

カーボンニュートラルメタンのポテンシャルと経済性 — PtG と CCU の活用 —

Potential and Economics of Carbon Neutral Methane; Combination of PtG and CCU

柴田 善朗*

Yoshiaki Shibata

This paper analyzed potential and economics of carbon neutral methane in Japan. 8 to 10 billion Nm³ of carbon neutral methane can be produced from surplus electricity from 300 GW of solar photovoltaic and 100 GW of wind synthesized with CO₂ intensively emitted from biomass power plants, fossil fuel-fired power plants and large-scale industries, which is equivalent to 20% to 25% of the current city gas demand. Production cost of carbon neutral methane is higher than hydrogen. However, supply (including production and delivery) cost of carbon neutral methane is lower than hydrogen, as the carbon neutral methane does not need new supply infrastructure.

Keywords : Renewable Energy, Power to Gas, Hydrogen, Methanation, Carbon Neutral, CCU

1. はじめに

近年、欧州や我が国において、出力変動型再生可能エネルギー(再エネ)の系統安定化対策として Power to Gas(PtG)への取組が加速している。PtG において製造される水素(CO₂フリー水素)の利用先としては、燃料電池自動車、水素発電、石油精製の脱硫プロセス、水素還元製鉄、産業部門等での熱需要、都市ガスパイプラインへの注入等が検討されているが、これらの用途の多くは、新たな機器開発・インフラ構築が課題となり、まだ実現されていない。一方、PtG で製造される CO₂ フリー水素と発電や最終需要部門等からの排出 CO₂ から生成されるカーボンニュートラルメタン(CNメタン)は、都市ガスの主原料になることから、大きな障壁無しに既存都市ガス供給ネットワークを活用でき、都市ガスの低炭素化が図れるメリットがある。

本研究では、我が国における再エネ余剰電力量及び集約的に利用可能な CO₂ 排出量を地域別に把握し、CNメタンの潜在量を推計する。また、CNメタンの経済性の分析を行う。

2. カーボンニュートラルメタンとは

カーボンニュートラルメタン(CNメタン)は、再エネから製造する CO₂ フリー水素と、バイオマス発電、火力発電、大規模産業施設等から排出される CO₂ から生成(Methanation)される合成メタンと定義される。CNメタン利用時には CO₂ が排出されるが、メタネーション時に回収

される CO₂ と相殺することから、CNメタンはカーボンニュートラルと見なすことができる(図1)。また、CO₂ を有効利用することから、CNメタンはCCU(Carbon Capture and Utilization)技術でもある。ドイツや我が国で実現可能性調査や技術実証が行われている。

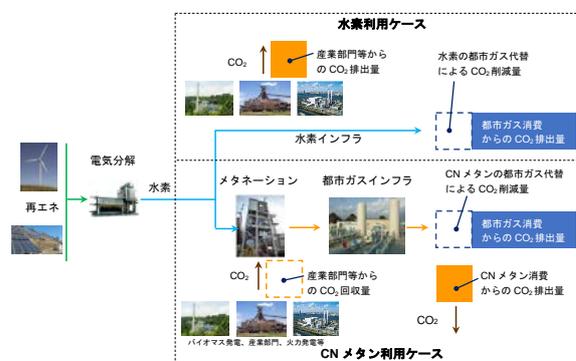


図1 水素とカーボンニュートラルメタンの比較

3. カーボンニュートラルメタンのポテンシャル分析

3.1 方法論

まず、出力変動型再エネ(太陽光発電と風力発電)と蓄電池の導入量、地域間連系線の容量等を想定し、電源構成モデル(毎時分析)により地域別余剰電力量を特定し、水素製造可能量を求める。対象地域は、沖縄電力を除く旧一般電気事業者の9供給区域とする(図2)。次に、電源構成モデルにおけるバイオマス発電及び火力発電の発電電力量から各々の CO₂ 排出量、既存統計資料に基づき産業部門からの CO₂ 排出量を地域別に推計する。効率的な CNメタン製造にはまとまった CO₂ 排出が必要であることからバイオマス発

* (一財)日本エネルギー経済研究所 新エネルギーグループ
マネージャー 研究主幹

電と産業部門については集約性を踏まえた CO₂ 排出量を特定する。また、時間帯別 CO₂ 排出量を踏まえた検討も行う。

水素製造可能量に基づいた CN メタン生成に必要な CO₂ 量と、集約的 CO₂ 排出量の大小を比較することで、CN メタン製造可能量を特定する。また、現在の都市ガス需要を上限とした CN メタン有効利用可能量も特定する。

