

# NEDO水素・燃料電池成果報告会2022

発表No.B-27

## 契約件名

水素社会構築技術開発事業/地域水素利活用技術開発/  
ハイドロエッジを活用したCO<sub>2</sub>フリー水素・カーボンニュートラルメタン製造供給  
に関する調査

発表者名 西村 凌

団体名 関西電力株式会社  
岩谷産業株式会社

発表日 7月28日（木）

連絡先：

関西電力株式会社

(問い合わせURL：<https://inquiry.kepco.co.jp/app/inquiry/index/1/0>)

岩谷産業株式会社

(代表電話番号：06-7637-3131)

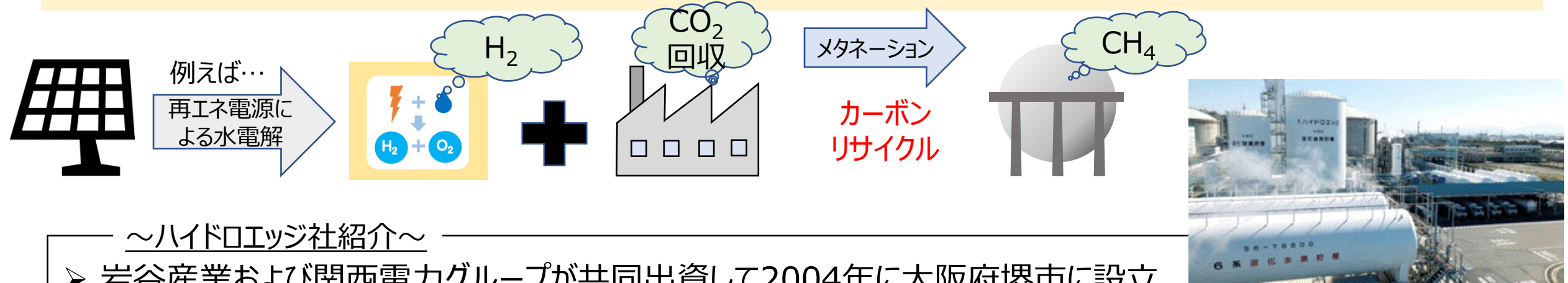
# 1. 調査の背景・目的

## 【背景】

- ✓ 脱炭素社会の実現に向け、利用時にCO<sub>2</sub>を排出しない水素は高いポテンシャルを有する手段の一つとして注目。
- ✓ 現在の水素製造手法は“**天然ガス改質による水素製造**”などが挙げられ、**水素製造段階にCO<sub>2</sub>を排出**しているが、脱炭素社会実現のためには**水素製造段階でもCO<sub>2</sub>排出量をゼロ（CO<sub>2</sub>フリー水素）**が求められる。
- ✓ しかし、現時点ではCO<sub>2</sub>フリー水素製造コストは大きく、また、水素のままでは利活用先が限定化されてしまう。

## 【目的】

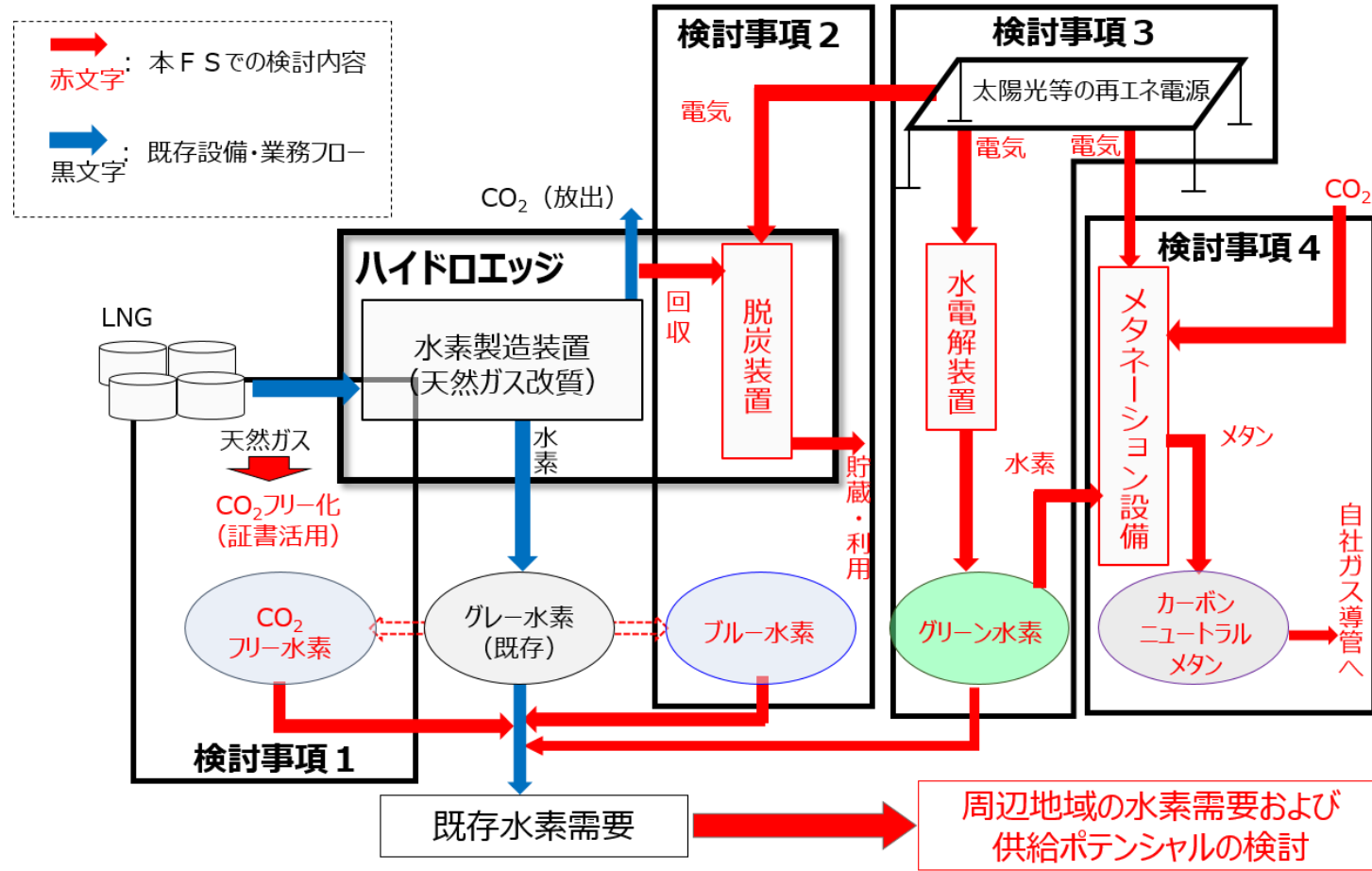
- ✓ **既設の水素製造プラントである hidroエッジと再エネ電源**を最大限活用することで以下の2点を目的とする。
  1. 低コストなCO<sub>2</sub>フリー水素の製造
  2. メタネーションによる水素利用拡大とカーボンリサイクルの実現



