

(脚注*1: 長期エネルギー需給見通し, 平成27年7月)	(脚注*8: 柴田善朗, “再生可能エネルギーからの水素製造の経済性に関する分析”, エネルギー経済 第41巻 第2号, 2015年6月)
(脚注*2: METI, エネルギー政策の現状と課題, 平成28年3月10日)	(脚注*9: “Introduction to Energy Efficiency and Renewable Energies in the Buildings Sector in Germany”, Jelka Schedlinsky, June 22nd, 2015)
(脚注*3: 日本ガス協会, “天然ガス自動車の普及に向けて” 2014年度版)	(脚注*10: 環境省, 地球温暖化対策計画, 平成28年5月13日)
(脚注*4: 自然エネルギー財団, “自然エネルギー資源別統計”)	(脚注*11: 資源エネルギー庁, 再生可能エネルギーの導入促進に係る制度の現状と課題, 平成27年9月11日)
(脚注*5: 発電コスト検証ワーキンググループ, “発電コストの検証に関する報告” 平成27年5月)	(脚注*12: 村田謙二, “風のアルゼンチン・パタゴニア―風力エネルギー資源の現地調査を行って―”, 季報エネルギー総合工学 Vo.29, No.2 (2006))
(脚注*6: METI, 平成26年度(2014年度)エネルギー需給実績をとりまとめました(確報), 平成28年4月15日)	(脚注*13: METI, “水素の製造・輸送・貯蔵について”, 第5回水素・燃料電池戦略協議会ワーキンググループ, 資料2(平成26年4月))
(脚注*7: 柴田善朗, “我が国における Power to Gas の可能性”, エネルギー経済 第42巻 第1号, 2016年3月)	(脚注*14: http://www.homemate.co.jp/useful/gas_mamechisiki/knowledge/index02.shtml)

I P2Gに関連事項に関するドイツと日本の比較

1. エネルギー長期目標

	ドイツ*9		日本	
1) GHG削減	目標 : 2050年 : 2030年	1990年比 -80 % 1990年比 -55 %	目標 : 2050年度 : 2030年度	現在比 -80 % *10 1990年比 -18 % 2005年比 -25.4 % 2013年比 -26 % 1990年比 +7.3 % 1990年比 +10.8 %
2) 原子力発電	目標 : 2022年	全廃	目標 : 原発依存度を可能な限り低減 : 2030年度	一次エネルギー供給に占める割合: 11 ~ 10 % 電源構成: 22 ~ 20 %*11
3) 最終エネルギー消費に占める再エネの比率	目標 : 2050年 : 2030年 現状 : 2012年	60 % 30 % 12.4 %	目標 : 2050年度 : 2030年度 現状 : 2012年度	未定 13 ~ 14 %*1 7.4 %
4) 電力消費に占める再エネの比率	目標 : 2050年 : 2030年	80 % 50 %	目標 : 2050年度 : 2030年度 内訳 : 地熱 バイオマス 風力 太陽光 水力	未定 22 ~ 24 %*1 1.0 ~ 1.1 程度 3.7 ~ 4.6 程度 1.7 程度 7.0 程度 8.8 ~ 9.2 程度
	現状 : 2014年 内訳 : 水力: 3.2 % 再エネ(水力を除く): 23 % : 2013年	26.2 %*2 25.4 %	現状 : 2014年度 内訳 : 水力: 9 % 再エネ(水力を除く): 3.2 %	12.2 %*2
<累積導入量> 太陽光(PV)発電: 風力発電: 合計:		<2013年>*6 3,600 万kW 3,400 万kW 7,000 万kW 出力抑制率 = 0.7 % (国際連携線の活用)	<2014年>*4 3,820 万kW 3,920 万kW 7,740 万kW	<2014年>*4 2,330 万kW 280 万kW 2,610 万kW <目標: 2030年>*1 6,400 万kW 1,000 万kW 7,400 万kW
5) エネルギー消費量	目標 : 2050年 : 2030年 現状 : 2013年	2008年比 -50 % 2008年比 -30 % (内挿推定) 2008年比 -3.3 %	目標 : 2050年度 : 2030年度 現状 : 2014年度	未定 2005年度比 -22 % *6(UAE計算) 2013年度比 -12.6 % 2005年度比 -13.5 % *6(UAE計算)

