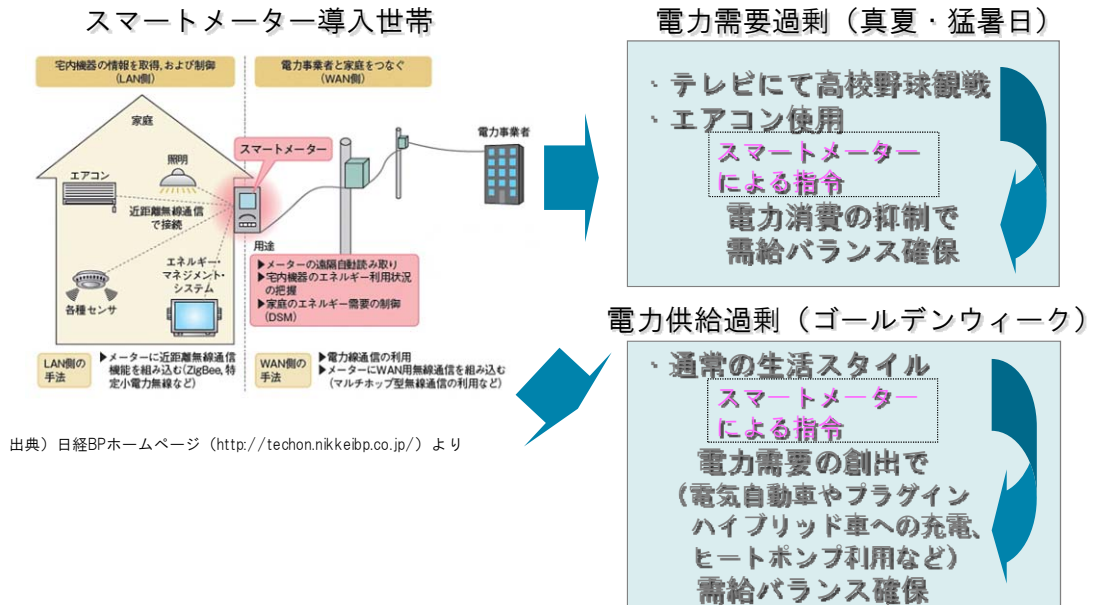


図 6-1 スマートメーター導入による需給バランス確保

我が国の脆弱なエネルギー供給構造の問題を克服し、持続可能な低炭素社会構築するために不可欠な再生可能エネルギーの大幅な導入を可能とするためには、大規模電源や分散型電源、個別需要、蓄電池などがネットワークを介して協調し、より高度に賢く運用される新しい電力需給システムに移行していくことが必要である。そのような電力システムを含む電力需給システムの段階的な進化は、運用面の対策、インフラの整備などを適時・適切に組み合わせることで実現可能と考えられる。（表 6-1）

表 6-1 系統安定化のためのインフラ整備・運用改善・制度面からのアプローチ

導入見込み量	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2030年）
		太陽光発電：482万kW 風力発電：300万kW	太陽光発電：3,700万kW 風力発電：1,100万kW
運用改善	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[試用段階] ➢ 地域間連系線の利用枠の拡大（柔軟な運用）（※特に風力発電の地域偏在性による系統連携可能量の制約を一時的に緩和することが可能） ➢ 電力システムシステムの将来イメージ（スマートグリッド）の検討開始 ➢ 再生可能エネルギー電力の系統連系のためのパワーコンディショナ（PCS）の出力調整・通信機能の仕様の検討開始 ➢ 住宅／建物／地域エネルギーマネジメント装置の仕様の検討開始 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階] ➢ 給電指令の見直し（再生可能エネルギー電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働） 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階] ➢ 給電指令の見直し（再生可能エネルギー電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働） ➢ 気象予報等に基づく太陽光発電の発電特性を考慮した系統運用
インフラ整備	<p>《需要側》 （※蓄電池の導入必要量算定のために、再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度の特定が重要。そのための出力モニタリングサンプルを一定規模で設置した実証研究を実施。）</p> <p>《供給側》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の検討 ➢ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） 	<p>《需要側》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の開発・導入 ➢ 住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの開発・導入 ➢ 蓄電池の部分導入 ➢ 非常電源ストックの活用 <p>《供給側》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の実施 ➢ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要） ➢ スマートグリッド（スマートメーター、需要反応、分散型電源・蓄電システムとの協調制御を駆使した系統の柔軟な運用）の実現 	<p>《需要側》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の普及 ➢ 住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及 ➢ 蓄電池の導入 ➢ 非常電源ストックの活用 ➢ EV車載用電池の活用 <p>《供給側》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の実施 ➢ スマートグリッドの一層の拡大・進化
制度見直し	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 系統連系協議手続きの標準化 ➢ 系統連系ガイドライン、いわゆる“同時同量”に関する規制緩和 ➢ 系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和） ➢ 地域間連系線の運用状況に関して透明性を高め効率的な運用を実現 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ インバランスコスト等の透明性の確保、オープンな市場の整備。 ➢ “Flip Incentive”による電気事業の構造改革の可能性について検討 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ インバランスコスト等の透明性、オープンな市場が前提条件として求められる。

