

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

新エネルギーグループ (兼) 計量分析ユニット

柴田 善朗

サマリー

水素エネルギーは、省エネルギー、環境負荷低減、産業振興、エネルギーセキュリティの改善などに貢献し得ることからその活用が期待されているが、調達・製造方法が課題となる。短期的には、水素源としては国内副生水素や天然ガス等からの改質が考えられるが、将来的には、液化水素やメチルシクロヘキサンなどのエネルギーキャリアによる輸入水素の検討もなされている。CO₂フリー水素輸入の構想は世界的な水素供給チェーンを構築する上でも重要な取組であるが、輸入である以上、水素価格の変動性、供給安定性、国富流出などへの対応が求められる。一方で、電解装置を利用した国内の再生可能エネルギーからの水素製造は、電解装置への入力電力の変動性に対する技術的課題はあるものの、輸入に頼らないことから純国産であり国富流出を回避できるメリットがある。近年、系統対策の一つとして自然変動型再生可能エネルギーの余剰電力からの水素製造が注目され始め、ドイツでは多くの実証試験が”Power to Gas”として実施されている。しかしながら、余剰電力の低い負荷率は水素製造の高コスト要因になる。他方、自然変動型再生可能エネルギー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）を利用すること（以下では、安定部分電力型と略称）によって電解装置の設備利用率を向上させ、製造コストを削減することができる。

本研究では、自然変動型再生可能エネルギーの導入シナリオごとの余剰電力を特定し、安定部分電力型の方が余剰電力型よりも設備利用率が40%~70%も高く、かなり経済的な水素製造オプションであることを示した。系統対策の一つとして余剰電力の利用が検討されることが多いが、設備利用率が極めて低い、余剰電力の価格設定は系統対策のあり方や電力市場設計に大きく依存し不確実性が高い、などの課題がある。余剰電力の無償調達が可能な場合でも、設備利用率が90%を超える安定部分電力型と同等の水素製造コストを実現するためには、電解装置の設備費が現在の1/3~1/4まで低減することが求められる。ただし、安定部分電力を活用しても水素製造コストはまだ高く、再生可能エネルギーの発電コストの低減は必須であるとともに、水素製造効率の向上、設備費の削減を目指した継続的な研究開発が必要である。また、同時に発生する酸素の有効活用も検討課題である。

系統対策としての水素製造・利用システムに関しては、他の系統対策との比較を踏まえ、エネルギーシステムを包括的に捉えた分析が別途必要である。一方で、長期的に国内の水素利活用促進を目的とするならば、輸入水素のみを前提とするのではなく国産CO₂フリー水素を視野に入れた取組みも重要であり、再生可能エネルギーの余剰電力を活用した水素製造を系統対策として受動的に位置づけるのではなく、積極的な水素製造を目指した再生可能エネルギーの活用も検討すべき課題である。

はじめに

水素エネルギーは、省エネルギー、環境負荷低減、産業振興、エネルギーセキュリティの改善などに貢献し得ることからその活用が期待されているが、調達・製造方法が課題となる。短期的には、水素源としては国内副生水素や天然ガス等からの改質が考えられるが、燃料電池自動車、水素発電、純水素型燃料電池コージェネレーションシステムの導入が拡大する将来を見据えて輸入水素の検討もなされている。輸入水素の代表的な例には、二酸化炭素回収貯留（CCS）技術を利用したオーストラリアの褐炭からのCO₂フリー水素の製造、石油増進回収法（EOR）やCCS技術を利用した中東地域の随伴ガスなどからのCO₂フリー水素の製造、風況条件が良好なアルゼンチン・パタゴニア地方の風力発電からの水電解による水素製造などが挙げられる。これらの水素は液化水素やメチルシクロヘキサンなどのエネルギーキャリアによって我が国へ輸送することが想定されている。CO₂フリー水素の輸入は、世界的な水素供給チェーンを構築する上で重要な取組であるが、輸入である以上、水素価格の変動性、供給安定性、国富流出などへの対応が求められる。

一方で、電解装置を利用した国内の再生可能エネルギーからの水素製造は輸入に頼らないことから純国産であり国富流出を回避できるメリットがある。ただし、再生可能エネルギーの発電コストは高く、技術開発による水素製造コストの大幅な削減が必要とされる。自然変動型再生可能エネルギーからの水素製造は系統安定化対策として位置付けられ、その余剰電力の利用が検討される傾向があり、ドイツでは多くの実証試験が“Power to Gas”として実施されている[1]。しかしながら、余剰電力を利用する場合は電解装置の低い設備利用率が水素製造の高コスト要因になるものと推察される。一方で、自然変動型再生可能エネルギー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）を利用する（以下では、安定部分電力型と略称：詳細は3.1参照）場合には設備利用率が高くなることから製造コストは削減される。余剰電力の価格設定は系統対策のあり方や電力市場設計に影響を受け不透明であるが、電解装置への投入電力の価格が同じと仮定すると、安定部分電力を利用する場合は余剰電力を利用する場合と比べて水素製造コストが低くなることは明らかである。しかしながら、どの程度の削減効果があるかは明らかにされていない。

したがって、本研究では、再生可能エネルギーの導入シナリオごとに余剰電力量及び負荷率を特定し、余剰電力型と安定部分電力型の水素製造コストを分析することで、再生可能エネルギーからの望ましい水素製造方法の在り方について検討する。なお、余剰電力は電力卸売市場ではマイナス価格での取引も考えられるが、本研究では捨象している。

1. 水電解による水素製造の経済性

1.1 水素の価格水準

石油精製業や鉄鋼業などで自家消費されている副生水素を除くと、国内で流通されている水素は弱電、金属、化学、ガラス産業などで利用されており、そのうち圧縮水素は年間2

億 Nm^3 程度[2]で、販売価格は約 40 円/ Nm^3 （積込み料、運賃、保険料、その他の諸掛りを除くが消費税は含まれる）[3]である。この圧縮水素は工業用途であることから、エネルギー用途として今後期待される水素の価格設定の参考にはならない。

一方、エネルギー用途としての水素に要求される価格水準は用途によって異なる。燃料電池自動車の燃費はガソリン車の燃費の 2~3 倍と言われており、税込のガソリン価格 150 円/L の場合、ランニングコストでの等価となる水素価格は約 100 円/ Nm^3 ~150 円/ Nm^3 になる。車体価格と利用年数の総ランニングコストを合わせたライフサイクルコストで見ると、車体価格が約 300 万円で約 50 円/ Nm^3 の水準が要求される（図 1.1）。水素発電の場合は、水素価格 30 円/ Nm^3 で、発電コストは石油火力と LNG 火力や石炭火力の間に位置する（図 1.1）。家庭用燃料電池に関しては、設備コストを無視すると、PEFC（固体高分子形）の発電効率を 40%、改質器効率を 80%とすると、純水素型の発電効率は 50%となり、都市ガス小売単価（170 円/ m^3 =2012 年度都市ガス大手 3 社家庭用平均単価）と比較した場合、ランニングコストで等価となるためには約 60 円/ Nm^3 が要求される。これらは簡易な試算ではあるが、これらの水素価格は需要家が要求する価格水準としての情報を与えている。水素の貯蔵・輸送を踏まえると水素製造価格はこれらの価格より安価でなければならない（水素に課せられる税金を無視していることに注意が必要）。

供給側では、国内副生水素の供給可能価格は 20 円/ Nm^3 ~40 円/ Nm^3 [2]、オーストラリアの褐炭からの水素製造の場合の我が国への輸入 CIF 価格の推計値は 30 円/ Nm^3 [4]との報告もあり、国内で新たに製造する水素もこれらの水準が一つの目標となる¹。

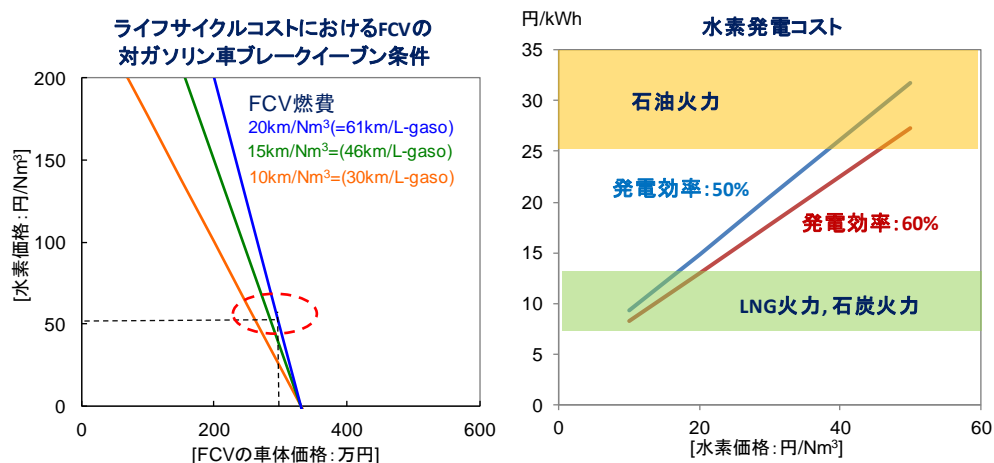


図 1.1 水素価格の水準

注 1：被代替車はガソリン車で価格 200 万円、燃費 15km/L、ガソリン価格 150 円/L、13 年間利用を想定。

注 2：発電設備は設備利用率=50%。水素発電の建設コストは LNG 火力と同じ 12 万円/kW を想定。

1.2 再生可能エネルギーからの水素製造コスト

再生可能エネルギーから水素を製造するための電解技術には、アルカリ水電解、固体高

¹ 米国 DOE では、電解水素製造コストの目標を 2011 年 \$0.4/\text{Nm}^3\$ から 2020 年に約 \$0.2/\text{Nm}^3\$ としている[5]。