2. P2G実証PJ

1) PJの数	20 以上*7 (欧州全体では約 30 で、水素とメタンが約半々) ベースロード利用 / 変動ロード利用 : 約 1 / 2*7	国内の取組はごくわずか(NEDO PJは平成26年度より下記3件)。 ①千代田化工等による「水素(有機ハイドライド)による再生エネルギーの貯蔵・利用に関する研究開発」 ②豊田通商等による「北海道に於ける再生可能エネルギー由来不安定電力の水素変換等による安定化・貯蔵・利用技術の研究開発」 ③東北大学等による「非常用電源機能を有する再生可能エネルギー出力変動補償用電力・水素複合エネルギー貯蔵システムの研究開発」
2) 利用する再生可能電力		
3. CNGステーション(CNG ST)		
1) CNG STの数	915 箇所*3	300 箇所*3
2) CNG 車の数	96,349 台*3	43,601 台*3
4. 天然ガスパイプライン*7		
1) 整備密度	約 105 m/km ²	ドイツの約 1/10
5. 天然ガスの需要 / 地下貯蔵*7		
1) 年間需要量	884 億m ³ /年	771 億m ³ /年
2) 地下貯蔵数	51 箇所	5 箇所
3) 地下貯蔵量	228 億m ³	12 億m ³ 貯蔵施設の新設が必要

6. 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*7

末端利用器具を含めた既存の天然ガスパイプラインへの水素混合許容割合の調査結果を右表に示す。 (詳細は資料5ー8参照)	天然ガス: 欧州ではHガス(高カロリー天然ガス)とLガス(低カロリー天然ガス)に分類される Hガス : 北海産の天然ガスは水素を約 15 % 混合しても規格内(最右図) Lガス : オランダ産の天然ガスは水素を約 15 % 混合しても規格内(最右図)				
天然ガスに対する水素の混合割合 (vol %)		~2	~5	~10	~30 ~50
末端利用器具(家庭調理器具等)	○	(○)			
安全性			○	(○)	
天然ガスパイプライン材質(疲労特性等)					○
○: 何もしなくても問題なし。 (○): 何もしなくても問題なしと期待できる。 但し、天然ガスの組成等、実際の条件により許容混合割合は変わる。 水素を混合する天然ガスラインの圧力は40~8 bar					

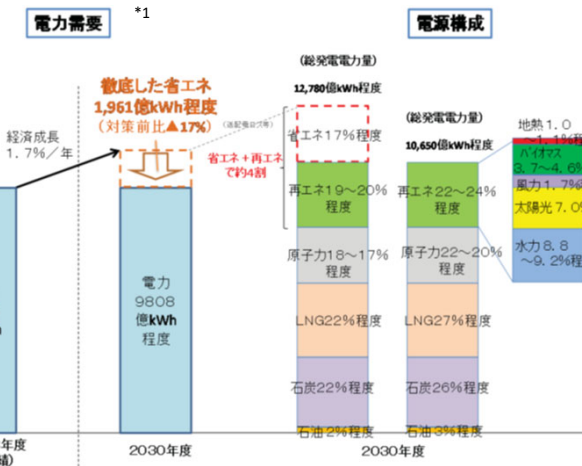
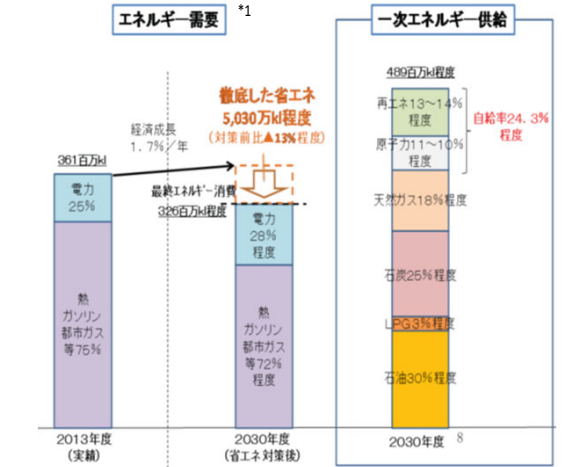
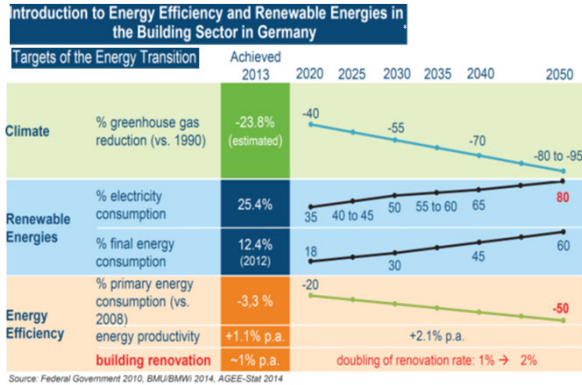
7. 熱需要 / 電力需要の割合*7

