

CO₂ 回収・利用・貯留（CCUS）は 魔法の杖ではない

日本においてもアジアにおいても気候変動政策の柱にはなり得ない

目次

はじめに	2
1. CCS の国内実施の現状	2
(1) 分離回収	3
(2) 輸送	4
(3) 貯留	4
2. CCS の海外での実施とその問題点	6
3. まとめ	8
①必要貯留量の推計の危うさ	8
②実施の不確実性	8
③経済性	8
④東南アジア地域の脱炭素化の妨げ	8
⑤最後に	9

はじめに

気候ネットワークは、2019年6月にCO₂回収・利用・貯留（CCUS）に関するポジションペーパーを発行した¹。その中で私たちはCCUSについて有効性、経済性、環境影響の懸念や技術的リスクなど複数の観点からの問題を指摘し、気候変動対策として不十分であるだけでなく、そこに政策の重点を置き、依存することは不適切であると提言した。

しかしその後、日本政府は気候変動対策においてCO₂の排出量削減につなげようと、CO₂の回収・貯留（CCS）への依存度を高める形で着々と政策形成を進めている。CCSの長期ロードマップについては2022年5月に中間とりまとめ²が示されたが、その検討過程では従来の日本国内でのCCS事業の実施に加えて、海外でのCCS事業の実施を目指す方針が示されている。この中間とりまとめを踏まえて、2023年の1月にも最終とりまとめが行われる予定である。

また昨年12月に日本のエネルギー政策を方向づけるものとして示された「GX（グリーントランスフォーメーション）基本方針」では「脱炭素型の調整力の確保」のために追求する技術として、発電設備の高効率化や水素・アンモニア混焼／専焼の推進、揚水の維持・強化、蓄電池の導入促進、カーボンリサイクル技術と並んでCCSが例示されている。さらに政府は30年までのCCS事業開始に向けた事業環境を整備のため、プロジェクト開発および操業支援とともに、法制度の整備を急いでおり、これに二国間クレジット制度（JCM）におけるCCS等の大規模プロジェクトの実施を併せることで、国内外でのCCS事業の推進を図っている。

本ペーパーは、CCS長期ロードマップ案、前回のペーパーの発行以降に出されたCCS/CCUSに関する国際機関、国内外のシンクタンク等の分析結果を元にCCSの国内実施を巡る現状を整理し、今後海外でのCCS事業を展開することで生じる問題点を指摘することで、改めて日本のCCS政策の再検討を促すものである。

