

我が国における Power to Gas の可能性

新エネルギーグループ 柴田 善朗

サマリー

本研究では、ドイツを中心に進められている Power to Gas の我が国における可能性について検討した。ドイツでは、かなり意欲的な CO₂ 削減目標、再生可能エネルギーの大量導入の必要性、バイオマス等の安定型再生可能エネルギーの供給制約などの背景があり、風力発電や太陽光発電などの自然変動型再生可能エネルギーに依存せざるを得ない状況である。したがって、Power to Gas は系統対策という受動的な位置付けではなく、自然変動型再生可能エネルギーを積極的に導入することによって電源のみならず熱利用部門や運輸部門での低炭素化を意欲的に進めるための重要な技術の一つとして見なされている。また、パイプライン及び地下貯蔵施設等の天然ガスインフラが全国規模で充実していることから電力系統と地理的に連携しやすいという状況が Power to Gas の実現可能性を裏付けている。

Power to Gas で製造されるガスは主に水素か合成メタンであるが、ドイツでは天然ガスの熱量規格範囲が広く水素混合許容度が高いことから余剰電力が少ない状況では天然ガスパイプラインへの水素注入が見込まれる。一方、大規模な余剰電力の発生が予想される将来は天然ガスパイプラインへの注入制約が非常に小さい合成メタンが有望と考えられる。

我が国では、2030年時点では余剰電力量が限定的で、Power to Gas を実施する必要性が小さい。仮に、長期的観点から Power to Gas を推進する場合でも、天然ガスインフラの整備密度が非常に希薄であることから、電力系統と連携できず、現状では水素や合成メタンの天然ガスパイプラインへの注入は非常に厳しい。水素と合成メタンのどちらが経済合理的かの判断には本来インフラ整備費用を含めた詳細な費用対便益分析が別途必要である。しかし、製造コストという観点に絞って見れば、水素、合成メタンの両方ともに、競合エネルギーに対して競争力を発揮するためには、再生可能エネルギーの発電コストが5円/kWh程度であることが求められる。また、合成メタンの場合はCO₂の調達方法が課題となる。

運輸用燃料や化成品用の原料を生成する Power to Fuel はその輸送・貯蔵に既存インフラを活用できることから Power to Gas と比べて経済性に優れる可能性があり、我が国ではオプションの一つとして検討価値がある。また、長期的には、水素を製造する電気分解反応と水素と二酸化炭素から合成ガスを製造する逆シフト反応を一体化できる人工光合成技術が商業化されれば、再生可能エネルギーから電力への変換が不要になり系統制約を回避できる可能性もある。

Power to Gas や Power to Fuel の経済性を向上させるためには、再生可能エネルギーの発電コストの削減や電解装置や合成メタン製造装置の設備費用削減に向けた継続的な技術開発が必要であることは当然のことである。また、既存インフラとの連携や新たなインフラの構築が必要となり、エネルギーシステム全体の変革を伴うことから、長期的に目指すべきエネルギーシステムのあり方を設定したうえでの議論が必要になる。

はじめに

Power to Gas (PtG) は、再生可能電力から水素や合成メタンを製造する技術であり、近年ドイツを中心に実証試験が進められている。ドイツでの推進の背景を分析し、我が国が置かれている状況と比較分析することで、我が国における PtG の導入可能性を検討する。また、PtG の経済性が成立する条件の分析を行う。

1. Power to Gas とは

1.1 再生可能エネルギーの水素への変換による輸送・貯蔵

世界で最初の PtG は、1895 年に風力発電のパイオニアのラクール教授がデンマークで風力発電から水を電気分解することで水素を製造し、水素燃焼を照明に利用¹したことと言われている。これは、電力系統から離れた場所に風力発電を建設したため、発電電力を系統に送電できなかったことが理由とされている。

1980 年代後半から 1990 年代後半にかけては、欧州において、再生可能エネルギーの貯蔵・輸送の大規模展開を目的とした水素製造の実証試験が行われてきた。EQHHP (Euro Quebec Hydro Hydrogen Pilot Project : 1986-1998) は、豊富に賦存するカナダの水力発電を用いて水素を製造し、欧州へ海上輸送し、エネルギー利用することを目指した計画であった。100MW の水力発電から年間 16,000 トンの水素を製造する想定であった。当初目指した水素の大量輸送は資金問題などで実現しなかったが、輸送方法の検討、液体水素の貯蔵タンクのモデル試験、自動車、航空機、船舶、製鉄分野などで水素利用技術の開発を行い、水素自動車はドイツで 1996 年から市バスとして使用するなどの成果を挙げた[1]。HYSOLAR (1986-1995) プロジェクトでは、ドイツとサウジアラビアの共同で、太陽光発電からの水素製造に関する実証試験が実施された。350kW の太陽光発電とアルカリ水電解装置を用いて実用化の可能性が検討された[1]。SWB (Solar- Wasserstoff Bayern : 1986-1998) も、ドイツのバイエルン州支援の下、太陽光発電からの水素製造に関する実証試験を行った[1]。ただし、これらの試みは要素技術の開発や実用の可能性を示すことにとどまり商用化には至らなかった。

1.2 再生可能エネルギーの変動性をエネルギーシステム全体で対応 (現在のドイツ)

2010 年以降、ドイツを中心に、今度は自然変動型再生可能エネルギー (主に太陽光、風力) からの余剰電力を有効活用することで低炭素エネルギーシステムの構築を目指すために、PtG の実証試験が進められている。再生可能電力から水素や合成メタン (SNG : Synthetic Natural Gas/Substitute Natural Gas) を製造することで、燃料電池自動車や天然ガス自動車へ供給したり、天然ガスパイプラインへ注入する概念である (図 1.1)。PtG で製造された水素や合成メタンは CO₂ フリーと見なすことができる。

一般に、自然変動型再生可能エネルギーの出力変動対策としては、出力抑制、送電網の拡充、蓄エネルギー、需要の能動化などが挙げられるが、これらは、電力系統内の閉鎖系

¹ 水素の火炎はほぼ無色であるが、バーナーの不純物の混合で有色になったと言われている。

で検討されたり実施されることが多い²。一方、PtG は自然変動型再生可能エネルギーの出力変動対応の主体を電力系統単独ではなく、天然ガスネットワークや運輸部門にまで拡大することで、エネルギーシステム全体で対応しつつ低炭素化を目指すことが可能となる。

なお、PtG プロセスで製造されたガスからメタノールなどの液体燃料の製造を検討しているプロジェクト[2]もあり、Power to Fuel や Power to Liquids と呼ばれる。

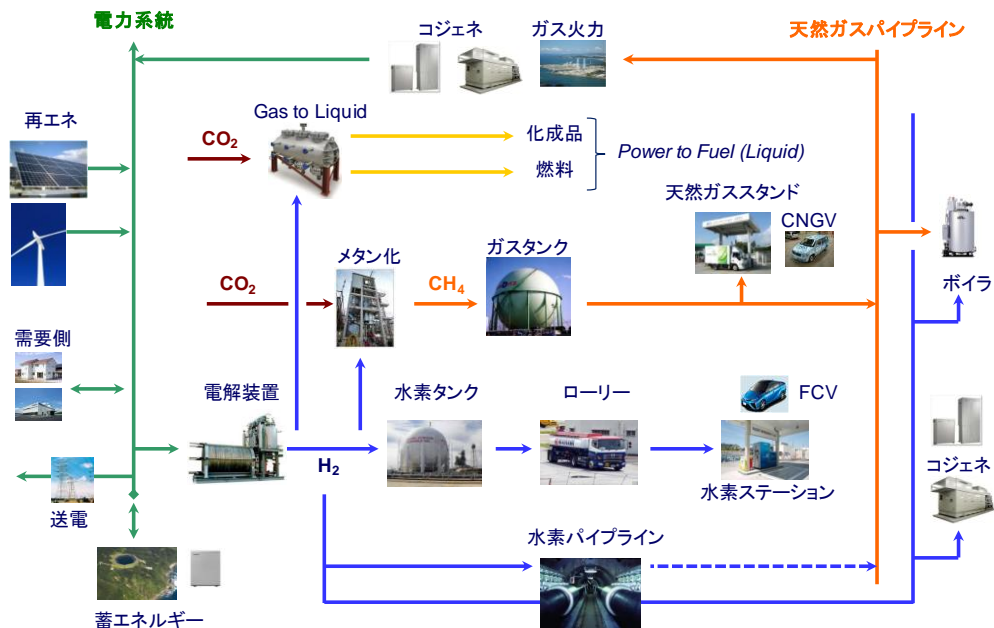


図 1.1 Power to Gas の概念

注：一部 Power to Fuel も含む。

1.3 Power to Gas の要素技術

以下に、主要な PtG 技術の概要を示す。変換効率向上やコスト削減などの課題はあるが、いずれも成熟した技術である。

(1) 水素製造

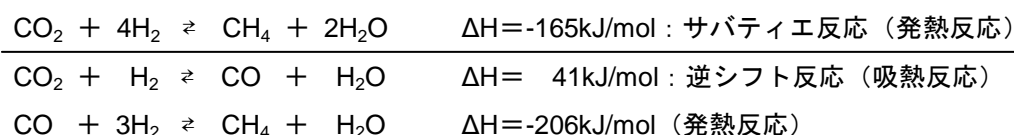
水の電気分解によって水素を製造する。現在、アルカリ水電解、固体高分子（PEM：Proton Exchange Membrane）水電解などがあり、水素は主に燃料電池へ利用する。また少量（数%）であれば、天然ガス利用機器の熱量調整などの追加的な措置無しに、天然ガスパイプラインへの注入も可能である。