分子水電解、高温水蒸気電解などがある。高温水蒸気電解は現在研究段階であるが、商用化しているアルカリ水電解の設備費は低く、固体高分子水電解は白金系材料を使用することから高コストであるものの高効率である[6]。アルカリ水電解と固体高分子水電解の水素製造原単位と設備費の現状と見通しを図 1.2 に示す。現在の水素製造原単位は約 5kWh/Nm^3 であるが、EU では 2030 年頃には固体高分子型で 4.2kWh/Nm^3 を目標としている[7]。なお、常温常圧における水素製造原単位の理論値は 3.54kWh/Nm^3 であるが、熱供給によってこの値を下回る可能性もある。固体高分子型の現在の設備費は $100\text{万円}/(\text{Nm}^3/\text{h})$ を超えるレベルであるが 2030 年には $40\text{万円}/(\text{Nm}^3/\text{h})$ 以下、アルカリ水型は $60\text{万円}/(\text{Nm}^3/\text{h})$ 前後から約 $20\text{万円}/(\text{Nm}^3/\text{h})$ が目標とされている。

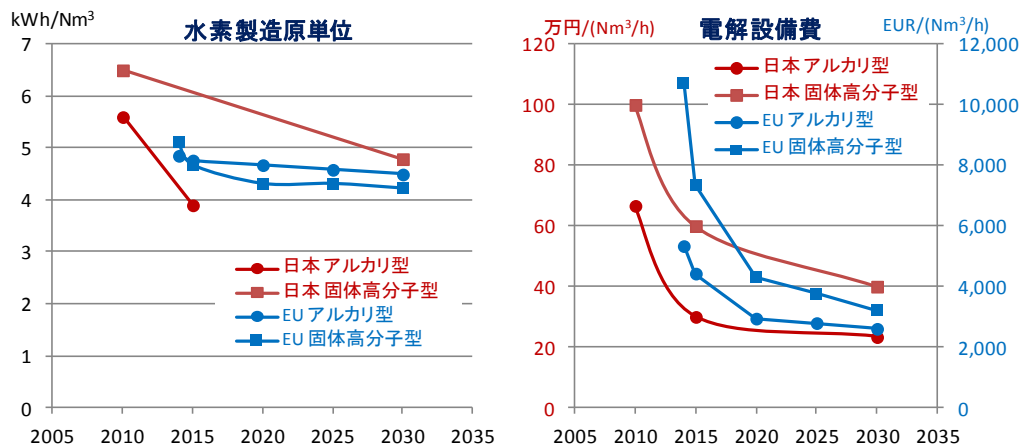


図 1.2 電解装置の水素製造原単位と設備費の見通し

出所：日本は”NEDO 燃料電池・水素技術開発ロードマップ 2010”、EU は”Development of Water Electrolysis in the European Union”, EU Joint Undertaking, 2014

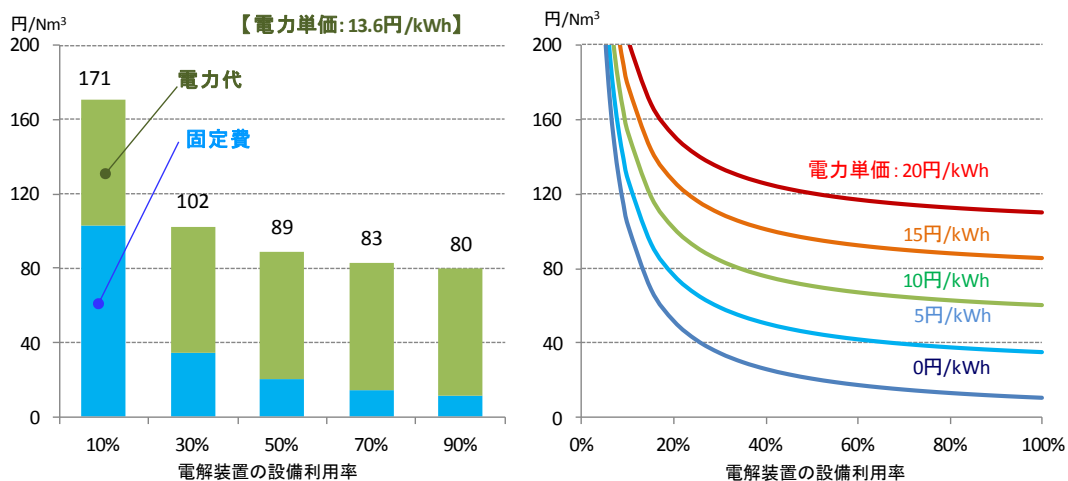


図 1.3 電解からの水素製造コスト

注：電力消費原単位 $5\text{kWh/Nm}^3\text{-H}_2$ 、設備単価 $100\text{万円}/(\text{Nm}^3/\text{h})$ 、運転維持費 4%、20 年間使用。左図は調達電力単価 13.6 円/kWh (風力発電の発電単価) のケース。

図 1.3 に現状の固体高分子水電解装置の設備費を 100 万円/(Nm³/h)、水素製造原単位を 5kWh/Nm³とした場合の水素製造コストを示す。投入電力単価は風力発電の 13.6 円/kWh[8]を想定しており、電力代のみで 68 円/Nm³となる。固定費は、設備利用率が上昇するにつれて削減されるが、10%の設備利用率で 103 円/Nm³、90%の設備利用率で 11 円/Nm³となり、水素製造価格は各々 171 円/Nm³、80 円/Nm³となる。5 円/kWh での電力調達が可能な場合は、設備利用率 20%で 80 円/Nm³弱、80%で 40 円/Nm³弱となる（図 1.3 右図）。水素の貯蔵・輸送のコストを考えると、この価格レベルでは非常に厳しいのが現実である。

1.1 で示した 30 円/Nm³と同等のレベルを実現するための条件には様々な組み合わせがあるが、電解効率向上の可能性（現在の 5kWh/Nm³-H₂ から理論値 3.54 kWh/Nm³-H₂）を踏まえると投入電力価格は 6 円/kWh～8 円/kWh を超えないことが要求される（表 1.1）。

表 1.1 水素製造価格 30 円/Nm³を達成するための条件の組合せ例

製造原単位（効率）	調達電力価格	設備費	設備利用率
5kWh/Nm ³ -H ₂	5 円/kWh	50 万円/(Nm ³ /h)	95%
		20 万円/(Nm ³ /h)	40%
4kWh/Nm ³ -H ₂	5 円/kWh	100 万円/(Nm ³ /h)	100%
		50 万円/(Nm ³ /h)	50%
		20 万円/(Nm ³ /h)	20%
	7 円/kWh	20 万円/(Nm ³ /h)	85%

再生可能エネルギーからの水素製造は系統安定化対策として位置付けられ余剰電力の調達を前提に議論されることが多い。仮に、余剰電力は出力抑制されるものとし無償で調達できるとすると、設備費 100 万円/(Nm³/h)の場合は設備利用率 35%、50 万円/(Nm³/h)の場合は 18%、20 万円/(Nm³/h)の場合は 8%で 30 円/Nm³が実現される。しかし、余剰電力の価格設定は、再生可能エネルギー導入支援制度や電力市場設計に依存することから、不透明である。また、余剰電力の無償調達は余剰電力が非常に少ない状況を想定したものであり、大量の余剰電力が発生するような状況での無償調達は再生可能エネルギー事業者の設備投資の回収ができないことから、再生可能エネルギーの導入がそもそも進まないと考えられる。したがって、水素製造コスト削減を目指すためには、再生可能エネルギーの発電コストの低減が非常に重要となる。また、電解効率の向上や設備費の削減も重要であるが、これらの実現には継続的な研究開発が要求される。

一方、運用面における水素製造コストの削減対策には、電解装置の設備利用率の向上が挙げられる。例えば、設備利用率を 10%から 90%に向上させることによって、設備費が 100 万円/(Nm³/h)の場合は、90 円/Nm³（図 1.3 参照）、設備費が 20 万円/(Nm³/h)の場合は 18 円/Nm³のコスト削減が実現できる。そこで、次章以降では、自然変動型再生可能エネルギーの導入状況に応じてどの程度の余剰電力が発生するかを特定し、水素製造用電解装置の設備利用率の改善に向けた分析を行う。

2. 自然変動型再生可能エネルギーの余剰電力

余剰電力がどの程度発生するかは、自然変動型再生可能エネルギーの導入量や地域間連系線増強、蓄電池、出力抑制、需要の能動化などの系統対策がどの程度実施されるかで大きく変動する。ここでは、電源構成モデルを構築し、自然変動型再生可能エネルギー余剰電力の発生時間、発電量を地域別に特定する。

2.1 分析体系

日本の9電力会社ごとの電力需要カーブ、電源構成や再生可能エネルギー導入設備容量、設備利用率、発電パターンを設定し、揚水発電や蓄電池の活用、各地域間の融通を踏まえた電力需給の毎時シミュレーションを行うことで、再生可能エネルギーの余剰電力を特定する。以下に、前提条件、使用データ、シナリオを示す。

