

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

成果報告書(平成 27 年度)

平成 28 年 4 月

 一般財団法人 エネルギー総合工学研究所

CO₂フリー水素普及シナリオ研究会

CO₂フリー水素シナリオ研究
平成27年度 成果報告書 目次

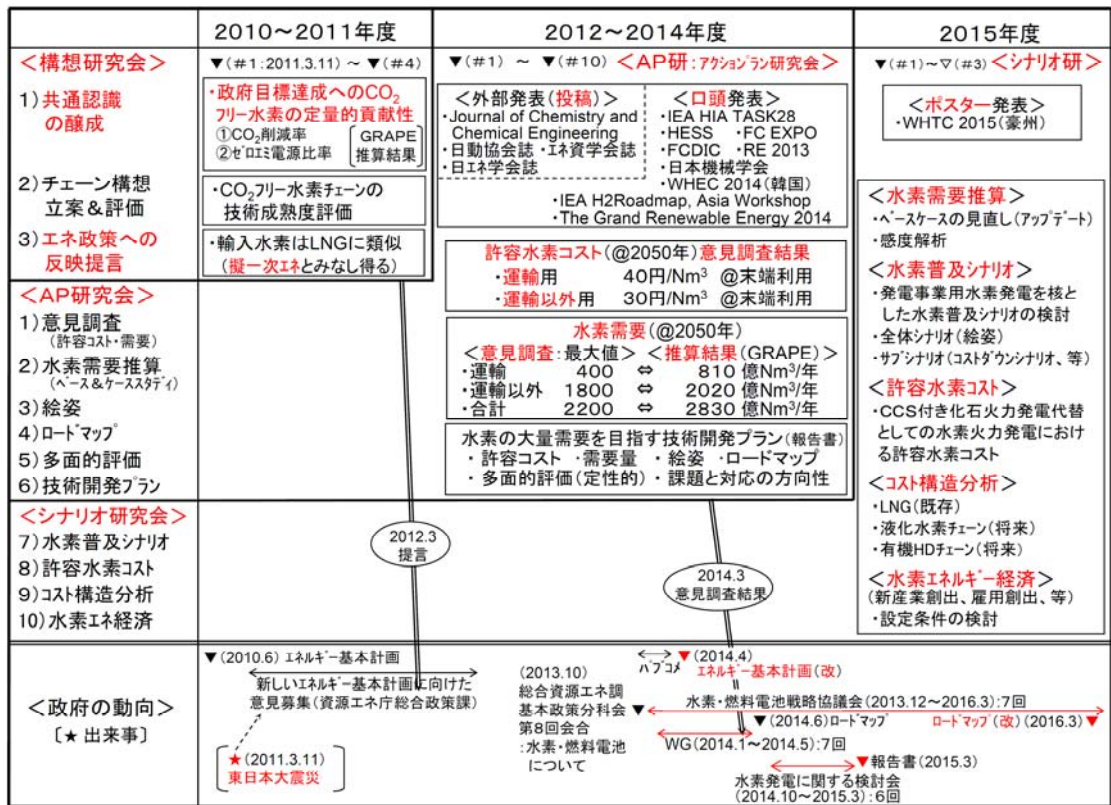
- 1 概要
 - 2 実施内容
 - 3 実施体制・メンバー
 - 4 成果
 4. 1 発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオ
 4. 2 火力発電における許容水素コスト
 4. 3 水素需要推算(シミュレーション)
 4. 4 水素エネルギーのコスト構造分析
 4. 5 エネルギー経済の検討
 - 5 2016年度の予定
- <添付資料>
- 2015年度シナリオ研の総括
- 発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオの絵姿

1 概要

本資料は、2015 年度に実施した『CO₂ フリー水素普及シナリオ研究会』（以下、シナリオ研究会（シナリオ研）と称す）の活動成果報告書である。

図 1－1 にこれまでの関連調査研究（構想研究、アクションプラン研究）の概要を示す。

図 1－1 これまでの研究の概要



Copyright; 2015 IAE. All rights reserved.

2010年度後半から2011年度末までは『CO₂フリー水素チェーン実現に向けた構想研究会』（以下、構想研究会と称す）を実施し、CO₂削減率やゼロエミッション電源比率に関する当時の政府目標に対してCO₂フリー水素が目標達成に貢献し得る有力なオプションの一つであるということを弊所保有のシミュレーションモデル、GRAPEにより定量的に示し、共通認識を醸成した。また、考え得るCO₂フリー水素チェーンをリストアップし、各チェーンについて技術成熟度の検討を行い、有機ハイドライドのグローバルサプライチェーンは2020年頃、液化水素のグローバルサプライチェーンは2025年頃、実用化可能との評価を得た。さらに、当時、東日本大震災を踏まえた基本計画の見直しが検討しており、意見募集が資源エネ庁総合政策課にてなされていたことから、輸入水素はLNGに類似しているとの認識の下、『輸入水素は擬一次エネルギーとみなし得る』との提言を行った。

2012年度から2014年度までは、『CO₂フリー水素チェーン実現に向けたアクションプラン研究会』（以下、アクションプラン（AP）研究会と称す）を実施した。

そのうち2013年度までの2年間は、CO₂フリー水素需要に関するエネルギーユーザの意

見集約、需要推算（シミュレーション）を実施し、CO₂ フリー水素チェーンの絵姿やロードマップを作成するとともに、CO₂ フリー水素の多面的評価を実施し、水素の大量需要を目指す技術開発プランとしてまとめた。

2014 年度は、2014 年 4 月に閣議決定された「エネルギー基本計画」の中で「“水素社会”の実現に向けた取組の加速」が示され、2014 年 6 月に策定された「水素・燃料電池戦略ロードマップ（資源エネルギー庁）」の中で、フェーズ 2 として 2030 年頃に「発電事業用水素発電の本格導入、及び、海外での未利用エネ由来水素の製造、輸送・貯蔵の本格化」が示された。

これら政府の動向と並行して、AP 研究会では、2014 年度は、主に、火力発電において CCS（Carbon dioxide Capture and Storage；二酸化炭素の回収・貯留）を考慮した場合の燃料の熱量等価水素コストの検討、水素普及シナリオの基礎検討、国富流出低減の予備検討等を行った。

2 実施内容

2015 年度の実施内容を表 2－1 に示す。

表 2－1 2015 年度の実施内容

CO2フリー水素普及シナリオ研究会(略称:シナリオ研)					R1: 2015.12.4
2015年度の全体計画					IAE
		第1回 (2015.7.8)	第2回 (2015.11.10)	第3回 (2016.3.8)	備考
1	発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオ				IAE の考えであることを明記する。
	1) 全体シナリオ(絵姿) 発電事業用を中心に、他の用途も含める。 ＜製造＞＜輸送・貯蔵＞＜利用＞＜インフラ＞＜サプライチェーン＞の 카테고리にわけ、年次展開を示す。	○	○		
	2) サブシナリオ コストダウンシナリオを中心に、インフラ整備シナリオ等関連するものをサブシナリオとしてまとめる。		○	○	
	3) まとめ			○	
2	火力発電における許容水素コストの検討				IAE の検討であることを明記する。
	1) 2030年におけるCCS付火力発電の発電コストの推算 発電コスト等の検証に関する報告を基にIAEにて推算する	○			
	2) 2030年におけるCCS付化石火力発電代替としての水素火力発電における輸入CO2フリー水素の許容CIF価格の推算 (ベースケース)		○		
	3) ケーススタディー (CCS建設費、燃料費等不確実性の高い要素について感度解析を行う。)		○		
	4) まとめ			○	
3	水素需要推算(シミュレーション)				新たに設定された政府のCO2削減目標や電源構成目標を反映して、ケーススタディーを実施する。
	1) 年度計画	○			
	2) ケーススタディー		○	○	
	3) まとめ			○	
4	水素エネルギーのコスト構造分析				一例として実施する。関係者が協力実施する。
	1) 検討の方向性 検討の方向性について議論し、決定する。	○			
	2) 検討の実施 LNG・液化水素・有機ハイドライドについて、可能な範囲で検討する。		○	○	
	3) まとめ			○	
5	水素エネルギー経済の検討				IAE の検討であることを明記する。
	1) 検討の方向性 (水素エネルギーのコスト構造分析と共有)			○	
	2) 検討の実施 ①経済的インパクト (新産業創出・雇用創出・政府支援等)				平成28年度に実施する。
	②各種問題への貢献性 (環境・資源・エネルギー貯蔵等への貢献性)				
	3) まとめ				
6	政府動向の把握				最新の動向を可能な限り把握する。
	1) METI「水素・燃料電池戦略協議会」				
	2) NEDO「水素社会構築技術開発事業」				
	3) その他				

2015 年度は、『CO₂ フリー水素普及シナリオ研究会』(略称: シナリオ研究会 or シナリオ研)と名称を変えて、主として、発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオ、火力発電における許容水素コスト、水素エネルギーのコスト構造分析、等の検討を行い、水素エネルギー経済についても予備検討を実施した。

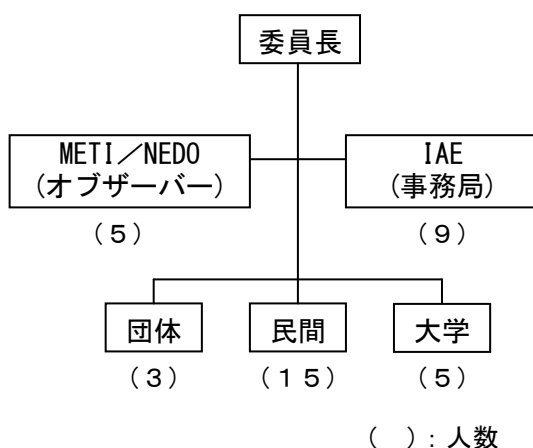
さらに、メンバーである名久井先生（東京理科大学）から「水素キャリアのエクセルギー評価」についてご教示していただいた（PP 資料を最後に添付）。

水素需要推算（シミュレーション）は、エネルギー需要・エネルギー資源・CO₂ 排出制約・水素需要技術・CCS、等の条件をアップデートしたベースケースでの計算を実施し、さらに、各種感度分析ケースでの計算を実施した。

3 実施体制・メンバー

今年度のシナリオ研究会の体制・メンバーを表3-1に示す。

表3-1 シナリオ研究会の体制・メンバー



(2015年度第3回シナリオ研 メンバー @ 2016.3.8) (順不同 敬称略)

体制	氏名	所属 ⁽¹⁾
委員長	山地憲治	(公財)地球環境産業技術研究機構(RITE)
委員	太田健一郎	横浜国立大学
	岡崎健	東京工業大学
	佐々木一成	九州大学
	堂免一成	東京大学
	名久井恒司	東京理科大学
	亀山秀雄	(一社)水素エネルギー協会(HESS)
	長谷川裕夫	(国研)産業技術総合研究所(AIST)
	浅野浩志	(一財)電力中央研究所
	菊池和廣	コスモ石油(株)
	伊藤正	千代田化工建設(株)
	北川雄一郎	三菱日立パワーシステムズ(株)
	峯岐英	JXエネルギー(株)
	黒津歩	大阪ガス(株)
	日比政昭	新日鐵住金(株)
	鈴木隆	新日鐵住金エンジニアリング(株)
	梶原昌高	岩谷産業(株)
	天野寿二	東京ガス(株)
	新道憲二郎	川崎重工業(株)
	黒田洋介	三菱商事(株)
	馬場賢治	(株)三井住友銀行
	作野慎一	電源開発(株)
	松島悠人	(株)日本総合研究所
オブザーバー	小島康一 ⁽²⁾	トヨタ自動車(株)
オブザーバー	資源エネ庁 総合政策課	
	資源エネ庁 省エネ・新エネ部 新エネ対策課	
	資源エネ庁 資源・燃料部 政策課	
	経済産業省 産業技術環境局 研究開発課	
	(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) 新エネルギー部 燃料電池・水素グループ	

(注記(1):各位は所属の代表としてではなく、個人として出席)

(注記(2):小島様は第3回でオブザーバーとして初参加。次回以降委員としてご参加予定)

本年度の成果の総括を添付資料「CO₂フリー水素普及シナリオ研究会 ～2015年度シナリオ研の総括～」に示す。

4.1 発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオ

エネルギー基本計画に明記されている「水素社会の実現」には発電事業用水素発電の本格導入が不可欠である。

発電事業用水素発電が本格導入されるためには CO₂ フリー水素の利用者への供給価格が経済的(発電コストが CCS 付き化石火力発電コストと同等)であることが非常に重要である。

そこで、発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオを、全体シナリオとサブシナリオの形でまとめた。

4. 1. 1 全体シナリオ

全体シナリオは、発電事業用水素発電に限らず他の用途も含め、＜製造＞、＜輸送・貯蔵＞、＜利用＞、＜インフラ＞、＜サプライチェーン＞のに分け、各々年次（現状、2020 年、2030 年、2040 年、2050 年）展開の概要を下图絵姿としてまとめた（末尾に拡大図を添付）。



＜国内水素製造＞

再エネ発電の余剰電力が安価であれば水電解で製造される可能性がある。(規模は比

較的小規模と思われる)(2030 年頃)

海外水素製造は、未利用の再エネが大量にあることから、再エネ発電の余剰電力のみならず安価な再エネ発電の全電力を利用した水電解により水素が製造される可能性がある。(2030 年頃)

<輸送・貯蔵>

東京オリ・パラで、海外製造水素の海上輸送が実証されることが期待される。(2020 年)

国内では既存流通網の拡大整備に加え、水素ステーション数の拡大やパイプラインが地域限定で整備される。(METI の戦略ロードマップ)(2030 年頃)

<利用>

自家発の GT 燃焼器は、専焼ウェット方式の実証(現状)⇒同方式の商用化、専焼ドライ方式の実証(2020 年頃)⇒同方式の商用化(2030 年頃)で進められている。(KHI 殿の公開情報)

自家発で水素専焼ドライ方式の GT が商用化されとしても、経済原理により適用は特殊・限定的であり、大半は混焼の形で利用されると思われる。

自家発で水素専焼ドライ方式の GT の本格利用の可能性は、発電事業用に大量に水素が利用され、水素価格が非常に安くなった後と思われる。

発電事業用水素発電は、混焼ドライ方式の GT について、現在実証が行なわれており、2020 年に商用化、以降、適用先拡大及び水素濃度アップが図られると思われる。

発電事業用水素発電の本格普及シナリオは以下の通りと想定している。

小中規模利用(既存 LNG 火力設備での混焼)⇒大規模利用(CCS を必要とする火力の代替)

小中規模利用は、以下の順番で展開されると想定している。

- 1 既存 LNG 火力での混焼(小規模)
- 2 製油所 HPU 代替(中規模)
- 3 既存 LNG 火力での混焼(本格利用:適用先拡大、水素濃度アップ等)

≪既存 LNG 火力での本格利用前に製油所 HPU 代替として利用されると想定する理由≫

製油所 HPU 代替としての水素の許容価格は、LNG 火力用水素の許容価格より高いと思われるから。製油所 HPU 代替に本格利用されて水素供給価格が下がった後、既存 LNG 火力での混焼に本格利用されると想定している。

CCS を必要とする化石火力の代替は、以下の順番での展開を予想。

- 1 CCS 処理が必要な石油火力の代替
- 2 CCS 処理が必要な LNG 火力の代替
- 3 CCS 処理が必要な石炭火力の代替

上記順番は IAE の経済性試算(本報告書の4. 2(1)項)に基づくが CO₂ 排出制約 CCS コスト等次第で変わる。

<インフラ整備シナリオ>

水素需要量の増大に伴い、概略以下の通り推移すると想定している。

- 1 既存インフラの活用
- 2 水素ステーション数の拡大、国内流通網の拡充
- 3 積荷基地(小規模)、揚荷基地(小規模)、パイプライン(地域限定)
- 4 積荷基地(中大規模)、揚荷基地(中大規模)、港湾インフラ

<サプライチェーン>

川崎重工殿や千代田化工殿の事業化計画に沿ってサプライチェーンが進むことが期待される。

2020 年の東京オリ・パラで豪州褐炭由来水素や中東随伴ガス由来水素がパイロット実証として輸入されることが期待される。

4. 1. 2 サブシナリオ

発電事業用水素発電を核とした水素普及のサブシナリオとして、＜CO₂フリー水素のコストダウンシナリオ＞、＜CO₂フリー水素サプライチェーンのインフラ整備シナリオ＞、＜化石火力代替水素火力導入シナリオ＞、＜CO₂フリー水素輸入シナリオ＞について基礎検討を行った。

(1) CO₂フリー水素のコストダウンシナリオ

水素普及は、目標コストを順次達成し、最終的には経済自立の達成に向け、如何にコストダウンできるかにかかっていると言っても過言ではないと思われる。CO₂フリー水素のコストダウンシナリオに関する IAE のイメージを下図に示す。下図における CO₂フリー水素の CIF 価格算出根拠は次項4. 2で示している。CO₂フリー水素が本格普及するためには、CO₂フリー水素の CIF 価格として 20 円/Nm³を達成する必要があると思われる。

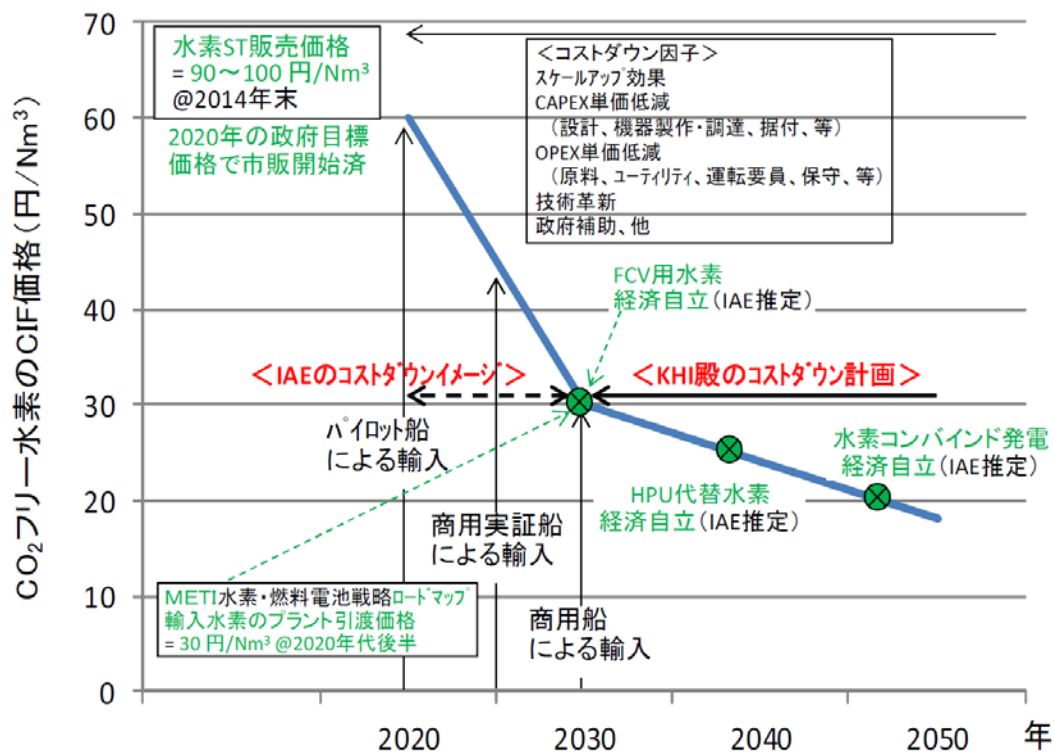


図 1 CO₂フリー水素のコストダウンシナリオ

(2) CO₂フリー水素サプライチェーンのインフラ整備シナリオ

CO₂フリー水素サプライチェーンのインフラ整備シナリオに関する IAE のイメージを下図に示す。

CO₂フリー水素の本格導入に先駆けて、サプライチェーンのインフラが先行整備される必要があると思われる。2030 年頃までは主に既存インフラや水素ステーション等の国内流通網の拡充が行なわれ、2020 年代後半ごろからは、パイプライン(製油所や火力発電用所等の大規模集中地域)、揚地基地/積地基地インフラ、さらには港湾インフラ(16 万 m³級の大型タンカー用)等の整備が順次必要と思われる。