8. 最終エネルギー需要に占める天然ガスの割合*7	約 2.4 約 25 %	約 1.5 約 11 % (熱需要が 灯油等の石油製品で賄われている 割合が比較的高い) (熱需要石油製品の代替による低炭素化も必要と思われる)
---------------------------	-----------------	--

9. 総括

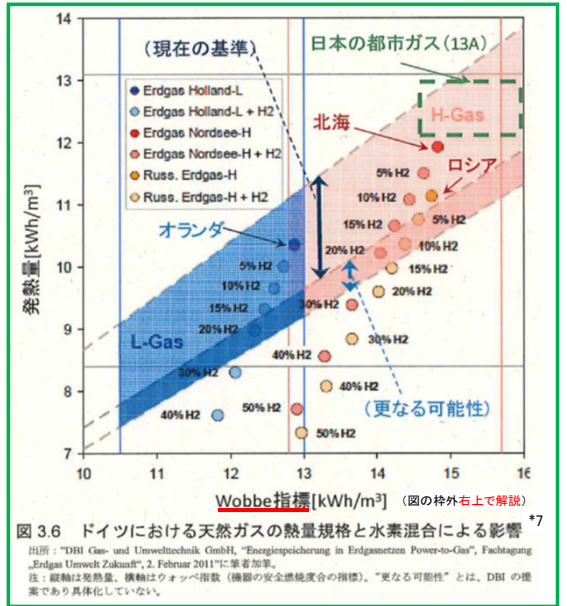
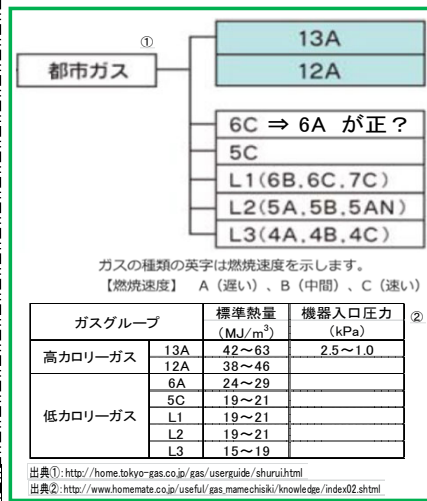
ドイツは、将来、風力発電や太陽光発電等自然変動型再エネを大量に導入せざるを得ないが、国際連携線が活用できること、天然ガスパイプラインが比較的整備されていること、天然ガスの地下貯蔵容量が大であること、天然ガス熱量規格範囲が広いこと等、**将来のP2G大量導入に必要なインフラ環境が比較的良好である**と言える。だから、そういう長期目標を立てていると思われる(IAE)

日本は、2030年時点での風力発電と太陽光発電の目標累積導入量が、現状ドイツの実績量と同程度である。さらなる**長期目標で再エネの導入が推進されることが想定されるが、天然ガスパイプライン等のインフラ整備計画、経済性、等も踏まえて、日本固有のP2Gのあり方**(キャリア形態や用途等)を**考える必要がある**と思われる。(IAE)



Wobbe指数:

燃焼器のノズルから噴出するガスの速度が、ガスの比重に影響を受けることを補正した燃焼性指標の一つ。
ウォッベ指数(WI)はガスの燃焼性を示す指標のうち、噴出熱量インプットを示す指数であり、以下の数式で表される。
 $WI = H/\sqrt{S}$
H: ガスの総発熱量(メガジュール/ノルマル立方メートル)
S: ガス比重(空気=1)
ここで、総発熱量を比重Sの2乗根で除するの、燃焼器ノズルに於けるガスの噴出量が1/√Sに比例するからである。これにより、ガス種類によらない噴出熱量が示される。
ガスの噴出熱量は、原料組成、製造設備の操業条件等により大きな影響を受けるが、ウォッベ指数が定められた燃焼性の範囲を逸脱すると、燃焼が不安定となり不完全燃焼や赤熱不足といった現象が生じる。法的には、このウォッベ指数と、燃焼速度を示す指数である最大燃焼速度 MCP (maximum combustion potential) を法で定められる方法により測定・記録し、それらの値が供給約款で定められたガスグループの燃焼性の範囲内に入るよう調整・管理することが求められる。(出典: 石油/天然ガス用語辞典)



Ⅱ 日本における P2G のあり方

1. 自然変動型再エネの出力変動対策^{*7}

1) 出力抑制 2) 送電網の拡充 3) 蓄エネ 4) 需要の電動化

2. エネルギー貯蔵技術

1) 充放電効率^{*7}
2) 経済的な適用
蓄放電サイクル
容量

3. P2Gの経済性

1) **P2Gの形態** ⇒ 輸送・貯蔵の経済性を考えると、**P2GL** で考える必要があるのではないかと

①水素(ガス) ②水素(液化水素) ③水素(有機ハイドライド) ④合成メタン ⑤メタノール ⑥アンモニア

2) 経済性^{*7}

(1) 設備費

P2G の G として**水素**と**メタン**を取り挙げ、(4)①で示す競合相手の価格と等価となる**再エネ発電コスト**を推算

電解装置(将来)
(電力→水素)
€ 700/kWel
= € 3,300/Nm³-H₂/h
= **43 万円**/Nm³-H₂/h
(1€ = 130 円)
(現状: 推定 120~130 万円/Nm³-H₂/h)

(2) **製造原単位** ①理論原単位
②変換効率
③製造原単位

3.54 kWh/Nm³-H₂
75 %
4.74 kWh/Nm³-H₂

(3) その他 ①発熱量(HHV)
②稼働年数
③年間運転管理費

12,790 kJ/Nm³-H₂
20 年
設備費の 4 %/年

(4) 再エネ発電のコスト

① **競合相手**
競合相手の価格

② 要求される再エネ発電のコスト
ガス製造装置の**設備利用率: 100 %** の場合
: 70 % の場合
: 40 % の場合

蓄電池
80 ~ 95 %
短
小

揚水発電
70 % 程度
中
中

P2G (液化も含む) ⇒ **P2GL**
30 ~ 50 %
長
大

電解装置(将来)
(電力→水素)
€ 700/kWel
= € 3,300/Nm³-H₂/h
= **43 万円**/Nm³-H₂/h
(1€ = 130 円)
(現状: 推定 120~130 万円/Nm³-H₂/h)

メタン生成装置(将来)
(電力→水素→メタン)
€ 1,100/kWel
= € 18,000/Nm³-CH₄/h
= **234 万円**/Nm³-CH₄/h
(1€ = 130 円)

26.8 kWh/Nm³-CH₄
61 %
16.35 kWh/Nm³-CH₄

35,900 kJ/Nm³-CH₄
20 年
設備費の 4 %/年

輸入CO₂フリー水素
豪州褐炭由来水素 CIF価格
30 円/Nm³-H₂
上記競合価格と等価となる場合の再エネ発電のコスト
推定約 6.5 円/kWh
推定約 5 円/kWh
推定約 4 円/kWh

都市ガス
小売価格 @2012~2013
90~140 円/Nm³-CH₄
推定約 6 円/kWh
推定約 5 円/kWh
推定約 3.5 円/kWh

参考: LNG
輸入CIF価格 @2012~2013
50 円/Nm³-CH₄

水素も合成メタも、今回対象とした競合製品と等価となるのに必要な再エネ発電コストは、設備利用率が100 %の条件であっても、2030年モデルプラントの発電コスト比べて**非常に低い**。

