

長期エネルギー需給見通し 関連資料

平成27年6月
資源エネルギー庁

目次

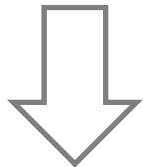
1. 3E+Sに関する政策目標	・・・P2
2. マクロフレームの想定	・・・P10
3. 省エネルギー対策	・・・P20
4. エネルギー供給	・・・P39
4-1. 再生可能エネルギー	・・・P40
4-2. 火力	・・・P50
4-3. 原子力	・・・P53
4-4. 多様なエネルギー源の活用	・・・P58
4-5. 電力コスト	・・・P62
5. 算定結果	・・・P64
6. 電源構成を変化させた場合の影響等	・・・P76
7. 発電コスト検証	・・・P81

1. 3E+Sに関する政策目標

3E+Sについての具体的な目標水準

- 今回の見通し策定にあたって、S(安全性)の確保を大前提としつつ、3Eに関する以下の目標を同時達成することを想定。

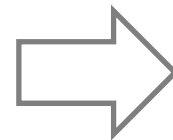
安全性の確保



大前提

自給率

現在、わずか6%



【目標】

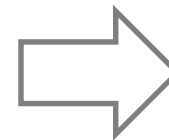
震災前(約20%)を更に上回る
概ね25%程度

電力コスト

震災後、電気料金は大幅に上昇
(産業用=約3割、家庭用=約2割)

再エネ賦課金は今年度1.3兆円
(既認定分※全てが運転開始されると2.7兆円)

※平成26年6月時点の認定量



【目標】

現状よりも引き下げる

温室効果ガス 排出量

原発停止・火力発電の焚き増しで
2013年度のCO2排出量※は過去最悪

※エネルギー起源のみ



【目標】

欧米に遜色ない削減目標

安定供給：自給率

- 震災前(2010年:19.9%)に比べて大幅に低下。
- 震災前を更に上回る概ね25%程度まで改善することを目指す。

※ IEAは原子力を国産エネルギーとして一次エネルギー自給率に含めており、我が国でもエネルギー基本計画で「準国産エネルギー」と位置付けている。

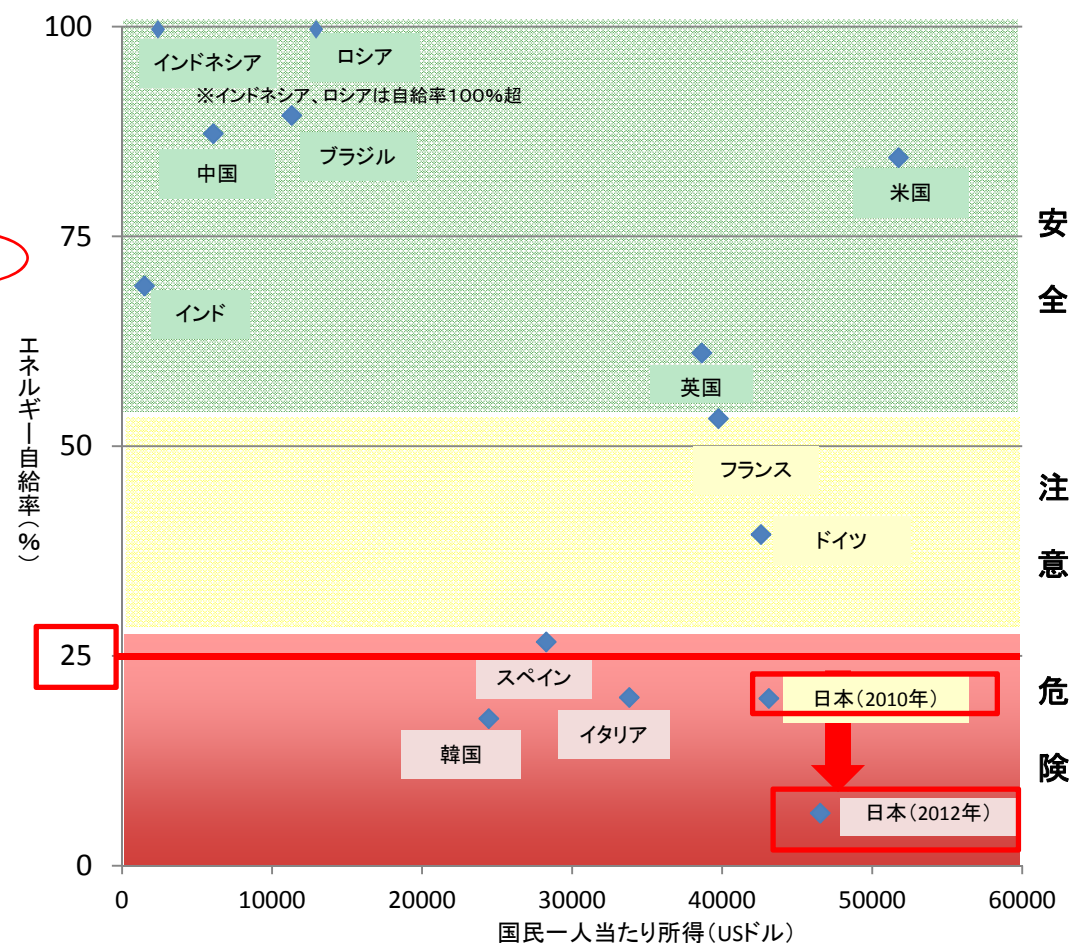
【国民一人当たり所得と自給率】

【日本の一次エネルギー自給率の近年の推移】

	2010年	2011年	2012年
エネルギー自給率	19.9 ※(29位)	11.2 ※(33位)	6.3 ※(33位)
石炭	—	—	—
原油	0.1	0.2	0.1
天然ガス	0.6	0.7	0.7
原子力	15.0	5.8	0.9
水力	1.4	1.6	1.4
再エネ等	2.7	3.1	3.1

表中の「—」: 僅少 ※OECD34カ国中の順位

【出典】 IEA Energy Balance 2014



【データ】 IEA Energy Balance 2014, the World Bank

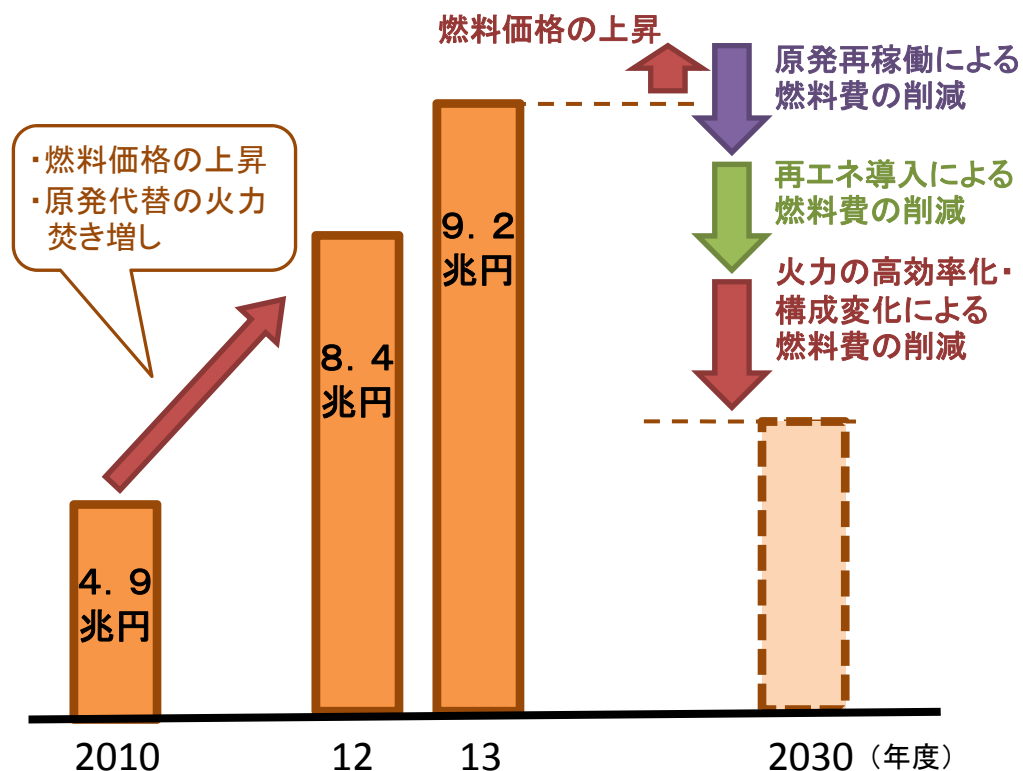
【出典】総合資源エネルギー調査会原子力小委員会第2回会合
ウィリアム・マーチン 元米国エネルギー省副長官提出資料

経済性：電力コスト

- 電力コストを構成する燃料費、FIT買取費用ともに、大幅に増加している。
- 原発依存度の低減、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大をしていく中で、3Eのバランスを確保した電源構成により、電力コストを現状よりも引き下げることを目指す*。

※実際の電気料金の総原価には減価償却費(資本費)や人件費、事業報酬等も含まれている点、総括原価方式による電気料金規制の撤廃後は、電気料金は必ずしもコストベースで決まるとは限らない点に留意が必要。

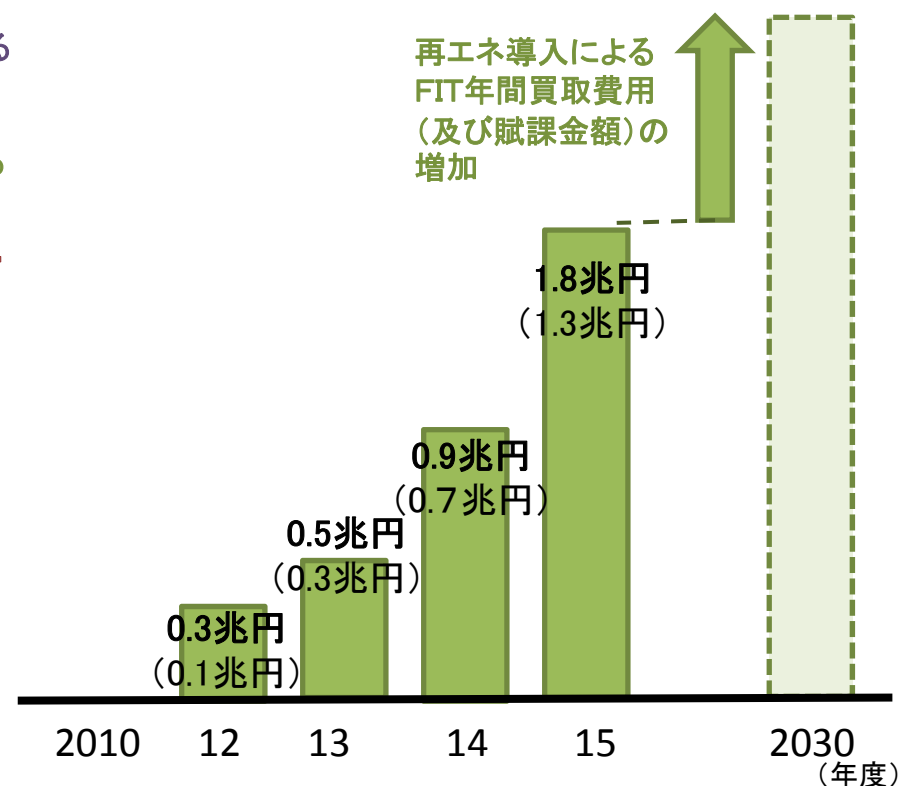
燃料費の推移 〈火力・原子力〉



(注) 実際の燃料価格は、地政学的影響や国際的な需給状況を反映した市場動向等に左右されることに留意が必要。

【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

FIT買取費用の推移 〈再エネ〉



(注) 買取費用＝賦課金額＋回避可能費用＋費用負担調整機関事務費
買取費用、賦課金額については実績ではなく見込み額。

環境適合：温室効果ガス排出量削減への貢献

- 震災以降、温室効果ガス排出量は増加。2013年度のエネルギー起源CO2排出量は、1,235百万トンと過去最大。
- 現在、6カ国1地域が約束草案を提出。
- 欧米に遜色ない温暖化ガス削減目標を掲げ世界をリードすることに貢献する見通しであることが必要。

我が国の温室効果ガス排出量の推移

	1990年度	2005年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度
温室効果ガス排出量（百万t-CO2）	1,270	1,397	1,304	1,354	1,390	1,408
エネ起CO2排出量（百万t-CO2）	1,067	1,219	1,139	1,188	1,221	1,235
うち電力分※（百万t-CO2）	275	373	374	439	486	484
うち電力分以外（百万t-CO2）	792	846	765	749	735	751

（注）10年比：2011年度比
 電力分以外：2011年度比
 ※「電力分」は、一般電気事業者による排出量

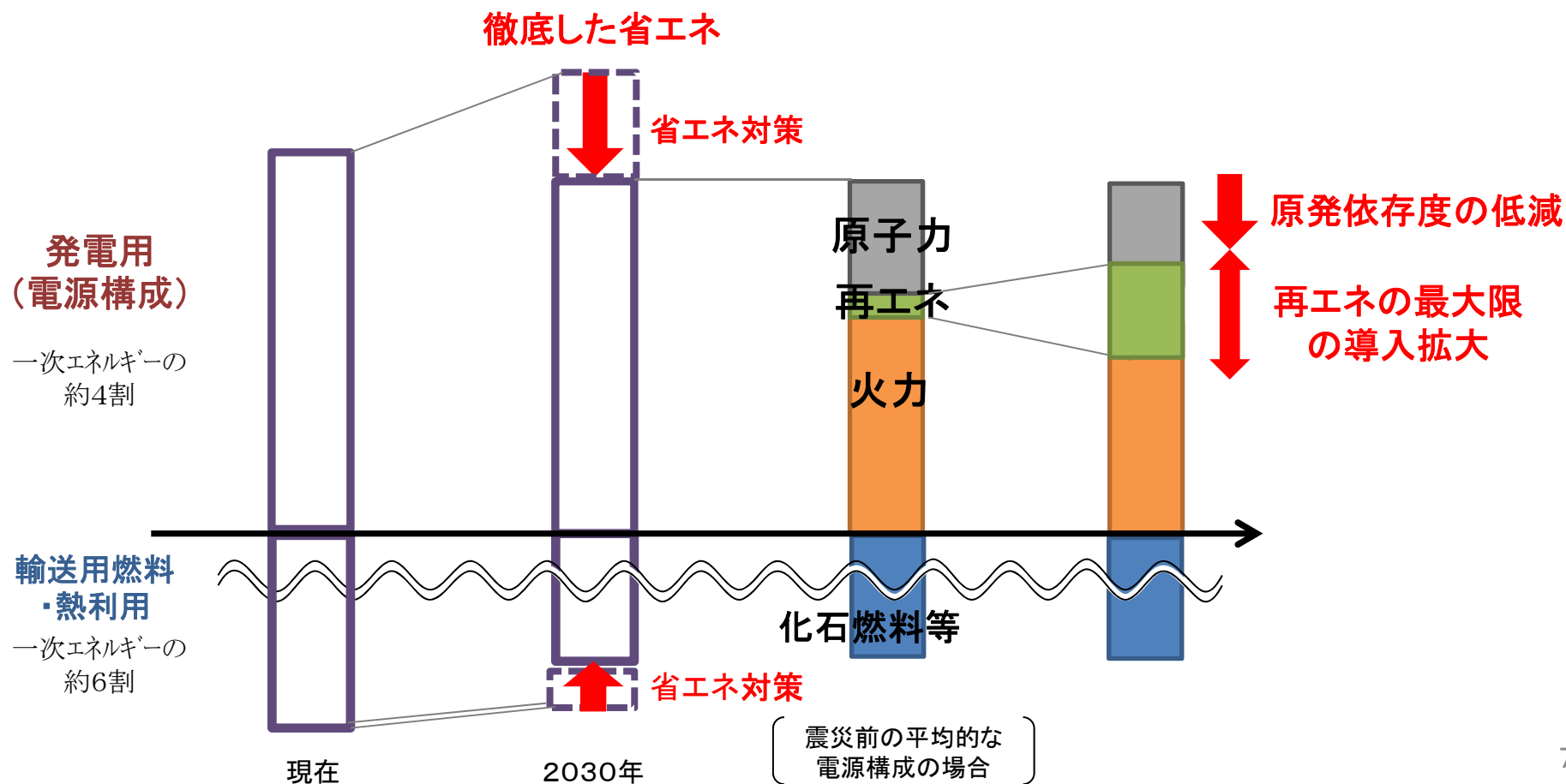
【出典】総合エネルギー統計、環境行動計画（電気事業連合会）、日本の温室効果ガス排出量の算定結果（環境省）をもとに作成。

約束草案の提出に関する各国の状況（2015年4月1日時点）

	提出済	内容		主要な未提出国	内容
	米国	2025年に-26%～-28%（2005年比）。28%削減に向けて最大限取り組む		カナダ	－（G7までの間、おそらく6月1日の前）
	EU（28カ国）	2030年に少なくとも-40%（1990年比）		豪州	－（2015年の中頃に発表）
	ロシア	2030年に-25～-30%（1990年比）が長期目標となり得る		NZ	－（6月中の提出を目指したいが、財政的な措置も必要となると考えており、現時点で提出の時期を明言することは困難）
	メキシコ	2030年に温室効果ガス等を-25%（対策無しケース比）		中国	（2030年頃にCO2排出量のピークを達成すること、そしてピークを早めるよう最善の取組を行うことに加え、エネルギー消費における非化石燃料の割合を2030年までに約20%とすることを表明。）
	ノルウェー	2030年に少なくとも-40%（1990年比）			
	スイス	2030年に-50%（1990年比）			
	ガボン	2025年に少なくとも-50%（対策無しケース比）			
					インド、インドネシア、ブラジル、韓国、南アフリカ

長期エネルギー需給見通し策定の基本方針

- 3E+Sに関する具体的な政策目標を同時達成する中で、徹底した省エネルギーと再生可能エネルギー導入の取組や火力発電所の効率化などにより、原発依存度を可能な限り低減させる。
- また、再生可能エネルギーの最大限の導入拡大に際しては、各電源の個性に応じた最大限の導入拡大と国民負担の抑制を両立する。

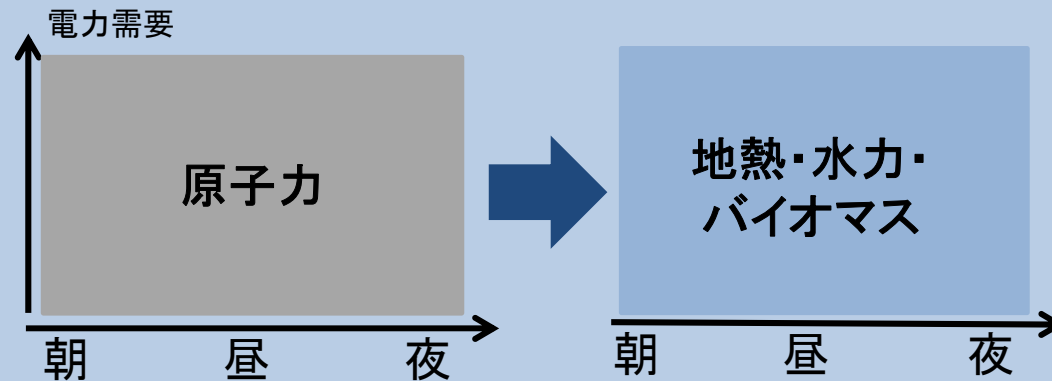


再生可能エネルギーの導入拡大の方策

- 3Eを満たしながら再生可能エネルギーを最大限導入するためには、各電源の個性に合わせた導入（既存電源の置き換え）が必要。
 - ー 自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・水力・バイオマスは、原子力を置き換える。
 - ー 太陽光・風力（自然変動再エネ）は、調整電源としての火力を伴うため、原子力ではなく火力を置き換える。

地熱・水力・バイオマス

自然条件によらず安定的な運用が可能な再エネ

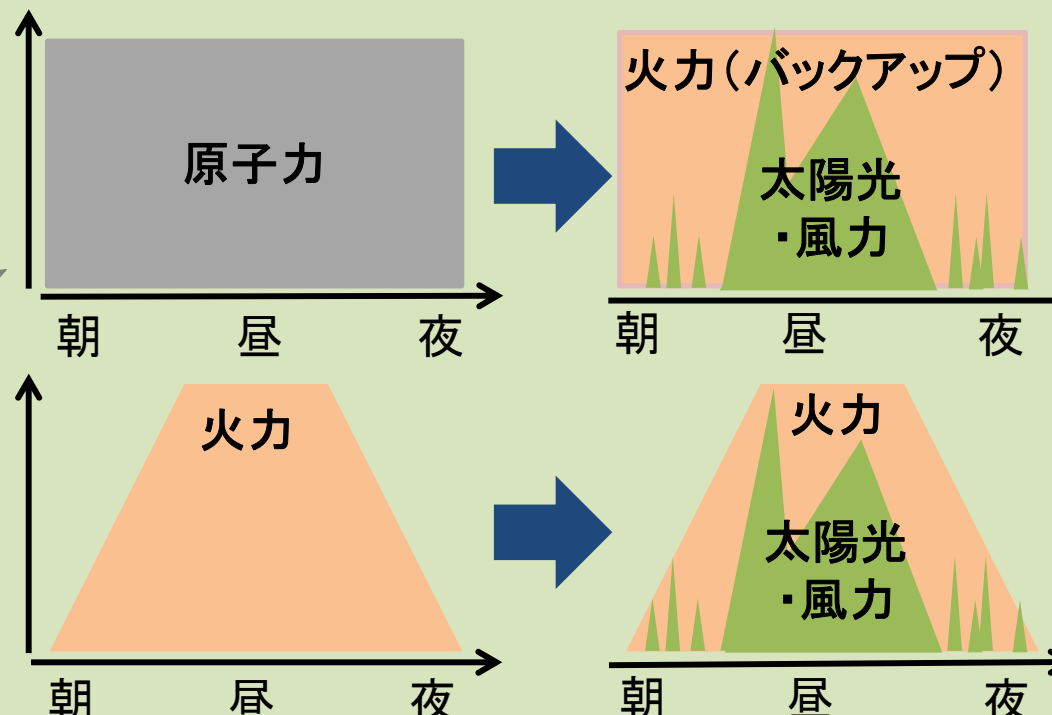


自給率	=
CO2	=
コスト	△

太陽光・風力

自然条件によって出力が大きく変動する再エネ（自然変動再エネ）

（注）自然条件に応じて変動する太陽光・風力では、単独で原子力を代替できず、原子力を代替するためには調整火力が必要となるため、火力と共に原子力を代替していくケースを想定したもの。



自給率	×
CO2	×
コスト	×

自給率	○
CO2	○
コスト	△

3Eを巡る基本的な考え方

- 「省エネ・再エネを拡大しつつ、原発依存度を低減させる」ことがエネルギー基本計画の方針。
- 3E(自給率向上・CO2抑制・コスト低下)を同時達成する中でこの方針を実現することが必要。

※(1) 自給率を上げるためには、国産・準国産電源(再エネ・原子力)を増やす

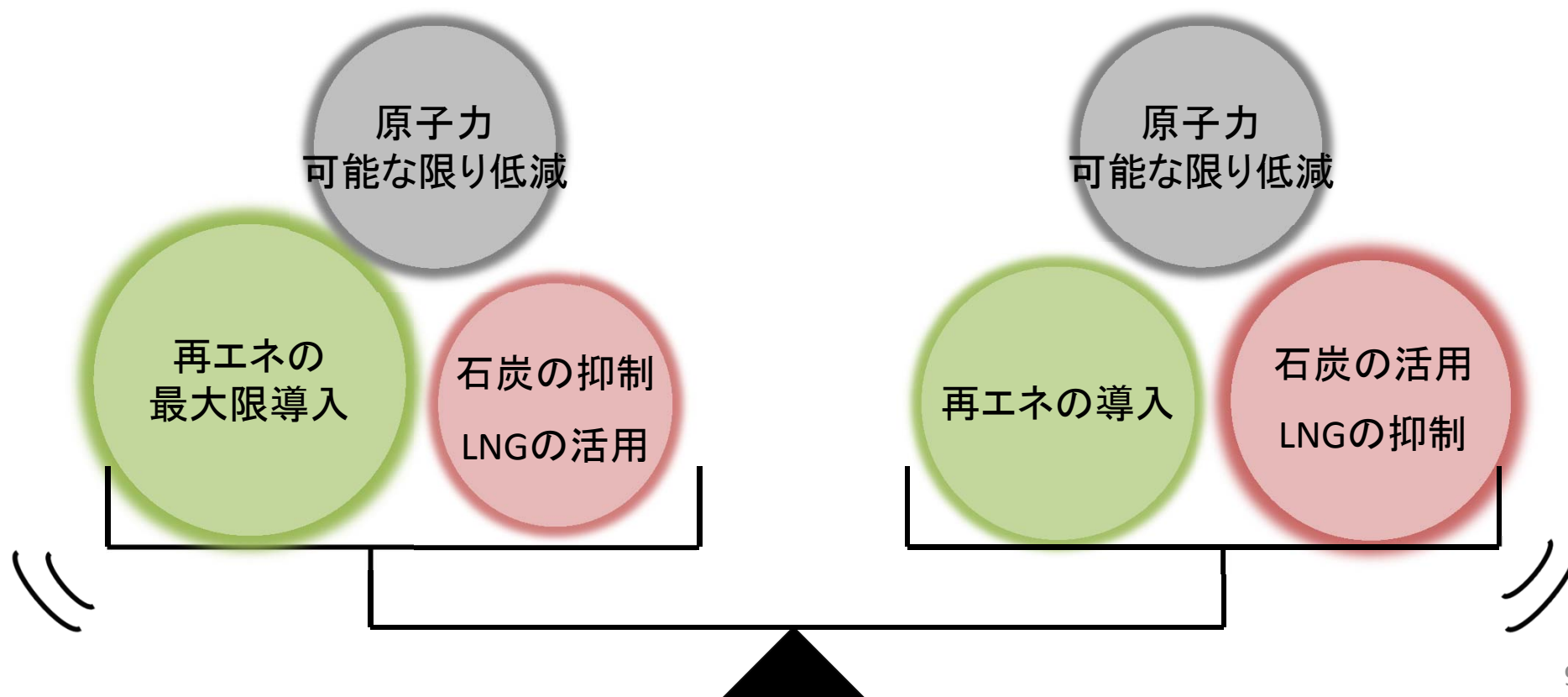
(2) CO2を抑制するためには、再エネ・原子力を増やす、石炭を減らす

(3) コストを抑制するためには、ベースロード電源(原子力・石炭・水力・地熱)を増やす

- 自給率向上・CO2抑制と国民負担の抑制を両立させるバランスが重要。

<CO2抑制、自給率向上>

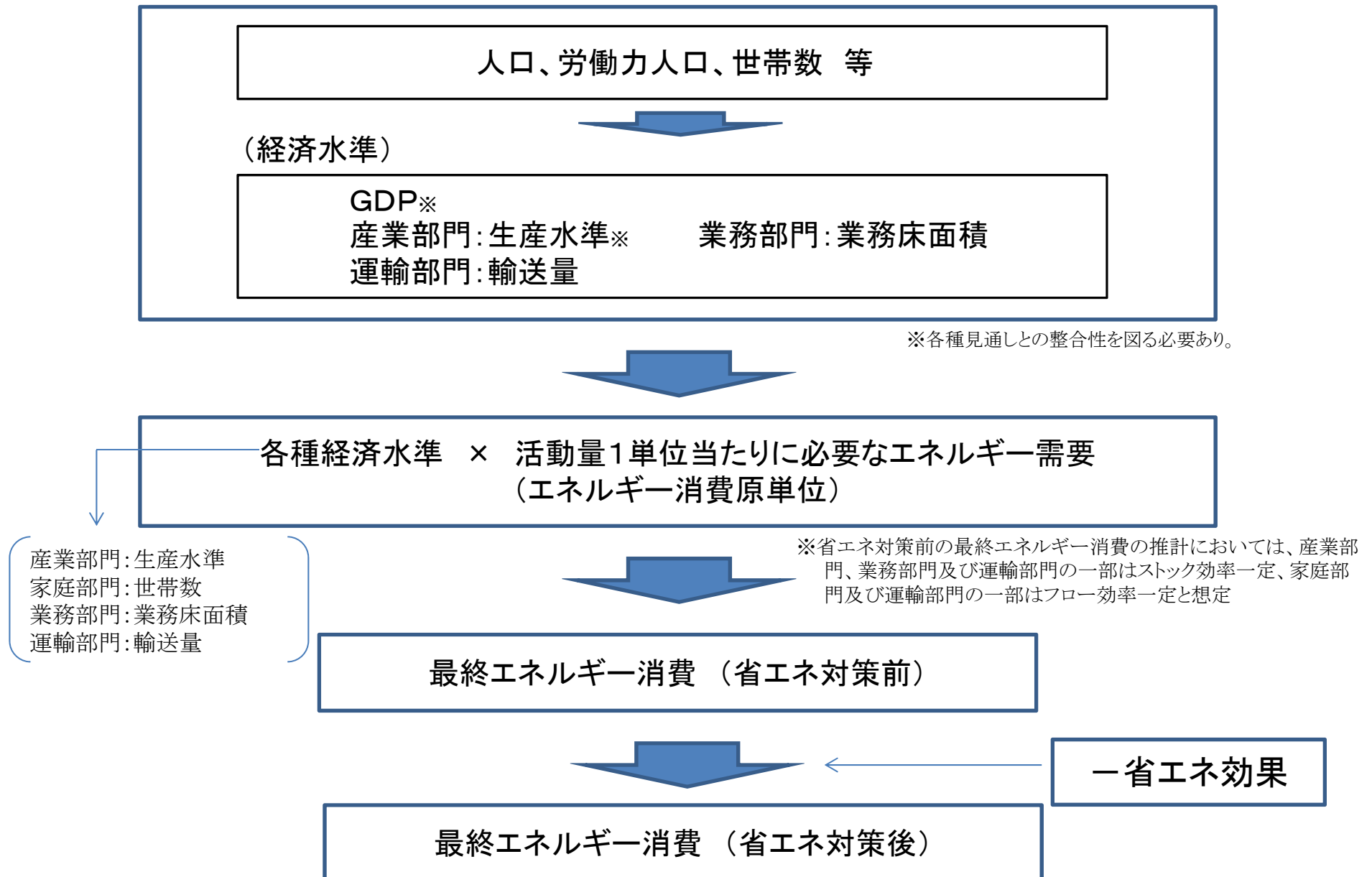
<コストの抑制>



2. マクロフレームの想定

エネルギー需要の推計方法

【マクロフレーム】



人口、世帯数、労働力人口の推計

- 2030年度の人口については、国立社会保障・人口問題研究所(社人研)による最新の中位推計(2012年)を利用。
- 2030年度の世帯数については、エネルギー需要をよりきめ細かく把握する観点から、社人研推計(2013年)をベースに、住民基本台帳調査の値を用いて補正。
 - ✓ 社人研推計のベースになっている国勢調査では、会社等の寮は1人1世帯とし、学生寮や施設については1棟1世帯としているのに対し、住民基本台帳では全て1人1世帯としている。