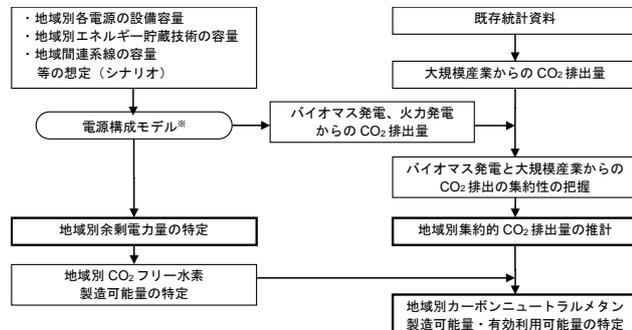


図2 分析フロー

※ 各電源、地域間連系線、エネルギー貯蔵技術(主に揚水発電)の運転優先度を想定し、各地域における出力変動型再エネ余剰電力を特定するシミュレーションモデルであり、費用最小化の最適化モデルではない。

3.2 余剰電力量特定のための前提条件・シナリオ

(1) 電力需要・ベースロード電源

長期的な観点から、電化傾向や省エネを踏まえ、電力需要は現在の 9,187 億 kWh の 1.13 倍の 10,355 億 kWh(自家発電分を含まない)を想定する。原子力発電は「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年の導入量を想定する(発電電力量は 1,925 億 kWh)。大規模水力発電と揚水発電の新設は無いものとする。中小水力発電、バイオマス発電、地熱発電に関しては、既開発状況やリードタイム等を考慮し、「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年に少し付加する水準(各々 1,300 万 kW, 800 万 kW, 300 万 kW)を想定する。

(2) 電源・系統の運用方法

【基本運用】

- 本研究では長期的視野に基づいており、気候変動対策の強化に伴い、火力発電は全て天然ガス火力とする。
- 調整力用火力は毎時電力需要の約 2 割を賄うものとする。
- 各地域において、出力変動型再エネ下げ代対策として、まず揚水発電を活用する。それでも吸収できない出力変動型再エネに対しては蓄電池を活用する。
- 揚水発電及び蓄電池からの放電が可能な状況であれば即座に放電する。
- 揚水発電及び蓄電池活用後も吸収できない出力変動型再エネは地域間連系線を通じて他地域へ融通する。その際、最隣接地域への融通を優先的に行い、「玉突き」融通は最隣接地域で出力変動型再エネを吸収できない場合のみとする。
- それでも系統で吸収できない出力変動型再エネの発電電力を余剰電力と定義する。
- 毎時において、電力需要－(ベース電源＋調整力火力＋出力変動再エネ＋揚水発電・蓄電池からの放電)は火力発電で賄う(プラス時のみ)。

【優先融通運用】

CN メタン製造には、CO₂ 排出量が多くかつ CN メタン受け入れ容量の指標となる都市ガス消費量の大きい大都市圏への融通が鍵と見込まれることから、地域間電力融通に対して以下のケースを追加的に想定する。

- 関東、関西、中部地域への「玉突き」融通を優先するケース

(3) 出力変動型再エネの導入シナリオ

CN メタンの顕在化のため敢えて大規模導入を想定する。PV3 億 kW+風力 1 億 kW, PV5 億 kW+風力 3 億 kW, PV7 億 kW+風力 5 億 kW の 3 通りのシナリオを検討する。

(4) 蓄電池導入・地域間連系線増強シナリオ

蓄電池導入見通しは不透明であるため、現在の揚水発電の規模を踏まえつつ、全国で PV3 億 kW+風力 1 億 kW 導入で 2 億 kWh, PV7 億 kW+風力 5 億 kW 導入で 10 億 kWh 規模の蓄電池の導入を想定する。地域間連系線は再エネ余剰電力の融通に運用容量を最大限活用できるものとする。

検討する蓄電池・地域間連系線シナリオの 6 ケースを表 1 に整理する。Base ケースでは蓄電池の導入は考えず、地域間連系線は基本運用とする。Bat ケースは地域別に再エネ導入規模に応じた蓄電池の導入を想定する。Bat+TMM ケースは蓄電池導入を想定した上で、玉突き融通を優先する(例えば、北海道の余剰電力を東北へ素通りして関東へ優先的に融通)。Bat+TMM+Sn は、更に地域間連系線の容量を現在の n 倍に増強するケースである。各出力変動型再エネ導入シナリオに対して、この蓄電池・地域間連系線シナリオの各ケースを設定し、シミュレーションを行う。

