

MARKAL モデルによる 2050 年の水素エネルギーの導入量の推計

－ 低炭素社会に向けた位置づけ －

計量分析ユニット 川上 恭章

1. はじめに

2011 年 3 月に生じた東日本大震災および福島第一原子力発電所事故は、日本のエネルギー政策に大きな影響を与えた。前年の 2010 年に公表された「エネルギー基本計画」¹⁾においては、新規の原子力発電所の建設を進め、2030 年に発電における原子力の比率を約 50% まで高めることが目指されたが、福島事故を受けて抜本的な見直しが図られることとなつた。現段階で日本のエネルギー政策がどのようなものとなるかは不明な点が多い。

一方で、地球環境問題は依然として国際的に重要な問題であり続けている。超長期の温室効果ガス排出削減目標として議論されてきた「2050 年に現状から 80% 削減する」という目標の達成には、震災後の削減目標の再設定に議論の余地があるものの、電源の大部分をゼロ・エミッション化しなければならないことは確かである²⁾。

このような中で、燃焼時に二酸化炭素 (CO₂) を発生しない水素の新しい利用形態である、コンバインド・サイクルを用いた水素の直接燃焼による発電（水素発電）が注目されている。これは、大規模な電力供給が可能であるうえ、水素の製造時に CO₂ を排出しない限り、ゼロ・エミッション電源として位置づけることが可能であるという特長を有する。「製造時に CO₂ を排出しない水素」の供給方法としては、海外のエネルギー生産国で低品位炭等から水素を製造し日本に輸送、製造過程で発生する CO₂ は二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 技術により回収貯留する、という方法が注目されている³⁾。

本試算では、水素の供給や利用に伴うコストを十分に考慮しながら、将来にわたる利用可能性の評価を行う。水素の供給法としては輸入水素を、利用形態としては燃料電池自動車、定置式燃料電池および水素発電の三種類をそれぞれ想定し、エネルギーーシステム分析モデルである MARKAL (MARKet ALlocation) モデルを用いて試算した結果を示す。

2. MARKAL モデルの概要

MARKAL モデルは、所与の経済・技術シナリオおよび制約条件のもとで、最小費用での構築・運営が可能な将来のエネルギーーシステムを推計する線形計画モデルである。同モデルにおける最適化対象である目的関数は総システムコストであり、各技術の設備コスト、燃料コストおよび運用管理コスト等の総和として定義される。MARKAL モデルは実際のエネルギーーシステムを模した構造を持っており、エネルギー供給技術およびエネルギー需要技術により構成される。エネルギー供給技術は、一次エネルギーの採掘および最終エネルギーへの転換を行うことで、エネルギー需要技術に対して最終エネルギーを提供する。エネルギー需要技術は、最終エネルギーを消費することで、エネルギーサービスを提供する。各エネルギー技術の導入量および稼動量は、総システムコスト最小化計算の結果として求

まる。その結果を積み上げることで、エネルギー需給構造、CO₂排出量、総システムコスト等が推計される。

3. 前提条件

人口、実質 GDP 等のマクロ経済指標および化石燃料国際価格の見通しについては、当所「アジア／世界エネルギー・アウトロック 2012」⁴⁾に準拠した。人口は 2010 年の 1 億 2,800 万人から 2050 年には 9,700 万人まで減少する。人口減少に伴い、実質 GDP の成長率は 2010 年～2020 年の年平均 0.8% から、以降 2040 年～2050 年の 0.5% まで徐々に低減する。原油、LNG、石炭の各化石燃料国際価格（2011 年実質、輸入 CIF 価格）は、それぞれ 2011 年の 109 ドル/バレル、762 ドル/トン、138 ドル/トンから、2050 年にはそれぞれ 130 ドル/バレル、721 ドル/トン、148 ドル/トンに変化する。LNG の価格低下は、これまでの原油リンクでの輸入価格が世界的に見て高い傾向にあること、今後北米産のシェールガス由来の LNG が輸入されること等により原油との相対価格が低下するとの想定に基づく。輸入水素の価格については、文献 3)に従い、CCS コストを含めた輸入 CIF 価格（2011 年実質）を 0.33 ドル/Nm³ と設定した。これらの想定を用いて、MARKAL モデルへの入力データとなるエネルギー・サービス需要（産業需要、民生需要、輸送需要）をマクロ経済モデル⁵⁾を利用して推計した。

CO₂ 分析において特に重要な発電技術に関しては、発電コストおよび発電効率を「コスト等検証委員会」の想定⁶⁾に準じて設定した（表 1）。このうち、再生可能エネルギーの発電コストは同委員会の試算上限値と下限値の平均値を用いた。

