

終 了 報 告 書

S I P（戦略的イノベーション創造プログラム）

課題名「エネルギーキャリア」

研究開発テーマ名「CO₂ フリー水素利用アンモニア製造・貯蔵・輸送関連

技術の開発」

研究題目「アンモニア合成・貯蔵・輸送システムに関する調査」

研究開発期間：平成 28 年 5 月 16 日～平成 31 年 3 月 31 日

研究担当者：坂田 興

所属研究機関：（一財）エネルギー総合工学研究所

目次

1. 本研究の目的.....	1
2. 研究開発目標とマイルストーン	2
3. 研究実施内容.....	3
3-1. アンモニアおよびアンモニア火力発電コスト評価.....	3
3-1-1. 概要	3
3-1-2. 検討条件	3
3-1-3. 検討結果	12
3-2. CCS に関する調査・ケース分析	18
3-2-1. 調査概要	18
3-2-2. 海外での CCS の可能性.....	18
3-2-3. 国内での CCS の可能性.....	27
3-2-4. 天然ガス火力からの CO ₂ 回収について	32
3-2-5. 具体的な立地を想定したアンモニア発電コストの試算.....	34
3-3. まとめ	39
3-4. 今後の課題.....	39
4. 外部発表実績.....	40
5. 特許出願実績.....	40
6. 参考文献.....	40

表一覧

表 1 検討ケース一覧.....	4
表 2 設備仕様一覧（天然ガスケース）	5
表 3 設備仕様一覧（PV ケース、CSP ケース、再エネベストケース）	6
表 4 主要前提条件一覧	7
表 5 海外原料、海外ユーティリティ、国内発電燃料 設定価格一覧	8
表 6 本検討における CO ₂ 費用設定一覧.....	10
表 7 天然ガスケース 技術進展条件一覧	10
表 8 再エネベストケース 技術進展条件一覧.....	11
表 9 地域横断的な CCS コスト評価結果.....	20
表 10 アメリカ合衆国の CCS コストまとめ.....	21
表 11 アメリカ合衆国の CCS ポテンシャルまとめ	21
表 12 カナダの CCS コストまとめ.....	22
表 13 カナダの CCS ポテンシャルまとめ.....	22
表 14 メキシコの CCS コストまとめ.....	23
表 15 中東の CCS コストまとめ	23
表 16 北欧の CCS コストまとめ	24
表 17 欧州の CCS コストまとめ	25

表 18	アジアの CCS コストまとめ.....	25
表 19	アフリカの CCS コストまとめ.....	26
表 20	日本の CCS コスト調査結果.....	28
表 21	日本の CCS ポテンシャル調査結果.....	29
表 22	海外アンモニア製造サイトと CCS サイトの条件設定	35
表 23	国内 CCS の条件設定 ²³⁾	36

図一覧

図 1	低炭素アンモニアサプライチェーン モデル図.....	3
図 2	Haber-Bosch 法における、プロセス CO ₂ とユーティリティ CO ₂	9
図 3	導入初期条件 発電所前アンモニアコスト	12
図 4	導入初期条件 天然ガス・アンモニア混焼発電コスト	13
図 5	導入初期条件 石炭・アンモニア混焼発電コスト.....	14
図 6	導入初期条件 アンモニア専焼発電コスト	15
図 7	技術進展条件 発電所前アンモニアコスト	16
図 8	技術進展条件 天然ガス・アンモニア混焼発電コスト	17
図 9	技術進展条件 アンモニア専焼発電コスト	17
図 10	圧入施設、地層の概要 (画像提供：日本 CCS 調査 (株))	31
図 11	圧入井近辺の海域	32
図 12	ノルウェーのアンモニア製造プラントにおける CO ₂ 回収スキーム ²¹⁾	35
図 13	天然ガス・NH ₃ 混焼 コスト検討結果 (北欧)	37
図 14	天然ガス・NH ₃ 混焼 コスト検討結果 (中東)	37
図 15	天然ガス・NH ₃ 混焼 コスト検討結果 (豪州)	38
図 16	天然ガス・NH ₃ 混焼 コスト検討結果 (北米)	38
図 17	発電コスト比較.....	39

1. 本研究の目的

地球温暖化による平均気温上昇を2度に抑制するシナリオの達成のためには、主要なCO₂排出源の1つである電力の一次エネルギー源として、化石資源の使用を抑制し、風力・太陽・水力・バイオマスなどの再生可能エネルギーを大量導入する必要があるとされている。しかし、再生可能エネルギーには地域的な偏在があり、日本は決して恵まれているとは言えない。そこで、世界的に偏在の大きな再生可能エネルギーを日本国内で利用するためには、海外の適地で再生可能エネルギーを化学物質に変換し日本に輸送して利用する、「エネルギーキャリア」の導入が有効な手段の1つとなる。再生可能エネルギーを水素やアンモニアなどのエネルギーキャリアへ転換することで、電力では困難な長距離輸送と長期貯蔵が可能になる。これにより、地域偏在の克服だけでなく、需給変動に合わせた再生可能エネルギーの供給システムが実現できる。

現在、水素を輸送するためのエネルギーキャリアの候補として、アンモニア、有機ハイドライド、液化水素が検討されている。この中でも、アンモニアは、質量水素密度が17.8mass%と非常に高い。また、アンモニアは、常圧で-33℃以下に冷却、あるいは20℃で0.86MPa以上に加圧することで容易に液化できるため、輸送が容易である。現状でも、年間約1280万トンのアンモニアが貿易で世界を流通しており、液化アンモニアの製造・輸送・取扱技術は商業規模ですでに確立されている。

エネルギーキャリアとしてのアンモニアの特徴を以下に示す。

- ・ 液体水素に比べて輸送・貯蔵などのハンドリングが容易
- ・ 有機ハイドライドのように使用時に水素に再転換することなくアンモニア自体を燃料として使用可能であり、消費地での新たなエネルギー投入が不要
- ・ 生産地から消費地への一方的な供給システムで対応可能
- ・ 大規模発電用燃料としてのエネルギーキャリアチェーンを考えた場合、液化水素や有機ハイドライドに比べて効率が低い

CO₂フリー水素からのアンモニア製造・利用が商業的に成立するためには、CO₂フリー水素製造、アンモニアへの転換、輸送、利用という一連のチェーンにおいてアンモニアのキャリアとしての特徴を活かした技術的・経済的な評価が必要である。こうした評価のためには、サプライチェーンを構成する各ステップにおけるコストおよびエネルギー効率を分析し、これを他のCO₂フリーな発電技術と比較することが必要である。サプライチェーンを構成するステップには、①天然ガスや石炭といった化石資源からの水素製造+CCS¹/EOR²、あるいは再生可能エネルギーによるCO₂フリー水素製造、②アンモニアへの転換、③積地基地、④海上輸送、⑤揚地基地、⑥アンモニア利用が含まれる。

本研究では、アンモニアキャリアの導入時期、1つのチェーンの規模、技術レベル、CO₂フリー水素の製造方法および利用方法を想定してシナリオを設定し、この設定シナリオにおける上記チェーンの各ステップにおけるコストを調査・分析するために海外調査を含む必要な技術情報の収集を行い、②から⑤のステップにおけるコスト及び効率を分析する。

¹ Carbon Capture and Sequestration/Storage: 炭素回収隔離/貯留

² Enhanced Oil Recovery: 石油増進回収

2. 研究開発目標とマイルストーン

平成 28 年度：

現状ベースと技術進展の 2 つのケースで、天然ガス改質+CCS および再生可能エネルギーによる CO₂ フリー水素を用いたアンモニアチェーンの積地貯槽から揚地貯蔵までのコスト・効率分析を行う。本分析のために海外調査を含むアンモニアに関連する技術調査を行う。同様のケースで、既往研究である NEDO の「トータルシステム導入シナリオ検討」の一環で実施された「水素利用等先導研究開発事業／エネルギーキャリアシステムの調査・研究／エネルギーキャリアシステムの経済性評価・特性解析」におけるエネルギーキャリアのコスト分析の液化水素及び有機ハイドライド（トルエン/メチルシクロヘキサン系）の検討結果を参照する。

- ・ マイルストーン：現状ケースにおける、天然ガス改質等の CO₂ フリー水素を用いたアンモニアの積地貯蔵から揚地貯蔵までのコスト・効率分析

平成 29 年度：

化石燃料改質+CCS/EOR および再生可能エネルギーによる CO₂ フリー水素を用いたアンモニアの積地貯蔵から揚地貯蔵までのコスト・効率の感度分析を行う。本分析のために海外調査を含むアンモニアに関連する技術調査を行う。技術調査は、キャリアとしてのアンモニアの特徴を活かした分析を行うため、アンモニアの直接利用の技術に関する内容を含む。既往研究である NEDO の「トータルシステム導入シナリオ検討」の一環で実施された「水素利用等先導研究開発事業／エネルギーキャリアシステムの調査・研究／エネルギーキャリアシステムの経済性評価・特性解析」におけるエネルギーキャリアのコスト分析の液化水素及び有機ハイドライド（トルエン/メチルシクロヘキサン系）の検討結果を参照する。

- ・ マイルストーン：天然ガス改質+CCS/EOR および再生可能エネルギーによる CO₂ フリー水素を用いたアンモニアの積地貯蔵から揚地貯蔵までのコスト・効率分析の感度分析

平成 30 年度：

平成 28 年度及び平成 29 年度の分析結果をふまえ、リアリティのある分析結果を提示するためのケース分析を行う。ケース分析に必要な技術的・非技術的な情報調査を実施する。特に、導入初期において CCS 付き化石燃料由来のアンモニアの導入に大きな影響を与えられとされる国内外の CCS コストやポテンシャルについて調査を行う。これまでの技術進展等を考慮し、必要に応じて前年度までの分析結果を更新し、分析結果のまとめを行う。

- ・ マイルストーン：エネルギーキャリアとしてのアンモニア実用化のために資するケース分析結果の提示及び分析結果のまとめ

3. 研究実施内容

3-1. アンモニアおよびアンモニア火力発電コスト評価

3-1-1. 概要

海外で低炭素排出として製造したアンモニアを国内発電所まで調達して、そのアンモニアによる国内発電の社会実装に向けて、そのアンモニアのサプライチェーンコストの試算を行い、既存の火力発電システム（石炭火力発電、LNG 火力発電）との比較を行い、実現可能性を評価した。海外におけるアンモニア製造コスト検討については共同実施者の日揮（株）が担当し、IAE は日揮からの情報提供を元に、発電所引き渡し直前のアンモニアコスト、およびアンモニア火力発電コストの検討および比較対象として、同環境条件下における石炭火力発電と LNG 火力発電という 2 つの既存発電方式による発電コストを算出した。

3-1-2. 検討条件

図 1 に本検討でのサプライチェーンモデルを示す。アンモニアは UAE で製造され、海上輸送され、最終的に日本国内の発電所に供給されるモデルとした。

低炭素排出を実現するアンモニア製造方法として、以下の 2 つの方法を検討した。

(a) 天然ガス改質によるアンモニア製造で、排出 CO₂ を回収、固定化

(b) 再生可能エネルギーで製造した水素からのアンモニア製造

サプライチェーン評価では、UAE、日本それぞれの各工程で発生する CO₂ について、それぞれ、海外 CO₂ 費用、国内 CO₂ 費用を設定し、CO₂ 排出量に応じ、その費用も考慮してコスト評価を行った。海上輸送では、航海距離の大部分が公海のため、CO₂ 費用は考慮しない前提とした。また、コスト試算にあたっては、利益分は考慮しないこととした。

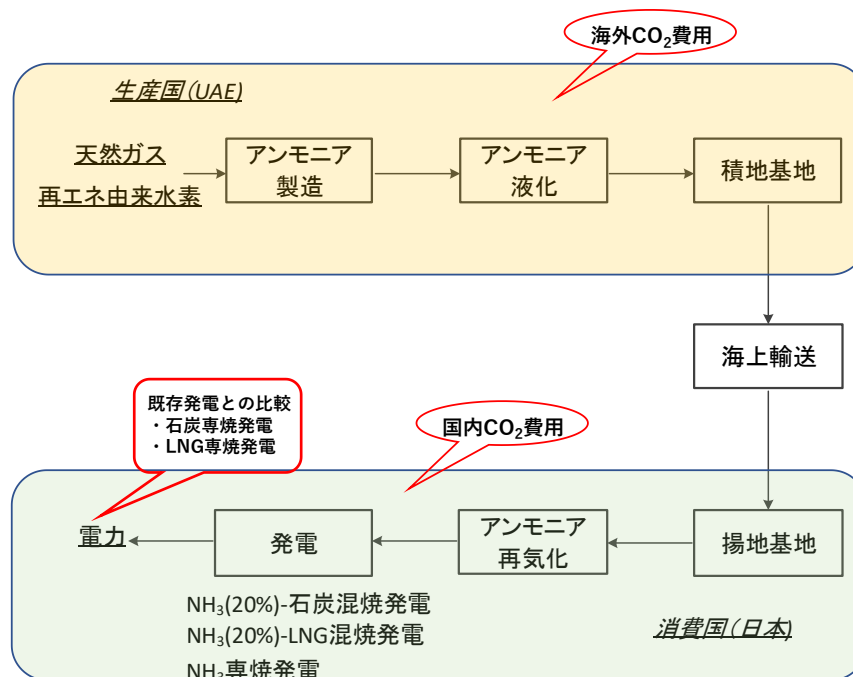


図 1 低炭素アンモニアサプライチェーン モデル図

(1) 検討ケース

表 1 に、検討ケースをまとめた。アンモニアの年間需要想定規模については、国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合研究機構（NEDO）「水素利用等先導研究開発事業/エネルギーキャリアシステム調査・研究/エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析」における国内への水素供給量に準拠しており、化学両論比ベースでアンモニア量へ換算した量とした。³⁾再生可能エネルギーのケースにおいては、水電解装置のユニット規模、および再生可能エネルギー発電所の商業発電所規模を考慮し、化石燃料+CO₂固定化のケースに比べ、年間の需要想定規模（国内発電所手前での供給量）を少ない値に設定した。