表1 蓄電池導入・地域間連系線増強シナリオ

ケース名	概要
Base	蓄電池の導入は考えない。また、地域間連系線は基本運用。
Bat	出力変動型再エネ導入規模に応じて地域別蓄電池導入容量を設定。
Bat+TMM	蓄電池を導入した上で、地域間連系線の優先融通運用を行う。
Bat+TMM+S2	さらに、地域間連系線容量を 2 倍にする。
Bat+TMM+S3	さらに、地域間連系線容量を 3 倍にする。
Bat+TMM+S4	さらに、地域間連系線容量を 4 倍にする。

3.3 地域別集約的 CO₂ 排出量の特定

まず、天然ガス火力及びバイオマス発電からの CO₂ 排出係数の想定を表 2 に示す。

表2 天然ガス火力とバイオマス発電からの CO₂ 排出係数

	天然ガス火力	バイオマス発電
発電効率	50%	32% ¹
燃料の CO ₂ 排出係数	0.000050kg-CO ₂ /kJ	0.000112kg-CO ₂ /kJ ²
発電電力量あたりの CO ₂ 排出量	0.36 kg-CO ₂ /kWh	1.26 kg-CO ₂ /kWh

※1: 調達価格算定委員会資料

(http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/026_04_00.pdf)

※2: IPCC 資料

天然ガス火力は工業地区に立地されていることが多く、全ての排出 CO₂ が集約化されていると見なす。天然ガス火力からの CO₂ 排出量は電源構成モデルによるシミュレーション結果から算出することから、出力変動型再エネ導入シナリオによって異なる。

バイオマス発電に関しては、想定導入量 800 万 kW からの総 CO₂ 排出量は 0.53 億 t-CO₂ となるが、全ての CO₂ が集約的に排出されているわけではない。したがって、「工業統計調査」が定める「工業地区」内のバイオマス発電を FIT 認定容量データ(2017年3月末時点)から特定する。次に、各都道府県において最も認定設備容量が多い「工業地区」のみを抽出することで絞込みを行う。

産業部門に関しては、「都道府県別エネルギー消費統計(2015年度)」に基づく、製造業からの CO₂ 排出量は 3.3 億 t-CO₂ であるが、「工業地区」に立地する大規模事業所のみを対象とする。「工業統計調査」から、都道府県別・業種別に従業者数 300 人以上の事業所かつ「工業地区」のみの従業者数の全従業者に対する割合を推計し、各「工業地区」の排出量を推計する。各都道府県において排出量が最大となる「工業地区」のみの排出量を特定する。

以上の方法に基づく、バイオマス発電と産業部門からの集約的 CO₂ 排出量はそれぞれ 0.34 億 t-CO₂、0.4 億 t-CO₂ となる。なお、天然ガス火力からの CO₂ 排出量は再エネ導入量によって変化し、2.0~1.0 億 t-CO₂ となる(図 3)。

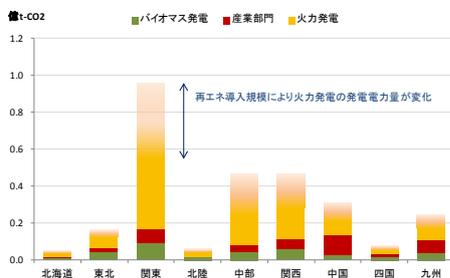


図 3 地域別集約的 CO₂ 排出量

これらの集計結果は年間の CO₂ 排出量であり、CO₂ 排出時間帯と余剰電力からの水素製造時間帯のミスマッチがあることから、この CO₂ を最大限利用するためには、CO₂ 貯蔵タンクが必要となることに留意が必要である。したがって、時間帯別 CO₂ 排出量を踏まえた CN メタン製造も検討する。産業部門からの CO₂ 排出パターンは電力需要パターンと同等と想定する。バイオマス発電は通年で一定出力での発電、火力発電は電源構成モデルから分析される稼働パターンに応じた時間帯別 CO₂ 排出パターンを特定する。

