

火力発電の高効率化に向けた 発電効率の基準等について

平成 2 7 年 1 1 月 1 7 日

資源エネルギー庁

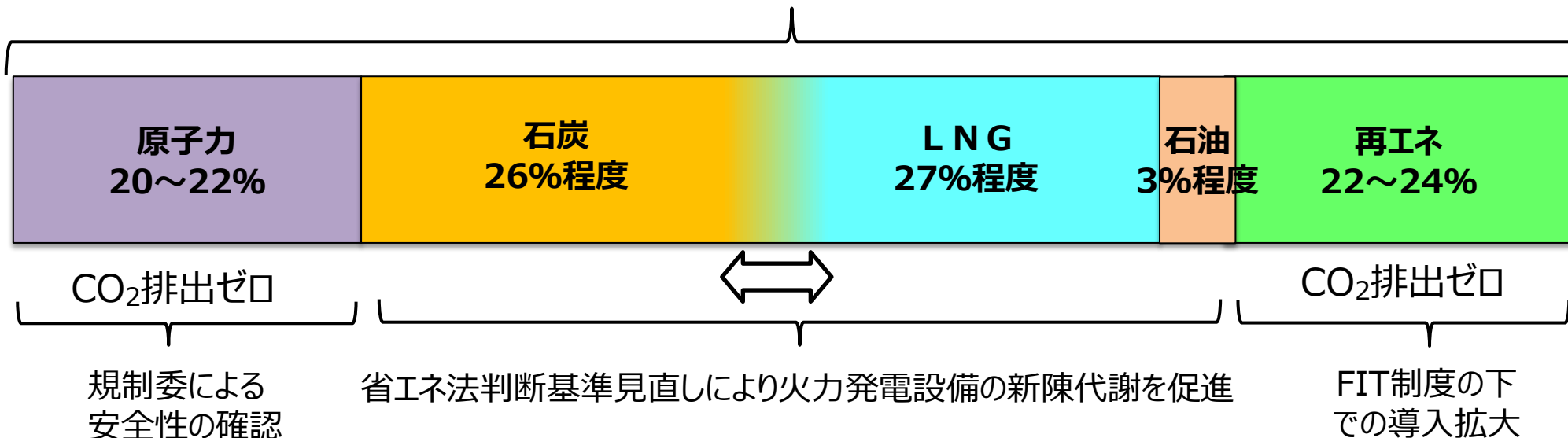
1. 背景

電力業界の自主的枠組みと火力の高効率化

- ① 電力業界は、本年7月に「電気事業における低炭素社会実行計画」を策定。原子力と再エネを含むエネルギーミックスと整合的な2030年の原単位目標（ $0.37\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$ ）を設定。
- ② 火力発電については、高効率な火力発電設備の新增設と効率の悪い老朽火力の休廃止や稼働減による新陳代謝によって、火力発電の総合的な高効率化を促していくことが必要。
- ③ 例えば、石炭火力については、省エネ法の判断基準の見直しにより、新設及び既設の石炭火力の発電効率については超々臨界圧（USC）相当の水準を求め、火力発電所の新陳代謝を促進し、全国平均でUSC相当の運転時効率を目指す。

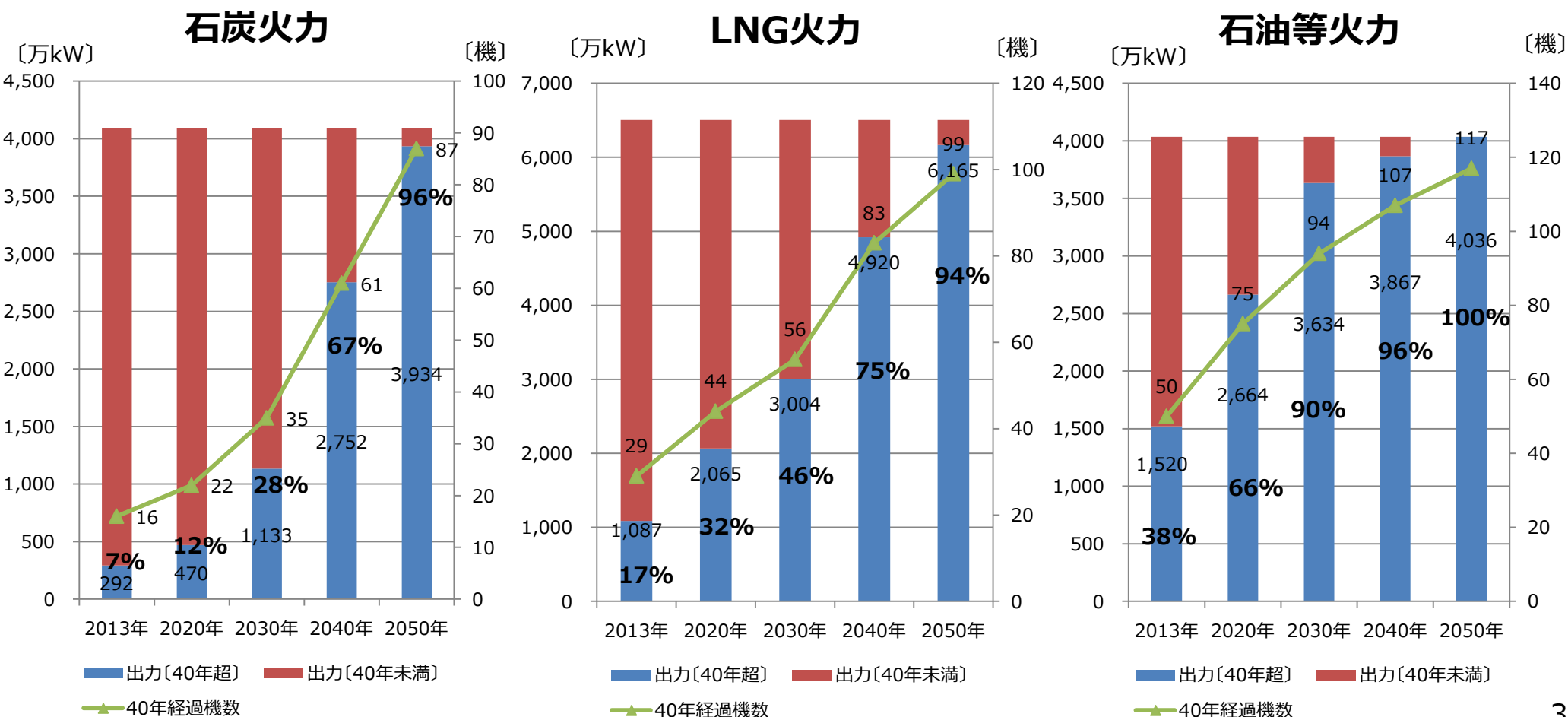
<エネルギーミックスにおける2030年度の電源構成>

①エネルギーミックスと整合的な原単位目標 = $0.37\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$



火力発電の経年状況

- ① 2030 年には石炭で約3割、LNGで約5割、石油では約9割が運転開始40年を超過。
- ② 効率化や設備信頼性の向上には、経年に応じた設備更新が必要。
- ③ なお、1979年第3回IEA閣僚理コミュニケにおいて採択された「石炭に関する行動原則」において、ベースロード用の石油火力の新設、リプレースの禁止が定められている。



火力発電所の新增設

○火力発電所の新設計画にはLNG火力も多数あり、石炭火力に偏ったものではない。

＜参考：2013年度以降の新設火力（計画含む）＞

- 高効率石炭火力（USC）：1,500万kW程度
- 次世代高効率火力（IGCC）：125万kW
- 小規模石炭火力15件程度と想定すると、150万kW程度
- 高効率LNG火力（GTCC）：2,900万kW程度



【2014年度 燃料種ごとの火力設備容量】

石炭火力：約4,100万kW LNG火力：約6,900万kW 石油等火力：約4,600万kW

石炭火力

技術方式	設備容量	導入本格化時期
Sub-C (亜臨界圧)	約900万kW	1960年代～
SC (超臨界圧)	約1,700万kW	1980年代～
USC (超々臨界圧)	約1,600万kW	1995年頃～

LNG火力

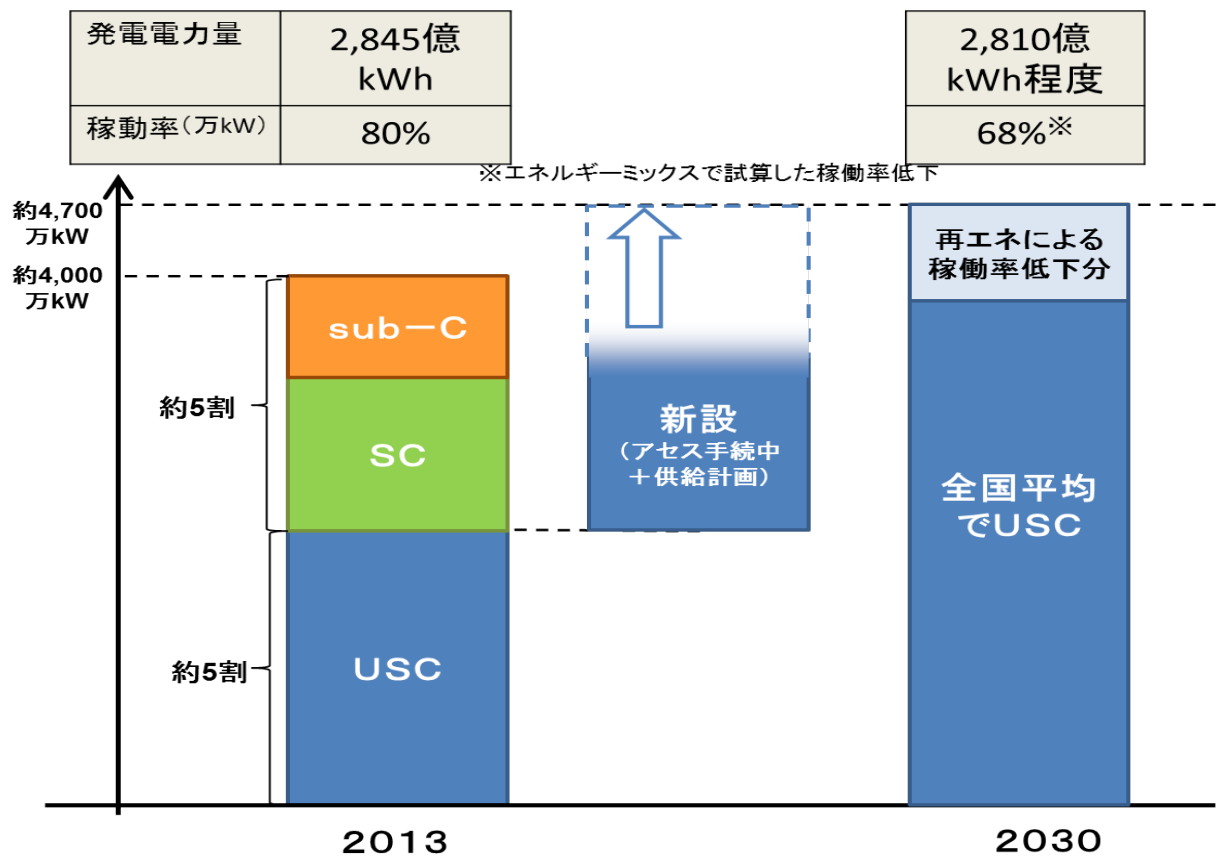
技術方式	設備容量	導入本格化時期
従来型	約2,500万kW	1970年代～
コンバインドサイクル (GTCC)	約4,500万kW	1980年代～