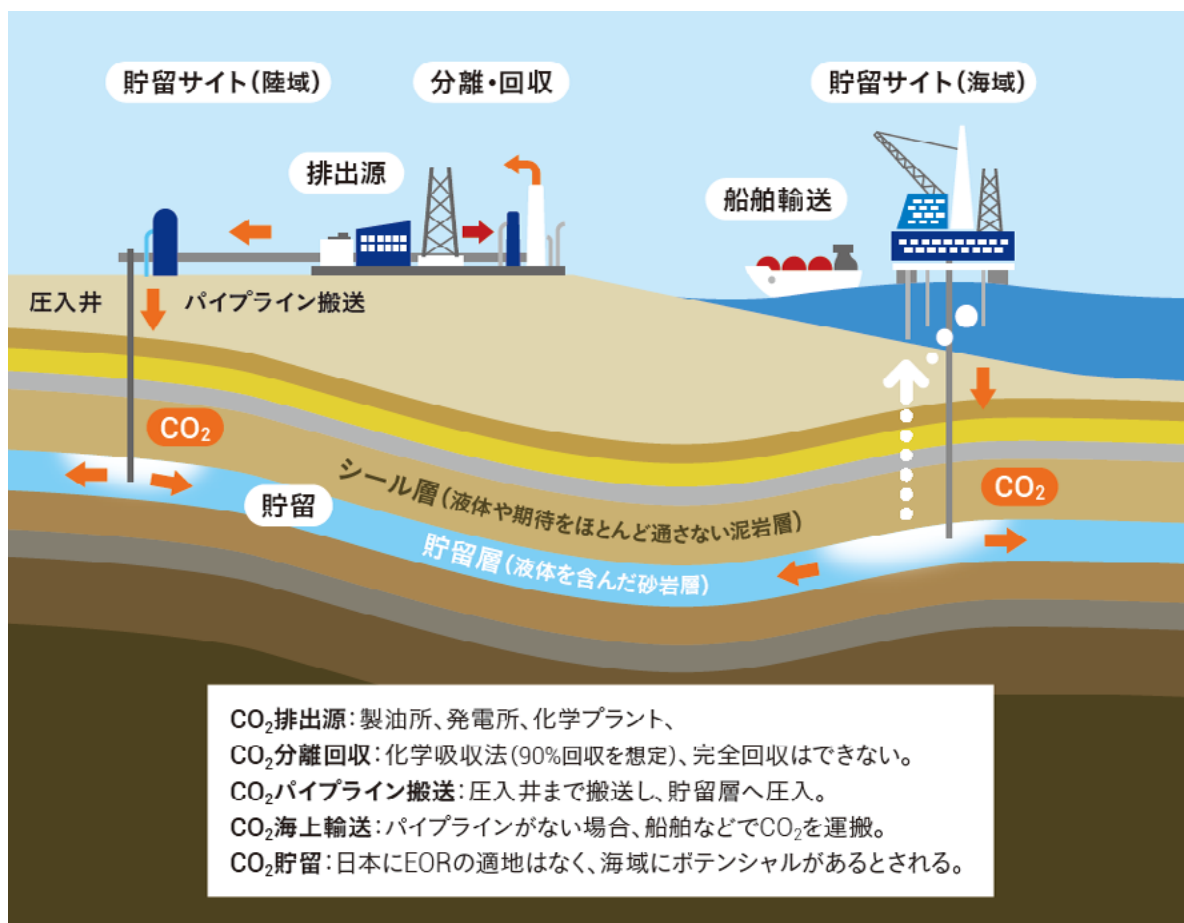
1. CCSの国内実施の現状

CCSの国内実施に関しては、2019年に私たちがポジションペーパーで指摘した問題点は現時点でも解消されていない。むしろ検討が進められる中でより一層国内実施の困難さが浮き彫りになってきたと言える。以下にCCSの分離回収、輸送、貯留それぞれの段階についての問題を整理する。

なお、分離回収したCO₂の利用（CCU）についてはその技術の多くが商用段階に至っておらず、未確定な点が多いことから、ここでは経済産業省のロードマップ³においても近い将来の大幅な利用拡大が見込まれていないことや、シンクタンクの分析においても経済性やライフサイクルにおけるCO₂収支・エネルギー収支の観点から課題が多いとされている⁴という2点を指摘するに留める。

-
- 1 【ポジションペーパー】CO₂回収・利用・貯留（CCUS）への期待は危ういーコスト・技術の両面から、気候変動対策の柱にはなり得ない（2019年6月）<https://www.kiconet.org/info/publication/position-paper-CCUS>
 - 2 CCS長期ロードマップ検討会 中間とりまとめ（2022年5月）https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/20220527_1.pdf
 - 3 経済産業省 カーボンリサイクル技術ロードマップ（改訂版）（2021年7月）<https://www.meti.go.jp/press/2021/07/20210726007/20210726007.pdf>
 - 4 みずほリサーチ&テクノロジーズ CO₂有効利用（CCU）の国内外の動向（2020年）https://www.mizuho-rt.co.jp/publication/report/2020/mhir20_ccu_01.html

図1 CO₂の分離・回収・貯留



出典：総合資源エネルギー調査会基本政策分科会（第35回）資料1他より Japan Beyond Coal 作成の文書⁵から引用

(1) 分離回収

経済産業省のカーボンリサイクル技術ロードマップ⁶によると、CO₂の分離回収の難易度は排ガスの圧力や排ガスに含まれるCO₂の濃度等に主に影響されるとしている。そして、石炭火力や天然ガス火力などの発電部門から発生する排ガスは低圧であるため、水素・アンモニア工業で分離されるものや天然ガス生産時の副生ガス等、より高圧のものとは比べて回収率と経済性の両立が難しいとも記されている。

