

火力発電について

平成24年2月
資源エネルギー庁

1. 火力発電の現状
2. 火力発電の燃料
3. 火力発電の高度化

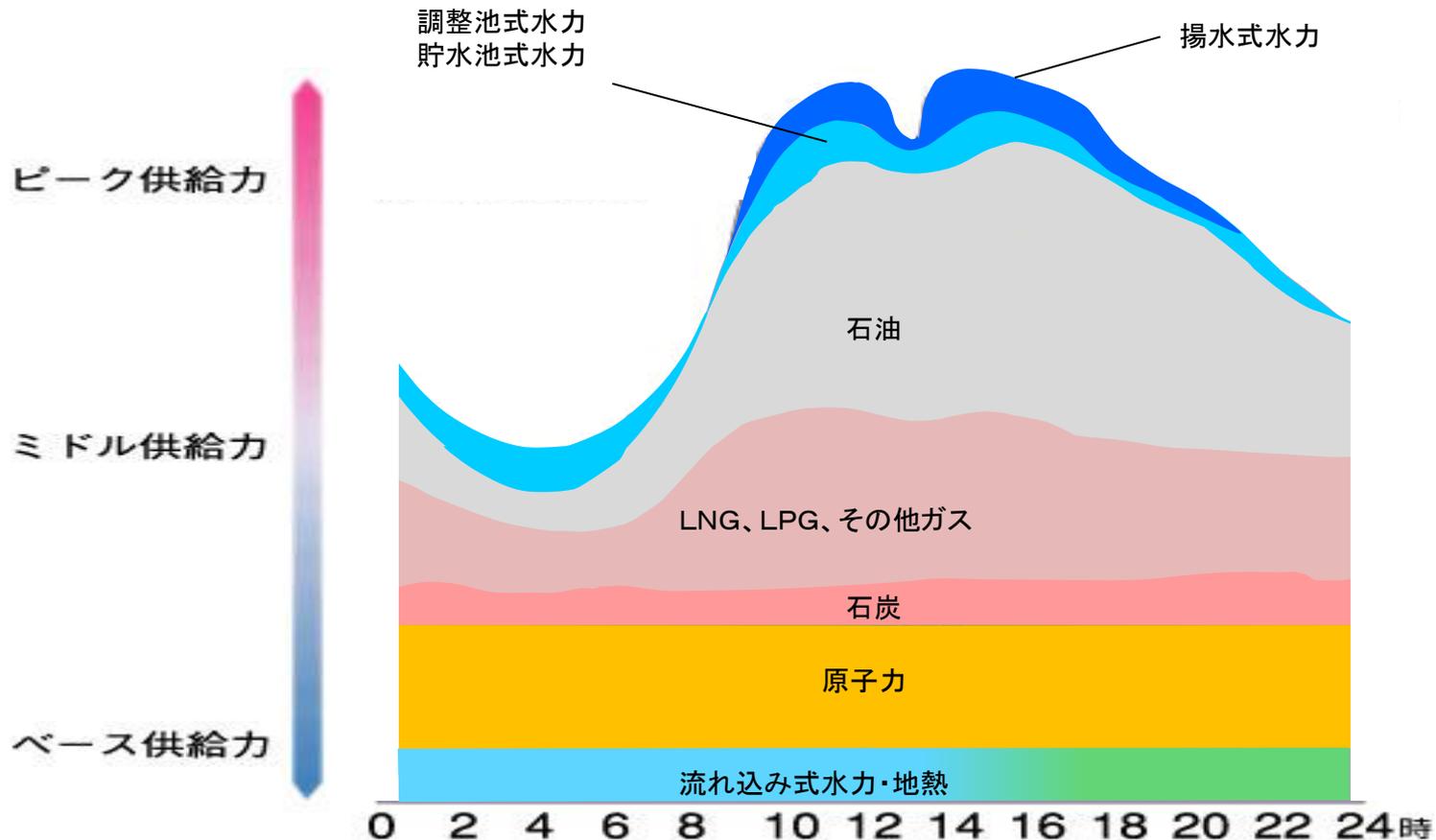
火力電源ごとのメリット・デメリット

○供給安定性、経済性、環境特性、電源毎の運転特性等を踏まえた最適な電源構成とすることが重要。出力の不安定な太陽光パネル等の再生可能エネルギー電源が大量に導入された場合には、負荷追従性がより重要な要素となる。

電源種	メリット	デメリット
L N G	<ul style="list-style-type: none">燃料の調達先が石油に比べ分散している。CO₂の排出量が少ない。長期契約中心であり供給が安定。	<ul style="list-style-type: none">燃料輸送費が高い。インフラ整備が必要。スポット市場が小さい。価格は高め。貯蔵、輸送が難しい。
石 炭	<ul style="list-style-type: none">資源量が豊富。燃料の調達先が石油に比べ分散している。他の化石燃料と比べ低価格で安定している。	<ul style="list-style-type: none">発電過程でCO₂の排出量が多い。
石 油	<ul style="list-style-type: none">燃料貯蔵が容易。供給弾力性に優れる。	<ul style="list-style-type: none">価格は高めであり、燃料価格の変動が大きい。中東依存度が高い。(2011年実績87%)

火力発電の役割

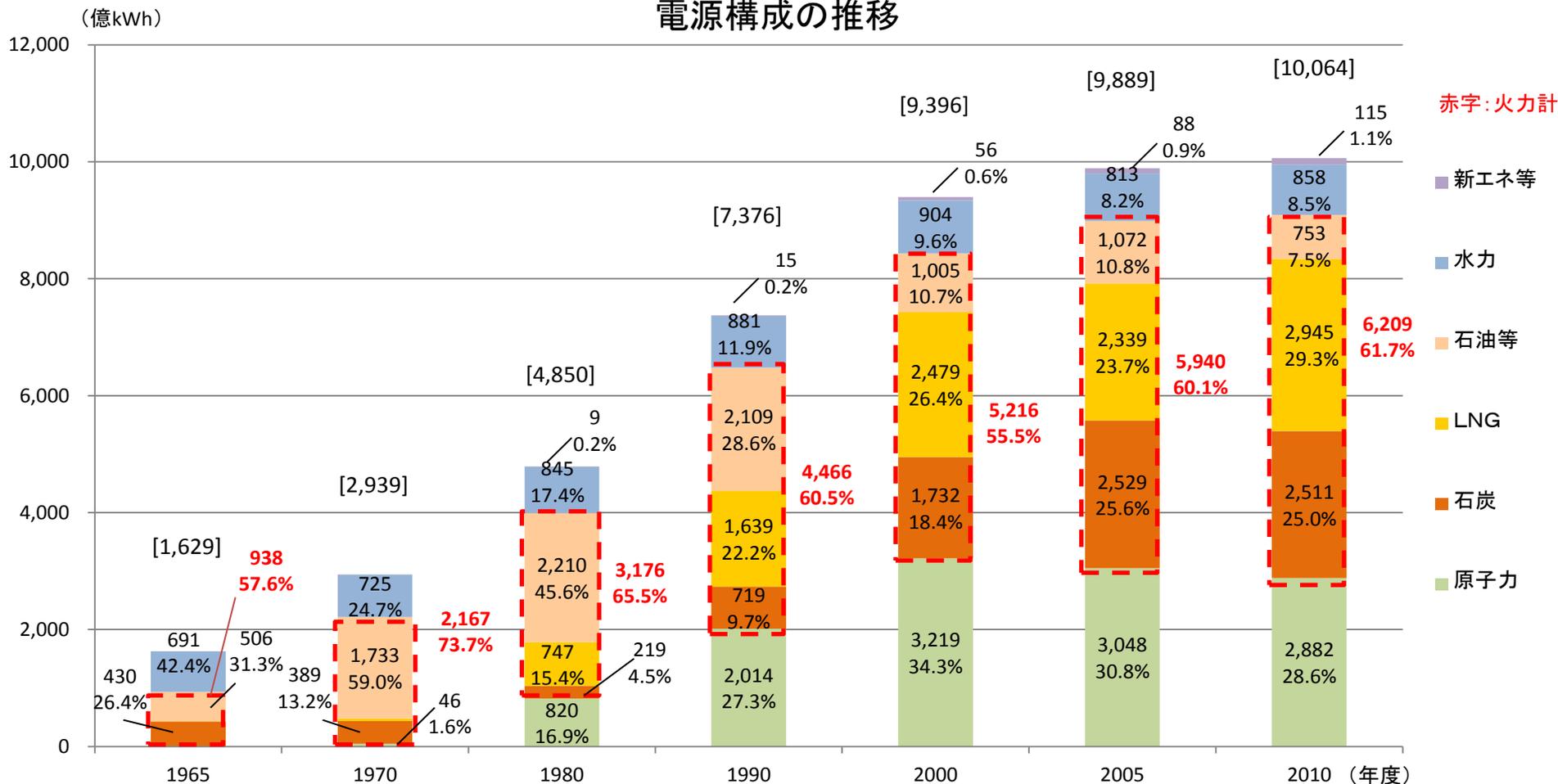
- 火力発電は、エネルギー安全保障、経済性の観点から望ましい電源構成を実現する上で重要な位置づけ。
- 調整力の優れた火力発電は、太陽光発電等の再生可能エネルギー由来の電気の大量導入時の系統安定化対策に不可欠な存在でもあり、今後も極めて重要な役割を果たす。



我が国の電源構成の推移

○我が国の電源開発は、1940年代の電力不足の克服のための水力開発に始まり、1960年代の電力需要の急増に対応した石油火力の開発、1970年代のオイルショックによる石油火力依存の見直し、1980年代からは原子力・LNG火力・石炭火力による電源構成へと変遷してきたところ。