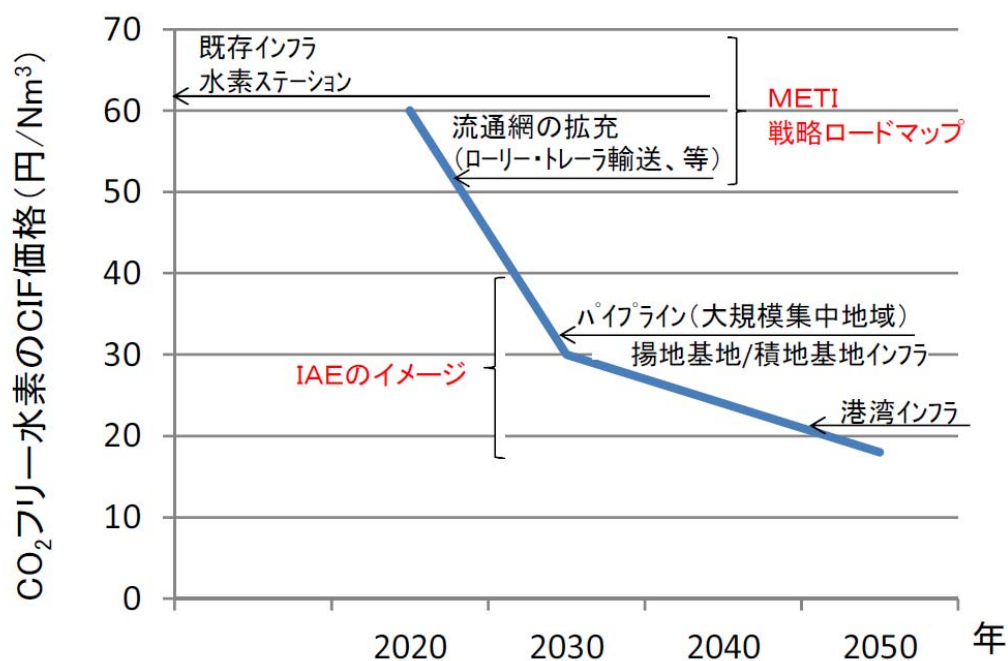


図 2 CO₂フリー水素サプライチェーンのインフラ整備シナリオ

(3) 化石火力代替水素火力導入シナリオ

水素本格普及に不可欠な化石火力代替水素火力の本格導入に至るシナリオに関する IAE のイメージを下図に示す。効率・経済性向上をベースに、インフラ整備の要否、環境負荷軽減、等の要因が絡み合って水素活用が拡大していくと思われる。化石火力代替水素火力の本格導入に関する IAE の試算(一例)では、2030年における CCS 付化石火力の発電コストは、CCS建設費や炭素税等によって変わるが、石炭火力・LNG 火力・石油火力の順で高くなり、許容水素の CIF 価格も石炭火力代替・LNG 火力代替・石油火力代替の順で高くなる。従って、全面代替であれば、石油火力代替・LNG 火力代替・石炭火力代替の順番で導入されるが、水素火力は LNG 火力とシステム・設備構成が比較的類似しており、水素割が低い場合の LNG／水素混焼発電では、LNG火力インフラの多くがそのまま利用できると思われることから、全面代替に先行して LNG／水素混焼火力が導入されると思われる。

LNG／水素混焼火力に先駆けて、燃焼発電への水素利用が最も早く拡大するのは、現在も実施されている自家発水素混焼であると思われるが、水素専焼自家発は経済性が非常に厳しいことから、その本格導入は化石火力の全面代替水素火力の後になると思われる。

LNG／水素混焼火力の実施を踏まえて、CO₂フリー水素の許容価格が CCS 付 LNG 火力よりも少し高いと推定される製油所HPU代替としての CO₂フリー水素の活用が進むと思われる。

製油所HPU代替としての CO₂フリー水素の活用が進み、利用量が拡大して CO₂フリー水素の CIF 価格が低下し、化石火力代替水素火力の導入が本格すると思われる。

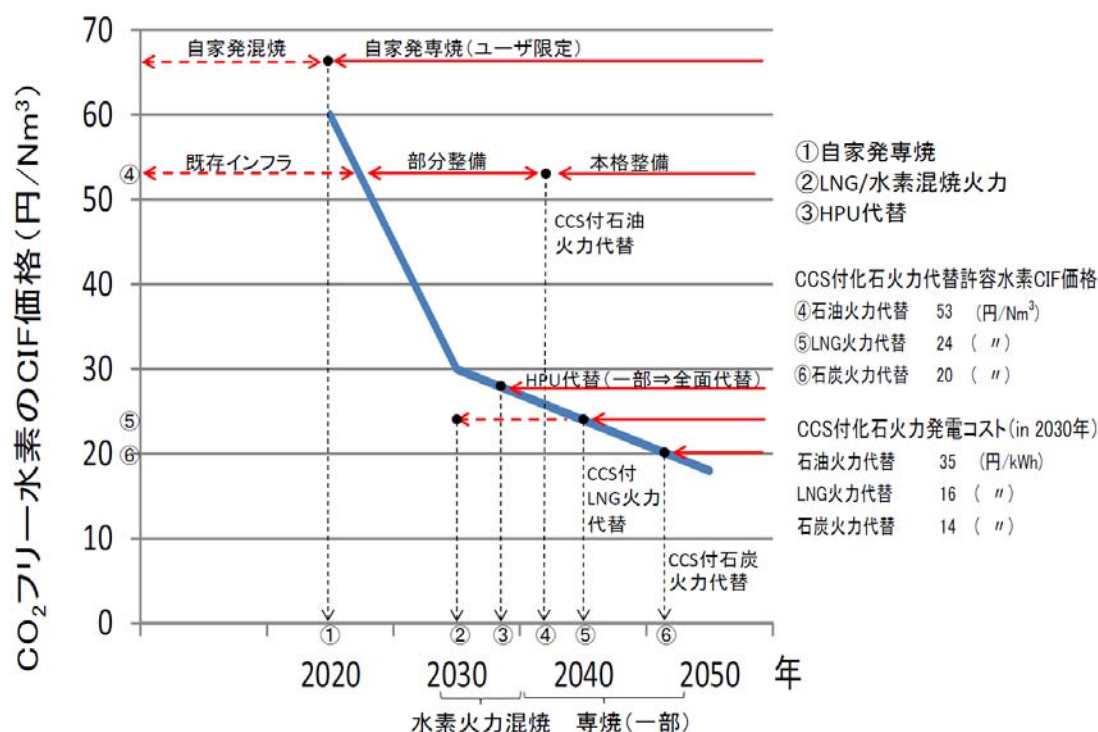


図 3 化石火力代替水素火力導入シナリオ

(4) CO₂フリー水素輸入シナリオ

KHI 殿の液水船による CO₂ フリー水素輸入シナリオを下图に示す CO₂ フリー水素の輸入量(利用量)が増えれば CO₂ フリー水素の CIF 価格が下がるのか、CO₂ フリー水素の CIF 価格が下がれば CO₂ フリー水素の輸入量(利用量)が増えるのは、議論の余地があるが、いずれにしてもエンドユーザーに経済的な CO₂ フリー水素を供給するためには、CO₂ フリー水素の CIF 価格は究極 20 円/Nm³ 以下を達成する必要があると思われる。

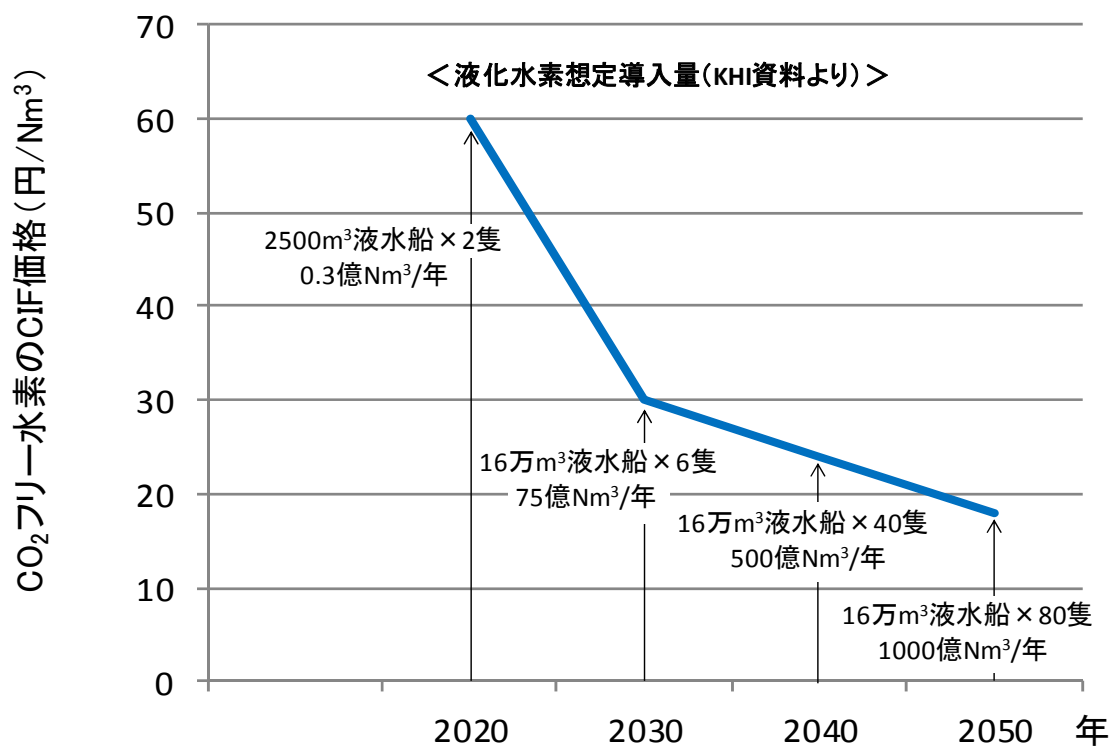


図 4 CO₂フリー水素輸入シナリオ

4. 2 火力発電における許容水素コスト

IAEで実施した火力発電における許容水素コストの試算結果(一例)を以下に示す。

今回設定した条件では、2030 年における CCS あり化石火力(石炭火力、LNG 火力、石油火力)代替としての水素火力発電の CO₂フリー水素の許容 CIF 価格は、各々、20.4 円/Nm³ 24.2 円/Nm³ 53.5 円/Nm³となった。

また、CO₂フリー水素の許容 CIF 価格へは、化石燃料の燃料価格が比較的大きな影響を及ぼすことが分かった。

さらに、一例として水素コンバインドサイクル発電、天然ガスコンバインドサイクル発電、そして CCS あり天然ガスコンバインドサイクル発電の経済性比較を行った結果、Break-even point は、炭素税が 125 USD/ton-CO₂, 水素価格が 2,185 USD/ton-H₂ となった。
となった。

水素サプライチェーン実現に向けた水素普及シナリオ研究会(仮称)
火力発電における許容水素コスト
(注記:IAEによる検討である)

2015.7.8

【資料1-7】

13

<ベースケースの条件>(第1回シナリオ研で示した条件)

1. 2030年における、CCSなし化石火力発電設備の設備費、燃料費、運転維持費^{出典1)}

(1) 設備費(廃棄費を含む)

・設備費(円/kWh)は、建設費+廃棄費(円/kW)、年経費率、設備利用率より算出。

CCSなし化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
建設費	250	129	200	(千円/kW)
廃棄費	5%	5%	5%	(対建設費割合)
年経費率	0.15	0.15	0.15	(IAEの設定)
設備利用率	70%	70%	30%	
設備費	6.4	3.1	12.0	(円/kWh)

(2) 燃料費

・燃料費は、燃料CIF価格、燃料発熱量、発電端効率、所内率より算出。

CCSなし化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
燃料CIF価格	97.64 USD/t	16.2 USD/MMBtu(*2)	105 USD/bbl	(*2: HHV)
発電端効率	48%	57%	48%	(HHV)
所内率	6.4%	2.0%	4.8%	
燃料費	3.0	9.9	12.6	(円/kWh)

(3) 運転維持費

CCSなし化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
運転維持費	1.7	0.6	2.6	(円/kWh)

(4) 合計

CCSなし化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
合計	11.1	13.5	27.2	(円/kWh)

出典1) 発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)

2. 2030年における、CCSあり化石火力発電設備の設備費、燃料費、運転維持費

(1) 設備費(廃棄費を含む)

・CCSなしの建設費にCCSの建設費を追加し、CCSなしの場合と同様に算出。

・CCSの建設費、廃棄費はIAEが下記の通り設定。

CCSあり化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
CCSの建設費	50	30	50	(千円/kW)
CCSの廃棄費	5%	5%	5%	(対建設費割合)
CCSの設備費	1.3	0.8	3.0	(円/kWh)
設備費の合計	7.7	3.9	15.0	(円/kWh)

(2) 燃料費

・発電端効率は出典1)を基に、出典2)のデータからIAEが比例で算出。

・所内率はCCSなしの場合と同じ。

CCSあり化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
発電端効率	33%	49%	36%	(HHV)
所内率	6.4%	2.0%	4.8%	
燃料費	4.4	11.4	16.8	(円/kWh)

(3) 運転維持費

・運転維持費のCCSあり/なしの割合は、設備費のCCSあり/なしの割合と同じ。

CCSあり化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
運転維持費	2.0	0.8	3.3	(円/kWh)

(4) 合計

CCSあり化石火力	石炭火力(*1)	LNG火力	石油火力	(*1: A-USC)
合計	14.1	16.0	35.0	(円/kWh)

3. 2030年における水素火力発電設備の設備費、燃料費、運転維持費

(1) 設備費(廃棄費を含む): 2030年のCCSなしLNG火力の設備費と同じ

(2) 燃料費

・ここでは、CO₂フリー水素のCIF価格を30円/Nm³とする

・発電端効率は2030年のCCSなしLNG火力と同じ(57%)。

・所内率は2030年のCCSなしLNG火力と同じ(2.0%)。

(3) 運転維持費: 運転維持費は2030年のCCSなしLNG火力と同じ

	設備費 (円/kWh)	燃料費 (円/kWh)	運転維持費 (円/kWh)	合計 (円/kWh)
水素火力発電	3.1	15.3	0.6	18.9

4. 2030年における、CO₂フリー水素の許容CIF価格(ベースケースの試算結果)・許容価格の定義: ここでは設備費と燃料費と運転維持費の合計が、CCSあり化石火力と同じになる場合のCO₂フリー水素のCIF価格を許容価格とする。

CCSあり化石火力代替	石炭火力代替(*1)	LNG火力代替	石油火力代替	(*1: A-USC)
許容水素CIF価格	20.4	24.2	53.5	(円/Nm ³)

出典1) 発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)

出典2) DOE/NETL-2007/1281

(2) 感度解析

<感度解析の変数>				
・ CCSの建設費 ・ 燃料費 ・ CCSあり化石火力の発電効率 ・ CCSあり石油火力の設備利用率				
<感度解析結果>				
1. CCSの建設費	CCSの建設費 (対ベース乗数)	CO ₂ フリー水素の許容CIF価格 (円/Nm ³)		
Case 1-1: ベースケース × 0.5	0.5	石炭火力代替	LNG火力代替	石油火力代替
Case 1-2: ベースケース × 0.8	0.8	18.9	23.4	49.9
ベースケース	1	19.9	23.8	52.1
Case 1-3: ベースケース × 1.5	1.5	20.4	24.2	53.5
Case 1-4: ベースケース × 2.0	2	22.0	25.2	57.0
		23.6	25.9	60.5
2. 燃料費	燃料費 (対ベース乗数)	CO ₂ フリー水素の許容CIF価格 (円/Nm ³)		
Case 2-1: ベースケース × 0.5	0.5	石炭火力代替	LNG火力代替	石油火力代替
Case 2-2: ベースケース × 0.8	0.8	16.1	13.0	36.9
ベースケース	1	18.7	19.7	46.8
Case 2-3: ベースケース × 1.5	1.5	20.4	24.2	53.5
Case 2-4: ベースケース × 2.0	2	24.8	35.4	70.0
		29.1	46.6	86.5
3. CCSあり化石火力の発電効率	発電効率 (対ベース増減%)	CO ₂ フリー水素の許容CIF価格 (円/Nm ³)		
Case 3-1: ベースケース - 4 %	-4	石炭火力代替	LNG火力代替	石油火力代替
Case 3-2: ベースケース - 2 %	-2	21.7	26.1	57.6
ベースケース	0	21.0	25.2	55.4
Case 3-3: ベースケース + 2 %	+2	20.4	24.2	53.5
Case 3-4: ベースケース + 4 %	+4	20.0	23.4	51.7
		19.5	22.6	50.1
4. CCSあり石油火力の設備利用率	設備利用率 (%)	CO ₂ フリー水素の許容CIF価格 (円/Nm ³)		
ベースケース : 30 %	30	石油火力代替		
Case 4-1: 40 %	40	53.5		
Case 4-2: 50 %	50	49.7		
Case 4-3: 60 %	60	47.3		
Case 4-4: 70 %	70	45.8		
		44.6		