² ただし、蓄熱槽付き給湯器（ヒートポンプ給湯機や電気温水器）など電気を熱に変換する蓄エネルギーシステムの場合や電気自動車の場合は、化石燃料消費を間接的に減少させることから電力系統の閉鎖系ではない。

(2) メタン化

電気分解で製造された水素と二酸化炭素からメタンを生成する反応で、サバティエ (Sabatier) 反応と呼ばれている。合成メタンは、都市ガスの原料になることから、天然ガスに混合することができる。

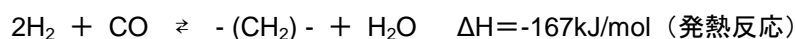


1.4 Power to Fuel 技術

水の電気分解と GTL (Gas to Liquid) の技術を用いて、燃料 (Fuel) の合成も可能であり、このプロセスは Power to Fuel や Power to Liquids と言われている。以下に代表的な合成方法を示す。

(1) フィッシャー・トロプシュ (Fischer-Tropsch) 合成

逆シフト反応から合成ガス (CO と H₂ の混合ガス: synthesis gas) が生成されることから、フィッシャー・トロプシュ (Fischer-Tropsch) 合成を行うことで、直鎖の炭化水素、オレフィン、アルコール類が生成される。これらの合成炭化水素は、精製プロセスを経て、自動車用燃料、プラスチックやゴム等の化学製品用原料として利用できる合成燃料となる。



(2) メタノール合成

合成ガスからメタノールが生成される。メタノールは、ホルマリン、MTBE、ガソリン、MTO (Methanol to Olefin) などに利用される。また、直接メタノール燃料電池 (DMFC: Direct Methanol Fuel Cell) への燃料としても利用できる。



1.5 エネルギー貯蔵技術としての Power to Gas

PtG には、エネルギー貯蔵技術としての側面がある。以下では、PtG と主要な蓄エネルギー技術である蓄電池と揚水発電の経済性を比較する。下式は、蓄エネルギー技術による単位放電量あたりのコストを簡易的に示したものである。PtG は、水素製造の場合は水素発電や燃料電池、合成メタン製造の場合は天然ガス火力発電を想定している。

$$C = \frac{p_{EL}}{\eta} + \frac{S \times R}{\sum EL} \quad (1)$$

ここで、

- C : 単位放電量あたりのコスト (円/kWh)
 p_{EL} : 電力価格 (円/kWh)
 η : 充放電効率 (roundtrip efficiency)
 S : 蓄エネルギー設備単価 (円/kWh)
 R : 蓄エネルギー容量 (kWh)
 EL : サイクル当たりの放電量 (kWh)

である。第一項は放電量あたりの電力コストを示し、第二項は均等化設備費（延べ放電量あたりの設備費）を示す。したがって、充放電効率 (roundtrip efficiency) が高いほど、また蓄エネルギー設備コストが低いほど、単位放電量あたりのコストは削減される。この単位放電量あたりのコストを、蓄電池、揚水発電、PtG で模式的に比較したものが図 1.2 である。充放電効率は PtG、揚水発電、蓄電池の順で高くなることから、蓄電池の縦軸切片が最下に位置する。また、蓄エネルギー設備コストも同順序で高くなることから、蓄電池の傾きが最も急になる。蓄電池の充放電効率は 80%~95% と高いことから、放電量あたりの電力コストが小さく、蓄放電サイクルが短い場合（時間単位）は必要容量が小さいことから設備費を抑えることができ、最も安価である。数時間から日単位での貯蔵が求められる場合は、蓄電池は必要容量が巨大化することで設備費が高くなり、充放電効率が 70% と若干劣るものの低設備費である揚水発電の方が経済的になる。一方、PtG の充放電効率は、採用技術にもよるが 30%~50% [3] とかなり低いことから、短周期でのコストは高くなるが、長周期的な（週・月）貯蔵の場合は蓄電池や揚水発電よりも優位になる可能性がある。ただし、設備費を抑えるために既存の貯蔵インフラが活用できることが条件となる（3.1 参照）。

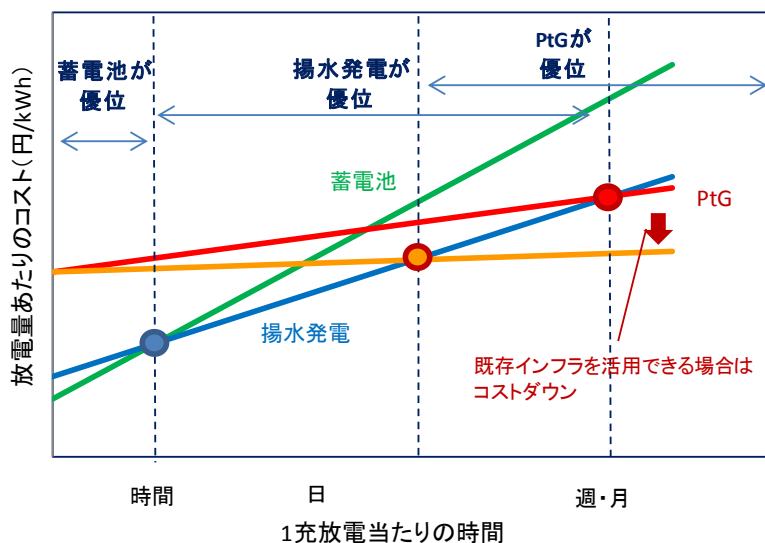


図 1.2 蓄エネルギー技術の棲み分け

注：”ETOGAS smart energy conversion” [3]で示されている PtG のコスト線の傾き 0 は、既存インフラを最大限利用することで追加的な設備費が全く発生しない特別な場合であることに留意が必要である。

2. ドイツにおける Power to Gas の取組

2.1 実証プロジェクトの概要

現在、ドイツでは計画段階・建設中を含めると 20 件以上の PtG プロジェクトがある（図 2.1）。欧州全体では 30 ヶ所に上るが、そのプロジェクトの分類（図 2.2）を見ると、製造したガスの利用先は天然ガスパイプラインへの注入が運輸用途を大きく上回る。製造ガスは、水素とメタンがほぼ同数である。利用する再生可能電力は変動部分が多いことがわかる。



図 2.1 ドイツにおける Power to Gas 実証試験マップ

出所：Strategieplattform Power to Gas, dena (<http://www.powertogas.info/>)

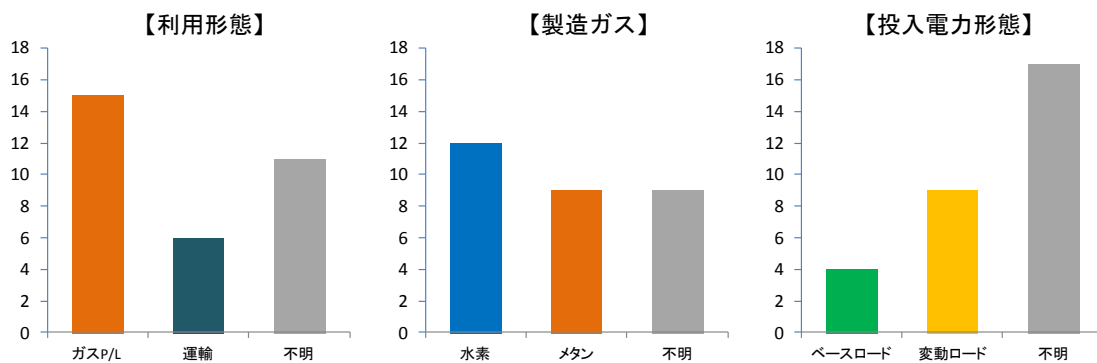


図 2.2 欧州の Power to Gas プロジェクトの分類

出所：“Final Report, Systems Analyses Power to Gas, June 20 2013”, DNV KEMA Energy & Sustainability を元に集計。

注：縦軸はプロジェクト件数

例えば、Audi の実証プロジェクト（EtoGas：図 2.3）では、再生可能エネルギー由来水素と CO₂ からメタン製造を行っているが、CO₂ は隣接するバイオマスプラントから供給され