3.4 カーボンニュートラルメタン製造原単位

水電解の水素製造原単位は現在およそ 5kWh/Nm³-H₂ であるが、将来値として 4.5kWh/Nm³-H₂ を想定する。また、

1Nm³-CH₄ の製造には水素 4Nm³-H₂ が必要であり(下式参照)、生成メタンあたりの補機動力 0.32kWh/Nm³-CH₄(各種資料から推計)を踏まえ、メタン製造原単位を 4.5×4+0.32=18.32kWh/Nm³-CH₄ とする。また、1Nm³-CH₄ の製造に必要な CO₂ 量は 1.972kg-CO₂/Nm³-CH₄ である(表 3)。



表 3 水素・メタン製造原単位

水電解	水素製造原単位(電力)	4.5 kWh/Nm ³ -H ₂
水電解+メタネーション	メタン製造原単位(電力)	18.32 kWh/Nm ³ -CH ₄
	メタン製造原単位(CO ₂)	1.972kg-CO ₂ /Nm ³ -CH ₄

3.5 分析結果

まず、図 4 には余剰電力量の分析結果を示す。蓄電池の導入や地域間連系線の増強によって全国の余剰電力総量が減少していることがわかる。

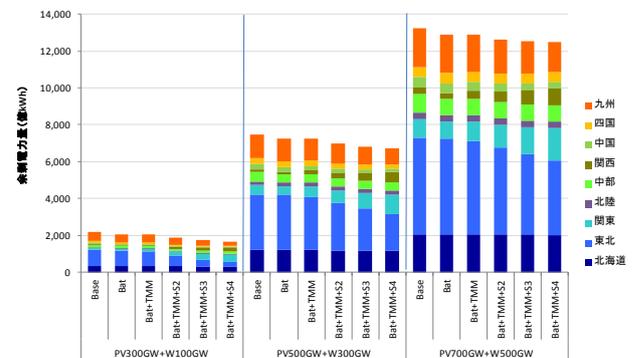


図 4 余剰電力量

(1) 時間帯別 CO₂ 排出量を考慮しない場合

図 5 には、時間帯別 CO₂ 排出量を捨象した地域別の CN メタン製造可能量を示す。“PV3 億 kW+風力 1 億 kW” ケースでは地域間連系線増強による余剰電力融通の促進によって関東や関西における CN メタン製造可能量は増加するが、これらの地域の系統による余剰電力の吸収効果のために全国の余剰電力量が減少することで(図 4)、全国総量の CN メタン製造可能量は減少する。一方、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW” ケースでは余剰電力量が非常に大きくなるため、地域間連系線の活用により関東や関西など多 CO₂ 排出地域の CO₂ をより多く利用でき、全国の CN メタン製造可能量が增大する。

なお、再エネ導入が大規模なケースにおいて、蓄電池導入・地域間連系線増強シナリオ間で、北海道や東北の CN メタン製造量に変化がないのは、利用できる集約的 CO₂ 排出量に上限があるためであり、これ以上再エネ導入規模を拡大しても、CN メタン製造可能量は増加しない。この状況は、地域別の余剰電力量と CN メタン製造に必要な CO₂ 量の関係を示した図 6 に詳しい。CN メタン製造可能量は 3 つの

再エネ導入ケースにおいてそれぞれ、90億~120億Nm³-CH₄、250億~280億Nm³-CH₄、360億~430億Nm³-CH₄となる。現在の都市ガス需要のメタン熱量換算値383億Nm³-CH₄と比較して、CNメタンのポテンシャルは非常に大きい。また、CNメタン有効可能量(図7)は各ケースでそれぞれ60億~80億Nm³-CH₄、110億~160億Nm³-CH₄、170億~250億Nm³-CH₄、都市ガスのカーボンニュートラル化率は、それぞれ14%~21%、28%~42%、43%~64%となる。

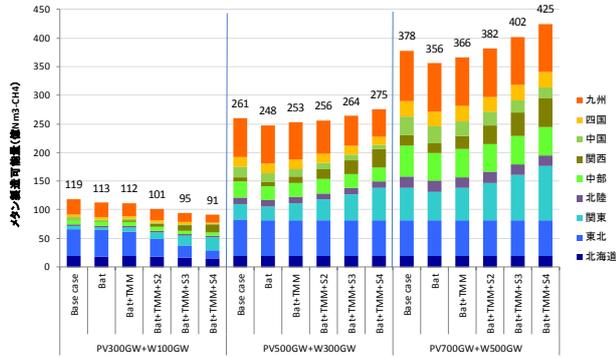


図5 CNメタン製造可能量(時間帯別CO₂排出量捨象)

