

## 時間軸を踏まえた Power to Gas のビジネスモデル — 調整力の提供, 複数用途への活用, 再エネ主力電源化への貢献 —

新エネルギーグループ 柴田 善朗

### サマリー

Power to Gas (PtG) は、再生可能エネルギー大規模導入に伴い必要となる電力系統安定化に貢献すると同時に、製造される水素や合成メタンをガス部門や運輸部門に供給することによってエネルギーシステム全体の低炭素化 (Sector Coupling) を図る方策として期待されている。一方で、PtG を現在のエネルギーシステムに組み込むためには、経済性、市場設計、制度的対応など数多くの課題に取り組まなければならない。本研究では、これらの課題を整理しつつ、PtG の自立的な社会実装を目指すために、時間軸に沿ってどのようなビジネスモデルがあり得るかについて検討した。

PtG の主目的は、再エネ余剰電力から水電解によって水素を製造し、その水素を発電、都市ガス、運輸等の多様な部門で利用することである。一方で、PtG の中核技術である水電解は負荷応答性に優れていることから、デマンドレスポンスとして利用することで、系統周波数調整に活用することもできる。また、水電解プロセスで水素と同時に生成される酸素の販売も可能性がある。これらの用途を複数同時に利用することで、PtG の最大の課題である水素製造コストを削減することができる。

水電解の高設備費や低設備利用率が原因で、現在のところ再エネ余剰電力からの水素製造コストは高く競争力を持たない。したがって、PtG のビジネスモデルとして、まず短期的には、水電解のデマンドレスポンスとしての活用による周波数調整市場への参加が考えられる。常時水電解を系統に接続しつつ、系統運用者の指令に基づき消費電力を上げ下げする。製造される水素は必ずしも CO<sub>2</sub> フリーではないものの、周波数調整力提供による報酬が得られ、かつ水電解の設備利用率が高いことから、水素製造コストを削減できるメリットがある。また、周波数調整市場への水電解の参加を促すことで水電解市場を拡大することになり、水電解設備費削減の効果が見込まれる。ただし、水電解の調整力市場への参加を促進するためには、上げ調整力と下げ調整力を個別に調達できるような市場設計をすることが望ましい。

中期的には、再エネ余剰電力による水素製造に周波数調整市場への参加を組み合わせることが期待される。分析結果に基づくと、水電解設備利用率や再エネ発電コストにも依存するが、周波数調整力サービスの提供と酸素販売の組合せによって再エネ余剰電力からの水素製造コストを、我が国の輸入水素 CIF 価格の 2030 年目標である 30 円/Nm<sup>3</sup> 水準まで削減

することが可能である。制度的課題としては、PtGによる余剰電力の活用にはエネルギー貯蔵の機能もあることから、我が国や欧州の一部の国における揚水発電と同様に、PtGによる余剰電力活用に対しても託送料金免除などの制度が適応されれば、更なる水素製造コスト削減も期待できる。

次に、水素社会構築を目指す長期的観点から見ると、再エネ余剰電力が有力な国内水素製造源の一つではあるものの、自立的なPtG事業を実現するためには、再エネ事業者とPtG事業者の両者にとってメリットをもたらす状況を作り出すことが必要となる。つまり、再エネ事業者の立場から見ると余剰電力を可能な限り高い価格でかつ多く引取ってもらいたいが、PtG事業者から見ると稀頻度・高出力の余剰電力まで引き取ると水電解の設備利用率が低くなりPtG事業者が許容できる余剰電力価格は低くなる。したがって、再エネ事業者にとって、PtG事業者に引き取ってもらえる余剰電力量とPtG事業者が許容する余剰電力価格の間にはトレードオフの関係があり、両者の積で表される余剰電力のコスト回収規模が最大になる状況が再エネ事業者にとって最適なケースとなる。

分析結果に基づくと、再エネの発電コストよりPtG事業者が許容する余剰電力価格が低い場合は、余剰電力の販売によるコスト回収効果が小さいため、再エネ事業者にとっては魅力的な状況とは言えない。また、余剰電力規模が小さい場合も、PtG事業者にとって水電解設備利用率が低く、許容できる余剰電力価格はかなり低いため、再エネ事業者にとって魅力的ではない。したがって、PtGの自立的な社会実装を実現させるためには、再エネ事業者にとってPtG事業者が余剰電力の受け皿、PtG事業者にとって再エネ事業者が安価な余剰電量の供給元となる状況の創出が必要となる。そのためには、再エネの発電コストを大幅に低減し、かつ敢えて余剰電力を大量に発生させるために再エネを大規模に導入することが求められる。

このような状態は、PtGによって大量に製造される水素や合成メタンが運輸部門やガス部門で利用されることを意味することから、まさにSector Couplingとすることができる。再エネの主力電源化を目指すためにはPtGによる支援が必要であり、同時に水素社会構築のためには再エネの主力電源化が求められる。

## はじめに

Power to Gas (PtG) は、再生可能エネルギー電力から水素や合成メタンを製造する技術・仕組みである。PtG は再エネ大量導入に伴い必要となる電力系統安定化に貢献すると同時に、製造される水素や合成メタンをガス部門や運輸部門に供給することによってエネルギーシステム全体の低炭素化 (Sector Coupling) を図る方策として期待されている[1][2][3][4]。PtG の商用化事例はまだ存在しないが、欧米や我が国で社会実装を目指した実証試験が数多く行われている[5][6][7][8][9]。

PtG の核となる技術は水電解であり、設備費の削減や変換効率の向上などの課題はあるものの技術的には成熟している。長期的には PtG は再エネの大量導入の受け皿になることで水素社会構築に貢献する可能性もある。一方、PtG を現在のエネルギーシステムに組み込むためには、経済性、市場設計、制度的対応など数多くの課題に取り組まなければならない。

本研究では、これらの課題を整理しつつ、PtG の自立的な社会実装を目指すためには、時間軸に沿ってどのようなビジネスモデルがあり得るかについて考察する。また、ビジネスモデルの経済性について定量的な評価を行うことで、PtG のあるべき姿を示唆する。

## 1. Power to Gas の用途・メリット

水電解を核とした PtG には多様な用途がある。最も注目されている用途は再エネ余剰電力からの水素製造である。これは、出力変動型再エネの系統統合における長周期対策として位置付けられるが、負荷応答に迅速性は求められないことから水電解は容易に対応できる。また、水電解は速い負荷応答速度や短い起動・停止時間など、動的性能に優れており、デマンドレスポンス (DR) として活用することで系統周波数調整等のアンシラリーサービスの提供 (短周期用途) にも期待されている。米国の NREL[10]等では水電解によるアンシラリーサービス提供可能性が既に証明されている。

製造される水素に関しては、多様な用途に利用できることから、Sector Coupling を通じたエネルギーシステムの低炭素化を図ることができる。水素は長期貯蔵できることから、PtG による月・季節間の再エネの融通やエネルギー備蓄としての機能も有しており、これらは蓄電池にはないメリットである<sup>1</sup>。

ここでは、水電解の技術性能に基づき、出力変動型再エネの系統統合に焦点を置きつつも、系統サービス (Grid services) 全般における PtG の用途を整理する。

### 1.1 水電解の動的性能

現在商用化されている水電解にはアルカリ型と PEM (固体高分子) 型があり、表 1.1 に動的特性を示す。一般的には、PEM 型の動的特性の方がアルカリ型よりも優れている。PEM 型においては、例えば最低負荷状態 (定格状態) でスタンバイしつつ短時間に定格の 200%

<sup>1</sup> NaS 電池は長期間の蓄電には加温が必要、リチウムイオン電池は高 SOC (State of Charge) で長期間放置すると劣化が加速するなどの課題がある。

近くまで（最低負荷まで）投入電力を増加（減少）させることができるため、欧州における周波数調整力（図 1.1）のうち最も速い応答性が求められる FCR（Frequency Containment Reserve）にも技術的には対応が可能である[11][12]。次に速い応答性が求められる FRR（Frequency Restoration Reserve）に関しては、ドイツの PtG 実証試験において、PEM 型水電解装置が 2 次予備力 (Secondary Control: FRR の一部に相当) を提供している事例がある[11]。

アルカリ型に関しても、FRR (Frequency Restoration Reserve) や RR (Replacement Reserves) には充分対応が可能である。また、アルカリ型の再エネ出力の短周期変動への良好な追従性も証明されている[13][14]。

表 1.1 水電解の動的特性

	アルカリ型	PEM 型
容量	~数 MW	~数 MW
作動圧力	数気圧	数十気圧
負荷変動幅	定格の 15%~100%	定格の 0%~160%,200%
起動時間	1~10 分	1 秒~5 分
停止時間	1~10 分	数秒
負荷変動速度（上げ）	0,2%~20%/秒	100%/秒
負荷変動速度（下げ）	0,2%~20%/秒	100%/秒

注：以下の文献に基づき作成。

：“STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS FINAL REPORT”, June 2017, JU-FCH

：“Development of Water Electrolysis in the European Union”, February 2014, JU-FCH

：“Transition of Future Energy System Infrastructure; through Power to gas Pathway”

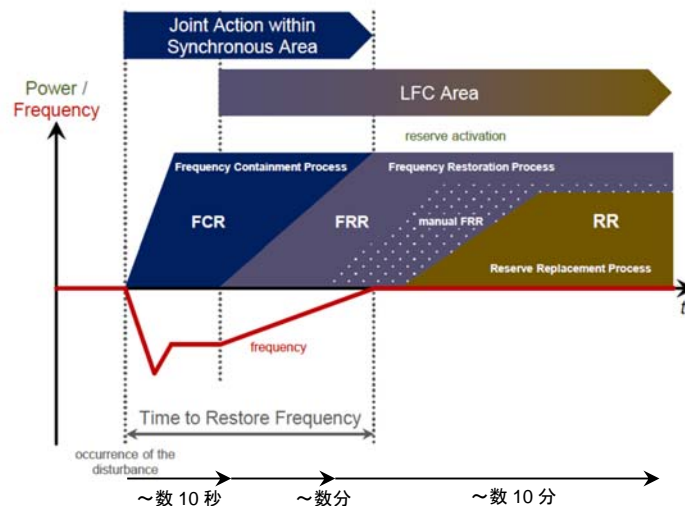


図 1.1 欧州における調整力の分類

出所：Supporting Document for the Network Code on Load-Frequency Control and Reserves, entsoe に筆者加筆