[前提条件]

- ・ 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30%を想定。
- ・ 最低限必要な火力発電出力は、常時電力需要の2%を確保
- ・ 可能な限り各電力会社管内で自然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[9]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を余剰電力と定義
- ・ 本研究では、蓄電池の利用は想定しない。

[データ]

- ・ データの粒度：毎時
- ・ 電力需要：電力各社ホームページより。2012年
- ・ 太陽光発電および風力発電の発電カーブ：気象庁 AMeDAS データから推計（2012年値）[10][11]
- ・ 太陽光発電および風力発電の地域配分：2014年3月末時点における県別の累積導入量の比率を前提

[シナリオ]

- ・ 太陽光発電 1,000 万 kW～1 億 kW、風力発電 1,000 万 kW～7,000 万 kW の組合せ

2.2 分析結果

図 2.1 に太陽光発電と風力発電の各組合せにおける余剰電力量を示す。太陽光発電 3,000 万 kW+風力発電 1,000 万 kW のレベルを超えると余剰電力が発生し始め、太陽光発電 7,000 万 kW+風力発電 5,000 万 kW が導入されると、太陽光発電および風力発電の合計発電電力

量の13%に相当する230億kWhの余剰電力が生じる。太陽光発電1億kW+風力発電7,000万kWの場合は23%の550億kWhが余剰電力となる。太陽光発電5,000万kW+風力発電3,000万kWを超える導入規模では、風力発電の単位設備容量の増分に対する余剰電力量の増分は600~800kWh/kWであるが、太陽光発電は300~400kWh/kWと小さい。これは、太陽光発電の発電時間と電力需要のピーク時間帯が一致することが多いことに起因する。

図2.2に北海道、東北、東京における電源の運転状況、再生可能エネルギーの余剰電力の発生状況の例を示す。太陽光発電5,000万kW+風力発電3,000万kW導入時には、北海道と東北で余剰電力が発生している。地域間連系線を通じて東京に送られる量も端境期で多くみられる。太陽光発電1億kW+風力発電7,000万kW導入時には、北海道と東北で吸収できない分を最大限東京に流したとしても、一年を通じてかなりの量の余剰電力が頻繁に発生していることがわかる。

地域別に見ると(図2.3、図2.4)、関東、関西、中部では余剰電力はほとんど発生しないが、北海道、東北、九州では非常に多く、太陽光発電1億kW+風力発電7,000万kWの場合は、太陽光発電および風力発電の合計発電電力量の40%~60%が余剰電力となる。

余剰電力の負荷率²を図2.5に示す。太陽光発電および風力発電の導入量が小さい時は、余剰電力の発生も散発的であることから負荷率は非常に小さい。太陽光発電1億kW+風力発電7,000万kWと大量に導入されると、負荷率は上昇するが、最も大きい北海道で17%に過ぎない。なお、再生可能エネルギー発電の負荷持続曲線の例を図2.6に示す。

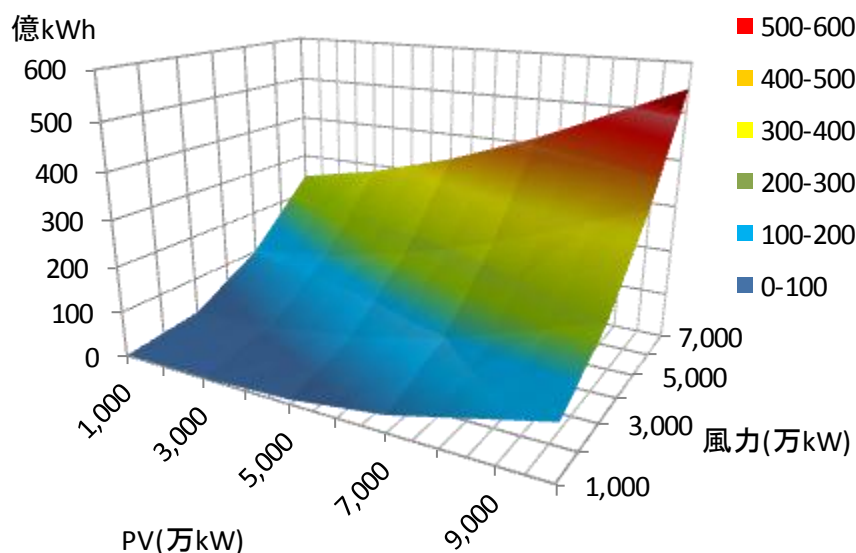


図 2.1 全国其自然変動型再生可能エネルギーの余剰電力量

注：余剰電力量は系統対策や電源構成によって大きく異なることに注意。

² 年間余剰電力量を余剰電力の最大出力×8760時間で除したものの。

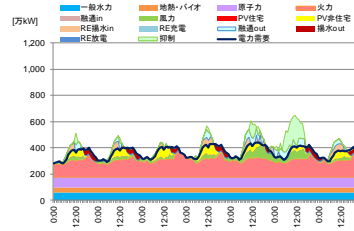
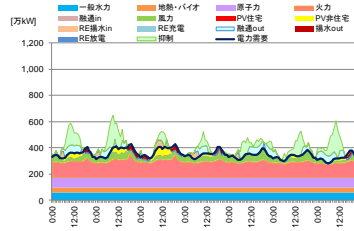
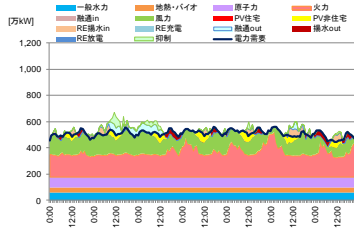
【1/23-1/29】

【4/30-5/6】

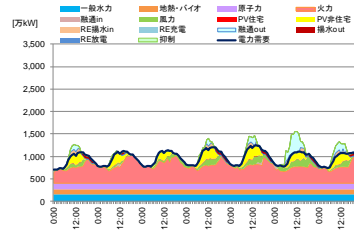
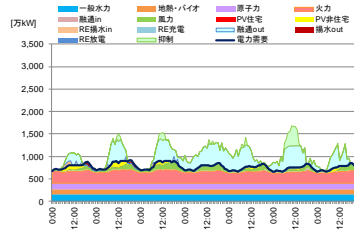
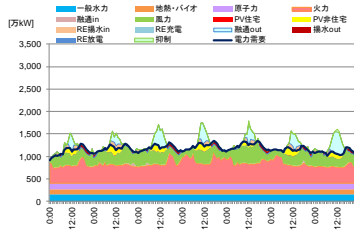
【7/23-7/29】

＜太陽光発電 5,000 万 kW + 風力発電 3,000 万 kW＞

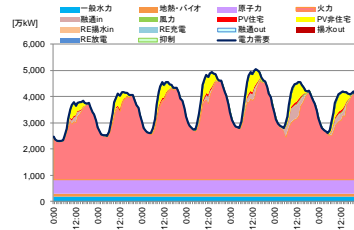
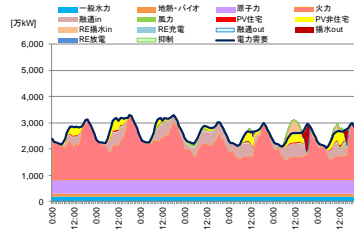
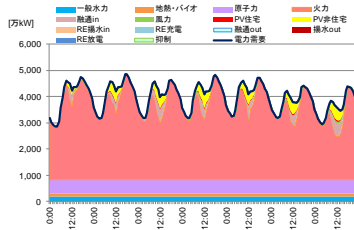
【北海道】



【東北】

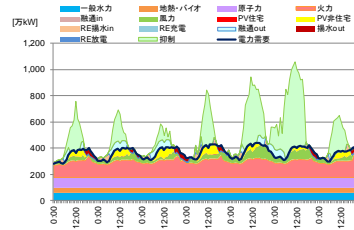
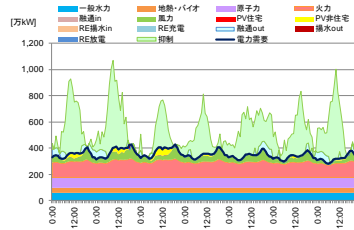
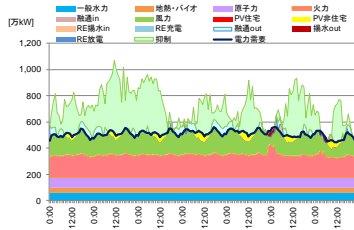


【東京】

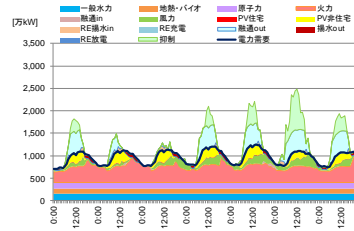
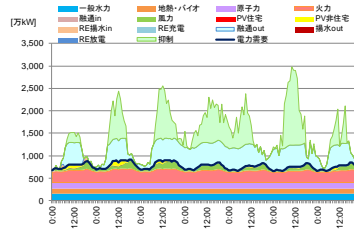
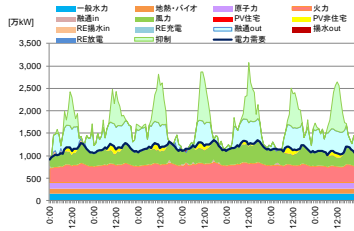