天然ガスによるアンモニア製造では、天然ガス改質によるアンモニア製造として、その工程で排出される CO₂ を CCS により固定化する前提とした。以下、本ケースを「天然ガスケース」と呼ぶ。

再生可能エネルギーについては、太陽光発電、蓄熱式太陽熱発電による水電解の他に、水力発電を想定したケースも試算した。UAE にて水力発電方式は現実的にありえないが、安定的に稼働し安価な、いわゆるアンモニア製造においてベストな再生可能エネルギーとして検討ケースに含めた。太陽光発電のケースを「PV³ケース」、蓄熱式太陽熱発電のケースを「CSP⁴ケース」、および水力発電を想定したケースを「再エネベストケース」と呼ぶ。

アンモニアの最終用途としては、国内発電用燃料に限定することとし、発電コストの評価リファレンスとして、石炭火力発電、LNG 火力発電を対象とした。それぞれの発電で発生する CO₂ 量に基づく国内 CO₂ 費用を考慮し、コスト評価を行った。

表 1 検討ケース一覧

ケース分類	水素供給方法	NH ₃ 需要想定規模 (発電所手前)	特記事項
化石燃料+ CO ₂ 固定化	天然ガス(NG)改質	1.27 million t-NH ₃ /y	アンモニア製造の際に、排出CO ₂ を固定化
再生可能エネルギー	太陽光(PV)発電による水電解	0.15 million t-NH ₃ /y	系統電源と接続しない仕様
	蓄熱込太陽熱(CSP)発電による水電解	0.15 million t-NH ₃ /y	同上
	水力発電による水電解 (再エネベストケース)	0.15 million t-NH ₃ /y	同上
リファレンス	石炭火力発電	-	国内CO ₂ 費用を考慮
	LNG火力発電	-	国内CO ₂ 費用を考慮

³ Photovoltaic: 太陽光発電

⁴ Concentrating Solar Power: 集光型太陽熱発電

(2) 設備仕様

アンモニア製造プロセスとして、従来の工業プロセスである Haber-Bosch 法を採用した。アンモニア製造・液化拠点と積地基地は隣接している前提とし、UAE での陸上輸送は考慮しない。国内の揚地基地から発電所まではパイプラインでアンモニアを 50 km 輸送し、発電所内の気化器で再ガス化を行って発電所に供給する前提とした。

天然ガスケース、および各再生可能エネルギーのケースでは、年間アンモニア需要量が異なり、各設備の仕様も異なる。天然ガスケースでの各設備仕様を表 2 に、PV ケース、CSP ケースおよび再エネベーストケースでの各設備仕様を表 3 にそれぞれまとめた。なお、再生可能エネルギーの各ケースについては、外部から各再生可能エネルギーによって発電された電力がその設備利用率に応じて水電解に供給される前提とし、水電解に必要とするその電力を外部購入する形でコスト試算を行った。

表 2 設備仕様一覧（天然ガスケース）

ユニット	ユーティリティ	設備容量	特記事項
アンモニア製造 および液化	天然ガス	純度：99.99% プラント規模：1,925 MTPD×2 基	既設アンモニアプラント 規模を参考に設定
積地貯蔵	電力	アンモニア貯蔵タンク； 34,100 t-NH ₃ ×1 基 アンモニア貯蔵量；2日分+1輸送分	2030年を想定したスケール アップ分析により設定 タンク余裕度；約10%
海上輸送	C重油	容量；25,920 t-NH ₃ × 6 隻 速度；31.5 km/h (17knot) 受入・払出日数；各2日	2030年を想定した スケールアップ分析により設定 自社新造船（C重油燃料）
貯蔵	電力	NH ₃ 貯蔵タンク；47,740 t-NH ₃ ×4 基 NH ₃ 貯蔵量；36日分+1輸送分	2030年を想定した スケールアップ分析により設定 タンク余裕度；約10%
国内輸送	電力	50 kmパイプライン輸送	
アンモニア-石炭 混焼	石炭	設備容量 500MW/基	石炭火力発電と同じ発電効率と 仮定。NH3供給量に応じて基数 調整。
アンモニア-LNG 混焼	LNG	設備容量 300MW/基	LNG火力発電と同じ発電効率と 仮定。NH3供給量に応じて基数 調整。
アンモニア 専焼	-	設備容量 300MW/基	LNG火力発電と同じ発電効率と 仮定。NH3供給量に応じて基数 調整。

表 3 設備仕様一覧 (PV ケース、CSP ケース、再エネベストケース)

ユニット	ユーティリティ	設備容量	特記事項
水電解装置	電力	水電解装置設備規模：2.5 MW/ユニット 水電解装置タイプ：アルカリ水電解 水電解総受電規模： 855 MW (PV)，175 MW (CSP/再エネベスト) 単位水素消費電力原単位：4.5 kWh/Nm ³ -H ₂	各再生可能エネルギーの設備利用率に対応して水電解装置規模を決定。設備利用率の低いPVケースのみ、12時間分の水素蓄圧設備を導入。
窒素製造	電力	空気分離装置 115 TPD-O ₂ 規模	年間需要アンモニア量を基に設定
アンモニア製造および液化	天然ガス	純度：99.99% プラント規模：460 MTPD×1 基	年間需要アンモニア量を基に設定
積地貯蔵	電力	アンモニア貯蔵タンク； 29,330 t-NH ₃ × 1 基 アンモニア貯蔵量； 2日分+1輸送分	2030年を想定したスケールアップ分析により設定 タンク余裕度； 約10%
海上輸送	C重油	容量；25,920 t-NH ₃ × 1 隻 速度；31.5 km/h (17knot) 受入・払出日数； 各2日	2030年を想定したスケールアップ分析により設定 自社新造船 (C重油燃料)
貯蔵	電力	NH ₃ 貯蔵タンク；47,740 t-NH ₃ × 1 基 NH ₃ 貯蔵量； 36日分+1輸送分	2030年を想定したスケールアップ分析により設定 タンク余裕度； 約10%
国内輸送	電力	50 km/パイプライン輸送	
アンモニア-石炭混焼	石炭	設備容量 500MW/基	石炭火力発電と同じ発電効率と仮定。NH ₃ 供給量に応じて基数調整。
アンモニア-LNG混焼	LNG	設備容量 300MW/基	LNG火力発電と同じ発電効率と仮定。NH ₃ 供給量に応じて基数調整。
アンモニア専焼	-	設備容量 300MW/基	LNG火力発電と同じ発電効率と仮定。NH ₃ 供給量に応じて基数調整。

(3) 主要前提条件

表 4 に、主要前提条件の一覧を示す。石炭-アンモニア混焼発電、および石炭専焼発電については、ボイラーで発生した蒸気による発電とし、アンモニア-LNG 混焼発電、アンモニア専焼発電、LNG 専焼発電はガスタービンによる発電を想定した。運転期間は 30 年間とした。

表 4 主要前提条件一覧

項目		単位	設定	特記事項
NH ₃ 混焼比率	NH ₃ -石炭混焼発電 NH ₃ -LNG混焼発電	[%]	20	混焼比は熱量(HHV)ベース
発電効率	NH ₃ -石炭混焼発電 石炭専焼発電	[%]	36.5	HHVベース ボイラー式発電を想定
	NH ₃ -LNG混焼発電 NH ₃ 専焼発電 LNG専焼発電	[%]	50	HHVベース ガスタービン式発電を想定
設備利用率	国内発電所	[%]	80	
	太陽光発電	[%]	20	
	その他設備	[%]	90	
為替レート		[円/USD]	121	2015年レート平均を採用
運転期間		[年]	30	

(4) 考慮コストの定義

CAPEX および OPEX については、以下に示す費用を考慮した。

- CAPEX: プラント建設費、撤去費用
- OPEX: 原料費、ユーティリティ費、人件費、修繕費、固定資産税、保険費、諸費、一般管理費、CO₂ 費用

(5) コスト単価試算方法

OECD 等がコスト試算方法で採用している稼働年数均等化原価法を採用した。²⁾割引率は、本検討では NEDO PJ に準拠し、5 %とした。¹⁾

(6) 建設費試算における基準年の設定

プラント建設費を参考値から試算するにあたり、本検討での基準年を 2015 年とした。

(7) 単価設定

表 5 に、本検討で設定した単価一覧を示す。アンモニアによる大規模発電方式が導入されるタイミングとして、2030 年頃を想定しており、各化石燃料については現状の燃料価格より高めに設定を行った。

表 5 海外原料、海外ユーティリティ、国内発電燃料 設定価格一覧

	項目一覧		単価	特記事項
海外原料	天然ガス(天然ガスケース)	[USD/MMBtu]	5.6	文献 ³⁾ による2030年想定ガス価格を設定
	電力(PVケース)	[US cent/kWh]	5.0	文献 ⁴⁾ を基に設定
	電力(CSPケース)	[US cent/kWh]	6.0	文献 ⁵⁾ を基に設定
	電力(再エネベストケース)	[US cent/kWh]	1.8	文献 ⁶⁾ を基に設定。水力発電想定
海外ユーティリティ	燃料ガス	[USD/MMBtu]	5.6	文献 ³⁾ による2030年想定ガス価格を想定
	系統電源電力	[US cent/kWh]	7.1	NEDO PJ条件を準拠 ¹⁾
	純水	[USD/t]	4	海水淡水化＋純水製造 純水製造コスト一般値として設定
	工業用水	[USD/t]	1	海水淡水化 水製造コスト 一般値として設定
国内発電燃料	国内LNG	[USD/MMBtu]	13.4	文献 ⁷⁾ を基に設定
	国内一般炭	[円/t-石炭]	16,800	文献 ⁷⁾ を基に設定

(8) ランニングコスト

以下、設備稼働期間中に発生するものとした。各条件については、NEDO PJ の条件を準拠した。¹⁾

人件費： 建設費の 0.6 % (海外)
3 % (海上輸送)
0.5 % (国内)

修繕費： 建設費の 2 %

諸費： 建設費の 0.6 %

一般管理費： 建設費の 1 %

(9) 法定耐用年数、償却年数、および固定資産税

UAE、日本ともに、各設備について、日本の減価償却方式に従うこととし、償却方法は、日本の法定耐用年数を償却期間とした定率法を採用した。固定資産税については、NEDO PJ の条件を準拠し、残存簿価の 1.4 %とした。¹⁾

(10) 海外 CO₂ 費用、国内 CO₂ 費用の設定

図 2 に天然ガスからのアンモニア製法である Haber-Bosch 法の概要を示す。原料ガス由来の CO₂ は、アンモニアプロセスの中で分離・回収される。一方の燃料ガスから発生する CO₂ は燃焼排ガスとして、煙道から低濃度で排出される。原料ガス由来 CO₂ をプロセス CO₂、燃料ガス由来の CO₂ をユーティリティ CO₂ と定義する。両者には、「分離・回収」に要する費用の有無に伴う費用の差分を設定した。また、国内 CO₂ 費用については、既往の CCS 関連プロジェクトの成果を基に設定を行った。CO₂ 費用の設定一覧を表 6 に示す。

