

# CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ研究

成果報告書(平成 29 年度)

平成 30 年 5 月 (R3)

 一般財団法人 エネルギー総合工学研究所

CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ研究会



CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ研究  
平成29年度 成果報告書 目次

|  |   |
|--|---|
| 1 概要   | 1 |
| 2 実施項目   | 1 |
| 3 実施体制・メンバー  | 2 |
| 4 成果   | 4 |
| 4. 1 IAE主催の自主研究会の活動概要 & CO <sub>2</sub> フリー水素関連の動向 |   |
| 4. 2 2017年度シナリオ研の総括                                |   |
| 4. 3 水素需要推算  |   |
| 4. 4 水素ステーションの自立化                                  |   |
| 4. 5 製油所HPU代替水素利用量                                 |   |
| 4. 6 LNG／水素混焼コンバインド発電における水素利用量                     |   |
| 4. 7 海外再エネ由来水素の経済性                                 |   |
| 4. 8 豪州褐炭由来のCO <sub>2</sub> フリー液化水素の国富流出           |   |
| 4. 9 CO <sub>2</sub> フリー水素普及シナリオ                   |   |

<本文末尾添付資料> . . . . . 15

【資料4. 1】 IAE 主催の自主研究会の活動概要 & CO<sub>2</sub>フリー水素関連の動向

【資料4. 2】 2017年度シナリオ研の総括

【資料4. 3】 水素需要推算の総括

【資料4. 4 R2】 水素ステーションの自立化

【資料4. 5】 製油所HPU代替水素利用量

【資料4. 6】 LNG／水素混焼コンバインド発電における水素利用量

【資料4. 7】 海外再エネ由来水素の経済性

【資料4. 8】 豪州褐炭CO<sub>2</sub>フリー液化水素の国富流出

【資料4. 9 R1】 CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ

<話題提供> (項目だけ記述。資料は未添付)

①水素供給シナリオ (by 千代田化工 遠藤様)

(第8回シナリオ研にて話題提供)

②水素液化のエクセルギー解析 (東京理科大学 名久井委員)

(第8回シナリオ研にて話題提供)

③FCCJ CO<sub>2</sub>フリー水素の定義 (FCCJ 小島委員)

(第9回シナリオ研にて話題提供)



## 1 概要

本資料は、2017年度に実施した『CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ研究会』（以下、シナリオ研究会（シナリオ研）と称す）の活動成果報告書である。

## 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るCO<sub>2</sub>フリー水素関連の主要動向を示す。

### シナリオ研の活動概要と国内におけるCO<sub>2</sub>フリー水素関連の主要動向

| 年度                             |  | 2015   | 2016   | 2017  |
|--------------------------------|--|--|--|---|
| <政府>                           |  |  | <安倍首相の施政方針演説><br>・国際的な水素サプライチェーン構築<br>・神戸で水素発電<br>・液化水素船 | <再エネ・水素等関係閣僚会議><br>・水素社会実現の基本戦略(2017.12策定)<br>・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   |
| <CO <sub>2</sub> フリー水素関連の国内動向> |  |  |  |   |
| 主催者                            | 研究会・会議等の名称                                   | 2015   | 2016   | 2017  |
| IAE                            | ③CO <sub>2</sub> フリー水素普及シナリオ研究会              | #1<br>1. 水素需要推算 (GRAPEによるシミュレーション)<br>2. 水素火力発電における許容水素CIFコスト<br>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)<br>4. 水素エネルギー経済の検討 (水素市場規模推定)<br>5. CO <sub>2</sub> フリー水素の定義<br>6. 日本におけるP2Gのあり方 | #4   | #7<br>7. 水素ステーションの自立化<br>8. 製油所HPU代替水素利用<br>9. LNG/水素混焼コンバインド発電における水素使用量<br>10. 海外再エネ由来水素<br>11. 豪州褐炭液化水素の国富流出<br>12. 水素普及シナリオ  |
| METI<br>(水素・燃料電池戦略室)           | 水素・燃料電池戦略協議会                                 | 戦略ロードマップ改訂(2016年3月)  |  | CO <sub>2</sub> フリー水素ワーキング<br>・再エネ導入時の水素利用<br>・Power to Gas (P2G) 活用<br>・制度整備、等   |
| (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(2020年)と水素社会実現のモデル構築(2030年)により未来の新エネ社会のモデルを創出(2040年)。   |
| 東京工業大学<br>(代表者: 岡崎特命教授)        | 東工大 GHEC (Global Hydrogen Energy Consortium) | GHEC立上げ&シンポジウム<br>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係る技術課題解決、様々な利用技術の検討等を目的に設立。  |  | ワークショップ(WS)&拡大運営委員会   |
| FCCJ<br>(主査: 東芝 副主査: トヨタ)      |  |  |  | CO <sub>2</sub> フリー水素ワーキング (39社)<br>・CO <sub>2</sub> フリー水素利活用の実現<br>・課題抽出、課題解決の方策検討<br>・関係会員企業の取組提言、等                           |
| <グローバルな動向>                     |  |  |  |   |
| Air Liquide<br>トヨタ自動車          | Hydrogen Council<br>(水素協議会)                  |  |  | ・13の国際的企業のリーダーによる、水素利用推進の新しいグローバル・イニシアチブ。(日本: トヨタ自動車、本田技研、川崎重工)<br>・2017年1月17日 第1回開催。<br>・新たに11社が加盟(2017.9発表)(日本: 岩谷、三井物産、豊田通商) |

2017年度の実施項目は以下の通りである。

#### (1) 水素需要推算 (GRAPE によるシミュレーション)

2016年 GRAPE モデルを用いた感度分析と GRAPE モデルの拡張(一部)を行った

#### (2) 水素ステーション(水素 ST)の自立化

水素 ST 自立化は水素本格普及における重要で大きな課題である。2017年12月 METIにて策定された水素基本戦略も踏まえて、水素STの自立化を、<需給バランス>と<価格バランス>の両立性から検討した。

#### (3) 製油所 HPU 代替水素利用量

一般海域における船舶燃料の低硫黄化規制が 2020 年に開始されることが決定した

ことを踏まえ、それに伴う国内水素需要量(増加量)を検討し、製油所 HPU 代替としての水素利用の可能性を検討した。

(4) LNG／水素混焼コンバインド発電における水素利用量

水素社会実現のためには発電事業用水素発電の本格普及が必要不可欠と言える。発電事業用水素発電が本格普及する前に、既存の化石火力発電で水素混焼が実施されると思われる。水素火力と LNG 火力はシステム構成が比較的類似していると思われることから、LNG／水素混焼コンバインド発電による水素使用量を検討した。

(5) 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性

IAEで検討した海外再エネ由来水素製造と川崎重工業(株)の水素液化・海上輸送を組合せる形で、海外再エネ由来 CO<sub>2</sub> フリー液化水素サプライチェーンの経済性を検討した。

(6) 豪州褐炭由来の CO<sub>2</sub> フリー液化水素の国富流出

従来、褐炭燃料は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し、褐炭燃料を少し高めに設定し、ロイヤリティー(海外流出)は考慮していなかった。

今回、従来少し高めに設定していた褐炭燃料のうち上乘せした分をロイヤリティー(海外流出分)として見直しを行った。

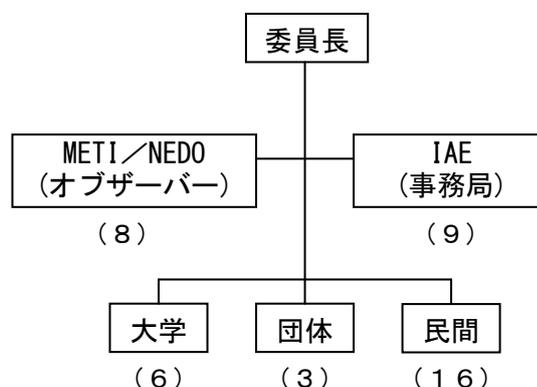
(7) CO<sub>2</sub> フリー水素普及シナリオ

2017年12月にMETIにて策定された水素基本戦略を踏まえ、日本におけるCO<sub>2</sub>フリー水素が普及していくシナリオを検討し、2030年、2040年、2050年断面で定量的にまとめた。特に、2030年については、水素ステーション(水素ST)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での水素利用、等を中心にく需給バランス>とく価格バランス>の両立性を定量的に示し、発電事業用水素発電の本格普及に至る水素普及シナリオ(絵姿)を示した。

### 3 実施体制・メンバー

2017年度のシナリオ研究会の体制、メンバーを、各々表3-1、表3-2に示す。

表3-1 2017年度のシナリオ研究会の体制



( ) : 人数

表3-2 2017年度のシナリオ研究会のメンバー

(2017年度シナリオ研 メンバー @ 2018.1.18) (順不同 敬称略) (R.1 2018.4.4)

| 体制       | 氏名   | 所属 <sup>(1)</sup>      |
|----------|--|------------------------|
| 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            |
|          | 菊池 和廣  | コスモ石油(株)               |
|          | 伊藤 正   | 千代田化工建設(株)             |
|          | 北川 雄一郎   | 三菱日立パワーシステムズ(株)        |
|          | 吉岐 英   | JXTG エネルギー(株)          |
|          | 黒津 歩   | 大阪ガス(株)                |
|          | 日比 政昭  | 新日鐵住金(株)               |
|          | 鈴木 隆   | 新日鐵住金エンジニアリング(株)       |
|          | 梶原 昌高  | 岩谷産業(株)                |
|          | 瀬尾 敦子  | 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)                |
| チヴァース 陽子 | (株)三井住友銀行  |                        |
| 小俣 浩次    | 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    | パナソニック(株)  |                        |
| オブザーバー   | 資源エネ庁 総務課  |                        |
|          | 資源エネ庁 省エネ・新エネ部 新エネシステム課 水素・燃料電池戦略室                               |                        |
|          | 資源エネ庁 資源・燃料部 政策課   |                        |
|          | 経済産業省 産業技術環境局 研究開発課  |                        |
|          | (国研)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)<br>新エネルギー部 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)<br>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                               |                        |

(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)(青字は初参加者)

## 4 成果

### 4. 1 IAE 主催の自主研究会の活動概要 & CO<sub>2</sub>フリー水素関連の動向

本文末尾に添付の資料4. 1に自主研究会の活動概要とCO<sub>2</sub>フリー水素関連の動向を示す。

2010 年度後半から 2011 年度末までは『CO<sub>2</sub>フリー水素チェーン実現に向けた構想研究会』（以下、構想研究会と称す）を実施し、CO<sub>2</sub>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CO<sub>2</sub>フリー水素が目標達成に貢献し得る有力なオプションの一つであるということを弊所保有のシミュレーションモデル(GRAPE)により定量的に示し、共通認識を醸成した。また、考え得るCO<sub>2</sub>フリー水素チェーンをリストアップし、各チェーンについて技術成熟度の検討を行い、有機ハイドライドのグローバルサプライチェーンは2020年頃、液化水素のグローバルサプライチェーンは2025年頃、実用化可能との評価を得た。さらに、当時、東日本大震災を踏まえた基本計画の見直しが検討しており、意見募集が資源エネ庁総合政策課にてなされていたことから、輸入水素はLNGに類似しているとの認識の下、『輸入水素は擬一次エネルギーとみなし得る』との提言を行った。

2012 年度から 2014 年度までは、『CO<sub>2</sub>フリー水素チェーン実現に向けたアクションプラン研究会』（以下、アクションプラン(AP)研究会と称す）を実施した。

そのうち2013年度までの2年間は、CO<sub>2</sub>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、CO<sub>2</sub>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、CO<sub>2</sub>フリー水素の多面的評価を実施し、水素の大量需要を目指す技術開発プランとしてまとめた。

2014 年度は、2014 年 4 月に閣議決定された「エネルギー基本計画」の中で「“水素社会”の実現に向けた取組の加速」が示され、2014 年 6 月に策定(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由来水素の製造、輸送・貯蔵の本格化」が示された。

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

2015 年度から現在までは、『CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ研究会』（以下、シナリオ研究会と称す）を実施中で、2015 年度から 2016 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、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(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(水素市場規模推定)、CO<sub>2</sub>フリー水素の定義、日本における P2G のあり方、等について検討し、水素普及シナリオの絵姿(予備検討)、CO<sub>2</sub>フリー水素のコストダウンシナリオ(イメージ)、化石火力代替水素火力導入シナリオ(基礎検討)、水素コンバインド/天然ガスコンバインドの経済性比較(例)、豪州褐炭由来輸入CO<sub>2</sub>フリー液化水素の海外流出/国内還流金額の推算(例)等の形でまとめた。

国内外における(CO<sub>2</sub>フリー)水素関連の動きは、AP研究会立上げ以降、より活発になっているように思われる。

#### 4.2 2017年度シナリオ研の総括

本文末尾添付の資料4.2に、2017年度のシナリオ研の総括、主に研究会でいただいたコメントとそのフォローアップ、を示す。2017年度は下記話題提供もしていただいた。

- ①水素供給シナリオ (by 千代田化工 遠藤様) (第8回シナリオ研)
- ②水素液化のエクセルギー解析 (東京理科大学 名久井委員) (第8回シナリオ研)
- ③FCCJ CO<sub>2</sub>フリー水素の定義 (FCCJ 小島委員) (第9回シナリオ研)

#### 4.3 水素需要推算(シミュレーション)

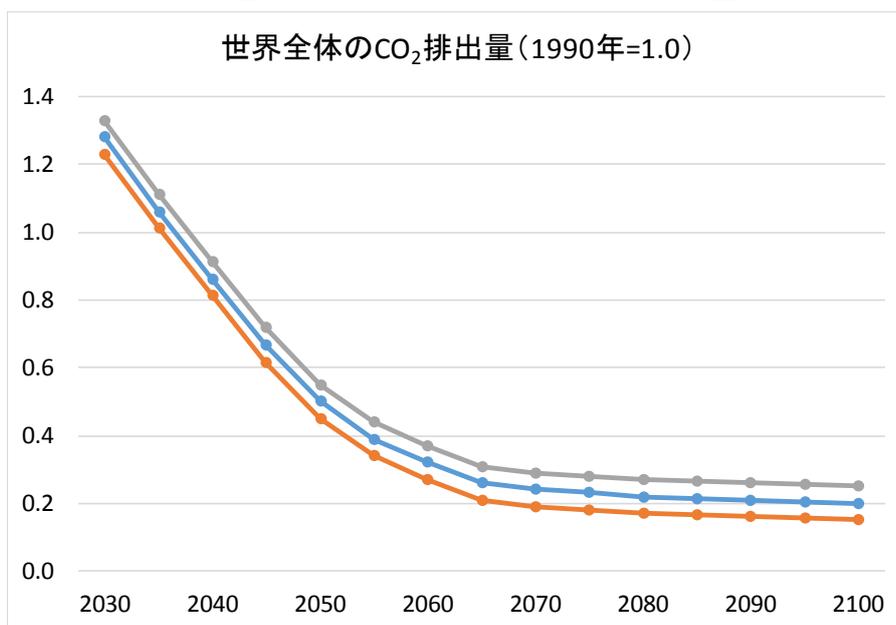
具体的な本年度の実施内容は以下の通りである。

- 1)2016年 GRAPE モデルを用いた感度分析
  - ー網羅的な拡張版感度分析を実施
- 2)GRAPE モデルの拡張(2017年モデルの作成)
  - ー各種条件の検討と一部条件の実装

##### 4.3.1 感度分析の条件設定

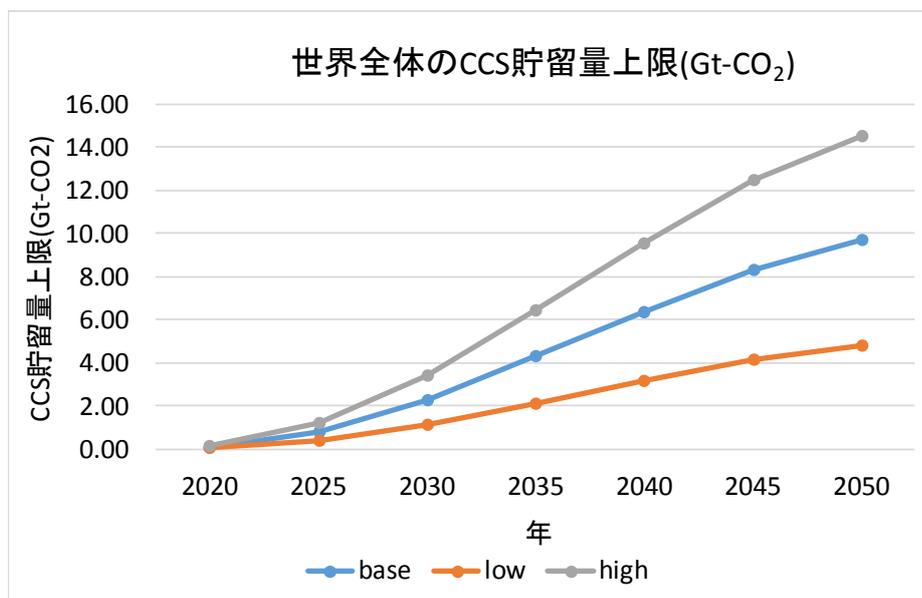
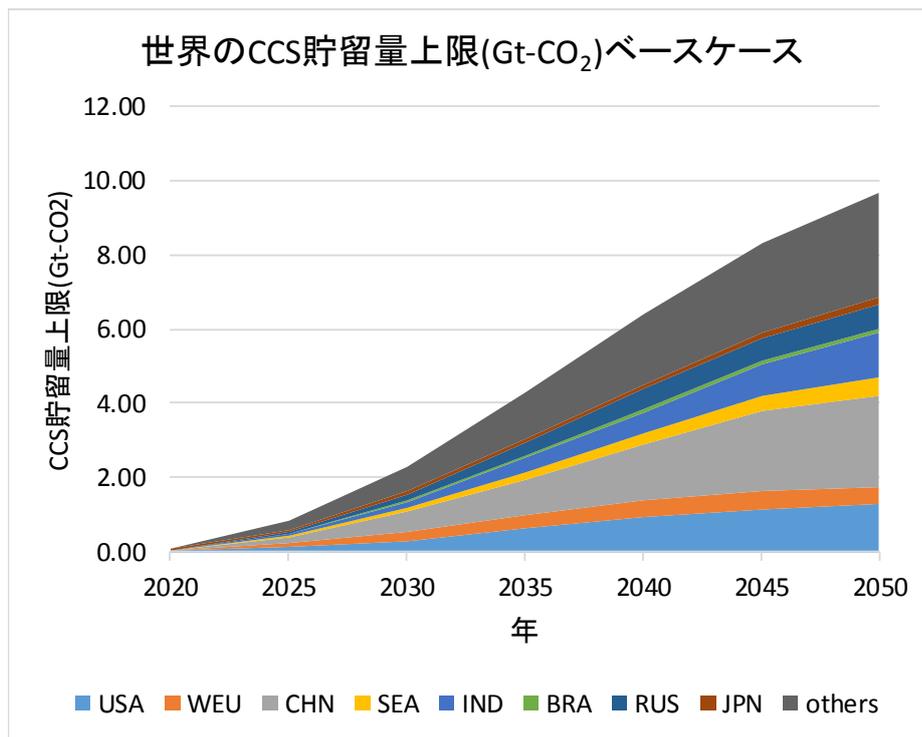
###### (1)CO<sub>2</sub>制約:条件設定

- ・CO<sub>2</sub> 排出量の上限として設定
- ・ベースケース
  - ー～2030:Paris 協定で宣言された世界各国の NDC 準拠
  - ー2030～:下記グラフ青線(2050年時点で1990年比世界半減、先進国80%減)
- ・感度分析ケース設定
  - ー低位(削減緩和・灰線):2030年以降の削減率を-5%(排出量を+5%)
  - ー高位(削減強化・橙線):2030年以降の削減率を+5%(排出量を-5%)



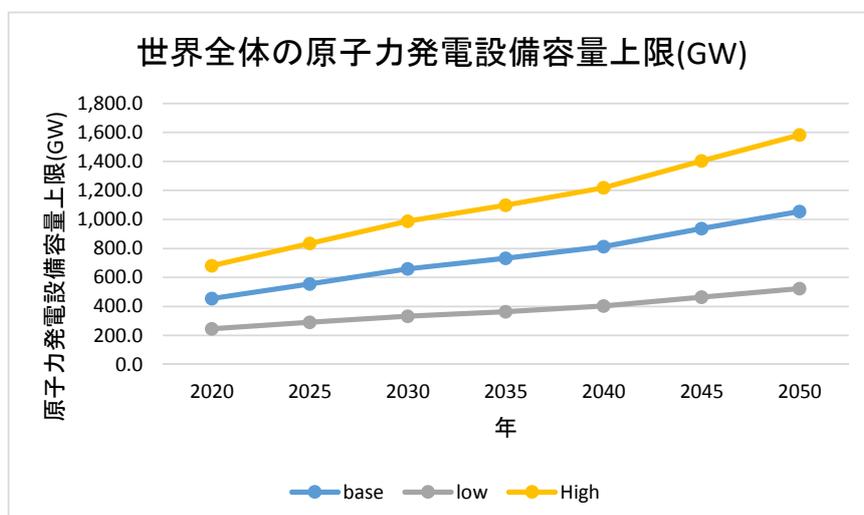
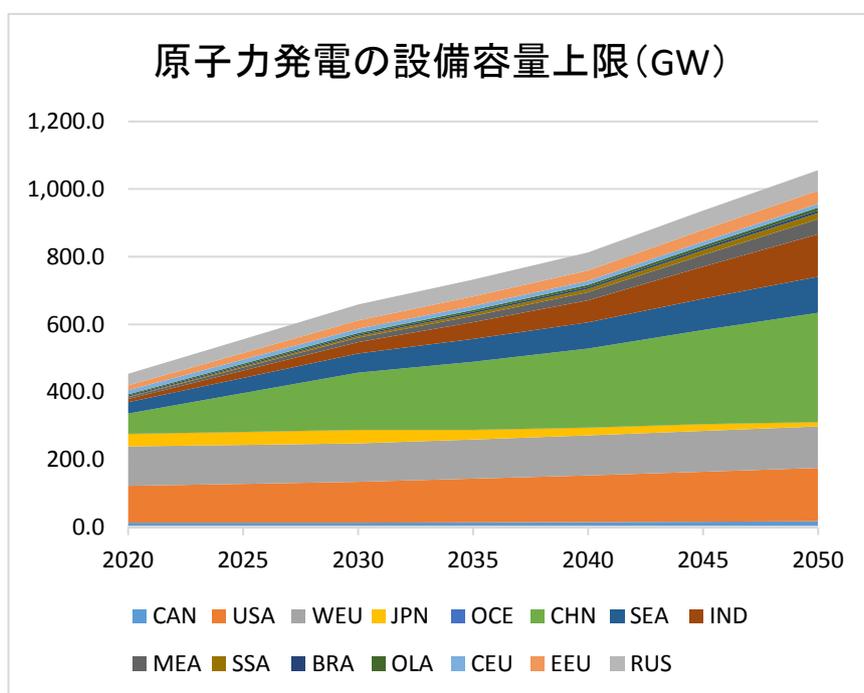
(2) CCS 可能量: 条件設定