## ～ hidroエッジ社紹介～

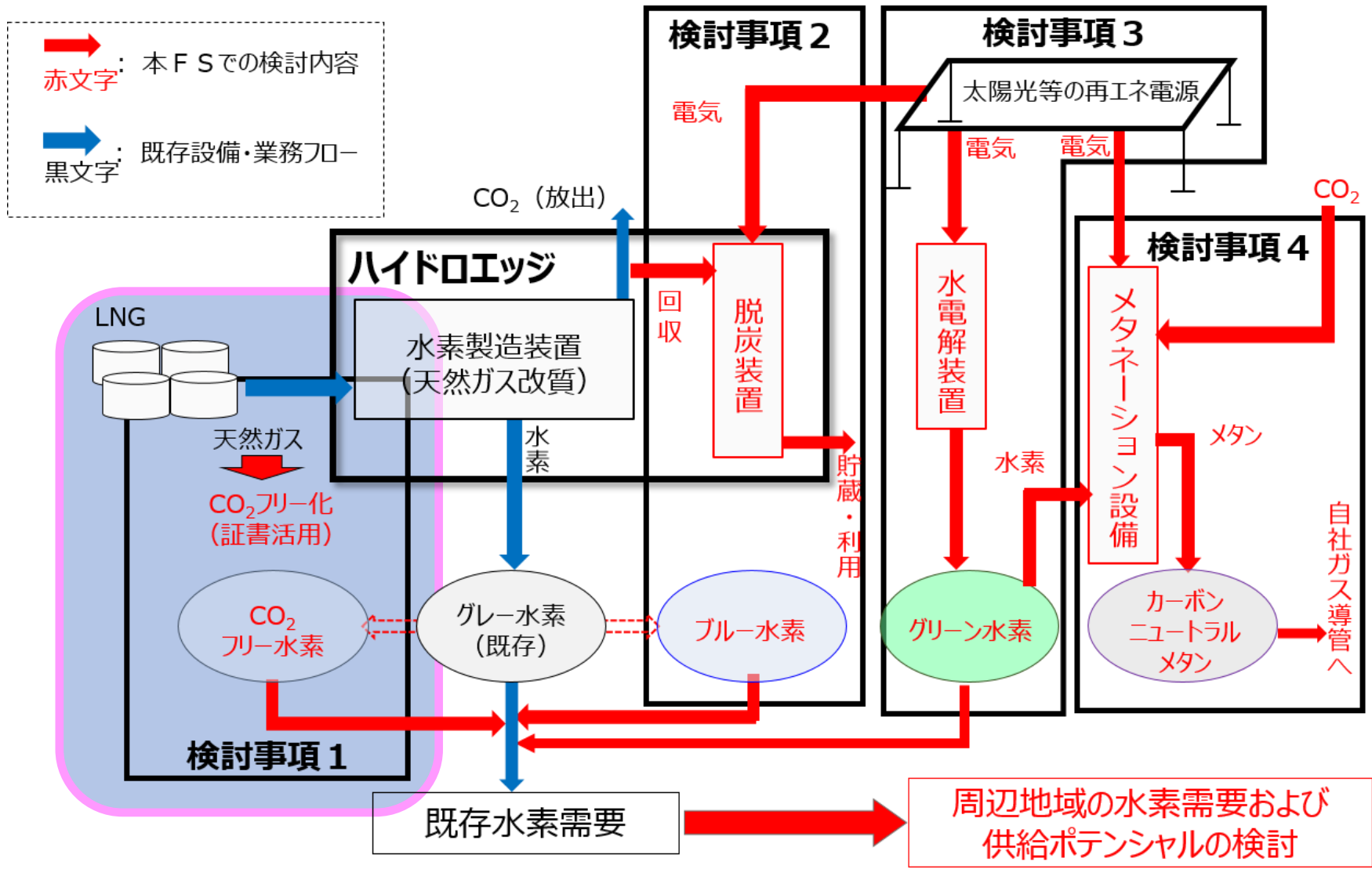
- 岩谷産業および関西電力グループが共同出資して2004年に大阪府堺市に設立
- 日本最大規模の液化水素製造プラントを有している。
- LNGの冷熱を利用し、空気から窒素・酸素・アルゴンを分離・製造している。原料である天然ガスを水蒸気改質し、水素ガスを製造し、得られた液化窒素で予冷を行い、液化水素を製造している。

HPより



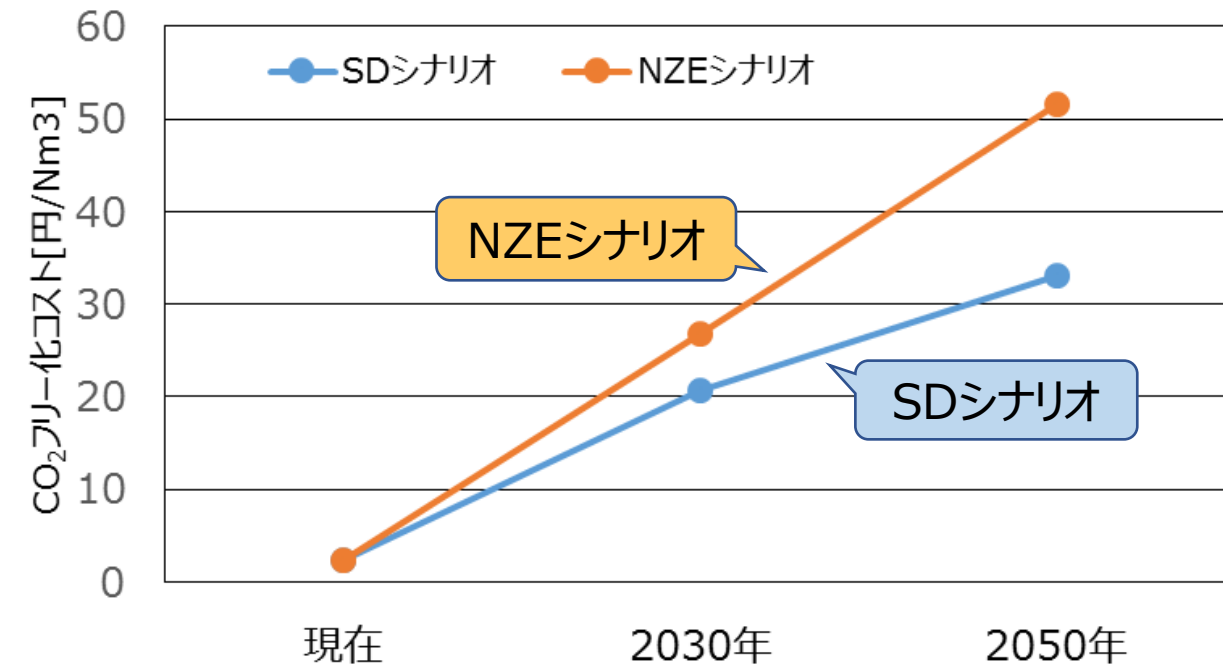
No	目標	概要
1	証書活用による原材料のCO <sub>2</sub> フリー化	海外を含めた証書やクレジットの制度を活用したCO <sub>2</sub> フリー化に関する調査
2	脱炭設備によるCO <sub>2</sub> 回収	脱炭装置による排出CO <sub>2</sub> の回収によるブルー水素化に関する調査
3	再生可能エネルギーでのグリーン水素製造	再エネ由来の電力を活用したグリーン水素製造に関する調査
4	カーボンニュートラルメタン(CNメタン)の製造・供給	メタネーションによるCNメタン製造・既存ガス導管による水素輸送に関する調査

