

長期エネルギー需給見通し について

平成27年9月
資源エネルギー庁

目次

1. 長期エネルギー需給見通し

- ・長期エネルギー需給見通しの位置づけ ……P. 3
- ・見通し策定の基本方針 ……P. 4
- ・2030年度の需給構造の見通し ……P. 5
- ・省エネルギー対策 ……P.12
- ・再生可能エネルギー最大限の導入 ……P.14
- ・火力発電の見通し ……P.16
- ・原発依存度の低減の考え方 ……P.17
- ・多様なエネルギー源の活用 ……P.18
- ・電源を変化させた場合の影響 ……P.19
- ・長期エネルギー需給見通しの定期的な見直し ……P.20

2. 発電コスト検証

- ・モデルプラント方式に基づく算定方式 ……P.22
- ・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 ……P.23
- ・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 ……P.24
- ・原子力発電コスト ……P.25

長期エネルギー需給見通し

「長期エネルギー需給見通し」の位置づけ

- エネルギー基本計画※を踏まえ、
- エネルギー政策の基本的視点である、安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合について達成すべき政策目標を想定した上で、
- 政策の基本的な方向性に基づいて施策を講じたときに実現されるであろう将来のエネルギー需給構造の見通しであり、あるべき姿を示すもの。

※エネルギー基本計画は、エネルギー政策基本法(2002年(平成14年)公布・施行)に基づき、エネルギー需給に関して総合的に講ずべき施策等について、関係行政機関の長や総合資源エネルギー調査会の意見を聴いて、経済産業大臣が案を策定し、閣議決定するもの。

見通し策定の基本方針

- エネルギー政策の基本的視点である、安全性、安定供給、経済効率性、及び環境適合に関する政策目標を同時達成する中で、
- 徹底した省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電の効率化などを進めつつ、原発依存度を可能な限り低減させる 等、エネルギー基本計画における政策の基本的な方向性に基づく施策を講じた場合の見通しを示す。