原子力発電については、規制基準に適合した原子炉の稼動開始が順次なされ、45 年程度の寿命で閉鎖されるものとした。加えて、現在建設中の原子炉および新規に建設される原子炉の稼動により、2035 年以降、25GW 程度の発電設備容量が維持されるものと想定した。

再生可能エネルギーの導入見通しについては、「エネルギー・環境会議」⁷⁾における、2030 年に再生可能エネルギー発電が全発電量の 25% を占めるシナリオに準じて想定を行った。2030 年以降も、2050 年まで導入量が順調に拡大するものと想定した。なお、定置式燃料電池のうち、化石燃料の改質により水素を供給するもの（以後、見なし水素）の導入量については、文献 8)の中間導入ケースに準じて設定した。

CCS のコストについては、地球環境産業技術研究機構（RITE）による試算例⁹⁾をもとに設定した。この試算は石炭火力発電を対象としており、LNG 火力発電については炭素捕集量あたりのコストが上記試算例と同等になるように設定した。水素発電については、導入開始可能年を 2030 年とし、その建設コストは LNG 火力発電と同等（12 万円/kW）、発電効率は 57%（HHV、2030 年の LNG 火力想定と同等）とした。

表 1 発電技術の想定

	設備利用率 (%)	発電効率 (HHV, %)	初期投資費用 (ドル/kW)	固定運用管理コスト (ドル/kW/年)
石炭火力	70	42-48	2,556-3,194	94-116
LNG火力	70	51-57	1,333	51
石油火力	50	39	2,111	74
原子力発電	80	-	3,889	206
水力発電	45	-	9,444	97
太陽光発電	12	-	2,261-5,000	73-123
風力発電	20	-	2,928-3,056	113-118
地熱発電	80	-	8,889	361
水素発電	70	57	1,333	51
ガス改質燃料電池	70	37	5,556-88,889	27-828

水素の供給・輸送・分配等にかかるインフラのコストとしては、水素輸入時の荷揚げコストを文献 3)の値から、定置式燃料電池利用のための需要地までのパイプライン建設および維持管理のコストを、大手ガス会社の有価証券報告書¹⁰⁾等からそれぞれ想定した。

なお、為替レートは 90 円/ドルで将来にわたり固定、割引率は 3%とした。

4. 分析結果

以下の三つのケースを想定し、日本のエネルギー需給構造および水素導入量に関する分析を実施した。三ケースとは、CO₂ 排出量に上限制約が無いケース（以降「Case0」）、CO₂ 制約（2050 年に 90 年比 65% 減）を設定し水素導入を想定するケース（以降「Case1」）、Case1 と同様の CO₂ 制約を設定し水素導入を想定しないケース（以降「Case2」）である。CCS の導入量上限は 2050 年の Case0 での火力発電の 1 割程度（年間 2,450 万 t CO₂ 程度）と設定した。

Case 0～Case 2 における一次エネルギー供給は図 1 の通りである。CO₂ 制約を設定しない Case 0 においても一次エネルギー消費は 2050 年にかけて減少し、38% 減の 306Mtoe となる。このケースでは低廉な石炭への依存度が 2050 年に 36% と 2010 年から継続的に上昇し、他のケースに比べて顕著に高いことが特徴的である。水素はこのケースでは導入されない。CO₂ 制約を設定した Case 1 および Case 2 では、2050 年の一次エネルギー消費量は Case 0 に比べて 10% および 13% の減少となる。ここでは天然ガスのシェアが 2010 年から上昇している一方で、石油および石炭のシェアは大きく低下している。即ち CO₂ 制約を満たすために、省エネルギーと燃料代替の双方が行われる。

Case 1 では 2030 年以降徐々に水素が導入され始め、2050 年には 21Mtoe (816 億 Nm³) の水素が導入されている。これは全量が発電部門におけるものである。

