

再エネ調整力としての水素

令和8年3月27日

内藤克彦

- 1. 水素の液化は本来不利**
- 2. 日本では流通できない水素 ⇒ 液化水素輸入**
- 3. ネットゼロに向けて再エネが増えると大きな調整力が必用**
- 4. 再エネ出力の季節変動をカバーするゼロエミ電源は水素火力**

1. 水素の液化は本来不利

水素の液化輸入

	LNG	液化水素	備考(アンモニア)
低位発熱量	22.3MJ/リットル	8.5MJ/リットル	12.7MJ/リットル
ボイルオフ	0.1%/day	1%/day	
液化エネルギー	10%	33%	

- 体積当たり発熱量はLNGの38%
LNGの2.6倍の貯蔵施設、船舶が必用
- 液化行程・輸送中ボイルオフで日本に来るときには半減

本来、液化は不利。 ⇒ 国内製造・消費

Hydrogen shipping vs LNG – some physics

Liebreich Associates

LNG Carrier
Q-Max Mozah



Volume:	266,000 cbm
Volumetric density:	22.2 MJ/litre
Total load:	5.9×10^{15} J
Temperature:	-162 C
Liquefaction losses:	10%
Boil-off:	0.1% per day

Hydrogen carrier
Suiso Frontier



0.2% of the energy carried by a Q-Max

Volume:	1,250 cbm
Volumetric density:	8.5 MJ/litre
Total load:	1.1×10^{13} J
Temperature:	-253 C
Liquefaction losses:	33%
Boil-off:	1% per day

Images: Qatar Gas, Kawasaki Heavy Industries, MHI Source: Liebreich Associates

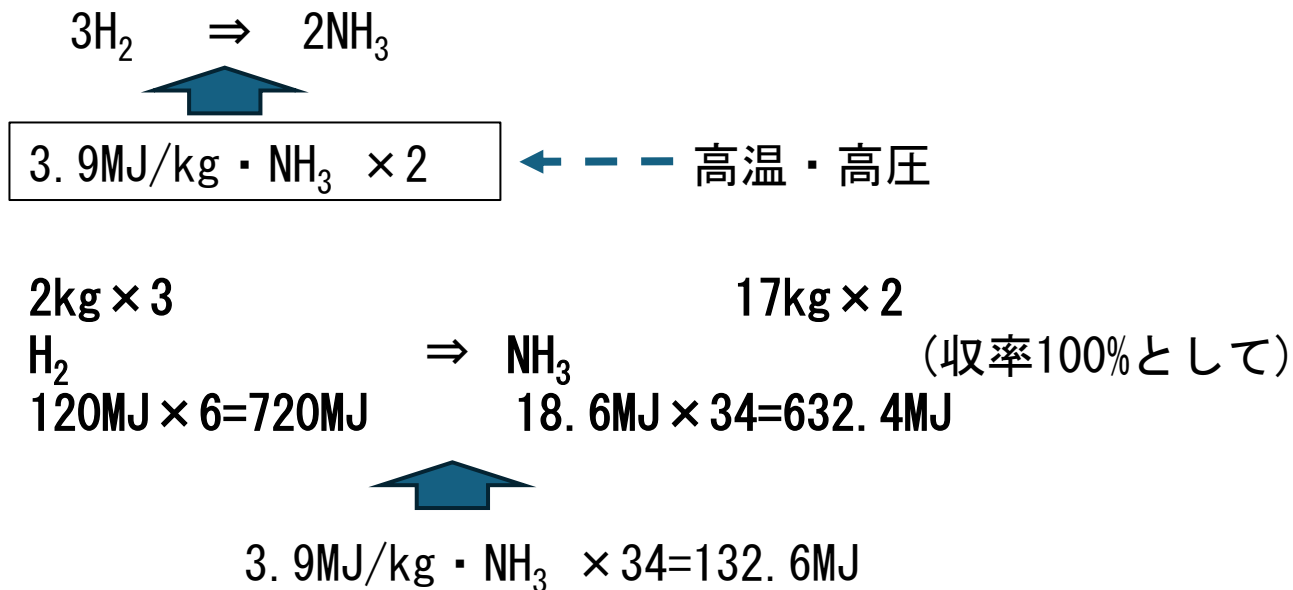
参考 ハーバー法によるアンモニア合成

燃料物性値

燃料	高位発熱量 [MJ/kg]	低位発熱量 [MJ/kg]	CO ₂ 排出係数 [gCO ₂ /MJ@LHV]	根拠等
海外天然ガス	54.70	49.84	55.84	資源エネルギー庁の統計に用いられる値 (資源エネルギー庁, エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数 (2018年度改訂) の解説 (2020))
国産天然ガス	52.91	48.20	55.99	〃
一般炭	26.08	24.80	93.72	〃
褐炭	10.60	8.73	113.90	オーストラリアビクトリア州の褐炭性状 (山下ら, 低炭素社会に向けた水素チェーンの実現可能性検討 (2014)より算出)
H ₂	141.80	120.00	0.00	(水谷, 燃焼工学 (第3版) (2002))
NH ₃	22.5	18.6	0.00	(W.M. Haynes et al, CRC Handbook of Chemistry and Physics, 95th Edition (2014), LHVは水の潜熱から算出)

■ 火力発電設備では、燃焼排ガスを100℃以上で排気するため、燃焼排ガス中の潜熱を利用できないことから、潜熱分の発熱量を含まないLHV基準で表記
 ※一定の条件での試算であり、今後の技術進展により変わる可能性があることに留意

© CRIEPI 2022



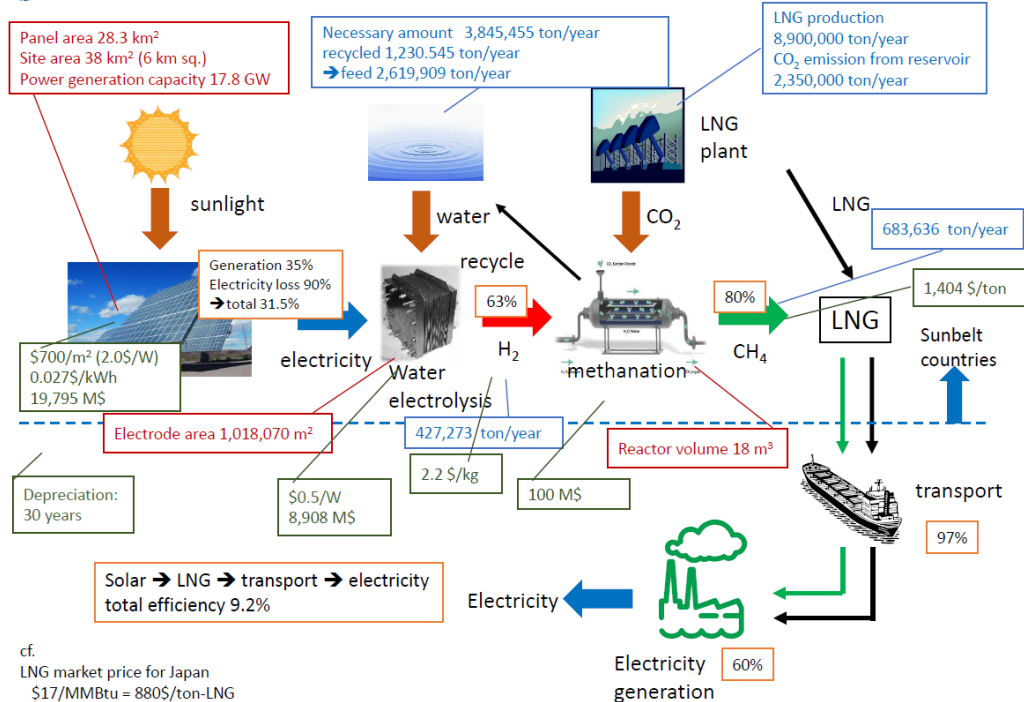
(千代田化工建設:CO2フリー水素からのアンモニア合成プロセスの構築)

- 元来水素が持っていた720MJのエネルギーに外部から133MJを加えて、632MJのエネルギーの製造。
アンモニアにすることで221MJ(31%)のロス。
- 以上は、アンモニアの収率が100%の計算で、**実際はハーバー法では収率30%程度**(理論値40%MAX)が限界。
原料水素として3倍の水素を投入するとすると(「鉄はレアメタルより強し」東京工業大学)
720MJ×3=**2160MJ** H₂投入 に対して **632.4MJ** NH₃ エネルギーの製造？
いずれにしても**エネルギー製造としてはロスが多き過ぎ**では？
- アンモニアのメリットは液化輸送が容易
- アンモニアは毒劇法の「劇物」で燃料としての桁違の量の輸送等の安全性の問題がある。**

トータルのエネルギー効率は何?

○e-メタン	電力⇒水素⇒サバティエ法⇒液化⇒輸送⇒発電	31%
○液化水素	電力⇒水素⇒液化⇒輸送⇒発電	26%
○アンモニア	電力⇒水素⇒ハーバー法⇒液化⇒輸送⇒発電	23%
※LNG	天然ガス⇒液化⇒輸送⇒発電	49%

東京大学 The University of Tokyo Zero-emission LNG: process flow and cost estimation



Electricity imports – hydrogen, ammonia, HVDC

Liebreich Associates

Power – hydrogen – power



5x as many ships as LNG

Electrolysis efficiency:	80%
Liquefaction efficiency:	67%
Transport efficiency:	80%
Generation efficiency:	60%
Total Efficiency:	26%

Power – ammonia – power



Easier – but even less efficient

Electrolysis efficiency:	80%
Haber Bosch efficiency:	70%
Liquefaction efficiency:	90%
Transport efficiency:	90%
Generation efficiency:	50%
Total efficiency:	23%

HVDC



3.2 x as efficient

Conversion efficiency to HVDC:	97%
Transport efficiency (3% loss per 1000km)	88%
Conversion efficiency HVDC to grid:	97%
Total efficiency:	82%

Images: Kawasaki Heavy Industries; NYK; Suncable Source: Liebreich Associates

国内水素製造

- 水素電解は電力代14円/kWh、設備利用率20%の時に電力代と固定費が概ね50-50
- 市場価格0円の再エネ余剰電力を用いると電解装置の設備利用率は24%程度。⇒40円/Nm³程度?⇒3.7円/MJ (当方シミュレーション)

○経産省の目標

現状100円/Nm³ ⇒ 2030年に30円/Nm³ (CIF価格)、2050年には20円/Nm³ (CIF価格)
 ⇒ 20円/Nm³ ≒ 1.9円/MJ 2023年のLNG価格 = 1.95円/MJ で少し厳しすぎ?

