

ヨーロッパの水素バス充填ステーション

2018.2.16



ヨーロッパの7か国の12地点で水素バスを運用するために13の大規模水素充填ステーションの設計が進められている。現状、15台程度のバスを運用するための数100kg/day規模の水素製造設備だが、この計画では、1,500kg/dayのステーション規模を開発する。以下、同計画の内容についてまとめた。

【燃料電池バスの水素需要推計】

バスの規模によって水素消費量は大きく異なるが、ヨーロッパの7か国の12地点に水素バス運用のための大規模水素充填ステーション（HRS）を設置する計画、New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots（以下、NewBusFuelプロジェクト）では、HRSに関連する前提条件設定のためのパラメータを以下のように定めている。

表. 燃料電池バス1台あたりの日平均走行距離と水素需要

	一般的な範囲	最小/最大
単位水素消費量 (kg/100km・台)		
全長12mバス	9~10 [kg(H ₂)/100km]	8.5~12 [kg(H ₂)/100km]
全長18mバス	12~15 [kg(H ₂)/100km]	11.5~15.6 [kg(H ₂)/100km]
1台あたりの日平均走行距離* (km/日・台)	200~300 [km]	155~450 [km]
1台あたりの日平均水素消費量 (kg/日・台)	20~30 [kg(H ₂)]	15~36 [kg(H ₂)]

出典：New Bus Re Fuelling for European Hydrogen Bus Depots P51

*過去の研究に准じた想定値であり、1台あたりの日平均水素消費量20~30[kg(H₂)/日]の消費に相当する距離

また、運用条件としては初期設定と目標設定を定め、燃料電池バスの導入台数と運用段階毎の水素消費需要を推計している。燃料電池バスの導入ペースについては、初期段階から年間10台のペースで導入量を増やし、2030年~2040年には目標段階に到達することを想定している。

表 運用条件毎の燃料電池バスによる水素需要推計

	一般的な範囲	最小/最大
1台当たりの稼働日数	250~350 [日/年]	240~365[日/年]
初期段階		
導入台数	10~20台	3~50台
水素需要量	200~600 [kg/H ₂]	170~1500[kgH ₂]
目 標		
導入台数	50~250台	40~275台
水素需要量	1000~6000 [kgH ₂]	700~6000 [kgH ₂]

出典：New Bus Re Fuelling for European Hydrogen Bus Depots P52

また、バスの水素充填は営業時間を避けて20：00～2：00（約72%のバスがこの時間帯に充填）に集中するであることに着目し、この時間帯を中心に充填所の開設時間を限定することで人件費の削減を図ることも提案している。

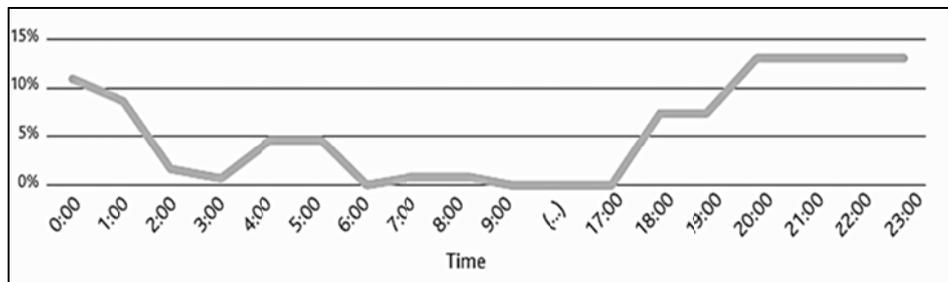


図 燃料電池バスの充填ピーク時間帯の推移

出典：New Bus Re Fuelling for European Hydrogen Bus Depots P54

【水素供給コスト】

水素の製造および供給の方式には、オフサイト方式とオンサイト方式の二つの方式がある。オフサイト方式とは、需要地と離れた工場などで大規模に製造し需要地まで輸送して供給する方式で、これに対してオンサイト方式とは需要地の水素ステーションなどで水素を製造・供給する方式である。