る。製造された合成メタンは、既存の天然ガスパイプライン網を經由して、CNGステーションに輸送される。ドイツ国内のCNGステーションは1,000ヶ所あり、新たにインフラ整備が必要となる燃料電池自動車への水素供給よりも、費用を削減できるというメリットがある。自動車は天然ガスとガソリンのハイブリッド（Audi A3 Sportback g-tron）であり、天然ガスで400km、ガソリンで900km、最大1,300km走行可能とされている。

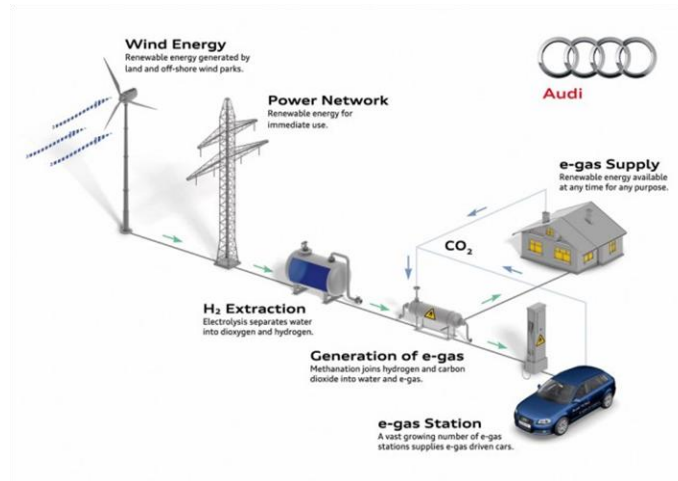


図 2.3 Audi の e-gas プロジェクト
出所：Audi

2.2 Power to Gas が必要とされる背景

ドイツで PtG が推進される背景には、当然のことながら、2050 年に 1990 年比で 80%削減という意欲的な GHG 削減目標（図 2.4）が挙げられる。この目標を達成するためには、電源のみならず熱分野での低炭素化が必須となる。以下では、電源と熱利用の低炭素化のために何故 PtG が重要かを分析する。

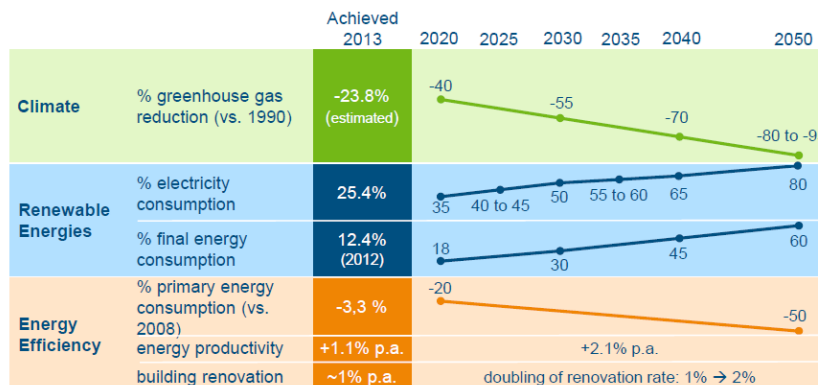


図 2.4 ドイツのエネルギー長期目標

出所：”Introduction to Energy Efficiency and Renewable Energies in the Building Sector in Germany”, Jelka Schedlinsky, June 22nd, 2015

(1) 電源の低炭素化：自然変動型再生可能エネルギーへの依存が不可避

原子力発電のフェーズアウトを決定していることから、CO₂排出削減目標達成のためには、かなり大規模に再生可能エネルギーを導入しなければならず、電源構成で見ると2013年の25%から2050年には80%を目標としている(図2.4)。再生可能エネルギーの内、安定電源に関しては、ドイツでは、地熱や水力の資源量が小さい。また、バイオマスに関しては、農地面積や森林面積が限られている、食用作物や製紙用との競合、自然破壊などの課題が認識されており[4]、過度な期待を置いていない。紙パなどの他産業との資源の取り合いによって、バイオマス燃料価格が高騰することも考えられる。安価な輸入も考えられるが、発展途上国における食糧・バイオマス需要の増大による供給制約が懸念される。

したがって、風力発電や太陽光発電などの出力不安定な自然変動型再生可能エネルギーに依存せざるを得ないが、大量導入は余剰電力の発生を伴う。2013年の太陽光発電と風力発電の合計設備容量は70GWで、両者の発電電力量が総発電電力量に占める割合は14%と大きいものの、出力抑制率は0.7%と微量であるが(図2.5)、80%目標達成の場合には、かなり増加するものと推察される。

この余剰となる再生可能エネルギーを出力抑制によって無駄にするのではなく、低炭素エネルギー源として積極的に利用するために、北部の風力発電電力を南部の電力多消費地域に送る送電網の整備も計画されているが(図2.6)、地域住民の反対などが原因で、どの程度整備されるか不確実性がある。

このような状況の中、蓄エネルギー技術や需要の能動化などの系統対策と並んで、PtGの積極的活用が検討されているが、技術実証を無計画に実施しているのではなく、既存インフラの活用という、PtGの実現可能性を裏付ける条件が整っていることを次章で説明する。

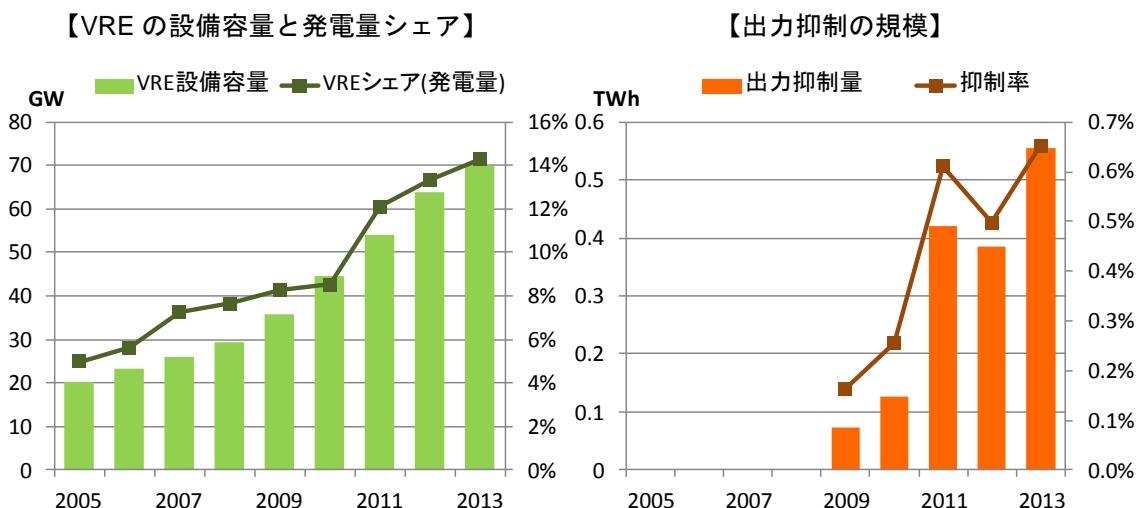


図 2.5 ドイツにおける再生可能エネルギーの出力抑制規模

出所：“Monitoringreport 2014”, Bundesnetzagentur

注：VRE (Variable Renewable Enegies) は自然変動型再生可能エネルギーを指す。

注：抑制率 = VRE 抑制電力量 / (VRE 抑制電力量 + 系統に吸収された VRE 電力量)

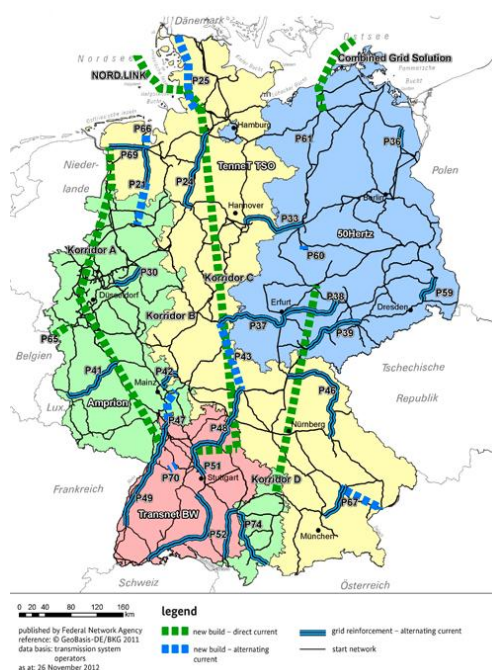


図 2.6 ドイツにおける送電線の新增設計画

出所：「First Monitoring Report, “Energy of the future”」 Summary

(2) 熱分野の低炭素化

ドイツでは、暖房需要を中心とした熱需要は電力需要の約 2 倍あり、意欲的な CO₂ 排出削減目標達成のためには、熱分野での低炭素化も求められる。そのためには、再生可能エネルギーによる石油や天然ガスの代替が必要とされる。熱分野で期待される再生可能エネルギーはバイオマスであるが、先述のように利用可能性に制約がある。したがって、太陽光発電や風力発電などの自然変動型再生可能エネルギーに依存せざるを得ない状況であり、PtG 技術を通じて熱需要をまかなうことを目指している。

