

二酸化炭素回収・ 利用・貯留 (CCS)

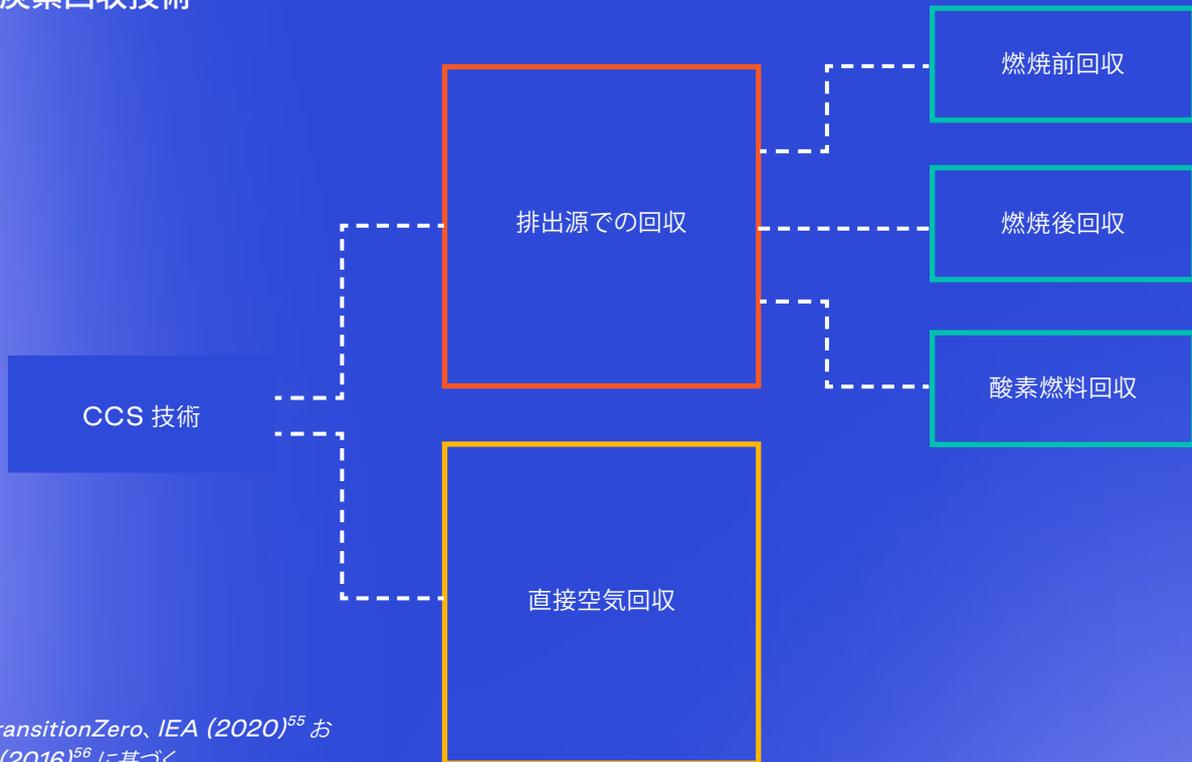
要旨

- 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持続可能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。

