

第2回CCS長期ロードマップ検討会

CCS導入促進に向けた論点について

2022年2月24日

電源開発株式会社

野口 嘉一

JPOWERのCCUSへの取り組み

CO₂回収技術への取組状況

- 発電事業者として、石炭火力からのCO₂回収技術の開発に注力。技術的にはほぼ実用化の目処。引き続き、コスト低減、エネルギー効率化は必須。また、膜分離など革新的な技術開発にも期待。

微粉炭火力

燃焼後回収(Post)

化学吸収法

- 実施機関：三菱重工/RITE
- 回収CO₂量：10 t-CO₂/日
- 試験期間：2007.4 ~ 2009.3



電源開発 松島火力 化学吸収法

酸素燃焼 (Oxy)

- 実施機関：日本 (Jパワー、IHI、三井物産) / 豪州 (CSIナジー)
- 試験規模：30MW規模
- 回収CO₂量：2万t-CO₂/年
- 試験期間：2012.6 ~ 2015.3



豪州CSIナジー カライド発電所

石炭ガス化発電

化学吸収法/物理吸収法

燃焼前回収 (Pre)

物理吸収法

- 実施機関：J-パワー / NEDO
- 回収CO₂量：24 t-CO₂/日 x 2 方式
- 試験期間：2008.11 ~ 2014.6



電源開発 若松研究所 (EAGLE)

- 実施機関：大崎クールジェン (中国電力/Jパワー)
- 回収CO₂量：400 t-CO₂/日 (年10万 t 相当)
- 基本性能：回収効率90%以上、純度：99%以上
- 試験期間：2019.12 ~ 2022年度 (予定)



大崎クールジェン

CO₂貯留・利用への取組状況

- CCSはCO₂回収・輸送・貯留のチェーンで成立、その中でCO₂貯留が最も不確実性が高い。そのため、CO₂排出事業者としてもCO₂貯留に関する国内外における知見やノウハウ取得に努めているところ。