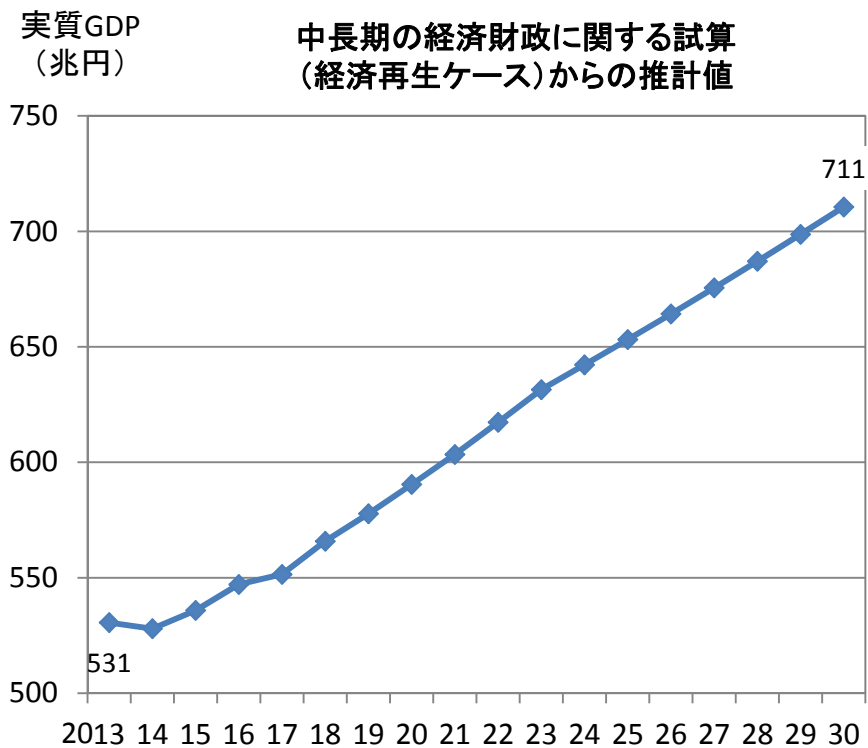
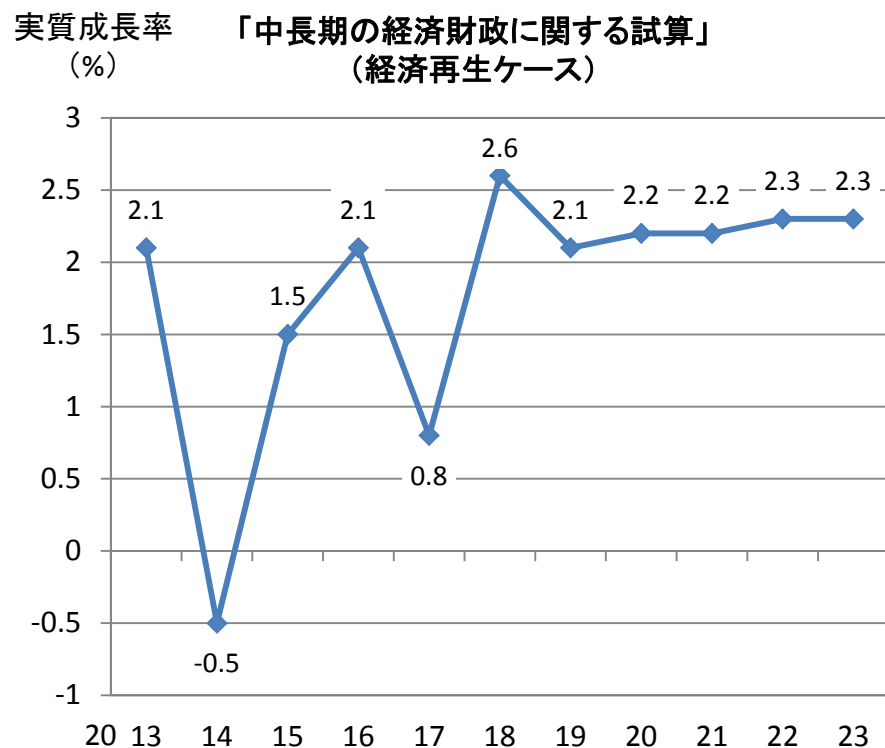
	2013年度 (実績)	2030年度
人口	127百万人	117百万人
世帯数 (社人研)	5,250万世帯	5,123万世帯
世帯数 (住民基本台帳)	5,595万世帯	5,468万世帯

経済水準①: 経済成長

■ 内閣府「中長期の経済財政に関する試算」(平成27年2月)では、経済再生ケースとベースラインケースについて、2023年度までの実質経済成長率を推計。

- ✓ 経済再生ケース: 日本経済再生に向けた、①大胆な金融政策、②機動的な財政政策、③民間投資を喚起する成長戦略(「日本再興戦略」の「三本の矢」)の効果が着実に発現。中長期的に経済成長率は実質2%以上、名目3%以上となる。消費者物価上昇率(消費税率引き上げの影響を除く)は、中長期的に2%近傍で安定的に推移。
- ✓ ベースラインケース: 経済が足元の潜在成長率並みで将来にわたって推移。この場合には、中長期的に経済成長率は実質1%弱、名目1%半ば程度となる。

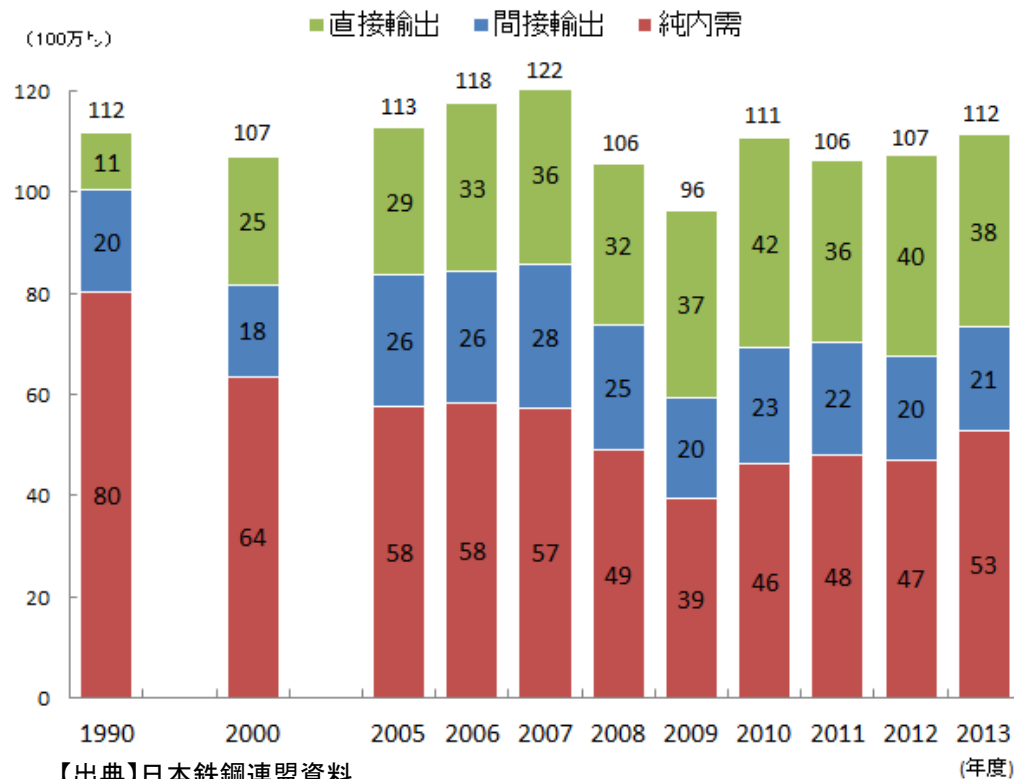
■ 経済再生ケースで想定している2013~22年度の実質経済成長年率の平均値は1.7%。この1.7%を2024年度以降に適用して2030年度の実質GDPを推計すると、711兆円となる。



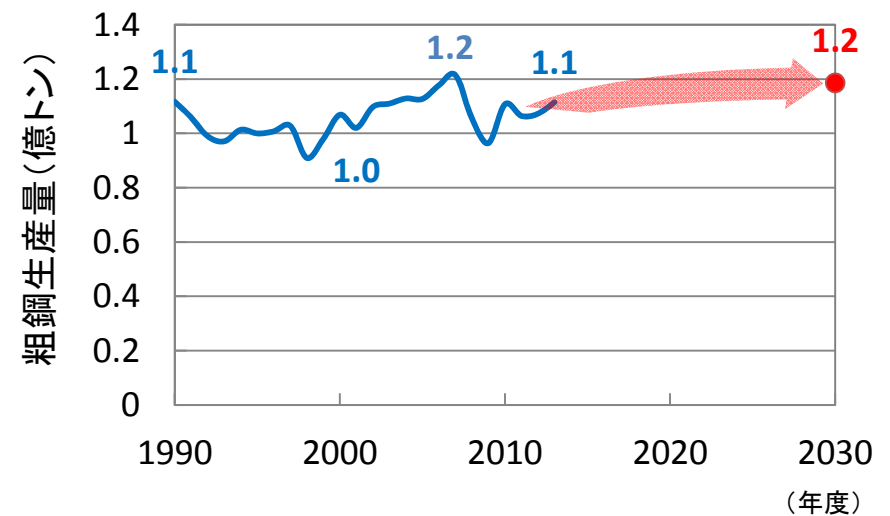
経済水準②：主要業種の活動量：鉄鋼業

- 鉄鋼業界における2020年以降の「低炭素社会実行計画」で想定されている全国粗鋼生産量は、基準ケースで1.2億トン。
- ①アジアを中心とする世界的な経済成長を背景に日本製の高機能鋼材に対する海外需要が堅調であること、②国内製造業の成長を背景とした主な民間投資（設備投資）の堅調な伸びにより内需についても底堅いと思込まれること等が考慮された水準。

日本の粗鋼生産需要別推移



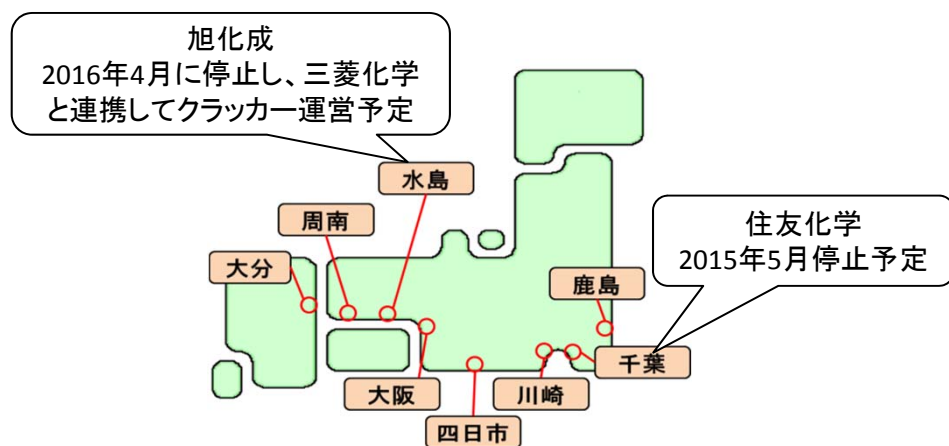
粗鋼生産量の見通し



経済水準②: 主要業種の活動量: エチレン生産量

- 「石油化学産業の市場構造に関する調査報告」(平成26年11月7日 経済産業省)において、蓋然性が高いシナリオにおけるエチレン生産量の試算値は、570万トン。
- ①エチレンセンターに係る各社の投資計画などの足下の状況や、②北米の安価なシェールガス由来の化学製品のアジア市場への流入、中国の石炭化学の増産による我が国の石油化学製品の生産体制への影響等の中期的な動向が考慮された水準。
- なお、エチレン生産量は減少が想定されているものの、化学産業全体としては、機能性化学品分野を中心とした成長が予想されるため、活動量の増加(化学IIP(2010年度=100) 2013年度 96 → 2030年度 112 ※医薬品除く)が見込まれる。

集約が進む国内のエチレンセンター

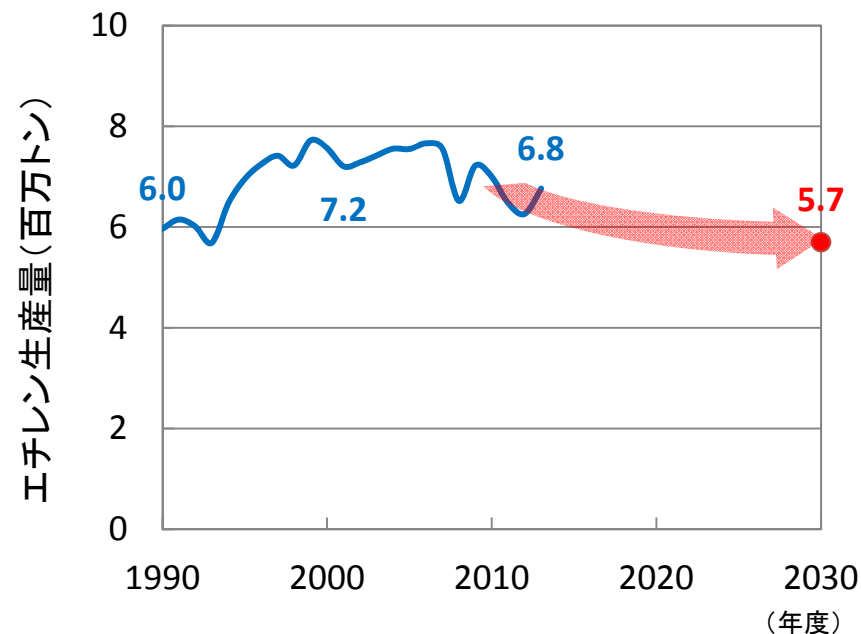


【現状】 8地域14基、生産能力計720万トン／年



【2016年】8地域12基、生産能力計640万トン／年

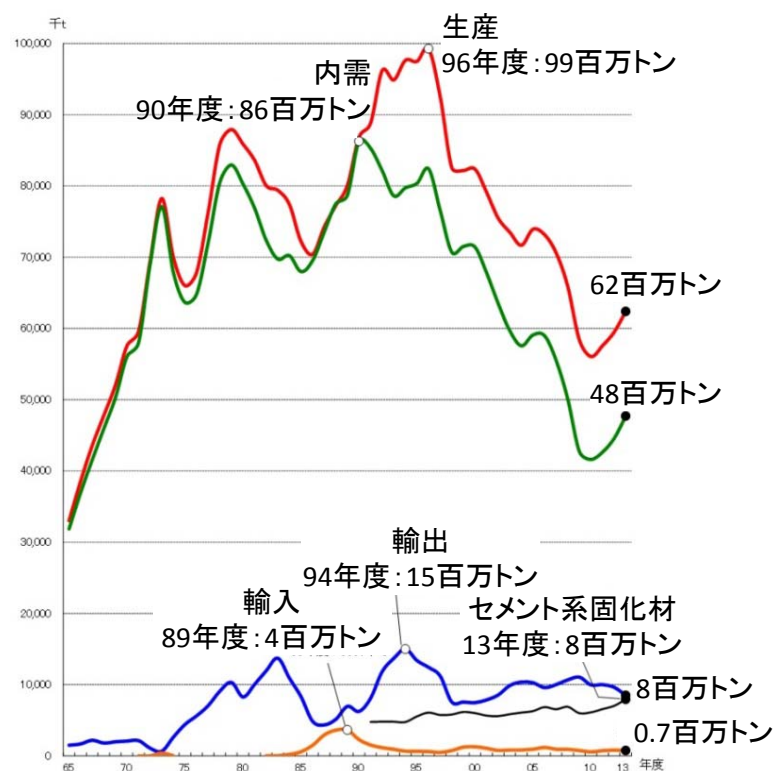
エチレン生産量の見通し



経済水準②: 主要業種の活動量: セメント生産量

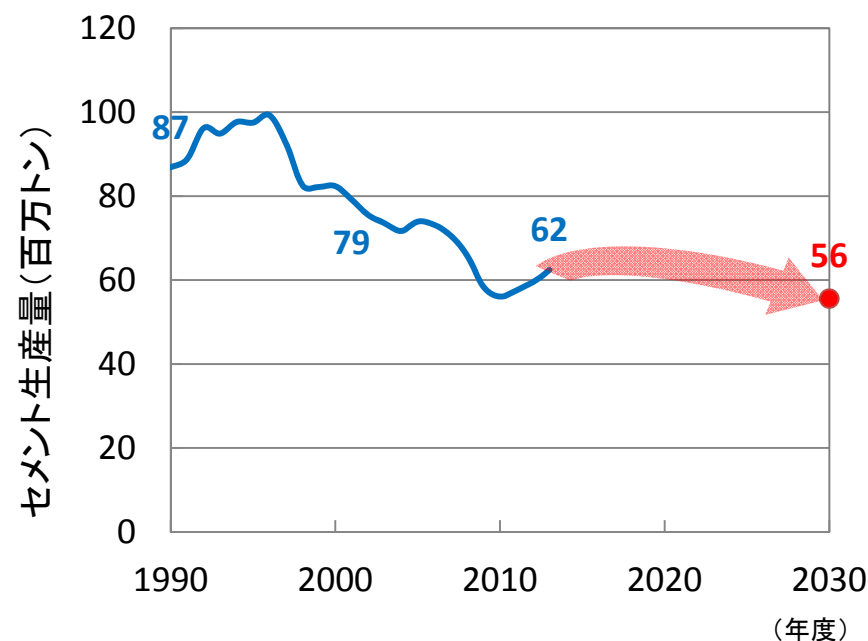
- セメント業界における2020年以降の「低炭素社会実行計画」で想定されているセメント生産量は、5,558万トン。
- ①復興需要、全国的な減災・防災需要、2020年東京オリンピック・パラリンピック関連需要などの要因により増勢・安定基調で推移すること、②2020年以降は需要が一服し、やや減少に転ずること等が考慮された水準。

セメント生産量等の推移



【出典】セメント協会資料

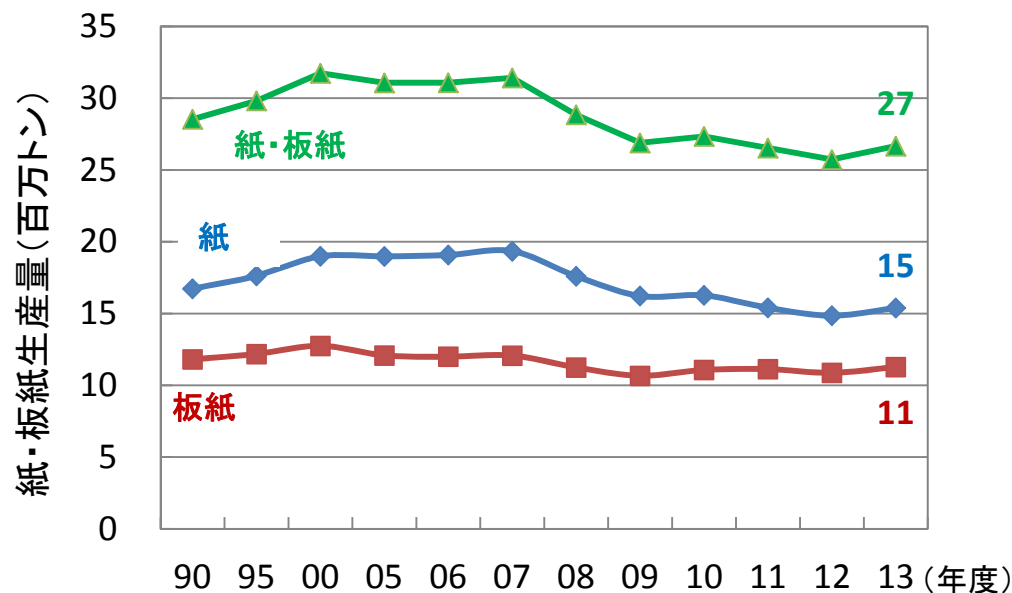
セメント生産量の見通し



経済水準②：主要業種の活動量：紙・板紙生産量

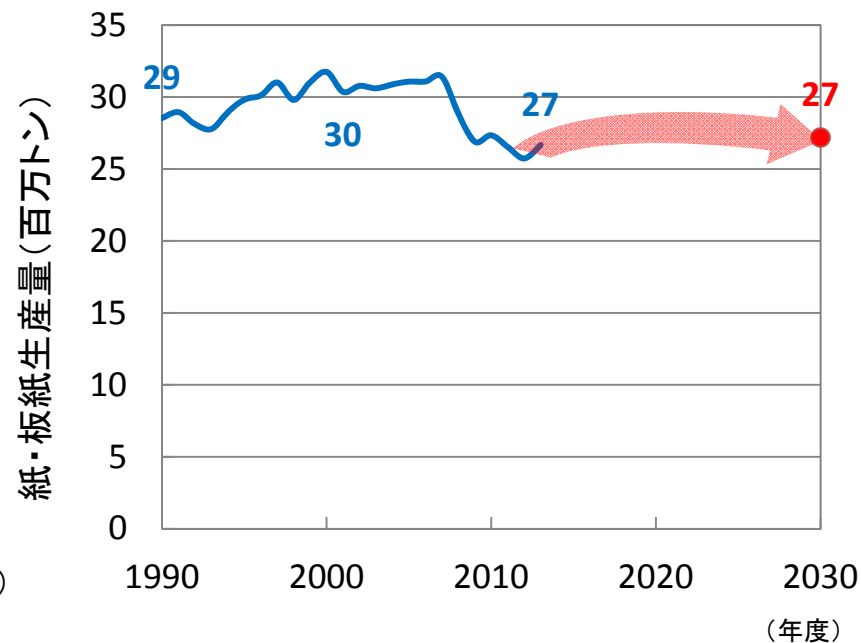
- 製紙業界における2020年以降の「低炭素社会実行計画」で想定されている紙・板紙の全国生産量は、2,719万トン。
- 近年は、紙分野では少子高齢化、ICT化の進展など構造的な要因から印刷・情報用紙を中心に落ち込みが目立つ一方で、段ボール原紙等の板紙分野については比較的堅調に推移。今後も印刷・情報用紙が減る一方、板紙や包装紙、衛生用紙への需要増加等が考慮された水準。

紙・板紙生産量の推移



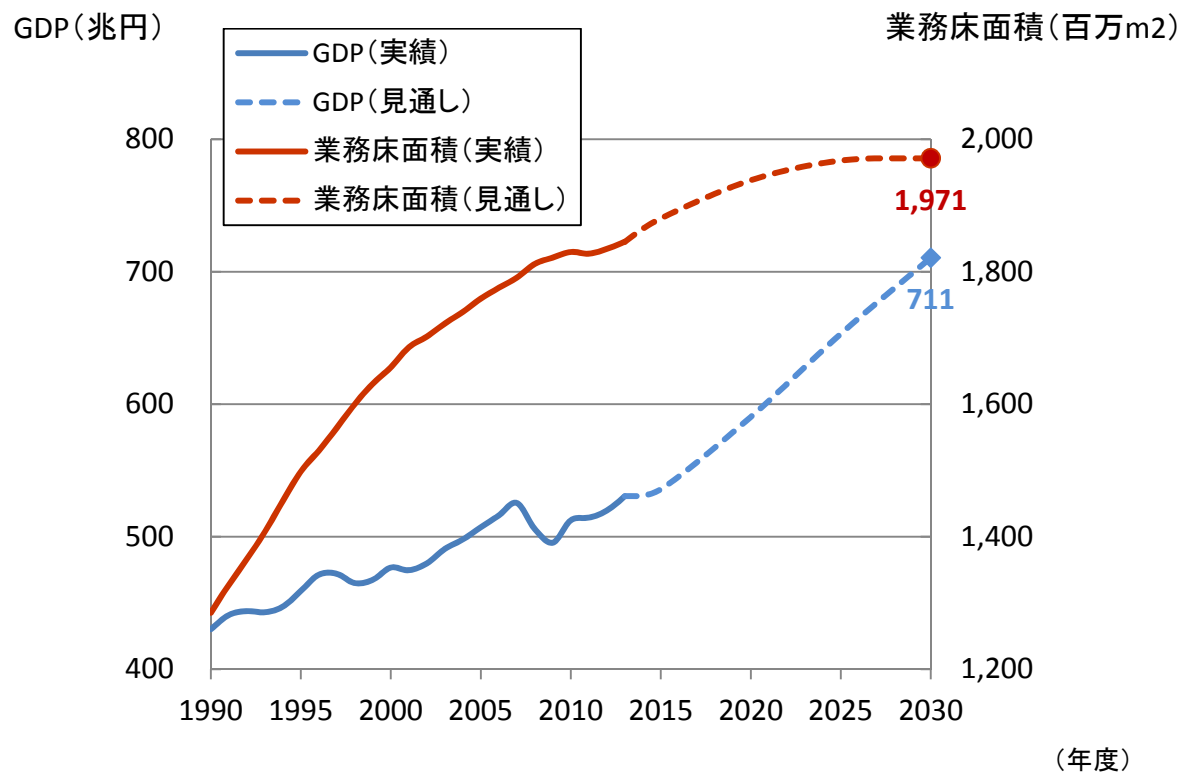
【出典】製紙連合会資料より作成

紙・板紙生産量の見通し



経済水準③：業務床面積

- 業務床面積はGDP等のマクロフレームから推計。
- 経済成長や高齢者人口増に伴い、第三次産業の経済活動の増加等が見込まれることを踏まえ、2030年度に向けて、引き続き、漸増傾向で推移すると想定。

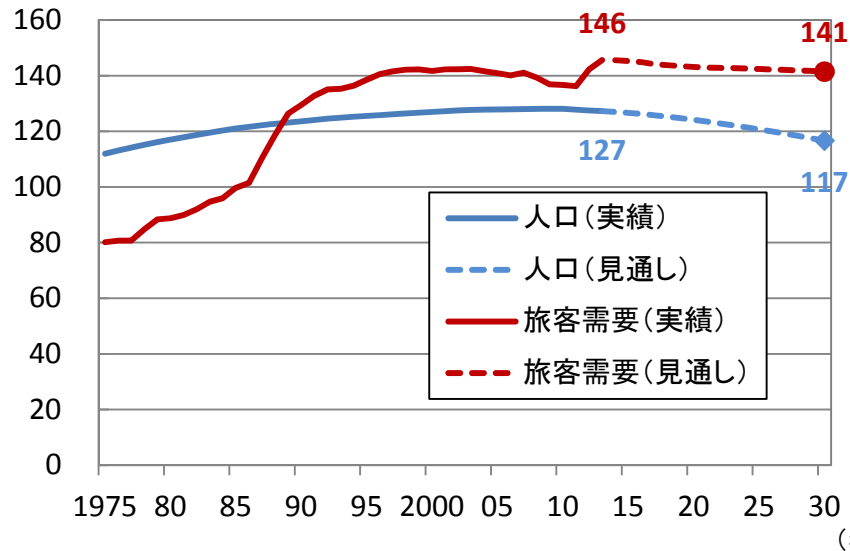


【出典】国民経済計算年報、EDMCエネルギー・経済統計要覧より作成

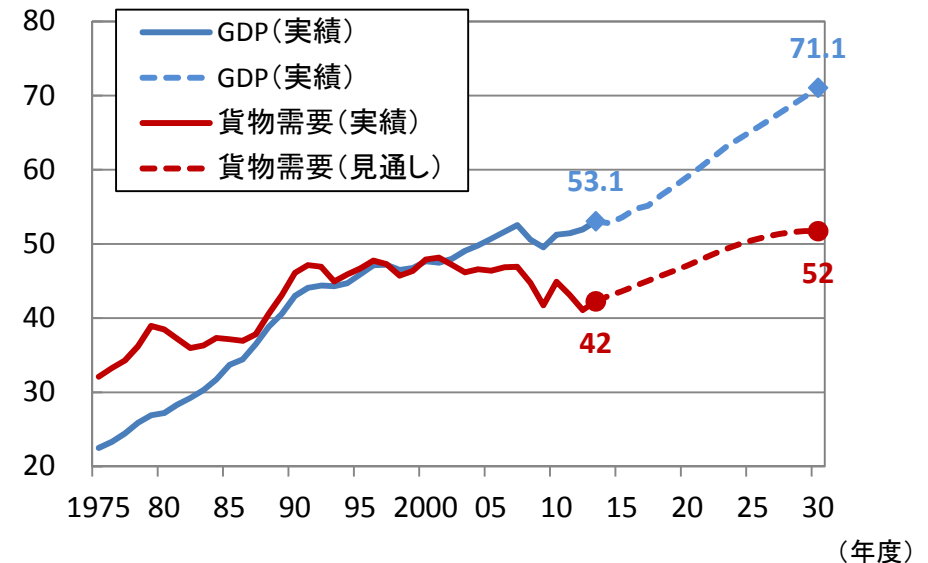
経済水準④：交通需要

- 交通需要については、国土交通省の統計等を参照しつつ、GDP等のマクロフレームから推計。
- 旅客需要は、人口の減少と経済成長の影響が相殺し微減と想定。
- 他方、貨物需要は経済成長に応じて増加すると想定。

(百万人、百億人km)



(10兆円、百億トンkm)



【出典】自動車輸送統計年報、鉄道輸送統計年報、内航船舶輸送統計年報、海事レポート、航空輸送統計年報、総務省人口推計、国民経済計算年報より作成

3. 省エネルギー対策

省エネルギー対策

■各部門における省エネルギー対策の積み上げにより、5,030万KL程度の省エネルギーを計上。

＜各部門における主な省エネ対策＞

産業部門 ＜▲1,042万KL程度＞

- 主要4業種(鉄鋼、化学、セメント、紙・パルプ)
⇒ 低炭素社会実行計画の推進
- 工場のエネルギーマネジメントの徹底
⇒ 製造ラインの見える化を通じたエネルギー効率の改善
- 革新的技術の開発・導入
⇒ 環境調和型製鉄プロセス(COURSE50)の導入
(鉄鉱石水素還元、高炉ガスCO2分離等により約30%のCO2を削減)

二酸化炭素原料化技術の導入 等
(二酸化炭素と水を原料とし、太陽エネルギーを用いて基幹化学品を製造)
- 業種横断的に高効率設備を導入
⇒ 低炭素工業炉、高性能ボイラ 等

運輸部門 ＜▲1,607万KL程度＞

- 次世代自動車の普及、燃費改善
⇒ 2台に1台が次世代自動車に
⇒ 燃料電池自動車:年間販売最大10万台以上
- 交通流対策

業務部門 ＜▲1,226万KL程度＞

- 建築物の省エネ化
⇒ 新築建築物に対する省エネ基準適合義務化
- LED照明・有機ELの導入
⇒ LED等高効率照明の普及
- BEMSによる見える化・エネルギーマネジメント
⇒ 約半数の建築物に導入
- 国民運動の推進

家庭部門 ＜▲1,160万KL程度＞

- 住宅の省エネ化
⇒ 新築住宅に対する省エネ基準適合義務化
- LED照明・有機ELの導入
⇒ LED等高効率照明の普及
- HEMSによる見える化・エネルギーマネジメント
⇒ 全世帯に導入
- 国民運動の推進

(参考)産業界の低炭素社会実行計画

- 産業界は、1997年の「経団連環境自主行動計画」発表以降、国の目標策定に先立って各業界団体が自主的に削減目標を設定して対策を推進。政府は、毎年度、関係審議会等によるフォローアップを実施。
- 国内の企業活動における排出削減目標だけでなく、低炭素製品の普及を通じた他部門での削減貢献や技術移転等を通じた国際貢献、革新的技術の開発・導入についても取組の柱として位置付けられている。
- 2030年に向けた計画については、現在83業種が策定済み。産業・エネルギー転換部門の8割、全部門の4割の排出量をカバー。