具体的には、PtG によって製造される水素やメタンなどを天然ガスパイプライン経由で熱需要に利用するが、熱需要が増加する冬期の風況が良好であること（図 2.7）も、エネルギー貯蔵必要容量を少なくできるメリットがある。再生可能エネルギー発電と熱需要の発生に時間差がある場合にはエネルギー貯蔵が必要となるが、水素やメタンの貯蔵はロスが少ない。水素やメタンを製造せずに電力を熱に変換する場合でも、蓄熱には放熱損失が付きものであるものの、熱は電力と異なり、貯蔵が技術的に容易である、低コストであるという特長を持つ。

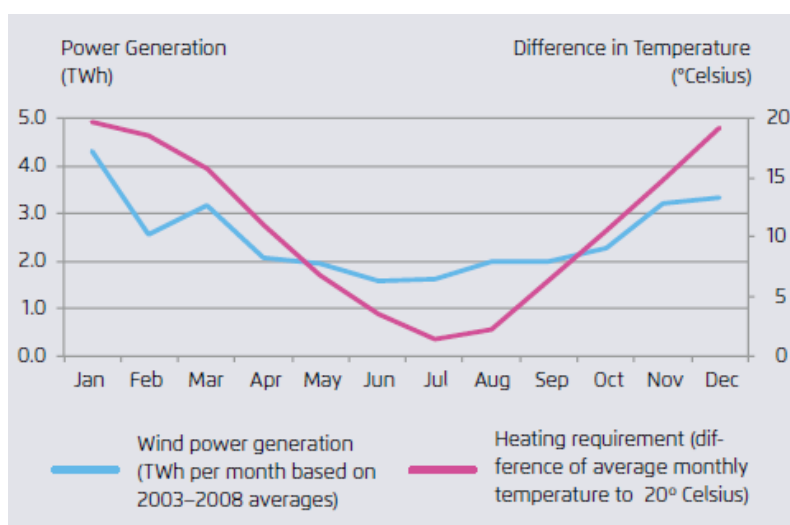


図 2.7 ドイツにおける月別熱需要と風力発電電力量

出所：Agora, 12 Insights on Germany's Energiewende, 2013

3. 我が国における Power to Gas の可能性

上述のように、ドイツでは、非常に野心的な CO₂ 削減目標と、その実現に必要な大規模な自然変動型再生可能エネルギー導入目標が PtG を必要とし、かつ推進する主な背景であるが、PtG の実現可能性を高められる要素が幾つかある。これらの要素の日独比較を行うことで、我が国での PtG の可能性について検討する。

3.1 Power to Gas の実現可能性を高める条件

(1) 天然ガスパイプライン網

PtG では、製造したガス（水素や合成メタン）を既存のガスパイプラインに注入することができれば、追加的なインフラ整備を回避することができ、経済的なメリットが高いと考えられる（1.5 参照）。ドイツを含む欧州では国内流通や域外からの天然ガス輸入のためパイプライン網が整備されてきた背景がある。一方、日本では国内パイプラインの延伸ではなく、LNG 受入基地増設に伴って整備されてきたことから、国内パイプライン網は未整備の状態である（図 3.1）。この差異は、天然ガスパイプライン整備密度（図 3.2）を見ると明らかで、日本はドイツの 1/10 の密度しかないことがわかる。

このように、天然ガスパイプラインの整備が進んでいるドイツでは電力ネットワークと天然ガスネットワークが地理的に連携しやすく（図 3.3）、北部は風力資源、南部は太陽光資源に偏っているものの（図 3.4）、PtG の実現可能性を高める要素の一つとなっている。一方、日本では、太陽光や風力のポテンシャルが高い地域では、電力系統のみならず、天然ガスネットワークも非常に希薄であることから、現状では PtG の可能性は低いものと考えられる。



