

2022年12月7日（水）20:00～

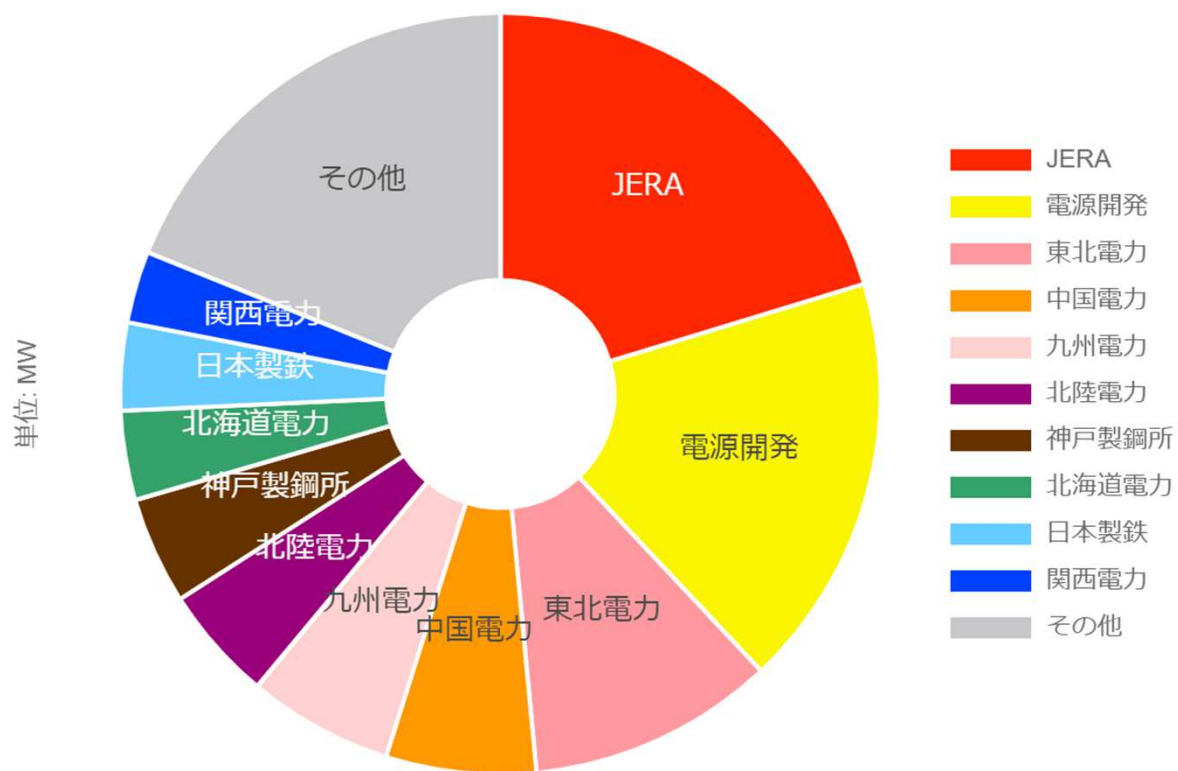
情報共有セミナー：なぜGXが問題か？ 政府のGXと火力発電の脱炭素化について

桃井貴子（気候ネットワーク東京事務所）

2020年10月からのカーボンニュートラル関連時系列

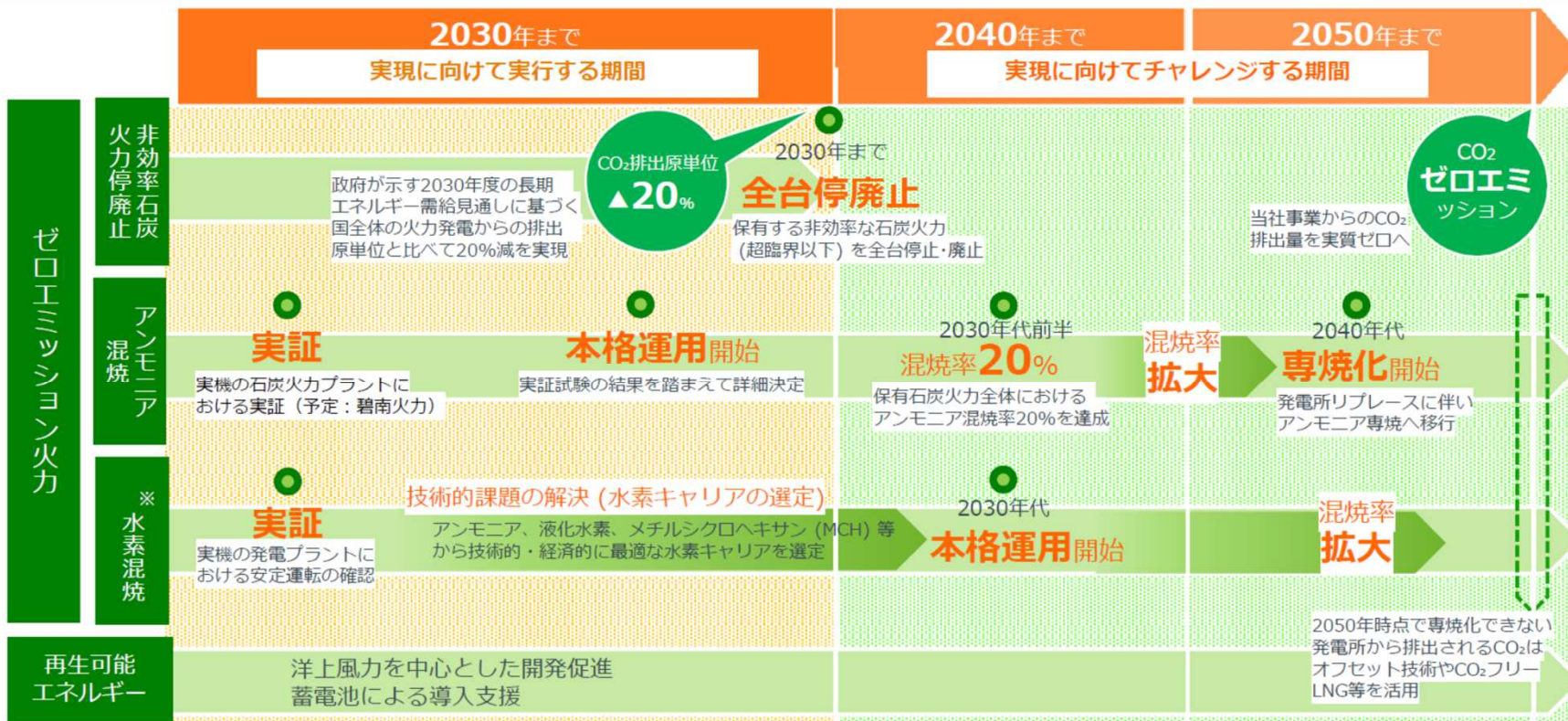
- 2020年10月13日 JERA「JERAゼロエミッション2050」を発表 *石炭アンモニア混焼
- 2020年10月26日 菅義偉首相「2050年排出ゼロ宣言」
- 2020年10月27日 エネ庁「燃料アンモニア導入官民協議会」
- 2021年 2月26日 電源開発「J-POWER “BLUE MISSION 2050”」を発表 *水素
- 2021年 4月22日 政府2030年目標を発表 「2013年度比46%削減50%の高みを目指す」
- 2021年 6月18日 政府「カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」
- 2021年10月22日 政府「第6次エネルギー基本計画」閣議決定 *アンモニアの位置づけ
- 2021年11月 2日 COP26世界リーダーズサミット
*岸田首相「化石火力をアンモニア、水素などのゼロエミ火力に転換するため、1億ドル規模の先導的な事業を展開」→化石賞受賞
- 2022年 2月 1日 経済産業省 産業技術環境局『GXリーグ基本構想』発表
- 2022年 3月 1日 省エネ法・高度化法・JOGMEC法等改正案閣議決定→国会に上程
- 2022年 5月13日 改正省エネ法・高度化法・JOGMEC法成立
- 2022年 5月19日 エネ庁「クリーンエネルギー戦略」中間整理
- 2022年 6月10日 GXリーグ2022 キックオフ
- 2022年 7月27日 内閣官房 第1回GX実行会議開催

石炭火力発電事業者トップ10（設備容量）



出典) Japan Beyond Coal 2022年11月末現在

JERAゼロエミッション2050



本ロードマップは、政策等の前提条件を踏まえて段階的に詳細化していきます。前提が大幅に変更される場合はロードマップの見直しを行います。 ※ CO₂フリーLNGの利用も考慮しております。

出典) JERAゼロエミッション2050 日本版ロードマップ (2020年10月13日)