低炭素社会実行計画(2030年目標)の例

	目標指標	基準年度	目標水準
日本鉄鋼連盟	CO2排出量	BAU	▲900万t-CO2
日本化学工業協会	CO2排出量	BAU	▲200万t-CO2
日本製紙連合会	CO2排出量	BAU	▲286万t-CO2
セメント協会	エネルギー原単位	2010	▲49MJ/t-cem以下 (▲1.4%以上)
電機・電子温暖化対策連絡会	エネルギー原単位	2012	▲16.55%以上*
日本自動車工業会・ 日本自動車車体工業会	CO2排出量	1990	▲33%
電気事業連合会	—	—	—
石油連盟	エネルギー消費量	BAU	▲100万kl
日本ガス協会	CO2原単位 エネルギー原単位	1990	▲89% ▲84%

* 2030年に向けて、エネルギー原単位改善率年平均1%

関係審議会等によるフォローアップ

総務省：情報通信審議会情報通信技術分科会
 財務省：財政制度等審議会たばこ事業等分科会、国税審議会・酒類分科会
 文部科学省：大学設置・学校法人審議会学校法人分科会
 厚生労働省：厚生労働省環境自主行動計画フォローアップ会議
 農林水産省：食料・農業・農村政策審議会企画部会地球環境小委員会・林政審議会施策部会地球環境小委員会・水産政策審議会企画部会地球環境小委員会合同会合
 経済産業省：産業構造審議会地球環境小委員会・中央環境審議会自主行動計画フォローアップ専門委員会合同会合
 国土交通省：社会資本整備審議会環境部会・交通政策審議会交通体系分科会環境部会合同会合
 環境省：中央環境審議会自主行動計画フォローアップ専門委員会
 警察庁：各業界団体においてそれぞれ結果を公表
 金融庁：各業界団体においてそれぞれ結果を公表

(出所)京都議定書目標達成計画の進捗状況(平成26年7月1日地球温暖化対策推進本部)

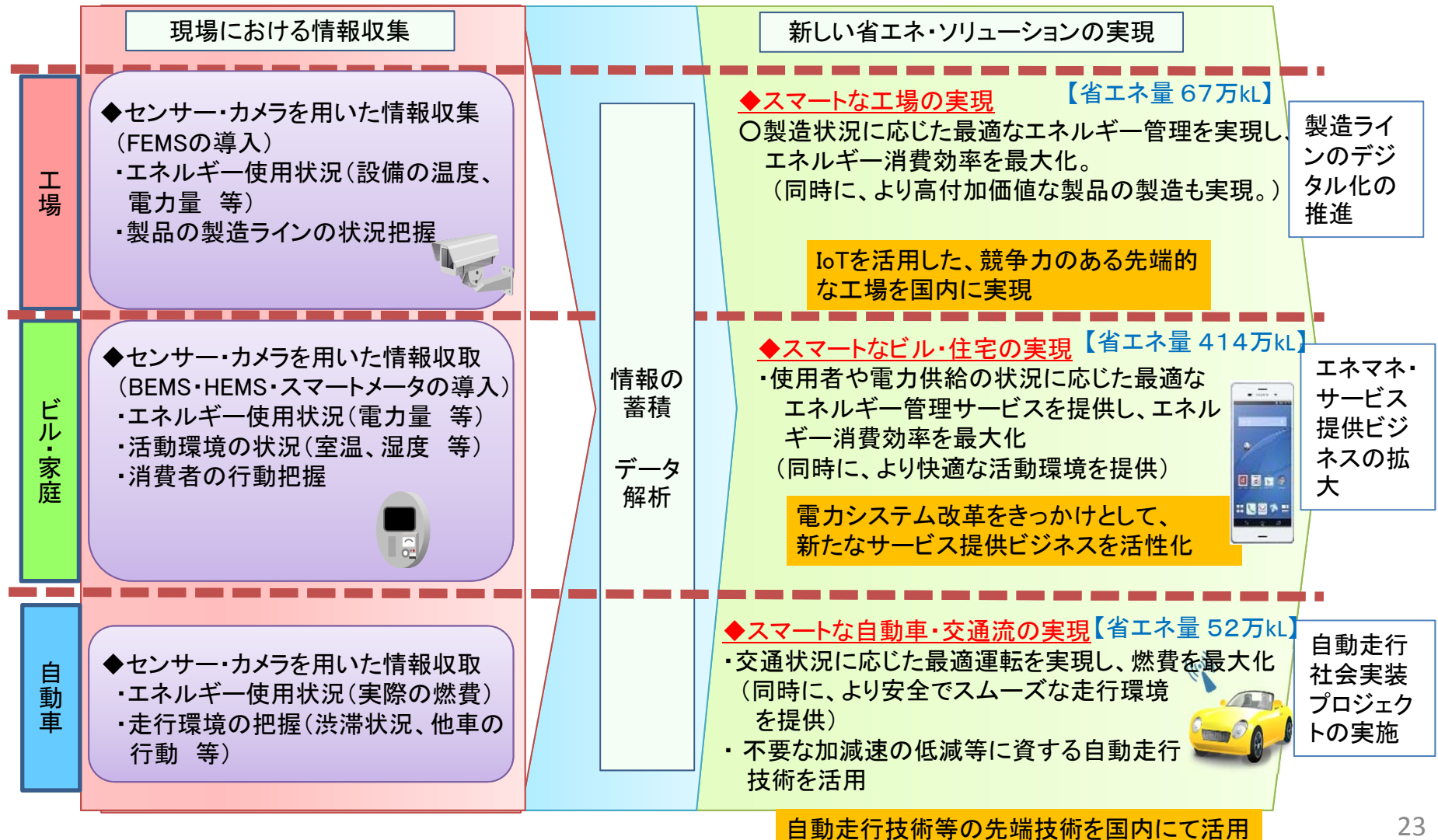
政府文書における評価

2011年3月の東日本大震災及び東京電力福島第一原子力発電所事故後の我が国のエネルギーを巡る環境が国内外で大きく変化したにも関わらず、京都議定書第一約束期間の6%削減目標を達成することができたのは、世界最高水準のエネルギー効率の維持など産業界における温暖化対策の中心的役割を担う自主行動計画が十分に高い成果を上げてきたこと、トップランナー基準に基づく機器の効率向上等の省エネ対策に不断に取り組んできたこと、代替フロン等3ガスの排出抑制や森林吸収源対策を着実に実施してきたこと等、国民各界各層が気候変動への取組に最大限の努力を行ったことによるものである。(平成26年7月1日地球温暖化対策推進本部「京都議定書目標達成計画の進捗状況」)

(参考)エネルギーマネジメントの全体像

エネルギーマネジメントの実現 ～「我慢の省エネ」から「スマートな省エネ」へ

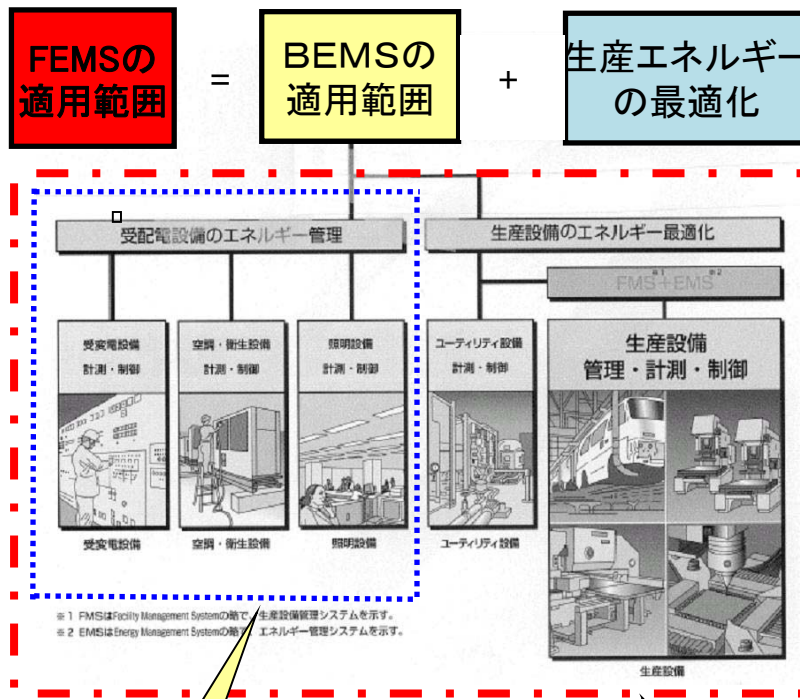
○センサー情報やネットワークを活用して情報収集を行い、そのデータの解析と課題解決手法を開発することで、競争力のある最先端の工場の実現、ビル・家庭に対し最適環境を提供するサービスを行うビジネスの活性化、社会システムとしてよりスムーズな交通流の実現を目指す。



(参考)産業部門における徹底的なエネルギー管理の実施 (FEMS等を用いたエネルギーマネジメントによる運用改善)

- 工場における生産設備のエネルギー使用状況・稼働状況等を把握し、エネルギー使用の合理化および工場内設備・機器のトータルライフサイクル管理の最適化を図るためにFEMS(Factory Energy Management System)の普及が必要
- 生産設備等をセンサーなどで計測・診断・解析するなどIoT(Internet of Things)を活用することで、柔軟な生産や設備の予知保全を行うことでエネルギー原単位の向上を図る。

FEMSの適用範囲



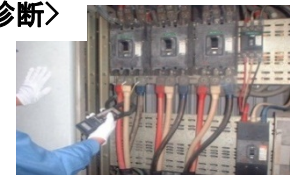
BEMSの適用範囲

FEMSの適用範囲

FEMSの活動サイクル

出典：日本電機工業会

＜計測・診断＞



IoT等の活用により効率化を図る



＜省エネ改善＞

PLAN
方針と計画

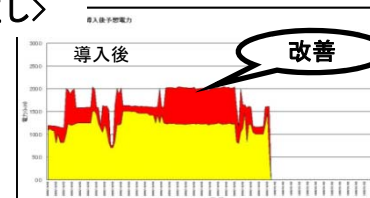
D0
実施および運用

ACTION
(Analysis)
見直し・是正

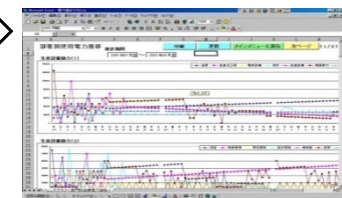
CHECK
監視・監査

サイクルの繰り返し

＜見直し＞

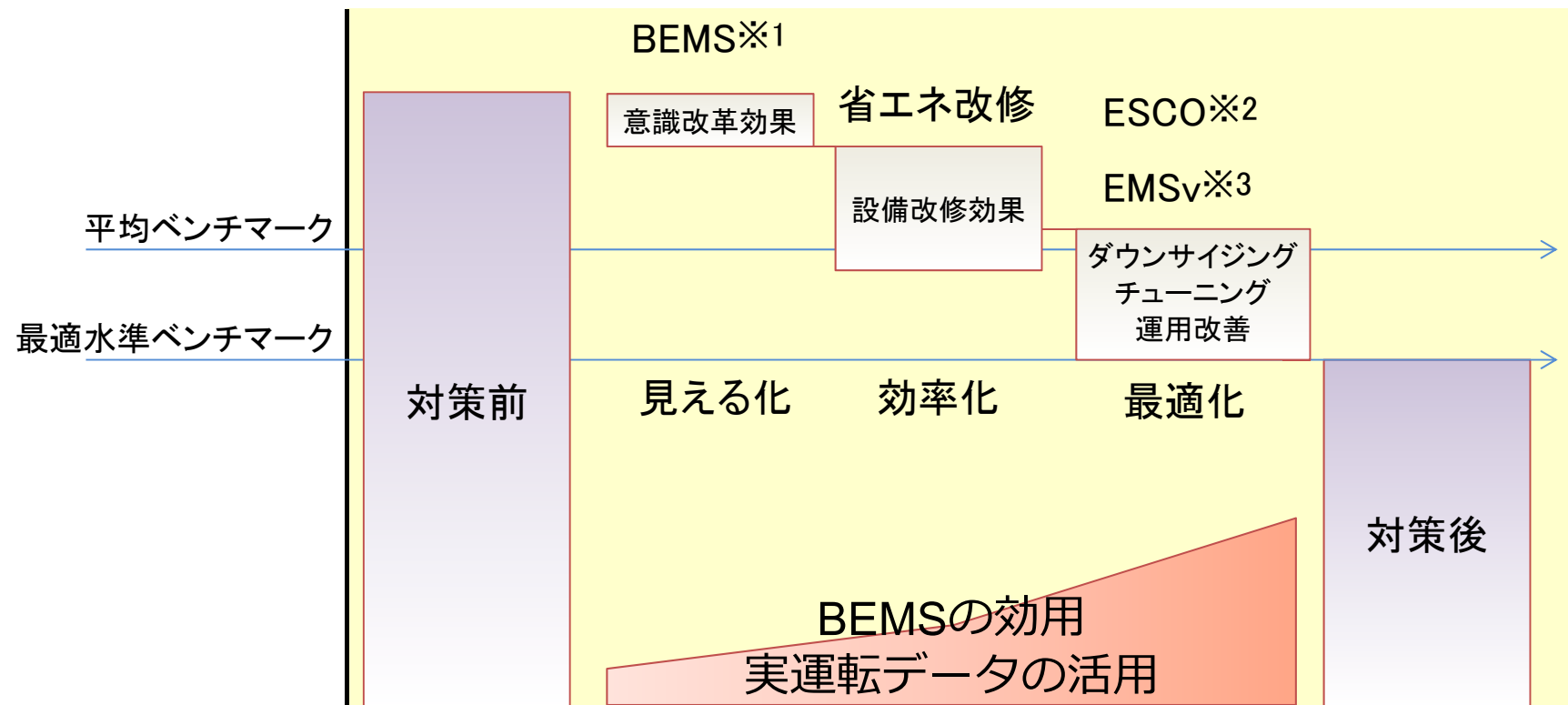


＜EMS＞



(参考)BEMSの活用、省エネ診断等による業務部門における徹底的なエネルギー管理の実施

- 見える化による意識改革、設備更新による効率化、さらに設備運用改善が省エネルギーの構成要素。BEMSはこれらに必須なシステム。
- BEMSの効用を最大限発揮させるため、エネルギーマネジメント支援サービスの活用を促進することが、BEMSの普及と併せて重要。



※1 BEMS: Building Energy Management System

※2 ESCO: Energy Service Company

※3 EMSv: Energy Management Service

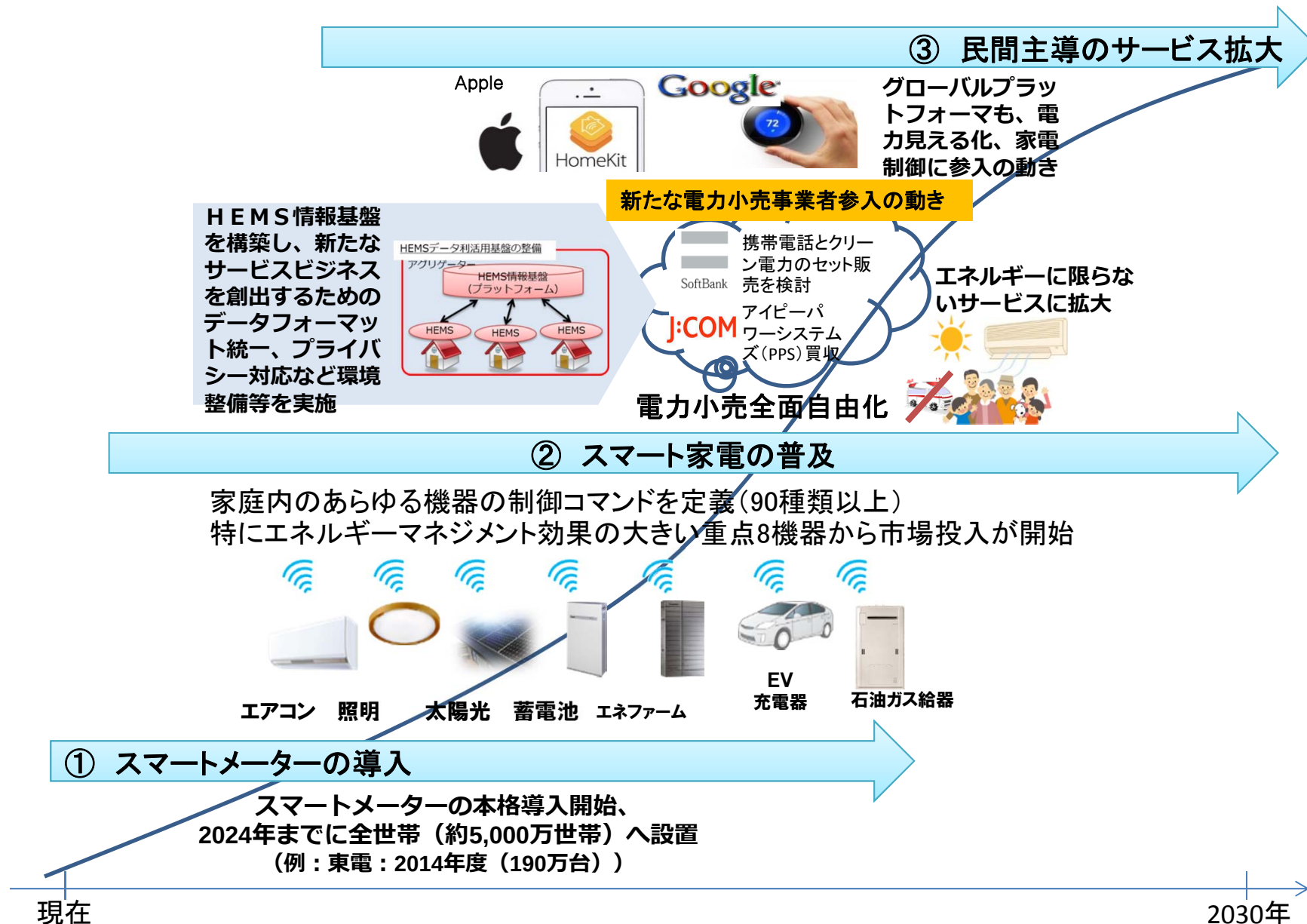
ダウンサイジング:

熱源等の最適な容量を計算し、設備を小型化する。一般的な設備改修の場合、熱源容量が過剰であってもダウンサイジングによるリスクを避け、同容量で設計するケースが多い。

出所) 第2回長期エネルギー需給見通し小委員会
資料4 アズビル株式会社発表資料より

(参考) HEMS・スマートメーターを利用した家庭部門における徹底的なエネルギー管理の実施

- 電力小売自由化を一つのきっかけとして、一歩進んだ「家庭部門の省エネ」が実現。



(参考)住宅・建築物の省エネ化

- 住宅・建築物の省エネを一層進めるため、新築住宅・建築物について、2020年までに省エネ基準への適合を段階的に義務化することが閣議決定されている。

日本再興戦略(平成25年6月14日閣議決定)抜粋

○住宅・建築物の省エネ基準の段階的適合義務化

- 規制の必要性や程度、バランス等を十分に勘案しながら、2020 年までに新築住宅・建築物について段階的に省エネ基準への適合を義務化する。これに向けて、中小工務店・大工の施工技術向上や伝統的木造住宅の位置付け等に十分配慮しつつ、円滑な実施のための環境整備に取り組む。

日本再興戰略中短期工程表

		2013年度		2014年度				2015年度	2016年度	2017年度～	KPI
		通常国会	概算要求 税制改正要望等	秋	年末	通常国会					
エネルギーを賢く消費する社会 の実現①	<住宅・建築物の省エネ基準の段階的適合義務化>										
	・省エネ基準に一次エネルギー消費量基準を導入 (2013年4月、10月施行) ・一次エネルギー消費量等級を住宅性能評価基準に導入 (2014年2月)。「建築物省エネルギー性能表示制度 (BELS)」を開始(2014年4月)。 ・環境・ストック活用推進事業等による住宅・建築物の 省エネ化の推進 ・大工・工務店向け省エネ技術講習会を実施										

エネルギー基本計画(平成26年4月11日閣議決定)抜粋

規制の必要性や程度、バランス等を十分に勘案しながら、2020年までに新築住宅・建築物について段階的に省エネルギー基準の適合を義務化する。

(参考)次世代自動車の普及と燃費改善

○政府として次世代自動車の普及目標を設定。「2030年までに新車販売に占める次世代自動車の割合を5～7割とする」(「日本再興戦略」改訂2014:平成26年6月閣議決定)

○また、単純に比較することは困難であるが、日本の現行基準は欧米に比べて同等以上の厳しい水準。

我が国の新車(乗用車)販売台数に占める車種別の普及目標

	2020年	2030年
従来車	50～80%	30～50%
次世代自動車	20～50%	50～70%
ハイブリッド自動車	20～30%	30～40%
電気自動車 プラグイン・ハイブリッド自動車	15～20%	20～30%
燃料電池自動車	～1%	～3%
クリーンディーゼル自動車	～5%	5～10%

【出典】次世代自動車戦略2010、自動車産業戦略201

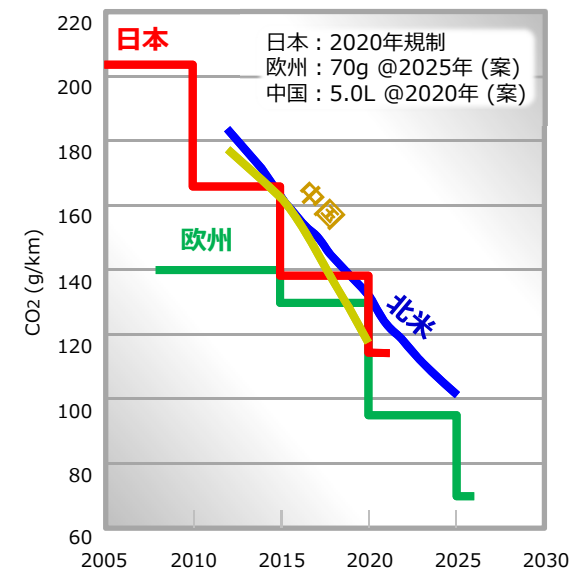
4

《参考》

乗用車保有台数:6,070万台(2014年)

新車乗用車販売台数: 470万台(2014年)

各国の燃費規制



注: 各国で試験条件などが異なるため数値の単純な比較はできない

【出典】自動車用内燃機関技術研究組合(AICE)作成

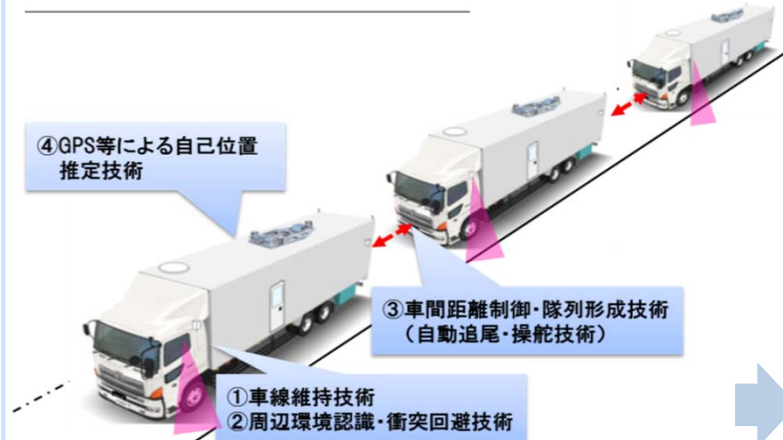
(参考) 自動走行の推進

- 隊列走行技術等の自動走行技術を活用し、運輸部門の省エネを図る。

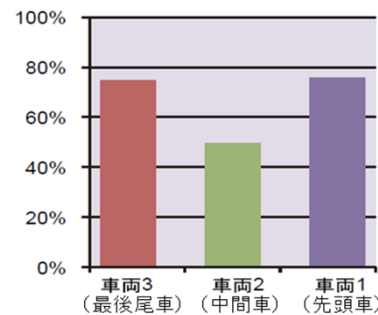
- エネルギーITS推進事業では、テストコースにおいて、時速80km・車間距離4mの隊列走行を実現。1台あたり平均15%程度の省エネ効果と推計。
- 社会実装に向けては、**事業モデルの明確化や研究開発、安全性の検証等が必要**。

エネルギーITS推進事業(平成20～24年度、総額44.5億円)

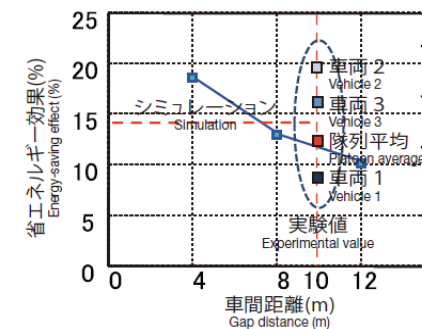
隊列走行に必要な技術のイメージ



空気抵抗低減値(車間距離4m時)



省エネ効果



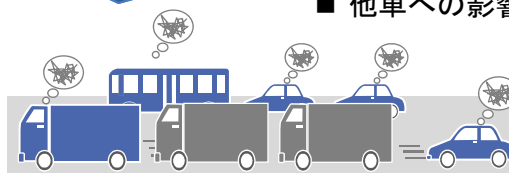
仮に、高速道路において、40%の大型車が3台1組の隊列走行を行った場合、
= **約52万kL**の省エネ量が期待される。

社会実装に向けた課題の例

事業モデル・社会受容性検証

<論点の例>

- 複数の物流事業者が隊列を組む場合の事業性、ルール。
- 他車への影響 等



研究開発・安全性検証



<開発等が必要な技術の例>

- 先行車の動きを通信で把握する際のセキュリティ技術
- 異常発生時にも重大事故を避けるための機能安全技術
- 悪天候時等でも先行車等を正確に認識する技術
- ヒューマン・マシン・インターフェース 等

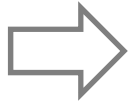
(参考)水素社会実現に向けた取組

- 多岐にわたる分野において、水素の利活用を抜本的に拡大することで、大幅な省エネルギー、エネルギーセキュリティの向上、環境負荷低減に大きく貢献できる可能性がある。
- 家庭用燃料電池(エネファーム)の普及・拡大、燃料電池自動車の導入加速を見込むとともに、更なる多層・多様化した柔軟なエネルギー需給構造の構築に向け、水素等の新たな技術の活用を推進。

エネファーム



12万台



530万台

原発約2基分の発電量に相当

燃料電池自動車



年間販売最大10万台以上

水素社会の実現に向けたロードマップ

フェーズ1 水素利用の飛躍的拡大

足元で実現しつつある、定置用燃料電池や燃料電池自動車の活用を大きく広げ、我が国が世界に先行する水素・燃料電池分野の世界市場を獲得。

フェーズ2

水素発電の本格導入／大規模な水素供給システムの確立

水素需要を更に拡大しつつ、水素源を未利用エネルギーに広げ、従来の「電気・熱」に「水素」を加えた新たな二次エネルギー構造を確立。

フェーズ3

トータルでのCO2フリー水素供給システムの確立

水素製造にCCS(二酸化炭素回収・貯留)を組み合わせ、又は再生可能エネルギー由来水素を活用し、トータルでのCO2フリー水素供給システムを確立する。

産業・転換部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	省エネ量万kL	内訳		概要
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料	
鉄鋼業	電力需要設備効率の改善		粗鋼生産量あたり電力消費2005年比3%改善	43.0	43.0	—	製鉄所で電力を消費する設備について、高効率な設備に更新する(酸素プラント高効率化更新、ミルモータAC化、送風機・ファン・ポンプ動力削減対策、高効率照明の導入、電動機・変圧器の高効率化更新等)。
	廃プラスチックの製鉄所でのケミカルサイクル拡大 ※	廃プラ利用量 42万t	廃プラ利用量 100万t	49.4	—	—	容器包装に係る分別収集及び再商品化の促進等に関する法律(平成7年法律第112号)に基づき回収された廃プラスチック等をコークス炉で熱分解すること等により有効活用を図り、石炭の使用量を削減する。
	次世代コークス製造技術(SCOPE21)の導入 ※	1基	9基	41.6	—	36.0	コークス製造プロセスにおいて、石炭事前処理工程等を導入することによりコークス製造に係るエネルギー消費量等を削減する。
	発電効率の改善 ※	共火:16% 自家発:14%	共火:84% 自家発:82%	40.3	—	—	自家発電(自家発)及び共同火力(共火)における発電設備を高効率な設備に更新する。
	省エネ設備の増強 ※	例 低圧損TRT 82% 高効率CDQ 93% 低圧蒸気回収95%	100%	80.8	—	—	高炉炉頂圧の圧力回収発電(TRT)、コークス炉における顕熱回収(CDQ)といった廃熱活用等の省エネ設備の増強を図る。
	革新的製鉄プロセス(フェロコークス)の導入	0基	5基	19.4	—	19.4	低品位石炭と低品位鉄鉱石を原料とした革新的なコークス代替還元剤(フェロコークス)を用い、高炉内還元反応の高速化・低温化することで、高炉操業プロセスのエネルギー消費を約10%削減する。
	環境調和型製鉄プロセス(COURSE50)の導入 ※	0基	1基	5.4	—	—	製鉄プロセスにおいて、高炉ガスCO2分離回収、未利用中低温熱回収、コークス改良、水素増幅、鉄鉱石水素還元といった技術を統合しCO2排出量を抑制する革新的製鉄プロセス。
鉄鋼業 計				279.8	43.0	55.4	
化学工業	石油化学の省エネプロセス技術の導入	36%	100%	7.1	—	7.1	分解炉等でエチレンを生産する石油化学分野において、世界最高水準であるBPT(Best Practice Technologies)の普及により、エネルギー効率を向上。
	その他化学製品の省エネプロセス技術の導入 ※	苛性ソーダ、蒸気発生施設 20% その他化学の効率向上 40%	100% 100%	59.7	8.8	43.6	石油化学以外の化学分野において、BPTの普及や排出エネルギーの回収技術、設備・機器効率の改善、プロセス合理化等による省エネを達成する。
	膜による蒸留プロセスの省エネルギー化技術の導入	0%	4%	12.4	—	12.4	蒸留プロセスに「分離膜技術」を導入することにより、蒸留塔における処理エネルギーの大幅な削減を図る技術。
	二酸化炭素原料化技術の導入	0基	1基	0.5	—	0.5	二酸化炭素等を原料にプラスチック原料等基幹化学品を製造する省エネプロセス。
	非可食性植物由来原料による化学品製造技術の導入	0基	1基	2.9	—	2.9	非可食性バイオマス原料から機能性及びコストの両面で競争力のある化学品を一気通貫で製造する省エネプロセス。
	微生物触媒による創電型廃水処理技術の導入	0%	10%	1.4	1.4	—	工場廃水を対象として、発電しながら廃水処理を行う技術。
	密閉型植物工場の導入	0%	20%	5.4	5.4	—	植物機能を活用した生産効率の高い省エネルギー物質型生産技術を確立。
化学工業 計				89.4	15.6	66.5	

