

国内再生可能エネルギーからの 水素製造の展望と課題

第2回CO₂フリー水素ワーキンググループ
水素・燃料電池戦略協議会

2016年6月22日

日本エネルギー経済研究所

柴田 善朗

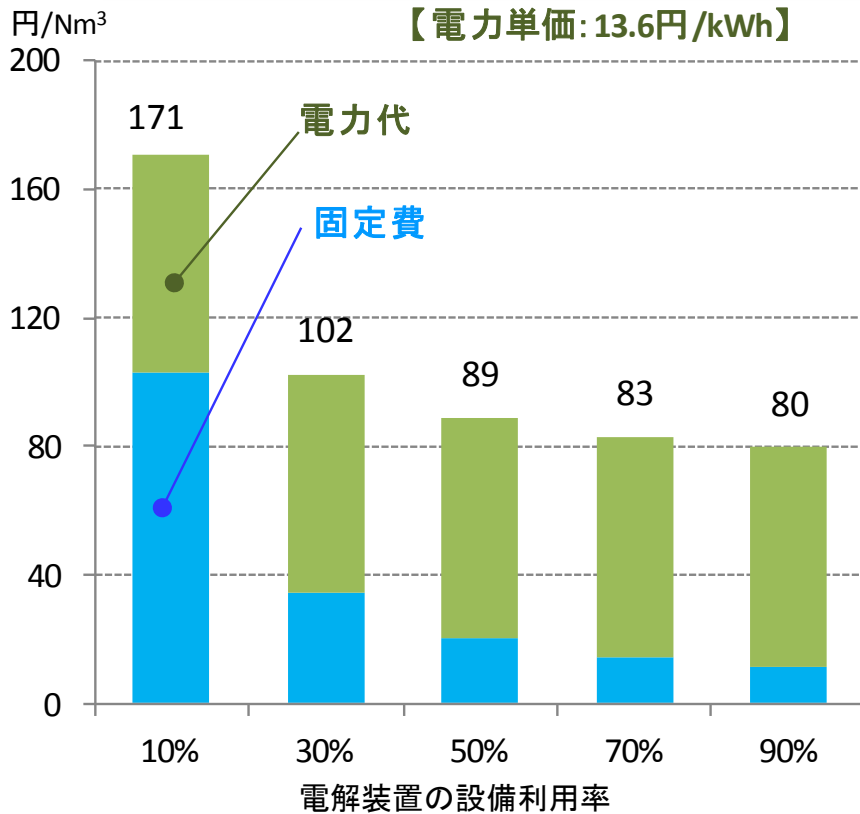
- 電解水素製造の経済性
- 再エネからの水素製造 -余剰電力の特定-
- 再エネの水素製造への利用方法
- エネルギー貯蔵としての再エネ水素
- まとめ

電解水素製造の経済性

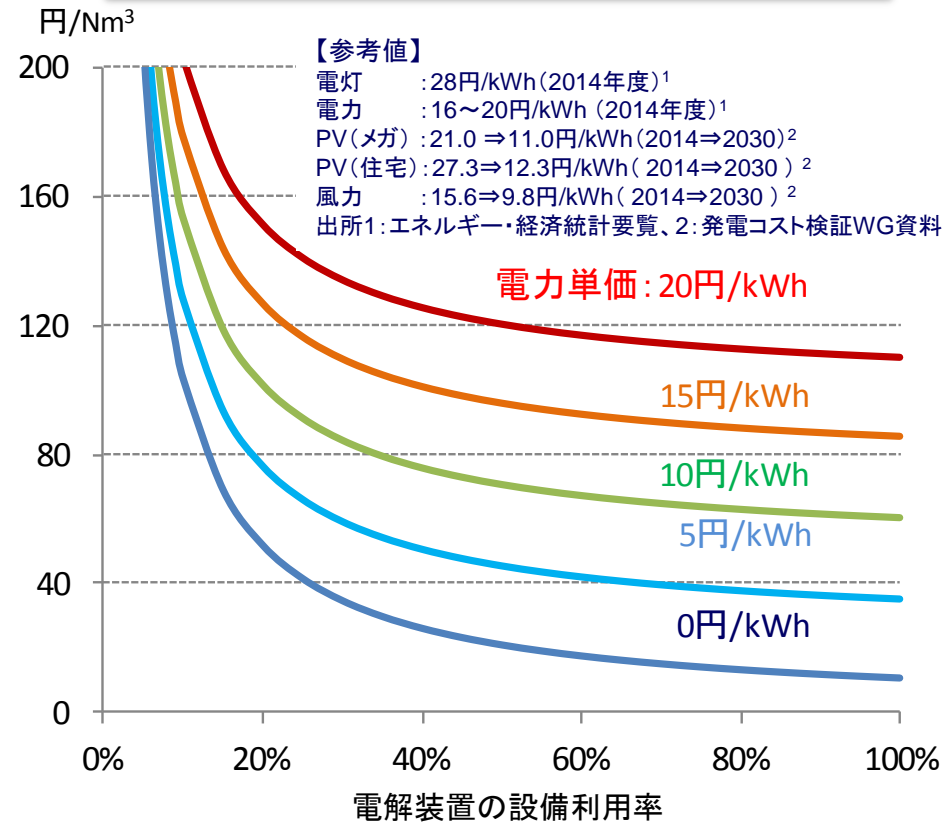
電解水素製造コスト

- 現在1Nm³の水素製造に最低でも5kWhの電力投入が必要であることから、電力代だけで100円/Nm³を超える可能性も
- 投入電力単価の低減、電解水素製造原単位の低減、電解設備費の削減の全てが必要。また、電解装置の設備利用率向上も課題