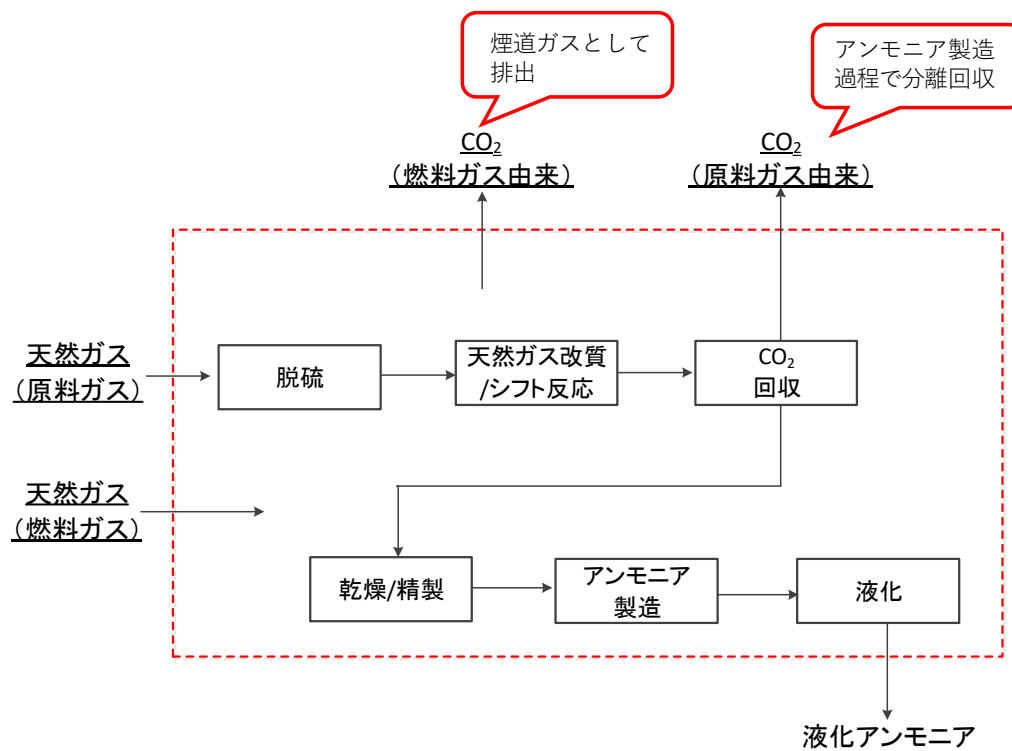


図 2 Haber-Bosch 法における、プロセス CO₂ とユーティリティ CO₂

表 6 本検討における CO₂ 費用設定一覧

CO ₂ 費用	海外CO ₂ 費用 (プロセスCO ₂)	[USD/t-CO ₂]	35	「昇圧」+「輸送」+「圧入」 文献 ⁸⁾ を基に設定
	海外CO ₂ 費用 (ユーティリティCO ₂)	[USD/t-CO ₂]	50	「分離回収」+「昇圧」+「輸送」+「圧入」 文献 ⁸⁾ を基に設定
	国内CO ₂ 費用	[円/t-CO ₂]	15,000	環境省案件でのCCS関連報告書 ⁹⁾ を基に 設定

(11) 技術進展条件の想定

天然ガスケース、再エネベストケースに対して、アンモニア製造コスト、およびアンモニアを用いた発電コストに対して、大きく影響を与えると考ええる要素・技術に関して将来想定され得る技術進展度の調査を実施した。次に調査結果を基に得た技術進展による設定条件（「技術進展条件」と呼ぶ）を設定し、アンモニア製造コストの試算を行った。そのうえで前項までの検討で行った条件（「導入初期条件」と呼ぶ）でのコスト試算との比較を行った。

文献、有識者へのヒアリングを基に想定される技術進展のベスト条件を技術進展条件と設定した。各パラメータの設定条件を天然ガスケースについては表 7 および再エネベストケースについては表 8 にまとめた。ただし、表 8 に示す条件のうち、「輸送大型化/受入大型化」については、技術進展条件でのプラント 1 基あたりの製造規模を 1000 MTPD⁵として、同規模のプラントと貯蔵・輸送設備を共用（同規模の他のプラント 3 基、計 4 基での共用）という前提で考えた。発電方式については、石炭資源への新規投資が縮小しつつある現状を鑑みて天然ガス・アンモニア混焼とアンモニア専焼を検討対象とした。

表 7 天然ガスケース 技術進展条件一覧

パラメータ	天然ガスケース (導入初期条件)	天然ガスケース (技術進展条件)	設定理由
NH ₃ 製造エネルギー効率 (HHVベース)	60 %	70 %	文献 ¹⁰⁾ を基に設定
製造大型化	1,925 MTPD × 2系列	3,850 MTPD × 1系列	文献 ¹⁰⁾ を基に設定
輸送大型化 /受入大型化	25,920トン-NH ₃ 輸送船6基	52,000トン-NH ₃ 輸送船3基	LPG船規模を基に 設定
NH ₃ 専焼/混焼 発電効率(HHV)	50 %	57 %	文献 ¹¹⁾ を基に設定

⁵ Metric Tons Per Day: 日産メトリックトン

表 8 再エネベストケース 技術進展条件一覧

パラメータ	再エネベスト (導入初期条件)	再エネベスト (技術進展条件)	設定理由
再エネ電力単価	1.8 US cent/kWh	1.0 US cent/kWh	文献 ¹²⁾ を基に設定
水電解 単位水素製造 エネルギー原単位 (相対比)	1	0.95	文献 ¹³⁾ を基に設定
水電解システムコスト (相対比)	1	0.65	文献 ¹⁴⁾ を基に設定
NH ₃ 製造 用役用途 エネルギー消費原単位 (相対比)	1	0.95	社内検討より設定
製造大型化	460 MTPD × 1系列	1,000 MTPD × 1系列	最終目標規模と して設定
輸送大型化/受入大型化	25,920トン-NH ₃ 輸送船1基	52,000トン-NH ₃ 輸送船3基* (1,000 MTPD設備 4基と 共用)	LPG船規模を基に 設定
NH ₃ 専焼/混焼発電効率 (HHV)	50 %	57 %	文献 ¹¹⁾ を基に設定

3-1-3. 検討結果

発電所前アンモニアコスト、各発電方式による発電コストの順に検討結果を示す。

(1) 導入初期条件

(i) 発電所前アンモニアコスト

図 3 に日揮で試算したアンモニアコストに、IAE が計算したキャリアチェーン部分のコストを加えた、発電所前アンモニアコストを示す。発電所前のアンモニアコストも、大きな割合をアンモニア合成コストの影響を受けるため、PV ケースが他ケースに比べて突出して高いという傾向は合成コストと同様である。再エネケースは積地～再ガス化までの規模が天然ガスケースに比べて小規模でコストメリットが効かないため、天然ガスケースとそれ以外でその部分のコストが異なり、高価になる。

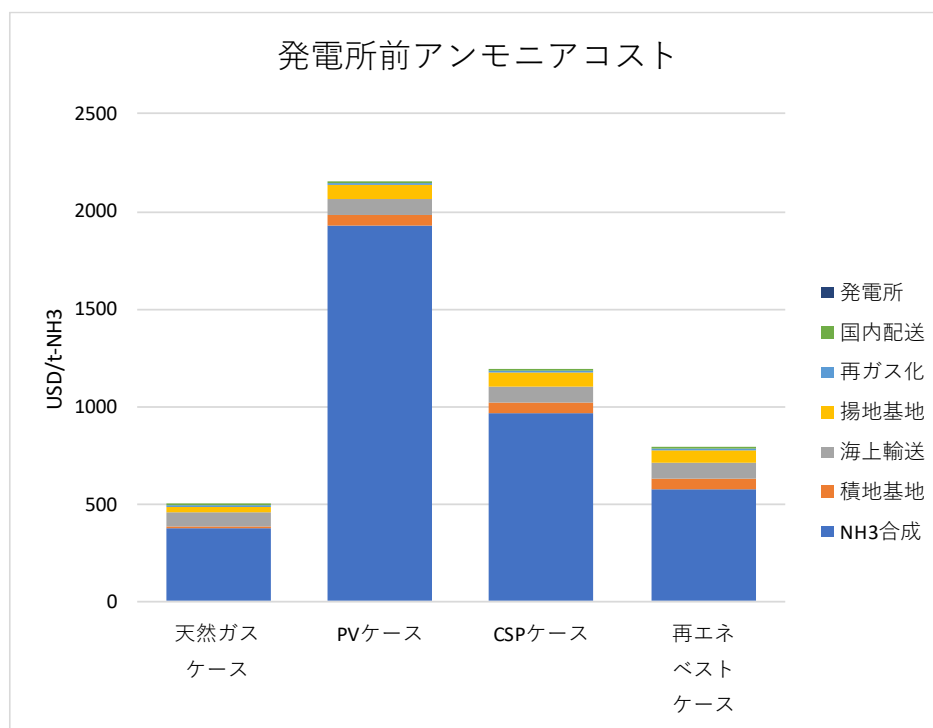


図 3 導入初期条件 発電所前アンモニアコスト

(ii) 天然ガス-アンモニア混焼発電コスト

図 4 に天然ガス-アンモニア混焼発電コストを示す。リファレンスである天然ガス火力発電コストとのコスト差は最大で 15 円/kWh 程度である。海外 CCS コスト 50USD/t-CO₂、国内 CCS コスト 15000 円/t-CO₂ という条件だと、天然ガスケースと天然ガス火力発電のコスト差は約 1 円/kWh に縮まる。

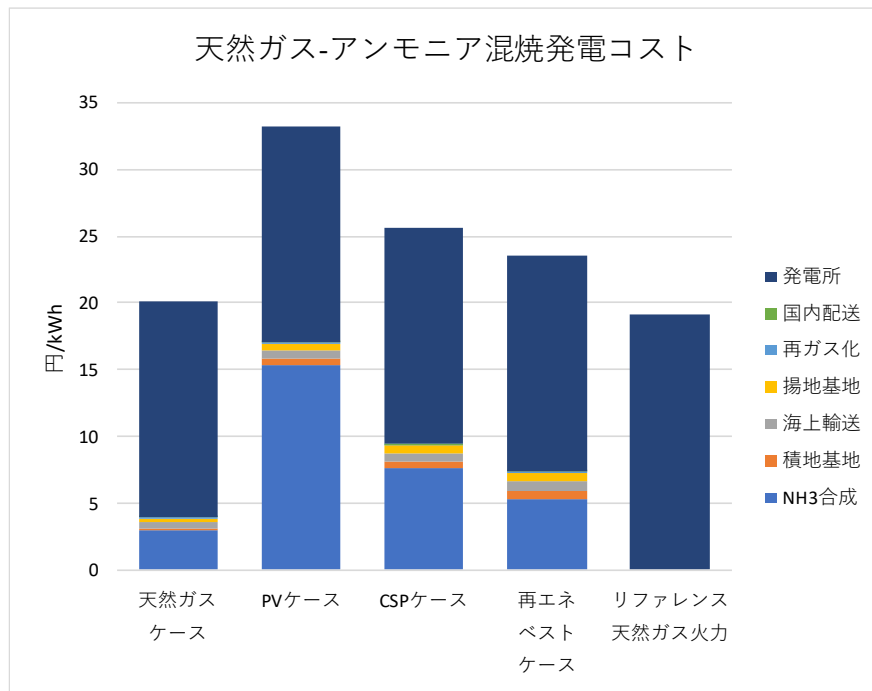


図 4 導入初期条件 天然ガス-アンモニア混焼発電コスト

(iii) 石炭-アンモニア混焼発電コスト

図 5 に石炭-アンモニア混焼発電コストを示す。石炭火力は CO₂ 排出量が多いため、国内 CCS コストが強く影響を与え、2018 年現在と異なり、天然ガス火力発電(約 19 円/kWh)よりも石炭火力発電(約 24 円/kWh)の方が発電コストが高い。そのため、天然ガス-アンモニア混焼発電コストと比較すると、石炭-アンモニア混焼発電の方がコスト水準が高い。リファレンスの石炭火力発電コストと、天然ガスケースの発電コストの差は 2 円/kWh 程度である。

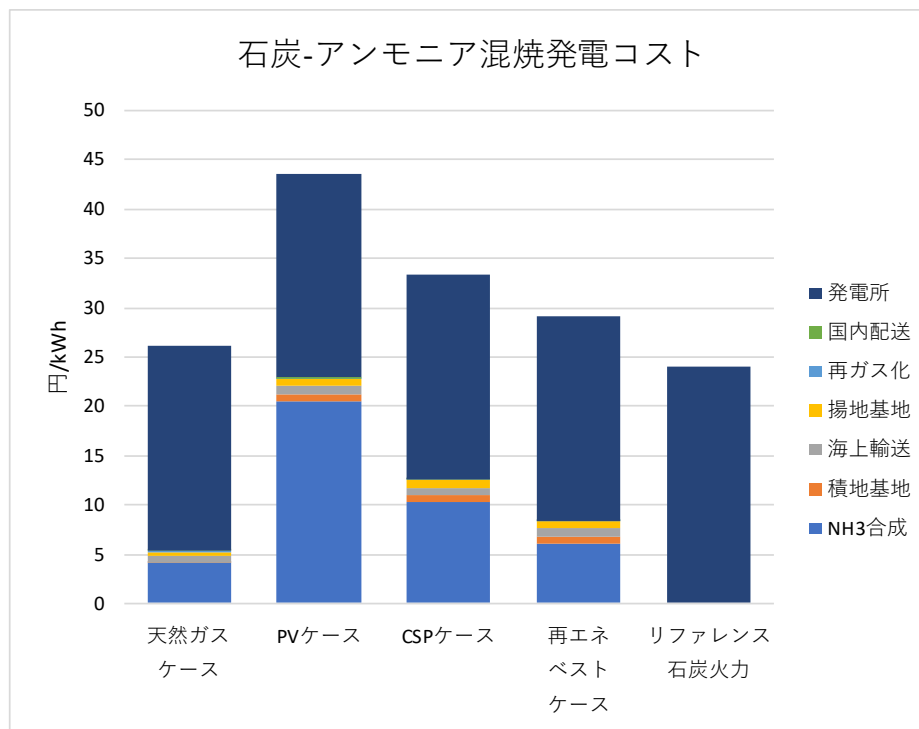


図 5 導入初期条件 石炭-アンモニア混焼発電コスト

(iv) アンモニア専焼発電コスト

図 6 にアンモニア専焼発電コストを示す。この発電コストは日揮が計算したアンモニア合成コストに IAE が計算したキャリアチェーン部分のコストを加えた発電所前アンモニアコストを元に、IAE が計算したものである。今回想定した国内外 CCS コスト差の下では、石炭火力発電よりも天然ガスから製造したアンモニアの専焼発電の方が発電コストが安くなる。コスト差は 2 円程度である。ただし、石炭火力発電とアンモニア専焼火力発電は発電効率が 10%程度異なる点には留意が必要である。