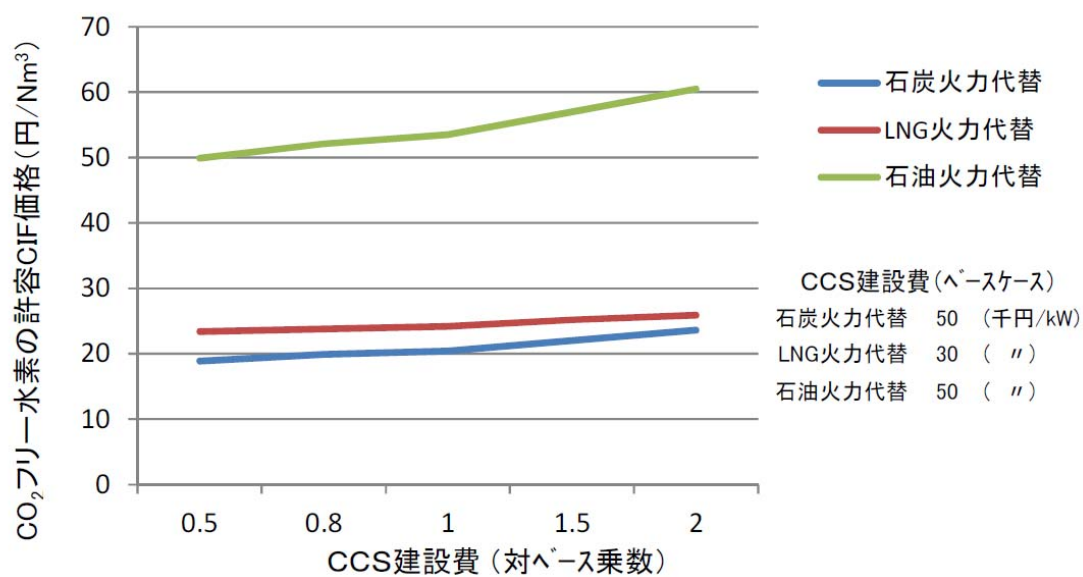


図 1 CO₂フリー水素の許容CIF価格に及ぼすCCS建設費の影響

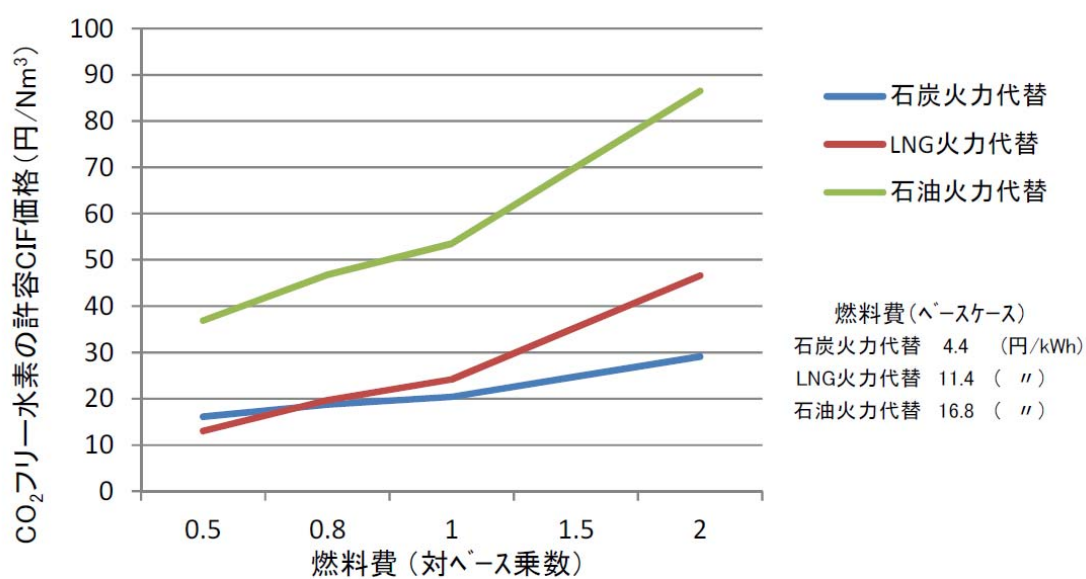


図 2 CO₂フリー水素の許容CIF価格に及ぼす燃料費の影響

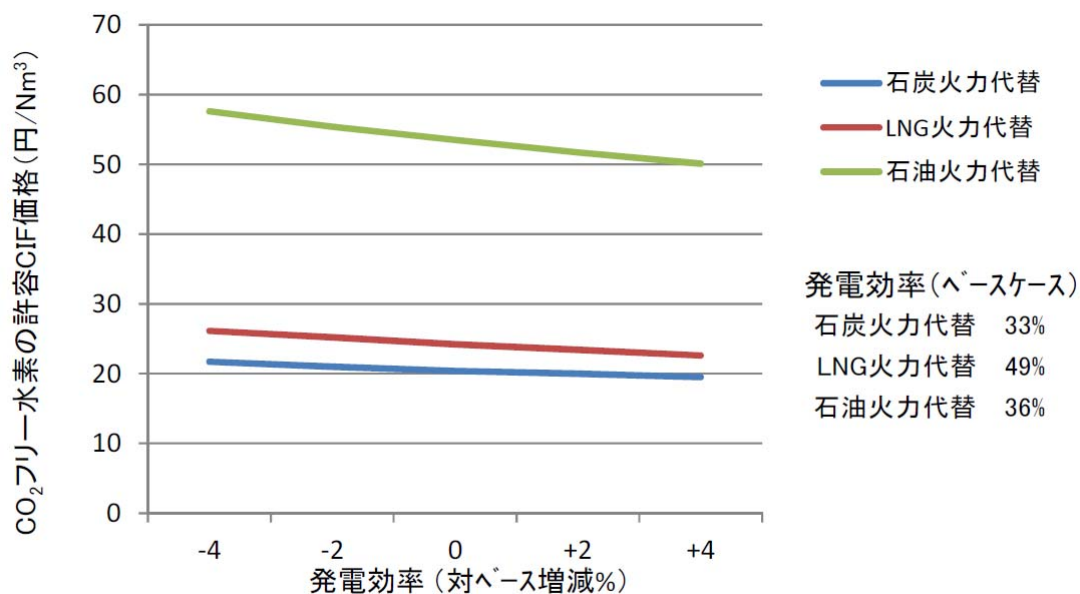
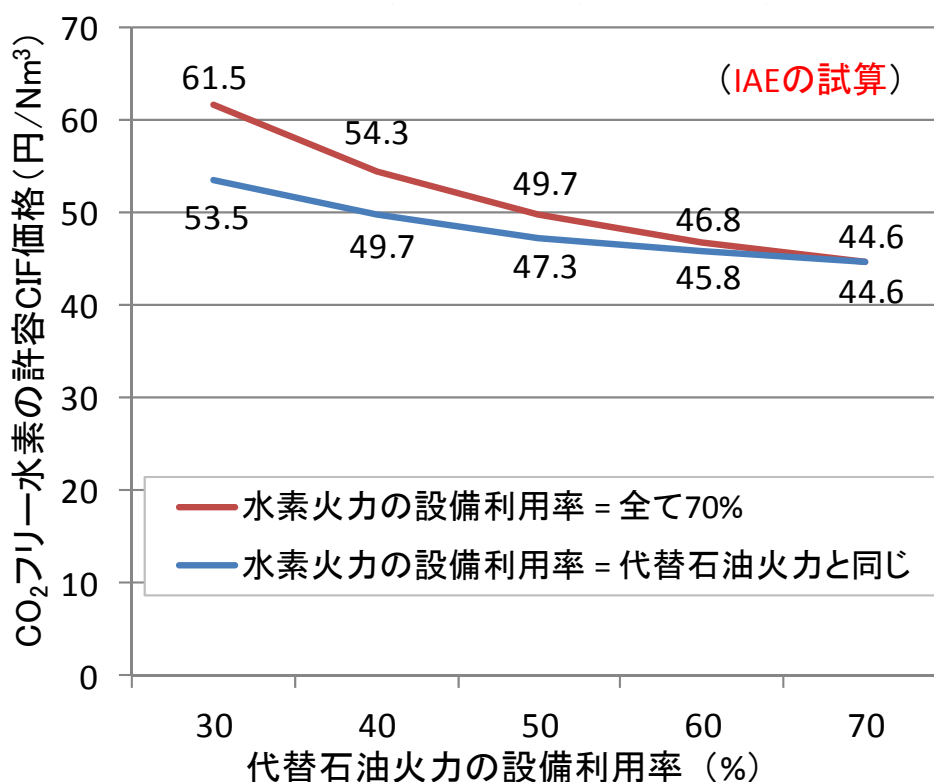


図 3 CO₂フリー水素の許容CIF価格に及ぼす発電効率の影響

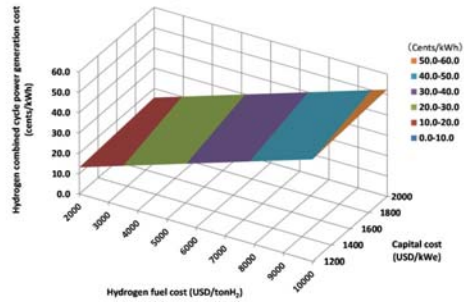


CO₂フリー水素の許容CIF価格に及ぼす
代替石油火力(CCS付)の設備利用率の影響

水素火力発電の経済性 水素コンバインド、天然ガスコンバインドの経済性比較（例）

Tentative – Do not Quote

Hydrogen Combined Cycle Power Generation Cost
- Capital Cost vs Fuel Cost



<検討諸元>

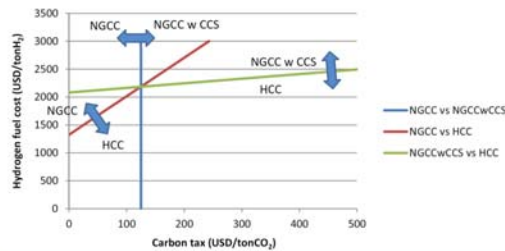
	設備費用 (\$/kW)	設備利用率 (%)	発電効率 (HHV%)	天然ガス価格 (\$/ton)
HCC	1200	70	55	—
NGCC	1200	70	55	500
NGCC+CCS	1900	70	45	500

HCC: 水素コンバインド
NGCC: 天然ガスコンバインド

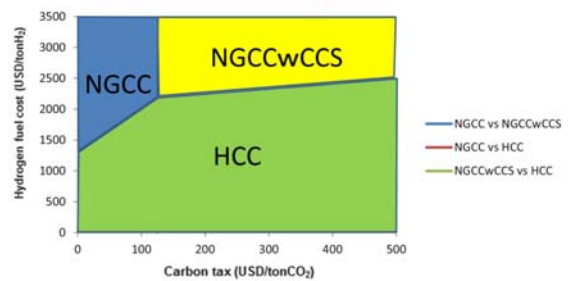
<まとめ>

本試算例では HCC, NGCC, NGCC+CCS の break even point は炭素税が125 USD/ton-CO₂, 水素価格が2,185 USD/ton-H₂ となった。

Break Even Lines of Low Carbon Power
Generation Options



Break Even Lines of Low Carbon Power
Generation Options



IAE The Institute of Applied Energy

図5 水素コンバインド、天然ガスコンバインドの経済性比較（例）

4.3 水素需要推算(シミュレーション)

研究会の活動の一環として統合評価モデル GRAPE のエネルギーシステム分析モジュールを用いた水素の需給を含むエネルギー需給の分析を行った。このモデルは世界を 15 地域に分割し、地域間のエネルギー資源の貿易を含む各地域のエネルギーシステムを取り扱い、資源量や CO₂ 排出量の制約の下、世界全体のエネルギーシステムコストを最小化するモデルである。

これまでの研究により一定規模の水素導入の可能性は明らかにされている。今年度は、従来の水素需要量の評価に加え、モデルの評価結果を利用し、CO₂ フリー水素チェーンの大規模な社会導入の理由づけとなる CO₂ フリー水素導入の意義や合理性を示すことを試みた。具体的には、3E+S の観点から水素導入の意義や合理性を示す指標を設定し、指標によるケースの評価を行った。

今年度は、CO₂ 排出制約やエネルギー需要を各国の約束草案(INDCs)を考慮した内容に更新した他、既設天然ガス発電所における水素利用として、熱量ベースで 6%(体積で 20%、ハイタン相当)の混焼が可能と想定した。原子力発電の設備容量は、40 年寿命でのフェーズアウトから 40 年寿命と 60 年寿命の炉が半々となる値を上限とした。

水素有ケース(ベースケース)の日本の 2050 年水素供給量は、1107 億 Nm³であった。内訳は海外 CO₂ フリー水素が5割以上を占め、風力電解が 23%、オンサイト水素ステーションが 15%、残りの 10%が副生水素(製鉄水素 86 億 Nm³、食塩電解 11 億 Nm³)であった。日本の水素の 2050 年国内需要は、計 1053 億 Nm³であり、発電部門で 51.0%、運輸部門で 46.3%、定置部門ではゼロ、製油所水素で 2.7%であった。乗用車のエネルギー消費量に占める FCV 用水素の割合が約 2 割(95 億 Nm³)、トラック、バスのそれぞれのエネルギー消費量に占める FC トラック向けの水素の割合は 45%(353 億 Nm³)、FC バス向けの水素は約 7 割(10 億 Nm³)であった。

水素有ケース(ベースケース)と水素無ケースを比較すると、日本に CO₂ フリー水素が導入された時期では、環境、エネルギー安全保障の各指標が改善される傾向があることが分かった。世界全体で最適化を行っているため、必ずしも水素導入によって日本のエネルギーシステムコストが低下しない場合もある(世界全体では水素無に比べてエネルギーシステムコストは低下しており、経済的にも適切である)。しかし、水素無ケースでは日本の CO₂ 排出量が水素有ケースに比べて増加してしまうなど、他の指標が悪化しており、現実の世界にもみられるような指標間のトレードオフがあることが示された。

以下、本年度実施した GRAPE による水素需要推算の主な実施内容と計算結果を示す。

(1)実施内容

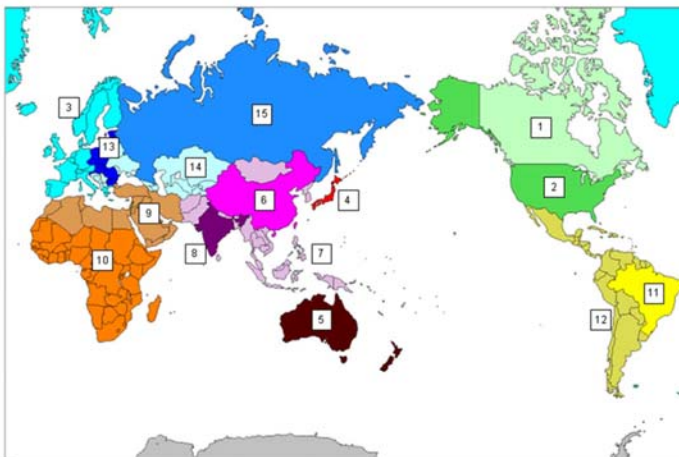
実施内容の概要

- **重要な条件等との整合を行い、日本への水素導入の意義や合理性を示す。**
- **ベースケース条件の更新**
 - 各国の中期目標との整合
 - エネルギーミックスとの整合（再エネ、原子力等）
 - 水素・燃料電池関連技術のアップデート
- 感度分析ケース
 - 水素技術off、原子力フェーズアウトかつCCS無、開発輸入、水素貿易無、補助金
- 水素導入の意義・合理性を示しうる指標による評価（今回報告）
 - 3E+Sの観点から水素導入の意義や合理性を示す指標を開発し、指標による感度分析ケースの評価に重点を置く。
 - 指標案
 - ・ 経済：エネルギーシステムコスト、燃料輸入額、CO2削減費用
 - ・ 環境：CO2排出量（日本）、各セクタのCO2排出量
 - ・ 安全保障：一次エネルギーの多様性、自給率、自主開発比率



1.モデル概要

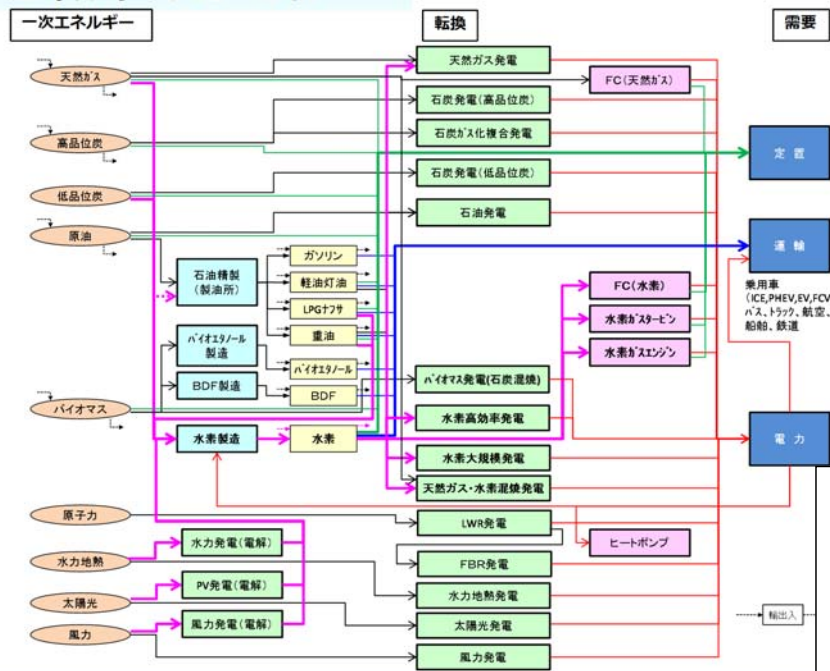
- 統合評価モデルGRAPEのエネルギーモジュールを用いて、2050年までの日本の水素需要を評価。
- 水素製造は2020年から日本国内の他、海外14地域からの輸入が可能と設定。
- 水素の需要先は、2020年から先進地域（カナダ、米国、西欧、日本、オセアニア）と2030年から中国、インド、ブラジル、ロシアの運輸（FCV,ICE）、発電（大規模発電）、定置（水素コジェネ、直接燃焼）。



- 1: カナダ 2: USA 3: 西欧 4: 日本 5: オセアニア
 6: 中国 7: その他アジア 8: インド 9: 中東・北アフリカ 10: サハラ以南アフリカ
 11: ブラジル 12: その他ラテンアメリカ 13: 中欧 14: 東欧 15: ロシア

- 発電、運輸、定置の各部門のエネルギー需要を推計
- 想定するエネルギーフロー、利用可能な技術オプションのパラメータを設定
- CO2制約等の制約を満たし世界全体のエネルギーシステムコストが最小になるようなエネルギー需給構造を探索・決定。
- 世界地域別のエネルギー需給、CO2排出などの諸量を出力
 - エネルギー供給構成
 - 需要構成
 - 転換構成（発電等）
 - CO2排出量、CCS量
 - 等

1.モデルの概要 エネルギーフローの例



2. 計算条件 ベースケース概要

- エネルギー需要
 - INDCs (各国の約束草案) を考慮し、2030年ごろまではベースライン、2050年に向けてWEO450シナリオの需要に徐々に移行すると想定。
- エネルギー資源
 - 各地域の各資源それぞれの累積使用量が増加すると資源価格が上昇する想定した。資源価格は採掘コストと相関があり、採掘コストが低い資源から採掘されると想定したため。短期的な需給の影響による資源価格の上昇・下降は含んでいない。
- CO2排出制約
 - 化石燃料由来のCO2排出が対象。
 - 2025年、2030年はINDCsを考慮し各地域別に設定。
 - 2035年以降は、2050年に世界全体で90年比50%削減となるよう2035年の排出制約から線形に制約。
- 水素需要技術
 - 発電：事業用の大規模発電、産業用のコジェネレーション（ガスエンジン、ガスタービン）、民生用のコジェネレーション（燃料電池）
 - 定置：コジェネレーションによる熱供給、天然ガスとの混焼による直接燃焼も可能と想定。
 - 運輸：LDV、トラック、バスのFCVを想定。船舶、航空の燃料代替も想定。
- CCS
 - 発電・定置：2030年までのCCSの貯留量は、現在計画されているプロジェクトを参考に上限量を設定。日本は、CCSによるCO2貯留量の最大値は2050年に1.95億t-CO2と想定。

※日本の発電・運輸・定置の各部門、水素需給の計算結果は、参考資料に掲載

2. ベースケースの変更内容

① 日本を含む各国のGHG削減の中期目標との整合

- INDCsによる削減には、CO2以外のGHG、また、化石燃料由来の以外の温室効果ガスも含まれている。
- 各国のGHG排出構成をふまえ、化石燃料由来CO2の削減比率を想定した。
- 化石燃料由来のCO2排出が多い国は、INDC sの比率をそのまま適用。GHG排出に占める土地利用の比率の大きな国は、INDCs等の資料をふまえ設定。

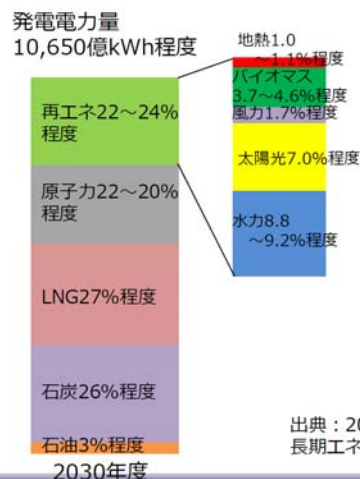
地域略称	日本語名	目標年	1990年比削減率	2005年比削減率	備考
CAN	カナダ	2030年	13.7%	30%	
USA	アメリカ	2025年	11.7%	27%	中間値
WEU	西欧	2030年	40%	-	WEUとCEUは、合計値で1990年比40%減で制約
JPN	日本	2030年	18%	25.40%	
OCE	オセアニア	2030年	-1.08%	27%	中間値
CHN	中国	2030年		CO2原単位 62.5%減	
SEA	その他東南アジア	2030年	2030年BAU9%削減		インドネシアを参考に作成
IND	インド	2030年		CO2原単位 34%減	
MEA	中東北アフリカ	2030年	BAU比32%減 →BAU比15%減		域内でのエネルギー起源の排出量 8割を占める上位国のうち、削減計画が出ているサウジアラビア、トルコ、アルジェリア等を参考に設定。
SSA	サハラ以南アフリカ	2030年	BAU比50%減 →BAU比40%減		域内でのエネルギー起源の排出量 8割を占める上位国のうち、削減計画が出ている南アフリカの値を参考に設定。
BRA	ブラジル	2030年	21.5%削減 →0%削減		GHG排出の8割（2005年）を占める土地利用・農業でより多く削減すると仮定。
OLA	その他ラテンアメリカ		BAU比30%減 →BAU比14%減		域内でのエネルギー起源の排出量 8割を占める上位国のうち、削減計画が出ているメキシコ、アルゼンチン、チリ、コロンビアを参考に設定。
CEU	中欧	2030年	40%		WEUとCEUは、合計値で1990年比40%減で制約
EEU	東欧		32.50%		域内でのエネルギー起源の排出量 8割を占める上位国のうち、削減計画が出ているウクライナとカザフスタンの平均値
RUS	ロシア	2030年	22.5%		中間値

2. ベースケースの変更内容

ベースケースの変更内容

② エネルギーミックスの議論で示された2030年の電源比率との整合

- 原子力をフェーズアウトから依存を下げつつ維持へ、また、太陽光発電、風力の比率とも整合を検討。
- 日本の原子力は40年寿命と60年寿命の中間程度の設備容量を上限として制約



出典：2015年6月1日総合資源エネルギー調査会
長期エネルギー需給見直し小委員会（第10回会合）資料1

2. ベースケースの変更内容

ベースケースの変更内容

③ 高効率水素発電の設備費の変更

- 500MWの純水素純酸素タービン発電所建設費
 - H6年のWE-NET報告書（サブタスク3全体システム概念設計）では1030億円
 - H10年報告書では、建設費の見直しが行われ、634億円
 - とともに冷熱利用酸素製造装置を含む
 - 1753USD/kW（2010年USD換算）
 - 送電端の発電効率は変更なし（63.4～63.5%%、LHV）

④ 水素受入基地の利用率の考慮

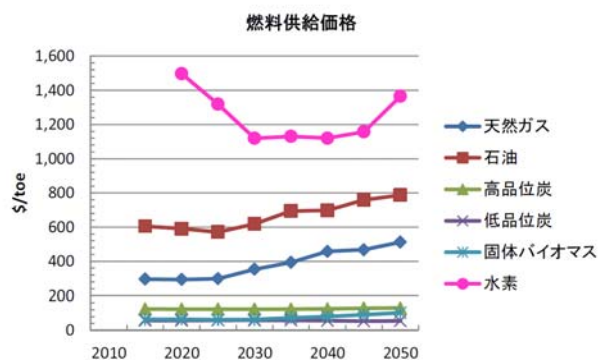
- 建設した受入基地は設備寿命（30年）の間、利用すると想定

⑤ 各国の原子力設備容量

- IEAのWEO2014の450シナリオ、IAEAの原子力導入量の高ケースを参考に上限を設定。

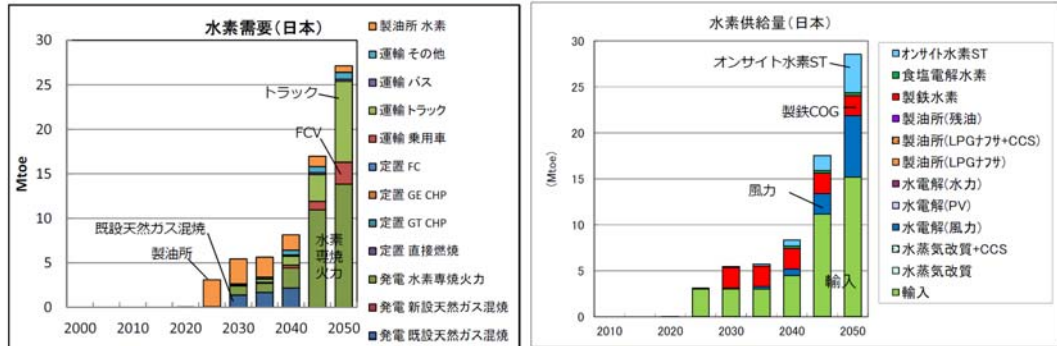
(2) 計算結果

3. 計算結果 ベースケース 資源価格



- 原油、天然ガスは時間とともに価格が上昇するが、熱量当たりの価格は、水素の1/2～1/3程度。
- 水素の価格が2050年に上昇するのは、高コストの再エネ（水力に加え風力）を利用し、水素製造コストが上昇するため。

3. 計算結果 ベースケース 水素需要量、水素供給量



需要

- 2020年から運輸部門のFCVで水素が利用される（2020年は、1.6万台、0.15億Nm³）。
- 2020年に水素大規模発電が導入される（2020年0.3kW、0.13億Nm³、設備利用率約85%）。
- 2025年から製油所向けのCO₂フリー水素の利用が始まる。
- 2050年における水素需要は、1050億Nm³（27.1Mtoe）。
- 発電・製油所向け重要は、CO₂フリー水素の導入期の大規模な需要の候補となりえる。

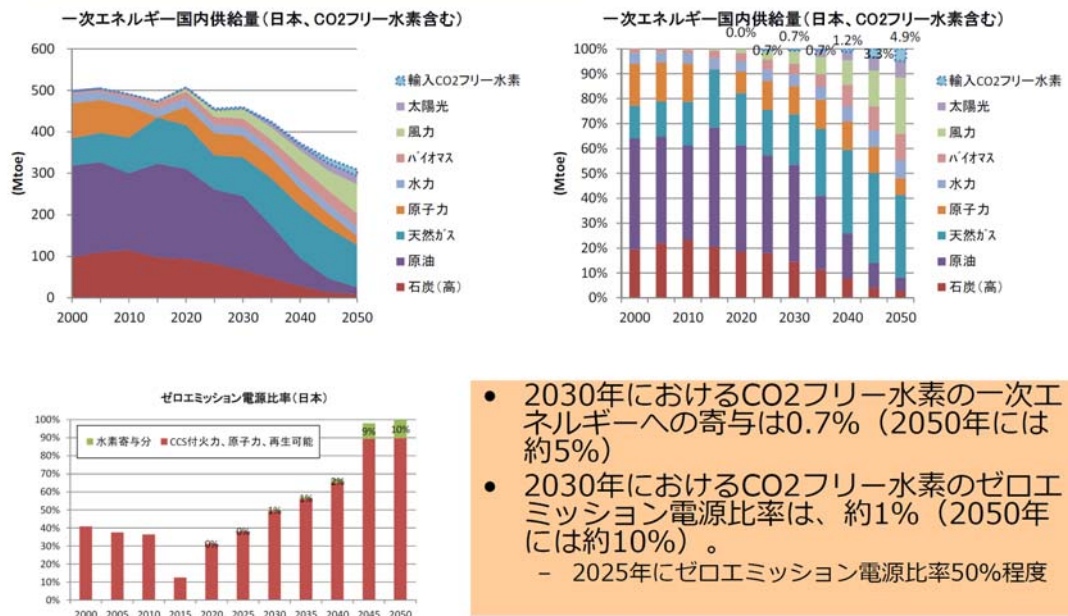
供給

- 2025年の輸入分は、全量が製油所向けの水素。FCV向けは2億Nm³をオンサイトステーションで製造。
- CO₂フリー水素の輸入が始まる2020年以降は、約50%以上を海外から調達する。
- 2050年の水素供給量は約1,105億Nm³（28.5Mtoe）

1 Mtoe=38.78億Nm³

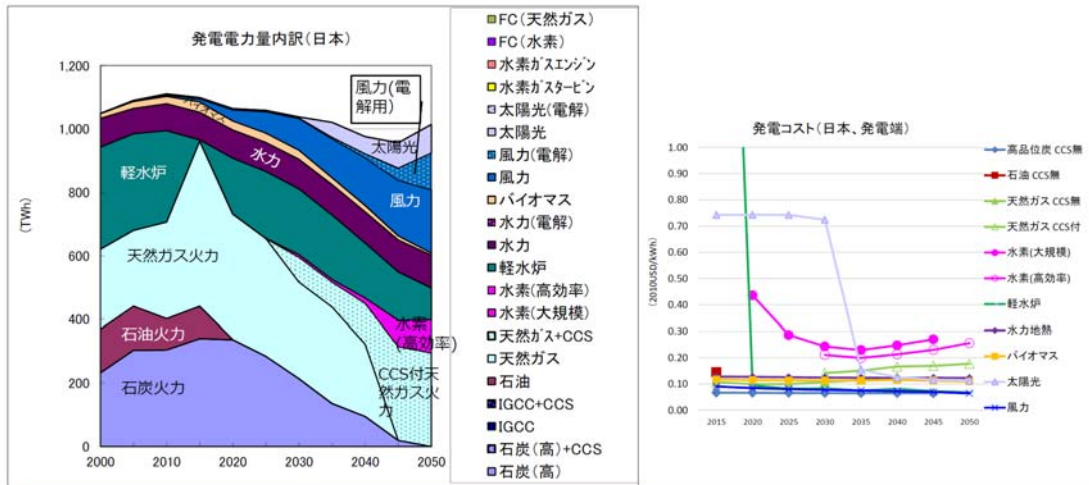
注：設置向け、運輸向けは配送ロス(10%)を含めているため、需要量の合計より総量が大きくなっている。

3. 計算結果 ベースケース CO₂フリー水素の寄与



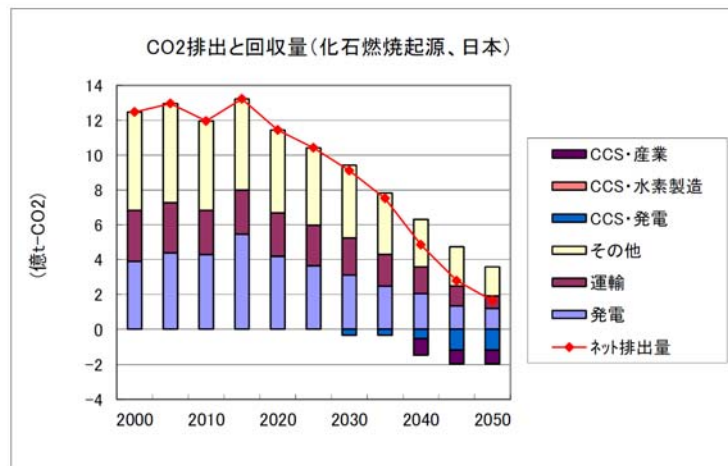
- 2030年におけるCO₂フリー水素の一次エネルギーへの寄与は0.7%（2050年には約5%）
- 2030年におけるCO₂フリー水素のゼロエミッション電源比率は、約1%（2050年には約10%）。
- 2025年にゼロエミッション電源比率50%程度

3. 計算結果 ベースケース 発電電力量



- 2020年に水素大規模発電が導入される（2020年の導入量約0.3万kW）。
- 2030年に高効率の水素発電（純水素純酸素燃焼タービン）が導入され、2050年に1300万kWが用いられる。
- 長期需給見通しの2030年の発電電力量ベースのシェアと概ね整合（再エネの内訳を除く）

3. 計算結果 ベースケース CO2排出量

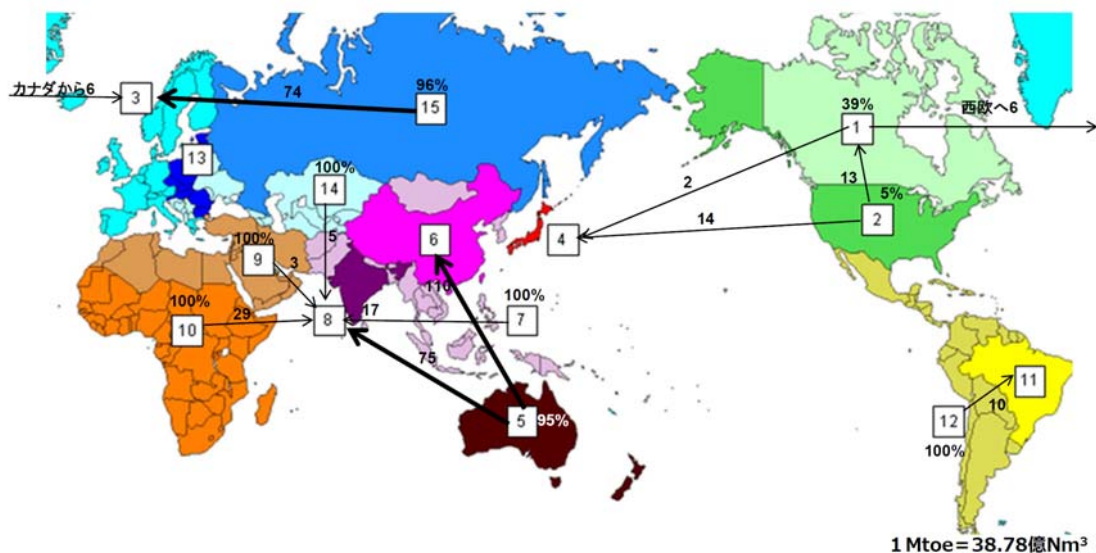


- 2030年からCCSが利用され始め、2050年の日本のネットのCO2排出量は1.6億t-CO2となる。
- 日本では、貯留先はすべて帯水層（1.95億t-CO2/年を最大値とした）
- 2030年は、90年比18%減、2050年は90年比85%減

3. 計算結果 ベースケース 世界水素輸送

2050年
 ← 50Mtoe以上
 ← 50Mtoe未満
 矢印の近くの数字は輸送量ベースの水素量(Mtoe)。地域番号近傍の%単位の数値は輸送比率

- 輸送コストが距離に依存するため、近い地域へ輸出する。



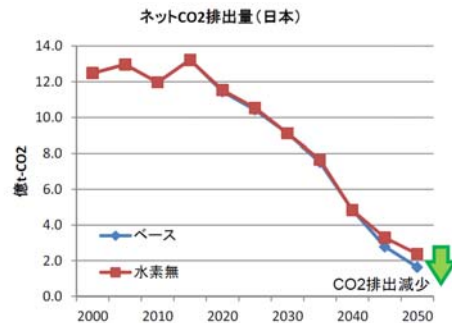
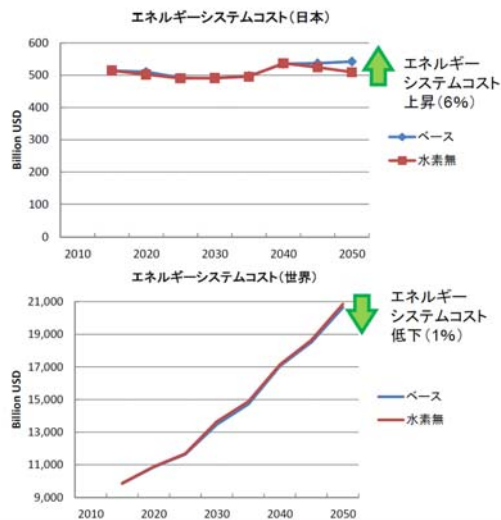
3. 計算結果 水素無ケースとの比較

	水素有（ベースケース） 2050年	水素無 2050年	備考
産業用CCS適用率上限	80%	80%	前回と同じ（初期値は40%）
電気自動車の上限シェア	26%	75%	車格などからシェアを与えているが、ICE（ハイブリッドを含む）とPHEV、バイオ燃料自動車のみとなるためシェア上限を緩和。
太陽光発電の上限シェア	30%	30%	発電電力量に対して（初期値は20%）
風力発電の上限シェア	30%	30%	発電電力量に対して（初期値は25%）

- 水素無ケースは、発電、運輸、定置の各部門で水素が利用できない想定で計算を実施。
 - 技術オプションが少なくなるため、一部の制約を緩和した。
- 水素無ケース結果概要
 - 日本では天然ガス燃料の定置用FCが導入。
 - 乗用車は、電気自動車が半数以上。
 - ほとんどのトラック、バスの燃料は天然ガス。
- 3E+Sの3Eに相当する指標で比較を実施
 - 経済性
 - 日本のエネルギーシステムコスト
 - 日本のCO₂限界削減費用（精査中）
 - 環境性
 - 日本のCO₂排出量
 - 電力、運輸、定置各部門のCO₂排出原単位
 - エネルギー安全保障
 - 一次エネルギー国内供給のハーフィンダール指数
 - エネルギー自給率

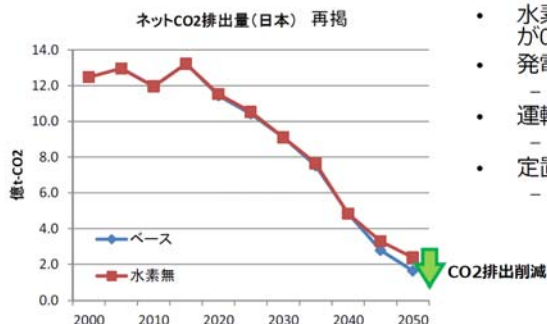
水素無ケースとの比較 経済性：コスト

- 水素有は水素無に対し、2050年の日本のエネルギーシステムコストが6%程度上昇
 - CO₂排出量は2050年に0.74億t-CO₂減少。
 - 世界全体のエネルギーシステムコストは、2050年においてベース（水素有）の方が1%小さくなる。
- 限界削減費用は精査中。
 - 2040年ごろに約400USD/t-CO₂、以降上昇傾向

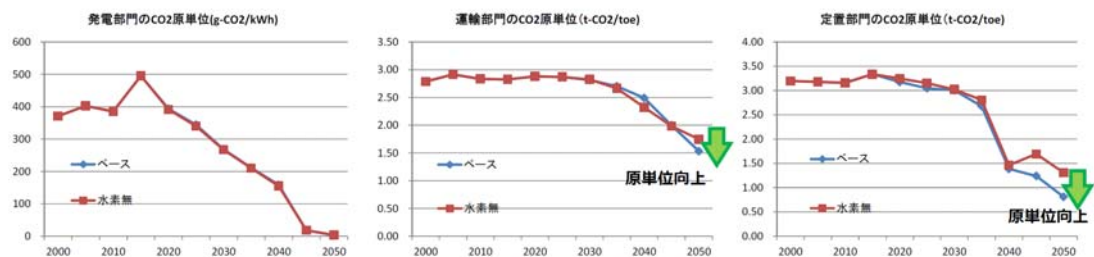


水素無ケースとの比較 環境：CO₂排出量

- 水素有の方がCO₂削減が進む

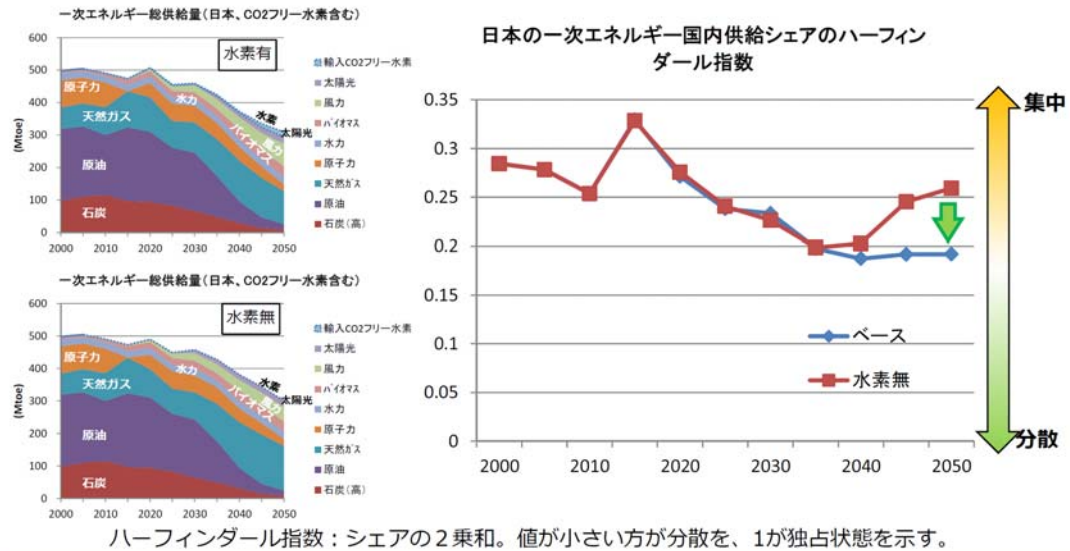


- 水素有りは、水素無しに対し、2050年にCO₂排出量が0.74億t-CO₂減少する。
- 発電のCO₂原単位はほぼ同じ
 - 原単位 = CO₂排出量/発電電力量
- 運輸部門のCO₂原単位は水素有のほうが低くなる。
 - 原単位 = CO₂排出量/運輸部門の燃料消費量
- 定置部門は水素有の方がCO₂原単位が小さい。
 - 原単位 = CO₂排出量/定置部門のエネルギー消費量



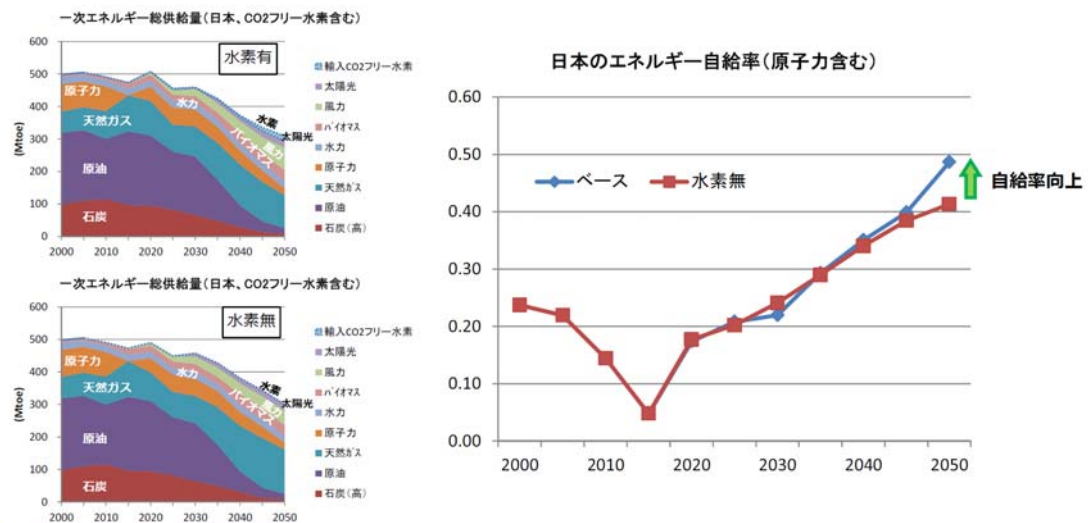
水素無ケースとの比較 エネルギー安全保障

- 水素導入のすすむ2040年以降では、水素有ケースの方が、一次エネルギー源はより分散する。
 - 水素無ケースにおいてCO2削減のため天然ガスの輸入量の増加に伴い、天然ガスのシェアが増加することによる。



水素無ケースとの比較 エネルギー安全保障

- エネルギー自給率 = 一次エネルギーの国内生産量 / 一次エネルギーの国内供給量
 - 国内産出は、再エネ、原子力、自主開発した水素を含む
- 水素導入のすすむ2050年では、エネルギー自給率が向上する。
 - 天然ガス輸入の減少と、風力(水電解含む)の増加で国内産出分が増加。



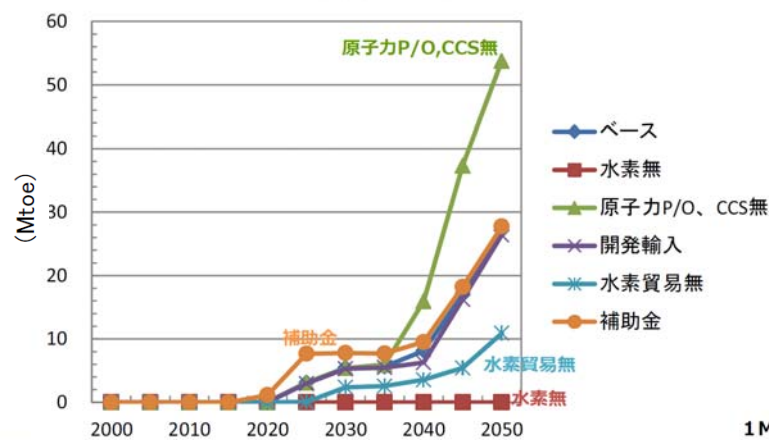
ケース比較

No.	ケース名	説明
1	ベース（水素有）	CO2制約付ベースケース
2	水素無	水素技術が利用できないと想定。
3	原子力フェーズアウト・CCS無	日本において、 ・原子力発電所を40年寿命でフェーズアウト ・CCSの利用も不可とした。
4	開発輸入	中東北アフリカ、オセアニアからの水素輸入は日本が自主開発したと想定し、日本の輸入量に対し下記の下限制約を課した。また、両地域からの水素はエネルギー自給率の計算では国内資源扱いとした。 ・中東北アフリカ 30% ・オセアニア 20%
5	水素貿易無し	水素の地域間輸送を行わず、地域内で製造した水素のみを利用できると想定した。
6	補助金	導入期（2020年～2030年）に12円/Nm3程度の補助金を与えた場合を想定した。（水素ステーション建設費への半額補助に概ね相当）

ケース比較 水素需要のまとめ

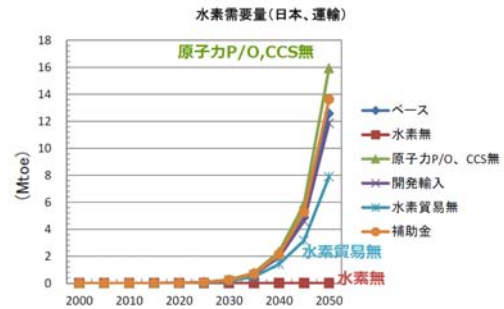
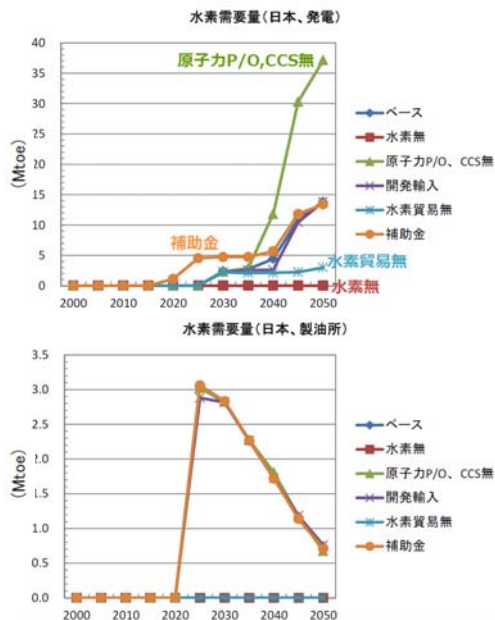
- 2050年の水素需要量
 - 原子力フェーズアウト・CCS無＞補助金≒ベース≒開発輸入＞水素貿易無し
- 原子力とCCSが使えない場合は、水素発電が増える。
 - 2050年の発電電力量シェア10%→26%
- 水素貿易無しでは、ほとんどが運輸向け。
- 補助金の出ている2020～2030年では補助金ケースの水素需要量が多い。

水素需要量（日本、合計）



1 Mtoe = 38.78億Nm³

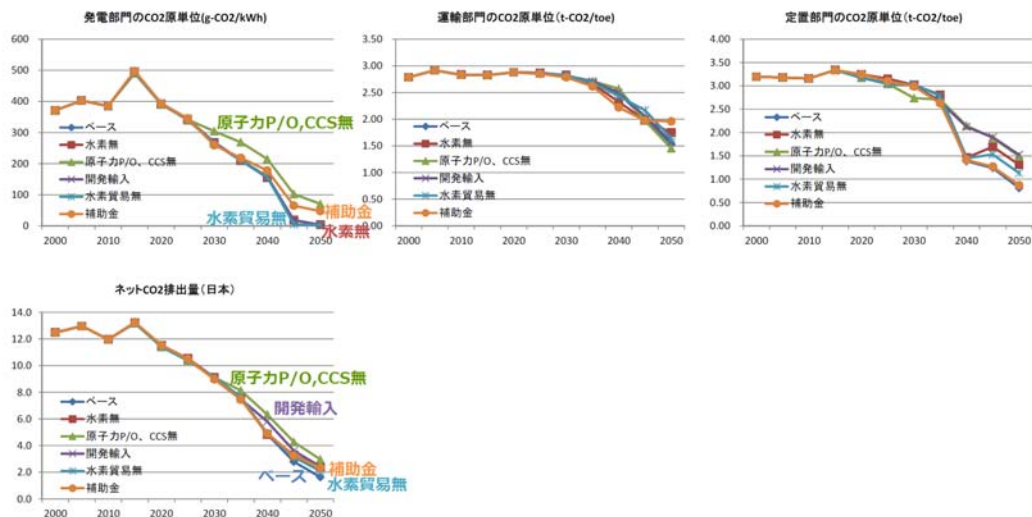
ケース比較 各部門の水素需要量



- 発電部門の水素需要量が水素需要に大きな影響を与える。
- 運輸においても原子力フェーズアウト・CCS無が多く、水素貿易無ではベースケースの2/3程度
- 製油所水素の需要は、ケース間で大きな違いはない
 - 輸入水素を前提としているため、水素無と水素貿易無ではゼロ。

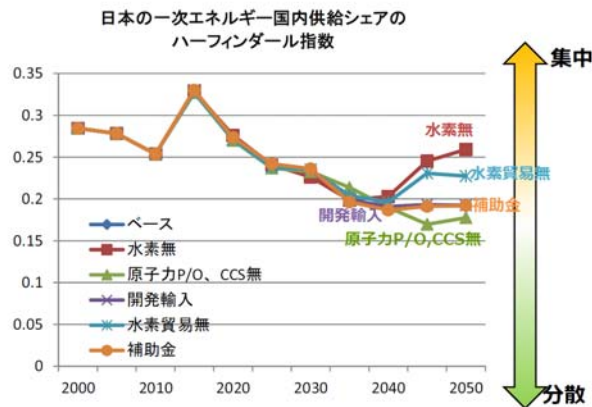
1 Mtoe = 38.78億Nm³

ケース比較 環境：CO2排出量



ケース比較 エネルギー安全保障

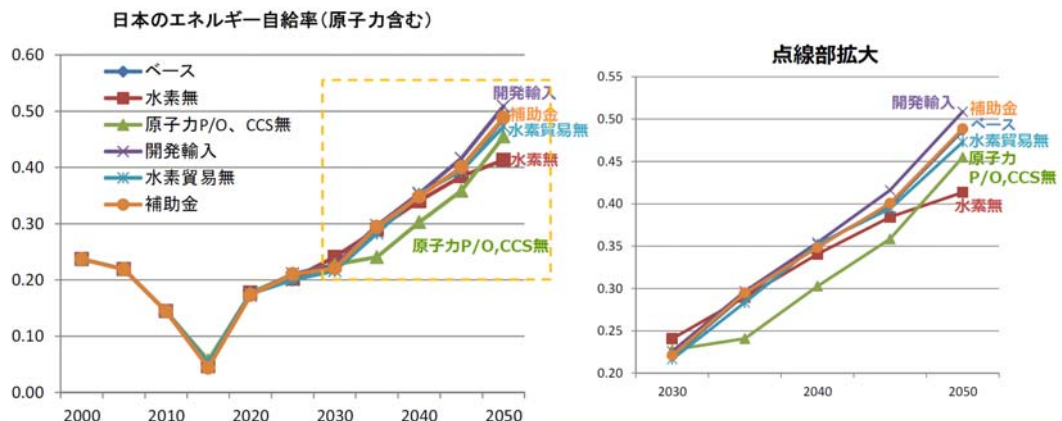
- 一次エネルギーの分散度合いは、下記の順となった。
 - 原子力フェーズアウト・CCS無≒補助金≒開発輸入≒ベースケース>水素貿易無>水素無
 - 水素無、水素貿易無のケースは、一次エネルギーにおける天然ガスのシェアが高くなるため、ベースケースよりもハーフィンダール指数が大きくなる（より特定の資源に依存する）。



ハーフィンダール指数：シェアの2乗和。値が小さい方が分散を、1が独占状態を示す。

ケース比較 エネルギー安全保障

- エネルギー自給率は、2050年では水素無が最も低く、開発輸入ケースが最も高い
 - ベースケースよりもエネルギー自給率が小さいケースは、天然ガスの輸入増加が主な原因
- 水素輸入量が増え、原子力発電の寄与が小さくなるため、原子力フェーズアウト・CCS無のケースも自給率は高くない。



まとめ

- **水素有/水素無**では、水素有の方が、水素が導入された時期では、環境、エネルギー安全保障の各指標が改善される傾向があることが分かった。
 - 世界全体の最適化のため、必ずしも日本のコストが低下しないこともある。（世界全体ではエネルギーシステムコストは低下）
 - 水素無の場合はCO2排出量は増加。（他地域で削減している）
- ケース比較
 - **原子力フェーズアウト、CCS無**：水素発電への水素需要が増加し、2050年の水素需要量が各ケース中で最大。日本のCO2排出量は増加、エネルギー自給率は低下。
 - **開発輸入**：水素需要量はベースケースとほぼ同じ。自主開発した水素供給地からの輸入分がエネルギー自給率に組み込めると自給率が向上する。
 - **水素貿易無**：水素の輸入がないため、水素は国内で生産され、主に運輸部門で利用される。
 - **補助金**：2020年～2030年に約12円/Nm³（水素ステーションの設備費の半額相当）の補助金を与えた場合、ベースケースに比べて期間中の累積量でベースケースの約8割増しの水素需要量となった。増加分は主に発電部門。

4. 4 水素エネルギーのコスト構造分析

シナリオ研のメンバー(一部)で共同実施し、IAEが代表としてまとめた水素エネルギーのコスト構造分析(一例)の結果を以下に示す。

LNG(成熟チェーン)と豪州褐炭液化水素チェーン(将来構想)の輸入熱量を同じとした場合、LNGに比べ水素は、輸入額が大幅に増えるが、海外流出額は同程度であり、輸入額が増える分国内還流金額が増え、新規産業創出、雇用拡大に貢献すると考えられる。また、水素チェーンはCO₂削減にも貢献する。

水素エネルギーのコスト構造の検討

＜はじめに＞

- ①本資料は、IAE主催の自主研究会「CO₂フリー水素シナリオ普及研究会」において、メンバーの協力の下LNGチェーンとCO₂フリー水素チェーンのコスト構造について、IAEが実施した検討の一例である。
- ②LNGは成熟したチェーンであり、CO₂フリー水素チェーンは現時点における将来構想であり、将来さらなる技術進展やコストダウンが期待されるものである。従って、直接的な比較ではなく、あくまで参考比較としていただきたい。
また、検討結果は前提条件等によって変わること、そして考察は一部主観的なものも含まれていることを、ご理解いただきたい。
- ③CO₂フリー水素チェーンは、キャリアとして液化水素・有機ハイドライド、さらにはアンモニア等があるが、ここではFS結果が公表されている豪州褐炭由来の液化水素チェーンを取り挙げた。

水素エネルギーのコスト構造の検討 LNG ①：LNGコスト構造の検討ステップと参考資料

LNGコスト構造の検討ステップ

- 日本向けLNGプロジェクトのコスト分析を実施し、国内プレイヤーの整理を行った上で、日本への還流金額の検討を実施した。



参考資料一覧

- 公開情報から取得可能な範囲で、コスト構造の分析を実施した。

	出版社	参考文献
1	・ The Oxford Institute for Energy Studies	・ LNG Plant Cost Escalation (2014年2月)
2	・ IEA	・ The Asian Quest for LNG in a Globalising Market (2014)
3	・ JOGMEC	・ 日本を取り巻くLNG情勢と取引の流動性向上に向けた動き (2015年3月)
4	・ 各LNGのPJ関連HP (公開情報)	・ 業界関連企業

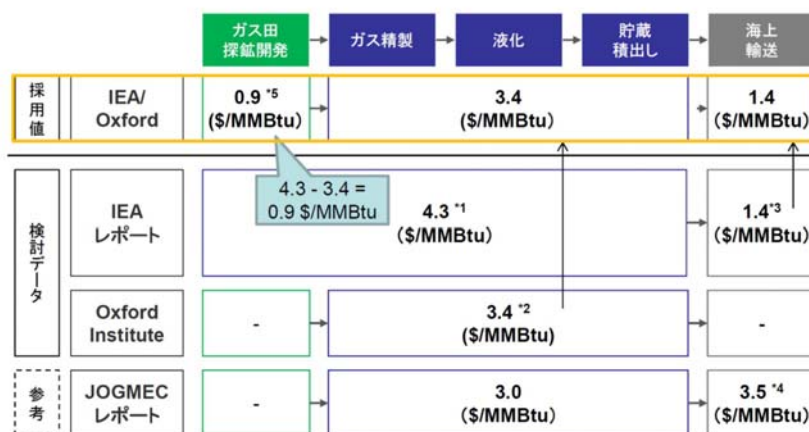
水素エネルギーのコスト構造の検討 LNG ②：国内向けLNG調達PJの整理

- 長期契約を結んでいる国内向けLNG PJ(建設中含む)は17件あり、Oxford Instituteの資料内でコスト開示しているプロジェクトは10プロジェクト、IEAは7プロジェクトであった。

Country	Start UP	Project Name	Oxford	IEA
Australia	1989	North West Shelf 1&2	○	
	2006	Darwin	○	○
	2012	Pluto	○	○
	2015	Gorgon	○	○
	2016	Wheatstone		○
Brunei	1972	Brunei	○	
Indonesia	2009	Tangguh Trains 1,2		○
Malaysia	1983	MLNG Bintulu 1 Satu	○	
	1995	MLNG Bintulu 2 Dua		
	2003	MLNG Bintulu 3 Tiga		
Oman	2000	Oman Trains 1,2	○	
	2006	Qalhat Train 3		
Qatar	1996	Qatargas 1 Trains 1,2,3	○	○
	1999	RasGas 1 - Trains 1,2		
	2010	Qatargas 3 Train 6	○	
Russia	2009	Sakhalin Trains 1,2		○
UAE	1977	ADGAS 1	○	

水素エネルギーのコスト構造の検討 LNG ③：LNGのコスト構造の整理

- IEA及びOxfordが公表しているコスト分析結果を元に、各工程のコストを検討した。



脚注*1:日本向けLNG地域を抽出し平均値を算出、*2: 日本向けLNG輸出PJを抽出し平均値を算出、
*3: オーストラリアから日本への輸送費を想定、*4: 北米HHからの輸送を想定、*5: IEAの平均値からOxfordの平均値を除き推算

水素エネルギーのコスト構造の検討

LNG ④：LNGサプライチェーンに於ける日本の寄与率と検討ケース

LNGサプライチェーンに於ける日本の寄与率（ヒアリング結果）

項目	探鉱開発	液化	輸送	オーナー収益
日本の寄与率	0%	2.5%	33.3%	17.0%

検討ケース

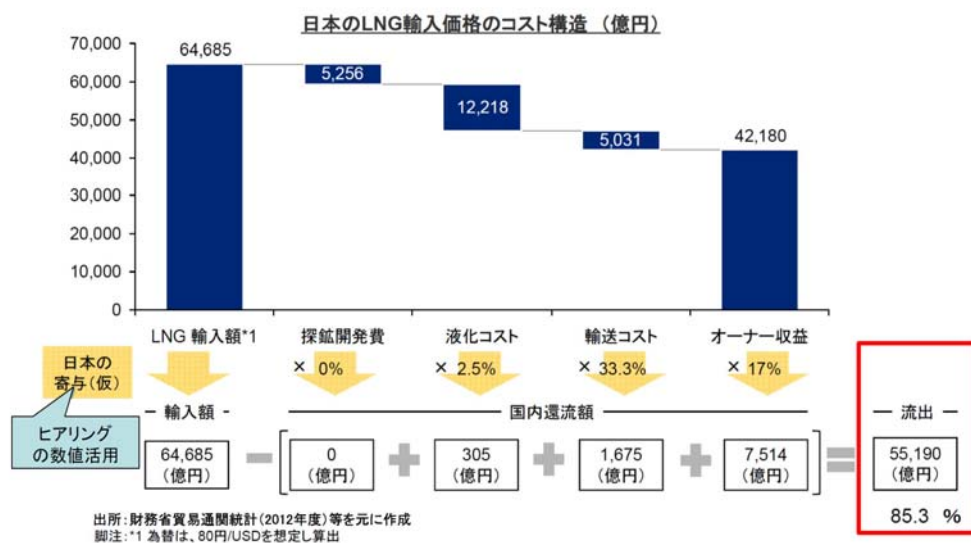
	LNG輸入単価 (\$/MMBtu)	LNG輸入量 (百万MMBtu)	想定ケースの考え方
case 1	18	4,492	震災以降(2012年)想定
case 2	7.5	3,432	震災以前(2009年)想定
case 3	11	3,480	【単価】 ・足元の単価(2015年) 【輸入額】 ・震災前の平均*1

*1:長期的には、原発再稼働及び再エネ導入によりLNG発電電力量比率は、震災以前程度になると想定

水素エネルギーのコスト構造の検討

LNG ⑤：LNGの日本への還流金額の検討（case 1 LNG輸入価格：18\$/MMBtu）

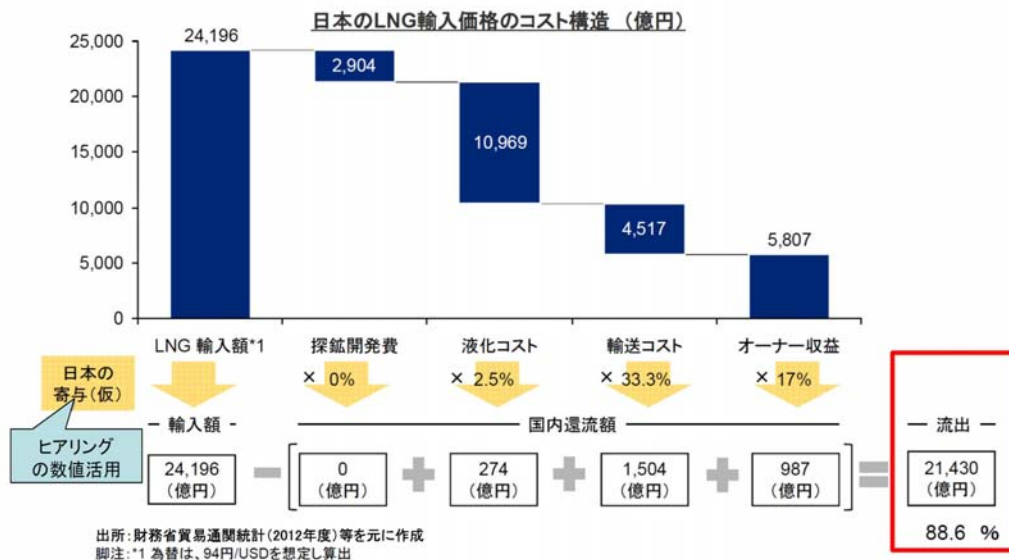
- 試算した結果、流出金額は55,190億円、国外流出率は85.3%(国内還流率:14.7%)となった。



水素エネルギーのコスト構造の検討

LNG ⑥：LNGの日本への還流金額の検討 (case 2 LNG輸入価格：7.5\$/MMBtu)

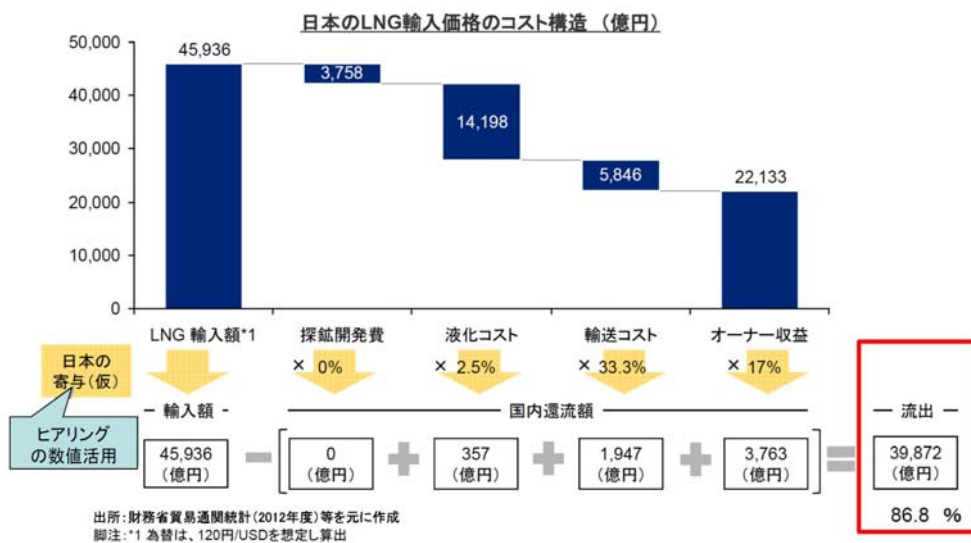
- 試算した結果、流出金額は21,430億円、国外流出率は88.6% (国内還流率:11.4%)となった。



水素エネルギーのコスト構造の検討

LNG ⑦：LNGの日本への還流金額の検討 (case 3 LNG輸入価格：11\$/MMBtu)

- 試算した結果、流出金額は39,872億円、国外流出率は86.8% (国内還流率:13.2%)となった。



水素エネルギーのコスト構造の検討 LNG ⑧：LNGの日本への還流金額、還流率の検討結果

- 一般資料を基に3つのケースで試算した結果、以下の通りとなった。

	case 1	case 2	case 3
前提			
日本のLNG輸入単価 (\$/MMBtu)	18.00	7.50	11.00
LNG 輸入量 (百万MMBtu)	4,492	3,432	3,480
LNG 輸入額 (億円)	64,685	24,196	45,936
コスト単価			
ガス田開発 (\$/MMBtu)	0.90	0.90	0.90
液化 (\$/MMBtu)	3.40	3.40	3.40
輸送 (\$/MMBtu)	1.40	1.40	1.40
オーナー収益 (\$/MMBtu)	12.30	1.80	5.30
コスト内訳			
ガス田開発 (億円)	3,234	2,903	3,758
液化 (億円)	12,218	10,969	14,198
輸送 (億円)	5,031	4,517	5,846
オーナー収益 (億円)	44,201	5,807	22,133
日本への還元比率 (ヒアリング結果)			
ガス田開発 (%)	0.0%	0.0%	0.0%
液化 (%)	2.5%	2.5%	2.5%
輸送 (%)	33.3%	33.3%	33.3%
オーナー収益 (%)	17.0%	17.0%	17.0%
国内還流率			
国内還流 (億円)	9,495 (14.7%)	2,765 (11.4%)	6,064 (13.2%)
国富流出 (億円)	55,190 (85.3%)	21,430 (88.6%)	39,872 (86.8%)

＜考察＞
日本のLNG輸入単価が大きく変わっても、LNGの各段階に於ける日本への還元比率が同じであれば、国内還流／国富流出の率はあまり変わらない。(国内還流率=11%～15%／国富流出率=89%～85%)

脚注：為替レートは、夫々の想定年度(①80円/USD、②94円/USD、③120円/USD)にて試算

水素エネルギーのコスト構造の検討 LNG ⑨：LNGの日本への還流率に及ぼすオーナー収益の影響

＜LNG輸入価格：18 USD/MMBtu の場合＞

① オーナー収益の日本の寄与率：17% の場合



＜考察＞
国内還流率は、LNGの各段階に於ける日本の寄与率に大きな影響を受けることから、寄与率の精緻化が重要である。

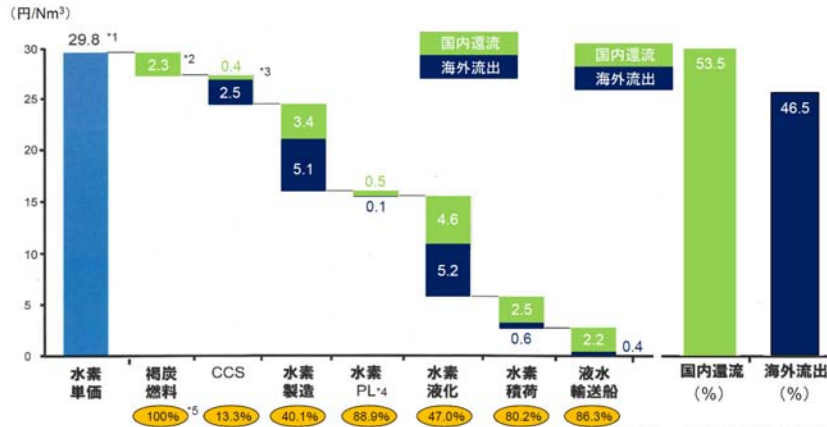
② オーナー収益の日本の寄与率：40% の場合



脚注：*1 オーナー収益 12.3 USD/MMBtu の算出根拠：18.0 - (0.9+3.4+1.4)
脚注：*2 各工程の国内還流率(0.0% 2.5% 33.3% 17.0%)はヒアリング結果に基づく。

水素エネルギーのコスト構造の検討

水素 ①：豪州褐炭由来輸入CO₂フリー液化水素の海外流出率、国内還流率



<考察>

- ・開発輸入水素のCIFコスト(29.8円/Nm³)に占める国内還流の割合が比較的高いのは水素製造と水素液化である。
- ・従って、将来、液化水素チェーンが本格普及した時、もし褐炭原料にオーナー収益(ロイヤリティ)が上乗せされたとしても、国内還流率は本試算から大きく減少することはない、50%程度維持されることが期待できる。

脚注*1 KHI殿の公開資料(下記)及びヒアリング結果等に基づく。
CO₂フリー水素導入構想技術開発、第2回 NEDO TSC Foresight セミナー、2015年10月30日
2030年における開発輸入CO₂フリー水素の目標CIFコスト。
規模は16万m³商用液水船×6隻就航相当

脚注*2 褐炭燃料は権益取得を想定。現状商取引されていないことから、権益取得が比較的容易と想定。褐炭燃料を少し高めに設定し、ロイヤリティは現時点では考慮していない。

脚注*3 CCSのうち、昇圧用圧縮機が国内還流に貢献と想定

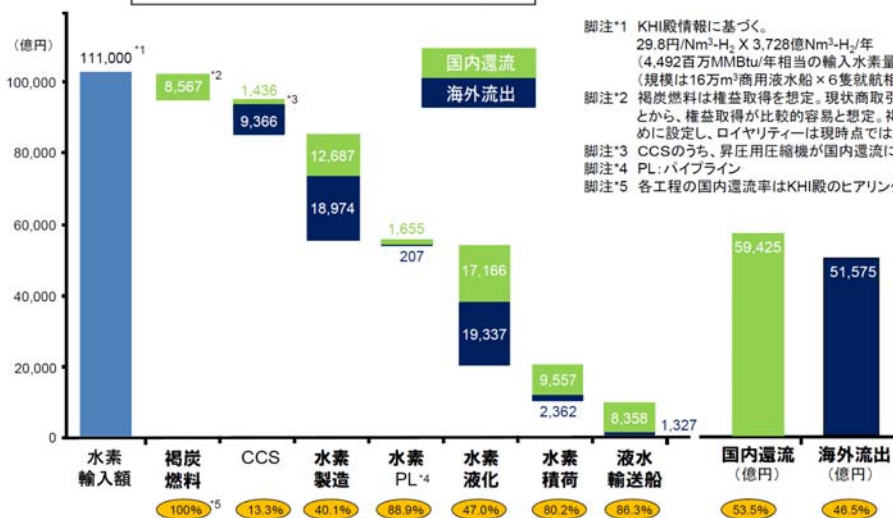
脚注*4 PL:パイプライン

脚注*5 各工程の国内還流率はKHI殿のヒアリング結果等に基づく。

水素エネルギーのコスト構造の検討

水素 ②：豪州褐炭由来輸入CO₂フリー液化水素の海外流出金額、国内還流金額

輸入熱量 = 4,492 百万MMBtu/年
(震災以降(2012年)想定)
輸入CO₂フリー液化水素コスト = 29.8 円/Nm³
(KHI殿FS結果。豪州褐炭由来CO₂フリー水素。)
(2030年における商用液化水素船による計画輸入コスト)



脚注*1 KHI殿情報に基づく。
29.8円/Nm³-H₂ × 3,728億Nm³-H₂/年
(4,492百万MMBtu/年相当の輸入水素量)
(規模は16万m³商用液水船×6隻就航相当)

脚注*2 褐炭燃料は権益取得を想定。現状商取引されていないことから、権益取得が比較的容易と想定。褐炭燃料を少し高めに設定し、ロイヤリティは現時点では考慮していない。

脚注*3 CCSのうち、昇圧用圧縮機が国内還流に貢献と想定

脚注*4 PL:パイプライン

脚注*5 各工程の国内還流率はKHI殿のヒアリング結果等に基づく。

水素エネルギーのコスト構造の検討

LNG vs 水素：輸入LNGと熱量等価な輸入水素の輸入金額、海外流出金額、国内還流金額

<検討結果(case 1)>

	LNG : case 1 (成熟チェーン)	豪州褐炭液化水素 (将来構想チェーン)
輸入熱量	4,492 百万MMBtu/年 ^{*1}	同左
輸入金額	64,685 億円 ^{*2}	111,000 億円 ^{*4}
海外流出金額	55,190 億円 ^{*3}	51,575 億円 ^{*5}
国内還流金額	9,495 億円 ^{*3}	59,425 億円 ^{*6}

- ・脚注*1 震災以降(2012年)想定
- ・脚注*2 LNG輸入価格=18\$/MMBtu, 為替レート=80円/\$ベースで推算
- ・脚注*3 64,685億円/年 X 0.853
- ・脚注*4 29.8円/Nm³-H₂ X 3,728億Nm³-H₂/年
- ・脚注*5 111,000億円/年 X 0.465 (KHI殿情報)
- ・脚注*6 111,000億円/年 X 0.535 (KHI殿情報)

<検討結果(case 2)>

	LNG : case 2 (成熟チェーン)	豪州褐炭液化水素 (将来構想チェーン)
輸入熱量	3,432 百万MMBtu/年 ^{*1}	同左
輸入金額	24,196 億円 ^{*2}	84,800 億円 ^{*4}
海外流出金額	21,430 億円 ^{*3}	39,400 億円 ^{*5}
国内還流金額	2,765 億円 ^{*3}	45,400 億円 ^{*6}

- ・脚注*1 震災以前(2009年)想定
- ・脚注*2 LNG輸入価格=7.5\$/MMBtu, 為替レート=94円/\$ベースで推算
- ・脚注*3 24,196億円/年 X 0.886
- ・脚注*4 29.8円/Nm³-H₂ X 2,847億Nm³-H₂/年
- ・脚注*5 84,800億円/年 X 0.465 (case1と同。IAE想定)
- ・脚注*6 84,800億円/年 X 0.535 (case1と同。IAE想定)

<検討結果(case 3)>

	LNG : case 3 (成熟チェーン)	豪州褐炭液化水素 (将来構想チェーン)
輸入熱量	3,480 百万MMBtu/年 ^{*1}	同左
輸入金額	45,936 億円 ^{*2}	86,000 億円 ^{*4}
海外流出金額	39,872 億円 ^{*3}	40,000 億円 ^{*5}
国内還流金額	6,064 億円 ^{*3}	46,000 億円 ^{*6}

- ・脚注*1 震災前の平均
- ・脚注*2 LNG輸入価格=11\$/MMBtu, 為替レート=120円/\$ベースで推算
- ・脚注*3 45,936億円/年 X 0.868
- ・脚注*4 29.8円/Nm³-H₂ X 2,887億Nm³-H₂/年
- ・脚注*5 86,000億円/年 X 0.465 (case1と同。IAE想定)
- ・脚注*6 86,000億円/年 X 0.535 (case1と同。IAE想定)

<考察>

- ・LNG(成熟チェーン)と豪州褐炭液化水素チェーン(将来構想)の輸入熱量を同じとした場合、LNGに比べ水素は、輸入額が大幅に増えるが、海外流出額は同程度であり、輸入額が増える分国内還流金額が増え、新規産業創出、雇用拡大に貢献すると考えられる。
- ・水素チェーンはCO₂削減にも貢献する。

4. 5 エネルギー経済の検討

エネルギー経済の検討に関しては、今年度は主に水素市場規模試算の推定範囲や推定方法に関して、シナリオ研のメンバー（一部）で検討したものを、第3回シナリオ研で提示し、議論をした。

今年度のシナリオ研での議論を踏まえ、来年度は推定範囲や推定方法を確定させ、水素市場規模を試算する。さらに、雇用創出や新産業創出等の波及効果について検討を行う予定である。

5 2016 年度の予定

2016 年度の予定を以下に示す。

CO₂フリー水素普及シナリオ研究会(略称:シナリオ研)
2016年度の全体計画(案)

2016.3.8
IAE

	第1回 (7月頃)	第2回 (11月頃)	第3回 (3月頃)	備考
1 水素普及シナリオの検討				
1) 絵姿				・平成26年度実施済。 ・必要に応じ 逐次更新 する。
2) サブシナリオ				・必要に応じ液化水素チェーンと有機ハイドライドチェーンの各々について検討したい。
①コストダウンシナリオ	○			・ コストダウンシナリオ: 欄外下図(案) 。
②インフラ整備シナリオ	○			
③CO ₂ フリー水素輸入シナリオ	○			・ 30円⇒20円/Nm³実現のシナリオ をできるだけ具体化したい。
④化石代替水素火力導入シナリオ		○		
⑤まとめ			○	
2 水素エネルギーの コスト構造分析				関係者協力して実施したい。
①LNG				・平成26年度実施済。
②液化水素				・平成26年度Nm ³ ベースによる国内還流／海外流出の比率を試算済
③有機ハイドライド	○	○		・熱量ベースによる金額を試算済。
④まとめ			○	・可能な限り 液化水素と同様に 実施したい。
3 水素エネルギー経済の検討				関係者協力して実施したい。
①市場規模の推算	○			・第3回シナリオ研の結果を踏まえて実施する。
②経済的インパクト (雇用創出・新産業創出・政府支援等)		○		・項目毎、液化水素チェーン、及び有機ハイドライドチェーンに焦点を当てて実施する。
③各種問題への貢献性 (環境・資源・エネルギー貯蔵等への貢献性)		○		
④まとめ			○	
4 水素需要推算(シミュレーション)				最新の情報(政府目標、等)を反映し 、ベースケースの計算及びケーススタディーを実施する。
①年度計画	○			
②ケーススタディー	○	○		
③まとめ			○	

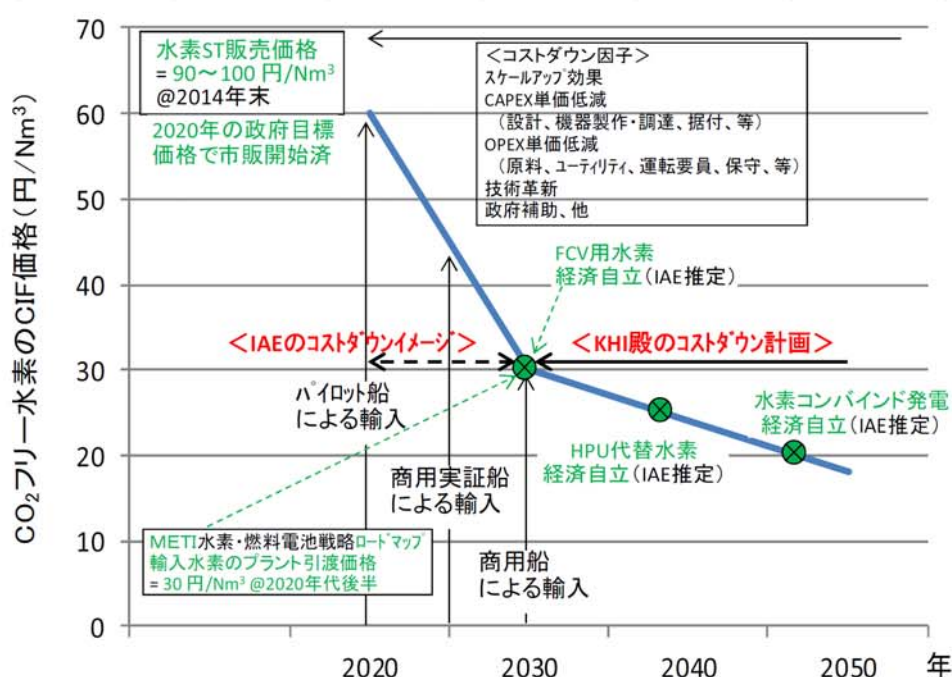


図 1 CO₂フリー水素のコストダウンシナリオ (案)

CO₂フリー水素普及シナリオ研究 添付資料

- 1 2015年度シナリオ研の総括
- 2 発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオの絵姿
- 3 水素キャリアのエクセルギー評価

2015年度の全体計画と成果の総括	第1回シナリオ研究会(2015.7.8)	第2回シナリオ研究会(2015.11.10)	第2回シナリオ研のフォローアップ(第3回シナリオ研で報告)	第3回シナリオ研究会(2016.3.8)
1 概要 自家発電や発電事業用水素発電等燃焼発電の普及等を明示した「水素・燃料電池戦略ロードマップ(RM)」がMETIより示された(平成26年6月)。 発電事業用水素発電に関しては、供給安定性が大前提であり本格普及のためには経済性が重要であるということと併せて、本格普及に至るシナリオが明確でないという意見も有識者より出された。 昨年度まで実施してきたアクションプラン研究会(略称)の成果を踏まえ、シナリオ研究会(略称)の名称の下、本年度は主に以下のことを実施し、成果を得た。(RMは平成28年3月改訂) 2 実施項目 ① 水素普及シナリオの検討(基礎検討) ② 許容水素コストの検討 ③ 水素需要推算(シミュレーション) ④ 水素エネルギーのコスト構造分析 ⑤ 水素エネルギー経済の検討 3 成果の総括と課題 1. 水素普及シナリオの検討(基礎検討) 1) 成果の総括 全体シナリオとサブシナリオに分けて展開した。 全体シナリオは、発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオを絵姿(別紙)としてまとめた。 サブシナリオは、コストダウンシナリオを中心に、インフラ整備シナリオ、化石火力代替水素火力導入シナリオ、CO₂フリー水素輸入シナリオ等のイメージ(IAE案)を示した。 2) 課題: コストダウンシナリオを中心としたサブシナリオの議論ととりまとめ。 2. 許容水素コストの検討 1) 成果の総括 今回設定した条件では、2030年におけるCCSあり化石火力(LNG火力、石油火力)代替としての水素火力発電のCO₂フリー水素の許容CIF価格は、各々、20.4円/Nm³ 24.2円/Nm³ 53.5円/Nm³となった。 また、水素コンバインド発電、天然ガスコンバインド発電、そしてCCSあり天然ガスコンバインド発電の経済性比較を行った結果、Break-even pointは、炭素税が125 USD/ton-CO₂、水素価格が2,185 USD/ton-H₂となった。 2) 課題: 必要に応じベース条件の更新、ケーススタディーの実施。 3. 水素需要推算(シミュレーション) 1) 成果の総括 CO₂制約や電源構成等のマクロ条件を更新し、世界及び日本のエネルギー需給、特に水素需給の詳細な計算を行った(ベースケース)。また、水素無、CCS無等の感度分析を行い、3E+Sの観点からの指標による評価を行った。 水素有/水素無では、水素有の方が、水素が導入された時期では、環境、エネルギー安全保障の各指標が改善される傾向があることが分かった。 2) 課題: 水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂版盛り込み、さらなる感度分析の実施、等 4. 水素エネルギーのコスト構造分析 1) 成果の総括 LNGチェーン、及びCO2フリー水素チェーンの一例として豪州褐炭由来液化水素チェーンについてコスト構造分析を試行した。 輸入熱量が同じの場合、水素チェーンは輸入額が増える分、国内還流額が増えて新規産業創出・雇用創出に貢献す可能性が示唆された。 2) 課題: 有機ハイドライドチェーンについて同様に実施すること(可能な範囲で)。 5. 水素エネルギー経済の検討 1) 成果の総括: 水素市場規模推定の設定条件を議論した。 2) 課題: 市場規模推算の本格試行、新規産業創出・雇用創出等、波及効果を推算・検討すること。	1 2015年度の研究会の名称 正式名称: CO₂フリー水素普及シナリオ研究会 略称: シナリオ研究会(シナリオ研)と決定。 2 水素普及シナリオ(基礎検討) いただいた主なコメントは以下の通り。 ① インフラの定義を明確にすべきである。 ② 再エネ積極導入における水素の有効活用(変動電力貯蔵(P2G)⇒火力発電での利用(混焼)を示すべき。 ③ 化石燃料から再エネへの燃料転換という必然の流れにおいて水素はエネルギー源として不可欠であること、その中で水素サプライチェーンの有効性を示すべき。 ④ 発電事業用水素発電等にフォーカスするのはよいが、先に全体シナリオを示すべきである。 ⑤ 水素を通して、電力以外にも再生エネが入り得る。 ⑥ CO₂排出規制に関連づけて発電事業用水素発電のシナリオを示してはどうか。CO₂規制の在り方によっては、IGCCの導入より先に天然ガスと水素の混焼が先に始まることもあり得ると思われる。 ⑦ FITが切れた先の議論がここでできるというい。 ⑧ 混焼、専焼に分けるのは難しいという意見がある一方、分けるとリアリティーが出るということも言える。 ⑨ 地域特性を盛込むのもいいのではないか。(地域での酸素利用・冷熱利用・基地火力での水素混焼等の利用が、新産業創出・雇用創出に繋がる。) ⑩ 事業用発電を作る場合、立地制約・既存インフラの活用・電力潮流等の問題があり、場所は非常に重要である。 ⑪ 時間軸で示すだけでなく、場所・地域特性・配送等を盛込んだ絵姿として示すべきである。 3 火力発電における許容水素コスト いただいた主なコメントは以下の通り。 ① 変動電源とセットで火力を入れる時に、最低負荷が何%であるとか、電源としての特性を考慮しておく必要がある。単に発電コストで勝てるから入るということにはならない。技術特性を考慮した検討が必要。 4 水素需要推算 いただいた主なコメントは以下の通り。 ① 世界最適計算であるが、指標は日本のエネルギーシステムコストである。エネルギーシステムコストが世界と日本で逆転することもあり得るので、注意して結果を見るように。 ② トンCO₂当たりいくらでCO₂フリー水素が入るか、CO₂の限界削減コスト等を含めたグラフを示すべき。 5 水素エネルギー経済の検討(条件設定) 6 水素エネルギーのコスト構造分析 両議題併せて、いただいた主なコメントは以下の通り。 ① 関係者が一緒に連携して検討を進める必要がある。 ② 検討が一つというのは好ましくない。 ③ 現状、有機ハイドライド(有機HD)はタイムリーな資料の提供はできないが、NEDO PJの進捗を見ながら、可能な範囲で資料提供に協力したい(千代田化工殿)。 ④ 委員の協力の下、事務局としては川重さん相当を目標に有機HDについても検討する。 ⑤ あるいは、事務局として、液化水素系での比較、パタゴニア風力水素と豪州褐炭水素の比較を検討する。 ⑥ 油火力が一部常用化の方向にある現状を踏まえ、油火力のコスト構造も検討してはどうか。 7 話題提供: IEAの水素ロードマップについて抜粋資料を基に、燃焼発電は入っていない等の最新情報を事務局より提供。	1 第1回シナリオ研の総括 2 発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオ全体シナリオ(絵姿)とサブシナリオ(コストダウンシナリオが中心)の形で展開の方向性を示したIAE(案)を説明。いただいた主なコメントは以下の通り。 <絵姿> ① 純水素型FCの可能性はどうか？ ⇒(事務局回答)高温改質が不要になるので、操作温度が低いPEFCはメリットがあるが、操作温度が高いSOFCはメリットが少ない。 ⇒(千代田化工殿)有機HDサプライチェーンの場合、脱水素に熱源が必要で、その熱源のエネルギーまで考えるとSOFC+脱水素の組合せは高エネルギー効率を実現できる可能性がある。 ② 【国内】<実証>の所で・純水素FC(家庭用、・・・)に業務用を追記すること。⇒追記する。 ③ 導入シナリオ作成時、時間軸に対する導入量と価格の関係を明確にする必要がある。同時に導入価値、エネルギーセキュリティや温暖化対策への寄与等の付加価値の評価がリンクしてくる。 今ある技術の一覧でなく、全体成立性の評価から出てきた必要な技術開発の議論が必要。 2030年に水素発電が多くなる必要になる説得力のあるリーディング、理論武装がもう少し必要。 ⇒国富流出検討や需要推算で一部考慮しているが、今後の課題。 ④ スケールアップによるコストダウン検討の際、発電所の許容受入設備等、現実的な検証が必要。⇒今後の課題。 3 火力発電における許容水素コスト いただいた主なコメントは以下の通り。 ① 水素火力の設備利用率を、石油火力のピーク用と同じ30%にした比較も必要。⇒比較する。 ② 日本でのCCSの実現性や処理容量等、不明点が多いので、「CCS付火力発電所と同等の経済性」は、検討が必要ではないか？(事後コメント) 4 水素需要推算: 以下主なコメント ① 2050年における日本のCO₂削減限界費用が5千US\$/t-CO₂を超えるのはちょっと信じられない。 ⇒後で確認する。 ② エネルギーセキュリティの観点から言うと、単なる最適計算ではなく、持ってくる地域を分散させた方が効効果的と思うが、いい工夫はないか？ ⇒開発輸入水素に場所等の制約をかけると、やや恣意的な答えになる懸念を持っており、直ぐにいいアイデアは出てきませんが、検討します。 ③ 計算ではCO₂貯留容量が制約となり石炭火力が減るが、水素導入シナリオの話と整合しないのではないか？⇒今後の課題。 ④ 日本政府の考えと違って、国内化石燃料由来水素より先に輸入が始まっているのはなぜか？ ⇒後で確認する。 5 水素エネルギーのコスト構造分析: 以下主なコメント ① 日本が褐炭を開発するにしても、原料褐炭は外国で掘る訳だから、ロイヤリティとかは払うと思うが、この分はどこに入っているか？⇒後で確認する。 ② 液化水素の輸送コスト(船の設備費と運営費の合計)を出してほしい。⇒今後の課題。 6 話題提供: 水素キャリアのエクセルギー評価(名久井先生) いただいた主なコメントは以下の通り。 ① こういう解析は冷熱利用の点からも非常に重要。 ② 水素の高圧(20MPa以上)、極低温での信頼できる物性推算があれば、どなたか教えて欲しい。	<現状> 【国内】 「化学利用」 ・金属・光ファイバー・半導体 ・石油精製(脱塩、分解) 「エネルギー利用」 ・ロケット燃料 ・定置用燃料電池(FC)(家庭用、業務用) ・燃料電池車(FCV)(乗用車) 「実証」 ・自家発電 GT: 専焼ウエット ・発電事業用 GT: 混焼ドライ ・純水素 FC(家庭用、業務用、フォークリフト、等) (北九州水素タウン実証) (注記: 混焼/専焼、ウエットドライ: 燃焼器での燃焼方法) ⇒追記済 (右図: 絵姿の一部) 東工大のGHECに期待。 ⇒⇒ CO₂フリー水素の許容CIF価格(USD/ton) 代替石油火力の設備利用率(%) CO₂フリー水素の許容CIF価格に及ぼす代替石油火力(CCS付)の設備利用率の影響 ⇒⇒ 水素コスト(CIF) 29.8円/Nm³ 水素輸送船 2.6 積荷基地 3.2 水素パイプライン 0.5 水素液化 9.8 水素製造 8.5 CCS 2.9 褐炭燃料 2.3 (出典: KHI殿公開資料) ⇒現状商取引されてないので権益取得が比較的容易と想定。従って、現状ロイヤリティは未考慮。(KHI殿補足要) ⇒2.6円/Nm³(右図最上部)⇒⇒ ⇒<以下、IAEの調査結果> 汎用プロセスシミュレーターで比較的精度よく推算できる。水素単体であれば、MBWR・REFPROP・SRKM、等の状態方程式が推奨。(シミュレーターサポートの回答) ⇒高圧水素の物性測定・推算は九州大学で最先端研究。	1 第2回シナリオ研の総括 第2回シナリオ研の議事概要及びフォローアップを(左の2つの欄に基づき)報告。 水素需要推算に関する主なコメントに対する口頭回答は、概略以下の通り。 ① 引き続き精査する。 ② 水素有の方が無しの場合より環境、エネルギー安全保障の各指標が改善される傾向がある。開発輸入に関しては、自主開発した水素供給地からの輸入分がエネルギー自給率に組み込めると自給率が向上する。 ③ 海外で石炭から水素を作るというのは、モデルの計算結果で確認は出来ている。 ④ 設備利用率を制約していること、建設設備はある程度の稼働率で使う等の考えをしているため。 2 水素火力発電の経済性 水素コンバインド、天然ガスコンバインドの経済性比較の結果(例: Break-even point等)を報告。 いただいた主なコメントは以下の通り。 ① 設備利用率はコメントが正しい。 ② 石炭火力及び石炭火力+CCSと水素コンバインドについて同様の経済性比較をしてもおもしろ 3 水素需要推算 重要な条件等との整合を行い、感度分析を実施し、水素導入の意義・合理性を示しうる指標による評価を報告した。 いただいた主なコメントは以下の通り。 ① 水素高効率発電、水素大規模発電、天然ガス・水素混焼発電の違い、定義は何か？⇒回答済(議事録参照) ② 世界最適化で計算しているのに日本がこんなに(2050年で90年比85%削減)負担するのか？という疑問が何となくある。⇒検討継続 4 水素エネルギーのコスト構造の検討 下記3項目について三菱商事・川崎重工業・三井住友銀行・日本総研・エネ総工研で共同実施し、エネ総工研の名で纏めた公開資料(案)について説明。 (1) LNGのコスト構造の検討(例) (2) 豪州褐炭由来輸入CO₂フリー液化水素の海外流出、国内還流率(例) (3) 輸入LNGと熱量等価輸入水素の輸入金額、海外流出金額、国内還流金額(例) いただいた主なコメントは以下の通り。 ① 重複を避け、分かりやすく書く

CO₂フリー水素普及シナリオ研究会
発電事業用水素発電を核とした水素普及シナリオ
絵姿

2016.3.29
IAE

・緑字：第1回研究会でいただいたコメントのフォロー
・青字：地域の盛り込み
・燃料転換の方向性：化石燃料由来水素（Non-CO₂フリー水素 ⇒ CCSによるCO₂フリー水素）⇒ 再生可能エネルギー由来水素
・赤字：発電事業用水素発電普及に至る流れ

<現状>

<2020年>

CO₂削減目標『2005年比3.8%減』
東京オリパでの実証(期待)

<2030年>

『2013年比26%減』
CO₂フリー水素CIF価格【液化水素:30円/Nm³】

<2040年~>

【液化水素:24円/Nm³】

<2050年~>

【液化水素:18円/Nm³】

<製造>

- ・Non-CO₂フリー水素
- ・CO₂フリー水素

<輸送・貯蔵>

- ・国内輸送、貯蔵
- ・海上輸送
- ・海外(資源国)輸送、貯蔵

<利用>

- ・化学利用
- ・エネルギー利用

<インフラ>

- ・流通基地インフラ
- ・積荷基地インフラ
- ・揚荷基地インフラ
- ・港湾インフラ

<サプライチェーン:SC>

- ・国内SC
- ・国際SC
- ・Non-CO₂フリーSC
- ・CO₂フリーSC

【国内】

《商用》

- ・副生水素
- ・苛性ソーダ・鉄鋼・石油化学
- ・目的生産水素
- ・石油精製
- (リフォーマー副生水素、HPU水素)
- ・アンモニア製造(水素は中間製品)
- ・化石燃料改質(含バイオマス)
- ・水電解(電力:系統、再エネ=CO₂フリー)

《実証》

- ・鉄鋼副生水素(北九州水素タウン実証)

【国内】

《商用》

- ・圧縮水素ガス(カートリッジ、トレー)
- ・液化水素(ローリ、トレー)
- (液水貯槽)
- ・パイプライン(コンビナート内、近傍化学工場間)

《実証》

- ・純水素パイプライン(北九州水素タウン実証)

【国内】

《商用》

「化学利用」

- ・金属・光ファイバー・半導体
- ・石油精製(脱硫、分解)

「エネルギー利用」

- ・ロケット燃料
- ・定置用燃料電池(FC)(家庭用、業務用)
- ・燃料電池車(FCV)(乗用車)

《実証》

- ・自家発電GT:専焼ウエット
- ・発電事業用GT:混焼ドライ
- ・純水素FC(家庭用、業務用、フォークリフト、等)
- (北九州水素タウン実証)

(注記:混焼/専焼、ウエット/ドライ:燃焼器での燃焼方法)

【国内】

《商用》

- ・流通基地:水素ステーション

【国内】

《商用》

- ・産ガス(圧縮水素ガス、液水)

《実証》

- ・水素タウン実証(北九州)

【国内】

《実証》

- ・福島再エネ実証(変動電力貯蔵)
- (再エネ発電、余剰電力水電解(P2G)、水素キャリア貯蔵、FCによる再電化)
- ・水素液化(効率向上)

【海外】

《実証》

- (豪州褐炭) (中東随伴ガス)
- (液化水素) (有機HD)
- (CO₂フリー) (Non-CO₂フリー)
- ・未利用エネルギー利用
- (褐炭、副生水素、原油随伴ガス等)
- (東京オリパ)

【国内】

《実証》

- (液水) (有機HD: MCH/トルエン)
- ・東京オリパ
- (圧縮水素ガス/液化水素/有機HD)

【海上輸送】

《実証》

- (液水) (MCH/トルエン)
- ・東京オリパ
- 2500m³×2隻
- 0.3億Nm³/年

【国内】

《商用》「エネルギー利用」

- ・定置用FC(業務・産業用)
- ・業務用FCV(FCバス、フォークリフト)
- ・自家発電GT:専焼ウエット
- ・発電事業用GT:混焼ドライ

《実証》「エネルギー利用」

- ・自家発電GT:専焼ドライ
- ・東京オリパ
- (FC、FCバス、GT等)

【海外】

《商用》「エネルギー利用」

- ・定置用燃料電池(家庭用・業務・産業用)

【国内】

《商用》

- ・水素ステーションの拡大

【国内】

《実証》

- ・東京オリパ
- (地域限定、小規模)
- (神戸、関空、川崎等)

【国際】

《実証》東京オリパ

- ・豪州褐炭液化水素:CO₂フリーSC
- ・中東随伴ガス有機HD:Non-CO₂フリーSC

【国内】

《商用》

- ・再エネ発電余剰電力+水電解
- (CO₂フリー水素)(P2G)

【海外】

《商用》

- ・未利用エネルギー

《実証》

- ・再エネ発電全電力 or 余剰電力+水電解
- 風力:ハバコニア、豪州、ルウエー
- 水力:ロシア、ルウエー、カナダ
- 太陽光/熱:アフリカ
- (P2G)

【国内】

《商用》

- ・流通網の拡大
- ・パイプライン:水素ST近傍等地域限定

【海上輸送】

《商用》

- (液水) (MCH/トルエン)
- 16万m³×6隻
- 75億Nm³/年

【国内】

《商用》「化学利用」

- ・石油精製(HPU代替重油脱硫)
- ・製鉄(所内水素)

《商用》「エネルギー利用」

- ・自家発電GT:専焼ドライ
- ・発電事業用GT:混焼ドライ
- (適用先拡大、水素濃度アップ)

【海外】

《商用》「化学利用」

- ・石油精製(HPU代替重油脱硫)

【国内】

《商用》

- ・揚荷基地(小規模)

【海外】

《商用》

- ・積荷基地(小規模)

【国内】

《商用》

- ・サプライチェーン
- (地域、対象拡大)
- (小規模)
- (東ガス資料)

【国際】

《商用》「化石燃料由来水素」

- ・豪州褐炭液化水素チェーン
- ・中東随伴ガス有機HDチェーン

《実証》「再生可能エネルギー由来水素」

- (水力:マカダン in ロシア) (風力:ハバコニア)

【国内】

《商用》CO₂フリー水素

- ・化石燃料+CCS

【海外】

《商用》CO₂フリー水素

- ・未利用エネ(化石燃料)+CCS
- ・再エネ発電+水電解(P2G)

【国内】

《商用》

- ・流通網:さらなる拡大
- ・パイプライン:範囲拡大

【海上輸送】

《商用》

- (液水) (MCH/トルエン)
- 船隻数 16万m³×40隻
- 500億Nm³/年

《中規模分散利用》

自家発電GE(ガスエンジン)を含む

《中規模集中利用の順番(推測)》

- 1 既存LNG火力での混焼(小規模)
- 2 製油所HPU代替(中規模)
- 3 既存LNG火力での混焼(適用先拡大、水素濃度アップ)

《中大規模集中利用の順番(推測)》

既存火力の代替

- 1 石油火力代替
- 2 LNG火力代替
- 3 石炭火力代替

(上記順番は経済性試算に基づくが、CO₂排出制約、CCSコスト等次第で変わる)

究極:純水素/純酸素燃焼GT

【国内】

《商用》

- ・揚荷基地
- (規模拡大、港湾整備)

【海外】

《商用》

- ・積荷基地
- (規模拡大、港湾整備)

【国際】

《商用》「化石燃料&再エネ由来水素」

(液化水素チェーン)

(有機HDチェーン)

【国内・海外】

《革新的水素製造:実証⇒商用》

光触媒/人口光合成

太陽熱利用熱化学水素製造

核熱利用熱化学水素製造

(グローバルサプライチェーン:含国内)

海外再エネ発電は全電力 or 余剰電力を利用して水素を製造

《再生可能エネルギー電力由来水素》

再エネ水素でつくる、持続的で安心安全快適な社会

国内再エネ発電は余剰電力を利用して水素を製造 (出所:東芝)

HyGrid (Hybrid Grid)

- HyGrid:水素グリッドと電気グリッドを組み合わせたハイブリッド型エネルギーシステム
- 再生可能エネルギー由来電力を用いて水素を製造。必要に応じて貯蔵した水素で発電を行い、電力の安定化と、長期・大量の蓄電を可能にする。さらに燃料電池車等に水素を直接供給。
- 目的:純粋なCO₂フリー水素の育成、再エネの拡大、地方のエネルギー自立化、産業育成。
- 展開:まずは地方に普及させ、ゆくゆくは都心部に展開

大幅なCO₂削減に貢献する社会(2050年頃の姿)

各自治体の水素NWは、パイプラインなどにより連結され、より大きな水素NWへと発展していく。水素NWは、都市部へも延伸し、さらに業務用分野から家庭用分野へと供給範囲が拡大していく。再生可能エネルギー由来の余剰電力は、水素に変換・貯蔵され、電力系統の安定化にも貢献している。天然ガスエリアにおいても、スタートアップNWの拡大発展の中で、高度に効率化された機器やシステムの普及により、低炭素化への貢献が継続されている。

(さらなる将来の水素エネルギー社会)

(資料:(株)ハイドロエッジ)

水素キャリアのエクセルギー評価

Exergy analysis on hydrogen carriers

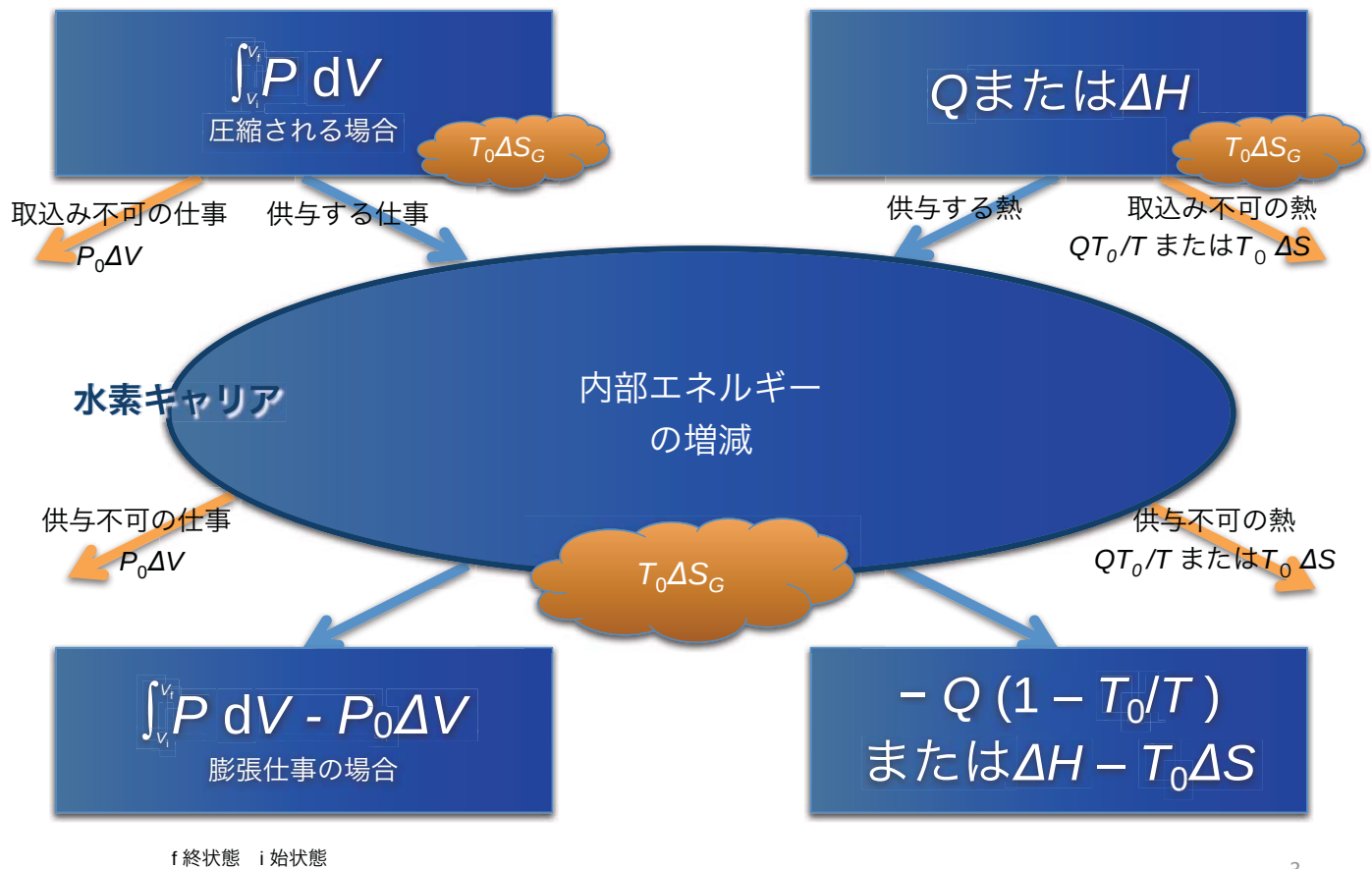
2015.11.10

第2回シナリオ研究会

名久井恒司

目次

- 前置き－エクセルギーの収支
- 対象
- 方法
- 計算例
- 液化と圧縮
- 効率改善の可能性とまとめ



3

目次

- 前置き
- 対象- 水素キャリア 3形態、輸送、圧縮
- 方法
- 結果概要
- 液化と圧縮
- 効率改善の可能性とまとめ

4

方法

- 【製造・分離段階】それぞれ標準状態の水素を輸送に適した形態に変換し、利用前に脱離、分解、または気化の方法で標準状態の水素に戻す一連のプロセスで、外部から加える必要エクセルギー（仕事または加熱）を比較。
- 【輸送段階】水素キャリアの形態を系と見て、出入りするエクセルギーを算出。
- 長距離輸送に要する燃料の熱量も比較。

5

所要エネルギー及び効率の計算方法

	化学的工工程 (化合、分離)	物理的工工程 (圧縮、液化)	計算に用いるパラメーター等
所要動力等			
・原料を昇温する加熱量	[1]		操作温度(T_{op})、比熱
・原料を加圧する仕事	[2]		操作圧力(P_{op})、状態式
・吸熱反応の場合の加熱量	[3]		ΔH , ΔS
・圧縮動力	-	[4]	状態式、目的圧力における ϵ データ、または H と S のデータの組
・液化所要仕事	-	[5]	理論：始状態、終状態それぞれの H と S の組 参照：参考文献
・輸送に要するエネルギー	[6]	[7]	輸送距離、燃料のエクセルギー
・ボイルオフ損失	-	[8]	ボイルオフレート、貯蔵日数
ΣEXL (製造、輸送及び分離工程)	[1]+[2]+[3]+[6]	[4]+[5]+[7]+[8]	
η (残存エクセルギー／化学エクセルギー)	$\Sigma EXL / \Delta G^{\circ}(\text{H}_2\text{Oliq})$	$\Sigma EXL / \Delta G^{\circ}(\text{H}_2\text{Oliq})$	
利用可能なエクセルギー			
・反応熱のうちのエクセルギー	[9]		ΔH , ΔS
・生成物の熱エクセルギー	[10]		T_{op} , P_{op}
・圧縮水素の圧力エクセルギー		[11]	状態式、目的圧力における ϵ 、または H と S の組
・液体水素の冷熱エクセルギー		[12]	液体水素温度の ϵ データ、または H と S のデータの組
ネット EXL (上記熱等を利用の場合)	$\Sigma EXL - [9] - [10]$	$\Sigma EXL - [11] - [12]$	
η (残存エクセルギー／化学エクセルギー)	上記 $\Delta G^{\circ}(\text{H}_2\text{Oliq})$	上記 $\Delta G^{\circ}(\text{H}_2\text{Oliq})$	

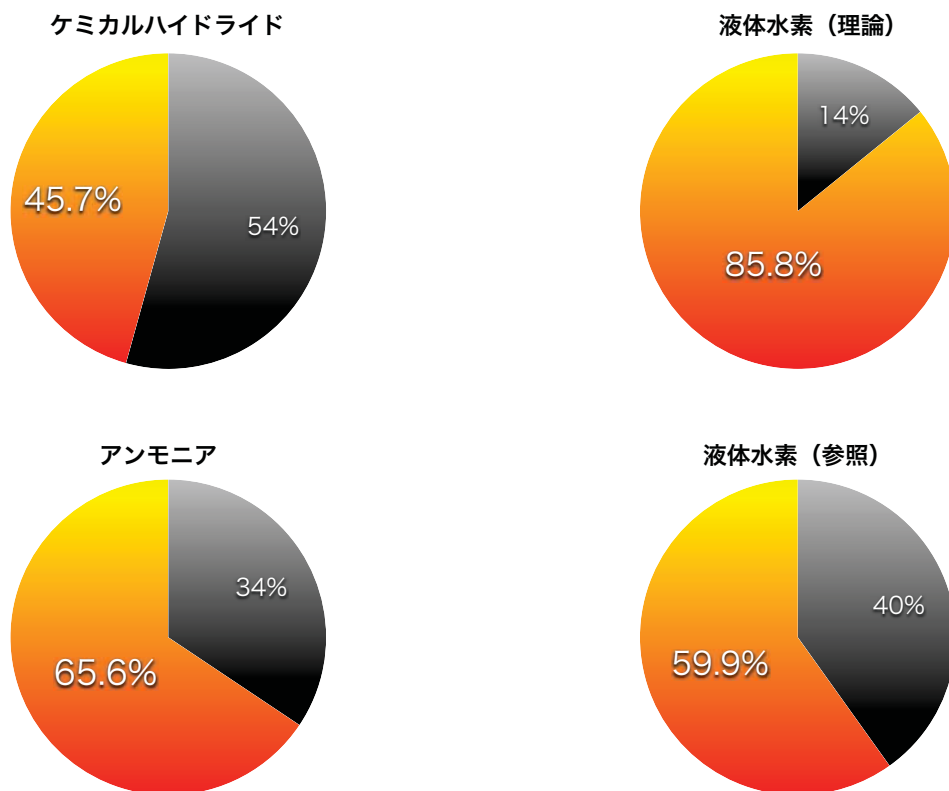
6

水素輸送形態別所要仕事理論値計算例 (kJ/molH₂)

	ケミカルハイドライド		アンモニア		液体水素	
	水素添加	脱水素	合成+液化	分解	理論	参照
必要加熱量	25.57	30.05	19.42	11.07	-	-
必要加圧仕事	16.49	-	26.42	-	-	-
吸熱量	-	32.40	-	12.39	-	-
液化所要仕事(b)	-	-	3.81	-	28.30	84.89
ボイルオフ損失	-	-	-	-	-	5.00
(小計)製造/分離に要するエネルギー	42.05	62.45	49.64	23.47	28.30	89.89
タンカー輸送に要するエネルギー (c)	24.32		8.44		5.28	
ε損失 (製造、輸送及び分離工程)	128.83		81.55		33.58	95.17
η (残存エクセルギー／化学エクセルギー)	45.7%		65.6%		85.8%	59.9%
反応熱のうちのエクセルギー	32.05	-	12.80	-	-	-
生成物の熱エクセルギー	-	34.58	-	15.52	-	-
液体水素の冷熱エクセルギー	-		-		27.13	
ε損失 (反応熱,冷熱,生成物の熱利用の場合)	62.21		53.22		6.45	68.04
η (残存エクセルギー／化学エクセルギー)	73.8%		77.6%		97.3%	71.3%

7

キャリア製造、輸送及び水素分離に要するエクセルギーとエクセルギー利用の可能性



円全体：燃料エクセルギー (237kJ/mol)



所要動力

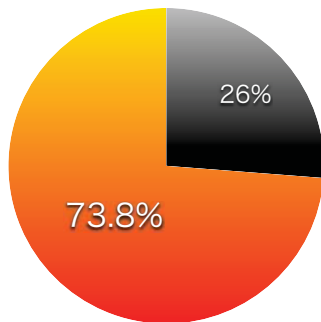


残存エクセルギー

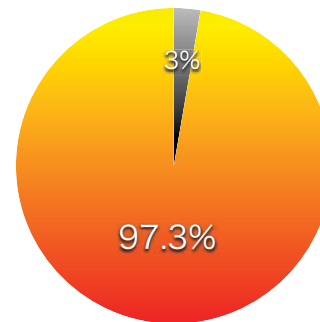
8

キャリア製造、輸送及び水素分離に要するエクセルギーとエクセルギー利用の可能性

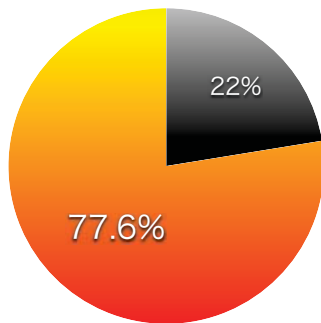
ケミカルハイドライド（熱利用）



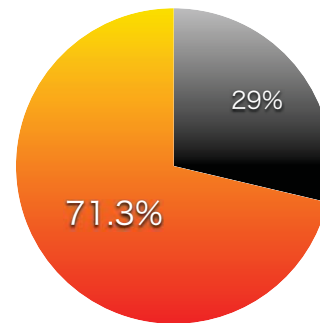
液体水素（理論・熱利用）



アンモニア（熱利用）



液体水素（参照・熱利用）



MCH製造やアンモニア合成時の発熱、生成物の熱エクセルギーや液体水素の冷熱エクセルギーを利用することにより効率向上の可能性がある。

キャリア製造、輸送及び水素分離に要するエクセルギーとエクセルギー利用の可能性

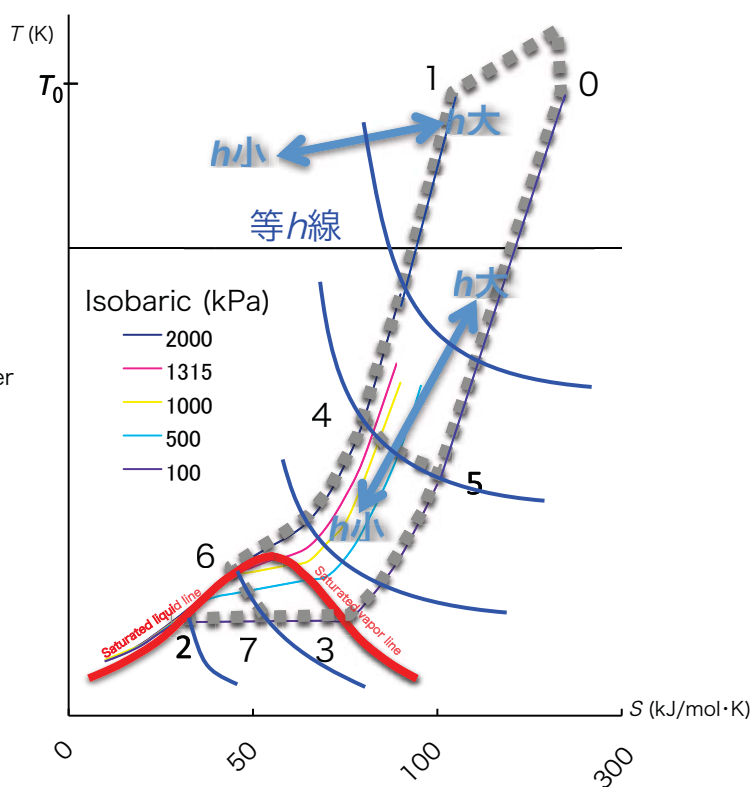
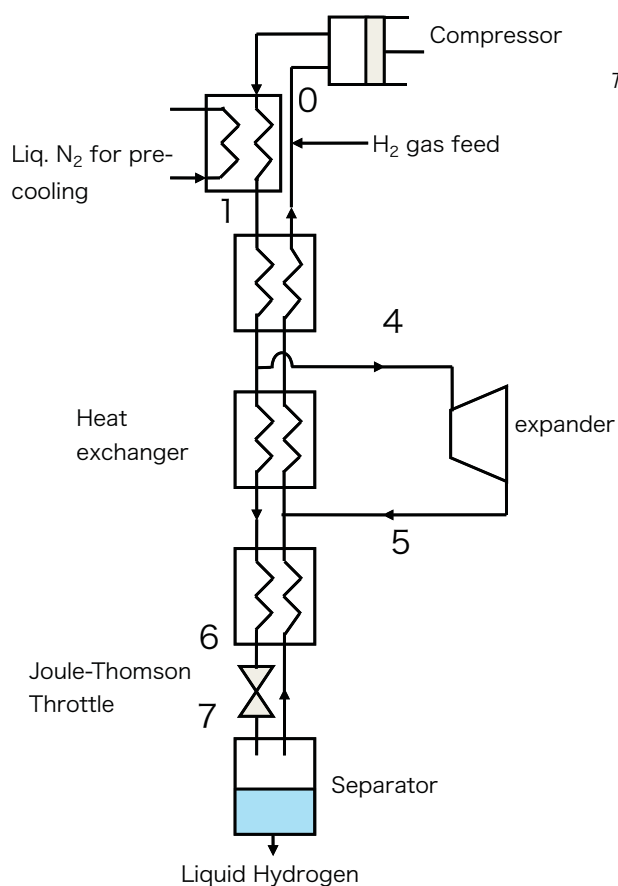
- 所要エクセルギーは小さいものから、液体水素理論値、液体水素現状値、アンモニア理論値、有機ケミカルハイドライド理論値の順。
- 顕熱エクセルギーを有効利用しなければ、液体水素理論値を除き、燃料としての水素の持つエクセルギー237kJ/molの半分程度を消費する。
- MCH製造やアンモニア合成時の発熱、生成物の熱エクセルギーや液体水素の冷熱エクセルギーを利用することにより効率向上の可能性がある。

目次

- 前置き
- 対象
- 方法
- 結果概要
- 液化と圧縮
- 効率改善の可能性とまとめ

11

クラウドサイクル



12

クラウドサイクル

液化割合 ε_f

$$\varepsilon_f = (h_0 - h_1 + \xi(h_4 - h_5)) / (h_0 - h_2)$$

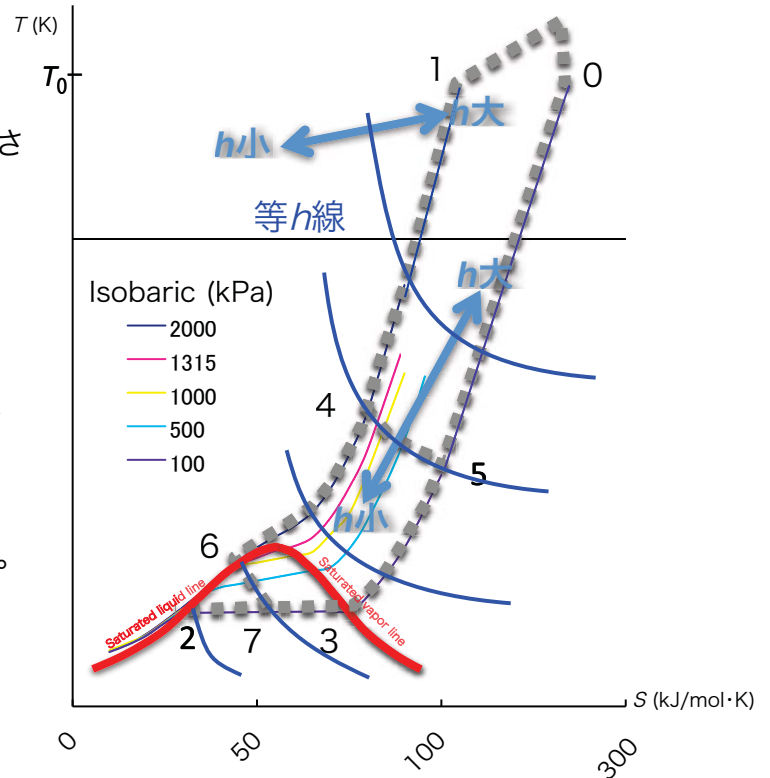
(ξ : 膨張機を通る気体の流量割合)

液化効率向上のために状態量 $h_0 \sim h_5$ を変化させて ε_f を大きくすることを考える。

飽和液線上の h_2 は変えられない。

→ 効率向上対策

- ① h_0 を小さく: 圧縮をサイクルの外で行い、液化システム全体を高圧化する。
- ② h_1 を小さく: 超高压領域まで等温圧縮する、または液化システム入口温度を下げる。
- ③ h_4 を大きく: 膨張機入口温度を高める。
- ④ h_5 を小さく: 膨張を理想的な等エントロピー過程に近づける。



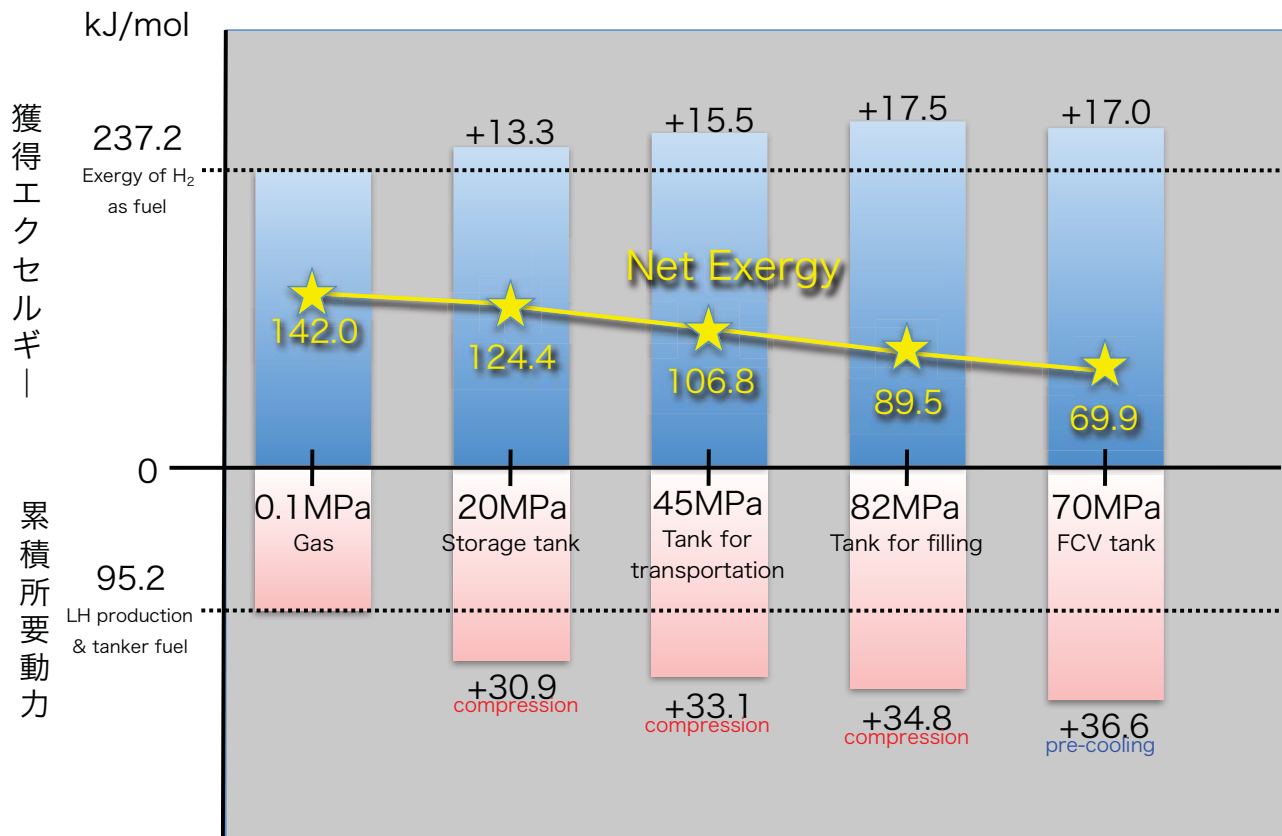
13

配送段階での水素の状態

製造された水素 gas 101 kPa 293K $\varepsilon = 0 \text{ kJ/mol}$ (燃料 $\varepsilon = 237.2 \text{ kJ/mol}$)	液体水素 liquid 101 kPa 20K $\varepsilon = 27.1 \text{ kJ/mol}$	一時貯蔵(カードル) gas 20MPa 293K $\varepsilon = 13.3 \text{ kJ/mol}$
道路輸送 (新基準) gas 45MPa 293K $\varepsilon = 15.5 \text{ kJ/mol}$	充填用高压タンク (ステーション) gas 82MPa 293K $\varepsilon = 17.5 \text{ kJ/mol}$	車載用高压タンク gas 70MPa 293K $\varepsilon = 17.0 \text{ kJ/mol}$

14

圧縮水素段階別エクセルギー損失



15

まとめ

- (1) 水素キャリアの所要エクセルギーは小さいものから、液体水素理論値、液体水素現状値、アンモニア理論値、有機ケミカルハイドライド理論値の順。
- (2) MCH製造やアンモニア合成時の発熱、生成物の熱エクセルギーや液体水素の冷熱エクセルギーを利用することにより効率向上の可能性がある。
- (3) 液化工程の効率を理論値に近づける改善策には可能なものと困難なものがある。ローカルの配送や利用段階で圧縮仕事加えられるが、そこで獲得したエクセルギーの利用はなされていない。

16