

石炭新技術と日本

日本の電力部門の脱炭素化における
石炭新発電技術の役割

2022年2月



TransitionZero について

TransitionZero は電力・工業部門におけるゼロカーボン経済を促進するための信頼できる分析と洞察を提供します。TransitionZero の仕事は Quadrature Climate Foundation (クアドラチャ気候基金)、Generation Investment Management (ジェネレーション・インベストメント・マネジメント)、Google.org、Bloomberg Philanthropies (ブルームバーグ・フィランソロピーズ) のビジョンとイノベーションに支えられています。

謝辞

このレポートは Jacqueline Tao と Matt Gray が執筆し、Andrei Ilas が補助しました。モデルは Jacqueline Tao が作成し、Matt Gray と Andrei Ilas が補助しました。

外部の専門家として、気候変動に関するアジア投資家グループ (AIGCC)、三井住友信託銀行、Regulatory Assistance Project (規制支援プロジェクト)、およびエネルギー経済・財務分析研究所 (IEEFA)、再生可能エネルギー研究所 (REI)、などに所属する専門家の皆様に参考意見を伺い、下書きに目を通していただきました。大変貴重なコメントと提案を頂戴しました。

この報告書に寄与した専門家の皆様には、本稿に記載のいかなる意見にも判断にも責任はありません。誤りや遺漏については TransitionZero が単独で責任を負います。

連絡先

Jacqueline Tao

アナリスト

jacqueline@transitionzero.org

序文

菅義偉前首相が、日本の2030年の気候に関する目標の強化とともに、2050年までにネットゼロを達成するという長期目標を発表した時、日本のエネルギーシステムは転換点を迎えた。気候目標の引き上げは、厳しい経済状況を背景に決定された。国際舞台では、近年のエネルギー危機が実証するようにコモディティ価格の乱高下が続き、日本は不安定な世界エネルギー市場に直面している。

この世界第3位の経済大国は、ネットゼロを実現するために送電網を速やかに脱炭素化する必要がある。しかし、国内の電力の約3分の1を石炭に大きく依存していることが、大きな課題となっている。それに対応するため、日本の電力会社や政策立案者は、二酸化炭素回収・貯留(CCS)、アンモニア混焼や石炭ガス化複合発電(IGCC)などのいわゆる石炭新発電技術の推進に強い意欲を示している。

TransitionZeroの包括的で時宜を得たこの報告書では、技術的および経済的な観点から石炭新発電技術のロバスト解析を行った。報告書の結論ははっきりしている。石炭新発電技術は、高コストであり、日本のネットゼロ目標と矛盾する。

石炭新発電技術のコストは、128ドル/MWhから296ドル/MWhの範囲にあり、独立型太陽光発電の倍である。電池貯蔵を含めても、太陽光発電と陸上風力発電は、すでにほとんどの石炭新発電技術と比較してコスト面で競争力があり、今後この傾向は再生可能エネルギーに有利な状態で継続する。気候の観点から見れば、(CCSを備えない)石炭新発電技術の平均炭素強度は、IEAのネットゼロ排出シナリオに合わせる必要のある2030年の日本のエネルギー供給網の5倍以上である。

過剰な盛り上がりを見せてはいるが、CCSには重大な経済的かつ技術的課題が残っており、問題解決の特効薬にはほど遠い。

おそらく最も注目すべき点は、日本のきわめて限られた二酸化炭素貯蔵容量であり、ほんの10年ほどで枯渇する可能性がある。CCS対策なしの化石燃料に対してCCSがコスト競争力を持つようになるまでに、再生可能エネルギーとの競争に負けてしまうため、電力部門での気候問題に対するCCSの最終的な効果は、少なすぎて手遅れになりかねない。

本報告書の詳細な分析は、エネルギー移行の道筋をつけようとする政策立案者だけでなく、日本の電力会社の株式を保有する投資家にとっても重要な見解となる。質の高い情報によってのみ、投資家は賢明な経済的判断を下すことができる。TransitionZeroの分析の品質と影響の大きさが、2021年に私が同社の役員に加わる決心をした理由である。

高価かつ可能性が限られていることが示されているIGCCなどの石炭新発電技術に対する過剰投資は、座礁資産となり、大きな損失を招く恐れがある。今こそ、石炭新発電技術の将来を慎重に再考し、より有望なゼロカーボン技術に投資の流れを変えるときだ。



Meryam Omi

CEO, Climate Arc

リーガル・アンド・ジェネラル・インベストメント・マネジメント、
Sustainability and Responsible Investment Strategy
(持続可能かつ責任ある投資戦略部門) 前責任者

Former UN High Level Champions for Climate Action - Finance,
COP26 (COP26 財務部門、前国連ハイレベル気候行動チャンピオン)
TransitionZero 役員

用語一覧

ASEAN	東南アジア諸国連合
CCGT	ガス燃焼複合サイクル発電所
CCS	二酸化炭素回収・貯留
CCU	二酸化炭素回収・有効利用
CO ₂	二酸化炭素
CRIEPI	電力中央研究所
COP26	国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（於：グラスゴー）
DAC	直接空気回収
EAGLE	多目的石炭ガス製造技術プロジェクト
EOR	原油増進回収
EPC	設計・調達・建設
GJ	ギガジュール
GW	ギガワット
IEA	国際エネルギー機関
IGCC	石炭ガス化複合発電
IGFC	石炭ガス化燃料電池複合発電
IRENA	国際再生可能エネルギー機関
J-Power	電源開発株式会社
JPY	日本円
kJ	キロジュール
kW	キロワット
kWh	キロワット時
LCOE	均等化発電原価
MAC	限界削減費用曲線
METI	経済産業省
MOEJ	環境省
MOU	覚書
Mt	百万トン
MtCO ₂	二酸化炭素百万トン
MW	メガワット
MWh	メガワット時
NDC	国別約束
NEDO	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NO _x	窒素酸化物
NZE	ネットゼロ排出シナリオ
OECD	経済協力開発機構
PM2.5	粒子状物質 2.5
R&D	研究開発
RITE	地球環境産業技術研究機構
SO ₂	二酸化硫黄
T&D	送配電
TWh	テラワット時
US	米国
US\$	米ドル（本稿中の表記で「ドル」は米ドルを指す。）
USC	超々臨界圧発電方式

定義

石炭新発電技術：

本稿で検討する石炭新発電技術は、電力部門のアンモニア混焼技術、石炭ガス化複合発電 (IGCC)、炭素回収・貯留 (CCS) 技術の適用などである。

アンモニア (NH₃)：

窒素と水素の化合物。直接燃焼法および燃料電池において燃料として直接使用可能、または水素キャリアとして使用可能。本稿ではアンモニア合成法の種類に基づき、アンモニアをいろいろな色で呼ぶ。ブラウンアンモニアは石炭を原料としてハーバー・ボッシュ法により合成されるアンモニアである。グレーアンモニアも同様のプロセスで合成されるが、天然ガスを原料としてメタン蒸気改質を通じて合成される水素を使用する。ブルーアンモニアの合成では、水素の取り出しに従来の化石燃料原料を使用するため、そこからの二酸化炭素排出の回収に CCS を使用する。グリーンアンモニアもハーバー・ボッシュ法を使い合成されるが、水から水素を取り出すプロセスで再生可能エネルギー電力を使用する。それよりもさらに環境に配慮したアンモニア製造法では、エネルギーを多用するハーバー・ボッシュ法を迂回し、本稿ではそれを「グリーナーアンモニア」と呼ぶ。低炭素燃料と見なすことができるのはブルーアンモニアとグリーンアンモニアのみである。

電池貯蔵：

可逆的な化学反応を使い、要求に従い電力を吸収・放出するエネルギー貯蔵技術。

二酸化炭素回収・貯留 (CCS)：

燃料の燃焼と工業プロセスから、または空気中から直接、排出炭素を回収するプロセス。回収した排出炭素は CCS の適用により地下の地層、陸上、洋上に貯蔵可能であり、また、製造または他のプロセスの原料としても回収した排出炭素を有効利用する技術に適用できる (CCU)。本稿では CCS 適用技術と CCU 適用技術を一括して CCS と呼ぶ。

石炭：

褐炭、コークス用炭、一般炭など、さまざまな品質の石炭を含む。一般炭は燃料炭とも呼ばれる。

石炭ガス化：

石炭が空気、酸素、蒸気、二酸化炭素により部分的に酸化され、合成ガスが作られるプロセス。合成ガスは主に一酸化炭素、水素、二酸化炭素、メタン、水蒸気で構成される混成気体である。石炭ガス化は石炭 IGCC プラントの主要プロセスであるため、本稿では石炭ガス化と IGCC を同義語として使用する。

ディスパッチ可能発電：

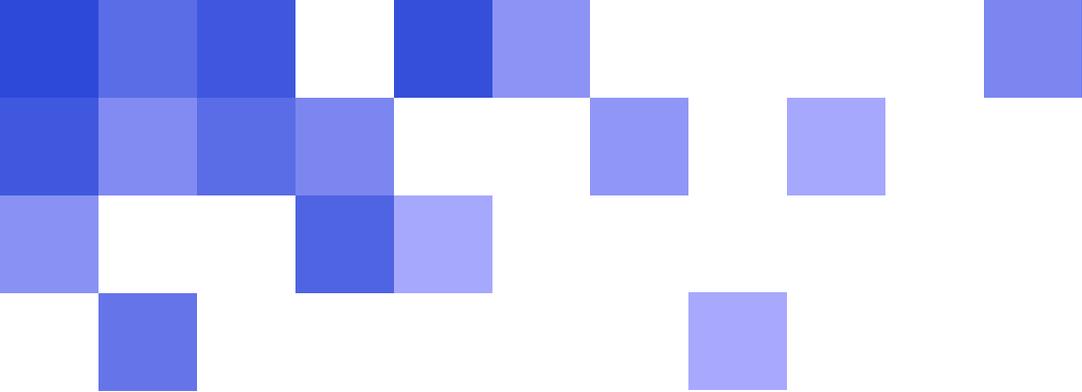
需要供給を一致させるために、発電量をすぐに調整できる技術を意味する。実際のところ、コールドスタートに伴うダウン時間が原因で、ディスパッチ可能発電はめったにオフにならない。技術によって、ランプレートつまり発電所で発電量を増減できる速度も異なる。本稿では、需要に合わせて発電量を変動させる能力を有するすべての発電技術をディスパッチ可能発電と呼ぶ。

IGCC：

IGCC プラントは原料を合成ガスに変換し、合成ガスは洗浄後に発電のためにガスタービンで燃焼される。IGCC プラントの原料として使用可能なのは、石炭、バイオマス、製油所の残油 (石油コークス、アスファルト、タールなど)、都市ゴミなどである。本稿では石炭を使う IGCC プラントのみを対象とする。

CCS 対策なし石炭：

CCS を導入していない施設における石炭の消費。



目次

TransitionZero について	2
謝辞	2
序文	3
用語一覧	4
定義	5
01 概要	7
02 経緯と内容	9
03 アンモニア混焼	11
04 石炭ガス化複合発電 (IGCC) プラント	27
05 二酸化炭素回収・利用・貯留 (CCS)	38
06 低炭素で最低コストの代替策	50
07 政策提言	58
08 日本の技術オプション：過去と未来のどちらに投資するか	61
09 モデリングに関する検討事項	63
10 参考文献	68
11 添付資料	72

01 概要

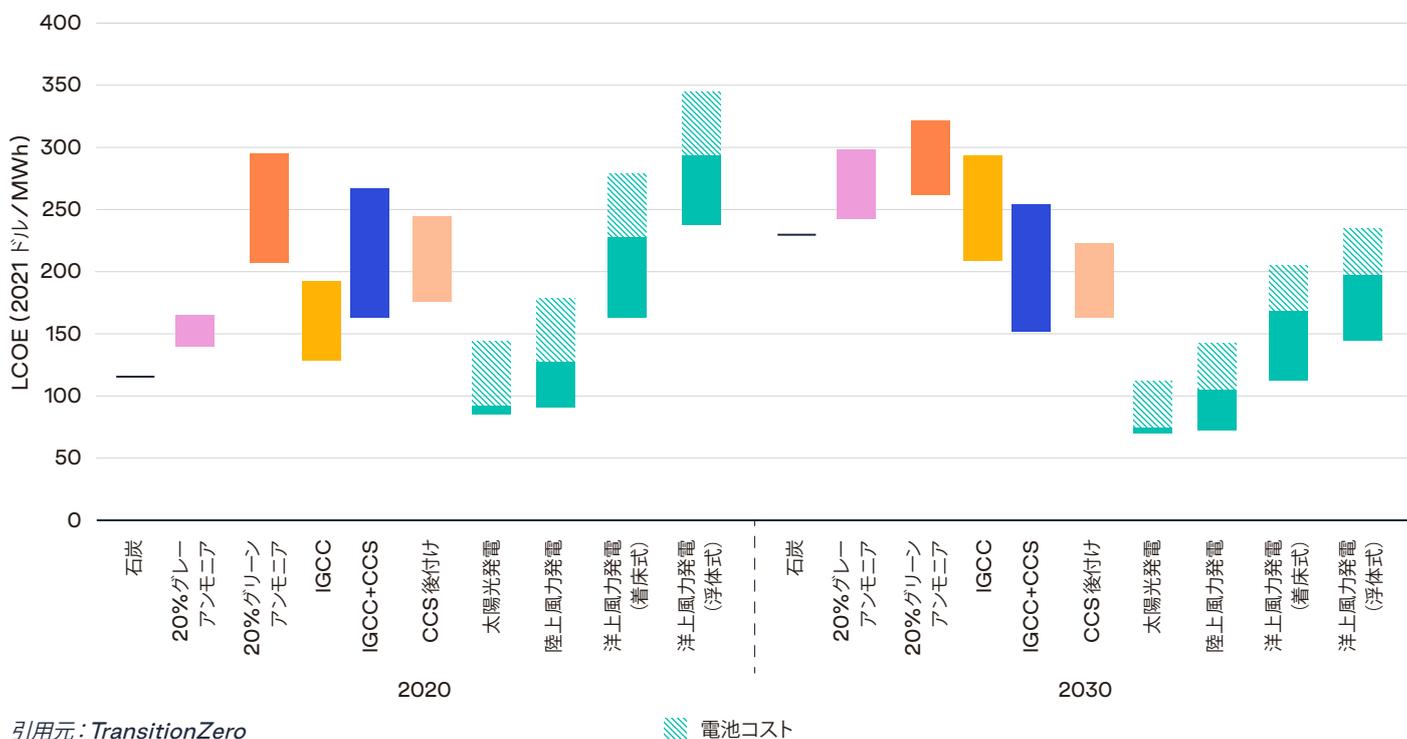
本稿の目的は、石炭新発電技術に対して技術と経済の両面から分析することにより、日本の電力会社、投資家、政策立案者の戦略に情報提供することである。本稿で検討する石炭新発電技術は、アンモニア混焼技術、石炭ガス化複合発電 (IGCC)、炭素回収・貯留 (CCS) 適用技術などである。ネットゼロ目標を目指して日本が緊密に協力できるよう、これらの技術が戦略的プランニングの中で務める役割の速やかな再評価を本稿で促すことができると願っている。

気候問題とは別に、そもそも高コストの石炭新発電技術

本稿での推定によれば、本稿で取り上げる石炭新発電技術の現在の均等化発電原価 (LCOE) は、IGCC 適用技術での 128 ドル/MWh からグリーンアンモニア混焼での 296 ドル/MWh

の範囲である。他の発電技術と比較すると、石炭新発電技術の平均原価 197 ドル/MWh は太陽光発電 (PV) の倍である。電池貯蔵を含めても、太陽光発電と陸上風力発電は、すでにほとんどの石炭新発電技術と比較してコスト面で競争力があり、この傾向は今後も続き、2030 年までには太陽光発電と陸上風力発電に電池貯蔵を加えた値は、すべての石炭新発電技術を上回る。さらに、今後 10 年以内に、洋上風力発電に貯蔵を加えた値は、コスト面で石炭と比較しても競争力を持つことが見込まれている。

図 1.1 各種技術の LCOE 推定値 (2020 ~ 2030 年)

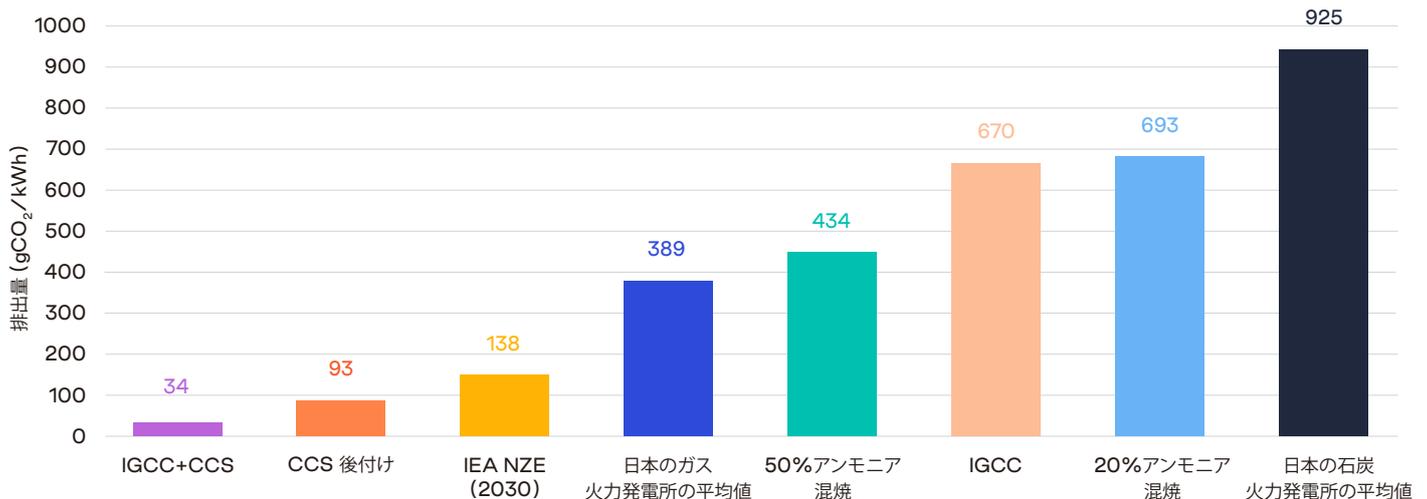


石炭新発電技術はネットゼロ達成と両立しない

石炭新発電技術は石炭火力発電所を上回る見込みであるが、今後10年間に石炭新発電技術がゼロカーボン技術に劣ることになる理由の1つは排出削減能力に限界があることである。高水

準の排出削減性能を約束するとされる石炭新発電技術であるが、ネットゼロ達成にはすべてのCCS対策なし石炭をOECD加盟国では2030年までに、世界的には2040年までに段階的廃止することが必要であり、石炭新発電技術の排出強度は見合っていない。実際、国際エネルギー機関(IEA)のネットゼロ排出シナリオ(NZE)では、2030年までに送電網の炭素強度を138 gCO₂/kWhにすると想定しており、これは本稿で検討するCCSを備えない石炭新発電技術の約5分の1である。

図 1.2 石炭新発電技術の排出削減能力



引用元: TransitionZero

日本の CCS にはかなりの技術的課題がある

日本の CCS にはコストと気候面での制限以外に、かなりの技術的課題も存在する。石炭火力発電所に CCS を導入することには、経済的実行可能性と効率改善の両面で大きなトレードオフがある。CCS システムのコストは採用した回収技術の種類により、また、発電所が新設かあるいは改修であるかにより、変動する。CCS システムにより LCOE は最低でも約 39 ~ 65 ドル/MWh 上昇し、プロジェクトごとの特注という性質が原因で、低コスト化

には限界がある。CCS 導入による追加電力ペナルティによる火力発電所の効率低下は最大 25% に達する恐れがあり、発電所の経済的実行可能性が危ぶまれる。そのように大きなトレードオフがある状況で、電力会社はこの技術を見直す必要がある。さらに、日本には二酸化炭素貯留施設が少なく、国際的な炭素取引市場が存在しないことが、日本における CCS 適用の普及を阻む。本稿の分析では、日本の二酸化炭素貯留能力は約 10 年で枯渇する。このため、日本では貯留容量を賢明に配分し、セメントや鉄鋼などの削減対策が困難な部門の CCS 適用の導入を優先する必要がある。

COP26 後の石炭：日本は石炭火力が最後に残る主要経済圏になるか

石炭火力発電において 1.5°C 目標に向けて緊密に協力するための国際的努力が拡大している。例えば、グラスゴー気候合意では、CCS 対策なしの石炭火力発電所の段階的廃止を加速する努力に言及した。TransitionZero による以前の分析によれば、世界

の石炭火力発電で 1.5°C 目標を目指すには、現在から 2030 年までに 3,000 基近くの石炭火力発電施設を置き換える必要がある¹。石炭新発電技術を歓迎し続けるという日本の姿勢は、経済、気候、政治の現実からますますかけ離れたものになりつつある。日本の電力会社は、これらの技術への現行の投資および今後の継続的な投資が、財務と経済の両面で少しでも道理にかなうものなのか、という疑問を真正面から受け止める必要がある。このような理由から、日本の電力会社は今日の政治情勢における石炭火力発電の役割を緊急に再評価する必要がある。

1 TransitionZero (2021)。

02 経緯と内容

2021年4月、日本の菅義偉前首相は気候問題に関する目標として、現在の国別約束(NDC)である「2030年までに2013年の水準から26%排出削減」から、「46～50%排出削減」に引き上げることを発表した。それ以降、日本はCOP26でこの目標引き上げを反映するようNDCを改訂、第6次エネルギー基本計画で引き上げ約束を確認し、2021年10月に閣議で承認した。

気候目標値の引き上げは経済とエネルギーにおける困難な状況を背景に決定された。国内では、原子力発電所の再稼働が相変わらず政治的論争を引き起こし、再稼働は不透明な状況である。外に目を向ければ、コモディティ価格の乱高下が続き、日本は不安定な世界エネルギー市場に直面している。日本の電力部門の将来を考える際、その選択肢について深刻に検討しなければならない。改訂された2030年の目標と共に、日本は2050年までにネットゼロを達成するという長期目標も設定している。日本のネットゼロ目標達成には、電力部門の急速な脱炭素化が必要である。IEAのNZEによれば、OECDの送電網は2035年までに、ほぼカーボンニュートラルな状態を達成する必要がある。

本稿では日本の意思決定者をサポートするために、政策立案者と電力会社が推進する石炭新発電技術の包括的レビューを行い、これらの技術の経済的・環境的潜在能力と日本の気候目標を比較勘案した。



COP26での岸田文雄首相の演説
写真引用元：首相官邸ホームページ
(クリエイティブ・コモンズ)

アンモニア混焼

本稿は5部で構成される。第1部では発電におけるアンモニア混焼を分析する。日本政府は業界と共同で、電力部門における石炭の最重要排出量削減対策としてアンモニア混焼を強く推奨してきた。アンモニアとの混焼には既存の石炭火力発電所の大きがかりな改修が不要であるため、資本コストが少ないという要因により、この戦略は日本の多くの電力会社から支持を得ている。本稿の分析では、アンモニア混焼はおそらく高コストかつ高炭素になるものと見込まれた。

IGCC

第2部では、やはり日本政府が支持するもう1つの石炭新発電技術であるIGCCについて探る。IGCCプラントは原料を合成ガスに変換し、合成ガスは洗浄後に発電のためにガスタービンで燃焼される。気候への配慮が主流になるにつれ、炭素の燃焼前回収と両立するという点で、IGCCが注目を集めるようになった。このセクションでは、世界的なIGCCプラントの発展について考察し、失敗に終わった一連の実験を明らかにし、この技術で規模拡大とCCS導入が可能なのかという疑問を提示する。

CCS

第3部では、日本におけるCCSの潜在能力を検討する。CCSプロジェクトの商業的実行可能性については、いまだに政策支援に依存する部分が大きく、世界的にCCSプロジェクトの展開が遅れている理由もそれで説明できる。CCSに関する日本の潜在能力は、貯留能力の利用可能性の存在により複雑化する。また、本稿の分析では、CCSの長期的実行可能性のために必要な炭素価格という要因により、風力や太陽光発電など、他のゼロカーボン代替技術の相対的競争力がさらに上昇することも示された。



第4部では、日本が抱えるエネルギーのトリレンマを再生可能エネルギーでどの程度まで救えるかを探る。本稿の分析では、再生可能エネルギーおよび他の DISPATCH 可能ゼロカーボン技術が、日本のネットゼロ目標達成のための最低コストで最小リスクの選択肢になるという見通しが示された。



結論として、株主価値を最大に引き上げつつゼロカーボンへの移行を進めようとする日本の電力会社をサポートするために、ハイレベルな政策提案を行う。日本が今後も石炭新発電技術に力を入れ続けた場合、結局のところ多額の無駄遣いに終わり、電力会社の株主と日本社会が大きな代償を払う可能性がある。このような理由で、ネットゼロ政策におけるこれらの技術の役割を緊急に見直すことを推奨する。

03 アンモニア混焼

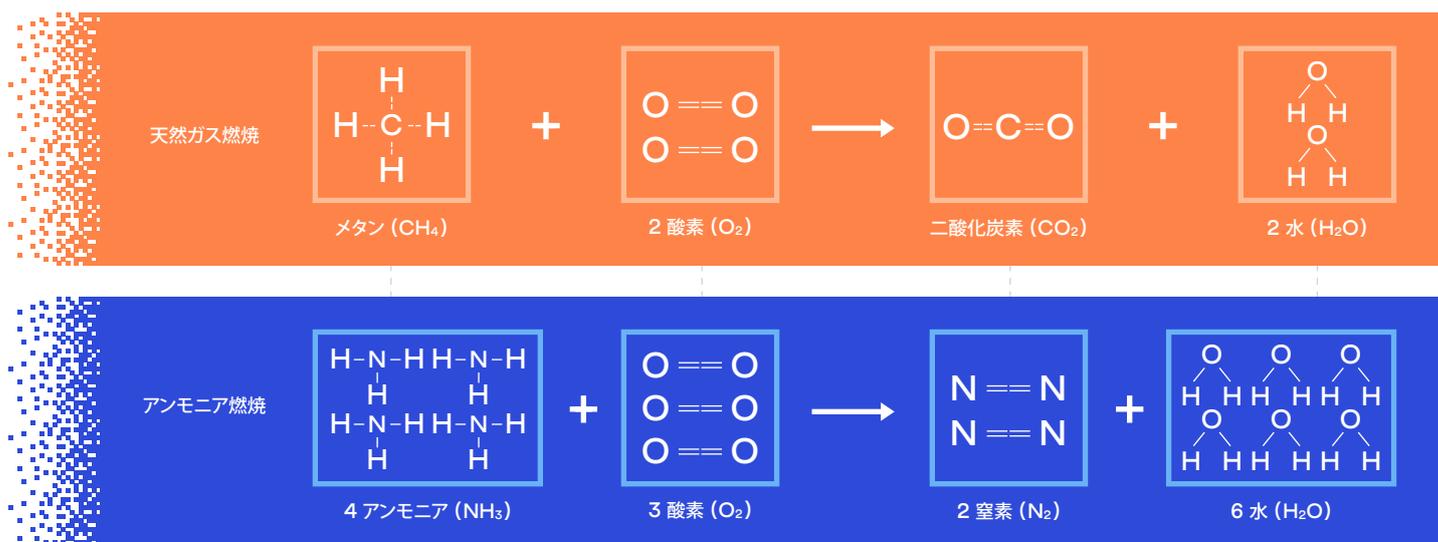
要旨

- 1 日本の政策立案者と電力会社はアンモニア混焼を電力部門の脱炭素化の重点技術として特定し、技術の商品化のために多額の資本を投入している。本稿の分析では、これらの投資が日本のエネルギーのトリレンマという課題を克服する助けにはならないことが判明した。
- 2 アンモニアの最も安価な原料であるグレーアンモニアのコストは現在、エネルギー当量ベースで燃料炭の約4倍である。石炭のコストの15倍であるグリーンアンモニアの場合、コスト差は一層拡大する。
- 3 現時点で、最安価のグレーアンモニアの20%混焼で、燃料費は石炭と比較して倍である。アンモニアと石炭の混焼は、炭素価格が205ドル/tCO₂になる経済的に利用価値を得るには2040年までかかり、その結果、LCOEが約280ドル/MWhという、きわめて高い金額になる。
- 4 主張とは裏腹に、アンモニア混焼による排出量削減効果はほとんどない。現時点で技術的に実施可能な混焼率20%では、排出係数はガス燃焼複合サイクル発電所(CCGT)の倍に近い値にとどまり、IEAのNZEに従うには、2035年までに置き換えるか、または削減対策を講じる必要がある。
- 5 ブルーアンモニアとグリーンアンモニア、またはそのどちらかを使用しない限り、二酸化炭素強度とエネルギー強度が高い従来のアンモニア製造法の性質により、混焼による排出削減効果はない。
- 6 原料としての安価なガスがないため、国内産アンモニアはきわめて高額になる。よって、日本の電力会社は安価な海外からの輸入に頼らざるを得ず、日本のエネルギー安全保障問題がさらに深刻化する。
- 7 電力部門での適性は低いが、アンモニアにはゼロカーボン経済への移行を支えるための他の多くの用途があり、セメントや鉄鋼などの排出削減が困難な部門での使用を拡大すべきである。

理解のための基礎知識

アンモニアは特に天然ガスを始めとする化石燃料と同様のエネルギー特性を持つ。主にメタンで構成される天然ガスは、酸素と共に燃焼すると、炭素と水素の結合が切れてエネルギーが放出され、副産物として二酸化炭素と水が生成される。同様に、アンモニアを直接燃焼した場合、熱を加えることで窒素と水素の結合が切断され、エネルギーが放出され、副産物として窒素と水が生成される(図2.1)。

図 2.1 天然ガス燃焼とアンモニア燃焼の化学反応



引用元: TransitionZero

アンモニアは水素の誘導体として、また、ゼロカーボンへの移行を支えるために水素を回収、貯蔵、運搬する容易な手法として議論されることが多い。高いエネルギー密度²、貯蔵と輸送が容易性³、十分に確立されたサプライチェーンがその魅力である⁴。近年、低炭素燃料としてのアンモニアの直接燃焼を進めようとする動きも増している。アンモニアの燃焼からは二酸化炭素が