鉄鋼業、化学工業における の対策は、各業界における2020年度以降の低炭素社会実行計画において位置付けられているもの。

※印を付した対策の全て又は一部は、統計上、最終エネルギー消費の削減量としては計上しないが、相当分が転換部門において一次エネルギー消費の削減に寄与するものとなる。

産業・転換部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及 見通し	省エネ量 万kL	内訳		概要
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料	
窯業・土石製品製造業	従来型省エネルギー技術の導入 排熱発電 スラック粉砕 エアヒーム式クーラ セパレータ改善 堅型石炭ミル	—	—	2.1	0.8	1.3	粉砕効率を向上させる設備、エアヒーム式クーラ、排熱発電の導入等のベストプラクティス技術の最大導入に努める。
	熱エネルギー代替廃棄物(廃プラ等)利用 技術の導入	熱エネルギー代替 廃棄物使用量 166万t	熱エネルギー代替 廃棄物使用量 168万t	1.3	-0.1	1.4	従来の設備を用いて熱エネルギー代替として廃棄物を利用する技術。
	革新的セメント製造プロセスの導入	0%	50.0%	15.1	—	15.1	セメント製造プロセスで最もエネルギーを消費するクリンカの焼成工程において、焼成温度低下等を可能とする革新的な製造プロセス技術。
	ガラス熔融プロセスの導入	0%	5.4%	5.0	-0.6	5.6	プラズマ等による高温を利用し、瞬時にガラス原料をガラス化することで効率的にガラスを気中で熔融し、省エネを図るプロセス技術
	窯業・土石製品製造業 計			23.5	0.1	23.4	
パルプ・紙・紙加工 品製造業	高効率古紙パルプ製造技術の導入	11%	40%	3.6	3.6	—	古紙パルプ工程において、古紙と水の攪拌・古紙の離解を従来型よりも効率的に進めるパルパーを導入し、稼働エネルギー使用量を削減する。
	高温高圧型黒液回収ボイラの導入 ※	49%	69%	5.9	—	—	濃縮した黒液(パルプ廃液)を噴射燃焼して蒸気を発生させる黒液回収ボイラで、従来型よりも高温高圧型で効率が低いものを更新時に導入する。
	パルプ・紙加工品製造業 計			9.5	3.6	0.0	
業種横断・その他	高効率空調の導入	—	—	29.0	15.5	13.5	工場内の空調に関して、燃焼式、ヒートポンプ式の空調機の高効率化を図る。 (APF 2012→2030年度) 吸収式冷凍機 1.35→1.4、ガスヒートポンプ 2.16→2.85、HP式空調機 4.56→6
	産業HP(加温・乾燥)の導入	0%	9.3%	87.9	-19.9	107.8	食料品製造業等で行われている加温・乾燥プロセスについて、その熱を高効率のヒートポンプで供給する。
	産業用照明の導入	6%	ほぼ100%	108.0	108.0	—	LED・有機EL等の高効率照明を用いた、高輝度な照明技術により省エネを図る。
	低炭素工業炉の導入	24%	46%	290.6	70.8	219.8	従来の工業炉に比較して熱効率が向上した工業炉を導入。
	産業用モータの導入	0%	47%	166.0	166.0	—	トップランナー制度への追加等により性能向上を図る。
	高性能ボイラの導入 ※	14%	71%	173.3	—	—	従来のボイラと比較して熱効率が向上したボイラを導入。
	プラスチックのリサイクルフレック直接利用	—	—	2.2	—	2.2	プラスチックのリサイクルフレックによる直接利用技術の開発により、素材加工費及びベレット素材化時の熱工程を削減する。
	ハイブリッド建機の導入	2%	32%	16.0	—	16.0	エネルギー回生システムや充電システムにより電力を蓄え、油圧ショベル等の中型・大型建機のハイブリッド化を行い省エネを図る。
	省エネ農機の導入	15万台	45万台	0.1	—	0.1	省エネ農業機械(穀物遠赤外線乾燥機、高速代かき機)の普及を図る。
	施設園芸における省エネ設備の導入	5万台・8万箇所	17万台・35万箇所	51.3	—	51.3	施設園芸において省エネ型の加温設備等の導入により、燃油使用量の削減を図る。
	省エネ漁船への転換	11%	29%	6.1	—	6.1	省エネルギー技術を漁船に導入。
	業種間連携省エネの取組推進	—	—	10.0	2.0	8.0	業種間で連携し、高度なエネルギー利用効率を実現する。
	業種横断・その他 計			940.5	342.4	424.8	

窯業・土石製品製造業、パルプ・紙・紙加工品製造業における の対策は、各業界における2020年度以降の低炭素社会実行計画において位置付けられているもの。

※印を付した対策は、統計の整理上、最終エネルギー消費の削減量としては計上しないが、相当分が転換部門において一次エネルギー消費の削減に寄与するものとなる。

産業・転換部門

業種	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及 見通し	省エネ量 万kL	内訳		概要
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料	
工場 エネマネ	産業部門における徹底的な エネルギー管理の実施	4%	23%	67.2	22.3	44.9	IoT(Internet of Things)を活用したFEMS(Factory Energy Management System)等による運用改善を図る。
	工場エネマネ 計			67.2	22.3	44.9	
	産業・転換部門 計			1,409.9	427.0	615.0	

うち、最終エネルギー消費削減寄与分	1042.0
うち、一次エネルギー消費削減寄与分	367.9

業務部門

用途	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	省エネ量 万kL	内訳	
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料
建築物	新築建築物における省エネ基準適合の推進 (一次エネルギーベースでの省エネ量を二次エネルギーベースに換算)	22%	39%	332.3	162.3	170.0
	建築物の省エネ化(改修) (一次エネルギーベースでの省エネ量を二次エネルギーベースに換算)			41.1	16.8	24.3
給湯	業務用給湯器の導入 潜熱回収型給湯器 業務用ヒートポンプ給湯器 高効率ボイラ	7%	44%	61.1	10.3	50.8
照明	高効率照明の導入	9%	ほぼ100%	228.8	228.8	—
空調	冷媒管理技術の導入(フロン)	0%	83%	0.6	0.6	—
動力	トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上	—	—	278.4	278.4	—

概要

新築建築物について、2020年までに段階的に省エネルギー基準への適合を義務化する措置を講ずるほか、低炭素建築物の推進およびZEB(ネット・ゼロ・エネルギー・ビル)実現に向けた取組等により、より高度な省エネルギー性能を有する建築物の普及を推進する。
断熱性能の高い建材、高効率な空調、給湯器、照明等の導入を図る。
(普及率は外壁・窓等の断熱化等、一定の省エネルギー性能を確保している建築物の割合)

既存建築物の省エネ改修を推進する。
(空調改修による効果を推計して省エネ量を算出)

ヒートポンプ式給湯機、潜熱回収型給湯器といった高効率な給湯設備の導入を推進する。

※1. 省エネ量には新築建築物における省エネ基準適合の推進に伴う給湯設備の導入による効果(5.4万kL)は含んでいない。

LED・有機EL等の高効率照明を用いた、高輝度な照明技術により省エネを図る。

※2. 省エネ量には新築建築物における省エネ基準適合の推進に伴う照明設備の導入による効果(20.2万kL)含んでいない。

冷凍空調機器等に含まれる冷媒の適正な管理を行うために必要な、適切かつ簡便な設備点検
マニュアルの策定、及び管理技術の向上のための人材育成等を実施。

トップランナー基準等により、以下の製品等を引き続き性能向上を図る。(2012→2030年度)

- ・複写機 消費電力 169kWh/台・年→106kWh/台・年
普及台数 342万台→370万台
- ・プリンタ 消費電力 136kWh/台・年→88kWh/台・年
普及台数 452万台→489万台
- ・高効率ルータ 消費電力 6083kWh/台・年→7996kWh/台・年
普及台数 183万台→197万台
- ・サーバ 消費電力 2229kWh/台・年→1492kWh/台・年
普及台数 297万台→319万台
- ・ストレージ 消費電力 247kWh/台・年→131kWh/台・年
普及台数 1179万台→5292万台
- ・冷凍冷蔵庫 消費電力 1390kWh/台・年→1239kWh/台・年
普及台数 233万台→233万台
- ・自動販売機 消費電力 1131kWh/台・年→770kWh/台・年
普及台数 256万台→256万台
- ・変圧器 消費電力 4820kWh/台・年→4569kWh/台・年
普及台数 291万台→291万台

※3. 高効率ルータ、サーバについては、今後の通信量の伸びに伴う電力消費量の増加に対応する今後の技術革新効果等についても考慮した省エネ効果を算定。

業務部門

用途	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	省エネ量 万kL	内訳	
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料
国民運動・業務エネマネ	BEMSの活用、省エネ診断等による業務部門における徹底的なエネルギー管理の実施	6%	47%	235.3	129.4	105.9
	照明の効率的な利用	15%	ほぼ100%	42.3	42.3	—
	国民運動の推進（業務部門）	—	—	6.6	6.6	—
	エネルギーの面的利用の拡大 ※	—	—	7.8	—	—
	業務部門 計			1,234.3	875.5	351.0
うち、最終エネルギー消費削減寄与分				1,226.5		
うち、一次エネルギー消費削減寄与分				7.8		

概要

建築物内の空調や照明等に関するデータを常時モニタリングし、需要に応じた最適運転を行うことで省エネを図る技術、及びその他運用改善により省エネを図る。（普及率はBEMSの普及率）

照度基準の見直し、省エネ行動の定着により、床面積あたりの照明量を削減。

国民運動の推進にあたって、以下の対策を実施し、国民への情報提供の充実と省エネ行動の変革を図る。

- クールビズ・ウォームビズの実施徹底の促進
クールビズ（実施率75%）、ウォームビズ（実施率70%）の実施率をほぼ100%に引き上げる。
- 自治体の庁舎・建築物の省エネ化
自治体の庁舎・建築物の省エネ改修・建替えを進め、地域の省エネの先進事例として、地域全体への波及効果を含めて地域の省エネ化を実現する（40万kL）。

※自治体の庁舎・建築物の省エネ化による効果は、既にその全てが他の業務部門における対策に含まれている。

エネルギーを複数の事業所等で面的に活用することによりエネルギー利用効率を向上させる。

※印を付した対策の全て又は一部は、統計上、最終エネルギー消費の削減量としては計上しないが、相当分が転換部門において一次エネルギー消費の削減に寄与するものとなる。

家庭部門

用途	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及見通し	省エネ量万kL	内訳		概要
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料	
住宅	新築住宅における省エネ基準適合の推進 (一次エネルギーベースでの省エネ量を二次エネルギーベースに換算)	6%	30%	314.2	78.6	235.6	新築住宅について、2020年までに段階的に省エネルギー基準への適合を義務化する措置を講ずるほか、ZEH(ネット・ゼロ・エネルギー・ハウス)の普及促進等により高度な省エネルギー性能を有する住宅の普及を推進する。 断熱性能の高い建材、高効率なエアコン、給湯器、照明等の導入を図る。 (普及率は外壁・窓等の断熱化等、一定の省エネルギー性能を確保している住宅の割合)
	既築住宅の断熱改修の推進 (一次エネルギーベースでの省エネ量を二次エネルギーベースに換算)			42.5	11.0	31.5	
給湯	高効率給湯器の導入 CO2冷媒HP給湯機 潜熱回収型給湯器 燃料電池 太陽熱温水器	400万台 340万台 5.5万台	1,400万台 2,700万台 530万台	268.6	-26.3	294.9	ヒートポンプ式給湯機(左上段)、潜熱回収型給湯器(左中段)、家庭用燃料電池(左下段)といった高効率な給湯設備の導入を推進する。 ※1. 省エネ量には新築住宅における省エネルギー基準適合の推進に伴う給湯設備の導入による効果(35.9万kl)は含んでいない。
照明	高効率照明の導入	9%	ほぼ100%	201.1	201.1	—	LED・有機EL等の高効率照明を用いた、高輝度な照明技術により省エネを図る。 ※2. 省エネ量には新築住宅における省エネルギー基準適合の推進に伴う照明設備の導入による効果(26.9万kl)は含んでいない。
空調	トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上	—	—	133.5	104.8	28.7	トップランナー基準等により、以下の製品を引き続き性能向上を図る。(2012→2030年度) ・エアコン (例:冷房) 消費電力 229kWh/台・年→188kWh/台・年 普及台数 2.71台/世帯→2.79台/世帯 ・ガスストーブ ガス消費 5823Mcal/台・年→5565Mcal/台・年 普及台数 0.06台/世帯→0.05台/世帯 ・石油ストーブ 石油消費 720L/台・年→716L/台・年 普及台数:0.74台/世帯→0.54台/世帯 ・テレビ (例:32V型以上) 消費電力 79kWh/台・年→63kWh/台・年 普及台数 0.47台/世帯→1.29台/世帯 ・冷蔵庫 (例:300L以上) 消費電力 337kWh/台・年→271kWh/台・年 普及台数 0.82台/世帯→0.94台/世帯 ・DVDレコーダー 消費電力 40kWh/台・年→35kWh/台・年 普及台数 1.37台/世帯→1.63台/世帯 ・電子計算機 消費電力 72kWh/台・年→72Wh/台・年 普及台数 1.29台/世帯→1.83台/世帯 ・磁気ディスク装置 消費電力 0.005W/GB→0.005W/GB 普及台数 2.80台/世帯→3.34台/世帯 ・ルータ 消費電力 31kWh/台・年→26kWh/台・年 普及台数 0.5台/世帯→1台/世帯 ・電子レンジ 消費電力 69kWh/台・年→69kWh/台・年 普及台数 1.06台/世帯→1.08台/世帯 ・ジャー炊飯器 消費電力 85kWh/台・年→82kWh/台・年 普及台数 0.69台/世帯→0.69台/世帯 ・ガスコンロ ガス消費 570Mcal/台・年→546Mcal/台・年 普及台数 0.92台/世帯→0.88台/世帯 ・温水便座 消費電力 151kWh/台・年→109kWh/台・年 普及台数 1.04台/世帯→1.24台/世帯 ※3. 省エネ量には新築住宅における省エネ基準適合の推進に伴うエアコン、ガス・石油ストーブの導入による効果(5.3万kl)は含んでいない。
動力							

家庭部門

用途	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及 見通し	省エネ量 万kL	内訳	
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料
家庭エネルギー 国民運動・	HEMS・スマートメーターを 利用した家庭部門における 徹底的なエネルギー管理の実施	0.2%	ほぼ100%	178.3	178.3	—
	国民運動の推進 (家庭部門)	—	—	22.4	10.7	11.7
家庭部門 計				1,160.7	558.3	602.4

概要

住宅内の空調や照明等に関するデータを常時モニタリング、見える化すると同時に、需要に応じた最適運転を行うHEMS(Home Energy Management System)の導入によりエネルギー消費量を削減。

国民運動の推進にあたって、以下の対策を実施し、国民への情報提供の充実と省エネの行動変革を図る。

- クールビズ・ウォームビズの実施徹底の促進
クールビズ(実施率80%)、ウォームビズ(実施率81%)の実施率をほぼ100%に引き上げる。
- 家庭エコ診断の実施
2030年までに家庭エコ診断の認知度を394万世帯まで波及させる。
- 機器の買換え促進
省エネ型の電気除湿器(圧縮式)及び乾燥機付全自動洗濯機への買換えを促進する。
消費電力(2012→2030年度)
・電気除湿器(圧縮式) 93.7kWh/台・年→72.5kWh/台・年
・乾燥機付全自動洗濯機 66.0kWh/台・年→36.9kWh/台・年

運輸部門

用途	省エネルギー対策名	導入実績	導入・普及 見通し	省エネ量 万kl	内訳		概要
		2012FY	2030FY	2030FY	うち電力	うち燃料	
単体対策	燃費改善 次世代自動車の普及	HEV 3%	29%	938.9	-100.1	1039.0	エネルギー効率に優れる 次世代自動車(ハイブリッド自動車(HEV)、 電気自動車(EV)、 プラグインハイブリッド自動車(PHEV)、 燃料電池自動車(FCV)、 クリーンディーゼル自動車(CDV)) 等の導入を支援し普及拡大を促進する。 また、燃費基準(トップランナー基準)等により、引き続き車両の性能向上を図る。
		EV 0%	16%				
		PHEV 0%					
		FCV 0%	1%				
		CDV 0%	4%				
その他	その他運輸部門対策	—		668.2	62.4	605.8	・交通流対策の推進 ・公共交通機関の利用促進等 ・鉄道貨物輸送へのモーダルシフト ・海運グリーン化総合対策 ・港湾の最適な選択による貨物の陸上輸送距離の削減 ・港湾における総合的な低炭素化 ・トラック輸送の効率化 ・鉄道のエネルギー消費効率の向上 ・航空のエネルギー消費効率の向上 ・省エネに資する船舶の普及促進 ・環境に配慮した自動車使用等の促進による自動車運送事業等のグリーン化 ・共同輸配送の推進 ・高速道路交通システムITSの推進(信号機の集中制御化) ・交通安全施設の整備(信号機の高度化、信号灯器のLED化の推進) ・自動運転の推進 ・エコドライブの推進 ・カーシェアリング
運輸部門 計				1,607.1	-37.7	1,644.8	

合計 5,036.3万kl

うち電気 うち燃料
1,823.1万kl 3,213.2万kl



1,960.9億kWh

4. エネルギー供給

4－1. 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーの最大限の導入

- エネルギー自給率の向上に寄与し、環境適合性に優れる再エネは、各電源の個性に応じて最大限導入し、既存電源の置き換えを進めていく。地熱・水力・バイオマスは原子力を代替し、風力・太陽光は火力を代替する。
- 2030年の電力コスト(燃料費+FIT買取費用+系統安定化費用)を現状より引き下げるとの方針の下、現状の9.7兆円(2013年)よりも5%程度引き下げ、9.2兆円程度へ引き下げの中で、再エネを含めた電源構成を検討。さらに、そこから地熱、水力、バイオマスの導入が拡大した場合でも現状よりも2%程度引き下げ、9.5兆円程度へと抑え込む中で、再エネを含め他電源構成を検討。
- 再エネの導入量については、省エネの推進、原発の再稼働により、電力コストを低減させた上で、まずは地熱・水力・バイオマスを物理的限界まで導入することで原子力を代替し、その後、再エネを含めた全体の電力コストが9.5兆円に達するまで自然変動再エネを可能な限り拡大することにより算定する。

<既存電源の置き換え>

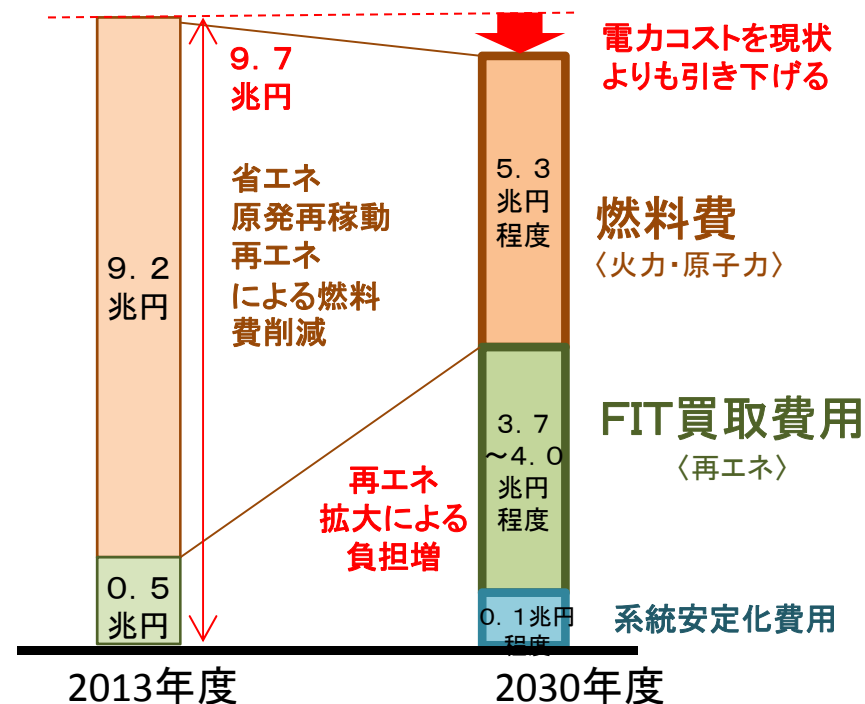
地熱・水力・バイオマス

自然条件によらず安定的な運用が可能であることから、原子力を置き換える。立地面や燃料供給面での制約を踏まえつつ、実現可能な最大限まで導入。こうした制約が克服された場合には、導入量は、さらに伸びる事が想定される。

風力・太陽光（自然変動再エネ）

自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴うため、原子力ではなく火力を置き換える。国民負担の抑制とのバランスを踏まえつつ、コスト負担が許容な範囲で最大限導入。

<電力コストの推移（イメージ）>



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避可能費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。

【出所】発電用燃料費は総合エネルギー統計における発電用燃料投入量(自家発電を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計

2030年度における再生可能エネルギーの導入見込量

■ 2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、国民負担の抑制とのバランスを考慮し、FIT買取費用は、3.72兆円～4.04兆円の範囲において、全体で、2,366～2,515億kWhの導入が見込まれる。
(原発を代替する地熱・水力・バイオマスの買取費用の合計は約1.0兆円～約1.3兆円、火力を代替する自然変動再エネの買取費用は約2.7兆円以下となる。)

	発電電力量	FIT買取費用(税抜)
地熱	102～113億kWh	0.17兆円～0.20兆円
水力	939～981億kWh	0.19兆円～0.29兆円
バイオマス	394～490億kWh	0.63兆円～0.83兆円
(小計)	1,435～1,584億kWh	1.00兆円～1.31兆円
風力	182億kWh	0.42兆円
太陽光	749億kWh	2.30兆円
(小計)	931億kWh	2.72兆円
(合計)	2,366～2,515億kWh	3.72兆円 ～4.04兆円

※水力には揚水(85億kWh)を含む。

※2030年度の各数値はいずれも概数。

(注) 加えて系統安定化費用として、火力の発電効率悪化に伴う費用、火力の停止及び起動回数の増加に伴う費用が計0.13兆円。

2030年度における地熱発電の導入見込量

- 既存の設備容量は約52万kW。その上で、①大規模開発については、現行の環境規制の下で開発が進んだ場合、②中・小規模開発については、現在把握されている案件の開発を見込むと、2030年度で約90万kWとなる。
- 上記に加え、中・小規模開発について、今後も開発が順調に進行すると想定した場合の導入量は、2030年度で約108万kWとなる。
- さらに、大規模開発について、環境規制の緩和が実施されたと想定した場合の導入量は、2030年度で約140万kWとなる。
- 国が新たに空中物理探査を全国5地点程度で実施し、3万kW級の開発を5カ所程度の創出に成功した場合、更に導入の拡大が期待される(2030年度までにプラス15万kW)。

	大規模開発について、現行の環境規制の下での開発を見込み、中・小規模開発について、現在把握されている案件の開発を見込む場合	さらに、中・小規模開発について、今後も開発が順調に進行すると想定した場合	さらに、大規模開発について、環境規制の緩和を想定した開発を見込み、中・小規模開発について今後も開発が順調に進行すると想定した場合	さらに国が空中物理探査を5カ所程度実施し、3万kW級の開発を創出する場合
大規模開発	約32万kW	約32万kW	約61万kW	+約15万kW
中・小規模開発	約6万kW	約24万kW	約24万kW	
既存発電所	約52万kW	約52万kW	約52万kW	
合計	約90万kW (65億kWh)	約108万kW (79億kWh)	約140万kW (102億kWh)	約155万kW (113億kWh)

2030年度における水力発電の導入見込量

- 現在進行中の案件又は経済性のある案件のみ開発が進む場合、大規模19万kW、中小規模16万kWの導入が見込まれ、既導入量と合計すれば4,685万kW(862億kWh)の導入が見込まれる。
- また、既存発電所の設備更新による出力増加、未利用落差の活用拡大等が進んだ場合、2030年度までに大規模64万kW、中小規模65万kWが導入されると見込まれ、既導入量と合計すれば、4,779万kW(904億kWh)となる。
- さらに、自然公園法や地元調整等自然・社会環境上の障害があるが解決可能とされる地点の開発が進んだ場合、大規模67～79万kW、中小規模130～201万kWが導入されると見込まれ、既導入量と合計すれば4,847～4,931万kW(939～981億kWh)の導入が見込まれる。

	進行中又は経済性のある案件の開発が進んだ場合(A)	既存発電所の設備更新による出力増加、未利用落差の活用拡大等が進んだ場合(B)	自然公園法や地元調整等自然・社会環境上の障害があるが解決可能とされる地点の開発が進んだ場合(C)	
			半分の開発が進んだ場合	全ての開発が進んだ場合
大規模 (追加分)	19万kW (工事中等導入確実案件の開発)	64万kW(19+45) (Aに加え、既存地点の設備更新による出力向上等)	67万kW(64+3) (Bに加え、障害があるが解決可能とされる地点の開発が半分進んだ場合)	79万kW(64+15) (Bに加え、障害があるが解決可能とされる地点の開発が全て進んだ場合)
中小規模 (追加分)	16万kW (開発難易度が低く経済性も高い未開発有望地点の開発)	65万kW(16+49) (Aに加え、未利用落差の活用、既存地点の設備更新による出力向上等)	130万kW(65+65) (Bに加え、障害があるが解決可能とされる地点の開発が半分進んだ場合)	201万kW(65+136) (Bに加え、障害があるが解決可能とされる地点の開発が全て進んだ場合)
既導入量	4,650万kW(847億kWh)	4,650万kW(847億kWh)	4,650万kW(847億kWh)	4,650万kW(847億kWh)
合計	4,685万kW(862億kWh)	4,779万kW(904億kWh)	4,847万kW(939億kWh)	4,931万kW(981億kWh)

- ・追加分の発電量(kWh)については、設備利用率(大規模:41%、中小規模:60%)を用いて機械的に試算した。
- ・既導入量については、一般水力は他電源の整理に合わせて2001～2010年度実績の平均(2,056万kW、762億kWh)、揚水発電は、2010年度の実績値(2,594万kW、85億kWh)を想定した。

2030年度におけるバイオマス発電の導入見込量

- バイオマス発電の現時点における導入量は、252万kW(177億kWh)。これを踏まえ、種類別に導入見通しを検討。
- この結果、バイオマス全体で602万kW～728万kW(394億kWh～490億kWh)の導入が見込まれる。

	既導入量	導入見通し
未利用間伐材等	3万kW	24万kW
建設資材廃棄物	33万kW	37万kW
一般木材・農作物残さ	10万kW	274万kW～400万kW
バイオガス	2万kW	16万kW
一般廃棄物等	78万kW	124万kW
RPS	127万kW	127万kW
合計	252万kW (177億kWh)	602万kW～728万kW (394億kWh～490億kWh)

※今回試算の発電量(kWh)については、調達価格等算定委員会における設備利用率等を用いて機械的に試算した。

自然変動電源の導入見込量の考え方

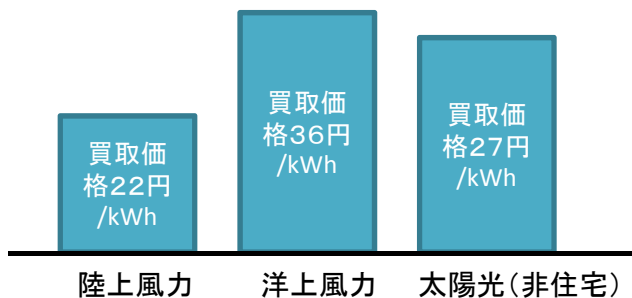
- 自然変動再エネ分の買取費用約2.7兆円を活用して、最大限導入を進めるためには、買取費用の安い電源を優先的に導入していくべきである。他方で、太陽光については、近年急速な認定が進んでいる。ただし、実際に運転開始する正味の導入量と既導入量の合計は6,100万kW程度(※1)と見込まれ、その買取費用はおよそ2.2兆円となる。

※1 太陽光発電設備に関する報告徴収、聴聞や導入実績を踏まえ、現在までの認定量のうち、運転開始まで至る容量を推計した。太陽光(住宅用)については、これまでの導入実績を踏まえ、認定量の9割程度が導入されるものと見込んだ。また、太陽光(非住宅)については、報告徴収や聴聞の結果を踏まえ認定量の6割程度が導入されると見込んだ。

- すなわち、約2.7兆円から約2.2兆円を差し引いた残りは約0.5兆円となり、これを買取費用の安い電源から配分する必要がある。風力発電の買取費用は、当初太陽光発電よりも低いため、まず風力発電の導入を優先的に見込み、その上で、コスト負担が許容できる範囲での太陽光発電の追加的な導入量を見込むこととした。(風力の買取費用は2015年度から2030年度まで横ばいで、系統対策費用も必要となってくるが、太陽光(非住宅)については、買取費用が低減(※2)するため、導入コストの逆転が生じると見込まれる。)

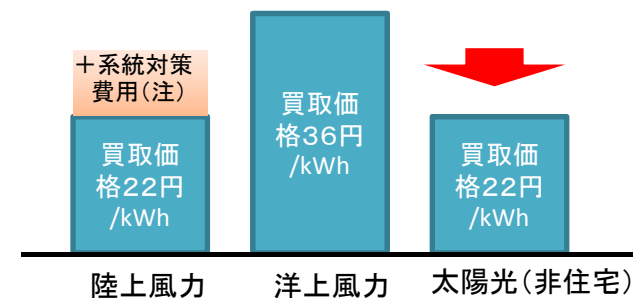
※2 太陽光発電の発電コストを、発電コスト検証WGで示されたWEO新政策シナリオ(国際価格非収斂ケース)に従って低減すると見込む。

【風力発電及び太陽光発電導入に係る追加的費用(2015年度)】



太陽光(非住宅)については2015年7月1日からの買取価格を記載。

【風力発電及び太陽光発電導入に係る追加的費用(2030年度)】



(注)例えば、発電コスト検証WGによると、地域間連系線等の系統増強費用は概ね風力追加導入1kWhあたり、年間約9円/kWh。

2030年度における風力発電の導入見込量

- 現在、既に導入されている約270万kWに、環境アセスメント手続き中もしくは環境アセスメントが終了した案件（運転開始前）全国約520万kWを合計すると全国で約790万kWとなる（環境アセスメントの手続き等の過程で、事業の規模等については変更の可能性がある。（注1、注2））。
- 陸上風力については、FIT開始後の開発状況や事業計画の具体化に伴う事業規模の変更に関する事業者ヒアリングを踏まえて、現在の導入ペースが他の制約なく継続すると仮定すると、2030年度には最大約1,140万kWの導入が見込まれる。また、洋上風力についても同様の仮定の下では、2030年度に最大約110万kWの導入が見込まれる。ただし、実際には、適地の減少や系統制約が存在することから、地域間連系線等の利用ルール見直しや国民負担の抑制とのバランスがとれる範囲で地域間連系線等のインフラ強化が進むことも考慮し、2030年度に合計約1000万kW（陸上風力＋洋上風力）が導入されると見込まれる。（買取費用0.4兆円程度）
（→2010年の第3次エネルギー基本計画の際に示した水準が導入されることとなる。）

【環境アセス中～運転開始前の風力発電案件の分布状況】

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
2013年度末導入量(注1)	約32	約75	約24	約15	約23	約14	約30	約12	約43	約2.5
環境アセス中～運転開始前案件(注2)	約159	約268	約2	約2	約9	約12	約20	約24	約29	0

(注1) NEDO風力発電設備実績より。

(注2) 平成27年1月時点。環境アセスメント手続き状況や事業者ヒアリング等により作成。

【2030年度における風力発電の導入見込量】

	設備容量	発電量
陸上風力	918万kW	161億kWh
洋上風力	82万kW	22億kWh
合計	1,000万kW	182 億kWh

※発電量(kWh)については、設備利用率（陸上：20%、洋上：30%）を用いて機械的に試算した。出力制御の状況によって導入量は変わりうる。

2030年度における太陽光発電の導入見込量

- 約0.5兆円のうち、買取費用の安い風力発電に0.4兆円が配分される。残りの約0.1兆円については、導入コストが将来的に低減する太陽光発電の導入が進むものとして算定。
- 以上より、2030年度には、約6,400万kWが導入されると見込まれる。

(→2010年の第3次エネルギー基本計画の際に示した水準(5,300万kW)を更に上回る導入が可能となる。)