# 検討事項1：クレジット等の活用によるCO<sub>2</sub>フリー化



## 2. CO<sub>2</sub>フリー化コストの整理

- ハイドロエッジでの水素製造に伴うCO<sub>2</sub>排出量及びクレジットの現状及び将来動向（主に価格推移）を整理し、**現在および将来におけるクレジットを活用したCO<sub>2</sub>フリー水素の調達価格**を試算した。



- ✓ SDS : Sustainable Developmentシナリオ
- ✓ NZE : Net Zero Emissions by 2050シナリオ

サプライチェーン別	CO <sub>2</sub> 排出量 (電力調達量)
Scope1	188.57[t/日]
Scope2	296.25[MWh/日]
Scope3 (上流)	35.36[t/日]
Scope3 (下流)	0.61[t/日]



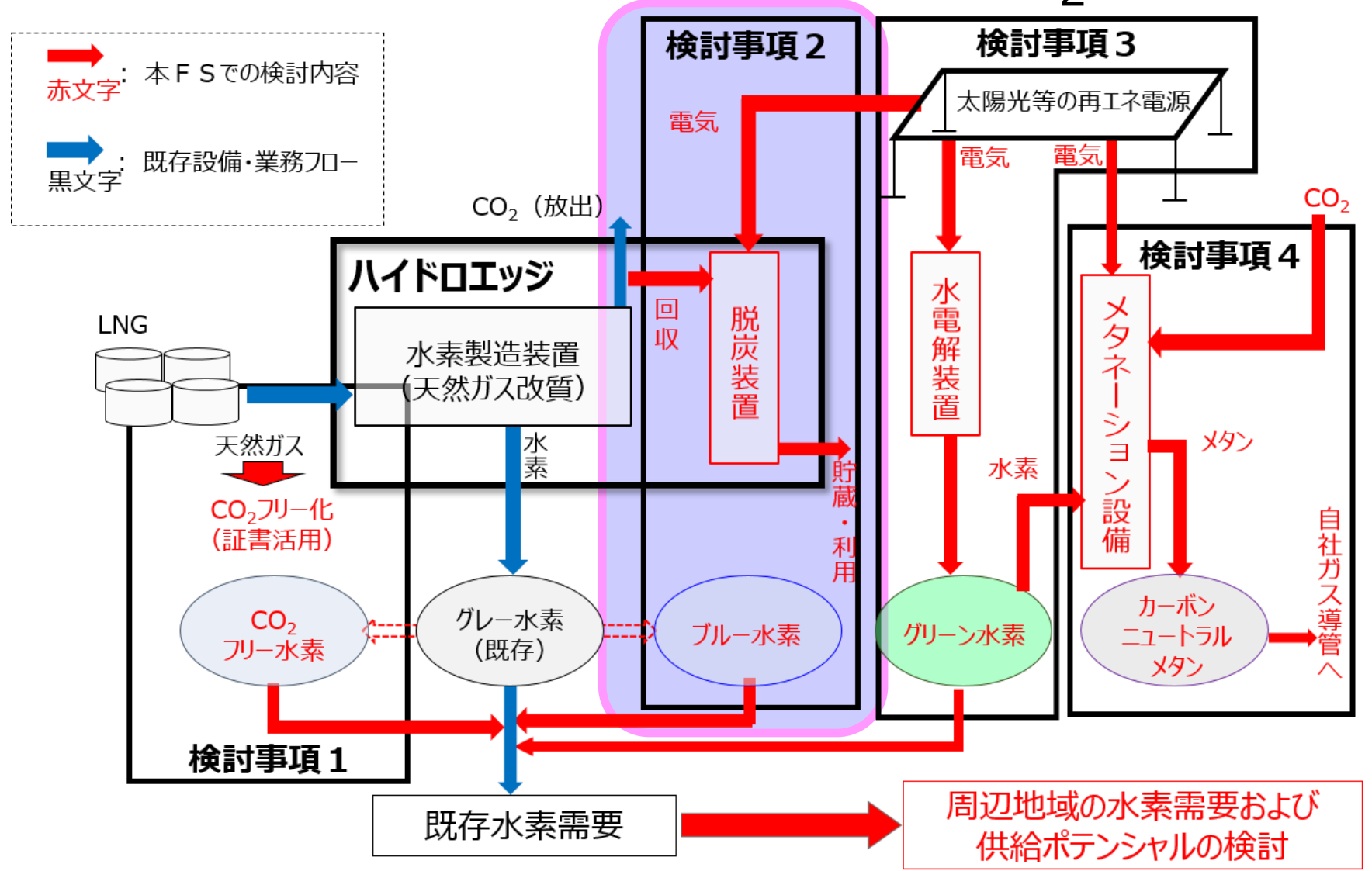
証書価格等からCO<sub>2</sub>フリー化に伴うコストを算出

		円/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>	VCS	非化石証書	CO <sub>2</sub> フリー化コスト
現在			0.58	1.80	2.38
2030年	SDシナリオ	13.86	6.77		20.63
	NZEシナリオ	18.02	8.80		26.82
2050年	SDシナリオ	22.18	10.83		33.01
	NZEシナリオ	34.65	16.92		51.57

- ◆ ハイドロエッジで製造される水素のCO<sub>2</sub>フリー化を図る場合、“**現在**”“**2030年**”“**2050年**”時点でそれぞれ水素1Nm<sup>3</sup>あたり以下の金額分上乘せが必要である。

現在：約**2円**    2030年：約**20円～27円**    2050年：約**33～52円**

# 検討事項2：脱炭設備によるCO<sub>2</sub>回収



## 2. 低炭素水素製造のコスト試算

- CO<sub>2</sub>回収コストを以下の排ガス条件、回収条件から試算を実施。
- CO<sub>2</sub>分離・回収方法は“化学吸収法（アミン吸収法）”と設定した。