■ 苫小牧CCS実証プロジェクト

- 日本CCS調査が国の委託事業として実施したCCS実証（当社は出資で参画）

■ インドネシアCCS実証に向けたJCM調査事業

- 尼国グンディ天然ガス田で生産に伴い排出されるCO₂を地下に貯留するCCS実証に向けたJCM調査事業

■ 二酸化炭素地中貯留技術研究組合

- 実用化規模でのCO₂地中貯留技術の開発に向けた取り組みを行う機関。当社は2020年11月に参画。（企業6社、公益研究機関2機関）

■ 大崎クールジェン/CO₂液化利用実証

- 回収したCO₂の一部を液化し、トマト菜園へ発電所由来の炭酸ガスで施用するもの

■ 大崎クールジェン/カーボンリサイクル実証研究拠点化への協力

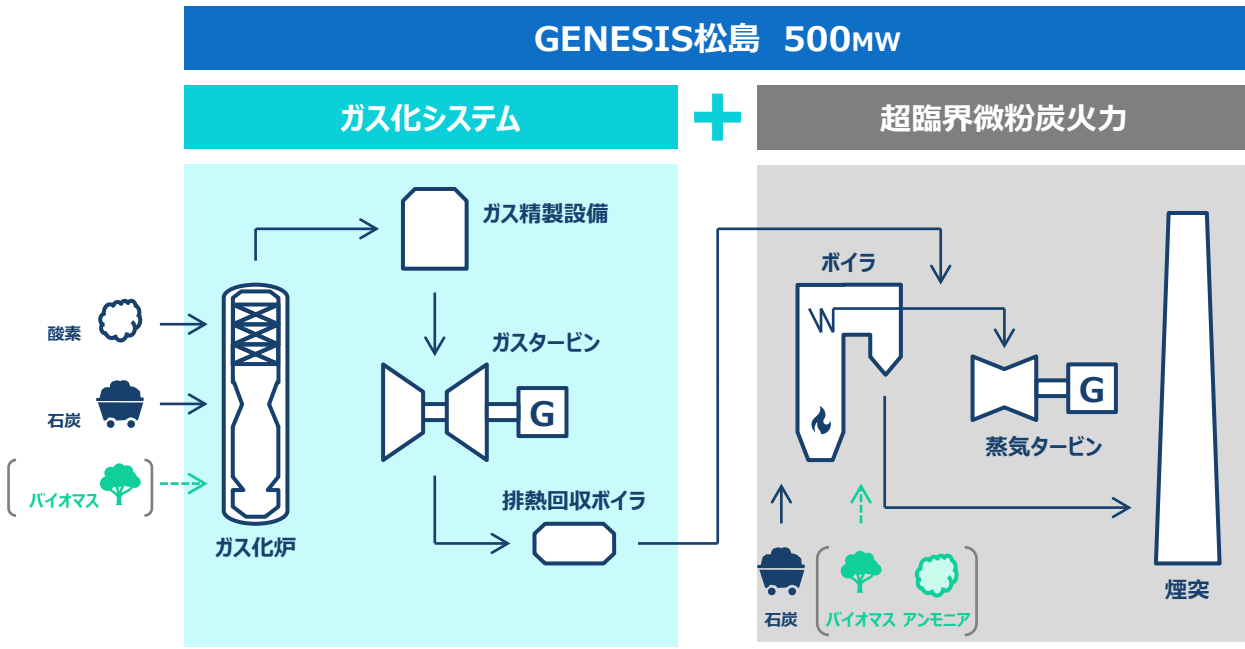
- 経産省/NEDOはCO₂回収の実証場所である大崎クールジェンにカーボンリサイクル実証研究の拠点を整備
- 2020年度～2024年度の予定で、CO₂利用コンクリート、化成品製造、菌類CO₂固定化研究などを計画。

■ CO₂ハイドレート化基礎研究

- CO₂ハイドレート化による遮蔽効果、漏洩CO₂のハイドレート化によるトラップ効果の検証を目的とした基礎研究

GENESIS松島計画

- 既設石炭火力にガス化システムを付加させ、環境負荷を低減させつつ、CO₂フリー水素発電の第一歩を踏み出すプロジェクトとなる。
- 現在は環境アセスの初期段階で投資決定はしていないが、投資決定に当たってはCCUSの実現性評価も大きなポイントとなる。