注 一般・卸電気事業者及び卸供給事業者の合計。設備容量は2015年3月時点。
出典：電源開発の概要等から作成

長期需給見通しの実現に向けた火力発電のあり方

- ① 火力発電は、設備の規模や利用技術によって効率に差がある。
- ② 長期エネルギー需給見通しの実現に向けて、LNG火力については全体としてコンバインドサイクル (GTCC)相当の効率に、石炭火力についてはIGCCやIGFC等の最新技術の火力を最大限活用し、また効率の悪い火力発電の新陳代謝により、設備全体としてUSC（超々臨界圧：Ultra Super Critical）相当の効率としていく。
- ③ こうした観点からは、小規模石炭火力についても効率の向上を促していく必要がある。

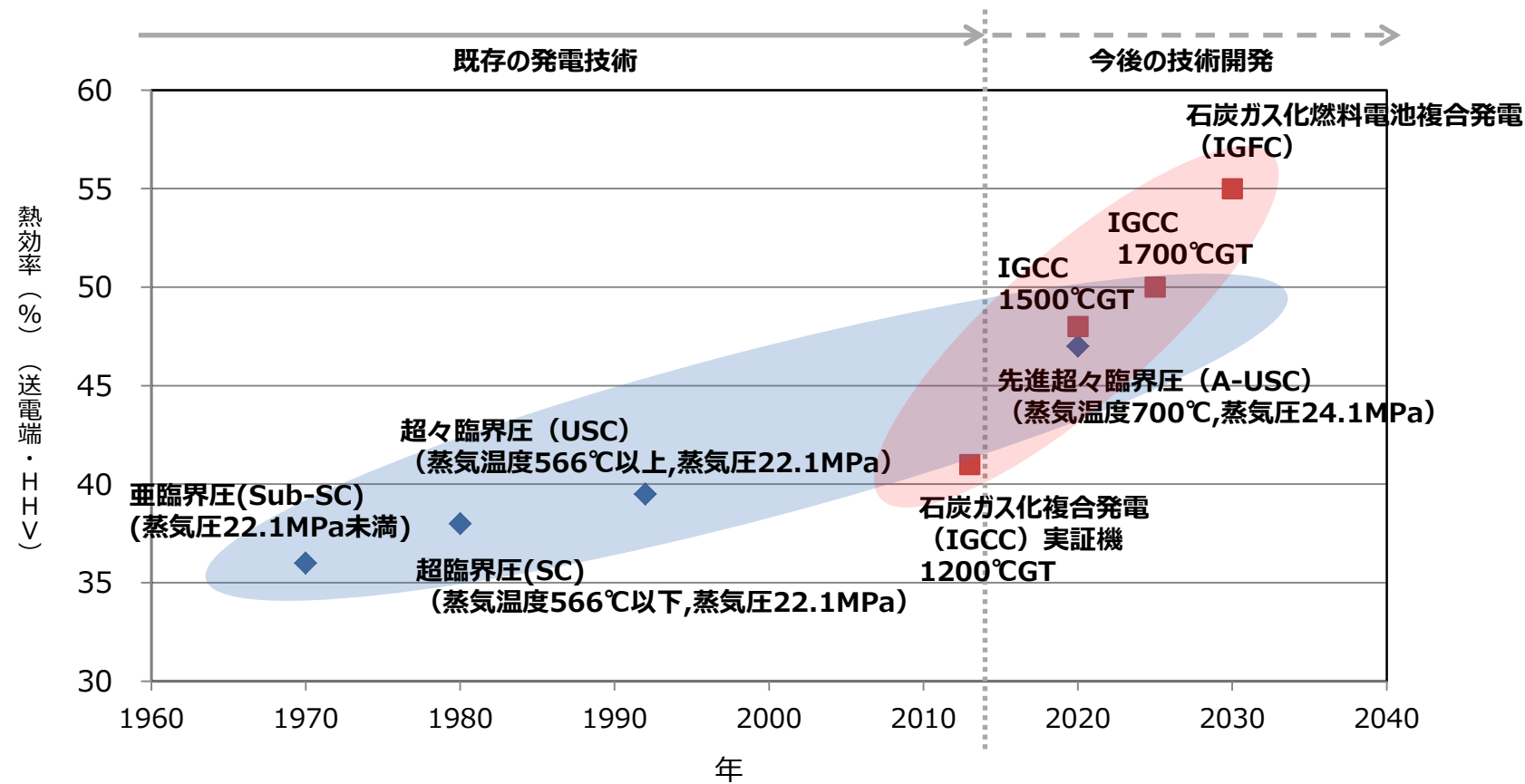
エネルギーミックスを実現するために必要な石炭火力の発電容量イメージ



石炭火力発電の高効率化に向けた技術開発

- ① 我が国の石炭火力は、現在、微粉炭火力の超々臨界圧（USC）が最高効率の技術として実用化されている。
- ② 今後、微粉炭火力の効率向上を進めるとともに、低品位炭も使用可能な石炭ガス化火力（IGCC、IGFC）の技術開発を進めることで、更なる効率化を期待。

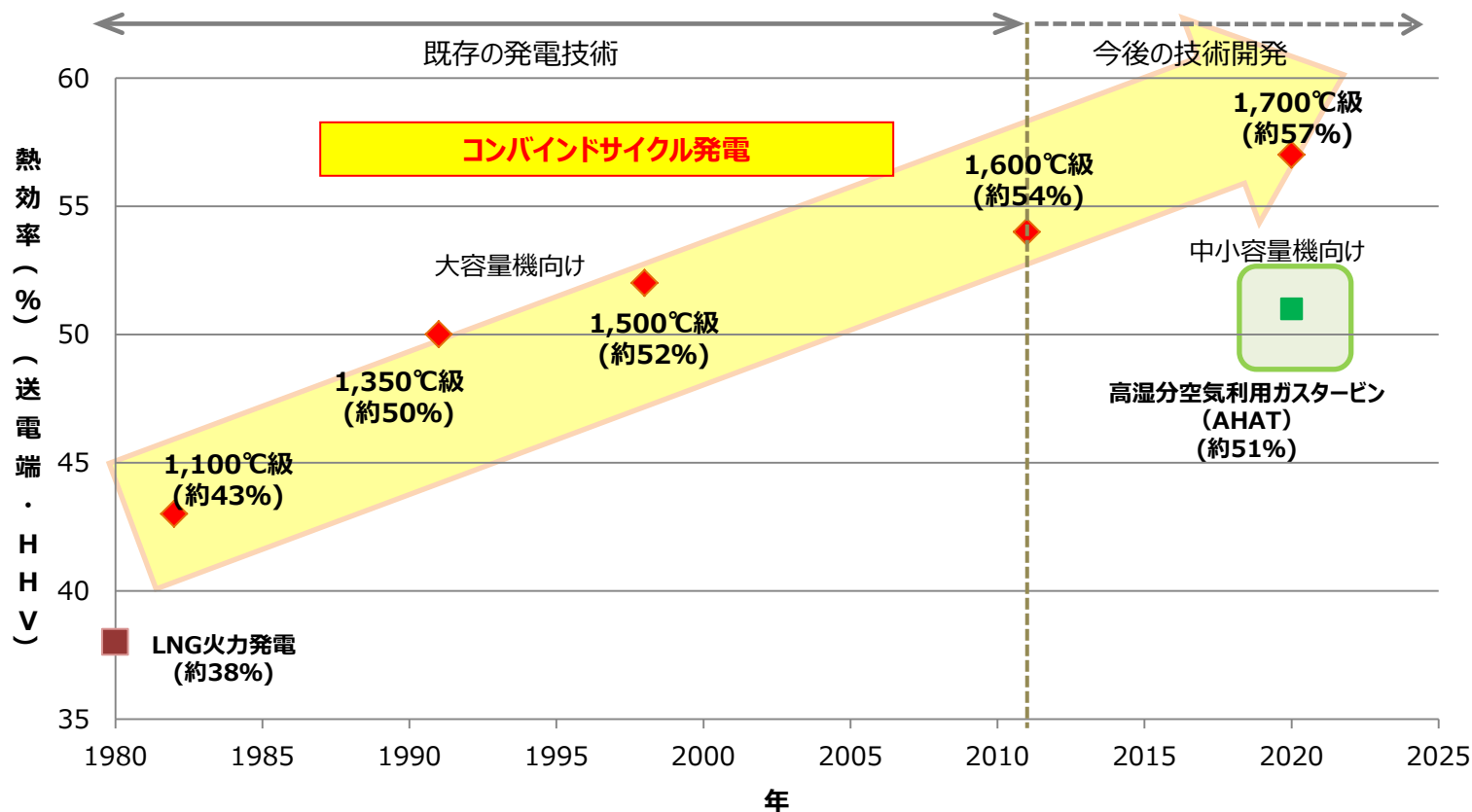
<石炭火力発電の効率向上>



LNG火力の高効率化に向けた技術開発

- ① 我が国は、世界に先駆けて、 $1,500^{\circ}\text{C}$ 級ガスタービンを実用化し、発電効率52%を達成。
- ② 大容量機向けには、 $1,700^{\circ}\text{C}$ 級ガスタービンの技術開発に取り組み、発電効率57%の実用化を目指す。
- ③ 中小容量機向けには、ガスタービンのみでコンバインドサイクルの発電効率に匹敵する、高温分空気利用ガスタービン（AHAT）を開発し、実用化を目指す。

