

水素輸送の適性について

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

鈴木清一

2015年6月10日

本論における考察のポイント

■LNGや液体水素の輸送コストは重量ではなく容量で決まるので容量当たりのエネルギーが小さい水素の輸送コストは大きい

■化石燃料間のCIF価格(FOB・運賃・保険料込み)に占めるFRT(海上運賃)比率を比較すると、水素輸入のFRT/CIF比率は化石燃料の輸入よりはるかに大きくなる

■長距離輸送で水素を輸入してコスト的に見合うような技術開発が進むとしたら、日本で水素を使用するより、水素製造国あるいはその近隣国で使用したほうがメリットはさらに大きい

■現時点での水素の経済性は実発生コストに一定利潤を加算したもので試算されているが、水素が一端商業化されればこの試算前提は崩れる

輸送コストは、**高密度品は重量、低密度品は容量**で決まる

<海上輸送>

■高密度品は重量の**過積載で沈没しない限界(DWT)**で1輸送体(貨物船やタンカー)当たりの**最大積載重量**が決定する。

■低密度品は沈没の問題はなく(逆に船体が沈まずスクリューブローパが空回りするという問題がある)、**運河幅や棧橋長さ等**で**船体の幅長さが制限され1船の最大積載容量**が決定する

<陸上輸送>

■高密度品は**法定重量**の限界で1輸送体(トラック等)**最大輸送重量**が決定する。

■低密度品はトンネルの高さ・回転半径等の長さ制限で1輸送体の**縦横高さが削減され最大積載容量**が決定する。

水素の容量当たりエネルギーは小さい、したがってエネルギー当たりの輸送コストが大きい

項目	単位	水素	メタン	メタン/水素
気体密度 (0°C、1気圧)	Kg/m ³	0.09	0.717	-
液体密度 (沸点)	Kg/m ³	71	422	-
低発熱量 (重量当たり)	MJ/Kg	120.9	50.2	0.42
低発熱量 (気体容量当たり)	MJ/m ³	10.9	36	3.3
低発熱量 (液体容量当たり)	MJ/m ³	8583.9	21184.4	2.47

重量当たりエネルギーが大きいのが水素の長所という見解があるが、水素の輸送上・貯蔵上のメリットは考えにくい。何のメリットがあるのだろうか？

重量制限がある輸送体の燃料として使用する場合にメリットがありそうだが、嵩張るというデメリットもある。

FRT／CIF比率で比較

■**原油**は中東から日本のFRTが2 \$ /b程度で、FOB価格が50 \$ /bとするとFRT／CIF比率は**4%**

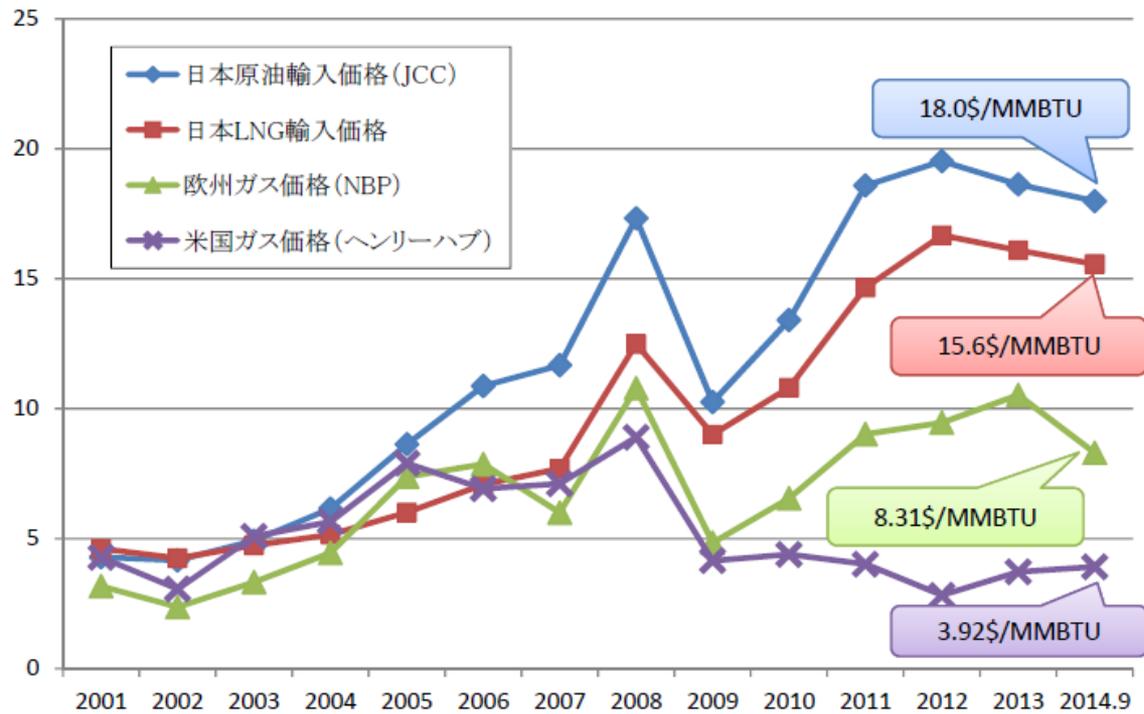
■**石炭**はFRTが10～15 \$ /Mt程度でFOBが70 \$ /MtとするとFRT／CIF比率は**15～20%**