6.2 再生可能エネルギー電力（太陽光・風力等）の導入促進のための短期的取組（～2012年）

運用改善の観点からは、短期的な導入見込み量（目標量）では、地域的な導入量とネットワーク特性に基づく電圧対策などが中心となり、電力システムシステムに大きな影響を及ぼすことは無く、現状の運用改善により対応可能と考えられる。

再生可能エネルギー電力の導入が比較的小規模なうちに、新たな思考に基づき、電力システムシステムの再構築に向けて、あるべき将来イメージの検討を開始すべきである。

欧米でも実現に向けて本格的な検討が開始されている“スマートグリッド”と呼ばれる新たな電力システムシステムがある。スマートグリッドは、情報技術の活用により需給調整に需要調整、分散電源の出力調整を積極活用するもので、必要となる総発電設備容量の低減や、分散型電源と既存の大規模集中電源から構成される電力システムの効率的利用を可能とし、同時に再生可能エネルギー電力の大量導入を可能とするものである。

そこで、我が国としては、柔軟且つ頑健な電力システムシステムを構築し、更には再生可能エネルギー電力を基盤的電源とした低炭素社会を実現させるためにもスマートグリッドの実現について真摯に検討を開始すべきである。

その一環として、太陽光発電など再生可能エネルギー電力の系統連系のためのパワーコンディショナ（PCS）の出力調整・通信機能、並びに住宅／建物／地域エネルギーマネジメント装置の仕様の検討を開始すべきである。

なお、低圧系統への大量の太陽光発電の連系に備えて、系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和）を行い低圧系統への電圧調整装置の設置量を削減しつつ、高圧系統には必要に応じて電圧調整装置（SVC）の設置を行う必要がある。ただし、より抜本的な対策としては、配電電圧昇圧（6kV/100-200V から 20kV 級/400V への移行）により配電系統での電圧上昇幅を数分の 1 レベルに抑えることが可能となり（この場合電圧調整装置 [SVC] の設置も削減が可能）、併せて配電損失の低減が可能となる。電力システムシステムの将来イメージ検討の際には、この点についても併せて検討を行うのである。

インフラ整備の観点からは、中長期的な蓄電池導入コスト試算には、まず再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度（出力規模及び出力変動）を特定することが必須である。これは、太陽光発電等の出力モニタリングサンプルを一定の規模で地理的に分散させて設置し、分単位でデータを収集し、そしてデータ全体に対する総合的な分析を行うという発電特性の研究により、短中期的に解明可能と考えられる。求められた導入量と影響度の関係から、蓄電池の必要量及び設置形態について正確な検討が可能となる。蓄電池の導入コストは、再生可能エネルギー電力導入のための総コストに占める割合が大きいことから、まずこの必要量のより正確な推計が必要である。

制度見直しとしては、現在、系統連系協議手続きは系統運用事業者（＝電力事業者）毎に異なり、標準化されていないため、連系希望者の手続きコスト負担が過大なものとなり

がちであり、情報の非対称性により衡平な取引条件が阻害されている可能性が指摘されている。そこで、系統連系協議手続きの標準化を行う必要がある。

その上で、自然条件に大きく影響を受ける再生可能エネルギー電力においては、地域的な電圧変動を除く周波数制御、需給調整に関しては、系統運用技術的には必ずしも個別の再生可能エネルギー電力にてバランスさせることが必要な訳ではないため、系統連系ガイドラインを改訂して、いわゆる“同時同量”に関する規制を緩和すべきである。

併せて、低圧配電網への大量の太陽光発電の連系による電圧上昇に備えて、系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和）を行うことも一案と考えられる。また、地域間関係線の運用状況に関して情報を開示して透明性を高めるとともに効率的な運用を実現することを通じて市場からの信頼を得ることが重要である。