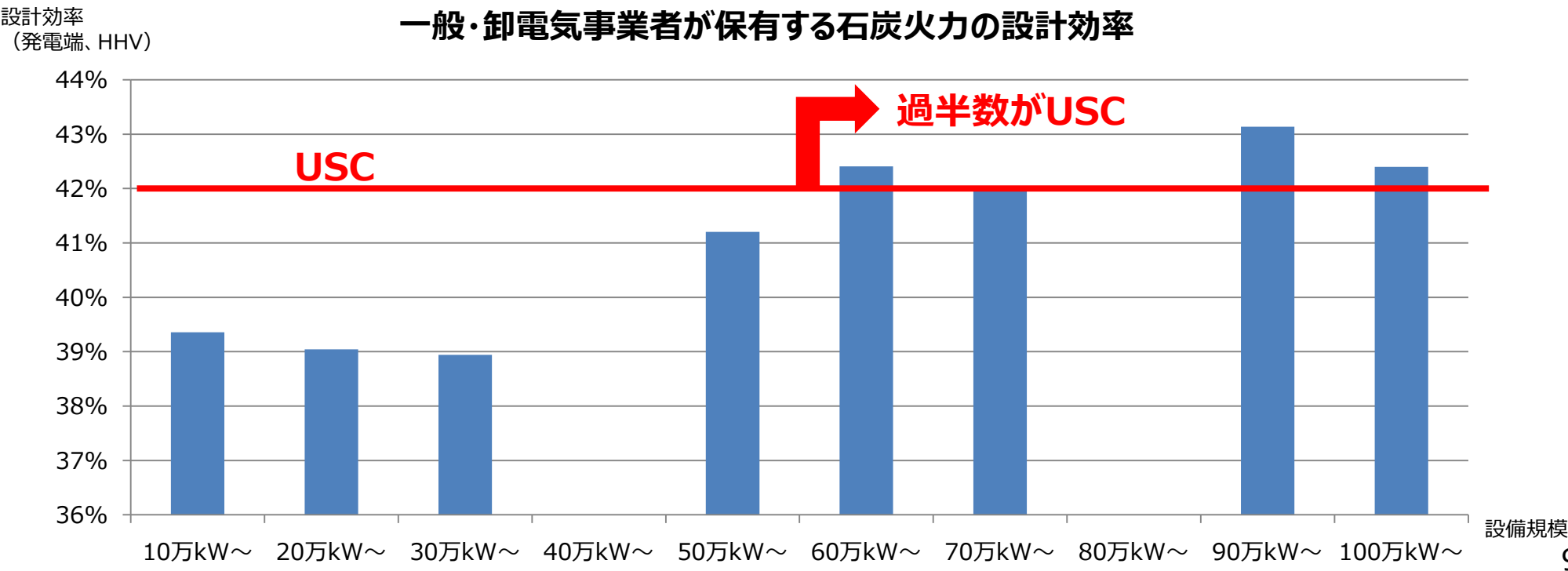
<LNG火力発電の効率向上>



2. 火力発電の発電効率の基準等

石炭火力発電の新設基準について

- ① エネルギーミックスでは、石炭火力発電については、全体としてUSC相当の水準を目指すこととなっている。
- ② しかしながら、発電設備の規模に応じて実現可能な発電効率には差がある。小規模で効率が劣るものが多く建設されることは、全体の省エネルギーから見れば問題がある。
- ③ 他方、小規模火力は、熱需要を確保しやすいなど、コジェネによって総合的な効率によって向上の余地がある。
- ④ このため、小規模も含め省エネ法判断基準の基準部分の発電専用設備の新設にあたっての措置（新設基準）では、一律にUSC相当を求めることとしてはどうか。
- ⑤ その際のUSC相当とは、これまでの環境影響評価における最良の設計効率を整理した『BAT（Best Available Technology）の参考表』（詳細は後述）に準じて、経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしているUSCの中で、全ての発電方式で達成可能性のある値として、**42%（発電端、HHV）**としてはどうか。
- ⑥ その際、効率向上がバイオマス混焼による場合には定期報告で毎年確認する必要がある。



LNG火力発電の新設基準について

- ① エネルギーミックスでは、LNG火力発電については、全体としてコンバインドサイクル発電相当の水準を目指すことになっている。
- ② そのため、石炭と同様にBATの参考表に準じて、経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしているコンバインドサイクル発電の中で、全ての発電方式で達成可能性のある値として、**50.5%以上（発電端、HHV）** としてはどうか。

BATの参考表 （A） 経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしている最新鋭の発電技術（LNG部分抜粋）

天然ガス火力					設計熱効率(発電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)	設計熱効率(送電端) 【%:HHV】 (カッコ内の値は%: LHV)
<東日本(50Hz地域)> ※						
80万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1450℃級】【多軸型】	LNG	-	商用運転中	50.5 (56)	49 (55)
50万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1500℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	53 (59)	52 (58)
40万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1400℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
<西日本(60Hz地域)> ※						
60万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1300℃級改良型】【多軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
40万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1500℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	52 (58)	51 (57)
30万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1400℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	51 (57)	50 (56)
20万kW級	ガスタービンコンバインドサイクル (GTCC)【1200℃級】【一軸型】	LNG	-	商用運転中	51.5 (57)	50.5 (56)

※ 汎用品であるガスタービンは、周波数(50/60Hz)に応じた製品ラインナップが整えられていることを踏まえ、東日本[50Hz地域]/西日本[60Hz地域]で分けて分類している。

石油等火力発電の新設基準について

- ① 1979年第3回IEA閣僚理コミュニケにおいて採択された「石炭に関する行動原則」において、ベースロード用の石油火力の新設、リプレースの禁止が定められている
- ② 緊急設置電源などの例を除けば過去10年以上新設がなく、今後の新增設計画もないことから、新設基準は設定しないこととしてはどうか。
- ③ ただし、エネルギーミックスの前提となるコスト検証において最新鋭の発電効率を**39%（発電端、HHV）**としていることから、例外的な事例があった際は、これに準じるべきではないか。
- ④ また、副生ガス等の石油由来以外の発電設備については別途整理を行う。

BATの参考表について

- ① BATの参考表とは、「燃料調達コスト引き下げ関係閣僚会合（4大臣会合）」（平成 25 年 4 月 26 日）で承認された「東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ」（平成 25 年 4 月 25 日経済産業省・環境省）（以下「局長級取りまとめ」という。）において事業者がBATの採用を検討する際の参考となるよう、「最新鋭の発電技術の商用化及び開発状況」を規模や燃料種に応じて国が整理し、公表することになっているもの。
- ② BATの参考表は、事業者ヒアリング等によって、その時点で確認ができる情報に基づいて整理をしたものであり、石炭火力と天然ガス火力に関する発電技術を整理している。
- ③ 局長級取りまとめにおいては、事業者は竣工に至るスケジュール等も勘案しながら以下に示す分類における(B)についても採用の可能性を検討した上で、(A)以上のものとするよう努めることとなっている。

BATの参考表における技術水準の分類

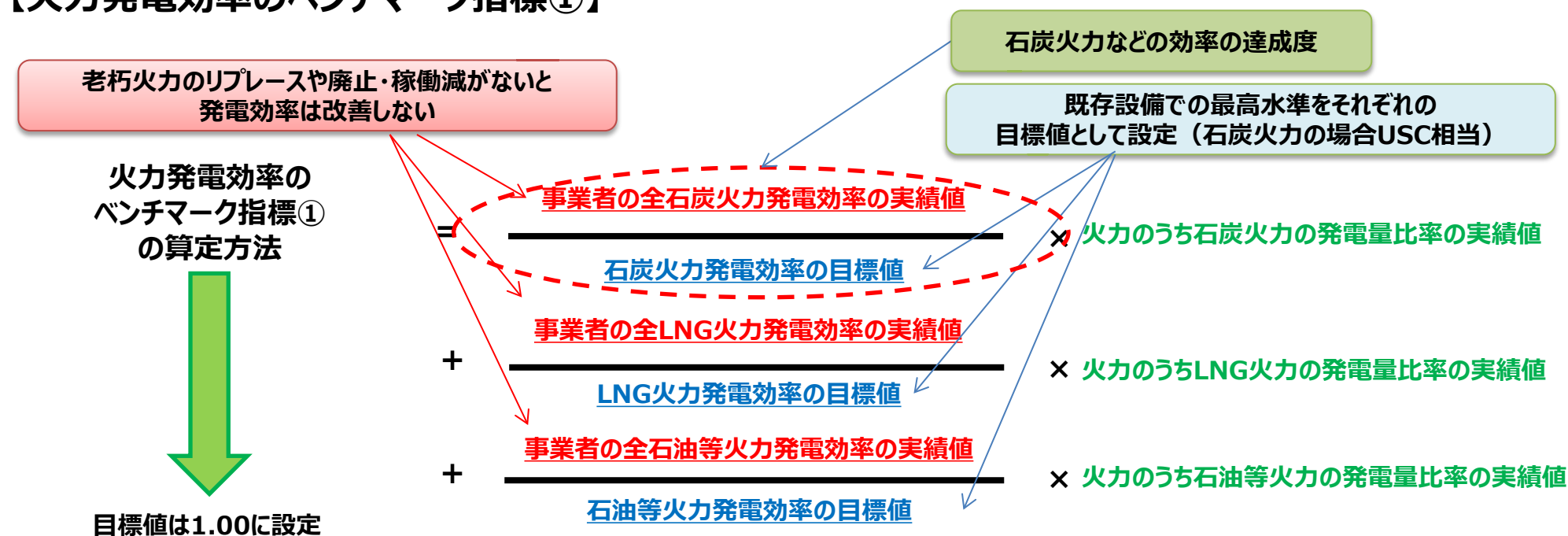
- (A)経済性・信頼性において問題なく商用プラントとして既に運転開始をしている 最新鋭の発電技術
- (B)商用プラントとして着工済みの発電技術及び商用プラントとしての採用 が決定し環境アセスメント手続に入っている発電技術
- (C)上記以外の開発・実証段階の発電技術

ベンチマーク制度を活用した火力発電の高効率化の促進 (火力発電効率のベンチマーク指標①)

第2回
火力発電に係る判断基準WG
配付資料より作成

- ① 省エネ法判断基準の目標部分におけるベンチマーク制度は、同一業種におけるベンチマーク指標を設定し、**上位1～2割の事業者が達成できる水準に目標値**を設けた上で、その業種に属する全ての事業者に対して中長期的に目標値の達成を求めていく制度。新設火力の高効率化だけでなく、既設も含めた火力発電全体の効率を評価（老朽火力の廃止・稼働減がないと指標を達成できない）。
- ② 年間1,500kl以上エネルギーを使用する事業者は、その達成状況について毎年度報告することが義務づけられており、**目標を達成した事業者の名前を公表することや、ベンチマーク制度を含めた省エネ法判断基準に照らして取組が著しく不十分な場合の指導・指示・公表・命令によって、制度の有効性を担保している。**
- ③ 火力発電事業では、火力発電効率に関する目標値は設定されていないため、**今回の見直しでエネルギーミックスと整合するよう設定し、火力発電の効率化を促してはどうか。**

【火力発電効率のベンチマーク指標①】



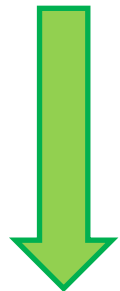
ベンチマーク制度を活用した火力発電の高効率化の促進 (火力発電効率のベンチマーク指標②)

第2回
火力発電に係る判断基準WG
配付資料より作成

- ① 火力発電効率のベンチマーク指標①は、燃料種毎の発電効率の実績値に関する目標値の「達成率」をベンチマーク指標としたもの。
- ② 一方で、より高効率の設備を選択を促すべく、火力発電の総合的な発電効率そのものについてもベンチマーク指標とする場合には、次のような算出式も考えられる。
- ③ 目標の達成に向けては、高効率なLNGコンバインドサイクル発電設備、IGCC、コジェネ等の活用による発電効率の向上を行うことが考えられる。