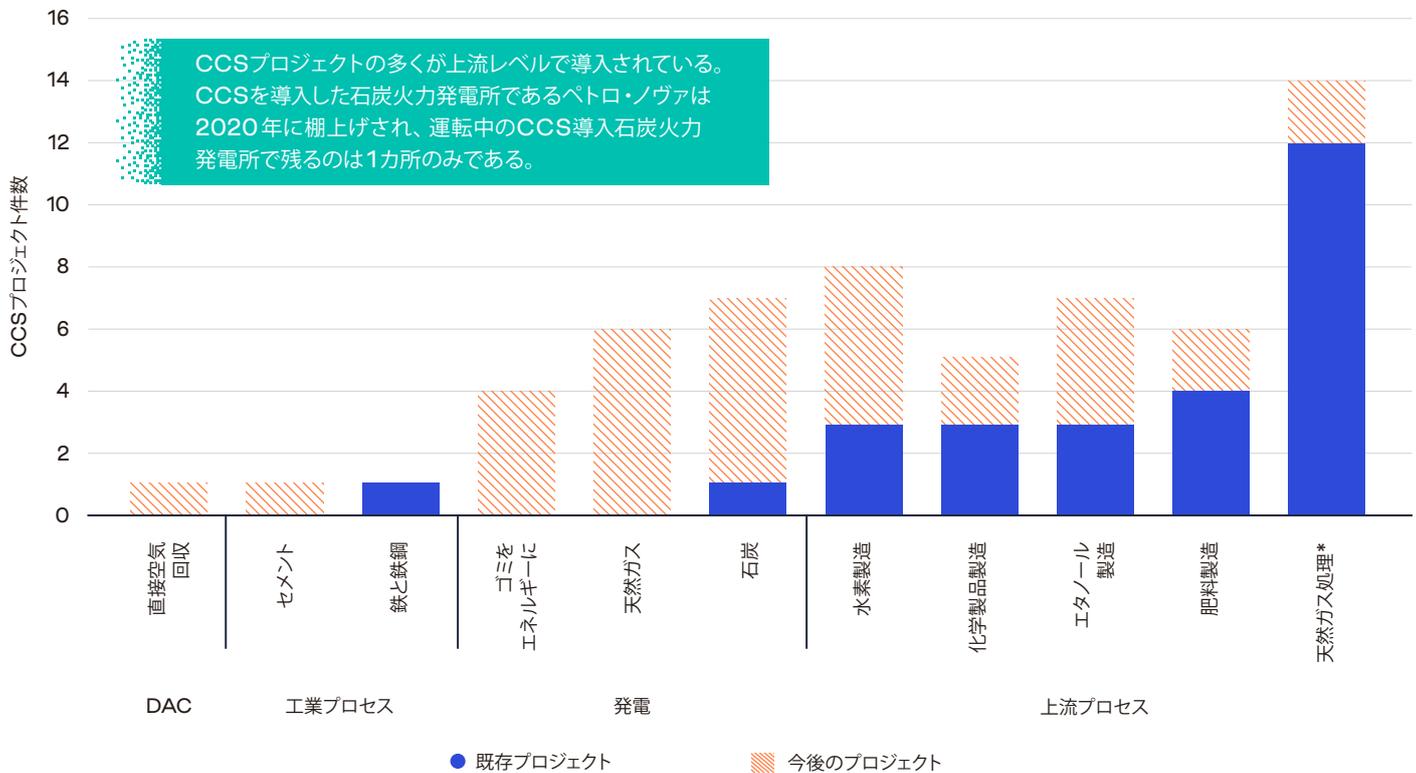
酸素燃料回収は CCS 技術群に新たに加わった技術である。燃料はほぼ純粋な酸素環境で燃焼されるため、排出される二酸化炭素の気流が集中し、回収しやすくなる。

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

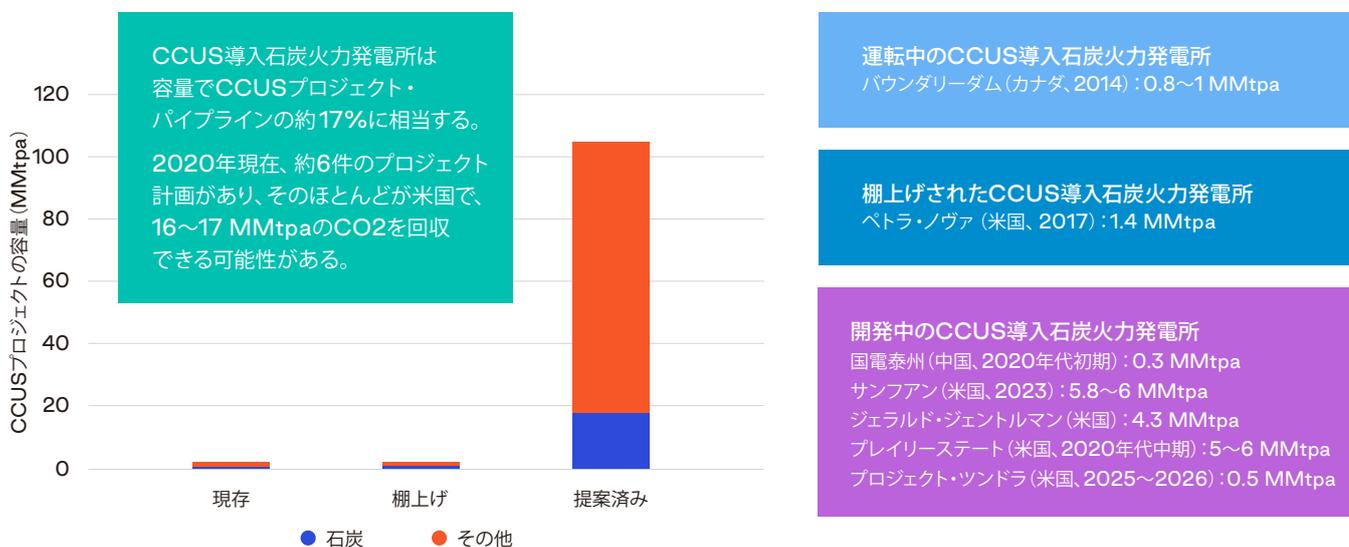
注：ペトラ・ノヴァ・プロジェクトでは、回収された二酸化炭素を EOR に使用していた。原油の長期的な低価格が原因で、NRG は 2021 年 6 月からプロジェクトを永久に棚上げすると発表した。