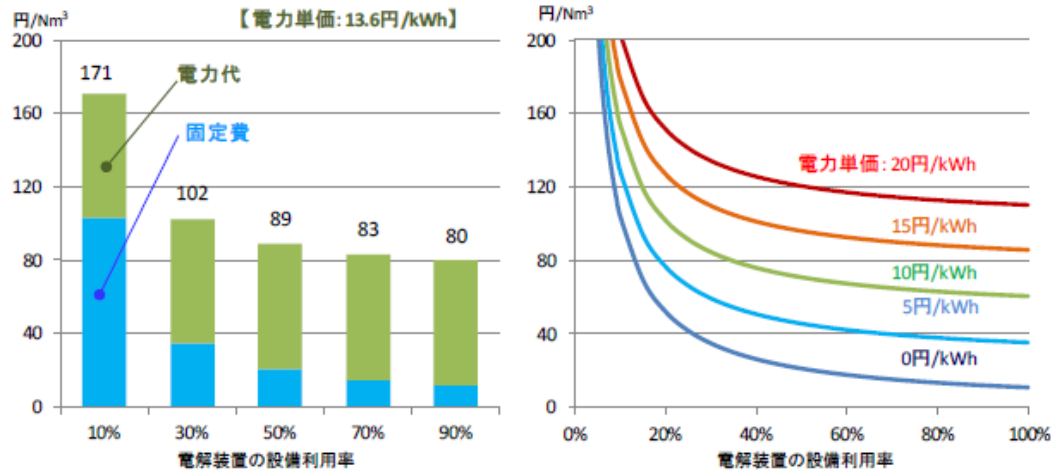
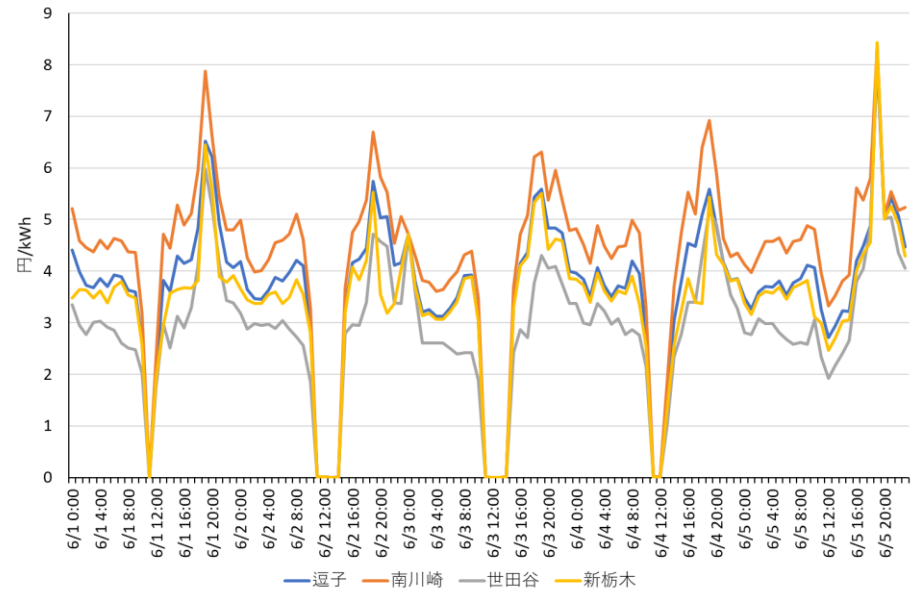


図 1.3 電解からの水素製造コスト

注: 電力消費原単位 5kWh/Nm³-H₂、設備単価 100 万円/(Nm³/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。



2030年ベースシナリオの東京近郊LMP

**2. 日本では流通できない水素
⇒ 液化水素輸入**

EUの目指すガスシステム・・・メタンと水素の混合グリッド

- 既存のガス制度に水素を取り込み、また、バイオメタンの役割を強化
- ガスグリッド内の水素比率を徐々に増やす。**
特定の「転換点」(例えば20%)に到達したら、メタン/水素混合物の水素濃度を段階的に増やすことが推奨される場合がある。・・・天然ガス転換前の都市ガスは水素40%
- 水素グリッド、メタングリッド、混合グリッドが地域特性によりパッチワーク状に混在
- バイオメタン、水素、天然ガスのエネルギー量に基づく取引を継続**
- 地下貯蔵の活用**

○ガス源の気候価値を証書化し追跡できるように、信頼できるEU全体の属性証明システム確立

○電力・ガスネットワークの連系

- ・電力:再エネ、汎用性、即時高度利用等
- ・ガス:**地下貯蔵**、高温、原料、物流等

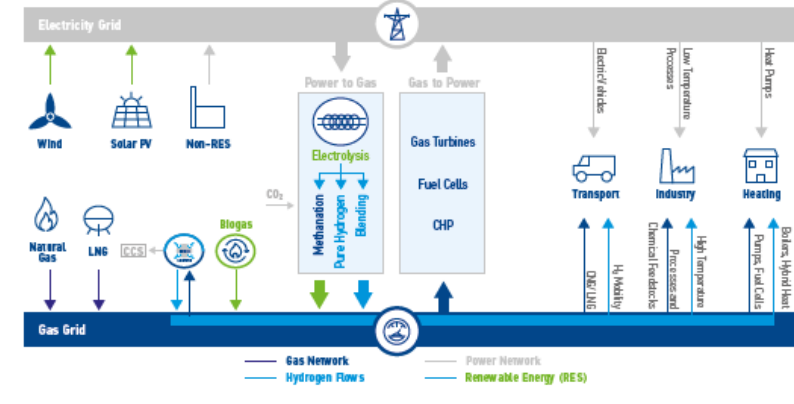
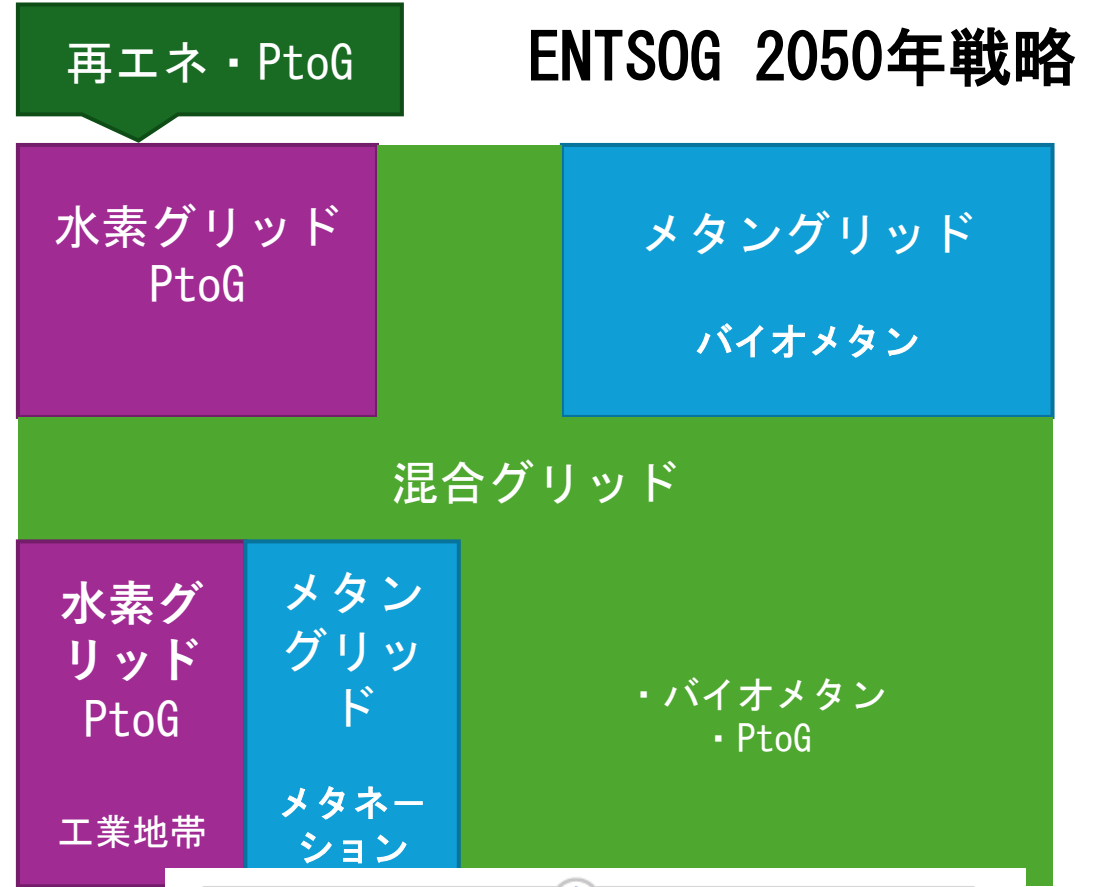
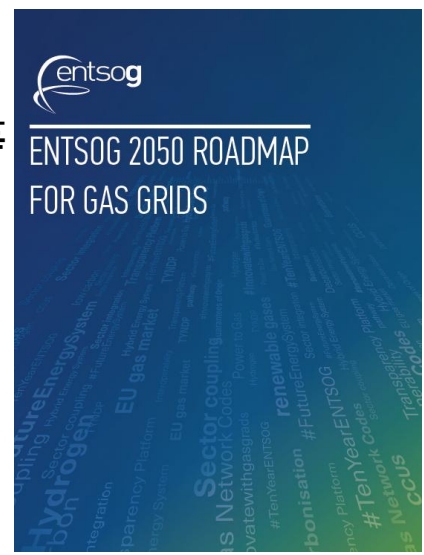
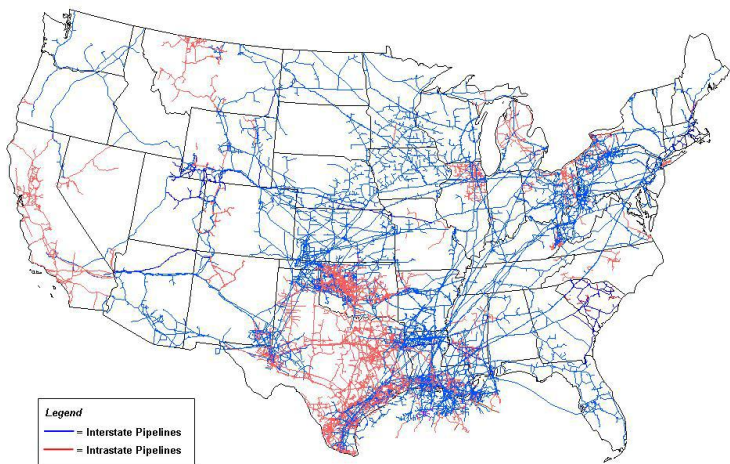


Figure 5: Hybrid Energy System, ENTSOG, 2019.

