

# 水素・アンモニア発電の課題

## 化石燃料採掘を拡大させ、石炭・LNG火力を温存させる選択肢

### 目次

サマリー	2
1. 政策・事業動向	3
(1)水素・アンモニアの火力発電利用の政策的位置付け	3
①発電への利用方針の発端	3
コラム 1	4
②グリーン成長戦略における位置付け	4
③第6次エネルギー基本計画	5
(2)施策動向	5
①補助金を通じた支援	5
②プレーヤーとしての JOGMEC	6
③非効率石炭火力の規制における水素・アンモニア混焼の抜け穴	6
2. 企業の動向	7
(1)火力発電事業者	7
① JERA	7
②電源開発 (J-POWER)	7
③その他の企業も続々参入	8
④金融機関・保険会社	10
3. 気候変動制約との整合性	11
(1)日本の石炭火力発電と LNG 火力発電の現状	11
(2) 1.5℃抑制に求められる 2030 年の石炭フェーズアウト	11
4. 水素・アンモニア利用を巡る課題	12
(1)水素・アンモニア利用による CO <sub>2</sub> 排出と削減効果	12
①石炭火力発電へのアンモニア混焼による CO <sub>2</sub> 排出量推計	12
コラム 2	15
②石炭火力発電への水素混焼による CO <sub>2</sub> 排出量推計	15
(2)その他の課題	16
①その他の環境・社会影響	16
②コストの課題	16
③市場創出・拡大の課題	17
5. 結論 —求められる脱石炭、脱化石燃料	18

## サマリー

カーボンニュートラルの実現に向け、政府は、火力発電システムを維持しながら水素・アンモニアを燃料として利用する方針であり、多額の補助金等を通じて、発電事業者、プラントメーカー、商社らが事業展開を進めている。しかし、今動いているのは、東南アジアや北米、ロシア、オーストラリアなどにおける天然ガスや褐炭（低品位の石炭）からのアンモニアや水素を製造している事業がほとんどであり、実態は新たな化石燃料開発事業である。パリ協定の目標である1.5℃の気温上昇に抑制するためには、先進国は電力部門対策として、2030年に石炭火力全廃、2035年に脱炭素化が求められている。その要請に照らすと、水素・アンモニアの発電利用には、以下の課題がある。

- 化石燃料からの水素・アンモニア製造時のCO<sub>2</sub>排出について、二酸化炭素回収利用貯留技術（CCUS）を通じた削減をすることが見込まれているが、CCUSが実用化されるまでは排出を伴い、実用化にも課題が多い。
- 2030年までに水素やアンモニアの2割程度の混焼が可能となった場合でも、残りの燃料として石炭やLNGを燃焼し続けることになり、大量のCO<sub>2</sub>排出が続く。2030年までに温室効果ガス排出を半減させることが求められていることに対してほとんど貢献せず、パリ協定の1.5℃目標には整合しない。
- 水素・アンモニア関連技術及びそれと組み合わせるCCUSは極めて高コストであり、脱炭素化が加速し、再生可能エネルギーのコストが低下する中で、価値が下がっていく。排出削減対策が備わっていないこれらの技術は座礁資産リスクがある。

以上の課題がありながら、脱炭素化の裏付けがないままに、化石燃料起源の水素・アンモニアの発電利用を推し進めることは、先進国が2030年までの脱石炭が求められていることと整合せず、石炭火力・LNG火力発電を延命させ関連企業の利益を守るだけの事業だと言わざるを得ない。

火力部門の脱炭素化の対策としては、水素・アンモニア利用技術は、1.5℃と整合的にCO<sub>2</sub>削減を実現できることを立証できない限り選択すべきではない。政府や企業は、石炭火力を2030年に全廃させることを最優先とし、さらに脱化石燃料を進めることを通じて、1.5℃の実現への責任を果たすべきである。

## はじめに

石炭やLNG（液化天然ガス）を用いた火力発電は、日本の二酸化炭素（CO<sub>2</sub>）排出全体の3分の1を超える最大の排出部門であり、2050年の温室効果ガス排出実質ゼロを目指す上で最も重要な部門である。政府は2020年10月に2050年カーボンニュートラル方針を発表した。その上で、火力発電部門の脱炭素化対策として水素・アンモニアを燃料として利用する方針を強力で打ち出しており、昨今、政府による支援や企業の投資が大きく振り向けられている。政府および企業は水素・アンモニアを「脱炭素燃料」と呼び、「脱炭素型の火力発電」を目指すというのだが、CO<sub>2</sub>を出さない“脱炭素”と、化石燃料を燃焼する“火力発電”との相反する二つを両立させることは果たして可能なのだろうか。

本ペーパーでは、政府や企業の関連動向を踏まえ、火力発電部門における燃料としての水素・アンモニア利用のCO<sub>2</sub>排出削減効果、コストや環境影響などについて考察する。その上で、水素・アンモニア発電は、新たな化石燃料開発を誘発し、火力発電を延命させるものであり、気候変動対策および日本の産業構造の転換と新たな産業の育成の両面から大きな課題があること等を提示する。

# 1. 政策・事業動向

## (1) 水素・アンモニアの火力発電利用の政策的位置付け

### ① 発電への利用方針の発端

政府の2020年10月26日の国会所信表明演説で菅義偉前首相が2050年カーボンニュートラルを宣言した後、火力発電への燃料としての水素・アンモニアの利用について急速に動きが加速している。

水素利用については以前より研究が進められており、2013年12月に立ち上げられた「水素・燃料電池戦略協議会」で産学官の検討が始められ、2017年に「水素基本戦略」<sup>1</sup>が取りまとめられている。この時点では、国際的な水素サプライチェーンの開発やモビリティでの燃料電池の活用に重点が置かれており、電力分野での活用についてはわずか1ページしか割かれていない。水素の発電利用は、元々LNG火力発電の燃料を置き換える目的で検討が始められたが、現在は、石炭火力発電での利用とともに推進されている。石炭火力発電の場合は、ガス化炉設備で石炭をガス化し一酸化炭素と水素による石炭ガスを生成し、それを発電に用いるもので、大崎クールジェンの事業で進められる石炭火力の高効率化技術としてのIGCCと同じ技術である。あえてIGCCと呼ばないことで、水素を利用することに注目する脱炭素技術としての新たな位置付けをして推進しようとしているようにも見られる。

一方、アンモニア利用は、石炭火力への混焼が小規模で行われてきたに過ぎなかったが、政府のカーボンニュートラル宣言を機に急速に動きが表面化してきた。アンモニアは、肥料や化学製品の原料として広く利用されてきたので扱いに慣れていることに加え、その組成に高密度な水素を含んでいるため、水素エネルギー・キャリア（水素エネルギーを低コスト、高効率で輸送・貯蔵できる）として注目されている。

資源エネルギー庁は、カーボンニュートラル宣言翌日の2020年10月27日に「燃料アンモニア導入官民協議会」を設立<sup>2</sup>し、燃料用途のアンモニアの導入・活用拡大に対応するための技術的・経

