

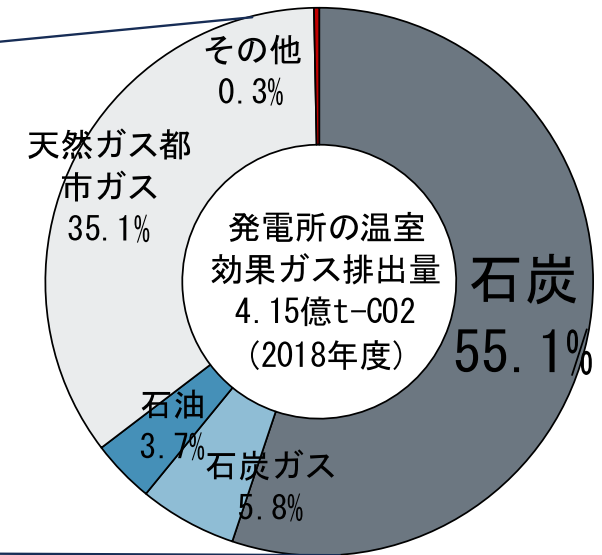
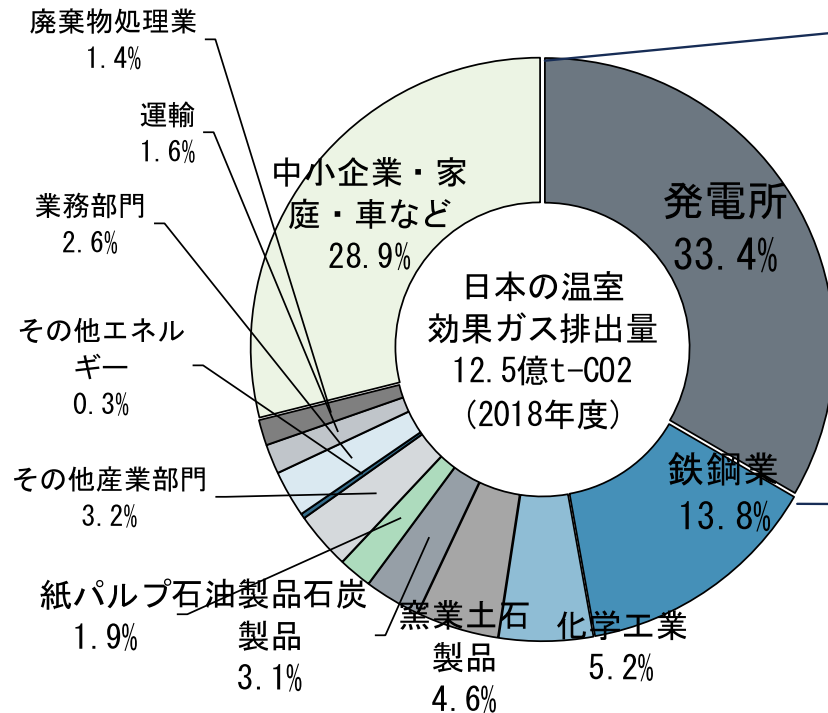
2023年11月3日 東アジア気候フォーラム
第2部 東アジアにおける脱石炭への道筋

日本における石炭火力の動向

気候ネットワーク東京事務所 桃井貴子

日本の温室効果ガス排出量（大規模事業所の事業種別）

◆日本の温室効果ガス排出量：大規模事業所約70%の内訳



| | 発電に占める割合 | 発電のCO2排出に占める割合 |
|------|----------|----------------|
| 石炭 | 32% | 55.1% |
| 天然ガス | 38% | 35.1% |