電源構成の推移

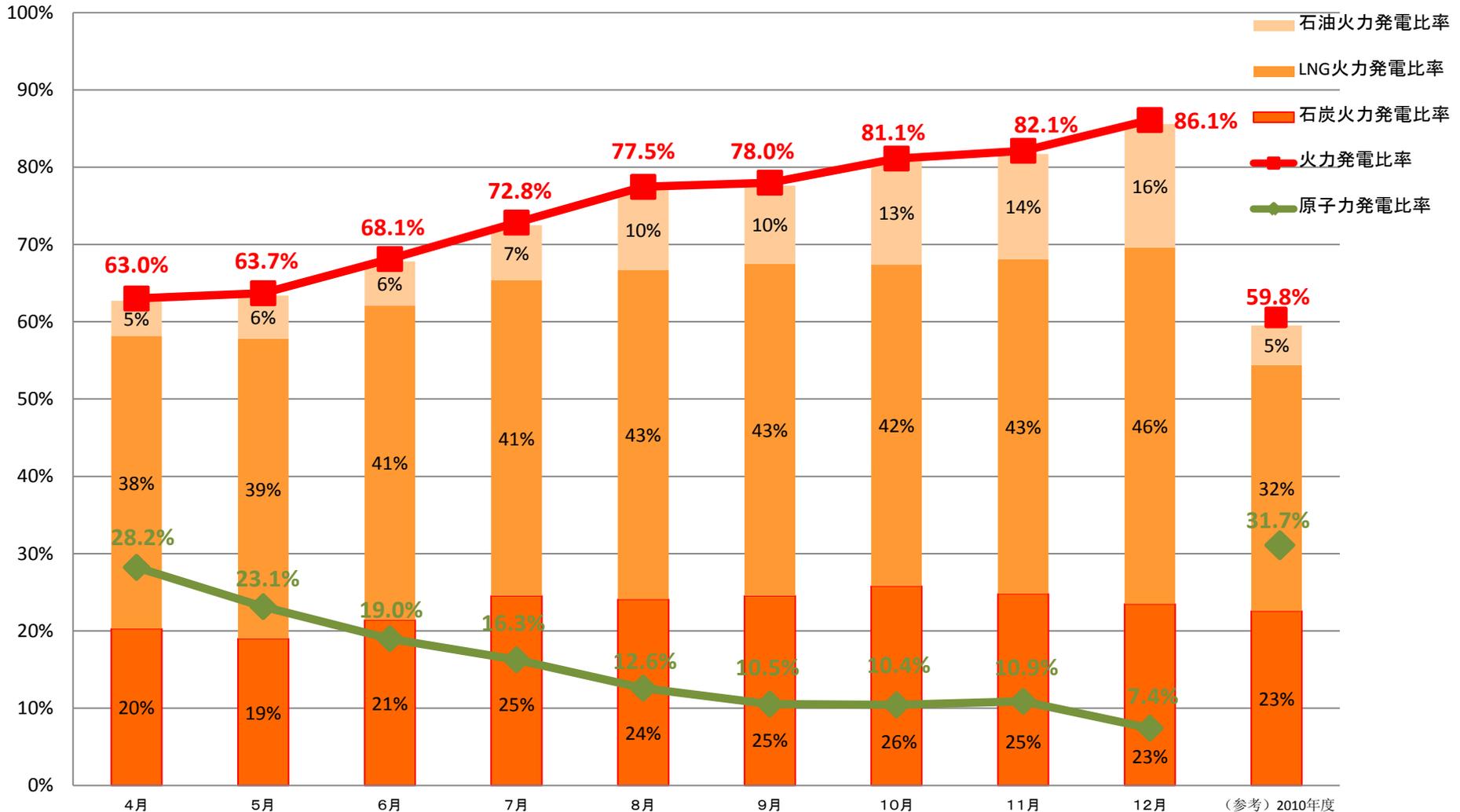


出典: 電源開発の概要、平成22年度供給計画の概要

震災後の電源構成の変化

○震災後、各原子力発電所が順次定期検査入りしていることにより、国内発電量に占める原子力の比率は12月には約7%にまで低下。他方、火力発電比率は、約86%に上昇。

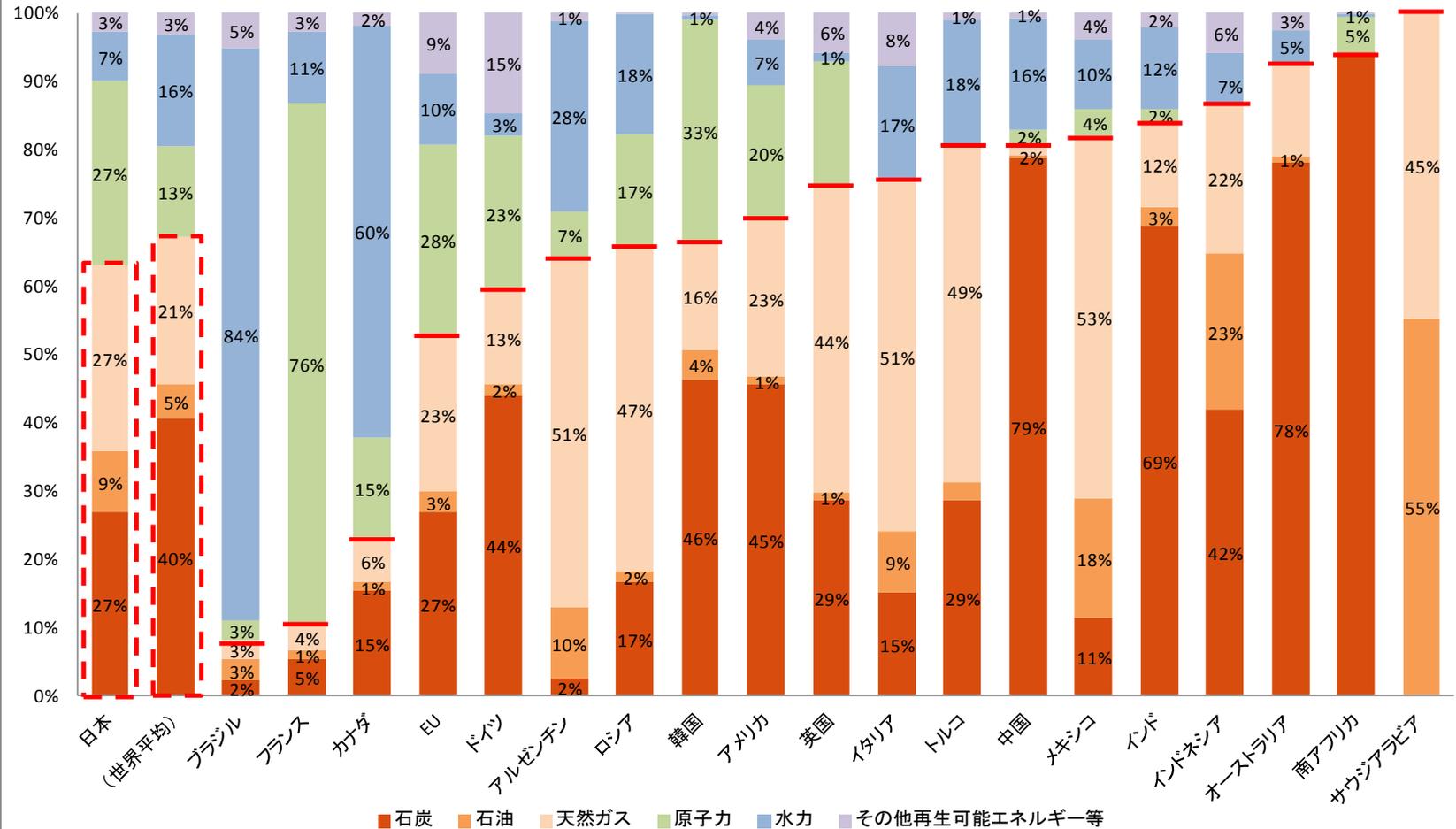
電気事業者(一般・卸)の2011年度の火力・原子力発電比率の推移



主要国の電源別発電電力量の比較

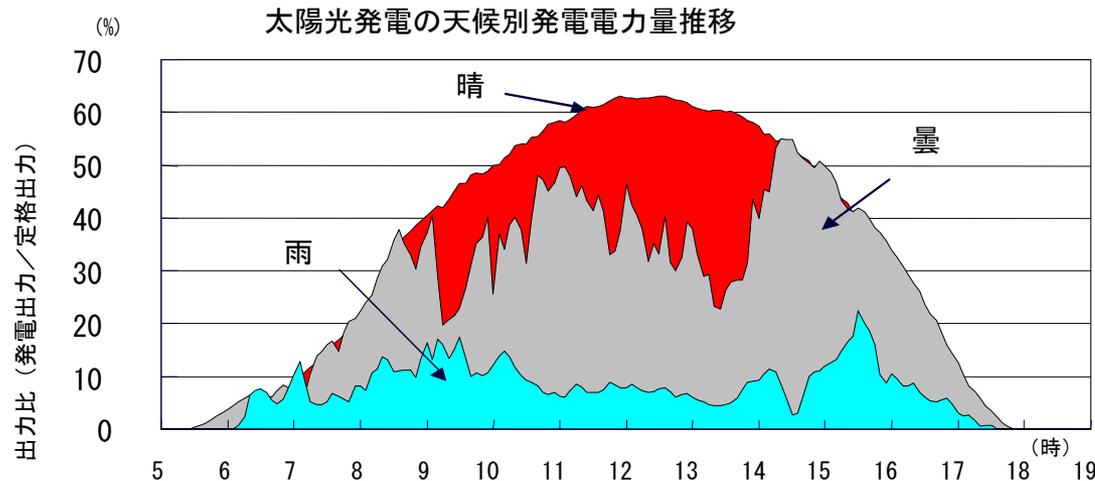
- 我が国の天然ガス発電の割合は、世界平均と比べて高い比率。
- 我が国の石炭火力発電の割合は、中国・インドのみならず、米国・ドイツなどと比較しても低い。