- ・2020 年以降の地域別累積 CCS 貯留量の上限として設定
- ・ベースケース: ETP2015 2DS シナリオに準拠
- ・感度分析ケース設定
  - － 低位: 貯留量上限を-50%
  - － 高位: 貯留量上限を+50%



### (3)原子力:条件設定

- ・条件 1:2020 年以降の地域別原子力発電設備容量上限
- ・条件 2:日本の原子炉寿命(40 年/60 年)&フェーズアウトあり/なし
- ・ベースケース
  - ー日本以外:IAEA Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the period up to 2050, 2015 edition
  - ー日本:新規制基準適合性に係る審査から推定
- ・感度分析ケース設定
  - ー低位:上限-50%、日本の炉寿命 40 年+フェーズアウト
  - ー高位:上限+50%、日本の炉寿命 60 年

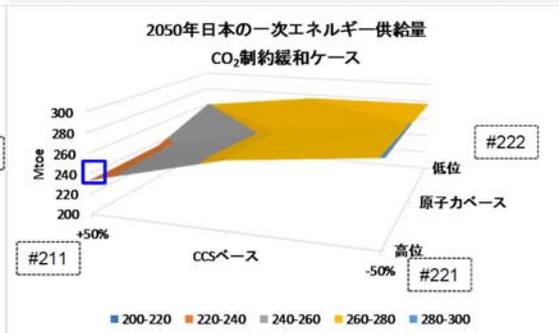
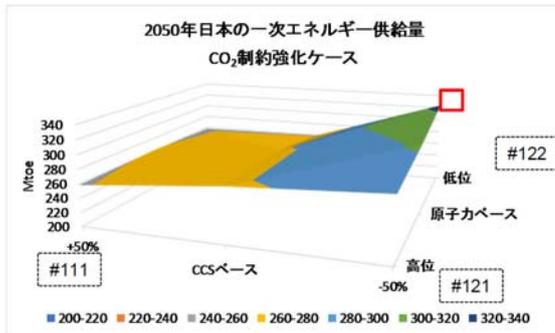
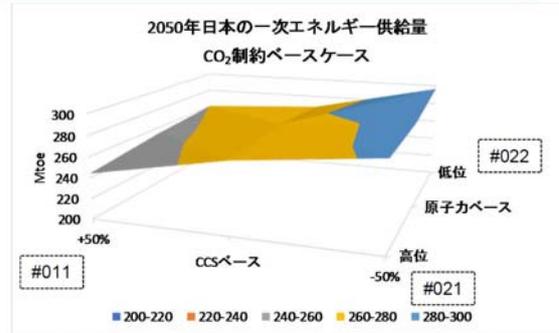


#### 4.3.2 感度分析結果

##### (1) 感度分析結果 A): 一次エネルギー供給量

### 感度分析結果 A): 一次エネルギー供給量

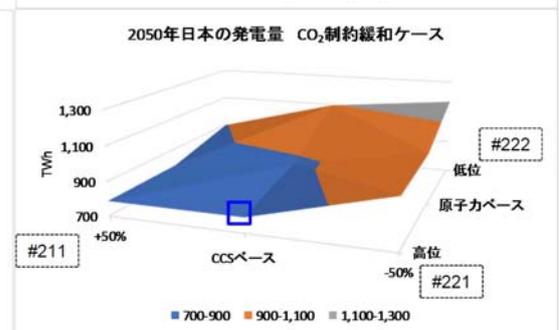
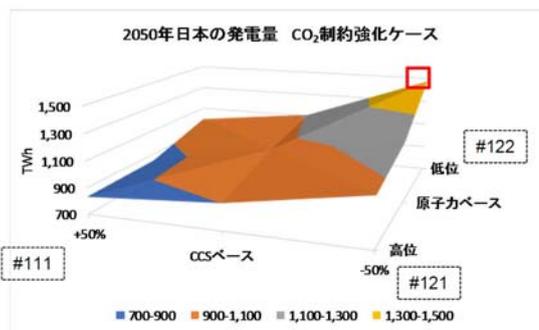
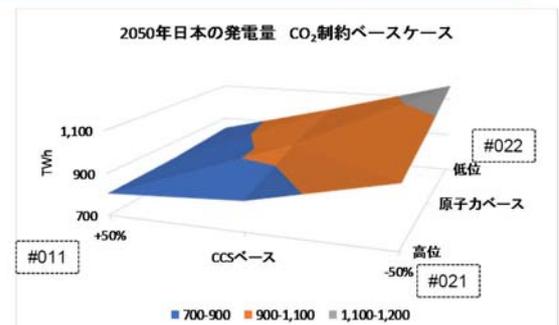
- エネルギー供給に対する制約が強化(CO<sub>2</sub>制約強化、CCS:-50%、原子力:低位)されるほど、一次エネルギー供給量が増加(赤枠)27ケース中最大(青枠)27ケース中最小



##### (2) 感度分析結果 B): 総発電量

### 感度分析結果 B): 総発電量

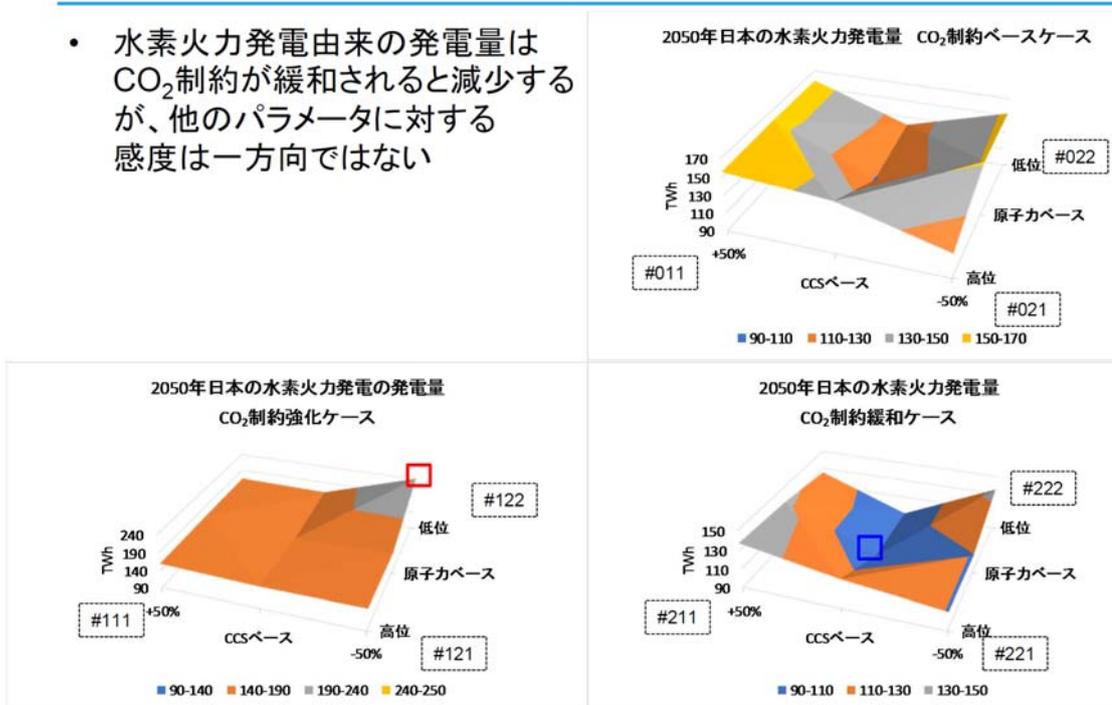
- エネルギー供給に対する制約が強化されるほど、発電量が増加
  - 国内での電解水素製造量が増加するため、そのために主に再エネ導入が増加



(3) 感度分析結果 C): 水素火力発電由来の発電量

## 感度分析結果 C): 水素火力発電由来の発電量

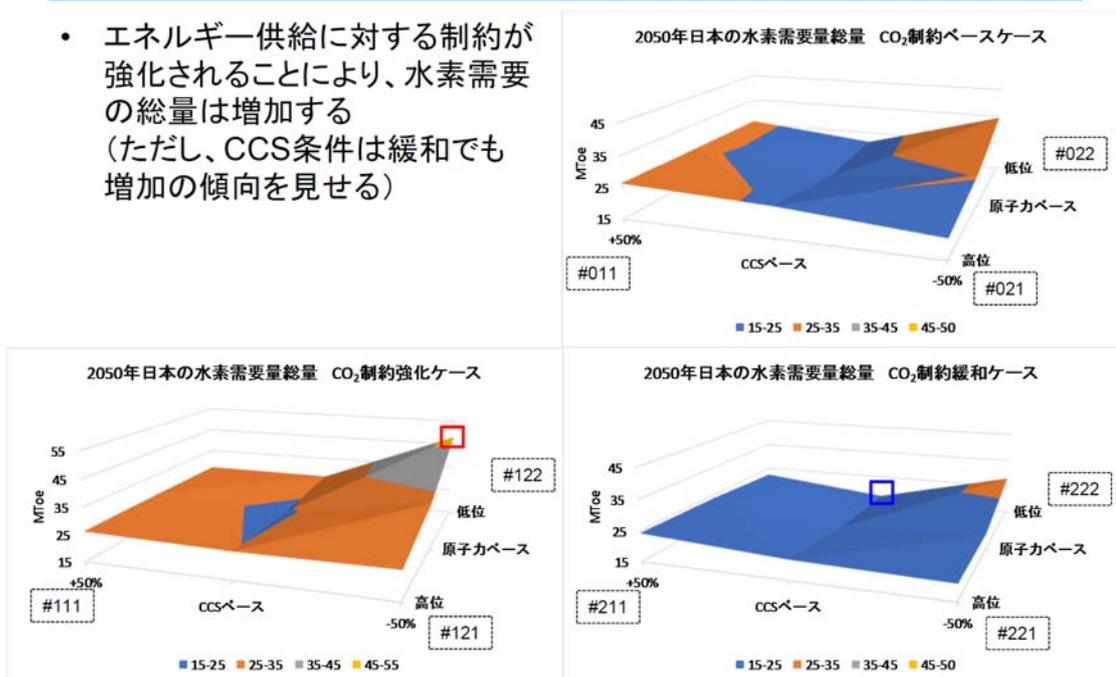
- 水素火力発電由来の発電量はCO<sub>2</sub>制約が緩和されると減少するが、他のパラメータに対する感度は一方向ではない



(4) 感度分析結果 D): 水素需要総量

## 感度分析結果 D): 水素需要総量

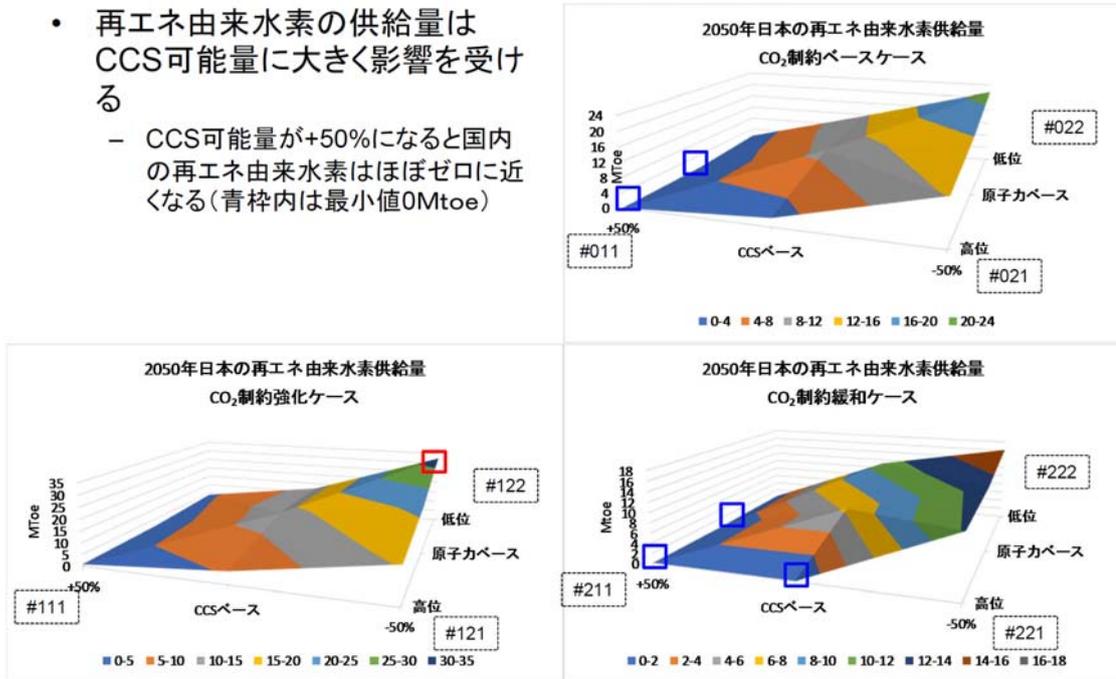
- エネルギー供給に対する制約が強化されることにより、水素需要の総量は増加する (ただし、CCS条件は緩和でも増加の傾向を見せる)



(5) 感度分析結果 E): 再エネ由来水素供給量

## 感度分析結果 E): 再エネ由来水素供給量

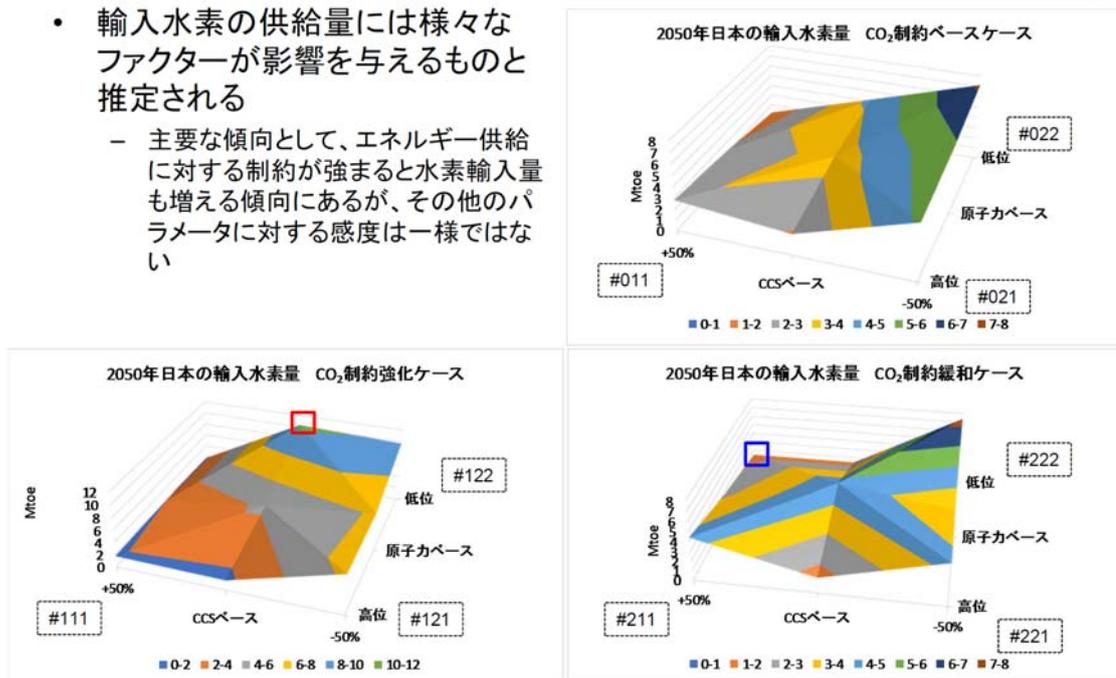
- 再エネ由来水素の供給量は CCS 可能量に大きく影響を受ける
  - CCS 可能量が +50% になると国内の再エネ由来水素はほぼゼロに近くなる(青枠内は最小値 0 Mtoe)



(6) 拡張感度分析結果 F): 輸入水素供給量

## 拡張感度分析結果 F): 輸入水素供給量

- 輸入水素の供給量には様々なファクターが影響を与えるものと推定される
  - 主要な傾向として、エネルギー供給に対する制約が強まると水素輸入量も増える傾向にあるが、その他のパラメータに対する感度は一様ではない



#### 4.4 水素ステーション(水素 ST)の自立化

水素 ST 自立化は水素本格普及における重要で大きな課題である。2017 年 12 月 METI にて策定された水素基本戦略も踏まえて、水素 ST の自立化を、〈需給バランス〉と〈価格バランス〉の両立性から検討した。その検討結果を本文末尾に添付の資料 4.4 に示している。

「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 以外の分野での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/水素混焼火力発電での CO<sub>2</sub> フリー水素の利用がキーとなるのではないかと考えられる。そのためには水素 CIF コストを 24 円/Nm<sup>3</sup> 程度まで低減させる必要があると思われる。

#### 4.5 製油所 HPU 代替水素利用量

水素コンバインド発電が本格普及する前に、製油所 HPU 代替(ケミカル利用)として水素が利用される可能性がある。一般海域における船舶燃料の低硫黄化規制が 2020 年に開始されることが決定したことを踏まえ、それに伴う国内水素需要量(増加量)を検討し、製油所 HPU 代替としての水素利用の可能性を検討した。その検討結果を本文末尾に添付の資料 4.5 に示している。

政府支援の下、水素調達価格が 30 円/Nm<sup>3</sup> 以下となり 25 円/Nm<sup>3</sup> に近づくと、製油所での脱硫用水素の新たに 6 億 Nm<sup>3</sup>/年程度の需要が期待できると思われる。

#### 4.6 LNG/水素混焼コンバインド発電における水素利用量

水素社会実現のためには発電事業用水素発電の本格普及が必要不可欠と言える。発電事業用水素発電が本格普及する前に、既存の化石火力発電で水素混焼が実施されると思われる。水素火力と LNG 火力はシステム構成が比較的類似していると思われることから、LNG/水素混焼コンバインド発電による水素使用量を検討した。その検討結果を本文末尾に添付の資料 4.6 に示す。

LNG 火力発電所で水素が 5vol% 混焼されると想定し、千葉 & 神奈川エリア、愛知 & 三重エリア、及び大阪 & 兵庫エリアについて、水素需要量を推算した結果、千葉 & 神奈川エリア(7LNG 火力、計 2,006 kW)では、約 6.9 億 Nm<sup>3</sup>/年、愛知 & 三重エリア(3LNG 火力、計 957 kW)では約 3.3 億 Nm<sup>3</sup>/年、そして大阪 & 兵庫エリア(4LNG 火力、計 845 kW)では約 2.9 億 Nm<sup>3</sup>/年となり、3 エリア合計での水素需要量は約 13 億 Nm<sup>3</sup>/年となった。

#### 4.7 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性

IAE で検討した海外再エネ由来水素製造と川崎重工業(株)の水素液化・海上輸送を組合せる形で、海外再エネ由来 CO<sub>2</sub> フリー液化水素サプライチェーンの経済性を検討した。その検討結果を本文末尾に添付の資料 4.7 に示す。

発表されているアブダビ太陽光発電電力(Sweihan PV IPP)の Weighted LEC(\*1)は、2.42 セン/kWh であり、110 円/ドルとすると 2.66 円/kWh となる。その安い電力がそのまま水素液化と積

地基地に使用できるとした場合の、水素液化機と積地基地の運営費は、川崎重工業(株)が示されていた従来値から以下の通り低下すると推算される。(積地基地のコスト低下は桁落ちしており、表示上は不変)

・水素液化機: 9.8 円/Nm<sup>3</sup> ⇒ 7.9 円/Nm<sup>3</sup>

・積地基地: 3.2 円/Nm<sup>3</sup> ⇒ 3.2 円/Nm<sup>3</sup>

これら水素液化機と積地基地の運営費の低下を考慮し、水電解水素製造のコストとして水の費用(1 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>)を含めて、UAE の太陽光由来水素サプライチェーンのコストを見直すと、37.0 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>となる。

(\*1):Levelized Electricity Cost: 均等化発電原価: 発電所に必要な全コストを発電期間の全発電量で割った値

#### 4. 8 豪州褐炭由来の CO<sub>2</sub>フリー液化水素の国富流出

従来、褐炭燃料は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し、褐炭燃料を少し高めに設定し、ロイヤリティー(海外流出)は考慮していなかった。

今回、従来少し高めに設定していた褐炭燃料のうち上乗せした分をロイヤリティー(海外流出分)として見直しを行った。具体的には褐炭燃料単価を以下の通り海外流出分と国内還流分に分けた。

・褐炭燃料代: 15 A\$/トン ⇒ (為替レート:81 円/A\$) ⇒ 2.3 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> (by KHI)

・海外流出分: 5 A\$/トン (33.3 %) (by IAE)

・国内還流分: 10 A\$/トン (66.7 %) (by IAE)

検討結果を本文末尾に添付の資料4. 8に示す。国内還流率と海外流出率は、各々、従来値から以下の通り変化した。

・国内還流率(金額): 53.5 % ⇒ 51.0 %

・海外流出率(金額): 46.5 % ⇒ 49.0 %

以上から、以下の通り考察した。『開発輸入水素の CIF コスト(29.8 円/Nm<sup>3</sup>)に占める国内還流の割合が比較的高いのは水素製造と水素液化である。従って、将来、液化水素チェーンが本格普及した時、褐炭燃料におけるロイヤリティー(オーナー収益)に多少変動があっても、全体の国内還流率は50%程度維持されることが期待できる。また、LNGと熱量等価の開発輸入水素は全体の金額は増えるが、国外流出金額はLNGと同程度であり、全体金額で増えるその分は国内還流として増える、と言える。』

#### 4. 9 CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ

2017年12月にMETIにて策定された水素基本戦略を踏まえ、日本におけるCO<sub>2</sub>フリー水素が普及していくシナリオを検討し、2030年、2040年、2050年断面で定量的にまとめた。特に、2030年については、水素ステーション(水素ST)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での水素利用、等を中心に<需給バランス>と<価格バランス>の両立性を定量的に示し、発電事業用水素発電の本格普及に至る水素普及シナリオ(絵姿)を示した。それを本文末尾に添付の資料4. 9に示す。

