

エネルギー供給WG参考資料

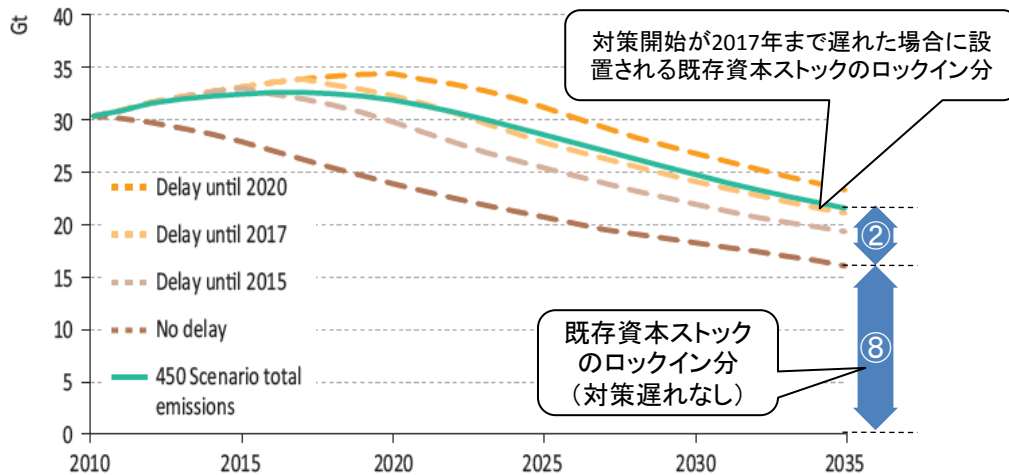
1. 火力発電について
2. コージェネ等の分散電源について
3. 再生可能エネルギーについて

1. 火力発電について

ロックイン効果

- 世界的に旧来型の石炭火力などが建設され温室効果ガス排出量が高止まりする「ロックイン効果」が懸念されている。

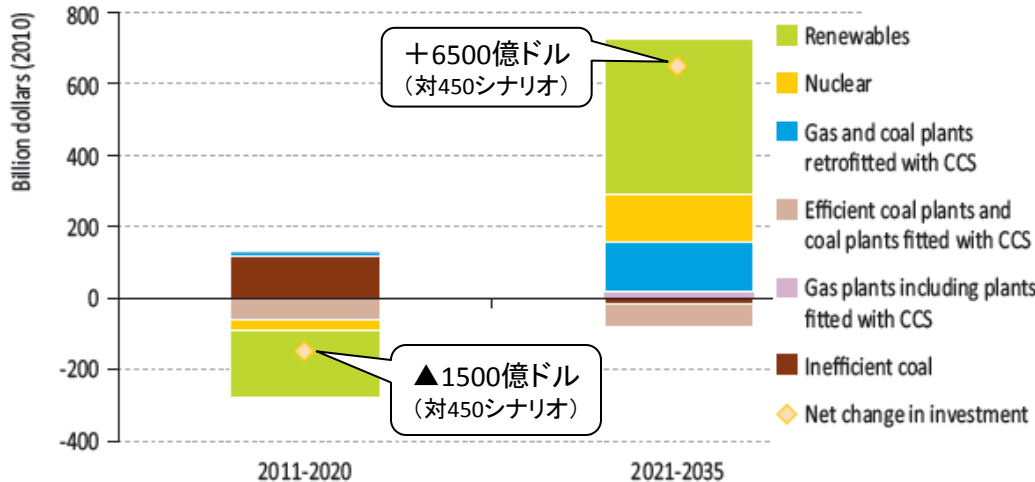
行動を先送りした場合のエネルギー起源CO2排出量



- 対策が遅れが生じないケースでも、450シナリオで2035年に許容されるエネルギー起源CO2総排出量の約5分の4は、2010年時点に存在する資本ストック(発電所、建物、工場等)に既に「ロックイン」されている。
- 2017年までに新規の厳格な行動をとらなければ、その時点で導入されているエネルギー関連インフラが、450シナリオで2035年までに許容されるCO2をすべて排出してしまうことになる。

(出典)IEA, World Energy Outlook 2011

2015年まで行動を先送りした場合の技術導入費用の差(発電部門)

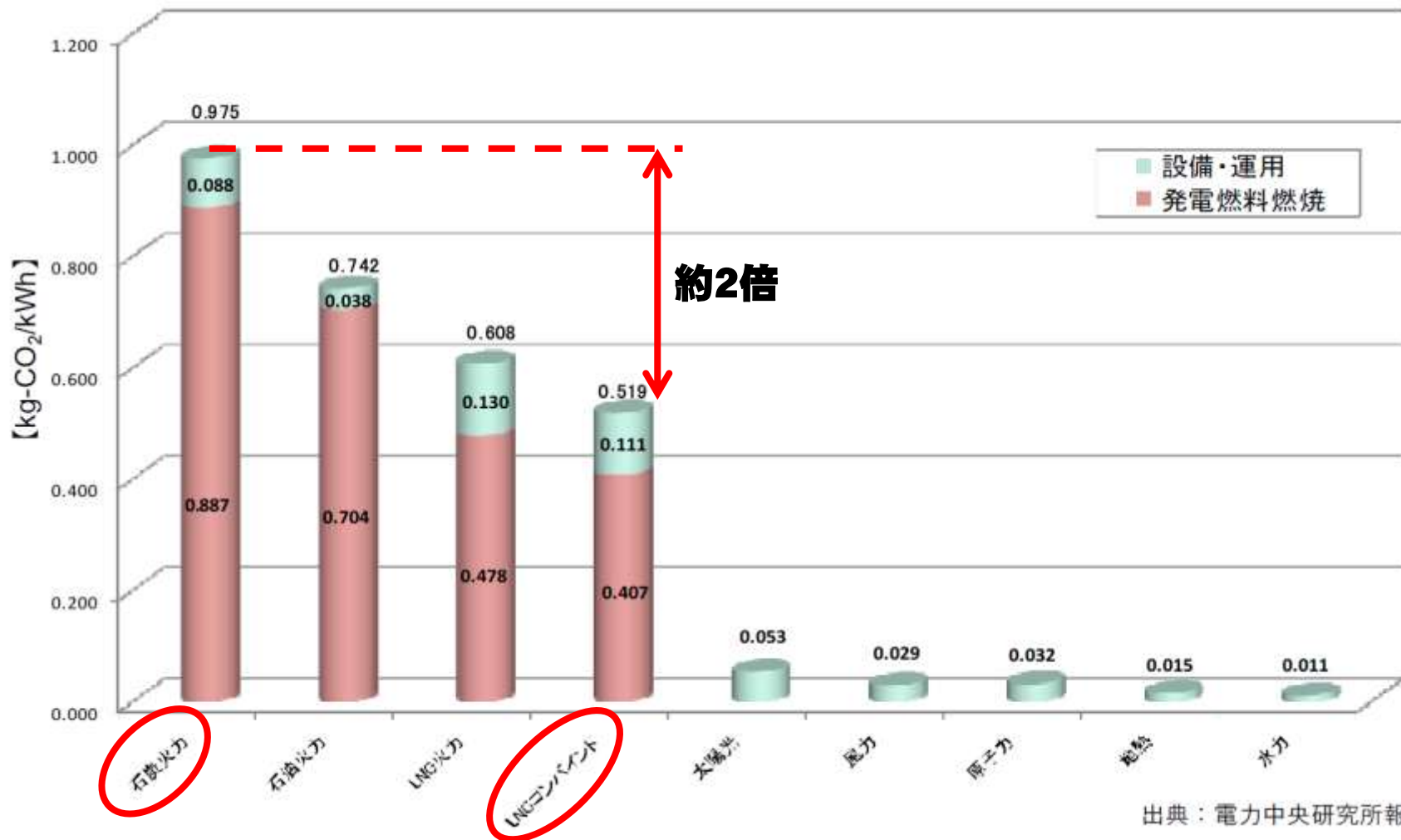


- 行動の先送りに伴う排出増の50%を発電部門が占める。また、既存発電所からの排出量の3/4を石炭火力が占めており、石炭火力のロックイン効果は大きい。
- 発電部門の対策開始を2015年まで先送りした場合、450シナリオ実現に必要な技術の導入に要する追加的費用は、2021-2035年に6500億ドル(450シナリオ比)となる。

(出典)IEA, World Energy Outlook 2011

- 石炭火力はCO2排出原単位が他と比べて大きく、LNGコンバインド火力の約2倍。

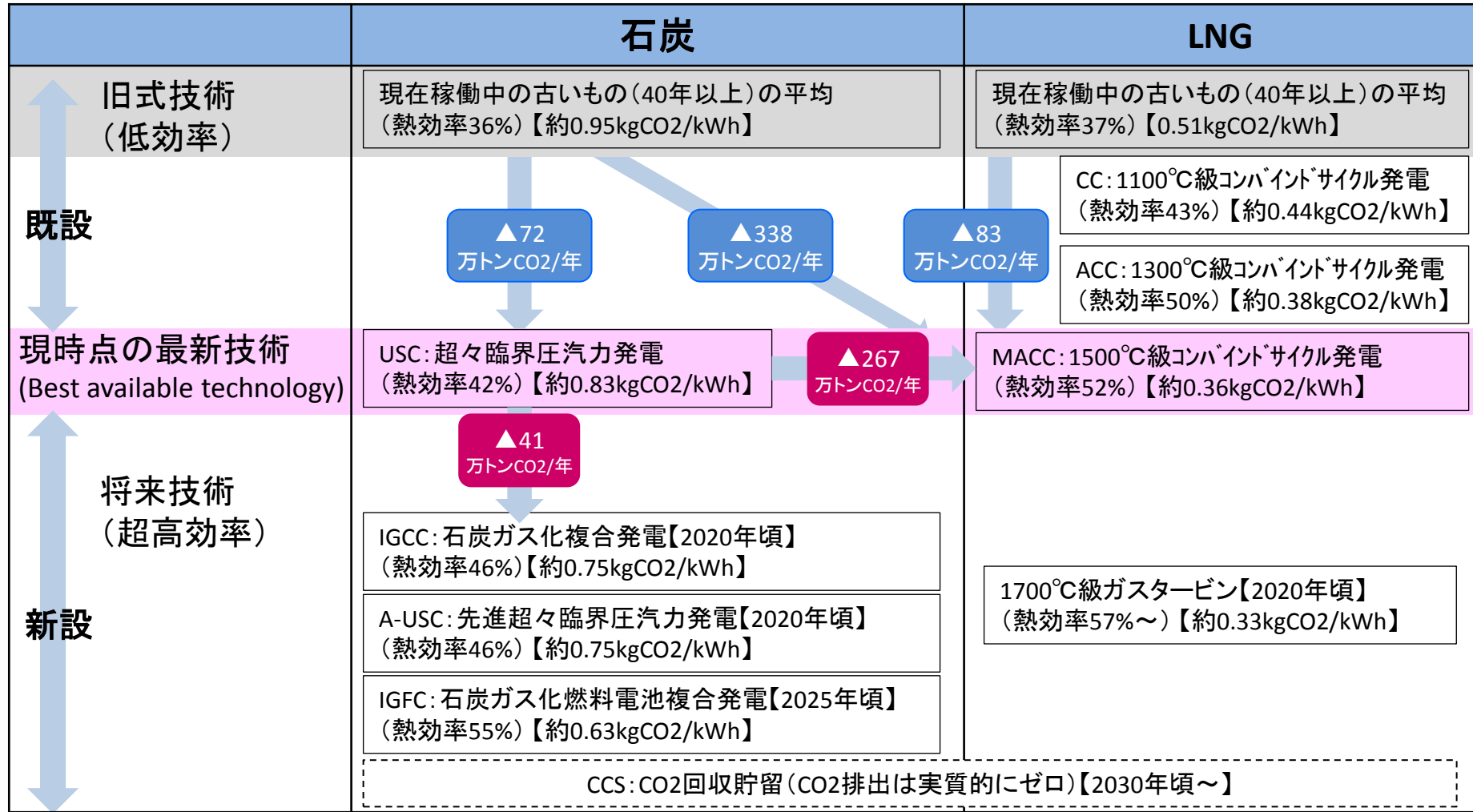
■ 電源種別のCO2排出原単位(設備・運用含む)



(出典)資源エネルギー庁:低炭素電力供給システムに関する研究会報告書(2009)

火力発電の高効率化技術とCO2排出量評価

● 火力発電により原発を代替する場合は、CO2排出量の評価が重要。



(出典) 資源エネルギー庁: 電力需給の概要、NEDO: 技術戦略マップ2009、コスト等検証委員会: コスト等検証委員会報告書(案)より作成

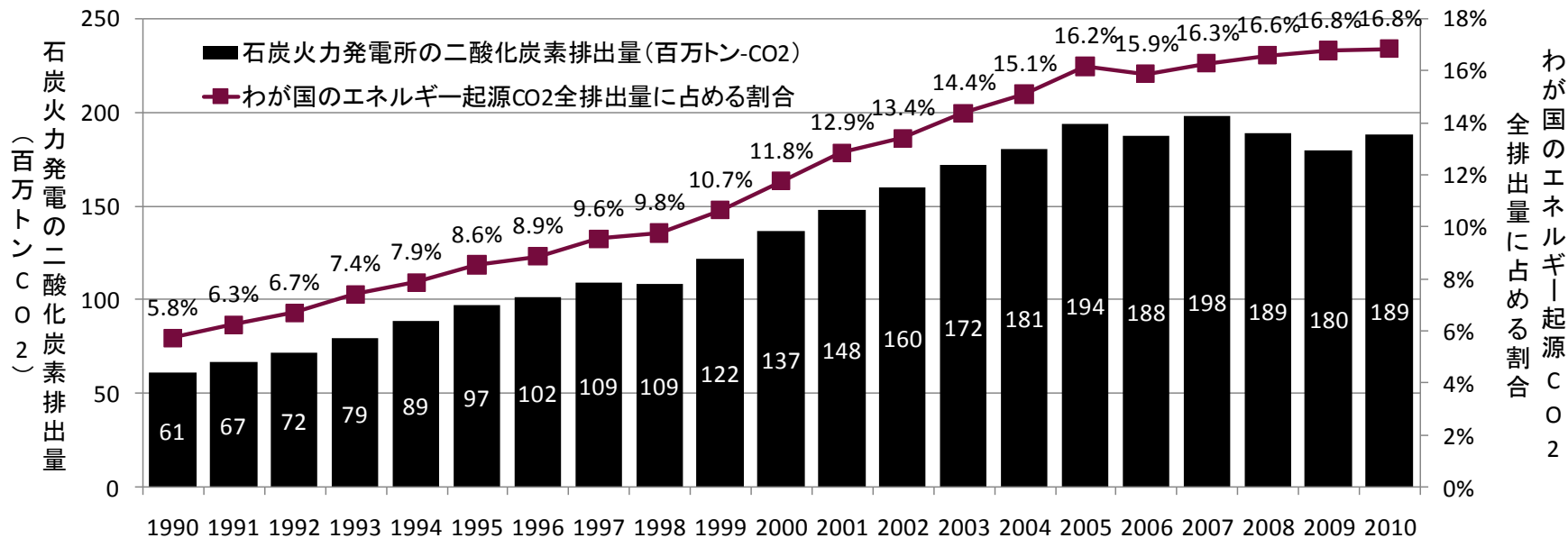
※熱効率は送電端の高位発熱量基準

※ ▲ 内はリプレースによる一基あたり年間CO2排出量の削減量(1基100万kW、設備利用率70%とした場合)

※ ▲ 内は、新設の際により効率の良い技術を選択した場合の一基あたり年間CO2排出量の削減量(1基100万kW、設備利用率70%とした場合)

※BAT: Best available technologyは、「利用可能な最良の技術」

● 1990年以降の我が国の温室効果ガス排出量の推移において、石炭火力のインパクトは大きい、エネルギーセキュリティも含めた多面的な評価が必要。



総合エネルギー統計、温室効果ガスインベントリより作成 (2010年度値は推定実績)

仮に、1990年度からの石炭火力の伸びの全てをLNG火力で代替していたとすると、CO₂排出量は約7000万トン削減(基準年比約5.6%の削減に相当)しており、全電源の排出係数は0.07kg-CO₂/kWh程度改善に相当)

<実績>

	1990年度	2009年度
石炭火力からのCO ₂	6100万トン 【720億kWh】	1億9300万トン 【2380億kWh】
LNG火力からのCO ₂	7500万トン 【1640億kWh】	1億1600万トン 【2810億kWh】
電力の排出係数	0.42kgCO ₂ /kWh	0.41kgCO ₂ /kWh

<試算値>

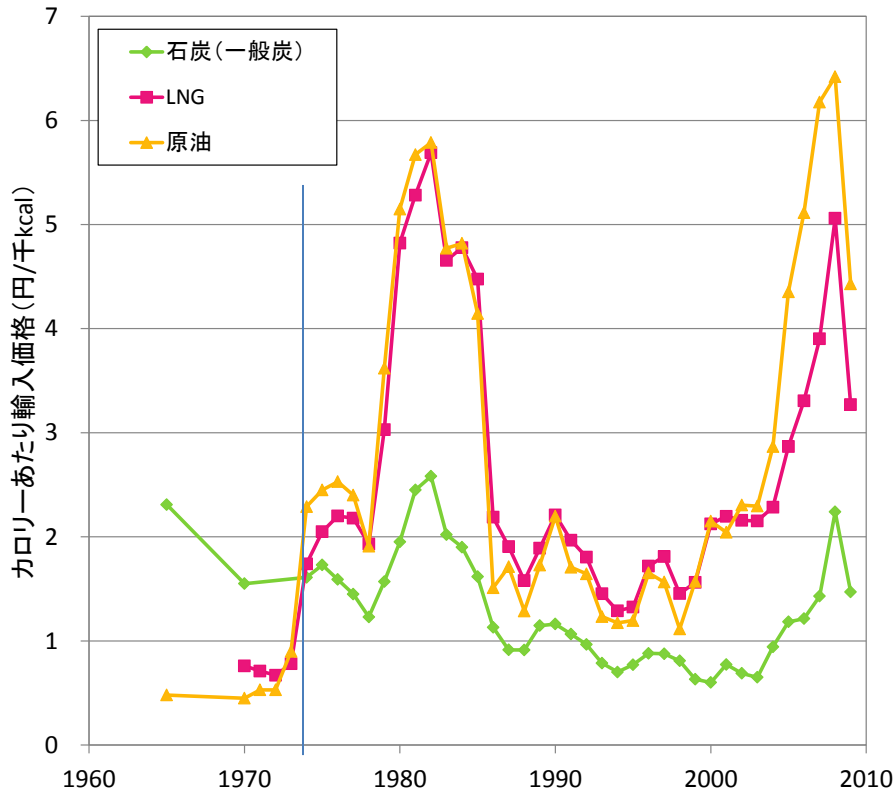
2009年度
5800万トン 【720億kWh】
1億8500万トン 【4470億kWh】
0.34kgCO ₂ /kWh

▲7000万トン
(基準年比約5.6%)

● 石炭火力には、石炭価格とセキュリティの相対的な優位性があると考えられる。

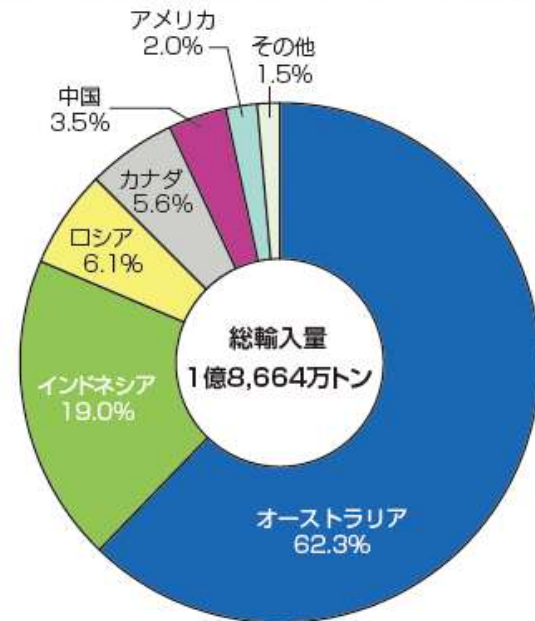
- 1970年代にオイルショックの影響等によって石油、LNGの価格が上昇したことで、カロリーあたり輸入価格が石炭と逆転。以降、現在まで石炭が価格面で優位性がある。
- また石炭は、歴史的に輸入先の国情は安定している傾向にあり、セキュリティの観点からも相対的に優位。

■ エネルギー源別のカロリーあたり輸入価格の推移



(出典) 日本エネルギー経済研究所: EDMCエネルギー・経済統計要覧2011より作成

■ 日本の石炭輸入先の推移



(出所) 財務省「日本貿易統計」をもとに作成

(出典) 経済産業省: エネルギー白書2011

火力発電は計画から稼働までの期間が長い。

- コスト等検証委員会報告書(2011年12月)では、計画から稼働までの期間を10年程度としている。(直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)について、初号機の立地決定の表明から運転開始の年までの平均的な期間)

電源	計画～稼働の期間
原子力	20年程度
石炭火力	10年程度
LNG火力	10年程度
石油火力	10年程度
一般水力	5年程度
小水力	2～3年程度
ガスコジェネ	約1年
石油コジェネ	約10ヶ月
燃料電池	約2週間

電源	計画～稼働の期間
太陽光(メガソーラー)	1年前後
太陽光(住宅)	2～3ヶ月程度
地熱	9～13年程度
陸上風力	4～5年程度
洋上風力	—
バイオマス(木質専焼)	3～4年程度
バイオマス(木質混焼)	1年半程度

現行のエネルギー基本計画(平成22年6月)における記述(1)

第2章. 2030年に目指すべき姿と政策の方向性

第2節. エネルギー源のベストミックスの確保

2. 化石燃料

非化石エネルギーの導入や省エネルギーを最大限進めても、供給ポテンシャル、利便性、経済性等の観点からは、将来においても化石燃料をエネルギー供給に利用する必要がある。新興国を中心にエネルギー需要が拡大し、資源獲得競争が一層激化する中で、安定供給の確保や高度利用の推進が必要である。

(1) 石油

国内需要は減少するものの、利便性・経済性に優れ、既に全国の需要家への燃料供給インフラも整っている等の理由から、引き続き経済活動・国民生活において欠かせない基幹エネルギーに位置づけられる。資源国との関係強化や我が国企業による上流権益獲得の推進、精製部門の競争力強化や国内サプライチェーンの維持、備蓄の着実な推進等を通じた安定供給確保を推進する。

(2) 天然ガス

化石燃料の中で最もCO₂排出が少なく、世界に比較的広く分散して賦存し、シェールガスなど新規供給源も立ち上がってきていることを踏まえると、今後、低炭素社会の早期実現に向けて重要なエネルギー源である。上流権益獲得による安定供給確保や産業部門の燃料転換、コージェネレーション利用、燃料電池の技術開発の促進と内外への普及拡大など、天然ガスシフトを推進すべきである。

(3) 石炭

化石燃料の中でCO₂排出は大きいものの、コスト・供給安定性の面で優れたエネルギー源である。CCS(CO₂回収・貯留)やIGCC(石炭ガス化複合発電)等地球環境と調和した石炭利用技術を確立し、今後も適切に活用していく。また、世界最高水準にある我が国の石炭利用技術の競争力を維持し、世界各国に普及させていく。

(4) LPガス

分散型エネルギー供給源で、災害時対応にも優れ、化石燃料の中で比較的CO₂排出が少ないクリーンなガス体エネルギーであり、重要なエネルギー源として引き続き低炭素社会の実現にも資する利用を促進する。その際、備蓄の着実な推進や、家庭用等小口需要に対する配送の低炭素化を進めることが重要である。

現行のエネルギー基本計画(平成22年6月)における記述(2)

3. 化石燃料の高度利用

(1) 火力発電の高度化

① 目指すべき姿

火力発電は、エネルギー安全保障、経済性の観点からベストミックスの電源構成を実現する上で、重要な位置づけである。また、再生可能エネルギー由来の電気の大量導入時の系統安定化対策に不可欠な存在でもあり、今後も極めて重要な役割を果たす。こうした観点から、単位発電量当たりのCO₂発生量の削減を図り、最新設備の導入やリプレイス等により火力発電の高効率化等に引き続き努める。

② 具体的な取組

石炭火力発電については単位発電量当たりのCO₂を低減させるため、現在運転中の石炭火力における効率改善やバイオマス混焼及び老朽石炭火力のリプレイス等による最新設備の導入を推進することにより、高効率化・低炭素化を進める。当面新增設又は更新される石炭火力発電については、原則としてIGCC並みのCO₂排出量に抑制する。

また、我が国が有する世界最高水準の石炭火力発電技術をさらに革新していくことが重要である。IGCC・A-USC(先進的超々臨界圧発電)等について、更なる高効率化や早期の実用化を目指して、官民協力して開発・実証を推進する。

このような高効率石炭火力の開発・実証・導入を国内で進めつつ、将来に向けてゼロ・エミッション石炭火力発電の実現を目指す。その実現のため、2020年頃のCCSの商用化を目指した技術開発の加速化を図るとともに、今後計画される石炭火力の新增設に当たっては、CCS Ready[※]の導入を検討する。また、商用化を前提に、2030年までに石炭火力にCCSを導入することを検討する。

以上のような高効率の石炭火力技術については、我が国を環境に優しい石炭火力の最新鋭技術の実証の場として位置づけ国内での運転実績の蓄積を図る。

その他の火力発電については、新增設・更新の際には、原則としてその時点における最先端の効率を有する設備の導入を目指す。

※ 具体的なCCS Readyの要件についてはEU指令も参考にしつつ今後検討する。2009年6月のEU指令では、30万kW以上の火力発電所の新設に係る許認可要件において満たすべきCCS Readyの要件として、①適切なCO₂貯留地点が存在すること、②CO₂輸送が技術的かつ経済的に可能なこと、③将来のCO₂回収・圧縮設備の建設が技術的かつ経済的に可能であることについての調査を要求している。調査の結果、技術的かつ経済的に実行可能である場合には、CO₂回収及び圧縮に必要な施設のためのスペースを確保する必要がある。