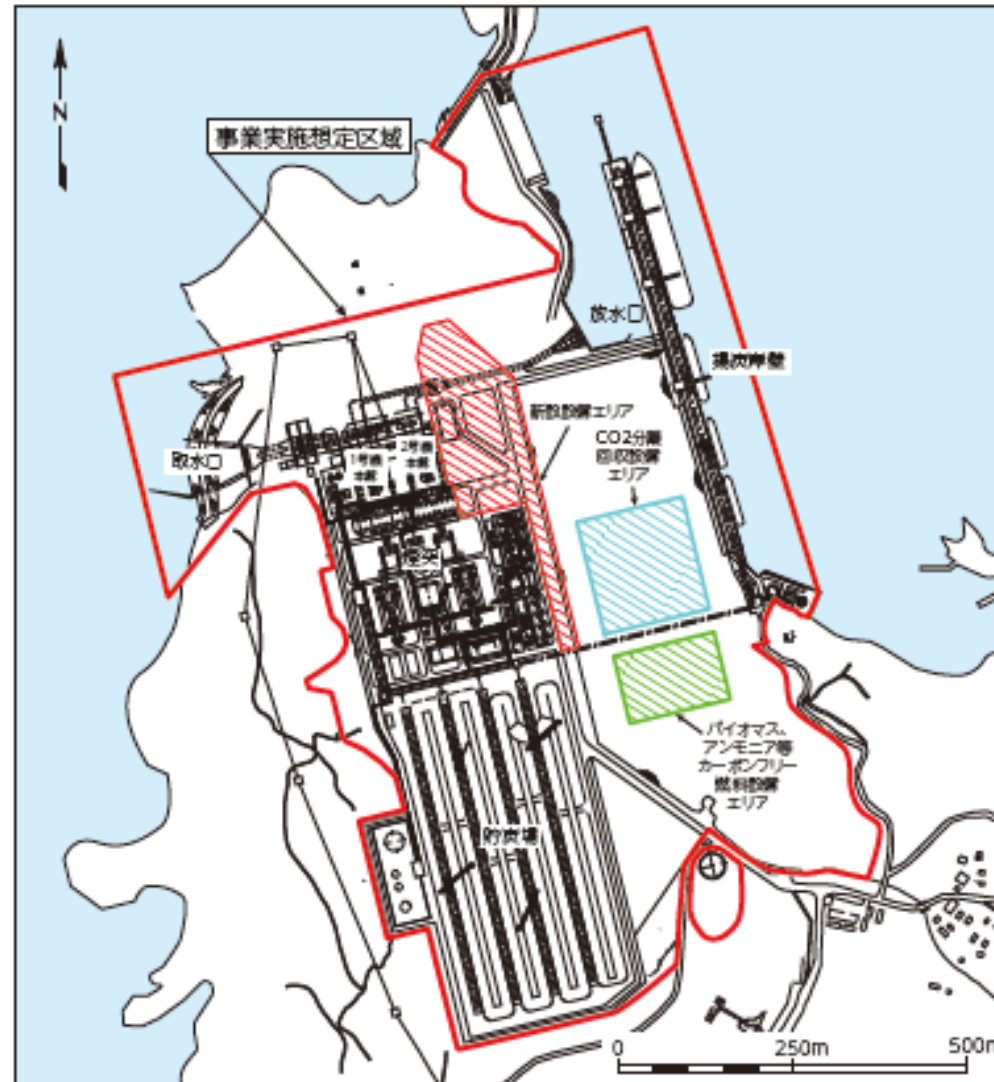
J-POWER GENESIS

将来的なCO₂フリー水素発電も視野に入れた
カーボンニュートラル実現に向けた取組み

* CCUS : CO₂の分離・回収、有効利用および貯留

GENESIS松島「計画段階環境配慮書」

- 本計画は現在は環境配慮書の段階。配慮書において、CO₂回収Readyとして設備の設置エリアを確保している。
- 合わせて、早期のCCS実装とCCSチェーン構築に向けて、関係する他社とも協力して検討を進めているところ。



〔電子地形図 25000〕 (国土地理院) より作成

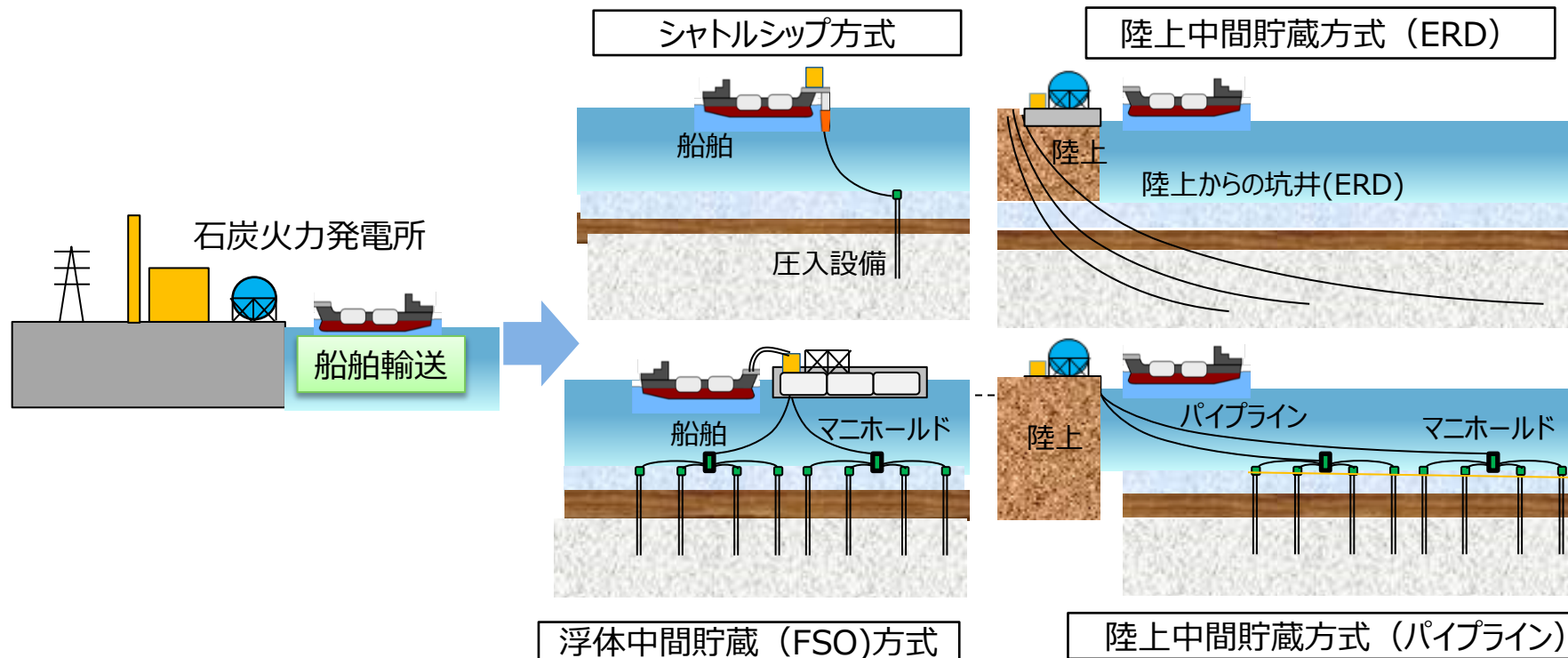
「計画段階環境配慮書のあらし」
(2021年9月28日)