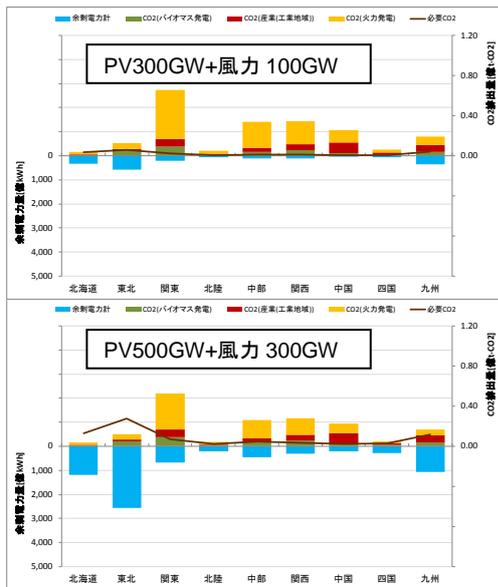
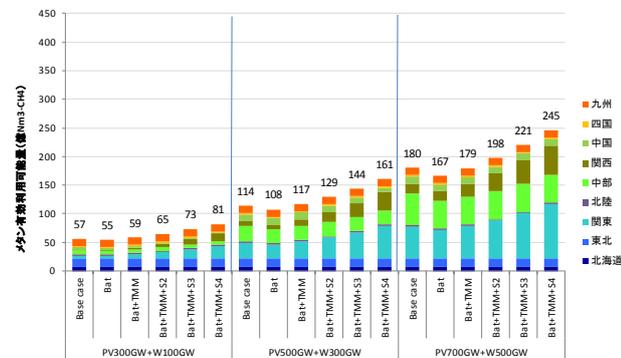


図6 地域別CNメタン製造可能量(Bat+TMM+S2 ケース)



再エネ	PV300GW+W100GW										PV500GW+W300GW										PV700GW+W500GW									
	Base case	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4	Base case	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4	Base case	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4	Base case	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4						
北海道	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
東北	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
関東	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
北陸	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
中部	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
関西	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
中国	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
四国	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
九州	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%						
合計	15%	14%	15%	17%	19%	21%	30%	28%	31%	34%	38%	42%	47%	43%	47%	52%	58%	64%												

図7 CNメタン有効利用可能量(時間帯別CO₂排出量捨象)

(2) 時間帯別CO₂排出量を考慮する場合

図8~図9には、時間帯別CO₂排出量を踏まえた分析結果を示す。余剰電力とCO₂排出の発生時間帯のずれにより、時間帯別CO₂排出量を考慮しない場合と比較して、CNメタン製造可能量は20%~40%、有効利用可能量は数%~30%程度減少する。図10に示すように、時間帯別CO₂排出量を考慮する場合は、余剰電力発生時間帯に利用できるCO₂が少なくなることがわかる。ただし、”PV3億kW+風力1億kW”ケースでは余剰電力規模が小さく、CO₂の時間帯別排出量を考慮しても十分なCO₂排出があるため、両者に大きな差は見られない。

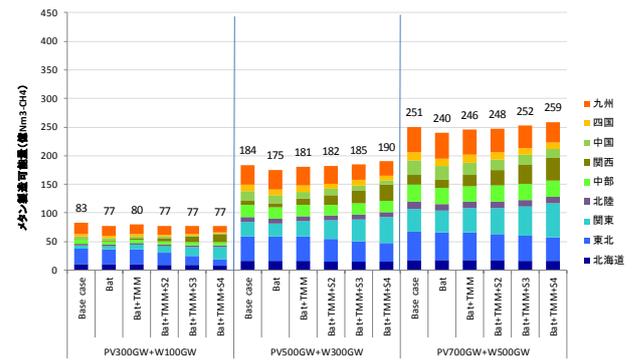


図8 CNメタン製造可能量(時間帯別CO₂排出量考慮)

