

低炭素社会づくりのための  
エネルギーの低炭素化に向けた提言

---

平成 24 年 3 月

低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化研究会





<本報告書の流れ>

再生可能エネルギー導入加速化の必要性

- 温室効果ガスの削減
- エネルギー自給率の向上
- 化石燃料調達に伴う資金流出の抑制
- 産業の国際競争力の強化
- 雇用の創出
- 地域の活性化
- 非常時のエネルギー確保

再生可能エネルギーの導入見込量の推計

- 導入ポテンシャルの見直し
- 検討対象の追加
- 推計手法の精緻化
- 便益の再推計

電力需給調整システムの検討

- 再生可能電力大量導入時の課題整理
- システムシナリオ定量分析
- 需給調整システムのあり方
- システム対策費用の見積

再生可能エネルギー導入支援策について

- 再生可能エネルギー電力の固定価格買取
  - ✓ 固定買取価格設定と価格調整の考え方
  - ✓ 回避可能原価の考え方と費用負担
- 再生可能エネルギー熱の支援策
  - ✓ グリーン熱証書

非経済障壁の克服について

- 震災を踏まえた課題抽出
- 非経済障壁を除くための施策

再生可能エネルギー導入拡大のためのロードマップ



<本報告書の位置付け>

昨年度のエネルギー供給 WG では、一昨年度のロードマップを基に、更に以下の検討課題に焦点を当てて検討を行い、それらの検討結果を踏まえロードマップの見直しを行った。

- ・ 固定価格買取制度の具体的な設計
- ・ 買取制度設計案等を踏まえた再生可能エネルギーの導入見込量の精査
- ・ 地域における再生可能エネルギービジネス普及拡大方策
- ・ 再生可能エネルギーの導入拡大を支え次世代ネットワーク

今年度の調査では、東日本大震災、原発事故を受けて、エネルギー政策は白紙からの見直しがなされていることを踏まえ、今年度は以下の点を検討のポイントとした。なお、検討体制としては、環境省の委託先検討会として「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及拡大方策等検討会」を設置し、更に同検討会の下に作業グループとして「再エネ導入量・需給調整方策検討作業グループ」を設置して検討を行った。

1. 地球温暖化対策の観点から、原子力発電への依存度を低減したシナリオを想定し、長期的な温室効果ガス排出目標（80%減）の達成を目指す観点から、以下の追加的検討を行った。

- ① 従来から対象としていた再生可能エネルギーについて、導入ポテンシャルを更に引き上げることが可能か検討を行った。
- ② 従前、検討していなかった海洋エネルギー及び地中熱利用について検討対象に加え検討を行った。
- ③ 再生可能エネルギー電力は、出力が安定している中小水力、地熱、バイオマスと、地域偏在性の少ない太陽光は 2050 年でポテンシャルを最大限顕在化させることを目標とし、風力は地域の偏在性を考慮した導入見込量を検討した。
- ④ 熱需要に対しては再生可能エネルギーによって得られる熱をそのまま使うことを基本として、最大限の導入見込量を検討した。

2. 日照や風況によって出力が変動する太陽光及び風力を 2030 年に大量に導入した場合の電力系統への影響について、震災後に公開された電力需要等の情報をもとに、地域ブロック単位での運用を想定して需給バランス・調整力バランスを検証し、電力需給調整システムのあり方を検討した。
3. 電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法の成立を受けた買取制度の運用方法、再生可能エネルギー熱の支援策、非経済障壁の克服のための施策を検討した。
4. 上記の検討を踏まえ、選択肢の素案の検討を行った。

## <各章の概要>

### 1. 再生可能エネルギー導入加速化の必要性など

再生可能エネルギー導入によるメリットには、地球温暖化対策に関する係るグローバルなものから、エネルギー自給率の向上や化石燃料調達資金の削減等の我が国のエネルギー政策に関する係るもの、産業の国際競争力の強化等の我が国の産業政策に関する係るもの、また雇用の創出や地域の活性化、非常時のエネルギー確保等のローカルなものまで、非常に多岐にわたることを整理した上で、再生可能エネルギーの導入加速化の必要性を明らかにした。

### 2. 再生可能エネルギーの導入見込量

低位、中位、高位の3ケースを想定して、2050年の導入見込量を推計した。導入地点によってコストが大きく変わりうる再生可能エネルギー（中小水力、地熱、バイオマス、風力）と大きくは左右されない太陽光発電の2つに分けて推計を行った。

前者については、東日本大震災以前の資源エネルギー庁推計値を低位ケース、2050年時点で導入ポテンシャルを最大限顕在化させる場合を高位ケース、その中間値を中位ケースと想定した。後者については、2020～30年は設置者に対する支援レベルとして、低位（IRR6%相当）、中位（IRR8%相当）、高位（IRR10%相当）を想定し推計し、2050年はポテンシャルを最大限発揮するものとした。なお、再生可能電力の買取価格は、再生可能エネルギー発電事業者が導入を進めるインセンティブを持てる水準かつ普及の継続的な拡大を阻害しない水準として、2020年時点の導入量に対してIRR8%を満たす価格とした。

また、2020年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす便益についても定量評価を行った。

更に、海洋エネルギー、太陽熱利用、及び地中熱利用についても今年度新たに導入見込量を推計した。

### 3. 電力需給調整システムについての検討

再生可能エネルギー電源の大量導入を実現するためには、1時間レベルでの需給バランスおよび短周期変動に対する調整力の両者を確保する必要があるが、「系統対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか」、「系統対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか」といった視点から、再生可能エネルギーの導入制約を検討し、再生可能エネルギーの導入に応じた系統対策シナリオを定量的に評価した。

具体的には、今年度の検討の中で数理モデルを構築し、再生可能電源出力控除後の系統負荷に対して、原子力、一般水力、火力による負荷配分を実施し、1時間レベルでの需給バランス、短周期変動に対する調整力の確保状況を検証した。火力の運用改善のみでは需給バランス・調整力が確保できない場合には、需要能動化、揚水発電の利用、再生可能電源出力抑制の順に対策を実施することも考慮した。結果、需給バランスおよび調整力の確保対策として、連系線の活用による一体運用は大きなポテンシャルを有すること、需要の能動化、揚水発電の積極活用により、再生可能電源の出力抑制の必要量を低減すること等を明らかにした。

#### 4. 再生可能エネルギー導入支援策

再生可能エネルギーの導入支援策として、再生可能電力に対する固定価格買取制度の詳細、具体的には再生可能電力の2020年の導入見込量の達成に必要な買取価格を、低位・中位・高位ケースのそれぞれの場合について明らかにした。また、発電コストの低減や導入量実績といった状況変化を考慮した買取価格更新の仕組み、回避可能原価の計算方法、CO<sub>2</sub>削減価値の扱い、需要家負担額の推計を行った。

また、再生可能エネルギー熱に対する支援施策として、主な支援施策のあり方の整理及び既存の事例の分析等を行った上で、グリーン熱証書の活用、特に市場創出に向けた制度オプションの整理検討を行った。

更に、昨年度のエネルギー供給WGのロードマップのうち、「再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革のための施策」及び「次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進」にある各項目ごとに、東日本大震災を踏まえた非経済障壁に関する課題を整理し、これら課題を克服するための施策を検討した。

#### 5. ロードマップの改訂

1～4.の検討内容を踏まえ、昨年度策定したエネルギー供給ロードマップ対して、必要な見直しを行った。また、ロードマップの実現に向けた課題を整理するとともに、エネルギー供給全体として検討すべき課題についても言及した。

## 目 次

<b>1. 再生可能エネルギー導入加速化の必要性など</b> .....	<b>1</b>
1.1 再生可能エネルギーのメリットと導入加速化の必要性 .....	1
1.2 再生可能エネルギーを巡る世界の潮流 .....	11
<b>2. 再生可能エネルギーの導入見込量</b> .....	<b>21</b>
2.1 導入見込量の考え方と前提条件 .....	21
2.2 導入見込量総括 .....	27
2.3 再生可能エネルギー導入による便益 .....	30
2.4 中小水力発電 .....	31
2.5 地熱発電 .....	37
2.6 バイオマス発電及びバイオマス熱利用 .....	42
2.7 太陽光発電 .....	53
2.8 風力発電 .....	88
2.9 海洋エネルギー .....	99
2.10 太陽熱利用 .....	121
2.11 地中熱利用 .....	127
<b>3. 電力需給調整システムについての検討</b> .....	<b>145</b>
3.1 再生可能電源の大量導入に伴う課題 .....	145
3.2 分析方針 .....	146
3.3 分析結果 .....	151
<b>4. 再生可能エネルギー導入支援策</b> .....	<b>162</b>
4.1 再生可能電力に対する固定価格買取制度について .....	162
4.2 再生可能エネルギー熱に対する支援施策について .....	177
4.3 非経済障壁の克服 .....	184
<b>5. ロードマップの改訂</b> .....	<b>188</b>
5.1 エネルギー供給のロードマップ .....	188
5.2 ロードマップ実現の留意点 .....	191
5.3 検討結果のまとめ .....	192

参考資料 諸外国の再生可能エネルギー固定価格買取制度の調査結果

## 目次

図 1-1	再生可能エネルギー導入によるメリット	1
図 1-2	発電によるライフサイクル CO2 排出量の比較	2
図 1-3	IEA BLUE Map シナリオ における各低炭素技術の貢献度	2
図 1-4	一時エネルギー自給率と中東依存率の各国比較	3
図 1-5	化石燃料の輸入金額の推移	4
図 1-6	我が国企業の世界市場シェア等の現状	5
図 1-7	スマートシティに活用される技術	6
図 1-8	世界スマートシティの項目別累計市場	6
図 1-9	再生可能エネルギー導入による雇用者数 (ドイツ)	7
図 1-10	六ヶ所村スマートグリッド実証実験の概要	10
図 1-11	G20 各国の再生可能エネルギーへの投資 (2010 年)	11
図 1-12	再生可能エネルギーへの投資と雇用者数 (ドイツ、2010 年)	12
図 1-13	世界の発電容量、発電量に占める再生可能エネルギーの割合	13
図 1-14	米国における一次エネルギー供給の内訳	14
図 1-15	各部門の既存ストックが「ロックイン」する将来 CO2 排出量	15
図 1-16	再生可能エネルギー電力供給量の推移 (ドイツ)	16
図 1-17	2011 年 5 月の一週間における発電電力量	16
図 1-18	再生可能エネルギー電力供給量の推移 (スペイン)	17
図 1-19	風力発電電力が多かった日の供給電力構成 (2011 年 11 月 13 日 (日))	17
図 1-20	CECRE (再生可能エネルギーコントロールセンター) の概要	18
図 1-21	スペインの風力発電供給地と電力需要地	19
図 1-22	2030 年の再生可能エネルギー導入シナリオ	19
図 1-23	再生可能エネルギーの将来コスト予測	20
図 2.1-1	低位ケースの想定	21
図 2.1-2	高位ケースの想定	22
図 2.1-3	太陽光発電の推計の考え方	22
図 2.2-1	再生可能エネルギーの導入見込量 (一次エネルギー供給量)	28
図 2.4-1	中小水力発電の導入ポテンシャル	32
図 2.4-2	設備規模区分別・発電単価別の導入ポテンシャル	33
図 2.4-3	中小水力の導入見込量 (足下からの増加分)	34
図 2.4-4	ポテンシャル構成比	35
図 2.5-1	地熱発電の導入ポテンシャル	38
図 2.5-2	地熱開発促進調査の発電コスト分布	38
図 2.5-3	地熱発電の導入見込量	40

図 2.5-4	発電方式別・発電コスト別導入量.....	41
図 2.6-1	バイオマス発電及び熱利用の導入見込量の考え方.....	45
図 2.6-2	バイオマス発電の導入見込量.....	50
図 2.6-3	バイオマス熱利用及び燃料の導入見込量.....	51
図 2.7-1	ドイツにおける太陽光発電導入の過熱.....	54
図 2.7-2	廃棄物埋立処分地におけるメガソーラー.....	56
図 2.7-3	太陽光発電システムの新築・既築別価格[万円/kW].....	58
図 2.7-4	建材一体化型.....	59
図 2.7-5	規模による太陽光発電システム価格の変化.....	59
図 2.7-6	各種太陽光発電システム価格の内訳.....	60
図 2.7-7	メガソーラーの借地料（出力あたり面積別）.....	60
図 2.7-8	関西電力の堺市臨海部でのメガソーラー計画.....	61
図 2.7-9	EPIA2011 加速シナリオ（標準的な政策のもと、近年の導入量拡大傾向が 継続された場合のシナリオ。）.....	62
図 2.7-10	システム価格低減の推計結果.....	63
図 2.7-11	買取価格の推移（低位）.....	64
図 2.7-12	2030年までの導入量（低位）.....	65
図 2.7-13	買取価格の推移（中位）.....	66
図 2.7-14	2030年までの導入量（中位）.....	67
図 2.7-15	買取価格の推移.....	68
図 2.7-16	2030年までの導入量（高位）.....	69
図 2.7-17	各シナリオにおける市場伸び率.....	70
図 2.7-18	世界導入量伸び率との比較.....	70
図 2.7-19	2050年における導入見込量.....	71
図 2.7-20	太陽光発電導入見込量の推移.....	72
図 2.7-21	太陽光発電の買取価格.....	73
図 2.7-22	太陽光発電新規導入量の伸展.....	74
図 2.7-23	ドイツの太陽光発電システム価格.....	75
図 2.7-24	太陽電池セル生産国と太陽光発電システム導入国（2010年）.....	76
図 2.7-25	日本の太陽光発電システム価格.....	76
図 2.7-26	各国製の太陽光発電価格の比較.....	77
図 2.7-27	各国の太陽光発電システム価格の比較.....	77
図 2.7-28	太陽電池セルの変換効率（研究レベル）の推移.....	79
図 2.7-29	研究レベル変換効率と量産レベル変換効率（例）.....	80
図 2.7-30	22年度調査までの導入見込量の考え方.....	80
図 2.7-31	22年度調査までの導入見込量推計フロー.....	80
図 2.7-32	図タイトルなし.....	82
図 2.7-33	新築住宅への導入率.....	82

図 2.7-34	新築住宅への導入率 .....	83
図 2.7-35	新モデルにおける導入率 .....	83
図 2.7-36	新築戸建住宅数の将来推計 .....	84
図 2.7-37	ドイツにおける非住宅用太陽光新規導入量 .....	85
図 2.7-38	ドイツと日本の長期金利の差[%] .....	85
図 2.7-39	ドイツにおけるメガソーラー新規導入量 .....	86
図 2.7-40	太陽光発電効率の劣化率 .....	86
図 2.7-41	中古太陽電池モジュールへの性能表示案 .....	87
図 2.7-42	太陽電池の処理において留意すべきリスク .....	87
図 2.8-1	陸上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況 .....	89
図 2.8-2	洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況 .....	90
図 2.8-3	風力発電の導入見込量（～2050年） .....	92
図 2.8-4	男鹿半島付近の風力発電の事業性マップイメージ .....	93
図 2.8-5	北海道の導入ポテンシャル .....	98
図 2.8-6	ドリームシナリオ（北海道のポテンシャルを最大活用）における需給イメージ .....	98
図 2.9-1	日本近海の波力エネルギー（kW/m、通年） .....	100
図 2.9-2	日本沿岸の波力エネルギー（kW/m） .....	100
図 2.9-3	日本近海の波力発電の適地 .....	101
図 2.9-4	日本近海の波パワーの大きい海域（15kW/m以上） .....	101
図 2.9-5	瀬戸内海の主要な海峡における潮流推算の例 .....	102
図 2.9-6	世界の海の表層と深層1,000mとの平均温度差分布 .....	103
図 2.9-7	日本の経済水域内における賦存量試算例 .....	103
図 2.9-8	設置イメージ .....	105
図 2.9-9	海洋エネルギーの導入見込量（容量ベース） .....	109
図 2.9-10	海洋エネルギーの導入見込量（発電量ベース） .....	109
図 2.9-11	OEA-Jによる導入目標 .....	110
図 2.9-12	OEA-Jによる導入目標 .....	110
図 2.9-13	Pelamis 波力発電装置 .....	111
図 2.9-14	PB150 PowerBuoy 波力発電装置 .....	111
図 2.9-15	ジャイロ式波力発電装置 .....	111
図 2.9-16	SeaGen システムイメージ .....	112
図 2.9-17	潮流発電システムイメージ .....	112
図 2.9-18	MW級海流発電システムイメージ .....	113
図 2.9-19	熱帯および亜熱帯地域の海水の垂直温度分布 .....	114
図 2.9-20	30kW 海洋温度差発電システム .....	114
図 2.9-21	2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップ .....	115
図 2.9-22	波力発電の技術ロードマップ .....	117

図 2.9-23	海洋温度差発電の技術ロードマップ .....	117
図 2.9-24	波パワー計測ポイント .....	118
図 2.9-25	エリア別平均入力エネルギー密度 .....	118
図 2.9-26	日本の海岸線の概況 .....	119
図 2.9-27	日本の海岸保全施設の総延長 .....	119
図 2.9-28	洋上風力の導入可能量の分布 .....	120
図 2.9-29	日本近海の波パワー .....	120
図 2.10-1	ソーラーシステムの集熱面積と本体標準価格（2009年時点） .....	123
図 2.10-2	平均販売価格と販売台数 .....	123
図 2.10-3	住宅用太陽熱利用の導入見込量の推計フロー .....	124
図 2.10-4	住宅用太陽熱利用の導入見込量推計結果 .....	124
図 2.10-5	住宅用太陽熱利用の導入見込量（～2050年） .....	125
図 2.10-6	住宅用太陽熱利用の導入見込量推計のフロー .....	126
図 2.11-1	東京 23 区の地下水利用ポテンシャル .....	127
図 2.11-2	地中熱ヒートポンプシステムのコスト試算例 .....	128
図 2.11-3	戸建住宅導入戸数 .....	129
図 2.11-4	事務所 導入延床面積 .....	130
図 2.11-5	戸建住宅における導入見込量の試算結果 .....	131
図 2.11-6	事務所における導入見込量の試算結果 .....	131
図 2.11-7	店舗における導入見込量の試算結果 .....	132
図 2.11-8	病院・診療所における導入見込量の試算結果 .....	132
図 2.11-9	地中熱利用体系 .....	133
図 2.11-10	地中熱利用システムの例 .....	134
図 2.11-11	地中熱利用ヒートポンプシステムの種類 .....	135
図 2.11-12	地中熱ヒートポンプシステムの導入実績（諸外国との比較） .....	135
図 2.11-13	地中熱ヒートポンプシステムの導入実績（日本における導入推移） .....	136
図 2.11-14	地中熱利用促進協会加盟者 都道府県別施工実績 .....	136
図 2.11-15	場所打ち杭を利用した地中熱交換器 .....	137
図 2.11-16	東京大学柏キャンパス環境棟システム概要 .....	137
図 2.11-17	国保坂下病院 地中熱利用の状況 .....	138
図 2.11-18	東京スカイツリー地区DHC システム概要 .....	139
図 2.11-19	東京スカイツリーの外観イメージ .....	139
図 2.11-20	羽田空港国際線旅客ターミナル .....	140
図 2.11-21	地中熱利用システム .....	140
図 2.11-22	地中熱利用ヒートポンプの導入事例 .....	141
図 2.11-23	地中熱利用のコミュニティ構想 .....	142
図 2.11-24	地中熱・空気熱ヒートポンプの冷暖房消費電力 .....	143
図 2.11-25	地中熱と空気熱による空調の年間運転実績の比較 .....	143



図 2.11-26	次世代省エネルギー基準の地域区分	144
図 3-1	周波数調整力不足、余剰電力発生イメージ	146
図 3-2	地域ブロック	146
図 3-3	系統運用計画の考え方（イメージ）	147
図 3-4	電力需要の設定	147
図 3-5	再生可能電源の出力の設定	148
図 3-6	系統負荷の時刻別パターン	148
図 3-7	需給バランス・調整力バランスの検証フロー	149
図 3-8	原子力・一般水力・火力の負荷配分の考え方	150
図 3-9	東日本 ボトム日（5月1日）：対策前	152
図 3-10	東日本 ボトム日（5月1日）：対策①需要能動化	153
図 3-11	東日本 ボトム日（5月1日）：対策②揚水、対策③再エネ出力抑制	154
図 3-12	出力抑制の発生状況：東日本・年間計（再生可能電源導入量：高位ケース）	154
図 3-13	出力抑制の発生状況：東日本・月別（再生可能電源導入量：高位ケース）	155
図 3-14	前提条件の違いに応じた出力抑制必要量：東日本（再生可能電源導入量：高位ケース）	156
図 3-15	系統運用条件の違いに応じた出力抑制必要量：東日本（再生可能電源導入量：高位ケース）	156
図 3-16	再生可能電源の出力抑制必要量（再生可能電源導入量：高位ケース）	157
図 3-17	各種対策実施後における発電電力量構成（再生可能電源導入量：高位ケース）	158
図 3-18	風力発電の導入地域の違いに応じた出力抑制必要量（再生可能電源導入量：高位ケース）	158
図 4-1	買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項	163
図 4-2	導入実績による価格調整方法の事例（ドイツ、太陽光の場合）	165
図 4-3	導入実績による価格調整方法の事例（スペイン、太陽光の場合）	165
図 4-4	導入実績による価格調整（案）	166
図 4-5	買取価格の調整式	167
図 4-6	回避可能原価の基本的考え方	167
図 4-7	需要家負担の推移イメージ	168
図 4-8	燃料価格の想定	169
図 4-9	回避可能原価（燃料費単価+CO <sub>2</sub> 対策費用とした場合）の推移	171
図 4-10	回避可能原価（資本費単価を燃料費単価+CO <sub>2</sub> 対策費用とした場合）の推移	171
図 4-11	CO <sub>2</sub> 削減価値の帰属	173
図 4-12	CO <sub>2</sub> 削減価値の調整	174

図 4-13	技術革新効果の価値（太陽光発電、中位ケースの例）	174
図 4-14	標準世帯の月あたり負担額推移	175
図 4-15	業種別の1年間の負担総額（割引前）	176
図 4-16	(2) 技術の成熟度に応じた支援施策のあり方	178
図 4-17	豪州における熱証書の流れ	179
図 4-18	再生可能エネルギー証書の累積値の推移	179
図 4-19	グリーン熱証書の利用フロー	180
図 4-20	グリーンエネルギーCO2削減相当量認証制度のスキーム案	182
図 4-21	エネルギー供給構造高度化法を活用した熱証書利用のイメージ	183
図 5-1	エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/3	188
図 5-2	エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 2/3	189
図 5-3	エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 3/3	189
図 5-4	エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ） 1/2	190
図 5-5	エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ） 2/2	190

## 表目次

表 1-1	再生可能エネルギー発電導入による雇用効果	7
表 1-2	地域・NPO による再生可能エネルギービジネスの例	8
表 1-3	災害時の住宅用太陽光発電の自立運転モードの利用実態	9
表 1-4	スマートグリッド実証実験の災害時の状況	9
表 1-5	各国の長期的再生可能エネルギー導入目標	15
表 2.1-1	導入ポテンシャルの精査	23
表 2.1-2	再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (1/3)	24
表 2.1-3	再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (2/3)	25
表 2.1-4	再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (3/3)	25
表 2.1-5	コスト等検証委員会の諸元 (1/2)	26
表 2.1-6	コスト等検証委員会の諸元 (2/2)	27
表 2.2-1	再生可能エネルギーの導入見込量 (一次エネルギー供給量)	28
表 2.2-2	再生可能エネルギーの導入見込量 (設備容量)	29
表 2.2-3	再生可能エネルギーの導入見込量 (発電電力量)	29
表 2.3-1	再生可能エネルギー導入による便益	30
表 2.4-1	平成 22 年度調査における中小水力発電の導入見込量の考え方	31
表 2.4-2	平成 23 年度調査における中小水力発電の導入見込量の考え方	31
表 2.4-3	中小水力発電の導入見込量の設定	34
表 2.4-4	2020 年までの追加導入見込量の内訳	35
表 2.4-5	中小水力発電の導入量を満たすための買取価格	36
表 2.5-1	平成 22 年度調査における地熱発電の導入見込量の考え方	37
表 2.5-2	平成 23 年度調査における地熱発電の導入見込量の考え方	37
表 2.5-3	開発に関する動向が確認されている地点のリスト	39
表 2.5-4	山葵沢・秋ノ宮地域の開発計画概要	39
表 2.5-5	地熱発電の導入量を満たすための買取価格	41
表 2.6-1	平成 22 年度調査におけるバイオマス発電の導入見込量の考え方	42
表 2.6-2	平成 23 年度調査におけるバイオマス発電の導入見込量の考え方	42
表 2.6-3	平成 22 年度調査におけるバイオマス熱利用及び燃料の導入見込量の考え方	43
表 2.6-4	平成 23 年度調査におけるバイオマス熱利用及び燃料の導入見込量の考え方	43
表 2.6-5	バイオマス発電及び熱利用の導入ポテンシャル	44
表 2.6-6	バイオマス資源区分毎の変換方法の想定	46
表 2.6-7	バイオマス資源区分毎の利用方法の想定	47
表 2.6-8	エネルギー利用システムの諸条件	48

表 2.6-9	燃料調達費以外の費用想定.....	48
表 2.6-10	バイオマス資源の調達費用.....	49
表 2.6-11	バイオマス発電及び熱利用の導入見込量を満たす買取価格.....	52
表 2.7-1	平成 22 年度調査における太陽光発電の導入見込量の考え方 .....	53
表 2.7-2	平成 22 年度調査における太陽光発電の導入見込量の考え方 .....	53
表 2.7-3	投資回収年数と IRR の関係 .....	54
表 2.7-4	太陽光発電の賦存量および導入ポテンシャル .....	55
表 2.7-5	環境省調査による太陽光発電の導入ポテンシャル.....	56
表 2.7-6	レベル別の太陽光発電の導入ポテンシャル.....	57
表 2.7-7	カテゴリ別レベル別の太陽光発電の導入ポテンシャルの考え方 .....	57
表 2.7-8	太陽光発電システムの新築・既築別価格[万円/kW].....	58
表 2.7-9	メガソーラーの出力あたり面積 .....	61
表 2.7-10	都道府県別 土地単価.....	61
表 2.7-11	太陽光発電システムのコスト低減の想定 .....	62
表 2.7-12	発電単価[円/kWh] .....	63
表 2.7-13	2030 年までの低位ケースの考え方 .....	64
表 2.7-14	2030 年までの導入量（低位） .....	65
表 2.7-15	2020 年における設置イメージ（低位） .....	65
表 2.7-16	2030 年までの中位ケースの考え方 .....	66
表 2.7-17	2030 年までの導入量（中位） .....	67
表 2.7-18	2020 年における設置イメージ（中位） .....	67
表 2.7-19	2030 年までの高位ケースの考え方 .....	68
表 2.7-20	2030 年までの導入量（高位） .....	69
表 2.7-21	2020 年次点の設置イメージ（高位） .....	69
表 2.7-22	世界導入量の伸び率 .....	70
表 2.7-23	太陽光発電導入見込量総括.....	72
表 2.7-24	電力会社によるメガソーラー計画.....	75
表 2.7-25	一般廃棄物処分場における設置可能容量.....	78
表 2.7-26	最終処分場における導入ポテンシャル.....	78
表 2.7-27	住宅・非住宅・メガソーラーそれぞれの導入見込量の考え方.....	81
表 2.8-1	平成 22 年度調査における風力発電の導入見込量の考え方 .....	88
表 2.8-2	平成 23 年度調査における風力発電の導入見込量の考え方 .....	88
表 2.8-3	導入ポテンシャル推計条件（開発不可条件） .....	89
表 2.8-4	導入ポテンシャル推計条件（開発不可条件） .....	90
表 2.8-5	風力発電の導入見込量（～2020 年） .....	91
表 2.8-6	風力発電の導入見込量（～2050 年）の前提条件.....	92
表 2.8-7	買取価格に応じた累積導入可能量（PIRR8%ベース） .....	94
表 2.8-8	買取価格に応じた累積導入可能量（PIRR8%ベース） .....	95

表 2.8-9	買取価格に応じた累積導入可能量 (PIRR8%ベース)	95
表 2.8-10	買取価格に応じた累積導入可能量 (PIRR8%ベース)	96
表 2.8-11	風力発電の現状の電力系統への連系可能量	97
表 2.9-1	主要な海洋エネルギー技術と本作業グループにおける検討技術	99
表 2.9-2	日本の代表的な海峡の潮流エネルギー賦存量	102
表 2.9-3	波力発電 (沿岸固定式) の導入見込量の試算条件	104
表 2.9-4	波力発電 (沖合浮体式) の導入見込量の試算条件	105
表 2.9-5	波力発電の導入見込量	106
表 2.9-6	潮流発電の導入ポテンシャルの試算条件	107
表 2.9-7	潮流発電の導入ポテンシャルの試算結果	108
表 2.9-8	日本における波力発電の導入ロードマップ	116
表 2.9-9	日本における潮流・海流発電の導入ロードマップ	116
表 2.9-10	日本における海洋温度差発電の導入ロードマップ	117
表 2.10-1	平成 22 年度調査における太陽熱利用の導入見込量の考え方	121
表 2.10-2	平成 23 年度調査における太陽熱利用の導入見込量の考え方	121
表 2.10-3	太陽熱利用の導入ポテンシャル推計の条件	122
表 2.10-4	太陽熱利用の導入ポテンシャル推計結果	122
表 2.10-5	住宅用太陽熱利用の推計結果	125
表 2.10-6	住宅用太陽熱利用の導入見込量 (2020 年)	125
表 2.10-7	太陽熱利用技術の比較	126
表 2.11-1	地中熱ヒートポンプシステムのコスト試算例	128
表 2.11-2	地中熱利用の導入見込量試算の前提条件	129
表 2.11-3	戸建住宅 (戸数)	129
表 2.11-4	事務所、店舗、病院・診療所 (2 階以上延床面積[m <sup>2</sup> ])	130
表 2.11-5	戸建住宅	130
表 2.11-6	事務所、店舗、病院・診療所	130
表 2.11-7	地中熱利用システムにより賄われる冷暖房需要	133
表 2.11-8	家庭部門・業務部門の総冷暖房需要	133
表 2.11-9	温度差熱利用の種類と特徴	134
表 3-1	再生可能電源の大量導入に伴う課題	145
表 3-2	需要、再生可能電源に関する設定	150
表 3-3	能動化機器、再生可能電源の 2030 年普及見通しに関する設定	150
表 3-4	系統電源に関する設定	151
表 3-5	揚水発電の容量に関する設定	151
表 3-6	系統対策費用の試算条件：概要	159
表 3-7	系統対策費用の試算条件：詳細	159
表 3-8	系統対策費用の試算結果 (2012~2030 年)：概要	160
表 3-9	系統対策費用の試算結果 (2012~2030 年)：詳細	160

表 3-10	再生可能電源の出力抑制、需要能動化の実現策 .....	161
表 4-1	再生可能電力の 2020 年の導入見込量の達成に必要な買取価格 .....	162
表 4-2	買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項 .....	163
表 4-3	他国の事例 .....	164
表 4-4	発電コストの把握方法（案） .....	164
表 4-5	諸外国における買取制度による導入量調整方法 .....	166
表 4-6	回避可能原価の費目 .....	168
表 4-7	電源別のスペック .....	169
表 4-8	燃料単価（円/kWh） .....	170
表 4-9	CO <sub>2</sub> 対策費用（円/kWh） .....	170
表 4-10	買取制度小委員会における整理 .....	173
表 4-11	標準世帯の 2020 年、2030 年の月あたり負担額 .....	175
表 4-12	需要家規模別の負担額の相殺に必要な節電率 .....	175
表 4-13	再生可能エネルギー熱の支援施策事例 .....	177
表 4-14	欧州主要国における再生可能エネルギー熱支援制度 .....	178
表 4-15	我が国におけるグリーン熱証書の概要 .....	180
表 4-16	グリーン熱証書の市場創出に向けた制度オプション .....	181
表 4-17	エネルギー供給構造高度化法における判断基準 .....	182
表 4-18	ロードマップの項目毎の非経済障壁に関する課題 .....	184
表 4-19	ロードマップの項目に対応させた施策案 .....	185
表 4-20	再生可能エネルギーの種類毎の課題とその対応 .....	186
表 4-21	電力系統に関する課題と対応 .....	187

# 1. 再生可能エネルギー導入加速化の必要性など

## 1.1 再生可能エネルギーのメリットと導入加速化の必要性

### (1) 再生可能エネルギーのメリット

再生可能エネルギー導入によるメリットには、以下に示すように、地球温暖化対策に関するグローバルなものから、エネルギー自給率の向上や化石燃料調達資金の削減等の我が国のエネルギー政策に関するもの、産業の国際競争力の強化等の我が国の産業政策に関するもの、また雇用の創出や地域の活性化、非常時のエネルギー確保等のローカルなものまで、非常に多岐にわたる。このようなメリットを持つ再生可能エネルギーは、次世代に真に引き継ぐべき良質な社会資本と考えられる。

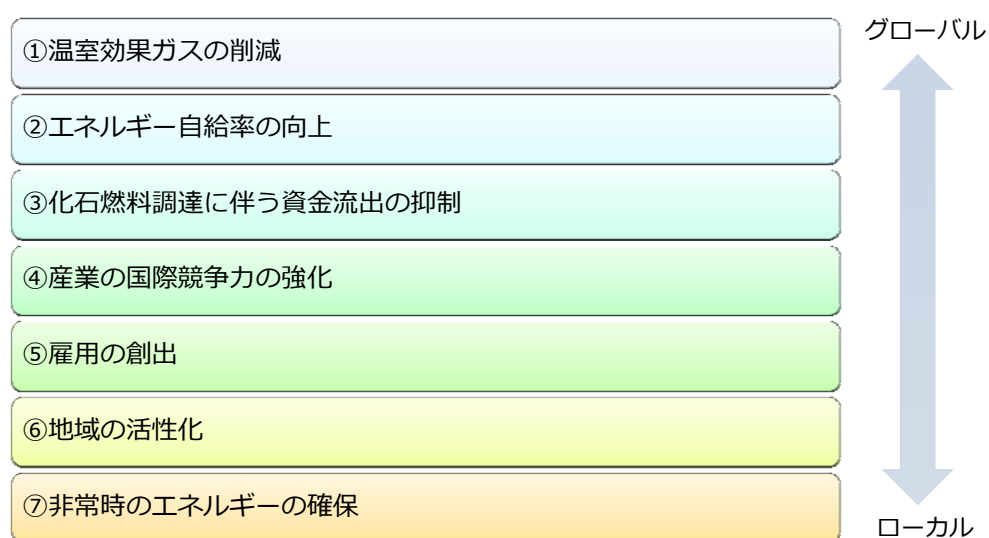


図 1-1 再生可能エネルギー導入によるメリット

(2) 必要性① 温室効果ガスの削減

再生可能エネルギーは、化石燃料と異なり、利用時に温室効果ガスである CO<sub>2</sub> を排出しないため、化石燃料代替による温室効果ガス削減に大きく貢献するものである。再生可能エネルギーで発電を行う場合、設備の建設・廃棄等を含めたライフサイクル全体でも、化石燃料発電に比べて CO<sub>2</sub> 排出を大幅に削減できる（図 1-2）。IEA の試算では、世界の 2050 年の温室効果ガス排出量を 2005 年比半減させる際、再生可能エネルギーの寄与度は 17%と推計されている（図 1-3）。

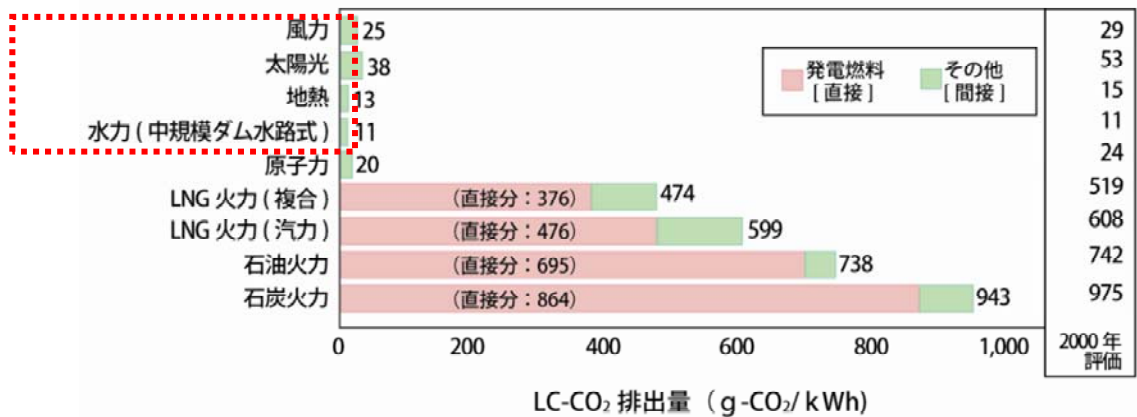


図 1-2 発電によるライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量の比較

出典) 今村・長野 (電力中央研究所) 「日本の発電技術のライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量評価—2009 年に得られたデータを用いた再推計—」

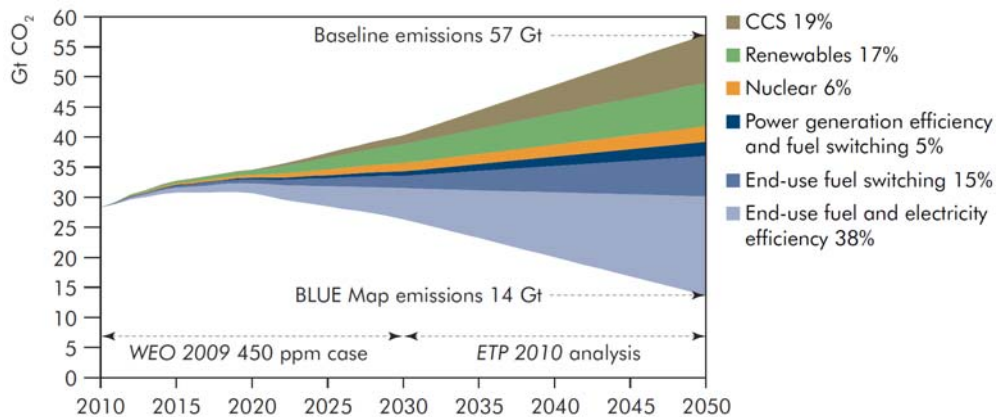


図 1-3 IEA BLUE Map シナリオ における各低炭素技術の貢献度

BLUE Map シナリオ：2050 年に世界の温室効果ガス排出量を 2005 年比で半減させるシナリオ。

出典) “Energy Technology Perspectives 2010” (IEA)



### (3) 必要性② エネルギー自給率の向上

日本は諸外国に比較して一次エネルギー自給率が4%（原子力を除く）と著しく低く、中東地域への依存率も高い。国産エネルギーである再生可能エネルギーの導入拡大によるエネルギー自給率向上は、エネルギーセキュリティ向上のための重要な手段である。

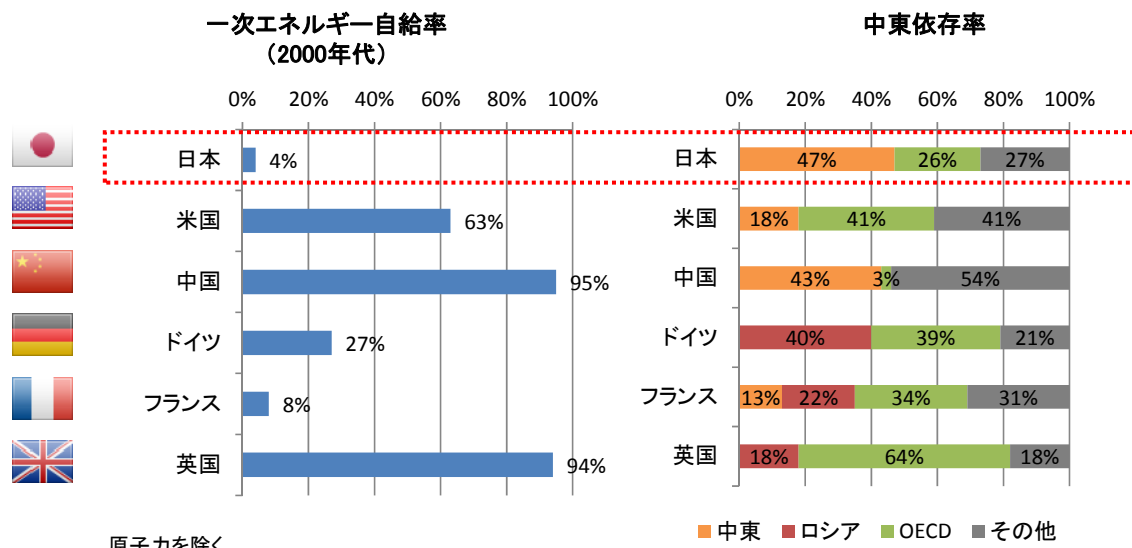


図 1-4 一時エネルギー自給率と中東依存率の各国比較

出典) 「平成 21 年度エネルギーに関する年次報告」(エネルギー白書 2010)

資源エネルギー庁「今後の資源エネルギー政策の基本的方向について～「エネルギー基本計画」見直しの骨子(案)～」(2010)

(4) 必要性③ 化石燃料調達に伴う資金流出の抑制

原油価格の高騰に伴い、我が国における化石燃料輸入金額は上昇しており、2004年以降は毎年10兆円以上の資金を費やしている。2010年の化石燃料の輸入額（約17兆円）がGDPに占める割合は約3.5%であり、この比率は過去10年間で約2倍に増加している。国内での再生可能エネルギー導入は、化石燃料の輸入金額削減に貢献することができる。

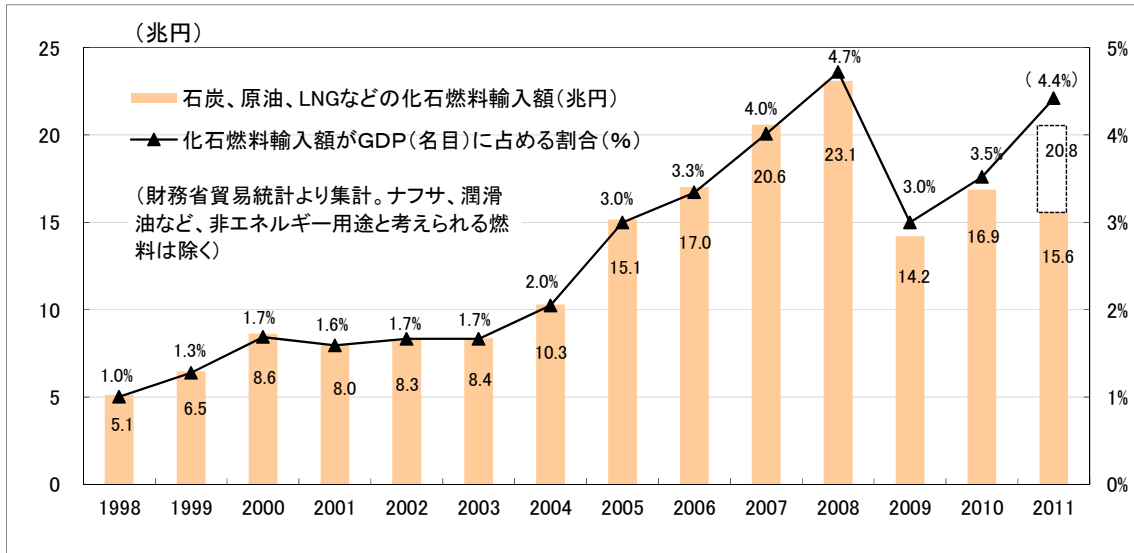


図 1-5 化石燃料の輸入金額の推移

出典) 財務省貿易統計より作成

※2011年は4～12月までのデータによる。棒グラフの点線部分は、仮に2012年1～3月の月あたり輸入金額が、2011年は4～12月までと同じと仮定した場合の値。

#### (5) 必要性④ 産業の国際競争力の強化

世界の再生可能エネルギー市場は年々拡大しており、成長市場として期待されている。太陽光発電に代表されるように、技術的には我が国が先行している分野もあるが、市場シェアを維持・拡大できていない、付加価値の大きいシステム事業に参入していないなど、当該市場における競争力を有しているとはいいがたい状況となっている。

近年では先進国に加えて新興国における導入量も拡大しており、都市開発時のインフラの一要素として再生可能エネルギー導入が見込まれるなど、将来的な有望市場と考えられている。また、洋上風力発電等の新技術へのニーズも高まっており、他国に遅れることなく新市場に参入していくためには、国内市場をベースとした新技術の実証、継続的な技術開発を行い、海外展開を積極的に図る必要がある。

また、地熱発電タービンや風力発電機用軸受、太陽電池用封止フィルム等、現状で高いシェアを有する個別機器・部材・素材の競争力の維持・強化のためにも、再生可能エネルギーの内需拡大が重要である。

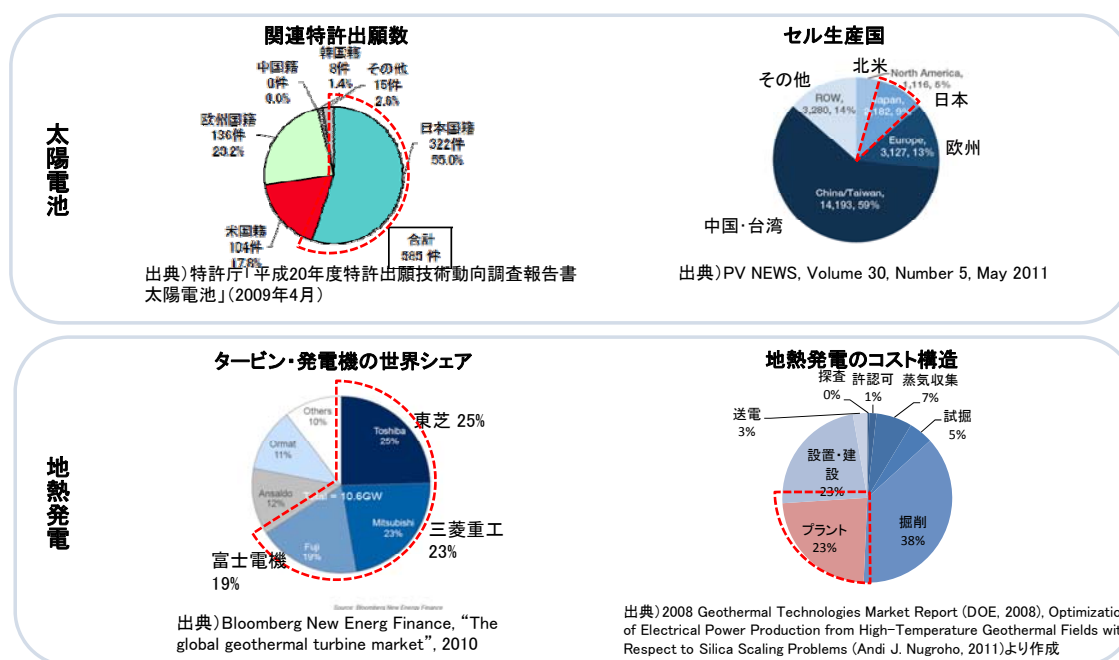


図 1-6 我が国企業の世界市場シェア等の現状

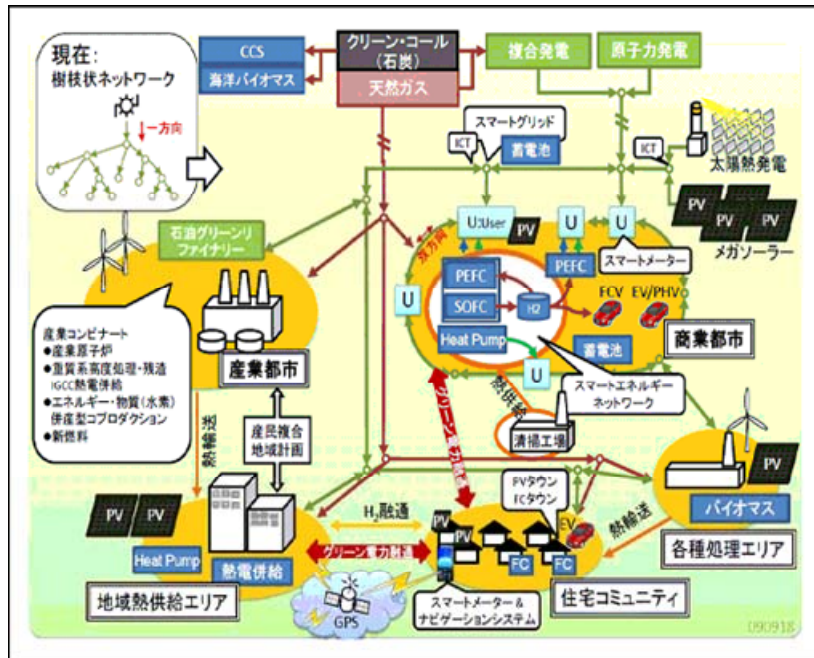


図 1-7 スマートシティに活用される技術

出典) 柏木孝夫「経済発展と環境対策の両立に向けて～スマートシティという視点～」

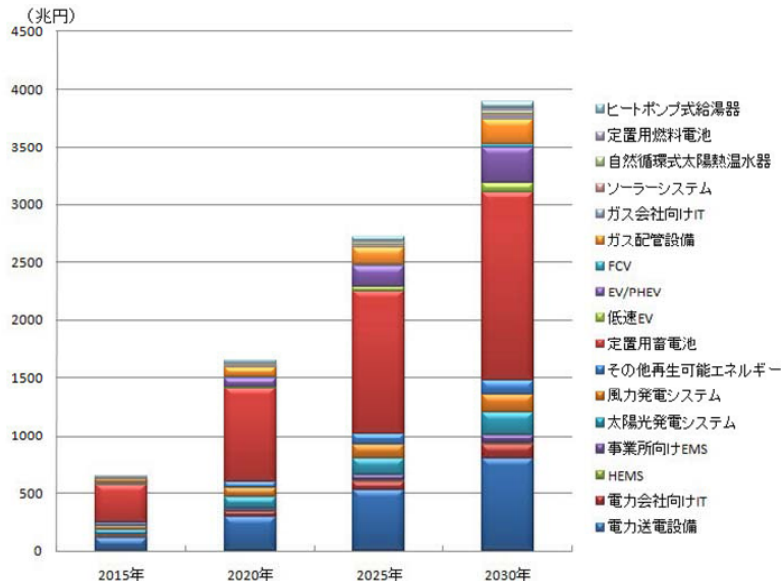


図 1-8 世界スマートシティの項目別累計市場

出典) 「世界スマートシティ総覧 2012」、日経BPクリーンテック研究所

世界で行われている 400 プロジェクトの市場規模の推計値。

(6) 必要性⑤ 雇用の創出

再生可能エネルギーの導入は、設備製造、建設・設置、維持管理、資源収集（バイオマス）等に係る新規雇用創出に貢献する。発電量あたりの雇用人数は、従来化石燃料発電と比較すると、同程度～10倍程度である。ドイツの再生可能エネルギー導入による雇用者数は年々拡大しており、2010年はグロスで約37万人（ネットで7～9万人）に上ると推計されている。再生可能エネルギーの雇用効果の特徴としては、設備製造および建設・設置に係る効果が大きく、特に風力発電は設備製造、太陽光発電では建設・設置による雇用効果が大きくなっている。

表 1-1 再生可能エネルギー発電導入による雇用効果

	設備製造 [人・年/MW]	建設・設置 [人・年/MW]	維持管理 [人/MW]
石炭	0.003	14.4	0.25-3.2
天然ガス	0.001	3.4	0.47
バイオマス	0.4	3.9	4.4
水力	0.5	10.8	0.22
陸上風力	12.5	2.5	0.4
洋上風力	24	4.8	0.77
太陽光	9.1	31.9	0.4
地熱	3.3	3.1	0.74

出典) Institute for Sustainable Futures, “Energy Sector Jobs to 2030: A Global Analysis”, 2009

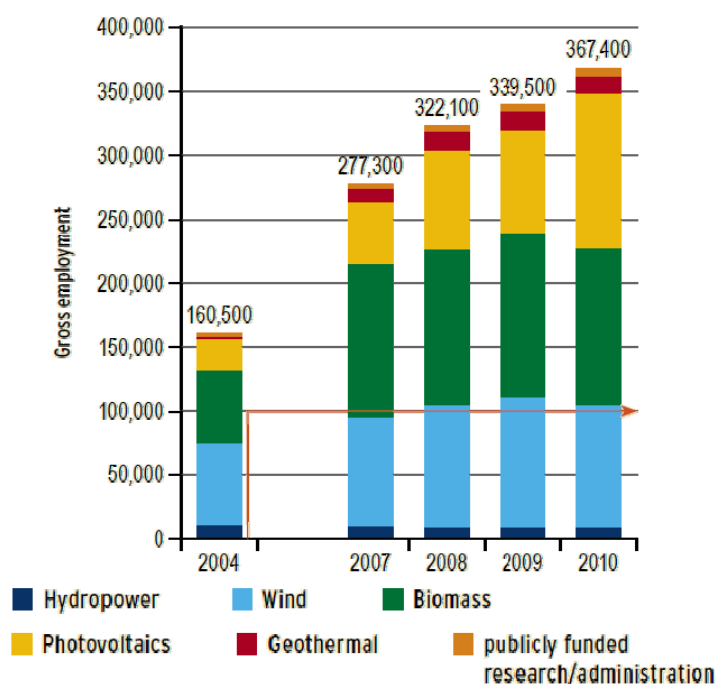


図 1-9 再生可能エネルギー導入による雇用者数 (ドイツ)

出典) Renewably employed (BMU, 2011)

## (7) 必要性⑥ 地域の活性化

戸建住宅の屋根面、豊富な日射、安定した風、落差ある河川、温泉に代表される地熱、森林資源など、再生可能エネルギーは、都市部より郊外・地方部における導入ポテンシャルが大きい。これらのポテンシャルを活かし、地域に根差した再生可能エネルギービジネスの振興を図ることにより、地域の活性化につながることを期待される。

表 1-2 地域・NPO による再生可能エネルギービジネスの例

	事例	ポイント
太陽光発電	オンサイト太陽光発電 (株)キューデン・エコソル)	顧客のイニシャルコスト及び保守・管理作業を不要とする新たなビジネス形態。
	グリーン電力供給サービス (ネクストエナジー・アンド・リソース株)	同社管理設備から発電された「グリーン電力」を購入。「電気の種類を選ぶ」を実現する新サービス。
風力発電	地域企業による風力発電 (株)ウインドパワーいばらき)	地域企業として地域活性化に貢献。丁寧な説明により周辺住民や漁業関係者の理解を得る。
	市民出資による風力発電事業 (株)市民風力発電)	訴求性が高く、市民の意識啓発や地域活性化に寄与。
小水力発電	農業用水発電 (栃木県那須野ヶ原土地改良区連合)	農業用水の未利用ポテンシャルを活用して発電事業を創出し、組合員の負担軽減等に貢献。
地熱発電	皆瀬地域地熱井長期噴出試験 (湯沢市)	周辺地域への影響を綿密に調査。温泉・地元住民との連携・協力関係を構築。
バイオマス熱利用	市民ファンド (おひさまエネルギーファンド3号(株))	グリーン熱証書化により、採算性確保を目指す。
全般	導入普及・促進事業 (環境エネルギー普及(株))	金融機関が間接融資で参画する点で、従来にはないビジネスモデルを構築。

出典) 環境省地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ小委員会 エネルギー供給 WG 「地域における再生可能エネルギービジネス検討作業部会」報告(2010)より作成

## (8) 必要性⑦ 非常時のエネルギーの確保

多くの再生可能エネルギーは分散型エネルギーであり、災害等により集中型エネルギーの供給が途絶えた場合でも継続的な発電が可能である。災害等の非常時における最低限必要なエネルギーの供給源として活用することが期待されている。

先の東日本大震災では、多くの被災者が住宅用太陽光発電からの電力を活用し、その有用性を実感している（表 1-3）。また、六ヶ所村で実施中のスマートグリッド実証事業では、被災後も電力供給が可能であったことなど、再生可能エネルギーの非常用電源としての有効性が確認されている（表 1-4、図 1-10）。

表 1-3 災害時の住宅用太陽光発電の自立運転モードの利用実態

自立運転モードを使用時の感想
<ul style="list-style-type: none"><li>● 震災時は寒かったのでファンヒーターが使えるて助かった。</li><li>● 電気ポットでお湯を沸かし温かいコーヒーを飲んで、気持ちが落ち着きほっとした。</li><li>● 赤ちゃんのミルクのお湯の調達に苦労したので日中沸かせるだけ沸かしてポットなどに入れて置いた。そのほか携帯の充電等に大活躍。ソーラーをのせておいてよかったと実感した。</li><li>● 大人は水くみやその他生活面で忙しく、子ども達にかまっていられなかったため、DVDデッキにつなぎ録画したアニメを見せた。子ども達は安心した様子で見ている。</li><li>● 周りのみんなが携帯電話の充電が切れて困っていたので充電してあげてよかった。</li><li>● 炊飯器でご飯を炊いた。多めにご飯を炊き、近所の子どものいる家庭に配り、とても感謝された。</li><li>● 米と炊飯器を持参してもらい、近所の炊き出しに役立った。</li></ul>

出典) 積水化学工業プレスリリース「太陽光発電 停電時の自立運転モードの利用実態調査」

表 1-4 スマートグリッド実証実験の災害時の状況

<ul style="list-style-type: none"><li>● 大容量蓄電池併設型風力発電を活用して、系統電力から分離して需要に合わせて電力を送電することによる実証実験を平成 22 年 9 月に開始。</li><li>● 東日本大震災においても東北全体が停電している中で、系統から分離した電源のあった実証場所だけは電気が使用可能であった。</li></ul>
---

出典) 青森県・野辺地町・横浜町・六ヶ所村「地域活性化総合特別区域指定申請書」平成 23 年 9 月より

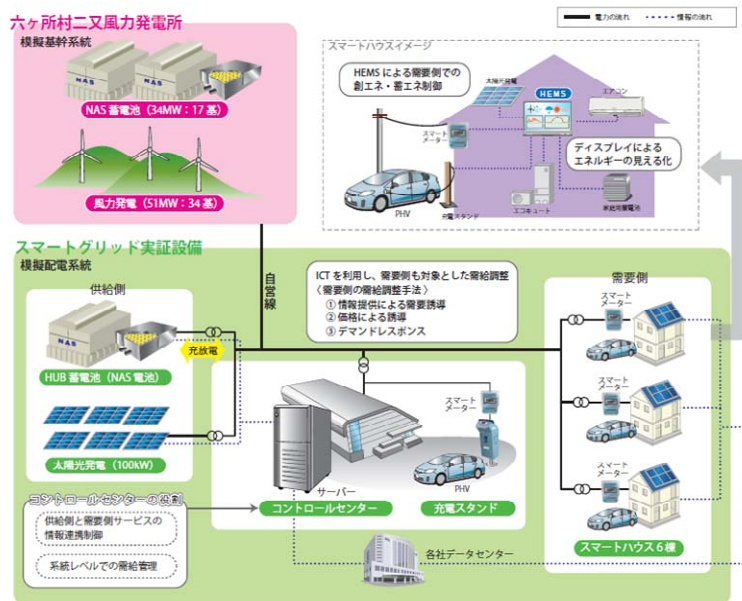


図 1-10 六ヶ所村スマートグリッド実証実験の概要

出典) 日本風力発電、トヨタ自動車、パナソニック電工、日立製作所「六ヶ所村スマートグリッド実証実験」



## 1.2 再生可能エネルギーを巡る世界の潮流

### (1) 再生可能エネルギービジネスへの投資と雇用の増加

世界における再生可能エネルギービジネスへの投資は年々拡大しており、2010年の世界全体の投資額は、前年比32%成長となる、2,110億ドルに到達している。主要国別に見ると、中国（544億ドル）、ドイツ（412億ドル）、米国（340億ドル）が突出している。一方、日本は35億ドルと上位3カ国の10分の1以下にとどまっている。

ドイツ環境省によると、2010年のドイツにおける再生可能エネルギー関連の総雇用者数は、対2004年比の約2.3倍となる、36万7400人に到達している。また、再生可能エネルギーへの投資額は、国民が負担するFeed-in-Tariff付加金額を上回っており、再生可能エネルギー市場の拡大は、同国の経済成長に大きく貢献している。

再生可能エネルギーの普及は、CO<sub>2</sub>削減効果、エネルギーセキュリティの向上等に加え、雇用の創出、地域におけるビジネス振興等、我が国の経済成長のドライビングフォースとしての役割が期待される。

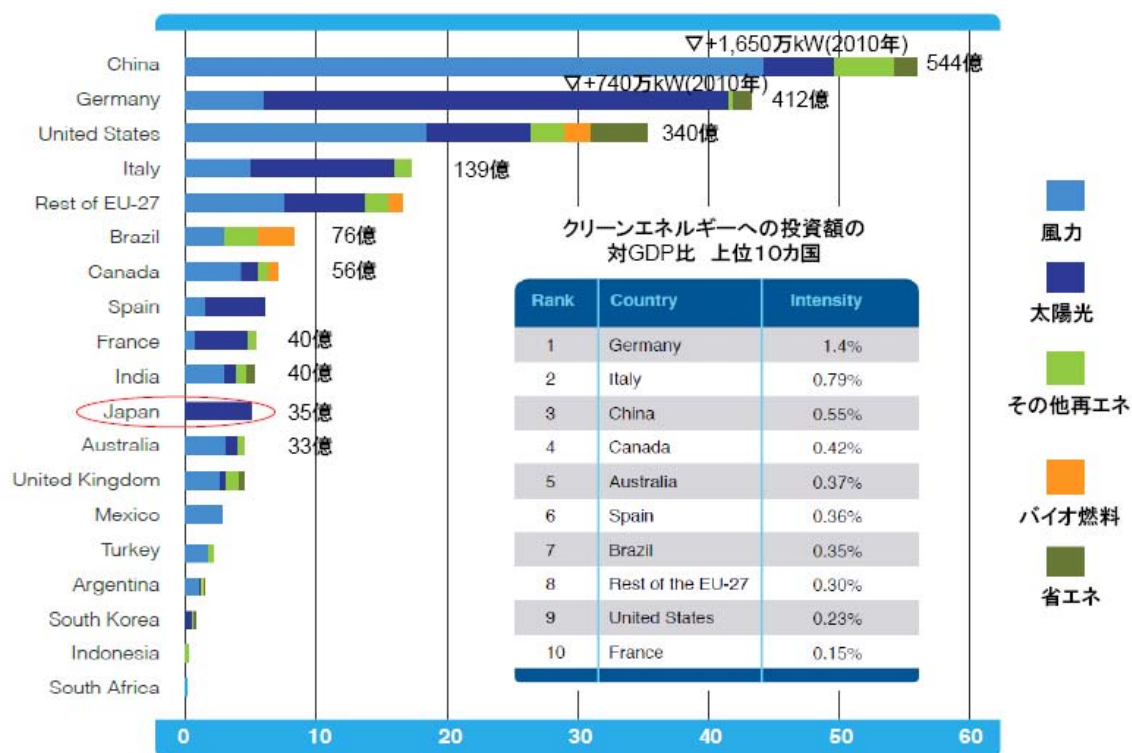


図 1-11 G20 各国の再生可能エネルギーへの投資（2010年）

出典) Energy Technology Perspective 2010 (IEA)

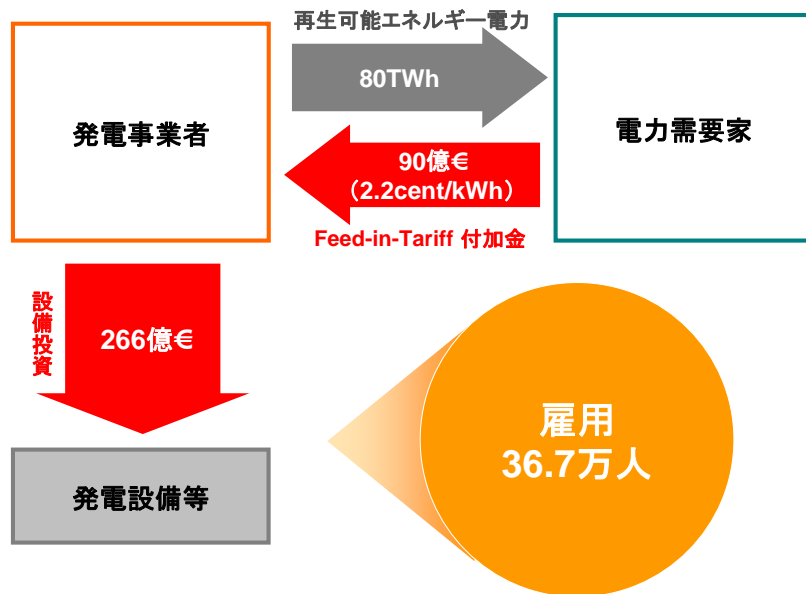


図 1-12 再生可能エネルギーへの投資と雇用者数 (ドイツ、2010年)  
 出典) Renewable Energy Sources 2010 (BMU)

## (2) 世界の再生可能エネルギーの導入ペース

地球温暖化対策、CO2 削減の必要性から、世界における再生可能エネルギーの導入量は着実に増加している。2010 年の新規発電設備分に占める再生可能電力の割合は、発電容量ベースで約 34%、発電量ベースで約 30%に達している。米国では、バイオマス・水力など再生可能エネルギーの一次エネルギー供給に占める割合は約 10%であり、原子力に並ぶ水準に達している。

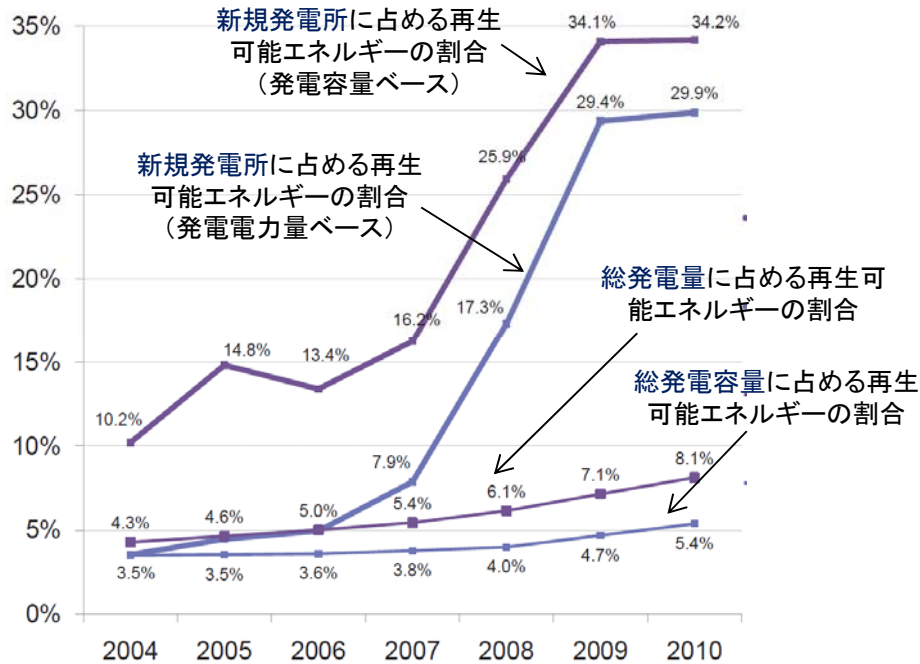


図 1-13 世界の発電容量、発電量に占める再生可能エネルギーの割合

データ元) EIA, IEA, Bloomberg New Energy Finance

出典) Global Trends in Renewable Energy Investment 2011 (UNEP)