JERAが保有する石炭火力発電所 総計967万KW

発電所名	号機	県	住所	設備容量 (MW)	運転開始年	状況
碧南発電所	1	愛知	碧南市	70万kW	1991年10月	運転中 (2030年まで?)
碧南発電所	2	愛知	碧南市	70万kW	1992年6月	運転中 (2030年まで?)
碧南発電所	3	愛知	碧南市	70万kW	1993年4月	運転中
碧南発電所	4	愛知	碧南市	100万kW	2001年11月	運転中
碧南発電所	5	愛知	碧南市	100万kW	2002年11月	運転中 *アンモニア混焼試験: 0.02%
常陸那珂発電所	1	茨城	東海村	100万kW	2003年12月	運転中
広野発電所	5	福島	広野町	60万kW	2004年7月	運転中
広野発電所	6	福島	広野町	60万kW	2013年12月	運転中
常陸那珂発電所	2	茨城	東海村	100万kW	2013年12月	運転中
武豊発電所	5	愛知	武豊町	107万kW	2022年8月	運転中
横須賀発電所	新1	神奈川	横須賀市	65万kW	2023年	建設中
横須賀発電所	新2	神奈川	横須賀市	65万kW	2024年	建設中

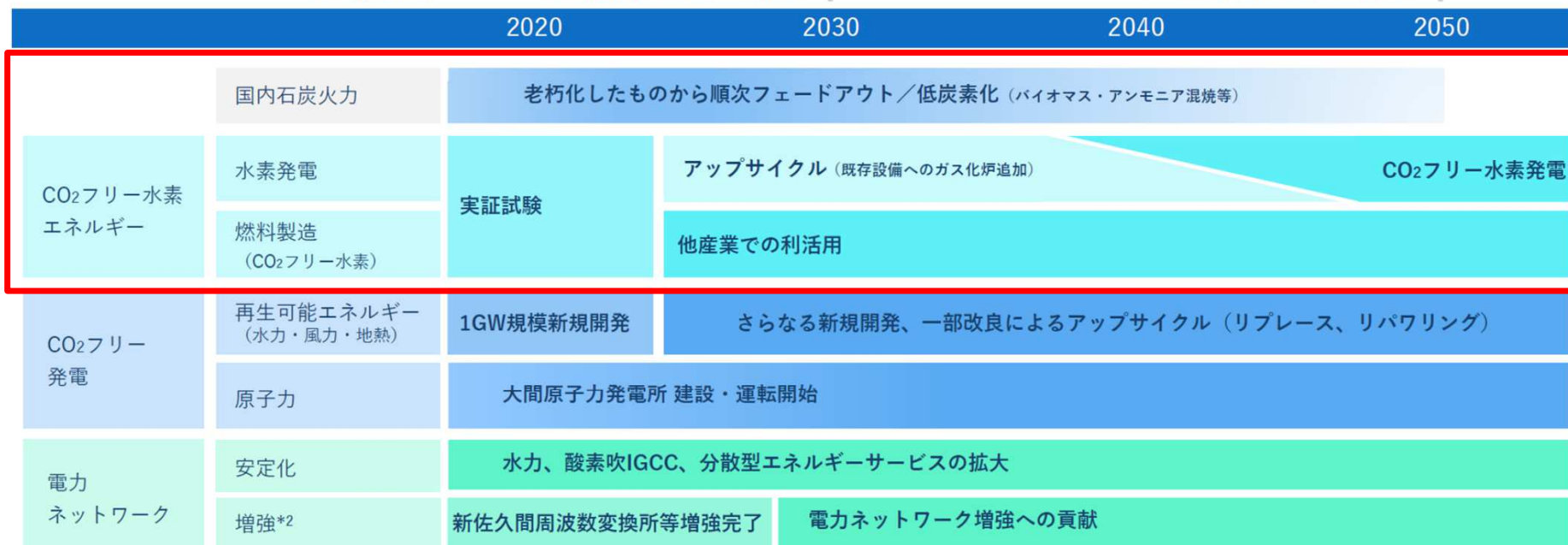
出典) Japan Beyond Coalより作成

電源開発 J-POWER BLUE MISSION 2050

CO₂削減目標 **-40%**^{*1} **実質排出 0**

-1,900万トン J-POWER国内発電事業CO₂排出量

カーボンニュートラルの実現 J-POWER国内発電事業 CO₂排出量



※本ロードマップは政策等条件、産業発展の進捗を前提条件として随時更新、詳細化します。また前提条件の変更に伴い、内容の見直しを図ります。

*1 2017～2019年度3か年平均実績比

*2 電力ネットワークの増強はJ-POWER送变电の取組みです

電源開発（Jパワー）が保有する石炭火力発電所 総計849.5万KW

発電所名	号機	県	住所	設備容量	運転開始年	発電技術	状況
高砂発電所	1	兵庫	高砂市	25万kW	1968年7月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
高砂発電所	2	兵庫	高砂市	25万kW	1969年1月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
松島発電所	1	長崎	西海市	50万kW	1981年1月	超臨界 (SC)	運転中
松島発電所	2	長崎	西海市	50万kW	1981年6月 2026年	超臨界 (SC) ガスタービン及び汽力（複 合発電方式）	運転中 計画中（環境アセス） *アップサイクル
竹原発電所	3	広島	竹原市	70万kW	1983年3月	超臨界 (SC)	運転中
石川発電所	1	沖縄	うるま市	15.6万kW	1986年11月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
石川発電所	2	沖縄	うるま市	15.6万kW	1987年3月	亜臨界 (Sub-C)	運転中
松浦発電所	1	長崎	松浦市	100万kW	1990年6月	超臨界 (SC)	運転中
松浦発電所	2	長崎	松浦市	100万kW	1997年7月	超々臨界 (USC)	運転中
橘湾発電所	1	徳島	阿南市	105万kW	2000年7月	超々臨界 (USC)	運転中
橘湾発電所	2	徳島	阿南市	105万kW	2000年12月	超々臨界 (USC)	運転中
磯子発電所	新1	神奈川	横浜市	60万kW	2002年4月	超々臨界 (USC)	運転中
磯子発電所	新2	神奈川	横浜市	60万kW	2009年7月	超々臨界 (USC)	運転中
大崎クールジェン		広島	大崎上島町	16.6万kW	2017年3月	石炭ガス化複合発電 (IGCC)	運転中
竹原発電所	新1	広島	竹原市	60万kW	2020年6月	超々臨界 (USC)	運転中

※大崎クールジェンは中国電力と共同出資した株式会社大崎クールジェンが運営会社なので、株の保有率50%から割り出し8.3万kW分をJパワーの保有分とする。

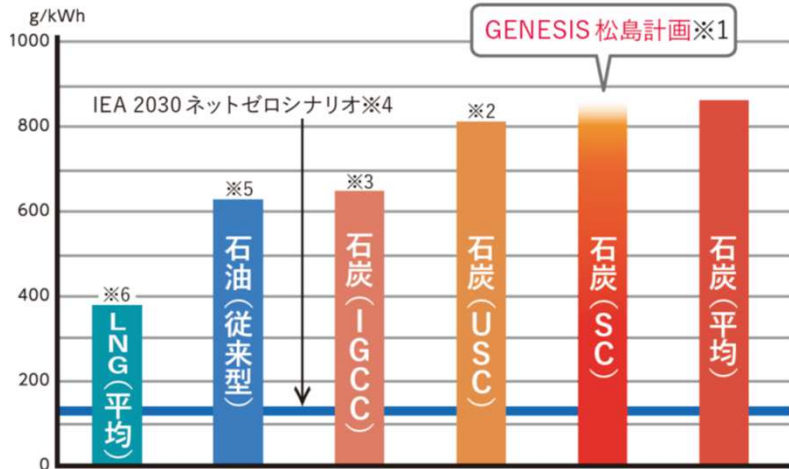
出典) Japan Beyond Coalより作成

計画中の松島火力（GENESIS松島）

CO2はほとんど減らない

むしろ再エネの足かせに

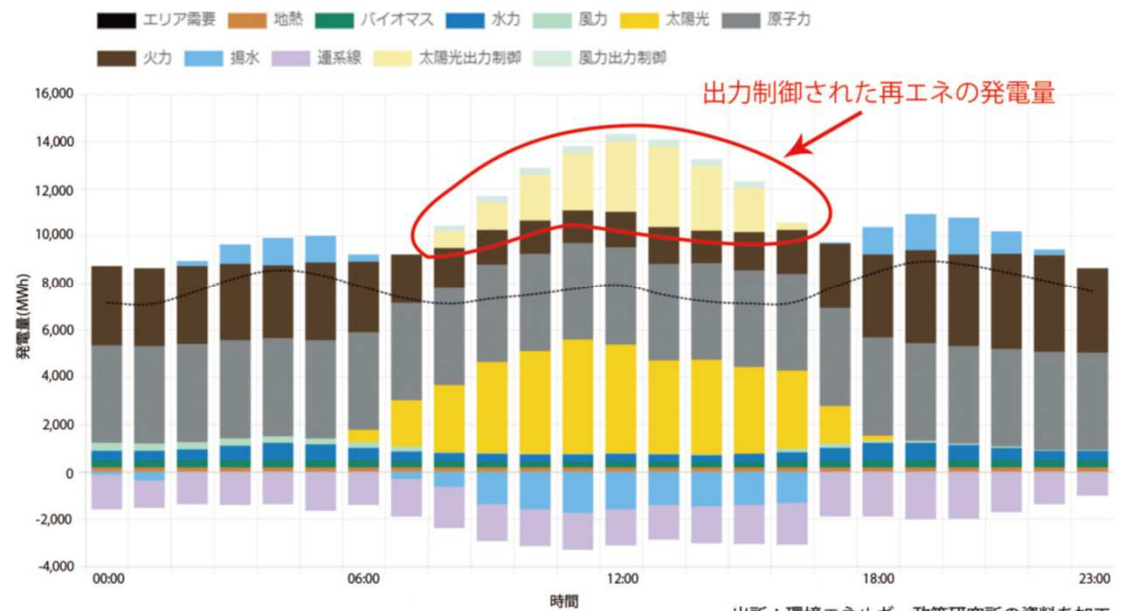
発電量あたりのCO₂排出量



- ※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 電源開発磯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