地球温暖化対策の観点から考え得るLNG火力の技術的メリット

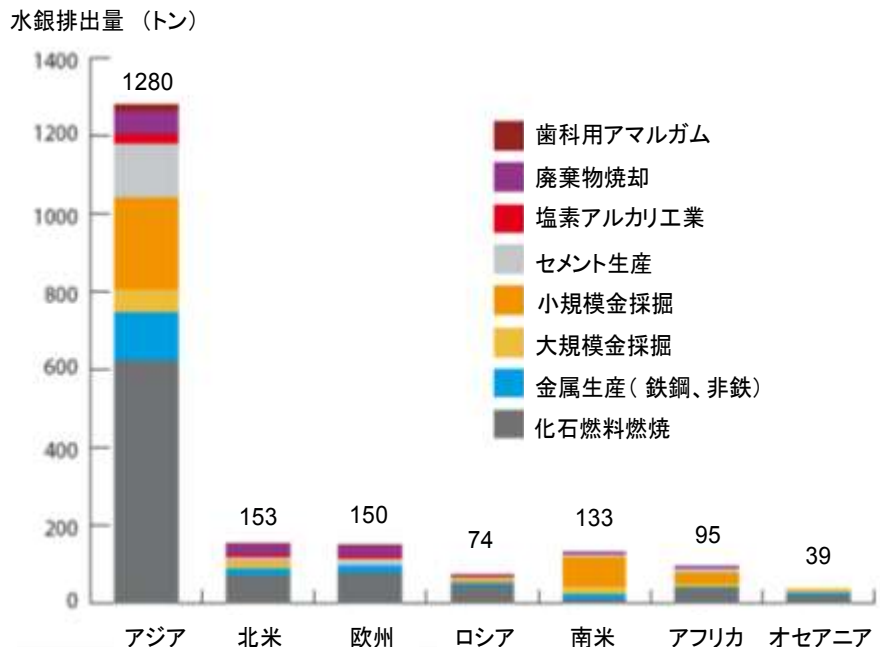
- LNG火力は再生可能エネルギーの調整電源として優れている
 - ・・・LNG火力は石炭火力と異なり、出力変動が容易であるため、再生可能エネルギーを最大限導入する方針に適した電源である。石炭火力は、稼働率を落とした場合、LNG火力に比して経済性の悪化の程度が大きく、ベース電源にのみ適するが、LNG火力は、経済性の観点から、ベース、ミドル、ピーク電源のいずれの役割も果たせる。
- 熱の有効利用も比較的現実的
 - ・・・LNG火力発電は設置スペースがコンパクトでもあることから、都市近接型の設置が可能であり、熱の有効利用によるCO2削減効果も期待できる。
- LNG火力発電は、クリーンな電源
 - ・・・石炭火力や石油火力からは、SO_x(硫黄酸化物)、ばいじん、水銀などが発生するが、LNG火力からは発生しない。
※ただし、我が国の火力発電由来のSO_x、No_x、ばいじんの発生量は排煙処理装置の設置により世界最低水準。

国際的に水銀の排出規制の動きが強まっており、石炭火力発電は主要な排出源。

■水銀排出量の現状

- 世界ではアジア地域の排出量が多く、化石燃料燃焼が約46%を占める。

各国・地域の大気中への水銀排出量 (ton/年) (2005年)



日本における大気への主要排出源別排出量 (ton/年) (2005年)

排出源	排出量
石炭火力発電	1.2
石油火力発電	0.3
廃棄物焼却	1.7～5.6
鉄鋼・製鉄	3.3
非鉄金属精錬	0.5～4.6
セメント	8.9
石灰石製造	1.1
コークス製造	0.89
国全体	22.3～30.6

(出典)
世界:「Technical Background Report to the Global Atmospheric Mercury Assessment」(UNEP, 2008)、
日本:環境省調査

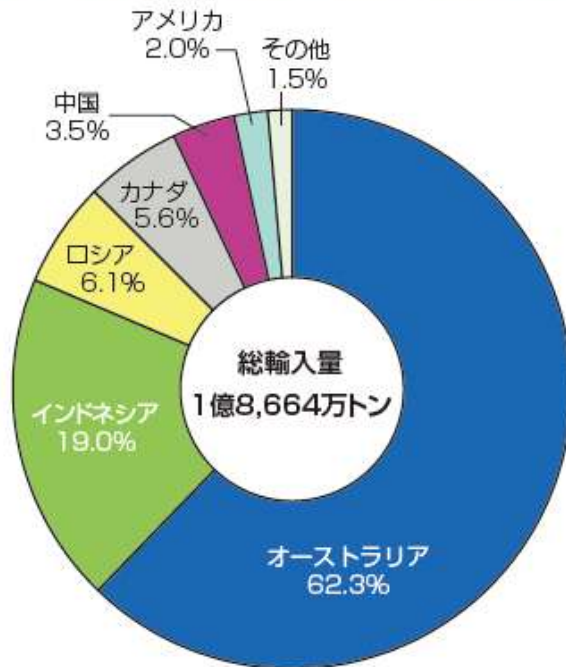
■水銀条約制定の動き

- 平成13年 国連環境計画(UNEP)が、地球規模での水銀汚染に関する活動を開始。
- 平成21年2月 UNEP第25回管理理事会において、水銀によるリスク削減のための法的拘束力のある文書(条約)を制定すること、及びそのための政府間交渉委員会を設置して2010年に交渉を開始し、2013年までの取りまとめを目指すことに合意。
- 平成23年10～11月の第3回政府間交渉委員会において示された条文案では、石炭火力発電所を含めた発生源について、BAT(利用可能な最良の技術)、BEP(環境のための最善な慣行)の適用等について議論がなされている。(技術の詳細に議論が至っておらず、現時点では、我が国の石炭火力発電に与える影響は不明。)

エネルギーセキュリティ

- 石炭産出国は、天然ガス／石油産出国と比較して国情が安定している傾向にある。
- 天然ガス産出国は、石炭と比べ国情が不安定な傾向であるが、シェールガス等の非在来型ガスは北米等におけるポテンシャルが大きく、供給源の多様化が期待できるのではないか。

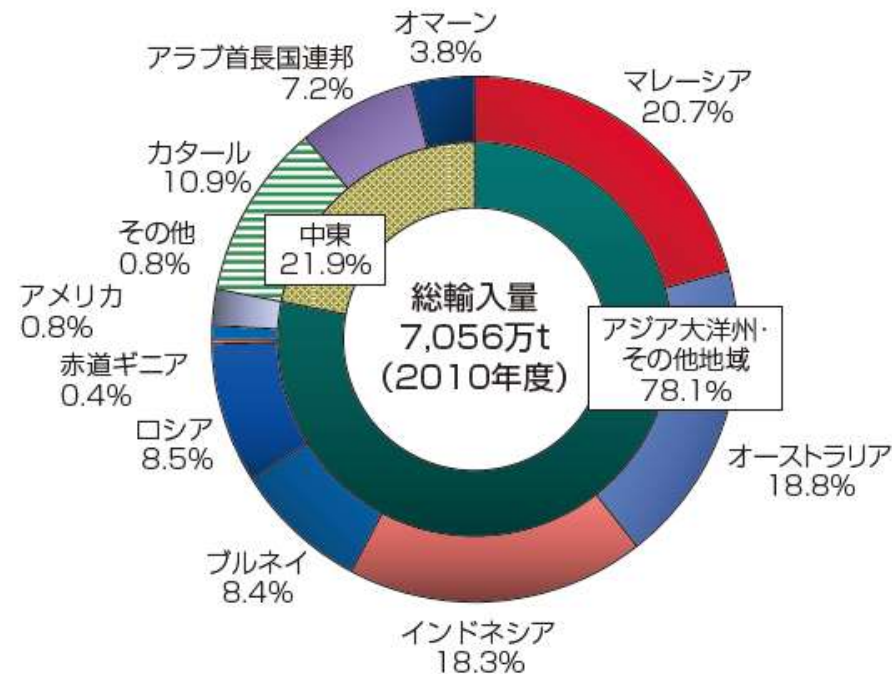
■ 日本の石炭輸入先(2010年度)



(出所) 財務省「日本貿易統計」をもとに作成

(出典) 経済産業省:エネルギー白書2011

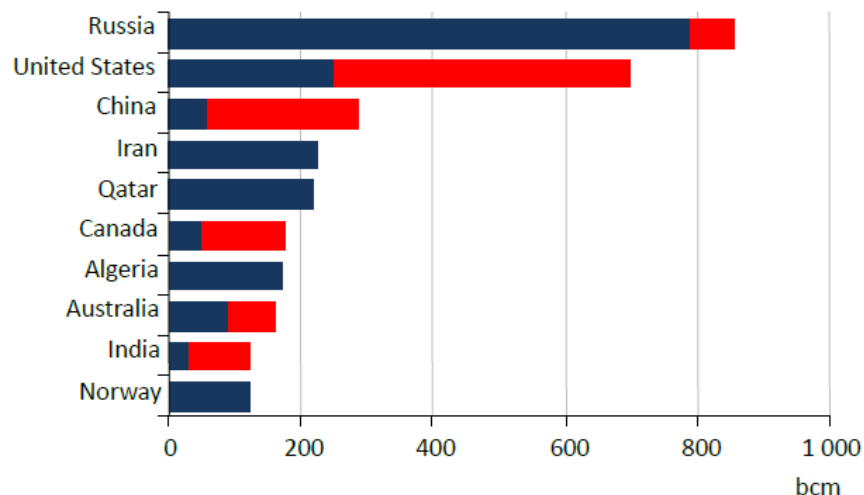
■ 日本の天然ガス輸入先(2009年度)



(出所) 日本関税協会「日本貿易月表」をもとに作成

世界的には、シェールガス等非在来型ガス資源の活用により、ガス利用が進む可能性が高い。

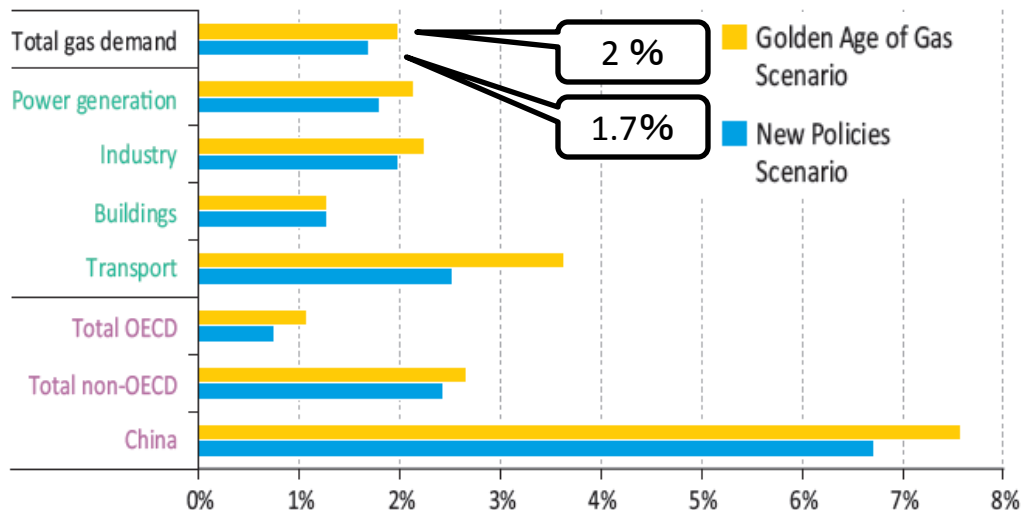
■ 2035年における天然ガスの主要生産国



- WEO2011の「天然ガス利用シナリオ」では、非在来型ガスの採掘の拡大により価格が相対的に低下し、消費量が急激に増加するとしている。
- 世界の年間生産量は、2035年までに2009年の約1.6倍(3.1→4.8兆m³)に増加。増加量のうち40%を非在来型ガスが占める。

(出典) World Energy Outlook 2011, Presentation to the press London, 9 November 2011

■ New Policy Scenario と Gas Scenarioの天然ガス需要の伸び率の比較

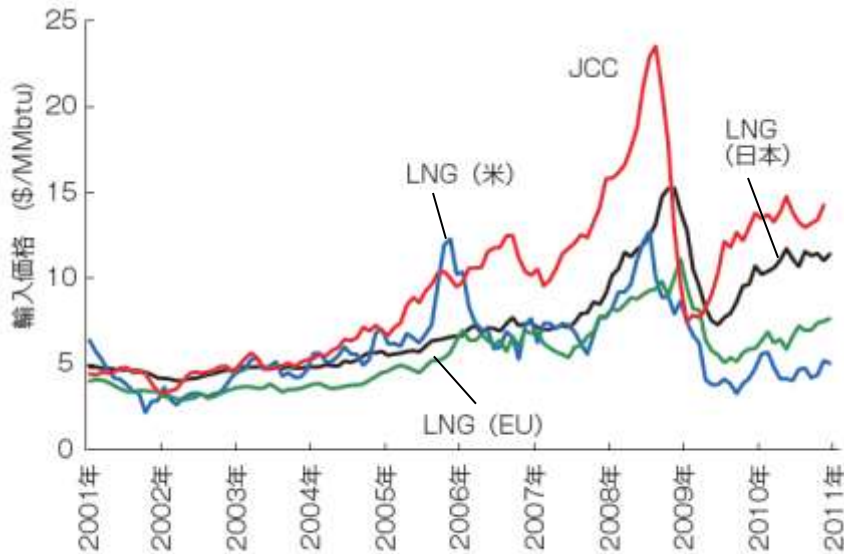


- WEO2011の「新政策シナリオ」では、2009年から2035年にかけての世界の天然ガス需要の伸びを年間1.7%と予測しているのに対して、「天然ガス利用シナリオ」では年間2%になると予測。

(出典) IEA, World Energy Outlook 2011

- LNGの市場は、欧州・米国・アジアに分かれており、それぞれ価格が異なっている。
- アジアLNG輸入価格は、近年上昇しており、シェールガスによる全世界的な供給量増加の効果は現時点では見られない。

■ 地域別のLNG価格(CIF)

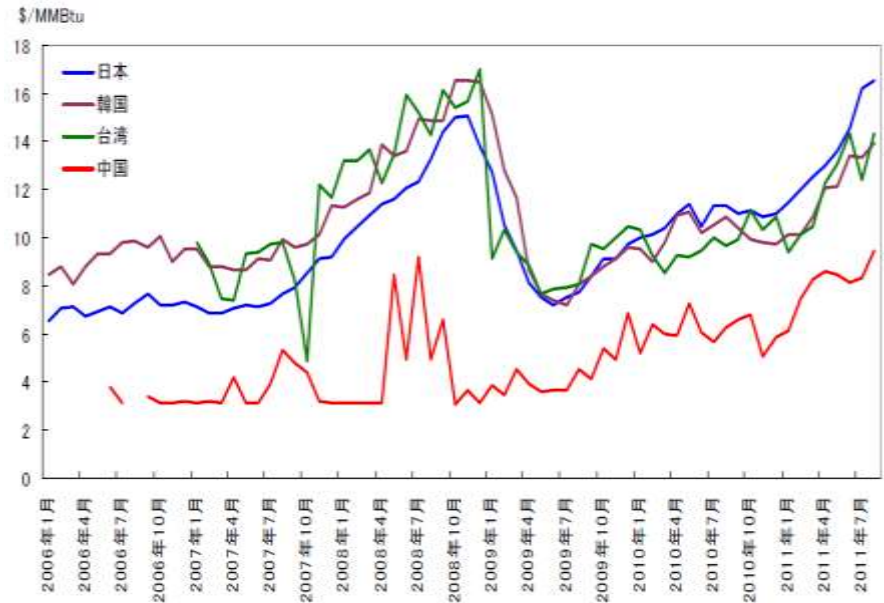


(出所) IEA, Energy Prices & Taxes, IEEJ, EDMC データバンク

(参考) JCC (Japan Crude Cocktail): 日本の原油輸入価格

出典:「エネルギー白書2011」

■ 北東アジアのLNG輸入価格の推移



(参考) LNGスポット推定価格

- 日本
2011年4月着: \$9-10/MMBtu前後、10月着\$15-16/MMBtu前後
- 欧米市場(2011年4-10月)
米国ヘンリーハブ価格 \$4/MMBtu前後
英国NBP価格 \$8-9/MMBtu前後
スペイン平均輸入価格 \$12-13/MMBtu前後

出典:「原発依存低下に伴うLNG調達の課題と解決策」
(日本エネルギー経済研究所、2011年12月13日)

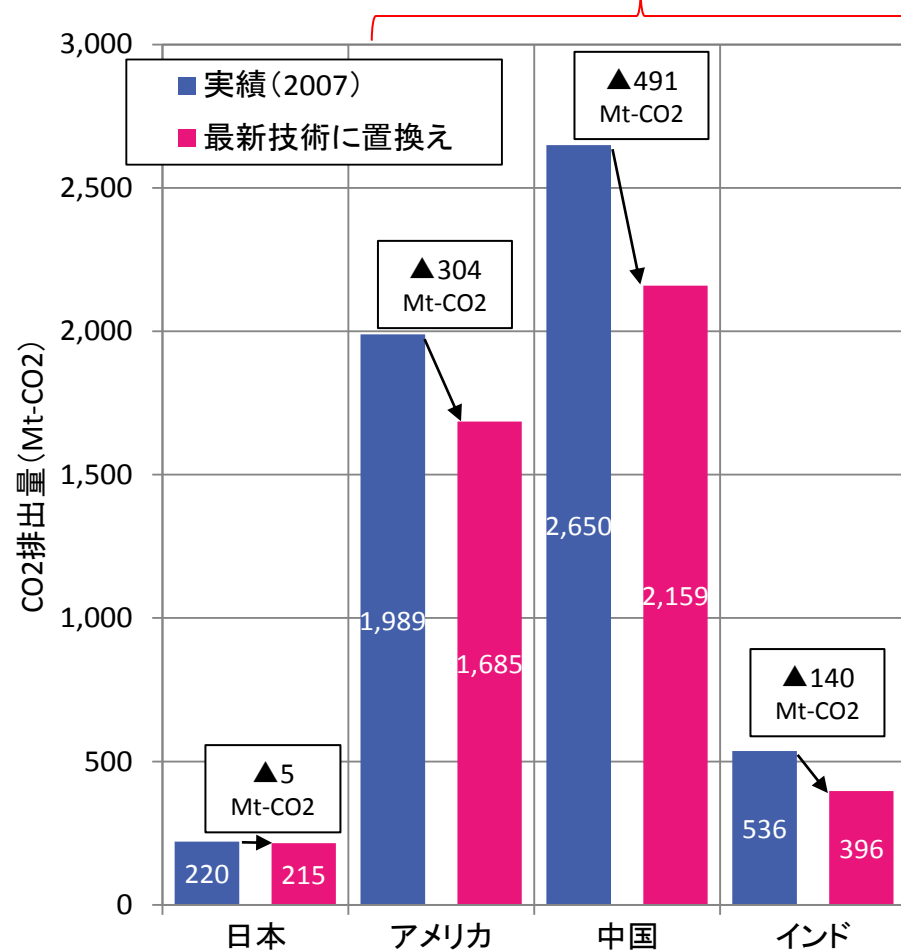
技術移転

- 諸外国の石炭火力を日本の最新技術に置換えることで、CO2排出量を大幅に削減可能。
- 日本で技術を磨き、新興国に高効率火力発電の技術移転を行うという観点は重要。

■ 石炭火力のCO2排出量の国際比較

(現在の日本の最新の石炭火力に置換えた場合との比較)

3カ国合計で、9億3400万トンCO2削減(日本の基準年の8割相当)



- 日本の火力発電は世界各国と比較し高効率であり、更なる効率向上に向けた技術開発も行われている。
- また、世界的に石炭火力の大気汚染への影響に対する規制が強まっている中で、我が国の火力発電由来のSOx、NOxの発生量は世界最低水準。
- 高効率火力発電の技術移転によるクレジットの取得も見据え、国内技術を磨き、承継していく必要がある。

※コスト検証委報告書より最新技術の熱効率は、42.0%とした。また、1基あたりの出力を75万kW、設備利用率70%として換算。
(出典) Ecofys: International Comparison Fossil Power Efficiency (2010)、コスト等検証委員会報告書より作成

石炭火力のリプレース需要

- 2020年、2030年に向けて多くの石炭火力発電所が更新期を迎える。
- 1年に1～2基程度の更新需要が発生するため、新增設を行わなくとも、技術の継承は可能なのではないか。

○2011年12月末時点で、日本で運用されている石炭火力発電所は69基

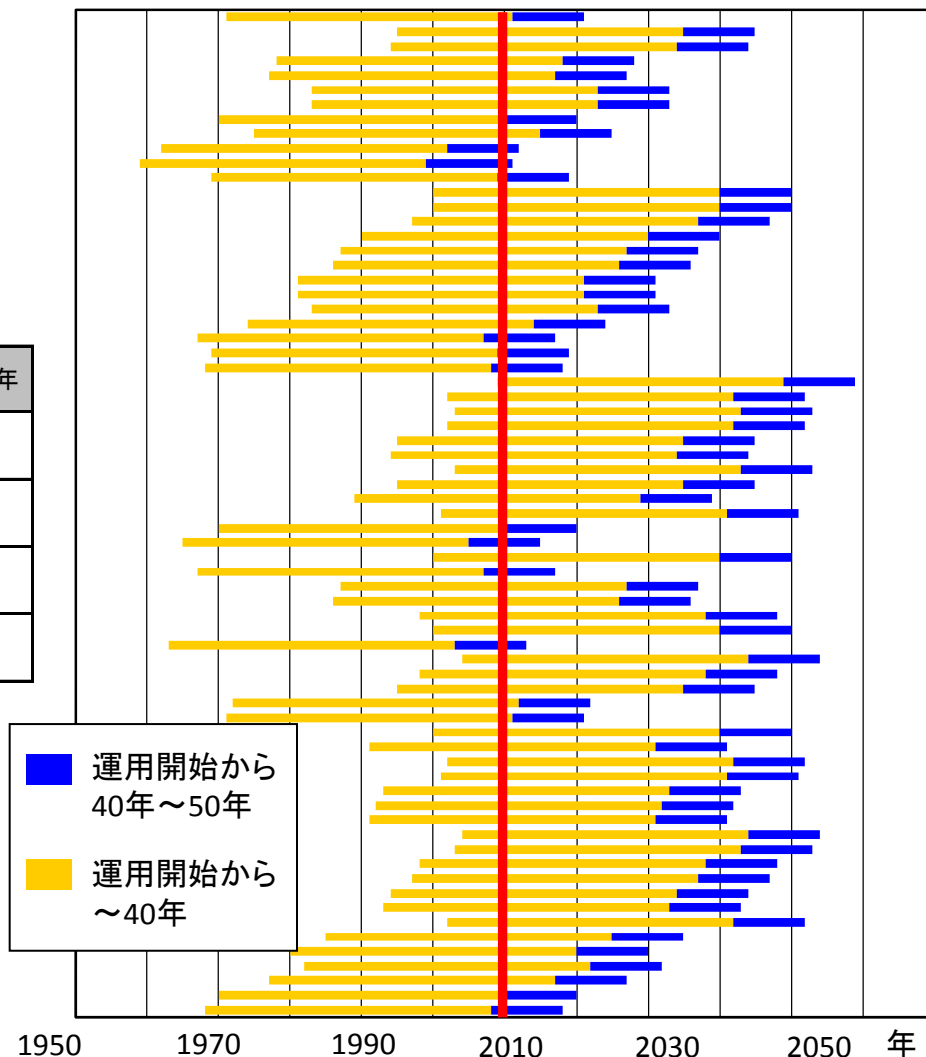
○運転開始から40年超の石炭火力発電所は、2020年で21基、2030年で33基。

年		2011年 12月時点	2020年	2030年	2040年	2050年	2060年
運用年数 40年以下	発電所数 (基)	56	48	36	17	1	0
	設備容量 (GW)	32.7	30.7	25.4	11.7	0.6	0.0
運用年数 40年超	発電所数 (基)	13	21	33	52	68	69
	設備容量 (GW)	2.3	4.3	9.6	23.3	34.4	35.0

※2011年以外は1月時点の値
出典)電源開発の概要(2010)

(参考)平成22年度の電力供給計画において2020年までに開発を計画している石炭火力発電所

会社	発電所	出力(万kW)	運開
東京電力	広野6号	60	2013.12
	常陸那珂2号	100	2013.12



2. コージェネ等の分散型エネルギーについて

「革新的エネルギー・環境戦略」策定に向けた中間的な整理 (平成23年7月29日エネルギー・環境会議)における記述

(2) 基本理念2:新たなエネルギーシステム実現に向けた三原則



原則1:分散型のエネルギーシステムの実現を目指す。

- 新たな技術体系に基づく革新的なエネルギーシステムを目指す。
- 現在の集権型エネルギーシステム(地域独占の電力会社による大規模電源が電力供給の太宗を担うシステム)の改良ではなく、分散型の新たなエネルギーシステムを目指す。
- 分散型エネルギーシステムへの転換が、エネルギー・環境技術への民間投資を喚起し、新しいビジネスモデルを構築する。経済成長の源となる。
- エネルギーシステムの分散型への転換を、日本の経済社会構造そのものを地域分散型に変革する基盤とし、我が国国土・環境の保全や地域社会の維持・発展につなげる。

基本理念2:新たなエネルギーシステム実現に向けた三原則

原則1:分散型のエネルギーシステムの実現を目指す。

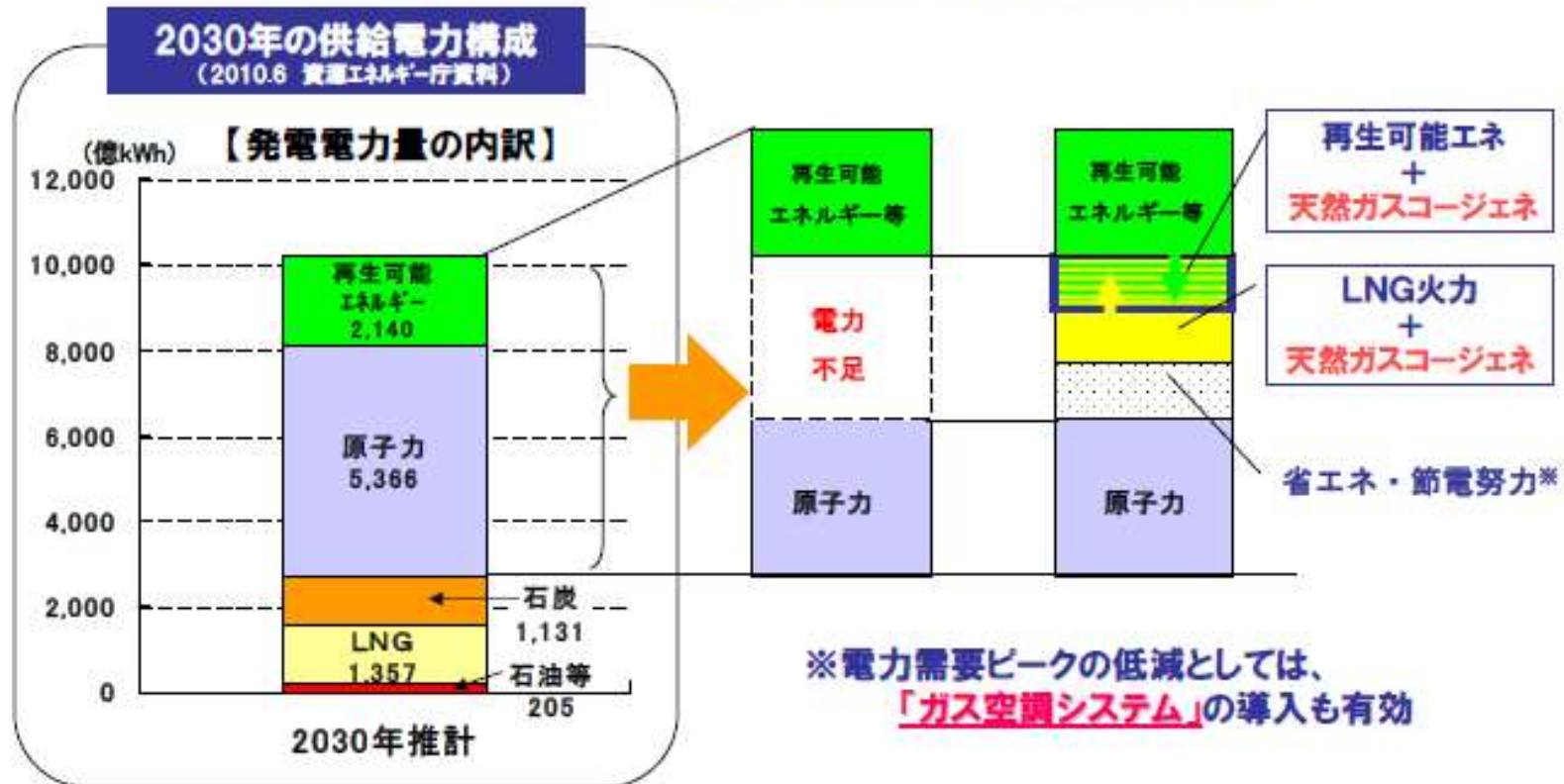
新たな技術体系に基づく革新的なエネルギーシステムを目指す。現在の集権型エネルギーシステム(地域独占の電力会社による大規模電源が電力供給の太宗を担うシステム)の改良ではなく、分散型の新たなエネルギーシステムを目指す。