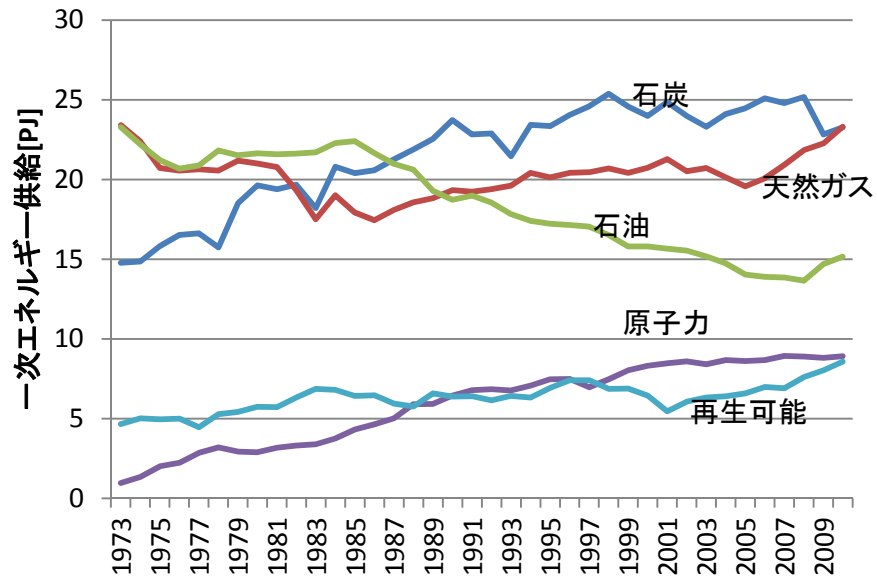


図 1-14 米国における一次エネルギー供給の内訳




出典) EIA, December 2011 Monthly Energy Review

### (3) 各国における再生可能エネルギーの導入目標

ドイツ・英国などでは、長期的な導入目標を掲げ、再生可能エネルギーの導入を推進している。

将来的な CO2 排出量の大幅削減に向けて、IEA の World Energy Outlook 2011 は、特に発電部門では長寿命の資本ストックが将来の排出量を「ロックイン」(固定) するため、迅速な政策転換が必要であると指摘している。

表 1-5 各国の長期的再生可能エネルギー導入目標

国	目標
 EU	欧州委員会は「エネルギーロードマップ 2050年」を2011年12月に採択。温室効果ガス1990年比80-95%削減のために、再生可能エネルギーの最終エネルギー消費に占める比率を少なくとも55%とする方向を示す。
 ドイツ	連邦経済技術省と連邦環境・自然保護・原子炉安全省の、長期的エネルギー政策戦略「エネルギーコンセプト」(2010年9月)で、2050年までに最終エネルギー消費の60%を再生可能エネルギーとする目標を置く。
 英国	気候変動法(2008年)における2050年80%削減目標達成のために、再生可能エネルギー比率を60~80%とするシナリオを分析。

出典) 各種資料より作成

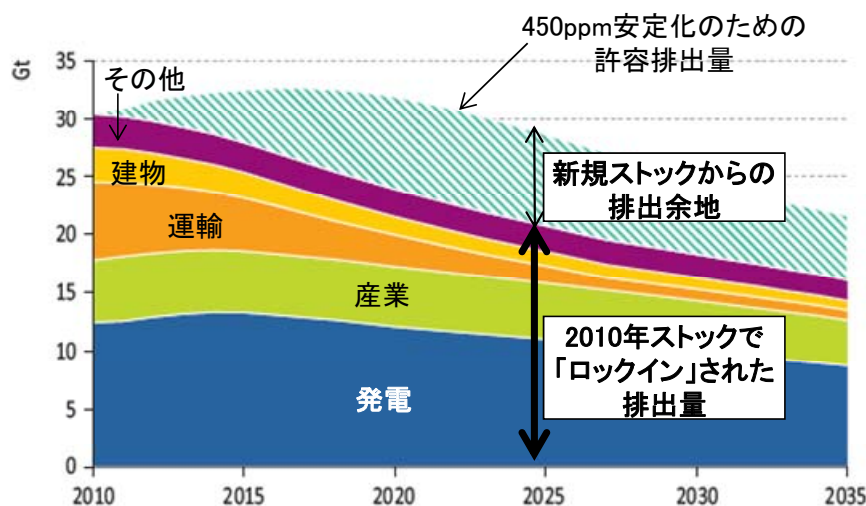


図 1-15 各部門の既存ストックが「ロックイン」する将来 CO2 排出量

出典) World Energy Outlook 2011 (IEA)

(4) 先進国における再生可能エネルギー導入状況

1) ドイツ

ドイツは、2020年までに最終エネルギー消費量の18%、総電力消費量の35%を再生可能エネルギーでまかなう目標を掲げており、目標達成に向け、着実に導入量を増加させている。水力発電を除く再生可能エネルギー電力の、総発電量に占める割合は、2000年時点の2.1%から、2009年には12.8%まで増加した。高い精度で太陽光や風力発電の発電量を予測し従来型電源と組み合わせることにより、再生可能エネルギー電力の最大活用を図っている（図1-17）。

近年では、風力発電や太陽光発電の導入地域の偏りから、送配電網の増強が喫緊の課題となっており、蓄電技術の研究開発、需要能動化の実証研究などが実施されている。また、エネルギー全体の長期戦略「エネルギーコンセプト」に合わせて、長期の系統整備計画「Target Grid for 2050」を策定中である。

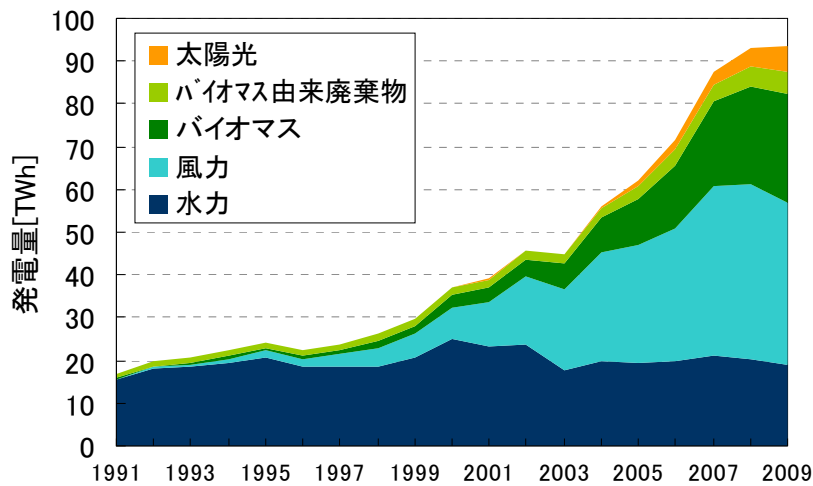


図 1-16 再生可能エネルギー電力供給量の推移（ドイツ）

出典) Renewable Energy in Figures 2010 (BMU)

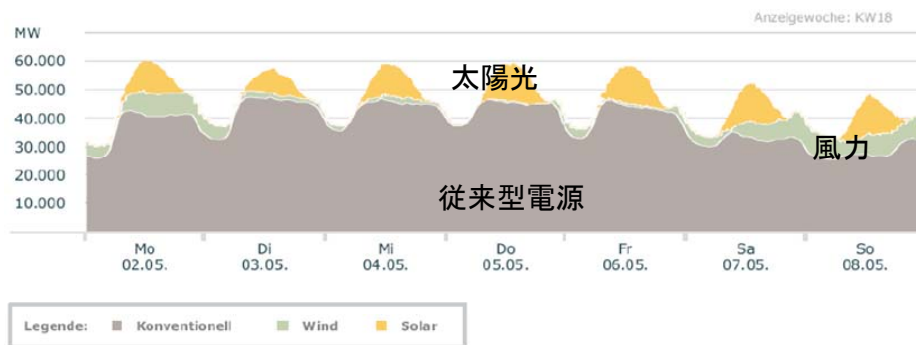


図 1-17 2011年5月の一週間における発電電力量

出典) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland (Frounhofer ISE, 2011)

## 2) スペイン

スペインでは、風力、太陽光を中心に、水力発電以外の再生可能エネルギー比率が急増している。特に風力発電の導入量が拡大しており、再生可能エネルギー電力の約 50%を占めるに至っている（図 1-18）。全発電設備の年間発電電力量に占める風力の割合は 10%を超えており、最近では、発電電力量の約半分を風力発電が占める日も出現している（図 1-19）。

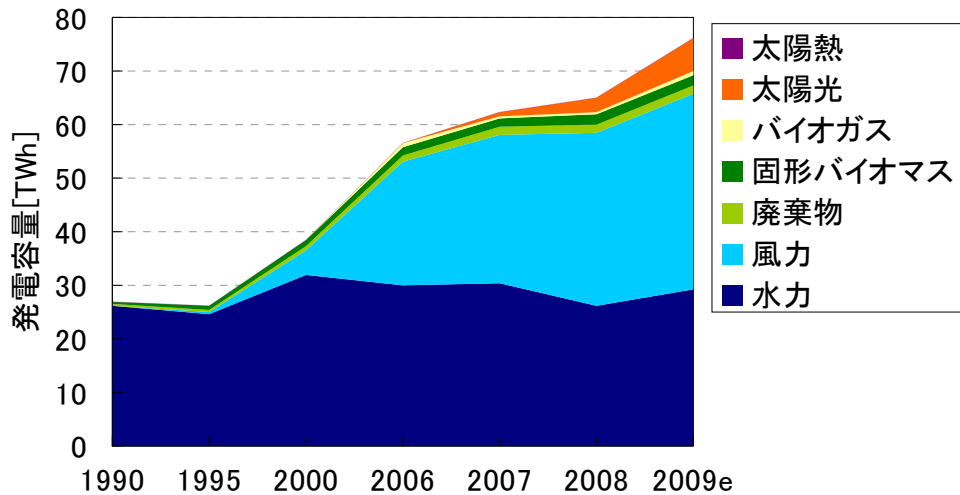


図 1-18 再生可能エネルギー電力供給量の推移（スペイン）

出典) Renewable Information 2010 (IEA)

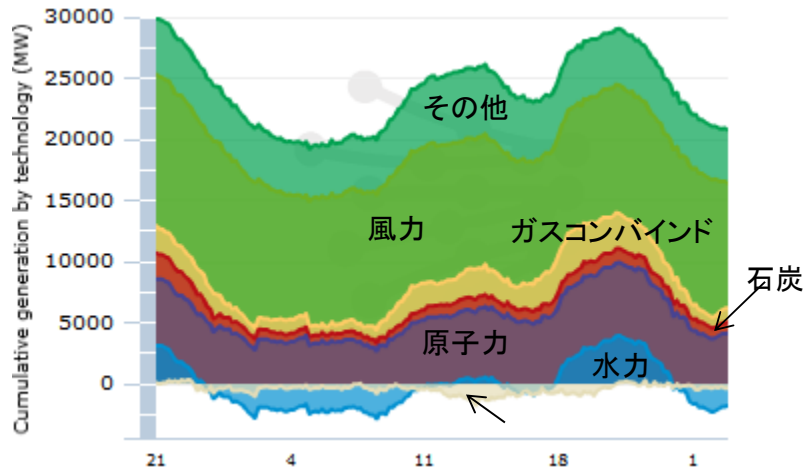


図 1-19 風力発電電力が多かった日の供給電力構成（2011年11月13日（日））

出典) Red Electrica de espana, “Power demand tracking in real time”

スペインの系統は、運用会社 Red Electrica de Espana 社の CECOEL/CECORE（中央給電指令所）下の CECRE（再生可能エネルギーコントロールセンター）により、全国一体で運用されている。規模は 9,000 万 kW で、東京電力と東北電力を併せた規模と同程度である。

CECRE はリアルタイムで監視・制御を行うことにより風力発電の発電電力を最大限に活用し、また火力・水力・原子力の制御と合わせて他国との電力のやり取りを最小化している（図 1-20）。スペインにおいては、風力の供給力は東部から北西に偏在しており電力需要地とは重なっていないが、大きなトラブルなく運用・維持を行っている（図 1-21）<sup>1</sup>。

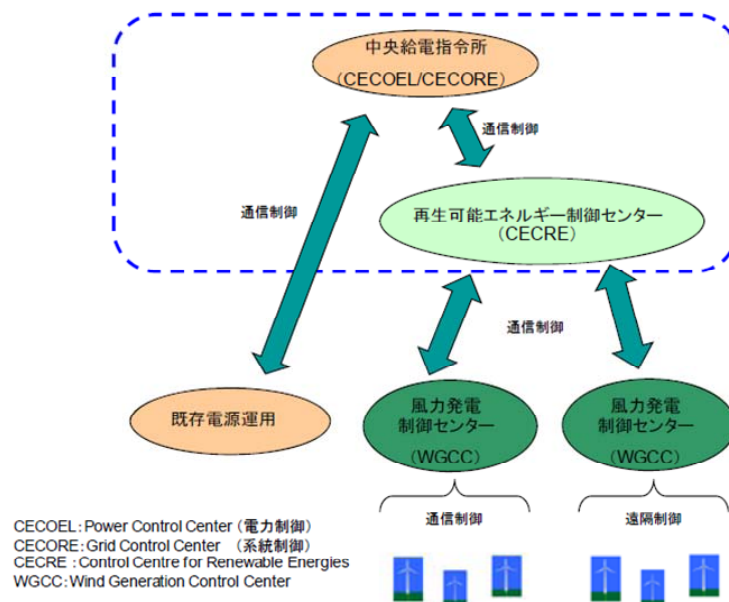


図 1-20 CECRE（再生可能エネルギーコントロールセンター）の概要

出典) 石原孟「『風力発電大国』の実像～その背景に電力系統制御への挑戦～」(2010)

出所) Red Electrica de espana 資料

<sup>1</sup> 日本風力発電協会『スペインにおける風力発電と電力系統制御』



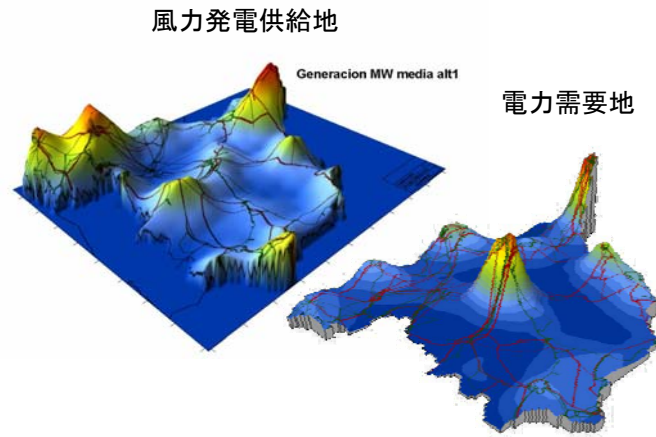


図 1-21 スペインの風力発電供給地と電力需要地

出典) Red Electrica de espana, “integration of large scale wind in the grid”

### 3) 英国

英国の気候変動委員会は、2011年5月、「The Renewable Energy Review」を発表した。再生可能エネルギーの将来コスト分析等を行い、2030年時点の再生可能エネルギーの大量導入（例えば、現状の3%から45%への増加）は、技術的、経済的に達成可能であると結論づけている。

再生可能エネルギーの将来コストについては、適正な炭素価格が設定されれば、多くの再生可能エネルギー電力が、化石燃料由来電力の発電コストを下回ると分析している。

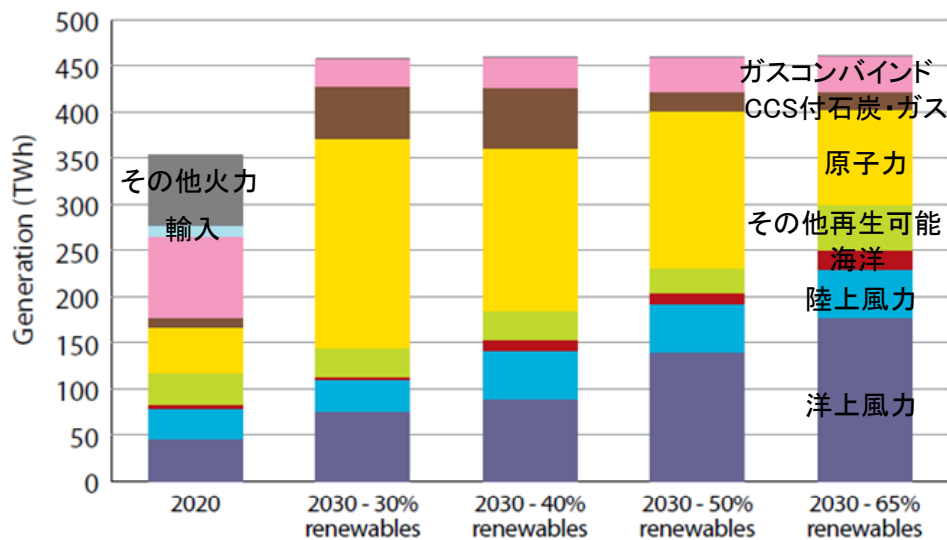


図 1-22 2030年の再生可能エネルギー導入シナリオ

出典) The Renewable Energy Review (2011年5月、英国気候変動委員会)

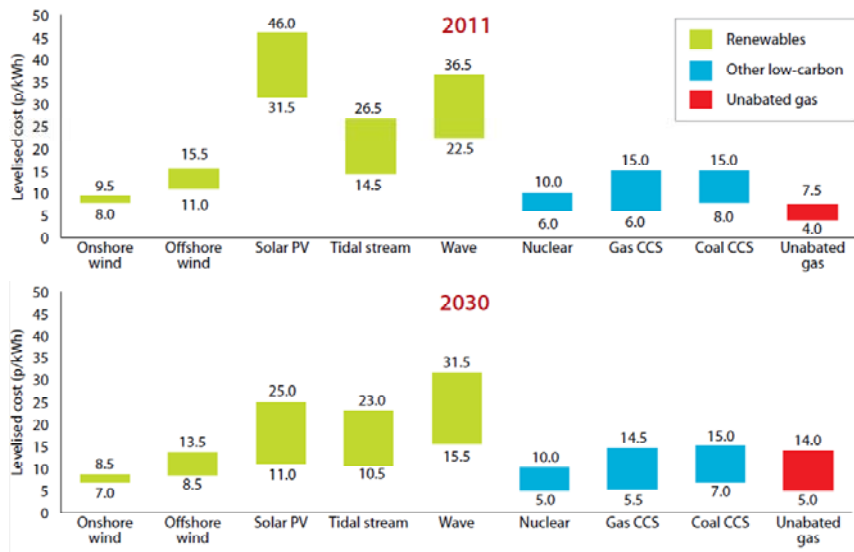


図 1-23 再生可能エネルギーの将来コスト予測

出典) The Renewable Energy Review (2011年5月、英国気候変動委員会)

## 2. 再生可能エネルギーの導入見込量

### 2.1 導入見込量の考え方と前提条件

#### 2.1.1 導入見込量の考え方

##### (1) 導入見込量推計の考え方①

今回の導入見込量の推計は、低位、中位、高位の3ケースを想定した。導入地点によってコストが大きく変わりうる再生可能エネルギー（中小水力、地熱、バイオマス、風力）については、以下の考え方で推計を実施した。

低位ケースは、東日本大震災以前に、2020年の見通しとして資源エネルギー庁が示している固定価格買取制度案に基づく支援方策により増加が見込まれる普及量を設定した。それ以降は同様のペースで導入が進むものと想定した。

例) 2020年までに中小水力については50万kW程度、バイオマスについては50万KW、風力については500万kW程度の増加、地熱については1箇所の開発を想定

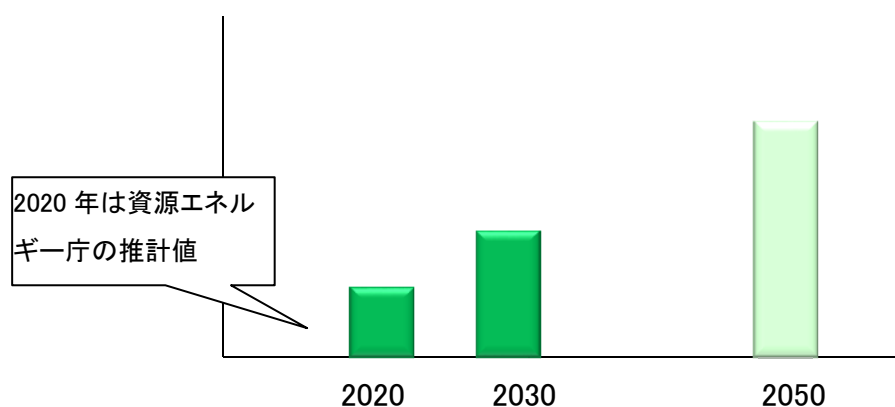


図 2.1-1 低位ケースの想定

高位ケースは、2050年時点で環境省ポテンシャル調査にある導入ポテンシャル（エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量）を最大限顕在化させることを目指して、施策を最大限強化する場合を想定した。

例) 2020年までに中小水力については370万kW程度、バイオマスについては250万KW、風力については900万kW程度、地熱については1箇所の開発を想定。

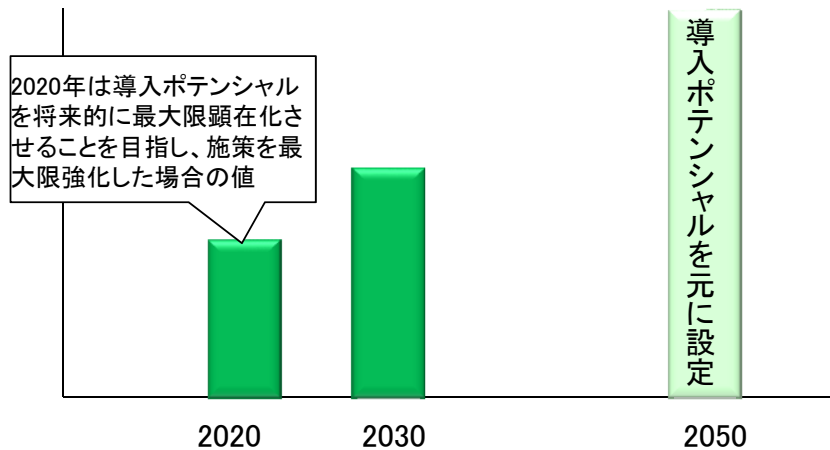


図 2.1-2 高位ケースの想定

中位ケースは、低位ケースと高位ケースの中間値程度の普及を想定した。

再生可能電力の買取価格は、再生可能エネルギー発電事業者が導入を進めるインセンティブを持てる水準かつ普及の継続的な拡大を阻害しない水準として、2020年時点の導入量に対してIRR8%を満たす価格とした。

なお、風力発電の導入ポテンシャルは、環境省ポテンシャル調査に加え、電気事業者の発電設備容量に対する比率等について一定の制約（系統接続への制約）を想定した上で普及見通しについての試算を行った。

## (2) 導入見込量推計の考え方②

導入地点によって導入コストが左右される部分が他の再生可能エネルギーに比べて小さい太陽光発電については、以下の考え方で推計を行った。

2020～30年は、設置者に対する支援レベルとして、低位（IRR6%相当）、中位（IRR8%相当）、高位（IRR10%相当）を想定し、導入見込量を積み上げにより推計した。

2050年は、導入ポテンシャルの情報を元に、ポテンシャルを最大限発揮するものとした。

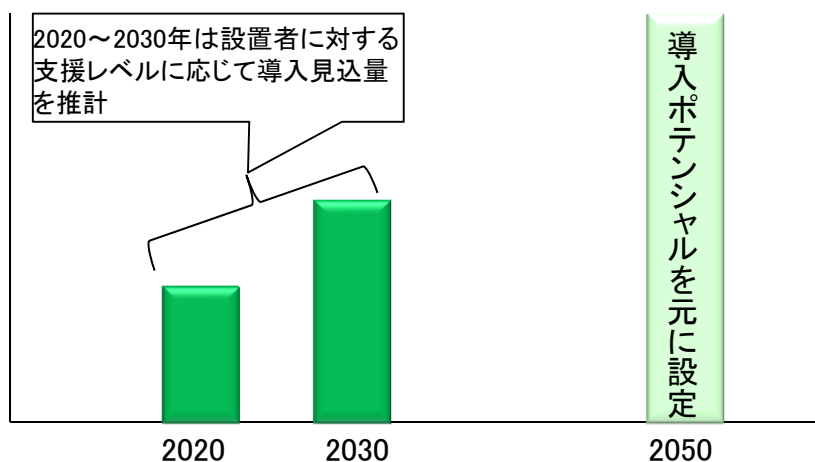


図 2.1-3 太陽光発電の推計の考え方

太陽光発電の支援水準についての考え方は、固定価格買取制度が既に施行されているドイツの先行事例より、以下のとおり。

- ・ IRR が 10% を超える水準となると、単年度に想定を大きく超える普及拡大により、太陽光発電の継続的な普及拡大が阻害され、後年度の負担も大きくなることを見込まれることから、継続的な普及拡大を進めるための最大限の支援水準として高位ケースでは IRR10% 相当（固定資産税 1.4% を想定すると IRR9.4% 相当）の支援を実施することを想定。
- ・ IRR が 8% 程度の水準だと、住宅用太陽光発電の普及に加え、中規模、大規模の発電事業が順調に普及することが見込まれることから、中位ケースでは IRR 8% 相当（固定資産税 1.4% を想定すると IRR7.4% 相当）の支援を実施することを想定。
- ・ IRR が 3% を下回る水準となると、住宅用太陽光の普及は進むものの、中規模、大規模の発電事業は進まないことを見込まれることから、IRR 3% 程度と 8% 程度の間の水準として、低位ケースでは IRR 6% 相当（固定資産税を 1.4% と想定すると IRR5.4% 相当）の支援を実施することを想定。

### (3) 再生可能エネルギー導入ポテンシャルの精査

以下に示す再生可能エネルギーは、2050 年の導入見込量を推計するにあたり、導入ポテンシャルの精査を行った。

表 2.1-1 導入ポテンシャルの精査

中小水力	平成22年度環境省ポテンシャル調査における河川部及び農業用水路の導入ポテンシャルを採用。
地熱	コントロール掘削を考慮して国立・国定公園等の外縁部から1.5kmの範囲を開発可能とした平成22年度環境省ポテンシャル調査における導入ポテンシャルを採用。
太陽光発電	NEDOのPV2030における2030年の導入量を低位におけるポテンシャル量とした上で、中位では2030～50年の平均変換効率が5%向上して27%、高位では2030～50年の平均変換効率が10%向上して32%になるものと想定し、低位と同じ設置面積でも導入ポテンシャルが増加するものと想定。

なお、環境省ポテンシャル調査における賦存量、導入ポテンシャル、シナリオ別導入可能量の定義は以下のとおりである。

賦存量	種々の制約要因（土地の傾斜、法規制、土地利用、居住地からの距離等）を考慮せず、設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に推計することができるエネルギー資源量。
導入ポテンシャル	エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であって、賦存量の内数。
シナリオ別導入可能量	事業収支に関する特定のシナリオ（仮定条件）を設定して場合に具現化が期待されるエネルギー資源量であって、導入ポテンシャルの内数。

※コスト等検証委員会においては、「賦存量」は物理的な発電可能量、「導入ポテンシャル」

は賦存量のうち、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能と考えられる地域を除いた発電可能量、「導入可能量」は導入ポテンシャルのうち、採算性を考慮した発電可能量であるが、ただし、その導入のためには規制改革の実行、系統制約の解決などが必要になるケースがある。(中略) 導入ポテンシャルは、系統制約や制度的制約、経済性の確保などは勘案していないが、現在の技術水準の下で、自然条件等により、現状では事実上開発が不可能な地域を除いた再生可能エネルギーの導入量という、一つの客観的なデータであり、エネルギーミックスの選択肢を検討するに際して、参考となる指標である。」としており、環境省ポテンシャル調査と同様の定義をしている。

## 2.1.2 再生可能エネルギーの種類別の前提条件

### (1) 再生可能エネルギーの種類別の前提条件

表 2.1-2 再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (1/3)

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
大規模水力	【共通】平成22年度電力供給計画で着工計画として記載されている3万kW以上の一般水力（15万kW1箇所）を計上。	【共通】2020年のまま増加しないものと想定した。
中小水力	【低位】2020年は全量買取PT取りまとめの増加分を採用。2030年は足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。 【中位】高位と低位の中央値を採用。 【高位】足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると想定。 【共通】支援レベルは、2020年の低位、中位、高位それぞれの導入量に対してIRR8%を満たす買取価格を設定。	【低位】足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。 【中位】高位と低位の中央値を採用。 【高位】平成22年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量を全量顕在化と想定。
地熱（大規模）	【共通】2020年は計画済地点を、2030年は調査済地点の導入量を設定。支援レベルは計画済地点のIRR8%を満たす買取価格を設定。	【共通】150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化。
地熱（温泉発電）	【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベースシナリオを採用。 【中位】同ベストシナリオを採用。 【高位】同ドリームシナリオを採用。 【共通】支援レベルは導入事例に対し、IRR6%（低位）、8%（中位）、10%（高位）を満たす買取価格を設定。	【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベースシナリオを採用。 【中位】同ベストシナリオを採用。 【高位】同ドリームシナリオを採用。
バイオマス発電	【低位】直近の実績値に、資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとしての増加分を加算。 【中位】2020年は高位と低位の中間値と設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。 【高位】2020年は京都議定書目標達成計画の目標水準等から設定。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。 【共通】支援レベルは高位の導入量に対してもIRR8%を満たす買取価格を設定。	【低位】2020年水準のままと設定。 【中位】高位と低位の中間値と設定。 【高位】現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定して設定。

表 2.1-3 再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (2/3)

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
風力	<p>【2020低位】低位：資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定</p> <p>【2020中位】2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より1,110万kWと設定。</p> <p>【2020高位】2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWと設定。</p> <p>【共通】2030は2050年の導入量を見込む普及曲線より設定。支援レベルは2020年高位の導入量に対してもIRR8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【低位】資源エネルギー庁によるH22年度調査結果より、ポテンシャルに事業性・導入意欲を考慮した場合に導入可能と見込まれる量と更に社会的受容性まで考慮した場合の中間値として設定</p> <p>【中位】風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の40%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の33%以下、同洋上の15%以下で見込まれる量</p> <p>【高位】同じく、各電力会社の発電設備容量の50%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の50%以下、同洋上の33%以下で見込まれる量</p>
太陽光（住宅）	<p>【低位】新築に対する補助金込投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取</p> <p>【中位】新築に対する補助金込投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取。ただし、当初3年間は初年度の買取価格を維持。</p> <p>【高位】中位に同じ。</p>	<p>【低位】NEDO PV2030のポテンシャル全量が顕在化。</p> <p>【中位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、5%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p>
太陽光（非住宅）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取。</p>	<p>【高位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率が、10%向上し、ポテンシャルの増加を見込み、全量顕在化。</p>
太陽光（公共）	<p>【低位】年間30万kW程度の率先導入</p> <p>【中位】2020年までは低位に同じ。2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進む（年間200万kW程度）とする</p> <p>【高位】中位に同じ。</p>	
太陽光（メガソーラー）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取。</p>	
海洋エネルギー	<p>【低位】2030年以降導入が進むものとし、既存各種資料や有識者意見を踏まえ、2050年の波力発電、潮流・海流発電の導入量を設定。波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の3%想定、沖合浮体式は洋上風力の低位に合わせて発電機を設置した。</p> <p>【中位】潮流・海流発電は低位に同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の5%想定、沖合浮体式は洋上風力の中位に合わせて発電機を設置した。</p> <p>【高位】潮流・海流発電は低位に同じ、波力の沿岸固定式は海岸保全区域延長の10%想定、沖合浮体式は洋上風力の高位に合わせて発電機を設置した。</p>	

表 2.1-4 再生可能エネルギーの種類別の前提条件 (3/3)

検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
バイオマス熱利用	<p>【低位】バイオ燃料はエネルギー供給構造高度化法の目標に沿って50万kLとし、それ以外は京都議定書目標達成計画の値。</p> <p>【中位】2020年はバイオ燃料は70万kLとし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>【高位】2020年はバイオ燃料は自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）とし、それ以外は低位に同じ。2020年以降は2050年まで直線的に増加すると設定。</p>	<p>【低位】2020年水準のままと設定。</p> <p>【中位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p> <p>【高位】バイオ燃料は2050年の需要量から推計して設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。</p>
太陽熱利用	<p>【低位】2030年はソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標を踏まえて設定し、2020年はその通過点として設定。</p> <p>【中位】2020年は投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。2020年以降は中位と高位の中間と想定。</p> <p>【高位】2020年は投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。2020年以降は2050年まで太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう、直線的に増加すると設定。</p>	<p>【低位】2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。</p> <p>【中位】中位と高位の中間と想定。</p> <p>【高位】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）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を想定。</p>
地中熱利用	<p>【共通】戸建住宅は寒冷地の新築フローに対し、2050年に導入率100%となるよう直線的に増加。業務は既存の導入事例や冷暖房需要の大きさを踏まえ事務所、商業施設、病院・診療所を対象とし、これらの全地域の新築フローに対し、2050年に導入率100%となるよう直線的に増加。</p>	

## (2) コスト等の試算の前提

再生可能エネルギー電力については、国家戦略室のコスト等検証委員会の諸元を用いて試算した。

表 2.1-5 コスト等検証委員会の諸元 (1/2)

電源	風力(陸上)	風力(洋上) ※2020年の諸元	地熱	太陽光 (住宅用)(#)	太陽光 (メガソーラー)
割引率	0、1、3、5%				
モデルプラントの規模 (出力)	2万kW	15万kW	3万kW	4kW	1200kW
設備利用率	○20%	○30%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○12%	○12%
稼働年数	○25年 ○20年	○25年 ○20年	○50年 ○40年 ○30年	○25年 ○20年	○25年 ○20年
建設費	20~35万円/kW ⇒40~70億円	28.3~70万円/kW ⇒425~1050億円	70~90万円/kW ⇒210~270億円	48~55万円/kW ⇒192~220万円	35~55万円/kW ⇒4.2~6.6億円
資本費	固定資産税率 1.4%	—	1.4%	—	1.4%
	水利利用料 —	—	—	—	—
	設備の廃棄費用 建設費の5%				
運転維持費	人件費 1.4%/年(建設費 における比率)	1.4%/年(同左)	1.2億円/年	—	300万円/年
	修繕費 —	—	2.2%/年(同左)	1.5%/年(同左)	1%/年(同左)
	諸費 0.6%/年(建設費 における比率)	0.6%/年(同左)	0.8%/年(同左)	—	0.6%/年(建設費における比率)
	業務分担費 14.0%/年(直接費 (一般管理費)における比率)	14.0%/年(同左)	16.1%/年(同左)	—	14.0%/年(直接費における比率)
	初年度価格 —	—	—	—	—
燃料費	燃料発熱量 (HHV) —	—	—	—	—
	熱効率(HHV) —	—	—	—	—
	所内率 —	—	—	—	—
	燃料諸経費 —	—	10%	—	—



表 2.1-6 コスト等検証委員会の諸元 (2/2)

電源	一般水力	小水力	バイオマス (木質専焼)	バイオマス (石炭湿焼)
割引率	0、1、3、5%			
モデルプラントの規模(出力)	1.2万kW	200kW	5000kW	75万kW
諸元のベース	直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、3基)のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー	直近3年間に建設が終了した設備に対する補助実績のデータ、関連事業者へのインタビュー
設備利用率	○45% <参考情報> *2004年コスト等検討小委員会の試算:45%	○60%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%	○80% ○70% ○60% ○50% ○10%
稼働年数	○60年 ○40年 <参考情報> 2004年コスト等検討小委員会試算時条件:40年	○40年 ○30年	○40年 ○30年	○40年 ○30年
建設費	85万円/kW	80~100万円/kW ⇒1.6~2.0億円	30~40万円/kW ⇒15~20億円	3~5億円
資本費				
固定資産税率	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
水利利用料	9,974,400円/年 (河川法施行令第18条に定める額)	26万円	—	—
設備の廃棄費用	建設費の5%			
人件費	0.2億円/年	700万円/年	0.7億円/年	0.1億円/年
修繕費	0.5%/年(建設費における比率)	1%/年(同左)	4.4%/年(同左)	1.5%/年(同左)
諸費	0.2%/年(建設費における比率)	2%/年(同左)	(修繕費に含む)	1.5%/年(建設費における比率)
業務分担費(一般管理費)	14.3%/年(直接費における比率)	14.0%/年(同左)	(人件費に含む)	14.0%/年(直接費における比率)
初年度価格(2010年度平均価格)	—	—	7,500~17,000円/t (0.5~1.1円/MJ)	7,500~21,000円/t (0.5~1.4円/MJ)
燃料発熱量(HHV)	—	—	15.0MJ/kg	15.0MJ/kg
熱効率(HHV)	—	—	20%	42%
所内率	—	—	13%	6.2%
燃料諸経費	0.4%	—	400~600円/t (0.027~0.04円/MJ)	(初年度価格に含む)
運転維持費				

## 2.2 導入見込量総括

### (1) 導入見込量総括(一次エネルギー供給量)

再生可能エネルギーの導入見込量の方kl総括は以下のとおり。

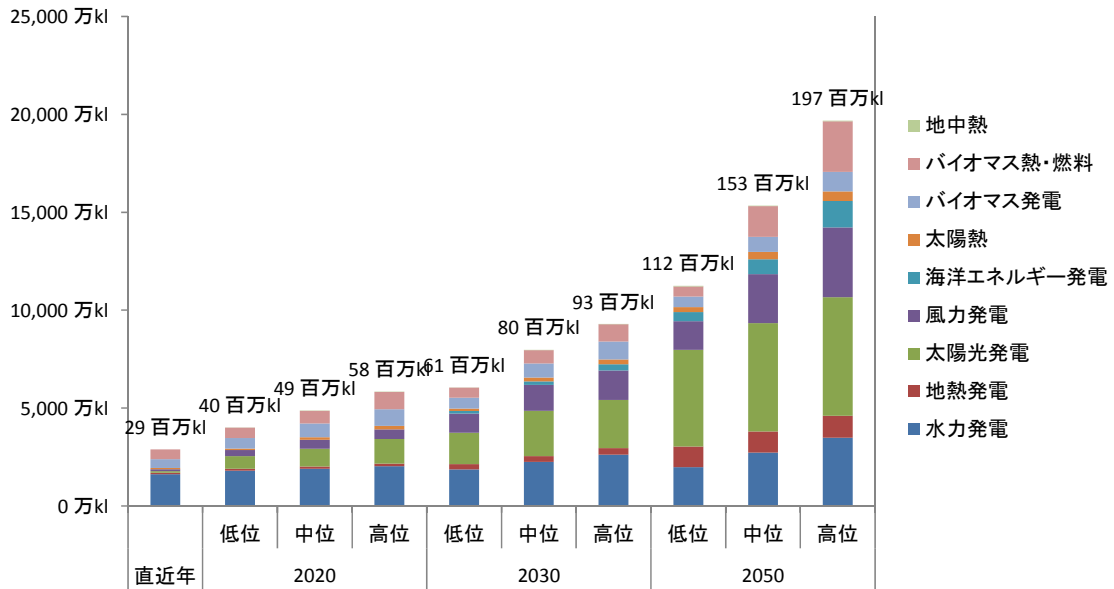
- ・ 直近年と比較して、2020年は1.3~2.0倍、2030年は約2~3倍、2050年は約4~7倍と推計。
- ・ 2010年度の一次エネルギー国内供給は5億6,900万klであり、直近年の導入量が5%程度であるところ、2050年には20~35%以上となる見込み。

表 2.2-1 再生可能エネルギーの導入見込量（一次エネルギー供給量）

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力発電	546万kL	713万kL	713万kL	713万kL	713万kL	713万kL	713万kL	713万kL	713万kL	713万kL
中小水力発電	1,079万kL	1,087万kL	1,191万kL	1,319万kL	1,148万kL	1,534万kL	1,919万kL	1,270万kL	2,020万kL	2,770万kL
地熱発電	76万kL	106万kL	114万kL	126万kL	278万kL	296万kL	323万kL	1,059万kL	1,079万kL	1,128万kL
バイオマス発電	462万kL	544万kL	702万kL	860万kL	544万kL	725万kL	907万kL	544万kL	773万kL	1,002万kL
太陽光発電（住宅用）	68万kL	345万kL	350万kL	350万kL	681万kL	685万kL	685万kL	1,839万kL	2,101万kL	2,364万kL
太陽光発電（非住宅用等）	14万kL	296万kL	554万kL	920万kL	929万kL	1,636万kL	1,773万kL	3,092万kL	3,422万kL	3,691万kL
太陽光発電【小計】	82万kL	641万kL	904万kL	1,271万kL	1,610万kL	2,321万kL	2,458万kL	4,931万kL	5,524万kL	6,055万kL
風力発電（陸上）	98万kL	304万kL	436万kL	448万kL	660万kL	884万kL	965万kL	733万kL	1,099万kL	1,425万kL
風力発電（着床）	2万kL	2万kL	18万kL	24万kL	147万kL	183万kL	195万kL	275万kL	397万kL	489万kL
風力発電（浮体）	0万kL	0万kL	6万kL	6万kL	165万kL	250万kL	342万kL	458万kL	1,008万kL	1,649万kL
風力発電【小計】	100万kL	306万kL	460万kL	478万kL	971万kL	1,317万kL	1,503万kL	1,466万kL	2,504万kL	3,563万kL
海洋エネルギー発電	0万kL	0万kL	0万kL	0万kL	126万kL	184万kL	330万kL	467万kL	759万kL	1,342万kL
バイオマス熱利用	491万kL	520万kL	649万kL	887万kL	520万kL	679万kL	887万kL	520万kL	1,579万kL	2,587万kL
太陽熱利用	55万kL	80万kL	131万kL	178万kL	137万kL	190万kL	242万kL	251万kL	370万kL	490万kL
地中熱利用	0万kL	6万kL	6万kL	6万kL	11万kL	11万kL	11万kL	22万kL	22万kL	22万kL
合計	2,890万kL	4,002万kL	4,869万kL	5,838万kL	6,058万kL	7,971万kL	9,292万kL	11,242万kL	15,342万kL	19,671万kL
一次エネルギー供給比	5%以上	7%以上	9%以上	10%以上	11%以上	14%以上	16%以上	20%以上	27%以上	35%以上

※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

再生可能エネルギーの導入見込量の万kL総括は以下のとおり。



※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は2010年、大規模水力・中小水力は2009年、太陽熱利用は2007年、バイオマス発電は2005年である。

図 2.2-1 再生可能エネルギーの導入見込量（一次エネルギー供給量）

## (2) 導入見込量総括（設備容量）

再生可能エネルギー電力の導入見込量の kW 総括は以下のとおり。

表 2.2-2 再生可能エネルギーの導入見込量（設備容量）

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	1,118万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW	1,244万kW
中小水力発電	955万kW	962万kW	1,047万kW	1,152万kW	1,012万kW	1,328万kW	1,643万kW	1,112万kW	1,726万kW	2,340万kW
地熱発電	53万kW	74万kW	80万kW	89万kW	195万kW	208万kW	227万kW	743万kW	757万kW	792万kW
バイオマス発電	409万kW	459万kW	556万kW	653万kW	459万kW	571万kW	682万kW	459万kW	600万kW	740万kW
太陽光発電（住宅用）	280万kW	1,412万kW	1,434万kW	1,434万kW	2,788万kW	2,805万kW	2,805万kW	7,527万kW	8,600万kW	9,673万kW
太陽光発電（非住宅用等）	57万kW	1,213万kW	2,266万kW	3,766万kW	3,803万kW	6,695万kW	7,255万kW	2,653万kW	14,007万kW	15,107万kW
太陽光発電	337万kW	2,625万kW	3,700万kW	5,200万kW	6,591万kW	9,500万kW	10,060万kW	20,180万kW	22,607万kW	24,780万kW
風力発電（陸上）	241万kW	747万kW	1,070万kW	1,100万kW	1,620万kW	2,170万kW	2,370万kW	1,800万kW	2,700万kW	3,500万kW
風力発電（着床）	3万kW	3万kW	30万kW	40万kW	240万kW	300万kW	320万kW	450万kW	650万kW	800万kW
風力発電（浮体）	0万kW	0万kW	10万kW	10万kW	270万kW	410万kW	560万kW	750万kW	1,650万kW	2,700万kW
風力発電【小計】	244万kW	750万kW	1,110万kW	1,150万kW	2,130万kW	2,880万kW	3,250万kW	3,000万kW	5,000万kW	7,000万kW
海洋エネルギー発電	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	150万kW	207万kW	349万kW	536万kW	823万kW	1,395万kW
合計	3,116万kW	6,114万kW	7,737万kW	9,488万kW	11,781万kW	15,937万kW	17,455万kW	27,274万kW	32,756万kW	38,291万kW

※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力・中小水力は 2009 年、バイオマス発電は 2005 年である。

## (3) 導入見込量総括（発電電力量）

再生可能エネルギー電力の導入見込量の kWh 総括は以下のとおり。

表 2.2-3 再生可能エネルギーの導入見込量（発電電力量）

	直近年	2020			2030			2050		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位	低位	中位	高位
大規模水力	235億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh	307億kWh
中小水力発電	464億kWh	468億kWh	512億kWh	568億kWh	494億kWh	660億kWh	826億kWh	546億kWh	869億kWh	1,192億kWh
地熱発電	32億kWh	46億kWh	49億kWh	54億kWh	120億kWh	128億kWh	139億kWh	456億kWh	464億kWh	485億kWh
バイオマス発電	199億kWh	234億kWh	302億kWh	370億kWh	234億kWh	312億kWh	390億kWh	234億kWh	332億kWh	431億kWh
太陽光発電（住宅用）	29億kWh	148億kWh	151億kWh	151億kWh	293億kWh	295億kWh	295億kWh	791億kWh	904億kWh	1,017億kWh
太陽光発電（非住宅用等）	6億kWh	128億kWh	238億kWh	396億kWh	400億kWh	704億kWh	763億kWh	1,330億kWh	1,472億kWh	1,588億kWh
太陽光発電	35億kWh	276億kWh	389億kWh	547億kWh	693億kWh	999億kWh	1,058億kWh	2,121億kWh	2,376億kWh	2,605億kWh
風力発電（陸上）	42億kWh	131億kWh	187億kWh	193億kWh	284億kWh	380億kWh	415億kWh	315億kWh	473億kWh	613億kWh
風力発電（着床）	1億kWh	1億kWh	8億kWh	11億kWh	63億kWh	79億kWh	84億kWh	118億kWh	171億kWh	210億kWh
風力発電（浮体）	0億kWh	0億kWh	3億kWh	3億kWh	71億kWh	108億kWh	147億kWh	197億kWh	434億kWh	710億kWh
風力発電【小計】	43億kWh	132億kWh	198億kWh	206億kWh	418億kWh	567億kWh	646億kWh	631億kWh	1,077億kWh	1,533億kWh
海洋エネルギー発電	0億kWh	0億kWh	0億kWh	0億kWh	54億kWh	79億kWh	142億kWh	201億kWh	327億kWh	577億kWh
合計	114億kWh	684億kWh	976億kWh	1,299億kWh	1,858億kWh	2,643億kWh	2,903億kWh	5,074億kWh	6,157億kWh	7,320億kWh

※直近年は再生可能エネルギーの種類別に異なっており、太陽光発電、風力発電、地熱発電は 2010 年、大規模水力・中小水力は 2009 年、バイオマス発電は 2005 年である。

## 2.3 再生可能エネルギー導入による便益

2020年時点での再生可能エネルギー導入がもたらす効果は以下のとおり（現時点で定量評価可能なもののみを示した）。

なお、特に中小水力、地熱及び風力は東北地域で豊富なポテンシャルを有しており、被災地への雇用創出にもつながると考えられる。

表 2.3-1 再生可能エネルギー導入による便益

<b>温室効果ガスの削減</b>	2020年に3,000～8,200万t-CO <sub>2</sub> の削減 <sup>1)</sup> 2020年までの累積効果は3,200～8,000億円 (CO <sub>2</sub> クレジット価格20～30\$/t-CO <sub>2</sub> 、割引率3%で2010年価値換算)
<b>エネルギー自給率の向上</b>	2020年に少なくとも7～10%程度又はそれ以上 (省エネの進み具合によって変わり得る) ※直近年のエネルギー自給率は5%程度
<b>化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果</b>	2020年に3,100～9,100億円/年 ※2010年の化石燃料輸入金額は約17兆円、GDP比で3.5%
<b>産業の国際競争力の強化</b>	2012～2020年平均で生産誘発額5～8兆円、粗付加価値額2～3兆円 (いずれも割引率3%で2010年価値換算) ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。
<b>雇用の創出</b>	2012～2020年平均で27～45万人 ※太陽光と風力について輸入比率を考慮した。また、国外への機器輸出分、大規模火力における燃料投入減による負の影響を含む。

- 1) 直近年から増加した分の再生可能エネルギーが、火力発電や化石燃料起源の熱を代替した効果として試算した。
- 2) 生産誘発額、粗付加価値額及び雇用創出については、大規模火力で考慮した負の影響の他に、エネルギー価格上昇による他産業への影響、産業の海外移転等の影響が生じる可能性がある。

## 2.4 中小水力発電

### (1) 中小水力発電の導入見込量の考え方

昨年度までの中小水力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.4-1 平成 22 年度調査における中小水力発電の導入見込量の考え方

2020年	固定価格買取制度を前提に複数の買取価格（15円/kWh、20円/kWh、25円/kWh）を設定し、その買取価格で20年間のIRR8%が確保される範囲で導入が進むと想定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,500万kW）を全量顕在化と想定。これに開発済の実績を合わせた量とした。

今年度は、規模区分別の買取価格を検討する観点から、以下のとおり導入見込量を先に想定し、買取価格を分析した。また、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.4-2 平成 23 年度調査における中小水力発電の導入見込量の考え方

2020年	高位：足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると想定。 中位：高位と低位の中央値を採用。 低位：全量買取PT取りまとめの増加分を採用。
2030年	高位：足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると想定。 中位：高位と低位の中央値を採用。 低位：足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。
2050年	高位：平成22年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,428万kW）を全量顕在化と想定。 中位：高位と低位の中央値を採用。 低位：足下から2020年までの導入ペースが続くと想定。

## (2) 中小水力発電のポテンシャル

環境省「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」において、中小水力発電導入には大きなポテンシャルがあることが確認された。

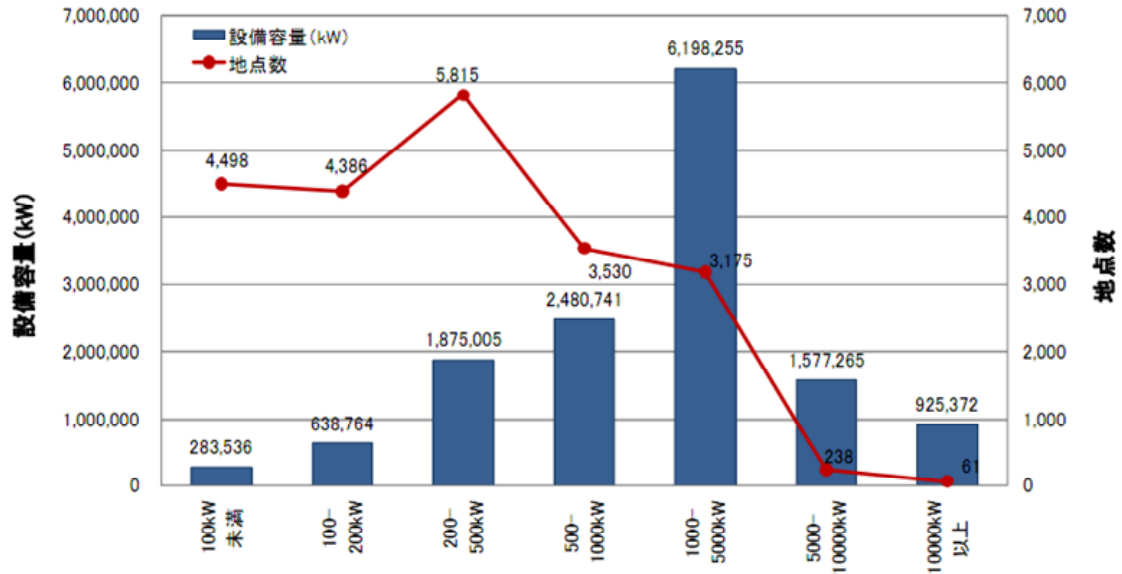


図 2.4-1 中小水力発電の導入ポテンシャル

出典：平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

### (3) 中小水力発電の発電コスト

環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」の中小水力の地点別データをもとに、設備規模区分を①1 万～3 万 kW、②1 千～1 万 kW、③1 百～1 千 kW、④10～1 百 kW、の 4 区分に分け、発電単価別のポテンシャル量を推計したところ、以下のとおりとなった。なお、ポテンシャル調査では、10kW 未満の地点は想定していない。

①1 万～3 万 kW 区分では、概ね 5～17 円/kWh の範囲にポテンシャルが分布しているが、②1 千～1 万 kW ではより発電単価が高い範囲にまで分布が広がっている。③1 百～1 千 kW の場合、グラフの範囲外（30 円/kWh 以上）で 221 万 kW 程度のポテンシャルが存在している。④10～1 百 kW の場合、発電単価が高くほぼ全量がグラフの範囲外であった（ポテンシャル量は 29 万 kW）。

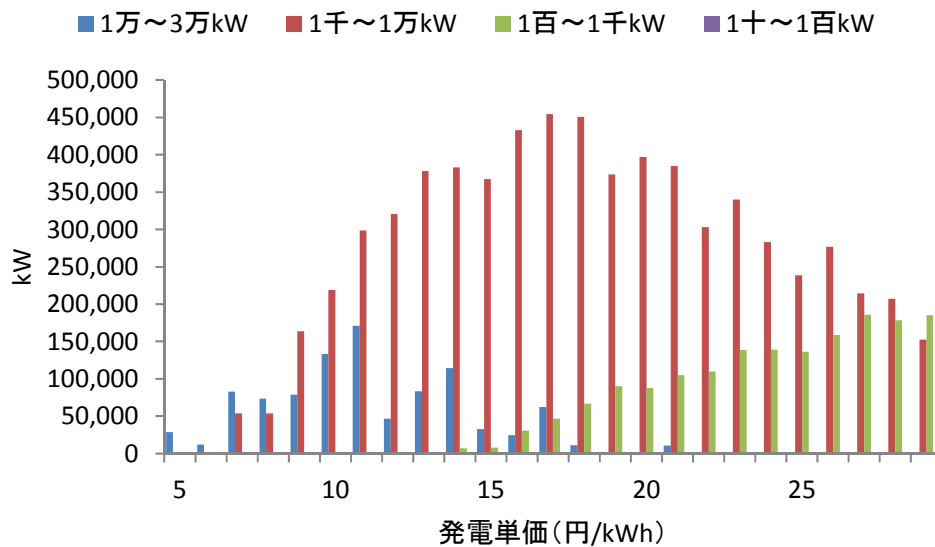


図 2.4-2 設備規模区分別・発電単価別の導入ポテンシャル

#### (4) 中小水力発電の導入見込量

先に示したとおり、環境省ポテンシャル調査の導入見込量の検討を踏まえつつ、以下のとおり高位・中位・低位の導入見込量を設定した。

表 2.4-3 中小水力発電の導入見込量の設定

高位	2050年にはポテンシャルが全量（1,428万kW）顕在化するものとし、直線的に導入量が伸びると想定。
中位	高位と低位の間と想定。
低位	2020年時点では、経済産業省想定 of 追加導入分（30～70万kW増）の平均値を採用し、以降同じペースで導入が進むと想定

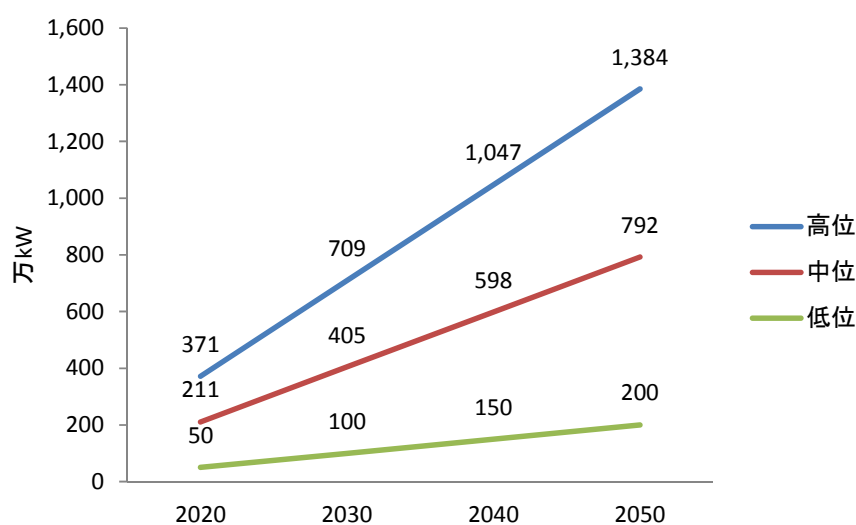


図 2.4-3 中小水力の導入見込量（足下からの増加分）

#### (5) 中小水力発電の買取価格

昨年度までは地点毎の規模区分は考慮せず、ある導入量を満たすために必要な IRR を 8% とした場合の、必要買取価格を推計した。例えば規模区分別に買取価格を設定する場合、規模区分別に目指すべき導入量を設定した上で、その範囲内で最も発電コストが高い地点でも IRR8% を満たすための買取価格を算出することになる。

今年度は、規模区分別の導入量を設定し、必要な買取価格を試算した。規模区分別に事業主体が異なることが考えられる中で偏りなく導入を進める観点から、毎年度の導入量を導入量を規模区分別に分ける際は、ポテンシャルにおける規模別シェアを用いた。

ただし、低位ケースについては、規模区分別の買取価格は設けず、一律の買取価格とする。買取期間は一律に 15 年、IRR 評価期間は 20 年間とする。買取期間終了後は回避可能原価での買取とした



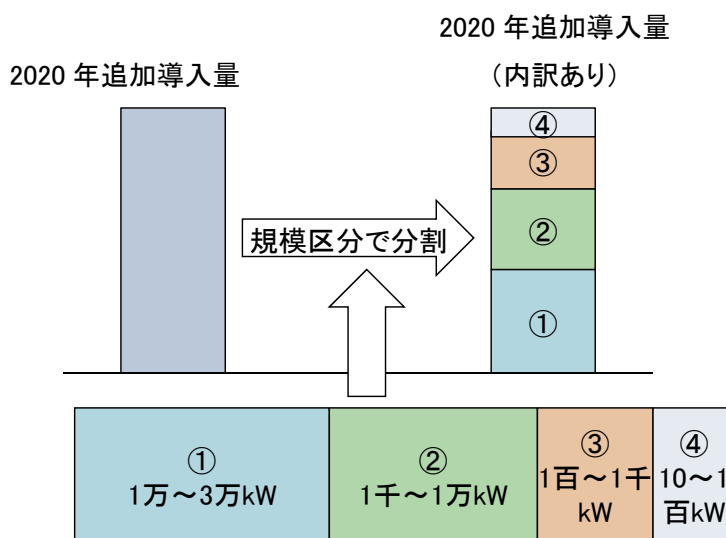


図 2.4-4 ポテンシャル構成比

高位ケースと中位ケースに対してポテンシャルにおける規模別シェアを用いると、2020年までの追加導入見込量の内訳は以下のとおり。低位ケースは、発電コストの安い順に開発されるものとした。

表 2.4-4 2020年までの追加導入見込量の内訳

	①1万~3万kW	②1千~1万kW	③1百~1千kW	④10~1百kW	合計
規模別シェア	7%	56%	36%	2%	100%
高位	23万kW	192万kW	123万kW	7万kW	346万kW
中位	13万kW	110万kW	71万kW	4万kW	198万kW
低位	28万kW	22万kW	0万kW	0万kW	50万kW

規模区分ごとに、この導入量を満たすための買取価格を推計すると、以下のとおり。買取期間は15年と仮定し、期間終了後の買取価格は回避可能原価の分析から12円/kWhとした。なお、高位と中位に関して、③1百～1千kWと④10～1百kWの区分の買取価格を②に揃えた場合を示す。この場合、他の支援策なしでは導入見込量が大幅に減少する。

表 2.4-5 中小水力発電の導入量を満たすための買取価格

	①1万～3万kW	②1千～1万kW	③1百～1千kW	④10～1百kW
高位	14円/kWh	25円/kWh	48円/kWh	118円/kWh
高位'	14円/kWh	25円/kWh (導入量計は346万kW→217万kWに減少)		
中位	11円/kWh	21円/kWh	42円/kWh	110円/kWh
中位'	11円/kWh	21円/kWh (導入量計は198万kW→124万kWに減少)		
低位	15円/kWh			

## 2.5 地熱発電

### (1) 地熱発電の導入見込量の考え方

昨年度までの地熱発電及び温泉発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.5-1 平成 22 年度調査における地熱発電の導入見込量の考え方

2020年	固定価格買取制度+補助制度の併用によりIRR8%が確保される範囲（追加導入量95万kW、地熱開発促進調査地点全て）で導入が進むと想定。 温泉発電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に従うとした（23万kW）。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と想定（導入済みあわせて227万kW）。 温泉発電はベストシナリオの2050年値（134万kW）を採用。

今年度は、開発のリードタイム及び新たなポテンシャル調査結果を踏まえ、以下のとおりとする。

表 2.5-2 平成 23 年度調査における地熱発電の導入見込量の考え方

2020年	現在開発に関する動向が確認されている地点を導入候補地点とし、さらに2020年までに運開が見込まれる地点に絞り込む。 温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベース、ベスト、ドリームシナリオの3ケースとした。
2030年	地熱開発促進調査地点は全量開発が進むものとし、温泉発電は2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	コントロール掘削を考慮した平成22年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と想定（導入済みあわせて636万kW）。 温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベース、ベスト、ドリームシナリオの3ケースとした。

### (2) 地熱発電のポテンシャル

平成 22 年度の環境省ポテンシャル調査では、コントロール掘削を考慮して、国立・国定公園等の外縁部から 1.5km の範囲を開発可能としたため、特に 150℃以上の温度区分で導入ポテンシャルが大幅に増加した。

今年度は 2050 年の導入見込量として、まずこの 150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化させるものと想定する。また、150℃以下の温度区分の顕在化の可能性も検討する。

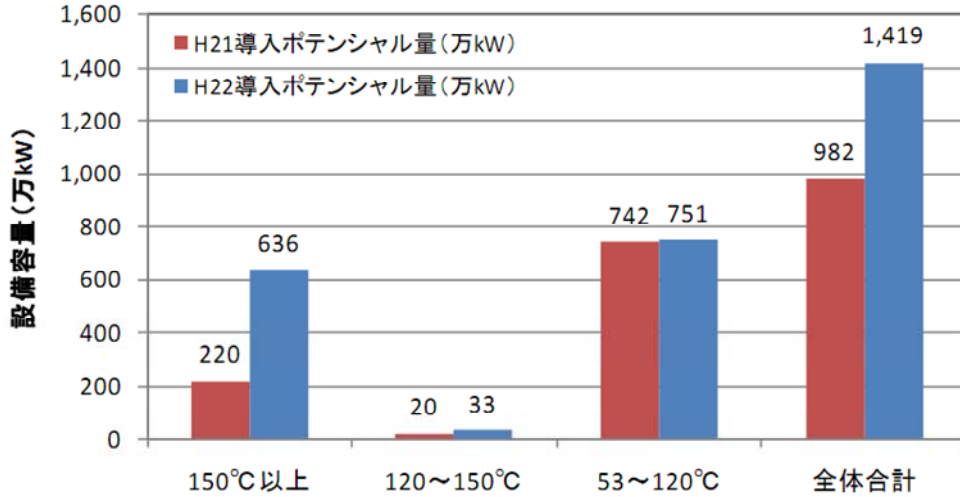


図 2.5-1 地熱発電の導入ポテンシャル

出典：平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

### (3) 地熱発電の発電コスト

地熱開発促進調査地点の発電コスト分布は以下のとおり。地点によって発電コストに幅がある。

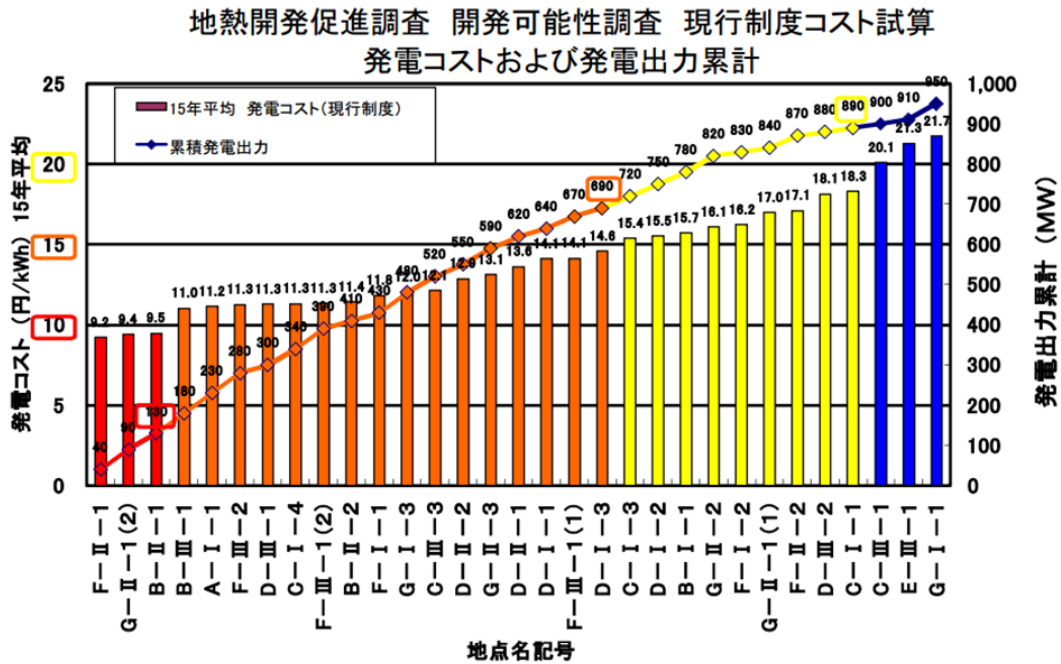


図 2.5-2 地熱開発促進調査の発電コスト分布

出典：地熱発電に関する研究会（第3回） 資料2 地熱開発促進調査結果に基づく開発可能資源量について

#### (4) 地熱発電の導入見込量

2020年までには、開発に関する動向が確認されている地点を導入候補地点とする。具体的には以下の地点が候補となる。NEDO 調査地点と重なる場合は、想定出力や発電コストを推計可能である（最大で 39 万 kW）。

表 2.5-3 開発に関する動向が確認されている地点のリスト

事業主体	開発地点	地熱開発促進調査	進捗状況等
出光興産・国際石油開発帝石	北海道阿女鱒岳地域	B-I-1 (3万kW)	今年度は地表調査予定
	秋田県湯沢市小安地域	—	今年度は地表調査予定（国定公園内）
電源開発・三菱マテリアル・三菱ガス化学	秋田県山葵沢・秋ノ宮地域	D-II-1, D-II-2 (2万kW, 3万kW)	事業化検討中
三菱マテリアル	岩手県安比地域	C-I-4 (4万kW)	既存調査資産についてNEDOと調整中
	秋田県菰ノ森地域	C-I-3 (3万kW)	地表調査、立地環境調査および地下構造解析を予定
日鉄鉱業	大霧第二地域（NEDO促進調査「白水越地域」）	G-II-1-(1) (1万kW) or (2) (5万kW)	開発計画の策定、酸性中和の技術的検討、経済性評価を実施中
JFEエンジニアリング・日本重化学工業	岩手県八幡平地域	C-III? (2箇所計5万kW)	来年度からの生産井掘削について現在 検討中
JX日鉱日石金属	北海道豊羽地域	B-II-1 (4万kW) or B-II-2 (2万kW)	調査井掘削を実施中
石油資源開発	北海道・道東地域（阿寒、武佐岳、その他）	A-I-1 (5万kW)	調査井掘削を検討中
東北電力グループ	秋田県木地山・下の岱地域	D-I-1 & D-I-2 (5万kW)	国の予算事業で地表調査を実施中