CCSコスト試算諸元

- 石炭火力から排出されたCO₂を船舶で輸送し、種々のCO₂圧入方式で貯留するまでのコストを試算したもの。
- コスト試算結果については、2019年7月号の電力土木会誌に「CCSの経済性評価」として公表している。

試算諸元

- 石炭火力でのCO₂排出量： 500万トン-CO₂/年（1,000MW相当）
- CO₂輸送船の積載量： 4万トン（耐用年数 20年）
- 船舶による輸送距離： 200km 500km 1,000km
- 圧入条件： 1坑井当たりのCO₂年間圧入量 50万ton-CO₂/年/坑井 圧入期間 40年



CCSコスト試算例

- IGCCのCCSコストは輸送距離やCO₂圧入方式で異なるが、トン当たり7,000円～10,000円程度。
- IGCC + CCSの発電コストは約1.6倍～1.8倍（9.3円⇒14.6～16.6円/kWh）に増加する見通し。

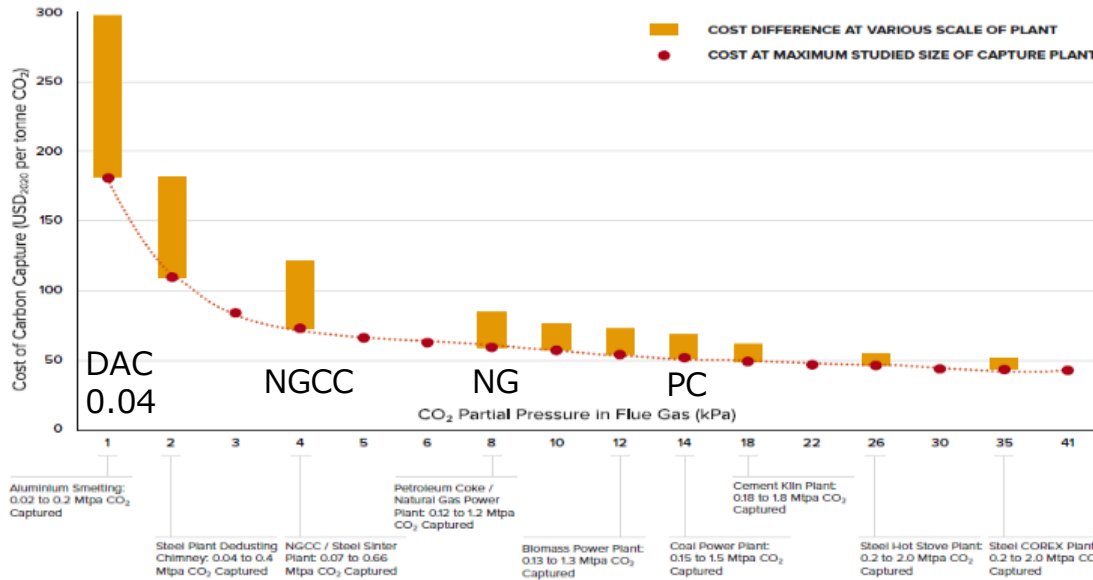
CO ₂ 量 500万ton-CO ₂ /y		概算コスト（円/ton-CO ₂ ）				
		分離回収	圧縮液化	船舶輸送	圧入/貯留	計
シャトルシップ方式		2,770	1,330	2,160～3,080	2,320	8,580～9,500
浮体中間貯蔵(FSO) 方式				1,870～2,490	2,320	8,290～8,910
陸上中間貯蔵 方式	ERD (5km)			1,580～2,230	1,250	6,930～7,580
	PL (50km)				2,490	8,170～ 8,820