## 1.2 Power to Gas の用途

水電解の優れた動的応答性等の特徴を活用することにより、PtG は多様な系統サービスを

提供することができる(表 1.2)。PtG にはエネルギー貯蔵の機能があることから、水素製造・利用以外の用途の多くは蓄電池に共通する。

表 1.2 Power to Gas の用途

	用途	系統サービスの概要	製造水素の利用方法・特徴
短周期用途	a-1. 周波数調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>水電解による周波数調整力の提供</li> <li>常時運転しておき、発動時に投入電力の上げ下げを行う</li> <li>通常は水電解を停止させておき、上げが必要な場合にのみ、稼働させることも考えられるが、経済性は発動頻度に依存する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>水電解を常時系統に接続して最小限の電力を消費していることから製造される水素は CO<sub>2</sub> フリーではなく、系統の CO<sub>2</sub> 排出原単位に依存。</li> <li>水素の利用先は b-1 と同様であるが、LCCO<sub>2</sub> を踏まえた上での有用性の確認が必要</li> </ul>
	a-2. インバランス調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力需要や再エネ発電の予測と実績の乖離への対応</li> <li>基本的な運転方法は a-1 と同様</li> </ul>	
長周期用途	b-1. 再エネ長周期変動対応	<ul style="list-style-type: none"> <li>需給調整面(再エネ導入による下代不足)において再エネ余剰電力が発生する際に水電解を稼働させて水素を製造</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>製造される水素は CO<sub>2</sub> フリー</li> <li>水素を産業部門(エネルギー、原料)や運輸部門へ供給(合成メタンの場合は都市ガスインフラへ)</li> <li>水素発電や燃料電池による発電(re-electrification)もオプション⇒a-1 や a-2 への活用</li> <li>水素は長期貯蔵が可能であり、月・季節間及び地域間の再エネ電力融通の促進</li> </ul>
	b-2. 再エネの系統接続制約の緩和	<ul style="list-style-type: none"> <li>ローカルな系統接続制約による再エネ余剰電力から水素を製造する</li> <li>送配電網追加投資を繰延・回避</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>製造される水素は CO<sub>2</sub> フリーであり、b-1 と同様の利用先</li> <li>しかしながら、まとまった量の水素の確保が困難</li> </ul>
	b-3. 電力需要の負荷平準化	<ul style="list-style-type: none"> <li>ボトム時に水素を製造し、ピーク時に水素発電や燃料電池により発電する</li> <li>電源追加投資の繰延・回避</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>製造される水素は CO<sub>2</sub> フリーではない</li> </ul>
その他	c. 酸素製造	水電解プロセスで副生される酸素の販売	

まず、上述の通り水電解の動的特性から、短周期用途として系統周波数調整やインバランス調整が挙げられる(a-1, a-2)。運転方法は、水電解を常時系統に接続し、ある一定程度の電力を消費させ、系統運用者から要求される際に、水電解への投入電力を高速で上げ下げさせるものである。この場合、系統電力を消費していることから、水電解で製造される水素は CO<sub>2</sub> フリー<sup>2</sup>ではないことに留意が必要である。

次に、長周期用途として、再エネの余剰電力を活用した水素製造がある(b-1, b-2)。再エネの大規模導入に伴い発生する余剰電力(需給調整面での発生とローカルな系統接続制約面での発生)を水素に変換するが、長期貯蔵や Sector Coupling による他部門の低炭素化が図られる。この水素は CO<sub>2</sub> フリー水素である。

<sup>2</sup> CO<sub>2</sub> フリー水素の定義はまだ定まっていない。本研究では水素製造過程における CO<sub>2</sub> 排出量のみに着目し、水電解によって再エネから製造される水素は CO<sub>2</sub> フリー水素とする。

その他に、電力需要のボトム時に水素を製造しピーク時に水素を利用して発電を行うことで負荷平準化することもできる (b-3)。電解を利用した負荷平準化の事例は過去に我が国において見られる。1960年代半ばに昭和電工株式会社の川崎工場で、電力会社からの指令に応じて、電力需要が減少する工場の昼休み時間帯や深夜時間帯に電解装置を運転させ、電力消費が増加する13時から夕方にかけては停止させることで負荷平準化を行っていた[15]。ただし、この場合も水素はCO<sub>2</sub>フリーではない。

水素の製造に付随して製造される酸素の販売も PtG ビジネスの収益性を高める方策の一つである (c)。

PtG をこれらの用途に利用する場合の経済性に関する分析事例は数多く見られる。現在の高い水電解設備費では単一用途への PtG の活用は経済的ではないことから、多くの既往研究では、同時に複数の用途に PtG を利用することで、その経済性を高めることも検討されている。以下に主な既往研究例を簡単に紹介する。

水電解による短周期用途を例にとると、[16]では、負荷平準化と系統周波数調整サービスで水素製造コストを大幅に削減できるとしている。[17]では、水電解と燃料電池の組合せで再エネ出力変動に対応するシステムを検討している。ドイツを例にした分析において、風力発電出力の予測誤差の緩和と系統周波数調整サービスを組み合わせることで、PtG の経済性が成立することを示している。しかしながら、PtG の収益性はシステム設計や運転方法に大きく依存するとしている。[18]は、産業部門への水素販売と併せてアンシラリーサービスの提供によって PtG が商業化できるとしている。[19]では、天然ガス火力と PtG の組合せによって、風力発電の dispatchability (給電応答性) を最適化している。

長周期用途として、[20]は、再エネの系統接続制約の解消に向けて、送配電網増強と水電解設備導入の経済性を比較している。分析結果に基づくと、現状では送配電網増強の経済性の方が優れているが、水電解で製造された水素の販売による収益規模によっては PtG の経済性は改善されるとしている。[12]では配電システムへの水電解導入の経済性についてあまり高い評価はしていない。ただし、送配電網の整備状況や当該地域での再エネ導入規模は千差万別であることから、これらの分析結果の普遍化はできないことに留意が必要である。

なお、ドイツでは、水電解への投入電力をスポット市場から調達している例[21]がある。この事例では、スポット価格に連動して水電解の運転を制御している。つまり、スポット価格が安価な時間帯では水電解を高稼働させ、スポット価格が高い時間帯では水電解を低稼働もしくは停止させている。

一般に、水素製造コストは水電解の設備利用率と投入電力単価に大きな影響を受ける。したがって、水電解の設備利用率を高めるためには常時稼働が望ましいが、スポット価格が高い時間帯まで稼働させると水素製造コストを高める要因となる。一方、スポット価格

が安い時間帯のみの稼働では、安価な電力を調達できるものの水電解の設備利用率が低くなり水素製造コストを高める要因となる（図 1.2）。したがって、スポット価格の変動を踏まえた水素製造コストを最小化する最適な運転方法の特定も欧州で検討されている。

ただし、この方法には二つの点で注意が必要である。一つ目は製造される水素の CO<sub>2</sub> 排出係数である。限界費用がゼロである再エネが優先給電されるという前提に立つと、再エネ導入拡大に伴いスポット価格は低下してくることから、安価なスポット価格調達時には、調達電力に占める再エネの割合は大きいものの、水電解の稼働時間帯全体で見ると投入電力はゼロエミッションではないことから、製造される水素は CO<sub>2</sub> フリーではない（別途グリーン電力証書などの購入によって製造される水素を CO<sub>2</sub> フリー化する試みはある）。二つ目は、水電解の導入規模が大きくなれば電力需要が増加し、スポット価格の上昇要因につながる点である<sup>3</sup>。これらの課題があることから、この方法は CO<sub>2</sub> フリー水素を製造するという長期的な目的には整合しないものの、PtG（または水電解）の市場創成や市場規模拡大のための方策としては有益であると考えられる。

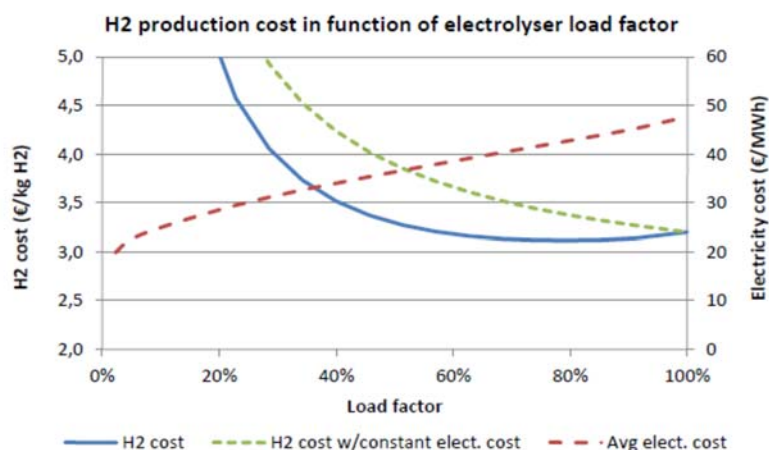


図 1.2 スポット電力調達による水素製造コストの試算例

出所：Power-to-gas, Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen, Hincio and LBST, 19 February 2016

注意：[21]の事例ではない。

## 2. Power to Gas のビジネスモデルと制度的課題

上述のように水電解には多様な機能・用途があるが、ここでは、再エネ導入拡大に伴う PtG の役割に焦点を置き、かつ可能な限り CO<sub>2</sub> フリー水素の製造を目指すという観点に基づき、考えられる幾つかのビジネスモデルを考察する。図 2.1 に幾つかのビジネスモデルを図示する。以下では、各ビジネスモデルの特徴とその実現に向けた制度的課題を整理する。

<sup>3</sup> ただし、基本的には水電解導入ニーズは再エネ導入規模に連動して大きくなることから、水電解導入規模が大きい状況では再エネ導入規模も大きいはずであり、スポット価格を押下げる要因になるという、見方もある。

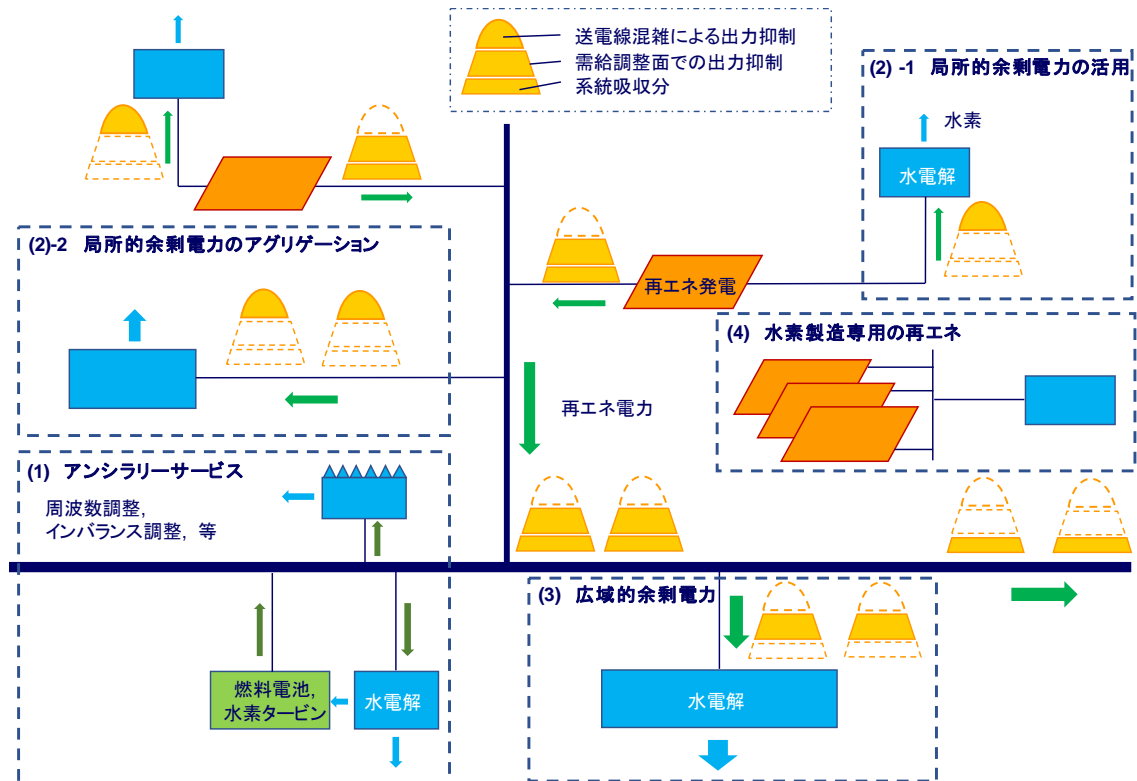


図 2.1 Power to Gas のビジネスモデル

注：電気の流れはあくまでイメージである。

## 2.1 ビジネスモデル

### (1) 周波数調整力の提供

表 1.2 に示したように、水電解を調整力の提供に利用する場合は、CO<sub>2</sub>フリー水素は得られないが、後述する余剰電力の活用との組合せを検討するためビジネスモデルに含める。