上記の候補地点のうち、2020年までに運開が確実視されている地点は山葵沢・秋ノ宮地域のみ（2011年11月に環境影響評価手続き開始済）。よって、2020年時点の導入見込量としては、この地点で見込まれている 4.2 万 kW のみを見込むこととする。山葵沢・秋ノ宮地域における計画は以下のとおり。

表 2.5-4 山葵沢・秋ノ宮地域の開発計画概要

名称	山葵沢地熱発電所（仮称）
事業主体	湯沢地熱株式会社（電源開発、三菱マテリアル、三菱ガス化学共同出資）
発電出力	42,000kW級
計画地点	秋田県湯沢市高松字高松沢及び役内字役内山国有林内
工事開始	2015年予定
運転開始	2020年予定



2020年、2030年及び2050年それぞれ、先に示した前提に基づき地熱発電及び温泉発電

の導入量を推計すると、以下のとおり。2050年には、両者合わせて743～809万kWの導入が見込まれる。

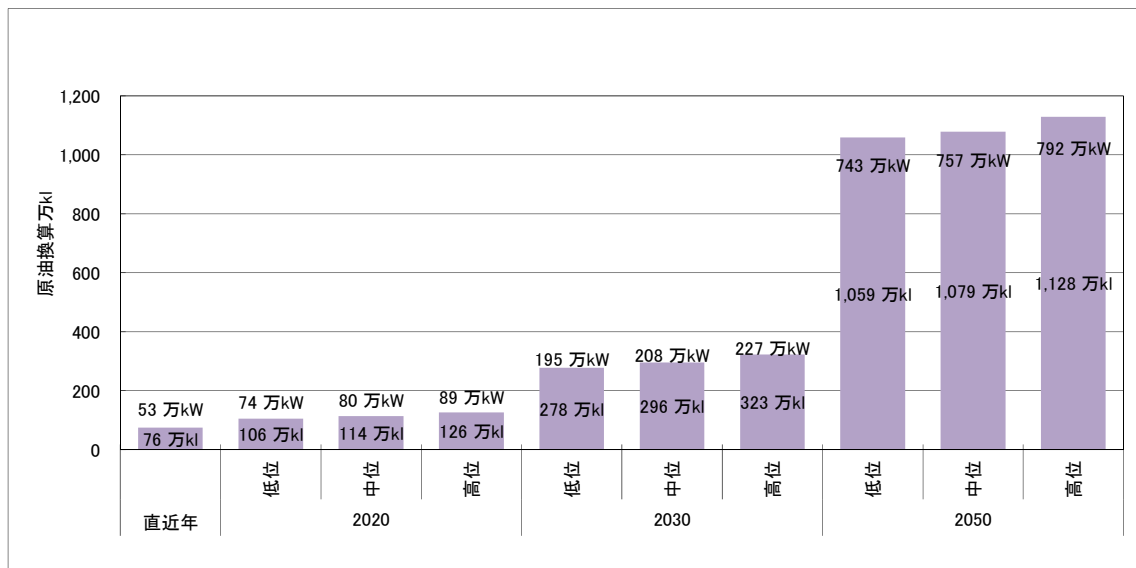


図 2.5-3 地熱発電の導入見込量

### (5) 地熱の買取価格

地熱開発促進調査の地点別発電コストと発電方式（フラッシュ方式、バイナリ方式）の関係を見ると、フラッシュ方式の方が発電コストが安いゾーンに分布していると言える。出力で加重平均した発電コストは、フラッシュ方式が 12.9 円/kWh、バイナリ方式が 14.8 円/kWh である。

こうした発電コストの差を踏まえ、買取価格をフラッシュ方式とバイナリ方式で分けることも考えられる。さらに、温泉発電については、松之山温泉のコスト分析をベースに別途検討する。

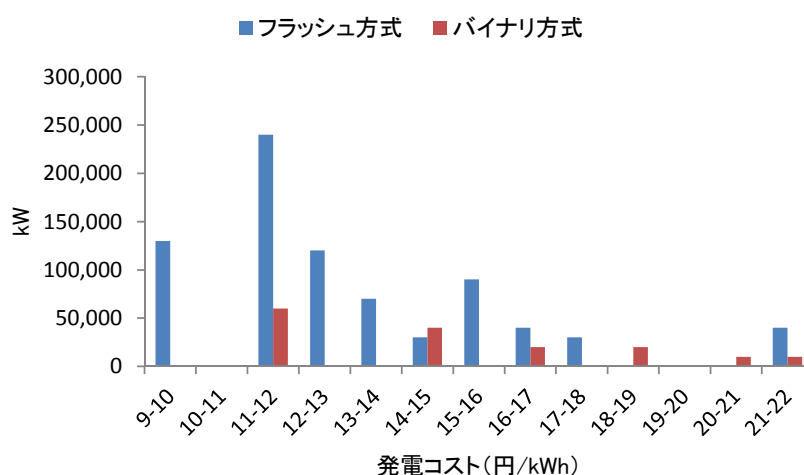


図 2.5-4 発電方式別・発電コスト別導入量

出典：地熱開発促進調査

2020 年に運開が見込まれる山葵沢・秋ノ宮地域のコスト分析から、買取期間 15 年（16 年目以降は回避可能原価による買取）、IRR 評価期間 20 年としたときに、IRR8%が確保出来る買取価格を評価すると、20 円/kWh となった。

バイナリ方式については、平均発電コストが 14.8 円/kWh 程度であるため、これに近い発電コストの地点（大湯、14.57 円/kWh）を対象として、IRR8%となる買取価格を設定した。

温泉発電については、松之山温泉の発電コストが 22 円/kWh 程度であるため、規模は異なるがこれに近いバイナリ方式発電コストの地点（柳津西山、21.29 円/kWh）を対象として、IRR が 8%となる買取価格を設定した。

表 2.5-5 地熱発電の導入量を満たすための買取価格

	下位	中位	上位
フラッシュ方式	20円/kWh		
バイナリ方式	23円/kWh		
温泉発電	33円/kWh		

## 2.6 バイオマス発電及びバイオマス熱利用

### (1) バイオマス導入見込量の考え方

#### 1) バイオマス発電

昨年度までのバイオマス発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.6-1 平成 22 年度調査におけるバイオマス発電の導入見込量の考え方

2020年	京都議定書目標達成計画の目標水準等から、バイオマス発電586万kL＋黒液・廃材等274万kL＝860万kLに設定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	将来の廃棄物発生量の想定から728万kLとし、黒液・廃材等については2020年値横ばいで274万kLと設定。

今年度は、低位の設定を見直した。また、バイオマス資源の調達費用を考慮して、買取価格を分析した。その際、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.6-2 平成 23 年度調査におけるバイオマス発電の導入見込量の考え方

2020年	<p>高位：京都議定書目標達成計画の目標水準等から、バイオマス発電586万kL＋黒液・廃材等274万kL＝860万kLに設定。</p> <p>中位：高位と低位の中間値と設定。</p> <p>低位：直近の実績値に、資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとしての増加分50万kW（＝82万kL）を加えて544万kLと設定。</p>
2030年	<p>高位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>中位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。</p> <p>低位：2020年水準のままと設定。</p>
2050年	<p>高位：現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定してバイオマス発電は728万kL、黒液・廃材等については2020年値横ばいで274万kLとし、合計1,002万kLと設定。</p> <p>中位：高位と低位の中間値と設定。</p> <p>低位：2020年水準のままと設定。</p>



## 2) バイオマス熱利用及び燃料

昨年度までのバイオマス熱利用の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.6-3 平成 22 年度調査におけるバイオマス熱利用及び燃料の導入見込量の考え方

2020年	ア)バイオマス熱利用のうちI)バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして70~200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）、II)その他バイオマス熱利用は、京都議定書目標達成計画の2010年値横ばいとして258万kLとし、イ)廃棄物熱利用は同じく201万kL、ウ)黒液・廃材等のうち熱利用分は同じく228万kLとした。
2030年	バイオ燃料は自動車WGの検討結果を踏まえ、100~200万kLとし、その他の熱利用は2020年導入目標値を横ばいとした。
2050年	バイオ燃料は2050年の需要量から推計して、1,000~1,900万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。

今年度は、低位の設定を見なおした。また、バイオマス資源の調達費用を考慮して、買取価格を分析した。その際、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.6-4 平成 23 年度調査におけるバイオマス熱利用及び燃料の導入見込量の考え方

2020年	高位：バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして200万kL（内訳：国産50万kL、開発輸入50万kL、輸入100万kL）とし、それ以外は昨年同様に設定。 中位：バイオ燃料は70万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。 低位：バイオ燃料は、エネルギー供給構造高度化法の目標に沿って、50万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。
2030年	高位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。 中位：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加すると設定。 低位：2020年水準のままと設定。
2050年	高位：バイオ燃料は2050年の需要量から推計して、1,900万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。 中位：バイオ燃料は2050年の需要量から推計して、1,000万kLと設定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。 低位：2020年水準のままと設定。

注) なお、2020年高位の発電及び熱利用の量を合計すると、導入ポテンシャルのほぼ全てを有効利用している状況となる。

## (2) バイオマス発電及び熱利用の導入ポテンシャル

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、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ところ以下のとおり。

表 2.6-5 バイオマス発電及び熱利用の導入ポテンシャル

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	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	70%	799	69.2	45.2	燃焼	150	50
	籾殻			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	10%	247	1.3	1.0	ガス	150	5
	肉用牛			219	1.1	0.9	ガス	150	5
	養豚			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	75%	310	4.7	3.6	ガス	150	50
	生活系厨芥類			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	
廃棄紙	3,600	40%	1,440	172.6	56.4	燃焼	2000	50	
合計					563	281		—	—

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。

出典：「低炭素社会づくりのためのエネルギーの 低炭素化に向けた提言」（平成 22 年 3 月、低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会）

### (3) バイオマス発電及び熱利用のコスト

バイオマス資源区分毎の特徴を踏まえて、エネルギー変換方法及びエネルギー利用方法を想定した上で、事業性評価を行う。

電力及び熱利用それぞれについて、エネルギーコストの小さな順に（事業性の優れた順に）バイオマス資源区分を利用すると想定した上で、導入見込量を満たす区分で PIRR8%を確保するための買取価格を算出する。

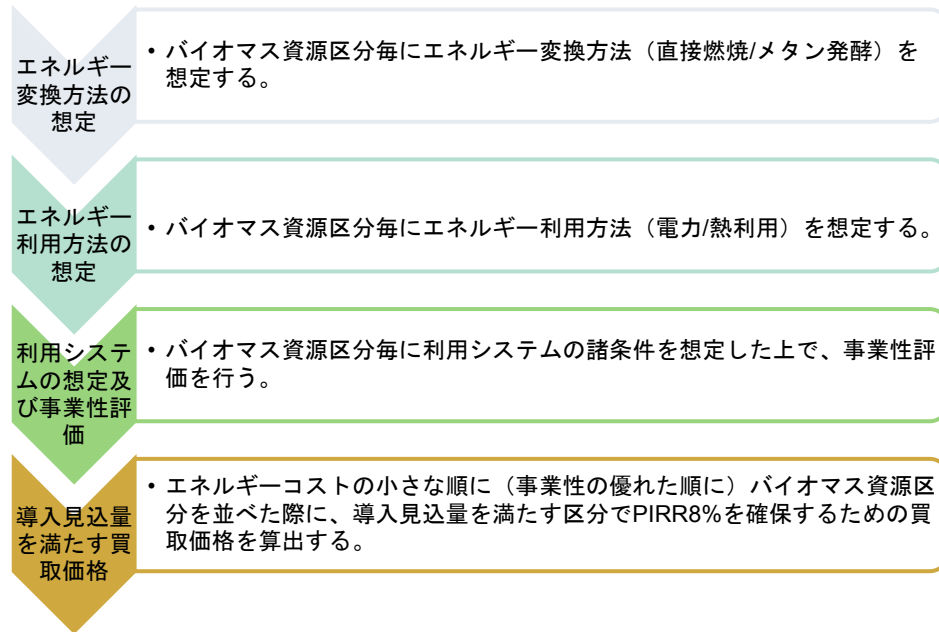


図 2.6-1 バイオマス発電及び熱利用の導入見込量の考え方

バイオマス資源区分毎の特徴を踏まえて、エネルギー変換方法及びエネルギー利用方法を想定した上で、事業性評価を行う。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つに分けて考えた。

表 2.6-6 バイオマス資源区分毎の変換方法の想定

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

バイオマス資源区分ごとにその特性を踏まえ、エネルギー種（電力又は熱）の想定を行った。「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、電力又は熱利用として想定した。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 2.6-7 バイオマス資源区分毎の利用方法の想定

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	発電(2,000kW)・熱利用(50GJ/h)
	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と想定した。また、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。

エネルギー利用システムの諸条件、及び燃料調達費以外のその他の費用については、下表の通り想定した。

表 2.6-8 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%(送電端ベース)
ボイラ効率	直接燃焼:85%、メタン燃焼:90%
稼働率	発電:80%、熱供給:41%(=12h/d×300d/y)
建設費用	発電:40万円/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)、コスト等検証委員会報告書等を基に想定。

表 2.6-9 燃料調達費以外の費用想定

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。

従来、バイオマス燃料の調達費用は、地域やバイオマス資源ごとに多種多様であり、且つ必ずしも事業バウンダリーがエネルギー転換に閉じるものではないとして想定していなかった。しかし、ここではエネルギー・環境会議（内閣官房/国家戦略室）のコスト等検証委員会にて想定された木質バイオマスの燃料調達単価等を参考に下表の通り想定して評価を行った。

表 2.6-10 バイオマス資源の調達費用

大分類	小分類	燃料調達単価 [万円/t]	運搬単価 [万円/t]
木質系	林地残材	0.79	左に含まれるとした
	製材所廃材	0.79	左に含まれるとした
	果樹剪定枝	0.3	左に含まれるとした
	公園剪定枝	-1.0	左に含まれるとした
	建築解体廃材	-1.0	左に含まれるとした
	新・増築廃材	-1.0	左に含まれるとした
農業系	稲わら	0	0.3
	籾殻	0	0.3
	麦わら	0	0.3
畜産系	乳用牛	0	0
	肉用牛	0	0
	養豚	0	0
	採卵鳥	0	0.3
	ブロイラー	0	0.3
食品系	動植物性残渣	0	0
	生活系厨芥類	0	0.3
	事業系厨芥類	0	0.3
下水汚泥	下水汚泥	0	0
黒液	黒液	0	0
廃棄紙	廃棄紙	0.8	左に含まれるとした

出典) コスト等検証委員会報告書等より作成、オンサイトにて利用するバイオマス廃棄物の調達費用はゼロとした。

#### (4) バイオマスの導入見込量

##### 1) バイオマス発電

2020年の導入見込量は、高位については、京都議定書目標達成計画の目標水準等から、バイオマス発電 586 万 kL+黒液・廃材等 274 万 kL=860 万 kL に設定。低位は、直近の実績値に全量買取 PT 取りまとめの増加分 50 万 kW (=82 万 kL) を加えて 544 万 kL と設定。中位は、高位と低位の中間値と設定した。

2030年は、2020年の各ケースと、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、線形補間して設定した。

2050年は、高位はバイオマスの現状の導入ポテンシャルを全て利用するとともに、国産材利用の促進に伴う林地残材利用量の増大を想定してバイオマス発電は 728 万 kL、黒液・廃材等については 2020年値横ばいで 274 万 kL とし、合計 1,002 万 kL と設定。低位は、2020年水準のままと設定した。中位は、高位と低位の中間値として設定した。

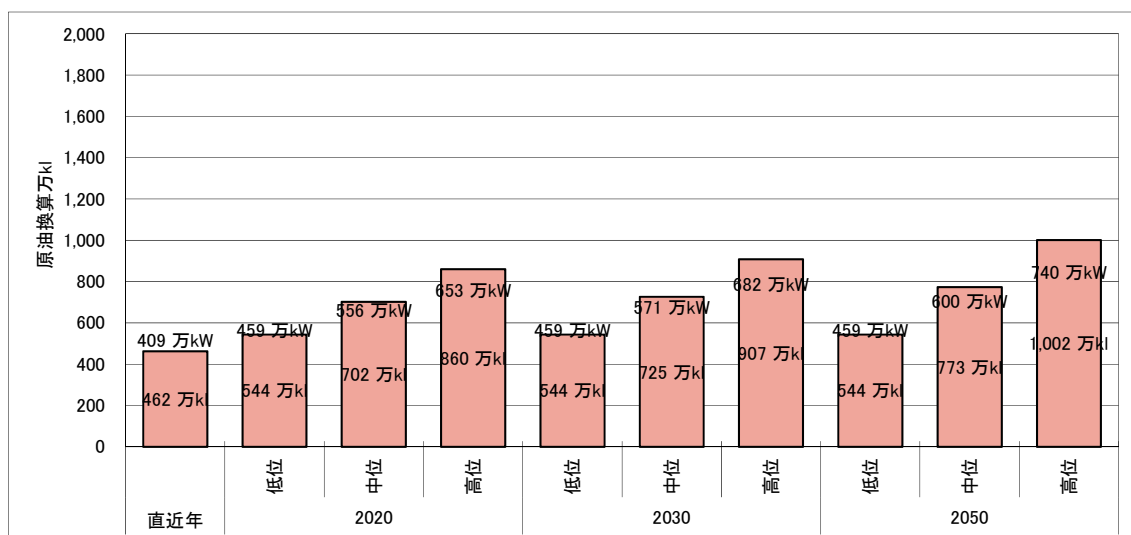


図 2.6-2 バイオマス発電の導入見込量



## 2) バイオマス熱利用及び燃料

2020年は、上位は 京都議定書目標達成計画の目標水準を維持するものとして、熱利用(バイオ燃料含む) 887 万 kL に設定。内訳としては、ア)バイオマス熱利用のうち I)バイオ燃料は、自動車用燃料への混合率を向上させるなどして 200 万 kL (内訳：国産 50 万 kL、開発輸入 50 万 kL、輸入 100 万 kL) を、II)その他バイオマス熱利用は、京都議定書目標達成計画の目標水準である 258 万 kL とし、イ) 廃棄物熱利用は同じく 201 万 kL、ウ) 黒液・廃材等のうち熱利用分は同じく 228 万 kL とした。

中位・低位ケースでは、バイオ燃料の導入見込量はそれぞれ自動車 WG の検討結果を踏まえて 70 万 kl、エネルギー供給構造高度化法の目標にそって 50 万 kL とした。

2030年は、バイオ燃料は上位・中位ケースは自動車 WG の検討結果を踏まえてそれぞれ 200 万 kL、100 万 kL とし、低位ケースは 2020年のまま、その他の熱利用は 2020年導入目標値を横ばいとした。

2050年は、バイオ燃料は上位・中位ケースはその時点の需要量から推計して、上位 1,900 万 kL、中位 1,000 万 kL とし、低位ケースは 2020年のまま、その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとした。なお、近年、微細藻類及び大型藻類を原料としたバイオ燃料製造に関する研究も進んでいる。バイオ燃料の長期的な調達ポートフォリオについては、今後とも国内外の技術動向・生産動向を見極め、検証していく必要がある。

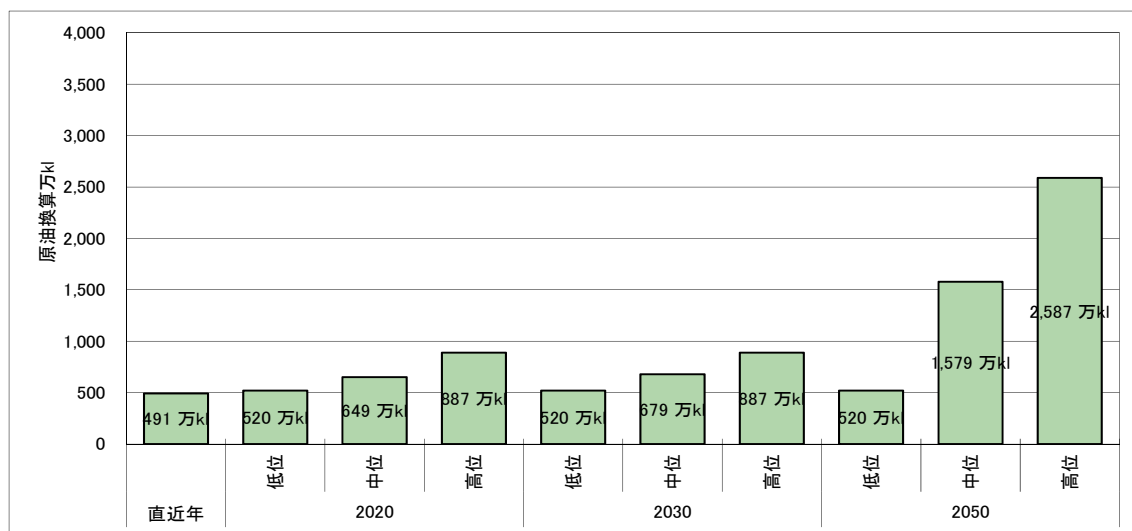


図 2.6-3 バイオマス熱利用及び燃料の導入見込量

(5) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量を満たす買取価格

1) バイオマス発電

低位、中位、高位の各ケースの導入見込量において IRR8%を確保するため、全量買取制度上の買取価格は低位：廃棄物系：13 円/kWh、中位：廃棄物系：20 円/kWh、高位：林地残材：30 円/kWh、廃棄物系：33 円/kWh となった。

低位及び中位においては木質系の買取は廃棄物系と同等程度とし、高位においては林地残材由来のものと廃棄物系のものに分けて推計した。

2) バイオマス熱利用

低位、中位、高位の各ケースの導入見込量において IRR8%を確保するため、熱利用（バイオ燃料以外）では熱証書価格は中位：食品系 2 円/MJ、高位：食品系：2 円/MJ、畜産系 15 円/MJ となった。

なお、上記の発電及び熱利用の量を合計すると、2020 年度導入量において、導入ポテンシャルの大部分を有効利用している状況である。よって、2020 年以降は、国産材利用の促進と、これに伴う林地残材の利用を想定するものとした。

表 2.6-11 バイオマス発電及び熱利用の導入見込量を満たす買取価格

	低位	中位	高位		低位	中位	高位
導入量	459万kW	556万kW	653万kW	導入量	520万kL	649万kL	887万kL
	544万kL	702万kL	860万kL		買取価格	—※1)	食品系：2円/MJ
買取価格	廃棄物系・木質系： 13円/kWh	廃棄物系・木質系： 20円/kWh	林地残材等の木質系： 30円/kWh 廃棄物系：33円/kWh	<small>※1) 現状+バイオ燃料であって、熱証書による導入促進を特段必要としない。 ※2) 導入見込量を満たすために必要なバイオマス資源を事業性の良い順に並べた場合の買取価格である。</small>			

## 2.7 太陽光発電

### (1) 太陽光発電の導入見込量の考え方

昨年度までの太陽光発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.7-1 平成 22 年度調査における太陽光発電の導入見込量の考え方

2020年	低位：太陽光発電に対して投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となるような固定価格買取制度の導入や、公共における率先導入を前提に、太陽光発電の導入が進むと想定。 中位・高位：投資回収年数をそれぞれ9、8年と短縮する経済支援の上乗せを前提に、新築建物等への導入義務付けを想定。
2030年	2020年の各ケースと、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推計。
2050年	新エネルギー部会（2000年）の物理限界量や、NEDOのPV2030における導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を採用。

太陽光発電のコストは導入地点による差が小さいこと、当面は家庭・一般企業による導入が主と考えられることから、2030年までの導入量は、昨年と同様、固定買取価格などの経済支援策を定め、それへの反応としての導入量を推計する。2050年の導入量は、導入ポテンシャルを踏まえて設定する。

表 2.7-2 平成 22 年度調査における太陽光発電の導入見込量の考え方

2020年	高位：住宅は投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取（ただし当初3年間は初年度の買取価格を維持）。非住宅・メガソーラーは過熱的導入とならない程度の最大限(IRR10%を維持する価格)での全量買取。公共は年間30万kW程度の率先導入。 中位：住宅・公共は高位に同じ。非住宅・メガソーラーはIRR8%を維持する価格での全量買取。 低位：住宅は投資回収年数10年を維持する価格での余剰買取。非住宅・メガソーラーはIRR6%を維持する価格での全量買取を行う。公共は高位に同じ。
2030年	高位：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。 中位：高位に同じ。 低位：2020年までと同じ考え方。
2050年	高位：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率が10%向上することによる設置容量の増加を見込む。 中位：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率が5%向上することによる設置容量の増加を見込む。 低位：NEDO PV2030の導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を全量顕在化。

IRR を 10%以上とすることは、ドイツの例からも、太陽光発電の過熱的導入を招く可能性があるため、望ましくない。このため、非住宅・メガソーラーへの IRR を 10%とした高位シナリオ（2020 年約 5,000 万 kW の導入）が、導入スピードの上限である。

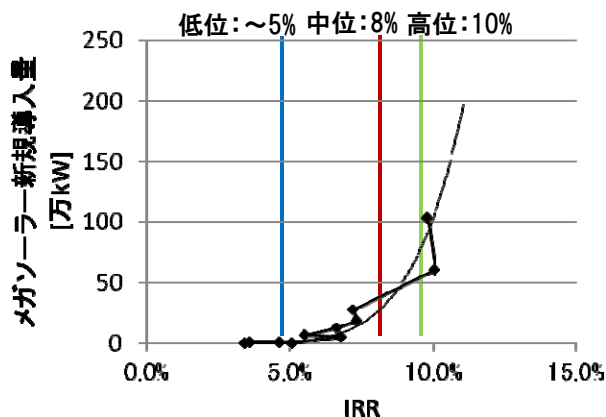


図 2.7-1 ドイツにおける太陽光発電導入の過熱

ドイツの経験が示すところは、年間売電収入が太陽光システム価格（設備価格＋設置コスト＋メンテナンス）の 10%程度、回収年数が 10 年以下になれば、飛躍的に普及が進む。この比率が 6%以下では、住宅用太陽光発電の普及は進むが、中規模、大規模の発電事業は遅れる。逆に 12%になると、市場は過熱状態になり、太陽光発電機器の供給がひっ迫する。

出典：竹濱朝美「再生可能エネルギー買い取り制度（FIT）の費用と効果」『国民のためのエネルギー原論』第 7 章、植田和弘・梶山恵司編著、日本経済新聞出版社、2011 年

表 2.7-3 投資回収年数と IRR の関係

投資回収年数	年間売電収入比率	IRR*
17年	6%	3%
10年	10%	8%
8年	12%	10%

\*初期費用を廃棄費用込 42 万円/kW とし、15 年間は投資回収年数・年間売電収入比率に対応する固定価格で買取、その後 10 年間まで回避可能原価で買取が行われる場合の 25 年 IRR。

## (2) 太陽光発電導入のポテンシャル

NEDO PV2030 においては、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大規模に実現した場合には、2030 年段階においての導入量が 20,180 万 kW となると推定している。

表 2.7-4 太陽光発電の賦存量および導入ポテンシャル

(単位：MW)

設置場所	ケース1： 技術開発が産業界に任 された場合	ケース2： 技術開発とその実用化 が2030年頃まで本ロー ドマップにより実施さ れる場合（標準ケー ス）	ケース3： 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 大規模に実現している 場合	潜在量
戸建住宅	37,100	45,400	53,100	101,000
集合住宅	8,200	16,500	22,100	106,000
公共施設	3,800	10,400	13,500	14,000
大型産業施設	5,100	10,200	53,100	291,000
道路・鉄道	0	14,800	16,400	55,000
民生業務	0	4,600	8,600	32,000
未利用地（水素製造等）	0	0	35,000	7,386,000
合計	54,200	101,900	201,800	7,984,000

潜在量：戸建住宅や集合住宅、公共施設、未利用地等々の設置場所で、物理的に設置可能な導入量

出典：2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書（2004年6月）、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術開発部 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会

著作権者：新エネルギー・産業技術総合開発機構

出典：NEDO「2030年頃までの技術発展を想定したときの国内導入可能量」H17

<http://www.nedo.go.jp/nedata/17fy/01/b/0001b008.html>

出典：平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 調査報告書（環境省，平成22年3月）

環境省「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」では、非住宅・メガソーラー用の導入ポテンシャルを精査し、14,900 万 kW 程度が見込めるとした。なお、導入ポテンシャルとは、エネルギーの採取・利用に関する種々の制約要因による設置の可否を考慮したエネルギー資源量であり、賦存量の内数である。

表 2.7-5 環境省調査による太陽光発電の導入ポテンシャル

		導入ポテンシャル[万kW]	2010年度実績[万kW]
非住宅・メガソーラー※1	公共用建築物（学校、市役所等）	2,300	28
	発電所、工場、倉庫等	2,900	19
	低・未利用地	2,700	11
	うち平坦な公共用地※2	(1,300)	
	耕作放棄地（森林化・原野化している等）	7,000	
<b>合計</b>	<b>14,900</b>	<b>58</b>	

※1 ここでは、「メガソーラー」は 1MW 以上、「非住宅」は 30～1000kW 規模の太陽光発電を想定。

※2 平坦な公共用地：最終処分場・河川・港湾施設・都市公園・自然公園・海岸のレベル 2（屋根 20m<sup>2</sup> 以上・南壁面・窓 20m<sup>2</sup> 以上に設置・多少の架台設置）での設置可能量。

出典：非住宅・メガソーラーのポテンシャルは「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」（環境省, 2011）におけるレベル 3 のポテンシャル。面積あたり設置量は 0.0667kW/m<sup>2</sup> と想定されている（変換効率改善は見込まれていない）。導入実績は、各年の新規導入量（NEF 資料、JPEA 資料）から寿命 20 年として推計した値。非住宅の内訳は推計。

低・未利用地の設置ポテンシャル 2700 万 kW のうち、最終処分場・河川・港湾施設・都市公園・自然公園といった公共性の高い用地でのポテンシャルが 1300 万 kW 存在する。



図 2.7-2 廃棄物埋立処分地におけるメガソーラー

出典：東京電力ウェブサイト（浮島太陽光発電所） <http://www.tepco.co.jp/csr/megasolar/index-j.html>

表 2.7-6 レベル別の太陽光発電の導入ポテンシャル

カテゴリー		設備容量 (万 kW)		
		レベル1	レベル2	レベル3
低・未 利用 地	最終処分場	3.05	1,086.08	1,098.37
	河川	6.42	33.19	145.63
	港湾施設	70.43	116.14	120.22
	空港	11.75	20.02	37.45
	鉄道	0.00	9.89	332.62
	道路	13.86	239.02	680.40
	都市公園	1.25	9.73	10.98
	自然公園	7.52	40.78	42.22
	ダム	5.40	15.80	19.44
	海岸	12.18	41.41	158.35
	観光施設	32.20	48.03	89.32
	小計	164.06	1,660.09	2,735.00

レベル2の設置容量には、レベル1の設置容量が含まれる。

表 2.7-7 カテゴリー別レベル別の太陽光発電の導入ポテンシャルの考え方

カテゴリー	レベル1	レベル2	レベル3
最終処分場	・管理施設屋根に設置	・管理施設南壁面、駐車場、埋立終了地に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・管理施設東西壁面、浸出水処理設備の50%に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
河川	・堤防の外側南面かつ植栽、人家から離れている場所に設置	・堤北面を除く堤防外側の25%に設置 ・河川敷の遊歩道に設置	・堤防内の通路脇を含む6m幅の50%に設置 ・河川敷の未利用地に設置
港湾施設	・倉庫は除外 ・荷捌き場、事務所、臨海公園管理施設、駐車場施設等の既存屋根150㎡以上に設置	・南壁面・窓に設置 ・駐車場施設の車路以外に設置 ・遊歩道に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・東西壁面・窓に設置 ・未利用地に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
空港	・ターミナルビル屋上に設置	・南壁面面積の50%に設置	・東西壁面面積の50%に設置
鉄道	・駅ビル部分は除外	・駅舎屋根・壁面のうち運行に支障のないと思われる部分に設置	・建替時を想定 ・ホーム屋根を含む駅施設、防音壁・橋梁の一部に設置
道路 (高速・高規格道路)	・SA/PA施設屋根に設置	・SA/PA駐車場に設置 ・法面25% (南壁扱い)の50%に設置	・法面50% (東西壁扱い)の50%に設置 ・植栽部25% (南壁扱い)の50%に設置
都市公園	・管理施設屋根に設置	・管理施設壁・窓に設置 ・駐車場に設置	・未利用地に設置
自然公園 (国立・国定公園)	・自然公園内付帯設備屋上に設置	・自然公園内付帯設備南壁面面積の50%に設置	・自然公園内付帯設備東西壁面面積の50%に設置
ダム(堤上)	・管理施設屋根に設置 ・レストハウスに設置	・ダム堤上の歩道部分に設置	・管理施設壁・窓に設置 ・未利用地に設置
海岸(砂浜)	・砂浜に存在する施設屋根に設置	・幅6mの架台の10%に設置	・幅6mの架台の50%に設置
観光施設(コ #7場)	・建物屋根150㎡以上に設置	・建物南壁面の50%に設置 ・駐車場に設置	・建物東西壁面の50%に設置 ・未利用地に設置

出典：「平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(環境省, 2011)



### (3) 太陽光発電の発電コスト

#### 1) 住宅用

既築住宅への太陽光発電システム導入価格は、新築住宅への価格に比較し、付属機器コスト・設置工事費などが高額である。

なお、新築住宅では、「建材一体化型モジュール」を採用することにより、追加的な設置工事費などが不要になる場合がある。国内の太陽光発電パネルメーカーにとっても、建材一体型 PV では海外メーカーよりも有利になる可能性がある。

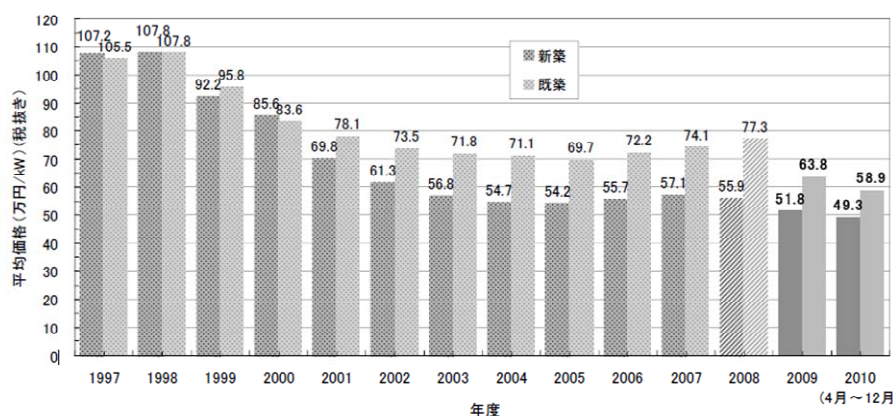


図 2.7-3 太陽光発電システムの新築・既築別価格[万円/kW]

出典：「平成 22 年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)

表 2.7-8 太陽光発電システムの新築・既築別価格[万円/kW]

2010年	新築	既築	参考 ：ドイツ
合計	50	58	28
発電モジュール	32	36	18
インバータ	5	6	3
それ以外の付属 機器	4	5	7
設置工事費	7	8	
廃棄コスト	2	3	-

廃棄コストは、他の費用合計の 5%とする

出典：国内 第 3 回コスト等検証委員会配布資料 (平成 23 年 11 月 8 日)、ドイツ EEG 進捗報告書 2011 年 (Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG) 1€=109.40 円で換算





図 2.7-4 建材一体化型

出典：産業技術総合研究所ウェブサイト

[http://www.aist.go.jp/aist\\_j/press\\_release/pr2008/pr20080617/pr20080617.html](http://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2008/pr20080617/pr20080617.html)

## 2) メガソーラー

米国再生可能エネルギー研究所(NREL)によれば、現状の定置型・事業用太陽光発電の設備単価は、1MW程度であれば住宅用と同程度の6000\$/kW、20MW以上になると4000\$/kWまで低下する。

国内に設置されるメガソーラーは2MW以下のものが多いと考えられるため、2010年価格は40万円/kWとして設定した。また、設備への固定資産税1.4%も考慮する。

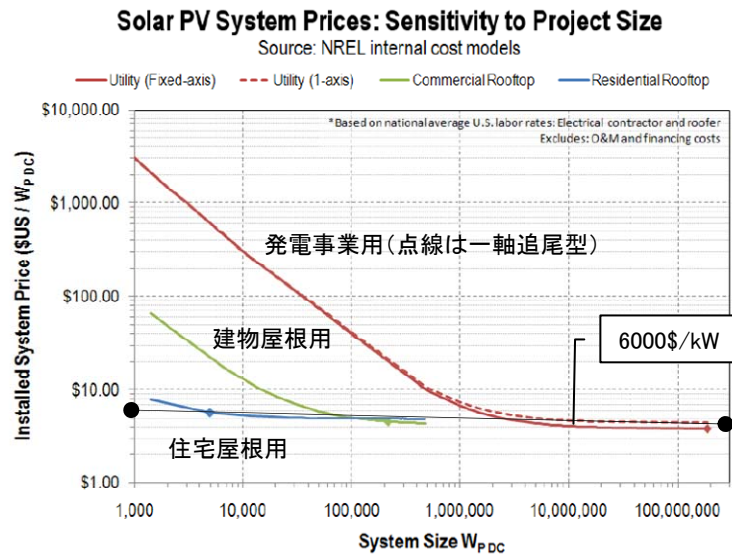


図 2.7-5 規模による太陽光発電システム価格の変化

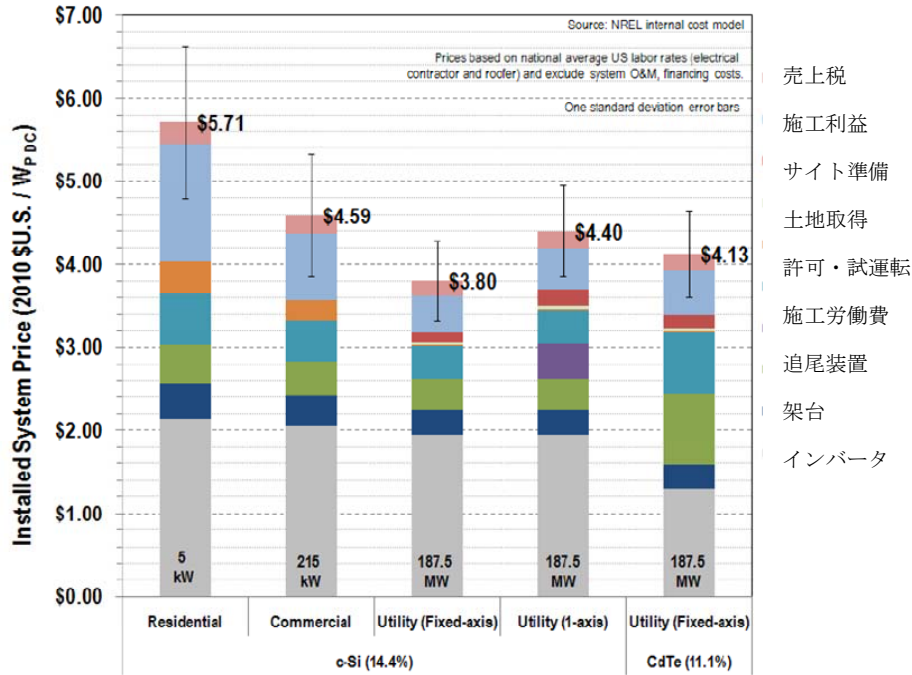


図 2.7-6 各種太陽光発電システム価格の内訳

出典：Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices (NREL, 2011)

メガソーラーには土地代（借地料）が生じる場合がある。借地料は「固定資産税レベル」として試算した。土地単価が 2 万円/m<sup>2</sup> 以下程度であれば、借地料は 20 年間で 6 万円/kW（年間 3000 円/kW）以下となる。

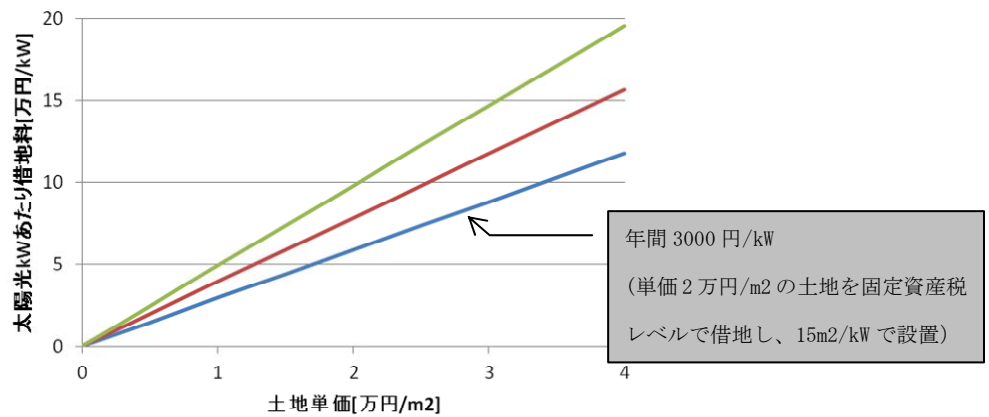


図 2.7-7 メガソーラーの借地料（出力あたり面積別）

$$\text{kW あたり固定資産税総額[円/kW]} = 20 \text{ 年} \times \text{土地公示価格[円/m}^2\text{]} \times \text{土地面積[m}^2\text{]} \times \text{固定資産税評価額比率} \\ 70\% \times \text{固定資産税率} 1.4\% \div \text{容量[kW]}$$

表 2.7-9 メガソーラーの出力あたり面積

	敷地面積 [m <sup>2</sup> ]	出力 [kW]	出力あたり面積 [m <sup>2</sup> /kW]
浮島太陽光発電所	11万	7000	16
メガソーラーいいだ	1.8万	1000	18
扇島太陽光発電所	23万	13000	18
関西電力堺市	20万	10000	20
メガソーラー大牟田	8万	3000	27

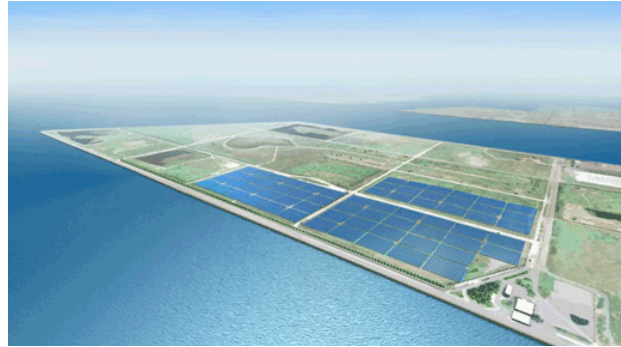


図 2.7-8 関西電力の堺市臨海部でのメガソーラー計画

出典：<http://www1.kepco.co.jp/pressre/2008/0623-1j.html>

表 2.7-10 都道府県別 土地単価

	最小 [万円/m <sup>2</sup> ]	平均 [万円/m <sup>2</sup> ]	最大 [万円/m <sup>2</sup> ]	2万円/m <sup>2</sup> の比率	全件数
神奈川県	1.5	11.2	48	3%	62
山梨県	0.63	1.9	3.7	60%	10
静岡県	0.91	4.7	15	19%	70
愛知県	0.65	6.3	22	5%	110
大阪府	0.26	10.5	33	5%	93
宮崎県	0.52	1.9	2.3	82%	11

出典：国土交通省「土地総合情報システム」より、平成22年第3四半期～平成23年第2四半期の各都道府県の土地取引実績より、工業地の単価を集計。

### 3) 将来のシステム価格低減

太陽光発電システムのモジュール価格は、将来的には国際価格に収斂するものと考えられる。モジュールの国際価格を、累積生産量の増加（EPIA2011, 加速シナリオ）に伴い、進歩率 78%で低下するものとし、国内価格との差は 2020 年までに無くなるものとした。

その他の部品部分は、将来の世界の累積生産量の増加（EPIA2011, 加速シナリオ）に伴い、進歩率 80%でコスト低下が続くと想定した。

表 2.7-11 太陽光発電システムのコスト低減の想定

	コスト低下の主な要因	試算における想定
発電モジュール	技術革新、生産の最適化、規模の経済、効率向上、規格や仕様の開発	2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78%※1でコスト低下
インバータ	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下
それ以外の付属機器（ケーブル、架台等）	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	
設置工事費	規格や仕様の開発	累積導入増加に伴い、進歩率96%※2で低下

※1: Solar Generation 6 (EPIA, 2011) ※2: 系統安定化対策コストを考慮した日本における太陽光発電コスト見通し(野中, 2011)

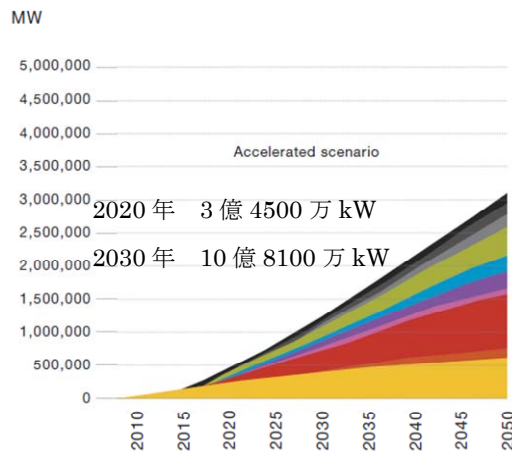


図 2.7-9 EPIA2011 加速シナリオ

(標準的な政策のもと、近年の導入量拡大傾向が継続された場合のシナリオ)

出典：Solar Generation 6 (EPIA, 2011)

上記の前提に基づくと、太陽光発電のシステム価格+廃棄コストは2020年までに、戸建住宅（既築）向けで58万円/kW→20万円/kW、戸建住宅（新築）向けで50万円/kW→18万円/kW、メガソーラーで42万円/kW→19万円/kWに低下する。

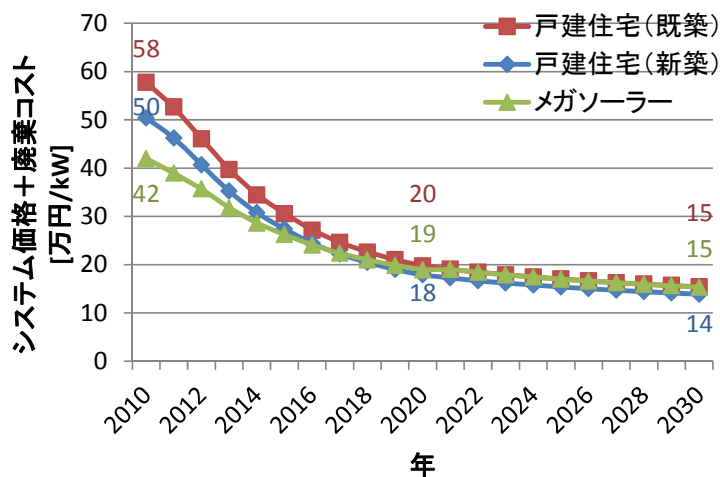


図 2.7-10 システム価格低減の推計結果

※システム価格に含まれるのは、発電モジュール価格、インバータ価格、それ以外の付属機器（ケーブル、架台等）、設置工事費、である。

※廃棄コストを、システム価格の5%とする。

※設置工事費部分は導入シナリオによって多少変化する。

※メガソーラー設置における整地費、借地料などは含まない。

表 2.7-12 発電単価[円/kWh]

	戸建住宅（新築）	メガソーラー
2010	33	34
2020	12	17
2030	9	14

発電単価への換算は、コスト等検証委員会の想定に基づく。

- ・割引率 3%
- ・稼働年数 20 年
- ・稼働率 12%
- ・廃棄コスト 5%
- ・戸建住宅：修繕費率 1.5%
- ・メガソーラー：修繕費率 1%、諸費率 0.6%、  
業務分担費 14%、固定資産税率 1.4%、  
給料手当 300 万円/年

(4) 太陽光発電の導入見込量

1) ~2030年 低位

現状と同程度の支援を継続する。

表 2.7-13 2030年までの低位ケースの考え方

部門	補助金	買取
住宅	・国：2012年2万円/kW→2016年0まで段階的に縮減 ・自治体：2012年4万円/kW→2016年0まで段階的に縮減	新築に対する補助金込投資回収年数 <b>10年</b> を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定
非住宅	補助金なし	IRR6%を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物	年間30万kW程度の率先導入を行う	
メガソーラー	補助金なし	IRR6%を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると5.4%となる）

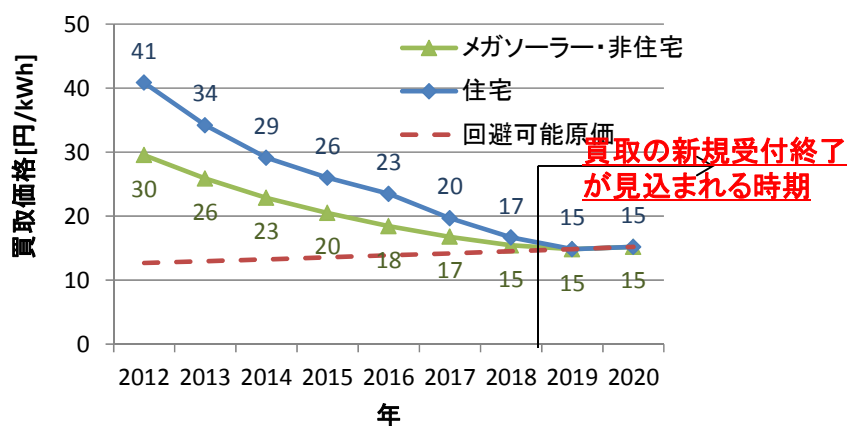


図 2.7-11 買取価格の推移 (低位)

買取期間は15年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーのIRRは25年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。

住宅用は、2019年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数10年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。

メガソーラー・非住宅は、2019年に、回避可能原価での全量買取でIRR6%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。（回避可能原価の考え方については、4章を参照）

2020年の導入量は約2,600万kW、2030年の導入量は約6,600万kWとなる。

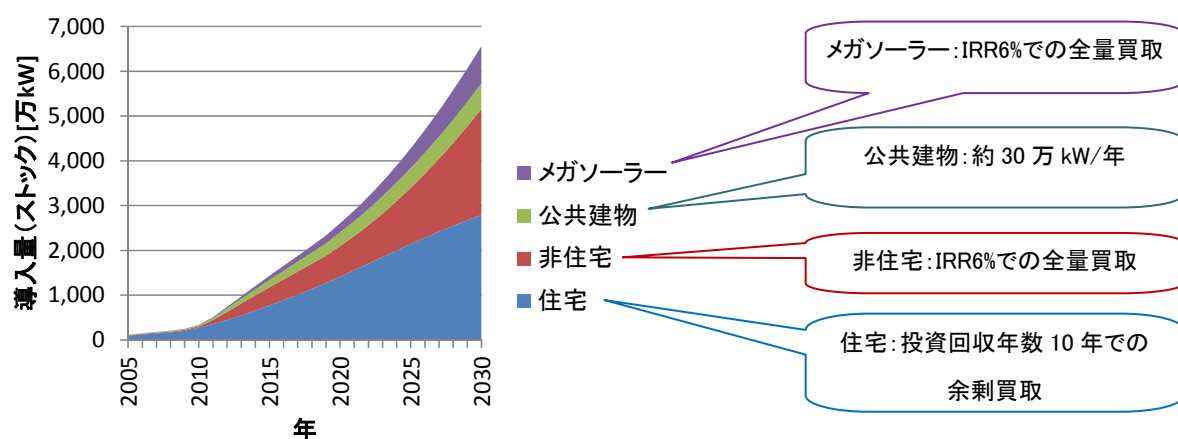


図 2.7-12 2030年までの導入量 (低位)

表 2.7-14 2030年までの導入量 (低位)

	万kW	2010	2020	2030
住宅		280	1,412	2,788
非住宅		28	687	2,370
公共		19	320	602
メガソーラー		11	207	830
合計		337	2,625	6,591

表 2.7-15 2020年における設置イメージ (低位)

設置イメージ (2020年)
戸建住宅400/2500万戸
集合住宅6/60万棟、工場・倉庫9/30万棟、建物9/60万棟
建物15万棟
10MW規模 1県4か所強

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10~50kWとした場合。  
大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

2) ~2030年 中位

投資回収年数 10年もしくは IRR8%を目安とした支援を行う。

表 2.7-16 2030年までの中位ケースの考え方

部門	補助金	買取
住宅	・国：2012年2万円/kW、 <b>2013年以降0</b> ・自治体：2012年4万円/kW→2016年0まで段階的に縮減	新築に対する補助金込投資回収年数 <b>10年</b> を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定 ただし、 <b>当初3年間は初年度の買取価格を維持する</b>
非住宅	補助金なし	IRR8%を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物	2020年までは年間30kW程度の率先導入を行う 2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進む（年間200kW程度）とする	
メガソーラー	補助金なし	IRR8%を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると約7.4%となる）

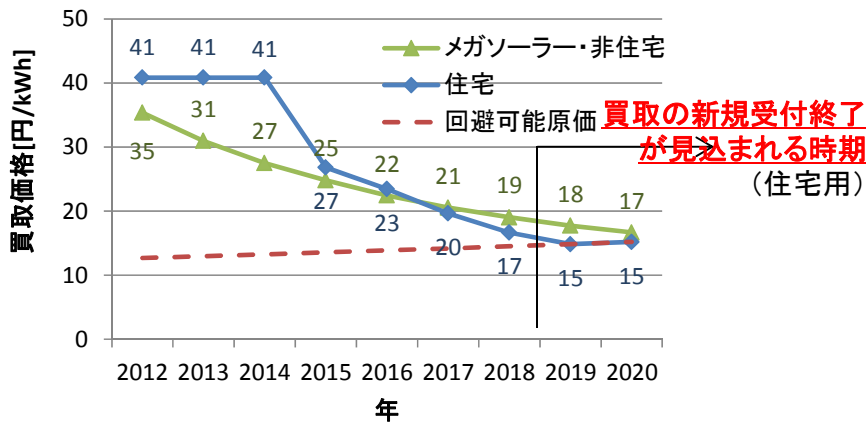


図 2.7-13 買取価格の推移 (中位)

買取期間は 15 年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーの IRR は 25 年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。

住宅用は、2019 年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数 10 年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。

メガソーラー・非住宅は、2023 年に、回避可能原価での全量買取で IRR8%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。（回避可能原価の考え方については、4 章を参照）



2020年の導入量は約3,700万kW、2030年の導入量は約9,500万kWとなる。

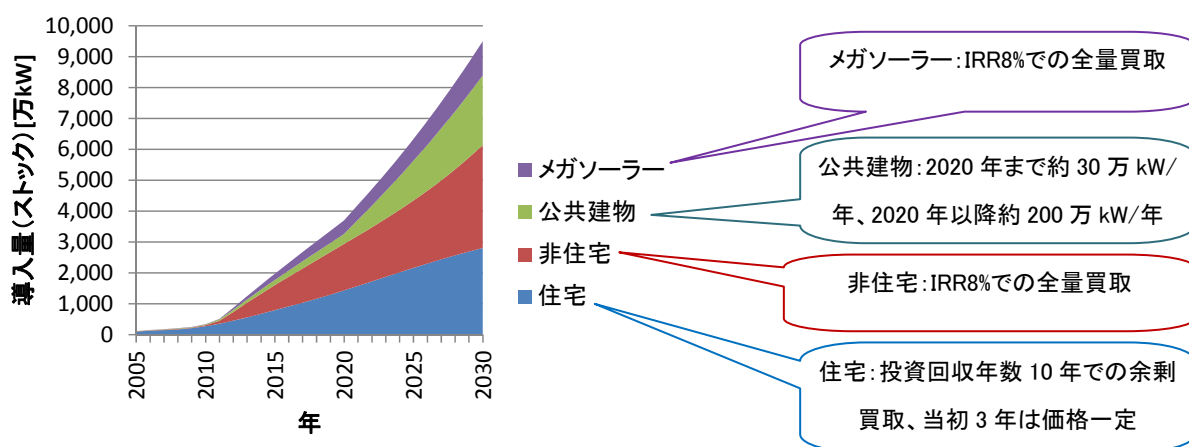


図 2.7-14 2030年までの導入量 (中位)

表 2.7-17 2030年までの導入量 (中位)

万kW	2010	2020	2030
住宅	280	1,434	2,805
非住宅	28	1,506	3,328
公共	19	320	2,254
メガソーラー	11	440	1,112
合計	337	3,700	9,500

※変換効率が12%のままであれば公共ポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善するとすれば、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

表 2.7-18 2020年における設置イメージ (中位)

設置イメージ (2020年)
戸建住宅410/2500万户
集合住宅13/60万棟、工場・倉庫19/30万棟、建物20/60万棟
建物15万棟
10MW規模 1県10か所弱

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10～50kWとした場合。  
大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

3) ~2030年 高位

投資回収年数 10年もしくは IRR10%を目安とした支援を行う。

表 2.7-19 2030年までの高位ケースの考え方

部門	補助金	買取
住宅 中位と同じ	・国：2012年2万円/kW、 <b>2013年以降0</b> ・自治体：2012年4万円 /kW→2016年0まで段階的に縮減	新築に対する補助金込投資回収年数 <b>10年</b> を維持する価格での余剰買取（既築に対しては14年程度となる） ※余剰電力比率は56%と想定 ただし、 <b>当初3年間は初年度の買取価格を維持する</b>
非住宅	補助金なし	IRR <b>10%</b> を維持する価格での全量買取 ※1需要地2契約により、全量買取で設置とする
公共建物 中位と同じ	2020年までは年間30万kW程度の率先導入を行う 2020年から業務用電力価格14円/kWhでの全量消費でIRRが6%以上となり、自立的な導入が進む（年間200万kW程度）とする	
メガソーラー	補助金なし	IRR <b>10%</b> を維持する価格での全量買取（固定資産税1.4%を加味すると約9.4%となる）

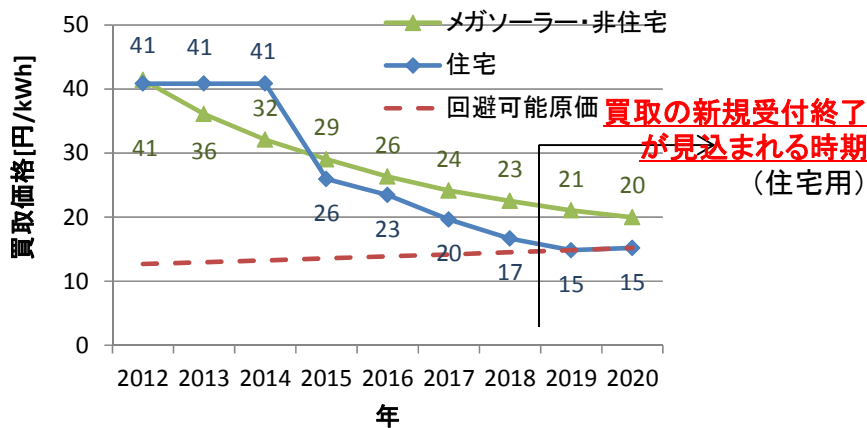


図 2.7-15 買取価格の推移

買取期間は 15 年とし、その後は回避可能原価で買い取りを行う。非住宅・メガソーラーの IRR は 25 年（コスト検証委における耐用年数）で評価している。

住宅用は、2019 年に、回避可能原価での余剰買取で投資回収年数 10 年が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。

メガソーラー・非住宅は、2028 年に、回避可能原価での全量買取で IRR10%が達成可能となるため、固定価格買取制度の新規受付を終了する。（回避可能原価の考え方については、4 章を参照）

2020年の導入量は約5,200万kW、2030年の導入量は約10,600万kWとなる。

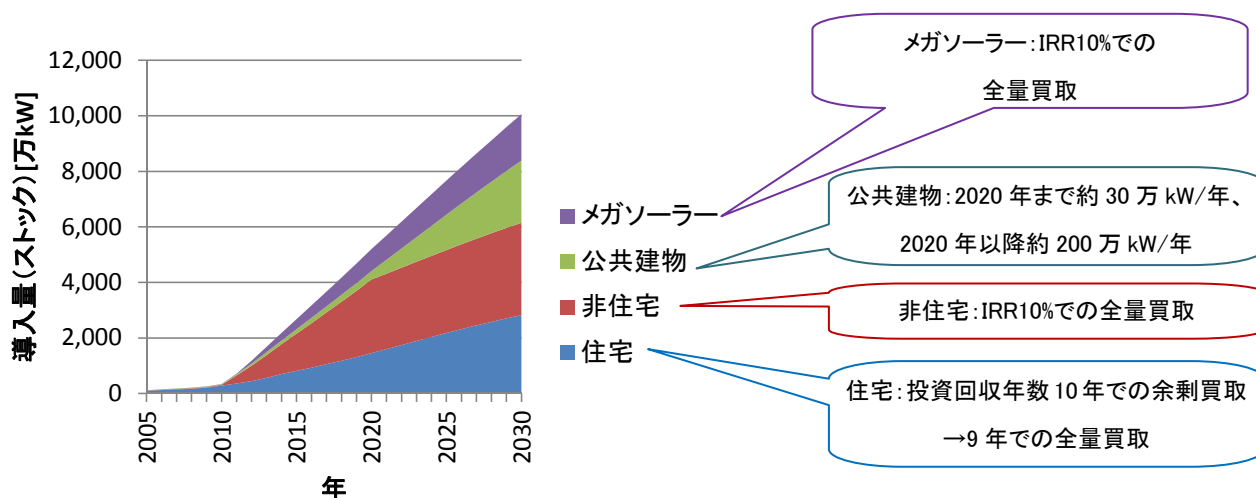


図 2.7-16 2030年までの導入量（高位）

表 2.7-20 2030年までの導入量（高位）

	万kW	2010	2020	2030
住宅		280	1,434	2,805
非住宅		28	2,651	3,328
公共		19	320	2,254
メガソーラー		11	795	1,672
合計		337	5,200	10,060

※変換効率が12%のままであれば公共ポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善するとすれば、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

表 2.7-21 2020年次点の設置イメージ（高位）

設置イメージ（2020年）
戸建住宅410／2500万戸
集合住宅23／60万棟、工場・倉庫30／30万棟、建物36／60万棟
建物15万棟
10MW規模 1県20か所弱

非住宅の設置イメージは、建物当たりの設置容量を10～50kWとした場合。  
大規模な工場・倉庫の屋根には1000kW程度を設置することも可能である。

#### 4) ~2030年 比較

2004~2009年の世界市場は年率47%で増加していた。同期間の日本の導入量は年率18%で増加していた。

国内の太陽光発電設備産業の技術革新誘発・競争力維持のためには、一定規模の国内市場の確保が必要である。中位シナリオ・高位シナリオでは、世界市場（導入量フロー）に占める日本市場を短期的に増加させることにより、国内企業の産業競争力を養成することが考えられる。

EPIAの3シナリオでの世界導入量伸び率と比較すると、低位シナリオでは世界の導入スピードとの差が大きくなっていく可能性が見込まれることから、早期に海外市場の開拓する必要があると考えられる。

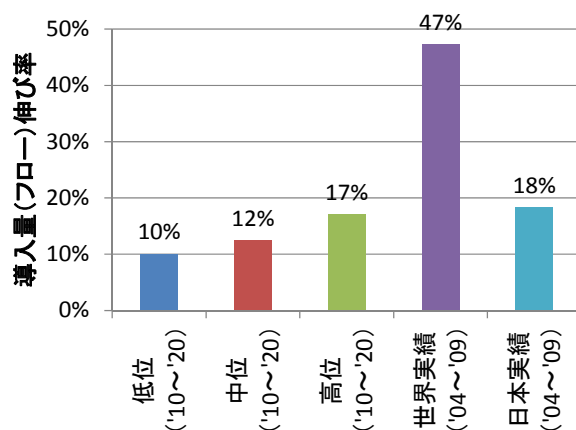


図 2.7-17 各シナリオにおける市場伸び率

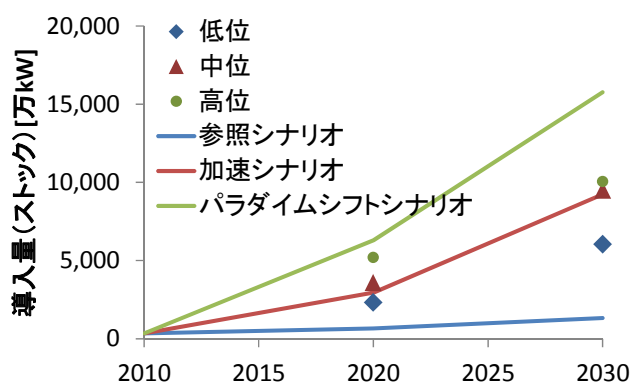


図 2.7-18 世界導入量伸び率との比較

表 2.7-22 世界導入量の伸び率

EPIA	参照シナリオ	加速シナリオ	パラダイムシフトシナリオ
2010-2020	6.9%	24.2%	34.0%
2020-2030	7.3%	12.1%	9.6%

5) 2050 年における導入見込量

低位では、NEDO の PV2030 における 2030 年の導入量（ケース 3）20,180 万 kW を目指す。

中位・高位では、技術進歩による変換効率向上により、低位ケースと同じ設置面積でも導入量が増加することを見込む。低位での 2030 年～50 年の平均変換効率を 22%として、

中位： 2030 年～50 年の平均変換効率が、5%向上するとする。

高位： 2030 年～50 年の平均変換効率が、10%向上するとする。

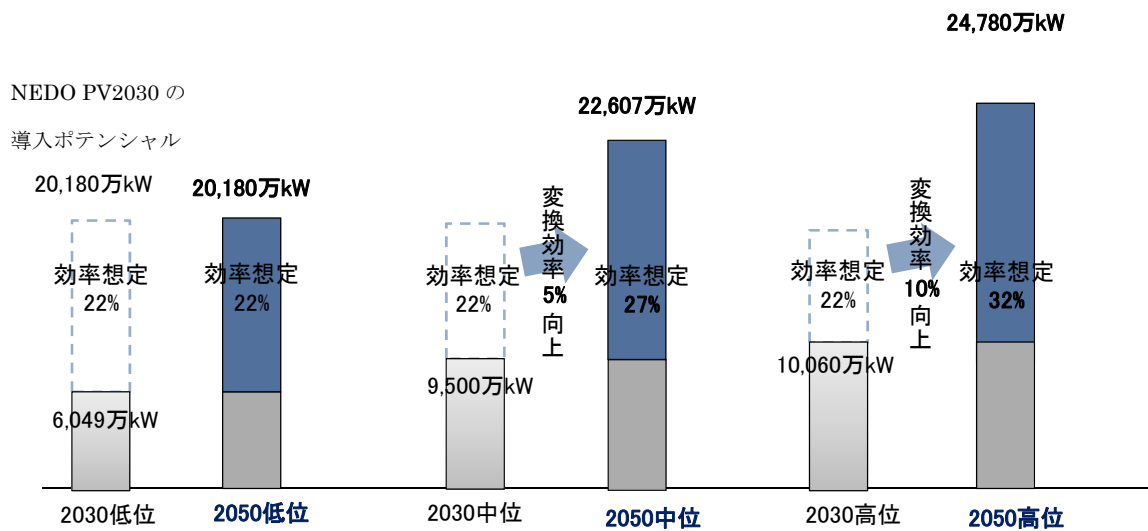


図 2.7-19 2050 年における導入見込量

6) まとめ

以上で示した太陽光発電の導入量をまとめると以下のとおり。

表 2.7-23 太陽光発電導入見込量総括

	直近年(2010)	2020	2030	2050
<b>高位</b>	<b>337</b>	<b>5,200</b>	<b>10,060</b>	<b>24,780</b>
住宅	280	1,434	2,805	9,673
非住宅・メガソーラー	57	3,766	7,255	15,017
<b>中位</b>	<b>337</b>	<b>3,700</b>	<b>9,500</b>	<b>22,607</b>
住宅	280	1,434	2,805	8,600
非住宅・メガソーラー	57	2,266	6,695	14,007
<b>低位</b>	<b>337</b>	<b>2,625</b>	<b>6,591</b>	<b>20,180</b>
住宅	280	1,412	2,788	7,527
非住宅・メガソーラー	57	1,213	3,803	12,653