6.3 電力システム再構築に向けての中期的取組（～2020年）

運用改善としては、既存の電力システムシステムの既存設備の柔軟な運用により、例えば、揚水発電の昼間の揚水運転を太陽光発電による余剰電力対策とすることが可能である。

また、再生可能エネルギー電力の運用については、個別発電システム毎にその発電電力の全量を有効利用しようとする、蓄電設備等の付加的設備の導入が必要となり全体最適から遠ざかってしまう可能性がある。そこで、全体最適に近づけるべく、経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提とした上で、優先稼働とすることが望ましい。

我が国の脆弱なエネルギー供給構造の問題を克服し、持続可能な低炭素社会を構築するためには、大規模電源と分散型電源が協調する新しい電力供給システムに移行することが必要である。

このためには、大規模電力事業者から新規の中小規模発電事業者が将来イメージ（設備・運用・費用負担のイメージ）を共有した上で、早期に法規制等制度面の見直しと規格化・標準化の検討を終え、設備投資を開始する必要がある。

インフラ整備の観点としては、需要側では出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の導入、住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの開発・導入等が考えられる。

供給側には必要に応じて高圧系統や低圧系統への電圧調整装置を設置する。しかしそれ以上に、配電電圧昇圧（6kV/100-200Vから20kV級/400Vへの移行）についても、電力システムシステムの将来イメージ検討の結果を踏まえて、積極的に取り組むべきである。

さらに、従来の大規模電源を中心とする集中制御に分散電源などによる協調運用を組み合わせることが有効と考えられる。

この考え方は、前述のとおり、欧米ではスマートグリッドという概念で検討、規格化・

標準化が進められている。スマートグリッドとは、スマートメーターと組み合わせた需要反応（デマンドレスポンス）を可能とする技術であり、大規模集中型電源から中小分散型電源そして蓄電システムの協調制御技術であり、更にこれらの技術を駆使して柔軟に運用される電力システムそのものを指す言葉である。

我が国においても、長期的に再生可能エネルギー電力を基盤的な電源として大量導入を図るべく、電力システムシステムの将来イメージ検討の結果を踏まえて、電力システムシステムの将来像としてスマートグリッドへの移行を開始すべきである。

制度見直しの観点としては、インフラ（設備及び制御手法）と共に、各々の設備が経済合理的に協調して設置・運用されるよう、透明性でオープンな電力市場が必要であり、この点の制度設計も非常に重要である。

6.4 電力システムシステムの再構築のための長期的戦略（～2030年）

運用改善の面からは、気象予報等に基づく太陽光発電の発電特性を考慮した系統運用等、需要家・分散型電源・蓄電システムと協調した運用を実現する。再生可能エネルギー電力の運用については、経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提として優先稼働とすることが望ましい。

インフラ整備の観点からは、需要側では住宅／建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及、蓄電池の普及、非常電源ストックの活用、及びEV車載用電池の活用等が考えられる。同じく供給側からは、配電電圧の昇圧、さらにスマートグリッドの一層の普及拡大・進化を実現し、需要・供給両側からの協調制御により頑健な電力システムシステムを構築する。

制度見直しの観点からは、大規模集中電源と中小規模分散型電源が協調制御される電力システムシステムでは、インバランスコスト等の透明性、オープンな市場整備が必須であり、これを実現することが必要である。

6.5 電力需給システムの整備に必要な費用

再生可能エネルギー電力の系統連系に係る系統安定化対策費用を、システムの柔軟な運用と規制の見直し、更に将来的にはスマートグリッドを構築することなどを考慮して、見積もりを行った。その結果、系統安定化対策のオプション別累積費用は2020年までの累積で約9,000億円（2010年現在価値）、2030年までの累積で約3.5兆円（2010年現在価値）と推計された。

なお、前述のとおり、電力システムという我が国の必要不可欠な社会インフラを将来的に整備していくという観点からは、中長期的な蓄電池導入コスト試算には、まず再生可能エネルギー電力の大量導入時の影響度（出力規模及び出力変動）を特定することが必須で

ある。

これは、太陽光発電等の出力モニタリングサンプルを一定の規模で地理的に分散させて設置し、分単位でデータを収集し、そしてデータ全体に対する総合的な分析を行うという発電特性の研究により、短中期的に解明可能と考えられる。

求められた導入量と影響度の関係から、蓄電池の必要量及び設置形態について正確な検討が可能となる。蓄電池の導入コストは、再生可能エネルギー電力導入のための総コストに占める割合が大きいことから、まず必要量のより正確な推計を早急に行う必要がある。

なお、資源エネルギー庁の「低炭素電力供給システムに関する研究会新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」では、2030年の太陽光発電累積導入量を現状の40倍（5,300万kW）に拡大するために必要な系統安定化対策コストを4.6～6.7兆円と試算している。