分散型エネルギーシステムへの転換が、エネルギー・環境技術への民間投資を喚起し、新しいビジネスモデルを構築する。経済成長の源となる。エネルギーシステムの分散型への転換を、日本の経済社会構造そのものを地域分散型に変革する基盤とし、我が国国土・環境の保全や地域社会の維持・発展につなげる。

(参考) 日本ガス協会における見通し(1)

4. 中長期に向けた取組み - (2)分散型エネルギーシステムの普及拡大①

原子力で不足する供給電力は、再生可能エネルギー、コージェネレーションの導入による電源確保と、省エネ・節電による需要削減によって対応

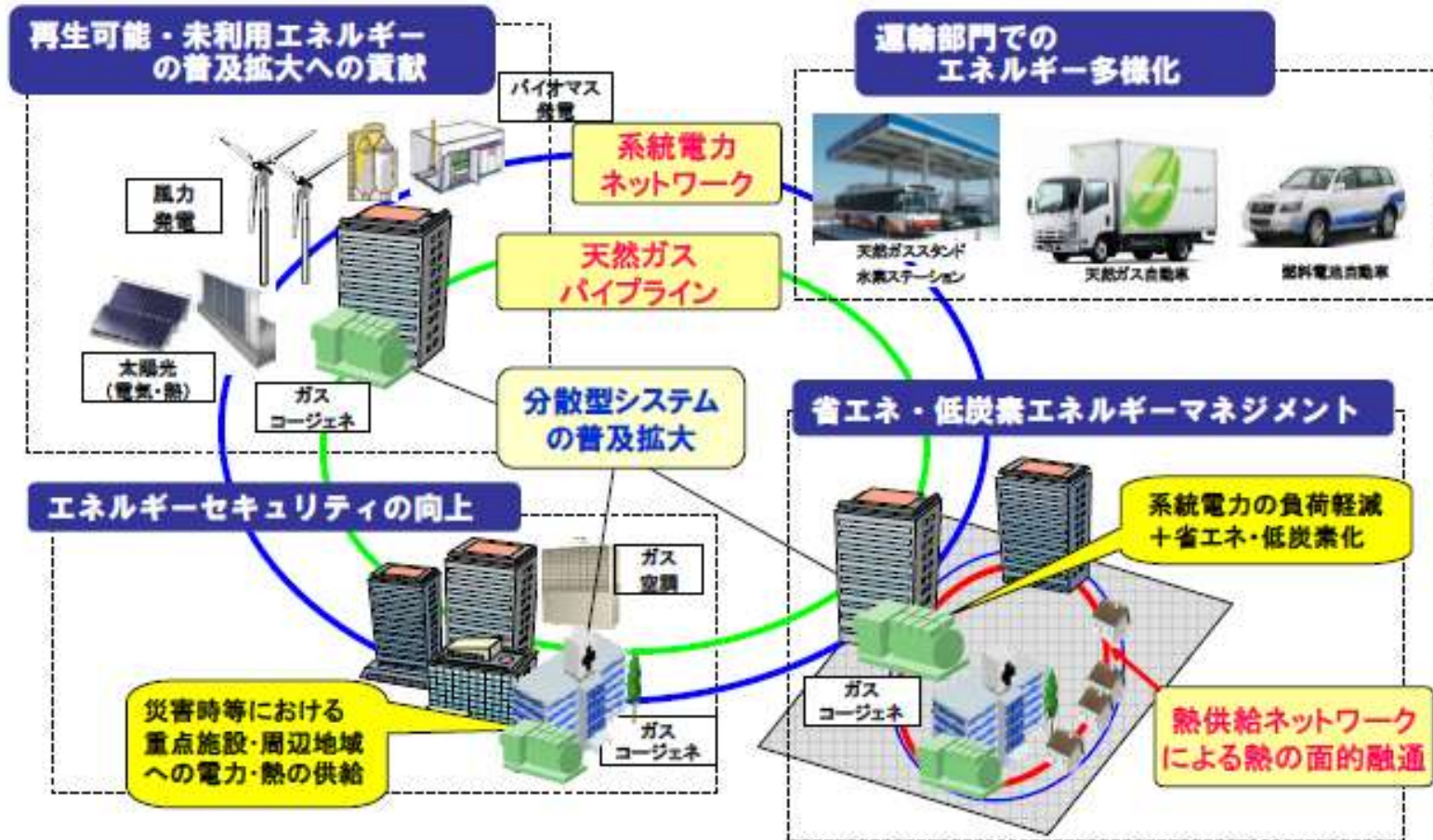


⇒天然ガスコージェネで、国内総電力需要の1～2割程度の導入ポテンシャル
余剰電力を活用することで、天然ガスコージェネ3,000万kWの導入が可能

(参考) 日本ガス協会における見通し(2)

4. 中長期に向けた取組み - (2)分散型エネルギーシステムの普及拡大⑥

天然ガス・分散型エネルギーシステムを核とした
スマートエネルギーネットワークの構築



(参考) 日本ガス協会における見通し(3)

5. 2030年に向けた天然ガスの普及拡大

天然ガスシフトの加速に向け、国などと一体となって実現に取り組む

①コージェネレーション	460万kW	➡	3,000万kW
②ガス空調	1,300万RT	➡	2,600万RT
③産業用熱需要の天然ガス比率	10.7%	➡	25.0%
④家庭用燃料電池	2万台	➡	500万台 ※LPG含む
⑤天然ガス自動車(NGV)	4万台	➡	50万台

<期待される効果(現状比)>

【CO2削減量】

約6,200万ton-CO2/年

【電力需給安定】

コージェネ・燃料電池

2,500~3,000万kW

(※電力量では、国内年間総需要
の15%程度)

ガス空調による電力ピークカット

1,300万kW

【内需拡大(2030年時点)】

左記ガスシステム設備投資額

1.2~1.5兆円/年

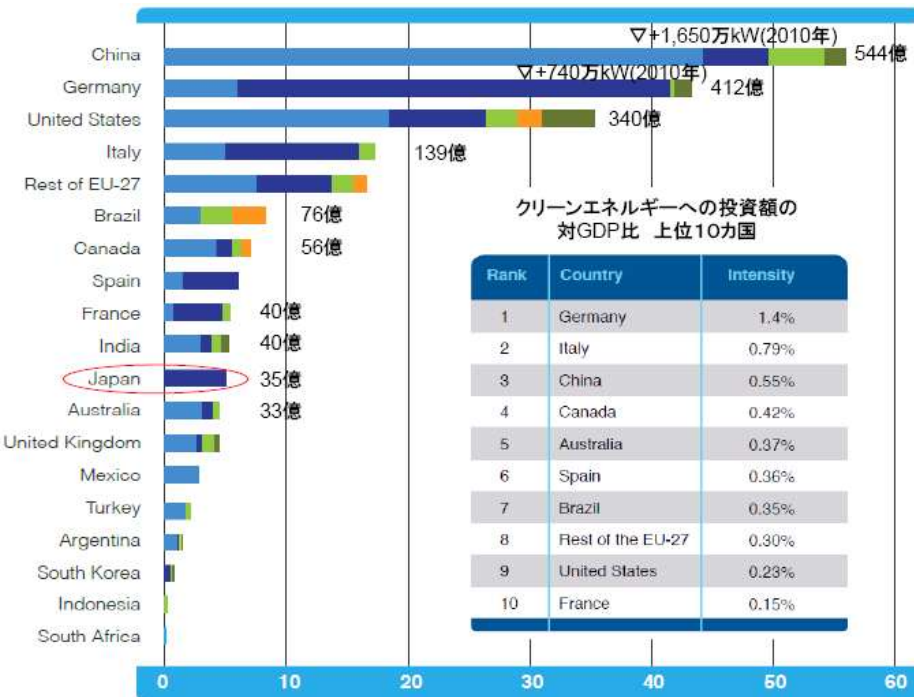
3. 再生可能エネルギーについて

3-1.再生可能エネルギー導入加速化の必要性

1. 再生可能エネルギービジネスへの投資と雇用

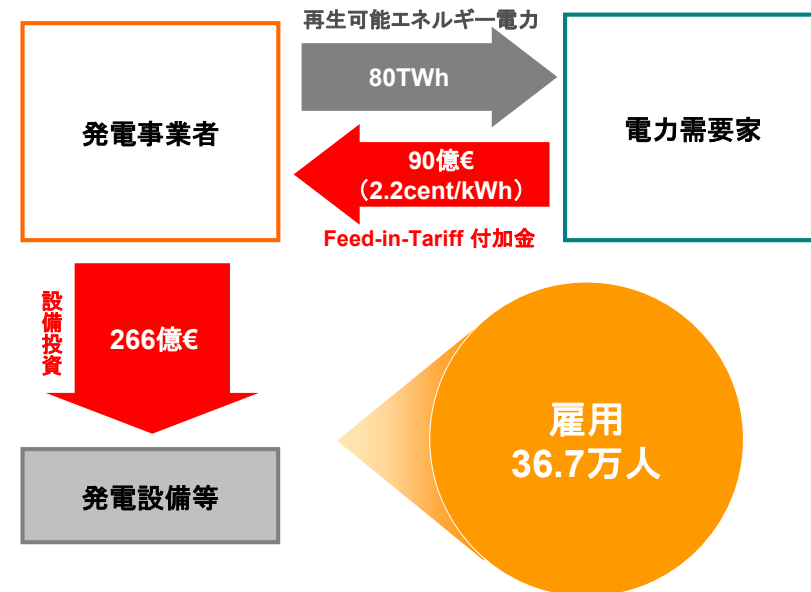
- 再生可能エネルギーの普及は、CO2削減効果、エネルギーセキュリティの向上等に加え、雇用の創出、地域におけるビジネス振興等があり、我が国の経済成長のドライビングフォースとしての役割が期待される。
- 2010年の世界全体の投資額は、前年比32%成長となる、2110億ドルに到達。主要国別に見ると、中国(544億)、ドイツ(412億)、米国(340億)が突出している。日本は35億と上位3カ国の10分の1以下にとどまっている。
- ドイツ環境省によると、2010年のドイツにおける再生可能エネルギー関連の総雇用者数は、対2004年比の約2.3倍となる、36万7400人に到達。また、再生可能エネルギーへの投資額は、国民が負担するFeed-in-Tariff付加金額を上回っている。

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)

再生可能エネルギーへの投資と雇用者数
(ドイツ、2010年)

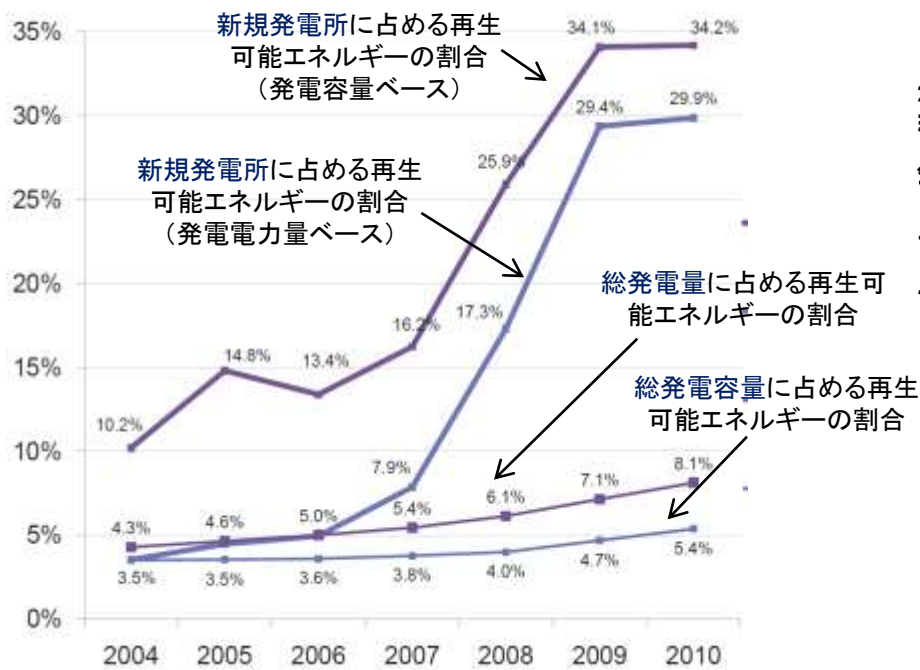


出典) Renewable Energy Sources 2010 (BMU)

2. 世界の再生可能エネルギーの導入ペース

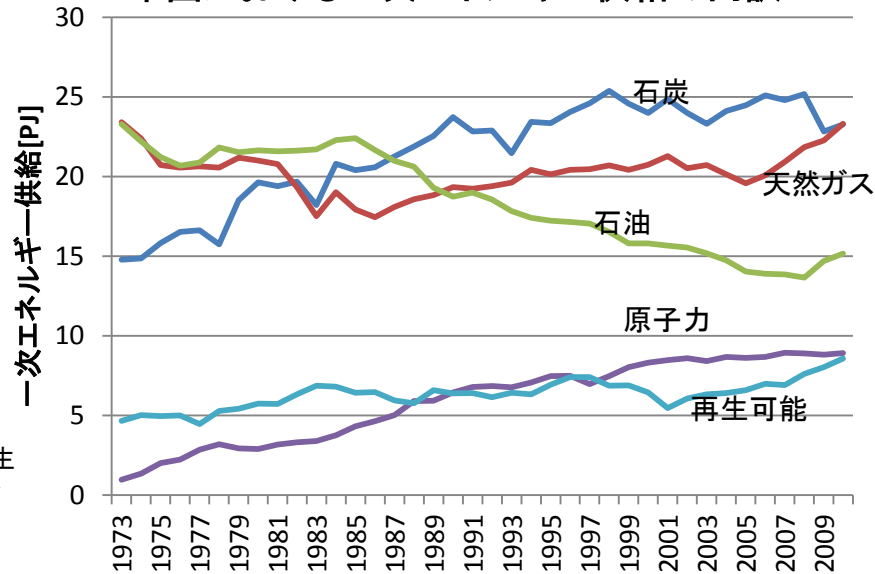
- 地球温暖化対策、CO2削減の必要性から、世界における再生可能エネルギーの導入量は着実に増加している。
- 2010年の新規発電設備分に占める再生可能電力の割合は、発電容量ベースで約34%、発電量ベースで約30%に達している。
- 米国では、バイオマス・水力など再生可能エネルギーの一次エネルギー供給に占める割合は約10%であり、原子力に並ぶ。

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)

米国における一次エネルギー供給の内訳

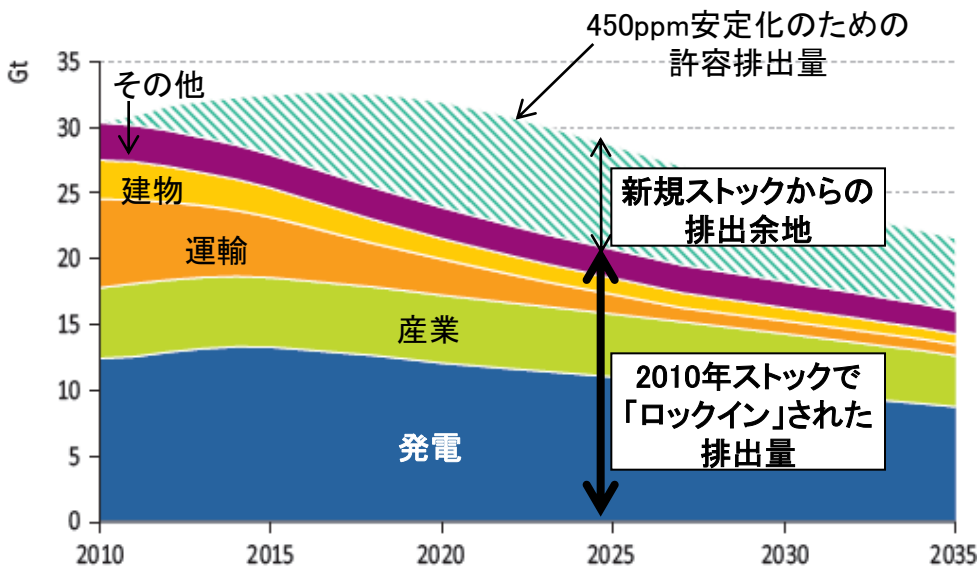


出典) EIA, December 2011 Monthly Energy Review

3. 再生可能エネルギーに対する導入目標




- 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た。
- ドイツ・英国などでは、長期的な再生可能エネルギー導入方針を掲げ、導入を促進している。

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)

各国の長期的再生可能エネルギー導入目標

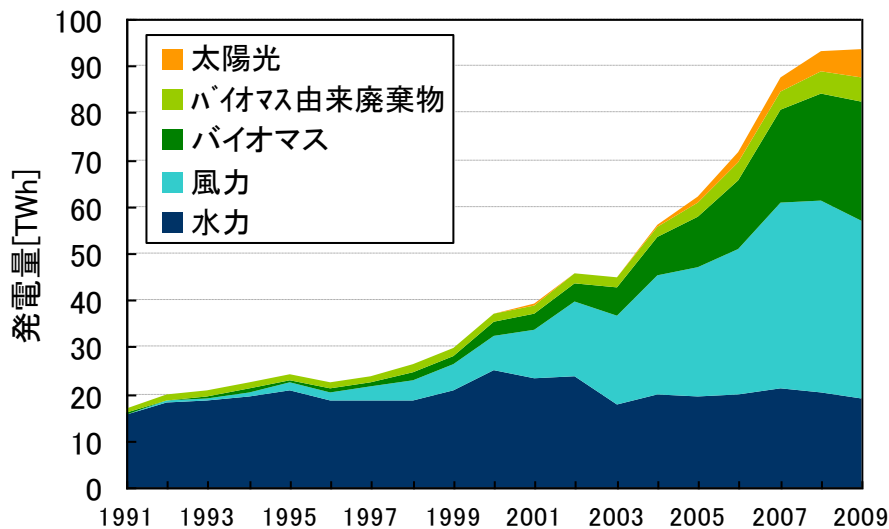
国	目標
 EU	欧州委員会は「エネルギーロードマップ 2050年」を2011年12月に採択。温室効果ガス1990年比80-95%削減のために、再生可能エネルギーの最終エネルギー消費に占める比率を少なくとも55%とする方向を示す。
 ドイツ	連邦経済技術省と連邦環境・自然保護・原子炉安全省の、長期的エネルギー政策戦略「エネルギーコンセプト」(2010年9月)で、2050年までに最終エネルギー消費の60%を再生可能エネルギーとする目標を置く。
 英国	気候変動法(2008年)における2050年80%削減目標達成のために、再生可能エネルギー比率を60~80%とするシナリオを分析。

出典) 各種資料より作成

4. ドイツにおける再生可能エネルギー導入状況

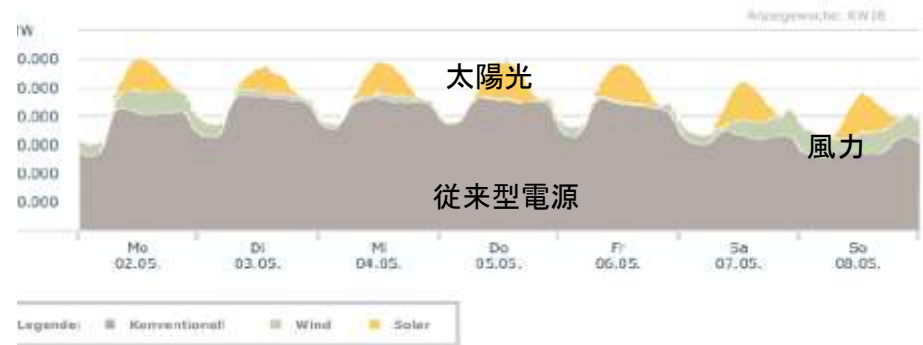
- ドイツは、2020年までに最終エネルギー消費量の18%、総電力消費量の35%を再生可能エネルギーでまかなう目標を掲げており、目標達成に向け、着実に導入量を増加させている。水力発電を除く再生可能エネルギー電力の、総発電量に占める割合は、2000年時点の2.1%から、2009年には12.8%まで増加した。
- 高い精度で太陽光や風力発電の発電量を予測し、従来型電源と組み合わせている。
- しかし、風力発電や太陽光発電の導入地域の偏りから、送配電網の増強が喫緊の課題となっている。また、蓄電技術の研究開発、需要能動化の実証研究なども行われている。エネルギー全体の長期戦略「エネルギーコンセプト」に合わせて、長期の系統整備計画「Target Grid for 2050」を策定中である。

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)

2011年5月の一週間における発電電力量

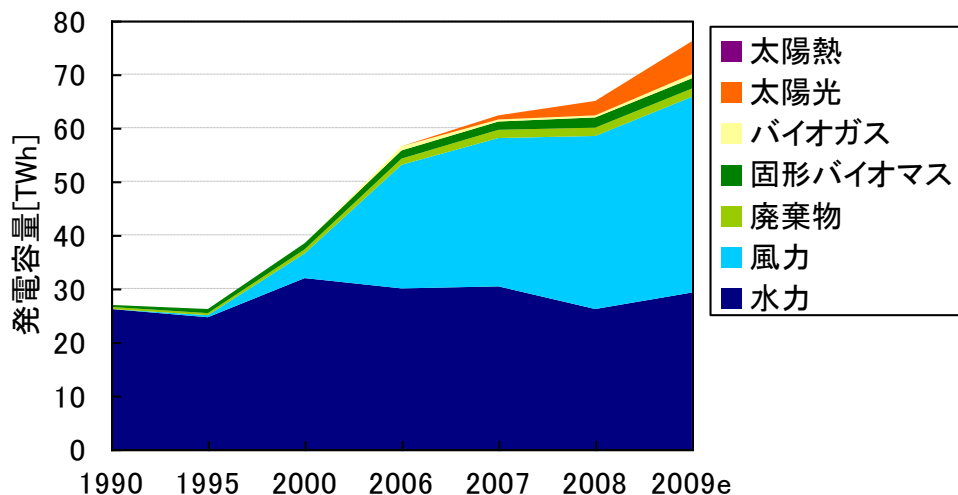


出典) Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland (Fraunhofer ISE, 2011)

5. スペインにおける再生可能エネルギー導入状況(1/2)

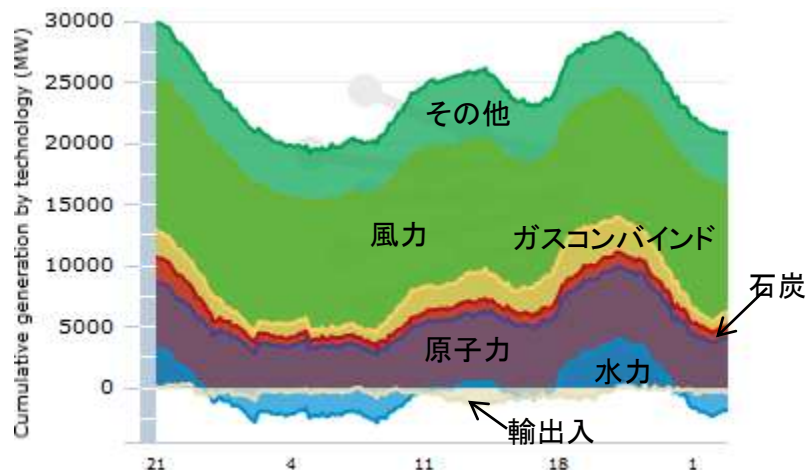
- スペインでは、風力、太陽光を中心に、水力発電以外の再生可能エネルギー比率が増加している。特に風力発電の導入量が拡大しており、再生可能エネルギー電力の約50%を占めている。
- 全発電設備の年間発電電力量に占める風力の割合は10%を超えている。最近では、発電電力量の約半分が風力発電が占める日も出現している。

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)

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))



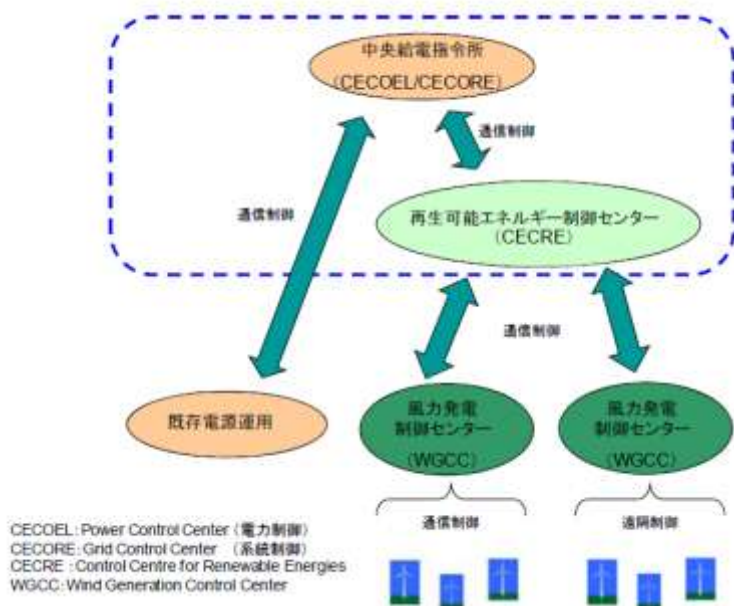
出典) Red Eléctrica de España, "Power demand tracking in real time"

5. スペインにおける再生可能エネルギーの導入状況(2/2)

- スペインの系統は、運用会社Red Eléctrica de España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9000万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。
- 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。

出典) 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』

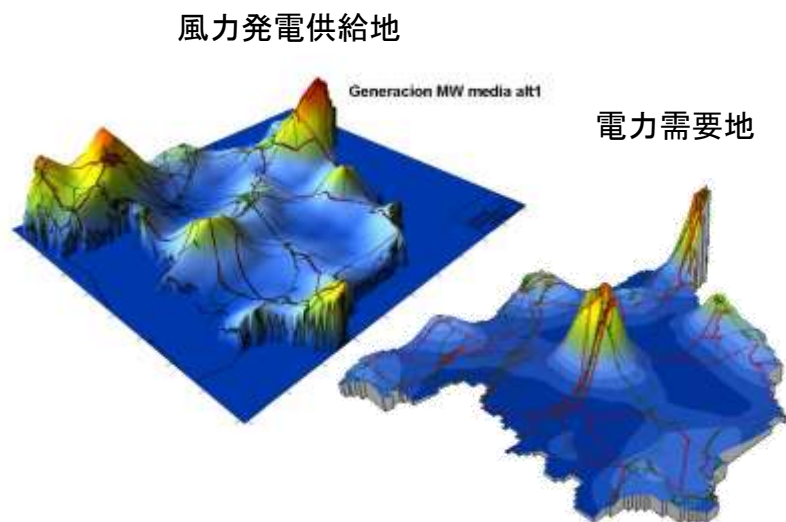
再生可能エネルギー電力供給量の推移(スペイン)



