

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

松尾 雄司* 川上 恭章* 江藤 諒* 柴田 善朗* 末広 茂** 柳澤 明*

要旨

本研究では、日本が輸入水素（CO₂フリー）を利用することを想定し、まず燃料電池自動車、定置式燃料電池及び水素発電の3種類の用途について2050年までの水素導入ポテンシャルを試算した上で、エネルギー技術評価モデル（MARKALモデル）を用いてその導入可能性を評価した。

特に規模の面において、導入の中心となるのは発電部門（水素直接燃焼による発電）である。このため、水素の導入可能性はCCS（二酸化炭素回収・貯留）との比較優位性によって大きく左右される。長期にわたる野心的なCO₂削減目標を設定しない場合には、水素の大規模導入は見込みがたい。それに対し、2010年比で65%以上の削減という野心的な目標を想定し、かつCCSの導入に制約があった場合には、数百億Nm³規模の大量の水素が導入される。またその量は削減目標がより野心的であるほど大きくなる。

削減目標に対応するためにCCSを用いるか水素を用いるかはそれらのコスト次第である。標準的な条件のもとではCCSが選択されるが、化石燃料の輸入価格もしくはCCSにおけるCO₂輸送コスト等が上昇した場合には、水素の利用がコスト競争力をもつことも考えられる。また、太陽光等、一部の再生可能エネルギー発電に比べると水素の利用はコスト的に有利である。

これらの観点から、水素の導入は一つにはCCSの導入可能量に制約が生じた場合の代替手段として、また一つにはエネルギーコスト高騰に対するリスク低減の手段として、将来のエネルギー選択の重要なオプションとなり得る。水素の導入という選択肢は2050年、もしくはそれ以上の長期の視点をもって初めて正しく位置づけられるものであり、その中で供給面・輸送面・需要面全てにおいて、統一的な視野のもと研究開発を進める必要がある。

1. はじめに

1-1 本研究の背景

水素は環境調和型の二次エネルギー源として、「次世代のエネルギー・システム」を構成する主要な要素として大きな期待が寄せられている。それは燃焼時に二酸化炭素を排出しないクリーンなエネルギー源である一方で、人類の入手可能な天然資源として多量に存在するわけではなく、化石燃料からの改質や水の電気分解といった他のエネルギー源の利用を通じて得られるものである。またそれを運搬・利用する際にも他のエネルギー媒体とは異なる仕組みを必要とする。そのため、既存のエネルギー・システムの中に水素を導入するためには大きな変革を必要とし、そのために多額のコストがかかることになる。

新たなエネルギー・システムとしての水素の利用は数十年前から継続して研究が続けられているが、多くの場合それは燃料電池の利用と結びつけられてきた。燃料電池は燃料（水素）のもつ化学的エネルギーを、熱を経由することなく直接的に電気に変換することを可能とする装置であり、既存の発電方式よりも小型の設備によって高効率に電気を生成することができる。中でも燃料電池自動車及び定置式の燃料電池（コジェネレーションシステム）としての利用が有望視されている。これらに対して水素を供給するために、化石燃料の改質、水の電気分解や、産業プロセスで発生する副生水素の利用といった手段を採ることが、従来「水素エネルギー・システム」

* (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 需給分析・予測グループ

** International Energy Agency (IEA), Directorate of Global Energy Economics

として検討の対象とされてきたものであった。

2011 年 3 月に生じた東日本大震災及びそれに伴う福島第一原子力発電所事故は、日本及び世界各国のエネルギー政策に大きな影響を与えることとなった。日本は前年に公表された「エネルギー基本計画」¹⁾において、新規原子力発電所の建設を進め、2030 年に発電における原子力比率を 50%まで高めることを目指していた。しかし福島事故を受けて当時の民主党政権はエネルギー政策の見直しを試み、2012 年 9 月には「2030 年代に原発稼働ゼロを可能とするよう、あらゆる政策資源を投入する」と謳った「革新的エネルギー・環境戦略」を公表した²⁾。但し当時の政権はこの内容そのものを閣議決定するには至らず、同年 12 月の総選挙を経て自民党・公明党に政権が移った現在、日本のエネルギー政策は三たび新たに議論が行われようとしている。その結果がどのようなものとなるかは現段階では不明であるが、従来のような原子力利用の大幅な拡大を目指すものではなく、何らかの形で現状からの原子力利用の低減を目指すものになることは、これまでの経緯から見ても明らかである。

一方で、震災後の日本では忘れられがちであった地球環境問題も、依然として国際的に重要な問題であり続けている。民主党政権時には当時の鳩山首相が「2020 年までに温室効果ガスを 1990 年比で 25%減とする」との目標を打ち出したが、今後原子力の拡大が見込めない中で新たにどのような温室効果ガスの削減目標を定めるかは国際的に関心の集まる場所である。そしてそれと同様に重要となるのは、現状から「80%削減」を達成する、という 2050 年の目標である。この目標を達成するためには 2050 年時点での発電のほぼ全量を原子力、再生可能エネルギー、二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 付き火力といった「ゼロ・エミッション電源」によって行わなくてはならないとされる³⁾。しかしそれをどのように行うかについては、未だ殆ど定量的な議論がなされていない。2050 年の目標を「80%減」とするか、或いはそこまで野心的でない目標を暫定的に設定するかは今後議論すべき事項であるとしても、電源のかなりの部分をゼロ・エミッションとしなくてはならないことは確かであると言える。

このような中で、燃焼時に二酸化炭素を発生しない新たな水素の利用形態が注目されている。即ち、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である。これは水素の製造時に二酸化炭素を発生させない限り、原子力・再生可能エネルギーと並ぶ新たなゼロ・エミッション電源として位置づけることが可能であり、長期のエネルギー戦略を考える上で大きな手段となり得る。「製造時に二酸化炭素を発生させない水素」の供給方法としては、後述の通り原子力や再生可能電源を利用した水の電気分解・熱分解等の他に、海外から輸入水素を利用する方法などが考えられる。このようなエネルギー媒体の利用が可能であれば、発電以外のエネルギー需要部門においても CO₂ 排出量削減への貢献を期待することができる。

水素の利用に際して必ず問題となるのは、そのコストである。水素の大規模利用は従来とは異なったエネルギー・システムを必要とするため、必ず追加的な費用がかかることになる。例えば海外からの CO₂ フリー輸入水素を利用する場合には、CCS コスト等を全て含んだ水素の輸入価格は 30 円/Nm³程度とされ⁴⁾、高いとされる日本の LNG 輸入価格に比べても熱量換算で高価である。このため、水素は「現在では未だ採算が合わないものの、地球環境対策等が進んだ将来のいつかの時点で、他の対策と比較して価格競争力を有する可能性がある」次世代のエネルギー媒体として位置づけられることとなる。

本研究ではこのような状況をふまえ、水素の供給や利用に伴うコストを十分に考慮した上で、将来にわたる利用可能性の評価を行うこととした。水素の供給法としては次節に述べる方法のうち輸入水素によるものを想定し、利用形態としては燃料電池自動車、定置式燃料電池及び水素発電の 3 種類を想定した。水素の供給側で輸入水素を想定することと、利用側で直接燃焼を想定することとが、従来広く考えられてきた「水素社会」の一般的な像とはやや異なっている。

1-2 水素の供給方法について

水素はさまざまな一次エネルギー源から製造することができる。その方法としては以下の通り、化石燃料の改質、電気分解、原子力を利用した熱分解、産業プロセスで発生する副生水素の利用などが考えられており、また最近では海外で製造した水素を輸入することも検討されている。

1-2-1 化石燃料の改質による方法

従来の水素製造法としては、石炭や都市ガス、灯油、LPG などの化石エネルギー源を改質装置で水素に変換する方法が最も一般的である。中で広く実用化されているのは水蒸気改質法であり、原料の炭化水素と水蒸気を 10～20 気圧、800～850℃で触媒上で反応（吸熱反応：外部から加熱）させて改質する。この方法は反応プロセスとして十分に確立され、また装置の実用性も高く、現時点では最も経済的かつ現実的な方法である。一方で、改質の過程で二酸化炭素が出るため、そのままでは低炭素社会を目指した水素利用とは相反する側面がある。

1-2-2 電気分解による方法

水を原料とし、電気分解により水素を得る方法である。電気を水に流すことにより水を分解し、水 1mol から水素 1mol 及び酸素 1/2mol を生成する。現在、アルカリ水電解と固体高分子形水電解の二方法が広く用いられている。この二方法は両電極反応こそ異なるものの、全反応は共通である。原料となる水は世界中のどこにでも存在し、供給面の制約がないこと、副次的に発生するものは酸素のみであり、有害な物質を全く排出しないことが大きな利点である一方で、電気分解に要する電力を火力発電で供給した場合にはトータルでは二酸化炭素が発生する点や、一般的に直接改質する方法に比べて効率が悪く、コストも相対的に高い点が課題である。

1-2-3 原子力による方法

水を原料として水素を製造する方法として、上記の電気分解の他に熱分解法がある。代表的な方法が IS プロセスであり、これは沃素と硫黄の化合物を循環物質として用いる熱化学法である。このプロセスに必要な熱は 900℃程度であり、原子力（高温ガス炉）を利用した水素製造が検討されている。日本原子力研究開発機構の開発する GTHTR300C（水素・電力コージェネレーション高温ガス炉システム）では、未だ研究段階ではあるものの、熱出力 60 万 kW の高温ガス炉を用いて 24,000Nm³/h の水素と 20 万 kW の発電を同時に行うことが想定されている。この方法は二酸化炭素を発生させることなく大規模な水素製造が可能であるが、福島第一原子力発電事故後のエネルギー政策の中で、原子力による水素製造がどのような役割を果し得るのかは明確でない。

1-2-4 副生水素を用いる方法

粗鋼生産、石油精製、苛性ソーダ生産などの過程において、水素もしくは水素を含むガスが大量に発生する（副生水素）。この副生水素から水素を精製し、外部に供給する。代表的な例として、製鉄業ではコークス炉から出るコークス炉ガス（COG）に水素ガスが 50%～60%程度含まれており、PSA（圧力スイング吸着法）により高純度の水素を精製することができる。これらの副生水素からの水素精製は古くから実用されている信頼性の高い技術であり、比較的安価に水素を分離・回収することができる。しかし、これらの副生水素は、各プロセスにおいて脱硫等の工業用原料やボイラ用としての熱エネルギーとして既に利用されており、今後追加的に大規模な水素需要が発生する場合に、それに見合う供給量を確保し得るかは不明である。また、仮に現在燃料の一部として用いられている水素を他の化石燃料で代替し、余剰の水素を後述の燃料電池等の利用に供した場合には、トータルでは二酸化炭素の排出を大幅に削減することはできない、ということにも留意する必要がある。

1-2-5 海外からの輸入による方法

上記四つの方法はいずれも国内で水素を製造するものであるが、その他に海外のエネルギー生産国で水素を製造した後、日本に輸送するという構想がある。例えば未利用の低品位炭（褐炭）や天然ガス、石油残渣などを原料としてエネルギー生産地域で水素を製造すること、風力資源の豊富な地域で再生可能エネルギー由来の電力から水素を製造することなどが検討されている⁴⁵⁾。ここで、水素の製造過程で発生する二酸化炭素を CCS 技術により現地の枯渇ガス田などに圧入する場合や、再生可能エネルギー由来の水素を利用する場合には、その水素を CO₂フリーとみなすことができる。

低品位炭等に由来する水素を供給する方法は、CO₂収支の観点からは、従来の火力発電+CCS が発電の前後に二酸化炭素を回収するのに対し、燃料の生産地において二酸化炭素を回収・貯留する、というだけの差ではある。しかし二酸化炭素の貯留地が国内の発電所近傍（必ずしも発電所のすぐ近くに適切な貯留地が存在するとは限らず、またその貯留可能量も明確ではない）ではなく、海外、例えば豪州の炭田近くにまとめて貯留することが可能である、という点では大いに異なる意義をもつ。また従来使用されていなかった低品位の化石燃料資源を用いることができる、という点で、資源の有効活用やエネルギー・セキュリティの向上にも役立ち得る。

水素を輸送する代表的な方法としては、低温で液化して運ぶ方法や、有機ハイドライド化して運ぶ方法などがある。前者は液化天然ガス（LNG）の輸送と類似した方式によるものであり、若干の改良は必要であるものの、従来技術を応用して用いることができる。また有機ハイドライドは有機化合物の一種で、水素を吸収したり（水素化）、放出したり（脱水素化）できる性質を持つ液体のことで、水素を常温常圧の液体状態で運搬することができる。既に述べたように、二酸化炭素の回収・貯留と組み合わせることでカーボンフリーかつ大量に水素を供給することができる点は大きな魅力であるが、輸送やそれに付随するプロセスを含むトータルの供給コストが現状では高く、更なるコスト低減が課題である。

1-3 本レポートの構成

本研究では、まず第2章で3種類の水素利用法（燃料電池自動車、定置式燃料電池及び大規模水素発電）に対し、ボトムアップ型のモデルを用いて水素需要のポテンシャルを評価した。評価に際しては、水素導入を阻害する技術的・経済的諸課題が解決されず水素利用が全く進まないケース（導入なしケース）と、逆にそれらの制約が解決され、2020～2030年以降普及が本格化し、最大限に導入が進むケース（最大導入ケース）とを想定した。また参考として、それらの中間として、より緩やかな技術進歩のもと2030～2040年頃から普及が本格化するケース（中間導入ケース）の推計を行った。

次いで第3章においては、第2章で推計した水素需要ポテンシャル（最大導入ケース）を導入の上限制約とした上で、輸入水素の利用を想定してエネルギー技術評価モデル（MARKALモデル）を用いた試算を行うことにより、2050年までの日本のエネルギー需給の中で水素がどのような役割を果し得るかを定量的に評価した。

2. 2050 年までの水素導入ポテンシャルの評価

本章では燃料電池自動車、定置用燃料電池及び大規模水素発電の 3 つにつき、自動車や発電設備等のフロー及びストックを勘案し、設備の効率等の想定からエネルギー需要を推計するボトムアップ型のモデルを用いて、水素の導入ポテンシャルを評価した。ケース設定は以下の 3 つである。また 3 章の試算と対応させるために、評価は 2050 年までの日本を対象とした。

- ① 導入なしケース
- ② 中間導入ケース
- ③ 最大導入ケース

導入なしケースは水素供給・利用に係る技術的・経済的諸問題が解決されず、導入が全く進まないケースである。逆に最大導入ケースでは、それらの諸問題が解決されることにより、早い段階（2020～2030 年頃）から水素利用技術の普及が本格化し、2050 年には導入可能なところにはフローベースで 100%の導入がなされると想定している。また中間導入ケースでは、水素利用技術普及の本格化が最大導入ケースに比べて 10 年程度遅延し、より緩やかな導入が行われると想定した。但し具体的な想定は技術ごとに若干異なる。以下、それぞれの技術について導入の考え方と評価結果を示す。なお本章では本研究における導入の中心となる大規模水素発電について特に詳細に記述し、その他の技術（燃料電池車及び定置用燃料電池）については導入の前提と結果のみ記した。より詳細な結果等については附録 1 及び附録 2 として掲載した。

2-1 燃料電池自動車

2-1-1 導入の前提

自動車は登録乗用車、軽乗用車、登録貨物車、軽貨物車、バスの 5 つの車種に分類される。燃料電池の重量や必要なスペースを考えると軽乗用車及び軽貨物車への燃料電池の搭載は非現実的であることから、ここではこの 2 車種への燃料電池自動車（FCV）の導入は考えない。残る 3 つの車種に関して毎年の販売台数および新車燃費を想定し、当所の自動車普及モデル（ボトムアップ型モデル）^④によって保有台数および保有燃費を推計した。設定したケースは以下の通りである。

① 導入なしケース

導入なしケースでは、車両コスト、インフラ整備などの課題が解決されず、FCV が導入されない。

② 最大導入ケース

最大導入ケースでは、各種の課題が解決され、FCV が最大限導入される。具体的には、以下の通り想定した。

- ・ 2020 年ごろ、普及が立ち上がる（新車販売比率数%、但し軽自動車は除く）
- ・ 2025 年ごろ、本格普及が開始（新車販売比率 10%）
- ・ 2040 年ごろ、新車販売比率 50%
- ・ 2050 年ごろ、新車販売比率 100%

③ 中間導入ケース

このケースでは、上記の最大導入ケースと比べて 10 年遅れで導入が進展する。

- ・ 2030 年ごろ、普及が立ち上がる（新車販売比率数%、但し軽自動車は除く）
- ・ 2035 年ごろ、本格普及が開始（新車販売比率 10%）
- ・ 2050 年ごろ、新車販売比率 50%

2-1-2 燃料電池自動車による水素需要見通し

燃料電池自動車の新車販売台数は図 2-1、保有台数は図 2-2 の通りとなる。中間導入ケースでの保有台数は 2030 年に 30 万台（全保有台数の 0.4%）、2040 年に 360 万台（同 6%）、2050 に 1,100 万台（同 19%）、最大導入ケースでは 2030 年に 390 万台（全保有台数の 6%）、2040 年に 1,220 万台（同 19%）、2050 年に 2,370 万台（同 40%）となる。

水素需要は、図 2-3 の通りである。中間導入ケースでは 2030 年に 4 億 Nm³、2040 年に 50 億 Nm³、2050 年に 150 億 Nm³ の需要量、最大導入ケースでは 2030 年に 56 億 Nm³、2040 年に 169 億 Nm³、2050 年に 330 億 Nm³ の需要量となる。

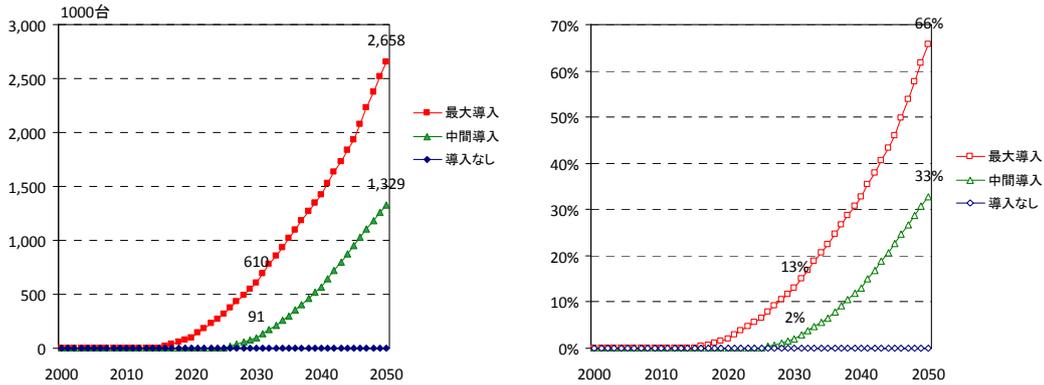


図2-1 燃料電池車の新車販売台数と販売シェア

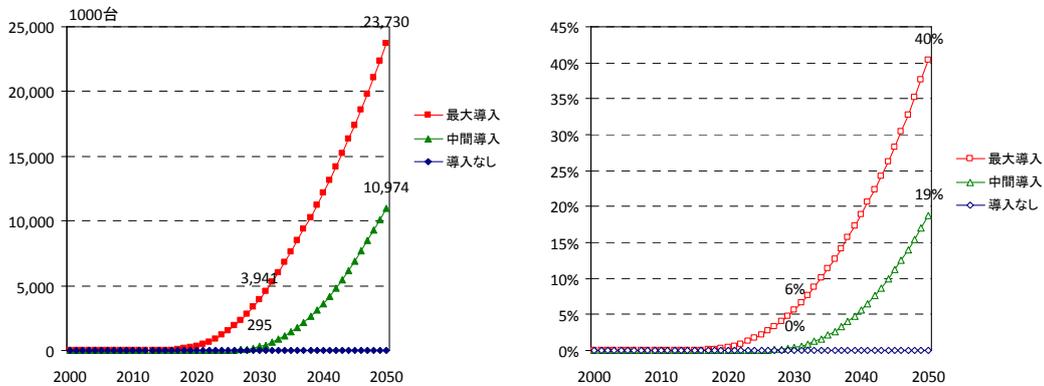


図2-2 燃料電池車の保有台数と保有シェア

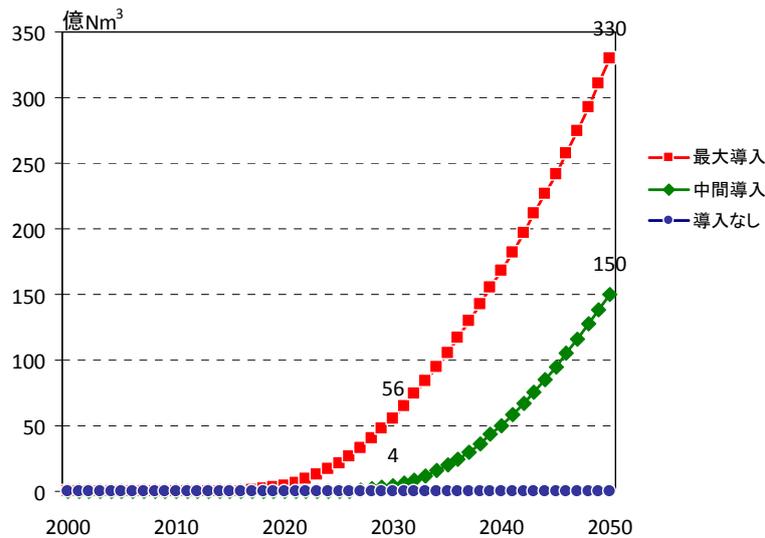


図2-3 運輸部門における水素需要

2-2 定置用燃料電池コージェネレーションシステム

2-2-1 導入の前提

(1) 燃料電池 (FC) の導入想定概要

定置用燃料電池コージェネレーションシステムは、1990年代初頭に産業部門・業務部門で導入が開始され2010年時点で産業部門5,500kW、業務部門11,000kWの実績がある。実証試験によるSOFC(固体酸化物形)やMCFC(熔融炭酸塩形)の導入も見られるが、主流はPAFC(リン酸形)である。現状、燃料電池はスケールメリットが非常に小さく、数百kWクラスの産業・業務用燃料電池は初期費用が高いこと、セル交換費用も非常に高いことから近年累積導入実績は横這いである。一方、家庭用燃料電池はPEFC(固体高分子形)が2009年から商品化され(2012年12月時点の累計導入台数は4.4万台≒30,000kW)量産効果によるコスト低減が期待できる。また、2011年10月には発電効率のより高いSOFCも市場投入されている。