本検討会は、2030年の太陽光発電累積導入量を7,900万kWとしているため、両者を単純に比較することは出来ないが、本検討会の試算の方が導入量が多い一方、電力需給システムの整備にかかる費用は2030年までに累積で3.5兆円と見積もっている。（表6-2）

表 6-2 系統安定化対策のオプション別累積費用

		2020年度まで	2030年度まで
導入見込量	コスト負担 小委	1,432万kW （「長期エネルギー需給見 通し」最大導入ケースより）	5,321万kW （「長期エネルギー需給見通し」最大導入ケースより）
	本 検 討	3,700万kW	7,900万kW
出力抑制 （年末年始と☺）	コスト負担 小委	（2020年度時点の導入量で は出力抑制は不要と考えら れる。）	年末年始及びGW期間中における出力抑制による発電電力量の 減少分を2%と仮定すると、総抑制量は約59.5億kWh（太陽光 発電協会試算）となり、当該抑制量を基に機会損失コストを試算 すると約842億円となる。 →0.04～0.14兆円（2008年現在価値）
	本 検 討	右に同じく計上しない。 →0円	本推計ではFITを投資回収期間が10年となるように想定して いるため、機会損失としては計上しないとする（計算上機会損 失を補償するような買取価格として調整されるため）。 →0円
配電対策	コスト負担小委	（不明）	太陽光発電からの逆潮流による電圧上昇に対して、2011年度から 電圧調整装置（SVC）の設置、柱上変圧器の分割設置、及び バンク送り出し電圧調整装置の改造による配電対策を行い、 2030年度には、 ■ SVC：1,500万円/箇所×2.4万箇所 ■ 柱上変圧器：20万円/箇所×110万箇所 ■ バンク送出電圧調整装置800万円/箇所×4,000箇所 →累積0.44兆円（2008年現在価値）

		2020 年度まで	2030 年度まで
	本検討	SVC 等について、2011 年度以降等速度で導入されると想定して、 <u>→累積 0.17 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 系統電圧の適正範囲に関する規制見直しにより、低圧配電線の電圧上昇問題の解消が可能。 ・ この規制見直しにより、上記のうち柱上変圧器の分割設置が不要になるのでこれを除外。 ・ その上で、SVC 等の対策量については、必ずしも導入量に比例するものではないと考え、上記対策量と同様とする。 <u>→累積 0.29 兆円 (2010 年現在価値)</u>
需要家側蓄電池	コスト負担小委	(不明)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需要家側の蓄電池の設置によって逆潮流は生じないことを試算の前提とする。 ・ 系統側で余剰電力対策を行う際に必要と試算された蓄電池容量 2.3 億 kWh を基に、1.2~1.5 倍の対策量として約 2.8 億~3.5 億 kWh を仮定。 ・ 蓄電池の単価 (2011~2019 年度 : 4.24~2.96 万円/kWh、2021~2030 年度 : 2.5 万円/kWh) と導入速度を想定して <u>→累積 4.81~6.01 兆円 (2008 年現在価値)</u>
	本検討	導入初年である 2018 年度には、公共部門での設置量に対して 3.0 時間分導入するとして <u>→0.43 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 上記では年末年始や GW 期間中には出力抑制を行えば、余剰電力対策なしで 2,800 万 kW 導入可能とのこと。 ・ しかるに、2.8 億~3.5 億 kWh 分の蓄電池は、5,321~2,800 万 kW の 11.1~13.9 時間分と過大。 ・ 更なる出力抑制を行うこと等により、蓄電池容量を絞り込むことが可能。 ・ 本推計では、2,800 万 kW 以降の 7,900 万 kW までの 3 時間分、1.5 億 kWh の蓄電池を設置すると想定。 ・ 本推計では、2018 年度に 2,800 万 kW 水準に到達するため、2018 年度に蓄電池の導入を開始し、等加速度で導入するとして (蓄電池の単価は上記と同様と想定) <u>→累積 2.49 兆円 (2010 年現在価値)</u>
系統側蓄電池・揚水発電	コスト負担小委	(2020 年度時点の導入量では余剰電力対策は不要と考えられる。)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電の導入量が 1,300 万 kW を超えると見込まれる 2020 年度以降、電力系統側に蓄電池を設置して余剰電力対策を行う。 ・ 系統側で余剰電力対策を行う際に必要と試算された蓄電池容量は 2.3 億 kWh。 ・ このうち 90%を蓄電池で、残り 10%を揚水発電で対策するとして <u>→累積 3.60 兆円 (2008 年現在価値)</u>
	本検討	右に同じく計上しない。	<ul style="list-style-type: none"> ・ 本推計では、系統側蓄電池の設置は想定しない。 ※ コスト負担小委第 2 回資料でも系統側蓄電池の設置には「用地費」が計上されているが、都市部の変電施設用地内・周辺で蓄電池設置のスペース確保には困難が伴うと考えられ、地下利用等により費用が増大する可能性がある。
火力発電による調整運転	コスト負担小委	(不明)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 太陽光発電の大量導入に伴い、天候などの影響による出力変化に対応するためのバックアップとして部分負荷運転が行われる火力発電所の発電効率が低下することによって追加的に発生するコスト。 ・ 2030 年度に必要な対策量約 70 億 kWh (電事連試算) に基づき <u>→累積 0.23 兆円 (2008 年現在価値)</u>
	本検討	右に同じく、本推計上太陽光発電導入量に応じて <u>→累積 0.13 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 各年の対策量は太陽光発電導入量に比例するとして、対策量あたりの費用 (2008 年実質価格) を総対策費用 (2008 年現在価値) と整合するように算出。 ・ この対策量あたりの費用を基に、本推計上の太陽光発電導入量に応じて対策費用を計上 <u>→累積 0.42 兆円 (2010 年現在価値)</u>

