



第9回カーボンニュートラル研究セミナー 講演要旨

カーボンニュートラル実現に向けた水素・アンモニアの役割と可能性

講演者 塩沢 文朗（内閣府戦略的イノベーション創造プログラム（SIP）「IoE 社会のエネルギーシステム」イノベーション戦略コーディネータ，元 SIP「エネルギーキャリア」サブ・プログラムディレクター）

講演日時 2022 年 10 月 12 日 13:30～15:30

主催 早稲田大学先端社会科学研究所

共催 早稲田大学環境経済・経営研究所，早稲田大学高等研究所，早稲田大学スマート社会技術融合研究機構

1. 日本のカーボンニュートラル (CN) 実現において、なぜ、水素エネルギーが重要なのか？

日本は一次エネルギーの 83%(2019 年)を化石燃料に依存し、そのうちの 46%が発電燃料なので、CN の達成には、発電燃料の脱炭素化は重要である。一方、エネルギー消費の 74%は(電力ではなく)熱としての消費等なので、CN の達成にはエネルギー消費構造の脱炭素化も必要である。

脱炭素化のために消費側では、運輸部門、業務・家庭部門ではできるだけ電化を進め、CO₂ フリー電力を使用することによって脱炭素化を進めることになる。産業部門でも電化を進める必要があるが、産業部門では電化が難しいエネルギー消費形態も多く、熱等(「等」は、鉄鋼業や石油化学産業における原料としての化石燃料消費)に必要なエネルギーの脱炭素化も必要である。電化の推進により、エネルギー消費各部門においてヒートポンプやエネルギーマネジメント技術の適用によるエネルギー利用の効率化も可能となる。

各部門での電化が進み電力需要が増大する中で、CO₂ フリー電力源として原子力、CCS、国内の再生可能エネルギーを増やすことには社会的、経済的な課題が多く容易ではない。

このため、日本が CN 目標を達成するためには、新たな大量の CO₂ フリー電エネルギーの導入が必要となる。

海外には、安価な再エネ資源や CO₂ フリーエネルギーの生産が可能な地域がある。そうしたエネルギーは、化学エネルギーの形態にすることで、大量のエネルギーを長距離輸送することが可能となる。

水素エネルギーは化学エネルギーであり、CO₂ フリーエネルギーの大量導入手段として重要である。

2. 水素エネルギーとは

「水素エネルギー」という用語は、水素、および、アンモニアのような水素化合物を指す（炭化水素は含まない）意味で使われている。水素は分子によって化学エネルギーを運ぶ媒体である（電気は電子によるエネルギー運搬媒体）。分子であるため長期間貯蔵可能であり、他の元素と化合して取り扱いが容易な化合物（水素エネルギーキャリア）に変換することができる。

また、**水素エネルギーのコスト競争力には、輸送・貯蔵コストが大きく影響する。**

水素は地球上に水素化合物として豊富に存在するが、水素単体の形では存在せず、水素を得るためには、水素化合物にエネルギーを加えて水素を取り出す必要がある。このうち、主な水素の製法は、水の電気分解または化石エネルギーの改質によるものだが、製法によって水素製造の際に CO_2 が排出されるので、水素エネルギーを脱炭素の手段として検討する際には、以下のような色分けを用いた議論が行われる（以下は、主な「色分け」のみ）：

グリーン水素:再生可能エネルギーによる電力を用いて水を電気分解することにより製造した水素（ CO_2 は排出されない）

ブルー水素:化石燃料の改質により、水素を製造。その際、生成・排出される CO_2 を分離、回収し、地下貯留（CCS）することで CO_2 フリーとした水素

グレー水素:化石燃料の改質により水素を製造。生成・排出される CO_2 はそのまま大気中に排出。

現在は一般的には CO_2 フリー水素のうちブルー水素がグリーン水素より安価だが、**海外の安価で大量の再生可能エネルギーが得られる地域では、グリーン水素の方が安い場合もある。**今後、水の電気分解のコストが低減することが見込まれていることから、10～20 年以内にはグリーン水素が価格競争力を持つようになると考えられている。

3. 水素エネルギーとしてアンモニアが注目されているのはなぜか？

水素は、エネルギー密度が極めて低い物質のため、水素を大量輸送・貯蔵を可能にするための工夫が必要となる。そのためにエネルギーキャリアの利用が不可欠となる。

水素のエネルギーキャリアとしては、液化水素、有機ハイドライド(MCH, メチルシクロヘキサン)、アンモニア(NH_3)がある。

水素を液化するには、マイナス 253°C という極低温まで冷却する必要がある。液化に相当量のエネルギーを必要とすることや、極低温の液化水素を輸送、貯蔵するための新たなインフラを構築する必要がある。

アンモニアの水素密度は液化水素、MCH よりも高く、液化条件がマイルドである。アンモニアは急性毒性を有するので、専門家による取り扱いが必要だが、SIP「エネルギーキャリア」での研究成果によってアンモニアは直接燃焼も可能（水素に戻す必要がない）というメリットがあることが明らかにされた。

MCH は常温で液体なので既存のガソリン輸送インフラが使用できるというメリットがあ

る一方、MCH から水素を取り出す際に大きなエネルギーを要する。また、インフラの規模も大きくなるというデメリットがある。

サプライチェーンを構築するための技術的課題を見ると、液化水素は解決すべき課題が多い。MCH は脱水素のプロセスに課題がある。

アンモニアは既に 100 年以上に渡って大量に利用されてきた歴史があり、大量輸送・貯蔵技術がすでに確立している。ただし、アンモニアを燃料として直接利用するには、メタンに比して火の回りが遅い、フュエル NO_x が懸念されるなどの問題が懸念された。この問題については、アンモニアは、ガスタービン、石炭ボイラー等で安定的に燃焼できること、NO_x 等の生成も抑制可能であることが SIP「エネルギーキャリア」の研究で明らかにされた。

こうしたことから、商業石炭火力発電所で微粉炭とアンモニア（20%）の混焼を 2023 年度から実施するための準備が現在進められている。この混焼利用では、既存の設備の大きな改変を必要とせず、CO₂ 削減が可能である。

CO₂ フリーアンモニアのバリューチェーンを構成する技術（アンモニア製造技術、輸送技術、貯蔵技術）は、すでに存在し、利用技術もほぼ確立しており、バリューチェーンの形成は実装段階にある。また、アンモニアの製造、輸送に要するコスト構造は、きわめて透明性が高く、安価な天然ガスが利用できれば安価なアンモニアの生産が可能で、その価格水準は、政府の「水素基本戦略」が掲げる 2050 年度の水素の導入目標価格の 20 円/Nm³-H₂ を、熱量等価価格でほぼ達成している水準にある。

アンモニアは、長期毒性は知られていないものの急性毒性を有する物質であり、専門家による適切な管理のもとで取り扱われる必要があるが、アンモニアは 100 年以上に渡り工業分野では大量に利用されている物質であり、その取り扱い経験は豊富に蓄積されている。また、現在でも日常的に大量のアンモニアが国際間で海上輸送により流通している。

4. アンモニア導入をめぐる内外の動向

政府は、「第 6 次エネルギー基本計画」や、「グリーン成長戦略」で、水素・アンモニア関連のロードマップを示した。この計画等の具体化のために、国内では政府が中心となって燃料アンモニアの導入に向けたサプライチェーンの構築促進策、それに備えた適切なリスク管理対策の検討が進められている。

また、2022 年 1 月には政府により「アジア・ゼロエミッション共同体構想」が打ち出され、日本と同様のエネルギー環境にあるアジアの国々と国際協力によるサプライチェーン構築に向けた活動が開始されている。

5. 今後、水素・アンモニアの導入はどのように進んでいくのか？

民間においても、（一社）クリーン燃料アンモニア協会(CFAA)が設立され、エネルギー会社、商社、タービン/ボイラー等の燃焼機器メーカー、船会社、産油国など海外の資源企業等が参加し、燃料アンモニアのサプライチェーン構築に向けた情報交換のプラットフォーム

ムとして機能している。

また、発電分野では商業石炭火力発電所でのアンモニア混焼、海運分野では脱炭素化のための水素・アンモニア利用(外航船舶のアンモニア利用、内航船舶の水素利用)が進められている。

6. 水素・アンモニアの導入に向けた課題はなにか？

発電燃料としてのアンモニア利用には、大量のアンモニアを安定的に輸入することが必要となるため、受け入れ港湾の施設整備、安定的な燃料アンモニアのサプライチェーンの構築が進められようとしている。

7. 将来、水素とアンモニアの役割分担はどうなるのか？

ウクライナ情勢の影響もあり、天然ガス価格が上昇している。こうした状況が続くとグリーン水素/アンモニアの価格競争力がブルーを上回る時期が早まる可能性がある。

発電用途の水素エネルギー利用は、アンモニアの石炭混焼から始まる。石炭火力はいずれフェードアウトするので、アンモニアの燃料利用は Transitional な技術だとの理解があるが、それは間違いである。石炭火力がフェードアウトした後も、水素製造拠点と利用拠点が遠隔である場合には、アンモニアの専焼発電がコスト競争力を持つ可能性がある(日本、韓国、ドイツなど)。他方、近接した地域では水素専焼発電が主流になっていく可能性もある。どちらが主流となるか、あるいは、地域によって別々の発電方式となるかは、まだ、不透明である。

輸送分野では、乗用車は水素、トラック・バスはアンモニア、内航船舶は水素、外航船舶はアンモニアといった役割分担が形成されていくことが考えられる。

産業分野(鉄鋼、石油化学、工業炉)では製法転換を図る際に水素利用が目指されるだろう。

8. (補論)「エネルギー脱炭素化技術」の評価の視点

合理的な水素エネルギーの導入のあり方は、国、地域、用途、導入量の規模、輸送距離、貯蔵期間によって異なるので、日本の条件にマッチした水素エネルギーの導入方法を考える必要がある。(欧米諸国における水素エネルギーの導入形態と同じにはならないだろう。)

【参考文献】

戸田直樹、矢田部隆志、塩沢文朗 著「カーボンニュートラル実行戦略ー電化と水素、アンモニアー」(エネルギーフォーラム社) 第3章

【質疑応答】

CO₂フリーエネルギー源の貯蔵・保管施設の具体的なイメージ、排出される廃棄物があ

るとしたら、どのような性状のものがあるか。

(回答) 原子力と異なり、「廃棄物」は CO₂ 以外には考えにくい。貯蔵、保管施設については、タンクの規模拡大が必要なので、タンクの材質、工法の変更等は必要になるだろう。またそれにともなって、安全基準の改定も必要となるだろう。

化石燃料によるエネルギーで製造し、その際に発生する CO₂ を CCS で対応するのであれば、化石燃料によるエネルギーを社会で使って、その際に発生する CO₂ を CCS で対応の方が効率的ではないか？

(回答) 日本で CCS が可能か、可能であってもどの程度のコストで可能となるか、についての答えが現段階では見えない。(個人的には、日本で必要な規模の CCS を行うのは困難ではないかと思う。) 一方海外では既に、CCS は既に商用化され、安定的に貯留を行っている。

他方、水素エネルギーとしてのアンモニアは、長距離、大量輸送および貯蔵が可能であり、そのコストも安価である。

運輸部門が全て電動化することは可能か？運輸部門のエネルギー源はどのように転換していくか。

(回答) 運輸部門の技術展望については、自説を述べるほどの知見を有していない。ただ、電池自動車にもまだいろいろな問題(レアメタルの確保、全固体型電池開発の可能性等)があり、自動車がすべて電池自動車(BEV)に変わっていくということはないのではないかと考えている。

アンモニアを直接使用できる燃料電池の技術開発の現在のステータスと今後の見通しについて。

(回答) SIP「エネルギーキャリア」ではアンモニアを直接利用できる SOFC 燃料電池を開発した。SOFC の動作温度(700-1000℃)で、SOFC にアンモニアを燃料として供給すると SOFC の内部で容易に水素と窒素に分解する。低温で動作するその他のアンモニア燃料電池の開発には時間がかかりそうであるが、自動車向けの動力なら、アンモニア内燃機関の開発の方が早く進むだろう。船舶向けのアンモニア内燃機関の開発は既にかなり進み、実装段階に入っていると理解している。

アンモニアの活用を考えたとき、日本のライバル、あるいは、協力すべき国、参考にするべきはどこか。

(回答) 欧州の競合相手としてはドイツか。日本にはアンモニア製造のコスト競争力はない。このため、アンモニアの製造企業は減少し、現在では3社しかない。

中国は、技術開発は早い、再エネが豊富なのでアンモニア利用が喫緊の課題と

はならない可能性がある。

韓国・台湾は日本と同様の環境にあり、CO₂フリー燃料としてのアンモニアの導入に取り組んでいる。

日本は、アンモニアの燃焼技術の開発では世界で最先端を進んでいたが、最近では諸外国の追い上げが激しい。

【以下、当日時間の関係でお答えできなかった質問への塩沢先生からのご回答です。】

発電時などで出てくる CO₂ を CCS で回収している流れがいくつか見られるが、年間 CO₂ 回収量上限はどの程度か。

(回答) 資エ庁の想定では、2050 年で年間約 1.2～2.4 億トン-CO₂ としているが、これは講演で申し上げた通り 2030 年から 50 年まで毎年 12～24 本の圧入井が新規に必要な量であり、私は、この想定の実現は困難ではないかと思っている。そもそも、国内で CCS サイトを見つけることも大きな課題。

水素を利用した発電とアンモニア混焼の立ち位置、役割の違いについて。

(回答) いずれは、水素もアンモニアも混焼ではなく専焼（すなわち CO₂ 排出ゼロ）になっていくと思うが、長距離、大量輸送、貯蔵の容易さから、国内の火力発電用途はアンモニアになると思う。（「国内」と書いたのは、輸送距離が短く、パイプライン輸送が可能な（欧州等の）一部地域では、水素専焼発電になると考えられるから。）国内でも仮に安価な地産地消の水素が製造できるようになれば、水素専焼発電が採用される可能性はあるが、特殊なケースを除いて、国内での水素製造コストは下がらないと思うので、この可能性は低いのではないかと考えている。

燃料アンモニア用の大規模プラントを日本が作る流れはあるか。従来の尿素肥料プラントを活用するのは可能か。

(回答) 燃料アンモニアの需要の増大を見込んで、既に、燃料アンモニア向けの大型（年産 200 万トンクラス）の製造プラントの建設計画が世界各地で出てきている。こうした建設計画は、世界のアンモニアメーカー（これまでは主として肥料用途向けのアンモニア生産企業）のみならず、その他の（日本の電力会社を含む）燃料アンモニアのユーザーが、エンジニアリング会社とともに計画の具体化を進めている。

既存のプラントの活用については、グリーンアンモニアの需要が立ち上がるまでの間、既存のアンモニアプラントを利用しながら原料の水素にグリーン水素を投入することにより、段階的にグリーンアンモニアの製造を増やしていくという事業戦略もあるかもしれない。

なお、国内では安価なアンモニア原料がないので、海外での製造になるだろう。

アンモニアの専燃の課題について。特別なガスタービンエンジンやプラントが必要になるのか。

(回答) アンモニアの混焼率を上げる(専焼化)においては、やはり NO_x の発生の抑制が技術課題。混焼率が一定程度より大きくなると、燃料バーナーの改良、交換だけに留まらない、タービンやボイラー本体の設計変更が必要になるようだ。(炭化水素系の燃料との伝熱メカニズムの違いによる。)

H_2 専焼(混焼)タービンと、 NH_3 専焼(混焼)タービンの利点・欠点について。 NH_3 は H_2 より製造・輸送コストが低い点以外に、何か利点はあるのか。

(回答) 簡単にはお答えするのは難しいが、それぞれの主な課題を挙げると、水素燃料は、(1)燃焼温度が極めて高い(燃焼機器の焼損)、(2)火炎のコントロールが難しい(飛び火)、(3)Thermal NO_x の抑制が、アンモニア燃料は、(1)Fuel NO_x の抑制、(2)液噴供給技術(燃料供給時の気化に要するエネルギーの低減等)が課題である。ただし、いずれの課題も解決の目途はつきつつあると聞いている。

NH_3 の利点は、製造・輸送コストが低いことに加えて、(1)石炭混焼が可能、(2)発電所では既に脱硝剤として使い慣れている等が上げられる。なお、 NH_3 が水素に比べてコストが大幅に安価なのは、(ご質問にある「製造、輸送コスト」ではなく)輸送、貯蔵コストが安価だから。