提供できる調整力の種類（応答時間や継続時間など）にも依存するが、国内外で蓄電池やデマンドレスポンス（DR）が調整力市場で落札できていることから[22][23][24]、水電解にも可能性があると考えられる。調整力市場における PtG のあり方は、市場参加の技術的要件として、同一技術から上げ調整力と下げ調整力の両方（symmetry）の提供が可能でなければならないか、若しくは単一のみ（asymmetry）の提供でも構わないかに影響を受ける。

水電解はあくまで電力消費機器であることから、上げ調整力と下げ調整力の両方の提供が要件となる場合は、水素貯蔵タンクと燃料電池の併設によって、蓄電池と同様のエネルギー貯蔵としての機能（充電と放電）を具備させることが必要となる。しかしながら、この場合は設備費が大きくなり、蓄電池の経済的優位性の方が高いと考えられる。また、製造された水素のうち外販できる水素の量は限定的となる。一方、DR として水電解を常時系統に接続して最小限の電力を消費しつつ、系統運用者からの要求に応じて消費電力を上げ下げすることもオプションの一つである。この場合は、燃料電池は不要である。ただし、



製造される水素はCO<sub>2</sub>フリーではない。

上げ調整力のみでの提供が認められる要件の場合は、水電解を通常は停止または再エネ余剰電力消費の状態にしておき、系統運用者からの要求に応じて消費電力を増加させる。この場合、調整力発動の頻度にも依存するが、CO<sub>2</sub>フリーに近い水素を製造できる。下げ調整力のみでの提供の場合の運転方法は、上げ調整力と下げ調整力の両方の提供が要件となる場合におけるDR方式と大きく変わらない。また、一般に上げ・下げ調整力の両方を提供する方の収益が高いため、下げ調整力のみでの提供はあり得ない。

欧米主要国で先行する調整力市場の整備に向けた動きは我が国においても進んでいる。電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針に基づいて、2016年10月から一般送配電事業者による調整力の公募が実施されている(2017年度向けと2018年度向け公募が実施済み)。また、調整力のより効率的な調達・運用を目的に、2021年度からは需給調整市場が創設される予定である。現在の調整力公募においては、応動時間や継続時間等に応じて、6つの募集区分(電源I-a、電源I-b、電源I'、電源II-a、電源II-b、電源II)に分類されているが、2021年度から運用開始予定の需給調整市場では、一次、二次①、二次②、三次①、三次②の5つの調整力区分の各々で上げ調整力と下げ調整力が個別に調達される予定である(表2.1)。水電解はこれらの調整力に要求される応動時間や継続時間に対応できることから、最低入札量の要件をクリアすれば多くの調整力商品へのエントリーが技術的には可能である。

調整力の必要量は、現在のところ最大電力需要の7%程度(約1,000万kW)であるが、出力変動型再エネの導入量増大に伴い、将来的に拡大する可能性はある。しかしながら、調整力は入札によって調達されることから、水電解は、当然のことながら、火力発電、蓄電池、他のDRなどとの競合がある点に留意が必要である。

表 2.1 需給調整市場における商品の要件 (2021年度運用開始予定)

	一次・二次調整力(GF・LFC※ <sup>1</sup> )		二次調整力② (EDC※ <sup>2</sup> -H)	三次調整力① (EDC※ <sup>2</sup> -L)	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)	二次調整力① (LFC※ <sup>1</sup> )			
指令・制御	—	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
回線※ <sup>3</sup>	—	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※ <sup>4,5</sup>	45分以内
継続時間	5分以上※ <sup>4</sup>	30分以上※ <sup>5</sup>	30分以上	商品ブロック時間(4時間)	商品ブロック時間(4時間)
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の GF幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 機器性能上の LFC幅を上限とする	5分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	15分以内に 出力変化可能な量とし、 オンラインで調整可能な 幅を上限とする	45分以内に出力変化可 能な量とし、オンライン (簡易指令システムを含 む)で調整可能な幅を上 限とする
最低入札量	5MW※ <sup>6</sup>	5MW※ <sup>6</sup>	5MW※ <sup>6</sup>	5MW※ <sup>6</sup>	1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
応札が想定され る主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
商品区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

出所：電力広域的運営推進機関 需給調整市場検討小委員会第3回資料, 2018年4月

## (2) ローカルな余剰電力の活用

ローカルな系統接続制約によって、発電機会を失う再エネ発電設備からの余剰電力から水素を製造するモデルである。この場合のメリットは、送配電網増強を回避しつつ再エネ導入拡大を図る点にある。課題は個々の再エネ発電設備からの余剰電力規模が小さいことである。また、近隣に水素需要家が存在しなければ水素輸送にコストがかかる。

経済性に関しては、再エネ発電設備に直接水電解を接続することで当該再エネ発電設備からの余剰電力の調達には託送料金がかからないことから、安価な電力を調達できる可能性があり、水素製造コストを削減できるメリットがある。一方で、余剰電力規模が小さいことから水電解の設備利用率が低く水素製造コストを押し上げるというデメリットもある。

このような小規模・分散型水電解の水素製造コストを削減する対策として、アグリゲーションが考えられる。アグリゲーションによってまとまった量の余剰電力を調達できることから水電解の設備利用率は改善されるが、送電線を利用することになるので余剰電力の購入に託送料金が発生するため、電力調達価格が高くなるというデメリットがある。

また、欧州と同様に我が国でも、系統接続制約の解消に向けて、送電線の増強ではなく、まずは既存の運用ルールを見直す動きがあり、想定潮流の合理化、N-1 電制 (N-1 故障時瞬時電源制限)、ノンファーム (Non-firm) 型接続等、日本版コネクト&マネージが部分的に2018 年度から導入される予定である。これらの対策が実施されれば、再エネの接続量が増加しても余剰電力量は削減 (若しくは増加が抑制) されることから、大規模な水素製造量は期待できないかもしれない。

ローカルな余剰電力を活用した水素製造の可能性は、このような再エネの系統接続に関する制度設計の動向のみならず、当該地域での水素需要の多寡にも大きな影響を受ける。ローカルな個別事情に応じた、PtG 実現可能性の検討が必要となる。

## (3) 広域的余剰電力の活用

ローカルな系統接続制約を越えても、広域的には需給バランス制約によって再エネ余剰電力が発生する。この余剰電力を活用して水素を製造する。製造される水素は CO<sub>2</sub> フリーである。ローカルな余剰電力利用の場合と比べて、大規模でまとまった余剰電力を調達できる可能性が高いことから、水電解の高い設備利用率が期待できる。ただし、それでも、再エネ導入規模が小さく余剰電力が小規模の場合は、水電解の設備利用率が低いことに留意が必要である[25]。また、余剰電力を直接購入できたとしても、現在の制度では託送料金が付加される。なお、(5)で後述するように、周波数調整力の提供との併用が考えられる。

## (4) 水素製造専用の再エネ

これは、系統に接続しない再エネであり、水素製造専用建設する。地理的制約によってローカルな送電線の建設が難しい、可能であったとしても長い時間がかかる等の制約が

ある場合に、水素製造用に再エネ設備を建設するという概念である。将来的には、洋上風力ファームの電力を一括して水電解に投入し水素を大量に製造することも考えられる。

この考えには、出力変動型再エネ導入による系統への影響を完全に回避しつつ大規模水素製造基地を建設するという背景もある。ただし、再エネコストの十分な低下が大前提となり、長期的な視点が必要であることは言うまでもない。

## (5) 周波数調整力の提供と広域的余剰電力の活用の組み合わせ

周波数調整力の提供と広域的余剰電力の活用を組み合わせることで、水素製造の経済性を高める方策である。水電解を特別高圧系統等に接続させ周波数調整力を提供することで対価を得つつ、余剰電力から水素を製造する。調整力発動と余剰電力発生タイミングが重なる場合の対応に関する課題はあるが、調整力提供による収益増により、水素製造コストを削減できる可能性がある。このビジネスモデルの経済性については、次章で分析を行う。

## 2.2 制度的課題

PtGの実証が進む欧州では、関係機関・団体が、その社会実装に向けて現状の関連制度においてクリアにしなければならない課題を整理し制度改革に関する提言を行っている[26][27][28]。ここでは欧州における課題を簡単に整理して、今後の我が国における制度設計への示唆とする。

表 2.2 EUにおけるPtG社会実装に向けた主な制度的課題

関連分野	課題
電力	<ul style="list-style-type: none"> <li>調整力市場において“上げ調整力”と“下げ調整力”の個別提供が可能な制度か</li> <li>電力貯蔵技術に対して託送料金は免除されるか</li> <li>PtGで製造されたガスが発電によって電力系統に戻されない場合は電力貯蔵と見なせるか</li> </ul>
ガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>アンバンドリングの強化によってガス生産事業者とガス貯蔵事業者は分離されているが、製造と貯蔵の両方の機能を持つPtG事業者はどう分類されるのか</li> <li>ガス品質基準の域内の統一化（水素やSNG*の天然ガスネットワークへの混入）</li> </ul>
再エネ	<ul style="list-style-type: none"> <li>PtGによって製造されるガスや液体燃料は再エネとして認められるか</li> <li>PtGによって製造されるガスや液体燃料は再エネ導入目標にカウントできるか</li> <li>バイオマスの持続可能性基準（本基準は本来“エネルギー”を対象としていることから、SNG*製造で利用するバイオマス由来の“カーボン”は対象となるのか）</li> <li>Guarantee of Origin (GO)：水素等の再エネガスも対象となる。ただし、GOの認証有効期限の問題があり、長期貯蔵の場合に不利になる可能性がある。</li> </ul>

\*：Synthetic Natural Gas（合成メタン）を指す。

PtGはその技術的特性上、電力需要家、アンシラリーサービスプロバイダー、エネルギー貯蔵サービスプロバイダー、発電事業者、ガス製造・供給事業者、ガス貯蔵事業者等、多様なプレーヤーに分類することができるため、関連する制度・法規は、EU電力指令、EU電力市場規制、EUガス指令、EUガス市場規制、EU再エネ指令等と多岐にわたる。これらの関連制度の一部は、2009年のThird Energy Packageから2016年のClean Energy For All

Europeans Package (“Winter Package”) への修正に伴い変更され、例えば PtG との関連性が強いエネルギー貯蔵に関しては、その重要性を欧州委員会が初めて言及したものの[29]、各制度における PtG の定義や位置付け (PtG 設備の所有・運営や製造ガスの定義等) は不明瞭なままである。主な課題を表 2.2 に整理する。

## (1) 電力事業関連

### 1) 調整力市場設計

上述 (2.1 の(1)) のように、調整力市場への PtG の参加を促進するためには、上げ調整力か下げ調整力のどちらか一つのみの提供を認める要件が望ましい。欧州では、調整力市場への参加要件は国によって多様であり、上げ調整力・下げ調整力の個別参加が可能な国・商品区分が存在する。我が国では、表 2.1 に示す現在の案の通り、上げ調整力と下げ調整力の個別調達が認められれば PtG の参加を促進することができる。

### 2) 託送料金制度

次に課題となるのは託送料金制度であるが、PtG を含むエネルギー貯蔵技術全般に関連する。再エネ導入拡大に伴いエネルギー貯蔵技術の必要性が高まるが、エネルギー貯蔵技術の充放電電力に託送料金が課せられれば経済性は悪化する。一般に、託送料金は系統利用に係る料金であることから、利用者全てで負担することが原則であり、エネルギー貯蔵技術も系統利用者に含まれることから負担すべきであるとの考えがベースにある。一方で、エネルギー貯蔵技術は電力を消費しているわけではない (ただし充放電ロス分を除く) ことから託送料金を課すのは不自然であるとの考え方もある。エネルギー貯蔵技術に対して託送料金が課せられるか否かによって、エネルギー貯蔵技術の経済性は大きく左右し、再エネ導入拡大にも影響を与える。

欧州電力系統運用者ネットワーク (ENTSO-E) [30]に基づく、現在、エネルギー貯蔵技術に対する託送料金制度は国によって異なる。対象となるエネルギー貯蔵技術はほとんどが揚水発電のみであるが、オーストリアとスペインは揚水発電に対して特別託送料金、ドイツ、イタリア、セルビアは揚水発電に対して託送料金の免除 (ドイツは条件付きで 10 年間)、フランスは産業部門需要家においてエネルギー貯蔵技術を有する場合に託送料金の割引などの制度を導入している。

たとえエネルギー貯蔵技術に対する託送料金免除が適用されたとしても、Power to Power が原則である揚水発電や蓄電池とは異なり、PtG は製造したガスを発電に利用 (Power to Gas to Power : re-electrification) するとは限らない (運輸部門や天然ガスネットワークでも利用できる) ので、解釈が複雑になる。なお、ドイツの法的枠組みにおいては、PtG において製造されたガスが発電に利用されなくても、PtG は揚水発電と同様に託送料金免除の対象となるとの解釈[26]もある。

我が国では、揚水発電の揚水動力のロス以外に対しては託送料金が免除されているが、

今後導入拡大が予想される蓄電池に対してどのような制度設計を行うかが課題となる。その際同時に PtG についても議論が求められる。

### 3) その他課税制度

その他に、PtG 事業者に対する課税免除も検討課題である[31]。例えば、再エネ FIT 賦課金の免除がある。我が国の FIT 賦課金は電力多消費産業に対して条件付きで免除措置がある。PtG 事業者は水電解が主要な装置であることから電力多消費産業になる。

#### (2) ガス事業関連

アンバンドリングを進めている EU では、ガス指令の元、生産者、輸送事業者、貯蔵事業者等に分離されており、例えばガス貯蔵設備の資産は輸送部門や生産部門から分離される。PtG にはガスの製造、貯蔵、供給の機能があるが、製造事業者に位置付けられると貯蔵という行為ができなくなる。逆に貯蔵事業者は PtG の製造設備を保有することができない。PtG 事業においては少なくともガスの製造と貯蔵を一体化することの方が効率的と考えられることから、定義の整理が必要になる。また、PtG のガス貯蔵はエネルギー貯蔵であり、電力指令の範疇の電力貯蔵とも関連することから、整理が必要となる。我が国においても、ガス事業のシステム改革の進展と共に、PtG の位置付けに関する議論が必要になってくる。

また、欧州ではガス品質基準が国によって異なることから、PtG によって製造される水素や合成メタンの既存ガスネットワークへの注入の円滑化のため、その統一化が必要とされている。

#### (3) 再エネ事業関連

##### 1) PtG の定義

2015 年の EU 改正再エネ指令では、再エネの分類に“非バイオ由来の再エネ気体・液体運輸用燃料” (*renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin*) が追加されており、原則として PtG (及び Power to Liquid) によって製造されるガス・液体燃料はこの分類に当てはまる。また、2016 年の Clean Energy For All Europeans Package における改正再エネ指令においても、PtG によって製造されるガス・液体燃料は再エネとして見なすことができ、再エネ導入目標値にカウントされる[32]。ドイツでは、2018 年 1 月から、FQD (Fuel Quality Directive : 燃料品質指令) における GHG 削減目標値に、PtG によって製造される再エネガス・液体燃料もカウントできるようになっている[33]。水電解で再エネ電力を利用する限りにおいては、PtG によって製造されるガスや液体燃料を再エネとして認めることに大きな課題は見受けられない。

PtG によって製造されるガスや液体燃料には水素のみならずカーボンニュートラルメタン (CN メタン) も含まれる。CN メタンの場合は、水電解で製造された水素と CO<sub>2</sub> を合成 (メタネーション) させる。CN メタン利用時には CO<sub>2</sub> が排出されるが、メタネーション時

に回収される CO<sub>2</sub> と相殺することから、利用 CO<sub>2</sub> 起源に依存せず 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[34]。欧州で議論になっているのは、CO<sub>2</sub> がバイオマス由来の場合である。EU ではバイオマスに対して、GHG 排出量や適正な土地利用等を規定した持続可能性基準が設定されており、この基準を満たさなければ再エネとして認められない。CN メタンの場合は、バイオマスの“エネルギー”を利用するのではなく“カーボン”を利用するので、この基準の適用を受けるかどうか不明瞭である。

また、再エネの GO (Guarantee of Origin) に関しては、GO 証書の有効期限の問題がある。再エネの長期貯蔵がメリットの一つである PtG の場合、長期間貯蔵後にガスを利用する場合、GO 証書の残存有効期限が短くなるデメリットを避ける仕組み作りが必要となる。

我が国においては、今後、PtG によって製造されるガスや液体燃料の基準・規定に関する議論が必要となる。

## 2) 出力抑制補償制度

再エネの出力抑制に対する補償制度がある限り、PtG による水素製造は拡大しない[26]。再エネ事業者の立場からは、出力抑制電力が補償されるのであれば、PtG 事業者へ販売する必要性が無いからである。出力抑制補償制度を廃止することで PtG 事業者が再エネ余剰電の受け皿となるように促すことが必要である。ただし、再エネの自立的普及の時期を見極めることが大事である。補償制度がない、PtG 事業者は余剰電力を引き取らない（安価でない）という状況では、再エネへの投資は進まない。

## (4) その他

欧州では、PtG によって製造された水素の利用先の有力な候補として石油精製が挙げられている。FQD により石油精製では CO<sub>2</sub> 排出削減目標が設定されておりバイオ燃料で対応している。同時に、脱硫等で必要な水素を天然ガスから製造しており、PtG からの水素で代替することで大幅な CO<sub>2</sub> 排出削減が見込める。ただし、そのためには、PtG からの水素の環境性評価制度の確立が必要であり、CertiHy プロジェクト[35]（水素の CO<sub>2</sub> 排出量認証に関する EU のプロジェクト）の進捗度合いが注目される。

### 3. 調整力提供による水素製造コストの削減効果

ここでは、余剰電力の利用のみの場合と、余剰電力の利用に併せて調整力の提供を行うビジネスケースを想定し、水素製造コストの比較を行う。

#### 3.1 想定するビジネスケース

図 3.1 に 3 つのビジネスケースを示す。余剰電力の利用のみのケース A、余剰電力の利用に併せて上げの調整力を提供するケース A+B1、上げと下げの調整力を提供するケース A+B2 である。ケース A の場合は、安価な余剰電力を調達できるものと仮定する（ただし託送料金は必要）。ケース A+B1 も同様であるが、上げ調整力を提供することによる収益が見込まれるため、水素製造コストが削減される。ケース A+B2 の場合は上げと下げの調整力を提供するため、ある一定程度の電力消費が常時伴う。したがって、余剰電力の利用のみの場合と比較すると設備利用率が改善される。しかしながら、安価な余剰電力と併せて、通常の電力料金での電力調達も必要となる。製造される水素は CO<sub>2</sub> フリーではない。なお、分析の単純化のため、調整力提供と余剰電力利用の時間帯は重ならないものと想定する。

また、全てのケースにおいて酸素販売の収益による水素製造コスト削減効果も分析する。

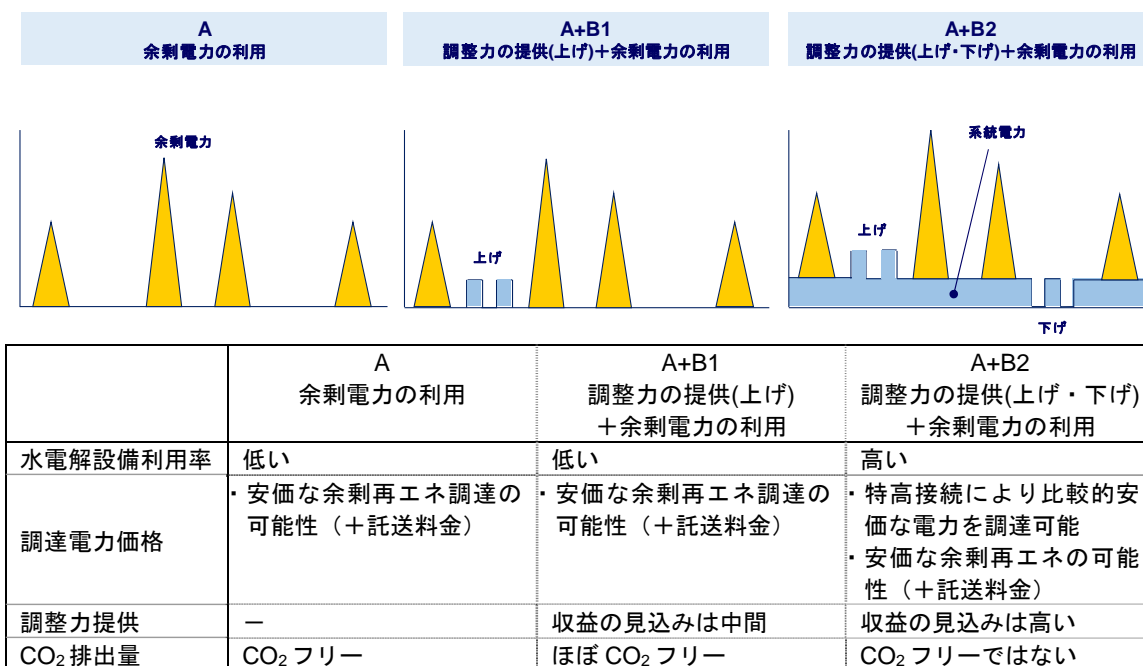


図 3.1 ビジネスケースの概要

#### 3.2 前提条件と試算結果

試算の前提条件を表 3.1 に示す。水電解の設備費は将来的な目標値を採用している。調整力の価格は、今後の市場設計のあり方、再エネ導入規模、入札における競合技術の価格等によって影響を受けるため、予測することは難しい。したがって、本研究では 2017 年度の

調整力公募の入札結果における募集容量 (kW)、容量価格 (円/kW)、上げ・下げ調整力の電力量 (kWh)、上げ・下げ指令価格 (円/kWh) から、提供調整力 kW あたりの年間収益 (円/kW/年) を想定した。