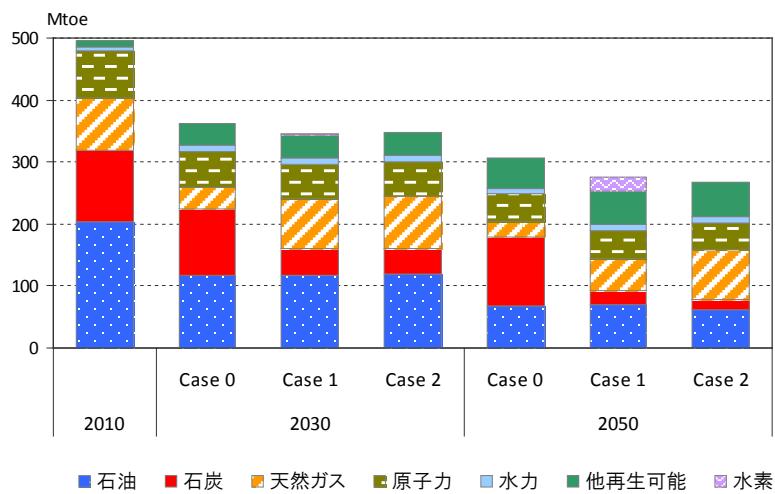


図 1 一次エネルギー供給の推移

各ケースにおける最終エネルギー消費は図 2 の通りである。2010 年の 325Mtoe に対し、2050 年には Case 0、Case 1 および Case 2 でそれぞれ 39% 減、45% 減および 47% 減となる。2010 年から 2050 年にかけて石油製品等の化石燃料がかなり減少しているのに比べ、電力消費量は大きくは減少していない。このため最終エネルギー消費における電化率は 2010 年の 27% から、2050 年に Case 0 で 40%、Case 1 で 44%、Case 3 で 42% と上昇している。

最終消費部門における水素導入量は無視できるほど小さく、Case 1 においても燃料電池自動車はほとんど導入されない。これは主に燃料電池車の車体価格が高いことによる。本試算では燃料電池自動車の車体価格を 2050 年に 33,000 ドル/台（2011 年実質価格）と想定しているが、この価格が 2050 年に 70% まで低下した場合、運輸部門で 67 億 Nm³ の水素が導入されるとの結果を得た。

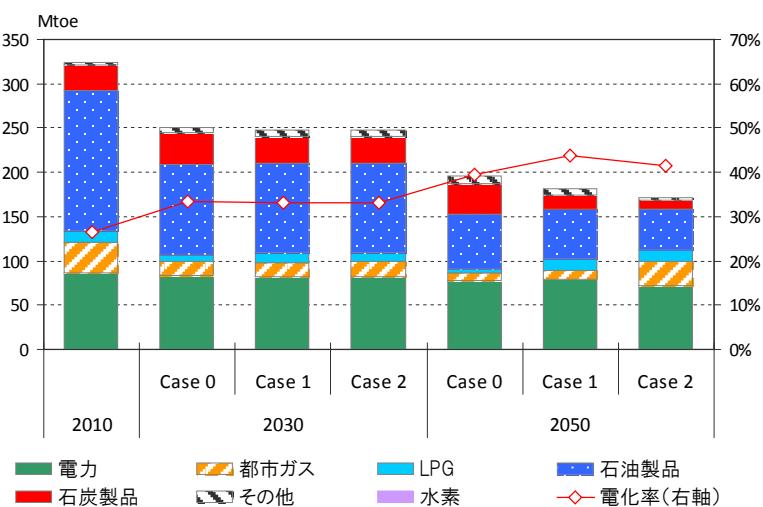


図 2 最終エネルギー消費の推移

各ケースにおける電源構成は図 3 の通りである。全てのケースにおいて、固定的に導入量を設定している原子力および再生可能エネルギーの発電量はほぼ等しく、残りの火力発電の内訳が異なる。 CO_2 制約のないケースでは石炭火力の発電量が増加し、そのシェアは 2010 年の 24%から 2050 年に 39%まで増加する。これに対し、 CO_2 制約のある Case 1 および Case 2 では石炭火力の発電量は 2050 年にゼロとなり、代って LNG 火力発電 (CCS あり・なし) が導入されている。また Case 1 では水素が導入される。