【火力発電効率のベンチマーク指標②】

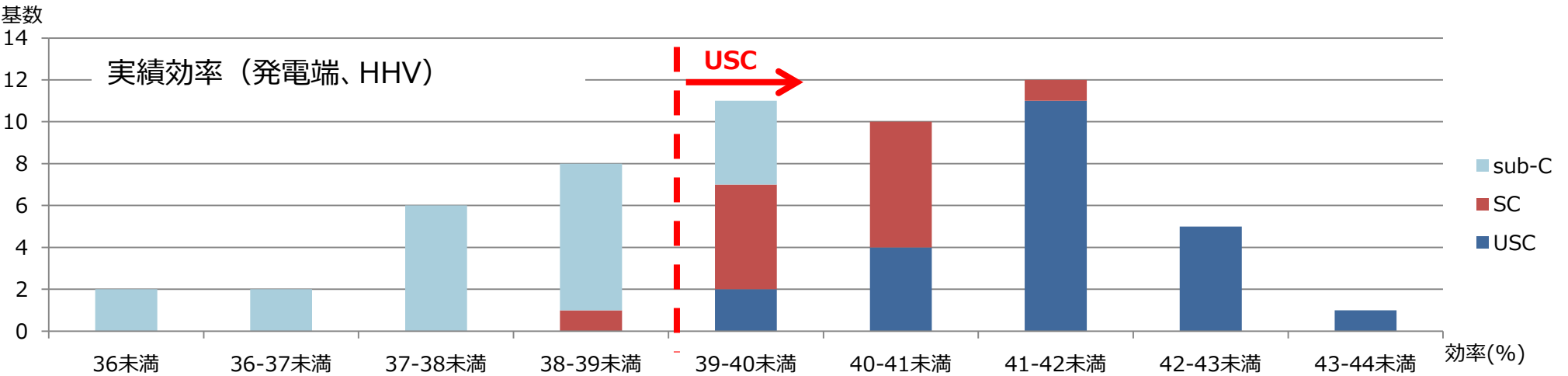
火力発電効率の
ベンチマーク指標②
の算定方法



$$\begin{aligned} &= \text{事業者の全石炭火力発電効率の実績値} \times \text{火力のうち石炭火力の発電量比率の実績値} \\ &+ \text{事業者の全LNG火力発電効率の実績値} \times \text{火力のうちLNG火力の発電量比率の実績値} \\ &+ \text{事業者の全石油等火力発電効率の実績値} \times \text{火力のうち石油等火力の発電量比率の実績値} \end{aligned}$$

目標値は
エネルギーミックスと
整合的に設定
(後述)

既設火力発電所の発電効率について（石炭火力）



発電方式	発電電力量	設計効率	実績効率	低下幅 (設計→実績)	設備利用率
USC	1,346億kWh	42.56%	41.52%	▲1.04%	84.31%
SC	623億kWh	41.27%	39.89%	▲1.38%	84.15%
Sub-C	270億kWh	39.14%	37.70%	▲1.44%	69.62%
全体	2,238億kWh	41.79%	40.60%	▲1.19%	78.43%

(注1) 発電効率は発電端、HHV (注2) 実績効率は2014年度実績
(注3) 発電効率の計算は発電電力量による加重平均

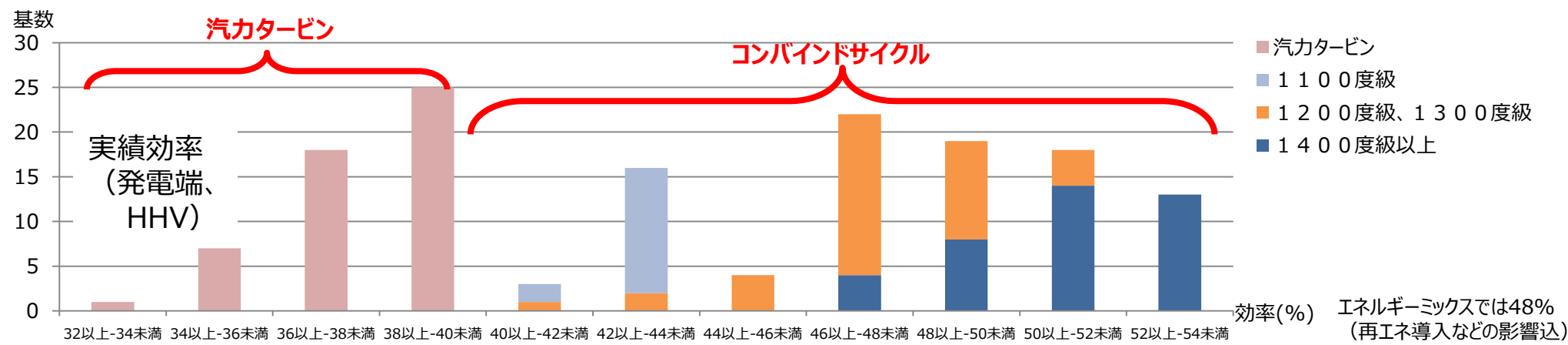
BATの参考表における設計効率に低下幅を考慮すると以下のとおり（例示：BATの(A)）

90～110万kW級	USC	43%	低下幅	41.8%
70万kW級	USC	42.5%	(▲1.19%)	41.3%
60万kW級	USC	42%	反映	40.8%
50万kW級	SC	42.5%		41.3%
20万kW級	Sub-C	41%		39.9%

火力発電効率のベンチマーク指標①②
に用いる石炭火力発電効率の目標値は
41%とすることが考えられる。

エネルギーミックスでは41%
(再エネ導入などの影響込)

既設火力発電所の発電効率について（LNG火力）



発電方式	発電電力量	設計効率	実績効率	低下幅 (設計→実績)	設備利用率
コンバインド (1,400度級以上)	1,250億kWh	51.71%	50.97%	▲0.74%	79.77%
コンバインド (1,300度級)	764億kWh	49.14%	47.89%	▲1.25%	81.74%
コンバインド (1,200度級)	590億kWh	48.63%	47.46%	▲1.17%	62.78%
コンバインド (1,100度級)	166億kWh	42.74%	42.46%	▲0.28%	75.08%
シングルタービン (汽力)	1,243億kWh	39.77%	38.31%	▲1.46%	47.61%
全体平均	4,013億kWh	46.70%	45.60%	▲1.10%	67.39%

(注1) 発電効率は発電端、HHV (注2) 実績効率は2014年度実績 (注3) 発電効率の計算は発電電力量による加重平均

BATの参考表における設計効率に低下幅を考慮すると以下のとおり（例示：BATの(A)の東日本範囲）

発電容量	発電方式	設計効率	低下幅	実績効率
80万kW級	1,450度級多軸型	50.5%	▲1.10%	49.40%
50万kW級	1,500度級一軸型	53%	反映	51.90%
40万kW級	1,400度級一軸型	52%		50.90%

火力発電効率のベンチマーク指標①②
に用いるLNG火力発電効率の目標値は
48%とすることが考えられる。

※震災後、LNG火力の設備利用率が向上しており、結果として低下幅が小さくなっている可能性あり

LNGコンバインドサイクル発電技術について

1,200度級コンバインドサイクル

- 1984 年に1,150 度級コンバインドサイクル発電が開発され、1985年に東新潟火力発電所 3 号系列に全台の設置が行われて以降、1,300度級に向けた経過的な開発の途中段階にあたる発電設備。

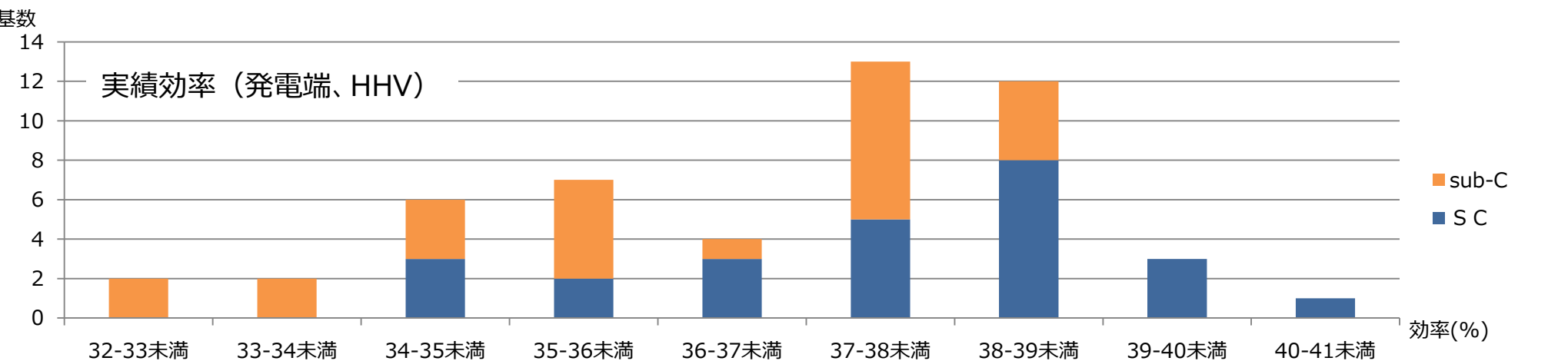
1,300度級コンバインドサイクル

- 1989年に1,350度級のコンバインドサイクル発電が開発されて以降、国内外のコンバインドプラントの主要な設備となっている。
- 信頼性と経済性の観点で現在でも新電力も新設時に採用しており、現時点で一般電気事業における発電電力量及び基数が最も多い。

1,500度級コンバインドサイクル

- 1997年に長期実証が開始され、後に東新潟 4 号系列に採用され、1999年7月に運転開始。現時点で商用運転されている発電所としては最高効率水準のもの。（1,600 度級の関西電力姫路第二火力発電所は蒸気タービンの不具合により減出力中。）

既設火力発電所の発電効率について（石油等火力）



発電方式	発電電力量	設計効率	実績効率	低下幅 (設計→実績)	設備利用率
SC	513億kWh	40.26%	38.29%	▲1.97%	27.93%
Sub-C	177億kWh	39.60%	37.25%	▲2.35%	25.23%
全体 (発電電力量による加重平均)	690億kWh	40.09%	38.02%	▲2.07%	26.84%

(注1) 発電効率は発電端、HHV (注2) 実績効率は2014年度実績
(注3) 発電効率の計算は発電電力量による加重平均

火力発電効率のベンチマーク指標①②
に用いる石油等火力発電効率の目標値は
39%とすることが考えられる。

※BATの参考表には石油等火力に関する発電効率はない

エネルギーミックスにおける発電効率との比較

エネルギーミックス		火力発電効率の ベンチマーク指標①②における 各電源の目標値
	発電効率 (運転時)	発電効率 (運転時)
石炭火力	41%	41%
LNG火力	48%	48%
石油等火力	39%※	39%

(いずれもHHV、発電端)

※石油等については緊急時の対応としての役割で運転時ではなく設計時

火力発電効率のベンチマーク指標①の目標値について

○火力発電効率のベンチマーク指標①の目標値の設定にあたって、燃料種毎の発電効率については、発電効率実績を踏まえて設定とすると、以下のとおり。

$$\begin{aligned}
 &\text{火力発電効率のベンチマーク指標① 目標値} \\
 &= \frac{\text{事業者の全石炭火力発電効率の実績値}}{\text{石炭火力発電効率の目標値 (41\%)}} \times \text{火力のうち石炭火力の発電量比率の実績値} \\
 &+ \frac{\text{事業者の全LNG火力発電効率の実績値}}{\text{LNG火力発電効率の目標値 (48\%)}} \times \text{火力のうちLNG火力の発電量比率の実績値} \\
 &+ \frac{\text{事業者の全石油等火力発電効率の実績値}}{\text{石油等火力発電効率の目標値 (39\%)}} \times \text{火力のうち石油等火力の発電量比率の実績値}
 \end{aligned}$$

(発電端、HHV)



1.00以上

火力発電効率のベンチマーク指標②の目標値について

- 火力発電効率のベンチマーク指標②の目標値の設定にあたって、
- 燃料種毎の発電効率については、火力発電効率のベンチマーク指標①と同様に、発電効率実績を踏まえて設定
 - 燃料種毎の発電量比率については、エネルギー需給の長期見通しを勘案し、いずれの燃料種も過大／過小な比率を前提とした目標値とならないよう、エネルギーミックスにおいて実現を目指す望ましい電源構成（全体の電源構成において、石炭26%、LNG27%、石油3%で火力合計で56%）に沿って設定