表 3.1 試算の前提条件

共通	水電解水素製造原単位	4.5	kWh/Nm <sup>3</sup>
	水電解設備費*1	250,000	円/(Nm <sup>3</sup> /h)
	水電解運転管理費	4%	×水電解設備費/年
	稼働年数	20	年
	酸素販売価格*2	~5	円/Nm <sup>3</sup> -O <sub>2</sub>
	水電解投入電力単価 (余剰電力)*3	6	円/kWh
A+B2	水電解投入電力単価 (余剰電力以外)*4	10	円/kWh
A+B1	調整力 (上げ) 提供による年間収入*5	~5,000	円/kW/年
A+B2	調整力 (上げ+下げ) 提供による年間収入*5	~10,000	円/kW/年
A+B1	水電解定格容量に対する提供調整力 (上げ) の割合*6	50%	
A+B2	水電解定格容量に対する提供調整力 (上げ・下げ各々) の割合*6	33%	

\*1: 「CO2フリー水素ワーキンググループ報告書 WG」2017年3月、「水素基本戦略」2017年12月の目標と同レベル

\*2: 「生産動態統計」から酸素販売価格は約9円/Nm<sup>3</sup>-O<sub>2</sub>である。水電解によって製造された酸素を販売するためには圧縮・輸送等が必要であることから、ここでは5円/Nm<sup>3</sup>-O<sub>2</sub>を想定する。

\*3: 余剰再エネ4円/kWhと想定し、特別高压の託送料金2円/kWhと合わせて6円/kWh

\*4: 現在の特別高压水準 (電力・ガス取引監視等委員会 電力取引の状況 (電力取引報結果) から推計。

\*5: 電力・ガス取引監視等委員会「一般送配電事業者が指令をした調整力の電力量 (kWh) 価格」の2017年度実績の上げ・下げ指令価格 (円/kWh) と上げ・下げ調整力の電力量 (kWh) 及び制度設計専門会合第16回資料の入札価格 (円/kW) と募集容量 (kW) から推計。電源Ⅰには容量価格 (円/kWh) があり電源Ⅱにはないが、容量価格の総額を電源Ⅰと電源Ⅱの合計の募集容量で除することで平均の容量価格を算出した。したがって、容量価格は過小評価である。また、募集された電源等の全てが上げ・下げの発動に応じる訳ではなく、kWh単価が安い順 (メリットオーダー) で利用される。実際に発動に応じた設備容量は不明であることから、全ての電源Ⅰと電源Ⅱが平均的に発動に応じたものとして、発動時間を推計した。したがって、発動時間も過小評価である。発動時間に上げ・下げ指令価格 (円/kWh) を乗じて、容量価格を加えることで、提供調整力 kW あたりの年間収益を求めた。その結果、上げ・下げ両方の調整力提供の場合は、4,200円/kW/年、下げ (DR の場合の上げ) のみの調整力の提供の場合は2,400円/kW/年となった。本研究では、倍程度の10,000円/kW/年、5,000円/kW/年を上限として想定した。

\*6: 余剰電力最大出力つまり水電解設備容量の50%相当を想定。上げ調整力の場合の水電解の設備容量を100とすると、上げ・下げ調整力の両方の場合、提供調整力は上げと下げ各々50であり、水電解の設備容量は150となる。したがって、50/150=33%となる。

図 3.2 に上げ調整力提供及び酸素販売による水素製造コスト削減効果の試算結果を示す。水電解の設備利用率が10%の例を見ると、余剰電力の利用のみのケースでは水素製造コストは50円/Nm<sup>3</sup>を上回っているが、上げ調整力の提供により10円/Nm<sup>3</sup>強の製造コスト削減効果が見られる。さらに酸素販売によって2.5円/Nm<sup>3</sup>削減され37円/Nm<sup>3</sup>となる。

調整力の規模は水電解の設備容量に比例するが、一方で設備利用率が高くなるにつれて (図 3.2 の10%⇒30%⇒50%) 水素製造量が多くなるため水素製造量あたりで得られる調整力提供による収益は小さくなる。ただし、設備利用率が30%の場合で、調整力の提供と酸素販売を踏まえた水素製造コストが我が国の目標である輸入水素の目標 CIF 価格 30円/Nm<sup>3</sup>を下回ることがわかる。



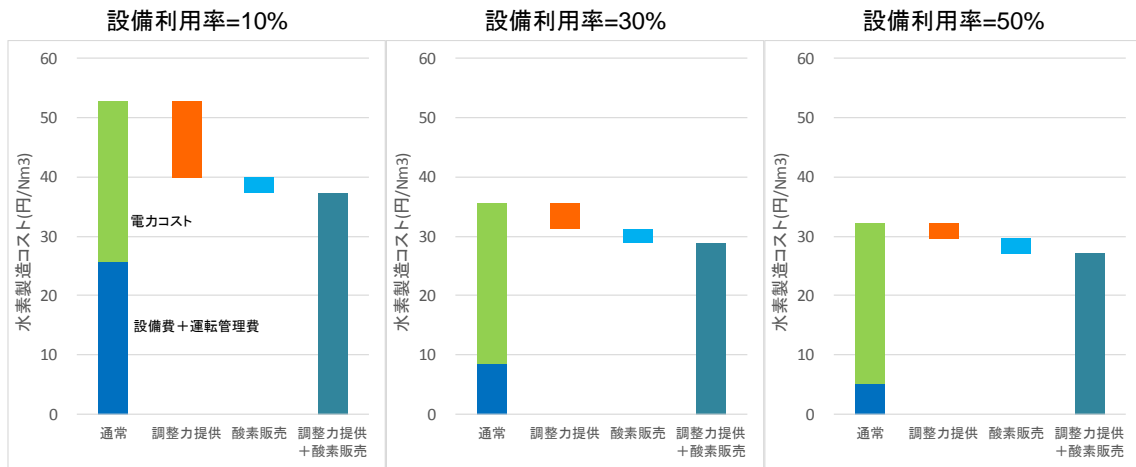


図 3.2 上げ調整力提供（ケース A+B1）及び酸素販売による水素製造コスト削減効果

注：実際には上げの調整力提供によって水電解の設備利用率は向上するが、その規模は小さいと仮定し、設備利用率は不変としている。

注：“通常”は余剰電力の利用のみのケース A を指す。

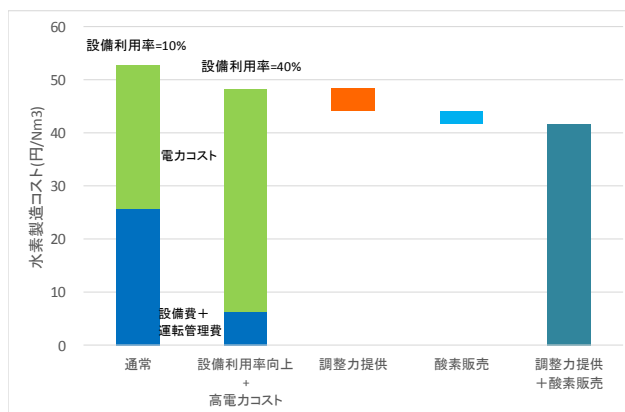


図 3.3 上げ・下げ調整力提供（ケース A+B2）及び酸素販売による水素製造コスト削減効果

注：“通常”は余剰電力の利用のみのケース A を指す。

図 3.3 には、上げ・下げ調整力提供及び酸素販売による水素製造コスト削減効果の試算結果を示す。余剰電力の利用のみのケース A で設備利用率が 10%の場合を基準にしている。ケース A+B2 の場合は、上げ・下げの調整力提供のために水電解は常時稼動していなければならないが、設備利用率が高くなるが、余剰電力以外の高い電力を購入しなければならないことから、電力コストが高くなり、水素製造コスト削減効果は小さい。しかしながら、上げ・下げの調整力を提供しつつ、酸素販売も行うことで、40 円/Nm<sup>3</sup>程度まで水素製造コストを削減できる。

#### 4. 余剰電力活用における再エネ事業者と Power to Gas 事業者の協調

余剰電力からの水素製造においては、余剰電力の価格が水素製造コストに大きな影響を与える。3章で実施した PtG ビジネスケースの水素製造コスト削減効果の検証においては、余剰電力の価格は想定である。しかしながら、実際には余剰電力がどの程度の価格で取引されるかは不明である。再エネ事業者にとっては余剰電力の価格は高いほうが望ましいが、PtG 事業者の観点からは可能な限り安価で余剰電力を調達したいと考える。

したがって、本章では、再エネ事業者と PtG 事業者の両方の立場を踏まえ、望ましい余剰電力の取引形態について考察する。

##### 4.1 余剰電力の取引形態

再エネの余剰電力からの水素製造を検討する場合、出力抑制への補償制度がボトルネックになることは2.2で述べた。したがって、ここでは、長期的な観点から出力抑制補償制度が廃止されている状況を想定する。このような状況下においては、再エネ事業者は余剰電力を PtG 事業者に販売することで、少しでも出力抑制による損失を補填しようとする。一方、PtG 事業者にとっては、主に水電解の設備利用率と市場が求める水素価格から逆算される水素製造コストに基づき、許容できる余剰電力買電価格を決定する。つまり、目標となる水素製造コストを実現させるためには、水電解の設備利用率が高い場合は高い余剰電力価格でも許容できるが、設備利用率が低い場合は余剰電力価格は低くなければならない。



	A (PtGによる余剰電力全ての引取り)	B (PtGによる余剰電力の一部の引取り)	C (余剰電力の価値0)
PtG 事業者の視点	<ul style="list-style-type: none"> <li>設備利用率が低いので要求余剰電力価格（水電解投入）は低くなる。できれば0円/kWhで調達したい。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A より設備利用率が高くなるので要求余剰電力価格（水電解投入）は高めでも許容できる。</li> </ul>	—
再エネ事業者の視点	<ul style="list-style-type: none"> <li>全ての余剰電力を引き取ってもらえるが、余剰販売価格は低めに抑えられる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>余剰電力の一部しか引き取ってもらえないが、余剰販売電力は高めに設定できる。</li> <li>一方、残りは捨電により損失</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力抑制＝捨電なのでありえない。再エネへの投資は進まない。</li> </ul>

図 4.1 余剰電力の取引形態

ここで、考えられる余剰電力取引形態は、図 4.1 のケース A かケース B である。ケース C は余剰電力価格が全て捨電される状況であり再エネ事業への投資は進まないことから、非

現実的な姿である。ケース A は余剰電力の全てを PtG 事業者が引き取るケースであるが、PtG 事業者から見ると、水電解設備利用率が低くなることから、目標とする水素製造コストを達成するために許容できる余剰電力価格は低くなる。一方、再エネ事業者から見ると、余剰電力の全量を PtG 事業者に取り取ってもらえるが、余剰電力価格は低めに抑えられる。ケース B では、ケース A と比較して水電解装置の設備利用率が高くなることから PtG 事業者にとって高めの余剰電力価格でも許容できる。再エネ事業者から見ると、余剰電力の一部しか引き取ってもらえないが、余剰電力価格は高めに設定できるというメリットはある。ただし、残りは捨電（出力抑制）せざるを得ず損失となる。

したがって、再エネ事業者にとって、PtG 事業者に取り取ってもらえる余剰電力量 (kWh) と PtG 事業者が許容する余剰電力価格 (円/kWh) の間にトレードオフの関係があり、両者の積で表される余剰電力のコスト回収規模 (図 4.2 の RecS) が最大になる状況、つまり再エネ事業者にとって最適なケースが存在するものと考えられる。