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
ブレイリーステート	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

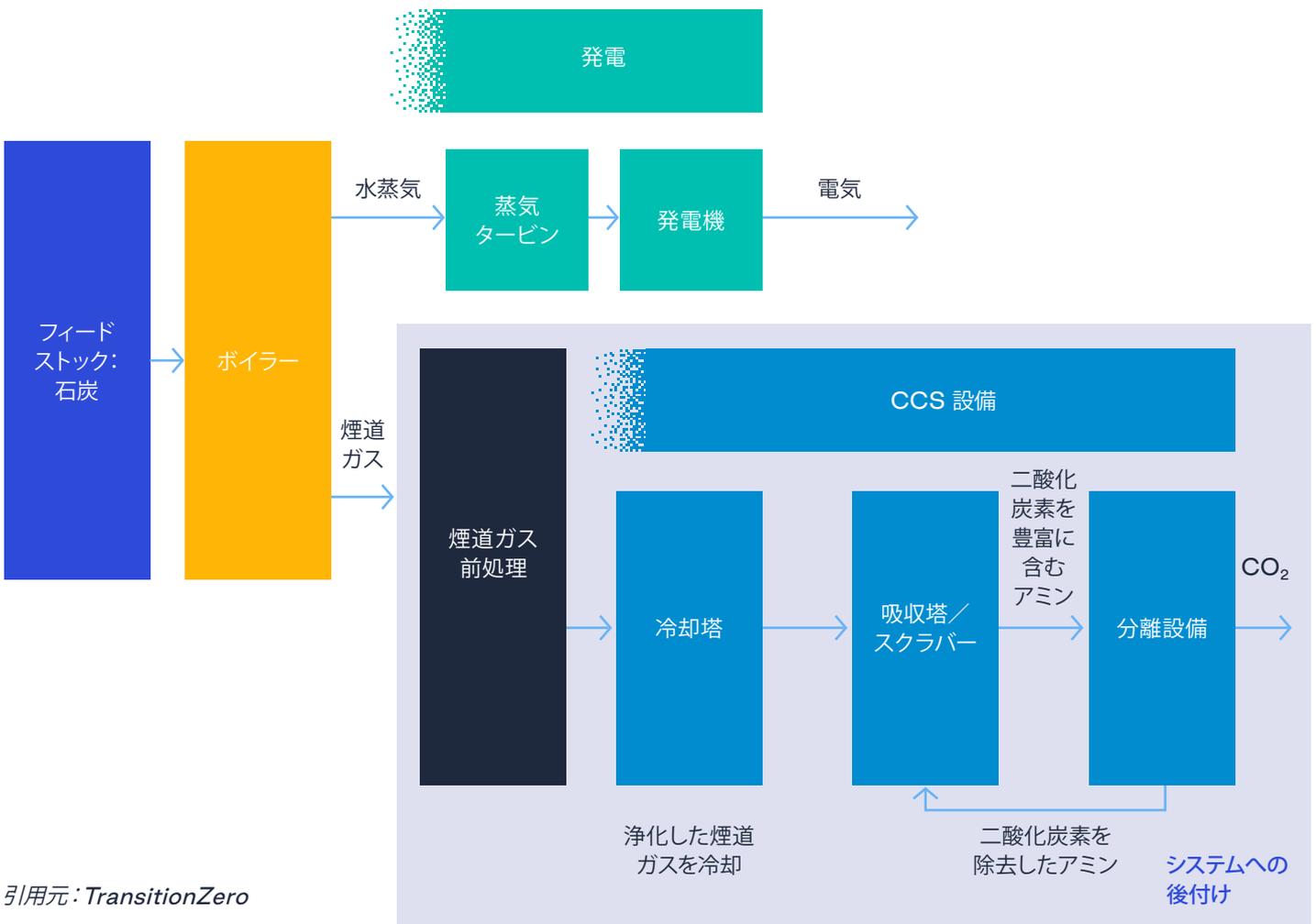
注：ペトラ・ノヴァは 2020 年に棚上げにされた。ブリッジポート・ムーニーズ CCS (オーストラリア) は、さまざまな発電および工業プロセスを目的とする CCS 適用で構成された混成開発プロジェクトであるため、石炭火力発電所での CCS プロジェクトの一部には含めなかった。