日本にはガスTSOパイプラインが無い

- 日本にはガスDSOのみ・・・ガスTSOの存在しない稀有な先進国
 - TSO(送ガス管理者)とDSO(配ガス管理者)に分かれているのが世界標準。
 - 送ガス管理者(TSO):広域・長距離流通、貯蔵施設・DSO・小売等大口顧客卸売
 - 配ガス管理者(DSO):小口のエンドユーザーに配ガス
 - 高圧管:生ガス、双方向、熱量単位取引
 - 低圧管:カロリー調整、におい付けしたガス、体積単位取引
 - 欧米はガスを大規模地下貯蔵・・・季節変動対応
- ☆韓国は、TSOパイプラインがあるのでL基地は6か所に集約
日本は、全国30か所以上の大小のL基地が分断乱立



Source: Energy Information Administration, Office of Oil & Gas, Natural Gas Division, Gas Transportation Information System

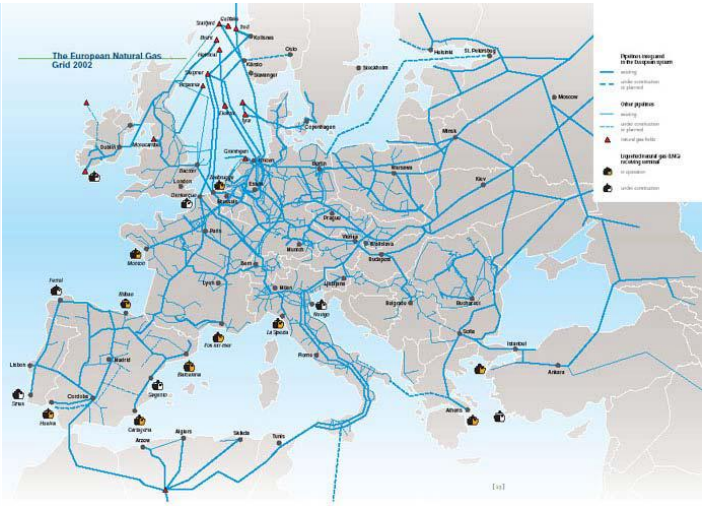
○事業者はガスの需要見通しを立てた上で、投資採算性を勘案し、天然ガスインフラを整備してきた。この結果、LNG基地等については、その整備は順調に進展してきている一方、主要大都市間やLNG基地間を連携するパイプラインの整備は進んでいない状況にある。



(出所)事業者資料等に基づき、ガス市場整備課作成



総延長 : 187,100km
面積当たり長さ: 59m/km²
人口当たり長さ: 499m/人



第32回ガスシステム改革小委員会(H28.6.16) について

2② 地下貯蔵施設を十分に活用するための導管について

- 前回の本小委員会においては、24頁のとおり、地下貯蔵施設と大規模都市圏を結ぶ複数のガス導管をモデルケースとして位置付け、これに係る費用便益分析も併せて行うことを御提案したところ。
- また、本年5月2日に経済産業省が公表した「LNG市場戦略」においては、LNGの流動性を高め、我が国がそのハブとしての地位を獲得するための取組として、以下のとおり、地下貯蔵施設や広域ガスパイプライン等の必要なインフラを確保することが必要である旨を記載したところ。
- この点、以下のとおり、新潟県には生産中のもも含めて多くのガス田が存在するところ、仮にこれらの全てを地下貯蔵施設として活用することができれば、LNG基地758個分の貯蔵能力を見込むことができる。(注)

(注) GIIGNL(世界LNG輸入者協会) 年次報告書2016の換算値により計算したものであり、LNG基地の容量が20万klであるという仮定を置いた場合の値。実際の地下貯蔵施設の状態によってこの値は変化し得る。

LNG市場戦略(平成28年5月2日)より抜粋

② 柔軟なLNG取引に必要なその他のインフラの整備

LNGの流動性を高め、我が国がそのハブの地位を獲得するためには、新規プレイヤーの参画を促すとともに、事業者間の相互融通や季節間裁定などの柔軟なLNG取引を可能とするインフラの整備も重要である。例えば、オープンなLNG受入基地へのアクセスが可能となれば、基地を受け渡し場所とする現物・先物の取引や、LNGのタンク内での取引等が想定される。LNGのリロード(再輸出)設備により、さらに多様なLNG取引が可能となる場合もあり得る。さらに、ガスパイプラインが国内で接続され、枯渇ガス田等の地下貯蔵施設の利用が可能となれば、日本全体のLNGの需給調整機能が強化され、LNG取引のボリュームの一層の拡大が可能となる。

こうした観点から、新規参入者やトレーダーが利用できる十分なLNG基地容量、主要需要地を繋ぐ広域パイプライン、第三者が利用可能な十分な容量の地下貯蔵設備等の必要なインフラを迅速かつ確実に確保していく必要があり、そのための制度的措置や公的支援のあり方を早急に検討する。政府としては、内外の民間事業者による開放型のインフラ運営事業やトレーディングなどの新たなビジネスモデルへの挑戦を歓迎する。

新潟県における主な油ガス田(平成26年度のデータ)

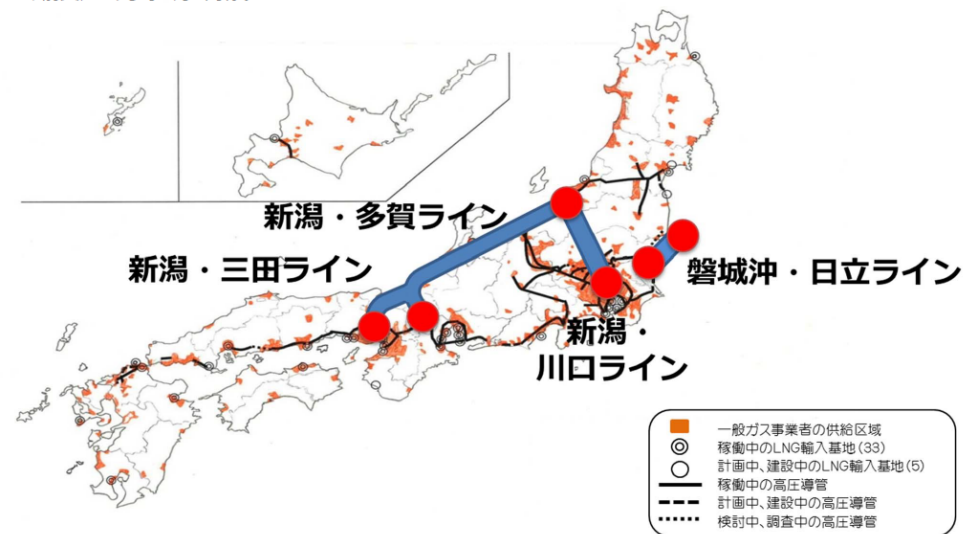
油・ガス田名	岩船沖	阿賀沖	新胎内	中条	紫雲寺	東新潟	松崎	南阿賀	見附	藤川	雲出	関原	片貝	南長岡	吉井	東柏崎	頸城
事業者名	日本海洋石油資源開発(株)	日本海洋石油資源開発(株)	JAPEX	JX	JAPEX	JAPEX/三菱ガス化学(株)	INPEX	INPEX	JAPEX	JAPEX	JAPEX	INPEX	JAPEX	INPEX	JAPEX	INPEX	INPEX
状態	生産中	枯渇	枯渇	生産中(地下貯蔵実施中)	生産中(地下貯蔵実施中)	生産中	枯渇	生産中	生産中	枯渇	生産中(地下圧入実施)	枯渇(地下貯蔵実施)	生産中(地下圧入実施)	生産中	生産中	生産中	枯渇
累積天然ガス生産量(億m ³)	35.7	40.7	26.2	51.3	10.4	101.9	12.3	8.8	6.6	12.9	7.0	3.2	89.9	218.3	118.7	79.5	42.2

累積天然ガス生産量の合計：865.6億m³ (出所) 天然ガス鉱業会資料等を基に事務局作成。22

2② 地下貯蔵施設を十分に活用するための導管について

- このため、これら新潟県の地下貯蔵施設と大規模都市圏を結ぶルートである①新潟-川口ルート、②新潟-多賀ルート、③新潟-三田ルートをモデルケースとしてはどうか。
- また、既に生産は終了しているものの、首都圏に比較的近く、かつ、相当程度の貯蔵能力を有している④磐城沖ガス田と日立とを結ぶガス導管についても併せてモデルケースとしてはどうか。(注)
- なお、これらのルートは、単に費用便益分析を行うモデルルートとして御提案しているものであり、少なくとも現時点においては、整備すべき具体的なルートとしての御提案ではない点に留意が必要である。

(注) 仮に磐城沖ガス田を地下貯蔵施設として活用することができれば、LNG基地53個分の貯蔵能力を見込むことができる。なお、LNG基地の個数に換算する考え方については、前頁における考え方と同様。



- 2016年に経産省もガス地下貯蔵とDSO各社を接続するTSOパイプラインを創設すべく検討したが、棚ざらし状態。
- 新潟等の休廃止ガス田を利用した地下貯蔵で20万kl LNG基地758個分の容量

○LNGの場合⇒ガスTSOが無いので、DSOや発電所が個々に受け入れ基地を設けて輸入・・・非効率・不経済
⇒年20回転以上のL基地から年4回転程度のL基地まで、個々調達による高値