<発電容量 @2030年>^{*1}
PV 6,400万kW + 風力 1,000 万kW

<余剰電力規模>
① 約 220 億kWh (24 %)
② 約 130 億kWh (14 %)
③ 約 4 億kWh (4 %)

系統対策なしの場合
既存揚水発電を最大限利用の場合
既存揚水発電 + 既存地域間連携
を最大限利用の場合

余剰割合 = Variable RE 余剰電力量 / (Variable RE 余剰電力量 + 系統に吸収された Variable RE 余剰電力量)

(2) 負荷率

発電容量 PV 7 千万kW + 風力 5 千万kW PV 1 億kW + 風力 7 千万kW
既存揚水発電と既存地域間連携を最大限利用する場合の負荷率

北海道の負荷率 約 13 %
東北の負荷率 約 5 %
九州の負荷率 約 5 %

負荷率 = 年間余剰電力量 / (余剰電力の最大出力量 X 8,760 hr/年)
余剰電力を利用する場合、条件が良い地域でも水電解装置の**負荷率は非常に低い**。

4) 設備利用率改善の方策

安定部分電力の利用 ⇒ 負荷率は90 % 以上が可能

4. 日本におけるP2Gのあり方

<まとめ (IAE)>

- 国内P2G(水素製造を国内で行う場合)は、**まずは、経済性より環境性を重視した比較的小規模の地産地消のP2Gの導入が進展すると思われる**。具体的検討例や、導入可能性についてのIAEの考えを以下に示す。
 - 具体的検討例
(第4回シナリオ研でいただいた亀山先生のコメントを引用)
複数のガス会社がコンソーシアムを作って太陽光電力を買い、安定部分電力は系統に入れ、変動部分は水電解で水素を作って都市ガスラインに入れて供給するシステム。
 - 離島やLPG利用地域での導入可能性:
(第4回シナリオ研でいただいた亀山先生のコメントを踏まえたIAEの考え)
系統線がない地域では、変動部分電力と安定部分電力の一部を水電解で水素にし、再エネ発電の長期間変動分を貯蔵する。電力需要が少ない時に水電解で水素を製造し貯蔵しておき、電力需要が多い時、あるいは熱需要が多い時、純水素型燃料電池を有効利用して、電力や熱を供給することが考えられる。都市ガスラインやLPGラインがない地域では、液化水素、有機ハイドライド等によるローリー輸送が有効。
- 国内P2Gの規模が大きくなるにつれ、さらに導入が進展するかどうかは**経済性の影響が大きくなると思われる**。P2Gの経済性を向上させる上では、**再エネの変動部分だけでなく安定部分電力も利用した水電解水素製造による設備利用率向上等、各々の条件下で経済性に関してトータルで最適システムにする必要がある**。
- 長期的(2040年頃以降?)には経済性が最優先され、**経済自立が求められることが考えられる**。その場合、海外P2Gを**液化水素、有機ハイドライド等の形に輸入するシステム**が実現される可能性が高い。海外の再生可能エネルギー(風力、太陽熱等)のポテンシャルは国内に比べて桁違いに大きく、多くが僻地に分布していることから、未利用化石燃料(褐炭や油田随伴ガス等)由来のCO₂フリー水素と同程度のコストで水素を安価に大量製造できる可能性が試算されている。

参考: ドイツでは**Power-to-X** あるいは**Power-to-Liquids** として**メタノール**の有望性が検討されている
(右図: Fraunhofer Institute of the Christopher Hebling 氏が「蓄電池、水素・燃料電池国際カンファレンスin大阪」(2016年9月6日)で「欧州における水素・燃料電池の取組」と題して講演された資料(資料5-10)の一部)。

2-12. 水素の製造方法(まとめ③: 経済性)^{*13}

各製造方法の経済性			
		製造コスト (円/Nm ³)	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/Nm ³ ・「水素社会における水素供給網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14.3円/Nm ³ であるが、最新のエネルギー価格に基づく28.1円/Nm ³ となり、上記の価格に比べ12円の上昇
目的生産 (既存設備)	石油精製	23~37	・各種資料から10~24円/Nm ³ ・「水素社会における水素供給網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/Nm ³ であるが、最新のエネルギー価格に基づく23.7円/Nm ³ 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	・改質装置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 ・ペタロ電力が20.33kWh/Nm ³ -H ₂ 、2012年の電力平均単価16.5円/kWh
	水電解	84(系統電力) 76~136 (電力+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 ・関連価格設定委員会資料に基づき、風力発電は30万円/kWh、太陽光は10kW以上を29万円/kWh、10kW未満を35.5万円/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。