排出されず、燃焼段階ではゼロカーボン燃料である⁵。さらに、アンモニアのバリューチェーンは比較的成熟しており、水素経済が発展する間の中継ぎの燃料として魅力的である。水素は純粋な形で使用するか、またはアンモニアなどの水素キャリアを通じて使用できる。

2 アンモニアはエネルギー密度が高く(高位発熱量(HHV)で22.5 MJ/kg)、エネルギー貯蔵媒体として適している。実際、アンモニアのエネルギー密度(15.6 MJ/L)は液体水素(9.1 MJ/L)よりも高い。

3 アンモニアは-33°Cで容易に冷却して液体アンモニアの形で貯蔵できるため、融通性があり容易に使用可能な水素エネルギー貯蔵媒体になる。アンモニアと比べ、水素は貯蔵のために-253°Cの極低温まで冷却する必要がある。圧縮空気貯蔵という選択肢を考慮した場合も、同様の差が存在する。さらに、アンモニアは水素と比べて引火性がはるかに低く、安全に取り扱うことができる。

4 アンモニアは肥料、機械への供給原料、触媒反応物質として広く使われ、国際取引とサプライチェーンのインフラストラクチャも確立している(運搬船、専用ターミナル、貯蔵用タンクなど)。

5 化石燃料を原料として使用した場合、アンモニア製造の炭素強度の上昇が考えられる。しかし、ゼロカーボン代替策も利用できる。アンモニア製造に関する種々の技法については後述する。

しかし、水素の直接の使用については、

- 1 運搬が困難、
- 2 低いエネルギー密度、
- 3 高い爆発リスク

が妨げになっている。その結果、アンモニアがそれに代わる水素キャリアとして多々研究されている。

ブラウン、グレー、ブルー、グリーンという異なる形のアンモニアが存在する。グレーアンモニアとブラウンアンモニアは供給原料として化石燃料を使用して製造され、前者では天然ガス、後者では石炭が使われる。現在、製造されるアンモニアの多くがグレーアンモニアであり、水素を製造するために水蒸気メタン改質 (SMR) という方法が使われる。500°C、250 気圧という厳しい運転環境により、SMR はきわめてエネルギー強度が高いプロセスであり、アンモニア製造工程におけるエネルギー需要の 80% を占める⁶。気候変動に関する懸念が高まる中、付随する高排出量という理由で、化石燃料からのアンモニア製造における脱炭素処理が迫られた。その結果、ブルーアンモニアとグリーンアンモニアという異なる 2 種類の低炭素代替技術が登場した。

ブルーアンモニアでは、化石燃料原料とハーバー・ボッシュ法を使用する従来の水素の取り出し方法ではなく、排出量を削減するために CCS 技術を使用する。ベストケースシナリオでは、CCS 工程中の漏出を考慮し、ブルーアンモニアで排出量がグレー/ブラウンアンモニアよりも 80 ~ 90% 減少する⁷。しかし、ブルーアンモニアの気候への影響は不明である。数例の研究で、上流での排出量 (上流の天然ガス製造からのメタン漏洩など) を勘案した上で、ブルーアンモニアのライフサイクル排出量は天然ガス火力発電と同等と考えられている⁸。

一方、グリーンアンモニアでは、アンモニア製造には従来のハーバー・ボッシュ法を使用するが、風力や太陽光発電などの再生可能エネルギー源を電源とする水電解により水素を取り出す。さらにより環境に良い (グリーン) アンモニア製造法では、電気化学的プロセスとケミカルループなどの革新的な手法を用いる⁹。現時点では市場シェアが 10% 未満であるが、さまざまなブルー/グリーンアンモニア製造工場建設計画が準備中であり、アンモニアバリューチェーンの脱炭素処理に対する関心の強さが示唆される。実際、現在のグリーンアンモニア事業案の規模は 4,800 万トン¹⁰ 弱と推定され、2020 年の世界アンモニア市場の 25% に相当する。

図 2.2 アンモニア種別



引用元: TransitionZero

注: 低炭素またはゼロカーボン燃料と見なすことができるのはブルーアンモニアとグリーンアンモニアのみである。

世界で消費されるアンモニアの約 96% は、化石燃料を使うハーバー・ボッシュ法で製造され、供給原料として最もよく使われるのが天然ガス (メタン) と石炭であり、次いで石油である¹¹。このプロセスはエネルギー強度が高い。水素を取り出すための原料として化石燃料を使用すると、プロセスガスと燃焼による排出の両方で二酸化炭素が排出されるため、プロセスの炭素強度

が高い¹²。実際、アンモニア製造は世界的なエネルギー需要の約 2%、二酸化炭素排出量の約 1.3% を占める¹³。また、アンモニア合成は排出強度が最も高い化学工業プロセスの 1 つと見なされる¹⁴。従って、供給原料として化石燃料に頼る水素/アンモニア経済へと向かう転換には、気候面での改善効果は皆無であり、むしろ悪化することさえ考えられる。

6 The Royal Society (2020)
7 Energy Transitions Commission (2018)
8 Haworth and Jacobson (2021)

9 Smith, Hill and Torrente-Murciano (2020)
10 GCPA (2021)
11 RMI (2020)

12 Energy Transitions Commission (2018)
13 The Royal Society (2020)
14 The Royal Society (2020)

図み 2.1 日本のアンモニア研究開発 (R&D) の沿革

日本では 1970 年代と 1980 年代から、エネルギー安全保障を改善するための代替エネルギー源という観点から、エネルギーキャリアとしての水素の利用研究が始まった。しかし、技術的・経済的ハードルの高さにより、水素に対する関心は急速に衰えた。2011 年の福島原発事故後、大規模な原子炉稼働停止が続き、代替エネルギー源を広く模索する中で、日本政府はエネルギーキャリア技術プログラムにより、水素に関する研究を復活させた。研究対象は製造、輸送、利用という水素バリューチェーンの 3 つの主要部分であった。5 年計画に基づき、政府から 1 億 5,000 万ドル (米ドル) の出資を受け、業界リーダーと政策立案者が協力して水素バリューチェーンの発展を研究し、そこでアンモニアが水素の輸送キャリアとして考慮された。プログラムの一部として、石炭・アンモニア混焼の技術的実行可能性を確認するために、一連の実験室試験と実証試験が実施された。



実験室試験

商用発電所での試験に先立ち、大阪大学と電力中央研究所 (CRIEPI) のチームによる一連の実験室試験が実施された。これらの初期試験で、石炭とアンモニアの混焼の技術的実行可能性が確認されると同時に、プロセスにおける NO_x 排出の抑制に関する重要な見識も提供された。



中国電力ー 水島発電所

初期の実験室試験結果に基づき、中国電力は 156 MW の水島発電所 2 号機 (石炭火力) で 0.6% ~ 0.8% アンモニア混焼のテストベッド試験を実施した。このパイロット試験は 2017 年 7 月 3 日から 2017 年 7 月 9 日までの 7 日間にわたり実施された。パイロット試験の結果では、石炭の 0.6% ~ 0.8% アンモニアとの混焼による効率低下は起きず、さらに、2 号機からの NO_x 排出量の著しい増加も起きなかったとし、中国電力は石炭とアンモニアの混焼は「石炭火力発電所の広範な改修を必要とせず、従って、既存の石炭火力発電所を最大限に利用できる安価な二酸化炭素削減技術」であると主張した¹⁵。



IHI: 20% アンモニア混焼

2017 年 12 月、IHI は兵庫県相生発電所の 10 MW 燃焼試験施設で、20% アンモニア混焼のテストベッド試験を実施した。この実証試験は IHI が新たに開発した石炭アンモニア混焼バーナーの試験として、戦略的イノベーション創造プログラム (SIP) に基づき実施された。この実証試験は実践/商用条件での最高水準のアンモニア混焼であり、日本におけるアンモニア混焼の大規模実証の先鞭をつけるものであった。



JERA-IHI : 1 GW 碧南火力発電所での 石炭との 20% アンモニア混焼

2021 年 5 月、JERA と IHI は商用石炭火力発電所で 20% アンモニア混焼の初の実証プロジェクトに着手することを発表した。この実証プロジェクトの目的は、大規模な商業規模の石炭火力発電でアンモニア混焼の技術的実行可能性を確認し、ボイラーの熱吸収と排気ガスなどの環境影響特性の両方を評価することである。この事業は 2021 年 6 月から 2025 年 3 月までの約 4 年間実施され¹⁶、2024/2025 年に試験発電に進む予定である。

日本におけるアンモニア混焼の現状

アンモニアは複数の工業プロセスで重要な役割を務めるが(囲み 2.2 を参照)、発電における用途は少ないと考えられる。現段階では、発電のための 100% 直接アンモニア燃焼の商業適用例はないが、三菱¹⁷、IHI¹⁸、JERA などの大手タービンメーカーや電力会社が、そうしたクリーンなカーボンフリーの路線に沿った研究開発への投資を行っている。IHI と三菱重工の両社は、2025 年までに最初の 100% アンモニア対応タービンを開発することを目標としている。

その間の中継ぎ的ソリューションとして、他の燃料とのアンモニア混焼が研究されてきた。日本では石炭とガス両方とのアンモニア混焼に関する複数の適用技術の試験を実施してきた。現在の技術的制約では、石炭との 20% アンモニア混焼率(エネルギー量ベース)が技術的に実施可能と見なされている。日本政府は 2021 年 6 月に目標値の引き上げを発表し、2030 年までに石炭との 50% アンモニア混焼の達成¹⁹、それと共に、統合イノベーション戦略に基づき、同時期までに 300 万トンのアンモニアの輸入という目標を発表した²⁰。

日本政府は産業界の支援を受け、電力部門において石炭の最重要排出量削減対策としてアンモニア混焼を強く推奨してきた。アンモニアとの混焼には既存の石炭火力発電所の大がかりな改修が不要であるため、資本支出が少ないという要因により、この戦略は既設発電所を稼働し続けたい日本の多くの電力会社に

支持されている。政府の後押しを受け、これらの適用技術の技術的・商業的実行可能性を探るために、学术界と産業界により一連の実証試験が実施された。

一連の実証試験の中で最新のものが、JERA の 1 GW 碧南火力発電所における 20% アンモニア混焼である。日本の公立研究開発機関である新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)は、この試験に対して 1,110 億円(10 億米ドル)の予算を計上し、試験は JERA の碧南火力発電所 4 号機で実施される²¹。政府の資金は、アンモニアの調達、貯蔵用タンクと蒸発器などの関連施設の建設、碧南 5 号機の別サイトで試験される混焼専用バーナーの開発に配分されるものと予想される。碧南の試験は商用発電所における日本初のアンモニア混焼である。商業的・技術的に実行可能であることが証明された場合、日本は 2020 年代半ばから後期にかけて、アンモニア混焼に向けた既存施設の改修を進め、その後、2050 年までに混焼率の引き上げ/100% アンモニア燃焼を目指す。

IHI は 2 MW のガスタービンで 70% 液体アンモニアの天然ガスとの混焼試験を実施した。この実証試験は 2019 年 4 月から 2021 年 3 月に実施され、NEDO が資金提供した。この条件で、液体アンモニアを燃焼器に直接噴霧した。液体アンモニアを使用することで蒸発器が不要になり、資本コストを削減できる。しかし、この技術はレディネスの段階という点で、石炭とのアンモニア混焼とガスユニットへの水素混合の両方よりも劣る。よって、電力部門でのアンモニアの使用に関する議論は、石炭との混焼に集中する傾向がある。ガスとのアンモニア混焼の適用には、アンモニアの腐食性というさらなる課題がある。

貯蔵タンク内のアンモニア



17 Mitsubishi Power (2021)

18 IHI (2021a)

19 Argus Media (2021)

20 Cabinet Office, Government of Japan (2020)

21 NEDO (2021)

囲み 2.2 アンモニアの種々の用途

アンモニアは電力部門において技術的、経済的、環境的な課題に直面しているが、より幅広い脱炭素化への重要な鍵である。アンモニアは工業プロセスと輸送において、そして、それよりは小規模であるが熱利用部門においても、重要な役割を果たすことが期待される。



化学プロセスの供給原料としてのアンモニア

石油精製と石油化学業界での供給原料としてのアンモニアの利用は、重要な「後悔のない」適用技術の1つと見なされ、特に、これらの部門で今のところゼロカーボン代替策が存在しないことがその根拠である。



工業用炉でのアンモニア

また、アンモニアは直接燃焼を通じて工業用炉でも使用できる。工業部門の脱炭素化では、他にも多様な発電用原料を利用できる電力部門と比較して排出削減の選択肢が少なく、高コストの場合も多く、難易度が高いと見なされる。このため、アンモニアにより化石燃料を置き換えることは、電化を除けば、利用可能な最善の脱炭素化方法の一つと考えられる。アンモニア混焼は、エネルギー強度が高い鉄、鉄鋼、セメント産業での用途を探ることができる。



輸送燃料としてのアンモニア

アンモニアのさらに別の用途として、内燃機関で駆動する車両でのディーゼルまたはガソリンに代わる燃料としての可能性がある。これまでの研究で、アンモニアを燃料とする輸送では、温室効果ガスの排出が従来のディーゼル/ガソリン車の3分の1未満であることが示されている²²。しかし、この技術を広く展開する前に、点火²³と安全性（アンモニア漏洩の潜在性）の問題と取り組む必要がある。



船舶輸送でのアンモニア

海運業についても排出基準が厳格化する中で、アンモニアが船舶用の燃料として有望視される可能性がある。海運用燃料としてのアンモニアの利点は、(1) 高いエネルギー密度、(2) 安全性、(3) 低い排出量である。しかし、アンモニアを使う能力を備えた利用可能な船舶用機関はまだ登場していない。さらに、アンモニアは水素よりもエネルギー密度が高いが、ディーゼルや燃料油などの従来の船舶燃料とは比較にならない。大手エンジンメーカーの Wartsila と MAN Energy を先頭に、業界はアンモニア対応型エンジンの商品化に努めている。今後のアンモニアの使用に関して浮上する課題としては、主に排出（主に NO_x の排出）、腐食、安定性が想定される。



航空機でのアンモニア

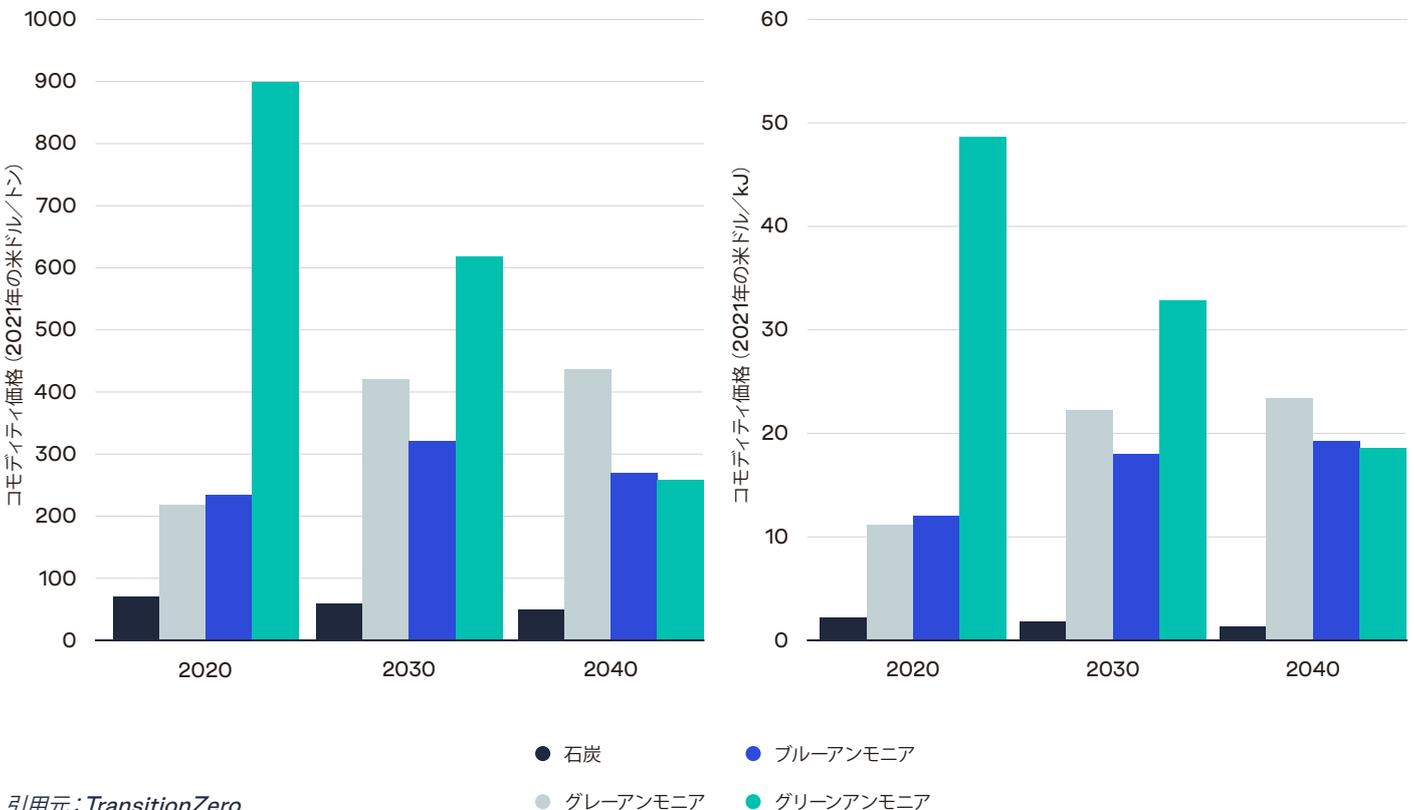
また、ジェット航空機燃料としてのアンモニアの用途も検討されている。英国の科学技術施設会議は、航空機で使用するためにアンモニアを有効に熱分解できるプロトタイプを設計するために民間部門との間でパートナーシップ契約を締結した。概念実証後、パートナーらはこの技術の試験的導入を目指している²⁴。

アンモニア混焼のコスト評価

アンモニア混焼の商品化に伴う最初の課題の1つがコストである。アンモニアの最も安価な原料であるグレーアンモニアのコストは、現在、エネルギー当量ベースで燃料炭の約4倍であり、グリーンアンモニアにおいては、さらにエネルギー当量ベースで石炭の15倍とコスト差はさらに拡大する。炭素価格が全世界でIEAのNZEに基づき制度化されると仮定すると、2030年までにグレーアンモニアのコストは大幅に上昇し、ブルーアンモニアやグリーンアンモニアなどの低炭素オプションの競争力が増す。

グリーンアンモニアの迅速な商品化を支えるには、電解槽のコストを下げる事が主な課題になる。電解槽の低コスト化は、電気エネルギーの必要性を下げる高温水電解におけるブレークスルー、さらに、経済規模およびシステム部品と発電所の設計の標準化に伴う低コスト化に依存する。これらの進歩がなければ、グリーンアンモニアの競争力獲得は2040年まで見込まれず(図2.3)、加えて、エネルギー当量ベースでアンモニア全種と比較しても、石炭が最安価のオプションであるという状態が続く。

図 2.3 アンモニア価格予測値



引用元: TransitionZero

LCOE の評価

アンモニア混焼などの最新技術のコストを下げることは、技術採用を可能にする決定的要因である。政策環境に後押しされ、水素関連の研究が復活したものの、電力部門での水素の使用は他の使用事例と比較して軽視される傾向がある(表 2.1)²⁵。広範な

国際的サポートがない状態では、発電におけるアンモニア/水素の用途は限られるものと見込まれる。アンモニア混焼の導入を妨げる他のハードルは技術そのものに起因する。各プロジェクトでカスタマイズを必要とするため、実践からの学習効果が制限される。現段階では、アンモニア混焼には専用バーナーを使用する必要があり、アンモニアを炎に注入する方法および注入箇所に関する厳密な制御も必要である。

表 2.1 国家水素戦略の部門別優先度

国家	電力		工業					輸送		
	発電	補助的サービス	鉄と鉄鋼	化学原料	精製	その他(セメントなど)	熱利用	道路輸送	海運	航空
オーストラリア	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
日本	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
韓国	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
EU	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
フランス	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ドイツ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ハンガリー	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
オランダ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ノルウェー	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
ポルトガル	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
スペイン	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
チリ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
カナダ	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

引用元: TransitionZero、World Energy Council (2021)²⁶ の内容を一部編集

● 即時 ● 中 ● 低/無

25 季節的な需要変動のバランスを取るために、長期的エネルギー貯蔵オプションとしてのアンモニア適用の可能性が検討されてきた。しかし、そのような適用に伴う高い変換損失が、いまだに大規模な展開を阻む技術的ハードルとなっている。また、再生可能エネルギーの浸透に伴う断続性という課題を支えるための柔軟な発電方法として、ガスタービン中でアンモニアを直接燃焼するという手法も検討されている。しかし、アンモニアの空気との燃焼反応速度は遅いため、安定した炎の維持

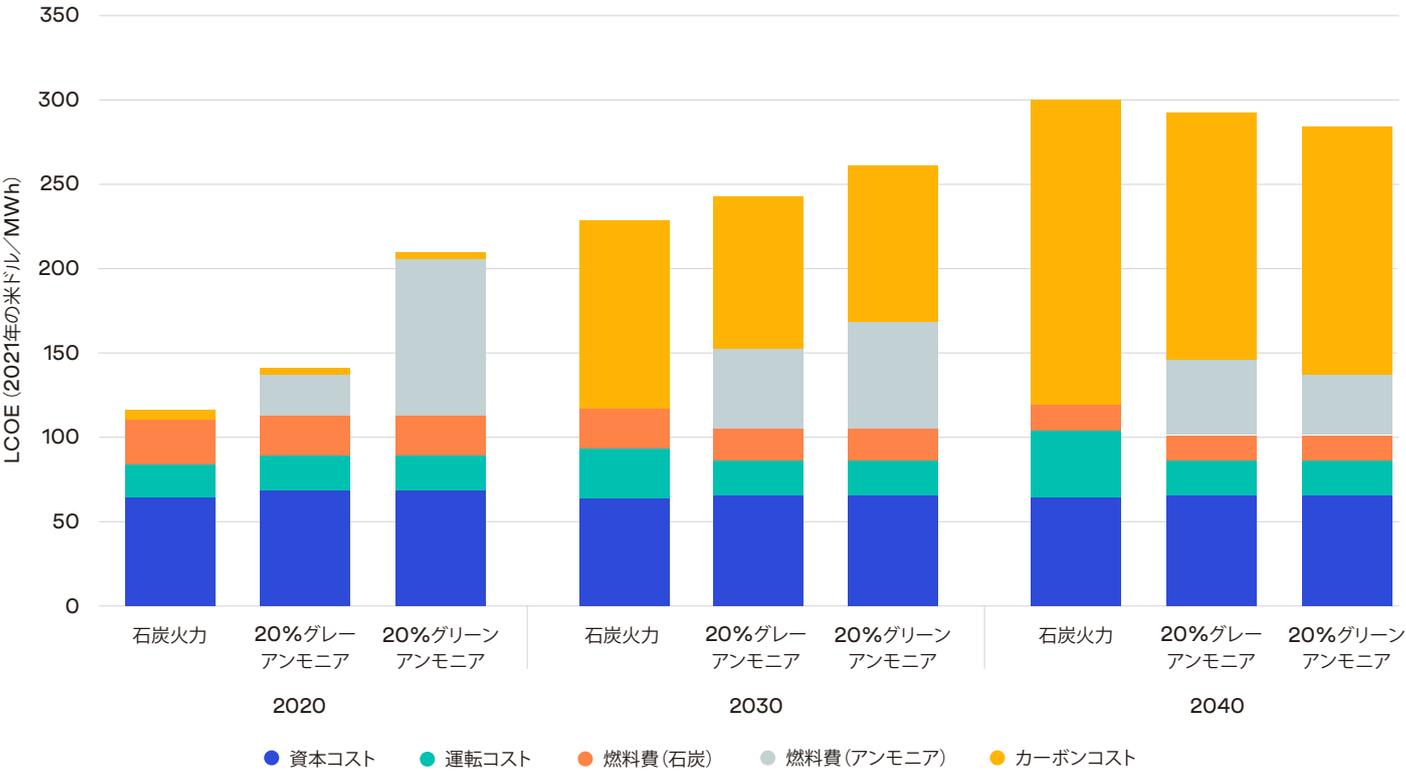
に関する技術的課題が導入の障害になっている。これに対する1つの潜在的解決策が、アンモニアを水素と窒素に分解し、ガスタービン内で水素を燃焼させることである。しかし、熱分解プロセスには大量のエネルギーが必要であり、そのような適用の全体的エネルギー効率を下げる。

26 World Energy Council (2021)

最安価のグレーアンモニアの 20% 混焼でさえ、燃料費は石炭の 2 倍である。世界的に炭素価格の価格付けの上昇が予想されるため、2030 年と 2040 年に価格の動きが若干シフトするが、エネルギー当量ベースの燃料価格の上昇で、20% アンモニア混

焼では総燃料費が石炭の 3 倍になる。経済面でアンモニアと石炭の混焼に競争力がつくのは、炭素価格が 205 ドル /tCO₂ に上昇する 2040 年であり(図 2.4、結果的に、LCOE は約 280 ドル /MWh になり、これは法外な高コストである。

図 2.4 発電におけるアンモニア混焼のコスト内訳



引用元: TransitionZero

注: 炭素コストは日本における発電に伴う炭素コストを意味し、IEA の NZE に基づき、2030 年に 130 米ドル /tCO₂、2040 年に 205 米ドル /tCO₂ である。上流でのアンモニア製造に伴う炭素コストは、生産施設の地理上の位置により変動し、アンモニアのコストの一部として燃料費の一部に組み込まれる。推定炭素価格の範囲は 2030 年が 15 ~ 130 米ドル /tCO₂、2040 年が 35 ~ 205 米ドル /tCO₂ であり、IEA の NZE に沿っている。

さらに、アンモニア混焼では、アンモニアの輸入を支えるインフラストラクチャ(例えば貯蔵タンク、パイプライン、蒸発器)などの新規設備に要する追加費用も生じる。アンモニア燃焼を支えるための既存内燃機関の改装と設計変更も、資本コストの増加

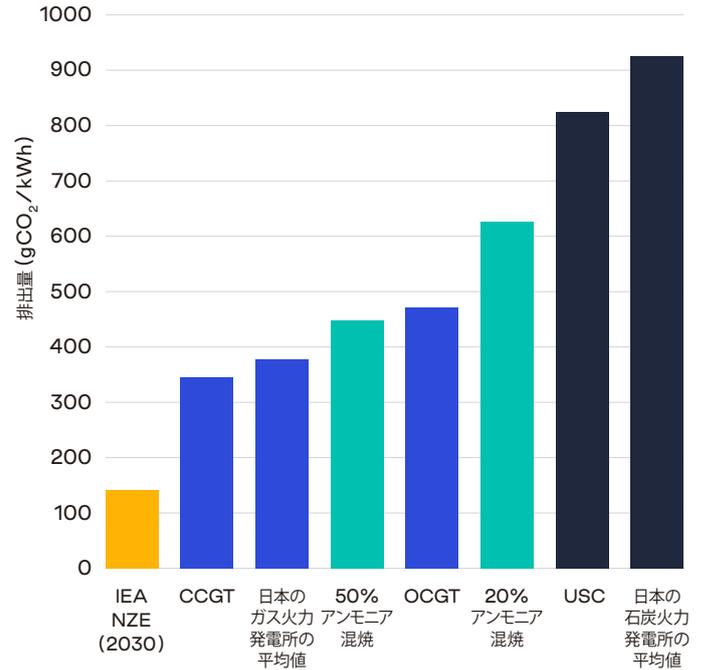
につながる。炭素コストの急上昇および電解槽と CCS の技術における劇的なコスト減の両方またはその一方が起きなかった場合、従来の石炭火力発電所のアンモニア混焼に対するコスト的優位は今後 10 年間続くものと見込まれる。

アンモニア混焼による排出削減可能性

これまでなされた主張とは異なり、アンモニア混焼による排出削減効果はほとんどない。発電段階で、石炭燃焼に伴う排出は混焼されるアンモニアにそのまま代行され、混焼率が排出削減率の代用となるのみである。現時点で技術的に実施可能な混焼率 20% では、排出係数はガス燃焼複合サイクル発電所 (CCGT) の倍に近い値にとどまる。それよりも高い 50% という混焼率では、単位発電量あたりの排出量がガス発電の排出量に近くなる。一方で、ガス発電は、IEA の NZE に合わせるには、2035 年までに置き換えるか、または削減対策を講じる必要がある²⁷。混焼率を 50% よりも相当に高くしない限り、石炭火力発電所におけるアンモニア混焼には、排出削減効果は僅かなものにとどまる。

それよりも高い 50% という混焼率では、単位発電量あたりの排出量がガス発電の排出量に近くなる。一方で、ガス発電は、IEA の NZE に合わせるには、2035 年までに置き換えるか、または削減対策を講じる必要がある

図 2.5
さまざまな発電技術における排出強度



引用元: TransitionZero

注: IEA NZE は IEA ネットゼロ・ロードマップに掲げられた発電の炭素強度を意味する。CCGT はガスタービン・コンバインドサイクル発電、OCGT はオープンサイクル・ガスタービンの排出係数を意味する。どちらもガス発電技術である。USC は超々臨界圧発電方式の排出係数を意味する。USC 発電所が最高効率の石炭火力発電所と見なされている。