このような背景に基づき、本研究では、家庭用ではPEFCの導入拡大が先行するが長期的にはSOFCが主流になるものと想定した。産業・業務用では、MCFCはむしろ火力発電の代替用として考えられていることから、PAFCとSOFCが導入されるものとし、PAFCが先行し長期的にはSOFCが主流になるものと想定した。

なお、ここでは燃料電池への水素直接供給形態が都市ガス供給形態を代替してゆくものと想定している。以下に導入シナリオを示す。

(2) 導入シナリオ (家庭用)

家庭用では、都市ガスの燃料電池(CGFC)の導入が先行する。その後、都市ガス供給区域において水素直接供給の燃料電池(H₂FC)が導入される。その速度については、インフラ整備の度合いによって以下のように想定した。

- ・ 導入なしケース：定置用燃料電池は全く導入されない。
- ・ 最大導入ケース：2025年からH₂FCが導入開始。2050年でFC導入台数の100%がH₂FCになると想定。
- ・ 中間導入ケース：最大導入ケースから10年の遅延を想定、2035年からH₂FCの導入が開始される。

(3) 導入シナリオ (業務・産業用)

業務・産業用としては、日本ガス協会の天然ガスコージェネレーションシステム導入目標(2030年に3,000万

kW) を参考にした。即ち、現状の 460 万 kW から 2030 年頃におおよそ 3,000 万 kW となるようなコージェネレーションの毎年の導入設備容量（産業 90 万 kW/年、業務 30 万 kW/年）を仮定した。但し 3,000 万 kW はコージェネレーションの導入最大ポテンシャルであることから、2030 年以降は横這いとした。

2050 年には、導入設備容量の全てが FC コージェネレーションになるものと想定。H₂FC の導入速度別に以下のシナリオを想定した。

- ・ 導入なしケース：水素は全く導入されない。
- ・ 最大導入ケース：2025 年から H₂FC が導入開始、2050 年で FC 導入設備容量の 100%が H₂FC になると想定。
- ・ 中間導入ケース：最大ケースから 10 年の遅延を想定、2035 年から H₂FC が導入開始される。

2-2-2 定置用燃料電池コージェネレーションシステムによる水素需要見通し

定置用燃料電池コージェネレーションシステム導入による水素需要の推移は図 2-4 の通りである。2050 年の水素需要は最大導入ケースでは家庭用 200 億 Nm³、業務用 37 億 Nm³、産業用 191 億 Nm³、合計 429 億 Nm³となる。また、見なし水素需要を含む場合は図 2-5 の通りとなり、2050 年の需要量は 656 億 Nm³に達する。ここで見なし水素需要とは、都市ガス燃料とする燃料電池における改質後の水素の使用量を意味する。ここでは二次媒体として一時的に水素が用いられているが、この水素利用は本研究での対象である一次的水素供給の対象としては含まれないことから、その他の水素需要と区別して推計したものである。

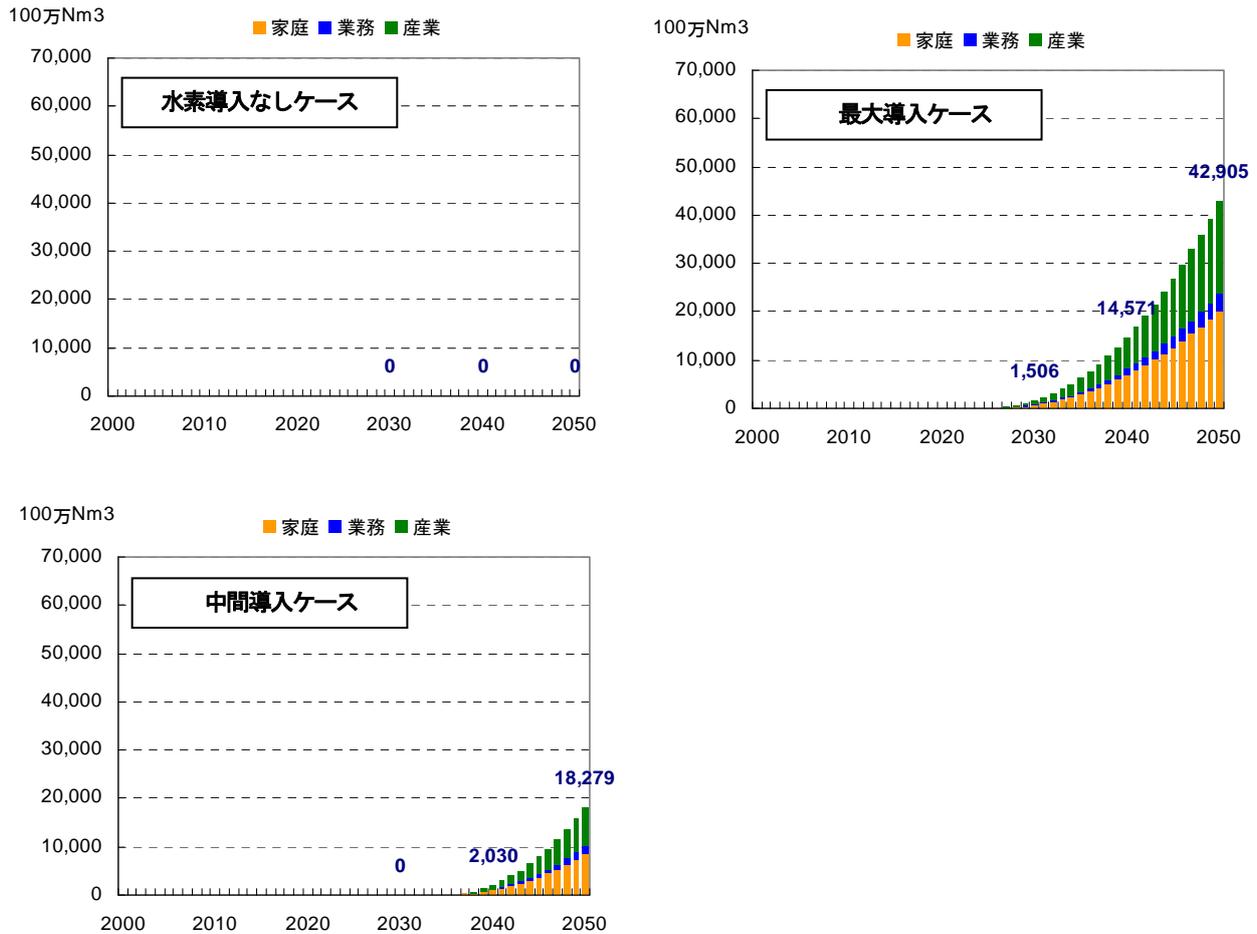


図2-4 定置用燃料電池による水素需要

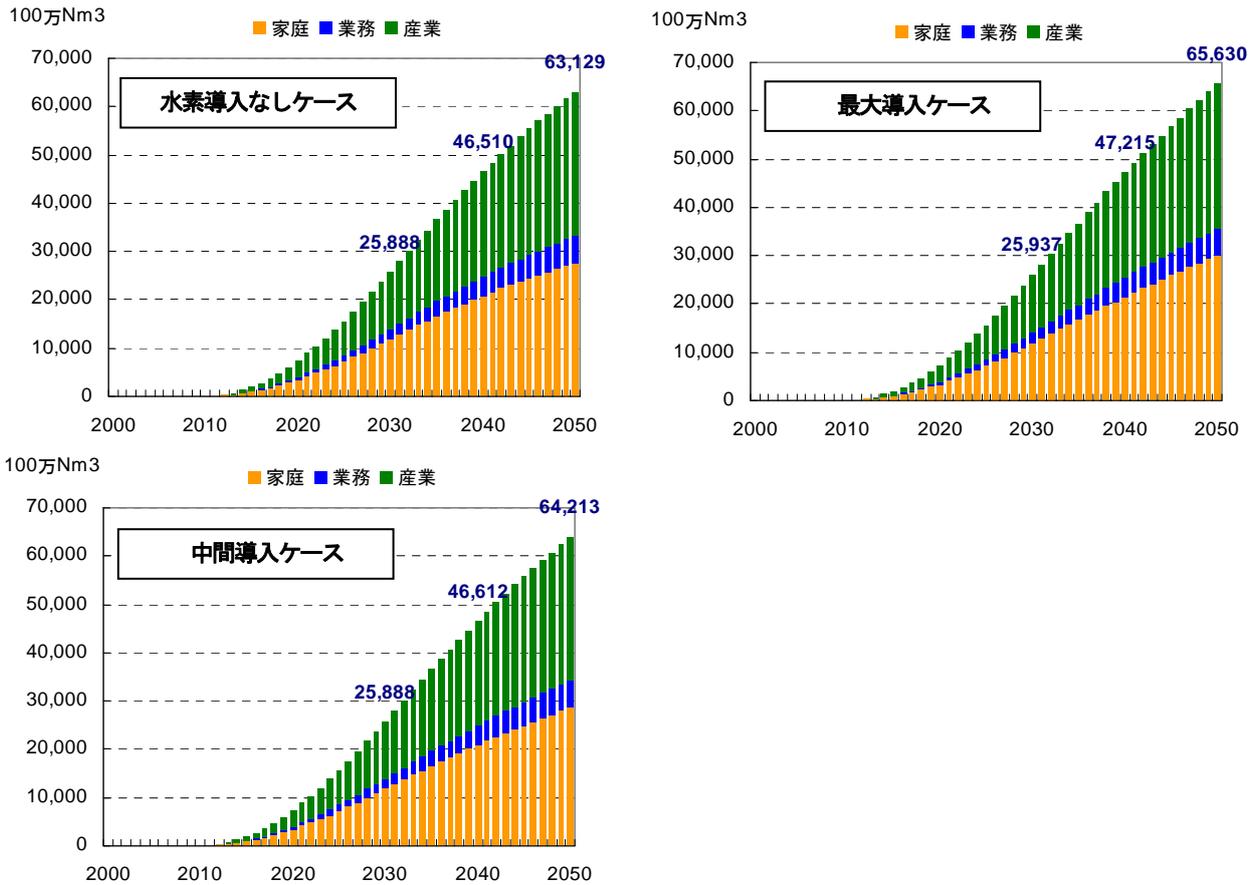


図2-5 定置用燃料電池による水素需要（見なし水素を含む場合）

2-3 大規模水素発電

2-3-1 2050年までの日本の電源構成見通し

福島第一原子力発電所事故発生以前の時点において、日本のエネルギー政策は原子力への依存を高め、2030年に発電量の50%を原子力発電により供給することを目指していた。温室効果ガス削減についても野心的な目標が設定されており、2020年に1990年比25%削減、2050年に現状比80%削減を目指すとの目標が表明されていた。

福島事故を受けてエネルギー政策の見直しの議論が進められてきたが、それはこれまでのところ2030年までの原子力比率やその経済影響等を中心に行われており、2050年の温室効果ガス削減目標は忘れ去られたかのような感もある。しかし今後新たにエネルギー基本計画が策定された後、2050年までのエネルギー需給のあり方が再び議論に上ることは間違いがなく、その際には従来と同程度の野心的な削減目標を設定することの可否が、改めて検討されることになると考えられる。

2050年までの日本のエネルギー需給に関しては、従来、2030年までのエネルギー基本計画をそのまま延長した形で検討がなされていた。例えば図2-6に示す試算では、2050年に2005年比でエネルギー起源CO₂を65%減とするシナリオが作られたが、ここでは原子力発電・太陽光発電及び風力発電の設備容量を2050年にそれぞれ7,100万kW、12,000万kW及び3,600万kWとし、それに伴い2050年の電源構成のうち96%をゼロ・エミッションとするシナリオとなっている³⁾。ここで注目すべき点は、2050年までに65%、もしくはそれ以上のCO₂削減を行うためには、電源をほぼゼロ・エミッション化し、最終エネルギー消費の電力化を進展させることが不可欠である、ということである。今後日本がどのようなエネルギー政策を目指すにせよ、従来のように原子力発

電比率を 50%以上まで高めることが想定されにくい中で、この課題に対処するためには、再生可能エネルギーと「ゼロ・エミッション火力」、即ち二酸化炭素回収・貯留 (CCS) 付きの火力発電もしくは製造時に CO₂ を発生しない水素による火力発電のいずれかによって、電力のほぼ全量を供給することが求められる。

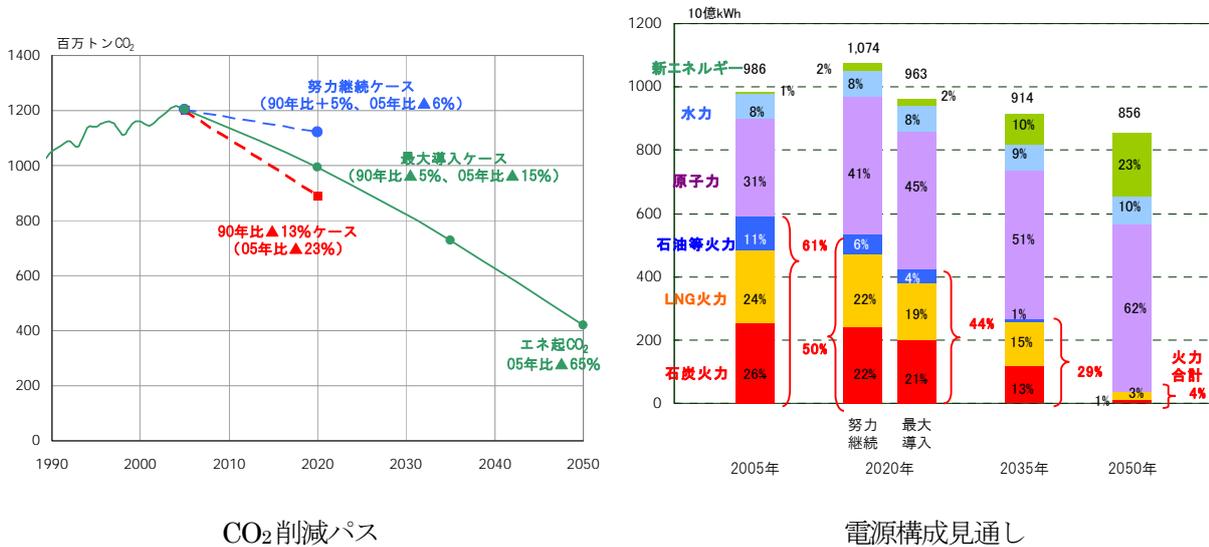


図2-6 2050 年までのエネルギー需給試算例 (従来試算)

2-3-2 ガスタービンを用いた水素発電について

本研究では上述の通り、水素を直接燃焼して大規模発電を行うシステムの導入を想定している。これは LNG を燃料としたタービン発電と同種の発電方式で、燃料を天然ガスと水素の混合気体、将来的には 100%を水素燃料に置き換えるものである。そのため、天然ガス用として設計されたガスタービンを用いることができる。タービンの入口温度は天然ガスより高く 1,700℃となり、発電端の熱効率を 60%超にすることが可能となる。

この発電方式は従来より検討が進められており、水素を燃料、酸素を酸化剤とすることで、燃焼生成物である水のみを排出するクリーンな発電方式として期待されている。現状では水素が発電用燃料として未だ市販化されていないためガスタービンに水素燃料が常用されているプラントは存在しない。しかし水素を多量に含んだ燃料の使用は、電解苛性ソーダ工場からの副生水素や、コークス炉からのオフガスに含まれる水素等を有効活用する分散電源として実用化されてきている。

水素発電の特徴として、水素ガスが構成機器内で高速で流れるため、機関の寸法、重量の割に多量のガスを処理できることから、出力あたりの重量、容積が小さくなることが挙げられる。出力は構成機器、特に圧縮機、タービンの処理ガス量に制限されるが、容積型に比べて大出力に適する。システム全体が回転機器で構成されているため、軸受け以外に動くところがない。このため、機器の磨耗が少なく保守が容易であり、高い信頼性、稼働率を有することができる。ガスタービンであることから応答性が高く、短時間で始動、停止が可能であり、通常 2~3 分で始動からピーク出力に到達できる。水素ガスは天然ガスの主成分であるメタンと比較して、逆火限界流速が約 1 桁大きく、さらに吹き消え限界に対しては 2 桁以上の違いがある。このため、水素を燃料とするガスタービン発電においては、安定運用上配慮すべき加速時や負荷遮断時の吹き消えの問題や部分負荷での燃料効率低下などの問題は起こりにくい。また、着火特性も炭化水素燃料よりもよい。

一方、水素ガスの燃焼速度は非常に大きく、天然ガスに対して約 10 倍の燃焼速度を持つ。このため、水素を燃焼させると火炎が燃料噴射ノズルに接近してノズル先端を焼損させる危険性がある。燃焼器ライナーについては、水素火炎が近接する場合には注意が必要である。水素火炎は不輝炎であり輻射熱が減少するため、炭化水素燃料に比べて燃焼筒温度は低下する場合もある。

水素の火炎温度はメタンやプロパンより 100~150℃ほど高い。このため、水素を空気で燃焼させる場合は燃

焼排ガス中の NO_x は増加傾向となる。NO_x 排出量の削減のために、水噴射による火炎の冷却や蒸気などの不活性ガスによる燃料の希釈等の対策が必要である。また、従来のガスタービンの入口温度である 1,600℃よりも高いことから新たなタービン材料の開発や冷却方法の開発が必要となる。さらに、水素燃焼の技術、複雑なシステムの運転制御技術など課題は多く残されている。

水素発電設備の具体的な仕様については未だ不明であるが、上記の通り LNG 火力発電と同様の設備によって発電が可能であることから、そのコストは LNG 火力と同一とした。またその発電効率としても、「コスト等検証委員会」で想定されている 2030 年の LNG ガス火力発電の効率（発電端、高位発熱量ベースで 57%）を用いている。

2-3-3 2050 年までの電源構成のシナリオと水素需要見通し

本項では、発電電力量（電力需要）と原子力・再生可能エネルギー発電の導入量に対して一定の想定を置いた上で、上記の水素発電による水素の需要量を、導入なしケース、中間導入ケース及び最大導入ケースの 3 つのシナリオのもとに評価した。

a. 発電電力量

発電電力量については、次章に示すモデル計算を参照した。即ち、2010 年に 10,908 億 kWh であった発電電力量は、人口の減少等に伴い 2030 年には 10,310 億 kWh、2050 年には 9,420 億 kWh まで減少すると想定した。

b. 非化石・分散型電源等の想定

今後の原子力発電利用の是非については震災後、活発な議論が行われている。2012 年 9 月には 2030 年代に原子力稼働ゼロを可能とするようあらゆる政策資源を投入する、との案が打ち出されたが、産業界等の反対により閣議決定されるには至っていない。総選挙による政権交代を経て、自民党・公明党政権は新たな規制基準に適合した原子炉を再稼働させる方針を明らかにしており、また安倍首相は今後、新規の原子力発電所建設を行う方針である、とも言われている。但し目下の国民感情からみて早急な建設開始は難しく、仮に新設が行われたとしても、その稼働はかなり遅くなるものと考えられる。

本試算では、原子力発電については、今後規制基準に適合した原子炉の稼働開始が順次なされるものと想定した。但し経済性の面などから基準に適合させるための投資を行わず、早期に廃炉とされる原子炉もあると考えられる一方で、一部の原子炉については、やはり経済性の面から 50 年以上の稼働が行われる可能性もある。このため平均で 45 年程度の寿命での原子炉閉鎖が行われるものとし、発電設備容量を図 2-7 の実線の通り設定した。ここでは現在建設中の島根発電所 3 号機及び大間発電所の運転開始を見込み、また新規に建設される原子炉の稼働再開に伴い、2035 年以降、発電設備容量が維持されると想定している。一方で、島根・大間の稼働を見込まず、かつ 40 年で廃炉とした場合は、図の点線の通りとなる。なお本試算では、原子力発電の設備利用率は世界標準よりもやや低めである 80%を想定した。

