

## 我が国における Power to Gas の経済性評価

—再生可能エネルギー余剰電力由来水素の利用方法：定置用 FC か FCV か—

新エネルギーグループ 柴田 善朗

### サマリー

ドイツを中心に実証試験が進められている Power to Gas (PtG) への取り組みが近年、我が国でも進んでいる。本研究では、PtG のどのような形態が我が国に適しているかを、経済性の観点から分析を行った。PtG で製造されるガスには水素や合成メタンがあるが、我が国では水素社会構築に向けた動きがあることから、水素を選定した。また、PtG は製造したガスを何に利用するかが論点となることから、比較対象として二つのシステムを選定した。一つは、水素を定置用純水素型燃料電池に投入し、発電した電力を系統へ戻すシステム (PtGtP : Power to Gas to Power) である。もう一つは、水素を燃料電池自動車に供給するシステム (PtGtM : Power to Gas to Mobility) である。前者は再生可能エネルギーを電力系統という閉鎖系で循環させる PtG、後者は再生可能エネルギーの流れを電力系統から運輸部門への一方通行とする PtG、という違いがある。

分析を通して明らかになった重要なポイントは以下の通りである。

1. 本研究で対象とする PtG は、再生可能エネルギーの余剰電力を利用することから、PV と風力の導入量の様々な組合せにおいて、余剰電力の発生が多いほど、必要な設備が大きくなり、PtG システムのコストも大きくなる。
2. ただし、PtGtP と PtGtM では運用パターンが異なることから、余剰電力量の多寡が両システムの規模に与える影響度合いが異なる。
3. したがって、PtGtP と PtGtM の経済性の優劣は、余剰電力量すなわち再生可能エネルギーの導入規模によって異なる。

上記の基本的ポイントを踏まえ、分析結果に基づくと、再生可能エネルギー導入規模が PV7,000 万 kW+風力 1,000 万 kW までは、PtGtM である燃料電池自動車への供給の方が概ね経済的である。これは以下の理由による。まず、PtGtP の場合は余剰電力量が少ないにも関わらず、定置用純水素型燃料電池が短時間で大量に発電する機会があるので定置用純水素型燃料電池の設備容量が大きくなることである。一方、PtGtM の場合は余剰電力量と FCV 台数が比例関係にあり、少ない余剰電力であれば FCV の台数が少なくて済むことから、水素タンクコストが高くても、システム総コストを抑えることができる。

再エネ導入規模が更に大きくなると、両システムの優劣は、定置用純水素型燃料電池と燃料電池自動車のコストの関係に依存する。PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW の導入規模では燃料電池自動車コスト (円/台) と定置用純水素型燃料電池コスト (円/kW) の比率 6~7 が、両システムの経済的競合性の境界となる。この比率以上であれば PtGtP の方が経済的であり、この比率以下であれば PtGtM の経済性の方が優れる。

本研究では、PtG の二つのシステムのみ選定して比較分析を行ったが、PtG にはその他にも、製造ガスが合成メタンの場合の都市ガスインフラへの注入や液体燃料の製造を行う Power to Fuel など多種多様な形態がある。PtG の本来の意義は、電力系統のみならず天然ガスネットワークや運輸部門も再生可能エネルギー発電を受け入れること（多部門結合：Sector Coupling）によって、エネルギーシステム全体で系統安定化対策を行うと同時に低炭素化も図ることにある。したがって、領域を拡張した分析が今後の課題である。

## はじめに

ドイツを中心に実証試験が進められている Power to Gas (PtG) への取り組みが近年、我が国でも進んでいる。PtG は再生可能エネルギーから水素や合成メタンを製造する技術で、出力変動型再生可能エネルギーの系統安定化対策として注目されており、現在欧州では、50 件程度<sup>1</sup>が実施・計画中である。我が国では、昨年度から開始された NEDO の実証試験の件数が現在 10 件程度に上る。

PtG には多種多様な形態がある。まず、製造ガスには主に水素と合成メタンがある。次に、製造ガスの用途としては、天然ガスパイプラインへの注入、燃料電池自動車や天然ガス自動車などへの供給、発電用燃料電池への供給などが考えられる。液体燃料の製造まで視野に入れた Power to Fuel (PtF) も加えると更にオプションが増える。一般に、系統安定化対策として用いる PtG は、対応しなければならない余剰電力量に応じてシステム規模は大きくなるが、その経済性は、既存エネルギーインフラの整備状況、製造されるガスの需要規模など、複雑な要因に影響を受けることから[1]、どの形態が適しているかを特定することは非常に難しい。

したがって、本研究ではある程度分析対象を絞り、将来的な再生可能エネルギー導入拡大を踏まえつつ我が国にとってどの形態の PtG が経済的に優れているかを分析することで、PtG 要素技術の選択条件について論じる。まず、我が国では水素社会構築に向けた動きがあることから、合成メタンは対象外とし、水素の用途として何が適切かに論点を絞る。用途としては、定置用燃料電池と燃料電池自動車を検討する。

## 1. 分析対象の PtG システム

### 1.1 選定の背景

PtG は、電力系統のみならず、天然ガスネットワークや運輸部門も再生可能エネルギー発電を受け入れる概念（多部門結合：Sector Coupling）であり、エネルギーシステム全体で系統安定化対策を行いつつ低炭素化を図ることができる。図 1.1 に示すように、PtG には多種多様な形態が考えられる。

製造ガス/燃料に着目すると、電解という一つの変換過程のみで生成される水素が最も簡易である。しかし、水素の需要先は燃料電池自動車のみで、現在のところ非常に限定的である。また、定置用純水素型燃料電池は実証試験で技術開発が進み技術的に大きな障壁はないものの、水素供給インフラが未整備のため市場投入はされていない。

合成メタンは、製造プロセスは技術的に成熟しているものの、電解で生成された水素と二酸化炭素を合成させる変換過程が加わることから複雑になる。また、二酸化炭素の回収も課題となる。しかし、都市ガスの原料としての利用が可能であることから、都市ガスパイプラインへの注入に対する障壁が低い。

メタノールなどの液体燃料も、電解プロセスに加えて GTL (Gas to Liquid) のプロセスが

<sup>1</sup> European Power to Gas (<http://www.europeanpowertogas.com/>) から集計。

必要となり、また、二酸化炭素の回収も課題となることから、複雑であるというデメリットがある一方で、既存のインフラを活用した流通が可能である。

なお、欧州では水素と合成メタンの両者が検討されている（図 1.2）。水素は発電と運輸に利用される場合が多いが、メタンの場合は天然ガスパイプラインへの注入が多い。

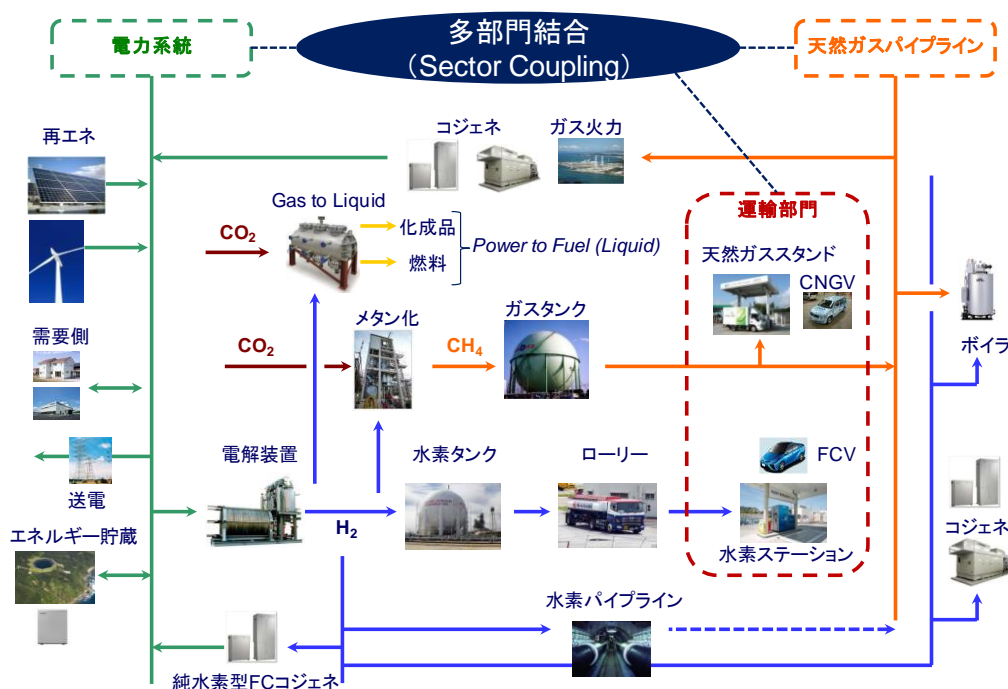


図 1.1 PtG の概念 (PtF を含む)