水素供給コストは、オンサイトの場合主に以下のように構成される。

$$\text{水素供給コスト} = \text{水素製造コスト} + \text{圧縮・貯蔵コスト} + \text{水素製造ユニットへの投資}$$

一方オフサイトの場合は、これに出荷コストと輸送コストを加味する必要があり、液体での出荷にあたっては圧縮の代わりに液化のコストが必要となる。

水素製造ユニットについては、オンサイトの場合運用支出の約50%を占めるものと想定する必要があるが、オフサイトの場合、HRSについては水電解装置を必要としないため、この点については大幅なコストカットが可能となる。

●オフサイト水素供給コスト

オフサイト水素供給の場合、一般に水素は大規模な水素製造設備で生成する、あるいは工業的な副生水素として得られるため、水素製造そのものについてはオンサイトよりも高効率かつ低コストとなる可能性がある。一般的に、液体水素の製造コストは気体水素を上回るが、輸送に当たってのコストパフォーマンスが良く、輸送距離に応じて液体水素の最終価格は気体水素と同等か、それ以下になる可能性がある。液体水素で輸送する方式では、圧縮・出荷コストの代わりに液化・出荷コストになる。

その他、水素の供給源および関連する環境プロフィール（副生水素・カーボンフリー水素など）、水素の状態（液体・気体）、供給される水素の圧力レベル、輸送距離、供給経路、水素デリバリーの契約期間、解約権、契約の不履行に対する罰則、その他数多くの契約上

の条件が運用支出を決定する。

●オンサイトの水素供給コスト

◆水素製造コスト

[水電解法]

水電解による水素製造を行うオンサイト方式においては、HRS（水素ステーション）の運用支出の決定を左右するのは主に電力消費量である。NewBusFuel プロジェクトでは、現行 55～70kWh / kg H₂ を想定しており、将来的には 50kWh / kg H₂ まで下がるとしている（複数のメーカーでも確認済み）。水電解による水素製造コストは、電力消費量に加えその価格によって大きく変動する。

次図は、オンサイト電気分解による HRS で想定される年間電力消費 500～2,000 MWh*（または 2 GWh）と同等規模の企業における電力料金単価を、国別に比較したものである。

国によって、電力料金単価には 2 倍以上の開きがあり、水電解による水素製造コストに大きく影響する。

*水素製造能力 90 [kg(H₂)/日]を想定した場合

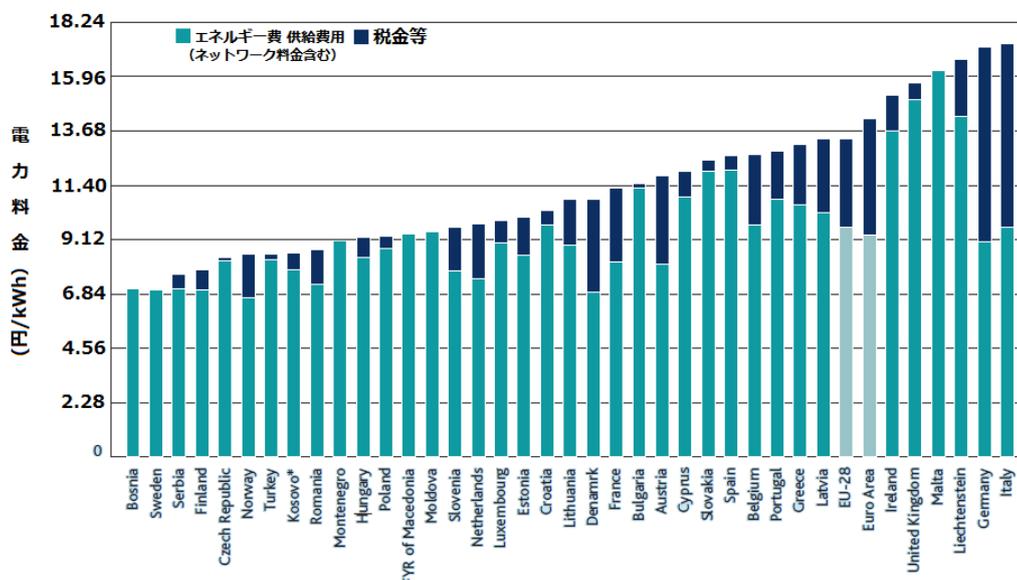


図 国別電力料金単価

出典：New Bus Re Fuelling for European Hydrogen Bus Depots P69
 を元に(株)ユニバーサルエネルギー研究所が編集
 (kWhあたりの電力料金を、114円/\$で換算 (2017年11月9日))