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 Eléctrica de España資料

スペインの風力発電供給地と電力需要地

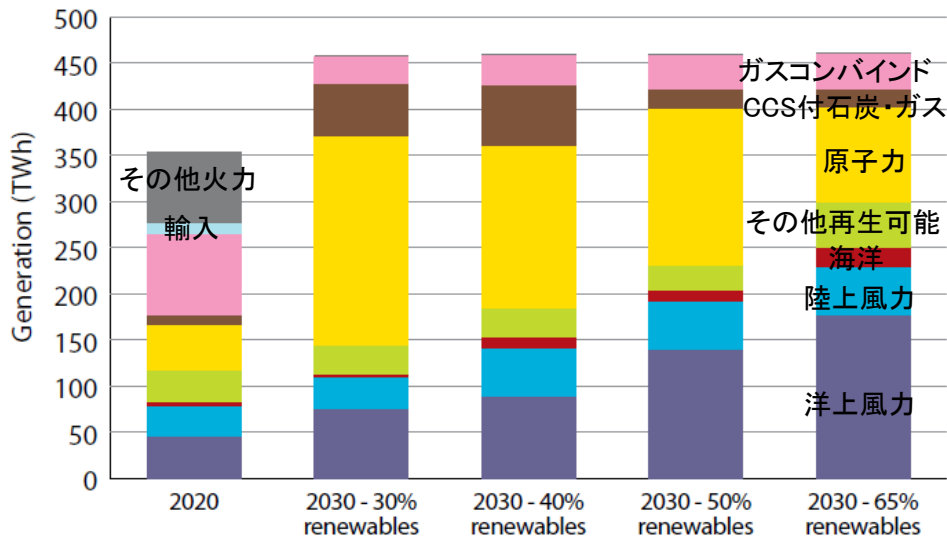


出典) Red Eléctrica de España, “integration of large scale wind in the grid”

6. 英国における再生可能エネルギー導入状況

- 英国の気候変動委員会は、2011年5月、「The Renewable Energy Review」を発表。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。

2030年の再生可能エネルギー導入シナリオ



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)

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

3-2. 特徴的な再生可能エネルギー地域ビジネス事例

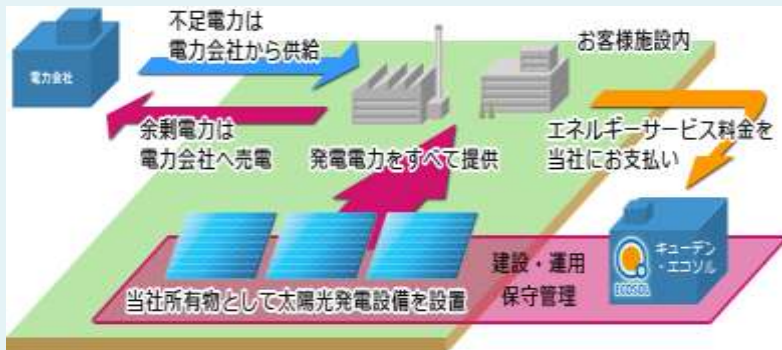
特徴的な地域ビジネス事例(1/4)

(地域主導型)

1) オンサイト発電(㈱キューデン・エコソル)



- 産業・公共部門向けに太陽光オンサイト発電事業等を行う新会社として、九州電力(株)100%出資で(株)キューデン・エコソルを設立。
- 顧客の敷地内に、太陽光発電設備を設置し、それをサービス提供会社が所有することで、設備費・施工・保守・運転管理にかかるトータルコストを、10年から20年程度の契約期間において、毎月定額(エネルギーサービス料金)で支払う。
- 官庁や電力会社への手続き等もサービス提供会社が実施するため、初期投資や初期申請手続き、保守・運転管理作業が不要となる。
- 発電した電力は、全量顧客に提供となり、電力料金の削減も含めたグリーン価値も顧客が保有。



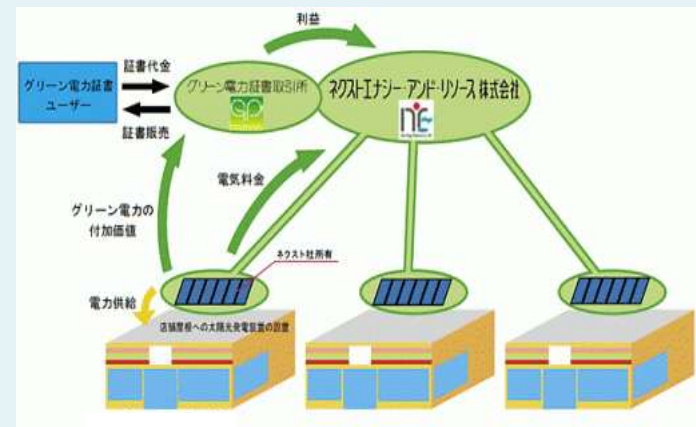
顧客のインシヤルコスト及び保守・管理作業を不要とする新たなビジネス形態。

(地域主導型)

2) 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㈱)



- 太陽光発電の設備を購入するのではなく、太陽光によって発電された「電気」を購入する、新しいサービス。
- 契約先の建物にネクストエナジー(株)の管理する設備を設置し、同設備が発電した自然エネルギー由来の電力を顧客が使う。設置所有に伴う「設備投資、設置費、メンテナンス費」ではなく、顧客は「サービス料金(≒電力料金)」を支払う。発電したグリーン電力の全てが顧客に帰属するので、自家消費後、余剰電力があれば売電し、顧客の収益となる。
- 中古パネルや安価なパネルを自社検査して品質を管理。設備メンテナンスや環境価値移転にも対応し、「グリーンエネルギーサービス」を事業化している。



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。

特徴的な地域ビジネス事例(2/4)


(地域主導型)

3) 地域企業による風力発電(㈱ウインドパワーいばらき)



- 「ウインドパワーつくば」、「ウインドパワー日立化成」、「ウインドパワーはさき」に加え、今回「ウインドパワーかみす」で洋上風力を導入。
- 「ウインドパワーかみす」は、護岸から外海へ50mの所に建設。外海への建設だったため、音波探査による海底面調査から始めた。海底面に直径3.5mのモノパイルを打設し、風車を設置した。
- 「ウインドパワーかみす」は国内の洋上風力のパイオニアとして、資金的・技術的な課題は多かったが、洋上設置であるため、騒音・振動等マイナスイメージを抱かれにくいというメリットがあった。
- 地元企業が、漁業関係者へ十分な時間を割いて説明し、関係者と調整した。



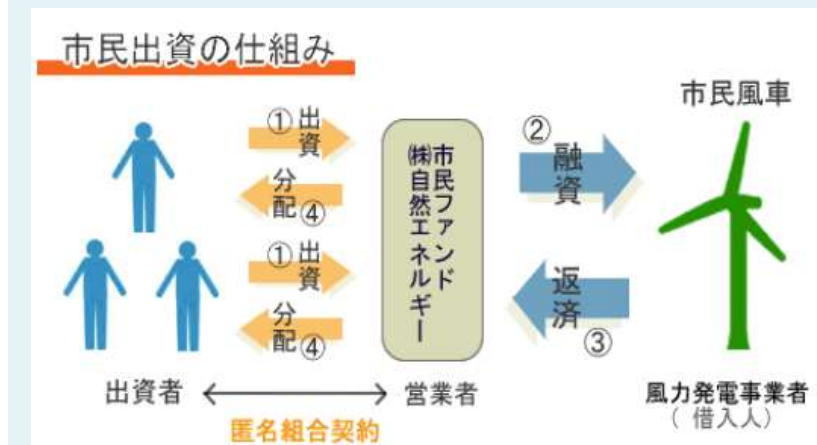
 地域企業として地域活性化に貢献。丁寧な説明により周辺住民や漁業関係者の理解を得る。

(NPO主導型)

4) 市民出資による風力発電事業(㈱市民風力発電)



- 市民からの出資を元に、風力発電や太陽光発電等を設置。風車のタワーには出資者の名前が記載される。
- 2001年に第一号市民風車「はまかぜ」ちゃんを、北海道浜頓別(はまとんべつ)町に建設。現在、全国で計12基の市民風車を運転。
- 市民風車の取組によって、地域に存在する未利用な自然エネルギーを地域住民の手で地域のために活かす事業であり、持続可能な社会形成に貢献する。
- 自然エネルギー市民ファンドによる基本スキームは下記のとおり。



 訴求性が高く、市民の意識啓発や地域活性化に寄与。

特徴的な地域ビジネス事例(3/4)

(地域主導型)

5) 農業用水発電(栃木県那須野ヶ原土地改良区連合)



- 農業用水路に潜在している未利用エネルギーを活用して水力発電を行い、土地改良施設の電源を確保。
- 発電による収益から、発電設備の保守管理(流下して来る塵芥への対応等)費用を賄うとともに、土地改良区の組合員の費用負担を軽減。
- 国営事業等による大規模施設では、水の管理が行き届いている。
- ただし、農業用水であるため、水利権として認められているが、発電用の水利権としては新規に取得する必要がある。



 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。


(自治体主導型)

6) 皆瀬地域地熱井長期噴出試験(湯沢市)



- 緑の分権改革事業により、皆瀬(みなせ)地域地熱井長期噴出試験及び周辺影響調査を実施中。
- 3ヶ月間の長期噴出試験を行い、噴出能力と還元能力の安定性を確認する。また、その試験中及び前後に、周辺の温泉井4ヶ所で泉温、pH、化学成分流量等の調査を実施して、温泉の利用に支障がないことを確認している。



 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。

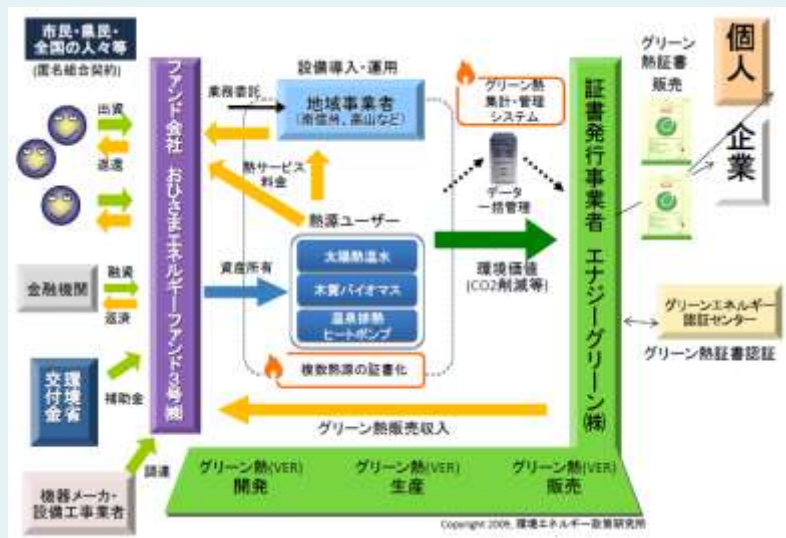
特徴的な地域ビジネス事例(4/4)

(NPO主導型)

7) 市民ファンド(おひさまエネルギーファンド3号株)



- おひさまエネルギーファンド3号(株)による市民レベルの出資に加え、金融機関からの融資等による資金調達。
- グリーン熱証書の一貫発行(オンサイト熱供給によるグリーン熱の精算、グリーン熱証書の認証取得、販売まで)を行うビジネスモデルの確立とそのための基盤整備を行う。
- 利用はペレットボイラー、チップボイラーなど熱の自家消費が主。

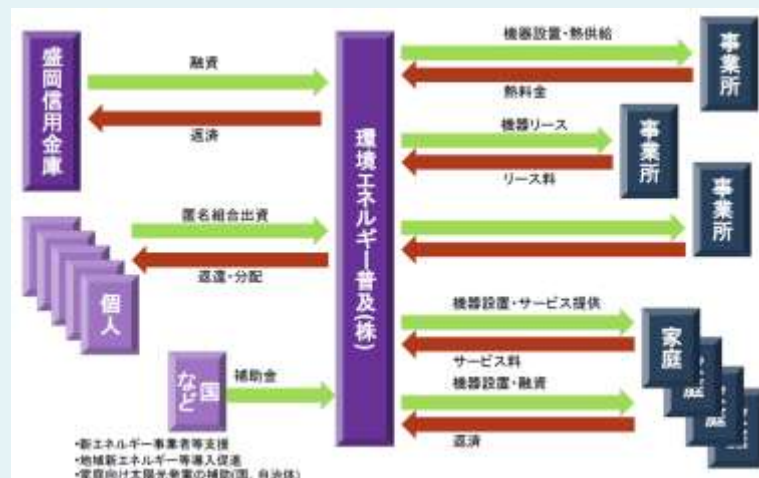


(地域主導型)

8) 導入普及・促進事業(環境エネルギー普及株)



- 盛岡信用金庫などと三者合弁で、事業所や家庭向けの環境設備ファンド会社を設立。
- 省エネルギーと自然エネルギーの導入普及を目指し、導入プロジェクトの開発・設計、技術の選定と調達・工事のアレンジ、導入資金の調達、設備の運用・保守などを、地元業者へ発注し実施する。
- 盛岡信用金庫の融資を核に、個人からの出資等を資金源とし、ユーザーとなる建物に設備投資を行う。長期のサービス料金にて投資を回収



グリーン熱証書化により、採算性確保を目指す。



金融機関が間接融資で参画する点で、従来にな
いビジネスモデルを構築。

3-3. 再生可能エネルギーの導入見込量について

- (1) 導入見込量総括
- (2) 中小水力発電の導入見込量について
- (3) 地熱発電の導入見込量について
- (4) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量について
- (5) 太陽光発電の導入見込量について
- (6) 風力発電の導入見込量について
- (7) 海洋エネルギーの導入見込量について
- (8) 太陽熱利用の導入見込量について
- (9) 地中熱利用の導入見込量について

(1) 導入見込量総括

再生可能エネルギーの種類別の前提条件①

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	<p>【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。</p>	<p>【共通】2020年のまま増加しないものと想定した。</p>
中小水力	<p>【低位】2020年は全量買取PT取りまとめの増加分を採用。2030年は現状から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】現状からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 【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。</p>	<p>【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させることを想定。</p>
地熱（大規模）	<p>【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。</p>	<p>【共通】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ことを想定。</p>
地熱（温泉発電）	<p>【共通】2020年は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の中位シナリオ（ベストシナリオ）を採用。2020年以降は2050年の各ケースに向けて直線的に増加するような支援措置を講ずることを想定。支援レベルは導入事例に対し、8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【低位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の低位シナリオ（ベースシナリオ）を設定。 【中位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の中位シナリオ（ベストシナリオ）を想定。 【高位】日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会の高位シナリオ（ドリームシナリオ）を想定。</p>
バイオマス発電	<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ような支援措置を行うことを想定。 【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させるよう最大限の支援を行うことを想定。 【共通】支援レベルはIRR8%を満たす買取価格を設定。</p>	<p>【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。</p>

再生可能エネルギーの種類別の前提条件②

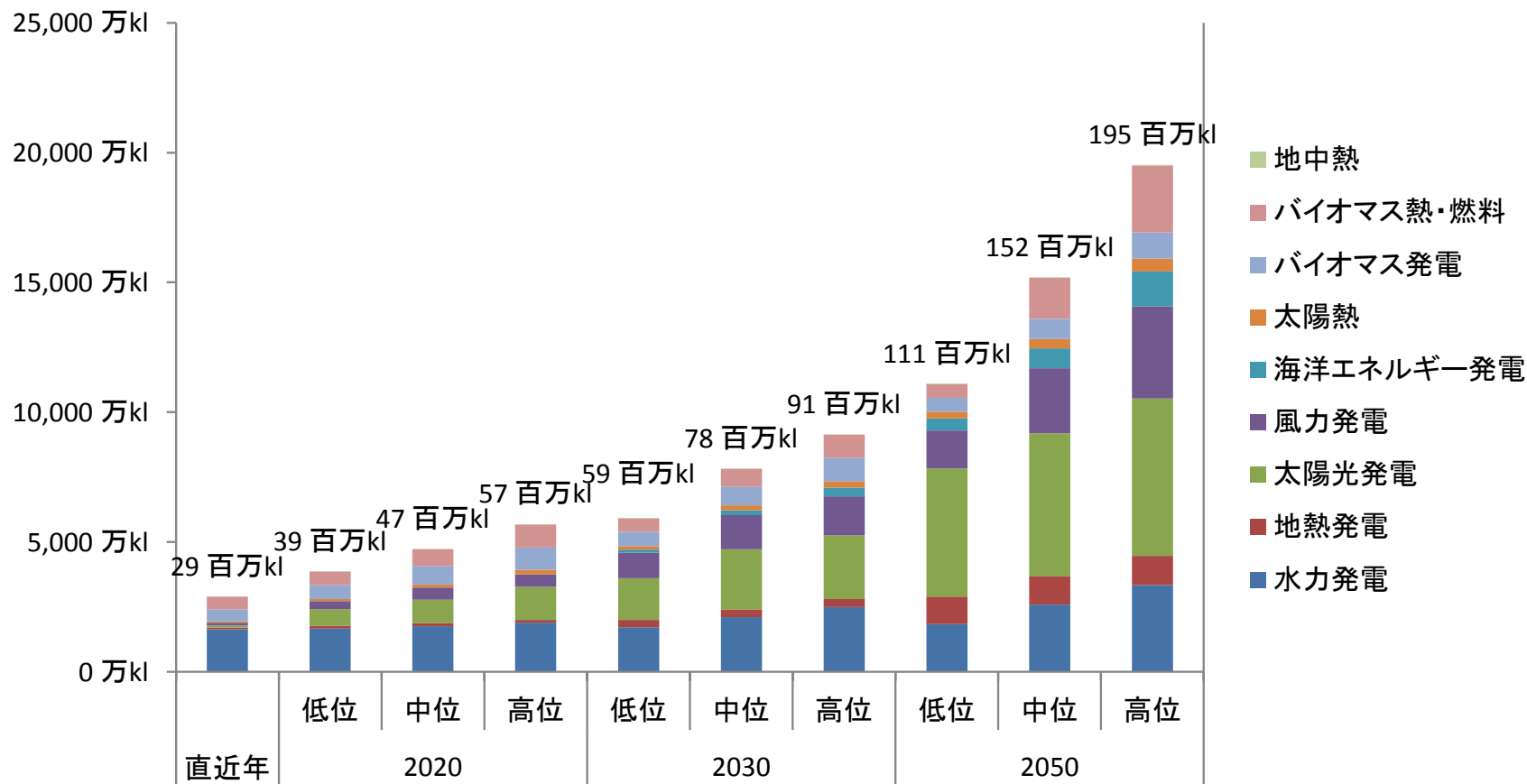
検討対象	2020～2030年の導入シナリオ	2050年の導入シナリオ
風力	<p>【2020低位】低位：資源エネルギー庁による固定価格買取制度案に基づく支援の結果の増分を見込んで、2020年で750万kWと設定</p> <p>【2020中位】2050年に5,000万kWを見込む際の普及曲線から1,110万kWに達するような支援を行うことを想定。</p> <p>【2020高位】2050年に7,000万kWを見込む際の普及曲線より1,150万kWに達するような支援を行うことを想定。</p> <p>【共通】2030は2050年の導入量を見込む普及曲線より木曜に達するような支援を行うことを想定。支援レベルは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を想定</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】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</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・高位】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することを想定。</p>	
太陽光（非住宅）	<p>【低位】IRR6%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取を想定。</p>	<p>【低位】NEDO PV2030のポテンシャル全量を顕在化させることを想定。</p> <p>【中位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率を5%向上させることで、ポテンシャルが増加した姿を見込んだ上で、全量を顕在化させることを想定。</p> <p>【高位】低位に対して、2030年～50年の平均変換効率を10%向上させることで、ポテンシャルが増加した姿を見込んだ上で、全量を顕在化させることを想定。</p>
太陽光（公共）	<p>【低位】年間30万kW程度の率先導入を想定</p> <p>【中位・高位】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）ことを想定。</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を想定。</p> <p>【中位】IRR8%を維持する価格での全量買取を想定。</p> <p>【高位】IRR10%を維持する価格での全量買取を想定。</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想定。波力発電の沿岸固定式は海岸保全区域延長の3%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の低位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</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%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の中位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</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%に設置することを想定、沖合浮体式は洋上風力の高位で見込んでいる導入量に合わせて発電機を設置することを想定。</p>	

再生可能エネルギーの種類別の前提条件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を想定。</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よう支援を行うことを想定。</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よう支援を行うことを想定。</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年以降は低位と高位の間と想定。</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。2050年までに太陽熱利用ポテンシャル相当量を全て活用するよう普及を増加させていくことを目指して支援策を講じることを想定。</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> <p>【中位】中位と高位の間と想定。</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導入することを想定。</p>
地中熱利用	<p>【共通】戸建住宅は寒冷地の新築住宅に対し、2050年に導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。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、全国の新築建築物に対し、2050年に導入率がフローで100%となるよう直線的に増加させることを想定。</p>	

導入見込量総括①(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。

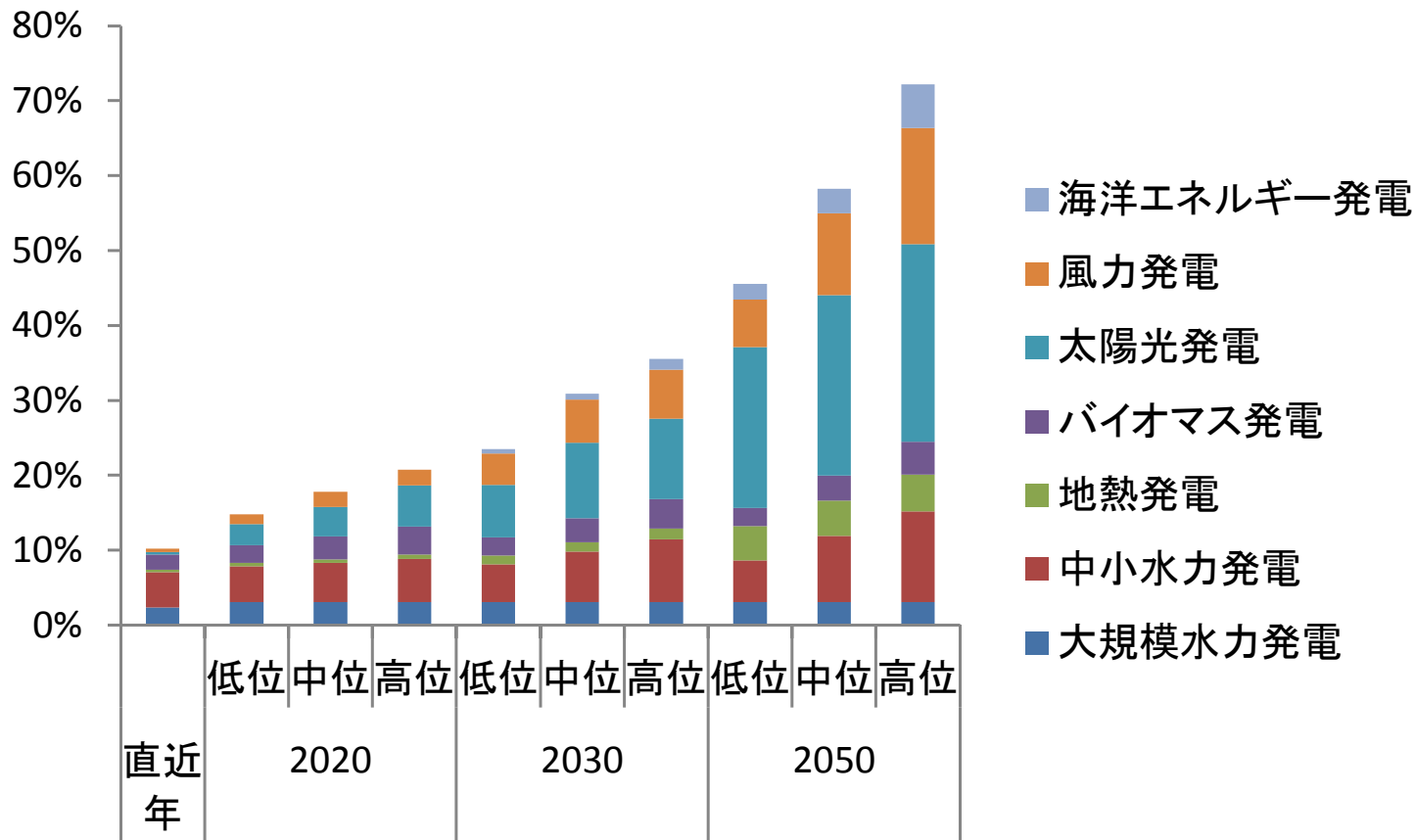
導入見込量総括②(一次エネルギー供給量)

- 再生可能エネルギーの導入見込量の万kl総括は以下のとおり。
- 直近年と比較して、**2020年は1.3~2.1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。2050年には少なくとも20~34%以上となる見込み**。(省エネ等により一次エネルギー国内供給が減れば比率は上昇)

	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	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万kl	566万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
大規模地熱発電	76万kl	82万kl	82万kl	82万kl	211万kl	211万kl	211万kl	906万kl	906万kl	906万kl
温泉発電	0万kl	33万kl	33万kl	33万kl	73万kl	85万kl	104万kl	152万kl	172万kl	222万kl
地熱発電【小計】	76万kl	114万kl	114万kl	114万kl	283万kl	296万kl	315万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(住宅用)	55万kl	78万kl	127万kl	170万kl	132万kl	181万kl	224万kl	241万kl	351万kl	451万kl
太陽熱(非住宅用)	0万kl	2万kl	4万kl	8万kl	5万kl	9万kl	18万kl	10万kl	20万kl	39万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	3,864万kl	4,723万kl	5,680万kl	5,918万kl	7,825万kl	9,138万kl	11,096万kl	15,196万kl	19,525万kl
一次エネルギー供給比	5%以上	7%以上	8%以上	10%以上	10%以上	14%以上	16%以上	20%以上	27%以上	34%以上

導入見込量総括③ 発電電力量に対する比率

- 2010年度の発電電力量(9,876億kWh)に対する再生可能電力の発電電力量の種類別比率は以下のとおりであり、**2020年には2割前後、2030年には2割～4割程度**の普及が見込まれる。



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。

導入見込量総括④(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。

	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	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万kW	1,124万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
大規模地熱発電	53万kW	57万kW	57万kW	57万kW	148万kW	148万kW	148万kW	636万kW	636万kW	636万kW
温泉発電	0万kW	23万kW	23万kW	23万kW	51万kW	60万kW	73万kW	107万kW	121万kW	156万kW
地熱発電【小計】	53万kW	80万kW	80万kW	80万kW	199万kW	208万kW	221万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)	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	12,653万kW	14,007万kW	15,107万kW
太陽光発電【小計】	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	6,000万kW	7,617万kW	9,360万kW	11,665万kW	15,818万kW	17,330万kW	27,154万kW	32,637万kW	38,171万kW