図 3.1 天然ガスパイプライン整備規模の日独比較

出所：“Natural Gas Information 2015”，IEA
 注：幹線のみを表示している。

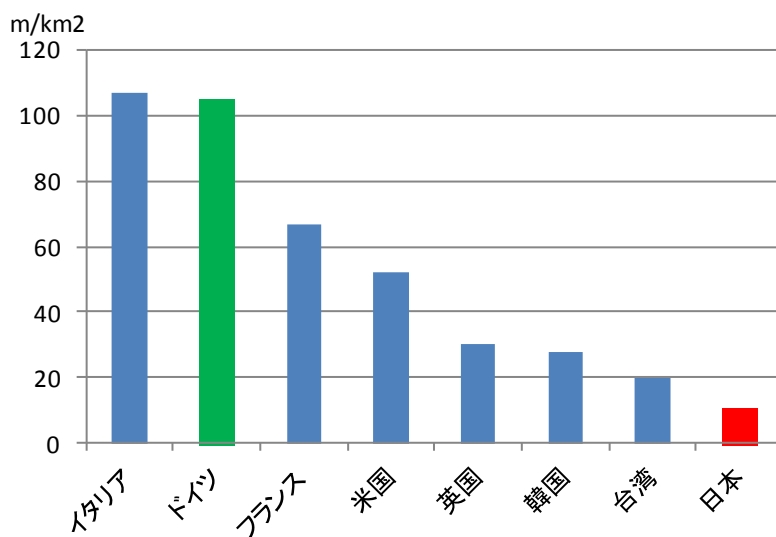


図 3.2 天然ガスパイプライン整備密度

出所：“我が国の天然ガス及びその供給基盤の現状と課題”，平成 24 年 1 月 17 日、資源エネルギー庁などから作成。

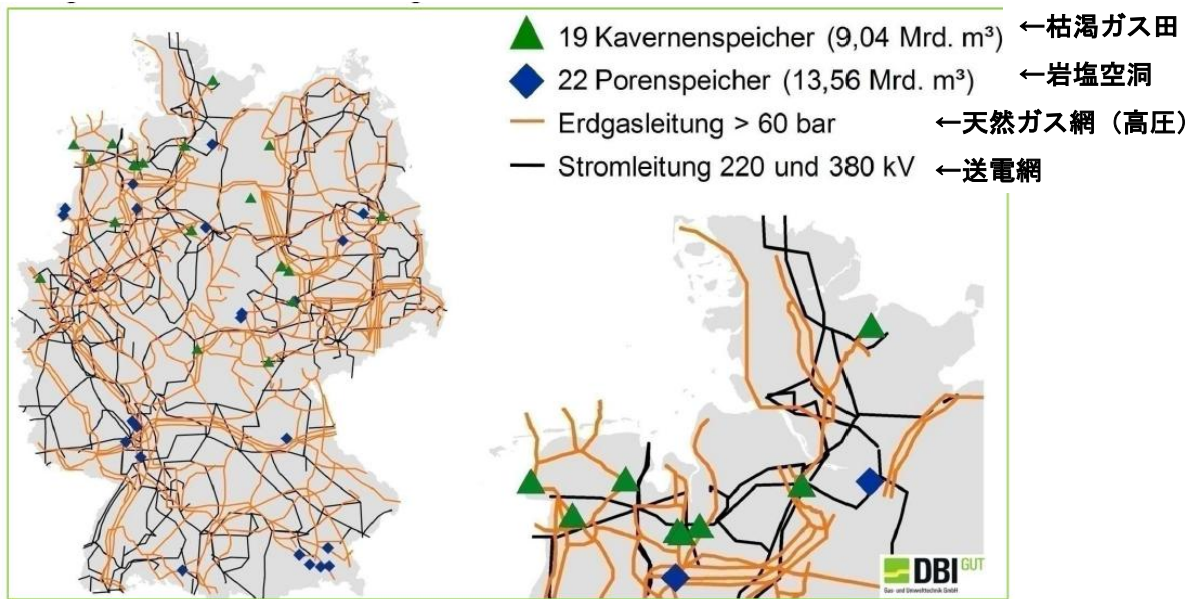


図 3.3 ドイツにおける天然ガスパイプラインと送電網

出所：Energiespeicherung in Erdgasnetzen, Power-to-Gas, DBI GUT

注：60bar（6MPa）以上のパイプラインが表示されており、幹線を示す図 3.1（右図）と対応する。

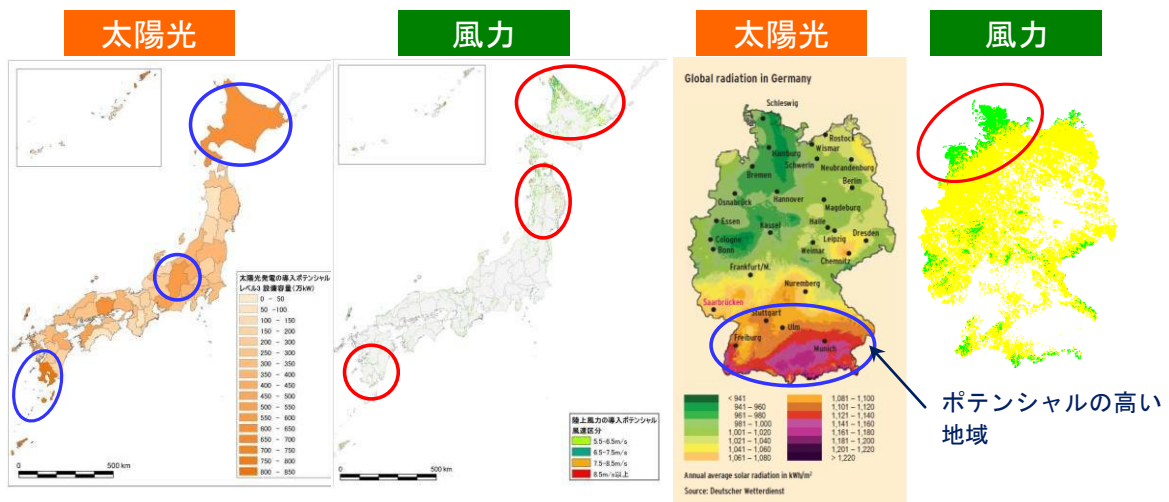


図 3.4 再生可能エネルギーポテンシャルの分布

出所：「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」環境省、Renewable Energies Perspectives for a Sustainable Energy Future, BMU, 2011, Geoportal.de

(2) ガス貯蔵設備の整備状況

再生可能エネルギーは発電出力が変動するため、PtG で製造したガスを天然ガスパイプラインに注入する場合、ガス貯蔵設備が必要となる。既存のガス貯蔵施設に隣接した PtG も見られるが (図 3.5 左)、大量のガスを製造する場合は、大規模な貯蔵施設が必要となる。

欧州では、ドイツをはじめ天然ガスの地下貯蔵（岩塩空洞や枯渇ガス田など：図 3.5 右）が多く、またドイツでは全国に分布している（図 3.3）ことから、PtG からの合成メタンの受入が容易である。一方、我が国は、地下貯蔵施設が非常に限定的であり（表 3.1）、新たな貯蔵施設を建設しなければならない。

表 3.1 天然ガス地下貯蔵施設の規模

	天然ガス需要 (億 m ³ /年)	地下貯蔵数	地下貯蔵量 (ワーキングガス) (億 m ³)
ドイツ	884	51 箇所	228
イタリア	860	10 箇所	127
イギリス	916	49 箇所	35
日本	771	5 箇所	12

出所：“我が国の天然ガス及びその供給基盤の現状と課題”、平成 24 年 1 月 17 日、資源エネルギー庁や IEA Natural Gas Information から作成。



図 3.5 ドイツにおける天然ガス貯蔵設備（左）と天然ガスの地下貯蔵（右）

出所：KBB（左）、”ETOGAS, smart energy conversion”, ETOGAS GmbH, 2013（右）

(3) 天然ガスパイプラインへの水素混合の許容度

一般に、天然ガスパイプラインへの合成メタンの注入には大きな課題はないが、水素は体積や熱量などが天然ガスと大きく異なることから、大量注入の場合には需要家のガス燃焼機器の熱量調整などが必要になる。特に、燃料電池は天然ガス組成によって性能や耐久性が影響を受けることから大きな支障がある。

日本の場合は、LNG 輸入であり天然ガスの熱量が比較的均一であるが、欧州では天然ガスは高カロリー（H ガス）と低カロリー（L ガス）に分類され、例えばロシアからのガスは H ガス、オランダ産（Groningen）は L ガスと熱量が異なり、熱量規格の範囲は日本の都市ガスより広い（図 3.6）。また、ガス組成・熱量が地域・時間によってかなり変動する。つまり熱量に対する許容度が大きく、水素の注入にもある程度耐えることができる。図 3.6 は、

天然ガス熱量規格と水素混合による天然ガスの熱量変化の相対関係であるが、Hガス、Lガスともに水素を10%程度混合しても規格内に収まることを示している。したがって、天然ガスパイプラインによるPtGからの水素の受け入れが我が国と比べて容易である。

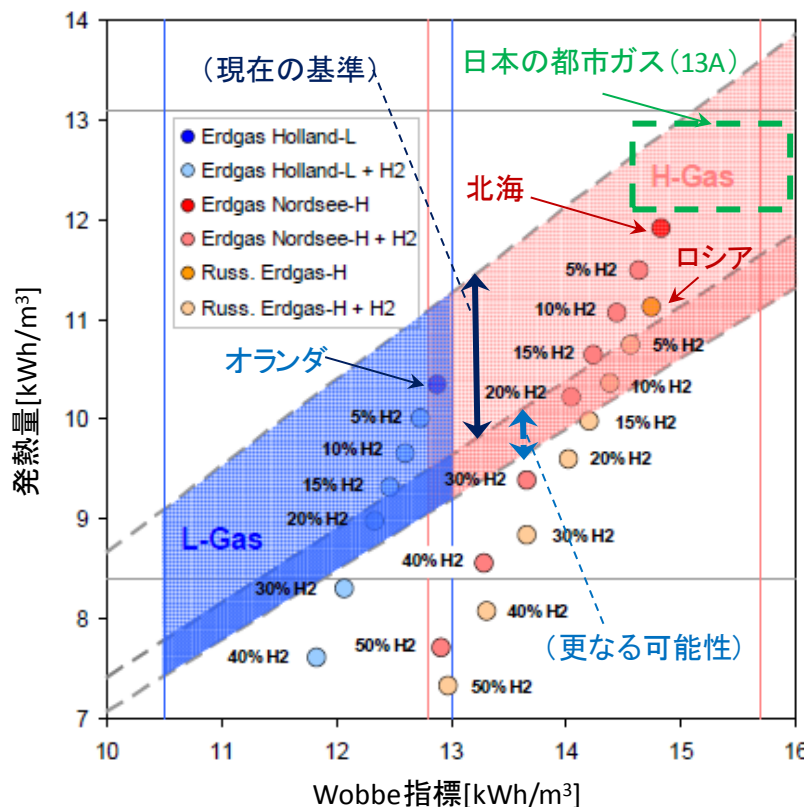


図 3.6 ドイツにおける天然ガスの熱量規格と水素混合による影響

出所：“DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, “Energiespeicherung in Erdgasnetzen Power-to-Gas”, Fachtagung „Erdgas Umwelt Zukunft“, 2. Februar 2011”に筆者加筆。

注：縦軸は発熱量、横軸はウォッベ指数（機器の安全燃焼度合の指標）。“更なる可能性”とは、DBI の提案であり具体化していない。

(4) 熱利用

上述の通り、最終エネルギー需要に占める熱需要の割合が大きいドイツでは、熱分野における低炭素化も求められるが、電力需要に対する熱需要の比率は、ドイツが2.4、日本が1.5と顕著な差は無い（図 3.7）。従って、日本においても、熱需要の低炭素化の重要性は大きいと考えられる。

一方、最終エネルギー需要に占める天然ガスの割合は、日本では年々増加しているものの、2013年で11%とドイツの25%に比べて小さい（図 3.8）。熱需要は灯油などの石油製品によって賄われる割合が大きいからである。したがって、PtGによる天然ガスの低炭素化の必要性が、まだドイツほど高くない状況である。むしろ、熱需要や運輸部門の石油製品消費の代替が求められる。