排ガス条件	CO <sub>2</sub> 流量	CO <sub>2</sub> 濃度	N <sub>2</sub> 濃度	H <sub>2</sub> O濃度	圧力	温度
	189[ton/日]	15.8[vol.%]	66.4[vol.%]	17.8[vol.%]	0.1[MPaG]	150[°C]

回収条件	圧力	温度	CO <sub>2</sub> 純度	水素製造量
	0.7[Mpa]以上	40[°C]以下	99.1[vol.%]以上	194,400[Nm <sup>3</sup> /日]

諸元項目	ヒアリング結果
CO <sub>2</sub> 回収量[t/日]	170
回収率[%]	90
CAPEX[百万円]	2,500
電力[kW]	560
工水[t/h]	27.9
蒸気[t/h]	10.00
吸収液(補給分)[kg/t-CO <sub>2</sub> ]	0.25
必要面積[m <sup>2</sup> ]	1,000
CO <sub>2</sub> 回収コスト[円/t-CO <sub>2</sub> ]	<b>7,679</b>

【CO<sub>2</sub>排出原単位】



$$\frac{170[t_{CO_2}/day]}{194,400[Nm^3_{H_2}/day]} = 8.74 \times 10^{-4} [t_{CO_2}/Nm^3_{H_2}]$$

【水素1Nm<sup>3</sup>あたりのCO<sub>2</sub>回収コスト】

$$7,679[円/t_{CO_2}] \times 8.74 \times 10^{-4} [t_{CO_2}/Nm^3_{H_2}] \cong 6.7[円/Nm^3_{H_2}]$$

ロードマップでは4,000[円程度/t-CO<sub>2</sub>]

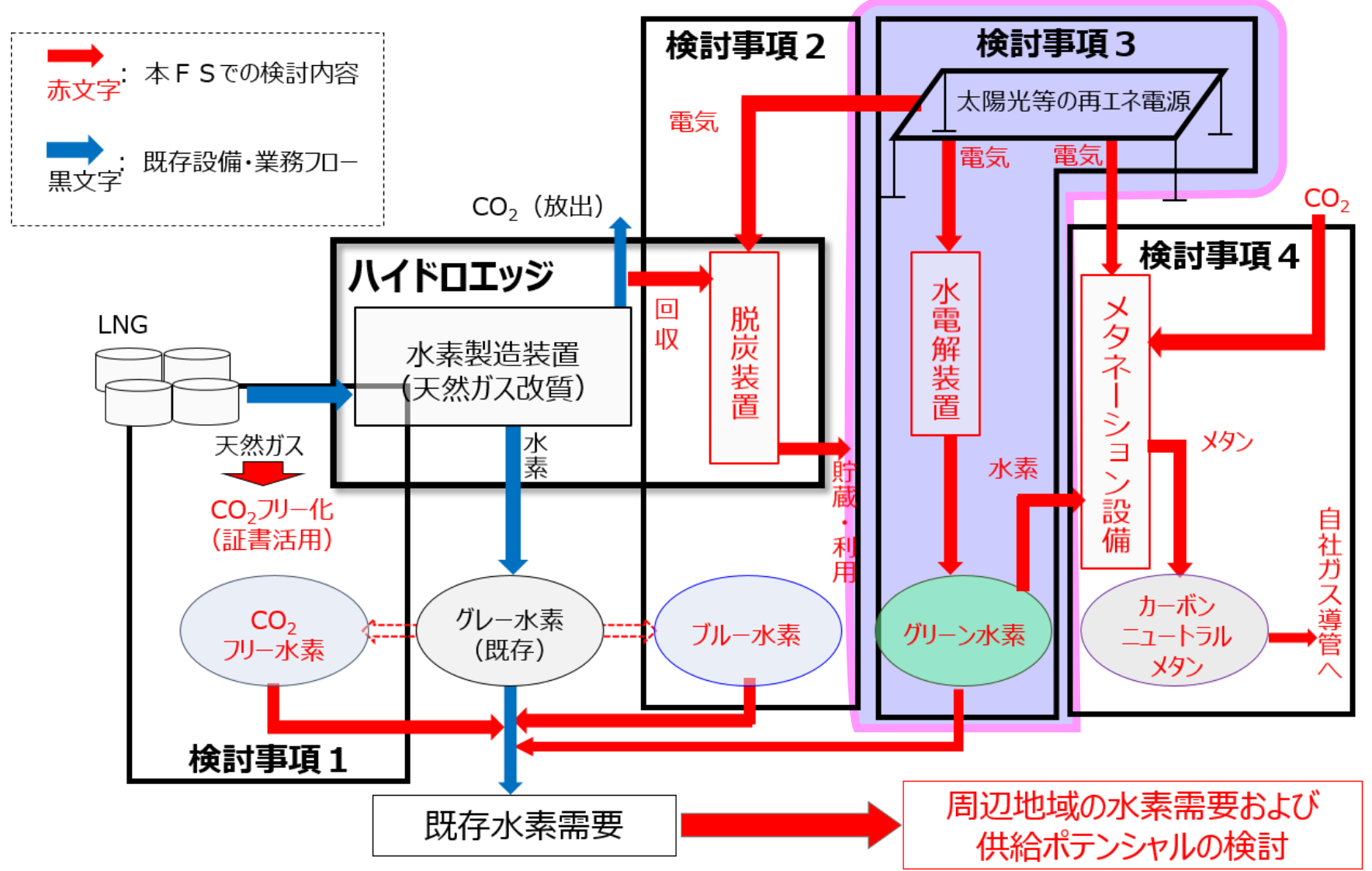
## 2. 脱炭装置による低炭素水素製造のまとめ

- ハイドロエッジに適用した場合の**CO<sub>2</sub>回収費用**は、国のロードマップ費用（4,000～5000[円/t-CO<sub>2</sub>]）と比較して**約3,000円高くなった**。（7,000～8,000円程度と想定）  

- ✓ 一般的に火力発電所等から排出されるCO<sub>2</sub>量と比べ、ハイドロエッジの**CO<sub>2</sub>排出量は190[t/day]程度と小規模だったためCO<sub>2</sub>回収費用が高価になったと考える**。
- 今回のメーカーヒアでは“化学吸収法”しか回答がなかったが、他方式においては**2025年ごろには開発が完了し、コストを含めた回答が可能**とのことであった。  
（物理吸収法や固体吸収法は、アミン吸収液より効率が良い材料を開発中）  
（膜分離法はDACで期待されている技術）  

- ✓ 特に、ハイドロエッジには以下2点の特徴を有しているため、技術革新が進めば現在の**アミン吸収法によるCO<sub>2</sub>回収費用より安価となる可能性**がある。
  - ① 空気分離装置を所有しており、酸素が豊富にある。→【**酸素燃焼法**】によるCO<sub>2</sub>濃度向上
  - ② LNGや液化窒素等の冷熱が豊富にある。→【**深冷分離法**】によるCO<sub>2</sub>分離・回収⇒**液化炭酸ガス利用**