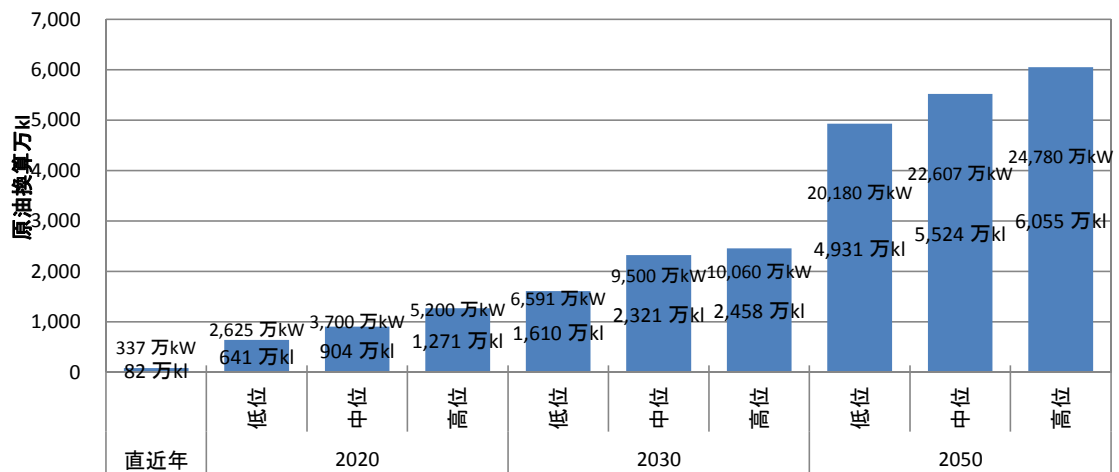


図 2.7-20 太陽光発電導入見込量の推移

(5) 太陽光発電の買取価格

以上で示した太陽光発電の買取価格をまとめると以下のとおり。

		年																			2012	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30								
高位	住宅	41	34	29	26	23	20	17	買取新規受付終了																																						
	非住宅・メガソーラー	30	26	23	21	18	17	15																																							
中位	住宅	41	41	41	27	23	20	17																																							
	非住宅・メガソーラー	35	31	28	25	22	21	19	18	17	17	16	15																																		
低位	住宅	41	41	41	27	23	20	17																																							
	非住宅・メガソーラー	41	36	32	29	26	24	23	21	20	20	19	19	18	18	17	17	16																													

図 2.7-21 太陽光発電の買取価格

(6) 参考

1) 太陽光発電導入の最近の動向

太陽光発電に対する各種支援策の開始などを受け、太陽光発電の導入量が拡大している。導入補助金の復活、「太陽光発電の余剰電力買取制度」の開始後、住宅用導入の拡大

「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」の根拠法が 2011 年 8 月に成立、非住宅用への伸びの期待、メガソーラー導入の積極的な動き

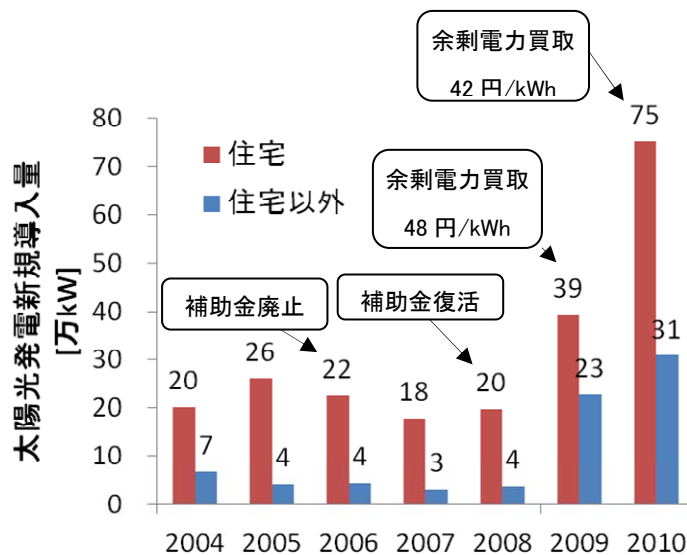


図 2.7-22 太陽光発電新規導入量の伸展

出典：住宅用導入量は、年度別・都道府県別住宅用太陽光発電システム導入状況 (NEF)、JPEC 資料より。

国内導入量合計は JPEA 「日本における太陽電池出荷量の推移」の国内向け出荷量。住宅以外導入量は差分として推計。



表 2.7-24 電力会社によるメガソーラー計画

電力会社	容量(MW)	備考
北海道電力	1	伊達火力発電所構内(伊達メガソーラー発電所)
東北電力	2	仙台太陽光発電所
	1.5	八戸太陽光発電所(八戸火力発電所構内)
	1	原町太陽光発電所(原町火力発電所構内)
東京電力	13	扇島太陽光発電所
	7	浮島太陽光発電所
	10	米倉山ニュータウン造成地
中部電力	7.75	メガソーラーたけとよ、武豊火力発電所構内
	1	メガソーラーいいだ
	8	メガソーラーしみず
北陸電力	1	富山火力発電所敷地内(富山太陽光発電所)
	1	珠洲メガソーラー発電所(宝立小学校跡地)
	1	テクノポート福井(三国メガソーラー発電所)
	1	志賀太陽光発電所、能登中核工業団地内
関西電力	18	シャープ堺コンビナート、2010年度に9MW稼働予定
	10	産業廃棄物埋立地、2010年10月2.85MW稼働
	1	若狭地方、福井県美浜町と高浜町で暴露実験中
中国電力	3	埋立地・未利用遊休地(福山太陽光発電所)
		大野研修所跡地(候補地)
四国電力	4.3	松山太陽光発電所の増設、1.74MW(2010)、2.3MW(2020)
九州電力	10	大村火力発電所跡地
	3	
	7	
沖縄電力	4	離島独立型系統新エネルギー導入実証事業

出典：「平成 22 年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)より作成

## 2) 太陽光発電のコストの海外との比較

中国・台湾を中心とした太陽光発電生産設備への大規模な投資と、金融危機を受けた太陽光発電導入停滞により、2009 年には太陽光発電システム価格が大幅下落した。ドイツでは 2006 年からの 5 年間で、太陽光発電システム価格が 50%以上下落した。日本でも、高止まりしていた太陽光発電システム価格が低下に転じた。

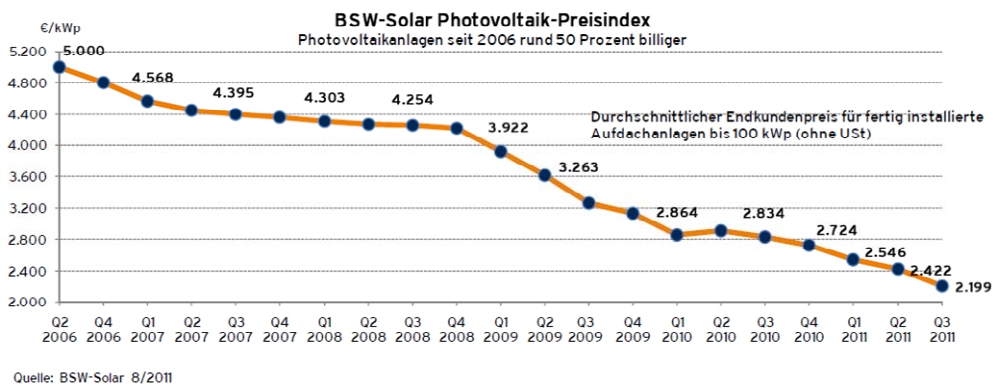


図 2.7-23 ドイツの太陽光発電システム価格  
(BSW-Solar 太陽光発電インデックス)

出典：BSW-Solar (ドイツ太陽光発電工業協会) 資料

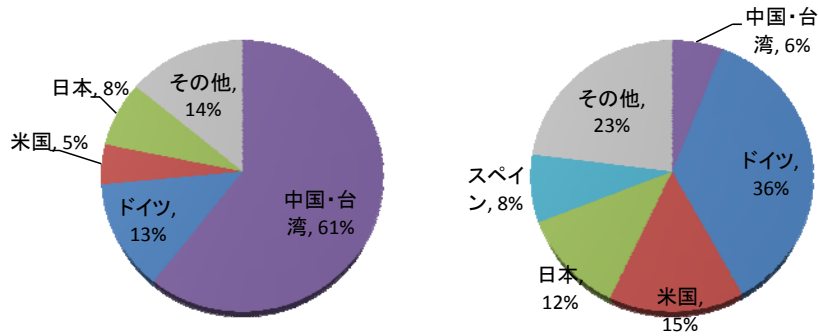


図 2.7-24 太陽電池セル生産国と太陽光発電システム導入国  
( 2010 年)

出典 : <http://www.semi.org/en/node/38346?id=sgurow0811z>、  
[http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report\\_0707\\_e.html](http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0707_e.html)

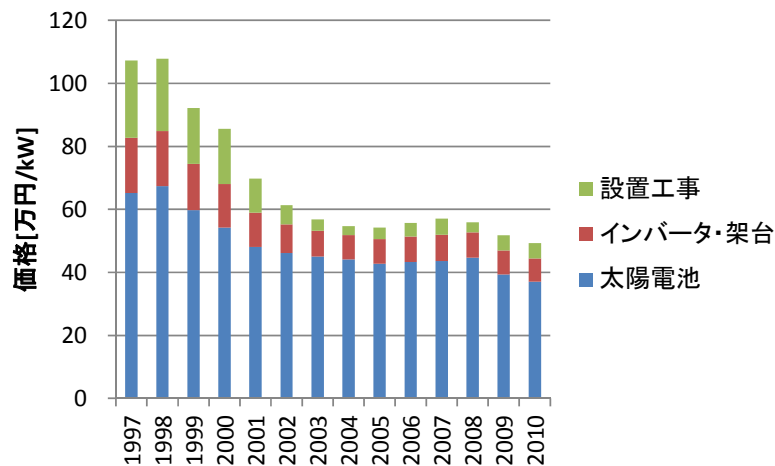


図 2.7-25 日本の太陽光発電システム価格

出典 : 「平成 22 年度太陽光発電システム等の普及動向に関する調査」(資源エネルギー庁, 2011)より作成

ドイツのシステム価格が日本より安価である理由として、以下が考えられる。

- ・ 安価な中国製モジュールが占める割合が高いこと
- ・ 市場が大きいため設置工事に係るコストなどが低下していること

日本の太陽光発電システム価格について、コモディティであるモジュール価格は国際価格に収斂していくものと考えられる。また架台などの費用も、固定価格買取制度の導入による市場確立により低減が見込める。

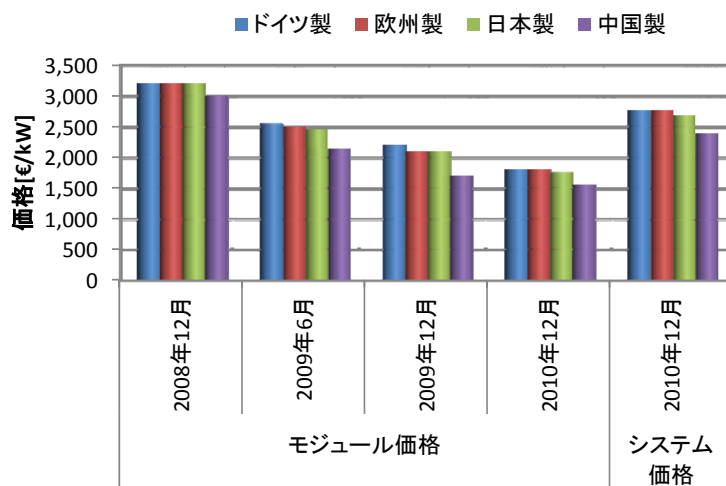
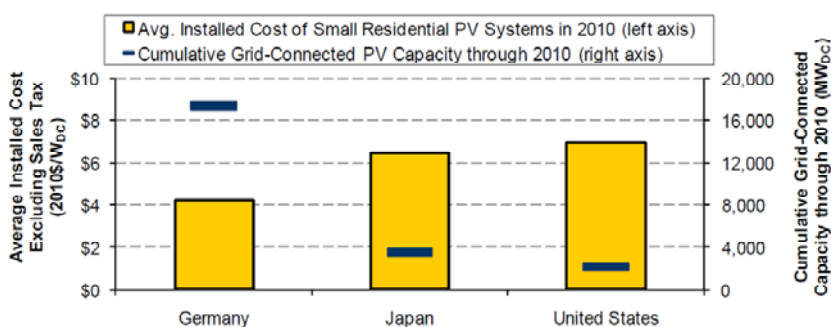


図 2.7-26 各国製の太陽光発電価格の比較

システム価格：モジュール価格に BOS 価格 35%/65%を加算した額。

出典：ドイツ再生可能エネルギー法(EEG)進捗報告書 2011 より作成

Pv Xchange インデックスの評価では、ドイツの太陽光発電設備は、現在市場にある中で、もっとも高額である。(中略) BSW-Solar の価格インデックスと比較すると、割安に購入できる外国製のモジュールが市場に占める割合が、ドイツでは高いことが確認できる。



Notes: Data for Germany and Japan are based on the most-recent respective country reports prepared for the International Energy Agency Cooperative Programme on Photovoltaic Power Systems. The German and U.S. cost data are for 2-5 kW systems, while the Japanese cost data are for 3-5 kW systems. The German cost data represents the average of reported year-end installed costs for 2009 (\$4.7/W) and 2010 (\$3.7/W).

図 2.7-27 各国の太陽光発電システム価格の比較

出典：Tracking the Sun IV -An Historical Summary of the Installed Cost of Photovoltaics in the

United States from 1998 to 2010 (G. Barbose et al.(Lawrence Berkeley National Laboratory), 2011)

国による違いの一因は、各国市場において系統連系された PV 累積容量の違いによってもたらされているだろう。諸外国の経験は、米国においても短期間でのコスト減少が起り得ることを示唆している。

### 3) 最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察

平成 21 年度一般廃棄物処理実態調査結果による埋立処分場の面積と、既存のメガソーラー計画の情報から算出した単位面積当たり設置容量 (0.04kW/m<sup>2</sup>) から、一般廃棄物処分場における設置可能容量を推計したところ、2030 年までに設置可能な容量は 165 万 kW であった。

表 2.7-25 一般廃棄物処分場における設置可能容量

ステータス	面積 (m <sup>2</sup> )	設置可能容量 (kW)
既に埋立終了	12,629,769	505,191
2020年までに埋立終了	22,880,037	915,201
2021～2030年に埋立終了	5,849,768	233,991
合計	41,359,574	1,654,383

平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査によると、最終処分場の面積と導入ポテンシャルは以下のとおり。

表 2.7-26 最終処分場における導入ポテンシャル

種類	面積 (m <sup>2</sup> )	ポテンシャル (kW)
一般廃棄物	44,961,000	3,047,500
産業廃棄物安定型	43,973,000	2,959,600
産業廃棄物管理型	73,099,000	4,976,600
合計	41,359,574	10,983,700

一般廃棄物の処分場について、実態調査からの推計値とポテンシャル量を比較すると、おおよそポテンシャル量の半分程度が 2030 年までに実際に顕在化可能と考えられる。仮に産業廃棄物処理施設も同程度の顕在化率とすると、最終処分場で期待される導入量は約 550 万 kW と推計される。

なお、これらのデータとは別に、「廃棄物の処理及び清掃に関する法律」にかかる「形質変更に係る指定区域の指定数 (廃止された処分場の指定数)」として、平成 21 年 4 月 1 日時点で 1,311 地点存在している。

これらの地点に対し、1 地点当たりの面積を一般廃棄物処分場と同程度 (約 2 万 m<sup>2</sup>) と仮定すると、設置可能容量は約 100 万 kW となる。

#### 4) 太陽光発電の変換効率の向上

変換効率が増えれば、単位面積あたりの設置可能容量が増加するため、現在の推計値よりもポテンシャルが増加する。例えば接合型の実用化などによりモジュール変換効率が2倍以上に向上すれば、2倍のポテンシャルがあることになる。

研究レベルの変換効率は毎年向上しており、Si結晶系であれば10年程度の遅れで量産化している。なお、変換効率の向上は、架台コストや設置工事費の減少にもつながる。

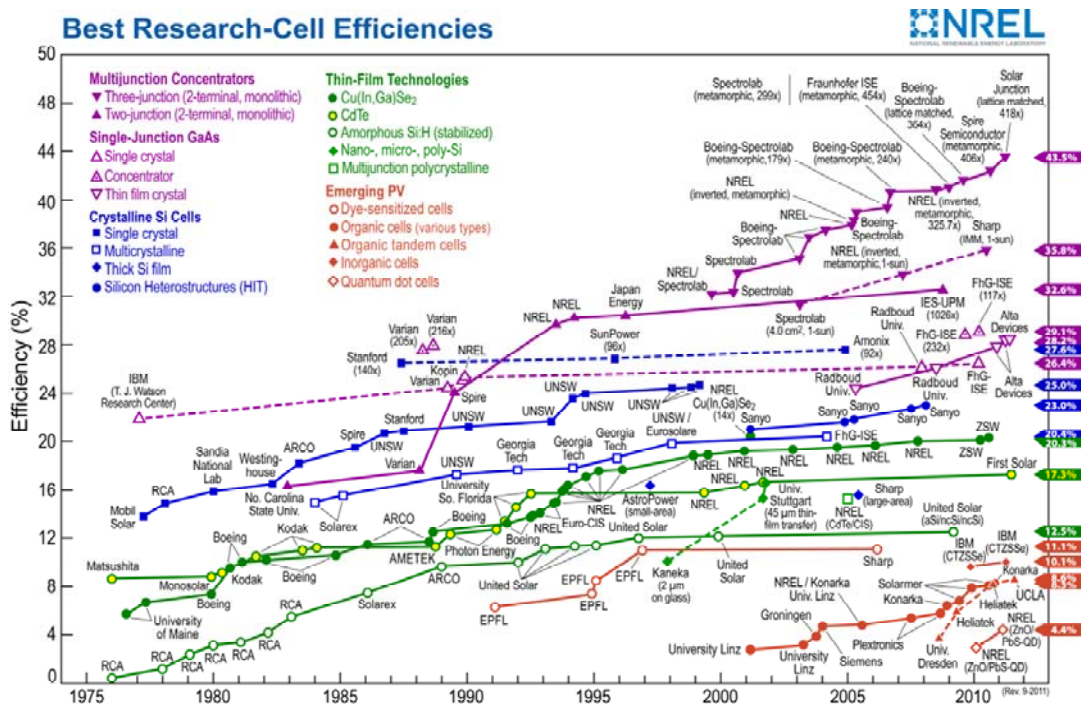


図 2.7-28 太陽電池セルの変換効率（研究レベル）の推移

出典：Best Research-Cell Efficiencies (NREL, 2011.9) <http://www.nrel.gov/ncpv/>

※太陽光の発電容量は「JISC8918で規定する分光分布 AM1.5、放射照度 1000W/m<sup>2</sup>、モジュール温度 25℃の設定条件での発電能力」として定義されるため、1kWのパネルは変換効率に依らず同じ発電能力を有する。

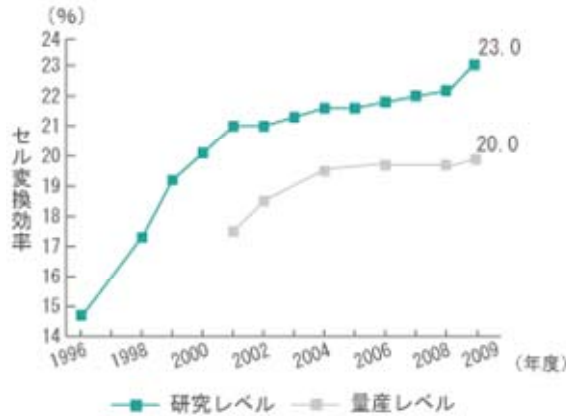


図 2.7-29 研究レベル変換効率と量産レベル変換効率 (例)

出典：パナソニックウェブサイト

<http://panasonic.net/sanyo/environment/jp/product/development.html>

### 5) 導入見込量試算方法の昨年からの変更点

昨年度までは経済的支援に加え、公共での率先導入や、一定条件を満たす建物への全数導入などにより、導入目標を達成する姿を想定していた。住宅用の太陽光発電利用の導入判断は、導入意向アンケート結果から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計していた。

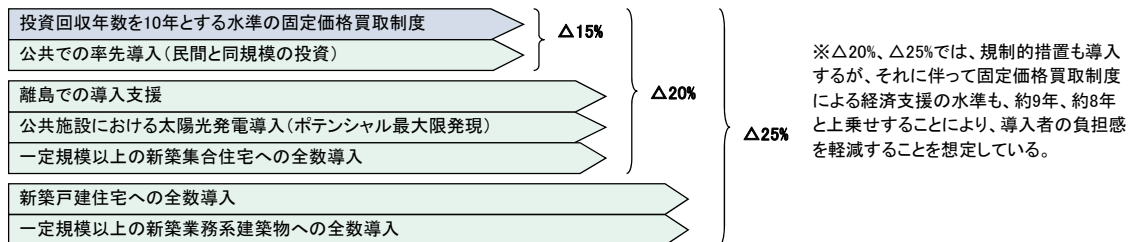


図 2.7-30 22年度調査までの導入見込量の考え方

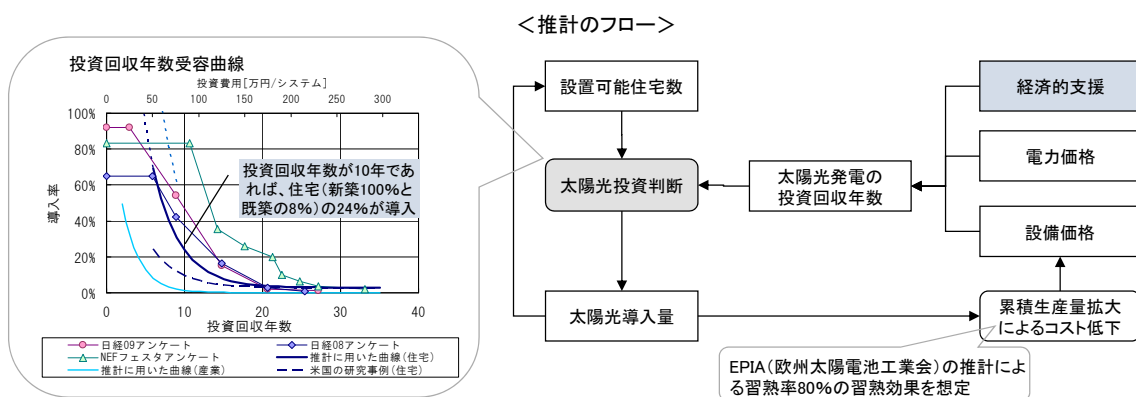


図 2.7-31 22年度調査までの導入見込量推計フロー

出典：中長期ロードマップ小委員会（第19回）参考資料3（環境省，2010年12月）より作成

今年度の主な変更点は以下のとおり。

実績からの受容曲線の再作成	<ul style="list-style-type: none"> <li>従来は文献値（米国における省エネ機器導入の投資回収）や導入意向アンケート調査結果を適用していたが、これまでの導入実績から再推計した。</li> <li>投資回収年数に加えて、初期費用に対する受容性についても考慮に入れた。</li> </ul>
将来コストの外生化	<ul style="list-style-type: none"> <li>従来は国内導入量から推計した日本企業の太陽光発電生産量の拡大に従ってコストが低下するとしていたが、外生的に与えた世界導入拡大に従いコストが低下するように変更した。</li> </ul>
メガソーラー導入量の明示的考慮	<ul style="list-style-type: none"> <li>従来は、公共部門（公共建物や遊休地などのメガソーラー）への導入量は住宅・民間建物等への導入量と同量と想定していたが、これを公共建物分（非住宅に含む）とメガソーラー分に分離した。</li> </ul>

表 2.7-27 住宅・非住宅・メガソーラーそれぞれの導入見込量の考え方

部門	足元導入量	価格に対する反応関数	将来コスト推計
住宅	2010年まで反映	投資回収年数・初期費用と新規導入率の国内実績から推計	<ul style="list-style-type: none"> <li>・パネルは2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78%でコスト低下</li> <li>・その他機器は世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下</li> <li>・設置工事費は累積導入増加に伴い、進歩率96%で低下</li> </ul>
非住宅	2010年まで出荷量と他導入量の差から算出し、建物ポテンシャルで按分	IRRと導入量のドイツの実績から推計	
メガソーラー	2011年稼働分まで報道ベースで積み上げ	IRRと導入量のドイツの実績から推計	



## 6) 導入見込量試算モデルの詳細（推計フロー）

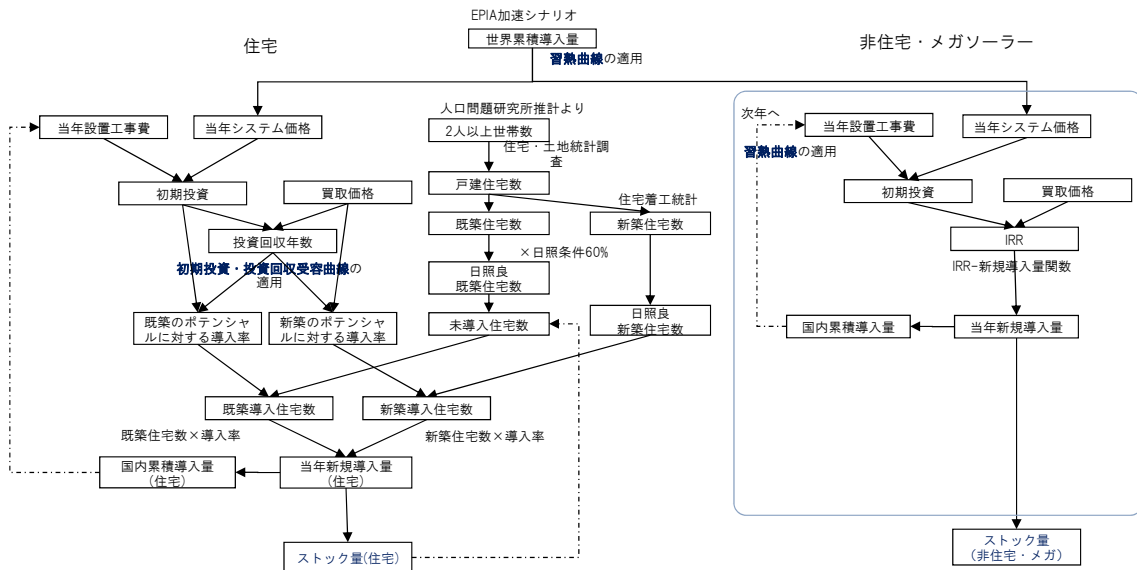


図 2.7-32 図タイトルなし

## 7) 導入見込量試算モデルの詳細（住宅用）

2006年～2010年の導入実績から、新築住宅・既設住宅への設置における投資回収年数・初期費用受容曲線を再推計した。導入率を、「投資回収年数の指数関数」と「初期費用の指数関数」に分解し、係数を推計した。

### 従来のモデル

$$\text{導入率} = A0 \times \exp(-B0 \times \text{投資回収年数})$$

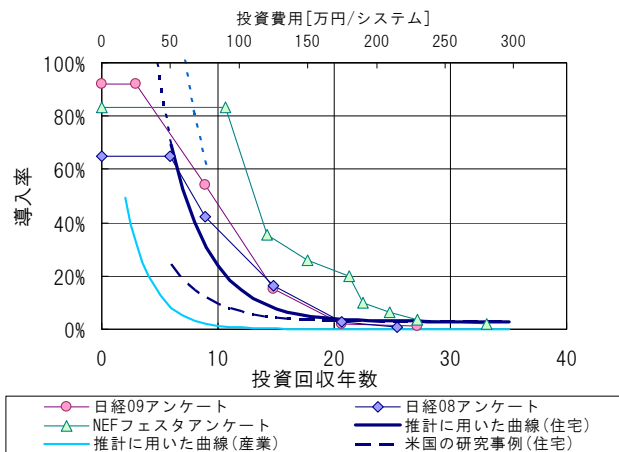


図 2.7-33 新築住宅への導入率

出典：「低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化に向けた提言」（低炭素社会づくりのためのエネルギーの低炭素化検討会, 2010.3）

※日照条件を満たす住宅（全体の60％）に占める比率



新モデル

$$\text{導入率} = A_1 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

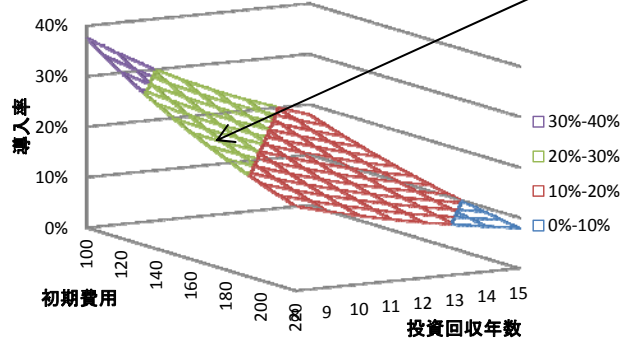
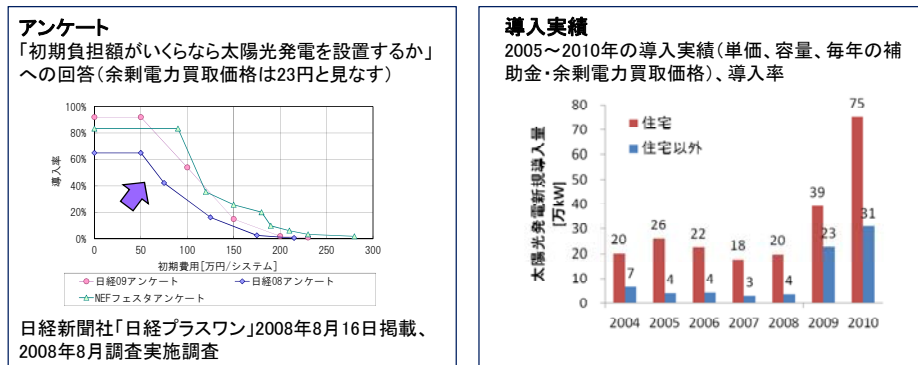


図 2.7-34 新築住宅への導入率

出典：各種資料より作成

※日照条件を満たす住宅（全体の60%）に占める比率

新モデルにおける具体的な導入率は以下のとおり。



受容曲線のモデル式に当てはめ

$$\text{新築導入率} = A_1 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

$$\text{既築導入率} = A_2 \times \exp(-B_1 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-C_1 \times \text{初期費用})$$

※アンケート回答は新築に対するものと見なす。  
 ※新築と既築の違いは比例定数A1、A2の部分のみとする。

係数決定

$$\text{新築導入率} = 1.72 \times \exp(-0.105 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-0.00678 \times \text{初期費用})$$

$$\text{既築導入率} = 0.109 \times \exp(-0.105 \times \text{投資回収年数}) \times \exp(-0.00678 \times \text{初期費用})$$

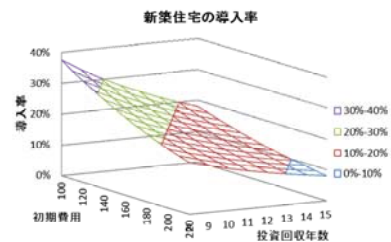


図 2.7-35 新モデルにおける導入率

将来の新築戸建住宅数は、人口問題研究所の推計による「単身世帯を除く世帯数」に比例すると想定。直近3年の単身世帯を除く世帯数と戸建住宅着工数から、比例定数を推計した。

新築戸建住宅数は、2011年の約40万件から徐々に減少する。

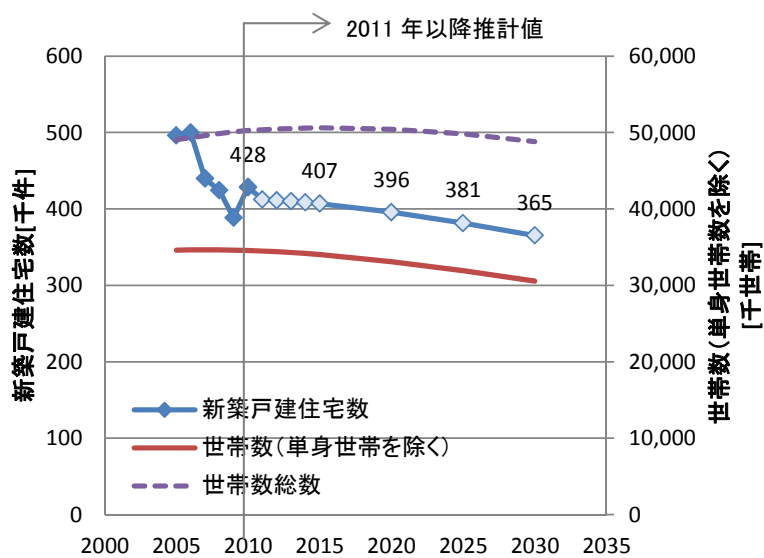


図 2.7-36 新築戸建住宅数の将来推計

出典：建築着工統計、国立社会保障・人口問題研究所『日本の世帯数の将来推計（全国推計）』（2008）より推計

8) 導入見込量試算モデルの詳細（非住宅用）

投資回収年数と新規導入量の関係を、ドイツにおける 2000 年～2009 年の非住宅用（30kW～1000kW）導入実績から定式化した。非住宅への太陽光発電設置が本格化するの  
は今後であるため、国内の過去の実績ではなく、ドイツの実績を用いた。

ドイツにおいては長期金利が 4%程度と日本より 2%程度高く、これが投資家がメガソーラーに求める IRR を引き上げている可能性がある。これを考慮して導入関数を 2%シフトさせた。

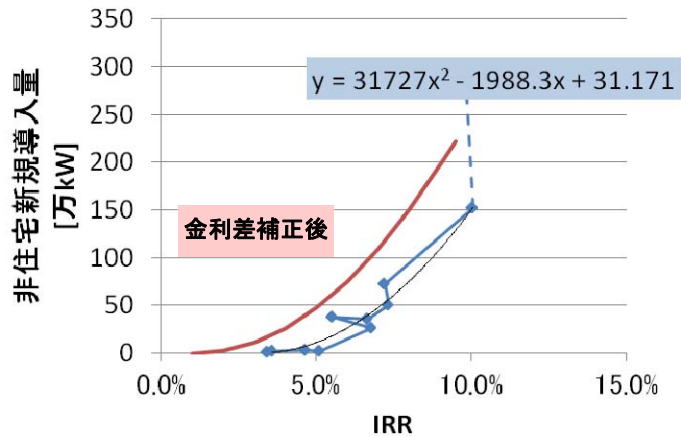


図 2.7-37 ドイツにおける非住宅用太陽光新規導入量

出典：BSW-Solar 資料（30～1000kW 以上太陽光発電の導入比率）、「再生可能エネルギー電力に対するドイツ型フィード・イン・タリフにおける費用」（竹濱朝美, 2011）（投資回収年数）などより作成  
※ 2010 年は年内に大幅な価格見直しが 2 度実施されたため、外れ値として推計には用いていない。

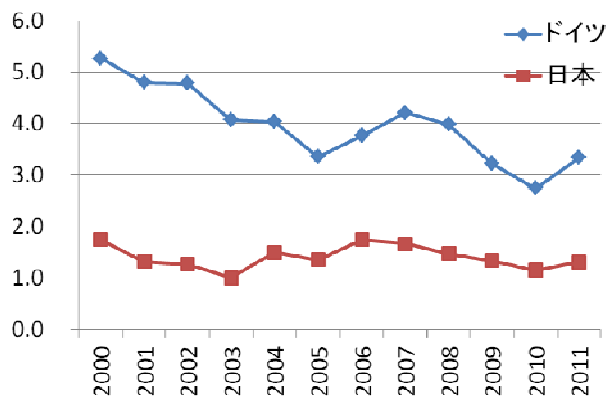


図 2.7-38 ドイツと日本の長期金利の差[%]

出典：OECD Economic Outlook No. 89

9) 導入見込量試算モデルの詳細（メガソーラ）

ドイツにおける 2000 年～2010 年のメガソーラー（1000kW 以上）導入量と、太陽光発電投資の IRR の関係を定式化した。

非住宅と同様、金利差を考慮して導入関数を 2%シフトさせた。

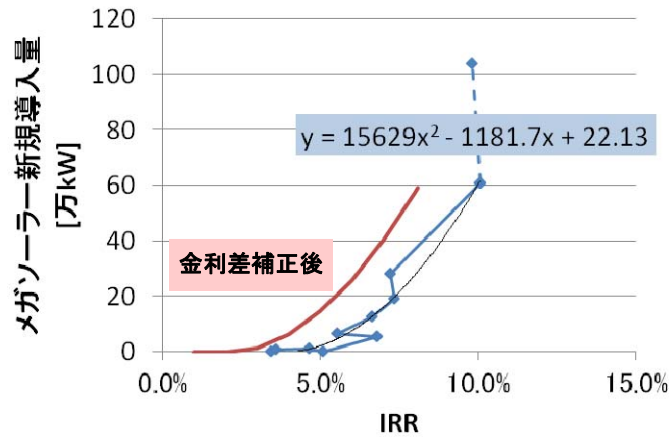


図 2.7-39 ドイツにおけるメガソーラー新規導入量

出典：BSW-Solar 資料（1MW 以上太陽光発電の導入比率）、「再生可能エネルギー電力に対するドイツ型フィード・イン・タリフにおける費用」（竹濱朝美, 2011）（投資回収年数）などより作成

※ 2010 年は年内に大幅な価格見直しが 2 度実施されたため、外れ値として推計には用いていない。

(7) 太陽光発電パネルの品質とリサイクル

太陽光発電パネルの効率は、経年により劣化することが指摘されている。固定価格買取制度は発電量に対する支援であるため、太陽光発電パネルの品質保証やメンテナンスがより一層重要となる。

資源エネルギー庁は、中古太陽電池モジュールへの性能表示のガイドラインや、適正処理・リサイクルのガイドラインを示している。

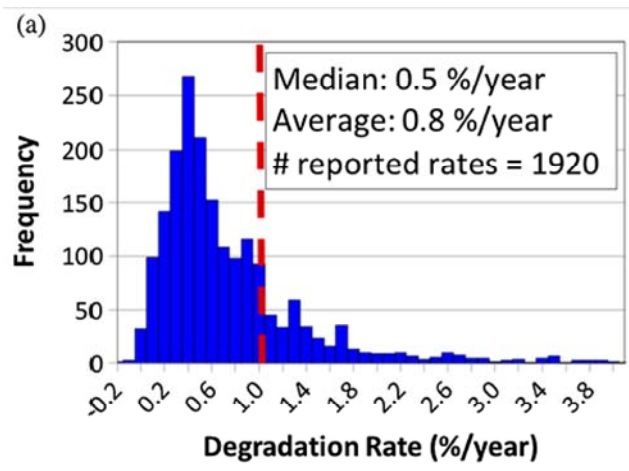


図 2.7-40 太陽光発電効率の劣化率

出典：Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review(D. C. Jordan and S. R. Kurtz(NREL), 2011)

劣化率が 0.5%/year であれば、初期の効率が 15%の太陽光発電パネルは、20 年後には効率 13.6% になる。

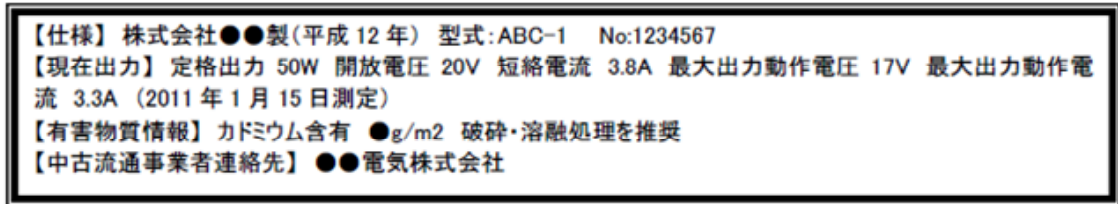


図 2.7-41 中古太陽電池モジュールへの性能表示案

出典：平成 23 年 2 月 METI 委託調査「住宅用太陽光発電システムの普及促進に係る調査報告書」

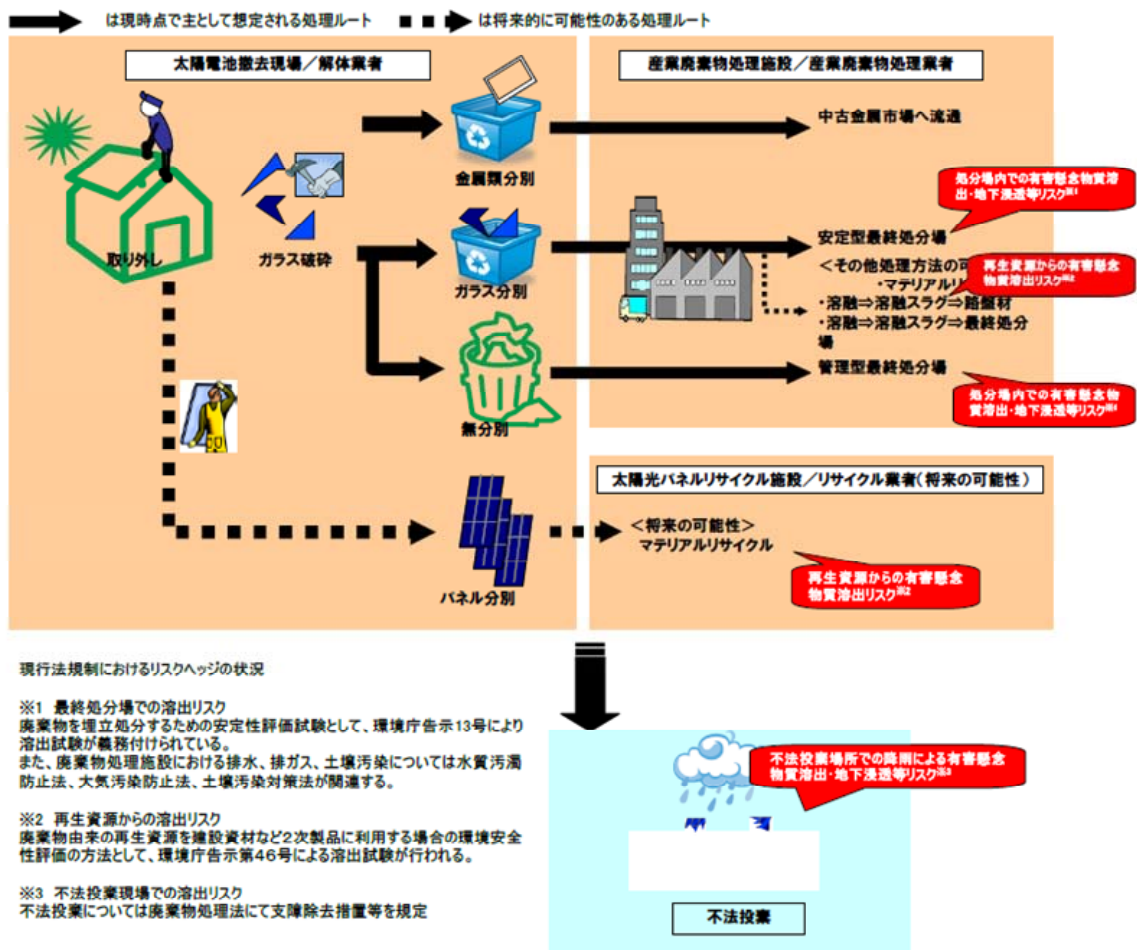


図 2.7-42 太陽電池の処理において留意すべきリスク

出典：平成 23 年 2 月 METI 委託調査「住宅用太陽光発電システムの普及促進に係る調査報告書」

## 2.8 風力発電

### (1) 風力発電の導入見込量の考え方

昨年度までの風力発電の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.8-1 平成 22 年度調査における風力発電の導入見込量の考え方

2020年	導入見込量は、風力発電協会のシナリオを参考に、陸上：1,110万kW、洋上着床式：20万kW、洋上浮体式：1万kWに設定。この導入見込量すべてでIRR8%が確保される20年間の全量買取の買取価格を推計。
2030年	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。
2050年	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2,525万kW（=5,000万kW）とした。

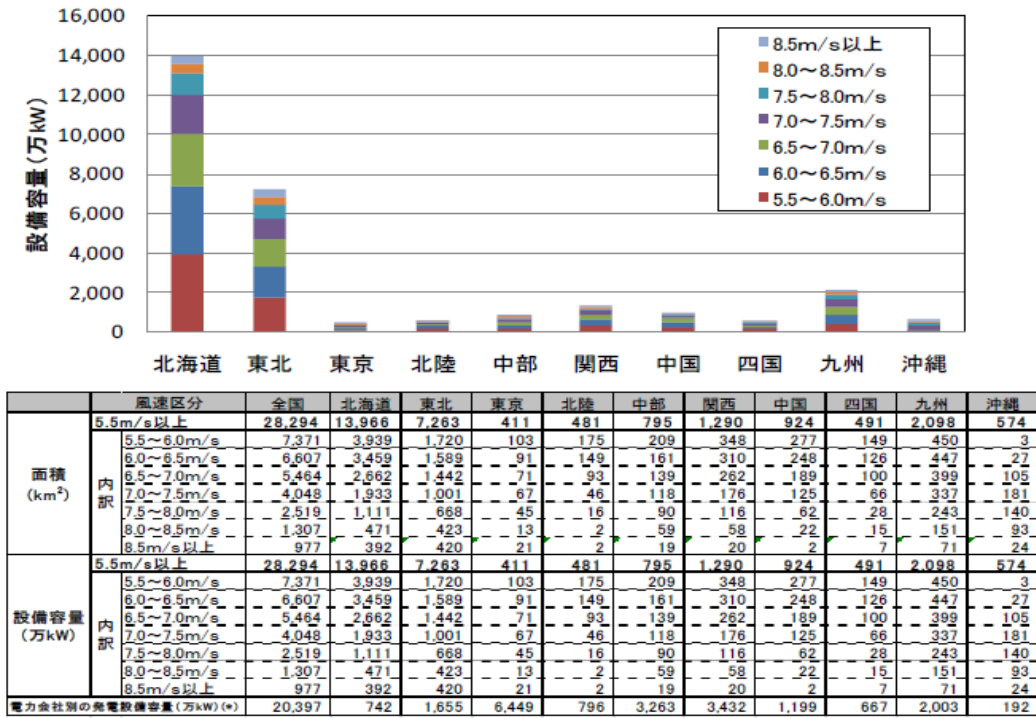
今年度は、規模区分別の買取価格を検討する観点から、以下のとおり導入見込量を先に想定し、買取価格を分析した。また、コスト等検証委員会の想定に基づき、初期投資の5%を廃棄コストとして織り込んだ。

表 2.8-2 平成 23 年度調査における風力発電の導入見込量の考え方

2020年	高位：2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWと設定。 中位：2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より1,110万kWと設定。 低位：資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定。
2030年	高位：2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より3,400万kWと設定。 中位：2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線より2,800万kWと設定。 低位：2050年に3,000万kWを見込む際の普及曲線より2,100万kWと設定。
2050年	高位：風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の50%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の50%以下、同洋上の33%以下で見込まれる量（7,000万kW） 中位：風力発電協会の想定を参考に、各電力会社の発電設備容量の40%以下、導入ポテンシャルの対地域別陸上風力の33%以下、同洋上の15%以下で見込まれる量（5,000万kW） 低位：資源エネルギー庁によるH22年度調査結果より、ポテンシャルに事業性・導入意欲を考慮した場合に導入可能と見込まれる量2,558万kWと更に社会的受容性まで考慮した場合の3,393万kWの中間値として、3,000万kW。

(2) 風力発電の導入ポテンシャル①【陸上風力】

全国の導入ポテンシャル 28,294 万 kW の 49%を北海道エリアが占めており、次いで東北エリアが 26%、九州エリアが 7.4%で続いている。なお、北海道、東北、九州エリアでは、従来の電力供給能力を上回る導入ポテンシャルが推計されている。(短中期の導入可能量は地域間連携設備能力の限界などを含めた検討が必要である。)



※電力会社別の発電設備容量は、北陸電力 FACT BOOK 2010 の 2009 年度データを基としている。

図 2.8-1 陸上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況

表 2.8-3 導入ポテンシャル推計条件 (開発不可条件)

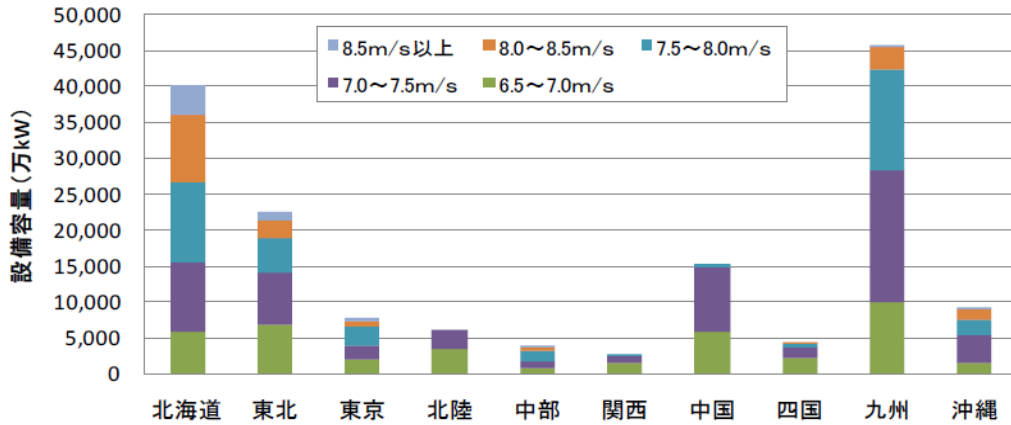
区分	項目	平成 22 年度調査における 開発不可条件	参考：平成 21 年度調査に おける開発不可条件	
自然条件	風速区分	5.5m/s 未満	同左	
	標高	1,000m 以上	同左	
	最大傾斜角	20 度以上	同左	
社会条件: 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園 (特別保護地区、第 1 種特別地域) 2) 都道府県立自然公園 (第 1 種特別地域) 3) 原生自然環境保全地域 4) 自然環境保全地域 5) 鳥獣保護区のうち特別保護地区 (国指定、都道府県指定) 6) 世界自然遺産地域 7) 保安林	1) 国立・国定公園 (特別保護地区、第 1 種特別地域) 2) 原生自然環境保全地域 3) 自然環境保全地域、 4) 国指定鳥獣保護区 5) 世界自然遺産地域 6) 保安林	
	社会条件: 土地利用等	都市計画区分	市街化区域	同左
		土地利用区分	田、建物用地、幹線交通用地、その他の用地、河川地及び湖沼、海水域、ゴルフ場 ※「その他農用地」、「森林 (保安林を除く)」、「荒地」、「海浜」が開発可能な土地利用区分となる	同左
		居住地からの距離	500m 未満	同左

出典) 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書



### (3) 風力発電の導入ポテンシャル②【洋上風力】

全国の導入ポテンシャル 157,262 万 kW の 29%を九州エリアが占めており、次いで北海道エリアが 26%、東北エリアが 14%で続いている。



		風速条件	全国	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
面積 (km <sup>2</sup> )	6.5m/s以上		157,262	40,314	22,479	7,938	6,212	3,869	2,542	15,199	4,167	45,467	9,074
	6.5~7.0m/s		40,561	5,801	6,938	2,037	3,459	921	1,616	5,903	2,270	9,973	1,643
	7.0~7.5m/s		55,917	9,849	7,105	1,844	2,753	856	856	8,948	1,539	18,374	3,791
	7.5~8.0m/s		36,852	10,936	4,916	2,628	0	1,426	70	348	358	14,065	2,107
	8.0~8.5m/s		17,903	9,532	2,514	753	0	560	0	0	0	3,013	1,531
	8.5m/s以上		6,029	4,197	1,006	676	0	106	0	0	0	43	1
設備容量 (万kW)	6.5m/s以上		157,262	40,314	22,479	7,938	6,212	3,869	2,542	15,199	4,167	45,467	9,074
	6.5~7.0m/s		40,561	5,801	6,938	2,037	3,459	921	1,616	5,903	2,270	9,973	1,643
	7.0~7.5m/s		55,917	9,849	7,105	1,844	2,753	856	856	8,948	1,539	18,374	3,791
	7.5~8.0m/s		36,852	10,936	4,916	2,628	0	1,426	70	348	358	14,065	2,107
	8.0~8.5m/s		17,903	9,532	2,514	753	0	560	0	0	0	3,013	1,531
	8.5m/s以上		6,029	4,197	1,006	676	0	106	0	0	0	43	1

図 2.8-1 洋上風力発電の導入ポテンシャルの風速条件別の分布状況

図 2.8-2 洋上風力の電力供給エリア別の導入ポテンシャル分布状況

表 2.8-4 導入ポテンシャル推計条件（開発不可条件）

区分	項目	平成 22 年度調査における 開発不可条件	参考：平成 21 年度調査に おける開発不可条件
自然条件	風速区分	6.5m/s 未満	同左
	離岸距離	陸地から 30km 以上	同左
	水深	200m 以上	同左
社会条件: 法制度等	法規制区分	1) 国立・国定公園（海域公園）	同左

出典) 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書



#### (4) 風力発電の導入見込量①【～2020年】

風力発電の導入見込量としては、短期・中長期それぞれについて、低位・中位・高位の3つのシナリオを見込むこととする。

2020年の導入見込量は、シナリオ別に以下のとおりとする。

このとき、買取価格の想定はシナリオ間で異なるものとし、この導入見込量すべてでIRR8%が確保される買取価格とする（詳細は後述）。

なお、電力系統への接続条件に応じて、低位／中位以上の差が生じるものと想定する。

表 2.8-5 風力発電の導入見込量（～2020年）

低位シナリオ	資源エネルギー庁による当初の固定価格買取制度案に基づく支援の結果の見込みとして、 <b>2020年750万kW</b> を見込む。
中位シナリオ	<b>既設地域間連系線の積極的な活用を前提として、2020年1,110万kW</b> を見込む。
高位シナリオ	<b>既設地域間連系線の積極的な活用を前提として、この中での最大限の導入を見込むとして、2020年1,150万kW</b> を見込む。

#### (5) 風力発電の導入見込量②【～2050年】

2030年及び2050年の導入見込量は、日本風力発電協会の試算を参考に、事務局にてシナリオ別に以下のとおり設定。なお、中位・高位シナリオについては、東日本（東北及び東京電力）、西日本（東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力）の電力系統の一体運用を前提とした。また、2050年については、全国大での一体運用を前提とすれば更に導入量が拡大することが見込まれるが、今後の検討課題である。

対発電設備容量割合については、気象予測システムを活用した広域運用、風車制御機能の有効活用（最大出力制限）、電力貯蔵設備（揚水発電等）、調整電源の新增設（含む更新）などにより欧州並み（現在のスペイン）の運用を想定した。

対ポテンシャル開発率は、実際の現地調査結果あるいは社会的制約条件の変化などに伴い、現在の試算結果よりは低下する事が予想されるため、一定程度の上限を設けるとともに、日本全国へ展開するものとして設定した。

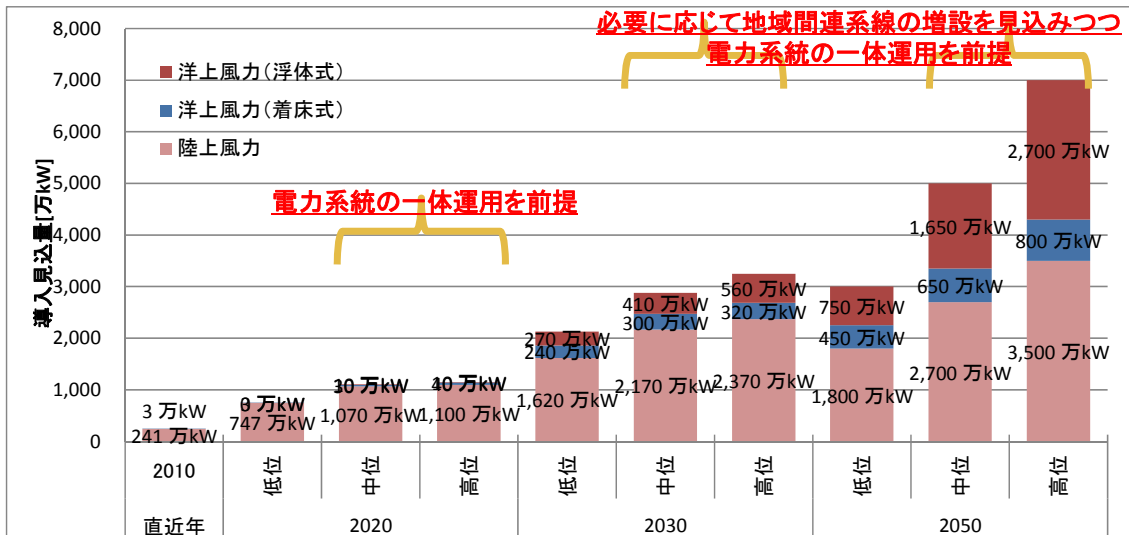


図 2.8-3 風力発電の導入見込量 (～2050年)

表 2.8-6 風力発電の導入見込量 (～2050年) の前提条件

	対発電設備容量割合 ※1)	
	陸上風力	洋上風力
低位	40%以下	15%以下
中位	40%以下	15%以下
高位	50%以下	33%以下

	対ポテンシャル開発率※2)	
	陸上風力	洋上風力
低位	33%以下	15%以下
中位	33%以下	15%以下
高位	50%以下	33%以下

※1)陸上風力の導入を優先するとして上で、陸上風力を加えた上での上限割合として設定。

※2)陸上 6.5m/s 及び洋上 7.5m/s 以上に対する開発率。

## (6) 風力発電の買取価格①【陸上風力の有望地点抽出】

2020年の導入量については、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ（H22）における陸上風力の事業性マップから、連続した設置面積（5km<sup>2</sup>以上）がある地点を導入候補地点として抽出する。具体的には、次のとおり。

その際、既設の風力発電に関しては、風車から半径 500m 圏内の導入ポテンシャルを控除するものとする。

その上で、連続した設置面積 5k m<sup>2</sup>未満のエリアも控除する。

※連続した設置面積に関しては、形状等は加味せず単純に 100m メッシュが繋がっているか、分断されているかでエリア面積を算出した。

更に、道路距離及び送電線距離を考慮した事業採算性の計算を行い、PIRR8%が成立する買取価格（15 円～40 円）×15 年間のエリアを抽出し面積集計した（後述）。

なお、依然として、自然環境（猛禽類等）や必要道路等の関係から、現状の技術等では利用困難な地点を多く含んでいる点について留意する必要がある。

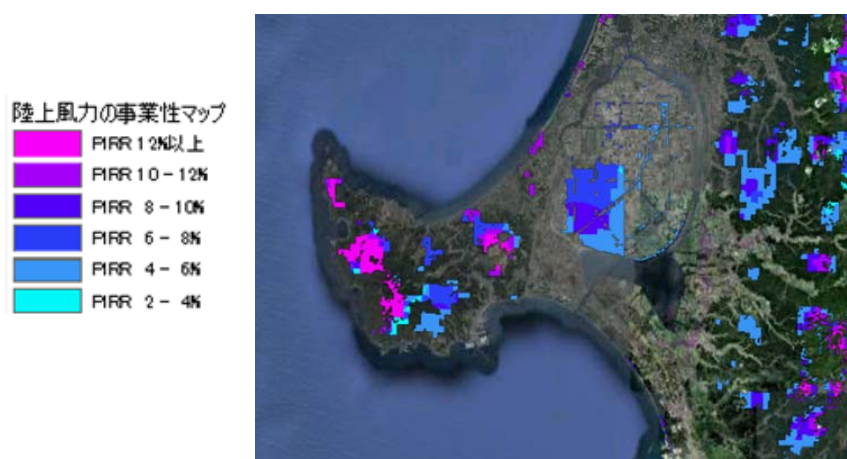


図 2.8-4 男鹿半島付近の風力発電の事業性マップイメージ

## (7) 風力発電の買取価格②【洋上風力の有望地点抽出】

洋上風力発電の有望地点の抽出

2020年の導入量については、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ（H22）における洋上風力の事業性マップから、連続した設置面積（15km<sup>2</sup>以上）がある地点を導入候補地点として抽出する。具体的には、次のとおり。

本土から 30km 以内とする（交流送電が可能な範囲）。

既設の風力発電は考慮しない（ゼロとして扱う）。

水深 50m 未満については着床式、50m 以上は浮体式と見なす。なお、離岸距離 30km 以上、水深 200m 以上は開発不可能条件として控除している。

PIRR8%が成立する買取価格（30 円～40 円）×15 年間のエリアを抽出し面積集計した（後

述)。

なお、実際にはケーブル敷設費用を通じて、事業費に対して大きな影響を及ぼすと考えられる沿岸距離について明示的には考慮できておらず、代わりに水深を以て事業費を想定している点について留意する必要がある。つまり、着床式と浮体式について本質的には区別がないため、ここではまとめて洋上風力発電として取り扱った。

### (8) 風力発電の買取価格③【買取価格と有望地点の関係】

2020年頃の導入量評価として、前述のとおり、環境省が作成した再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ(H22)における陸上及び洋上風力の事業性マップから、更に有望地点を抽出したところ下表の通り。

表 2.8-7 買取価格に応じた累積導入可能量 (PIRR8%ベース)

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]				発電設備容量[万kW]	風力設備容量比
	~20	~25	~30	~40		
<b>陸上</b>	<b>12,305</b>	<b>24,253</b>	<b>24,253</b>	<b>24,253</b>		
1北海道電力	3,424	7,292	7,292	7,292	742	982.7%
2東北電力	1,838	3,323	3,323	3,323	1,721	193.1%
3東京電力	60	112	112	112	6,499	1.7%
4北陸電力	30	84	84	84	806	10.4%
5中部電力	110	152	152	152	3,283	4.6%
6関西電力	71	127	127	127	3,488	3.6%
7中国電力	43	82	82	82	1,199	6.9%
8四国電力	363	589	589	589	696	84.6%
9九州電力	214	365	365	365	2,033	18.0%
10沖縄電力	6,153	12,127	12,127	12,127	192	6316.0%
<b>洋上</b>			<b>12,744</b>	<b>45,204</b>		
1北海道電力			8,564	19,727	742	2658.6%
2東北電力			2,392	9,548	1,721	554.8%
3東京電力			512	3,372	6,499	51.9%
4北陸電力			1	1,264	806	156.8%
5中部電力			831	2,195	3,283	66.8%
6関西電力			1	592	3,488	17.0%
7中国電力			0	2,053	1,199	171.2%
8四国電力			2	1,292	696	185.6%
9九州電力			443	5,163	2,033	253.9%
10沖縄電力			0	0	192	0.0%
<b>合計</b>	<b>12,305</b>	<b>24,253</b>	<b>36,997</b>	<b>69,457</b>		
1北海道電力	3,424	7,292	15,856	27,019	742	3641.4%
2東北電力	1,838	3,323	5,714	12,871	1,721	747.9%
3東京電力	60	112	623	3,484	6,499	53.6%
4北陸電力	30	84	84	1,347	806	167.2%
5中部電力	110	152	983	2,347	3,283	71.5%
6関西電力	71	127	128	719	3,488	20.6%
7中国電力	43	82	83	2,135	1,199	178.1%
8四国電力	363	589	591	1,881	696	270.2%
9九州電力	214	365	808	5,528	2,033	271.9%
10沖縄電力	6,153	12,127	12,127	12,127	192	6316.0%

(9) 風力発電の買取価格④【導入見込量に応じた買取価格①】

2020年頃の導入量評価として、前頁の有望地点から、電力各社の対発電設備容量上限を特に堅めに想定して5%あるいは10%と想定した場合の買取価格と陸上風力の導入可能量(既設分は除く)は下表のとおり。

既設の導入量約240万kW(2010年度時点)を考慮すると、低位シナリオ達成のためには対発電設備容量上限が5%であったとしても18円/kWhの買取価格で約510万kWが追加導入可能と見込まれる。また、中位シナリオ及び高位シナリオ達成についても対発電設備容量上限を現状議論されている水準の10%に限定しても20円/kWhで約850万kW、22円/kWhで約950万kWが追加導入可能と見込まれる。

表 2.8-8 買取価格に応じた累積導入可能量 (PIRR8%ベース)

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	~18	~20	~22
<b>陸上</b>	<b>505</b>	<b>582</b>	<b>676</b>
1北海道電力	37	37	37
2東北電力	86	86	86
3東京電力	42	60	79
4北陸電力	18	30	40
5中部電力	90	110	130
6関西電力	51	71	97
7中国電力	35	43	60
8四国電力	35	35	35
9九州電力	102	102	102
10沖縄電力	10	10	10

注) 対発電設備容量5%を上限とする。

表 2.8-9 買取価格に応じた累積導入可能量 (PIRR8%ベース)

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]		
	~18	~20	~22
<b>陸上</b>	<b>721</b>	<b>851</b>	<b>953</b>
1北海道電力	74	74	74
2東北電力	172	172	172
3東京電力	42	60	79
4北陸電力	18	30	46
5中部電力	90	110	130
6関西電力	51	71	97
7中国電力	35	43	61
8四国電力	70	70	70
9九州電力	150	203	203
10沖縄電力	19	19	19

注) 対発電設備容量10%を上限とする。

(10) 風力発電の買取価格④【導入見込量に応じた買取価格②】

更に、東日本（東北及び東京電力）、西日本（東京、北陸、中部、関西、中国及び四国電力）の電力系統の一体運用を前提として、電力各社の発電設備容量上限を 30%とした場合の買取価格と導入可能量の関係は下表のとおり（陸上>洋上の優先順位で導入されるものと想定）。

洋上風力についても、例えば買取価格 30 円/kWh の場合、陸上風力の導入状況を考慮した上で、PIRR8%を確保する導入可能量（1,588 万 kW）が導入見込量に対して十分に存在する。

表 2.8-10 買取価格に応じた累積導入可能量（PIRR8%ベース）

導入可能量(累積)	買取価格[円/kWh]				発電設備容量[万kW]	風力設備容量比
	~20	~25	~30	~40		
<b>陸上</b>	<b>1,533</b>	<b>1,928</b>	<b>1,928</b>	<b>1,928</b>		
1北海道電力	223	223	223	223	742	30.0%
2東北電力	516	516	516	516	1,721	30.0%
3東京電力	60	112	112	112	6,499	1.7%
4北陸電力	30	84	84	84	806	10.4%
5中部電力	110	152	152	152	3,283	4.6%
6関西電力	71	127	127	127	3,488	3.6%
7中国電力	43	82	82	82	1,199	6.9%
8四国電力	209	209	209	209	696	30.0%
9九州電力	214	365	365	365	2,033	18.0%
10沖縄電力	58	58	58	58	192	30.0%
<b>洋上</b>			<b>1,588</b>	<b>3,942</b>		
1北海道電力			0	0	742	0.0%
2東北電力			0	0	1,721	0.0%
3東京電力			512	1,838	6,499	28.3%
4北陸電力			1	158	806	19.6%
5中部電力			831	833	3,283	25.4%
6関西電力			1	592	3,488	17.0%
7中国電力			0	277	1,199	23.1%
8四国電力			0	0	696	0.0%
9九州電力			245	245	2,033	12.0%
10沖縄電力			0	0	192	0.0%
<b>合計</b>	<b>1,533</b>	<b>1,928</b>	<b>3,517</b>	<b>5,871</b>		
1北海道電力	223	223	223	223	742	30.0%
2東北電力	516	516	516	516	1,721	30.0%
3東京電力	60	112	623	1,950	6,499	30.0%
4北陸電力	30	84	84	242	806	30.0%
5中部電力	110	152	983	985	3,283	30.0%
6関西電力	71	127	128	719	3,488	20.6%
7中国電力	43	82	83	360	1,199	30.0%
8四国電力	209	209	209	209	696	30.0%
9九州電力	214	365	610	610	2,033	30.0%
10沖縄電力	58	58	58	58	192	30.0%