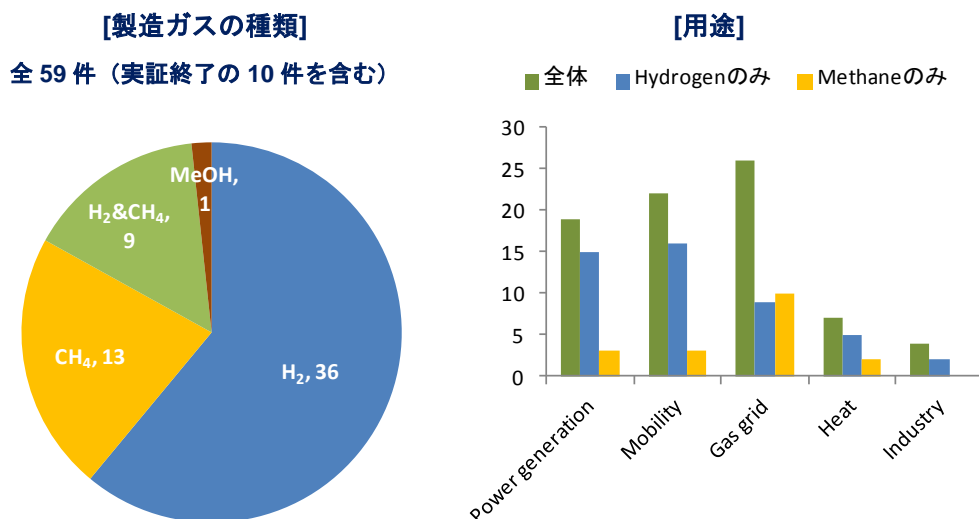


図 1.2 欧州における PtG の類型

出所：<http://www.europeanpowertogas.com/>から集計

注：右図は、1 箇所複数用途があることから合計数は箇所数 (59 件) と一致しない。

合成メタンや液体燃料は、既存インフラが利用できるというメリットがあるものの、合成プロセスやまとまった二酸化炭素の回収の経済性に関しては不明な点が多い。また、我が国では、水素社会構築に向けた動きがある。したがって、本研究では水素に焦点を絞る。その際、重要な論点は“製造された水素を何に使うか”である。再生可能エネルギーからの水素製造に関しては、既往研究[4]で経済性の分析に基づき課題を整理したが、水素の用途に関する議論は行われていない。再生可能エネルギー由来水素は、水素の製造・貯蔵・利用までを含めた議論が必要になる。つまり、分析領域を“Power to Gas”で留めるのではなく、“Power to Gas to X”（Xは用途）まで拡張することが求められる。したがって、本研究では、以下に示すように、水素の用途として既に市場化されている燃料電池自動車と技術開発が進む定置式純水素型燃料電池を選定する。

- 1：電力系統からの余剰再エネ ⇒ 水素 ⇒ 定置用純水素型燃料電池で発電 ⇒ 電力系統
- 2：電力系統からの余剰再エネ ⇒ 水素 ⇒ 燃料電池自動車

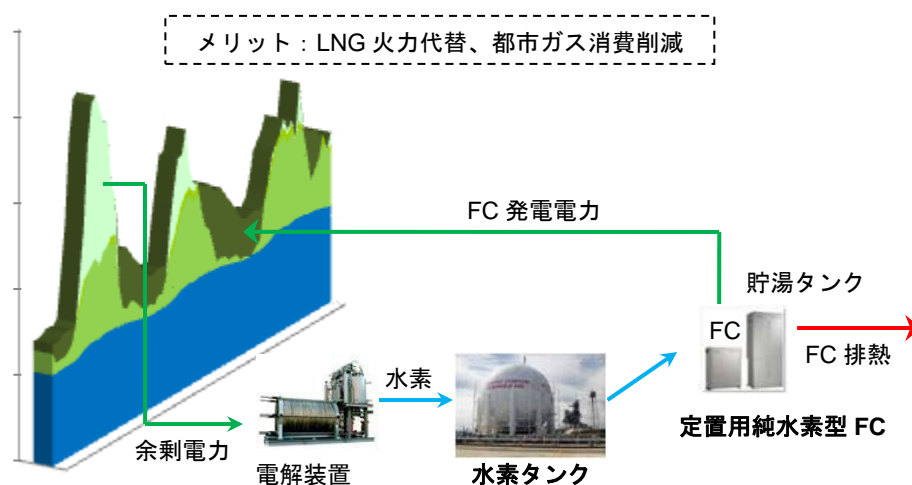
ケース 1 は、従来のエネルギー貯蔵技術の概念の範疇に含まれる。つまり、揚水発電や蓄電池と同様に、余剰再生可能エネルギーを一時的に貯蔵し再び発電を行うことで電力系統に戻す概念である。一方、ケース 2 は、再生可能エネルギー余剰電力を電力系統に戻すことなく、運輸部門に利用し、一方通行であることから、電力系統以外で系統安定化対策を担うという概念である。本研究では、この二つのケースの経済性を比較する。

なお、水素の都市ガスパイプラインへの注入に関しては、導管圧力にも依存するが、既存の都市ガスパイプラインを用いた純水素の供給は技術的には大きな問題はないことが確認されている[2][3]。しかしながら、本研究で扱う再生可能エネルギーの余剰電力から製造する水素の量は限定的であり、都市ガスパイプラインで供給するガスを 100%水素（純水素）にできるほどの量は見込まれず、都市ガスと水素の混合気体になる。混合気体の場合、需要機器の熱量調整が必要となるが、水素の受け入れ量に応じて都市ガスの熱量転換作業を段階的に行うことは現段階では現実的ではないことから、本研究の分析の対象外とする。