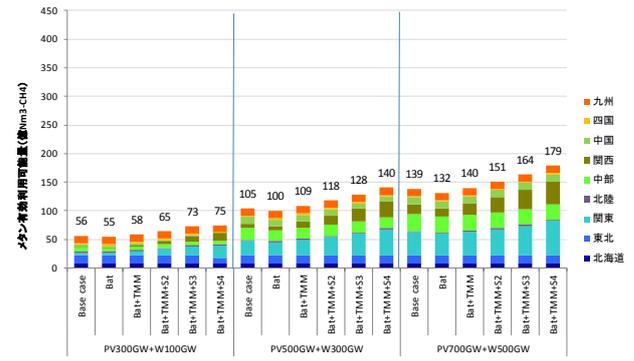


図9 CNメタン有効利用可能量(時間帯別CO₂排出量考慮)

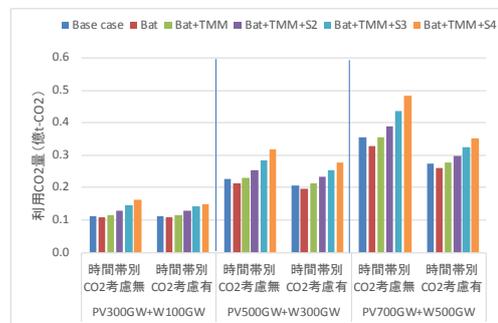


図10 利用CO₂量の比較(CNメタン有効利用可能量ベース)

4. カーボンニュートラルメタンの経済性

ここでは、水素とCNメタンの供給コストを比較する。製造コストは水素の方が安価であるが、供給用の新規インフ

ラが必要となる。CNメタンは、製造コストは高いが既存インフラ活用による新規インフラ抑制のメリットがある。

4.1 設備構成の考え方

図11に示す水素製造・供給とCNメタン製造・供給の設備構成を想定する。水素製造・供給に関しては、水電解装置で製造された水素は水素パイプラインで需要家に供給されるものとし、圧縮機、圧縮タンク、水素パイプラインが追加的に必要となる。需要家側の水素消費設備はガス消費設備と同じコストとして追加費用は発生しないものと想定する。CNメタンは既存のガス製造所やガスパイプラインを經由して需要家に供給されるものとする。CNメタン製造と都市ガス需要の時間的・季節的なタイムラグはあるものの、既存のガスホルダーやパイプラインのバッファ機能が充分であると仮定する。ただし、圧縮機は新規に必要とする。なお、CO₂分離回収については、ton-CO₂あたりのコストを製造原価に上乘せする。

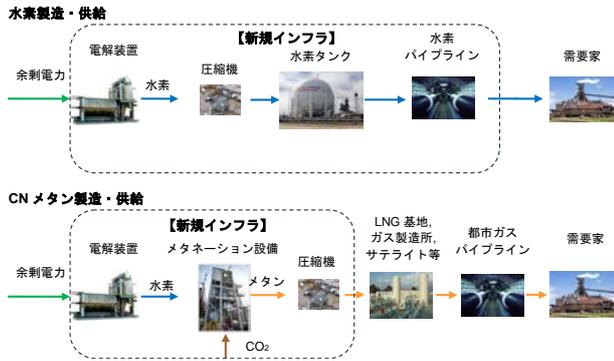


図11 水素供給とCNメタン供給の機器構成

4.2 設備費・機器仕様の想定

(1) 水電解・メタネーション

水電解とメタネーションの設備費と機器仕様に関しては、文献^{1),2),3)}等に基づき表4に示すように想定する。

表4 水電解・メタネーション設備費・仕様の前提

		想定値
水使用量	単位製造水素あたり	0.8 kg-H ₂ O/Nm ³ -H ₂
	単位製造メタンあたり	3.23 kg-H ₂ O/Nm ³ -CH ₄
水単価	工業用水 * 1	30 円/m ³
CO ₂ 分離回収	分離回収コスト * 2	1,000 円/t-CO ₂
運転管理費等 * 3		修繕費：建設費の1.6%/年 諸費：建設費の0.7%/年
運転期間		30年
メタン製造の設備費=水電解設備費×4+メタネーション設備		
・25万円/(Nm ³ -H ₂ /h)×4+50万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)=150万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)		
・10万円/(Nm ³ -H ₂ /h)×4+20万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)=60万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)		