＜太陽光発電 1 億 kW + 風力発電 7,000 万 kW＞

【北海道】



【東北】



【東京】

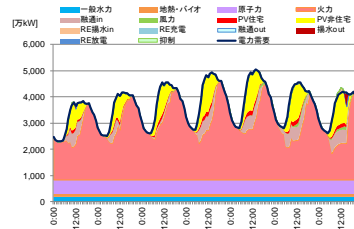
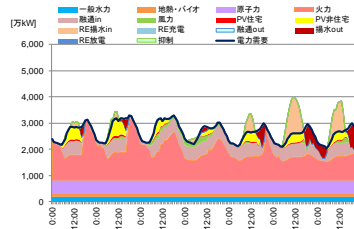
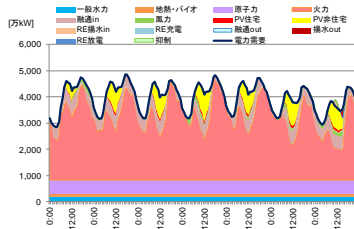


図 2.2 シミュレーション結果例

注：“抑制”が余剰電力に相当する。“太陽光発電”と“風力発電”は系統で吸収された分を表示している。

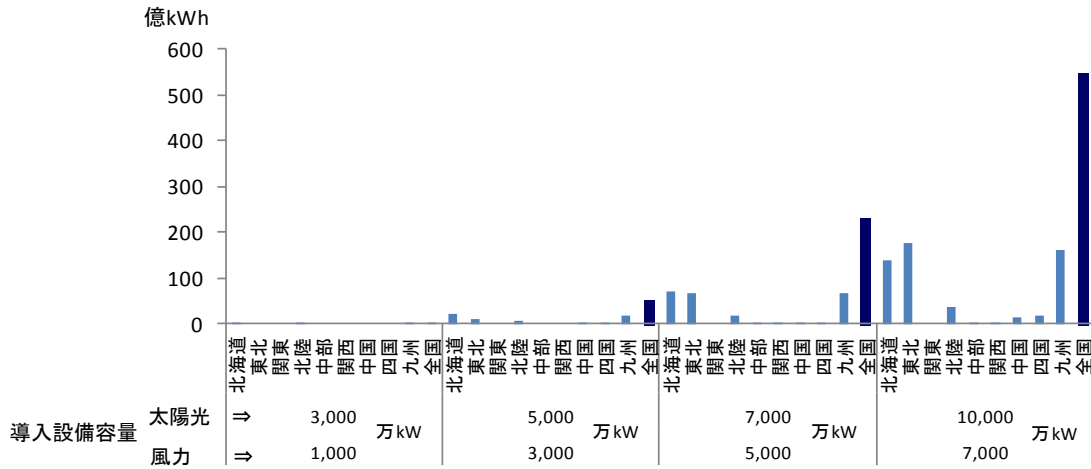


図 2.3 地域別の自然変動型再生可能エネルギーの余剰電力量

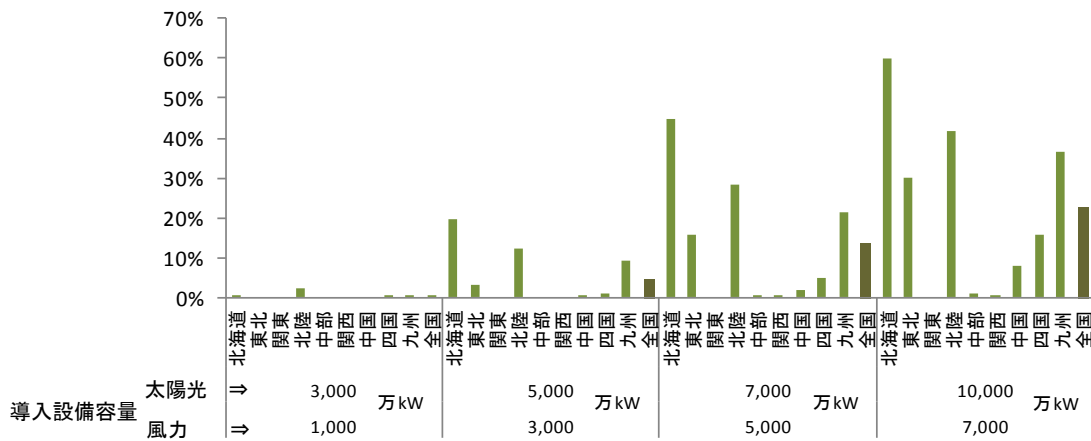


図 2.4 地域別の自然変動型再生可能エネルギーの余剰電力割合

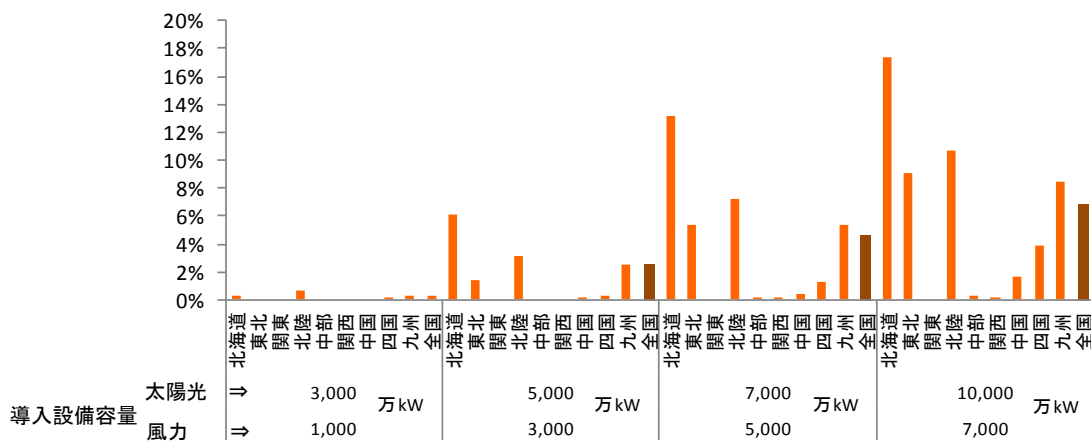


図 2.5 地域別の自然変動型再生可能エネルギーの余剰電力の負荷率

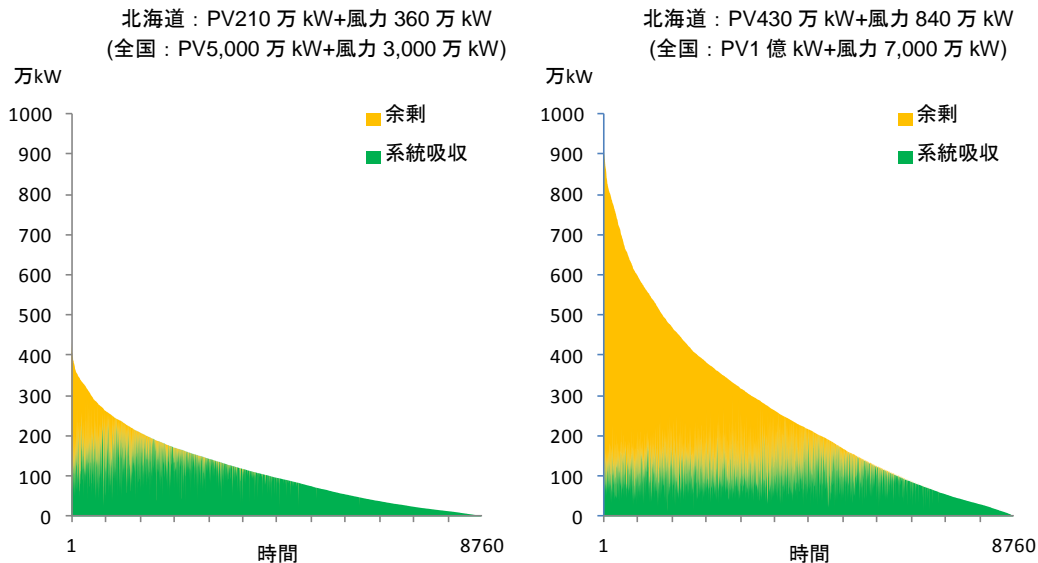


図 2.6 再生可能エネルギー発電の負荷持続曲線の例（北海道）

注：太陽光発電と風力発電の合成である。

3. 再生可能エネルギーからの水素製造の経済性

2章の分析に基づき、他の地域と比べて大量の余剰電力が発生する北海道、東北、九州を中心に以下分析を進める。なお、再生可能エネルギー発電設備に小規模の電解装置が併設されることが現実的であるが、ここでは議論の単純化のために、各地域内の1箇所に集中して電解装置を設置することを想定している。

3.1 余剰電力の利用と安定部分電力の利用の概念

2章の分析結果に基づくと、再生可能エネルギーの余剰電力の負荷率は低いことから余剰電力を利用する電解装置の設備利用率も低く、水素製造の高コスト要因の一つになる。そこで、以下では、自然変動型再生可能エネルギーの利用を前提として、余剰電力を利用するケース（余剰電力型）と出力曲線の基底部分の比較的安定的な電力を利用するケース（安定部分電力型）の水素製造コストの比較を試みる。図 3.1 に余剰電力型と安定部分電力型の概念を比較する。余剰電力型は、自然変動型再生可能エネルギーのうち系統に吸収されずに余剰となる電力の全部もしくは一部を用いて水素を製造する。一方、安定部分電力型は、自然変動型再生可能エネルギー出力のうち、出力変動の影響が小さい基底部の電力を利用する概念であり、余剰電力型と等しい電力量を電解装置に投入する（電解装置の部分負荷効率の変化を捨象し、ある量の水素製造を前提とすると、両者への投入電力量は同じである：図 3.1 の黄色面積＝濃緑色面積）。