## 1)2030 年

2030 年はグローバルで比較的大規模な水素サプライチェーンが商用化され、発電事業用水素発電(LNG/水素混焼)が導入される見込みであることが、水素・燃料電池戦略ロードマップに明記されている。また、水素基本戦略(2017 年 12 月策定)では水素調達量 30 万 t/年(34 億 Nm<sup>3</sup>/年)、利用水素コスト 30 円/Nm<sup>3</sup>が明記されている。一方、川崎重工業(株)は、FSにて豪州褐炭由来の CO<sub>2</sub>フリー液化水素を 25 億 Nm<sup>3</sup>/年、29.8 円/Nm<sup>3</sup>で商用輸入する実現性を、以前より明示している。

また、METI により 2020 年代後半に水素STの自立化を目指ことが示されており、その時の水素販売量は約 8 億 Nm<sup>3</sup>/年である。この水素販売量で ST 運営事業として収益が確保されて初めて自立化達成と言えるが、これら需給バランスと価格バランスが両立する必要がある。

以上のことを踏まえ、IAEとして本文末尾に添付の資料4. 9で具体的(定量的)なく価格バランス>と<需給バランス>の両立性を参考として示し、以下に示す提言をさせていただいた。

### <需給バランス>

- ・METI の水素基本戦略による 2030 年における水素調達量(供給量)は 30 万 t/年(34 億 Nm<sup>3</sup>/年)で、これに対し IAE 想定の水素需要量は、水素 ST:8 億 Nm<sup>3</sup>/年、製油所 HPU 代替:6 億 Nm<sup>3</sup>/年、LNG 火力混焼利用:13 億 Nm<sup>3</sup>/年、その他利用(期待):7 億 Nm<sup>3</sup>/年でバランスする。
- ・水素調達量(供給量)34 億 Nm<sup>3</sup>/年のうち、豪州褐炭 CO<sub>2</sub>フリー水素が 25 億 Nm<sup>3</sup>/年で、残り 9 億 Nm<sup>3</sup>/年は国内製造水素でバランスする。
- ・IAE の GRAPE シミュレーションによる需要量はベースケースで約 70 億 Nm<sup>3</sup>/年、CCS 貯留量増加ケースで約 140 億 Nm<sup>3</sup>/年である。

### <価格バランス>

- ・水素販売価格を現行の 96.1 円/Nm<sup>3</sup>とした場合、CIF コストが 29.8 円/Nm<sup>3</sup>(KHI 殿の FS 結果)で、ST の整備費や運営費が理想的に政府目標にまで低下すれば、水素 ST 運営事業の利益として約 16 円/Nm<sup>3</sup>が期待できる。
- ・METI の水素基本戦略での利用水素コストは 30 円/Nm<sup>3</sup>。

### <IAE の提言>

「水素 ST の自立化」には、政府支援の下、FCV の普及のみならず、グローバルな水素サプライチェーンの確立や、FCV 以外での比較的大規模普及による水素の<価格バランス>と<需給バランス>の両立が不可欠で、製油所 HPU 代替や LNG コンバインド発電での水素混焼利用がキーとなるのではないか。 そのためには水素 CIF コストを 24 円/Nm<sup>3</sup> 以下、究極 20 円/Nm<sup>3</sup> まで低減させる必要がある。

## 2)2040 年

2040 年は海外再エネ由来の大規模 CO<sub>2</sub>フリー水素サプライチェーンが確立され、主要課題は安定供給と経済性向上であると思われる。<需給バランス>と<価格バランス>は大雑把であるが、以下の通りと推察される。

#### <需給バランス>

- ・KHIの事業化計画：500億Nm<sup>3</sup>/年
- ・METIの水素基本戦略(将来調達量)：500万t~/年(560億Nm<sup>3</sup>~/年)
- ・IAEのGRAPEシミュレーションによる需要量：ベースケースで約310億Nm<sup>3</sup>/年、CCS貯留量増加ケースで約340億Nm<sup>3</sup>/年。

#### <価格バランス>

- ・KHIの事業化計画：24円/Nm<sup>3</sup>
- ・METIの水素基本戦略(利用水素コスト)：～20円/Nm<sup>3</sup>
- ・水素販売価格を2030年と同じとした場合、CIFコストの低下分(30円/Nm<sup>3</sup> ⇒ 24円/Nm<sup>3</sup>)だけ利益は増えて、約22円/Nm<sup>3</sup>となる。

### 3)2050年

2050年は革新的技術が実用化(水素製造/利用)され、水素CIFコストが20円/Nm<sup>3</sup>程度まで低減されることにより水素社会実現が本格化すると推察される。主要課題はサプライチェーンの経済自立と思われる。<需給バランス>と<価格バランス>は大雑把であるが、以下の通りと推察される。

#### <需給バランス>

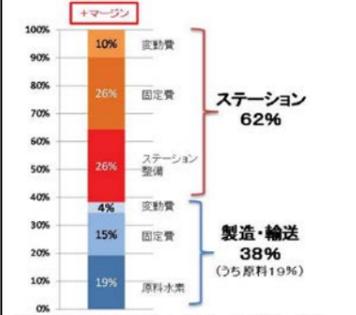
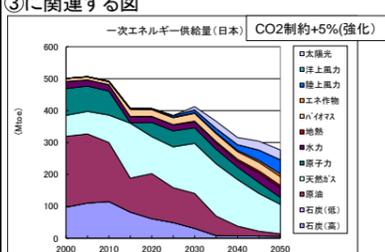
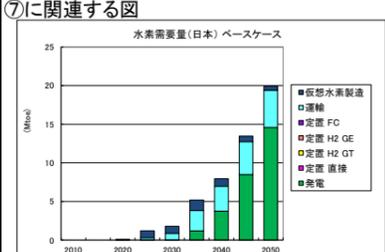
- ・KHIの事業化計画：1,000億Nm<sup>3</sup>/年
- ・METIの水素基本戦略(将来調達量)：～1,000万t/年(～1,120億Nm<sup>3</sup>/年)
- ・IAEのGRAPEシミュレーションによる需要量：ベースケースで約770億Nm<sup>3</sup>/年、CCS貯留量増加ケースで約980億Nm<sup>3</sup>/年。

#### <価格バランス>

- ・KHIの事業化計画：18円/Nm<sup>3</sup>
- ・METIの水素基本戦略(利用水素コスト)：20円/Nm<sup>3</sup>
- ・水素販売価格を2030年と同じとした場合、CIFコストの低下分(30円/Nm<sup>3</sup> ⇒ 18円/Nm<sup>3</sup>)だけ利益は増えて、約28円/Nm<sup>3</sup>となる。

|   |   | 年度：2010  | 2011 | 2012  | 2013  | 2014  | 2015 | 2016   | 2017 |   |
|---|---|--|------|---|---|---|------|--|------|---|
| <エネルギー基本計画>、等   |   | <b>第三次</b> (2010年6月策定)<br>・エネ自給率、自主エネ比率、ゼロエミ電源比率<br>(目標): 現状の <b>倍増</b><br>・ <b>水素エネルギー社会の実現</b><br>(第3章 第4節 2.)   |      |   | <b>第四次</b> (2014年4月策定)<br>“水素社会”の実現に向けた <b>取組の加速</b><br>・ <b>水素発電実現</b><br>・製造・輸送・貯蔵技術開発<br>・ロードマップ策定 |   |      | <安倍首相の施政方針演説><br>(2017年1月20日 第193通常国会)<br>・世界に先駆け <b>国際的な水素サプライチェーン</b> を構築する。<br>・ <b>神戸で水素発電</b> による世界初の電力供給<br>・世界初の <b>液化水素船</b>   |      | <再エネ・水素等関係閣僚会議><br>(2017年4月11日)<br>・ <b>水素基本戦略</b><br>(2017年12月26日策定)<br>・サプライチェーン構築と水素発電導入の <b>共通シナリオ</b> 策定   |
| <CO <sub>2</sub> 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 |   |
| IAE   | ①CO <sub>2</sub> フリー水素チェーン実現に向けた <b>構想研究会</b><br>②CO <sub>2</sub> フリー水素チェーン実現に向けた <b>アクションプラン研究会</b> (AP研究会)<br>③CO <sub>2</sub> フリー水素普及 <b>シナリオ研究会</b> | <b>構想研究会</b><br>#1(2011.3.11) #4   |      | <b>アクションプラン(AP)研究会</b><br>#1 #4 #8 #10  |   | <b>シナリオ研究会</b><br>#1 #4 #7 #9   |      |  |      |   |
|   |   | 1. <b>共通認識の醸成</b><br>・CO <sub>2</sub> フリー水素は政府目標達成に貢献し得る <b>有力なオプションの一つ</b> 。(GRAPE推算結果利用)<br>2. <b>政府への提言</b><br>・ <b>一次エネルギー</b> の構成要素に <b>水素</b> を追加していただきたい。   |      | 1. 水素の大量需要を目指す <b>技術開発プラン</b> を作成<br>・CO <sub>2</sub> フリー水素の許容コストや需要に関する <b>意見調査</b><br>・ <b>目標コスト、課題と対策、絵姿、等</b><br>2. 「CO <sub>2</sub> フリー水素実用化推進協議会(仮称)」が民間主導で <b>設立</b> されることを <b>提言</b> し、設立への積極的協力を意思表示 (@2013年度) |   | 1. <b>水素需要推算</b> (GRAPEによるシミュレーション)<br>2. <b>水素火力発電</b> における許容水素CIFコスト<br>3. 水素エネルギーのコスト構造分析(LNG vs 液化水素: <b>海外流出</b> / <b>国内還流金額</b> 等)<br>4. 水素エネルギー経済の検討(水素市場規模推定)<br>5. CO <sub>2</sub> フリー水素の <b>定義</b><br>6. <b>日本</b> における <b>P2G</b> のあり方 |      | 7. 水素ステーションの <b>自立化</b><br>8. <b>製油所HPU</b> 代替水素利用<br>9. <b>LNG / 水素混焼コンバインド</b> 発電における水素使用量<br>10. <b>海外再エネ</b> 由来水素<br>11. <b>豪州褐炭</b> 液化水素の <b>国富流出</b><br>12. <b>水素普及シナリオ</b>  |      |   |
| ← GRAPEによる水素需要推算：一連の研究会を通して継続実施 →                       |   |  |      |   |   |   |      |  |      |   |
| METI<br>(水素・燃料電池戦略室)                                    | 水素・燃料電池 <b>戦略協議会</b>  |  |      |   |   | 水素・燃料電池 <b>戦略ロードマップ</b> 策定(2014年6月)<br>・ <b>Phase1</b> (現在～): 水素利用の飛躍的拡大<br>・ <b>Phase2</b> (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<br>・ <b>Phase3</b> (2040年頃に実現): トータルでのCO <sub>2</sub> フリー水素供給システムの確立  |      | <b>CO<sub>2</sub>フリー水素ワーキング</b><br>(東工大岡崎先生が座長、IAEはメンバー)<br>(計8回開催し、報告書を公開)<br>・再エネ導入時の水素利用<br>・Power to Gas(P2G)活用、等<br>次年度は制度整備等の議論予定  |      | - (新たな組織で継続実施中) -<br>・第9回: 2017年8月<br>・欧州の活用動向<br>・我が国の代替可能性<br>・第10回: 2017年10月<br>・産業部門における利用ポテンシャル<br>・第11回: 2017年12月<br>・長期エネルギー政策に関する国内外の動き<br>・CO <sub>2</sub> フリー水素利用のバリエーション検討 |
| (省エネ・新エネ部 政策課)  | 福島新エネ社会構想実現会議   |  |      |   |   | 戦略ロードマップ <b>改訂</b> (2016年3月)<br>・価格目標の明確化(家庭用FC)<br>・普及目標の明確化(FCV)<br>・整備目標の設定(水素ST)<br>・水素発電の取組の明確化<br>・再エネ由来水素利活用の課題検討  |      |  |      |   |
| 東京工業大学<br>(代表者: 岡崎特命教授)                                 | 東京工業大学 <b>GHEC</b><br>(GHEC: Global Hydrogen Energy Consortium)   | 備考:<br>東京工業大学 GHECは、CO <sub>2</sub> 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、 <b>設立趣意書</b> にIAE主催の <b>自主研究会の成果</b> (CO <sub>2</sub> フリー水素チェーンの絵姿)が <b>有効活用</b> されている。 |      |   |   | <b>GHEC立上げ</b> &シンポジウム<br><会員><br>・法人正会員(10社)<br>・個人正会員(23名)<br>・協力会員(3団体)<br>IAEは協力会員  |      | <b>ワークショップ(WS)&amp;拡大運営委員会</b> - (継続実施中) -<br>・第1回: 2016年 2月<br>・第2回: 2016年 6月<br>・第3回: 2016年 9月<br>・第4回: 2016年12月<br>・第5回: 2017年 3月<br>・第6回: 2017年 6月<br>・第7回: 2017年 9月<br>・第8回: 2018年 2月<br>(法人正会員: 13社)<br>(協力会員: 4団体)<br>(個人正会員: 8名) |      |   |
| FCCJ<br>CO <sub>2</sub> フリー水素WG<br>(主査: 東芝<br>副主査: トヨタ) | CO <sub>2</sub> フリー水素 <b>ワーキング</b>  |  |      |   |   |   |      | <b>CO<sub>2</sub>フリー水素ワーキング</b> (39社)<br>・CO <sub>2</sub> フリー水素利活用の実現<br>・課題抽出、課題解決の方策検討<br>・関係会員企業の取組提言   |      | - (継続実施中) -<br>(IAE主催の <b>自主研究会の成果</b> が <b>有効活用</b> されている)   |
| 東京都環境科学研究所<br>(東京都・福島県・産総研・東京都環境公社の4者)                  | 水素を活用したまちづくりに向けた調査連絡会議  |  |      |   |   |   |      | 5月17日協定締結。<br>福島県産「CO <sub>2</sub> フリー水素」の活用と福島県内への再エネの導入促進。   |      |   |
| <グローバルな動向>  |   |  |      |   |   |   |      |  |      |   |
| Air Liquide<br>トヨタ自動車                                   | <b>Hydrogen Council</b><br>(水素協議会)  |  |      |   |   | <所感><br>安倍首相の国会での施政方針演説や Hydrogen Council 設立等、水素に関する最近の国内外の動向を見ると、我々が自主研究会活動において目指しているCO <sub>2</sub> フリー水素チェーンの実現、そして期待している <b>水素社会の実現</b> に向け、 <b>国や社会が本格的に動き出した</b> と言える。  |      | ・ <b>13の国際的企業のリーダー</b> による、気候変動の目標達成に向けた、 <b>水素利用推進</b> の新しい <b>グローバル・イニシアチブ</b> 。<br>(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)<br>・2017年1月17日スイス・ダボスにて第1回開催。<br>・その後、 <b>新たに11社が加盟</b> (日本: 岩谷、三井物産、豊田通商)<br>(2017年9月7日発表)                          |      |   |