とすると、以下のとおり。

火力発電効率の
ベンチマーク指標②
目標値

=

石炭火力発電効率の目標値（41%）

×

火力のうち石炭火力の発電量比率
（エネルギーミックスにおける
火力56%のうちの26%）

+

LNG火力発電効率の目標値（48%）

×

火力のうちLNG火力の発電量比率
（エネルギーミックスにおける
火力56%のうちの27%）

+

石油等火力発電効率の目標値（39%）

×

火力のうち石油等火力の発電量比率
（エネルギーミックスにおける
火力56%のうちの3%）

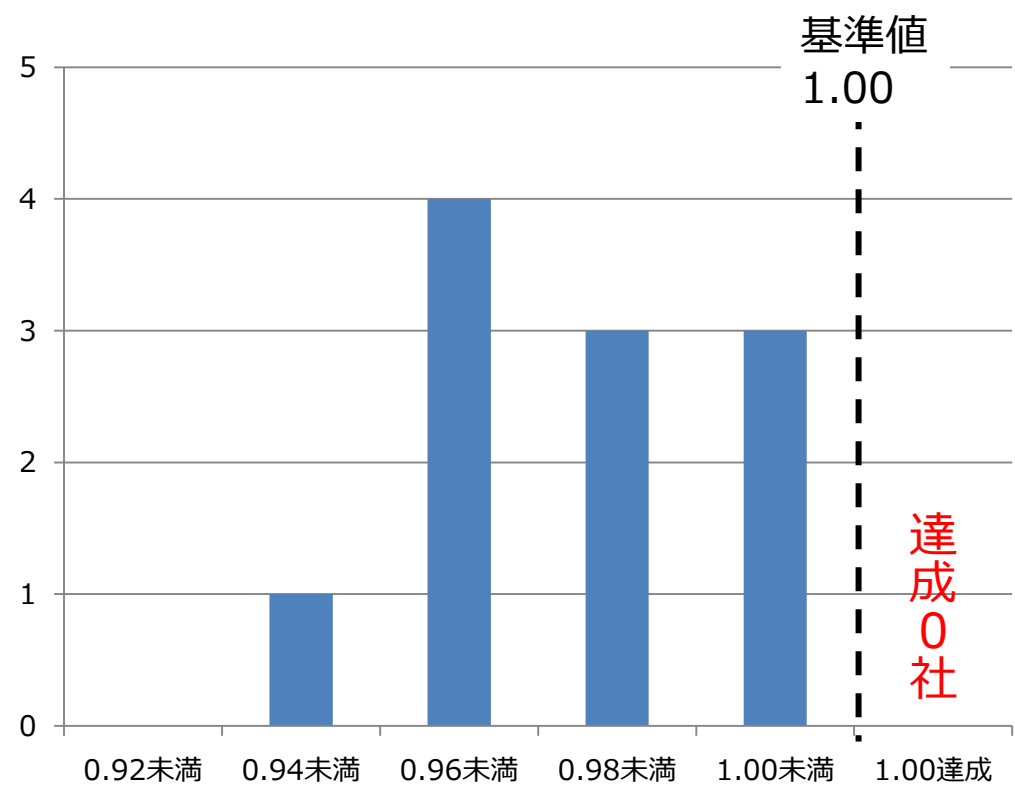
➡

44.3%以上

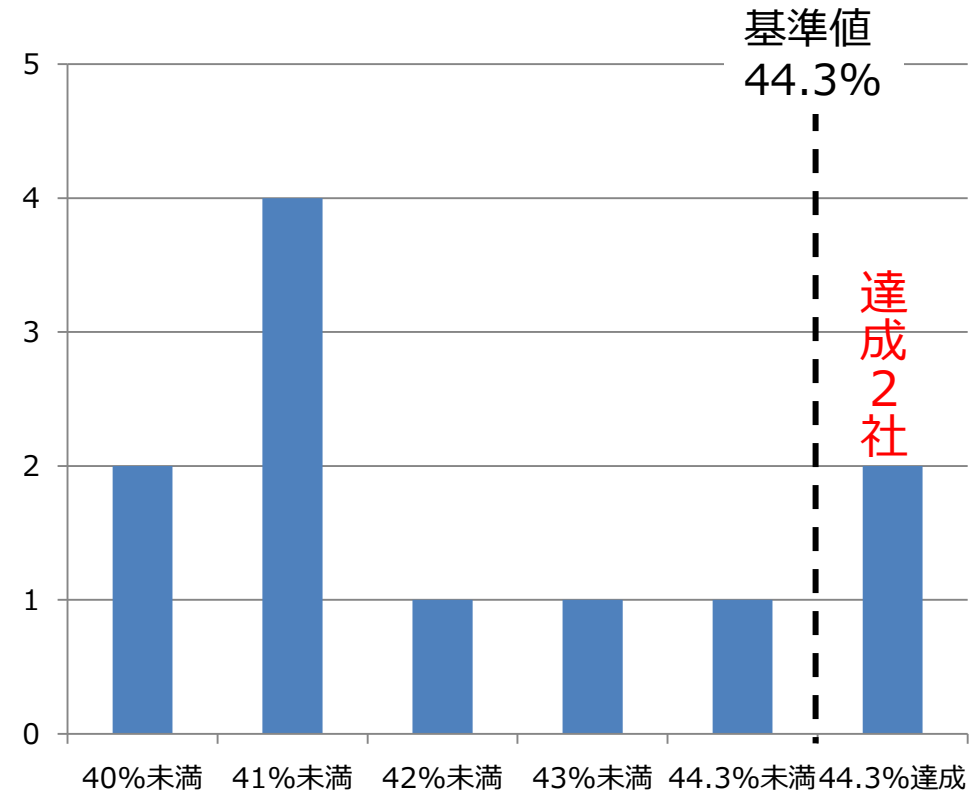
$$= 41\% \times \frac{26}{56} + 48\% \times \frac{27}{56} + 39\% \times \frac{3}{56} = 44.3\%$$

(参考) 事務局案を採用した場合の現状 (10電力+電発)

火力発電効率のベンチマーク指標①



火力発電効率のベンチマーク指標②



3. その他の論点について

(参考) 自家発電の扱い (売電事業における副生物の扱い) (第2回WGからの引用)

- 生産過程において副次的に発生する可燃物、可燃ガス、熱、圧力などの「副生物」は、原料に用いることが不可能であったり、輸送が困難であったり、周囲の熱需要が乏しいなどの理由から、発電に用いられなければ焼却や廃棄 (熱や圧力であれば放出) せざるを得ない。
- 一方で、副生物は、石炭やLNGに比べて発電のために有効に取り出せるエネルギー量に乏しく、石炭火力やLNG火力の発電に混ぜると効率が悪化する。
- 発電に用いることで副生物を有効活用することを促進すべきである一方、副生物を用いた発電では論点②の新しい規制水準に達しない可能性がある。
- 今回の見直しでは、副生物を用いた発電に対しては、例えば、発電効率の算出にあたって、投入する副生物のエネルギー量をエネルギー使用量から除外することとしてはどうか。
- なお、副生物を用いることを止め、石炭やLNG専焼へ転換することで、結果として省エネ法上低効率な発電設備と化してしまうことが想定しうが、生産過程を停止しない限り副生物の発生が止まることはない点、副生物を発電に用いるために設置した回収・移送・燃焼等の専用設備のコストを回収する必要がある点で、副生物を発電に用いることは経済合理性があることから、副生物を用いることの継続性に関する懸念は小さいものと考えられる。
- 以上を踏まえ、副生物を発電に用いる場合における以下のような発電効率の算出方法を検討する。また、副生物の定義についても検討が必要。

副生物を発電に用いる場合の「省エネ法における発電効率」の算出方法 (案)

発電専用設備から得られる電力エネルギー量

発電専用設備に投入する
エネルギー量

発電専用設備に投入する副生物の
エネルギー量

※いずれも設計上における定格運転時の値

論点③ 副生物の定義

- 副生物を発電に用いる場合の「省エネ法における発電効率」の算出方法の適用に当たって、「副生物」を定義する必要がある。
- 以下の要件に該当するものを副生物としてはどうか。

省エネ法判断基準の発電専用設備の新設に当たっての措置における副生物の要件（案）

副生物、廃棄物、副生ガス、廃熱、その他の事業の過程で副生するエネルギー源又はエネルギーであって、発電以外に利用するには技術的又は経済的困難を伴い、発電以外の用途に乏しいもの。

主な該当事例：高炉ガス、転炉ガス、コークス炉ガス、黒液、ペーパースラッジ、廃油、RDF

(参考) 論点④関係 コージェネレーションの扱い (第1回WGからの引用)

論点④ コージェネレーションの扱い

規制水準に関し、効率の悪い石炭火力発電等の発電専用設備では、論点① Bが求める高い発電端効率の達成が困難と想定されるものも存在する一方で、コージェネレーションの導入によって、総合効率として高い発電端効率を達成しようとする措置も考えられる。このような発電専用設備の効率について、どのように考えるか。

(参考) 論点④関係 売電事業におけるコージェネレーションの扱い (第2回WGからの引用)

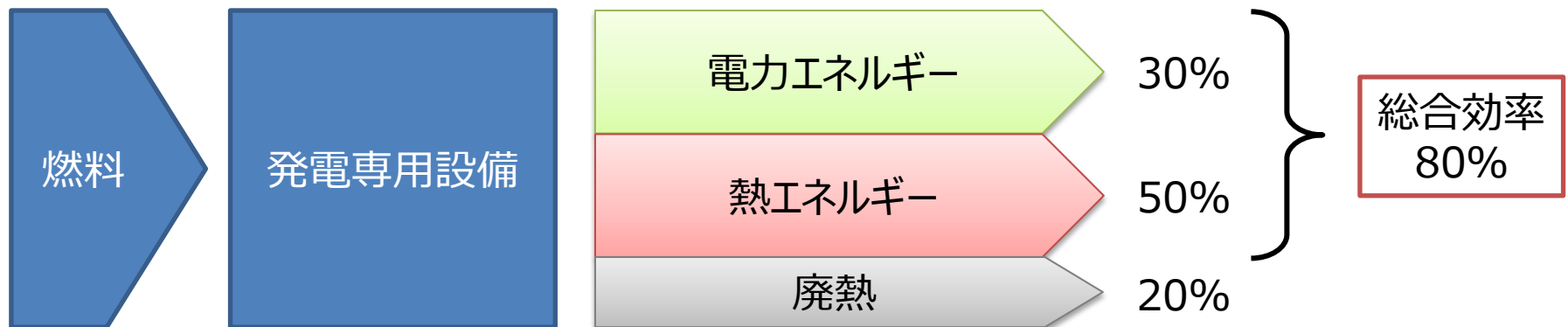
- 得られる電気と熱を合わせた総合効率が高い発電専用設備の活用は促進すべきである一方、電気だけに着目すると、論点②の新しい規制水準に達しない可能性がある。
- 今回の見直しでは、熱利用を行うコージェネを導入した発電専用設備に対しては、例えば、熱も含めた総合効率が規制水準を上回っていることを求めることとしてはどうか。

電気と熱の両方を発生させる場合の「省エネ法における効率」の算出方法 (案)

$$\frac{\text{発電専用設備から得られる電力エネルギー量} + \text{発電専用設備から得られる熱エネルギー量のうち熱として活用されるもの}}{\text{発電専用設備に投入するエネルギー量}}$$

※いずれも設計上における定格運転時の値

電気と熱の両方を発生させる場合の例



(参考) 論点⑤ バイオマス混燃の扱い (第1回WGからの引用)

論点⑤ バイオマス混燃の扱い

規制水準に関し、省エネ法は化石燃料と化石燃料起源の熱・電気を対象としてエネルギーの使用の合理化を求めているため、バイオマス燃料等の非化石燃料の使用は規制対象としていないのが実情。一方で、どのような比率でバイオマスを混焼するかについては、事業者の運転管理次第の面もあるところ。このような実態に鑑み、バイオマス混焼等の化石燃料と非化石燃料を混焼する場合の発電専用設備の効率についてどのように考えるか。

(参考) 論点⑤関係 売電事業におけるバイオマス混焼の扱い (第2回WGからの引用)

- 省エネ法は、より少ない化石エネルギーで同一の目的を達成するため、設備面（ハード面）と運用面（ソフト面）の両面で効率の向上を図ることを求めている。この中で、バイオマス混焼は、同量の発電を行うために必要な石炭量を減らすことができるため、化石エネルギーの使用の合理化と捉えることができる。
- 今回の見直しでは、配慮措置として、バイオマス混焼に対しては、例えば、発電効率の算出にあたって、投入するバイオマス燃料のエネルギー量をエネルギー使用量から除外することとしてはどうか。
- 一方で、バイオマス混焼はあくまで運用面での取組であり、毎年の運用の中で混焼割合が低下すれば、同量の発電を行うために必要な石炭量が増加し、発電設備の性能によっては規制水準を下回る可能性がある。特にバイオマス燃料のための設備は石炭にも転用可能なため、容易にバイオマス混焼率を低下させることができる可能性があり、省エネ法定期報告の中で継続的に混焼率を評価していくことが必要ではないか。

バイオマス混焼の「省エネ法における発電効率」の算出方法（案）

発電専用設備から得られる電力エネルギー量

発電専用設備に投入する
エネルギー量

発電専用設備に投入するバイオマス燃料の
エネルギー量

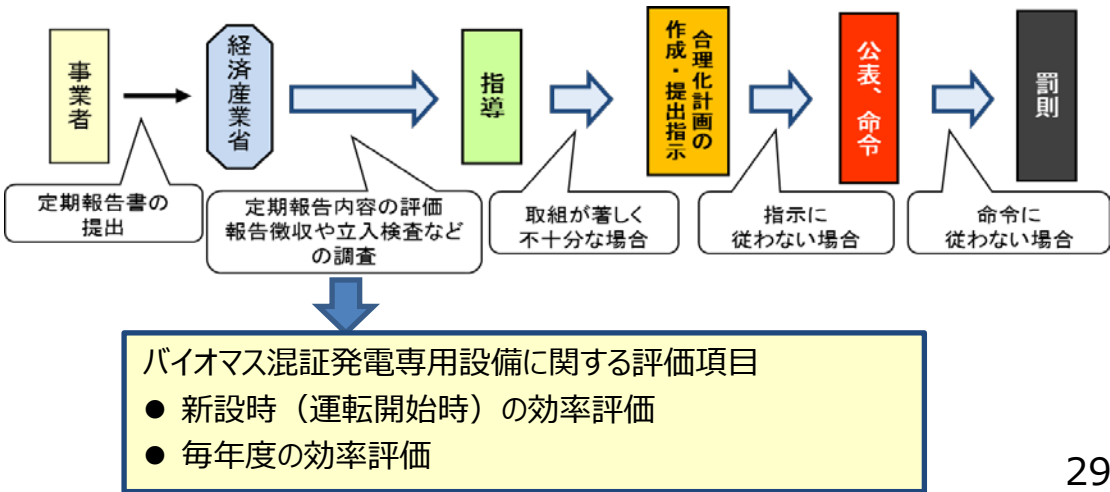
※いずれも設計上における定格運転時の値

必要となるバイオマス混焼割合の事例

石炭専焼における 発電端効率（HHV）	必要な バイオマス混焼割合※
30% 一般的なCFBボイラ	37.2%以上
35% 高効率なCFBボイラ	22.9%以上
40% 微粉炭ボイラ（亜臨界圧）	8.6%以上

※規制水準を43%（発電端効率（HHV）とし、バイオマス混焼1%につき0.08%効率低下する場合を想定

バイオマス混焼発電専用設備に関する評価フローの考え方



論点⑤関係 バイオマス混燃に関する考え方

- 省エネ法は、バイオマス燃料の性質や使用状況について制限を設けるものではない。
- 一方で、バイオマス混焼では、混焼中止や混焼割合低減によって、化石燃料に対する発電効率が容易に低下するため、混焼を行った場合の発電効率は配慮事項とした上で、混焼状況を詳しく確認していく必要があるのではないかな。
- 具体的には、新設時には、混焼を行わない場合の発電効率を報告した上で、配慮事項として混焼を行った場合の発電効率の報告も認めることとしてはどうか。
- また、混焼の状況を毎年度確認するため、省エネ法定期報告にバイオマス混焼に関する様式を設け、月別混焼量等の報告を求めるべきではないかな。
- この場合、定期報告を確認した上で、混焼割合の変動（毎月の混焼量が大きく振れるなど）に伴い発電効率に変動した結果として、USC相当に達していないと認められるときは、当該事業者に対して指導等の措置を行うこととなる。

(参考) 論点⑥ 規制適用に関する勘案・配慮事項 (第1回WGからの引用)

論点⑥ 規制適用に関する勘案・配慮事項

省エネ法の各種措置（※）は、本来、エネルギーの使用開始をもって、事業者に対して適用されるものである。しかしながら、大量のエネルギー使用が見込まれる設備については、その導入段階においてエネルギー消費効率の高い設備の導入等の考慮が不可欠であるため、省エネ法判断基準においては、発電専用設備等に対して「新設にあたっての措置」を特に規定することにより、（エネルギー使用前の状態においても）事業者に対する特段の措置を求めているところ。こうした現行規制体系における規定ぶりを踏まえつつ、改正後の判断基準の施行時点で計画段階や建設段階にある発電専用設備についてどのように考えるか。

（※）エネルギー使用量が原油換算 1,500kl/年度以上となった者に対する定期報告の義務等

論点⑥ 規制適用に関する勘案・配慮事項

○改正後の新設基準（省エネ法判断基準の基準部分の発電専用設備の新設に当たっての措置）の施行時点で、すでに計画段階や建設段階にある発電専用設備については、個別の事情を勘案した上で、改正後の新設基準の適用による設計変更が大きな社会的又は経済的損失を伴うと認められる場合には、当該新設発電専用設備に対して、改正後の新設基準を適用しないこととする配慮をすることとしてはどうか。

配慮事項として勘案すべきと考えられる事例

火力電源入札応札に伴い新設する発電専用設備

火力電源入札（一般電気事業者が、電気事業法第29条に基づいて安定供給の確保等に向けた供給計画を作成した上で、その供給計画に含まれる電源の調達について、中立的機関の確認を経た入札要綱に基づいて実施する入札）の応札に伴って新設する発電専用設備については、改正後の新設基準の施行時点より前に、当該入札の募集開始が行われていた場合。