■**LNG**はFRTが1～3\$/MMBTU程度でCIFが12 \$ /MMBTUとするとFRT／CIF比率は**8～25%**

■液体水素の容量当たりエネルギーが**LNGの約2.5分の1**であり、これだけで液体水素のCIFはエネルギー等量のLNGのCIFよりも12～37.5%増加することになる。水素のFRT／CIF比率は大きく、**水素は遠距離輸送に向かない**

■天然ガスから**水素を製造するコスト**、**水素液化コスト**が天然ガス液化コストより大きいこと、**液体水素船がLNG船よりさらに特殊**であることも鑑みると、天然ガスから水素を製造し輸入するのはコスト的には得策ではない(CCSについては後述)

LNG輸入の日本は天然ガスの国際コスト比較上不利、水素輸入の場合はさらに不利



■海外で液化し特殊船で輸入する**日本の天然ガスコスト**がガス生産国でパイプライン網が整備されている米国よりも、ロシアからパイプラインで輸入できLNG交渉力の大きい欧州よりも**高くなるのは不可避**

■**水素を輸入する時代になればさらに深刻な事態**

有機ハイドライドも液体水素同様、エネルギー当たりの輸送コストが大きくなりやすい

<有機ハイドライドの長所>

- 常温・常圧の液体での貯蔵・輸送が可能
- 既に確立されているガソリン等の化学品と同様に取扱可能
- 既存の化学品用タンクや輸送船を用いることが可能

<短所>

- エネルギーとして使用しないトルエン部分も輸送し、エネルギー輸送コストが大きくなることが不可避
- 石油輸送システムを活用できるとしても、積込設備や荷卸設備が石油の場合の2倍必要になる
- ハンドリング回数が増えるほどトルエンの減耗も増えるのでコストに反映される

産油国で天然ガスから水素を製造、CO₂でEORを行い、CO₂フリーの水素を日本が輸入という考えの落とし穴

■日本で使用してメリットがあるなら産油国は自国使用あるいは近隣国で水素を日本より高く売れることを考える

■近隣国は日本より輸入にかかる運搬コストが小さいので日本より高いFOBを産油国に支払う可能性大である

■産油国が水素を製油所で使用し重質原油の国内利用を増やし、より高く売れる軽質原油や重質原油を精製した石油製品の輸出を増やす可能性大である

水素輸入コスト計算の落とし穴

■ 現在水素は商業化されていないので、輸入コストは実コスト（適正利潤含む）で計算するしかない。しかし、エネルギーは商業化されると、価格＝実コスト＋適正利潤とはならず、利用価値や需給に大きく左右される

■ 水素の利用価値が高まれば、水素の価格は上昇し、現時点で計算する実コスト＋適正利潤と乖離していく。既存エネルギーの歴史に鑑みれば、水素市場の創設による市場価格化や上流権益の価値上昇というプロセスが考えられる

■ 現在ほとんど利用されていない褐炭のガス化による水素製造は意義あるものだが、これが商業化されれば褐炭権益価値が上昇するという矛盾を抱えている

■ このように水素価格が市場化すると、実コスト計算は机上のものとなり、輸送コストが高いという水素の短所が日本の水素輸入における国際競争上の不利を引き起こす

電気の輸送・貯蔵手段としての水素

- 水素は電気と同様に2次エネルギーであり、電気の輸送方法や貯蔵方法としても研究されている
- 自然エネルギーにより発電した電気で水の電気分解により水素を製造すれば、本当のCO2フリーである
- ソーラーは現実的でなく、大規模な水力や風力でかつ季節的にも時間帯的にも稼働期間が長いという好条件に恵まれた場合に実現する
- 自然エネルギー由来の水素を国内製造できれば理想的、あるいは近距離から輸入ケースなら商業化可能、長距離輸送ではCO2フリーでもコスト的に商業化困難と思われる

化石燃料由来水素における輸送コスト とCO₂フリーとの相克

- 油田やガス田の廃坑をCCSに利用できる**上流で水素を製造した方がCO₂フリーを実現しやすい**
- しかし水素は他の化石燃料よりエネルギー当たりの輸送コストが大きいので、**消費直前で水素を製造したほうが、輸送コストを抑えられる**
- **最下流で水素を製造する際の副生CO₂を植物栽培用に活用する**テストが行われているが、これが実用化され拡大すれば上記相克の緩和につながる

まとめと今後の課題

■省エネ商品輸出の技術立国として日本はその先端を切らなければならない、現在進められている**水素研究を継続すべき**

■水素は**長距離輸送に向かない**

■**日本の水素輸入コストは高くなる宿命にある**

■水素社会に向かう場合に日本が志向すべきこと

①水素製造場所

国内 > **近距離海外** > 中距離海外 > 遠距離海外

②水素製造方法

自然エネルギー > 化石燃料

③化石燃料同士の比較

海外製造なら、**活用不十分の褐炭** > 石油・天然ガス

国内製造なら、褐炭は不可（高輸入コスト、自然発火）

⇒国内で石油・天然ガスから水素製造するのは、水素利用により**エネルギー効率向上が大きく期待**できる分野