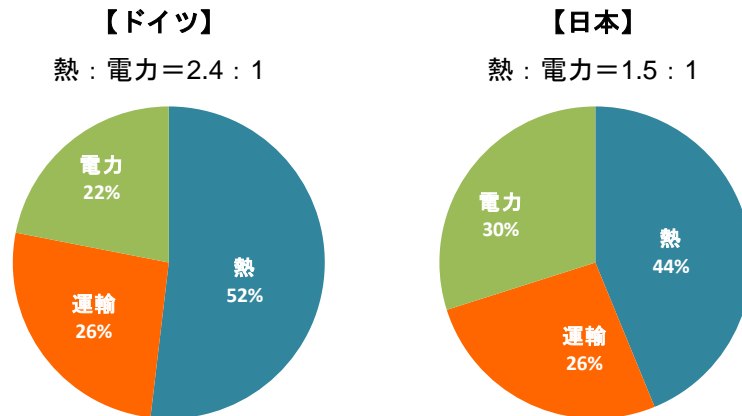


図 3.7 最終エネルギー需要の用途別シェア（2013 年）

出所：IEA Energy Balance 2015 から推計。非エネルギー利用は除く。

注：電力需要のうち暖房や給湯に利用されているものは、熱需要にカウントせず電力需要に計上。

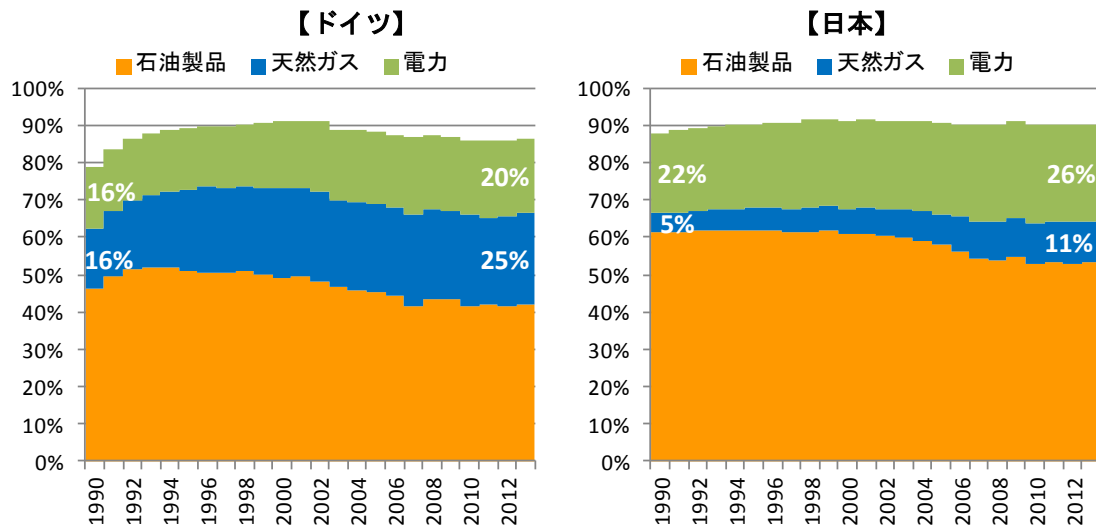


図 3.8 最終エネルギー需要のエネルギー源別構成

(5) 日本における PtG の可能性の定性的評価

2章で示した意欲的な低炭素化を目指すドイツにおける PtG の必要性は現状では我が国では小さい。また、日独比較で示したドイツにおける PtG を推進する素地が我が国には準備されていない。したがって、現在のところ我が国においては PtG の可能性は低いと考えられる。ただし、エネルギー自給率の向上や将来的な CO₂ 排出制約の強化などを見据え、長期的観点から可能性を分析する価値はある。PtG には Power to Fuel も含め、水素、合成メタンなど様々な形態があることは 1 章で示した。したがって、どのような PtG であれば我が国においても長期的には可能性が出てくるかを、経済性の観点からの分析を試みる。その前に、我が国では、近年、水素社会の構築に向けた取組みが活発化していることから、次節で水素社会の構築に向けた取組みを整理する。

3.2 我が国の水素関連動向

経済産業省の水素・燃料電池戦略ロードマップ[5]が2014年6月に策定され、水素の利活用を促進するための時間軸がある程度示された(図3.9)。水素源に着目すると、燃料電池自動車に関しては、2030年頃までは国内副生水素や化石燃料の改質である。また定置用燃料電池に関しても、当面は都市ガスやLPGなどが既存インフラで供給される。これらの水素はCO₂フリーでないことから、2020年半ばから海外からのCO₂フリー水素の輸入を開始し、2030年頃には本格化することを目指している。再生可能エネルギーからの水素製造は実証試験が継続されるものの、本格化は2040年頃と長期的な位置付けである。また、メタン化は検討対象外となっている。

ただし、第4回水素・燃料電池戦略協議会(2015年6月18日)では、新たな論点として、再生可能エネルギーからの水素製造が提示された。再生可能エネルギーの大量導入が進んだことで、系統対策の一つとして水素製造の可能性の検証が必要とされ、本格導入の目標年が2040年よりも前倒しになる可能性もある。

これと並んで、純水素型定置用燃料電池の実用化を加速させる必要性も提示されている。燃料電池に必要な水素バックアップボイラーや水素付臭剤等に関する開発・実証や社会実証の更なる推進が必要とされている。

このように、国内再生可能エネルギーから水素を製造し、それを純水素型燃料電池で利用するシステムの検討も重要な課題となりつつある。次節では、経済性の観点からPtGのあり方を議論する。

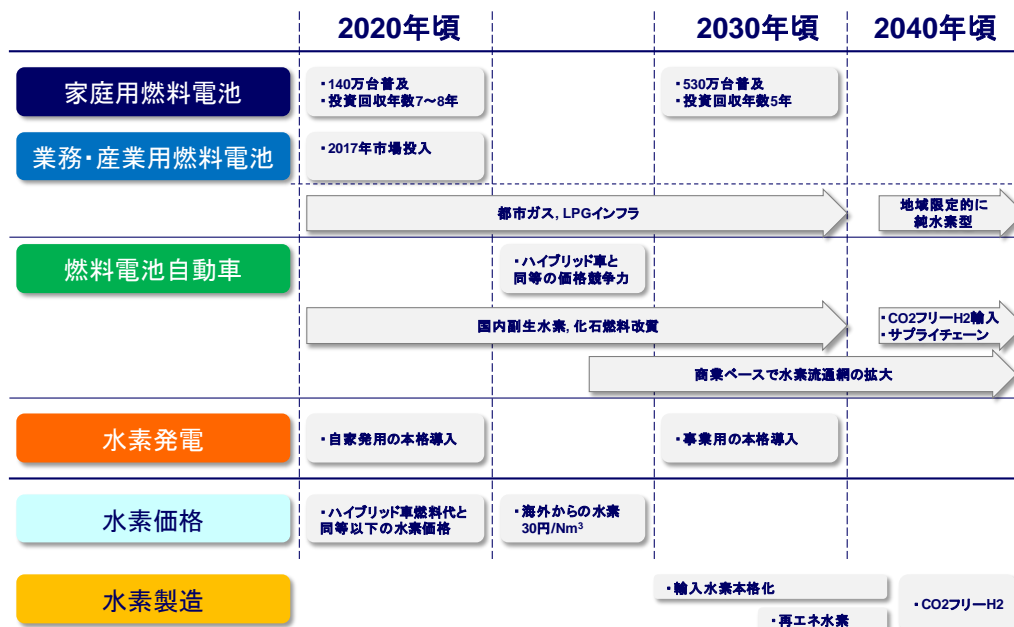


図 3.9 水素・燃料電池戦略ロードマップの概要

注:「水素・燃料電池戦略ロードマップ」を参考に筆者作成。

3.3 Power to Gas の経済性に関する簡易評価

ここでは、水素と合成メタンの製造コストの観点から、我が国においてどのような条件であれば PtG が経済的に成立するかの簡易分析を行う。

(1) 製造コスト（水素・合成メタン）

表 3.2 に電解装置とメタン生成装置の諸元[6]を示す。電解装置の設備費は現状では 100 万円/(Nm³-H₂/h)を超えているが、将来的な技術開発を見込み 43 万円/(Nm³-H₂/h)と想定している。また、メタン生成装置は 230 万円/(Nm³-CH₄/h)と想定している。製造原単位は、電解装置が理論値 3.54kWh/Nm³-H₂を踏まえつつ、4.7 kWh/Nm³-H₂と現在の 5 kWh/Nm³-H₂から若干の効率向上を見込んでいる。メタン生成装置は 16.4 kWh/Nm³-CH₄としている。なお、設備費が半額になる場合も設定した。

表 3.2 前提条件

	技術	製造原単位	設備費
水素	電解	4.74 kWh/Nm ³ -H ₂	43~22 万円/(Nm ³ -H ₂ /h)
メタン	メタン生成装置	16.35 kWh/Nm ³ -CH ₄	234~117 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)

出所：“THE ROLE OF POWER-TO-GAS IN ACHIEVING GERMANY’S CLIMATE POLICY TARGETS WITH A SPECIAL FOCUS ON CONCEPTS FOR ROAD BASED MOBILITY”を参考。

想定：設備費は電解装置が€700/kWel (€3,300/(Nm³-H₂/h))、メタン生成装置（電力→水素→メタン）が€1,100/kWel (€18,000/(Nm³-CH₄/h))。変換効率、電解装置が 75%、メタン生成が 61%。発熱量 (HHV) は水素が 12,790kJ/Nm³、メタンが 35,900kJ/Nm³。為替レートは 1€=130 円。稼働年数は 20 年。年間運転管理費は設備費の 4%。

注：現状のスペックではなく、将来的な見通し（設備費は現状の 1/3 程度の想定）であることに注意が必要。例えば、現在の電解設備費は 100 万円以上である。

これらの前提条件に基づき、水素と合成メタンの製造コストを試算した結果を図 3.10 に示す。各々の比較対象として、水素の場合は輸入 CIF 価格の推計値[7]、合成メタンの場合は LNG 輸入 CIF 価格及び都市ガス小売価格の価格帯を併記している。

水素の場合、電解装置の設備利用率が非常に高く、かつ再生可能エネルギーの発電コストが 7 円/kWh 以下でなければ輸入水素の価格と競合できない。発電コストが 5 円/kWh まで低減できると、設備利用率が 40%~70%でも競合できるようになる。