2021年4月18日の九州での発電量推移



出所: 環境エネルギー政策研究所の資料を加工

燃料アンモニア導入官民協議会

氏名	役職
民間企業等	
武田 孝治	株式会社 IHI 執行役員/資源・エネルギー・環境事業領域副事業領域長
奥田 久業	株式会社 JERA 取締役/常務執行役員/経営企画本部長
笹津 浩司	電源開発株式会社 取締役常務執行役員
秋鹿 正敬	日揮ホールディングス株式会社 常務執行役員/サステナビリティ協創部長
河野 晃	日本郵船株式会社 専務執行役員/エネルギー輸送本部長
相良 明彦	丸紅株式会社 常務執行役員/エネルギー・金属資源グループ CEO
中川 浩一	三菱重工業株式会社 執行役員/エナジードメイン副ドメイン長/新エナジー事業部長
羽場 広樹	三菱商事株式会社 執行役員/石油本部長
山下 ゆかり	一般財団法人 日本エネルギー経済研究所 常務理事
村木 茂	一般社団法人 グリーンアンモニアコンソーシアム 代表理事 東京ガス株式会社 アドバイザー
政府・関係機関等	
南 亮	資源エネルギー庁 資源・燃料部長
西山 英将	資源エネルギー庁 資源・燃料部 政策課長
渡邊 雅士	資源エネルギー庁 資源・燃料部 政策課 石油・LNG企画官
土屋 博史	資源エネルギー庁 資源・燃料部 石炭課長
和久田 肇	独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 副理事長
西谷 毅	株式会社国際協力銀行 常務執行役員
寺村 英信	株式会社日本貿易保険 常務取締役

<CO2削減の算定>

ケース	20%混焼 (※1)	50%混焼 (※1)	専焼 (※1)	(参考) 1基20%混焼
CO ₂ 排出削減量 (※2)	約4,000万トン	約1億トン	約2億トン	約100万トン
アンモニア 需要量	約2,000万トン	約5,000万トン	約1億トン	約50万トン

※1 国内の大手電力会社が保有する全石炭火力発電で、混焼/専焼を実施したケースで試算。
 ※2 日本の二酸化炭素排出量は約12億トン、うち電力部門は約4億トン。

→高効率石炭火力の導入でもこういう皮算用していました。

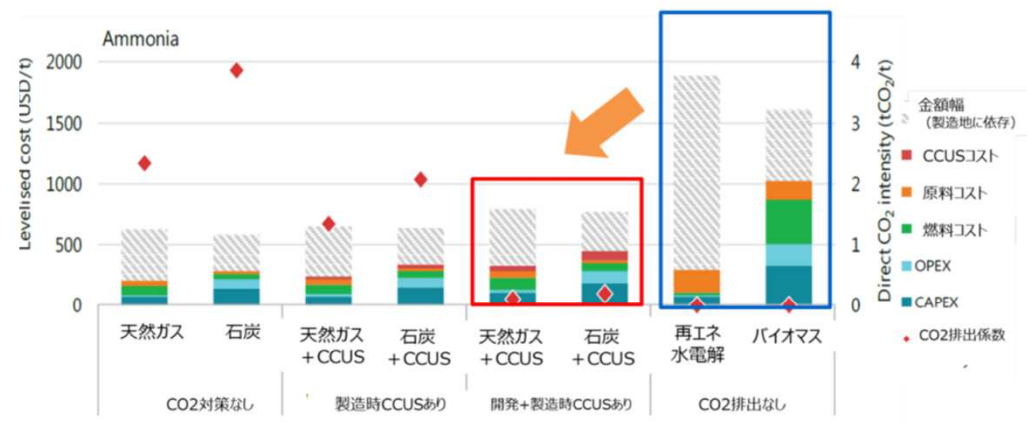
燃料アンモニア導入官民協議会「中間取りまとめ」 水素・アンモニア発電のコスト

	水素発電 (2020年時点試算)	アンモニア発電 (2018年時点試算)
製造	海外水素製造 (天然ガス+CO ₂ 販売 (EOR用途)) 11.5円/Nm³	海外水素製造 (天然ガス+CO ₂ 販売 (EOR用途)) 11.5円/Nm³ (=201ドル/トン) 海外アンモニア製造 4.3円/Nm³ (=76ドル/トン)
輸送	水素輸入 (ローリー輸送+液化+積荷+海上輸送) 162円/Nm³*	アンモニア輸入 (積荷+海上輸送) 2.3円/Nm³ (=40ドル/トン)
発電	水素発電機 7万~9万円/kW**	アンモニア専焼設備 46万円/kW (参考) アンモニア混焼設備 29万円/kW
発電コスト	専焼 97.3円/kWh*** (参考) 10%混焼 20.9円/kWh***	専焼 23.5円/kWh (参考) 20%混焼 12.9円/kWh

(出典)
* 事業者ヒアリングに基づき試算
** 富士経済「2020年版水素利用市場の将来展望」水素ガスタービン発電
*** 発電コスト検証WGより試算

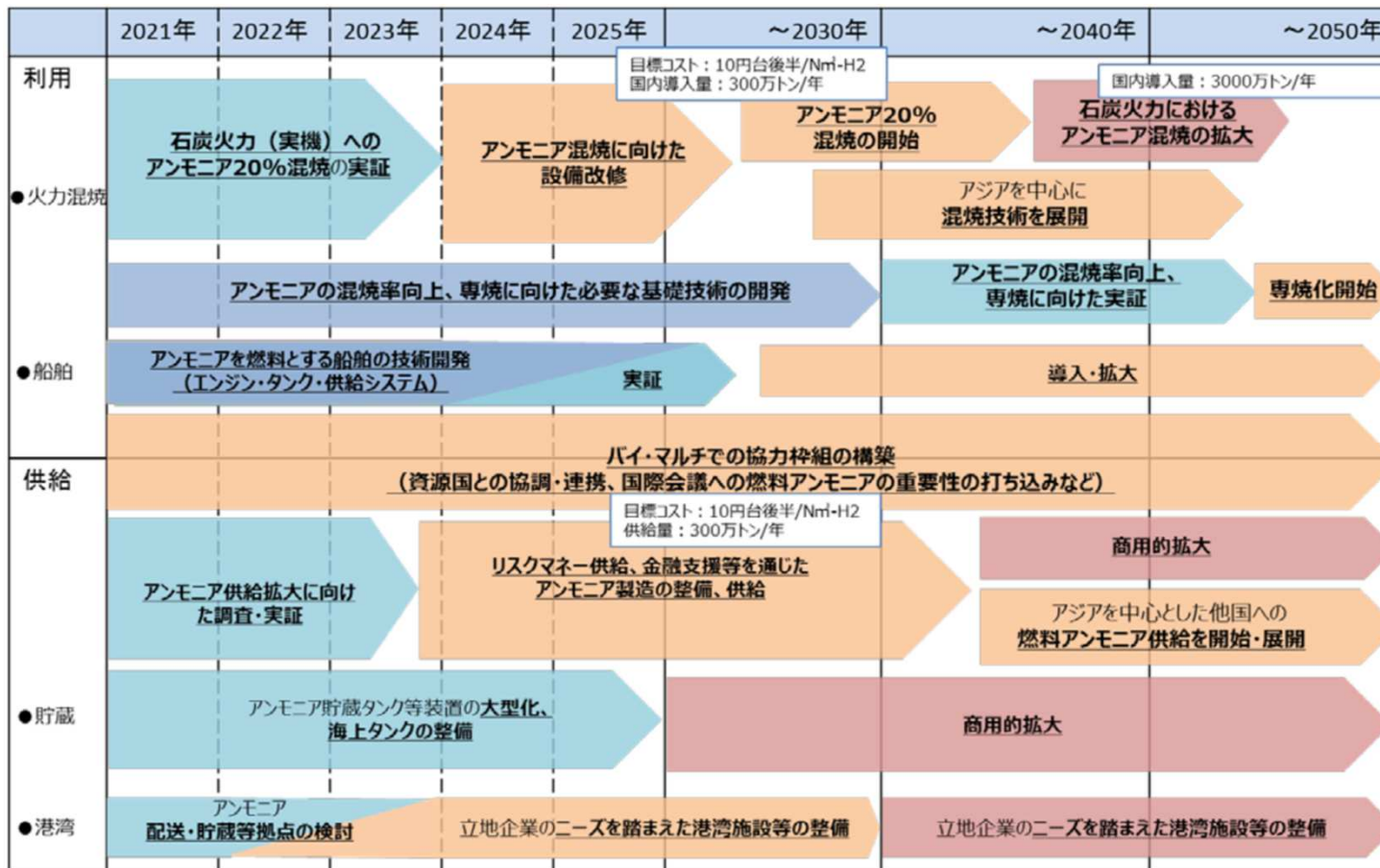
(出典)
・ アンモニア製造・輸入コスト：日本エネルギー経済研究所「SIP「CCS-EOR技術を軸としたCO₂フリーアンモニアの事業性評価」をもとに資源エネルギー庁試算
・ アンモニア混焼設備、発電コスト価格：電源開発SIP「火力発電燃料としてのCO₂フリーアンモニアサプライチェーンの技術検討」
・ アンモニア専焼設備、発電コスト：事業者へのヒアリング等をもとに資源エネルギー庁試算

