

報 文 1

再生可能エネルギーを活用した新たな水素ステーションビジネスモデルの検討

水素事業推進部
水素技術開発グループみのだ あい
蓑田 愛水素事業推進部
水素技術開発グループせいけ だたし
清家 匡

1. 水素ステーションへの水電解装置の適用

1.1 背景

水素エネルギーは使用時に二酸化炭素を排出しないクリーンな次世代エネルギーとして、普及のための技術開発が進められている。水素は乗用車やバス、トラックといった輸送部門において、また発電燃料としての利用が強く期待されている。

日本国内では2015年より燃料電池自動車へ水素を充填する水素ステーションが商用化し、現在109か所が稼働している(2019年12月現在)。当社も商用水素ステーションを展開しており、現在41か所の水素ステーションを運営し、燃料電池自動車向けのお客様に水素を供給している¹⁾。

当社を含め、商用水素ステーションで燃料電池自動車へ供給している水素の大部分は、CO₂の副生を伴って製造した水素である。パリ協定の発効を契機に、脱炭素化への動きが高まっており、今後、抜本的な脱炭素社会に対応していくためには、水素の利用拡大のみならず水素ステーションで供給する水素の製造においても本格的に再生可能エネルギーの活用を検討する必要がある。

そこで本研究では、再生可能エネルギー電源を活用する水電解装置の水素ステーションへの適用可能性について検討した。さらに、電力を水素で貯蔵することによる新たなビジネスの可能性については、第2章で報告する。

1.2 水素ステーションの水素源

現在、水素ステーションで供給する水素源には主に①都市ガスやLPガスから水蒸気改質によって製造する方法、②製鉄所の副生水素、苛性ソーダ製造の副生水素が利用されている。これらはすべて二酸化炭素を排出する製造方法である。当社では都市ガス、LPガスの水蒸気改質方式を採用している。

一方、次のようなCO₂フリー水素製造方法がある。すなわち、再生可能エネルギー電源を用い水電解装置で製造した水素と、製造時に排出される二酸化炭素を分離、回収して製造した水素である。後者は近年、海外CO₂フリー水素サプライチェーンとしてNEDO未利用褐炭由来水素大規模海上輸送サプライチェーン構築実証事業(HySTRAPJ)等にて検討が進められている^{2,3)}。

水素・燃料電池戦略協議会が2014年6月に発表した水素・燃料電池戦略ロードマップの中で水素製造・利用によるCO₂排出量削減効果について示されている⁴⁾。燃料を井戸元から採掘し、輸送・貯蔵等を経て自動車に供給・走行するまで(Well to Wheel)の二酸化炭素排出量の比較結果は、図1の通りである。オンサイトにおける都市ガス改質での二酸化炭素排出量は、自動車走行距離当たり78g-CO₂/kmであると試算されている。現行のガソリン車の147g-CO₂/kmよりも大幅に二酸化炭素排出量を抑えることができ、かつハイブリッド車の95g-CO₂/kmよりも小さい。これは走行時に二酸化炭素を排出しないことや燃料電池のエネルギー効率が良いことが要因である。このように水素エネルギーは、現状の製造方法でも活用意義はあるが、さらなる二酸化炭素排出量の削減を目指すには、水素製造時の二酸化炭素排出の割合が大きいため、従来とは異なる製造方法にチャレンジしていく必要がある。

非化石電源として再生可能エネルギーの導入が進んでおり、2015年7月に経済産業省が発表した長期エネルギー需給見通しでは、2030年には再生可能エネルギー電源比率は全体の22~24%になると試算されている⁵⁾。このような環境下で再生可能エネルギーのさらなる拡充が見込まれ、再生可能エネルギー電源の有効活用が望まれる。