電解設備利用率の感度



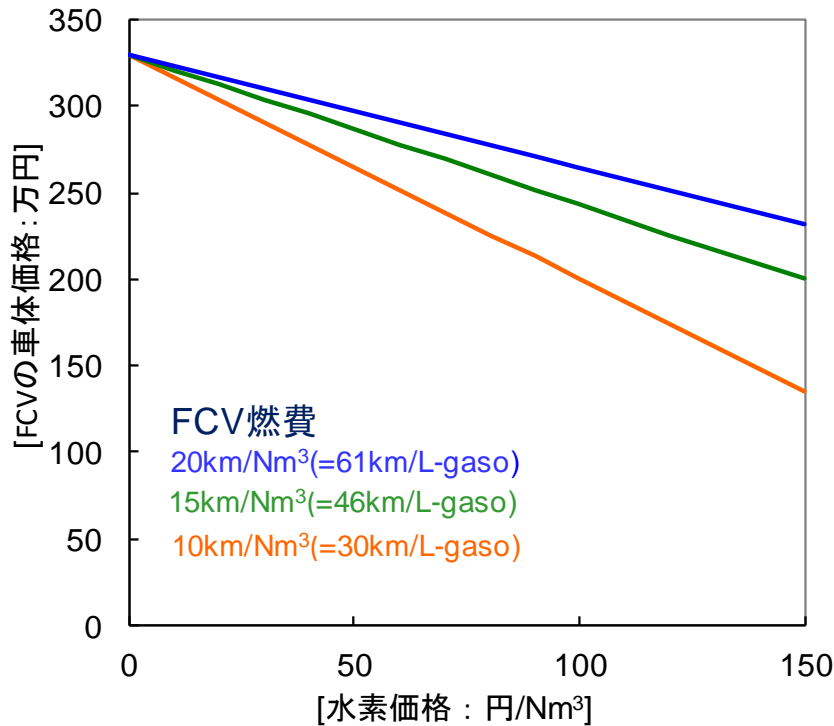
電力単価の感度



求められる水素の価格水準

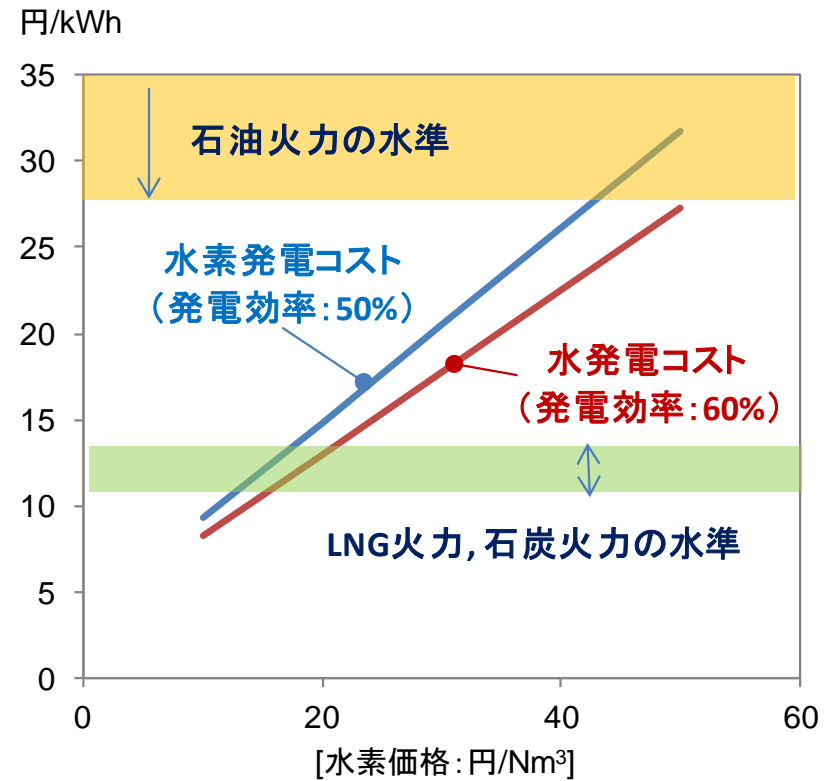
- 求められる水素の価格は、用途や競合技術によって大きく異なる。

ライフサイクルコストにおけるFCVの対ガソリン車ブレークイーブン条件



注: 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、年間走行距離10,000km、13年間利用を想定。