導入見込量総括⑤(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。

	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	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億kWh	244億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
大規模地熱発電	32億kWh	35億kWh	35億kWh	35億kWh	91億kWh	91億kWh	91億kWh	390億kWh	390億kWh	390億kWh
温泉発電	0億kWh	14億kWh	14億kWh	14億kWh	31億kWh	37億kWh	45億kWh	66億kWh	74億kWh	95億kWh
地熱発電【小計】	32億kWh	49億kWh	49億kWh	49億kWh	122億kWh	128億kWh	135億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)	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【小計】	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	1,009億kWh	1,402億kWh	1,694億kWh	1,983億kWh	2,259億kWh	2,988億kWh	3,441億kWh	4,433億kWh	5,690億kWh	7,067億kWh

コスト等の試算の前提①

■ 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。

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 (一般管理費)	14.0%/年(直接費 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	—	—	—	—	—
燃料発熱量 (HHV)	—	—	—	—	—
熱効率(HHV)	—	—	—	—	—
所内率	—	—	—	—	—
燃料諸経費	—	—	10%	—	—

コスト等の試算の前提②

■ 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。

電源	一般水力	小水力	バイオマス (木質専焼)	バイオマス (石炭混焼)
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)

(2) 中小水力発電の導入見込量について

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。

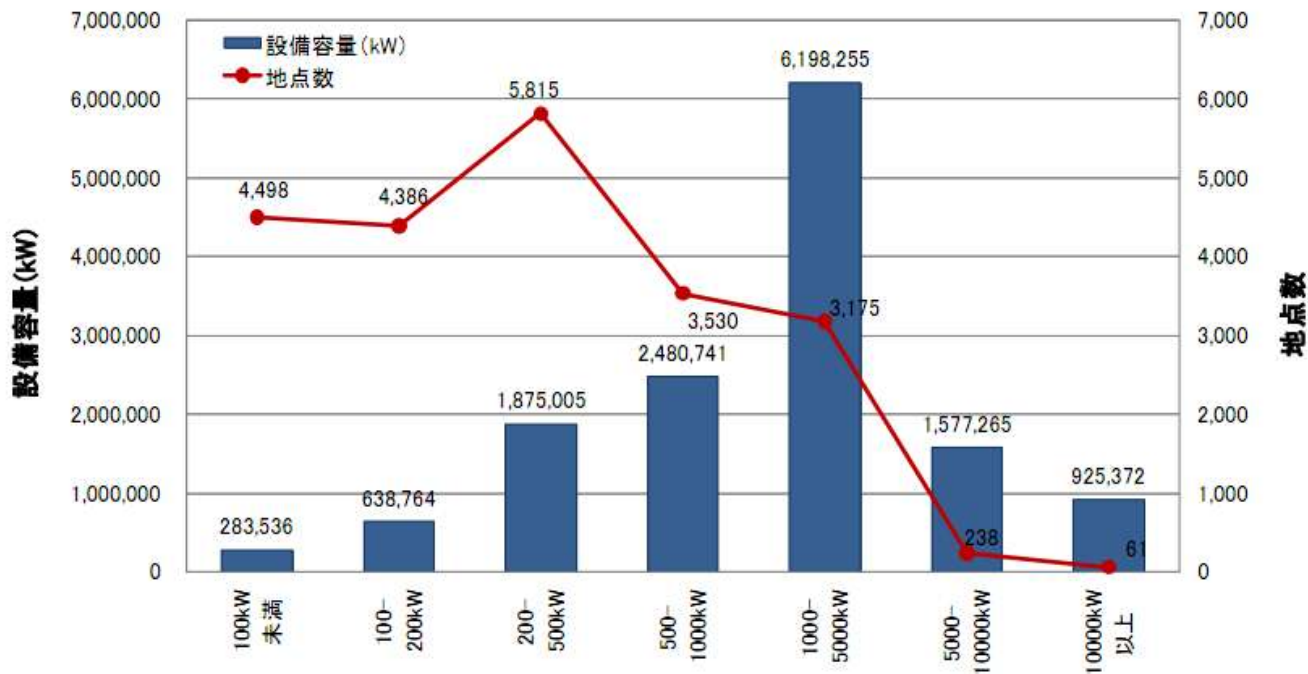
2020年	固定価格買取制度を前提に複数の買取価格（15円/kWh、20円/kWh、25円/kWh）を設定し、その買取価格で20年間のIRR8%が確保される範囲で導入が進むと想定。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査におけるポテンシャル量（1,500万kW）を全量顕在化と想定。これに開発済の実績を合わせた量とした。

- 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。

低位	2020年：全量買取プロジェクトチーム取りまとめの増加分を採用。 2030～50年：現状から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	2020～30年：足下からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 2050年： <u>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</u> させることを想定。

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。

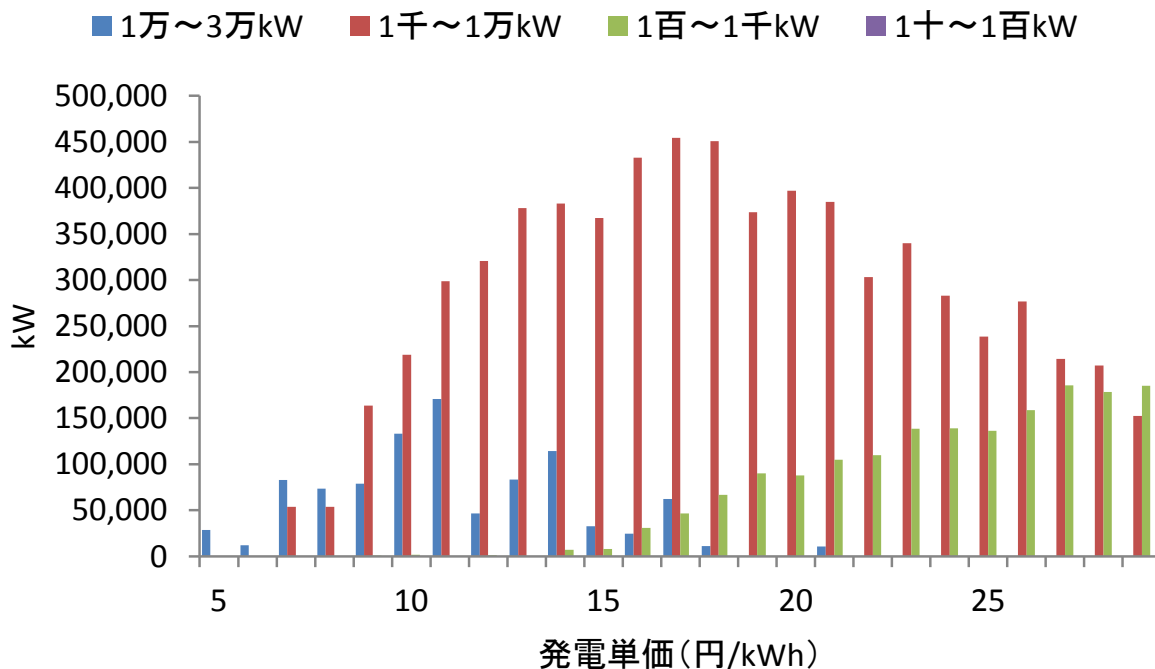


出典:平成22年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

3. 中小水力発電の発電コスト

中小水力発電においては設備規模区分に応じて発電単価が異なる。

- 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。
- ① 1万～3万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)。

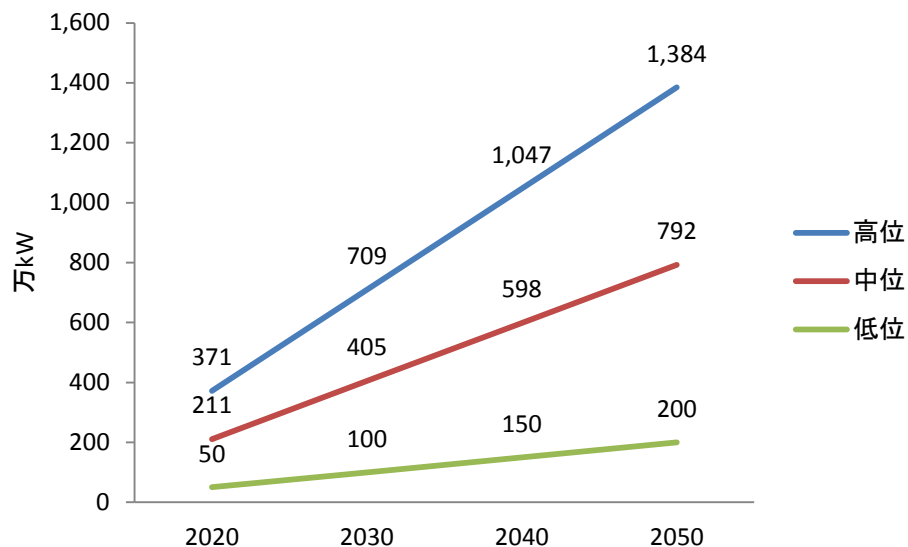


4. 中小水力発電の導入見込量

- 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想定。

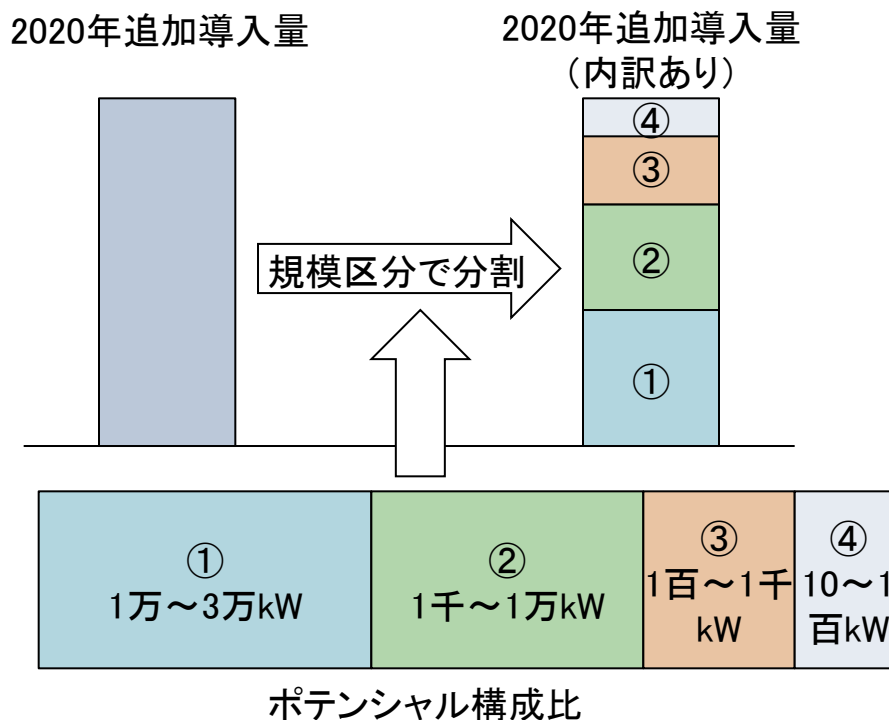
高位	2050年にはポテンシャルを全量（1,428万kW）顕在化させることを想定。2050年まで直線的に導入量が伸びるよう最大限の支援を行うことを想定。
中位	高位と低位の中間と想定。
低位	2020年時点では、経済産業省想定 of 追加導入分（30～70万kW増）の平均値を採用し、以降は同様のペースで導入が進むことを想定。

中小水力の導入見込量（現状からの増加分）



5. 中小水力発電の買取価格(1/2)

- 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する。
- 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る。
- 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する。



5. 中小水力発電の買取価格(2/2)

- 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。

	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減少するが固定価格買取による負担は減少する。**

	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			

(3) 地熱発電の導入見込量について

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。

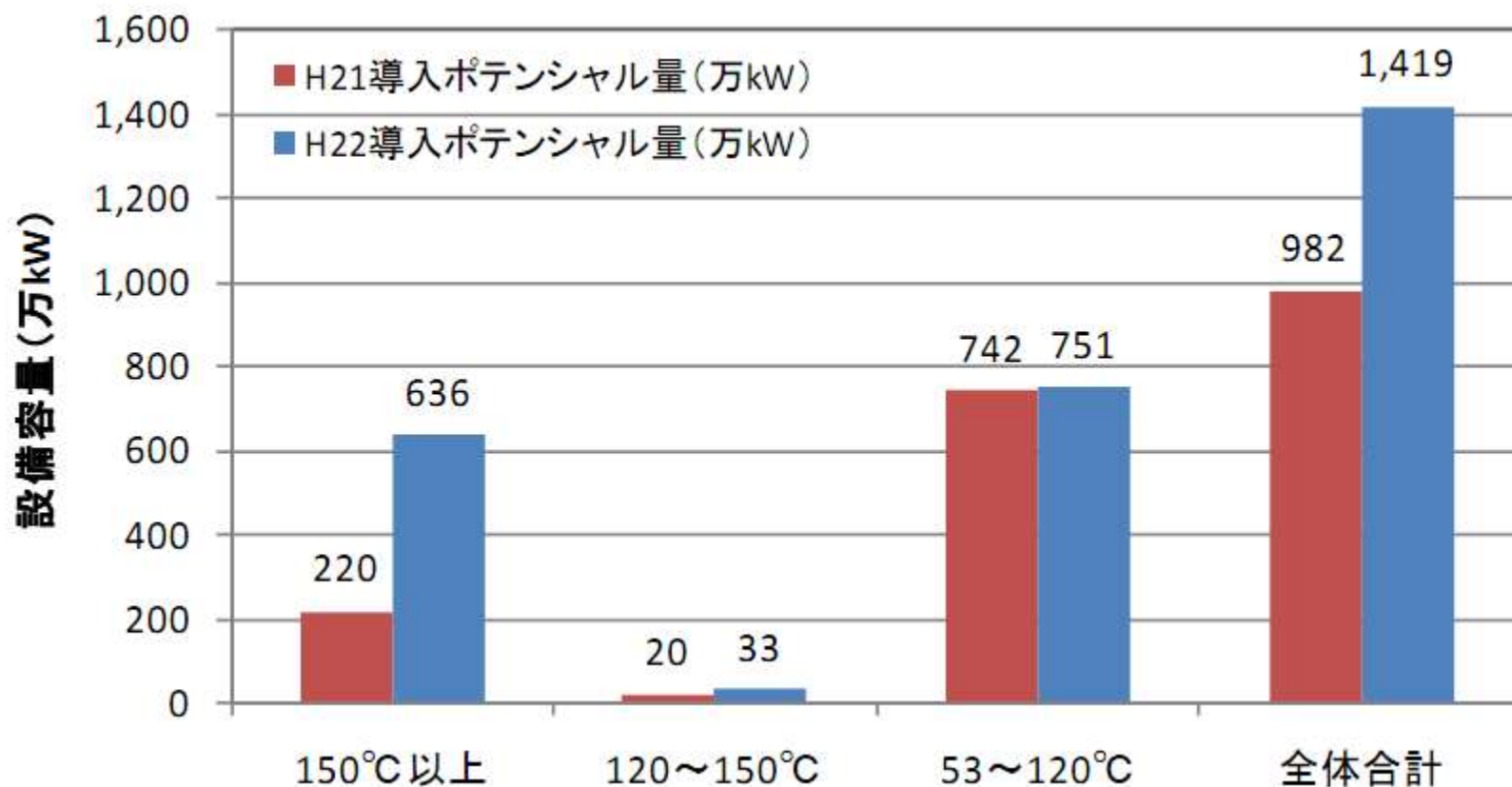
2020年	固定価格買取制度＋補助制度の併用によりIRR8%が確保される範囲（追加導入量95万kW、地熱開発促進調査地点全て）で導入が進むと想定。温泉発電は日本地熱学会及び日本地熱開発企業協議会のベストシナリオに従うとした（23万kW）。
2030年	2050年目標に達するよう設定（線形補間）。
2050年	平成21年度環境省ポテンシャル調査における150℃以上の温度区分のポテンシャル量を全量顕在化と想定（導入済みあわせて227万kW）。温泉発電はベストシナリオの2050年値（134万kW）を採用。

- 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。

低位	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年までに運転開始が見込まれる地点の開発を見込んだ 。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中位ケース（ベストケース）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年の低位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。 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させることを想定（導入済みと合わせて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低位シナリオ（ベースシナリオ）を想定。
中位	2020年：2020年までは低位に同じ。 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年の中位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。 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させることを想定（導入済みと合わせて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中位シナリオ（ベストシナリオ）を想定。
高位	2020年：2020年までは低位に同じ。 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年の高位ケースの目標に達するよう支援を行うことを想定。 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させることを想定（導入済みと合わせて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高位シナリオ（ドリームシナリオ）を想定。

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。
- 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ことを想定。また、150℃以下の温度区分の顕在化の可能性も検討。

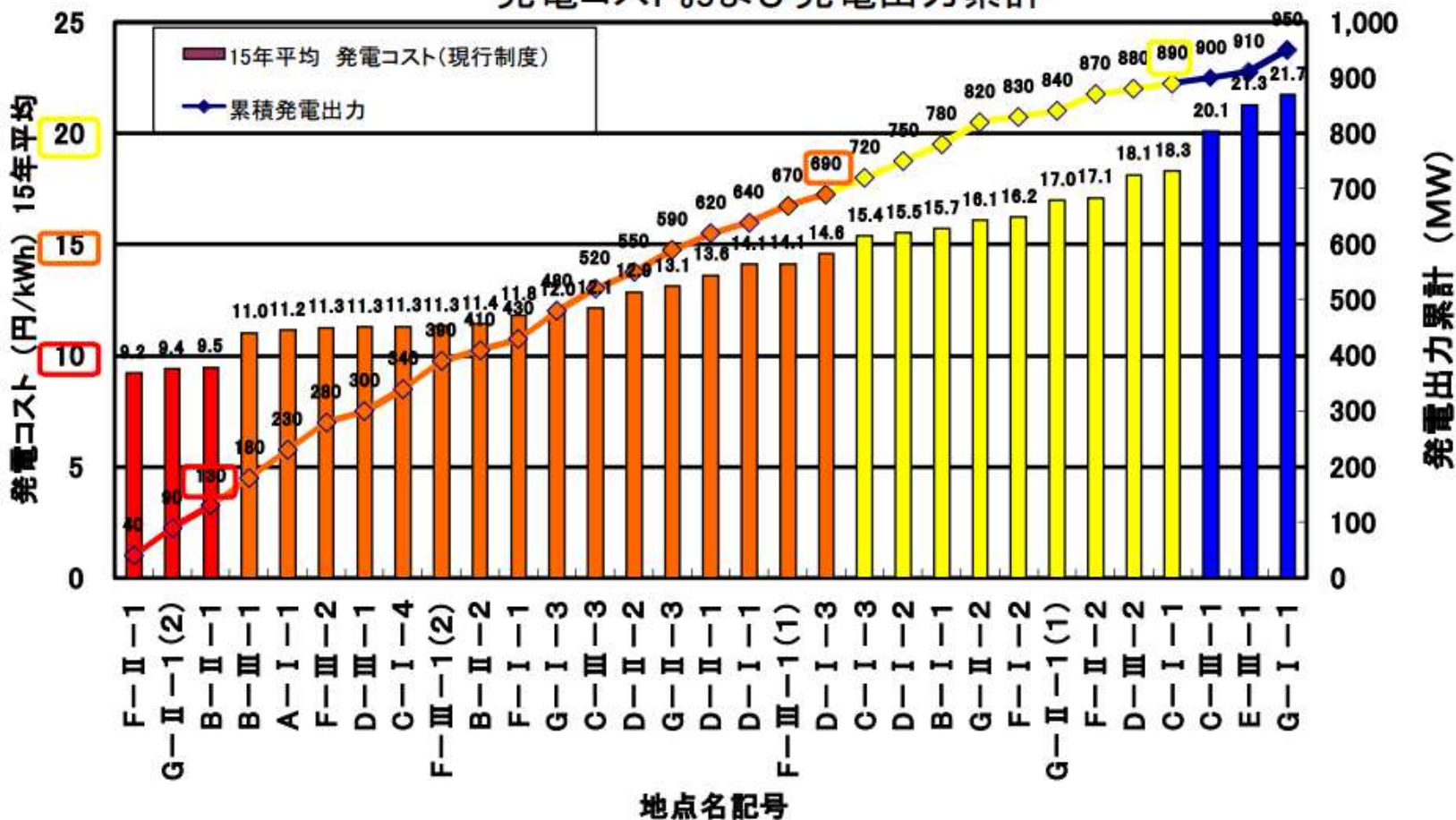


出典：平成22年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書

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。**

地熱開発促進調査 開発可能性調査 現行制度コスト試算
 発電コストおよび発電出力累計



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(1/2)

- 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(最大で39万kW)。

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)	調査について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

4. 地熱発電の導入見込量(2/2)

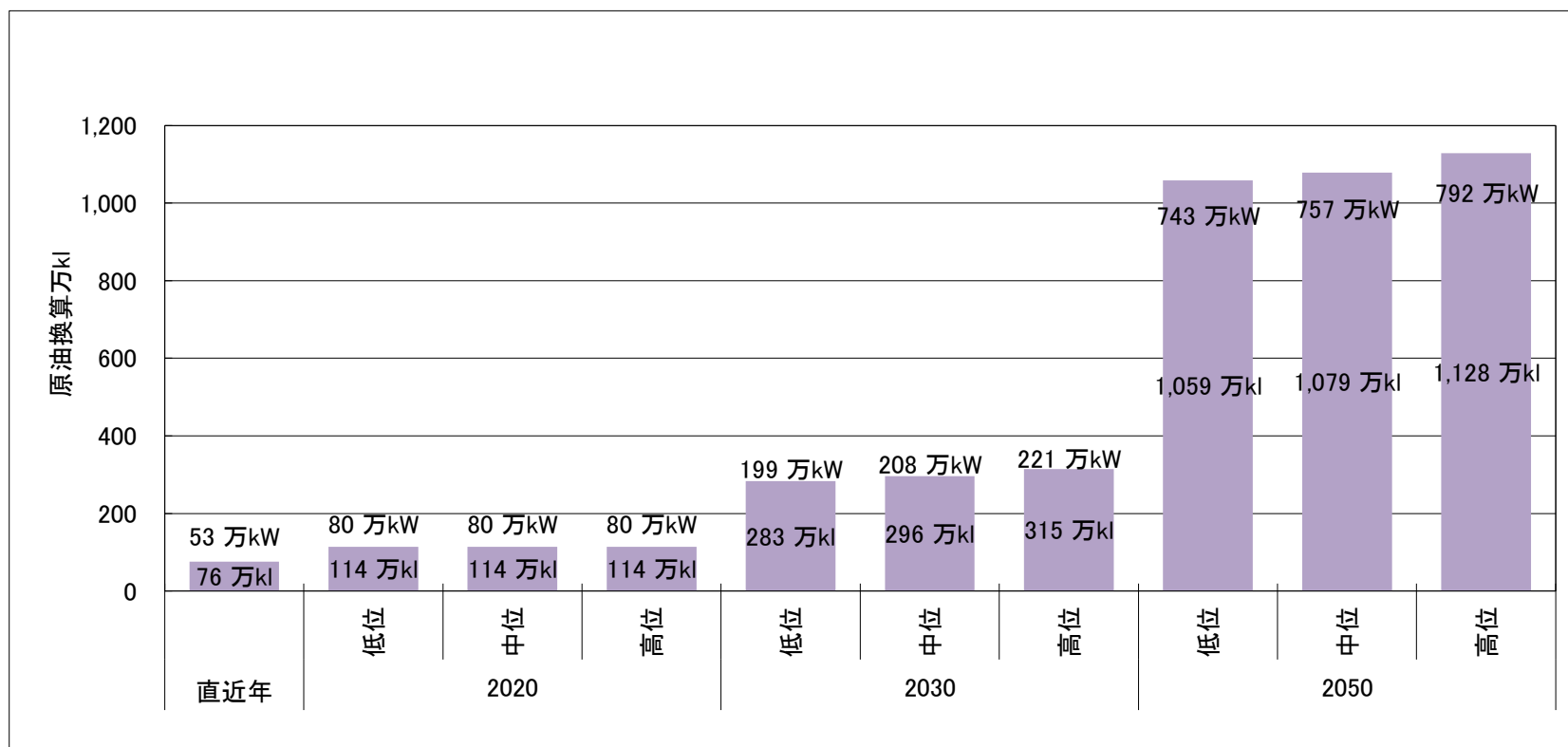
- 前ページの候補地点のうち、2020年までに運転開始が確実視されている地点は山葵沢・秋ノ宮地域のみ（2011年11月に環境影響評価手続き開始済）。
- よって、**2020年時点の導入見込量としては、この地点で見込まれている4.2万kWを見込む**こととした。
- 山葵沢・秋ノ宮地域における計画は以下のとおり。

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



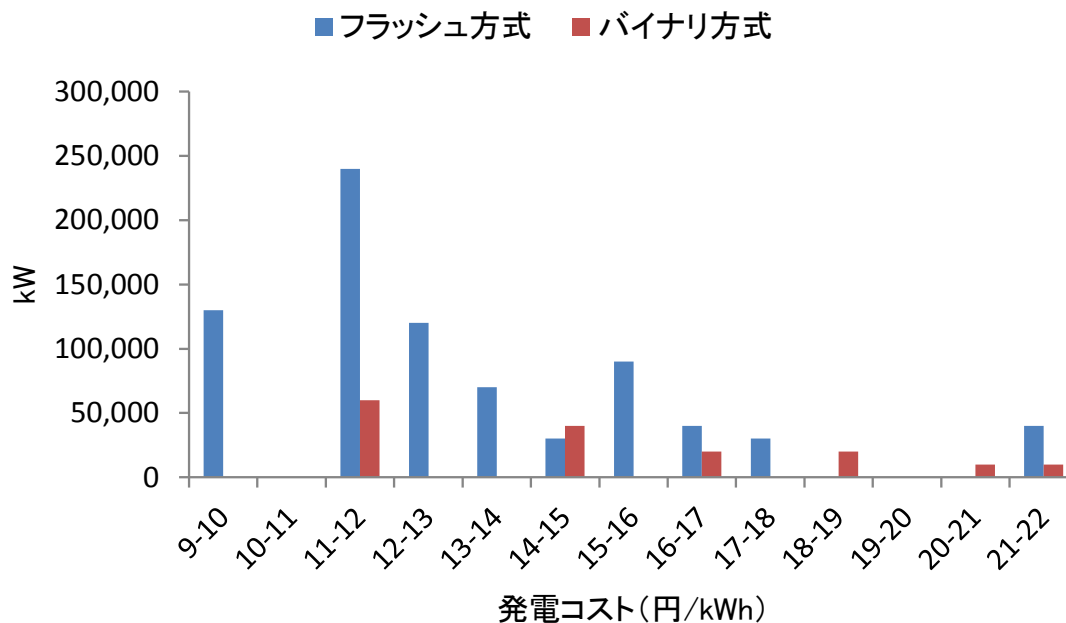
4. 地熱発電の導入見込量③

- 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743～792万kWの導入が見込まれる。**



5. 地熱の買取価格(1/2)

- 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)の関係をみると、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を検討**。
- 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。



出典:地熱開発促進調査

5. 地熱の買取価格(2/2)

- 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。

	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	

(4) バイオマス発電及び熱利用の導入見込量について

1. バイオマス導入見込量の考え方①【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。

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。

低位	2020年：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。 2030～50年：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	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に到達するよう最大限の支援を行うことを想定。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう最大限の支援を行うことを想定。 2050年： 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とし想定し、合計で1,002万kLと想定。