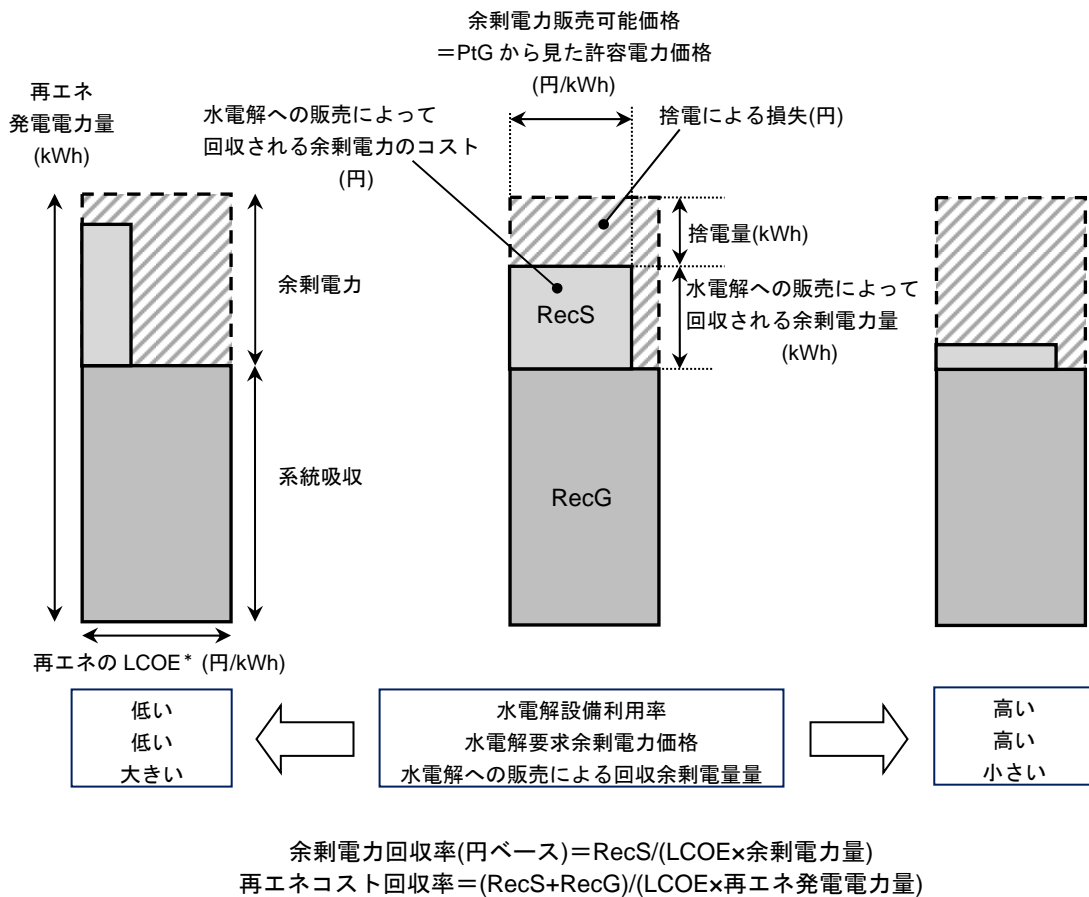


図 4.2 PtG 事業者への余剰電力販売による再エネコスト回収の概念

注：正確には LCOE ではなく販売単価であるが、コスト回収という観点から LCOE を考える。また、販売単価は FIT 制度や卸電力市場の状況に依存し、想定によって大きく変わることから、LCOE をベースに検討することは合理的である。また、議論の単純化のため余剰電力調達にかかる託送料金は免除されるものと仮定している。

## 4.2 最適な余剰電力取引形態の特定

そこで、図 4.3 に示すように、余剰電力最大出力に対する水電解設備容量（投入電力ベース）を比水電解設備容量と定義し、これを変数として最適ケース（図 4.2 における余剰電力回収率または再エネコスト回収率を最大にするケース）を特定する。

$$\text{比水電解設備容量} = \text{水電解設備容量(kW)} / \text{余剰電力最大出力(kW)}$$

図 4.3 から明らかなように、比水電解設備容量が小さいほど、水電解の設備利用率は高くなる。図 4.4 には、比水電解容量を変数とした水電解設備利用率を示す。ここで、余剰電力の発生規模を示す余剰率に応じたシナリオを想定する。余剰率は以下のように定義する。

$$\text{余剰率} = \text{余剰電力量(kWh)} / \text{本来発電できたであろう発電電力量(kWh)}$$

なお、本研究では再エネは太陽光発電のみを対象としている。目標水素製造コストを 30 円/Nm<sup>3</sup>（「水素基戦略」における輸入水素 CIF 価格目標）に設定し（水電解の仕様は表 3.2 参照）、この水準を達成するために PtG 事業者が求める余剰電力の価格を示したのが図 4.5 である。余剰率が 10% の場合は、比水電解容量が 20% を超えると設備利用率（図 4.4）の低下により価格がマイナスになる。つまり、余剰電力の引き取りに対して報酬がなければ PtG 事業は成立しないことを意味する。余剰率が大きく（余剰電力の規模が大きくなるにつれて、水電解の設備利用率が高くなることから、高い余剰電力価格でも PtG 事業者は許容できるようになる。なお余剰率が 50% のシナリオにおいて、PtG 事業者が求める余剰電力価格は、比水電解容量が 50% の場合で 4 円/kWh 弱となる。

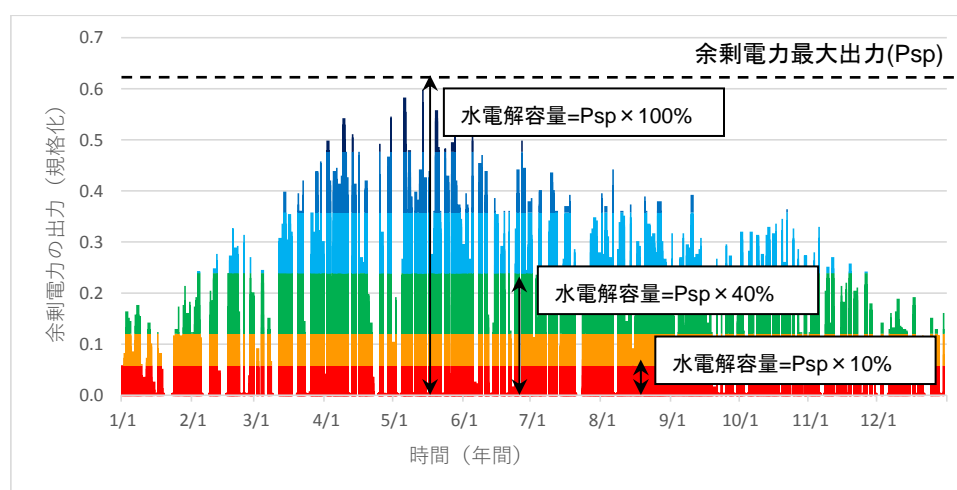


図 4.3 太陽光発電余剰電力出力に対する水電解設備容量の設定

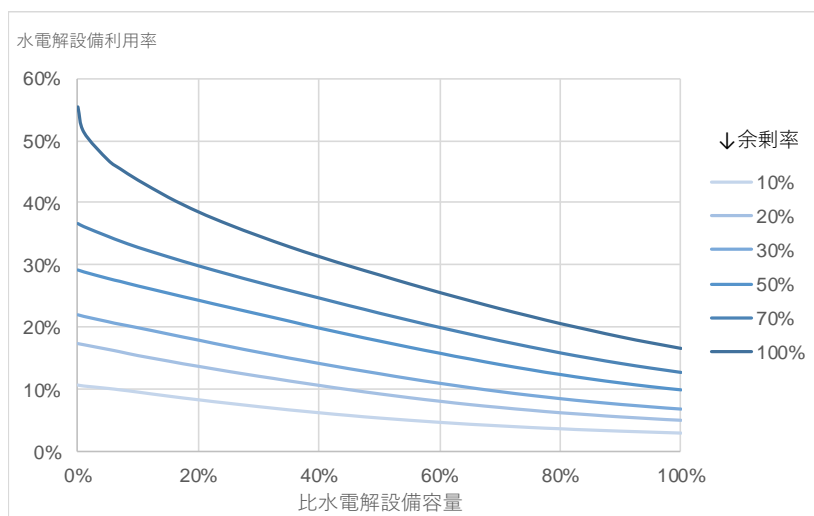


図 4.4 比水電解設備容量と水電解の設備利用率

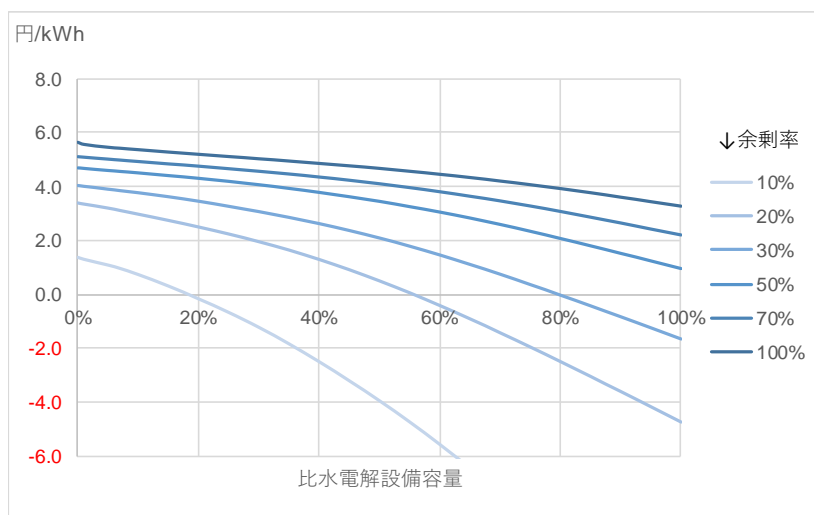


図 4.5 水電解が要求する余剰電力単価（目標水素製造コスト＝30 円/Nm<sup>3</sup>）

注：水電解の技術仕様に関しては、表 3.2 参照。

図 4.6～図 4.7 には、余剰率シナリオ別の最適な余剰電力取引形態に関する試算結果を示す。ここでは、太陽光発電の LCOE=4 円/kWh を想定している（図 4.5 から、水電解要求価格の上限は約 6 円/kWh）。余剰率 10% のシナリオ（図 4.6 の左図）では、余剰電力量が小さいことから、最適なケースは比水電解設備容量が 8%（中段図）とかなり小さく、水電解が求める余剰電力価格も 0.9 円/kWh とかなり低めに抑えられる。したがって、水電解によって回収できる余剰電力量の割合は 27%、回収できるコストの割合は 6% に留まる（下段図）。売電と水電解への販売によるコスト回収率は 91% で、売電でのコスト回収率 90%（100% - 10%）と大きな差は無い。

余剰率（余剰電力規模）が 30% になると（図 4.6 右図）、最適なケースは比水電解設備容

量が 36% (中段図) と比較的大きくなり、水電解が求める余剰電力価格も 2.8 円/kWh まで許容できるようになる。水電解によって回収できるコストの割合は 55% まで上昇する (下段図)。ただし、水電解要求電力価格 2.8 円/kWh は太陽光発電の LCOE 4.0 円/kWh より低いことから、売電と水電解への販売によるコスト回収率は 87% に留まる。

余剰率が 70% まで拡大すると (図 4.7 左図)、最適なケースは比水電解設備容量が 56% (中段図) と更に大きくなり、水電解が求める余剰電力価格も 3.9 円/kWh と太陽光発電の LCOE 4.0 円/kWh とほぼ同等水準まで許容できるようになる。水電解によって回収できるコストの割合は 91% まで上昇する (下段図)。売電と水電解への販売によるコスト回収率は 93% まで回復する。

次に、特異なケースとして余剰率 100%、つまり太陽光発電を水素製造専用利用する (系統に接続しない) 場合を見る (図 4.7 右図)。最適なケースの比水電解設備容量は 62% (中段図) になり、水電解が求める余剰電力価格は 4.4 円/kWh と太陽光発電の LCOE 4.0 円/kWh を超える。したがって、水電解によってほぼ 100% のコストを回収できるようになる。

図 4.8 には、余剰率と最適なケースにおけるコスト回収率の関係を示したものである。太陽光発電の LCOE は 3~5 円/kWh (上段~下段) を想定した。水電解要求電力単価は 5 円/kWh を超えないことから、太陽光発電の LCOE=5 円/kWh の場合は、どのような状況でも売電+水電解への販売によるコスト回収率は 100% を超えない。むしろ、余剰率が大きくなるにつれて、コスト回収率は微減する。余剰率が大きくなるにつれて、水電解要求電力単価が高くなることから、太陽光発電の LCOE=4 円/kWh の場合は、余剰率が大きくなるにつれてコスト回収率も大きくなり、余剰率 100% でコスト回収率もほぼ 100% となる。また、太陽光発電の LCOE=3 円/kWh の場合は、水電解要求電力単価がおおよそ 3 円/kWh を超える状況では売電+水電解への販売によるコスト回収率は 100% を超える。

以上をまとめると、再エネの LCOE が高い水準の場合は、余剰電力の規模によらず、水電解への余剰電力の販売によるコスト回収効果が小さいため、再エネ事業者にとっては魅力的な状況とは言えない (捨電よりはましなもの)。また、余剰電力規模が小さい場合は、PtG 事業者にとっては、水電解設備利用率が低いことから、余剰電力はかなり低い価格でなければならない。したがって、再エネの LCOE を大幅に削減し、かつ再エネを大規模に導入することで余剰電力が大量に発生する状況を敢えて創出することで、再エネ事業者と PtG 事業者の両者にとって好ましい状況を作り出すことが必要となる。また、再エネ事業と PtG 事業を同一主体が運営することも考えられる。

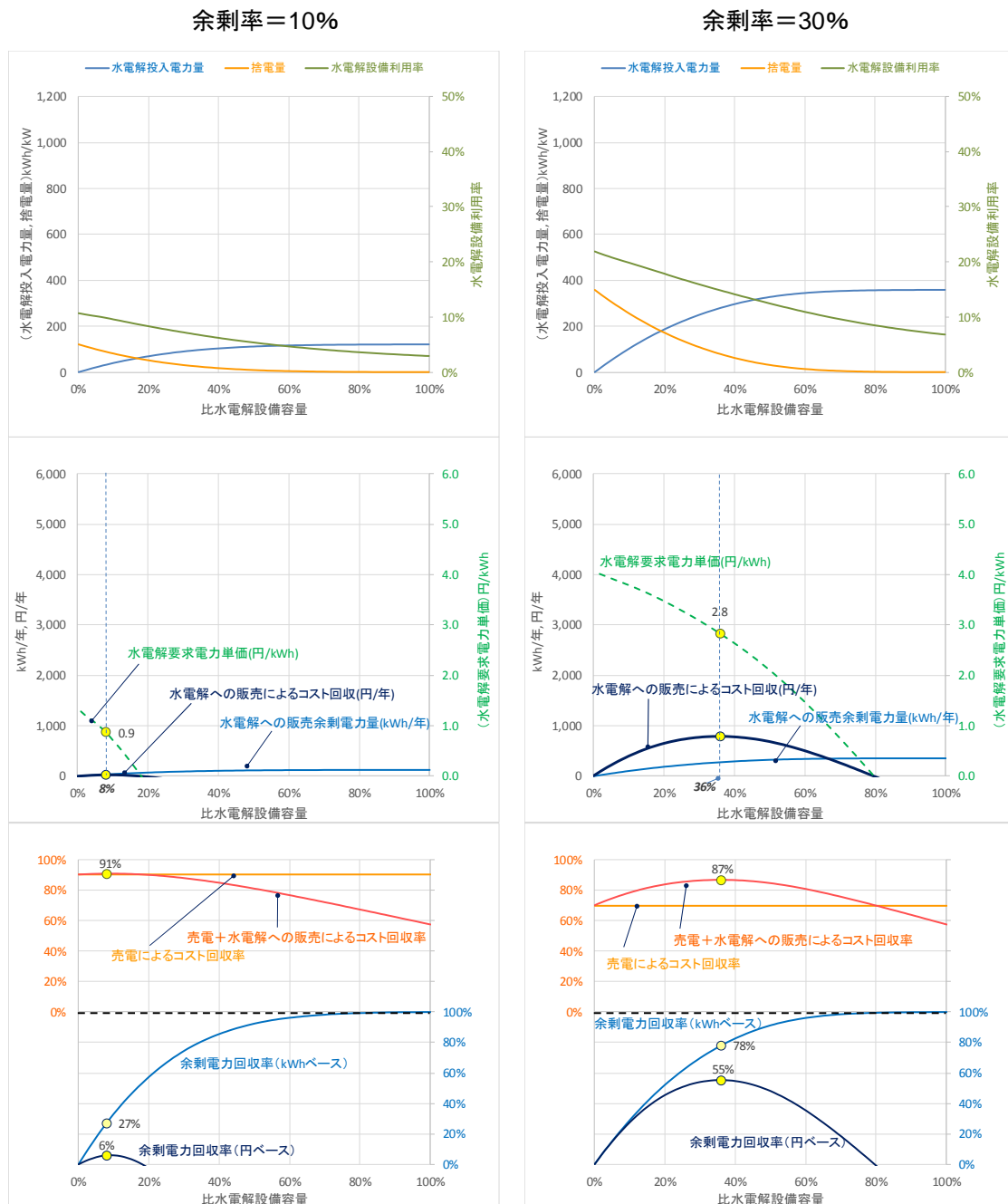


図 4.6 最適な余剰電力取引形態 (余剰率 10%, 30%)

注：最適な比電解設備容量は中段図の横軸に示す。

注：太陽光発電の LCOE=4 円/kWh、目標水素製造コスト=30 円/Nm<sup>3</sup>、託送料金は免除と想定。

注：電力量やコストは太陽光発電 1kW あたりで表現

余剰率=70%

余剰率=100%(=再エネの水素製造専用)

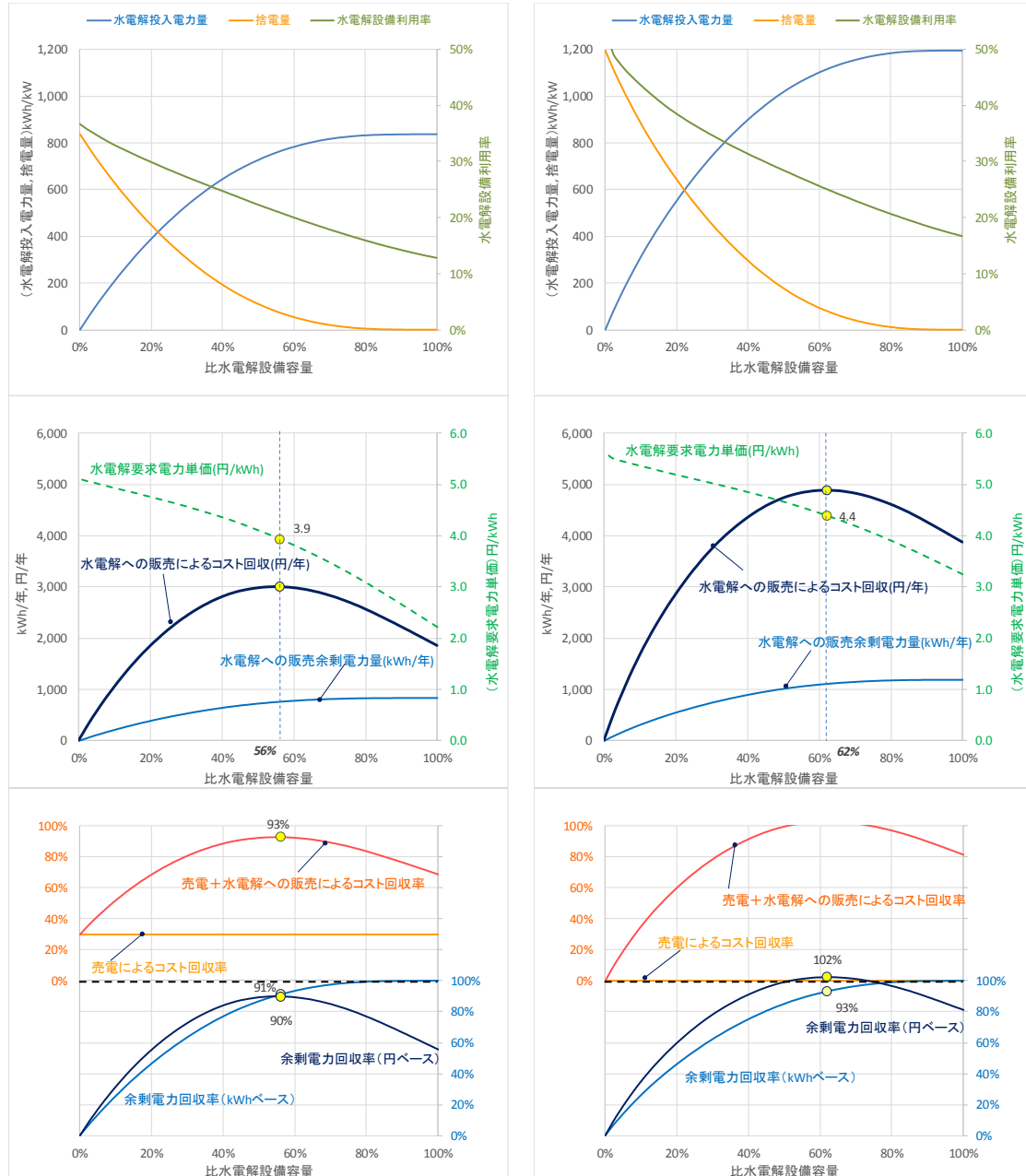


図 4.7 最適な余剰電力取引形態 (余剰率 70%,100%)

注：最適な比電解設備容量は中段図の横軸に示す。  
 注：太陽光発電の LCOE=4 円/kWh、目標水素製造コスト=30 円/Nm<sup>3</sup>、託送料金は免除と想定。  
 注：電力量やコストは太陽光発電 1kW あたりで表現