<3E+Sに関する政策目標>

安全性

安全性が大前提

自給率

震災前(約20%)を更に上回る概ね25%程度

電力コスト

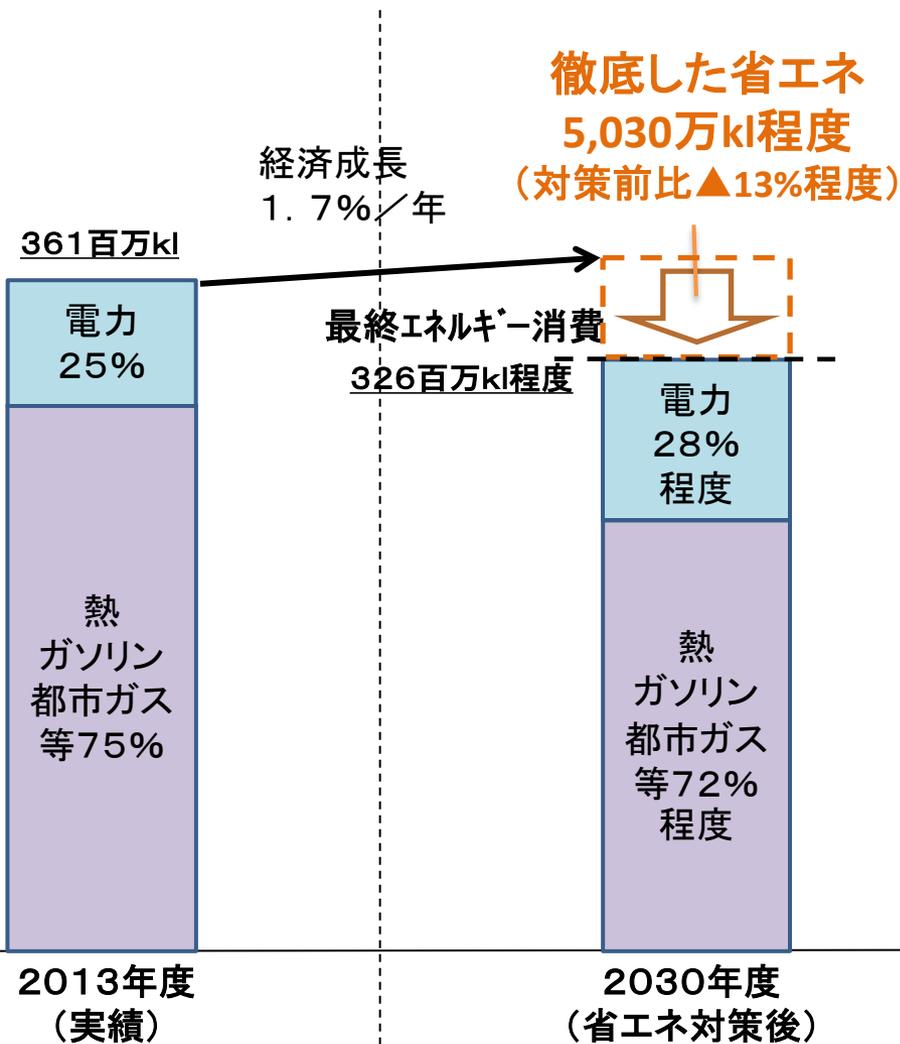
現状よりも引き下げる

温室効果
ガス排出量

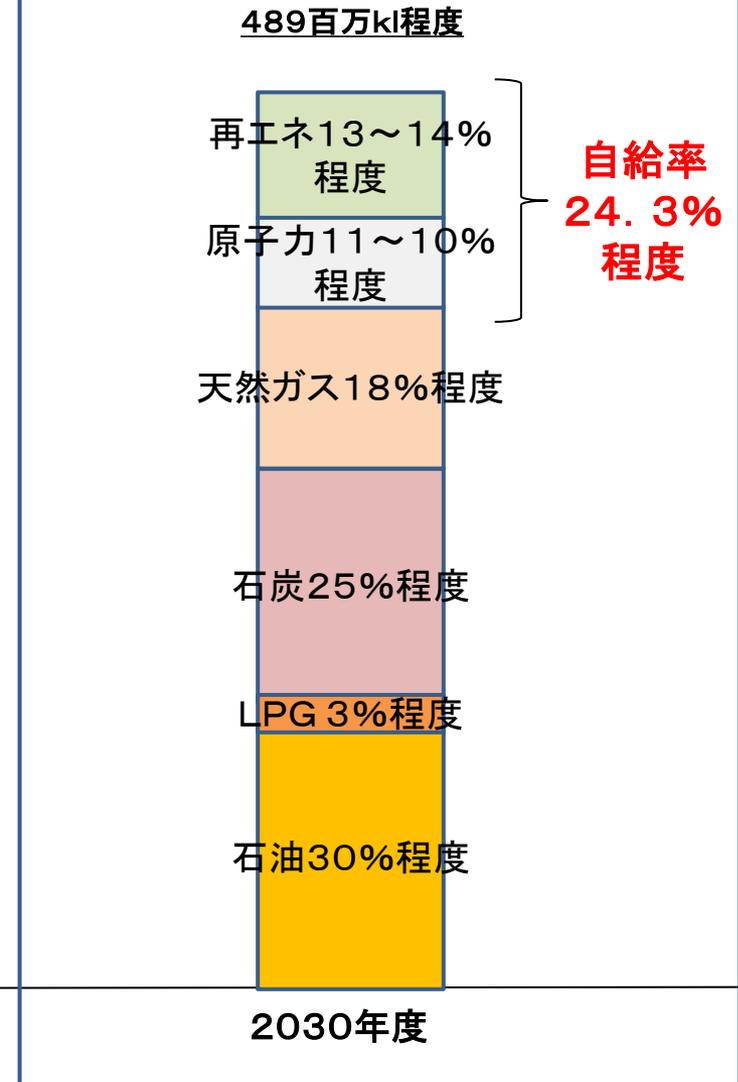
欧米に遜色ない温室効果ガス削減目標

2030年度の需給構造の見通し : エネルギー需要・一次エネルギー供給