注) 電力各社の発電設備容量 30%を上限とする。

(11) 【参考 1】風力発電の現状の電力系統への連系可能量

2010 年時点の各電力会社エリア内における風力発電の連系可能量は下表に示すとおり。東京電力、中部電力、関西電力の 3 社は連系可能量を設定していないが、下表より、現在の風力発電の連系可能量は、一定条件のもと風力発電の連系を認める「解列枠」、「蓄電池枠」を含めて 368.5 万 kW+ $\alpha$  である。東京電力、中部電力、関西電力を除く各電力会社の連系可能量は発電設備容量のおよそ 5%であることから、これら 3 社の連系可能量を仮に発電設備容量の 5%と設定すると  $\alpha$  は約 650 万 kW となり、仮の連系可能量は約 1,018 万 kW である。

表 2.8-11 風力発電の現状の電力系統への連系可能量

(連系可能量のうち、()内は発電設備容量に対する 5%を想定した場合の数値である)

	連系可能量 (万kW)	公表年度	導入実績(万kW) 2010年3月	発電設備容量 (万kW)	連系可能量/ 発電設備容量	備考
北海道電力	36	2008	25.7	742	4.9%	内、解列枠5万kW
東北電力	118	2008	48.2	1655	7.1%	内、蓄電池枠33万kW
東京電力	(322)	-	24.4	6430	(5%)	
北陸電力	25	2008	9.4	796	3.1%	内、解列枠10万kW
中部電力	(163)	-	17.7	3263	(5%)	
関西電力	(165)	-	6.9	3306	(5%)	
中国電力	62	2008	25.1	1199	5.2%	
四国電力	25	2008	16.6	667	3.7%	内、解列枠5万kW
九州電力	100	2008	28.7	2002	5.0%	
沖縄電力	3	2008	1.4	192	1.6%	
合計	368.5+(650)		204.1	-	-	

解列枠：一般電気事業者の予めの指令により解列することを条件に系統への連系を認めるもの

蓄電池枠：蓄電池の併設を条件に系統への連系を認めるもの

※沖縄については、沖縄本土連系における連系可能量・既連系量を記載

※東北電力の連系可能量及び導入実績には、出力一定制御型の風力発電施設は含まない。

※連系可能量、導入実績：経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 調べ

出典)「平成 22 年度新エネルギー等導入促進基礎調査事業(風力エネルギーの導入可能量に関する調査)調査報告書 (平成 23 年 2 月 28 日、資源エネルギー庁)

注) 上記に加えて、現時点では、北海道地域内及び東北地域内における導入拡大に向けた実証実験として、北海道 20 万 kW、東北 40 万 kW が追加されている。

## (12) 【参考 2】ドリームシナリオ (北海道のポテンシャルを最大活用)

先述の通り、北海道における導入ポテンシャルは陸上 13,966 万 kW、洋上 40,314 万 kW と非常に大きい。そこで、仮にドリームシナリオとして、導入ポテンシャルを最大限活用するシナリオを想定した。

水を電気分解して水素を製造し貯蔵して、これを需要地に輸送して消費するというシナリオもありうるが、現状の技術見通しでは貯蔵・運搬コストが割高と言われているため、ここでは逆転の発想で、電力需要家の誘致、安価な電力で訴求した産業誘致をイメージしたシナリオを描いた。

具体的には、陸上についてはポテンシャル開発率を 50%、洋上については同 10%と想定した。この場合、導入量は、陸上 6,983 万 kW、洋上 4,031 万 kW で合計約 1 億 1 千万 kW、約 2,300 億 kWh/年となる。

これは、現状の日本の産業部門の主要な大口電力需要家 (約 2,000 億 kWh) と、データセンターの消費電力 (今後の大幅な伸びを見込んで 200 億 kWh[現状は約 100 億 kWh 程度]) を十分に賄い得る量である。



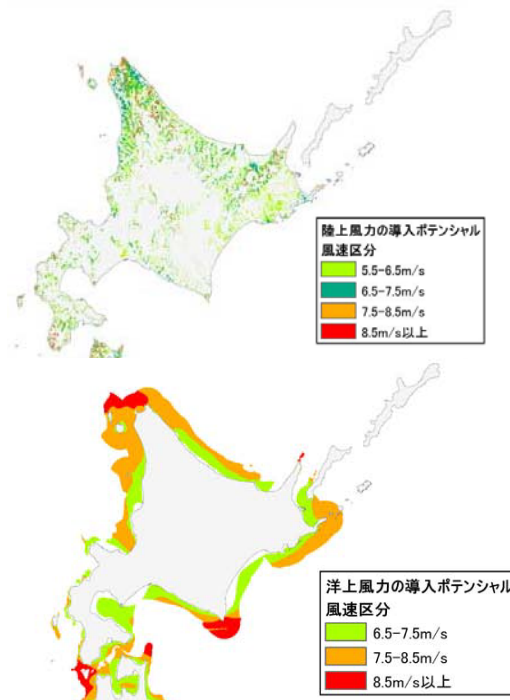


図 2.8-5 北海道の導入ポテンシャル

出典) 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

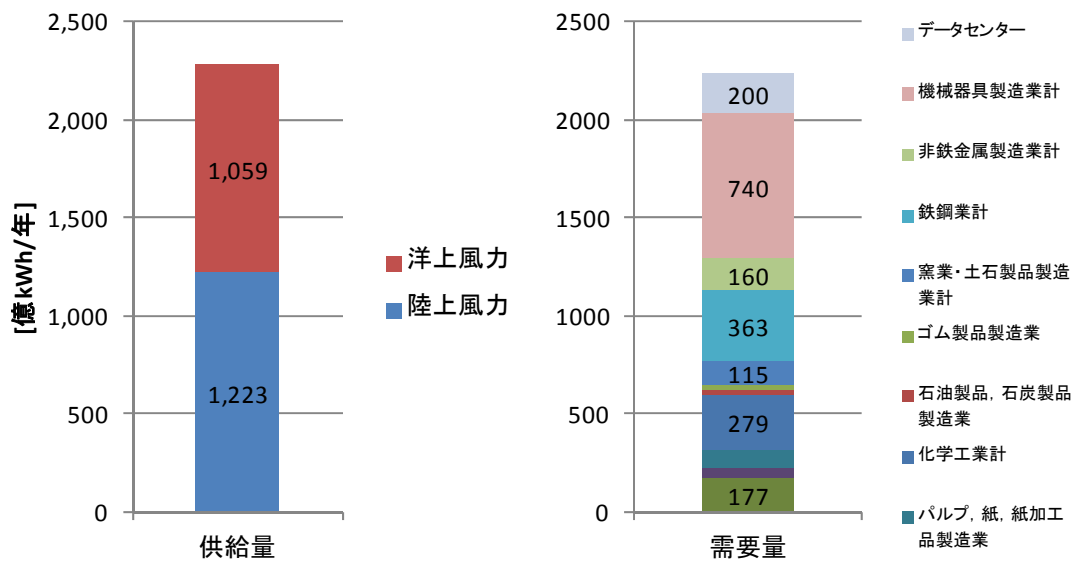


図 2.8-6 ドリームシナリオ（北海道のポテンシャルを最大活用）における需給イメージ

出典) 平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書、電気事業連合会「電力統計情報（2010 年度の大口電力産業別）」より作成



## 2.9 海洋エネルギー

### (1) 今年度の検討技術について

現在研究開発が進められている、主要な海洋エネルギー利用技術は以下の6技術。

- ① 波力発電：波のエネルギーを利用した発電システム
- ② 潮汐力発電：潮汐に伴う潮位差を利用して発電するシステム
- ③ 海流・潮流発電：海流、潮流エネルギーを利用した発電システム
- ④ 海洋温度差発電：表層水と深層水との温度差を利用した発電システム
- ⑤ 塩分濃度差発電：河川水と海水の塩分濃度差を利用して発電するシステム
- ⑥ 洋上風力：洋上に設置される風力発電システム。着床式と浮体式がある。

海流発電は、日本におけるポテンシャルは大きく、実用化に向けた研究開発が進められている。ただし、現時点では基礎的研究レベルにあり、潮流発電と比較すると技術開発進度は遅い。

潮汐力発電は、海外においては古くから運転実績があるものの、日本においては理想的な潮位差を得られるサイトが少なく、国内の賦存量は小さいとされている。(潮位差 5m 以上が実用化の目安と言われており、諸外国には 10m 以上の潮位差が得られる地点が存在するのに対し、日本においては最も好条件の有明海においても最大潮位差 4.9m である。

塩分濃度差発電は、ヨーロッパを中心に研究開発が行われているが、現状の試作システムの出力は数 kW と低く、依然として実証試験段階である。

本検討会では、実用化レベルに近く、日本においても賦存量を有する、波力発電、潮流発電、海洋温度差発電について検討を行うものとする。なお、洋上風力については、風力発電パートにて検討するため、ここでは扱わないこととする。

また、ポテンシャルに関する用語は、平成 22 年度環境省ポテンシャル調査にならい、次のとおり定義する。つまり、全資源エネルギー量は、現状の技術水準では利用困難なものを含む全てのエネルギー資源量とし、賦存量は、設置可能面積、平均風速、河川流量等から理論的に算出することができるエネルギー資源量とする。

表 2.9-1 主要な海洋エネルギー技術と本作業グループにおける検討技術

技術	技術開発段階	日本における賦存量
波力発電	実証試験～実用化	○
潮汐力発電	商用化	△～×
潮流発電	実証試験～実用化	○
海流発電	基礎研究～実証試験	○
海洋温度差発電	実証試験～実用化	○
塩分濃度差発電	基礎研究	—
洋上風力 (風力発電パートにて検討)	実用化～商用化(着床式) 実証試験～実用化(浮体式)	○

(2) 海洋エネルギーのポテンシャル① (波力発電 1/2)

前田・木下らは、日本造船研究協会の統計を用いて、沖合を含めた日本近海の波力エネルギーを推定。沖合にいくほど波力エネルギー密度は高く、特に太平洋岸の福島、茨城、千葉沖の波力エネルギーが大きいと試算されている。

また、日本周辺の平均波力エネルギー密度を約 10kW/m とし、日本全周 (約 5000km) で 100%吸収するとした場合、約 50GW のエネルギーが得られるとしている。

高橋らは、全国の主要港に配置された波浪観測網のデータを用いて日本周辺における波力エネルギーを調査し、日本沿岸の平均波力エネルギー密度を 7kW/m と試算している。日本の総海岸線を 5,200km とした場合、日本沿岸に打ち寄せる波力エネルギーは 36GW となる。

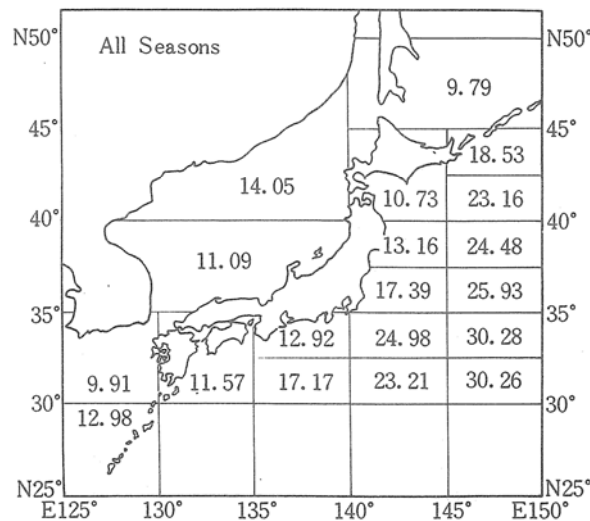


図 2.9-1 日本近海の波力エネルギー (kW/m、通年)

出典) 前田久明 木下健「波浪発電」(1979, 生産研究 31 巻 11 号)



図 2.9-2 日本沿岸の波力エネルギー (kW/m)

出典) 「波力発電の動向について」(2009, 海洋エネルギー資源利用推進機構 (OEA-J) 資料)

### (3) 海洋エネルギーのポテンシャル② (波力発電 2/2)

平成 19 年度に行われた波力発電検討会では、沖合いの波エネルギー密度 15~20kW/m、沖合線長 10,000km、風による復元効果を 2 倍とした場合、日本の波力エネルギー貯存量は 300GW~400GW になると試算している。

年間平均の波パワーの大きさより、太平洋側に設置するのが有利であること、経済的には陸地からの近さが決め手になることから、波力発電の適地としては、北方領土の南方沖、銚子沖、房総沖、伊豆小笠原諸島沖全域、南西諸島沖全域が挙げられる。ただし、詳細な海象・波浪解析を実施すれば、波力発電の適地は広がる可能性も高いと報告している。

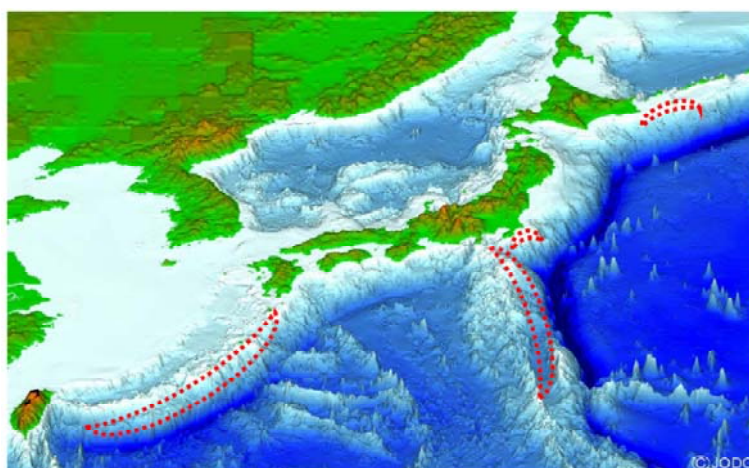


図 2.9-3 日本近海の波力発電の適地

出典) 波力発電検討会報告書 (平成 22 年 3 月、波力発電検討会)

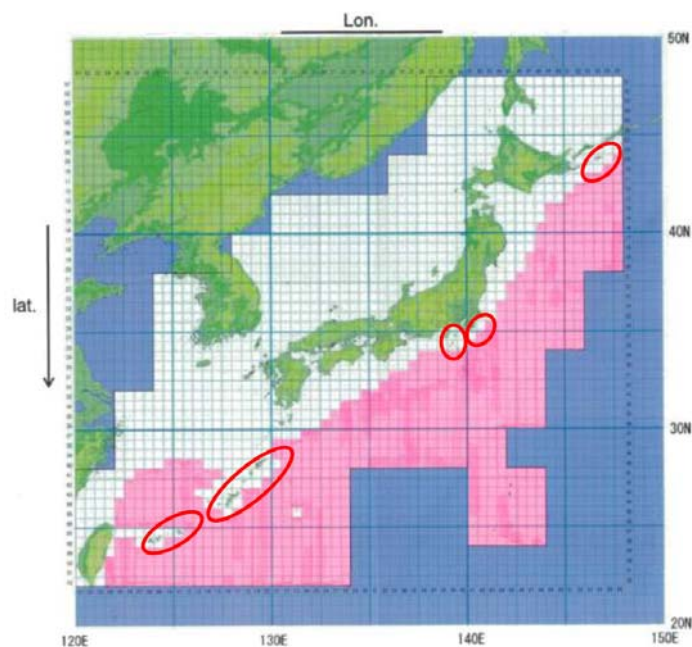


図 2.9-4 日本近海の波パワーの大きい海域 (15kW/m 以上)

出典) 波力発電検討会報告書 (平成 22 年 3 月、波力発電検討会)

#### (4) 海洋エネルギーのポテンシャル③（潮流・海流発電）

日本は島国であり、多くの瀬戸、海峡、水道が存在する。潮流エネルギーは瀬戸や海峡部において集中して大きくなり、特に潮流発電の適地は瀬戸内海以西の西日本において恵まれている。

潮流発電の適地と考えられる各海峡、瀬戸の潮流エネルギー賦存量試算値は下表のとおり。日本における海流発電を考えた場合は、黒潮が有望。黒潮の規模は、流量が 3,000~5,000 万 m<sup>3</sup>/s、流速が 0.5~2.5m/s。平均流速を 0.5m/s、流路幅を 250km、水深 1,000m とすると、黒潮の全資源エネルギー量は約 1,600 万 kW と試算される。

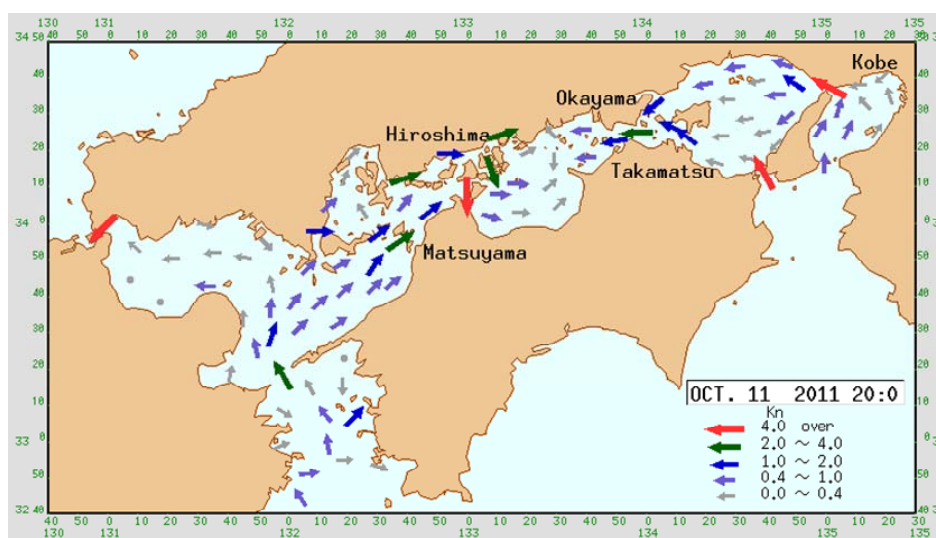


図 2.9-5 瀬戸内海の主要な海峡における潮流推算の例

出典) 第6管区海上保安本部海洋情報部ホームページ

([http://www1.kaiho.mlit.go.jp/KAN6/2\\_kaisyo/kaisyo.html](http://www1.kaiho.mlit.go.jp/KAN6/2_kaisyo/kaisyo.html))

表 2.9-2 日本の代表的な海峡の潮流エネルギー賦存量

地点	最大流速 (m/s)	平均最大流速 (m/s)	断面積 (m <sup>2</sup> )	貯存量 (MW)
鳴門海峡	5.1	3.8	93,000	1,110
来島海峡	4.6	3.1	77,000	498
関門海峡	3.5	2.6	12,920	49
大島瀬戸	3.2	2.4	48,300	145
明石海峡	3	2.2	264,000	611
早崎瀬戸	2.8	2.1	286,000	576

出典) 木下 健他「海洋再生エネルギーの市場展望と開発動向」



(5) 海洋エネルギーのポテンシャル④ (海洋温度差発電)

海洋温度差発電で経済性を成立させるためには、平均的に 20℃程度の温度差が必要とされており、赤道付近のインド、東南アジア、オーストラリア南部、メキシコ、ブラジル、アフリカ中部等の沖合が、適地とされる。日本では沖縄、鹿児島、小笠原諸島などが適地に挙げられる。本州においても理想的な温度差のもと発電を行うためには、発電所や工場等の温水排熱の活用が有効と考えられる。

海洋温度差発電の全資源エネルギー量は、様々な検討例がある。

試算例①：日本の経済水域内の熱エネルギー総量は 100,000TWh。

試算例②：日本の経済水域内で得られる太陽日射量の 1%を利用すると仮定した場合、1.2 億 kW。

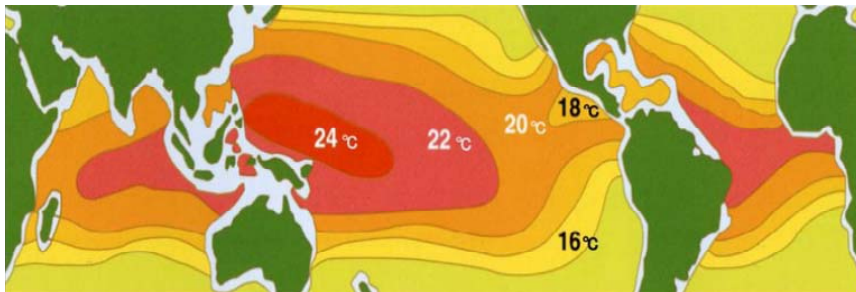


図 2.9-6 世界の海の表層と深層 1,000m との平均温度差分布

出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ

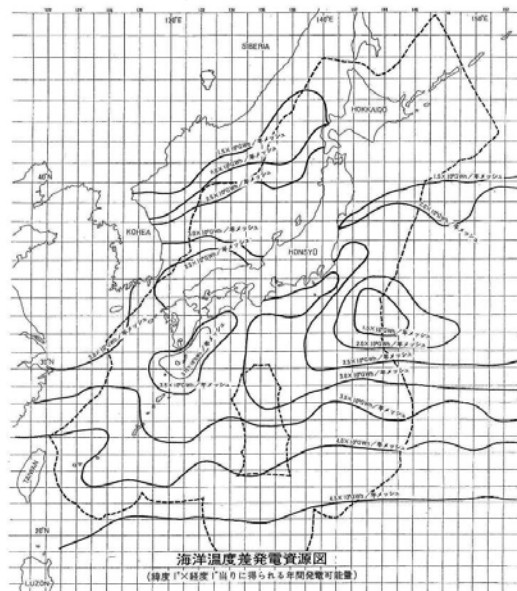


図 2.9-7 日本の経済水域内における賦存量試算例

- ※ 冷水取水深度 600 メートル
  - ※ 四季平均温度差より積算
  - ※ 海上保安庁水路部海洋資料センター統計 (1923-1971) を基礎としている
- 出典) 上原春男「海洋温度差発電読本」(1982年, オーム社)

(6) 海洋エネルギーの導入見込量①（波力発電）：前提条件 （1/2）

沿岸固定式の試算条件は下表のとおりである。

表 2.9-3 波力発電（沿岸固定式）の導入見込量の試算条件

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 現状および将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沿岸域における現実的な導入見込量を試算する。</li> </ul>
設置可能域	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 高位シナリオでは海岸保全区域延長（海岸線延長の約40%）の10%（約1,420km）、中位では同5%（約710km）、低位では同3%（約430km）と設定。  <small>※海岸保全区域：高潮や波浪による海水が陸岸に浸入するのを防ぎ、海岸の決壊、侵食などに対する対策を必要とする地域</small>  <small>※なお、2002年時点の海岸堤防の総延長は3,000km程度、離岸堤の総延長は800km、突堤の総延長は400km程度。</small></li> </ul>
波パワー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 既往調査結果に基づき、海域8区分ごとに平均入力エネルギー密度を設定。（6.4kW/m～14.9kW/m）</li> </ul>
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールと同タイプの振動水柱型波力発電装置を想定。</li> </ul>
変換効率	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールの実績等から、変換効率36%（1次変換効率（圧縮空気作り）80%、2次変換効率（発電）45%）と設定。</li> </ul>
定格容量	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 年平均期待出力[kW/m]（年平均入力エネルギー密度×最終変換効率）を基準に、安全率（2倍に設定）を乗じて設定。</li> </ul>
年次展開	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加するものと設定。</li> </ul>

(7) 海洋エネルギーの導入見込量②（波力発電）：前提条件 （2/2）

沖合浮体式の試算条件は下表のとおりである。

表 2.9-4 波力発電（沖合浮体式）の導入見込量の試算条件

項目	前提条件等
基本方針	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力発電と組み合わせて設置することを想定し、将来的に期待される技術水準を前提に、設置距離あたりの期待出力[kW/m]、および適切な定格容量[kW/m]を設定し、沖合における現実的な導入見込量を試算する。</li> </ul>
設置可能域	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洋上風力発電機の上に波力発電装置を並べることを想定。                             <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 1サイトあたり、5MW機 20基を2列に配置、風車間隔は直径の3倍に設定。</li> <li>✓ 波力発電機は、各列、風車間距離の50%ずつ設置。</li> <li>✓ 洋上風力の導入見込量は、高位、中位、低位シナリオ、それぞれについて試算。</li> <li>✓ 以下の式により、波力発電の設置距離を算出。</li> </ul> </li> </ul>
波パワー	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 東京都波力発電検討会による波力マップのうち、洋上風力適地と判断される地点の平均より9.9kW/mと設定。</li> </ul>
装置タイプ	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールと同タイプの振動水柱型波力発電装置を想定。</li> </ul>
変換効率	<ul style="list-style-type: none"> <li>● マイティホエールの実績等から、変換効率18%（1次変換効率（圧縮空気作り）40%、2次変換効率（発電）45%）と設定。</li> </ul>
定格容量	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 年平均期待出力[kW/m]（年平均入力エネルギー密度×最終変換効率）を基準に、安全率（2倍に設定）を乗じて設定。</li> </ul>
年次展開	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 2030年を起点に2050年に向けて直線的に増加するものと設定。</li> </ul>

<設置イメージ>

○：風力発電機  
▲：波力発電機

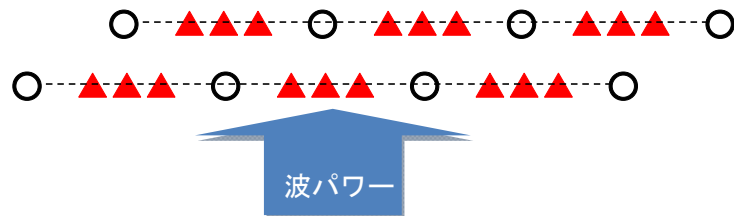


図 2.9-8 設置イメージ

(8) 海洋エネルギーの導入見込量③（波力発電）：試算結果

高位シナリオにおいては、沿岸固定式、沖合浮体式合わせて、2050年の総設備容量は1,203万kW、総期待発電量は527億kWhとなった。これは、海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）ロードマップの2050年目標値に対して、設備容量で164%、発電量で263%の水準である。

表 2.9-5 波力発電の導入見込量

		設置距離	年平均期待出力	定格出力	総期待発電量	総設備容量
		[km]	[kW/m]	[kW/m]	[億kWh]	[万kW]
沿岸 固定式	高位シナリオ: 海岸保全区域延長の10%	1,417	3.0	6.0	375	856
	中位シナリオ: 海岸保全区域延長の5%	708	3.0	6.0	187	428
	低位シナリオ: 海岸保全区域延長の3%	425	3.0	6.0	112	257
沖合 浮体式	高位シナリオ: 洋上風力3,000万kW	972	1.8	3.6	152	347
	中位シナリオ: 洋上風力1,750万kW	567	1.8	3.6	89	202
	低位シナリオ: 洋上風力750万kW	243	1.8	3.6	38	87
合計	高位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				527 (263%)	1,203 (164%)
	中位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				276 (138%)	630 (86%)
	低位シナリオ (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)				150 (75%)	343 (47%)



#### (9) 海洋エネルギーの導入見込量④（潮流発電）：前提条件

潮流発電は、現在実証試験～実用化の技術開発レベルにある一方、海流発電は日本におけるポテンシャルも大きく、実用化に向けた技術開発が実施されているが、現時点では基礎的研究レベルにとどまりデータ制約等が大きいため、今回は潮流発電のみ試算対象とすることとした。

平成 22 年度に、NEDO により潮流発電を含む海洋エネルギーのポテンシャル試算が成されており、潮流発電の試算条件は下表のとおり。現時点で得られる限られたデータから想定しうる試算条件として妥当と判断し、基本的に NEDO 調査における試算結果を踏襲することとした。

なお、NEDO 調査では年次展開はされていない。本調査では 2020 年を起点に 2050 年に向けて直線的に増加するものと設定した。

表 2.9-6 潮流発電の導入ポテンシャルの試算条件

項目	前提条件等
基本方針	● 現状および将来的に期待される技術水準を前提に、発電効率および設備利用率を設定し、現実的な導入見込量を試算する。
設置可能域	● 海図に流速表示のある海峡150地点のうち、流速1[m/s]以上の海峡を対象とする。海峡は150地点中88地点に限定される。 ● 海峡幅に対し、D=16mのデバイスを1列に、1/2 Dの間隔を設けて配置すると仮定。なお、流速方向に多段にデバイスを設置することは想定しない。
潮流パワー	● 海峡ごとに潮流エネルギー密度[W/m <sup>2</sup> ]を算出。
装置タイプ	● 日本の潮流に適していると考えられる装置(英国MCT社のSeaGen潮流発電装置)を設置すると仮定。
変換効率・設備利用率等	● 英国SeaGenの実績等から、発電効率30%、設備利用率を36%と設定。
年次展開	● 2020年を起点に2050年に向けて直線的に増加するものと設定。

(10) 海洋エネルギーの導入見込量⑤（潮流発電）：試算結果

2050年の設備容量は8.7万kW、期待発電量は2.3億kWhとなった。これは、海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）ロードマップの2050年目標値に対して、設備容量で25%、発電量で25%の水準である。

表 2.9-7 潮流発電の導入ポテンシャルの試算結果

順位	海峡	最大流速 [m/s]	海峡幅 [km]	発電 ポテンシャル※ [億kWh/年]	発電量※ [億kWh]	設備 利用率	設置容量 [万kW]
1	豊後水道	1.67	40.00	5.1	5.10	30%	19.40
2	津軽海峡(大間崎沖)	2.26	15.60	4.9	4.93	30%	18.77
3	速吸瀬戸(佐田岬)	2.70	9.00	4.8	4.83	30%	18.39
4	由良瀬戸(友ヶ島水道)	1.75	32.80	4.8	4.79	30%	18.21
5	早崎瀬戸(有明海湾口)	3.40	3.40	3.6	3.64	30%	13.84
6	明石海峡(播磨灘)	3.01	3.60	2.7	2.68	30%	10.18
7	鳴門海峡	5.25	0.60	2.4	2.36	30%	8.99
8	針尾瀬戸(大村湾湾口)	3.55	1.70	2.1	2.08	30%	7.91
9	津軽海峡(龍飛崎沖)	1.54	18.50	1.9	1.85	30%	7.06
10	早鞆ノ瀬戸(関門海峡)	4.63	0.60	1.6	1.62	30%	6.18
11	西水道(対馬海峡)	1.26	23.75	1.3	1.30	30%	4.93
12	長島海峡(八代海湾口)	3.24	1.40	1.3	1.29	30%	4.92
13	中水道(来島海峡)	4.86	0.40	1.3	1.28	30%	4.86
14	田ノ浦瀬戸(五島列島)	2.80	2.10	1.3	1.25	30%	4.77
15	西水道(来島海峡)	3.81	0.83	1.2	1.23	30%	4.67
⋮							
ポテンシャル上位30位計 (OEA-Jロードマップ2050年目標値に対する比率)					58.95 (25.3%)		224.32 (25.3%)

※発電ポテンシャルは、卓越流向の垂直方向に1/2D間隔で1列設置を前提に推計されている

⇒発電量は「発電量＝発電ポテンシャル×(1+1/2)×海峡占有率」より試算

(11) 海洋エネルギーの導入見込量⑥（まとめ）

波力発電、潮流発電、海洋温度差発電を合わせた海洋エネルギー発電の導入見込みは、高位ケースで約 1,550 万 kW、約 650 億 kWh/年である。日本海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）の 2050 年見通しと比較すると、電源別内訳では波力が多い結果となる。

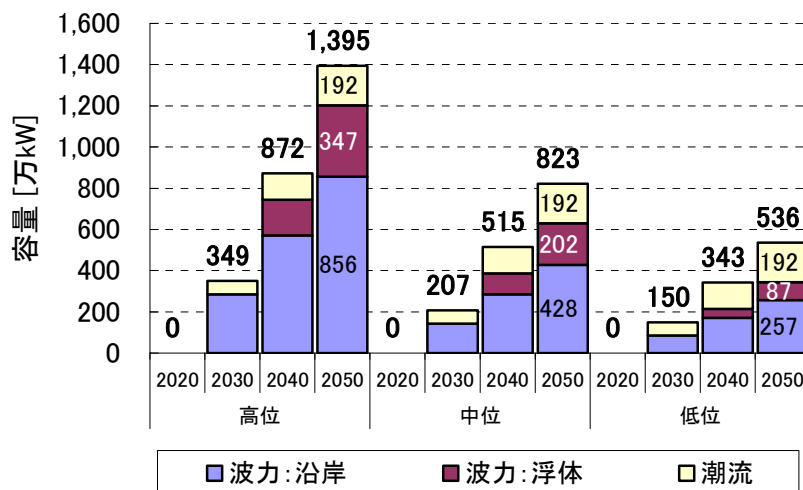


図 2.9-9 海洋エネルギーの導入見込量（容量ベース）

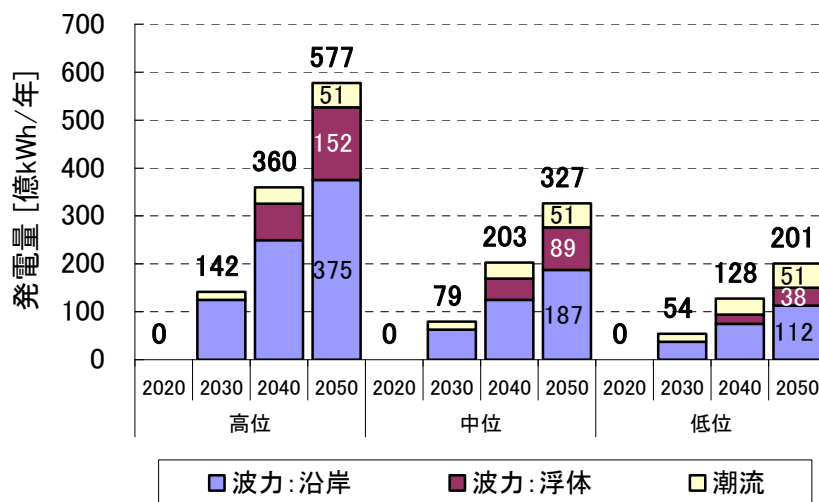


図 2.9-10 海洋エネルギーの導入見込量（発電電力量ベース）

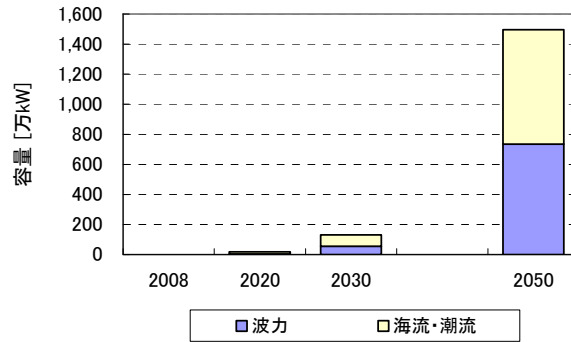


図 2.9-11 OEA-Jによる導入目標 (容量ベース)

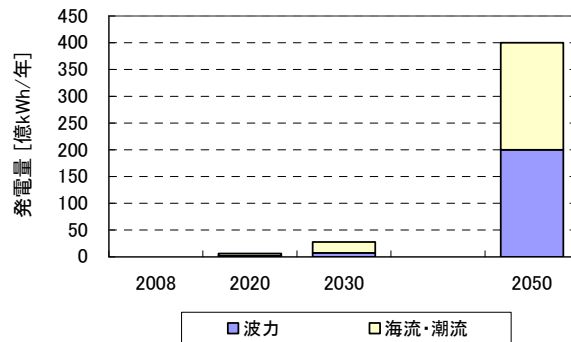


図 2.9-12 OEA-Jによる導入目標 (発電電力量ベース)

(12) 参考 (1) 海洋エネルギー技術の概要① (波力発電)

波力発電システムは主に以下の 3 種類に区分される。実用化されているものは少なく、多くが実証試験中である。

振動水柱型：装置内に空気室を設けて海面の上下動により生じる空気の振動流を用いて、空気タービンを回転させる。

可動物体型：波のエネルギーを可動物体を介して機械的な運動エネルギーに変換し、それを動力源として油圧発生装置等のピストンを動かして発電する。

越波型：波を貯水池等に越波させて貯留し、水面と海面との落差を利用して海に排水する際に、導水溝に設置した水車を回し発電する。

2008年9月に、ポルトガル沖において、可動物体型の Pelamis 波力発電装置を用いた、総出力 2,250kW (750kW 機×3 基) の、世界初の商用プラントが運転開始。しかし数週間で故障が発生し、運転停止中である。

米国の Ocean Power Technologies 社の Power Buoy (可動物体型) は、実証試験で予測計算どおりの出力を確認するなど、順調に進行中。

日本独自技術としては、ジャイロ式波力発電装置や、人工筋肉を用いた EPAM 波力発電装置などは、従来の発電装置とは異なる原理を用いており、その実用化が期待される。



図 2.9-13 Pelamis 波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltd ホームページ



図 2.9-14 PB150 PowerBuoy 波力発電装置

出典) Pelamis Wave Power Ltd ホームページ



図 2.9-15 ジャイロ式波力発電装置

出典)(株)ジャイロダイナミクス

(13) 参考（１）海洋エネルギー技術の概要②（潮流・海流発電）

潮流・海流発電は、海水の運動エネルギーを利用し、一般的には水車により回転エネルギーに変換させて発電する技術である。

英国 Marine Current Turbines 社は、SeaGen プロジェクトにて、1.2MW の潮流発電の商用プラントを稼動中。また、RWE npower 社と共同で 2011～2012 年に運用開始予定の 10MW 潮流発電プロジェクトを進行中。

米国ではニューヨークにおいて、Roosevelt Island Tidal Energy (RITE) プロジェクトと呼ばれる潮流発電プロジェクトが実施され、6 基のプロペラ式潮流発電システム（発電出力 200kW）により、電力供給が開始されている。最終的には 10MW、8,000 世帯分の電力供給を目指す。

日本においては、来島海峡、生月大橋において潮流発電、津軽海峡において海流発電の実証試験が実施されている。また、(財) エンジニアリング振興協会は、2MW の海流発電システムの事業化を目指し開発を進めている。



図 2.9-16 SeaGen システムイメージ

出典) “Oceans of Energy : Marine Renewable Energy Technologies” (2010, World Future Energy Summit, (Marine Current Turbines Ltd))



図 2.9-17 潮流発電システムイメージ

出典) 川崎重工ウェブサイト

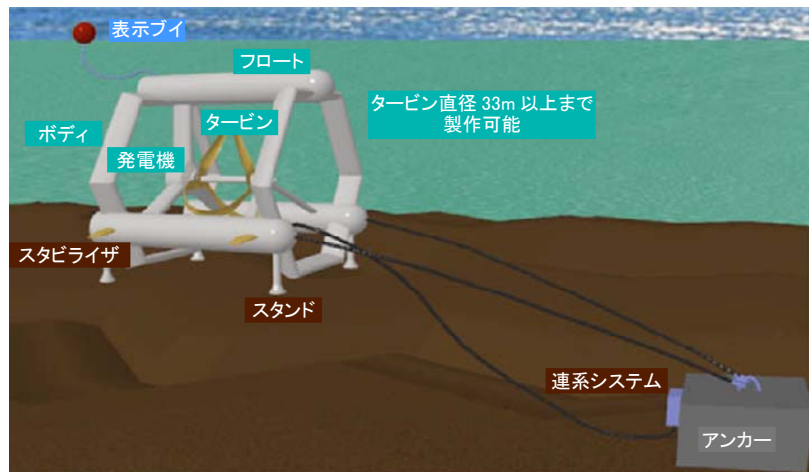


図 2.9-18 MW 級海流発電システムイメージ

出典)「メガワット級海流発電システムの実用化に関するフェージビリティスタディ 報告書 一 要旨一」  
(2009, (財)機械システム振興協会) より作成

#### (14) 参考 (1) 海洋エネルギー技術の概要③ (海洋温度差発電)

海洋温度差発電は、表層水と深層水との温度差を利用する発電技術。海洋温度差エネルギーは、昼夜の変動がなく比較的安定したエネルギー源のため、計画的な発電が可能である。

海洋温度差発電の主な発電方式は、オープンサイクル、クローズドサイクル、ハイブリッドサイクルの3種類が存在する。

オープンサイクル：表層水を蒸発器でフラッシュ蒸発させ、作動流体としてタービンに送り発電する。タービンから出た膨張した水蒸気は凝縮器に入り、汲み上げられた深層水によって冷却され、海に排出される。

クローズドサイクル：低沸点の作動流体が封入されており、作動流体は蒸発器で表層水から熱を受け取り蒸発する。蒸発した作動流体はタービンに送られて発電した後、凝縮器で汲み上げられた深層水に熱を捨てて液化し、作動流体ポンプにより再び蒸発器に送られる。

ハイブリッドサイクル：オープンサイクルとクローズドサイクルを組合せたシステム  
日本の海洋温度差発電技術は世界トップレベル。佐賀大学海洋エネルギー研究センターが先導的に研究開発を行い、1994年にウエハラサイクルを開発、現在も世界で唯一稼働している伊万里実験プラントにおいて実証研究を実施中。



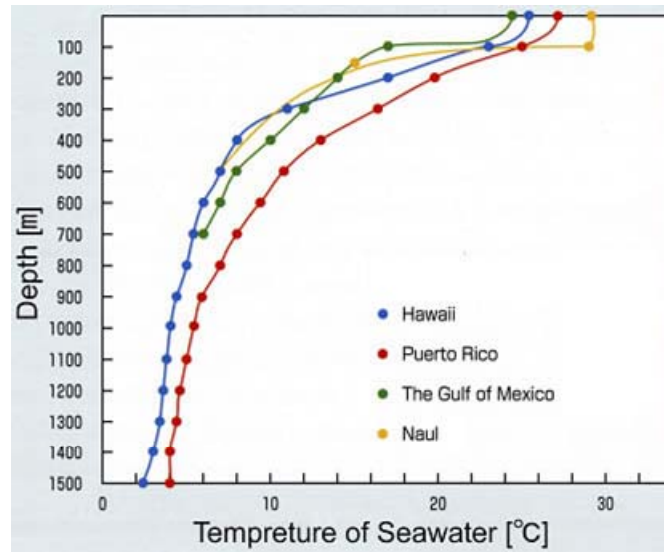


図 2.9-19 熱帯および亜熱帯地域の海水の垂直温度分布

出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ



図 2.9-20 30kW 海洋温度差発電システム

出典) 佐賀大学海洋エネルギー研究センター ホームページ



(15) 参考（2）既往調査における海洋エネルギーの導入見通し

日本海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）は、2007年の「海洋基本法」および「海洋基本計画」の策定を受けて、2008年に「2050年までの海洋エネルギー資源利用のロードマップ」を策定している。

本ロードマップでは、2050年に想定される我が国のエネルギー使用量の10%以上にあたる、1400億 kWh をまかなうことを目標とし、バックキャスト的に各年の導入量を設定している。

洋上風力、海洋温度差発電が先導し、2030年頃から波力発電、潮流・海流発電の導入が進むと想定されている。2050年の導入量は、波力発電 200億 kWh、潮流・海流発電 200億 kWh、海洋温度差発電 400億 kWh と見込まれている。

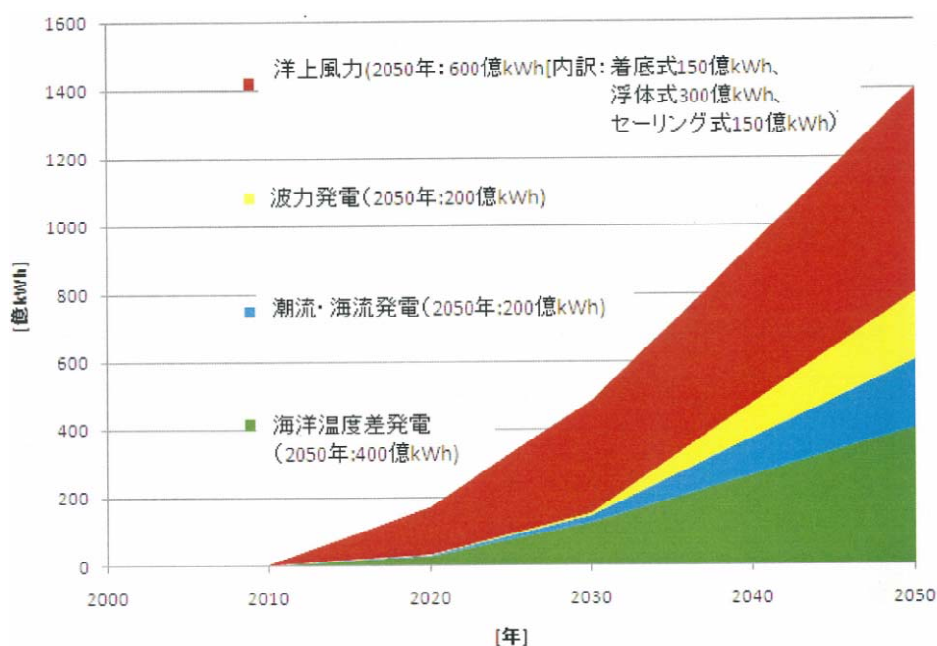


図 2.9-21 2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップ

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料（2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構）

(16) 参考（２）既往調査における海洋エネルギーの導入見通し（波力発電）

海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）が作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、波力発電については2020年までに51MW、2030年までに554MW、2050年までに7,350MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 2.9-8 日本における波力発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 kWh/年	2億kWh/年	7.5億kWh/年	200億kWh/年
想定或いは期待される発電規模	0.02MW	51MW	554MW	7,350MW
(参考)		(0.1MW : 450基) (0.5MW : 10基) (1.0MW : 1基)	(0.1MW : 2,000基) (0.5MW : 600基) (1.0MW : 50基) (2.0MW : 2基)	(0.1MW : 3,000基) (0.5MW : 4,500基) (1.0MW : 3,800基) (2.0MW : 500基)

注) 前提条件 1) 日本周辺の波パワーの平均 : 7kW/m

前提条件 2) 日本沿岸の総延長 : 5,000km

前提条件 3) 日本周辺の波パワー総量 (前提条件 1,2 より 3,500 万 kW) の利用率 : 6.5%

前提条件 4) 稼働率 : Onshore : 25%、Near-shore : 27%、Offshore : 40%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料 (2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

(17) 参考（２）既往調査における海洋エネルギーの導入見通し（潮流・海流発電）

海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）が作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、潮流・海流発電については2020年までに130MW、2030年までに760MW、2050年までに7,600MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 2.9-9 日本における潮流・海流発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 kWh/年	4億kWh/年	20億kWh/年	200億kWh/年
想定或いは期待される発電規模	0 MW	130MW	760MW	7,600MW
(参考)		(1MW : 100基) (5MW : 6基)	(1MW : 310基) (5MW : 50基) (10MW : 20基)	(1MW : 600基) (5MW : 200基) (10MW : 600基)

注) 前提条件 : 稼働率 30%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料 (2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構)

(18) 参考（3） 既往調査における海洋エネルギーの導入見通し（海洋温度差発電）

海洋エネルギー資源利用推進機構（OEA-J）が作成した、2050年に向けた海洋エネルギー開発ロードマップにおいて、海洋温度差発電については2020年までに510MW、2030年までに2,550MW、2050年までに8,150MWの発電規模が想定或いは期待されるとしている。

表 2.9-10 日本における海洋温度差発電の導入ロードマップ

	2008年	2020年まで	2030年まで	2050年まで
想定或いは期待される発電量	0 TWh/年	2.5TWh/年	12.5TWh/年	40TWh/年
想定或いは期待される発電規模	0 MW	510MW	2,550MW	8,150MW
(参考)		(1MW： 60基) (5MW： 40基) (10MW： 25基)	(1MW： 100基) (5MW： 40基) (10MW： 25基) (50MW： 40基)	(10MW： 40基) (50MW： 55基) (100MW 50基) ：

注) 前提条件：発電端出力に対する設備利用率56%

出典) 海洋エネルギー資源フォーラム資料（2008, 海洋エネルギー資源利用推進機構）

(19) 参考（4） NEDO 技術開発ロードマップ

NEDO 再生可能エネルギー技術白書にて、波力発電と海洋温度差発電の技術ロードマップが策定されている。

また NEDO は、平成 23 年度次世代海洋エネルギー発電技術研究開発事業において、海洋エネルギー発電システム実証研究を開始しており、技術開発目標として、2015 年に 40 円/kWh、2020 年に 20 円/kWh の達成を掲げている。

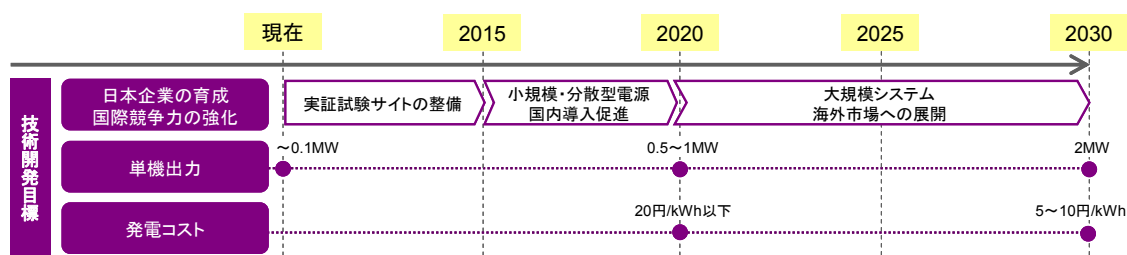


図 2.9-22 波力発電の技術ロードマップ

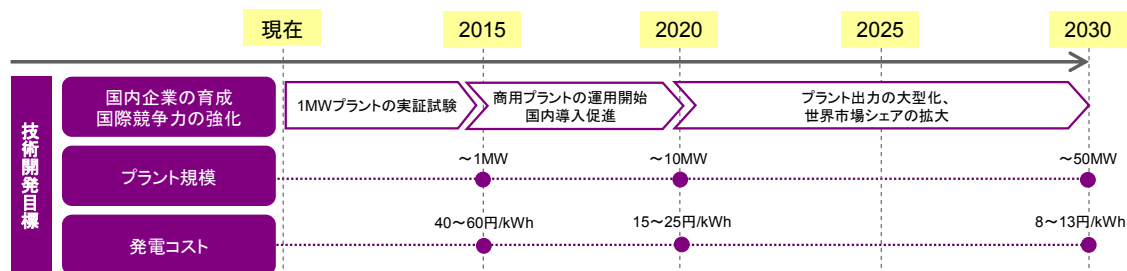


図 2.9-23 海洋温度差発電の技術ロードマップ

出典) NEDO 再生可能エネルギー技術白書

(20) 参考 (5) 沿岸固定式波力の関連データ



図 2.9-24 波パワー計測ポイント

出典) 居駒他「人工ハーバー付 OWC 型波パワー吸収装置の性能に関する研究」(2001年3月)

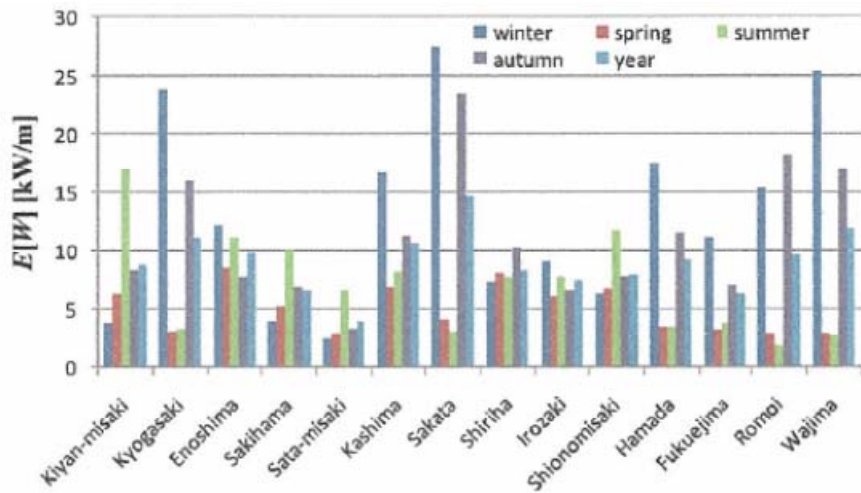


図 2.9-25 エリア別平均入力エネルギー密度

(21) 参考（6）沖合浮体式波力の関連データ （1/2）

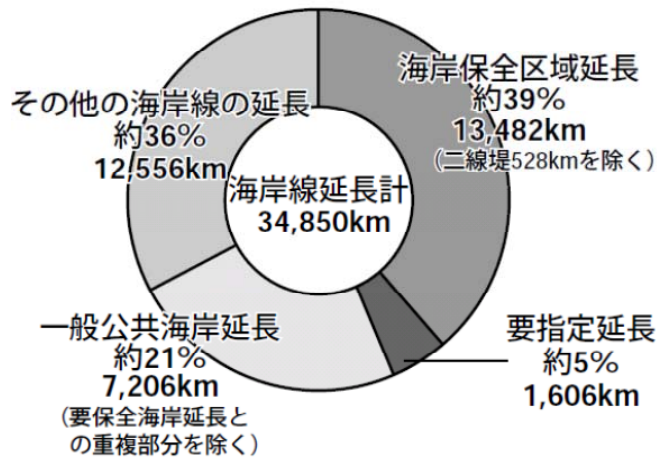


図 2.9-26 日本の海岸線の概況

出典) 国交省資料

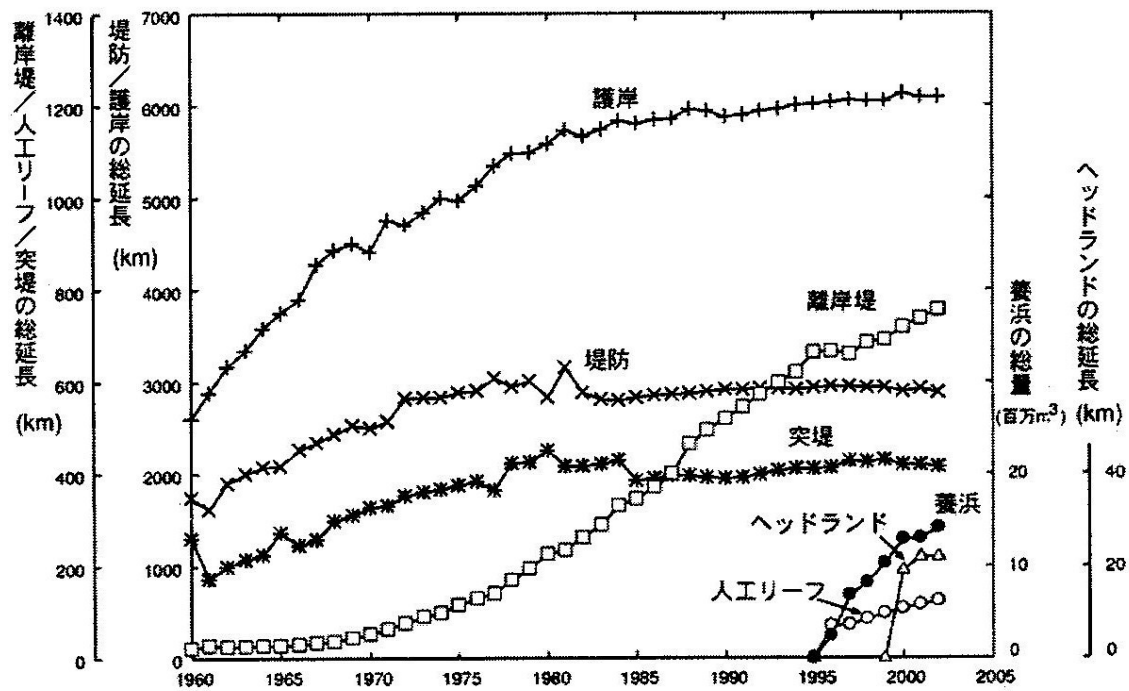


図 2.9-27 日本の海岸保全施設の総延長

出典) 全国海岸協会「海岸50年のあゆみ」(2008年)

(22) 参考 (6) 沖合浮体式波力の関連データ (2/2)

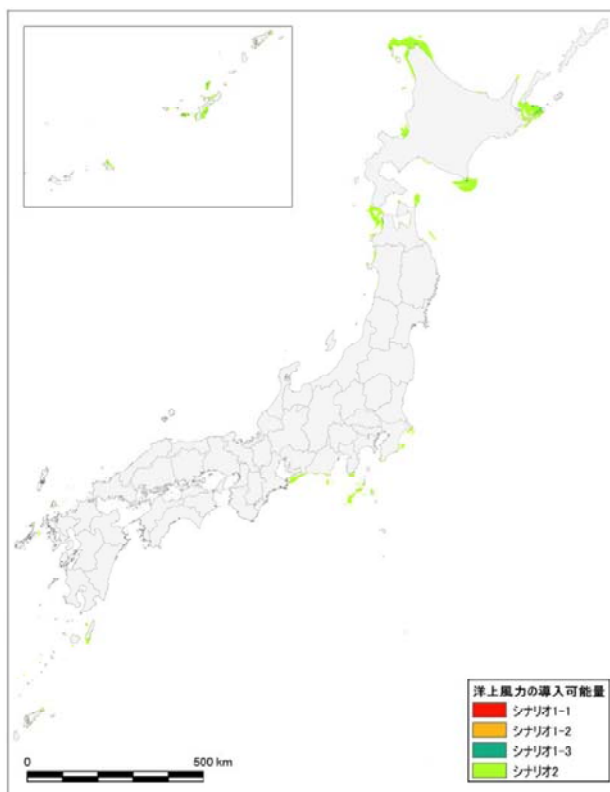


図 2.9-28 洋上風力の導入可能量の分布

出典) 「平成 22 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査 報告書」

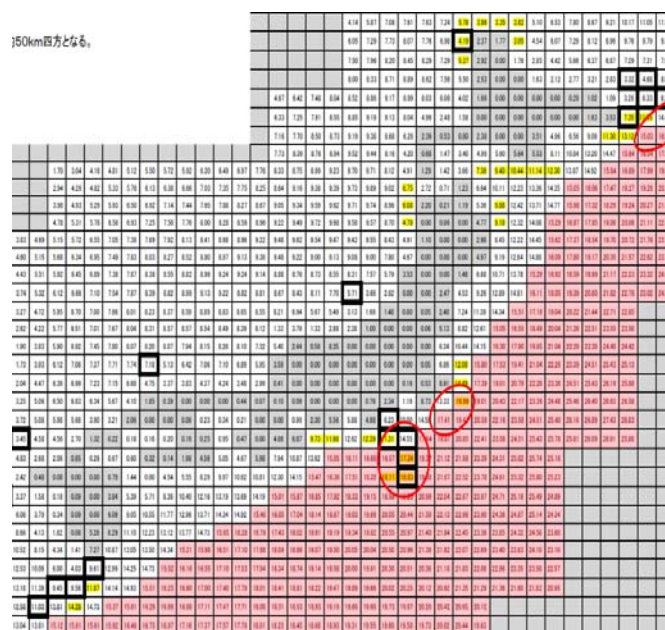


図 2.9-29 日本近海の波パワー

注) メッシュは約 50km 四方

注) 洋上風力適地 (左図) に対応すると判断されるメッシュを黄色でハイライト

出典) 東京都 波力発電検討会「実証試験・事業海域の検討 (補足)」(2011 年 10 月) に加筆



## 2.10 太陽熱利用

### (1) 太陽熱利用の導入見込量の考え方

昨年度までの太陽熱利用の導入見込量の考え方は以下のとおり。

表 2.10-1 平成 22 年度調査における太陽熱利用の導入見込量の考え方

2020年	<p>高位：投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。</p> <p>中位：投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。</p> <p>低位：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。</p>
2030年	<p>中位・高位：2020年の各ケースと2050年の導入量から推計。</p> <p>低位：ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定。</p>
2050年	<p>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）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を想定。</p>

太陽熱利用のコストは導入地点による差が小さいこと、当面は家庭・一般企業による導入が主と考えられることから、2020年までの中位・高位ケースは、固定買取価格などの経済支援策を定め、それへの反応としての導入量を推計する。そのほかは、業界団体の目標や導入ポテンシャルを踏まえて設定する。

表 2.10-2 平成 23 年度調査における太陽熱利用の導入見込量の考え方

2020年	<p>高位：投資回収年数が10年（維持費等を除けばIRR約8%に相当）となる支援を想定。経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。</p> <p>中位：投資回収年数が15年（耐用年数に相当）となる支援を想定。経済面以外の課題の解決により、消費者の導入意向が最盛期程度まで回復すると想定。</p> <p>低位：2030年下位ケースに向けての通過点として設定。</p>
2030年	<p>高位：2050年まで太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう、直線的に増加すると想定。</p> <p>中位：低位と高位の間と想定。</p> <p>低位：ソーラーエネルギー利用推進フォーラムの目標（770万戸）を踏まえて設定。</p>
2050年	<p>高位：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）による住宅における太陽熱利用ポテンシャル相当量を想定。</p> <p>中位：低位と高位の間と想定。</p> <p>低位：2030年までのトレンドで2050年まで増加すると想定。</p>

## (2) 太陽熱利用のポテンシャル

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、住宅での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。

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 2.10-3 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"> <li>・ 全国の都道府県を11区分して日射量を算出。</li> <li>・ 集熱器設置条件は下記のとおり。</li> </ul>			
		面積	傾斜角	方位角
	戸建	4m <sup>2</sup> /戸	30° (屋根上)	1/3は真南(0°)、 2/3は45°
	集合(低層)	3m <sup>2</sup> /戸	30° (屋根上)	
集合(高層)	3m <sup>2</sup> /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 2.10-4 太陽熱利用の導入ポテンシャル推計結果

	太陽熱利用量[TJ/年]*1				
	戸建住宅	集合住宅			合計
		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

出典：「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」（中核的温暖化対策技術検討会、2007 年 3 月）



### (3) 太陽熱利用のコスト

戸建住宅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、今後はソーラーシステムが主に普及すると見込まれる。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異なる。業界団体は、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（集熱面積6m<sup>2</sup>の場合）。

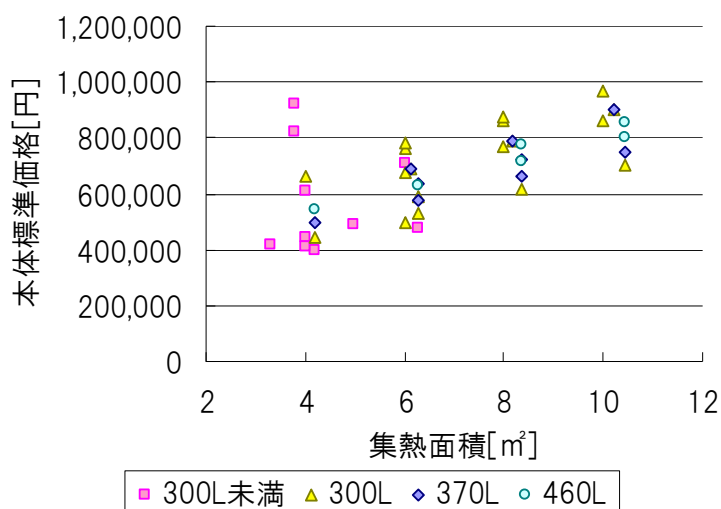


図 2.10-1 ソーラーシステムの集熱面積と本体標準価格（2009年時点）

出典：ソーラーシステム振興協会「会員製品一覧」より作成

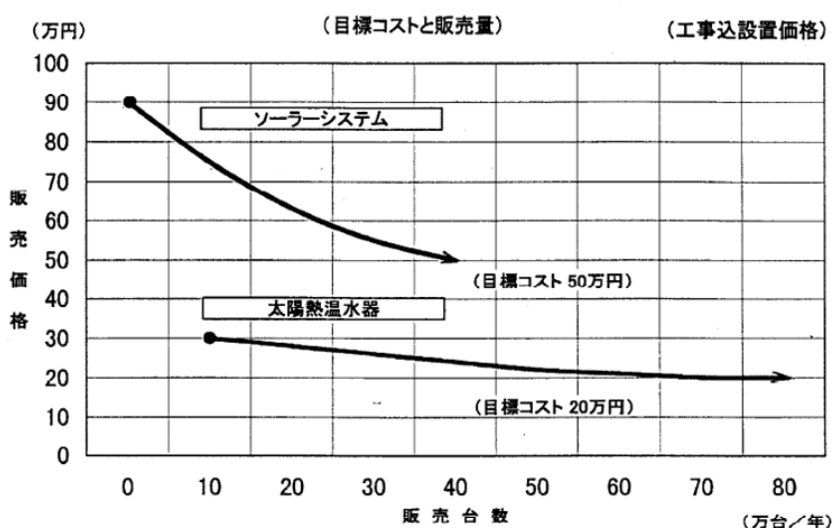


図 2.10-2 平均販売価格と販売台数

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

#### (4) 太陽熱利用の導入見込量 ①～2020年(1/2)

住宅用は、今後の大量普及を想定し、少人数世帯・都心型戸建住宅にも設置できる集熱面積 3.6m<sup>2</sup> 程度、貯湯槽 200L 程度のソーラーシステムを推計の対象とした。「経済面以外の課題の解決」と「経済的支援（熱のグリーン価値の評価）」の双方の実施により、導入目標を達成する姿を想定した。

業務用は、一定の想定に基づき導入量を想定した。

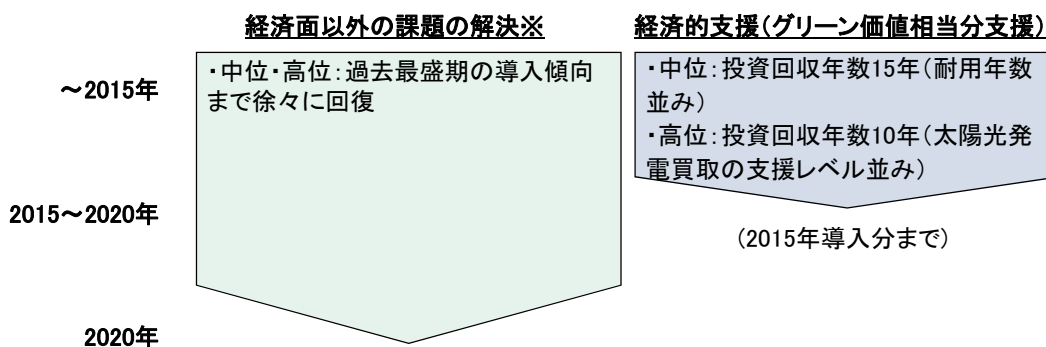


図 2.10-3 住宅用太陽熱利用の導入見込量の推計フロー

太陽熱利用は、オイルショック後の 1980 年代前半が太陽光利用導入の最盛期であった。経済面以外の課題の解決（認知度回復・信頼性向上等）により、導入意向を最盛期程度まで回復させるケース（中位、高位）と、最盛期の半分程度まで導入意向を回復させるケース（低位）を設定した（1993 年以降は太陽光発電が発売されているため、導入意向が最盛期程度まで回復しないリスクを考慮した）。

#### (5) 太陽熱利用の導入見込量 ②～2020年(2/2)

2020 年の導入見込量は以下の通りである。

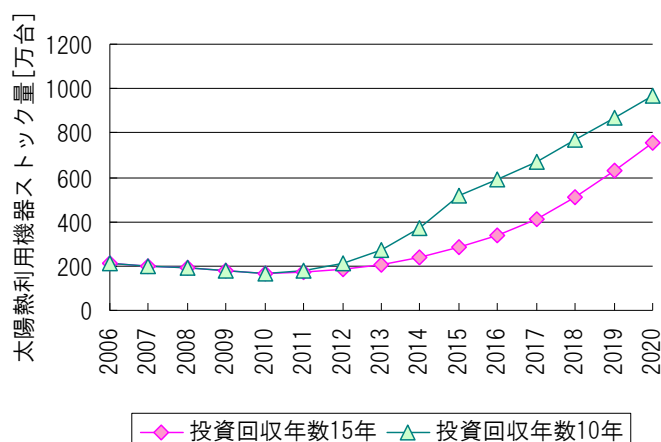


図 2.10-4 住宅用太陽熱利用の導入見込量推計結果

表 2.10-5 住宅用太陽熱利用の推計結果

		グリーン 価値評価	2015年まで の導入台数	2020年まで の 導入台数
高位	投資回収年 数15年	0.5円/MJ	285万台	750万台
中位	投資回収年 数10年	2.5円/MJ	512万台	1,000万台