安定部分電力型では電解設備の設備利用率が高くなると考えられる（図 3.2）。ただし、余剰電力をどこまで利用するかで余剰電力型の設備利用率は異なることから、安定部分電力型の設備利用率の優位性も異なる。

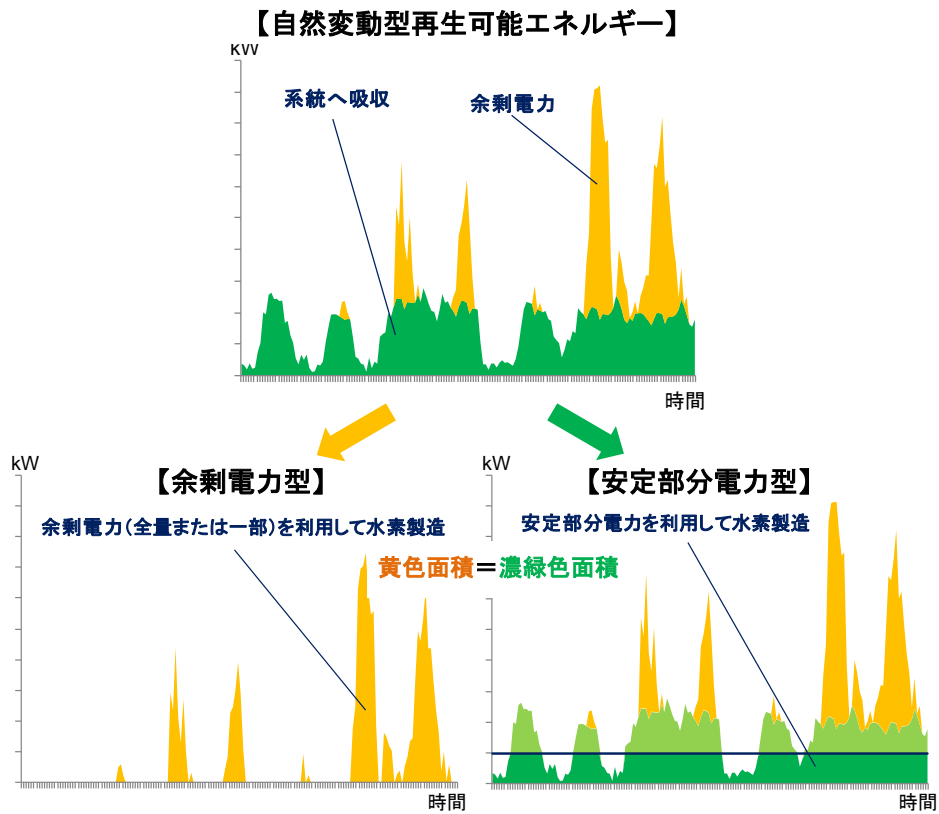


図 3.1 自然変動型再生可能エネルギーからの水素製造方法

注 1：自然変動型再生可能エネルギーは、太陽光発電と風力発電の合成である。
 注 2：両者において、電解装置への投入電力量は同じである。

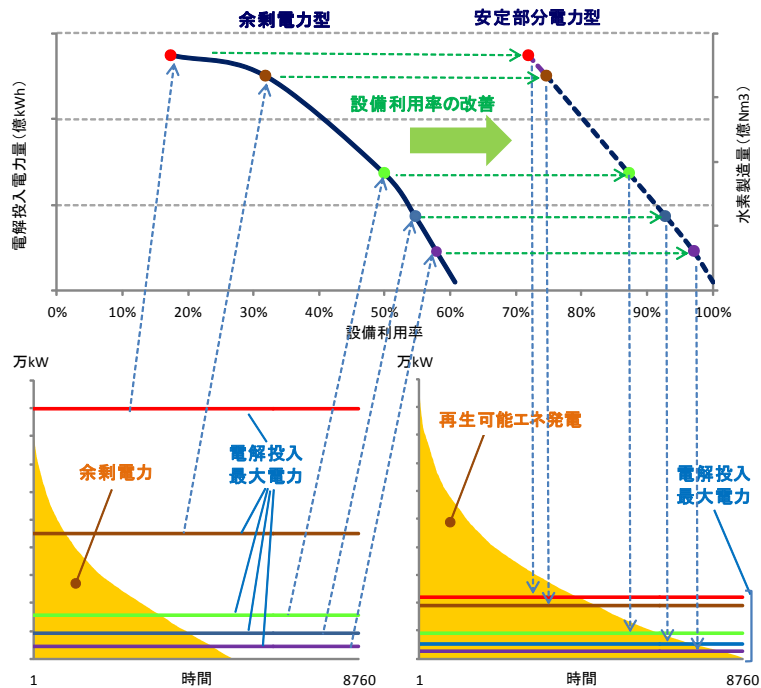


図 3.2 安定部分電力型による電解設備利用率の向上

3.2 余剰電力利用の場合

電解入力電力の変動への対応など技術的な課題はあるが、仮に太陽光発電 1 億 kW および風力発電 7,000 万 kW が導入された場合の余剰電力の全量 (550 億 kWh) を利用するとした場合、現在の水素製造原単位 $5\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{-H}_2$ を想定すると 110 億 Nm^3 の水素が製造され、国内副生水素の供給能力 110 億~170 億 Nm^3 [12] にほぼ匹敵する。燃料電池自動車の水素消費量に換算すると 1,100 万台に相当する。

自然変動型再生可能エネルギーの発電電力量に対する余剰電力量の割合は北海道、東北、九州で 60%~30% と非常に大きな割合であるが、余剰電力の負荷率は、それぞれ 17%、9%、8% 程度にすぎない (図 3.3 下図)。太陽光発電 7,000 万 kW および風力発電 5,000 万 kW が導入された場合では、各々、13%、5%、5% である (図 3.3 上図)。

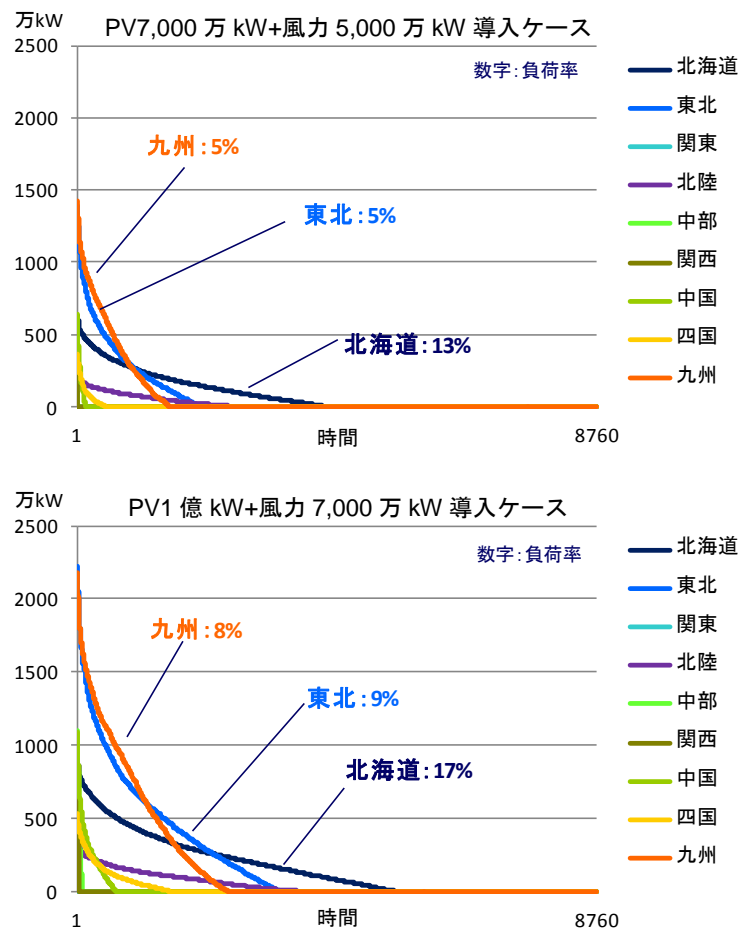


図 3.3 余剰電力の負荷持続曲線

ある量の水素製造を前提とした場合、必要な電力量は一定であることからランニングコストも一定であり、固定費に影響を与える設備利用率が製造コストを決定する要因となる。余剰電力の全量からの水素製造を考えると、余剰電力の負荷率が電解装置の設備利用率になることから、製造コストは非常に高くなる。

太陽光発電 1 億 kW および風力発電 7,000 万 kW が導入されるケースでは、最低でも北海道で 130 円/Nm³、東北で 180 円/Nm³、九州で 200 円/Nm³となる（余剰電力に占める太陽光の割合が大きい程余剰電力価格が高くなり、その割合は地域・導入ケースによって異なることに注意）。

変動の激しい余剰電力の全てを電解装置に投入することには技術的な課題が多い[6][7]。また、低い設備利用率を考えると非現実的である。実際には、発生頻度の少ない高出力の余剰電力に対しては出力抑制を講じることが経済的であり、残りを水素製造に回すことが想定されるが、仮に全量を水素製造に利用する場合には、上述のように非常に高い水素製造コストになる。