(注)なお、一部の地域においては、接続地域近辺の系統の空容量不足(ローカル系統制約)により大規模な太陽光発電について系統制約が発生していることからローカル系統制約によって導入が進まない点や、指定電気事業者制度の下での導入状況も考慮する必要がある。

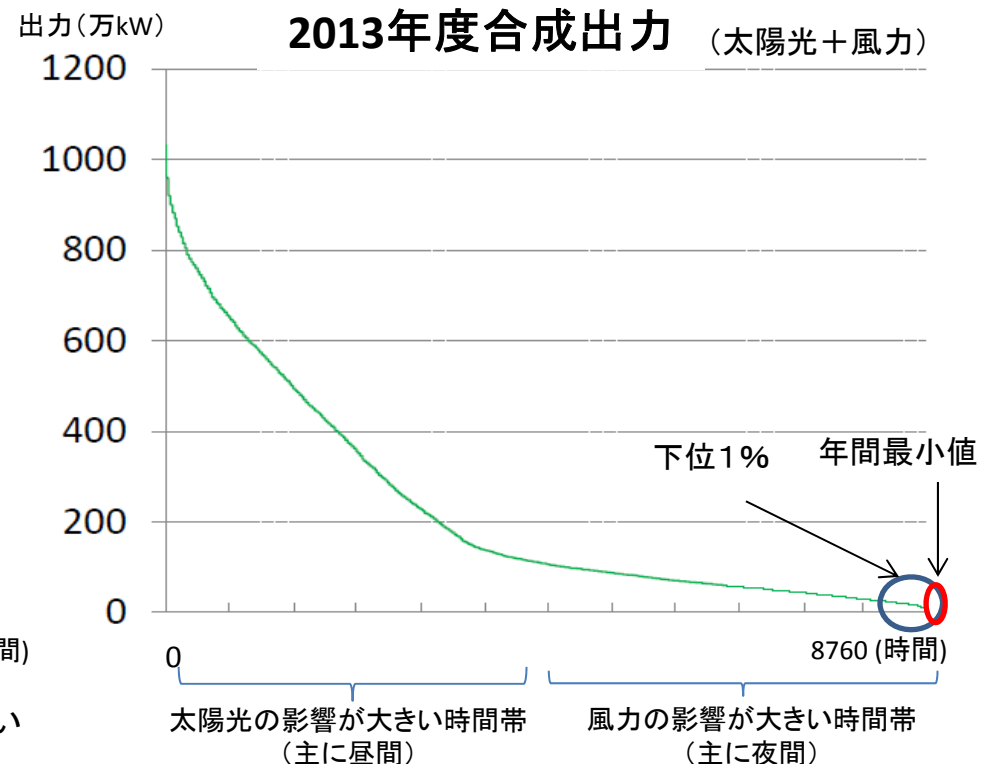
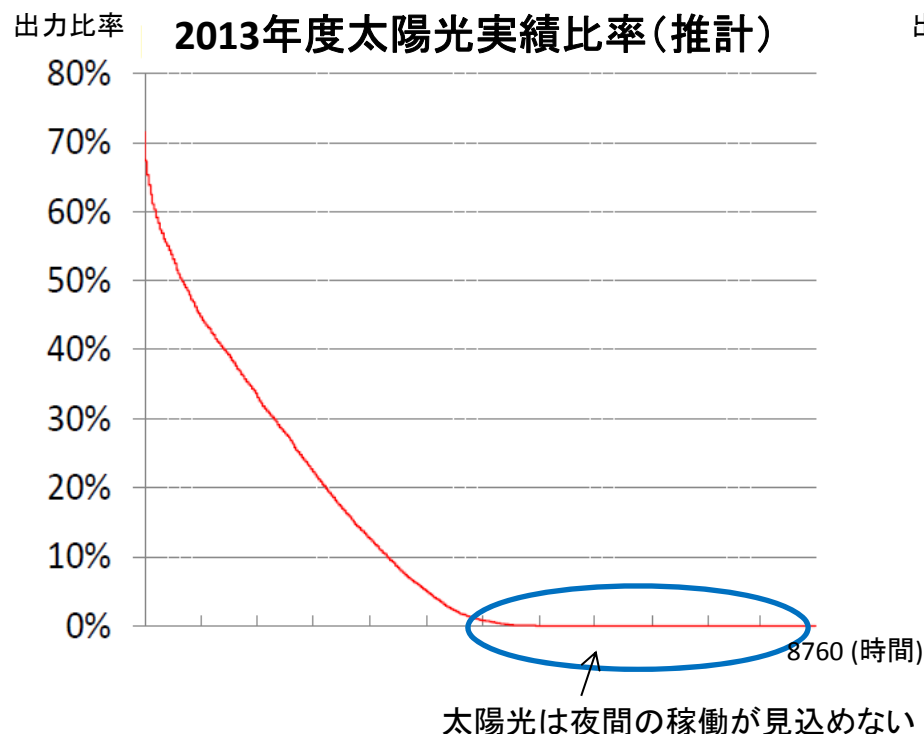
【2030年度における太陽光発電の導入見込量】

	既導入量	設備容量	発電量
住宅	約760万kW	約900万kW	約95億kWh
非住宅	約1,340万kW	約5,500万kW	約654億kWh
合計	約2,100万kW	約6,400万kW	約749億kWh

※出力制御の状況によって導入量は変わりうる。

太陽光と風力の年間を通じて安定的に見込まれる合成出力(日本のケース)

- 太陽光と風力の合成出力によって、年間を通じて安定的に見込まれる出力量を、2013年度の全国実績データで見ると、最小値は5万kW、年間下位1%分(最小値から88時間目まで)の平均値は12万kW程度。
- 太陽光は日中のみ稼働するため、年間を通じて安定的に出力が見込まれる量は全て風力由来の電源になる。
- 太陽光と風力の合成出力として、年間を通じて安定的に見込まれる5~12万kWは、風力の平成25年度末の設備容量の約2~5%程度。風力は火力を代替するのが原則だが、当該設備容量分については原子力を代替するものと見込まれる。



年間最小値: 5万kW

下位1%(88時間)平均: 12万kW

2013年度末設備容量(全国): 太陽光1320万kW、風力259万kW

※風力については、平成25年度の実績値が入手可能なデータより、年間の出力比率を算出し、年度末設備容量に乘じることによって年間出力を計算。

※太陽光については、平成25年度の日射量の年間データ等から、太陽光の出力比率を推計し、年度末設備容量に乘じることによって年間出力を計算。49

4-2. 火力

火力発電の見通し

石油火力の見通し

- 2030年時点で運転開始後51年を経過していない石油火力発電所は、1979年以降に運転開始した合計1,893万kW。40年を経過していないものは、1990年以降に運転開始した合計513万kW。
 - 仮にこれらの発電所が稼働率22%(震災前10年間の平均稼働率)で運転すると仮定すれば、2030年における発電電力量は51年未満のもので365億kWh、40年未満のもので99億kWhとなる。
- ⇒燃料価格が高いが緊急時の対応のためにある程度の量は維持することが必要。
設備の状況を踏まえると事業用では365億kWhを下回ると見込まれるものの99億kWh以上を確保し、自家発と合わせて総発電電力量の3%(315億kWh)程度を確保する。

石炭火力・LNG火力の見通し

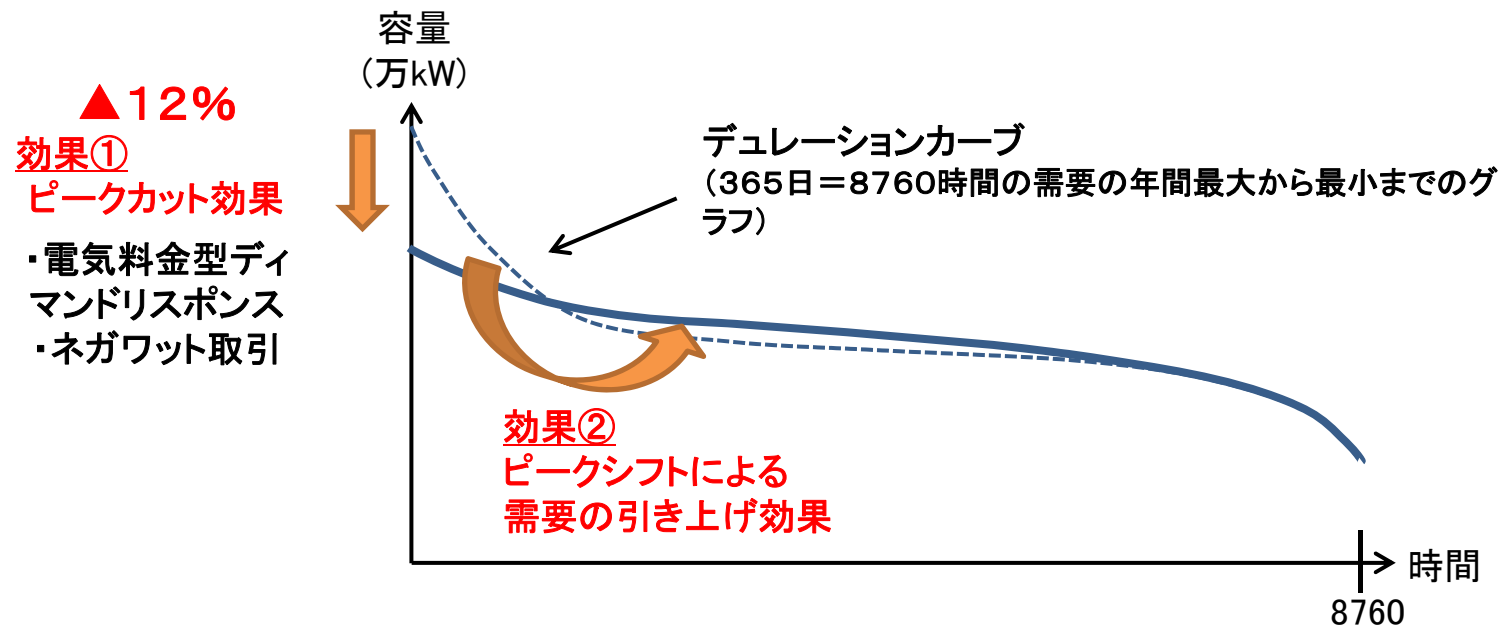
- 安定供給性や経済性に優れたベースロード電源である石炭火力と、温室効果ガス排出量の少ないミドル電源であるLNG火力は、それぞれの特徴を活かして利用することが重要。
 - 温室効果ガス排出量の抑制、燃料費の抑制のために、高効率石炭・LNG火力の導入を進め、3Eの観点から全体としてバランスの取れた構成を実現する。
- ⇒石炭火力は26%(2,810億kWh)程度、LNG火力は27%(2,845億kWh)程度を確保する。
- ※ベースロード電源である石炭火力は、高効率化によって、投入燃料を増やさずに(=CO₂排出量を増やさずに)発電電力量が増やせるため、その分で原発を代替することが可能。
現状の設備(CO₂排出係数 0.864kg/kWh)が、全体としてUSC並み(CO₂排出係数 0.810kg/kWh)の効率となると、発電効率は6.7%程度改善する。

(参考) デマンドリスポンスの効果

- 電気料金によるインセンティブの付与やネガワット取引によるデマンドリスポンスにより、年間の需給逼迫時の需要を抑制することで、コストの高い電源の焚き増しを抑え、また、年間のわずかな時間のための電源開発投資を抑えることが可能となる。太陽光発電等の再エネの導入が増えた場合には、電力需給が逼迫する時間帯が変化する可能性はあるが、デマンドリスポンスにより需給逼迫時の需要を抑制できれば、引き続きデマンドリスポンスの意義は大きい。

⇒ 実証事業の結果等から、電気料金型デマンドリスポンス及びネガワット取引により、最大で▲12%程度のピーク需要の抑制が期待されることも踏まえ、今般の見通しにおいては、ピーク需要に対応する石油火力発電を最小限に抑えている。

デマンドリスポンスの効果のイメージ

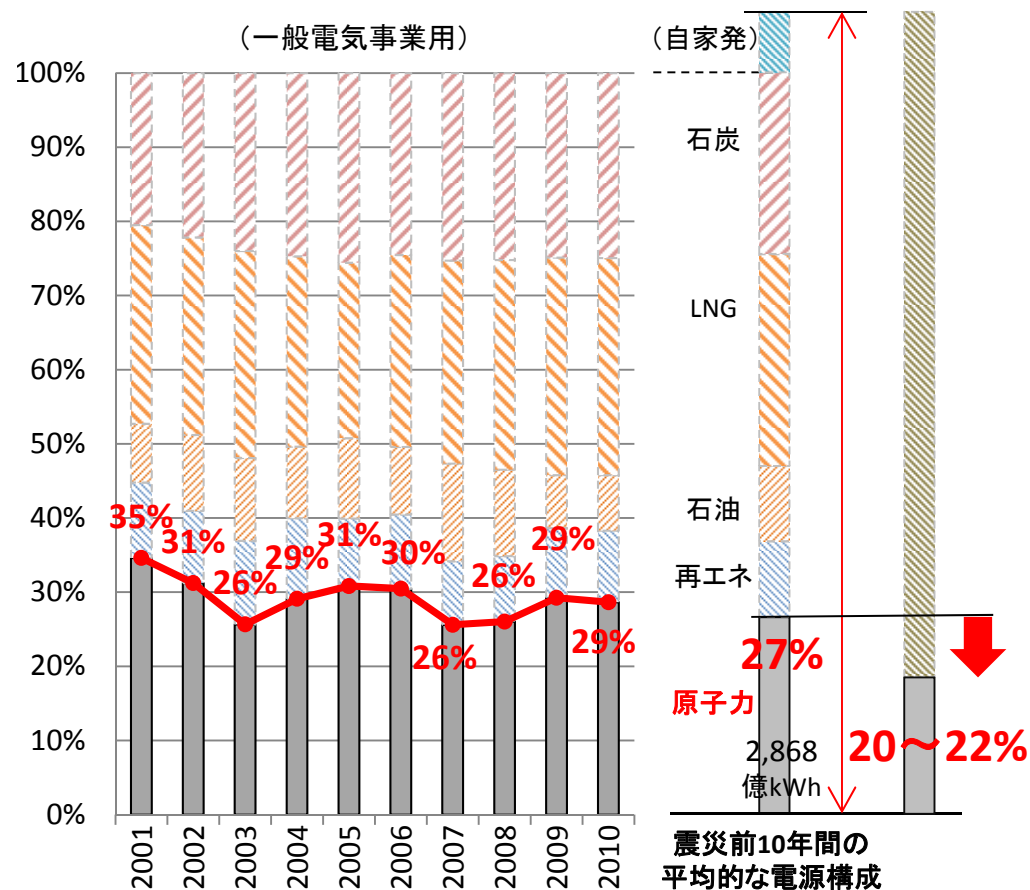


4－3. 原子力

原発依存度低減の考え方

- エネルギー基本計画において、原発依存度は、「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」としている。

原発依存度の推移



1. 省エネによる電力需要の抑制

2030年の電力需要を対策前比17%削減。
(発電電力量で2,130億kWh程度の削減に相当)

2030年の総発電電力量: 10,650億kWh程度

2. 再エネ拡大による原子力の代替

自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・水力・バイオマスを拡大。

(+382~531億kWh程度) ※風力の平滑化効果を含む

3. 火力の高効率化による原子力の低減

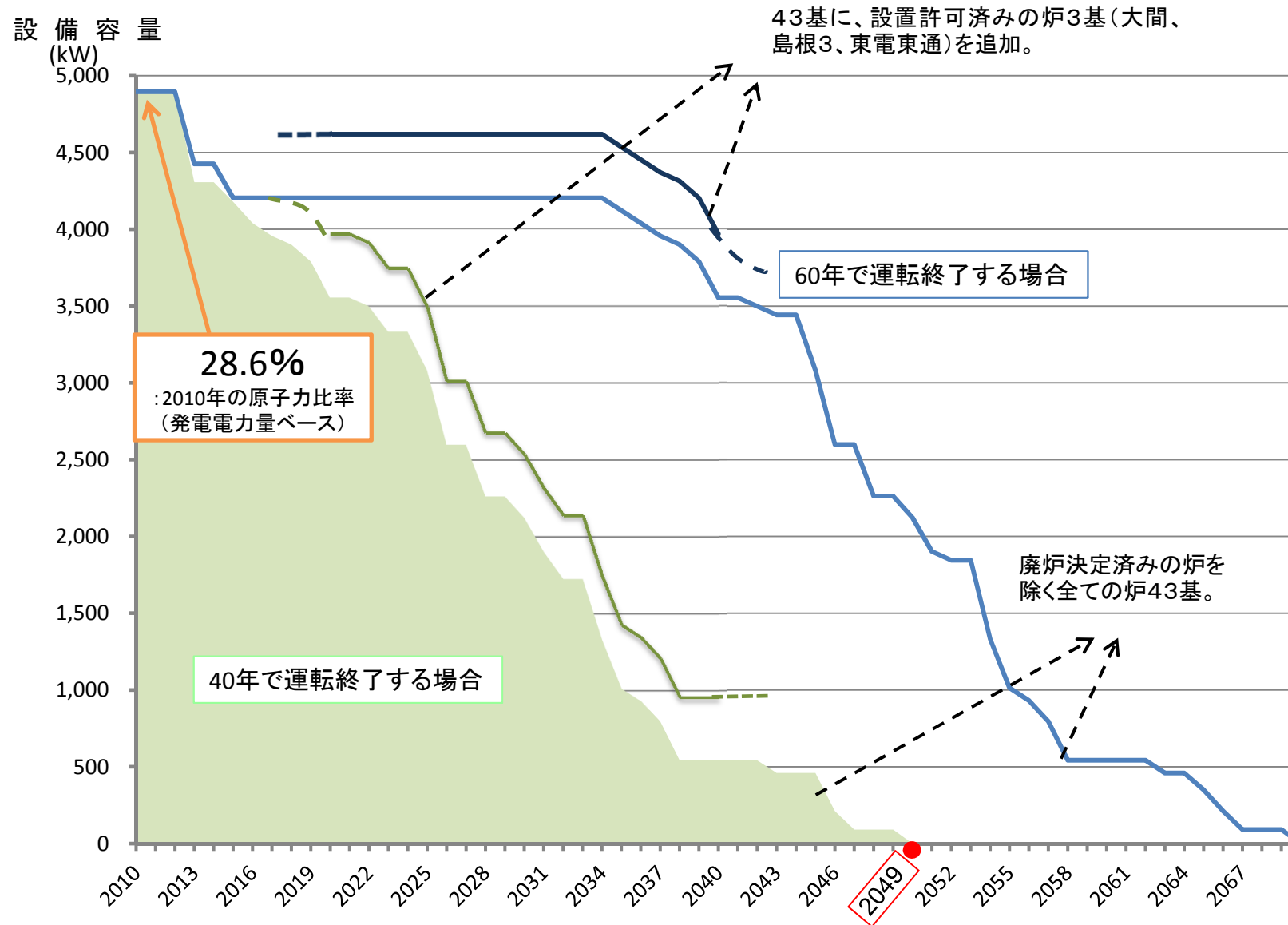
石炭火力の発電効率が、全体として6.7%向上。
(+169億kWh程度)

2,868億kWh(27%) ※震災前10年間の平均的な電源構成

⇒2030年に2,317~2,168億kWh程度
(22~20%)

(参考)40年運転制限制

- 現存する全ての原子炉が40年で運転終了するとすれば、2030年頃に設備容量が現在の約半分、2040年頃には2割程度となる。



(参考)事業者による自主的かつ継続的な安全性向上の重要性

＜基本的考え方＞

- 規制水準を満たすこと自体が安全を保証するものではない。これが東電福島原発事故の最も重要な教訓の一つ。
- 一義的に安全に責任を負うのは原子力事業者。
- 原子力事業者が自主的かつ継続的に安全性を向上させていく意思と力を備えることが必要。これを備えた存在として認識されなければ、国民の原子力事業への信頼は回復しない。



昨年5月、当省の有識者会合において、事業者の自主的安全性向上のために必要とされる取組の在り方を提言。今後、以下の取組を強力に推進。

①網羅的なリスク評価の実施

- 原子力リスク研究センター(NRRC)設立(昨年10/1)。センター所長に前米国原子力規制委員会(NRC)委員のジョージ・アポストラキス氏、センター顧問に元NRC委員長のリチャード・メザーブ氏を招聘し、電力を主導。

②規制を満たした後の残余のリスクの所在を把握。地元住民や国民等とも分かりやすく共有。

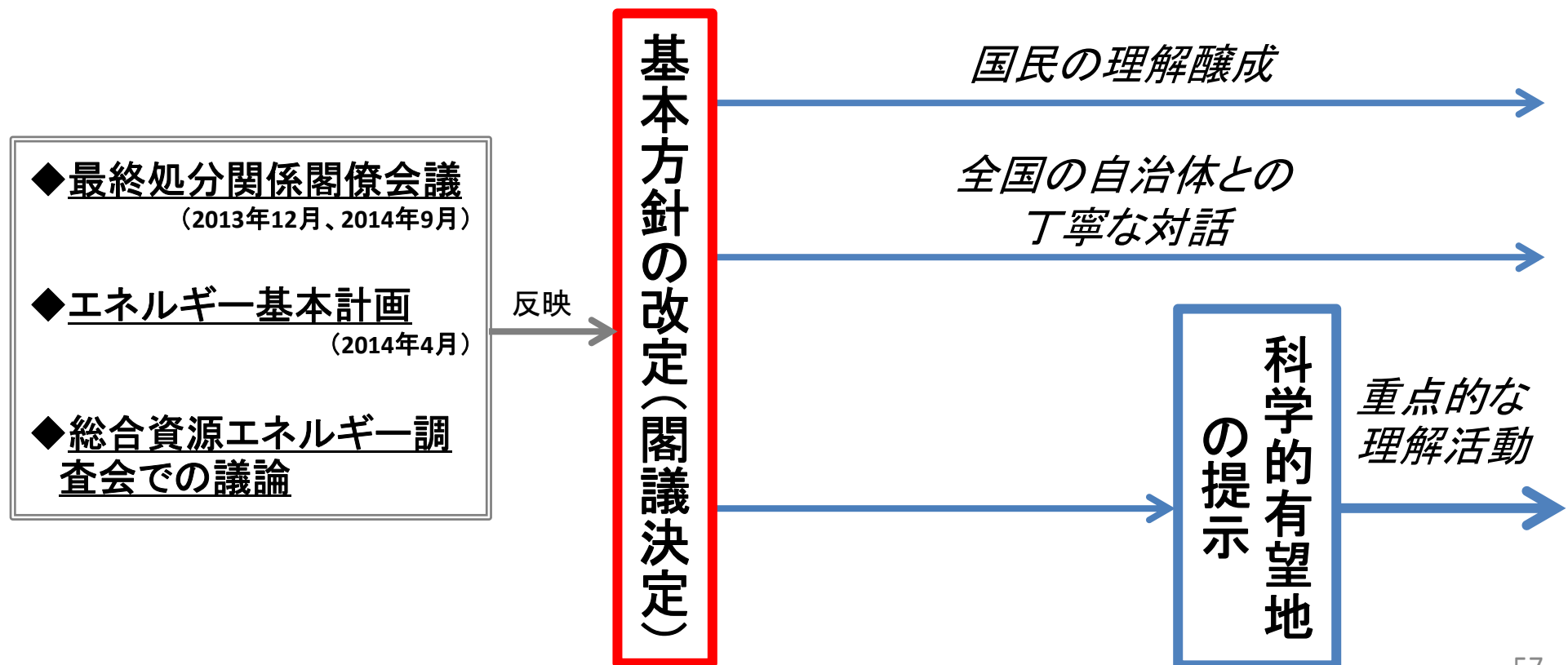
③残余のリスク低減のための自主的安全対策の実施、万が一の事故をマネージできる人材の育成

④適切なリスク評価で必要とされる(規制を満たすためだけのものでない)軽水炉安全研究の実施

⑤ ①～④を踏まえた上で再びリスク評価を実施し、更なる高みを目指す。(①～④の好循環へ)

(参考)高レベル放射性廃棄物の最終処分に向けた取組

- 原発に伴って発生する高レベル放射性廃棄物の最終処分は、エネルギー政策上の重要課題。
- 2013年12月から最終処分関係閣僚会議(議長:官房長官)を開催し、抜本的な見直しに着手。
国が科学的により適性が高いと考えられる地域(科学的有望地)を提示すること等を決定。
- その後、総合資源エネルギー調査会においても議論。今般、その議論に目途が立ったことから、最終処分法に基づく基本方針を改定(5月22日閣議決定)した上で、全国的な理解活動を進める予定。



4－4. 多様なエネルギー源の活用

コージェネレーションの導入見通し

- (i)これまでの導入トレンドを踏まえた導入量や、(ii)コージェネレーションの新たな活用による追加的な導入量を想定し、2030年時点での導入量は、およそ1190億kWh程度。なお、実際の導入は電気料金や燃料価格(都市ガス、重油等)の動向に大きく左右されることに留意が必要。

(i)既存トレンドを踏まえた導入量

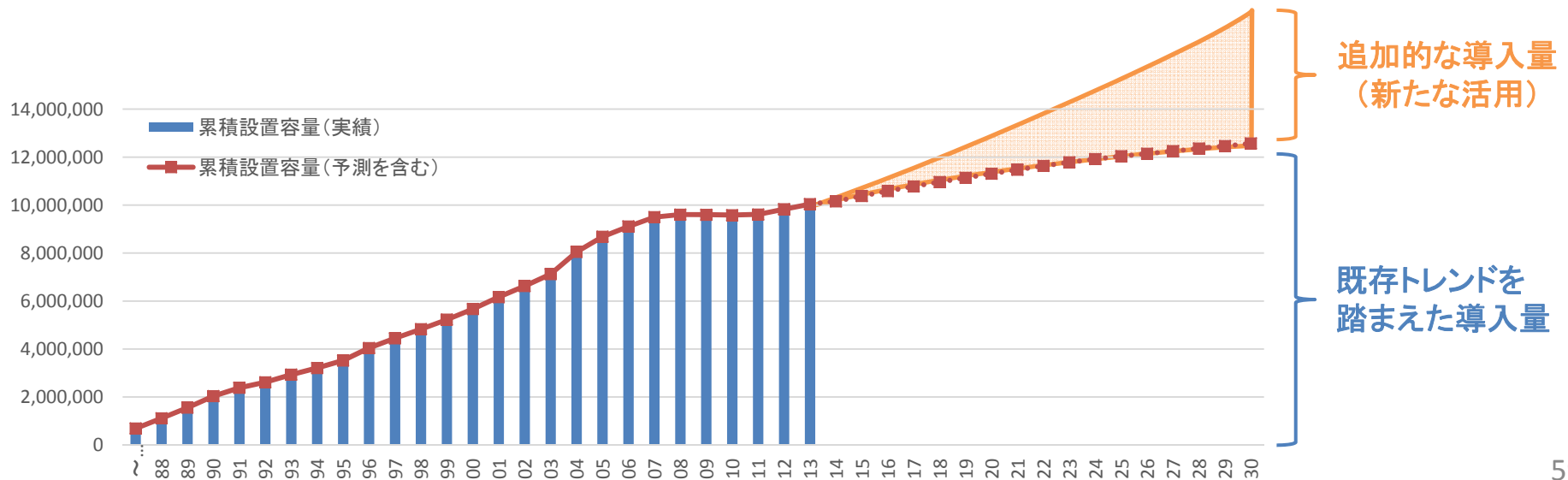
- A) これまでの設置動向を踏まえ、既存の設備が今後一定割合で撤去され、一部がリプレイスされる。
B) 加えて、新規の設置(リプレイスを除く)が一定台数行われる。

1250万kW
(700億kWh)

(ii)追加的な導入量

- | | | | |
|---|---------------------|---|---------------------|
| ① | 面的利用
業務用燃料電池 | <ul style="list-style-type: none"> 今後の都市再開発等の一部でエネルギーの面的利用が行われ、コジェネを活用。 業務用燃料電池が実用化し(2017年)、普及が促進。 | 70万kW
(30億kWh) |
| ② | 余剰電力を売電し、系統で活用 | <ul style="list-style-type: none"> 電力取引市場の活性化や、アグリゲータビジネス等の新たなビジネスモデルの確立により、コジェネの余剰電力を系統に売電し、活用する取組が進展。 これにより、既存の石油火力発電等が担っていた電力供給の一部を代替。 | (300億kWh) |
| ③ | 家庭用燃料電池
(エネファーム) | <ul style="list-style-type: none"> 低コスト化が進展し、2030年に530万台が普及。 | 370万kW
(160億kWh) |

1,190億kWh
程度



再生可能エネルギー(熱利用)の導入見通し

- 1次エネルギーベースの再生可能エネルギーは、67百万kl程度見込む。
- このうち、太陽熱、バイオマス等、未利用熱等の熱利用は、1,341万kl程度を見込む。

熱利用: 1,341万kl

太陽熱 : 55万kl程度
バイオマス等 : 667万kl程度
未利用熱等 : 618万kl程度

再生可能エネルギー熱の活用事例

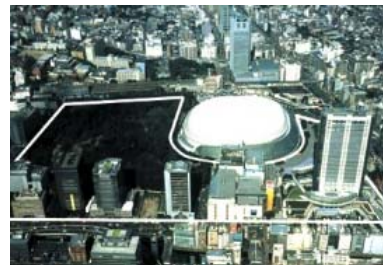
【太陽熱】

—東京ガス熊谷支社
など



【下水熱】

—後楽一丁目地区
—幕張新都心ハイテク
ビジネス地区
など



【河川熱】

—箱崎地区
—中之島二・三丁目地区
—天満橋一丁目地区
—富山駅北地区
など



未利用熱の活用事例

【発電所排熱利用】

—川崎スチームネット

- 川崎火力発電所から出る蒸気を京浜コンビナート内に立地する周辺の工場10社(化学工場等)に供給。



【下水汚泥償却排熱利用】

—六甲アイランド集合住宅地区

- 六甲アイランドエネルギーサービスが下水スラッジセンタの汚泥焼却排熱を近隣の集合住宅に供給。供給条件はスラッジセンタの稼働次第で変動する成り行きでの供給。



運輸部門における非石油系燃料の導入見通し

- 運輸部門における非石油系燃料は、2013年度から2030年度にかけて増加の見通し。
- 電気自動車の普及による電力利用の増加、燃料電池自動車の普及による水素の導入、バイオ燃料利用の増加、LNG燃料を利用した輸送機関の導入などにより増加が見込まれる。

非石油系燃料の導入量

運輸部門全体
に占める割合

2.1%

7.9%

万kl

500

400

300

200

100

0

2013

2030

176

496

非石油系燃料の導入例

電気自動車



バイオ燃料



燃料電池自動車



LNG輸送機関

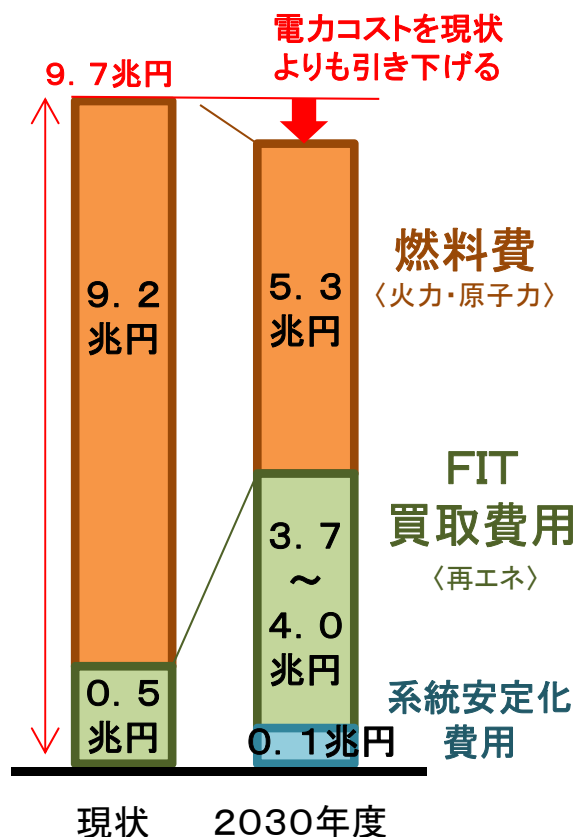


等

4－5. 電力コスト

電力コストについて

- 再エネの拡大、原発の再稼働、火力の高効率化等に伴い、2030年度の燃料費は5.3兆円まで減少するが、再エネの拡大に伴いFIT買取費用が3.7～4.0兆円、系統安定化費用が0.1兆円増加する。これにより、電力コストは現状(2013年度)に比べ5～2%程度低減される。