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

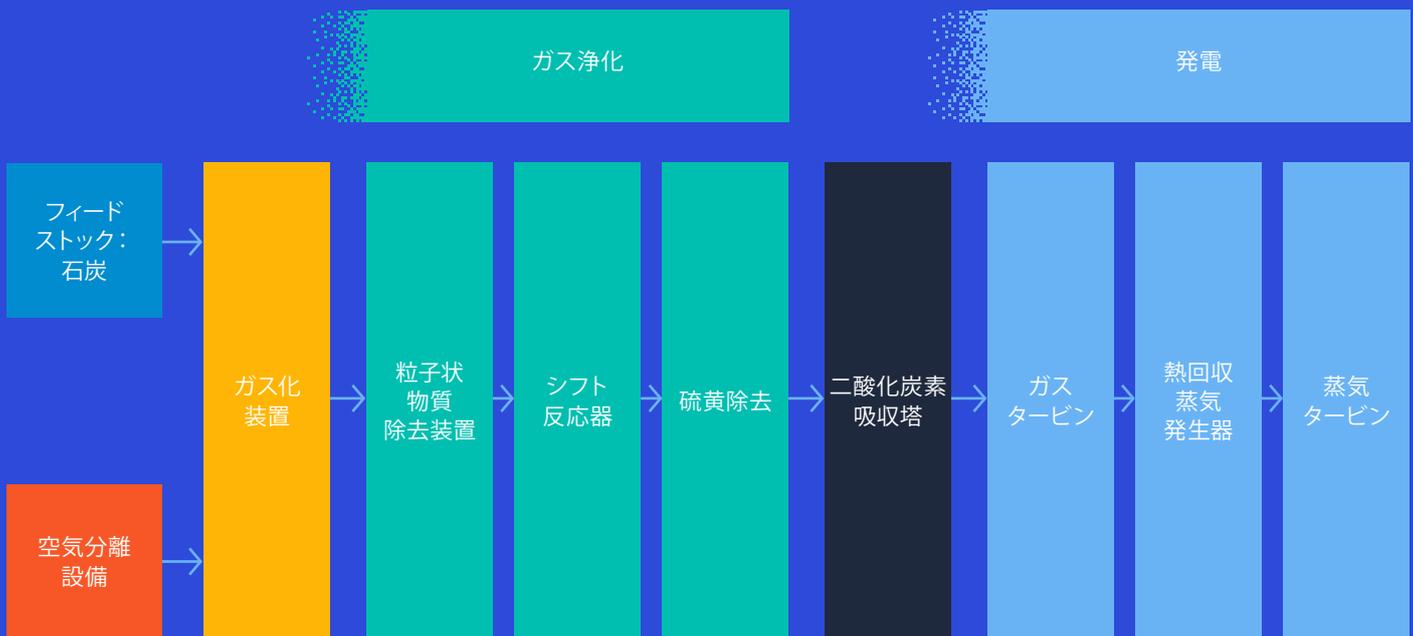
燃焼前回収は IGCC 適用においてのみ利用可能である。CCS を導入した IGCC プラントは、典型的な IGCC の構成とほぼ同様であるが、図 4.4 と同様の二酸化炭素回収装置が追加される。浄化された合成ガスは二酸化炭素除去システムを通過し、そこで二酸化炭素は貯留のために、水素は水素経済での再利用のために、別々に回収される。

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)