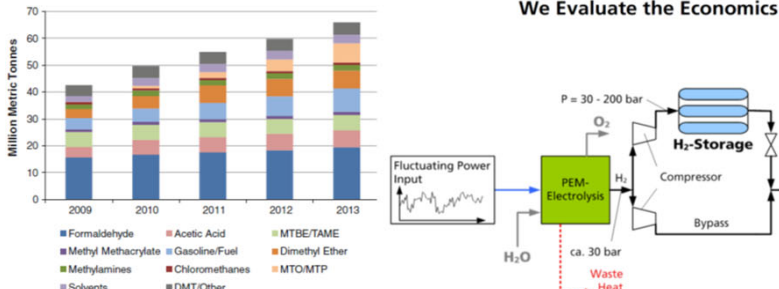
(※)過去の各種調査より抜粋しており、必ずしも同じ前提に倣って計算されたものではない。
また、電力料金、化石燃料価格等の上昇等に伴い、現在、コストが高くなっているものもあると想定される 17

パタゴニア風力発電水電解水素製造コストの試算^{*12} (by IAE 村田 at 2006)

	チュブット州	サンタクルス州
風	平均風速 (60m高)	9 m/s 10 m/s
況	想定風速分布	ワイブル分布 (形状係数 2)
	想定定格風速	14 m/s
	想定設備利用率	45% 49%
	風向 (卓越風向)	西 (アンデス山脈から吹き降ろす西風)
風	定格出力	3MW
車	想定風車直径(D)	100m
車	ハブ高さ	70m
機	推定基準風車	三菱 IEC-Class1 定格出力1000kW (MWT-1000)
風	配置	卓越風向に直角の北南方向に一列配置、左右方向は3D (300m)、後列とは10D (1km)離す。
車	車機設置必要面積	0.3km ² /台
設	総設置面積	112x10 ³ km ² 122x10 ³ km ²
置		(州面積の50%に設置可能と想定)
	総設置台数	374,000機 407,000機
発電設備能力	1123百万kW	1220百万kW
発電電力量	4兆4286億kWh	5兆2367億kWh
	(日本 2004年の自家発電を含む設備能力は、272百万kW、発電電力量は1兆1373億kWh。)	
電力コスト試算	3.45~3.75円/kWh	3.3~3.6円/kWh
	0.96~1.04円/MJ	0.92~1.00円/MJ
発電システム建設コスト	US\$1,430/kW (157千円/kW 1\$=110円) (BTM社 World Market Update 2005 陸上フルターンキーストより)	
金利	2%-5%を想定	
償却・取替え(寿命)	償却10年、取り替え20年を想定	
運転・保守	0-5年 0.5、6-10年 1.11年以降 1.5 (c/kWh) (BTM社 World Market Update 2001 より)	
風力水素理想製造コスト	11.6~20.4円/Nm ³ -H ₂ 0.91~1.61円/MJ (HHV)	
	8.8~17.6円/Nm ³ -H ₂ (電解電力コスト 2-4円/kWh想定)	
変動費	4.4kWh/Nm ³ -H ₂ (HHV効率80% 期待値)	
水電解効率	2.8円/Nm ³ -H ₂ (全取替え 10年=8.7年間想定)	
固定費分(無利子)	25万円/(Nm ³ -H ₂ /h) (2020年期待値)	
水電解システム設備費	(期待値はNEDO燃料電池・水素技術ロードマップより)	

表2. パタゴニア風力発電の潜在規模・発電コスト(現状技術ベース)と気体水素の理想製造コスト

水素の発熱量(HHV): 3.54kWh/Nm³ 12.7MJ/Nm³ 141.86MJ/kg 1kg→11.1Nm³
水素の発熱量(LHV): 3.00kWh/Nm³ 10.8MJ/Nm³ 120.0MJ/kg



We Evaluate the Economics of the PTL Process

- Cost reduction for renewables
- CO₂ permits/tax
- Usage of O₂
- Stabilizing the grid (not yet considered)
- Process integration/system optimisation (future task)

Power-To-Liquids Economics on the Back of an Envelope

Mid-term costs for H₂: ca. 3 €/kg
H₂ demand for methanol: ca. 0.19 kg H₂/kg Methanol
ca. 0.57 €/kg methanol just for H₂ production
Current market price methanol 0.27 €/kg methanol...