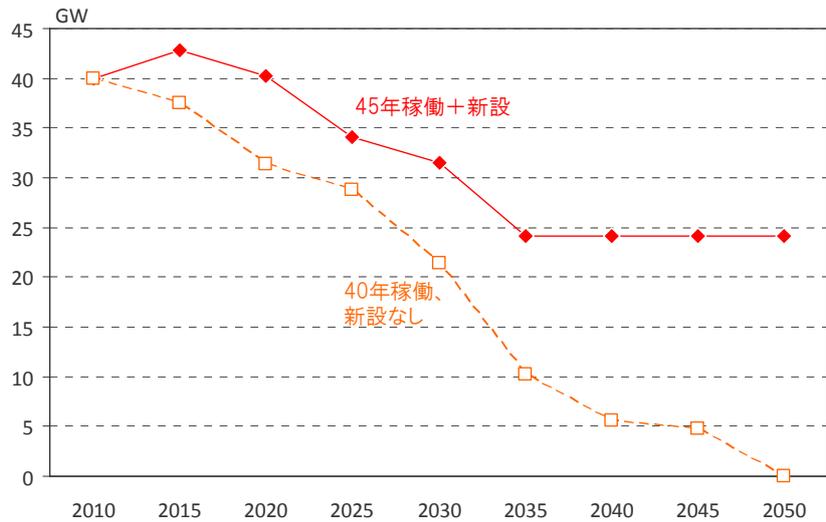


図2-7 原子力発電設備容量の想定

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」において新たに評価が行われた⁷⁾。ここでは図 2-8 に示す通り、2030 年に再生可能エネルギー発電が全発電量の 25%を占めるシナリオから、35%を占めるシナリオまで 3 つのシナリオが用意されている。2010 年の再生可能エネルギー発電量 1,145 億 kWh のうち 8 割弱は水力であり、その他の発電量は 2 割強の 251 億 kWh である。これが 2030 年に「25%」ケースでは 1,405 億 kWh、「30%」ケースでは 1,905 億 kWh、「35%」ケースでは 2,300 億 kWh まで拡大する見通しとなっている。

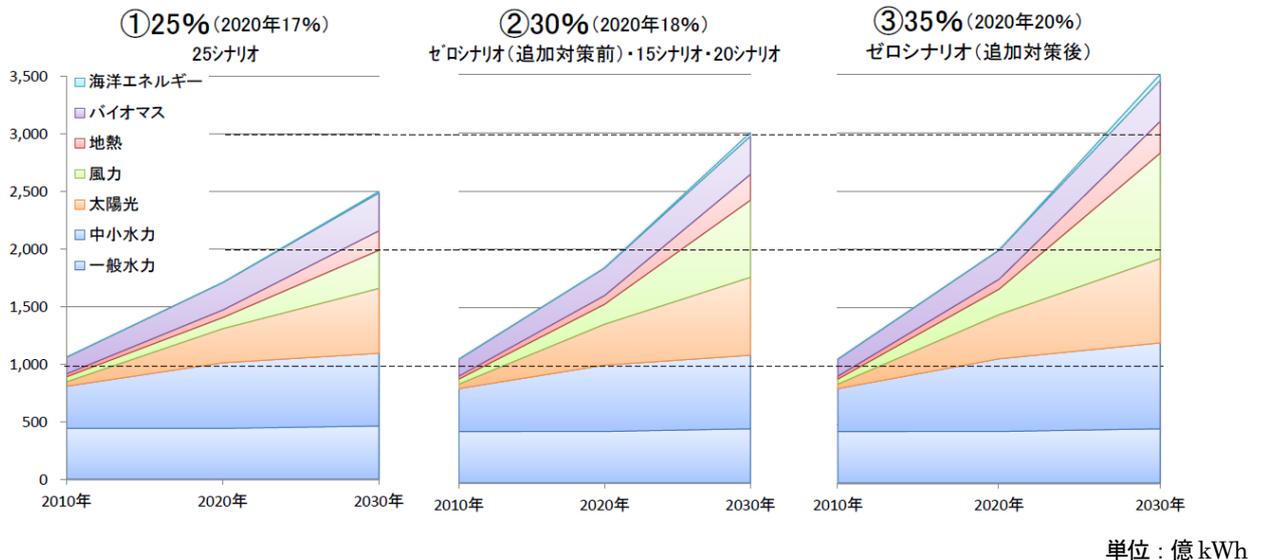


図2-8 再生可能エネルギー導入見通し (エネルギー・環境会議)

本研究では再生可能エネルギーについては、「エネルギー・環境会議」の試算に準じて想定を行った。但し導入コストや実現可能性を鑑み、2030 年に 25%ケース相当まで再生可能エネルギーの導入が進み、以後 2050 年まで導入量が順調に拡大するものと想定した。再生可能エネルギー発電の導入量想定を表 2-1 に示す。

表2-1 再生可能エネルギー発電導入量の想定

	単位：億kWh		
	2010年	2030年	2050年
水力発電	894	1,175	1,175
太陽光発電	38	561	1,055
風力発電	43	334	504
地熱発電	26	168	310
バイオマス発電等	144	343	516
合計	1,145	2,581	3,560

原子力発電（「45年稼働+新設」ケース）と再生可能エネルギー発電の発電量の合計は、2010年の4,027億kWhから、2030年に4,790億kWh、2050年に5,252億kWhまで拡大することとなる。なお本研究では後述のように、全発電電力量から原子力及び再生可能エネルギーによる発電量を差引いたものを火力発電分とし、その中でCCSや水素発電を含めた低炭素化のあり方を検討している。そのため試算に影響するものは主に「原子力発電+再生可能エネルギー発電」の合計値である。仮に上記の想定以上に再生可能エネルギーが導入されて脱原子力発電が進んだ場合、もしくはその逆の場合であっても、仮に合計値が同じであれば、以下の試算には影響しないこととなる。

なおコジェネレーションについては、2-2節で想定した導入量を準用した。本節では導入されるコジェネレーションシステムが燃料電池によるものか否かを問わず、全体として一定の台数として想定している。即ち本節で評価する水素導入量は、コジェネレーションによるものを含まず、大規模水素発電のみを対象としている。

c. 水素導入のケース設定

上記を踏まえ、2050年までの水素導入見通しについて以下の3つのシナリオを設定する。

① 導入なしケース

今後、原子力発電の大幅な進展を期待しにくい中で、2050年までの野心的な（例えば1990年比65%以上の）CO₂排出削減目標が設定されず、電源の低炭素化が進まないケースも考えられる。この場合には、発電における水素の利用へのインセンティブが働かず、日本の電源構成は従来型の火力発電への依存を続けることになると考えられる。

② 中間導入ケース及び最大導入ケース

2050年までの野心的なCO₂削減目標を考慮した場合、日本の電源はいわゆるゼロ・エミッション電源によるほぼ100%の供給が達成されること（少なくとも、その達成が目指されること）が想定される。ここで「ゼロ・エミッション電源」と目されるものとして、以下の4つが考えられる。

- ・再生可能エネルギー発電
- ・原子力発電
- ・CCS付き火力発電
- ・大規模水素発電

「中間導入ケース」では、再生可能エネルギーの他にも原子力及びCCSが利用可能となると想定する。具体的には、原子力発電に関しては図2-7の「45年稼働+新設」に準じて推移するとともに、火力発電については今後、「電力供給計画」⁸⁾に記載のある発電所の建設・運開が進んだ後、2030年頃から水素発電設備の建設により、水素発電の利用が進むものと想定する。

「最大導入ケース」は、大幅なCO₂削減目標が設定されるにもかかわらず、原子力の新設やCCSの設置がそ

の受容性及び立地可能性の面から実現しない、と想定したケースである。この場合には、再生可能エネルギー以外の発電は全て水素発電によって供給されることとなる。

d. 各ケースの水素需要量

① 導入なしケース

「導入なしケース」では再生可能エネルギーは価格の低下とともに、エネルギー・セキュリティや化石燃料依存低減の観点から進展し、原子力の利用も継続するものの、CCS 及び水素発電の導入は進展しない。このケースでの水素導入量は、発電部門においては 2050 年まで一貫してゼロとなる。

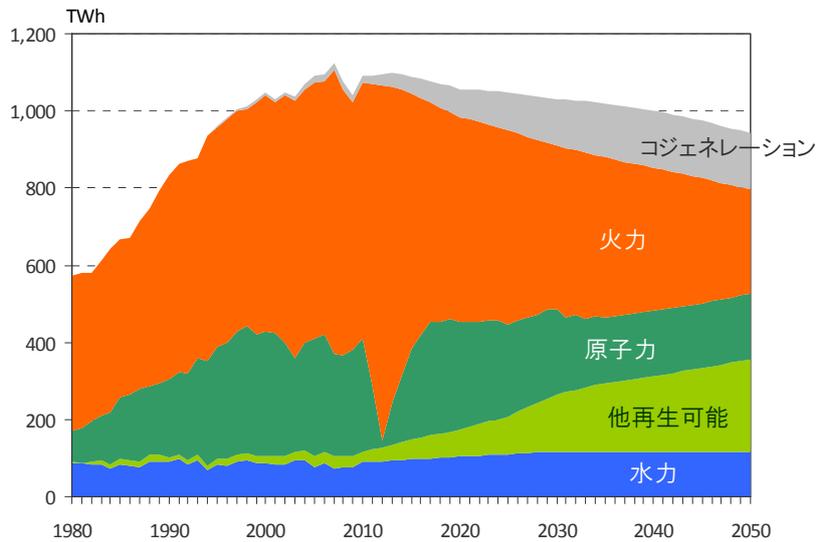


図2-9 「導入なしケース」での電源構成

② 中間導入ケース

「中間導入ケース」では 2030 年以降、運転開始する火力発電所が水素発電を行うことにより、2050 年に 11% の発電比率（発電量 1,070 億 kWh）が達成される。

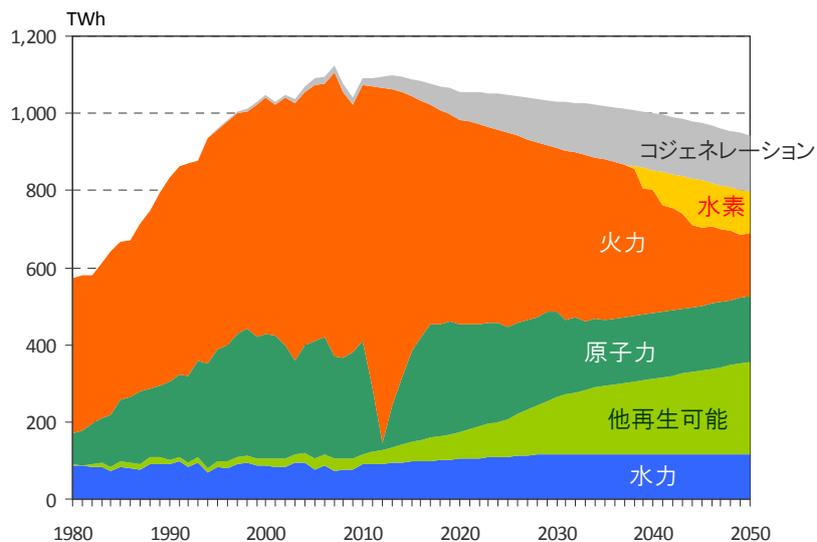


図2-10 「中間導入ケース」での電源構成

このケースでの発電設備容量（太陽光・風力等の不安定電源を除く）は図 2-11 の通りである。水素発電の容量はおよそ 1,700 万 kW となる。安定電源全体での供給能力は 1 億 6,500 万 kW 程度となり、ピーク電力を若干上回る水準となる。

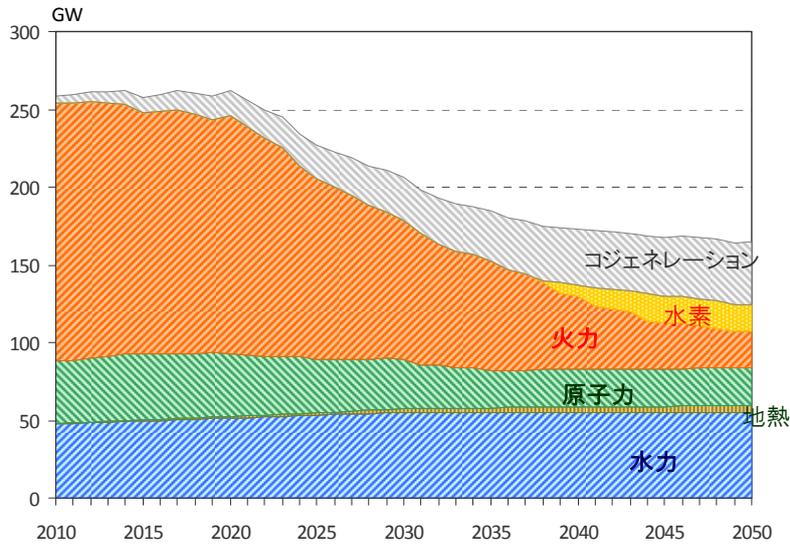


図2-11 「中間導入ケース」での発電設備容量（安定電源）

③ 最大導入ケース

「最大導入ケース」では、原子力及び CCS の利用可能性が確保できないことにより、2050 年には、ケース間で一定と想定しているコジェネレーション分を除き全量を再生可能エネルギー及び水素のみで発電することが求められる。水素発電量は 4,400 億 kWh、発電量に占めるシェアは 47%程度となる。

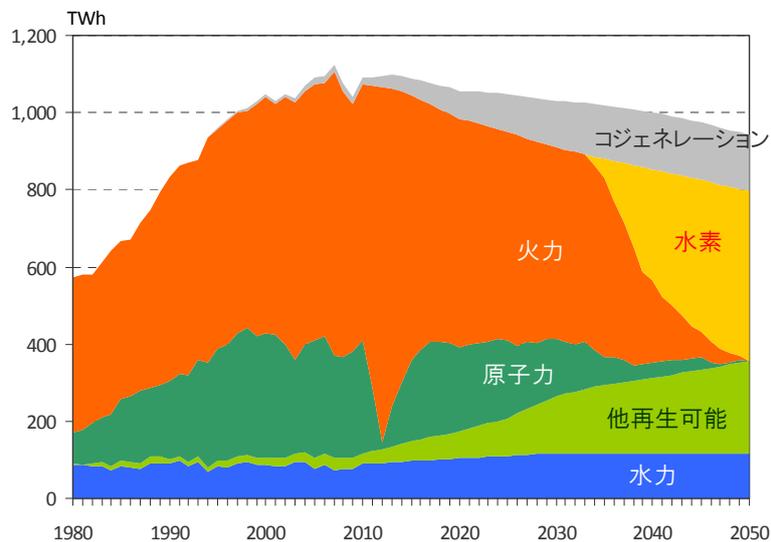


図2-12 「最大導入ケース」での電源構成

このケースでは、2050 年の水素発電設備容量は 6,300 万 kW に達する。2050 年時点では設備の寿命（約 40 年と想定）を迎えていない火力発電設備が 2,400 万 kW 程度存在し、これらは非常時のバックアップ用として低い設備利用率で利用されるか、もしくは早期に廃止されることになる。

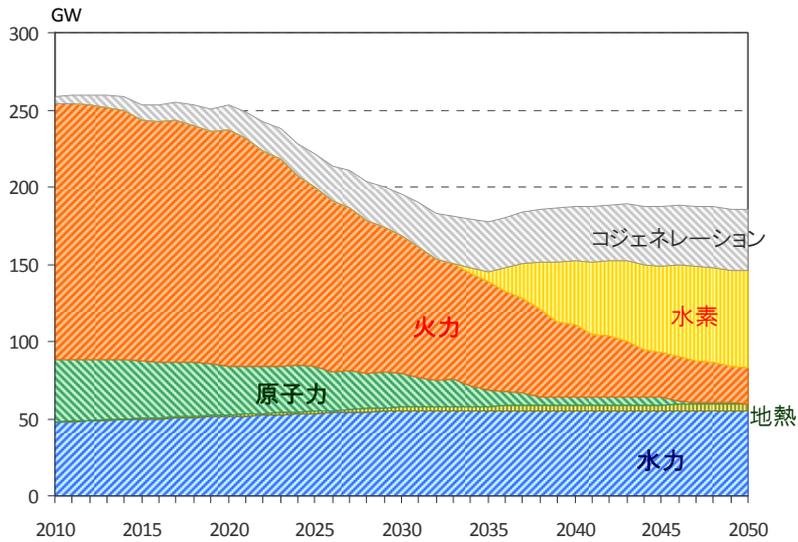


図2-13 「最大導入ケース」での発電設備容量（安定電源）

e. 水素発電による水素需要量

各ケースでの水素需要量は、図 2-14 の通りとなる。中間導入ケースでは、2040 年代以降、600 億 Nm³ に達する。最大導入ケースでの需要量は 2050 年に 2,300 億 Nm³ に及ぶ。

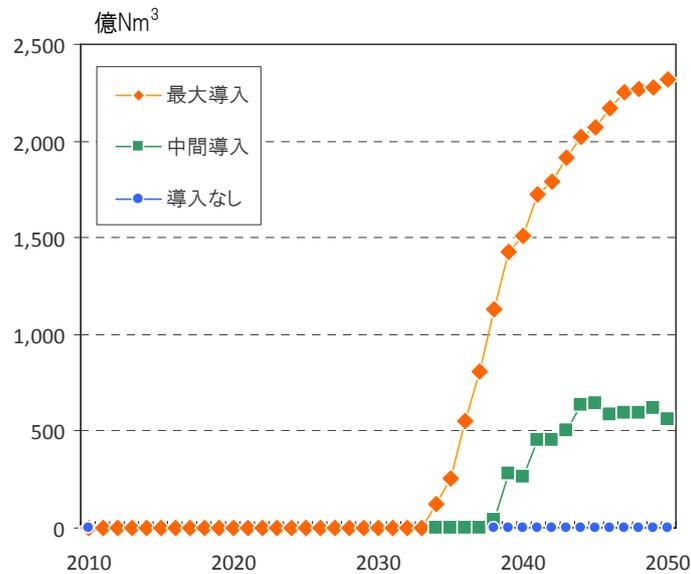


図2-14 大規模水素発電による水素需要量

2-3-4 CCS と水素発電のコスト競争力

上記のように、原子力及び再生可能エネルギーの導入量が限られており、かつ強い CO₂ 排出制約が課せられた場合には、発電部門において大量の水素需要が発生する可能性がある。但しこの際、「ゼロ・エミッション火力発電」として CCS 技術との競合になることが想定され、より安価で大量の導入が可能な技術が実際には普及するものと考えられる。

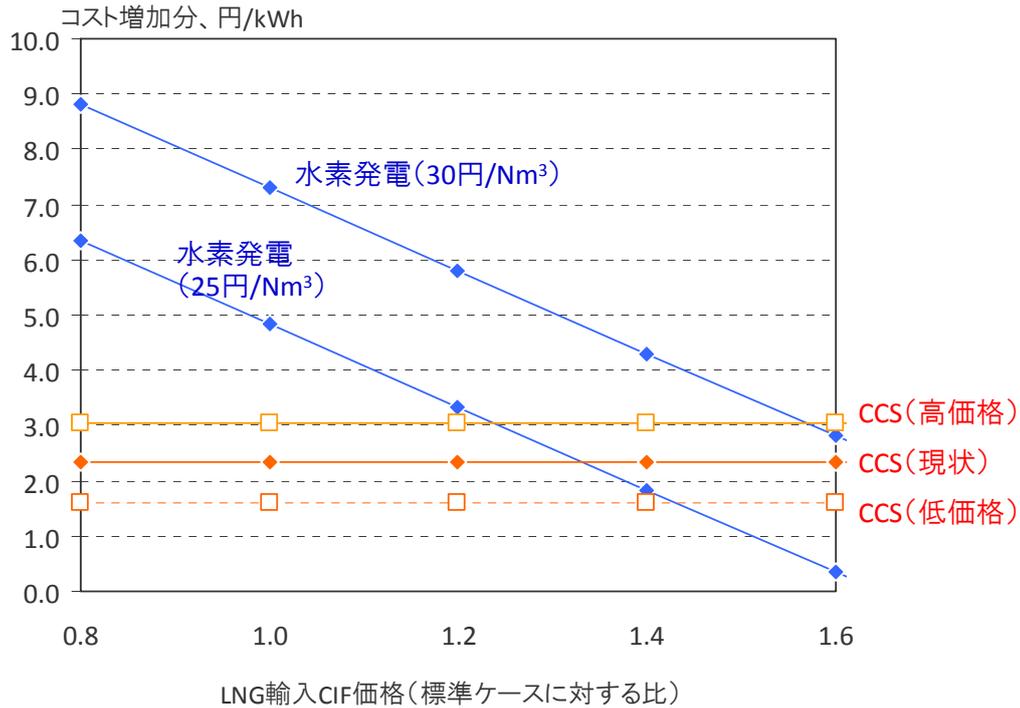


図2-15 水素発電と CCS のコスト比較

図 2-15 は大規模水素発電と CCS のコスト比較を示したものである。ここで縦軸には従来型の LNG 発電からのコスト増加分を、横軸には LNG の輸入 CIF 価格として、2050 年の標準的な価格（次章表 3-2 に示す 2011 年価格 721 ドル/t）との比を示している。

CCS の普及には将来にわたるコストの低減が必須であり、現状 4,200 円/t 程度の CO₂ 回収コストを 2020 年代には 1,000 円台まで低減させることが目標となっている⁹⁾。一方で貯留地が必ずしも CO₂ を発生する発電所等の近傍に位置しているとは限らず、遠隔地に存在する場合には追加的に CO₂ の輸送コストがかかる。図 2-15 においては、上記のコスト低減目標が達成された場合を「低価格」、標準的なケース（図 3-3 参照）で 800 円/t とされる輸送コストが 3,000 円/t まで上昇したケースを「高価格」として示している。

一方で、水素発電によるコスト増加分は水素の輸入価格に強く依存する。仮に熱量等価で LNG と輸入水素が同一の価格水準になった場合には、水素発電はほぼ追加的負担なしで導入が行われ得るものと考えられ、図 2-15 の水素価格 25 円/Nm³、LNG 輸入 CIF 価格 1.6 倍程度においてはその状況が実現することとなる。但し本試算で想定した標準的なケースにおいては、水素発電の追加的コストは CCS を上回る。尤もこの場合でも、現実的に貯留可能な CCS 貯留地の制約や社会・制度等の問題から CCS の導入可能量に限界が生じた場合には、水素発電が発電部門の CO₂ 排出削減の最後の切り札として導入されることとなる。