そこで、水素製造のエネルギー源を再生可能エネルギー電源とすることができる水電解の技術開発の取り組みに注目が集まっているが、燃料電池車向け水素ステーションでの実用例としては、ふくしま hidro サプライ(株)が運営する移動式ステーションの事例がある。本事例では国立研究開発法人産業技術総合研究所(産総研)福島再生可能エネルギー研究所(FREA)で風力、太陽光発電の再生可能エネルギーを利用した水電解水素を供給している⁶⁾。今後、当社も水素供給事業者として再生可能エネルギー電力を活用した水素製造を推進していくとともに、将来的には国外における安価な再生可能エネルギーを活用し製造した水素の輸入も視野にCO₂フリーエネルギーの安定供給に貢献していく。

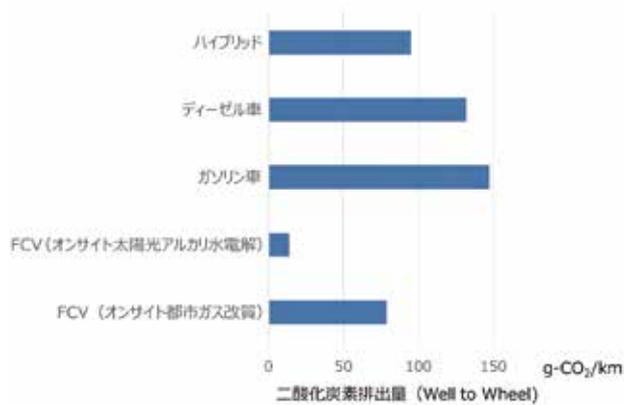


図1 二酸化炭素排出量(Well to Wheel, JC08モード)の比較

1.3 再生可能エネルギー水素ステーションの二酸化炭素排出削減効果

図2にオフサイト水素ステーションの設備構成を示す。化石燃料を原料とし、「水蒸気改質装置」で水素を製造する際に二酸化炭素を排出している。水蒸気改質装置を水電解装置に置き換え、LP ガスタンクなどの代わりに、再生可能エネルギー電力を供給するための受変電設備を設置することで、再生可能エネルギー電力を活用したオンサイト水素製造が可能となる。

再生可能エネルギー電力を活用すれば、水素製造時の二酸化炭素排出量を削減することができる。水素製造時の二酸化炭素排出量は水蒸気改質で水素製造1Nm³あたり約1kgである。100%再生可能エネルギー電力で水電解装置により製造した水素は、二酸化炭素をまったく排出せず、100%削減できる。

再生可能エネルギー水素ステーションを導入したとき、水素ステーションでの二酸化炭素排出量の削減効果は次のようになる。2030年のFCV普及台数及び水素ステーション数を、2019年3月に改訂された水素・燃料電池ロードマップ目標である80万台、900か所とした時、1ステーションあたり年間約800トンの二酸化炭素排出量の削減になる(1ステーション当たりの年間水素販売量約80トン(FCV走行距離9000km/台と想定)、および現行の水素製造(都

市ガス仕様)CO₂排出量約11.2kg-CO₂/kg-H₂より算出)。
仮にすべての水素ステーションを再生可能エネルギー水素ステーションにしたと仮定すると、年間約70万トンの二酸化炭素排出量の削減につながる。これは水素製造時の二酸化炭素排出量のみに着目した数字であり、水素ステーションで使用するほかの電力も再生可能エネルギー由来にすれば、さらに二酸化炭素排出量の削減効果は大きくなる。

1.4 再生可能エネルギーを活用した水電解型水素ステーションの水素供給コスト

再生可能エネルギーを活用した水電解型水素ステーションでは、二酸化炭素排出量の削減に大きく貢献できる可能性があることが分かった。しかしながら、現在、燃料電池自動車向けの水素供給にかかるコストは大きく、再生可能エネルギーを活用した水電解型水素ステーションの水素供給コストは重要である。