仮に、水素製造能力1000 [kg(H₂)/日]のHRSの場合、20GWh、6000[kg(H₂)/日]では130GWhの電力を要する。一部のヨーロッパ諸国（ベルギー、ドイツ、フランスなど）では、同規模（年間消費電力100 GWh）の企業の電気料金単価は概ね6～8円/kWh*となっており、現行（55～70kWh / kg H₂）では電力コストのみで330～560円/kgH₂を

要する。ランニングコスト（燃料費）の軽減に大きく寄与し、水素社会の普及を後押ししている。

*NewBusFuelプロジェクトの集計値（kWhあたりの電力料金）を、114円/\$で換算（2017年11月9日）

[水蒸気改質法]

水素のオンサイト製造に水蒸気改質装置を使用する場合、ガス（通常はメタン）が運用支出を決定する主要なパラメータとなる。NewBusFuelプロジェクトの試算ではメタンの代わりにヨーロッパの工業用天然ガスを想定し、その単価を2.85円/kWh*と仮定している。水素製造に係る天然ガス価格は165円/kg H₂*程度と見積もられる。

水蒸気改質にあたっては水素圧縮時に、電力を要するが、天然ガス価格による運用支出への影響に比べればごく小さく見積もられる。

*NewBusFuelプロジェクトの集計値（kWhあたりのガス価格）を、114円/\$、132円/ユーロで換算（2017年11月9日）

以上のことから、オンサイト方式の水素製造価格は、水蒸気改質装置を使用しない場合は電力価格、使用する場合は天然ガス価格が運用支出の主要パラメータとなる。

◆水素製造ユニットの価格

水素製造ユニットについては、電解槽の種類にかかわらず非常に高額となる。NewBusFuelプロジェクトの試算では水素製造能力1000[kg(H₂)/日]のHRSの場合、約21.7億円、6000[kg(H₂)/日]の場合約46.9億円と見積もっており、2000[kg(H₂)/日]以上になると設備原単位（円/kg(H₂））が小さくなることを示している。

◆水の価格

水素製造に係るコストとして、次に水のコストが挙げられる。しかしながら、NewBusFuelプロジェクトの試算および過去の実証結果から水電解による水素製造で消費される水は10-20L/kg(H₂)とされおり、1~1.5円/kg H₂程度に相当する。水の価格についても各国で差はあるものの、運用支出への影響は極めて小さい。

以下にオンサイト方式（水素製造能力1000[kg(H₂)/日]のHRSの場合と6000[kg(H₂)/日]の場合）の水素供給価格構成について、水蒸気改質装置を使用しない場合と、する場合に分けて示す。