## 1.2 選定システム

選定した二つのシステムを図 1.3 に示す。両者において、余剰電力から電解装置で水素を製造するまでは同じである。相違点は水素の貯蔵、供給先、用途である。

### [システム A : Power to Gas to Power (PtGtP)]



### [システム B : Power to Gas to Mobility (PtGtM)]

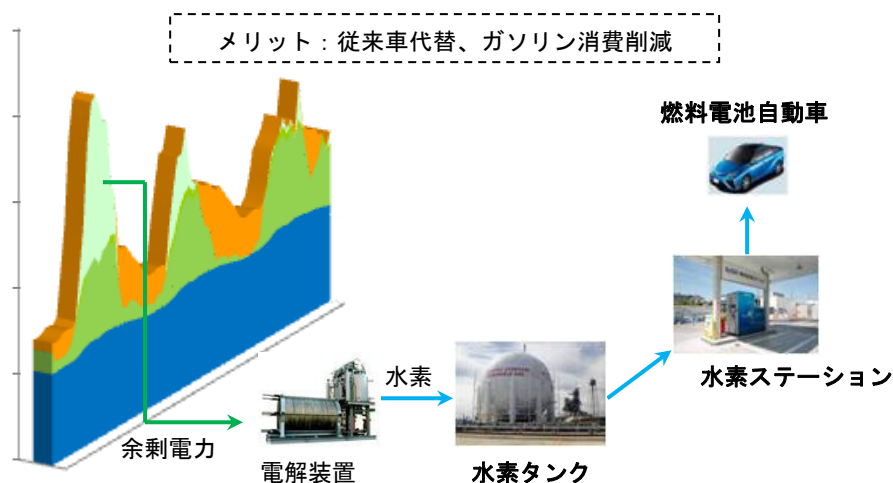


図 1.3 分析対象の 2 つの PtG システム

システム A は、定置用純水素型燃料電池 (FC-H<sub>2</sub>) に水素を供給することから、FC-H<sub>2</sub> からの発電電力が LNG 火力を代替すると想定する。FC-H<sub>2</sub> からの排熱に関しては、地域によっては都市ガス普及が進んでいないところもあるが、議論の単純化のため都市ガスを代替すると想定する。一方、システム B は、水素が水素ステーション経由で燃料電池自動車 (FCV) に供給されることから、従来型自動車のガソリンが代替される (表 1.1)。

なお、全ての余剰電力を水素製造に利用するものと仮定する。したがって、水素製造パターンは両システムで同じである。しかし、水素利用パターンが異なるため、必要な水素タンク容量が異なることに注意が必要である（後述：3.1）。

表 1.1 PtG の設備投資及び削減燃料

	必要な設備	被代替設備	削減される燃料
A	定置用純水素型燃料電池, 水素タンク	LNG 火力 (※)	天然ガス (LNG 火力用燃料+都市ガス)
B	水素ステーション, 燃料電池自動車, 水素タンク	ガソリンスタンド, 従来型自動車	原油 (ガソリン)

※：定置用燃料電池は、排熱供給により都市ガス消費を削減するが、一般的にはバックアップボイラも装備されることから、設備としての従来型ボイラの代替を考慮しない。

## 2. 分析体系

### 2.1 分析フロー

分析フローを図 2.1 に示す。電源構成モデル[4]により、再生可能エネルギー導入規模別の余剰電力を特定する。全ての余剰電力を電解装置に投入することから、水素製造パターンは余剰電力発生パターンに完全に依存する。また、利用される水素の全量は再生可能エネルギー余剰電力由来とし、副生水素や化石燃料改質からの水素による補充は考えない。

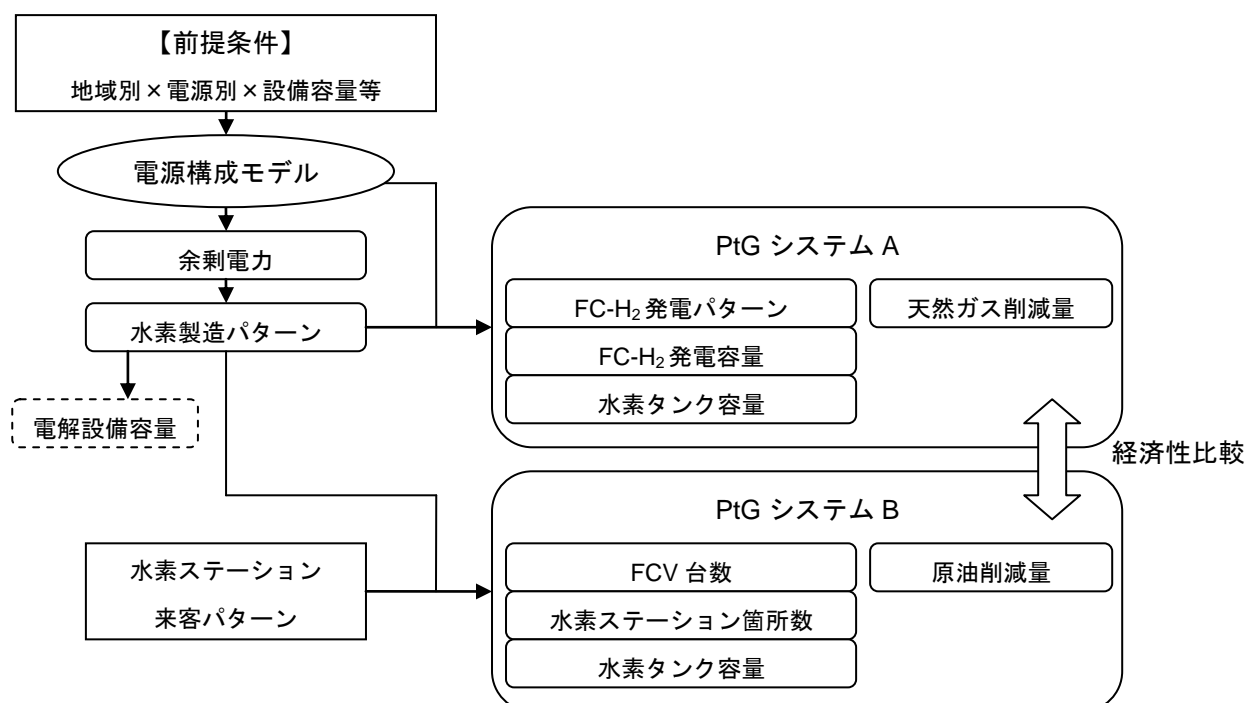


図 2.1 分析フロー

注：電解装置の設備容量も特定するが、システム A とシステム B で同じ容量となることから、経済性分析においては、捨象する。

システム A に関しては、電源構成モデルによって FC-H<sub>2</sub> の発電パターンを特定する。水素製造パターンと FC-H<sub>2</sub> 発電パターンから必要となる FC-H<sub>2</sub> の発電容量と水素タンク容量が特定される。一方、システム B に関しては、水素ステーション来客パターン（既存文献からの想定）と水素製造パターンから必要な FCV 台数、水素ステーション箇所数、水素タンク容量が特定される。これらの分析に基づき、両システムの経済性を比較する。

## 2.2 前提条件

再生可能エネルギーからの水素製造の場合、余剰電力を利用するか安定部分を利用するか議論はある[4]。しかしながら、本研究では、PtG を系統安定化対策として位置付けるため、余剰電力の利用を想定する。

### (1) 電源運用

発電容量、電源の運用方法、揚水発電、地域間連系線等は以下のように想定する。

- ・ 9 電力会社管轄地域別。毎時データで分析
- ・ ベースロード電源（原子力発電、水力発電、バイオマス発電、地熱発電等）の発電電力量の全国シェアは 35% を想定（「長期エネルギー需給見通し」に準ずる）
- ・ 太陽光発電および風力発電の地域配分:2016 年 7 月末時点における県別の累積導入量の比率を前提
- ・ 下げ代を踏まえた調整力火力を確保
- ・ 可能な限り各電力会社管内で出力変動型再生可能エネルギーを吸収するように、まず揚水発電を活用（ただし、揚水発電は原子力対応を優先）
- ・ 揚水発電活用後の余剰電力は地域間連系線を通じて他地域へ融通（ただし、現状の運用容量の最大限活用を前提とし、連系線の増強は行わない）
- ・ それでも系統で吸収できない分は出力抑制されることから、これを余剰電力と定義
- ・ PtG システム A における FC-H<sub>2</sub> の運転パターンは、余剰電力が発生していない時間帯で随時発電

### (2) 技術仕様

PtG システム構成技術及び被代替技術の仕様を表 2.1 に示す。電気分解の水素製造原単位は現状の 5kWh/Nm<sup>3</sup> とする。上述のように両 PtG システムで電解設備容量は同一となることから、設備費は考慮しない。