これらのことから、発電部門への水素の導入可能性は①輸入水素自体の価格低減と LNG 価格との相対差、② CCS 導入のためのコスト及び③ CCS の導入の現実的な可能性、の 3 つの要素によって大きく変化することがわかる。実際に 2050 年までの将来において水素発電がどの程度導入されるに至るかは、今後の各国の研究開発の取組みやエネルギー価格等の動向次第であると言える。

2-4 まとめ

本章では燃料電池自動車、定置用燃料電池及び大規模水素発電を想定して、将来の水素導入ポテンシャルを推計した。3種類の導入ポテンシャルをまとめると、図2-16の通りとなる。

導入なしケースでは、燃料電池、発電所、水素供給インフラ整備などの技術的・経済的課題が解決されず、ほとんど水素需要が発生しない。ここでは都市ガス等を原料とする定置用燃料電池により一定の「みなし需要」のみが存在するが、国内への一次的な供給としての水素への需要は存在しない。

他方、中間導入ケースでは2030~2040年にかけて、最大導入ケースでは2020~2030年にかけて普及が本格化する。中間導入ケースでの2050年の水素使用量は1,400億Nm³、うちみなし需要を除くと900億Nm³となる。このうち63%に相当する560億Nm³が発電用の需要であり、17%が自動車、20%が定置用である。また最大導入ケースでは水素需要量はみなし需要込みで3,300億Nm³、除きで3,100億Nm³であり、後者のうち75%に相当する2,300億Nm³が発電用となり、自動車用は11%、定置用は14%となる。このように、発電部門において導入ポテンシャルが大きいことが特徴的である。具体的にどの程度まで水素発電が導入されるかは、今後の温室効果ガス削減に向けた政策動向と、国内でのCCS導入の可能性や、水素とCCSとのコスト競合の状況次第となる。

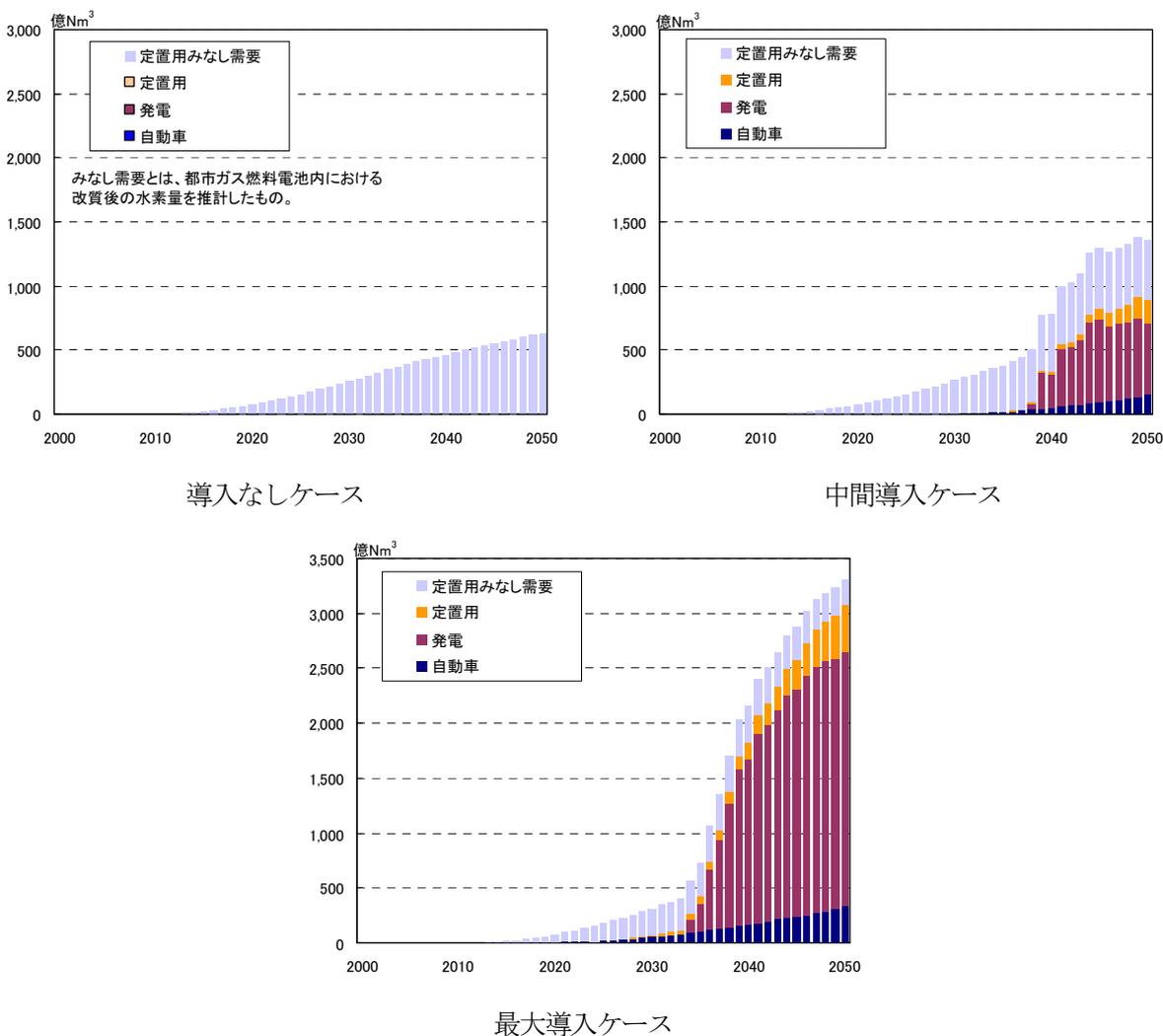


図2-16 各ケースの水素需要量

3. 2050 年までのエネルギー需給分析と水素導入シナリオ

本章ではエネルギー・システム分析のための線形計画モデルである MARKAL (MARKet ALlocation) モデルを利用して、前章で検討を行った水素の導入ポテンシャルを参考としつつ、2050 年に向けた導入の可能性について評価を行った。

3-1 試算方法及び前提条件

3-1-1 試算方法

本研究で用いた MARKAL モデルは、所与の経済・技術シナリオおよび制約条件の下で、最小費用での構築・運営が可能な将来のエネルギー・システムを推計する線形計画モデルである。経済シナリオは、人口、実質 GDP、エネルギー需要、化石燃料価格等により構成される。技術シナリオは、エネルギー技術（需要・供給の両技術を含む）の特性データ（容量上限、技術効率、稼働率、投資コスト等）により構成される。制約条件は、再生可能エネルギーの導入ポテンシャル、CO₂ 排出量の上限制約等の、エネルギー需給に関わる技術的、社会的、政治的制約を表す。

MARKAL モデルは実際のエネルギー・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。

MARKAL 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。各エネルギー技術の導入量および稼働量は、総システムコストを最小化する最適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、分析期間のエネルギー需給構造、CO₂ 排出量、総システムコストおよび水素導入量が推計される。モデルの構造を図 3-1 に示す。

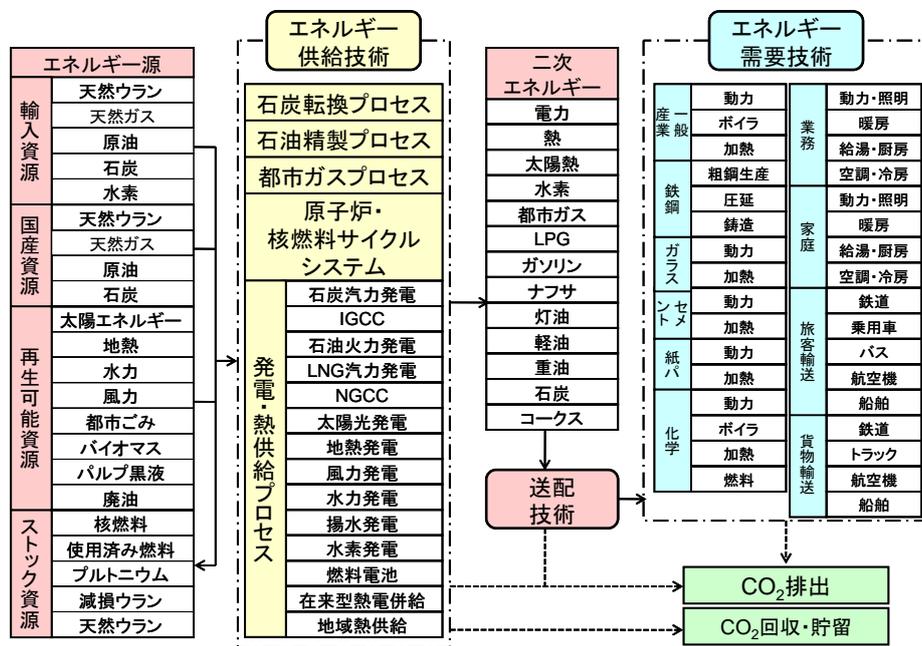


図3-1 MARKAL モデルの構造

3-1-2 前提条件

① マクロ経済指標の想定

人口および実質 GDP 等のマクロ経済指標については既往の研究事例¹⁰⁾に基づき、表 3-1 のように想定した。人口は国立社会保障・人口問題研究所の見通し¹¹⁾等に従い、2010 年の 1 億 2,800 万人から、2030 年に 1 億 1,700 万人、2050 年には 9,700 万人まで減少すると想定した。この人口減少に伴い、実質 GDP の成長率は 2010 年から 2020 年に年平均 0.8%とし、以後 2040 年から 2050 年の 0.5%まで、徐々に低減するものと想定した。人口減少に伴い、自動車保有台数も 2050 年まで減少を続ける。また業務用床面積は経済構造のサービス化等により増加を続けており、2020 年頃までは増加基調を維持するものの、その後減少に転じる。

表3-1 マクロ経済指標の想定

実数	実績				予測値		
	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
実質GDP(2000年連鎖10億円)	453,604	505,622	538,458	581,644	623,232	664,922	697,554
人口(千人)	123,611	126,926	128,057	124,101	116,618	107,277	97,076
一人あたりGDP(万円/人)	367	398	420	469	534	620	719
自動車保有台数(千台)	57,758	72,504	75,151	73,873	69,109	63,379	57,072
業務用床面積(千m ²)	1,285,151	1,655,770	1,833,829	1,963,963	1,966,212	1,937,666	1,881,143

伸び率(%)	実績				予測値		
	00/90	10/00	20/10	30/20	40/30	50'40	50/10
実質GDP	1.09	0.63	0.77	0.69	0.65	0.48	0.65
人口	0.26	0.09	-0.31	-0.62	-0.83	-0.99	-0.69
一人あたりGDP	0.82	0.54	1.09	1.32	1.49	1.49	1.35
自動車保有台数	2.30	0.36	-0.17	-0.66	-0.86	-1.04	-0.69
業務用床面積	2.57	1.03	0.69	0.01	-0.15	-0.30	0.06

これらの諸前提のもと、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をマクロ経済モデル¹²⁾を利用して推計した。その結果を図 3-2 に示す。産業部門においては業種別の鉱工業生産指数をエネルギーサービスの需要として用いている。また民生部門（業務及び家庭）についてはマクロ経済モデルにより用途別の需要を推計しており、運輸部門（旅客及び貨物）においては乗用車・トラック、バス、鉄道、船舶、航空機の区分で需要を想定している。

化石燃料価格の見通しについては、文献 10)を参照した。アジアを中心に石油需要が引き続き旺盛である一方で、既存油田の減退率が上昇し、開発条件が徐々に厳しくなることから、今後長期にわたり原油価格は上昇する。日本を含むアジアへの LNG 輸入価格は従来原油リンクで設定されており、かつ世界的に見て高い傾向にある。しかし今後は北米産のシェールガス由来の LNG が輸入されることなども想定し、原油との相対比が将来的に低下するものと想定した。また石炭については、原油価格の上昇に伴い徐々に上昇するものと想定した。

豪州産の「CO₂フリー水素」のコスト（輸入価格）については、文献 4)で試算が行われている。これは褐炭から水素を製造し、発生した CO₂は CCS 技術により地中に貯蔵した上で、液体水素化して日本に運ぶまでのコストを含むものである。この文献に従い、輸入水素の CIF 価格を 30 円/Nm³ (0.33 ドル/Nm³) と設定した。化石燃料価格（2011 年実質 CIF 価格）の想定を表 3-2 に示す。

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。

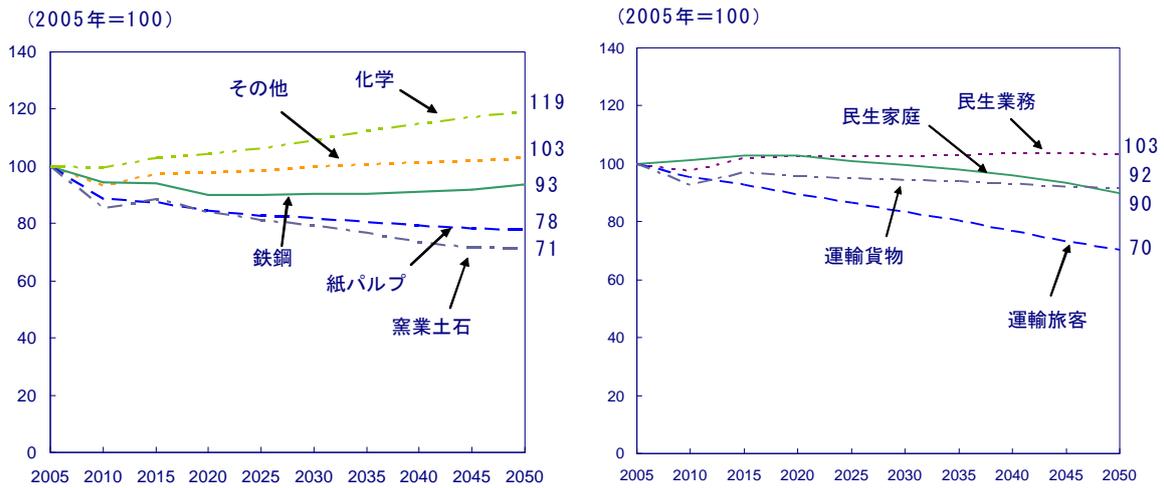


図3-2 エネルギーサービス需要の想定

表3-2 化石燃料価格の想定 (2011年実質、輸入 CIF 価格)

	2011年	2030年	2050年
原油 (\$/bbl)	109	122	130
LNG (\$/t)	762	739	721
一般炭 (\$/t)	138	139	148
水素 (\$/Nm ³)	—	0.33	0.33

② 発電部門の想定

発電技術については、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¹³⁾に準じて設定した。具体的には表 3-3 の通りである。同委員会による発電コスト試算は特に再生可能エネルギーにおいて上限値と下限値との幅が大きいことが特徴であるが、ここでは上限と下限の平均値を用いた。また火力発電については、同報告書中に記載のある建設単価や運転維持費等を採用した上で、化石燃料の購入費用については表 3-2 の見通しを採用している。なお、原子力発電および再生可能エネルギー発電の発電効率は IEA の一次電力別の発電効率を想定している。

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¹⁴⁾をもとに設定した (図 3-3)。この試算では石炭火力発電を対象として、設備投資や運転維持に係る費用の他、CO₂回収に伴うエネルギー消費なども想定されており、それらに準じて CCS のモデル化を行った。LNG 火力発電については、炭素捕集量あたりのコストや消費電力量が上記の報告書と同等になるように想定した。

また、原子力発電及び再生可能エネルギー発電による発電量については、前章図 2-7 (「45 年稼働+新設」ケース) 及び表 2-1 の通り想定した。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3-3 発電技術の想定

	設備利用率 (%)	発電効率 (HHV, %)	初期投資費用 (USD /kW)	固定運用管理コスト (USD /kW /年)
石炭火力	70	42-48	2,556-3,194	94.3-116
LNG火力	70	51-57	1,333	51.2
石油火力	50	39	2,111	74.2
原子力発電	80	33	3,889	206
水力発電	45	100	9,444	96.7
太陽光発電	12	100	2,261-5,000	72.9-123
風力発電	20	100	2,928-3,056	113-118
地熱発電	80	10	8,889	361
水素発電	70	57	1,333	51.2
ガス改質燃料電池	70	37	5,556-88,889	26.7-828

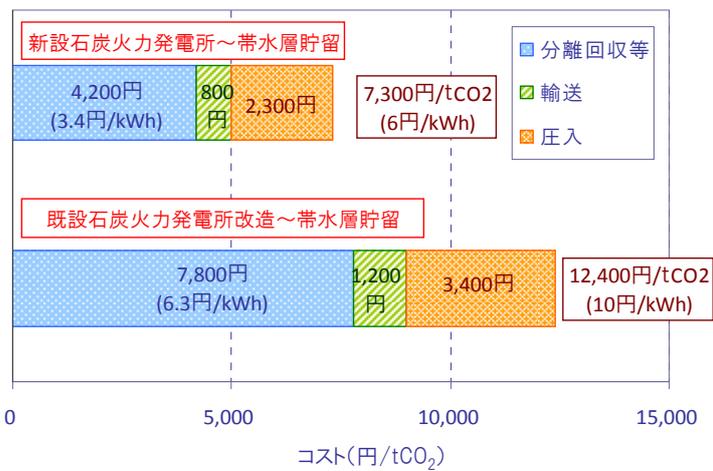


図3-3 CCSのコスト試算例 (RITE)

③ 自動車及び定置式燃料電池の想定

自動車のコスト等については、末広ら⁶⁾に準じて設定した(表3-4)。また、定置用燃料電池は今後普及の拡大に伴い、価格が大幅に低下することが見込まれる。このため、家庭用について現在の280万円/台から、2050年には50万円/台となると想定し¹⁵⁾、産業・業務用についても同等の価格低下を想定した。なお現在市販されている定置用燃料電池は改質装置を含むものであるため、直接水素の供給を受ける場合には改質装置分のコストを控除して価格を設定した。

表3-4 自動車のコスト想定

車種	2005年の車両価格	2050年ごろのコスト推計
ガソリン車[GICEV]	\$13,600	\$14,000~\$15,600
ガソリンハイブリッド車[GICEHEV]	\$17,600	\$15,000~\$16,500
ディーゼル車[DICEV]	\$16,600	\$17,000~\$18,400
ディーゼルハイブリッド車[DICEHEV]	\$19,600	\$18,600~\$20,000
LPガス車[LPGV]	\$16,400	\$16,800~\$18,400
天然ガス車[CNGV] ^{注1}	\$15,600~\$16,900	\$16,000~\$18,600
電気自動車[EV]	\$44,000 ^{注2}	\$24,900~\$25,500
燃料電池自動車[HFCV]	\$136,200	\$32,400~\$33,900
プラグインハイブリッド車[GICPEHEV]	\$37,000	\$17,400~\$18,900
プラグイン燃料電池車[HFCPEHEV]	\$154,300	\$41,700~\$43,200

④ 水素輸送インフラの想定

先に述べた通り、水素の導入は新しいエネルギー・システムを必要とする。これは、コスト面からは、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表される。

水素を日本に輸入する際には、まず荷揚げのコストがかかる。また、燃料電池車で用いるためには、水素ステーションを建設し、液体水素をローリーで送配するためのコストがかかる。これらについては、文献 4)及び 16)の値に準じて設定した。更に、定置用燃料電池で利用するためには、需要地（家庭等）までのパイプライン建設のコストがかかる。これについては、大手ガス会社の有価証券報告書¹⁷⁾等をもとに、パイプライン建設費及び維持管理費等を設定した。

⑤ CO₂ 排出量上限制約の設定

制約条件として、エネルギー起源 CO₂ 排出量の上限制約を設定するケースにおいては、1990 年度比で 2050 年に▲50%～▲80%の目標を想定した（標準的な「CO₂制約あり」ケースでは、▲65%と想定）。CO₂ 排出量上限制約の想定を図 3-4 に示す。

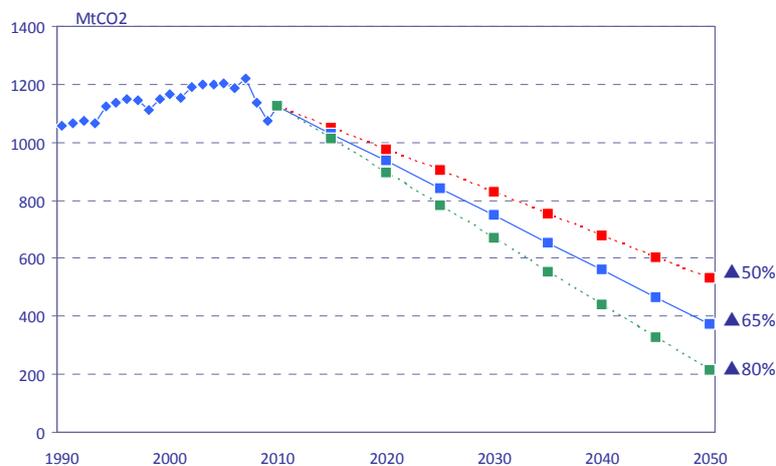


図3-4 CO₂ 排出量上限制約

3-1-3 試算ケース

本試算では、以下の三つのケースを想定し、わが国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。

Case0: CO₂ 制約を設定しないケース

Case1: CO₂ 制約 (▲65%) を設定するケース (水素の導入あり)

Case2: CO₂ 制約 (▲65%) を設定するケース (水素の導入なし)

Case 2 では、Case 1 との比較のため、水素の導入量をゼロに限定する制約を置いている。試算に際しては、2 章で述べた水素導入ポテンシャルを導入の上限値として設定した。但し水素発電については電源構成の選択自体が水素導入量の上限を決めることから、特に上限の設定は行わなかった。また CCS については、導入量上限を 2050 年の Case 0 での火力発電の 1 割程度 (年間 2,450 万 tCO₂ 程度) と設定した。また、CO₂ 制約を設定したケースに関しては、その制約値やコスト等を変化させた感度解析も併せて実施した。