合成メタンの場合は、LNG 輸入価格 50 円/Nm³-CH₄ 前後（メタン熱量換算）と同等レベルに達するためには、製造装置の設備費を半分まで削減し、設備利用率をほぼ 100%に保ち、かつ再生可能エネルギーの発電コストは 3 円/kWh 以下であることが求められることから、非常に厳しい条件である。都市ガスとの競合の場合は、小売価格が 90 円~140 円/Nm³-CH₄（メタン熱量換算）であることから条件は緩和され、メタン生成装置の設備利用率が 100%で電力価格 7 円/kWh でも競合できるようになる。設備利用率が 40%の場合は、電力価格は 5 円/kWh 以下でなければならない。

このように、水素や合成メタンが競合エネルギーと同等の経済性を満たすためには、再

生可能エネルギーの発電コストの削減、電解装置やメタン生成装置の設備費の削減もさることながら、装置の設備利用率の向上も重要な課題である。以下では、我が国において余剰電力を用いる場合の設備利用率を特定し、設備利用率向上に向けた方策を検討する。

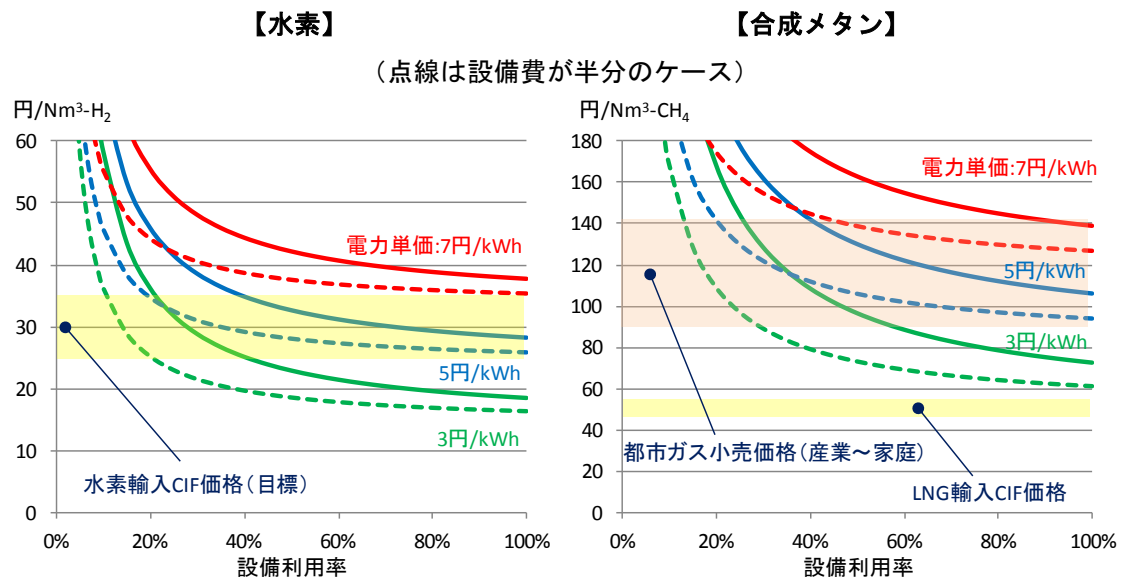


図 3.10 PtG による水素・合成メタンの製造コスト

注：LNG 輸入価格、都市ガス小売価格（2012 年～2013 年）は CH_4 熱量換算。

注：水素輸入価格（CIF）は、オーストラリアの褐炭から製造される水素を液化して輸入するケースの試算例（30 円/ Nm^3 ）[7]に若干幅を持たせて表示している。

注：合成メタンの場合、都市ガスの託送料金を踏まえると条件は厳しくなる。

(2) 設備利用率改善の方策

PtG では再生可能エネルギーの余剰電力の利用が考えられていることから、まず、我が国においてどの程度の余剰電力が発生するかを分析する。図 3.11 左図は、「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年の電源構成を前提として、電源構成モデル[8]により、発生する余剰電力量を講じられる系統対策別に分析した結果である。太陽光発電 6,400 万 kW + 風力発電 1,000 万 kW が導入されると、系統対策が全くとられない場合³は全国で 220 億 kWh の余剰電力が発生し余剰割合は 24%となる。揚水発電を最大限活用できる場合は余剰割合が 14%、加えて地域間連系線を最大限活用できる場合は、余剰割合は 4%（40 億 kWh）にまで抑えられる。

ドイツでの 2013 年の累積導入量は、太陽光発電 3,600 万 kW、風力発電 3,400 万 kW、合計で 7,000 万 kW と日本の 2030 年の目標とほぼ同等レベルである。太陽光発電と風力発電の割合が日本と異なることから単純な比較はできないものの、出力抑制率は 0.7%（図 2.5 参照）と、日本と比べてかなり少ないのは主に国際連系線が活用できることに起因する。このように、余剰電力の発生量は系統対策の種類や深度によって大きく左右される。

³ 出力抑制は実施されるが、抑制される電力を余剰電力としている。

2030年における我が国の余剰電力から製造可能な水素の量は8億～46億Nm³であり、燃料電池自動車80万台～460万台に相当する。しかしながら、より長期的に再生可能エネルギーの導入が進み、より多くの余剰電力が発生する場合でも、余剰電力の負荷率はかなり小さいことは[8]で示した。揚水発電と地域間連系線を最大限活用できる場合を例にとると、図3.11右図に示す通り、余剰電力が大量に発生する地域においても、全国でPV1億kW+風力7,000万kWの導入規模でも負荷率は8%～17%に過ぎない。

したがって、発生頻度の少ない高出力の余剰電力は出力抑制を講じ、残りを利用すること、また、自然変動型再生可能エネルギーの発電出力のうち出力変動の影響が小さく相対的には安定的に供給され得る電力（発電出力曲線の基底部分に相当）を利用⁴することなどの対策が必要となる。

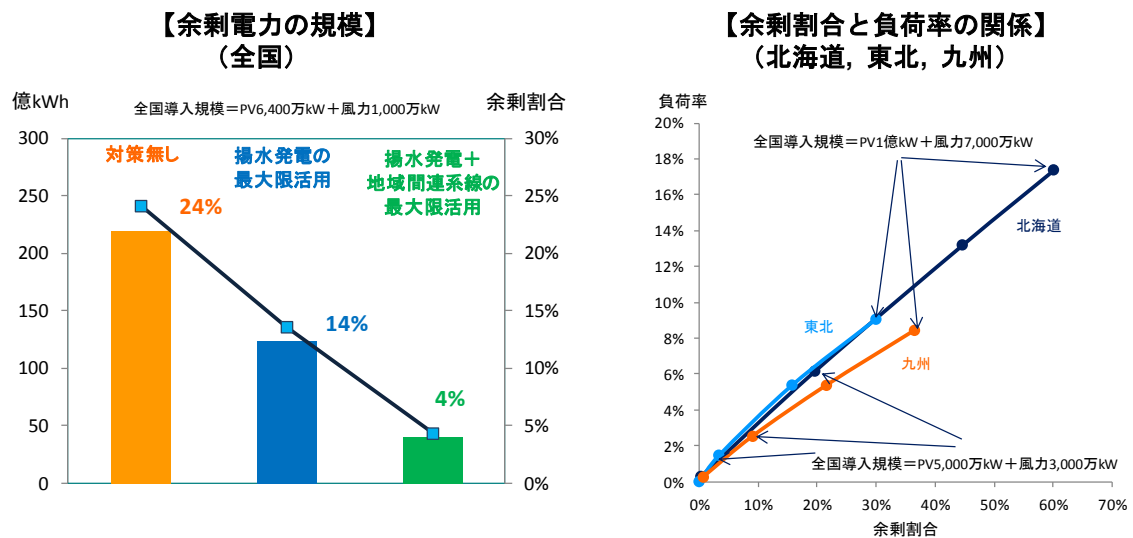


図 3.11 日本における再生可能エネルギーからの余剰電力規模

注：左図は「長期エネルギー需給見通し」の電源構成に基づく。”最大限活用”とは、揚水発電の新設や地域間連系線の増強を行わず、運用面での制約を取り除くことで既存の設備を最大限活用することを意味する。

注：余剰割合 = VRE 余剰電力量 / (VRE 余剰電力量 + 系統に吸収された VRE 電力量)。VRE は自然変動型再生可能エネルギー（ここでは、太陽光発電と風力発電）を指す。

注：右図は、揚水発電と地域間連系線を最大限活用できる場合。ただし、増強はしない。

3.4 我が国における Power to Gas のあり方と技術的課題

(1) Power to Gas のあり方：水素か合成メタンか

天然ガスパイプラインへの注入を考えると、余剰電力規模が小さい現状では、エネルギー変換過程が少なく技術的に簡易な水素製造の方が合成メタン製造よりも経済的である。ただし、我が国はドイツのように天然ガスの熱量変動の許容度が大きくないため（図 3.6）、水素注入可能量は限定的であると考えられる。一方、長期的には大量の余剰電力が発生す