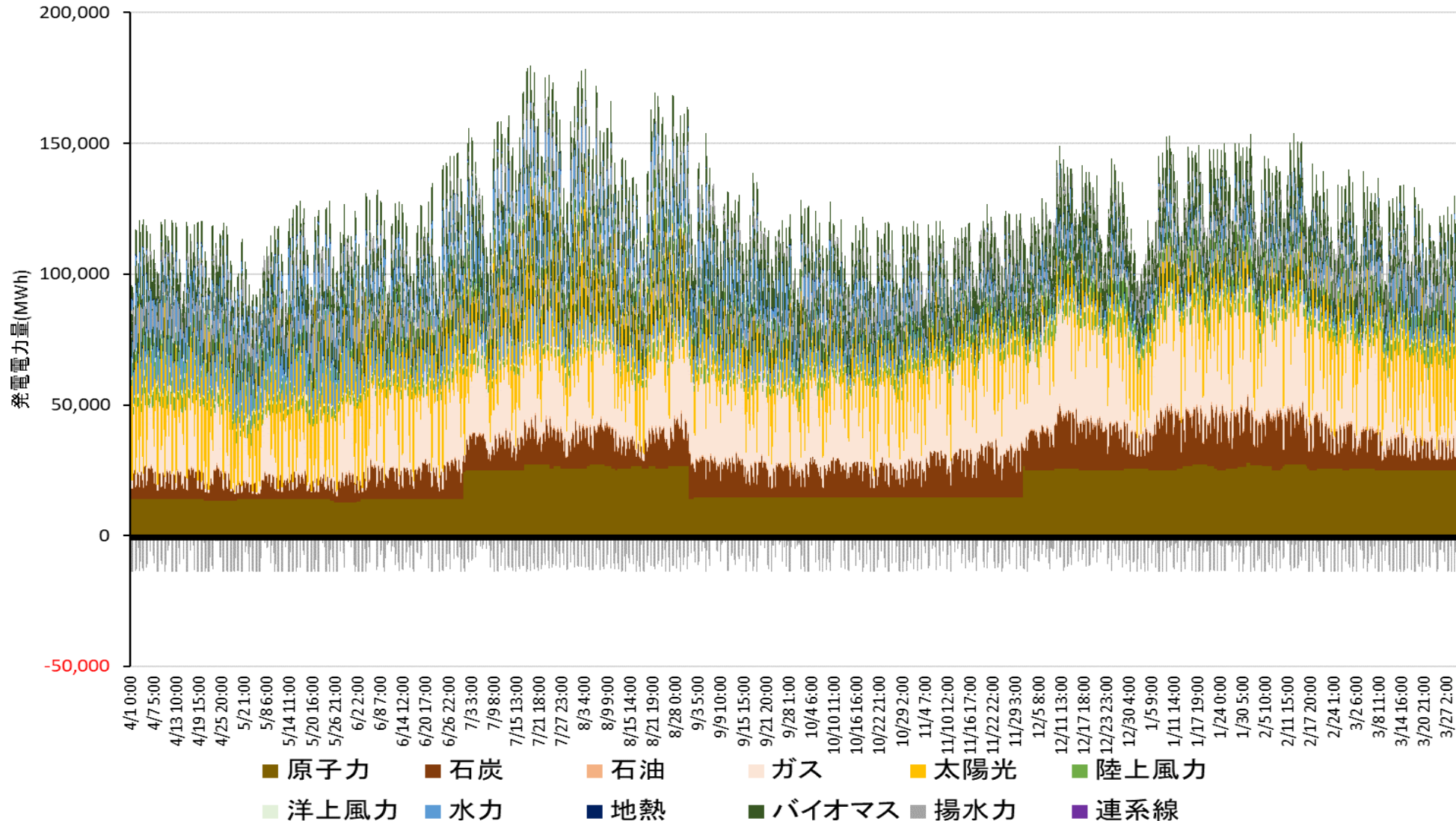
○水素も同じ方向・・・???
⇒ 水素の場合は更に効率が悪くなる

○天然ガスと異なり水素は国内製造が可能 ⇒ 国内製造した方が良い

**3. ネットゼロに向けて再エネが増える
と大きな調整力が必用**

電力需要は時々刻々変化している

エネ基素案の2030年年間需給の状況



2050年JPEA・JWPAシナリオ(4/1-4/15)

- 需要の変化よりも激しく変化する太陽光発電
- 需要とは全く異なるパターンで変化する風力発電

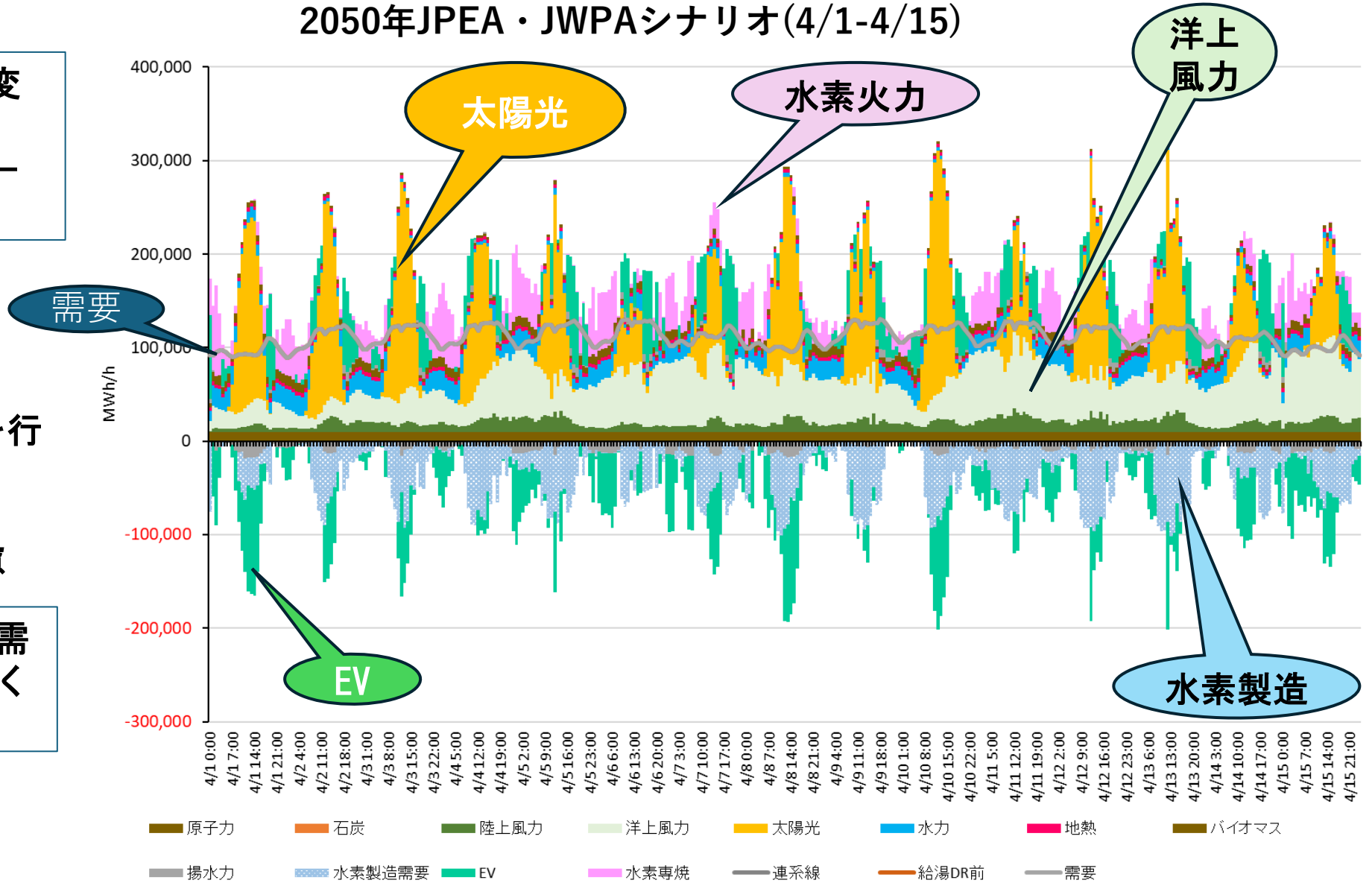


- 毎時の需給マッチングを行う調整力が必用
- 送電制約の考慮
- 発電所の応答速度の考慮

太陽光発電のピーク時に、需要を大きく超えることが多くなる。



- 出力抑制を減らすために調整力が必要となる。



送電網と需給マッチング

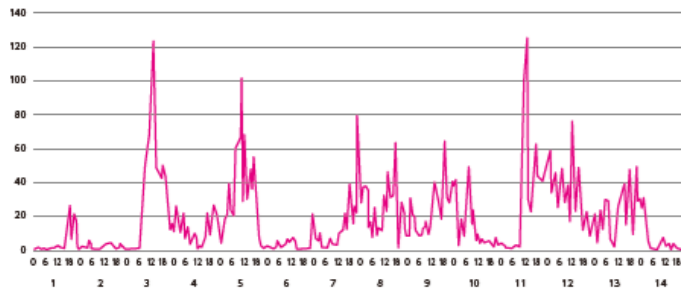
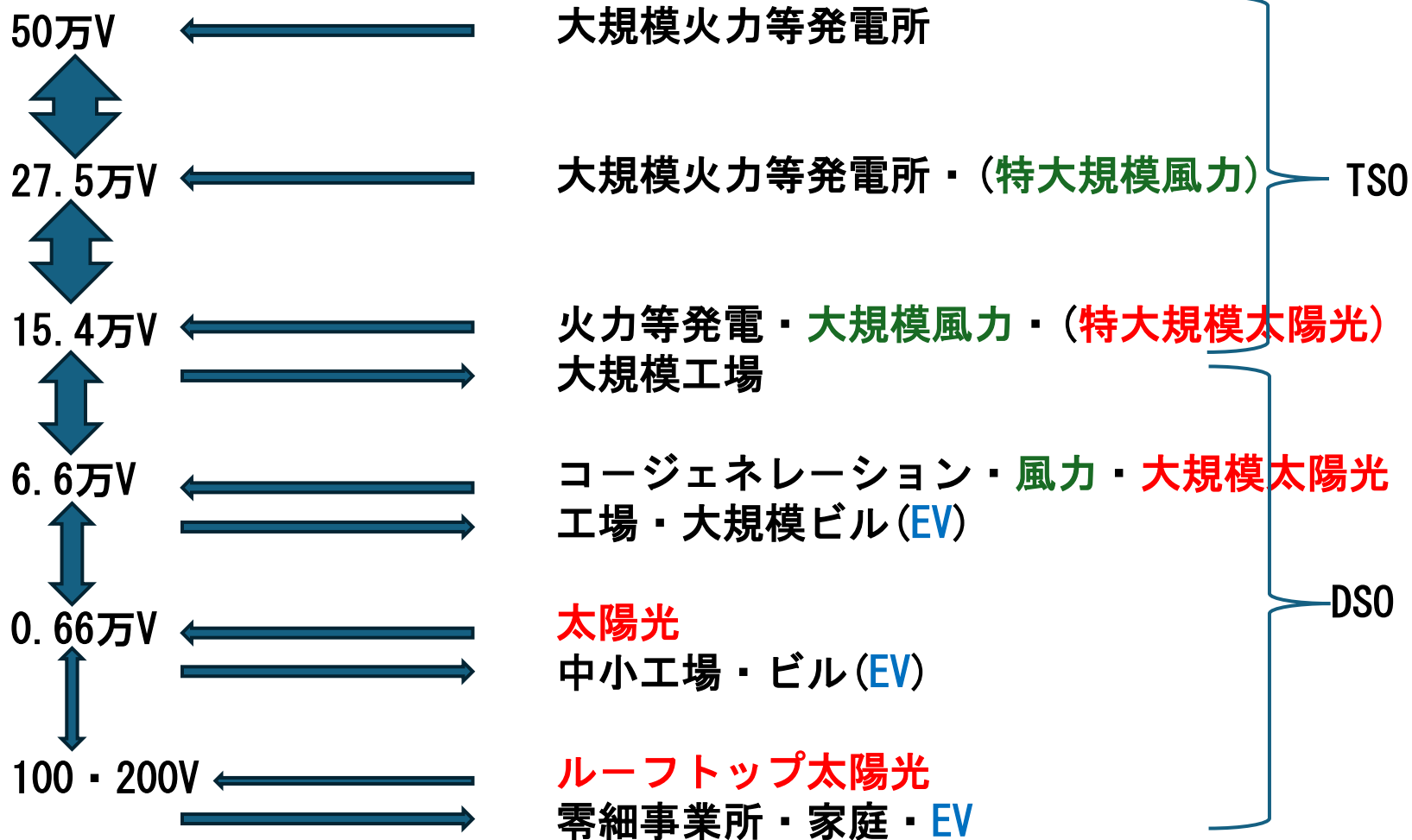