日本国内メーカーの水電解装置自体は、これまで再生可能エネルギーと連動した運転検証の目的などで、数～数十Nm³/h規模の装置が運用された実績があるが、100Nm³/hの規模を超える比較的大型の装置の市場導入は進んでいない。そのため大型化した時の信頼性やコストなどに課題があると考えられる。CO₂フリー水素の拡充に向けて装置コストの低減や水素製造効率の向上が技術課題として挙げられ、2030年PEM(プロトン交換膜)型でシステムコスト約30万円/Nm³/hを目標に技術開発がすすめられている²⁾。また、再生可能エネルギー発電コストも2030年に向けて低減していく見通しである。長期エネルギー需給見通しの前提条件では、メガソーラー発電13~16円/kWh程度を見込んでいる⁷⁾。しかしながら、直近の「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」においては再生可能エネルギーのコスト状況として、再生可能エネルギー発電コストも年々下がってきており、現在のメガソーラー発電コストはすでに14円/kWh程度と言われている。2030年にはメガソーラー発電コスト6.7円/kWhの見通しが示されている⁸⁾。

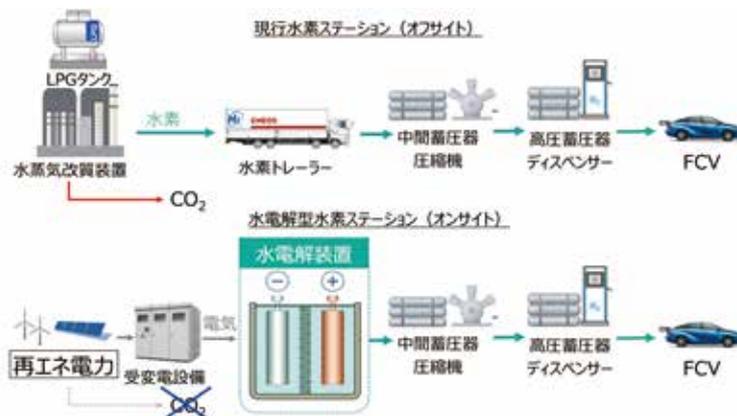


図2 現行水素ステーションと水電解型水素ステーションの構成

水電解装置を導入した水素ステーションでの水素供給コスト(償却費除き)を、現行の水蒸気改質方式と比較した結果を図3に示す。2030年以降の想定として、1ステーションあたりの一日のFCV来所台数を150台と仮定した。現行方式のオフサイト水素ステーションは、集中製造を行い配送するコストとして水素調達費、配送費などが発生する。一方、オンサイトの水電解装置を導入すれば、水素調達費、配送費が不要となり、代わりに水電解の電気代が発生する。水電解装置のメンテナンスはPEM型を想定すると、定期的に部材のMEA(膜電極接合体)の交換が発生する見込みである。そのため修繕費は増加するため運営固定費は現行対比で増加するものの、トータルで水電解装置の導入メリットがあり、水素供給コスト削減につながる可能性があると言える。

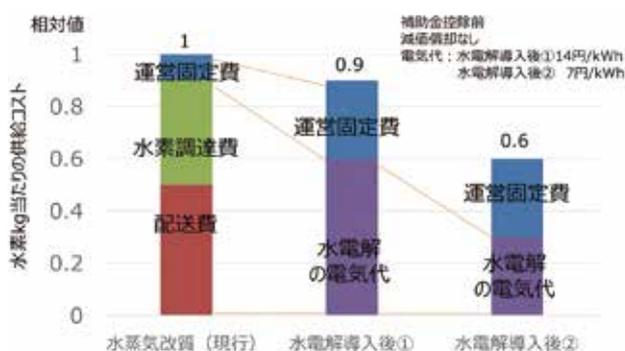


図3 水電解型水素ステーションの水素供給コスト (2030年以降、FCV来店150台/日を仮定)

1.5 再生可能エネルギーを活用した水素ステーション導入計画

以上を踏まえ、2018年度より当社商用水素ステーションへの再生可能エネルギー電源と水電解装置の導入検討を開始した。既存の横浜旭水素ステーション(図4)に水電解装置(図5)を導入し、当社として国内で初めてとなる水電解型水素ステーションの商用化を目指す。敷地内に数十Nm³/hの規模の水電解装置とともに、太陽光パネル5kWを設置する計画で、足りない電気は系統電力を使用する。2019年度中に基本設計を行い、2020年度上期に装置製作を完了し、下期には試運転を開始する。表1に計画概要を示す。横浜旭水素ステーションは、現在オフサイト水素ステーションであるが、2014年度までの水素ステーション実証において、ナフサ改質器でオンサイト水素製造、供給していた実績があり、その装置の設置跡スペースがあり有効活用できる。改造のためのプロットを計画中である(図6)。