表 2.10-6 住宅用太陽熱利用の導入見込量（2020年）

		2005年	2020年		
			低位	中位	高位
原油換算（万kL）		61	80	131	178
	家庭	—	78 (450万台)	127 (750万台)	170 (1000万台)
	業務	—	2 (56万m <sup>2</sup> )	4 (94万m <sup>2</sup> )	8 (196万m <sup>2</sup> )

(6) 太陽熱利用の導入見込量 ②～2050年

2050年までの導入見込量は以下の通りである。

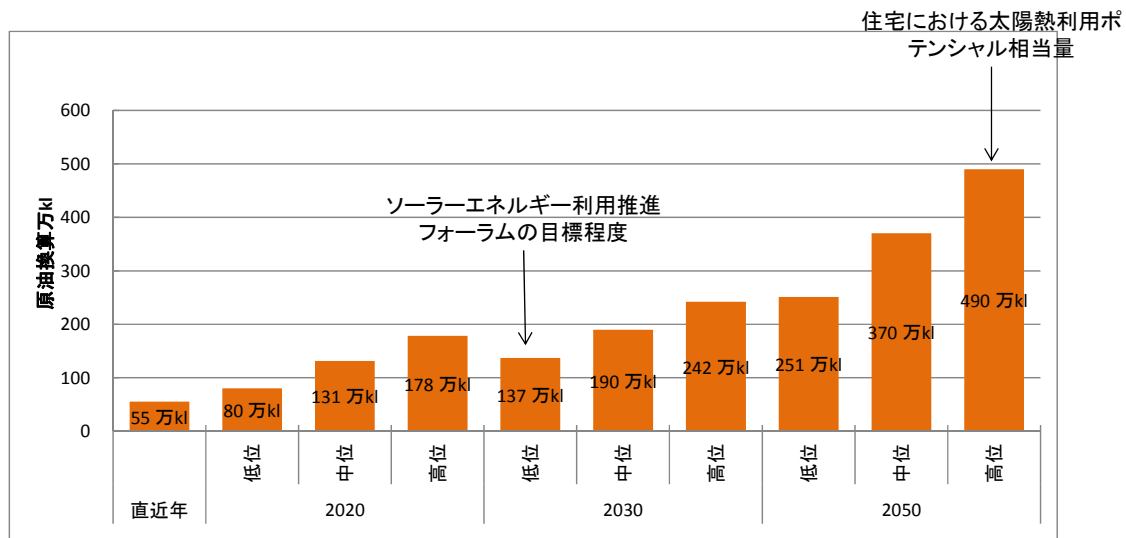
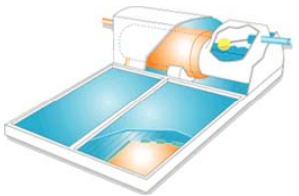
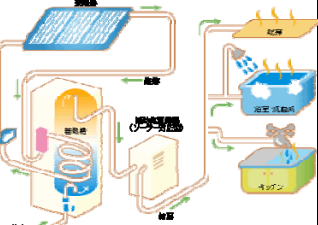
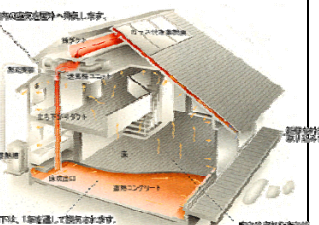


図 2.10-5 住宅用太陽熱利用の導入見込量（～2050年）

(7) 参考（1）太陽熱利用技術

太陽熱利用技術の概要について、相互に比較しつつ整理すると次表のとおり。

表 2.10-7 太陽熱利用技術の比較

	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 <sup>2</sup>	4~6m <sup>2</sup>	—
システム価格 (施工費込)	約30万円	約80~90万円	—
			

図出典：ソーラーシステム振興協会ウェブサイト

(8) 参考（2）導入見込量推計フロー

家庭の太陽熱利用の導入判断は、過去の実績から「投資回収年数受容曲線」に従うものとして推計した。

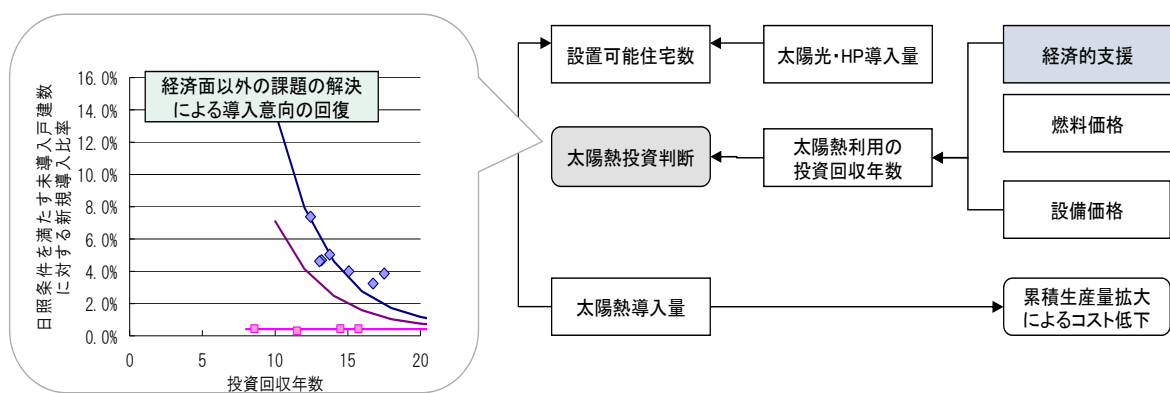


図 2.10-6 住宅用太陽熱利用の導入見込量推計のフロー

## 2.11 地中熱利用

### (1) 地中熱利用のポテンシャル（試算例）

東京 23 区の地下水利用ポテンシャルについて、年間揚水量から、318TJ（オフィスビル約 100 棟分）との試算されている。

#### 東京23区の地下水利用ポテンシャル

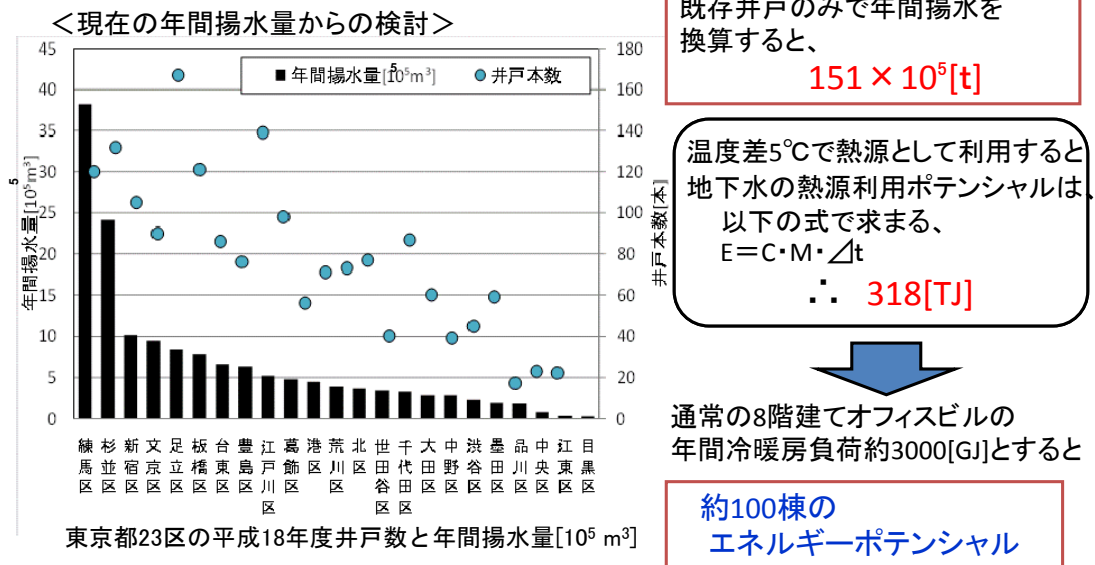


図 2.11-1 東京 23 区の地下水利用ポテンシャル

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第 3 回資料

## (2) 地中熱利用のコスト

地中熱利用推進協会による試算によると、他の一般的なシステム（ガス給湯や空気熱源ヒートポンプ、及びガスヒートポンプ等）と比較すると、地中熱利用ヒートポンプシステムのイニシャルコストは、特に地中熱交換井の掘削コストがかかるため、7～9割増しとなる。

ただし、ランニングコストは約6割程度と安価であり、メンテナンスもほとんど必要ない。15年間運転した場合の経費の合計を比較すると、地中熱ヒートポンプシステムは他のシステムと比べて遜色はなく、むしろ安価となっている。

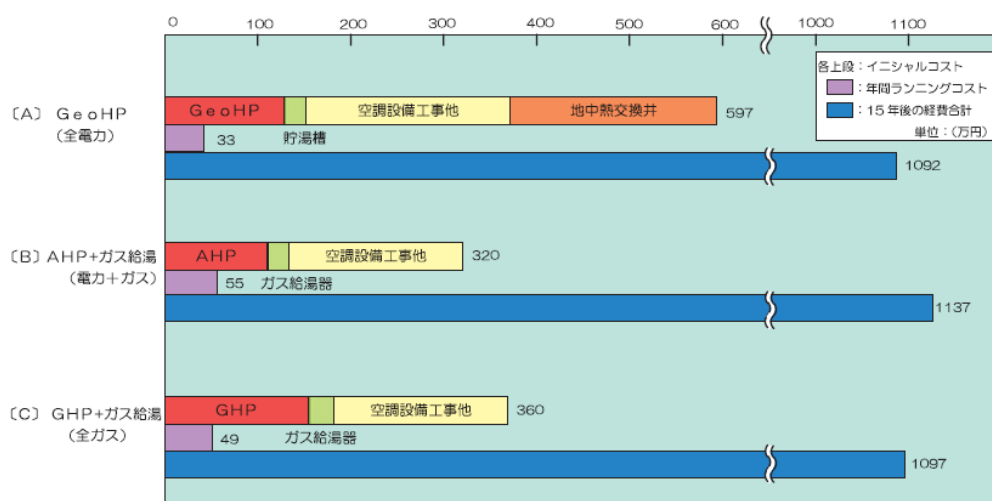


図 2.11-2 地中熱ヒートポンプシステムのコスト試算例  
(戸建住宅の既存システムとの比較)

表 2.11-1 地中熱ヒートポンプシステムのコスト試算例  
(戸建住宅の既存システムとの比較)

	システム	イニシャルコスト	ランニングコスト	15年後経費計
A	GeoHP* (全電力)	597 万円	33 万円/年	1,092 万円
〔比較システム〕				
B	AHP*+ガス給湯 (電力+ガス)	320 万円	55 万円/年	1,137 万円
C	GHP*+ガス給湯 (全ガス)	360 万円	49 万円/年	1,097 万円

\*GeoHP：地中熱ヒートポンプ、AHP：空気熱源ヒートポンプ、GHP：ガスヒートポンプ

前提条件) 木造2階建延床面積120m<sup>2</sup>、5人家族、地中熱交換井掘削コスト：1.5万円/m、深さ50m×

### (3) 地中熱利用の導入見込量 ①前提条件等(1/2)

以下に示す前提条件等により、地中熱利用の導入見込量を試算した。

表 2.11-2 地中熱利用の導入見込量試算の前提条件

項目	前提条件等
建物用途等	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 新築の、戸建住宅、事務所、店舗、病院・診療所に導入されると仮定。</li> <li>● 事務所、店舗、病院・診療所については、2階以下の冷暖房需要が地中熱によりまかなわれると仮定(地中熱利用促進協会へのヒアリング結果を元に設定)。</li> <li>● 戸建住宅については、全冷暖房需要が地中熱によりまかなわれると仮定。</li> </ul>
導入地域、導入率	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 戸建住宅は、寒冷地域(省エネ基準のI地域、II地域、III地域)の新築フローに対し、2050年には導入率100%になると仮定(導入率は直線的に増加)。</li> <li>● 事務所、店舗、病院・診療所は、全地域の新築フローに対し、2050年には導入率100%になると仮定(導入率は直線的に増加)。</li> </ul>
2050年までの将来新築フロー	<p>&lt;戸建住宅(世帯数)&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 住宅太陽光の推計と同じ新築戸建住宅数(～2030年)の変化率を用いて試算。2030年以降は2029-2030年間の変化率を用いて試算。</li> </ul> <p>&lt;事務所、店舗、病院・診療所(延床面積)&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 国立社会保障・人口問題研究所推計値(死亡中位・出生中位推計)における人口変化率を用いて試算。</li> </ul>
エネルギー消費原単位	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 建物用途別に、冷暖房エネルギー消費原単位を設定。</li> </ul>

### (4) 地中熱利用の導入見込量 ①前提条件等(2/2)

以下に示す前提条件等により、地中熱利用の導入見込量を試算した。

まず、導入戸数、導入延床面積(フロー)は以下のとおり。

表 2.11-3 戸建住宅(戸数)

	2020	2030	2040	2050
戸建住宅	59,462	54,898	50,276	46,044

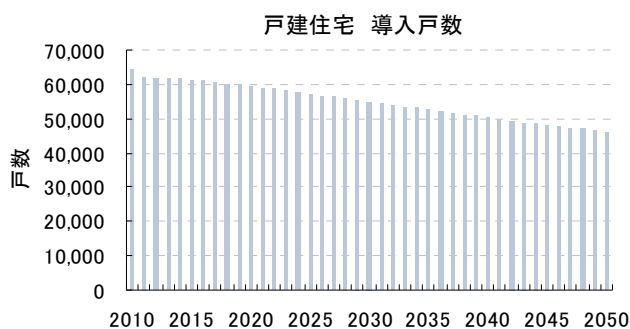


図 2.11-3 戸建住宅導入戸数

表 2.11-4 事務所、店舗、病院・診療所（2階以上延床面積[m2]）

	2020	2030	2040	2050
事務所	3,539,153	3,530,595	3,522,465	3,517,715
店舗	3,295,474	3,287,505	3,279,934	3,275,511
病院・診療所	1,544,360	1,540,626	1,537,078	1,535,005

※建築統計月報より算出した非住宅建物の2階以上延床面積比率により推計。

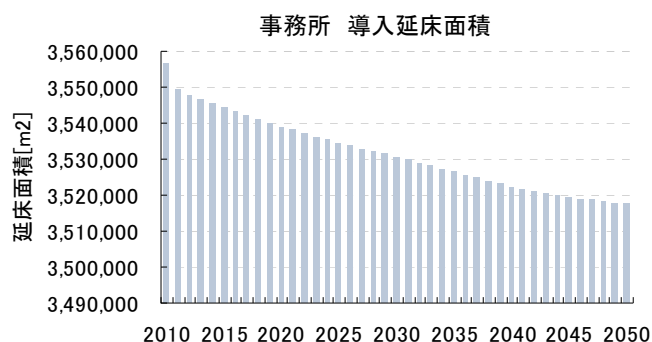


図 2.11-4 事務所 導入延床面積

次に、エネルギー消費原単位は次のとおり。

表 2.11-5 戸建住宅

戸建	MJ/世帯・年	冷房用	暖房用	給湯用	厨房用	動力他
		724	10232	11700	3346	14829

出典：エネルギー・経済統計要覧（2011年度版）

表 2.11-6 事務所、店舗、病院・診療所

		暖房	冷房	その他熱需要	照明・動力・その他
事務所	MJ/m2・年	182	378	121	893
店舗	MJ/m2・年	461	961	307	2267
病院・診療所	MJ/m2・年	263	547	175	1291

出典：平成14年度民生部門エネルギー消費実態調査、非住宅建築物の環境関連データベース検討委員会平成20年度報告書



(5) 地中熱利用の導入見込量 ②推計結果(1/2)

以下に示す前提条件により、地中熱利用の導入見込量を試算した。病院・診療所は、ストックに対する新築フローの割合が大きいため、事務所、店舗と比較して導入率が大きくなっている。

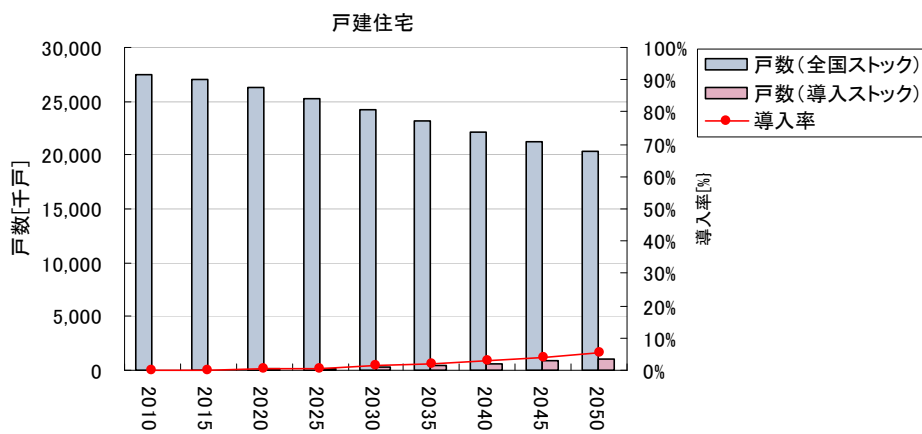


図 2.11-5 戸建住宅における導入見込量の試算結果

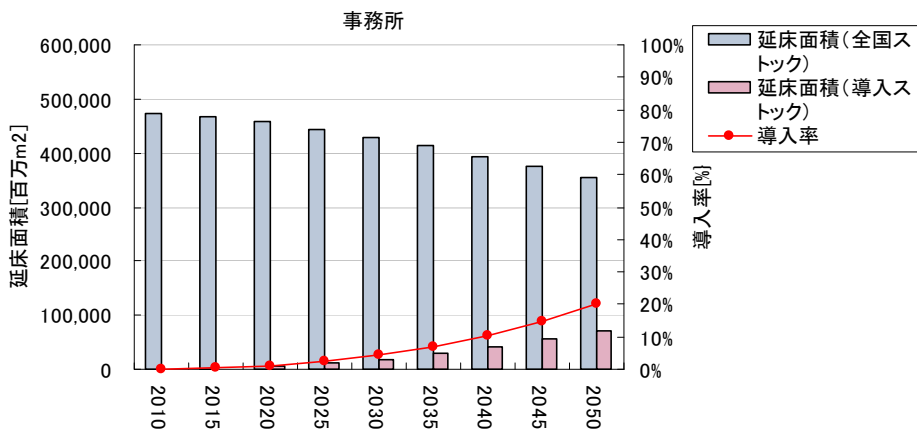


図 2.11-6 事務所における導入見込量の試算結果

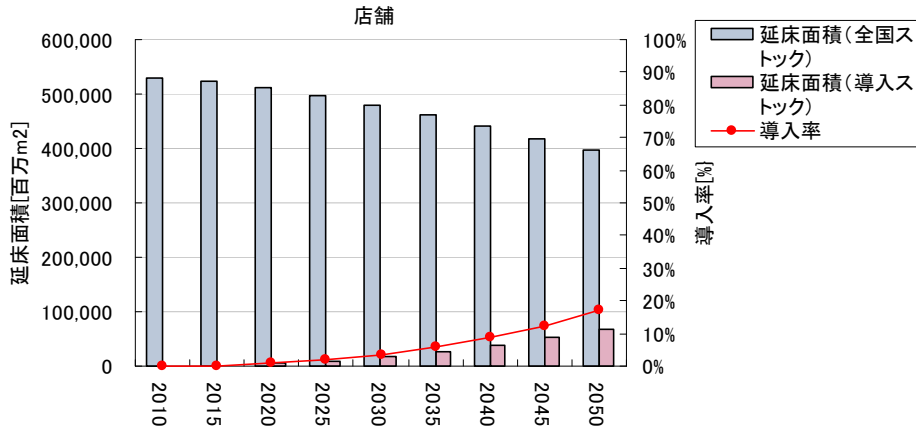


図 2.11-7 店舗における導入見込量の試算結果

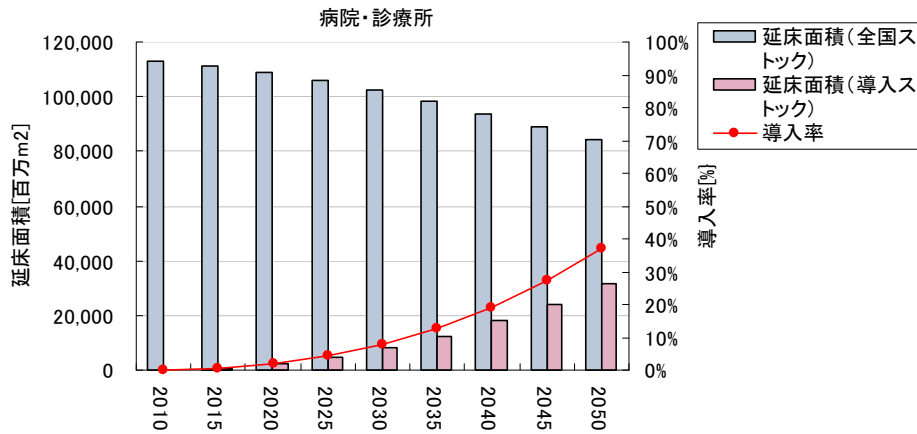


図 2.11-8 病院・診療所における導入見込量の試算結果

(6) 地中熱利用の導入見込量 ②推計結果(2/2)

地中熱の導入見込量（ストックベース）について、以下の結果を得た。

表 2.11-7 地中熱利用システムにより賄われる冷暖房需要

		2020	2030	2040	2050
戸建	GJ	162,856	300,710	413,092	504,421
事務所	GJ	495,464	988,533	1,479,384	1,969,853
店舗	GJ	1,171,256	2,336,847	3,497,198	4,656,643
病院・診療所	GJ	312,629	623,746	933,465	1,242,941

表 2.11-8 家庭部門・業務部門の総冷暖房需要  
(2010 年度実績値) に占める割合

		2020	2030	2040	2050
戸建	%	0.2%	0.4%	0.6%	0.8%
事務所	%	0.6%	1.7%	2.7%	3.8%
店舗	%	1.4%	4.0%	6.5%	9.0%
病院・診療所	%	0.4%	1.1%	1.7%	2.4%

※ 戸建は家庭部門に対する割合。事務所、店舗、病院・診療所は、それぞれ業務部門に対する割合。

(7) 参考（1）地中熱利用技術の概要

地中熱利用システムは、地中や地下水等がもつ温度と外気との温度差を、ヒートポンプ等を用いて利用する技術である。

深さ 3m 程度以深の地中の温度は、地上の気温変化に関わりなく、一年を通してその地域の平均気温（東京では 17℃ 前後）と同じであるため、安定した COP を得られる。公共施設や戸建て住宅の冷暖房・給湯や、消融雪等への利用実績がある。

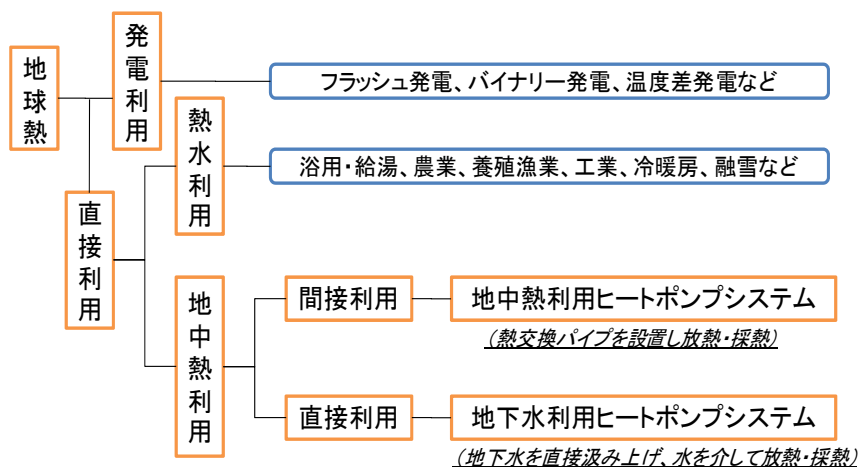


図 2.11-9 地中熱利用体系

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第 3 回資料より作成

表 2.11-9 温度差熱利用の種類と特徴

種類	形態	温度レベル	利用方法
河川水	水	5~25℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
海水	水	5~25℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
地下水	水	10~20℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
下水	未処理水	5~30℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
	処理水	5~30℃	ヒートポンプ熱源、冷却水
地中熱	水、空気	10~20℃	ヒートポンプ熱源、冷却水

出典)「未利用エネルギー面的活用熱供給導入促進ガイド」(2007, 経済産業省)

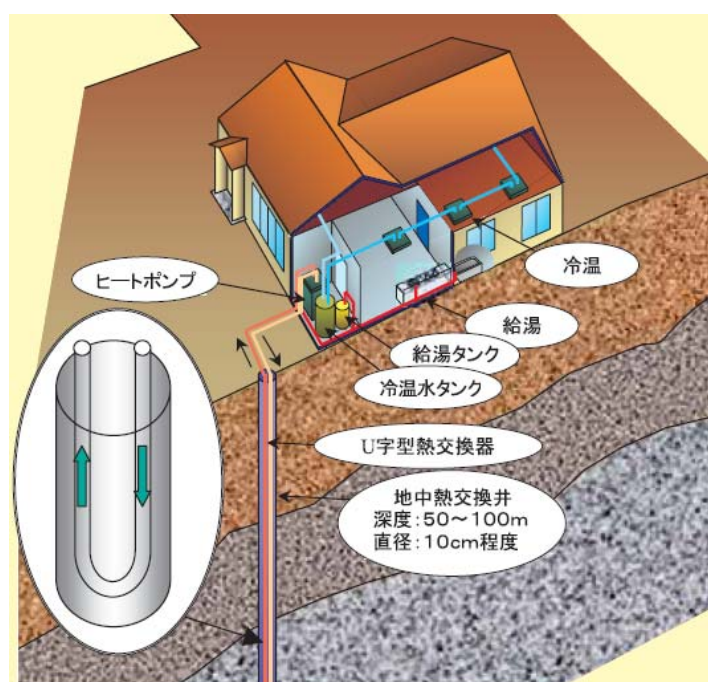


図 2.11-10 地中熱利用システムの例

出典)「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, NEDO)

### (8) 参考（1）地中熱利用技術の概要

地中熱利用ヒートポンプシステムは、主にクローズドループとオープンループの 2 タイプに分けられる。

現在導入されてシステムの 80%は、クローズドループシステムが採用されている。

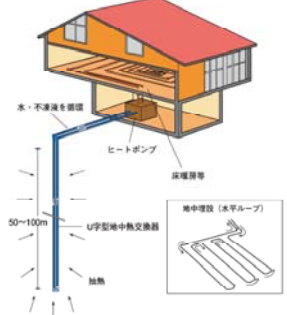
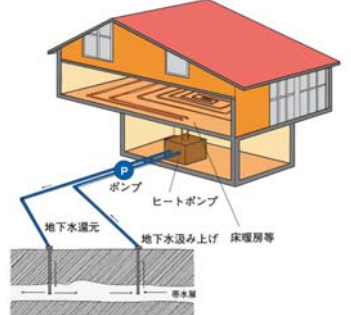
クローズドループ(地中熱交換型)	オープンループ(地下水利用型)
地中で熱交換するために流体(水/不凍液)を循環させる方式	揚水した地下水と熱交換する方法
地中熱交換器の設置が必要であり、通常はボアホール(ボーリング孔)あるいは基礎杭の中に、チューブを挿入したものが用いられている。	揚水した地下水を同じ帯水層に戻す方法のほか、別の帯水層に注入する方法などがある。都市圏では工業用水法・ビル用水法等の規制を受ける。
	

図 2.11-11 地中熱利用ヒートポンプシステムの種類

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第 3 回資料、地中熱利用促進協会パンフレットより作成

### (9) 参考（2）地中熱利用ヒートポンプの導入実績

2009 年末時点で約 580 件の設置実績があるが、諸外国比較すると、導入量には大きな開きがある。

都道府県別には、北海道が 28 件と最も多く、冷暖房に加え、道路融雪や給湯に用いられている。その他浴用・プールに利用されている例も多い(冷暖房：24 件 給湯：10 件 浴用・プール：12 件 道路融雪：17 件)。

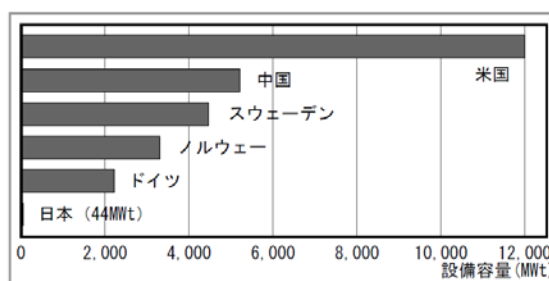


図 2.11-12 地中熱ヒートポンプシステムの導入実績 (諸外国との比較)

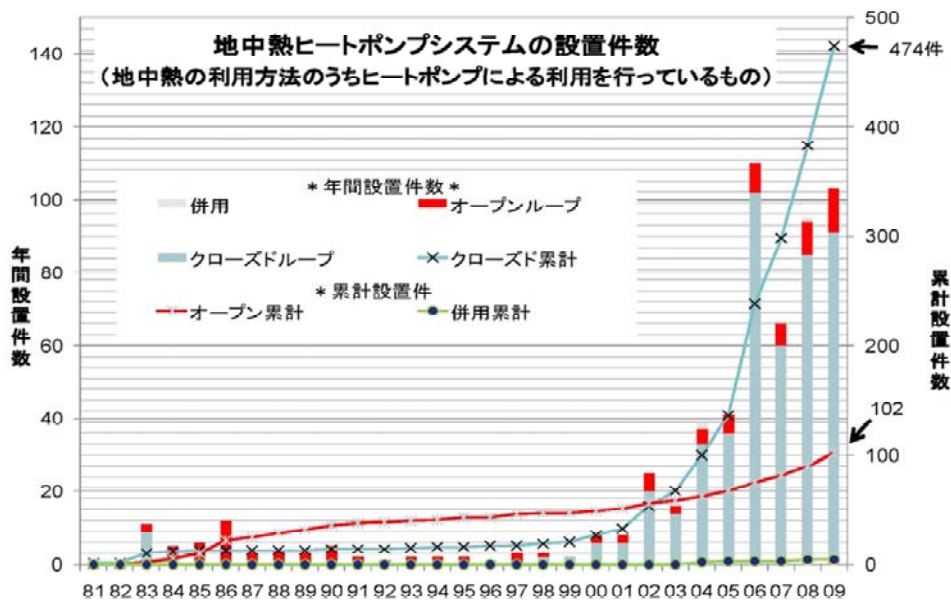


図 2.11-13 地中熱ヒートポンプシステムの導入実績  
(日本における導入推移)

出典) まちづくりと一体となった熱エネルギーの有効利用に関する研究会 第3回資料、地中熱利用促進協会資料



図 2.11-14 地中熱利用促進協会加盟者 都道府県別施工実績

出典) 地中熱利用促進協会ホームページ

(10) 参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例(1)

大成建設は、都市部で広く利用されている場所打ち杭と地中熱交換器を併用した地中熱空調システムを開発・施工している。

東京大学柏キャンパス環境棟:1階エントランス部分(約100m<sup>2</sup>)の空調に利用。直径1.5m×長さ18mの杭周囲に熱交換用配管(20A)を8対設置している。

前川製作所新本社ビル:直径2m×長さ37mの杭に熱交換用配管(20A)を8対設置している。建物全体の20本全てを利用(配管総長:約6km)。

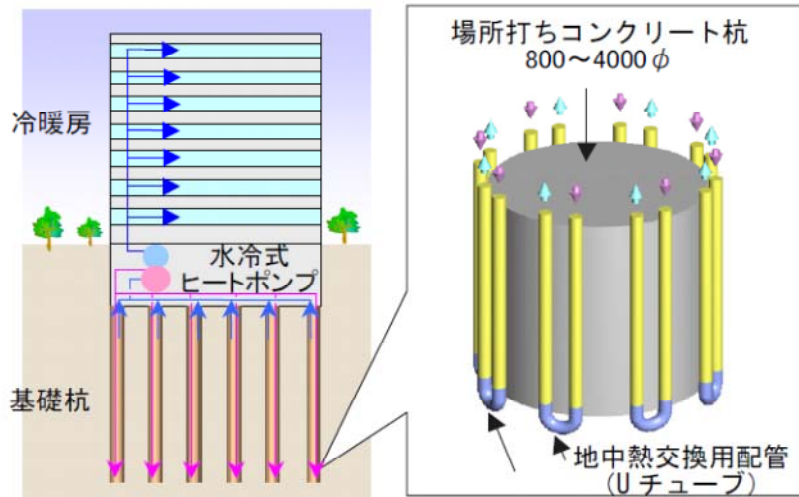


図 2.11-15 場所打ち杭を利用した地中熱交換器

出典)「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, NEDO)

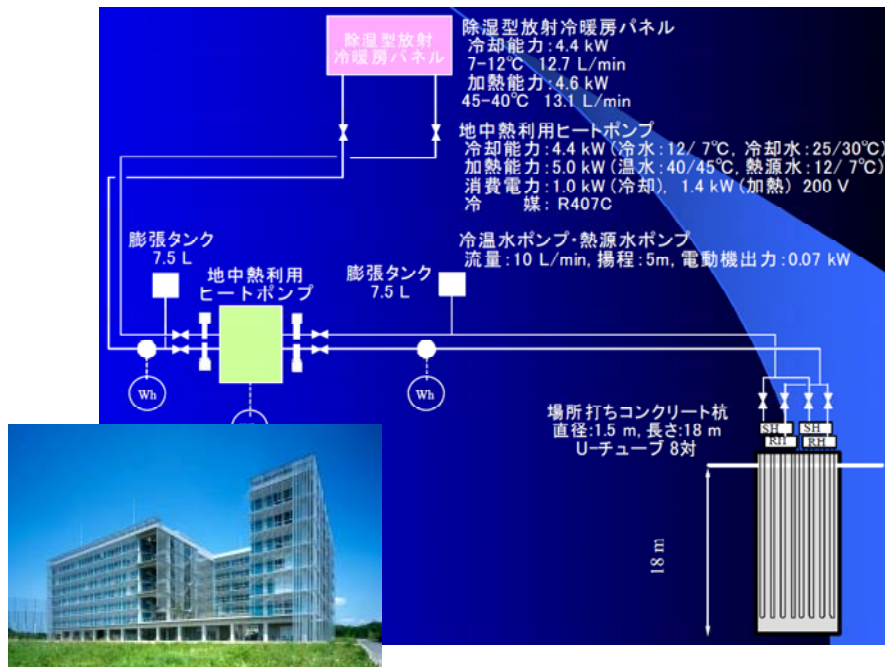


図 2.11-16 東京大学柏キャンパス環境棟システム概要

出典)平成19年度地中熱利用ヒートポンプシンポジウム資料



(11) 参考（3）地中熱利用ヒートポンプ導入事例（2）

大成建設は、既存の建物でも、建物の利用に支障にならないよう施工できる新たなノウハウを確立、公共施設や病院等への導入を進めている。岐阜県内の病院で、2011年1月に同社のシステムが稼働開始。

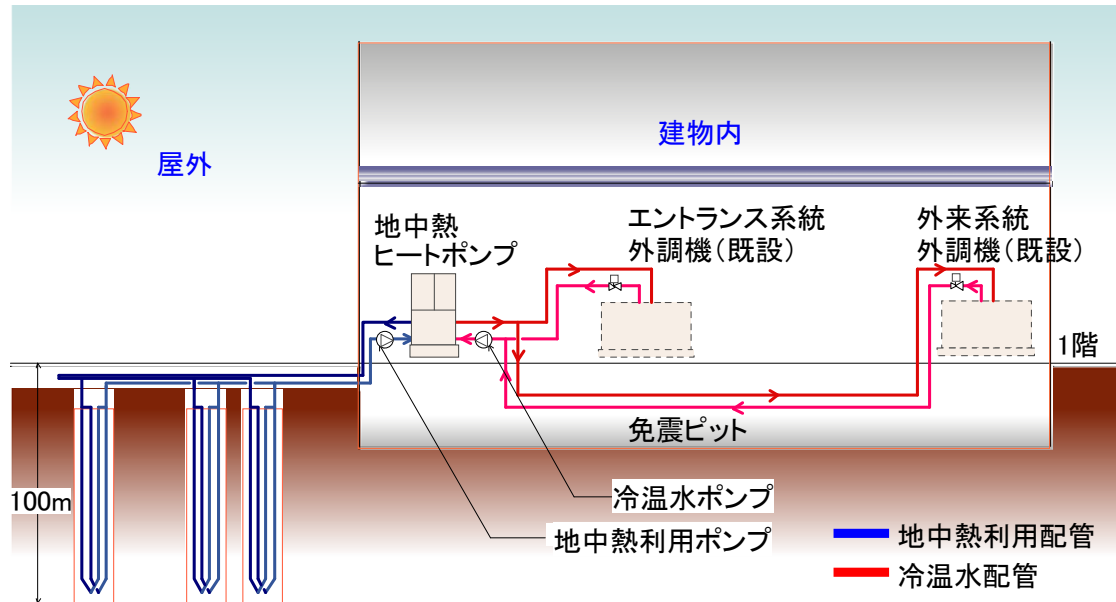


図 2.11-17 国保坂下病院 地中熱利用の状況

出典) 地球温暖化対策に係る中長期ロードマップ推進地域フォーラム in 札幌 大成建設資料



(12) 参考 (3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 (3)

小田急電鉄は、トンネル下床面に水平型の地中熱交換器を設置し、地中熱利用ヒートポンプシステムを用いた空調設備を導入する実証研究を実施している（平成 23 年度地球温暖化対策技術開発等事業採択案件）。

東京スカイツリー地区では、国内 DHC で初の地中熱利用システムを導入。夜間電力を有効活用する大容量水蓄熱槽の設置等と合わせて、メインプラント稼動時において、国内 DHC で最高レベルの年間総合エネルギー効率「1.3」以上を実現させていく計画である。なお、「年間総合エネルギー効率(COP)」=年間出力エネルギー÷年間入力エネルギーであり、国内 DHC の平均値は 0.749 である。

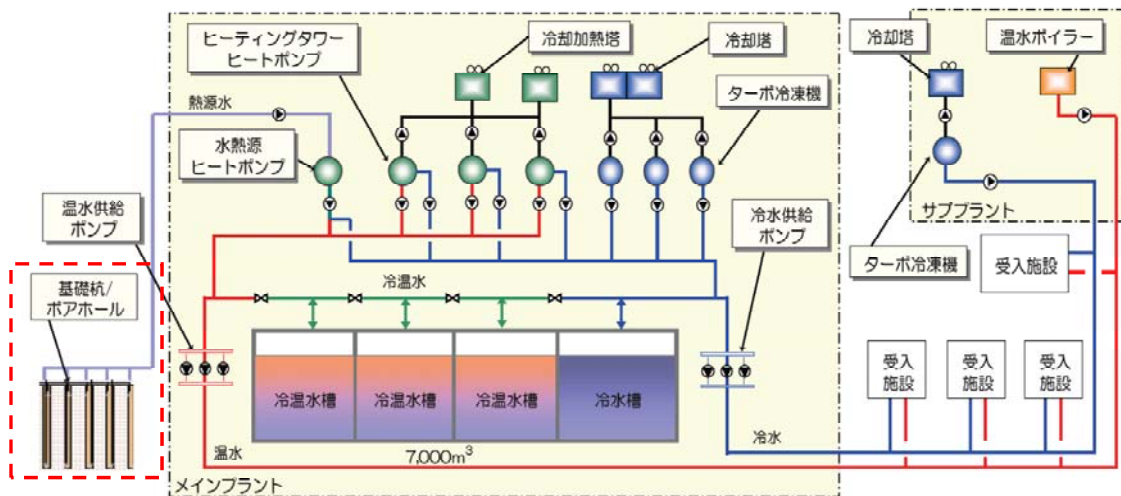


図 2.11-18 東京スカイツリー地区DHC システム概要

出典) 東武エネルギーマネジメント ニュースリリース



図 2.11-19 東京スカイツリーの外観イメージ

(13) 参考(3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例(4)

羽田空港国際線旅客ターミナルビルは、建設地の地盤が軟弱なことから、大深度(約 50メートル)まで杭を打ち建物を安定させている。この羽田空港特有の大深度杭構造を利用して、未利用エネルギーである地中熱をヒートポンプにより回収し利用している。これにより通常の冷暖房方式では大気に放出していた排気をなくし、環境負荷の低減を図っている。



図 2.11-20 羽田空港国際線旅客ターミナル



図 2.11-21 地中熱利用システム

出典) 東京国際空港ターミナル株式会社ホームページ

(14) 参考 (3) 地中熱利用ヒートポンプ導入事例 (5)

セイコーエプソン札幌ソフトセンター (融雪利用) では、道路の融雪用に、地中熱利用ヒートポンプを導入して、熱交換井 (75m×17本) との熱交換のみで融雪している。

岩手県環境保健研究センター (冷暖房) では、冷暖房に地中熱利用ヒートポンプを使用し、冷房時 COP3.3、暖房時 COP3.7、APF3.7 を達成している。


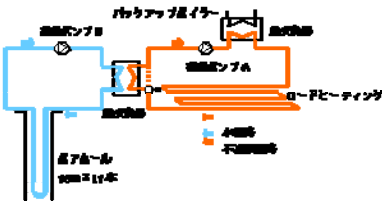

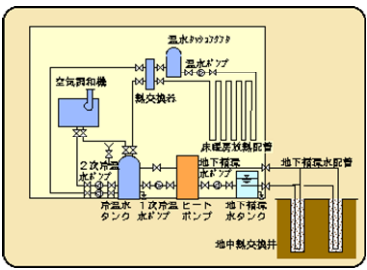
名称	セイコーエプソン札幌ソフトセンター	 
所在地	北海道札幌市	
施工年月日	2001年12月	
建築物用途	オフィス(融雪面積500m <sup>2</sup> )	
システム用途	融雪	
システム概要	熱交換井75m17本 熱交換井との熱交換のみで融雪	
名称	岩手県環境保健研究センター	 
所在地	岩手県盛岡市飯岡新田	
施工年月日	2000年11月から2001年2月	
建築物用途	公共施設	
システム用途	冷暖房・床暖房	
システム概要	熱交換井50m22本	

図 2.11-22 地中熱利用ヒートポンプの導入事例

(15) 参考（４）震災復興への提言 地中熱利用コミュニティ構想

東日本大震災を受け、日本地熱学会地中熱利用技術専門部会は「電力ピーク負荷低減のための地中熱利用ヒートポンプの導入促進の提言」を政府に提出。一般的な空気熱源ヒートポンプと比較して、消費電力を3分の1削減可能として、地中熱利用ヒートポンプの導入促進の必要性を主張している。

地中熱利用促進協会は、震災復興に向けての提言として、地中熱利用のコミュニティ構想を発信している。建物が大都市のように密集せず、適度な建物間隔でコミュニティが構成される場合、地中熱の利用で、それぞれの施設の冷暖房・給湯・融雪の熱エネルギーを全て賅うことが可能としている。

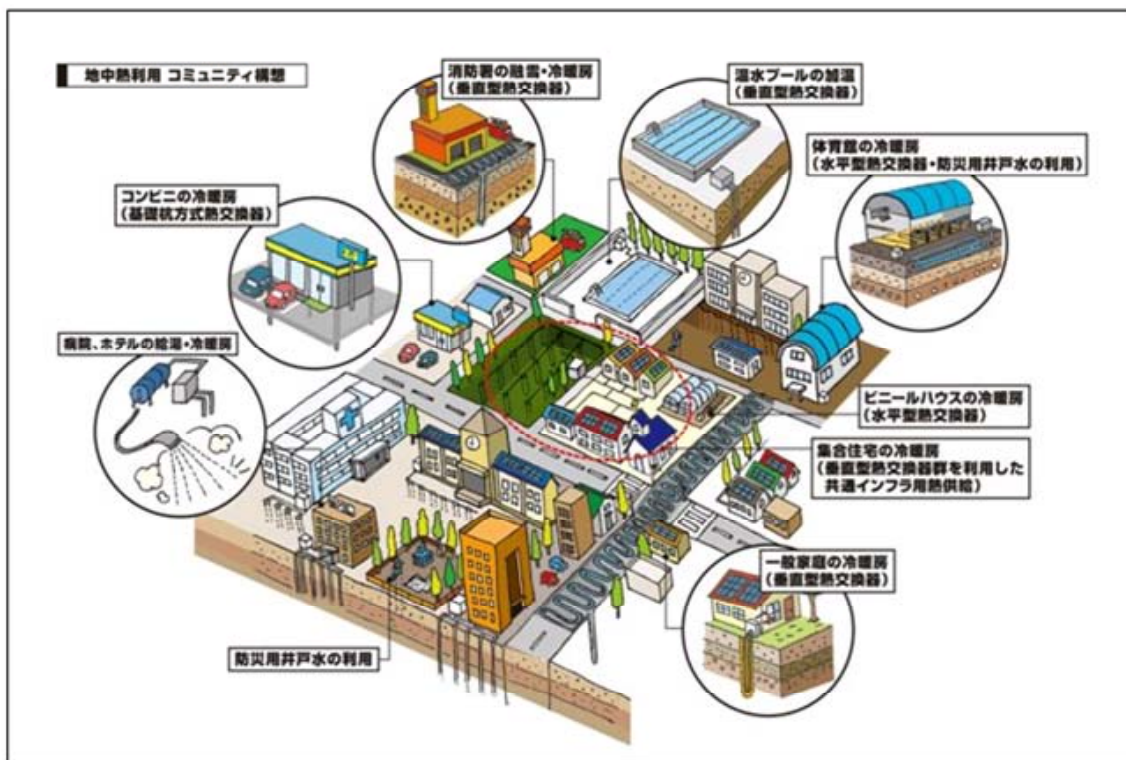


図 2.11-23 地中熱利用のコミュニティ構想

出典) 地中熱利用促進協会ホームページ

(16) 参考(5) 地中熱利用ヒートポンプの省エネ・CO2削減効果

地中は、大気と比較して夏は温度が低く、冬は温度が高いため、空調システムの効率が向上する。川崎市南河原子供文化センターの事例では、地中熱利用ヒートポンプシステム導入の前後で、冷房消費電力は約40%、暖房消費電力は約19%の削減が確認されている。

地中熱利用ヒートポンプシステムは、排熱を大気中に放出しないため、ヒートアイランド現象の抑制効果とそれに伴う冷房エネルギー消費量の削減効果が期待されている。

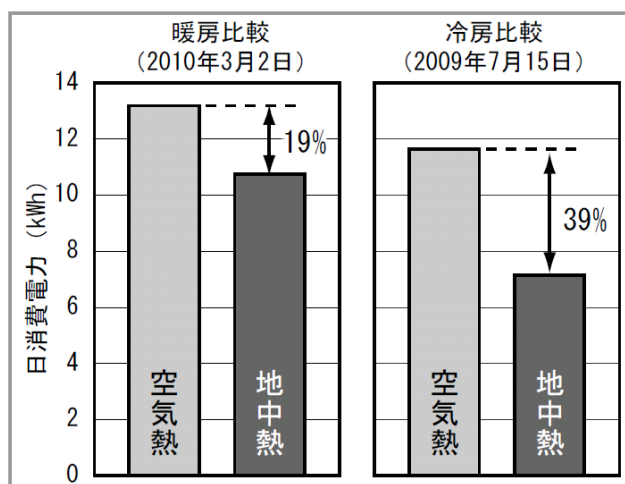


図 2.11-24 地中熱・空気熱ヒートポンプの冷暖房消費電力

川崎市南河原子供文化センターで行われた地中熱と空気熱の空調同期運転の電力計測結果 (資料提供: JFE 鋼管株式会社)

出典) 地中熱利用促進協会資料

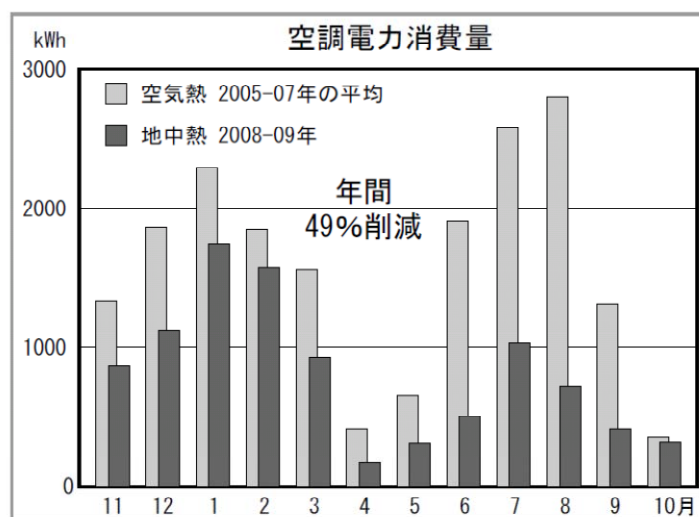


図 2.11-25 地中熱と空気熱による空調の年間運転実績の比較

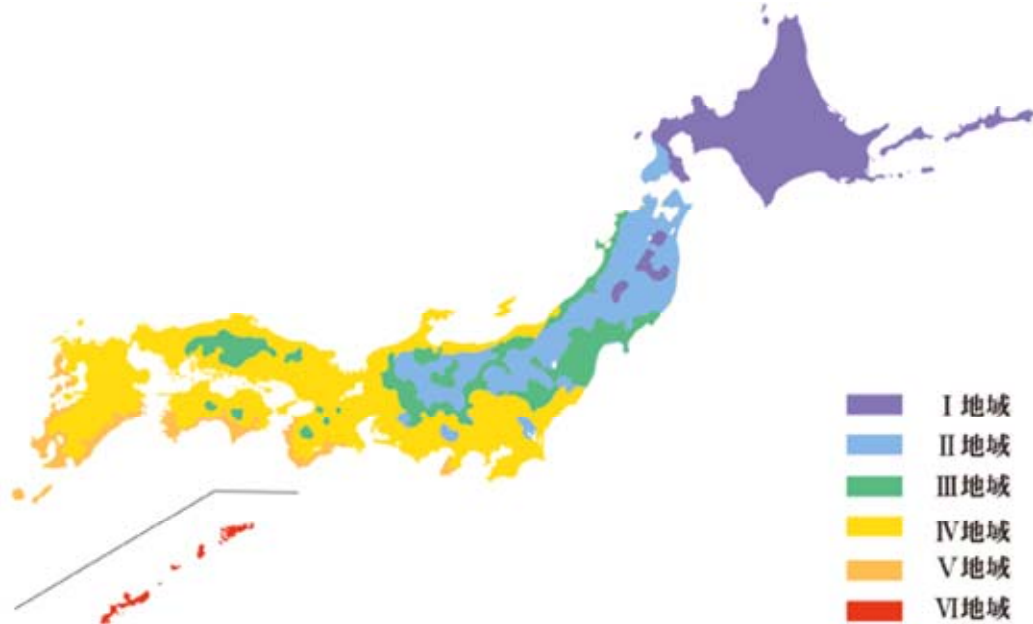
2008年11月に空調を空気熱ヒートポンプから地中熱に更新した都心の小規模オフィスビルでの両者の運転実績 (笹田, 2010)

出典) 地中熱利用促進協会資料



(17) 参考（6）次世代省エネルギー基準の地域区分

次世代省エネルギー基準の地域区分は下図の通りである。



地域の区分	都 道 府 県	【Q値】 熱損失係数 (W/m <sup>2</sup> K)	【C値】 相当すき間面積 (cm <sup>2</sup> /m <sup>2</sup> )	夏期日射取得係数の 基準値
I地域	北海道	1.6	2	0.08
II地域	青森、岩手、秋田	1.9	2	
III地域	宮城、山形、福島、栃木、長野、新潟	2.4	5	0.07
IV地域	茨城、群馬、山梨、富山、石川、福井、岐阜、滋賀、 埼玉、千葉、東京、神奈川、静岡、愛知、三重、 京都、大阪、和歌山、兵庫、奈良、岡山、広島、山口、 鳥根、鳥取、香川、愛媛、徳島、高知、福岡、佐賀、 長崎、大分、熊本	2.7	5	
V地域	宮崎、鹿児島	2.7	5	
VI地域	沖縄	3.7	5	0.06

図 2.11-26 次世代省エネルギー基準の地域区分

出典) NEDO ホームページ

### 3. 電力需給調整システムについての検討

#### 3.1 再生可能電源の大量導入に伴う課題

再生可能電源のうち、特に太陽光発電や風力発電は出力が自然条件に依存しており、これらが既存の電力系統に大規模に導入された場合、平常時・事故時、局所・系統全体といった各場面で、電力安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。表 3-1 に示すとおり、地区レベルでの課題としては、電圧上昇や潮流変動、単独運転が挙げられる。また電力会社単位での課題として、周波数調整力の不足や余剰電力の発生、系統擾乱の影響拡大や系統安定度の低下が挙げられる。

主に風力を中心とした再生可能電源の大規模導入が進む欧州（ドイツ、スペイン等）においても、需給バランスを調整するための対応が徐々に必要となってきた。例えばドイツでは風力余剰出力の地域間融通や出力抑制等、スペインでは再生可能エネルギーの出力常時把握や出力抑制等による対応が行われている。

表 3-1 再生可能電源の大量導入に伴う課題

事象		概要	
局所的課題	平常時	電圧上昇	太陽光発電から配電系統への逆潮流の増大に伴い、配電電圧の管理(低圧101±6Vの調整)が困難となる。
		潮流変動	自然変動電源の出力変動により、潮流変動や潮流過負荷が生じる。
	事故時	単独運転	現行の単独運転検出方式では、複数の単独運転検出信号が相互干渉することにより、系統停電時の検出機能の動作遅れや不動作が発生する恐れがある。
大局的課題	平常時	周波数調整力の不足	自然変動電源の出力変動幅の拡大に伴うLFC容量不足(数分～20分程度の短周期変動に対する調整力の不足)が発生し、周波数変動量が拡大する。
		余剰電力の発生	火力発電の最低出力制約等により、下げ代不足(軽負荷時に計画的に供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足)が発生し、発電量が需要を上回り、周波数変動量が拡大する。
	事故時	系統擾乱の影響拡大	系統事故による瞬低発生時に分散型電源が一斉解列し、周波数低下幅が拡大する。
		系統安定度の低下	火力発電の稼働容量の低下に伴い、同期化力(他の発電機と同じ速度で回転し、状態を維持しようとする力)が低下する。

<平常時の大局的課題について>

電力系統では、需要と供給のバランスが崩れると周波数が変化する。このため、常に需要と供給のバランスを維持するように系統は運用されている。

これに対して、再生可能エネルギー電源が大量導入されると、自然変動電源の出力変動幅の拡大に伴い、数分～20分程度の短周期変動に対する調整力の不足(LFC容量不足)が発生し、周波数変動量が拡大する恐れがある。また、軽負荷時に計画的に供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足(下げ代不足)が発生し、発電量が需要を上回り、周波数変動量が拡大するおそれがある。

このため、再生可能エネルギー電源の大量導入を実現するためには、1時間レベルでの需給バランスおよび短周期変動に対する調整力の両者を確保する必要がある。

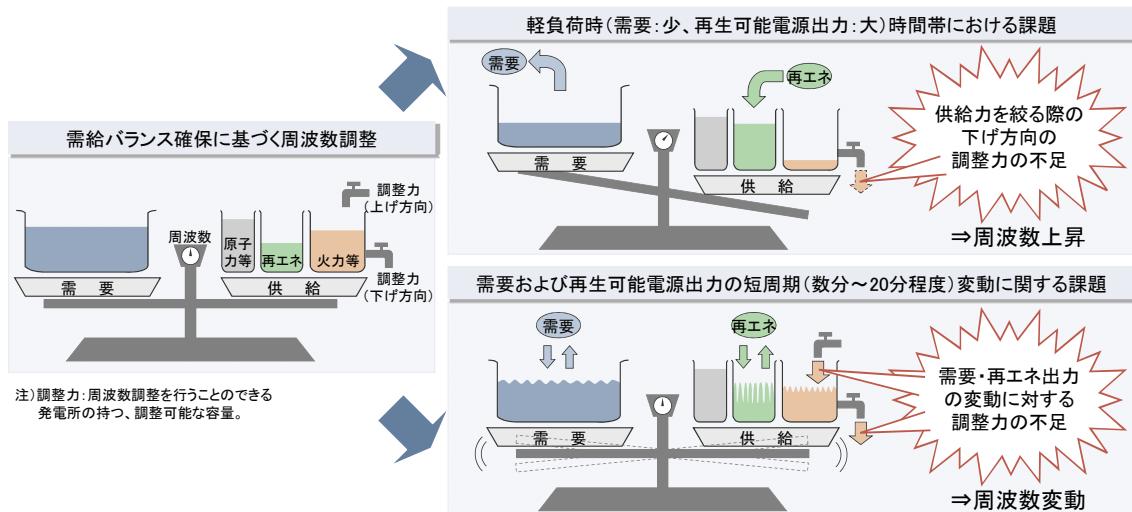


図 3-1 周波数調整力不足、余剰電力発生イメージ

## 3.2 分析方針

### 3.2.1 分析の全体像

上記の課題を踏まえ、再生可能エネルギーの導入に応じた電力システムの将来見通しを検討した。具体的には、「系統対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか」、「系統対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか」といった視点から、再生可能エネルギーの導入制約を検討し、再生可能エネルギーの導入に応じた系統対策シナリオを定量的に評価した。分析の主な特徴は以下のとおりである。

- 太陽光発電と風力発電のいずれか一方ではなく、両者が大規模に導入された状況を想定。
- 再生可能エネルギー導入や電源構成等の地域差を考慮するため、全国大ではなく地域ブロック別に分析（図 3-2 参照）。
- 1時間レベルでの需給バランスおよび時々刻々の変動に対する調整力の観点から、系統制約を分析（図 3-3 参照）。なお、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は検討の対象外。
- 系統運用が困難な局面では、PHV 車、電気自動車等の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機等のマネジメントによる需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に対策を実施することを想定し、必要となる対策量を試算。

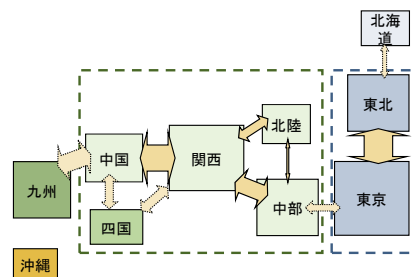
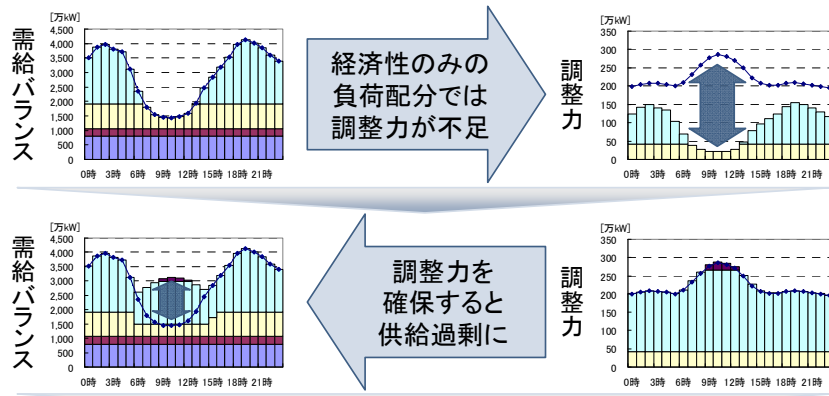


図 3-2 地域ブロック

※同一ブロック内では、連系線を活用した一体的運用を想定（ただし地域間連系線の容量制約は考慮せず）





需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制

出典) 荻本和彦, 池田裕一, 片岡和人, 池上貴志, 野中俊介, 東仁「長期の電力需給計画における再生可能エネルギー大量導入の課題解決の可能性検討」エネルギー・資源学会エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2012年) の手法に基づき系統運用を模擬

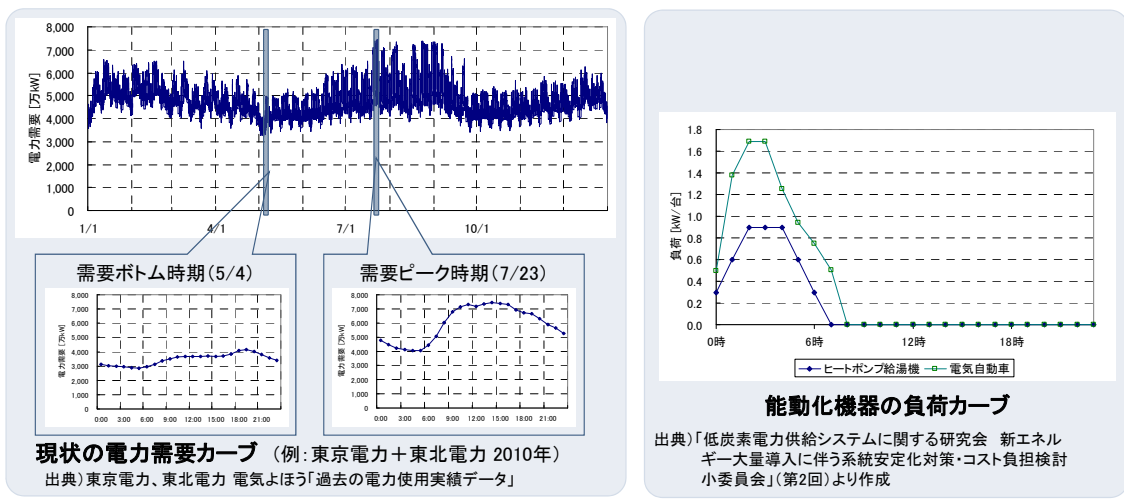
図 3-3 系統運用計画の考え方 (イメージ)

### 3.2.2 分析モデルの考え方

#### (1) 電力需要、再生可能電源の出力の設定

##### 1) 電力需要の設定

直近の電力需要に対して、需要能動化設備の需要見通しを加算することにより、将来の電力需要を想定した。直近の電力需要として、各電力会社の 24 時間 365 日の実績データを設定した。また電気自動車やヒートポンプ給湯機を能動化対象設備とし、これらの通常時使用パターンおよび導入見通しを設定することにより、能動化設備の需要見通しを推計した。

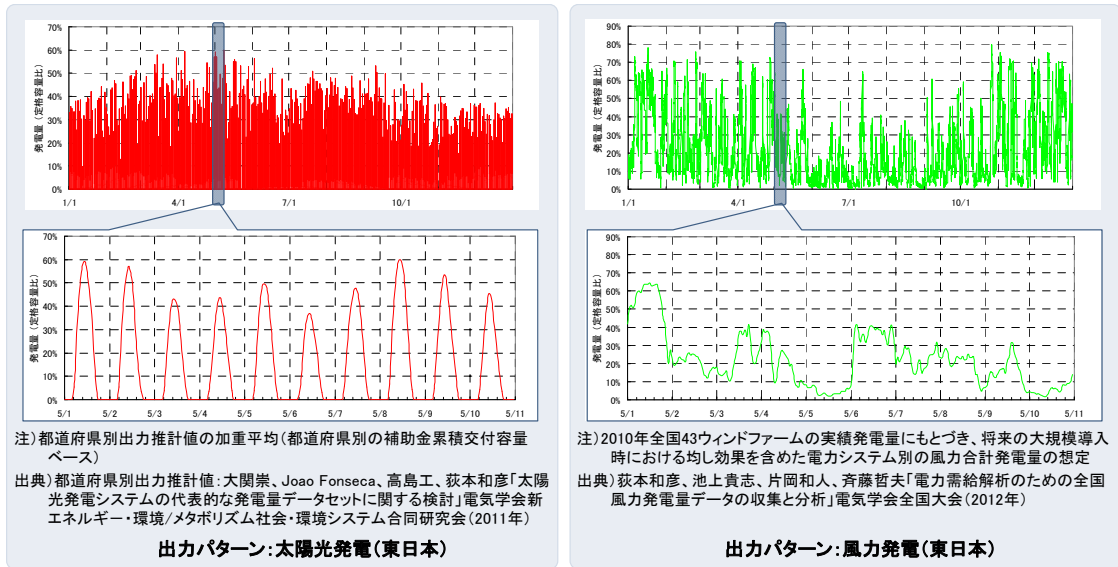


将来の時刻別電力需要カーブを推計

図 3-4 電力需要の設定

## 2) 再生可能電源の出力の設定

太陽光発電、風力発電のそれぞれについて、多地点分散設置による出力の均し効果を考慮し、1時間単位で年間（8,760時間）の出力パターンを設定した。太陽光発電の出力データは、2010年における全国約1,000地点の気象データ実績値から推計されたものである。また風力発電の出力データは、2010年における全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき作成されたものである。



➡ 導入量見通しを設定し、将来の時刻別出力カーブを推計

図 3-5 再生可能電源の出力の設定

## 3) 系統から見た負荷の見通し

電力需要から自然変動電源出力を控除することにより、系統側から見た負荷の時刻別パターンを推計した。

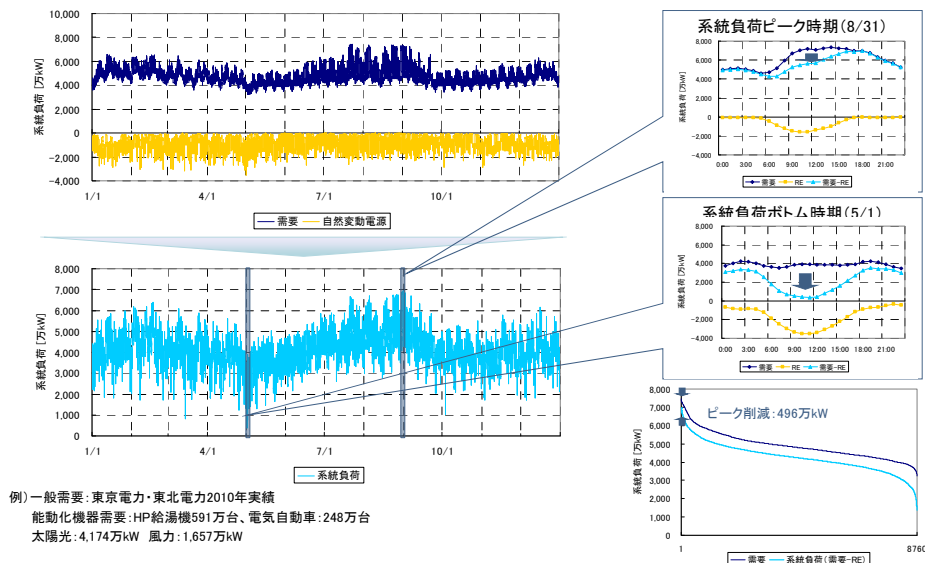


図 3-6 系統負荷の時刻別パターン

## (2) 需給バランス・調整力バランスの検証の考え方

需給バランス・調整力バランスの検証の全体フローを下図に示す。再生可能電源出力控除後の系統負荷に対して、原子力、一般水力、火力による負荷配分を実施し、1時間レベルでの需給バランス、短周期変動に対する調整力の確保状況を検証する。火力の運用改善のみでは需給バランス・調整力が確保できない場合には、需要能動化、揚水発電の利用、再生可能電源出力抑制の順に対策を実施する。