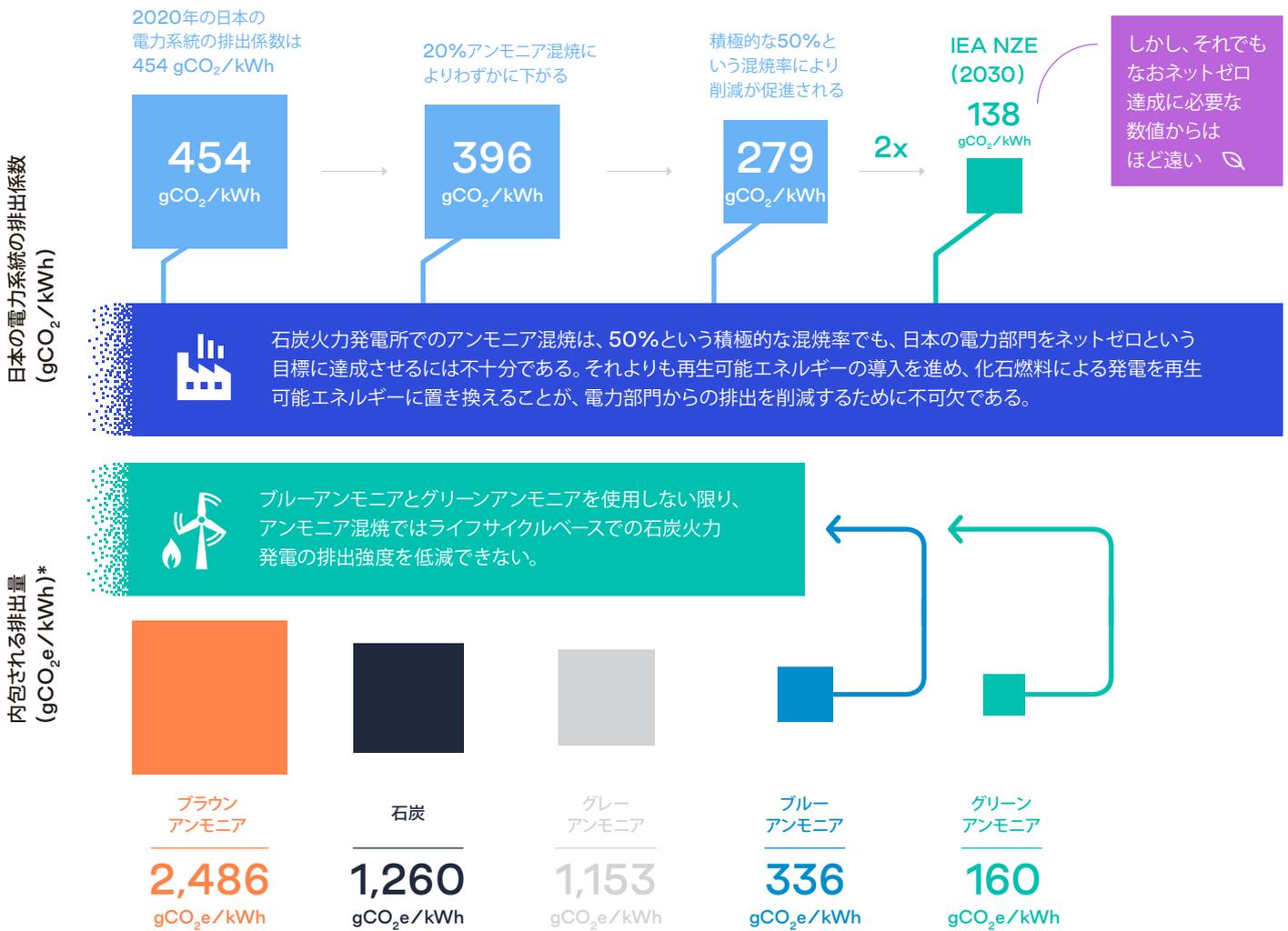
アンモニアは石油化学工業の供給原料として一般的に使用されている

IEA が実施したライフサイクル分析に基づき、CCS 対策なしの化石燃料を使い製造されたグレーアンモニアには、112 ~ 249 gCO₂/MJ (1,090 ~ 2,423 gCO₂/kWh) の埋め込まれた排出量が含まれる²⁹。これは石炭の直接燃焼に伴う排出量の倍に相当する。ブルーアンモニアとグリーンアンモニアの両方または一方を使用しない限り、混焼による純排出削減はない。ブルーアンモニアとグリーンアンモニアの使用により、上流での排出量は最小限まで削減できるが、海上輸送用燃料としての重燃料油の使用など、炭素強度が高い輸送手段の使用により生じ

る潜在排出量があり、それによりライフサイクル排出量が 3 ~ 10 gCO₂/MJ (29 ~ 97 gCO₂/kWh) 増加する³⁰。

IEA の NZE に合わせるには、アンモニア混焼はブルーアンモニアまたはグリーンアンモニアのみを考慮すべきである。しかし、グリーンアンモニアの電力から電力への変換効率率は 22% であり³¹、変換過程で 80% 近いエネルギーが無駄になる。このエネルギー効率面での厳しい代償により、発電におけるグリーンアンモニアの使用に関して根本的な疑問が生じることになる。

図 2.6 日本における石炭とアンモニアの排出係数およびライフサイクル排出量の比較



引用元: TransitionZero

注: *埋め込み排出量には上流の製造、中流の輸送、下流の燃焼に伴うすべての排出量が含まれる。この推定値には炭素以外の排出量も含まれる。アンモニア混焼が石炭火力発電所の効率に与える影響に関してはコンセンサスがなないため、全発電所に関して 37% という熱効率を用いた。ブルーアンモニアのネットの排出削減効果については、特に回収された二酸化炭素を原油増進回収 (EOR) に利用し、下流での排出がさらに増加する場合など、やはり疑問が生じる可能性がある。しかし、この分析例では、CCS の下流での適用は考慮していない。

アンモニア混焼のその他の課題

技術的課題

アンモニア混焼には技術に伴う課題がある。アンモニアは可燃性が低く、発火温度が高く、炎の速度と温度が低く、可燃性範囲が狭く、放射による熱移動が大きい。これらの課題により、アンモニアは発電所における直接燃焼には適さない。数例のパイロット試験計画で実証に成功したが、この技術の規模拡大については現時点では不明である。さらに、石炭火力発電所の稼働に伴う複雑さにより、各発電所の構造が異なる。このため、十分に幅広いサンプル数がない状態では、各発電所に対するアンモニア混焼の真の効果を確定することは難しい。発電所の構成におけるわずかな違いは、高額な改装費用につながる場

大気汚染

石炭とのアンモニア混焼による直面の懸念の1つが大気汚染である。アンモニア中の窒素が原因で、アンモニア混焼は NO_x 排出量の増加を引き起こす可能性がある。シミュレーション研究の結果、混焼率が低いほど NO_x 排出量が多く、混焼率が上昇するに従い排出量が減少することが判明している。しかし、そのトレードオフとして、混焼率が40%を超えると未燃アンモニアが増加する³³。未燃アンモニアが NO_x および SO_2 と反応し、二次生成の $\text{PM}_{2.5}$ ³⁴が形成されることにより、大気汚染が悪化する。

エネルギー安全保障

日本のエネルギー政策の中心はエネルギー安全保障である。現在、日本は国内のアンモニア需要100万トンの約75～80%を生産している。アンモニア経済の拡大と発電所におけるアンモニア利用の増加により、日本は国内生産能力の拡大に投資するか、または海外輸入に頼る必要がある。

今回の分析に基づき、運搬費を考慮に入れても、海外の供給源からの輸入により、アンモニア全種に関して日本はアンモニアの

合や、効率と性能に不利益が生じる場合があり、プロジェクトの経済性が打撃を受ける。

碧南火力発電所に関し、20%混焼率に基づき、ベースロード稼働を仮定すると、JERAは実証プロジェクトのために年間50万トンのアンモニアを調達する必要があると推定される。しかし、同社は碧南火力発電所4号機での試験のためにわずか3～4万トン、碧南火力発電所5号機での実証試験のために追加の200トンの調達のみを発表しており³²、このことからパイロット試験が小規模であることは明らかであり、この技術がまだ商業的に準備が整っていないことを示唆している。

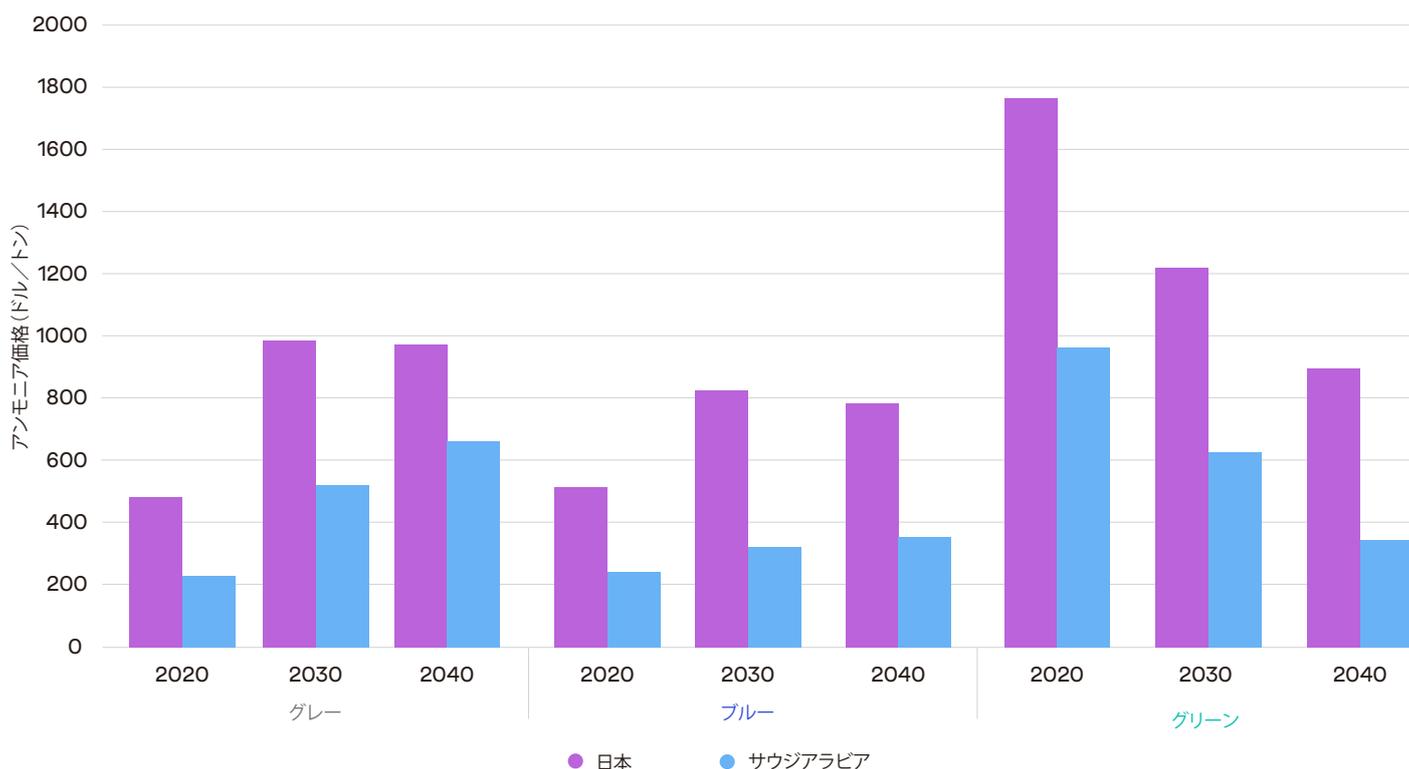
アンモニアは NO_x 排出の抑制に使われることも多いため、これは NO_x と NH_3 との興味深い変動を示唆する。炎の温度が低く、炎が不安定であると、 NO_x 排出とフライアッシュ中の未燃炭素により大気汚染が発生する。実証プラントとパイロット試験では排気ガス汚染の顕著な増加は未確認であるが、プラントの技術設計は複雑であり、十分な注意しない限り、やはり局所的な大気汚染のリスクは高い。大気汚染の制御は可能であるが、しばしばこれらの技術のコストは高く、ボイラーの効率が下がる。

コストの約半分を節約できる可能性がある。装置などの資本的経費は世界的に同等になるものと考えられるが、供給原料としての安価な天然ガスおよびコスト競争力がある再生可能エネルギーの存在により、国内生産と海外輸入の価格差の拡大が見込まれる。国産アンモニアと輸入アンモニアの価格差は、日本の電力会社が安い輸入アンモニアに頼る以外にあまり選択肢がないことを意味する。

32 Platts (2021a)
33 Ishihara et al (2020)

34 NO_x および SO_2 の酸化産物が NH_3 と反応し、 $\text{PM}_{2.5}$ を形成する(二次生成 $\text{PM}_{2.5}$ と呼ばれる)。

図 2.7 国内生産と海外輸入の比較



引用元：TransitionZero

注：日本はすでにサウジアラビアからブルーアンモニアの最初の輸入を行った。回収された二酸化炭素は近くのメタノール施設で、または EOR に利用される。サウジアラビアにおけるグリーンアンモニア製造には太陽光発電が使われると想定した。

このジレンマは日本のエネルギー安全保障を悪化させる。20%の混焼率を仮定すると、日本は電力部門で使用するために毎年2,000～2,500万トンのアンモニアを必要とするが、これは現在の需要の20倍以上に相当し、2020年の世界アンモニア市場規模にほぼ匹敵する。このような大量のアンモニアの輸入により、日本はさまざまな不確実性要因の影響を受けやすくなる。

第一の不確実性要因は、エネルギー転送とアンモニア市場の発展の速度である。世界アンモニア市場の急速な拡大は、企業レベルまたは国家レベルのいずれかで決定されるさまざまな遷移戦略に基づいている必要がある。世界経済が必要な速度と規模で低炭素燃料に移行しない限り、日本が高コストの陳腐化/最先端技術に固定化してしまう危険性は高い。

第二の不確実性原因は、新たなサプライチェーン全体にわたる予想外の地政学的ショックであり、それが価格/供給ショックにつながる可能性への懸念である。そのようなリスクを軽減するために、日本企業は将来利用する専用供給源の確保を目指し、海外での

上流事業の開発を検討している。これらの努力にもかかわらず、アンモニアや水素などの新生低炭素燃料の国際海運取引が、日本のエネルギー不確実性を増大させるのみであることは疑う余地がない。

最後の不確実性は輸入アンモニアの供給源確保の不安定から生じる。多様なサプライヤーが存在することは、日本のエネルギー安全保障と資源依存性にとり有益となる可能性もあるが、2020/2021年にガスで経験した乱高下は、地域と国の需給の流動性が国際市場に予想外のショックを与え、資源の安定性を揺らがす可能性への教訓となった。輸入への高い依存性により、日本は以下の2点による影響を受けやすくなる。

- 1 スポット市場に頼った場合の不確実性と価格によるショック。
- 2 日本が長期的な安定性のために価格を固定した場合の価格プレミアム。

図み 2.3 地図：日本の世界的なアンモニア投資

世界的な上流アンモニア供給事業への日本の現在のパートナーシップ/投資の一部を以下にまとめた。



国家	アンモニアの種類
インドネシア	● ブルー
マレーシア	● グリーン ● ブルー
サウジアラビア	● ブルー
ロシア	● ブルー
アラブ首長国連邦、UAE	● ブルー
オーストラリア	● グリーン ● ブルー

35 Mitsubishi Corp(2021)
36 Nikkei Asia (2021a)
37 Nikkei Asia (2021b)

38 IHI (2021b)
39 ENEOS (2021)
40 Nikkei Asia (2021c)

41 ITOCHU (2021)
42 Platts (2021b)

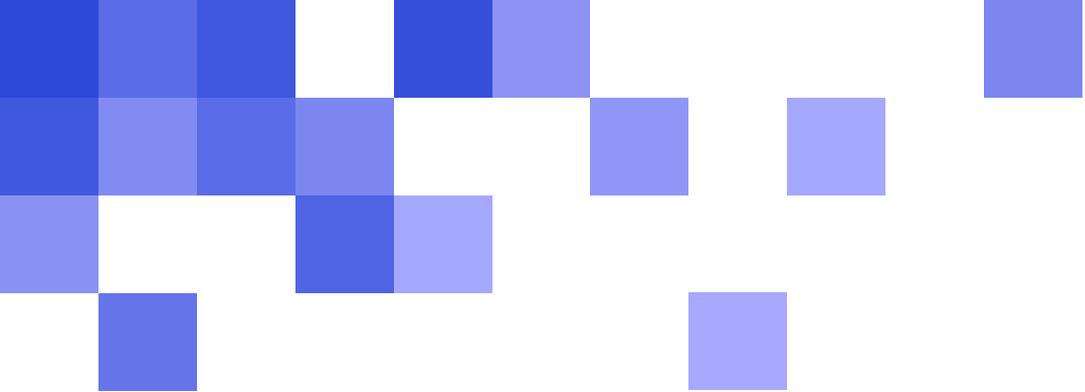
43 Nikkei Asia (2021d)
44 Nikkei Asia (2021e)

結論

アンモニアの使用は日本の送電網を脱炭素化するための鍵を握る技術であると言われるが、現在、経済、環境、技術の諸方面において数々の障害に直面している。この分析では、アンモニアが法外な高コストの発電技術であり続けることが見込まれ、カーボンニュートラルという日本の目標達成に対しては、ほとんど効果がないことを示している。アンモニアがコストと気候の両面で有効になるためには、電解槽のコスト激減、電力部門におけるアンモニアの純燃焼を可能にする技術的ブレークスルー、需要拡大に対応できるグリーンアンモニアの世界取引市場の迅速な構築を必要とするが、1.5°C 達成に見合う形でこれらを実現化できるという証拠は少ない。経済と環境に関する説得力のある論拠が存在しない状況から考えると、根底にある動機は石炭火力発電所の存続と受け取れる。日本企業が発電においてアンモニアを追求し続けることは、不必要な株主価値下落につながることになる。

アンモニアはタンクに入れて電車で輸送する場合がある





04 石炭ガス化複合発電 (IGCC) プラント

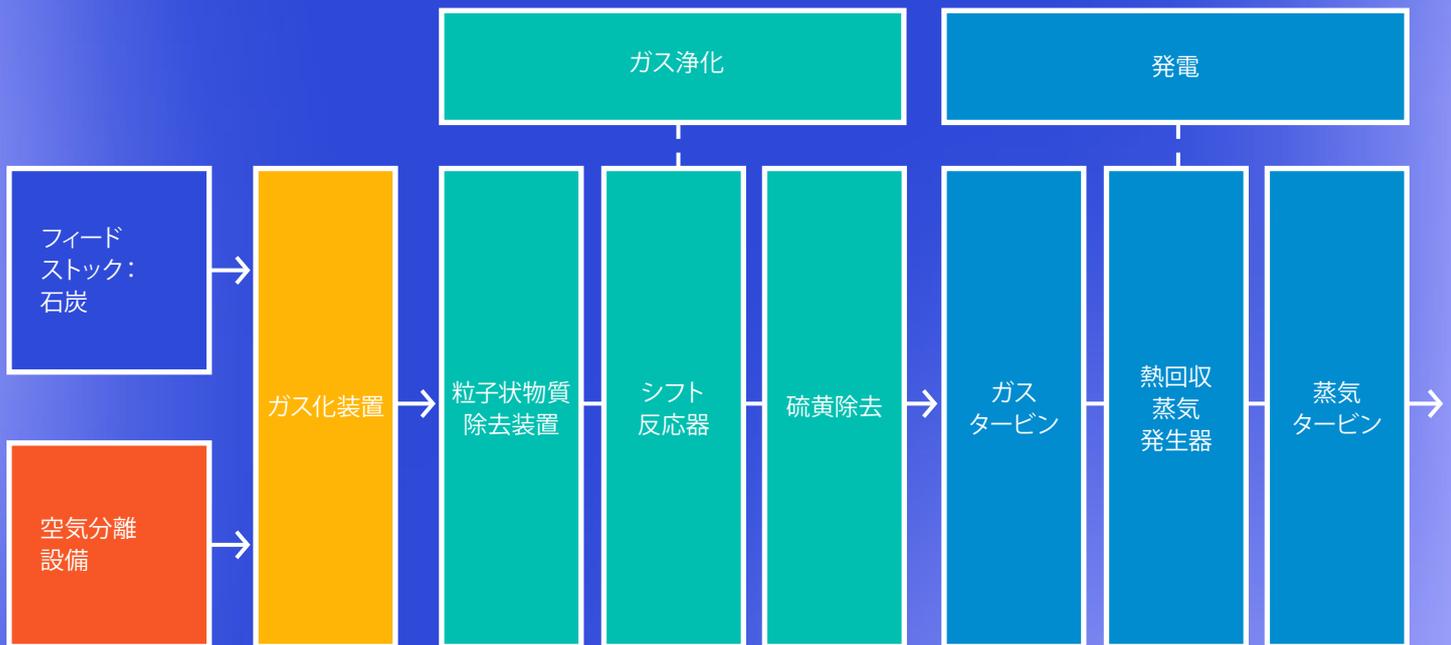
要旨

- 1 日本の電力会社の間で、IGCC などの石炭新発電技術、特に日本初の商用 IGCC プラントの稼働に対する関心が再燃している。しかし、IGCC が経済と気候の両面で期待に応えられるという保証はほとんどない。
- 2 IGCC には曲折の多い過去があり、頻繁なコストの激増が発生した。その結果、世界的に多数の事業案がキャンセルされており、続行された事業では、しばしば資本コストが予期した経費の倍に膨張している。
- 3 準備コストが高く、著しいコスト超過リスクがあることにより、IGCC プラントの経済的な魅力が低下する。将来を考えると、IGCC の低コスト化の可能性も不透明である。IGCC プラントは設備容量の規模拡大の問題に直面しており、事業の設備容量が増大するにつれ、設備容量単位あたりの資本コストが低下せずに、むしろ上昇する。
- 4 CCS を導入しない限り IGCC プラントの二酸化炭素排出削減効果は低い。CCS を導入した IGCC プラントはこれまで存在せず、このことから低炭素潜在力を有する IGCC を実現するには相当の経済的・技術的ハードルがあることが窺われる。
- 5 IGCC に CCS を後付けすることは技術的に実現性がなく、IGCC への投資は新設石炭火力発電所を意味するが、それは日本のネットゼロという目標に見合わず、将来的に座礁資産化することも考えられる。
- 6 また、IGCC には数々の課題があるが、中でも運転段階で技術上・運転上の課題に直面する。

理解のための基礎知識

石炭ガス化複合発電 (IGCC) プラントは原料を合成ガスに変換し、洗浄後に発電のために合成ガスをガスタービンで燃焼する。IGCC プラントの原料として使用可能なのは、石炭、バイオマス、製油所の残油 (石油コークス、アスファルト、タールなど)、都市ゴミなどである。簡易 IGCC システムは主にガス化炉、ガス精製装置、発電機という3つの「システム」で構成される (図 3.1)。

図 3.1 IGCC プラントの基本構成



引用元: TransitionZero

石炭を使う IGCC プラントには石炭火力発電所と比較していくつかの優位点があり、例えば大気汚染の低減、熱効率の改善、石炭の品質の柔軟性向上、安い/容易な燃焼前 CCS の併用可能性などである⁴⁵。最初の IGCC プラントは 1970 年代にドイツで建設されたが、1990 年代に初めて、汚染物質を排出する石炭火力発電所を生存させることができる潜在力ある技術として商業的に関心を集めるようになった。当時、石炭火力発電所は二酸化硫黄、窒素酸化物、水銀、粒子状物質などの有害汚染物質を大量に排出し、それらすべてが局所的な大気汚染とそれにより

誘発される健康被害を引き起こすというネガティブなイメージがあり、IGCC はそのイメージを覆すための石炭業界の対応の一部であった。しかし、バックエンドの代替汚染除去技術と比較して技術的に複雑であり、コストが高いことから、この技術が軌道に乗ることはなかった。2010 年代初期に気候変動に関する懸念が増すにつれ、燃焼前の炭素回収と両立可能性という点で、この技術が再び注目を浴びるようになった。それ以来、数件の新規事業が展開されている。

囲み 3.1 世界の IGCC プラント開発：失敗に終わった一連の実験

1990年代に一連のIGCCプロジェクトが提案され、欧米各地で建設された。IGCCの急増は石炭火力発電所の大気汚染に関する懸念により促進された。米国では、エネルギー省のクリーンコール計画の支援を得て、ウォバッシュ川プロジェクト、ポーク郡IGCC、パインIGCCの3基のIGCCプラントが建設された。3件のプロジェクト全部が運転面での課題を抱え、石炭ガス化の技術上、商業上の実行可能性を実証するという期待には応えられず失敗し⁴⁶、IGCCはほぼすべてが失敗に終わった実験と見なされた。

米国： エドワーズポート IGCC (2013)

デューク・エナジーは2006年に初めてエドワーズポートIGCCを計画し、618 MW規模のプラントで見積額20億ドル弱で始まったが、プラント竣工までに値札は35億ドルに膨張し、80%以上のコスト超過になっていた。運転段階にも問題は残った。エドワーズポートのプラントの運転状態は、在来の火力発電所で当然想定される安定で信頼できる状態とはほど遠いもので、典型的なガス火力発電所と比較して3倍以上の予定外の運転停止が発生し、米国で最も運転コストがかかるプラントの1つとなった。

中国： GreenGen IGCC (2011)

GreenGen IGCCは中国初の商業規模のIGCCプロジェクトである。2004年に最初にこのプロジェクトを立ち上げたのは中国華能集団である。ほぼ5年に及ぶ準備期間を経て、プロジェクトは2009年によく本格始動した。当初の事業計画は、

- 1 250 MW IGCC プラントの建設、
- 2 炭素回収の実証試験、
- 3 燃焼前炭素回収を導入した450 MW IGCC プラントの建設⁴⁷の3段階で構成された。

2011年に、GreenGenプロジェクト第1段階の運転が開始され、プロジェクトの第2段階を2016年に開始したが、最終段階であるCCS完全導入IGCCプラントの運転は、技術的・経済的課題により、結局完了せずに終わった。

韓国： 泰安 IGCC (2016)

韓国は知識経済部の後援を受け、2006年に独自のIGCC実験に着手した。数年間の研究開発を経て、2011年に韓国西部発電の既存の4 GW 泰安火力発電所内で300 MWの実証プラントが計画された。当時、韓国ではIGCCに対する関心が高まっており、想定された環境上の効果により、IGCCプラントは韓国で歓迎され、10年以内に15基の石炭ガス化プラントを建設し、10 GWを発電するという思い切った計画が立てられていた。しかし、2016年に実証プラントを開始すると、予算を大幅に超過し、効率と主張された環境効果の両面で期待を裏切る結果となった。この実証プラントの失敗により、韓国におけるIGCCプラントの期待は大幅に減退し、それ以降、新たな開発は進んでいない。

米国： ケンパー郡 IGCC (2017)

ケンパー郡IGCC是最悪のIGCC失敗例の1つとして知られる。この824 MWプロジェクトは、当初、約29億ドルのコストで2014年に開始を予定していた。しかし、ガス化装置システムの運転に関する問題により次々とコストが追加され、プラントの試運転が遅れ、2017年にはプラントの資本コストは75億ドルに達し、石炭ガス化を完全に放棄する決断が下された。現在、ここは天然ガス火力発電所に切り替えて稼働している。

46 パインIGCCは安定生産を達成できず、3年間の立ち上げ期間中に運転された累積時間はわずか128時間であった。ポークIGCCでは5年間の実証期間後に供給原料を石油コークスに切り替え、ウォバッシュ川プロジェクトは運転初期の数年に信頼性をめぐる問題と取り組むという重い課題に直面した。

47 Phillips, Booras and Marasigan (2017)

発電における IGCC に関する日本の経験は、酸素吹き IGCC と空気吹き IGCC の 2 種類の異なる技術方向に分類できる。空気吹き IGCC は酸素吹き IGCC よりも 2 ~ 3% 高い熱効率を達成する。後者は空気分離設備を必要とし、そこで大量の補助電力が消費され、プラントはエネルギー面で大きな代償を払うことになる。勿来 IGCC プラントなどの既存の商用プラントは空気吹きモードで運転されている。

近年、費用対効果が良い燃焼前の炭素回収と両立可能性という観点で、空気吹き IGCC が注目を浴びるようになった。初期

調査により、下流での炭素回収に伴う高コストを根拠として、将来、燃焼前回収を導入した酸素吹き IGCC が商業的に魅力を持つようになるという予測が示された。すでに他の技術を放棄した日本政府は、日本で IGCC の技術開発を始動するために多額の立ち上げ資金を拠出した。空気吹き IGCC プラントの研究開発は 1983 年に最初に開始され、その後 1991 年から 1996 年に、主に政府補助金を資金としてパイロットプラント試験が実施された。日本の IGCC プロジェクトの詳細を以下にまとめる。

空気吹き：勿来 10 号機 IGCC 実証プラント

2007 年 9 月、日本は勿来発電所で空気吹き IGCC の実証試験を実施した。実証プラントの発電容量は 250 MW で、商用プラントのサイズの半分であった。この 5 年間の試験では商業的な成功が証明され、正味熱効率 42% を達成し、さまざまな運転上および環境上のパラメータに関して標準以上の性能を示した。実証プラントの成功により、2013 年から商用プラントとしての運転継続が可能になった。

空気吹き：勿来／広野 IGCC 発電所

実証から商用に進んだ勿来 IGCC プラントの成功後、実証プラントと同じ敷地内に 2x543 MW IGCC 施設が建設された。勿来 IGCC プラントは 2021 年 4 月 16 日に運転を開始した。この発電所は 600℃クラスの超々臨界圧発電方式 (USC) 石炭火力発電所よりも効率が 10 ~ 15% 高いと言われており、排出量の目標値は炭素 650 g/kWh である⁴⁸。

酸素吹き：多目的石炭ガス製造技術 (EAGLE) 事業

EAGLE 事業は電源開発株式会社 (J-Power) が NEDO と共に資金を拠出し、酸素吹き石炭ガス化技術を試験する初期研究計画として 2002 年に開始され、同年に IGCC の運転を中心とする実証試験が始まった。それ以降、2007 ~ 2013 年に CCS 関係の試験も実施された。

酸素吹き： 大崎クールジェンプロジェクト

EAGLE 事業に続き、実証試験の規模拡大事業として大崎クールジェンプロジェクトが構想され、これには CCS や水素経済創出を支える水素製造などの新たな要素も含まれた。大崎クールジェンプロジェクトは 166 MW 酸素吹き IGCC プラントの設計、施工、運転で構成され、3 段階で実施される。

- 第 1 段階 (2016 ~ 2018) : 酸素吹き IGCC 商業化の実証試験
- 第 2 段階 (2019 ~ 2020) : CCS を導入した酸素吹き IGCC の実証試験
- 第 3 段階 (2021 ~ 2022) : 石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGCC) 技術の実証試験