3.3 出力抑制電力の無償調達が可能の場合

再生可能エネルギー特別措置法では、再生可能エネルギーの出力抑制に対して“30 日ルール”を定めており、現在（2014 年 12 月時点）、30 日以内に限り再生可能エネルギー発電事業者への金銭補償無しで出力抑制を要請することができる。仮に、電解装置が抑制されたであろう電力を無償で調達することができれば、水素製造コストが大幅に削減できるが、30 日ルールの対象となる余剰電力の負荷率は低いと考えられる。

表 3.1 に、30 日ルールが適用される余剰電力の電力量、負荷率、同量の電力量を安定部分電力型でまかなう場合の負荷率を示す。各地域とも、無償余剰電力の負荷率は数%に過ぎないが、安定部分電力型では 90%を超える。図 3.4 には無償余剰電力型と安定部分電力型の水素製造コストを比較する。無償余剰電力型は電力代が発生しなく、固定費が製造コストを決定する。設備利用率が低すぎるため、設備費が高いと水素製造コストが非常に高くなる（設備費 100 万円/(Nm³/h)で製造コストは 200 円/Nm³を超える）。一方、安定部分電力型は、電力代が発生するものの、設備利用率が 90%を超えることから、固定費を抑えることができ、製造コストは 70~80 円/Nm³となる。無償余剰電力型が安定部分電力型と同等レベルの製造コストを実現するためには、PV5,000 万 kW+風力 3,000 万 kW の導入レベルでは、設備費は 5 万~25 万円/(Nm³/h)まで削減されなければならない。PV1 億 kW+風力 7,000 万 kW まで導入される状況では余剰電力量が増えることにより設備利用率が増加するものの、それでも設備費は 30 万~40 万円/(Nm³/h)までの削減が求められる。

このように、余剰電力を無償で調達できたとしても、設備利用率の低さから安定部分電力型と同等レベルの水素製造コストを目指すためには設備費の大幅な削減が必要となる。また、余剰電力量が少なく再生可能エネルギー発電事業者の事業環境への影響度合いが小さい範囲では無償出力抑制は成立するが、大量導入によって余剰電力が増大すると無償出力抑制量も増加し事業性の悪化が予測されることから、そもそも再生可能エネルギーの導入は進まないと考えられる。逆に、再生可能エネルギーの大量導入を進めるためにこのルールを撤廃し有償になることもあり得る。米国 ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) 管内における余剰電力の一部の無償調達による水素製造の経済性分析事例[13]では、軽負荷

期における供給過多による卸電力市場での風力発電のマイナス価格設定発生時に無償調達が可能としているが、このような状況は限られている。また、ドイツなどでは出力抑制電力は補償されることから、余剰電力の無償での調達は非常に限定的であると考えられる。

表 3.1 30日ルールに基づく無償余剰電力利用と安定部分電力利用の負荷率の比較

		北海道	東北	九州
PV5,000万kW+風力3,000万kW	余剰電力型 電力量(億kWh)	13	9	19
	余剰電力型 負荷率	4%	1%	3%
	余剰電力型 余剰電力に対する割合	65%	100%	100%
安定部分電力型 負荷率		95%	99%	94%
PV7,000万kW+風力5,000万kW	余剰電力型 電力量(億kWh)	29	45	53
	余剰電力型 負荷率	5%	4%	4%
	余剰電力型 余剰電力に対する割合	40%	68%	79%
安定部分電力型 負荷率		93%	95%	88%
PV10,000万kW+風力7,000万kW	余剰電力型 電力量(億kWh)	44	85	93
	余剰電力型 負荷率	6%	4%	5%
	余剰電力型 余剰電力に対する割合	32%	48%	58%
安定部分電力型 負荷率		93%	93%	84%

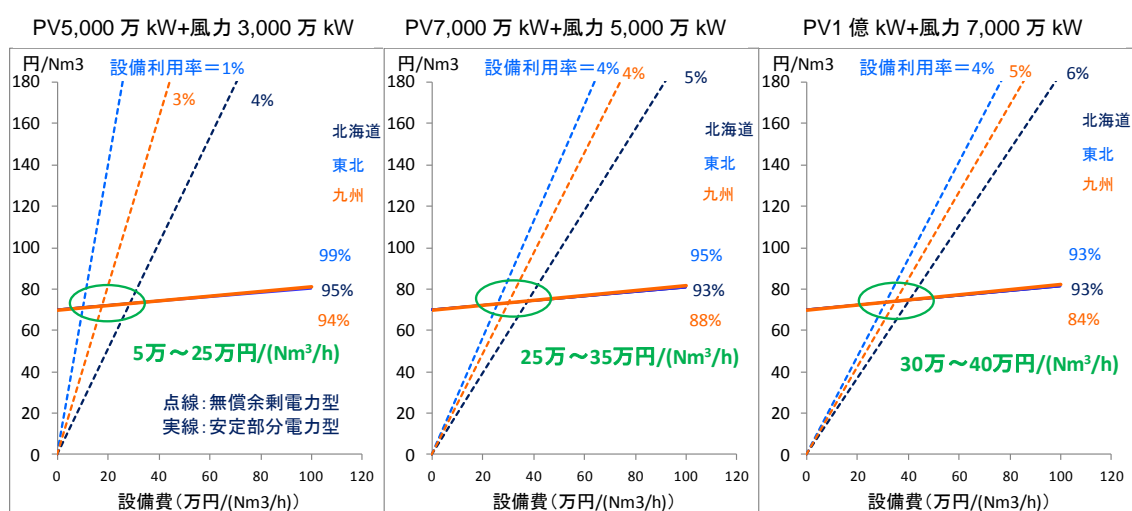


図 3.4 無償余剰電力利用と安定部分電力利用の水素製造コスト比較

注：安定部分電力型の電解投入電力価格は風力発電の14円/kWhを想定しているが、実際には余剰電力は太陽光と風力の合成であることから調達電力価格はこれより高いことに注意が必要である。

3.4 安定部分電力の活用による設備利用率改善の効果

上述のように余剰電力の調達価格が不透明であることから、以下では余剰電力型と安定部分電力型が調達する電力価格を同じと想定し、安定部分電力型の設備利用率向上の効果を分析する。北海道、東北、九州において、余剰電力から製造される水素量を固定し、この水素量を安定部分電力型から製造する場合の設備利用率を計算したものを表 3.2 に示す。例えば、全国で太陽光発電1億kWおよび風力発電7,000万kW導入時には、北海道では、余剰電力型の設備利用率は17%であるが、安定部分電力型は72%と大幅に改善される。余剰電力の年間平均出力までを利用する場合では設備利用率は50%まで改善するものの、安定部分電力型の87%には及ばない。

表 3.2 導入シナリオ別電解装置の設備利用率
(北海道)

電解投入電力量 (億kWh)		余剰電力全量ケース						平均余剰電力ケース						
		PV(万kW)						PV(万kW)						
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000
Wind (万kW)	1,000	119	0	0	1	3	12	1,000	119	0	0	0	0	1
	3,000	358	12	15	20	27	40	3,000	358	2	3	4	7	12
	5,000	597	52	57	64	73	87	5,000	597	16	20	24	29	38
	7,000	836	99	106	114	123	137	7,000	836	40	45	52	59	68

電解設備利用率		余剰電力利用						平均余剰電力利用						
		PV(万kW)						PV(万kW)						
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000
Wind (万kW)	1,000	119	0%	0%	1%	2%	4%	1,000	119	0%	1%	2%	6%	12%
	3,000	358	5%	5%	6%	8%	10%	3,000	358	17%	19%	23%	27%	31%
	5,000	597	11%	11%	12%	13%	15%	5,000	597	32%	34%	38%	41%	44%
	7,000	836	15%	15%	16%	16%	17%	7,000	836	40%	43%	45%	48%	50%

安定部分電力利用		PV(万kW)						PV(万kW)							
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000
		Wind (万kW)	1,000	119	100%	100%	100%	97%	87%	1,000	119	100%	100%	100%	100%
	3,000	358	95%	94%	92%	89%	84%	3,000	358	100%	100%	99%	98%	96%	
	5,000	597	81%	82%	81%	80%	77%	5,000	597	96%	96%	95%	93%	91%	
	7,000	836	71%	73%	73%	73%	72%	7,000	836	92%	91%	90%	89%	87%	

(東北)

電解投入電力量 (億kWh)		余剰電力全量ケース						平均余剰電力ケース						
		PV(万kW)						PV(万kW)						
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000
Wind (万kW)	1,000	309	0	0	0	2	14	1,000	309	0	0	0	0	1
	3,000	927	2	4	9	17	40	3,000	927	0	0	1	2	6
	5,000	1,545	33	41	51	66	96	5,000	1,545	5	7	9	14	25
	7,000	2,163	97	109	123	142	176	7,000	2,163	22	27	33	42	59

電解設備利用率		余剰電力利用						平均余剰電力利用						
		PV(万kW)						PV(万kW)						
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000
Wind (万kW)	1,000	309	-	-	0%	1%	2%	1,000	309	-	-	0%	2%	8%
	3,000	927	1%	1%	1%	2%	4%	3,000	927	2%	4%	6%	10%	16%
	5,000	1,545	4%	5%	5%	5%	6%	5,000	1,545	14%	16%	18%	22%	26%
	7,000	2,163	7%	8%	8%	9%	9%	7,000	2,163	23%	25%	27%	30%	34%