		2020 年度まで	2030 年度まで
蓄電池の充放電ロス・揚水ロス	コスト負担小委	(不明)	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池の充放電ロス・揚水ロスについては、ロス率を 30%と仮定し、2030 年度における対策量約 20 億 kWh(電事連試算)に基づき →累積 0.06 兆円 (2008 年現在価値)
	本検討	右に同じく、本推計上の太陽光発電導入量に応じて → 累積 0.03 兆円 (2010 年現在価値)	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量は太陽光発電導入量に比例するとして、対策量あたりの費用(2008 年実質価格)を総対策費用(2008 年現在価値)と整合するように算出。 この対策量あたりの費用を基に、本推計上の太陽光発電導入量に応じて対策費用を計上 →累積 0.11 兆円 (2010 年現在価値)
太陽光出力の把握	コスト負担小委	(不明)	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の出力把握については、5,300 万 kW 導入時の対策費用 4,000 億円(電事連試算)に基づき →0.26 兆円 (2008 年現在価値)
	本検討	右に同じく、毎年均等に発生するものと想定して → 累積 0.16 兆円 (2010 年現在価値)	<ul style="list-style-type: none"> 研究開発費用と想定し、毎年均等に発生するものと想定して →累積 0.26 兆円 (2010 年現在価値)
総額	コスト負担小委	(不明)	5.39~6.70 兆円 (2008 年現在価値)
	本検討	0.92 兆円 (2010 年現在価値)	3.56 兆円 (2010 年現在価値)

出典)「新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第 2、3 回配布資料を基に作成

注 1)コスト負担小委第 3 回資料にて提示された対策費用は割引率 3%で 2008 年現在価値換算されている。

注 2)蓄電池の設置形態として需要家側への設置を想定したため、系統側への設置及び揚水発電は本提言の想定ケースには含まれない(このため表中では薄字での表示としている)。

7. 再生可能エネルギー普及に要する費用と普及がもたらす具体的な効果

7.1 再生可能エネルギー電力の導入拡大のために必要な費用

再生可能エネルギーの導入推進について国民的な議論を行うためには、まずその導入に必要な費用総額を明らかにし、政策の実施に必要な費用を「見える化」することが必要である。

再生可能エネルギー発電設備の導入のための追加費用について、今回試算を行ったところ、いずれも 2010 年から 2030 年の累積で、太陽光発電が 17 兆円、風力発電が 1.1 兆円、小水力発電が 1.2 兆円、地熱発電が 0.5 兆円、バイオマス発電が 2.3 兆円と見込まれた。先に試算した電力需給システムの整備にかかる費用(3.5 兆円)を含めると、2010~2030 年までの累積費用の合計は 25 兆円と見込まれた。

再生可能エネルギー利用設備への投資はコスト低減に応じ、徐々に低下していく。一定量以上の導入量に達する 2020 年頃からは、系統対策費用が増大するが、両者を合算した総

和は 2021 年を境に減少に転じると推計された。(図 7-1)