エネルギー需要

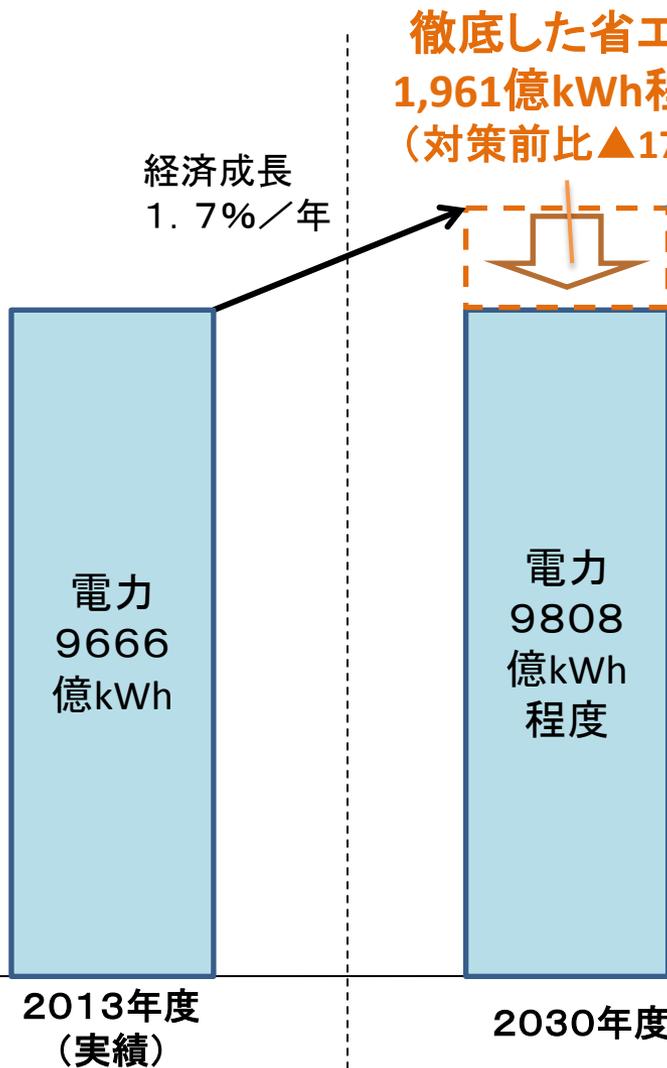


一次エネルギー供給

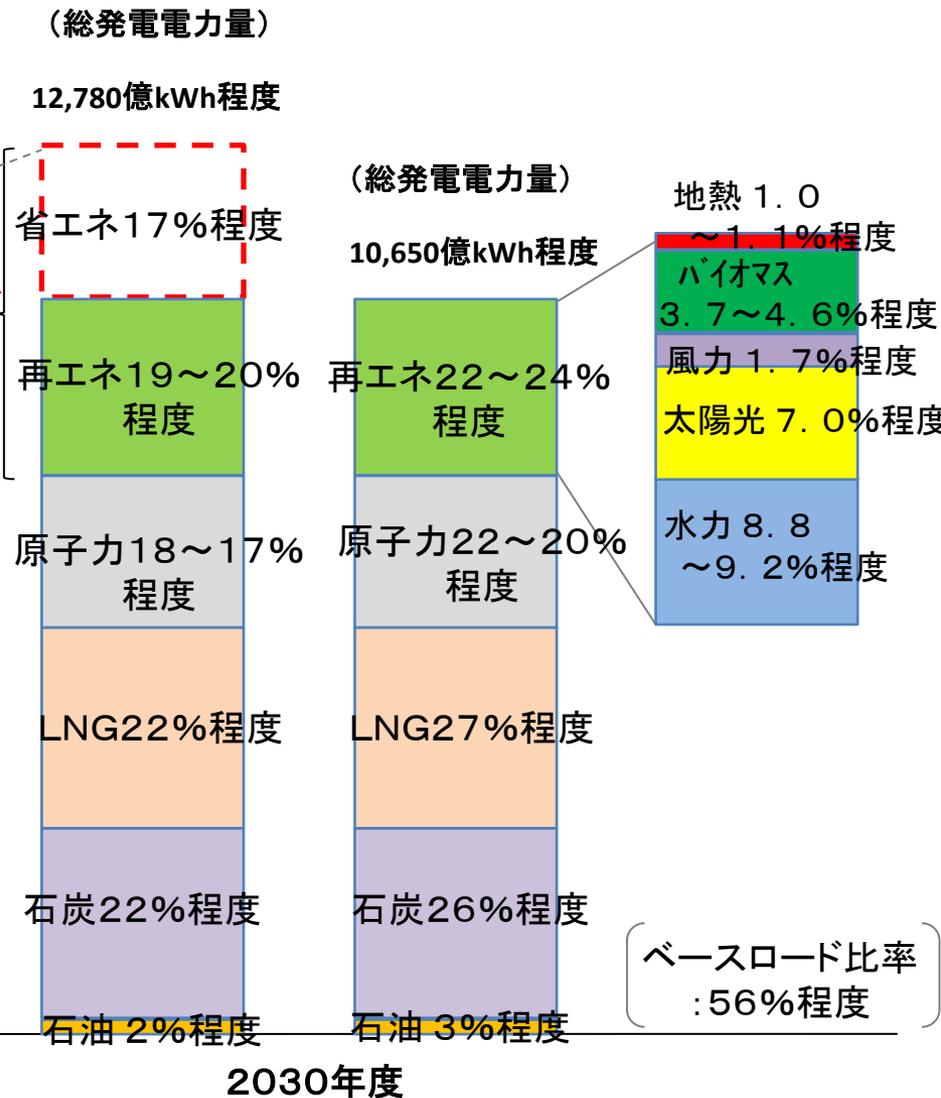


2030年度の需給構造の見通し：電力需要・電源構成

電力需要



電源構成



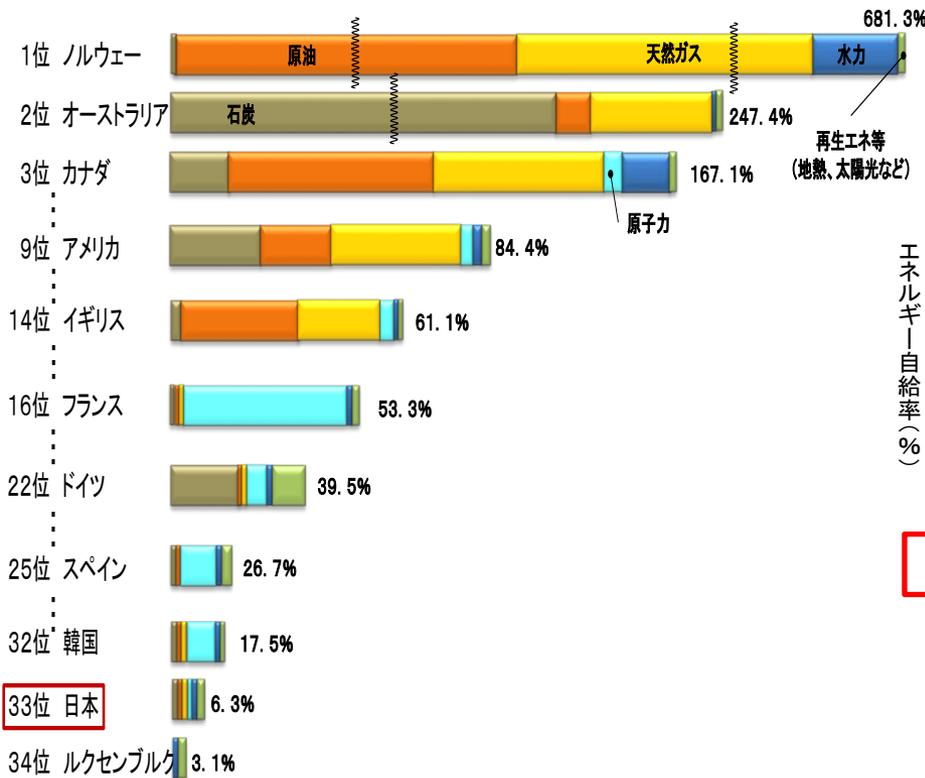
安定供給：自給率(現状)