今後、水素ステーションへの設置の圧縮機との連動などの技術的課題や、高圧ガス保安法上の安全技術基準の適合などの法的課題を洗い出し、水素ステーション保安員の作業性や水素ステーションでの装置劣化挙動、品質などの運用面を確認した上で、更なるステーションへの展開計画を策定していく予定である。



図4 横浜旭水素ステーション写真



図5 水電解装置写真(左:神鋼環境ソリューションHPより 右:日立造船HPより)

表1 水素ステーションへの水電解装置導入計画概要

実施場所	横浜旭水素ステーション
主要設備	20～30 Nm ³ /h 水電解装置 40MPa 小型圧縮機
供給電力	太陽光パネル 5kW + 系統電力
スケジュール	19年度下期 基本設計 20年度上期 装置製作 20年度下期 設置工事～運転



図6 横浜旭水素ステーション概略プロット案

2. 電力貯蔵の新たなビジネスの可能性

ここまで、水素ステーションへの水電解装置の適用について述べた。先に述べた通り、水電解装置を導入したステーションでは、電力を水素に変換して貯蔵することが可能となる。そこで、電力貯蔵の新たなビジネスの可能性を検討した結果について報告する。

2.1 再生可能エネルギー電力導入時の課題と電力調整ビジネス

ここであらためて電力貯蔵による電力調整の背景について説明する。電力供給においては、電力系統に対して、需要と供給の量を常に一致させる必要がある。太陽光発電や風力発電の再生可能エネルギー電力の供給分は、火力発電の出力を落とすことで需給のバランスを取る。

ところが「再生可能エネルギー電力」を大量に導入する場合、太陽光発電や風力発電などは季節や天候による出力変動が大きいという側面から、電力会社は自社の火力発電の出力を調整するだけでは不十分となり、停電を防ぐために再生可能エネルギー電力側の出力を抑制しなければならない状況に陥る。

このような再生可能エネルギー導入による電力インバランスの解消を目指して始まったのが「電力調整ビジネス」である。従来、電力会社が自社の電源で調整を行っていたが、2017年4月に小売全面自由化以降、系統電力の安定化対策の一つとして、送配電事業者が調整力を公募により調達する「調整力公募」制度が開始された⁹⁾。調整力公募の募集区分としては電源 I、電源 II があるが、電源 I は、一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等で、契約容量で取引する区分である。(因みに電源 II は一般送配電事業者からオンラインで調整ができる電源等) さらに電源 I は a、b に区分され発動時間や周波数制御機能の違いがあり a 区分の方が発動時間も短く周波数制御機能を持ちハイスpekだが I-a が比較的大きな容量を募集している¹⁰⁾。電力・ガス取引監視等委員会が発表した 2019 年度向け調整力の電源 I-a 公募結果¹¹⁾を表 2 に示す。送配電事業者毎に比較すると、落札容量は大都市圏にある東京電力、中部電力、関西電力が大きい。落札単価で見ると、北海道電力、北陸電力、四国電力、九州電力など、再生可能エネルギー普及率が高いエリアで比較的高い落札単価となっている傾向が見取れる。今後、2021 年には調整力公募は需給調整市場へと移行し、市場規模は更に拡大する見通しである。

表 2 2019 年度向け調整力の公募結果 (電源 I-a)

	北海道	東北	東京	中部	北陸
落札容量、万kW	36	92	300	148	33
平均価格、万円/kW	2.3	1.1	1.2	0.9	1.6
	関西	中国	四国	九州	沖縄
落札容量、万kW	146	73	34	102	6
平均価格、万円/kW	0.9	0.9	1.6	1.2	2.5