実際の電気料金の総原価には減価償却費(資本費)や人件費、事業報酬等も含まれているが、電源構成(発電電力量の構成)から一義的に決まらないため、将来まで一定水準であると仮定して比較する。

燃料費

- ✓ 火力の燃料費は、コスト検証WGと同様に燃料価格等を右のとおり想定して算出。
- ✓ 原子力の燃料費は、コスト検証WGにおけるkWhあたりの燃料費を計上。

<燃料価格等の想定>

	2010年度	2013年度	2030年度
為替(円/\$)	85.74	99.95	105.24
石炭(\$/t)	113.91	107.77	133.45
LNG(\$/t)	584.37	836.08	842.43
原油(\$/bbl)	84.16	110.01	127.54

(注)2030年度の為替は2014年暦年の平均値を利用

FIT買取費用

- ✓ 太陽光については、発電コスト検証WGを踏まえてコスト低減を見込み、機械的に買取価格を試算し(注1)、他電源は買取価格を横置きと仮定して、2030年度までのFIT買取価格を設定し、2030年度時点でのFIT買取費用を計上(注2)。

<FIT買取価格(税抜)の想定>

太陽光(10kW以上) (円/kWh)				
2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2030年度
40円	36円	32円	27円	22円
太陽光(10kW未満)				
42円	38円	37円	35円	13円

(注1) WEO新政策シナリオ、国際価格非収斂の場合を採用。

10kW以上の2015年度については2015年7月1日からの買取価格を記載。10kW未満については、出力制御対応機器設置義務ありの場合を用いた。

(注2) 実際の買取価格は、法律に基づき、年度毎に、再生可能エネルギーの発電が「効率的に実施される場合に通常要すると認められる費用」を基礎に「適正な利潤」を勘案して決定される。

	2015年度
陸上風力(20kW～)	22円
洋上風力(20kW～)	36円
水力(新設、1,000kW～30,000kW)	24円

	2015年度
地熱(15,000kW～)	26円
バイオマス(未利用木材燃焼発電)	32円
バイオマス(一般木材等燃焼発電)	24円

系統安定化費用 (火力発電等による調整費用)

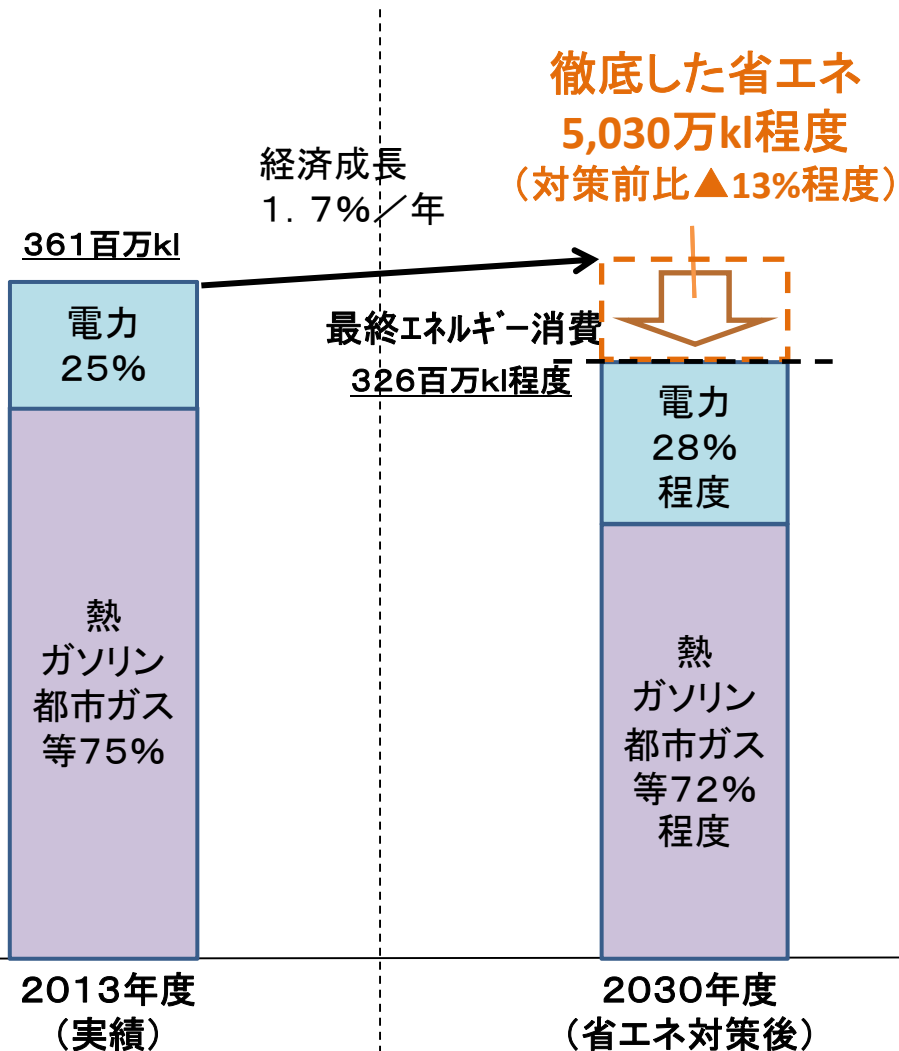
- ✓ 自然変動再エネの導入に伴う調整費用は、コスト検証WGを踏まえ、抑制後の発電電力量が太陽光749億kWh、風力182億kWhとなる場合の調整費用を右の通り算出。他の費用との重複を排除し、①、②の計0.1兆円を計上。

①熱効率低下による損失額	0.07兆円
②起動停止コスト	0.06兆円
③揚水ロス損失	0.07兆円
④固定費(火力)回収ロス分	0.3兆円

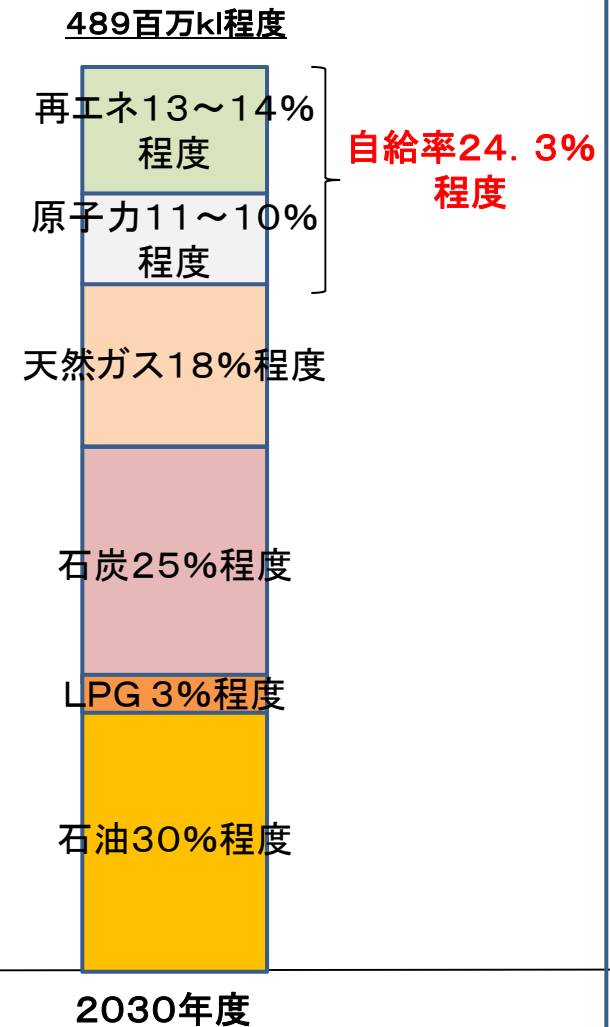
5. 算定結果

エネルギー需要・一次エネルギー供給

エネルギー需要



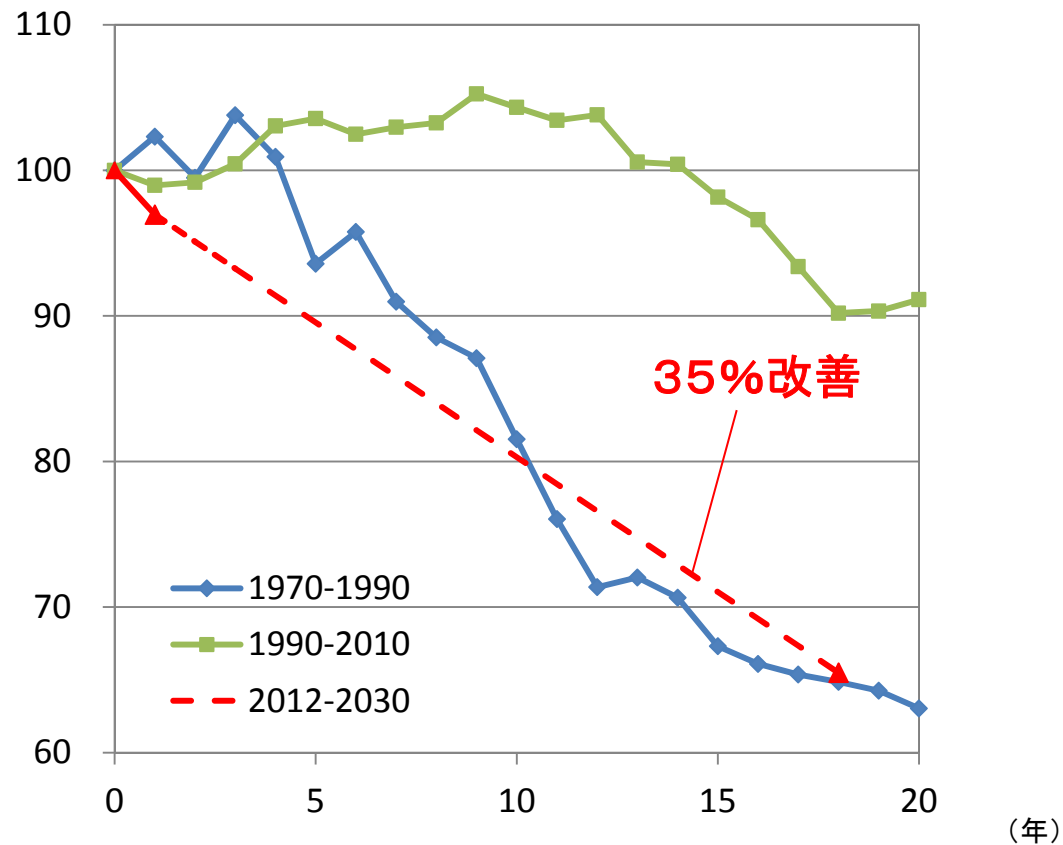
一次エネルギー供給



エネルギー消費効率

- 省エネルギー対策を徹底して進めた後のエネルギー需要の見通しは、最終エネルギー消費 326 百万kL程度(対策前比▲13%)。
- これらの対策の積み上げにより、石油危機後並みの大幅なエネルギー効率改善を実現。

【エネルギー効率の改善】

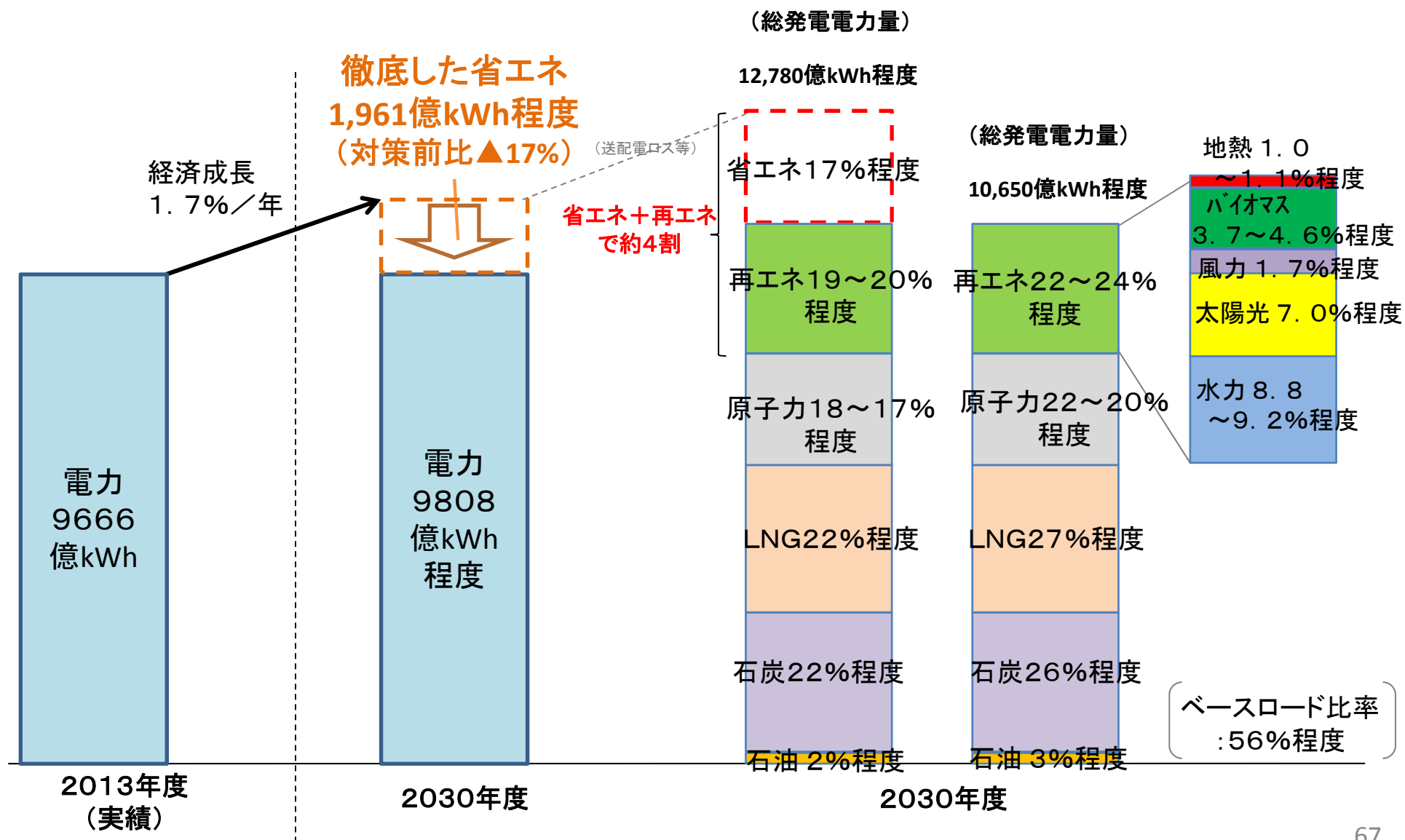


エネルギー効率 = 最終エネルギー消費量 / 実質GDP

電力需要・電源構成

電力需要

電源構成



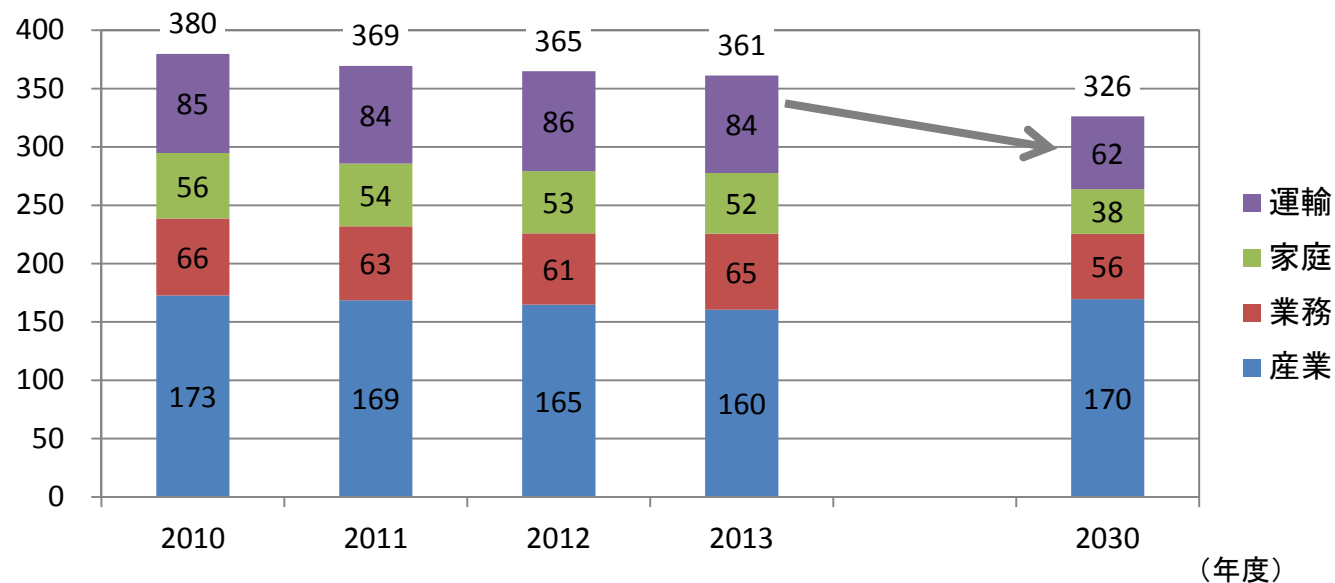
最終エネルギー消費

最終エネルギー消費(百万kl)

	2013年度		2030年度			
			レファレンス		省エネ徹底	
産業	160	45%	180	48%	170	52%
業務	65	18%	69	18%	56	17%
家庭	52	14%	50	13%	38	12%
運輸	84	23%	78	21%	62	19%
合計	361	100%	377	100%	326	100%

※2030年度の各数値はいずれも概数。

最終エネルギー消費(百万kl)の推移



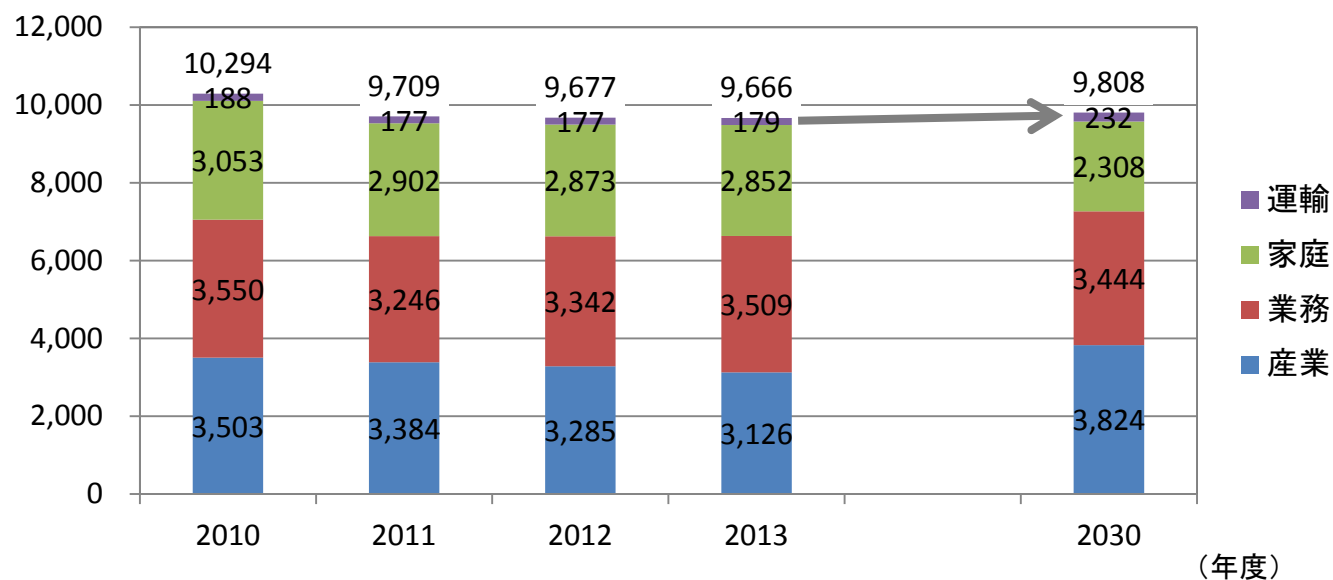
電力需要

電力需要(億kWh)

	2013年度		2030年度			
			レファレンス		省エネ徹底	
産業	3,126	32%	4,284	36%	3,824	39%
業務	3,509	36%	4,387	37%	3,444	35%
家庭	2,852	30%	2,909	25%	2,308	24%
運輸	179	2%	189	2%	232	2%
合計	9,666	100%	11,769	100%	9,808	100%

※2030年度の各数値はいずれも概数。

電力需要(億kWh)の推移



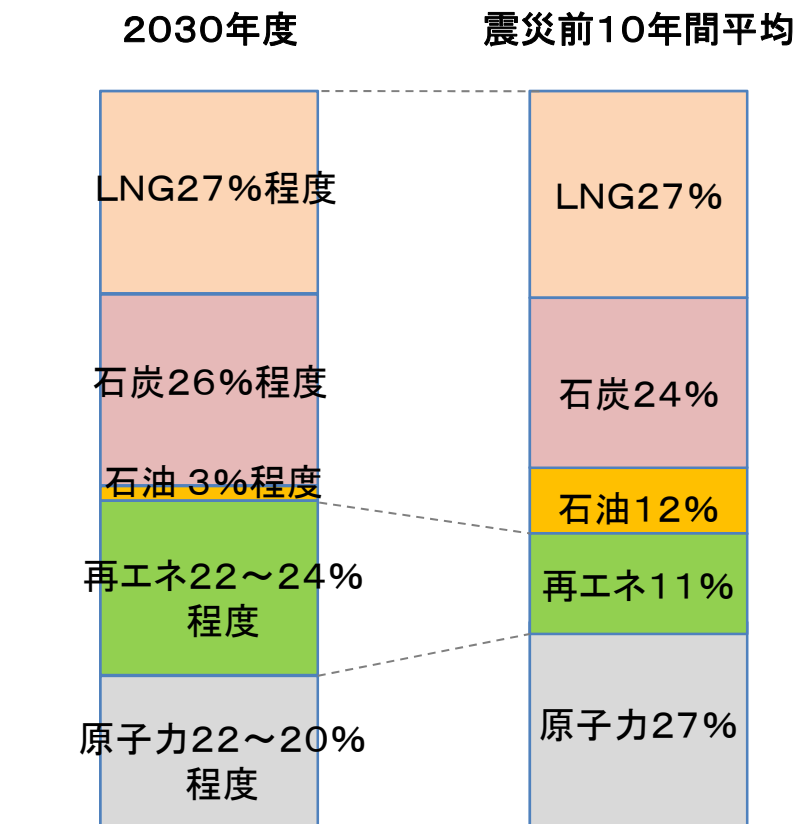
電源構成・発電電力量

電源構成・発電電力量(億kWh)

	2030年度	
石油	315	3%
石炭	2,810	26%
LNG	2,845	27%
原子力	2,317～2,168	22～20%
再エネ	2,366～2,515	22～24%
合計	10,650	100%

	2030年度	
太陽光	749	7.0%
風力	182	1.7%
地熱	102～113	1.0～1.1%
水力	939～981	8.8～9.2%
バイオマス	394～490	3.7～4.6%

※各数値はいずれも概数。



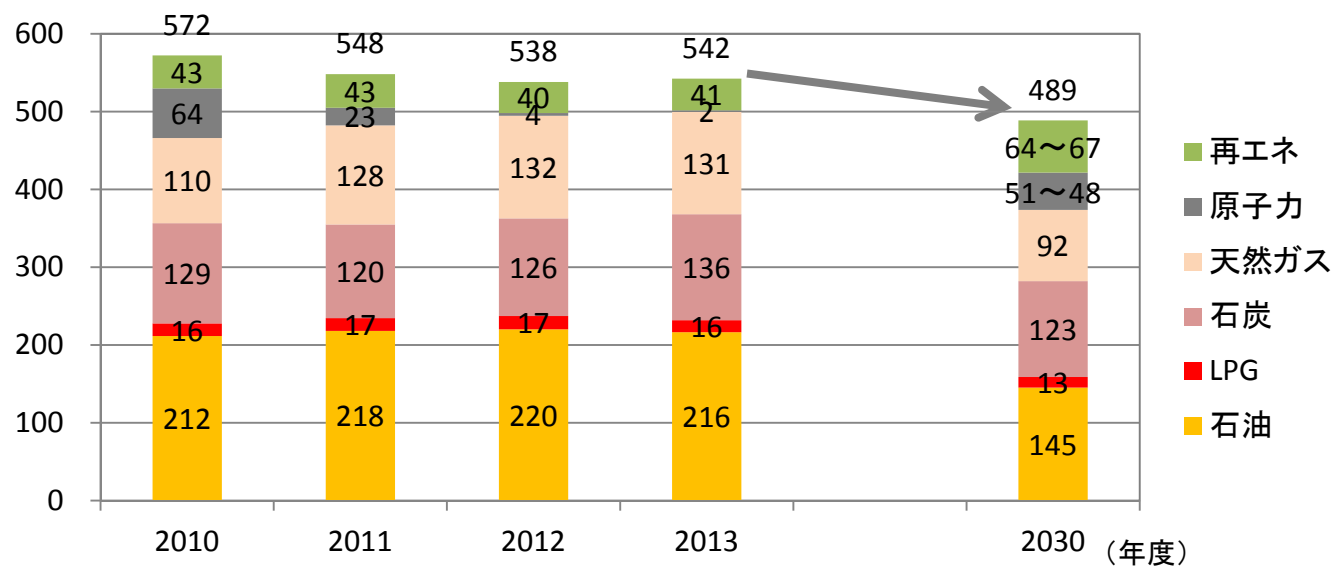
一次エネルギー供給

一次エネルギー国内供給(百万kl)

	2013年度		2030年度	
石油	216	40%	145	30%
LPG	16	3%	13	3%
石炭	136	25%	123	25%
天然ガス	131	24%	92	19%
原子力	2	0.4%	51～48	11～10%
再エネ	41	8%	64～67	13～14%
合計	542	100%	489	100%

※2030年度の各数値はいずれも概数。

一次エネルギー国内供給(百万kl)の推移

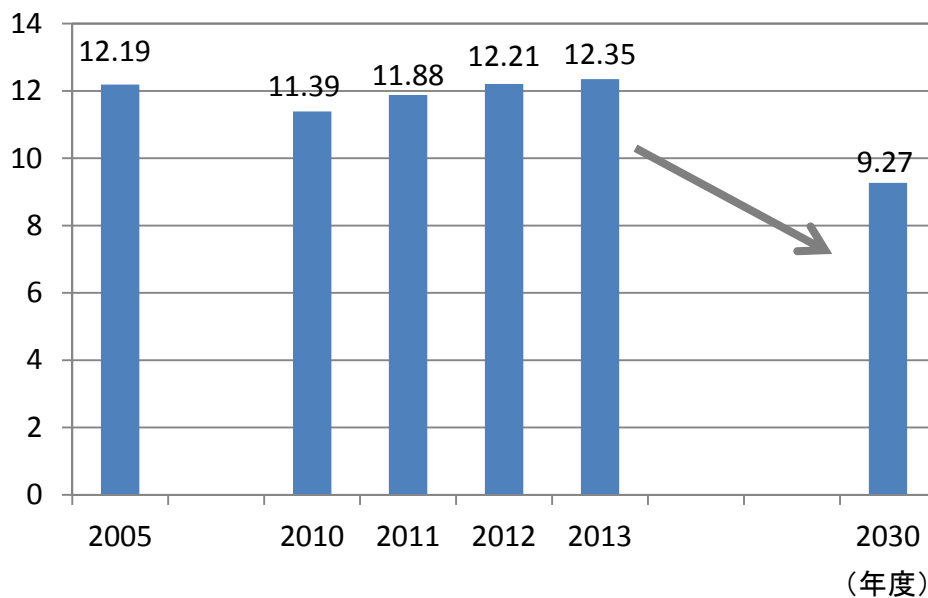


エネルギー起源CO2排出量

エネルギー起源CO2排出量(億t-CO2)

	2013年度	2030年度
CO2排出量合計	12.35	9.27
05年排出量比	+1%	▲24%
13年排出量比	—	▲25%

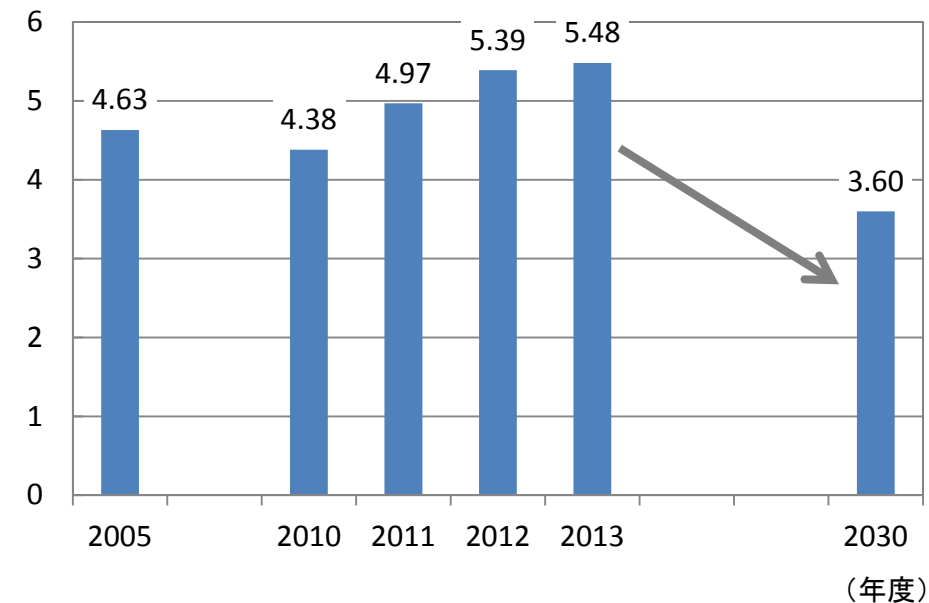
(億t-CO2)



電力由来エネルギー起源CO2排出量
(億t-CO2)

	2013年度	2030年度
CO2排出量合計	5.48	3.60
05年排出量比	+18%	▲22%
13年排出量比	—	▲34%

(億t-CO2)



※2030年度の各数値はいずれも概数。

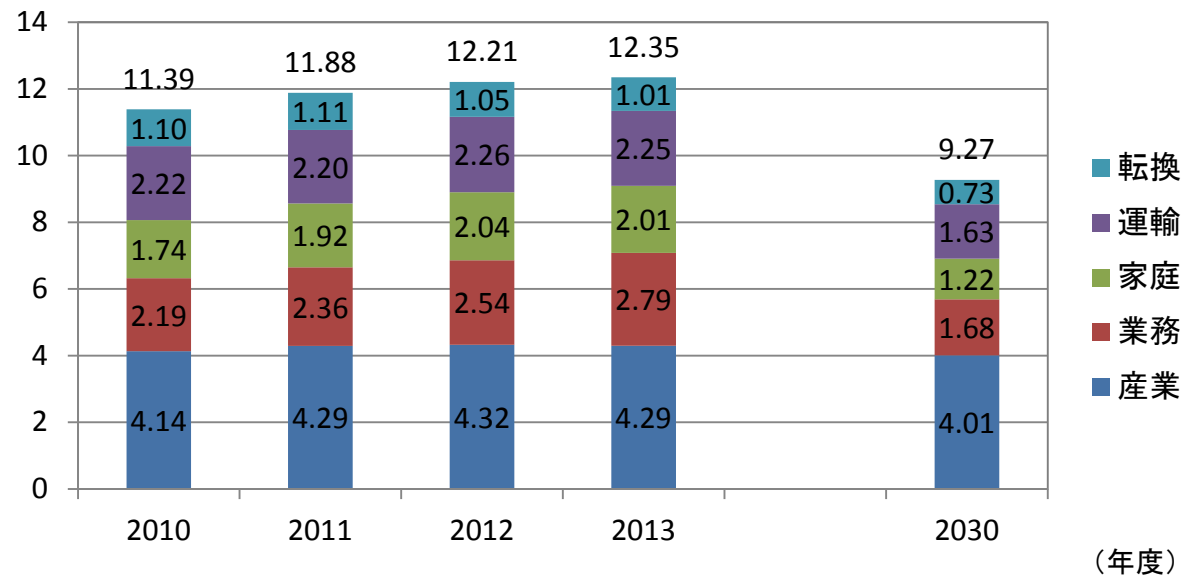
部門別エネルギー起源CO2排出量

部門別エネルギー起源CO2排出量(億t-CO2)

	2013年度		2030年度	
産業	4.29	35%	4.01	43%
業務	2.79	23%	1.68	18%
家庭	2.01	16%	1.22	13%
運輸	2.25	18%	1.63	18%
転換	1.01	8%	0.73	8%
合計	12.35	100%	9.27	100%

※2030年度の各数値はいずれも概数。

部門別エネルギー起源CO2排出量(億t-CO2)の推移



日本の約束草案要綱(案)

	2013年度比 (2005年度比)
エネルギー起源CO ₂	▲21.9% (▲20.9%)
その他温室効果ガス	▲1.5% (▲1.8%)
吸収源対策	▲2.6% (▲2.6%)
●温室効果ガス削減量	▲26.0% (▲25.4%)

1. 温室効果ガス排出量の削減

(1) エネルギー起源二酸化炭素

我が国の温室効果ガス排出量の9割を占めるエネルギー起源二酸化炭素の排出量については、2013年度比▲25.0%(2005年度比▲24.0%)の水準(約9億2,700万t-CO₂)。

(2) 非エネルギー起源二酸化炭素

非エネルギー起源二酸化炭素については、2013年度比▲6.7%(2005年度比▲17.0%)の水準(約7,080万t-CO₂)にすることを目標とする。

(3) メタン

メタンについては、2013年度比▲12.3%(2005年度比▲18.8%)の水準(約3,160万t-CO₂)にすることを目標とする。

(4) 一酸化二窒素

一酸化二窒素については、2013年度比▲6.1%(2005年度比▲17.4%)の水準(約2,110万t-CO₂)にすることを目標とする。

(5) HFC等4ガス

HFC等4ガス(HFCs、PFCs、SF₆、NF₃)については、2013年比▲25.1%(2005年比+4.5%)の水準(約2,890万t-CO₂)にすることを目標とする。

	2030年度の各部門の排出量の目安	2013年度 (2005年度)
エネルギー起源CO ₂	927	1,235 (1,219)
産業部門	401	429 (457)
業務その他部門	168	279 (239)
家庭部門	122	201 (180)
運輸部門	163	225 (240)
エネルギー転換部門	73	101 (104)

	2030年度の排出量の目標	2013年度 (2005年度)
非エネルギー起源CO ₂	70.8	75.9 (85.4)
メタン(CH ₄)	31.6	36.0 (39.0)
一酸化二窒素(N ₂ O)	21.1	22.5 (25.5)

	2030年の排出量の目標	2013年 (2005年)
HFC等4ガス	28.9	38.6 (27.7)
HFCs	21.6	31.8 (12.7)
PFCs	4.2	3.3 (8.6)
SF ₆	2.7	2.2 (5.1)
NF ₃	0.5	1.4 (1.2)

2. 温室効果ガス吸収源

吸収源活動により3,700万t-CO₂(2013年度総排出量の▲2.6%相当(2005年度総排出量の▲2.6%相当)) (森林吸収源対策により2,780万t-CO₂(2013年度総排出量の▲2.0%相当(2005年度総排出量の▲2.0%相当))、農地土壌炭素吸収源対策及び都市緑化等の推進により910万t-CO₂(2013年度総排出量の▲0.6%相当(2005年度総排出量の▲0.7%相当)))の吸収量の確保を目標とする。

3. JCM及びその他の国際貢献

途上国への温室効果ガス削減技術、製品、システム、サービス、インフラ等の普及や対策実施を通じ、実現した温室効果ガス排出削減・吸収への我が国の貢献を定量的に評価するとともに、我が国の削減目標の達成に活用するため、JCMを構築・実施していく。これにより、民間ベースの事業による貢献分とは別に、毎年度の予算の範囲内で行う日本政府の事業により2030年度までの累積で5,000万から1億t-CO₂の国際的な排出削減・吸収量が見込まれる。また、国際貢献として、JCMに加えて政府関係機関及び産業界の取組による排出削減ポテンシャルが見込まれる。併せて、途上国の排出削減に関する技術開発の推進及び普及、人材育成等の国際貢献についても、積極的に取り組む。

(参考)主要国の約束草案の比較

	1990年比	2005年比	2013年比
日本 (審議会要綱案)	▲18.0% (2030年)	▲25.4% (2030年)	▲26.0% (2030年)
米国	▲14～16% (2025年)	<u>▲26～28%</u> (2025年)	▲18～21% (2025年)
EU	<u>▲40%</u> (2030年)	▲35% (2030年)	▲24% (2030年)

◆ 米国は2005年比の数字を、EUは1990年比の数字を削減目標として提出

6. 電源構成を変化させた場合の影響等

電源構成を変化させた場合の影響①

	石炭▲1%	LNG▲1%	原子力▲1%	再エネ▲1%
石炭+1%		+4.4百万t-CO2 ▲640億円	+8.4百万t-CO2 +340億円	+8.4百万t-CO2 ▲1,840億円
LNG+1%	▲4.4百万t-CO2 +640億円		+4.0百万t-CO2 +980億円	+4.0百万t-CO2 ▲1,200億円
原子力+1%	▲8.4百万t-CO2 ▲340億円	▲4.0百万t-CO2 ▲980億円		±0百万t-CO2 ▲2,180億円
再エネ+1%	▲8.4百万t-CO2 +1,840億円	▲4.0百万t-CO2 +1,200億円	±0百万t-CO2 +2,180億円	

※各数値はいずれも概数。

諸元(2030年度)

	石炭	LNG	原子力	再エネ
発電効率	41%	48%	—	—
燃料単価	14,044円/t	79,122円/t	1.54円/kWh	—
FIT買取単価	—	—	—	22円/kWh

※1 火力の発電効率は、再エネ導入増に伴う設備利用率減少による効率低下を想定した値

※2 火力の燃料単価は燃料輸入費、原子力の燃料単価は核燃料サイクル費用

※3 再エネについては、便宜上全て風力発電で計算したもの。実際には、電源の特性を踏まえた代替のあり方によって導入が進むことに留意が必要。

電源構成を変化させた場合の影響②

1. 自給率を更に改善する場合

- ・石炭火力を▲1%減少し、原子力を1%増加



自給率	+0.5%
CO2	▲8.4百万t-CO2
電力コスト	▲340億円

2. 電力コストを更に引き下げる場合

- ・再エネを▲1%減少し、石炭を1%増加



自給率	-0.5%
CO2	+8.4百万t-CO2
電力コスト	▲1,840億円

3. CO2排出量を更に削減する場合

- ・石炭火力を▲1%減少し、再エネを1%増加



自給率	+0.5%
CO2	-8.4百万t-CO2
電力コスト	+1,840億円

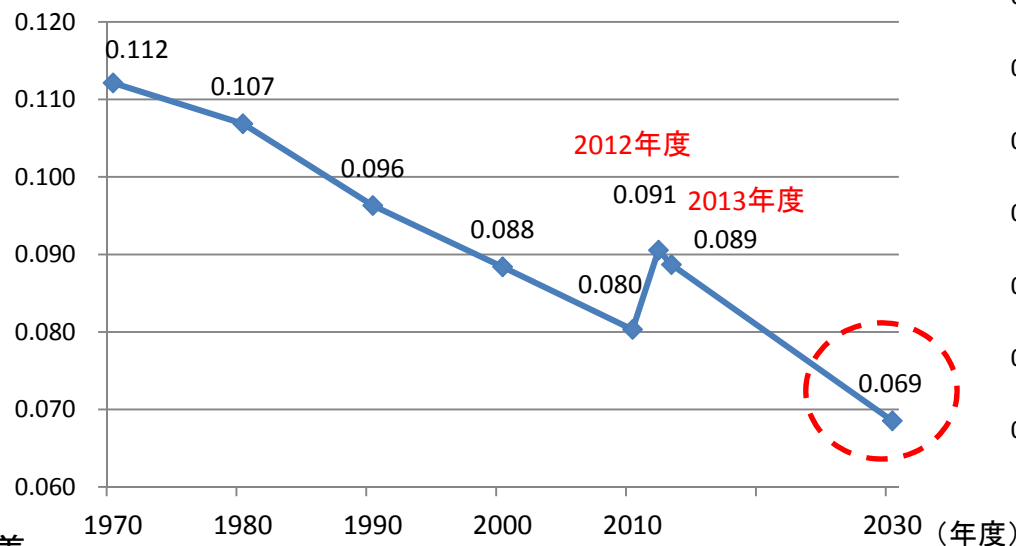
※各数値はいずれも概数。

セキュリティインデックスによる評価

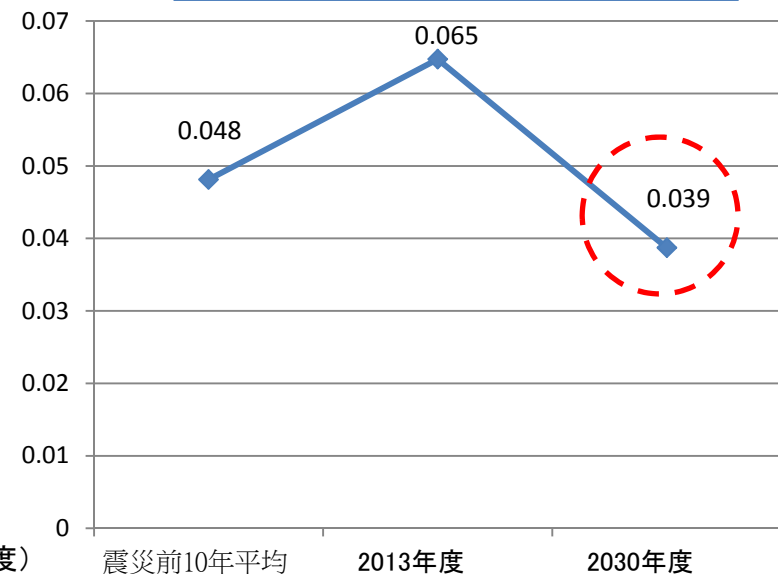
- 2030年度のエネルギー需給見通しをセキュリティインデックスで評価すると改善が見られる。
- またエネルギー種を1%振り替えた場合の感度分析の結果は以下の通り。

リスク
悪化
↑
↓
改善

1次エネルギーのインデックス推移



電源構成のインデックス推移



2030年度の電源構成における感度分析

	石炭▲1%	L N G ▲ 1 %	原子力▲1%	再エネ▲1%
石炭+1%		▲0.3%	+1.4%	+1.5%
L N G + 1 %	+0.3%		+1.7%	+1.8%
原子力+1%	▲1.4%	▲1.7%		+0.2%
再エネ+1%	▲1.5%	▲1.8%	▲0.2%	

※原子力について準国産エネルギーであるが、ウラン調達リスクを考慮している

※2030年での電源構成に基づくセキュリティインデックスの変化割合を記載（減少する方がセキュリティが向上）

※数値は1%変化させた場合の数値であり、振替える割合により変化率は異なる。

※燃料調達先等は2012年の割合に変化が無いと仮定

(参考)セキュリティインデックス

- 各国・各地域からの燃料種ごとの「**平均的に供給が期待できる程度**(期待値 μ)」と「**供給の変動の程度**(標準偏差 σ)」に着目し、それが調達国の1次エネルギーの全体の「**供給の変動の程度**(標準偏差)」に与える影響を評価指標(セキュリティ・インデックス)とする。
- この数値(標準偏差 σ)が小さいと、安定性が高い(≒供給量が減少する確率が低い)と考えられる。

供給の安定度合いの計算

1. 供給国の供給リスク ※1の計算

- ・各供給国の**供給の安定度合**を計算※2
(期待値と標準偏差を計算)
- ・各国で**過去どの程度紛争が起きたか**(紛争頻度)を加味

a国 (μ_a, σ_a)

b国 (μ_b, σ_b)

c国 (μ_c, σ_c)

地域間で連動して生じる
供給の安定度合いの変化
(地域間の相関)も考慮

2. 地域単位での供給リ スクの計算

国単位の供給の安定度合を
地域区分ごとにまとめる
(合算)

A地域 (μ_A, σ_A)

B地域 (μ_B, σ_B)

C地域 (μ_C, σ_C)

シーレーンで供給が途絶
するリスクを供給の安定
度合いに加味

調達の安定度合いの計算

3. 調達国の1次エネ ルギー種別のリスクの計算

各エネルギー種の**調達の安定
度合**を調達元の供給安定度合
で評価(調達地域の構成で加重
平均※3)

エネルギーα ($\mu_\alpha, \sigma_\alpha$)

エネルギーβ (μ_β, σ_β)

4. 調達国の1次エネ ルギー全体のリスクの計算

その国の1次エネルギー全体の
調達の安定度合を、各エネ
ルギー種の調達安定度合で評価
(1次エネルギー構成で加重平均
※3)

D国
(μ_D, σ_D)

**σ を、セキュリティ・インデ
ックスとして評価、各国比較**

※1 供給リスクとは、国別および地域別の供給率の期待値と標準偏差を示す。

※2 供給率については、原油の供給率を採用し、1次エネルギー種別に関係なく同一国から供給されるものは同一の数値として扱う。

ex. a国から供給される原油と天然ガスの供給率は同じ数値である。

※3 分散を加味した加重平均であり、偏りが少ないほど σ が小さい値となるよう反映される(次頁参照)。

7. 発電コスト検証

2014年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	地熱	一般水力	小水力 80万円/kW	小水力 100万円/kW	バイオマス (専焼)	バイオマス (混焼)	石油火力	太陽光 (小)	太陽光 (住宅)	ガス コジェネ	石油 コジェネ
設備利用率 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30・10% 40年	14% 20年	12% 20年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.1~ (8.8~)	12.3 (12.2)	13.7 (13.7)	21.6 (15.6)	16.9※ (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	12.6 (12.2)	30.6 ~43.4 (30.6 ~43.3)	24.2 (21.0)	29.4 (27.3)	13.8 ~15.0 (13.8 ~15.0)	24.0 ~27.9 (24.0 ~27.8)
2011コスト 等検証委	8.9~ (7.8~)	9.5 (9.5)	10.7 (10.7)	9.9~ 17.3	9.2~ 11.6	10.6 (10.5)	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	22.1 ~36.1 (22.1 ~36.1)	30.1~ 45.8	33.4~ 38.3	10.6 (10.6)	17.1 (17.1)

原子力の感度分析(円/kWh)

追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

※1 燃料価格は足元では昨年と比較して下落。それを踏まえ、感度分析を下記に示す。

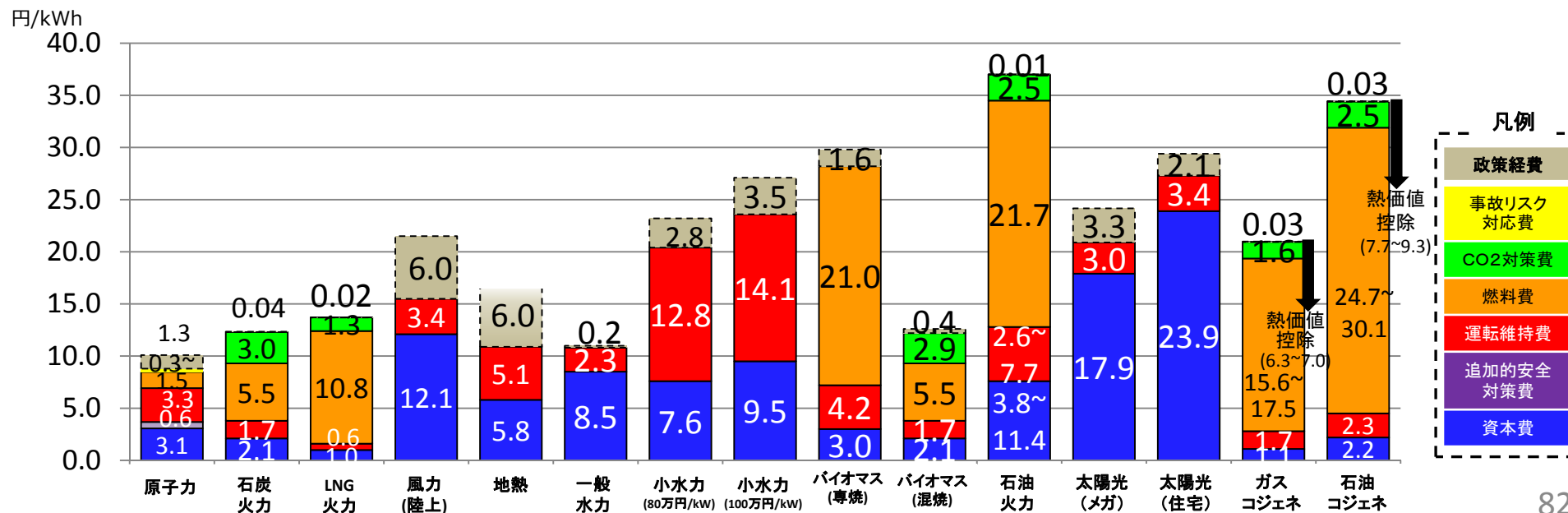
化石燃料価格の感度分析(円/kWh)

燃料価格10%の 変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.9	石油 約±1.5
--------------------------------	-------------	--------------	-------------

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト

※4 地熱については、その予算関連政策経費は今後の開発拡大のための予算が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現在計画中のものを加えた合計143kWで算出した発電量で関連予算を機械的に除した値を記載。



2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kW)	小水力(100万円/kW)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(メガ)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率 稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20~23% 20年	30% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30・10% 40年	14% 30年	12% 30年	70% 30年	40% 30年
発電コスト 円/kWh	10.3~ (8.8~)	12.9 (12.9)	13.4 (13.4)	13.6 ~21.5 (9.8 ~15.6)	30.3 ~34.7 (20.2 ~23.2)	16.8 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	13.2 (12.9)	28.9 ~41.7 (28.9~ 41.6)	12.7 ~15.6 (11.0~ 13.4)	12.5 ~16.4 (12.3~ 16.2)	14.4 ~15.6 (14.4~ 15.6)	27.1 ~31.1 (27.1~ 31.1)
2011コスト 等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~ 17.3	8.6~ 23.1	9.2~ 11.6	10.6	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	25.1~ 38.9	12.1~ 26.4	9.9~ 20.0	11.5	19.6

原子力の感度分析(円/kWh)

追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

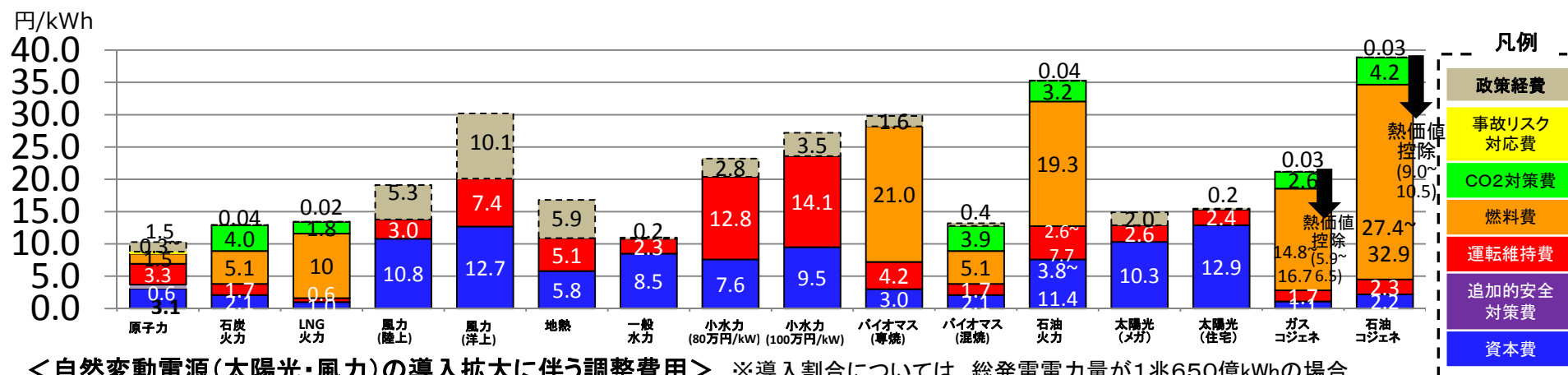
※1 今後の政策努力により化石燃料の調達価格が下落する可能性あり。感度分析の結果は下記の通り。

化石燃料価格の感度分析(円/kWh)

燃料価格10%の 変化に伴う影響 (円/kWh)	石炭	LNG	石油
	約±0.4	約±0.9	約±1.5

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト



＜自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大に伴う調整費用＞ ※導入割合については、総発電電力量が1兆650億kWhの場合

自然変動電源の導入割合	再エネ全体の導入割合	調整費用
660億kWh(6%)程度	19~21%程度	年間 3,000億円程度
930億kWh(9%)程度	22~24%程度	年間 4,700億円程度
1240億kWh(12%)程度	25~27%程度	年間 7,000億円程度

※ 太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起らず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定。

(参考)モデルプラント方式に基づく算定方式

○2011年コスト等検証委員会と同様、OECD、EIA(米国エネルギー統計局)等、世界でも広く使われているモデルプラント方式による試算方法に基づいて算定。

⇒電源ごとに想定したモデルプラントについて、総費用を発電電力量で割って発電コストを求める。

※サンプルプラントのデータを2014年実質値に補正した上で、ある時点における新設プラント(本報告では2014年と2030年)について、割引率を用いて、建設から廃棄までのライフサイクル全体における現在価値に換算した費用を、稼働期間の発電量で除して当該プラントの発電コストを算出。

⇒固定価格買取制度の対象となる電源については、買取価格の算定根拠となる諸元の数値を利用。

○このモデルプラントの考え方に、社会的費用※もコストに計上して試算を行った。

$$\text{円/kWh} = \frac{\text{資本費} + \text{運転維持費} + \text{燃料費} + \text{社会的費用}^{\ast}}{\text{発電電力量 (kWh)}}$$

※本報告では、割引率を3%として試算した結果を示した。

※社会的費用:事故リスク対応費(原子力のシビアアクシデント対応費)、政策経費、環境対策費(火力のCO2対策費用)を費用として認識。

※なお、モデルプラント方式に基づいているOECDの発電コスト試算では、政策経費や事故リスク対応費等の社会的費用を、発電コストに計上していない。(CO2対策費用のみ計上している。)

※発電に関連するコストではあるが、個別の電源固有のコストとして整理するのが難しい系統安定化費用については、特定電源のコストとして計上していない。

(参考)個別電源の発電コストの項目

○資本費

建設費、固定資産税、水利使用料、設備の廃棄費用の合計

○運転維持費

人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計

○燃料費

単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値(原子力は核燃料サイクル費用として別途算出)

○CO₂対策費用(化石燃料関係電源)

発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO₂対策に要する費用

○追加的安全対策費(原子力)

東京電力福島第一原子力発電所事故後、4回にわたる政府からの追加的安全対策の指示、原子力関係設備・施設に係る新規規制基準、自主的安全性向上の取組を踏まえて講じられた安全対策の費用

○事故リスク対応費用(原子力)

シビアアクシデントのリスクに対応するコスト

○排熱利用価値(コジェネ、燃料電池)

発電時に生ずる熱を有効活用することが可能であるため、排熱利用価値として発電コストから控除

○政策経費

発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費(政府の予算措置分を計上する予算関連政策経費と、IRR(※)相当政策経費)

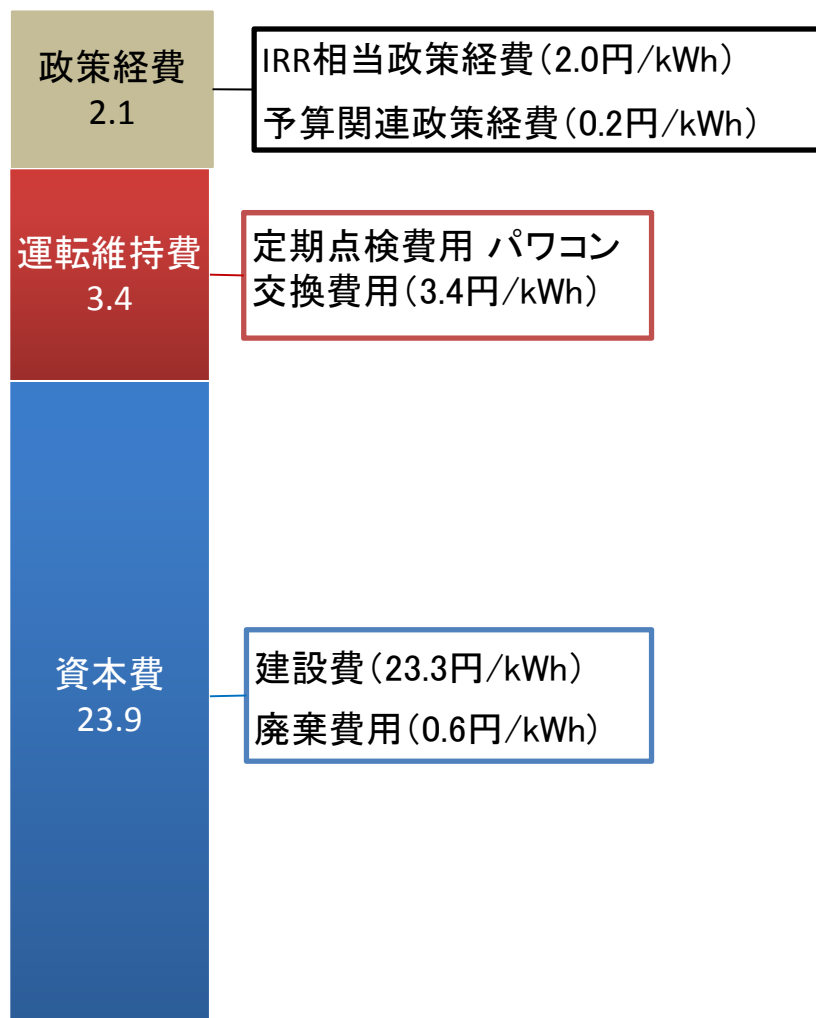
(※)「固定価格買取制度」の買取価格の優遇された利潤

【太陽光】再生可能エネルギー発電コストの内訳

太陽光(住宅)発電コスト(2014年)

29.4円/kWh

(政策経費を除いた場合: 27.3円/kWh)

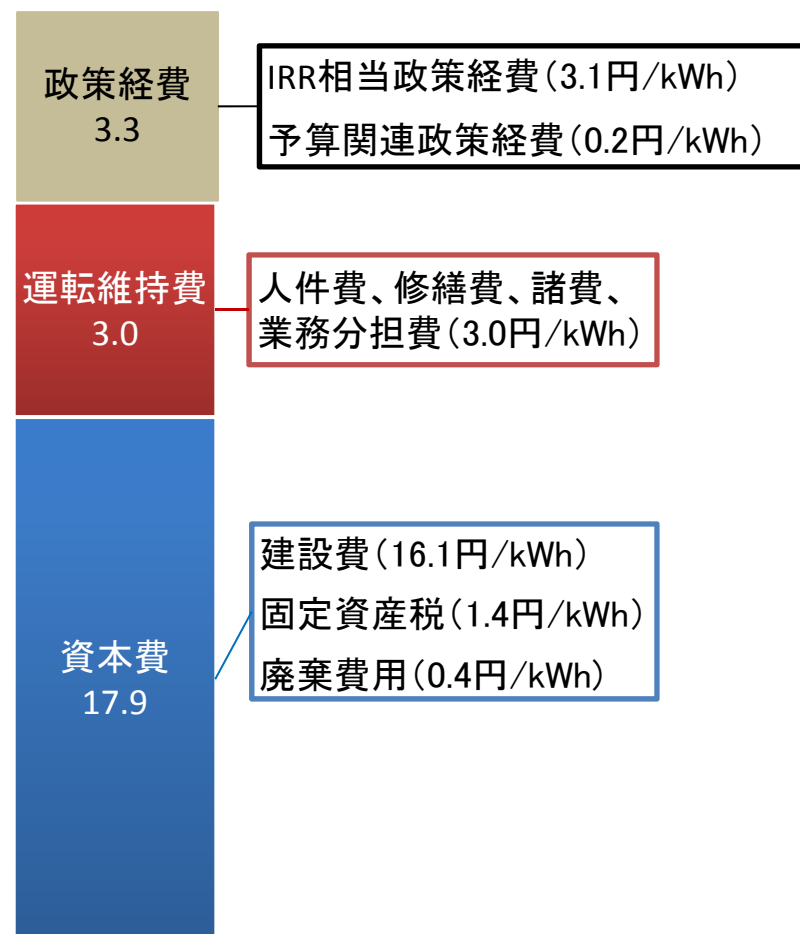


※モデルプラントとして、
設備容量4kW、設備利用率12%、
稼働年数20年のプラントを想定。

太陽光(非住宅)発電コスト(2014年)

24.2円/kWh

(政策経費を除いた場合: 21.0円/kWh)