○震災前(2010年:19.9%)に比べて大幅に低下。OECD34か国中、2番目に低い水準に。

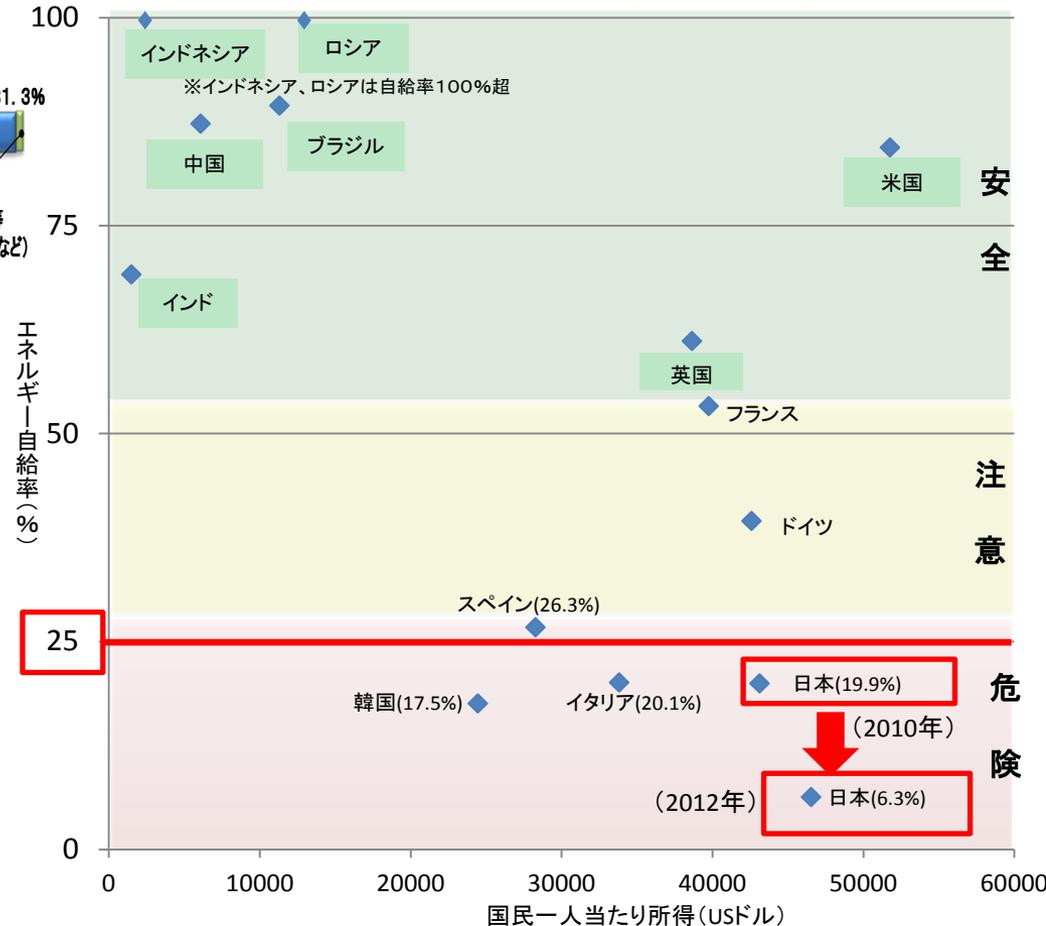
○**震災前を更に上回る概ね25%程度まで改善することを目指す。**

※ 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。

【OECD諸国の一次エネルギー自給率比較 (2012年)】



【国民一人当たり所得と自給率】



【出典】 IEA Energy Balance 2014

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

【出典】総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

安定供給：自給率、化石燃料依存度（2030年度）

○自給率は、6%程度※から**24.3%程度まで改善**。 ※ IEA Energy Balance 2014による2012年実績値

○また、化石燃料依存度（電源構成ベース）についても、2013年度、88%程度から、**56%程度まで低減**。

自給率

1973年度
（第一次石油ショック）

9%

2010年度

19.9%

2013年度

6.3%

2030年度

24.3%

※実績値はIEA Energy Balanceベース

化石燃料依存度 （電源構成ベース）

76%

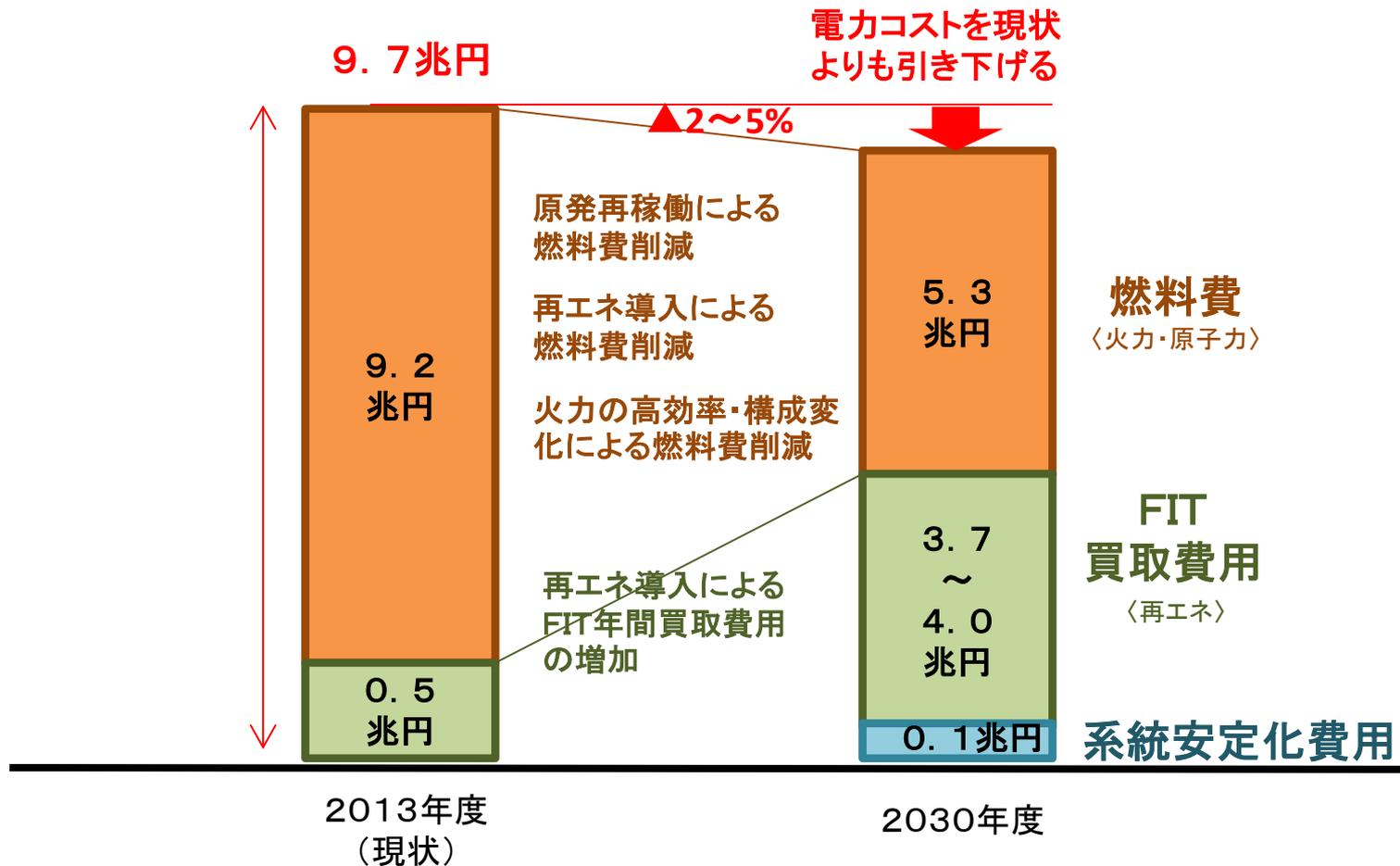
62%

88%

56%

経済効率性: 電力コスト

- 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。
- 他方、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。
- これにより、**電力コストは、現状(2013年度 9.7兆円)に比べ2～5%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。〕

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、28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を目指す。**

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 |
| エネルギー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 |
| | | | | (10年比) +65 | (10年比) +112 | (10年比) +110 |
| うち電力分以外 (百万t-CO2) | 792 | 846 | 765 | 749 | 735 | 751 |
| | | | | ▲16 | ▲30 | ▲14 |

※「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8月18日時点)

| | | |
|-----|----------|--|
| 提出済 | 米国 | 2025年に▲26%~▲28%(2005年比)。28%削減に向けて最大限取り組む |
| | EU(28カ国) | 2030年に少なくとも▲40%(1990年比) |
| | ロシア | 2030年に▲25~▲30%(1990年比)が長期目標となり得る |
| | メキシコ | 2030年に温室効果ガス等を▲25%(対策無しケース比) |
| | 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) |

| | | |
|--------|-----------------------|---|
| 提出済 | カナダ | 2030年までに▲30%(2005年比) |
| | 中国 | 2030年にCO2排出のピークを達成。GDP当たりのCO2排出を2030年までに▲60~65%(2005年比) |
| | 韓国 | 2030年に▲37%(対策無しケース比) |
| | NZ | 2030年に▲30%(2005年比) |
| | 豪州 | 2030年に▲26~28%(2005年比) |
| 主な未提出国 | インド、インドネシア、ブラジル、南アフリカ | |