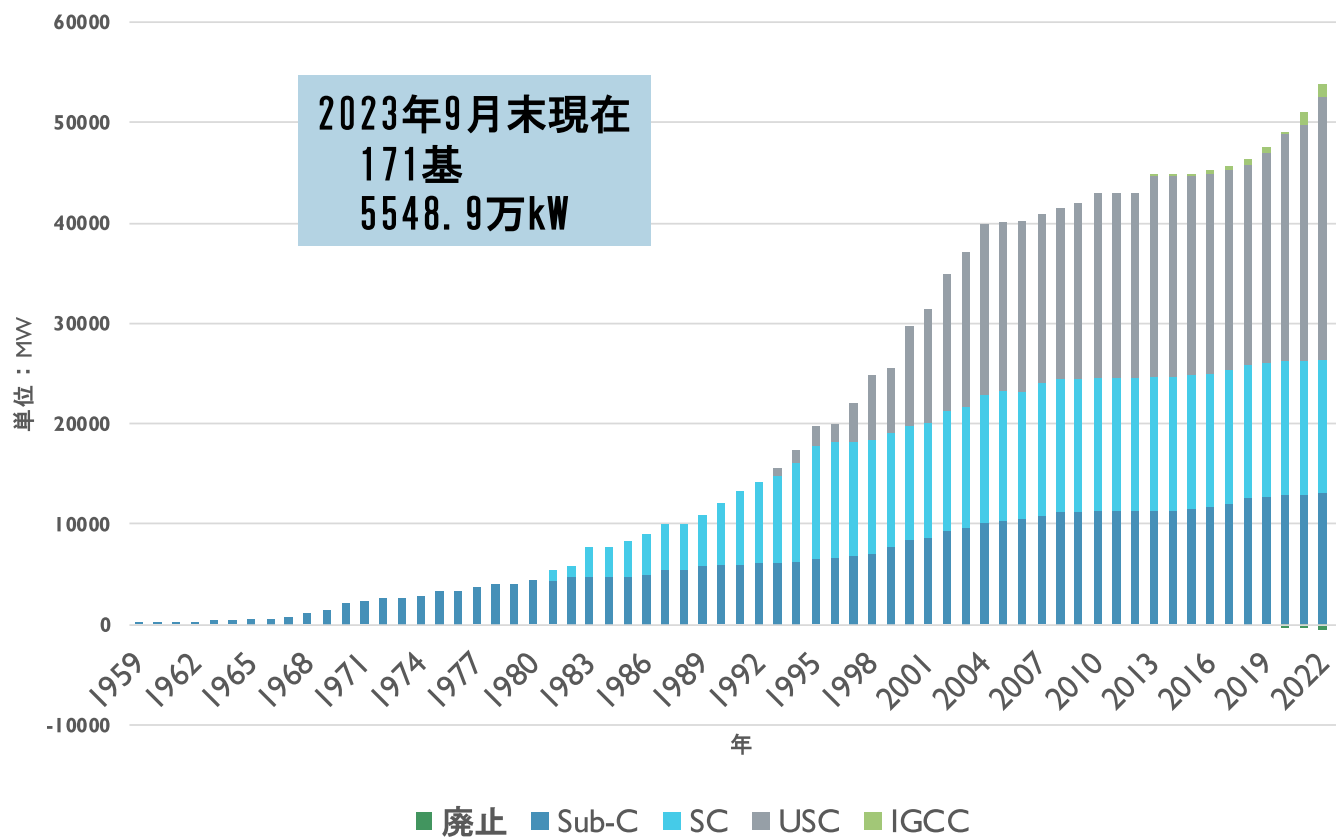
出典) 温室効果ガス排出算定報告制度の開示情報より気候ネットワーク作成

日本の石炭火力

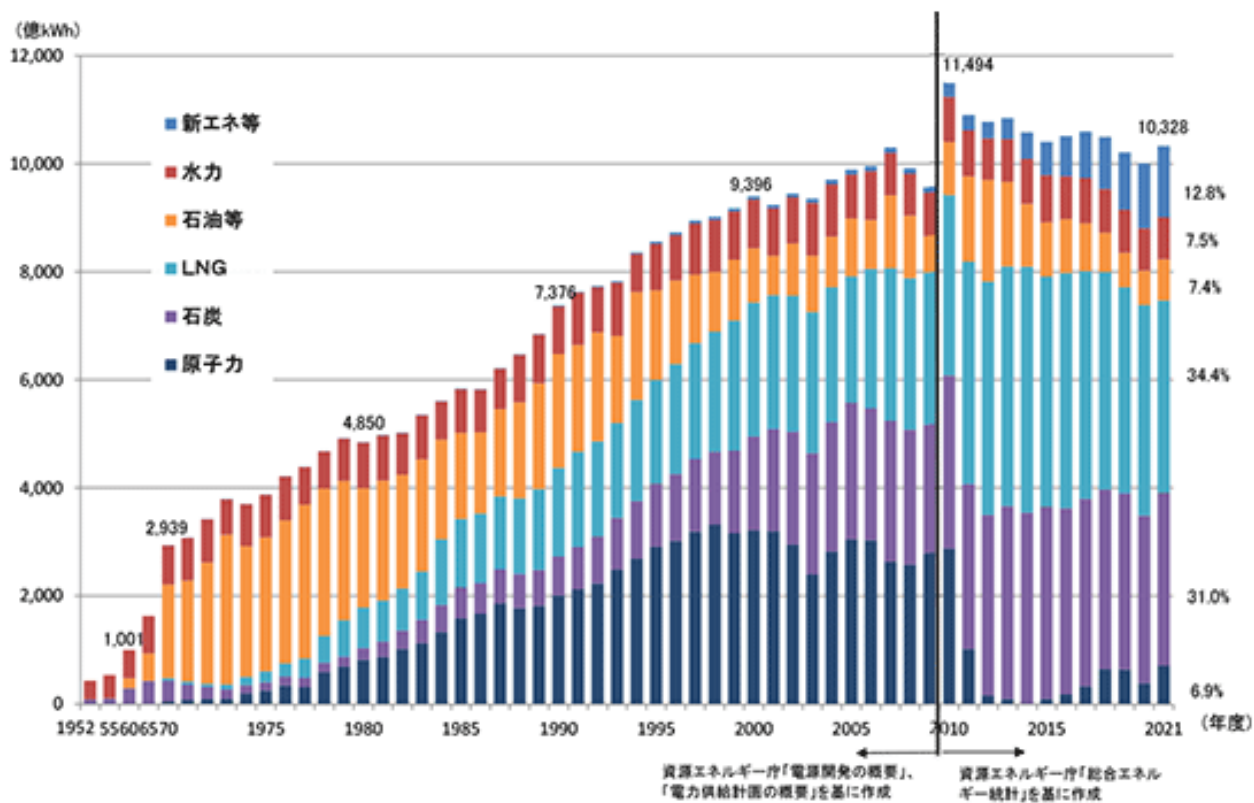
2020年以降の新規稼働
(+約870万kW)