| 2017年度の全体計画  | 第7回シナリオ研究会(2017.7.31)   | 第8回シナリオ研究会(2017.10.26)  | 第9回シナリオ研究会(2018.2.21)   |  |   |
|--|---|---|---|--|---|
| <p>1 概要<br/>昨年度の成果を踏まえ、今年度はCO<sub>2</sub>フリー水素の普及シナリオを(定量的データも含めた絵姿として)まとめる。</p> <p>2 実施項目<br/>1) METI「CO<sub>2</sub>フリー水素WG」報告書の概要<br/>METIにより取りまとめられた「CO<sub>2</sub>フリー水素ワーキンググループ報告書」の概要を紹介する。</p> <p>2) 水素需要推算(シミュレーション)<br/>①ケーススタディー<br/>②水素の貢献分析<br/>③再エネ由来水素製造法の評価<br/>④水素の国際輸送・需要部門の精緻化<br/>②~④はGRAPEで計算を行うための設定条件の具体化までを今年度実施する。</p> <p>3) 水素ステーション(水素ST)の自立化<br/>水素ST自立化は水素本格普及における重要で大きなハードルであると思われる。</p> <p>従って、水素STの自立化を、需給バランス及び価格バランスの成り立ちから検討する。</p> <p>4) 製油所HPU代替水素<br/>水素コンバインド発電が本格普及するためには、製油所HPU代替として水素が利用される必要があると思われる。一般海域における船舶燃料の低硫黄化規制が2020年に開始されることが決定したことを踏まえ、それに伴う国内水素需要量(増加量)を検討する。</p> <p>5) 海外再エネ由来水素<br/>経済性を中心にサプライチェーンとしての成り立ちを検討する。</p> <p>6) CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ<br/>①2030年、2040年、2050年断面でまとめる。<br/>②水素ステーション(水素ST)の自立化、製油所HPU代替、化石火力代替水素火力等を中心にLNG火力代替水素火力の本格普及に至る水素普及シナリオを定量的にも示し絵姿としてまとめる。</p> | <p>1 2016度のシナリオ研の総括と2017年度の全体計画(IAE)資料7-5の図1.1(CO<sub>2</sub>フリー水素のCIF価格低下の図)で、2015年の90円/Nm<sup>3</sup>は内陸輸送等の費用も含めた価格であり、2030年の30円/Nm<sup>3</sup>はCIF価格なので、Apple to appleになっていない。見直しが必要。</p> <p>2 CO<sub>2</sub>フリー水素WG報告書の概要(IAE)(岡崎先生)今年度の主な議論の一つとして制度設計を取り挙げる。(小島委員)FCCJ側からは、ユーザー・需要を喚起する策は何か?といった発言をしたいと思っています。</p> <p>3 水素需要推算(IAE)<br/>国内CCSは制約があるので、パラメータに入れるだけでなく、早い段階で現実的なデータを入れて、どうなるのかを是非やっていただきたい。<br/>CCSは国内の場合とグローバルな場合と、CCSの扱いをモデルでどう扱うかを考えていただきたい。<br/>P2Gのような変動性を記述するような時間刻みをGRAPEモデルでやれればやっていただきたい。</p> <p>CCU(利用)のシナリオの可能性<br/>UseはEORが最も大口需要だと思ふ。<br/>オーダーが4桁ぐらい違う議論が同居しているように思ふ。そういうことを考慮してCCUのUIはこれまでのモデルで入れてなかったということではないかと思ふ。個人的にはUIはEORでしかありえないと思ふ。<br/>⇒(事務局)EORは現在のモデルに入っている。それ以外について皆様の意見を受けて対応したい(ポテンシャルが有るという事であれば入れられる)。<br/>運輸部門の細分化は非常に重要であり、期待している。<br/>IPCCで水素製造の所でCCSを議論する前に、日本でその議論を開始するのにCCSのポテンシャルがどの国でどれぐらいかというグラフが欲しい。<br/>⇒(事務局)各国のナショナル インベントリー レポートが参考になる。将来については、情報提供をしたい。<br/>事務局にて取捨選択してモデル化して計算をしていただきたい。<br/>フランスとイギリスが2040年からガソリン車とディーゼル車の販売中止を発表したが、どういった影響が出てくるのか興味がある。</p> <p>4 水素ステーションの自立化(IAE)<br/>原価、固定費や変動費以外に4割ぐらいの利益があるのか?<br/>METIの検討(資料)は単年度ベースではないはず。<br/>METI定義の差益(粗利)の中には水素STの固定費と運営費が含まれているのではないかと、確認願います。<br/>水素・燃料電池戦略RMの中で水素STのコスト構造が示されているので、水素の調達コスト以外の要素についてはその比率が参考になると思ふ。<br/>税金については、今は水素STの導入を促進しようという段階なので、その議論は、今はいいのではないかと。</p> <p>5 製油所HPU代替水素の導入可能性(IAE)<br/>どのような留分を使うか、常圧残油を使うか(直脱)、減圧軽油を使うか(間脱:減圧軽油を脱硫して減圧残油と混合)、処方方法は決まっていなくて、脱硫用水素の原単位を100 Nm<sup>3</sup>/klと設定して算出されているので、結果としては妥当ではないかと思ふ。<br/>全体としては燃料需要、水素需要が減っていく中で、これが増えて行くことのインパクトがどれぐらいあるかということを見ると、この数値がまるまる水素需要量として出てくる訳でもないと思ふ。IMOの規制の話と全体燃料需要の中で、水素の必要量の検討が必要と思ふ。</p> <p>6 CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ(IAE)<br/>2030年にLNG火力が100万kWで34基相当と示されていますが、この根拠を教えてください。3,400万kWは極めて小さい。<br/>2030年の電源構成は決まっています、LNG火力は約27%で、総発電電力量が約1兆kWh/年なので、約2,700億kWh/年です。LNGの設備利用がいくらかで計算できる。<br/>どのLNG基地に入るかと、ロケーションの話をするとかやリアリティーが出てくるのではないかと思ふ。<br/>内閣府ではCO<sub>2</sub>フリーのアンモニア混焼をストーリーとして入れている。<br/>直接燃焼だけはきちっとウオッチが必要と思ふ。<br/>定量的検討は別にして利用の要素として入れておくこと。</p> | <p>資料8-4(別紙1)で見直しをしています。但し、CO<sub>2</sub>フリー水素のCIF価格は実証段階では算出が難しく、商用段階でも小規模だと非常に割高となると思われる。従って、商用輸入が本格的に開始される(想定:2030年)までは経済支援有ベースのフラットな値とした。</p> <p>⇒ 事務局で取捨選択し、可能な範囲で見直しをします。</p> <p>⇒ 資料8-7で見直しをしています。</p> <p>⇒ 差益に固定費と運営費が含まれています。資料8-4(別紙2)に纏めています。戦略RMでの水素STのコスト構造(下図)整備費も固定費もあるが、整備費は通常、原価償却費として固定費の一部ではないかと?</p> <p><b>水素コスト構造(ナフサ改質)</b></p>  <p>(※) 稼働率100%を仮定した場合のコスト構造(金額)</p> <p>⇒ 100万kW×66基相当が正です。資料8-6で見直しをしています。</p> <p>資料8-6でエリアを特定し、見直しをしています。</p> <p>既作成「CO<sub>2</sub>フリー水素チェーンの絵姿」でアンモニアをキャリアとして液水やMCHと同等に入れ、直接利用を明記しています。</p> | <p>1 第7回シナリオ研の総括<br/>第7回でいただいたコメントのフォローアップを資料8-4(別紙1)と資料8-4(別紙2)にて説明。資料8-6、資料8-7にも反映。<br/>⇒ 質疑応答は特になし。</p> <p>2 水素需要推算<br/>① 原子力が緩くなってもかなり水素が使われる結果になっているが、どう解釈すればいいか?<br/>⇒ 原子力というカーボンフリーの電源を水素製造に使えるからだと思います。<br/>② 発電部門では時間帯によって水素を作ったり使ったりしているということですか?<br/>⇒ 時間帯ごとに発電が間欠的かどうか、製造が考慮されているかどうかは、後で調べます。<br/>③ 6頁の右下の図で、トータル的一次エネルギーの供給量が2030年でポカッと増えているのはなぜですか?<br/>⇒ 調べて、別途お答えします。<br/>④ 9頁の右下(発電構成)の図で、2030年は26%減という日本の約束草案の制約が入っているのですか?<br/>⇒ 2030年までは約束草案の制約が入っていますが、2030年からは不連続となっている可能性があります。<br/>⑤ 13枚目のスライドは上限+50%と上限-50%の位置が表と図で逆になっており、紛らわしい。<br/>⇒ 修正します。(年度末の公開報告書でフォロー)<br/>⑥ 11頁CCS貯留量上限の単位がGt-Cとなっているが、CO<sub>2</sub>にしておいた方がいいように思ふ。<br/>⇒ 変更します。(年度末の公開報告書でフォロー)<br/>⑦ 13枚目のスライドの水素需要量で、仮想水素製造量(定義は別途ご説明)が2030年頃は多く2050年頃は少ないが、その理由は何か?<br/>⇒ 精査します。<br/>⑧ 将来進展が予想されるFCVのシェアリング対応や家庭に電気を供給する(V2G)等の計算は可能か?<br/>⇒ シェアリングはシナリオの設定が必要で別計算になります。V2Gは時間刻みを細かくする等のストーリー作りが必要です。<br/>⑨ 大分分かり易くなりつつあるが、より分かり易い結果を出していただきたい。</p> <p>3 LNG/水素混焼コンバインド発電における水素使用量<br/>① 既存のガスタービン燃焼器で水素を何%ぐらいまで混焼できますか?<br/>⇒ 比較的小さいガスタービンで10 vol% ぐらいです。</p> <p>4 水素ステーションの自立化<br/>① 調達する水素の価格がLNGと熱量等価になるだけでなく、水素供給の設備投資を含めてLNG火力と発電等価にならないと、受け入れられない。<br/>② 5vol%混焼時の設備投資額を検討すること。<br/>③ 火力発電で受け入れられるためには、発電等価だけでなく、安定供給の担保が大前提。<br/>④ 火力発電で水素混焼をする場合、CO<sub>2</sub>削減効果の評価が必要。CO<sub>2</sub>フリー水素といったプレミアムがついて30円/Nm<sup>3</sup>だと面白い。<br/>⑤ LNG基地と同じ所に水素基地を作るとして、そこからどの水素STに持っていくかを検討するとさらにリアリティーが出てくる。</p> <p>5 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性<br/>① アブダビで水電解水素製造をする場合、水がネックになる。その設備費も考慮する必要がある。<br/>⇒ 検討して水素製造コストに入れます。<br/>② 海水の直接水電解ができることであるが、どのような膜を使っているか教えてください。<br/>⇒ 調べます。<br/>③ アブダビやパタゴニアで試算された安い電力が使えらるとなると、液化機の使用電力も安くなり、サプライチェーンのコストも安くなる。<br/>④ パタゴニア風力発電の設備稼働率は50%を超えており、水電解の稼働年数も10年なんてことはない。<br/>⇒ フォローします。</p> <p>6 CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ<br/>質疑応答は特になし。<br/>話題提供(下記2テーマについてご教示いただいた)質疑応答の記述は割愛(要フォローアップはなし)<br/>1) 水素供給シナリオ( by 千代田化工 遠藤様)<br/>2) 水素液化のエクセルギー解析(名久井委員)</p> <p>7 ①③は今回フォロー済み<br/>②はまだ調査しきれいていない。<br/>④は修正値を得次第フォローする予定。</p> <p>⇒ 要フォロー事項はなかったが、以下を反映して第9回で普及シナリオを修正した。<br/>① 水素基本戦略(2017.12策定)<br/>⇒ IAE月例研究会でのコメント<br/>・国内水素の考慮<br/>・関西でのLNG/水素混焼火力の定量的検討<br/>開発輸入水素の国富流出<br/>IAE月例研究会でのコメント『褐炭燃料は100%国内還流となっているが、海外流出もあるはず』を反映して第9回で修正した。</p> | <p>⇒ 第9回でご報告。</p> <p>③に関連する図</p>  <p>⑦に関連する図</p>  <p>⇒ IAE月例研究会で発表した時(2017.12)いただいたコメント(下記)を第9回シナリオ研の普及シナリオでフォローした。<br/>・LNG/水素混焼火力の定量的検討に関西エリアでも実施してほしい。</p> <p>・揚地基地のコストは考慮済み<br/>・国内配送コストも考慮済み<br/>・発電所側での追加設備構成を液水貯蔵タンク、液水ポンプ、気化器として設備費を推定し、Nm<sup>3</sup>当たりいくらか位になるかをメンバーの協力を得て次年度検討したい。</p> <p>・次年度検討予定。</p> | <p>1 第8回シナリオ研の総括<br/>第8回でいただいたコメントのフォローアップを資料9-4にて説明。資料9-5、資料9-6にも反映。<br/>⇒ 資料9-4の7項、話題提供での名久井様のタイトルは「水素液化のエクセルギー解析」が正。<br/>⇒ 同3項のLNG/水素混焼ガスタービンは水素30vol%までの混焼が可能(by MHPS殿)</p> <p>2 水素需要推算<br/>② 発電部門では時間帯によって水素を太陽光や風力で作り、天然ガス/水素混焼でその水素を使って発電している。表示は5年刻みであるが計算は1年刻みです。変動性吸収はこの時間刻みでは扱っていません。<br/>③ トータルの一次エネルギーの供給量が2030年で増えている理由は、天然ガス供給量、特にCNGトラックが増えるため、2050年になるとそのシェアが少し減るからです。</p> <p>⑦ 仮想水素製造の定義は「製油所の水素化脱硫用のLPG ナフサを代替する水素」です。<br/>・CO<sub>2</sub>制約をベースと強化と緩和というのではなく一つのケース(ベースケース)にして、残りのCCS可能量と原子力を振った感度解析をした方が分かり易いように思ふ。<br/>・制約条件の強化/緩和はマイナス50%/プラス50%ということであるが、間違わないような表現にすべき。<br/>・CCSが余計にできるとしても水素需要が増える、即ち、水素需要に対してCCSは必ずしも対立ではなく、強調側にも動くということの理由を説明した方がよい。<br/>CCS緩和は日本だけではなく世界的であり、15枚目のスライドでその場合の日本の輸入水素があまり増えているように見える。<br/>⇒ 需要側と供給側の両方を考える必要がある。需要側は、例えば、発電を考えると水素発電とCCSつき化石燃料発電があり、CCS量が少なくなると水素発電が増えるということ。<br/>⇒ そこも含めてもう少し分かり易く解説してほしい。<br/>・15枚目のスライドですが、もう少しグレードの段数を増やした方が変化率が見やすいと思ふ。</p> <p>3 海外再エネ由来水素サプライチェーンの経済性<br/>アルカリ水電解は常圧型と高圧型があり、多分、常圧型で検討されたと思う。常圧型だと運転温度が80℃程度以上になると、電気が水の蒸発に食われて、水の分解に使われない。加圧にすると水の蒸発が減るので、効率は加圧の方がもう少しいいと思ふ。<br/>小型のものは自然放熱とのバランスでうまく運転している。大型のものはそのあたりが課題となるかも知れない。とりあえずの計算はこんなもので、大きな間違いはないように思ふ。</p> <p>4 開発輸入水素の国富流出<br/>褐炭燃料の単価は同じで、その内1/3をロイヤリティーとして液化水素サプライチェーンの国富流出/国内還流の率と金額を見直し、LNGとの比較結果(参考)を考察(下記)した。<br/>褐炭燃料のロイヤリティーに多少変動があっても、豪州褐炭液化水素サプライチェーンの海外流出金額はLNGと同程度で、国内還流率は50%程度維持されることが期待できる(考察は修正前と同じ)。</p> <p>5 CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ<br/>2030年に30円/Nm<sup>3</sup>が出てくると、2030年までの間企業は何もしなくなるというリスクを内在していて、水素STビジネスでCO<sub>2</sub>フリー水素を入れようという人がいなくなる。<br/>2030年までどうやって企業のマインドをつないでいくかが課題。<br/>2030年の30円/Nm<sup>3</sup>にどのようにして行くかの道筋をちゃんと示しておく必要がある。本来、そこは政策的な支援をしていかないといけないという話ではある。</p> <p>6 2018年度について<br/>IAEの希望通り実施することに決定。<br/>水素基本戦略の中に産業利用が明記されているのでスコープに入れて、少し議論をしてはどうか。<br/>今まで扱ってなかった訳ではないが、少し視野を広げて議論する。</p> <p>7 話題提供<br/>FCCJ 小島様より『FCCJ CO<sub>2</sub>フリー水素の定義』についてご講演をいただいた。</p> |

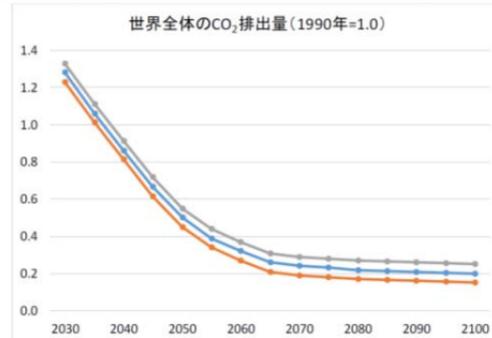


本年度の実施内容

- 2016年GRAPEモデルを用いた感度分析
  - 網羅的な拡張版感度分析を実施
- GRAPEモデルの拡張(2017年モデルの作成)
  - 各種条件の検討と一部条件の実装

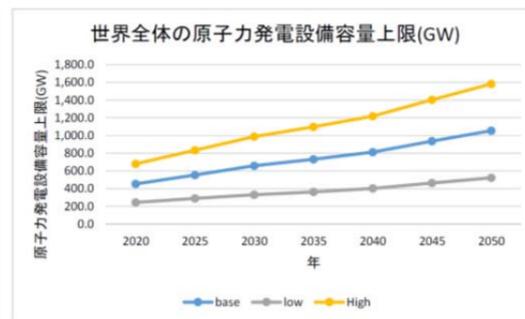
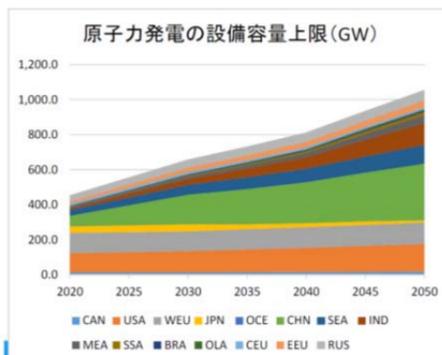
1-1 CO<sub>2</sub>制約: 条件設定

- CO<sub>2</sub>排出量の上限として設定
- ベースケース
  - ~2030: Paris協定で宣言された世界各国のNDC準拠
  - 2030~: 下記グラフ青線(2050年時点で1990年比世界半減、先進国80%減)
- 感度分析ケース設定
  - 低位(削減緩和・灰線): 2030年以降の削減率を-5%(排出量を+5%)
  - 高位(削減強化・橙線): 2030年以降の削減率を+5%(排出量を-5%)



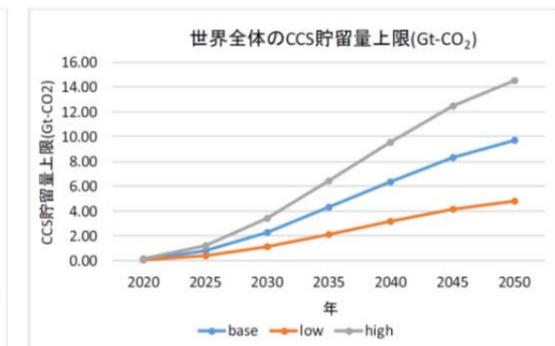
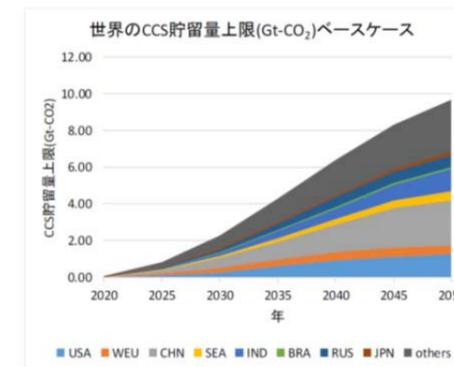
1-3 原子力: 条件設定

- 条件1: 2020年以降の地域別原子力発電設備容量上限
- 条件2: 日本の原子炉寿命(40年/60年)&フェーズアウトあり/なし
- ベースケース
  - 日本以外: IAEA Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the period up to 2050, 2015 edition
  - 日本: 新規規制基準適合性に係る審査から推定
- 感度分析ケース設定
  - 低位: 上限-50%、日本の炉寿命40年+フェーズアウト
  - 高位: 上限+50%、日本の炉寿命60年



1-2 CCS可能量: 条件設定

- 2020年以降の地域別累積CCS貯留量の上限として設定
- ベースケース: ETP2015 2DSシナリオに準拠
- 感度分析ケース設定
  - 低位: 貯留量上限を-50%
  - 高位: 貯留量上限を+50%



拡張版感度分析ケース分類

- 3桁の数字によるケース識別
  - 100の桁: CO<sub>2</sub>制約
  - 10の桁: CCS可能量
  - 1の桁: 原子力
- 各桁の数字
  - 0: 2016年BaseCaseの設定
  - 1: 高位(積極的)設定  
CCS、原子力: 導入増  
CO<sub>2</sub>制約: 強化
  - 2: 低位(消極的)設定  
CCS、原子力: 導入減  
CO<sub>2</sub>制約: 緩和
- 具体例
  - #000: 2016年ベースケース
  - #012: CO<sub>2</sub>制約ベースケース、CCSに積極的、原子力に消極的

| #0xxCO <sub>2</sub> 制約ベースケース | CCS可能量 |        |      |
|------------------------------|--------|--------|------|
|                              | +50%   | ベースケース | -50% |
| 原子力                          | #011   | #001   | #021 |
| ベースケース                       | #010   | #000   | #020 |
|                              | #012   | #002   | #022 |

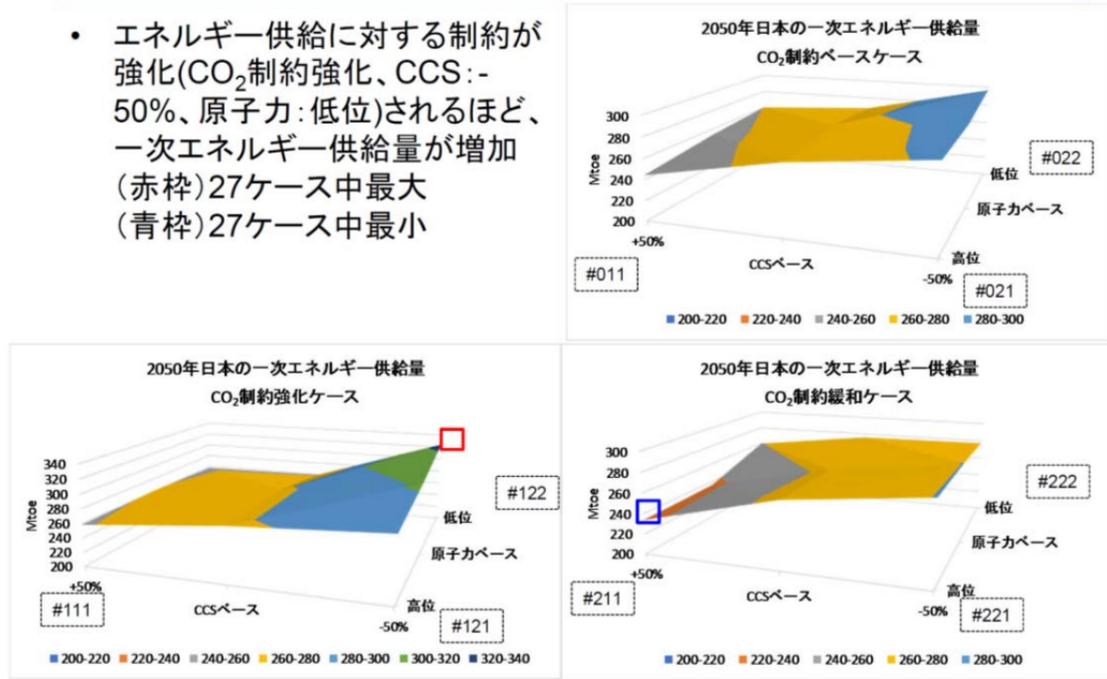
| #1xxCO <sub>2</sub> 制約強化(+5%)ケース | CCS可能量 |        |      |
|----------------------------------|--------|--------|------|
|                                  | +50%   | ベースケース | -50% |
| 原子力                              | #111   | #101   | #121 |
| ベースケース                           | #110   | #100   | #120 |
|                                  | #112   | #102   | #122 |

| #2xxCO <sub>2</sub> 制約緩和(-5%)ケース | CCS可能量 |        |      |
|----------------------------------|--------|--------|------|
|                                  | +50%   | ベースケース | -50% |
| 原子力                              | #211   | #201   | #221 |
| ベースケース                           | #210   | #200   | #220 |
|                                  | #212   | #202   | #222 |

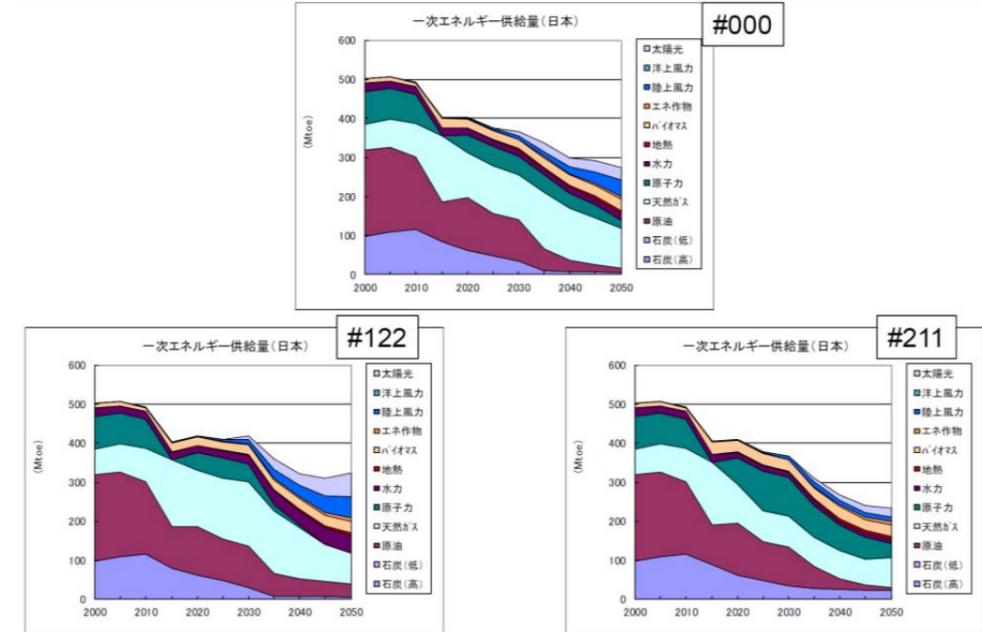


### 感度分析結果 A):一次エネルギー供給量

- エネルギー供給に対する制約が強化(CO<sub>2</sub>制約強化、CCS:-50%、原子力:低位)されるほど、一次エネルギー供給量が増加(赤枠)27ケース中最大(青枠)27ケース中最小