1. バイオマス導入見込量の考え方②【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。

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、100~200万kLを想定し、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。

低位	2020年：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。 2030~50年：2020年水準のままと設定。
中位	2020年：バイオ燃料は70万kLとし、それ以外は昨年同様に設定。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう支援を行うことを想定。 2050年：バイオ燃料は2050年の需要量から推計し、1,000万kLを想定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。
高位	2020年：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。 2030年：2020年からの追加導入量を2050年まで直線的に増加させるよう支援を行うことを想定。 2050年：バイオ燃料は2050年の需要量から推計し、1,900万kLを想定。その他の熱利用は、2020年導入目標値を横ばいとして設定。

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。
- 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。

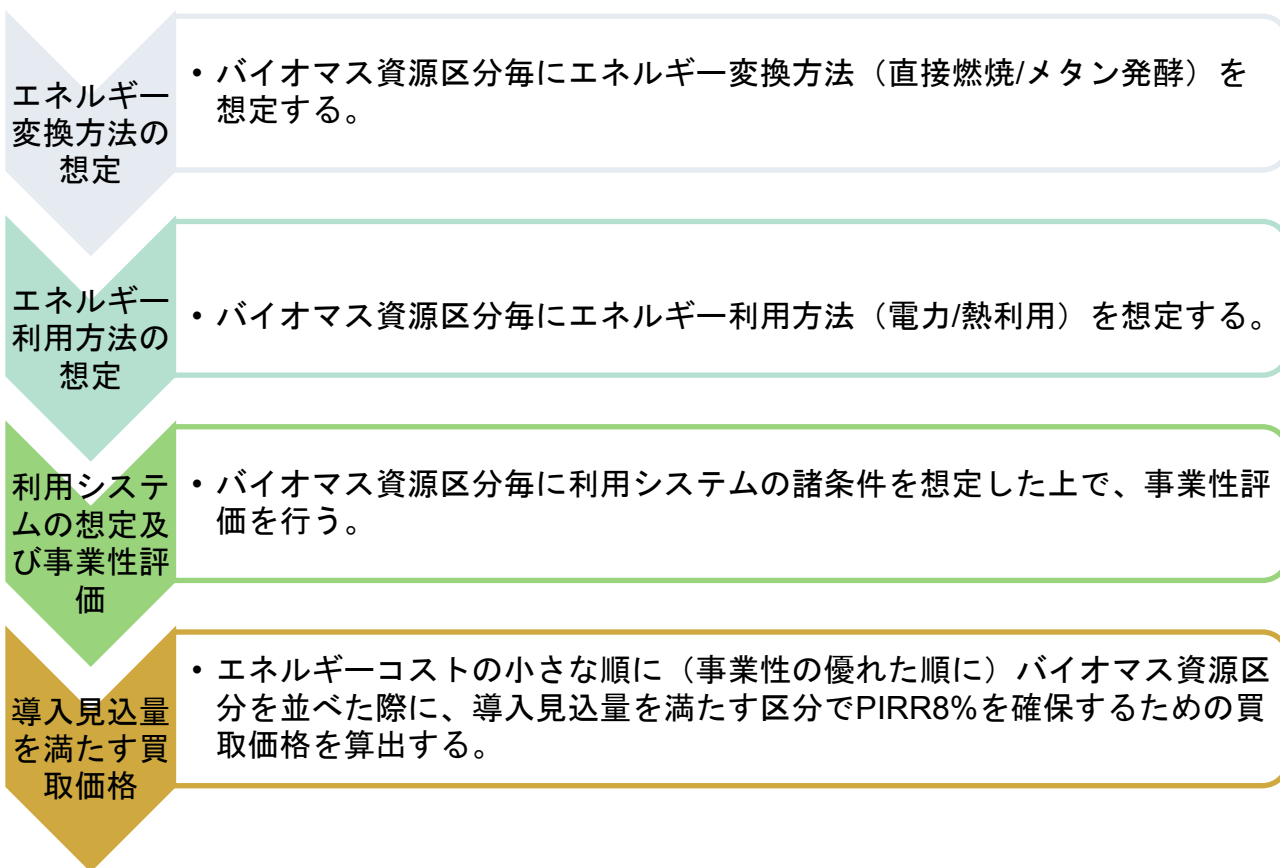
大分類	小分類	賦存量 万t	未利用率 %	未利用量 万t	未利用エネルギー		利用方法	想定設備規模	
					熱 PJ/年	電気 億kWh/年		発電 kW	熱供給 GJ/h
木質系	林地残材	800	99%	792	105.2	34.4	燃焼	5,000	50
	製材所廃材	430	5%	22	1.4	0.9	燃焼	5000	50
	果樹剪定枝	100		5	0.3	0.1	燃焼	5000	50
	公園剪定枝	15	30%	1	0.1	0.0	燃焼	5000	50
	建築解体廃材	470		109	14.4	4.7	燃焼	5000	50
	新・増築廃材			32	4.4	1.5	燃焼	5000	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①【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。
- 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。



3. バイオマス発電及び熱利用のコスト②【変換方法】

- 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。

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

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト③【利用形態】

- 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)。

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。

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト④【利用システムの諸条件】

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

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。

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

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

3. バイオマス発電及び熱利用のコスト⑤【調達単価等】

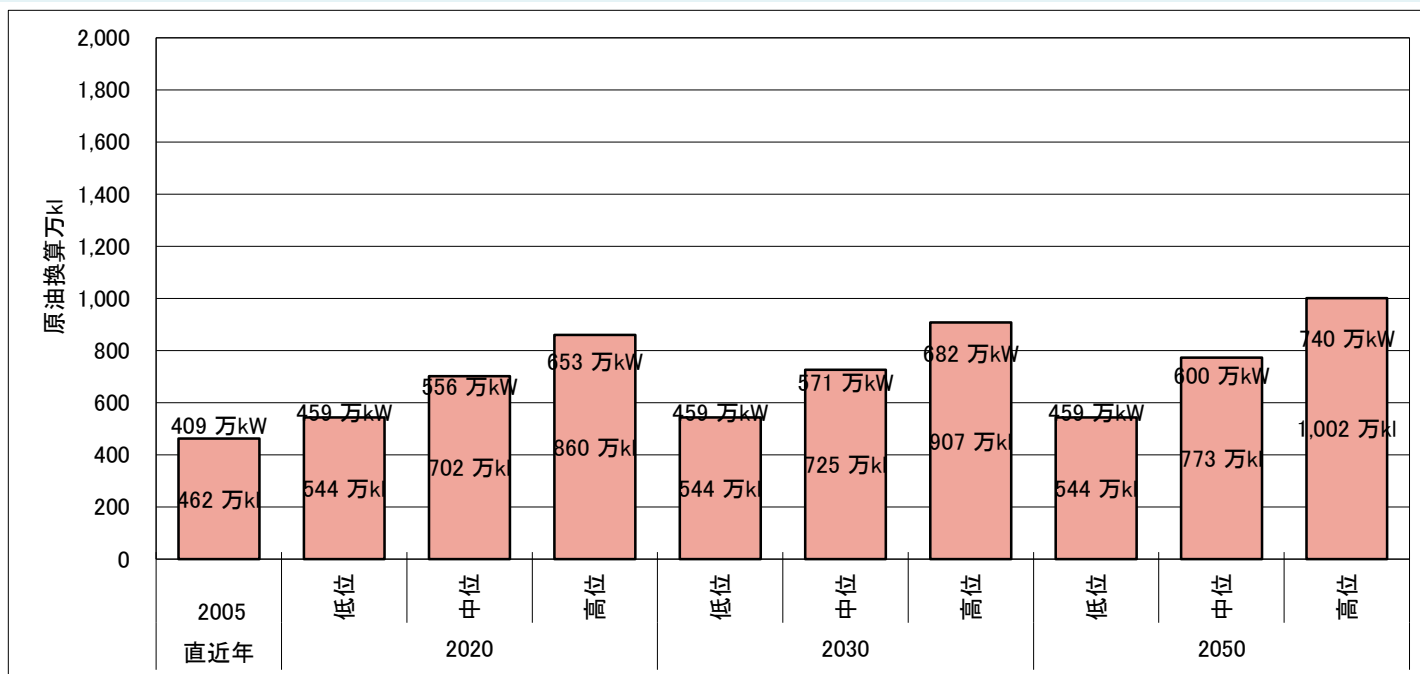
- 従来、バイオマス燃料の調達費用は、地域やバイオマス資源ごとに多種多様であり、且つ必ずしも事業バウンダリーがエネルギー転換に閉じるものではないとして想定していなかった。しかし、ここではエネルギー・環境会議(内閣官房/国家戦略室)の**コスト等検証委員会にて想定された木質バイオマスの燃料調達単価等**を参考に下表の通り想定して評価を行った。

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。

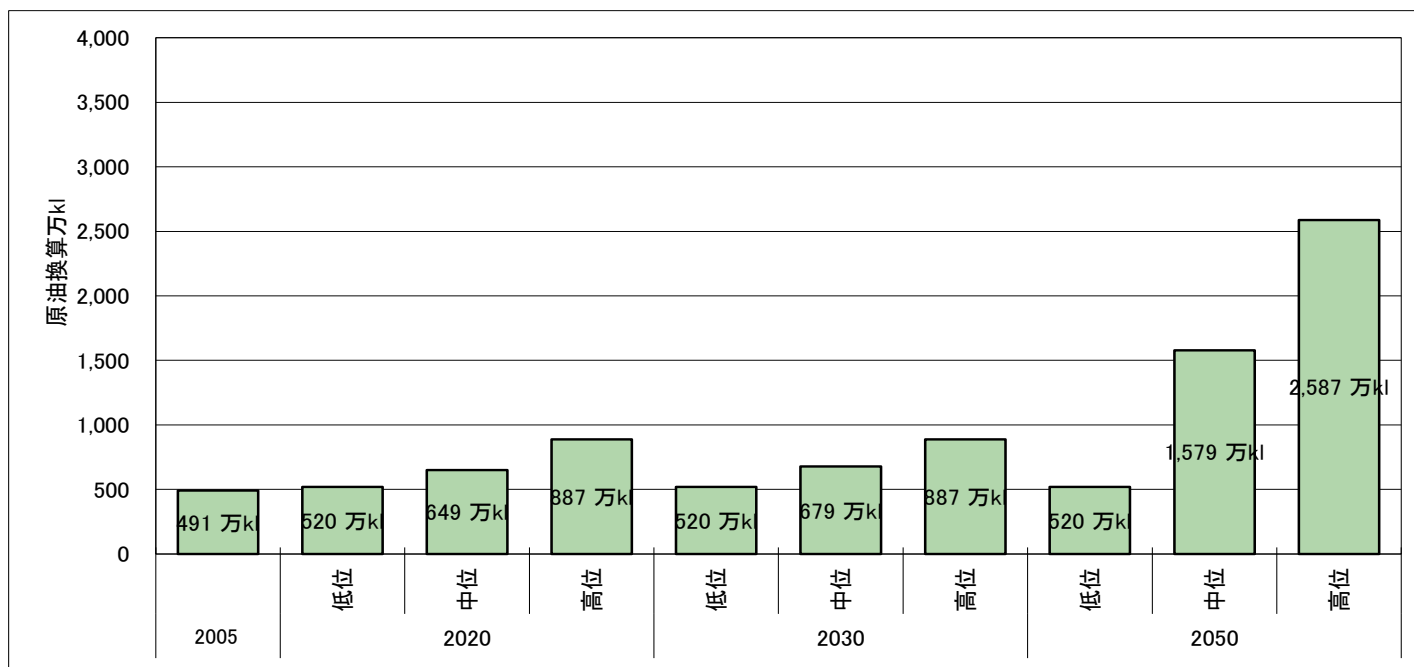
4. バイオマスの導入見込量①【発電】

- 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と想定。低位は、2020年水準のままと設定。中位は、高位と低位の中間値と想定した。



4. バイオマスの導入見込量②【熱利用及び燃料】

- 2020年は、高位は 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70万kl、エネルギー供給構造高度化法の目標に沿って50万kLと見込んだ。
- 2030年は、バイオ燃料は高位・中位ケースは自動車用燃料への混合率を向上させることなどにより、それぞれ200万kL、100万kLと想定。低位ケースは2020年から横ばいと想定。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、**バイオ燃料は高位・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年から横ばいと想定。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、今後も国内外の技術動向・生産動向を見極めて行く必要がある。



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

■ 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・木質系：13円/kWh、中位：廃棄物系・木質系：20円/kWh、高位：林地残材等の木質系：30円/kWh、廃棄物系：33円/kWh**となった。

■ 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%を確保するための支援を検討したところ、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した。**

	低位	中位	高位
導入量	459万kW 544万kL	556万kW 702万kL	653万kW 860万kL
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

	低位	中位	高位
導入量	520万kL	649万kL	887万kL
買取価格	—※1)	食品系：2円/MJ	食品系：2円/MJ 畜産系：15円/MJ※2)

- ※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。

(5) 太陽光発電の導入見込量について

1. 太陽光発電の導入見込量の考え方(1/2)

- 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。

2020年	<p>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。</p> <p>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。</p>
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。

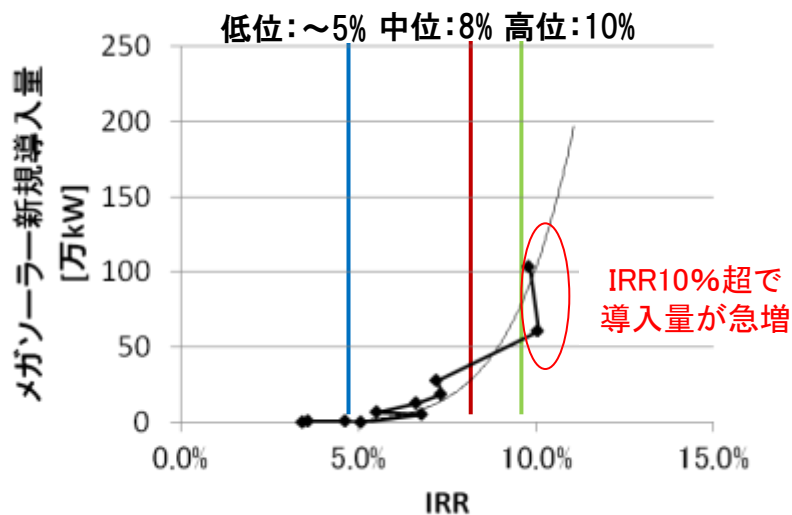
- 太陽光発電のコストは導入地点による差が小さいこと、当面は家庭・一般企業による導入が主と考えられることから、**2030年までの導入量は、昨年と同様、固定買取価格などの経済支援策を定め、導入量を推計。2050年の導入量は、導入ポテンシャルを踏まえて想定。**

低位	<p>2020年：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。公共は年間30万kW程度の率先導入を想定。</p> <p>2030年：2020年までと同じ考え方。</p> <p>2050年：NEDO PV2030の導入ポテンシャル（技術開発前倒しケース）を全量顕在化させることを想定。</p>
中位	<p>2020年：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IRR8%を維持する価格での全量買取。公共は低位に同じ。</p> <p>2030年：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から価格が低減して自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。</p> <p>2050年：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率を5%向上させることにより、設置容量の増加を見込んだ上でポテンシャル全量を顕在化させることを想定。</p>
高位	<p>2020年：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・メガソーラーは最大限の支援方策としてIRR10%を維持する価格での全量買取。公共は低位に同じ。</p> <p>2030年：2020年までと同じ考え方。ただし公共は2020年から価格が低減して自立的な導入が進む（年間200万kW程度）と想定。</p> <p>2050年：低位に対して、2030～2050年の平均変換効率が10%向上させることにより、設置容量の増加を見込んだ上でポテンシャル全量を顕在化させることを想定。</p>

1. 太陽光発電の導入見込量の考え方(2/2)

- IRRが10%を超える場合、ドイツの例からも、太陽光発電の市場の継続的な拡大を阻害する可能性があるため、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が、現時点では導入スピードの上限と考えられる。

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。

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

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年間で回避可能原価で買取が行われる場合の25年IRR。

3. 太陽光発電の発電コスト(1/2)

- 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%で低下すると想定し、国内価格との差は2020年までになくなると想定した。
- 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。設置工事費については、国内の累積導入量に伴うコスト低下を想定した。

太陽光発電システムのコスト低減の想定

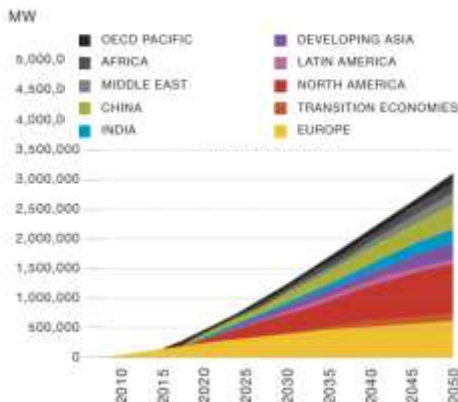
	コスト低下の主な要因	試算における想定
発電モジュール	技術改善、生産の最適化、規模の経済、効率向上、規格や仕様の開発	2020年までに国際価格に収斂、その後は進歩率78%※1でコスト低下
インバータ	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	世界の累積生産量の増加に伴い、進歩率80%でコスト低下
それ以外の付属機器 (ケーブル、架台等)	生産の最適化、規模の経済、規格や仕様の開発	
設置工事費	規格や仕様の開発	累積導入増加に伴い、進歩率96%※2で低下

※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)

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。

2020年 3億4500万kW
2030年 10億8100万kW

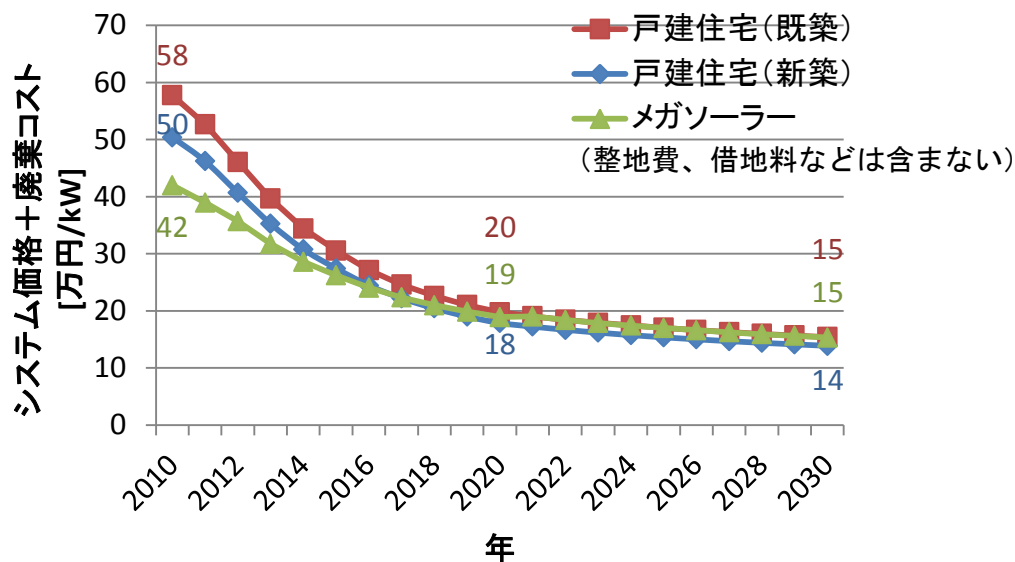


出典：Solar Generation 6 (EPIA, 2011)

3. 太陽光発電の発電コスト (2/2)

- 前頁の前提に基づく、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。

システム価格低減の推計結果



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き試算。

- ・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

※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。

※廃棄コストを、システム価格の5%とした。

※設置工事費部分は導入シナリオによって価格が変わる。

※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。

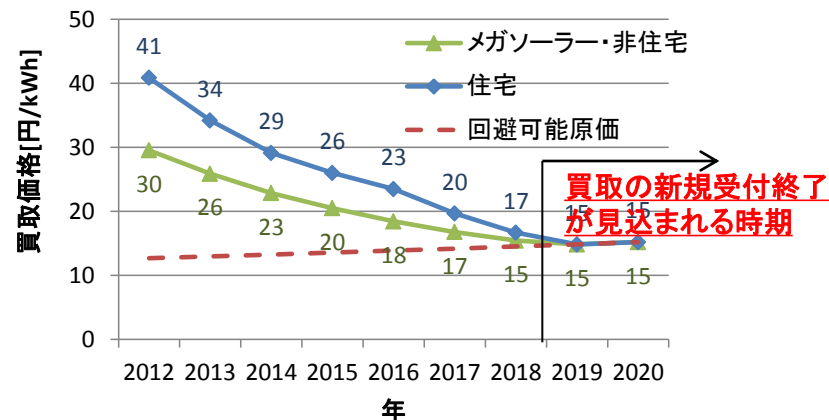
4. 太陽光発電の導入見込量 ①～2030年 低位(1/2)

- **低位シナリオでは、現状と同程度の支援を継続**することを想定。

部門	補助金	買取
住宅	<ul style="list-style-type: none"> ・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年支援なしまで段階的に縮減 	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（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ことを想定	
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）

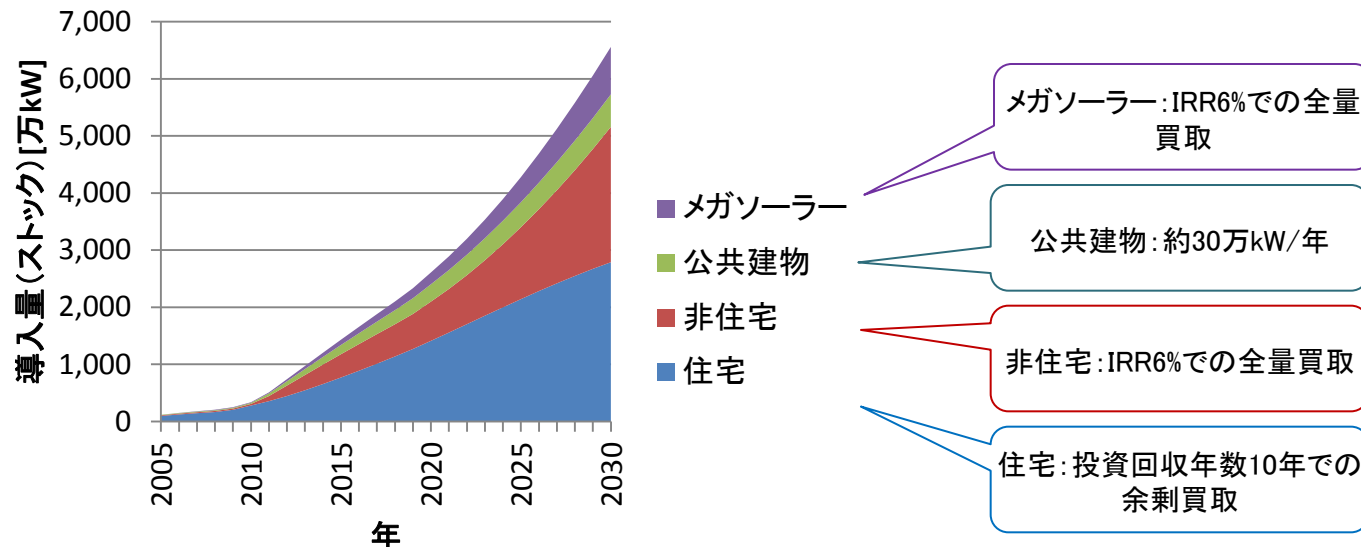
買取価格

- 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ことが見込まれる。
- 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ことが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



4. 太陽光発電の導入見込量 ①～2030年 低位(2/2)

- **IRR6%での支援では、2020年の導入量は約2,600万kW、2030年の導入量は約6,600万kW**となることが見込まれる。



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

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。

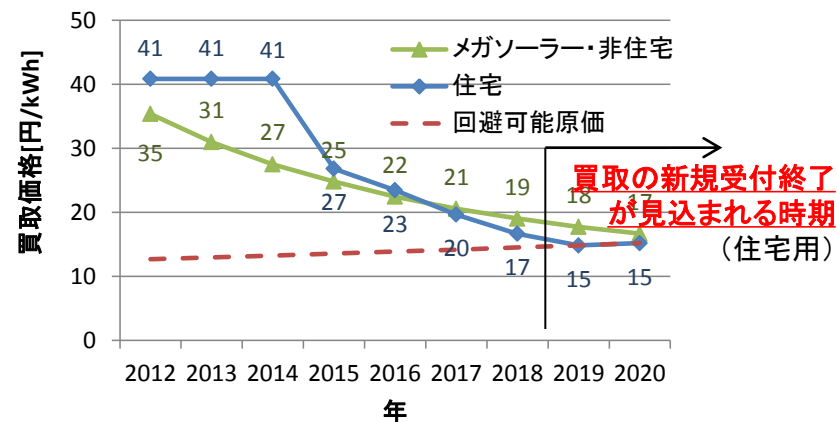
4. 太陽光発電の導入見込量 ②～2030年 中位(1/2)

- **中位シナリオでは、投資回収年数10年もしくはIRR8%**を目安とした支援を行うことを想定。

部門	補助金	買取
住宅	<ul style="list-style-type: none"> ・国：2012年2万円/kW、2013年以降0を想定 ・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10年 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、 当初3年間は初年度の買取価格を維持 する
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30万kW程度の率先導入を行うことを想定 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ことが見込まれることから、年間200万kW程度の普及を想定
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）

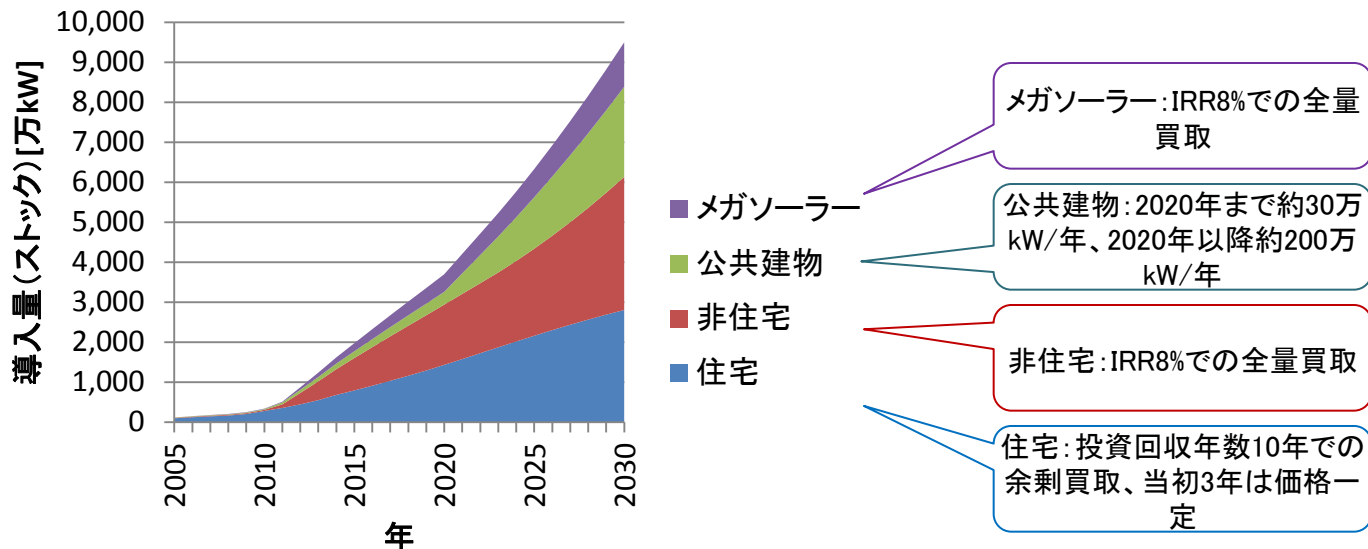
買取価格

- ・ 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ことが見込まれる。
- ・ 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ことが見込まれる。
- ・ （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