水素発電(専焼)コスト



注: 発電設備は設備利用率=50%。水素発電の建設コストはLNG火力と同レベルを想定。

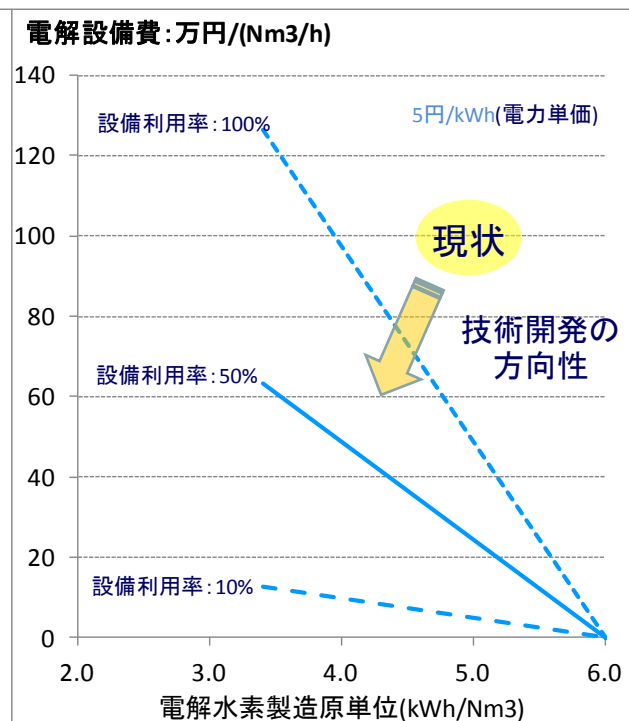
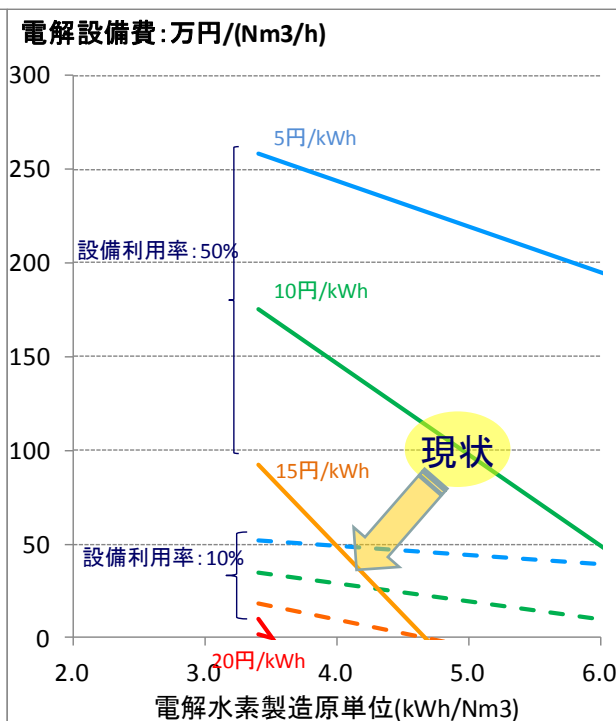
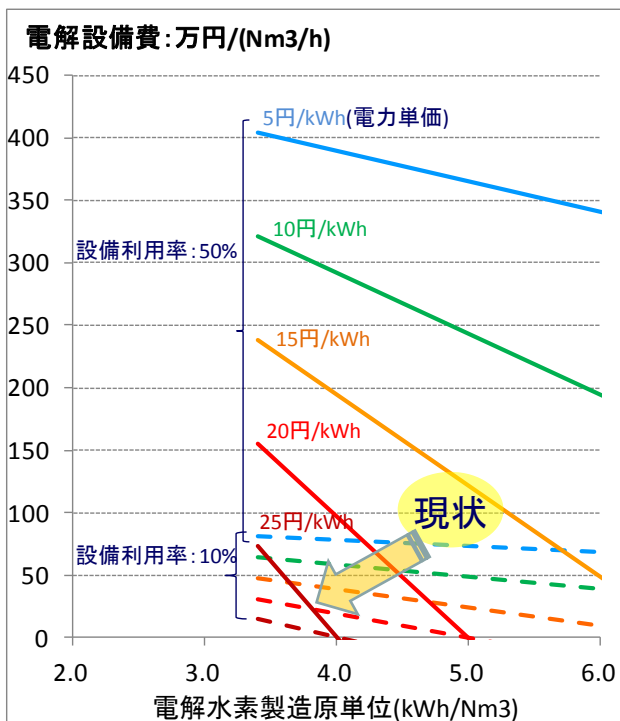
電解水素製造コスト目標別の達成条件

- 100円/Nm³が目標の場合は、投入電力単価が15円/kWh程度であれば、現状の技術水準でも可能。ただし、50%近くの設備利用率が要求される。
- 出力変動型再エネ利用の場合は設備利用率が低くなるため、設備費と製造原単位の大幅な低減が必要。
- 30円/Nm³が目標の場合は、更に、投入電力単価は5円/kWh以下が求められる。

水素製造コスト目標
=100円/Nm³
(≒FCVへの販売価格)

水素製造コスト目標
=70円/Nm³

水素製造コスト目標
=30円/Nm³
(≒輸入水素CIF価格)