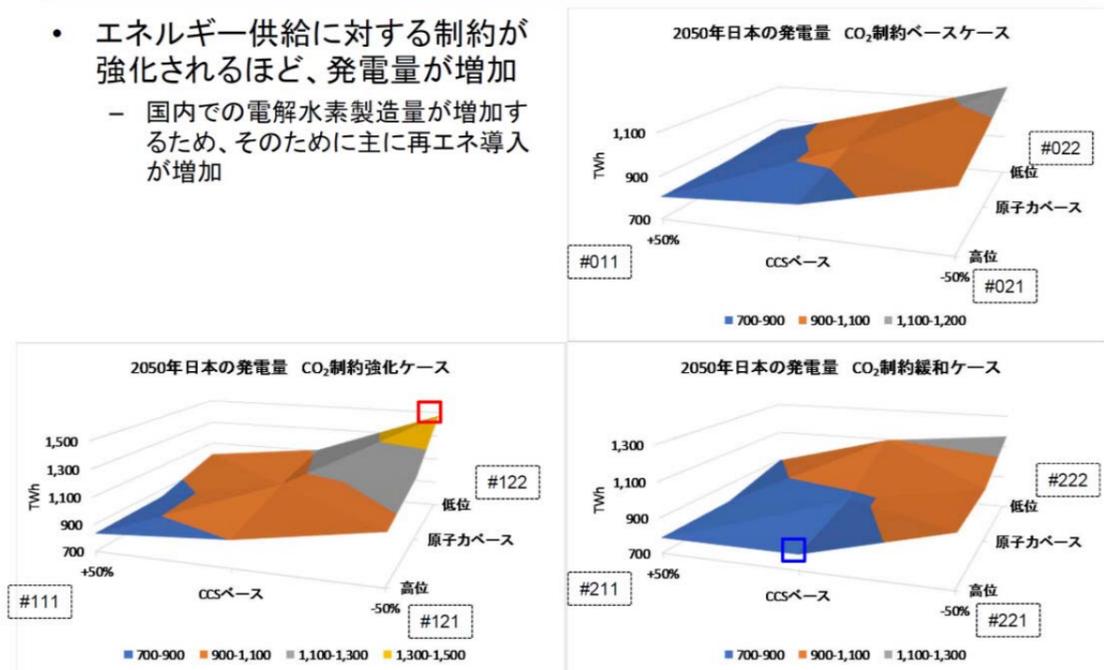


### 感度分析結果 A):一次エネルギー供給量

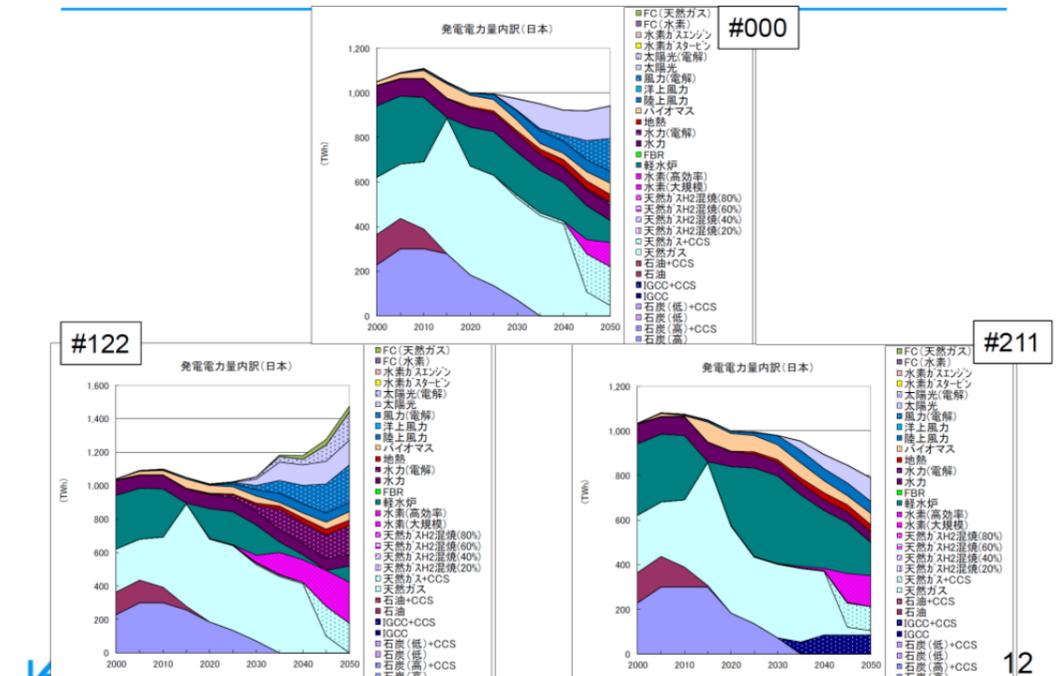


### 感度分析結果 B):総発電量

- エネルギー供給に対する制約が強化されるほど、発電量が増加
  - 国内での電解水素製造量が増加するため、そのために主に再エネ導入が増加



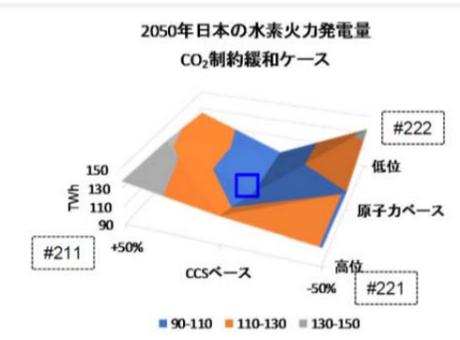
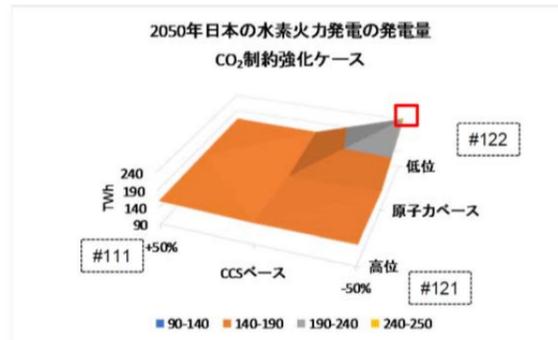
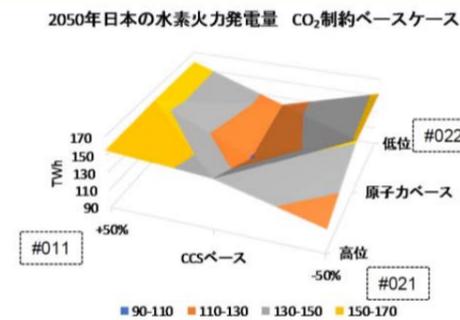
### 感度分析結果 B):総発電量





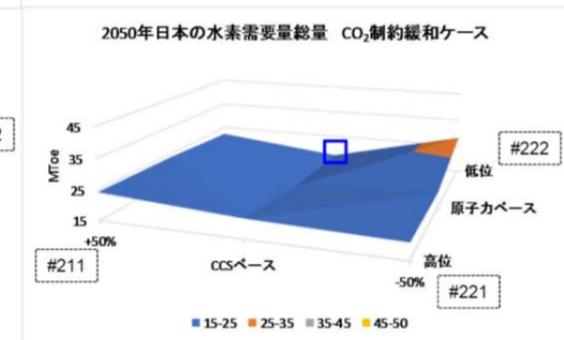
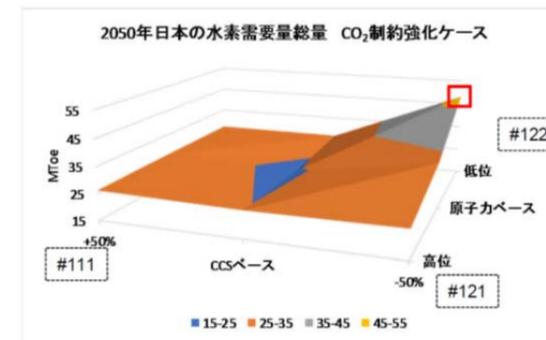
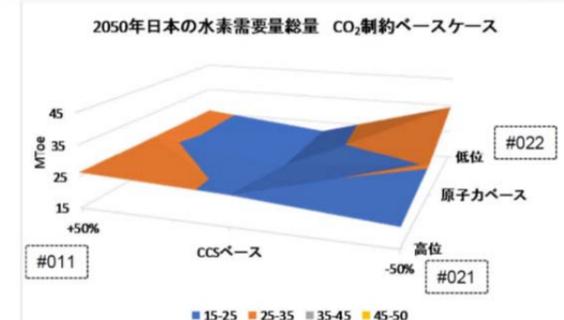
### 感度分析結果 C): 水素火力発電由来の発電量

- 水素火力発電由来の発電量はCO<sub>2</sub>制約が緩和されると減少するが、他のパラメータに対する感度は一方向ではない



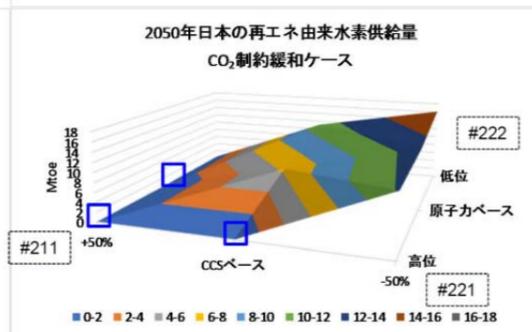
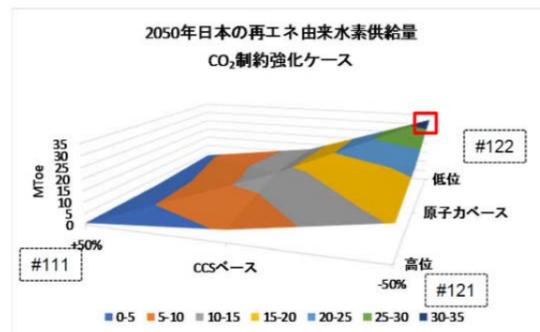
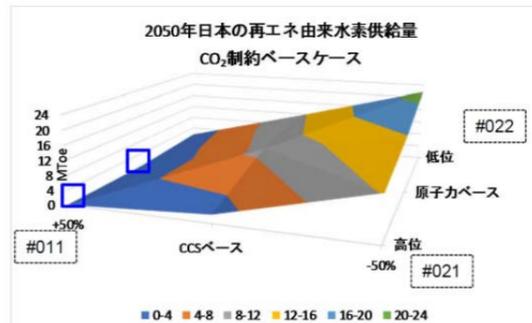
### 感度分析結果 D): 水素需要総量

- エネルギー供給に対する制約が強化されることにより、水素需要の総量は増加する(ただし、CCS条件は緩和でも増加の傾向を見せる)



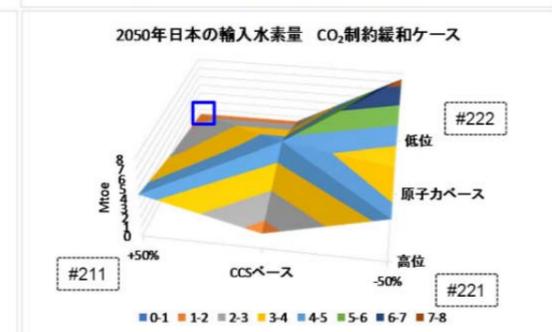
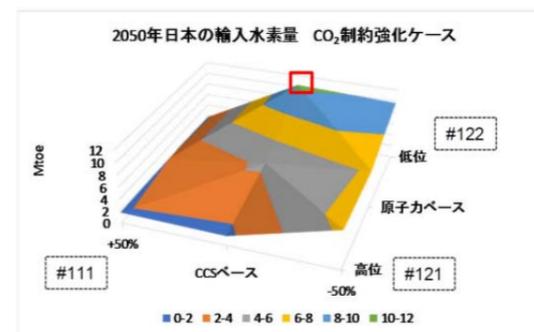
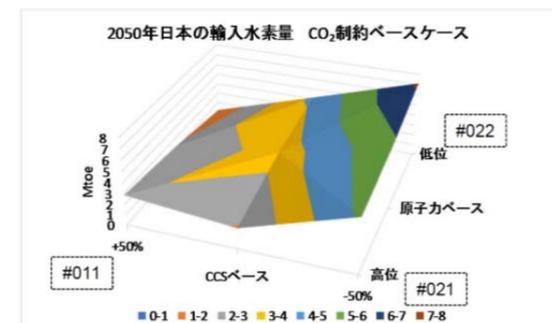
### 感度分析結果 E): 再エネ由来水素供給量

- 再エネ由来水素の供給量はCCS可能量に大きく影響を受ける
  - CCS可能量が+50%になると国内の再エネ由来水素はほぼゼロに近くなる(青枠内は最小値0Mtoe)



### 拡張感度分析結果 F): 輸入水素供給量

- 輸入水素の供給量には様々なファクターが影響を与えるものと推定される
  - 主要な傾向として、エネルギー供給に対する制約が強まると水素輸入量も増える傾向にあるが、その他のパラメータに対する感度は一様ではない





# CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ研究 水素ステーションの自立化

＜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以外の分野での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/水素混焼火力発電でのCO<sub>2</sub>フリー水素の利用がキーとなるのではないかと。そのためには水素CIFコストを24円/Nm<sup>3</sup>程度まで低減させる必要があるのではないかと。

【資料4.4 R2】

【出典】  
①:KHI作成 2018.5.17  
②④⑤:IAE作成 IAE  
③⑥~⑩:資源エネ庁作

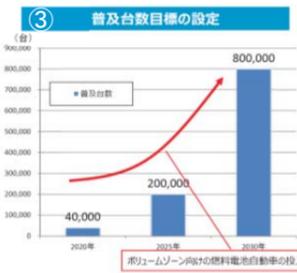
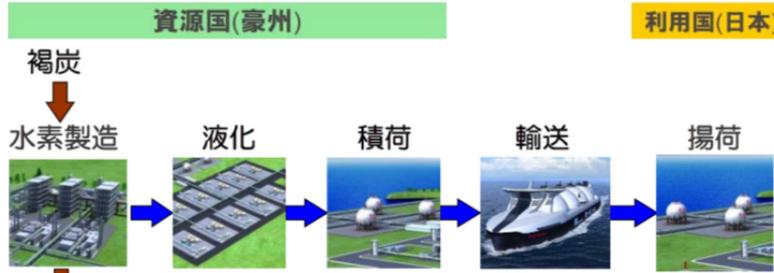
＜水素サプライチェーン商用化の姿＞ (by KHI)  
(KHIのFS: 豪州褐炭由来のCO<sub>2</sub>フリー液化水素)  
・液化水素船: 16万m<sup>3</sup>タンカー × 2隻 運航  
・輸入水素量: 25億Nm<sup>3</sup>/年  
・CIF価格: 29.8円/Nm<sup>3</sup>

＜水素基本戦略＞  
(2017年12月策定 by METI)  
・水素調達量: 34億Nm<sup>3</sup>/年  
・利用水素コスト: 30円/Nm<sup>3</sup>

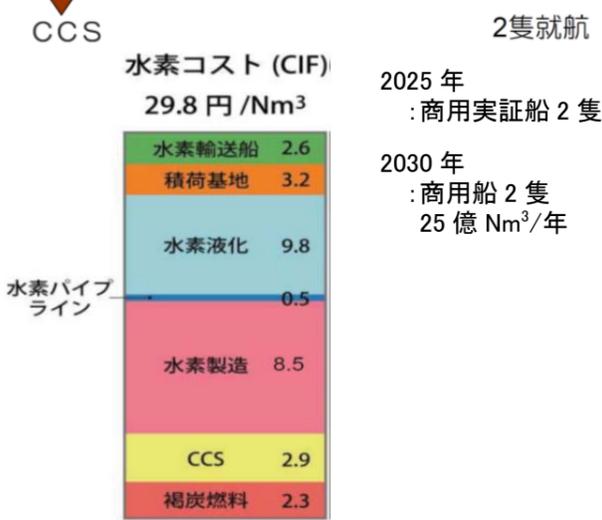
＜FCV普及の姿＞ (by METI)  
・普及台数: 80万台  
・年間走行距離: 9,000km  
・燃費: 105km/kg  
・水素消費量(\*1): 約8億Nm<sup>3</sup>/年  
(\*1) 80万台 × 9,000km/(台・年)/(105km/kg)  
= 69百万kg/年 = 7.7億Nm<sup>3</sup>/年

＜水素ST自立化の姿＞ (by METI) (⇒・・・はIAEが設定)  
・自立化の時期: 2020年代後半 ⇒ 2030年  
・基数: 900基  
・水素供給能力: 平均300Nm<sup>3</sup>/(h・基)  
・営業状況(\*1): 12時間/日、11.5か月/年  
・稼働率: 70% (稼働率100%の定義: 1日12時間の営業時間内フル稼働)  
・水素販売量(\*2): 約8億Nm<sup>3</sup>/年  
・水素販売価格: 96.1円/Nm<sup>3</sup> (1,076円/kg) (by IAE, 左下②)  
・差益(粗利)(\*3): METI 44.6円/Nm<sup>3</sup> (500円/kg) ⇒ IAE 収益15.9円/Nm<sup>3</sup>  
(\*1) 保守点検対応を含む  
(\*2) 300Nm<sup>3</sup>/(h・基) × 900基 × (12h/d) × (365d/y) × (11.5m/12m) × 0.7 = 7.9億Nm<sup>3</sup>/年  
(\*3) METI定義の差益: 販売価格 - 調達コスト。IAE定義の収益: 販売価格 - 販売原価

## ① 2030年に向け実用可能性検討の結果



(FCV累計80万台)  
(水素消費量: 約1,000Nm<sup>3</sup>/(台・年))  
(合計: 約8億Nm<sup>3</sup>/年)



＜製油所HPU代替普及の姿＞ ④  
・水素調達価格: 想定30~25円/Nm<sup>3</sup> (政府支援が必要)  
・水素消費量: 想定約6億Nm<sup>3</sup>/年 (2020年に適用される船舶燃料の低硫黄化規制対応により増加すると想定した量)

＜事業用水素発電普及の姿＞ ⑤  
・LNG/水素混焼  
・水素調達価格: 想定25~20円/Nm<sup>3</sup> (政府支援が必要)  
・水素消費量: 想定約13億Nm<sup>3</sup>/年  
根拠: LNG火力発電所で水素が5vol%混焼されると想定 ⇒ 計約13億Nm<sup>3</sup>/年 (by IAE)  
①千葉&神奈川エリア(7LNG火力、計2,006万kW) 水素需要量: 約6.9億Nm<sup>3</sup>/年  
②愛知&三重エリア(3LNG火力、計957万kW) 水素需要量: 約3.3億Nm<sup>3</sup>/年  
③大阪&兵庫エリア(4LNG火力、計845万kW) 水素需要量: 約2.9億Nm<sup>3</sup>/年  
①~③合計水素需要量: 約13億Nm<sup>3</sup>/年 (稼働率49%, 熱効率57%)

＜その他普及の姿＞  
・利用先: 自家発GTコジェネ: 業務用純水素FC: FC鉄道車両、船舶、etc.  
・水素調達価格: 30~20円/Nm<sup>3</sup> (政府支援が必要)  
・水素消費量: 約7億Nm<sup>3</sup>/年

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

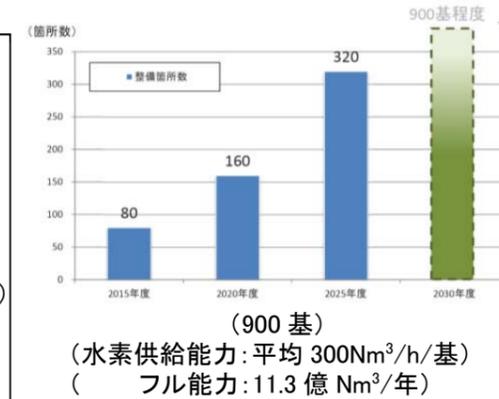
＜価格バランス＞ (at 水素ST in 2030) (by IAE)  
水素販売価格: 96.1円/Nm<sup>3</sup> (1,076円/kg) (≒ 2020年における政府目標)  
(1) 水素CIFコスト: 29.8円/Nm<sup>3</sup> (水素輸入量25億Nm<sup>3</sup>/年でのKHIのFS結果)  
(2) 揚地基地(\*1): 3.2 " (\*1) KHI1の積荷基地データと同じと設定 (IAE)  
(3) 国内輸送費(\*2): 3.0 " (\*2) 液化水素 (METI資料)  
(4) STの整備費(償却)(\*3): 12.9 " (\*3) 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<sup>3</sup> 管理費(1%)、諸経費(0.5%)、支払金利(4%)

## ② 水素STでの目標水素価格 (IAE試算)

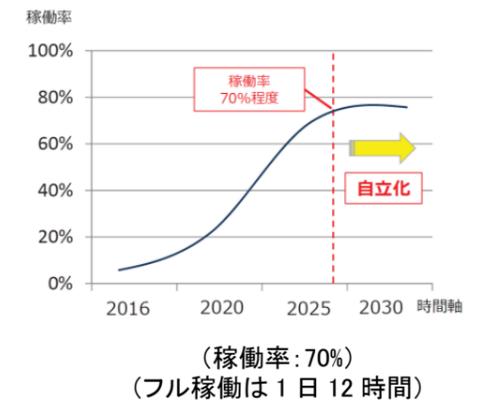
水素STでの水素販売価格:  
・政府目標 at 2020年頃: ハイブリッド車の燃料代と同等以下  
・現在: 1,000~1,100円/kg = 89~98円/Nm<sup>3</sup>  
ハイブリッド車:  
・燃費: 19km/L  
・ガソリン価格(税込): 139円/L  
・ガソリン燃料代(税込): 7.3円/km  
・ガソリン税: 53.8円/L (53.8円/L)/(32.9MJ-LHV/L) = 1.635円/MJ-LHV

FCV (IAE推算: 発売当初のトヨタミライ相当)  
・タンク容量: 122.4L  
・圧力: 70MPa(走行前) → 10MPa(走行終) ⇒ 使用水素量 = 4.41kg  
・走行距離: 650km (0°Cの場合)  
・燃費: 147km/kg  
・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)  
・目標水素価格(税抜): 1076円/kg ((7.3円/km) × (147km/kg)) = 96円/Nm<sup>3</sup> (≒ 現在の水素販売価格)  
・水素税(熱量ベースでガソリンと等価と設定): 196円/kg = 17.5円/Nm<sup>3</sup>  
: 1.635円/MJ-LHV × (120MJ-LHV/kg) = 196円/kg = 17.5円/Nm<sup>3</sup>

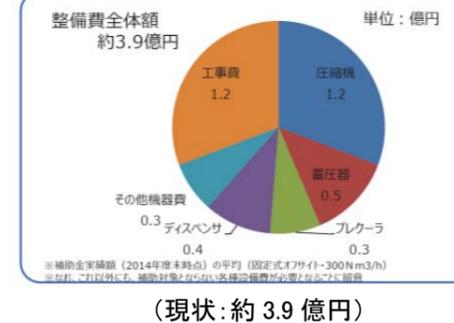
## ⑥ 水素ステーションの整備目標



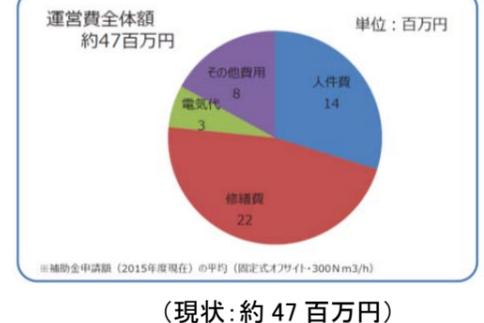
## ⑦ 水素STの稼働率の推移 (イメージ)



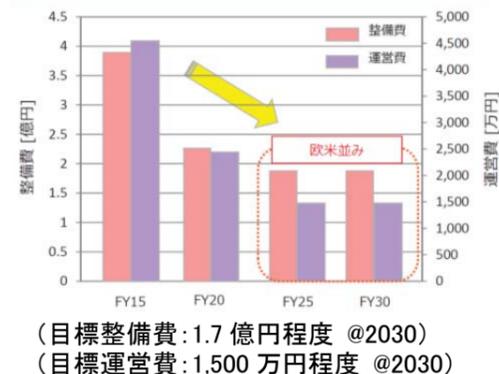
## ⑧ 水素ステーション整備費内訳



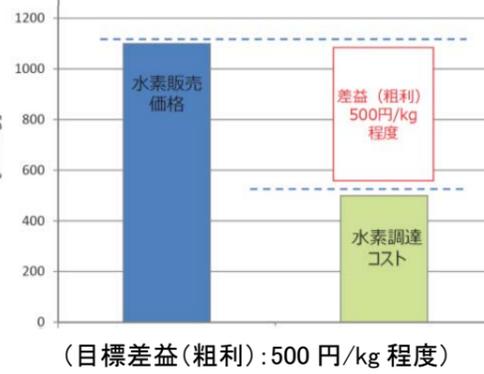
## ⑨ 水素ステーション運営費内訳



## ⑩ 水素ST整備費・運営費の推移 (イメージ)



## ⑪ 水素STの差益(粗利)の推移 (イメージ)





1 背景

国際海事機関第70回海洋環境保護委員会での審議結果<sup>1)</sup>

1. 船舶燃料の硫黄分濃度規制の開始時期の検討

IMOでは、2008年に大気汚染防止対策として船舶からの硫黄酸化物(SO<sub>x</sub>)排出削減のため、その燃料油中の硫黄分濃度の規制を導入しました。この規制では、船舶の燃料油に含まれる硫黄分を段階的に削減していくものであり、一般海域(全海域)と指定海域(北海・バルト海等)に分けて規制値を設定しています。

今次会合では、IMOが設置した専門家部会による世界の船舶燃料油の需給予測に基づき、一般海域における燃料油中硫黄分の規制値(現行3.5%以下)を0.5%以下に強化する時期を2020年か2025年のいずれが適切かを審議した結果、日本を含む多数国が支持した2020年からの開始を決定しました。2020年からは、全ての船舶がこの規制に適合する燃料油を使用するか、同等の効果のあるLNG等の代替燃料油の使用、または排気ガス洗浄装置を使用する必要があります。

2 検討の前提条件

1) 2020年の船舶燃料油の需給予測<sup>2)</sup>

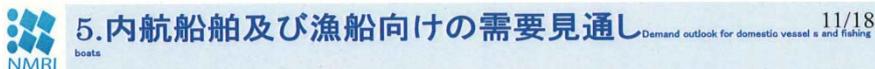


内航船舶及び漁船向けの需要見通し the demand outlook of domestic vessels and shipping boats

@前提条件@ Precondition;

- 足元の需要をベースに、政府経済見通しを勘案して、2020年時点の船舶燃料の需要を想定した。This is an assumed marine fuel demand for the year of 2020, on the basis of the recent demand as well as considering government's economic outlook.
- また、内航船および漁船のLNGやバイオ燃料の油種転換は、流通上の問題等から、2020年時には、普及しないと予測した。Also, changing oil type of LNG and bio fuel for domestic vessels and fishing boats is not expected to be diffused for the reason of problem in distribution.
- スクラバー対応についても小型船のために設置スペースがないためにほとんど普及しないと予測した。Also, scrubber application is estimated not to be diffused for there's not enough space in smaller vessels.