<製造方法毎のコスト比較 (2018年)>



(出典) IEA, The Future of Hydrogen

燃料アンモニア導入官民協議会「中間取りまとめ」 導入・拡大のロードマップ



＜需要の想定＞

- 2030年：年間300万トン（水素換算約50万トン）
- 2050年：年間3000万トン（水素換算約500万トン）

＜アンモニア価格＞

現状

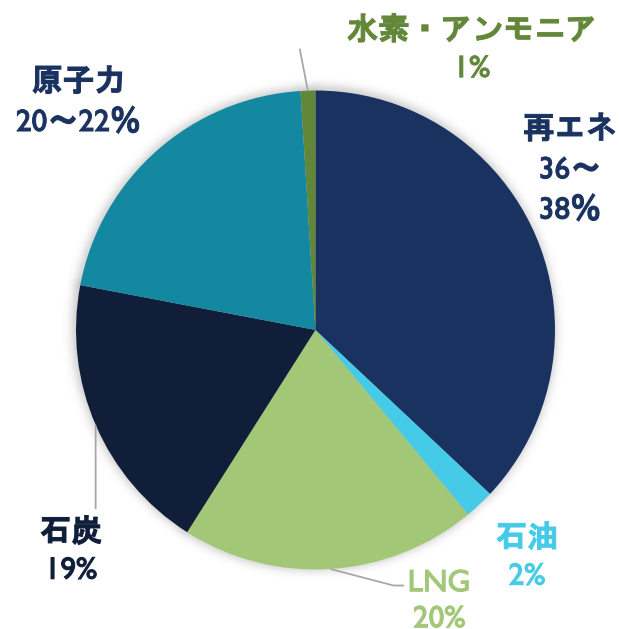
20円台前半/Nm³

2030年まで

10円台後半/Nm³

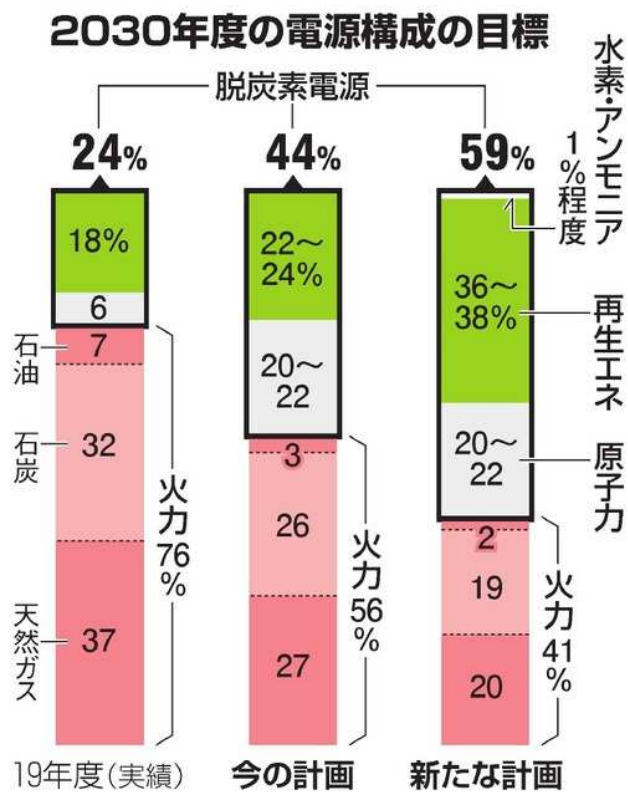
第6次エネルギー基本計画の石炭の位置づけ

2030年電源構成
(第6次エネルギー基本計画)



- 「重要なベースロード電源（2014/2017）」
→ 「重要なエネルギー源／調整電源（2021）」
 - 「高効率石炭火力の有効活用（2014）」
→ 「非効率石炭火力のフェードアウト（2017）」
→ 「電源構成における比率は、安定供給の確保を大前提に低減（2021）」
 - 「排出量を抜本的に下げするための技術（IGCCなど）等の開発をさらに進める（2014）」
→ 「排出量を抜本的に下げするための技術等（IGCC、CCUSなど）の開発を更に進める（2017）」
→ 「燃料そのものを水素・アンモニアに転換させることや、排出されるCO₂を回収・貯留・再利用することで脱炭素化を図る（2021）」
- ・ 2030年電源構成の石炭の割合 「26%（2015）」 → 「19%（2021）」

エネルギー基本計画でのアンモニアの位置づけ



- 「すべての電力需要を100%単一種類のエネルギー源で賄うことは困難」
- 「水素・アンモニア発電やCCUSによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電」を追求する方向性
- 「ガスタービンやボイラー、脱硝設備等の既存発電設備の多くをそのまま活用できることから、電源の脱炭素化を進める上で有力な選択肢の一つ」
- 水素・アンモニア発電を、2050年に電力システムの主要な供給力・調整力として機能すべく、技術的な課題の克服を進める方針
- 2030年までに、ガス火力への30%水素混焼や、水素専焼、石炭火力への20%アンモニア混焼の導入・普及を目標
- 2030年度電源構成：水素・アンモニアで1%程度を賄う
- 2050年の電源構成：水素・燃料アンモニア発電約10%

現状の政府の政策では廃止にブレーキ 電力供給計画では2031年を超えても石炭は今後もほぼ横ばい

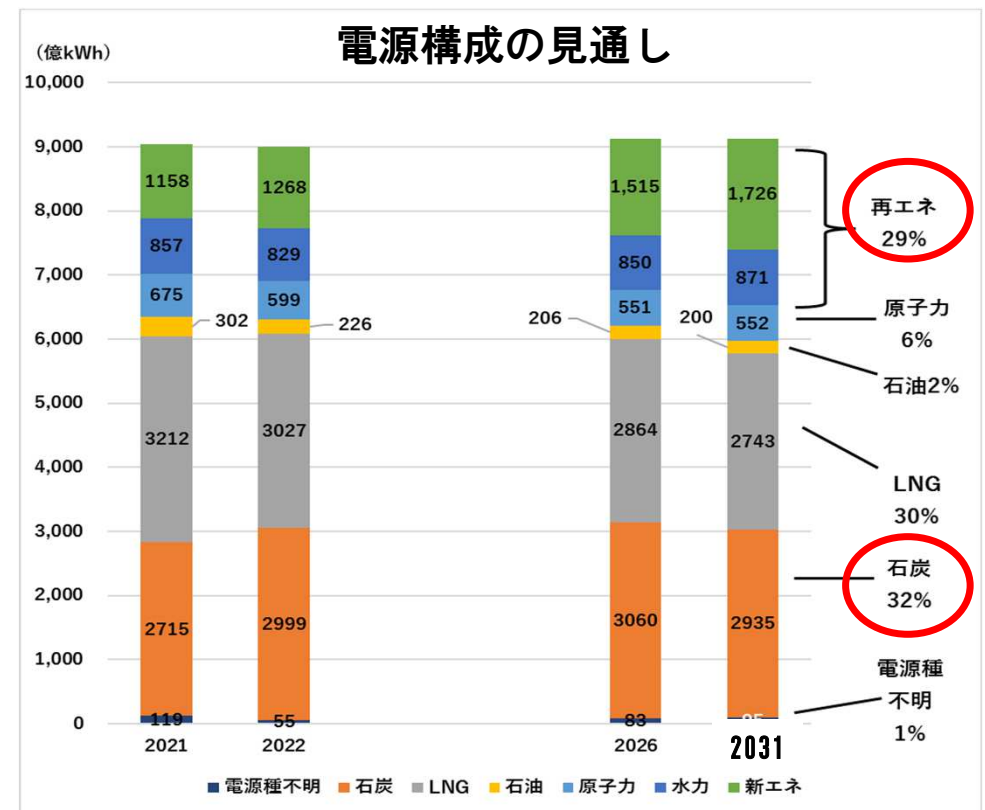
2031年度末までの火力発電の新設・廃止計画

	新設計画		廃止計画	
	出力(万kW)	地点数	出力(万kW)	地点数
石炭	482	7	△ 28.8	2
LNG	714.9	15	△ 216.8	6
石油	2.6	6	△ 927.3	29
計	1199.5	28	△ 1172.9	37