安定部分電力利用		PV(万kW)						PV(万kW)							
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000
		Wind (万kW)	1,000	309	100%	100%	100%	99%	92%	1,000	309	100%	100%	100%	100%
	3,000	927	100%	99%	99%	97%	92%	3,000	927	100%	100%	100%	100%	99%	
	5,000	1,545	96%	95%	94%	92%	87%	5,000	1,545	100%	99%	99%	99%	98%	
	7,000	2,163	89%	89%	84%	86%	83%	7,000	2,163	99%	98%	98%	97%	95%	

(九州)

電解投入電力量 (億kWh)		余剰電力全量ケース						平均余剰電力ケース						
		PV(万kW)						PV(万kW)						
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000
Wind (万kW)	1,000	128	0	1	8	30	85	1,000	128	0	0	0	3	13
	3,000	383	0	4	19	46	107	3,000	383	0	0	1	6	20
	5,000	639	2	12	34	67	133	5,000	639	0	1	4	11	28
	7,000	895	10	26	54	92	161	7,000	895	1	3	9	19	41

電解設備利用率		余剰電力利用						平均余剰電力利用							
		PV(万kW)						PV(万kW)							
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000
Wind (万kW)	1,000	128	-	-	0%	1%	3%	6%	1,000	128	-	-	1%	4%	9%
	3,000	383	0%	1%	3%	4%	7%	3,000	383	0%	2%	6%	12%	18%	
	5,000	639	1%	2%	4%	5%	8%	5,000	639	3%	7%	11%	16%	21%	
	7,000	895	2%	3%	5%	6%	8%	7,000	895	7%	12%	17%	21%	25%	

安定部分電力利用		PV(万kW)						PV(万kW)							
		全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000	全国	各地域	1000	3,000	5,000	7,000	10,000
		Wind (万kW)	1,000	128	100%	100%	92%	69%	50%	1,000	128	100%	100%	100%	99%
	3,000	383	100%	100%	94%	81%	62%	3,000	383	100%	100%	100%	99%	94%	
	5,000	639	100%	99%	93%	84%	68%	5,000	639	100%	100%	100%	99%	95%	
	7,000	895	99%	97%	92%	84%	71%	7,000	895	100%	100%	100%	98%	95%	

図 3.5 に、電解投入電力と設備利用率の関係を示す。仮に 50 億 kWh の電力の電解への投入（水素製造量は 10 億 Nm³）を想定すると、太陽光発電 7,000 万 kW+風力発電 5,000 万 kW 導入時は、北海道における電解設備利用率は、余剰電力型が 35%であるが安定部分電力型は 87%、東北では各々 16%、96%、九州では 11%、89%と、安定部分電力型の設備利用率が大幅に高い。太陽光発電 1 億 kW+風力発電 7,000 万 kW 導入時は余剰電力が増えるため、両者の差は縮まるものの、安定部分電力型の方が 40%~70%高い。

水素製造コストのうち固定費のみを見ると（図 3.6）、安定部分電力型は余剰電力型と比べて、大幅なコスト削減を実現できることが分かる。太陽光発電 7,000 万 kW+風力発電 5,000 万 kW 導入規模においては、電解装置 100 万円/(Nm³/h)の場合には、北海道では余剰電力型の場合の固定費は 29 円/Nm³であるが安定部分電力型の場合は 12 円/Nm³と、18 円/Nm³削減される。同様に、東北で 54 円/Nm³、九州で 82 円/Nm³の削減となる。太陽光発電 1 億 kW+風力発電 7,000 万 kW 導入時は、余剰電力の増加により、余剰電力型と安定部分電力型の差が縮まることから、北海道、東北、九州で各々 8 円/Nm³、20 円/Nm³、32 円/Nm³の削減となる。

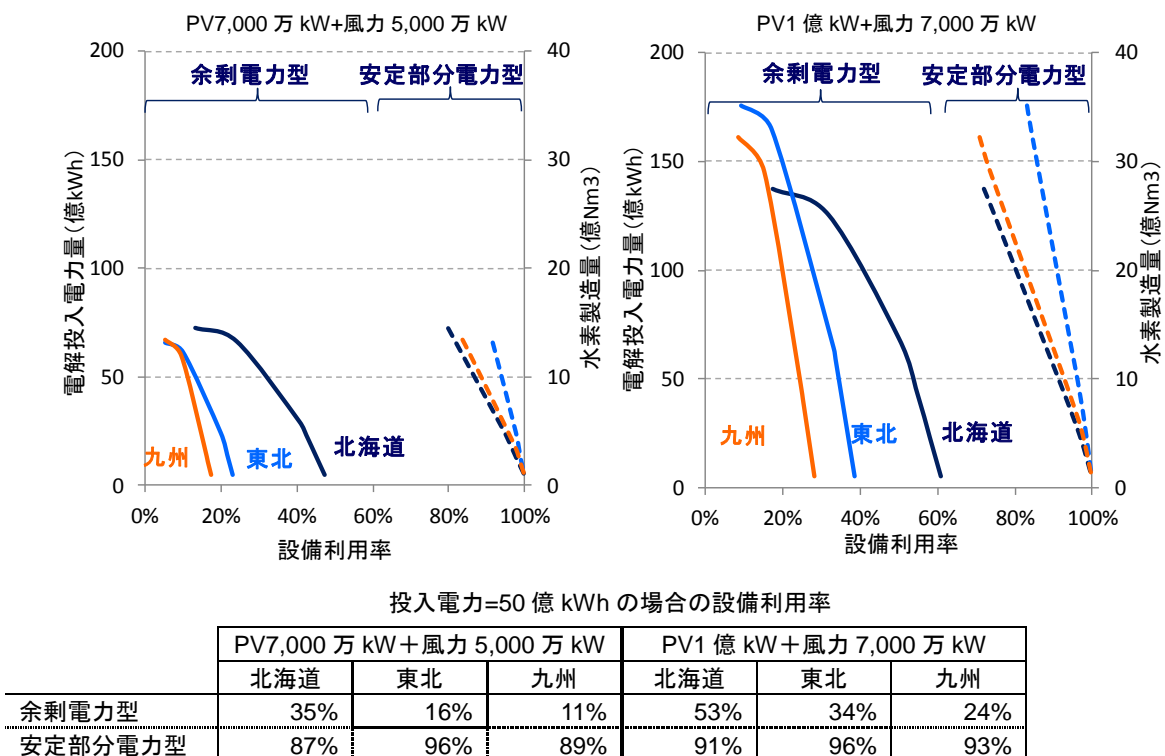
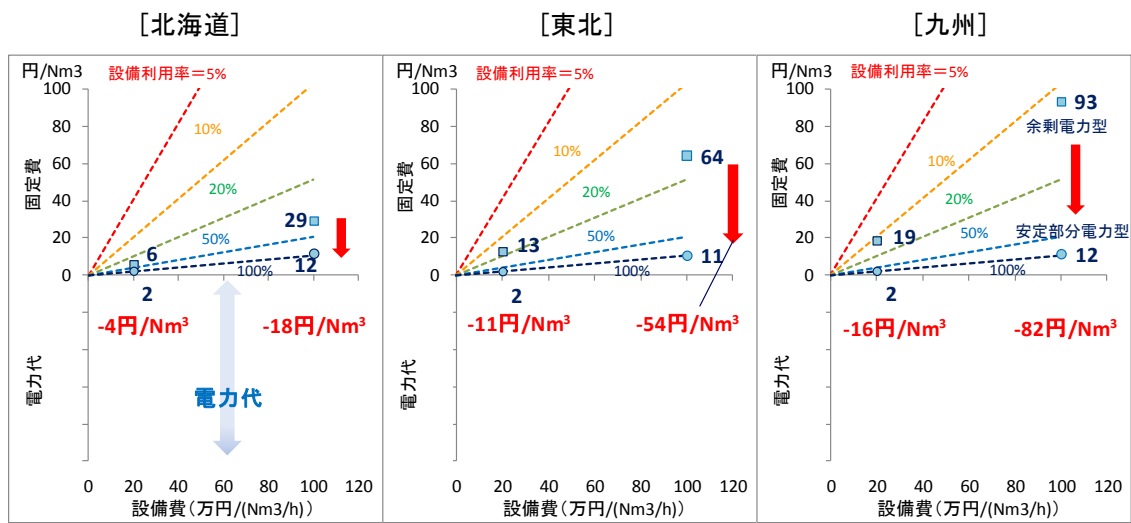
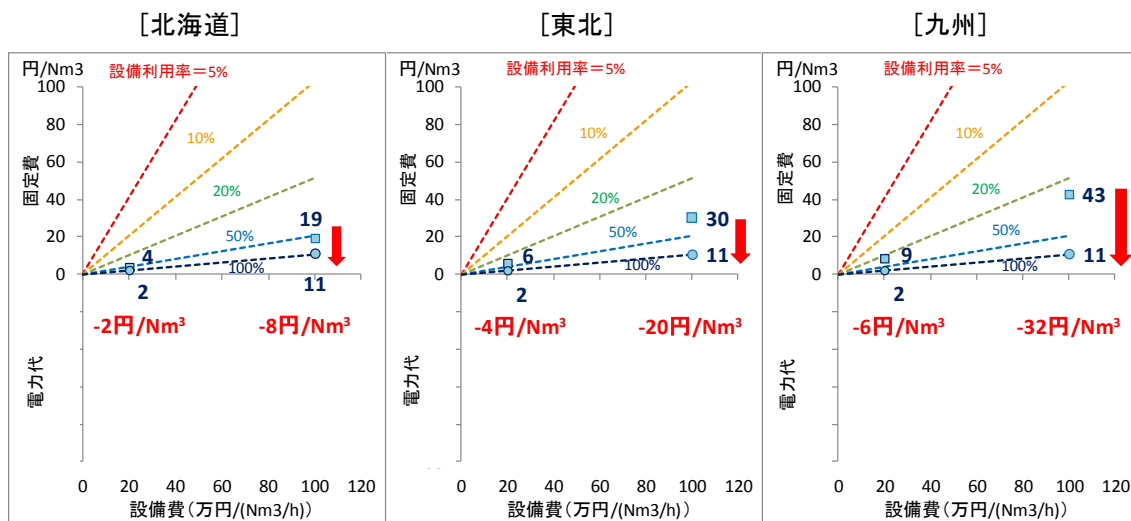