発電部門からの排ガスに関して資源エネルギー庁は、CO₂濃度がより高い石炭火力からの排ガスのCCSについては、すでに実証から商用段階にあるとしている。しかし国内においては現在実現できておらず、海外において商用運転している例として言及されている Petra Nova⁷ は 2016 年の操業開始

5 【ファクトシート】二酸化炭素回収貯留（CCS）ーその甚大なりスク https://beyond-coal.jp/beyond-coal/wp-content/uploads/2022/09/JBC_factsheet_07.pdf

6 経済産業省 カーボンリサイクル技術ロードマップ（改訂版）（2021年7月） <https://www.meti.go.jp/press/2021/01/20220120007/20220120007-2.pdf>

7 「CO₂の分離回収等技術開発」プロジェクトに関する研究開発・社会実装計画（本体）（2022年1月20日）（本文中には「日本企業により北米の石炭火力発電所において」と記載されており本名称は記載されてい

以降、多くの動作不良が発生し操業が安定せず、CO₂回収目標を達成することができないまま、採算性の問題を理由に2020年に稼働を停止している⁸。さらに、天然ガス火力から発生する低圧・低濃度の排ガスについては資源エネルギー庁も分離回収については未確立であるため、要素技術の確立と実証が必要な段階としている。

現在、低圧・低濃度の排ガスからの分離回収費用は6,000円台/t-CO₂、計画中のプラントの想定では4,000円台/t-CO₂であり、2030年に2,000円台/t-CO₂を目標として技術開発が行われている。

(2) 輸送

分離回収したCO₂は貯留地によって輸送方法が異なる。貯留地が陸から近い場合はパイプラインでの輸送、陸から遠い場合は液化した上で船舶による海上輸送が必要となる⁹。日本の場合、貯留の適地が国土上に少ないことから、政府が想定している規模のCCSを行うには、船舶での海上輸送を伴う、沿岸からの距離が遠い海域の地層への貯留が必須となる。

貯留海域への輸送に際しては新たな輸送船の建造が必要となり、多額の建造費がかかる。また輸送時の気象海象等の自然条件にも左右されることとなり¹⁰、安定的に実施できるかは不透明である。

輸送のコストについての地球環境産業技術研究機構(RITE)試算¹¹では船舶による海上の着底式貯留基地への輸送は、輸送距離が1,100km、年間貯留量が50万tCO₂の場合で現状1tCO₂あたり9,300円となっており、2050年には年間貯留量300万tCO₂の場合で1tCO₂あたり6,000円となるとしている。

(3) 貯留

長期ロードマップ中間とりまとめにおいて、政府は2050年時点の日本における年間CO₂貯留量の目安を年間1.2億トン～2.4億トンとの推計を示している。この推計自体の妥当性も疑義が残るものではあるが¹²、仮にこの推計を受け入れた場合、政府は2030年から2050年の20年間に年間50万トン圧入可能な圧入井を年12本～24本のペースでを増やして行くことが必要と試算している。

ないが、該当する発電所がPetra Novaのみであるためこのように記載した。) <https://www.meti.go.jp/press/2021/01/20220120007/20220120007-2.pdf>

8 Reuters “Japan’s Eneos to buy out operator of U.S. CO₂ capture project Petra Nova”(SEPTEMBER 14, 2022) <https://www.reuters.com/article/japan-eneos-holdings-idUSL1N30LORX>

9 日揮株式会社、上野トランステック株式会社、千代田化工建設株式会社、国立大学法人東京大学、大成建設株式会社「環境配慮型CCS実証事業 輸送技術について」(2019年3月5日) https://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-2_CCUS_transport.pdf

10 同上 https://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-2_CCUS_transport.pdf

11 RITE CCS バリューチェーンコスト(2022年10月31日) https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/jisshi_kento/pdf/003_04_00.pdf