水素・燃料電池戦略ロードマップ[5]に基づく、2020 年に FCV4 万台の普及に対して 160 箇所の水素ステーション、2030 年に 20 万台の FVC 普及に対して 320 箇所の水素ステーションの目標が設定されており、水素ステーション 1 箇所あたり 250～625 台の FCV であるが、これは FCV 普及初期段階での想定である。ここでは、現在の自動車の台数とガソリンスタ



ンドの箇所数を踏まえて、2,000 台/箇所を想定する。

現在、FC-H<sub>2</sub> は市場投入されていないが、定置用都市ガス型燃料電池を参考に発電効率及び有効排熱回収効率を設定する。

なお、FC-H<sub>2</sub>、FCV、水素ステーション、水素タンクのコストは変数として分析を行う（3.2 参照）。

表 2.1 PtG システムと被代替技術の仕様

	技術		想定値
PtG システム	電気分解	水素製造原単位	5kWh/Nm <sup>3</sup>
	定置用純水素型 FC (FC-H <sub>2</sub> )	発電効率 (HHV)	50%
		有効排熱回収効率 (HHV)	30%
	燃料電池自動車 (FCV)	年間水素消費量	1,000Nm <sup>3</sup>
水素ステーション (HRS)	整備規模	2,000 台/箇所	
代替技術	LNG 火力	発電効率	52%
		設備費	12 万円/kW
	ボイラ	効率 (HHV)	85%
	従来型乗用車	車体価格	200 万円/台
		燃費	20km/L
	ガソリンスタンド	建設コスト	5,000 万円/箇所
	化石燃料価格	原油	6.6 円/1000kcal
LNG		6.7 円/1000kcal	

注：原油と LNG の価格は、2014 年における CIF 価格（各々 \$89.2/bbl、\$799.5/ton）に相当する（「エネルギー・経済統計要覧 2016」）。

### (3) 水素ステーション来客パターン

再生可能エネルギーから供給される水素の量から必要な FCV の台数及び水素ステーション箇所数が決定されるが、水素がどのようなパターンで FCV に供給されるかによって、必要な水素タンク容量は異なる。図 2.2 に示す水素ステーションへの来客パターンに基づき、水素供給パターンを決定する。

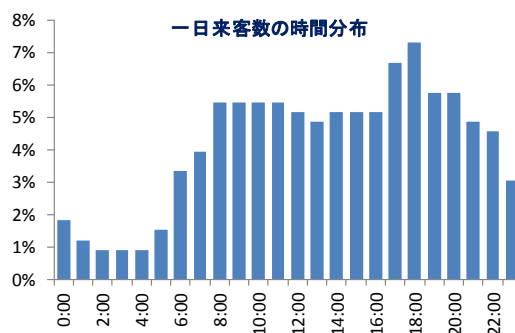


図 2.2 水素ステーション来客パターン

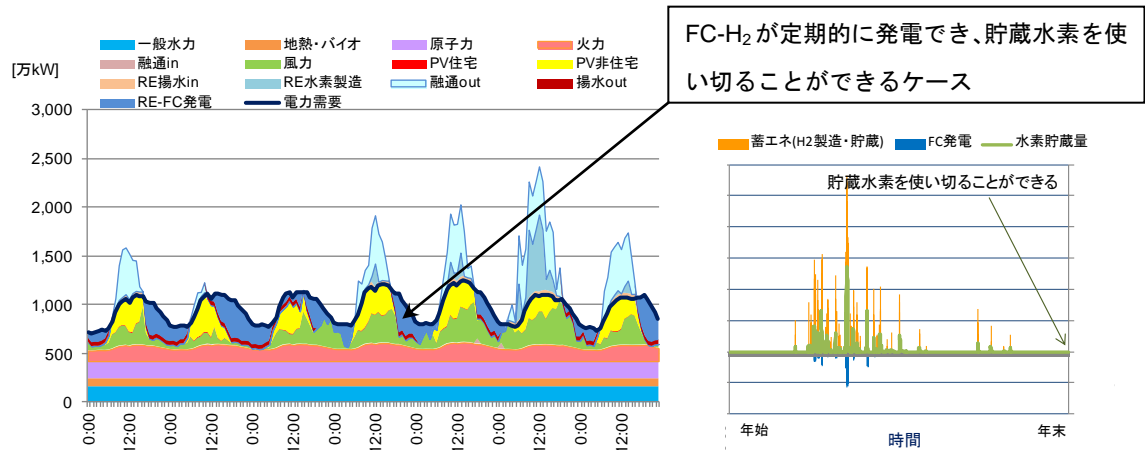
出所：水素安全利用等基盤技術開発 水素に関する共通基盤技術開発 水素供給価格シナリオ分析等に関する研究，平成 19 年 3 月，独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構，委託先 財団法人 エネルギー総合工学研究所[6]

#### (4) PtG インフラ整備地点

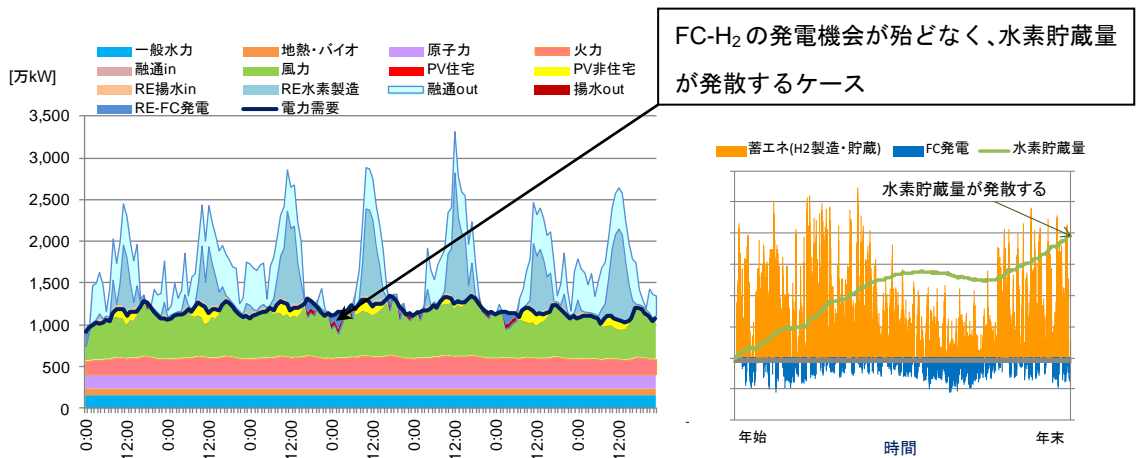
水素製造地点と水素利用地点が異なることも想定されるが、再生可能エネルギーは電力系統に接続されていると想定し、システム B に関しては、水素ステーションに電解装置と水素タンクを設置することを想定する。また、システム A に関しては、電解装置、水素タンク、FC-H<sub>2</sub>を一般住宅に個別に設置することは考えにくいことから、工場や商業施設などから構成される需要家の集合体への設置を想定し、排熱供給先の候補となる熱需要も存在すると仮定する。したがって、本研究では、大規模な水素パイプラインや圧縮水素・液化水素タンクローリーなど水素の輸送方法については検討対象外とする。

### 2.3 シナリオ設定

太陽光発電と風力発電の導入量の組み合わせに応じたシナリオを設定するが、導入規模によっては、図 2.3 の下図に示すように、必要な安定電源や調整電源の確保、揚水発電の発電の優先などによって、FC-H<sub>2</sub>の発電電力量を系統が受け入れられない状況が長期的に続くことがある。この場合は、水素消費の機会が減少する一方で、水素は随時製造されることから、水素を受け入れるために必要な水素タンク容量が非常に大きくなる。このような場合は、余剰電力の全量を利用し FC-H<sub>2</sub>の発電電力を系統に戻すシステム A は成立しないと判断する。したがって、このような状況が発生しない範囲での太陽光発電と風力発電の導入規模を前提とする。概ね、風力発電の導入量が全国規模で3,000 万 kW を超えると、地域によってはこのような状況が生じることをシミュレーションにより確認した。また、現在既に太陽光発電は 3,500 万 kW の導入が進んでいる。したがって、太陽光発電は 5,000 万～1 億 kW、風力発電は 1,000 万～3,000 万 kW の組合せのシナリオで分析を行う（図 2.4）。