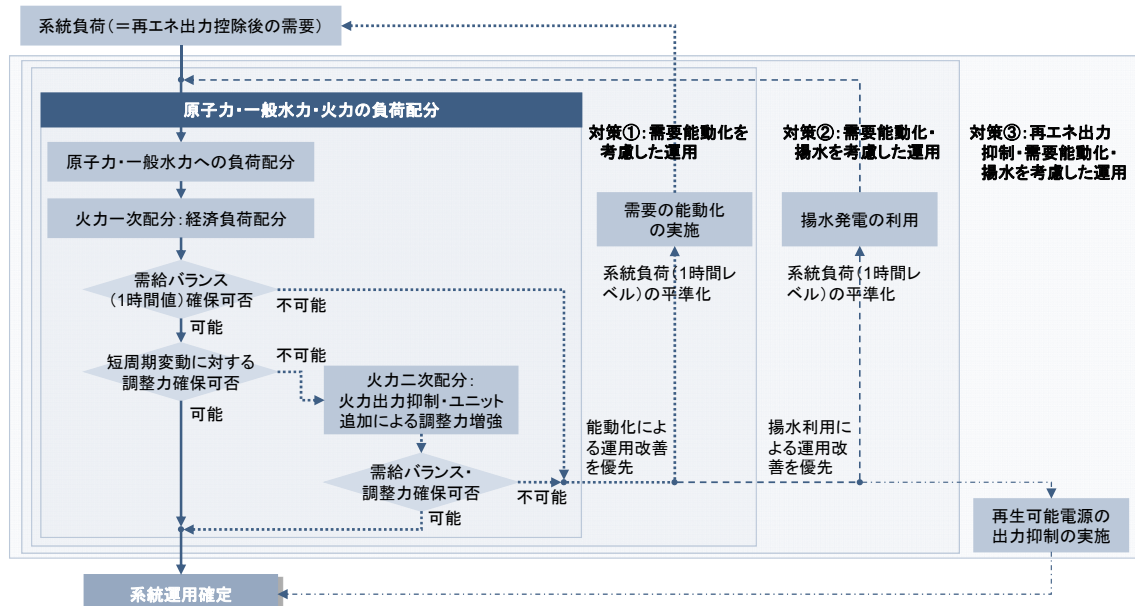


図 3-7 需給バランス・調整力バランスの検証フロー

原子力、一般水力、火力による負荷配分の具体的な手順は図 3-8 のとおりである。

- 各時刻について、原子力、一般水力に負荷配分を行う (① - 1)。原発への依存度低減が見込まれる中で、下げ代不足の課題が顕在化するか否かを検証する。
- 次に、発電単価の安い順に火力を稼働させ (火力一次配分)、1時間レベルで需給バランスが確保できるか否かを確認する (① - 2)。同時に、各時刻における系統電源の保有調整力、必要調整力を推計する。
- 調整力不足時には、新たに火力ユニットを稼働することにより調整力確保を目指す (③ - 1)。その際、経済性が最下位のユニットから順に出力を絞り、供給力過剰の回避を図る (③ - 2)。(火力二次配分)
- 調整力不足、供給力過剰が回避できない場合には、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に実施し、需給バランス・調整力が確保できるか否かを確認する (④ - 1、④ - 2)。

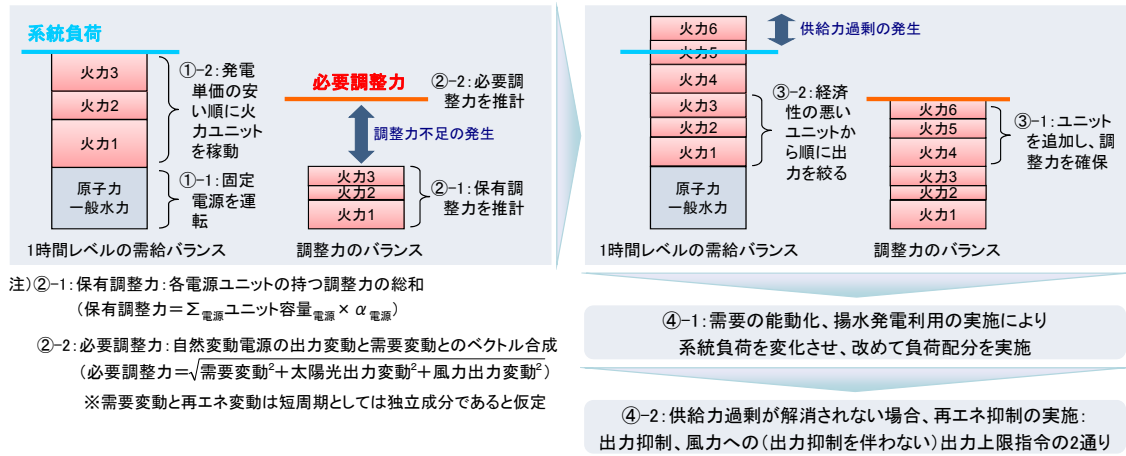


図 3-8 原子力・一般水力・火力の負荷配分の考え方

### 3.2.3 分析の前提条件

2030年を想定し、北海道、東日本（東京＋東北）、中日本（中部＋北陸＋関西＋中国＋四国）、九州、沖縄の5地域ごとに需給状況の検証を行った。東日本及び中日本では、地域内での広域融通による一体運用を想定した。

需要、再生可能電源に関する主な設定条件は下表のとおりである。再生可能電源の導入量は高位ケースを想定した。なお、太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合については、現時点では不確実性を伴う。

表 3-2 需要、再生可能電源に関する設定

項目		設定値
需要	1時間別カーブ	北海道、中日本、九州、沖縄:2010年4月～2011年3月実績データ（出典:経済産業省） 東日本:2010年1月～2010年12月実績データ（出典:東京電力、東北電力）
	能動化機器	ヒートポンプ給湯機、電気自動車を想定。普及台数は下表参照。
	制御対象	全機器のうち3割を能動化対象と想定。
	短周期変動	当該時刻需要比3%
太陽光	容量	下表参照
	1時間別カーブ	2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均(都道府県別の補助金累積交付容量に基づき加重平均) 出典)都道府県別出力推計値:大関他「太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討」電気学会新エネルギー・環境/メタボリズム社会・環境システム合同研究会(2011年)
	短周期変動	当該時刻出力比10%
	容量	下表参照
風力	1時間別カーブ	将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値 出典)荻本他「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」電気学会全国大会(2012年)
	短周期変動	設備容量比15%
	容量	下表参照

表 3-3 能動化機器、再生可能電源の2030年普及見通しに関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
能動化機器 [万台]	HP給湯機	1,430	53	591	637	138	12	「長期エネルギー需給見通し」における家庭用ヒートポンプ給湯機の2030年全国値を、2010年度の地域別電力需要量で按分。
	電気自動車	600	22	248	267	58	5	「次世代自動車普及戦略」における2030年全国値(590万台)を参考に全国値を設定し、2010年度の地域別電力需要量で按分。
再生可能電源 [万kW]	太陽光発電	10,060	359	4,174	4,473	971	83	高位ケースの2030年全国値を、地域別の電力需要量(2010年度)で按分。
	風力発電*	3,252	204	1,657	857	493	41	高位ケースの2030年全国値を、JWPA資料に基づき事務局にて地域按分。

\*需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定される。

また、系統電源に関する主な設定条件は下表のとおりである。火力発電、揚水発電は、それぞれ運転中ユニットの容量比5%、20%の調整力を持つものと想定した。

表 3-4 系統電源に関する設定

項目		設定値
一般水力	出力	月別平均出力×(1-所内率) ただし、月別平均出力:2010年度の月別発電量実績データの単純平均、所内率:0.5%
	発電機容量	下表参照
揚水	蓄電容量	最大発電量:発電機容量×10時間分、最大揚水負荷量:発電機容量×14時間分
	調整力	出力比20% (可変速機は揚水時も調整力考慮)
	容量	ユニット別の許可出力 一定の設備増強を考慮(供給予備率5%を確保)
火力	所内率	石炭:6.2%、LNG:2.0%、石油:4.5%
	最低部分負荷率	石炭:50%、LNG:33%、石油:33%
	調整力	石炭:定格容量比5%、LNG:定格容量比5%、石油:定格容量比5%

表 3-5 揚水発電の容量に関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
揚水発電		2,999	100	1,440	1,230	230	0	現状設備+建設中発電所
[万kW]	可変速	265	30	148	64	120	0	

### 3.3 分析結果

#### 3.3.1 東日本を対象とした分析

##### (1) 東日本 基本ケース

###### 1) 東日本 基本ケース ボトム日の例

負荷が最小となる5月1日を例に、需給分析の結果を示す。

<対策前>

対策実施前における系統の需給状況を図 3-9 に示す。中の左側のグラフは、1 時間レベルでの需給バランスを示す。また、各時間帯に発生する(数分~20 分程度の)短周期の変動と、それに対する系統電源の調整力の保有状況とのバランスを右側のグラフに示す。

上段のグラフは、需要と風力・太陽光の出力である。左側のグラフで、需要は休日のためフラットであるが、日中に太陽光が発電するため、需要から自然変動電源の出力を控除した「系統から見た負荷」は日中に凹む形となる。右側のグラフを見ると、需要・太陽光・風力のそれぞれの変動の合成和である「必要調整力」は、昼間にピークをとることとなる。

このような負荷に対する系統電源の運用パターンを、中段と下段に示す。

まず火力運用の一次配分として、中段左側のグラフのとおり、発電単価の安い順に火力ユニットを運転することにより、1 時間レベルでの需給バランスを確保する。しかし、調整力のバランスを検証すると、右側のグラフのとおり、全時間帯において調整力不足が発生する。

そこで、先ほど設定した火力の運用パターンを見直し、新たに火力ユニットを稼働することで調整力の確保を目指す。下段右側のグラフのとおり、火力ユニットを追加稼働する結果、調整力は増えるが、全ての火力ユニットを稼働しても、日中を中心に調整力不足が残ること

となる。またその際、下段左側のグラフのとおり、火力ユニットの追加稼動に伴い、需給ギャップが発生することとなる。

このように、火力の運用改善のみでは需給バランス、調整力の確保ができないため、対策①「需要の能動化」を行うこととなる。

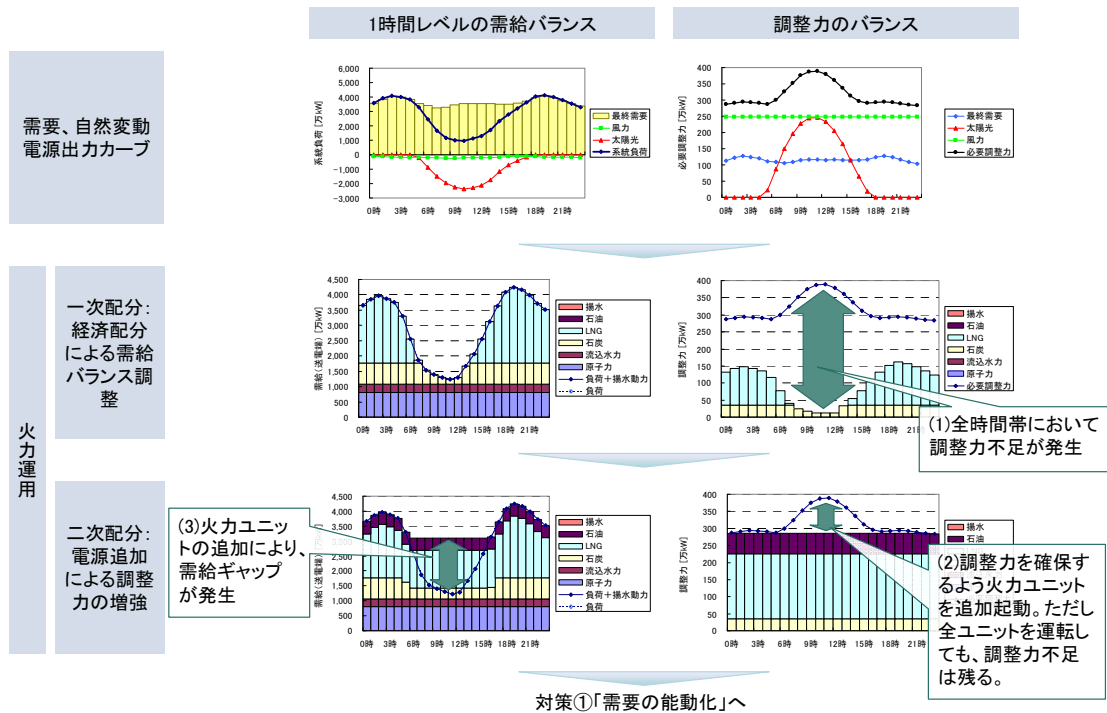


図 3-9 東日本 ボトム日（5月1日）：対策前

<対策①需要能動化>

需要能動化の実施時における系統の需給状況を図 3-10 に示す。

上段左側のグラフのとおり、ヒートポンプ給湯器や電気自動車の運転を夜間から日中へシフトし、日中に凹んだ系統負荷を緩和する。

変化した新たな負荷カーブに対して、中段左側のグラフのとおり火力の一次配分を行うが、右側のグラフのとおり調整力不足はいずれの時間帯においても残る。

そこで、新たに火力ユニットを稼動することにより調整力の確保を目指す。下段右側のグラフのとおり、昼間の調整力不足は残ることとなる。また下段左側のグラフのとおり、需給ギャップは対策①実施前と比べて改善はされるものの依然として残る。

このため、さらに対策②「揚水の活用」を行うこととなる。

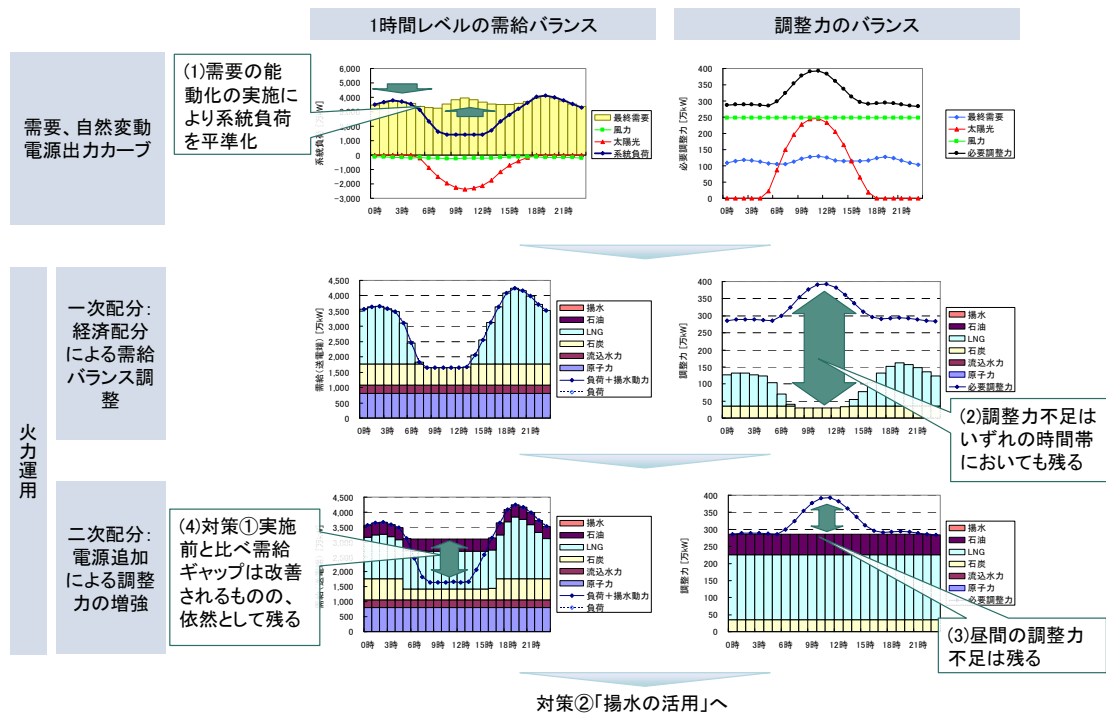


図 3-10 東日本 ボトム日 (5月1日) : 対策①需要能動化

< 対策②揚水、対策③再エネ出力抑制 >

揚水活用時における系統の需給状況を図 3-10 に示す。

上段左側のグラフのとおり、揚水発電を活用することによって、系統負荷はほぼフラットとなる。

揚水を利用することで、中段右側のグラフのとおり、火力に求められる調整力は減少するが、依然として調整力不足は残る。

火力の二次配分を行うと、下段右側のグラフのとおり、対策③実施前と比べて調整力不足は改善されるものの、依然として残る。また下段左側のグラフのとおり、需給ギャップも改善されるものの、依然として残ることとなる。

このため、さらに対策③として、需給ギャップを解消するように再生可能電源の出力を抑制を行い、電源の運用パターンを確定する。



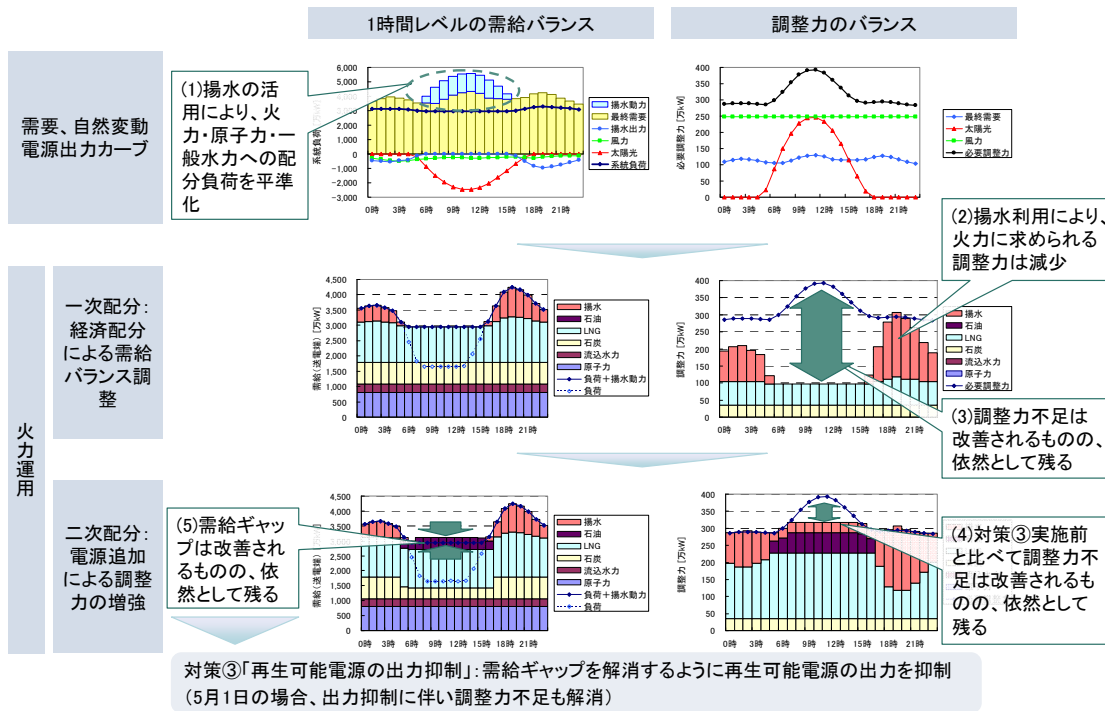


図 3-11 東日本 ボトム日 (5月1日) : 対策②揚水、対策③再エネ出力抑制

## 2) 東日本 基本ケース 年間分析結果

本試算条件においては、系統運用が困難な局面が発生する。特段の対策を講じない場合、再生可能電源の出力抑制が必要となるのは年間に 900 時間弱。出力抑制の必要量は、再生可能電源の年間発電量の約 6%に相当する。

これに対して、需要の能動化、揚水発電の積極活用を行うことにより、再生可能電源の出力抑制率は約 0.2%へと低減する。すなわち、需要の能動化、揚水発電の積極活用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。

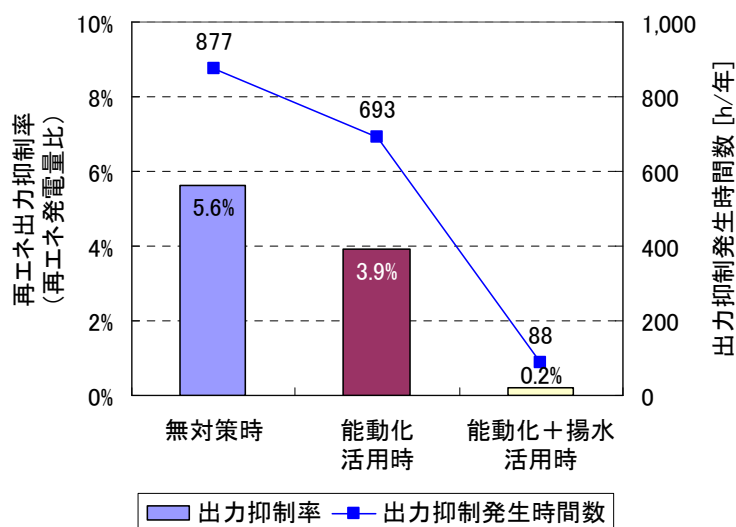


図 3-12 出力抑制の発生状況：東日本・年間計 (再生可能電源導入量：高位ケース)



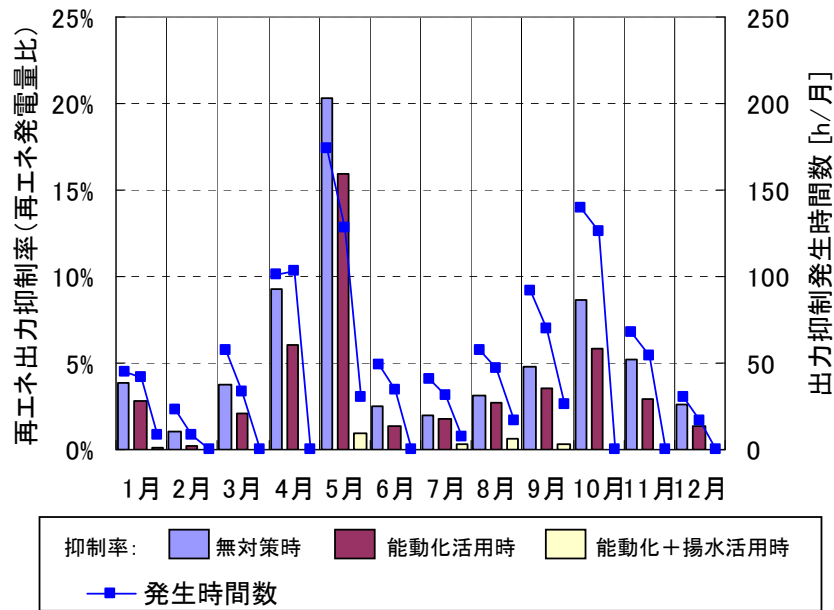


図 3-13 出力抑制の発生状況：東日本・月別（再生可能電源導入量：高位ケース）

## (2) 東日本 各種感度分析

前提条件のうち、特に太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合等の将来特性は、現時点では不確実性を伴う。そこで、これらの設定値を変化させた感度分析を実施した。

- 能動化対象が全機器の 10%へと減少した場合（基本設定比 1/3 倍）
  - ✓ これを補う形で揚水が積極活用される。最終的な再生可能電源の出力抑制率は微増となる。
- 太陽光発電の変動率が出力比 15%の場合（基本設定比 1.5 倍）
  - ✓ 能動化、揚水活用だけでは十分に対応しきれず、最終的な再生可能電源の出力抑制率は 3.8%へと拡大する。
- 風力発電の変動率が容量比 10%の場合（基本設定比 2/3 倍）
  - ✓ 最終的な再生可能電源の出力抑制率は 0.1%へと減少する。

また、その他の不確定要因のうち、火力調整力、電力需要の影響は以下のとおり。

- 火力調整力が定格比 10%へと拡大した場合（基本設定比 2 倍）
  - ✓ 調整力不足の発生局面が減少し、無対策時においても出力抑制の必要量はごく僅かとなる。能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制は不要となる。
- 需要が現状比 10%減少した場合（基本設定比 0.9 倍）
  - ✓ 再生可能電源の相対量の増加に伴い、系統運用において能動化、揚水活用を積極的に活用する局面が増加する。

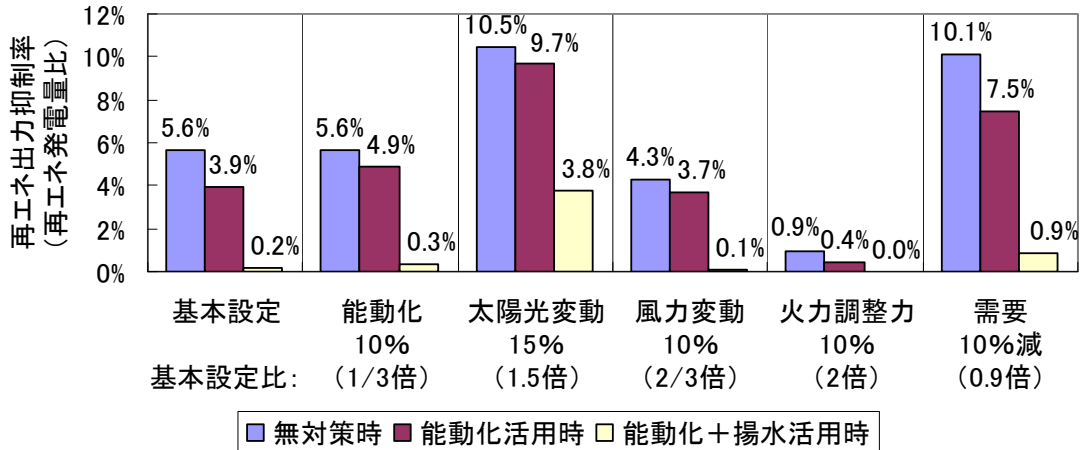


図 3-14 前提条件の違いに応じた出力抑制必要量：東日本  
(再生可能電源導入量：高位ケース)

基本設定では、東北・東京の一体運用を前提としたが、現状では各社がそれぞれに需給運用を行っている。そこで一体運用の効果を検証するため、東北、東京がそれぞれ運用を行う場合を想定した分析を実施した。

- 東北地域単独では、系統運用は困難。特段の対策を講じない場合、必要となる再生可能電源の出力抑制率は年間発電量の約 45%。需要の能動化、揚水発電の積極活用を行った場合においても、必要となる出力抑制率は約 41%となる。
- 一方、東京地域では、無対策時においても出力抑制の必要量は僅かであり、能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制はほぼ不要化できる。
- 東北、東京の分離系統ケースの場合、両地域における再生可能電源の出力抑制の総量は、再生可能電源の年間発電量の 20%程度の水準となる。

このように、広域融通による一体的運用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。

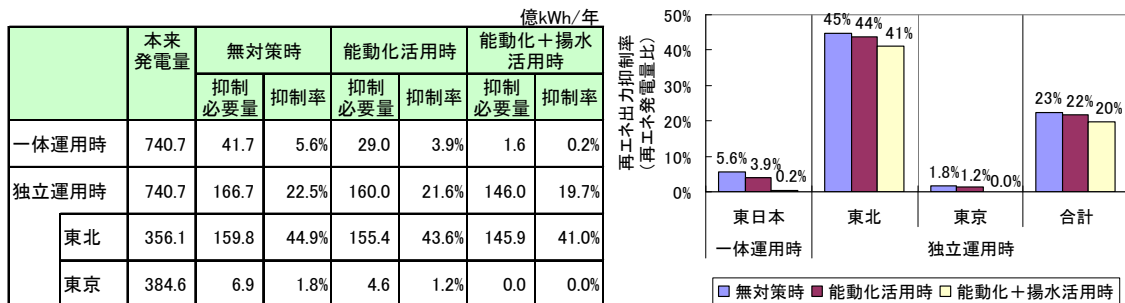


図 3-15 系統運用条件の違いに応じた出力抑制必要量：東日本  
(再生可能電源導入量：高位ケース)

### 3.3.2 地域別の分析

#### (1) 地域別 基本ケース

全5地域（北海道、東日本、中日本、九州、沖縄）について分析を行い、全国大での系統影響を把握した。

全国平均では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力を約7%抑制する必要があるが、需要の能動化、揚水発電の積極活用により、出力抑制量を5%以下に軽減できる見込みである。

北海道、九州では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力をそれぞれ約30%、13%抑制する必要がある。対策実施により、九州では抑制量は約2%へと軽減されるが、北海道では出力抑制必要量は約10%となる見込みであり、域内での需要拡大、系統の増強または他地域での風力発電の優先的な整備等が必要と見込まれた。

一方、東日本、中日本では、対策実施後の出力抑制必要量は1%未満にとどまる見込みである。

なお、需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定されることに留意が必要である。

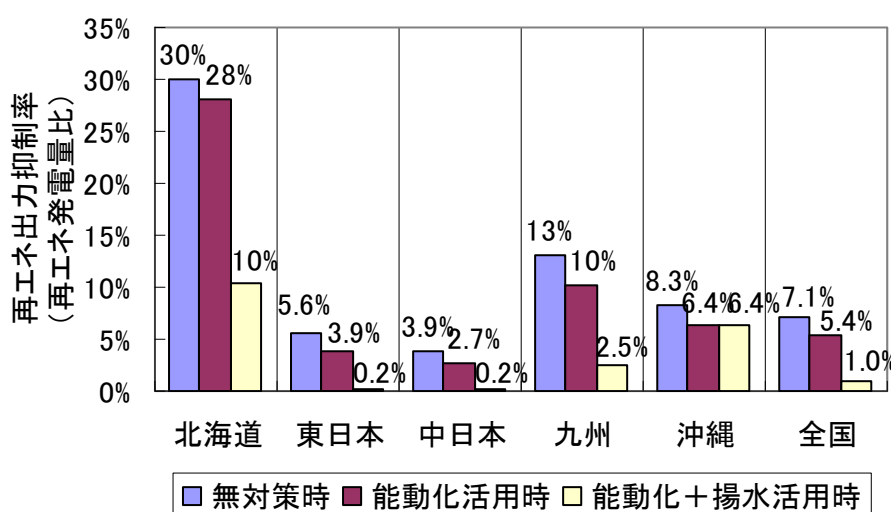


図 3-16 再生可能電源の出力抑制必要量（再生可能電源導入量：高位ケース）

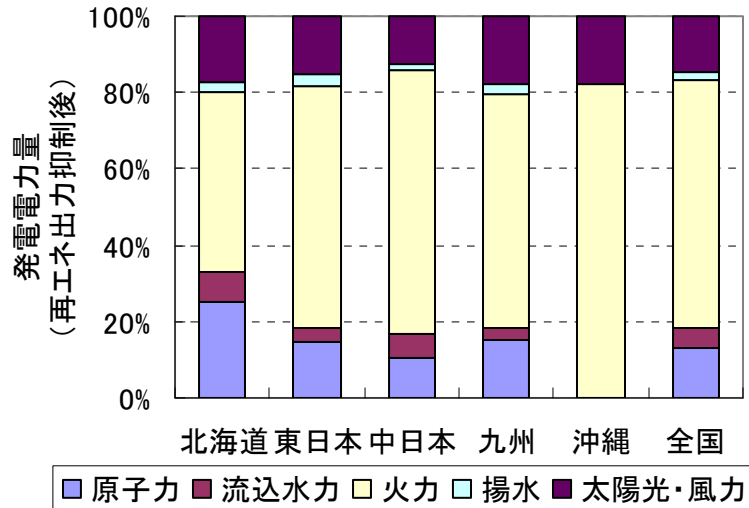


図 3-17 各種対策実施後における発電電力量構成 (再生可能電源導入量：高位ケース)

(2) 地域別分析 風力導入地域に関する感度分析

需給調整の検証のための風力の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものである。そこで、風力の導入地域の違いによる影響を検証するため、風力導入量の全国計は一定として、北海道と東日本との地域按分を変化させた分析を実施した。

北海道の導入量が約 100 万 kW (東北約 1,800 万 kW) の場合、北海道の出力抑制率は約 2.6%へと低減するのに対して、東日本の出力抑制率は約 0.3%と微増に留まる。その結果、全国平均の出力抑制率は約 0.7%へと低減する見込みである。

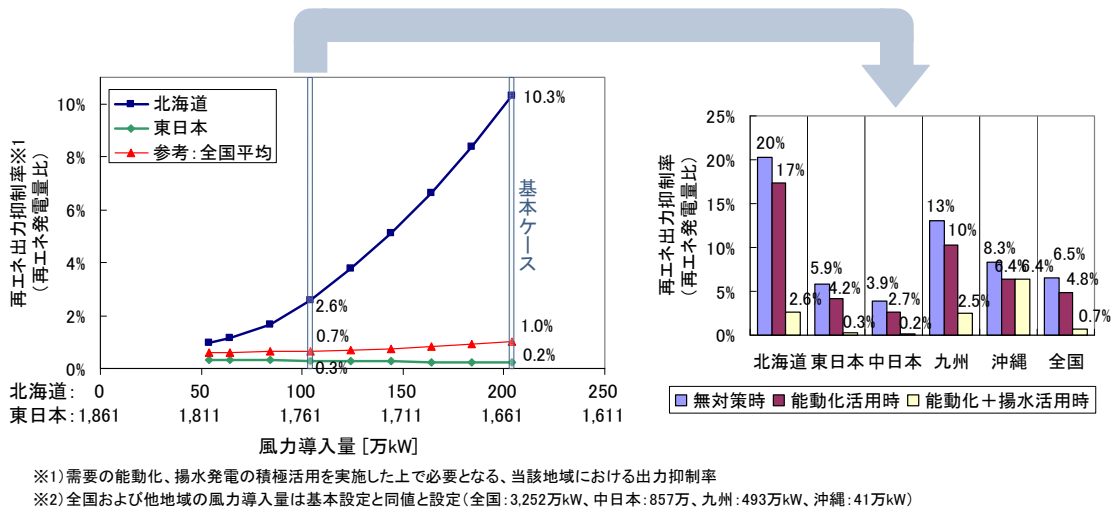


図 3-18 風力発電の導入地域の違いに応じた出力抑制必要量 (再生可能電源導入量：高位ケース)

### 3.3.3 系統対策費用の試算

太陽光発電および風力発電の大量導入の実現に必要な系統対策費用を簡易試算した。

#### (1) 試算条件

試算条件を表 3-6、表 3-7 に示す。対策オプションの違いによる負担影響を把握するため、本需給調整分析の想定に基づくケースと、既往検討に基づくケースを設定し比較した。本分析に基づくケースは、同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を更に導入が進んだ段階まで遅らせるシナリオである。既往検討に基づくケースに対して、2030年時点においては蓄電池、揚水発電の新設を不要化する一方、電圧変動対策として SVC の増強を想定した。

表 3-6 系統対策費用の試算条件：概要

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
コンセプト		<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光、風力のそれぞれ一方のみの大規模導入を想定した2つの独立したシナリオ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光、風力の両者の大規模導入を想定し、対策の相乗効果等を考慮したシナリオ</li> </ul>
シナリオ	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>次世代送配電ネットワーク研究会(資源エネルギー庁、2009年度)による「出力抑制+需要創出・活用+系統側蓄電池シナリオ」に対して、シナリオの継続延長、年次展開を想定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池の導入時期を後ろ倒し(自動車市場の先行等による蓄電池価格の低減により、定置用蓄電池の導入に要する社会費用の抑制が期待される)</li> <li>系統シナリオ定量分析結果に基づき、2030年時点においては、左記ケースに対して蓄電池、揚水新設を不要化する一方、電圧変動対策としてSVCを増強。</li> </ul>
	風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会による投資額試算(2009年)の既設連系統利用シナリオに対して、同シナリオの年次展開を想定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、蓄電池、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転</li> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転、送電系統用SVC、地域間連系統、気象予測等活用系統運用システム</li> </ul>
費用項目	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、蓄電池、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転、送電系統用SVC、地域間連系統、気象予測等活用系統運用システム</li> </ul>
	風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力関連：蓄電池、地域間連系統、揚水発電新規建設、気象予測等活用系統運用システム</li> </ul>	

表 3-7 系統対策費用の試算条件：詳細

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
太陽光	配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>柱上変圧器(20万円/台)を住宅用太陽光発電5~8軒ごとに設置。</li> <li>SVC(1,500万円/台)をバンクあたり1台設置。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
	太陽光発電・需要制御装置	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光1,000万kW導入時点から出力抑制機能付パワーコンディショナ(コスト増分0.5万円/台)を設置。</li> <li>自律制御用インターフェース(3万円/台)を太陽光導入住宅の約6割に設置。</li> <li>制御システムを構築。必要対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。単価(1.1万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.30兆円)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
風力	送電系統用SVC	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>対策量は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費(4.5百万円/MW)は新エネ部会資料より簡易推計(風力300万kW導入時135億円)。</li> </ul>
共通	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光1,000万kW導入時点からLFC容量対策用としての蓄電池を導入開始(必要対策量:0.8kWh/kW)。2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として蓄電池の追加導入を開始(必要対策量:3,350万kW以前は0.4kWh/kW、3,350万kW以降は4kWh/kW)。PV追加容量あたり電池必要追加量は既往検討より簡易推計。蓄電池単価は4万円/kWhで一定。</li> <li>風力に蓄電池(出力容量:風力容量の20%、蓄電容量:1時間分)を併設。風車容量あたり対策費は50百万円/MW。</li> </ul>	-
	火力調整運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.53万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.15兆円)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左(対策量は、系統シナリオ定量分析の結果から得られたものではない)</li> </ul>
	揚水発電新設	<ul style="list-style-type: none"> <li>揚水(200百万円/MW)を風力の導入量に応じて新設。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。</li> </ul>	-
	地域間連系統増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域間連系統(直流300百万円/MW、交流400百万円/MW)を風力の導入量に応じて増強。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左(対策量は、系統シナリオ定量分析から得られたものではない)</li> </ul>
	気象予測等活用系統運用システム	<ul style="list-style-type: none"> <li>対策費用は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費は既往検討(100百万円/MW)を踏襲。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>

## (2) 試算結果

系統対策費用の簡易試算結果を表 3-8、表 3-9 に示す。同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を更に導入が進んだ段階まで遅らせることにより、系統対策費用を大幅に抑制することが可能となる。太陽光発電と風力発電を合わせた導入量に応じて、2012 年から 2030 年までに 3～5 兆円の系統対策費用が見込まれる。

表 3-8 系統対策費用の試算結果（2012～2030 年）：概要

	既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
低位	9.1兆円(4,800億円/年) うち蓄電池5.7兆円(3,010億円/年)	3.0兆円(1,600億円/年)
中位	17.2兆円(9,050億円/年) うち蓄電池11.9兆円(6,270億円/年)	4.5兆円(2,350億円/年)
高位	19.3兆円(10,170億円/年) うち蓄電池13.0兆円(6,850億円/年)	5.1兆円(2,690億円/年)

表 3-9 系統対策費用の試算結果（2012～2030 年）：詳細

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.1兆円 (44億円/年)	0.1兆円 (61億円/年)	0.1兆円 (69億円/年)
共通	蓄電池	5.7兆円 (3,010億円/年)	11.9兆円 (6,270億円/年)	13.0兆円 (6,850億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)
	揚水発電 新設	0.4兆円 (230億円/年)	0.9兆円 (490億円/年)	1.3兆円 (710億円/年)	—	—	—
	地域間連系線 増強	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)
	合計	9.1兆円 (4,800億円/年)	17.2兆円 (9,050億円/年)	19.3兆円 (10,170億円/年)	3.0兆円 (1,600億円/年)	4.5兆円 (2,350億円/年)	5.1兆円 (2,690億円/年)

注) 四捨五入の関係で必ずしも合計値と一致しない

### 3.3.4 まとめ

本試算では一定の仮定に基づき、再生可能電源の大量導入が系統の需給運用に与える影響を分析するとともに、対策として需要の能動化、揚水発電の積極活用、再生可能電源の出力抑制を想定し、これらの必要量を試算した。

モデルの考え方、パラメータ設定等、引き続きの検証が必要であるが、現時点で得られる示唆は以下のとおり。

- 太陽光、風力の大量導入時の出力特性は、現時点では不確実性を伴う。系統影響評価および対策検討の精緻化のためには、太陽光、風力の出力データ計測・解析の進展が求められる。
- 需給バランスおよび調整力の確保対策として、連系線の活用による一体運用は大きな

ポテンシャルを有する。ただしこれを実現するためには、地域間連系線の容量制約、事故時の影響波及等の各種課題への対応が必要となる。

- 需要の能動化、揚水発電の積極活用により、再生可能電源の出力抑制の必要量を低減することが可能である。能動化、出力抑制を実運用に活かすためには、需要家等の受容性を高めるとともに対策の実効性を高めることが重要であり、能動化や出力抑制のための必要技術、需給制御に留まらない新サービスを付加した製品の開発・普及、関連制度の整備を進めることが求められる。(表 3-10 参照)
- 系統側の対策として、火力の調整力増強に向けた技術開発やより安価な系統連系線の技術開発を実施することが必要である。また、系統安定化対策の必要のある地域に工場、データセンター等の立地を促すような誘導施策の検討も必要である。

表 3-10 再生可能電源の出力抑制、需要能動化の実現策

	対策メニュー	必要技術	関連制度
再生可能電源の出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 太陽光発電の出力抑制</li> <li>■ 風力発電の出力抑制</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 出力抑制機能付パワーコンディショナ</li> <li>■ 風力発電ピッチ制御</li> <li>■ 出力予測技術</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電力の送り手と受け手の間での出力抑制に関するルール作成</li> <li>■ 卸電力取引市場の活用・拡充</li> </ul>
需要の能動化	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 蓄電システムの活用</li> <li>■ ヒートポンプ給湯機の活用</li> </ul> ※制御方法としては、間接制御、直接制御の両者が想定される	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 蓄電池(PHV車、電気自動車等を含む)および制御システム</li> <li>■ ヒートポンプ給湯機の運転制御システム</li> <li>■ スマートメータ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ダイナミックプライシング等、需要調整を導く料金制度の創設</li> </ul>

なお、本分析の留意点は以下のとおり。

- 調整力確保のために低出力で運転する火力発電機が増加すると、発電効率が低下し、燃料費やCO2排出は増加することとなる。これらの影響評価については今後の検討課題である。
- 揚水発電の積極活用を想定したが、実際には定期点検や貯水池容量、週間運用等を考慮する必要がある。これらを考慮すると、揚水活用による需要創出量は下振れするため、再エネ出力抑制量は大きくなる可能性がある。
- 系統制約として需給バランスおよび調整力に注目したが、実運用においては、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の制約も存在する。これらを考慮すると、再生可能電源の出力抑制の必要量は大きくなる可能性があり、制約を解消するためには系統対策が必要となる可能性がある。



#### 4. 再生可能エネルギー導入支援策

##### 4.1 再生可能電力に対する固定価格買取制度について

##### 4.1.1 再生可能電力導入見込量の達成に必要な買取価格

##### (1) 再生可能電力導入見込量の達成に必要な買取価格

2章で示した再生可能電力の2020年の導入見込量の達成に必要な買取価格は、低位・中位・高位それぞれ以下のとおりと推計された。

表 4-1 再生可能電力の2020年の導入見込量の達成に必要な買取価格

		低位	中位	高位
太陽光発電	住宅	41→17円/kWh	41→17円/kWh	41→17円/kWh
	非住宅・メガソーラー	30→15円/kWh	35→17円/kWh	41→20円/kWh
風力発電	陸上	18円/kWh	20円/kWh	22円/kWh
	洋上		30円/kWh	
中小水力発電	1～3万kW	15円/kWh	11円/kWh	14円/kWh
	1,000～1万kW		21円/kWh	25円/kWh
	100～1,000kW			
	10～100kW			
地熱発電	フラッシュ		20円/kWh	
	バイナリ		23円/kWh	
	温泉		33円/kWh	
バイオマス発電	木質系	-	-	30円/kWh
	その他	13円/kWh	20円/kWh	33円/kWh

\*太陽光の買取価格は制度開始より順次低減。括弧内は新規受付最終年見込み（記載のないものは2020年以降も継続）。

太陽光の低位は事業IRR6%、中位は事業IRR8%、高位は事業IRR10%を想定した買取価格であり、風力、中小水力、地熱、バイオマスについては、目標に到達する地点での発電設備のコストから買取価格が事業IRR8%となる水準の買取を想定。買取価格については、本WG検討時点での価格見通しによる想定であり、今後の再生可能エネルギー電力の市場の動向、金利等の想定により変わりうるものであり、幅を持って考える必要がある値であることに留意する必要がある。



#### 4.1.2 買取価格更新の仕組み

買取価格・期間は年度ごと（必要があるときには半期ごと）に更新することが、法で定められている。買取価格の更新においては、発電コストの低減や導入量実績といった状況変化を、特に考慮すべきである。これらに関する制度上の課題を、海外事例をもとに検討する。

表 4-2 買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項

価格更新において考慮すべき点	論点
発電コストの低減	太陽光発電など発電コストが低減した場合には、買取価格に反映する必要がある。発電コストをどのように把握・予測するか。その結果をどのように買取価格へ反映するか。
導入量実績	上記に加え、前期の導入量が見込みから乖離した場合には、導入目標の達成・国民負担の抑制の観点から、買取価格を調整することが考えられる。導入実績を踏まえた買取価格の調整を行うべきか。また、どのような方法が考えられるか。

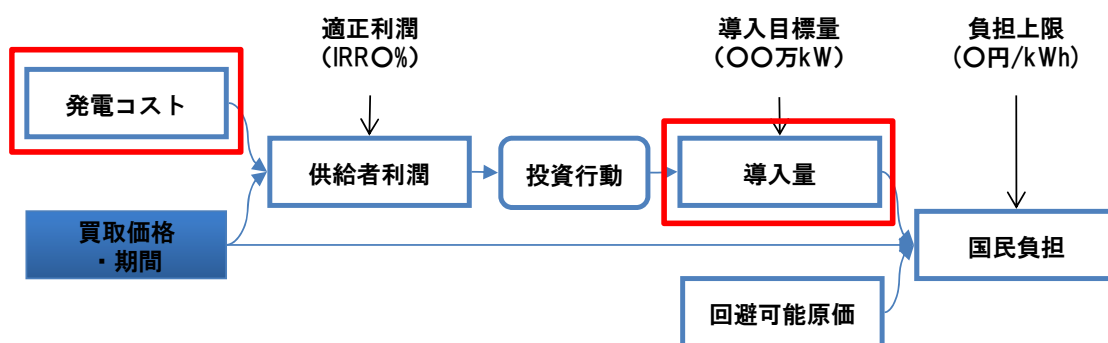


図 4-1 買取価格設定や改定にあたって考慮すべき事項

##### (1) 発電コストの把握と反映

これまで国内の再生可能エネルギー発電設備価格は、補助金交付時の申請データから把握することができたが、補助金は将来的に廃止される予定であり、本方法での把握ができなくなる。ドイツ・スペイン・イギリスでは、価格データを収集する定まった仕組みは無く、民間の市場調査の活用やアンケート調査の実施により、発電コストを把握している。

表 4-3 他国の事例

発電コスト把握方法	発電コストへの反映	価格提示期間※
<b>ドイツ</b> ・連邦環境・自然保護・原子力安全省（BMU）の委託を受けた民間コンサルティング会社（Leipziger Institut für Energie社）がデータ収集 ・太陽光発電については、民間コンサルティング会社（Photon Consulting, Roland Berger）による市場調査の活用や、設置事業者に対するアンケート等から価格を予測	・BMUが進捗報告書の一貫として発電コスト分析に基づく買取価格の改正提言を行い、連邦議会が決定	3年分 （3年毎に見直し）
<b>スペイン</b> ・省エネ・エネルギー多様化研究所（IDAE）の委託を受けた民間コンサルティング会社（The Boston Consulting Group）による調査を実施 ・同社はアンケート調査やインタビュー調査により価格を把握 ・国家エネルギー委員会（CNE）は、政令（RD661/2007第44条4項）に基づき、制度対象設備の設置・運営コスト、収入に関するデータを収集する権限を保有	・IDAEによる、収益率7～8%を一般的な原則とした買取価格の分析を決定の基礎材料とする	4年分 （4年毎に見直し）
<b>イギリス</b> ・エネルギー・気候変動省の委託を受けた民間調査機関（Arup社）が調査を実施 ・太陽光発電については、公開されている産業レポート、製造業者・開発事業者を対象としたアンケート調査を実施	・様々な規模・技術において見込まれる技術コストの低下に沿って、収益率を確保できる価格低減率を提案	（2013年と、それ以降5年ごとに見直し）

※ただし、緊急見直しも頻繁に行われている。

日本では、FIT 対象設備の設備認定時に価格データを提出させる方法や、製造者へのヒアリングや導入者へのアンケート調査を行う方法が考えられる。発電コストの予測を元に、数年先までの買取予定価格を提示することとすることが考えられる。ただし、実績や短期予測が買取予定価格と大きく外れる場合は、想定されていた投資回収年数や IRR を大きく変えない範囲で、実際の買取価格を調整することが考えられる。

表 4-4 発電コストの把握方法（案）

特徴	現状のシステム 価格	将来のシステム 価格	稼働率
<b>FIT設備認定時の 価格データ提出</b> ・FIT対象となる設備については全数把握が可能 ・設備認定の本来の目的には価格情報は必要が無いため、項目に含めることができるか	○	×	×
<b>電力会社からの データ提供</b> ・FIT対象設備からの電力買取量。設備量との対応付けにより稼働率を把握 ・太陽光は余剰のみなので不可	×	×	△ （電力買取量）
<b>製造事業者への 調査</b> ・アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用	△ （パネル部分のみ）	△ （パネル部分のみ）	×
<b>設置事業者への 調査</b> ・アンケートやヒアリングによる把握、市場調査の利用	○	△ （設置部分のみ）	×
<b>導入者への調査</b> ・アンケートによる把握 ・母集団となる導入者名簿が利用できるか	○	×	○

## (2) 導入実績による価格調整

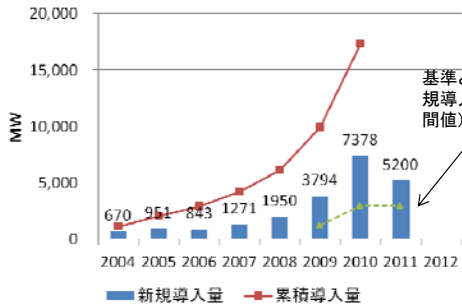
価格設定時の導入量見込みと、実際の導入量実績とは大きく乖離する可能性がある。見込みよりも導入量が上振れした場合には、国民負担額が想定よりも大きくなる。また、逆に導

入量が下振れすれば、長期的な計画値を達成することができない。

ドイツやスペインでは、導入実績により価格低減率を調整する方法、買取量に枠を設ける方法などにより、国民負担を抑制している。

### ドイツ

- 2009年の改正で、前年の導入量が基準範囲(1000～1500MW)から逸脱した場合、予め設定した基準低減率(8%)を±1%調整させることを決定。
- 2010年、2011年の改正で、逸脱量に応じてきめ細やかに調整を行うこととなっている。いずれも基準範囲は2500～3500MW。また、半年ごとの買取価格調整も導入。



価格調整法規定と実際の適用

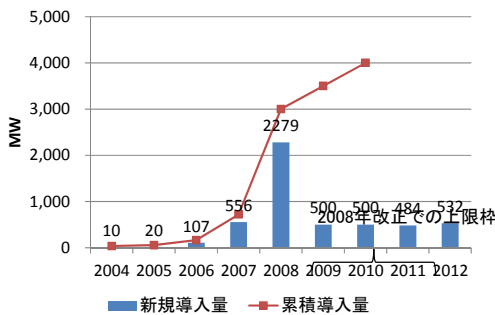
	2010	2011	2012
基準低減率	屋根設置100kW未満は年率8%、その他は年率10%	年率9%	年率9%
前年導入量による価格調整	～1000MW: -1% 1500MW～: +1%	～1,500MW: -3% ～2,000MW: -2% ～2,500MW: -1%	～1,500MW: -7.5% ～2,000MW: -5% ～2,500MW: -2.5%
(下線部が実際の適用)		3,500MW～: +1% 4,500MW～: +2% 5,500MW～: +3% 6,500MW～: +4%	3,500MW～: +3% 4,500MW～: +6% 5,500MW～: +9% 6,500MW～: +12% 7,500MW～: +15%

※前年: 2年前10/1～1年前9/30

図 4-2 導入実績による価格調整方法の事例 (ドイツ、太陽光の場合)

### スペイン

- 再生可能エネルギー計画2005-2010における2010年の導入目標は400MW。
- 2007年に導入量が超過したため見直し議論が開始され、2008年に制度改正。
  - 上限枠を設定、四半期毎に1/4ずつ募集
  - 枠のカバー率に応じて、同年度内であっても次回募集時の買取価格を低減



価格調整法規定と実際の適用

		2008年	2010年			2011年		
			第4Q	第1Q	第2Q	第3Q		
建物一体型	20kW以下	34.0000	32.1967	31.3542	28.8821	28.1271		
		¥44.2	¥41.9	¥40.8	¥37.5	¥36.6		
	20kW超	32.0000	28.6844	27.8887	20.3726	19.8353		
		¥41.6	¥37.3	¥36.3	¥26.5	¥25.8		
その他(陸上設置型等)		32.0000	25.8602	25.1714	13.4585	13.0324		
		¥41.6	¥33.6	¥32.7	¥17.5	¥16.9		

11年第二四半期では、緊急の引き下げも行われている。

$$T_n = T_{n-1} [(1 - A) \times (P_0 - P) / (0.25 \times P_0) + A]$$

T: 買取価格、P0: 前回募集容量、P: 前回登録設備容量、A=0.9<sup>1/4</sup>

図 4-3 導入実績による価格調整方法の事例 (スペイン、太陽光の場合)

国民負担額の膨張を抑制し、また中長期的な導入計画値を達成するためには、買取価格を通じて導入量を調整するための仕組みが必要である。発電コスト低減予測に応じた価格低減率を基準とし、導入量実績が、予め定めた「導入シナリオ」から大きく逸脱する場合には、価格低減率を増減させることを基本的な考え方としては提案する。なお、海外からの投資が

集中しないよう、中期的には諸外国の買取価格レベルに合わせていくことも考えられる（特にメガソーラー）。

価格改定の遅れによる市場の過熱や、価格急落による市場の冷え込みを防ぐ観点から、価格調整は半期毎（FIT 法に定められた最も短い見直し間隔）に行うことが考えられる。

表 4-5 諸外国における買取制度による導入量調整方法

	導入量により価格低減率を調整	買取量に上限枠を設定
メリット	枠設定による再エネ事業リスクを回避	負担額が一定以内に抑えられる
デメリット	導入量・負担額を直接は制御できない	枠の縮小や上限到達による再エネ産業への影響大
適用事例	ドイツ：前年の導入量が基準範囲から逸脱した場合、予め設定している価格低減率を増減	スペイン：導入目標に応じた募集枠を設定

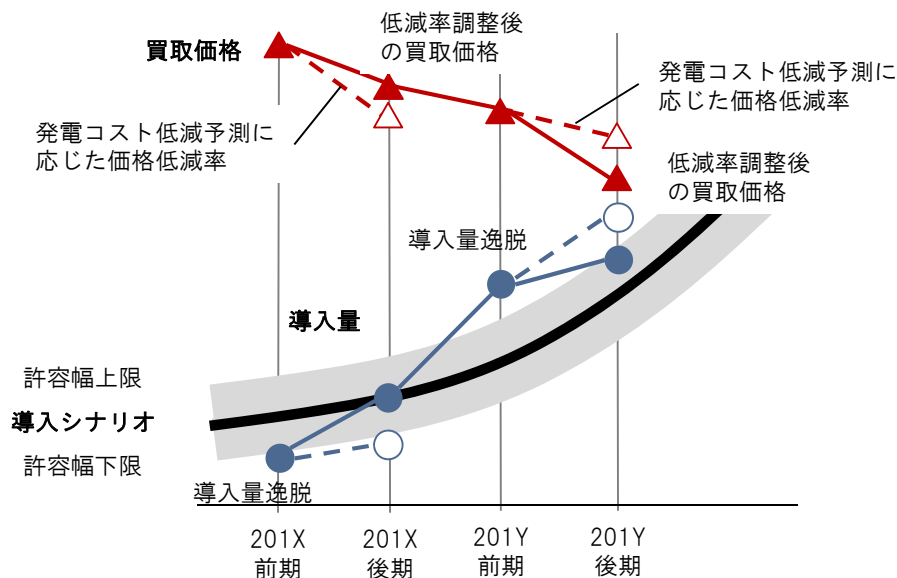


図 4-4 導入実績による価格調整（案）

### (3) 買取価格の調整式

システム価格の正確なデータが得られなくても、次期の価格低減率を決めるための調整式を図 4-5 に示す。この方法は、システム価格調査を伴わない改定時（例えば年度途中）における改定に適用することができる。

以下の前提をおいて、買取価格低減率を定式化している。

- ・ 買取価格は、標準稼働時間に対して、投資回収年数を一定に保つように設定する
- ・ システム価格全体が、国内累積導入量に対する学習曲線で低下すると設定する

- 一般にモジュール価格は世界全体の累積生産量に対する学習曲線で低下する。しかし、国内市場が立ち上がる数年間においては国内導入量の拡大がシステム価格に与える影響が大きいと考えられる。

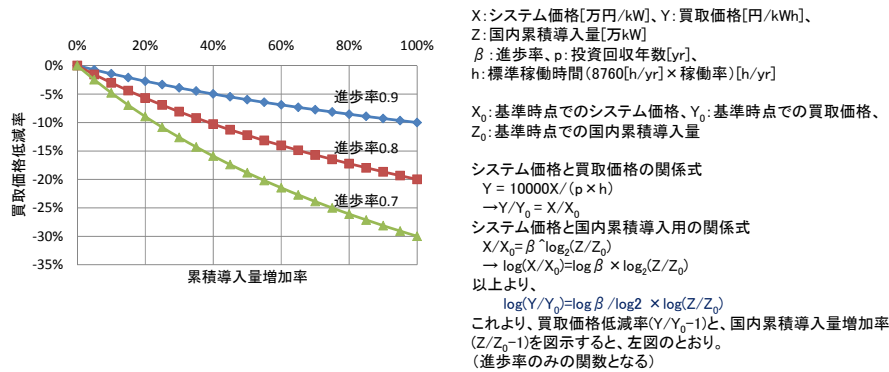


図 4-5 買取価格の調整式

#### 4.1.3 回避可能原価の計算方法

##### (1) 回避可能原価の基本的考え方

固定価格買取制度における買取総額は、その全額が需要家負担となるものではない。電力会社が自ら発電して供給する代わりに再生可能電力が供給されると、電力会社が負担を回避できる金額が存在する。

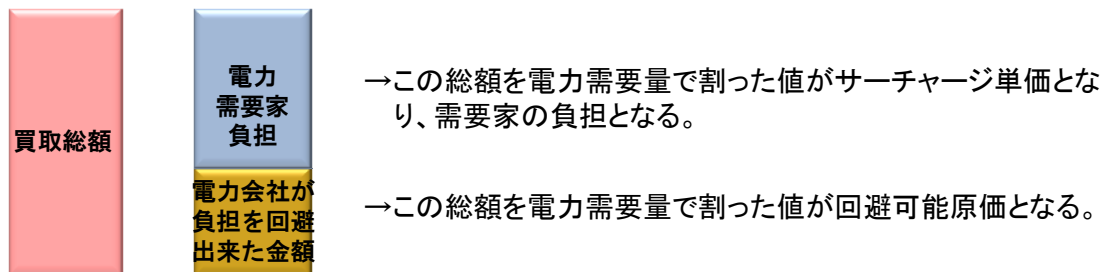


図 4-6 回避可能原価の基本的考え方

固定価格買取制度開始後、当面は再生可能電力の導入拡大によって買取総額と需要家負担(=買取総額-電力負担)は増加するが、化石燃料価格が上昇していく中で、再生可能電力の発電コスト低減が続くと、将来的には需要家負担は減少に転じる。

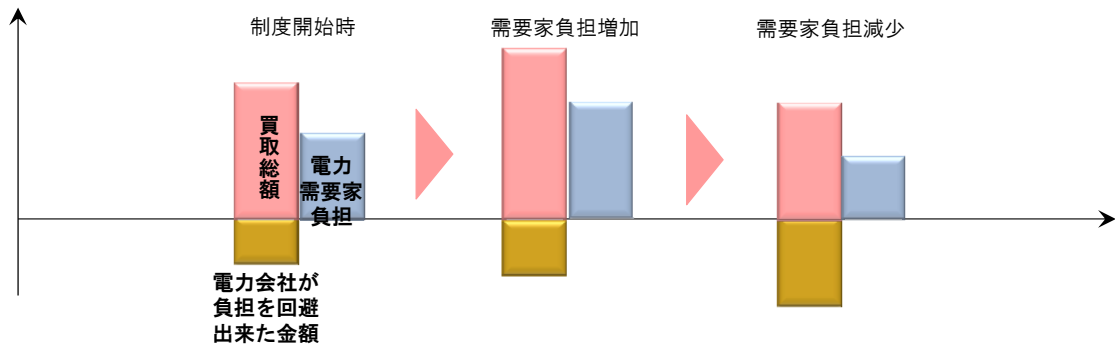


図 4-7 需要家負担の推移イメージ

## (2) 回避可能原価の計算方法

### 1) 費目

現状の太陽光発電の余剰買取制度における回避可能原価は、「太陽光電力買取により一般電気事業者がその需要に応じた電気の供給のために必要な発電量が減少したことによって一般電気事業者が支出することを免れる費用。」と定義されている。なお、「一般電気事業者において料金原価の見直しが行われるまでの間においては、経過措置的に、上記に加え、現行の太陽光発電の余剰電力買取メニューを前提とした原価算定相当額(他社購入電力料として計上)分についても合わせて控除することが適当」とされている。

回避可能原価として計上する費目としては、①火力発電燃料費、②火力発電資本費、③CO2 対策費用、の3要素を考慮することとし、①+③、①+②+③という3とおりの組み合わせで評価した。

表 4-6 回避可能原価の費目

費目	考え方
①火力発電燃料費	再生可能電力の導入拡大に伴い、確実に支出を免れる費目であり、原則この費目は回避可能原価として加算される。
②火力発電資本費	中長期的には火力発電所の建設そのものが回避される可能性があり、その場合には回避可能原価として加算するという考え方が取り得る。ただし、一定のバックアップ電源が必要という考え方もある。
③CO2対策費用	後述する環境価値の帰属との関係で、回避可能原価に加算するという考え方が取り得る。この費目は原則回避可能原価に加算されるものと想定。

### 2) 計算の前提

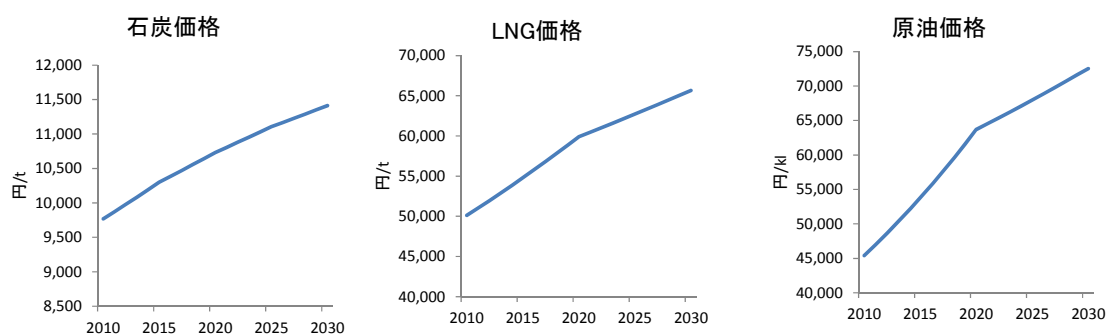
電源別の所内率、建設単価及び運転年数は、コスト等検証委員会のモデルプラントの諸元を用いた。熱効率は電力需給の概要にあるストックの熱効率をベースに、過去10年間の変化を元に将来に引き延ばした(ただし石油火力は過去10年平均値)。具体的には表4-7のとおりである。資本費は、建設単価/(8,760×運転年数×稼働率)によって計算した。な

お、将来の効率改善については織り込んでいない。

表 4-7 電源別のスペック

	石炭火力	LNG火力	石油火力
熱効率（2020年）	40.6%	45.6%	37.9%
熱効率（2030年）	40.8%	47.5%	37.9%
所内率	6.2%	2.0%	4.5%
建設単価	23万円/kW	12万円/kW	19万円/kW
運転年数	40年	40年	40年
稼働率（実績）	72.3%	52.8%	11.4%
資本費（発電端）	0.91円/kWh	0.65円/kWh	4.76円/kWh
資本費（送電端）	1.07円/kWh	0.68円/kWh	5.38円/kWh

燃料価格の将来見通しは、IEAのWorld Energy Outlook 2011で設定されている現行政策シナリオの価格を採用した。ただし、石炭価格については、足下の価格がWEO2011の2030年価格より高いことから、現行政策シナリオの伸び率を、足下2010年価格（コスト等検証委員会データ）に対して適用した。また、これらの燃料価格に加えて、コスト等検証委員会で提示された燃料諸経費も燃料コストに含めた。為替レートには、コスト等検証委員会が採用している85.74円/\$（2010年度平均）を適用した。



	石炭	LNG	石油
燃料諸経費	1,700円/t	2,200円/t	8,300円/kl

図 4-8 燃料価格の想定

### (3) 回避可能原価

#### 1) 燃料単価

電源別の熱効率・所内率を考慮して、kWhあたりの燃料単価を算出すると表 4-8 のとおりとなった。



ここでは、発電端及び送電端の数値を並記したが、基本的には系統に接続した再生可能電力の回避可能原価を検討するため、送電端の値を採用する。その際、比較対象とする再生可能電力も送電端で揃えることとする。具体的には、コスト等検証委員会で所内率が設定されている地熱とバイオマスについては、所内率を考慮した送電端電力量を買取対象として評価する。

表 4-8 燃料単価 (円/kWh)

		石炭火力	LNG火力	石油火力
発電端	2010	4.0	7.9	13.3
	2020	4.3	9.0	17.9
	2030	4.5	9.4	20.1
送電端	2010	4.7	8.3	15.1
	2020	5.1	9.4	20.3
	2030	5.3	9.8	22.8

## 2) CO2 対策費用試算

コスト等検証委員会で示された CO2 対策費用をもとに、電源別の熱効率・所内率を考慮して、kWh あたりの CO2 対策費用を算出すると表 4-9 のとおりとなった (円/kWh)。

なお、第2回コスト等検証委員会では CO2 対策費用として、現行政策シナリオと新政策シナリオの2とおりが示されていたが、第6回では両シナリオの CO2 対策費用が共通となったため、シナリオの選択は不要となった。また、2010 年度の CO2 対策費用は EU における平均価格として 10\$/tCO2 とした。

表 4-9 CO2 対策費用 (円/kWh)

		石炭火力	LNG火力	石油火力
発電端	2010	1.33	0.60	1.13
	2020	2.00	0.90	1.70
	2030	2.66	1.20	2.27
送電端	2010	1.56	0.62	1.28
	2020	2.34	0.93	1.92
	2030	3.12	1.24	2.56

※コスト等検証委員会の CO2 対策費用は、2020 年で 30\$/tCO2、2030 年で 40\$/tCO2 とされている。

## 3) 回避可能原価 (火力発電平均)

回避可能原価を、火力発電 (石炭火力、LNG 火力、石油火力) 平均で算出した場合を示す。



### ① 短期的（燃料費単価+CO2 対策費用）

回避可能原価として、火力発電平均の燃料費単価+CO2 対策費用を採用した結果を図 4-9 に示す。ただし、太陽光発電は昼間の電力需要が高いときに発電するため、ピークカットによる石油火力削減の効果を考慮して、他の電源と同様の火力平均燃料費単価に加え、文献値を参考に石油火力の燃料費単価+CO2 対策費用の 2 割分を上乗せした回避可能原価とした。