12 この推計の基礎となっている2050年時点の日本における年間CO₂貯留量の推計については、IEAが作成したCO₂排出シナリオにおいて必要とされた2050年時点のCCSによる世界でのCO₂回収量、年間約36～72億tに、政府が現在の日本の世界全体のCO₂排出量に占める割合である3.3%をかけて算出したものである。従ってこの推計や、そこから導き出された必要な圧入井戸数などは、将来の世界のCO₂排出構造において日本が現在と全く同様のCO₂排出割合を維持するという非常に単純化した、不確定な前提から導き出されたものであるという点を留意する必要がある。

この規模の CCS の実現可能性についてはそもそも日本国内では未だ 2019 年に 30 万トンの CO₂ を貯留し、その後のモニタリングが行われている苫小牧の実証プロジェクトしか実績が無いことから、まずその実現可能性を疑わざるを得ない。

また CCS の実施には CO₂ を十分に貯留するための盤石な地層が必要となるが、日本の国土は活断層が多く走る地震多発地帯であり、数百年～千年といった長期間、安定的に貯留することに適した地層が少ない。さらに石油・天然ガスの開発地帯がほとんどないため、海外で見られるような EOR (Enhanced Oil Recovery: 石油増進回収) の実施や、枯渇ガス田・枯渇油田に注入することで貯留する余地も非常に限られる。

経済産業省は 2022 年 3 月末までに 11 地点、約 160 億トンの貯蔵可能量を推定しており、さらに未調査地点の調査を実施するとしている¹³。しかし、現在特定されている 11 地点は主に広大な海域を選定したに過ぎない。今後より詳細な調査や試掘を経て、圧入井や CO₂ の搬入設備などの圧入設備を建設しなければ、貯留ができるようにはならない。貯留開始までの各段階における不確定性の大きさから、上記の貯蔵可能量は目安として捉えることも難しく、不確かな数値と言わざるを得ない。

貯留のコストについての RITE 試算¹⁴では、海上の着底式貯留基地からの貯留の場合、圧入井 1 本に年間 20 万 tCO₂ を貯留する場合で現状 1tCO₂ あたり 6,900 円となっており、それが 2050 年には圧入井 1 本に年間 50 万 tCO₂ を貯留する場合で 1tCO₂ あたり 5,400 円となるとしている。

表 1 CCS の現状コスト推計

	現状コスト推計
分離回収 (低圧・低濃度排ガス)	4,000 ～ 6,000 円 /t-CO ₂
輸送 (海上基地への船舶輸送、輸送距離 1100km、年間貯留量 50 万 tCO ₂)	9,300 円 /t-CO ₂
貯留 (圧入井 1 本に年間 20 万 tCO ₂ を貯留)	6,900 円 /t-CO ₂
合計	20,200 ～ 22,200 円 /t-CO ₂

出典：RITE CCS バリューチェーンコスト (2022 年 10 月 31 日) より気候ネットワーク作成

CO₂ の海域の地層への貯留後のモニタリングに関しては技術開発が進んでおり、四半期ごとの装置の交換により通年で連続モニタリングに目処がついているようであるが¹⁵、RITE の試算でも想定されている圧入中 40 年、廃坑後 20 年、計 60 年のモニタリングを確実に実施するためには体制整備やコスト負担の明確化が必要となる。

なお陸上、海域を問わず、高濃度の CO₂ が漏洩した際には周囲の人体および環境への悪影響を考

13 CCS 長期ロードマップ検討会 中間とりまとめ (2022 年 5 月) https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/pdf/20220527_1.pdf

14 RITE CCS バリューチェーンコスト (2022 年 10 月 31 日) https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/ccs_choki_roadmap/jisshi_kento/pdf/003_04_00.pdf

15 日本エヌ・ユー・エス株式会社、国立研究開発法人産業技術総合研究所、国立大学法人東京大学「環境配慮型—CCS 実証事業モニタリング技術について—」(2021 年 8 月 3 日) <https://www.env.go.jp/content/900440489.pdf>

慮する必要がある。さらに長期間貯留することで地層に対して与える影響をモニタリングを通じて監視していく必要がある。その因果関係について政府は否定しているものの、地震の誘発性についてはより詳細な調査が必要との論文¹⁶も発表されている。これらのリスクは定性的、定量的にも予測が困難である。