3-2 試算結果及び考察

3-2-1 エネルギー需給構造

① 一次エネルギー供給

Case 0～Case 2 における一次エネルギー供給は図 3-5 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。このケースでは石炭への依存度が 2050 年に 36%と、2010 年から継続的に上昇し、CO₂制約のある Case 1 及び Case 2（それぞれ 2050 年に 8% 及び 6%）に比べて顕著に高いことが特徴的である。一方で、原油価格及び LNG 価格の上昇を反映して、石油・天然ガスのシェアは 2010 年から大幅に低下している。水素はこのケースでは導入されない。

CO₂制約（▲65%）を設定した Case 1 及び Case 2 では、2050 年の一次エネルギー消費量は 2010 年比 45% 減及び 46%減の 275Mtoe 及び 267Mtoe と、Case 0 に比べて 10%及び 13%の減少となる。ここでは天然ガスのシェアが 19%及び 30%と、2010 年の 17%から上昇している一方で、石油及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。

また、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。後述の通り、これは全量が発電部門におけるものである。

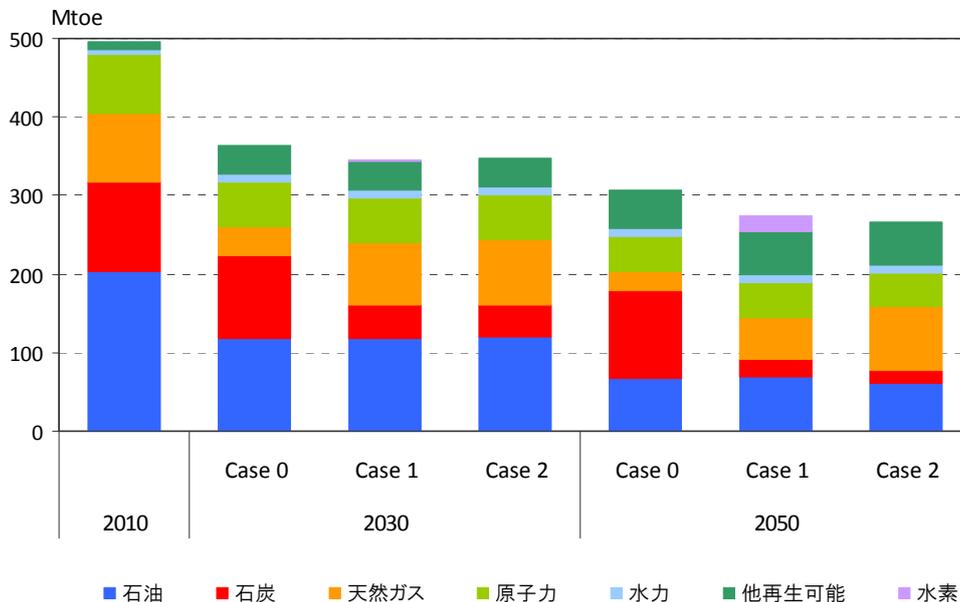


図3-5 一次エネルギー供給

② 最終エネルギー消費

各ケースにおける最終エネルギー消費は図 3-6 の通りである。2010 年の 325Mtoe に対し、2050 年には Case 0、Case 1 及び Case 2 でそれぞれ 39%減、45%減及び 47%減の 197Mtoe、180Mtoe 及び 173Mtoe となる。2010 年から 2050 年にかけて石油製品の需要量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。また、CO₂制約のない Case 0 に比べ、Case1 及び Case2 の方が電化率が高くなっていることも特徴的である。

ここで、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い。即ち、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結果となっている。これは主に燃料電池車の車体価格が高いことによっており、3-2-6 節に示す通り、その低減を見込んだケースでは運輸部門において水素が導入される。

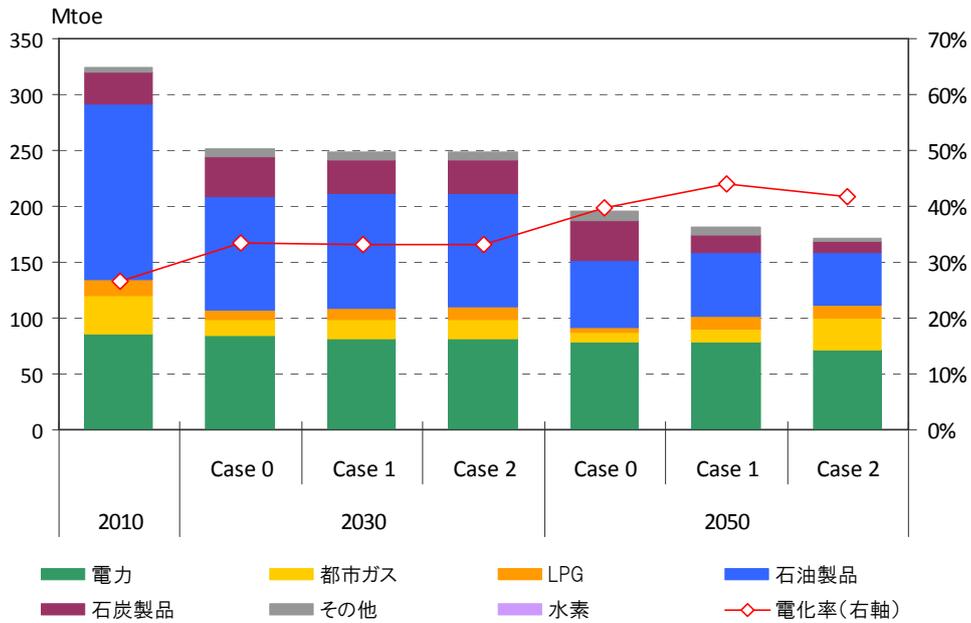


図3-6 最終エネルギー消費

③ 電源構成

各ケースにおける電源構成は図 3-7 の通りである。全てのケースにおいて、原子力及び再生可能エネルギーの導入量はほぼ等しく、残りの火力発電の内訳が異なる。CO₂ 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、CO₂ 制約のある Case 1 及び 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。

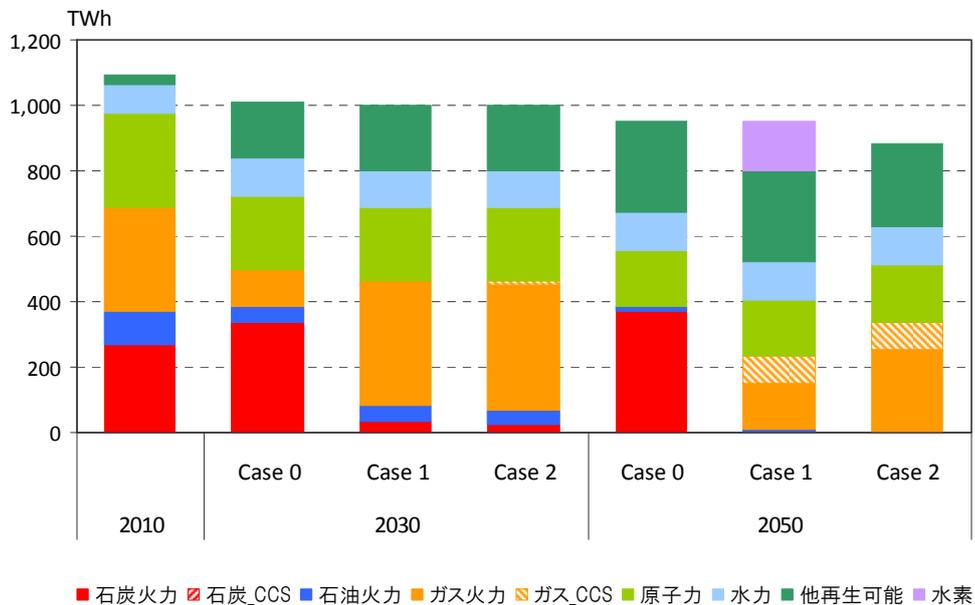


図3-7 発電量構成

Case 1 における水素発電の導入量は、2050 年に発電量全体の 16%となる 151TWh である。この導入量は全

量が大规模水素発電となっており、定置用燃料電池（輸入水素を燃料とするもの）は導入されない。これは、大规模水素発電と定置用燃料電池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。即ち、本試算では大规模水素発電設備の初期コストは LNG 火力発電と同じ 12 万円/kW と置いている一方で、例えば家庭用燃料電池は 1 台（およそ 1kW）につき 42.5 万円と想定している。同じ輸入水素の利用を想定した場合、発電・発熱の総合効率の高さを考慮したとしてもこの価格差を埋めるには至らず、そのためモデル計算上、定置用燃料電池の導入は行われぬ。仮に定置用燃料電池で水素を利用するためのインフラ（パイプライン等）のコストをゼロとした場合でも、この結果は同じである。

④ エネルギー起源 CO₂ 排出量

エネルギー起源 CO₂ 排出量の見通しを図 3-8 に示す。CO₂ 制約のない Case 0 においても CO₂ 排出量は 2010 年から大幅に減少し、2050 年には 39% 減の 6 億 8,300 万トンとなる。この要因の一つとして、Case 0 においても再生可能エネルギー発電の大量導入を想定していることが挙げられる。

図 3-9 に示す通り、Case 0 と比較して、Case 1 及び 2 では発電部門で大幅な CO₂ 排出削減が行われる。両ケースでの発電部門の CO₂ 排出量はほぼ同等である。これは、Case 1 に比べて Case 2 では、水素を利用できない分火力発電を増加させることはなく、省電力によって対応しているためであり、それに応じて後述の通りより高価な対策を必要としている。

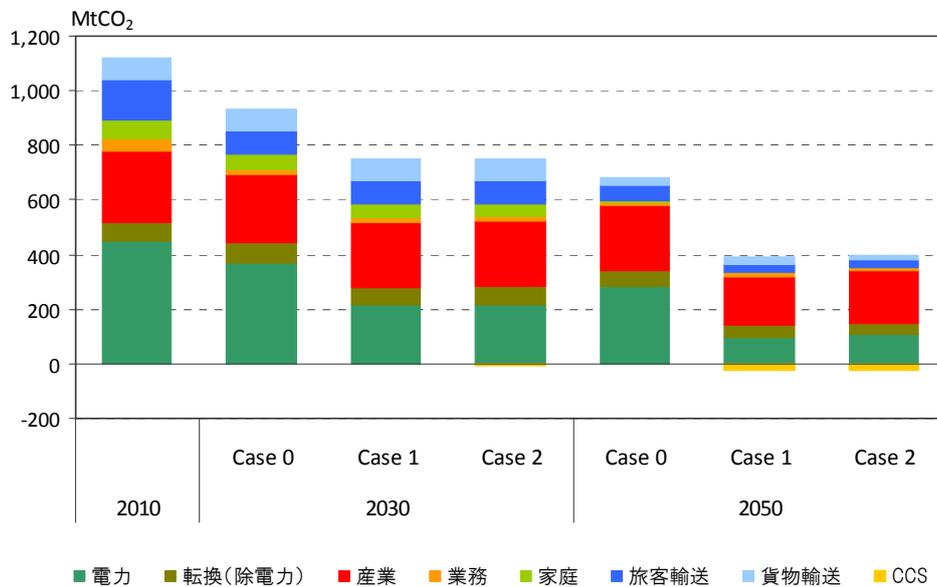


図3-8 エネルギー起源 CO₂ 排出量

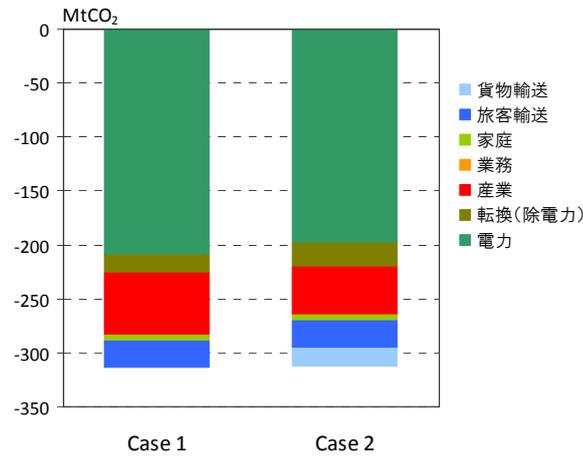


図3-9 CO₂排出量変化の内訳 (2050年: Case 0 からの変化分)

3-2-2 CO₂制約と水素導入量

CO₂制約設定ケース (Case 1 及び Case 2) に対して、制約の値 (1990 年比の削減率) を変化させた場合の水素導入量の変化 (2050 年) を図 3-10 に示す。CO₂削減制約が大きくなるほど 2050 年の水素導入量は拡大し、65%削減ケースの水素導入量 816 億 Nm³に対し 75%削減ケースでは導入量が 2,330 億 Nm³に及ぶ。なお本試算では Case 1、Case 2 とともに削減率 80%のケースでは解が得られなかった。

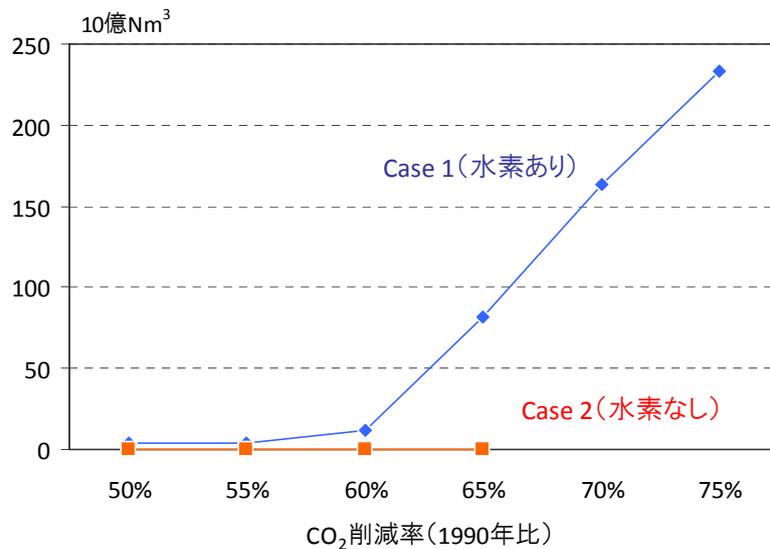


図3-10 2050 年の水素導入量

3-2-3 2050 年の炭素価格

CO₂削減目標設定ケースにおける、目標値の設定による 2050 年の炭素価格の変化を図 3-11 に示す。65%削減での炭素価格 (2050 年) は、Case 1 での 359 ドル/tCO₂に対して、Case 2 ケースでは 4,107 ドル/tCO₂となる。また Case 1 においても 75%削減では 2,713 ドル/tCO₂まで炭素価格が上昇する。

Case 1 において削減率 75%以上、Case 2 において 65%以上で炭素価格が急激に上昇することは、これらの条件においてモデル内で設定した削減対策がほぼ上限に達し、更なる削減のためには非常に効率の悪い、非現実的

な対策が必要となることを意味している。この「上限」値は再生可能エネルギー導入を始めとした各種導入ポテンシャル量の想定等に依存するため、ある削減率に対応する炭素価格は、前提条件の変化により大きく上下することには注意する必要がある。しかし図 3-11 の結果から、水素の導入を想定しない Case 2 は導入を想定する Case 1 に比べて高額な炭素価格を必要とし、しかもその差は削減率が高くなるほど拡大する傾向にあることがわかる。

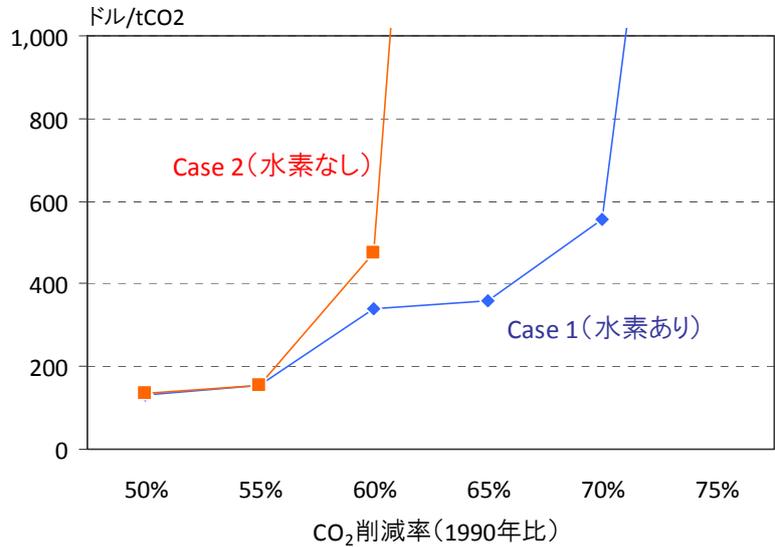


図3-11 2050年の炭素価格

3-2-4 2050年の電力価格上昇

2050年の電力価格上昇（CO₂制約なしケースからの上昇分）は図 3-12 に示す通り、Case 1 で 3.7 円/kWh、Case 2 で 35.4 円/kWh となる。Case 1 では、70%削減時には 4.0 円/kWh と 65%削減時に増して増加するが、75%削減時には CO₂ 排出を行う火力発電がほぼなくなり、水素発電に代替するため、電力価格の上昇分（炭素価格分含む）は逆に小さくなる。

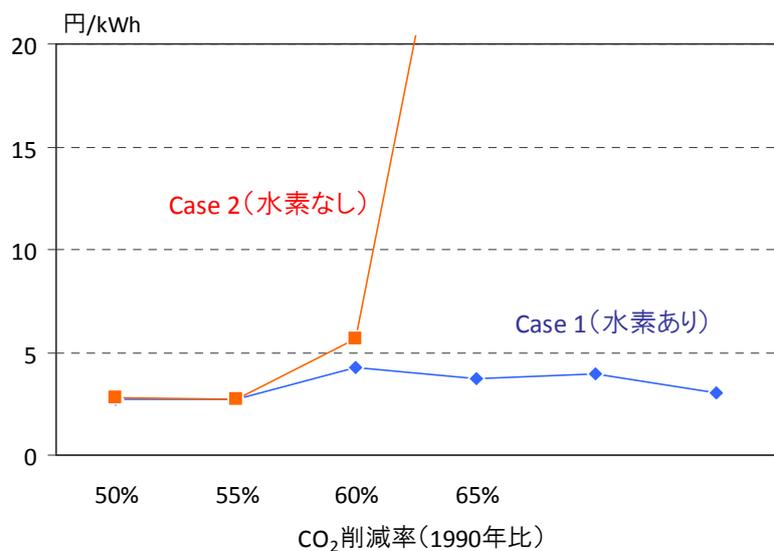


図3-12 2050年の電力価格上昇

3-2-5 2050 年までの累積投資額

2050 年までの累積投資額を図 3-20 に示す。CO₂ 削減目標が大きくなるほど累積投資額は増加する。60%削減目標までにおいては、水素導入の有無による投資額の差異は軽微であるが、65%削減目標では Case 2 において Case 1 に比較して投資額が大きくなる。

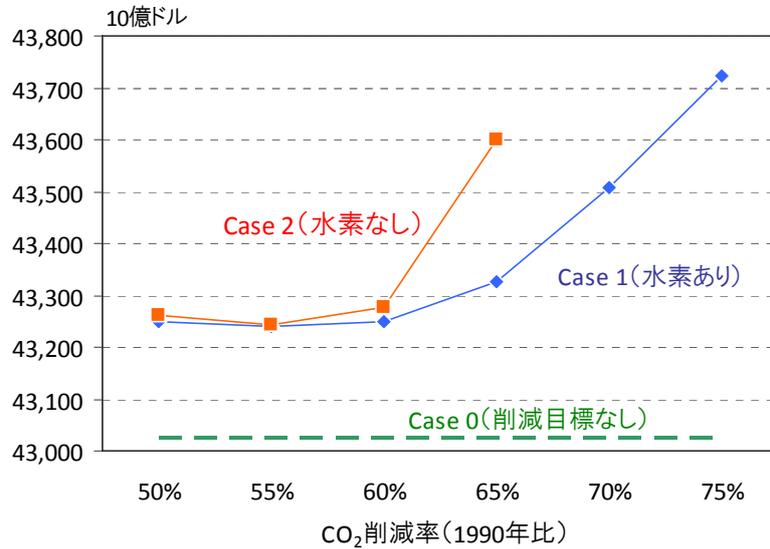


図3-13 2050 年までの累積投資額

3-2-6 燃料電池自動車の導入量

表 3-4 に示した自動車車体価格の想定 (ベース車体価格) では、CO₂ 削減目標の有無によらず燃料電池自動車はほとんど導入されない。そこで、65%削減ケースにおいて、燃料電池自動車の車体価格を変化させ、水素導入量を分析した (図 3-14)。燃料電池自動車の車体価格がベース車体価格の 70%まで低下した場合、67 億 Nm³ の水素が導入される。ただし、運輸部門における水素の導入量は、発電部門に比べて小さい。