- 能代 (東北電力)
- 竹原 (電源開発)
- 鹿島パワー (鹿島パワ-)
- 釧路 (釧路火力発電所)
- 常陸那珂 (常陸那珂G)
- 海田 (海田パ-ナマパワ-)
- IGCC勿来 (勿来 IGCCパワ-)
- IGCC広野 (広野IGCCパワ-)
- 神戸3/4 (コ-ルパワ-1・2)
- 武豊 (JERA)
- 徳山 (トクヤマ)
- 三隅 (中国電力)
- 横須賀1 (JERA)
- 西条 (四国電力)
- 横須賀2 (JERA) *2024

石炭火力発電の設備容量推移

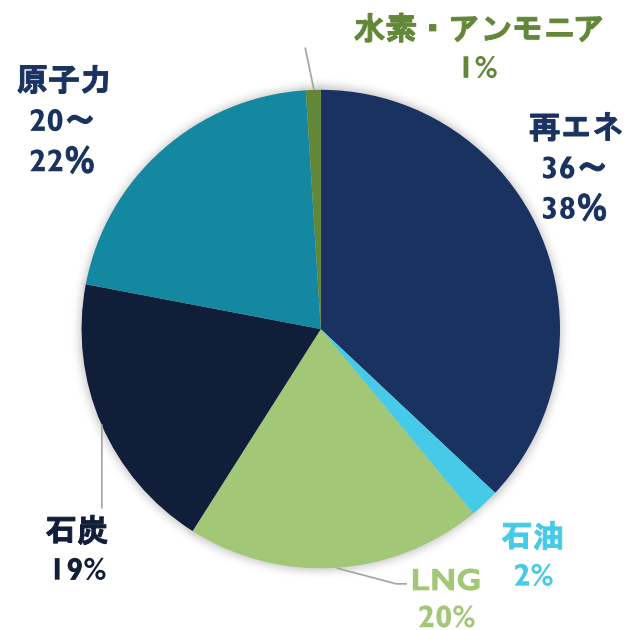


発電電力量の推移と2030年電源構成



出典) エネルギー白書2023

2030年電源構成
(第6次エネルギー基本計画)



出典) エネルギー基本計画

電力供給計画では2032年を超えて 石炭やLNGは2030年エネルギーミックスを大幅超過

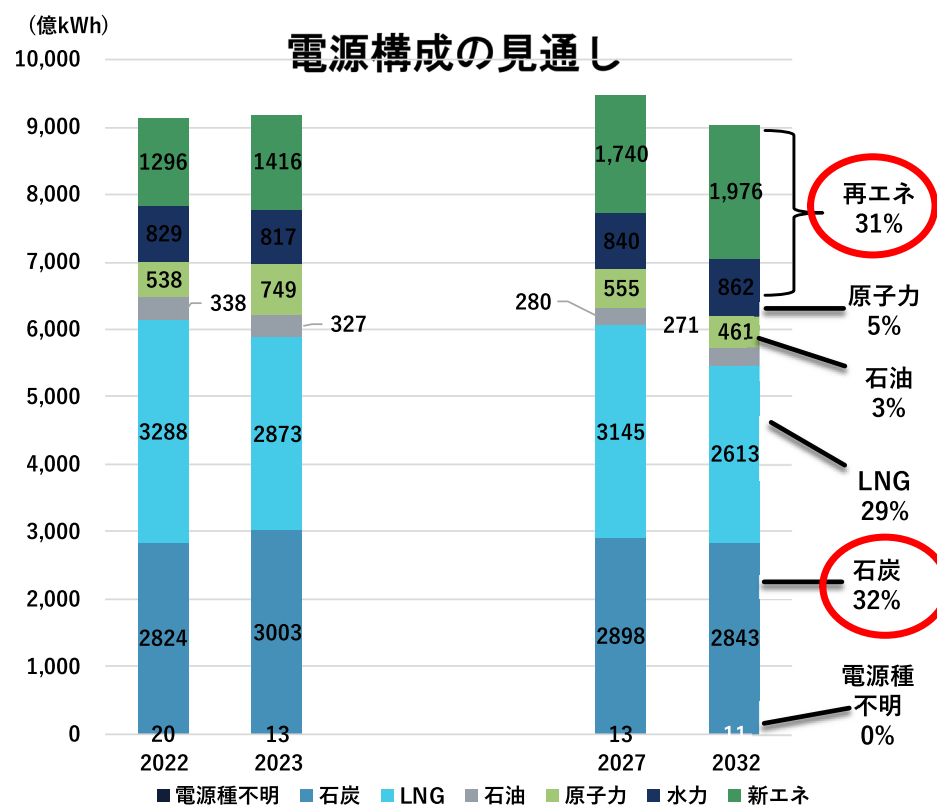
2032年度末までの火力発電の新設・廃止計画

| | 新設計画 | | 廃止計画 | |
|-----|---------|-----|---------|-----|
| | 出力(万kW) | 地点数 | 出力(万kW) | 地点数 |
| 石炭 | 180 | 3 | △ 85.0 | 5 |
| LNG | 623.7 | 14 | △ 207.5 | 6 |
| 石油 | 3 | 11 | △ 339.6 | 18 |
| 計 | 806.7 | 28 | △ 632.1 | 29 |