出典：「電力土木」No.402 (2019.7)

留意事項

- CO₂分離回収設備はIGCCとともに新設する、方式は物理吸収法、シフト反応は脱硫前（サワー）方式としている。
- CO₂液化条件は貯蔵タンクの肉厚を小さくするため、温度-46℃、圧力0.7MPaと低圧条件としている。
- ERD(大偏距掘削) の距離は現在の技術実績などから5 kmとしている。
- 圧入坑井の離間距離は双方が影響を受けない距離として1kmとしている。
- シャトルシップ方式は輸送船からCO₂を圧入するため、輸送船の停泊期間が長くなる。

Impact of CO₂ partial pressure and scale on the cost of carbon capture. Studied flue gas streams are at atmospheric pressure. The circle marker indicates the cost at the maximum studied size of a single carbon capture plant. Each grey bar indicates the capture cost ranges from 10% to 100% of the scales shown in the callouts for that particular application.

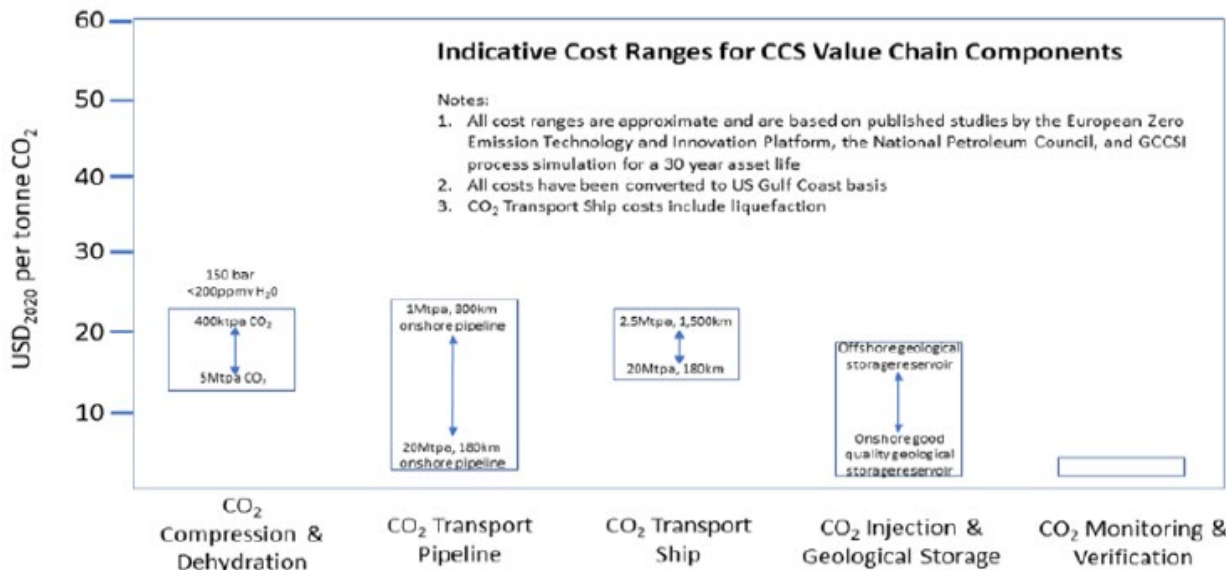


GCCSIのコスト試算例

GCCSI「Technology Readiness and Costs of CCS」(2021)

- ✓ CO₂ガスの分圧（排ガスの圧力×排ガス中CO₂濃度）でCO₂回収コストを整理したものの、CO₂ガス分圧が高いプラントの方がCO₂回収コストが小さくなる。
- ✓ IGCC < 微粉炭 (PC) < ガス (生焚き) < ガス複合 (NGCC)の順にCO₂回収コストは高くなる傾向となる。

Indicative Cost Ranges for CCS Value Chain Components (excluding capture) – US Gulf Coast⁷



- ✓ 米国Gulfをベースに、「CO₂圧縮・脱水」、「パイプライン輸送」、「船舶輸送」、「CO₂圧入・貯留」、「モニタリング」のコスト試算例を整理したもの。
- ✓ コストは、「CO₂処理量」、「輸送距離」、「注入場所（海上、陸上）」に依存する。

⁷ Based on GCCSI process simulation and analysis of: ZEP 2019, The cost of subsurface storage of CO₂, ZEP Memorandum, December 2019. IEAGHG ZEP 2011, The Costs of CO₂ Storage, Post-demonstration CCS in the EU. National Petroleum Council 2019, Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage. National Petroleum Council 2019, Topic paper #1, Supply and Demand Analysis for Capture and Storage of Anthropogenic Carbon Dioxide in the Central US.

CCUS導入に向けた技術課題

苫小牧CCS実証の意義と今後の課題

実証の意義

- ① 国内初となるCCS一貫システムが実証され、安全にCO₂が貯留されることが検証されたこと
- ② CCS実証に係わる許認可プロセスに基づき、確実にCCSが実施されたこと
- ③ 国内CCS実用化に向けた目処が得られたこと
- ④ CCSの理解が進み、社会受容性が醸成されたこと
- ⑤ 国際活動が積極的になされ、苫小牧CCSの知見が国際的に共有化されたこと

今後の課題

- ① 大きなポテンシャルを有するCO₂貯留サイト調査の加速：
地域バランスを考慮した複数サイト選定。必要に応じて、地下情報の確度を高める調査を実施。
- ② 高い圧入レートの検証：1抗井当たり年間50万トン-CO₂以上
- ③ 苫小牧CCSと異なる輸送・注入方式の検証：船舶輸送、洋上圧入方式
- ④ 法整備：海洋汚染防止法の見直しおよびCCS推進に向けた法整備
- ⑤ CCSチェーン効率化：ハブ&クラスター、インフラ整備・共有化・ネットワーク化

CCSチェーンの効率化

CO₂回収



CO₂輸送



CO₂貯留・利用

- 産業間ネットワーク化
- 基幹パイプライン網の構築と第三者アクセス利用
- LNG冷熱などの有効利用によるCO₂液化動力低減
- CO₂積出港湾ハブの整備

- 大型輸送船の開発
- 効率的な輸送ネットワークの構築

- CO₂受入ハブの整備
- カーボンリサイクル産業化の可能性（炭酸利用、再エネ余剰電力水素を活用したカーボンリサイクル事業など）

事業環境整備に向けた政府への要望について

世界のCCSプロジェクト中止の要因（RITEまとめ）

- 昨年度の検討会でRITEが海外のCCSプロジェクトの中止要因について分析したもので参考になる。

要因	概要
①事業収益 (事業見通し)	CCSは投資規模が大きく、運用期間も長期である。特に温暖化対策のためのCCSはビジネスモデルが確立されておらず、投資回収できないリスクがある。
②資金調達	CCSを導入することによって生じる追加コストを考慮した上でも、収益を確保できる事業見通しが立たなければ、CCSの導入は困難である。
③政策の不透明性	CCSはリードタイムおよび運用期間が長いために、実施判断においては公的支援や規制動向の長期的な見通しがないとCCSの導入は困難である。
④法制度	CCSは、回収、輸送、貯留と関連する要素が広く、それぞれに対応すべき法規的な事項も多岐にわたる。CCSに係る法制度が未整備のままだと、土地利用の権利や法的責任等が不明確となり、回収、輸送、貯留それぞれの事業者はCCS導入の見通しが困難となる。また、住民理解が進まない可能性もある。
⑤社会受容性	CCSに対し、国民が温暖化対策のための合理的な技術としての認知が低いままであれば、CCSプロジェクトへの補助金等の公的資金あるいは社会実装そのものに否定的になる可能性がある。
⑥貯留性能	貯留可能量や貯留の安全性等に係る貯留性能が、CCSプロジェクト実施判断の前提となる。