*1：東京都の工業用水料金表から推計。
*2：次世代火力発電に係る技術ロードマップ 技術参考資料集。
*3：「発電コスト検証ワーキンググループ」に基づき想定。

(2) 水素供給・CNメタン供給インフラ

水素の体積当たりの熱量は都市ガスの約1/3であるが、

都市ガスと比べて粘性が低いと輸送効率は同じと仮定することで供給熱量当たりに必要な導管延長は都市ガスと水素で同じとする。文献^{4),5),6)}に基づき推計した用途別都市ガス需要あたり導管単価(工業用途以外は19,700円/GJ/年、工業用途は4,700円/GJ/年、全用途は11,400円/GJ/年)を用いる。また、水電解装置の設備利用率に応じて水素供給量に変化し、それに伴って導管延長も変化するものとする。

水素圧縮機と圧縮タンクについては、文献⁷⁾の水素貯蔵量と水素貯蔵量あたりの圧縮機と圧縮タンクコストの関係を用いる。CNメタン供給用圧縮機は水素圧縮機と同等の単位コストを想定する。水電解装置、メタン製造装置ともに標準的な設備規模(それぞれ1,000kW=222Nm³-H₂/h、1,000kW=55Nm³-CH₄/h)を想定し、設備利用率に応じて供給量に変化し、圧縮機単価も変わるものとする。図12に、製造設備単位出力あたりの供給インフラコストを整理する。製造設備の設備利用率が大きいほど供給量が大きくなり、必要となる供給インフラコストも増大する。4.2で想定した製造設備費(水電解とメタン製造装置)と供給インフラコストの合計を総設備費として、水素とCNメタンのLCOE(Levelized Cost of Energy)を試算する。

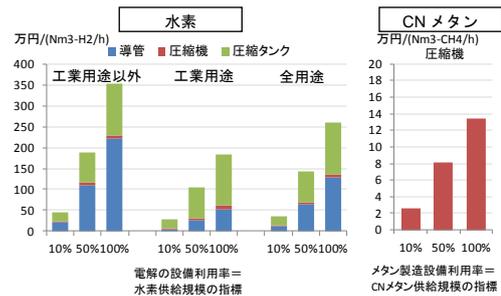


図12 水素・CNメタン供給インフラ単価

4.3 分析結果

まず、CNメタンの供給コストがLNG価格や都市ガス小売価格と比較してどの水準にあるかを図13に示す(“PV5億kW+風力3億kW”と“PV7億kW+風力5億kW”の二つのケースを例示)。図の垂直線は主要地域におけるCNメタン製造設備の設備利用率(電源構成モデルから特定)であり、曲線との交点がCNメタン供給コストとなる。比較対象として将来見通しや炭素価格を踏まえたLNG輸入価格と都市ガス小売価格のメタン熱量換算値の幅も図示している。CNメタン供給コストがLNG輸入価格に競合することは厳しい。しかしながら、再エネLCOEが3~5円/kWhであれば、設備利用率にもよるが、CNメタン供給コストは都市ガス小売価格に匹敵する可能性がある。

次に、図14にメタン熱量換算の供給コストを水素とCNメタンで比較する。設備利用率や再エネLCOEに係らず、CNメタン供給コストはインフラを含まない水素製造コストに比べて大幅に高い。これは、CNメタンの熱量は水素の約3

倍であるものの、CNメタン製造には水電解×4+メタネーション設備が必要となり、水素製造の6倍程度設備費となるからである。しかしながら、水素供給まで踏まえると、ほとんどの領域ではCNメタン供給コストの方が安価であることが分かる。これは水素発電やコンビナート等水素導管敷設を局所的に抑えられる地域限定的な(つまり、水素供給コストが図14の点線と水色の線の間に位置する)場合においてのみ、水素供給はCNメタン供給よりも経済的になることを意味する。

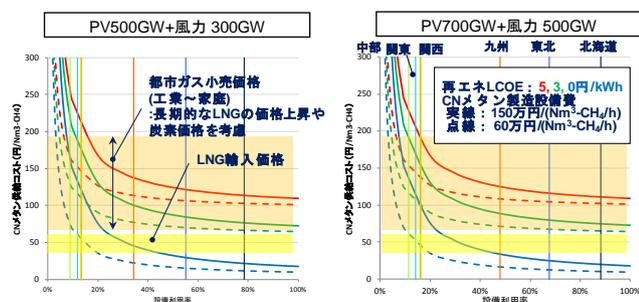


図13 CNメタン供給コスト(Bat+TMM+S4 ケース)