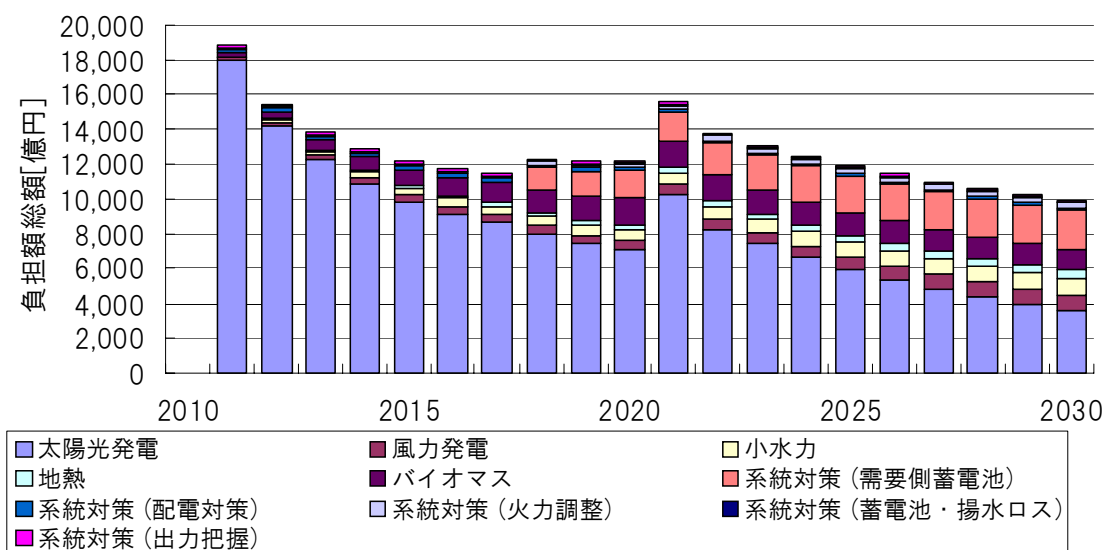


図 7-1 再生可能エネルギー電力を導入拡大するために必要な費用

7.2 CO₂ 排出抑制効果とその経済効果

太陽光発電に加え、その他の再生可能エネルギーも含めて導入見込量を達成した場合の具体的な効果として、CO₂ 排出抑制効果、エネルギー自給率向上効果、経済効果、雇用創出効果について定量的な分析を行った。その際、化石燃料の価格については、燃料価格横ばいケースと IEA の World Energy Outlook 2008 の見通しに基づく燃料価格上昇ケースの 2 ケースを想定した。

CO₂ 排出抑制効果については、再生可能エネルギーの導入が京都議定書目標達成計画の下位ケースにとどまる場合と比べて、2020 年時点で年間 4,700 万 t-CO₂ (1990 年比約 4%)、2030 年時点で年間 9,600 万 t-CO₂ (1990 年比約 8%) の CO₂ 排出抑制効果が見込まれた。CO₂ 排出抑制による経済効果は 2020 年までの累積で 4,000~6,000 億円、2030 年までの累積で 1.5~2.3 兆円と見込まれた。なお、本推計では原油価格が上昇すると LNG 価格も連動し、結果的に石炭が価格競争力を持つため、クレジット価格が上昇するものと想定した。

7.3 エネルギー自給率向上効果

エネルギー自給率向上効果については、現状の 5%から、需要の抑制とあいまって 2020 年に約 10%、2030 年に約 16%まで上昇することが見込まれた。なお、エネルギー自給率を評価する際、原子力を含める定義と含めない定義の 2 通りが考えられるが、ここではウラン燃料も輸入に依存しているため原子力を含めない定義を採用した。

7.4 化石燃料節約や産業振興による経済効果

化石燃料の節約額としては、発電と熱の合計で 2020 年時点で 5,000~8,000 億円、2020 年までの累積で 2.9~4.0 兆円、2030 年時点で 8,000 億円~1.4 兆円、2030 年までの累積で

9.9～16兆円と見込まれた。また、国内市場育成による太陽光発電の輸出増加などによって2000年の産業構造を前提とした場合、2020年までの累計で約26兆円、2030年までの累計で約48兆円程度のGDP増加が見込まれた。

7.5 雇用創出効果

雇用創出効果については、2020年に約59万人、2030年に約68万人の雇用創出が見込まれた。

7.6 その他の効果

定量評価可能なメリット以外にも、例えば分散型エネルギーであるという特性から、災害時の危機管理上のメリットなども享受することができるという特徴がある。

表 7-1 再生可能エネルギー普及がもたらす具体的な効果

①CO₂ 排出抑制効果

	抑制効果 (MtCO ₂)	1990年 (基準年) 比削減率
2020年	47	約4%
2030年	96	約8%

基準年を京都議定書目標達成計画における基準年温室効果ガス排出量 (12億6,100万 t-CO₂) として算出

②CO₂ 排出抑制による経済効果

	化石燃料代替の経済効果 (兆円)			
	2020年単年	2030年単年	2020年累積	2030年累積
クレジット価格実績	0.1	0.1	0.5	1.6
クレジット価格上昇時	0.1	0.2	0.6	2.5