CCS事業展開に向けた法整備に係る論点

① CO₂の長期的責任・廃坑管理の明確化/国への責任移管

- ✓ CO₂貯留の超長期に亘るリスク評価は難しく、かつリスクテイクの手段（保険付保も難しいと考えられる）も限られるため、無限責任では民間事業者は投資判断できない。
- ✓ CCS終了後一定期間のモニタリングの後に、事前に定めた判定条件で国に責任を移管することが海外事例同様必要。なお、モニタリング期間については合理的な設定が求められる。

② CCS事業展開における海洋汚染防止法のあり方

- ✓ 監視計画において、CO₂は海水中に自然に存在し、生物活動や海流の動きなどによって濃度はたえず変動しており、万一CO₂が微小漏洩してもモニタリングは困難だと推定される。地下状態を監視することで貯留の安全性をモニタリングできるので、海域のモニタリングは必要最小限とすべき。
- ✓ 圧入CO₂ガス基準のあり方については、技術進捗に応じた合理的な設定が求められる。

③ CO₂貯留を含めた地下利用の権利の規定

- ✓ CO₂貯留サイトについては、洋上風力と同様に国が主体となって幾つかの有望サイトをゾーニング指定するのが良い。従って、CCS事業者が国から使用权を一定期間与えられるスキームが考えられる。

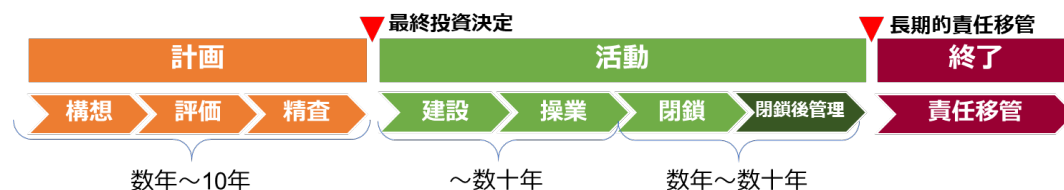
④ CCSに係る立法の必要性

- ✓ 国がCCS事業を推進していく政策を示すことが、制度の設計や事業者のインセンティブ、社会受容性などから必須である。規制法ではなくCCSを促進していくことを目的とした法整備が望ましい。
- ✓ CCSに係る立法を行う場合、海洋汚染防止法の扱いを整理する必要がある。

CCSの導入促進に向けた整備に係る論点

- CCSの円滑導入には、CCSのライフサイクルに対応した法整備や事業者の投資環境への整備が必要になる。
- CO₂回収プロジェクトを計画する事業者にとって、FIDに当たりCCSチェーン構築の目途が立っていることが必須。貯留の開発に、試掘、FEED4年、その後FIDから最低でも4年必要とのこと、早急にCCS導入の環境整備をお願いしたい。
- 貯留サイトの選定を推進し、試掘の投資判断を行うためには、特に計画プロセスに対応する環境整備を急ぎたい。

プロセス	論点内容
計画	<ul style="list-style-type: none"> ➢ CCS促進のための法整備（新法/鉱業法改正） ➢ 海防法の改正 ➢ 環境価値の顕在化（省エネ法・高度化法・非化石価値など） ➢ CCSビジネスモデルの構築/民間事業者の投資環境の整備（官民の役割分担/輸送・貯留の実施体制/社会受容性の醸成など） ➢ 貯留サイトの選定（地域バランスを考慮した複数サイト）・地質データの公開・追加調査への助成 ➢ 貯留サイトとなる地域の理解、当該地域へのインセンティブ ➢ 輸送・貯留共用インフラの整備/第三者アクセス利用 など
建設（CAPEX）	<ul style="list-style-type: none"> ➢ プラント建設費への支援 ➢ 電力市場でのインセンティブ付与（例：容量市場など） ➢ 設備の税制優遇 など
操業（OPEX）	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 電力市場でのインセンティブ付与（例：容量市場・非化石価値・FIT/FIP・税制控除（米国45Q）など） ➢ 設備の座礁資産化の回避措置 など
閉鎖・閉鎖後管理	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 長期的責任移管の制度整備
責任移管	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 閉鎖後モニタリング内容の簡素化・モニタリング期間の適正化 など





〒104-8165 東京都中央区銀座6-15-1
Tel: 03-3546-2211 Fax: 03-3544-1385

www.jpowers.co.jp