

再生可能エネルギーと原子力を用いた水素コジェネレーションの経済性評価

Economical Evaluation of Hydrogen Cogeneration by Renewable Energies and Nuclear Energies

田中 仁海*・池田 裕一*

Hitomi Tanaka

Yuichi Ikeda

(原稿受付日2021年3月19日, 受理日2022年2月16日)

1. はじめに

水素はエネルギーの輸送・貯蔵から産業利用まで様々な用途における次世代のクリーンなエネルギー源や貯蔵法として注目されている。本研究では、再生可能エネルギーと電気分解法を組み合わせた水素生成、および高温ガス炉HTGRと熱化学法を組み合わせた水素生成を検討した。HTGRの出力を発電用と水素生成用の二つに分けて、電力需要が少ない時間に多くの水素生成を行う。このような発電と水素生成を水素コジェネレーションと呼ぶ。東京電力管内を対象として、水素の利用を考慮して、CO₂削減を制約とした全コスト最小化による経済性評価から、将来の実現可能かつ理想的な電源構成を解析した。

2. 解析方法

東京電力管内における2030, 2040, 2050年度の1年間の電源の運用のコストを最小化した。この運用計画に対して線形計画モデルを定式化して、各年度の解析を行なった。定式化においては、電力充足式、ピーク時における設備利用可能率、ピーク時における予備力、運転出力、水素生産、揚水用動力、建設設備上限、設備利用率上限、燃料消費量、水素充足式、水素出力の条件、水素・LNG・石炭の発電量と原料の関係、CO₂排出量の制限、軽水炉の一定運転、原子力の再処理、安全対策、政策コスト、水素生成法1：HTGR-熱化学法、水素生成法2：太陽光-電気分解法を制約条件として考慮した。

3. 結果と考察

水素製造法の違い、CO₂排出量制限の有無に応じて4つの将来シナリオを設定した。設定した4つの将来シナリオごとに、全コストとCO₂排出量の比較を行った。

●シナリオ1：HTGR-熱化学法, 排出量制限なし

化石燃料による発電は2030年度から2050年度にかけて発電量が59%, 30%, 12%と減少した。2040年度からは水素の生産が行われた。水素・LNG混合発電による水素消費はほぼ一定運転である点に特徴がある。

●シナリオ2：HTGR-熱化学法, 排出量制限あり

火力は2030年度に34%に減少した。排出量制限なしシナリオでは2030年度の火力は約49%であるので、制限ありの場合には火力発電を大幅に減らさなければならない。水素を用いた発電量は必ずしも大きくないが、需要の鋭いピーク部分をカバーすることによって、水素は既存の火力に変わる調整力になりうることを示している。

●シナリオ3：太陽光-電気分解法, 排出量制限なし

全期間を通して水素生産は行われなかった。需要の高い時間に水素を用いて発電するよりも、HTGRを用いた発電の方が安価であることによると考えられる。水素プラントは利用可能な年数を10年と設定しているため、一年当たりの建設費が高くなっている。

●シナリオ4：太陽光-電気分解法, 排出量制限あり

2030年度においては軽水炉が43%で、火力は34%であった。排出量制限なしシナリオで軽水炉は28%、火力が48%であったため、CO₂排出量の制限をかけることによって、火力の14%が主に軽水炉に変更されたことがわかる。

4. 結論

2050年度にCO₂排出量を0にする場合の投資コストは約1.42兆円であった。水素の製造方法については、HTGR-熱化学法を導入する方が、太陽光-電気分解法よりも400億円コストが低く見積もられた。2050年度はHTGR-熱化学法、太陽光-電気分解法いずれにおいてもCO₂排出量制限ありの方が2,000億円ほど高額になる。CO₂排出量制限の有無で2050年に年間2,000億円のコスト差があり、CO₂排出量を0とする目標を達成するための経済的な負担は決して小さくない。HTGRの導入により、2030年と同じ程度の全コストでCO₂排出量0を達成できることが分かった。HTGRの導入については、様々な利害関係者の間で十分な検討が必要であろう。

Corresponding author ; Yuichi Ikeda,

E-mail : ikeda.yuichi.2w@kyoto-u.ac.jp

*京都大学大学院総合生存学館

〒606-8306 京都市左京区吉田中阿達町1 東一条館