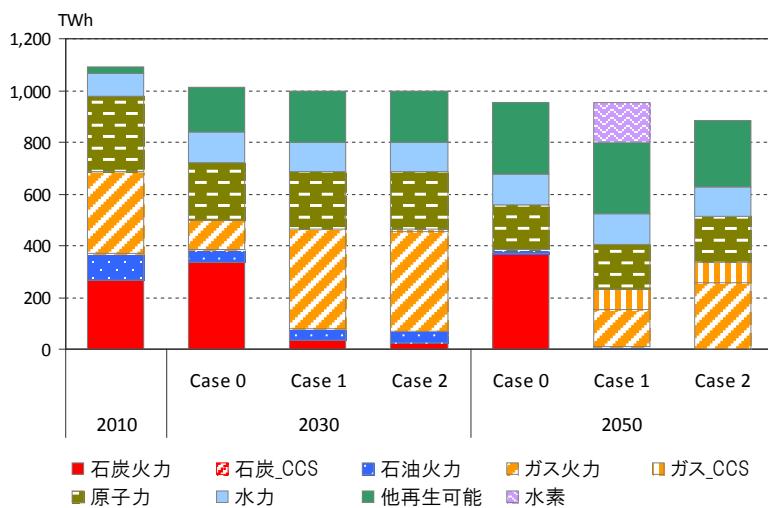


図 3 発電量構成の推移

Case 1 における水素発電の発電量は、2050 年に発電量全体の 16% となる 151TWh である。一方、定置式燃料電池（燃料として水素を直接供給するもの、以後直接水素）は導入されない。これは、水素発電と定置式燃料電池（直接水素）の発電設備容量あたりの価格差を反映するものであると考えられる。もっとも、大規模天然ガス火力発電に比べて規模の経済性の面で劣る定置式燃料電池（見なし水素）が政策的支援のもとで既に普及を始めていくよう、総合的なエネルギー利用効率の観点や分散型電源としての価値の観点から、条件次第では将来の大量普及の可能性もある。なお、本試算における定置式燃料電池（見なし水素）の発電量は、2050 年に発電量全体の 5% となる 51TWh である。

5. まとめ

本研究では、海外からの輸入水素 (CO_2 フリー) の利用を想定し、2050 年までの日本のエネルギー需給の中での現実的な導入可能性について評価した。2050 年に野心的な CO_2 削減目標を設定しない場合には、コスト最小化の観点からは水素の導入は見込み難い一方で、1990 年比で 65% の野心的な削減目標を想定し、かつ CCS の導入量に制約があった場合には水素発電を中心に数百億 Nm^3 規模の水素の大量導入が行われる。

本試算においては、標準的な条件のもとでは LNG_CCS の方が水素発電に比較してコスト競争力が優れているため、当該 CCS の導入量制約がない場合にはコスト最小化の上からは CCS が選択される。しかし、実際にはその選択は CCS のコストのほかに、LNG の輸入価格と CO₂ フリー水素の輸入価格との関係によって左右される。途上国でのエネルギー需要の急増に伴う化石燃料価格高騰のリスクや、日本国内の火力発電所に対する CCS の導入可能量の不確定性を考慮すれば、エネルギー・セキュリティの面と、CO₂ の削減達成のための手段の確保の面の両面で、水素の利用は重要な選択肢となる。

水素の導入は将来のエネルギー選択のオプションの一つとして、エネルギーコストの極度の上昇のリスクを回避するための手段（バックストップ）としての役割を持ち得る。それは 2050 年、もしくはそれ以上の長期の視野をもって初めて正しく位置づけられるものである。その中で我々は供給面・輸送面・需要面全てにおいて、整合的に研究開発を進める必要がある。エネルギー政策の将来が従来になく見通し難い現在、常に将来の不確実性を見据えつつ、冷静な眼をもって将来への戦略を考える姿勢が必要であろう。

参考文献

- 1) 「エネルギー基本計画」、2010 年 6 月閣議決定
- 2) 日本エネルギー経済研究所、中期目標検討委員会（第 6 回）提出資料、2009 年 3 月 27 日
- 3) 新エネルギー・産業技術総合開発機構、「国際連携クリーンコール技術開発プロジェクト クリーンコール技術に関する基盤的国際共同研究 低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギー・システム（水素チェーンモデル）の実現可能性に関する調査研究 平成 22～23 年度成果報告書」、(2012)
- 4) 日本エネルギー経済研究所「アジア／世界エネルギー・アウトロック 2012」、(2012)
- 5) 柳澤他「わが国の長期エネルギー需給展望：環境制約と変化するエネルギー市場の下での 2030 年までの見通し」、『エネルギー・資源』、29(6), pp.13-17, (2008)
- 6) コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」、(2011)
- 7) エネルギー・環境会議「再生可能エネルギー関連資料」、(2012)
http://www.npu.go.jp/sentakushi/pdf/saiseikanou_kanrenshiryou.pdf
- 8) 松尾他「2050 年の低炭素社会に向けた水素エネルギーの位置づけと導入見通し」、(2013)
<http://eneken.ieej.or.jp/data/4854.pdf>
- 9) 地球環境産業技術研究機構「二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」、(2006)
- 10) 各社「有価証券報告書」、EDI-NET 提出書類 <http://info.edinet-fsa.go.jp/>

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp