

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

成果報告書(2019 年度)

2020 年 3 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フリー水素普及シナリオ研究 2019年度 成果報告書 目次

- 1 概要
- 2 実施項目
- 3 実施体制・メンバー
- 4 成果
 - 4. 1 2019年度シナリオ研の総括
 - 4. 2 メタネーションに関する検討
 - 4. 3 カーボンプライシングの検討
 - 4. 4 日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量
 - 4. 5 水素需要推算
 - 4. 6 CO₂フリー水素普及シナリオ

<添付資料>

- 【資料4. 1-1】 IAE 主催の自主研究会の活動概要 & CO₂フリー水素関連の動向
- 【資料4. 1-2 (1)】 第13回シナリオ研の総括
- 【資料4. 1-2 (2)】 第14回シナリオ研の総括
- 【資料4-2】 メタネーション反応の熱力学的特性について
- 【資料4-3 (1)】 水素発電 vs LNG/石炭火力のコストパリティ条件
- 【資料4-3 (2)(3)】 CCS ありLNGコンバインド発電コストの検討
- 【資料4-3 (4)】 2050 年における水素コスト・価格
- 【資料4-4】 日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量
- 【資料4-5】 水素需要推算
- 【資料4-6 (1/4)～(4/4)】 CO₂フリー水素普及シナリオ
- 【資料4-6】 CO₂フリー水素普及シナリオ実現のストーリー

1 概要

本資料は、2018 年度に実施した IAE 主催の自主研究会『CO₂フリー水素普及シナリオ研究会』（以下、シナリオ研）の活動成果報告書である。

2 実施項目

2015年度以降実施中のシナリオ研の活動概要と国内におけCO₂フリー水素関連の主要動向を以下に示す。

シナリオ研の活動概要と国内における CO₂ フリー水素関連の主要動向[illegible]

2019 年度に実施した項目は以下の通りである。

(1) シナリオ研

2019年度はシナリオ研を2回（通算で第13回、第14回）実施した。

(2) メタネーションに関する検討

2018 年度のシナリオ研でいただいたコメントを踏まえ、既設の天然ガス改質アンモニア製造プラントに組み込まれているメタネーション工程を取り挙げ、熱力学的特性等を検討した。

(3) カーボンプライシングの検討

2018 年度のシナリオ研でいただいたコメントをフォローし、ブラッシュアップ

ブした。具体的には、水素発電 vs LNG 火力のコストパリティ条件（資源エネルギー庁の CO₂ フリー水素 WG での配布資料の抜粋）の紹介、CCS あり LNG コンバインド発電コストの検討、2050 年における水素コスト・価格、等である。

（４）日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量

国内 3 エリア（千葉・東京・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア）を対象に、コンバインドサイクル発電での水素混焼量を、将来用の一試算として検討した。

（５）水素需要推算（シミュレーション）

下記内容を実施した。

- ・ Hydrogen Scaling Up (HSU) および水素基本戦略における、水素関連技術を中心とした将来想定を分析。
- ・ 上記分析結果に基づいて GRAPE モデルの計算条件を作成。必要に応じて可能な範囲でモデルの改良を実施。
- ・ 計算を実行、基本的な条件設定であるベースケースおよび、元々の推算結果と比較。

（６）CO₂ フリー水素普及シナリオ

CO₂ フリー水素普及シナリオを下記項目で整理し、普及シナリオ実現のストーリーの素案を作成した。（次年度、議論のたたき台としてまとめる予定）

- ・ 水素導入の意義
- ・ LNG 導入経験を踏まえた水素普及の整理
- ・ 各セクターの水素導入動向と本格普及のキーポイント
- ・ 主要セクターの許容水素調達価格
- ・ 燃料転換
- ・ 需給バランス
- ・ 市場規模

3 実施体制・メンバー

2019 年度のシナリオ研の体制、メンバーを、各々表 3－1、表 3－2 に示す。

表 3－1 2019 年度のシナリオ研の体制

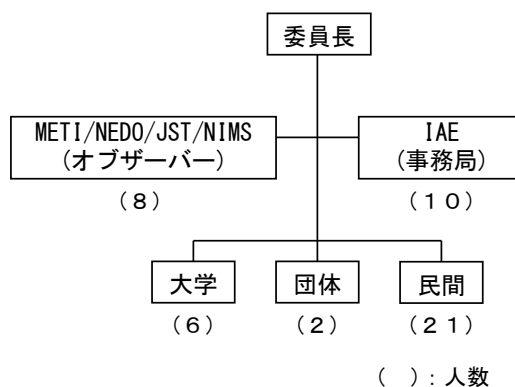


表 3-2 2019 年度のシナリオ研のメンバー

(2019年度シナリオ研 メンバー @ 2019.11) (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	東京農工大学
	西宮 伸幸	(一社)水素エネルギー協会(HESS)
	長谷川 裕夫	(地独)東京都立産業技術研究センター
	浅野 浩志	(一財)電力中央研究所
	白髪 昌斗	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)
	壺岐 英	JXエネルギー(株)
	村瀬 裕明	大阪ガス(株)
	日比 政昭	日本製鉄(株)
	竹中 堅二	日鉄エンジニアリング(株)
	宮崎 淳	岩谷産業(株)
	田村 雅之	東京ガス(株)
	新道 憲二郎	川崎重工業(株)
	仁王 彰夫	三菱商事(株)
	松岡 哲也	(株)三井住友銀行
	榊山 直人	電源開発(株)
	松島 悠人	(株)日本総合研究所
	小島 康一	トヨタ自動車(株)
	羽藤 一仁	(一社)燃料電池開発情報センター(FCDIC)
	今野 賢治	丸紅(株)
	岡原 典史	関西電力(株)
	葛山 弘一	東邦ガス(株)
	矢田部 隆志	東京電力ホールディングス(株)
	柴田 善朗	(一財)日本エネルギー経済研究所
オブザーバー	資源エネルギー庁 省エネ・新エネ部 新エネシステム課	水素・燃料電池戦略室
	経済産業省 産業技術環境局	研究開発課
	(国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	
	次世代電池・水素部 燃料電池・水素グループ	
	増田 美幸 (国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)	
	技術戦略研究センター エネルギーシステム・水素ユニット	
	嘉藤 徹 (国研)産業技術総合研究所(AIST) 燃料電池システムグループ	
	栗山 信宏 (国研)産業技術総合研究所(AIST) 電池技術研究部門	
	高麗 紀子 (国研)科学技術振興機構(JST) 未来創造研究開発推進部 低炭素研究推進グループ	
	沼澤 健則 (国研)物質・材料研究機構(NIMS)	
	未来社会創造事業・革新的水素液化技術	

(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) (着色斜体の所属先は途中より研究会に参画)

4 成果

添付資料 4. 1-1 にこれまでの IAE 主催の自主研究会の活動概要と CO₂ フリー水素関連の動向を示す。

<2018 年度までの成果概要>

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）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）により一試算として定量的に示し、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結果を示した。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され、意見募集が資源エネルギー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、AP 研）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（GRAPE によるシミュレーション）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「第四次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（2016 年 3 月に改訂）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ルギー由来水素の製造、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）を考慮した場合の化石火力発電の発電単価と等価となる水素コストの検討、水素普及シナリオの基礎検討、国富流出率低減の予備検討等を行った。

2015 年度から現在までは、シナリオ研を実施中で、2015 年度から 2018 年度にかけては、従来継続実施している GRAPE による水素需要推算の他に、以下の検討・内容を実施した。

- ・水素火力発電における許容水素 CIF コスト
- ・水素エネルギーのコスト構造分析（LNG vs 液化水素：海外流出／国内還流金額等）
- ・水素エネルギー経済の検討（水素市場規模推定）
- ・CO₂ フリー水素の定義
- ・日本における P2G のあり方

- ・ 水素ステーションの自立化
- ・ 製油所 HPU 代替水素利用
- ・ LNG／水素混焼コンバインド発電における水素使用量
- ・ 海外再エネ由来水素チェーンの経済性（UAE 太陽光、サウジ太陽光）
- ・ 豪州褐炭液化水素の国富流出
- ・ 水素普及シナリオ（年度展開、工程別展開）
- ・ カーボンプライシング（該「検討会」資料の抜粋整理）
- ・ 水素関連の革新的技術（航空機用燃料、等）
- ・ 話題提供（ゼロカーボン・スチール）

＜2019 年度の成果＞

4. 1 2019 年度シナリオ研の総括

2019 年度実施した各回のシナリオ研の議題を以下に示し、各々のシナリオ研の総括を添付資料 4. 1－2（1）～（2）示す。総括は各回での質疑応答・コメント、課題フォローをまとめたものである。

「第 13 回シナリオ研」

- ・ 議題 1：第 12 回シナリオ研の総括、2019 年度の予定
- ・ 議題 2：メタネーションについて
- ・ 議題 3：カーボンプライシング or CCS あり LNG コンバインド
- ・ 議題 4：水素需要推算
- ・ 議題 5：CO₂ フリー水素普及シナリオ、シナリオ実現のストーリー

「第 14 回シナリオ研」

- ・ 議題 1：第 13 回シナリオ研の総括
- ・ 議題 2：日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量
- ・ 議題 3：2050 年における水素コスト・価格
- ・ 議題 4：水素需要推算
- ・ 議題 5：CO₂ フリー水素普及シナリオ、シナリオ実現のストーリー
- ・ 議題 6：2020 年度の予定

4.2 メタネーションに関する検討

2018年度のシナリオ研でいただいたカーボンニュートラルメタン・メタネーションの検討に対するコメントを踏まえ、既設の天然ガス改質アンモニア製造プラントに組み込まれているメタネーション工程を取り上げ、熱力学的特性等を検討した。詳細は添付資料4-2に示す。

<第12回シナリオ研でいただいたコメント>

- ・カーボンニュートラルメタンという言葉が一人歩きしているということに十分気をつけなくてはいけない。
- ・CO₂フリー水素に折角とったCO₂を結び付けて、発熱量が2～3割少ないメタンに変えているだけで、これをカーボンニュートラルと言っていいのか？
- ・メタネーションの意味を熱力学的にもきちんと理解して使うべきである。

<フォローした内容>

- 1 供給ガスがCO₂とH₂だけの場合のメタネーション反応の断熱平衡計算を実施。
- 2 実機メタネーション工程の概要を紹介
(天然ガス由来アンモニア製造の一工程であり、供給ガス種はH₂, N₂, H₂O, CH₄, Ar, CO, CO₂)

<プロセスシミュレーター (PRO/II V10.1.2) による断熱平衡計算 (例) >

- ・Gibbs Reactorによる断熱平衡計算
- ・圧力：28.6 bar (出典①のMethanator Outlet圧力)
- ・供給ガス温度：314℃ (出典：同上)
- ・反応後のガス組成

CO₂ : H₂ = 1 : 4 (mol. ベース)

- ・流出ガス種

CO₂, H₂, CO, CH₄, H₂O

<計算結果>

- ・右表に示す。
- ・反応後のメタン濃度：11.8 vol%
- ・反応後の温度：793℃
(温度上昇：479℃)

<考察>

- ・メタン転化率が低い。従って、反応器流出ガスからCH₄を分離し、未反応ガスをリサイクルさせる必要がある。
- ・グローバルサプライチェーンの場合、分離したCH₄の液化も必要ではないか？従って、反応熱の有効利用、反応器のヒートスポット対策、システムの経済性、等が課題と考えられる。

【出典①】化学工学会「天然ガスを原料としたアンモニアプロセスの設計」
Version 3 2014年6月12日
http://altair.chem-eng.kyushu-u.ac.jp/scej_contest2014/download/processsi

Stream Name		IN	OUT
Phase		Vapor	Vapor
Temperature	℃	314	793
Pressure	Bar	28.6	28.6
Flowrate	Kg-mol/hr	100	80.9
Composition			
CO ₂		0.2	0.056
H ₂		0.8	0.444
CO		0	0.073
CH ₄		0	0.118
H ₂ O		0	0.309

4.3 カーボンプライシングの検討

2018年度のシナリオ研でいただいたコメントをフォローし、ブラッシュアップした。

4.3.1 水素発電 vs LNG火力のコストパリティ条件（添付資料4-3(1)）

（出典：第11回CO₂フリー水素WG 資料1 資源エネルギー庁 水素・燃料電池戦略室 平成29年12月27日）

＜パリティ条件算出手順＞（想定 by IAE）

- ・CO₂フリー水素価格の設定：30 円/Nm³
- ・LNG火力でのCO₂削減量の設定
- ・2030年時点でのLNG火力の発電コストの実現目標を設定
- ・CO₂フリー水素発電とLNG火力発電が等価となる場合のLNG火力発電におけるCO₂削減価格を算出

＜結果＞

パリティ条件③（水素発電 vs LNG/石炭火力）

- LNG/石炭火力発電（従来エネルギー利用）に対し水素発電がコストパリティとなる条件を検討。
- － 1GW級のLNG火力比較で年間約250万t、石炭火力比較で年間約530万tのCO₂を削減。
- － **2030年断面で17円/kWhの実現が目標であり、LNG火力の発電コストとの差分を埋めるにはCO₂削減価値が9.5円～13.3円/kg-co₂で評価されることが必要。**

試算における仮定	
項目	仮定
LNG火力でのライフサイクル排出量 （建設分を除く）※1	428.27g-co ₂ /kWh
石炭火力でのライフサイクル排出量 （建設分を除く）※1	878.15g-co ₂ /kWh
海外褐炭由来CO ₂ フリー水素サプライチェーンにおける水素のCO ₂ 排出量 ※2	40g-co ₂ /Nm ³
水素発電所諸元 ※規模はLNG火力、石炭火力モデルプラントとも共通と仮定	1GW級GTCCへの導入を想定 ※設備詳細はLNG火力でのライフサイクル排出量計算時のモデルプラントに基づく。
水素発電コスト （ロードマップ目標）	17円/kWh
LNG火力発電コスト （CO ₂ 対策費除）※3	11.6円/kWh
石炭火力発電コスト （CO ₂ 対策費除）※3	8.9円/kWh

パリティ条件

＜LNG火力代替＞

- ✓ 2030年断面の水素発電とのコスト差は5.4円/kWh。
- ✓ 水素発電によるCO₂削減量は約0.407kg/kWh。
- ✓ CO₂削減価値が13.3円/kg-co₂で評価されることが必要。

＜石炭火力代替＞

- ✓ コスト差は8.1円/kWh。
- ✓ 水素発電によるCO₂削減量は約0.857kg/kWh。
- ✓ CO₂削減価値が9.5円/kg-co₂で評価されることが必要。

【出典】※1 日本における発電技術のライフサイクルCO₂排出量総合評価（電力中央研究所）
※2 ライフサイクルを考慮した水素の温室効果ガス排出量に関する評価報告書（みずほ情報総研）
※3 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（資源エネルギー庁）

注）ここではCO₂フリー水素によるサプライチェーンが構築されたときの効果を算出するため、水素発電時の燃料水素のライフサイクル排出量として、サプライチェーン全体として著しく低炭素化を実現している設定で情報が公開されている、液化水素サプライチェーンのFSIにおける値を一律に用いた。

4.3.2 CCSありLNGコンバインド発電コストの検討（添付資料4-3(2)&(3)）

下記2ケースについて、発電等価となる水素発電の水素価格を検討した。

① CCSありLNGコンバインド発電コストの検討

② CCSなしLNGコンバインドにCO₂削減価値を加算した発電コストの検討

（補足）CCSの経済性（建設費等）は地域依存性が高く、参照資料を基にIAEにて推算した値は不確実性がまだ大きいと思われる。従って、METI「CO₂フリー水素WG」で示されたCO₂削減価値も活用した。

<検討手順>

（為替レート=110円/USDとした場合）

詳細結果は【資料4-3(2) CCSありLNG発電コスト（詳細）】参照

1. 出典1）を基に2030年におけるCCSなしLNGコンバインドの発電コストを整理。

（出典1）「発電コスト等の検証に関する報告（平成27年5月）」

⇒ 結果：CO₂対策費用（排出権購入費用）なしの発電コスト= 11.6 円/kWh

2. 出典2）を基にIAEにてCCSコストを算出し、CCSによる運転維持費や燃料費の増分を上記1）の11.6 円/kWhに加算し、CCSありLNGコンバインドの発電コストを推算。

（出典2）Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281

⇒ 結果：CCS建設費 = 68 千円/kW，資本費の増加分= 0.6 円/kWh，運転維持費の増加分= 0.3 円/kWh，送電端HHV熱効率 = 47 %（CCSなしの場合は55%）
燃料費の増分 = 1.7 円/kWh，CCSありの発電コスト= 14.2 円/kWh

3. 上記2. の発電コスト（14.2 円/kWh）と発電等価な水素発電の水素価格を推算

⇒ 結果：23.5 円/Nm³-H₂（送電端熱効率55%，3kWh/Nm³で算出）

4. 出典3）で示されている2030年断面でのCO₂削減価値を上記1）に加算したLNGコンバインドの発電コストを推算。

（出典3）METI，第11回CO₂フリー水素WG，資料1

CO₂削減価値：CO₂フリー水素価格を30 円/Nm³に設定した場合の「水素発電 vs LNG火力の発電コストパリティ条件 ⇒ CO₂削減価値 = 13.3 千円/ton-CO₂ = 4.7 円/kWh

⇒ 結果：カーボンプライスを考慮したLNGコンバインドの発電コスト = 16.3 円/kWh

5. 上記4. の発電コスト（16.3 円/kWh）と発電等価な水素発電の水素価格を推算

⇒ 結果：27.0 円/Nm³-H₂（熱効率55%，3kWh/Nm³で算出）

第13回CO ₂ フリー水素普及シナリオ研究会		【資料13-8 (補足)】						2019.6.7
CCSありLNGコンバインド発電コストの検討					為替レート	110	円/USD とする	IAE
		(注記：下記表で算出式や付記のない数値は各出典からの転記である。)				0.2778	kWh/MJ	
		<出典1>		<IAE 推算>		<出典2>		
		<2014年モデル>	<2030年モデル>	2030年		(2007年のDOE/NETLレポート)		
LNGコンバインドサイクル		CCS：なし	なし	CO ₂ 削減価値を考慮	あり	CO ₂ capture：	なし	あり
設備容量	(万kW)	140	(注記：6項の発電コストは4項のCO ₂ 対策費用をゼロとして算出)	(注記：発電コストは左隣欄の値にCO ₂ 削減価値を加算)	(注記：CCSの建設費・運転維持費・熱効率・燃料費等は出典2)を基に算出)	(万kW)	57	52
設備利用率	(%)	70				(%)	85	85
稼働年数	(年)	40						
総発電量	(億kWh/40年)	1,945						
1 資本費	(円/kWh)	1.0	1.0	1.0	1.6	=1.0x(188/120)		
1) 建設費	(総額：億円)	1,850				(\$x1,000)	310,710	564,628
	(千円/kWh)	(120千円/kWhは共通設備平均化等の補正がされた値)	120		188	(\$/kW)	554	1,172
2) 固定資産税	(対建設費%/年)	1.4						
3) 設備廃棄費用	(対建設費%/年)	5						
2 運転維持費	(円/kWh)	0.6	0.6	0.6	0.9	=0.6x(188/120)		
	(40年総額：億円)	1,180						
1) 人件費	(億円/年)	6.0						
2) 修繕費	(対建設費%/年)	1.6						
3) 諸費	(対建設費%/年)	0.7						
4) 業務分担費 (一般管理費)	(対直接費%/年)	14.5						
3 燃料費	(円/kWh)	10.8	10	10	11.7	=10x(55/47)		
	(40年総額：兆円)	2.1		(CO ₂ 削減価値を考慮するので燃料費は左隣欄と同じとする)				
1) 初年価格 (CIF)	(US\$/t)	842.43						
	(US\$/MJ)	0.015						
2) 燃料発熱量	(HHV：MJ/kg)	55.01				(HHV：MJ/kg)	53.01	53.01
	(LHV：MJ/kg)	50.06						
3) 熱効率	(発電端HHV：%)	52	57			(発電端HHV：%)	51.7	47.1
	(送電端HHV：%)	50	55		47	=55x(43.7/50.8)	(送電端HHV：%)	50.8
4) 所内率	(%)	2	2			(%)	0.9	3.5
5) 燃料諸経費	(円/t)	2,700						
	(円/MJ)	0.049						
4 CO ₂ 対策費用	(円/kWh)	1.3	0.0	4.7	0	(CCSありゆえゼロとする)		
(排出権購入費)	(40年総額：億円)	2,483		(13.3x355/1000=4.7)				
CO ₂ 排出量	(kg-CO ₂ /MWh)			(出典2)	355	(出典2)	(kg-CO ₂ /MWh)	355
5 政策経費	(円/kWh)	0.02	0.02	0.02	0.02	(CCSなしの場合と同じに設定)		
6 発電コスト	(円/kWh)	13.7	11.6	16.3	14.2	(1～5項の合計)		
発電等価水素価格	(円/Nm ³ -H ₂)			27.0	23.5			
				(熱効率55%、3kWh/Nm ³ で算出)				
CO ₂ 費用	(千円/t-CO ₂)			13.3	7.3	=(142-11.6)/355x1000	(千円/t-CO ₂)	7.7
				<CO ₂ 削減価値 at 2030>	(本欄と左欄の2030年モデルCCSなしの発電コスト差をCO ₂ 排出量で割って算出した参考値。)	(\$/t-CO ₂)	70	83
				<出典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3) METI, 第11回CO ₂ フリー水素WG, 資料1				
出典2) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281								

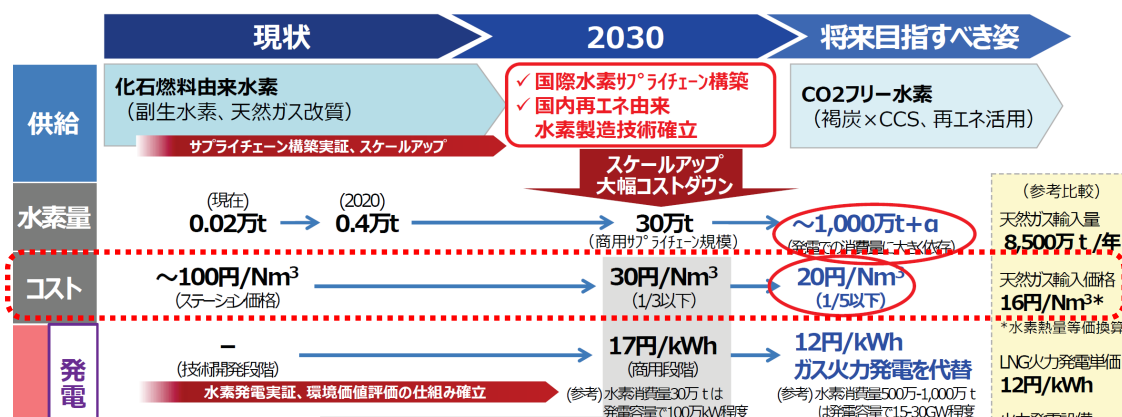
4.3.3 2050年における水素コスト・価格（添付資料4-3(4)）

< 検討の背景 >

安倍総理が世界経済フォーラム年次総会（2019. 1. 23）で『水素の製造コストを2050年までに今の1割以下に下げる。』と発言された。また、水素基本戦略のシナリオ（下図）では、赤の点線（IAEが加筆）内の通り、～100円/Nm³（ステーションン価格）→ 30円/Nm³ → 20円/Nm³ の形でコストダウン目標が矢印で繋がれている。100円/Nm³は水素ステーションでの販売価格で、30円/Nm³、20円/Nm³は、LNG／水素混焼火力発電、LNG代替水素専焼火力発電を対象にした目標価格ではないかと思われる。

水素基本戦略のシナリオ

（一部）切り取り 赤の点線枠は IAE による加筆



上述のことを踏まえ、2050年における水素コスト or 水素価格の目標、水素のどの段階（製造 or CIF or プラント引き渡し）のコストなのか、価格なのかを明示し、目標値（案）を一例として示し、議論し、認識の共有を図りたいと考えた。

< まとめ（中間） > （今後も継続して検討し、次年度まとめる予定）

【輸入 CIF 価格の定義】

- ・液化水素の場合： LNG の輸入 CIF 価格に環境価値を上乗せした価格
- ・MCH の場合： 水素の形になっていないので、水素の意味では CIF 価格という表現は使用しない。

【プラント引き渡し価格の定義】

- ・液化水素の場合： 揚地貯蔵基地から出荷する水素価格
- ・MCH の場合： 揚地近傍に設置した脱水素プラントから出荷する水素価格

【目標値（案）】

< 設定条件 >

- ・LNGの輸入 CIF 価格（設定）： 10 US\$/MMBtu ⇒ 13.3 円/Nm³-H₂
(出典：「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書)
- ・環境価値（設定）： \$50/t-CO₂ ⇒ 3.5 円/Nm³-H₂
(出典：「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書)

- ・液化水素の揚地貯蔵基地費： 3.2 円/Nm³ (by KHI)

＜目標値（案）： LNG 輸入 CIF 価格を 10 US\$/MMBtu とし、これに環境価値として\$50/t-CO₂を上乗せしたものと等価とした場合＞

- ・液化水素の輸入 CIF 価格： $13.3 + 3.5 = 16.8$ 円/Nm³

（出典：「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書）

- ・液化水素のプラント引き渡し価格： $16.8 + 3.2 = 20$ 円/Nm³
- ・MCH のプラント引き渡し価格： 20 円/Nm³

4. 4 日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量(将来用一試算) (添付資料4-4)

国内3エリア(千葉・東京・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア)を対象に、コンバインドサイクル発電での水素混焼量を、将来用の一試算として検討した。(自家発電として用いられるもの、副生ガスや灯油等を燃料とするものを除く。)

ー 千葉・東京・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア ー

＜千葉・東京・神奈川エリア＞ (出典:ウィキペディアほか)

発電所名	出力(万kW)	所在地
千葉火力発電所	438	千葉県千葉市中央区
富津火力発電所	516	千葉県富津市
横浜火力発電所	301.6	神奈川県横浜市鶴見区
川崎火力発電所	342	神奈川県川崎市川崎区
品川火力発電所	114	東京都品川区
サミット美浜パワー千葉みなと発電所	5.185	千葉県千葉市美浜区
美浜シーサイドパワー新港発電所	10.5	千葉県千葉市美浜区
JFE千葉クリーンパワーステーション	41.04	千葉県千葉市中央区
ベイサイドエナジー市原発電所	10.765	千葉県市原市
市原パワー市原発電所	11	千葉県市原市
川崎天然ガス発電所	84.74	神奈川県川崎市川崎区
原島パワーステーション	122.13	神奈川県横浜市鶴見区
横須賀パワーステーション	23.97	神奈川県横須賀市
合計	2020.93	

7号系列、8号系列がコンバインドサイクル(CC)発電

リプレース中のコンバインドサイクル発電所 (出典:ウィキペディア)

- ・五井火力発電所(運転開始予定:2023~2024年):234万kW(78万kW×3基)
- ・姉ヶ崎火力発電所(運転開始予定:2023年):195万kW(65万kW×3基)

リプレース中を含めた千葉・東京・神奈川エリアのコンバインドサイクル発電の定格出力の総計:約2450万kW

＜愛知・三重エリア＞

発電所名	出力(万kW)	所在地
知多火力発電所	276.6	愛知県知多市
知多第二火力発電所	170.8	愛知県知多市
新名古屋火力発電所	305.8	愛知県名古屋港区
西名古屋火力発電所	237.6	愛知県海部郡飛島村
川越火力発電所	340.2	三重県三重郡川越町
四日市火力発電所	58.5	三重県四日市市
合計	1389.5	

1号機、2号機、5号機、6号機がCC発電

3号系列、4号系列がCC発電
4号系列がCC発電

＜大阪・兵庫エリア＞

発電所名	出力(万kW)	所在地
堺港発電所	200	大阪府堺市西区
姫路第一発電所	144.2	兵庫県姫路市
姫路第二発電所	291.9	兵庫県姫路市
西島エネルギーセンター	14.05	大阪府大阪市此花区
船町発電所	14.9	大阪府大阪市大正区
泉北天然ガス発電所	110.9	大阪府堺市西区、大阪府高石市
合計	775.95	

5号機、6号機がCC発電
1号機~6号機がCC発電

上記データを基に国内3エリア(千葉・東京・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア)のコンバインドサイクル発電で水素が5 vol% 混焼されとした場合、水素混焼量は以下に示す通り15.9億Nm³/年となった。

2030年（頁2～4の資源エネルギー庁の資料に基づき算出）					
総発電電力量 ¹⁾		10,650	億kWh/年程度		0.2778 kWh/MJ
LNG火力発電:割合 ¹⁾		27	%		
LNG火力発電:総電力量 ³⁾		2,845	億kWh/年		
LNG火力発電:熱効率 ³⁾		57	%		
LNG発熱量(HHV) ³⁾		55.01	MJ/kg(HHV)	50.06	MJ/kg(LHV)
		15.28	kWh/kg(HHV)	13.91	kWh/kg(LHV)
LNG総消費量		327	億kg/年	359	億kg/年
		456	億Nm ³ /年	501	億Nm ³ /年
LNG火力の総設備容量					
総発電電力量		2845	億kWh/年		
稼働率 ²⁾		49	%		
年間稼働時間		4,292	hr/年		
総設備容量		6,628	万kW	(100万kW × 66基 相当)	
<100万kWのLNG火力発電>					
設備容量		100	万kW		
稼働率 ²⁾		49	%		
年間稼働時間		4,292	hr/年		
発電電力量		42.9	億kWh/年		
熱効率 ³⁾		57	%		
LNG発熱量(HHV)		15.28	kWh/kg(HHV)		
LNG消費量／100万kW		4.93	億kg/年		
		6.9	億Nm ³ /年		
<総LNG火力代替の水素火力>					
水素火力発電(専焼):総電力量（総LNG火力と同じと設定）		2,845	億kWh/年		
水素火力発電(専焼):熱効率（LNG火力と同じと設定）		57	%		
水素発熱量		141.8	MJ/kg(HHV)	121.0	MJ/kg(LHV)
		39.39	kWh/kg(HHV)	33.61	kWh/kg(LHV)
水素総消費量		127	億kg/年	148	億kg/年
		1408	億Nm ³ /年	1651	億Nm ³ /年
<100万kWの水素火力発電(専焼)>					
設備容量		100	万kW		
稼働率（LNG火力と同じと設定）		49	%		
年間稼働時間		4,292	hr/年		
発電電力量		42.9	億kWh/年		
熱効率（LNG火力と同じと設定）		57	%	51	%とすると
水素発熱量(HHV)		141.8	MJ/kg(HHV)		
		39.39	kWh/kg(HHV)		
水素消費量／100万kW		1.91	億kg/年	2.14	億kg/年
		21.3	億Nm ³ /年	23.8	億Nm ³ /年となる
(エネルギー庁の数値:23.7億Nm ³ /年と整合)					
日本のLNG受入基地（頁5&6参照）		()内は旧値			
主なエリア(LNG火力発電所数)	千葉・神奈川エリア(7発電所)	愛知・三重エリア(3発電所)		大阪・兵庫エリア(4発電所)	
LNG火力発電設備容量(万kW)	(2006) 2450	(957)	1390	776	(845)
稼働率(%)	49		49	49	
年間稼働時間(hr/年)	4,292		4,292	4,292	
発電電力量(億kWh/年)	1052		597	333	
熱効率(%)	57		57	57	
LNG発熱量(MJ/kg)(HHV)	55.01		55.01	55.01	
(kWh/kg)(HHV)	15.28		15.28	15.28	
LNG消費量(億kg/年)	121		68	38	
(億Nm ³ /年)	169		96	53	
5 vol% ²⁾ 水素混焼（根拠:頁3の上部資料）					
水素消費量(億Nm ³ /年)／エリア	(6.9)	8.4	(3.3)	4.8	2.7
(億Nm ³ /年)合計			(13.1)	15.9	(2.9)

出典1) 長期エネルギー需給見通し,平成27年7月,経済産業省

出典2) 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2(平成26年3月26日、資源エネルギー庁)

出典3) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月、資源エネルギー庁)

4.5 水素需要推算（添付資料4-5）

コスト最適化と異なる手法による水素需要推算との比較分析、具体的に GRAPE モデルに少し手を加え、“Hydrogen Scaling Up” との比較、エネルギー需給シミュレーション（例：GRAPE 等）で別途推算された結果を整理し政策との整合性・現実性等を検討した。

<実施手順>

- ・ Hydrogen Scaling Up (HSU) および水素基本戦略における、水素関連技術を中心とした将来想定を分析
- ・ 上記分析結果に基づいて GRAPE モデルの計算条件を作成。必要に応じて可能な範囲でモデルの改良を実施
- ・ 計算を実行、基本的な条件設定であるベースケースおよび、元々の推算結果と比較

① GRAPEモデルの改良

- ・ GRAPE 2018年モデルをベースに改良
- ・ 新規技術オプションとして、アンモニア、有機ハイドライドを水素の船舶輸送用キャリアに追加
 - ーアンモニアの利用方式には直接燃焼と脱水素利用の2方式を設定
 - ーコスト・効率・エネルギー消費等の諸元はIAEが過去に実施したサプライチェーン分析*に準拠
- ・ 他組織が実施した水素需要推算の想定を再現できるように、水素発電電力量、各用途向け水素供給量等の上限・下限を設定できるようにパラメータを追加

② “Hydrogen Scaling Up” by Hydrogen Councilとの比較

<HSUとの将来想定比較（主要条件）>

項目	GRAPE ベースケース (条件と計算結果を含む)	HSU	GRAPE HSUケース
CO ₂ 排出 制約	～2030年 INDC準拠 2050年 世界全体で'90年比 50%削減 ・ 33Gt/y (2015) ・ 28Gt/y (2030) ・ 11Gt/y (2050) 2015-2050年の累積排出 量 1,119 Gt	ETP2017の気温上昇2℃ 抑制シナリオに準拠 ・ 33Gt/y (2015) ・ 26Gt/y (2030) ・ 13Gt/y (2050) 2100年までの累積排出量 を900Gtに抑制	ETP2017 の2DC 準拠、 以下の条件で制約 ・ 26.3Gt/y (2030) ・ 13.3Gt/y (2050) 2100 年までの累積排出量 を900Gt に抑制
GDP シナリオ	・ 2010年USDベースの GDP _{MER} ・ 2015-50年の平均成長 率2.6%	・ 2015年USDベースの GDP _{PPP} ・ 2015-50年の平均成長 率3.3%	・ (過去の計算との連続性 を考えて) ベースケースと同じ
人口	・ UN WPP2017 + 社人 研(日本) 準拠	・ UN WPP2015	・ ベースケースと同じ

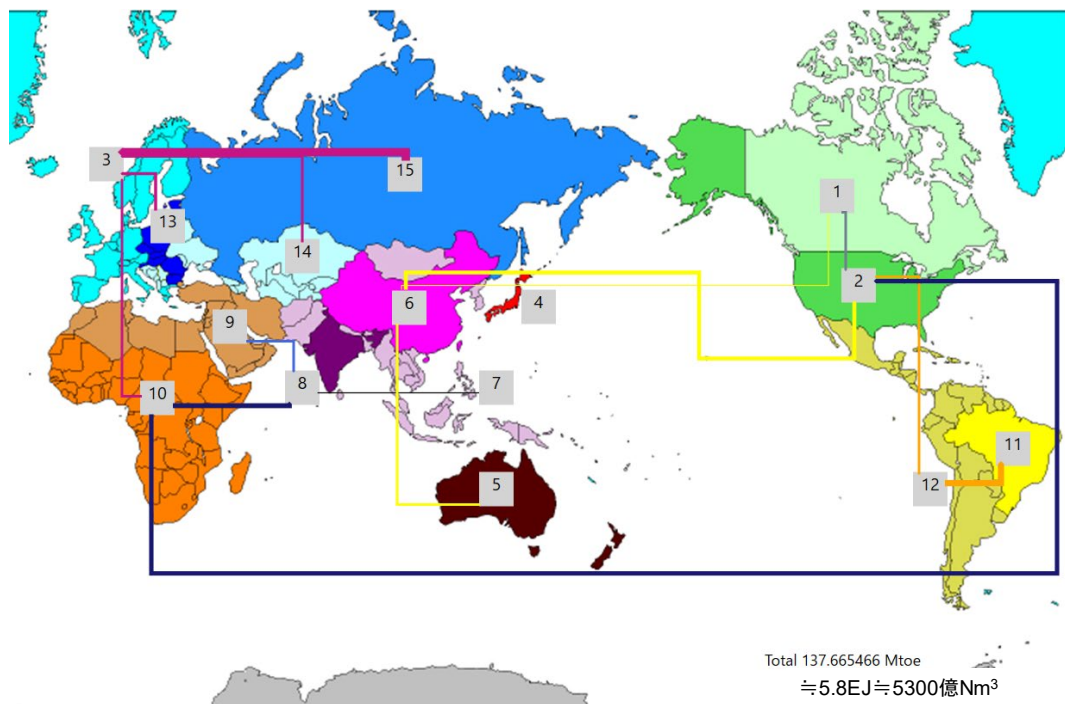
<HSUとの将来想定比較（水素技術）>

項目	GRAPE ベースケース (条件と計算結果を含む)	HSU	GRAPE HSUケース
国際水素サプライチェーン	410万t/y (2030) 4,600万t/y (2050)	10万t/y (2030) 5,500万t/y (2050)	現状のまま
エネルギーキャリア	液化水素、ガス水素	液化水素、LOHC、NH ₃ 、CH ₄	キャリアに有機ハイドライドとアンモニアを追加
Power to Gas	690TWhの電解水素（再エネ）(2030) 9,735TWhの電解水素 (2050)	250-300TWhの余剰風力・太陽光が水素に変換される (2030) 500TWhの余剰再エネ (2050)	- HSUに合わせた電解水素導入量の上限制約を追加 300TWh (2030) 500TWh (2050)
水素需要※ (2050)	- 水素発電 688TWh/y - FCV 5億台 - FCTラック 5,890万台 - 産業用/家庭用水素（定置部門） ぐくわず	- 水素発電 1,500TWh/y - FCV 4億台 - FCTラック 500万台 - 産業用水素 130Mt/y - 家庭用水素 94Mt/y	- 水素発電、FCV、FCTラックをHSU相当に上下限設定 - 産業用水素の導入下限 133Mt/y - 家庭用水素 94Mt/y

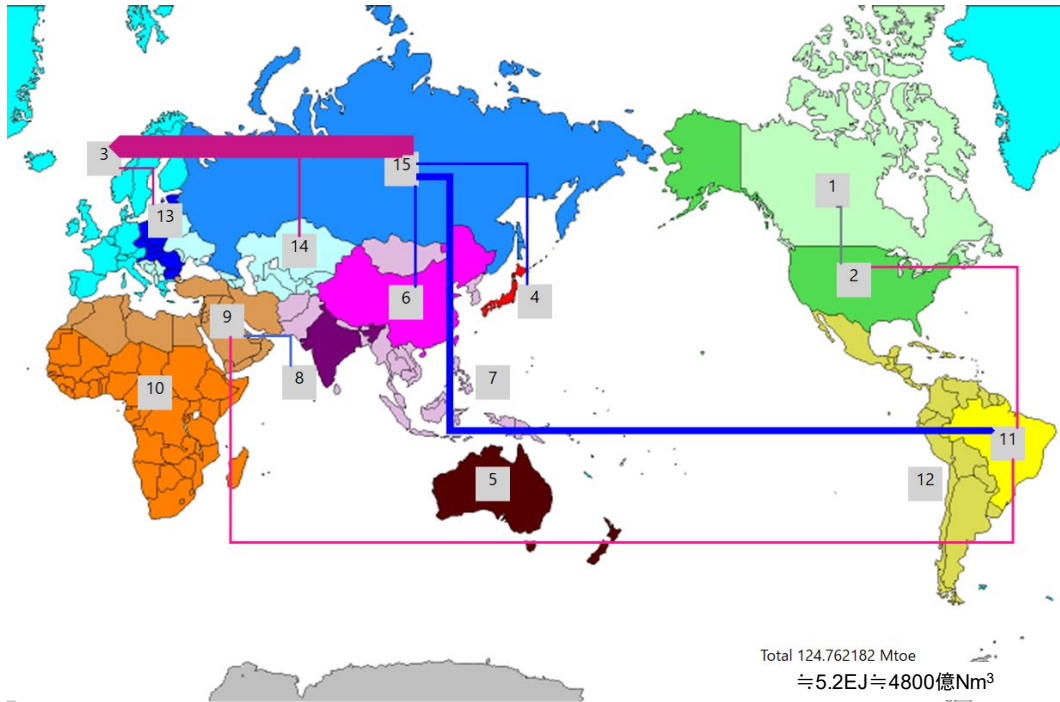
※ Mtは換算値、GRAPE内ではtoe単位で設定

<検討結果>

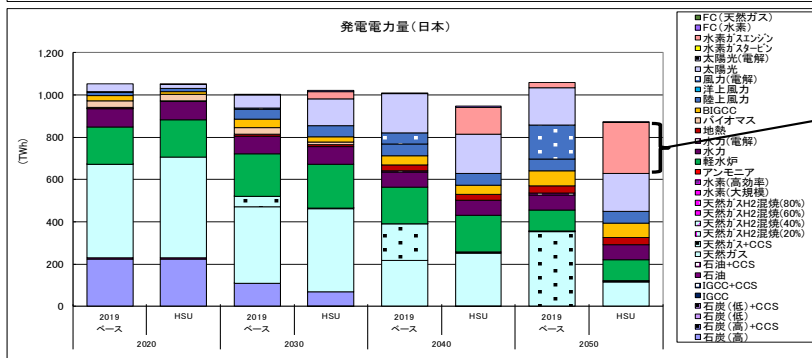
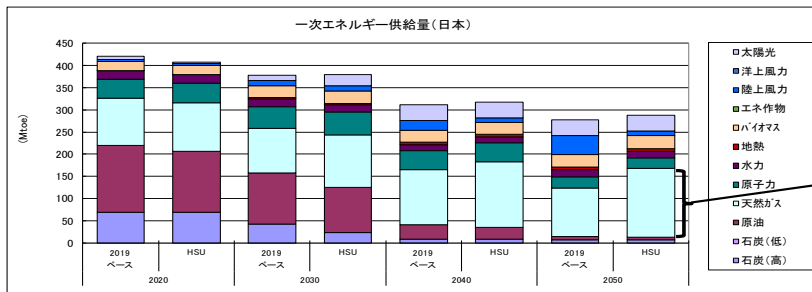
<試算結果（国際水素輸送 ベース 2050年）>



<試算結果（国際水素輸送 HSU 2050年）>



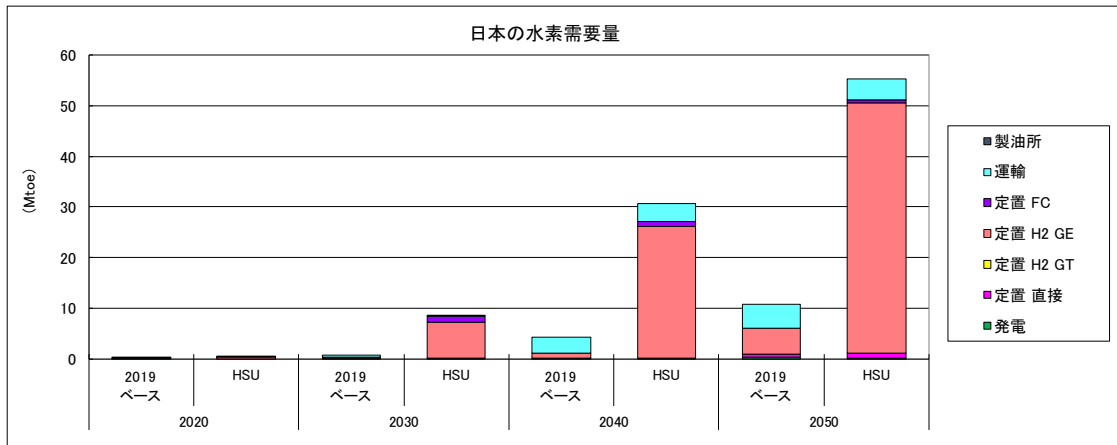
<試算結果（日本・全体）>



<試算結果（日本・水素需要）>

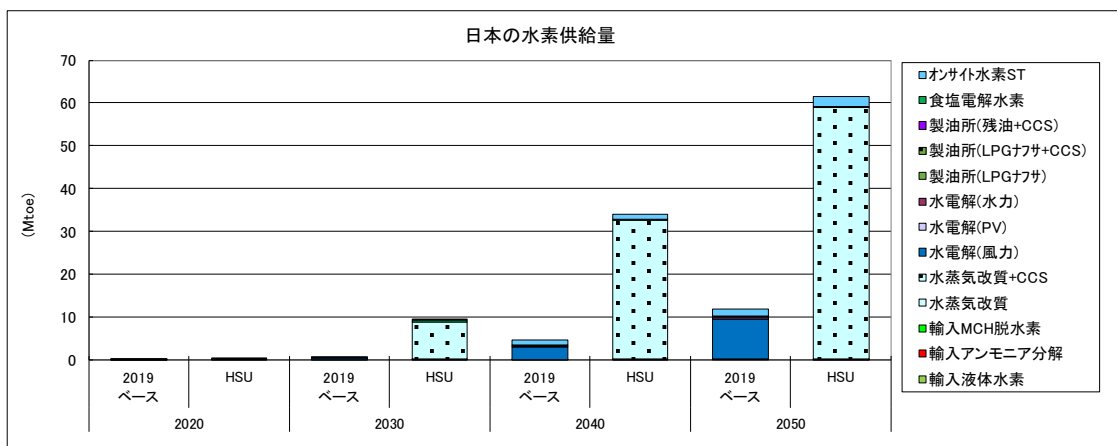
- 日本の水素需要はベースケースに比べて大きく伸び、特に定置用の水素ガスエンジンコジェネでの水素需要が約10倍となる。

- 「定置」水素需要の下限制約のために増加していると推測される
- ・家庭用燃料電池、水素の直接燃焼も増加する。



<試算結果（日本・水素供給）>

- ・ベースケース → HSUケースで水素の供給源は9割以上が天然ガスとなり、国内再エネ水素はゼロとなる。
- ・天然ガスの形で水素を間接的に輸入している形態となる。



<計算結果のまとめ>

- ・GRAPEのベースケースと比較するとHydrogen Scaling Upの将来想定は、水素源を天然ガスに強く依存しており、産業、家庭用の電熱源としての水素利用を重視している。
 - ー再エネからの水素製造量が対照的に非常に少なく、1.5EJ/78EJ (2050) となっている
 - ーHydrogen Scaling Up内での水素需給の整合性は明確には示されていない
- ・HSUの読み込み、条件設定の修正等、モデルの更なる改良等、今後も検討の余地があると考えている
 - ー交通部門での水素需要不一致の分析
 - ー特に定置部門の水素需要に対する直接的な導入量設定

4. 6 CO₂フリー水素普及シナリオ(素案)

4.6.1 普及シナリオ(素案) (添付資料4-6(1/4)~(4/4))

CO₂フリー水素普及シナリオを下記項目で整理し、普及シナリオ実現のストーリーの素案を作成した。(次年度、議論のたたき台としてまとめる予定)

- ・水素導入の意義
- ・LNG 導入経験を踏まえた水素普及の整理
 <水素普及のステップと主ドライバー>
- ・各セクターの水素導入動向と本格普及のキーポイント
- ・主要セクターの許容水素調達価格
- ・燃料転換
- ・需給バランス
- ・市場規模

1) 水素導入の意義

水素導入の意義を認識することが大事であり、水素基本戦略で示されている意義とシナリオ研で検討した意義を示した。

<水素導入の意義 1 >

《水素基本戦略で示されている意義》

水素基本戦略で示されている意義をIAEにて以下の通り要約した。

水素は、我が国の一次エネルギー供給構造を多様化させ、大幅な低炭素化を実現するポテンシャルを有する手段である。

- 1) 調達・供給面での意義： 多様化による調達・供給リスクの根本的低減
- 2) 利用面での意義： 電力、運輸、熱・産業プロセスのあらゆる分野の低炭素化に貢献
- 3) 3E+Sの観点からの意義： 目的ではなく手段として、水素社会の実現により3E+Sに貢献
- 4) 国際的な意義： 世界に先駆けたイノベーションへの挑戦を通じて国際社会に貢献
- 5) 産業振興・競争力強化の意義： 世界最高水準技術による海外低炭素化、産業政策的に貢献
- 6) 諸外国における水素の取組を先導する意義： 水素社会実現で世界をリード

<水素導入の意義 2 >

《シナリオ研で検討した意義》

【検討概要】

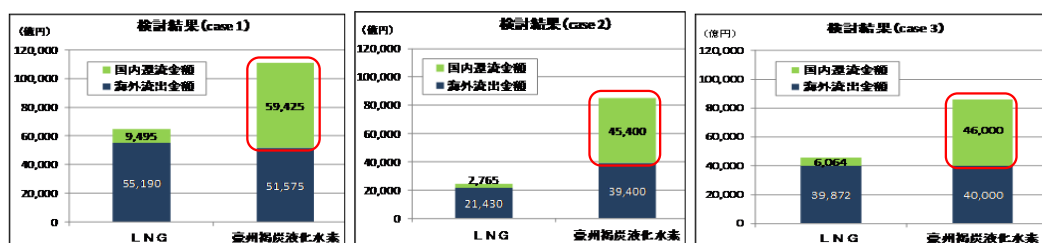
LNGチェーン（成熟チェーン）に対して、豪州褐炭液化水素チェーン（将来チェーン）を取り挙げ、開発輸入水素による国富流出率低減への貢献を検討した。

【まとめ】

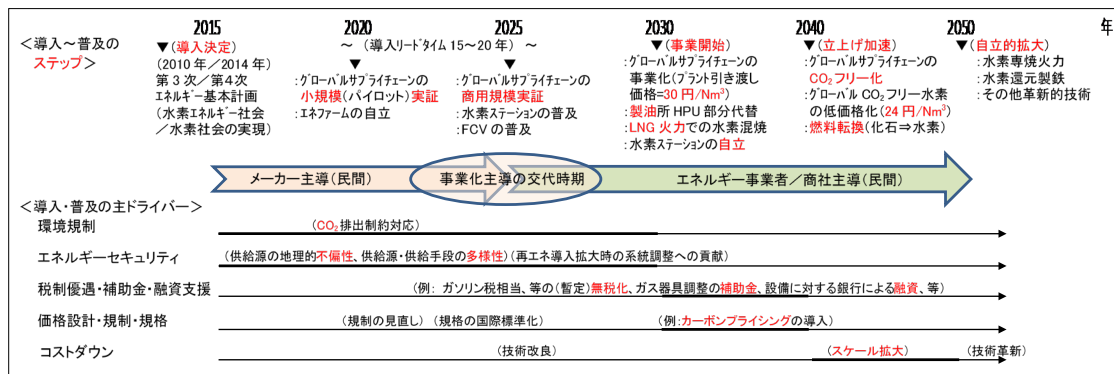
LNGと豪液化水素の輸入熱量を同じとした場合、LNGチェーンに対して豪州褐炭液化水素チェーンは以下の特徴を有する。

- ① 輸入金額の大幅増大： 豪州褐炭液化水素チェーンの輸入金額は、LNGチェーンの約1.7～3.5倍となる。
- ② 国富流出率の大幅低減： 国富流出率は、LNGチェーンが約87 %であるのに対し、豪州褐炭液化水素チェーン は約47 % となる。
- ③ 新規産業創出・雇用拡大： 国富流出率の低減は換言すれば国内還流率の増大であり、輸入金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。

<国内還流金額と海外流出金額の比較結果（一例）>



2) LNG導入経験を踏まえた水素普及の整理



(三菱商事殿の水素・燃料電池戦略協議会向けプレゼン資料「水素サプライチェーンの実現に向けてーLNG 導入経験を踏まえー」2014年4月14日、を参照し、作成)

＜水素普及のステップと主ドライバー＞

水素事業はLNG事業と多くの点で類似しており、LNGの経験を踏まえることが有益であり、LNG導入経験を踏まえ、水素普及のステップを次の4ステップとした。

- ① 導入決定 (2010～2014年)
- ② 事業開始 (2030年)
- ③ 立上げ加速 (2040年)
- ④ 自立的拡大 (2050年)

そして、各ステップにおける水素普及の 主ドライバー を下記の通りとした。

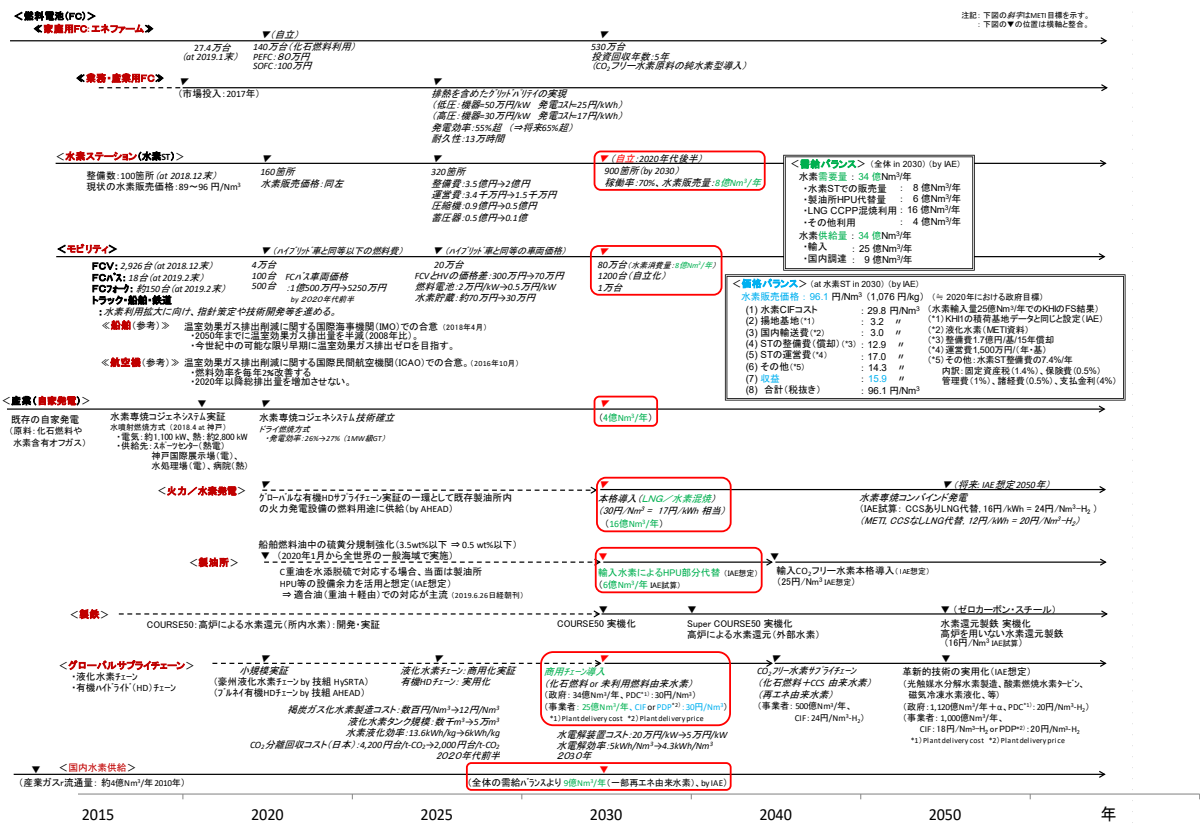
- ① 導入決定時： 環境規制・エネルギーセキュリティ
 - ・環境規制： CO₂排出制約対応
 - ・エネルギーセキュリティ： 供給源の地理的不偏性、供給源・供給手段の多様性、再エネ導入拡大時の系統調整への貢献等
 - ② 事業開始時： 税制優遇・補助金・融資支援、価格設定の設計
 - ・税制優遇： ガソリン税相当（暫定）の無税化
 - ・補助金： 熱量変更/ガス器具調整に対する補助金、
 - ・融資支援： 各工程・設備に対する銀行融資等、
 - ・価格設計・規制・規格： 規制の見直し、規格の国際標準化、カーボンプライシングの導入
 - ③ 立上げ加速時： スケール拡大に伴うコストダウン (C/D) 、等
 - ・C/D： 技術改良 ⇒ スケール拡大 ⇒ 革新技術 によるC/D
- 上記ステップ及び主ドライバーにより ④自立的拡大 に繋がって行くと考える。

3) 各セクターの水素導入動向と本格普及のキーポイント

<水素STの自立化に関する提言>

水素STの自立化には、FCVの普及のみならず、水素サプライチェーンの普及や、FCV以外の分野を含めた比較的大規模普及による水素の<需給バランス>と<価格バランス>の両立が不可欠で、製油所HPU代替やLNGコンバインドサイクル発電（LNG CCPP）でのCO2フリー水素の混焼利用がキーとなるのではないかな。

そのためには水素価格を各エンドユーザ（セクター）の許容調達価格以下に低減させる必要があるのではないかな。



1) 家庭用FC (エネファーム)

自立（2020年）⇒純水素型（2030年）

2) 業務・産業用FC： 市場投入（2017年）⇒ 自立化（早期）

3) 水素ステーション（水素ST）

自立（8億Nm³/年）（2030年） = 他のセクターを含めた全体の需給バランスと水素STでの価格バランス（事業収益確保）の両立

4) モビリティ

FCV：4万台（2020年）⇒ 20万台（2025年）⇒ 80万台（2030年）

（水素需要量8億Nm³/年）

5) 産業（自家発電）

水素専焼ドライ燃焼技術の確立（2020年）⇒ 需要拡大（2030年）

（IAE推定：水素ST自立化のためには^{*1} 4億Nm³/年の需要が必要）

6) 火力／水素発電

LNG/ 水素混焼（2030年）（IAE推定：同^{*1} 16億Nm³/年の需要が必要）⇒

水素専焼（2050年）

7) 製油所

HPU部分代替（IAE想定2030年）（IAE推定：同^{*1} 6億Nm³/年の需要が必要）

8) 製鉄： ゼロカーボン・スチール実機化（2050年）

9) グローバルサプライチェーン

小規模実証（2020年）⇒ 商用化実証（液化水素）/商用化（有機HD）（2025年）⇒ 商用化（液化水素）（25億Nm³/年）（2030年）⇒ CO₂フリー化（500億Nm³/年）（2040年）⇒ 1,000億Nm³/年（2050年）

<2030年に水素が本格普及するためのキーポイント>

- ① グローバル水素サプライチェーン確立され、輸入（CO₂フリー）水素が25億Nm³/年、30円/Nm³で供給されること。
- ② 各種支援により、水素価格が各エンドユーザ（セクター）の許容調達価格以下になること。
- ③ 製油所でHPU代替等として輸入（CO₂フリー）水素がケミカル利用（水添脱硫等に利用）されること。
- ④ LNGコンバインド発電で輸入（CO₂フリー）水素がエネルギー利用（混焼）されること。
- ⑤ 水素STで水素調達価格が（国内配送を含み）36円/Nm³程度となり、水素STの整備費と運用費が欧米並みに低減され、水素STが自立化すること。

4) 主要セクターの許容水素調達価格(検討中)

水素社会実現に向け水素が本格普及するキーポイントの一つは、水素供給価格が各エンドユーザの許容調達価格以下、即ち、水素利用による経済性が、既存の被代替物の代替時の経済性と同等以下になることであると思われる。

主要セクターの許容水素調達価格を検討した結果、あくまで参考ではあるが、FCVは96円/Nm³程度、水素STは36円/Nm³程度、製油所は26 円/Nm³程度、水素火力発電（CCSありLNG火力代替）は24円/Nm³ 程度、水素還元製鉄は16円/Nm³ 程度と思われる。

水素が本格普及し各セクターにて経済自立が達成されるまでは、水素供給価格が各エンドユーザの許容調達価格以下となるよう、各種支援・補助が不可欠である。

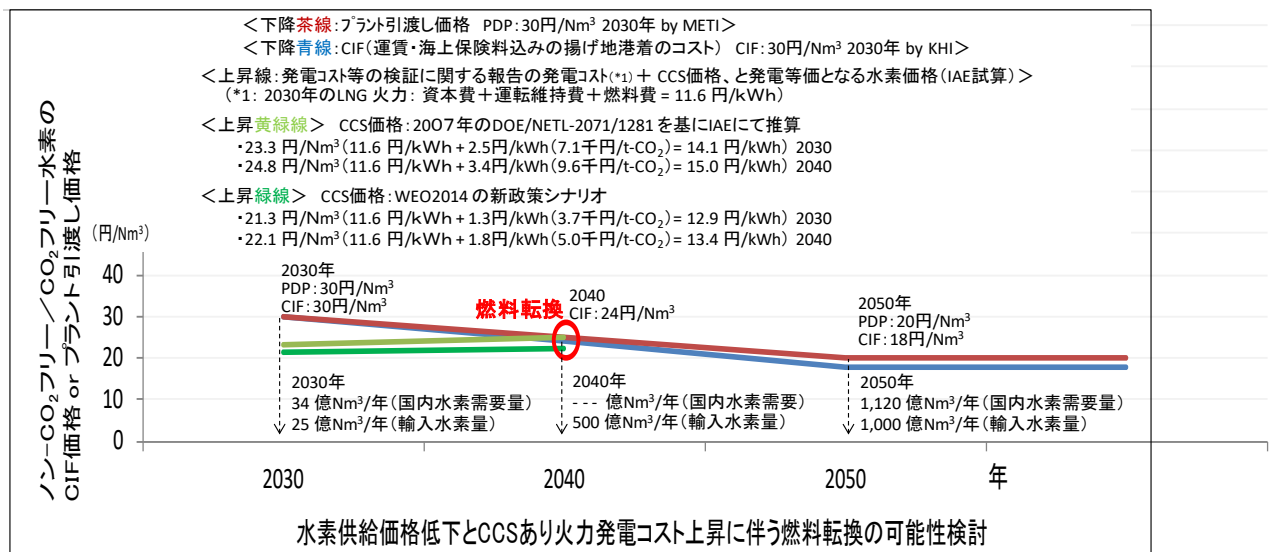
< 主要セクターの許容水素調達価格の推定根拠（検討中） >

- ・FCV(FCV保有者の水素ステーション(水素ST)での水素購入価格): IAE試算 = 96円/Nm³
現在の価格: 89円～98円/Nm³ (2020年における政府目標に相当(*3)) ⇒ 許容調達価格範囲: 100円～90円/Nm³
 - ・水素ST(ST運営事業者の水素調達価格): IAE試算 = 36 円/Nm³ (KHI CIFコスト+揚地基地費+国内輸送費)
(40 円/Nm³でも事業収益期待可) ⇒ 許容調達価格範囲: 40円～35円/Nm³
 - ・製油所: IAE試算 = 26 円/Nm³ IAE主催の自主研究会「アクションプラン研究会(略称)」での専門家の意見は「25円/Nm³(*4)だと国内の石油精製会社は、真剣にCO₂フリー水素の活用を検討すると思う。」であった。
また、同研究会で2012年度に実施した意見調査結果では、HPU代替のCO₂フリー水素の導入初期(想定:2030年頃)における価格は 35円～40円/Nm³(*4)であった。他方、水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ(第5回)-配布資料2で示された「水素の製造法」の石油精製の製造コストに環境価値を\$50/t-CO₂(3.5円/Nm³?)として上乗せすると 26.5円～40.5/Nm³(*1)となる。⇒ 許容調達価格範囲: 30円～25 円/Nm³
 - ・水素火力発電(CCSありLNG火力代替): IAE試算= 24円/Nm³
METI目標: 導入初期(2030年頃)のLNG火力混焼時: 30円/Nm³ (?) for 17円/kWh (*3)
将来のLNG火力代替水素専焼火力: 20円/Nm³ for 12円/kWh (*3) (環境価値は考慮されていない)
この20円/Nm³に環境価値 \$50/t-CO₂ (3.5円/Nm³)を上乗せすると 23.5円/Nm³(*1)となる。
「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書では、輸入LNGのCIF価格を\$10/MMBtu(エネルギー等価水素価格13.3円/Nm³)とし、これに環境価値\$50/t-CO₂(水素価格3.5円/Nm³)を上乗せし、等価水素価格を16.8円/Nm³としている。⇒ 許容調達価格範囲: 混焼時: 30円/Nm³ (?)～専焼時: 24円/Nm³
 - ・水素還元製鉄: IAE試算: 16円/Nm³
IAE主催の自主研究会で実施した意見調査結果では、製鉄分野で外部水素が導入される価格は 13 円/ Nm³(*4)であった。これに環境価値を\$50/t-CO₂(3.5円/Nm³?)として上乗せすると16.5円/Nm³(*1)となる。
⇒ 許容調達価格範囲: 13円～16円/Nm³
- (*)1: IAE試算 (*)2: IAE想定(CIF価格)(未試算) (*)3: METI目標値(プラント引渡し価格) (*)4: IAE実施の意見調査

5) 燃料転換

水素火力発電コストの低下とCCSありLNG火力発電コストの上昇をシナリオ研にてIAEが試算し、それらが交差する所を燃料転換点とし、水素価格・水素需要量・時期を参考（議論のたたき台）として示した。

その結果、燃料転換は、発電所での水素調達価格が 24円～25円/Nm³レベル、国内水素需要量が合計で 500億Nm³/年レベルになると想定（期待）される 2040年頃 に燃料転換が起き得る。



6) 需給バランス(国内年間)(IAE想定)

(1) 現状

現状の水素需要規模は180億Nm³ で、外販量は4億Nm³、外販のうちオンサイト分が2.3億Nm³ある。一方、水素製造設備規模は360億Nm³ で、シナリオ研で検討した外販可能量(製造余力)は、100%水素として65億Nm³/年であった。

(2) 2030年

2030年における新たな水素需要規模は34億Nm³ (政府目標)で、内訳(IAE想定)はLNG火力混焼で16億Nm³、水素STで8億Nm³、製油所で6億Nm³、その他で4億Nm³である。供給は輸入が25億m³ (メーカー想定)で、国内製造が9億m³である。

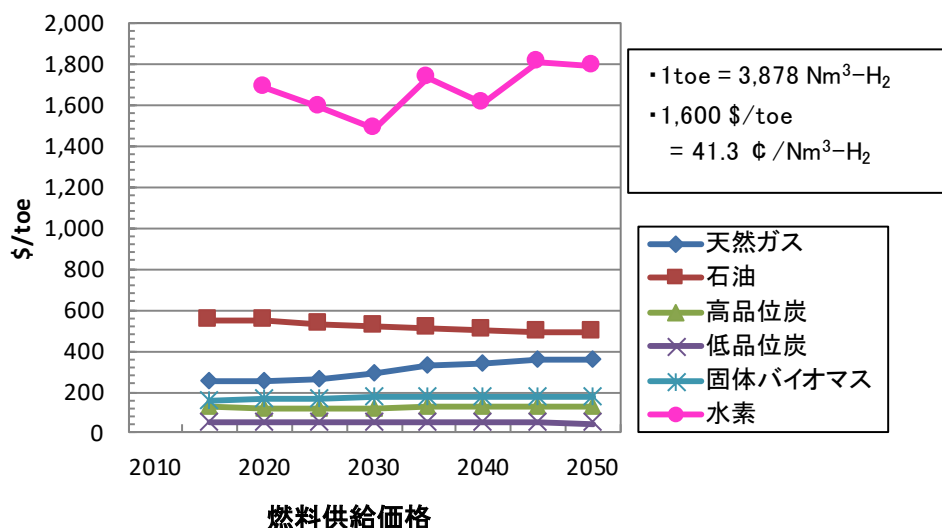
(3) 2040年

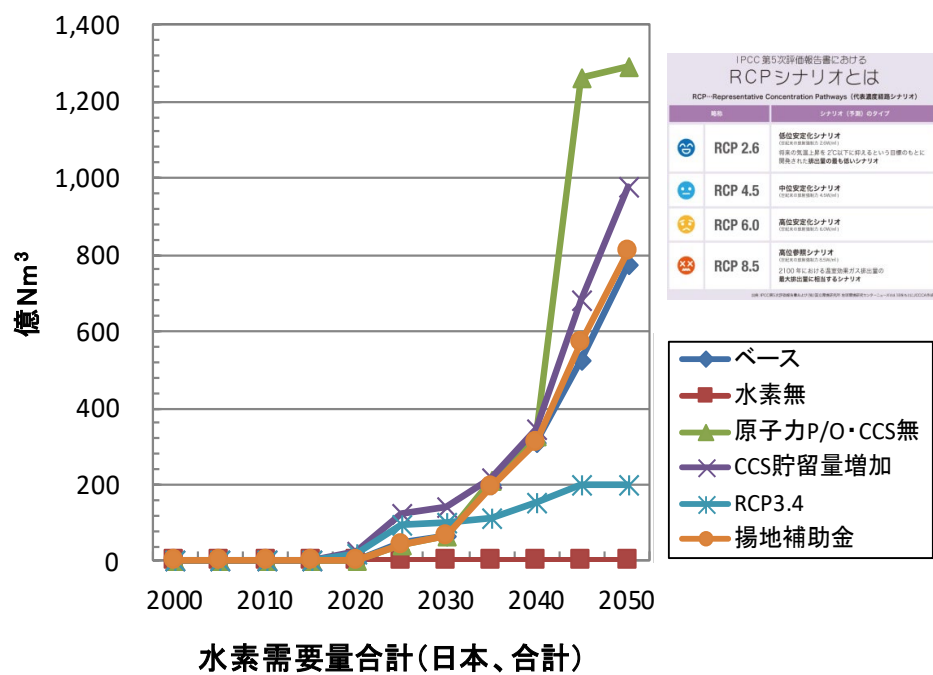
2040年における新たな水素需要規模は約300 (GRAPEシミュレーションのベースケースの一例) ~500億Nm³ (メーカー想定)で、内訳は、GRAPEシミュレーション(ベースケースの一例)によれば、発電で47%、運輸で41%、製油所で12%である。供給は多くが輸入と想定される。

(4) 2050年

2050年における新たな水素需要規模は約770 (GRAPEシミュレーションのベースケースの一例) ~1,120億Nm³ (政府目標)で、内訳は、GRAPEシミュレーション(ベースケースの一例)によれば、発電で73%、運輸で24%、製油所で3%である。供給は多くが輸入と想定される。

<GRAPE シミュレーションによる 将来の日本の水素需要量 (試算)>





	2030			2040			2050		
	ベース	原子力 P/O・CCS 無	CCS 貯留量 増加	ベース	原子力 P/O・ CCS無	CCS 貯留量 増加	ベース	原子力 P/O・CCS 無	CCS 貯留量 増加
発電 (Nm ³ /y)	0	1	23	145	168	149	565	1,069	769
運輸 (Nm ³ /y)	34	34	25	125	126	122	187	200	165
定置 (Nm ³ /y)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
製油所 (Nm ³ /y)	35	34	95	38	37	73	20	21	42
合計 (Nm ³ /y)	69	68	142	308	330	344	772	1,289	976

7) 市場規模

シナリオ研で検討した2050年における新たな水素市場規模は、全体で4.2兆円、使用市場と機器市場の内訳は使用市場が1.5兆円、機器市場が2.7兆円と推定された。

< 将来(2050年頃まで)の日本の水素市場規模 > (2016年度のシナリオ研究会での検討等)

水素供給単価

水素供給単価は2015年度のCO2フリー水素普及シナリオ研究会の数値を元に用途別に想定をした。

水素供給単価		2016	2020	2030	2040	2050
産業用(購入)	CIF +国内輸送費 (富士経済)	126	66	33	27	21
産業用(内製)	目的生産 (石油精製)	30	30	30	27	21
発電用	CIF価格		60	30	24	18
水素ST	CIF価格 +国内輸送費 +ST価格	100	85	45	40	35

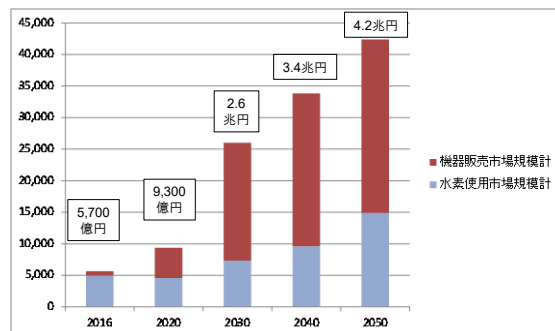
国内輸送コスト：現在＝圧縮水素20円/Nm³、2020年＝液化水素6円、2030年＝3円(NEDO)
水素ステーション(ST)価格：FCV(MIRAI)の燃費13.6km/Nm³、HV車35km/L、ガソリン車燃費
20km/L、ガソリン価格125円/Lと想定し試算。

次世代の国づくり

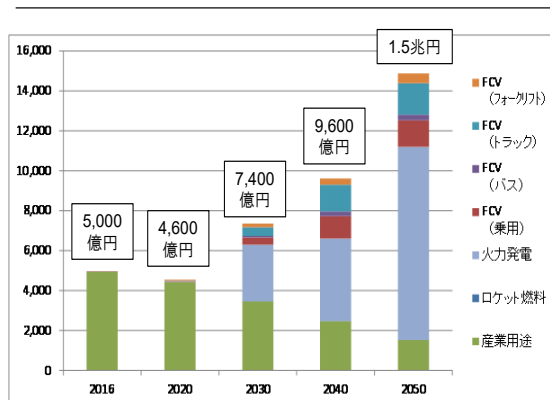
3

Copyright © 2016 The Japan Research Institute, Limited. All Rights Reserved.

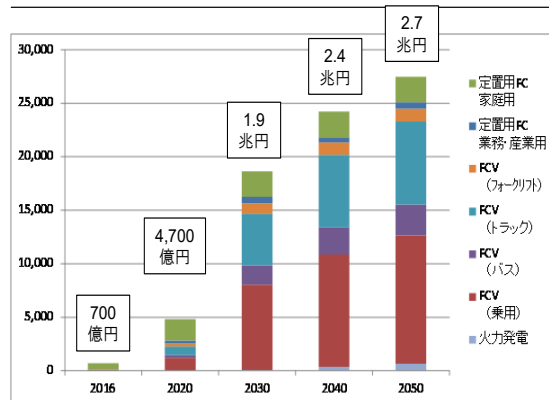
水素関連市場計 [億円/年]



水素使用市場[億円/年]



関連機器市場[億円/年]

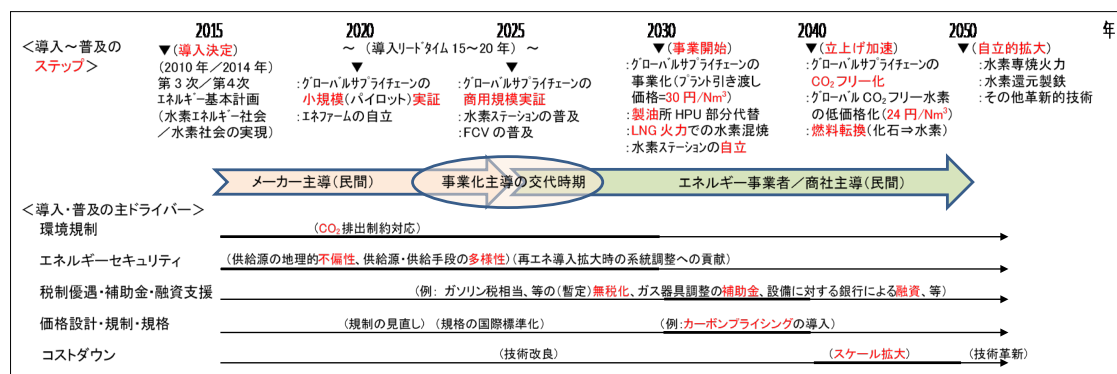


水素価格の低下により
一次的に市場規模減

水素製造・輸送・供給に関する設備の販売市場分は水素使用量市場(水素販売価格)の内数とし、機器市場には含んでいない。(2050年時点で 4,350億円)

4.6.2 普及シナリオ実現のストーリー(素案) (添付資料4-6)

基本的には下記年次展開を文章化し、普及シナリオ実現のストーリーとしたい。



(三菱商事殿の水素・燃料電池戦略協議会向けプレゼン資料「水素サプライチェーンの実現に向けて
ーLNG 導入経験を踏まえー」2014年4月14日、を参照し、作成)

ポイント

- ・事業化主導の交代(メーカー主導からエネルギー事業者/商社主導へ)
- ・グローバル水素サプライチェーンの事業化(水素輸入量: 25 億 Nm³/年)
- ・輸入水素の主要セクターでの利用(FCV、製油所、LNG 火力発電)
- ・水素ステーションの自立(需給バランスと価格バランスによる事業収益確保)
- ・価格低下(24~25 円/Nm³)と水素利用量の拡大(500 億 Nm³/年)に伴う燃料転換
(化石燃料から水素へ)(製造段階を含めたトータルでのCO₂フリー水素)
- ・さらなる価格低下(20 円/Nm³)と水素利用量の拡大(1,000 億 Nm³/年)による自律的
拡大

＜水素の本格普及には水素 ST の自立化が必須＞

水素 ST の自立化には、FCV の普及のみならず、水素サプライチェーンの普及や、FCV 以外
の分野を含めた比較的大規模普及による水素の＜需給バランス＞と＜価格バランス＞
の両立が不可欠で、製油所 HPU 代替や LNG コンバインドサイクル発電(LNG CCGT)でのCO₂
フリー水素の混焼利用がキーとなるのではないかと。

そのためには水素価格を各エンドユーザ(セクター)の許容調達価格以下に低減させる
必要があるのではないかと。

【2020 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの小規模(パイロット)実証が実施される。

【2020 年~2025 年】

- ・家庭用燃料電池(エネファーム)が自立し、水素ステーションやFCV・FCバス・FC
フォークリフトの普及が進む。

- ・グローバル水素サプライチェーン事業化の牽引者がメーカー主導からエネルギー事業者／商社主導に移行する。

【2025 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの商用規模（船舶規模：25 億 Nm³/年）実証が実施される

【2025 年～2030 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの事業化の動きが進展
- ・グローバル水素サプライチェーン関連のインフラ整備の動きが進展

【2030 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの事業開始
- ・グローバル水素サプライチェーンによる水素の商用輸入
（輸入水素量：25 億 Nm³/年 液化水素 CIF 価格：30 円/Nm³）
- ・経済支援・補助の下、主要セクターの比較的大規模水素利用、それに伴い水素ステーションが自立

【水素 ST 以外の分野を含めた需給バランス】

<価格バランス> (at 水素ST in 2030) (by IAE)			
水素販売価格：96.1 円/Nm ³ (1,076 円/kg) (≒ 2020年における政府目標)			
(1) 水素CIFコスト	: 29.8 円/Nm ³	(水素輸入量25億Nm ³ /年でのKHIのFS結果)	
(2) 揚地基地(*1)	: 3.2 "	(*1) KHI1の積荷基地データと同じと設定 (IAE)	
(3) 国内輸送費(*2)	: 3.0 "	(*2) 液化水素 (METI資料)	
(4) STの整備費 (償却) (*3)	: 12.9 "	(*3) 整備費1.7億円/基/15年償却	
(5) STの運営費 (*4)	: 17.0 "	(*4) 運営費1,500万円/(年・基)	
(6) その他 (*5)	: 14.3 "	(*5) その他: 水素ST整備費の7.4%/年	
(7) 収益	: 15.9 "	内訳: 固定資産税 (1.4%)、保険費 (0.5%)	
(8) 合計 (税抜き)	: 96.1 円/Nm ³	管理費 (1%)、諸経費 (0.5%)、支払金利 (4%)	

【水素 ST での価格バランス】

<需給バランス> (全体 in 2030) (by IAE)	
水素需要量：34 億Nm ³ /年	
・水素STでの販売量	: 8 億Nm ³ /年
・製油所HPU代替量	: 6 億Nm ³ /年
・LNG CCPP混焼利用	: 16 億Nm ³ /年
・その他利用	: 4 億Nm ³ /年
水素供給量：34 億Nm ³ /年	
・輸入	: 25 億Nm ³ /年
・国内調達	: 9 億Nm ³ /年

【2040 年】

- ・ 立上げ加速
- ・ 発電所での水素調達価格：24 円～25 円/Nm³ レベル
- ・ 国内水素需要量：500 億 Nm³/年レベル
- ・ 水素供給価格低下に伴う燃料転換（化石燃料⇒水素）
- ・ グローバル水素サプライチェーンのトータル CO₂ フリー化
（（化石燃料+CCS）由来水素、再エネ由来水素）

【2050 年～】

- ・ 自立的拡大
- ・ 水素専焼火力、水素還元製鉄、その他革新的技術

	年度：2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<政府>	第三次エネルギー基本計画(2010年6月策定) ・エネ自給率、自主エネ比率、ゼロエミ電源比率 (目標):現状の倍増 ・水素エネルギー社会の実現 (第3章 第4節 2.)				第四次エネルギー基本計画(2014年4月策定) “水素社会”の実現に向けた取組の加速口 ・水素発電実現 ・製造・輸送・貯蔵技術開発 ・水素・燃料電池戦略ロードマップ策定		<安倍首相の施政方針演説> (2017年1月20日 第193通常国会) ・世界に先駆け国際的な水素サプライチェーンを構築する。 ・神戸で水素発電による世界初の電力供給 ・世界初の液化水素船 <エネルギー・環境イノベーション戦略> (2016年4月19日) ・2050年を見据え、有望な革新技術を特定。技術課題を抽出し、開発を推進。 ・水素等製造・貯蔵・利用 ・効率的なエネルギーキャリアを開発	<再エネ・水素等関係閣僚会議> (2017年4月11日) ・水素基本戦略 (2017年12月26日策定) ・水素量: 34億Nm ³ /年(2030年) : 1,120億Nm ³ /年(将来) ・水素コスト: 30円/Nm ³ (2030年) : 20円/Nm ³ (将来) ・サプライチェーン構築と水素発電導入の共通シナリオ策定	<第5次エネルギー基本計画> (2018年7月3日閣議決定) ・水素社会の実現 ・国際的な水素サプライチェーンの構築 ・水素発電の導入 ・再エネ由来水素の利用拡大 ・国際連携強化 <世界経済フォーラム年次総会> (2018年1月23日) ・安倍首相発言: 水素の製造コストを2050年までに今の1割以下に下げる。 <新たな水素・燃料電池戦略ロードマップ> (2019年03月12日策定) ・新たなターゲットの設定、取組の規定 ・評価WGの設置、フォローアップの実施	<パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略> (2019年6月11日) ・目標: 水素製造コストを10分の1以下とする など既存のエネルギーと同等のコストの実現 20円/Nm ³ 程度まで水素コストを低減し、環境価値も含め、既存のエネルギーコストと同等のコスト競争力を実現することを目指す。 <カーボンサイクル技術ロードマップ> (2019年6月7日) ・CO ₂ 分離回収: 低コスト化 現状: 4,000程度/t-CO ₂ (化学吸収法) 2050年: 1,000円/t-CO ₂ 以下 ・水素: 低コスト化 2030年: 30円/Nm ³ (プラント引き渡しコスト) 2050年: 20円/Nm ³ (“)

<CO₂フリー水素関連の国内動向>

主催者	研究会・会議、等の名称	年度：2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018									
IAE	①CO ₂ フリー水素 チェーン実現に向けた 構想研究会 ②CO ₂ 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 (AP研究会) ③CO ₂ フリー水素 普及シナリオ研究会	構想研究会 #1 (2011.3.11) #2 #4		アクションプラン(AP)研究会 #1 #4 #8 #10			#1 #3 #4 #6 #7 #9 #10 #12 #13 (#14)	シナリオ研究会											
		1. 共通認識の醸成 ・CO ₂ フリー水素は政府 目標達成に貢献し得る 有力なオプションの一つ。 (GRAPE推算結果利用) 2. 政府への提言 ・一次エネルギーの構成 要素に水素を追加してい たきたい。	1. 水素の大量需要を目指す技術開発プランを作成 ・CO ₂ フリー水素の許容コストや需要に関する意見調査 ・目標コスト、課題と対策、絵姿、等 2. 「CO ₂ フリー水素実用化推進協議会(仮称)」が 民間主導で設立されることを提言し、設立への 積極的協力を意思表示 (@2013年度)			1. 水素需要推算 (GRAPEによるシミュレーション) 2. 水素火力発電における許容水素CIFコスト 3. 水素エネルギーのコスト構造分析 (LNG vs 液化水素: 海外流出／国内還流金額等) 4. 水素エネルギー経済の検討 (水素市場規模推定) 5. CO ₂ フリー水素の定義 6. 日本におけるP2Gのあり方		7. 水素ステーションの自立化 8. 製油所HPU代替水素利用 9. LNG／水素混焼コンバインド 発電における水素使用量 10. 海外再エネ由来水素チェーン の経済性(UAE太陽光) 11. 豪州褐炭液化水素の国富流出 12. 水素普及シナリオ(年度展開)		13. カーボンプライシング (該「検討会」資料の抜粋整理) 14. 国内水素供給の絵姿 15. 海外再エネ由来水素チェーンの経済性 (サウジ太陽光) 16. 水素普及シナリオ(工程別展開) 17. 水素関連の革新的技術(航空用燃料、等) 18. 話題提供(鉄鋼業と水素エネルギー) 『ゼロカーボン・スチールへの挑戦』		19. メタネーション (熱力学的検討、実機特性紹介、課題提起) 20. 水素発電における水素価格 (CCSありLNGコンバインド発電と発電等価と なる水素コンバインド発電における水素価格) (水素発電 vs LNGコンバインド発電における コストバリエーション条件: 既検討資料の紹介) 21. 2050年における水素コスト 22. 水素普及シナリオとシナリオ実現のストーリー (LNG導入経験を踏まえた水素普及の要点) (主要セクターの動向・目標水素調達価格) (燃料転換の時期・水素価格・水素量)							
		水素需要推算 (GRAPEによるシミュレーション)：一連の研究会を通して継続実施																	
METI (水素・燃料電池戦略室)	水素・燃料電池戦略協議会				水素・燃料電池戦略ロードマップ策定(2014年6月) ・Phase1(現在～): 水素利用の飛躍的拡大 ・Phase2(2020年代後半に実現): 水素発電の本格導入 ／大規模水素供給システムの確立 ・Phase3(2040年頃に実現): トータルでのCO ₂ フリー水素 供給システムの確立		CO ₂ フリー水素ワーキング －(新たな組織で継続実施中)－ 東工大岡崎特命教授が座長 ・2016年5月に第1回開催 ・2016年度は計8回開催し 報告書を公開。 ・再エネ導入時の水素利用 ・Power to Gas (P2G) 活用、等 ・次年度は制度整備等の議論					第9回: 2017年8月 ・欧州の活用動向 ・我が国の代替可能性 ・第10回: 2017年10月 ・産業部門における利用ポテンシャル ・第11回: 2017年12月 ・長期エネルギー政策に関する国内外の動き ・CO ₂ フリー水素利用のバリエーション条件検討 ・第12回: 2018年3月 ・CO ₂ フリー水素の環境価値の顕在化 ・CO ₂ フリー水素の定義							
					水素・燃料電池戦略ロードマップ改訂(2016年3月) ・価格目標の明確化(家庭用FC) ・普及目標の明確化(FCV) ・整備目標の設定(水素ST) ・水素発電の取組の明確化 ・再エネ由来水素利活用の課題検討														
(省エネ・新エネ部 政策課)	福島新エネ社会構想 実現会議						再エネの導入拡大と水素社会実現のモデル構築により未来の新エネ社会のモデルを創出。 ・2020年: 再エネ導入拡大 ・2030年: 水素社会モデル構築 ・2040年: スマコム構築												
東京工業大学	東京工業大学 GHEC (GHEC: Global Hydrogen Energy Consortium) (代表者: 岡崎特命教授)	備考: 東京工業大学 GHECは、CO ₂ フリー水素に限定されている訳ではないが、グロー バルなスケールでの水素サプライチェーン構築とこれにかかわる技術課題解決、様々 な利用技術の検討等を目的に設立されており、設立趣意書にIAE主催の自主研究会 の成果(CO ₂ フリー水素チェーンの絵姿)が有効活用されている。			GHEC立上げ&GHEU公開シンポジウム ＜会員＞ ・法人正会員(10社) ・個人正会員(23名) ・協力会員(3団体) IAEは協力会員		ワークショップ(WS)&公開シンポジウム ー(継続実施中)ー ・第1回: 2016年 2月 ・第2回: 2016年 6月 ・第3回: 2016年 9月 ・第4回: 2016年12月 ・第5回: 2017年 3月 ・第2回公開シンポ: 2016年10月					・第6回: 2017年 6月 ・第7回: 2017年 9月 ・第8回: 2018年 2月 ・第3回公開シンポ: 2017年10月		・第9回: 2018年 6月 ・第10回: 2018年 7月 ・第11回: 2018年10月 ・第4回公開シンポ: 2019年1月		・第12回: 2019年 5月 ・第13回: 2019年10月 ・第14回: 2020年 2月(中止) 法人正会員: 15社 協力会員 : 4団体 個人正会員: 25名 (2019年5月現在)		・第5回公開シンポ: 2019年11月	
FCCJ CO ₂ フリー水素WG (主査: 東芝 副主査: トヨタ)	CO ₂ フリー水素ワーキング						CO ₂ フリー水素ワーキング(39社) ・CO ₂ フリー水素利活用の実現 ・課題抽出、課題解決の方策検討 ・関係会員企業の取組提言					METIのCO ₂ フリー水素WG(第10回: 2017年10月)で「FCCJ CO ₂ フリー水素 WG 活動報告」がなされた。							
(グローバルな動向)																			
Air Liquide トヨタ自動車	Hydrogen Council (水素協議会)						・13の国際的企業のリーダーによる、気候変動の目標達成に向けた、水素利用推進の新しいグローバル・イニシアチブ。 (日本からはトヨタ自動車、本田技研、川崎重工の3社が参画) ・2017年1月17日スイス・ダボスにて第1回開催。 ・現在60社(2019年6月時点)(出展: ウィキペディア) Steering member: 34社(日本5社: 本田技研、岩谷、JXTG、川崎重工、トヨタ自動車)(アルファベット順) Supporting member: 26社(日本8社: 伊藤忠商事、丸紅、三菱商事、三菱重工、三井物産、三井住友銀行、住友商事、豊田通商)(アルファベット順)												

第13回シナリオ研の総括

1 第12回シナリオ研の総括 & 今年度の予定 (IAE)

各々、資料13－4、資料13－5に基づき説明。

⇒ 質疑応答：特になし。

2 メタネーション反応の熱力学的特性について (IAE)

資料13－6に基づき説明

1) 前回言ったのは、熱力学的にきちんと押さえるということ以上に、CO₂フリー水素ありきからの議論だけが一人歩きしているということへの警鐘である。意味のある使い方をする必要がある。従来の配管系を使えるというメリットはものすごく大きく、メタネーションを否定している訳ではない。

2) メタネーションというのはCO₂フリー水素の有効利用法ということである。経済的には簡単な事ではない。
「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」の報告書^{*1)}に、CCUを水素と共に随分取り挙げている。今のLNGの価格とメタネーションメタンがbreak-evenになる水素価格も示しているので、参照すること。

⇒ LNG価格=\$10/MMBtuの場合、メタネーションメタンがbreak-evenとなる水素価格=約3 \$ /Nm³

3) CO₂温暖化対策は量の問題で、量的な効果が出なかったら話にならない。

4) 人工光合成と書いてあるが、どこが人工光合成か？

⇒ 光触媒で水を分解して水素を作り、回収CO₂と反応させてオレフィンを作る研究開発(事後追記：NEDOの人工光合成化学技術プロセス研究組合で実施中)で使われていたからです。

5) 再エネ由来尿素とか人工光合成由来尿素もあるのではないかという事務局からの提案であるが、一つのやり方ではあると思う。「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」の報告書^{*1)}の中で尿素のポテンシャルが示されていたと思う。

⇒ 尿素市場規模 国内=38万トン(出典*1)、世界需要：1億8,800万トン 予測 at 2022(出典：IFA Fertilizer Outlook 2018～2022)

尿素：1億8,800万トン/年 ⇒ 水素：2.120億Nm³/年 (3H₂ + N₂ + CO₂ ⇒ NH₂CONH₂ + H₂O)

⇒ 1つのプラントで水素製造量が500トン/日で、それが世界中にあるので、尿素量はそこそこの規模になると思う。ゼロトン数%のCO₂削減に相当する規模だと思う。

6) 尿素は最終的に、また分解してCO₂に戻るのか？

⇒ 作るときに取って、またくっつけているだけなので、増えたり減ったりはしない。天然ガスを肥料として土に埋めているようなものです。

7) 窒素も窒素循環の中で考えないといけない。量的な問題を解決しようとすると、どう効率化するかと言うよりも過剰施肥を抑える、生産量を抑制する方が先決だと言うのが、土壤専門家の考えのようである。

3 カーボンライジング or CCSありLNGコンバインド発電 (IAE)

資料13－7(水素発電 vs LNG/石炭火力のコストパリティ条件)、資料13－8 (CCSありLNGコンバインド発電コストの検討)に基づき説明。

1) 発電コスト検証委員会の時はカーボンプライスが本当に分らなかったから均等化計算をしたが、簡単に、トンCO₂あたりいくらにしたかを示した方が、分かり易い。

⇒ 均等化計算をしたのではなく、トンCO₂あたりいくらに設定してやりました。(事後記述)

2) 2030年のカーボンプライスはトンCO₂あたり40ドルぐらいであるが、2030年から40年運転した場合の均等化プライスは上がる。それがトンCO₂あたり1万3千円にもなるかどうか。

⇒ そこまでは高くならないと推察しています。

4 水素需要推算 (IAE)

資料13－9－1(2019年度の実施計画)、13－9－2(コメントおよびタスクリスト) に基づき説明。

1) 水素の基本戦略とかHydrogen Councilの計算はどういった機関がどのような形で計算しているのか？

⇒ Hydrogen Councilはマッキンゼーが担当しています。

⇒ Hydrogen Councilがどんなモデルを使って計算しているのかは、今、ここでは分かりません。恐らく、各社からの情報を基に積み上げて算出していると思います。

2) 2030年から2050年にかけての20年間の変化率がものすごい。いろんな施設の導入とか変化とかのスピードのファクターが入っていないと思う。この結果に合わせようすると、すごく精査する必要があると思う。
⇒ 結果を合わせようと言うのではなく、条件を合わせて結果を比較しようという事ですので、むしろ違っていて当たり前ではないかと思います。

3) 世の中の施設の変化率がそれ程不自然でないのであれば、こんな形では推移しないのではないかと思う。2030年がそうだったら、2050年はそんなに高くならないと思う。

⇒ その可能性があります。

4) 総需要だけでなく用途・内訳が出る訳なので、用途の所もチェック願いたい。

⇒ 要回答

5) 前回のコメント(低品位炭の価格が2050年の所で急激に上昇する理由が分からない)に対する回答が、精査します、となっているが、分からないということですか？

⇒ フォローできていません。次回ご報告させていただきます。

6) 2015年の燃料価格がゼロになっているのはどういう理由か？

⇒ 2015年は実績値で、計算結果の出力が出ていないと言う事で、実際にはゼロではないと思います。

7) 2020年にして低品位炭の価格が一番高くなっていると言うのは、何とも不思議である。

⇒ 要回答

5 CO₂フリー水素普及シナリオ & シナリオ実現のストーリー (IAE)

各々、資料13－10(シナリオ)、13－11(ストーリー) に基づき説明。

1) 安倍首相発言の水素コストが良く分からない。事務局推測の20円/Nm³はどこから来ているのか？

⇒ U.S.DOEの情報等も参照し、今の実際の製造価格ベースの水素ステーションでの実際の価格を200円/Nm³と想定し、その10分の1ということで20円/Nm³としました。

2) 製造価格と販売価格の説明が乖離している。

⇒ おっしゃる通りです。

3) 「パリ協定の長期戦略」の中で2050年に20円/Nm³という数字があり、そちらを引用した方がいいと思う。

⇒ 第14回用の【資料14-6】にまとめ(16～20円/Nm³)とその根拠を示しています。(設定条件は、LNG CIFコスト=\$10/MMBtu、環境価値=\$50～\$96/t-CO₂)

4) ストーリーは文章にすることか？ 線図で示すということか？

⇒ 各セクターの導入目標を線図として示し、それを参照して文章としてまとめたいと思っています。

5) スケジュールはどうか？

⇒ 個人的には、来年度継続する前提で来年度にまとめたいと思っています。

6) CO₂フリー水素発電の比較対象はLNG火力ではなく太陽光とかになるのではないか？
⇒ 今後検討したいと思います。少しだけ関連して検討したのは、再エネ由来水素のグローバルサプライチェーンの経済性検討です。(事後追記：資料4. 5(1)を提示。サウジ太陽光発電電力単価=1.97円/kWhで液水のCIFコスト=32.7円/Nm³-H₂。パタゴニア風力発電電力単価=3.5円/kWhで液水のCIFコスト=38.2円/Nm³-H₂)

⇒ 水素は燃料で太陽電池は発電機だから思い付かなかった。やはり比較すべきは天然ガスかなとも思うが、見方を変えて考えるというのはいいことかもしれない。

⇒ これからはLNGが主流になるので、LNG火力+CCSとの比較が主流になると思います。PVの8円～9円/kWhはまだ高いと思う。水電解電力消費量を4kWh/Nm³とすると水素製造コストが36円/Nm³となるので、液水の形でCIF 30円/Nm³で輸入した方がいいと思う。いずれそのような時代が来るかも知れないが、その時代にはもっと稼働率の高い海外で水素を作って安い輸送費で輸入した方がやはり安いかも知れない。

7) 既存のガスパイプラインに水素をそのまま注入するケースは意味があると思う。

⇒ 基本的にこの研究会はグローバルサプライチェーンをベースに検討していますので、おっしゃったことは今後の課題と思います。(事後追記：資料4. 4を提示。P2Gに関するごく簡単な検討の中で、ドイツと日本の比較、天然ガスあるいは都市ガスパイプラインへの水素混合の許容度、等を調査。)

8) 水素を買うのは誰か？

⇒ 2012年に各セクターに対して、CO₂フリー水素購入の可能性調査(許容価格・時期・量)を行いました。もう一度レビューし、取り挙げることを検討したいと思います。(事後追記：資料4. 1－2を提示)

⇒ 金を払ってまでCO₂を減らしたい人だと思っています。最近増えてきていると思います。

9) フランスのロードマップでは、小さめの工業用であれば高い水素でも使っているの、最初はそのような小さい市場を対象とし、徐々に規模を拡大する戦略があったと思う。日本では足元から30年までをどうつなぐかを示すのは難しいのでしょうか？半導体とか食品工場での水素需要が分かれば教えて欲しい。

⇒ 足元の水素マーケットは岩谷産業さんがご承知で、以前、AP研究会で示させていただいたことがあります。後でレビューし、さわり程度の情報になるかと思いますが、お知らせさせていただきます。(事後追記：岩谷産業殿作成の資料2－10「取扱注意：研究会内限定」を事後提示)

⇒ 2050年はモデル的な解析になり、2030年は投資対象スパンなので、非常に難しい面がある。資料13－10で示している水素の用途は、ナショプロベースです。一方で、既に技術があるもので対応して行く、ブリッジ テクノロジーの動きもあります。GRAPEによる計算結果でも、水素ガスエンジンは2025年ないし2030年ぐらいから導入されて、電力と産業用途に熱も供給する形で貢献しています。それは、今はナショプロには入っていない。ナショプロ以外ですぐ使える所にも水素が適用できると思います。

10) 日本において中間段階で小規模利用として水素エンジンがあり得るのかどうか？日本ではナショプロとしては一切そのような検討は進められていない中で、中国が最近水素に投資を始めていて、つなぎとして水素エンジンを真剣に考えている。日本ではどうい対応を取ろうとしているのか教えて欲しい。

⇒ 定置用のエンジンについては産総研でされていますが、ナショプロではやってないと認識しています。それぞれの組織でナショプロの外でやられています。産業用途の水素利用は、現状、ナショプロは数百kWの燃料電池に集中していると考えています。

⇒ この3月に出されたロードマップ中で少しだけ書かれています。船舶では燃料電池が主流で、燃料電池船を推し進めましようとしてあり、補足の所に2行程で、水素ガスエンジンが大型船舶に向いていて開発すべきかどうか注視していく、と書かれています。海外では、ベルギーのCMBという船会社が水素混焼のディーゼルエンジンを積んで遊覧船を運航している。後は、Hyundaiが船用水素エンジンの開発を始めている。EUのFCHJU (The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) が、結構なお金を付けてメタシップと言う、船用水素エンジンの開発を始めている。なぜメタシップと言うかと言うと、燃料がメタノールでメタノールを水蒸気改質して作った水素でレシプロエンジンを駆動するからです。ということで水素エンジンは実は船用の方で始まっています。

11) 多分燃料電池を作れない所がエンジンをやっている。NOxは出るし。今の燃料電池技術であれば、かなりの物が作れます。ただ、国が金を出さないから作らない、と理解している。

⇒ 小さい物は燃料電池で、それ向けにわざわざエンジンは作らない。大型の船舶は何万kW、10万kWですので、それ向けはエンジンです。なぜ船用でそのようなことをやっているかと言うと、昨年、IMOが公海上CO₂削減の義務アナウンスをしました。何年に何%削減し、今世紀中にゼロにするという内容です。今までは、NOx・SOx規制だけだったが、CO₂規制もやるということです。

⇒ シナリオに追加する新しい要素が出てきたように思う。

12) 2030年の水素利用量34億Nm³/年が示されているが、大阪湾・伊勢湾・東京湾に面して、各々、関西電力・中部電力・東京電力の大型火力発電所があり、これら地域には、他にも大型発電事業者さんもおられるので、もう少し大きな需要が見込めるよう思いますので、検討願いたい。

⇒ 事後、関西電力殿のご協力を得て、第14回用の【資料14-5】にまとめました。

13) 製造コストと販売価格のことが書いてあるが、普及と言うからには、実際にどういう風に使われるかが問題だと思う。利用の形態が書いてあり、流通コストに関する質問があったが、どういう形で使われるかを想定しないと普及の話にはならないと思う。例えば、発電であれば電気料金、あるいはコストの内の燃料が占める割合がいくらで、水素だったらどうか、燃料電池自動車であれば燃料電池や車のコストがいくらか、発電であったとしても、従来の送電網を使うのかスマートグリッドを使うのかローカルで使うのかで大きく違うので、使う形態を想定した上で考えないと、どこに普及させるのかというのが分からない。

⇒ おっしゃったような、かなりspecificな利用形態までは検討できていませんが、例えば、水素ステーションの自立化を取り挙げて検討しました。政府は2030年頃までに水素ステーションの自立化を目指すと言っていますが、具体的にどういう形で自立化が達成されるのかの一例を議論のたたき台として示しました(事後追記：資料4.4 R2を提示)。

14) 資料13－10と13－11は当然リンクしている訳ですね。

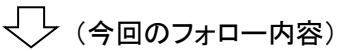
6 次回研究会 (IAE)

次回の日時は山地委員長とご相談させていただき、皆様にご案内させていただきます。

1 第13回シナリオ研の総括（IAE）【資料14－4】 1）安倍首相が発言された「水素の製造コストを10分の1以下にする」と「20円/Nm³」の関係が話題になった。その時、事務局は、今の実際の製造価格ベースの水素ステーションでの実際の価格を200円/Nm³と想定し、その10分の1として20円/Nm³とした、という解釈をした、と言うことであったが、どうなのでしょう。 ⇒ 第14回のシナリオ研の資料【14－6】で、事務局より下記疑問を示し、議論した。いただいたコメントをフォローし、2020年度にまとめることになった。 水素基本戦略のシナリオ（下図）では、～100円/Nm³（ステーションン価格）→ 30円/Nm³→ 20円/Nm³ の形でコストダウン目標が矢印で繋がれている。100円/Nm³は水素ステーションでの販売価格で、30円/Nm³、20円/Nm³は、LNG／水素混焼火力発電、LNG代替水素専焼火力発電を対象にした目標価格ではないかと思われる。 2 日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量（IAE）【資料14－5】 1）設備利用率を49%にした根拠は何か？ 少なくとも引用文献は書くこと。 水素は相当先に入れるので現状の設備利用率では意味がなくて、つまり今から電源構成が変わっていくので、当然、ガス火力も設備利用率が変わる。 ⇒ 設備利用率49%の出典は 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2（平成26年3月26日、資源エネルギー庁）で示されている、稼働率想定49%（「電力需給の概要」2010年度実績）です。（事後報告） 「発電コスト等の検証に関する報告」の2030年のモデルプラントで示されているLNGの設備稼働率は70%です。（事後報告） 3 2050年における水素コスト・価格（IAE）【資料14－6】 1）プラント引き渡しというのなかなか難しい。水素STは当然国内配送があるので、沿岸部に建っている発電所で混焼するのとはだいぶ違う。だから、どのプラントか、国内配送があるかないか、によってだいぶ違う。 2）炭素価格を考えてCIFで16. 8円/Nm³となっているが、水素のプラント引き渡し価格を20円/Nm³ にしたのは、16. 8円/Nm³をまるめたということか？ ⇒ 液化水素のCIF価格16. 8円/Nm³、に揚地貯蔵基地費3. 2円/Nm³を上乗せして、液化水素のプラント引き渡し価格を20円/Nm³としています。環境価値を考慮したCIF価格としてはLNGと液化水素は同じです。 3）LNGも揚地貯蔵基地があるから、LNGのCIF価格に揚地貯蔵基地費を入れて、比較対象を同じにした方がよい。 4）13. 3円/Nm³ にはPSAとか全部入ってるのか？ 入っているとすればPSAの金額の割合はどれぐらいか？ ⇒ 13. 3円/Nm³は\$ 50/MMBtuを単純に熱量換算しているだけだと思います。 1MMBtuを熱量換算すると、LNGで約25Nm³、水素で約75Nm³に相当します。従って、1\$を100円とすると、水素だと1,000円/75Nm³、即ち、\$ 50/MMBtuを熱量換算すると13.3円/Nm³ということです。（事後報告） 5）コストの内訳をバーチャートにして、トータルで20円/Nm³とする。LNGと水素について、代替案ごとの棒グラフをならべ、ここには何を含んでいる、国内配送費は含んでいないといった注記をいれた方が分かり易い。 バーチャートの横に燃料ごとのバリューチェーンを書けばいいと思う。どこから持ってきて、どの地点か、これは発電所に入力する段階、と言った絵があれば、分かり易い。 6）基本的には発電を前提にしていると思われるので、そうであれば単純に統一するには、揚地からパイプラインの入り口までを想定した方がいいように思う。 7）前回の議論は水素ステーションだったような気がする。それとは違うということを明記しておいた方がいい。つまり、水素の価格と言っても、どこか、水素ステーションなのか、発電プラントで混焼なのか専焼なのか、にもよるので、そこは誤解のないような表現にしておいた方がいい。 ⇒ 次年度、バーチャートの形で、分かり易くまとめます。 4 水素需要推算（IAE）【資料14－7】 1）褐炭がカロリー当たり非常に高くなる、一部の地域で使うのが世界全体での最適化になる、そういうことですね。 その地域にとってみれば高い褐炭を使うことは最適ではないと思うが、ここはどういう理解をすればいいのか？ 大した量ではないとは思うが。 それを理解するためには、どの地域でどれぐらい褐炭が使われているかを表示すれば、理解が進むのかもしれない。 2）12頁の図ですが、先程の笹倉さんから2030年にLNGコンバインド発電で5%混焼して15. 9億Nm³/年水素が使われるという説明があったが、整合性はどうなっているのでしょうか？ ⇒ 必ずしも整合は取れておらず、その所は今後の課題かなとは思いますが。 3）そもそも燃料価格の推定は何のためにやっているのかという疑問がある。褐炭は重要な水素源としての柱なので、これは推定するのではなく、安いという前提をおいてしまえばいいのではないかと思う。 ⇒ モデルの設定価格は必ずしも現実の褐炭の価格決定メカニズムとは必ずしも一致しない部分があるとは思いますが。具体的に言いますと、天然ガスよりも褐炭の方が高くなっている部分があり、そこは詰め切れていませんので、今後の検討課題かなと思っております。	4）4枚目のスライドの図2は字が小さすぎて読めない。 ⇒ 今後、要フォロー。 5）供給曲線から言うと累積消費量で安いものから使っていくわけだから、使っていけば、時代が後になれば価格は必ず上がる訳で、下がるというのは極めておかしい。 オーストラリアみたいに褐炭が山ほどある所では、こんなに値段があがると、到底使えないと思う。だから、供給曲線をどういう風に設定したか、チェックした方がいいと思う。 ⇒ 検討させていただきます。 6）収束条件の判定は、0.01 % とか 0.001 % とか、どうしてますか？ 最適化されていない可能性があるように思う。 ⇒ 検討させていただきます。 7）オーストラリアはオセアニアだから、高いときは、千何百ドル/toeになっているが、あり得ない。 ⇒ 検討させていただきます。 8）11頁を見ると、2050年に向けて天然ガス由来の水素が多い結果になっているが、これはCCSがなくて二酸化炭素を排出する形の水素製造と理解してよいのか？ ⇒ チェックさせていただきます。 9）世界全体で最適化して個別の地域でCO₂制約をつけないと全然違った結果がRITEの計算でも出ている。限界削減費用を日本のCO₂制約をかけて計算すると2030年で400ドルとか出るが、世界で均一に同じ量を削減すると6ドルとか、2桁ぐらい違ってくる。世界全体で制約した計算の中で、日本だけ取り上げるとするのは相当難しい。 5 CO₂フリー水素普及シナリオ（IAE）【資料14－8】／シナリオ実現のストーリー（IAE）【資料14－9】 1）もうちょっと分かり易い資料にしないといけない。 2）資料14－6の20円/Nm³は \$50/t-CO₂というカーボンプライスを入れている。、先程の説明では、20円/Nm³に\$50/t-CO₂に相当する3.5円/Nm³を上乗せして24円/Nm³にしたということだが、これはダブルカウントなので、避けないといけない。 ⇒ 見直します。 3）GRAPE（需要推算シミュレーション）の使い方はなかなか難しい。GRAPEは世界最適化で計算しているので、勿論、CO₂排出制約はつけているが、日本の制約がリアルな初期目標とか2030年目標とかに一致していないと、随分違う結果になるので、世界の需要推算に使うのならまだしも、日本の結果だけを取り上げるのは、非常にリスクが大きいように思う。 ⇒ 検討します。 4）水素導入の意義の所で「シナリオ研で検討した意義」の書き方を工夫してもらいたい。日本の技術サプライチェーンを構築すること自体が、値段は高くても国富流出率低減の可能性がある、ということがあって、その一つの事例として、豪州褐炭液化水素チェーンで言うこんなことになった、という風に書く方が相応しいように思う。 ⇒ 見直します。 5）資料14－8（2／4）の右側の四角の「3 各セクターの水素導入動向」について、最終的（来年度のまとめ）には、モビリティについては船とか鉄道の最新情報を織り込んでもらいたい。2019年度中に国際海域におけるGHG削減のロードマップが纏まるはずで、その中に船舶での水素利用が出てくるはずなので、そのような動向も織り込んでほしい。 ⇒ 文献があるものは文献を引用するような書き方でまとめていただきたい。 ⇒ 分かりました。 6）料電池自動車とバッテリーEVを比べると、燃費が4倍ぐらい違っていて、何で燃料電池自動車に乗るんだということに対して、うまく説明できない。だから、シナリオの中に、Heavy Duty と言うか、バッテリーEVだとカバーできない、トラック・バス・船舶・鉄道、といったものをどこかに入れておかないといけないような気がする。 ⇒ 分かりました。 7）産業系での熱利用だけではなくて、素材系に対する還元剤としての水素利用も織り込んだ方がいいように思う。オーストラリア政府は、褐炭＋CCS水素よりも、太陽光＋水電解水素製造という方向を目指しているのかなと思う。再エネ水素のシステム化は海外の方が進んでいるように思う。今後のシナリオを考えていく時に、時代が急に変化してきている所を織り込んでおいた方がいいような気がする。 ⇒ 以前から使っている普及シナリオの全体の絵図は可能性のあるフローを全部示しており、その中には、再エネ由来の水電解水素も含めているので、活用すべきと思う。 ⇒ 以前、再エネ電力で水電解して作った水素の液化サプライチェーンの経済性評価をやっております。 8）最後まとめる時は分かり易くしてください。 ⇒ 分かりました。 6 2020年度の予定（IAE）【資料14－10】 1）シナリオ研としてまとめる際、分かり易いメッセージを出すようにしていただきたい ⇒ 分かりました。
--	--

<第12回シナリオ研でのカーボンニュートラルメタン・メタネーションに関していただいたコメント>

- ・カーボンニュートラルメタンという言葉が一人歩きしているということに十分気をつけなくてはならない。
- ・CO₂フリー水素に折角とったCO₂を結び付けて、発熱量が2～3割少ないメタンに変えているだけで、これをカーボンニュートラルと言っているのか？
- ・メタネーションの意味を熱力学的にもきちんと理解して使うべきである。



(今回のフォロー内容)

- 1 供給ガスがCO₂とH₂だけの場合のメタネーション反応の平衡計算を実施。
- 2 実機メタネーション工程の概要を紹介
(天然ガス由来アンモニア製造の一工程であり、供給ガス種はH₂, N₂, H₂O, CH₄, Ar, CO, CO₂)

1 供給ガスがCO₂と水素だけの場合の平衡計算

<プロセスシミュレーター (PRO/II V10.1.2) による断熱平衡計算(例)>

- ・Gibbs Reactor による断熱平衡計算
- ・圧力: 28.6 bar (出典①のMethanator Outlet 圧力)
- ・供給ガス温度: 314℃ (出典: 同上)
- ・反応後のガス組成
CO₂:H₂ = 1:4 (mol. ベース)
- ・流出ガス種: CO₂, H₂, CO, CH₄, H₂O

[出典①] 化学工学会「天然ガスを原料としたアンモニアプロセスの設計」
Version 3 2014 年 6 月 12 日
http://altair.chem-eng.kyushu-u.ac.jp/scej_contest2014/download/processsim2014_v3.pdf

<計算結果>

- ・右表に示す。
- ・反応後のメタン濃度: 11.8 vol%
- ・反応後の温度: 793 °C
(温度上昇: 479 °C)

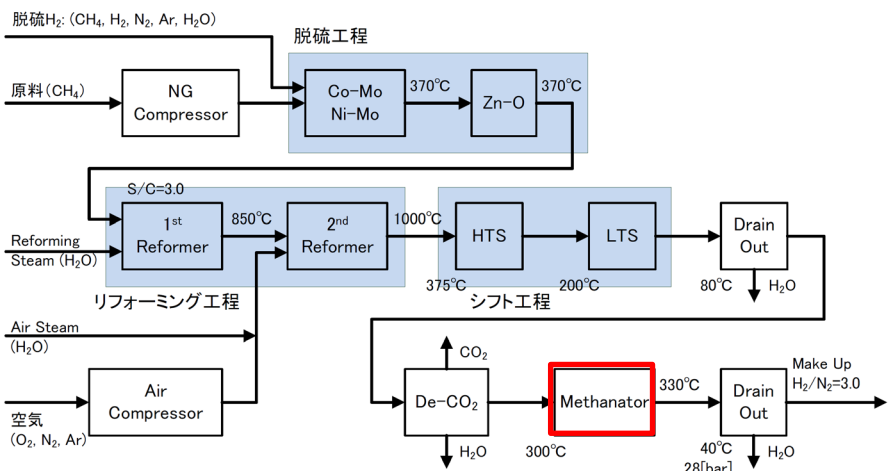
Stream Name		IN	OUT
Phase		Vapor	Vapor
Temperature	°C	314	793
Pressure	Bar	28.6	28.6
Flowrate	Kg-mol/hr	100	80.9
Composition			
CO ₂		0.2	0.056
H ₂		0.8	0.444
CO		0	0.073
CH ₄		0	0.118
H ₂ O		0	0.309

【考察】

- メタン転化率が低い。
- ⇒ 反応器流出ガスからCH₄を分離し、未反応ガスをリサイクルさせる必要がある。
グローバルサプライチェーンの場合、分離したCH₄の液化も必要ではないか？
- ⇒ 課題: 反応熱の有効利用、反応器のヒートスポット対策、システムの経済性、等

2 実機メタネーション工程の概要

(天然ガス由来アンモニア製造における一工程)
(図表は出典①を引用。工程の要点はIAEにて整理)



天然ガスからのアンモニア製造 BFD(ブロックフローダイアグラム)

[出典①] 化学工学会「天然ガスを原料としたアンモニアプロセスの設計」
Version 3 2014 年 6 月 12 日
http://altair.chem-eng.kyushu-u.ac.jp/scej_contest2014/download/processsim2014_v3.pdf

- ・脱硫工程
: 天然ガス中の有機硫黄を除去
- ・リフォーミング工程
 - ・1st Reformer : 水蒸気を供給し、天然ガスを水蒸気改質してH₂, CO, CO₂主体のガスを生成(未反応CH₄も存在)
 - ・2nd Reformer : 空気を供給し、N₂を供給すると同時に必要な反応熱を燃焼熱で供給する。
- ・シフト工程
: COとH₂Oを反応させCOを除去しやすいCO₂に転化させるとともにH₂を増幅させる。
- ・De-CO₂(脱炭酸)工程
: CO₂を除去(化学吸収、物理吸収、等)

<Methanator (メタネーション工程)>

- ・脱炭酸工程(De-CO₂)流出ガス中に含まれる少量のCO₂やCOはアンモニア合成触媒(鉄系、ルテニウム系)の触媒毒であるから、それらを触媒に不活性なメタンにする工程である。

【反応式(素反応)】

- ① CO₂ + H₂ → CO + H₂O - 41 kJ/mol
- ② CO + 3H₂ → CH₄ + H₂O + 206 kJ/mol

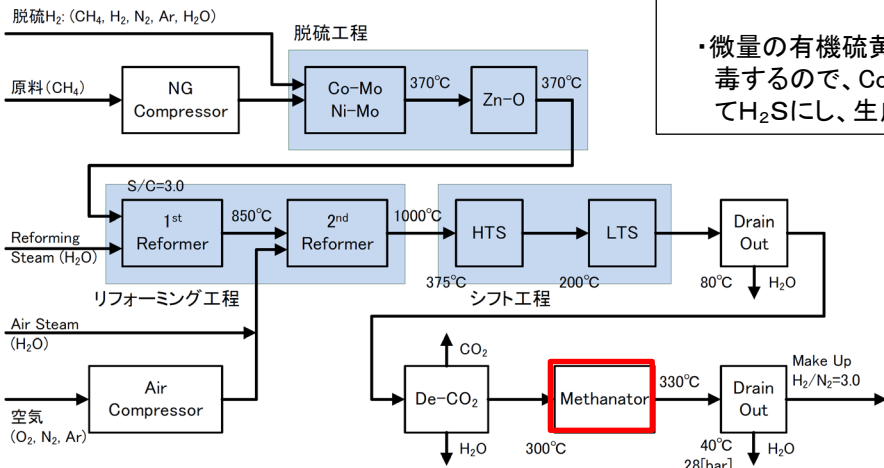
【物質収支・熱収支】(出典①)

温度(メタネーター入口/出口)	=	314	→	337	°C
CO濃度(同 入口/出口)	=	0.26	→	0.00	mol%
CO ₂ 濃度(同 入口/出口)	=	0.06	→	0.00	mol%
温度上昇	=	23			°C

- ・COが0.26mol%、CO₂が0.06mol%という低濃度でもガス温度上昇が23°Cもある。

3 実機天然ガスからのアンモニア製造プロセス

(図表は出典①を引用。
工程の要点はIAEにて整理)



BFD (Block Flow Diagram) [出典①]

<1 脱硫工程> $\text{COS} + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}$
 $\text{COS} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$
 $\text{CS}_2 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$
 $\text{ZnO} + \text{H}_2\text{S} \Rightarrow \text{ZnS} + \text{H}_2\text{O}$
(運転温度: 350~400℃)
・微量の有機硫黄(主にCOSと更に微量のCS₂)は後工程LTSでの銅系触媒を被毒するので、Co-Mo 触媒(または Ni-Mo 触媒)で有機硫黄を水添・加水分解してH₂Sにし、生成したH₂SをZnO 剤に吸着・反応させ、ZnS の形で除去する。

<2 リフォーミング工程> $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 3\text{H}_2 + \text{CO}$
 $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \text{CO}_2$
・1st Reformer では天然ガス中の炭化水素をNi系触媒で水蒸気改質してH₂を生成させる。S/CはSteamのモル数と炭化水素の炭素原子数の比率であり、800~900℃の運転温度での炭化水素のコーキングにより生成する炭化物が触媒上に析出することによる性能低下を低減すべく、本例ではS/C=3.0に設定されている。水蒸気改質は非常に大きな吸熱反応であり、改質触媒は一般に縦型Tubularに充填され外部バーナによる加熱で運転温度を維持している。
・2nd Reformer では空気供給によりアンモニア合成に必要なN₂を供給し、かつ1st Reformer 流出ガスの直接部分燃焼により熱を供給し未反応炭化水素の改質を促進させる。

<4 De-CO₂ (脱炭酸工程)> 熱炭酸カリ法による化学吸収の場合 $\text{K}_2\text{CO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} (\text{Absorber}) \rightleftharpoons 2\text{KHCO}_3 (\text{Stripper})$
・シフト工程から流出するガス中に含まれるCO₂を除去する工程であり、CO₂除去方式としては化学吸収法と物理吸収法がある。(PSA方式はH₂製造の場合には適用可能であるが、アンモニア製造の場合はプロセスガス中にN₂が含まれているのでH₂とN₂だけを一緒にPSAで高純度分離回収するのは不可。)
・一般的に、供給ガス圧力がかかなり高い場合(想定: 4MPaG以上?)は物理吸収法(Selexol法、等)が適しており、ガス圧力がそれ程高くない場合は化学吸収法が適している。(化学吸収法も種々あり、原料が中圧天然ガスの場合、CO₂除去率がアミン法よりも少し劣るがエネルギー効率が比較的良好な熱炭酸カリ法(吸収温度: 80~90℃)が採用される傾向にある。原料が比較的低圧の場合、エネルギー効率は熱炭酸カリ法に比べて少し劣るがCO₂除去率が良いアミン法(吸収温度: 40℃程度の常温)が採用される傾向にある。)

<5 メタネーション工程> ① $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ ② $\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$
・脱炭酸工程流出ガス中に含まれる少量のCOやCO₂はアンモニア合成触媒(鉄系、ルテニウム系)の触媒毒であるから、それらを触媒に不活性なメタンにする工程である。基本的にはリフォーミングの逆反応であるから非常に大きな発熱反応である。(次頁メタネーション工程の特性参照)

Flow Number	1	2	3	4	5	6	7	8
Flow Description	Feed NG	Recycle H2	Feed Heater Inlet	Reforming Steam	1st Reformer Inlet	1st Reformer Outlet	Air	Air Steam
Component	[kmol/h]	[mol%]	[kmol/h]	[mol%]	[kmol/h]	[mol%]	[kmol/h]	[mol%]
Methane	2,335.00	100.00	2.11	0.74	2,337.11	89.21	0.00	0.00
Hydrogen	0.00	0.00	210.77	74.05	210.77	8.05	0.00	0.00
CO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CO2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Nitrogen	0.00	0.00	70.42	24.74	70.42	2.69	0.00	0.00
Argon	0.00	0.00	0.84	0.29	0.84	0.03	0.00	0.00
Ammonia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oxygen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H2O	0.00	0.00	0.51	0.18	0.51	0.02	7,005.00	100.00
Total	2,335.00	100.00	284.65	100.00	2,619.65	100.00	7,005.00	100.00
Vapour Fraction[-]	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Temperature[℃]	25.0	40.0	153.4	381.3	460.0	837.0	25.0	381.3
Pressure[bar]	10.0	48.5	37.0	42.0	35.5	33.0	1.0	42.0
Mass Flow[kg/h]	37,460.17	2,474.04	39,934.21	126,195.78	166,129.99	166,131.11	94,944.89	6,622.62

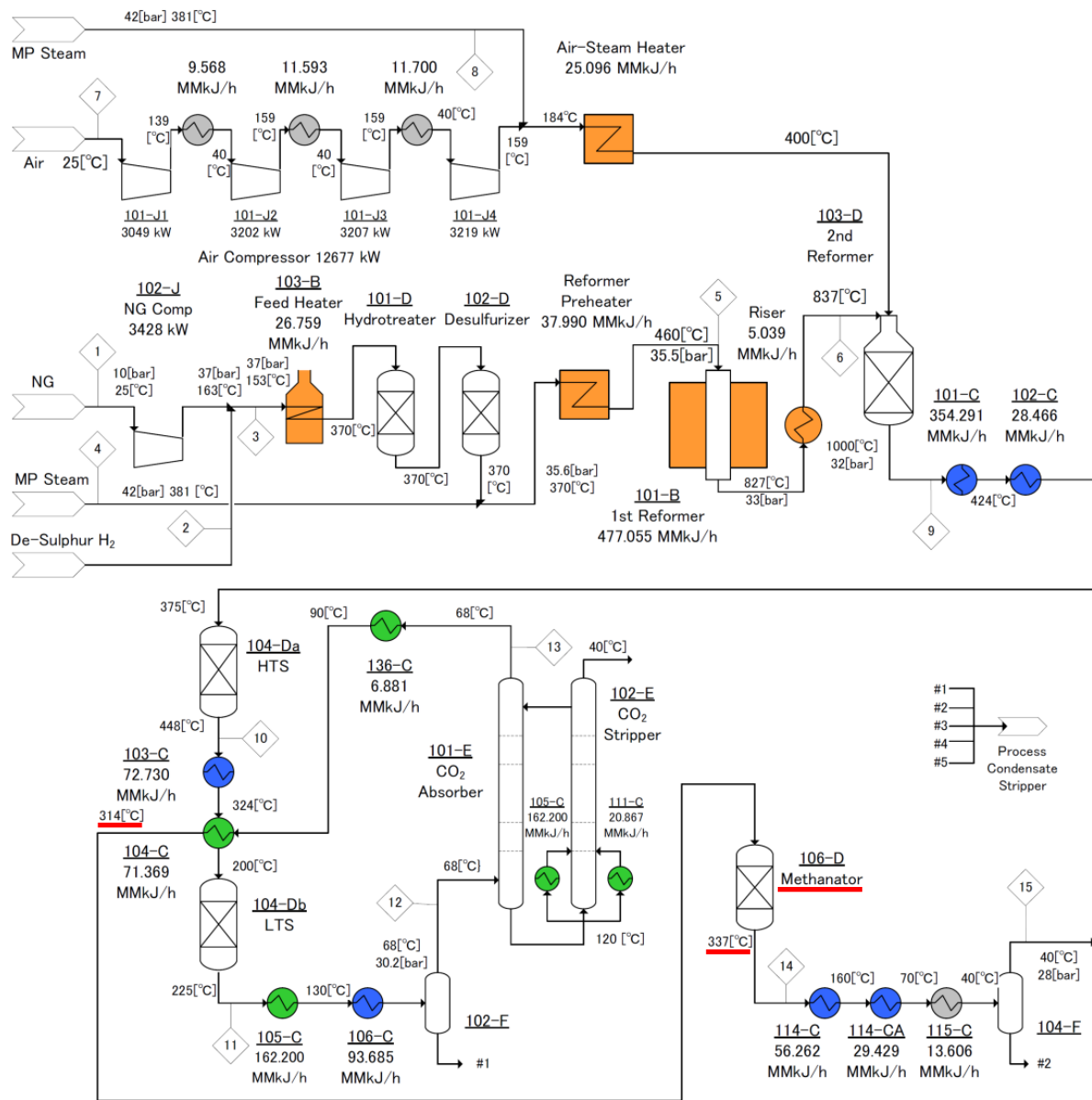
Flow Number	9	10	11	12	13	14	15	16
Flow Description	2nd Reformer Outlet	HTS Outlet	LTS Outlet	CO2 Absorber Inlet	CO2 Absorber Outlet	Methanator Outlet	Synthesys Gas Compressor Inlet	Synthesis Compressor Outlet
Component	[kmol/h]	[mol%]	[kmol/h]	[mol%]	[kmol/h]	[mol%]	[kmol/h]	[mol%]
Methane	44.23	0.26	44.23	0.26	44.22	0.26	44.22	0.26
Hydrogen	6,497.96	37.85	7,620.79	44.39	7,980.57	46.48	7,980.53	60.84
CO	1,510.94	8.80	388.11	2.26	28.33	0.17	28.32	0.22
CO2	783.26	4.56	1,906.09	11.10	2,265.87	13.20	2,262.07	17.24
Nitrogen	2,629.75	15.32	2,629.75	15.32	2,629.75	15.32	2,629.65	20.05
Argon	31.32	0.18	31.32	0.18	31.32	0.18	31.32	0.24
Ammonia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oxygen	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
H2O	5,671.71	33.03	4,548.88	26.49	4,189.10	24.40	141.50	1.08
Total	17,169.17	100.00	17,169.17	100.00	17,169.17	100.00	13,117.62	100.00
Vapour Fraction	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Temperature	1000.1	447.7	224.7	68.0	68.0	336.6	40.0	85.8
Pressure	32.0	31.4	30.9	30.2	29.4	28.6	28.0	205.0
Mass Flow	267,698.10	267,697.76	267,697.65	194,609.48	94,827.58	94,827.55	92,601.22	89,611.11

M/B (Material Balance)

[出典①] 化学工学会「天然ガスを原料としたアンモニアプロセスの設計」Version 3 2014年6月12日
http://altair.chem-eng.kyushu-u.ac.jp/scej_contest2014/download/processsim2014_v3.pdf

<3 シフト工程> $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$
・HTS(High temperature Shift)は鉄系触媒を使って行う高温シフト反応である(運転温度: 350~450℃)。中性のCOを酸性のCO₂にして後工程で除去しやすくするとともに水素を増幅させる。(COは中性でありN₂と分子量が同じ等の特性を有しており、分離除去しにくい。)
・LTS(Low temperature Shift)は銅系触媒を使って行う低温シフト反応である(運転温度: 200~250℃)である。低温で行うことによりシフト反応をさらに促進させるものである。

(産量 2000 t/d、アンモニア合成圧 200bar のコンベンショナルなアンモニアプロセス)
ガス系 PFD



熱交換器●: プロセス内で熱回収される

熱交換器●: スティーム系のSSH、Boiler、HP-ECO、LP-ECOとして熱回収する

■: Furnace Heater

PFD (Procee Flow Diagram)

4 尿素合成プロセス

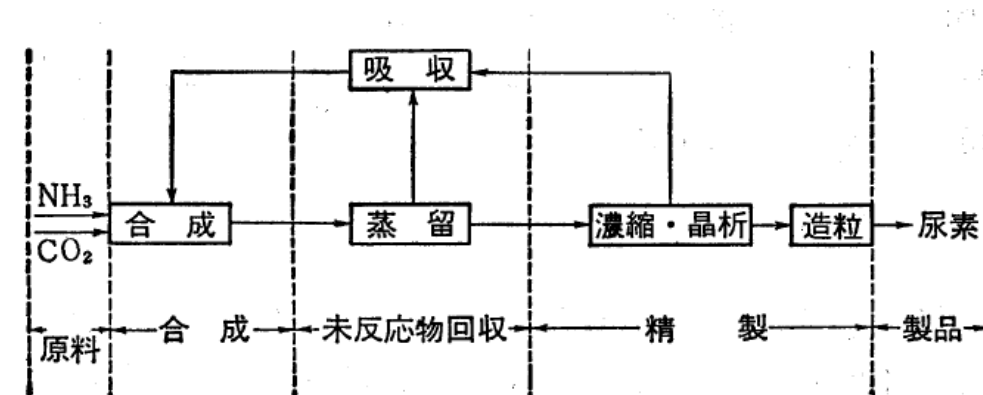
<尿素合成プロセス紹介の背景>

山地先生の CCUS 解説(日本エネルギー会議の第4回連載記事):右欄

回収 CO₂ を商品として利用でき、ビジネスとして成立すれば素晴らしいが、現状では EOR を除けば利用規模としては物足りない。

↓ (一提案)

- ① 再エネ由来水素と窒素から再エネ由来アンモニアを製造し、回収 CO₂ と反応させて合成する尿素は再エネ由来尿素であり、既存の化石由来尿素を代替することが可能で、比較的大規模のCO₂有効利用(CCU)と言えるのではないかな。
- ② さらに、革新的技術である人工光合成が商用化されれば、人工光合成由来尿素という将来の革新的な展開もあり得るのではないかな。



[出典②]「尿素合成プロセス」井上 繁 三井東圧化学(株)中央研究所
https://www.jstage.jst.go.jp/article/kagakutoseibutsu1962/7/1/7_1_30/_pdf

<尿素合成系の要点 (実機設計を基に整理)>

反応式: $2\text{NH}_3 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{NH}_2\text{CONH}_2 + \text{H}_2\text{O}$ 運転温度: 180°C 圧力: 145bara

- (1) 尿素合成は製品アンモニアと脱炭酸工程で得られるCO₂だけで行っている。CO₂の系外からの補給はなく、アンモニアが製品として利用される場合にはアンモニアは過剰に製造される。
- (2) 実機設計(例)では、プラント全体では NH₃:CO₂ = 2:1 のモル比で供給されて100%の反応率で製品になっているが、尿素合成器に供給されているNH₃:CO₂のモル比率は理論当量(2:1)よりも NH₃ 過剰になっている。

[出典]: 山地憲治、日本エネルギー会議 連載 4 回目【CO₂ 回収・利用・貯留技術(CCUS)】

温暖化対策としてのCO₂利用の意義

回収したCO₂を貯留するCCSは廃棄物処分に相当し必ず追加コストがかかるが、CO₂を商品として有効利用できれば収入が期待できる。つまり、CO₂のリサイクル利用である。耐久性のある素材に変えてCO₂を固定すればゼロ排出となるし、燃料に変換して化石燃料を代替して再び燃焼しても、もともと大気に放出される筈だったCO₂が出るのだからCO₂中立と主張できる。これがビジネスとして成立すれば確かに素晴らしい。

安倍首相は今年1月のダボス会議で、人工光合成技術などを引用して「今こそCCUを、つまり炭素回収に加え、その活用を考えるとみなのです」と述べ、持論の「経済成長と環境の好循環」を実現するイノベーションとしてCO₂回収・利用(CCU)への意欲を示した。また、この発言を受ける形で、経済産業省はCCU実用化に向けたイノベーション促進を目的に資源エネルギー庁にカーボンリサイクル室を設置した。

カーボンリサイクルという響きが良いが、地球温暖化対策として意義あるものにするには高いハードルがある。経済的合理性が求められるのはもちろんのこと、温暖化対策として十分な量のCO₂を利用できるか、利用プロセス全体(ライフサイクル)を通して本当にCO₂削減になるのか等を見極める必要がある。地球温暖化対策としては世界全体として年間で億トン規模の莫大な量のCO₂利用が必要で、現状ではEORを除けば利用規模としては物足りない。ドライアイスや溶接用ガスなどの利用は、他のCO₂排出活動を代替することなく、短期間でCO₂が大気に放出されるので温暖化対策としての意義は認められない。なお、EOR用にCO₂を利用した場合、石油増進生産時に一部は大気に戻るが多くは地中にとどまっている。

1 水素発電 vs LNG/石炭火力のコストパリティ条件 CO₂フリー水素利用に関するパリティ条件

(出典: 第11回CO₂フリー水素WG 資料1 資源エネルギー庁 水素・燃料電池戦略室 平成29年12月27日)

パリティ条件算出手順(想定 by IAE)

- ・CO₂フリー水素価格の設定
- ・LNG火力でのCO₂削減量の設定
- ・2030年時点でのLNG火力の発電コストの実現目標を設定
- ・CO₂フリー水素発電とLNG火力発電が等価となる場合のLNG火力発電におけるCO₂削減価格を算出

CO₂フリー水素価格(設定): 30 円/Nm³

パリティ条件③(水素発電 vs LNG/石炭火力)

- LNG/石炭火力発電(従来エネルギー利用)に対し水素発電がコストパリティとなる条件を検討。
 - 1GW級のLNG火力比較で年間約250万t、石炭火力比較で年間約530万tのCO₂を削減。
 - **2030年断面で17円/kWhの実現が目標であり、LNG火力の発電コストとの差分を埋めるにはCO₂削減価値が9.5円~13.3円/kg-co₂で評価されることが必要。**

試算における仮定	
項目	仮定
LNG火力でのライフサイクル排出量 (建設分を除く) ※1	428.27g-co ₂ /kWh
石炭火力でのライフサイクル排出量 (建設分を除く) ※1	878.15g-co ₂ /kWh
海外褐炭由来CO ₂ フリー水素サプライチェーンにおける水素のCO ₂ 排出量 ※2	40g-co ₂ /Nm ³
水素発電所諸元 ※規模はLNG火力、石炭火力モデルプラントとも共通と仮定	1GW級GTCCへの導入を想定 ※設備詳細はLNG火力でのライフサイクル排出量計算時のモデルプラントに基づく。
水素発電コスト (ロードマップ目標)	17円/kWh
LNG火力発電コスト (CO ₂ 対策費除) ※3	11.6円/kWh
石炭火力発電コスト (CO ₂ 対策費除) ※3	8.9円/kWh

[出典] ※1 日本における発電技術のライフサイクルCO₂排出量総合評価(電力中央研究所)
※2 ライフサイクルを考慮した水素の温室効果ガス排出量に関する評価報告書(みずほ情報総研)
※3 発電コスト検証ワーキンググループ報告書(資源エネルギー庁)

パリティ条件	
<LNG火力代替>	
✓	2030年断面の水素発電とのコスト差は5.4円/kWh。
✓	水素発電によるCO ₂ 削減量は約0.407kg/kWh。
✓	CO ₂ 削減価値が13.3円/kg-co ₂ で評価されることが必要。
<石炭火力代替>	
✓	コスト差は8.1円/kWh。
✓	水素発電によるCO ₂ 削減量は約0.857kg/kWh。
✓	CO ₂ 削減価値が9.5円/kg-co ₂ で評価されることが必要。

注) ここではCO₂フリー水素によるサプライチェーンが構築されたときの効果を算出するため、水素発電時の燃料水素のライフサイクル排出量として、サプライチェーン全体として著しく低炭素化を実現している設定で情報公開されている、液化水素サプライチェーンのFSにおける値を一律に用いた。

18

パリティ条件①(FCV vs ガソリン自動車)

- ガソリン車(従来エネルギー利用)に対しFCVがコストパリティとなる条件を検討。
 - ガソリン車と比較して年間約1.3tのCO₂を削減。
 - FCV燃料費用が1,000円/kgのケースでは、**ガソリン価格が140円/L程度でパリティとなり、(燃料コストだけで見れば) 水素の環境価値を考慮することなく従来車の代替が可能。**

試算における仮定	
項目	仮定の内容
1km走行時のガソリン車排出量 ※JC08モード	147g-co ₂ /km
CO ₂ フリー水素排出量	0kg-co ₂ (仮定)
FCV航続距離	700km (仮定)
年間走行距離	9,000kmと仮定
ガソリン車燃費	20km/L (仮定)
ガソリン価格	142.8円/L (仮定)
水素価格	1,000円/kg (仮定)

パリティ条件	
✓	CO ₂ フリー水素を1,000円/kgで利用できた場合に、ガソリン価格が142.8円/Lであれば、既存のガソリン車と(環境価値の考慮をせずとも)ブレイクイブとなる。
✓	※現在のガソリン価格は141.5円/L

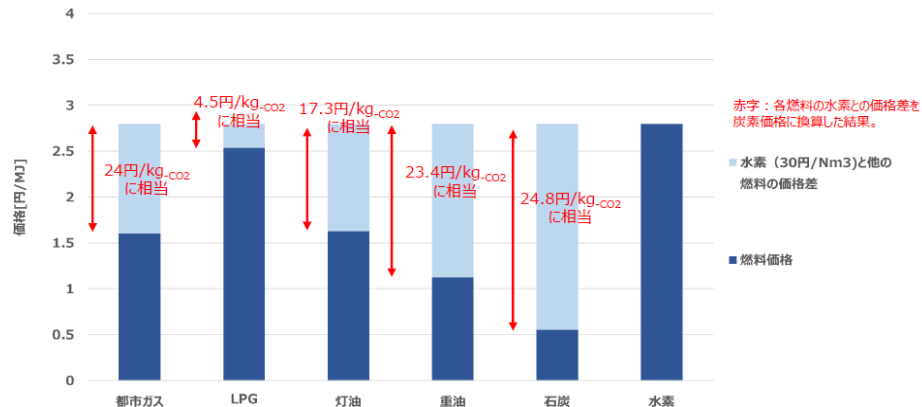
[出典] ※ 石油製品価格調査 12月20日(資源エネルギー庁)

- ・水素ステーションでの水素販売価格は既に1,000~1,100円/kgであるため、FCVユーザーにとっては既にパリティ条件は達成されている状況。
- ・一方、水素ステーション事業がビジネスとして成立するためにはCO₂フリー水素の調達コストを低減し、30円/Nm³の実現が必要。

パリティ条件⑤（化石燃料代替）

- 前頁の数値に基づき、各化石燃料とCO2フリー水素の単位熱量あたりの価格、および同価格になるために必要な炭素価格の条件の試算結果を以下に示す。
- 重油・石炭は環境負荷は大きい一方で廉価であり、水素転換には高額な炭素価格が必要。
- 水素への燃料転換には、水素と価格差が小さく排出量の多いLPGが相対的なハードルは低いのではない。

熱量あたりの燃料価格の比較と炭素価格への換算



21

パリティ条件④（純水素燃料電池コージェネ vs 系統電力+ボイラー）

- 産業需要家における系統電力+重油ボイラー（従来エネルギー利用）に対し、100kW規模の純水素燃料電池がコストパリティとなる条件を検討。
- － 仮に年間8600時間使用した場合、従来エネルギー利用に比べ508tのCO2を削減。
- － 水素価格が**40.4円/Nm³（455円/kg）**でパリティに到達。

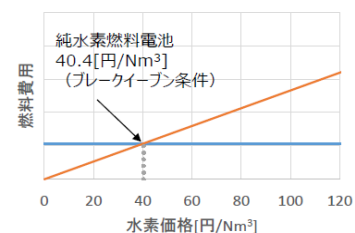
試算における仮定

項目	仮定
純水素燃料電池の仕様	100kW 発電効率：55%(LHV) 熱利用効率：40%(LHV)
年間使用時間	8600時間
1[kWh]あたりの系統電力料金 業務用電力 ※1	21.2 円/kWh (基本料金を含む)
系統電力のCO2排出係数 (2030年)	0.000370 t _{CO2} /kWh
重油ボイラー効率	0.85
C重油単位発熱量	41.9 GJ/kL
C重油費用 ※2	44.7 千円/kL
C重油のCO2排出係数	0.0715 t _{CO2} /GJ

【出典】 ※1 http://www.tepco.co.jp/ep/corporate/plan_h/plan06.html (契約電力500kW未満)
 ※2 平成27年度の内航燃料油価格 (日本内航海運組合)

パリティ条件

✓ 水素価格が455円/kgでパリティに到達する可能性。



19

パリティ条件⑥（リファイナリーでのCO2フリー水素利用）

第10回CO2フリーWG事務局資料

- リファイナリープロセスのため目的生産されている水素の製造コストは23円/Nm³という報告が存在。
- 保守的に従来エネルギー利用を23円/Nm³と仮定すると、差分を埋めるにはCO2削減価値が**12.8円/kg-co2**で評価されることが必要。

リファイナリーにおける既存水素のCO2フリー水素による代替に必要な炭素価格の試算

項目	値	備考
石油精製用に目的生産される水素の価格（製造コスト）	23円/Nm ³	経済産業省「水素の製造・輸送・貯蔵について」記載の、 23円-37円/Nm³の下限値を採用 。 エネルギー価格に依存して数値は変更を受けることに留意する必要。
CO2フリー水素導入によるCO2削減量	▲0.545kg/Nm ³ ※	—
CO2フリー水素価格	30円/Nm ³ （仮定）	—
CO2フリー水素と目的生産されている水素の価格差（環境価値に換算）	7円/Nm³ ⇒12.8円/kg-co2に相当	—

[出典] ※ マトリックス法を用いた製油所副生水素の環境負荷分析（日本エネルギー・資源学会誌 Vol. 33, No. 1）

22

パリティ条件②（FCフォークリフト vs ガソリン/ディーゼルフォークリフト）

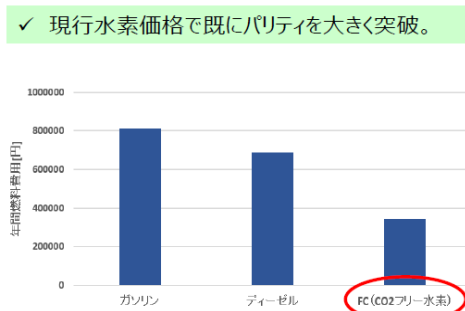
- ガソリン駆動/ディーゼル駆動フォークリフト等（従来エネルギー利用）に対し、FCフォークリフトがコストパリティとなる条件を検討。
- ガソリン車比較で年間約15tのCO2削減、ディーゼル車比較で年間約3.5tのCO2削減が可能。
- 水素価格1,000円/kgを前提とすると、**既に経済性のみで優位性がある状況（パリティ突破）**。

試算における仮定

項目	仮定の内容
年間稼働時間	2080時間と仮定
1時間あたり燃料利用量（ガソリン、ディーゼル）	3Lと仮定
CO2フリー水素排出量	0kg-co2（仮定）
水素価格 ※	1,000円/kgと仮定
ガソリン価格	130円/Lと仮定※
ディーゼル価格	110円/Lと仮定※

[出典] ※ 水素社会実現に向けた戦略の方向性（資源エネルギー庁）

燃料費用の比較例

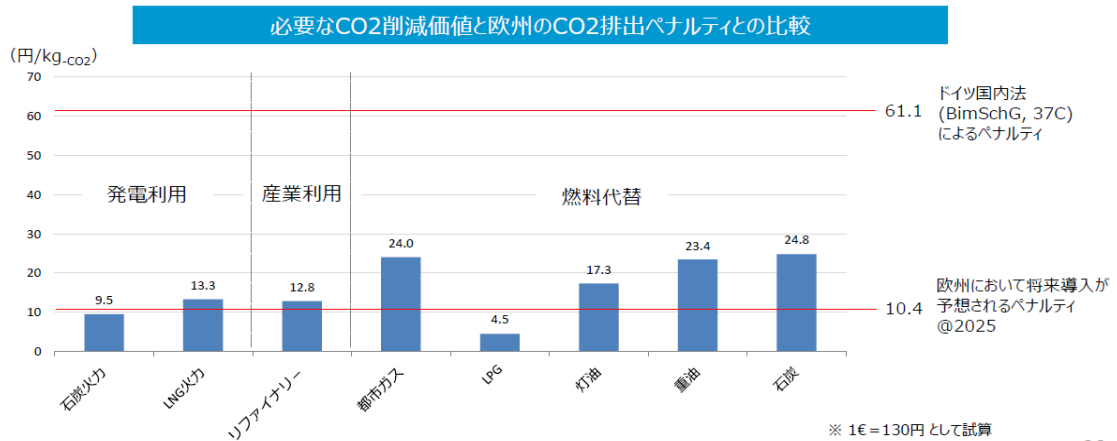


- 他の分野に比べ、相対的には水素導入のメリットが得られやすい可能性。

17

(参考) 欧州におけるCO2排出ペナルティとの比較

- 試算したCO2削減価値と欧州で導入されているCO2排出規制によるペナルティとを比較。
- 現在ドイツの燃料規制で課されているペナルティとの比較では、必要と試算されるCO2削減価値はすでに下回っており、水素の環境価値の評価としては適当であると考えられる。
- 一方、欧州では将来的に80€/t-CO2のペナルティが導入されると予想されており、これを下回るためにはCO2フリー水素そのものの一層のコスト低減が必要。



CO₂フリー水素普及シナリオ研究
CCS ありLNGコンバインド発電コストの検討

2019.6.16
IAE

＜目的＞

・燃料転換の可能性(時期・水素価格・CCS あり LNG の発電価格)(LNG→水素)を例示し、議論のたたき台とする。

⇒ 結果をシナリオ実現のストーリー(【資料13-11】)に反映。

＜検討項目＞

- ・CCS ありLNGコンバインド発電コストの検討
 - ・CCS なしLNGコンバインドに CO₂ 削減価値を加算した発電コストの検討
 - ・上記両ケースについて、発電等価となる水素発電の水素価格の検討
- (補足) CCS の経済性(建設費等)は地域依存性が高く、参照資料を基に IAE にて推算した値は不確実性がまだ大きいと思われる。従って、METI「CO₂フリー水素 WG」で示された CO₂ 削減価値も活用、比較させていただく。

＜検討手順＞ (為替レート=110 円/USD とした場合) 詳細結果は次頁【資料13-8 (補足)】参照

1. 出典1)を基に 2030 年における CCS なし LNG コンバインドの発電コストを整理。
(出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成 27 年 5 月)」
⇒ 結果 : CO₂ 対策費用(排出権購入費用)なしで 11.6 円/kWh
2. 出典2)を基に IAE にて CCS コストを算出し、CCS による運転維持費や燃料費の増分を上記1)の 11.6 円/kWh に加算し、CCS あり LNG コンバインドの発電コストを推算。
(出典2) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281
⇒ 結果 : CCS 建設費 = 68 千円/kW, 運転維持費の増加分 = 0.3 円/kWh,
燃料費の増分 = 1.7 円/kWh, 送電端 HHV 熱効率 = 47 %(CCS なしの場合は 55%)
3. 上記 2. の発電コスト(14.2 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算
⇒ 結果 : 23.5 円/Nm³-H₂(送電端熱効率 55%, 3kWh/Nm³で算出)
4. 出典3)で示されている 2030 年断面での CO₂ 削減価値を上記1)に加算した LNG コンバインドの発電コストを推算。
(出典3) METI, 第 11 回 CO₂ フリー水素 WG, 資料 1
CO₂ 削減価値 : CO₂ フリー水素価格を 30 円/Nm³に設定した場合の「水素発電 vs LNG 火力」の発電コストパリティ条件 ⇒ CO₂ 削減価値 = 13.3 千円/ton-CO₂ = 4.7 円/kWh
⇒ 結果 : カーボンプライスを考慮した LNG コンバインドの発電コスト = 16.3 円/kWh
5. 上記 4. の発電コスト(16.3 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算
⇒ 結果 : 27.0 円/Nm³-H₂(熱効率 55%, 3kWh/Nm³で算出)

<為替レートを 100 円/USD とした場合の変更点>

注記)表示数値として変わらないものもある。

2. 出典2)を基に IAE にて CCS コストを算出し、CCS による運転維持費や燃料費の増分を上記1)の 11.6 円/kWh に加算し、CCS あり LNG コンバインドの発電コストを推算。

⇒結果 : CCS 建設費 = 62 千円/kW, 運転維持費の増加分 = 0.3 円/kWh,

燃料費の増分 = 1.7 円/kWh, 送電端 HHV 熱効率 = 47 %(CCS なしの場合は 55%)

CCS コスト = 7.1 千円/ton-CO₂ で、CCS あり LNG コンバインドの発電コスト = 14.1 円/kWh

3. 上記 2.の発電コスト(14.1 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算

⇒結果 : 23.3 円/Nm³-H₂(送電端熱効率 55%, 3kWh/Nm³で算出)

第13回CO ₂ フリー水素普及シナリオ研究会			【資料13-8 (補足)】		為替レート		2019.6.7
CCSありLNGコンバインド発電コストの検討			(注記:下記表で算出式や付記のない数値は各出典からの転記である。)		110	円/USD とする	IAE
			<出典1>		<IAE 推算>		<出典2>
			<2014年モデル>	<2030年モデル>	2030年		(2007年のDOE/NETLレポート)
LNGコンバインドサイクル	CCS : なし	なし	CO ₂ 削減価値を考慮	あり	CO ₂ capture :	なし	あり
設備容量	(万kW)	140	(注記:6項の発電コストは4項のCO ₂ 対策費用をゼロとして算出)	(注記:発電コストは左隣欄の値にCO ₂ 削減価値を加算)	(注記:CCSの建設費・運転維持費・熱効率・燃料費等は出典2)を基に算出)	(万kW)	57
設備利用率	(%)	70				(%)	85
稼働年数	(年)	40					
総発電量	(億kWh/40年)	1,945					
1 資本費	(円/kWh)	1.0	1.0	1.0	1.6	=1.0x(188/120)	
1) 建設費	(総額:億円)	1,850				(\$x1,000)	310,710
	(千円/kWh)	120	(120千円/kWhは共通設備平均化等の補正がされた値)		188	(\$/kW)	554
2) 固定資産税	(対建設費%/年)	1.4					
3) 設備廃棄費用	(対建設費%)	5					
2 運転維持費	(円/kWh)	0.6	0.6	0.6	0.9	=0.6x(188/120)	
	(40年総額:億円)	1,180					
1) 人件費	(億円/年)	6.0					
2) 修繕費	(対建設費%/年)	1.6					
3) 諸費	(対建設費%/年)	0.7					
4) 業務分担費 (一般管理費)	(対直接費%/年)	14.5					
3 燃料費	(円/kWh)	10.8	10	10	11.7	=10x(55/47)	
	(40年総額:兆円)	2.1					
1) 初年価格(CIF)	(US\$/t)	842.43		(CO ₂ 削減価値を考慮するので燃料費は左隣欄と同じとする)			
	(US\$/MJ)	0.015					
2) 燃料発熱量	(HHV : MJ/kg)	55.01				(HHV : MJ/kg)	53.01
	(LHV : MJ/kg)	50.06					
3) 熱効率	(発電端HHV: %)	52	57			(発電端HHV: %)	51.7
	(送電端HHV: %)	50	55		47	=55x(43.7/50.8)	50.8
4) 所内率	(%)	2	2			(%)	0.9
5) 燃料諸経費	(円/t)	2,700					
	(円/MJ)	0.049					
4 CO ₂ 対策費用 (排出権購入費)	(円/kWh)	1.3	0.0	4.7	0	(CCSありゆえゼロとする)	
	(40年総額:億円)	2,483		(13.3x355/1000=4.7)			
CO ₂ 排出量	(kg-CO ₂ /MWh)			(出典2)	355	(出典2)	(kg-CO ₂ /MWh)
					355		355
5 政策経費	(円/kWh)	0.02	0.02	0.02	0.02	(CCSなしの場合と同じに設定)	
6 発電コスト	(円/kWh)	13.7	11.6	16.3	14.2	(1~5項の合計)	
発電等価水素価格	(円/Nm ³ -H ₂)			27.0	23.5		
				(熱効率55%, 3kWh/Nm ³ で算出)			
CO ₂ 費用	(千円/t-CO ₂)			13.3	7.3	=(14.2-11.6)/355x1000	(千円/t-CO ₂)
				<CO ₂ 削減価値 at 2030>			
				<出典3>	(本欄と左欄の2030年モデルCCS なしの発電コスト差をCO ₂ 排出量で割って算出した参考値。)		
						(\$ /t-CO ₂)	70
							83

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) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281

出典3) METI, 第11回CO₂フリー水素WG, 資料1

（注記：下記表で算出式や付記のない数値は各出典からの転記である。）

		<出典1>		<IAE 推算>		<出典2>		
		<2014年モデル>	<2030年モデル>	2030年		(2007年のDOE/NETLレポート)		
LNGコンバインドサイクル		CCS：なし	なし	CO ₂ 削減価値を考慮	あり	CO ₂ capture：	なし	あり
設備容量	(万kW)	140	(注記：6項の発電コストは4項のCO ₂ 対策費用をゼロとして算出)	(注記：発電コストは左隣欄の値にCO ₂ 削減価値を加算)	(注記：CCSの建設費・運転維持費・熱効率・燃料費等は出典2)を基に算出)	(万kW)	57	52
設備利用率	(%)	70				(%)	85	85
稼働年数	(年)	40						
総発電量	(億kWh/40年)	1,945						
1 資本費	(円/kWh)	1.0	1.0	1.0	1.6 =1.0x(188/120)			
1) 建設費	(総額：億円)	1,850				(\$x1,000)	310,710	564,628
	(千円/kW)	120			188 =120+(1172-554)x110/1000	(\$/kW)	554	1,172
2) 固定資産税	(対建設費%/年)	1.4						
3) 設備廃棄費用	(対建設費%)	5						
2 運転維持費	(円/kWh)	0.6	0.6	0.6	0.9 =0.6x(188/120)			
	(40年総額：億円)	1,180						
1) 人件費	(億円/年)	6.0						
2) 修繕費	(対建設費%/年)	1.6						
3) 諸費	(対建設費%/年)	0.7						
4) 業務分担費 (一般管理費)	(対直接費%/年)	14.5						
3 燃料費	(円/kWh)	10.8	10	10	11.7 =10x(55/47)			
	(40年総額：兆円)	2.1		(CO ₂ 削減価値を考慮するので燃料費は左隣欄と同じとする)				
1) 初年価格 (CIF)	(US\$/t)	842.43				(HHV：MJ/kg)	53.01	53.01
	(US\$/MJ)	0.015				(発電端HHV：%)	51.7	47.1
2) 燃料発熱量	(HHV：MJ/kg)	55.01				(送電端HHV：%)	50.8	43.7
	(LHV：MJ/kg)	50.06				(%)	0.9	3.5
3) 熱効率	(発電端HHV：%)	52	57		47 =55x(43.7/50.8)			
	(送電端HHV：%)	50	55					
4) 所内率	(%)	2	2					
5) 燃料諸経費	(円/t)	2,700						
	(円/MJ)	0.049						
4 CO ₂ 対策費用	(円/kWh)	1.3	0.0	4.7	0 (CCSありゆえゼロとする)			
(排出権購入費)	(40年総額：億円)	2,483		(13.3x355/1000=4.7)		(kg-CO ₂ /MWh)	355	38.9
CO ₂ 排出量	(kg-CO ₂ /MWh)			355 (出典2))	355 (出典2)			
5 政策経費	(円/kWh)	0.02	0.02	0.02	0.02 (CCSなしの場合と同じに設定)			
6 発電コスト	(円/kWh)	13.7	11.6	16.3	14.2 (1～5項の合計)			
発電等価水素価格	(円/Nm ³ -H ₂)			27.0	23.5			
				(熱効率55%, 3kWh/Nm ³ で算出)				
CO ₂ 費用	(千円/t-CO ₂)			13.3	7.3 =(14.2-11.6)/355x1000	(千円/t-CO ₂)	7.7	9.1
				<CO ₂ 削減価値 at 2030>		(\$/t-CO ₂)	70	83
				<出典3>				
				(本欄と左欄の2030年モデルCCSなしの発電コスト差をCO ₂ 排出量で割って算出した参考値。)				

出典1)「発電コスト等の検証に関する報告（平成27年5月）」

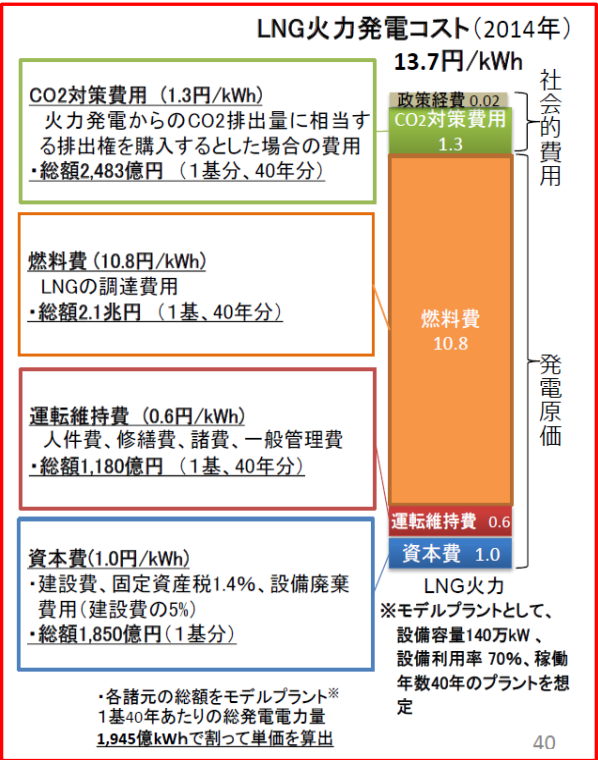
出典3) METI, 第11回CO₂フリー水素WG, 資料1

出典2) Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, DOE/NETL-2071/1281

3. LNG火力			電源の諸元及び参考情報
諸元のベース		直近7年間に稼働した発電所（サンプルプラント、4基）のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント（名称、定格出力、運転年） 東京電力（株）川崎1号系列 150 万 kW 2009 年、東京電力（株）富津4号系列 152 万 kW 2010 年、中部電力（株）上越1号系列 119 万 kW 2013 年、姫路第二新1～3号 146.1 万 kW 2013 年	
モデルプラントの規模（出力）		140 万 kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	12 万円／kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1 サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施（リプレイスの場合も含まれる）。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”（2010）の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	6.0 億円／年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.6％／年 （建設費における比率）	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.7％／年 （建設費における比率）	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費（一般管理費）	14.5％／年 （直接費における比率）	事業の全般的な管理業務に要する費用（本社などの人件費、修繕費、諸費）を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年価格	842.43 \$／t （0.015 \$／MJ）	LNG全日本通関 CIF 価格の 2014 年平均
	燃料発熱量	55.01 MJ／kg （LHV：50.06MJ／kg）	輸入天然ガス（LNG）の標準発熱量
	熱効率	52%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	2.0%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2700 円／t （0.049 円／MJ）	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率の上昇 ・2014 年 52% ・2020 年 52% ・2030 年 57%	現状においては熱効率 52%の 1500℃級ガスタービンが実用化されているが、今後、1700℃級ガスタービンの技術開発を進めることにより、2030 年までには熱効率を 57%まで向上させることを目指している。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	初年価格を上記のとおり\$842.43\$／tに単位換算し、次年度以降については IEA「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを適用。
	CO2 対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	現行政策シナリオにおいては、2020～2040 年は EU 現行政策シナリオの価格、2040～2070 年はそのトレンドの延長（対数回帰）とし、新政策シナリオにおいては、2020～2040 年は EU 新政策シナリオの価格、2040～2070 年はそれらのトレンドの延長（対数回帰）とする。また、2014 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2014 年平均価格とし、2020 年価格と線形補完する。

出典1)「発電コスト等の検証に関する報告（平成27年5月）」

<検討手順>（補足1）（為替レート=110円/USDとした場合）	
1. 出典1)を基に2030年におけるCCSなしLNGコンバインドの発電コストを整理。	⇒ 結果：CO ₂ 対策費用(排出権購入費用)なしで11.6 円/kWh
2. 出典2)を基にIAEにてCCSコストを算出し、CCSによる運転維持費や燃料費の増分を上記1)の11.6 円/kWhに加算し、CCSありLNGコンバインドの発電コストを推算。	⇒ 結果：CCS建設費 = 68 千円/kW, 運転維持費の増加分 = 0.3 円/kWh, 燃料費の増分 = 1.7 円/kWh, 送電端HHV熱効率 = 47 % (CCSなしの場合は55%) CCSコスト = 7.3 千円/ton-CO ₂ で、CCSありLNGコンバインドの発電コスト = 14.2 円/kWh
3. 上記2.の発電コスト(14.2 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算	⇒ 結果：23.5 円/Nm ³ -H ₂ (送電端熱効率55%, 3kWh/Nm ³ で算出)
4. 出典3)で示されている2030年断面でのCO ₂ 削減価値を上記1)に加算したLNGコンバインドの発電コストを推算。	CO ₂ 削減価値：CO ₂ フリー水素価格を30 円/Nm ³ に設定した場合の「水素発電 vs LNG火力の発電コストバリエーション条件 ⇒ CO ₂ 削減価値 = 13.3 千円/ton-CO ₂ = 4.7 円/kWh ⇒ 結果：カーボンプライスを考慮したLNGコンバインドの発電コスト = 16.3 円/kWh
5. 上記4.の発電コスト(16.3 円/kWh)と発電等価な水素発電の水素価格を推算	⇒ 結果：27.0 円/Nm ³ -H ₂ (熱効率55%, 3kWh/Nm ³ で算出)



出典1)「発電コスト等の検証に関する報告（平成27年5月）」

2030年モデルプラント試算結果概要、並びに感度分析の概要

電源	原子力	石炭火力	LNG火力	風力(陸上)	風力(洋上)	地熱	一般水力	小水力(80万円/kW)	小水力(100万円/kW)	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石油火力	太陽光(効)	太陽光(住宅)	ガスコジェネ	石油コジェネ
設備利用率稼働年数	70% 40年	70% 40年	70% 40年	20~23% 20年	30% 20年	83% 40年	45% 40年	60% 40年	60% 40年	87% 40年	70% 40年	30・10% 40年	14% 30年	12% 30年	70% 30年	40% 30年
発電コスト円/kWh	10.3~ (8.8~)	12.9 (12.9)	13.4 (13.4)	13.6 ~21.5 (9.8 ~15.6)	30.3 ~34.7 (20.2 ~23.2)	16.8 (10.9)	11.0 (10.8)	23.3 (20.4)	27.1 (23.6)	29.7 (28.1)	13.2 (12.9)	28.9 ~41.7 (28.9~ 41.6)	12.7 ~15.6 (11.0~ 13.4)	12.5 ~16.4 (12.3~ 16.2)	14.4 ~15.6 (14.4~ 15.6)	27.1 ~31.1 (27.1~ 31.1)
2011コスト等検証委	8.9~	10.3	10.9	8.8~ 17.3	8.6~ 23.1	9.2~ 11.6	10.6	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~32.2	9.5 ~9.8	25.1~ 38.9	12.1~ 26.4	9.9~ 20.0	11.5	19.6

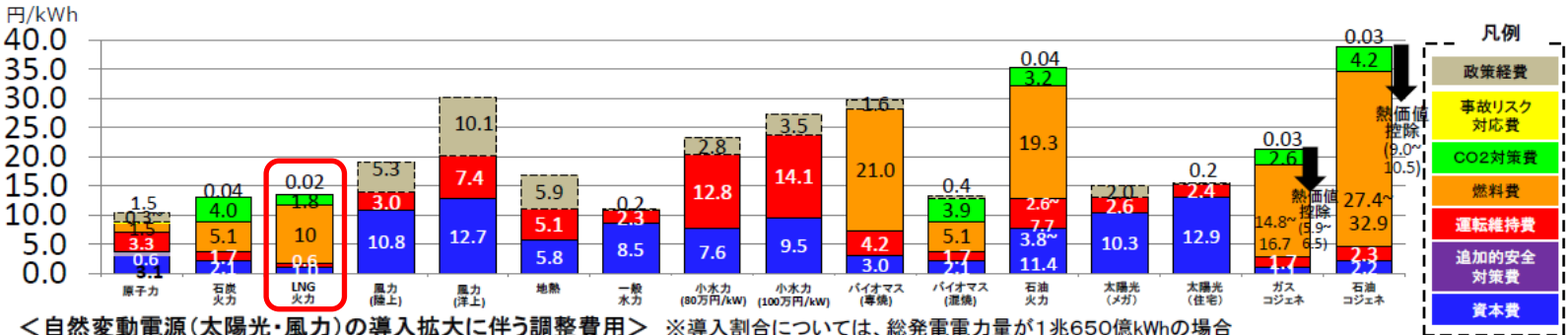
原子力の感度分析(円/kWh)	
追加的安全対策費2倍	+0.6
廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.04
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.6

※1 今後の政策努力により化石燃料の調達価格が下落する可能性あり。感度分析の結果は下記の通り。

化石燃料価格の感度分析(円/kWh)			
燃料価格10%の変化に伴う影響(円/kWh)	石炭	LNG	石油
	約±0.4	約±0.9	約±1.5

※2 2011年の設備利用率は、石炭:80%、LNG:80%、石油:50%、10%

※3 ()内の数値は政策経費を除いた発電コスト



＜自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大に伴う調整費用＞ ※導入割合については、総発電電力量が1兆650億kWhの場合

自然変動電源の導入割合	再エネ全体の導入割合	調整費用
660億kWh(6%)程度	19~21%程度	年間 3,000億円程度
930億kWh(9%)程度	22~24%程度	年間 4,700億円程度
1240億kWh(12%)程度	25~27%程度	年間 7,000億円程度

※ 太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こらず、地域的な需給のアンバランスが生じないなどの様々な前提を置いた上で算定。

13

出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)」

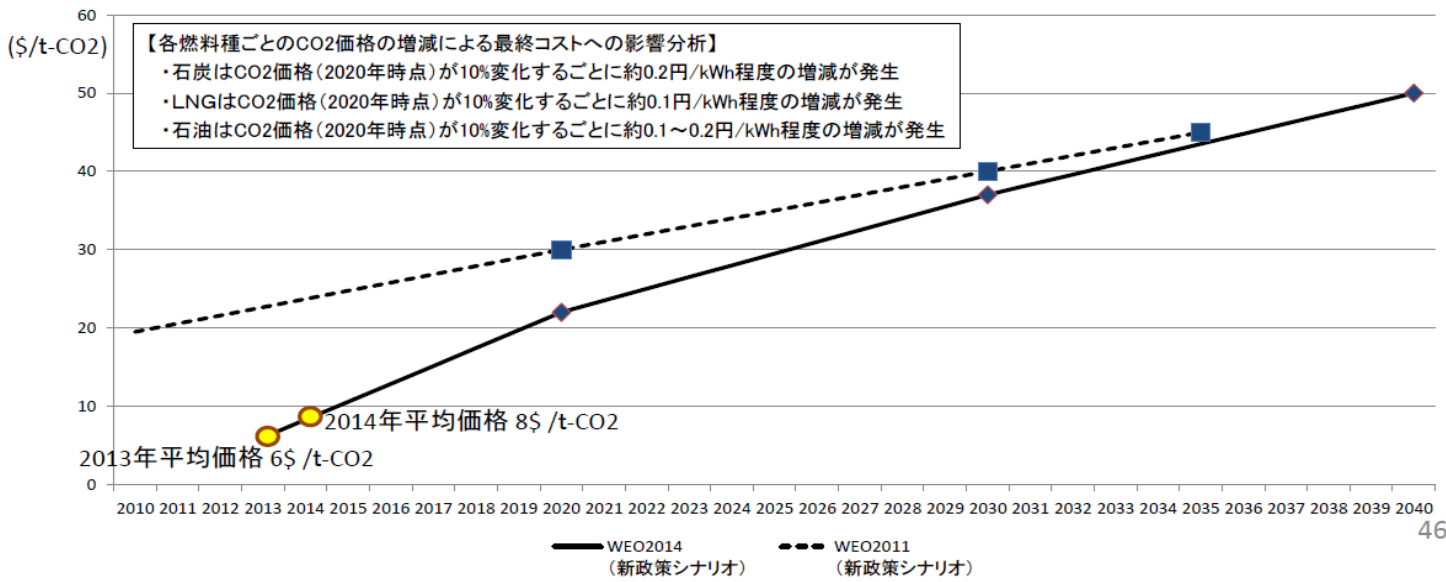
火力③ CO2価格

- 燃料価格の上昇トレンドの標準ケースをWorld Energy Outlook 2014(WEO2014)新政策シナリオとしていることから、WEO2014のEU 新政策シナリオの価格及びそのトレンドの延長(対数回帰)を利用。
- また、初年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の平均値を取るが、2013年及び2014年の数字もWEOのシナリオと齟齬がないため、WEO2014のシナリオをそのまま利用することとする。

(参考)

2013年価格:6\$ /t-CO2、2014年価格:8\$ /t-CO2

○CCSのコスト計上に関しては、日本における貯留等のコストが明確でないため、技術開発や適地調査等の結果等を踏まえて、更なる検討が必要であり、今後の課題として、今回の試算ではコスト認識の対象外とする。



出典1)「発電コスト等の検証に関する報告(平成27年5月)」

パリティ条件③ (水素発電 vs LNG/石炭火力)

- LNG/石炭火力発電(従来エネルギー利用)に対し水素発電がコストパリティとなる条件を検討。
- 1GW級のLNG火力比較で年間約250万t、石炭火力比較で年間約530万tのCO2を削減。
- 2030年断面で17円/kWhの実現が目標であり、LNG火力の発電コストとの差分を埋めるにはCO2削減価値が9.5円~13.3円/kg-co2で評価されることが必要。

試算における仮定	
項目	仮定
LNG火力でのライフサイクル排出量(建設分を除く) ※1	428.27g-co2/kWh
石炭火力でのライフサイクル排出量(建設分を除く) ※1	878.15g-co2/kWh
海外褐炭由来CO2フリー水素サプライチェーンにおける水素のCO2排出量 ※2	40g-co2/Nm3
水素発電所諸元 ※設備詳細はLNG火力でのライフサイクル排出量計算時のモデルプラントに基づく。	1GW級GTCCへの導入を想定
水素発電コスト(ロードマップ目標)	17円/kWh
LNG火力発電コスト(CO2対策費除) ※3	11.6円/kWh
石炭火力発電コスト(CO2対策費除) ※3	8.9円/kWh

【出典】※1 日本における発電技術のライフサイクルCO2排出量総合評価(電力中央研究所)
※2 ライフサイクルを考慮した水素の温室効果ガス排出量に関する評価報告書(みずほ情報総研)
※3 発電コスト検証ワーキンググループ報告書(資源エネルギー庁)

パリティ条件	
＜LNG火力代替＞	
✓ 2030年断面の水素発電とのコスト差は5.4円/kWh。	
✓ 水素発電によるCO2削減量は約0.407kg/kWh。	
✓ CO2削減価値が13.3円/kg-co2で評価されることが必要。	
＜石炭火力代替＞	
✓ コスト差は8.1円/kWh。	
✓ 水素発電によるCO2削減量は約0.857kg/kWh。	
✓ CO2削減価値が9.5円/kg-co2で評価されることが必要。	

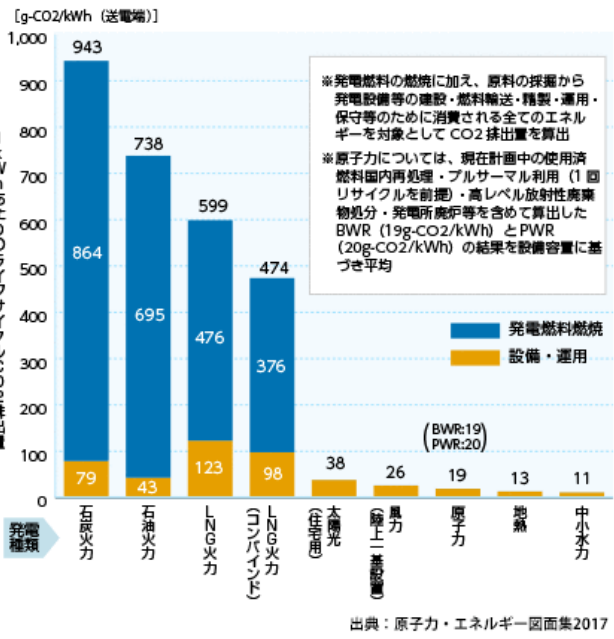


注) ここではCO2フリー水素によるサプライチェーンが構築されたときの効果を算出するため、水素発電時の燃料水素のライフサイクル排出量として、サプライチェーン全体として削減効果を実現している設定で情報公開されている、液化水素サプライチェーンのFSCにおける値を一律に用いた。

18

出典3) METI, 第11回CO2フリー水素WG, 資料1

各種電源別のライフサイクルCO2排出量



出典: 原子力・エネルギー図面集2017

(出典4): https://www.kepco.co.jp/energy_supply/energy/nuclear_power/nowenergy/need.html

Exhibit ES-2 Cost and Performance Summary and Environmental Profile for All Cases

	Integrated Gasification Combined Cycle						Pulverized Coal Boiler				NGCC	
	GEE		CoP		Shell		PC Subcritical		PC Supercritical		Advanced F Class	
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6	Case 9	Case 10	Case 11	Case 12	Case 13	Case 14
CO ₂ Capture	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes	No	Yes
Gross Power Output (kW _g)	770,350	744,960	742,510	693,840	748,020	693,555	583,315	679,923	580,260	663,445	570,200	520,090
Auxiliary Power Requirement (kW _a)	130,100	189,285	119,140	175,600	112,170	176,420	32,870	130,310	30,110	117,450	9,840	38,200
Net Power Output (kW _n)	640,250	555,675	623,370	518,240	635,850	517,135	550,445	549,613	550,150	545,995	560,360	481,890
Coal Flowrate (lb/hr)	489,634	500,379	463,889	477,855	452,620	473,176	437,699	646,589	411,282	586,627	N/A	N/A
Natural Gas Flowrate (lb/hr)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	165,182	165,182
HHV Thermal Input (kW _{th})	1,674,044	1,710,780	1,586,023	1,633,771	1,547,493	1,617,772	1,496,479	2,210,668	1,406,161	2,005,660	1,103,363	1,103,363
Net Plant HHV Efficiency (%)	38.2%	32.5%	39.3%	31.7%	41.1%	32.0%	36.8%	24.9%	39.1%	27.2%	50.8%	43.7%
Net Plant HHV Heat Rate (Btu/kW-hr)	8,922	10,505	8,681	10,757	8,304	10,674	9,276	13,724	8,721	12,534	6,719	7,813
Raw Water Usage, gpm	4,003	4,579	3,757	4,135	3,792	4,563	6,212	14,098	5,441	12,159	2,511	4,681
Total Plant Cost (\$ x 1,000)	1,160,919	1,328,209	1,080,166	1,259,883	1,256,810	1,379,524	852,612	1,591,277	866,391	1,567,073	310,710	564,628
Total Plant Cost (\$/kW)	1,813	2,390	1,733	2,431	1,977	2,668	1,549	2,895	1,575	2,870	554	1,172
LCOE (mills/kWh) ¹	78.0	102.9	75.3	105.7	80.5	110.4	64.0	118.8	63.3	114.8	68.4	97.4
CO ₂ Emissions (lb/hr)	1,123,781	114,476	1,078,144	131,328	1,054,221	103,041	1,038,110	152,975	975,370	138,681	446,339	44,634
CO ₂ Emissions (tons/year) @ CF ¹	3,937,728	401,124	3,777,815	460,175	3,693,990	361,056	3,864,884	569,524	3,631,301	516,310	1,661,720	166,172
CO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	197	19.6	199	23.6	200	18.7	203	20.3	203	20.3	119	11.9
CO ₂ Emissions (kg/MWh) ²	662	69.7	659	85.9	639	67.4	807	102	762	94.8	355	38.9
CO ₂ Emissions (lb/MWh) ²	1,459	154	1,452	189	1,409	149	1,780	225	1,681	209	783	85.8
CO ₂ Emissions (lb/MWh) ³	1,755	206	1,730	253	1,658	199	1,886	278	1,773	254	797	93
SO ₂ Emissions (lb/hr)	73	56	68	48	66	58	433	Negligible	407	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (tons/year) @ CF ¹	254	196	237	167	230	204	1,613	Negligible	1,514	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (lb/MMBtu)	0.0127	0.0096	0.0125	0.0085	0.0124	0.0105	0.0848	Negligible	0.0847	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (kg/MWh) ²	0.0427	0.0341	0.0413	0.0311	0.0398	0.0380	0.3369	Negligible	0.3179	Negligible	Negligible	Negligible
SO ₂ Emissions (lb/MWh) ²	0.0942	0.0751	0.0909	0.0686	0.0878	0.0837	0.7426	Negligible	0.7007	Negligible	Negligible	Negligible
NO _x Emissions (lb/hr)	313	273	321	277	309	269	357	528	336	479	34	34
NO _x Emissions (tons/year) @ CF ¹	1,096	955	1,126	972	1,082	944	1,331	1,966	1,250	1,784	127	127
NO _x Emissions (lb/MMBtu)	0.055	0.047	0.059	0.050	0.058	0.049	0.070	0.070	0.070	0.070	0.009	0.009
NO _x Emissions (kg/MWh) ²	0.184	0.166	0.196	0.181	0.187	0.176	0.278	0.352	0.263	0.328	0.027	0.030
NO _x Emissions (lb/MWh) ²	0.406	0.366	0.433	0.400	0.413	0.388	0.613	0.777	0.579	0.722	0.060	0.066
PM Emissions (lb/hr)	41	41	38	40	37	39	66	98	62	89	Negligible	Negligible
PM Emissions (tons/year) @ CF ¹	142	145	135	139	131	137	247	365	232	331	Negligible	Negligible
PM Emissions (lb/MMBtu)	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0071	0.0130	0.0130	0.0130	0.0130	Negligible	Negligible
PM Emissions (kg/MWh) ²	0.024	0.025	0.023	0.026	0.023	0.026	0.052	0.065	0.049	0.061	Negligible	Negligible
PM Emissions (lb/MWh) ²	0.053	0.056	0.052	0.057	0.050	0.057	0.114	0.144	0.107	0.134	Negligible	Negligible
Hg Emissions (lb/hr)	0.0033	0.0033	0.0031	0.0032	0.0030	0.0032	0.0058	0.0086	0.0055	0.0078	Negligible	Negligible
Hg Emissions (tons/year) @ CF ¹	0.011	0.012	0.011	0.011	0.011	0.011	0.022	0.032	0.020	0.029	Negligible	Negligible
Hg Emissions (lb/TBtu)	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	0.571	1.14	1.14	1.14	1.14	Negligible	Negligible
Hg Emissions (kg/MWh) ²	1.92E-06	2.03E-06	1.89E-06	2.08E-06	1.83E-06	2.06E-06	4.54E-06	5.75E-06	4.29E-06	5.35E-06	Negligible	Negligible
Hg Emissions (lb/MWh) ²	4.24E-06	4.48E-06	4.16E-06	4.59E-06	4.03E-06	4.55E-06	1.00E-05	1.27E-05	9.45E-06	1.18E-05	Negligible	Negligible

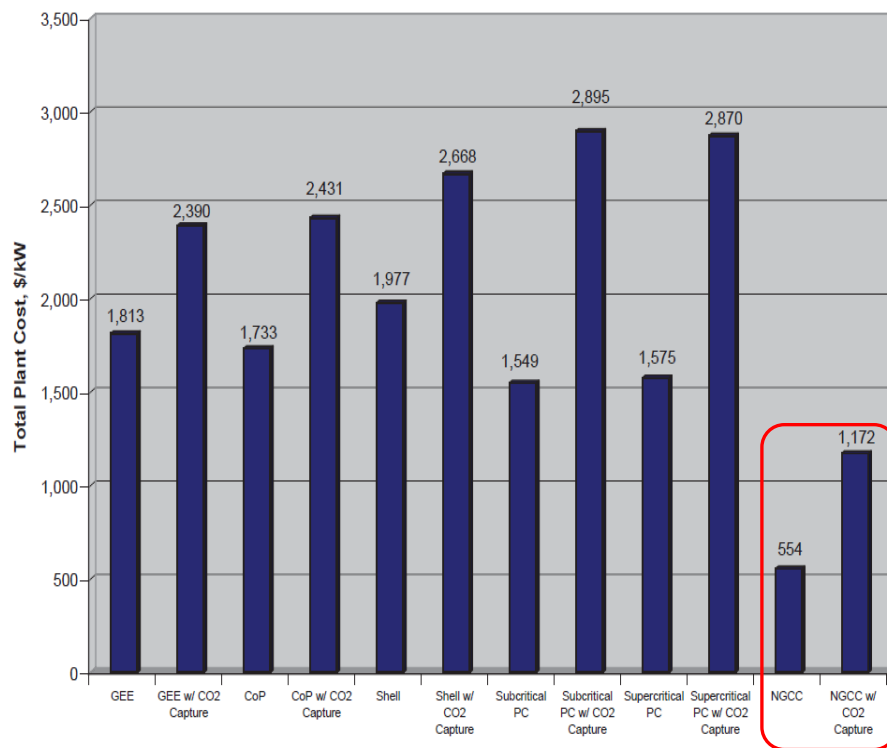
¹ Capacity factor is 80% for IGCC cases and 85% for PC and NGCC cases

² Value is based on gross output

³ Value is based on net output

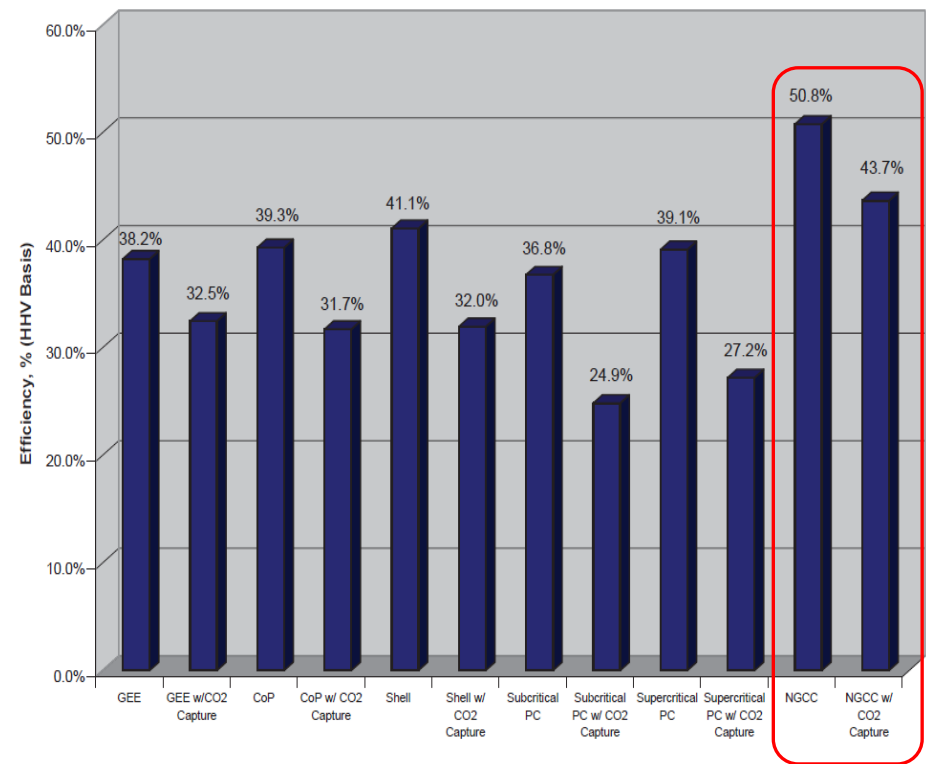
出典2) DOE/NETL-2071/1281

Exhibit ES-5 Total Plant Cost



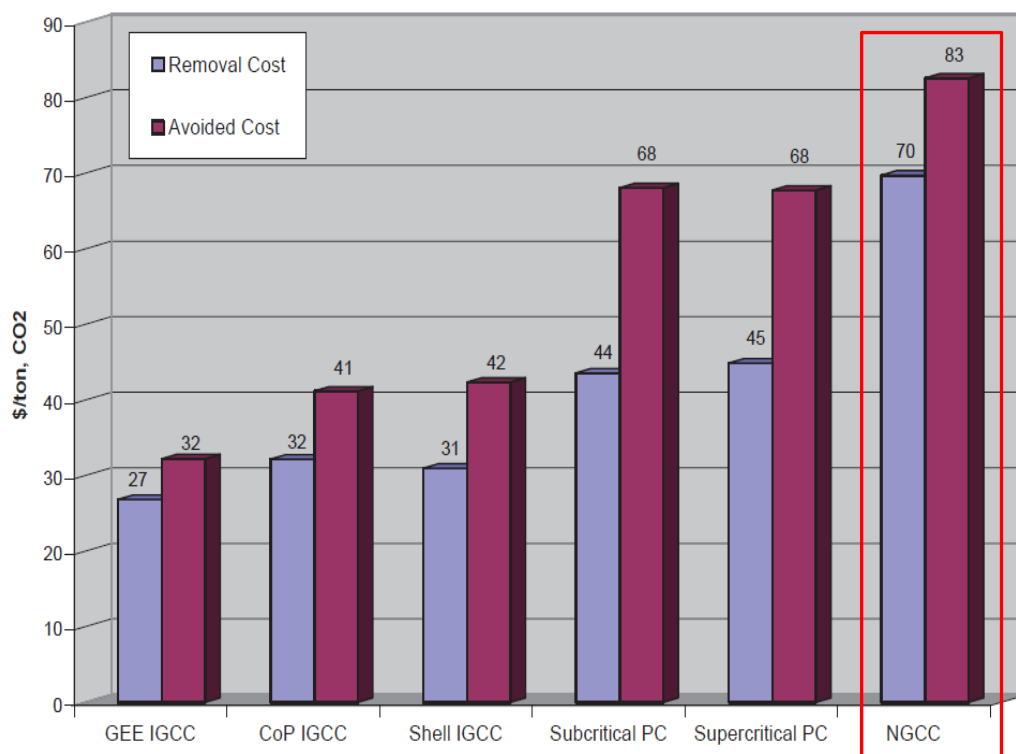
出典2) DOE/NETL-2071/1281

Exhibit ES-3 Net Plant Efficiency (HHV Basis)



出典2) DOE/NETL-2071/1281

Exhibit ES-11 CO₂ Capture Costs



出典2) DOE/NETL-2071/1281

4.5 Cost of CO₂ avoided

The cost of CO₂ avoided reflects the cost of reducing CO₂ emissions to the atmosphere while producing the same amount of product from a reference plant. The cost of CO₂ avoided is expressed as a \$/tonne of CO₂ not emitted with respect to the reference process. As illustrated in Figure 4-2, a facility with CO₂ capture generates additional CO₂ per unit of product with respect to a reference plant due to the lower plant efficiency related to the increased auxiliary power required to run the CO₂ capture process. In the CO₂ capture case, the emissions are reduced through the capture of CO₂. However, with respect to CO₂ emissions in the reference case, emissions reduction is less than that in the capture case.

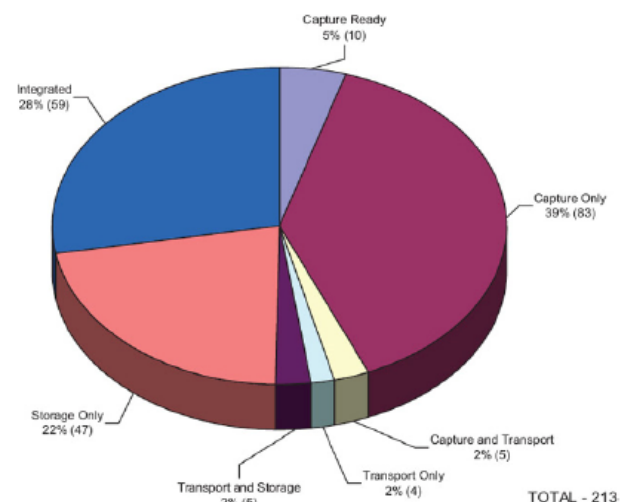


Figure 4-2 Illustration of CO₂ avoided for a hypothetical power generation plant

出典4) The Global CCS Institute

CO₂フリー水素普及シナリオ研究

2050 年における水素コスト・価格

○目標 水素製造コストを10分の1以下とするなど既存のエネルギーと同等のコストの実現

○水素に関連する技術の例

・製造技術 高効率水電解、水素高純度化透過膜、人工光合成、太陽熱・産業排熱等を用いた熱化学水素製造（ISプロセス）、メタンからのCO₂を排出しない水素製造（熱分解等）、排ガスからのエタノール・アンモニア・水素等の製造、水素を介さずに水から直接炭化水素やアンモニアの合成 出典:「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」P56

を進める。また、中長期的な水素コストの低減に向け、水素の「製造、貯蔵・輸送、利用」まで一貫通した国際的なサプライチェーンの構築、水素を大量消費する水素発電の導入に向けた技術開発を進めることにより、2030 年頃に商用規模の国際水素サプライチェーンを構築し、30 円/Nm³ 程度の水素コストの実現を目指す。

さらに、2050 年に向けては、産学官で水素の安価・安定・大量製造技術などの革新的技術の研究開発や供給インフラ整備のための技術開発を進めるとともに、脱炭素化したエネルギーとして、運輸や電力、産業など様々な分野における潜在的な需要の掘り起こし、グローバルな連携の下での大胆な規制改革等を進めることで、20 円/Nm³ 程度まで水素コストを低減し、環境価値も含め、既存のエネルギーコストと同等のコスト競争力を実現することを目指す。

出典:「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」P15

ポテンシャル・実用化評価

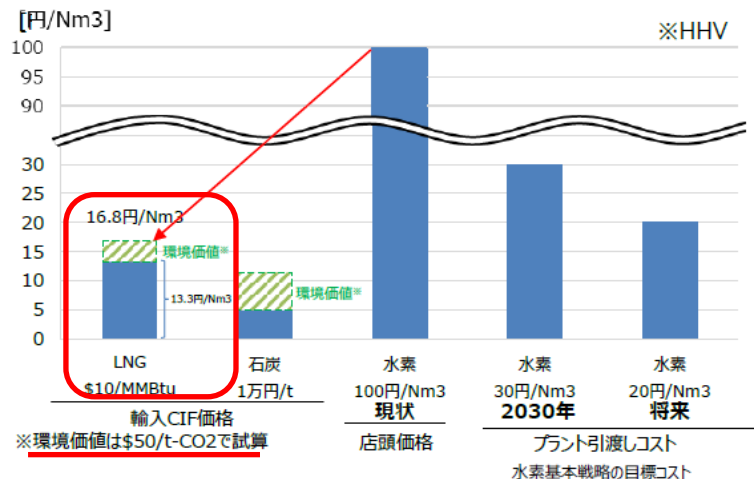
○水素社会を構築する上での根本的課題は安価で低炭素な水素供給（製造、輸送、貯蔵）。

○水素発電、産業用途（製鉄、化学等）の水素利用拡大のためには、天然ガス相当価格の水素（環境価値込）が最低限必要。また、燃料電池の効率化含め水素利用の低コスト化も引き続き必要。

○再エネ水電解からの水素製造は、価格面、規模面ともにブレークスルーが必要。

出典:「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書

既存エネルギーと水素コストの比較（発電用燃料・熱量等価）



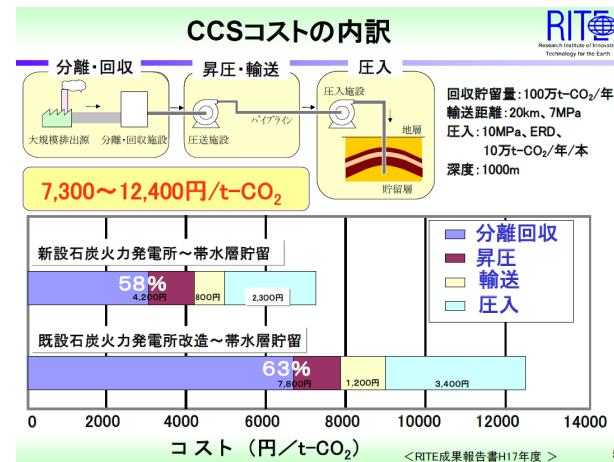
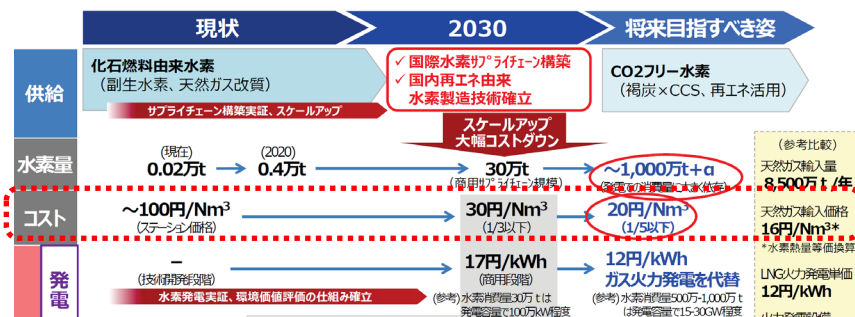
出典:「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書

安倍総理の世界経済フォーラム年次総会（2019.1.23）での発言

：水素の製造コストを 2050 年までに今の1割以下に下げる。

また、水素基本戦略のシナリオ（下図）では、赤の点線（IAE が加筆）内の通り、～100 円/Nm³（ステーションン価格）→ 30 円/Nm³→ 20 円/Nm³ の形でコストダウン目標が矢印で繋がれている。100 円/Nm³は水素ステーションでの販売価格で、30 円/Nm³、20 円/Nm³は、LNG／水素混焼火力発電、LNG 代替水素専焼火力発電を対象にした目標価格ではないかと思われる。

水素基本戦略のシナリオ（一部）切り取り 赤の点線枠は IAE による加筆）



<まとめ：水素コスト or 価格の目標値(案) by IAE>

【輸入 CIF 価格の定義】

- ・液化水素の場合：LNG の輸入 CIF 価格に環境価値を上乘せした価格
- ・MCH の場合：水素の形になっていないので、水素の意味では CIF 価格という表現は使用しない。

【プラント引き渡し価格の定義】

- ・液化水素の場合：揚地貯蔵基地から出荷する水素価格
- ・MCH の場合：揚地近傍に設置した脱水素プラントから出荷する水素価格

【目標値(案)】

<設定条件>

- ・LNGの輸入 CIF 価格(設定)：10 USD/MMBtu ⇒ 13.3 円/Nm³-H₂
- ・環境価値(設定)：\$50/t-CO₂ ⇒ 3.5 円/Nm³-H₂
- ・液化水素の揚地貯蔵基地費：3.2 円/Nm³ (by KHI)

<目標値(案)：LNG 輸入 CIF 価格を 10 USD/MMBtu とし、これに環境価値として\$50/t-CO₂を上乘せしたものと等価とした場合>

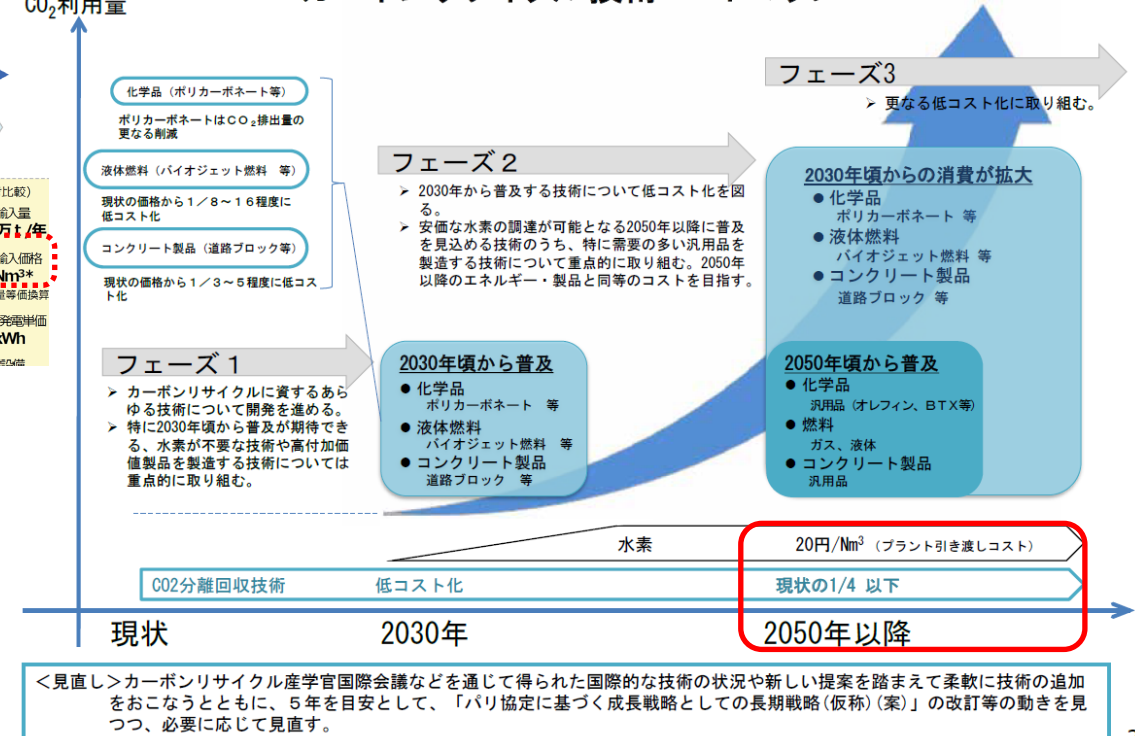
- ・液化水素の輸入 CIF 価格：13.3 + 3.5 = 16.8 円/Nm³
- ・液化水素のプラント引き渡し価格：16.8 + 3.2 = 20 円/Nm³
- ・MCH のプラント引き渡し価格：20 円/Nm³

⇒ 2050 年における水素コスト or 水素価格の目標について認識を共有したい。
水素のどの段階（製造 or CIF or プラント引き渡し）のコストなのか、価格なのかを明示し、目標値(案)を一例として示し、議論したい。

【資料4-3（4）】

<2020.2.23 IAE>

カーボンリサイクル技術ロードマップ



出典:「カーボンリサイクル技術ロードマップ」

カーボンリサイクル技術開発の概要

カテゴリ	CO ₂ 変換後の物質	現状※1	課題	既存の同等製品の価格※1	2030年	2050年以降
基幹物質	合成ガス・メタノール等	一部実用化、革新的プロセス（光、電気等利用）は研究開発段階	変換効率・反応速度の向上、触媒の耐久性向上 など	—	プロセスの低コスト化	プロセスの更なる低コスト化
化学製品	含酸素化合物	一部実用化（ポリカーボネート等）、その他は研究開発段階【価格例】既存の同等製品程度（ポリカーボネート）	ポリカーボネートはCO ₂ 排出量の更なる削減 ポリカーボネート等以外の実用化（転換率・選択率の向上 など）	300-500円程度/kg（ポリカーボネート（国内販売価格））	既存のエネルギー・製品と同等のコスト	更なる低コスト化
化学製品	バイオマス由来化学製品	技術開発段階（非可食性バイオマス）	低コスト・効率的な前処理技術、変換技術 など	—	既存のエネルギー・製品と同等のコスト	更なる低コスト化
燃料	汎用品（オレフィン、BTX等）	一部実用化（石炭等から製造した合成ガス等を利用）	転換率・選択率の向上 など	100 円/kg（エチレン（国内販売価格））	—	既存のエネルギー・製品と同等のコスト
燃料	液体燃料（微細藻類バイオ燃料）	実証段階【価格例】バイオジェット燃料 1600円/L	生産率向上、低コスト・効率的な前処理技術 など	100円台/L（バイオジェット燃料（国内販売価格））	既存のエネルギー・製品と同等のコスト（100-200円/L）	更なる低コスト化
燃料	液体燃料（CO ₂ 由来燃料またはバイオ燃料（微細藻類由来を除く））	実証段階（E-Fuel等）、バイオエタノールのうち、可食性バイオマス由来については一部実用化	現行プロセスの改善、システム最適化 など	50-80円（原料用アルコール（輸入価格）） 約130円（工業用アルコール（国内販売価格））	—	既存のエネルギー・製品と同等のコスト
燃料	ガス燃料（メタン）	実証段階	システム最適化、スケールアップ など	40-50円/Nm ³ （天然ガス（輸入価格））	CO ₂ 由来CH ₄ のコストダウン	既存のエネルギー・製品と同等のコスト
鉱物	炭酸塩、コンクリート製品・コンクリート構造物	一部実用化、低コスト化に向けた様々な技術の研究開発が実施中【価格例】数百円/kg（道路ブロック）	CO ₂ と反応させる有効成分の分離、微粉化 など	30円/kg（道路ブロック（国内販売価格））	道路ブロック：既存のエネルギー・製品と同等のコスト	道路ブロック以外：既存のエネルギー・製品と同等のコスト
共通技術	CO ₂ 分離回収	一部実用化（化学吸収法）、その他手法は研究・実証段階【価格例】4000円程度/t-CO ₂ （化学吸収法）	所要エネルギーの削減 など	—	1000-2000円台/t-CO ₂ （化学吸収、固体吸収、物理吸収、膜分離）	1000円以下/t-CO ₂
基盤物質	水素	概ね技術確立済み（水電解等）、他の手法を含め低コスト化に向けた研究開発が実施中	低コスト化 など	30円/Nm ³	20円/Nm ³ （プラント引き渡しコスト）	

出典:「カーボンリサイクル技術ロードマップ」

日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量(将来用一試算)

平成29年度成果報告書の【資料4. 6】を
関西電力㈱岡原委員のご指導に基づき修正。

IAE

2030年(頁2~4の資源エネ庁の資料に基づき算出)

総発電電力量 ¹⁾	10,650 億kWh/年程度	0.2778 kWh/MJ
LNG火力発電: 割合 ¹⁾	27 %	
LNG火力発電: 総電力量 ³⁾	2,845 億kWh/年	
LNG火力発電: 熱効率 ³⁾	57 %	
LNG発熱量(HHV) ³⁾	55.01 MJ/kg(HHV)	50.06 MJ/kg(LHV)
	15.28 kWh/kg(HHV)	13.91 kWh/kg(LHV)
LNG総消費量	327 億kg/年	359 億kg/年
	456 億Nm ³ /年	501 億Nm ³ /年
LNG火力の総設備容量		
総発電電力量	2845 億kWh/年	
稼働率 ²⁾	49 %	
年間稼働時間	4,292 hr/年	
総設備容量	6,628 万kW	(100万kW × 66基 相当)

<100万kWのLNG火力発電>

設備容量	100 万kW
稼働率 ²⁾	49 %
年間稼働時間	4,292 hr/年
発電電力量	42.9 億kWh/年
熱効率 ³⁾	57 %
LNG発熱量(HHV)	15.28 kWh/kg(HHV)
LNG消費量/100万kW	4.93 億kg/年
	6.9 億Nm ³ /年

<総LNG火力代替の水素火力>

水素火力発電(専焼):総電力量(総LNG火力と同じと設定)	2,845 億kWh/年	
水素火力発電(専焼):熱効率(LNG火力と同じと設定)	57 %	
水素発熱量	141.8 MJ/kg(HHV)	121.0 MJ/kg(LHV)
	39.39 kWh/kg(HHV)	33.61 kWh/kg(LHV)
水素総消費量	127 億kg/年	148 億kg/年
	1408 億Nm ³ /年	1651 億Nm ³ /年

<100万kWの水素火力発電(専焼)>

設備容量	100 万kW
稼働率(LNG火力と同じと設定)	49 %
年間稼働時間	4,292 hr/年
発電電力量	42.9 億kWh/年
熱効率(LNG火力と同じと設定)	57 %
水素発熱量(HHV)	141.8 MJ/kg(HHV)
	39.39 kWh/kg(HHV)
水素消費量/100万kW	1.91 億kg/年
	21.3 億Nm ³ /年

51 % とすると

2.14 億kg/年
23.8 億Nm³/年 とする(エネ庁の数値: 23.7億Nm³/年と整合)

日本のLNG受入基地(頁5&6参照)

主なエリア(LNG火力発電所数)

LNG火力発電(CC)設備容量(万kW)

稼働率(%)

年間稼働時間(hr/年)

発電電力量(億kWh/年)

熱効率(%)

LNG発熱量(MJ/kg)(HHV)

(kWh/kg)(HHV)

LNG消費量(億kg/年)

(億Nm³/年)5 vol%²⁾ 水素混焼(根拠: 頁3の上部資料)水素消費量(億Nm³/年)/エリア(億Nm³/年) 合計

()内は旧値

千葉・神奈川エリア(7発電所)

(2006)

2450

49

4,292

1052

57

55.01

15.28

121

169

愛知・三重エリア(3発電所)

(957)

1390

49

4,292

597

57

55.01

15.28

68

96

大阪・兵庫エリア(4発電所)

(845)

776

49

4,292

333

57

55.01

15.28

38

53

(6.9)

8.4

(3.3)

4.8

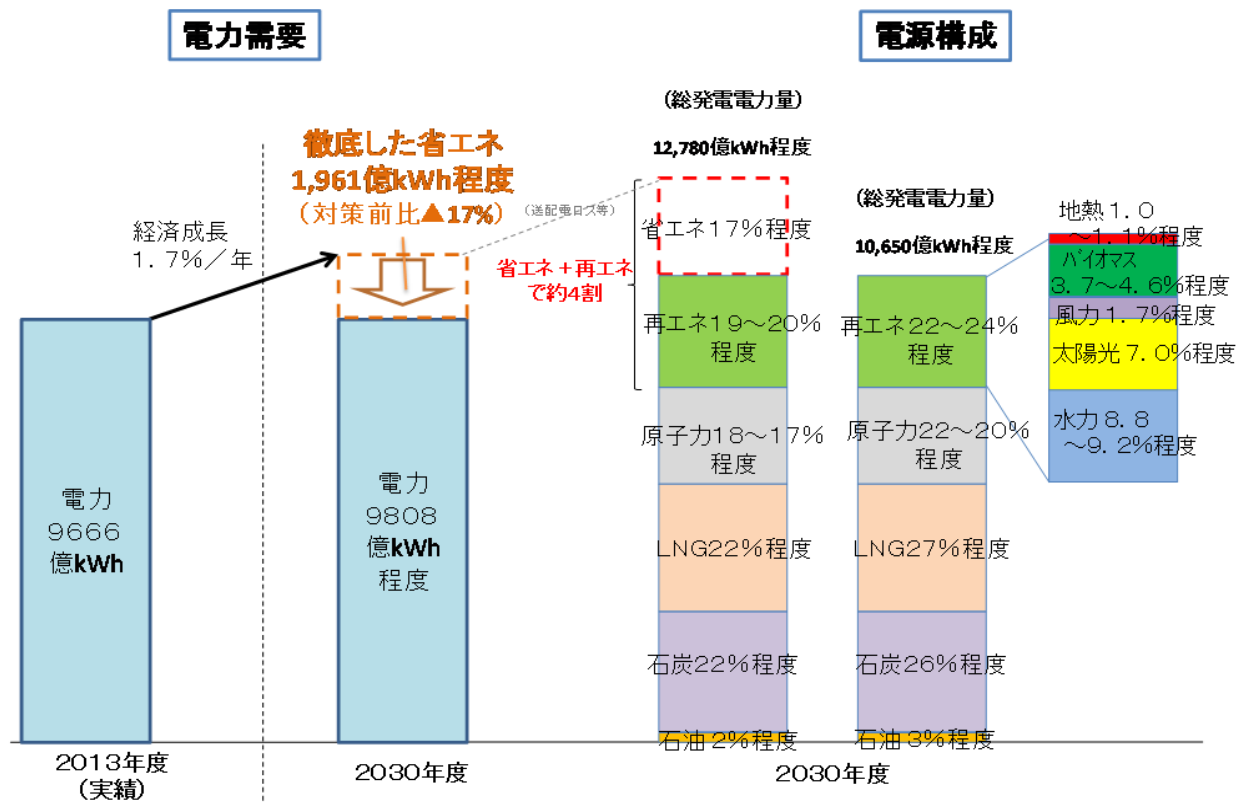
2.7

(2.9)

(13.1)

15.9

- 1 -



2030年度の電力の需給構造¹⁾
出典1) 長期エネルギー需給見通し,平成27年7月,経済産業省

1-3. 水素発電の意義②(水素利活用分野への波及効果)

- 水素発電の導入により、恒常的かつ大規模な水素需要が生じ、これに対応するための大規模なサプライチェーンが整備されることとなれば、原料水素コストが下がり、燃料電池自動車など、他の水素利活用分野においても波及効果が見込めるのではないかと。

水素需要量の比較(試算)

(※)一定の仮定を置いた場合の試算値

	年間水素使用量		備考
水素発電 (事業用100万Kw・専焼)	23.7億Nm ³	—	LNG火力発電の燃料を水素に熱量換算して試算 ○出力:100万kW ○熱効率想定:51%(「コスト等検証委員会」より) ○稼働率想定:49%(「電力需給の概要」2010年度実績)
水素発電 (自家発10万kW・専焼)	3.5億Nm ³ /基	6.8基	自家発(燃料種不定)の燃料を水素に熱量換算して試算 ○出力:10万kW ○熱効率想定:41%(「総合エネルギー統計」より) ○稼働率想定:58%(「電力調査統計」より) (※効率と稼働率は自家発平均)
燃料電池自動車	1,060Nm ³ /台	223万台	燃料電池自動車の試算前提 ○燃費:8.9km/Nm ³ (100km/kg-H ₂)(JHFCプロジェクトより) ○年間走行距離:9,500km(JHFCプロジェクトより)
燃料電池バス (路線バス)	52,000Nm ³ /台	4.5万台	燃料電池バスの試算前提 ○燃費:0.99km/Nm ³ (JHFCプロジェクトより) ○年間走行距離:51,684km (日本バス協会「日本のバス事業」をもとに推計)
家庭用 純水素形燃料電池 (0.7kW)	2,260Nm ³ /台	105万台	家庭用純水素型燃料電池の試算前提 ○家庭用燃料電池の年間発電電力量:3,301kWh (「パナソニックHP」より推計) ○純水素形の発電効率想定:49% (家庭用燃料電池の発電効率39%(LHV)、改変器効率80%から算出)

(注)事業用発電、自家発はHHV換算

各用途が同程度の水素需要

水素発電について²⁾

出典2) 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2(平成26年3月26日、資源エネルギー庁)

【参考】ガスタービンにおける水素燃焼のまとめ

- 既存ガスタービンのうち、多様な燃料種に対応した拡散方式については、水素燃焼の実績も多数存在し、海外では水素専焼の実証も行われている。
- 一方で、より高効率な予混合方式については、実例がなく5%程度しか混焼ができないと言われている。
- 今後は、高効率なドライ型で、水素リッチガスにも対応したガスタービンの開発が必要。

ガスタービンにおける水素燃焼(まとめ)

	既存ガスタービン		新規開発ガスタービン
	拡散方式(水蒸気噴射)	予混合方式(ドライ型※))	ドライ型(※)
水素混焼	国内においても導入多数	5%程度まで可(実例なし)	一部メーカーで開発
水素専焼	イタリアで実証例あり	×(不可)	未開発

多様な燃料に対応
水素燃焼の実績多数

水・蒸気噴射により
効率が低下

水・蒸気噴射しないため
効率が低下しない

多様な燃料種への
対応は困難

ドライ型(水・蒸気噴射しない)で
水素リッチガスに対応した
ガスタービンの開発が今後必要

(※)ドライ(DLE: Dry Low Emission)型
水や蒸気の噴射によらず燃焼温度を低く制御すること
でNOx排出量を低減したもの

11

水素発電について²⁾

出典2) 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2(平成26年3月26日、資源エネルギー庁)

【 石炭・LNG・石油の政策経費 】

	石炭火力		LNG火力		石油火力	
	2014年	2030年	2014年	2030年	2014年	2030年
予算額(億円)	111	111	71	71	13	12
発電電力量 (億kWh)	2,845	2,810	4,057	2,845	1,398	315
政策経費 (円/kWh)	0.039	0.040	0.018	0.025	0.009	0.039

出典3) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告
(平成27年5月、資源エネルギー庁)

3. LNG火力

諸元のベース		直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年) 東京電力(株)川崎1号系列 150 万 kW 2009 年、東京電力(株)富津4号系列 152 万 kW 2010 年、中部電力(株)上越1号系列 119 万 kW 2013 年、姫路第二新1～3号 146.1 万 kW 2013 年	
モデルプラントの規模(出力)		140 万 kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	12 万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1 サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	6.0 億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.6%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.7%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費 (一般管理費)	14.5%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年価格	842.43 \$/t (0.015 \$/MJ)	LNG全日本通関 CIF 価格の 2014 年平均
	燃料発熱量	55.01 MJ/kg (LHV: 50.06MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	52%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	2.0%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2700 円/t (0.049 円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○ 発電効率の上昇 ・2014 年 52% ・2020 年 52% ・2030 年 57%	現状においては熱効率 52%の 1500℃級ガスタービンが実用化されているが、今後、1700℃級ガスタービンの技術開発を進めることにより、2030 年までには熱効率を 57%まで向上させることを目指している。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	初年価格を上記のとおり\$842.43\$/t に単位換算し、次年度以降については IEA「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを適用。
	CO2 対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	現行政策シナリオにおいては、2020～2040 年は EU 現行政策シナリオの価格、2040～2070 年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、新政策シナリオにおいては、2020～2040 年は EU 新政策シナリオの価格、2040～2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2014 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2014 年平均価格とし、2020 年価格と線形補完する。

出典3) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告
(平成27年5月、資源エネルギー庁)

日本のLNG輸入実績とその内訳

近年、日本のLNG輸入量は大幅に増加しており、特にオーストラリアやカタールからの輸入が増加しています。今後、シェールガス革命により生産の拡大している米国からの輸入など、LNG調達先の多様化を図っていきます。

2003年度 LNG輸入実績



2013年度 LNG輸入実績

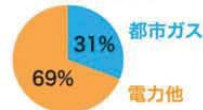


※数値は都市ガス用途以外を含みます。
※四捨五入のため、合計値が合わない場合があります。
出典: 財務省貿易統計

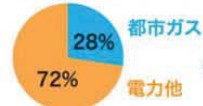


LNGタンカー

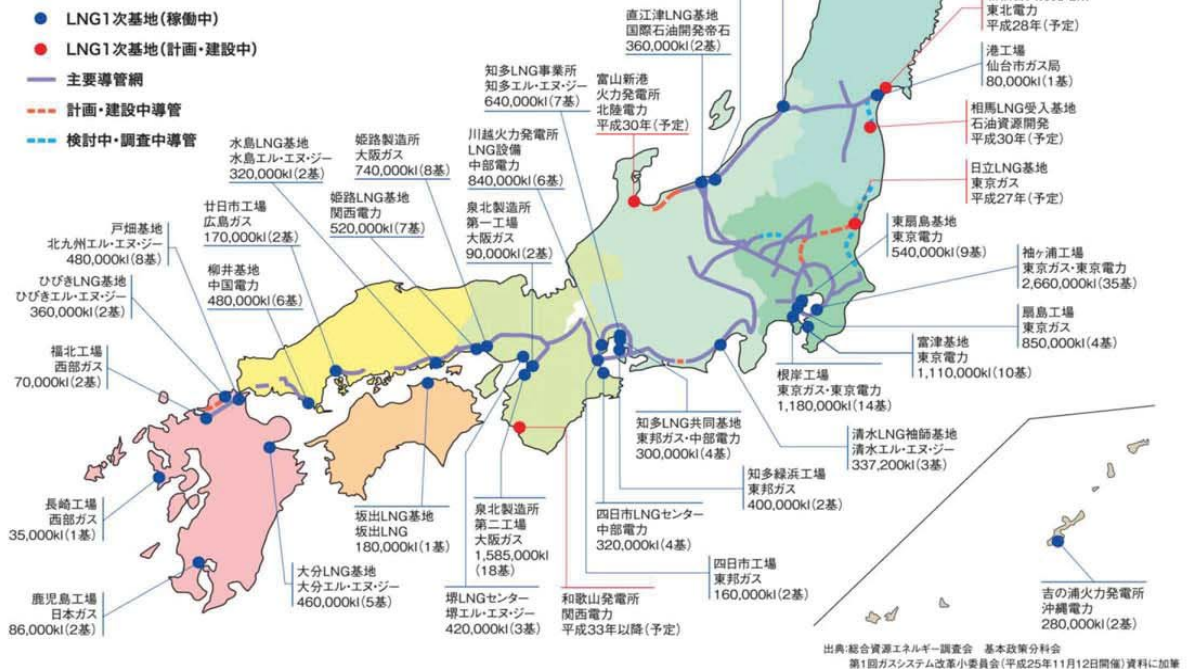
2003年度 LNG輸入量内訳



2013年度 LNG輸入量内訳



日本のLNG基地と主要導管網



日本国内の火力発電所(コンバインドサイクル発電方式)

ー 千葉・東京・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア ー

(自家発電として用いられるもの、副生ガスや灯油等を燃料とするものを除く。)

<千葉・東京・神奈川エリア>

(出典: ウィキペディアほか)

発電所名	出力(万kW)	所在地
千葉火力発電所	438	千葉県千葉市中央区
富津火力発電所	516	千葉県富津市
横浜火力発電所	301.6	神奈川県横浜市鶴見区
川崎火力発電所	342	神奈川県川崎市川崎区
品川火力発電所	114	東京都品川区
サミット美浜パワー千葉みなと発電所	5.185	千葉県千葉市美浜区
美浜シーサイドパワー新港発電所	10.5	千葉県千葉市美浜区
JFE千葉クリーンパワーステーション	41.04	千葉県千葉市中央区
ベイサイドエナジー市原発電所	10.765	千葉県市原市
市原パワー市原発電所	11	千葉県市原市
川崎天然ガス発電所	84.74	神奈川県川崎市川崎区
扇島パワーステーション	122.13	神奈川県横浜市鶴見区
横須賀パワーステーション	23.97	神奈川県横須賀市
合計	2020.93	

7号系列、8号系列がコンバインドサイクル(CC)発電

リブレース中のコンバインドサイクル発電所(出典: ウィキペディア)

- ・五井火力発電所(運転開始予定: 2023~2024年) 234万kW (78万kW×3基)
- ・姉ヶ崎火力発電所(運転開始予定: 2023年) 195万kW (65万kW×3基)

リブレース中を含めた千葉・東京・神奈川エリアのコンバインドサイクル発電の定格出力の総計
約 2450万kW

<愛知・三重エリア>

(出典: ウィキペディアほか)

発電所名	出力(万kW)	所在地
知多火力発電所	276.6	愛知県知多市
知多第二火力発電所	170.8	愛知県知多市
新名古屋火力発電所	305.8	愛知県名古屋市港区
西名古屋火力発電所	237.6	愛知県海部郡飛島村
川越火力発電所	340.2	三重県三重郡川越町
四日市火力発電所	58.5	三重県四日市市
合計	1389.5	

1号機、2号機、5号機、6号機がCC発電

3号系列、4号系列がCC発電
4号系列がCC発電

<大阪・兵庫エリア>

(出典: ウィキペディアほか)

発電所名	出力(万kW)	所在地
堺港発電所	200	大阪府堺市西区
姫路第一発電所	144.2	兵庫県姫路市
姫路第二発電所	291.9	兵庫県姫路市
西島エネルギーセンター	14.05	大阪府大阪市此花区
船町発電所	14.9	大阪府大阪市大正区
泉北天然ガス発電所	110.9	大阪府堺市西区、大阪府高石市
合計	775.95	

5号機、6号機がCC発電
1号機~6号機がCC発電

出典:

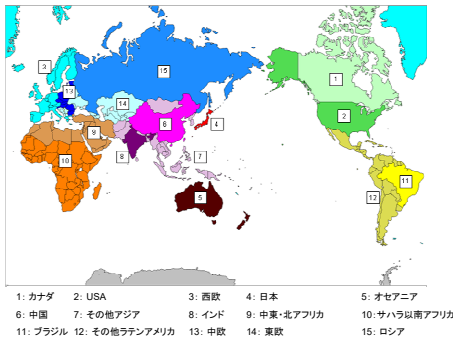
出典1) 長期エネルギー需給見通し, 平成27年7月, 経済産業省

出典2) 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2(平成26年3月26日、資源エネルギー庁)

出典3) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告
(平成27年5月、資源エネルギー庁)

GRAPEモデル概要

- 統合評価モデルGRAPE (Global Relationship Assessment to Protect Environment)のエネルギーモジュールを用いて、**2020年から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)、発電(大規模発電)、定置(水素コジェネ、直接燃焼)。



本モデルは、様々な制約条件の下、世界全体のエネルギーシステムコストを最小化している。したがって、計算結果は、実世界の予測を示すのではなく、2050年に世界のCO₂排出を半減している「規範的な姿」を示しているをご理解いただきたい。

- 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

第13回シナリオ研での質問に対するフォロー

- 質問5)、7) → 図1(2018年モデル ベースケース)
 - 5) 低品位炭の価格が2050年のところで急激に上昇する理由が分からない・・・(後略)
 - 7) 2020年にして低品位炭の価格が一番高くなっているのは不思議。
- 回答
 - 元々資源利用量が少なく(一次エネルギー供給量の1%未満)一部の地域の価格上昇の影響が平均価格に影響しやすい → 図2、図3
 - 地域で資源が利用されなくなると価格が上がる → モデルの挙動？
 - 低品位炭価格>高品位炭価格の理由は不明 → 更なる精査必要

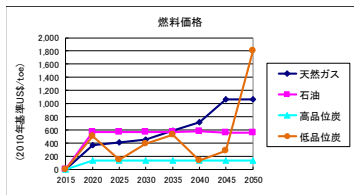


図1

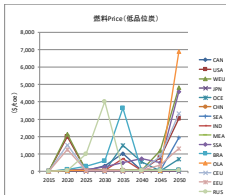


図2

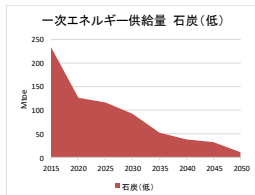


図3

HSUとの将来想定比較(主要条件)

- 詳細な条件設定は補足資料参照

項目	GRAPE ベースケース (条件と計算結果を含む)	HSU	GRAPE HSUケース
CO ₂ 排出 制約	～2030年 INDC準拠 2050年 世界全体で'90年比 50%削減 ・ 33Gt/y (2015) ・ 28Gt/y (2030) ・ 11Gt/y (2050) 2015-2050年の累積排出 量 1,119 Gt	ETP2017の気温上昇2℃ 抑制シナリオに準拠 ・ 33Gt/y (2015) ・ 26Gt/y (2030) ・ 13Gt/y (2050) 2100年までの累積排出量 を900Gtに抑制	ETP2017 の2DC 準拠、 以下の条件で制約 ・ 26.3Gt/y (2030) ・ 13.3Gt/y (2050) 2100 年までの累積排出量 を900Gt に抑制
GDP シナリオ	・ 2010年USDベースの GDP _{MER} ・ 2015-50年の平均成長 率2.6%	・ 2015年USDベースの GDP _{PPP} ・ 2015-50年の平均成長 率3.3%	・ (過去の計算との連続性 を考慮して) ベースケースと同じ
人口	・ UN WPP2017 + 社人 研(日本) 準拠	・ UN WPP2015	・ ベースケースと同じ

HSUとの将来想定比較(水素技術)

項目	GRAPE ベースケース (条件と計算結果を含む)	HSU	GRAPE HSUケース
国際水素サブ ライチェーン	・ 410万t/y (2030) ・ 4,600万t/y (2050)	・ 10万t/y (2030) ・ 5,500万t/y (2050)	・ 現状のまま
エネルギー キャリア	液化水素、ガス水素	液化水素、LOHC、NH ₃ 、 CH ₄	キャリアに有機ハイドライ ドとアンモニアを追加
Power to Gas	・ 690TWhの電解水素 (再エネ) (2030) ・ 9,735TWhの電解 水素 (2050)	・ 250-300TWhの余剰風 力・太陽光が水素に変 換される (2030) ・ 500TWhの余剰 再エネ (2050)	・ HSUに合わせた電解 水素導入量の上限 制約を追加 ・ 300TWh (2030) ・ 500TWh (2050)
水素需要※ (2050)	・ 水素発電 688TWh/y ・ FCV 5億台 ・ FCTラック 5,890万台 ・ 産業用/家庭用水素 (定置部門) ごくわず か	・ 水素発電 1,500TWh/y ・ FCV 4億台 ・ FCTラック 500万台 ・ 産業用水素 130Mt/y ・ 家庭用水素 94Mt/y	・ 水素発電、FCV、FC トラックをHSU相当に 下上限設定 ・ 産業用水素の導入 下限 133Mt/y ・ 家庭用水素 94Mt/y

※ Mtは換算値、GRAPE内ではtoe単位で設定

2. コスト最適化と異なる手法による水素需要推算との 比較分析 手順

- Hydrogen Scaling Up (HSU)および水素基本戦略におけ
る、水素関連技術を中心とした**将来想定を分析**
- 上記分析結果に基づいてGRAPEモデルの**計算条件を
作成**
 - 必要に応じて可能な範囲でモデルの改良を実施
- 計算を実行、基本的な条件設定であるベースケースおよび、
元々の推算結果と比較

GRAPEモデルの改良

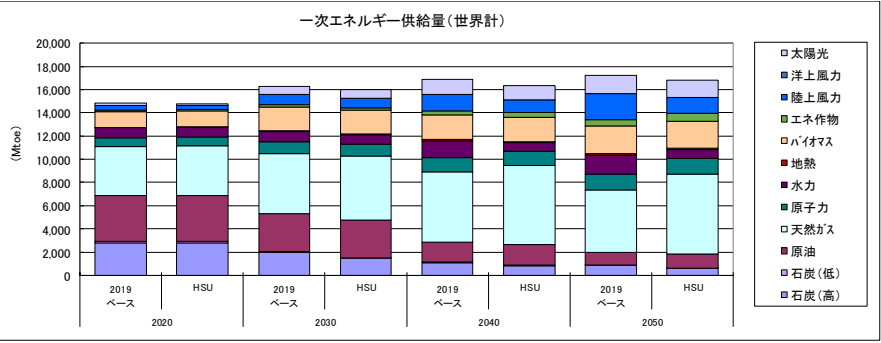
- GRAPE 2018年モデルをベースに改良
- 新規技術オプションとして、アンモニア、有機ハイドライドを
水素の船舶輸送用キャリアに追加
 - アンモニアの利用方式には直接燃焼と脱水素利用の2方式を設定
 - コスト・効率・エネルギー消費等の諸元はIAEが過去に実施した
サプライチェーン分析*に準拠
- 他組織が実施した水素需要推算の想定を再現できるように、
水素発電電力量、各用途向け水素供給量等の上限・下限を
設定できるように**パラメータを追加**

CO₂フリー水素チェーン構想調査研究

水素需要推算

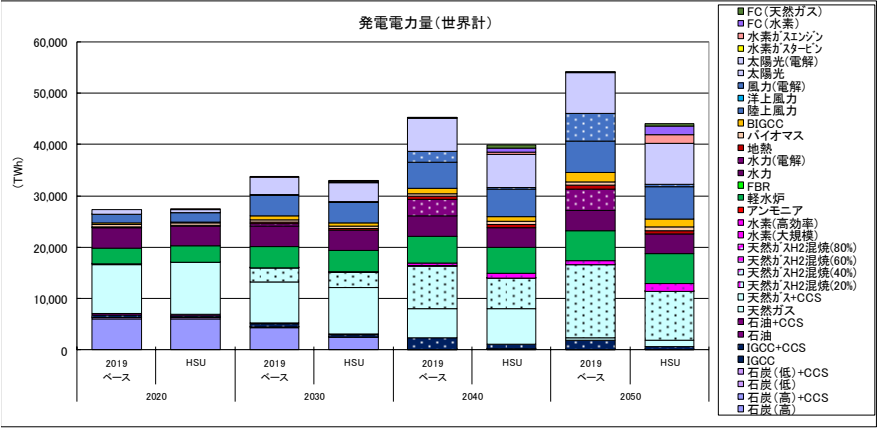
試算結果（世界・一次エネルギー供給）

- ・ベースケースに比べて総量は減少
- ・風力・水力発電は減少
- ・石炭・石油は減少するが天然ガスが増加



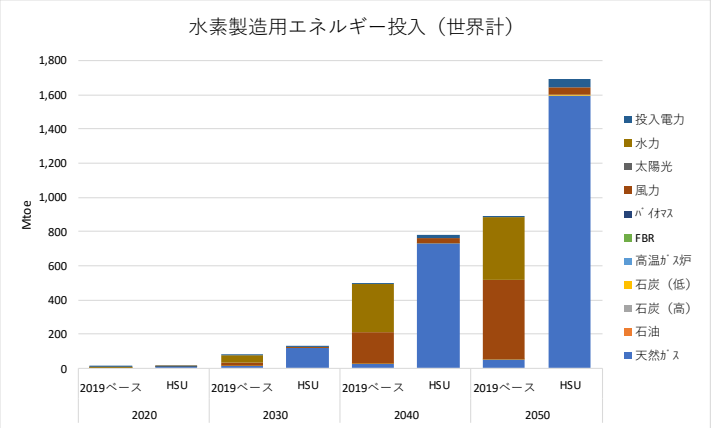
試算結果（世界・発電電力量）

- ・総量は減少
- ・再エネ・化石燃料は減少して水素が増加



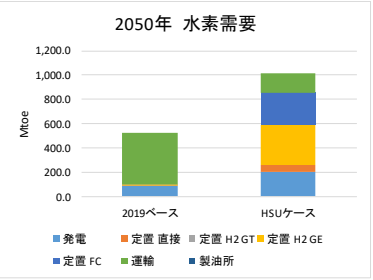
試算結果（世界・水素製造エネルギー）

- ・ベースケースで大宗を占める風力、水力が大きく減少して減少幅の2倍弱天然ガスが増加

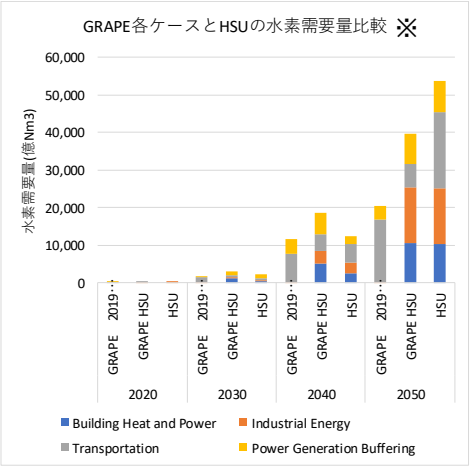


試算結果（世界・水素需要）

- ・定置需要は水素需要を制約しているため、ほぼ値が一一致
- ・FCVの台数を合わせた運輸部門は水素需要が不一致 → 鉄道やトラック、バスの燃費等が影響？
- ・ベースケースと比較すると運輸一辺倒 → 多様化

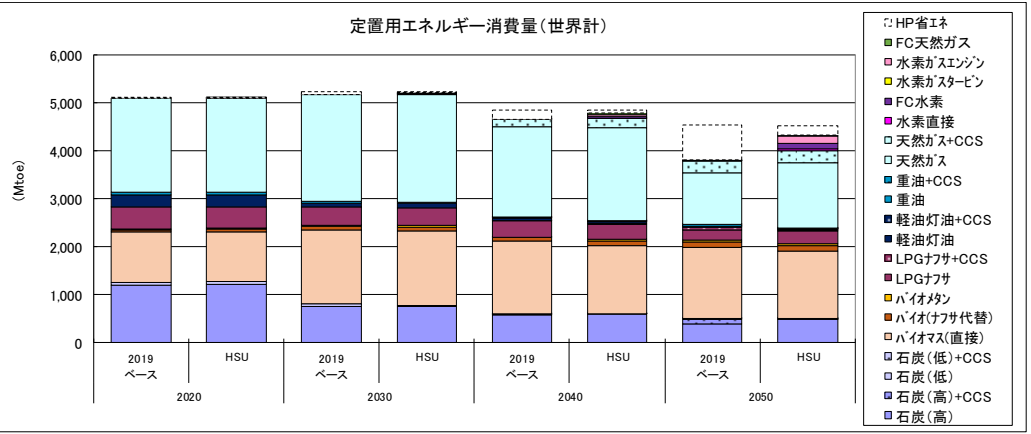


※LHVベースで
1EJ≒926億Nm³-H₂
1Mtoe≒38.6億Nm³-H₂で換算
分類はHSU準拠



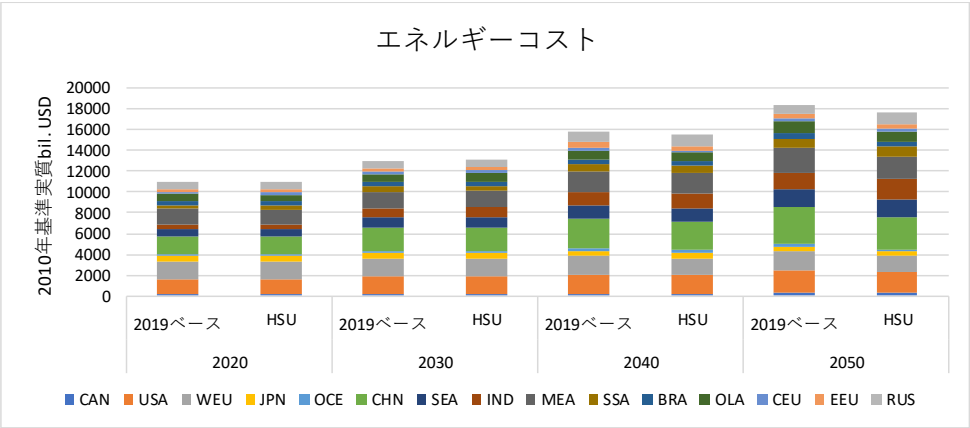
試算結果（世界・定置用エネルギー）

- ・世界の定置用エネルギー消費は、ヒートポンプ利用による省エネ効果が減少してCCSなし天然ガスと水素が増加

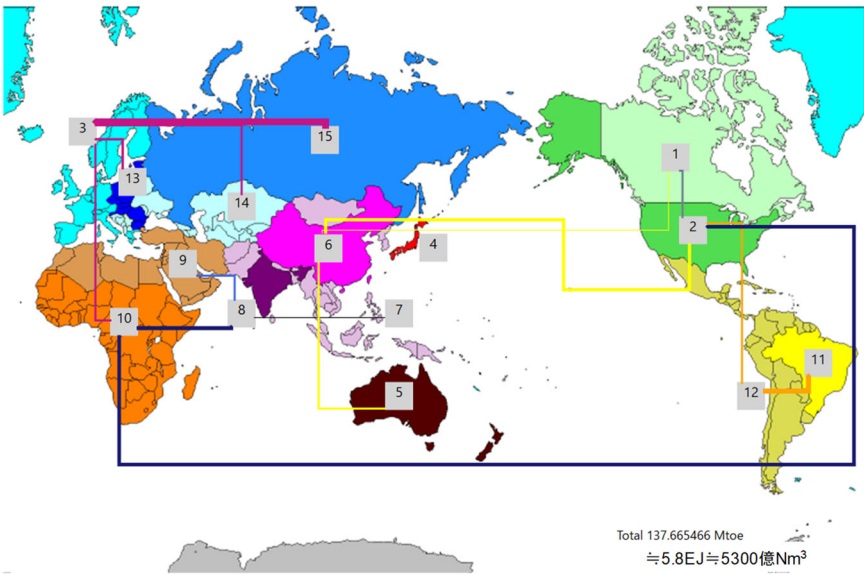


試算結果（世界・エネルギーコスト）

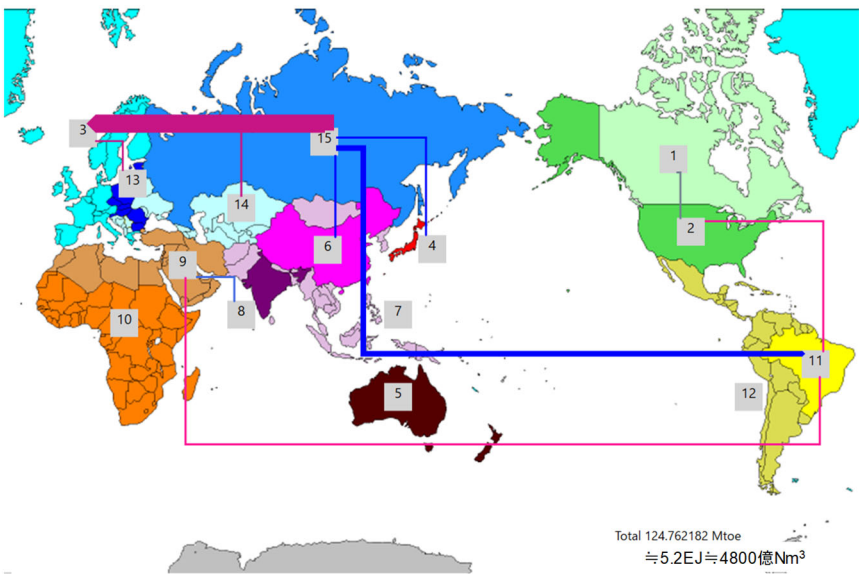
- ・2030年を除けば、HSUケースのエネルギーコスト（目的関数）はベースケースに比べてわずかだが低くなる



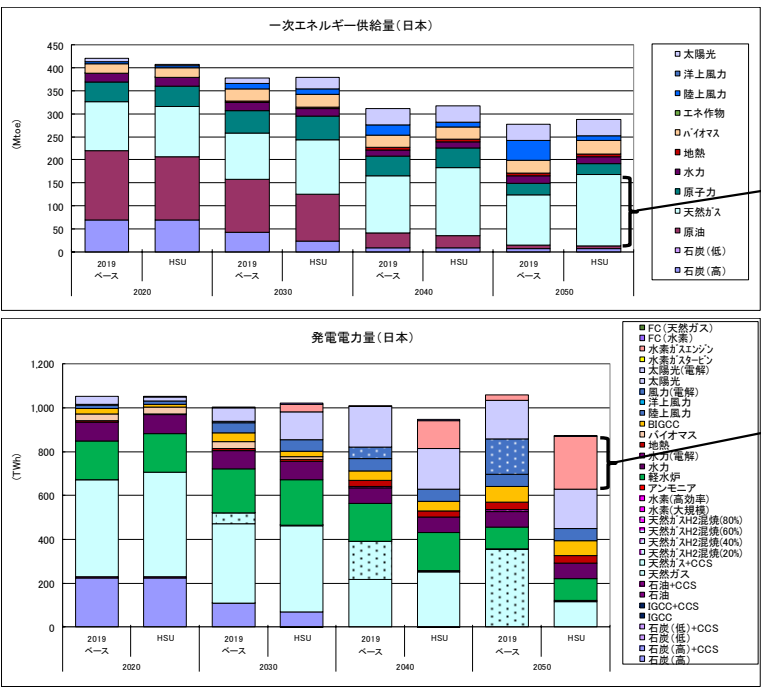
試算結果(国際水素輸送 ベース 2050年)



試算結果(国際水素輸送 HSU 2050年)

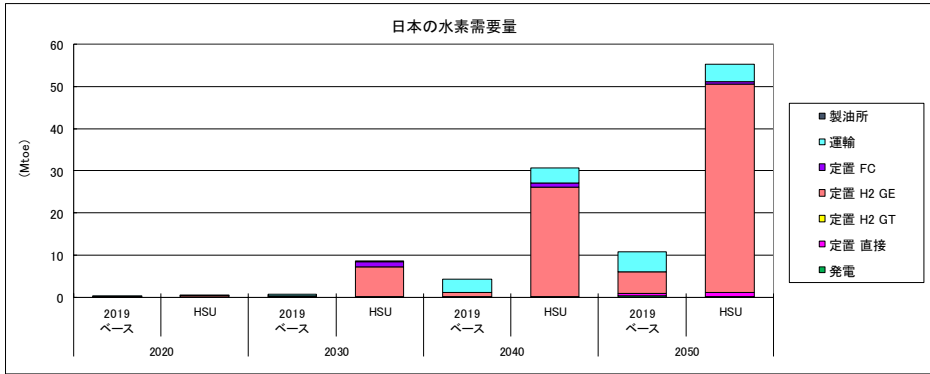


試算結果(日本・全体)



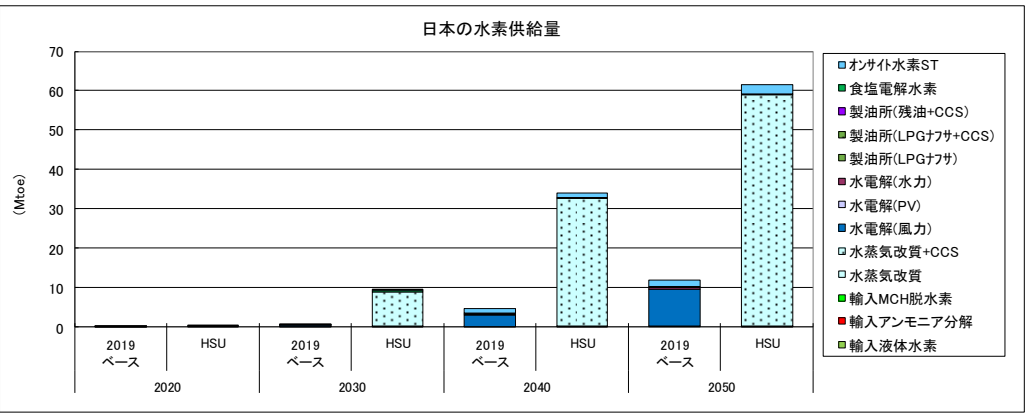
試算結果(日本・水素需要)

- 日本の水素需要はベースケースに比べて大きく伸び、特に定置用の水素ガスエンジンコジェネでの水素需要が約10倍 → 「定置」水素需要の下限制約のために増加していると推測される
- 家庭用燃料電池、水素の直接燃焼も増加



試算結果(日本・水素供給)

- ベースケース → HSUケースで水素の供給源は9割以上が天然ガスとなり、国内再エネ水素はゼロとなる
- 天然ガスの形で水素を間接的に輸入している形態となる



試算結果まとめ

- GRAPEのベースケースと比較するとHydrogen Scaling Upの将来想定は、水素源を天然ガスに強く依存しており、産業、家庭用の電熱源としての水素利用を重視している
 - 再エネからの水素製造量が対照的に非常に少なく、1.5EJ/78EJ (2050)となっている
 - Hydrogen Scaling Up内での水素需給の整合性は明確には示されていない
- HSUの読み込み、条件設定の修正等、モデルの更なる改良等、今後も検討の余地があると考えている
 - 交通部門での水素需要不一致の分析
 - 特に定置部門の水素需要に対する直接的な導入量設定

総括版の構成

- 1 水素導入の意義
- 2 LNG導入経験を踏まえた水素普及の整理
＜水素普及のステップと主ドライバー＞
- 3 各セクターの水素導入動向と本格普及のキーポイント
- 4 主要セクターの許容水素調達価格
- 5 燃料転換
- 6 需給バランス
- 7 市場規模

1 水素導入の意義

水素導入の意義を認識することが大事であり、**水素基本戦略**で示されている意義と**シナリオ研**で検討した意義を示した。

水素基本戦略で示されている意義は、調達・供給面での意義、利用面での意義、3E+Sの観点からの意義、国際的な意義、産業振興・競争力強化の意義、諸外国における水素の取組を先導する意義、の各項目について示されており、水素は、我が国の一次エネルギー供給構造を多様化させ、大幅な低炭素化を実現するポテンシャルを有する手段である、と総括されている。

シナリオ研では、水素導入の意義の一例という位置づけで、開発輸入水素による国富流出低減への貢献を取り挙げ、検討した。

その結果、LNG（成熟チェーン）と豪州褐炭液化水素チェーン（将来チェーン）の輸入熱量を同じとした場合、LNGチェーンに比べ豪州褐炭液化水素チェーンは輸入金額が大幅に増えるが、輸入金額が増える分国内還流金額が増え、新規産業創出・雇用拡大に貢献し得ることとなった。

＜水素導入の意義1＞

≪**水素基本戦略**で示されている意義≫

水素基本戦略で示されている意義をIAEにて以下の通り要約した。

水素は、我が国の一次エネルギー供給構造を多様化させ、大幅な低炭素化を実現するポテンシャルを有する手段である。

- 1) **調達・供給面での意義**：多様化による調達・供給**リスクの根本的低減**
- 2) **利用面での意義**：電力、運輸、熱・産業プロセスのあらゆる分野の**低炭素化に貢献**
- 3) **3E+Sの観点からの意義**：目的ではなく**手段として**、水素社会の実現により**3E+Sに貢献**
- 4) **国際的な意義**：世界に先駆けた**イノベーションへの挑戦**を通じて**国際社会に貢献**
- 5) **産業振興・競争力強化の意義**：世界最高水準技術による**海外低炭素化、産業政策的に貢献**
- 6) **諸外国における水素の取組を先導する意義**：水素社会実現で**世界をリード**

＜水素導入の意義2＞

≪**シナリオ研**で検討した意義≫

【検討概要】

LNGチェーン（成熟チェーン）に対して、**豪州褐炭液化水素チェーン**（将来チェーン）を取り挙げ、開発輸入水素による**国富流出率低減への貢献を検討した**。

【まとめ】

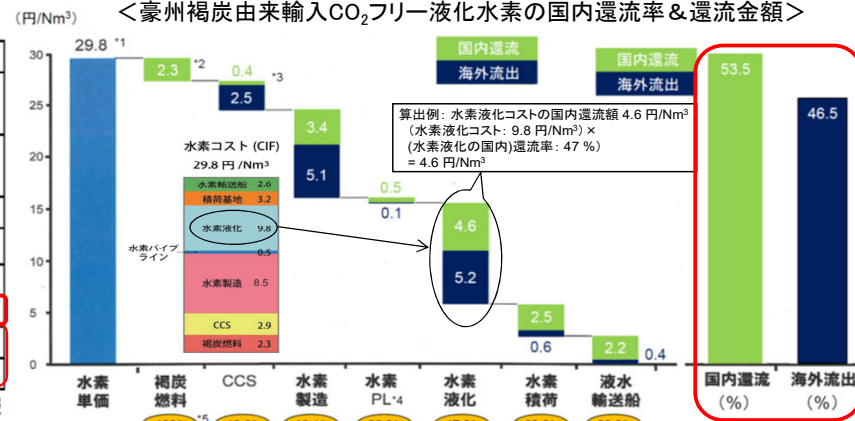
LNGと豪液化水素の輸入熱量を同じとした場合、LNGチェーンに対して**豪州褐炭液化水素チェーンは以下の特徴を有する**。

- ① **輸入金額の大幅増大**：豪州褐炭液化水素チェーンの輸入金額は、**LNGチェーンの約1.7～3.5倍**となる。
- ② **国富流出率の大幅低減**：国富流出率は、**LNGチェーンが約87％**であるのに対し、**豪州褐炭液化水素チェーンは約47％**となる。
- ③ **新規産業創出・雇用拡大**：国富流出率の低減は換言すれば国内還流率の増大であり、**輸入金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**。

【設定条件】（各ケース、LNGと液化水素の輸入熱量を同じに設定。）

	case 1		case 2		case 3	
	LNG	豪州褐炭液化水素	LNG	豪州褐炭液化水素	LNG	豪州褐炭液化水素
想定時期	震災以降 (2012年)	2030年	震災以前 (2009年)	2030年	震災前の平均	2030年
輸入熱量	4,492百万MMBtu/年		3,432百万MMBtu/年		3,480百万MMBtu/年	
輸入金額 (CIF)	輸入単価	18 \$ /MMBtu 29.8円/Nm ³	7.5 \$ /MMBtu 29.8円/Nm ³	11 \$ /MMBtu 29.8円/Nm ³	29.8円/Nm ³	
	為替レート	80円/\$	94円/\$	-	120円/\$	-
	輸入金額	64,685億円 111,000億円	24,196億円	84,800億円	45,936億円	86,000億円
海外流出率	0.853	0.465(*1)	0.886	0.465(*1)	0.868	0.465(*1)
国内還流率	0.147	0.535(*1)	0.114	0.535(*1)	0.132	0.535(*1)

(*1)：KHI殿情報



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商用液化水船×6隻就航相当

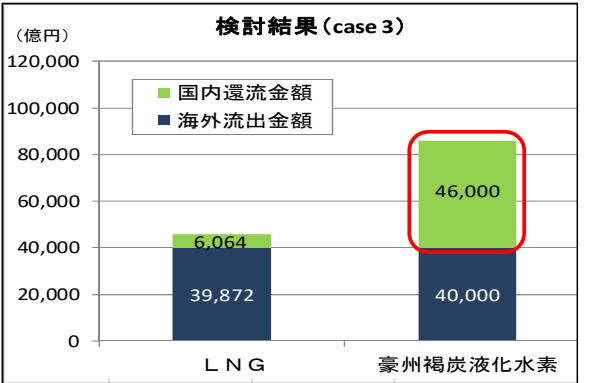
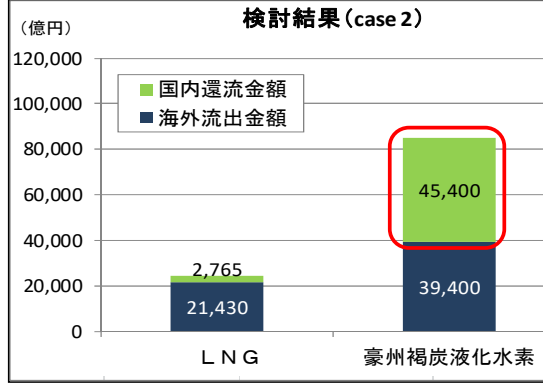
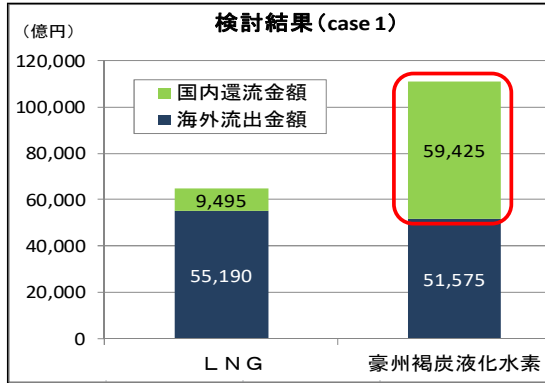
脚注*2 褐炭燃料は権益取得を想定。現状商取引されていないことから、権益取得が比較的容易と想定。褐炭燃料を少し高めに設定し、ロイヤリティーは現時点では考慮していない。

脚注*3 CCSのうち、昇圧用圧縮機が国内還流に貢献と想定

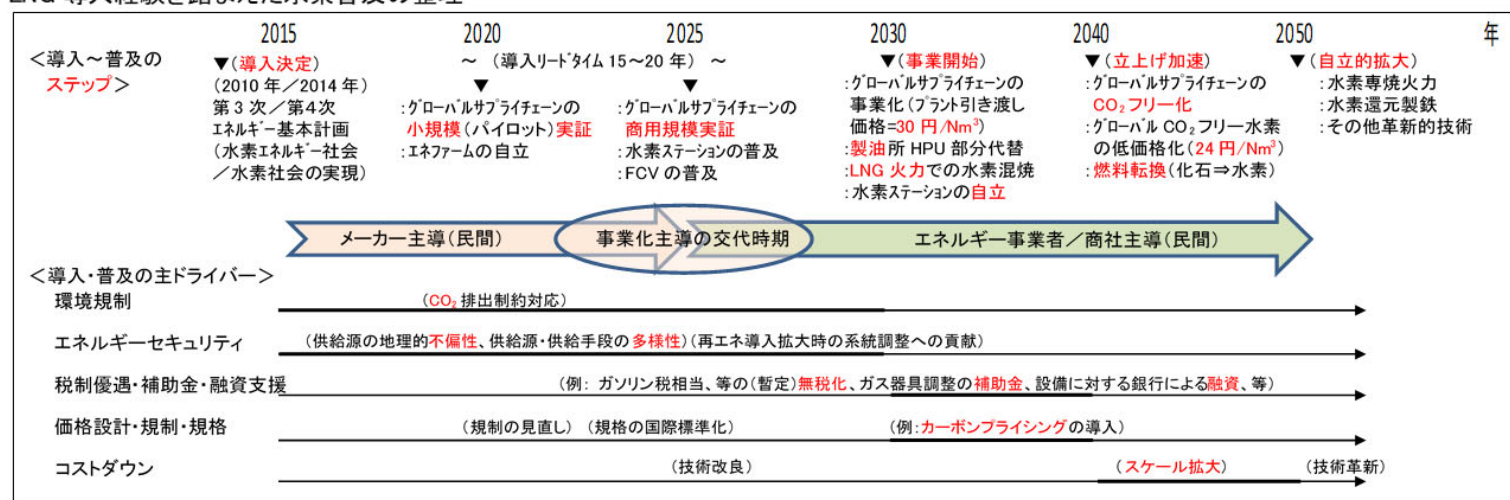
脚注*4 PL: バイプライン

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。

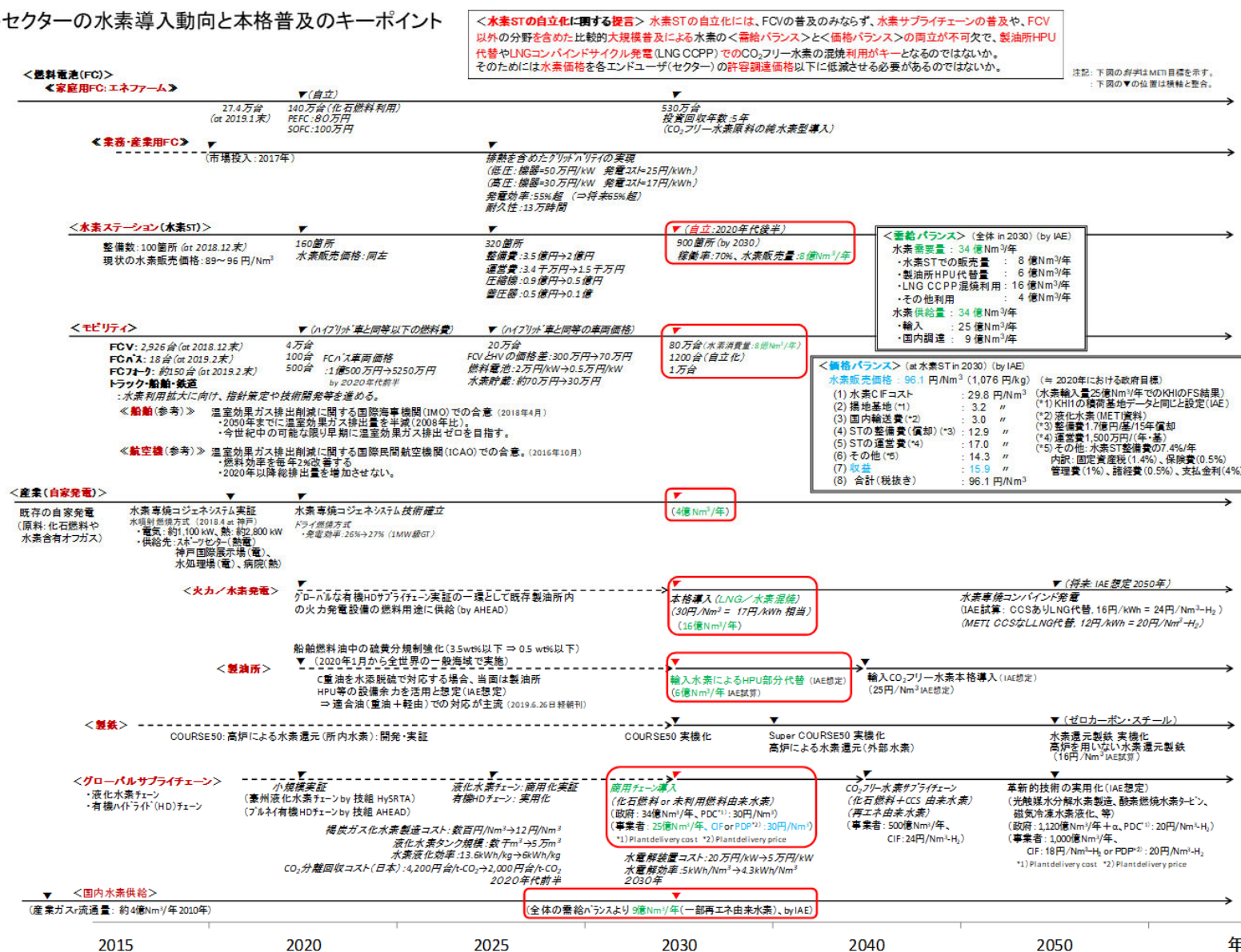
【国内還流金額と海外流出金額の比較結果】



2 LNG 導入経験を踏まえた水素普及の整理



3 各セクターの水素導入動向と本格普及のキーポイント



2 LNG 導入経験を踏まえた水素普及の整理

＜水素普及のステップと主ドライバー＞

水素事業は **LNG 事業と多くの点で類似**しており、LNG の経験を踏まえることが有益であり、LNG 導入経験を踏まえ、**水素普及のステップ**を次の 4 ステップとした。

- ① 導入決定(2010~2014 年)
- ② 事業開始(2030 年)
- ③ 立上げ加速(2040 年)
- ④ 自立的拡大(2050 年)

そして、各ステップにおける水素普及の **主ドライバー** を下記の通りとした。

- ① 導入決定時: 環境規制・エネルギーセキュリティ
・環境規制: CO₂ 排出制約対応
・エネルギーセキュリティ: 供給源の地理的不偏性、供給源・供給手段の多様性、再エネ導入拡大時の系統調整への貢献等
- ② 事業開始時: 税制優遇・補助金・融資支援、価格設定の設計
・税制優遇: ガソリン税相当(暫定)の無税化
・補助金: 熱量変更/ガス器具調整に対する補助金、
・融資支援: 各工程・設備に対する銀行融資等、
・価格設計・規制・規格: 規制の見直し、規格の国際標準化、カーボンプライシングの導入
- ③ 立上げ加速時: スケール拡大に伴うコストダウン(C/D)、等
・C/D: 技術改良 ⇒ スケール拡大 ⇒ 革新技術 による C/D

上記ステップ及び主ドライバーにより ④自立的拡大 に繋がって行くと考える。

3 各セクターの水素導入動向

- 1) 家庭用 FC(エネファーム)
自立(2020 年)⇒純水素型(2030 年)
- 2) 業務・産業用 FC: 市場投入(2017 年)⇒自立化(早期)
- 3) 水素ステーション(水素 ST)
自立(8 億 Nm³/年)(2030 年) = 他のセクターを含めた全体の需給バランスと水素 ST での価格バランス(事業収益確保)の両立
- 4) モビリティ
FCV: 4 万台(2020 年) ⇒ 20 万台(2025 年) ⇒ 80 万台(2030 年)
(水素需要量 8 億 Nm³/年)
- 5) 産業(自家発電)
水素専焼ドライ燃焼技術の確立(2020 年) ⇒ 需要拡大(2030 年)
(IAE 推定: 水素 ST 自立化のためには^(*)4 億 Nm³/年の需要が必要)
- 6) 火力/水素発電
LNG/ 水素混焼(2030 年)(IAE 推定: 同^(*)16 億 Nm³/年の需要が必要) ⇒ 水素専焼(2050 年)
- 7) 製油所
HPU 部分代替(IAE 想定 2030 年)(IAE 推定: 同^(*)6 億 Nm³/年の需要が必要)
- 8) 製鉄: ゼロカーボン・スチール実機化(2050 年)
- 9) グローバルサプライチェーン
小規模実証(2020 年)⇒商用化実証(液化水素)/商用化(有機 HD)(2025 年) ⇒商用化(液化水素)(25 億 Nm³/年)(2030 年)⇒CO₂フリー化(500 億 Nm³/年)(2040 年)⇒1,000 億 Nm³/年(2050 年)

＜2030 年に水素が本格普及するためのキーポイント＞

- ① グローバル水素サプライチェーン確立され、輸入(CO₂ フリー)水素が 25 億 Nm³/年、30 円/Nm³ で供給されること。
- ② 各種支援により、水素価格が各エンドユーザ(セクター)の許容調達価格以下になること。
- ③ 製油所で HPU 代替等として輸入(CO₂ フリー)水素がケミカル利用(水添脱硫等に利用)されること。
- ④ LNG コンバインド発電で輸入(CO₂ フリー)水素がエネルギー利用(混焼)されること。
- ⑤ 水素 ST で水素調達価格が(国内配送を含み)36 円/Nm³ 程度となり、水素 ST の整備費と運用費が欧米並みに低減され、水素 ST が自立化すること。

4 主要セクターの許容水素調達価格（検討中）

水素社会実現に向け水素が本格普及するキーポイントの一つは、水素供給価格が各エンドユーザの許容調達価格以下、即ち、水素利用による経済性が、既存の被代替物の代替時の経済性と同等以下になることであると思われる。

主要セクターの許容水素調達価格を検討した結果、あくまで参考ではあるが、FCVは96円/Nm³程度、水素STは36円/Nm³程度、製油所は26 円/Nm³程度、水素火力発電（CCSありLNG火力代替）は24円/Nm³程度、水素還元製鉄は16円/Nm³程度と思われる。

水素が本格普及し各セクターにて経済自立が達成されるまでは、水素供給価格が各エンドユーザの許容調達価格以下となるよう、各種支援・補助が不可欠である。

主要セクターの許容水素調達価格の推定根拠（検討中）

・FCV（FCV保有者の水素ステーション（水素ST）での水素購入価格）：IAE試算＝96円/Nm³（右中のFCVの表参照）。現在の価格：89円～98円/Nm³（2020年における政府目標に相当（※3））⇒許容調達価格範囲：100円～90円/Nm³

・水素ST（ST運営事業者の水素調達価格）：IAE試算＝36 円/Nm³（右端表の赤枠：KHI CIFコスト＋揚地基地費＋国内輸送費）（40 円/Nm³でも事業収益期待可）⇒許容調達価格範囲：40円～35円/Nm³

・製油所：IAE試算＝26 円/Nm³ IAE主催の自主研究会「アクションプラン研究会（略称）」での専門家の意見は「25円/Nm³（※4）だと国内の石油精製会社は、真剣にCO₂フリー水素の活用を検討すると思う。」であった。また、同研究会で2012年度に実施した意見調査結果では、HPU代替のCO₂フリー水素の導入初期（想定：2030年頃）における価格は35円～40円/Nm³（※4）であった。他方、下表「水素の製造法」の石油精製の製造コストに環境価値を\$50/t-CO₂（3.5円/Nm³？）として上乗せすると26.5円～40.5/Nm³（※1）となる。

⇒許容調達価格範囲：30円～25 円/Nm³

・水素火力発電（CCSありLNG火力代替）：IAE試算＝24円/Nm³（右下の「CCSありLNGコンバインド・・・」の表参照）METI目標：導入初期（2030年頃）のLNG火力混焼時：30円/Nm³（？）for 17円/kWh（※3）

将来のLNG火力代替水素専焼火力：20円/Nm³ for 12円/kWh（※3）（環境価値は考慮されていない）この

20円/Nm³に環境価値\$50/t-CO₂（3.5円/Nm³）を上乗せすると23.5円/Nm³（※1）となる。

「エネルギー・環境技術のポテンシャル・実用化評価検討会」報告書では、輸入LNGのCIF価格を\$10/MMBtu（エネルギー等価水素価格13.3円/Nm³）とし、これに環境価値\$50/t-CO₂（水素価格3.5円/Nm³）を上乗せし、等価水素価格を16.8円/Nm³としている。⇒許容調達価格範囲：混焼時：30円/Nm³（？）～専焼時：24円/Nm³

・水素還元製鉄：IAE試算：16円/Nm³

IAE主催の自主研究会で実施した意見調査結果では、製鉄分野で外部水素が導入される価格は13 円/ Nm³（※4）であった。これに環境価値を\$50/t-CO₂（3.5円/Nm³？）として上乗せすると16.5円/Nm³（※1）となる。

⇒許容調達価格範囲：13円～16円/Nm³

（※1）：IAE試算 （※2）：IAE想定（CIF価格）（未試算） （※3）：METI目標値（プラント引渡し価格） （※4）：IAE実施の意見調査

FCV（水素ステーションでの購入価格）（政府目標の水素販売価格）（IAE試算）

水素STでの水素販売価格：

・政府目標 at 2020年頃：
・ハイブリッド車の燃料代と同等以下
・現在：1,000～1,100円/kg
＝89～98円/Nm³

ハイブリッド車：

・燃費：19 km/L
・ガソリン価格（税込）：139円/L
ガソリン燃料代（税込）＝7.3円/km
・ガソリン税：53.8円/L＝1.635円/MJ-LHV
（53.8円/L）/（32.9MJ-LHV/L）

FCV（IAE推算：発売当初のトヨタミライ相当）

・タンク容量：122.4 L
・圧力：70MPa（走行前）→10MPa（走行終）⇒使用水素量（0℃の場合）＝4.41 kg
・走行距離：650 km
・燃費：147 km/kg
・政府目標水素燃料代（税抜）：7.3 円/km（ハイブリッド車の燃料代と同等）
・政府目標水素販売価格（税抜）：1076 円/kg（（7.3円/km）×（147km/kg））
＝96 円/Nm³（現在の水素販売価格の範囲内）

<2030年における水素ステーションの価格バランス>（IAE想定）

<価格バランス>（at 水素 ST in 2030）（by IAE）			
水素販売価格：96.1 円/Nm ³ （1,076 円/kg）（≒ 2020 年における政府目標）			
(1) 水素 CIF コスト	29.8 円/Nm ³	(水素輸入量 25 億 Nm ³ /年での KHI の FS 結果)	
(2) 揚地基地（※1）	3.2 "	(※1) KHI1 の積荷基地データと同じと設定（IAE）	
(3) 国内輸送費（※2）	3.0 "	(※2) 液化水素（METI 資料）	
(4) ST の整備費（償却）（※3）	12.9 "	(※3) 整備費 1.7 億円/基/15 年償却	
(5) ST の運営費（※4）	17.0 "	(※4) 運営費 1,500 万円/（年・基）	
(6) その他（※5）	14.3 "	(※5) その他：水素 ST 整備費の 7.4%/年	
(7) 収益	15.9 "	内訳：固定資産税（1.4%）、保険費（0.5%）	
(8) 合計（税抜き）	96.1 円/Nm ³	管理費（1%）、諸経費（0.5%）、支払金利（4%）	

2-12. 水素の製造方法（まとめ③：経済性）

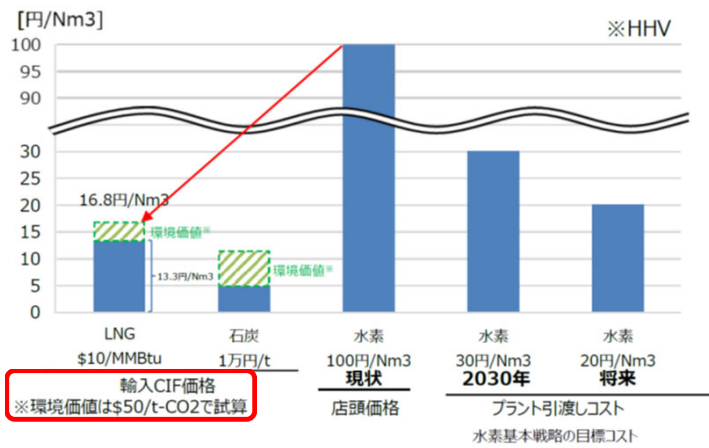
各製造方法の経済性			
		製造コスト （円/Nm3）	備考
副生水素	苛性ソーダ	20	・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
	鉄鋼	24～32	・各種資料から12～20円/Nm3 ・「水素社会における水素供給者のビジネスモデルと石油産業の位置付けに関する調査報告書」石油産業活性化センター、平成15年）では16.3円/Nm3であるが、最新のエネルギー価格に基づく28.1円/Nm3となり、上記の価格に比べ12円の上昇
	石油化学	20	・各種資料からの引用であり、詳細は不明。
目的生産 （既存設備）	石油精製	23～37	・各種資料から10～24円/Nm3 ・「水素社会における水素供給者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、LPガス0.9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 ・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：水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ（第5回）-配布資料2

既存エネルギーと水素コストの比較（発電用燃料・熱量等価）



出典：「エネルギー・環境技術のポテンシャル」-富田北証価検討会・報告書

CO₂フリー水素普及シナリオ研究会

CCSありLNGコンバインドと発電コストが等価となる水素コンバインドの水素CIF価格

		為替レート		100	円/USD	2019.9.27 IAE	
		LNGコンバインド火力				CO ₂ フリー水素コンバインド	
		<CCSなし>		<CCSあり>			
						備考	
年経費 設備利用率 ¹⁾ 発電端効率(1700℃級GT) ¹⁾ 所内率 ¹⁾	—	0.15	→	(IAE設定)	0.15	—	
	%	70	→		70	%	
	% HHV	57	49	(CCSありの値はIAEが推定)(備考1参照)	57	% HHV(備考2参照)	
	%	2.0	→		2.0	%	
1) 設備							
建設費 ¹⁾	USD/kW	1,260	1,575	(CCSありの値はIAEが推定)	1,250	USD/kW	
(廃棄費を含む)	千円/kW	126	158		125	千円/kW(備考3参照)	
	円/kWh	3.1	3.9		3.1	円/kWh	
2) 燃料							
燃料発熱量 ¹⁾	MJ/kg (HHV)	55.01	→		141.9	MJ/kg (HHV)	
	kWh/MJ	0.2778			0.2778	kWh/MJ	
	MJ/MMBtu	1,055					
CIF価格 ¹⁾	USD/t	842.43	→		24.2	円/Nm ³ (備考4参照)	
	USD/MMBtu (HHV)	16.2	→		271.04	円/kg	
	円/MJ (HHV)	1.53	→		1.91	円/MJ (HHV)	
燃料費	USD/kWh	0.0986	0.114		12.3	円/kWh	
	円/kWh	9.9	11.4				
3) 運転維持費							
	円/kWh	0.6	0.8	(CCSありの値は設備費増分比例とした)	0.6	円/kWh	
4) 発電コスト (送電端ベース)	円/kWh	13.5	16.0		16.0	円/kWh	

備考：CO₂フリー水素コンバインドについて

1 CCSありLNGコンバインドの発電端効率、出展1)を基に、出展2)のデータからIAEにて比例算出した。

2 水素コンバインド発電の発電端効率、CCSなしLNGコンバインドと同じとした。

3 水素コンバインド発電所の建設費は、WE-NETのデータ³⁾に基づき、PCI⁴⁾を使って2010年ベースの価格を算出。

4 CCSあり LNGコンバインド火力の発電コスト 16.0 円/kWhと同じになるよう、燃料水素のCIF価格を設定。

<出典>

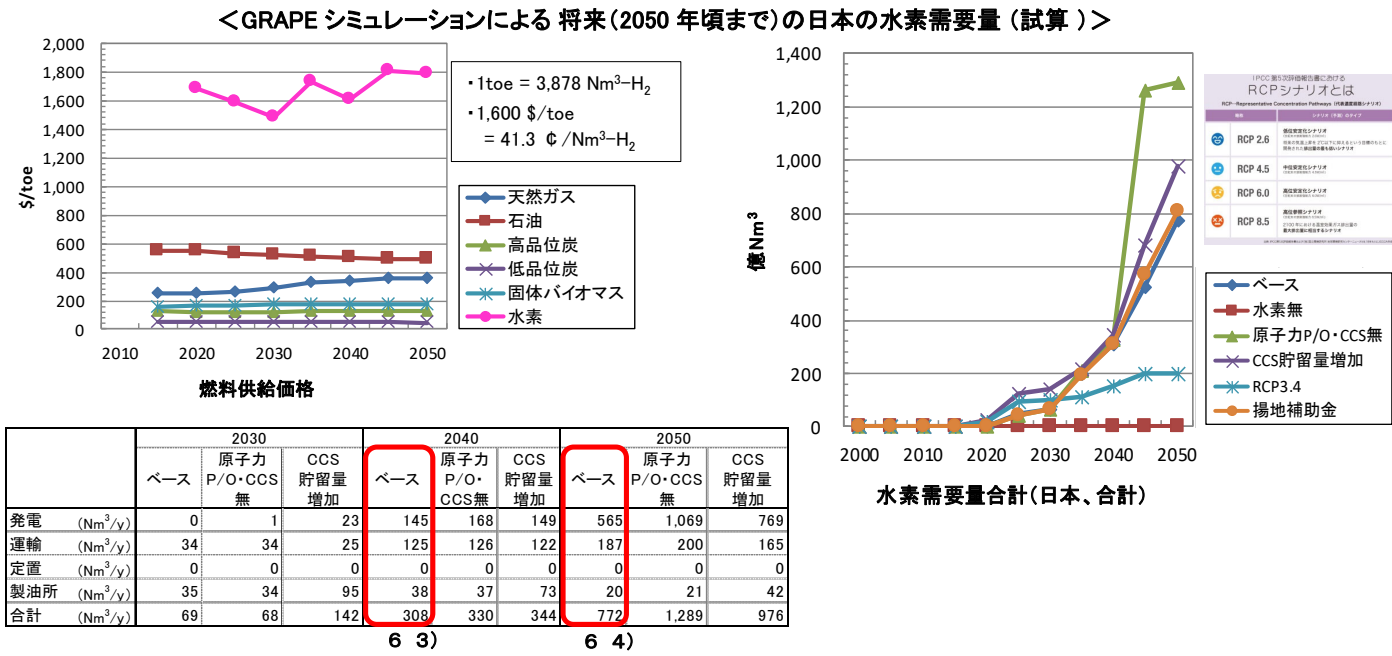
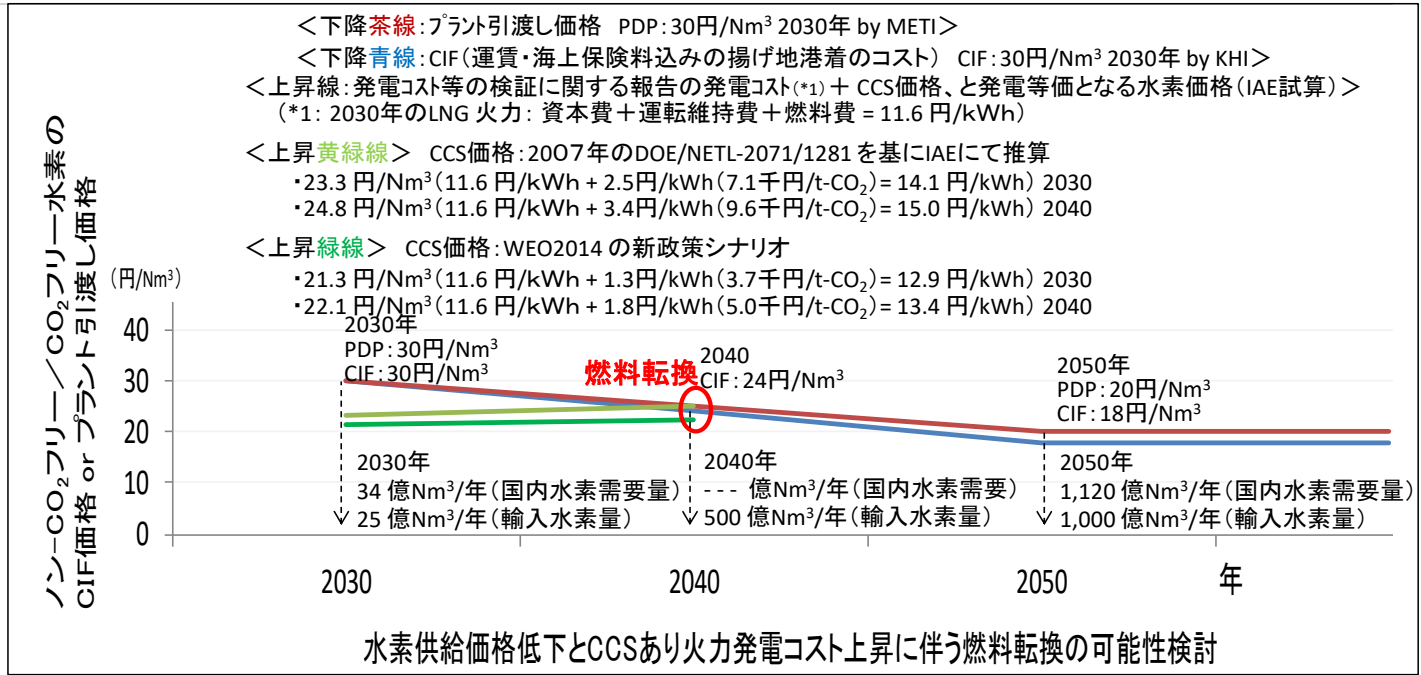
1) 発電コスト等の検証に関する報告（平成27年5月）

2) “Cost and Performance Baseline for Fossil Energy” ,DOE/NETL-2007/1281

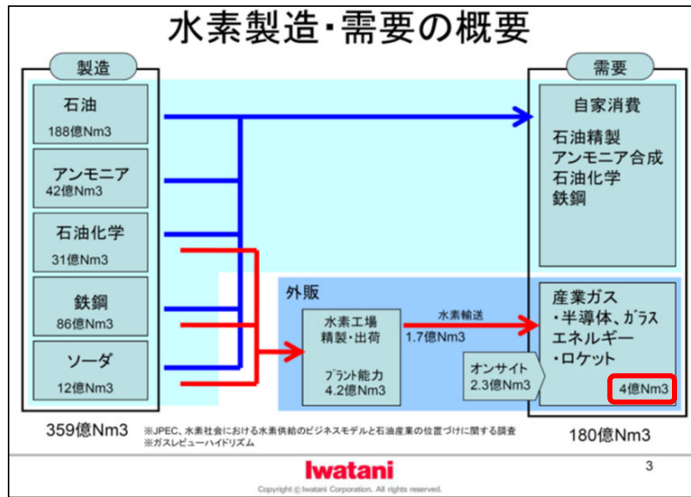
3) NEDO-WE-NET-9831, 平成10年度成果報告書

4) PCI: プラントコストインデックス、http://www.jmcti.org/planthomepage/report/2015PCI_LF_summary.pdf

- 5 **燃料転換**：水素火力発電コストの低下とCCSありLNG火力発電コストの上昇をシナリオ研にてIAEが試算し、それらが交差する所を燃料転換点とし、水素価格・水素需要量・時期を参考（議論のたたき台）として示した。
その結果、**燃料転換は**、発電所での水素調達価格が **24円～25円/Nm³レベル**、国内水素需要量が合計で **500億Nm³/年レベル**になると想定（期待）される **2040年頃** に燃料転換が起き得る。
- 6 **需給バランス**（国内年間）（IAE想定）
- 1) **現状**：現状の水素需要規模は**180億Nm³**で、その内、**外販量は4億Nm³**である。一方、水素製造設備規模は360億Nm³で、シナリオ研で検討した**外販可能量（製造余力）**は、100%水素として**65億Nm³/年**であった。
- 2) **2030年**：2030年における**新たな水素需要規模**は**34億Nm³**（政府目標）で、内訳（IAE想定）は**LNGコンバインドサイクル発電**（LNG CCPP）の混焼で**16億Nm³**、**水素ST**で**8億Nm³**、**製油所で6億Nm³**（*1）、**その他で4億Nm³**である。供給は**輸入が25億m³**（メーカー想定）で、**国内製造が9億m³**である。
（*1：現状、製油所の外販可能量（製造余力）は6 1）に示す通り、43 億Nm³/年程度あると思われるが、今後CCS等が必要となると思われることから、ここでは輸入CO₂フリー水素がコスト競争力を有することを前提に利用されとした。）
- 3) **2040年**：2040年における新たな水素需要規模は約**300**（GRAPEシミュレーションのベースケースの一例）**～500億Nm³**（メーカー想定）で、内訳は、GRAPEシミュレーション（ベースケースの一例）によれば、発電で47%、運輸で41%、製油所で12% である。供給は多くが輸入と想定される。
- 4) **2050年**：2050年における新たな水素需要規模は約**770**（GRAPEシミュレーションのベースケースの一例）**～1,120億Nm³**（政府目標）で、内訳は、GRAPEシミュレーション（ベースケースの一例）によれば、発電で73%、運輸で24%、製油所で3% である。供給は多くが輸入と想定される。
- 7 **市場規模**：シナリオ研で検討した2050年における新たな水素市場規模は、**全体で4.2兆円**で、使用市場と機器市場の内訳は**使用市場が1.5兆円**、**機器市場が2.7兆円**と推定された。



＜6 1）現状の水素需給バランス＞
（2012年度のアクションプラン研究会での検討等）



＜6 1）現状の国内水素外販可能量（製造余力）＞
（2013年度のアクションプラン研究会での検討）

	水素製造能力 ¹ (億 Nm ³ /年)	水素外販可能量 ² (億 Nm ³ /年)
石油精製	185 ³	43 ³ (装置をフル稼働した場合の生産余力) (軽油の硫黄分規制値=10ppm)
鉄鋼	86	0 (業界関係者へのヒアリング結果)
石油化学	31 (業界関係者へのヒアリングの結果)	10 (参照文献の算出根拠: 31 × 0.7 (回収率) × 0.5 (外販率)=10)
ソーダ工業	12	6 (参照文献の算出根拠: 12 × 1 (回収率) × 0.5 (外販率)=6)
アンモニア	42	6 (参照文献の算出根拠: 不明)
合計	356	65

¹ 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、PEC 企画調査部
早内 義隆、(株) 価値総合研究所 石倉 雅裕

² 産業競争力懇談会 (COCN) 【産業競争力懇談会2008年度推進テーマ報告】 燃料電池自動車・水素供給
インフラ整備普及プロジェクト、2009 年 3 月 6 日

³ 「製油所からの水素供給能力評価」調査報告書 JPEC-2012LP-01、平成 25 年 3 月

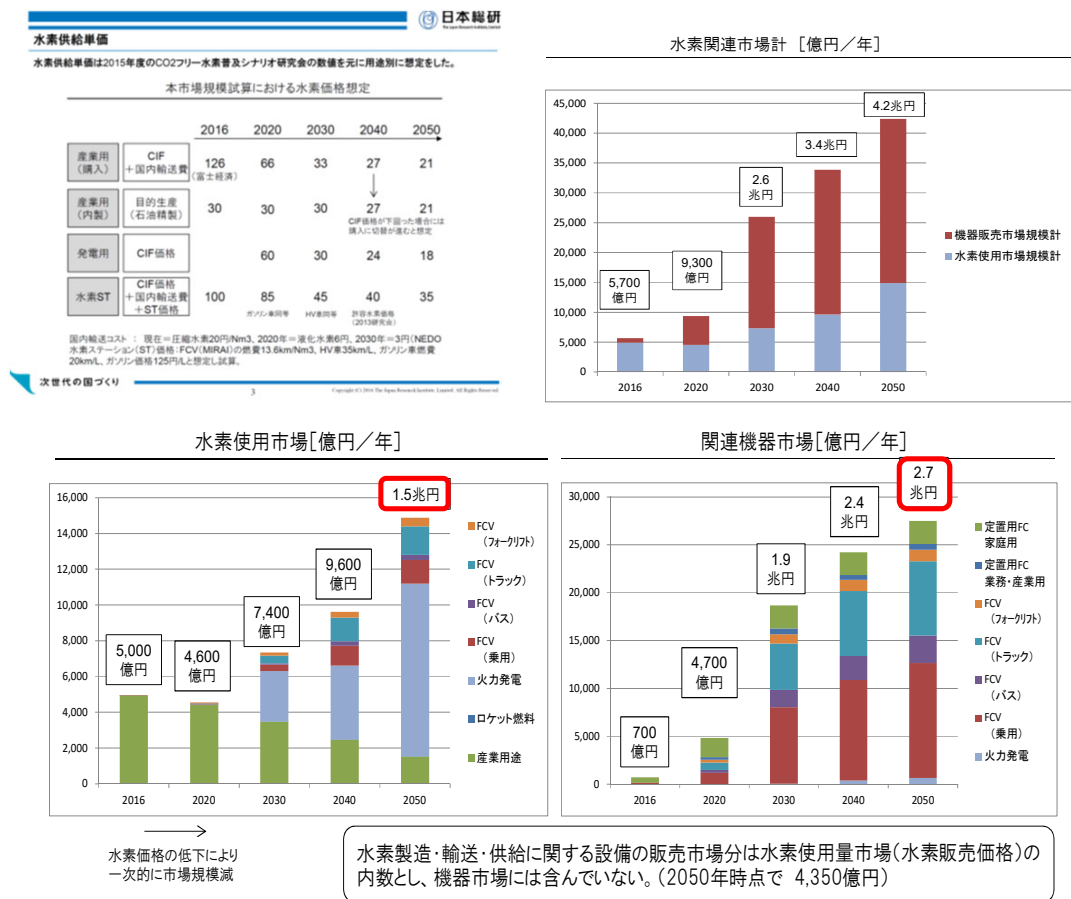
＜2030年における水素ステーションの価格バランス＞（IAE想定）

＜価格バランス＞（at 水素 ST in 2030）（by IAE）			
水素販売価格：96.1 円/Nm ³ （1,076 円/kg）（≒ 2020 年における政府目標）			
(1) 水素 CIF コスト	29.8 円/Nm ³	(水素輸入量 25 億 Nm ³ /年での KHI の FS 結果)	
(2) 揚地基地 (*1)	3.2 "	(*1) KHI1 の積荷基地データと同じと設定 (IAE)	
(3) 国内輸送費 (*2)	3.0 "	(*2) 液化水素 (METI 資料)	
(4) ST の整備費 (償却) (*3)	12.9 "	(*3) 整備費 1.7 億円/基/15 年償却	
(5) ST の運営費 (*4)	17.0 "	(*4) 運営費 1,500 万円/(年・基)	
(6) その他 (*5)	14.3 "	(*5) その他: 水素 ST 整備費の 7.4%/年	
(7) 収益	15.9 "	内訳: 固定資産税 (1.4%)、保険費 (0.5%)	
(8) 合計 (税抜き)	96.1 円/Nm ³	管理費 (1%)、諸経費 (0.5%)、支払金利 (4%)	

＜6 2）2030年における需給バランス（IAE）

＜需給バランス＞（全体 in 2030）（by IAE）	
総需要量：34 億 Nm ³ /年	
・水素 ST での販売量	8 億 Nm ³ /年
・製油所 HPU 代替量	6 億 Nm ³ /年
・LNG 火力混焼利用	13 億 Nm ³ /年
・その他利用	7 億 Nm ³ /年
総供給量：34 億 Nm ³ /年	
・輸入	25 億 Nm ³ /年
・国内調達	9 億 Nm ³ /年

＜7 将来（2050 年頃まで）の日本の水素市場規模＞（2016年度のシナリオ研究会での検討等）



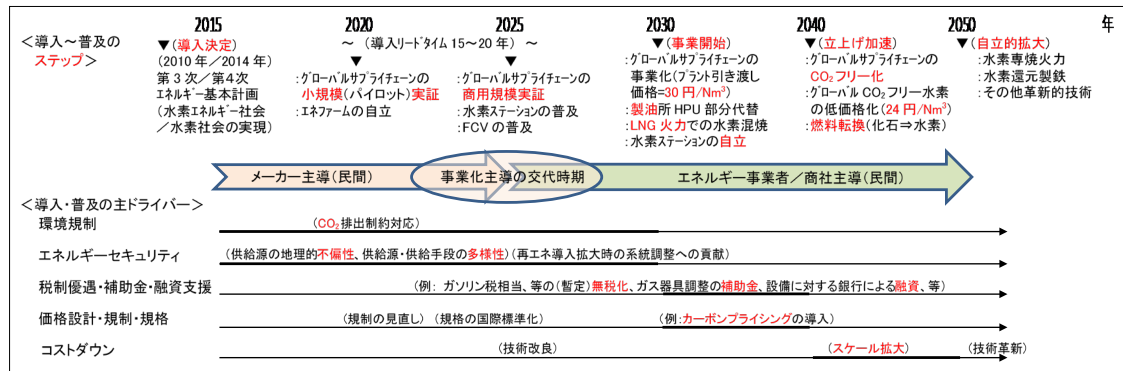
CO₂フリー水素普及シナリオ研究

2020.3.3

CO₂フリー水素普及シナリオ実現のストーリー（作成中）

IAE

基本的には下記年次展開を文章化し、普及シナリオ実現のストーリーとしたい。



ポイント

- ・事業化主導の交代(メーカー主導からエネルギー事業者/商社主導へ)
- ・グローバル水素サプライチェーンの事業化(水素輸入量: 25 億 Nm³/年)
- ・輸入水素の主要セクターでの利用(FCV、製油所、LNG 火力発電)
- ・水素ステーションの自立(需給バランスと価格バランスによる事業収益確保)
- ・価格低下(24~25 円/Nm³)と水素利用量の拡大(500 億 Nm³/年)に伴う燃料転換
(化石燃料から水素へ)(製造段階を含めたトータルでの CO₂ フリー水素)
- ・さらなる価格低下(20 円/Nm³)と水素利用量の拡大(1,000 億 Nm³/年)による自律的拡大

＜水素の本格普及には水素 ST の自立化が必須＞

水素 ST の自立化には、FCV の普及のみならず、水素サプライチェーンの普及や、FCV 以外の分野を含めた比較的大規模普及による水素の＜需給バランス＞と＜価格バランス＞の両立が不可欠で、製油所 HPU 代替や LNG コンバインドサイクル発電(LNG CCPP)での CO₂フリー水素の混焼利用がキーとなるのではないかと。

そのためには水素価格を各エンドユーザ(セクター)の許容調達価格以下に低減させる必要があるのではないかと。

【2020 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの小規模(パイロット)実証が実施される。

【2020 年～2025 年】

- ・家庭用燃料電池(エネファーム)が自立し、水素ステーションや FCV・FC バス・FC フォークリ

フトの普及が進む。

- ・グローバル水素サプライチェーン事業化の牽引者がメーカー主導からエネルギー事業者／商社主導に移行する。

【2025 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの商用規模(船舶規模:25 億 Nm³/年)実証が実施される

【2025 年～2030 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの事業化の動きが進展
- ・グローバル水素サプライチェーン関連のインフラ整備の動きが進展

【2030 年】

- ・グローバル水素サプライチェーンの事業開始
- ・グローバル水素サプライチェーンによる水素の商用輸入
(輸入水素量:25 億 Nm³/年 液化水素 CIF 価格:30 円/Nm³)
- ・経済支援・補助の下、主要セクターの比較的大規模水素利用、それに伴い水素ステーションが自立

【水素 ST 以外の分野を含めた需給バランス】

< 価格バランス > (at 水素ST in 2030) (by IAE)

水素販売価格 : 96.1 円/Nm³ (1,076 円/kg) (≒ 2020年における政府目標)

(1) 水素CIFコスト	: 29.8 円/Nm ³	(水素輸入量25億Nm ³ /年でのKHIのFS結果)
(2) 揚地基地(*1)	: 3.2 "	(*1) KHI1の積荷基地データと同じと設定 (IAE)
(3) 国内輸送費(*2)	: 3.0 "	(*2) 液化水素 (METI資料)
(4) STの整備費(償却)(*3)	: 12.9 "	(*3) 整備費1.7億円/基/15年償却
(5) STの運営費(*4)	: 17.0 "	(*4) 運営費1,500万円/(年・基)
(6) その他(*5)	: 14.3 "	(*5) その他: 水素ST整備費の7.4%/年 内訳: 固定資産税(1.4%)、保険費(0.5%) 管理費(1%)、諸経費(0.5%)、支払金利(4%)
(7) 収益	: 15.9 "	
(8) 合計(税抜き)	: 96.1 円/Nm ³	

【水素 ST での価格バランス】

< 需給バランス > (全体 in 2030) (by IAE)

水素需要量 : 34 億Nm³/年

- ・水素STでの販売量 : 8 億Nm³/年
- ・製油所HPU代替量 : 6 億Nm³/年
- ・LNG CCGT混焼利用 : 16 億Nm³/年
- ・その他利用 : 4 億Nm³/年

水素供給量 : 34 億Nm³/年

- ・輸入 : 25 億Nm³/年
- ・国内調達 : 9 億Nm³/年

【2040 年】

- ・立上げ加速
- ・発電所での水素調達価格: 24 円～25 円/Nm³レベル
- ・国内水素需要量: 500 億 Nm³/年レベル
- ・水素供給価格低下に伴う燃料転換(化石燃料⇒水素)
- ・グローバル水素サプライチェーンのトータル CO₂フリー化
((化石燃料+CCS) 由来水素、再エネ由来水素)

【2050 年～】

- ・自立的拡大
- ・水素専焼火力、水素還元製鉄、その他革新的技術