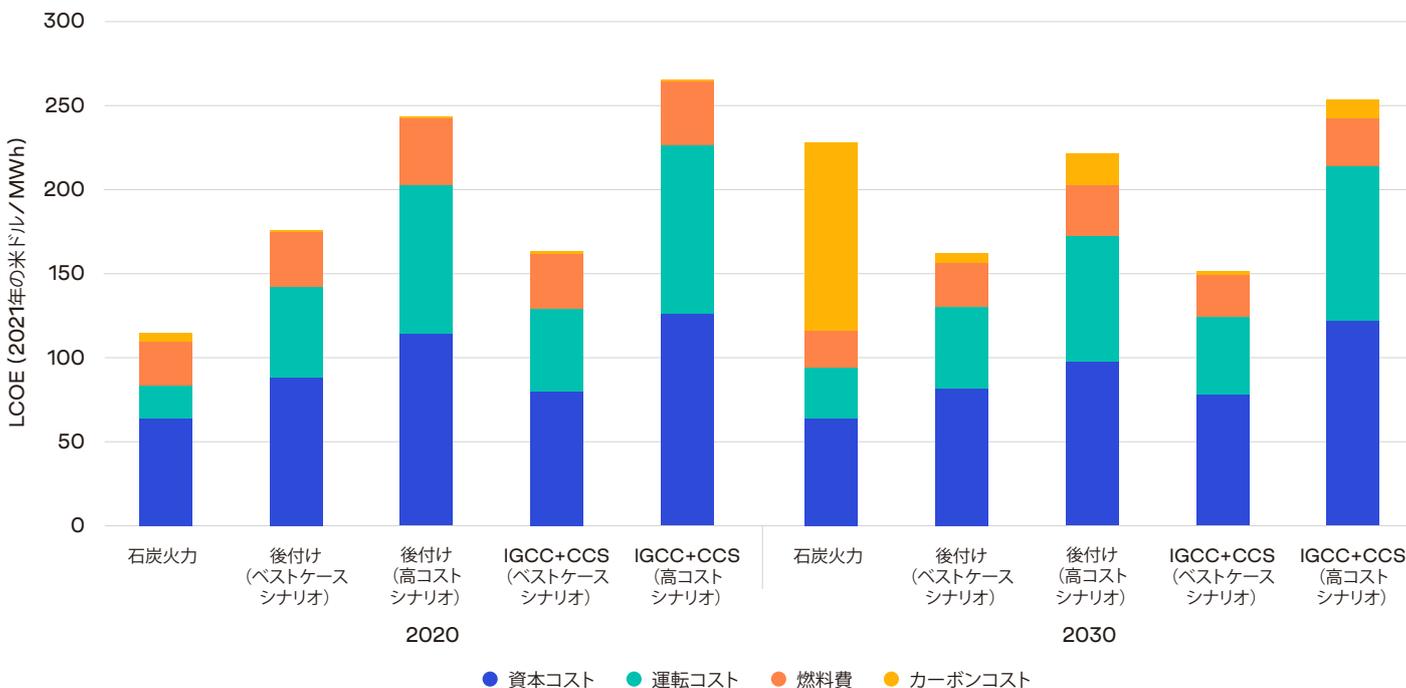
74 NETL (2019)
75 Global CCS Institute (2021)
76 IEA (2021c)

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 tCO₂/日から 1,500 tCO₂/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い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)