環境影響調査（環境アセスメント）の実施を伴う発電専用設備

環境アセスメントの実施を伴う発電専用設備については、改正後の新設基準の施行時点より前に、環境アセスメント手続が開始されていた場合。

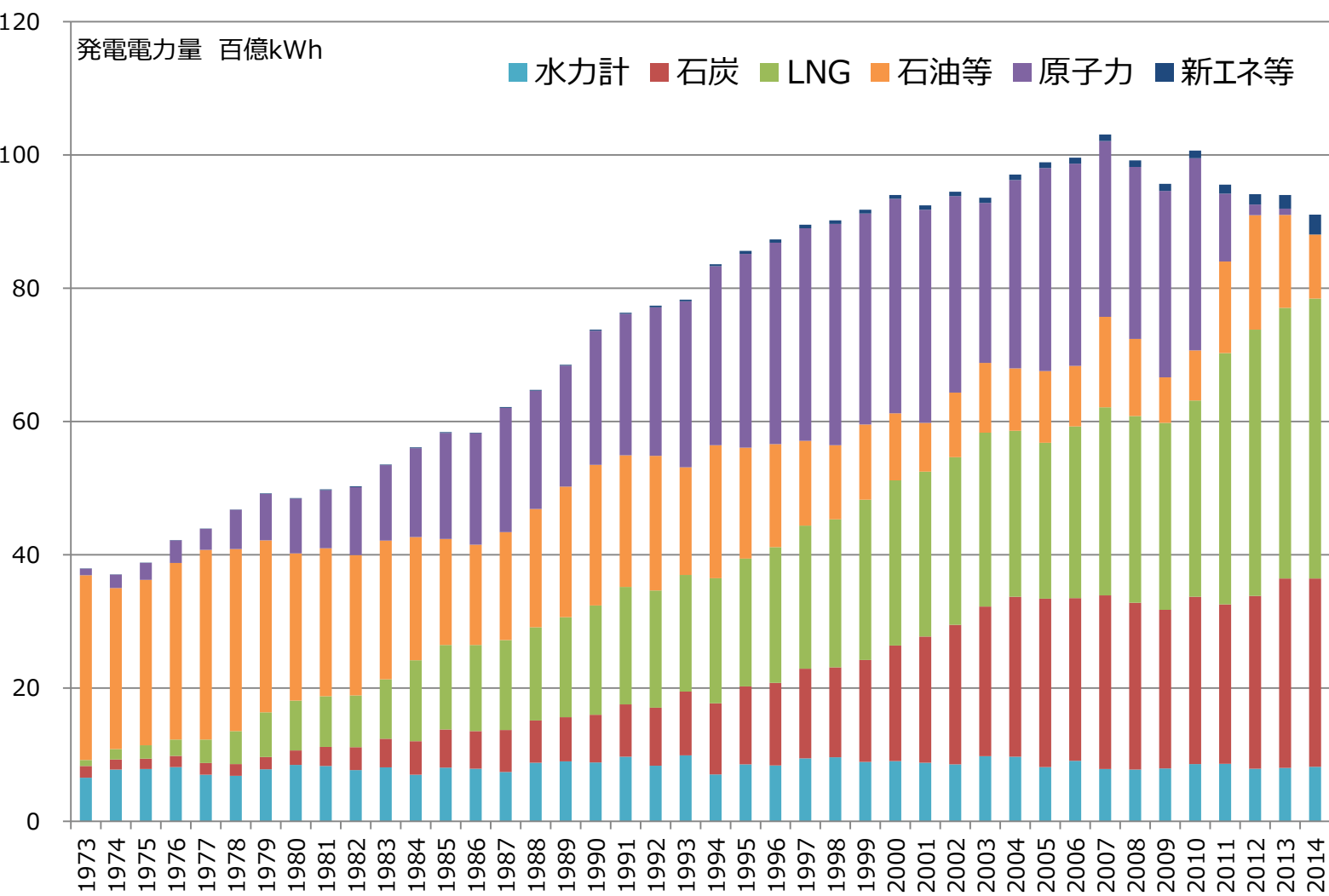
その他の発電専用設備

改正後の新設基準の施行時点より前に、発電専用設備の主要部分であるボイラ又はタービンの発注を含む契約が行われていた場合。

参考資料

我が国の電源構成の推移

- ① 約30年かけて石炭、LNG、原子力を徐々に増加させて石油から代替させてきた。
- ② 2010年度以降はLNGや石油等による発電電力量が増加。

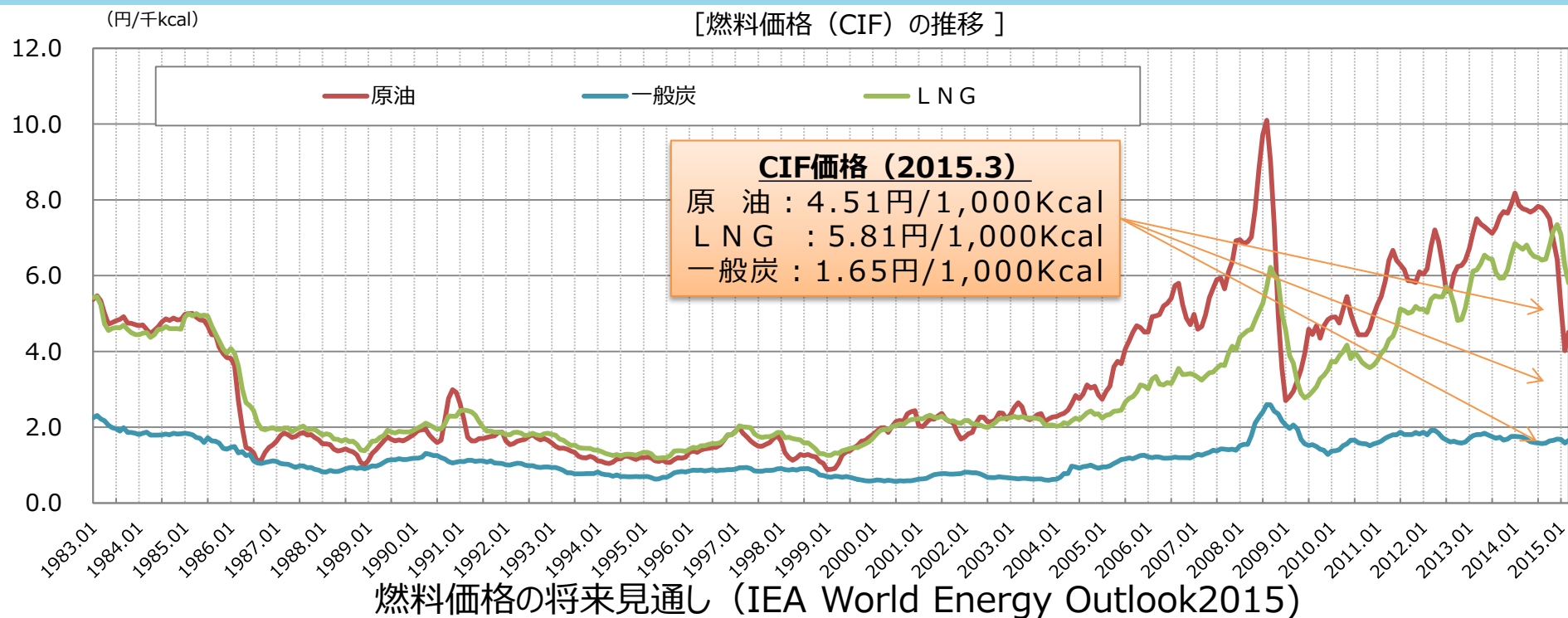


発電電力量 上段：百億kWh 下段：構成比 %					
2010	2011	2012	2013	2014	
1 1%	1 1%	2 2%	2 2%	3 3%	
29 29%	10 11%	2 2%	1 1%	0 0%	
8 7%	14 14%	17 18%	14 15%	10 11%	
29 29%	38 39%	40 42%	41 43%	42 46%	
25 25%	24 25%	26 28%	28 30%	28 31%	
9 9%	9 9%	8 8%	8 9%	8 9%	

【出所】資源エネルギー庁「電源開発の概要」、「電力供給計画」をもとに作成。％は構成割合。

燃料価格の推移と今後の見通し

- ① 石炭は、原油、LNGに比べ価格は低位で安定。（原油：4.4倍、LNG：3.9倍）
- ② 石炭火力の発電コストは、LNG火力に比べ燃料費で優位。

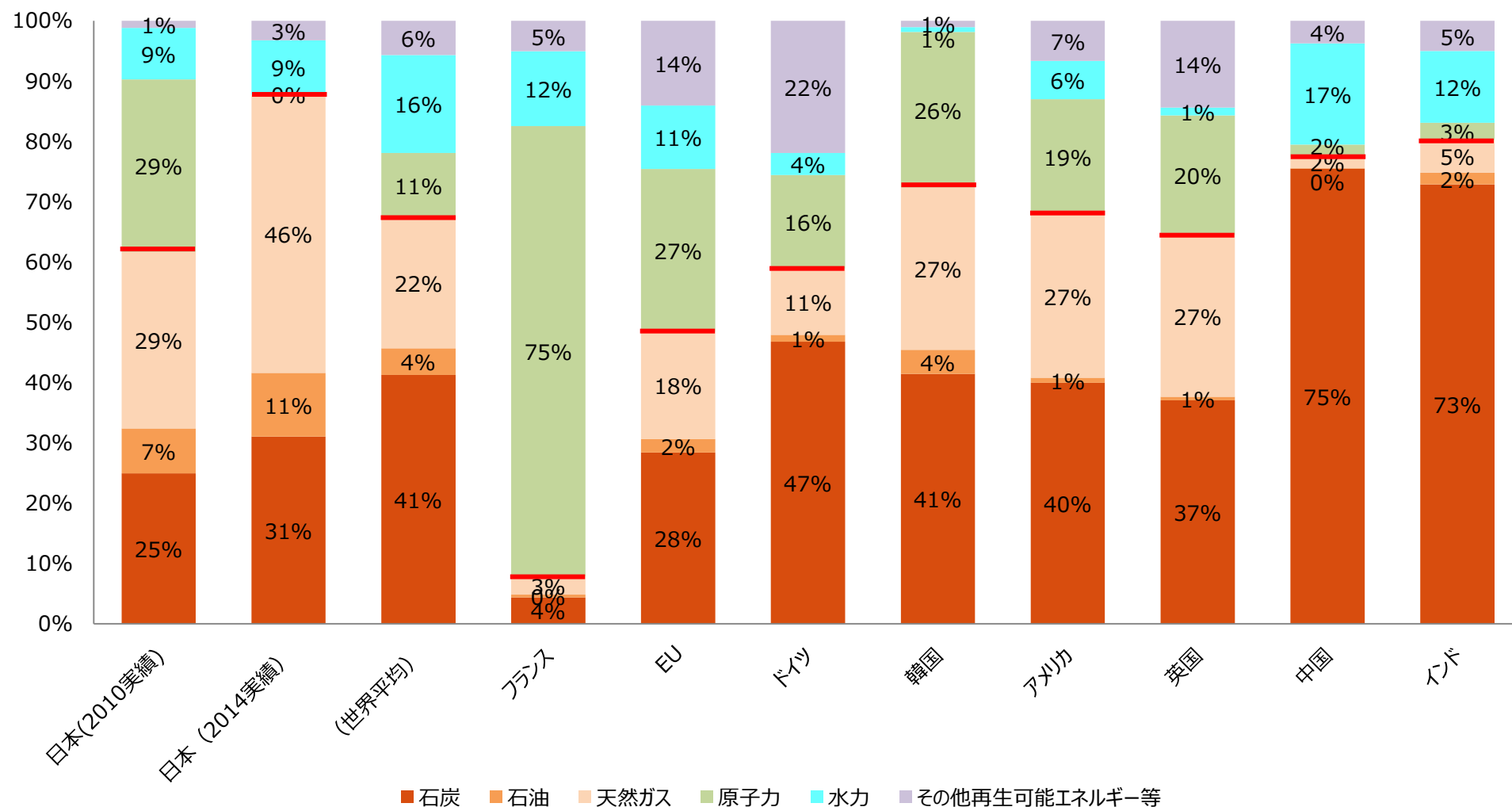


	IEAシナリオ	2014	2020	2030	2040
石炭 (\$/t)	現行シナリオ	78.0	99.0	115.0	123.0
	新政策シナリオ	78.0	94.0	102.0	108.0
LNG (\$/MBtu)	現行シナリオ	16.2	11.4	14.9	16.0
	新政策シナリオ	16.2	11.0	13.0	14.1
原油 (\$/bbl)	現行シナリオ	97.0	83.0	130.0	150.0
	新政策シナリオ	97.0	80.0	113.0	128.0

主要国の電源別発電電力量の比較

- ① 我が国の天然ガス発電の割合は、世界平均と比べて高い比率。
- ② 我が国の石炭火力発電の割合は、中国・インドのみならず、米国・ドイツなどと比較しても低い。

電源別電力構成（2013年）



出典: IEA/Energy Balances of OECD/NON-OECD 2015

燃料費増加の見通し

○ 原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる2015年度の燃料費の増加は、**約2.3兆円（推計値）**と試算される。（川内1号機のみ2015年度中に運転している場合の試算）

電力 9 社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	18.2兆円±α
燃料費	3.6兆円	5.9 兆円	7.0 兆円	7.7兆円	7.2兆円	6.1兆円±α
うち原発停止による燃料費増（試算）	—	+2.3兆円 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.2兆円	+3.1兆円 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.6兆円 内訳 LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.4兆円 内訳 LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+2.3兆円 内訳 LNG +1.7兆円 石油 +0.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円
燃料費増が総コストに占める割合（%）	—	13.6%	17.1%	18.9%	17.6%	12.6%
原子力利用率	67.3%	23.7%	3.9%	2.3%	0%	1.3%