2.2 電力貯蔵方式の比較～蓄電池と水電解装置での調整力提供の仕組み

ここで、電力貯蔵の方法を比較し図 7 にイメージ図を示す。一つは、再生可能エネルギーの出力平準化のための活用が一般的に知られている蓄電池である。蓄電池を系統電力などに接続し、余剰電力を貯蔵・放出することで調整する方法である。こちらは蓄電池の設置コストが高いことが課題である。現在、日本での蓄電池システムコストは 10～20 万円 / kWh とされており¹²⁾、仮に 5000 kW を調整力容量として活用するためには 5～10 億円 (1 kWh 出力とすると) の設備投資が必要となる。

一方、水電解装置を活用した場合、どのように電力貯蔵をできるかを検討した。水素ステーションに設置した水電解装置にて、電気を貯蔵したい場合、水電解装置の稼働を上げ、水素を製造する。燃料電池自動車の需要を上回った余剰水素は蓄圧器にためておく。一方、電気の消費量を低下させたいときには水電解装置の稼働を下げる。水素製造量が燃料電池自動車の需要を下回ったときは、蓄圧器にためておいた水素を燃料電池自動車に供給する。このように水電解装置で製造した水素を電気に変換せず、水素ステーションでそのまま販売すれば、電力の調整に効率よく活用できるのではないかと考えた。

このように電力調整には「上げ/下げ」双方の調整があるが、水電解装置にて水素ステーションの需給調整をしながら調整力を提供する方法として具体的な操作は次のようになる。上げ指令があった場合、消費電力を増やすために水電解装置の稼働を上げる。水素製造量は一時的に増加するが、余分に作った分は蓄圧器にためるとともに、上げ指令が発動していない時間帯の水素製造量を低下させることで、水素の需給をバランスさせる。これと反対に、下げ指令があった場合は、消費電力を減らすために水電解装置の稼働を下げる操作を行う。水素製造量は一時的に減少するが、蓄圧器にたまった水素でまかない、下げ指令が発動していない時間帯の水素製造量を増加させることで、水素の需給をバランスさせる。

この上げ調整幅と下げ調整幅の合計が、水素ステーションで提供できる調整力となる。次に、このような電力調整を行いながら、燃料電池自動車への水素供給をする水素ステーションのモデルをシミュレーションした。

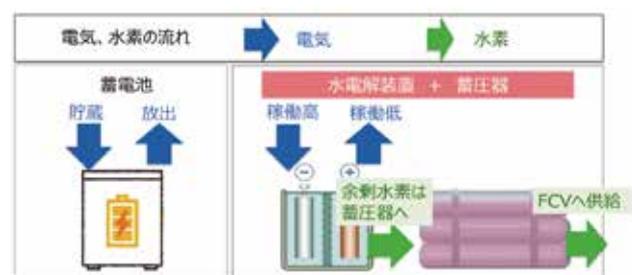


図 7 電力貯蔵方式の比較～蓄電池と水電解型水素ステーション

2.3 調整力を提供する水素ステーションモデル

水電解型水素ステーションにおける調整力提供の最適化の前提として2030年以降の燃料電池自動車台数想定として一か所当たり一日150台と設定した。この水素需要を満たしながら電力調整力を提供した際に、もっとも年間収支が良化するようの方針を設定した。すなわち燃料電池自動車の水素需要を満たし、かつエネルギーコストが最小となるように水電解装置を運転することとする。エネルギーコスト最小化の要件として、電力価格が安価な時間帯に水電解装置を運転すること、水素ステーション内電力デマンドが最小となるように水電解装置を運転することとした。また、燃料電池自動車の水素需要を満たす要件としては、一日の水素需要と時間帯別需要を満たすこと、ならびに中間蓄圧器容量と水素発生量の上限値を超えないことである。このようなケースとして最適な水電解装置の製造能力は $320\text{Nm}^3/\text{h}$ 、蓄圧器容量は 1500Nm^3 となる。水電解装置を調整力として活用する際に、収益を最大化するために、水電解装置の性能を考慮し、常時稼働容量の80%を下げ調整として活用する。また、短時間の利用に限り、150%出力が可能なることから、定格出力の50%分は上げ調整として活用する。このように、調整力提供する上げ調整50%、下げ調整80%の合計容量は2080kWである。