※モデルプラントとして、
設備容量2,000kW、設備利用率14%、
稼働年数20年のプラントを想定。

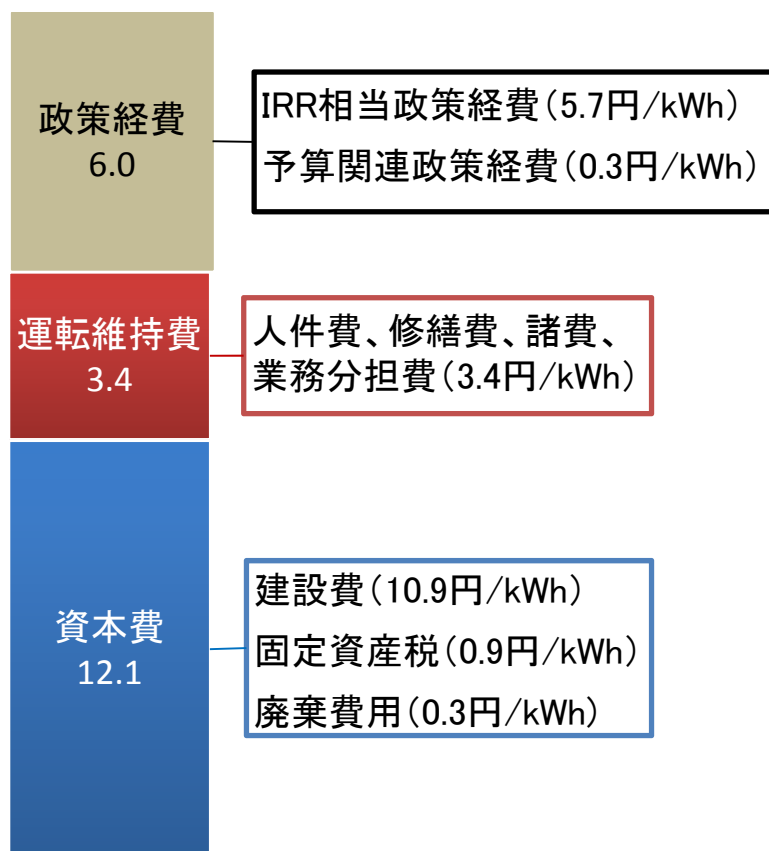
【風力】再生可能エネルギー発電コストの内訳

風力(陸上)発電コスト(2014年)

21.6円/kWh

(政策経費を除いた場合: 15.6 円/kWh)

※風力(陸上)については、環境アセス等により設備認定を受けるまで数年程度要することから、予算関連政策経費の算出に当たっては、既導入量に環境アセス中または済みの案件を加えた769万kWから算出した発電量で関連予算を機械的に除した値を記載。

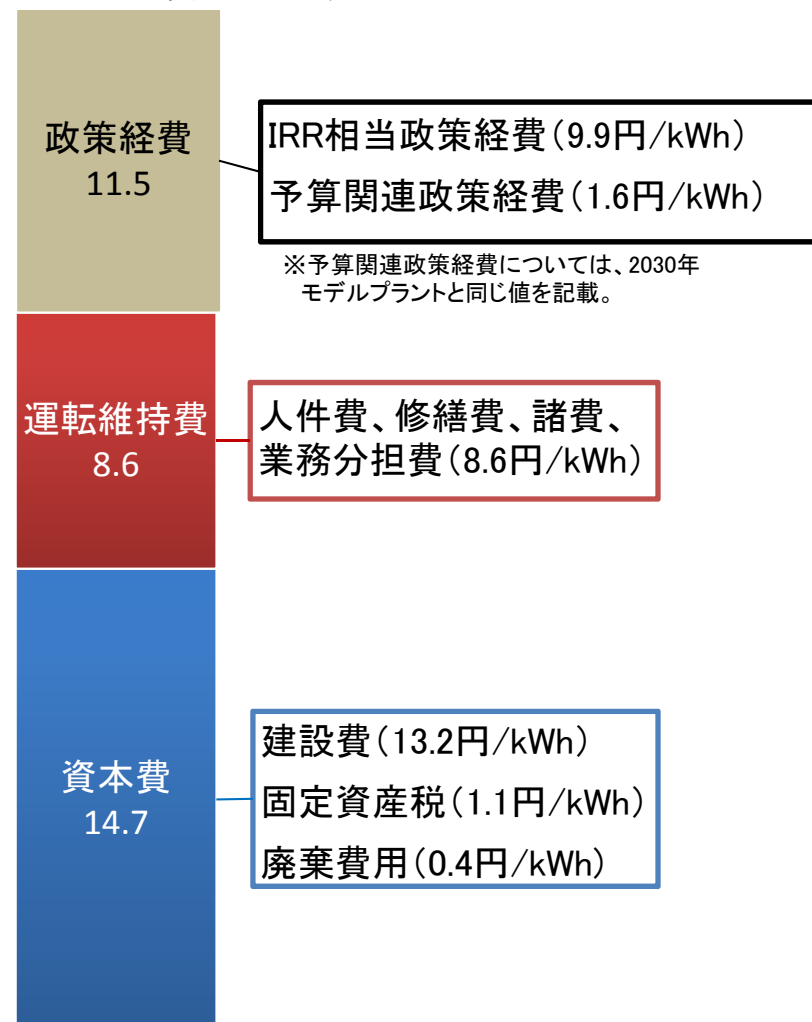


※モデルプラントとして、
設備容量2万kW、設備利用率20%、
稼働年数20年のプラントを想定。

風力(着床式洋上)発電コスト(2020年)

34.7円/kWh

(政策経費を除いた場合: 23.2円/kWh)



※予算関連政策経費については、2030年モデルプラントと同じ値を記載。

※モデルプラントとして、
設備容量3~10万kW、設備利用率30%、
稼働年数20年のプラントを想定。(2020年モデルプラント)

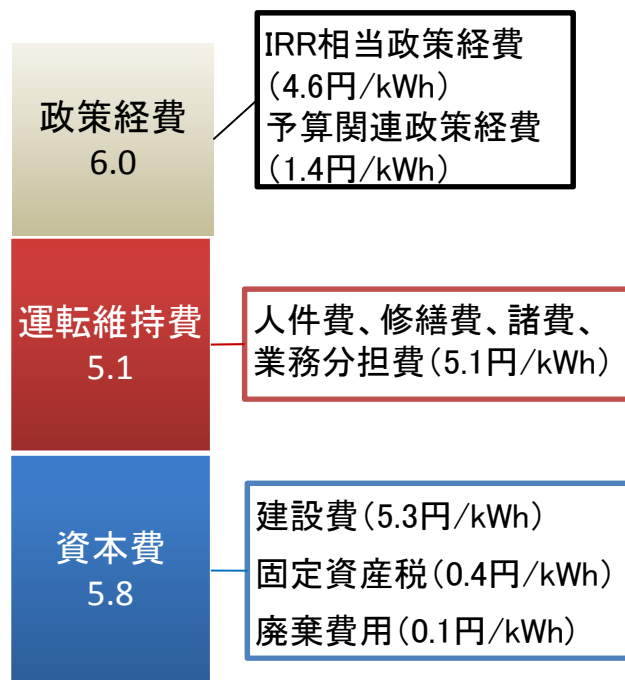
【地熱、小水力、バイオマス】再生可能エネルギー発電コストの内訳

地熱発電コスト(2014年)

16.9円/kWh

(政策経費を除いた場合: 10.9円/kWh)

※地熱については、その予算関連施策経費は今後の開発拡大のための予算が大部分であり、他の電源との比較が難しいが、ここでは、現在計画中のものを加えた合計143万kWで算出した発電量で関連予算を機械的に除した値を記載。



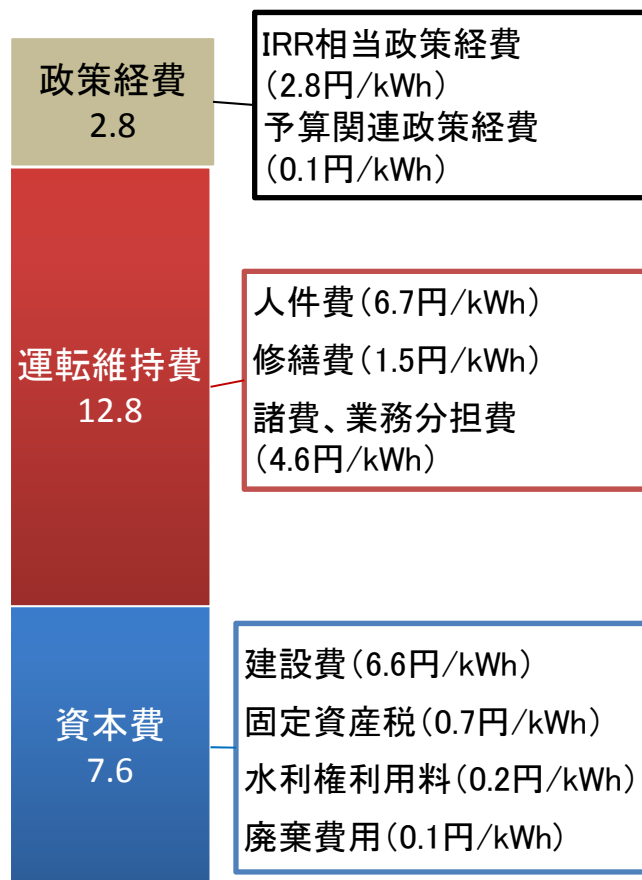
※モデルプラントとして、
設備容量3万kW、設備利用率83%、
稼働年数40年のプラントを想定。

小水力発電コスト(2014年) 木質専焼バイオマス発電コスト(2014年)

23.3 円/kWh

(政策経費を除いた場合: 20.4円/kWh)

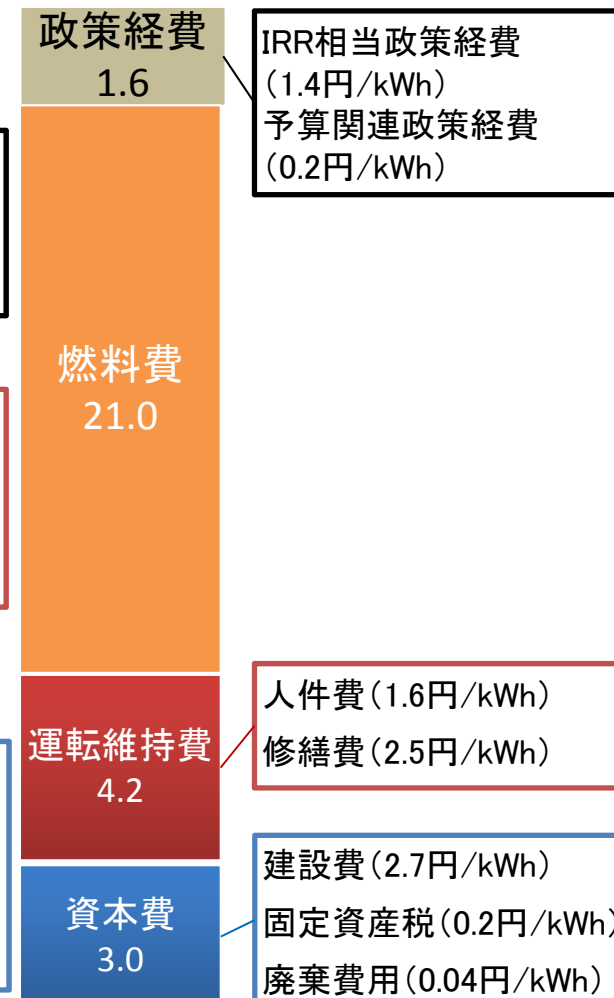
※建設費 80万円/kWの場合



※モデルプラントとして、
設備容量200 kW、設備利用率60%、
稼働年数40年のプラントを想定。

29.7 円/kWh

(政策経費を除いた場合: 28.1円/kWh)



※モデルプラントとして、
設備容量5,700 kW、設備利用率87%、
稼働年数40年のプラントを想定。

火力発電コストの内訳

石炭火力発電コスト(2014年)

12.3円/kWh

社会的費用

発電原価

政策経費 0.04
CO₂対策費用 3.0

燃料費 5.5

運転維持費 1.7

資本費 2.1

石炭火力

※モデルプラントとして、設備容量80万kW、設備利用率70%、稼働年数40年のプラントを想定

CO₂対策費用 (3.0円/kWh)

火力発電からのCO₂排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用

・総額3,130億円 (1基分、40年分)

燃料費 (5.5円/kWh)

石炭の調達費用

・総額5,800億円 (1基、40年分)

運転維持費 (1.7円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額 1,840億円 (1基、40年分)

資本費(2.1円/kWh)

・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)

・総額2,200億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※1基40年あたりの総発電電力量1,060億kWhで割って単価を算出

LNG火力発電コスト(2014年)

13.7円/kWh

社会的費用

発電原価

政策経費 0.02
CO₂対策費用 1.3

燃料費 10.8

運転維持費 0.6

資本費 1.0

LNG火力

※モデルプラントとして、設備容量140万kW、設備利用率70%、稼働年数40年のプラントを想定

CO₂対策費用 (1.3円/kWh)

火力発電からのCO₂排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用

・総額2,483億円 (1基分、40年分)

燃料費 (10.8円/kWh)

LNGの調達費用

・総額2.1兆円 (1基、40年分)

運転維持費 (0.6円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額1,180億円 (1基、40年分)

資本費(1.0円/kWh)

・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)

・総額1,850億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※1基40年あたりの総発電電力量1,945億kWhで割って単価を算出

火力発電コストの内訳

石油発電コスト(2014年)

30.6円/kWh

社会的費用

発電原価

政策経費 0.01
CO2対策費用 2.5

CO2対策費用 (2.5円/kWh)

火力発電からのCO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用

・総額976億円 (1基分、40年分)

燃料費 (21.7円/kWh)

石油の調達費用

・総額8,360億円 (1基、40年分)

運転維持費 (2.6円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額 594億円 (1基、40年分)

資本費(3.8円/kWh)

・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)

・総額880億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※
1基40年あたりの総発電電力量
230億kWhで割って単価を算出

※モデルプラントとして、設備容量40万kW、設備利用率30%、稼働年数40年のプラントを想定

石油発電コスト(2014年)

43.4円/kWh

社会的費用

発電原価

政策経費 0.01
CO2対策費用 2.5

CO2対策費用 (2.5円/kWh)

火力発電からのCO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用

・総額195億円 (1基分、40年分)

燃料費 (21.7円/kWh)

石油の調達費用

・総額1,670億円 (1基、40年分)

運転維持費 (7.7円/kWh)

人件費、修繕費、諸費、一般管理費

・総額 594億円 (1基、40年分)

資本費(11.4円/kWh)

・建設費、固定資産税1.4%、設備廃棄費用(建設費の5%)

・総額880億円(1基分)

・各諸元の総額をモデルプラント※
1基40年あたりの総発電電力量
77億kWhで割って単価を算出

※モデルプラントとして、設備容量40万kW、設備利用率10%、稼働年数40年のプラントを想定

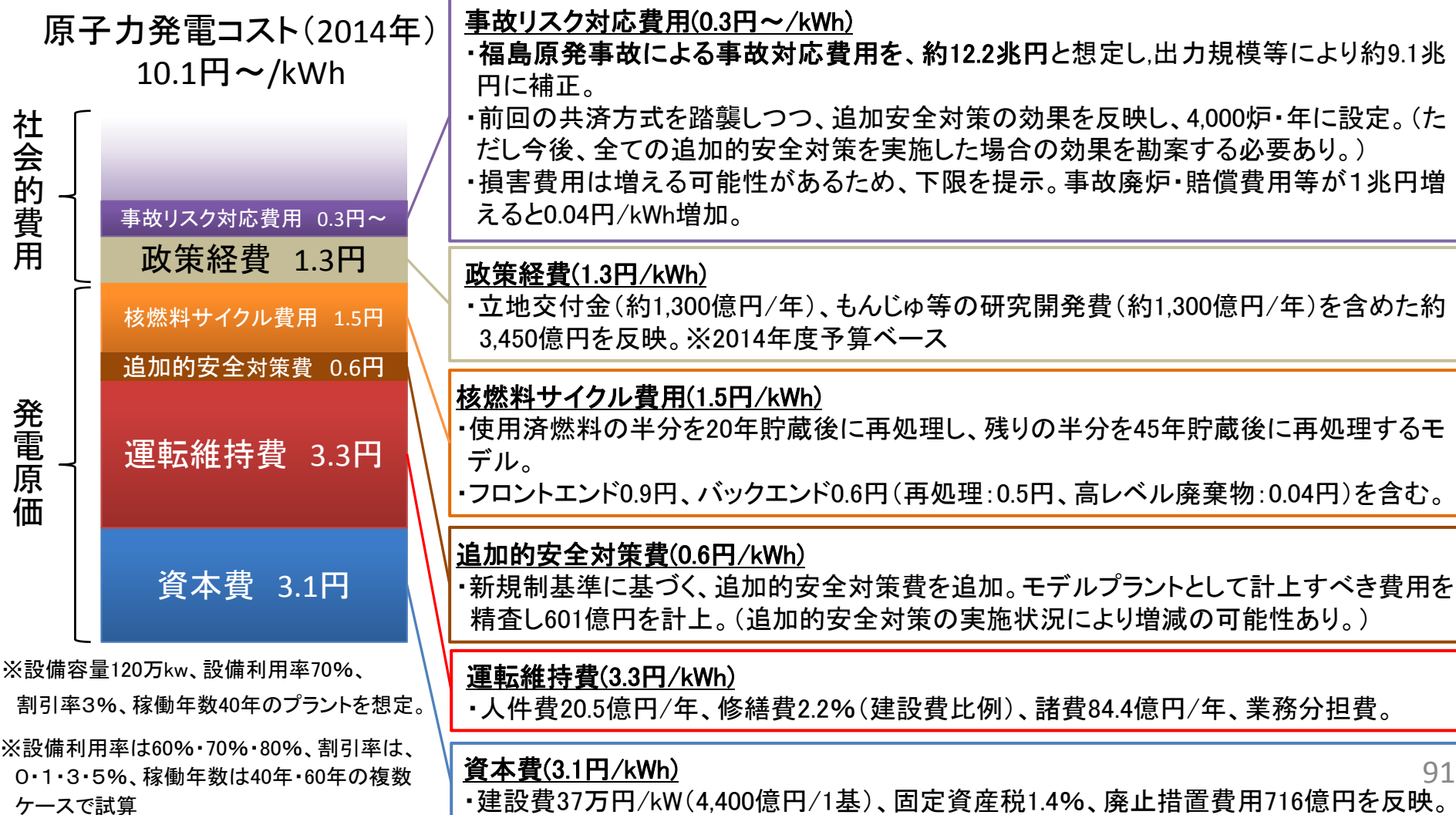
燃料費 21.7

運転維持費 7.7

資本費 11.4

原子力発電コストの内訳

- 発電に直接関係するコストだけでなく、廃炉費用、核燃料サイクル費用(放射性廃棄物最終処分含む)など将来発生するコスト、事故対応費用(損害賠償、除染含む)、電源立地交付金・もんじゅなどの研究開発等の政策経費といった社会的費用も織り込んで試算。



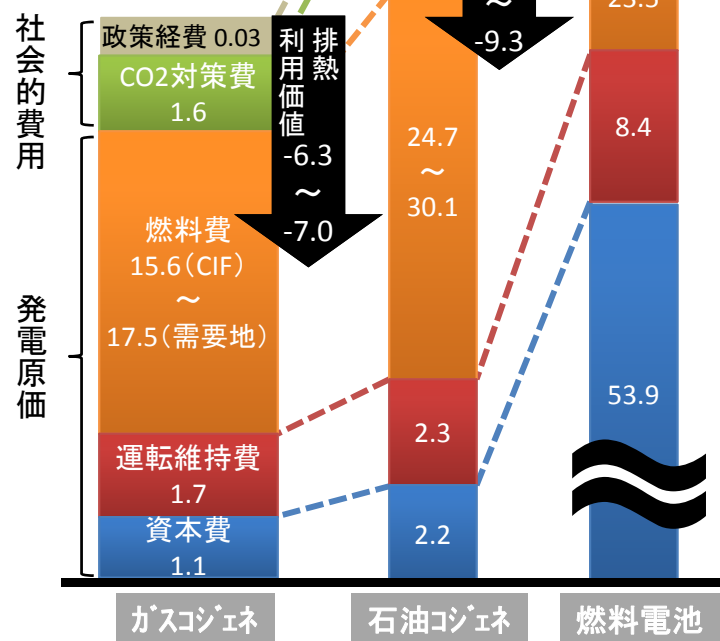
コジェネ・燃料電池の発電コストの内訳

2014年

燃料費と廃熱利用価値
・上段: CIF価格ケース
・下段: 需要地価格ケース

【発電コスト】

13.8～15.0円/kWh
(CIF) (需要地)

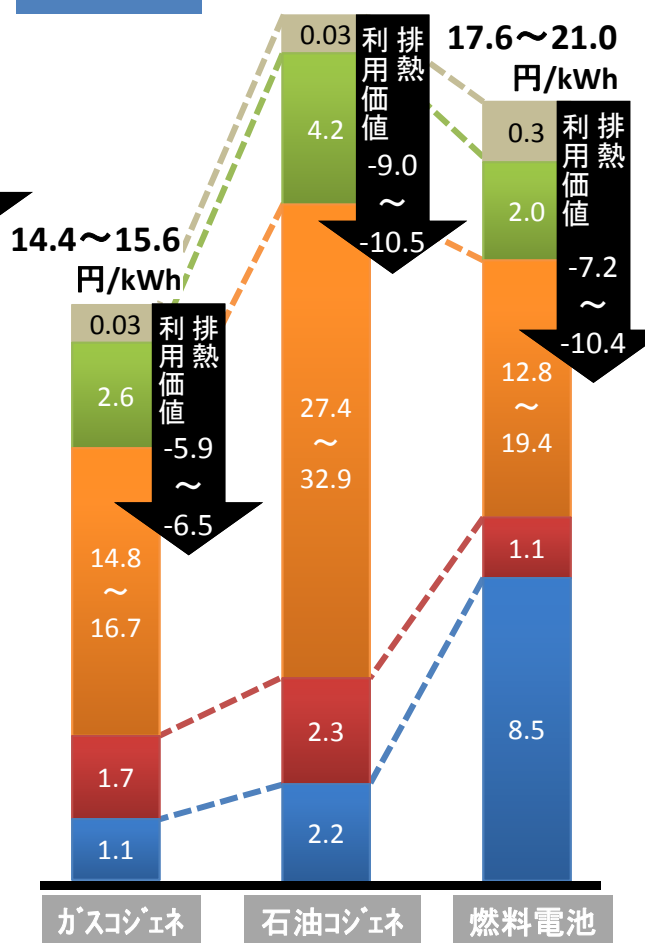


●モデルプラントの想定(2014年)

	ガスコジェネ	石油コジェネ	燃料電池
設備容量	6,700kW	1,500kW	0.7kW
設備利用率	70%	40%	46.8%
稼働年数	30年	30年	10年

2030年

27.1～31.1円/kWh



●モデルプラントの想定(2030年)

	ガスコジェネ	石油コジェネ	燃料電池
設備容量	6,700kW	1,500kW	0.7kW
設備利用率	70%	40%	49.5%
稼働年数	30年	30年	15年

●各費用の考え方

政策経費

発電活動の維持に必要となる予算等
(H26予算)より算出

排熱利用価値

コジェネ及び燃料電池は、発電時に生ずる熱を有効活用することが可能。このため、同量の熱をボイラで発生させる際に必要な燃料費を発電コストから控除。

CO2対策費用

発電時のCO2排出量に相当する排出権を購入するとした場合の費用
(考え方は火力発電と同様)

燃料費

コジェネ及び燃料電池の燃料の調達費用。下記の2種類で算出。

- ① CIFコスト(火力発電と同様)
ガスコジェネ・燃料電池はLNG、石油コジェネは石油のCIF価格+諸経費
- ② 需要地での燃料費
ガスコジェネ・燃料電池は都市ガス価格、石油コジェネはA重油価格
なお、将来価格はWEO2014の新政
策シナリオの見通しを踏まえて試算。

運転維持費 定期点検費、修繕費等

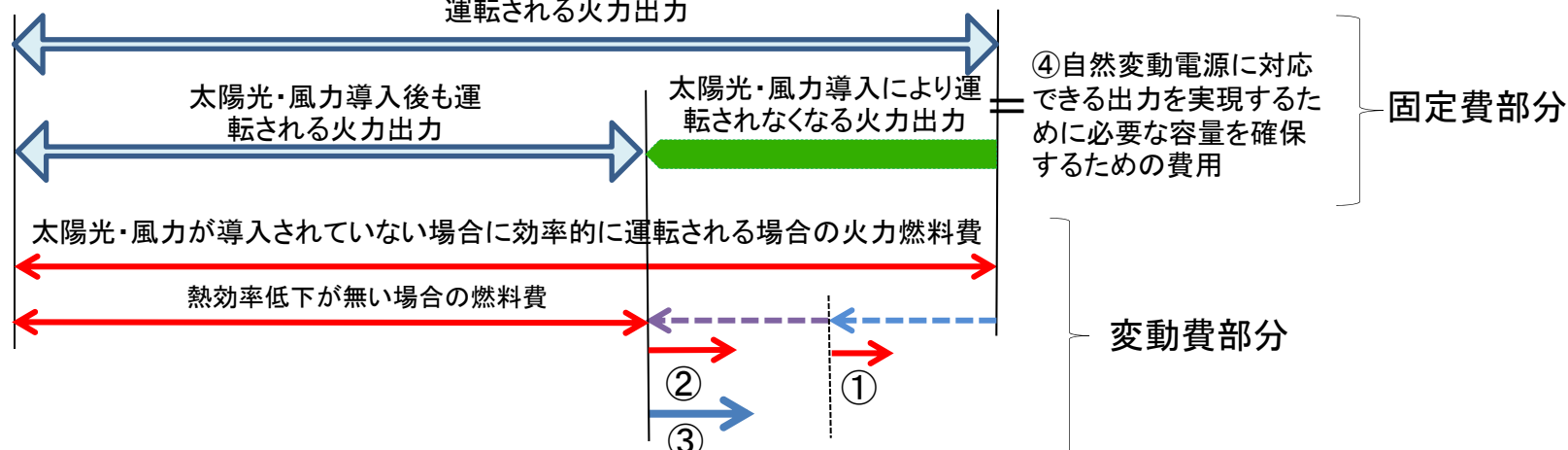
資本費 機器費、設置工事費等

系統安定化費用における調整費用算定に当たっての考え方①

- ・自然変動電源の導入に伴い、火力発電の設備利用率が下がり、燃料費が削減される効果がある一方、火力の稼働抑制については、経済性を一定程度踏まえた運用の範囲内で抑制される部分(経済的負荷配分)と、優先給電ルールの存在によって、継続的に抑制する部分(優先給電配分)がある。その双方について、単純な燃料費削減効果とは別に、設備利用率が減少することによる熱効率の低下や、供給力調整のための設備容量(kW)を維持・確保のための費用が発生する。
- ・また、揚水動力の活用についても、優先給電ルールに対応するため、経済的側面を超えて運用する部分があり、揚水ロスや設備の維持・確保のための費用が発生。
- ・系統安定化対策における調整費用とは、これら経済的負荷配分と優先給電配分によって、純粋な燃料費の削減効果とは別途、追加的に発生する費用を合計したものを指すと考え、これらの要素を反映可能なモデルによって分析する。

※設備利用率＝発電電力量/(8760時間×定格容量)

【費用のイメージ】 需要に対応して、太陽光・風力が導入されていない場合に効率的に運転される火力出力



【自然変動電源(風力・太陽光)導入に伴い考慮すべき系統安定化費用】

- ①電源は経済運用(経済的付加配分)するが、設備利用率が減少し、熱効率が低下することによる燃料費の増加: 主にLNGに付随して発生するものと想定
 - ②経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、火力を抑制・停止することによる費用(効率低下・起動停止回数増加など): 主に石炭に付随して発生するものと想定
 - ③経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、揚水動力を活用することで揚水ロスを通じて発生する費用: 揚水運転に付随して発生
 - ④さらに、①～③の各々に関連して、火力設備(想定次第では揚水設備も含まれ得る)を待機・確保しておくための費用(固定費)が発生。
- (なお、太陽光・風力導入による燃料費の削減効果は、系統安定化費用とは別途評価されることになる。)

系統安定化費用における調整費用算定に当たっての考え方②

- ・モデルによる分析に当たっては多くの制約があることから、モデルは様々な仮定の下で設定されており、今回の結果はあくまで一つの試算結果であり、必ずしも確定した数値でないことに留意。
- ・なお、系統安定化費用を誰がどのような形で負担するかという点は、別途慎重に議論すべき論点。

モデルについての主な前提

- ・全国の需要と供給力を一体として分析するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる（広域運用が完全になされる）との仮定に基づく。このとき、太陽光・風力は、地域的な偏在が起らず、需要規模に応じた形で均等に分布し、地域的な需給のアンバランスは生じないものと仮定する。
※太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こった場合、最適な電源運用がなされず、調整費用は試算値より増加する可能性がある。
- ・LNG・石炭火力の最大調整幅については、マクロ（全国の設備全体に対して）での最低出力までと仮定する。
- ・揚水は、kWの制約について考慮。
- ・石油火力等は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファを維持するために必要な一定の発電量を確保すると仮定。

留意事項

- ・揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源（太陽光・風力）の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。
- ・また、以下の費用等については定量化が困難なため、今回試算には加えていない。
 - － 負荷変動や、起動停止回数の増加により、中長期的に設備耐力が低下すること等によるメンテナンスコストの増加
 - － 調整能力を高めるための追加費用（例：石炭火力に調整力を高めるための追加費用）
- ・以上の前提及び措置により、系統安定化費用における調整費用は実際の費用より低く試算される可能性がある。

系統安定化費用の試算結果：詳細

		風力500万固定				風力1050万固定				風力1500万固定		
自然変動電源	太陽光設備容量(万kW)	5,000	6,640	9,000		5,000	6,640	9,000		5,000	6,640	9,000
	風力設備容量(万kW)	500	500	500		1,050	1,050	1,050		1,500	1,500	1,500
	太陽光発電量(億kWh)	569	756	1025		569	756	1025		569	756	1025
	風力発電量(億kWh)	88	88	88		184	184	184		263	263	263
	抑制後太陽光(億kWh)	569	749	990		568	749	989		568	748	988
	抑制後風力(億kWh)	87	87	85		184	182	177		262	260	253
	抑制後再エネ量(億kWh)	656	836	1075		752	931	1166		830	1008	1241
石炭	稼働率変化(%)	-7.3%	-10.2%	-14.1%		-8.7%	-11.5%	-15.4%		-9.8%	-12.7%	-16.5%
	④固定費未回収分(億円)	1003	1395	1924		1181	1576	2103		1334	1731	2255
	①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	131	182	245		151	202	261		169	219	276
	②起動停止コスト(億円)	503	640	777		572	699	818		628	746	850
LNG(GTCC)	設備利用率変化(%)	-9.8%	-11.4%	-13.2%		-11.0%	-12.5%	-14.3%		-11.9%	-13.4%	-15.1%
	④固定費回収ロス分(億円)	834	973	1132		937	1070	1222		1016	1144	1292
	①燃料費増分(熱効率低下損失)(億円)	308	509	790		360	569	849		409	619	910
	②起動停止コスト(億円)	-93	-106	-118		-115	-129	-141		-134	-147	-159
揚水	揚水動力活用分(億kWh)	43	89	179		51	99	191		57	108	202
	揚水ロス(億kWh)	13	27	54		15	30	57		17	32	61
	③揚水ロス損失額(億円)	324	670	1,345		379	744	1,435		430	812	1,516
	再エネ用揚水日数	101	162	226		113	167	232		121	176	238
	④固定費(揚水)回収ロス分(億円)	739	1,186	1,654		827	1,222	1,698		886	1,288	1,742
合計	①熱効率低下による損失額(億円)	439	691	1,035		511	771	1,110		578	838	1,186
	②起動停止(石炭増－LNG減)コスト(億円)	409	534	659		457	571	678		494	598	691
	③揚水ロス損失(億円)	324	670	1,345		379	744	1,435		430	812	1,516
	④固定費(火力)回収ロス分(億円)	1,837	2,368	3,056		2,118	2,645	3,325		2,350	2,875	3,547
	調整費用総計(①+②+③+④)(揚水固定費除く)(億円)	3,010	4,262	6,095		3,465	4,730	6,548		3,852	5,122	6,939