図 3.5 電解投入電力と設備利用率の関係（余剰電力型と安定部分電力型の比較）

注：電解の水素製造原単位は 5kWh/Nm³-H₂ を想定



(PV7,000 万 kW+風力 5,000 万 kW 導入時)



(PV1 億 kW+風力 7,000 万 kW 導入時)

図 3.6 安定部分電力型による水素製造コストの削減効果

注：50 億 kWh 投入 (=10 億 Nm³ の水素製造) の場合。

注：設備利用率による固定費の変化を見るために電力代は表記していない。電力代は余剰電力型と安定部分電力型で共通である。

3.5 安定部分電力型のメリットとデメリット

以上の分析に基づくと、余剰電力型と比較して安定部分電力型の設備利用率はかなり高いことから、水素製造コストを大幅に削減できる。系統対策という観点からは、余剰電力型は余剰電力を大幅に削減できるというメリットがあるが、安定部分電力型も副次的に余剰電力をある程度削減することができる。再生可能エネルギーの安定部分を電解装置に投入することで、系統が対応しなければならぬ再生可能エネルギーの発電電力量が減少するからである。太陽光発電 5,000 万 kW+風力発電 3,000 万 kW 導入時の余剰電力 53 億 kW

のうち安定部分電力型でも 12 億 kWh は削減できる。太陽光発電 1 億 kW+風力発電 7,000 万 kW 導入時には余剰電力 550 億 kWh の約半分を削減することができる (表 3.3)。

一方、デメリットとしては、安定部分電力型では電解装置の設備利用率が高いことから部分負荷運転の頻度が少ないが、一般的に電解装置は部分負荷効率が定格効率よりも高い傾向にあり[7]、余剰電力型と比べて水素製造効率が低くなる可能性がある。

表 3.3 安定部分電力型による余剰電力の削減量

(億kWh)	PV5,000万kW+風力3,000万kW			PV7,000万kW+風力5,000万kW			PV10,000万kW+風力7,000万kW		
	余剰電力	安定部利用後の余剰電力	削減量	余剰電力	安定部利用後の余剰電力	削減量	余剰電力	安定部利用後の余剰電力	削減量
北海道	20	14	6	73	32	41	137	43	94
東北	9	8	1	66	50	15	176	107	69
関東	0	0	0	0	0	0	0	0	0
北陸	5	4	1	17	11	6	36	18	18
中部	0	0	0	0	0	0	3	3	0
関西	0	0	0	0	0	0	1	0	0
中国	0	0	0	3	2	0	16	13	3
四国	1	1	0	4	4	0	18	13	5
九州	19	15	4	67	42	26	161	81	80
合計	53	41	12	230	141	89	548	278	270

再生可能エネルギーからの水素製造コストの削減を主目的とした場合、上記の分析結果に基づくと、余剰電力ではなく安定部分電力を利用し、残りの電力を系統へ流すというオプションは検討の価値がある。米国 National Renewable Energy Laboratory (NREL) では風力発電などの再生可能エネルギーと電解装置をセットにしたシステムの経済性を評価しており、売電収入も含めた水素製造コストの分析を行っている[14][15]。このシステムを電力と水素の Co-production と呼んでおり、電解装置へは系統電力と風力発電からの電力とを投入することで設備利用率を向上させ、風力発電の残りの電力は系統へ売電している。

また、水の電気分解では水素 1Nm^3 の製造とともに 0.5Nm^3 の酸素も同時に発生することから、酸素の利用や販売も検討課題である。経済産業省生産動態統計年報によると、酸素の販売価格は約 9 円/ Nm^3 であり、酸素を販売することができれば水素製造価格の削減に貢献することができる。

3.6 水素利活用と系統対策

本研究では扱わなかった系統安定化対策としての水素の製造・利活用の経済性を評価する場合は、蓄電池、地域間連系線の増強、需要の能動化などの対策と比較しなければならない。電解装置と併せて、水素の貯蔵設備、運搬設備、利用設備を含めた分析が必要になることは言うまでもない。小宮山ら[16]の再生可能エネルギー余剰電力水素利用システムを含めた電力システム全体の最適電源構成に関する分析では、強力な CO_2 排出制約および水素利用システム (電解、貯蔵、燃料電池、水素発電) の大幅なコスト削減があって初めて、系統対策としての水素利用システムの経済合理性が高められ、導入される可能性があることを示唆している。

まとめ

本研究では、自然変動型再生可能エネルギーの導入シナリオごとの余剰電力を特定し、水電解による水素製造コストを、余剰電力型と出力変動の影響が小さく安定的な基底部分の電力を利用する安定部分電力型で比較した。

太陽光発電 7,000 万 kW と風力発電 5,000 万 kW を導入するケースを例にとると、余剰電力は 200 億 kWh 以上となるが、大量に発生する地域においても余剰電力の負荷率は 5%～15%に過ぎない。水素製造量にも依存するが、水素製造コストの削減という観点からは、余剰電力型よりも設備利用率が 40%～70%も改善される安定部分電力型の方がかなり経済的なオプションであることを示した。

系統対策の一つとして、安価と考えられている余剰電力の利用が提案されることが多いが、設備利用率が極めて低いことから水素製造コストが非常に高くなる。また、余剰電力の価格設定は系統対策のあり方や電力市場設計に大きく左右され不透明であることから、調達価格は高いものの高い設備利用率を確保することができる再生可能エネルギーの基底部分電力の利用が望ましい。仮に、余剰電力の無償調達が可能な場合でも、無償余剰電力の負荷率は数%に過ぎず、設備利用率が 90%を超える安定部分電力型と同等の水素製造コストを実現するためには、電解装置の設備費が現在の 1/3～1/4 まで低減することが求められる。

ただし、再生可能エネルギーからの水素製造コスト削減に向けた障壁は高く、再生可能エネルギーの発電コストの低減は必須であるとともに、電解装置の入力電力の変動性への技術的対応、水素製造効率の向上、設備費の削減を目指した継続的な研究開発が必要とされる。また、同時に発生する酸素の有効活用も検討課題である。

将来的に、国内の水素利活用インフラ構築を目指すならば、輸入水素のみを前提とするのではなく、国産 CO₂ フリー水素を視野に入れた取り組みも重要である。再生可能エネルギーの余剰電力を活用した水素製造・利用を系統対策として位置付けるのではなく、積極的な水素製造を目指した再生可能エネルギーの安定部分電力の活用も検討すべき課題である。

参考文献

- [1] Strategieplattform, dena (<http://www.powertogas.info/>)
- [2] 水素・燃料電池戦略協議会第 5 回ワーキンググループ資料
- [3] 経済産業省生産動態統計調査
- [4] 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

- [5] “Hydrogen Production Technical Team Roadmap”, USDRIVE, 2013
- [6] 光島重徳, 松津幸一, “水電解技術の現状と課題”, 水素エネルギーシステム Vo1.36, No.1 (2011)
- [7] “Development of Water Electrolysis in the European Union”, EU Joint Undertaking, 2014
- [8] コスト等検証委員会資料
- [9] “各地域間連系設備の運用容量算定結果”, 電力系統利用協議会, 平成 26 年 4 月
- [10] Shibata, Y., “Optimum Locational Allocation of Wind Turbine Capacity based on Smoothing Effect”, IEEJ Energy Journal, Vol.8, No.2, pp.20-29 (2013)
- [11] 柴田善朗, “地域間連系線増強および出力抑制による風力発電導入ポテンシャルの評価”, エネルギー経済第 39 巻 第 3 号, 2013 年 9 月
- [12] “水素製造・輸送・貯蔵システム等技術開発／次世代技術開発・フィージビリティスタディ等／水素需給の現状と将来見通しに関する検討”, 平成 25 年 2 月, 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構
- [13] “Economic Analysis of Large-Scale Hydrogen Storage for Renewable Utility Applications”, SANDIA REPORT, August 2011
- [14] J. I. Levene, “Economic Analysis of Hydrogen Production from Wind”, NREL, 2005
- [15] G. Saur and C. Ainscough, “U.S. Geographic Analysis of the Cost of Hydrogen from Electrolysis”, NREL, 2011
- [16] 小宮山涼一, 大槻貴司, 藤井康正, “再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討”, 電気学会論文誌 B, Vol.134, No.10, pp885-895 (2014)