現状ではCO<sub>2</sub>回収費用が高額だが、CO<sub>2</sub>分離・回収技術を注視し、技術革新が見込まれる2025年～2030年頃に改めて実証にむけた検討を進めていく。



# 検討事項3：再生可能エネルギーでのグリーン水素の製造



# 2. 各サイトの位置関係

case	水電解装置	水電解装置以外
1	ハイドロエッジ近傍	ハイドロエッジ近傍
2	同上	同上
3	堺太陽光または近傍	同上

- ①ハイドロエッジ近傍
- ②堺太陽光付近の空き地
- ③堺太陽光オンサイト



ハイドロエッジ

引用 : Google map



## 2. 水電解装置の電源調達方法の検討及びケース別水素製造量・製造原価の試算

- 下記3ケースに対し、設備費用(CAPEX)および運転費用(OPEX)からLCOH[円/Nm<sup>3</sup>]の算出を実施。
- 水電解装置以降は既存設備（液化器等）の活用を想定

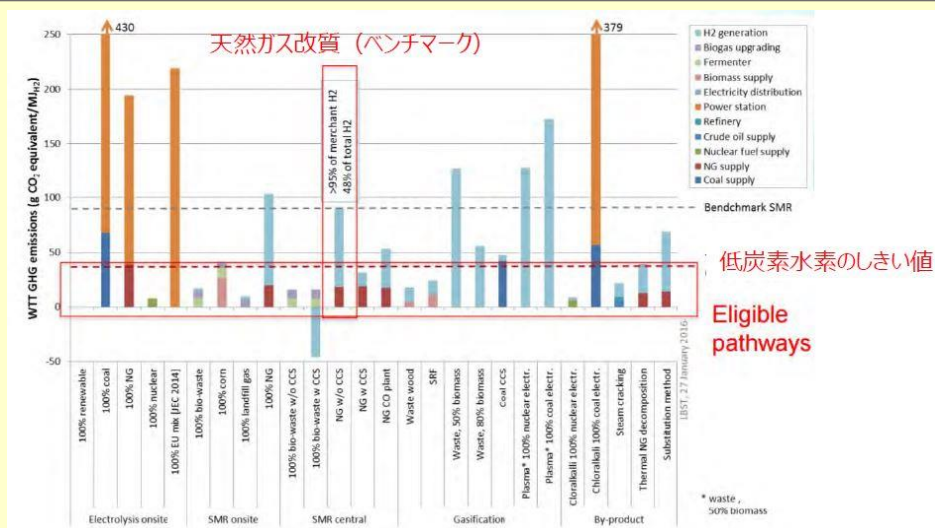
case	水電解装置		水電解装置以外の設備		LCOH(円/Nm <sup>3</sup> )	
	設置箇所	受電方法	設備設置箇所	設備受電方法		
1	hidroエッジ近傍	・堺太陽光自営線受電 ・系統受電(証書活用)	hidroエッジ近傍	・堺太陽光自営線受電 ・系統受電(証書活用)	214	
2	hidroエッジ近傍	コーポレートPPA 系統受電(証書活用)	hidroエッジ近傍	・コーポレートPPA ・系統受電(証書活用)	<b>補助金無し</b>	<b>116</b>
					<b>1/2補助</b>	<b>110</b>
					<b>2/3補助</b>	<b>108</b>
3	堺太陽光 または近傍	堺太陽光オンサイト	hidroエッジ近傍	堺太陽光オンサイト	218	