2. CCS の海外での実施とその問題点

グローバル CCS インスティテュート (GCCSI) は 2022 年 9 月段階で、建設・開発段階にある商業規模の CCS プロジェクトは 196 件で、前年の集計より 44%増加しているとしている¹⁷。その内、電力部門(水素製造(2件)、製油所(1件)との複合プロジェクトも含む)は 36 件であり、約 5 分 1 程度にすぎない。36 件の内訳は建設中 1 件、開発進捗 12 件、早期開発 23 件となっている¹⁸。

現在、電力部門の CCS プロジェクトとして世界で唯一稼働しているのはカナダのバウンダリーダム発電所である。このプロジェクトを運営する SaskPower は 2014 年秋の稼働開始から 2022 年 9 月末までに約 480 万トンの CO₂ を回収したとしている¹⁹。しかし、本プロジェクトは装置の不具合などで長期間停止するなどにより、安定的な CO₂ の回収が出来ておらず、自然エネルギー財団 (REI) は本プロジェクトが 7 年間に回収した CO₂ の実際の回収率は 6 割程度に留まっていると推測している²⁰。

政府は海外 CCS 事業の推進を CCS 事業環境整備の具体的なアクションの一つとして掲げており、特にアジア地域での CCS の普及に力を入れている。2021 年 5 月 24 日には、梶山経済産業大臣が、アジアの持続的な経済成長とカーボンニュートラルの同時達成に向けて、「アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ (AETI)」を新たに表明している²¹。さらに 2021 年 6 月 22 日に同大臣は、アジア全域での CCUS 活用に向けた環境整備や知見を共有する国際的な産学官プラットフォームとして「アジア CCUS ネットワーク」の立ち上げを発表している²²。

これらを踏まえた CCS の海外実施の第一の問題点としては、現在建設・開発段階にある海外 CCS 事業の多くが天然ガス精製など化石燃料生産過程から排出される CO₂ の回収を目的としており、化石燃料生産を促進しかねないことが挙げられる。

第二に、日本の海外から輸入する化石燃料への依存が続くことに加えて、CO₂ の処理においても海

16 Sano et al.(2020) Groundwater Anomaly Related to CCS-CO₂ Injection and the 2018 Hokkaido Eastern Iwate Earthquake in Japan. *Front. Earth Sci.* 8:611010. <https://doi.org/10.3389/feart.2020.611010>

17 Global Status of CCS 2022 <https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/global-status-of-ccs/>

18 Global Status of CCS 2022 Appendices 6.2 2022 FACILITIES LIST <https://status22.globalccsinstitute.com/2022-status-report/appendices/>

19 SaskPower BD3 Status Update: Q3 2022 <https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/2022/bd3-status-update-q3-2022>

20 自然エネルギー財団「CCS 火力発電政策の隘路とリスク」(2022 年 4 月) <https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20220414.php>

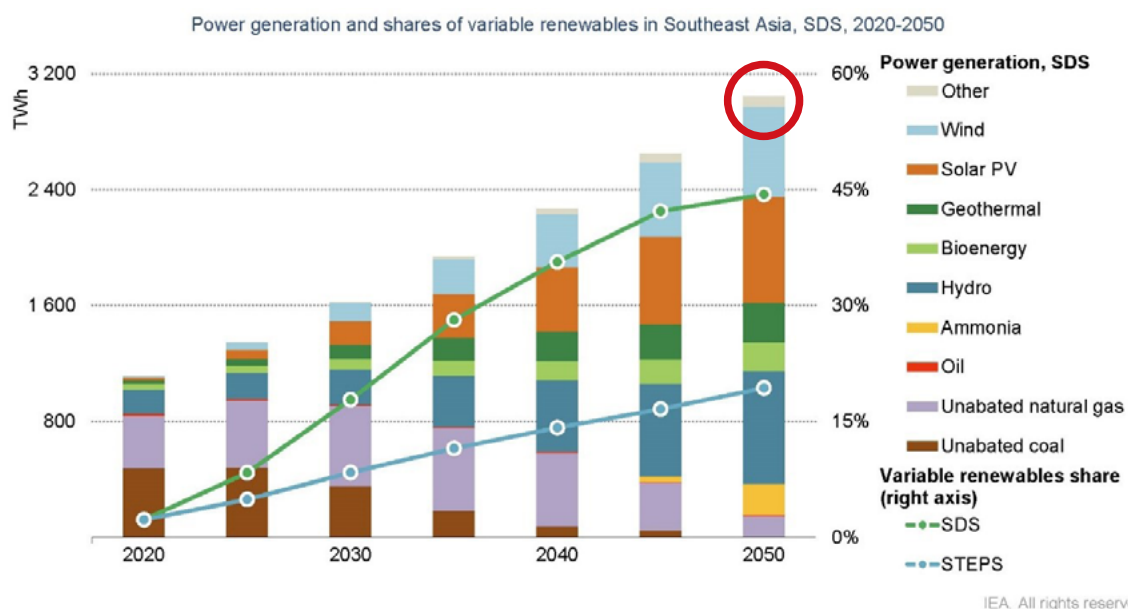
21 経済産業省 「梶山経済産業大臣が「アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ (AETI)」を新たに表明しました」(2021 年 5 月 28 日) <https://www.meti.go.jp/press/2021/05/20210528007/20210528007.html>