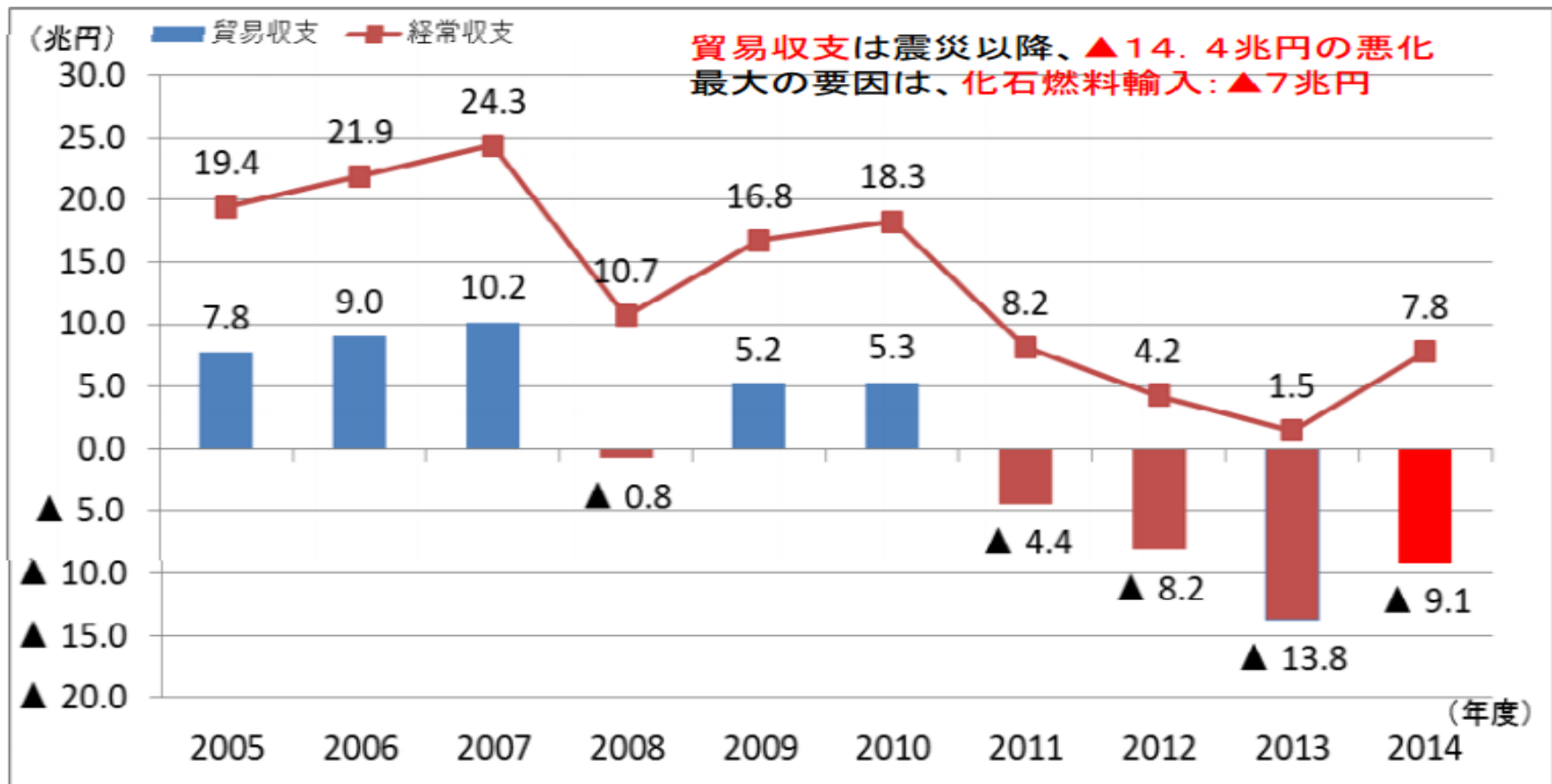
【参考】コストの諸元	L N G	石油	石炭	原子力
燃料費（2014年度）	13円/kWh	16円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
燃料費（2015年度）	9円/kWh	13円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
焚き増し分の発電電力量（2014年度）	1,919億kWh	676億kWh	153億kWh	—
焚き増し分の発電電力量（2015年度）	1,897億kWh	650億kWh	153億kWh	—

我が国の貿易収支への悪影響

化石燃料への依存の増大とそれによる国富流出

日本の貿易収支は、2011年に31年ぶりに赤字に転落し、エネルギー分野に留まらず、マクロ経済上の問題となっています。

燃料調達費の我が国の貿易収支への影響

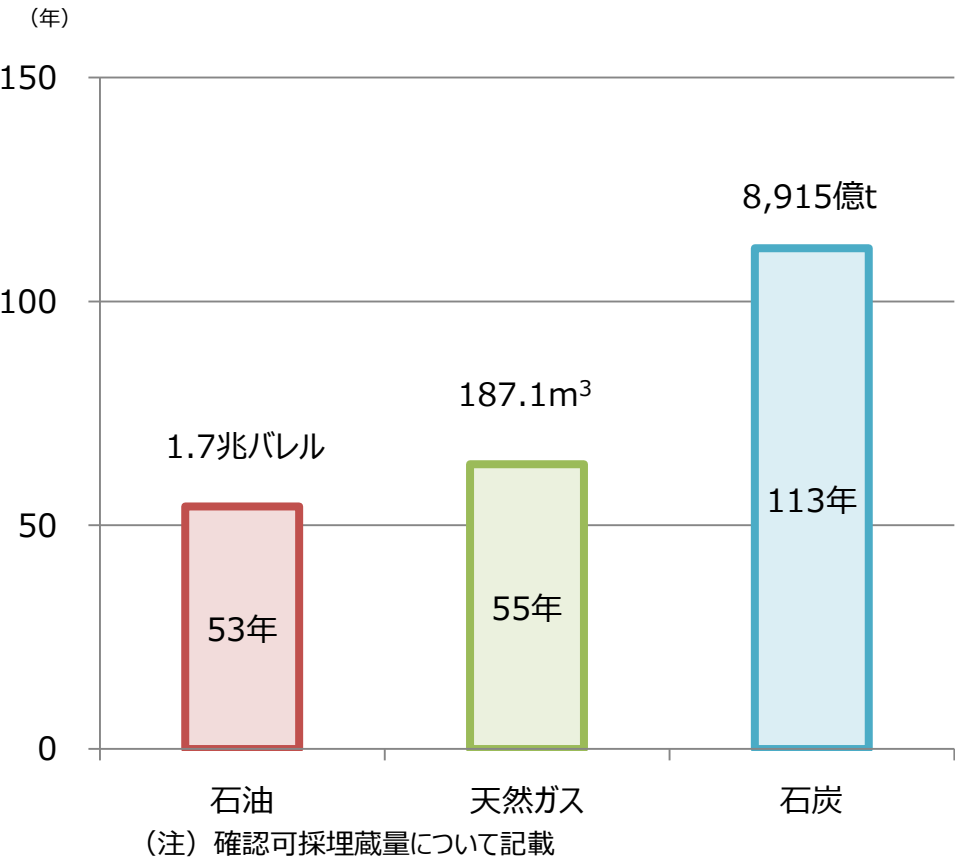


出典:財務省「貿易統計」、日本銀行「国際収支統計」等を基に作成

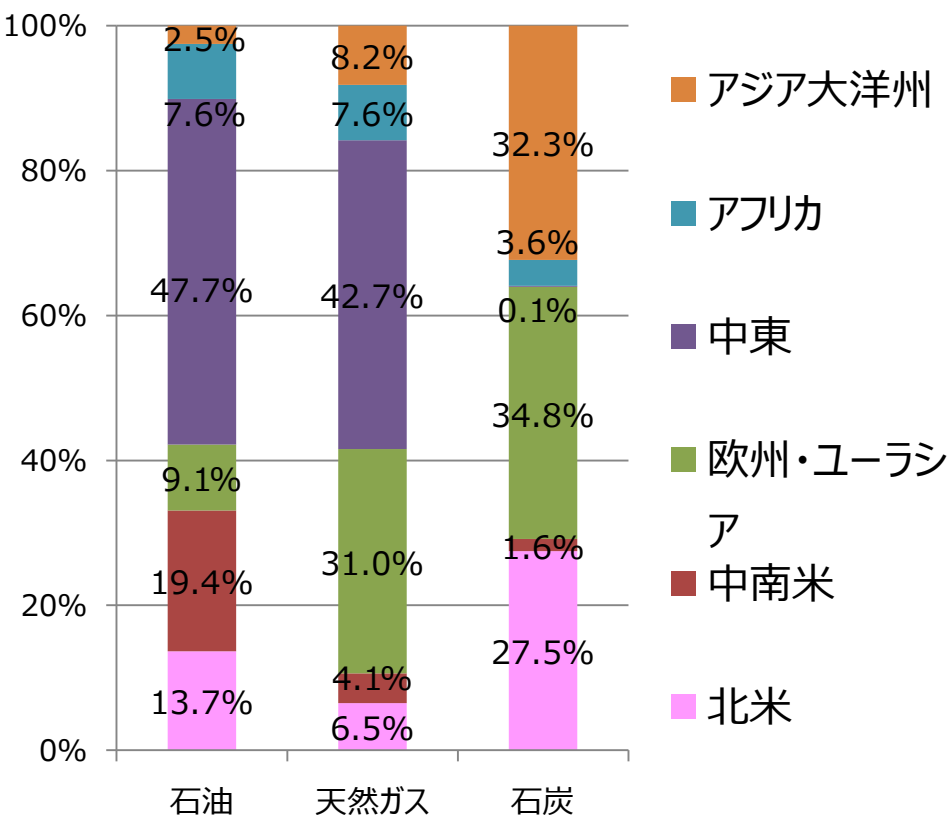
化石燃料の供給安定性

- ① 石炭は確認可採埋蔵量が豊富で可採年数が長い。石油、天然ガスについては、非在来型のシェールオイルやシェールガスの埋蔵量が確認されている。
- ② 石油は中東に偏在しているが、石炭は世界に広く分布している。

資源の可採年数



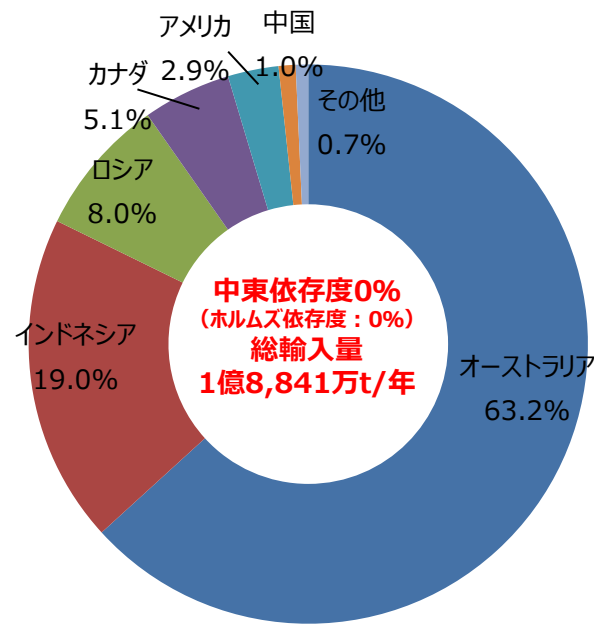
資源の地域別埋蔵量分布



出典：BP Statistical Review of World Energy 2015

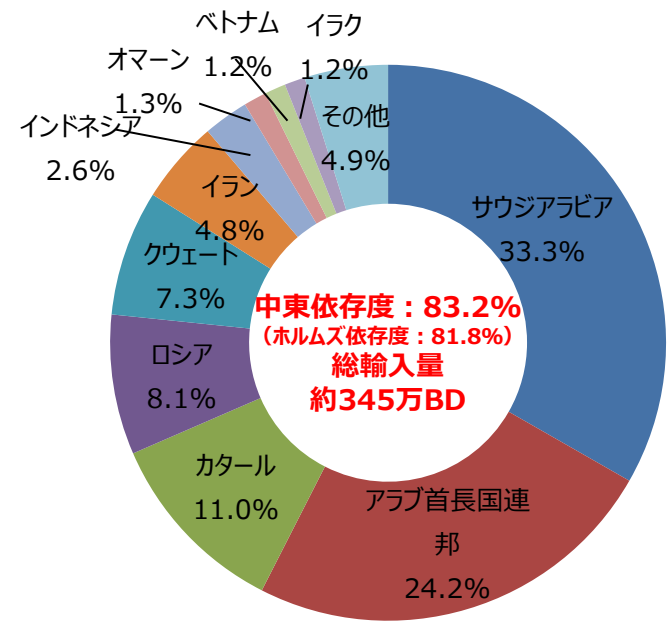
日本の化石燃料の輸入先

石炭（2014年）



出典：貿易統計

原油（2014年）



天然ガス（2014年）