したがって、国内の船舶燃料油は低硫黄燃料油での対応となる。 Therefore, low sulfur fuel is more applicable to the domestic vessels.



unit : 10k/KL

|                  | 2015 (achievement) |             |             | 2020 (expected achievement) |             |             | yearly growth rate(2015→2020) |             |             |
|------------------|--------------------|-------------|-------------|-----------------------------|-------------|-------------|-------------------------------|-------------|-------------|
|                  | gas oil            | A-heavy oil | C-heavy oil | gas oil                     | A-heavy oil | C-heavy oil | gas oil                       | A-heavy oil | C-heavy oil |
| domestic vessel  | 15                 | 101         | 254         | 14                          | 96          | 237         | -1.0%                         | -1.1%       | -1.4%       |
| cargo            | —                  | 78          | 164         | —                           | 74          | 153         | —                             | -1.0%       | -1.3%       |
| passenger        | 15                 | 24          | 91          | 14                          | 22          | 84          | -1.0%                         | -1.4%       | -1.5%       |
| fishing boat     | 35                 | 104         | —           | 32                          | 92          | —           | -2.0%                         | -2.3%       | —           |
| total            | 50                 | 205         | 254         | 45                          | 188         | 237         | -1.7%                         | -1.7%       | -1.4%       |
| domestic total   | 3,359              | 1,169       | 633         | 3,306                       | 943         | 482         |                               |             |             |
| ratio of vessels | 1.5%               | 17.5%       | 40.2%       | 1.4%                        | 19.9%       | 49.3%       |                               |             |             |

\* The figures in C-heavy oil include those of B-heavy oil. The domestic totals show the total of B・C-heavy oil for general use.

2020年度に向けて、経済成長は年率2%程度の堅調な経済成長を前提としても、Even on the assumption that there will be robust yearly 2% economic growth toward the year of 2020, however

- 重量物の輸送量は減って、内航貨物の輸送量は漸減し、旅客船の乗客数も減る。Heavy goods freight traffic and domestic cargo will reduce and the number of passenger on passenger ships will also reduce.
- 漁業に従事する人口は減る傾向であり、漁船向けの燃料需要も減っていく。The population engaged in fishing industry tends to be reducing and so does the fuel demands for fishing boats.

この結果、C重油(電力用以外)需要に占める内航船舶のシェアは、2020年には50%に迫るものと想定される。As a result, the market share of C-heavy oil (excluding power supply use) demand for domestic vessels is expected to become up to 50% in the year of 2020.

- 外航船舶向けの保税重油については、世界の主要な供給地ごとの価格差により、どの港で補油するか、ユーザー（船舶）側に選択権がある。As for bonded fuel oil for ocean going vessels, they have options to decide where to refuel for there is a price difference in each country's main supply center
- 日本積みは一般に価格競争力での優位性は無いので、2020年時点の日本積み需要は、近年の実績のうち、A重油7万KL、C重油370万KL程度と想定する。Demands for shipment in Japan for the year of 2020 is estimated about 700000/KL for A-heavy oil and 3700000/KL for C-heavy oil according to the achievement in the recent years for they do not have advantage in general price competitiveness.
- 需給状況がC重油の過剰な局面では、これに追加されるものと想定される。These figures would be added when reaching the excessive situation of supply and demand, for C-heavy oil.

unit : 10k/KL

|                              | 2012FY (achievement) |             | 2015FY (expected achievement) |             | 2020FY (estimate) |             |
|------------------------------|----------------------|-------------|-------------------------------|-------------|-------------------|-------------|
|                              | A-heavy oil          | C-heavy oil | A-heavy oil                   | C-heavy oil | A-heavy oil       | C-heavy oil |
| domestic vessels             | 115                  | 253         | 116                           | 254         | 110               | 237         |
| fishing boats                | 147                  | —           | 138                           | —           | 124               | —           |
| export (ocean going vessels) | 8                    | 416         | 13                            | 370         | 65                | 370         |

・A-heavy oil includes gas oil. Also, C-heavy oil includes B-heavy oil

表2 水素化処理プロセス別の運転条件と水素消費量の一覧

## 2) 水素化処理における水素消費量の原単位<sup>3)</sup>

直脱と間脱の概説(下記)及び、右表2中の常圧残油脱硫(間脱)の水素消費量 45~80 Nm<sup>3</sup>/kL、常圧残油脱硫(直脱)の水素消費量 100~250 Nm<sup>3</sup>/kL等の情報を基に、2020年からの船舶燃料の低硫黄化規制対応として常圧残油脱硫用として新たに必要になる水素の需要量の原単位を 100 Nm<sup>3</sup>/kLと設定する。

| 水素化処理プロセス  | 温度 (°C) | 水素分圧 (atm) | H <sub>2</sub> /Oil比 (Nm <sup>3</sup> kL <sup>-1</sup> ) | 水素消費量 (Nm <sup>3</sup> kL <sup>-1</sup> ) |
|------------|---------|------------|--|---|
| ナフサ        | 250~330 | 5~30       | 30~80  | 5~10                                      |
| 灯油         | 250~350 | 10~40      | 50~120   | 5~15                                      |
| 軽油         | 300~400 | 40~80      | 100~250  | 30~60                                     |
| 常圧残油脱硫(間脱) | 330~390 | 35~90      | 200~500  | 45~80                                     |
| マイルド水素化分解  | 360~420 | 35~100     | 200~700  | 70~100                                    |
| 減圧軽油水素化分解  | 370~470 | 100~200    | 800~2,000  | 270~360                                   |
| 常圧残油脱硫(直脱) | 350~430 | 140~250    | 600~1,500  | 100~250                                   |
| 減圧残油水素化分解  | 400~440 | 140~200    | 600~1,500  | 200~300                                   |

## 直脱(直接脱硫)と間脱(間接脱硫)の概説

通常、高硫黄原油などを常圧蒸留装置で処理してから得られる常圧残油には2~4重量%の硫黄分が含まれている。これを低・中硫黄含有量の混合基材として使用できるようにするには、硫黄含有量を下げること(脱硫)が必要となる。この場合、常圧残油を直接、水素化脱硫する方式を直接脱硫と呼び、常圧残油を減圧蒸留装置で処理して減圧軽油と減圧残油とに分け、減圧軽油のみを水素化脱硫した後、減圧残油を混合することにより、製品としての重油の硫黄含有量を間接的に下げる方式を間接脱硫と呼ぶ。減圧軽油の脱硫プロセスでは、アルミナ担体に、Co、Mo、Ni、Wなどの金属を担持させた触媒が使用され、反応条件は圧力 50 ~ 110kg/cm<sup>2</sup>、温度 350 ~ 450 °Cである。減圧軽油は通常 1.5 ~ 3.5 重量%の硫黄分を含むが、水素化脱硫により、これを 0.1 ~ 0.5 重量%程度まで下げることが可能である。昨今は、常圧残油の直接脱硫技術の確立および直接脱硫プロセスの普及により、間接脱硫の要求度が減少してきており、脱硫減圧軽油は、重油の硫黄含有量低下の混合基材としてではなく、接触分解装置の主原料として使用されることが多い。つまり、間接脱硫装置は重油の間接脱硫用としてよりは、接触分解装置用原料の前処理装置(pre-treater)としての重要度を深めてきている。なお、運転条件を若干過酷にし、触媒を変えるなどして、減圧軽油の脱硫だけではなく分解を目的とした運転が行われることもある。これをマイルド・クラッキングと呼んでいる。減圧軽油の脱硫の工業的プロセスとしては、アイソマックス、ガルファイナー、ゴーフファイナー、ユニクラッカーなどがある。

(出典)JOGMEC 石油・天然ガス資源情

## 3 規制強化に伴い増加すると思われる国内水素需要量の概算

2020年における日本における低硫黄燃料需要量(C重油)

|              |                              |
|--------------|------------------------------|
| 内航船舶及び漁船向け   | 237 万kL/年                    |
| 外航船向け        | 370 "                        |
| 合計           | 607 万kL/年                    |
| 水素消費原単位(増加分) | 100 Nm <sup>3</sup> /kL とすると |
| 水素需要量(増加分)   | 60,700 万Nm <sup>3</sup> /年   |
|              | 6 億Nm <sup>3</sup> /年        |

出典

1 <http://www.mlit.go.jp/common/001150667.pdf>

2 林 利昭;「日本国内における低硫黄燃料供給の可能性」

3 新妻 拓弥; 製油所での水素の製造と利用, 水素エネルギーシステム, Vol.33, No.2(2008), p26-29

LNG/水素混焼コンバインド発電における水素使用量

IAE

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 <sup>1)</sup>        | 10,650 億kWh/年程度         | 0.2778 kWh/MJ           |
| LNG火力発電: 割合 <sup>1)</sup>   | 27 %                    |                         |
| LNG火力発電: 総電力量 <sup>3)</sup> | 2,845 億kWh/年            |                         |
| LNG火力発電: 熱効率 <sup>3)</sup>  | 57 %                    |                         |
| LNG発熱量(HHV) <sup>3)</sup>   | 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 <sup>3</sup> /年 | 501 億Nm <sup>3</sup> /年 |

LNG火力の総設備容量

総発電電力量

2845 億kWh/年

稼働率<sup>2)</sup>

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)

&lt;100万KWのLNG火力発電&gt;

設備容量

100 万kW

稼働率<sup>2)</sup>

49 %

年間稼働時間

4,292 hr/年

発電電力量

42.9 億kWh/年

熱効率<sup>3)</sup>

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<sup>3</sup>/年

&lt;総LNG火力代替の水素火力&gt;

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<sup>3</sup>/年1651 億Nm<sup>3</sup>/年

&lt;100万KWの水素火力発電(専焼)&gt;

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<sup>3</sup>/年

51 % とすると

2.14 億kg/年

23.8 億Nm<sup>3</sup>/年 とする(エネルギー庁の数値: 23.7億Nm<sup>3</sup>/年と整合)

日本のLNG受入基地 (頁5&amp;6参照)

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

957

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)

861

411

363

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)

99

47

42

(億Nm<sup>3</sup>/年)

138

66

58

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

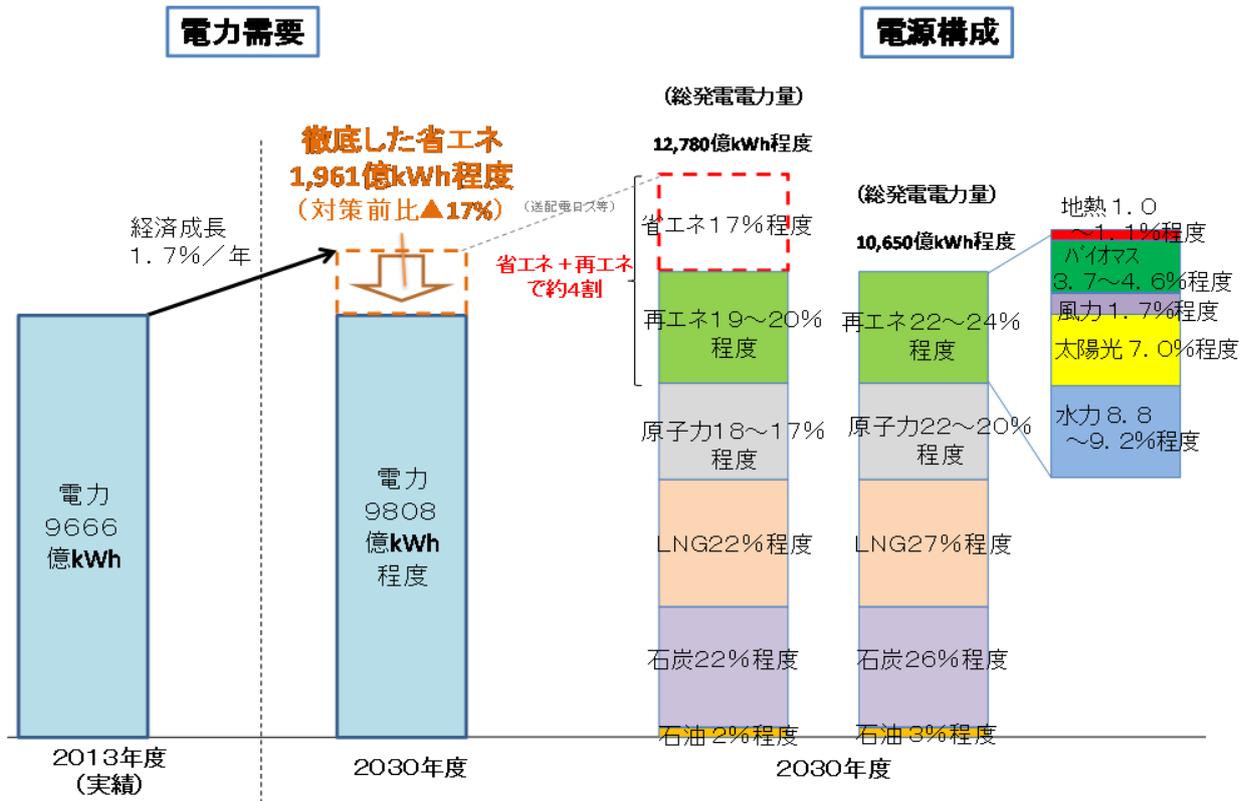
6.9

3.3

2.9

(億Nm<sup>3</sup>/年) 合計

13.1



2030年度の電力の需給構造<sup>1)</sup>  
 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<br>(事業用100万Kw・専焼)     | 23.7億Nm <sup>3</sup>     | —     | LNG火力発電の燃料を水素に熱量換算して試算<br>○出力:100万kW<br>○熱効率想定:51%(「コスト等検証委員会」より)<br>○稼働率想定:49%(「電力需給の概要」2010年度実績)                           |
| 水素発電<br>(自家発10万kW・専焼)      | 3.5億Nm <sup>3</sup> /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<br>○出力:10万kW<br>○熱効率想定:41%(「総合エネルギー統計」より)<br>○稼働率想定:58%(「電力調査統計」より)<br>(※効率と稼働率は自家発平均)             |
| 燃料電池自動車                    | 1,060Nm <sup>3</sup> /台  | 223万台 | 燃料電池自動車の試算前提<br>○燃費:8.9km/Nm <sup>3</sup> (100km/kg-H <sub>2</sub> )(JHFCプロジェクトより)<br>○年間走行距離:9,500km(JHFCプロジェクトより)          |
| 燃料電池バス<br>(路線バス)           | 52,000Nm <sup>3</sup> /台 | 4.5万台 | 燃料電池バスの試算前提<br>○燃費:0.99km/Nm <sup>3</sup> (JHFCプロジェクトより)<br>○年間走行距離:51,684km<br>(日本バス協会「日本のバス事業」をもとに推計)                      |
| 家庭用<br>純水素形燃料電池<br>(0.7kW) | 2,260Nm <sup>3</sup> /台  | 105万台 | 家庭用純水素型燃料電池の試算前提<br>○家庭用燃料電池の年間発電電力量:3.301kWh<br>(「パナソニックHP」より推計)<br>○純水素形の発電効率想定:49%<br>(家庭用燃料電池の発電効率39%(LHV)、改変器効率80%から算出) |

各用途が同程度の水素需要

### 水素発電について<sup>2)</sup>

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<sup>2)</sup>

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<br>(億kWh) | 2,845 | 2,810 | 4,057 | 2,845 | 1,398 | 315   |
| 政策経費<br>(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<br>※サンプルプラント(名称,定格出力,運開年)<br>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%<br>○60% ○50%<br>○40% ○30%<br>○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<br>○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<br>(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<br>(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<br>(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<br>(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<br>(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<br>(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<br>・2014 年 52%<br>・2020 年 52%<br>・2030 年 57%   | 現状においては熱効率 52%の 1500°C級ガスタービンが実用化されているが、今後、1700°C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<br>・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<br>・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

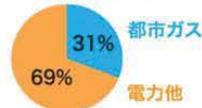


※数値は都市ガス用途以外を含みます。  
※四捨五入のため、合計値があわない場合があります。  
出典：財務省貿易統計

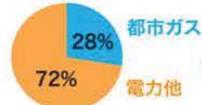


LNGタンカー

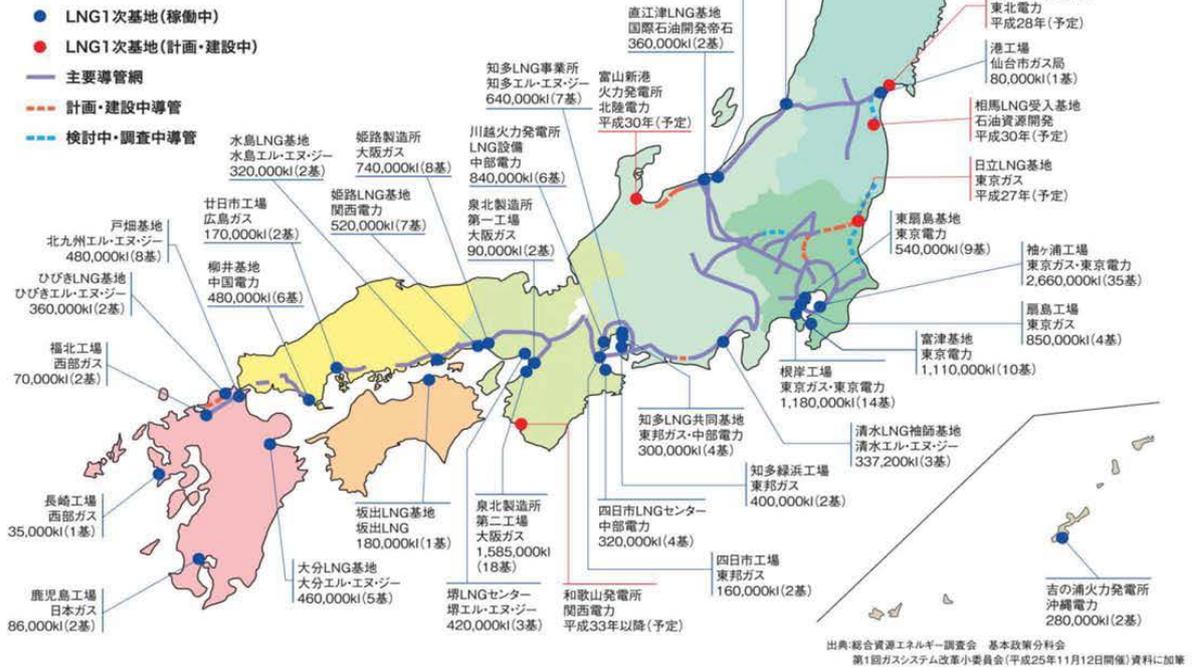
### 2003年度 LNG輸入量内訳



### 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LNG(専焼)火力発電所

千葉・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア  
(PPS, IPPは除く)

### <千葉・神奈川エリア>

(出典:ウイキペディア)

| 発電所名     | 総出力(万kW) | 所在地        |
|----------|----------|------------|
| 千葉火力発電所  | 438      | 千葉県千葉市中央区  |
| 五井火力発電所  | 188.6    | 千葉県市原市     |
| 袖ヶ浦火力発電所 | 360      | 千葉県袖ヶ浦市    |
| 富津火力発電所  | 504      | 千葉県富津市     |
| 川崎火力発電所  | 200      | 神奈川県川崎市川崎区 |
| 東扇島火力発電所 | 200      | 神奈川県川崎市川崎区 |
| 南横浜火力発電所 | 115      | 神奈川県横浜市磯子区 |
| 合計       | 2,005.6  |            |

### <愛知・三重エリア>

| 発電所名      | 総出力(万kW) | 所在地       |
|-----------|----------|-----------|
| 新名古屋火力発電所 | 305.8    | 愛知県名古屋市港区 |
| 知多第二火力発電所 | 170.8    | 愛知県知多市    |
| 川越火力発電所   | 480.2    | 三重県三重郡川越町 |
| 合計        | 956.8    |           |

### <大阪・兵庫エリア>

| 発電所名    | 総出力(万kW) | 所在地        |
|---------|----------|------------|
| 南港発電所   | 180      | 大阪府大阪市住之江区 |
| 堺港発電所   | 200      | 大阪府堺市西区    |
| 姫路第一発電所 | 150.74   | 兵庫県姫路市飾磨区  |
| 姫路第二発電所 | 314.6    | 兵庫県姫路市飾磨区  |
| 合計      | 845.34   |            |

(PPS) Power Producer and Supplier

特定規模電気事業者(小売自由化部門への新規参入者)

(IPP) Independent Power Producer

独立系発電業者(自前の発電施設で作った電気を電力会社に販売する企業)

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)

1 アブダビ太陽光発電電力(記事)

1) Sweihan PV IPP in Abu Dhabi

丸紅がファイナンス アグリーメントにサイン(2017年5月30日のニュース記事)

規模: 118万kW、 契約期間: 25年

Weighted LEC(\*1): 2.42 セント/kWh ⇒ 110 円/トルとして 2.66 円/kWh

(\*1): Levelized Electricity Cost: 均等化発電原価: 発電所に必要な全コストを発電期間の全発電量で割った値

Sweihan PV IPP – Bids Opening Summary

- Opening of Proposals occurred on 19<sup>th</sup> September 2016 at the offices of ADWEA in Abu Dhabi.
- Six Bidders submitted Proposals, the consortium formed of **Marubeni & Jinko Solar** submitted the most competitive Proposal with a weighted LEC of 8.888 Fils/kWh.
- The information in this summary is taken directly from the Bidders' submissions and is subject to the Advisors' further review and verification over the next few weeks of the due diligence process which may result in changes.

| Managing Member | Consortium Member(s) | IRR (%) | LEC (in fils/kWh)   | NPV of Weighted Net Electrical Energy (in MWh) | Weighted LEC (in fils/kWh) | Ranking based on Weighted LEC |
|-----------------|----------------------|---------|---------------------|--|----------------------------|-------------------------------|
| Marubeni        | Jinko Solar          | 7.00%   | 10.796 (USD 2.940c) | 24,422,894                                     | 8.888 (USD 2.420c)         | 1                             |
| Masdar          | EDF PAL              | 7.00%   | 11.311 (USD 3.080c) | 24,361,555                                     | 9.304 (USD 2.533c)         | 2                             |
| Tenaga          | Phelan Energy        | 7.15%   | 11.512 (USD 3.135c) | 18,097,309                                     | 9.543 (USD 2.598c)         | 3                             |
| RWE             | B-Electric           | 7.00%   | 13.038 (USD 3.550c) | 19,539,720                                     | 10.720 (USD 2.919c)        | 4                             |
| JGC             | First Solar Sojitz   | 8.46%   | 13.840 (USD 3.769c) | 22,235,300                                     | 11.339 (USD 3.088c)        | 5                             |
| Kepeco          | Q Cells GSE          | 7.00%   | 15.980 (USD 4.351c) | 10,446,040                                     | 13.349 (USD 3.635c)        | 6                             |

Based on the Evaluated Weighted LEC formula provided in section 6.4 of the RfP (which takes into account (a) each Bidder's Weighted LEC and (b) the average of all Bidder's NPV Net Electrical Energy), the Marubeni/Jinko Solar consortium still ranks first and the Masdar/EDF/PAL consortium still ranks second.