注: 両図で曲線群の形は同じ。LNG・都市ガス価格(メタン熱量換算表示)は「アジア・世界エネルギーアウトルック 2018」(日本エネルギー経済研究所)の見通しに基づく。CO₂コストは、「RITE 成果報告書 2015」のCCSコストと「次世代火力発電に係る技術ロードマップ 技術参考資料集」のCO₂分離・回収コストの将来的な低減の見込みに基づいて推計したCCSコスト4,100 円/t-CO₂を想定。

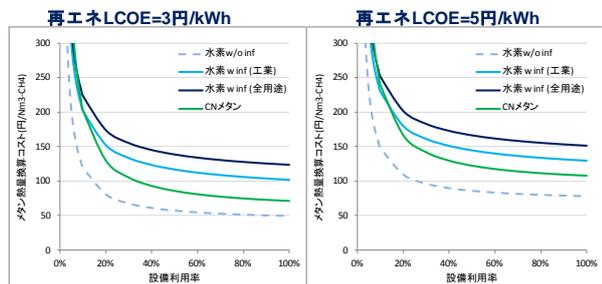


図14 水素とCNメタンの供給コスト比較

注: 水電解設備費 25 万円/(Nm³-H₂/h), CNメタン製造設備費 150 万円/(Nm³-CH₄/h)のケース。

5. まとめ

カーボンニュートラルメタン(CNメタン)はPtGとCCUの組合せによって製造される“低炭素炭化水素エネルギー”と言える。本研究では、我が国におけるCNメタンのポテンシャル及び経済性の分析を行った。

分析結果に基づくと、PV+風力発電を3億kW+1億kW~7億kW+5億kW導入し、バイオマス発電、産業部門、火力発電から集約的に排出されるCO₂を利用することにより、全国のCNメタン有効可能量は60億~250億Nm³-CH₄となり、現在の都市ガスの14%~64%をカーボンニュートラル化できる。時間帯別CO₂排出量を踏まえると、CNメタン有効可能量は60億~150億Nm³-CH₄に減少するが、それでも都市ガスの14%~47%をカーボンニュートラル化できる。

経済性に関しては、CNメタン供給コストはLNG輸入価格

には及ばないものの、再エネ発電コストや、水電解やメタネーションなどのメタン製造設備費が大幅に削減できれば、都市ガス小売価格に匹敵する可能性がある。また、新規インフラが必要な水素供給と比べて、ほとんどの場合において、既存インフラが活用できるCNメタン供給の方が経済性に優れている。

水素と異なりCNメタンはエネルギーシステムの大きな構造変化を伴わない。また、CNメタンは余剰電力を電力システムに戻すのではなく都市ガス原料として利用することから、電力システムにおける多様な制約とは無関係に余剰電力を有効活用できる点が蓄電池にはないメリットである。この概念は、まさに電力システムのみならず都市ガスや運輸部門を含むエネルギーシステム全体で再エネを受け入れることで低炭素化を図るSector Couplingである。また、CCU技術を活用するCNメタンの促進はCO₂分離・回収技術開発の出口戦略の一つになり得る。つまり、貯留サイト、経済性、社会的受容性などの課題によってCCSの導入が我が国で実現しない場合でも、CNメタンを利用促進することで、CO₂分離・回収技術開発への投資は無駄にはならない。

我が国におけるCNメタンポテンシャルの顕在化のためには、再エネ発電コストやメタン製造設備費の大幅な削減が必須条件となる。しかしながら、2050年に80%のGHG排出削減という長期的な方向性や国内エネルギー資源の活用による国富流出の抑制という観点からも、CNメタンの果たす役割は大きいと考えられる。

参考文献

- 「水素社会構築技術開発事業 水素エネルギーシステム技術開発 再エネ水素と排ガスCO₂によるメタン合成および都市ガスグリッド利用を目指したPower to Gasシステムの研究開発」, 日本製鋼所, 日立造船, 平成28年度分中間年報, NEDO
- Fraunhofer, THE ROLE OF POWER-TO-GAS IN ACHIEVING GERMANY'S CLIMATE POLICY TARGETS WITH A SPECIAL FOCUS ON CONCEPTS FOR ROAD BASED MOBILITY
- Manuel Gotz et al, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review", Renewable Energy, 85, 2016, 1317-1390
- 「2016年3月および2015年度のガス販売量実績について」, 日本ガス協会
- 「ガス事業便覧 平成28年度」
- 経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 第17回料金審査専門会合資料(平成28年9月28日)
- 「水素供給コストに関する評価」(日本原子力研究所 2005年7月)