注：凡例の RE-FC 発電が、FC-H<sub>2</sub> の発電を指す。



注：凡例の RE-FC 発電が、FC-H<sub>2</sub> の発電を指す。

図 2.3 定置用純水素型燃料電池の運用上の制約

		PV:万kW				
		1,000	3,000	5,000	7,000	10,000
風力: 万kW	1,000	0	0	2	11	54
	3,000	21	28	41	66	135
	5,000	144	162	187	226	315
	7,000	328	356	393	444	547

図 2.4 検討する再生可能エネルギー導入量シナリオ（太枠内）とシナリオ毎の余剰電力量

注：各セルの数字は余剰電力（億 kWh）を示す。

### 3. 分析結果

#### 3.1 PtG インフラ規模

図 3.1 に再生可能エネルギー導入シナリオ別の必要 PtG インフラ規模を示す。当然のことながら、余剰電力量が多くなるほど PtG インフラ規模が大きくなる。全国で PV7,000 万 kW + 風力 1,000 万 kW が導入されるケースでは、システム A では 400 万 kW の FC-H<sub>2</sub>（定置用純水素型燃料電池）、0.3 万 ton の容量の水素タンクが必要になる。一方、システム B では、23 万台の FCV (113 箇所の水素ステーション)、1.3 万 ton の容量の水素タンクが必要になる。

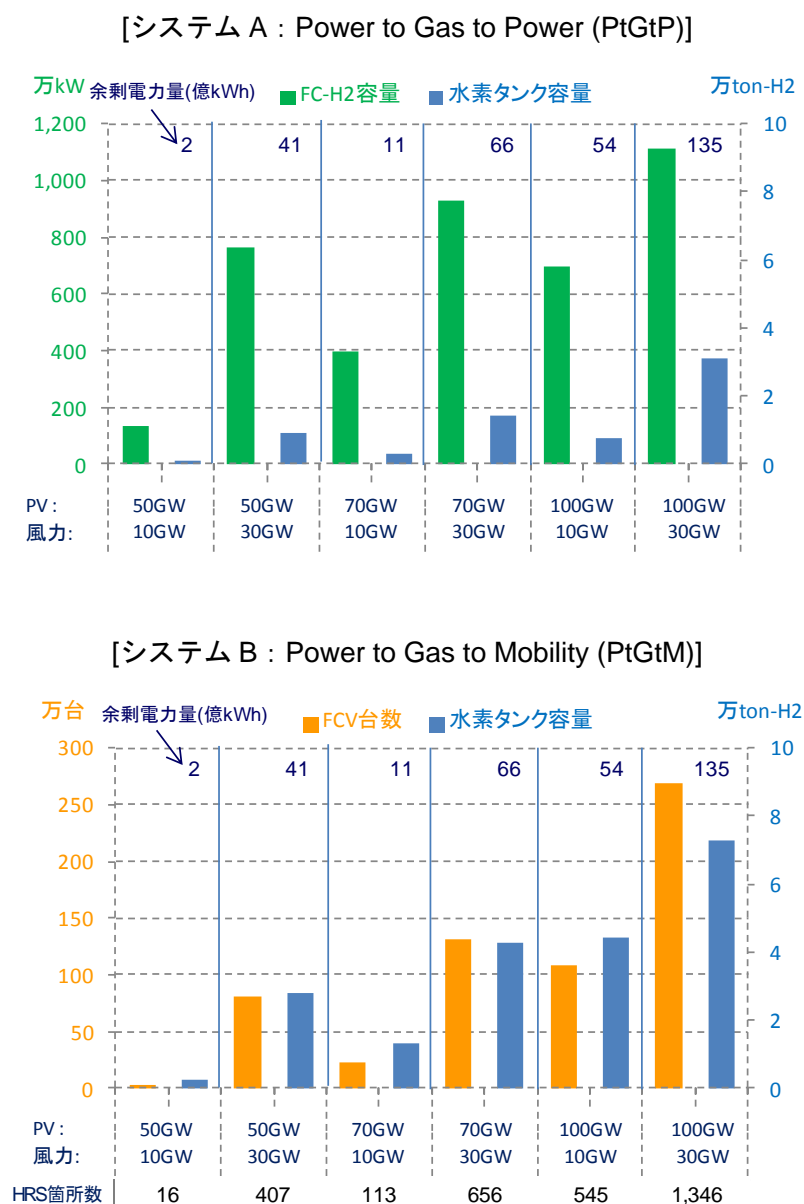


図 3.1 再生可能エネルギー導入シナリオ別の必要 PtG インフラ規模（全国）

注：電解装置の規模は両システムで同じであることから除外している。ちなみに、設備容量は 170 万～1,010 万 Nm<sup>3</sup>/h である。HRS は水素ステーション（Hydrogen Refueling Station）を指す。

PV と風力の導入量が増加するにつれて、当然 PtG のインフラ規模も増大し、全国で PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW が導入されるケースでは、システム A では約 1,100 万 kW の FC-H<sub>2</sub>、3.1 万 ton の容量の水素タンクが、システム B では、270 万台の FCV (1,350 箇所の水素ステーション)、7 万 ton の容量の水素タンクが必要になる。なお、図 3.2 には、PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW が導入されるケースにおける PtG インフラの地域別分布を示す。系統制約が強く、太陽光発電や風力発電の導入量が多い北海道、東北、九州における PtG システムの規模の大きさが顕著である。なお、全国の再エネの九州における割合が小さいが PtG システムの規模が大きいのは、九州では再エネ導入規模の割には系統制約によって余剰電力量が大きいことに起因する。

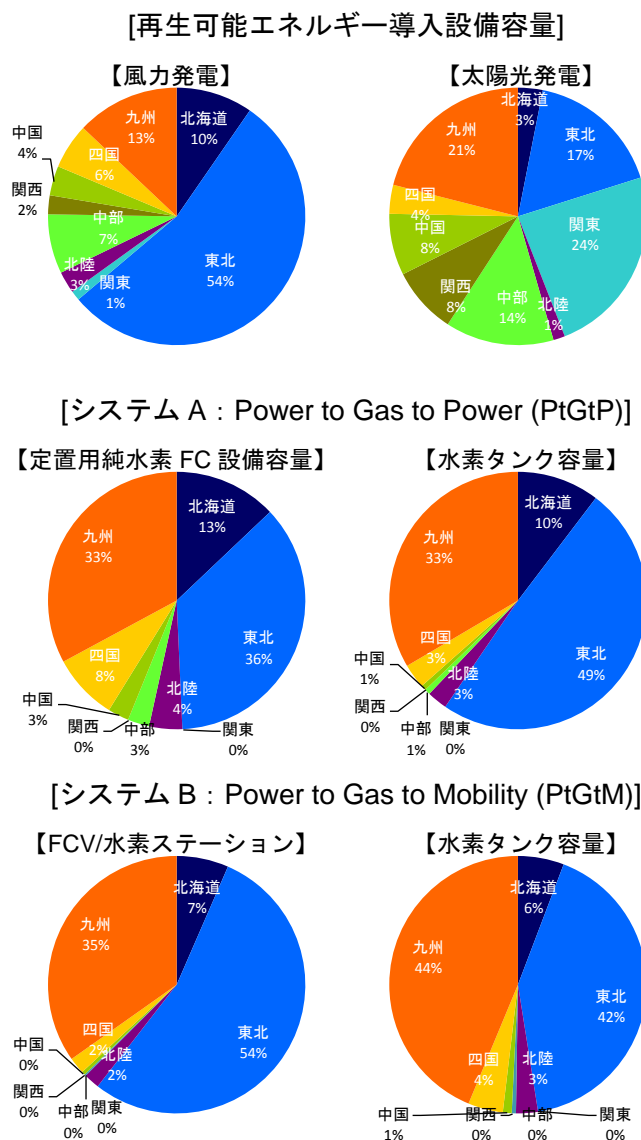


図 3.2 PtG インフラ設備の地域分布 (PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW の例)

図 3.1 に示すように必要な水素タンクの容量が異なるのは、両システムにおいて、水素の製造パターンは同じであるが消費パターンが異なるからである。図 3.3 には両システムにおける水素製造・消費・貯蔵パターンの例を示す。PtG システム A (上図) においては、水素の製造と消費がほぼ同時期に発生していることがわかる。つまり、電力システムが FC-H<sub>2</sub> による発電を受け入れる余地があり、製造した水素を時間を経ずに大量に FC-H<sub>2</sub> に利用することができることから、必要な水素タンク容量が小さくて済む。一方、PtG システム B (下図) においては、水素消費は通年ではほぼ一定して発生しているが、水素ステーション来客パターンに依存して毎時の消費量が小さく、製造した水素のごく一部しかすぐに消費することができない期間が多いことから、必要な水素タンク容量が大きくなる。

ただし、再生可能エネルギー導入量が拡大し、必要な安定電源や調整電源の確保、揚水発電の放電の優先などの制約によって、FC-H<sub>2</sub> の発電機会が著しく小さくなる期間が多くなり、水素タンク容量が巨大化する場合は、本研究の検討対象外としていることに留意が必要である (2.3 参照)。

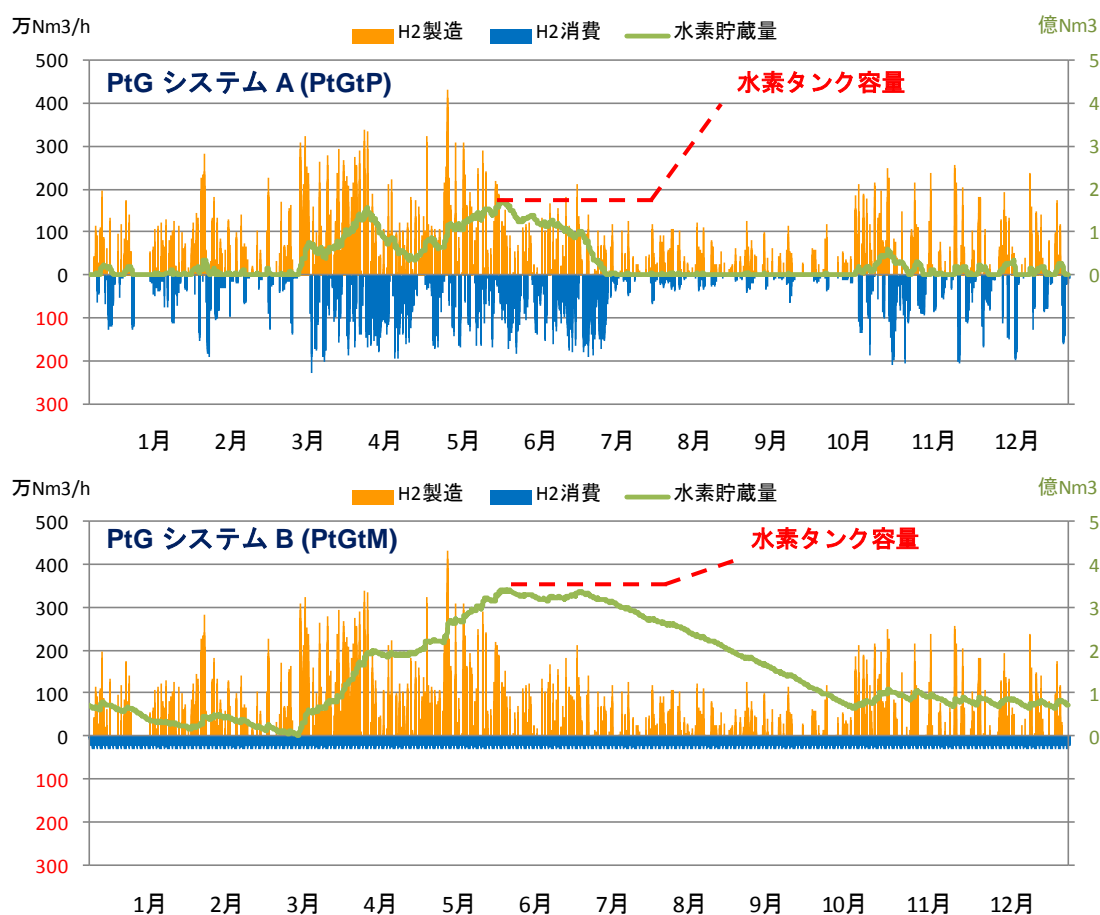


図 3.3 システム A・B における水素製造・消費・貯蔵パターンの差異

### 3.2 経済性

ここでは、両 PtG システムの経済性として総コストの比較を行う。将来的なコスト低減も考慮して、FC-H<sub>2</sub>、FCV、水素ステーション、水素タンクの設備費を表 3.1 に示すように設定する。なお比較する総コストを以下のように定義する。

総コスト=(PtG 設備費-被代替システムの設備費)-余剰電力によって削減される化石燃料コスト×15 年間

表 3.1 経済性分析用ベースケースの前提条件

定置用純水素型燃料電池 (FC-H <sub>2</sub> )	150~50	万円/kW
燃料電池自動車 (FCV)	700~300	万円/台
水素ステーション (HRS)	40,000, 20,000	万円/箇所
水素タンク	10, 5	万円/kg-H <sub>2</sub>

注：各種資料・情報により想定。定置用純水素型燃料電池の設備費に関する情報は無いことから、現在の都市ガス型燃料電池のシステムコスト約 150 万円/台 (=180 万円/kW) から改質器を除いた分を目安としている。また、水素タンクの 5 万円/kg は圧縮水素を想定しており、既往研究[7]を参考とした。

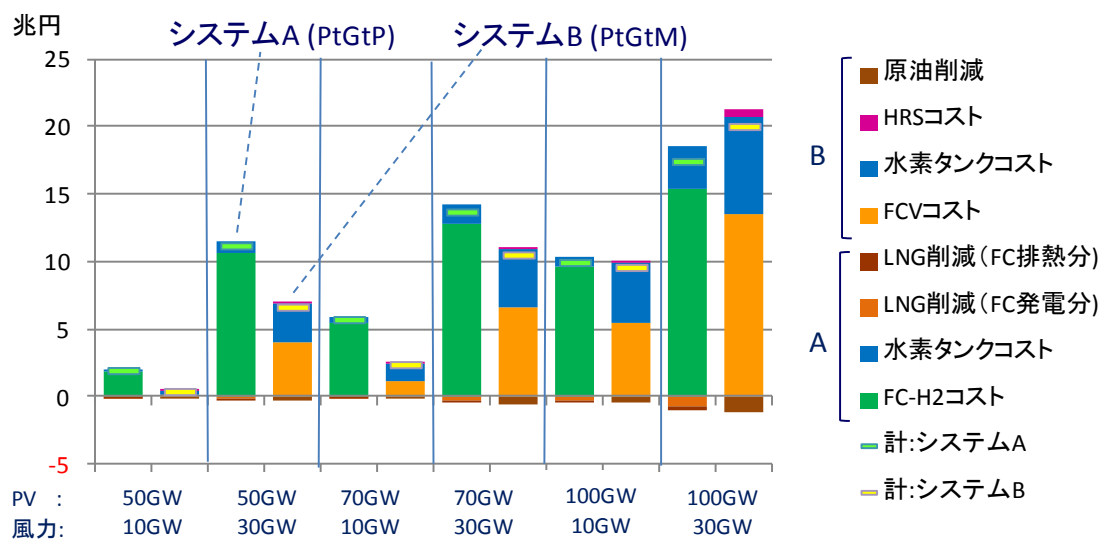
図 3.4 に FC-H<sub>2</sub> と FCV の現状のコスト (各々150 万円/kW、FCV を 700 万円/台) を前提とした場合の両システムの総コストを示す。上図は水素ステーションコスト 4 億円/箇所、水素タンクコスト 10 万円/kg、下図は各々2 億円/箇所、5 万円/kg のケースである。

コストの内訳を見ると、両システムの経済性 (総コスト) を決定する主な要因は、FC-H<sub>2</sub> と FCV のコストであることがわかる。水素ステーションは 1 箇所 2 億~4 億円の想定であるが、必要 FCV の費用と比べると非常に小さい。また、両システムにおいて、LNG や原油の消費削減量 (システムの耐用年数 15 年間の総量) は、設備費と比較して非常に小さいことがわかる。これは、余剰電力量が限定的で化石燃料の代替量が小さいからである。例えば、PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW 導入の場合の余剰電力は 135 億 kWh (余剰電力割合は約 8%) であり、水素製造量は 27 億 Nm<sup>3</sup> となる。システム A でこの水素を FC-H<sub>2</sub> へ投入すると、48 億 kWh の発電電力量と 29 億 kWh の有効排熱利用量が得られ、代替される LNG は年間 82 万 ton で金額換算すると 720 億円、15 年間で 1.1 兆円に過ぎない。システム B の場合は年間約 130 万 kL の原油が削減できるが、金額換算すると 800 億円、15 年間で 1.2 兆円に過ぎない。一方、設備費は両システムとも 20 兆円規模に達する。

両システムの総コストを比較すると、PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW の導入規模以外では、システム B の総コストの方が小さいことがわかる。また、水素ステーションと水素タンクの設備費を各々2 億円/箇所、5 万円/kg に固定し、FC-H<sub>2</sub> と FCV のコストを変数として両システムの総コストの差 (=システム A-システム B) を分析した結果を図 3.5 に示す。再生可能エネルギー導入規模が小さい範囲ではシステム B の総コストが小さく経済性が高い (数字がプラス) ことが分かる。これは、再生可能エネルギー導入量が小さい場合は余剰電力量が少ないにも関わらず、FC-H<sub>2</sub> が短時間で大量に発電する機会があるので FC-H<sub>2</sub> の設備容

量が大きくなること（図 3.1 参照）に起因する。一方、システム B の場合は、余剰電力量と FCV 台数が比例関係にあり、少ない余剰電力であれば FCV の台数が少なくて済むことから、水素タンクコストが高くて、システム総コストを抑えることができる。PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW まで導入が拡大すると、システム B における FCV と水素タンクコストが非常に大きくなることにより、システム A の総コストの方が小さくなる。

[条件：水素ステーション 4 億円，水素タンク 10 万円/kg]



[条件：水素ステーション 2 億円，水素タンク 5 万円/kg]

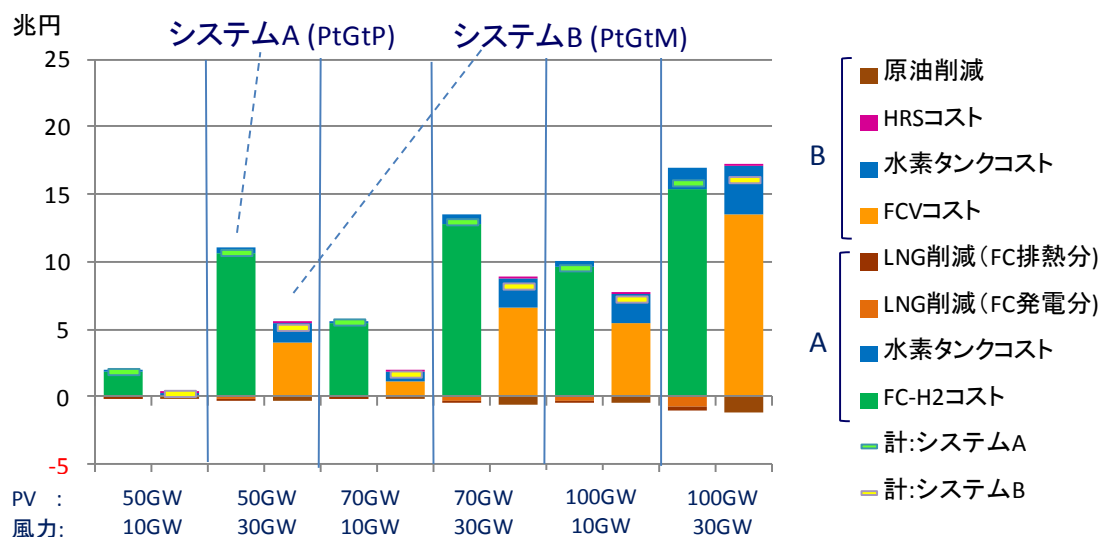


図 3.4 総コスト比較 (FCV : 700 万円/台, FC-H<sub>2</sub> : 150 万円/kW)

注：LNG 削減と原油削減は 15 年間の合計である。コストは従来型との差額であることに注意。  
 注：電解装置の規模は両システムで同じであることから除外している。ちなみに、設備容量は 170 万～1,010 万 Nm<sup>3</sup>/h である。



[条件：水素ステーション2億円，水素タンク5万円/kg]

		風力=10GW					風力=30GW					
		FCV価格(万円)					FCV価格(万円)					
		700	600	500	400	300	700	600	500	400	300	
PV=50GW	定置用FC 価格(万円)	150	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	5.5	6.4	7.2	8.0	8.8
		130	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	4.0	4.8	5.6	6.5	7.3
		110	1.1	1.1	1.1	1.2	1.2	2.5	3.3	4.1	4.9	5.7
		90	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.8	2.6	3.4	4.2
		70	0.5	0.6	0.6	0.6	0.7	-0.6	0.2	1.1	1.9	2.7
50	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	-2.1	-1.3	-0.5	0.3	1.1		
PV=70GW	定置用FC 価格(万円)	150	3.9	4.1	4.3	4.5	4.8	4.8	6.1	7.4	8.7	10.0
		130	3.1	3.3	3.5	3.7	4.0	2.9	4.2	5.5	6.8	8.2
		110	2.3	2.5	2.7	2.9	3.2	1.0	2.4	3.7	5.0	6.3
		90	1.5	1.7	1.9	2.1	2.4	-0.8	0.5	1.8	3.1	4.4
		70	0.7	0.9	1.1	1.4	1.6	-2.7	-1.3	-0.0	1.3	2.6
50	-0.1	0.1	0.3	0.6	0.8	-4.5	-3.2	-1.9	-0.6	0.7		
PV=100GW	定置用FC 価格(万円)	150	2.3	3.4	4.5	5.6	6.7	-0.2	2.5	5.1	7.8	10.5
		130	0.9	2.0	3.1	4.2	5.3	-2.5	0.2	2.9	5.6	8.3
		110	-0.5	0.6	1.7	2.8	3.9	-4.7	-2.0	0.7	3.4	6.1
		90	-1.9	-0.8	0.3	1.4	2.5	-6.9	-4.2	-1.5	1.2	3.8
		70	-3.3	-2.2	-1.1	-0.0	1.1	-9.2	-6.5	-3.8	-1.1	1.6
50	-4.7	-3.6	-2.5	-1.4	-0.3	-11.4	-8.7	-6.0	-3.3	-0.6		

図 3.5 FC-H<sub>2</sub>, FCV のコスト別両システムの総コストの差

注：行列の各要素は両システムの総コストの差（システム A－システム B）を示す。単位は兆円である。したがって、プラス値はシステム B が経済的、マイナス値はシステム A が経済的であることを示す。

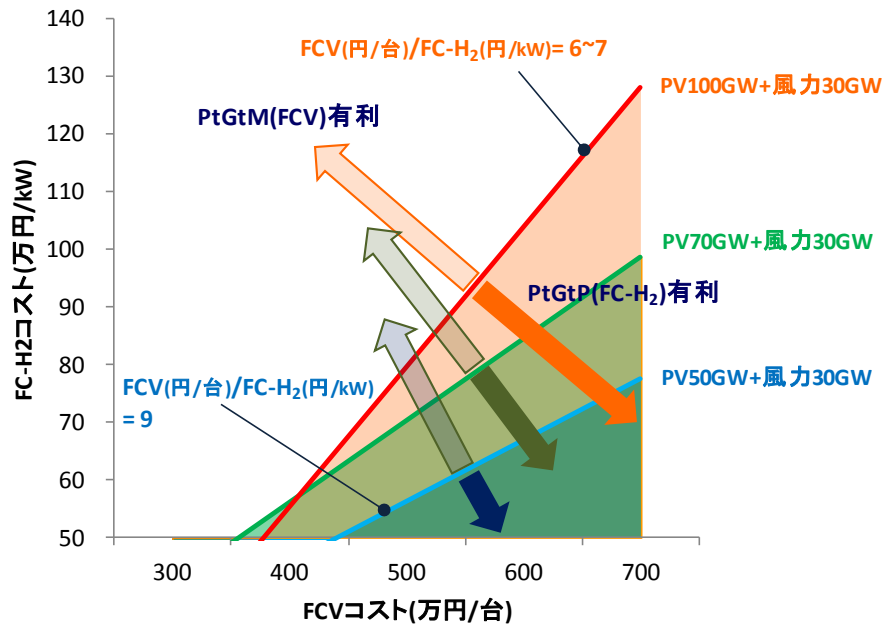


図 3.6 両システムの競合条件

図 3.5 に基づき、両システムの競合性を図示したものが図 3.6 である。PV5,000 万 kW+風力 3,000 万 kW の導入規模では FCV コスト (円/台) と FC-H<sub>2</sub> コスト (円/kW) の比率が約 9、PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW の導入規模では比率が 6~7 が、両システムの経済的競合性の境界となる。この比率以上 (各境界線の下側) であれば PtGtP であるシステム A の方が経済的であり、この比率以下 (各境界線の上側) であれば PtGtM であるシステム B の経済性の方が優れることになる。

#### 4. 課題

本研究では、定置用純水素型燃料電池 (FC-H<sub>2</sub>) の運転パターンは随時運転を想定しており、発電可能時間帯には可能な限り発電を行うことで、貯蔵した水素の大量を消費できるようになっている。この発想は蓄電池の運用パターンに準ずる。つまり、長期間のエネルギー貯蔵を避ける概念である。そのため、水素タンク容量を抑えることができるが、逆に、FC-H<sub>2</sub> の発電設備容量が大きくなる。一方で、FC-H<sub>2</sub> の発電設備容量を抑えることで総設備費を抑制する方策もあるが、この場合は水素タンク容量が大きくなる。どの組合せが最適かの分析が別途必要となる。

また、本研究では、出力抑制され捨てられる再生可能エネルギーの余剰電力量を救済する方策として PtG システムを検討したが、上述のように PV1 億+風力 3,000 万 kW 規模の導入では、現状の揚水発電及び地域間連系線の最大限の活用を前提にすると、余剰電力率は 8% (2014 年のドイツは 2%弱<sup>2</sup>) と比較的大きいものの、余剰電力量は現在の電力需要の 1%強に過ぎない。この小規模な余剰電力の救済に対して、巨大な投資額を要する PtG を導入することの費用対効果に関する議論が求められる。その際、当然のことながら、蓄電池など他の系統対策との比較分析が必要となる。

一方で、長期的には再生可能エネルギーのコストの大幅な低減によって、PtG は系統安定化対策としての位置付けを超える可能性もある。その場合の PtG の意義は、Sector Coupling (多部門結合) を通じた国内再生可能エネルギーによるエネルギーシステム全体 (電力、ガス、運輸) の低炭素化にある。水素と二酸化炭素から合成メタンや液体燃料を生成することで、CCU (Carbon Capture and Utilization) の一部であるカーボンリサイクルを行うことができ、カーボンニュートラルなエネルギーシステムの構築も視野に入る。

#### まとめ

本研究では、再生可能エネルギーの系統安定化対策として注目されている Power to Gas (PtG) のどのような形態が我が国に適しているかを、経済性の観点から分析を行った。PtG で製造されるガスには水素や合成メタンがあるが、我が国では水素社会構築に向けた動きがあることから、水素を選定した。また、PtG は製造したガスを何に利用するかが論点とな

<sup>2</sup> “Monitoring Report 2015”, Bundesnetzagentur [8]等から推計

ることから、比較対象として二つのシステムを選定した。一つは、水素を定置用純水素型燃料電池に投入し、発電した電力を系統へ戻すシステム (PtGtP) である。もう一つは、水素を燃料電池自動車に供給するシステム (PtGtM) である。前者は再生可能エネルギーを電力系統という閉鎖系で循環させる PtG、後者は再生可能エネルギーの流れを電力系統から運輸部門への一方通行とする PtG、という違いがある。

分析結果に基づくと、再生可能エネルギー導入規模が PV7,000 万 kW+風力 1,000 万 kW までは、PtGtM である燃料電池自動車への供給の方が概ね経済的である。この導入規模を超えると、両システムの優劣は、定置用純水素型燃料電池と燃料電池自動車のコストの関係に依存する。PV1 億 kW+風力 3,000 万 kW の導入規模では燃料電池自動車コスト (円/台) と定置用純水素型燃料電池コスト (円/kW) の比率 6~7 が、両システムの経済的競争性の境界となる。この比率以上であれば PtGtP の方が経済的であり、この比率以下であれば PtGtM の経済性の方が優れる。

本研究では、PtG の二つのシステムのみ選定して比較分析を行ったが、PtG には他にも多種多様な形態がある。製造ガスが合成メタンの場合の都市ガスインフラへの注入、液体燃料の製造を行う Power to Fuel などである。これらの形態を含めた分析が今後必要となる。また、蓄電池や他の系統安定化技術との比較分析も今後の課題である。

## 参考文献

- [1] 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
- [2] 田畑健, “水素社会と都市ガス事業”, 水素エネルギーシステム, Vol.35, No.4 (2010)
- [3] 平成 27 年度水素ネットワーク構築導管保安技術調査報告, 平成 28 年 3 月, 日本ガス協会
- [4] 柴田善朗, “国内再生可能エネルギーからの水素製造の経済性”, 第 32 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文要旨集, p.14, 平成 28 年 2 月
- [5] 「水素・燃料電池戦略ロードマップ改定版」(経済産業省)
- [6] ”水素安全利用等基盤技術開発 水素に関する共通基盤技術開発 水素供給価格シナリオ分析等に関する研究”, 平成 19 年 3 月, 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構, 財団法人 エネルギー総合工学研究所
- [7] ”水素利用等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究 エネルギーキャリアシステムの経済性評価と特性解析”, 平成 28 年 2 月, 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合研究機構, 一般財団法人 エネルギー総合工学研究所
- [8] “Monitoring Report 2015”, Bundesnetzagentur