22 経済産業省 「「アジア CCUS ネットワーク」が立ち上がりました」(2021 年 6 月 22 日) <https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210622005/20210622005.html>

外に依存することになるということが挙げられる。

第三に CCS を東南アジアやオセアニア地域で展開することで、これらに地域での化石燃料利用を固定化してしまうという点がある。東南アジアの再生可能エネルギーのポテンシャルは高く、IEA の持続可能シナリオ²³ は 2050 年には地域の発電の 85% を再生可能エネルギーが占めると推計している²⁴。東南アジアの再生可能エネルギーのポテンシャルは高く、IEA の持続可能シナリオ（下記図においては SDS）では 2050 年には地域の発電の 45% を太陽光と風力発電が占め、その他の水力や地熱等を含めると 8 割以上を再生可能エネルギーが占めると推計されている。一方で 2050 年の同シナリオにおける CCS の割合は数%にすぎない（下記図 2 の赤丸内。これは原子力、潮力発電も含んだ割合）²⁵。同地域における CCS の将来性は非常に限定的であると言わざるを得ない。

図 2 東南アジアにおける発電電力量と変動性再生可能エネルギーの割合（持続可能シナリオ）
（2020 年－2050 年）



出典：IEA, Southeast Asia Energy Outlook2022

23 IEA の持続可能シナリオについては報告書内で以下のように定義されている：このシナリオはパリ協定の目標である（気温上昇を産業革命以前に比べて [執筆者補足] 2℃より十分低く保つとともに、エネルギーへのアクセスや大気汚染に関する目標を達成するもの。このシナリオは現在の東南アジア各国が発表している気候に関する野心と整合するものである。(P.3) [原文] The Sustainable Development Scenario (SDS), which delivers on the Paris Agreement goal to limit the temperature to “well below 2° C”, alongside the goals on energy access and air pollution. This scenario is consistent with Southeast Asia’s current announced climate aspirations. (P.3)

24 IEA Southeast Asia Energy Outlook2022 <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2022>

25 図 2 の赤丸内の灰色部分。ここには石炭火力 CCS に加えて、原子力、潮力による発電電力量も含まれているが、それらを合わせても全体の数%にしかならない。

3. まとめ

① 必要貯留量の推計の危うさ

政府は 2050 年時点で日本が必要とする CCS 貯留量を年間 1.2 億トン～2.4 億トンと推計しており、この数値が政府の行う CCS 関連事業の検討の基礎となっている。しかしこの数値は上述のように非常に単純化された、不確定な前提から導き出されたものであり、今後千億～百兆円単位の国費の支出が見込まれる事業の前提として用いるべき数値ではない。

② 実施の不確実性

これまでの CCS の各段階ごとの問題点の整理において示したように、確実な実施を見込むことを妨げる要因が各段階に存在する。海外の先行事例でも安定的な操業が困難なのが実態である。現在日本は 2050 年ネットゼロに向けてできるだけ早期に確実な CO₂ の削減を図る必要がある。そのためには、より確実で実証済みの技術に基づく省エネルギー対策や再生可能エネルギーの普及により一層重点を置くべきである。