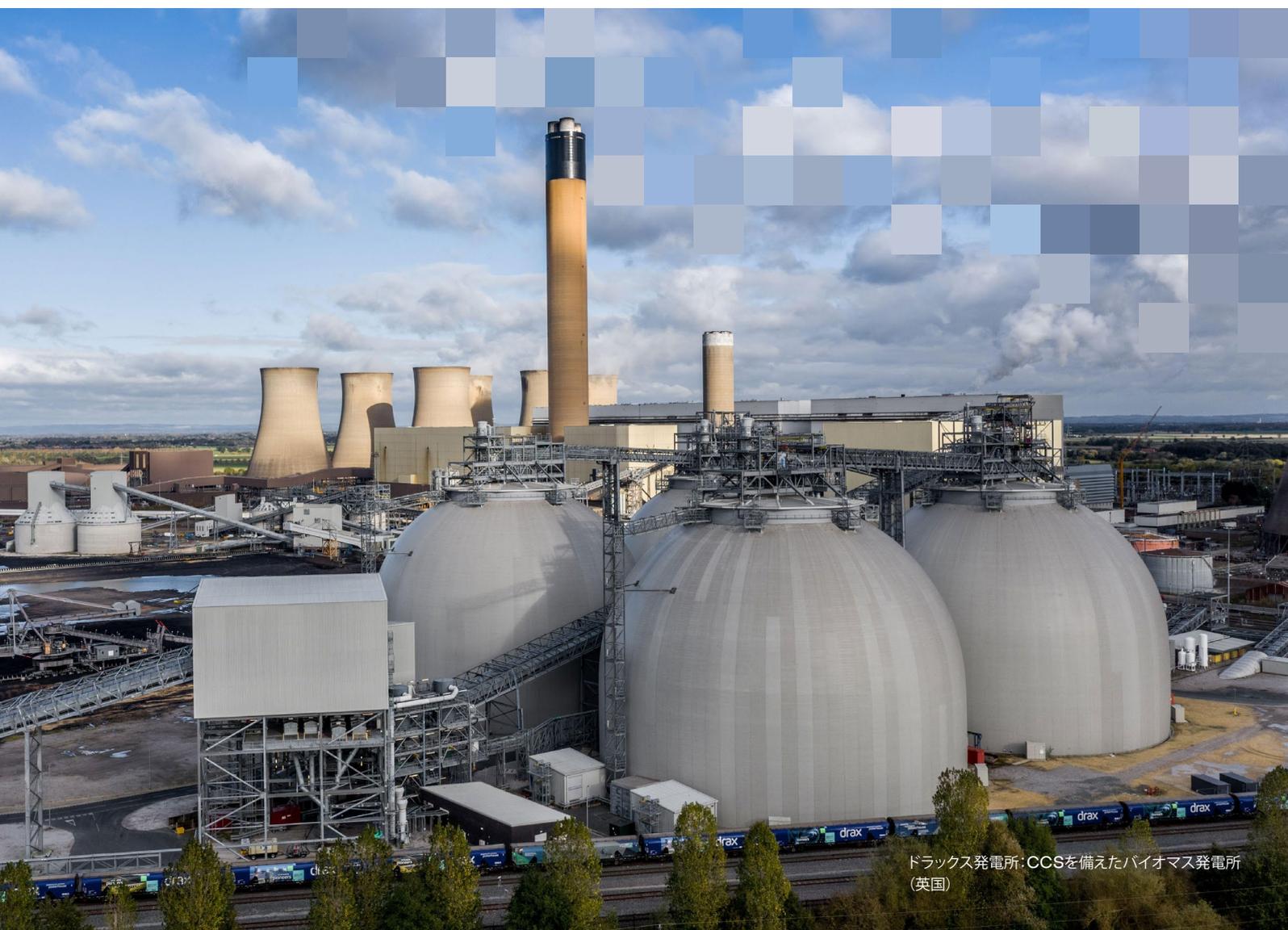
結論

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。

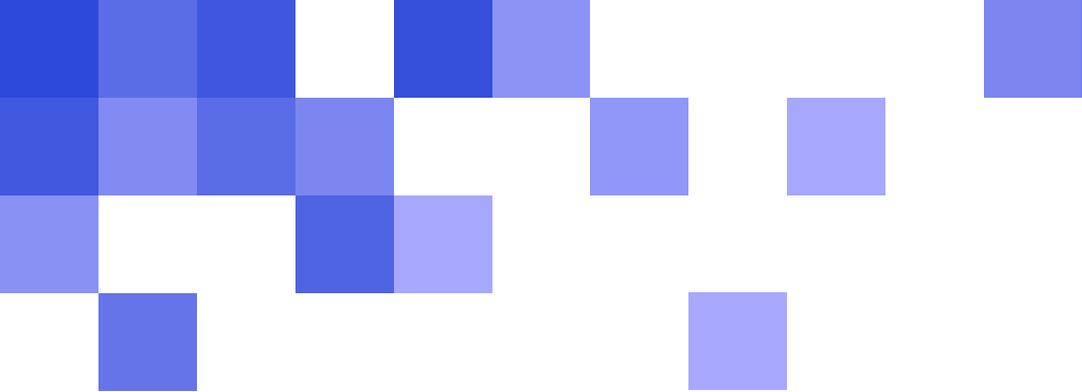
電力部門でのCCSプロジェクトの商業化に対し、今後もコストが重要な障壁として残る。技術ベースのコストは約40ドル/tCO₂という穏当なものになると予測されるが、日本のCCSエコシステムの欠如は、石炭火力発電所の運営事業者と開発者が、さまざまなプロジェクト開発関連費用を内製化しなければならないことを意味する。このような隠れたコストには、二酸化炭素貯留適地の選択、二酸化炭素輸送の選択肢、許可とライセンスに関係する費用などが挙げられる。これらの隠れたコストにより技術コストが倍増し、CCS導入石炭火力発電所のLCOEが膨張することが考えられる。

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)



参考文献

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](#)
-



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。