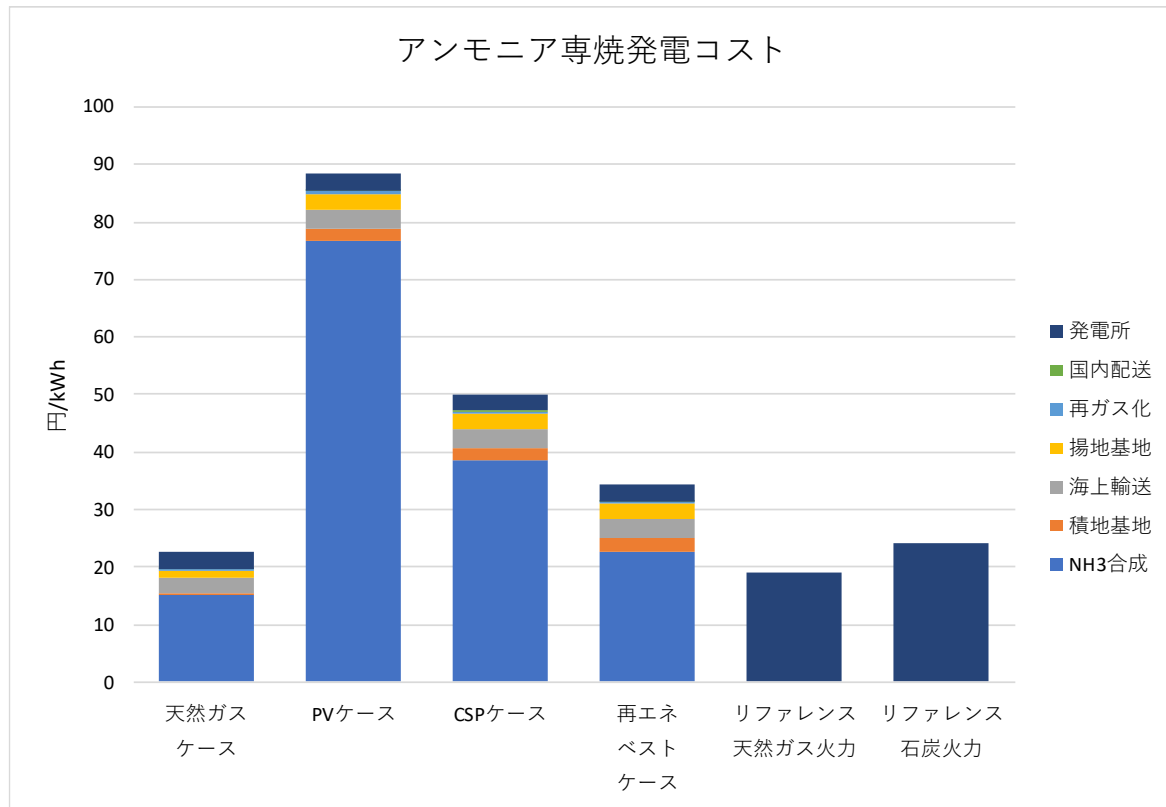


図 6 導入初期条件 アンモニア専焼発電コスト

(2) 技術進展条件

ここでは比較対象として、導入初期条件における各コストをグラフに掲載する。

(i) 発電所前アンモニアコスト

図 7 に技術進展条件下における発電所前アンモニアコストを示す。これは日揮が計算した技術進展条件下におけるアンモニア合成コストに技術進展条件下のキャリアチェーン部分のコストを加えたものである。合成コスト同様再エネベストケースのコストダウンは大きく、技術進展条件の天然ガスケースの規模は 3850MTPD に対して、再エネベストケースは $1000 \times 4 = 4000\text{MTPD}$ で、単位アンモニア、発電量あたりの貯蔵コストは再エネベストケースの方が小さくなることから、貯蔵・輸送部分のコストが天然ガスケースよりも小さくなっている導入初期条件の天然ガスケースと比較すると全体のアンモニアコストが低くなっている。

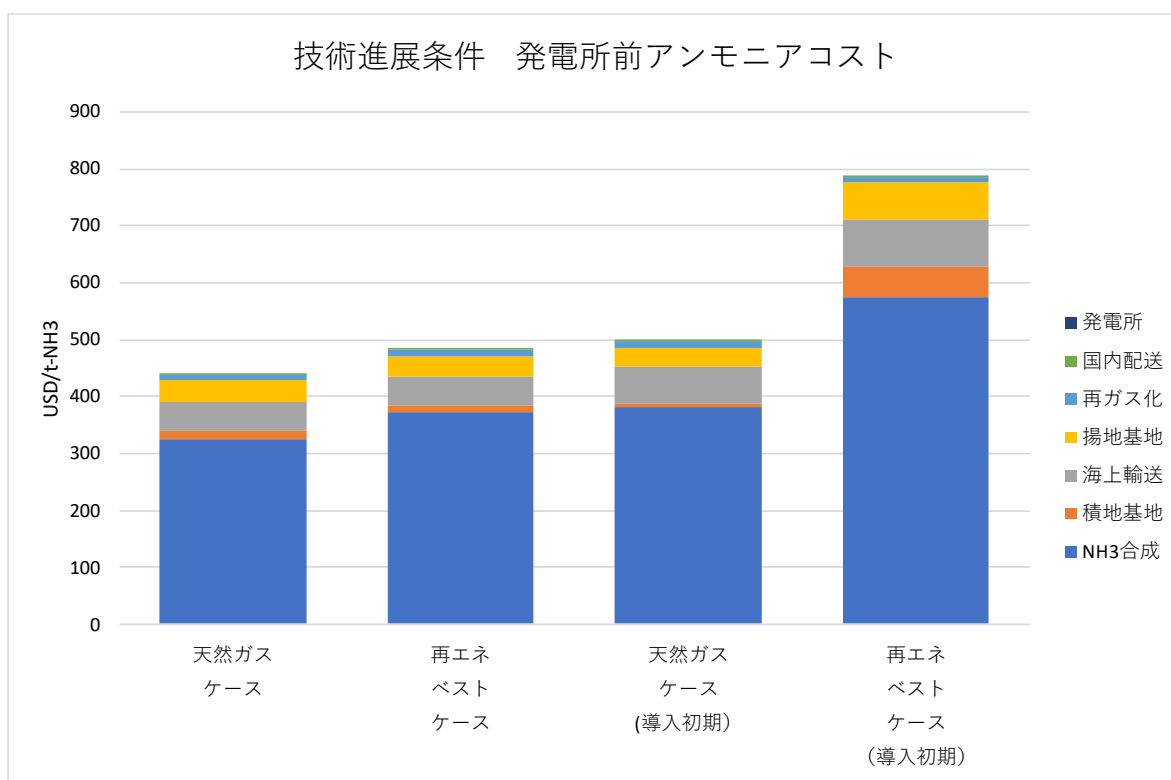


図 7 技術進展条件 発電所前アンモニアコスト

(ii) 天然ガス・アンモニア混焼発電コスト

図 8 に技術進展条件下における天然ガス・アンモニア混焼発電コストを示す。アンモニアコストよりも天然ガスケースと再エネベストケースのコスト差は縮まり、ほぼ同等の発電コストとなる。また、導入初期条件の天然ガスケースよりも、技術進展条件の再エネベストケースの方が発電コストが安価となる。

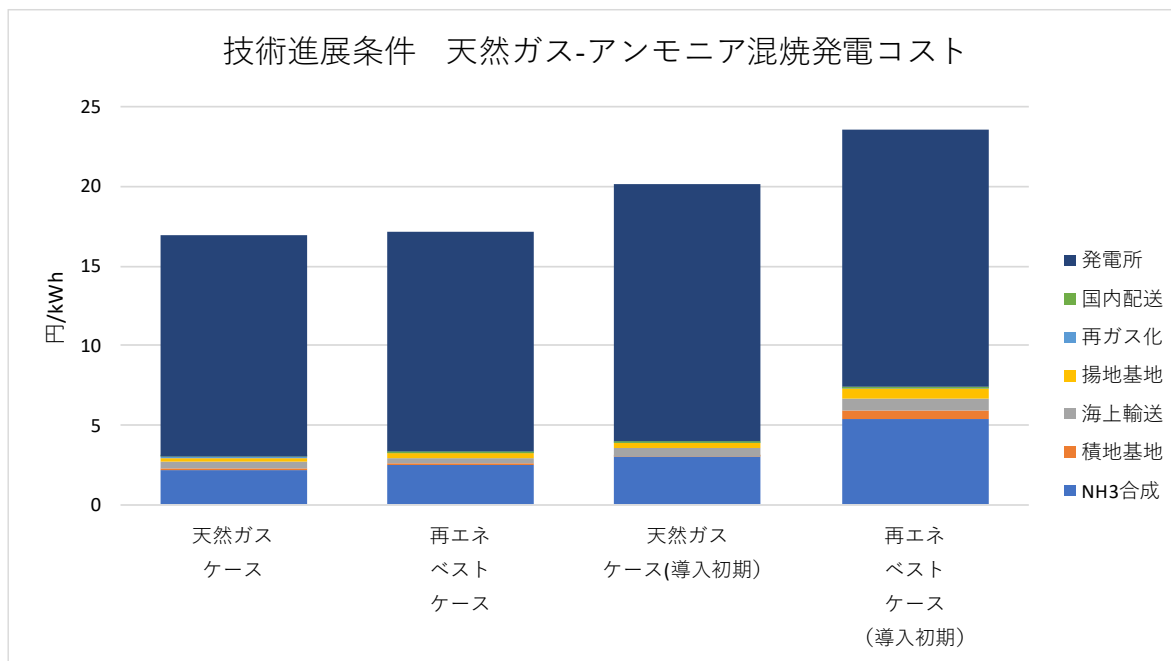


図 8 技術進展条件 天然ガス-アンモニア混焼発電コスト

(v) アンモニア専焼発電コスト

図 9 に技術進展条件下におけるアンモニア専焼発電コストを示す。技術進展条件下の再エネベストケースは、導入初期条件下の天然ガスケースよりも専焼発電コストが低くなる。

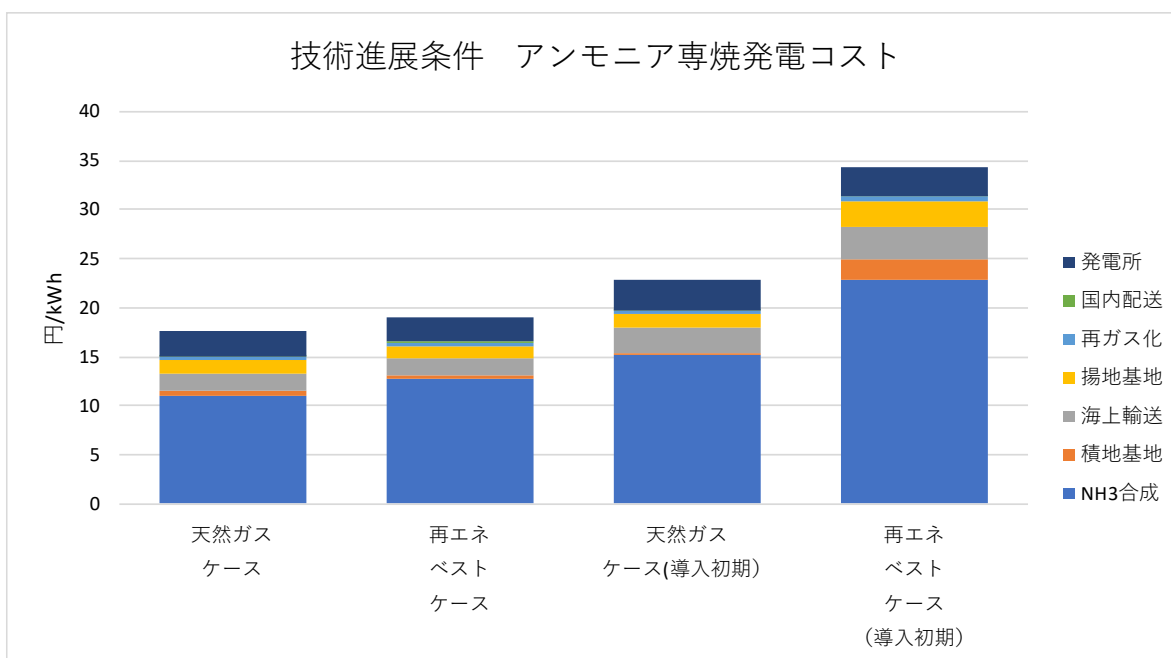


図 9 技術進展条件 アンモニア専焼発電コスト

3-2. CCS に関する調査・ケース分析

3-2-1. 調査概要

アンモニア及びアンモニア火力発電コスト検討のケース分析として、CCS 付きの化石燃料由来アンモニアが導入される蓋然性が高い導入初期のコストに強い影響を与える国内外の CCS コストがそれらのコストに与える影響について分析を実施した。文献、ヒアリング調査により情報収集を実施し、その結果を下に従来のコスト検討フレームワークの上でケース分析を行った。