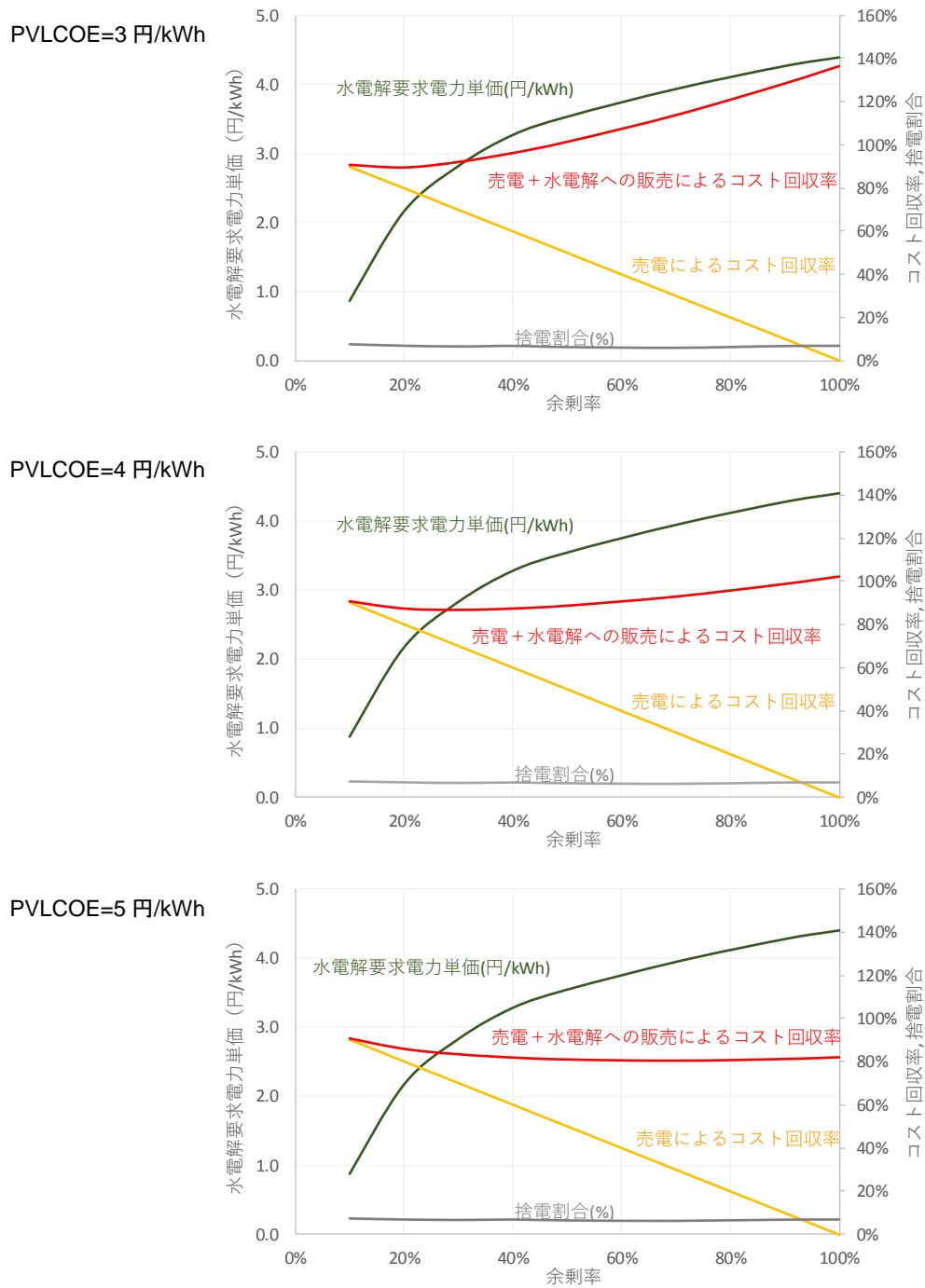


図 4.8 余剰率と最適ケースにおけるコスト回収率の関係

注：余剰率=余剰電力量(kWh)/本来発電できたであろう発電電力量(kWh)

注：目標水素製造コスト=30 円/Nm<sup>3</sup>、託送料金は免除と想定。

## まとめ

Power to Gas (PtG) は、再生可能エネルギー大規模導入に伴い必要となる電力系統安定化に貢献すると同時に、製造される水素や合成メタンをガス部門や運輸部門に供給することによってエネルギーシステム全体の低炭素化 (Sector Coupling) を図る方策として期待されている。一方で、PtG を現在のエネルギーシステムに組み込むためには、経済性、市場設計、制度的対応など数多くの課題に取り組まなければならない。本研究では、これらの課題を整理しつつ、PtG の自立的な社会実装を目指すために、時間軸に沿ってどのようなビジネスモデルがあり得るかについて検討した。

PtG は、その中核技術である水電解の優れた技術特性によって、周波数調整、再エネ長周期変動対策、電力需要負荷平準化等、短周期用途から長周期用途まで多様な系統サービスを提供することができる。また、同時に複数用途に利用しつつ、併せて副生酸素の販売も行うことで水素製造コストを削減できる可能性もある。

PtG のビジネスモデルとして、短期的には、周波数調整市場への参加が考えられる。製造される水素は必ずしも CO<sub>2</sub> フリーではないものの、水電解市場を拡大することで水電解設備費削減の効果が見込まれる。上げ調整力と下げ調整力を個別に調達できるような市場設計をすることで、水電解の参加を促進することが望ましい。

中期的には、再エネ余剰電力による水素製造に周波数調整市場への参加を組み合わせることが期待される。分析結果に基づくと、水電解設備利用率や再エネ発電コストにも依存するが、周波数調整力サービスの提供と酸素販売の組合せによって再エネ余剰電力からの水素製造コストを、我が国の輸入水素 CIF 価格の 2030 年目標である 30 円/Nm<sup>3</sup> 水準まで削減することが可能である。PtG による余剰電力の活用にはエネルギー貯蔵の機能もあることから、我が国や欧州の一部の国における揚水発電と同様に、PtG による投入余剰電力活用に対しても託送料金免除などの制度が適応されれば、更なる水素製造コスト削減も期待できる。

水素社会構築を目指す長期的観点から見ると、再エネ余剰電力が有力な国内水素製造源の一つではあるが、再エネ事業者と PtG 事業者の両者にとってメリットをもたらす状況を作り出すことが必要である。再エネ事業者の立場から見ると余剰電力を可能な限り高い価格でかつ多く引取ってもらいたい、PtG 事業者から見ると稀頻度・高出力の余剰電力まで引き取ると水電解の設備利用率が低くなり PtG 事業者が許容できる余剰電力価格は低くなる。したがって、再エネ事業者にとって、PtG 事業者に引き取ってもらえる余剰電力量と PtG 事業者が許容する余剰電力価格の間にトレードオフの関係があり、両者の積で表される余剰電力のコスト回収規模が最大になる状況が再エネ事業者にとって最適なケースとなる。

分析結果に基づくと、再エネの発電コストより PtG 事業者が許容する余剰電力価格が低い場合は、余剰電力の販売によるコスト回収効果が小さいため、再エネ事業者にとっては魅力的な状況とは言えない。また、余剰電力規模が小さい場合も、PtG 事業者にとって水電

解設備利用率が低く、許容できる余剰電力価格はかなり低いため、再エネ事業者にとって魅力的ではない。したがって、PtGの自立的な社会実装を実現させるためには、再エネ事業者にとってPtG事業者が余剰電力の受け皿、PtG事業者にとって再エネ事業者が安価な余剰電量の供給元となる状況の創出が必要となる。そのためには、再エネの発電コストを大幅に低減し、かつ敢えて余剰電力を大量に発生させるために再エネを大規模に導入することが求められる。

このような状態は、PtGによって大量に製造される水素や合成メタンが運輸部門やガス部門で利用されることから、まさにSector Couplingとすることができる。再エネの主力電源化を目指すためにはPtGによる支援が必要であり、同時に水素社会構築のためには再エネの主力電源化が求められる。

## 参考文献

- [1] “12 Insights on Germany’s Energiewende”, February 2013, Agora Energiewende
- [2] 柴田, “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
- [3] Martin Robinius, et.al., “Linking the Power and Transport Sectors- Part 1: The Principle of Sector Coupling”, energies, MDPI, 2017, 10, 956
- [4] Martin Robinius, et.al., “Linking the Power and Transport Sectors- Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany”, energies, MDPI, 2017, 10, 957
- [5] Gerda Gahleitner, “Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications”, International Journal of Hydrogen Energy, 38 (2013) 2039-2061,
- [6] Manuel Bailera, et. Al., “Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO2”, Renewable and Sustainable Energy Reviews 69 (2017) 292–312
- [7] DENA, (<http://www.powertogas.info/>)
- [8] European Power to Gas (<http://europeanpowertogas.com/>)
- [9] 「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」, 2017 年 11 月 27 日, NEDO
- [10] “Novel Electrolyzer Applications: Providing More Than Just Hydrogen”, 2014, National Renewable Energy Laboratory
- [11] 経済産業省 CO2 フリー水素ワーキング第 7 回資料, 2016 年 12 月
- [12] “Study on Early Business Cases for H2 in Energy Storage and More Broadly Power to H2 Applications”, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2017
- [13] 臼井ら, “水電解による再生可能エネルギーからの水素製造”, 鉱山, 第 70 巻・第 4 号 (5 月号) , 2017 年

- [14] 加戸ら, “アルカリ水電解装置による風力発電の変動抑制効果検証”, 電気学会 電力・エネルギー部門大会、2018年9月 (preprint)
- [15] 阿部, ”水電解法による水素製造とそのコスト”, 水素エネルギーシステム Vol.33, No.1 (2008), 19-26
- [16] Hydrogen Energy Storage (HES) Activities at NREL, NREL, April 2015
- [17] Fabian Grueger, et.al., “Early power to gas applications: Reducing wind farm forecast errors and providing secondary control reserve”, Applied Energy 192 (2017) 551-562
- [18] Christian Breyera, et. Al., “Power-to-Gas as an Emerging Profitable Business through Creating an Integrated Value Chain”, 9th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2015, Energy Procedia 73 (2015) 182-189
- [19] Giulio Guandalini, et. Al., “Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment”, Applied Energy 147 (2015) 117–130
- [20] Martin Robinius, et. Al., “Power-to-Gas: Electrolyzers as an alternative to network expansion - An example from a distribution system operator”, Applied Energy 210 (2018) 182-197
- [21] Electrolyzer technology –the Siemens view, Manfred Waidhas, Siemens AG, HFC Nordic, Sandviken, Sweden, Oct 26, 2016
- [22] PJM, Demand Response Operations Markets Activity Report
- [23] National Grid, UK, Enhanced Frequency Response Market Information Report
- [24] 経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合 第16回、第26回資料
- [25] 柴田, “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, 41-58, 2015年6月
- [26] Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization, D7.2 European Legislative and Regulatory Framework on Power-to-Gas, October 2017, STORE&GO
- [27] “POSITION PAPER: THE BOUNDARIES IN EUROPEAN REGULATORY FRAMEWORK FOR POWER-TO-GAS DEPLOYMENT”, May 7, 2018, European POWERTO GAS
- [28] “EASE Recommendations on Sectoral Integration Through Power-to-Gas/Power-to-Liquid”, European Association for Storage of Energy (EASE), May 2017
- [29] EASE Position on Energy Storage Deployment Hampered by Grid Charges, European Association for Storage of Energy (EASE), May 2017
- [30] ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2017, May 2018
- [31] Power-to-gas, Short term and long term opportunities to leverage synergies between the electricity and transport sectors through power-to-hydrogen, Hincio and LBST, 19 February 2016
- [32] Promoting renewable energy sources in the EU after 2020, Briefing EU Legislation in Progress, European Parliamentary Research Service, 24 October 2017

[33] Renewable fuels of non-biological origin in transport decarbonization, T&E Breakfast event European Parliament, 11<sup>th</sup> July 2018, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety

[34] 柴田, 木村, ”カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル -PtG と CCU の活用 : 都市ガスの低炭素化に向けて-, 日本エネルギー経済研究所, 2018 年 2 月

[35] <http://www.certifhy.eu/>