続いて、水素ステーションの需要パターンをもとに運転パターンの最適化を行った。時間帯別の燃料電池自動車の来店台数から、水素需要パターンを想定した。深夜から午前中の需要が小さい時間帯には、水電解装置で製造した余剰分は蓄圧器にためる。一方、昼から夕方にかけて需要が大きい時間帯には、水電解装置の製造で足りない分は蓄圧器の水素を燃料電池自動車へ供給する。このように、電力の調整力を持ちながら、水素需要のパターンにあわせて無駄なく効率的に水素の供給が可能となる。再エネ利用は次のように設定した。再エネ契約容量を設定し、時刻別の再エネ調達容量を算定した。水素ステーション内に再エネから調達した電力を充当し、再エネ調達電力量が水素ステーション電力需要より多い時間帯は、残り

の再エネ電力を利用して水電解装置を運転し、再エネ電力量が水素ステーション需要より少ない時間帯は、JEPX（日本卸電力取引所）から調達した電力を残りの電力需要に充当する。調整力水素残量は蓄圧器に充填し、蓄圧器に充填された水素はJEPX価格の高い時間帯に放出する。以上をもとに、最適運転パターンを予測した。時間帯別水素需要が、水電解装置の定格出力を超える時間帯を把握し、超過分の需要を算定する。この超過水素需要量を、超過時間帯より前のタイミングでJEPX価格の安い時間帯から、蓄圧器に水素を充填するように水電解装置を運転する。超過時間帯については、定格出力にて水電解装置を運転し、超過時間帯以外の水素需要については、JEPX価格の安い時間帯から蓄圧器に水素を充填するように水電解装置を運転する。このようにして予測した最適運転パターンにて生成した水素量をもとに、時間帯別の蓄圧器水素充填残量を算定した。結果を図8に示す。

次に水電解型水素ステーション活用した電力調整市場への参入モデルを検討した。電力調整市場へ参加するには、最低5000kWの容量が必要である。しかし、水素ステーション一か所で提供できる調整力は、先ほど設定した2080kWとなり入札するには不足している。

そこで、同じ地域に存在する複数の水素ステーションの水電解装置を束ねてバーチャルパワープラント（VPP）とすることで調整力市場に参入することが可能となる（図9）。各水素ステーションの需要状況見合いで連携制御し、調整を実行する。落札できれば調整力単価×キロワットの収入を得られる。

2030年以降を想定し、水電解型水素ステーションと、従来の水蒸気改質型水素ステーションの収支比較を行った。先の最適化モデルを前提に、調整力を提供しない場合の収支をベースにすると、調整力を提供する場合は調整力の収入を得ることができ、水蒸気改質方式に比べて年間収支が良化する（図10）。このように、水電解型水素ステーションにおける新たなビジネスとなり得る結果が示された。