環境適合：温室効果ガス排出量削減への貢献

○エネルギー起源CO2排出量は、2030年に、2013年の温室効果ガス総排出量比で、▲21.9%。

○我が国の温室効果ガス削減に向けた約束草案は、上記に、メタン等のその他温室効果ガス、吸収源対策を加え、2030年に2013年比▲26.0%（2005年比▲25.4%）の水準。

【主要国の約束草案】

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

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>

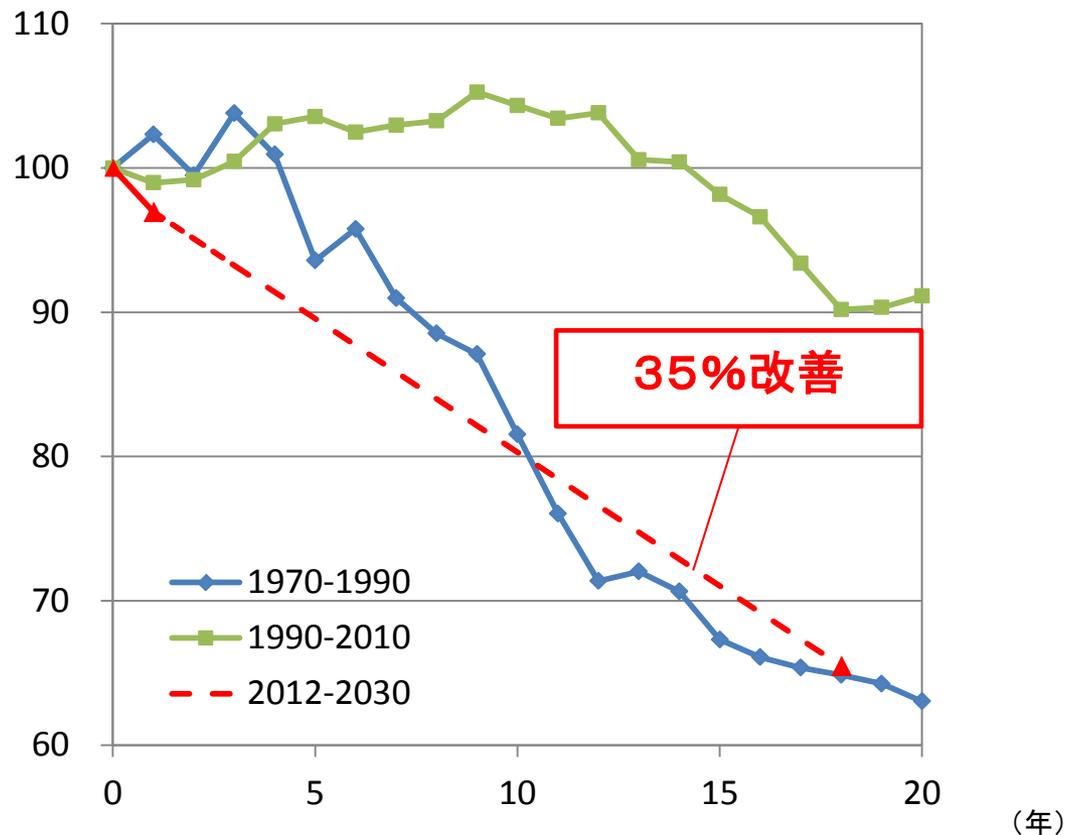
- ▶ 住宅の省エネ化
⇒ 新築住宅に対する省エネ基準適合義務化
- ▶ LED照明・有機ELの導入
⇒ LED等高効率照明の普及
- ▶ HEMSによる見える化・エネルギーマネジメント
⇒ 全世帯に導入
- ▶ 国民運動の推進

エネルギー消費効率の改善

○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】



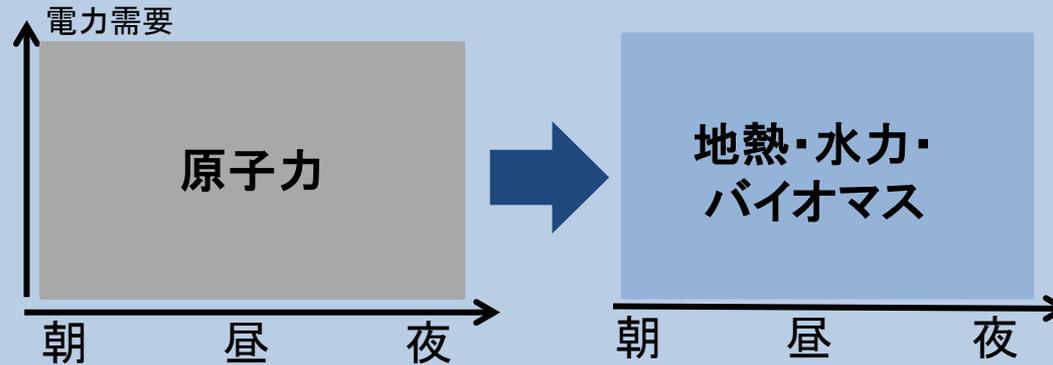
再生可能エネルギーの最大限の導入：導入拡大の方策

○ 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**が必要。

- － 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。
- － 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