4. 太陽光発電の導入見込量 ②～2030年 中位(2/2)

- **IRR8%での支援では、2020年の導入量は約3,700万kW、2030年の導入量は約9,500万kW**となることが見込まれる。



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

設置イメージ (2020年)

戸建住宅410/2500万戸
 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

※変換効率が12%のままであれば公共のポテンシャルは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+)に改善することを見込むと、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

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。

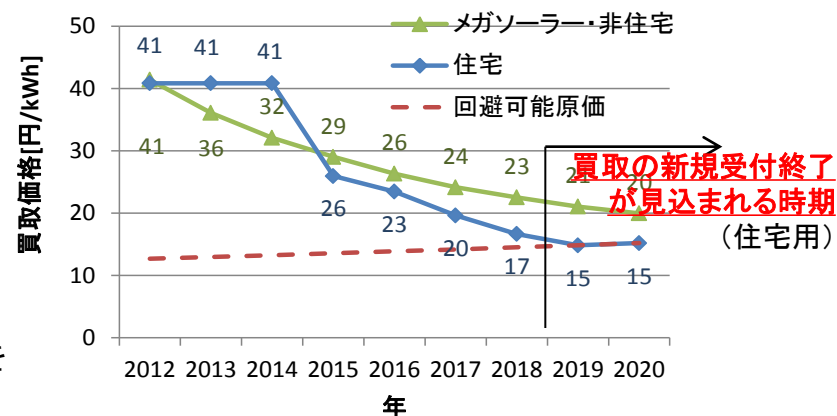
4. 太陽光発電の導入見込量 ③～2030年 高位(1/2)

■ **高位シナリオでは、投資回収年数10年もしくはIRR10%を目安とした支援を行うことを想定。**

部門	補助金	買取
住宅 中位と同じ	<ul style="list-style-type: none"> 国：2012年2万円/kW、2013年以降0 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10年 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、 当初3年間は初年度の買取価格を維持 する
非住宅	補助金なし	IRR10% 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ことを想定 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ことが見込まれることから、年間200万kW程度の普及を想定	
メガソーラー	補助金なし	IRR10% 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）

買取価格

- 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ことが見込まれる。
- 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ことが見込まれる。
- （回避可能原価の考え方については、別資料参照）



4. 太陽光発電の導入見込量 ③～2030年 高位(2/2)

- **IRR8%での支援では、2020年の導入量は約5,200万kW、2030年の導入量は約10,060万kW**となることが見込まれる。



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

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

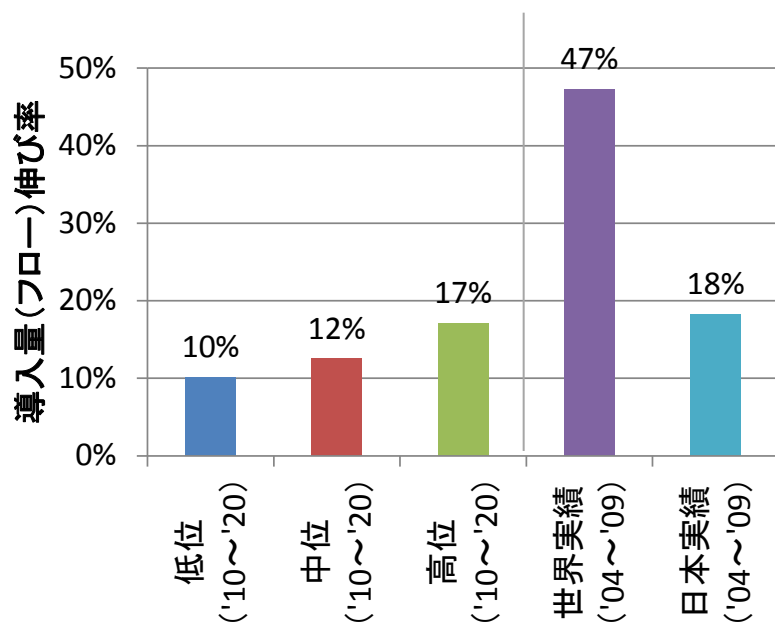
※変換効率が12%のままであれば公共のポテンシャルは2300万kWであるが、2020～30年設置の太陽光変換効率が平均25%(NEDO PV2030+)に改善することを見込むと、ポテンシャルは約5000万kWとなる。

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。

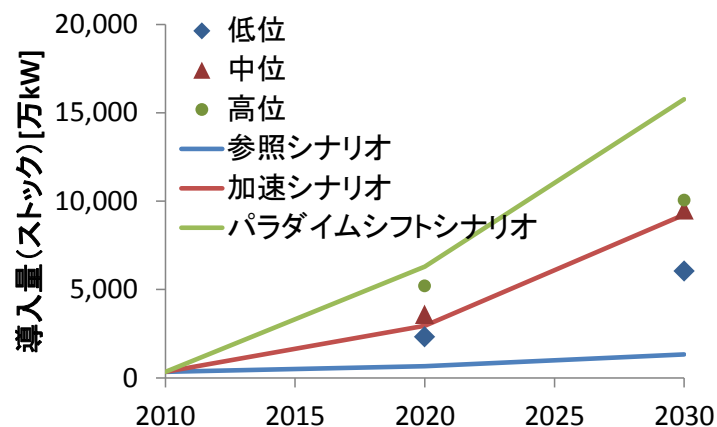
4. 太陽光発電の導入見込量 ④～2030年 比較

- 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。
- 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拡大が必要**と考えられる。中位シナリオ・高位シナリオでは、世界市場(導入量フロー)に占める日本市場の割合を2020年頃まで高めていくことにより、国内企業の産業競争力を養成するという戦略が考えられる。
- 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拡大**し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が必要と考えられる。

各シナリオにおける市場伸び率



世界導入量伸び率との比較

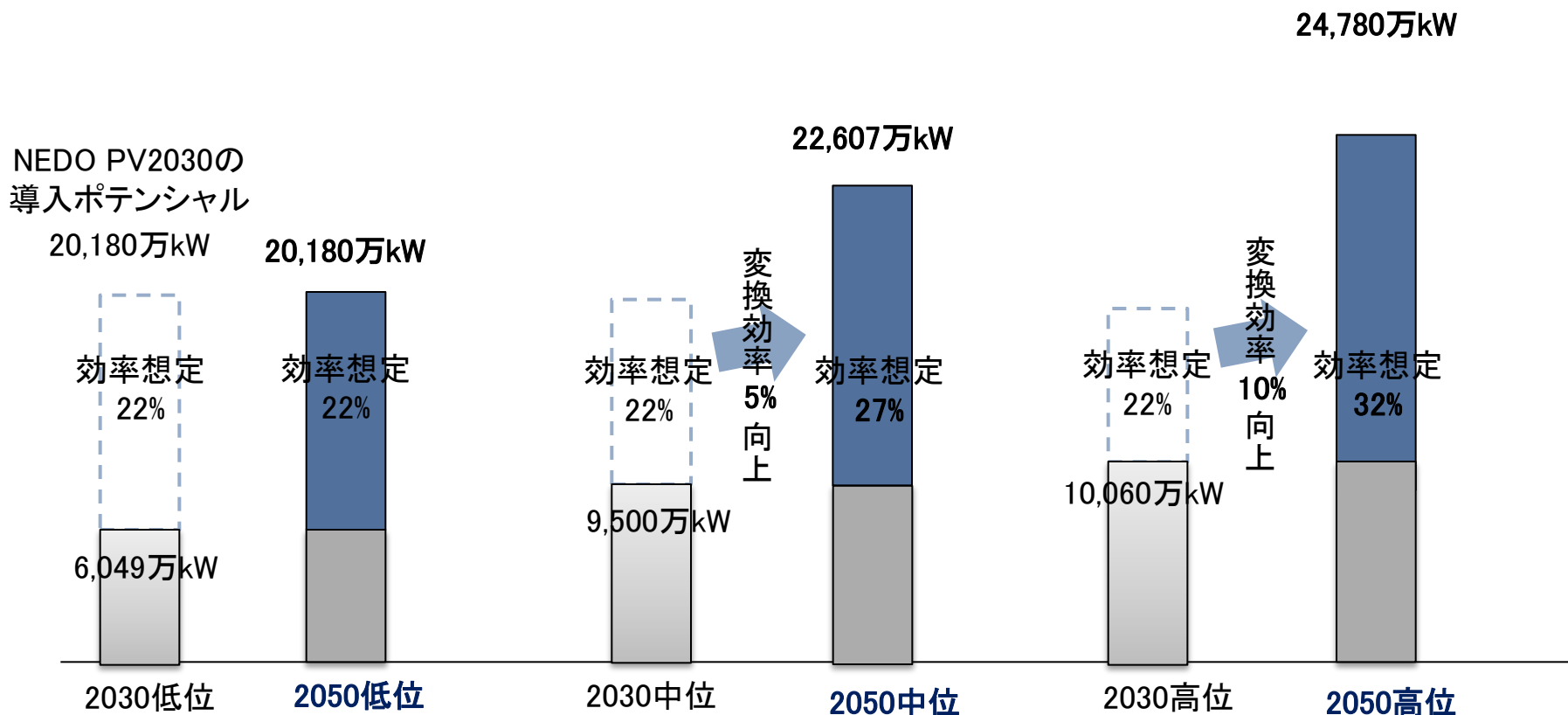


世界導入量の伸び率

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%

4. 太陽光発電の導入見込量 ⑤2050年

- 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%向上すると見込んだ。
 - 高位： 2030年～50年の平均変換効率が、10%向上すると見込んだ。

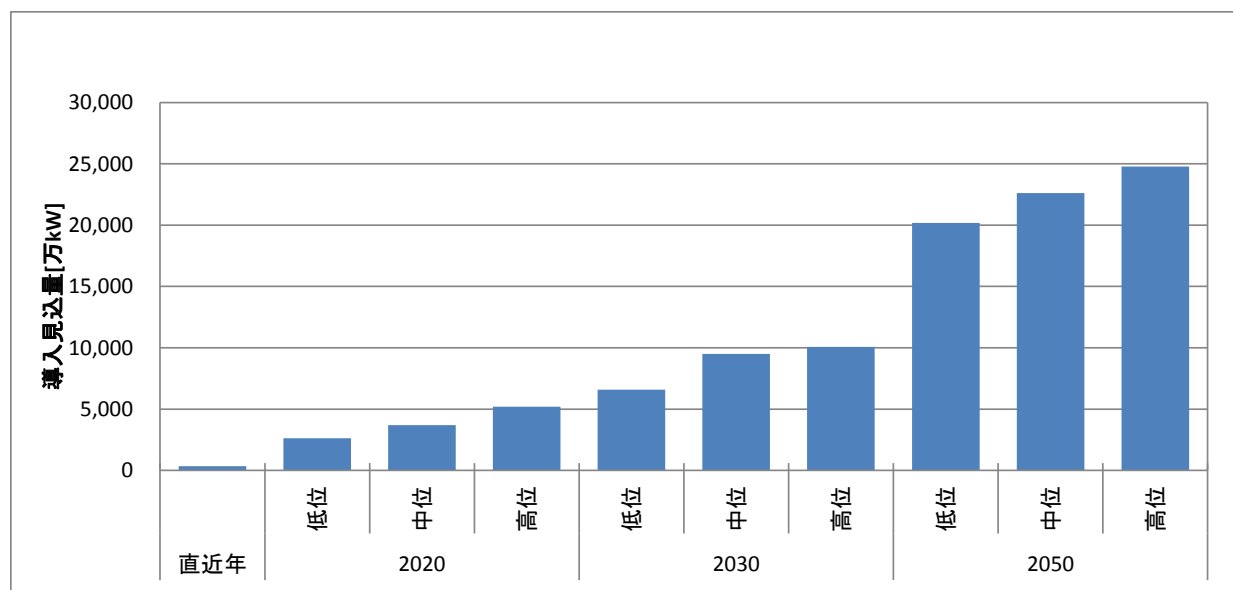


4. 太陽光発電の導入見込量 ⑥まとめ

■ 高位、中位、低位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。

万kW

	直近年(2010)	2020	2030	2050
高位	337	5,200	10,060	24,780
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
中位	337	3,700	9,500	22,607
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
低位	337	2,625	6,591	20,180
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



参考(1)太陽光発電導入のポテンシャル(1/2)

- 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。

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）

参考(2) 太陽光発電導入のポテンシャル(2/2)

- 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。
 - 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。賦存量の内数。

		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	
合計		14,900	58

※1 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20m²以上・南壁面・窓20m²以上に設置・多少の架台設置)での設置可能量。

※2 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。

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/m²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。

参考(3)太陽光発電導入のポテンシャル

- 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。



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>

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(河川)	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。

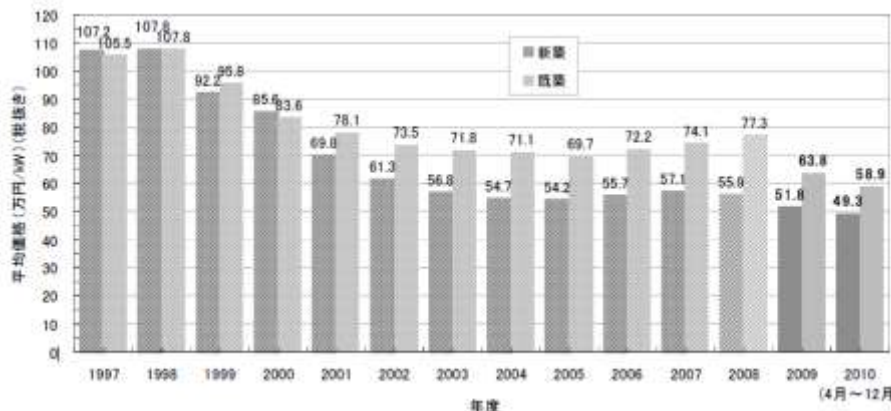
カテゴリー	レベル1	レベル2	レベル3
最終処分場	・管理施設屋根に設置	・管理施設南壁面、駐車場、埋立終了地に設置 ・南壁面面積の50%に設置	・管理施設東西壁面、浸出水処理設備の50%に設置 ・東西壁面面積の50%に設置
河川	・堤防の外側南面かつ植栽、人家から離れている場所に設置	・堤北面を除く堤防外側の25%に設置 ・河川敷の遊歩道に設置	・堤防内の通路脇を含む6m幅の50%に設置 ・河川敷の未利用地に設置
港湾施設	・倉庫は除外 ・荷捌き場、事務所、臨海公園管理施設、駐車場施設等の既存屋根150㎡以上に設置	・南壁面・窓に設置 ・駐車場施設の車路以外に設置 ・遊歩道に設置 ・南壁面面積の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(河川)	・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)

参考(4)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・設置工事費などが割高である。
- 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。

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)

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 コスト等検証委員会
 - ・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

建材一体化型

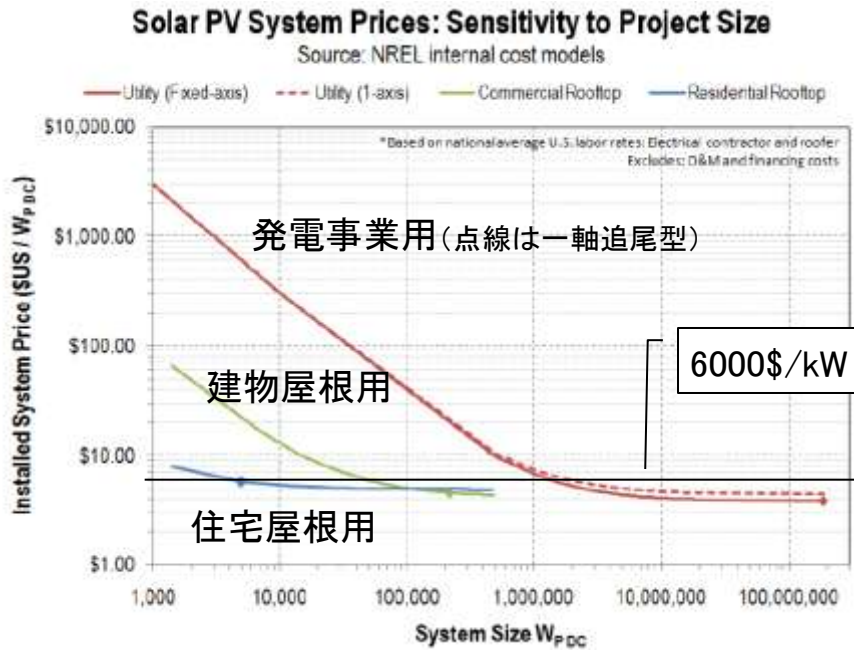


出典：産業技術総合研究所ウェブサイト
http://www.aist.go.jp/aist_j/press_release/pr2008/pr20080617/pr20080617.html

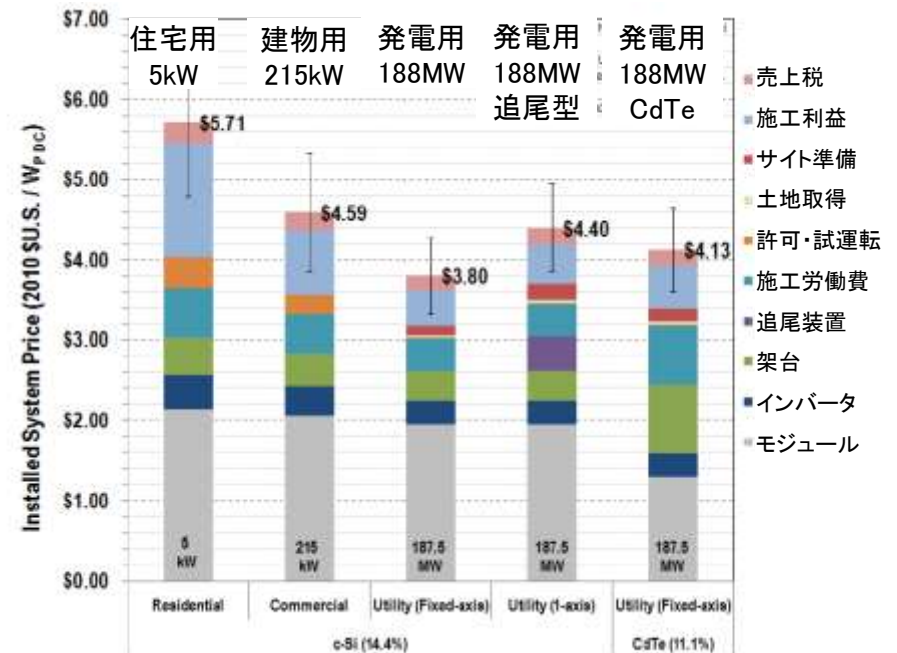
参考(4) 太陽光発電の発電コスト ②メガソーラー(1/2)

- 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。

規模による太陽光発電システム価格の変化



各種太陽光発電システム価格の内訳

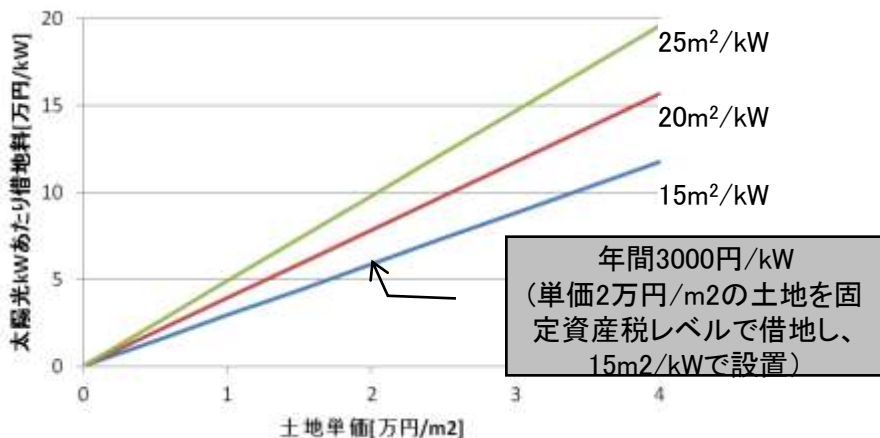


出典: Solar PV Manufacturing Cost Model Group: Installed Solar PV System Prices (NREL, 2011)

参考(4) 太陽光発電の発電コスト ②メガソーラー(2/2)

- 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/m²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。

メガソーラーの借地料(出力あたり面積別)



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

都道府県別 土地単価

	最小 [万円/m ²]	平均 [万円/m ²]	最大 [万円/m ²]	2万円/m ² 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。

メガソーラーの出力あたり面積

	敷地面積 [m ²]	出力 [kW]	出力あたり面積 [m ² /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

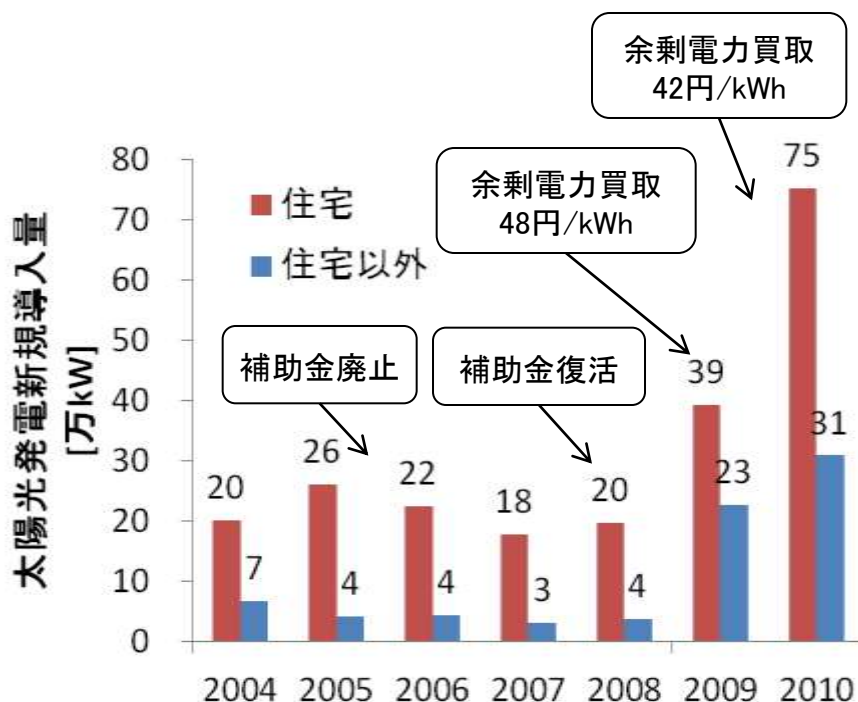
関西電力の堺市臨海部でのメガソーラー計画
<http://www1.kepeco.co.jp/pressre/2008/0623-1j.html>



参考(5)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

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。

電力会社によるメガソーラー計画

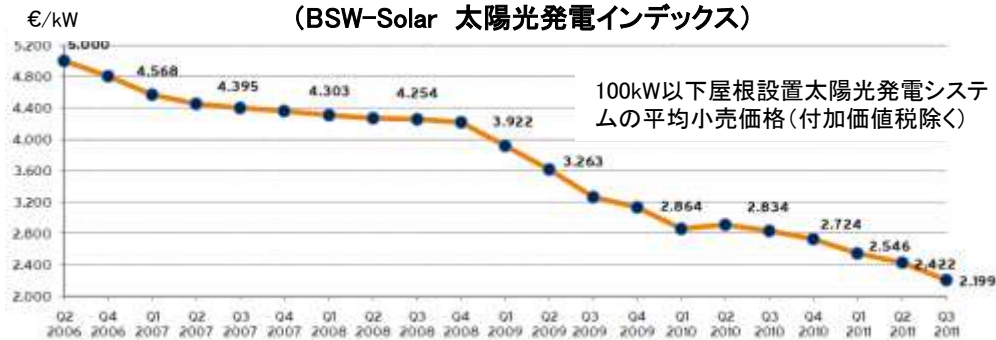
電力会社	容量(MW)	備考
北海道電力	1	伊達火力発電所構内(伊達メガソーラー発電所)
	2	仙台太陽光発電所
東北電力	1.5	八戸太陽光発電所(八戸火力発電所構内)
	1	原町太陽光発電所(原町火力発電所構内)
東京電力	13	厩島太陽光発電所
	7	浮島太陽光発電所
	10	米倉山ニュータウン造成地
中部電力	7.75	メガソーラーたけとよ、武豊火力発電所構内
	1	メガソーラーいいだ
	8	メガソーラーしみず
北陸電力	1	富山火力発電所敷地内(富山太陽光発電所)
	1	珠洲メガソーラー発電所(宝立小学校跡地)
	1	テクノポート福井(三国メガソーラー発電所)
	1	志賀太陽光発電所、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98MW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

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較(1/2)

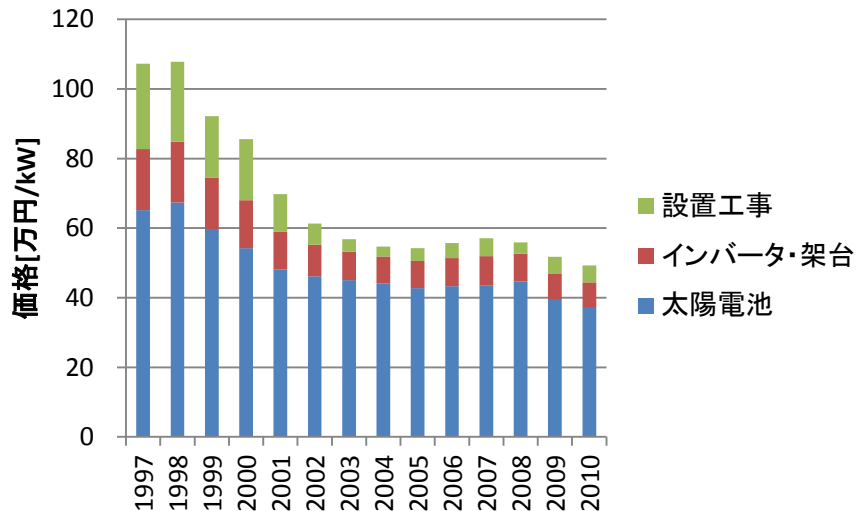
- 中国・台湾を中心とした太陽光発電生産設備への大規模な投資と、金融危機を受けた太陽光発電導入停滞により、2009年には太陽光発電システム価格が大幅下落した。
- ドイツでは2006年からの5年間で、太陽光発電システム価格が50%以上下落した。
- 日本でも、高止まりしていた太陽光発電システム価格が低下に転じた。

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)



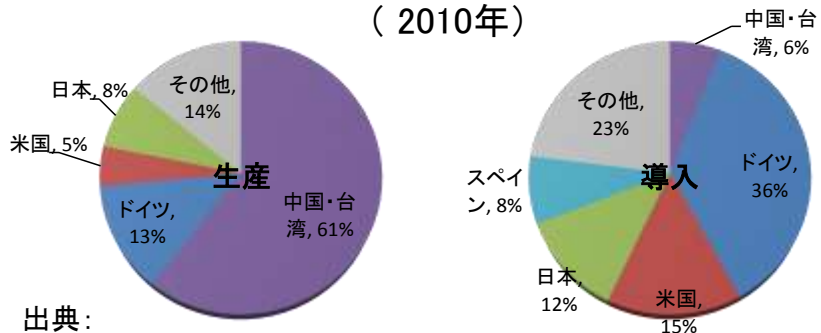
出典: BSW-Solar(ドイツ太陽光発電工業協会)資料

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

太陽電池セル生産国と太陽光発電システム導入国
(2010年)



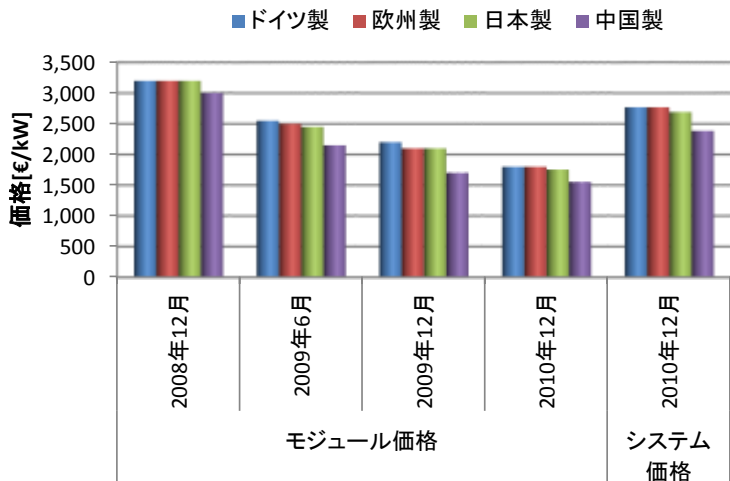
出典:
<http://www.semi.org/en/node/38346?id=sgurow0811z>
http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0707_e.html

参考(6)太陽光発電のコストの海外との比較(2/2)

- 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ことが考えられる。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まれる。

各国製の太陽光発電価格の比較

PvXchange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。

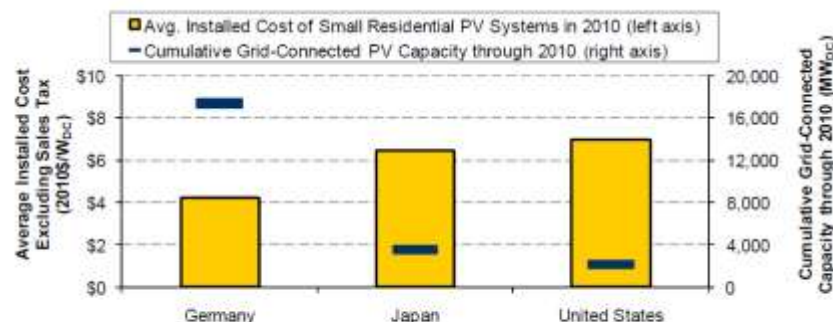


システム価格:モジュール価格にBOS価格35%/65%を加算した額。

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

各国の太陽光発電システム価格の比較

- ・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コスト減少が起こり得ることを示唆している。



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 (\$5.7/W).