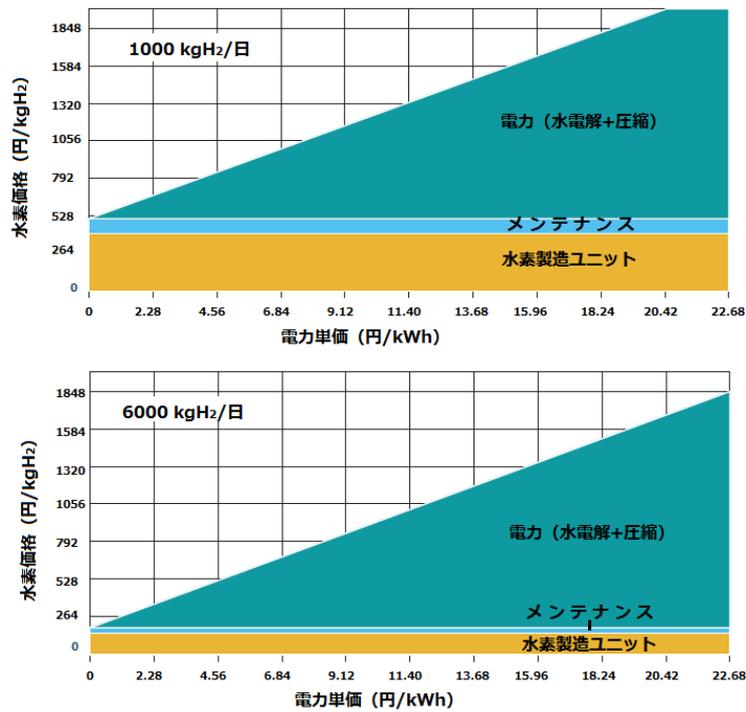


図. オンサイト方式での水素供給価格構成（水蒸気改質装置を利用しない場合）

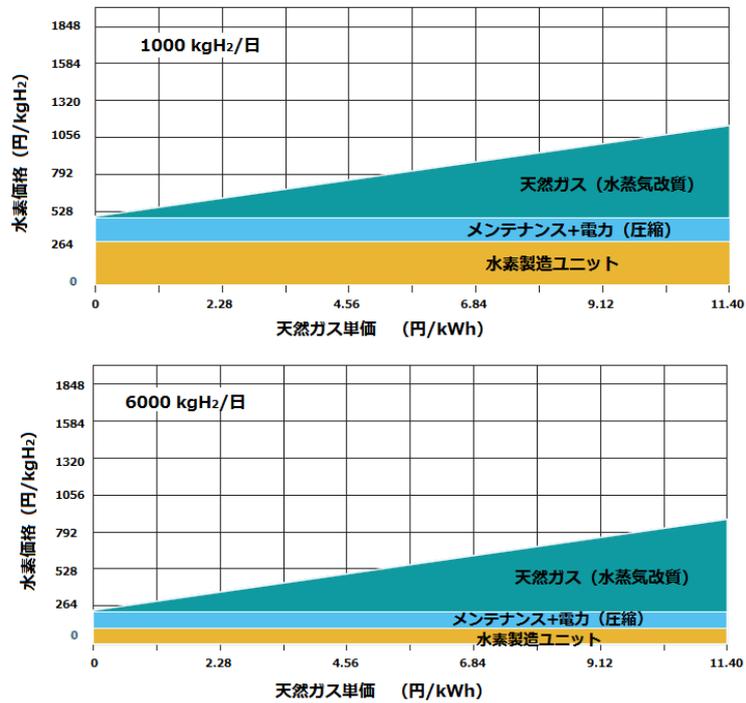


図. オンサイト方式での水素供給価格構成（水蒸気改質装置を利用する場合）

（出典：EUROPEAN COMMISSION, “New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots -Guidance Document on Large Scale Hydrogen Bus Refuelling-”, March 15th 2017）

(参考) 日本における 製造方法別水素製造コスト

		製造コスト (円/Nm3)	備考
副生水素	苛性ソーダ	20	・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
	鉄鋼	24～32	・各種資料から12～20円/Nm3 ・「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」, 石油産業活性化センター, 平成15年)では16.3円/Nm3であるが、最新のエネルギー価格に基づく28.1円/Nm3となり、上記の価格に比べ12円の上昇
	石油化学	20	・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
目的生産 (既存設備)	石油精製	23～37	・各種資料から10～24円/Nm3 ・「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」, 石油産業活性化センター, 平成15年)では11.1円/Nm3であるが、最新のエネルギー価格に基づく23.7円/Nm3となり、上記の価格に比べ13円の上昇。
	アンモニア	N.A.	
目的生産 (新規設備)	化石燃料等改質	31～58 (※)ランニングのみ	・改質器の設備費等は含まない。 ・改質効率を70%と想定。 ・都市ガス(工業・商業用)1.7円/MJ, A重油1.4円/MJ, LPG2.9円/MJ, ナフサ1.8円/MJ ・PSA用電力は0.33kWh/Nm3-H2。2012年の電力平均単価16.5円/kWh
	水電解	84(系統電力) 76～136 (風力～太陽光) (※)ランニングのみ	・電解装置の設備費等は含まない。 ・電解効率を70%と想定。 ・系統電力は2012年の電力平均単価16.5円/kWh ・調達価格算定委員会資料に基づき、風力発電は30万円/kWh, 太陽光は10kW以上を29万円/kWh, 10kW未満を38.5万円/kWhとし、コスト等検証委員会の手法により発電単価を推計すると、各々14.9円/kWh, 23.6円/kWh, 26.8円/kWh ・水素製造は発電サイトでの電解を想定していることから、送電コストは含まない。

(※)過去の各種調査より抜粋しており、必ずしも同じ前提に従って計算されたものではない。

また、電力料金、化石燃料価格等の上昇に伴い、現在、コストが高くなっているものもあると想定される

(出典：資源エネルギー庁 燃料電池推進室「水素の製造、輸送・貯蔵について」平成26年4月14日)

以上