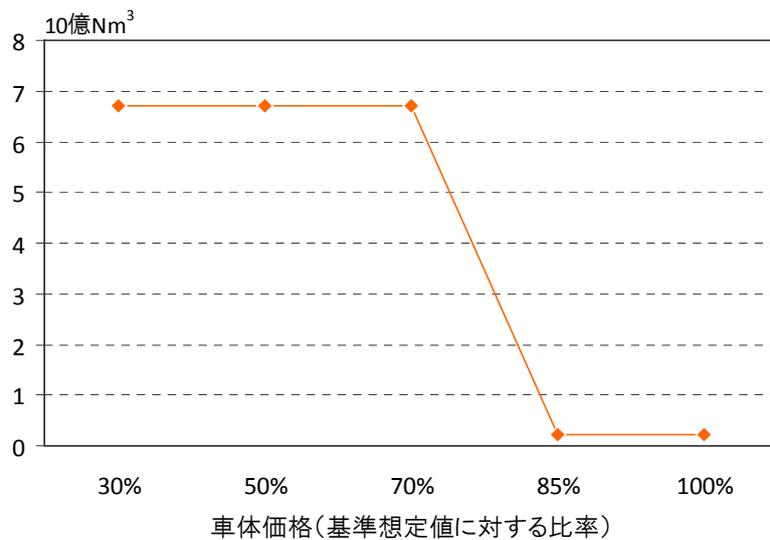


図3-14 車体価格の変化による燃料電池自動車の導入量 (100% : ベース車体価格)

3-2-7 再生可能エネルギー導入条件の影響

本試算では、3-1 節に述べた通り再生可能エネルギーの導入量については「エネルギー・環境会議」に準じて全てのケースで一定としている。これは、再生可能エネルギーの導入は国の政策動向に依存する、即ちコストが高いものであっても固定価格買取制度（FIT）等によって政策的に導入が進められることによる。しかし実際には再生可能エネルギーの導入見通し自体もそのコスト低減の動向によって左右されるものと考えられるなど、将来の導入量は経済性にも大きく影響されるであろうことは想像に難くない。

ここではコストによる技術選択が再生可能エネルギー、ひいては水素の導入量に与える影響を評価するため、Case 1（削減率 65%）に対し、風力、太陽光、地熱及びバイオマスの導入上限値及び下限値を、Case 1 での導入量のそれぞれ 100%及び 50%とした「再生可能下限緩和」ケースを試算した。このケースでの再生可能エネルギー発電導入量を図 3-15 に、水素の導入量を図 3-16 に示す。

Case 1 に比べて下限緩和ケースでは、主に太陽光・及び風力の導入量が小さくなり、その分水素の導入量が増加している。即ち、輸入水素は一部の再生可能エネルギーと比べてコスト的に有利となる。このことから、輸入水素の利用はゼロ・エミッション電源として再生可能エネルギー導入を代替する可能性を有していると言える。

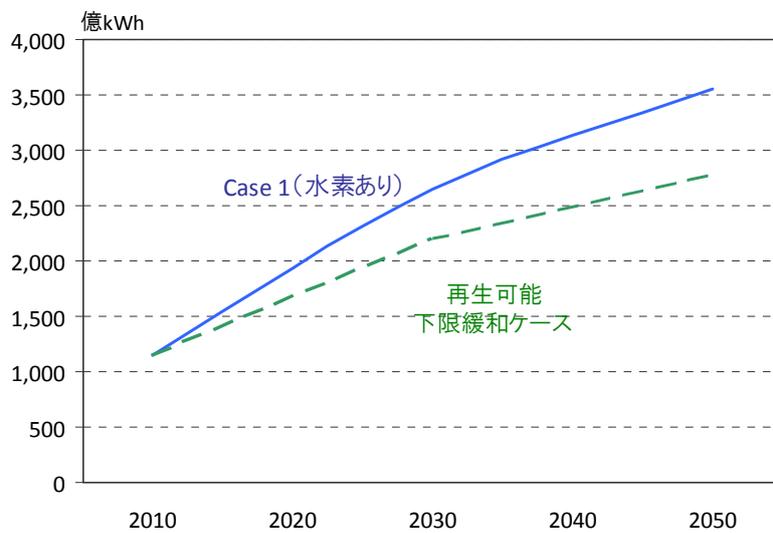


図3-15 再生可能エネルギー発電の導入量（再生可能下限緩和ケース）

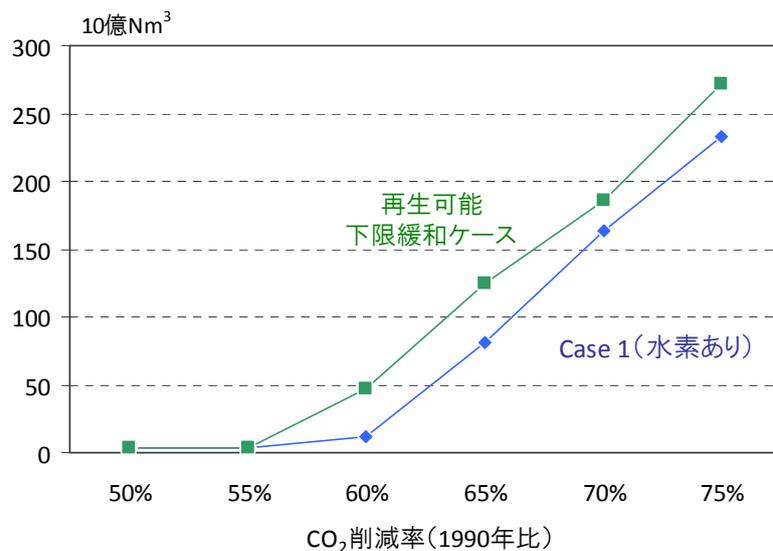


図3-16 2050 年の水素導入量（再生可能下限緩和ケース）

4. おわりに

本研究では、まず燃料電池車・定置用燃料電池及び大規模水素発電の3種の水素需要について、ボトムアップ型のモデルを用いてそのポテンシャルを推計した上で、海外からの輸入水素(CO₂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CO₂削減目標を設定しない場合には水素の導入は見込み難い一方で、1990年比で65%以上の野心的な削減目標を想定し、かつCCSの導入量に現実的な制約があった場合には数百億Nm³規模の水素の大量導入が行われ、その量は削減目標がより野心的であるほど大きくなる。中でも、導入規模の面からも、コストの面からも導入の中心となるのは発電部門であることが示唆される。

野心的なCO₂削減目標が存在する場合、大規模水素発電の実際の導入量は、CCSとの比較優位性によって左右される。これは、導入のコストと、現実的な導入可能量という二つの側面から考えることができる。まずコストについては、本試算での標準的な条件のもとではCCSの方が優れているため、導入可能な地点についてはコスト最適化の上からはCCSが選択される。しかし実際にはその選択は、CCSのコストの他に、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こととなる。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が高まっている現在、そのリスク回避の観点から、石油・天然ガスの需給に影響されずに価格が決定されるエネルギー源のオプションを持つことはエネルギー・セキュリティの上で重要である。

導入可能量の面からは、日本国内の火力発電所全てに対してCCSを行うことの現実的な可能性は必ずしも明確でない。この観点から、豪州等の水素製造地で一括してCCSを行うことは一つの代替手段として考慮に値する。仮に国内でのCCSの導入可能量が限定される状況下で野心的なCO₂の削減目標の達成を目指す場合、水素の導入がないケースでは非常に高額な炭素価格に相当する技術導入が必要となることから、将来のエネルギー選択におけるリスクの低減の観点からも水素の利用は重要な選択肢となる。福島事故後のエネルギー政策見直しの議論の中で原子力の利用拡大を見込むことができない状況にあって、今後長期的なCO₂の削減目標が議論される際には、その達成のための手段の一つとして水素が認識されるべきであろう。

なお高コストかつ出力の不安定な一部の再生可能エネルギーと比べた場合には、水素の利用はコスト面からも、従来型の火力と同等の安定電源という面からも、大きな利点を有している。再生可能エネルギーは二酸化炭素削減の観点のみではなく、枯渇性のエネルギー源に頼らないことや、エネルギー資源としては純粋に自国産のものと思なされること、導入の促進により更なるコスト低減が可能であると考えられることなどから各国において積極的に導入が進められているが、純粋にゼロ・エミッション電源として見た場合には、水素の利用は再生可能エネルギーを代替する可能性を持つものと言える。

発電部門と並んで重要な水素の利用方法と目される燃料電池自動車については、標準的な試算ケースにおいてはコスト、特に車体価格が高く、導入がなされない。しかし車体価格の低減次第ではCO₂削減目標に応じて導入が進むものと考えられ、その動向は今後の技術開発次第であると言える。一方で輸入水素を利用した定置用燃料電池については、その単体でのコスト低減を大幅に見込んだとしても、大規模水素発電と比較して規模の経済性の面で及ばず、結果として導入はなされない。実際には、同じく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都市ガス改質の定置用燃料電池システムが政策的支援のもとで既に普及を始めているように、総合的なエネルギー利用効率の観点から、また分散型電源としての価値という観点からも、条件次第では将来の大量普及の可能性もある。但しそれが普及するためにはそれなりのコスト競争力を持つことが不可欠であり、従ってまずは大規模電源において水素の導入が行われ、輸入価格が低減した上で、更なる対策の可能性として考慮されるべきものである。

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、総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くなりつつある現在、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) エネルギー・環境会議「革新的エネルギー・環境戦略」, 2012 年 9 月 14 日.
- 3) 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.
- 4) 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).
- 5) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 「南米の再生可能エネルギーを利用した水素の生産に関する調査 平成 17 年度調査報告書」, (2006).
- 6) 末広茂, 小宮山涼一, 松尾雄司, 永富悠, 森田裕二, 沈中元「自動車部門における CO₂ 排出削減効果」, 『エネルギー経済』, 35(6), pp.24-47, (2009).
- 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) 経済産業省, 「平成 22 年度電力供給計画の概要について」, (2010).
- 9) 「炭素社会づくり行動計画」, 2008 年 7 月閣議決定.
- 10) 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ルック 2012」, (2012).
- 11) 国立社会保障・人口問題研究所「日本の将来推計人口」, (2012).
- 12) 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).
- 13) コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」, (2011).
- 14) 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).
- 15) 省エネルギー・新エネルギー部「蓄電池・水素について」, 第 28 回基本問題委員会資料, (2012).
- 16) 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 「水素製造・輸送・貯蔵システム等技術開発 次世代技術開発・フィージビリティスタディ等 技術シナリオに関するフィージビリティスタディ等研究開発 水素キャリアに応じたフィージビリティスタディ 平成 20 年度報告書」, (2009).
- 17) 各社「有価証券報告書」, EDI-NET 提出書類 <http://info.edinet-fsa.go.jp/>

附録 1 燃料電池自動車による水素導入見通し

自動車は登録自動車、軽乗用車、登録貨物車、軽貨物車及びバスに区分されるが、そのうち燃料電池搭載が現実的と考えられる登録自動車、登録貨物車及びバスについて、燃料電池車導入の見通しを作成した。概要は以下の通りである。

1 登録乗用車への FCV 導入に伴う水素需要量見通し

(1) 前提条件

車種ごとの平均走行距離及び新車燃費を表附 1-1 及び表附 1-2 に示す。全ての車種において 2010 年から 2050 年まで走行距離は不変とし、また、各ケースで共通の値を用いた。ハイブリッド車 (HEV) についても、従来車と同じ走行距離を想定した。また、プラグイン GSHEV (ガソリンハイブリッド車) 及びプラグイン FCHEV (燃料電池ハイブリッド車) の電力走行比率は各ケース共通で 50% とし、実走行燃費とモード走行燃費 (カタログ表示燃費) の比率を表す使用状況係数は各ケース共通で全車種 0.7 とした。

新車燃費 (モード走行燃費) は、ガソリン車、LPG 車、天然ガス車については 2020 年まで毎年 1.0%、その後 2040 年までは毎年 0.5% で改善し、以降横這いとした。その他の車種については概ね毎年 0.1% で改善するものと想定した。

表附 1-1 登録乗用車平均走行距離

	ガソリン車	ガソリン・HEV	ディーゼル車	ディーゼル・HEV	LPG 車	天然ガス車	電気自動車	燃料電池車	プラグイン GSHEV	プラグイン FCHEV
1990	10,498	—	9,633	—	75,384	—	—	—	—	—
2010	9,000	9,000	11,000	11,000	53,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
2030	9,000	9,000	11,000	11,000	53,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
2050	9,000	9,000	11,000	11,000	53,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000

注：各ケース共通 (単位：km)

表附 1-2 登録乗用車新車燃費

	ガソリン車	ガソリン・HEV	ディーゼル車	ディーゼル・HEV	LPG 車	天然ガス車	電気自動車	燃料電池車	プラグイン GS 部 プラグイン GSHEV	プラグイン EV 部 プラグイン GSHEV	プラグイン FC 部 プラグイン FCHEV	プラグイン EV 部 プラグイン FCHEV
1990	12.4	—	9.5	—	11.3	—	—	—	—	—	—	—
2010	14.8	30.8	12.2	15.8	12.7	16.3	59.2	35.5	30.8	59.2	35.5	59.2
2030	17.2	32.3	12.4	16.1	14.7	18.9	60.4	36.2	31.9	60.4	36.2	60.4
2050	18.1	32.9	12.7	16.5	15.5	19.9	61.6	37.0	31.9	61.6	37.0	61.6

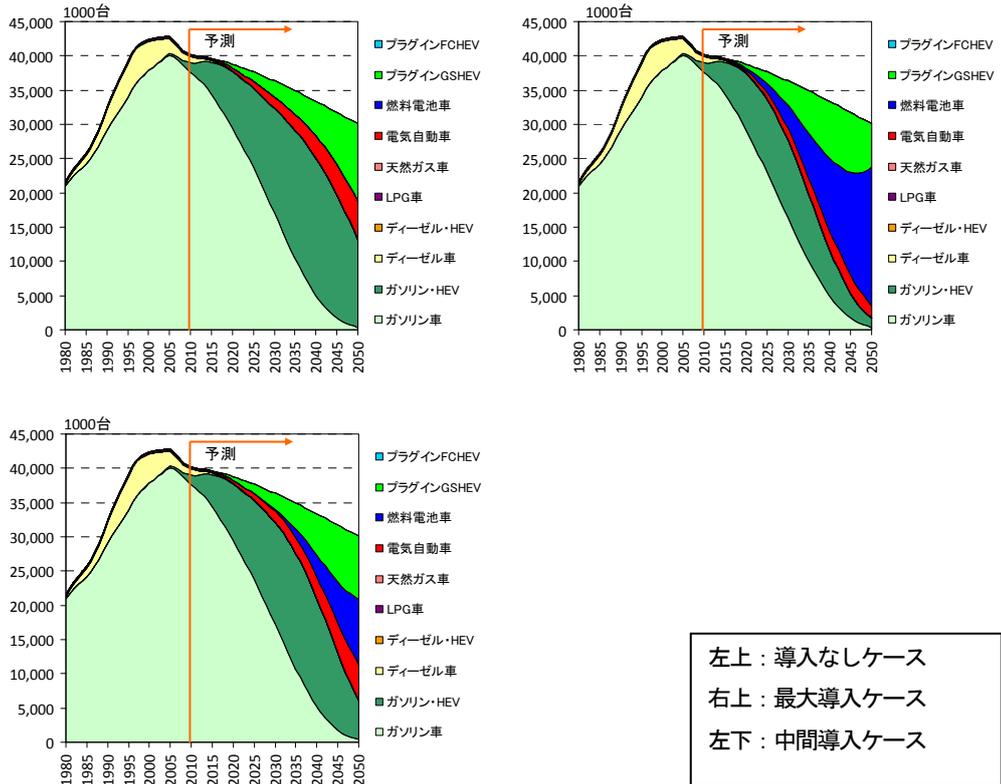
注：各ケース共通 (単位：km/L-ガソリン換算)

(2) 保有台数

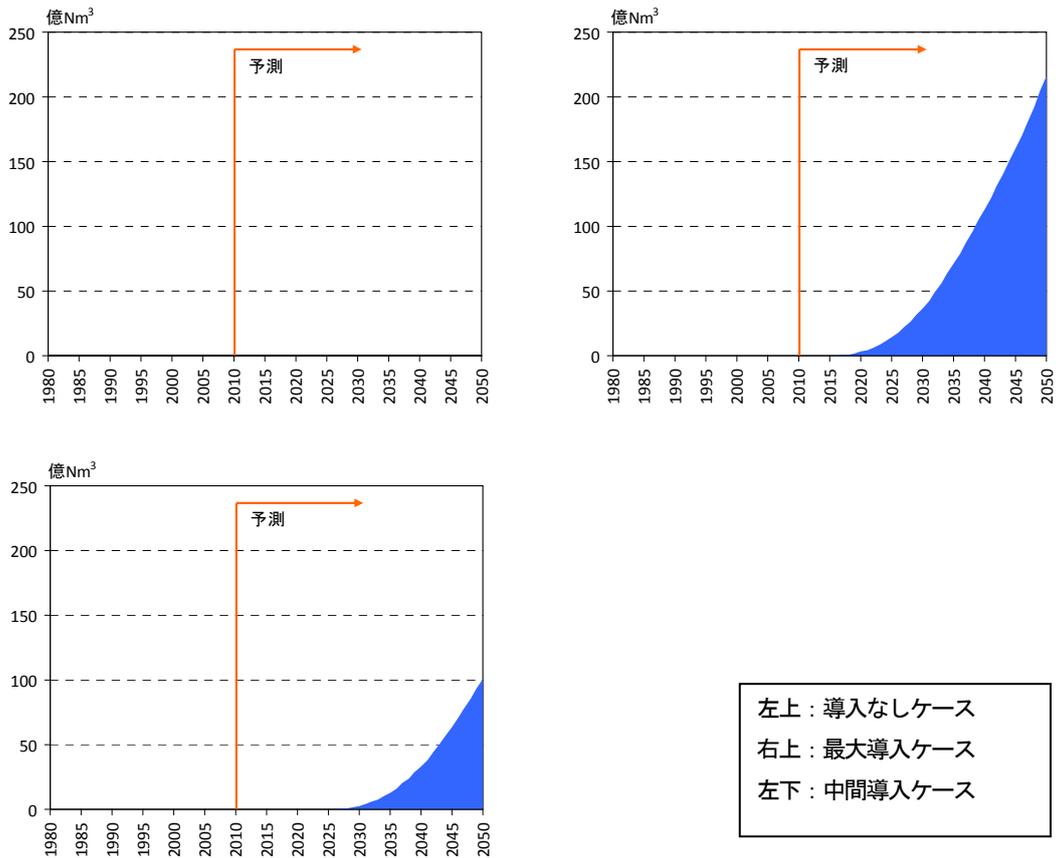
上記の新車販売の車種構成想定から推計された自動車保有台数を図附 1-1 に示す。FCV 登録乗用車は中間導入ケースでは 2050 年に 948 万台と、全保有台数 3,010 万台の 32%に達する。一方、最大導入ケースでは 67%の 2,028 万台に達する。

(3) 水素需要

この保有台数と走行距離、使用状況係数から推計される水素需要は図附 1-2 の通りである。導入なしケースでは水素需要は将来にわたってゼロである一方、中間導入ケースでは 2050 年に 101 億 Nm³、最大導入ケースでは 216 億 Nm³になる。



図附 1-1 登録乗用車保有台数



図附 1-2 登録乗用車による水素消費量

2. 登録貨物車への FCV 導入に伴う水素需要量見通し

(1) 前提条件

貨物車についても、乗用車と同様の手法で推計を行った。平均走行距離及び新車燃費の想定を表附 1-3 及び表附 1-4 に示す。走行距離は全ての車種において 2050 年まで同一とし、プラグイン車の電力走行比率は各ケース共通で 50%、使用状況係数は各ケース共通で全車種 0.7 とした。

ここに示す通り、新車燃費については登録乗用車とほぼ同様の改善率を想定しているが、ディーゼル車及びディーゼル HEV については登録乗用車よりも高めの改善率想定となっている。

表附 1-3 登録貨物車平均走行距離

	ガソリン車	ガソリン・HEV	ディーゼル車	ディーゼル・HEV	LPG車	天然ガス車	電気自動車	燃料電池車	プラグイン GSheV	プラグイン FCHV
1990	12,737	—	20,234	—	—	—	—	—	—	—
2010	12,500	12,500	25,000	25,000	25,000	25,000	12,500	25,000	12,500	25,000
2030	12,500	12,500	25,000	25,000	25,000	25,000	12,500	25,000	12,500	25,000
2050	12,500	12,500	25,000	25,000	25,000	25,000	12,500	25,000	12,500	25,000

注：各ケース共通 (単位：km)

表附 1-4 登録貨物車新車燃費

	ガソリン車	ガソリン・HEV	ディーゼル車	ディーゼル・HEV	LPG車	天然ガス車	電気自動車	燃料電池車	プラグインGS部 GSHEV	プラグインEV部 GSHEV	プラグインFC部 FCHEV	プラグインEV部 FCHEV
1990	11.9	—	9.1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2010	12.8	19.2	8.5	11.0	12.8	14.1	51.3	30.8	19.2	51.3	30.8	51.3
2030	14.9	20.2	9.8	11.5	14.9	16.4	52.3	31.4	20.0	52.3	31.4	52.3
2050	15.6	20.6	10.3	11.8	15.6	17.2	53.3	32.0	20.0	53.3	32.0	53.3