(1) 文献調査

CCS に関する各種文献を収集し、精査することで国内および海外における CCS コストおよびポテンシャルの値を取得した。CCS と一口に言っても排出源、圧入井といった条件や評価が行われた年代が異なり、単純に数値のみを横並びに比較することは無意味であることから、これらの情報についても取得と整理を行った。本報告書には国・地域別に整理した調査結果の要約を示す。

(2) ヒアリング調査

国内メーカーおよび、国内 CCS 事業者、関連機関にヒアリングを実施し、国内外での CCS の可能性、コストや効率に関する参考情報を入手した。また、日本 CCS 調査の苫小牧 CCS 実証試験センターの現地調査も実施した。

(3) アンモニアコストのケース分析

上記調査の結果を基に、導入初期条件の天然ガスケースについて、アンモニア製造地と国内 CCS サイトを具体的に想定してアンモニアコスト、アンモニア火力発電コストのケース分析を行った。

3-2-2. 海外での CCS の可能性

(1) 概要

世界的に（日本も含めて）気候変動を 2℃以内に抑える排出削減シナリオ¹⁵⁾において、CCS は削減量の 14%（2015 年から 2060 年までの 45 年間における累積削減量ベース）を担っており、なくてはならない技術である。2017 年において、世界全体で 37 の大規模 CCS プロジェクトが操業中あるいは建設中であり、それらの年間貯留量を合計すると 37Mt・CO₂/y となる。しかしこれは、上記の削減量貢献を達成するために 2040 年に求められる CCS 量 3,800Mt・CO₂/y から比べると、2017 年の 100 倍となり、大きな開きがある。

国別の人為起源 CO₂ の圧入量を国別で比較すると、アメリカ、カナダ、ノルウェーの順となり、そのほとんどが EOR によるものである。そもそも CO₂ を地下に圧入するという発想は EOR を起源とするものであり、元々の CO₂ 源は天然ガスに含まれる CO₂ であった。これは天然ガスの処理に元々 CO₂ の分離プロセスが含まれるため、追加コストが不要であったことと、大気放出していた CO₂ を EOR 用の資源として有価値化できるという点から始められたものである。発電所からの回収 CO₂ を EOR に使用し始めたのはアメリカ・テキサス州の Petra Nova Carbon Capture であり、石炭火力発電所排気からの燃焼後回収である。これは貯留先の West-Ranch 油田近傍に適当な天然ガス田が立地していなかったため、CO₂ 源を石炭火力発電所に求めた、というのがその起源である。純粋に人為的 CO₂ 排出を抑える

ために CCS を開始したのはノルウェーで、Sleipner と Snohvit の 2 箇所で CCS を実施している。これは、ノルウェー政府が炭素税を実施したことが発端となっている。

ヒアリングによると、上記のような経緯でこれまでは EOR 目的の CO₂ 回収・圧入が主であったが、EOR が可能な油田の数も限られるため、排出削減シナリオと現状の差を鑑みるに、今後は CO₂ 削減目的の CCS プロジェクトが増えると予想されている。ただし、現実的には炭素税等、CO₂ 削減を目的とする CCS を行うインセンティブ設定の必要がある。

(2) コスト・ポテンシャル

ここでは文献から得られた CCS コスト、ポテンシャルの値を国別に整理する。

コストについてはその国で特定の排出源から CCS を行った場合のコストを横断的に整理する方法が有用であろうと判断して排出源毎に整理をした。特記なき場合、コストは回収から圧入までのアボイデッドコストを指す。

ポテンシャルについては地層や地質等を細かく分類してポテンシャルを整理している文献もあるため、地層、地質毎に整理した。ポテンシャルに関する文献を収集できなかった地域については記載を省略する。

(i) 地域横断

地域横断的な CCS コスト評価としては、表 9 のような評価結果が得られた。

表 9 地域横断的な CCS コスト評価結果

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ ()は年代	出典
新設微粉炭火力発電所	N/A	地中貯留	30-71 (2002)	16)
新設天然ガス火力発電所	N/A	地中貯留	38-91 (2002)	16)
新設IGCC発電所	N/A	地中貯留	14-53 (2002)	16)
水素製造工場	N/A	地中貯留	3-75 (2002)	16)
天然ガス火力発電所	N/A	N/A	59-143 (2013)	17)
石炭火力発電所	N/A	N/A	46-99 (2013)	17)
IGCC	N/A	N/A	38-84 (2013)	17)
石炭火力→CCS付き IGCCへの転換	N/A	N/A	53-137 (2013)	17)

(ii) アメリカ合衆国

アメリカ合衆国の CCS コストを表 10 に、ポテンシャルを表 11 に示す。米国に関する文献は 2 つあったため、両者の値を記載する。

表 10 アメリカ合衆国の CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ ()は年代	出典
亜臨界石炭火力	パイプライン100km	以下の4地域をモデルとするオンショア 圧入井 Illinois, East Texas, Williston, Powder River	91 (2011)	18)
超臨界石炭火力		以下の4地域をモデルとするオンショア 圧入井 Illinois, East Texas, Williston, Powder River 18)	89.4 (2011) 55-83 (2015)	18) 19)
酸素燃焼超臨界 石炭火力			52-75 (2015)	19)
IGCC			46-97 (2015)	19)
NGCC			93.8 (2011) 43-89(2015)	18) 19)
製鉄・製鋼			65-77 (2015)	19)
セメント製造			103-124 (2015)	19)
天然ガス製造			20.4-21.5 (2015)	19)
肥料製造			23.8-25.4 (2015)	19)
バイオエタノール製造		地下1700mの 貯留層 19) (オンショア)	20.4-21.5 (2015)	19)

表 11 アメリカ合衆国の CCS ポテンシャルまとめ

圧入井立地、地層	ポテンシャル	出典
Illinois, East Texas, Williston, Powder Riverの いずれか	25 Gt-CO ₂ /サイト	18)

(iii) カナダ

カナダについての CCS コストを表 12 に、ポテンシャルを表 13 に示す。オイルサンド採掘からの回収コスト以外のコストは、表 10 に示す GCCSI によるアメリカ合衆国のコスト評価値をベースに換算した値となっているため、境界条件は表 10 と同様である。したがって地下 1700m のオンショア圧入井がカナダ国内で利用可能かどうかについては考慮されていない。

表 12 カナダの CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ (2015)	出典
超臨界石炭火力	パイプライン 100km	地下1700mの 貯留層 (オンショア)	115	19)
IGCC			143	
NGCC			101	
製鉄・製鋼			92	
セメント製造			146	
天然ガス製造			22.3	
肥料製造			27	
バイオエタノール 製造			22.3	
オイルサンド採掘	N/A	N/A	40-150 USD/t-CO ₂ (2013), 回収コスト	20)

表 13 カナダの CCS ポテンシャルまとめ

圧入井立地、地層	ポテンシャル	出典
アルバータ州、サスカチュ ワン州中心、地下塩水層	132Gt-CO ₂ うち110Gt-CO ₂ が左記2州	20)

(iv) メキシコ

メキシコの CCS コストを表 14 に示す。この結果は GCCSI の一連の評価の中で、表 10 に示すアメリカ合衆国のコスト評価値をベースに換算した値となっているため、境界条件は表 10 と同様である。

表 14 メキシコの CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ (2015)	出典
超臨界石炭火力	パイプライン 100km	地下1700mの 貯留層 (オンショア)	81	19)
IGCC			114	
NGCC			88	
製鉄・製鋼			71	
セメント製造			113	
天然ガス製造			21.3	
肥料製造			25	
バイオエタノール 製造			21.3	

(v) 中東

表 15 に中東地域における CCS コストの評価結果を示す。データとしてはサウジアラビアと UAE のコストを含む。

この結果は GCCSI の一連の評価の中で、表 10 に示す GCCSI によるアメリカ合衆国のコスト評価値をベースに換算した値となっているため、境界条件は表 10 と同様である。

表 15 中東の CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ (2015)	出典
超臨界石炭火力	パイプライン 100km	地下1700mの 貯留層 (オンショア)	N/A	19)
IGCC			N/A	
NGCC			80-97	
製鉄・製鋼			67-90	
セメント製造			104-140	
天然ガス製造			19.7-21.9	
肥料製造			23.3-26.7	
バイオエタノール 製造			N/A	

(vi) 北欧

北欧の CCS コストまとめを表 16 に示す。他の多くの CCS コスト評価と異なり、船舶での CO₂ 輸送を想定していることが特徴である。

表 16 北欧の CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト NOK/t-CO ₂ (2016)	出典
セメント工場排ガスより回収	船舶	Smeaheia (スカンジナビア 半島北海側沿岸 50km地点)	2000	21)
アンモニア工場より回収			N/A	
ゴミ発電所排気より回収			N/A	
セメント工場排ガスより回収 (船から直接注入)			1600	
上記3つの排出源からの CO ₂ を1箇所ですり留 (on shoreすり留施設ですり留)			1300	
上記3つの排出源からの CO ₂ を1箇所ですり留 (船から 直接注入)			1250	

(vii) 欧州

表 17 に欧州の CCS コストを示す。国としてはポーランドとドイツを含む。

この結果は GCCSI の一連の評価の中で、表 10 に示す GCCSI によるアメリカ合衆国のコスト評価値をベースに換算した値となっているため、境界条件は表 10 と同様である。

表 17 欧州の CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ (2015)	出典
超臨界石炭火力	パイプライン 100km	地下1700mの 貯留層 (オンショア)	70-121	19)
IGCC			87-148	
NGCC			92-138	
製鉄・製鋼			72-113	
セメント製造			130-188	
天然ガス製造			25.7-27.3	
肥料製造			29.2-33.1	
バイオエタノール 製造			25.7-27.3	

(viii) アジア

表 18 にアジアの CCS コストを示す。国としては中国、インドネシア、韓国を含む。

この結果は GCCSI の一連の評価の中で、表 10 に示す GCCSI によるアメリカ合衆国のコスト評価値をベースに換算した値となっているため、境界条件は表 10 と同様である。

表 18 アジアの CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ (2015)	出典
超臨界石炭火力	パイプライン 100km	地下1700mの 貯留層 (オンショア)	60-93	19)
IGCC			81-125	
NGCC			99-119	
製鉄・製鋼			74-92	
セメント製造			129-159	
天然ガス製造			24.2-26.9	
肥料製造			27.8-31.6	
バイオエタノール 製造			24.2-26.9	

(ix) アフリカ

アフリカにおける CCS コストを表 19 に示す。国としてはアルジェリア、モロッコ、モザンビークを含む。

この結果は GCCSI の一連の評価の中で、表 10 に示す GCCSI によるアメリカ合衆国のコスト評価値をベースに換算した値となっているため、境界条件は表 10 と同様である。

表 19 アフリカの CCS コストまとめ

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト USD/t-CO ₂ (2015)	出典
超臨界石炭火力	パイプライン 100km	地下1700mの 貯留層 (オンショア)	81-96	19)
IGCC			113-134	
NGCC			87-104	
製鉄・製鋼			76-86	
セメント製造			116-140	
天然ガス製造			20.3-23.5	
肥料製造			24.4-28.1	
バイオエタノール 製造			23.5	

(3) 課題と展望

いわゆるパブリックアクセプタンス、つまり地元ステークホルダー等による CCS プロジェクトへの理解は課題である。各国で行われた CCS に関する社会的受容性調査を RITE が取りまとめた結果²²⁾によると、2000 年代初頭において、一般に CCS に関する一般の認知は高く、情報提供により CCS に対して肯定的な意見が多くなる傾向を示すものの、基本的に CCS 関連の設備、施設は NIMBY(Not In My Back Yard)的な認識をされるという事であった。このほか、CCS の社会受容性についてはみずほ情報総研の調査に詳しい²³⁾。ヒアリングによると、ノルウェー、イギリスは北海油田、ガス田開発を行っており、それらに近いところに貯留することを考えているため、反対が少ないとされている、ということであった。逆にドイツは貯留先がオンショアで、反対運動が起きている。一旦地元住民が反対に転じるとそれを覆すのは困難になるため、プロジェクト開始時から丁寧に説明を重ねていくことが重要である。

EOR 以外の CO₂ 地層貯留に対するインセンティブ設定は CCS の推進に必須の要件となる。CCS 費用の分担をどのように行っていくかも課題となる。実例として、アメリカ合衆国租税法 45Q による EOR に対するインセンティブ設定は、35USD/t-CO₂ の税額控除と、30USD/t-CO₂ での EOR 用 CO₂ 販売、合計 65USD/t-CO₂ にも及ぶ。

3-2-3. 国内での CCS の可能性

(1) 概要

日本には石油、天然ガスといった流体化石資源の産出がわずかであるため、EOR は行われていない。帯水層については網羅的な CCS 適地調査が 2017 年現在実施中である。したがって具体的な貯留層の立地やポテンシャル等も不明な点が多く、現時点で具体的な排出源・貯留先の組み合わせを考えることは難しい。

日本で実施されている回収～圧入までをトータルで実施する CCS は 2018 年現在においては、日本 CCS 調査(株)が実施主体となっている日本 CCS 調査苫小牧 CCS 実証試験センターにおける実証試験が唯一の事例である。人口密集地かつ周辺の土地利用が高度に行われている地域で、十分なパブリックアクセプタンスを得られた世界でも希有な例である。

回収については、東芝エンジニアリングシステムズ(株)がシグマパワー有明バイオマス発電所に CO₂ 回収設備を備え、稼働させている。この CO₂ 回収設備は国等から補助を受けておらず東芝の自己資金で運用されているものである。