③エネルギー自給率向上効果⁵

単位：原油換算百万 kl

		A:再生可能エネルギー導入量	B:一次エネルギー国内供給量	A/B
2006年度		30	586	5.1%
2020年 ¹⁾	需給見通し	40	561	7.2%
	本検討会 I	53	547	9.7%
	本検討会 II	53	529	10.1%
	本検討会 III	53	504	10.6%
2030年 ²⁾	需給見通し	52	526	9.9%
	本検討会 I	72	526	13.7%
	本検討会 II	72	461	15.6%
	本検討会 III	72	444	16.2%

1) 2020年の本検討会の一次エネルギー国内供給量は、2009/1/23の中期目標検討委員会にて国立環境研究所が提示した対策 I～IIIの3ケースの試算結果を引用した。

2) 2030年の一次エネルギー国内供給量は、本検討会 Iは需給見通しに同じとし、本検討会 II及びIIIは、2020年の各ケースの値と、脱温暖化2050プロジェクト中間報告書のシナリオ B:水素+太陽光・風力の値から線形内挿した。

④化石燃料節約による経済効果

	化石燃料代替の経済効果 (兆円)			
	2020年単年	2030年単年	2020年累積	2030年累積
燃料価格固定ケース	0.5	0.8	2.9	9.9
燃料価格上昇ケース	0.8	1.4	4.0	15.7

⁵ 自給率の分子は長期エネルギー需給見通しで扱っている再生可能エネルギーのうち廃熱回収による蒸気及び電力を含まない。また、分母は一次エネルギー国内供給としている。

⑤再生可能エネルギーの導入拡大による雇用創出効果

	粗付加価値額（兆円）	粗付加価値額（直接効果分除く、兆円）	雇用創出（万人）
2020年	5.0	3.4	59
2030年	5.6	3.8	68

表 7-2 再生可能エネルギー電力普及に要する費用と普及がもたらす具体的な効果
（まとめ）

（割引率3%、2010年価値換算）

		2020年累積		2030年累積	
		燃料価格 固定	燃料価格 上昇	燃料価格 固定	燃料価格 上昇
効 果	①化石燃料節約による経済効果	2.2	3.3	8.0	13.1
	②CO2排出抑制による経済効果※1	0.4	0.6	1.5	2.3
	③太陽光、風力、小水力及び地熱の 導入拡大による粗付加価値額拡大効 果※2	26	26	48	48
	合計（①+②+③）	29	30	58	64
費用		13	13	25	25

※1 燃料価格固定→クレジット価格固定、燃料価格上昇→クレジット価格上昇、に対応させた。

※2 付加価値額拡大効果のうち、直接効果に伴う拡大効果分は、費用側で計上しているものとみなし、ここでは一次及び二次の波及効果に伴う付加価値額拡大効果のみ累積額を計上した。

8. 負担のあり方

8.1 事業者、国民、国の各主体による適切な負担のあり方

再生可能エネルギー導入に要する費用については、再生可能エネルギー電力の導入が我が国の温暖化対策やエネルギー安全保障に直結するものであることを踏まえ、税や電力料金等を通じて国民全体で薄く広く負担していくことが適当と考えられる。

費用の負担について、仮に固定価格買取制度を導入し、電力会社を買取費用全額を電力料金に転嫁した場合を想定すると、kWh当たりの負担は、2011年から2030年まで20年間の平均で0.86円/kWh、最大となる2021年には1.14円/kWhとなる。標準的な世帯の1ヶ月の電力消費量を300kWh/月とすると、2011年から2030年まで20年間の平均で258円/月、最大となる2021年には341円/月という負担になると見込まれた。(図8-1)