図9.6 風力発電の例(2018/4/1~4/14)青森

○風力発電は比較的高圧の送電線に接続・・・送電容量大
⇒TSOレベルで広域融通容易
○風力発電は地域性大
⇒広域融通の平準化効果大

○太陽光発電は比較的低圧の送電線に接続・・・送電容量小
⇒TSOレベルに上がりにくい
○太陽光発電は全国同時ピーク
⇒広域融通平準化の効果小
⇒低圧接続のEVは効果大

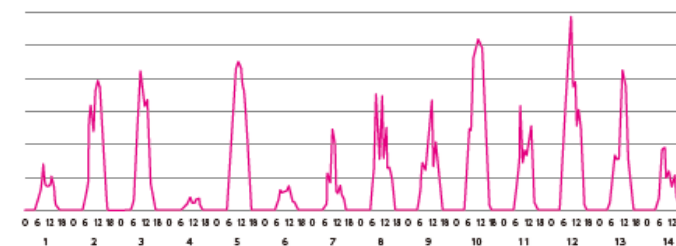


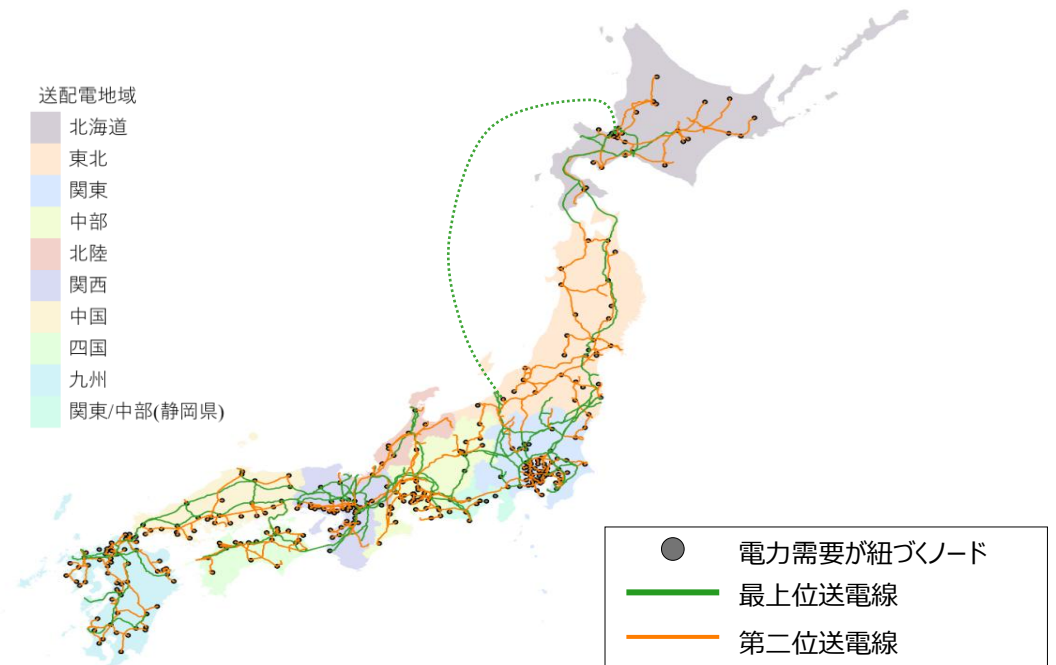
図9.5 太陽光発電の例(2018/4/1~4/14)青森

○太陽光発電のピーク平準化には低圧に繋がるEVが有効

2050年の送電シミュレーション

- メリットオーダーによる経済的発電指令 (Security constrained economic dispatch)による発電コストの最小化。
- 火力発電等の最低負荷条件や出力変化速度 (ランプレート)、送電制約などを考慮したセキュリティ制約ユニットコミットメント (SCUC: Security constrained unit commitment) により電源選択
- 電力需要カーブや再エネの出力カーブを作成する際に、2018年の気象データ気象状況を前提。
- 時間解像度 フローベースの計算として、1時間値毎に年間8760時間の分析
- 地理的解像度 シミュレーションで用いる送電ネットワークは、沖縄を除く全国の上位二系統送電網。451ノード、578送電線。
- 日立エナジー社 (旧ABB社送電部門) のPROMODを利用

	ノード (変電所・開閉所) 数	ブランチ (送電線) 数
全国	451	578
北海道	43	49
東北	35	43
関東	84	125
中部	68	83
北陸	8	9
関西	60	76
中国	36	40
四国	28	36
九州	89	97
地域間連系線	-	20



出典: 各送配電会社の系統図を基にIGES作成

シミュレーションシナリオ

(1) RE60海外水素シナリオ(経産省ケース) :

- ・国内再エネ比率は6割、原子力 17GW
- ・海外輸入水素を用いた水素専焼火力89GWは、調整力利用。

(2) RE100シナリオ :

- ・水素専焼火力用水素の国内製造で国内再エネが実質的に100%。
- ・水素専焼火力89GWは、調整力利用。

項目	RE60 海外水素	RE100 国内水素製造
系統電力需要量	1,054TWh	
水素製造用電力需要量	0TWh	(275TWh)
太陽光	161GW	219GW
陸上風力	31GW	40GW
洋上風力	50GW	180GW
一般水力	24GW (うち18GWは出力調整可能)、年間最大発電電力量は98TWh	
地熱	1GW	
バイオマス	11GW	
原子力発電	17GW	0GW
水素専焼火力	89GW	
水素製造設備		133GW
水素製造に関する想定	全て輸入水素	水素専焼火力用水素 再エネ余剰発電電力による製造

水素流通のシミュレーション想定

①海外水素輸入ケース

- ・海外で製造し、国内の使用拠点の受け入れ基地に持ち込み利用。
- ・本シミュレーションでは、水素専焼火力利用分のみ考慮。
- ・水素専焼火力の立地は②と同じ。

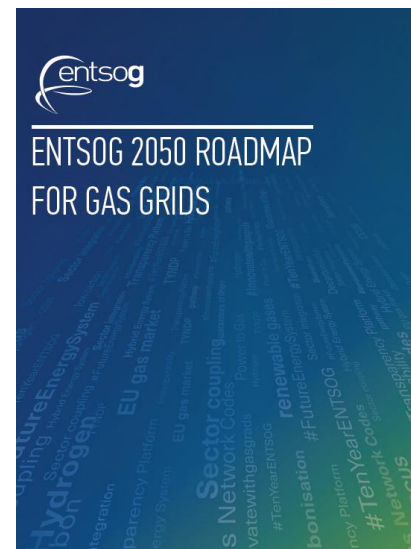
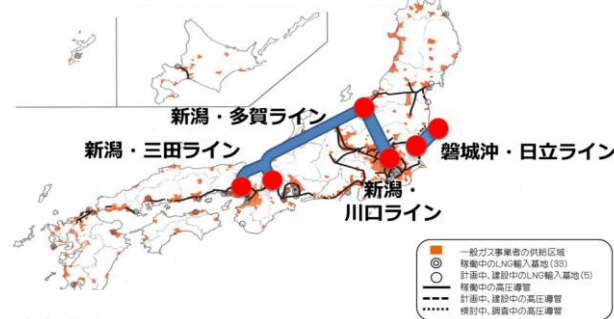
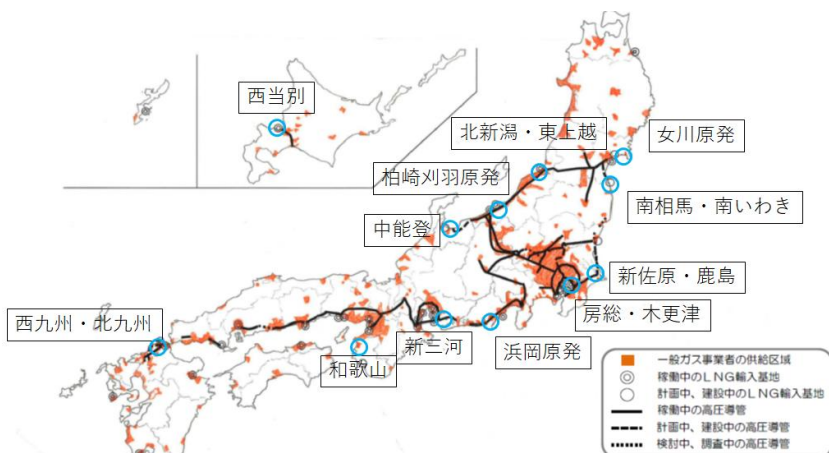
②国内水素製造ケース

- ・水素製造に適した地点として大規模洋上風力適地に面する地域に製造拠点を配置
- ・水素専焼火力は既存のLNG火力で天然ガスパイプライン近傍に立地するものを水素転換(89GW)
- ・水素の製造地点と利用地点は必ずしも一致しないので、欧州のENTSOG 2050 ROADMAP FOR GAS GRIDを参考に、既存の天然ガス高圧管が水素高圧管に転用される想定
- ・我が国にはGAS-TSOの広域グリッドがないので、2016年ガスシステム小委員会における経産省提案の広域ガスパイプライン、地下貯蔵が実現するものと想定。

2② 地下貯蔵施設を十分に活用するための導管について

- このため、これら新潟県の地下貯蔵施設と大規模都市圏とを結ぶルートである①新潟-川口ルート、②新潟-多賀ルート、③新潟-三田ルートをモデルケースとしてはどうか。
- また、既に生産は終了しているものの、首都圏に比較的近く、かつ、相当程度の貯蔵能力を有している④磐城沖ガス田と日立とを結ぶガス導管についても併せてモデルケースとしてはどうか。(注)
- なお、これらのルートは、単に費用便益分析を行うモデルルートとして御提案しているものであり、少なくとも現時点においては、整備すべき具体的なルートとしての御提案ではない点に留意が必要である。

(注) 仮に磐城沖ガス田を地下貯蔵施設として活用することができれば、LNG基地53箇分の貯蔵能力を見込むことができる。なお、LNG基地の個数に換算する考え方については、前頁における考え方と同様。