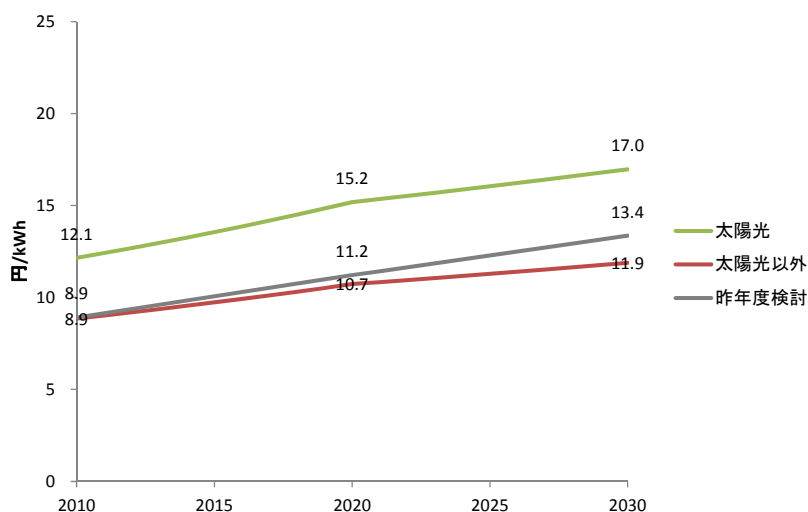


図 4-9 回避可能原価（火力平均、短期的）の推移

### ② 長期的（資本費単価上乗せ）

長期的な視点では、再生可能電力による火力発電の代替により、燃料費や CO2 対策費用のみでなく、火力発電設備自体も不要となる。この考え方にに基づき、燃料費単価+CO2 対策費用に、資本費単価を上乗せした結果を図 4-10 に示す。

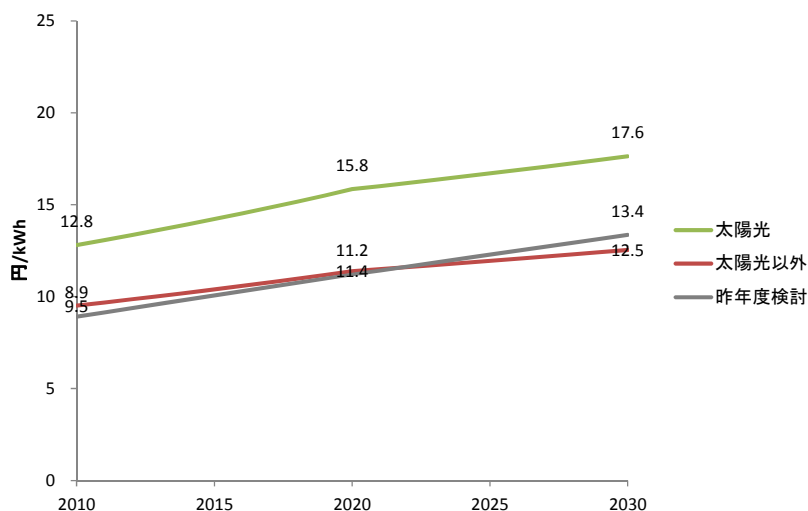


図 4-10 回避可能原価（火力平均、長期的）の推移

#### 4) 回避可能原価（LNG 火力+石油火力）

回避可能原価を、火力発電（LNG 火力、石油火力）平均で算出した場合を示す。

##### ① 短期的（燃料費単価+CO2 対策費用）

回避可能原価として、LNG 火力・石油火力平均の燃料費単価+CO2 対策費用を採用した結果を図 4-9 に示す。図 4-9 と同様に、太陽光発電のピークカット効果を考慮した。

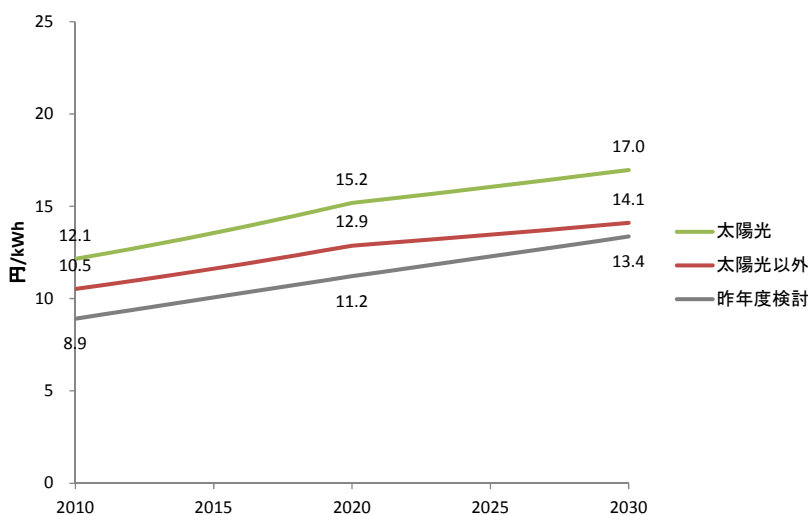


図 4-11 回避可能原価（LNG 火力・石油火力、短期的）の推移

##### ② 長期的（資本費単価上乗せ）

燃料費単価+CO2 対策費用に、資本費単価を上乗せした結果を図 4-10 に示す。

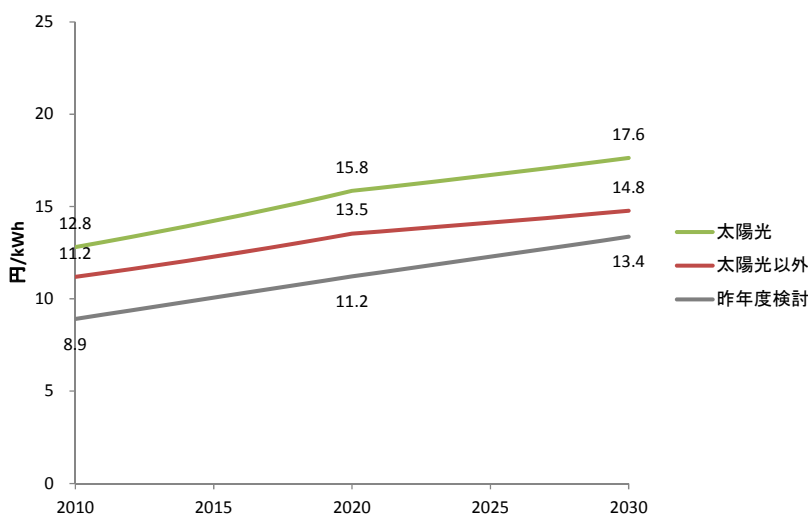


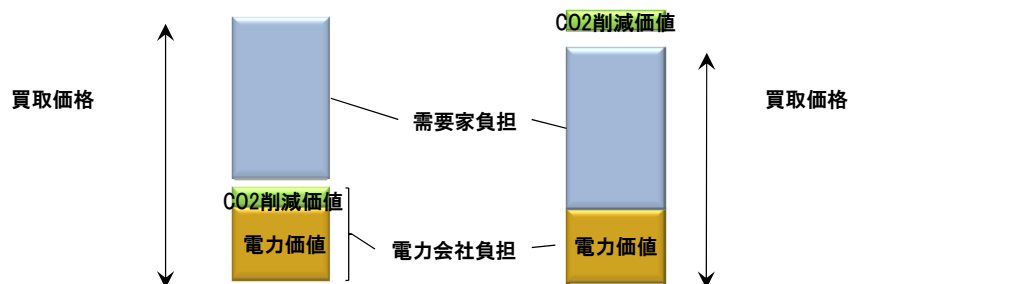
図 4-12 回避可能原価（LNG 火力・石油火力、長期的）の推移

#### 4.1.4 CO2削減価値の扱い

##### (1) CO2削減価値の帰属の考え方

CO2削減価値の帰属は、以下の整理を提案する。

- ・ 基本的には、CO2削減価値を含めて電力会社に売却する。ただし、発電者はCO2削減価値を留保することもできる。
- ・ CO2削減価値の所有者がCO2削減価値相当額を負担する。需要家が負担する額は、CO2削減価値保有者に関わらず同額となる。



	CO2削減価値を電力会社に売却	CO2削減価値を発電者が留保	備考
<b>電力価値</b>	電力会社が費用負担	電力会社が費用負担	発電費用が回避されるため、電力会社が負担。
<b>CO2削減価値</b>	<b>電力会社が費用負担</b> 外部クレジット購入と同様、電力の排出係数削減として計上	<b>買取価格を減額</b> グリーン電力証書としての売却、自らのCO2排出削減量としての計上などが可能	CO2削減価値を保有・利用する主体が負担する。
<b>その他</b>	需要家が負担	需要家が負担	需要家が負担する額は、CO2削減価値保有者に関わらず同額。

図 4-13 CO2削減価値の帰属

なお、買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」（平成22年12月）では、算定・報告・公表制度における排出係数等の考慮においては、CO2削減価値は負担に応じて全需要家に分配されるものと整理されている。これは、いったん電力会社に帰属したCO2削減価値を排出係数の低減として需要家が享受する際、その配分が従来の電力価値分の調整後負担額に依拠することを示しているものであり、前頁で示したCO2削減価値の一次的な帰属者やその負担者の整理と矛盾するものではない。

表 4-10 買取制度小委員会における整理

新制度の導入に伴う環境価値の帰属及び配分方法（「地球温暖化対策の推進に関する法律（温対法）」に基づく算定・報告・公表制度における取扱い等）について、新制度における負担の考え方等を踏まえると、①地域間調整を実施することにより、買取りを行った事業者の需要家以外の需要家にも、当該買取りに負担を求めることになること（低圧部門の太陽光発電については、事実上、一般電気事業者のみが買取りを行うと想定されるが、サーチャージ負担はPPSの需要家にも求めることを含む。）、②制度全体でできる限り統一的な扱いとすることが望ましいこと、等を勘案すれば、全ての電気事業者の排出係数を何らかの形で調整し、その結果として、負担に応じて全

需要家に環境価値が分配・調整されるという扱いとすることが適当である。

出典) 総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会 買取制度小委員会「再生可能エネルギーの全量買取制度における詳細制度設計について」(平成 22 年 12 月)

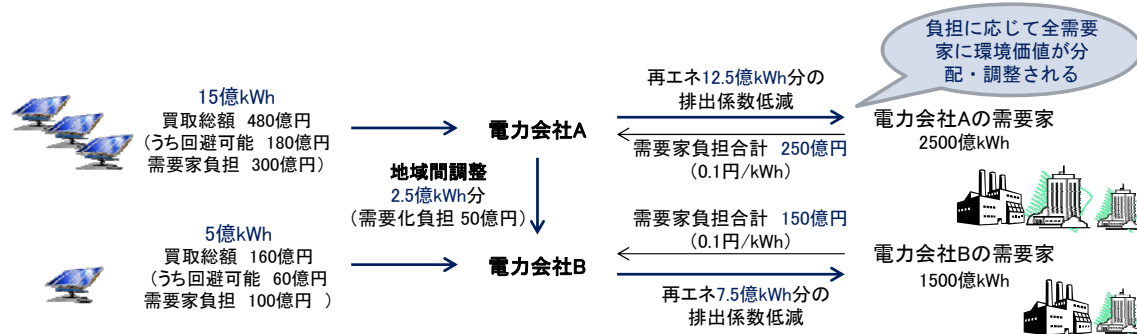


図 4-14 CO2 削減価値の調整

## (2) 電力・CO2 削減以外の価値

需要家が負担する、電力価値・CO2 削減価値以外の再生可能電力の価値は、以下で構成されていると考えられる。

- ・ 社会的価値 (エネルギー自給率向上、化石燃料調達に伴う資金流出抑制効果、他産業への経済波及効果、雇用創出効果)
- ・ 技術革新効果 (太陽光発電などの将来のコスト削減効果の先取り)

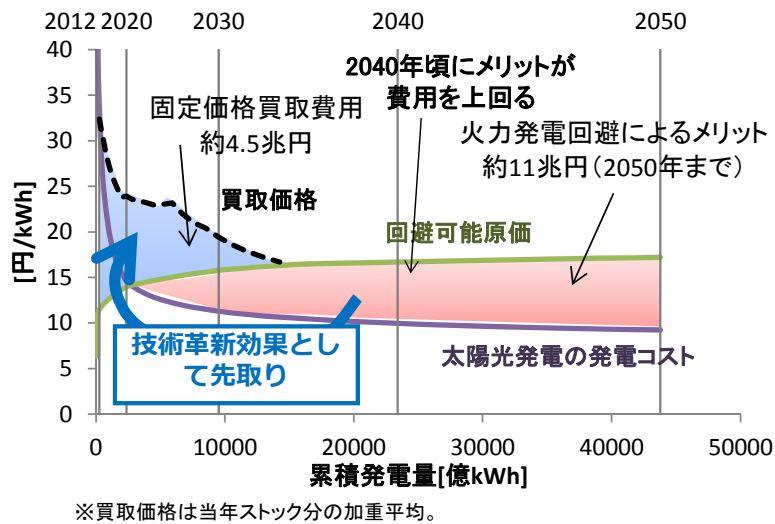


図 4-15 技術革新効果の価値 (太陽光発電、中位ケースの例)

#### 4.1.5 需要家負担額の推計

2030年までの導入量に対する買取制度による需要家の負担額を、標準世帯（月300kWhを使用する家庭を想定）で評価すると、低位では2030年時点にピークとなり156円/月、中位では2030年ピークで291円/月、高位では2026年ピークで553円/月となる。なお、特に高位で2026年から2027年にかけて不連続となるのは、太陽光発電の価格が低下し、非住宅の太陽光発電に対する2012年導入量の買取期間の終了が見込まれていることが影響している。

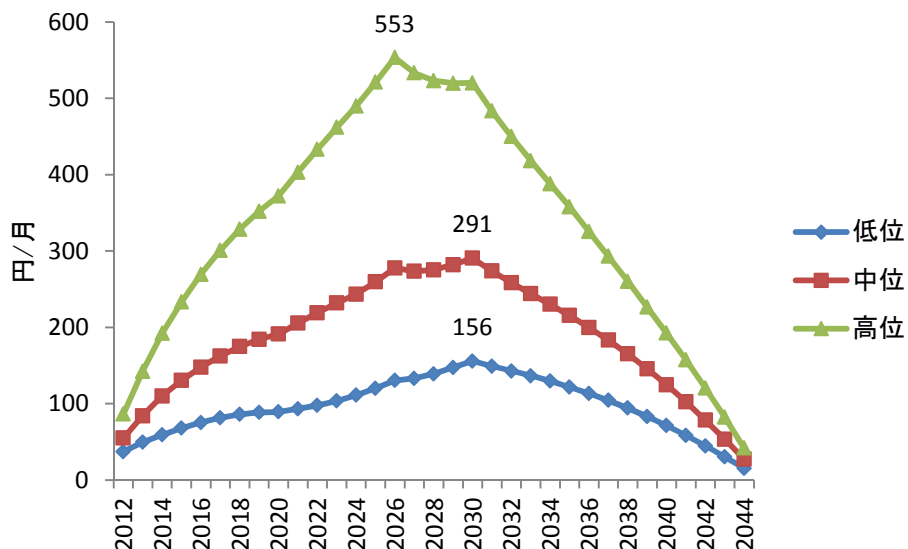


図 4-16 標準世帯の月あたり負担額推移

表 4-11 標準世帯の2020年、2030年の月あたり負担額

	低位	中位	高位	
2020	89 (0.3)	191 (0.6)	372 (1.2)	円/月 (円/kWh)
2030	152 (0.5)	291 (1.0)	526 (1.7)	円/月 (円/kWh)

標準的な需要家種類別に、毎月の負担額を相殺するのに必要な節電率を推計すると、家庭では1.4~8.0%、中規模工場では2.1~12.0%、大規模工場では2.8~16.2%となった。

表 4-12 需要家規模別の負担額の相殺に必要な節電率

	低位	中位	高位
2020時点 家庭	1.4%	3.0%	5.7%
中規模工場	2.1%	4.4%	8.6%
大規模工場	2.8%	5.9%	11.6%
2030時点 家庭	2.4%	4.5%	8.0%
中規模工場	3.6%	6.7%	12.0%
大規模工場	4.8%	9.0%	16.2%

家庭：300kWh/月（2009年電灯単価 22 円/kWh）

中規模工場：250,000kWh/月（2009年電力総合単価 14 円/kWh）

大規模工場：2,400,000kWh/月（2009年大口電力単価 11 円/kWh）

として推計。なお、大規模工場では負担額の減免措置が講じられる予定であるが、本試算では考慮していない。

2030年までの導入量に対する買取制度による需要家の負担額を、業種別の総額として試算した。2030年時点の1年間の負担総額（割引前）は、産業部門が約1,400億円～約4,600億円、家庭部門が約1,600億円～約5,500億円、業務部門が約1,900億円～約6,400億円となった。

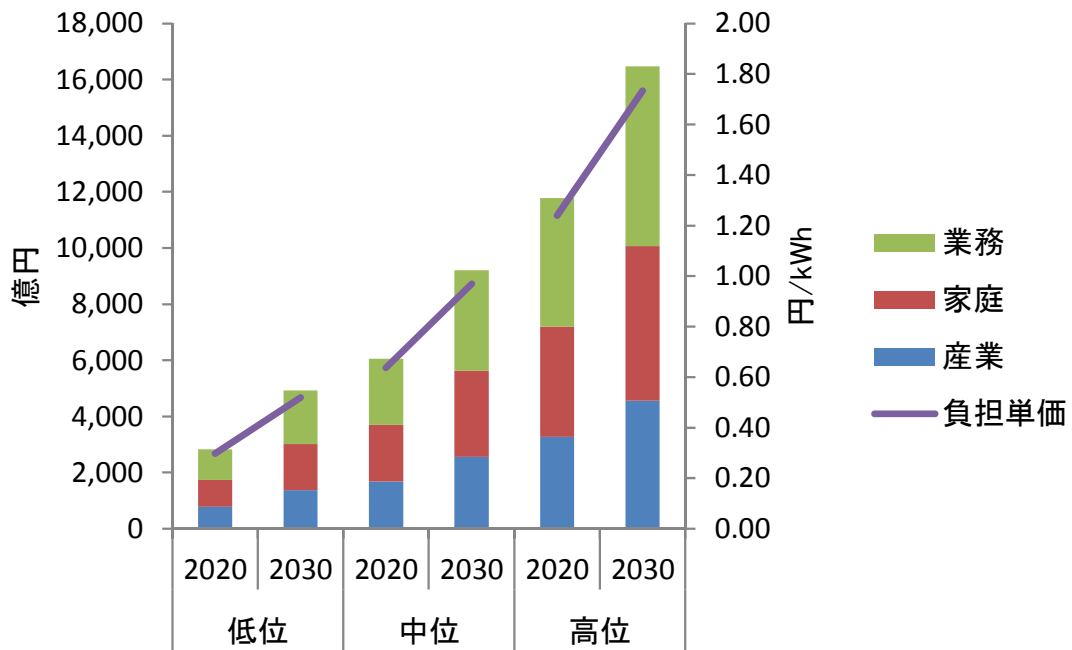


図 4-17 業種別の1年間の負担総額（割引前）

電力需要は年間9,500億kWhで一定として推計した。

産業、家庭及び業務への配分は2009年度総合エネルギー統計による（転換部門（熱供給、一般ガス製造及び石油精製）と運輸部門の負担は産業部門に計上した）

なお、固定価格買取制度においては、大口のエネルギー多消費産業等の需要家には負担の減免措置が講じられる予定であるが本試算では考慮していない。

## 4.2 再生可能エネルギー熱に対する支援施策について

### 4.2.1 支援施策を巡る動向

#### (1) 主な支援施策の種類について

平成 22 年度調査では、再生可能エネルギー熱の支援施策事例として、以下を整理した。なお、上記の施策以外に、補助金、税制優遇、買取制度の事例も存在する。

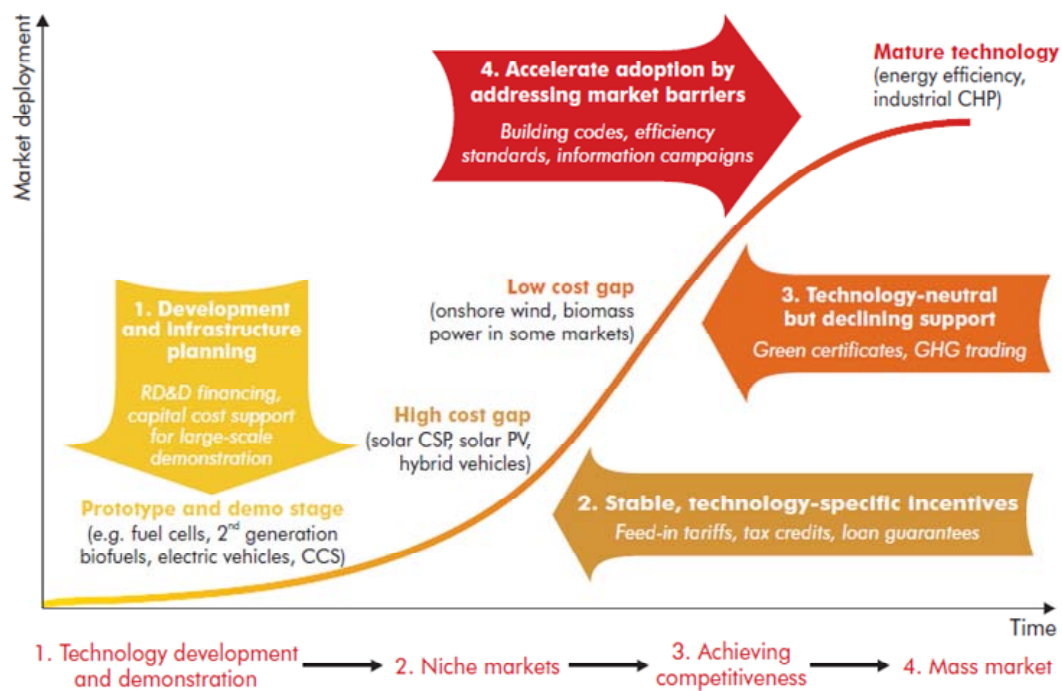
表 4-13 再生可能エネルギー熱の支援施策事例

施策の種類	概要
熱証書	再生可能エネルギーにより生産した熱の環境価値分を証書化し、市場で取引可能にする制度。 ・オーストラリア再生可能エネルギー証書 ・東京都のグリーン熱証書制度 ・再生可能エネルギー等の熱利用に関する研究会（経済産業省）
導入検討義務化	新築又は改修する建物に対し、再生可能エネルギー利用設備の導入検討を義務化する制度。 ・東京都の建築物環境計画書制度 ・横浜市の再生可能エネルギー導入検討報告制度
導入義務化	新築又は改修する建物に対し、熱需要の一定割合を再生可能エネルギー熱で賄うことを義務付ける制度。 ・住宅・建築物の省エネ基準の適合義務化に関する検討会（経済産業省及び国土交通省、義務化は省エネのみ） ・スペインのソーラーオブリゲーション（Código Técnico de la Edificación : CTE） ・ドイツの再生可能エネルギー熱法（EEG Wärme）

上記の施策のうち、平成 22 年度調査では導入検討義務化及び導入義務化に向けた方向性を整理した。今年度は、熱証書制度に着目して、我が国への適用可能性を検討する。

#### (2) 技術の成熟度に応じた支援施策のあり方について

IEA の Energy Technology Perspectives 2010 によると、コストギャップが大きい技術は FIT などの技術ごとのインセンティブで市場を育て、コストギャップが小さくなるとグリーン証書や取引制度などの市場メカニズムを活用し、成熟した段階では標準化や義務化が適切であるとしている。



Note: The figure includes generalised technology classifications; in most cases, technologies will fall in more than one category at any given time.

図 4-18 (2) 技術の成熟度に応じた支援施策のあり方

出典) Energy Technology Perspectives 2010, IEA

### (3) 欧州主要国における再生可能エネルギー熱支援制度

欧州の主要国における再生可能エネルギー熱支援制度を以下に整理した。

表 4-14 欧州主要国における再生可能エネルギー熱支援制度

施策の種類	英国	フランス	ドイツ	イタリア	スペイン
熱証書／買取制度	RE源による発熱量当たりの固定価格による国からの支払いを長期に保証。(再生可能熱インセンティブ)			電力・ガス供給事業者に対して、消費者の年間消費エネルギー量の削減義務を課す。(ホワイト証書)	
導入検討義務化・導入義務化			新規建築物における暖房・給湯について、最低限の割合でRE源を利用することを義務化。	新規建築物に対して、REによる熱源設備を導入することを義務化(各地方機関の建築物規制に組み入れ)。	新築・改修する一部の建造物に対して、太陽エネルギーの利用を義務付け。(ソーラーオブリゲーション)
補助金・助成金	家庭部門に対する助成制度あり。(再生可能熱プレミアムペイメント)	補助金制度あり。	住宅への補助金、建築物への低利融資(市場インセンティブ・プログラム)		太陽熱・地中熱設備に対して補助制度あり。
減税・免税、無利子、低利融資		個人向けの税額控除制度あり。無利子融資制度あり。	住宅への低利融資制度(CO2建築物再構築プログラム)	太陽熱集熱器導入時に税額控除	RE導入の住宅リフォーム対象に所得税控除。エネルギーサービス提供事業者によるRE設備導入プロジェクト等の資金融資を対象に保証枠を設定。



#### (4) 再生可能エネルギー熱証書に関する事例

##### 1) 豪州

制度名	2000年再生可能エネルギー（電気）法
制度概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 法自体の趣旨は、電力に対するRPS制度。電力会社に対して再生可能エネルギー電力比率の目標が設定され、自前では達成できない場合、不足分を再生可能エネルギー証書（REC）市場より購入して義務を履行する。</li> <li>・ この証書発行の対象に、電気温水器→太陽熱温水器又はヒートポンプ式給湯器への更新も含まれている。</li> <li>・ 更新による電力削減量1MWhが1RECの価値を持つ。</li> <li>・ 太陽熱温水器を購入した家庭は、直接又はエージェントを通じてRECs相当の現金受取または太陽熱温水器の割引を受ける。</li> <li>・ 太陽熱温水器のRECsは、みなしで決定される。</li> </ul>
製品認証	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽熱温水器メーカーは、認定試験期間の認証を得た後、再生可能エネルギー規制官事務局に製品の登録申請を行う。</li> </ul>
みなし制度	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ メーカーは上記の申請時に、自社製品のRECs計算が必須となっている。</li> <li>・ この計算がみなしで行われており、確度担保のためにAS/NZS4234規格のTRNSYSシミュレーション計算ソフト（建築環境シミュレーションの1つ）の使用が義務付けられている。</li> </ul>

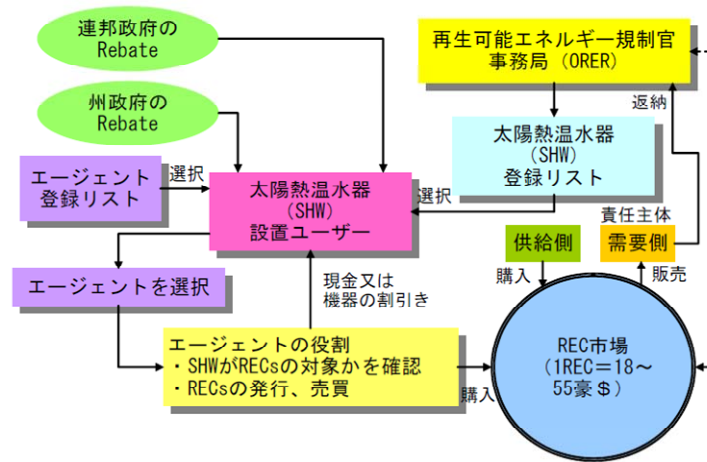


図 4-19 豪州における熱証書の流れ

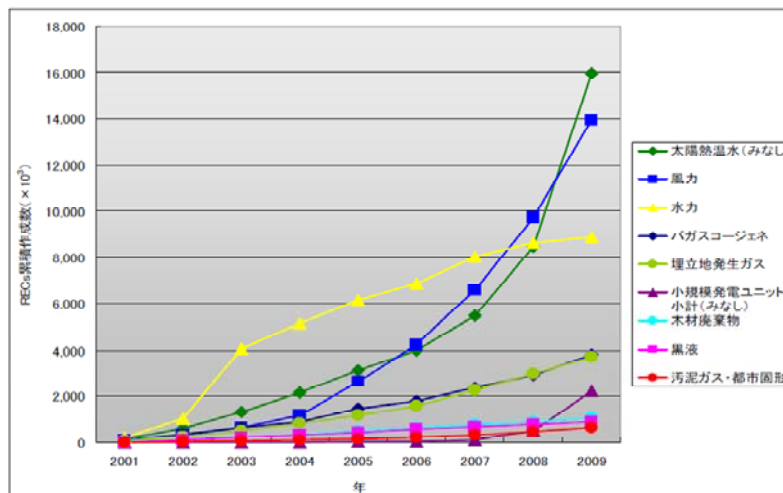


図 4-20 再生可能エネルギー証書の累積値の推移

## 2) 国内（グリーン熱証書）

表 4-15 我が国におけるグリーン熱証書の概要

制度名	グリーンエネルギー認証センターにおけるグリーン熱証書
対象エネルギー	太陽熱、雪氷エネルギー、バイオマス熱
制度概要	自然エネルギーにより発生された熱（具体的には上記の3つ）のもつグリーン熱価値の購入を希望する需要家が、一定のプレミアムを支払うことにより、熱自体とは切り離されたグリーン熱価値を証書等の形で保有し、その事実を広く社会に向けて公表できる仕組み。
実績	2011年9月末時点で、設備認定は太陽熱13設備（集熱器面積2,161㎡）、雪氷エネルギー5設備（貯雪氷量3,521t）、バイオマス熱4設備（ボイラ容量82,734kW）。ただし、認証された熱証書としての実績は太陽熱1設備による988GJのみ。

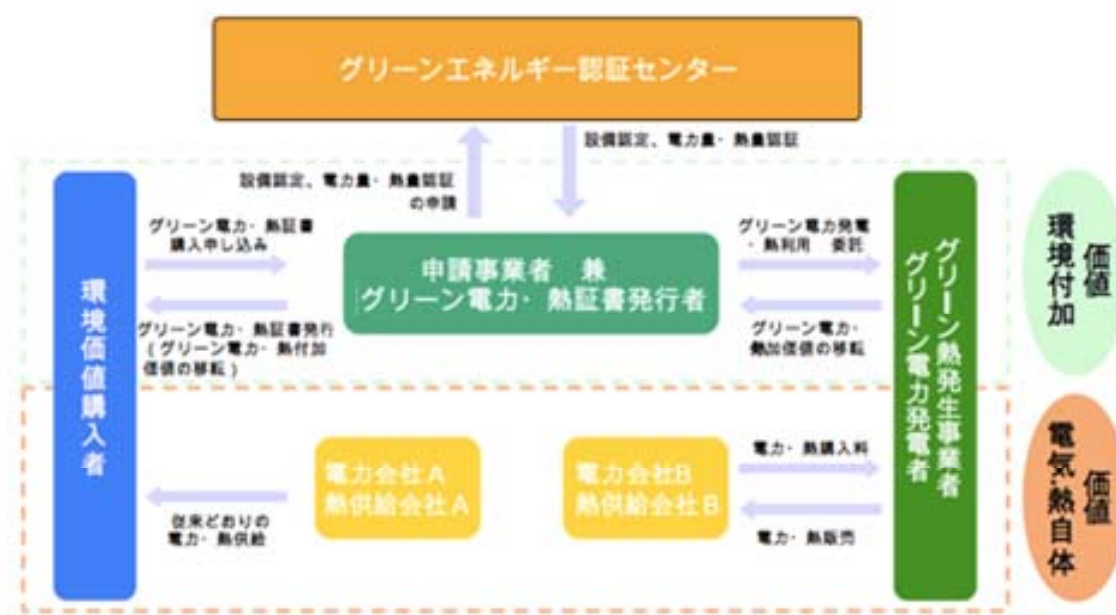


図 4-21 グリーン熱証書の利用フロー

## 4.2.2 グリーン熱証書の活用について

### (1) 我が国のグリーン熱証書の課題

我が国のグリーン熱証書制度は、2009年4月に発足しているが、先に示したとおり熱量の認証が行われた設備は1設備のみにとどまっている。

資源エネルギー庁が2011年2月にとりまとめた「再生可能エネルギー等の熱利用に関する報告書（案）」によると、熱証書制度の課題は以下の3点にあるとしている。

#### ① 熱量の把握方法

冷・温水の計測には積算熱量計が商品化されているが、蒸気などは計量器としての商品化が行われていない。また、積算熱量計は口径40mm以下の場合計量法上の特定計量器に該当するため費用が高額となっている。

#### ② 現地調査

グリーン熱としての要件を満たす条件に熱設備の現地調査が必須となっているが、個別具体の事例に対して利害関係のない第三者的立場から客観的に判断できる専門家が少ない。

#### ③ グリーン熱証書の市場創出

先行して存在するグリーン電力証書制度における証書購入は、公的報告制度に証書が採用されることを期待しつつ、現状では主にCSR活動や宣伝広告と言った活用にニーズが限定されている。これを踏まえると、グリーン熱証書でも熱証書の活用方法が課題であり、公的報告制度等へのグリーン熱証書採用の検討が求められる。

ここでは、3点目にあるグリーン熱証書の市場創出に着目し、望ましい市場創出のあり方を検討する。

### (2) グリーン熱証書の市場創出について

グリーン熱証書の市場創出のあり方としては、主に自主的な調達を促す仕組みと、一定量の調達を義務付ける仕組みが考えられる。

現行の我が国の環境・エネルギー政策との整合性を踏まえると、以下に示す制度オプションが考えられる。

表 4-16 グリーン熱証書の市場創出に向けた制度オプション

自主的な調達	地球温暖化対策推進法に基づく温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度において、事業者が報告すべき排出量からグリーン熱証書に対応するCO2排出削減量を控除可能とする。
調達義務化①	エネルギー供給事業者に対して、一定量のグリーン熱証書の調達を義務付ける制度を構築する。例えば、エネルギー供給構造高度化法において、新たな判断の基準を設けることが考えられる。
調達義務化②	新築建築物の建築主に対してグリーン熱の利用が義務化された場合に、直接的にはその義務を果たすことが出来ない場合、グリーン熱証書の代用が認められる制度とすることが考えられる。

このうち、算定・報告・公表制度における控除の仕組みについては、現在「グリーンエネ

ルギーCO2 削減相当量認証制度」の検討が政府で進められているため、以下では調達義務化について更なる検討を行う。

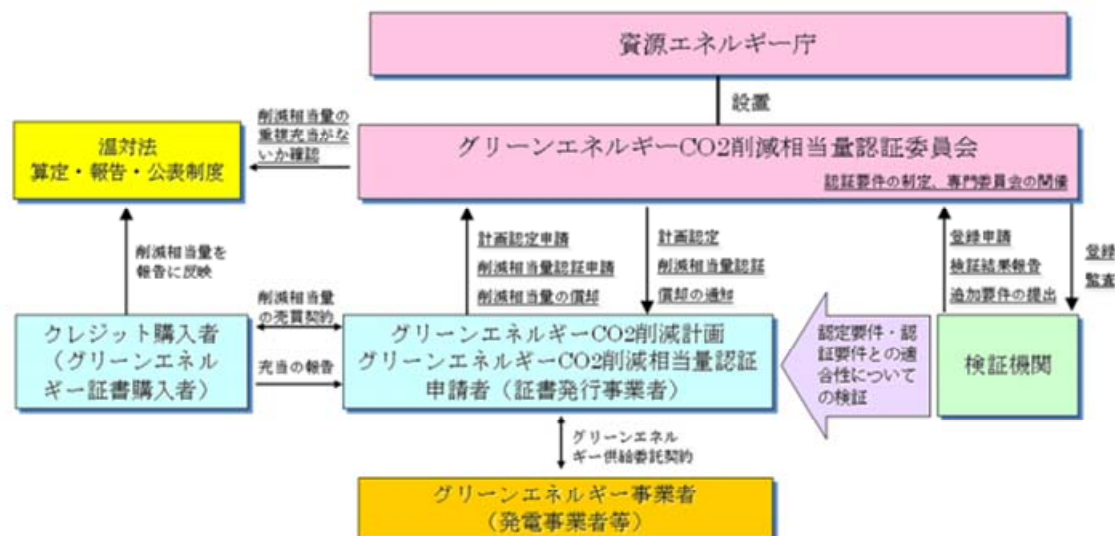


図 4-22 グリーンエネルギーCO2 削減相当量認証制度のスキーム案

出典) 平成 23 年度グリーンエネルギー証書制度基盤整備事業 公募仕様書

現行のエネルギー供給構造高度化法における、非化石エネルギー源の利用に係る判断の基準は以下のとおり。一般電気事業者等、一般ガス事業者等及び石油精製業者に対して、利用目標が示されている。

表 4-17 エネルギー供給構造高度化法における判断基準

	非化石エネルギー源の利用に関する一般電気事業者等の判断基準	非化石エネルギー源の利用に関する一般ガス事業者の判断の基準	非化石エネルギー源の利用に関する石油精製業者の判断の基準
利用目標	<ul style="list-style-type: none"> <li>○一般電気事業者：平成32年における非化石電源比率を原則50%以上とする。</li> <li>○特定規模電気事業者：平成32年に非化石電源比率を2%以上とする。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○平成27年において、下水処理場等で発生する余剰バイオガスの推定量（適正なコストで調達できるもの）の80%以上を利用すること。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○2017年度におけるバイオエタノールの利用目標量（総計）を50万klとする。</li> </ul>
実施方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>○原子力発電所の新增設の計画的かつ着実な実施、設備擁立の向上。</li> <li>○再生可能エネルギー源を利用した電源の新増設、系統安定化対策 等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○バイオガスの調達条件の策定・公表 等</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○バイオエタノールをガソリンに混合して自動車の燃料として供給</li> <li>○OLCAでのCO2削減効果を評価したバイオエタノールを利用 等</li> </ul>

新たな制度では、上記の一般電気事業者等、一般ガス事業者及び石油精製業者に加え、熱供給事業者も利用目標対象者とすることが考えられる。

これらの事業者に対して、例えば販売しているエネルギー量に応じて、一定量のグリーン熱を直接発生又は調達して需要家に供給するか、グリーン熱証書又はグリーンエネルギーCO2 削減相当量の保有を義務付けることが考えられる。

エネルギー供給事業者が目標達成するための手段としては、以下の2通りとする。

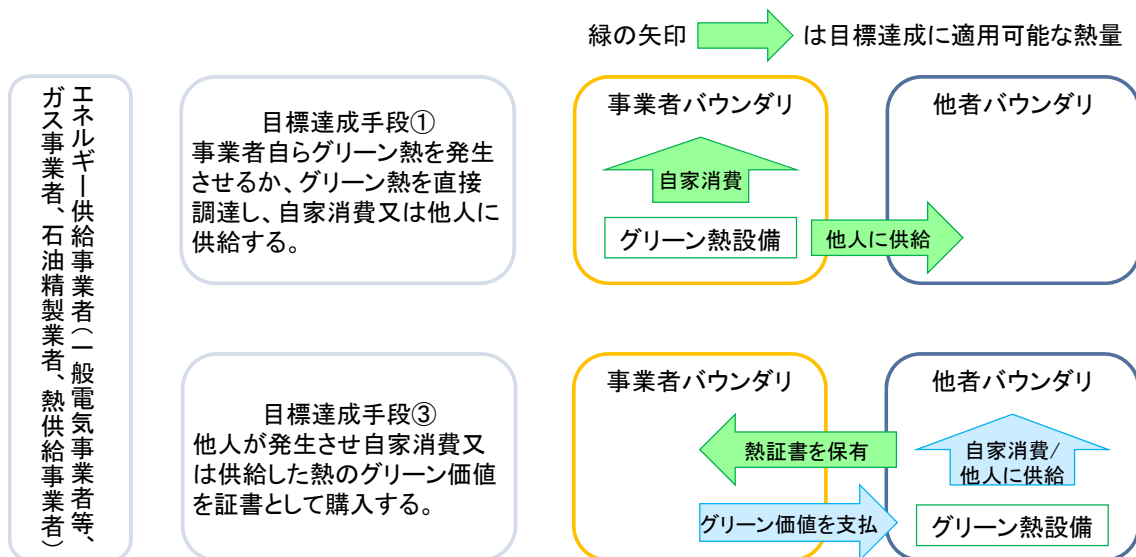


図 4-23 エネルギー供給構造高度化法を活用した熱証書利用のイメージ

供給側への義務以外に、新築建築物に対して原則再生可能エネルギー熱の利用を義務付けた上で、適切な価格での調達が困難な場合のみグリーン熱証書の調達による代用を認める制度も考えられる。

需要家への義務化は、基本的に適切なコストでの導入が可能となった環境で行われることが望ましく、IEA の ETP で整理されているとおり、ある程度熱証書の市場が育った時点が導入の時期と考えられる。ただし、導入の検討自体は供給側への義務化と並行して進めることが考えられる。

### 4.3 非経済障壁の克服

#### (1) 東日本大震災を踏まえた非経済障壁に関する課題

昨年度のエネルギー供給 WG のロードマップのうち、「再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システムの変革のための施策」及び「次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進」にある各項目ごとに、東日本大震災を踏まえた非経済障壁に関する課題を整理した。

表 4-18 ロードマップの項目毎の非経済障壁に関する課題

ロードマップの項目		主な課題
再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システム変革のための施策	社会的受容性・認知度の向上	<ul style="list-style-type: none"> <li>震災を契機に、再生可能エネルギーの導入に関する社会的受容性・認知度は大幅に向上したため、今後は個別の環境影響等に関する情報収集・データベース整備を進める必要がある。</li> </ul>
	地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入	<ul style="list-style-type: none"> <li>被災地の復興に向けて再生可能エネルギーの導入を進める動きがある中で、東北地域への導入が加速化した場合に、加速に応じて系統の需給バランスや配電網に悪影響を及ぼさないよう対応をとる必要がある。</li> </ul>
	関連法規の見直し等	<ul style="list-style-type: none"> <li>豊富なポテンシャルを有する東北地方に再生可能エネルギーの導入が加速化した場合に、現行の運用ルールでは系統への接続などに関して電力会社との調整が難航する可能性がある。</li> </ul>
次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進	電力系統インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>被災地を中心に再生可能エネルギーの導入が局所的に加速化した場合に、配電電圧管理と周波数調整のために追加的なコストが発生する可能性があり、コストを抑えた対策が必要。</li> <li>自然条件に左右される再エネの発電を有効に社会全体で使用するためには需要を変えていくことが必要。よって、再生可能電力の普及に応じて、その需要調整のための重要な社会インフラとしてスマートメータの導入が必要であるが、現時点では導入を担保する制度が存在しない。</li> </ul>
	電力系統以外インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>バイオマスを有効活用する際に、熱導管の敷設に関する規制法が障壁となり広域的な熱の有効活用が進まないおそれがある。</li> </ul>



## (2) 非経済障壁を除くための施策

先に示した非経済障壁に関する課題を踏まえ、これら課題を克服するための施策を検討した結果、以下のとおり。

表 4-19 ロードマップの項目に対応させた施策案

ロードマップの項目		施策
再生可能エネルギーの普及段階に応じた社会システム変革のための施策	社会的受容性・認知度の向上・関連情報データベースの整備	<ul style="list-style-type: none"> <li>環境影響評価が必要である風力・地熱について、その手続きに必要な情報収集・データベース整備を行う。</li> <li>太陽光発電など分散設備の運用管理システムを構築する。</li> <li>太陽光発電などの廃棄時における処理システムをあらかじめ構築する。</li> </ul>
	地域の特性を生かした再生可能エネルギーの導入	<ul style="list-style-type: none"> <li>ある地域に大量に再生可能エネルギーが導入される際に、電力需給バランスを踏まえつつ可能な限りコストを抑える手法（デマンドレスポンス、出力抑制等）による電力需給調整システムを構築する。</li> </ul>
	関連法規の見直し等	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力発電のピッチコントロール等による出力抑制については、電気の送り手と受け手の間で、出力抑制に伴う逸失利益の取扱いに関するルール作りを進める。</li> <li>一般電気事業者は接続の可否の判断について接続申請者に対し説明責任を負い、紛争となる場合には、一般電気事業者が一義的な举证責任を負う方向で、中立的な第三者が裁判外紛争処理（ADR）を行うよう、ルールを策定する。</li> </ul>
次世代のエネルギー供給インフラの整備の推進	電力系統インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li>特別高圧や高圧送電線の敷設状況に関する情報開示を促進する。</li> <li>再生可能エネルギーの大量導入に向けて新たに必要とされる基幹系統や域内の基幹送電線の整備に対して、国が主体的に関与して必要な支援を行う。</li> <li>電圧調整コストを抑制する観点から、無効電力制御によるパワコンの開発・普及が進む環境を整備する。</li> <li>再生可能エネルギーの導入による配電電圧管理に加え、再生可能エネルギーや電気自動車の大幅な普及等も見据えて、配電電圧の昇圧を検討し、必要な措置を講ずる。</li> <li>効率的な需要の能動化を行うためには再生可能電力の普及に応じたスマートメーターの計画的な導入が必要であり、例えばエネルギー供給構造高度化法にて一般電気事業者が遵守すべき判断基準を策定し、これらの設備導入に関する計画を提出させる手法が考えられる。</li> </ul>
	電力系統以外インフラ	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>熱導管の敷設に関する規制法の運用ルールのガイドライン化や規制の見直し</u>を進める。</li> </ul>

### (3) 再生可能エネルギーの導入における課題整理

個別再生可能エネルギーの導入における課題について、有識者及び業界団体等へのヒアリングや政府における規制・制度改革の実施状況関係資料を基に、現状の整理を行った。これらについては、行政刷新会議主導の下、各省庁において検討が開始されている。

表 4-20 再生可能エネルギーの種類毎の課題とその対応

再エネ区分	規制・制度的な課題への対応
太陽光発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>道路への設置許可対象の範囲拡大</li> <li>農地法面を利活用した太陽光発電設備設置に係る基準の見直し</li> <li>太陽光発電の附属設備を収納するコンテナに関する建築基準法及び消防法上の取扱いの明確化</li> </ul>
風力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>市街地調整区域における風力発電機付随設備に係る設置許可の柔軟化</li> <li>洋上風力発電に関する制度環境の整備</li> <li>自然公園等における風力発電のゾーニングに関連する情報の整備・発信</li> <li>農地法における農地転用に関する規制緩和</li> </ul>
中小水力発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>小水力（農業用水の水路など既許可水利権）に係る従属発電に関する許可手続の見直し</li> <li>小水力発電書におけるダム水路主任技術者の取扱いの見直し（＝派遣を可能とする）</li> <li>・発電水利権許可手続の合理化</li> </ul>
地熱発電	<ul style="list-style-type: none"> <li>地熱の有効活用に向けた規制（＝ボイラー・タービン主任技術者の選任）の見直し</li> <li>自然公園・温泉地域等における風力・地熱発電の設置許可の早期化・柔軟化等</li> </ul>
バイオマス発電・熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>準工業地域におけるバイオガスの製造の適用除外（＝建築基準法施行令の適用除外・技術的指針の明示等により、立地を容易化）</li> <li>木質バイオマスを火力発電所等でボイラー燃料として利用する場合の規制改革</li> </ul>
海洋エネルギー（波力発電等）	<ul style="list-style-type: none"> <li>漁業権に関する交渉。</li> <li>実証による基礎データの収集・影響予測技術、環境影響評価手法の確立。</li> </ul>
太陽熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>エクセルギーに着目した、再生可能エネルギー熱優先の温熱政策の確立。</li> <li>住宅及び建築物に関する省エネ政策との統合。</li> <li>太陽熱に関する環境価値取引促進のための計量方法の見直し。</li> </ul>
地中熱利用	<ul style="list-style-type: none"> <li>熱交換器が小型の場合、計量法認定の特定計量器が必要となるが、コスト高。</li> <li><u>コスト削減のために掘削井を共有しようとしても、熱導管の道路横断時に道路法への対応が必要。</u></li> </ul>
共通	<ul style="list-style-type: none"> <li><u>分散エネルギー設備管理のための情報（台帳管理、抑制管理、故障管理、設備・廃棄管理）の整備</u></li> </ul>

※下線部は、本検討会における非経済障壁の克服のための施策案に繋がる課題。



#### (4) 電力系統に関する課題と対策のあり方の整理

電力系統への再生可能エネルギー導入に当たっての課題と対策のあり方について、有識者、業界団体等へのヒアリング、政府における規制・制度改革の実施状況関係資料を基に、現状の整理を行った。

表 4-21 電力系統に関する課題と対応

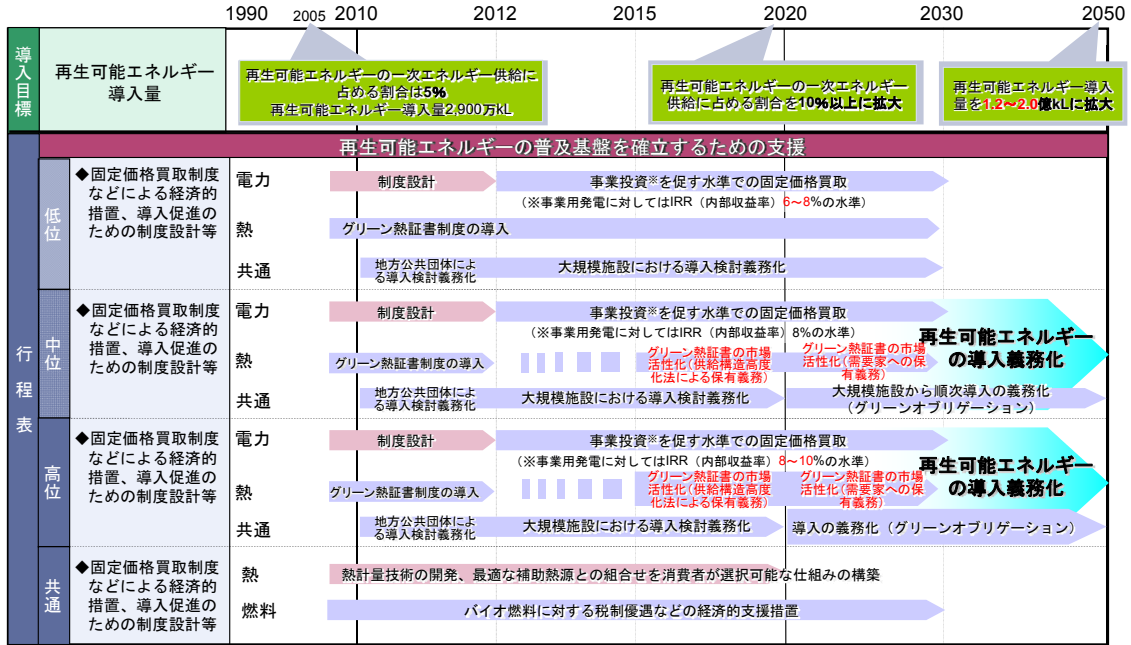
領域	規制・制度的な課題経の対応
再生可能エネルギー電源の導入・系統連系	<ul style="list-style-type: none"> <li>再生可能エネルギーの買取における専用線での全量買取の実施（＝需給契約のための引込線と別途、高圧又は低圧の送配電線へ専用線で連系し買取を求める）</li> <li>再生可能エネルギーの優先接続・優先給電ルールの整備</li> <li><u>適地のマッピング情報を作成、公表</u></li> </ul>
再生可能エネルギー電源の運用	<ul style="list-style-type: none"> <li>低圧託送料金制度の創設（＝再生可能エネルギーの導入円滑に資すると考えられる、特定規模電気事業者又は特定電気事業者による低圧での託送が現状不可能。）</li> <li>再生可能エネルギーの優先接続・優先給電ルールの整備【再掲】</li> <li><u>風力発電のピッチコントロール等による出力抑制で連系可能量の拡大</u></li> <li><u>太陽光発電の余剰電力発生については、出力抑制方式と無効電力制御方式の併用による対応</u></li> <li><u>太陽光発電など分散設備の運用管理システム(アグリゲータなどとの関連がある)</u></li> </ul>
電力系統の運用改善、大幅変更、設備増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>中期的には、再生可能エネルギーの導入拡大や自家発等を活用した広域的な電力供給を更に促すため、50ヘルツ地域、60ヘルツ地域全体でインバランス算定を行うとともに、30分一定量の計画値によらずとも連系線の利用を可能とする。</li> <li>再生可能エネルギーの導入による配電電圧管理に加え、再生可能エネルギーや電気自動車的大幅な普及等も見据えて、<u>配電電圧の昇圧を検討し、必要な措置を講ずる。</u></li> </ul>
需要家側の対策	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要家による再生可能エネルギーの選択肢拡大に向けた部分供給取引の明確化(＝同一敷地内において、一般電気事業者とグリーンPPSの両者を活用したグリーン電力の利用が可能である旨の周知)</li> <li><u>スマートメーターの導入促進（電気事業者による導入を制度的に担保する仕組みを整備する。）</u></li> </ul>

※下線部は、本検討会における非経済障壁の克服のための施策案に繋がる課題。

## 5. ロードマップの改訂

### 5.1 エネルギー供給のロードマップ

#### (1) エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/3



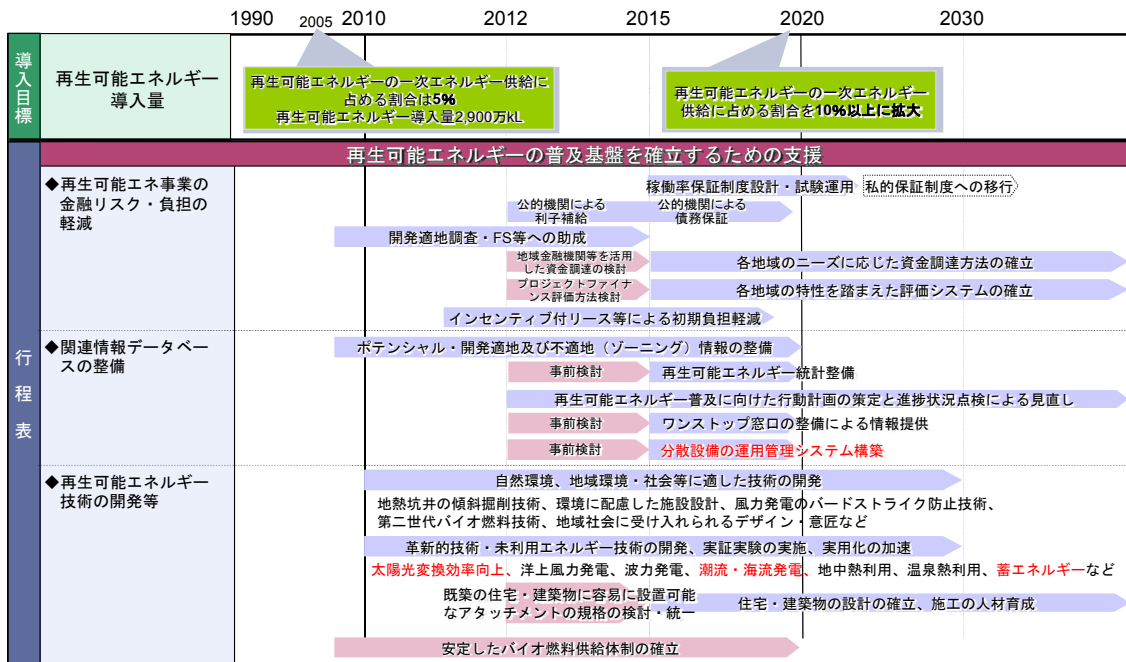
\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による税収等を活用し、上記の取組を支援。

温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策

左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 5-1 エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 1/3

(2) エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 2/3

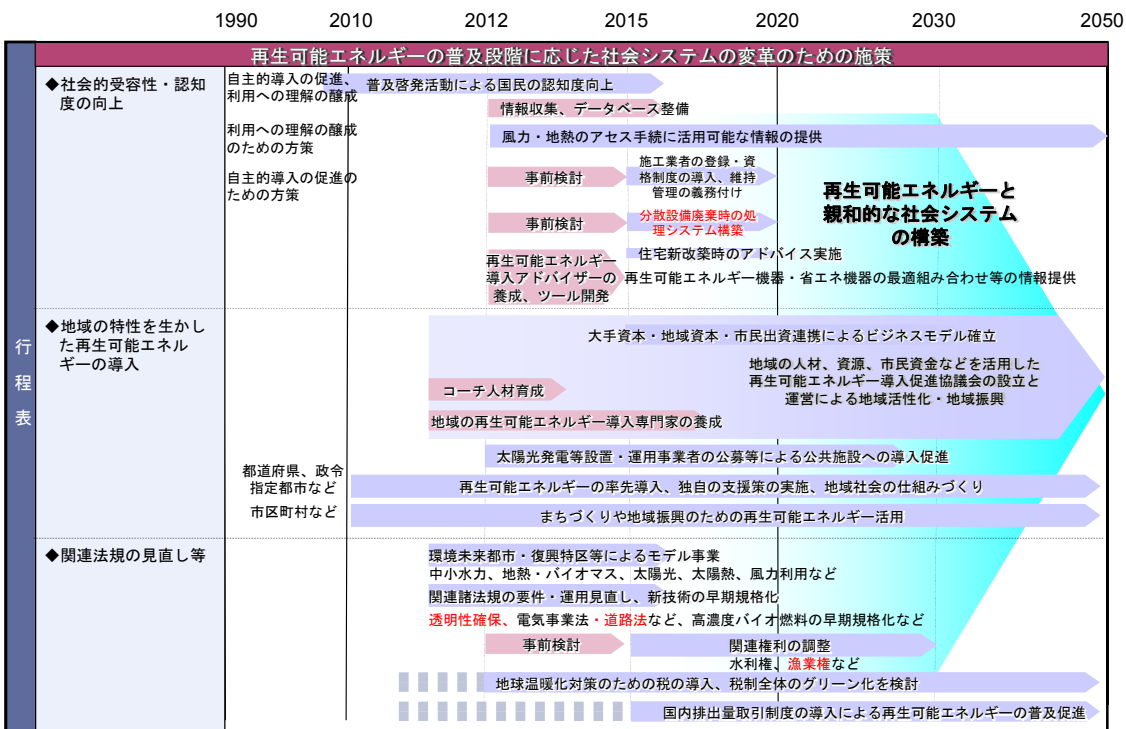


\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による税収等を活用し、上記の取組を支援。

→ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策      → 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 5-2 エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 2/3

(3) エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 3/3

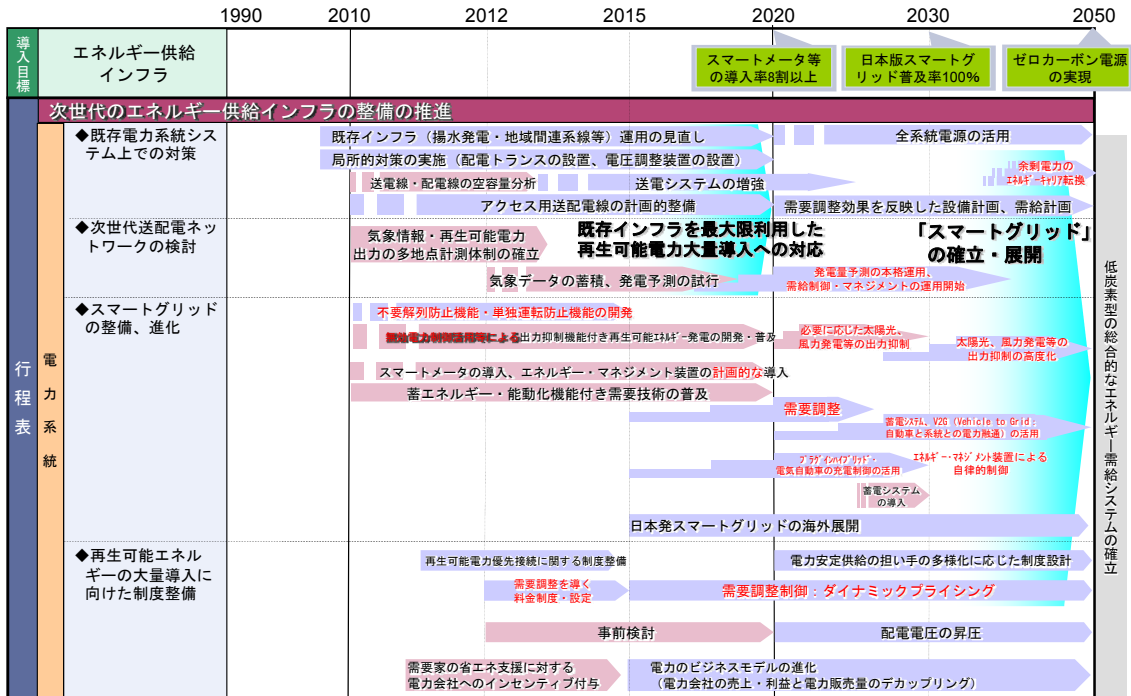


\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による税収等を活用し、上記の取組を支援。

→ 温室効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策      → 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 5-3 エネルギー供給 ～ロードマップ（再生可能エネルギー） 3/3

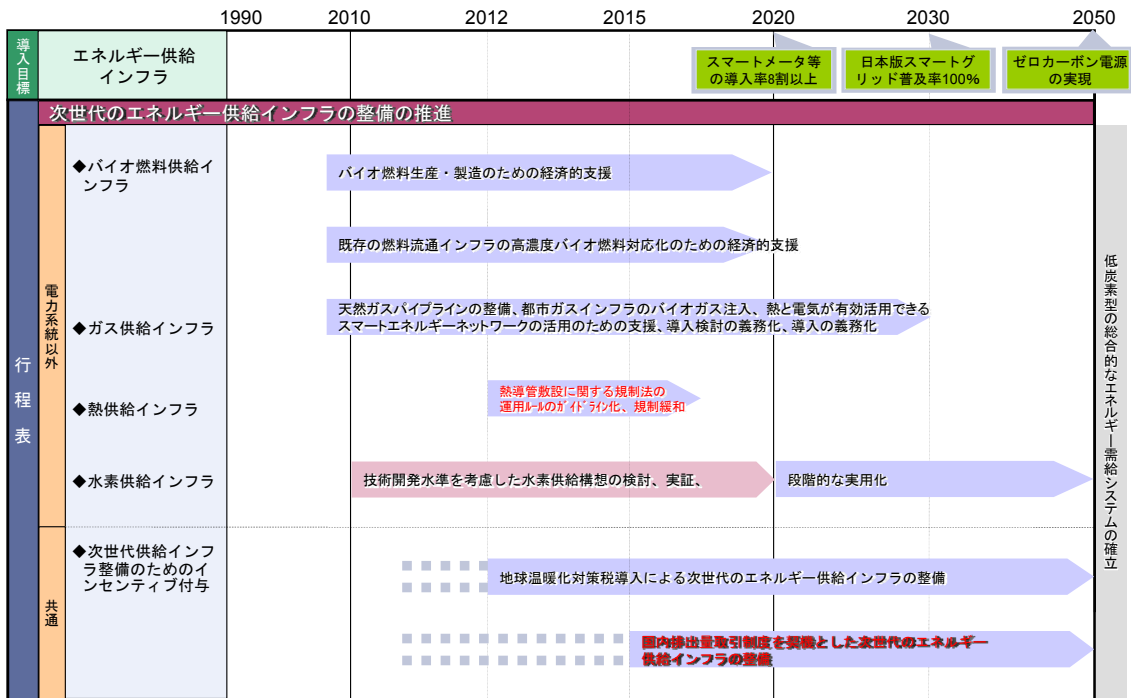
(4) エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ） 1/2



\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による税収等を活用し、上記の取組を支援。  
 低温効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策  
 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 5-4 エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ） 1/2

(5) エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ） 2/2



\*2012年度から導入が予定されている地球温暖化対策のための税による税収等を活用し、上記の取組を支援。  
 低温効果ガス排出量を削減するための対策を推進するための施策  
 左記の施策を導入するために予め行っておくべき施策

図 5-5 エネルギー供給 ～ロードマップ（エネルギー供給インフラ） 2/2

## 5.2 ロードマップ実現の留意点

- ・ 2020年の再生可能エネルギーの導入見込量を達成するためには、買取による支援と合わせて、非経済障壁の克服や金融面での支援も同時に進めていく必要がある。
- ・ 特に中小水力や温泉発電などの小規模な再生可能エネルギーに対しては、地方公共団体、地域の金融機関・企業、地権者などが連携したビジネスモデルが有効であり、地域の果たすべき役割が大きいことを認識する必要がある。
- ・ 地熱発電、洋上風力、海洋エネルギーなどは特に利害関係者との調整が必要であり、導入推進主体と一体となって win-win の関係を築くことが必要である。
- ・ 2050年という長期を見据えて、蓄エネルギーや余剰電力のキャリア転換に関する技術開発を進めておく必要がある。
- ・ 小規模分散型の再生可能エネルギーが大量に普及した際、メンテナンスの体制や廃棄時の費用負担や処理体制について、事前に検討を進めておく必要がある。
- ・ 固定価格買取制度の運用にあたって、消費税の扱いや物価上昇時の対応について、追加的に検討を行う必要がある。
- ・ 再生可能エネルギー導入による便益の分析では、将来的に輸入比率が増加した場合には便益の試算結果が減少する可能性がある。
- ・ 電力需給調整の分析では、太陽光及び風力が大量に導入された場合の短周期変動、能動化機器の制御対象、火力発電の調整力などに様々な仮定を置いた上での結果であり、モニタリングデータの収集等による更なる精緻化が必要である。
- ・ 再生可能エネルギーの導入に伴い必要となる系統対策費用の負担のあり方について、検討が必要である。
- ・ 再生可能エネルギーの普及度合いに応じて実施すべき施策の時期が変化するため、可能な限り前倒しで取り組んでおく必要がある。
- ・ 非経済障壁の克服については、規制・制度改革に関する分科会の第2ワーキンググループ等を中心に検討が進められており、国全体で連携して規制の見直し等を進めていく必要がある。

### 5.3 検討結果のまとめ

#### 5.3.1 再生可能エネルギーの導入加速化の必要性

再生可能エネルギー導入には、①温室効果ガスの削減、②エネルギー自給率の向上、③化石燃料調達に伴う資金流出の抑制、④産業の国際競争力の強化、⑤雇用の創出、⑥地域の活性化、⑦非常時のエネルギーの確保、というメリットがあり、次世代に引き継ぐべき良質な社会資本と考えられる。

#### 5.3.2 再生可能エネルギーの導入見通し

導入見込量は低位、中位、高位の3ケースを想定。再生可能エネルギーの特性を踏まえた推計方法を採用した。買取価格は2020年時点の導入量に対してIRR8%を満たす価格を基本として想定した。

結果、再生可能エネルギーの一次エネルギー供給量は直近年と比較して少なくとも2020年で1.3倍（低位）～2.0倍（高位）、2030年で約2倍（低位）～3倍（高位）が見込まれる。また、再生可能電力の発電電力量に占める比率は2020年に2割前後（低位～高位）、2030年に2割（低位）～4割（高位）程度が見込まれる。

#### 5.3.3 電力需給調整システムの検討

出力が変動する太陽光と風力を対象に、1時間レベルでの需給バランスと短周期変動に対する調整力の両方を確保するための方策を検討した。

2030年高位ケースを例に需要能動化と揚水発電を積極的に活用することで、全国平均で出力抑制量を5%以下に軽減できることが見込まれた。併せて、系統対策費用を大幅に抑制できる可能性が示された。

#### 5.3.4 再生可能エネルギー導入支援策について

固定価格買取制度を安定的に運用するため、導入量により価格低減率を調整する方法を提示。2030年までの導入量に対する標準世帯負担額のピークは、152円/月（低位）～560円/月（高位）となった。

また、グリーン熱証書の市場創出のため、エネルギー供給事業者または需要家への調達義務化制度を提示した。

#### 5.3.5 非経済障壁について

震災を踏まえた非経済障壁に関する課題を抽出し、克服のための施策を検討した。分散設備の運用管理システム構築、電力需給調整システムの構築、出力抑制時や系統接続に関する紛争処理時のルール作り、配電電圧の昇圧、スマートメーターの計画的導入に向けた取組などの対策・施策が必要という考えを打ち出した。