電力広域的運営推進機関（OCCTO）「2022年度供給計画の取りまとめ」

・電力供給計画から、2031年の石炭火力廃止計画はわずかに2基28.8万kWであり、今後も維持され続けることが明らかに。

・2031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、再エネ29%と低く、石炭は32%と高くなることが明らかに。



電力広域的運営推進機関（OCCTO）「2022年度供給計画の取りまとめ」より気候ネットワーク作成

2031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	482	7	△ 28.8	2
LNG	714.9	15	△ 216.8	6
石油	2.6	6	△ 927.3	29
計	1199.5	28	△ 1172.9	37

グリーンイノベーション基金

- 2020年（令和2年）度第3次補正予算において決定。**金額2兆円**
- 国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）に造成
- 基本方針：グリーン成長戦略において実行計画を策定している重点分野であり、政策効果が大きく、社会実装までを見据えて長期間の継続支援が必要な領域に重点化して支援するもの

*企業に対し10年間研究開発・実証、社会実装までを継続して支援することを決めた。事業費総額（国費負担のみ）200億円以上を対象とする大規模事業への多額の補助金システムである。

■ 水素・アンモニア分野のプロジェクト

「大規模水素サプライチェーンの構築（国費負担額：上限3,000億円）」

「燃料アンモニアサプライチェーンの構築（国費負担額：上限688億円）」

プロジェクトの実施者：JERA、IHI、三菱重工など

■ グリーンイノベーション基金事業の基本方針

<https://www.meti.go.jp/press/2020/03/20210312003/20210312003.html>

- グリーンイノベーション基金WEBサイト <https://green-innovation.nedo.go.jp/>

GXリーグの発足とねらい

- 2022年2月1日経済産業省が「GXリーグ構想」を発表。企業を募集し、6月20日GXリーグ2022キックオフ。

1. なぜ始めるのか

1. 企業努力は、正当に評価されているのか。
2. 欧州標準を受け入れるだけで、勝ち筋はあるのか。
3. 日本から世界に対して、市場創造の提案ができているのか。

2. なにを目指すのか

1. 企業が世界に貢献するためのリーダーシップのあり方を示す。
2. GXとイノベーションを両立し、いち早く移行の挑戦・実践をした者が、生活者に選ばれ、適切に「儲ける」構造を作る。
3. 企業のGX投資が、金融市場、労働市場、市民社会から、応援される仕組みを作る。

出典) <https://gx-league.go.jp/>

→日本の企業がリーダーシップを発揮して世界で勝ち残り、移行の挑戦・実践をして適切に「儲ける」構造をつくるのがねらいのよう。しかし、“温室効果ガスの削減”が見えない“挑戦”は、市民にも世界からも受け入れられず、結局負け組になるのでは？

GXリーグの先に真の「脱炭素社会」を目指す目標はあるのか？

- 「これまでの評価は“どれくらい削減目標が野心的なのか”とか“排出量が多いと本当に大丈夫か”という価値軸で評価されることがあったのではないかと思います。それはそれで大きな価値軸としてあるとは思いますが、我々はGXに対してしっかり投資していくことが大事だと思っている。あとは、脱炭素の移行の戦略を練っていくことが大事です。」 YOUTUBE「GXリーグが目指す未来（梶川文博 経済産業省 環境経済室長）」より

→野心的な削減目標の設定や、排出量（排出削減量）は評価軸としない？

- 「GXリーグは必ずしも明確なゴールがあるかという点、2050年はいろんな意味で不透明さが高い中で、いろんな形で試行錯誤しながらやっていくのが実態ではないかと思います。企業の方と対話型で政策をつくっていく。こういうことが一つのチャレンジかなと思っています。いろんな企業に賛同していただきながらやっていくというのが今後です。」 YOUTUBE「GXリーグが目指す未来（梶川文博 経済産業省 環境経済室長）」より

→明確なゴールは設定せず試行錯誤で企業と対話をしながら政策をつくる？

GXに向けた資金供給の強化について

- 炭素中立型社会実現のためには、2050年までに世界全体で最大8,000兆円の投資が必要とされている（IEA試算）。我が国の2050年カーボンニュートラルの実現には、少なくとも400兆円の投資が必要との見通しもある。
- 日本では、「グリーンエネルギー戦略 中間整理」において、今後10年間に官民で150兆円の投資が必要と試算。これらの巨額の投資資金を、世界で4,000兆円とも言われるESG資金や、事業会社、民間金融、個人金融を組み合わせ、どのように引き出していくかが大きな課題。
- 具体的には、脱炭素と成長（GX）に向けた資金供給を強化する上で、
 - ① （マクロ）気候変動分野への国内外の資金の呼び込み
 - ② （ミクロ）グリーン、トランジション、イノベーションへの資金供給を行う際の環境整備
 - ③ （排出量の多寡のみならず）GXへの挑戦・実践を行う企業に対する新たな評価軸の構築が必要であり、これらの3つの軸を中心に、議論を深めていただきたい。

出典) 「産業のGXに向けた資金供給の在り方に関する研究会」事務局資料より

2022年省エネ法・高度化法改正

- 非化石エネルギーとして水素・アンモニアが位置付けられる
- グレー／ブラウン／ブルーなど化石由来の燃料も「非化石エネルギー」に含む
(製造時のCO2排出量は問わない)
- 水素・アンモニア燃料への転換を推進→つまり石炭混焼を推進
- 省エネ法の目的には「気候変動対策」「CO2削減」がない
 - *あくまでも「エネルギーの使用合理化」であり、
「非化石エネルギーへの転換（今回改正での追加）」が目的
- 不十分な情報開示

GXの方向性（アンモニア）

GXの方向性（アンモニア）①現状・課題

- 将来的に各国がアンモニアの製造・調達・利用拡大に乗り出してくる可能性が大きい中、**早急な燃料アンモニアの新たなサプライチェーンの構築が不可欠**。
- また、**既存燃料と比較するとコストが最大約3倍程度と、社会実装に向けたコスト低減が必要**。

<現状>

● 市場動向

- 原料用アンモニア生産は世界で年間約2億トン程度で、そのうち貿易量は1割程度。**足元では製造過程におけるCO2を処理していないグレーアンモニアのみ**。
- 現時点では燃料アンモニア市場は存在しないが、**2050年の世界のサプライチェーン全体としては7.6億トン規模が見込まれる**。

● 競合動向

- アンモニア製造について、既存製造技術の**ハーバーボッシュ法は海外ライセンサーによる寡占状態**。
- アンモニア調達について、アブダビのADNOCと三井物産に加えて、**韓国のGS Energyが、2021年11月に世界最大規模の商用ブルーアンモニア事業に合意**。
- アンモニア利用について、将来的には船舶燃料のみならず、**アジアにおいて石炭火力への混焼・専焼をはじめとした大きな需要が見込まれる**。

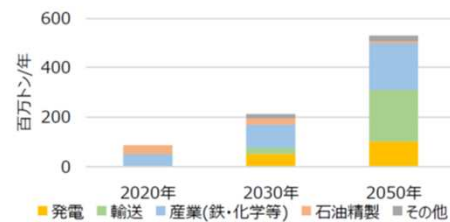
● 価格動向

- 足元のグレーアンモニア価格は、**20円程度/Nm3-H2**。**既存燃料と比較すると最大約3倍程度**。

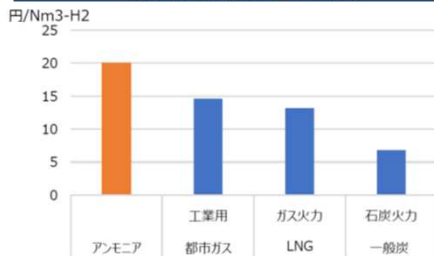
出典：右下図
 ・ 第25回水素・燃料電池戦略協議会 資料1等より資源エネルギー庁作成
 ・ 想定燃料等価格：アンモニア（足元の燃料アンモニアの供給価格）工業用都市ガス（55円/m3）、LNG（60.420円/ton）、一般炭（132.8円/ton）