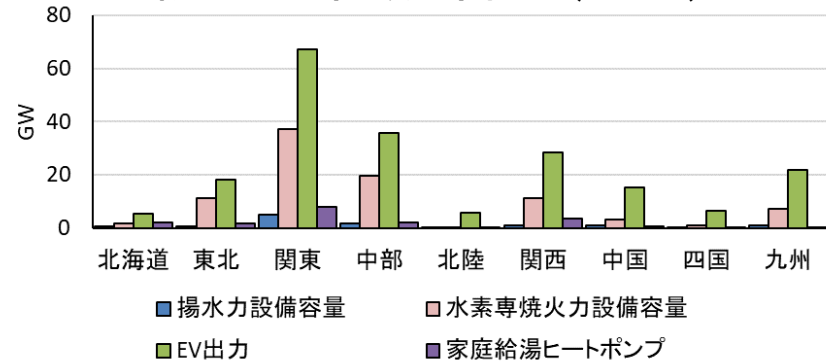


調整力として用いたゼロエミッションの各種の柔軟性

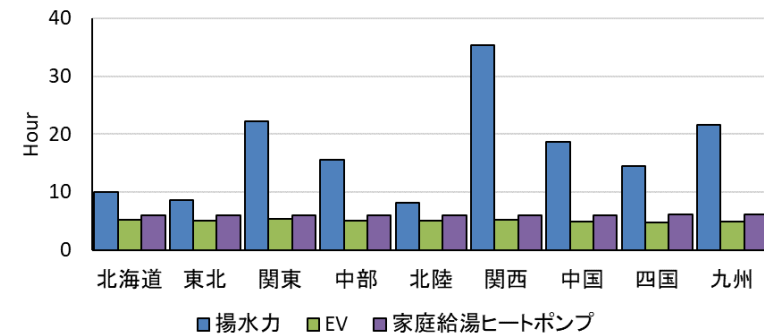
	EV	揚水式水力	家庭用ヒートポンプ式給湯器	水素専焼火力	水素製造設備
最大出力(GW)	118	27	19	89	133
	±	±	—	+	—
蓄電容量(GWh)	1,296	235	113	—	—
最大出力持続時間	11.0	8.7	5.9 (DRによる給湯時間のシフトは、1日以内)	制約なし(最終的な柔軟性供給力として利用される)	制約なし(水素製造設備まで送電できる 余剰再エネ電力 を利用)

※2050年段階で軽量車両がEV化され、軽量車両のEV蓄電池のキャパシティの20%がアグリケートされ、利用可能という想定。

調整力の種類別出力 (ΔkW)



最大出力で稼働可能な時間(hour)



- ゼロエミッションの調整力は選択肢は限られ、揚水発電、EV、水素製造・水素発電が主力。
- 2050年時点ではEVが十分に普及しているため、EV蓄電池の調整力としての容量は最も大きいですが、持続時間が短く、基本的には時間単位の短期調整力。EV調整力は人口に比例して大きくなる。
- 水素製造設備は、マイナスの調整力、水素専焼火力はプラスの調整力となり、水素貯蔵が可能であれば、持続時間の制約や季節間の調整にも使える。
- 揚水水力は、短期から中期の調整力。

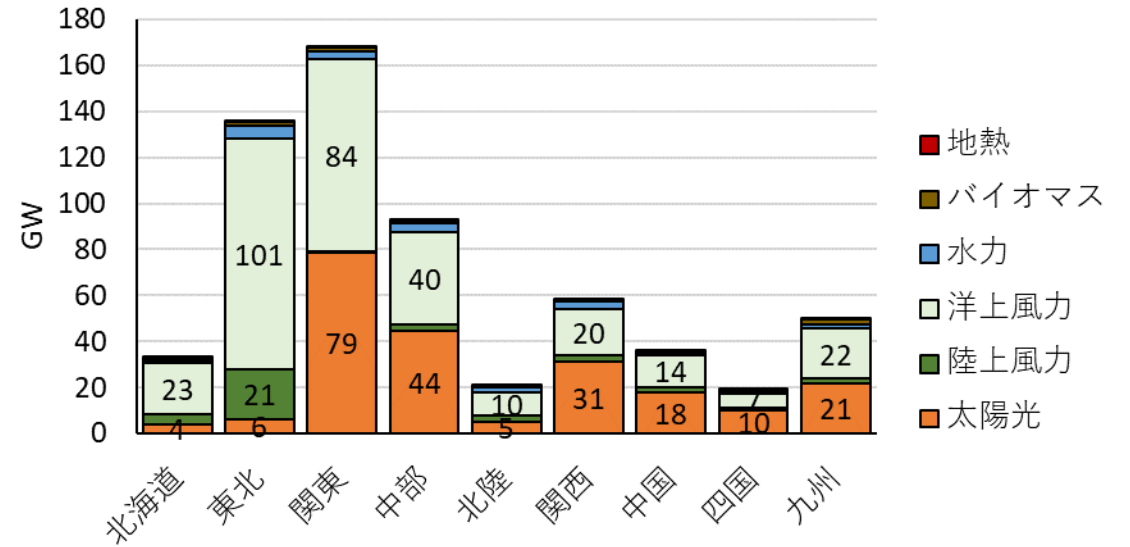
シミュレーションにおける各再エネの設備容量想定まとめ

- 本分析では洋上風力発電の飛躍的増加を想定している。
- 新潟県・千葉県の水素貯蔵用大規模なガス田に接続可能な新潟県、千葉県に多くの洋上風力設置を想定。
- 太陽光発電は、221GW以上入れても出力抑制が増えるだけなので、221GWとしている。
(EV蓄電池による上限、過大な系統蓄電池は導入しないという想定)

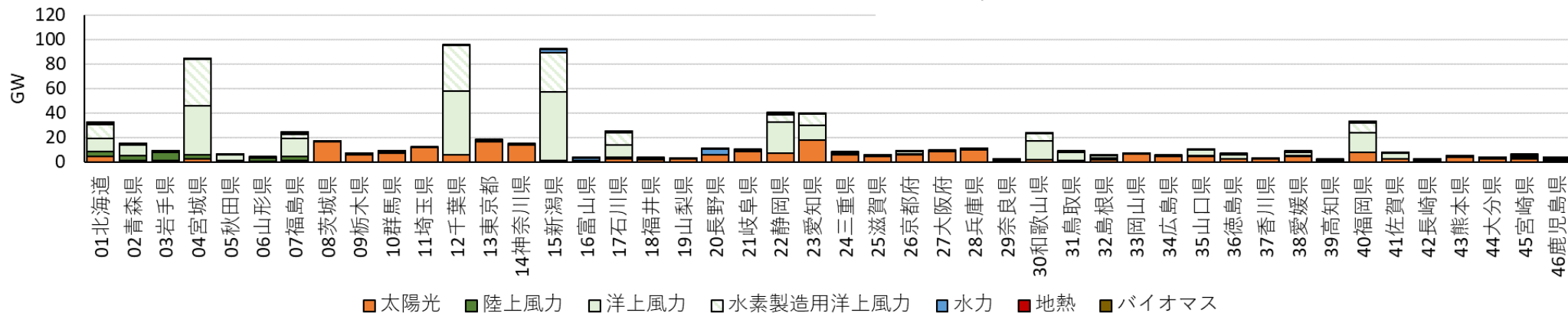
各再エネの設備容量合計(GW)

種別	2030エネ基	2050分析想定
太陽光	125	221
陸上風力	18	40
洋上風力	6	319
水力	24	24
バイオマス	11	11
地熱	1	1

各再エネの導入量地域別分布(2050年想定)



都道府県別再エネ導入量(GW)



2050年の調整力としての水素必要量

①RE60+海外水素

- ・ 調整力: 水素火力 (398TWh)、EV (+156TWh、-173TWh)
- ・ 調整力は水素火力 (37%) とEVに大きく依存
- ・ 50%の調整可能電源が必用
- ・ 水素製造がバラシングに使えないため

②RE100

- ・ 調整力: 水素火力 (+148TWh、-275TWh)、EV (+107TWh、-119TWh)
- ・ 275TWhの電力で水素を製造し、148TWhの水素火力を調整力として使用、EVも119TWh蓄電し107TWh放電。
- ・ 21%の調整可能電源+79%の変動電源