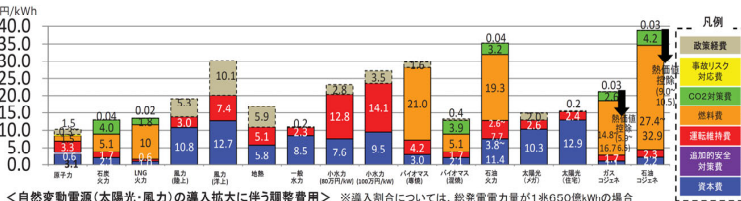
Conclusions (一部抜粋)

- Electrolyzers combined with renewable energy sources will strongly support the climate change and energy security goals in sectors such as transport, industry and the power sector

【資料 4. 4(2/2)】

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^{*5}

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	小水力	バイオマス(専焼)	バイオマス(混焼)	石炭火力	太陽光(大)	太陽光(小)	太陽光(住宅)	風力	石炭火力
設備利用率	70%	70%	70%	20-23%	30%	83%	45%	60%	60%	87%	70%	30-10%	14%	12%	70%	40%	40%
稼働年数	70%	40%	40%	20%	20%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	30%	30%	30%	30%	30%
発電コスト (円/kWh)	10.3~ (8.8~)	12.9 (12.8)	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 (28.9)	12.7 (11.0)	15.6 (13.4)	16.4 (16.2)	14.4 (15.6)	27.1 (31.1)
2011コスト 等検証案	8.8~	10.3	10.9	8.8~ 17.3	8.8~ 23.1	9.2~ 11.6	10.0	19.1 ~22.0	19.1 ~22.0	17.4 ~20.2	9.0 ~9.9	20.1 28.9	12.1 26.4	12.1 20.0	9.8~ 16.2	11.0 20.0	19.0



自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大に伴う調整費用 [*]	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きます。地域的な偏在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。

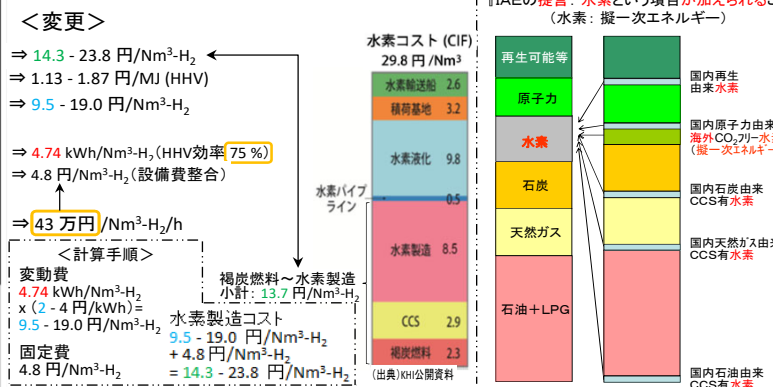
83

水素・燃料電池戦略ロードマップ概要

フェーズ3
トータルでのCO₂2フリー
水素供給システムの確立

2040年頃
CCSや国内外の再エネの活用との組み合わせによる
CO₂フリー水素の製造、輸送・貯蔵の本格化

将来の一次エネルギーの構成要素
『IAEの提言: 水素という項目が加えられること』
(水素: 擬一次エネルギー)



変動費
4.74 kWh/Nm³-H₂
x (2-4 円/kWh)=
9.5 - 19.0 円/Nm³-H₂
固定費
4.8 円/Nm³-H₂
= 14.3 - 23.8 円/Nm³-H₂

水素製造コスト
小計: 13.7 円/Nm³-H₂
水素製造コスト
9.5 - 19.0 円/Nm³-H₂
+ 4.8 円/Nm³-H₂
= 14.3 - 23.8 円/Nm³-H₂