G20 発電電力量構成比(2009年)



太陽光パネルの大量導入に伴う火力発電の役割

- 天候の変化により太陽光パネルの出力は変動することから、電力需要を賄って、瞬時の電力需給バランスを確保するためには、気象条件に左右されずに負荷追従が可能な火力発電の役割が重要。
- 負荷追従を行うための火力発電の性能としては、立ち上げ時間が短いことや出力変化速度が速いこと、最低負荷が小さいことなどが重要。

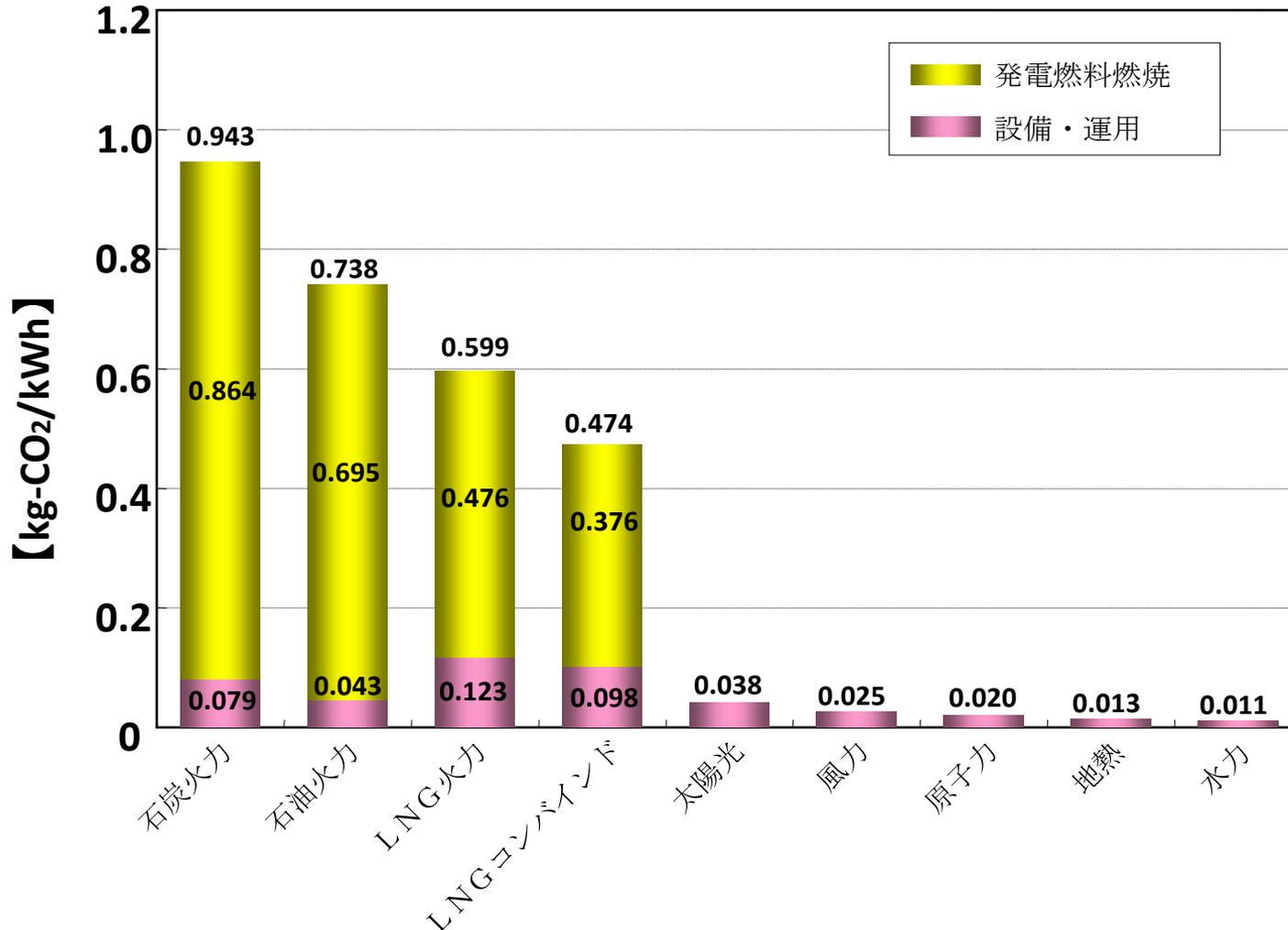


今後重視される火力発電の性能

- 発電開始までの立ちあげ時間が短い
- 急激な需要変動に対応可能な出力速度 (kW/分) が大きい
- 最低負荷の小さい (いわゆる「下げ代」が大きい)
- 十分なガバナフリー容量及びLFC容量の確保
- 低負荷運転時に効率の低下が小さい
- 多様な燃料種への対応

電源ごとの発電電力量当たりのCO₂排出量について

○ライフサイクル全体で発生するCO₂排出量は、以下のとおり。



* 発電燃料の燃焼に加え、原料の採掘から諸設備の建設・燃料輸送・精製・運用・保守等のために消費される全てのエネルギーを対象としてCO₂排出量を算出。

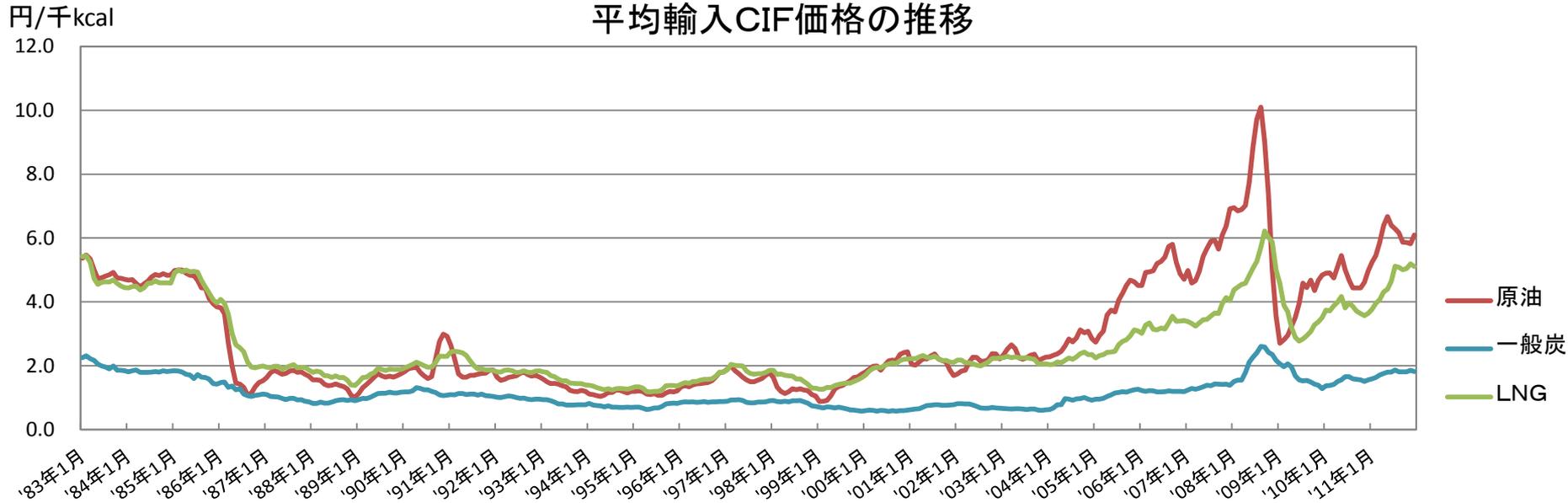
* 原子力については、現在計画中の使用済み燃料国内再処理・プルサーマル利用(1回リサイクルを前提)・高レベル放射性廃棄物処分等を含めて算出。

(出典: 2010年 電力中央研究所報告書)

1. 火力発電の現状
- 2. 火力発電の燃料**
3. 火力発電の高度化

燃料価格の推移と今後の見通し

○原油、LNGは価格変動が大きい一方、石炭は低位安定的に推移。

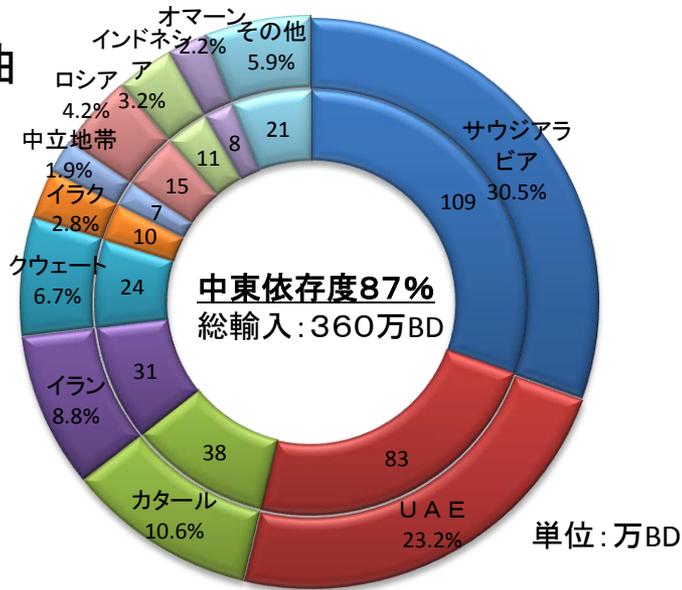


燃料価格の将来見通し(IEA World Energy Outlook2011)