③ 経済性

CCS についての RITE の試算では、年 100 万トン～300 万トン CO₂ を貯留する場合の費用は、石炭燃焼からの排ガスを対象に行う場合は約 4,100 億円～1 兆 1,300 億円、LNG 燃焼からの排ガスの場合は約 7,200 億円～2 兆円程度としている。現在の政府の想定通り、年間 1.2 億トン～2.4 億トンの貯留を行う場合、100 万トンの CO₂ を回収する場合をベースとすると（石炭燃焼ガス：約 4,100 億円、LNG 燃焼ガス：7,200 億円）、単純計算で石炭燃焼からの排ガスを対象に行う場合は約 49.2 兆円～98.4 兆円、LNG 燃焼からの排ガスの場合は約 86.4 兆円～172.8 兆円という多額の費用が操業期間と廃坑後管理の期間である 60 年間に発生するということになる。

政府の CCS 事業のコスト検討において主に用いられている RITE の試算は、分離回収、輸送、貯留に関わるコストについて、明らかにコストを増大させる項目を組み入れていなかったり、非現実的想定に基づいていたりするなど、試算結果を押し下げる前提条件が多い²⁶。実際に CCS 事業が実施された際には最終的なコストは試算結果よりも上振れする可能性が大きいと考えられる。

CCS に関する取り組みが始まった 1980 年代から現在に至るまで、CCS のコスト低減目標は未達に終わってきた。化石燃料による火力発電に関する CCS 事業が経済性を持ちえないという前提で、発生源である発電所の削減計画を考えるべきである。

④ 東南アジア地域の脱炭素化の妨げ

現在日本は積極的に CCS を東南アジア地域に展開しようとしているが、上述の通り東南アジアの再生可能エネルギーのポテンシャルは高い。また発電部門における CCS の貢献余地は決して多くは

26 土地関連の補償費等は一切考慮していないこと、一般的に既開発実績の無い案件で計上される予備費（分離、回収、輸送、貯留コストの全てに 35% 程度）が考慮されていないこと、想定される圧入量とそれに対応して必要となる圧入井戸の数に対して海上プラットフォームの数が蓋然性の低い 1 基で計算されていること、モニタリングコストの試算精度が高くないとされていること、さらに日本における CCS の多くの場合で想定される CO₂ の海上輸送コストが検討に含まれていないことなど。

なく、その実施を通じて EOR などさらなる化石燃料の資源開発に用いられることとなる。日本は CCS では無く地域の電力網整備への投資など、再生可能エネルギーへの転換を直接的に支援する分野への貢献に注力すべきである。

⑤ 最後に

CCS 事業の実施については、現状多くの問題、課題を抱えており、最も脱炭素化が困難な産業分野での利用に限られるべきである。そもそも日本を含めた G7 の各国は 2035 年までに電力部門を脱炭素化するとともに、2030 年の国別削減目標 (NDC) 達成に向け、電力部門のトランジションおよびネットゼロを達成させるため、国内の「排出削減対策がとられていない (unabated)」石炭火力の具体的かつタイムリーな段階的な廃止を実行することに合意しているのであり²⁷、現在の状況においては CCS が日本が期限内にこれらの目標を達成する上で非常に限定的な貢献しかできないことは明らかである。また日本政府は現在 CCS を海外、特に東南アジアに展開することを目論んでいるが、これらの地域でも脱炭素化に際して限定的な貢献しかできないことも明らかになっている。現在政府は CCS に過大な期待をした長期ロードマップを取りまとめようとしているが、一日でも早くそのような誤った政策は方針転換されるべきである。

27 2022 年 G7 首脳コミュニケ <https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100364051.pdf>

発行：認定特定非営利活動法人 気候ネットワーク
主執筆者：宮後 裕充
2023 年 1 月
URL: <http://www.kiconet.org>
TEL: 03-3263-9210 FAX: 03-3263-9463
Email: tokyo@kiconet.org