1 再生可能エネルギー・水素等関係閣僚会議決定、2017.12

2 経済産業省「燃料アンモニア導入官民協議会設置要綱」2020.10

済的な課題や、その解決に向けたタイムラインを官民で共有し、取組を進めるための協議を始めた（コラム 1）。2021 年 2 月の中間取りまとめ<sup>3</sup>では、燃料アンモニアの導入のロードマップを公表し、日本のアンモニア想定輸入量を 2030 年に年間 300 万トン、2050 年に年間 3,000 万トンと設定している。現在、日本は年間約 100 万トンのアンモニアを尿素樹脂や肥料用として導入しており、このうち 80 万トンが国内生産、20 万トンは輸入している。この中間取りまとめは、アンモニアを直接燃料として使用することも可能であることから、石炭火力発電や船舶での利用を見越して、今日の世界全体の貿易量約 2,000 万トンを超える大規模なアンモニアの大量生産・輸入に向けて突き進む方針である。今日の推進体制はこの方針に基づいて構築されていると言える。

### コラム 1：燃料アンモニア利用拡大方針は、利害関係者中心に決められた？

政府のカーボンニュートラル宣言の翌日に発足した燃料アンモニア導入官民協議会は、発表のタイミングからして予定調和的に見える。構成員に入っている企業<sup>4</sup>は、IHI、JERA、電源開発、日揮ホールディングス、丸紅、三菱重工、三菱商事であり、今日、何らかの形で燃料アンモニア関連の事業に関与し、国から補助金を受け取っている企業である。つまりところ利害関係者ばかりである。そこに経済産業省と、海外輸出信用の支援を行う国際協力銀行（JBIC）と日本貿易保険（NEXI）が加わった形で構成されたこの協議会は、会議の開催も資料のほとんども非公開で、議事要旨は項目だけの記載しかなく、客観性や透明性を欠く進行で中間取りまとめが行われた。脱炭素への重要な技術選択が、利害関係者を主とする非公開の場で、構成員企業らの事業の推進を支える目的で決定された可能性がある。

## ② グリーン成長戦略における位置付け

2021 年 6 月に政府が策定した「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」<sup>5</sup>では、「電力部門の脱炭素化は大前提」としながら、火力発電について「CO<sub>2</sub>回収を前提とした利用を選択肢として最大限追求」するとしている。火力発電を“削減”ではなく“最大限追求”する方針であることにまず驚かされる。その上で、アンモニア発電や水素発電の実用化やコスト削減に向けた政府の基金を通じた支援や税制対策など、技術開発や輸送・港湾対策、市場作りなどを推し進める方針が散りばめられている。

水素発電については、「カーボンニュートラル時代の電源オプションの一つで、調整力として系統の安定化にも寄与する」と大きな期待を寄せ、「発電分野における大規模需要の創出を通じた国内水素市場の本格的な立ち上がりを下支えし、電力需要の伸びが旺盛なアジア等にも輸出することを目指す」と、海外展開も視野に入れる。

アンモニア発電については、石炭火力での混焼等、水素社会への移行期の主力となる脱炭素燃料と

3 経済産業省「燃料アンモニア導入官民協議会 中間取りまとめ」2021.2

4 経済産業省「[燃料アンモニア導入官民協議会 構成員名簿](#)」2021.2

5 2020 年 12 月 25 日に策定された後、より具体化したものが、2021 年 6 月 18 日に内閣官房・経済産業省・内閣府・金融庁・総務省・外務省・文部科学省・農林水産省・国土交通省・環境省により策定された。策定は経済産業省が主導している。

位置付け、2030年までの短期には石炭火力への20%アンモニア混焼の導入・普及を目指し、2050年までの長期には混焼率を50%以上に向上させ、専焼化技術の開発を積極的に進めるとしている。そしてそれにより、既存の火力発電のリプレースによる実用化を目指すとしており、世界全体にその技術を展開する意欲も見せている。

### ③ 第6次エネルギー基本計画

2021年10月に決定された「第6次エネルギー基本計画」<sup>6</sup>では、「すべての電力需要を100%単一種類のエネルギー源で賄うことは困難」であるから、「水素・アンモニア発電やCCUSによる炭素貯蔵・再利用を前提とした火力発電といったイノベーションを必要とする新たな選択肢を追求していくことが必要」という考えに基づき、「ガスタービンやボイラー、脱硝設備等の既存発電設備の多くをそのまま活用できることから、電源の脱炭素化を進める上で有力な選択肢の一つ」とし、水素・アンモニア発電を、2050年に電力システムの主要な供給力・調整力として機能すべく、技術的な課題の克服を進める方針だ。そして、2030年までに、ガス火力への30%水素混焼や、水素専焼、石炭火力への20%アンモニア混焼の導入・普及を目標に、2030年度の電源構成において、水素・アンモニアで1%程度を賄うことを想定している。また、CCUSやカーボンリサイクルについては、CCSの商用化を前提に2030年までの導入を検討するために必要な適地の開発、技術開発、輸送実証、事業環境整備等を推進し、火力発電由来のCO<sub>2</sub>排出量を削減するという。

以上の通り、政府は、火力発電システムを維持しながら水素・アンモニアを燃料として利用することに大きな重点を置いている。

## (2) 施策動向

### ① 補助金を通じた支援

公的資金の投入はすでに進んでいる。特に水素については、様々な技術開発や実証事業に補助金が注ぎ込まれている。2016年に設立された技術研究組合「CO<sub>2</sub>フリー水素サプライチェーン推進機構(HySTRA)」<sup>7</sup>は、褐炭（石炭に含まれる水分量や不純物が多く、発熱量が低いことから既存の石炭火力発電ではあまり使われてこなかった低品位炭）を利用した水素製造、輸送・貯蔵、利用からなる水素サプライチェーンを構築し、2030年頃の商用化を目指す企業団体であり、「未利用褐炭由来水素大規模海上輸送サプライチェーン構築実証事業」などの実施主体となっている。HySTARは、褐炭ガス化による水素を製造する事業<sup>8</sup>に対して新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）および豪州政府からの補助金を受託している。HySTARの組合員である電源開発は、同事業のうち褐炭から水素を製造する分野を担当し、ビクトリア州ラトロブバレーで水素製造を行う実証設備を竣工し、褐炭ガス化による水素製造を開始している。

さらに政府は、2050年カーボンニュートラルの実現に向け、NEDOに2兆円の「グリーンイノベー

6 経済産業省「第6次エネルギー基本計画」2021.10

7 電源開発、岩谷産業、川崎重工業、シェルジャパン、丸紅、ENEOS、川崎汽船の7社が組合員となっている。  
<http://www.hystra.or.jp/>

8 電源開発「日豪水素サプライチェーン褐炭ガス化・水素精製実証設備における水素製造開始について」2021.2

ション基金」を創設し、企業に対し10年間研究開発・実証、社会実装までを継続して支援することを決めた<sup>9</sup>。事業費総額（国費負担のみ）200億円以上を対象とする大規模事業への多額の補助金システムである。このうち、2025年までの5年間の合計で100億円以下程度、かつ5年間の委託事業及び助成事業を合わせた事業総額200億円以下程度の範囲で「カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／アンモニア混焼火力発電技術研究開発・実証事業」などが公募され、日本の2大火力発電事業者のJERAと電源開発がそれぞれこの補助金を受託している。

## ② プレーヤーとしてのJOGMEC

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）は、石油公団と金属鉱業事業団を前身として、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構法（JOGMEC法）に基づき2004年に設立された組織である。石油の備蓄の確保等を目的として過去3度にわたる改正で国際資源獲得のための機能が強化されてきた。2020年のJOGMEC法の改正では「有事に民間企業による発電用燃料の調達に困難な場合、電気事業法に基づく経産大臣の要請の下、JOGMECによる調達を可能に」した。近年のダイベストメント（化石燃料投資撤退）の動きにより発電用の燃料調達が困難な場合は、JOGMECが参入し調達することを経済産業大臣が要請できる仕組みとなっている。すなわち、脱炭素の波を受けて民間が撤退したところでもJOGMECが国の意向を資金的援助を受けて調達できる仕組みというわけである。

これを受け、水素・アンモニア発電関連の補助事業には、後述の具体的な事業の中で触れる通り、JOGMECの関与が各所に見受けられている。

## ③ 非効率石炭火力の規制における水素・アンモニア混焼の抜け穴

2020年7月、梶山経済産業大臣（当時）が、「2030年に向けて非効率石炭のフェードアウトを確かなものにする新たな規制措置」や「安定供給に必要となる供給力を確保しつつ、非効率石炭の早期退出を誘導するための仕組みの創設」等の具体策について検討するよう指示をし、既存の石炭火力の利用を抑制する目的で効率規制に踏み込んだ。2021年4月の中間取りまとめでは<sup>10</sup>、発電技術に関わらず、事業者単位で、石炭火力の発電効率を43%以上とする新たな目標水準を示している。石炭火力の利用を抑制し、脱石炭を目指す世界的な機運の中で、なお、発電効率を高めていくという手段で対応していること自体も問題だが、さらなる問題は、その効率目標を達成する上で、これまでと同様、ライフサイクルCO<sub>2</sub>排出を問わないバイオマス燃料混焼や、副生ガス利用の場合にそれらのエネルギー量を除く算定方法を採用することとしているのに加え、今回は、アンモニア・水素の混焼技術についても、同様の算定式で評価することが加えられている。しかも、「当面は、技術開発・普及の観点からアンモニアや水素がカーボンフリーかどうか（非化石エネルギー由来又は化石燃料由来）については問わない（p.14）」と、化石燃料起源でCO<sub>2</sub>排出を伴うものでもそれをグリーンとして扱うという乱暴な仕組みが提案されている。本取りまとめは、第5次エネルギー基本計画に基づき、2030年に石炭火力の割合を26%にするための措置として検討が始められたため、その後宣言されたカーボンニュートラルや、2030年46～50%削減目標、さらに第6次エネルギー基本計画で示される石炭火力割合を19%にすることに対応したものではない。本提案に基づく措置では、石炭火力発電

9 経済産業省「[グリーンイノベーション基金事業の基本方針](#)」2021.3

10 総合資源エネルギー調査会「[石炭火力検討ワーキンググループ中間取りまとめ](#)」2021.4

からの CO<sub>2</sub> 排出削減も非効率石炭火力の適切なフェードアウトももたらすことができないと考えられる。エネルギー経済環境の分析等を行うブルームバーグ NEF (BNEF) は、現行政策では、日本の 2030 年の電力における石炭火力の割合は 32% を占めると予測している<sup>11</sup>。

## 2. 企業の動向

### (1) 火力発電事業者

#### ① JERA

東京電力と中部電力が 2015 年に設立した JERA は、2019 年に両社の既存火力発電事業等を完全統合し、燃料上流・調達、発電、電力・ガスの卸販売のバリューチェーンを一元化した。国内の火力発電の半分の発電容量を保有し、燃料取扱量も世界最大級である日本最大の火力発電会社である。菅義偉前首相がカーボンニュートラルを宣言したのとタイミングをほぼ同じくして、2020 年 10 月に「JERA ゼロエミッション 2050」<sup>12</sup> を発表した。

ロードマップでは、2030 年までに CO<sub>2</sub> 排出原単位を 20% 削減する目標を立て、2030 年に非効率石炭火力を廃止し、洋上風力とともに、アンモニアを石炭火力、また水素をガス火力への混焼を進め、2050 年に専焼することを目指している（2050 年専焼できない分はオフセットまたは CO<sub>2</sub> フリー LNG で相殺する）。2021 年 5 月には、NEDO の補助金を受け、2021 年 6 月から 2025 年 3 月の約 4 年間の事業として、愛知県の碧南石炭火力発電所 4 号機（100 万 kW）で石炭とアンモニアを混ぜ、2024 年に 20% 混焼することをめざす事業にも着手した<sup>13</sup>。JERA はアンモニア貯蔵タンクや気化器等の付帯設備の建設やアンモニアの調達を、IHI は実証用バーナの開発を担当するという。大規模な商用発電所でのアンモニア大量混焼の実証事業は世界初だという。一方、ガス火力への水素混焼については、実証時期も含め、具体的な予定は示されていない。JERA は燃料としてのアンモニアを確保するため、マレーシアの国営石油・天然ガス会社ペトロナスや、ノルウェーの肥料大手のヤラ・インターナショナルとアンモニアのサプライチェーン構築などで協業なども合意している。

#### ② 電源開発 (J-POWER)

JERA に次ぐ大手火力発電会社である電源開発は、2021 年 2 月に「Blue Mission 2050」<sup>14</sup> を発表している。目標では、2030 年までに CO<sub>2</sub> 排出量を現在よりも 40% 削減し、2050 年にカーボンフリー水素発電を実現してカーボンニュートラルを目指すとしており、老朽化した石炭火力を随時フェードアウトして減らしながら再生可能エネルギーを推進するのとともに、現在建設中の大間原子力発電を進め、水素の製造や供給、水素発電を進める方針だ。しかし、目下進められるのは、石炭のガス化技術を用いた水素製造や発電を想定した豪州褐炭水素パイロット実証プロジェクトや、CO<sub>2</sub> 貯留実証・技術開発プロジェクトなどである。同社は、「革新的低炭素石炭火力発電」を進める目的で 2012 年

11 黒崎美穂氏講演「カーボンニュートラル成長戦略：達成への課題と道筋」BNEF Japan Forum 2021, 2021.9

12 JERA「[JERA ゼロエミッション 2050](#)」2020.10

13 JERA「[大型の商用石炭火力発電機におけるアンモニア混焼に関する実証事業の採択について](#)」2021.5

14 電源開発「[Blue Mission 2050](#)」2021.2

から行われる石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業である大崎クールジェンププロジェクトを手がけており、その技術を用いて水素発電化を進められると見込んでいる。結局のところ、石炭から水素を製造すればCO<sub>2</sub>を排出する。同社は、その排出されるCO<sub>2</sub>について国内外で貯留または利用することを前提に「CO<sub>2</sub>フリー」と称しているが、その実現可能性が見通せているわけではない。

2021年4月には、長崎県西海市にある1981年に稼働を開始した同社の中でも最も老朽化した松島発電所に石炭ガス化設備を付加して燃料ガスを製造し、発電に用いる「GENESIS 松島計画」<sup>15</sup>を発表した。本事業は2024年に着工し、2026年に運転開始する予定で、9月に入って環境影響評価手続きを開始した<sup>16</sup>。前述の通り、政府は非効率石炭をフェードアウトする方針であるところ、本来ならこのような老朽火力発電所は速やかに廃止すべきところだが、本計画による水素発電化という「ゴールに向けての第一歩」という新たな事業により、同社の最も古い石炭火力発電所の寿命をさらに伸ばす事業が進められているのである。

### ③ その他の企業も続々参入

その他の企業も、水素・アンモニアと関連する資源開発・サプライチェーン構築、CCUSなどの事業に猛進している。

三菱商事は2014年からカナダのシェールガスの初輸出を目指した事業に乗り出しており、ブリティッシュ・コロンビア州の内陸部のシェールガス開発とそこから西海岸のターミナルまでの670kmのパイプラインで繋ぎアジアへ輸出する事業であるLNGカナダプロジェクトに参画している<sup>17</sup>。本事業は、先住民の人権侵害、環境破壊の問題が指摘されているが<sup>18</sup>、JERAと東京ガスは本事業を通じたLNG購入を基本合意し、JOGMECが債務保証を行い、官民の日本の金融機関の支援も予定されている。2021年8月には、三菱商事をはじめとする企業連合が、インドネシアのLNG事業の開発計画の承認を受けた。この事業を通じて天然ガス増産を見込む<sup>19</sup>。三菱商事はさらに2021年9月に、英蘭石油大手ロイヤル・ダッチ・シェルと、カナダのアルバータ州エドモント市近郊に水素製造設備を建設し、現地のサプライヤーやシェルなどから購入した天然ガスで水素を製造し、アンモニアに転換後、日本に輸入し、燃料アンモニアとして供給する事業も発表した(図1)<sup>20</sup>。

三井物産株式会社とJOGMECは、西豪州におけるクリーン燃料アンモニア生産の事業化を見据えたCO<sub>2</sub>の回収・貯留(CCS)に関する共同調査を実施することに合意し、三井物産100%子会社のMEPAUとJOGMECの間で契約を締結した。併せて、MEPAUはWesCEFと西豪州における燃料アンモニア生産に関する事業化調査に合意し、両社間で覚書を交換している。具体的には、ウェイトシアガス田で生産される天然ガスを改質して得られる水素をもとにアンモニアを合成し、その過程で排出されるCO<sub>2</sub>を廃ガス田に貯留することにより、クリーン燃料アンモニアを製造・輸出することを検

15 電源開発「[GENESIS 松島計画の環境影響評価実施に向けた準備開始について](#)」2021.4、「[気候ネットワーク GENESIS 松島計画へ意見を出そう](#)」2021.10

16 電源開発、環境アセスメント「GENESIS 松島計画」  
<https://www.jpowers.co.jp/sustainability/environment/assessment/matsushima.html> 2021.9

17 三菱商事ウェブサイト、「[カナダに於ける天然ガスバリューチェーンの構築](#)」

18 FoE Japan ウェブサイト、「[LNG カナダ事業](#)」

19 三菱商事「[インドネシア タンゲー LNG プロジェクト インドネシア政府機関による CCUS 事業を含む開発計画の承認について](#)」2021.8. 企業連合には INPEX、三井物産、住友商事、双日などが含まれる。

20 三菱商事「[カナダ アルバータ州における水素製造に向けた覚書締結について](#)」2021.9

討している<sup>21</sup>。

伊藤忠商事は、イルクーツク石油会社、JOGMEC、東洋エンジニアリングと共同で、ロシアの東シベリアの油田で産出される天然ガスから水素・アンモニアを製造する概念設計をしており、アンモニア内陸輸送については鉄道とパイプラインの適用を検討している（図2）。同時に、石油増産のためのCO<sub>2</sub>-EORと組み合わせ、ブルーアンモニアバリューチェーンを確立するとしている<sup>22</sup>。丸紅は、JOGMECや北陸電力・関西電力とともに、オーストラリアの天然ガスからアンモニアを生産し、日本への海上輸送、発電用・船舶用燃料用途として供給するサプライチェーン全体の事業化調査を実施している。アンモニア製造の過程で排出されるCO<sub>2</sub>はCCUS等によりクリーン燃料化するとしている<sup>23</sup>。

IHIは、経済産業省の質の高いインフラに関する補助金を受けて、マレーシア国営石油ガス会社ペトロナス子会社のペトロナス・ガス&ニューエナジー、マレーシア大手電力会社TNBの子会社であるTNB Gencoと、マレーシア国内の石炭火力発電所へのアンモニア混焼技術の適用検証、および再生可能エネルギー由来のグリーンアンモニアや天然ガス由来のブルーアンモニア製造を含むサプライチェーン全体での技術・経済性評価を目的とする、実施可能性調査事業を開始している<sup>24</sup>。JERAは、アンモニアや水素の製造・供給などに関し、このペトロナスと協業の覚書を締結している。

さらに、2019年4月には、“CO<sub>2</sub>フリーアンモニアのバリューチェーン構築を目指す”ことを目的に、[クリーン燃料アンモニア協会](#)が設立され、関連する事業者が一同に参加している。

今や、電力会社、商社、プラントメーカーらが一体となって水素・アンモニア関連事業に突き進んでいる。しかしそれらは、新たな化石燃料開発事業の拡大であるのが実情なのである。



図1 三菱商事の燃料アンモニア供給のための水素製造設備建設地マップ(気候ネットワーク作成)

21 三井物産「[西豪州におけるクリーン燃料アンモニア生産を見据えたCCS共同調査の実施](#)」2021.10

22 伊藤忠商事「[東シベリアー日本間のブルーアンモニアバリューチェーン事業化調査フェーズ2を開始](#)」2021.7

23 丸紅「[豪州から日本へのクリーン燃料アンモニアサプライチェーン構築に関する事業化調査実施について](#)」2021.7

24 IHI「[マレーシアにおいて、石炭火力発電へのアンモニア混焼技術適用検討とカーボンフリーアンモニアのサプライチェーン構築に向けた調査事業を開始](#)」2021.10

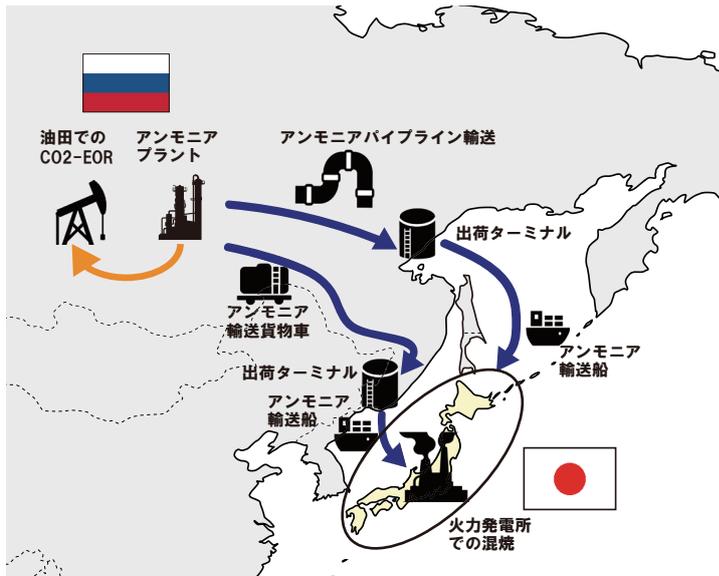


図2 伊藤忠商事の東シベリアからの天然ガスからの水素・アンモニア製造と内陸輸送のマップ（伊藤忠商事のウェブサイトをもとに気候ネットワーク作成）

#### ④ 金融機関・保険会社

日本の3メガバンクは、国際的な脱炭素のうねりを受け、これまでに石炭火力発電への投融資を止める方針を発表している。また投融資ポートフォリオの温室効果ガス排出量の算定を行っていく方針も掲げ、今後、パリ協定の1.5℃目標や2050年カーボンニュートラルの達成に沿った中期目標の設定や指標の策定などが進められていくことが見込まれる。

ただし、水素・アンモニア技術をはじめとするイノベーションについては、それぞれに支援をしていく方針を明らかにしている。損害保険会社の中では東京海上が、炭鉱開発（一般炭）を制限しつつ、革新的技術・手法について例外措置を明示している（表1）。これらの支援を行う事業が確実にCO<sub>2</sub>排出削減効果をもたらすものであるのかどうかについて適切に検証されず、トランジションを支援するという名の下で進められれば、実質的には排出削減に繋がらないだけでなく、気候変動への対応として極めて問題の大きい化石燃料事業への投融資が拡大したり、石炭火力の温存を下支えしたりする恐れがある。特に、水素・アンモニアやCCUS事業への支援が、石炭火力への与信残高をゼロにする方針の抜け穴とならないよう厳格な対応が求められる。

表1 3メガバンクおよび東京海上のイノベーションへの支援方針

金融機関名	イノベーションへの支援方針
三菱UFJフィナンシャル・グループ「 <a href="#">統合報告書 2021</a> 」2021.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>水素・次世代エネルギー、カーボンリサイクル等のイノベーション技術の実現を強力に支援</li> <li>イノベーションについては、研究開発や実証段階から金融サービスを通じた新規事業支援をお客さまとともに検討し、実行していくことで、カーボンニュートラルの実現に貢献</li> </ul>
みずほフィナンシャルグループ「 <a href="#">サステナビリティアクションの強化について</a> 」2021.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>当該国のエネルギー安定供給に必要不可欠であり、且つ、温室効果ガスの削減を実現するリプレースメント案件については慎重に検討の上、対応する可能性</li> <li>エネルギー転換に向けた革新的、クリーンで効率的な次世代技術の発展等、脱炭素社会への移行に向けた取り組みについては引き続き支援</li> </ul>

三井住友フィナンシャルグループ「 <a href="#">TCFD レポート 2021</a> 」 2021.8	・ 二酸化炭素回収・貯留（Carbon dioxide capture and storage / CCS）など、カーボンリサイクルに資する技術開発を支持
東京海上ホールディングス「 <a href="#">『気候変動に対する当社の基本的な考え方』の改定について</a> 」 2021.9	・（炭鉱開発（一般炭））を例外的に検討する場合を、パリ協定目標達成に必要な革新的な技術・手法を取り入れて進められる案件に限定し、慎重に検討

作成：気候ネットワーク

### 3. 気候変動制約との整合性

#### (1) 日本の石炭火力発電と LNG 火力発電の現状

日本ではこれまで、発電電力における石炭火力発電および LNG（液化天然ガス）火力発電の利用を増やし続け、依存を高めてきた。2019 年度の電源源成は、石炭火力は 32%、LNG は 37% を占める。石炭火力だけで日本全体の CO<sub>2</sub> 排出の 4 分の 1 近くを占め、最大の排出源である。2011 年の福島第一原発事故の後には、石炭火力を重点に多数の新規発電所の建設が進められた。2012 年以降の新規建設は 50 基にのぼり、うち 17 基は計画中止となったが、20 基以上が運転を開始し、9 基が建設中である<sup>25</sup>。

電気事業者の届出に基づいて電力広域的運営推進機関（OCCTO）が取りまとめた供給計画では、2030 年には石炭・LNG の設備容量は現在より増加する見込みである。事業者は、今後の規制的措置等の導入の可能性を考慮しておらず、今後も発電コストが相対的に安価であり続けると考えて石炭火力の発電量を増加させようとしていることが読み取れる。石炭と LNG とでは顕著な傾向の違いがあり、2030 年の石炭火力の設備利用率は 65% と極めて高いまま推移するのに対し、LNG の設備利用率は 35% にまで低下する見込みとなっている。この計画でいけば、2030 年の発電電力量（送電端）は、石炭火力 3022 億 kWh(34%)、LNG ガスは 2565 億 kWh(29%) を占めることになる。

政府は、第 6 次エネルギー基本計画において、2030 年の電源構成を見直し、石炭火力の割合は当初の 26% から 19%、LNG ガスの割合は 27% から 20% に削減する方針であるが、OCCTO が取りまとめた事業者らによる供給計画とは大きな開きがある。さらには、後述する気候変動の危機に対応するために求められる水準からすれば全く不十分である。

#### (2) 1.5℃抑制に求められる 2030 年の石炭フェーズアウト

気候変動をめぐる情勢は厳しさを増している。国連環境計画（UNEP）によれば、2019 年の温室効果ガス排出量は 52.4Gt-CO<sub>2</sub>e（524 億 CO<sub>2</sub> 換算トン）、CO<sub>2</sub> 排出量だけでは 38Gt-CO<sub>2</sub>（380 億 CO<sub>2</sub> トン）であるが、1.5℃と整合させるためには世界全体の温室効果ガス排出を 2030 年までに約 25Gt-CO<sub>2</sub>e（250 億 CO<sub>2</sub> 換算トン）にまで、半減以上の削減をしなければならない<sup>26</sup>。また、気候変動に関する政府

25 Japan Beyond Coal, 発電所データ、2021 年 9 月現在

26 UNEP, [Emission Gap Report 2020](#), p.25-28

間パネル (IPCC) が 2021 年 8 月に発表した第 6 次評価報告書第 1 作業部会に基づく最新の科学的知見は、気温上昇が 1.5°C を超えればその影響は極端現象を含め人間社会が受容できないほどに深刻になることを改めて精緻に指し示した。1.5°C に気温上昇を抑制するための CO<sub>2</sub> の残余カーボンバジェット (排出許容量) は 300Gt-CO<sub>2</sub> (3000 億トン) (83% の確率) から 400Gt-CO<sub>2</sub> (4000 億トン) (67% の確率) であることも明らかにした。今のペースで排出を続ければこの残余カーボンバジェットは使い尽くしてしまう。

欧州のシンクタンクであるクライメイト・アナリティクス (Climate Analytics) は、1.5°C と整合させるためには、先進国は 2030 年に、世界全体で 2040 年に石炭火力発電をフェーズアウトする必要性があることを早くから指摘していた<sup>27</sup>。2021 年 5 月には、国際エネルギー機関 (IEA) が「2050 ネットゼロ」<sup>28</sup> において、エネルギー部門の化石燃料は大幅削減し、そのほとんどが再生可能エネルギーに置き換えられていく道筋を示した。そのロードマップでは、化石燃料供給に対する新規の投資は不要であり、石炭火力発電はフェーズアウトする必要性があるとしている。2050 年までのマイルストーンとして、2030 年には先進国の二酸化炭素回収貯留技術 (CCS) を備えていない石炭火力発電所は 2030 年にフェーズアウト、先進国は電力部門で 2035 年にネットゼロの達成、2040 年には CCS なしの火力発電 (石炭・ガス) の全廃を位置付けている。石炭火力発電は、基本的に全廃することが大前提となっている。

## 4. 水素・アンモニア利用を巡る課題

### (1) 水素・アンモニア利用による CO<sub>2</sub> 排出と削減効果

水素・アンモニアは発電時に CO<sub>2</sub> を排出しないため、火力発電に混焼すれば、国内における発電時の排出量はその分減る。しかし、化石燃料から水素・アンモニアを製造すれば製造時には CO<sub>2</sub> 排出を伴う。前述した通り、目下進められる水素・アンモニアの製造は、豪州の褐炭やロシア・カナダなどの LNG などの化石燃料によるものであり、国内では排出削減となっても、当該国で CO<sub>2</sub> 排出を伴うという、見せかけの排出削減にすぎない。以下、一定の条件の下における化石燃料起源の水素・アンモニアの CO<sub>2</sub> 排出削減効果を試算する。

#### ① 石炭火力発電へのアンモニア混焼による CO<sub>2</sub> 排出量推計

環境省等の資料に基づく、1 トンのアンモニアを製造する際には、原料に起因する CO<sub>2</sub> と、製造時に用いられる動力熱源に起因する CO<sub>2</sub> 排出し、計 1.58t-CO<sub>2</sub> となる (表 2)<sup>29</sup>。

27 Climate Analytics, [Global and regional coal phase-out requirements of the Paris Agreement: Insights from the IPCC Special Report on 1.5° C](#), 2019.9.

28 IEA, Net Zero by 2050, Roadmap for the Global Energy Sector, 2021.5

29 経済産業省「令和 4 年度概算要求資料の研究開発事業に係る技術評価書 (事前評価)『ブルーアンモニア製造に係る技術開発』」によれば、根拠は示されていないが、「最新鋭の設備においてもアンモニア 1t の製造に対して 1.6t の CO<sub>2</sub> を排出する」と記載されている。

表2 1トンのアンモニア製造のCO<sub>2</sub>排出量 (t-CO<sub>2</sub>)

原料起因の排出 (A)	製造時の動力・熱源起因の排出 (B)	CO <sub>2</sub> 排出合計 (A+B)
1.14	0.44	1.58

(注) 環境省の算定方法<sup>30</sup>より推計。ただし日本のアンモニア製造にかかるCO<sub>2</sub>排出量を根拠にすればこれよりも約35%増加する。

作成：気候ネットワーク

これに基づき、100万kW（1GW）の超々臨界圧（USC）の石炭火力発電所に20%のアンモニアを混焼した場合、アンモニアは発電時にCO<sub>2</sub>を排出しないため、CO<sub>2</sub>排出削減量は20%削減となる。ただし、2030年までにCCUSの実用化を見込むことは難しく、製造時（原料・燃焼）のCO<sub>2</sub>は製造された国においてそのまま排出される。CCUSを見込まずその排出を加味すると、20%混焼によるCO<sub>2</sub>削減は4%程度にしかない（表3・図3）。

表3 アンモニア混焼時のCO<sub>2</sub>排出量推計（100万kWの石炭火力発電所の場合）

		燃料	単位	石炭専焼	2割混焼	5割混焼	アンモニア専焼
発電時 CO <sub>2</sub>	混合比率 (熱量比)	石炭	%	100	80	50	0
		アンモニア	%	0	20	50	100
	消費量	石炭	万トン	212	169	106	0
		アンモニア	万トン	0	49	123	246
	年間CO <sub>2</sub> 排出量		万トン	492	393	246	0
アンモニア製造時 CO <sub>2</sub>	年間CO <sub>2</sub> 排出量		万トン		78	195	390
	年間CO <sub>2</sub> 排出量計 (削減率)		万トン	492 -	471 (-4%)	441 (-10%)	390 (-21%)

(注) 年間発電電力量を6132GWhと想定。

作成：気候ネットワーク

30 環境省「温室効果ガス排出量算定・報告マニュアル (Ver4.7)」第2編、p.II-57、環境省、温室効果ガス排出・吸収量等の算定・報告、IPPU部門「[2.B.1.アンモニア製造](#)」

アンモニア混焼時の CO<sub>2</sub> 排出削減効果  
(100 万 kW 石炭火力発電所の場合)

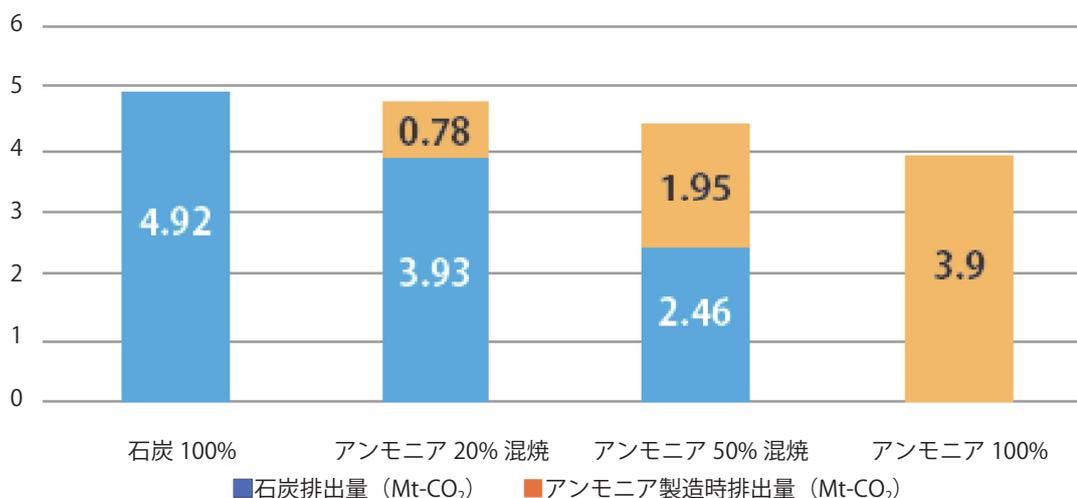


図3 アンモニア混焼時の CO<sub>2</sub> 排出削減効果 (作成：気候ネットワーク)

仮に 2030 年時点に非効率石炭火力が全て休廃止となり、稼働中・建設中の USC のみが運転していると想定し、20% アンモニアを混焼した場合、石炭火力発電所からの 2030 年の CO<sub>2</sub> 排出量は 1 億 2300 万トン (2018 年度の GHG 排出量の約 1 割) となる。石炭専焼の場合と比べた削減効果は 3100 万 t-CO<sub>2</sub> (2018 年度の GHG 排出量の 2.5%) にしかならない。さらに、CCUS が実用化されるまでの間に国外で排出される製造時の CO<sub>2</sub> 排出を加えると 660 万トン程度の削減にしかならず、CO<sub>2</sub> 削減効果はほとんど期待できない。

表4 2030 年の石炭火力発電所の CO<sub>2</sub> 排出量推計

		合計 (39 基)
設備容量 (万 kW)		2951
CO <sub>2</sub> 排出量 (億 t-CO <sub>2</sub> )	石炭のみ	1.75
	アンモニア 2 割混焼 発電時 (20% 削減)	1.39
	発電時+製造時 (4% 削減)	1.68

(注) 運転中の 2100 万 kW、132 基の非効率石炭火力 (Sub-C・SC) は除く 作成：気候ネットワーク  
 \* 2030 年度にはすべて運転していると仮定。  
 \* 大手電力 (旧九電力 + JPOWER) (35 基) + コベルコ (2 基) + IGCC (2 基) = 39 基  
 \* 設備利用率 68%、排出原単位 0.785 kg-CO<sub>2</sub>/kWh

## コラム2 国連の気候チャンピオンが示した 1.5℃整合のための「水素指針」\*

国連では、2021年から様々な主体の気候行動を加速させる目的でハイレベルな立場にある人を「気候チャンピオン」として2人選任している。2021年10月、この気候変動チャンピオンが、水素政策や関連投資は1.5℃の実現と整合するものでなければならないという前提の下、「気候対策と統合的な水素指針」を発表し、以下の7つの指針を提示した。

1. 水素は、他の解決手段がない場合に焦点を当てるべきであり、利害関係者はそれを証明する明確な評価を提供する必要がある。
2. 水素製造のライフサイクル排出量を厳密に算定し、厳しい排出上限を設定することが、気候対策と統合的な水素普及を優先する上で重要である。
3. 再生可能エネルギーによる水素（再エネ水素）は、1.5℃目標と整合するエネルギー分野の経路と一致する唯一のオプションである。
4. 水素市場の設計やビジネスモデルは、既存の解決策の延長線上の中長期的な見方を採用したインフラの過剰建設や、再エネ水素の長期的な役割が明確に確立されていない中での非効率的な転用を回避するよう努める必要がある。
5. 時間は非常に重要である。政策立案者は、対象事業を軌道に乗せ、「実践することで学ぶ」ことに集中する必要がある。
6. 水素部門の開発は、公衆衛生、労働力、国際的な公平性における成果にも同時に焦点を当てる必要がある。
7. 水素に関連する計画は、市民への説明責任を果たすために、透明でアクセス可能なプロセスを通じて策定する必要がある。

以上のうち4つ目の指針では、新規の専用の水素パイプラインや既存のガスパイプラインの転用などの長期的な水素輸送インフラへの投資が費用効果的なオプションであるかについては疑問を呈しており、将来転用できるという見込みの下で短期的に化石燃料インフラを拡張することは精査する必要があるとしている。また、今後の水素の需給や地理的分布には不確実性があるために、広範な短期的投資は時期尚早であり、座礁資産になる可能性もあると指摘している。これはまさに今、日本で進められていることに対する警鐘ではないだろうか。

\*UN Climate Champions, Guiding Principles for Climate -Aligned Hydrogen Deployment October 2021

## ② 石炭火力発電への水素混焼によるCO<sub>2</sub>排出量推計

現在のところ、水素ガスを石炭火力発電で利用する計画は、前述の「GENESIS 松島計画」しかない。本格的に水素発電化をするためには、水素リッチの反応設備の追加やタービンの交換が必要になると考えられ、本計画ではその見込みも明らかではない。それでも水素発電化の第一歩を踏み出すと銘打って「GENESIS 松島計画」が立ち上がっている。水素もアンモニアと同様、化石燃料で製造すればCO<sub>2</sub>排出を伴う。GENESIS 松島計画では、豪州の低品位の褐炭を輸入することや、豪州で水素を製造し

て水素を運搬することなどが事業として進められており、排出される CO<sub>2</sub> を後に CCUS で回収貯留利用することを前提にクリーンだと位置付けている。

亜歴青炭もしくは褐炭を用いて水素を生産した際の CO<sub>2</sub> 排出量を試算した論文<sup>31</sup>によれば、褐炭から水素を生産し CCS による CO<sub>2</sub> 回収を前提にすれば、直接石炭を燃焼した際の CO<sub>2</sub> 排出量と比べて 65% ほどと少なくなるが、CCS なしでは、石炭をそのまま使う場合と比べて CO<sub>2</sub> 排出量は 224% と、逆に排出が大きく増える可能性があることが示されている。亜歴青炭を用いて水素を生産した場合でも、CCS なしでは 176% とやはり排出増加になる。豪州の褐炭で水素を製造し、当面、CCUS が実用化に至らないままに、それがカーボンフリーかどうかを問わずに利用すれば、石炭をそのまま燃焼するのとほぼ変わらない CO<sub>2</sub> を排出し続けることを意味する。

## (2) その他の課題

### ① その他の環境・社会影響

褐炭や天然ガスを利用する場合、資源採掘およびパイプライン建設を含む輸送に際して、さまざまな環境破壊を引き起こす。また、土地の収容を始め先住民の権利を脅かす問題もある。例えば、前述した三菱商事が関与する LNG カナダ事業は、カナダのシェールガスを採掘し、長距離をパイプラインで運搬して、LNG にして輸出する事業だが、シェールガス採掘は、メタン排出による地球温暖化、地震誘発リスク、フラッキングのために注入する水による水質汚染、大気汚染をもたらし、極めて環境影響が大きい。また同事業では、パイプライン建設による先住民の土地の権利や人権の侵害問題なども指摘されており、ESG の観点から投資を振り向けるには課題が大きすぎる事業である<sup>32</sup>。オーストラリアの石炭やガス開発でも同様に、河川、農地、伝統的な集落のみならず、人々の健康、先住民や労働者の権利、生態系の破壊にまで大きな悪影響をもたらしている<sup>33</sup>。安価だとして褐炭やガス利用を進めれば、これらの影響をさらに悪化させることになる。

### ② コストの課題

政府も水素・アンモニアを発電用の燃料として利用することが、現時点では極めて高コストであることを認めている。海外での製造、輸送、そして発電所での設備とそれぞれの段階でコストがかかる。政府の試算では、アンモニアを仮に石炭火力発電に 20% 混焼を行った場合の発電価格は 12.9 円 / kWh、専焼を行った場合には 23.5 円 / kWh であり、水素については、10% ガス火力に混焼した場合 20.9 円 / kWh、専焼した場合は 97.3 円 / kWh と試算されている<sup>34</sup>。

また BNEF の水素に関する分析によれば<sup>35</sup>、化石燃料から水素を製造するのは 1～3 ドル / トンであり、さらに CCUS などで CO<sub>2</sub> 排出を処理するコストがかかる。現時点では再生可能エネルギーから水素を製造するコストと比べてかなり安いものの、今後、再エネが安くなり続けるため、2030 年

31 Burmistrz, P. et al. Carbon footprint of the hydrogen production process utilizing subbituminous coal and lignite gasification, Journal of Cleaner Production, 139(2016) 858-865. 本論文では、GE Energy/Texaco および Shell の技術を参照に試算している。

32 脚注 18 と同じ。

33 気候ネットワーク「[知らないでは済まされない：日本によるオーストラリアの石炭の消費が及ぼす利用](#)」2021.6

34 総合エネルギー調査会基本政策分科会「[2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討](#)」2020.12

35 マーティン・テングラー氏講演「水素経済の見通し」BNEF Japan Forum 2021、2021.9

までには日本を含む主要国で、化石燃料起源の水素より安くなり、2040年にはCCUS費用を除いた場合でも、化石燃料起源の水素より安くなるという見込みを示している。また、水素はエネルギー密度が低いため、天然ガスの3～4倍のタンク容量と輸送船が必要となる。水素を液化すれば輸送時のボリュームは減るが、再ガス化にはエネルギーが必要な上、全体コストは天然ガスよりはるかに高くなる。水素をアンモニアに転換すると運びやすくなるが、アンモニアの転換コストがさらにかかるため、国内で生産される再生可能エネルギーから生産される水素の方が安価になるという見通しも示されている。

グリーンピースは、石炭火力へのアンモニアの混焼のコストを試算し、超々臨界圧（USC）の石炭火力発電所の中位のLCOE（均等化発電原価）が73米ドル/MWhであるのに対し、燃料に化石燃料起源のアンモニアを20%導入する場合は98ドル/MWh、さらにそこにCCUSを導入した場合には106ドル/MWhに増加すると予測しており、アンモニア混焼は「高価なグリーンウォッシュ」と結論づけている<sup>36</sup>。

### ③ 市場創出・拡大の課題

政府の資料によれば<sup>37</sup>、世界の原料用アンモニア生産は年間2億トン程度であり、うち貿易量は1割（約2000万トン）で、ほとんどが地産地消されている。日本の原料用アンモニアの消費量は108万トン、うち国内生産が8割であり、輸入量は23.5万トンに過ぎない。仮に石炭火力発電所（100万kW）1基にアンモニアを20%混焼する場合、50万トンのアンモニアを必要とし、すべての大手電力の発電所に20%混焼する場合は、世界の貿易量に匹敵する2000万トンが必要になる。すなわち、大規模な燃料アンモニアの新たな市場とサプライチェーンの構築が必要になる。政府がまさに今進めているのは、この壮大な、天然ガスからのアンモニア製造・輸送の市場創出・拡大である（図4）。

第6次エネルギー基本計画では、アジアのLNG市場の創出と拡大を図り、アジアの現実的なエネルギートランジションの推進で日本が主導権を握る、としている<sup>38</sup>。しかし、アジアにおいても、再生可能エネルギーが急速に安価になっている。火力発電にコストをかけて水素・アンモニア混焼を進めていくことは、CO<sub>2</sub>排出の観点からも、途上国の脱炭素化の加速の観点からも、厳しい検証が必要である。電力部門においては再生可能エネルギーの加速度的普及の方が技術的にも容易で圧倒的に安価であることにより、化石燃料事業の延長である水素・アンモニア利用関係への投資は、次なる座礁資産となるリスクは小さくないと考えられる。これからのビジネスや産業は、速やかな脱炭素への移行に貢献するものである必要がある。日本の持続的な経済と産業を育成するためには、化石燃料と紐づいた事業を続けるのではなく、エネルギー効率向上と再生可能エネルギーを中心に据えた事業を促進し、労働を公正に移行していくことが求められる。

36 グリーンピース「石炭火力発電におけるアンモニア混焼 - 高価で有害な JERA と日本政府の選択」2021.3

37 資源エネルギー庁「2050年カーボンニュートラルの実現に向けた検討」2020.12, P.59-61.

38 脚注6と同じ。P.101.

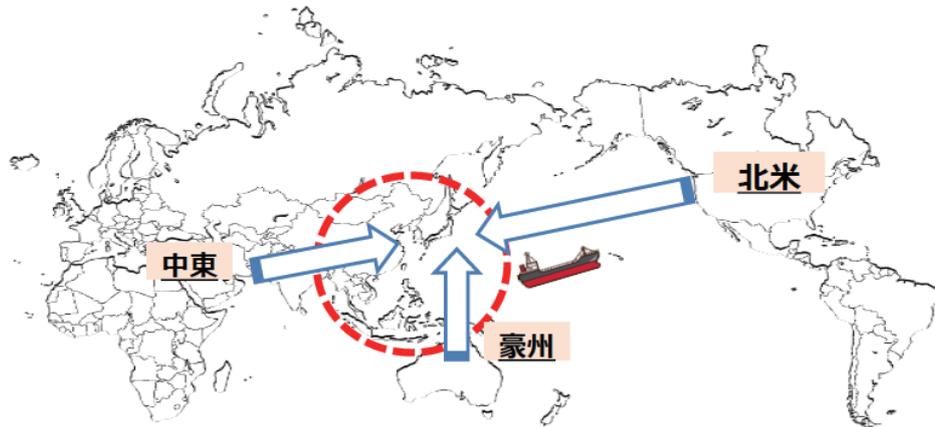


図4 LNG サプライチェーンの図（総合資源エネルギー調査会基本政策部会資料より）

## 5. 結論 一求められる脱石炭、脱化石燃料

結局のところ、今進められている事業は、利用する水素・アンモニアの多くを海外の化石燃料から製造することを前提に進められている。その上での火力発電における混焼は、製造段階の排出が国外で発生するため、日本国内の見かけ上の排出は減ることはあっても、実質的なCO<sub>2</sub>排出削減はほとんどもたらさない。さらに、2030年に20%の混焼が行われたところで、CCUSの実用化が大規模に実現しなければ石炭やLNGを使い続け大量のCO<sub>2</sub>排出をもたらすことになる。

このように、水素・アンモニアの発電利用はCO<sub>2</sub>削減への寄与が現時点ではほとんど見込めないことが明らかでありながら、将来的にCCUSによってCO<sub>2</sub>を回収または利用すること、もしくは、いずれ再生可能エネルギーによる水素・アンモニア製造に置き換えることができるかもしれないことをもって、“カーボンフリー”、“ゼロエミッション”などと謳われているのである。しかし、その技術の実用化の目処が立っているわけではなく、CCUSを仮に利用できたとしても、そのためのエネルギー消費とCO<sub>2</sub>排出を伴うため、結局ゼロエミッション化はできず、“カーボンフリー”、“ゼロエミッション”と呼べる根拠は存在しない。実態は、形を変えた新たな化石燃料開発事業であり、同時に石炭火力・LNG火力の延命策なのである。

そのような課題がありながら、石炭火力発電を2030年以降も継続して利用し続けることを認めることは、2030年までの温室効果ガス排出の大幅削減を必須とする1.5℃目標の達成への努力と全く整合しない。このような気候の危機を加速させるリスクの大きい技術をまるで救世主かのように位置付け、グリーンイノベーション基金等を通じて多額の投資が行われ、最もCO<sub>2</sub>を排出する化石燃料関連事業者に多額の資金が流れる構図は、気候変動対策として本末転倒であり、不適切だと言える。

IEAが指摘するよう、今後、一切の新規の化石燃料供給事業は、1.5℃の気温上昇目標と整合しない。火力発電利用を前提に新たな化石燃料利用を通じた技術を追加する投資は早急に見直しが必要である。残余カーボンバジェットを踏まえ、1.5℃の気温上昇目標に整合させるためには、石炭火力は2030年に全廃し、ガスを含めて電力部門の排出は2030年代にはゼロにするしか道はない。グリーンイノベーション基金を含む政府支援方針は、速やかな見直し求められる。そして、省エネ・再生可能エネルギーを中心にした対策や技術を採用することを基本に、水素・アンモニア製造も再生可能エネルギー

ギ一起源に限定し、投資先も転換すべきである。