(2) コスト・ポテンシャル

(i) 概要

国内の CO₂ 貯留ポテンシャル値は現在更新が予定されており、2014～2021 にかけて日本 CCS 調査(株)が環境省、経産省から受託している探査事業を実施しており、今後その探査データを元に、過去の評価結果から精度を高めた推定値を提出する予定である。

国内では海域貯留が中心となると考えられており、この他にオンショアの貯留先としては、コールベッドメタン増進回収や、秋田の枯渇ガス田、長岡のガス田への圧入等が考えられる。東北太平洋岸への貯留は 2011 年の東日本大震災以降、パブリックアクセプタンスの面で難しくなったと考えられる。現在判明している範囲では、排出源となる発電所は太平洋側に多いが、貯留適地は日本海側に多い。

CO₂ 回収コストの低下については、例えば排ガス脱硫、脱窒設備のように CO₂ 排出規制が進み、設備導入が進んで初めて起こるとメーカーは考えている。導入が進むと市場が形成され、メーカーが技術開発やコストダウンを競うようになるためである。

海外と比較したときのコストアップ要因としては人件費。回収費用は国内メーカーが海外で導入実績を積んでいるため、設備費用に内外差は考えにくい。発電単価は高いため、エネルギーコストは上がるだろうと推測される。国内では海域貯留が前提となるため、離岸距離 5km 以上は海底設備、洋上プラットフォーム等の海域設備が必要となりコストアップ要因となる。水深により掘削リグの費用も上がる。

(ii) コスト・ポテンシャルの調査結果

調査の結果得られた日本の CCS コスト、及びポテンシャルは表 20 および表 21 のようになった。

表 20 日本の CCS コスト調査結果

排出源	輸送方法	圧入井	CCSコスト 円/t-CO ₂ (年)	出典
微粉炭火力発電所	N/A	N/A	4968-8090 (2007) 回収・昇圧コスト	24)
LNG コンバインド サイクル発電所	N/A	N/A	6653-10330 (2007) 回収・昇圧コスト	
産業部門	パイプライン (近傍)	排出源近傍の地下 帯水層への マイクロバブル貯 留	7762-9276 (2002)	25)
石炭火力発電所 100万t/年	パイプライン 20km	帯水層	7356~12000 (2001)	26)
随伴ガス分離 100万t/年			約5000 (2001)	
製鉄所 100万t/年			約9000 (2001)	
微粉炭火力	船舶	海底帯水層	6309 (2007)	27)
微粉炭火力→CCS 付きIGCC			7345 (2007)	
LNGCC			8022 (2007)	
IGCC	輸送なし	海底	6966 (2007)	
	船舶	海底	11461-13142 (2007)	
	パイプライン	海底	9284-12195 (2007)	
超臨界圧石炭火力 発電所	船舶	回収地点から 185km、600km、 970km離れた 日本近海の海底	14907-16907 (2015)	23)
超々臨界圧石炭火 力発電所			14422-16316 (2015)	
IGCC			14052-16115 (2015)	
NGCC			16575-18090 (2015)	

表 21 日本の CCS ポテンシャル調査結果

圧入井立地、地層	ポテンシャル	出典
背斜構造への貯留 層位トラップ等を有する 地質構造への貯留	30Gt・CO ₂ 116Gt・CO ₂ 計146Gt・CO ₂	24)

(3) 課題と展望

IPCC の AR5 等で指摘されている CCS の必要性は日本国に対しても同様に適用されるため、日本国内においても CCS は必要な技術である。

CCS 実施のインセンティブ設定は世界共通の課題である。日本では EOR が不可能であるため、例えば CCS を実施した石炭火力発電電力を FIT 買い取りするといったインセンティブ設定が必要となる。

オフショア貯留の場合の探査、掘削技術を持たないため、外国から調達する必要がある、コストアップ要因となる。逆に回収技術については三菱重工、東芝、IHI といったメーカーが世界トップレベルの技術を有しており、研究開発を継続しているため将来にわたって有望と考えられる。

日本国内には CO₂ を高効率に輸送する事ができる超臨界 CO₂ パイプラインの敷設事例がない。これは高圧ガス保安法上の実績として過去に例がなく、特認取得に時間や費用がかかる状態であるといえる。船舶輸送に関しては、CO₂ 液化設備、液化 CO₂ 輸送船自体は世界的に実績があるため、恐らく製作は容易と考えられる。ただし、輸送されてきた CO₂ を海上で受け入れて圧入するオフショア圧入設備は前例がないため、技術開発が必要である。

関連法制の整備、モニタリング体制も課題となる。圧入が終了した後、どういった組織体がモニタリングと貯留 CO₂ の管理責任を負うかを決める必要がある。海外だと一定期間後管理責任を国が引き受ける事例があるが、日本はまだ法制が未整備。

国内 CCS を進める上でのリスクは、貯留層の貯留性能の不確実性がある。事例があり、後述の苫小牧 CCS 実証試験センターの下層は事前の地質調査では圧入可能と判断されたが、実際にはほとんど圧入できなかった。

(4) 国内 CCS 事例：苫小牧 CCS 実証試験センター

(i) 概要

経済産業省の委託を受け、日本 CCS 調査（株）が CCS 実証試験を実施している（平成 30 年度からは国立研究開発法人新エネルギー・産業技術開発機構より同社に委託）。苫小牧 CCS 実証試験センターは北海道苫小牧市沿岸部に立地する出光興産（株）北海道製油所に隣接する。2018 年に発生した北海道胆振東部地震で大きな被害を受けた苫東厚真火力発電所から約 15km に位置している。

本試験センターの設備能力は、最大 25 トン・CO₂/時、600 トン・CO₂/日、20 万トン・CO₂/年（330 日/年稼働時）である。実際の CO₂ 貯留量は、CO₂ 含有ガス供給元である出光興産（株）北海道製油所の稼働状況等に対応して、年間約 10 万トン・CO₂ 規模、3 年間で 30 万トンを目指している。

設備の設計・建設、坑井の掘削等を含めた準備期間は 2012 年からである。CO₂ の圧入は 2016 年 4 月

から行われた。この間に地元のステークホルダーへの説明も丁寧に行い、理解を得たことが、本プロジェクトの高いパブリックアクセプタンスにつながっている。

CCS 実証試験設備は、日揮が設置工事を担当した。

燃料費、電力費の他にモニタリング費用等も含めて、年間約 60 億円の操業費用がかかっているとのことである。

(ii) CO₂ 含有ガス

製油所の水素製造装置の PSA オフガス (CO₂ 50%、H₂ 40%、その他 10%) を受け入れて CO₂ を回収、圧入している。供給ガス配管は $\phi 61\text{cm}$ のステンレス管と炭素鋼管。

(iii) CO₂ 分離・回収

CO₂ 分離・回収方式はアミン溶液を用いた CCS としては世界初の 2 段吸収法と呼ばれる方式、減圧による CO₂ 回収を行う事でエネルギー消費が従来の 1/2~1/3 になるが、CO₂ 含有ガスの CO₂ 濃度、圧力等の条件を選ぶ。センターの主要構造物は 3 本の塔で、CO₂ 吸収塔、CO₂ 放散塔、低压フラッシュ塔からなる。CO₂ 吸収塔の高さは 48m で、本センターで最も高い構造物である。

CO₂ の回収率は 99.9%、回収後のオフガスには燃料分があるが、CO₂ 含有ガスに比べて熱量が 2 倍になる。センター内でボイラー燃料として活用している。

(iv) CO₂ 貯留

貯留層は 2 層あり、それぞれ圧入井を設けている (図 10)。下層の火山岩類 (滝ノ上層 T1 部層) は空隙が少なく、事前調査に基づく見込みよりも圧入可能量が少なかった。上層の砂岩層 (萌別層砂岩層) は非常に圧入能力が良い。これらの貯留層はすべて海岸から 3~4km 程度離れた海底下にある (図 11)。

萌別層への CO₂ の圧入は約 7.6MPa、32℃で行う。CO₂ は 7.3MPa、31℃以上にすれば超臨界状態になり、体積は気体の 1/300 となる。実際には地中温度は、44~45℃なため、圧入時に加温しなくても地中で超臨界になるが、ここでは圧入時に既に超臨界の状態になっている。

CO₂ は 30 万トン圧入した場合、CO₂ の貯留分布範囲は 600m×600m 程度となる。もし 75 万トンを圧入すると 2km×2km 程度に分布する。

圧入井の掘削は、掘削管 9m×3 本を地上で接続した状態でリグにより掘削し、その後さらに次の掘削管 9m×3 本を接続・掘削し、これを繰り返しながら貯留層まで掘削を続ける。掘削には滝ノ上層が 6 ヶ月、萌別層が 3 ヶ月程度かかっている。

圧入井のパイプは、CO₂ による腐食 (わずかでも水分が含まれると、炭酸を生じて腐食を起こす) を防止するため、必要な箇所には SUS (ステンレス鋼製) のパイプを使用している。廃坑する際には通常の鉱山法の手順に従い、セメントで坑井を塞ぐ。

事前の調査で萌別層の遮蔽層破壊圧が分かっており、最高圧力を 12.6MPa に設定している。これは破壊圧 14.0MPa に安全率を 10%見ている値である。圧入している状態で地層圧は 10.0MPa 程度であるため、余裕があると判断している。

現行では CO₂ 貯留に関する法的な根拠が明確でないため、鉱山保安法、海洋汚染防止法等に基づき実施している。海洋汚染防止法では、CO₂ の漏洩が無い事を確認するため、年 4 回の海洋環境調査が義務

づけられている。CCS の商用化に向けては CCS に対する適切な法規制の制定が望まれる。

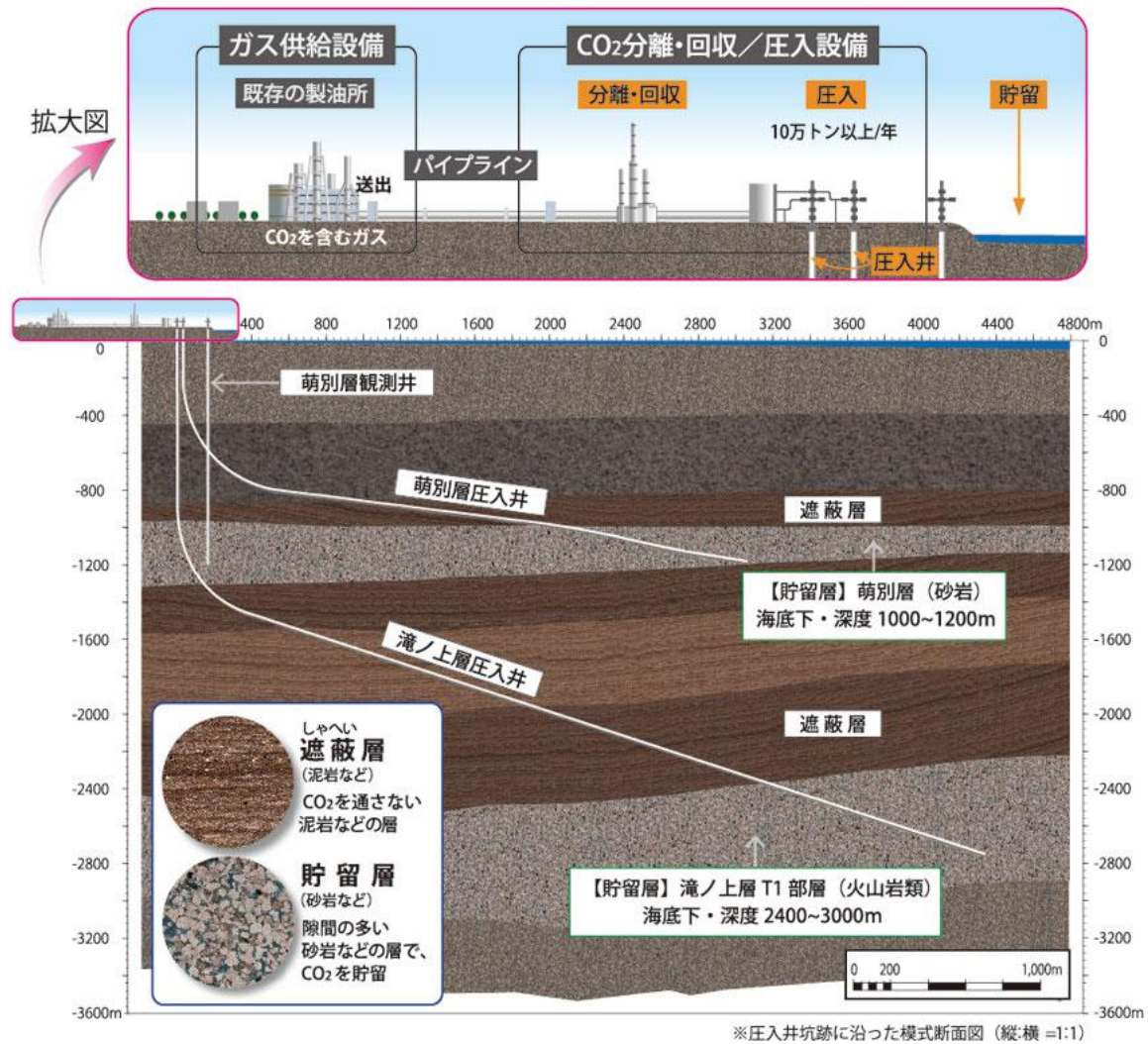


図 10 圧入施設、地層の概要
(画像提供：日本 CCS 調査 (株))