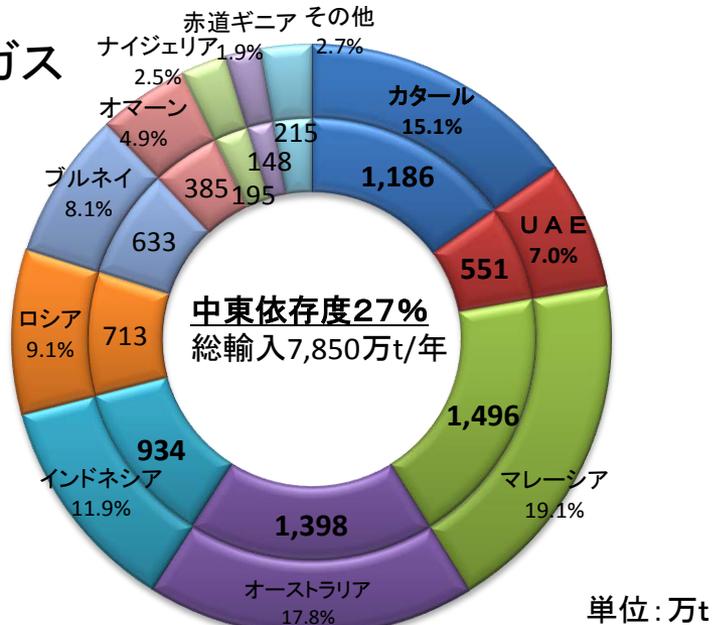
	IEAシナリオ	2010	2015	2020	2025	2030	2035
石炭 (\$/t)	現行シナリオ	99.2	104.6	109.0	112.8	115.9	118.4
	新政策シナリオ	99.2	103.7	106.3	108.1	109.3	110.0
LNG (\$/MBtu)	現行シナリオ	11.0	12.7	13.5	14.2	14.8	15.2
	新政策シナリオ	11.0	12.2	12.9	13.4	13.9	14.3
原油 (\$/bbl)	現行シナリオ	78.1	106.3	118.1	127.3	134.5	140.0
	新政策シナリオ	78.1	102.0	108.6	113.6	117.3	120.0

化石燃料の輸入状況

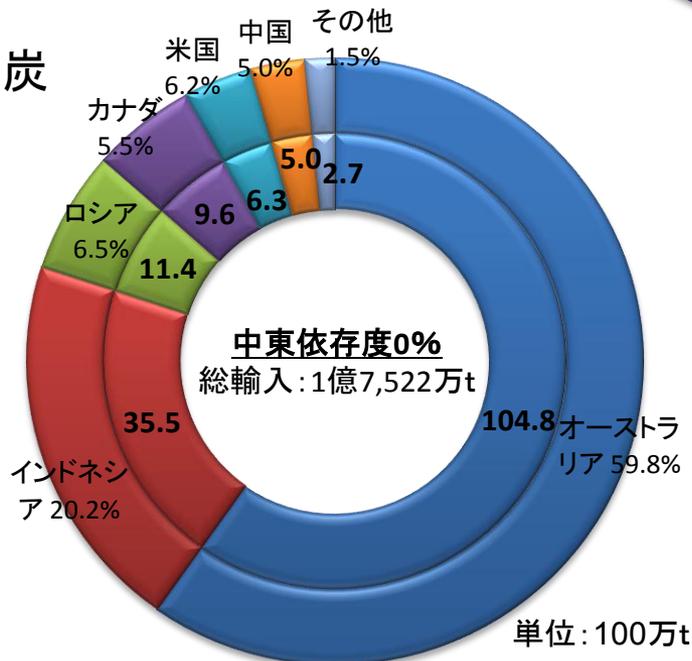
・原油



・天然ガス



・石炭

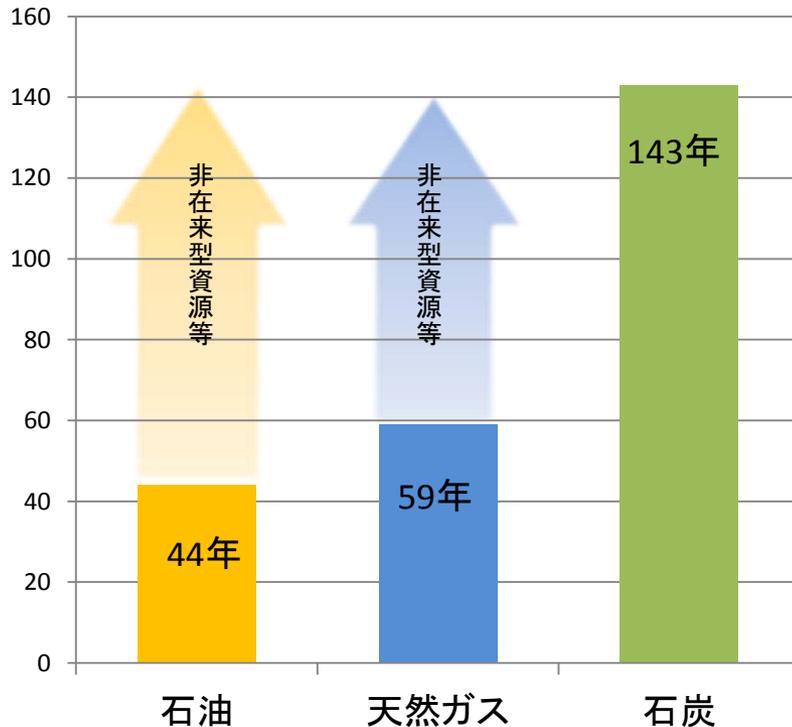


(出典: 原油のみ資源エネルギー統計、他は貿易統計、すべて2011年1月~12月)

化石燃料の供給安定性

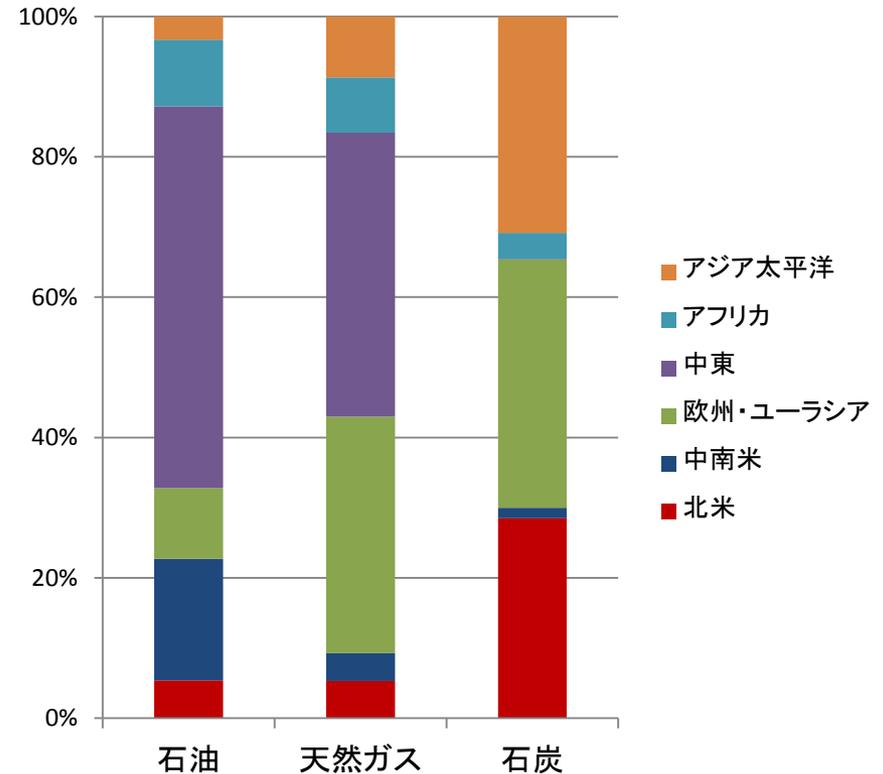
- 石炭は確認可採埋蔵量が豊富で可採年数が長い。石油、天然ガスについては、非在来型のシェールオイルやシェールガスの埋蔵量が確認されている。
- 石油は中東に偏在しているが、石炭は世界に広く分布している。

資源の可採年数



(注) 確認可採埋蔵量について記載

資源の地域別埋蔵量分布



1. 火力発電の現状
2. 火力発電の燃料
- 3. 火力発電の高度化**

火力発電の高度化（現行「エネルギー基本計画」2010年6月）

目指すべき姿

- 火力発電は、エネルギーセキュリティ上の重要な位置づけを持つほか、再生可能エネルギー由来の電気の大量導入時の系統安定化対策に不可欠な存在である等、今後も極めて重要。
- 引き続き、最新設備の導入やリプレース等により火力発電の高効率化等に努める。
- 高効率火力発電（CCSを含む）等について、我が国の技術の優位性を最大限活用し、産業界のニーズも踏まえつつ、官民一体となった戦略的な海外展開支援を推進する。

具体的な取組

(1) 石炭火力の高効率化・低炭素化

- ・IGCC（ガス化複合発電）やA-USC（先進的超々臨界圧発電）の開発・実証
- ・最新設備の導入・バイオマス混焼や老朽石炭火力のリプレースの促進
- ・新增設・更新は、原則としてIGCC並みのCO₂排出量に抑制

(2) 将来のゼロエミッション石炭火力の実現に向けたCCSに係る技術開発の加速化

- ・CCSの早期の商用化（2020年頃）のための技術開発の加速化
- ・今後計画される石炭火力の新增設におけるCCS Ready[※]の導入の検討

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

(3) LNG等における最先端の設備導入

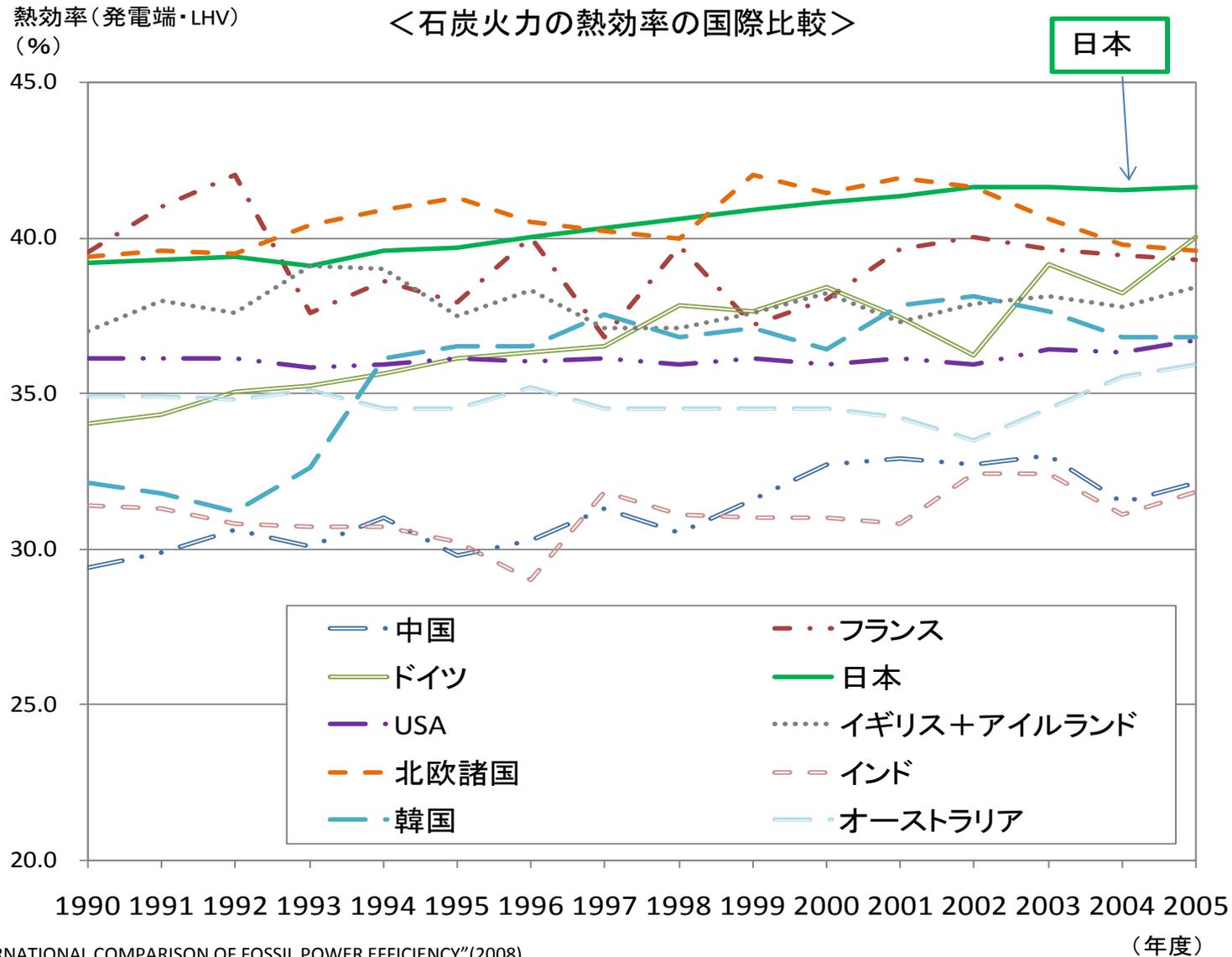
- ・新增設・更新の際には、原則としてその時点の最先端の効率を有する設備を導入

(4) 高効率石炭火力発電の国際展開

- ・超々臨界等の高効率技術や、高度運転・管理技術の国際展開の推進

石炭火力の熱効率の国際比較

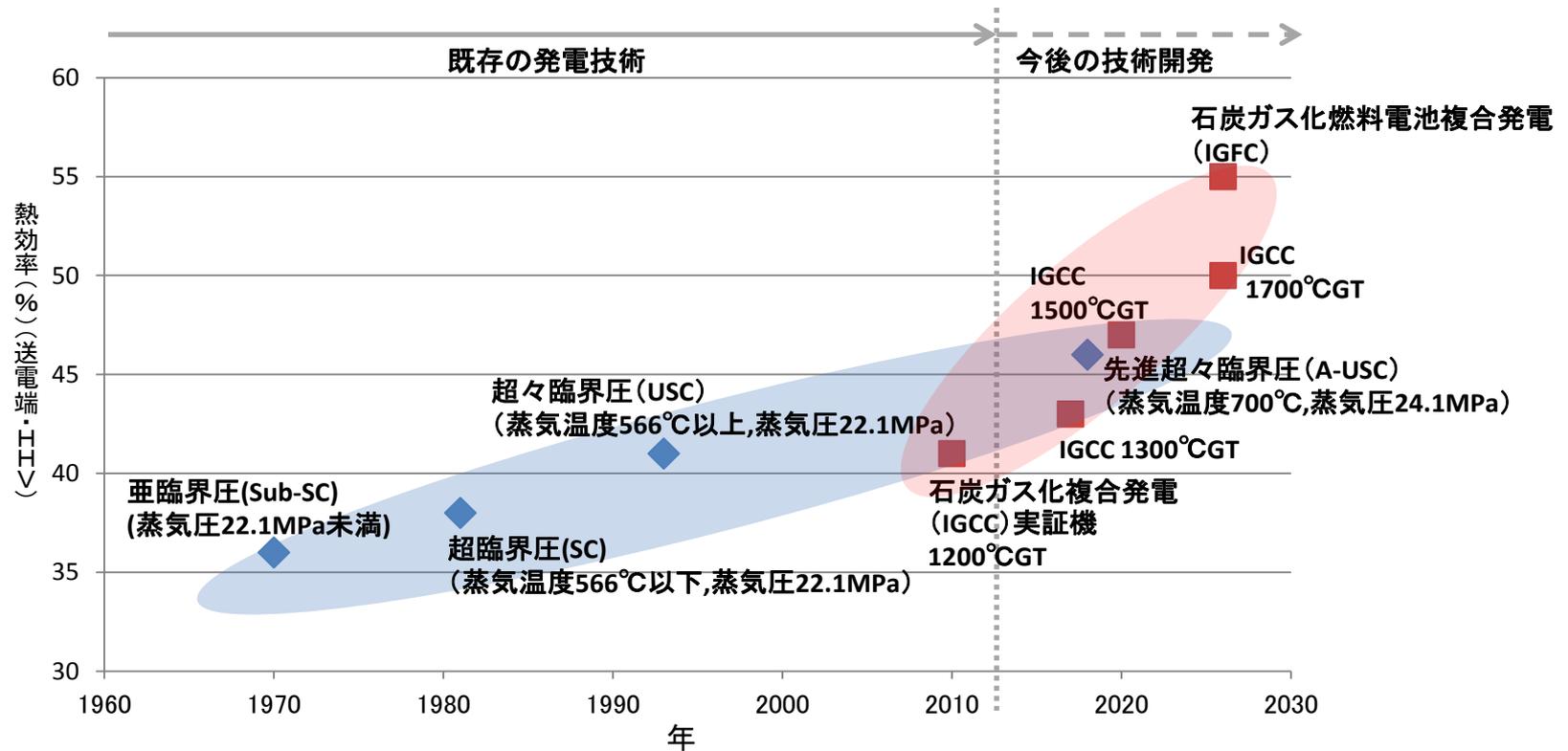
○我が国の石炭火力の熱効率は世界最高水準。



石炭火力の高効率化

- 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。
- 今後、微粉炭火力の効率向上を進めるとともに、亜瀝青炭や褐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。

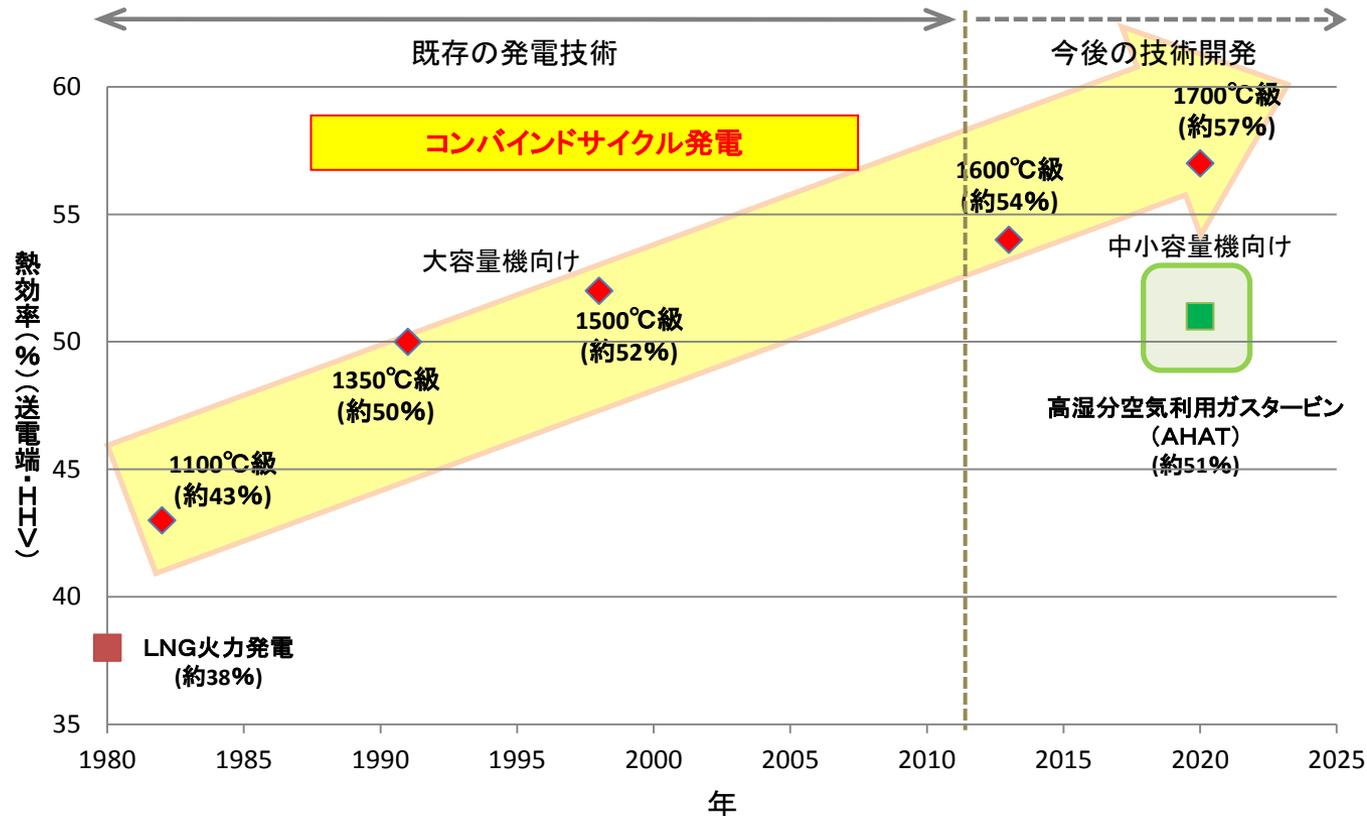
<石炭火力発電の効率向上>



LNG火力の高効率化

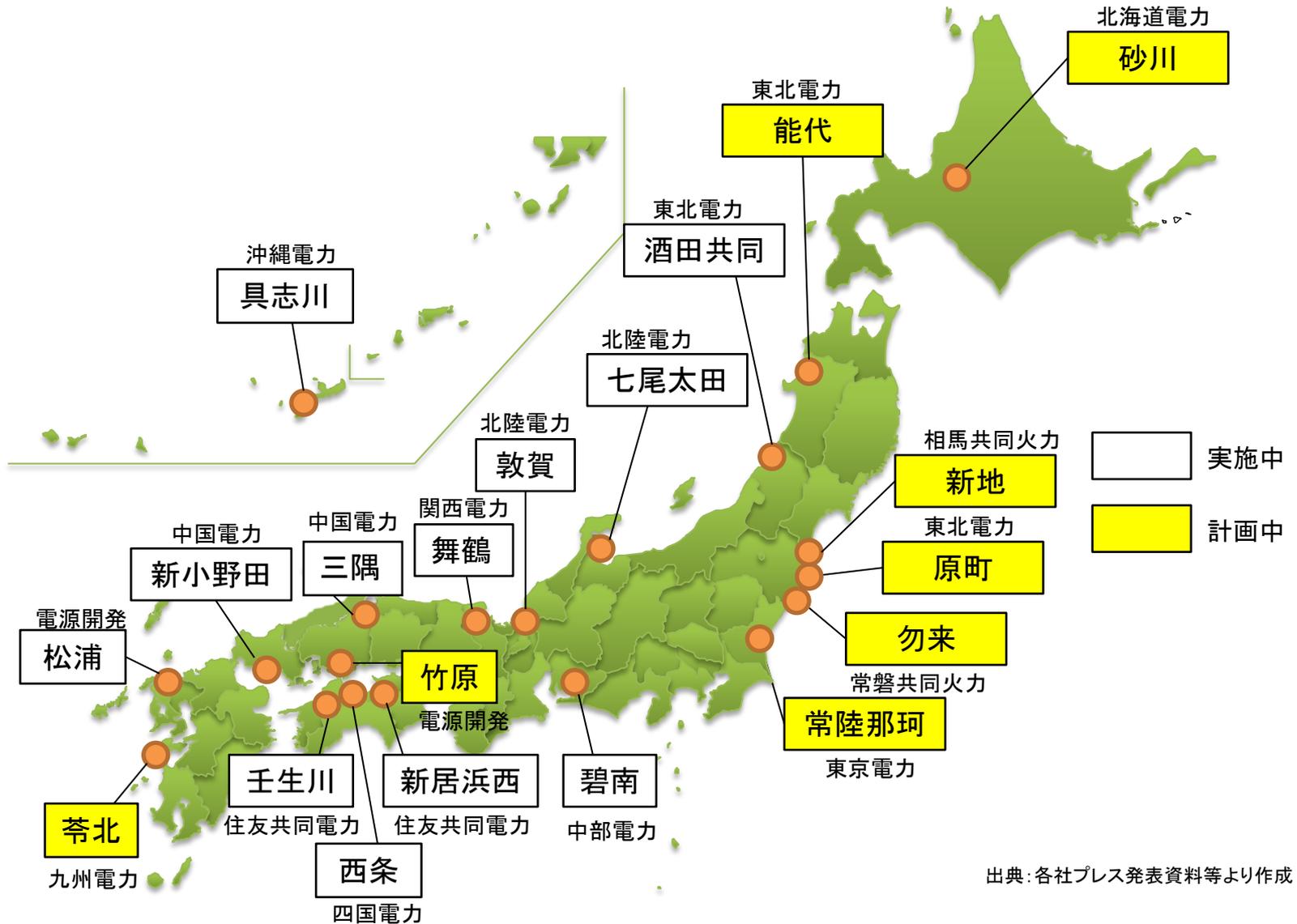
- 我が国は、世界に先駆けて、1500°C級の高圧タービンを実用化し、熱効率52%を達成。
- 大容量機向けには、1700°C級高圧タービンの技術開発に取り組み、熱効率57%の実用化を目指す。
- 中小容量機向けには、高圧タービンのみでコンバインドサイクルの熱効率に匹敵する、高温分空気利用高圧タービン(AHAT)を開発し、実用化を目指す。

< LNG火力発電の効率向上 >



石炭火力の低炭素化の推進(バイオマス混焼)

- 既存の石炭火力における低炭素化を進めるため、バイオマス混焼を推進。
- バイオマスとしては、木地残材やパームヤシ殻などを活用し、既存石炭火力の大規模な改修が不要な限度(重量比で3%程度以下)でバイオマス混焼を行うこととしている。

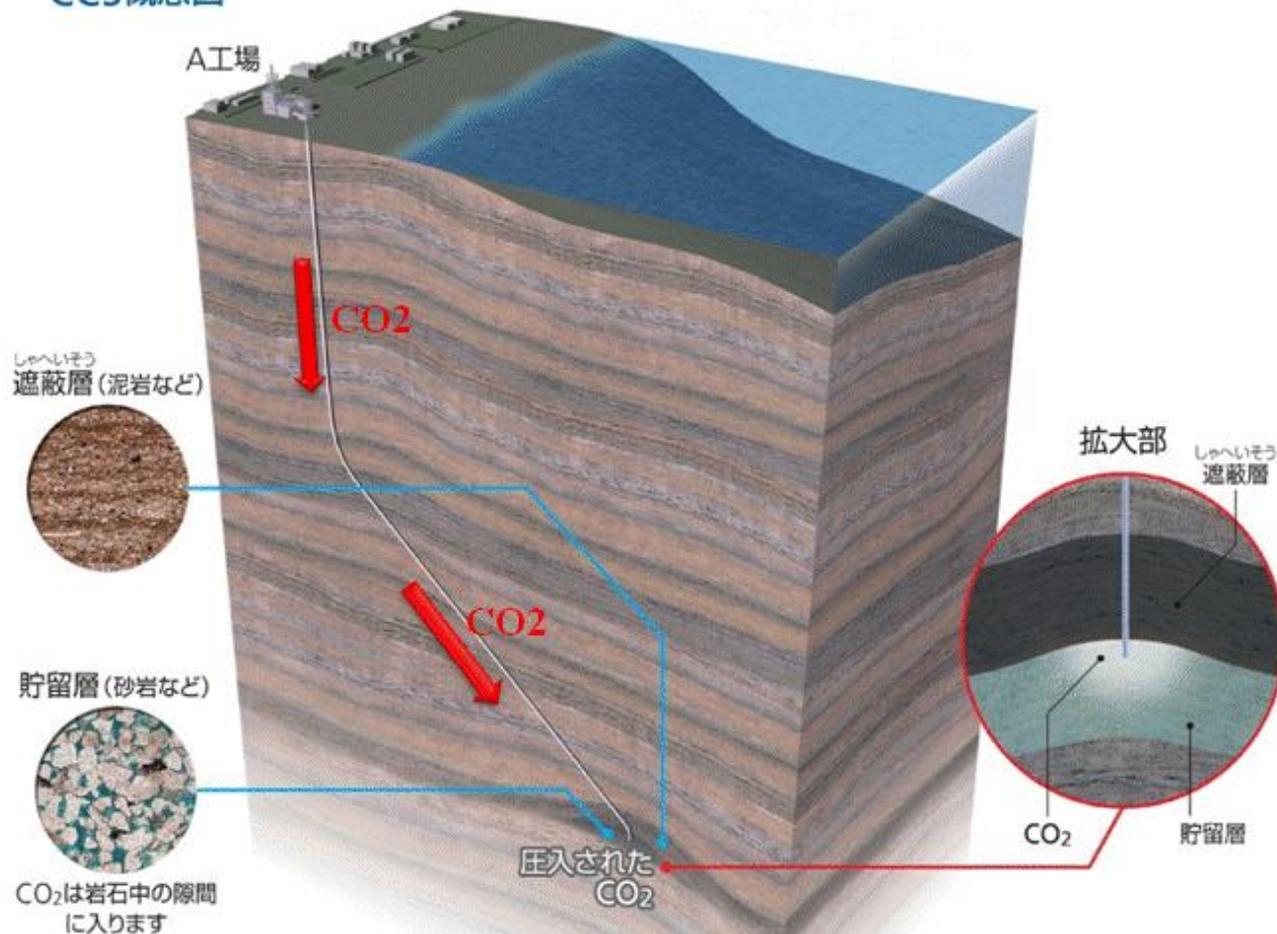


出典: 各社プレス発表資料等より作成

CCSについて

- CCS (Carbon dioxide Capture and Storage)とは、火力発電所等の大規模排出源から排ガス中のCO₂を分離・回収し、長期間安定的に地下へ貯留することにより、大気中へのCO₂放出を抑制し、地球温暖化を防止する技術。
- 我が国では、2020年の実用化を目指し、2009年から実証試験の実施に向けて、国内実証候補地点の地質調査等を開始。2012年からは苫小牧において実証試験を開始予定。

CCS概念図

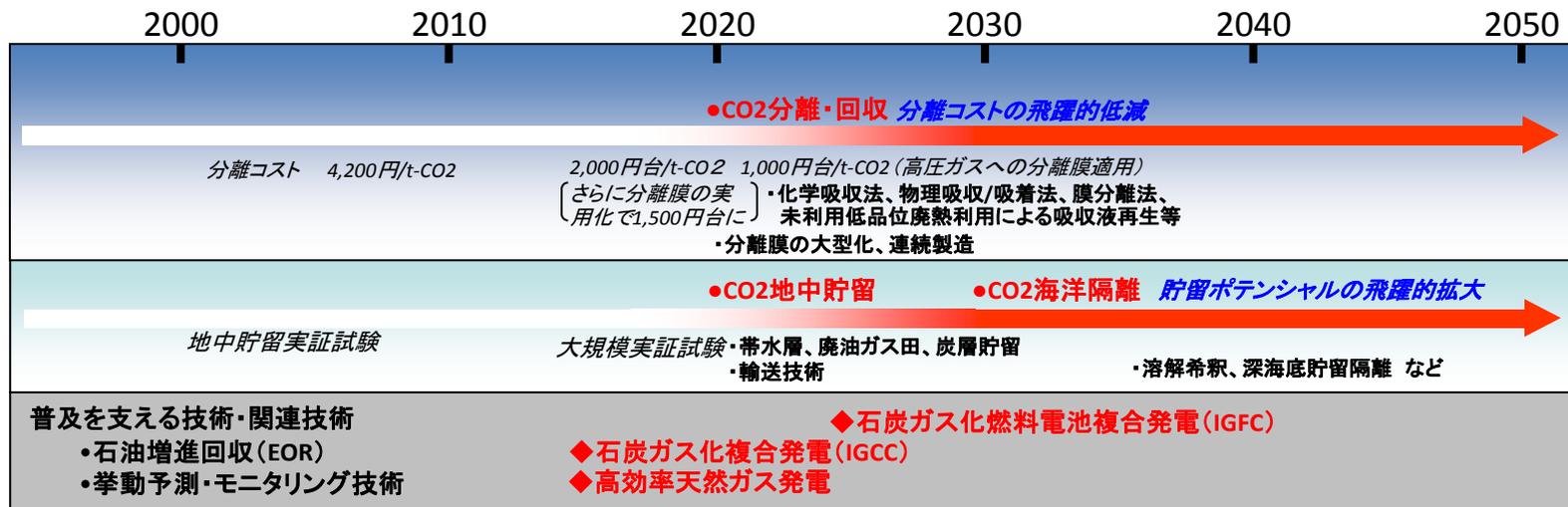


我が国のCCSに関する技術開発について

- 現在、1t-CO₂を分離・回収し、貯留するのに要するコストは約7,300円。このうち、6割程度を占める分離回収コストを、2015年頃に2,000円台/t-CO₂、2020年に1,000円台/t-CO₂に低減することを目指し、固体吸収材や分離膜等の技術開発を推進。
- また、長期にわたるCO₂の貯留安定性を確保するための高精度なモニタリング技術、挙動予測(シミュレーション)技術の開発等を推進。

技術開発ロードマップ

Cool Earth—エネルギー革新技術計画(平成20年3月経済産業省策定)



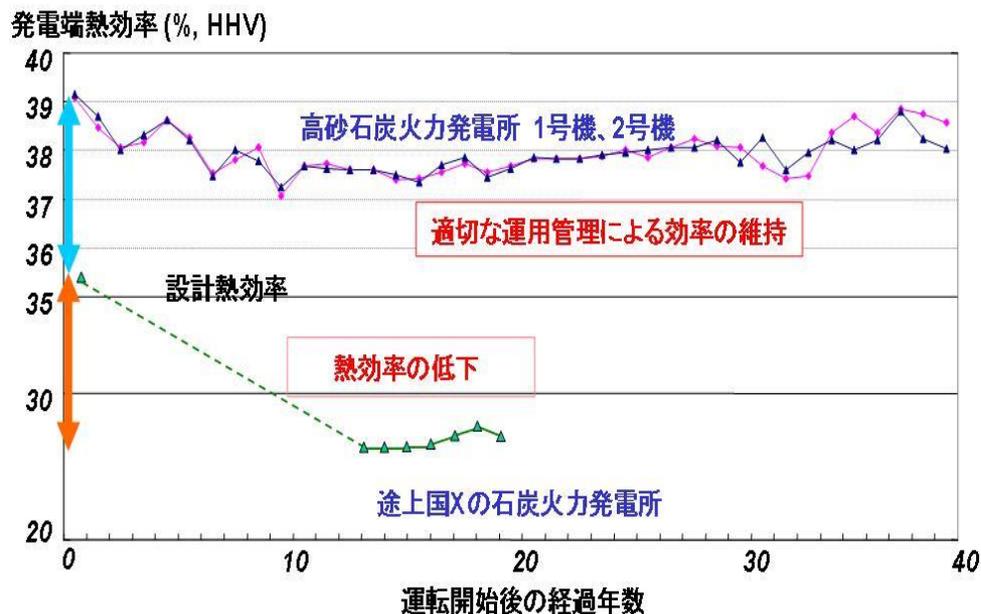
導入・普及シナリオ



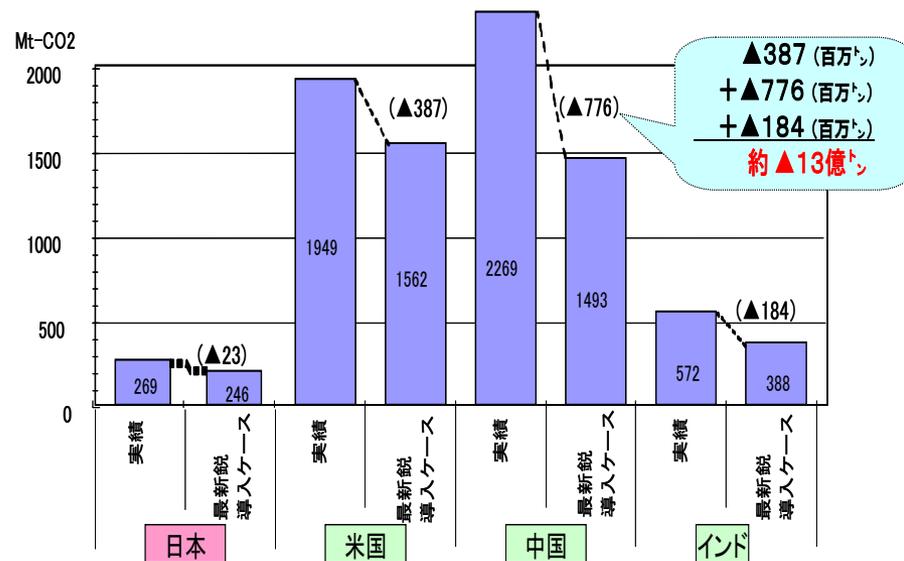
石炭火力の国際展開(技術移転による低炭素化の推進)

- 我が国の石炭火力は、高効率技術(超臨界圧・超々臨界圧)と運転・管理ノウハウにより、世界最高水準の発電効率を達成し、運転開始後も長期にわたり維持。
- 日本で運転中の最新式の石炭火力発電の効率を米、中、印の石炭火力発電に適用すると、CO₂削減効果は、約13億トン(試算)
- 相手国の産業構造に合わせた高効率石炭火力技術の技術移転や、石炭火力の運営管理技術(O&M)もセットにしたシステム輸出により、わが国の高効率石炭火力の海外展開を進めるとともに技術競争力の維持を図る。

石炭火力・経年劣化の比較例



【石炭火力発電からのCO₂排出量 : 2004年】

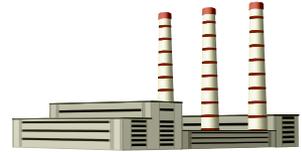


※各国の実績に日本のベスト・プラクティス(商業運転中発電所の最高効率)を適用した場合
 出典: 日本エネルギー経済研究所、「実績」データ: IEA, "World Energy Outlook 2006"

今後の石炭火力とLNG火力の建設計画

○2020年度までに運転開始が予定されている石炭火力及びLNG火力は、以下のとおり。

石 炭	➔	3基	220万kW
L N G	➔	30基	1590万kW



(参考)石炭火力の開発計画について

<建設中>

会社名	発電所名等	出力	運転開始年月
東京	常陸那珂2号 広野6号	100万kW 60万kW	2013年12月 2013年12月
九州	松浦2号	100万kW	2023年度以降
合計	3基	260万kW	

<着工準備中>

会社名	発電所名等	出力	運転開始年月
電源開発	竹原火力新1号	60万kW	2020年度
合計	1基	60万kW	

(参考)LNG火力の開発計画について①

<建設中>

会社名	発電所名等	出力	運転開始(予定)
東北	新仙台3-1号 新仙台3-2号	49.0万kW 49.0万kW	2016年7月 2017年7月
東京	川崎2号系列第1軸 千葉3号系列第1軸 千葉3号系列第2軸 千葉3号系列第3軸	50.0万kW 50.0万kW 50.0万kW 50.0万kW	2013年2月 2014年4月 2014年6月 2014年7月
中部	上越1号系列第1軸※ 上越1号系列第2軸 上越2号系列第1軸 上越2号系列第2軸	59.5万kW 59.5万kW 59.5万kW 59.5万kW	2012年7月 2013年1月 2013年7月 2014年5月
関西	姫路第二1号 姫路第二2号 姫路第二3号 姫路第二4号 姫路第二5号 姫路第二6号	48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW	2013年10月 2014年3月 2014年7月 2014年11月 2015年6月 2015年10月
沖縄	吉の浦火力1号 吉の浦火力2号	25.1万kW 25.1万kW	2012年11月 2013年5月
合計	18基	約878万kW	

※2011年12月8日より試験運転を開始

(注)緊急設置電源の恒常化計画を含む

出典:各種公表資料等より資源エネルギー庁調べ

(参考)LNG火力の開発計画について②

<着工準備中>

会社名	発電所名等	出力	運転開始(予定)
北海道	石狩湾新港	50万kW級	2018～2023年度目途 (平成30年代前半)
東北	上越1号系列 八戸5号	144.0万kW 42万kW級	2023年度 2014年8月
東京	川崎2号系列第2軸 川崎2号系列第3軸 五井1号系列 鹿島7号系列第1軸 鹿島7号系列第2軸 鹿島7号系列第3軸	71.0万kW 71.0万kW 213.0万kW 41.6万kW 41.6万kW 41.6万kW	2016年7月 2017年7月 2020年度以降 2014年6月 2014年5月 2014年7月
中部	西名古屋7号系列	220万kW級	2019年度
北陸	富山LNG新港1号	40万kW級	2018年度
関西	和歌山1・2号系列	370万kW	2021年度以降
四国	坂出2号	28万kW級	2016年11月
九州	新大分3号系列第4軸	40万kW級	2016年7月
沖縄	吉の浦火力3号	25.1万kW	2016年5月
合計	15基	約1,439万kW	

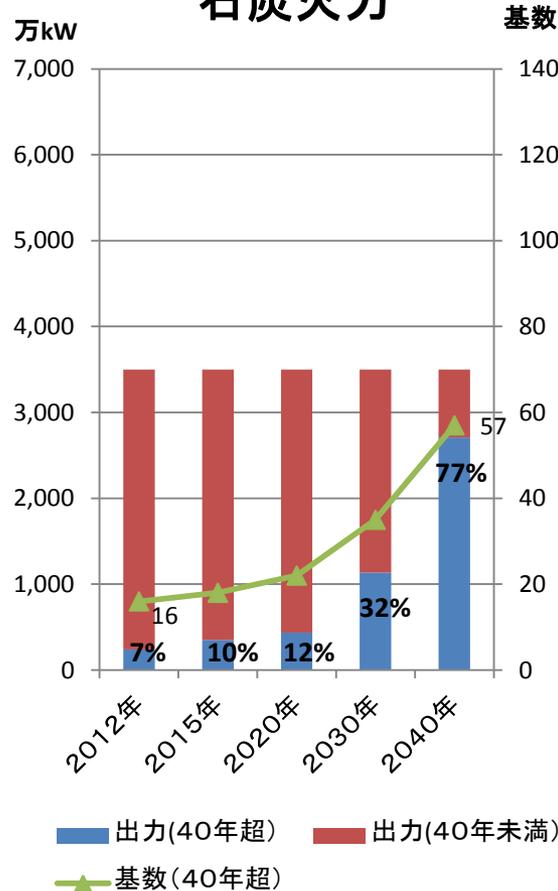
(注)緊急設置電源の恒常化計画を含む

出典:各種公表資料等より資源エネルギー庁調べ

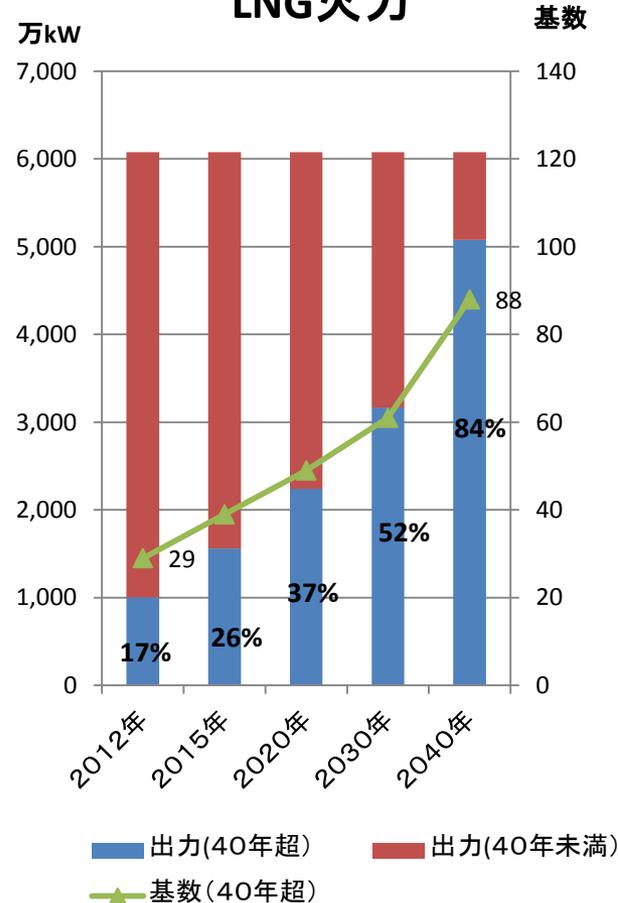
火力発電の経年状況

- 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。
- 前述のとおり新設計画は、2020年までに石炭で3基、220万kW、LNGで30基、1590万kW、石油は計画無し。
- 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。
- 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。

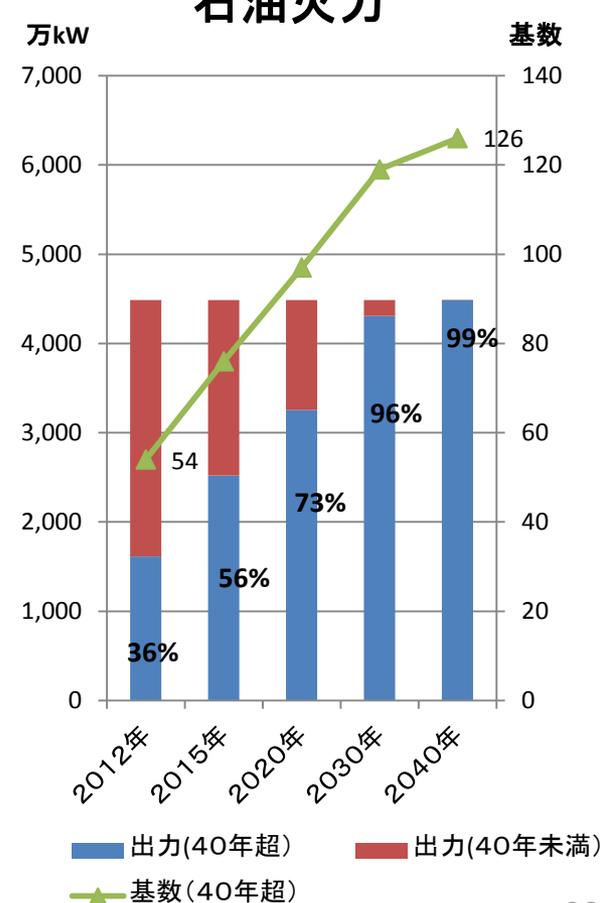
石炭火力



LNG火力



石油火力



各電源の建設におけるリードタイム

○各電源の計画から稼働までのリードタイム等はエネルギー環境会議コスト等検証委員会(平成23年12月)の報告書によると以下のとおり。また、環境影響評価の要否は電源規模等により異なる。

電源	計画～稼働の期間	参考情報	環境影響評価の対象規模
石炭火力	10年程度	直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)の初号機の立地決定の表明から運転開始までの平均的な期間。電源開発基本計画(H15年廃止。以下同じ)に組み入れられた年から運転開始までの平均期間は7年程度。	第1種事業 15万kW以上 第2種事業 11.25万kW以上 15万kW未満
LNG火力	10年程度	直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)の初号機の立地決定の表明から運転開始の年までの平均的な期間。電源開発基本計画に組み入れられた年から運転開始までの平均期間は6年程度。	
石油火力	10年程度	1987年以降に運転開始した発電所(サンプルプラント、4基)について、工事着工から運転開始の年までの平均期間。	
一般水力	5年程度	直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)の立地決定の表明から運転開始までの平均期間。電源開発基本計画に組み入れられた年から運転開始までの平均期間も同程度。	第1種事業 3万kW以上 第2種事業 2.25万kW以上 3万kW未満
小水力	2～3年程度	関連事業者へのインタビュー及びNEDO導入ガイドブック等により、①水利権使用許可申請②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査等を合わせて2～3年程度。	対象外
太陽光住宅 (住宅用)	2～3ヶ月程度	契約手続き、補助金申請、設置工事、系統接続等を合わせて2～3ヶ月程度。	対象外
太陽光 (メガソーラー)	1年前後	関連事業者へのインタビュー及びNEDO導入ガイドブック等より、①系統連系協議、②電気事業法の手続き業務③建設工事、④使用前安全管理検査を併せて1年前後。	対象外
地熱	9～13年程度	関連事業者へのインタビューによれば、机上検討、予備調査を除き、①資源量調査(これまでNEDO等が一定程度まで実施)、②許認可手続き・地元調整、③建設(3～4年)を併せて9～13年程度。	第1種事業 1万kW以上 第2種事業 0.75万kW以上 1万kW未満
陸上風力	4～5年程度	関連事業者へのインタビュー及びNEDO導入ガイドブック等より、①風況調査②環境影響評価、系統連系協議、③電気事業法・建築基準法に係る手続き業務④建設工事、⑤使用前安全管理検査を併せて4～5年程度。	(予定)第1種事業 1万kW以上 (予定)第2種事業 0.75万kW以上 1万kW未満

※第1種事業は必ず環境影響評価を実施。 第2種事業は、知事意見及び簡易な環境影響評価の結果を踏まえ主務大臣が実施の要否を個別に判定。