需要見通し

※IEAのNZEにおける世界の水素等需要量



既存燃料とのコスト比較



GXの方向性（アンモニア）②取組の方向性

- アンモニア製造・調達について、**既存燃料との値差や、貯蔵用タンク・パイプライン等のインフラ整備の在り方などにも注目しながら、水素政策小委員会・アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会での議論等を踏まえ、導入拡大、商用化に向けた支援措置の詳細検討を行う**。
- 加えて、アンモニア新合成技術や、グリーンアンモニア電解合成、高混焼・専焼バーナー等の**技術開発を進める**。

<取組の方向性>

● 総論

- アンモニア製造・調達について、**既存燃料とのコスト差や、貯蔵用タンクなどのインフラ整備の在り方などにも注目しながら、導入拡大、商用化に向けた支援措置の詳細検討を行う**

● 製造・調達

- アンモニア製造について、**ハーバーボッシュ法に代わるアンモニア新合成技術**や再生エネから一気通貫でアンモニアを合成する**グリーンアンモニア電解合成の技術開発を支援**
- 発電用の燃料アンモニアについて、**2030年に10円台後半/Nm3-H2の供給価格を目標とする**
- 低廉かつ安価なサプライチェーン実現に向け、資源国との連携強化を進める。

● 利用

- 発電用の燃料アンモニアの国内需要は、**2030年で年間300万トン、2050年で年間3000万トン**を想定
- **20%混焼の開始、混焼技術のアジアをはじめとする海外への展開、高混焼・専焼バーナーの開発**
- 国際標準化の仕組み作り等を進める

国内の供給（需要）量・価格目標

	足元	2030年	2050年
需要見込み	108万トン (原料用のみ)	300万トン	3000万トン
価格目標 (Nm3-H2当たり)	20円程度	10円台後半	

技術開発・社会実装

アンモニア合成技術

- ・ コスト低減に向け、ハーバーボッシュ法よりも低温・低圧で合成可能な技術を開発

グリーンアンモニア合成

- ・ グリーンアンモニアのコスト削減を目指し、水素を理由しない製造方法を開発

混焼・専焼

- ・ ホイラやタービンでの高混焼・専焼化を目指し、高混焼・専焼バーナーを開発

※ 触媒を通じて、窒素分子・水素分子が原子レベルに分離。それらがアンモニアとして結合する

※ 水から水素を取り出す

※ 取り出した水素が窒素と結合してアンモニアに

出典：NEDO公表資料

GXの方向性（アンモニア）

アンモニア産業の投資拡大に向けたロードマップ

●クリーンエネルギー戦略の柱

予算措置

制度整備

金融

国際連携

【主な目標】（2030年）目標コスト：1.0円台後半/Nm³ 量:最大300万トン/年、（2050年）量：3000万トン/年

主な課題

主な取組の方向性



今後さらに必要となる取組

- アンモニア利用に関する様々な既存の保安規制の見直し等についても検討を進めていく。【制度】
- 安定・柔軟・透明な国際水素市場の確立を主導し、これまで取り組んできた資源・エネルギーの安定供給確保と一体的となった包括的な資源外交支援を行う。【予算、国際】

出典) クリーンエネルギー戦略
中間戦略 中間整理

GXの方向性 (CCS)

GXの方向性 (CCS) ①現状・課題

- 国内のCO2貯留ポテンシャルについて、これまでの調査により、R4年3月末までに、**11地点で約160億トンの貯留可能量が推定**されている。
- 他方、**CCSの社会実装**に向けては、**技術的確立・コスト低減、適地開発や事業化に向けた環境整備（法制度や支援措置を含む）**が課題。

<現状・課題>

● 国内動向

- 国内CO2貯留ポテンシャルについて、R4年3月末までに、**国内11地点で約160億トンの貯留可能量を推計**。
- CCSは火力発電などを将来にわたって活用するために不可欠な事業であるもの、**社会実装**に向けては、**技術的確立・コスト低減、適地開発や事業化に向けた環境整備（法制度や支援措置を含む）**が課題。
- 法整備について、具体的には以下の課題がある。
 - ① **事業者が地下を利用する権利の確保**
 - ② **事業者が負う法的責任（責任の範囲や期限）の明確化**
 - ③ **CCSの探査を許可制とするなど貯留層の適切な管理**
 - ④ **CO2輸出に係るロンドン議定書の担保**

● 海外動向

- **欧米などCCS先進国では、CCS事業化に必要な法整備や、CCS事業に対する政府支援措置（CAPEX・OPEXを通じた事業全体での補助率ほぼ100%）**がされている。

国内のCO₂貯留ポテンシャル

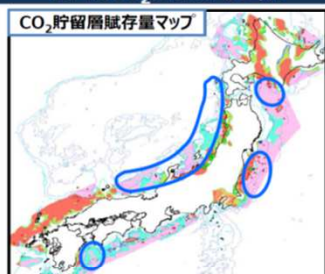


表. 堆積層厚 RITEの区分(2006, 2008)

A1 (油ガス田)	新層構造 換層構造	水深 2,000m
A2 (既層構造)		水深 1,000m
A3 (未層構造)		水深 200m
B-1 (水溶性ガス田)	旧層構造	水深 >200m
B-2 (堆積層厚 >2,000m, 水深 <200m)		水深 <200m
B-2 (堆積層厚 1,000~2,000m, 水深 <200m)		水深 <200m
B-2 (堆積層厚 800~1,000m, 水深 >200m)		水深 >200m
B-2 (堆積層厚 >2,000m, 水深 >200m)		水深 >200m
B-2 (堆積層厚 1,000~2,000m, 水深 >200m)		水深 >200m
B-2 (堆積層厚 800~1,000m, 水深 >200m)		水深 >200m

RITE(2006, 2008)を基にCCS (日本CCS調査株式会社)にて編集
3D/2D精密データを用いた地質解析エリア (南内の一帯で実施。南内の大きさに意味なし)

GXの方向性 (CCS) ②取組の方向性

- **2050年時点の年間CO2貯留量の目安を1.2億ト〜2.4億トと想定し、「2030年までのCCS事業開始」に向けた事業環境整備を政府としてコミット (CCS長期ロードマップに明記)。**
- CCSに関する国内法の整備や事業化支援など必要な取組について更なる検討を集中的に行い、**年内までにCCS長期ロードマップの最終とりまとめ**を行う。

<取組の方向性>

[基本理念]

CCSを計画的かつ合理的に実施することで、**社会コストを最小限**にしつつ、**わが国のCCS事業の健全な発展**を図り、**わが国の経済及び産業の発展やエネルギーの安定供給確保に寄与**することを目的とする。

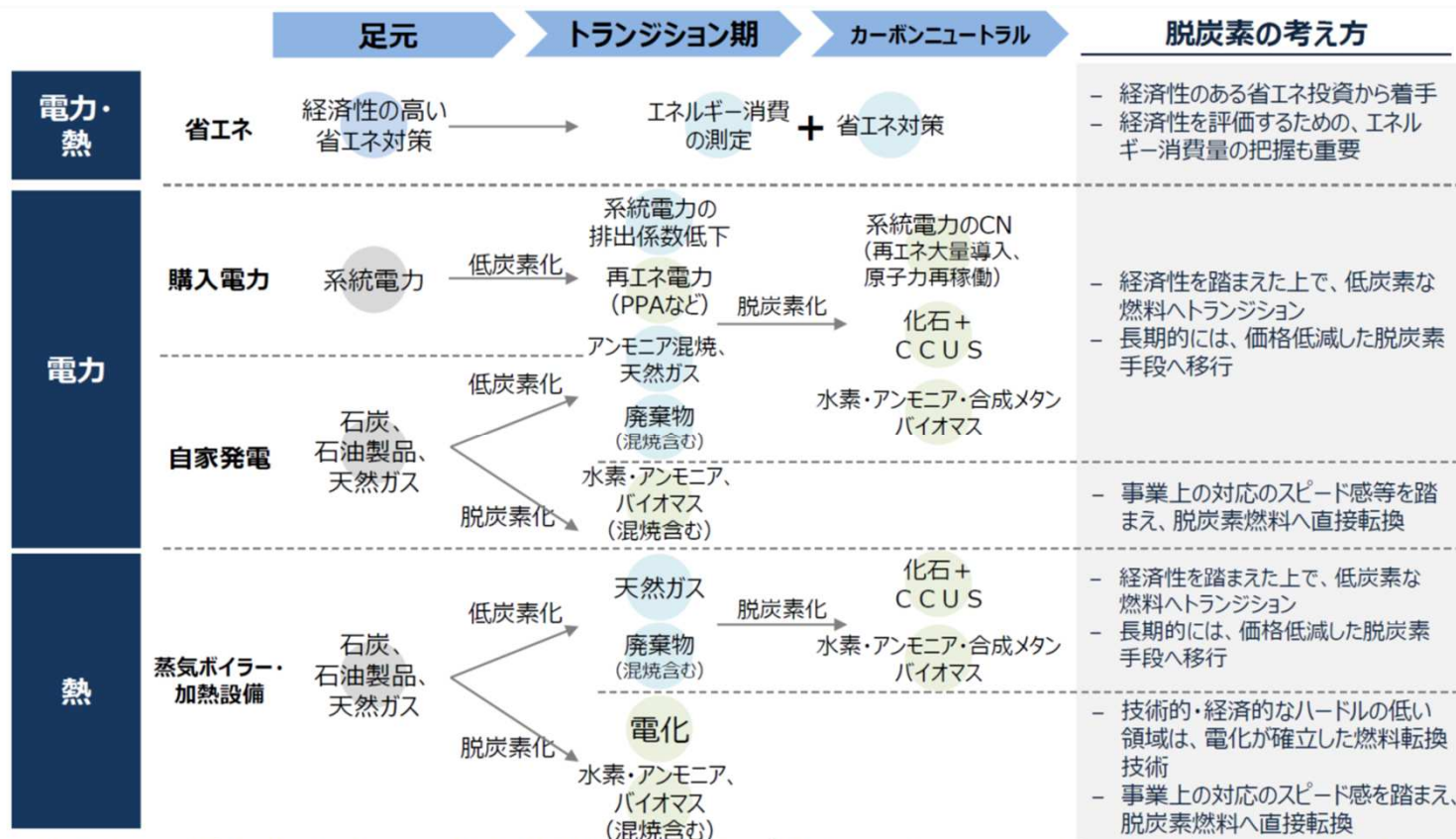
[具体的アクション]