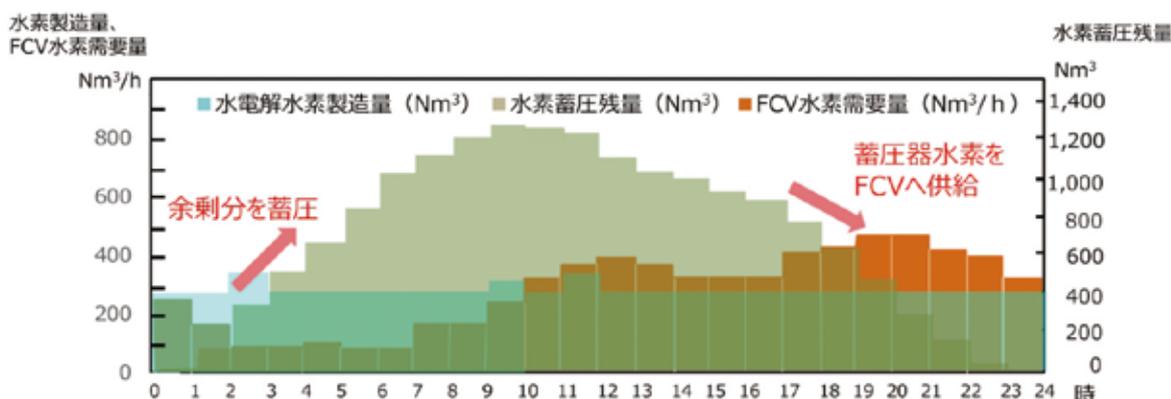


図8 調整力を提供する水電解型水素ステーションの運転パターン例

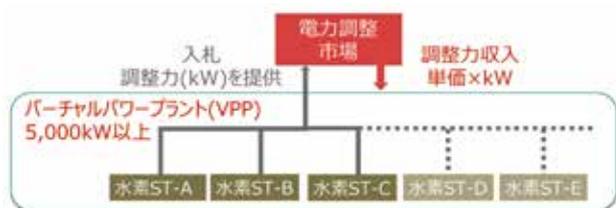


図9 電力調整力市場への参入モデル

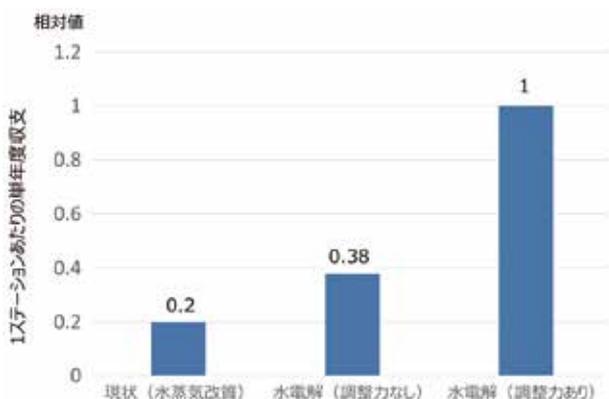


図10 2030年以降のモデル収支；水蒸気改質と水電解装置導入後(調整力あり/なし)の比較

3. まとめと課題

水電解型水素ステーションでは、現行水素ステーションより水素供給コスト削減が見込める。今後、再生可能エネルギーを活用した水電解型水素ステーションの実証を進め、商用における課題をクリアしていく。水電解型水素ステーションで、調整力を提供するビジネスが成立するか検討した結果、1ステーションあたりの年間収支を現行ステーションと比べて改善できる可能性が明らかになった。

水電解型水素ステーションは現状高コストであることが課題であり、効率向上、装置コストの削減が必要である。水電解装置の技術的課題である製造原単位の削減や、装置コストの削減といった課題に対し、メーカーと協業して継続的に検討していく必要がある。

また、再生可能エネルギーを水電解型水素ステーションで活用するにあたって、調達コストや制度面の課題の解決も必要である。再生可能エネルギー調達単価の低減方策や、再生可能エネルギー電力を優遇するような託送制度の可能性について検討を進めている。

－ 引用文献 －

- 1) 塩田智夫；JXTG エネルギーの水素社会実現に向けた取り組み，燃料電池，19, 2, 10 (2019)
- 2) 水素・燃料電池戦略協議会；水素・燃料電池戦略ロードマップ～水素社会実現に向けた産学官のアクションプラン～，2019年

- 3) HySTRA; <http://www.hystra.or.jp/>
- 4) 水素・燃料電池戦略ロードマップ～水素社会の実現に向けた取組の加速～，2014年
- 5) 経済産業省；長期エネルギー需給見通し，2015年
- 6) ふくしま hidro サプライ；日本初！再エネ利用水素を供給する商用移動式水素ステーション，2017年
- 7) 資源エネルギー庁；長期エネルギー需給見通し関連資料，2015年
- 8) 資源エネルギー庁；国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案，2019年
- 9) 資源エネルギー庁；「エネルギー基本計画」の検討について参考資料，2017年
- 10) 需給調整市場検討小委員会事務局；一次調整力および二次調整力①の調達スケジュールおよび一次調整力の広域調達開始時期に係る検討の進め方，2018年
- 11) 電力・ガス取引監視等委員会；一般送配電事業者による調整力の公募調達結果等について(速報)，2019年
- 12) 経済産業省蓄電池戦略プロジェクトチーム；蓄電池戦略，2012年