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)

参考(7)最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察(1/2)

- 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/㎡)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。

ステータス	面積 (㎡)	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。

種類	面積 (㎡)	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

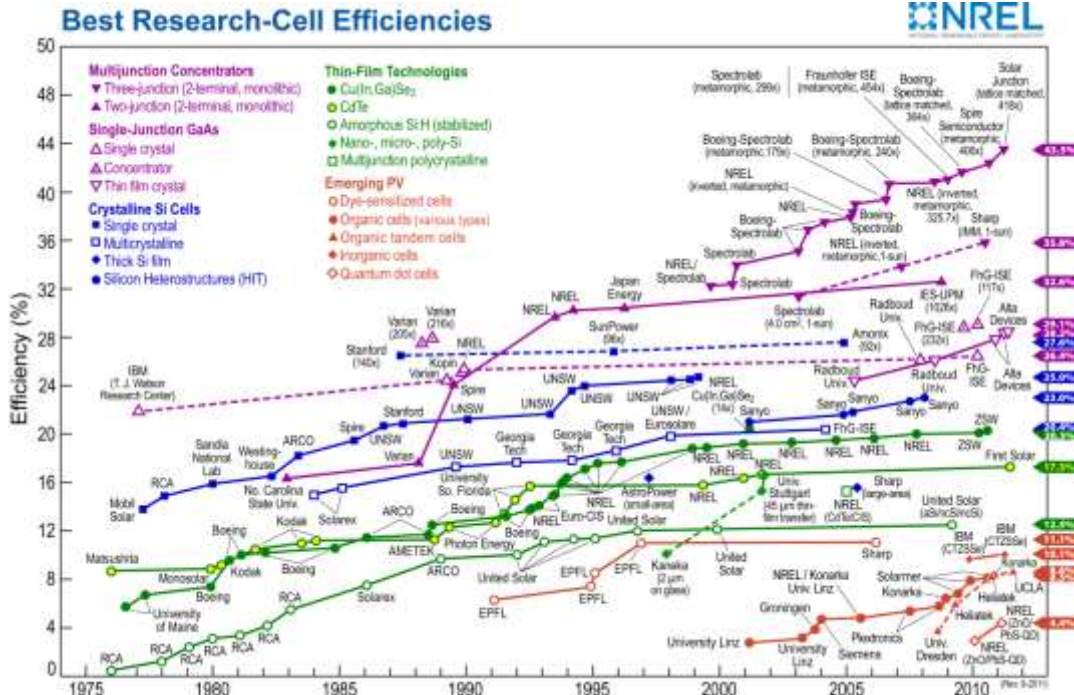
参考(7)最終処分場における設置ポテンシャルに関する考察(2/2)

- 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㎡)と仮定すると、設置可能容量は約100万kWとなる。

参考(8)太陽光発電の変換効率の向上

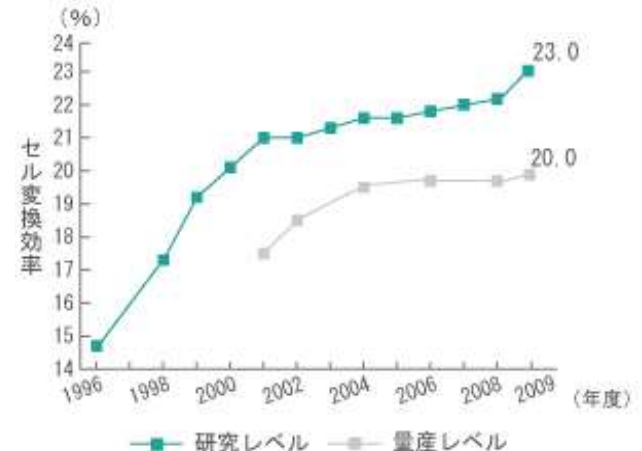
- 変換効率が上昇すれば、単位面積あたりの設置可能容量が増加するため、現在の推計値よりもポテンシャルが増加する。例えば接合型の実用化などによりモジュール変換効率が2倍以上に向上すれば、2倍のポテンシャルがあることになる。
- 研究レベルの変換効率は毎年向上しており、Si結晶系であれば10年程度の遅れで量産化されている。
- なお、変換効率の上昇は、架台コストや設置工事費の減少にもつながる。

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/>

研究レベル変換効率と量産レベル変換効率(例)

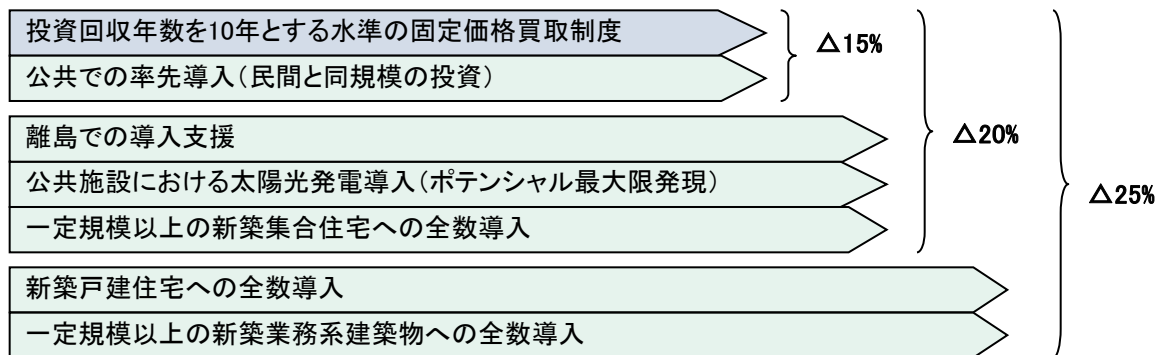


出典：パナソニックウェブサイト
<http://panasonic.net/sanyo/environment/jp/product/development.html>

※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/m²、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。

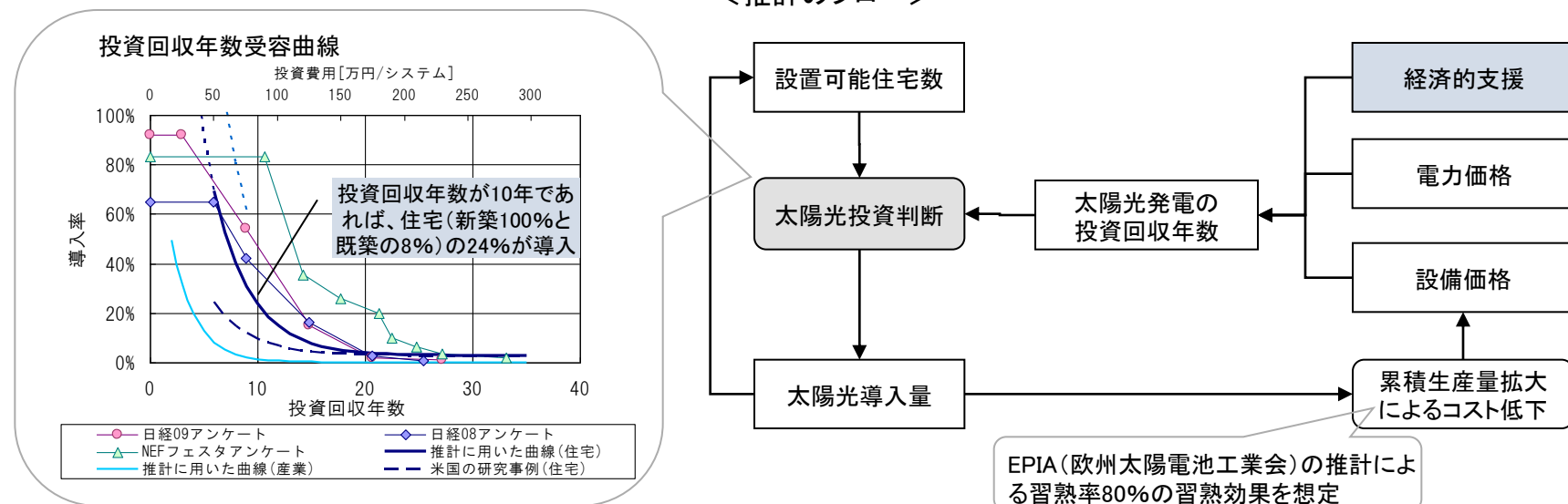
参考(9) 導入見込量試算方法の昨年からの変更点(1/2)

- 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。



※ $\Delta 20\%$ 、 $\Delta 25\%$ では、規制的措置も導入するが、それに伴って固定価格買取制度による経済支援の水準も、約9年、約8年と上乘せすることにより、導入者の負担感を軽減することを想定している。

<推計のフロー>

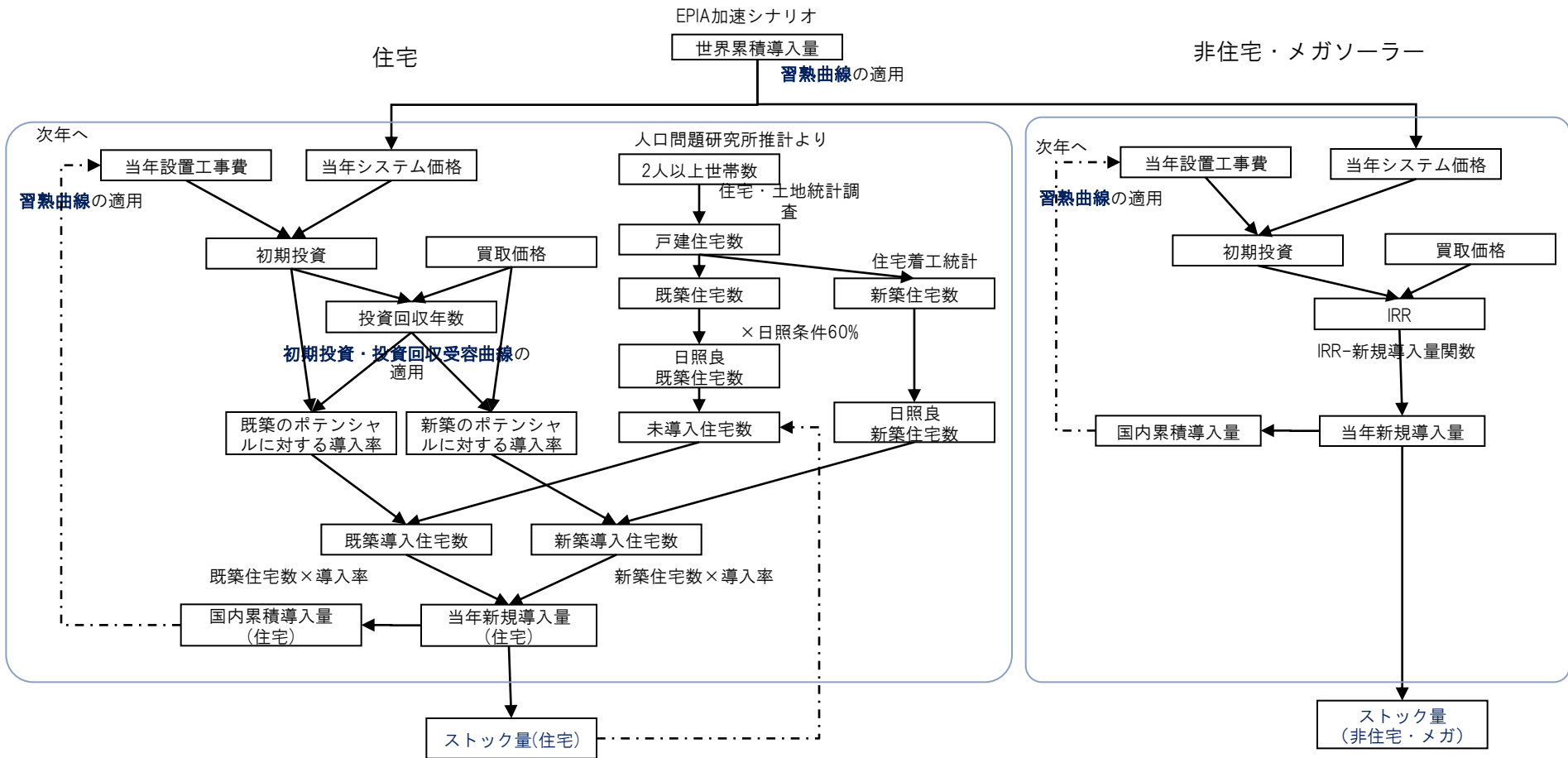


参考(9) 導入見込量試算方法の昨年からの変更点(2/2)

- 実績からの受容曲線の再作成
 - 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。
 - 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。
- 将来コストの外生化
 - 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。
- メガソーラー導入量の明示的考慮
 - 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。

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"> ・ 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 ・ 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 ・ 設置工事費は累積導入増加に伴い、進歩率96%で低下
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	

参考(10)導入見込量試算モデルの詳細①フロー



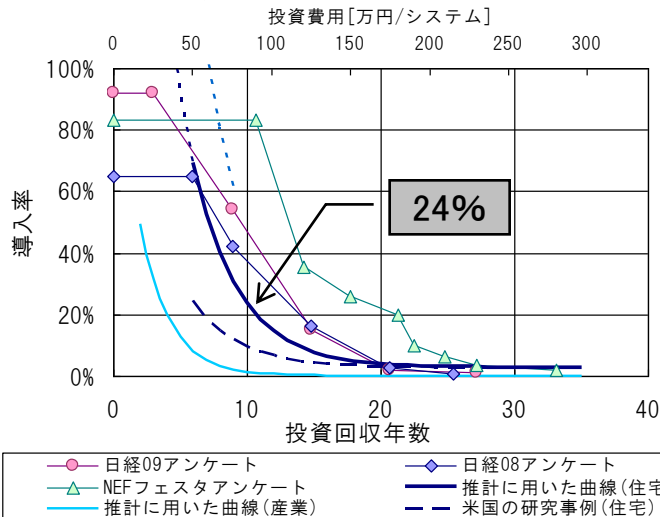
参考(10)導入見込量試算モデルの詳細②住宅用(1/3)

- 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。詳細は次頁。

従来モデル

$$\text{導入率} = A_0 \times \exp(-B_0 \times \text{投資回収年数})$$

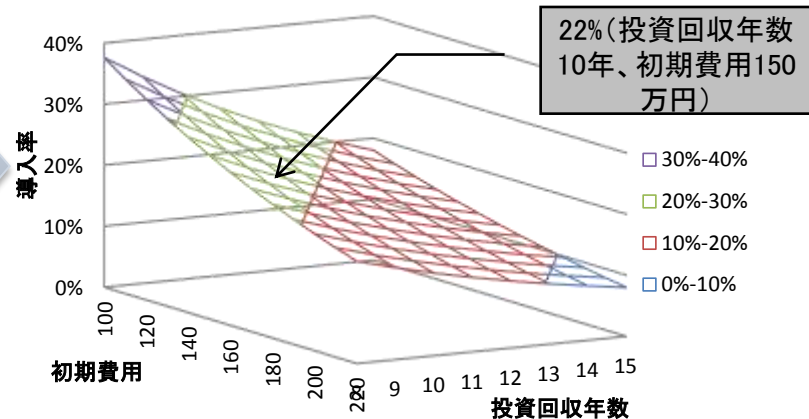
新築住宅への導入率



新モデル

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

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

出典:各種資料より作成

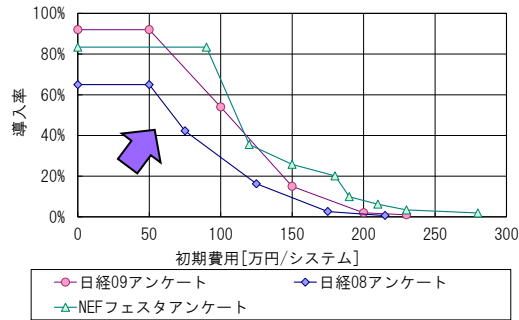
※日照条件を満たす住宅(全体の60%)に占める比率

参考(10)導入見込量試算モデルの詳細②住宅用(2/3)

■ 新モデルにおける具体的な導入率は以下のとおり。

アンケート

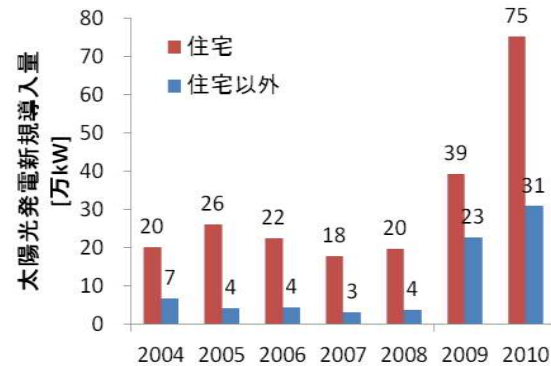
「初期負担額がいくらなら太陽光発電を設置するか」への回答(余剰電力買取価格は23円と見なす)



日経新聞社「日経プラスワン」2008年8月16日掲載、2008年8月調査実施調査

導入実績

2005～2010年の導入実績(単価、容量、毎年の補助金・余剰電力買取価格)、導入率



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。

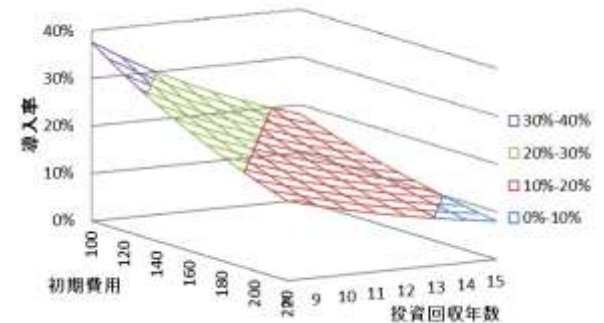
※新築と既築の違いは比例定数A1、A2の部分のみとする。

係数決定

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

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

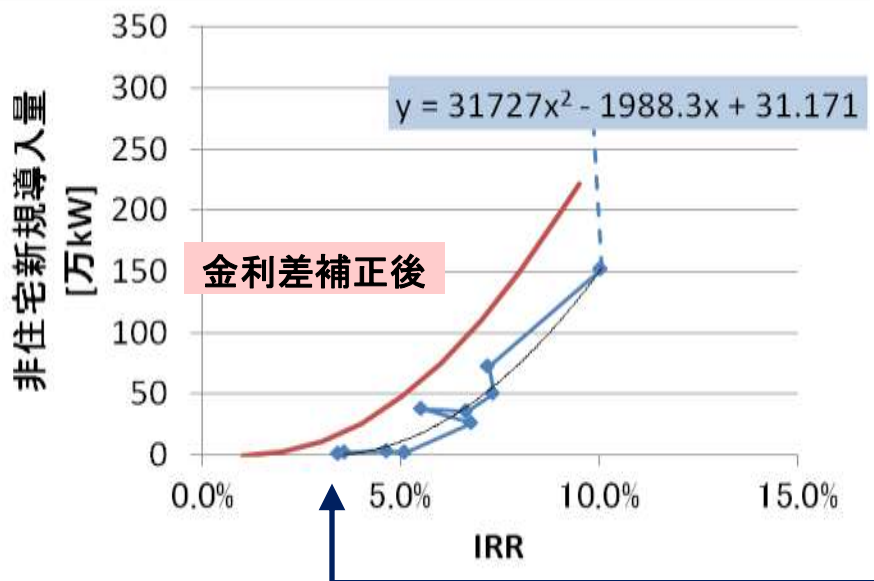
新築住宅の導入率



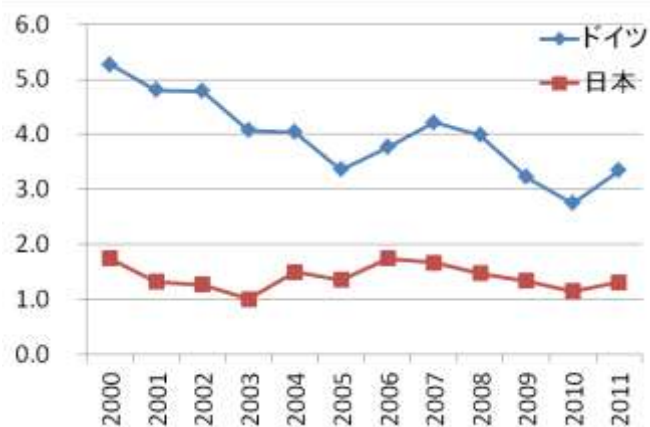
参考(10)導入見込量試算モデルの詳細③非住宅用

- 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。

ドイツにおける非住宅用太陽光新規導入量



ドイツと日本の長期金利の差[%]



出典：OECD Economic Outlook No. 89

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。

参考(10) 導入見込量試算モデルの詳細③メガソーラー

- 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。



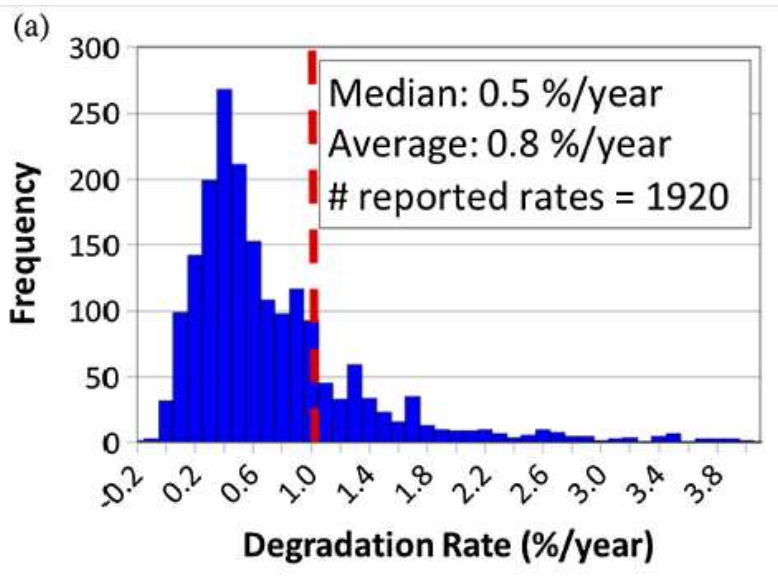
BSW-Solar資料(1MW以上太陽光発電の導入比率)、「再生可能エネルギー電力に対するドイツ型フィード・イン・タリフにおける費用」(竹濱朝美, 2011)(投資回収年数)などより作成

※ 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。

参考(11)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。

太陽光発電効率の劣化率



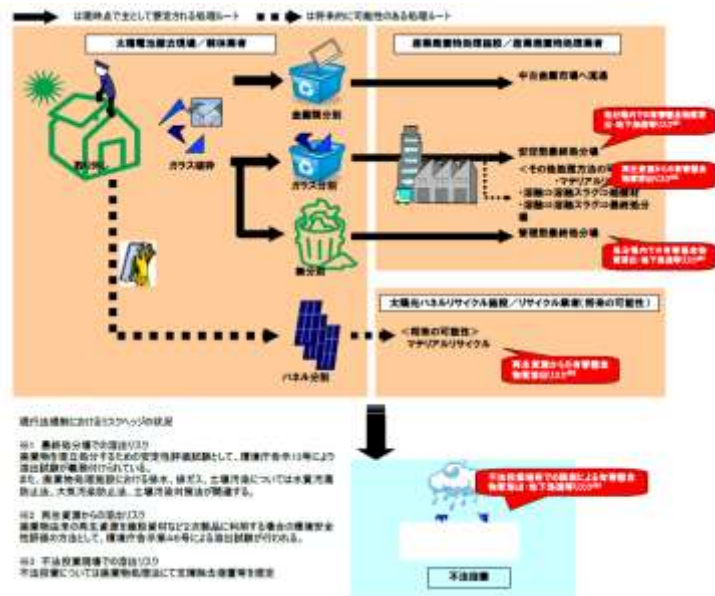
出典: Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review(D. C. Jordan and S. R. Kurtz(NREL), 2011)

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。

中古太陽電池モジュールへの性能表示案

【仕様】株式会社●●製(平成12年) 型式:ABC-1 No.1234567
 【現在出力】定格出力 50W 開放電圧 20V 短絡電流 3.8A 最大出力動作電圧 17V 最大出力動作電流 3.3A (2011年1月15日測定)
 【有害物質情報】カドミウム含有 ●●g/m² 破砕・溶融処理を推奨
 【中古流通事業者連絡先】●●電気株式会社

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」