- ① **2022年以内にCCS国内法整備の論点を整理し、可能な限り早期にCCSに関する国内法を整備**する。
- ② CCSバリューチェーンそれぞれの将来のコスト目標を設定し、**研究開発や実証等により、コスト低減**を図る。
- ③ 事業者と連携し、**国が積極的にCCSの適地調査を実施**する (既存データの開示を含む)。
先進的なCCS事業について、**欧米などCCS先進国で措置している手厚い補助制度等の支援制度を参考にし、政府支援の在り方を検討**する。
商業化の段階等を踏まえ、**米国等における支援措置も参考にしつつ、更なる政府支援の在り方を柔軟に検討**する。
- ④ 国や地方自治体、企業等が一体となり、**国民やCCS実施地域の住民等の理解増進**を図る。
- ⑤ 「アジアCCUSネットワーク」を通じた知見共有、海外CCS事業へのリスクマネー供給等を通じて、**海外CCSを推進**する。

CCS長期ロードマップ 中間とりまとめ (案)



企業のカーボンニュートラルへの道筋のイメージ



* 非化石証書やクレジットなどを活用した取組、あるいは利用する素材を低炭素な製品に転換することも考えられる、エネルギーの選択肢はあくまで例示である

出典) クリーンエネルギー戦略
中間戦略 中間整理

GXで克服する「足元の危機」とは？

「足元の危機」を「施策の総動員」で

1. 「足元の危機」を「施策の総動員」で克服（足元2～3年程度の対応）

資源確保

- LNG確保に必要となる新たな制度的枠組（事業者間の融通枠組等）の創設
- アジアLNGセキュリティ強化策、増産の働きかけ 等

→世界の争奪戦激化

電力・ガス／再エネ

- 休止火力含めた電源追加公募・稼働加速
- 再エネ出力安定化
- 危機対応の事前検討 等

→脱炭素の流れを背景とする火力の投資不足（=供給力不足）

需給緩和

- 対価型デマンド・レスポンスの拡大
- 節電／家電・住宅等の省エネ化支援 等

→過度な対応は経済に影響

原子力

- 再稼働済10基のうち、最大9基の稼働確保に向け工事短縮努力、定検スケジュール調整 等
- 設置変更許可済7基（東日本含む）の再稼働に向け国が前面に立った対応（安全向上への組織改革） 等

→国民理解、安全確保、バックエンド

- 今冬の停電を回避

- 国富の流出回避（原子力17基稼働により約1.6兆円を回避）
- エネルギー安全保障の確保

出典) クリーンエネルギー戦略
中間戦略 中間整理

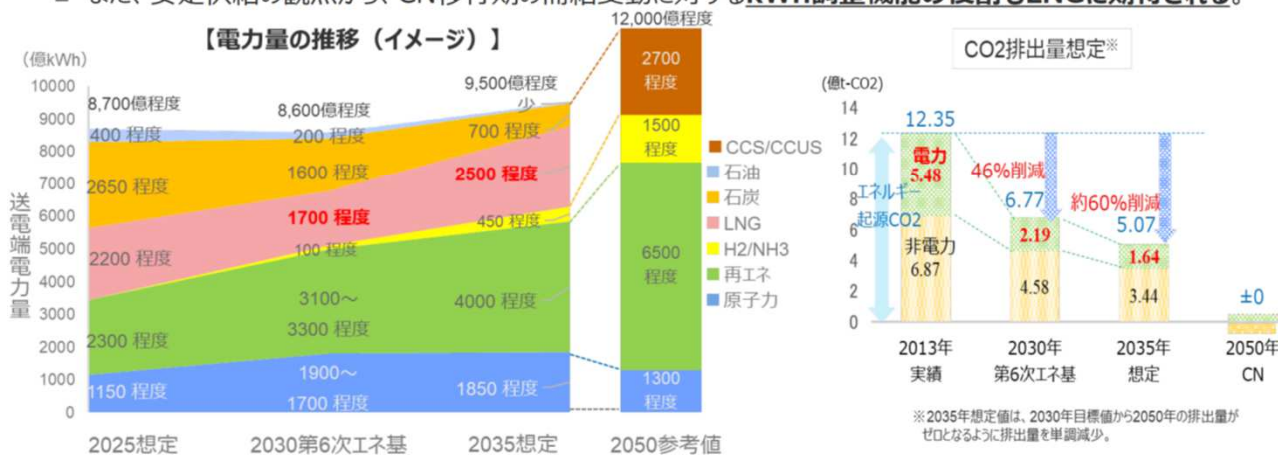
* 国富流出回避額は、原子力発電1基で天然ガス輸入を約100万トン代替すると仮定し、今年の平均輸入単価を用いて機械的に算出

GX実行会議で提案されるトランジションのイメージ (第2回GX実行会議の中部電力勝野代表取締役資料より)

トランジションのイメージ



- 2030年エネルギーミックス（再エネ野心的シナリオ）達成後の2050年CNに向けた移行期のイメージとして、一定の前提の下、**2035年断面の電力量（kWhバランス）を試算**。
- 再エネは増加するものの、電化による電力需要の増加やCO₂排出削減のための石炭抑制を想定すると、**LNG消費量は2030年よりも増加する見通し**。
- また、安定供給の観点から、CN移行期の需給変動に対するkWh調整機能の役割もLNGに期待される。



・エネルギーミックスの基本的な構造（火力+再エネ+原子力）を変えないトランジション

・2050年になっても石炭火力を維持し、CCSと水素・アンモニアで“脱炭素化”が本当にできるのか？

・省エネが進めば再エネ電力で十分賄えるのでは？

・企業のリーダーシップと提案で政策がつけられるので本当に良いのか？

<2035年度の試算前提>

- ・系統需要：2050年時点の送電端需要が1.2兆kWh（参考：第16回マスタープラン等検討委員会資料1）となるように2030年から需要を単調増加。
- ・再エネ：2050年時点の再エネ比率が54%（参考：第43回基本政策分科会 資料2における「参考値のケース」）となるように2030年から電力量を単調増加。
- ・H₂,NH₃：2050年時点のH₂,NH₃比率が13%（参考：第43回基本政策分科会 資料2における「参考値のケース」）となるように2030年から電力量を単調増加。
- ・原子力：2030エネミ水準を維持（原子炉設置・変更 許可審査申請済 27基稼働、稼働率80%、60年運転として計上）



火力の脱炭素化の問題



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。

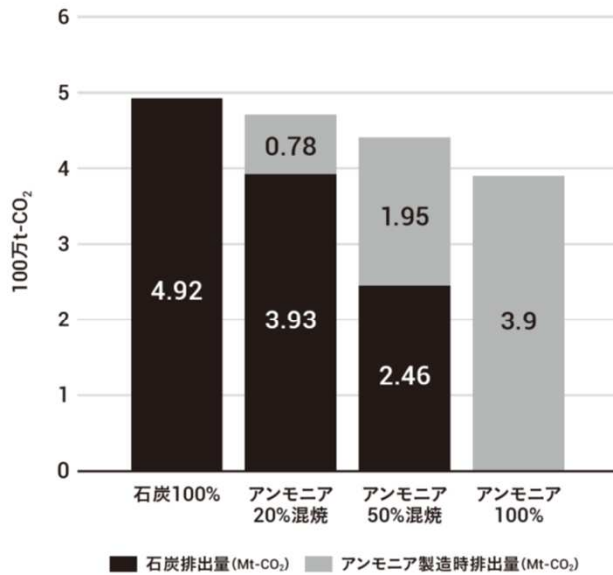
アンモニアは、現状では、ハーバーボッシュ法という高温高圧での製造方法で生産されており、大量のエネルギーを必要とする。このプロセスにおいてもCO₂が排出されているかどうかを評価する必要がある。