⁴ 自然変動型再生可能エネルギーの発電出力の基底部分を水素製造に利用し、残りを電力系統に流す場合は、別途系統安定化対策が必要になることに注意が必要である。

ることから、パイプライン注入の制約が非常に小さい合成メタンの方が有利になると考えられる。

製造コストの観点からは、3.3 の簡易分析結果に基づくと、将来的な LNG 価格の上昇がない限り合成メタンは今のところ LNG に対してほとんど競争力を持たない。一方、本研究では分析していないが、合成メタンには CO₂ フリーという価値があることから、我が国において CO₂ 排出制約が強化される場合は、LNG に対する競争力が改善される可能性はある。

一方で、合成メタンを都市ガスとの比較で捉えると、再生可能エネルギーの発電コストの低減が必須条件（5～7 円/kWh）ではあるものの、現在の都市ガス小売価格と競合できる可能性がある。しかしながら、合成メタンの製造コストに貯蔵・輸送に係るコストを付加すると条件は厳しくなる。貯蔵・輸送コストは合成メタンの製造量や輸送距離に依存するため地域別の詳細な分析が必要となり、ここでは早急な結論を出すことはできないものの、都市ガス需要家の近傍で再生可能エネルギーから合成メタンを製造できる環境がなければ競争力が弱まることに留意が必要である。若しくは、ドイツのように天然ガスパイプラインや貯蔵設備などの既存の天然ガスインフラからの距離が近いことが求められる。3.1 で示した通り、我が国では、天然ガスインフラが非常に希薄であることから、合成メタンを受け入れるためには新たなインフラ整備が必須となる。

水素の場合は、現在、エネルギー用途の市場価格が存在しない⁵ため、CO₂ フリー水素の輸入価格の目標値[7]との比較になるが、合成メタンの対都市ガス小売価格競合条件（再生可能エネルギーの発電コストが 5～7 円/kWh）と同じレベルが要求される。しかしながら、貯蔵・輸送のインフラ構築に加えて燃料電池などの水素利用機器への投資も必要になることは言うまでもない。

したがって、水素も合成メタンのどちらの場合も新たなインフラ構築が必要となる点では同じである。インフラ整備を経済的に進めるためには、供給先に大規模な需要が存在することが前提となり、水素の場合は、燃料電池自動車、水素ステーション、工業、住宅から構成される水素タウンを構築することも検討課題である。

(2) Power to Fuel の可能性

そこで、パイプラインなどの新たなインフラの構築を最小限に抑えられる方策として、Power to Fuel（または Power to Liquids）が考えられる。Power to Fuel では電気分解からの水素と二酸化炭素から合成ガスを生成し、そこからメタノールを生成する。メタノールは化学製品や燃料に利用できる。また、ローリー等既存輸送手段を活用できることから、追加的な設備投資が回避できるメリットがある。

⁵ 現在、水素ステーションでは燃料電池自動車向けに 90 円～100 円/Nm³で販売されているが、従来型ガソリン車とのランニングコスト等価を目指した政策価格である。また、工業用途での販売価格は約 40 円/Nm³である（経済産業省生産動態統計調査）。

(3) 技術的課題

Power to Gas の経済性を高めるためには、再生可能エネルギーの発電コスト低減と並んで、水素・合成メタンの製造効率の向上、設備費の削減が必須であり、継続的な技術開発が求められる。水素の場合は、電解技術はある程度確立しているものの、合成メタンの場合は、必要な二酸化炭素の調達方法も課題となる。効率的な製造のためには、集約された二酸化炭素排出源が必要であり、石炭火力発電や大規模工場が候補となるが、それらの近傍に再生可能エネルギー設置条件が良好な場所がどの程度あるかを特定しなければならない。

Power to Fuel に関しては、合成ガス（CO と H₂ の混合ガス：synthesis gas）からのメタノール製造技術は確立しているが、水素製造のコスト削減が求められる。また、既存インフラを活用できることから、インフラ投資費用を抑制することができ経済的と考えられるが、同様に二酸化炭素の効率的な調達が課題となる。

また、再生可能エネルギーから合成ガスを生成するプロセスは水の電気分解反応と逆シフト反応から構成されるが、この二つのプロセスを、人工光合成⁶を用いることにより、水と二酸化炭素から直接合成ガスを生成するという一つのプロセスに集約することができれば、究極の低炭素エネルギーシステムが構築されるかもしれない。

まとめ

本研究では、ドイツを中心に進められている Power to Gas の我が国における可能性について検討した。ドイツでは、かなり意欲的な CO₂ 削減目標、再生可能エネルギーの大量導入の必要性、バイオマス等の安定型再生可能エネルギーの供給制約などの背景があり、風力発電や太陽光発電などの自然変動型再生可能エネルギーに依存せざるを得ない状況である。したがって、Power to Gas は、系統対策という受動的な位置付けではなく、自然変動型再生可能エネルギーを積極的に導入することによって電源のみならず熱利用部門や運輸部門での低炭素化を意欲的に進めるための重要な技術の一つとして位置付けられている。また、パイプライン及び地下貯蔵施設等の天然ガスインフラが全国大で充実していることから電力系統と地理的に連携しやすいという状況が Power to Gas の実現可能性を裏付けている。

Power to Gas で製造されるガスは主に水素か合成メタンであるが、ドイツの現状の再生可能エネルギー導入状況では余剰電力は少なく製造される水素も小規模であり、かつ天然ガスの熱量規格の範囲が広く水素混合許容度が高いことから、短期的には天然ガスパイプラインへの水素注入が見込まれる。一方、大規模な余剰電力の発生が予想される将来は、天然ガスパイプラインへの注入制約が非常に小さい合成メタンが有望と考えられる。

一方、我が国では、講じられる系統対策のオプションにも依存するものの、2030 年時点では余剰電力の量が少なく、現状では Power to Gas を実施する必要性が小さい。仮に、長期的観点から Power to Gas を推進する場合でも、ドイツと比較して天然ガスインフラが非常に

⁶ 現在、人工光合成で生成される炭素化合物はギ酸が多い。最終的な目標はメタノール生成である。また、現在の人工光合成の最高変換効率は 1.5%程度である。

希薄であることから、電力系統との連携に大きな障壁があり、現状では水素や合成メタンの天然ガスパイプラインへの注入は非常に厳しい。我が国では、水素社会構築に向けた動きが活発化しているが、その実現には新たなインフラが必要となる。したがって、水素と合成メタンのどちらの場合でもインフラ整備が必須になる。どちらが経済合理的かの判断には詳細な費用対便益分析が別途必要であるが、製造コストという観点からは、水素、合成メタンの両方ともに、競合エネルギー・技術に対する競争力を発揮するためには、再生可能エネルギーの発電コストが5円/kWh程度であることが求められる。ただし、合成メタンの場合はCO₂の調達方法も課題となる。

運輸用燃料や化成品用の燃料を生成する Power to Fuel はその輸送・貯蔵に既存インフラを活用することができることから Power to Gas と比べて経済性に優れる可能性があり、我が国ではオプションの一つとして検討価値がある。また、長期的には、電気分解反応と逆シフト反応を一体化できる人工光合成技術が商業化されれば、再生可能エネルギーから電力への変換が不要になり系統制約を解消できる可能性もある。

Power to Gas や Power to Fuel は、再生可能エネルギーの発電コストの削減や電解装置や合成メタン製造装置の設備費用削減に向けた継続的な技術開発が必要であることは当然のことである。また、既存インフラとの連携や新たなインフラの構築が必要となり、エネルギーシステム全体の変革を伴うことから、長期的に目指すべきエネルギーシステムのあり方を設定したうえでの議論が必要になる。

参考文献

- [1] 一般財団法人エンジニアリング協会 (<https://www.ena.or.jp/WE-NET/>)
- [2] sunfire (<http://www.sunfire.de/en/produkte/fuel/power-to-liquids>)
- [3] "ETOGAS smart energy conversion", ETOGAS GmbH, 2013
- [4] "12 Insights on Germany's Energiewende", February 2013, Agora Energiewende
- [5] 第4回水素・燃料電池戦略協議会資料
- [6] "THE ROLE OF POWER-TO-GAS IN ACHIEVING GERMANY'S CLIMATE POLICY TARGETS WITH A SPECIAL FOCUS ON CONCEPTS FOR ROAD BASED MOBILITY", Fraunhofer,
- [7] 国際連携クリーンコール技術開発プロジェクト, クリーンコール技術に関する基盤的国際共同研究, 低品位炭起源の炭素フリー燃料による将来エネルギーシステム(水素チェーンモデル)の実現可能性に関する調査研究, 平成24年4月, 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
- [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
- [9] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, "Energiespeicherung in Erdgasnetzen Power-to-Gas", Fachtagung „Erdgas Umwelt Zukunft“, 2. Februar 2011