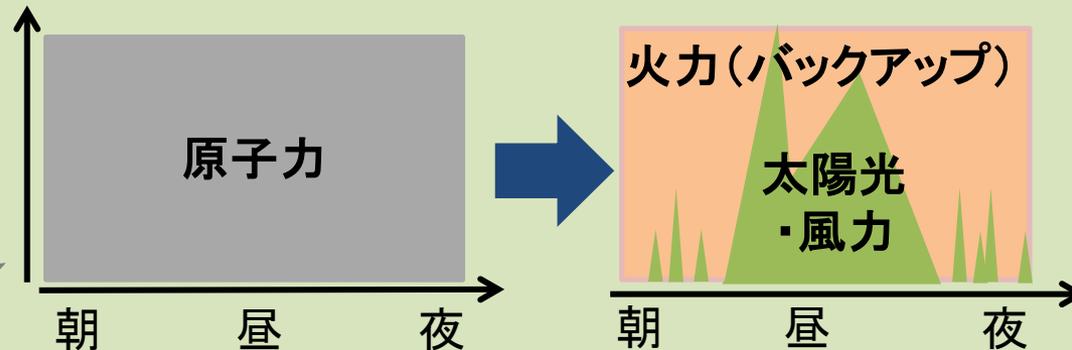
自然条件によらず安定的な運用が可能な再エネ



| | |
|-----|---|
| 自給率 | = |
| CO2 | = |
| コスト | △ |

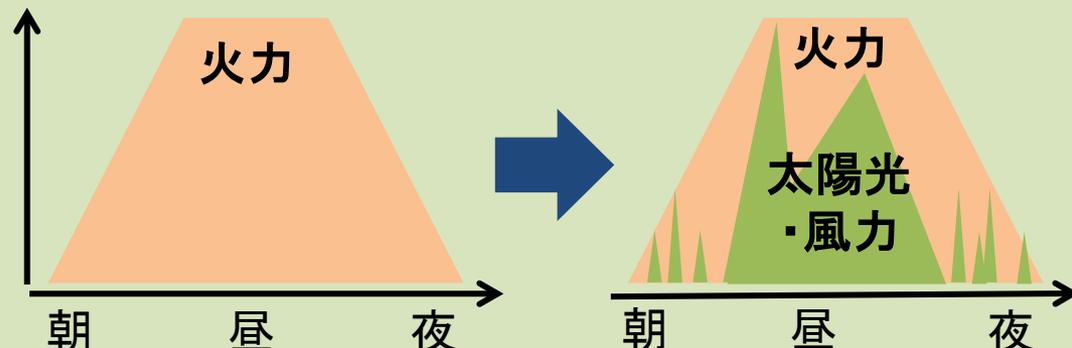
太陽光・風力

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)



| | |
|-----|---|
| 自給率 | × |
| CO2 | × |
| コスト | × |

(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の。



| | |
|-----|---|
| 自給率 | ○ |
| CO2 | ○ |
| コスト | △ |

再生可能エネルギーの最大限の導入：導入見通し

- 2030年度の再生可能エネルギーの導入量は、合計で、**2,366～2,515億kWh程度(22～24%程度)**の導入と**2013年度の約2倍、水力を除くと約4倍**の導入を見込む。
- その際のFIT買取費用は、約3.7兆円～約4兆円程度と見込まれ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入。

地熱・水力・バイオマス

- 環境面や立地面、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）

- 国民負担の抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状(9.7兆円)よりも引き下げる範囲で最大限導入。

(2013年度発電電力量)

(2030年度発電電力量)

地熱

26億kWh
【約52万kW】

約4倍



102～113
億kWh程度
(1.0～1.1%程度)
【約155万kW】

バイオマス

176億kWh
【約252万kW】

約3倍



394～490
億kWh程度
(3.7～4.6%程度)
【約602～728万kW】

水力

849億kWh
【約4,650万kW】



939～981
億kWh程度
(8.8～9.2%程度)
【約4,847～4,931万kW】

(2013年度発電電力量)

(2030年度発電電力量)

太陽光

114億kWh
【約2,100万kW】

約7倍



749
億kWh程度
(7.0%程度)
【約6,400万kW】

風力

52億kWh
【約270万kW】

約4倍



182
億kWh程度
(1.7%程度)
【約1,000万kW】

火力発電の見通し

石油火力 (315億kWh(3%)程度)

- 燃料価格や中東依存度が高いこと等の一方で、備蓄量も多く、貯蔵性・輸送性に優れていること、出力の調整が容易であり、電力需要のピーク時の供給力として一定の機能を担うこと等、**緊急時のバックアップ利用も含め、必要な最小限の量を確保。**
- また、ダイヤモンドリスpons(電気料金型ダイヤモンドリスpons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つつ、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。

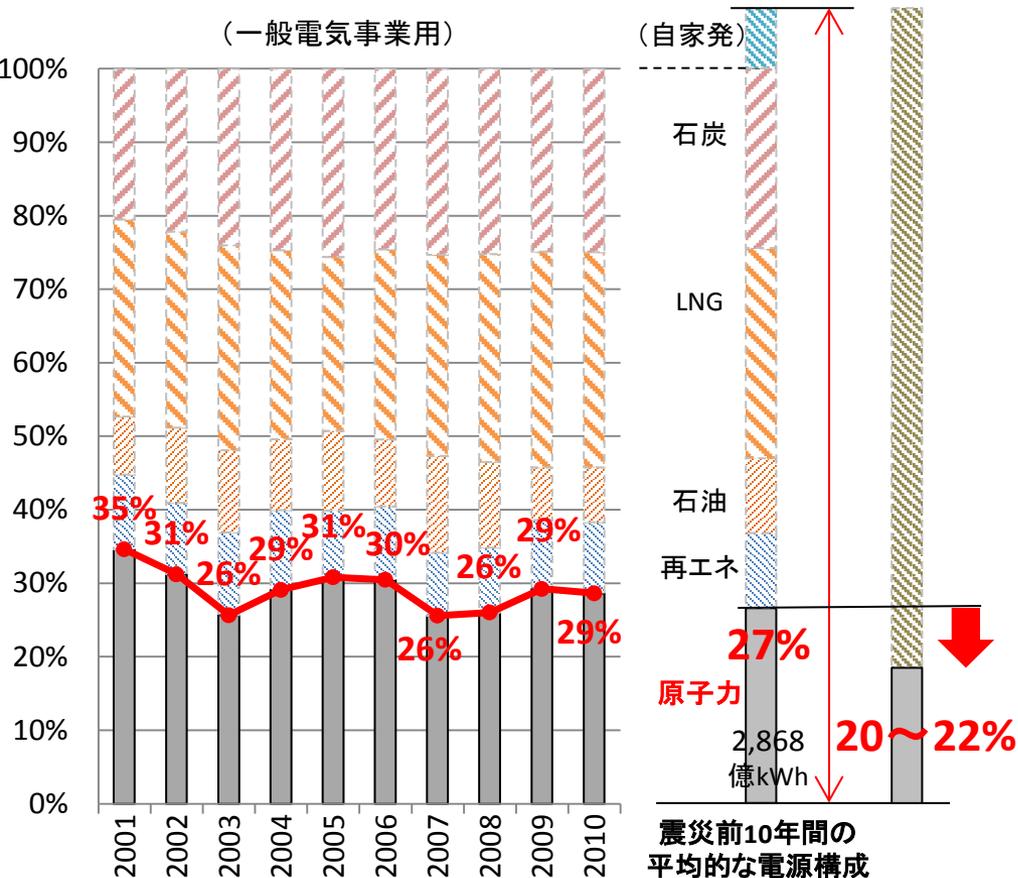
石炭火力 (2,810億kWh(26%)程度) ・ LNG火力 (2,845億kWh(27%)程度)