FICHTNER  
Consulting Engineers Limited

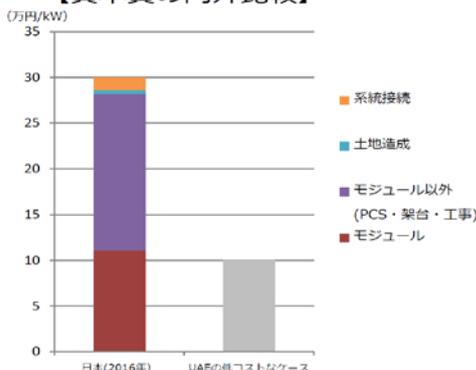
ALDERBROOK  
FINANCE

Akin Gump  
STRAUSS HAUER & FELD LLP

(参考1-4) UAEにおける太陽光発電の低コストなケースについて(\*2)

- 太陽光の最安入札価格は、2016年にUAEで落札された2.42セント/kWh。規模は118万kW、契約期間は25年間。
- UAEにおける低コストの要因としては、①大量調達や、低い労働単価により、資本費が日本の3分の1程度であること、②強い日照による設備利用率が日本の1.5倍以上であることと推計される。

【資本費の内外比較】



【資本費の違い】

日本約30万円: UAE約10万円程度 (推計)

- モジュール・PCS: 大量調達によるコスト低減
- 架台・工事費用等: 低い労働単価、台風等の天災なし
- 接続費用: 電力側負担や、系統近くへの設置で軽微なケースが多い
- 土地造成費: 発生しない、又は軽微のケースが多い

【設備利用率の違い】

日本15%: UAE20%台

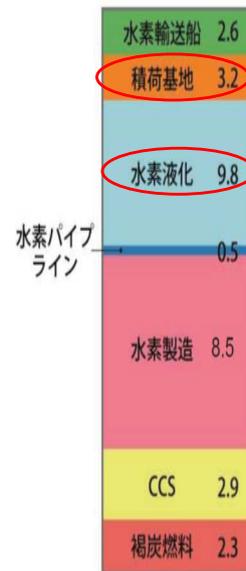
- 追尾式で更に稼働率が高いケースもあり

25年間の総発電量と定格出力よりIAEにて計算すると32%。

(\*2) 出典: 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題について(平成29年5月25日、資源エネルギー庁)

2 Sweihan PV IPPの安い電力がそのまま水素液化と積地基地に使用できるとした場合の各々の運営費の推算 (by IAE)

|               | ( )無しはKHIデータ        | 【共通】 |       | 【根拠】 |
|---------------|---------------------|------|-------|------|
| 水素製造量         | 億Nm <sup>3</sup> /年 | 25.1 | ①     | (表3) |
| 全体運営費         | 億円/年                | 450  | ②     | (図7) |
| 全体電気代の割合      | %                   | 43   | ③     | (図7) |
| 為替レート         | 円/A\$               | 81   | ④     | (表4) |
| 旧電力単価         | A\$/MWh             | 70   | ⑤     | (表4) |
| 〃             | 円/kWh               | 5.67 | ⑥=④x⑤ |      |
| 新電力単価(by IAE) | 円/kWh               | 2.66 | ⑦     | (前頁) |



|                 |                     | 【水素液化機】 | 【積地基地】 |         |
|-----------------|---------------------|---------|--------|---------|
| 工程別電力消費割合       | %                   | 47      | 1      | ⑧ (図8)  |
| 旧電力代            | 億円/年                | 90.9    | 1.9    | ⑨=②x③x⑧ |
| 〃               | 円/Nm <sup>3</sup>   | 3.6     | 0.1    | ⑩=⑨/①   |
| 電力消費量           | kWh/Nm <sup>3</sup> | 0.64    | 0.01   | ⑪=⑩/⑥   |
| 新電力代 (by IAE)   | 円/Nm <sup>3</sup>   | 1.7     | 0.0    | ⑫=⑦x⑪   |
| 電力代低減額 (by IAE) | 円/Nm <sup>3</sup>   | 1.9     | 0.0    | ⑬=⑩-⑫   |
| 旧運営費            | 円/Nm <sup>3</sup>   | 9.8     | 3.2    | ⑭ (右図)  |
| 新運営費 (by IAE)   | 円/Nm <sup>3</sup>   | 7.9     | 3.2    | ⑮=⑭-⑬   |

(KHI公開資料)

表3 水素チェーンモデル規模

| 項目                  | 値                          |
|---------------------|----------------------------|
| 褐炭消費量               | 4.74M トン/年(到着ベース)          |
| 水素製造量 (CIF)         | 0.764MTOE/年                |
|                     | 2.51GNm <sup>3</sup> /年    |
|                     | 225,500 トン/年               |
| CO <sub>2</sub> 貯留量 | 4.39M トン/年                 |
| 水素輸送船               | 160,000m <sup>3</sup> x2 隻 |

表4 運営費算出の前提となる主要単価

| 項目                 | 値            | 備考   |
|--------------------|--------------|--|
| 褐炭                 | 15A\$/トン     | コンベヤーによる直接搬送 (重量は水分含む到着ベース)                            |
| 電気                 | 70A\$/MWh    | 再生可能エネルギー由来電力, 化石燃料発電およびCO <sub>2</sub> 貯留またはカーボンオフセット |
| 水                  | 2A\$/トン      |  |
| CO <sub>2</sub> 処理 | 15A\$/トン     | CarbonNet 貯留費用   |
| 為替レート              | 81¥/A\$      | 1991年~2010年の平均 <sup>9)</sup>                           |
|                    | 0.61€/A\$    |  |
|                    | 0.73US\$/A\$ |  |

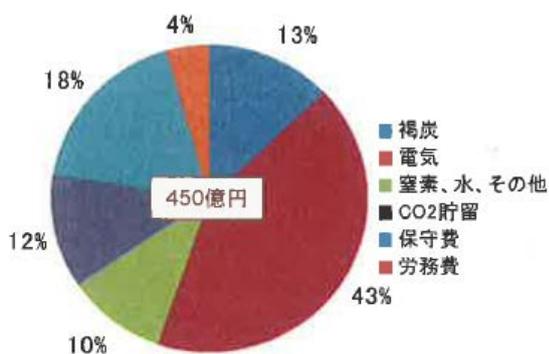


図7 水素チェーンモデルの運営費

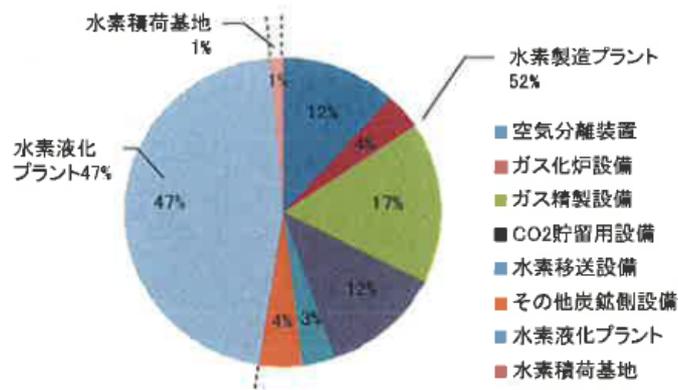


図8 水素チェーンモデルの電力消費内訳

(出典: 山下誠二、他、低炭素社会に向けた水素チェーンの実現可能性検討, Journal of Japan Society of Energy and Resources, Vol.35, No.2)

### 3 UAEの太陽光由来水素サプライチェーンのコスト(見直し by IAE)

#### 3.1 水電解水素製造のコスト

|                              |  |                        |
|------------------------------|--|------------------------|
| 1) 設備費                       | 26 万円/(Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )   | (NEDO目標値)              |
| 稼働年数                         | 10 年                                       | (IAE設定)                |
| 設備利用率                        | 32 %                                       | (総発電電力量と定格出力よりIAEにて算出) |
| <b>固定費</b>                   | <b>9.3 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub></b>  |                        |
| 2) 水電解電力消費量(理論)              | 3.54 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>   |                        |
| 水電解効率                        | 75 %                                       | (IAE設定)                |
| 水電解電力消費量(実際)                 | 4.72 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>   |                        |
| 電力単価                         | 2.66 円/kWh                                 | (前頁Sweihan PV IPP)     |
| <b>電力費</b>                   | <b>12.6 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub></b> |                        |
| 3) 水の費用                      | 1 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>        | (根拠: 次頁-4-参照)          |
| 4) <b>水素製造コスト</b> (1)~3)の合計) | <b>22.8 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub></b> |                        |

#### 3.2 UAEの太陽光由来水素サプライチェーンのコスト

|                   |  |              |
|-------------------|--|--------------|
| ①水素製造(by IAE)     | 22.8 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> | (上記4)        |
| ②水素パイプライン(by KHI) | 0.5 "                                  | (前頁KHI公開資料図) |
| ③水素液化(by IAE)     | 7.9 "                                  | (前頁⑮)        |
| ④積荷基地(by IAE)     | 3.2 "                                  | (前頁⑮)        |
| ⑤水素輸送船(by KHI)    | 2.6 "                                  | (前頁KHI公開資料図) |
| 合計                | 37.0 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> |              |

### 4 パタゴニアの風力由来水素サプライチェーンのコスト

(水電解水素製造設備の稼働年数と設備利用率の修正データが得られていないので、見直しは未実施)

#### 4.1 水電解水素製造のコスト

|                 |  |                          |
|-----------------|--|--------------------------|
| 1) 設備費          | 26 万円/(Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> )   | (NEDO目標値)                |
| <b>稼働年数</b>     | <b>10 年</b>                                | (IAE設定)                  |
| <b>設備利用率</b>    | <b>45 %</b>                                | (別紙 IAE 村田のFS。風力発電と同期稼働) |
| <b>固定費</b>      | <b>6.6 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub></b>  |                          |
| 2) 水電解電力消費量(理論) | 3.54 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>   |                          |
| 水電解効率           | 75 %                                       | (IAE設定)                  |
| 水電解電力消費量(実際)    | 4.72 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>   |                          |
| 電力単価            | 3.5 円/kWh                                  | (別紙 IAE 村田のFS)           |
| <b>電力費</b>      | <b>16.5 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub></b> |                          |
| 3) 水素製造コスト      | 23.1 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>     |                          |

#### 4.2 パタゴニアの風力由来水素サプライチェーンのコスト

|                   |  |
|-------------------|--|
| ①水素製造コスト(by IAE)  | 23.1 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> |
| ④水素パイプライン(by KHI) | 0.5 "                                  |
| ⑤水素液化(by KHI)     | 9.8 "                                  |
| ⑥積荷基地(by KHI)     | 3.2 "                                  |
| ⑦水素輸送船(by KHI)    | 2.6 "                                  |
| 合計                | 39.2 円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> |

## 5 水電解水素製造における水の使用量 & 費用

(第8回シナリオ研でいただいたコメントのフォロー)

2018.2.15

IAE

### <考え方>

- ①水電解はアルカリ法で運転温度は80°Cとする。
- ②水電解の効率ロス分が熱になり、発熱とプロセス水の蒸発が運転温度でバランスする。
- ③水素or酸素に同伴して蒸発水は水洗浄塔に送られる。
- ④水洗浄塔で水素or酸素は循環洗浄水で冷却され、塔頂より40°Cで系外に流出する。40°Cの飽和蒸気圧の水分がロスする。
- ⑤水洗浄塔での水蒸気の凝縮熱(80°C⇒40°Cの潜熱&顕熱)は循環洗浄水ラインの熱交換器で徐熱される。
- ⑥全発熱量がこの熱交換器で徐熱される。
- ⑦冷却水のブローダウン(メイクアップ)は循環冷却水量の5%とする。

### <プロセス水>

#### 1 反応により消費されるプロセス水の量

$$\text{反応式: } \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + 0.5\text{O}_2$$

$$\text{理論水量: } 1 \text{ mol/mol-H}_2$$

$$18 \text{ kg}/2 \text{ kg-H}_2$$

$$18 \text{ kg}/22.4 \text{ Nm}^3\text{-H}_2$$

$$0.804 \text{ kg/Nm}^3\text{-H}_2$$

消費水量: 理論水量 × 1.1 とする。(ブローダウンを含む)

$$0.884 \text{ kg/Nm}^3\text{-H}_2$$

#### 2 水素&酸素に同伴されて系外に出るプロセス水の量

$$\text{系外流出温度: } 40 \text{ }^\circ\text{C} \text{ とする。}$$

$$40^\circ\text{Cの水蒸気圧: } 7.375 \text{ kPa}$$

$$\text{同伴水量: } 0.109 \text{ Nm}^3\text{-H}_2\text{O/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$0.088 \text{ kg-H}_2\text{O/Nm}^3\text{-H}_2$$

#### 3 メイクアッププロセス水の量と費用

$$\text{メイクアッププロセス水の合計量: } 0.972 \text{ kg/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{プロセス水の単価: } 250 \text{ 円/ton}$$

$$\text{プロセス水の費用: } 0.243 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$$

### <冷却水>

$$\text{水素の発熱量(HHV): } 3.54 \text{ kWh/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{(LHV): } 3.00 \text{ kWh/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{水電解効率: } 75 \%$$

$$\text{水電解効率ロス: } 25 \%$$

$$\text{水電解電力消費量: } 4.72 \text{ kWh/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{発熱量: } 1.18 \text{ kWh/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{要除熱量: } 1015 \text{ kcal/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\left[ \begin{array}{ll} 80^\circ\text{Cの水蒸気圧: } 47.36 & \text{kPa} \\ \text{蒸発水量: } 0.701 & \text{Nm}^3\text{-H}_2\text{O/Nm}^3\text{-H}_2 \text{ (O}_2\text{発生に相当する蒸発水も含む)} \\ & 0.563 \text{ kg-H}_2\text{O/Nm}^3\text{-H}_2 \text{ (同上)} \end{array} \right]$$

$$\text{熱交換器入出の冷却水の温度差: } 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\text{循環冷却水量: } 50.7 \text{ kg-H}_2\text{O/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{ブローダウン率(メイクアップ率): } 5.0 \%$$

$$\text{メイクアップ冷却水量: } 2.5 \text{ kg-H}_2\text{O/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{冷却水の単価: } 250 \text{ 円/ton}$$

$$\text{冷却水の費用: } 0.634 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$$

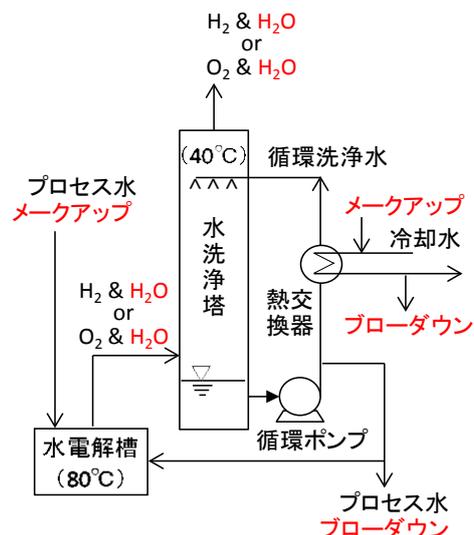
### <プロセス水と冷却水の合計のメイクアップ水量と費用>

$$\text{メイクアップ水量の合計: } 3.5 \text{ kg-H}_2\text{O/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{冷却水の単価: } 250 \text{ 円/ton}$$

$$\text{メイクアップ水の費用の合計: } 0.88 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$$

$$\text{take } 1 \text{ 円/Nm}^3\text{-H}_2$$



水電解水素製造システムフロー図(想定 by IAE)

CO<sub>2</sub>フリー水素普及シナリオ研究  
 豪州褐炭由来のCO<sub>2</sub>フリー液化水素の国富流出

1 修正前の条件／IAE 月例研究会でいただいたコメント／フォローアップ設定条件

1. 1 修正前の条件(第8回シナリオ研での設定条件 by KHI)

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。**

褐炭燃料代: 15 A\$/トン ⇒ (為替レート: 81 円/A\$) ⇒ 2.3 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>

国内還流率: 100 %

1. 2 IAE 月例研究会でいただいたコメント

開発輸入水素の国富流出で褐炭燃料は100%国内還流となっているが、海外流出もあるはず。

1. 3 フォローアップ設定条件

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、上乗せした分をロイヤリティー(海外流出分)とした。**具体的には褐炭燃料単価を以下の通りとした。

褐炭燃料代: 15 A\$/トン ⇒ (為替レート: 81 円/A\$) ⇒ 2.3 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> (by KHI)

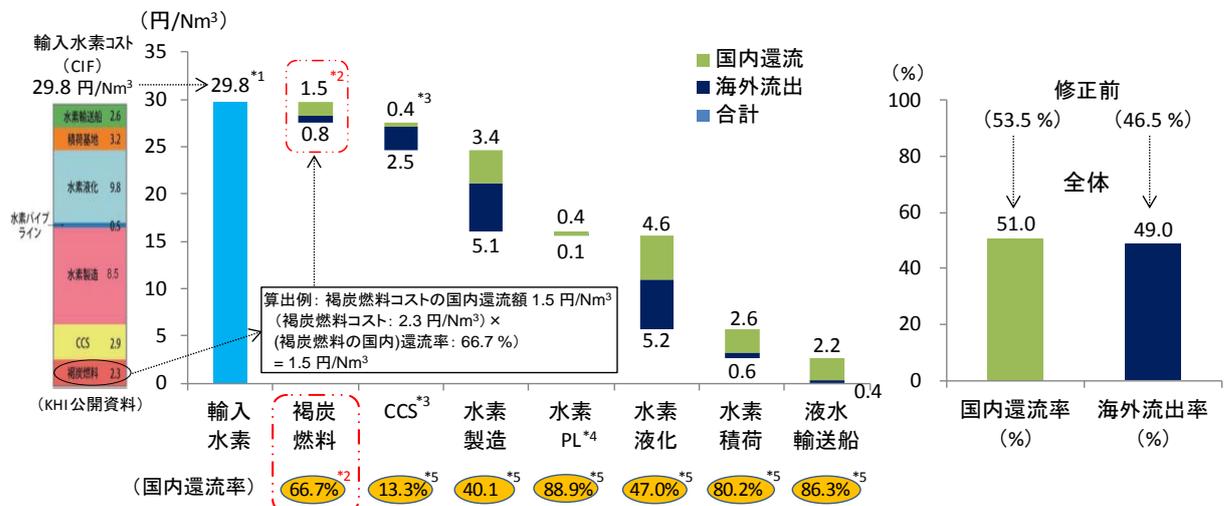
海外流出分: 5 A\$/トン (33.3 %) (by IAE)

国内還流分: 10 A\$/トン (66.7 %) (by IAE)

2 フォローアップ結果

2. 1 豪州褐炭由来輸入CO<sub>2</sub>フリー液化水素の海外流出率、国内還流率

Case 1:



脚注\*1 2030年における開発輸入CO<sub>2</sub>フリー水素の目標CIFコスト。輸入量は25億Nm<sup>3</sup>/年規模。  
第2回 NEDO TSC Foresightセミナー（2015年10月30日）でのKHI殿公開資料に基づく。

脚注\*2 IAE月例研究会でのコメントを踏まえ、KHI殿の意見を参考にIAEにて設定。  
褐炭燃料は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。  
褐炭燃料単価を少し高めに設定し、**上乗せした分**をロイヤリティー（**海外流出**）とした。

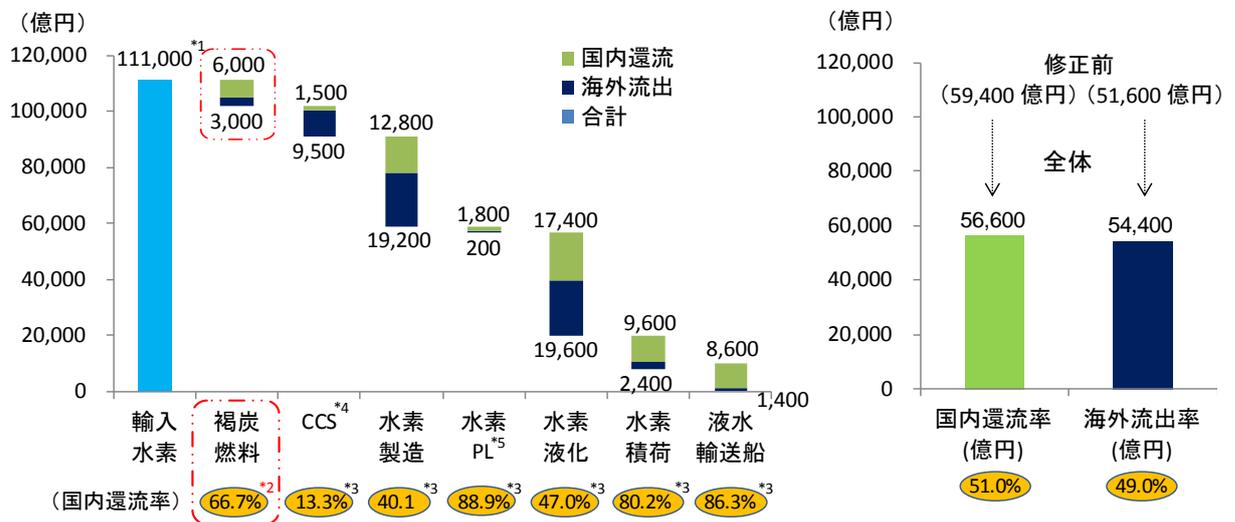
脚注\*3 KHI殿へのヒアリング結果に基づく。

脚注\*4 CCSのうち、昇圧用圧縮機が国内還流に貢献と想定。

脚注\*5 PL: パイプライン

## 2. 2 豪州褐炭由来輸入 CO<sub>2</sub> フリー液化水素の海外流出金額、国内還流金額

Case 1:



脚注\*1 KHI殿公開資料に基づく。

29.8 円/Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub> X 3,728億Nm<sup>3</sup>-H<sub>2</sub>/年（輸入水素量は4,492百万MMBtu/年相当）

脚注\*2 IAE月例研究会でのコメントを踏まえ、KHI殿の意見を参考にIAEにて設定。  
褐炭燃料は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。  
褐炭燃料単価を少し高めに設定し、**上乗せした分**をロイヤリティー（**海外流出**）とした。

脚注\*3 KHI殿へのヒアリング結果に基づく。

脚注\*4 CCSのうち、昇圧用圧縮機が国内還流に貢献と想定。

脚注\*5 PL: パイプライン

2.3 LNG vs 水素：輸入LNGと熱量等価な輸入水素の輸入金額、海外流出／国内還流金額  
 <設定条件>

豪州褐炭液化水素の海外流出率、国内還流率の設定条件は以下の通り(全ケース共通)。

- ・海外流出率：46.5%(前回) ⇒ 49.0%(今回)
- ・国内還流率：53.5%(前回) ⇒ 51.0%(今回)

<設定条件>

|           | 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 <sup>3</sup> | 7.5 \$/MMBtu | 29.8円/Nm <sup>3</sup> | 11 \$/MMBtu | 29.8円/Nm <sup>3</sup> |
|           | 為替レート          | 80円/\$      | -                     | 94円/\$       | -                     | 120円/\$     | -                     |
|           | 輸入金額           | 64,700億円    | 111,000億円             | 24,200億円     | 85,000億円              | 45,900億円    | 86,000億円              |
| 海外流出率     | 0.853          | 0.49(*1)    | 0.886                 | 0.49(*1)     | 0.868                 | 0.49(*1)    |                       |
| 国内還流率     | 0.147          | 0.51(*1)    | 0.114                 | 0.51(*1)     | 0.132                 | 0.51(*1)    |                       |

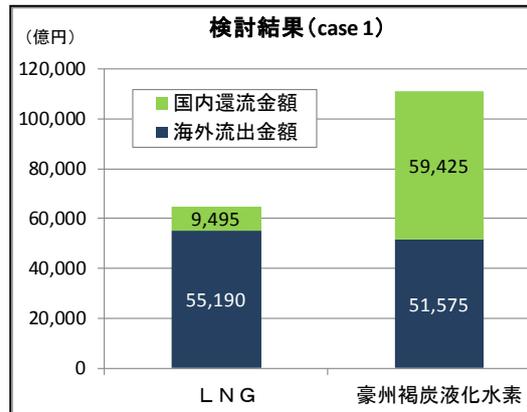
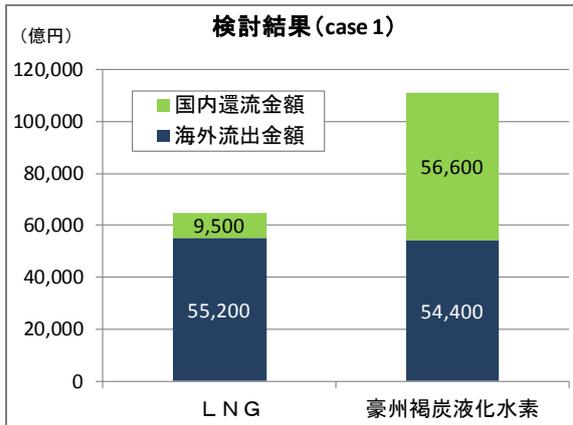
(\*1):IAE設定

<比較結果>

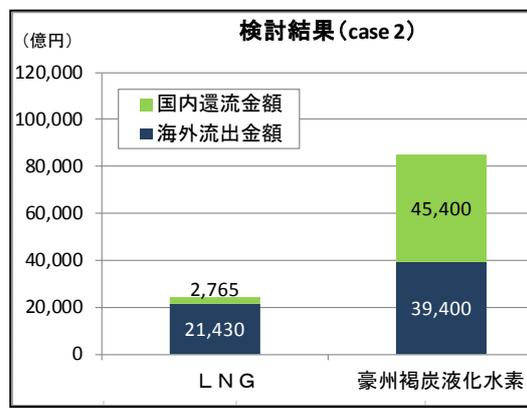
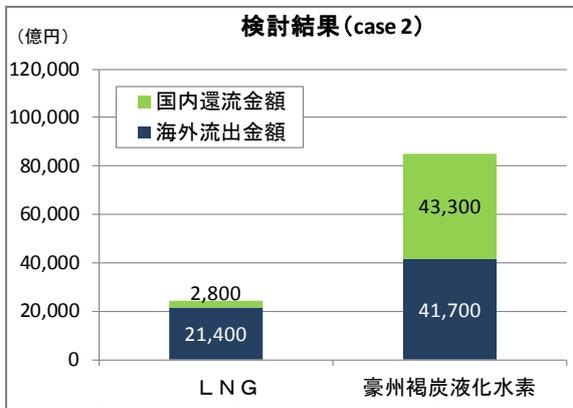
<<今回>>

<<前回>>

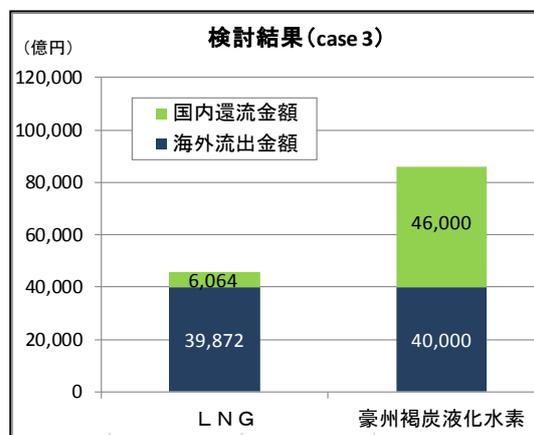
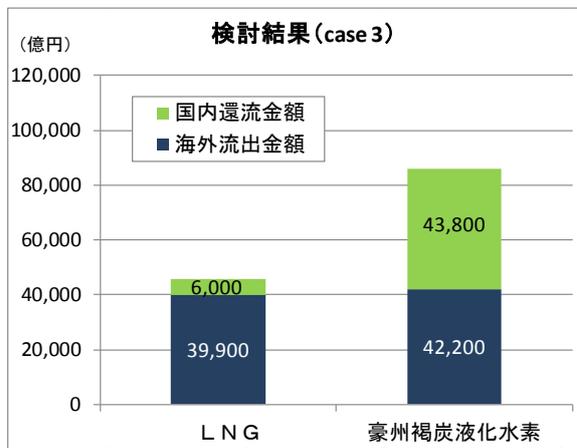
Case1: 輸入熱量 = 4,492 百万 MMBtu/年



Case2: 輸入熱量 = 3,432 百万 MMBtu/年



Case3: 輸入熱量 = 3,480 百万 MMBtu/年



#### <考察>

開発輸入水素の CIF コスト(29.8 円/Nm<sup>3</sup>)に占める国内還流の割合が比較的高いのは水素製造と水素液化である。従って、将来、液化水素チェーンが本格普及した時、**褐炭燃料におけるロイヤリティー(オーナー収益)に多少変動があっても、全体の国内還流率は本試算から大きく減少することはない、50%程度維持されることが期待できる。**また、LNG と熱量等価の開発輸入水素は全体の金額は増えるが、国外流出金額はLNGと同程度であり、**全体金額で増えるその分は国内還流として増える、**と言える。

**METI 水素・燃料電池戦略ロードマップ:**

フェーズ1(現在~): 水素利用の飛躍的拡大  
フェーズ2(2020年代後半): 水素発電の本格導入/  
大規模な水素供給システムの確立  
フェーズ3(2040年頃): トータルでのCO<sub>2</sub>フリー水素供給システムの確立

**<2030年> 水素基本戦略** (2017年12月策定)  
・水素調達量: 30万t/年(34億Nm<sup>3</sup>/年)  
・利用水素コスト: 30円/Nm<sup>3</sup>

**グローバルな水素サプライチェーンの確立、製油所HP代替水素利用、LNGコンバインド発電での水素混焼利用、他産業での水素利用 ⇒ 水素STの自立**

主要課題: 価格バランスと需給バランスの両立

**【国内】 副生水素や既存設備で製造された水素の利活用。中小規模で地産地消型。**

- 1) 再エネ由来水素  
価格と量は個々の環境・条件による。
- 2) 既存設備水素(供給余力)

国内水素の価格及び供給量は、主として地域特性に依存。9億Nm<sup>3</sup>/年とすると需給がバランスする。

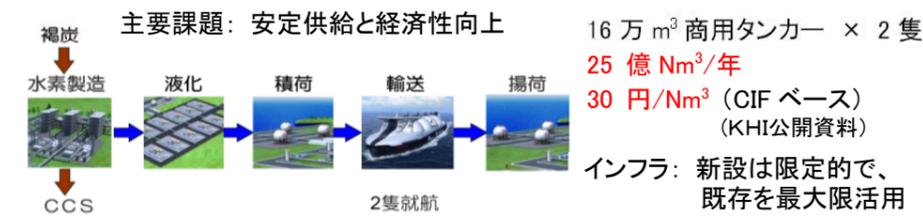
|       | 水素製造能力<br>(億Nm <sup>3</sup> /年) | 水素外販可能量<br>(億Nm <sup>3</sup> /年) |
|-------|---------------------------------|----------------------------------|
| 石油精製  | 185                             | 43                               |
| 鉄鋼    | 86                              | 0                                |
| 石油化学  | 31                              | 10                               |
| ソーダ工業 | 12                              | 6                                |
| アンモニア | 42                              | 6                                |
| 合計    | 356                             | 65                               |

(by AP 研究会)

|            | 製造コスト<br>(円/Nm <sup>3</sup> )            |
|------------|--|
| 副生水素       |  |
| 奇性ソーダ      | 20                                       |
| 鉄鋼         | 24~32                                    |
| 石油化学       | 20                                       |
| 目的生産(既存設備) |  |
| 石油精製       | 23~37                                    |
| アンモニア      | N.A.                                     |
| 化石燃料等改質    | 31~58<br>(※ランニングのみ)                      |
| 目的生産(新規設備) |  |
| 水電解        | 84(系統電力)<br>76~136(風力・太陽光)<br>(※ランニングのみ) |

(METI 資料)

**【国際】 化石燃料由来の大規模CO<sub>2</sub>フリー水素サプライチェーンの確立**



**<2040年> 海外再エネ由来の大規模CO<sub>2</sub>フリー水素サプライチェーンの確立。**

主要課題: 安定供給と経済性向上

**<サプライチェーン>**  
16万m<sup>3</sup>タンカー×40隻  
500億Nm<sup>3</sup>/年  
24円/Nm<sup>3</sup>(CIF)  
(KHI公開資料)

**<需給バランス>**  
IAEのGRAPEシミュレーションによる需要量  
・約310億Nm<sup>3</sup>/年(ベースケース)  
・約340億Nm<sup>3</sup>/年(CCS貯留量増加ケース)  
METIの水素基本戦略(将来調達量)  
・500万t/年(560億Nm<sup>3</sup>/年)

インフラ: 部分新設

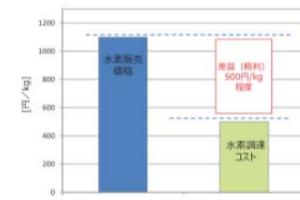
**<価格バランス>** (by IAE)  
水素販売価格を2030年と同じとした場合、CIFコストの低下分だけ利益は増えて、約22円/Nm<sup>3</sup>となる。  
METIの水素基本戦略(利用水素コスト): ~20円/Nm<sup>3</sup>

**<水素STの自立化 at 2030 (by METI)>**

**<提言 by IAE> 「水素STの自立化」には、政府支援の下、FCVの普及のみならず、グローバルな水素サプライチェーンの確立や、FCV以外での比較的大規模普及による水素の<価格バランス>と<需給バランス>の両立が不可欠で、製油所HPU代替やLNGコンバインド発電での水素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CIFコストを24円/Nm<sup>3</sup>以下、究極20円/Nm<sup>3</sup>まで低減させる必要がある。**



水素ST基数 = 900基、稼働率 = 70%  
水素販売量 = 8億Nm<sup>3</sup>/年  
(STの規模: 平均300Nm<sup>3</sup>/h)



差益(粗利): 500円/kg程度  
(45円/Nm<sup>3</sup>)



水素ST整備費 = 1.7億円  
水素ST運営費 1,500万円/年

**<製油所HPU代替水素利用>**



FCV = 80万台  
(トータル)by 2030年



世界一般海域での船舶燃料低硫黄化規制: 2020年開始  
決定 ⇒ 国内水素の増加需要量: 約6億Nm<sup>3</sup>/年(by IAE)

**<LNG/H<sub>2</sub>混焼コンバインド利用>**

LNG火力発電所で水素が5vol%混焼されると想定 ⇒ 計約13億Nm<sup>3</sup>/年(by IAE)

- ① 千葉&神奈川エリア(7LNG火力、計2,006万kW)  
水素需要量: 約6.9億Nm<sup>3</sup>/年
  - ② 愛知&三重エリア(3LNG火力、計957万kW)  
水素需要量: 約3.3億Nm<sup>3</sup>/年
  - ③ 大阪&兵庫エリア(4LNG火力、計845万kW)  
水素需要量: 約2.9億Nm<sup>3</sup>/年
- ①~③合計水素需要量: 約13億Nm<sup>3</sup>/年

LNG火力(CCSあり)と水素火力の主要な比較条件

|                           | LNG火力(CCSあり) | 水素火力 |
|---------------------------|--------------|------|
| 年経費                       | (-)          | 0.15 |
| 設備利用率 (%)                 |              | 70   |
| 設備費 (千円/kW)               | 158          | 126  |
| 発電端効率 (HHV: %)            | 49           | 57   |
| 燃料費 (USD/MMBtu: HHV)      | 16.2         | -    |
| (円/MJ: HHV)               | 1.53         | -    |
| 発電単価 (円/Nm <sup>3</sup> ) | -            | 24.2 |
| 発電単価 (円/kWh)              | 16.0         | 16.0 |
| 内燃料費                      | 11.4         | 12.3 |

**<価格バランス>** (水素ST in 2030) (by IAE)

- 水素販売価格: 96.1円/Nm<sup>3</sup>
- (1) 水素CIFコスト: 29.8円/Nm<sup>3</sup>
  - (2) 揚地基地: 3.2
  - (3) 国内輸送費: 3.0
  - (4) STの整備費(償却): 12.9
  - (5) STの運営費: 17.0
  - (6) その他: 14.3
  - (7) 利益: 15.9
  - (8) 合計(税抜き): 96.1円/Nm<sup>3</sup>

**<2050年> 水素社会実現の本格化 革新的技術の実用化(水素製造/利用)**

主要課題: サプライチェーンの経済自立

**<サプライチェーン>**  
16万m<sup>3</sup>タンカー×80隻  
1,000億Nm<sup>3</sup>/年  
18円/Nm<sup>3</sup>(CIF)  
(KHI公開資料)

**<需給バランス>**  
IAEのGRAPEシミュレーションによる需要量  
・約770億Nm<sup>3</sup>/年(ベースケース)  
・約980億Nm<sup>3</sup>/年(CCS貯留量増加ケース)  
METIの水素基本戦略(将来調達量)  
・~1,000万t/年(~1,120億Nm<sup>3</sup>/年)

インフラ: 本格新設

**<革新的技術>**  
・酸素燃焼水素タービン  
・太陽光利用触媒水素製造  
・その他

**<価格バランス>** (by IAE)  
水素販売価格を2030年と同じとした場合、CIFコストの低下分だけ利益は増えて、約28円/Nm<sup>3</sup>となる。  
METIの水素基本戦略(利用水素コスト): 20円/Nm<sup>3</sup>

**<GRAPEによるシミュレーション>**

図1 日本の水素需要量の合計 (一試算)は2030年で70~140億Nm<sup>3</sup>、2040年で300~350億Nm<sup>3</sup>、2050年で770~1300億Nm<sup>3</sup> (RCP3.4ケースを除いた場合) 発電部門の影響が大。

「RCP第5次評価報告書」におけるRCPシナリオとは

| RCP     | シナリオ(特徴)              |
|---------|-----------------------|
| RCP 2.6 | 低炭素化シナリオ (低炭素化シナリオ)   |
| RCP 4.5 | 中炭素化シナリオ (中炭素化シナリオ)   |
| RCP 6.0 | 高炭素化シナリオ (高炭素化シナリオ)   |
| RCP 8.5 | 超高炭素化シナリオ (超高炭素化シナリオ) |

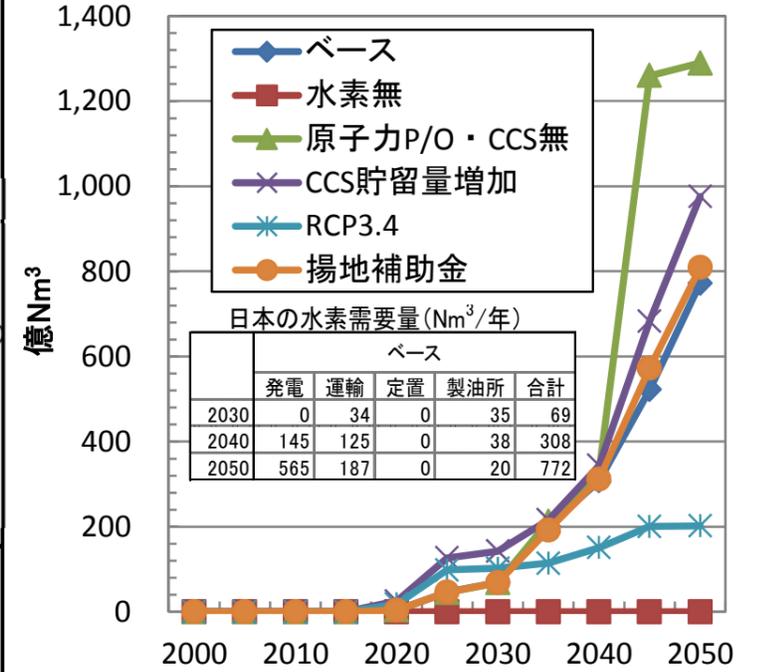
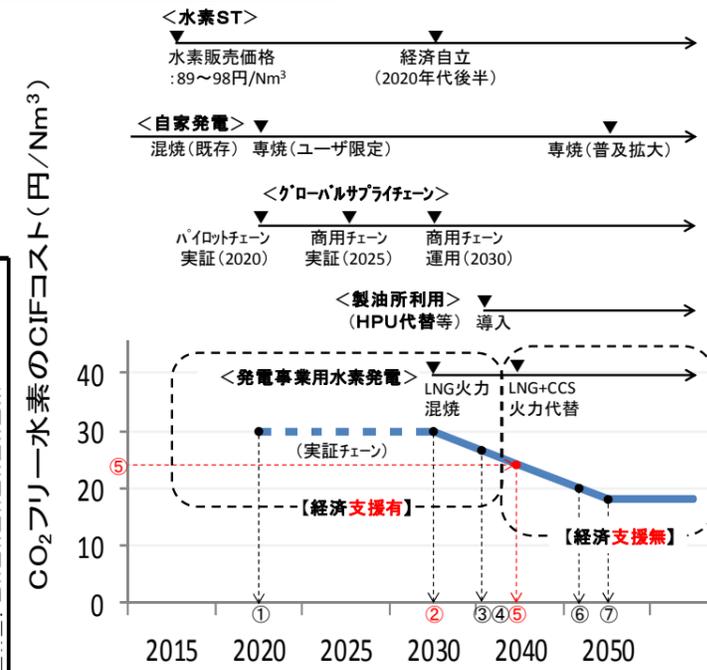


図1 水素需要量合計(日本、合計)

**CCSありLNG火力と発電単価が同等となる水素火力の水素CIFコスト: 24円/Nm<sup>3</sup>**

CO<sub>2</sub>フリー水素のCIFコストは実証段階では算出が難しく、商用段階でも小規模だと非常に割高になると思われる。従って、商用輸入が本格的に開始される(想定: 2030年)までは経済支援有ベースのフラットな値とした。



- ① 自家発電専焼(ユーザ限定)
- ② LNG/水素混焼火力
- ③ HPU代替

水素火力における許容水素CIFコスト\*

|                |                         |
|----------------|-------------------------|
| ④ 石油火力代替水素火力   | 53 (円/Nm <sup>3</sup> ) |
| ⑤ LNG火力代替水素火力  | 24 ( " )                |
| ⑥ 石炭火力代替水素火力   | 20 ( " )                |
| ⑦ 自家発電専焼(普及拡大) |                         |

CCSあり化石火力発電コスト(in 2030年)

|              |            |
|--------------|------------|
| 石油火力(CCSあり)  | 35 (円/kWh) |
| LNG火力(CCSあり) | 16 ( " )   |
| 石炭火力(CCSあり)  | 14 ( " )   |

\*1) CCSあり化石火力とそれを代替する水素火力の発電コストが同じになる場合の水素CIFコスト  
まずは、CIFコストが30円/Nm<sup>3</sup>レベルになる必要がある。しかし、CCSあり化石火力代替として水素火力が本格普及するためには、如何にしてCIFコストを24円/Nm<sup>3</sup>以下、究極20円/Nm<sup>3</sup>を達成するかが課題である。(IAEの認識)

化石火力代替水素火力普及シナリオ