電力広域的運営推進機関（OCCTO）「2023年度供給計画の取りまとめ」

・電力供給計画から、2032年の石炭火力廃止計画はわずかに5基85万kWであり、今後も維持され続ける見通し。

・2032年の電源構成は、エネ基で示された2030年電源構成に比べても再エネ31%と低く、石炭は32%と高くなる。



電力広域的運営推進機関（OCCTO）「2023年度供給計画の取りまとめ」より気候ネットワーク作成

石炭火力が延命される要因① 省エネ法 ベンチマーク等

発電事業者に求められるベンチマーク

火力発電効率A指標：燃料種ごとの発電効率 1以上

火力発電効率B指標：火力発電の総合的な発電効率そのもの 44.3%

石炭火力発電効率 43% (2021年～)

バイオマス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

発電専用設備から得られる電力エネルギー量

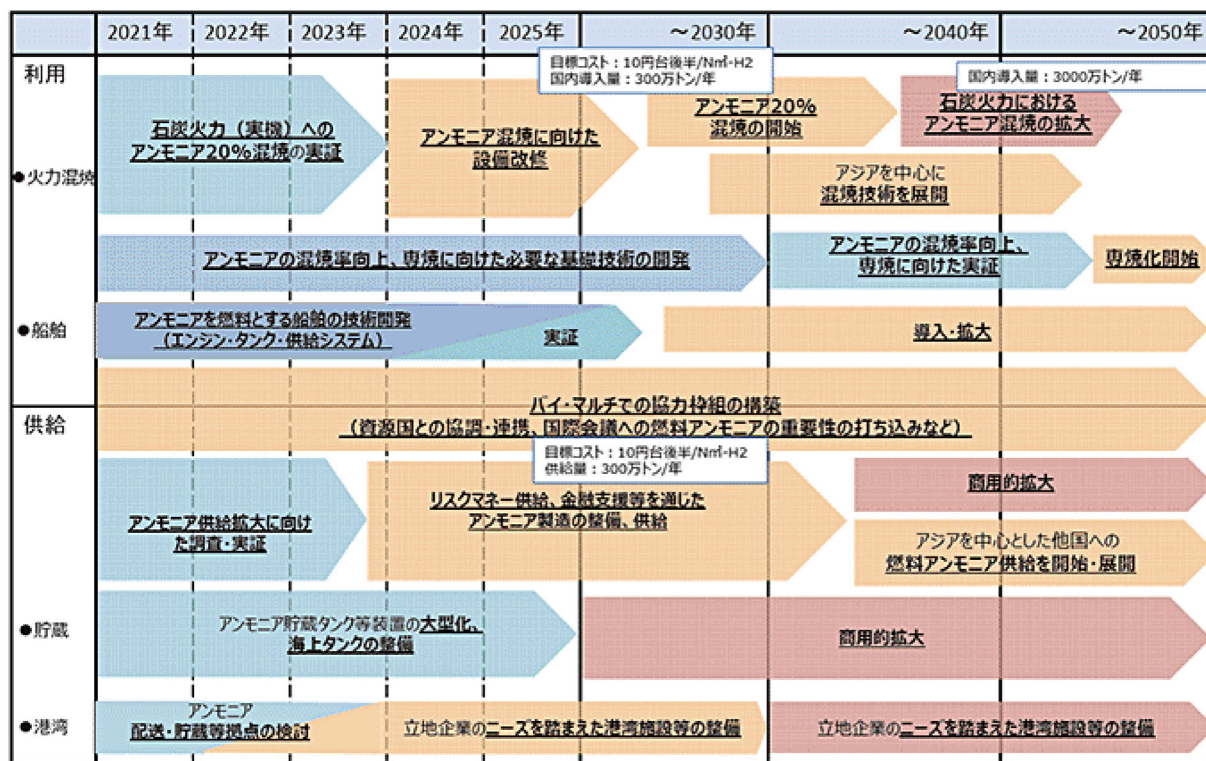
発電専用設備に投入する
エネルギー量

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

石炭火力が延命される要因② アンモニア混焼の推進

【第384-3-1】燃料アンモニア導入・拡大に向けたロードマップ



・アンモニア混焼は、1.5°C目標に整合するCO₂削減策に全くなならないが、政府は「非化石エネルギー」として省エネ法や高度化法に位置付け、転換を推進。

・GX基本戦略やGX推進法でも推進し、GX経済移行債（20兆円）においても多額の予算を見込む。

・イノベーション基金（2兆円）で関係企業がアンモニアの様々な関連プロジェクトを実施。

水素・アンモニアは、製造プロセスで大量のCO₂を排出 推進するなら完全CO₂フリーの“グリーン”のみ

■ 水素製造

水を再エネで電気分解するのがグリーン水素（現状では大量生産に限界）。その他は化石燃料由来でCO₂の排出を伴う製造方法。ブルー水素は、製造プロセスで排出されたCO₂を回収して地中に貯留するものを指すが、100%回収して貯留することは現状ではできない。

| 色 | 原料 | 製造方法 | CO ₂ 排出 | 現状コスト | 問題 |
|--------|----------------------|------------------|--------------------------|--|--|
| ● グレー | 化石燃料 (石炭、天然ガス、石油) | 燃焼・ガス化 | 大 | 100円程度/m ³ (水素ステーション) 97円/kWh(水素発電) | ・CO ₂ の排出大 |
| ● ブラウン | 石炭 | 燃焼・ガス化 | 大 | グレーと同程度 | ・CO ₂ の排出大 |
| ● ブルー | 化石燃料 (石炭、天然ガス、石油) | 燃焼・ガス化 (+CCS) | 小～中 (完全に地中に埋めることは不可能) | グレー+CCSSのコスト | ・CCSの適地がない ・あっても限界がある ・将来排出のリスク など |
| ● イエロー | 水 | 原子力電気分解 | 小 (ゼロではない) | 不明 | ・原子力の問題 ・原子力依存 |
| ● グリーン | 水 | 再エネ電気分解 | 小 | グレーの5～10倍? | ・大量生産に不向き ・コストが高い |

図表1 水素・アンモニアの製造方法で色分した分類と特徴

作成：気候ネットワーク

■ アンモニア製造

水素と窒素を触媒で化学反応させて製造。色分けは水素の製造と同様。

アンモニアは、現状では、ハーバーボッシュ法という高温高圧での製造方法で生産されており、大量のエネルギーを必要とする。このプロセスにおいてもCO₂が排出されているかどうかを評価する必要がある。

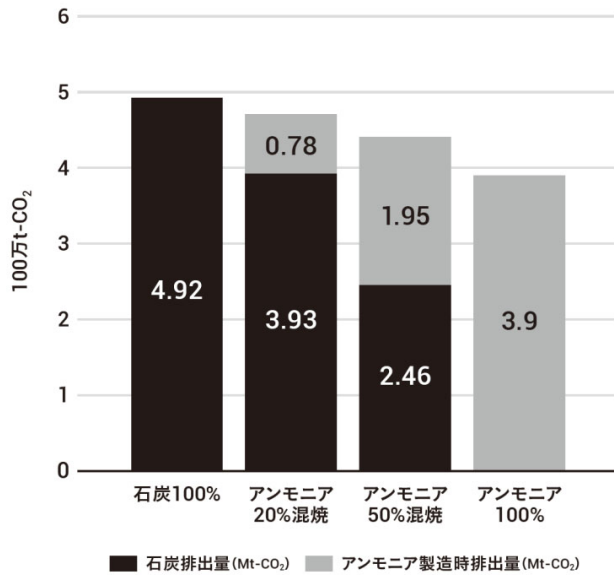
■ 運搬時のCO₂排出

海外から水素やアンモニアを船舶で運搬する際にも化石燃料のエネルギーを必要とし、大量のCO₂を排出する。

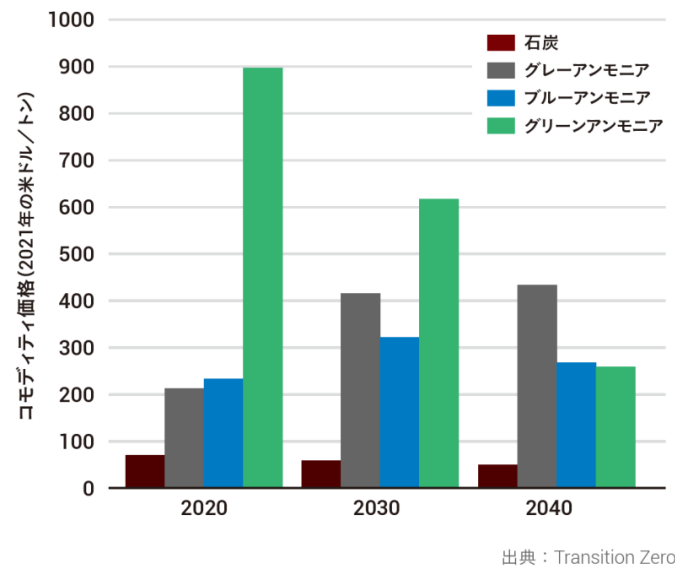
出典) JBCファクトシート

アンモニア混焼では減らないCO2 グリーンアンモニアは現状では現実味なし

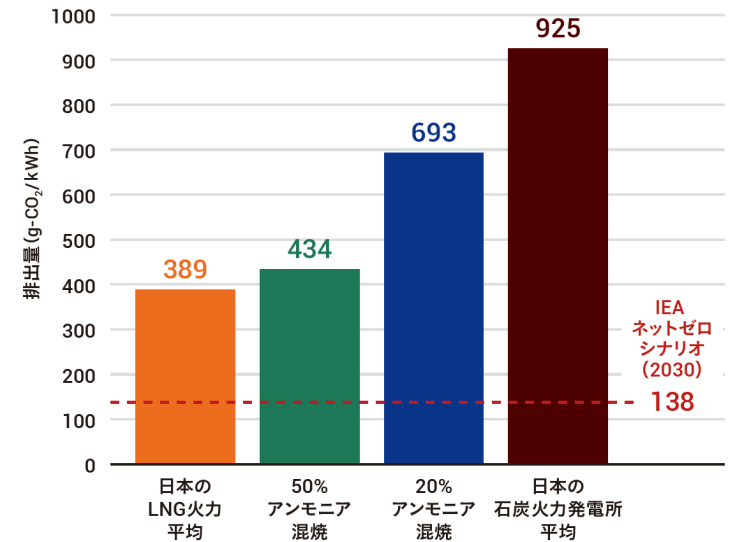
グレーアンモニアのケース 混焼・専焼のCO2削減効果



アンモニア価格予測値

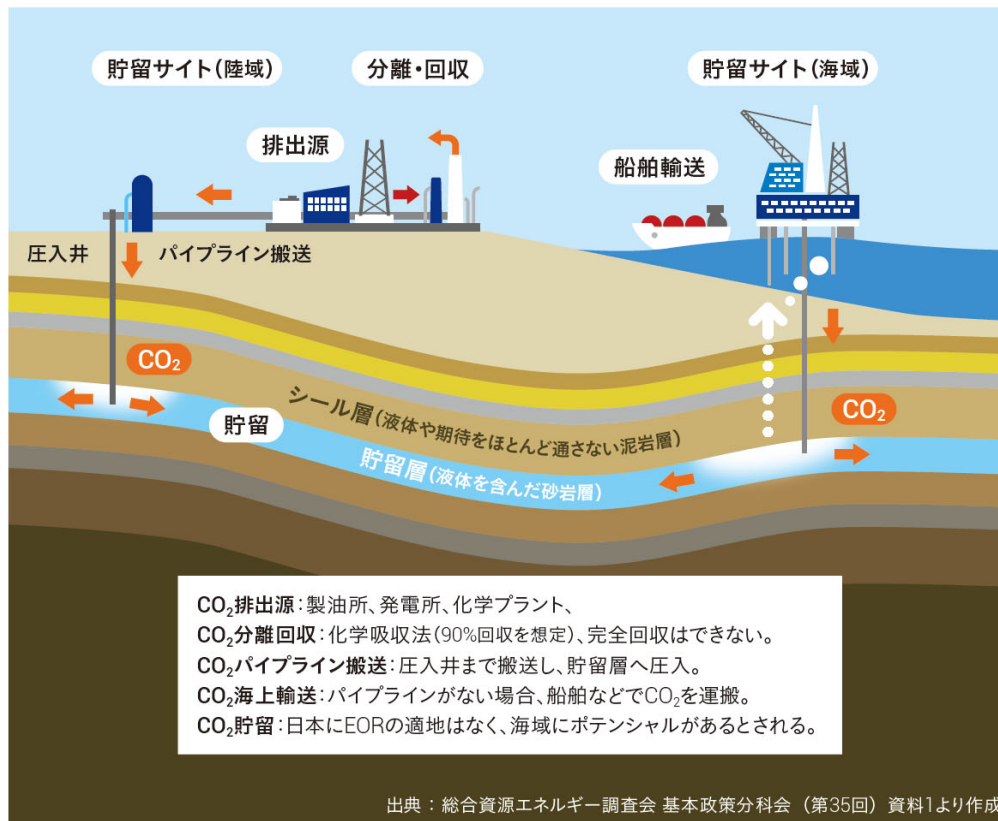


CO2排出係数の比較



引用：Transition Zero

高コストで実用化もほど遠いCCS 「将来のCCS」を理由に既存石炭火力が延命される



図表1 CCSの流れとコスト

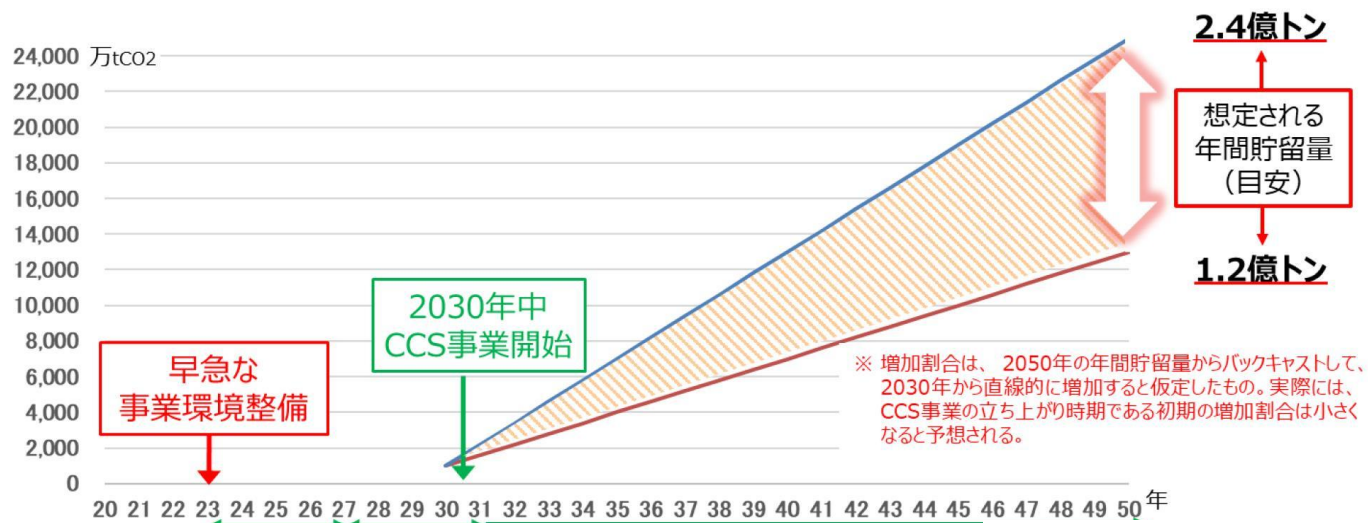
| CCSのプロセスにかかる現状コスト | |
|-------------------|---|
| 分離・回収・昇圧 | 約 5,300~7,900 円/tCO ₂ 化学吸収法(90%回収)の価格 |
| 輸送 | 約 800 円/tCO ₂ パイプライン輸送を想定 (海域までの運搬はさらに高くなるとされる) |
| 圧入・モニタリング | 約 2,300 円/tCO ₂ 貯留層への貯槽 |
| 合計 | 約 8,400~11,000 円/tCO ₂ |
| ↓ | |
| 石炭火力 | +約 7~9 円/kWh (CCS付石炭火力の発電コストは16円~18円/kWh) |

引用: 総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 (第35回) 資料1より

出典) JBCファクトシート

CCSの非現実的な想定

<参考4> 2050年に向けたCCSの年間貯留量目安



2030年中にCCS事業を開始するためには、
①2023年度からFS等を開始し、
②2026年度までに最終投資判断する必要。

【参考】必要な圧入井の本数

- ・1.2億 t /年の場合：240本
- ・2.4億 t /年の場合：480本 の圧入井が必要。

※ 圧入井1本あたりの貯留可能量：50万t/年

※ 試掘費用：陸域 約50億円/本、海域 約80億円/本

“ゼロエミッション火力” “脱炭素電源” の実態 CO2削減にもならず、社会的コスト激増のリスク

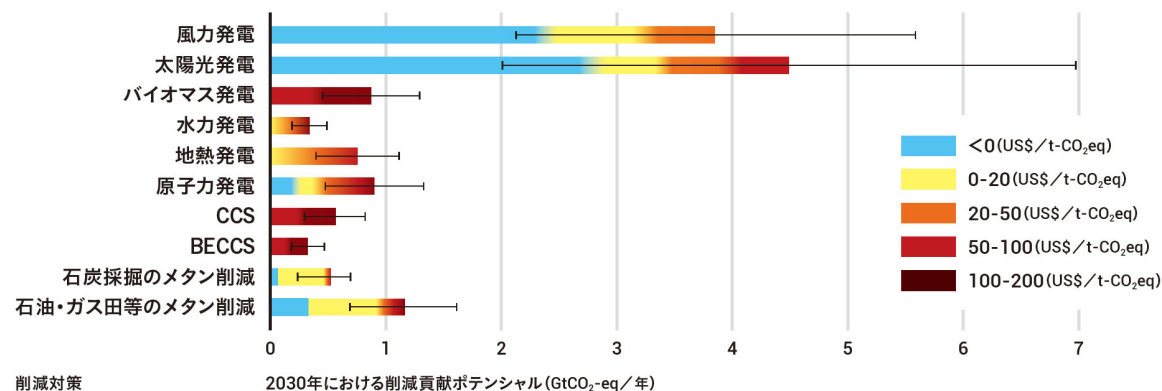
水素・アンモニアの問題

- 現状の水素・アンモニア生産は化石燃料由来でCO2の削減に貢献しない
- 生産にコストがかかり、石炭価格よりも大幅に高くなり再エネとの競争力もない
- 現時点で実用化には程遠い状況で、開発に時間がかかり気候危機対策に全く間に合わない。
- 上記の問題があるにも関わらず、将来の燃料転換を前提に石炭火力を動かすことでCO2の排出が増える。

CCSの問題

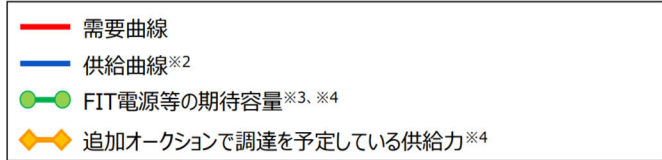
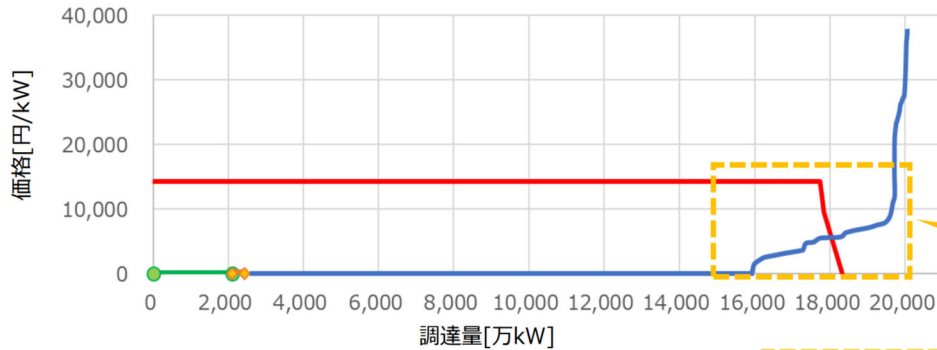
- 実用化には程遠く、日本に適地はない。
- 圧入したCO2が漏れ出すリスクも。
- 回収・運搬・圧入・モニタリングなどすべてのプロセスで高額な費用がかかる。CCS付石炭火力は再エネより高コスト。
- 現状でCCS付石炭火力は日本には存在しない。CO2を回収しても、全体からみたらごくわずか。

図表3 2030年における排出削減対策と削減費用別の削減ポテンシャル



石炭火力が延命される要因③ 容量市場

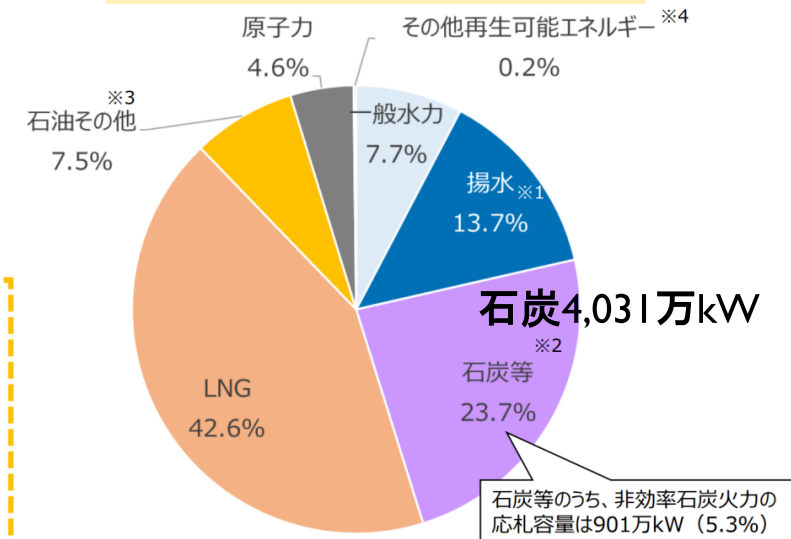
<2022年度実施 容量市場メインオークションの供給曲線（スムージング処理後）>



※2 発動指令電源の応札容量については、調整係数反映後の容量とし、1,000kW未満となる電源等は除外している。
 ※3 応札後に織込む石炭とバイオマスの混焼を行うFIT電源の供給力を含む。
 ※4 供給曲線に織込む各容量については「<参考>FIT電源等の期待容量等について (p.15)」を参照。



発電方式別の応札容量比率（全国）



※1 揚水：純揚水と混合揚水を合算
 ※2 石炭等：石炭とバイオマス混焼を合算
 ※3 石油その他：石油・LPG・歴青質混合物・その他ガスを合算
 ※4 その他再生可能エネルギー：太陽光・風力・地熱・バイオマス専焼・廃棄物を合算

約定総容量※1：1億6,271万kW (162,710,879kW)

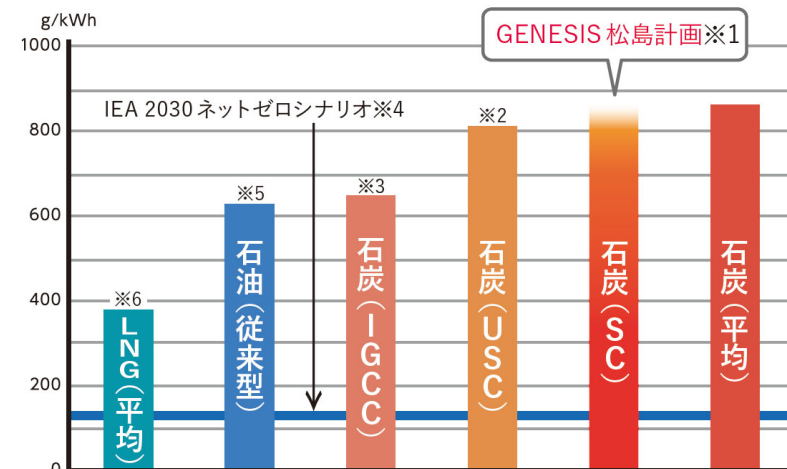
- エリアプライス 北海道：8,749円/kWh、東北：5,833円/kWh、東京：5,834円/kWh、中部/北陸/関西/中国/四国：5,832円/kWh、九州：8,748円/kWh
- 経過措置を踏まえた約定総額：8,504億円 (850,396,238,334)

石炭火力 “最後の” アセス計画 GENESIS松島



CO2はほとんど減らない

発電量あたりのCO₂排出量



- ※1 排出係数は公開されておらず、SC (超臨界) からの推計値。旧式設備であるから、石炭をガス化しても大きな排出削減にはつながらない。
- ※2 電源開発機子火力発電所の超々臨界圧 (USC) のCO₂排出係数 810g-CO₂/kWh。
- ※3 石炭ガス化複合発電 (IGCC) 広野・勿来のCO₂排出係数 652g-CO₂/kWh (環境影響評価準備書)。
- ※4 IEA (国際エネルギー機関) の2050年ネットゼロに向けたロードマップで示された2030年の電力部門の排出係数 138g-CO₂/kWh。
- ※5 旧横須賀火力発電所 (石油) のCO₂排出係数 627g-CO₂/kWh (環境影響評価準備書)。
- ※6 LNG火力の排出係数: LNG (高効率) はガスタービン複合発電 (GTCC) 340g-CO₂/kWh。

出所: 気候ネットワーク作成

日本の石炭火力発電所の現状

- 石炭火力発電所の新規稼働が今も増えている。
- 日本の発電のうち3割程度を石炭火力が占める。
- 今後も廃止が進む見通しはない。
- 政府は石炭を「重要なエネルギー」と位置づけており、廃止を打ち出していない。
- 2030年には電源構成のうち石炭を19%残し、2050年にも全廃する方針を出していない。アンモニア専焼やCCUSなどを推進し、将来のゼロエミッションの辻褄を合わせている。
- 実際にはアンモニア混焼やCCUSなどは実用化もしておらず、高コストである。削減効果もなく、1.5°C目標にも整合しない。
- 今後、政府はエネルギー基本計画の改定を予定しており、そこで脱石炭を位置付けられるかが鍵。