- 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火力を、それぞれの特徴を活かした活用を見込む。
- 加えて、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検討。**
- なお、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。**
※現状の設備が、全体としてUSC並みの効率となり、**発電効率が6.7%程度改善することを見込む。**

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)

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

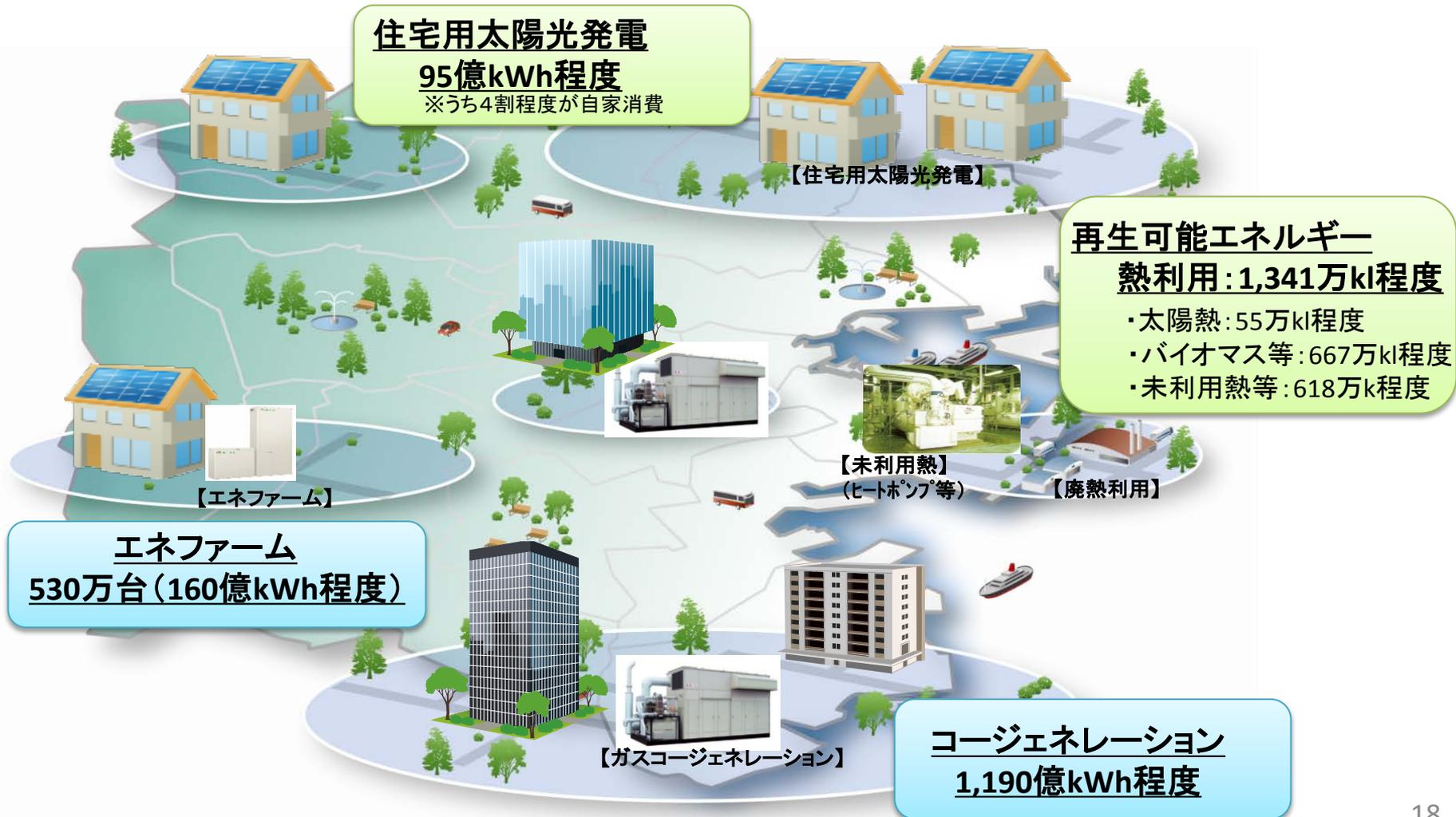
3. 火力の高効率化による原子力の低減

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%)

多様なエネルギー源の活用

- 住宅用太陽光発電の導入や廃熱回収・再生可能エネルギー熱を含む熱利用の面的な拡大など地産地消の取組を推進。
- 分散型エネルギーシステム活用が期待されるエネファームを含むコージェネレーションの導入を促進。



電源構成を変化させた場合の影響

| | 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沿って導入が進むことに留意が必要。

この長期エネルギー需給見通しは、現時点で想定される発電コスト、技術、国際的な燃料価格等を前提に策定されたものである。

安全性、安定供給、経済効率性及び環境適合をより改善していくための努力は、今後とも官民挙げて着実にやっていく必要がある。また、今後、省エネルギーの進展、再生可能エネルギーの導入、各電源の発電コストの状況や原発を巡る動向等長期エネルギー需給見通しを構成する様々な要素が変化することも想定される。

このため、こうした状況変化も踏まえつつ、長期エネルギー需給見通しについては、少なくとも3年ごとに行われるエネルギー基本計画の検討に合わせて、必要に応じて見直すこととする。

発電コスト検証

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。

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 (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% 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
廃止措置費用2倍
事故廃炉・賠償費用等1兆円増
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍

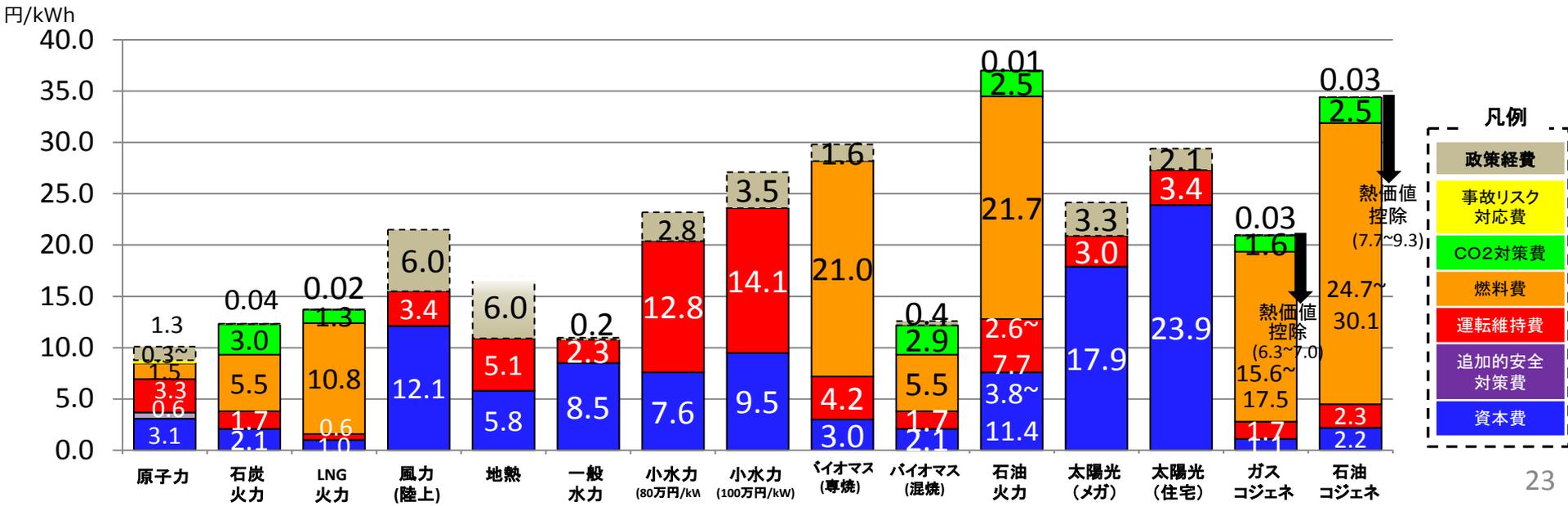
+0.6
+0.1
+0.04
+0.6

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

- ※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。
- ※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 | 70% | 70% | 70% | 20~23% | 30% | 83% | 45% | 60% | 60% | 87% | 70% | 30・10% | 14% | 12% | 70% | 40% |
| 稼働年数 | 40年 | 40年 | 40年 | 20年 | 20年 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 40年 | 30年 | 30年 | 30年 | 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 |

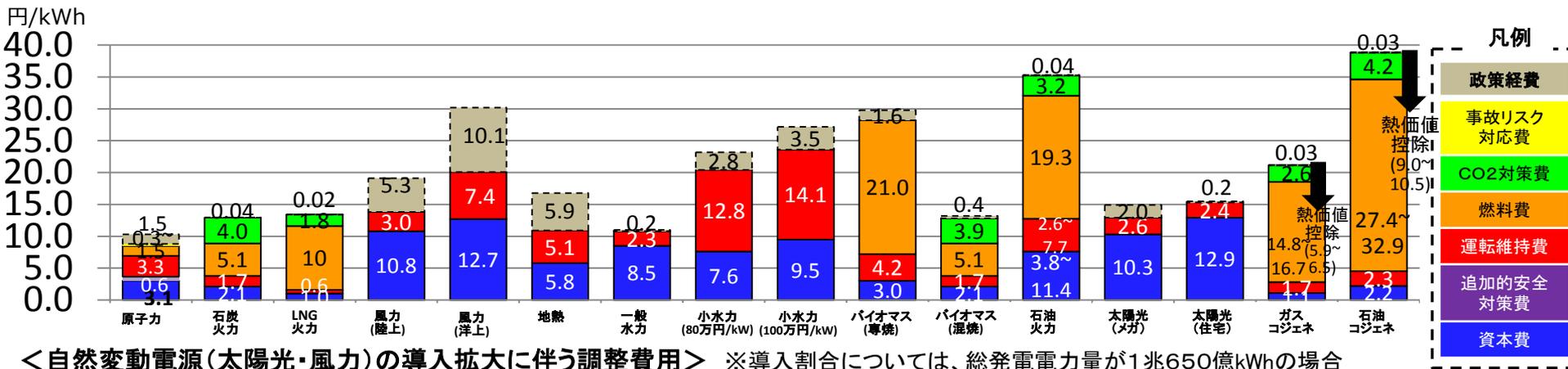
| | |
|--------------------|-------|
| 追加的安全対策費2倍 | +0.6 |
| 廃止措置費用2倍 | +0.1 |
| 事故廃炉・賠償費用等1兆円増 | +0.04 |
| 再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍 | +0.6 |

※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。

| | | | |
|------------------------|-------|-------|-------|
| 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こらず、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。

原子力発電コスト

1. 試算結果

| | 前回(2011年) | 今回 |
|-------|-----------------|------------------|
| 原子力発電 | 8.9 (7.8)円~/kWh | 10.1 (8.8)円~/kWh |

※ () の数値は政策経費を除いた発電コスト

原子力発電コスト(2014年)
10.1円~/kWh



2. 発電コスト検証のポイント

(1) 資本費(前回(2011年): 2.5円/kWh ⇒ **今回: 3.1円/kWh**) 【+0.6円】

- 廃炉費用の増加(680億円⇒716億円)と資本費の計算方法の見直し(資本費の割合が大きい電源(原子力・水力など)ほど発電コストが上昇。)により増加。

(2) 追加的安全対策費 (前回(2011年): 0.2円/kWh ⇒ **今回: 0.6円/kWh**) 【+0.4円】

- 2011年コスト検証委(新規制基準施行前)では、194億円を計上
- 新規制基準に対応して安全対策を強化したことから、**約600億円に増額**して計上。

(3) 事故リスクへの対応費用(前回(2011年): 0.5円~/kWh ⇒ **今回: 0.3円~/kWh**) 【▲0.2円】

- 損害費用を**約12兆円**に積み増す(前回: 8兆円弱)。
- リスク算定根拠(前回: 2,000炉・年に1回)について、追加的安全対策によって事故発生頻度が大きく低減することとなるため、国際的な安全目標の相場である1万~100万炉・年や、安全対策実施後のリスク評価の改善幅(5,200炉・年に1回⇒12,100炉・年に1回: 約2.4分の1に低下)を踏まえ、十分保守的に見積もって **2分の1程度(4,000炉・年程度に1回)**に見直し。

(4) 核燃料サイクル費用(前回(2011年): 1.4円/kWh ⇒ **今回: 1.5円/kWh**) 【+0.1円】

- 為替の影響によるウラン燃料の上昇と、六ヶ所再処理工場の新規制基準対応に伴う追加的安全費用の発生により増加。

(5) 政策経費(もんじゅの扱い) (前回(2011年): 1.1円/kWh ⇒ **今回: 1.3円/kWh**) 【+0.2円】

- 2011年と同様、**もんじゅを含めた**高速炉関係予算等をコストとして計上。

※設備容量120万kw、設備利用率70%、割引率3%、稼働年数40年のプラントを想定。