- ✓ 現状LCOHは**100円を超える**試算結果が得られた。
- ✓ LCOHを下げるためには、**電気代の低減**及び**水電解装置の高効率化が必要**

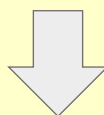
現断面では、グリーン水素製造事業の事業性確保は困難

**グリーン水素の普及拡大と事業性を両立するために、**  
CertifHyを参考にプレミアム水素に準じた水素製造について検討を行った。

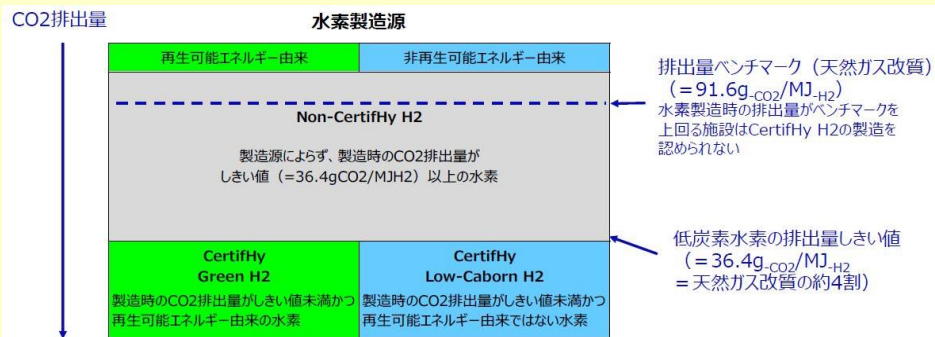
# 2. CertifHyに沿った水素エッジのプレミアム水素化



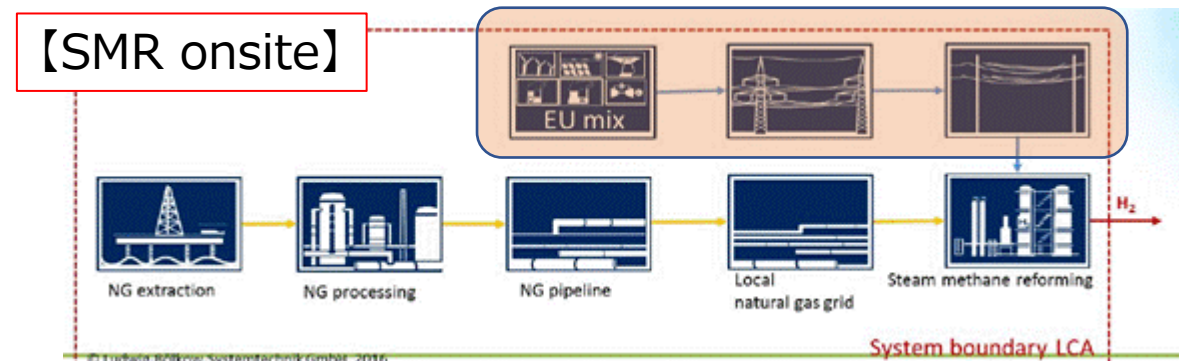
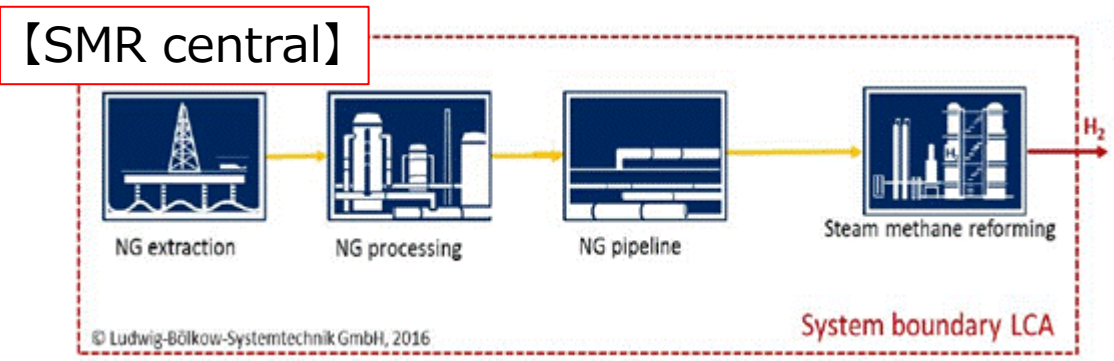
- ◆ 天然ガス(SMR central:100% natural gas w/o CCS)による水素製造時のCO<sub>2</sub>排出量(91.6g-CO<sub>2</sub>/MJ)をベンチマークとして、60%以上低いもの(<36.4g-CO<sub>2</sub>/MJ)をプレミアム水素として認証
- ◆ CO<sub>2</sub>排出量の算定範囲は原料採掘から燃焼までを対象としており、**電力調達に関するCO<sub>2</sub>排出量は含まれていない。**
- ◆ プレミアム水素の内、**再エネを活用して製造された水素を”グリーン水素”**再エネ以外を活用して製造された水素を”**低炭素水素**”と定義



水素エッジに適用した場合

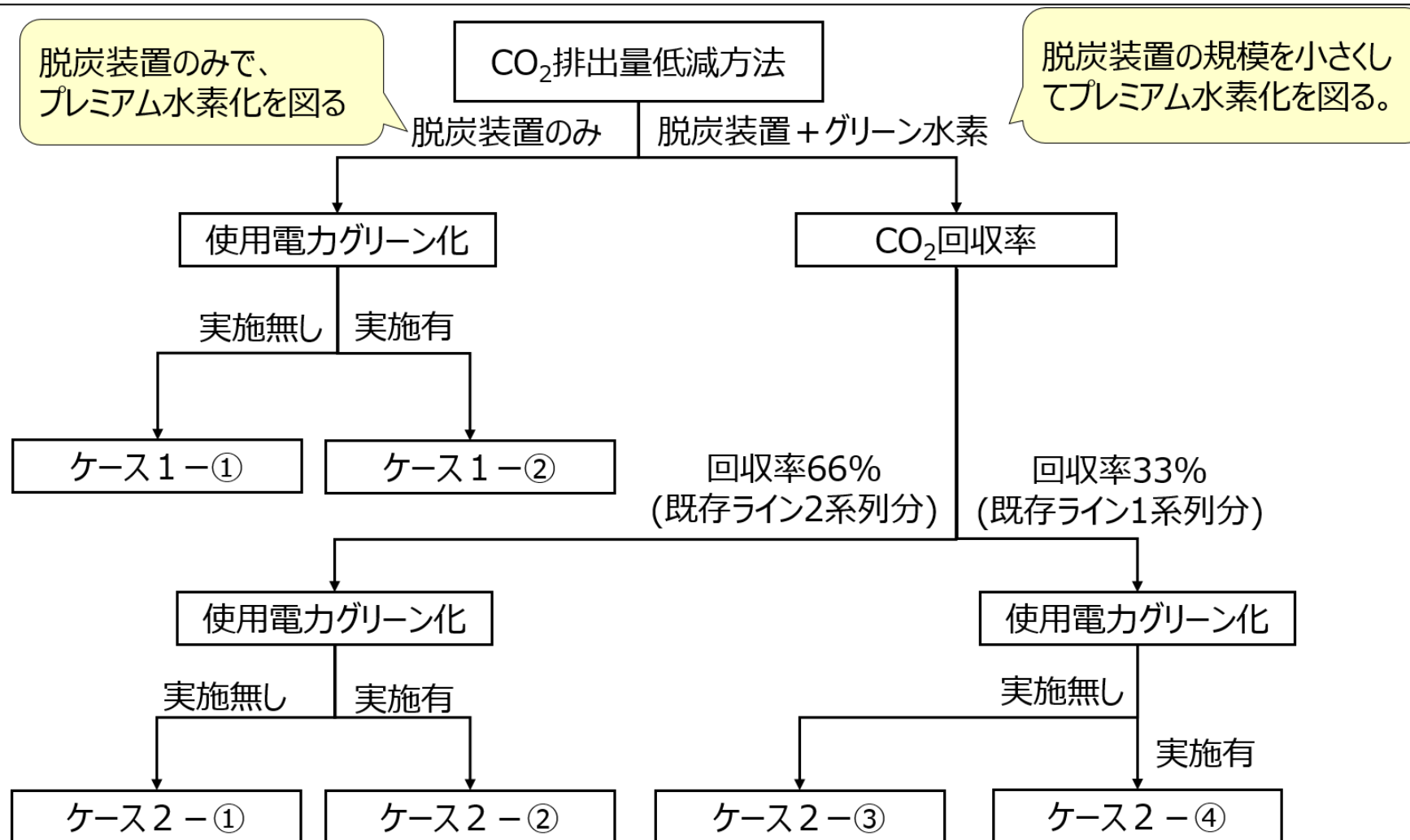


- ◆ 水素エッジの場合は電力調達に伴うCO<sub>2</sub>排出量が含まれるため、「**SMR onsite:100% natural gas**」が適していると判断。
- ◆ CertifHyによると、当該方式の時のCO<sub>2</sub>排出量は約103g-CO<sub>2</sub>/MJであり、36.4g-CO<sub>2</sub>/MJまで削減するためには、**約65%の削減**が求められる。



## 2. CertifHyに沿ったハイドロエッジのプレミアム水素化

- ✓ ハイドロエッジにおける原料採掘から燃焼までに排出されるCO<sub>2</sub>排出量は**119.5g-CO<sub>2</sub>/MJ**である。従って、プレミアム水素とするためには、**83.1g-CO<sub>2</sub>/MJ**(=119.5-36.4)**を削減する必要**がある。
- ✓ 現在のグレー水素(119.5g-CO<sub>2</sub>/MJ)をプレミアム水素(36.4g-CO<sub>2</sub>/MJ)とするために、以下のフローチャートに基づき条件整理を実施