IGCCのコスト 波乱に富む過去

表 3.1 IGCC プラントの推定資本コスト

引用元	元論文での単位	元論文での金額	2021年のドル価値/kW	説明
Wang and Stiegel (2015)	\$/kW (2011年のドル価値)	3,339	3,910	
Wang and Stiegel (2015)	\$/kW (2011年のドル価値)	3,461	4,053	
Wang and Stiegel (2015)	\$/kW (2011年のドル価値)	3,820	4,474	
NREL (2019)	\$/kW (2017年のドル価値)	3,893	4,184	
Pichardo et al (2019)	\$/kW	5,999	6,182	
Pichardo et al (2019)	\$/kW	7,140	7,358	
Xia et al (2020)	\$/kW	2,133	2,292	
Xia et al (2020)	\$/kW (2017年のドル価値)	3,540	3,805	韓国の泰安 IGCC に基づく
Rosner et al (2020)	\$/kW	5,136	5,228	
Xia et al (2020)	\$/kW (2017年のドル価値)	5,663	6,086	
Kim (2021)	\$/kW (2017年のドル価値)	4,820	5,180	米国のエドワーズポート IGCC に基づく
Szima et al (2021)	€/kW	2,245	2,657	
Adnan et al (2021)	\$/kW (2011年のドル価値)	4,872	5,706	

引用元: TransitionZero および表中で引用した種々の文献⁴⁹

注: 論文でコスト推定の基準年を特に示していない場合は、コストは出版年の物価指数に従いスライドさせた。

資本コストの高さとは別に、コスト超過のリスクは IGCC プラントの商業化にとり重大である。IGCC プラントの技術的な複雑さにより、数々の有名な IGCC プラントにおいて、最終設計仕様が具体化するにつれ、修正の繰り返しやプラント設計のさらなる複雑化により、重大な予算超過に直面してきた。IGCC プラントの技術的な複雑さは主に、個々の「システム」とプロセスの組み込んだ事情、そして複数のシステムを確実に統合する必要性に起因する。

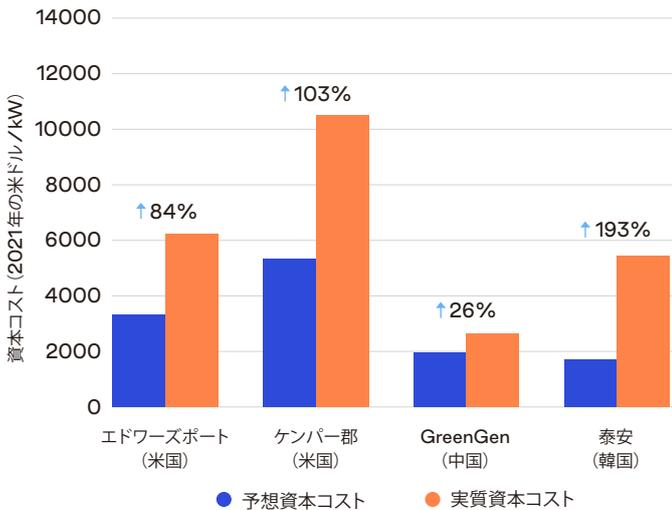
ガス化装置の性能と経済的実行可能性は、IGCC プラントの商業的成功の評価の基準であるが、ガス化装置は IGCC に関して周知のさまざまな失敗例の根本原因であり、IGCC プロジェクトの主な問題点となっている。ガス化装置は 1 つのシンプルな装置であるように書かれているが、基礎となる複数の設計パラメータにより、各ガス化装置は他に類のない独特のものである。選択する技術 (固定床ガス化装置、流動床ガス化装置、循環流動床のいずれか)、石炭供給条件 (スラリーフィードかドライフィー

ドか)、酸化剤 (空気吹きか酸素吹きか)、その他多数の要因を設計時に検討する必要がある、各ガス化装置は個々のプラントに合わせてカスタマイズしなければならない。

加えて、複数のシステム間での統合の必要性により、IGCC プラントに伴う技術的課題がさらに増大する。より高い効率を達成し、滑らかなプラント運転を確保するには、主な 3 つのサブシステム間の高度な同期を必要とする。しかし、これほどのレベルの調整の達成は難題である。未解決であれば、設計上の欠陥により、プラントの保守作業の増加、利用可能性の低下、信頼性の低下につながることも考えられる。早期段階で IGCC プラントへの投資を評価するにあたり、そのようなリスクも考慮に入れるべきである。シンプルなプラグアンドプレイ方式のプロジェクト開発が可能なレベルにまで技術的に洗練された在来型石炭火力発電所と比較し、典型的な IGCC プラントは何度も技術設計をやり直す必要がある、さらにその後も、プラントの安定運転を達成するまでに、同期のためのリードタイムに直面する。

49 Xia et al (2020)、Szima et al (2021)、Wang and Stiegel (2016)、NREL (2019)、Kim (2021)、Rosner et al (2019)、Adnan et al (2021)、Pichardo et al (2019)

図 3.2 一部の IGCC プロジェクトに関するコスト超過



引用元: TransitionZero

注: ケンパー IGCC は、CCS との統合により資本コストが高い。GreenGen IGCC は既存の購入可能なガス化装置を輸入するのではなく、自社開発のガス化装置を使用することにより、資本コストの引き下げを達成したと主張しているため、その結果を反復することは難しい。GreenGen はサクセスストーリーとして宣伝されているが、中国はその後新規 IGCC プラントを建設しておらず、それはこの技術の人気がなくなったことを示唆するとも考えられる。

注目を浴びた一連の IGCC プラントが失敗に終わった主な要因の1つは、IGCC プラントの技術的な複雑さによるコスト超過である。ケンパー IGCC 以外にも、米国の FutureGen プロジェクト、オーストラリアの ZenGen プロジェクトなど、今や悪名高い数件のプロジェクトは、收拾不能な急騰するコストが原因で停止した。2000 年初期に米国で提案された 25 件の石炭ガス化プロジェクトのうち、完成までこぎつけたのは 2 件 (エドワーズポートとケンパー郡) に過ぎず、双方ともかなり高いコストを伴ったにもかかわらず (表 3.2)⁵⁰、最終的には炭素回収技術を取り入れなかった。高コストを原因とする問題、プロジェクトの大幅な長期リードタイム、技術的問題により、プロジェクトの大部分が停止された。韓国では、泰安 IGCC で明らかになった問題の後、野心的な規模拡大目標は勢いを失い、歴史が繰り返された結果となった。



2000 年初期に米国で提案された 25 件の石炭ガス化プロジェクトのうち、完成までこぎつけたのは 2 件に過ぎない

韓国ソウル市の大気汚染は石炭のせいだとよく言われる。しかし、日本では石炭火力発電所における排出基準が厳しいため、そのような問題はほとんどない。



表 3.2 一部のキャンセルされた IGCC プロジェクト

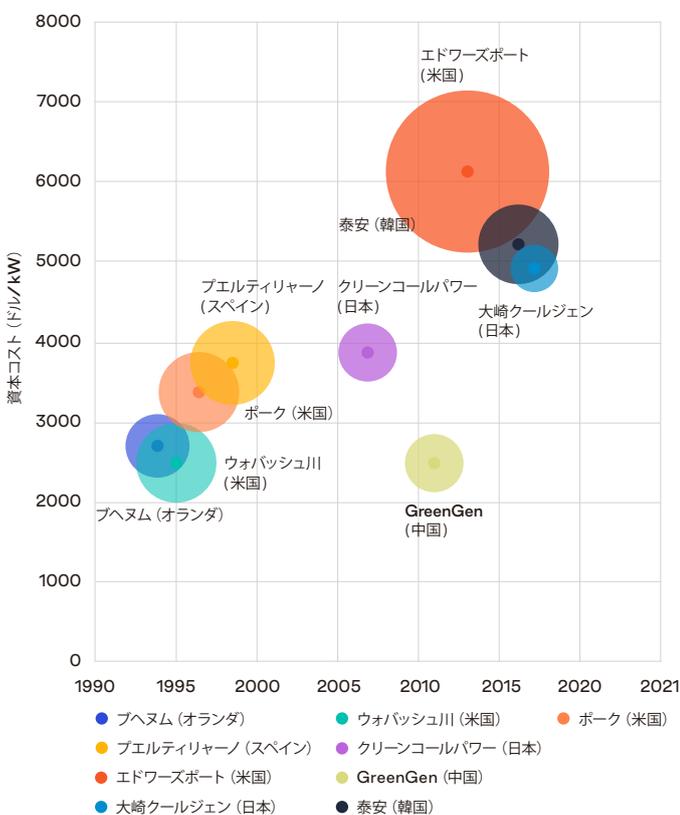
キャンセルされた IGCC プロジェクト	キャンセルされた年	国	サイズ (MW)	技術
アシュタブラ IGCC	2006	米国	830	IGCC
ポーク発電所 6 号機	2007	米国	630	IGCC
イリノイ州南部クリーンエネルギーセンター	2007	米国	600	IGCC
パシフィック・スウィートウォーター・プロジェクト	2007	米国	450	IGCC
スタントン・エネルギーセンター	2007	米国	285	IGCC
ニューエセス IGCC プラント	2007	米国	600	IGCC
ボウイー IGCC	2007	米国	600	IGCC
ハントレー発電所	2008	米国	680	IGCC
バッファロー・エネルギープロジェクト	2008	米国	1100	IGCC
フューチャージェン	2008	米国	200	IGCC/燃焼前回収
クイナナ発電所	2008	オーストラリア	500	IGCC/燃焼前回収
グレートベンド IGCC	2009	米国	629	IGCC
河北省 Chaohua IGCC	2010	中国	800	IGCC
ゴールデンベルグウェルク IGCC	2010	ドイツ	450	IGCC/燃焼前回収
メサバ・エネルギープロジェクト	2011	米国	603	IGCC
ZeroGen	2011	オーストラリア	500	IGCC/燃焼前回収
マグナム IGCC	2011	オランダ	1311	IGCC
マウンテニア IGCC	2011	米国	629	IGCC/燃焼前回収
テイラーヴィル・エネルギーセンター	2013	米国	770	IGCC/水素同時製造
Lianyungang IGCC	2014	中国	1300	IGCC/燃焼前回収
ティーズサイド IGCC	2015	英国	850	IGCC/燃焼前回収
テキサス・クリーンエネルギープロジェクト	2017	米国	400	IGCC/燃焼前回収
ノースキリングホルム IGCC	2017	英国	470	IGCC/燃焼前回収
リマエネルギー IGCC	2018	米国	600	IGCC

引用元: TransitionZero

LCOE の評価

今後の、IGCC の低コスト化の可能性は不透明である。既存のプロジェクトはわずか数基のみであり、本稿で IGCC プラントの低コスト化の可能性に関する確固たる分析を行うことは不可能である。しかし、商用 IGCC プラントの統合事業コストから推定すると、IGCC プラントの低コスト化の可能性は低いことが伺える(図 3.3)。それどころか、1990 年から 2020 年までの IGCC 資本コストに関する全体的傾向は上昇しているように見受けられる。技術上の複雑さ、また、各 IGCC プロジェクトのカスタマイズ性を考慮すると、この事実は納得がいく。

図 3.3 IGCC の資本コスト



引用元: TransitionZero

注: 円のサイズは IGCC プロジェクトの規模に対応する。ケンパー郡 IGCC は IGCC プラントとしてではなくガスプラントとしてのみ運転されるため、プロジェクト一覧から除外した。

加えて、過去の事業の資本コスト推定値から、数年にわたり事業規模が拡大するにつれ、設備容量単位あたりの資本コストは、低減するどころか増大するという別の傾向も見受けられる。これは将来的に IGCC プラントが大規模に配備される際、深刻な問題となる。既存 IGCC プラントのほとんどが 200 MW から 300 MW の間であり、通常の石炭およびガス火力発電所よりもかなり小規模である。これまでで最大の IGCC は 618 MW のエドワーズポート IGCC プロジェクトであるが、このプロジェクトは設備容量の kW あたりのコストが最も高い IGCC プラントでもある⁵¹。前述のさまざまな個別システム間におけるシームレスな統合を確保する必要性により、IGCC の運転の規模拡大が困難になったとも考えられる。

失敗に終わったエドワーズポートおよびケンパー郡 IGCC プラントでの事例証拠から、学習曲線が横ばいである原因が明らかになる可能性がある。両プラントは既存のプロトタイプからの規模拡大を試みたものである。エドワーズポートはポーク郡 IGCC の 2 倍の規模拡大、ケンパーは米国の同等の実証プラントからの規模拡大である。両プロジェクトの目的は、以前のプロジェクト設計パラメータの再資源化を含め、以前のプロトタイプから学習経験を得ることであったが、どちらのプロジェクトでも設計上の重大な欠陥がすぐに明らかになり、当初の設計に対してかなりの修正を加える必要が発生し、建設段階でそれらの誤謬を正すために、コストがさらに追加された⁵²。エドワーズポートとケンパー郡の両 IGCC の開発者らが、この技術の複雑さを大幅に過小評価した結果、両プラントは設計通りの性能を達成することができなかった。それどころか、ケンパー郡 IGCC においては一度も石炭ガス化複合発電での運転に至らなかった。

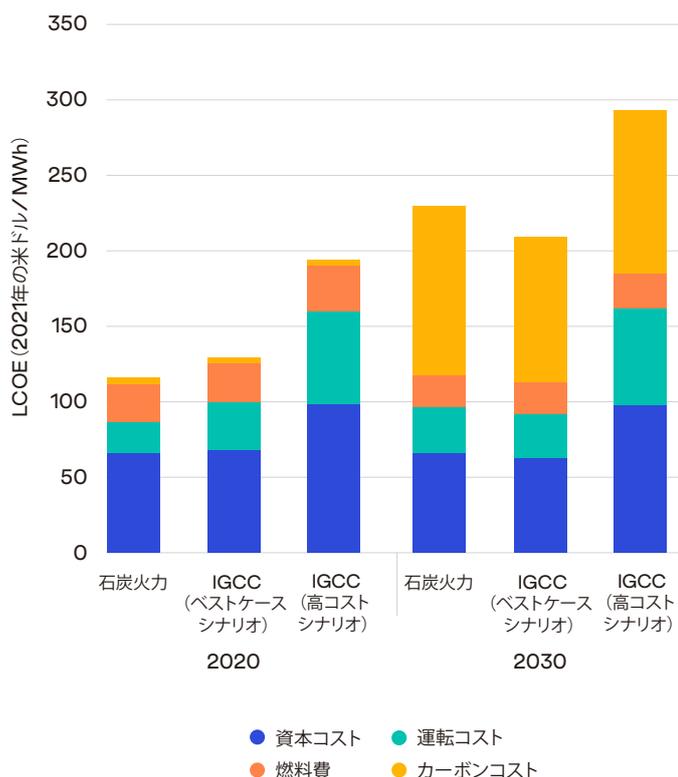
エドワーズポートとケンパー郡の IGCC に関する経験から明らかになったことは、IGCC プラントにおける異なるプロジェクト間では学習内容を共有できないという点である。その結果、技術の学習曲線は横ばいのまま、配備が進んでも、コスト低減のレベルは低い状態にとどまる。とはいえ、運転レベルでは、ある程度の学習とコスト低減を達成可能である。IEA クリーンコールセンターの調査によれば、既存の商用 IGCC から、特にプラント管理分野においては、いくつかの教訓を、運転中の節約に活かせる可能性がある⁵³。しかし、上記のケーススタディーでは、プロジェクト開発者と出資者はどちらも、IGCC プラントに関する学習曲線によるコスト節約を過大評価しないよう注意すべきであることが証明されている。

51 540 MW の勿来 IGCC プラントが、それに次ぐ規模の IGCC のプラントになる。TransitionZero は実質資本コストを確認できないため、勿来 IGCC のコスト推定値はこの分析には含まれないが、予備推定値では 1,500 億円 (13 億ドル) という見積もりが提示されている。

52 Xia et al (2020)

53 Barnes (2013)

図 3.4 IGCC 発電所に関するコスト内訳



引用元: TransitionZero

注: 炭素コストとは、日本における発電に伴う炭素コストを意味し、2020年に5ドル/tCO₂、2030年に130ドル/tCO₂である。2030年の推定炭素価格はIEAのNZEとほぼ一致する。

見落とされがちであるが、運転コストはIGCCプラントのLCOEの上下に重大な影響を与える。運転コストは、石炭火力発電所では17%であるのに対し、石炭ガス化プラントでは総LCOEの24～31%を占める。この運転コストの上昇は監視、特に故障しやすいガス化装置とタービンでの監視の必要性の増加における直接的な結果である。そうした装置の故障はプラントの運転中断につながり、プラントの利用可能性とプラントの財務利益を引き下げる。これらの問題と取り組むために、監視取締システムに対する多額の投資が必要になる。

ベストケースシナリオでコスト推定の最低値を想定した場合、IGCCプラントは在来石炭火力発電所よりも若干コスト高になる。しかし、このシナリオを実現するには、プロジェクト開発に関してほとんどエラーの余地がなく、全く誤謬のないプラント設計、設計・調達・建設(EPC)請負業者間の協力、プラントの存在期間を通じた円滑な運転が必要である。経験上、過去の貧弱な成績から、それが現実になる見込みは低い。

より現実的な高コストシナリオとして、既存プラントのコスト推定と一致する数値を想定すると、LCOEは190ドル/MWh以上という値に跳ね上がり、これは134ドル/MWhである日本の2021年現在の平均電気料金を上回る。ベストケースシナリオと比較し、設備費の増大およびEPC請負業者のリスク・プレミアムに加え、他の金融および関連費用により、資本コストの加算分の発生が見込まれる。現実的に見れば、日本のIGCCプラントのコストは、おそらくベストケースシナリオと高コストシナリオの間であろう。

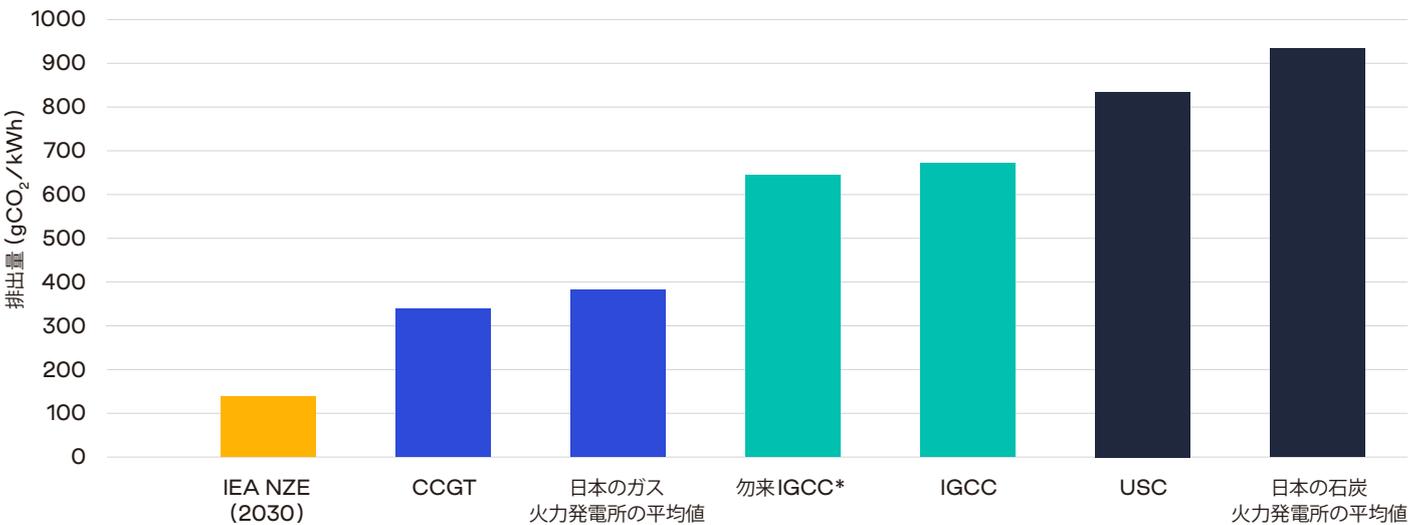
IGCC プラント建設 (サウジアラビア)



IGCC の二酸化炭素削減能力

IEA の NZE によれば、日本などの先進国では 2030 年までに、世界的には 2040 年までに、CCS 対策なしの石炭火力発電は段階的に全廃される。既存の文献では、IGCC プラントは約 670 g CO₂/kWh を排出すると報告され、これは超々臨界圧発電方式 (USC) 石炭火力発電所から 22% の低減を意味する。IGCC による排出量削減の潜在的可能性は、高い熱効率により石炭火力発電所での石炭消費量が減少することによる。

図 3.5 IGCC プラントの排出削減性能



引用元: TransitionZero

注: 勿来 IGCC については、勿来 IGCC プラントが達成したと主張する排出係数を意味し、それは通常の IGCC プラントの業界推定値よりも低い。今のところ、プラントは 2021 年 4 月に運転を開始したばかりであるため、これが本当に達成できたという確証はない。CCGT はガスタービン・コンバインドサイクル発電を意味する。USC は超々臨界圧発電方式石炭火力発電所の排出係数を意味する。USC 発電所は最高効率の石炭火力発電所と考えられている。

さらに重大な点として、既存の石炭火力発電所では IGCC 技術を導入することは不可能である。既存の石炭火力発電所を利用可能なアンモニア混焼とは異なり、既存の石炭火力発電所を IGCC に改修するには法外な費用がかかる。つまり、IGCC への追加投資は、日本における新設石炭火力発電所の設置に等しい。これは日本の全体的な気候関係の目標と矛盾し、日本をネットゼロの方向へもっていくためにグリッド電子放出を減らす効果が皆無であるだけでなく、将来的には膨大な座礁資産になりかねない。座礁資産リスクが最も如実に示されるのは、2030 年の新設 IGCC プラントの発電コストを考えた場合である。炭素価格を IEA NZE に従う 130 ドル/tCO₂ と仮定すると、IGCC プラントの LCOE は 200 ~ 300 ドル/MWh (図 3.4) となり、これは日本の電気料金の 2 倍に近い。

低位発熱量 (LHV) 基準で 42% という平均 USC 熱効率に対し、IGCC は 46 ~ 50% の効率を達成できる⁵⁴。これは同じ発電量を得るために燃焼される石炭量が減少することを意味し、従って、単位発電量あたりの排出量が減少する。潜在的な排出量削減効果が見込まれるにもかかわらず、図 3.5 に詳しく示すように、IGCC プラントからの排出量はやはりガス火力発電所の倍近くにとどまり、IEA の NZE で構想するネットゼロに向けた経路からは大きくはずれることになる。このため、燃焼前 CCS を導入しない IGCC は電力部門の脱炭素化を目的とする選択肢のリストには入らない。

さらに懸念されるのが IGCC のライフサイクルの影響である。石炭ガス化の重要な利点の 1 つが、多様な石炭品位、特に低品位の褐炭と亜瀝青炭を利用する能力である。さらに、IGCC プラントにおいて灰の融点は低いため、低品位の石炭は IGCC プラントに適している。褐炭は一般に世界で最も汚染がひどくエネルギー効率が低い燃料と見なされている。さらに、褐炭に関しては、局所的大気汚染、鉱山付近の土壌品質問題、上流でのメタン漏洩をはじめ、その他の多数の環境的外部要因をめぐる懸念がある。近年、気候変動防止運動に広がり、最終利用者がよりクリーンな代替燃料を求めるようになり、この燃料の需要が低下している。しかし、電力部門で石炭ガス化が主流の地位を獲得した場合、この業界が再活性する可能性があり、有害な褐炭のバリューチェーン全体で炭素排出量が急増する恐れがある。この動きは世界的な気候変動防止運動に対する打撃になりえる。

54 酸素吹き IGCC の熱効率が 46% と推定されるのに対し、空気吹き IGCC は 48 ~ 50% の熱効率を達成できる。酸素吹き技術を利用した大崎クールジェン実証プラントで 42.5% (LHV) の効率が記録されたのに対し、空気吹き IGCC を採用した勿来 10 号機実証プラントでは 42% (LHV) の効率が達成された。これは USC 石炭火力発電所と比較して特に排出削減効果はないことを示唆する。これらの実証プラントでの効率低下は縮小された規模が原因だという説がある。実際、勿来 IGCC では、商用規模の酸素吹き IGCC は LHV 基準で 48% の効率を達成できたと主張している。

IGCC に関する他の課題

過去に石炭ガス化 IGCC プラントでは、安定した利用可能性を達成するために 3～5 年を要した。安定運転に達する前に、発電所のパラメータを同期させるための「デバッグ」期として、長期の立ち上げ期間が必要になる。2011 年の GreenGen プロジェクトの立ち上げ期間中、プロジェクトは安定性をめぐるさまざまな問題に直面し、プラント事業者は装置サプライヤーと協力して相当の微調整作業と取り組む必要に迫られた。この問題はプラントシステムの調整を繰り返した後に解決したが、最適条件に達するにはさらに 3 年を要した。後続の新しいプラントでは、この微調整期間を約 1～3 年に短縮することができたが、他の発電技術と比較すると、やはり長過ぎると考えられている。

立ち上げの遅さとは別に、IGCC プラントは信頼性の問題にも直面している。エドワーズポートでの運転問題は同プラント固有の問題ではなく、他のさまざまな IGCC プラントが信頼性に関する同様の問題を経験してきた。第二世代 IGCC プラントの 1 つ、ウォバッシュ川 IGCC はガス化装置をめぐる問題により何度も発電所の運転停止に直面し、オランダのブヘナム IGCC では、統合の問題が運転の重荷になっている。発電所が停止すると、発電の中断および修理と保守の高コストにより IGCC プロジェクトのコストが上昇するため、電気料金に直接影響する。

それぞれの IGCC プラントでの運転障害はそのプラント独特であるが、装置の故障はガス化装置とタービンの機構で何度も起きており、そういったいくつかの共通点も存在する。世界的にガス化装置の商業適用例は少なく、この技術はまだ大規模展開に必要な成熟度を達成していない。天然ガスと合成ガスの異なる燃焼特性により、ガスタービンメーカー側も、合成ガスタービンの安定した運転を確保するには至っていない。利用可能性を改善するために、一部のプラントは予備燃料として天然ガスを燃焼するか、または追加のガス化装置を設置している。これらの仕組みの追加は、IGCC のコストの一層の上昇という結果にしか至らない。新たなガス化装置または空気分離設備などの新たな設備の追加も、プラント自体のエネルギー消費量の上昇につながり、プラントの収益性をさらに低下させる。

結論

石炭ガス化 IGCC はすでに数十年前から存在しているにもかかわらず、証明済みの確実な成績例はいまだに存在していない。50 年の存在期間中に、IGCC 技術に対する関心は盛衰を繰り返しており、まず 1990 年代に汚染物質制御の可能性が、そして再び 2000 年代に排出削減の可能性が関心を浴びたが、石炭ガス化がメインストリームの注目を浴びたことは一度もない。これは本稿で注目するこの技術をめぐる技術上・経済上のさまざまな課題を象徴する点である。IGCC は新しい技術ではない。業界はすでに二度、この技術を諦めている。商業化の試験に二度も失敗している時代遅れの技術を後押しすることに日本が自信を持っているという事実は、まことに憂慮される。さらに、スタンドアロンの IGCC の排出に関する成績は、石炭火力発電所をわずかに上回るのみであり、気候問題に関する目標に有意義に貢献をする可能性は低い。他の発電施設と比較して特に明瞭な優位点があるわけではなく、IGCC は日本の電力部門で効果的に競争することはできない。その結果、風力や太陽光発電などのコスト競争力を持つゼロカーボン代替技術が存在する中で、IGCC プラントは時代遅れになる。

05 二酸化炭素回収・ 利用・貯留 (CCS)

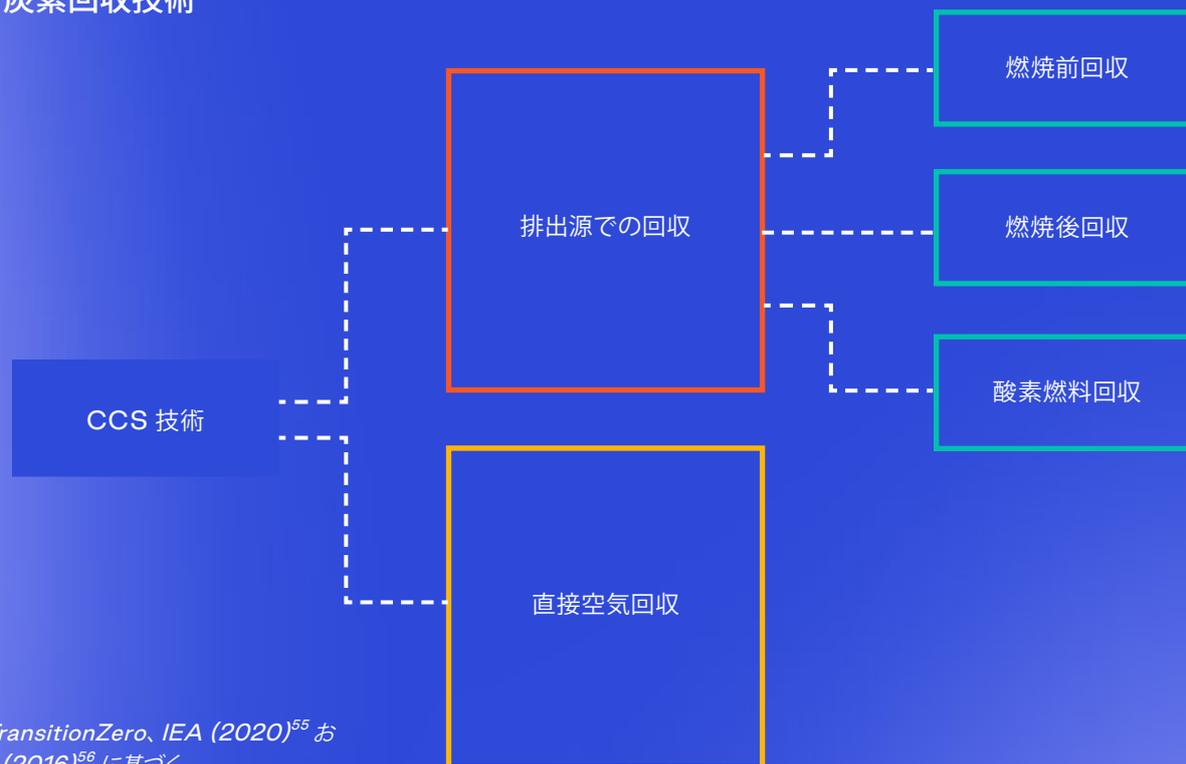
要旨

- 1 二酸化炭素回収・利用・貯留 (CCS) には、ネットゼロ経済で果たすことができる役割がある。しかし、派手な報道にもかかわらず、電力部門における CCS の利用は限られており、2021 年に運転中の事業は 1 件のみである。
- 2 日本では二酸化炭素貯留容量がきわめて小さく、ほんの 10 年ほどで枯渇しかねない。日本は二酸化炭素貯留潜在力が低いため、その利用については慎重に優先順位を設定する必要がある。
- 3 現在と過去の事業に関し、CCS 適用によるエネルギー効率低下の範囲は 23% から 30% である。そのような寄生的エネルギー消費により、財務収益が減少する。
- 4 この技術を支えるインフラストラクチャがないことにより、日本の CCS プロジェクトは許可、ライセンス、その他の事業開発費に関係する隠れた多額のコストに直面する。その結果、石炭火力発電所に CCS を後付けするために、コストが 74 ドル/tCO₂ ~ 169 ドル/tCO₂ の範囲で膨張する。
- 5 CCS が CCS 対策なしの化石燃料に対してコスト競争力を持つようになるまでに、再生可能エネルギーとの競争に負けてしまうため、電力部門での CCS の気候問題に対する効果は不十分だと考えられる。
- 6 国内の二酸化炭素貯留地の保全に関する懸念から、日本における CCS バリューチェーンの整備が妨げられることも考えられる。炭素の漏洩は日本の海洋生物の多様性に重大かつ潜在的に回復不能なダメージを与える可能性がある。しかし、二酸化炭素貯留に関して特に日本を対象とした文献は少ない。日本におけるリスクを理解するには、さらなる研究が必要である。
- 7 太陽光発電や陸上風力などの成熟した再生可能エネルギー発電という形で、電力部門で競争力のある代替エネルギーが存在することを考慮すると、CCS はエネルギー混合において石炭を維持するためのサステナブルなソリューションではない。日本の少ない貯留容量は排出削減が困難な産業部門の CCS に使用する方が賢明である。

背景

CCS とは、主に塩水性帯水層または他の貯留地層に二酸化炭素排出量を回収し、永久貯留することを目的とする技術群を指す。二酸化炭素排出量の回収には、排出源での回収と空中からの直接の回収という主に 2 種類の方法がある。過去 2～3 年に注目を浴び始めたばかりの直接空気回収と比べ、排出源で二酸化炭素を回収する在来型の CCS 適用技術は数十年前から存在する。図 4.1 に詳しく示すように、施設で排出を回収する CCS 技術は、どの段階で二酸化炭素を回収するかに基づき、燃焼前排出回収、燃焼後排出回収、酸素燃料回収の 3 種類に分類される。

図 4.1 炭素回収技術



引用元：TransitionZero、IEA (2020)⁵⁵ および IEA (2016)⁵⁶ に基づく

燃焼後回収は従来から発電所で使われている。これらのシステムでは、燃料（石炭またはガス）の燃焼後に排ガスから二酸化炭素が分離される。燃焼後回収においては、通常、二酸化炭素はアミン系溶剤を使用してガスから分離される。これは、炭素回収技術の中で最も成熟した技術と見なされる。物理溶剤、分離膜、化学吸着剤、物理吸着剤を使用する他の方法も利用できる。燃焼後回収は製鉄所の溶鉱炉でも使われる。

燃焼前回収では、燃料を燃焼する前に燃料をガス化し、二酸化炭素を分離して除去する。燃焼前回収は産業施設で使われることもあるが、発電への適用に関しては、燃焼前回収は試験台的段階にとどまっている。燃焼後回収と同様に、多種の溶剤と吸着剤を利用できる。燃焼前回収はしばしば IGCC 適用と共に議論される。燃焼前回収を導入した IGCC プラントの構成では、二酸化炭素は貯留のために、水素は水素経済での再使用のために、別々に回収することができる。

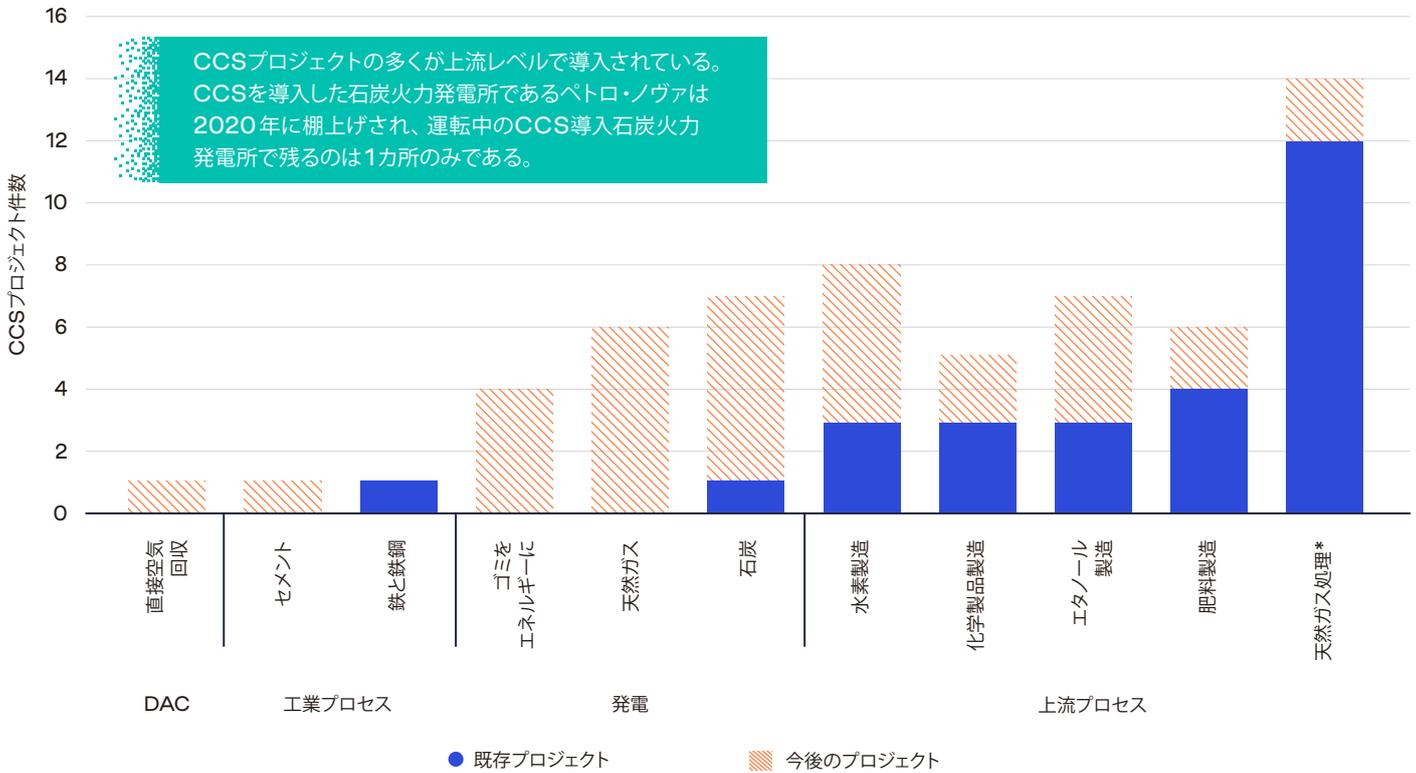
酸素燃料回収は CCS 技術群に新たに加わった技術である。燃料はほぼ純粋な酸素環境で燃焼されるため、排出される二酸化炭素の気流が集中し、回収しやすくなる。

直接空気回収 (DAC) は名前が示唆するように、二酸化炭素を空気中から直接回収する。DAC システムはさらに液体回収システムと固体回収システムに分類される。液体 DAC システムでは、空気を化学溶液中を通過させることで、二酸化炭素が空気から分離し、回収後、大気中に放出される。一方、固体 DAC システムでは、固体吸着剤のフィルターを使用し、二酸化炭素と化学結合させる。次にフィルターを加熱すると、集中した二酸化炭素の気流が放出され、容易に回収・貯留される。

現在、CCS プロジェクトで回収された二酸化炭素の約 30% が貯留され、残りは CCU 適用で利用される。CCS プロジェクトの多くが原油増進回収に二酸化炭素を利用し、油井/ガス井の圧力を上げ、流量を増やすために二酸化炭素を油井やガス井にポンプで注入する。回収した二酸化炭素の 5% 未満が工業プロ

セスで使用される。発電における CCS 適用に関する誇大な宣伝にもかかわらず、CCS を導入した石炭火力発電所で運転中のものは 1カ所のみである (図 4.2)。ほとんどの運転中の CCS プロジェクトでは、上流の製造プロセスに重点を置いている。

図 4.2 運転中の CCS プロジェクト



引用元：グローバル CCS インスティテュートのデータ⁵⁷、TransitionZero による分析

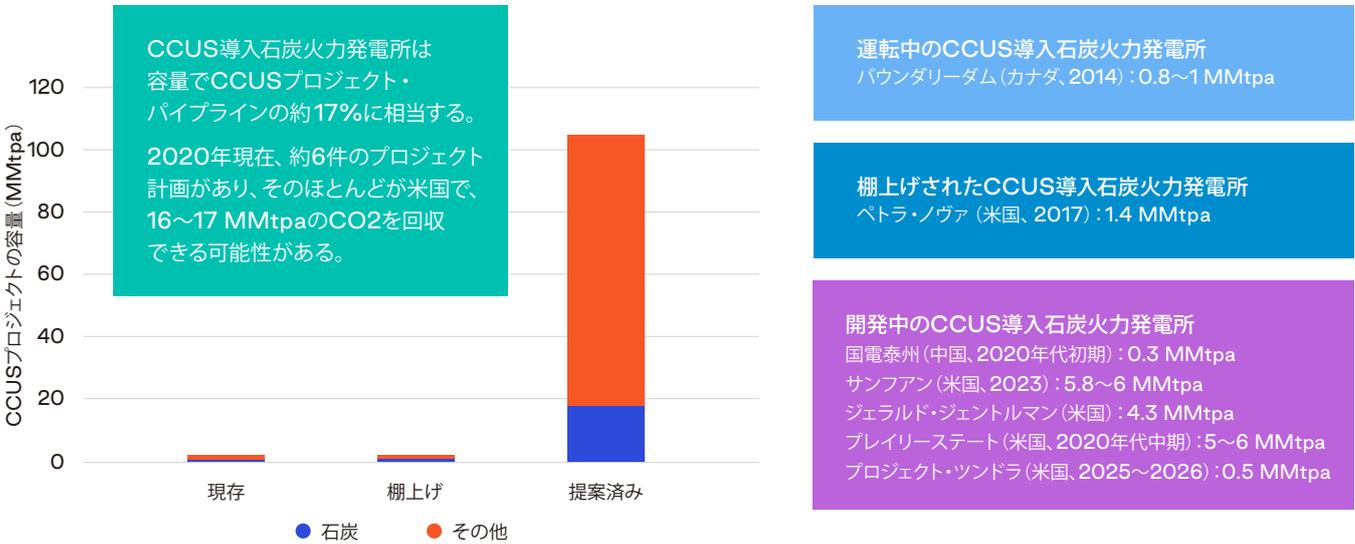
注：ペトラ・ノヴァ・プロジェクトでは、回収された二酸化炭素を EOR に使用していた。原油の長期的な低価格が原因で、NRG は 2021 年 6 月からプロジェクトを永久に棚上げすると発表した。

カナダのバウンダリーダム CCS プロジェクトは、これまで唯一の運転中の CCS 導入石炭プロジェクトである。2014 年以来運転されてきたこの 110 MW 石炭火力発電所には、建設に 15 億ドル以上、改装に 3 億 5,400 万ドル、CCS システムに 12 億ド

ル以上の費用が費やされた。このプロジェクトでは、最も成熟した二酸化炭素回収プロセスの 1 つである、アミン系吸収剤による燃焼後二酸化炭素回収を利用している。

石炭プロジェクトに対する CCS 後付け計画が約 6 件あり、容量において CCS プロジェクト・パイプラインの約 17% に相当する (図 4.3)。すべてのプロジェクト案でアミン系吸収剤を使う燃焼後回収技術が使用されている。

図 4.3 CCS 導入石炭火力発電所



ブリッジポート・ムーニーズ (オーストラリア) は混成開発プロジェクトであるため除外

	容量 (MMtpa)		初年度	タイプ	国	回収タイプ	貯留タイプ
バウンダリーダム 3 号機	0.8	1	2014	改装	カナダ	アミン系吸収剤を使う燃焼後回収	EOR、圧入井
ペトラ・ノヴァ炭素回収	1.4	1.4	2017	改装	米国	アミン系吸収剤を使う燃焼後回収	EOR
国電泰州発電所炭素回収	0.3	0.3	2020 年代初期	改装	中国	アミン系吸収剤を使う燃焼後回収	EOR
サンフアン	5.8	6	2023	改装	米国	アミン系吸収剤を使う燃焼後回収	検討中
プレイリーステート	5	6	2020 年代中期	改装	米国	アミン系吸収剤を使う燃焼後回収	専用貯留地質
プロジェクト・ツンドラ	0.5	0.5	2025 ~ 2026 年	改装	米国	アミン系吸収剤を使う燃焼後回収	専用貯留地質
ジェラルド・ジェントルマン	4.3	4.3	2020 年代中期	改装	米国	アミン系吸収剤を使う燃焼後回収	検討中

引用元：グローバル CCS インスティテュートのデータ⁵⁸、TransitionZero による分析

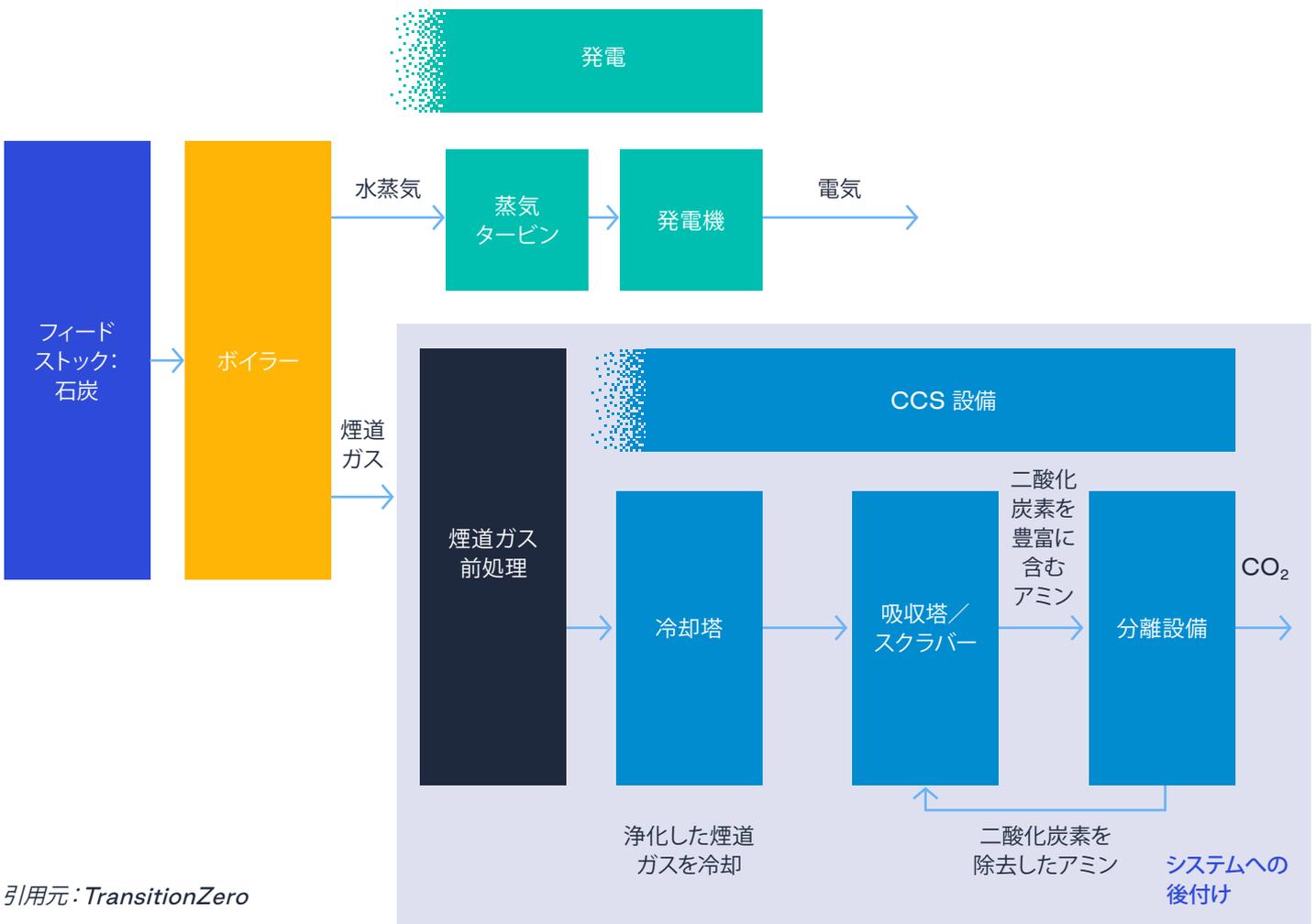
注：ペトラ・ノヴァは 2020 年に棚上げにされた。ブリッジポート・ムーニーズ CCS (オーストラリア) は、さまざまな発電および工業プロセスを目的とする CCS 適用で構成された混成開発プロジェクトであるため、石炭火力発電所での CCS プロジェクトの一部には含めなかった。

燃焼後 CCS

石炭火力発電所での CCS 事業案のほとんどが、アミン系吸収剤を使う燃焼後回収技術を利用している。アミン系吸収剤を使う燃焼後 CCS 装置を導入した石炭火力発電所の典型的なプロセスを図 4.4 に図示する。ボイラーシステムから排出される煙道ガスは、最初に前処理システムを通過した後、冷却システムで水を使い、約 30 ～ 40℃まで冷却される。冷却した煙道ガスは吸収またはスクラバー塔を通過する。吸収塔中で煙道ガスが

上昇するのに対し、アミンは塔の底に沈む。二酸化炭素がアミン溶液と結合し始めると、吸収した二酸化炭素を豊富に含むアミンが塔の底に集まり、それが分離装置に送られる。分離装置中で、二酸化炭素を含むアミンが約 120℃に加熱され、二酸化炭素が分離される。その後、二酸化炭素を失ったアミンは、吸収塔で使用するために再資源化される。燃焼後回収システムの1つの優位点は、改装が容易であるという点である。CCS システムは、単に煙道ガス再処理装置およびそれに対応する二酸化炭素回収装置を追加することで、既存の石炭火力発電所に容易に後付けすることができ、その他の発電所に対する影響は最小限に抑えられる。

図 4.4 アミン系吸収剤を使う燃焼後 CCS システムを導入した石炭火力発電所の図解



燃焼前 CCS

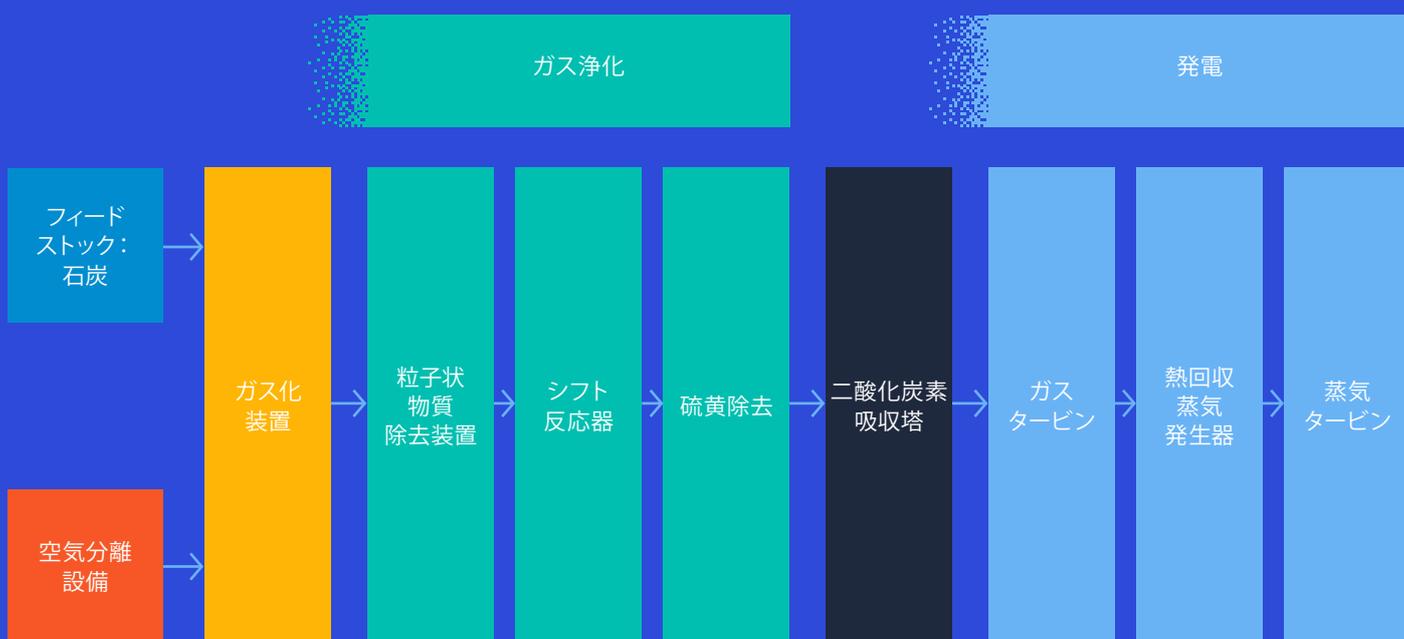
燃焼前回収は IGCC 適用においてのみ利用可能である。CCS を導入した IGCC プラントは、典型的な IGCC の構成とほぼ同様であるが、図 4.4 と同様の二酸化炭素回収装置が追加される。浄化された合成ガスは二酸化炭素除去システムを通過し、そこで二酸化炭素は貯留のために、水素は水素経済での再利用のために、別々に回収される。

ケンパー郡 (米国) や GreenGen (中国) など、数回にわたる試みにもかかわらず、IGCC+CCS 実証プロジェクトは 1 件も成功していない。しかし、既存の文献に基づき、燃焼前回収は回収時の二酸化炭素の濃度により、燃焼前回収よりもコストが下が

ると予想される。燃焼後システムでは、低圧で希釈された気流 (5 ~ 15% 濃度) から二酸化炭素を回収しなければならない。それに対し、IGCC 構成での燃焼前回収では、高濃度・高圧で二酸化炭素を回収するため、回収効率が上昇する⁵⁹。よって、燃焼前システムは回収される二酸化炭素のトン当たりドル価格で、CCS コストの低減を達成できると期待されている。

しかし、燃焼前 CCS を IGCC システムと完全に統合させる必要があり (図 4.5)、燃焼前回収のための既存施設の改装には法外なコストがかかるため、利用はほとんど常に新設プラントに限られる。燃焼前システムには、技術的な複雑さもあり、プラントの性能に影響を与え、運転コストに悪影響を与えるおそれもある。それと比較すると、他の発電所にほとんど影響がない燃焼後回収の方が好ましい。

図 4.5 アミン系吸収剤を使う燃焼後 CCS システムを導入した IGCC プラントの図解



引用元: TransitionZero

囲み 4.1 日本の CCS

日本は CCS の研究で世界の最先端の位置を確立し、電力と産業両方の適用のさまざまな CCS 実証プロジェクトを実施している。このセクションでは、日本の主な CCS 実証プロジェクト例を取り上げる。



勿来 IGCC (燃焼前回収、電力部門)

勿来 IGCC プラントの竣工成功後、事業者は近海の海底下に存在する枯渇ガス貯留層に近いこの地を CCS プロジェクトの立地として調査し、二酸化炭素貯留の適地とみなしている。化学吸収プロセスを使う燃焼前 CCS システムが選ばれたが、2011年の東日本大震災後、事業は中断された⁶⁰。



大崎クールジェン IGCC (燃焼前回収、電力部門)

現在、大崎クールジェンプロジェクトは第 2 段階を迎え、燃焼前 CCS の実証試験を実施中である。このプロジェクトは EAGLE パイロットの最初の試験に基づき実施され、物理吸着プロセスを使い、90% を超える回収率の達成を目標とする⁶¹。専用の二酸化炭素貯留地はなく、回収した二酸化炭素は、温室や石炭灰重量ブロックへの使用により再資源化される⁶²。この実証プロジェクトの最終段階では、合成ガスを使う燃料電池のテストベッド試験を実施する。



苫小牧 CCS (燃焼後回収、産業部門)

苫小牧 CCS は日本初の CCS 実証プロジェクトであり、回収、輸送、貯留を含む CCS バリューチェーン全体を対象としている。事業の一部として、二酸化炭素は北海道苫小牧市の製油所に建設された水素製造設備で回収された後、パイプで送って圧縮され、永久に貯留するために沖合の塩水性帯水層に注入される。二酸化炭素の注入は 2016～2019 年に行われ、3 年間の事業期間内に累積で 30 万トンの二酸化炭素が回収された⁶³。CCS 設備での漏洩の監視は、観測井と地震探査を通じ、2016 年の事業開始から 2020 年まで続けられた。震度 6.7 の地震を経験したにもかかわらず、苫小牧 CCS プロジェクトでは二酸化炭素の漏洩は発生せず、日本での CCS 貯留の安定性に対する自信が強化された。

CCS に関する他の課題

貯留の限界

CCS 適用に関し、日本は貯留用の立地の不足という厳しい制約に悩んでおり、今後の脱炭素化の行程を支えるには、CCS 適用について慎重に優先順位を定める必要がある。電力部門にはコスト競争力がある再生可能エネルギーが存在するため、日本は重化学工業のような環境対策が困難な部門を優先することで、限られた CCS 能力の最大利用に努める必要がある。

現状では、日本における二酸化炭素貯留潜在力について実質的なコンセンサスは無い。2009 年の調査では、日本の技術的二酸化炭素貯留潜在力を約 146 GtCO₂ と見積もっているが⁶⁴、他の調査では、日本の推定技術貯留量を 28～197 GtCO₂ としている⁶⁵。しかし、注意を要する点は技術的可能性と経済的可能性の違いである。つまり、技術的には高い可能性があるものの、財務および運転上の制約により、技術的可能性のすべてを実現できるとは限らない。2021 年の CCS グローバルステータス・レポートでグローバル CCS インスティテュートは、日本の技術的貯留潜在力である 152 GtCO₂ のうち商業的に利用可能

な部分は 3% に限られ、残りの 147 GtCO₂ の能力はさまざまな度合いで不経済であると推定した⁶⁶。

RITE はネットゼロ分析で CCS 貯留潜在力に関し、それよりもはるかに慎重に見積もった結果、11.3 GtCO₂ と推定し⁶⁷、これは 2009 年に示された技術的潜在力の約 8% でしかない。技術的貯留潜在力として 115 GtCO₂ というベースケース推定値を採用し、技術的潜在力の 10% を経済的に利用可能であると仮定すると、日本の「炭素予算」は 11.5 GtCO₂ になる。日本の電力以外の排出プロファイルが IEA の持続可能な開発シナリオに従い、日本が電力部門からの排出に関する現在の軌道を継続するとすれば、日本の国内貯留地は約 10 年で枯渇する。限られた貯留施設および炭素取引の欠如により、日本は貯留地の配分を慎重に行う必要がある。電力部門には風力や太陽光発電などの既存の代替エネルギーが存在する中で、貴重な貯留能力は電力部門ではなく、環境対策が困難な部門のために確保する方が賢明と考えられる。

”日本が電力部門からの排出に関する現在の軌道を継続するとすれば、日本の国内貯留地は約 10 年で枯渇する。

囲み 4.2 二酸化炭素再資源化および二酸化炭素取引

利用可能な二酸化炭素貯留能力の不足により、日本政府はカーボンリサイクル政策を通じ、多様な製品に対する原料およびフィードストックとしての二酸化炭素の使用を推進しようとしてきた。この政策は METI カーボンリサイクル推進室が主導し、2019 年 6 月に発表されたカーボンリサイクル技術ロードマップをガイダンスとして実施される。

回収した二酸化炭素をさまざまな工業プロセスで利用可能にするための技術的飛躍を遂げない限り⁶⁸、カーボンリサイクル政策が真に支持を得られるのは、回収コストの低下を達成できた場合に限られる。現在の 40 ドル/tCO₂ という回収コストでは、カーボンリサイクル政策がニッチ適用を越えて発展する見込みは低い。現に、日本はカーボンリサイクルの商業的適用をまだ実現しておらず、ほとんどの事業が農業用温室での二酸化炭素利用などの小規模な利用にとどまっている。

日本が注目したもう 1 つの代替策が二酸化炭素取引である。日本は二酸化炭素を海外の CCS プロジェクトに輸出するための新たな機会の開拓を目的とし、CCS 商業化に関する研究開発および投資を進めるために、さまざまな地域内および国際的な協力合意を先導してきた^{69, 70}。その一方で、日本は東南アジア諸国連合 (ASEAN) に対して多額の投資を行い、貯留用の二酸化炭素のこれら諸国への輸出を目的として、二酸化炭素の輸送・貯留ネットワークの可能性を探り、地域内での発生源と吸収源のマッピングを実施しようとしてきた。しかし、そのような CCS ベースの取引をいかに実現するかに関しては、いまだに正式な取り決めも議論も行われておらず、商業的な事業は数十年先になるのではないかとと思われる。

64 Kearns et al (2017)

65 Kearns et al (2017)

66 Global CCS Institute (2021)

67 RITE (2021)

68 METI (2021)

効率低下という代償

回収プロセスで電気、水蒸気、熱のいずれかの形で追加エネルギーが使われるため、二酸化炭素回収は常に効率/エネルギー面での代償を伴う。この「寄生」エネルギー消費により、販売に利用可能な電気が減少し、プラントの収益性が低下する。最終的に、エネルギーに対する重い代償の存在により、CCS プロジェクトは経済的に実行不可能になる可能性がある。

CCS 適用における効率低下率は技術により変動し、20% という過度な低下⁷¹ から、この種では最高の技術的潜在力を想定

した場合の9%⁷²までと大幅な差がある。電力部門で既存のCCS プロジェクトがないため、CCS を導入した石炭火力発電所で予測される効率低下を数値化することは難しいが、ペトラ・ノヴァ石炭火力発電所での経験では、最大30%という途方もない値が示唆され⁷³、バウンダリーダムでは、それよりも若干改善された23%であった⁷⁴。このような予想を超えるエネルギー面での代償は、プラントの性能と収益性に直接的な影響を与える。

CCS のコスト

1970年代初期のEORに対する最初のCCS適用以来、CCSの支持者はCCSがすぐに商業的に飛躍を遂げる技術としてCCSを宣伝してきた。この技術の商業化のために何を行う必要があるかという観点から、過去20年間を通じて何度も調査を実施してきたにもかかわらず、2021年現在、CCSを導入した石炭火力発電所で運転中のものは世界で1箇所しかない⁷⁵。

高コストが原因で、CCSプロジェクトの商業的実行可能性は政策支援に依存する部分が大きく、世界的にCCSプロジェクトの普及が遅い理由はそれで説明できる。CCSのコストは回収コストと貯留コストに分かれる。回収コストは使用する回収技術の選択により変動する。日本では、アミン溶剤を使う化学吸収が技術的に最も成熟しており、費用対効果が高い。METIはこの技術を用いた燃焼後回収の現時点の回収コストを4,000円/tCO₂(36ドル/tCO₂)と想定している。METIの推定値は、燃焼前回収で25ドル/tCO₂、燃焼後回収で40ドル/tCO₂というIEAの回収コスト推定値よりも若干低い⁷⁶。

日本の貯留コストを推定することは、それよりもはるかに難しい。地理学上の制限により、日本は沖合の含塩層での貯留しか検討できない。そのような適用では、立地ごとの分析が必要なため、CCSのコストについては各地の特殊性が強い。このため、本稿の分析では国際平均値を使用した。

METIとIEAの回収コスト推定値を使い、輸送と貯留のコストを20ドル/tCO₂と仮定すると、推定CCSコストは40ドル/tCO₂～60ドル/tCO₂となる。TransitionZeroの推定CCSコストはこれよりもかなり高く、改装による燃焼後回収については74ドル/tCO₂から169ドル/tCO₂、燃焼前CCSを導入した新設IGCCでは53ドル/tCO₂から114ドル/tCO₂の範囲である。

METIおよびIEAの数値とTransitionZeroのコスト推定値の差は、CCSプロジェクト開発のさまざまな隠れたコストから生じる。METIおよびIEAの数値では、各技術固有のコストに重点を置く傾向があり、主に各技術固有の費用関数で構成されるのに対し、TransitionZeroの推定値はすべてのプロジェクト関連費を内包している。これは効率低下、CCSシステムの寄生的エネルギー消費による追加燃料費、許可、ライセンス、その他のプロジェクト開発費に伴う追加費用に関係する隠れたコストを含む。

71 CRS (2021)
72 IEA (2016)
73 IEEFA (2015)

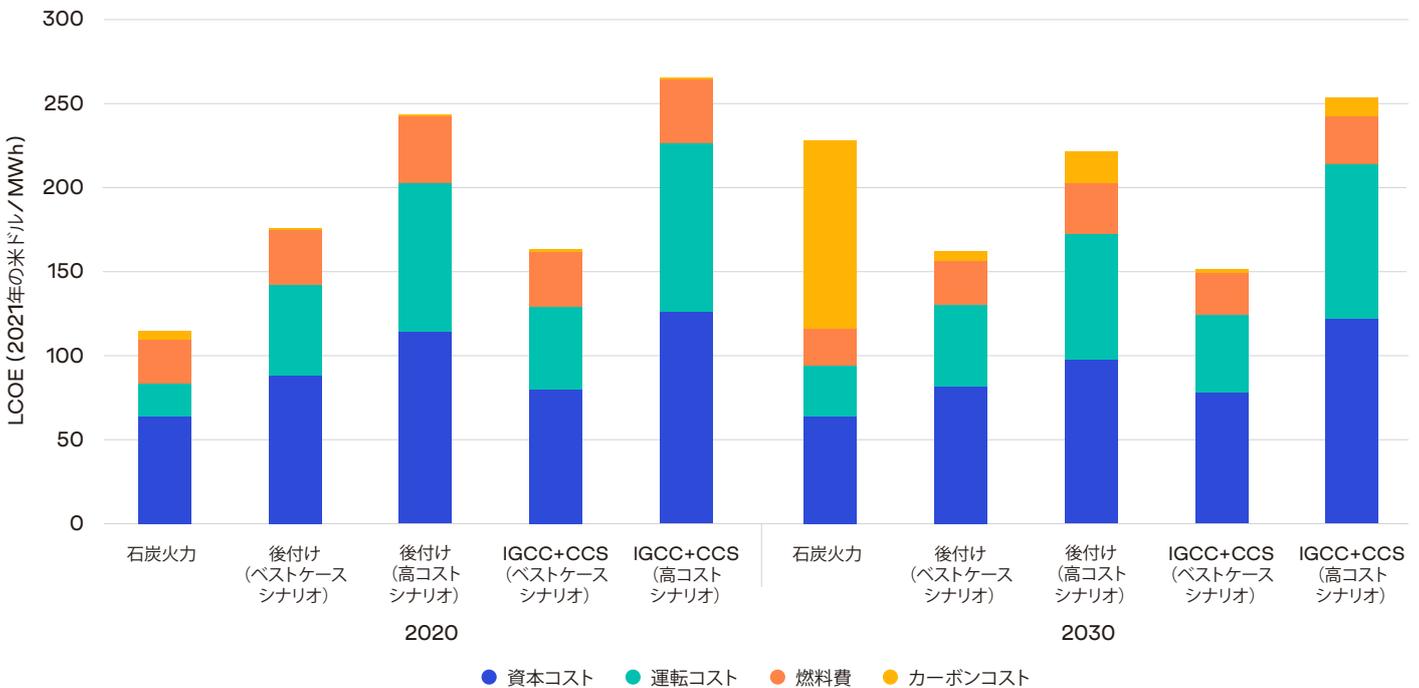
74 NETL (2019)
75 Global CCS Institute (2021)
76 IEA (2021c)

LCOE の評価

コスト 15 億ドルの 110 MW のバウンダリーダム・プロジェクトおよびコスト 10 億ドルの 240 MW のペトラ・ノヴァ・プロジェクトでの経験は、プロジェクト開発の隠れたコストの高さを示唆している⁷⁷。隠れたコストの高さにより、CCS を導入した石炭火力発電所の平均 LCOE は 200 ドル/MWh を超える。これは CCS 適用が商業化からほど遠いことを明瞭に示している。総合的に見ると、CCS を導入した石炭火力発電所では、2030 年までに 100 ドル/MWh のコスト目標を達成するには、毎年 5 ~ 10% のコスト低減が必要になる。これは 2010 年代初期の太陽光発電で経験した急激な値下がりに近い。しかし、太陽光発電と異なり、電力部門における CCS 適用には規模拡大による費用縮小がないため、同様の広い普及は見込めない。

燃焼前回収では、高度なカスタマイズとシステム同期を要するため、CCS 導入 IGCC プラントではプラグアンドプレイ方式の機会が限られるのに対し、燃焼後回収では、日本での CCS インフラストラクチャ不足により大規模な拡大が制約を受ける。これは石炭火力発電所の開発業者/運営事業者が、回収後の二酸化炭素の下流での利用に関して独自のソリューションを模索しなければならないことを意味する。これには輸送、貯留、利用の選択肢を手配することが含まれる。このため、日本の電力部門の CCS プロジェクトについては、少なくとも CCS エコシステムが整備され、ソーラーパネルを送電網に接続するような下流でのアクセス可能性を CCS プロジェクトが獲得するまでは、カスタマイズのニッチ市場の一部という状態が続き、その間は、規模拡大による費用縮小がなく、CCS 適用は少なくとも 2030 年代になるまで、コスト高の状態が続くことになる。

図 4.6 石炭火力発電所の CCS 適用の LCOE



			CCS 後付け			IGCC+CCS		
			低コスト	ベースケース	高コスト	低コスト	ベースケース	高コスト
2020	追加コスト	ドル/MWh	65	102	33	39	56	76
	CCS のコスト	ドル/tCO ₂	74	123	169	53	80	114
2030	追加コスト	ドル/MWh	40	66	87	39	46	60
	CCS のコスト	ドル/tCO ₂	46	79	111	53	65	89

引用元: TransitionZero

注:石炭火力発電所の改装に関する回収率は、ベースケース・シナリオでは 95%、低コスト・シナリオでは 99%、高コスト・シナリオでは 90% と仮定した。

環境問題

気候変動に関する政府間パネル (IPCC) は、貯留地層に注入された二酸化炭素が数世紀にわたり安全な貯留状態を維持するという主張を支持している⁷⁸。しかし、二酸化炭素貯留地の保全および二酸化炭素の漏れ、つまり二酸化炭素漏洩が発生した場合の環境への影響の可能性をめぐる深刻な懸念は残る。日本の二酸化炭素貯留地の大部分が深海の沖合海底にあり、そこでは感知される公共リスクが低く、環境曝露が少ない。現在まで、沖合二酸化炭素貯留地につき日本に特化したリスク評価は行われていない。このため、TransitionZero は、北海の沖合二酸化炭素貯留地に関して以前に実施された調査に基づき、日本にとって学べるべきものがあるかを検討する。

気候問題に加え、沖合貯留地での二酸化炭素漏洩も周辺海水に対して悪影響を与え、海水の酸性が上昇する。二酸化炭素漏洩が海洋生物多様性に直接与える影響は、海水の温度、深さ、既存の化学組成などのさまざまな要因に基づくため⁷⁹、日本の条件で北海での経験から学べることは少ないかもしれない。日本に特化した調査を実施しない状況においては、海洋の酸性化は海洋生物多様性に対して悪影響を及ぼすというのが公正であろう⁸⁰。ただし、全面的な影響の度合いはほとんど未知の状況である。

北海に関して実施されたリスク評価に基づき、キャップロックからの二酸化炭素漏洩の可能性は無視できる程度である。しかし、

断層や割れ目からの二酸化炭素漏洩の可能性があり、その場合、貯留された二酸化炭素が貯留地内で流動し、やがて透過性の高い領域に入り、二酸化炭素が漏洩する。英国での研究によれば、潜在的な漏洩速度は $1 \text{ tCO}_2/\text{日}$ から $1,500 \text{ tCO}_2/\text{日}$ の範囲であり、持続期間は 1年から 100 年の間と考えられる⁸¹。ただし、この研究では、各立地により蓋然性が異なる程度が高いため、潜在的に起こりうる漏洩の不確実性には、きわめて広い幅があることも認めている。

日本は二酸化炭素の沖合貯留地を追求しているが、それについては日本が経験する高頻度の地震活動という、さらなる懸念も生じる。日本列島はさまざまな大陸プレートおよび海洋プレートが交差する場所に位置し、地震が頻繁に発生する。震度の高い地震が頻繁に発生するため、キャップロック中で断層と割れ目の増加が考えられ、二酸化炭素漏洩リスクが上昇する。

現状では、二酸化炭素貯留地の保全および二酸化炭素漏洩が海洋生物多様性に与える影響に関し、日本特有の知識においてはまだ重大な差が存在する。その意味するリスクは主に、「何が分からないのかすら、分からない」という意味でのリスクである。日本における沖合海底 CCS 貯留地の運営に関し、予測可能なリスクの受け入れを可能にするには、さらなる研究が必要である。

苫小牧CCS実証試験センター(日本)



78 IPCC (2005)
79 IPCC (2014)

80 IPCC (2014)
81 Jewell and Senior (2012)

結論

二酸化炭素貯留能力が限られている状況で、日本は支援する部門に関して賢明な選択をし、利用可能な容量を配分する必要がある。CCSが電力部門での排出削減に役立つ可能性はあるが、根本的な脱炭素化を支えるには、工業プロセスなどの環境対策が困難な部門でのCCS整備と比較し、CCSの利用を慎重に検討すべきである。

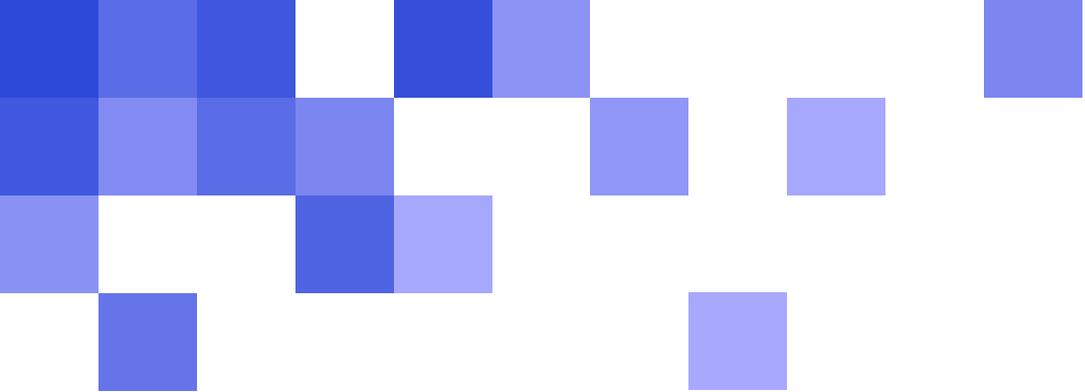
電力部門でのCCSプロジェクトの商業化に対し、今後もコストが重要な障壁として残る。技術ベースのコストは約40ドル/tCO₂という穏当なものになると予測されるが、日本のCCSエコシステムの欠如は、石炭火力発電所の運営事業者と開発者が、さまざまなプロジェクト開発関連費用を内製化しなければならないことを意味する。このような隠れたコストには、二酸化炭素貯留適地の選択、二酸化炭素輸送の選択肢、許可とライセンスに関係する費用などが挙げられる。これらの隠れたコストにより技術コストが倍増し、CCS導入石炭火力発電所のLCOEが膨張することが考えられる。

さらに、プロジェクトの7～8年という長期のリードタイムおよび日本のCCSエコシステムの欠如により、来たる2030年の気候目標達成に向けてCCSプロジェクトの急速な大規模化を期待することは現実的とは言えない。従って、CCSは長い目で見た日本の技術群の一部としてのみ利用可能になるが、それまでには低炭素の代替エネルギー、特に低コストの再生可能エネルギーがコスト優位性を獲得しているであろう。

特に、燃焼前CCSシステムと併用するIGCCの使用については、代替エネルギーと慎重に比較考量すべきである。プラントシステム全体の統合の必要性により、CCSは既存のIGCCプラントに後付けすることができない。この技術への継続的な投資は、新設石炭火力発電所という形を取る必要があり、特に、期待した回収成果を達成できない場合、新たな二酸化炭素排出源が固定されるという結果を招くおそれがある。



ドラックス発電所: CCSを備えたバイオマス発電所 (英国)



06 低炭素かつ最小コストの代替策

要旨

- 1 日本の気候目標の達成とエネルギー需要への対応という点で、再生可能エネルギーは石炭新発電技術よりも費用対効果が高い。
- 2 独立型太陽光発電と陸上風力には、現在すでに競争力があり、高コストの電池貯蔵と併用した場合でさえ、ほとんどの石炭新発電技術と競争可能である。
- 3 この傾向については今後加速が見込まれ、太陽光発電と陸上・洋上風力発電に電池貯蔵を併用した技術は、カーボンプライシングにより、2030年までにすべての石炭新発電技術、さらにはCSS対策なしの石炭火力発電との競争にさえ勝つ。
- 4 現在のところ、他の再生可能エネルギーよりも高コストであるが、日本では洋上風力発電の将来性はかなり高い。コストの急速な低下が実現可能であり、理論上、洋上風力発電には日本の電力需要全部を供給するために十分な潜在力がある。

理解のための基礎知識

本稿で論じた石炭新発電技術をめぐる技術、経済、環境面での課題を考慮すると、日本で実施可能な代替策は何かということが問題になる。2020年後期に、日本ではネットゼロ目標の公式決定を始めとする一連の気候関係の政策が発表され、その後、再生可能エネルギーに対する前向きな見方が広がった。批評家たちはもはや、不適な地形条件により太陽光発電と風力発電の普及は難しいという過去のレトリックに注意を向けようとはしなくなった。政策担当者は、再生可能エネルギーへの100%コミットには至らないものの、「可能な限り」の再生可能エネルギーの利用に向けた動きを展開している。主として再生可能エネルギーを支持する政策、特に洋上風力発電に関する政策がコンスタントに発表されている。

例えば、日本は2020会計年度に初の洋上風力発電プロジェクト開発の入札を開始し、風力発電容量に関して2030年までに10GW、2040年までに30～45GWのスケールアップという目標を設定した。加えて、煩雑なお役所仕事や電力システムに関する制約、経済上の障壁など、再生可能エネルギーの高普及率達成を阻む障壁を取り除くために、数々の政策転換も行われており、その代表的な例が、海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律である。太陽光発電の普及促進の支援を目的とする政策では、固定価格買取制度を通じた市場開発の継続的支援および太陽光発電パネルの新規設置技術や変換効率改善を中心とする研究開発に重点を置いた。また、企業は日本気候リーダーズ・パートナーシップなどの業界団体の監督下で、100%再生可能エネルギー調達という目標を発表している。再生可能エネルギーの普及を長く阻んできた多数の誤解を解くために地道な努力を長年続けた結果、前向きな見方が広がった。

2020年、環境省は再生可能エネルギーの潜在力に関する総合調査結果を発表し、日本には経済に必要な電力の倍以上に相当する潜在的再生可能エネルギーが存在することを明らかにした。潜在的エネルギー資源としてのこの高い試算値に刺激され、官民両方が再生可能エネルギーに関する目標を引き上げ、近年発表された100%再生可能エネルギーという公約の多くに直接寄与する結果となった。

表 5.1 日本の修正された潜在的再生可能エネルギー

発電	技術的潜在力		経済的潜在力				
	発電容量 (GW)	発電量 (TWh)	発電容量 (GW)	発電量 (TWh)			
太陽光 発電	住宅	210	253	38	112	47	137
	工業	2,536	2,968	0.2	295	0.2	367
	合計	2,746	3,222	38	406	47	504
陸上風力発電	285	686	118	163	351	454	
洋上風力発電	1,120	3,461	178	460	617	1,558	
水力発電	9	54	3	4	17	23	
地熱発電	14	101	9	11	63	80	
合計	4,174	7,523	347	1,045	1,095	2,619	

引用元: TransitionZero、MOEJからの引用⁸²

LCOE の評価

経済産業省 (METI) のような変化に抵抗しがちな保守的な層でさえ、再生可能エネルギー、特に太陽光発電に関しては、2030 年までに最も低価格の電力供給源になり、従来の原子力発電と石炭火力発電を上回るであろうと早々と認めている⁸³。TransitionZero の分析では日本における再生可能エネルギー発電のコスト競争力が確認され、日本ではすでに新設独立型太陽光発電および陸上風力発電のプロジェクトが、石炭火力発電および本稿で考察したより高コストの石炭新発電技術よりも低コスト化している (図 5.1)。電池貯蔵と併用した場合でさえ、2020 年の太陽光発電の価格はすべての石炭新発電技術よりも低い。日本のネットゼロ目標に沿って実施される炭素価格の上昇および再生可能エネルギー発電のコスト低下により、2030 年にはコスト差はさらに拡大する (図 5.2)。日本では初期の産業である洋上風力発電は、比較的安い一部の石炭新発電技術よりもコスト面でまだ不利である。固定したプラットフォームを使う着床式洋上風力発電は次の 10 年に競争力を持ち始めるが、浮体式洋上風力発電では、予想外の技術的飛躍がない限り高コスト状態が続く。

再生可能エネルギーに対する反対派は、再生可能エネルギーのコスト競争力が電力システム全体における追加コスト、いわゆる「統合コスト」を無視した誤った仮定に基づくものだとする説を唱え続けてきた。実際、風力発電と太陽光発電を含む再生可能エネルギーのコストに関する議論において、それらを電力系統に統合するための関連費用に関する長く騒々しい論戦を避けて通ることはできないであろう。反対派は、日本で再生可能エネルギーの導入が進むにつれ、風力発電と太陽光発電の断続性と変動性が引き起こす発電量の変動を吸収するために、電力の貯蔵と調整の機能に対する投資の必要性が増大すると主張している。

再生可能エネルギーの断続性に対処し、技術の安定化と取り出し可能化 (需要に応じたオンオフの可能性) を実現するために、風力発電と太陽光発電のコスト算定は、しばしば予備エネルギー源としての電池貯蔵の使用と結びつけて行われる。本稿でも統合コストを説明するために同様の方法を採用した。すべての再生

可能エネルギー源に、再生可能エネルギー発電プロジェクト自体の設備容量の半分に相当する持続時間 4 時間の電池貯蔵を取り付けると想定した。

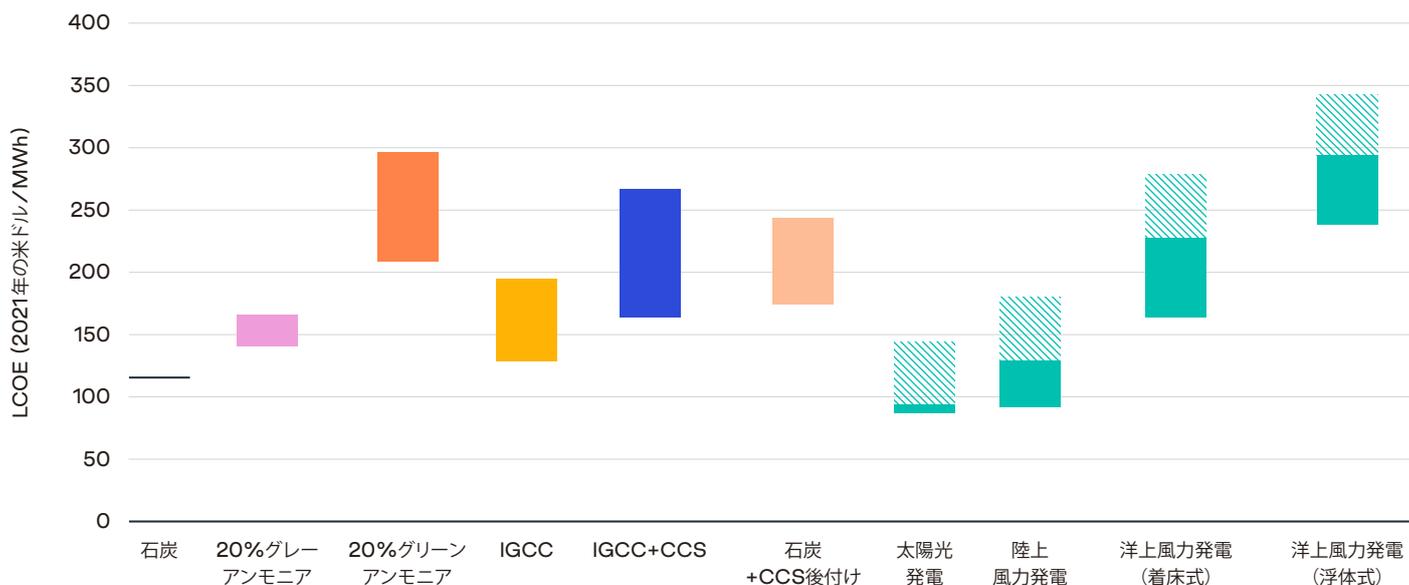
電池貯蔵の高コストが原因で、現在のところ、貯蔵技術を追加した再生可能エネルギーの導入は、石炭および種々の石炭新発電技術ほどうまく進まない傾向にある。電池貯蔵により再生可能エネルギー発電コストが 50 ドル/MWh 追加され、太陽光発電や陸上風力発電などの成熟した再生可能エネルギーでさえ、比較的低コストの石炭新発電技術との競争は難しい状況である (図 5.1)。

しかし、石炭の状況と再生可能エネルギーに貯蔵を追加した技術との状況は、2030 年までに完全に逆転する。急速に下がり続ける風力発電と太陽光発電のコストに 130 ドル/tCO₂ という高い炭素価格が加わり、浮体式洋上風力発電を除き、ほとんどの再生可能エネルギーに貯蔵オプションを追加した技術は、本稿で論じた石炭新発電技術による発電所だけでなく、在来型の石炭火力発電所と比べても、強力な競争相手になる (図 5.2)。

LCOE の観点からは、独立型再生可能エネルギー・プロジェクトのコストは、すでに石炭および石炭新発電技術よりも低い。今後 10 年、気候に関する懸念によるコスト上昇圧に直面し、日本の石炭火力発電所は再生可能エネルギー・プロジェクトとの激しい価格競争に直面する。2030 年までに、洋上風力発電を除く大半の再生可能エネルギー発電技術のコストは石炭火力発電所よりも低くなる。再生可能エネルギーのコスト優位性ならびに 2030 年と 2050 年の気候目標達成に見合う潜在性を備えた技術群という点で、石炭新発電技術は一位から大幅に遅れをとる。

TransitionZero では、洋上風力発電のコストの分析として、日本における洋上風力発電プロジェクト・パイプラインに基づき、きわめて保守的に見積もった値を採用した。現状では、日本には計画段階の異なる洋上風力発電プロジェクトは約 5 GW しか存在せず、このような弱いプロジェクト・パイプラインでは、これらのプロジェクトが化石燃料プラントに対抗できる経済的な地位を支持できる低コスト化を見込める可能性は低い。しかし、日本には洋上風力発電のかなりの潜在力が存在し、プロジェクト開発を進めるための政策支援があれば、洋上風力発電は日本の電力部門の重要な柱としてかなり有望である。

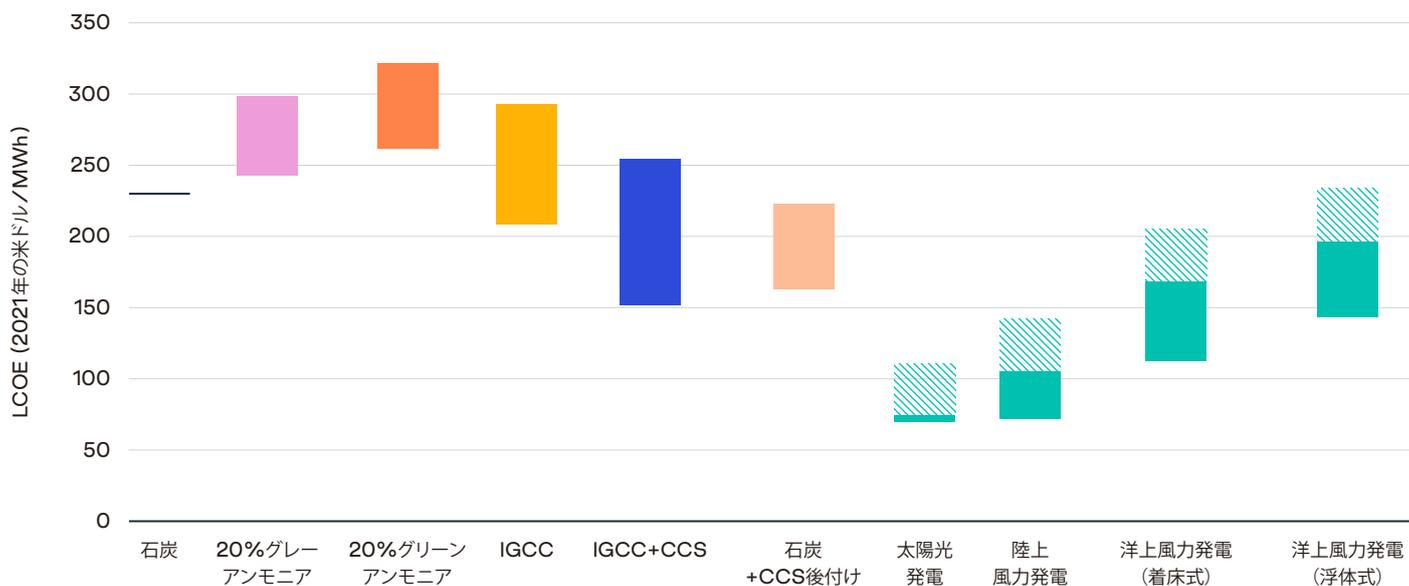
図 5.1 日本の石炭新発電技術および再生可能エネルギー電源の 2020 年現在の LCOE



引用元: TransitionZero

注: 2020年の炭素価格は5ドル/tCO₂。グリーンのスラッシュ部分は貯蔵コスト。持続時間4時間とし、再生可能エネルギー発電容量の半分の電力定格を使い、サイズを求めた。

図 5.2 2030年の石炭新発電技術の LCOE



引用元: TransitionZero

注: 2030年の炭素価格は、IEAのNZEに従う130ドル/tCO₂と想定した。グリーンのスラッシュ部分は貯蔵コスト。持続時間4時間とし、再生可能エネルギー発電容量の半分の電力定格を使い、サイズを求めた。

低炭素かつ最低コストの代替策

排出削減手段として再生可能エネルギーは石炭新発電技術を凌駕する

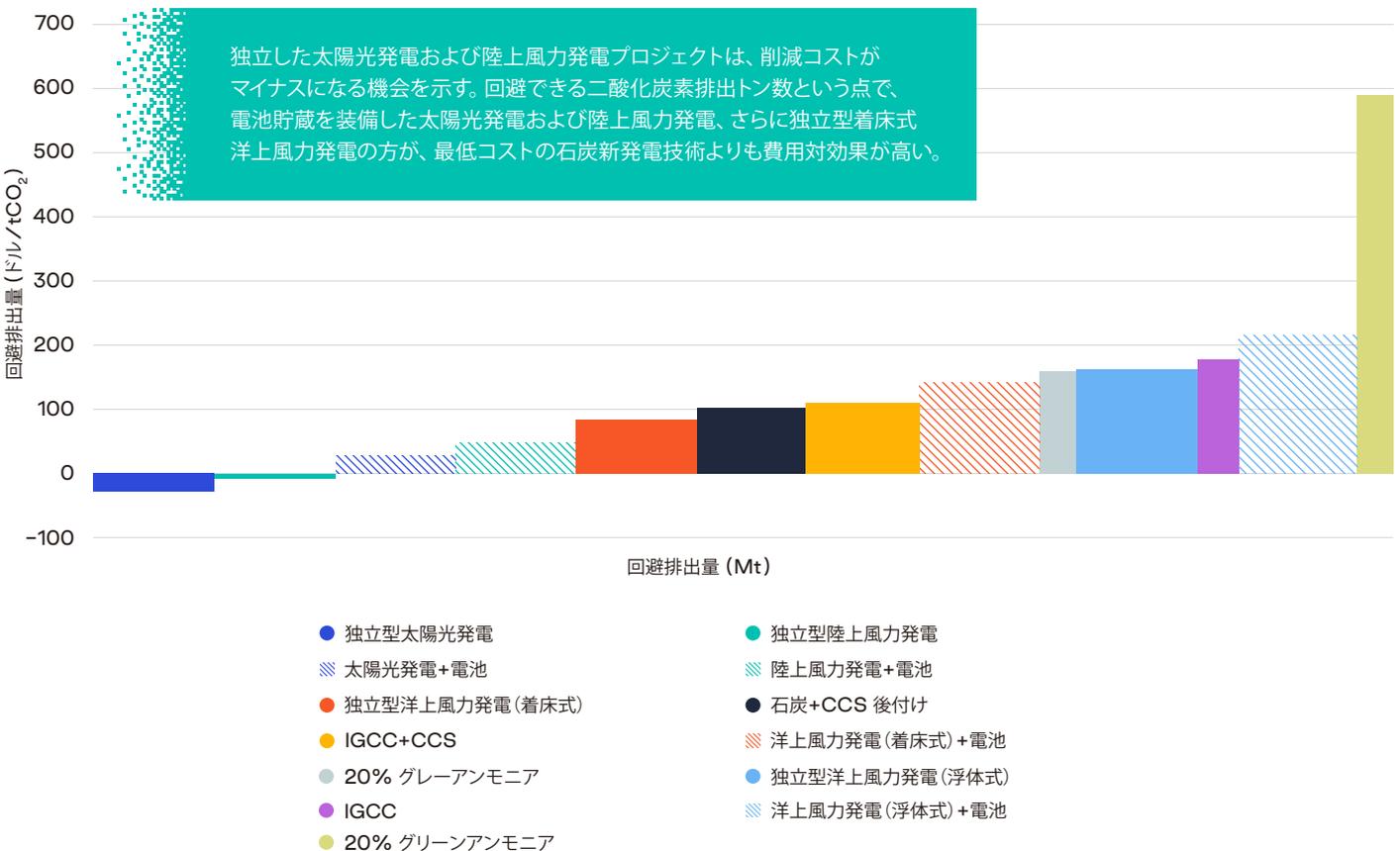
電力需要を満たすこと以外に、日本は脱炭素目標を達成するための技術の費用対効果を考慮に入れる必要がある。TransitionZero は再生可能エネルギー技術と石炭新発電技術を並べて限界削減費用 (MAC) を推定し、これらの数値化を試みた。MAC は排出量を削減するチャンスにおける規模と費用に関する推定値を表す。

このアプローチでは、ベースライン排出量を石炭火力発電所の平均排出量として設定する。MAC の各ブロックはベースラインに設定した日本の石炭火力発電所と同量の電力を生成可能な代替エネルギー源を表す。各ブロックに関し、高さは炭素排出削減の限界費用 (ドル/tCO₂) の推定値を表し、幅は潜在的炭素排出削減量 (MtCO₂) を表す。

現在においても、独立型太陽光発電および陸上風力発電プロジェクトは削減費用がマイナスとなるチャンスを示している。排出回避可能となった二酸化炭素排出トン数で表すと、電池貯蔵を装備した太陽光発電および陸上風力発電ならびに独立型着床式洋上風力発電の方が、最低コストの石炭新発電技術よりも、費用対効果が高い。

2030 年までに、CCS を導入していない石炭新発電技術は明らかに削減技術としての実効性を失う。CCS のみが市場競争力ある石炭火力排出削減技術の選択肢となる。しかし再生可能エネルギーを使う排出削減技術と比較すれば、CCS はこれらの排出削減技術の中で最も高コストの技術であり、その魅力は完全に失われる。

図 5.3 2020 年の限界削減費用曲線



引用元: TransitionZero



図 5.4 2030 年の限界削減費用曲線



引用元: TransitionZero

囲み 5.1 日本の洋上風力発電潜在力

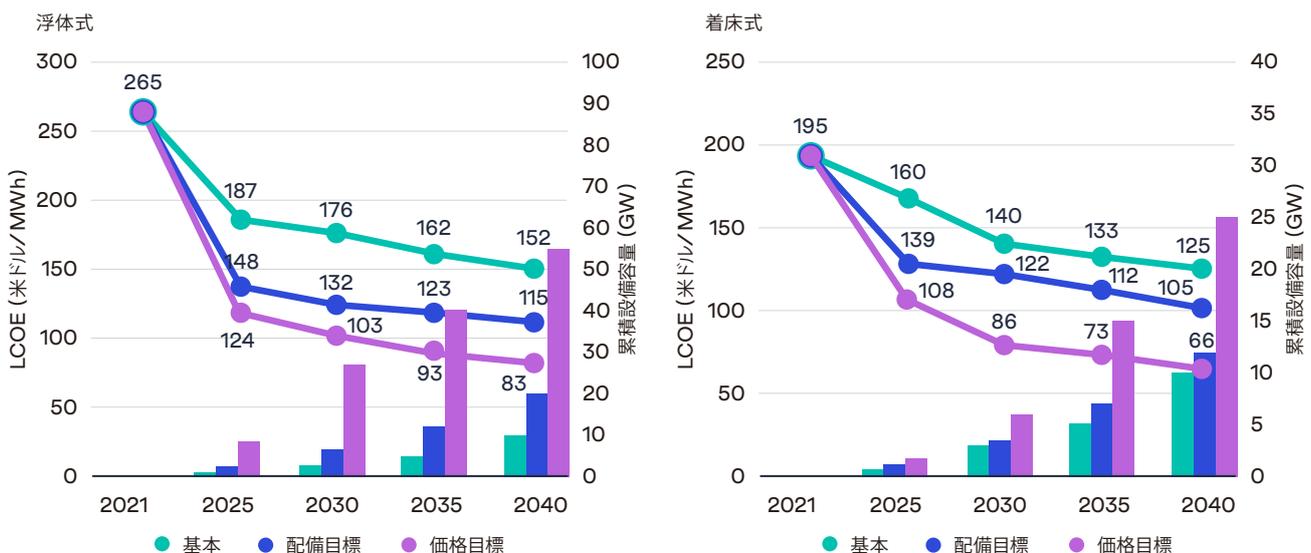
日本には顕著な潜在的洋上風力発電能力が存在する。日本の環境省 (MOEJ) による最新の試算によれば、洋上風力発電による電力のみで日本経済に十分な電力を供給できる。しかし、手厚い固定価格買取制度 (2021年の価格は 32 円/kWh、291 ドル/MWh⁸⁴⁾) にもかかわらず、技術・経済・規制・政策上のさまざまな課題の複合的影響により、使用可能性のある日本の洋上風力発電力は、いまだにほとんど手がつけられていない状態である。

近年、日本政府は洋上風力発電を電力部門の重点優先課題として特定した。それ以来、日本の洋上風力発電プロジェクト開発を支援するために数件の優遇政策が発表され、それと共に、政府は 2030 年までのコスト目標値として 8 ~ 9 円/kWh (70 ~ 80/MWh) を設定した⁸⁵。同時に、2020 年 12 月に洋上風力発電の産業競争力強化に向けた官民協議会により、洋上風力産業ビジョンが発表され、その中で 2030 年までに 10 GW、2040 年までに 30 ~ 45 GW の発電容量を導入するという暫定目標が設定された⁸⁶。

TransitionZero の分析では、2030 年の独立型洋上風力発電の平均コストは 100 ドル/MWh 以上にとどまる。これは 2020 年の洋上風力発電の世界平均 LCOE を 85 ドル/MWh とした IRENA の推定値よりも高い⁸⁷。日本の洋上風力発電プラントの推定コストが高くなる技術的要因がいくつかある。まず、日本の洋上風力発電プラントは、高い資本コストと低い設備利用率に直面する。IRENA での日本固有の推定資本コストが 5,000 ドル/kW 弱であるのに対し、世界平均は 3,184 ドル/kW である。過剰な資本コストの多くは電気や設置作業などの費用、およびソフトコストなど、設備費以外により発生すると予測される。加えて、METI の推定コストで示された日本の洋上風力発電に関する設備利用率は約 30% と低くなる傾向があり、これに対し、世界平均は 40 ~ 45% である。どちらの要因も、洋上風力発電プロジェクトの大規模な導入により縮小できる。

しかし、前述のように、指定されたプロジェクトが 5 GW という現在の日本のプロジェクト・パイプラインには、洋上風力発電を競争可能にするために必要な学習曲線の急上昇を実現する能力はない。TransitionZero の推定値に基づき、2030 ~ 2035 年に 8 ~ 9 円/kWh (70 ~ 80/MWh) というコスト目標を達成するには、日本はその期間内に 30 ~ 35 GW の洋上風力発電容量を導入しなければならない。ステークホルダーの足並みを揃えて国内の支援網を築くためには、日本の政策担当者は積極果敢な年間および長期の容量目標を設定し、かつ、電力系統へのアクセスを保証する必要がある。これには石炭新発電技術プロジェクトに対する支援の縮小が必要になるものと思われる。

図 5.5 洋上風力発電に関する学習曲線



引用元: TransitionZero

注: ベースは本稿で使用したベースケースを意味し、2030 年までに運転を開始する約 5 GW のプロジェクトで構成される現在のプロジェクト・パイプラインと一致する。導入目標は洋上風力産業ビジョンの導入目標と一致する。価格目標では、2030 ~ 2035 年までに 8 ~ 9 円/kWh (70 ~ 80/MWh) のコスト目標を達成するために必要な累積設備容量を推定する。

囲み 5.2 統合の真のコスト

再生可能エネルギーを統合することは日本のネットゼロ目標の基本であるが、日本の電力システムには再生可能エネルギーの統合に関して問題となる内在的な課題が複数存在する。日本の電力システムは 10 の地内送電システムと 2 種類の周波数で構成され、この既存の細分化した性質により、送電システムの柔軟性が比較的低い。日常的な送電のほとんどが地内送電であり、地域間連係線の利用率はきわめて低い。再生可能エネルギーの普及が進んだ場所では送電システムの系統混雑が発生し、九州などの地方では太陽光発電の出力抑制が発生している。

さらに、原子力発電の柔軟性が比較的低いため、特に 2020 年の低負荷の期間などに、原子力発電を継続できるよう、太陽光発電などの再生可能エネルギー発電が抑制された例がある。石炭火力発電所とガス火力発電所を含め、火力発電所に関して同様の優先順位設定が行われ、太陽光発電などの再生可能エネルギーは送電順序の最後尾に置かれる。システムからの送電でベースロード発電所が暗黙に優先されることが原因で、再生可能エネルギーの設備利用率に対して人為的な上限が課され、再生可能エネルギー発電コストが引き上げられる。

短期的には、断続的な再生可能エネルギーの電力供給源に対する市場の偏見を払拭することにより、高い統合コストはほぼ削減できる。長期的には、送電システムの最適なプランニングと予測、送電システムのリソースの共同プランニング、連係線の利用促進、分散発電の使用などを通じ、送電システムの柔軟性を改善することで統合コストの管理を改善できる。加えて、長期貯蔵オプションへの投資により、送電システムの信頼性と耐久性に悪影響を与えずに、将来的な再生可能エネルギーの普及促進の機会を生むことも考えられる。

本稿では、再生可能エネルギー発電の取り出し可能性を改善するために、再生可能エネルギーと電池貯蔵を組み合わせたが、この方法はあまりにも単純で、変動しやすい再生可能エネルギーを送電システムに統合するためのコストが誇張されるという点も認識している。電池貯蔵コストが高い現在の状況においては、この指摘はもっともである。現実として、再生可能エネルギーが電力システムに与える実際の影響は、主に、市場構成、規制実施方法、送電システムの特徴に依存する⁸⁸。さらに、電池の導入については、再生可能エネルギーシステムと同じ場所に導入するのではなく、送電システム内の最適な位置に設置することで、システムに関してより有益である可能性もある。要するに、統合コストの正確な推定は電力システムレベルのモデリングに基づき行う必要があり、それは本稿の範囲外である。そのような詳細な分析結果が入手可能になるまで、電池貯蔵に関する本稿の推定値を日本における統合コストのコスト上限の推定値と見なすことができる。



郊外の太陽光発電パネル(日本)

07 政策提言

日本の電力部門の移行に関し、さまざまな技術的オプションに伴うリスクと機会をステークホルダーがうまく操ることができるよう、以下の高水準な提言を提供する。

発電にアンモニア混焼が果たす役割の再評価

この分析から、アンモニア混焼が電力部門で果たす役割に限られることは明らかであり、よって、日本の政策決定者は石炭火力発電所でのアンモニア混焼に対する現在の政策支援を考え直す必要がある。IEAの所見もTransitionZeroの分析を裏付けており、最新のWEOのNZEでは、アンモニアが2030年から2050年の世界の発電量に占める比率は平均0.5%に過ぎない。国際的な牽引力がない状態で、電力部門におけるアンモニアの使用において、アンモニアを将来のゼロカーボン燃料にするために必要な商業的・技術的な飛躍を達成することは難しいと思われる。

アンモニアの使用の推進をさらに複雑にするのが、アンモニアの製造方法である。世界の気候目標と歩調を合わせるには、グリーンアンモニアのみが支持されるべきである。グレーアンモニア、より少ないとしてもブルーアンモニアからは避けられない炭素排出量の高さにより、これらの方法により製造されるアンモニアを増やすことは、実際には世界の二酸化炭素排出量の増加を引き起こしかねない。

「後悔のない」産業部門へのグリーンアンモニアの優先適用

電力部門は適用を阻むいくつかの要因に直面するが、重化学工業（セメント、鉄鋼、プラスチック）や長距離輸送（道路貨物、海上輸送、空輸）などの排出削減が困難な部門でのアンモニアの適用はかなり有望である。実際、水素／アンモニア経済の開発は、日本にとり重要な政策上の相互利益をもたらし得る。輸入原油・ガスへの依存を軽減するだけでなく、対外支払債務減少によるマクロ経済的収支を改善しつつ、ネットゼロ経済へと向かう産業転換を通じて国内産業の競争力を強化する可能性がある。これにより、日本は低炭素技術の国際輸出を支援するために有利な位置づけを獲得する一方、世界の低炭素燃料サプライチェーンの重要な節目において日本の産業界が地歩を固めることも考えられる。

これらの潜在的な相互利益は、水素／アンモニア経済をめぐる政策論議において決定的な意味を持つ。

水素／アンモニア経済の創造に対して最近数カ月間に高まった気運に乗り、重点の見直しに乗り出し、産業用途と長距離輸送でのアンモニアの別の適用に注目することは、日本に多大な利益をもたらす。アンモニアに関し、これらの別部門での適用の研究開発・導入を優先することは、日本の政策担当者を脱炭素化目標達成に近づける助けになるだけでなく、今後数十年間の世界のアンモニア市場拡大につれ、日本の産業界が新たな領域で競争力を獲得するためにも役立つ。

国内外の今後のエネルギー情勢における IGCC の役割の見直し

IGCC 技術への投資の続行が日本経済に新たな経済的機会をもたらす見込みはない。よって、TransitionZero はネットゼロに向けた世界での IGCC の役割に関して戦略的再評価を推奨する。TransitionZero の分析および数十年間の商業的失敗を踏まえ、IGCC が技術として競合する発電技術に対して明確な優位点を持たないことは疑う余地のない事実である。IGCC は化石燃料と再生可能エネルギーのどちらと比較してもコスト優位性がなく、CCS と組み合わせない限り、排出削減性能は平均以下である。

コスト競争力があるゼロカーボン電力を供給するための燃焼前 CCS との両立性でさえ、エンジニアリング上の推定値に基づくものであり、その主張を裏付ける商用プロジェクトは存在しない。それにこれまでの運転上の問題を加えると、IGCC がわずかな便益しかない高価な技術であることが明確になる。

CCS への投資と日本の少ない貯留用地に関する慎重な考慮

再生可能エネルギーが効果的な削減技術であることが明らかになりつつある現状で、日本の限られた二酸化炭素貯留能力を重化学工業などの削減困難な部門に配分する方が、経済的にも気候的にも理にかなっている。

CCS には世界の脱炭素化において不可欠な役割があり、日本がこの技術への投資を続行することで、日本の将来の選択肢が広がることは間違いない。しかし、CCS を救世主のような確実な解決策として無計画に石炭新発電技術に投資することは、日本を炭素集約型の方向に固執させることになり、警戒が必要である。

世界的な排出量取引市場が存在せず、カーボンリサイクルのオプションが少ないという状況で、貯留用地に限界があることにより、日本での CCS の適用には上限が生じるであろう。その上限に鑑みて、政策担当者と業界関係者は、代替方法の存在、二酸化炭素のトンあたりの削減コストを考慮した上で、CCS の能力の責任ある配分を行う慎重な考慮が必要である。

統合コストを削減するための統合的アプローチの採用

日本が 2030 年と 2050 年の気候目標を達成させるためには、今後数十年間の再生可能エネルギーの普及を考える上で、再生可能エネルギー中心の太陽光発電と風力発電の送電システムへの統合という課題に直面し、電力システムの変革を強いられる。

短期的には、送電に関する規定を再検討し、断続的な再生可能エネルギーの電力供給源に対する市場の偏見を払拭することで、統合コストを低く維持することができる。再生可能エネルギー源の予測ツールの改善に対する投資により、風力と太陽光の推定発電量の正確性を上げることができる。送電事業者は推定発電量の正確性の向上により、再生可能エネルギー事業者に関する土壌場での縮小を減らすことに加え、短時間運転のバランス維持と周波数制御を低く維持することにより、システム管理の改善を促進できる。

中期的な統合コスト削減は、日本での電力システムに対する発想を転換させることで可能である。電力部門では、送電システムの安定性を維持するために大規模なベースロード発電所が必要だという考え方は時代遅れであり、ベースロードではなく、電力システムにおける送電システムでの柔軟性導入へという考え方へ発想転換させるべきである。大規模ベースロード石炭火力発電所は柔軟性が低く、変動する需要に合わせて発電量を上下させることができないため、送電システムに対するシステムとしてのコストが発生する。

長期的な統合コスト削減は、政府の政策により促進される送電システムの向上と強化を通じて可能である。さらなる電力市場改革をもたらす新法が 2020 年 6 月に成立し、今や日本は全国の送配電 (T&D) 網に関するルールブックの書き直しを目指すという転換点に立っている。送配電に関して起きつつあるいくつかの展

開は、電力システムの柔軟性に関し、火力発電所に強く依存する時代遅れの管理方法から柔軟性を内包する選択肢への移行を促進する可能性がある。エネルギーミックスを柔軟性の低いベースロード火力発電所から柔軟な送電網資源へとシフトさせるために、現在の投資を見直す時期に来ている。

このシフトには、送電システムへの投資とグレードアップ、需要側管理（バーチャルパワープラント、電池貯蔵、電気自動車の統合

による管理）、分散発電を必要とする。長期エネルギー貯蔵技術など、他の需要の柔軟性に関するソリューションへの投資も、再生可能エネルギーの高い普及率を支えるために不可欠である。これらは化石燃料に重く依存することなく、送電システムの柔軟性と持久力を向上させるイノベーションであり、日本のネットゼロ目標を達成するための将来の選択肢を拡充する上で、大きな利益をもたらす。そのような移行を促進するためには綿密な計画を立て、詳細なシステムレベルでのプランニングで支える必要がある。

短期的には初期的な石炭新発電技術から成熟した再生可能エネルギーへの切り替え

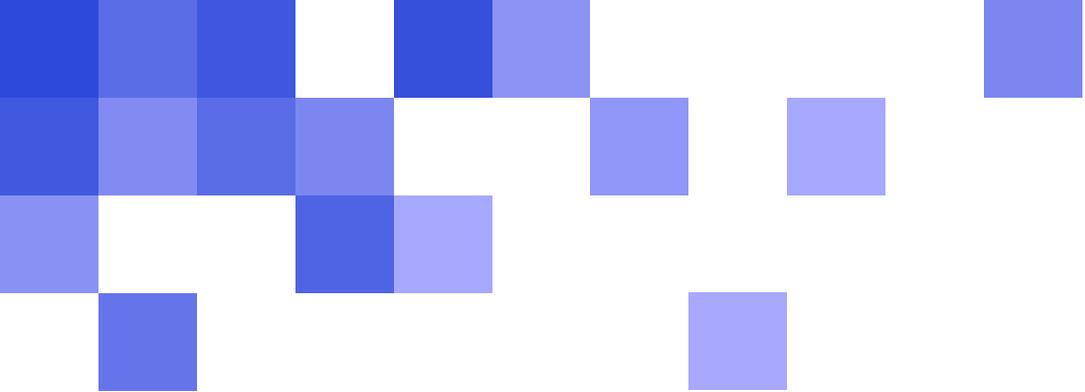
本稿の分析で示したように、独立型太陽光発電と陸上風力発電は石炭新発電技術よりも大幅に低価格であり、高コストの電池貯蔵を含めた場合でさえ、2020年現在の最先端の石炭オプションに対して競争力を持つ。今後もこの傾向は再生可能エネルギーに有利な状態で継続することが確実であり、太陽光発電／陸上風力発電に電池貯蔵を追加した技術は、2030年までに削減のない石炭火力発電よりもさらに高い競争力を持つようになる。太陽光発電と陸上風力発電はすでに世界中で使われている商業的

に成熟した技術であり、それらよりも新しい石炭新発電技術が直面している運転上および技術上の問題に直面しておらず、さらに、それらの技術には、はるかに優れた潜在的二酸化炭素削減能力がある。このような理由で、エネルギー需要に応じつつ国の気候目標に寄与する費用対効果の高い方法として、短期的には石炭新発電技術への投資から成熟した再生可能エネルギーのスケールアップへと切り替えることで、日本は成功を収めることができる。

洋上風力発電の推進による潜在的再生可能エネルギーの大幅活用と急速な学習効果の実現

中期的には、日本は世界的な技術の進歩とコスト改善を利用し、洋上風力発電により潜在的再生可能エネルギーの利用が可能になる。洋上風力発電業界の活況は、日本に対して数々の相互利益を提供し、地域産業、インフラストラクチャ、雇用創出を支えることは、現地調達が必要となる資材等から保証されよう。また、それはエネルギー自給率を引き上げることで、日本のエネルギー安全保障にも寄与する。さらに重要な点として、活性化している洋上風力発電業界により、日本企業は特に風力条件が同等であるアジアを始めとして、成長する国際洋上風力発電市場での国際的リーダーになるチャンスが得られる。日本の洋上風力発電部門への投資は、日本が膨大な再生可能エネルギー潜在力を利用可能にしつつ、社会経済とエネルギー安全保障における相互利益を充実させるために役立つ。

日本の政策担当者は、環境規制における支援、迅速な承認手続き、経済的支援など、洋上風力エネルギーへの投資を集めるための優遇政策を実施することに加え、既存のコスト削減目標達成を目指すとともに、導入目標の具体化も探ることができる。導入目標により、日本の洋上風力エネルギー需要の規模に関する市場への強い姿勢を示すことができ、投資に関する不確実性を減らすことができる。この政策の意図は、役立つ強力なプロジェクト・パイプラインで、官民活動の足並みを揃えることである。さらに、そうした年間導入目標は、大規模風力プロジェクトを支えるために必要な送電網のグレードアップ、洋上風力発電所の建設・運転のために必要な港湾と船舶の建設など、支援インフラストラクチャへの投資を促進できる。



08 日本の技術選択肢： 過去と未来のどちらに 投資するか

きたる2030年の気候目標達成に向け、必要とされる早期排出削減を実現するための今後2～3年の対策は決定的な重要性を持つ。この対策では、大規模な動員および排出削減技術の急速なスケールアップで、日本の年間排出量に対して必要とされる削減を確保しなければならない。同時に2050年までの日本のネットゼロ目標を達成するために、現在の投資をもとに、さらなる排出削減潜在力を利用可能にする技術的飛躍を生み出す地固めが必要である。

本稿全体を通じて実証したように、アンモニア混焼や石炭ガス化などの石炭新発電技術への継続的投資は2030年の気候目標達成に寄与することもなければ、日本にとっての新たな技術選択肢をもたらすこともない。それどころか、日本のエネルギーミックスの中で石炭の寿命を延ばし、長期的な排出を固定化し、日本の削減軌道予測を狭める役割しか果たさず、長期的には、排出量の激減を余儀なくされることになる。

それとは対照的に、再生可能エネルギー、特に洋上風力エネルギーへの投資は、日本が気候目標を達成するために役立つ新規技術オプション群を利用可能にするとともに、日本のエネルギー安全保障と産業政策目標に寄与する。

最後に、CCS技術への投資は必須だとしても、日本の化石燃料への依存の救世主のような確実な解決策とはならないだろう。さらに、利用可能な貯留容量における厳しい予算を考慮すると、その配分について賢明な決断を下し、電力ではなく、排出削減が難しい部門への配分を行う必要がある。

日本の石炭新発電技術は輸出継続可能か

気候変動の脅威に関する国内外の姿勢は、確実に、火力発電、特に石炭火力発電所に反対する意見で一致している。アジア新興国など、従来、石炭の新規需要の先頭に立つ国でさえ、独自のネットゼロ目標と石炭廃止約束を発表し、石炭を過去のものとして廃止することを目標としている。このように、石炭を最終的に廃止するための状況は整っている。

新技術石炭火力発電所を求め、執着し続けるという日本の方針は、だれも望まず、必要ともしない技術を奨励するという危うい立場に、日本国全体と日本の石炭発電事業を追い込むことになる。

潜在的な輸出市場が存在しない中で、日本の電力事業者は、石炭新発電技術への現在の投資と継続的な投資が、はたして意図した投資収益を回収できるのか、それとも将来、急速に脱炭素化を進んだ結果、今よりも高い代償の支払いを余儀なくされるのかを考える必要がある。過去の燃料である石炭に賭けるのか。それとも未来の技術であるゼロカーボン技術に賭けるのか。今、日本は決断の時を迎えている。



新技術石炭火力発電所を求め、執着し続けるという日本の方針は、だれも望まず、必要ともしない技術を奨励するという危うい立場に日本国および国内の石炭発電事業を追い込むことになる。

09

モデリングに 関する検討事項

このセクションでは、本稿で行った財務分析の土台である重要なモデリング検討事項を記載する。さらに詳しい内容は添付資料に掲載し、モデルで使用した細かい想定事項を一覧表にまとめた。

アンモニアのコストモデリング

このセクションでは、本稿で行った財務分析の土台である重要なモデリング検討事項を記載する。さらに詳しい内容は添付資料に掲載し、モデルで使用した細かい想定事項を一覧表にまとめた。

アンモニアのコストモデリング

このアンモニアのコストモデルは、日本でのアンモニア混焼のコストを推定するために構築した。モデルでは、以下の3種類のパラメータおよびそれが発電コストに与える影響を探る：

1. アンモニアの色の違い
2. アンモニアの供給源の違い
3. アンモニアの混焼率の違い

アンモニアの色の違い

モデルではアンモニアの3つのカテゴリーを考慮に入れる：

- グレー／ブラウンアンモニア：化石燃料（主に天然ガス）を供給原料として使い製造されるアンモニア
- ブルーアンモニア：天然ガスを供給原料として使うが、二酸化炭素回収・貯留と組み合わせて製造されるアンモニア
- グリーンアンモニア：再生可能エネルギーを使用し、空気と水の電解を通じて製造されるアンモニア

グレーアンモニアとブルーアンモニアのコストと性能に関する想定（将来のコストに関する想定と関連する）は、国際エネルギー機関（IEA）の研究結果に基づき設定した。グリーンアンモニアの推定コストは、最新の学術誌のレビューに基づき導いた。すべてのコストと性能の推定値を添付資料1に掲載した。

種々のアンモニア供給源

このモデルでは、日本での国内製造からサウジアラビア、ロシア、インドネシア、米国、オーストラリアからの輸入まで、さまざまなアンモニアの供給源を考慮に入れる。異なる地域からの輸入に伴う潜在的コストを反映させるために、これらの国を選択した。輸送コストはアンモニアの輸

入の重要なコスト要素と考えられているため、輸送コストのみを分析に盛り込んだ。港湾や専用の貯蔵・移送インフラストラクチャ、その他の荷積みおよび補助的なコストは無視できると仮定した。アンモニアの製造と移送の推定コストは学術文献から引用した。

変動するアンモニア混焼率

最後に、このモデルでは石炭火力発電所での変動するアンモニア混焼率を考慮に入れる。20%と50%の混焼率での技術の進歩に伴い、コストは低下すると想定されるため、変動する混焼率に伴うコスト上昇はモデルに含まれない。アンモニア混焼のために追加される貯蔵・移送インフラストラクチャに伴うタービンの調整およびプラントコストの増加分を

まかなうための石炭火力発電所のコスト増はモデルに含まれる。それらの推定コストは最新の学術文献から引用した。また、モデルには学習曲線に伴うコスト削減も含まれる。これらの想定は Transition Zero 内で行った推定に基づく。

その他の想定

モデルには商品価格、電力価格、炭素価格に関する想定も含む。すべての想定は TransitionZero 内で行った推定に基づき、国際機関、

コンサルタント、他の専門的情報源の推定値を参考にした。

IGCC/CCS のコストモデリング

石炭ガス化複合発電 (IGCC) / CCS (二酸化炭素回収・貯留) コストモデルは、日本の IGCC、IGCC+CCS (二酸化炭素回収・貯留) プラント、CCS 改装のコストを推定するために構築した。このモデルでは、以下の 2 種類の IGCC 構成と CCS を後付けした構成およびそれが発電コストに与える影響を探る：