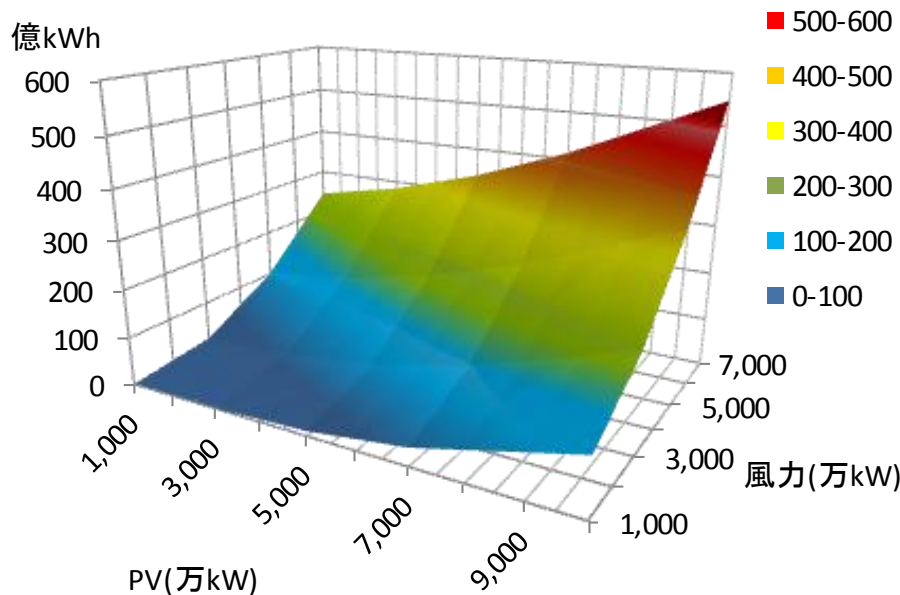
再エネからの水素製造 -余剰電力の特定-

我が国の余剰電力規模

- 系統対策の動向によって余剰電力量は大きく異なる。
- 我が国において太陽光6,400万kW+風力1,000万kW(※)導入の場合で、余剰電力は40億kWh(≒5%)~220億kWh(≒25%)→8~44億Nm³の水素
- ただし、余剰電力の負荷率は、最も大きい地域でも3%~10%

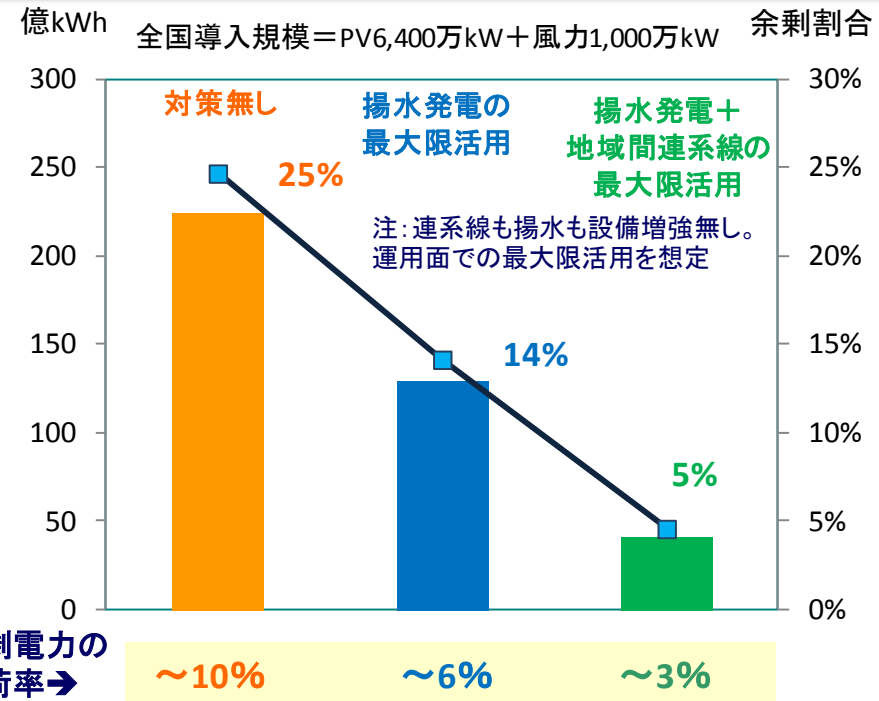
※「長期エネルギー需給見通し(骨子)案」の電源構成に基づく。なお、2016年1月末時点の累積導入量は、PV約3,000万kW、風力約300万kW。

再生可能エネルギーからの余剰電力量



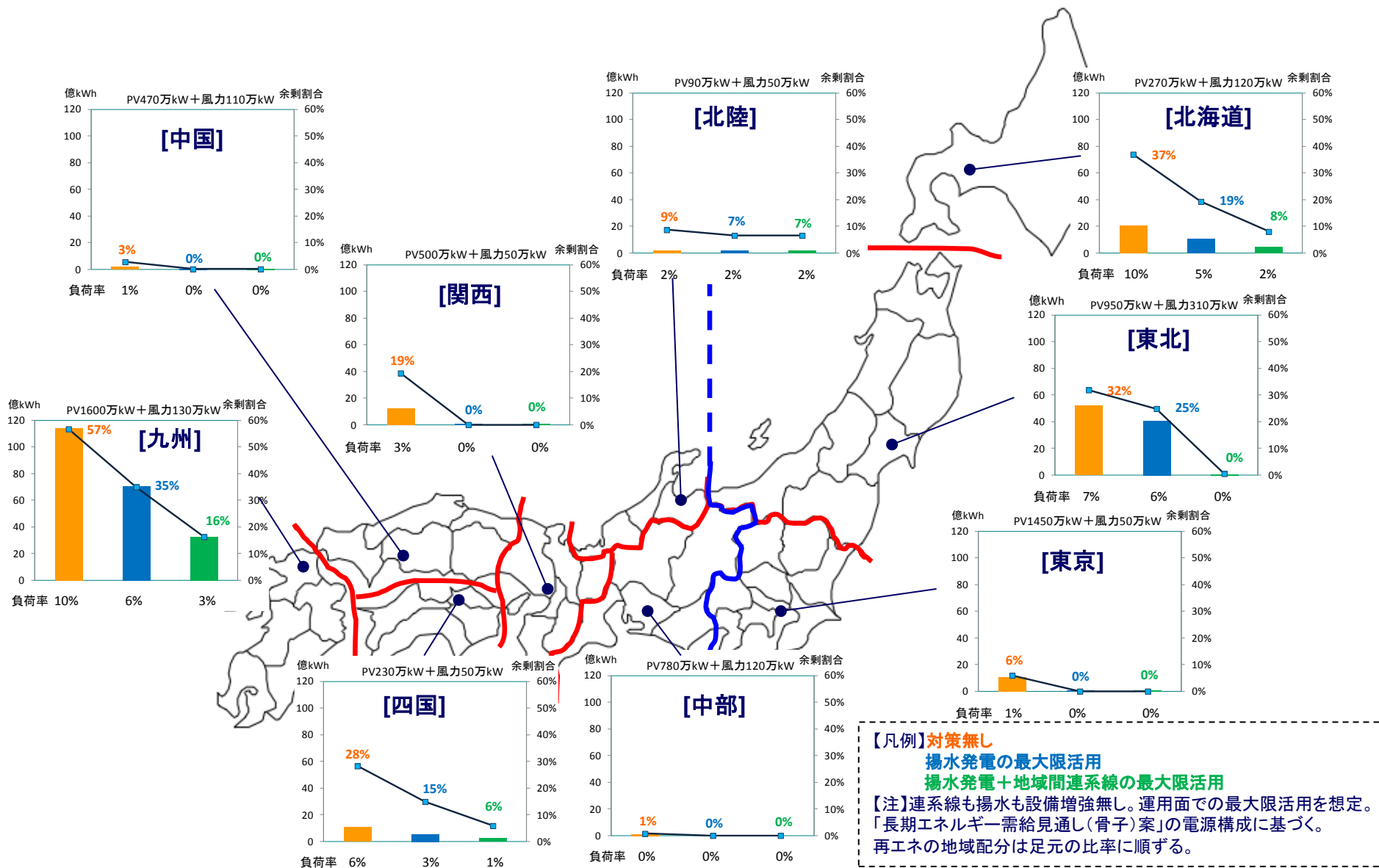
注: 地域間連系線、揚水発電を最大限活用できる場合。
ただし、設備増強は無し。

系統対策別の余剰電力規模



出所: 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(2015)及び、柴田, “我が国におけるPower to Gasの可能性”, エネルギー経済(2016)をベースに推計

我が国の余剰電力規模(地域別)



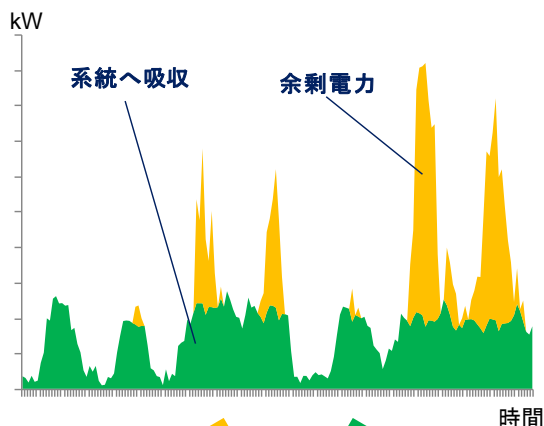
再エネの水素製造への利用方法

余剰電力だけが選択肢ではない

■ 余剰電力ではなく、安定部分の電力(再エネの)を利用

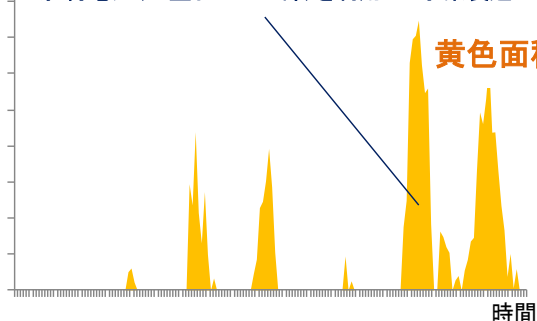
安定部分電力利用の概念

【自然変動型再生可能エネルギー】



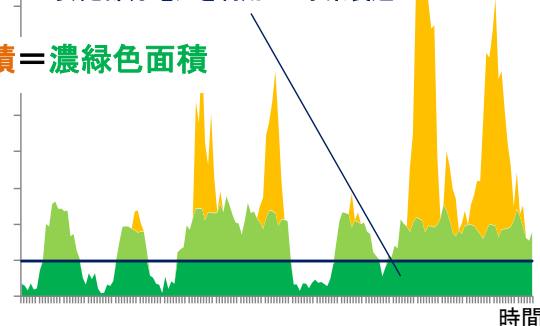
【余剰電力型】

余剰電力(全量または一部)を利用して水素製造



【安定部分電力型】

安定部分電力を利用して水素製造

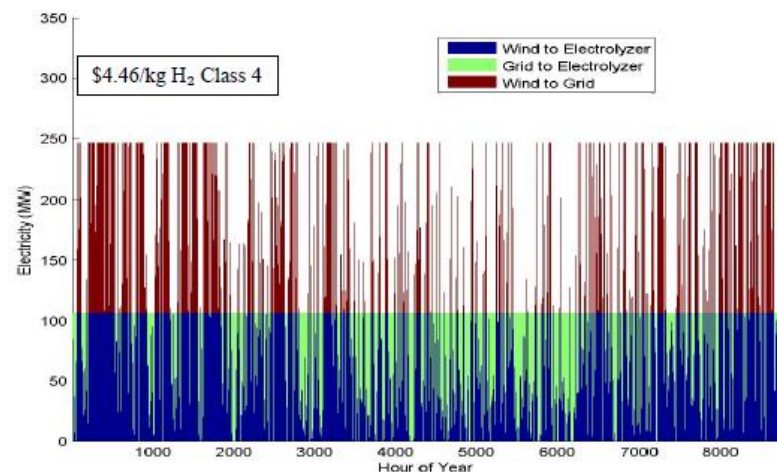


黄色面積 = 濃緑色面積

出所: 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(2015)

風力+系統電力の利用の例

“風力”+“系統電力とのやり取り”で水素製造。ただしCO₂フリーではない。



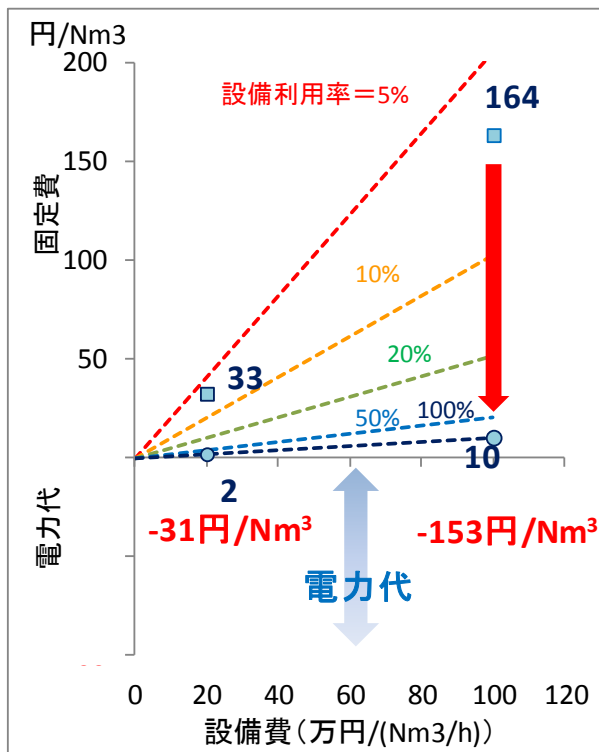
出所: “US Geographic Analysis of the Cost of Hydrogen from Electrolysis”, NREL, 2011

安定部分電力利用による水素製造コスト削減

- 安定部分の電力を用いることで、水素製造コストの大幅な削減が可能
- 安定部分を利用する場合でも、ある程度余剰電力は削減できるが、当然、別途系統対策が必要になる

安定部分電力型による水素製造コストの削減効果

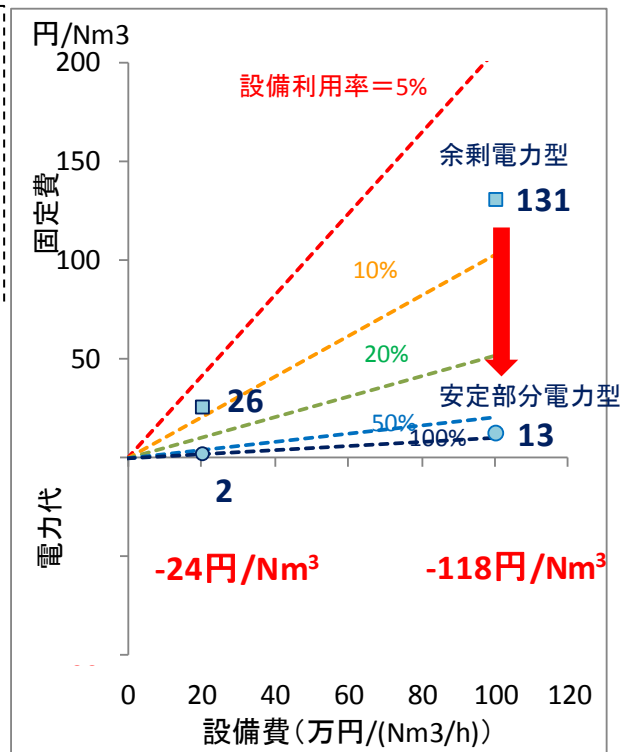
【北海道】



【想定】

- 全国でPV6,400万kW+風力1,000万kW導入
- 北海道:4億kWhの余剰電力のうち3億kWhを電解に投入と想定
- 九州:33億kWhの余剰電力のうち20億kWhを電解に投入と想定

【九州】



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。

出所: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(2015)をベースに推計

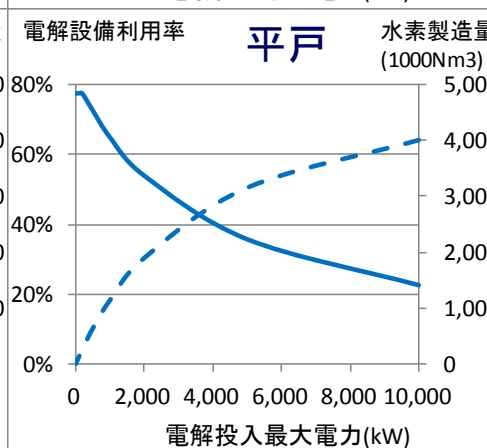
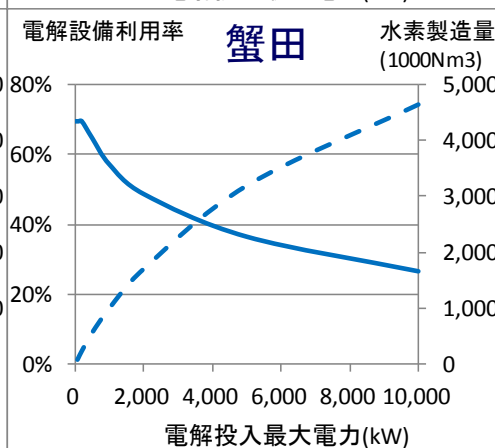
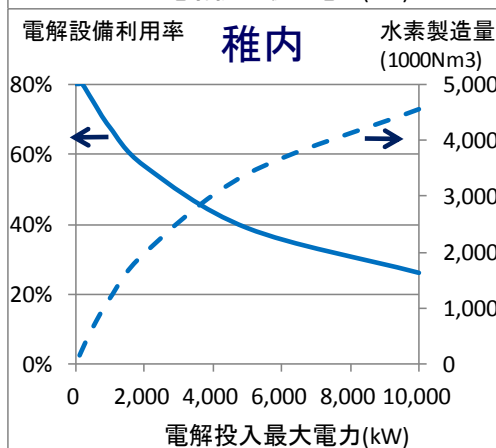
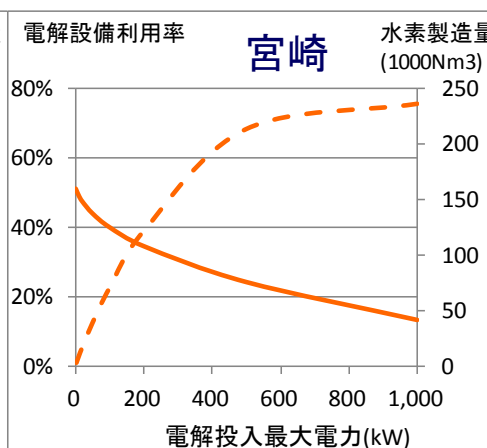
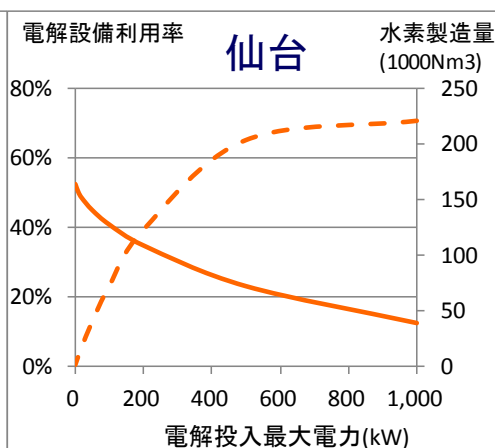
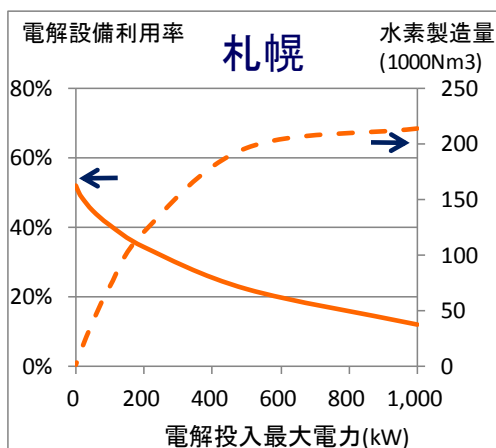
再エネと電解の設備容量と設備利用率の関係

- 太陽光1,000kW、風力10,000kWの各々に電解装置を併設するケースを想定(系統を介さず発電電力の安定部分を直接電解装置に投入)。
- 太陽光利用の場合は電解設備約200kW級(40Nm³/h)で設備利用率30%強(12万Nm³製造)。風力利用の場合は電解設備約4,000kW級(800Nm³/h)で設備利用率約40%(300万Nm³製造)。

[北海道]

[東北]

[九州]



余剰電力型と安定部分電力型の比較

	余剰電力型	安定部分電力型
調達電力価格	安価な可能性も	再エネの発電コストと同等の調達価格になる
調達可能電力量	他の系統対策に影響	再エネ導入量から見通しが可能
電解設備利用率	かなり低い	高い
系統対策	余剰電力の大半を利用することで、系統への影響を大きく回避できる	電力需要の創出につながることから、ある程度の余剰電力の削減効果はあるが、別途系統対策が必要

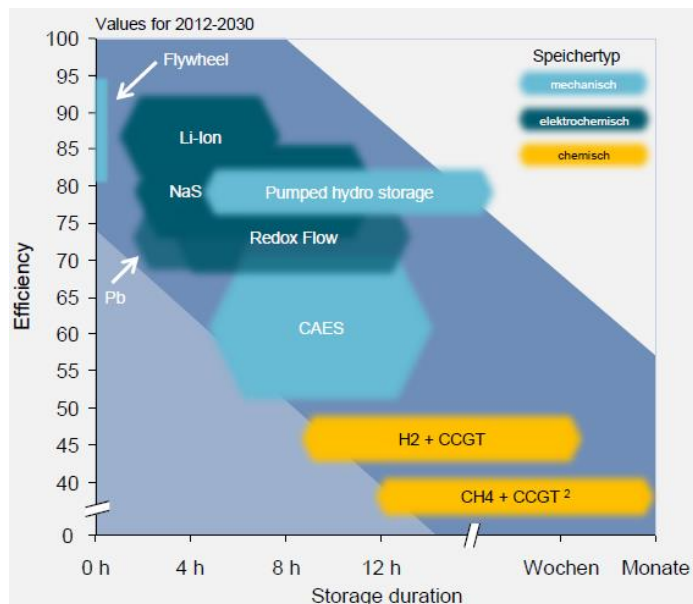
注: メリット、デメリット

エネルギー貯蔵技術としての再エネ水素

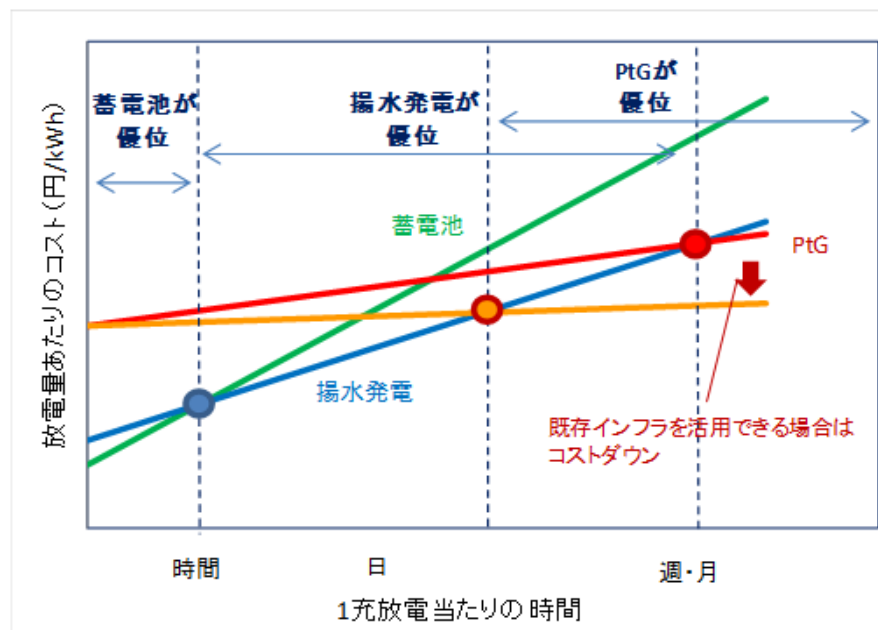
エネルギー貯蔵技術の競合・棲み分け

- 蓄電池は短周期に適している。
- PtGは長期間貯蔵が可能。ただし、充放電効率が低い。

総合効率と貯蔵期間



蓄エネルギー技術の棲み分け



出所: "ETOGAS smart energy conversion", ETOGAS GmbH, 2013

出所: 柴田, "我が国におけるPower to Gasの可能性", エネルギー経済(2016)

- 余剰電力量の不確実性：系統対策のあり方に影響
- 余剰電力の価格設定（水素製造用には買取る場合）の不確実性
- 安定部分電力を利用することで、電解の設備利用率は大幅に向上し、水素製造コストが大幅に削減可能
- エネルギー貯蔵技術としては、蓄電池と競合か棲み分けかの判断が必要

yoshiaki.shibata@edmc.ieej.or.jp