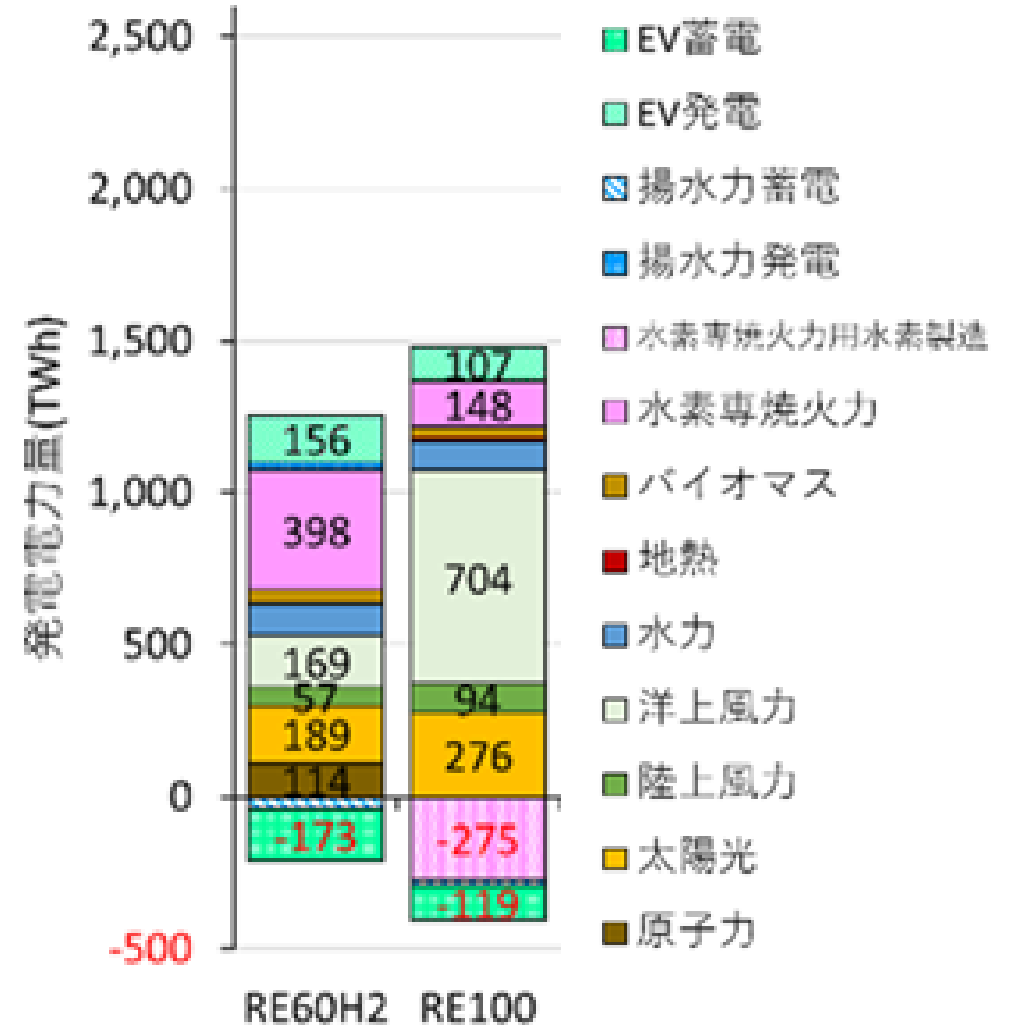
※水素電解効率90%、水素専焼火力発電効率60%と想定。

国内水素製造の場合

- 調整力として必要水素製造量は275TWh
- 調整力としての水素火力発電量は148TWh

海外水素の場合

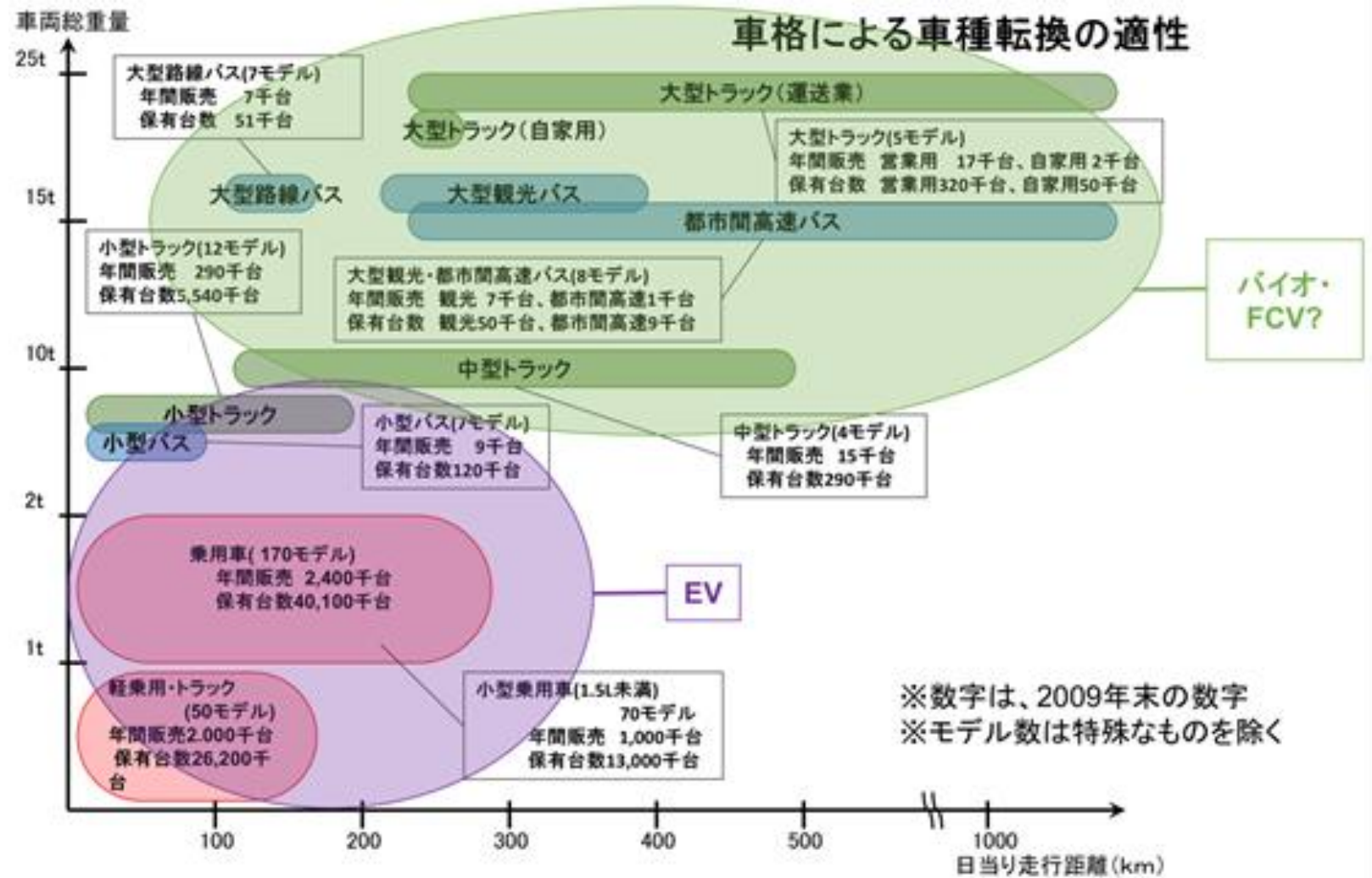
- 調整力としての水素火力発電量は398TWh
- 水素必要量は約700TWh



参考 1 2050年のFCV用水素

・重量車両ではFCVが有利
⇒長距離走行、積載重量

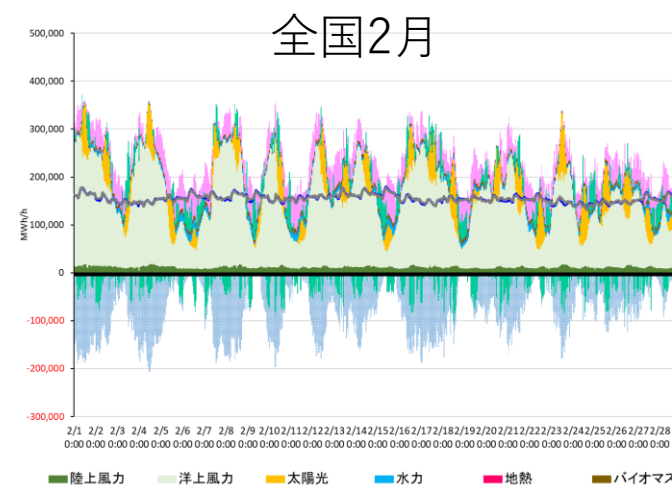
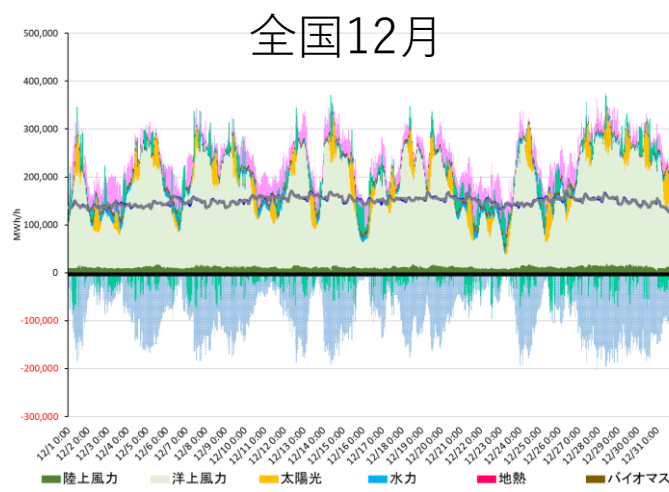
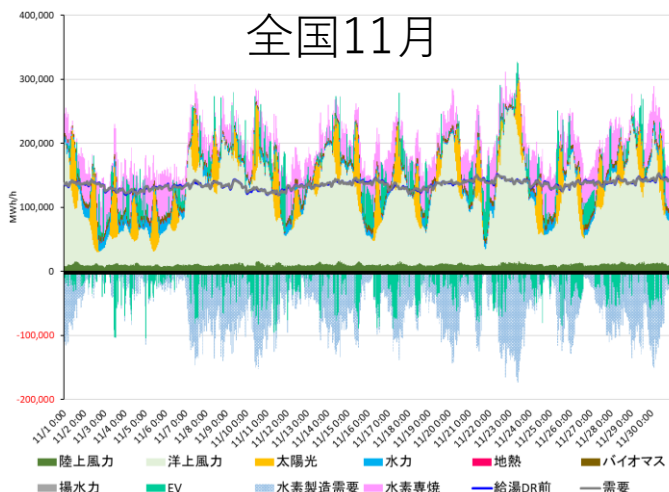
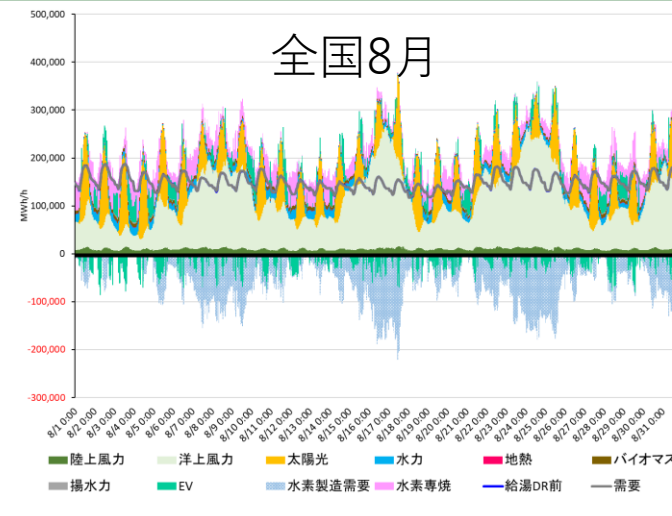
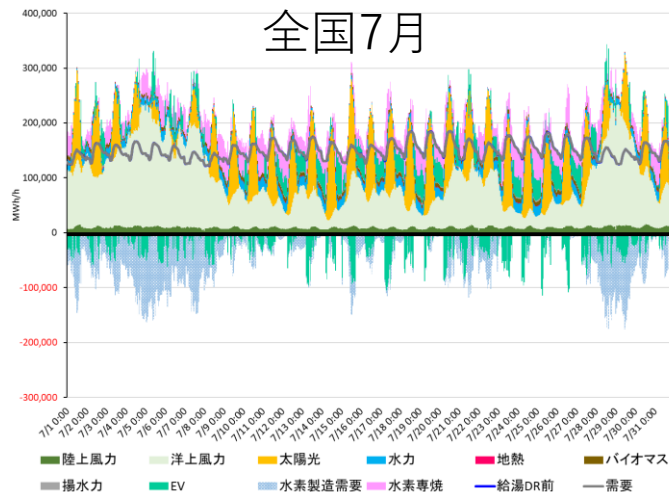
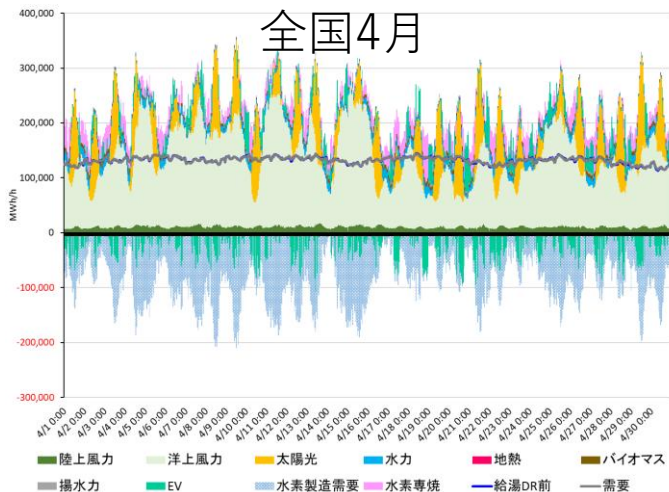
・重量車両のFCV100%
⇒必要水素・・・264TWH