## 2. CertifHyに沿ったハイドロエッジのプレミアム水素化

＜プレミアム水素となる組合せ＞

CO <sub>2</sub> 回収率		90%(最高効率)	75%	66%	33%
グリーン 電力化無	脱炭装置適用	×	×	×	×
	グリーン水素添加	×	×	×	×
	クレジット追加	○	○	○	○
グリーン 電力化有	脱炭装置適用	○	×	×	×
	グリーン水素添加	○	×	×	×
	クレジット追加	○	○	○	○

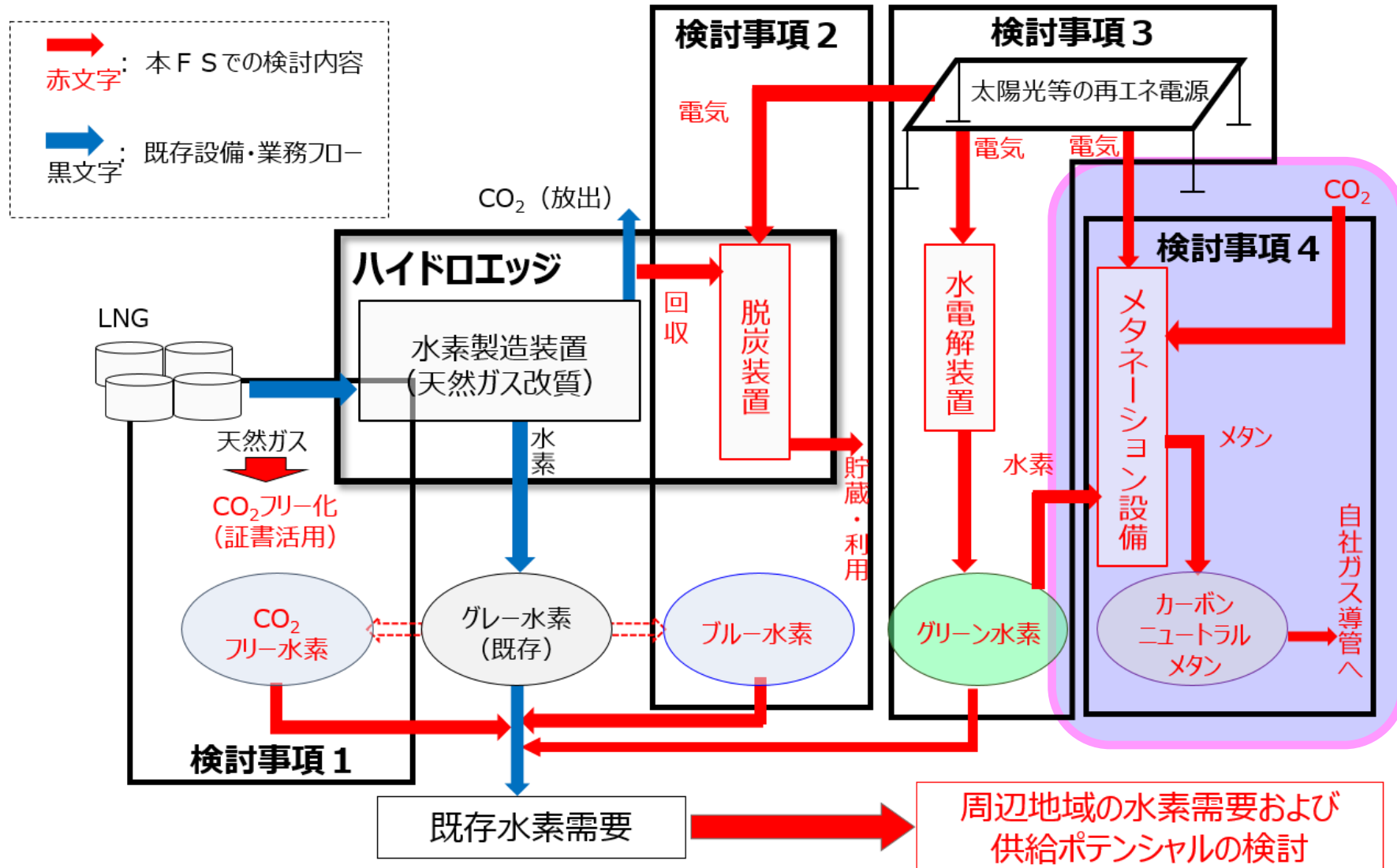
- ✓ グリーン電力化有：脱炭装置のみでプレミアム水素の製造が可能
- ✓ グリーン電力化無：脱炭装置とクレジット等の併用が必要

＜グリーン電力化を実施しなかった場合のプレミアム水素製造原価試算結果（水素1Nm<sup>3</sup>あたり）＞

CO <sub>2</sub> 回収率	90%	75%	66%	33%
脱炭装置コスト	6.72	5.93	5.43	3.42
グリーン水素コスト	2.11	2.13	2.14	2.19
クレジットコスト	0.01	0.08	0.12	0.28
合計	<b>8.84</b>	<b>8.14</b>	<b>7.69</b>	<b>5.89</b>

- ✓ プレミアム水素化をするには**水素1Nm<sup>3</sup>あたり約6円～9円程度のコスト増加**が想定される  
※脱炭装置コストは【CO<sub>2</sub>回収】まで