■ 運搬時のCO₂排出

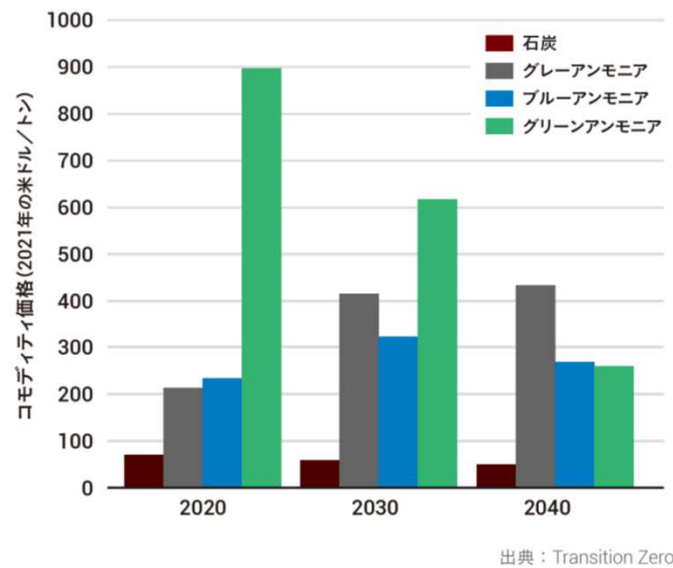
海外から水素やアンモニアを船舶で運搬する際にも化石燃料のエネルギーを必要とし、大量のCO₂を排出する。

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

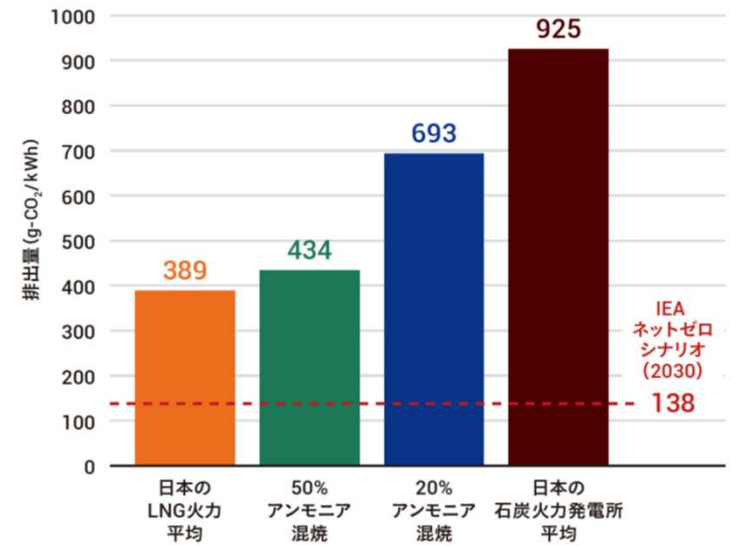
グレーアンモニアのケース 混焼・専焼のCO₂削減効果



アンモニア価格予測値

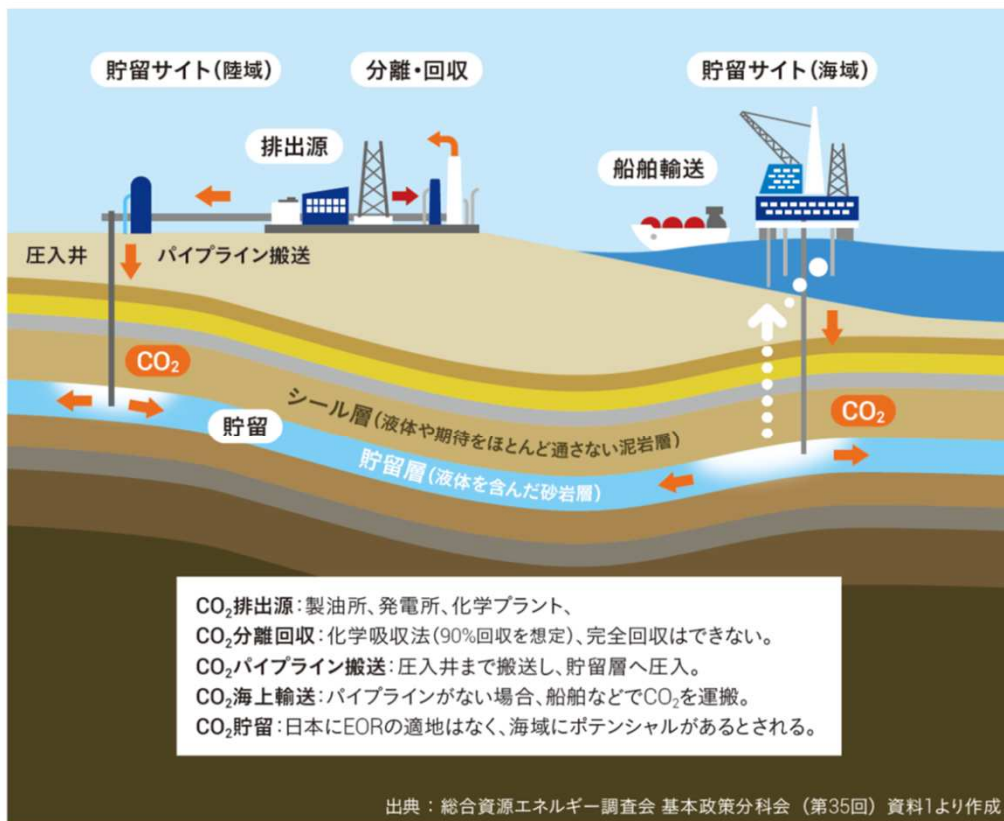


CO₂排出係数の比較



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の延命すべきではない



図表1 CCSの流れとコスト

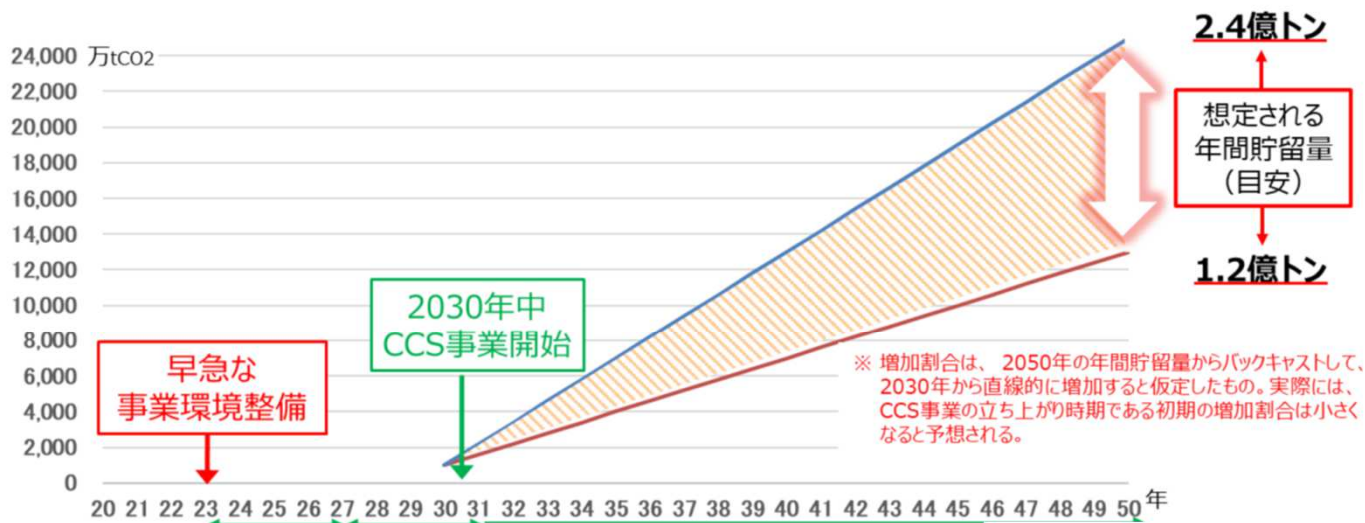
CCSのプロセスにかかる現状コスト	
分離・回収・昇圧	約5,300~7,900円/tCO ₂ 化学吸収法(90%回収)の価格
輸送	約800円/tCO ₂ パイプライン輸送を想定 (海域までの運搬はさらに高くなるとされる)
圧入・モニタリング	約2,300円/tCO ₂ 貯留層への貯槽
合計	約8,400~11,000円/tCO ₂
↓	
石炭火力	+約7~9円/kWh (CCS付石炭火力の発電コストは16円~18円/kWh)

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



①2023~26年度 FS等
②2026年度中 最終投資決定
③2027~30年度 建設
④2030年中 CCS事業開始

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