**4. 再エネ出力の季節変動をカバーする
ゼロエミ電源は水素火力**

全国単位での月別電力需給状況・RE100

- 洋上風力の発電電力量が小さく夏場にEVと水素専焼火力の稼働が増える。
- 送電制約を考慮した電力需給シミュレーションを行っていることから、水素専焼火力の発電と余剰再エネを用いた水素製造の両者が行われる時間帯がある。



需給の季節変動のズレは克服できるか？

- 太陽光発電は4～8月に発電ピーク
- 風力発電は12～3月に発電ピーク
- 需要は7、8、12、1がピーク

- 4～5月の非需要期には、最エネ発電が余剰となる。
- 9～11月の非需要期は、再エネ発電も小さい。

○再エネ中心のエネルギー供給になると、再エネの季節変動とエネルギー需要の季節変動のギャップの調整が必要。

⇒季節変動調整しないと再エネ出力抑制が更に増加

○海外水素の輸入の場合も再エネ水素であると海外で同じ問題が発生する。

・・・日本の需要ピークに合わせて施設整備すると海外水素製造の年間利用率が低下するので海外で長期貯蔵が必要？

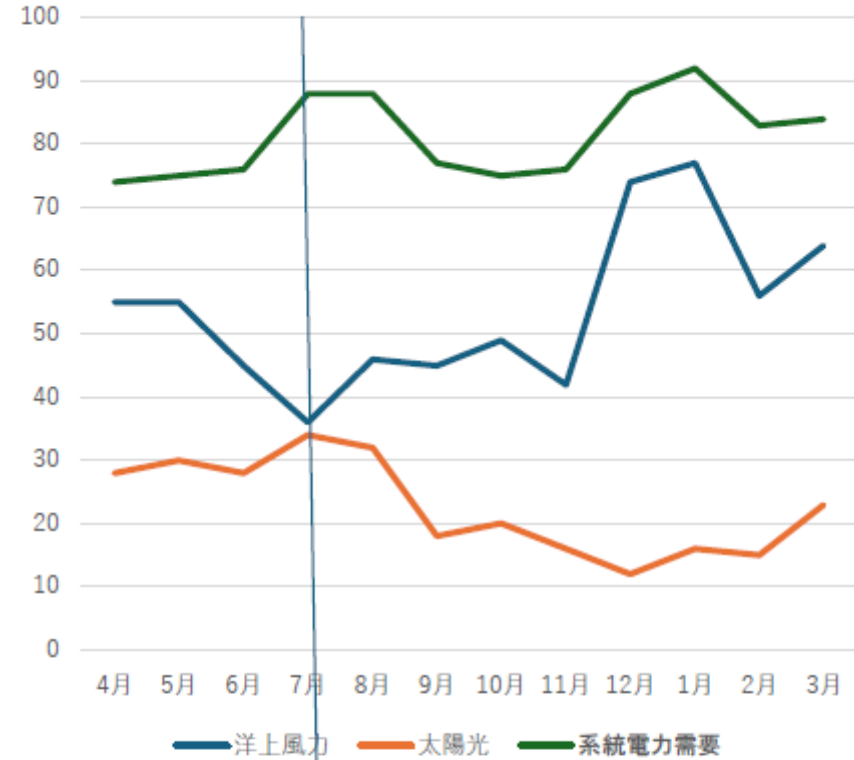
・・・豪州のように発電ピークの異なる地域の活用？

○欧米は大規模地下貯蔵・・・天然ガス地下貯蔵の転用

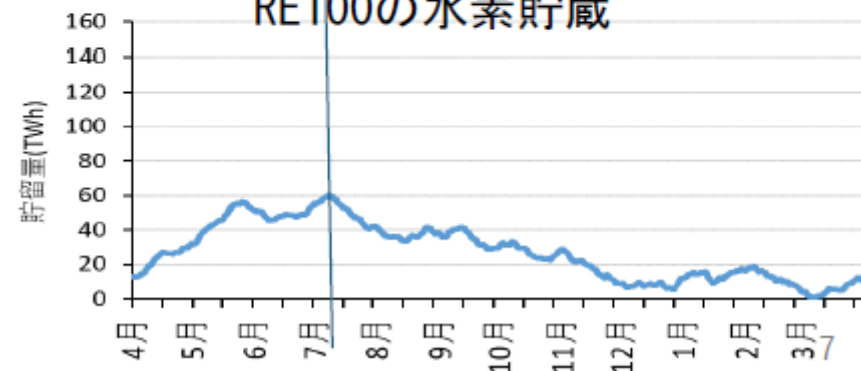
⇒液化水素は長期貯蔵不適

- 貯蔵量はMAX60TWh程度・・・日本でも地下貯蔵要検討
- ※系統蓄電池は年間1サイクルの長期貯蔵では経済性が成り立たない。EV、揚水ダム等は短期貯蔵。

月別需給変動



RE100の水素貯蔵

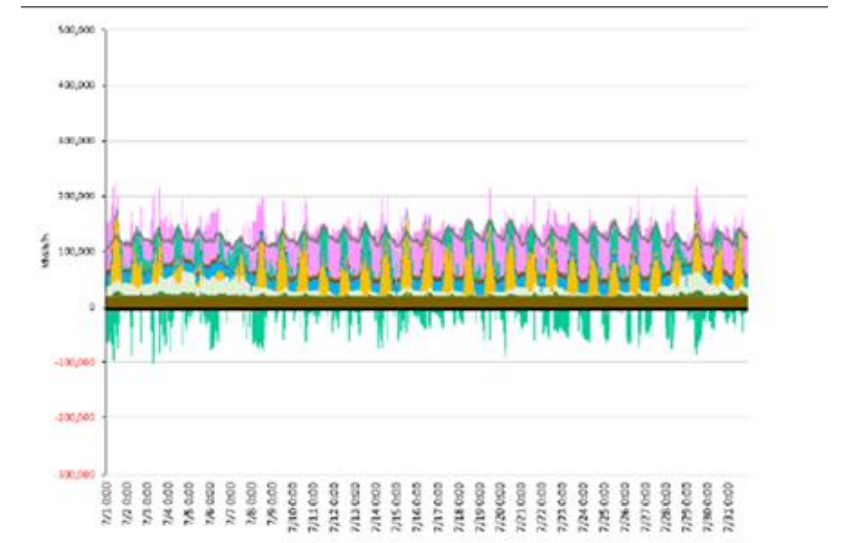
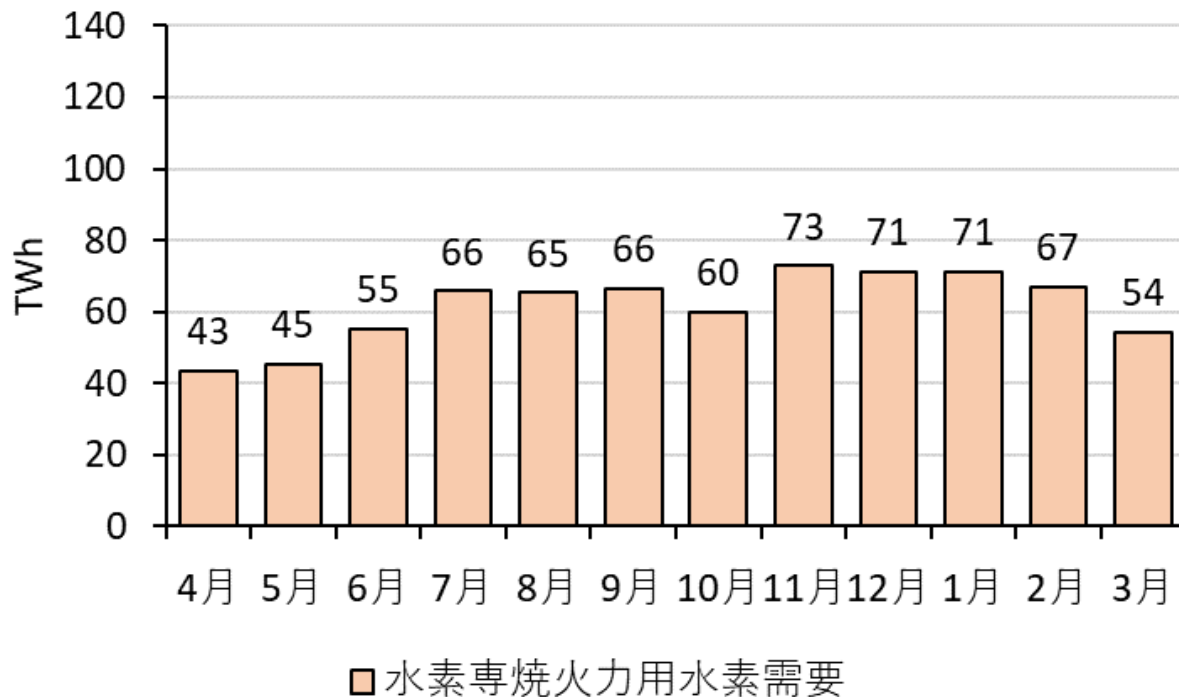


水素の需要供給バランス：RE60海外水素シナリオ

- 水素専焼火力用の水素需要は、春の非需要期と需要期では1.5倍の差がある。
- 調整力を水素火力に相当部分依存しているので必要水素量が多い。
- 液化水素は長期貯蔵ができないので、海外産地で調整⇒海外で同じ問題（設備利用率低下、長期貯蔵）

☆ただし、海外では、地下貯蔵の可能性はある。

RE60海外水素シナリオ（水素専焼火力用輸入水素需要）



RE60海外水素シナリオ7月

■ 陸上風力 ■ 洋上風力 ■ 太陽光 ■ 水力 ■ 地熱 ■ バイオマス
■ 揚水力 ■ EV ■ 水素製造需要 ■ 水素専焼 ■ 給湯DR前 ■ 需要

水素製造と水素需要のバランス

- 電力需要が小さく再エネ発電量の大きい主として春先に水素は製造される
 - 需要が大きく風力発電量の小さい夏場に水素火力により水素は大量に用いられ、冬に向けて徐々に貯蔵量減少。
- 水素生産と水素消費時期のアンマッチがあるために長期貯蔵は不可欠
- 水素製造能力133GWあれば、国内水素火力の需要量を供給可能。
 - 再エネ余剰電力による水素製造⇒水素製造設備の年間利用率は24%程度
- ※ 工場用水素・自動車用水素まで製造する場合は、水素製造設備210GW、年間利用率34%程度