# 検討事項4：カーボンニュートラルメタンの製造



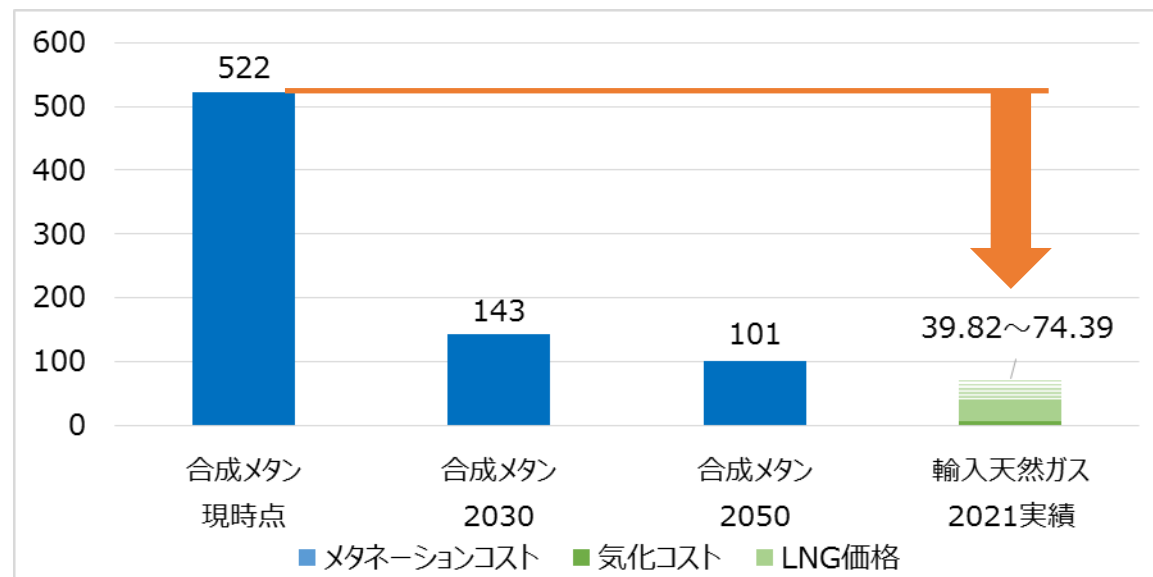
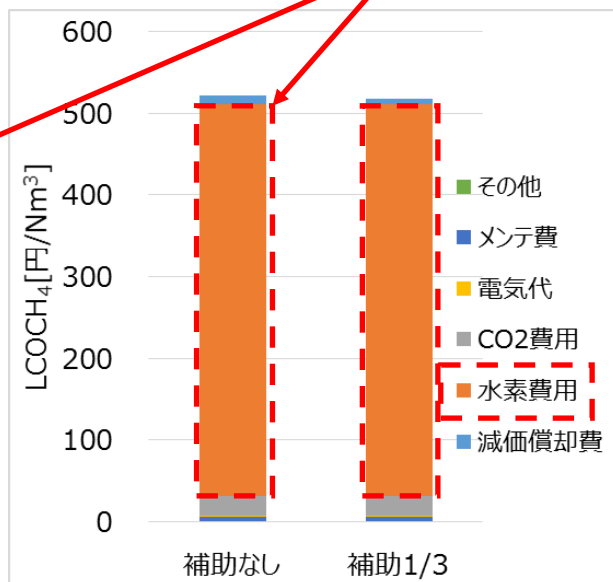


## 2. CNメタンと輸入天然ガスとの比較

➤ CNメタンと輸入天然ガスとの価格比較を実施。

CNメタンの製造コストの内9割以上が水素調達コストによる。

	補助なし	補助1/3
減価償却費	10.6	7.1
水素費用	480.0	480.0
CO <sub>2</sub> 費用	24.1	24.1
電気代	1.0	1.0
メンテ費	5.8	5.8
その他	0.5	0.5
計	522.0	518.5



◆ CNメタンの製造原価低減のためには、**原料水素価格の更なる低下及びメタネーションプロセスのコスト低減**が必須である。

◆ CNメタンの**環境価値**が認められ、通常の輸入天然ガスに対して**制度上の一定の優遇措置**が与えられ、価格差が埋められる環境となれば、CNメタンが**競争力を持つ**ことが可能となる。

輸入天然ガス価格 = LNG全国通関価格 + ガス製造費用

- ✓ LNG全国通関価格は2021.1~2021.12の価格を採用
- ✓ ガス製造費用は文献値※1を採用
- ✓ 2030年、2050年の水素及びCO<sub>2</sub>コストは将来予想価格※2を採用

※1：エネルギー総研「メタネーションによる合成メタンの経済性評価」(2018.2)

※2：エネ庁「水素・燃料電池戦略ロードマップ」(2019.3)

エネ庁「カーボンリサイクル技術ロードマップ」(2021.7)



## 2. 水素・CNメタンの都市ガス導管注入に関する評価

➤ 水素とCNメタンについて、**既存都市ガス導管に注入する場合の得失評価**を実施。

		CNメタン注入（注入による熱量低下小）		水素注入（注入による熱量低下大）	
注入可否	都市ガス	○	国内実績無し 技術上の課題は特に無し	▲	大阪ガス託送約款上、水素の上限は4%
	特定導管 (相対供給等)	○	国内実績無し 技術上の課題は特に無し	▲	熱量低下を許容できれば注入可能(供給先への協議要) 高圧導管への水素注入は国内実績が無いため検討要
削減効果	プロパン 添加なし	○	CNメタン混合量増時、 <b>熱量調整も限定的</b> であり、 <b>大きな削減効果</b> が見込める。	○	水素混合量増時、 <b>熱量低下を許容</b> できれば、 <b>削減が期待</b> できる
	プロパン 添加あり	○	<b>熱量低下が少なく、プロパン添加量が抑えられる</b> ため、 <b>一定の削減効果</b> が見込める	▲	<b>熱量低下が大きい</b> ため、熱量調整のための <b>プロパン添加量が大きくなり、削減効果は限定</b> される

- ◆ “**水素注入**”は**注入に係る制約が大きくCO<sub>2</sub>削減効果も限定的**となる。
- ◆ 都市ガスへの混合を想定する場合、CNメタン・水素混合による混合後のガスの熱量が低下するため、**導管の規格を満足するためにLPG添加による増熱が必要**となる場合があるが、その場合は**添加量に応じCO<sub>2</sub>削減効果が減少**する。

～その他課題～

- CNメタンは都市ガス燃焼時と同様にCO<sub>2</sub>カウントがされている。
- メタネーションによるCO<sub>2</sub>削減量の帰属の定義は確定していない。



**CNメタンを購入・使用（燃焼）した場合にCO<sub>2</sub>削減に利用できるような制度面の整理が必要。**

### 3. 今後の見通しについて

#### ～懸念事項・課題～

- I. 検討事項3で記載したように、**現断面ではグリーン水素製造単価は高く、グリーン水素単体では事業採算性を確保するのは非常に困難**である。
- II. また、脱炭装置についても**CO<sub>2</sub>濃度や回収率の課題**から現状ではコストが高いことが分かった。
- III. したがって欧州の低炭素水素の基準であるCertifHyを参考に、「脱炭装置によるCO<sub>2</sub>回収＋グリーン水素の添加＋クレジットの活用」という組み合わせにより低CO<sub>2</sub>水素化（プレミアム水素化）を行う検討を実施した。（⇒6～9円のコストで可能）
- IV. 今後は**水素製造時に排出されるCO<sub>2</sub>の回収だけでなく、更なるグリーン水素量の添加や電力グリーン化**などと組み合わせたCO<sub>2</sub>排出量削減の取り組みが求められると共に、それらによる**CO<sub>2</sub>排出量抑制へのインセンティブ付与**等の制度設計が求められる。

#### ～将来展望～

- ◆ 欧州と日本の状況は異なるため、水素が持つ環境価値基準やCO<sub>2</sub>カウントについては**日本の現状に合わせた基準**が求められる。
- ◆ 特に日本国内にはCO<sub>2</sub>貯留に適した場所が少なく、**CO<sub>2</sub>の利用（CCU）が適していることから、排出されたCO<sub>2</sub>を炭酸ガス等で商業利用をした場合はCO<sub>2</sub>排出量カウントにてインセンティブを与える等、日本に適した技術の取組み拡大に向けた制度設計が望まれる。**

ご清聴ありがとうございました。