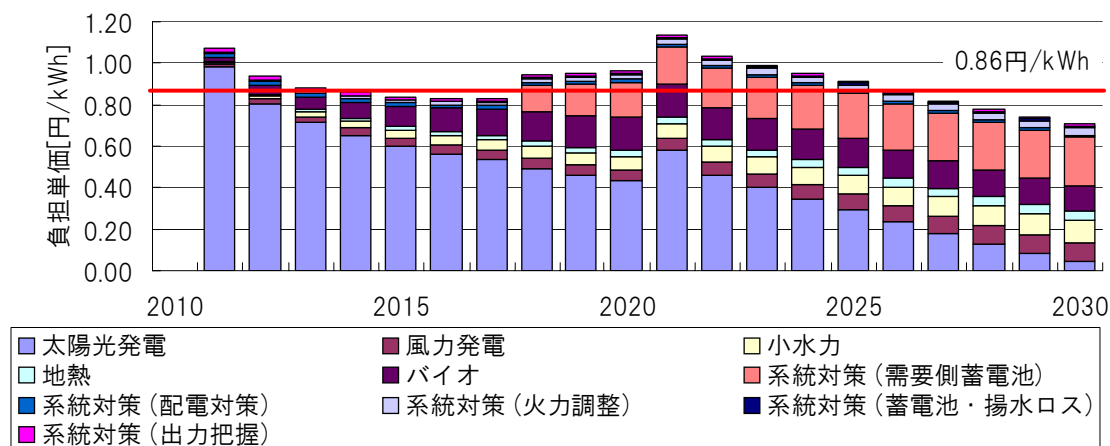
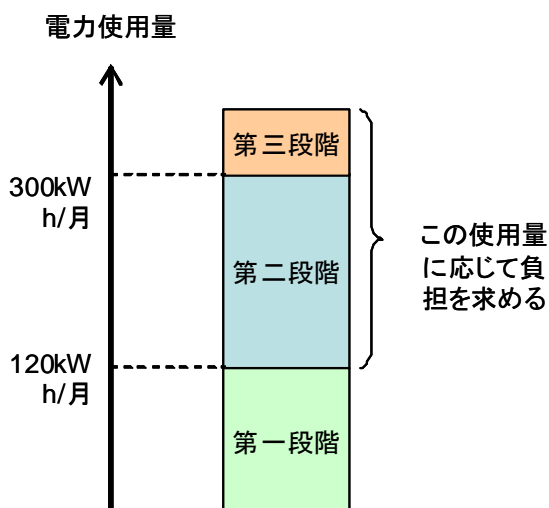


図 8-1 平均的な世帯の月額負担額の推移

8.2 国民生活、エネルギー多消費産業、既存の再生可能エネルギー導入者への配慮

固定価格買取制度の設計に当たっては、費用負担について以下のような配慮が考えられる。

- ・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については料金転嫁をしない”といった例外措置を講ずること。(家庭などの電力料金は使用量に応じて段階的に kWh 当たりの料金が高くなる3段階の料金体系となっていることから、例えば第1段階の120kWh/月までの電力使用量に対しては負担を求めないといった制度とすることが考えられる。) (図8-2)
- ・エネルギー多消費業種については、例えば“購入電力が生産額の10%以上の業種に対しては費用負担を軽減する”といった例外措置を講ずること。
- ・従前から再生可能エネルギーを導入していた者が不利益を被ることがないように、こうした主体からも一定の金額で買取を行うといった措置を講ずること。



従量電灯料金システム：一般家庭向けの料金は、使用量に応じて料金単価が異なる三段階料金制度が採用されている。

三段階料金制度：省エネルギーの推進などの目的から、昭和49年6月に採用されたもので、電気の使用量に応じて、料金単価に差を設けた制度。120kWh/月までが第一段階でナショナルミニマム（国が保障すべき最低生活水準）の考え方を導入した比較的低い料金となっている。

図 8-2 従量電灯料金システムの構成と費用負担の考え方

8.3 エネルギー料金システムの見直し

今後の人口減少や省エネルギー対策の進展によるエネルギー需要の頭打ちや、再生可能エネルギーの大量導入を視野に入れた電力やガスなどのエネルギー供給事業者の収益確保方策についても積極的に検討を行う必要がある。具体的には、電力・ガス料金などについて、諸外国の例を参考にしながら、供給量の増減と売上の増減を切り離し（デカップリング）、省エネルギー対策・再生可能エネルギーの導入が需要者と供給者の双方にとって経済的な利益となるような料金システムのあり方について、検討を開始すべきである。

9. おわりに

本検討を通じ、再生可能エネルギーの導入拡大が環境保全・経済成長・エネルギー安全保障のいずれにも資するものであることが示され、我が国として積極的に普及を促進していく必要があることを多様な分野の専門家の総意として明らかにすることができた。

今後、この提言が各種の政策を適切に推進するための原動力となり、国民が薄く広く負担することで、再生可能エネルギーの導入拡大が我が国で飛躍的に進展し、さらには世界の低炭素社会構築への貢献の一助となることを期待したい。