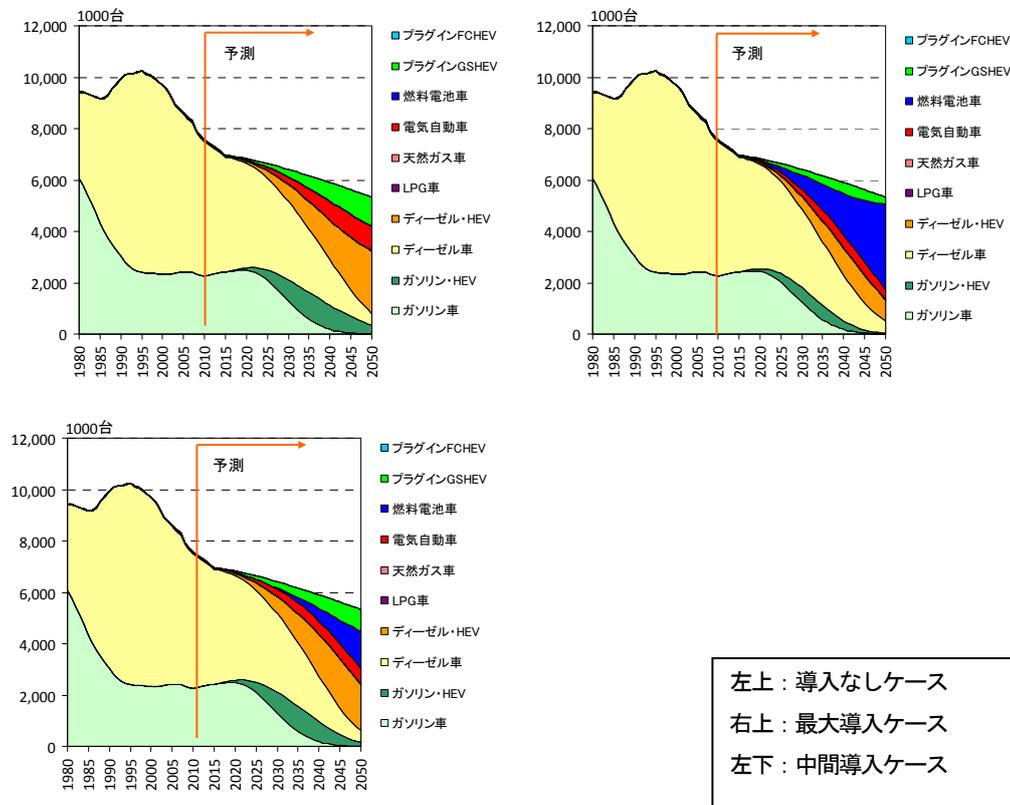
注：各ケース共通（単位：km/L-ガソリン換算）

(2) 保有台数

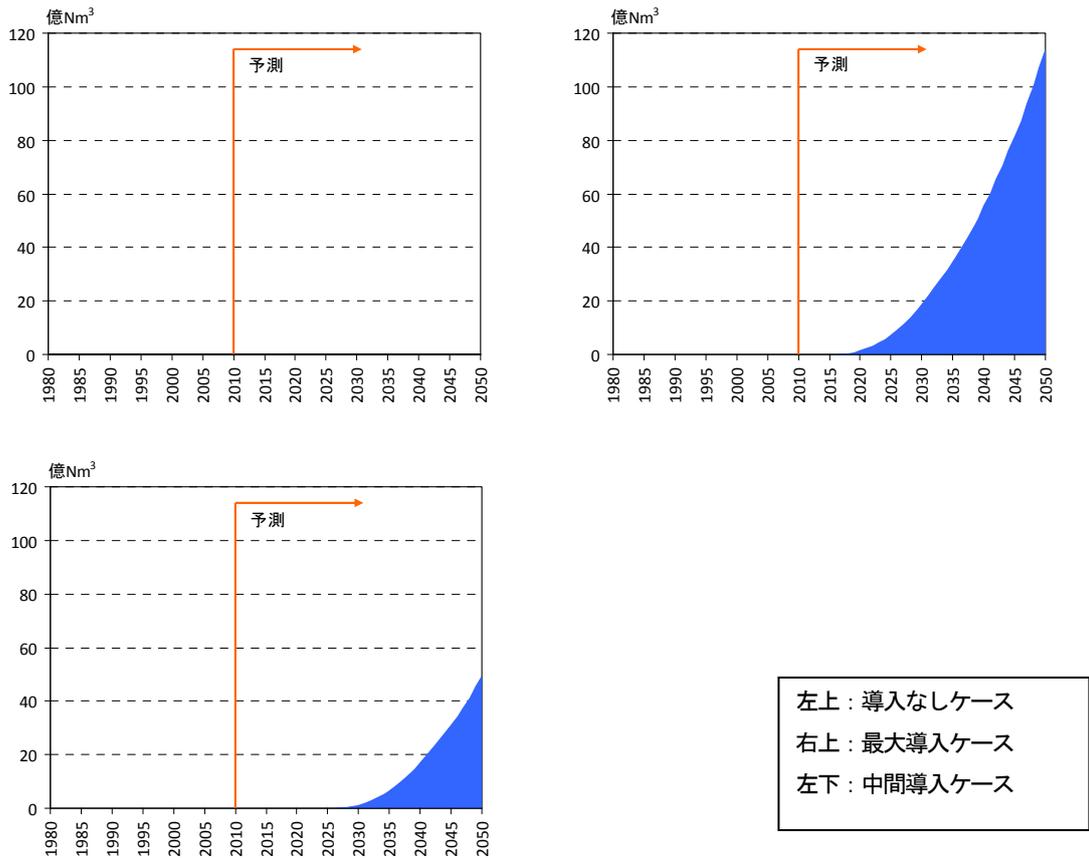
ボトムアップモデルによって推計されたFCV登録貨物車の保有台数を図附 1-3 に示す。中間導入ケースでは2050年に145万台と、全保有台数534万台の27%に達する。一方、最大導入ケースでは63%の334万台に達する。

(3) 水素需要

図附 1-4 に推計された水素需要を示す。中間導入ケースでは2050年に50億Nm³、最大導入ケースでは114億Nm³の水素需要量となる。



図附 1-3 登録貨物車保有台数



図附 1-4 登録貨物車による水素消費量

3. バスへの FCV 導入に伴う水素需要量見通し

(1) 前提条件

バスの平均走行距離及び新車燃費は表附 1-5 及び表附 1-6 の通り想定した。プラグイン車の電力走行比率は各ケース共通で 50%、使用状況係数は各ケース共通で全車種 0.7 とした。また新車燃費は、登録貨物車と同等の改善率を想定した。

表附 1-5 バス平均走行距離

	ガソリン車	ガソリン・HEV	ディーゼル車	ディーゼル・HEV	LPG車	天然ガス車	電気自動車	燃料電池車	プラグインGSHV	プラグインFOHEV
1990	12,629	—	29,468	—	—	—	—	—	—	—
2010	11,000	11,000	30,000	30,000	30,000	30,000	11,000	30,000	11,000	30,000
2030	11,000	11,000	30,000	30,000	30,000	30,000	11,000	30,000	11,000	30,000
2050	11,000	11,000	30,000	30,000	30,000	30,000	11,000	30,000	11,000	30,000

注：各ケース共通（単位：km）

表附 1-6 バス新車燃費

	ガソリン車	ガソリン・HEV	ディーゼル車	ディーゼル・HEV	LPG車	天然ガス車	電気自動車	燃料電池車	プラグインGS部 GSHEV	プラグインEV部 GSHEV	プラグインFC部 FCHEV	プラグインEV部 FCHEV
1990	4.8	—	5.6	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2010	4.8	7.2	5.8	7.5	4.8	5.3	19.2	11.5	7.2	19.2	11.5	19.2
2030	5.6	7.6	6.7	7.9	5.6	6.1	19.6	11.8	7.5	19.6	11.8	19.6
2050	5.9	7.7	7.0	8.0	5.9	6.5	20.0	12.0	7.5	20.0	12.0	20.0

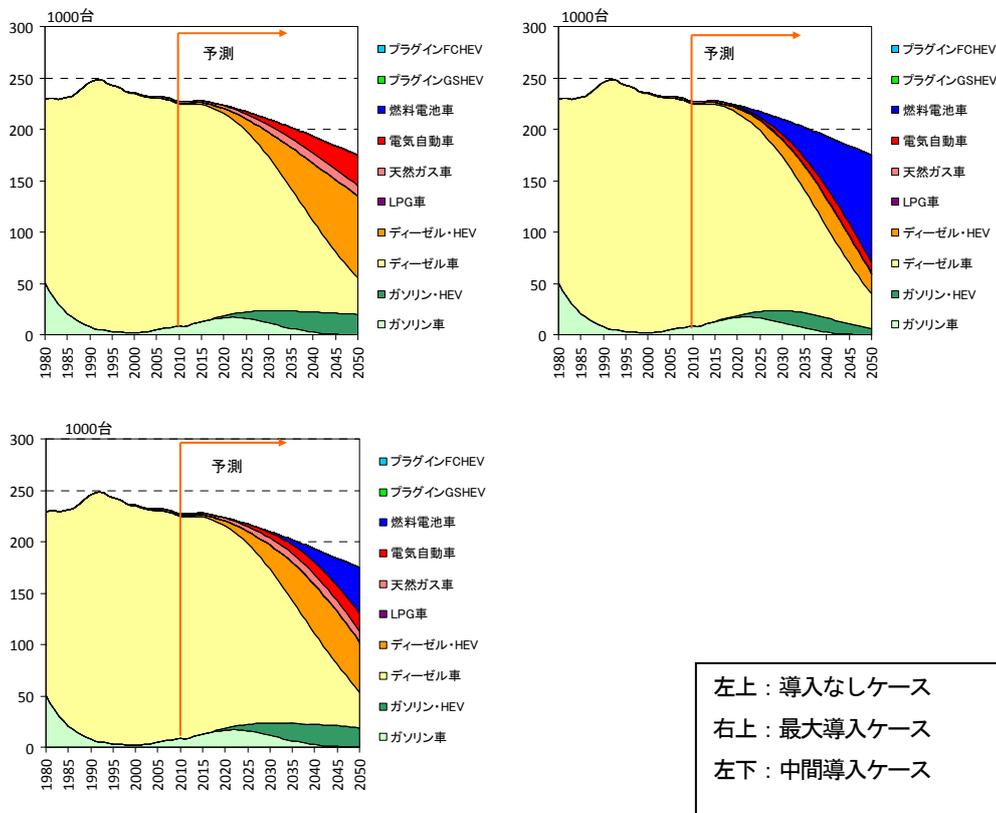
注：各ケース共通（単位：km/L -ガソリン換算）

(2) 保有台数

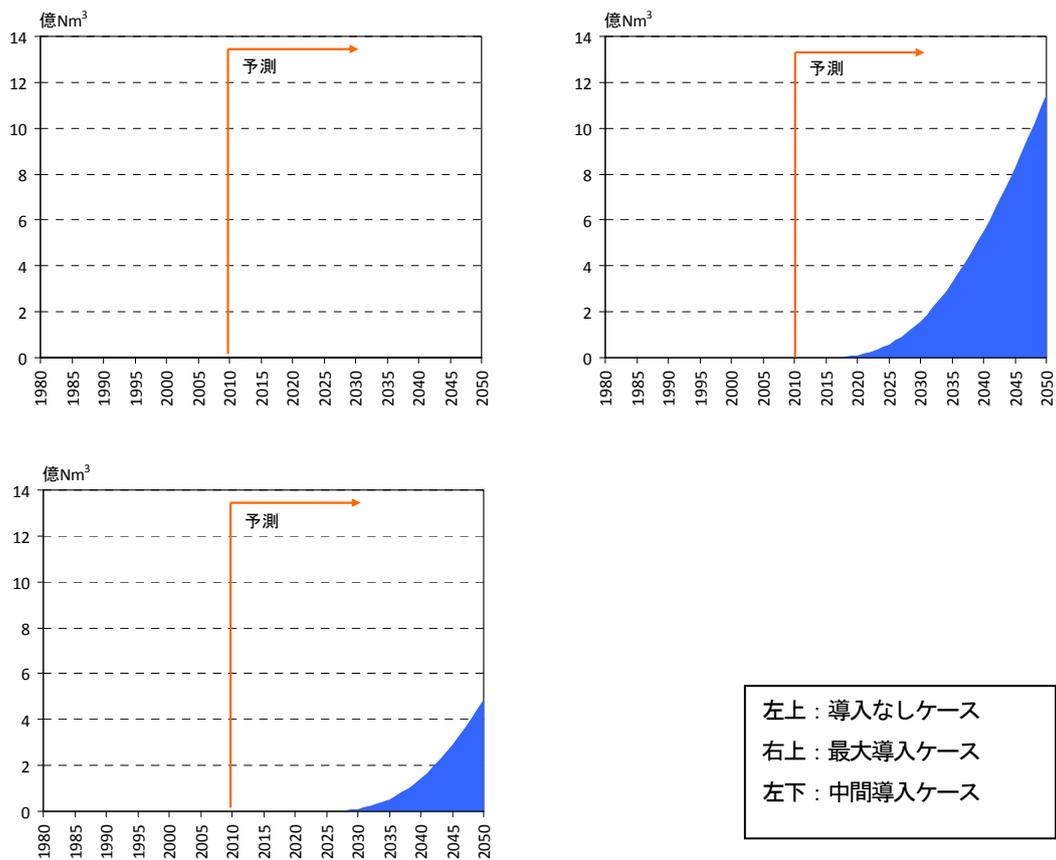
FCV登録バスの保有台数は図附 1-5 の通りである。中間導入ケースでは2050年に全保有台数17.5万台の25%を占める4.4万台、最大導入ケースでは60%の10.5万台に達する。

(3) 水素需要

水素需要は図附 1-6 の通りである。中間導入ケースでは2050年に5億Nm³、最大導入ケースでは11億Nm³となる。



図附 1-5 バス保有台数



図附 1-6 バスによる水素消費量

附録 2 定置用燃料電池コジェネレーションシステムによる水素導入見通し

定置用燃料電池については、家庭用及び業務・産業用に区分して推計を行った。概要は以下の通りである。

1. 家庭用燃料電池

(1) 前提条件

家庭用燃料電池については、戸建住宅・集合住宅別に導入台数を想定した。また、PEFC と SOFC の現状の仕様や性能は表附 2-1 のように想定し、2030 年までは効率の改善を見込むがそれ以降は横這いとした(表附 2-2)。改質効率は現状 80%から 2030 年には 90%まで向上し以降横這いと想定した。

また、別途作成したシミュレーションモデルにより推計した発電シェア (=発電量/電力需要) 及び排熱シェア (=排熱有効利用量/熱需要) は将来にわたり一定とした。

表附 2-1 FC 性能仕様 (2012 年時点)

	発電効率 ^(※)	排熱回収効率 ^(※)	総合効率 ^(※)	定格発電出力	タンク容量	貯湯温度
PEFC	34.7%	49.9%	84.6%	0.7kW	200L	60°C
SOFC	42.0%	39.2%	81.2%	0.7kW	90L	70°C

出所：大阪ガスホームページ

※：HHV 基準

表附 2-2 発電効率・排熱回収効率の想定

		2010	2030	~	2050
PEFC	発電効率	34.7%	50%	以降横這い	同左
	排熱回収効率	49.9%	40%		同左
	総合効率	84.6%	90%		同左
SOFC	発電効率	42.0%	60%		同左
	排熱回収効率	39.2%	30%		同左
	総合効率	81.2%	90%		同左

表附 2-3 FC の発電シェア及び排熱シェア

		戸建	集合
PEFC	発電シェア	67.6%	67.6%
	排熱シェア	99.9%	99.9%
SOFC	発電シェア	69.1%	69.1%
	排熱シェア	88.6%	88.6%

(2) FC 導入量の想定

図附 2-1 に想定した毎年の導入台数を示す。その詳細は以下の通りである。

・ 戸建住宅

2030 年に 40 万台/年、2030 年以降は若干導入拡大速度が低下し、2050 年は 60 万台/年となるとした。また SOFC 比率 (=SOFC の出荷台数/FC 全体の出荷台数) は現状 0%から 2050 年には 100%になるものと想定した。

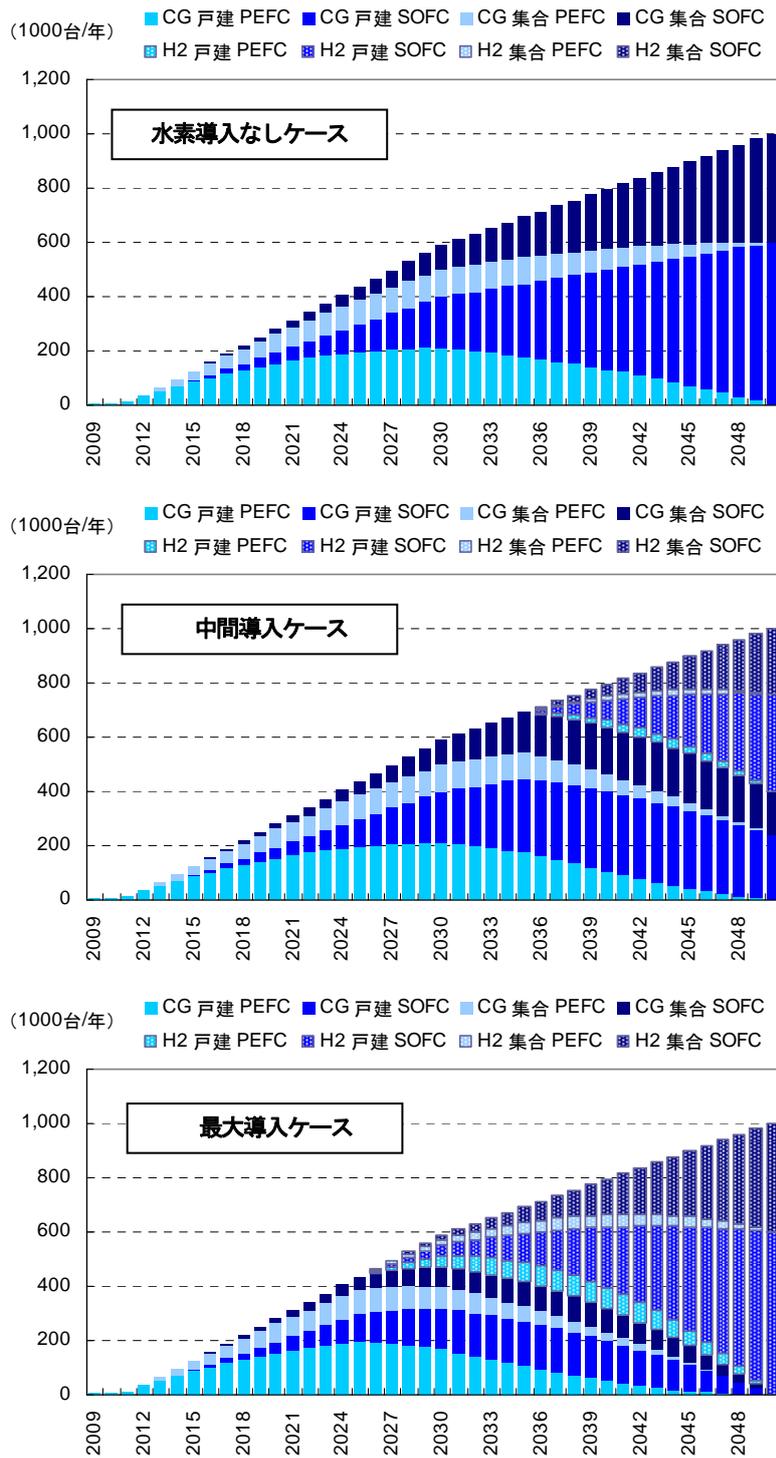
- ・ 集合住宅

新築住宅のみへの導入を想定した。新築着工は 40 万戸/年 (=2009 年値) とし、2030 年に 19 万台/年、2050 年には新築着工の 100%である 40 万台/年の導入を想定した。SOFC 比率は現状 0%から 2050 年には 100%になるものとした。

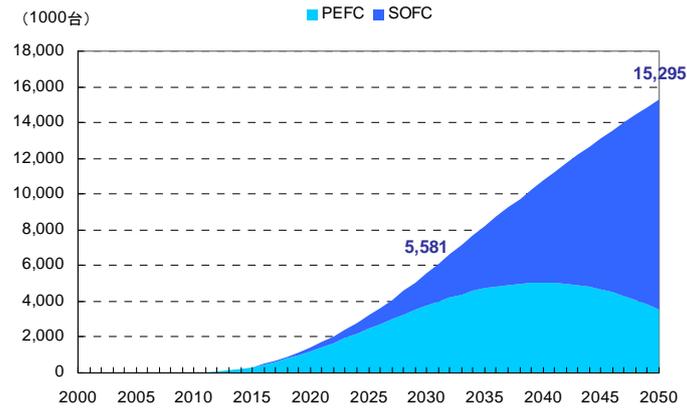
- ・ H₂FC の導入想定

導入なしケースでは導入を見込まず、最大ケースでは 2025 年に H₂FC の導入が開始し 2050 年に FC 導入台数の 100%が H₂FC となると想定した。なお、PEFC、SOFC とともに H₂FC 比率は同様と想定している。最大ケースでは、新規導入台数の 100%が H₂-SOFC となる。中間導入ケースは最大導入ケースに比べて 10 年の遅延を見込んだ。

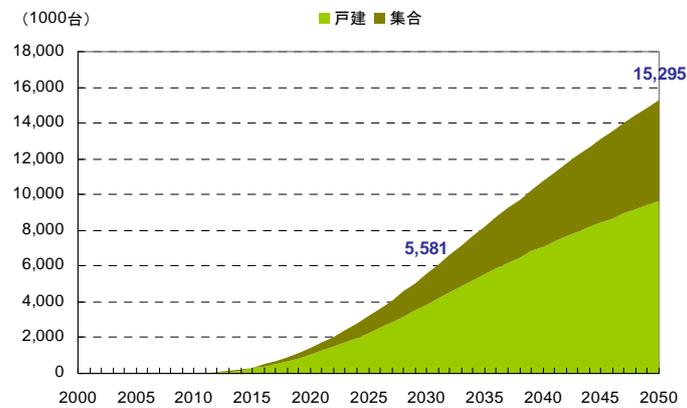
これらの想定のもと、ボトムアップ型モデルにより推計される毎年のストック台数は図附 2-2~図附 2-4 の通りである。2050 年には 1,530 万世帯 (4,520 万世帯の 34%に相当) に FC が導入される。都市ガス世帯 (都市ガスインフラ整備世帯) は現時点で約 50%であることから、都市ガス世帯での普及率は 67%となる。このうち、最大導入ケースでは 990 万世帯が、中間導入ケースでは 420 万世帯が H₂FC を導入する。



