

米ユタ州が大規模水素発電設備を発注：将来の水素大量導入へ

原子力グループ 主任研究員 木村 謙仁

2020年3月、三菱日立パワーシステムズ（MHPS）社はアメリカ・ユタ州のインターマウンテン電力（IPA）社より、水素を利用する840MWのガスタービン・コンバインドサイクル発電設備2基を受注したことを発表した¹。2025年に水素混焼率30%（体積比）で運転を開始し、2045年までに水素100%専焼による運転を目指すとしている。水素エネルギーに関しては、「利用拡大のためにはコストダウンが必要だが、コストダウンのためには需要が拡大し、大規模な流通システムが整備されなければならない」という、「卵が先か、鶏が先か」の状況にあるといえるが、大量の水素を恒常的に消費する大規模水素発電に向けた今回のIPA社の導入決定は、この循環構造を突き崩す一つの弾みとなる可能性がある²。

その一方で課題もある。100%の水素専焼を可能とする技術開発は無論だが、燃料とする水素の供給方法も重要である。本件では太陽光や風力発電で水を電気分解した「グリーン水素」を考えているが、840MWの発電設備2基を水素専焼で運転する場合、年間で必要な水素の量は約50万4千トンとなり、その製造に必要な電力は約28TWhと推計される³。2018年のユタ州における太陽光および風力発電の累計発電量が約3TWh⁴であったことを考えると、不足となる見込みが強い。そもそも、再生可能エネルギーで得た電力を水素という形に変え、それを再び電力に変えることの意義は、変動対策と余剰電力の有効活用や、系統がつながっていない地域間での輸送可能性にあるため、州内発電量の全てを投入するような状況は考えにくい。将来的には余剰電力の多い他州からの電力や水素の調達、CCSと組み合わせた化石燃料からの「ブルー水素」の製造など、様々なオプションの検討が必要だろう。

詰めるべき問題が多いとしても、こうしたプロジェクトが進展し知見が蓄積されることには、大規模な低炭素エネルギーシステムを構築していくうえで大きな意義がある。例えば、水素を媒体としたエネルギー貯蔵は比較的長期間の貯蔵に適している⁵とされ、蓄電池がカバーできない用途での活躍が期待できる。特に本件での水素貯蔵は、同じくMHPSが参画する、先進的クリーンエネルギー貯蔵事業（ACES）の枠組みで同州内の岩塩坑に貯蔵される。効率的な水素貯蔵技術の模索が続いているなか、岩塩坑への貯蔵は「地質条件が許す限り、最も競争力のあるオプション⁶」とも評されている。水素の調達・貯蔵・利用の全てにおいて意欲的な、本プロジェクトの今後の動向を注視していきたい。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

¹ 2020年3月12日付 MHPS プレスリリース

² 2017年12月に発表された日本の『水素基本戦略』においても、「水素を大量消費する水素発電を導入することで、水素需要を飛躍的に増加させることが重要である」と記載されている。

³ 1GWの水素発電所を1年間運転するのに必要な水素の量を約30万トンとして、電気分解による水素の製造効率を5kWh/Nm³とした場合。

⁴ 米国エネルギー情報局（EIA）公開情報より

⁵ IEA, *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*, 2015, p.20.

⁶ Decourt, Benoît *et al.*, *Hydrogen-Based Energy Conversion*, SBC Energy Institute, 2014, p.69.