図 11 圧入井近辺の海域

(v) モニタリング・安全対策

実証事業であるため、高度かつ念入りのモニタリングデータの取得を行っている。圧入井に加えて観測井 3 本で地層温度・圧力の観測を行うとともに、OBC (Ocean Bottom Cable: 海底受振ケーブル) が 1 本、OBS (Ocean Bottom Seismometer: 海底地震計) が 4 つ設置されている。さらに、定期的な海洋環境調査も行われている。

北海道胆振東部地震発生時、供給元の都合によりガス供給が停止中であつたため、本実証施設も停止していた。CO₂ 圧入エリアと震源は、水平距離で約 30km の距離であつたが、幸いにも設備に被害はなかった。萌別層、滝ノ上層共にモニタリングデータに異常はなかった（停電期間のデータは欠損しているが、停電前、復帰後の間に連続性が推定できる値であつた）。

3-2-4. 天然ガス火力からの CO₂ 回収について

世界的に火力発電所からの排ガス規制の目標は 450g-CO₂/kWh であり、石炭火力の場合 CCS が必要となるのに対して、天然ガス火力の場合は不要である。したがって、直近の環境下において、天然ガス火力からの CO₂ 回収は現実的ではない。

CO₂ の回収方式には複数の形式があるが、圧力、純度等により適切な回収の方式が異なり、空気燃焼の天然ガス火力の場合には排気の CO₂ は、常圧、高純度、低濃度であるため、化学吸収法が適している。

一般に、回収量(t/d)が同じなら、処理ガス中の CO₂ 濃度が下がることで処理ガス量が増えるため、設備が大型化し、設備費が上がる。大まかな目安で言うと、石炭火力排ガスから天然ガス火力排ガスへの切り替えで CO₂ 濃度は 1/3 になるため、処理ガス量は 3 倍、設備費は約 1.5 倍となる。ユーティリティ消費でいうと、CO₂ 濃度の低いガスから化学吸収法で CO₂ を回収する場合、化学平衡上吸収液を高度に再生する必要があるためユーティリティ消費が増大する。回収エネルギー効率で言うと、石炭火力排気からの回収が 2.8GJ/t-CO₂ に対して、天然ガス火力排気からの回収が 3.3GJ/t-CO₂ で約 2 割増。これについては、CO₂ 回収率を下げることでユーティリティ消費は大きく改善する場合がある。ただし、石炭

と天然ガスだと排気の清浄度が異なるため、石炭火力からの回収に必要な前処理系が不要となる。逆に排気温度や圧力は石炭火力も天然ガス火力もほぼ変わらないので、影響しない。特に吸収液は SO_x に弱いため、石炭火力排気からの回収プロセスには脱硫工程が必要となる。

天然ガス火力へのアンモニア混焼を想定すると、排気に増える成分は窒素と水蒸気で水蒸気が窒素の3倍多い。 CO_2 回収プロセスで吸収液に曝すのは水分除去後のガスのため、排ガス量はそこまでこまで増えない。したがって混焼の影響は20%程度であればそこまで大きくないものと考えられる。 NO_x 増加は吸収液に影響がない場合があるため、特に混焼は問題とならない。水素の場合、排気に増加する成分は水蒸気のみなので CO_2 濃度の変化自体が小さい。

3-2-5. 具体的な立地を想定したアンモニア発電コストの試算

(1) 計算条件の仮定

3-2-4 までで調査した世界各地と日本における CCS コストに基づいて、2017 年までの評価スキームを使用してアンモニア発電コストの試算を実施する。実施にあたっては

- CCS コスト以外の水素製造コストについては、本試算においては元のままの数値、すなわち UAE・アブダビのものとする。
- 2030 年頃を対象とする導入初期ケースを評価対象とする。他の分析と条件を揃えるため、プラントコストインデックス、為替等は 2015 年の値を使用する。文献値の想定年はこれらの数値を用いて 2015 年値に換算する。PCI は 2017 年に大きく改訂されているため、2015 年まではこれまで用いられていた 2015 年発表の PCI 値を使用する。
- 評価するアンモニア製造方法は CCS 付き天然ガス水蒸気改質ケース
- 利用は首都圏近郊の LNG 火力発電所とし、受入港は東京港とする。
- 出荷港と東京港の間の距離は Web サイト Vessel Tracker²⁸⁾にて計算した。
- 2017 年までのアンモニア製造時の CO₂ 回収コストは積み上げコストを用いていたが、文献値から入手できる情報の多くがアボイデッドコストであるため、本試算ではアボイデッドコストを採用する。他の地域と平等に比較するため、2017 年度までにコスト検討で用いていた中東の CCS コストとは別に中東のコストも算出する。
- アンモニア製造時の原料由来の CCS コストについては Fertilizer 製造の CCS コストを、ユーティリティ（加熱用天然ガス）由来の CCS コストについては NGCC の CCS コストを採用する。
- コストについては、導入初期であるため First of a Kind (FOAK)コストを採用する。
- ノルウェーの事例は図 12 に示すプロセスフローより、原料と燃料を区別せずに排気から CO₂ 回収を実施していると推定されるため、原料由来 CCS コストとユーティリティ由来 CCS コストの区別を行わない。
- ノルウェーからのアンモニア輸送は北海航路経由とする。ノルウェー北部の Hammerfest から日本への輸送距離がスエズ-地中海-マラッカ海峡経由と比較して 40%削減されるという記載²⁹⁾があるため、ノルウェー-東京間の海上輸送距離を
(Porsgrunn-Hammerfest 間距離) + (Hammerfest-Tokyo 間距離) × 0.6
という計算式で設定する。
- 火力発電所排気からの CO₂ 回収コストは、3-2-4 節に記載したヒアリング結果に基づいて、混焼の場合と天然ガス専焼の場合で差をつけない。
- 本検討では国内の CO₂ 輸送は船舶で実施するとし、コストは文献²³⁾の値を使用する。当該文献値のうち、NH₃ 輸入のコストメリットが最大化され则认为られる排出源-貯留先間距離 970km のケースについて計算を実施する。

Capture solutions

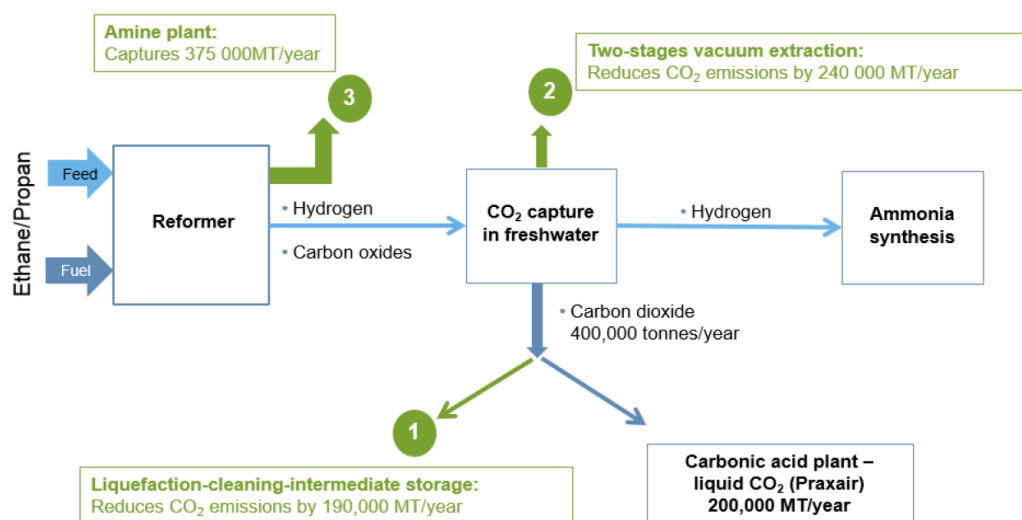


図 12 ノルウェーのアンモニア製造プラントにおける CO₂ 回収スキーム ²¹⁾

以上の仮定に基づいて、アンモニアの製造サイトと CCS サイトの設定を表 22 に整理する。

表 22 海外アンモニア製造サイトと CCS サイトの条件設定

地域名	コスト種別	アンモニア製造設備 (CO ₂ 排出源)	CO ₂ 貯留先	CO ₂ 輸送方法	日本 (東京) との距離 (km)	CCS コスト (2013 年 USD/t-CO ₂)	出典	出典の年限
北欧	原料	Porsgrunn のアンモニア工場	Sleipner	船舶	16005	109	²¹⁾	2016
	ユーティリティ							
中東	原料	UAE Abu Dhabi の天然ガス関連施設	UAE Abu Dhabi	P/L	12373	27	¹⁹⁾	2015
	ユーティリティ					97		
豪州	原料	Barrow Island の GorgonLNG 製造施設	Gorgon	P/L	7204	33	¹⁹⁾	2015
	ユーティリティ					160		
北米	原料	Huston 近郊 Port Arthur の SMR 設備	West hastings Oil Field	P/L	15095	25	¹⁹⁾	2015
	ユーティリティ					89		

表 23 国内 CCS の条件設定 ²³⁾

排出源	排出源立地	貯留先	貯留先立地	排出源- 貯留先間 距離(km)	合計 CCS コス ト(円/t- CO ₂)
天然ガス火力 orNH3 混焼天然ガ ス火力	日本国内某 所 (指定なし)	排出源から 185km 離れ た海域帯水 層	指定なし	185	17121
天然ガス火力 orNH3 混焼天然ガ ス火力	同上	同 600km 離 れた海域帯 水層	指定なし	600	17964
<u>天然ガス火力</u> <u>orNH3 混焼天然ガ</u> <u>ス火力</u>	<u>同上</u>	<u>同 970km 離</u> <u>れた海域帯</u> <u>水層</u>	<u>指定なし</u>	<u>970</u>	<u>18686</u>

(2) 計算結果

(i) 北欧

北欧のコスト検討結果を図 13 に示す。発電所前アンモニアコストは 655USD/t-NH₃、発電コストは 22.5 円/kWh となった。

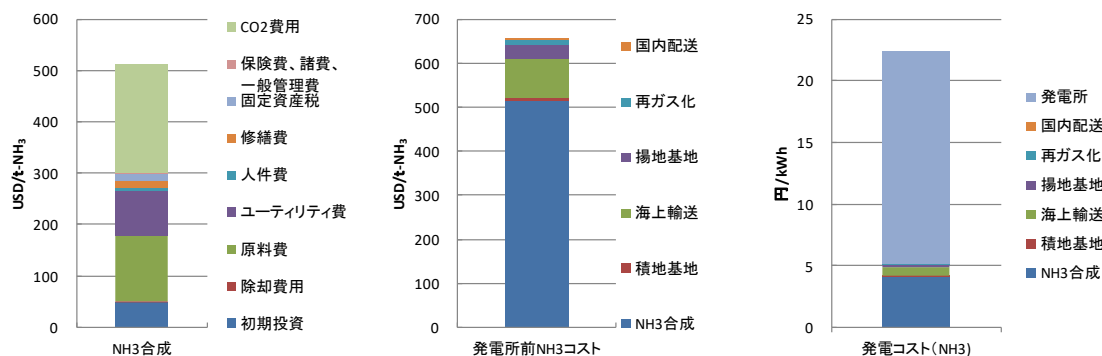


図 13 天然ガス・NH₃ 混焼 コスト検討結果（北欧）

(ii) 中東

中東のコスト検討結果を図 14 に示す。発電所前アンモニアコストは 523USD/t-NH₃、発電コストは 21.4 円/kWh となった。

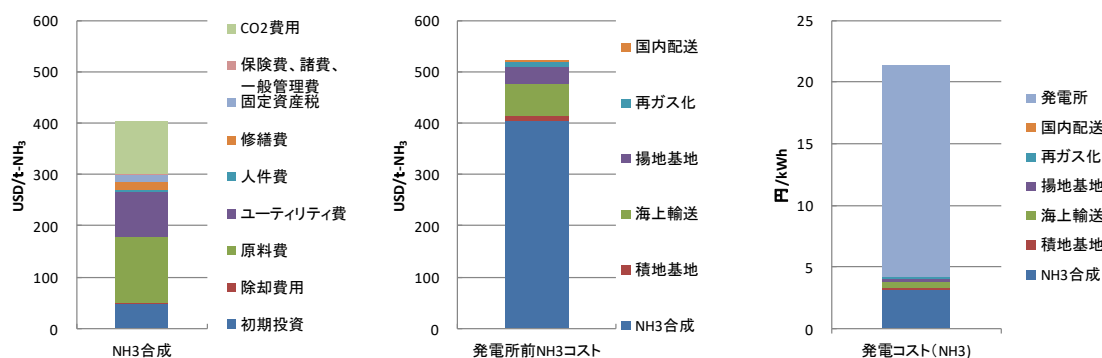


図 14 天然ガス・NH₃ 混焼 コスト検討結果（中東）

(iii) 豪州

豪州のコスト検討結果を図 15 に示す。発電所前アンモニアコストは 561USD/t-NH₃、発電コストは 21.7 円/kWh となった。

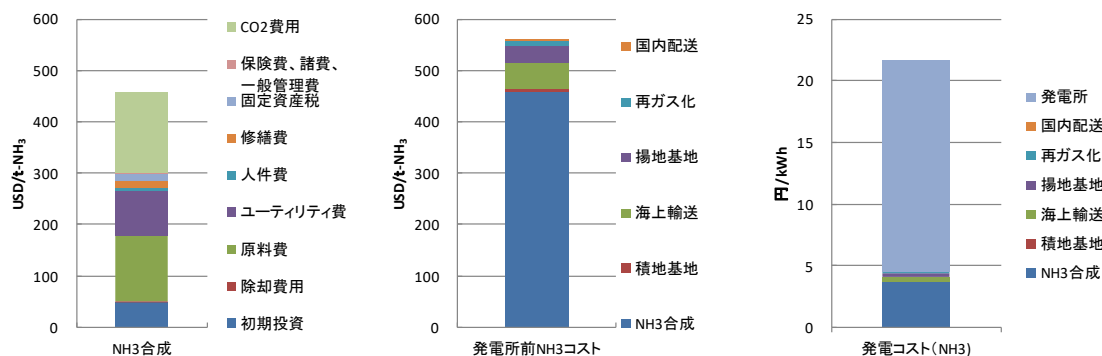


図 15 天然ガス・NH₃ 混焼 コスト検討結果 (豪州)

(iv) 北米

北米のコスト検討結果を発電所前アンモニアコストは 535.3USD/t-NH₃、発電コストは 21.5 円/kWh となった。

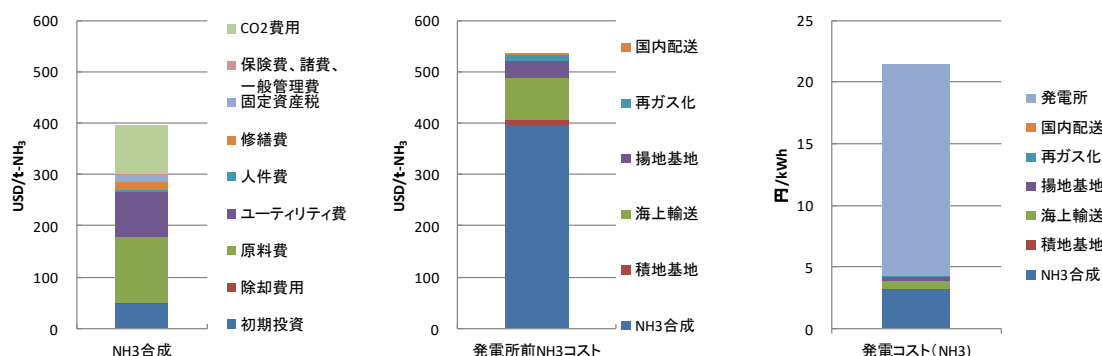


図 16 天然ガス・NH₃ 混焼 コスト検討結果 (北米)

(v) (比較対象) CCS 付き天然ガス火力 (NG 中東由来)

ここでは、従来の中東由来天然ガスを輸入して天然ガス火力発電に用いるケースにおいて、本検討で設定している国内 CO₂ 処理費用を設定した場合発電コストを計算した。計算の結果、

20.4 円/kWh

となることが判明した。

(vi) 分析

以上のコスト検討結果を比較したグラフを図 17 に示す。今回の簡易な検討において、NH₃ 混焼発電の発電コストは 21.4～22.5 円/kWh となった。CCS 付き天然ガス火力とのコスト差は最も高価な北欧と比較しても 2.1 円/kWh であり、10%程度にとどまる。

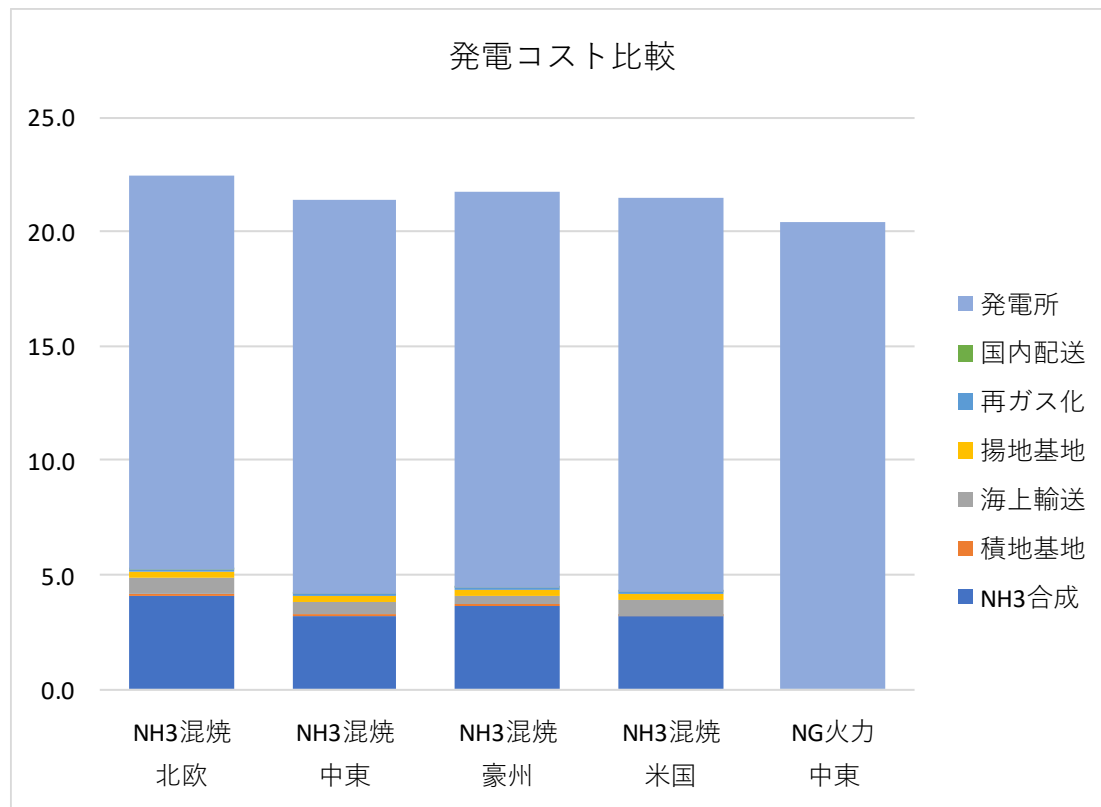


図 17 発電コスト比較

3-3. まとめ

本調査では、特に発電部門の CO₂ 排出削減を目的とした、海外産低炭素排出アンモニア導入の可能性を、コストの面から検討した。さらに特に導入初期においてアンモニア導入可否を強く決定づける要因と考えられる CO₂ 処理コストについて、国内外の既往研究を調査し、ケース分析を行った。

3-4. 今後の課題

発電用燃料としての国際的なアンモニア供給の、ビジネスとしての成立性を検討するためには、より現実のビジネスに近い条件を想定した検討が必要となると考えられる。例えば本検討では、アンモニアに含める利幅を考慮しておらず、実際の投資可能性検討に用いられるような評価手法を用いていない。

実際の社会導入を進めていくためには、1960 年代に LNG に対して行われたような、サプライヤー、ユーザーの両者の決断と行動が求められることはいうまでもない。

4. 外部発表実績

(1) 論文発表

なし

(2) 学会、展示会等発表

<口頭発表> 国内 2 件、海外 2 件

- 平岡一高, 渡邊嘉之, 甲斐元崇, 藤村靖 (日揮株式会社), 坂田興, 石本祐樹 (エネルギー総合工学研究所), CO₂ フリーアンモニア混焼発電サプライチェーンのコスト評価, エネルギー・資源学会第 34 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2018 年 1 月 25 日-26 日, 東京.
- Kazutaka Hiraoka, Yasushi Fujimura, Yoshiyuki Watanabe, Mototaka Kai (JGC Corporation, Yokohama, Japan), Ko Sakata, Yuki Ishimoto, and Yuji Mizuno (The Institute of Applied Energy, Tokyo, Japan), Cost Evaluation Study on CO₂-free Ammonia and Coal Co-fired Power Generation Integrated with Cost of CCS, NH₃ Fuel Conference 2018, NH₃ Energy+ Topical Conference in AIChE Annual Meeting, Pittsburgh USA, 31st October, 2018.
- 平岡一高, 藤村靖, 甲斐元崇 (日揮株式会社), 坂田興, 石本祐樹, 水野有智 (エネルギー総合工学研究所), 工藤祐揮, 小澤暁人 (産業技術総合研究所), 石炭-アンモニア混焼発電, およびアンモニア専焼発電向け低炭素アンモニアのサプライチェーン評価, エネルギー・資源学会第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2019 年 1 月 29 日-30 日, 東京.
- Mototaka Kai, Kazutaka Hiraoka, Yasushi Fujimura (Technology Innovation Center, JGC Corporation), Yuki Ishimoto, Ko Sakata, Yuji Mizuno (Research and Development Division, The Institute of Applied Energy), Yuki Kudoh, Naomi Kitagawa, Akito Ozawa (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology), Potential of Ammonia as CO₂-free Fuel for Power Generation, Nitrogen + Syngas 2019, Estrel Berlin Germany, 4-7th March, 2019.

(3) プレス発表

なし

(4) マスメディア等取材による公表

なし

5. 特許出願実績

なし

6. 参考文献

- 1) 新エネルギー・産業技術総合研究機構 (委託先) 一般財団法人 エネルギー総合工学研究所; 水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析、平成 26 年度～平成 27 年度成果報告書、(2016)
- 2) Organization for Economic Co-operation and Development (OECD); Projected Costs of Generating Electricity, (2010)
- 3) 日本エネルギー経済研究所; アジア/世界エネルギーアウトLOOK 2016

- 4) 新エネルギー・産業技術総合研究機構; TSC Foresight Vol. 11 太陽光発電分野の技術戦略策定に向けて、(2016)
- 5) The National Renewable Energy Laboratory (NREL); Advancing Concentrating Solar Power Technology, Performance and Dispatchability, (2016)
- 6) 新エネルギー・産業技術総合研究機構; 再生可能エネルギー技術白書 第2版 (2013)
- 7) エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会; コスト等検証委員会報告書 (2011)
- 8) 地球環境産業技術研究機構(RITE); 二酸化炭素地中貯留技術研究開発、2005 年度経済産業省補助事業成果報告書 (2006)
- 9) 環境省(委託先) みずほ情報総研株式会社ほか; 環境配慮型 CCS 導入検討事業委託業務、平成 26 年度報告書 (2015)
- 10) 牧野功; 3. アンモニア・尿素製造技術の概要と進化①、化学工学、第 81 巻、第 4 号、(2017)
- 11) 総合資源エネルギー調査会; 発電コスト検証ワーキンググループ(第 6 回会合) 資料 2 (2015)
- 12) The International Renewable Energy Agency (IRENA); Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Hydropower, (2012)
- 13) 新エネルギー・産業技術総合研究機構; 水素利用等先導研究開発事業 平成 29 年度成果報告会 報告資料 (2017)
- 14) 経済産業省 水素・燃料電池戦略協議会 CO2 フリー水素ワーキンググループ; CO2 フリー水素ワーキンググループ報告書 (2017)
- 15) IEA, Energy Technology Perspectives 2017, IEA, Paris
- 16) IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M., Loos, and L.A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2005, 442 pp.
- 17) Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). The cost of CO₂ capture and storage. International Journal of Greenhouse Gas Control, 40, 378-400.
- 18) USDOE NETL OFFICE OF FOSSIL ENERGY, Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3, DOE/NETL-2015/1723, 2015.
- 19) Irlam, L., GLOBAL COSTS OF CARBON CAPTURE AND STORAGE 2017 Update, GCCSI, 2017.
- 20) Kilpatrick, R., et.al., CCS Potential in the Oil Sands Evaluating the Impact of Emerging Carbon Capture Technologies on Oil Sands Emissions, PEMBINA institute, 2014.
- 21) Ministry of Petroleum and Energy, Feasibility study for full-scale CCS in Norway, Norway, 2016.
- 22) (財)地球環境産業技術研究機構, 平成 18 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業, 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書, 平成 19 年 3 月.
- 23) みずほ情報総研株式会社, 独立行政法人産業技術総合研究所, 株式会社東芝, 千代田化工建設株式会社, 日揮株式会社, 株式会社クインテッサジャパン, 平成 26 年度環境配慮型 CCS 導入検討事業委託業務報告書, 2015.03.

- 24) (財)地球環境産業技術研究機構, 平成 19 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業, 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書, 平成 20 年 3 月.
- 25) (一財)エンジニアリング協会 地下開発利用研究センター, CO₂マイクロバブル地中貯留の成立性に関する調査研究 報告書, 平成 24 年 3 月
- 26) (財)地球環境産業技術研究機構, 平成 17 年度二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業, 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書, 平成 18 年 3 月.
- 27) (一財)エネルギー総合工学研究所, (国研)産業技術総合研究所, 平成 24 年度 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト発電から CO₂ 貯留までのトータルシステムのフィジビリティ・スタディー全体システム評価 (発電から CO₂ 貯留に至るトータルシステムの評価) 成果報告書, 2013.04.
- 28) <https://www.vesseltracker.com/jp/Home.html> (2018 年 9 月アクセス).
- 29) 日本経済新聞, LNG 船、初の北極海通過 ノルウェーから日本へ, 2012 年 11 月 27 日付.