1. IGCC
2. 燃焼前 CCS と組み合わせた IGCC
3. 燃焼後 CCS を後付けした石炭火力発電所

IGCC

IGCC プラントのコストと性能に関する想定のために、さまざまな学術的・商業的情報源を参考にした。2～30 年も存在しているにもかかわらず、この技術はいまだに主流の発電技術として発展しておらず、プロジェクトの件数は世界で 2～3 件である。本稿では過去 10 年間の推定コストのみを考慮し、それ以前の推定コストはすべて分析から省いた。

文献調査に基づき、本稿では現実と理論上のプラントの両方を取り上げた研究を含めた。この設定で、低・基本・高コストという 3 種類のコストシナリオを検討した。これは文献で考慮されるプラントのほとんどが本稿のモデルで考慮するよりも小規模な 200～300 MW 規模であるため、現実と理論上のプラント間の差、および潜在的な差を説明するためである。

IGCC+CCS

燃焼前 CCS と組み合わせた IGCC プラントのコストと性能に関する想定については、主に学術的な情報源を参考にした。現実のプラントに関するコスト推定値がないため、ほとんどの文献で理論上のプラントのみを検討し、必要なコストを過小評価している。

過去 10 年間、RWE のゴールドバーク IGCC+CCS プロジェクト、ケンパー郡 IGCC+CSS、GreenGen IGCC+CCS プロジェクトなど、さまざまな企業が IGCC+CSS プラントの建設を試みた。一部のプロジェクトは IGCC システムでの運転段階に達したが、そのようなプロ

ジェクトに伴う経済上、技術上、設計上の課題により、これらの事業計画の中で CCS 段階に到達できたものはない。このため、IGCC+CCS プラントに関するコストおよび性能の推定値は完全に理論的推定と学術文献に基づき、それらはより楽観的になる場合がある。TransitionZero が実施した文献調査に基づく IGCC の資本コスト推定値の下限は、日本の石炭火力発電所に関する値よりも低く、非現実的である。従って、IGCC プラントに関する日本関係の推定コストと揃えるために、専門家のレビューとフィードバックに基づき、TransitionZero はこれらのプラントに関する推定コストを引き上げた。

石炭 +CCS 後付け

燃焼後回収装置を後付けした石炭火力発電所のコストと性能に関する想定は、バウンダリーダム CCS プロジェクトの実質コストに基づく。これは唯一の運転中の燃焼後 CCS 後付け石炭火力発電所である。

CCS コストに関する既存の学術上、商業上の推定値は、技術コストに重点を置く傾向があり、現段階での CCS の実際のプロジェクトコストを過小評価している。このため、TransitionZero は本稿の中で現実世界のプロジェクトコストに揃えた。

再生可能エネルギーのコストモデリング

日本での再生可能エネルギーのコストを推定するために、再生可能エネルギーのコストモデルを構築した。このモデルでは、次の4種類の再生可能エネルギー技術とそのコストを探る：

1. 太陽光発電
2. 陸上風力発電
3. 洋上風力発電—着床式
4. 洋上風力発電—浮体式

モデリングのパラメータ

IGCCプラントのコストと性能に関する想定については、METIおよび日本政府が設置したさまざまな研究グループが発表した公式文書を情報源として参考にした。IRENAなどの国際機関の追加情報源および業界関係者からの専門的アドバイスも参考にした。加えて、TransitionZero

はこれらの再生可能エネルギー発電プロジェクトの統合コストを考慮に入れ、容易なディスパッチを促進するために、再生可能エネルギー・プロジェクトが電池貯蔵でサポートされると想定した。

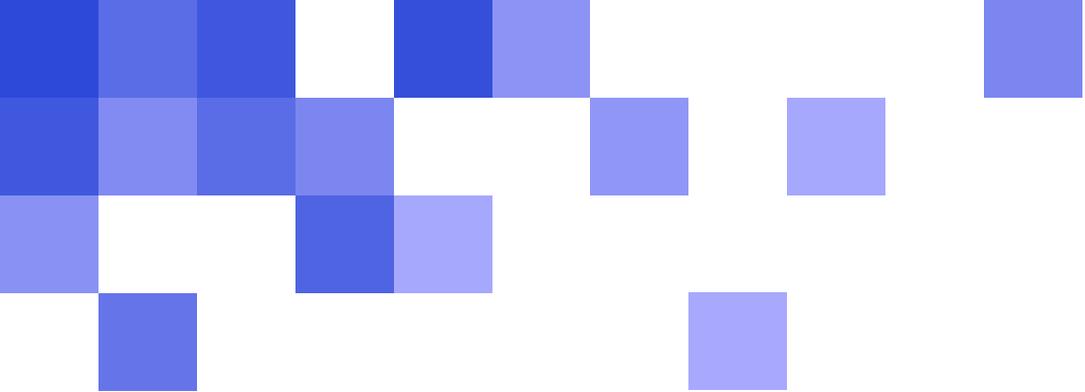
電池貯蔵のコストモデリング

電池貯蔵モデルは、さまざまな再生可能エネルギー供給源を日本の電力システムと統合するためのコストを推定するために構築した。再生可能エネルギーに貯蔵適用技術を加えた場合のコスト分析では、電池適用の電力定格とエネルギー定格のサイジングが不可欠である。電池システムの電力定格はkW単位で測定され、任意の時点で電池でどの程度の電気の入出力が可能であるかを定める。電池システムのエネルギー定格はkWh単位で測定され、電池システムの容量を意味し、電池にどの程度のエネルギーを貯蔵できるかを定める。電池の持続時間は電池から放電できる時間数を示す。

電池のサイジングは通常プロジェクトごとに決定され、その電池の機能により変動する。分析目的のために、TransitionZeroは電池システムの電力定格を再生可能エネルギー設備の設備容量の半分と想定した。モデルでは、電池システムの以下の5種類の持続時間について調査する。

- 持続時間 2 時間
- 持続時間 4 時間 (ベースケース)
- 持続時間 6 時間
- 持続時間 8 時間
- 持続時間 10 時間





10 参考文献

概要

TransitionZero (2021).Coal-26: World must close nearly 3,000 coal units by 2030 to hit 1.5 degree target. [文献入手先](#)

アンモニア混焼

Ammonia Energy Association (2020) A Deep Dive into SIP “Energy Carriers” Ammonia Combustion Research (second half). [文献入手先](#)

Argus Media (2021). Japan to advance ammonia co-firing technology. [文献入手先](#)

Cabinet Office, Government of Japan (2020). Integrated Innovation Strategy 2020. [文献入手先](#)

ENEOS (2021). ENEOS signs MoU with Aramco for blue hydrogen and blue ammonia collaboration. [文献入手先](#)

Energy Transitions Commission (2018). Mission Possible: Reaching net-zero carbon emissions from harder-to-abate sectors. [文献入手先](#)

GCPA (2021). Blue and green ammonia: a 1 billion ton a year energy market? [文献入手先](#)

Haworth and Jacobson (2021). How green is blue hydrogen? [文献入手先](#)

IEA (2021). Net Zero by 2050. [文献入手先](#)

IEA (2021). The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector. [文献入手先](#)

IHI (2021). IHI Becomes World’s First to Attain 70% Liquid Ammonia Co-Firing Ratio on 2,000-Kilowatt-Class Gas Turbine. [文献入手先](#)

IHI (2021). IHI and Partners Launching Ammonia Co-Firing Technology Feasibility Assessments at Coal Power Stations in Malaysia with Partners and for Other Companies to Establish Local Carbon-Free Ammonia Supply Chain. [文献入手先](#)

Ishihara et al (2020). Numerical calculation with detailed chemistry of effect of ammonia co-firing on NO emissions in a coal-fired boiler. [文献入手先](#)

ITOCHU (2021). Agreement Reached on Joint Feasibility Study of the Ammonia Value Chain between Eastern Siberia and Japan to Achieve a Decarbonized Society. [文献入手先](#)

Klüssmann et al (2020). Ammonia Application in IC Engines. [文献入手先](#)

Medina et al (2021). Review on Ammonia as a Potential Fuel: From Synthesis to Economics. [文献入手先](#)

Mitsubishi Power (2021). Mitsubishi Power Commences Development of World’s First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System. [文献入手先](#)

NEDO (2021). Accelerate technological development for practical application of ammonia co-firing technology. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Mitsubishi's ammonia fuel project in Indonesia to tap carbon capture. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Japan's Jera to produce ammonia for power with Malaysia's Petronas. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Saudi Aramco bets on ammonia-hydrogen business with Japan. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Mitsui to build \$900m 'blue ammonia' plant in Australia. [文献入手先](#)

Nikkei Asia (2021). Norway's Yara looks to supply zero-carbon 'green ammonia' to Japan. [文献入手先](#)

Platts (2021). Japan's JERA to procure 40,000 mt ammonia for 20% co-burning with coal by 2024-25. [文献入手先](#)

Platts (2021). Japan strikes first fuel ammonia cooperation deal with Abu Dhabi's ADNOC. [文献入手先](#)

RMI (2020). Hydrogen's Decarbonization Impact for Industry. [文献入手先](#)

Smith, Hill and Torrente-Murciano (2020) Current and future role of Haber-Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape. [文献入手先](#)

The Royal Society (2020). Ammonia: zero-carbon fertiliser, fuel and energy store. [文献入手先](#)

UKRI (2020) Ground-breaking study to find a truly green aviation power system. [文献入手先](#)

World Energy Council (2021). Hydrogen on the horizon: national hydrogen strategies. [文献入手先](#)

IGCC

Adnan et al (2021). Thermo-economic evaluation of integrated gasification combined cycle co-generation system with carbon capture: a Pakistan's perspective. [文献入手先](#)

Barnes (2013). Recent operating experience and improvement of commercial IGCC. [文献入手先](#)

IEA (2012). Technology Roadmap – High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation. [文献入手先](#)

IEEFA (2017). Using coal gasification to generate electricity: a multibillion-dollar failure. [文献入手先](#)

Kim (2011) Overview of IGCC R&D project in Korea in Gasification Technologies

NREL (2019). 2019 Annual Technology Baseline: Electricity – coal. [文献入手先](#)

Phillips, Booras and Marasigan (2017). The history of integrated gasification combined-cycle power plants. [文献入手先](#)

Pichardo et al (2019). Technical Economic Analysis of an Intensified Integrated Gasification Combined Cycle. [文献入手先](#)

Power Magazine (2021). Japan Ushers in New Era for IGCC Coal Power. [文献入手先](#)

Rosner et al (2019). Thermo-economic analyses of IGCC Power plants employing warm gas carbon separation technology. [文献入手先](#)

Szima et al (2021). Techno-economic assessment of IGCC power plants using gas switching technology to minimize the energy penalty of carbon capture. [文献入手先](#)

Wang and Stiegel (2016). Integrated Gasification combined cycle (IGCC) technologies. [文献入手先](#)

Xia et al (2020); Prospect of near-zero-emission IGCC power plants to decarbonize coal-fired power generation in China: Implications from the GreenGen project. [文献入手先](#)

CCS

- Abe et al (2013). CCS Large-scale Demonstration in Japan. [文献入手先](#)
- Argus Media (2021). Japan drives co-operation on carbon capture. [文献入手先](#)
- CRS (2017). Carbon Capture and Sequestration (CCS) in the United States. [文献入手先](#)
- DOE (2021). Pre-Combustion Carbon Capture Research. [文献入手先](#)
- IEA (2021c). World Energy Outlook 2021. [文献入手先](#)
- Global CCS Institute (2021). Global status of CCS 2021. [文献入手先](#)
- IEA (2016). 20 years of carbon capture and storage. [文献入手先](#)
- IEA (2020). Direct Air Capture. [文献入手先](#)
- IEEFA (2015). Holy Grail of Carbon Capture Continues to Elude Coal Industry. [文献入手先](#)
- IPCC (2005). Carbon Dioxide Capture and Storage. [文献入手先](#)
- IPCC (2014). AR5 Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. [文献入手先](#)
- J Power (2020). Blue mission 2050. [文献入手先](#)
- Jewell and Senior (2012). Carbon Storage Liabilities in the North Sea. [文献入手先](#)
- Kearns et al (2017). Developing a consistent database for regional geologic carbon storage capacity worldwide. [文献入手先](#)
- METI (2020). Report of Tomakomai CCS Demonstration Project at 300 thousand tonnes cumulative injection. [文献入手先](#)
- METI (2021). Roadmap for Carbon Recycling Technologies. [文献入手先](#)
- METI (2021). "Asia CCUS Network" has launched. [文献入手先](#)
- NETL (2019). CCUS business cases. [文献入手先](#)
- RITE (2021). 2050 Carbon Neutral Scenario Analysis (Interim Report). [文献入手先](#)

低炭素で最低コストの代替エネルギー

- Hirth, Ueckerdt and Edenhofer (2015). Integration Costs Revisited – An economic framework for wind and solar PV variability. [文献入手先](#)
- IRENA (2021). Renewable Power Generation Costs in 2020. [文献入手先](#)
- METI (2020). Vision for Offshore Wind Power Industry. [文献入手先](#)
- METI (2021). Report on power generation cost verification for basic policy subcommittee. [文献入手先](#)
- METI (2021). Current status of renewable energy in Japan and overseas and draft issues of this year's procurement price calculation committee. [文献入手先](#)
- MOEJ (2020). Renewable energy introduction potential in Japan. [文献入手先](#)
-



11 添付資料

添付資料1：コストモデリングにおける想定事項

アンモニアのコストモデリング

A. ガス価格

	単位	2021	2030	2040
日本	ドル/MMBtu	7.90	15.00	17.00
サウジアラビア	ドル/MMBtu	1.25	2.19	3.83
ロシア	ドル/MMBtu	3.40	8.00	7.90
インドネシア	ドル/MMBtu	6.00	6.60	7.26
米国	ドル/MMBtu	3.40	4.00	4.50
オーストラリア	ドル/MMBtu	6.01	6.10	6.00

引用元：TransitionZero

B. 電力価格

	単位	2021	2030	2040
日本	ドル/MWh	156.00	177.00	158.00
サウジアラビア	ドル/MWh	57.01	68.41	75.26
ロシア	ドル/MWh	93.00	114.00	123.00
インドネシア	ドル/MWh	76.00	91.20	100.32
米国	ドル/MWh	70.00	100.00	108.00
オーストラリア	ドル/MWh	86.00	156.00	163.00

引用元：TransitionZero

C. 再生可能エネルギーのコスト

	単位	2021	2030	2040
日本	ドル/MWh	117.39	91	66.51
サウジアラビア	ドル/MWh	41.50	25.95	10.40
ロシア	ドル/MWh	67.35	53.88	43.10
インドネシア	ドル/MWh	65.00	48.75	36.56
米国	ドル/MWh	34.59	27.67	22.14
オーストラリア	ドル/MWh	56.00	44.80	35.84

Source: TransitionZero

D. 炭素価格

	単位	2021	2030	2040
日本	ドル/MWh	5.00	130.00	205.00
サウジアラビア	ドル/MWh	5.00	130.00	205.00
ロシア	ドル/MWh	0.00	90.00	160.00
インドネシア	ドル/MWh	0.00	15.00	35.00
米国	ドル/MWh	5.00	130.00	205.00
オーストラリア	ドル/MWh	5.00	130.00	205.00

引用元: IEA WEO (2021)

E. アンモニアプラントに関する想定

	単位	値
容量	トン	87600
運転費	対資本コスト (%)	2.5%
発電所の運転	年数	25.00
利用可能性係数	%	95%
年間劣化率	%	1%
割引率	%	7.5%

引用元: TransitionZero

F. グレーアンモニアに関する想定

	単位	2021	2030	2040
資本コスト	ドル/tNH ₃	955.47	955.47	955.47
ガス消費量	GJ/tNH ₃	42.00	38.30	32.20
電力消費量	GJ/tNH ₃	0.30	0.30	0.30
排出係数	tCO ₂ /tNH ₃	2.35	2.14	1.80

引用元: TransitionZero

G. ブルーアンモニアに関する想定

	単位	2021	2030	2040
資本コスト	ドル/tNH ₃	1,388.34	1,330.27	1,229.97
ガス消費量 (GJ/tNH ₃)	GJ/tNH ₃	42.00	38.30	32.20
電力消費量	GJ/tNH ₃	1.30	1.30	1.30
排出係数	tCO ₂ /tNH ₃	0.12	0.11	0.09

引用元: TransitionZero

H. グリーンアンモニアに関する想定

	単位	2021	2030	2040
電解槽の資本コスト	百万ドル	241	144	107
ハーバー・ボッシュ法の資本コスト	百万ドル	33	33	33
水素貯蔵の資本コスト	百万ドル	90	56	26
ASUの資本コスト	百万ドル	12	12	12
脱塩の資本コスト	百万ドル	1	1	1
年間運転維持費	百万ドル	9	6	5

引用元: *AI-Breiki and Bicer (2020)*

I. 輸送距離

	日数	海里
サウジアラビア	13	6392
ロシア	30	13080
インドネシア	6	3069
米国	30	10142
オーストラリア	11	5334

J. アンモニア輸送に関する想定

要素	単位	値
船舶積載能力	m ³	160000
資本コスト	百万ドル	162
資本コスト (各年に配分)	百万ドル	8.1
運転維持費	百万ドル	28.8
1日あたりの燃料消費量	トン数	150
各輸送の所要時間	日数	2
年間合計日数	日数	365

引用元: TransitionZero

石炭火力発電所のコストモデリング

A. 石炭火力発電所に関する想定

	単位	値
容量	MW	1000
発電所の運転	年数	40.00
設備利用率	%	60%
年間劣化率	%	1%
熱効率	%	40%
石炭品質	kcal/kg	6000
二酸化炭素排出量	tCO ₂ /MWh	0.82
資本コスト	百万ドル	4031
運転維持費	対資本コスト (%)	2.0%
運転維持費の上昇 (2030)	%	3.00%
運転維持費の上昇 (2040)	%	4.00%

引用元: TransitionZero

B. 混焼プラントに関する想定

	単位	値
資本コスト	百万ドル	4,031.00
設備費	百万ドル	1931
設計・調達・建設費	百万ドル	2100
蒸気発生器	百万ドル	1,148.82
蒸気タービンと発電機	百万ドル	67.04
フィードポンプ	百万ドル	0.67
復水ポンプ	百万ドル	0.17
復水器	百万ドル	331.36
石炭ハンドリング	百万ドル	382.94

引用元: TransitionZero

C. その他の想定

	単位	2020	2030	2040
石炭価格	ドル/トン	69.00	58	44
バンカー燃料価格	ドル/Mt	550.00	550.00	550.00

引用元: TransitionZero, IEA WEO (2021)

IGCC/CCS のコストモデリング

A. IGCC プラントに関する想定

	単位	値
容量	MW	1000
発電所の運転	年数	40
設備利用率	%	60%
年間劣化率	%	1%
石炭品質	kcal/kg	6000
割引率	%	7.50%

引用元: TransitionZero

B. 2020 年の IGCC のコストに関する想定

	単位	低	基本	高
資本コスト	ドル/kW	4,193.56	5,123.97	6,112.22
運転維持費	対資本コスト(%)	3.0%	3.5%	4.0%
熱効率	%	46%	44%	40%
排出量	tCO ₂ /MWh	0.70	0.74	0.79

引用元: TransitionZero

C. 2030 年の IGCC のコストに関する想定

	単位	低	基本	高
資本コスト	ドル/kW	3,858.08	4,867.78	6,051.10
運転維持費	対資本コスト(%)	3.1%	3.6%	4.2%
熱効率	%	46.9%	44.5%	40.3%
排出量	tCO ₂ /MWh	0.70	0.74	0.79

引用元: TransitionZero

D. 2020 年の IGCC+CCS のコストに関する想定

	単位	低	基本	高
資本コスト	ドル/kW	5,032.27	6,404.97	7,945.89
運転維持費	対資本コスト(%)	4%	4%	5%
熱効率	%	36%	33%	31%
回収率 (%)	%	99%	95%	90%
排出量	tCO ₂ /MWh	0.007	0.037	0.074

引用元: TransitionZero

E. 2030 年の IGCC+CCS のコストに関する想定

	単位	低	基本	高
資本コスト	ドル/kW	4,931.63	6,084.72	7,707.51
運転維持費	対資本コスト(%)	3.9%	4.4%	5.0%
熱効率	%	37.1%	35.7%	33.3%
回収率 (%)	%	99%	95%	90%
排出量	tCO ₂ /MWh	0.007	0.037	0.074

引用元: TransitionZero

F. 2020 年の石炭火力発電所改修費に関する想定

	単位	低	基本	高
改修費	ドル/kW	2,735.45	3,218.18	3,540.00
CCS 設備	ドル/kW	2,805.00	3,300.00	3,630.00
運転維持費	対資本コスト(%)	3.9%	4.4%	5.0%
熱効率	%	35.6%	32.4%	29.9%
回収率 (%)	%	95%	90%	85%
排出量	tCO ₂ /MWh	0.046	0.093	0.139

引用元: TransitionZero

G. 2030 年の石炭火力発電所改修費に関する想定

	単位	低	基本	高
改修費	ドル/kW	2,598.68	3,057.27	3,363.00
CCS 設備	ドル/kW	2,565.00	2,700.00	2,835.00
運転維持費	対資本コスト(%)	3.7%	4.3%	4.8%
熱効率	%	36.0%	33.0%	30.9%
回収率 (%)	%	95%	90%	85%
排出量	tCO ₂ /MWh	0.046	0.093	0.139

引用元: TransitionZero

再生可能エネルギーのコストモデリング

A. 2020年の再生可能エネルギーのコストに関する想定

	単位	太陽光発電 (低)	太陽光発電 (高)	陸上 風力発電 (低)	陸上 風力発電 (高)	洋上 風力発電— 着床式(低)	洋上 風力発電— 着床式(高)	洋上 風力発電— 浮体式(低)	洋上 風力発電— 浮体式(高)
資本コスト	ドル/kW	1,832.10	1,832.10	2,813.76	2,813.76	4,696.44	4,696.44	5,950.80	5,950.80
運転維持費	対資本コスト (%)	2.3%	2.3%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	3.5%	4.5%
設備利用率	%	17%	17%	34%	34.0%	39%	36%	40%	43%
割引率	%	2%	2%	5%	10%	8%	12%	10%	14%
LCOE (2020)	ドル/MWh	86.75	92.56	90.65	127.70	163.14	227.11	249.03	301.65

引用元: TransitionZero

B. 2030年の再生可能エネルギーのコストに関する想定

	単位	太陽光発電 (低)	太陽光発電 (高)	陸上 風力発電 (低)	陸上 風力発電 (高)	洋上 風力発電— 着床式(低)	洋上 風力発電— 着床式(高)	洋上 風力発電— 浮体式(低)	洋上 風力発電— 浮体式(高)
資本コスト	ドル/kW	1,566.44	1,648.89	2,456.41	2,532.38	3,644.44	3,757.15	4,906.43	5,058.18
運転維持費	対資本コスト (%)	2%	2.3%	3%	2.5%	3%	2.7%	4%	4.2%
設備利用率	%	19%	18%	35%	35%	41%	35%	45%	40%
割引率	%	2%	2%	4%	9%	7%	10%	7%	10%
LCOE (2030)	ドル/MWh	69.85	74.52	72.35	104.74	112.44	168.09	156.59	219.66

引用元: TransitionZero

電池貯蔵のコストモデリング

A. 2020 年の電池貯蔵のコストに関する想定

	単位	持続時間 2 時間	持続時間 4 時間	持続時間 6 時間	持続時間 8 時間	持続時間 10 時間
資本コスト	ドル/kW	423.75	765.25	1,099.75	1,432.25	1,769.75
運転維持費	対資本コスト(%)	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
設備利用率	%	17%	17%	17%	17%	17%
割引率	%	4%	4%	4%	4%	4%
LCOE (2020)	ドル/MWh	28.35	51.19	74.43	95.81	118.39

引用元: TransitionZero

B. 2030 年の電池貯蔵のコストに関する想定

	単位	持続時間 2 時間	持続時間 4 時間	持続時間 6 時間	持続時間 8 時間	持続時間 10 時間
資本コスト	ドル/kW	314.50	555.50	790.50	1,020.00	1,591.50
運転維持費	対資本コスト(%)	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
設備利用率	%	17%	17%	17%	17%	17%
割引率	%	4%	4%	4%	4%	4%
LCOE (2030)	ドル/MWh	21.04	37.16	53.50	68.23	106.46

引用元: TransitionZero



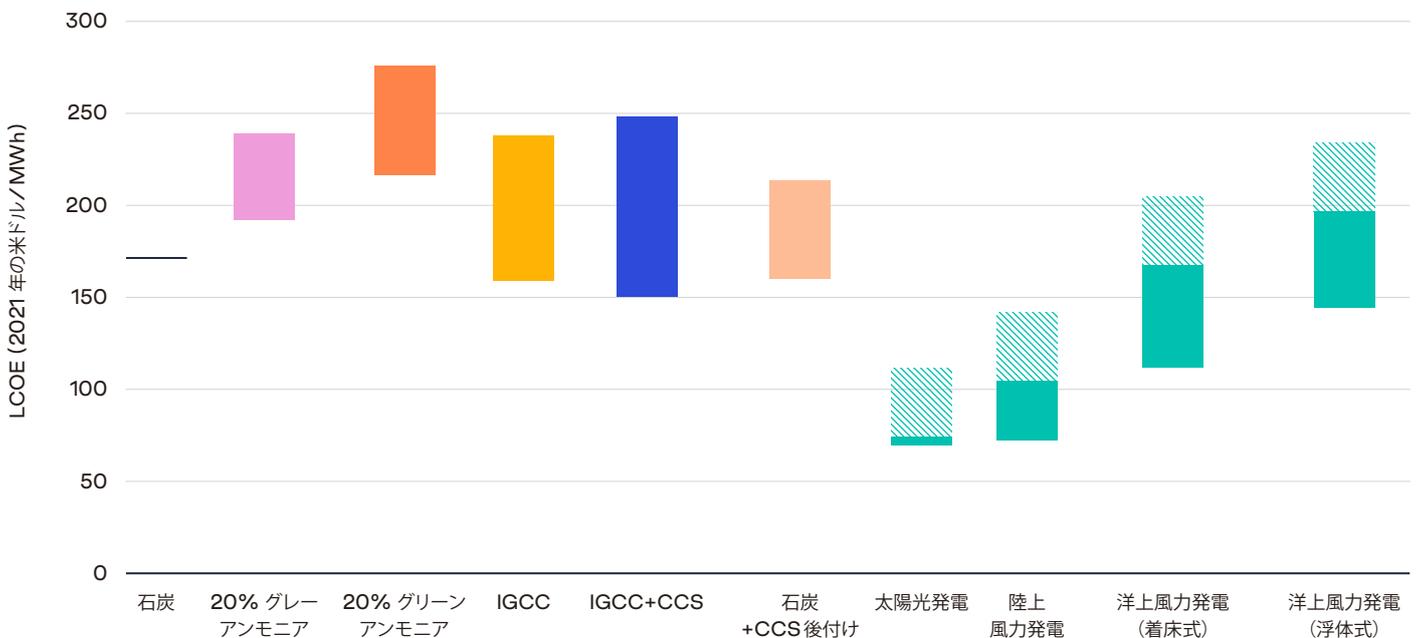
添付資料 2：低い炭素価格を想定する分析

本稿のベースケース分析は、日本における炭素価格を、世界的に 1.5°C 上昇を上限とする IEA の NZE に沿った 130 ドル/tCO₂ とする、高相場の炭素価格シナリオに基づく。IEA の将来の低炭素燃料に関するレポートで、IEA は日本の 2030 年の炭素価格を 66 ~ 98 ドル/tCO₂ と設定した。発電コストの推定値において炭素価格が過度な影響力を持つため、それほど厳しくない気候目標に基づき低い炭素価格を想定して、再度分析を実施した。

日本での炭素価格を 65 ドル/tCO₂ と想定すると、石炭新発電技術を加えた石炭のコストは激減し、2030 年の平均は 187 ~ 256 ドル/MWh になる。しかし、それでもなお 2021 年の太陽光発電コストの倍であり、65 ドル/tCO₂ と想定した場合も、太陽光発電および陸上風力発電に電池貯蔵を加えたものは、2030 年の石炭適用技術すべてよりもコスト競争力が高い。

大幅なコスト削減という飛躍がない（日本における現在の低い導入率が原因で）状況で、浮体式洋上風力発電は 65 ドル/tCO₂ の炭素価格でもまだコスト面でかなりの障壁に直面するが、着床式ではそれよりも状況が良い。日本の石炭にとり、炭素価格の上昇が致命的であることは疑う余地もない。

図 6.1 2030 年の石炭新発電技術の LCOE



引用元: TransitionZero

注: 2030 年の炭素価格を 65 ドル/tCO₂ と想定した。グリーンのスラッシュ部分は貯蔵コスト。



Jacqueline Tao
Jacqueline@transitionzero.org
transitionzero.org
+44(0)71234567

注意事項

本調査報告書（以下、「報告書」とします）では一般情報のみを提供します。報告書の内容は随時変更される場合があります。報告書に含まれる情報と意見は信頼性が高いと当団体が判断した情報源に基づくものであり、また、それらの情報源は一般に公開されており、報告書の所見を確認するために閲覧することができます。報告書の正確さ、完全性に関しては明示的か暗示的かを問わず、当団体はなんら表明も保証も行いません。本書に含まれる情報と関連するいかなる性質の賠償請求または損失に対しても（法律によって許容される範囲内で）、逸失利益または間接的もしくは結果的損害を含め、ただしそれらに限定せず、当団体は賠償責任を負いません。本書の編纂に使用した情報はパブリックドメインの複数の情報源および当団体のライセンサーから収集されています。情報の一部が当団体またはそのライセンサーに帰属する独占的な知的財産である場合があります。当団体は投資アドバイザーではなく、いかなる司法管轄区域内においても、特定の企業、有価証券、投資ファンド、その他の投資手段への投資を勧める表明を行いません。そのような投資または他の金融コミットメントに関し、本報告書に依拠した決定を下すことはおやめください。