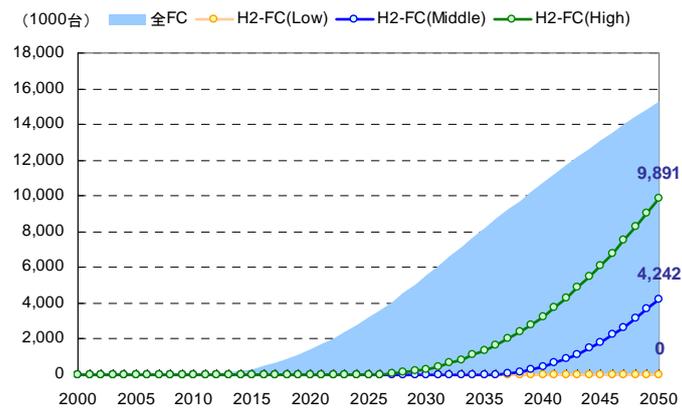
図附 2-1 家庭用 FC コージェネの導入台数想定



図附 2-2 家庭用 FC コージェネの累積導入台数 (FC タイプ別 : PEFC, SOFC)



図附 2-3 家庭用 FC コージェネの累積導入台数 (住宅建て方別 : 戸建, 集合)



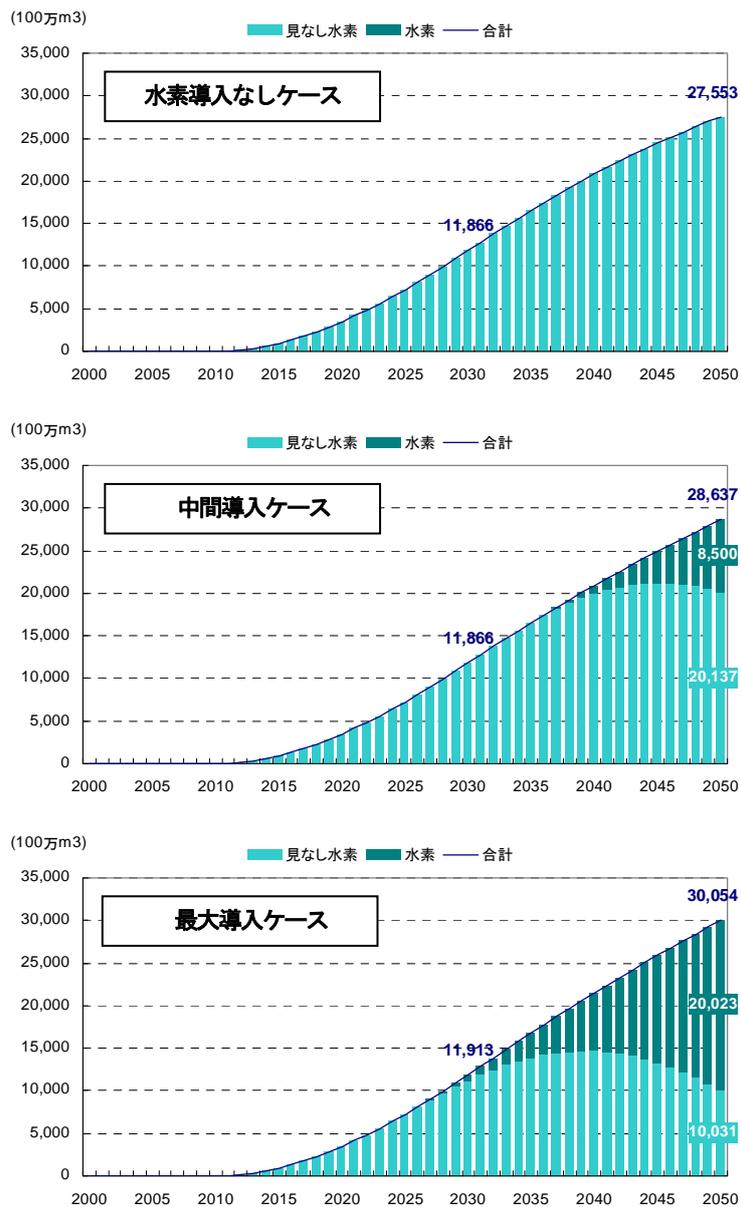
図附 2-4 家庭用 FC コージェネの累積導入台数 (燃料タイプ別 : 水素, 都市ガス)

注 : Low は導入なしケース、Middle は中間導入ケース、High は最大導入ケースを指す。

(3) 水素需要

燃料電池の発電シェア（＝発電量/電力需要）から系統電力消費量を計算し、発電効率及び改質効率から水素消費量を計算、また排熱シェア（＝排熱有効利用量/熱需要）から燃料消費削減量を計算した。H₂FC の場合はバックアップボイラにも水素が供給されるものとした。なお、暖房用ガスはエアコン暖房、厨房用ガスは IH キッキングヒーターで賄うものとした（技術的には水素コンロの開発は可能であるが不確実性が高く、厨房における水素利用は考えない）。

都市ガスを燃料とする燃料電池については、改質後の水素の使用を「見なし水素」需要とした。これは、二次媒体として一時的に水素を用いているが、本研究での対象である一次的な水素供給の対象としては含まれないことから、その他の水素需要と区別して推計したものである。見なし水素を含めた水素需要は 2050 年に 280～300 億 Nm³ となるが、純粋な水素需要は中間導入ケースで 85 億 Nm³、最大導入ケースで 200 億 Nm³ となる。



図附 2-5 家庭用 FC コージェネによる水素需要

注：見なし水素＝FC 用都市ガス消費量×改質効率

2. 業務・産業用燃料電池による水素需要見通し

(1) 前提条件

業務・産業用燃料電池の推計に際しては、業種別の導入量は考慮せず、全体での導入を評価した。PAFC 及び SOFC の各々の現状の仕様を 0 に示すように想定し、2030 年まで家庭用と同様の効率改善を想定するが、それ以降は横這いとした。また、稼働時間は業務用 3,000h/年、産業用 5,000h/年とした。

表附 2-4 FC 性能仕様 (2012 年時点)

	発電効率 ^(※)	排熱回収効率 ^(※)	総合効率 ^(※)	定格発電出力	タンク容量	貯湯温度
PAFC	37.9%	44.2%	82.2%	100kW	—	—
SOFC	45.1%	27.1%	72.2%	100kW	—	—

出所：富士電機 HP、Bloom Energy 等

※：HHV 基準

表附 2-5 発電効率・排熱回収効率の想定

		2010	2030	～	2050
PAFC	発電効率	37.9%	50%	以降横這い	同左
	排熱有効利用率 ^(※)	26.5%	35%		同左
	総合効率	64.5%	85%		同左
SOFC	発電効率	45.1%	60%		同左
	排熱有効利用率 ^(※)	16.3%	25%		同左
	総合効率	61.4%	85%		同左

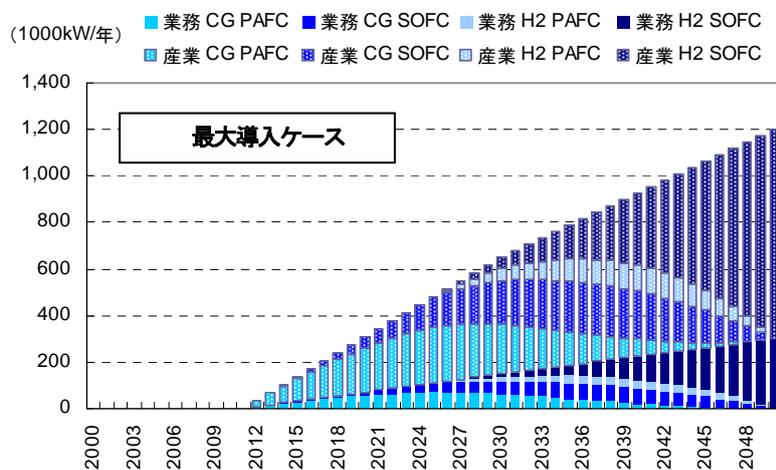
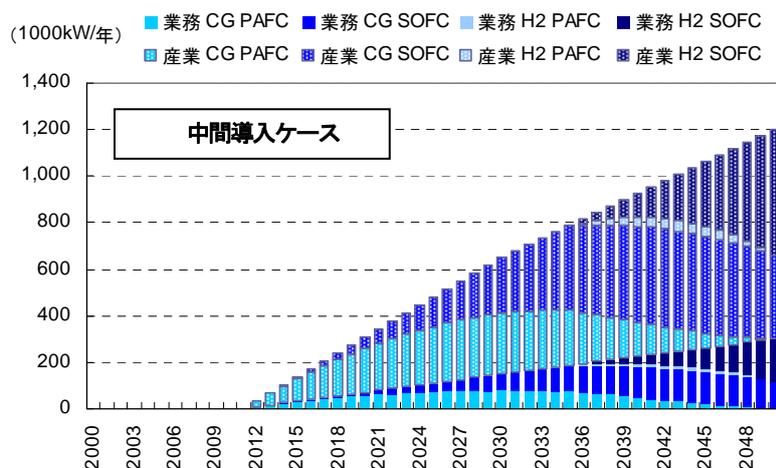
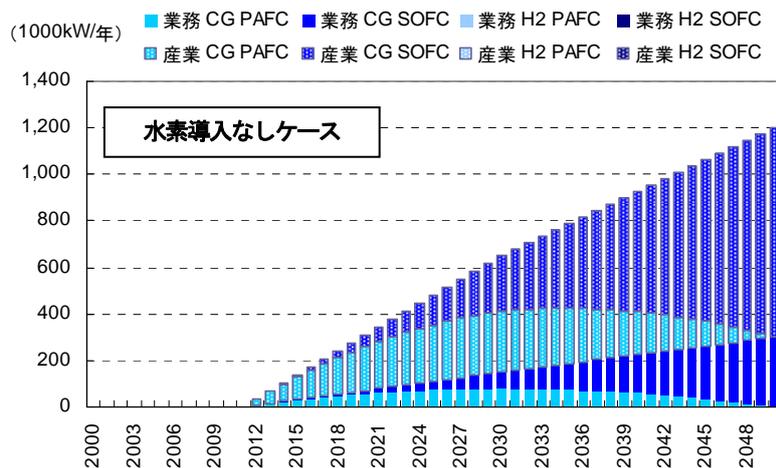
※：排熱有効利用率＝排熱回収効率×60%

(2) FC 導入想定

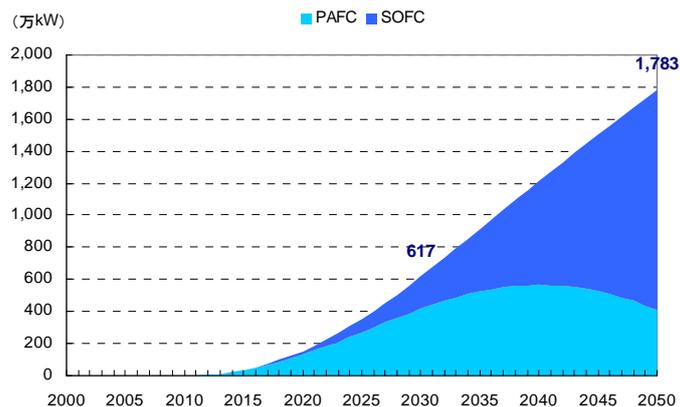
図附 2-6 に毎年の導入台数想定を示す。コージェネレーション (CGS) の導入としては、産業 90 万 kW/年、業務 30 万 kW/年を想定した。うち FC については、2050 年に CGS 導入量 (フロー) の 100% と想定、うち SOFC 比率は現状 0% から 2050 年には 100% になるものと想定した。また、FC のうち H₂FC の導入は 2050 年にフローで 100% になると想定した。家庭用と同様、PAFC、SOFC とともに H₂FC の導入比率は同一と想定している。

これらの想定のもと、ボトムアップ型モデルによって推計した毎年のストック台数を図附 2-7～図附 2-9 に示す。FC の設備容量は 2030 年には 617 万 kW (PAFC : 416 万 kW、SOFC : 200 万 kW)、2050 年には 1,783 万 kW (PAFC : 408 万 kW、SOFC : 1,374 万 kW) となる。部門別に見ると、2030 年には業務用は 143 万 kW、産業用は 474 万 kW、2050 年にはそれぞれ 434 万 kW、1,348 万 kW となる。

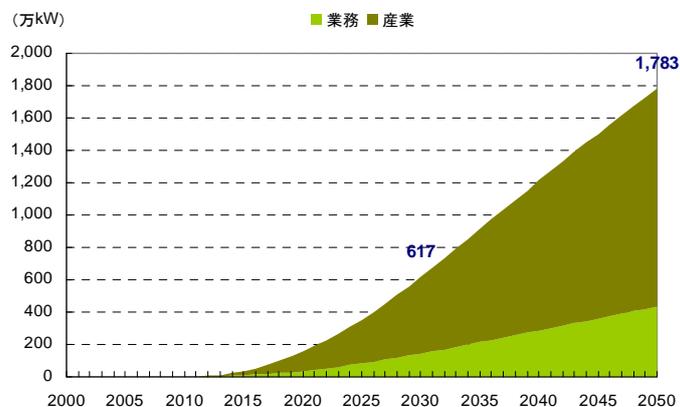
H₂FC 導入量 (ストック) は 2050 年には中間導入ケースでは 503 万 kW、最大導入ケースでは 1,164 万 kW となる。



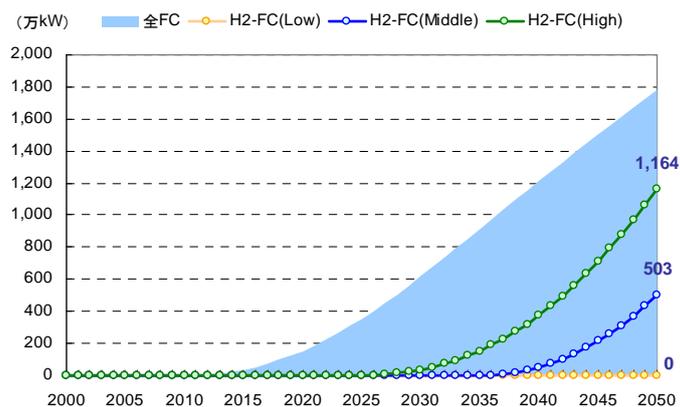
図附 2-6 業務・産業用 FC コージェネの導入台数想定



図附 2-7 業務・産業用 FC コージェネの累積導入容量 (FC タイプ別 : PAFC, SOFC)



図附 2-8 業務・産業用 FC コージェネの累積導入容量



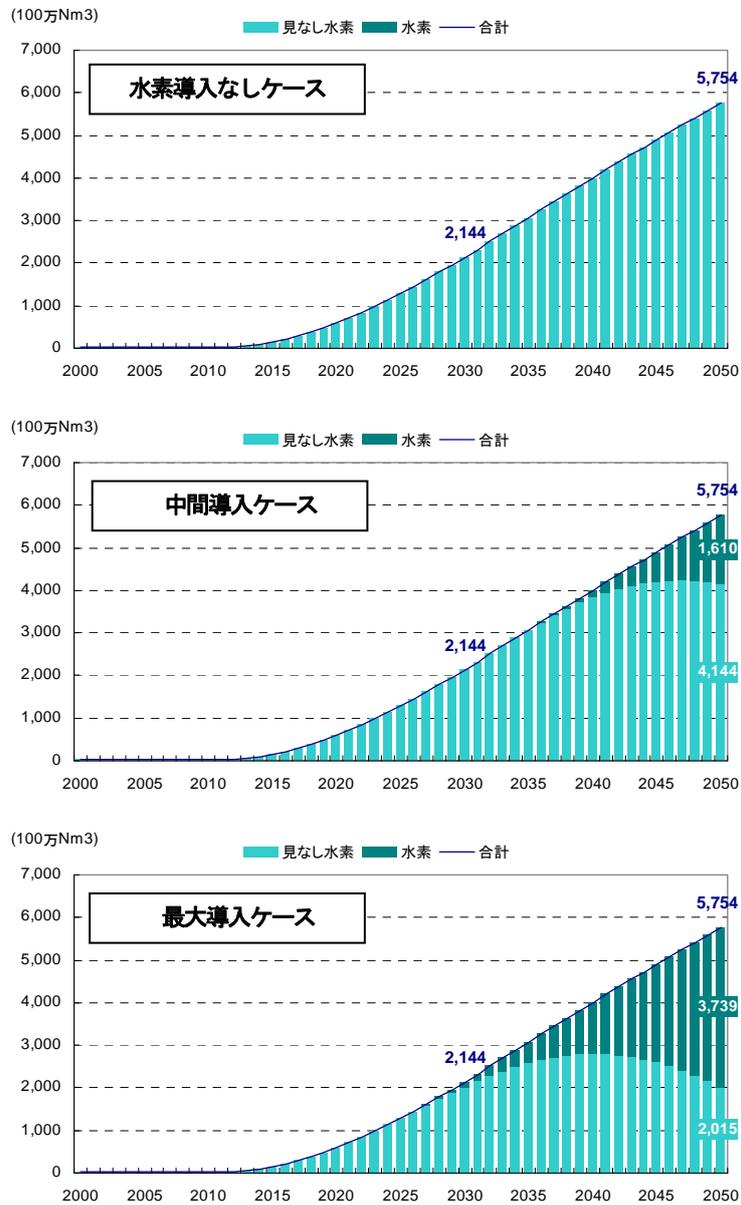
図附 2-9 業務・産業用 FC コージェネの累積導入容量 (燃料タイプ別 : 水素, 都市ガス)

注 : Low は導入なしケース、Middle は中間導入ケース、High は最大導入ケースを指す。

(3) 水素需要

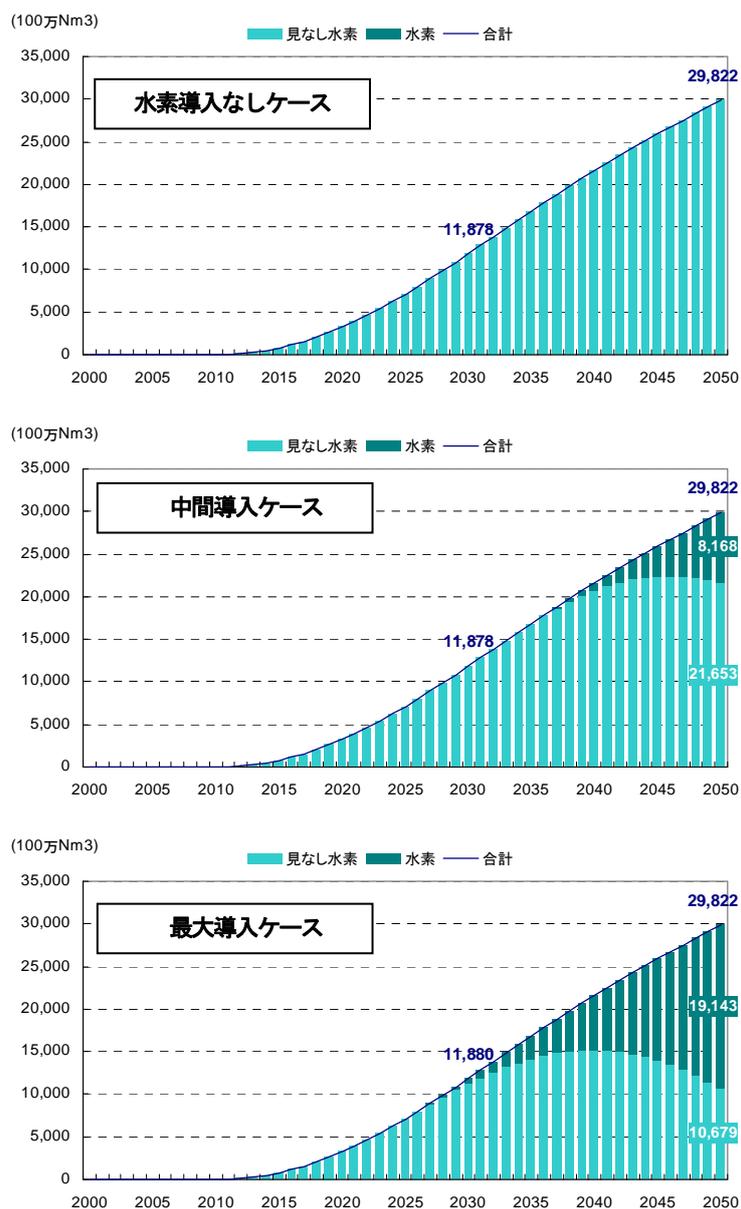
図附 2-10 及び図附 2-11 に業務用及び産業用の燃料電池コージェネによる水素需要の見通しを示す。

見なし水素を含めた水素需要は 2050 年に業務用で 57 億 Nm³、産業用で 300 億 Nm³となるが、純粋な水素需要は中間導入ケースで業務用 16 億 Nm³、産業用で 82 億 Nm³、最大導入ケースでそれぞれ 37 億 Nm³、191 億 Nm³となる。



図附 2-10 業務用 FC コージェネによる水素需要

注：見なし水素＝FC 用都市ガス消費量×改質効率



図附 2-11 産業用 FC コージェネによる水素需要

注：見なし水素＝FC用都市ガス消費量×改質効率

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp