

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 —

新エネルギーグループ 柴田善朗 木村謙仁

サマリー

本調査では、我が国におけるカーボンニュートラルメタン（CN メタン）の製造ポテンシャル及び経済性の分析を行った。CN メタンは、電気分解によって再生可能エネルギーから製造される CO₂ フリー水素と、バイオマス発電、火力発電所、大規模産業等からの排出 CO₂ から生成される合成メタンであることから、PtG（Power to Gas）と CCU（Carbon Capture and Utilization）の組合せによって製造される“低炭素炭化水素エネルギー”と言える。CN メタンは都市ガスの原料となることから、都市ガス事業の低炭素化技術として期待されている。

電源構成モデル分析による再エネ導入シナリオ及び蓄電池・地域間連系線シナリオにおける各ケースの地域別余剰電力の把握、CO₂ 分離回収の効率性を踏まえた地域別集約的 CO₂ 排出量の把握により我が国における CN メタンの製造可能量を特定した。また、現在の都市ガス需要を CN メタン受け入れ上限とすることで CN メタン有効利用可能量も特定した。

分析結果に基づくと、太陽光発電と風力発電を各々3 億 kW、1 億 kW～7 億 kW、5 億 kW 導入し、同時にバイオマス発電、産業部門、火力発電から集約的に排出される CO₂ を利用することにより、全国の CN メタン製造可能量の規模は 100 億～430 億 Nm³-CH₄ にも達する。CN メタン有効可能量は 60 億～250 億 Nm³-CH₄ となり、現在の都市ガスの 14%～64% をカーボンニュートラル化できる。関東、関西、中部、中国以外では、都市ガス需要規模が小さいため、ほぼ 100% の都市ガスのカーボンニュートラル化が可能である。

経済性に関しては、CN メタン供給コストは LNG 輸入価格には及ばないものの、再エネ発電コストや、電解やメタネーションなどのメタン製造設備費が大幅に削減できれば、都市ガス小売価格に匹敵する可能性があることが分かった。また、新規インフラが必要な水素供給と比べて、ほとんどの場合において、既存インフラが活用できる CN メタン供給の方が経済性に優れていることが分かった。

このように大きなポテンシャルを有する CN メタンの利活用には多様なメリットがある。一方で、CN メタンのポテンシャルの顕在化、並びにコスト削減に向けて、必要な課題もある。以下に、メリットと課題を整理する。

[メリット]

(1) **CO₂ 排出削減効果**：CO₂ 排出削減量は、CN メタン有効利用可能量ベースでは 0.1 億～0.5 億 t-CO₂ であるが、CN メタン製造可能量ベースでは 0.2 億～0.8 億 t-CO₂ となる。現在の都市ガス消費からの CO₂ 排出量 0.8 億 t-CO₂ のかなりの部分を削減できることにな

る。本調査では CN メタンの利用先を都市ガスに限定したが、それ以外の用途にも活用できれば、CO₂削減効果がかなり拡大することを意味する。

(2) バイオマス発電由来 CO₂の活用：CO₂回収効率性の観点から、CN メタン製造に必要な集約的 CO₂排出源として、バイオマス発電、産業部門、火力発電などが期待される。分析結果に基づくと、カーボンニュートラル化に対する訴求効果が高いバイオマス発電由来の CO₂が 59%~98%を占める。産業部門からの CO₂を含めると 93%~100%となる。

(3) 水素供給に対する CN メタン供給の優位性：水素供給は水素導管や圧縮タンクなど新規インフラが必要となることから、水素発電やコンビナート等水素導管敷設を局所的に抑えられる地域限定的な場合においてのみ CN メタン供給よりも経済的になるが、それ以外では CN メタン供給の方が経済的である。

水素利活用は、エネルギーシステムの低炭素化に向けて重要なオプションであるが、水素利用技術の開発、水素需要の創出、新規供給インフラの構築等、エネルギーシステム全体の構造変化を伴うことから、技術開発のみならず、制度改革・設計、政策支援など、取組まなければならない課題が多い。CN メタンの場合も、同様にコスト削減に向けた技術開発が必要ではあるものの、既存インフラを活用できることから、エネルギーシステムの大きな構造変化を伴わず、水素が直面する諸課題を回避できるメリットがある。

(4) 蓄電池に対する CN メタンの優位性：ゼロエミッション電源の 80%以上の割合を目指す場合、蓄電池には Power to Power 技術であることに起因する限界がある。つまり、蓄電池の容量を拡大することで余剰電力を充電できても、再エネ大規模導入時には余剰電力の発生頻度が非常に多くなり、放電機会が限られてしまうことである。放電機会が限定的な場合は、蓄電した余剰電力を有効活用することができない。一方、CN メタンは、Power to Gas であることから、余剰電力を電力システムに戻すのではなく、都市ガス原料として利用することから、電力システムにおける余剰電力発生状況とは無関係に、余剰電力を有効活用することができる。水素にも同様のメリットはあるが、新たな供給インフラが必要であることは上述の通りである。

(5) 再エネ大規模導入の受け入れ先としての CN メタン：長期的な視点から、再エネの大規模導入は必要であり期待されるものの、余剰電力を出力抑制により捨電する状況では再エネへの投資は進まない。したがって、再エネの大規模導入の受け皿が必要である。この観点から、CN メタンは有効な余剰電力の受け入れ先となり得る。一方、CN メタンから見ると、CN メタン製造の設備利用率向上のためには再エネの大規模導入が必要である。したがって、ガス事業と再エネの親和性は高いと言える。CN メタンの利活用によって再エネ大規模導入を促進できるようになると、再エネ発電コストの低下も期待できる。

(6) CCU：貯留サイト、経済性、社会的受容性などの CCS 特有の課題によって、CCS の導入が我が国において実現しない場合でも、CCU を利用促進することで、CO₂分離・回収の技術開発への投資は無駄にはならない。したがって、CCU 技術を活用する CN メタンの促進は、CO₂分離・回収技術開発の出口戦略の一つになり得る。

【課題】

(1) 設備費の削減、CN メタン製造プロセスの合理化：Power to Gas 利活用に向けて、欧州や我が国で実証試験が活発化しており、電解装置の設備費の大幅な削減が期待されるが、同時にメタネーション設備の設備費削減も求められる。

供給コスト削減には、個々の機器の設備費削減のみならず、電解装置から製造される水素を一時的にバッファタンクで貯蔵することでメタネーション装置の設備容量を縮小するなど、CN メタン製造システム全体の最適設計の検討が課題となる。一方、再エネ余剰電力量に直接影響を受ける電解装置の設備利用率は低い。価格低下が期待される蓄電池を併用することで、電解装置の設備利用率を改善する方策も検討すべき課題である。

電解プロセスで生成される酸素の有効利用についても検討価値はある。例えば、火力発電純酸素燃焼による CO₂ 分離回収の効率化、酸素販売による経済的メリットである。

(2) 再エネ発電コストの削減：大前提として、再エネ発電コストの削減が必須である。メタン製造設備費の削減や設備利用率の改善が実現しても、CN メタン製造の大半を燃料費が占める。したがって、再エネ発電コストの大幅な低減が実現されなければならない。

(3) 大規模都市圏における再エネ導入拡大の検討：現在、再エネ導入が進む北海道、東北、九州において更に導入が拡大しても、余剰電力の利用先となる需要が小規模である。地域間連系線増強による余剰電力融通の促進も検討されているが融通できる規模は限定的であり、費用やリードタイムの課題もある。したがって、集約的 CO₂ の回収効率性、都市ガス需要規模の観点から、関東、関西、中部等の大規模都市圏への再エネ導入が有効と考えられる。

(4) 最終エネルギー需要のガスシフト：現在の都市ガス需要量を前提とした CN メタン有効利用可能量よりも、CN メタン製造可能量は更に大きい。したがって、より多くの CN メタンを利活用するためには、最終エネルギー需要において石炭や石油からガスへの転換を促進することが鍵となる。

我が国における CN メタン利活用のポテンシャルは大きいものの、再エネ発電コストやメタン製造設備費の大幅な削減が必須条件となり、短期的にポテンシャルを顕在化できるわけではない。しかしながら、2050年に80%のCO₂排出削減という長期的な方向性、また国内エネルギー資源の活用による国富流出の抑制という観点から、CN メタンの果たす役割は大きいと考えられる。

CN メタンは既存エネルギーインフラを活用できることから、その有用性が期待されるとともに、電力系統のみならず都市ガスインフラを含むエネルギーシステム全体で再エネを受け入れることで低炭素化を図る Sector Coupling の概念を実現するために必要となる中核的技術の一つであり、長期的な視点に立って、社会実装に向けた検討を進める価値はある。

はじめに

近年、ドイツを中心とした欧州や我が国において、出力変動型再生可能エネルギーの系統安定化対策として、Power to Gas (PtG) への取組が加速する。PtG において製造される水素 (CO₂フリー水素) の利用先としては、燃料電池自動車、水素発電、石油精製での脱硫プロセス、水素還元製鉄、産業部門等での熱需要、都市ガスパイプラインへの混入等が考えられているが、これらの用途の多くは、新たな機器開発・インフラ構築の必要性が課題となり、まだ実現されていない。一方で、PtG で製造される CO₂フリー水素と、バイオマス発電、火力発電所、大規模産業等から排出される CO₂ から生成されるカーボンニュートラルメタン (CN メタン) は、都市ガスの主原料になることから、既存の都市ガス供給ネットワークへの活用に対する障壁が小さいというメリットがある。

したがって、本調査では、我が国における再生可能エネルギーの余剰電力量及び集約的に利用可能な CO₂ 排出量を地域別に把握することで CN メタンの潜在量を推計する。また、CN メタンの経済性や定量的・定性的なメリットを整理する。

1. カーボンニュートラルメタンとは

カーボンニュートラルメタン (CN メタン) を、再生可能エネルギーから製造する CO₂フリー水素と、バイオマス発電、火力発電、大規模産業施設等から排出される CO₂ から生成 (メタネーション: Methanation) される合成メタンと定義する (図 1-1)。CN メタン利用時には CO₂ が排出されるが、メタネーション時に回収される CO₂ と相殺することから、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。また、CO₂ を有効利用することから、CN メタンは CCU (Carbon Capture and Utilization) 技術でもある。

燃焼機器・消費機器の大幅な燃焼調整や機器の入れ替えが必要な水素と異なり、CN メタンは大きな障壁無しに、都市ガスの原料として利用できることから、都市ガスの低炭素化が可能となる。CN メタンのガス製造所、サテライト基地、都市ガスパイプライン等への注入を前提として、ドイツや我が国でも技術実証が行われている。

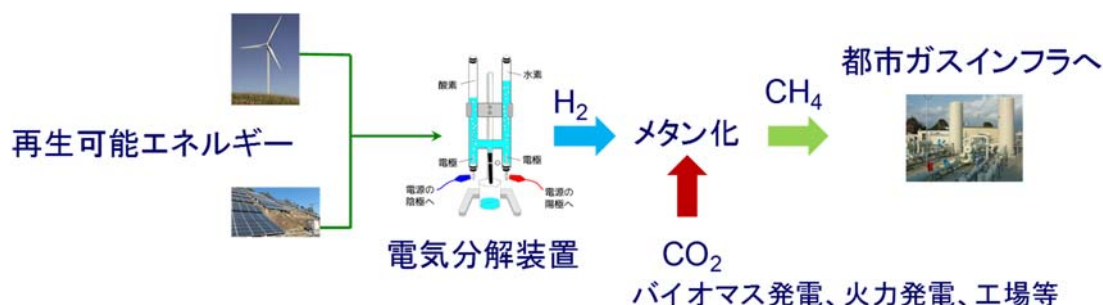


図 1-1 カーボンニュートラルメタン

2. 分析フロー

図 2-1 に分析フローを示す。まず、出力変動型再生可能エネルギー（太陽光発電、風力発電）、蓄電池の導入量、地域間連系線の容量等を想定し、電源構成モデルにより、我が国の地域別余剰電力を特定する。余剰電力量から水素製造可能量を求める。分析粒度は毎時である。なお、地域は、沖縄電力を除く旧一般電気事業者の9供給区域とする。

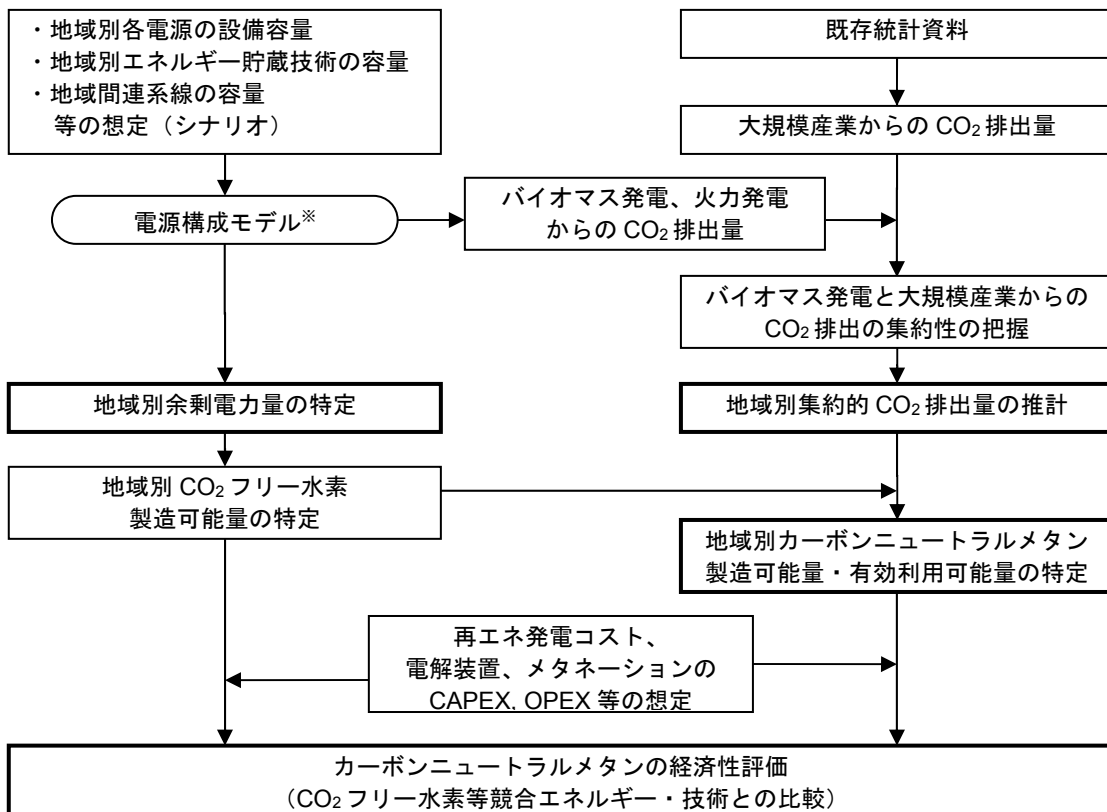


図 2-1 分析フロー

※：各電源、地域間連系線、エネルギー貯蔵技術（主に揚水発電）の運転優先度を想定し、各地域における出力変動型再生可能エネルギーの余剰電力を特定するシミュレーションモデルであり、費用最小化の最適化モデルではない。

次に、電源構成モデルにおけるバイオマス発電及び火力発電の発電電力量からバイオマス発電及び火力発電からの CO₂ 排出量、既存統計資料に基づき産業部門からの CO₂ 排出量を地域別に推計する。効率的な CN メタン製造には、まとまった CO₂ 排出が求められることから、バイオマス発電と産業部門については集約性を踏まえた CO₂ 排出量を特定する。

水素製造可能量に基づいた CN メタン生成に必要な CO₂ 量と、CO₂ 排出量の大小を比較することで、CN メタン製造可能量を特定する。また、現在の都市ガス需要を上限とした CN メタン有効利用可能量も特定する。

経済性に関しては、再エネ発電コスト、電解装置やメタネーション設備の設備費や運転管理費を想定することで、CO₂ フリー水素や CN メタンの製造・供給コストを推計する。

3. 地域別再生可能エネルギー余剰電力量の推計

長期的な再生可能エネルギーの導入シナリオを設定し、地域ごとに再生可能エネルギー導入量を想定する。この想定に基づき、電源構成モデルにより、発生する余剰電力量を地域別に把握する。

3.1. 前提条件

(1) 電力需要

CN メタンの導入可能性は長期的な観点から求められることから、電化傾向や省エネを踏まえ、電力需要は現在の 9,187 億 kWh の 1.13 倍の 10,355 億 kWh とする（なお、自家発電からの供給電力を含めた総電力需要は 11,700 億 kWh）。なお、毎時電力ロードカーブ（弊所データベース）を相似形で拡大する。

(2) ベースロード電源

原子力発電は「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年の導入量を想定し、発電電力量は 1,925 億 kWh（2030 年における総発電電力量に占める割合は 21%）である。

一般水力発電、揚水発電の新設は無いものと想定する。中小水力発電、バイオマス発電、地熱発電に関しては、既開発状況、ポテンシャル、リードタイム等を考慮し、表 3-1 のように想定する。この想定は、「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年に少し付加するイメージである。

表 3-1 中小水力発電、バイオマス発電、地熱発電の想定

	(累積万 kW)	中小水力	バイオマス	地熱
	2030METI 長期見通し	Min	1,099	602
	max	1,170	728	155
本件での想定（年は特定していない）		1,300	800	300

(3) 各電源・システムの運用方法

以下に各電源・システムの運用方法を示す。

【基本運用】

- ・ 本研究では長期的視野に基づく分析を行うため、出力変動型再エネの大規模導入を想定しており、それに伴い必要な調整力も大規模になることから、火力発電は全て天然ガス火力とする（CN メタン製造に必要な CO₂ 排出量は最も少なくなるため、CN メタン潜在性の推計に関して最も保守的な前提である）。
- ・ ベース電源（原子力、水力、地熱、バイオマス）はマストランとする（現在の優先給電ルールに基づく、火力発電の次に一部のバイオマス発電が出力抑制対象となるが、上記のよう

に長期的な視野から、火力発電は全て天然ガス火力と想定しており、バイオマスの出力抑制の機会が限定的になるものとする。

- ・ 調整力用火力は、毎時電力需要の約2割を賄うものとする。
- ・ 各地域において、出力変動型再エネを最大限系統に吸収するように、まず揚水発電を活用する（ただし、揚水発電は原子力対応を優先）。
- ・ それでも吸収できない出力変動型再エネに対しては蓄電池を活用する。
- ・ 揚水発電及び蓄電池からの放電が可能な状況であれば即座に放電する。
- ・ 揚水発電及び蓄電池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する。その際、最隣接地域への融通を優先的に行い、“玉突き”融通は最隣接地域で出力変動型再エネを吸収できない場合のみとする。
- ・ それでも系統で吸収できない出力変動型再エネの発電電力を余剰電力と定義する。
- ・ 毎時において、電力需要－（ベース電源＋調整力火力＋出力変動再エネ＋揚水発電・蓄電池からの放電）は火力発電で賄う（プラス時のみ）。

【優先融通運用】

CNメタン製造には、CO₂排出量が多くかつCNメタン受け入れ容量の指標となる都市ガス消費量の大きい関東、関西、中部地域への融通が鍵となることから、地域間電力融通に対して以下のケースを追加的に想定する。

- ・ 通常は、上記の“基本運用”に示す通り、最隣接地域への融通を優先的に行うが、関東、関西、中部地域への玉突き融通を優先するケースも設定する。
- ・ また、地域間連系線増強ケースも設定する。

3.2. シナリオ

(1) 出力変動型再エネ

CNメタンの顕在化のため大規模導入を前提とする。太陽光発電と風力発電を各々独立変数として36通りの導入ケースを設定する（表3-2）。

表 3-2 PV+風力の組合せ（再エネ導入シナリオ）

		PV(万kW)						
		6,400	7,000	10,000	30,000	50,000	70,000	100,000
風力(万kW)	1,000	(注1)						
	3,000							
	5,000							
	7,000							
	10,000							
	30,000							
	50,000							

注1：長期エネルギー需給見通し2030年目標である。したがって、バイオマス、地熱、水力も長期エネルギー需給見通し2030年目標を想定しており、上記の想定（表3-1）とは異なる。

太陽光 6,400 万 kW+風力 1,000 万 kW は「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年であり参考ケースとする。なお、地域別への展開は、2017 年 3 月末時点の地域別 FIT 認定設備容量に準じて決定する（FIT 以前導入量も含める）。また、太陽光発電と風力発電の地域別の毎時発電出力カーブは、気象庁 AMeDAS の毎時日射量と風速から実際の発電パターンを模擬した弊所所有のデータベースを利用する。

(2) 蓄電池・地域間連系線

近年、電気自動車の普及と相まって蓄電池の価格が急激に低下していることから、揚水発電と併せて短周期用途としての蓄電池の導入ケースも検討する。なお、出力変動型再エネの導入規模に応じて、蓄電池の導入設備容量を想定する。

地域間連系線に関しては、再エネ余剰電力の融通に地域間連系線の運用容量を最大限活用できるものとする。また、優先的な融通や連系線の増強のケースも設定する。

検討する蓄電池・地域間連系線シナリオの 6 ケースを表 3-3 に整理する。Base ケースでは蓄電池の導入は考えず、地域間連系線は上述の基本運用とする。Bat ケースは地域別に再エネ導入規模に応じた規模の蓄電池の導入を想定する。Bat+TMM ケースは、蓄電池導入を想定した上で、地域間連系線の運用に対して玉突き融通を優先する形にする（例えば、北海道の余剰電力を、東北を素通りして関東へ優先的に融通する）。Bat+TMM+Sn は、更に地域間連系線の容量を現在の n 倍に増強するケースである（詳細は後述）。各出力変動型再エネ導入ケース（表 3-2）に対して、この蓄電池・地域間連系線シナリオの各ケースを設定し、シミュレーションを行う。

表 3-3 蓄電池・地域間連系線シナリオ

ケース名	概要
Base	蓄電池の導入は考えない。また、地域間連系線は基本運用。
Bat	出力変動型再エネ導入規模に応じて地域別に蓄電池導入容量を設定する。
Bat+TMM	蓄電池を導入した上で、地域間連系線の優先融通運用を行う。
Bat+TMM+S2	さらに、地域間連系線容量を 2 倍にする。
Bat+TMM+S3	さらに、地域間連系線容量を 3 倍にする。
Bat+TMM+S4	さらに、地域間連系線容量を 4 倍にする。

3.3. 推計結果

図 3-1 に、電源運用状況のシミュレーション結果の一例（全国で PV3 億 kW+風力 1 億 kW 導入時の東北、関東、九州における季節別の代表的な 1 週間の状況）を示す。蓄電池・地域間連系線シナリオは“Base ケース”である。

東北の例を見ると、太線より上部位置する余剰電力のうち一部は域外（関東）に融通（“融通 out”）されているが、大量の余剰電力が水素製造（“RE 水素製造”）に利用できることがわかる。関東では、かなりの頻度で東北からの余剰電力を受け入れている（“融通 in”）。ま

た揚水発電が多用されていることがわかる（“RE 揚水 in”、“揚水 out”）。九州も東北と同様に大規模の余剰電力が発生している。

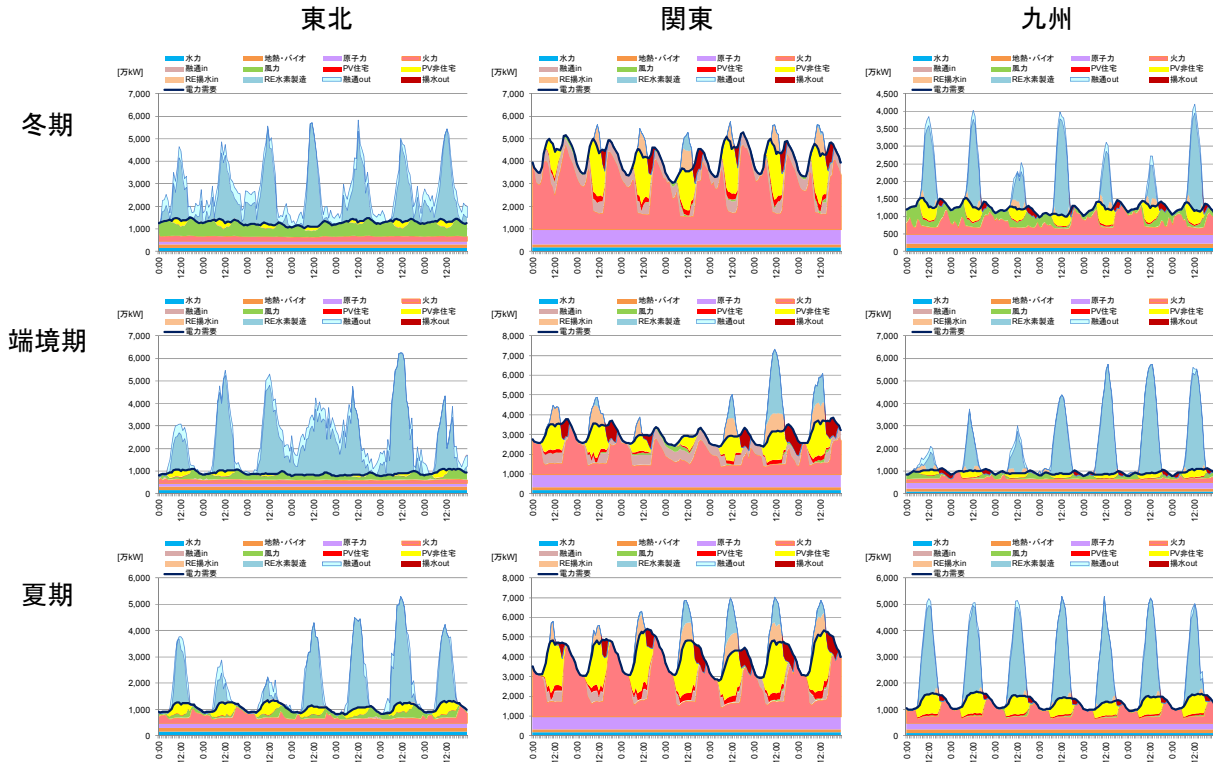


図 3-1 シミュレーション結果（全国 PV300GW+風力 100GW 導入シナリオの例）

注：蓄電池・地域間連系線シナリオは”Base ケース”

(1) 蓄電池導入による電源の低炭素化の効果

「地球温暖化対策計画」の 2050 年までに 80%の温室効果ガス削減という目標の達成のためには、発電電力量に占める低炭素電源の割合は 90%必要とされている。図 3-2 に示す蓄電池の導入規模別の電源構成分析結果に基づく、太陽光 7 億 kW+風力 5 億 kW+蓄電池 50 億 kWh で、低炭素電源の割合がようやく 80%を超える（CO₂ 排出係数は 0.06kg-CO₂/kWh）水準である。80%のうち出力変動型再エネは 48%である。なお、出力抑制の対象となる余剰電力量は 1.2 兆 kWh にも達する。

近年の蓄電池の価格低下傾向を踏まえると、今後の蓄電池の導入拡大を踏まえた分析が必要となる。しかしながら、必要とされる蓄電池容量は、電力需要の大きさ、出力変動型再エネの導入状況、揚水発電の整備状況に影響を受け、どの程度の容量の蓄電池が導入されるかは明らかではない。したがって、本研究では、図 3-2 に示す分析結果や現在の揚水発電の規模（約 2,700 万 kW）を踏まえつつ、PV7,000 万 kW+風力 3,000 万 kW 導入で 0.3 億 kWh~PV10 億 kW+風力 5 億 kW 導入で 12 億 kWh 規模の蓄電池の導入を想定する。

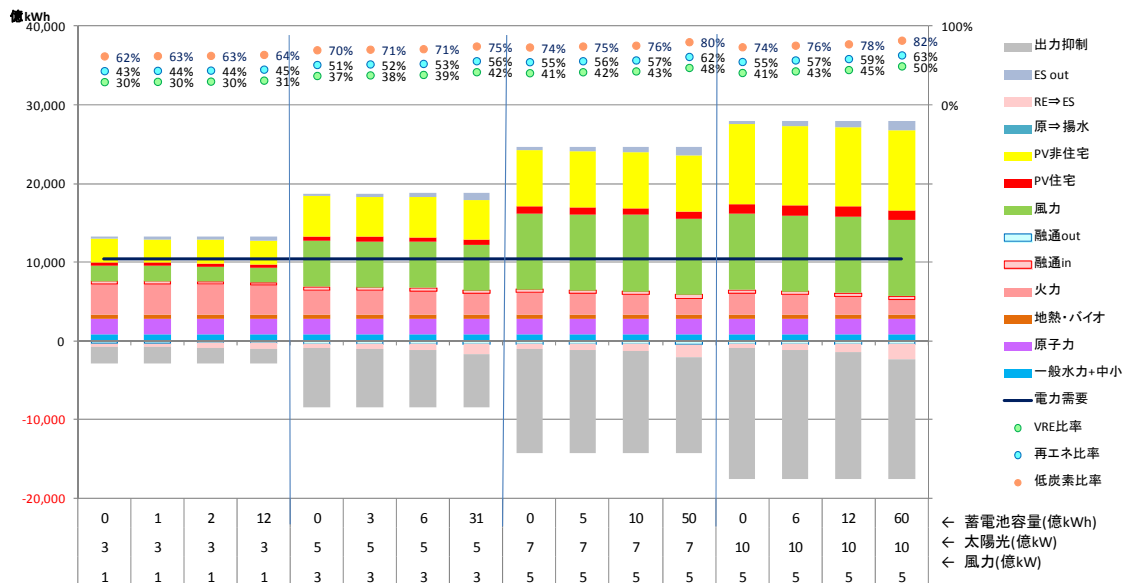


図 3-2 蓄電池導入量規模別電源構成

(2) 余剰電力の域外融通の効果

次に、余剰電力の域外への融通を促進する場合の余剰電力量の変化を分析する。北海道、東北、九州等における大規模余剰電力を都市ガス多消費地域(≒CO₂排出量の多い大都市圏)に意図的に融通することで、当該地域におけるCNメタン製造可能量を増加させることを目的に、以下のシナリオを設定する。

- ・ 北海道(九州)の余剰電力は玉突きで東北(中国)を通過して全て関東(関西)に融通する。
- ・ 四国の余剰電力は全て関西に融通する。

これらの設定を置いても、地域間連系線容量の制約によって、余剰電力の大量融通は限られると考えられる。したがって、以下のシナリオも設定する。

- ・ 現状の地域間連系線の容量を2~4倍にする(北海道⇒東北、東北⇒東京、九州⇒中国、中国⇒関西、四国⇒関西)

ただし、融通の結果、関東や関西で余剰電力が吸収される可能性もあることに注意が必要である(北海道や東北の余剰電力がそのまま関東の余剰電力に上乘せされるわけではない)。図3-3には、これらのシナリオにおける電源構成の分析結果を示す。地域間連系線の増強に伴い、融通量が増加していることがわかる。

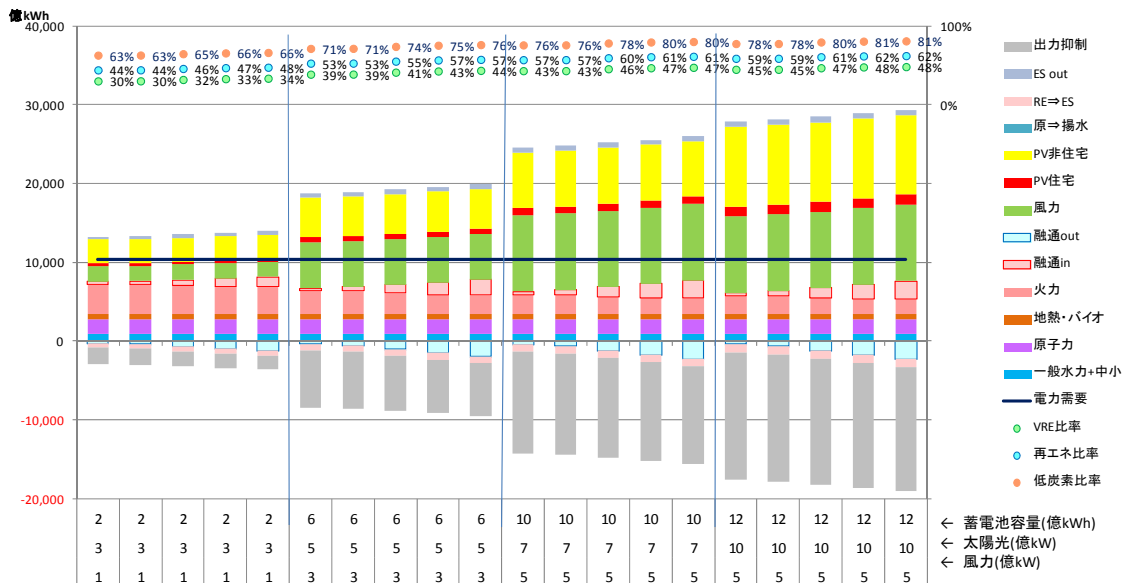


図 3-3 域外融通促進が電源構成に与える影響

注：各ブロックにおけるケースは、左から”Bat”, ”Bat+TMM”, ”Bat+TMM+S2”, ”Bat+TMM+S3”, ”Bat+TMM+S4” (表 3-3 参照)

(3) 余剰電力量のまとめ

全国の余剰電力のまとめを図 3-4 に示す。蓄電池の導入により余剰電力量は減少するが (“Base” と “Bat” の比較)、本研究で設定した蓄電池容量 (出力変動型再エネ導入規模に応じて 0.3~12 億 kWh 規模) では余剰電力削減量はあまり大きくない。また、地域間連系線の増強は余剰電力を融通することから、余剰電力を送る地域と受け取る地域で差し引きプラスマイナス 0 になることから、シナリオ間で、全国での余剰電力に大きな差は見られない。

一方、地域別に見ると (図 3-5)、地域間連系線の増強 (“Bat+TMM” ~ “Bat+TMM+S4”) により余剰電力の融通が促進され、関東や関西での余剰電力量が増加することがわかる。

なお、PV6,400 万 kW+風力 1,000 万 kW のケースは「長期エネルギー需給見通し」の 2030 年見通しであり、このケースにおける余剰電力量 (5 億 kWh) は「広域系統長期方針」(電力広域的運営推進機関, 平成 29 年 3 月) の推計値とほぼ同レベルである。

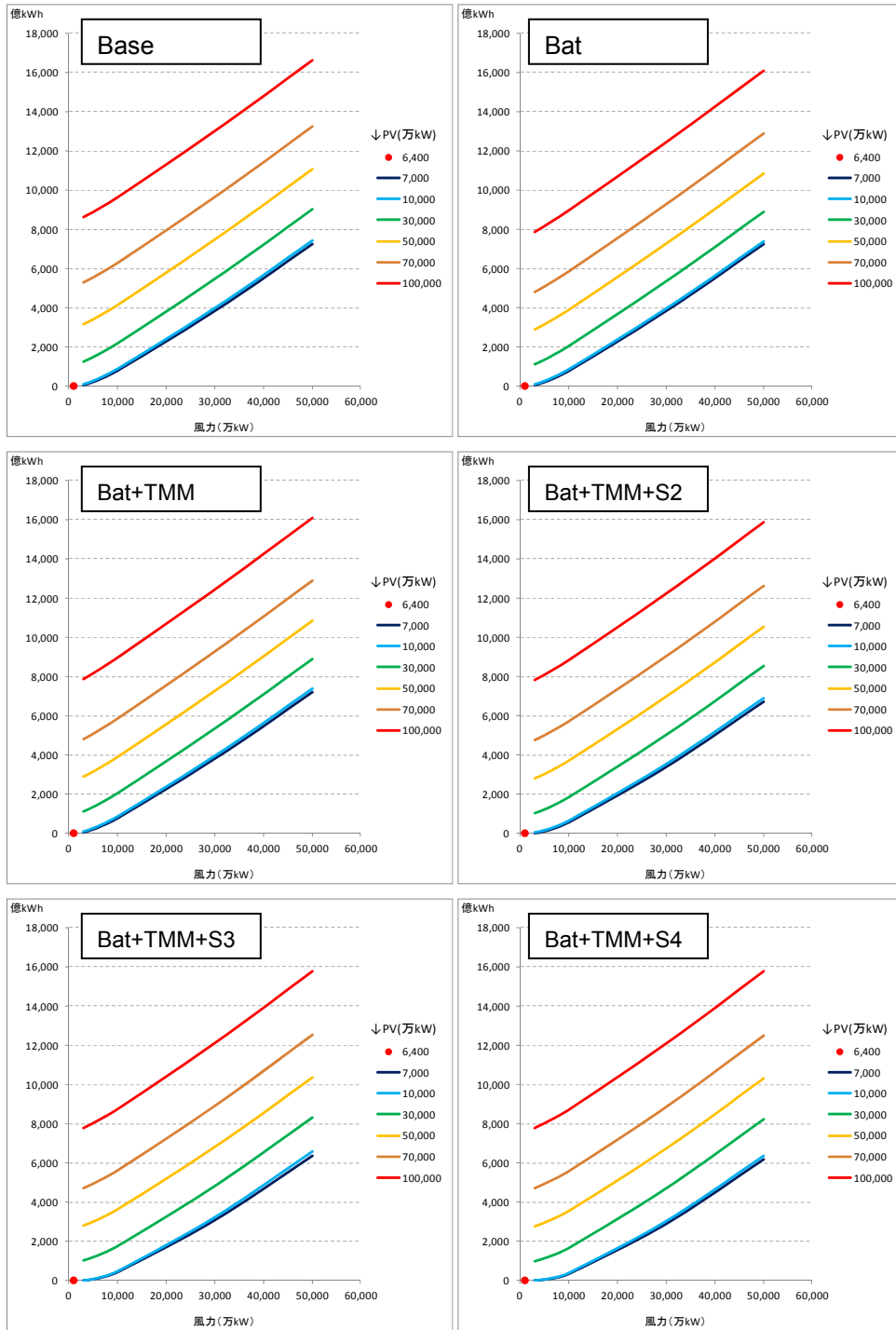
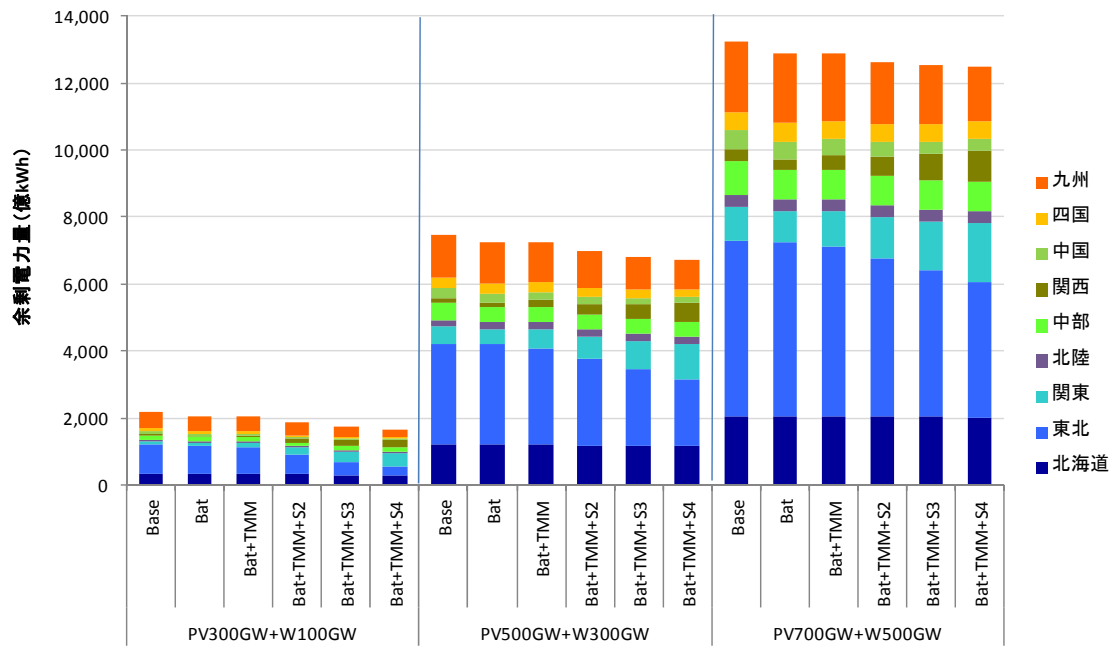


図 3-4 ケース別余剰電力量のまとめ（全国）

ケース名	概要
Base	蓄電池の導入は考えない。また、地域間連系線は通常運用。
Bat	出力変動型再エネ導入規模に応じて地域別に蓄電池導入容量を設定する。
Bat+TMM	蓄電池を導入した上で、地域間連系線の優先融通運用を行う。
Bat+TMM+S2	さらに、地域間連系線容量を2倍にする。
Bat+TMM+S3	さらに、地域間連系線容量を3倍にする。
Bat+TMM+S4	さらに、地域間連系線容量を4倍にする。

注：赤い点で示される“長期エネルギー需給見通し”の2030年見通しのPV6,400万kW+風力1,000万kWケースにおける余剰電力量（5億kWh）は“広域系統長期方針”（電力広域的運営推進機関，平成29年3月）の推計値とほぼ同レベルである。



	蓄電池容量(億kWh)																	
	PV300GW+W100GW						PV500GW+W300GW						PV700GW+W500GW					
	Base	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4	Base	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4	Base	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4
北海道	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
東北	0.0	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	0.0	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	0.0	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
関東	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
北陸	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
関西	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
中国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
四国	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
九州	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
合計	0.0	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	0.0	6.2	6.2	6.2	6.2	6.2	0.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0

図 3-5 ケース別×地域別余剰電力量

注：代表的な再エネ導入シナリオとして、3 ケース（”PV3 億 kW+風力 1 億 kW”、”PV5 億 kW+風力 3 億 kW”、”PV7 億 kW+風力 5 億 kW”）のみを表示している。

4. 地域別集約的 CO₂ 排出量の推計

カーボンニュートラルメタン（CN メタン）の製造に必要となる CO₂ 排出量を地域別に把握する。この際、CO₂ の調達効率を考慮し、ある程度集約化されている CO₂ 排出量を特定する。CO₂ 排出源としては、火力発電、バイオマス発電、エネルギー多消費産業とする。

4.1. 火力発電からの CO₂ 排出量

上述の通り、長期的な視点に基づき、火力発電は全て天然ガス火力を想定している。発電効率や CO₂ 排出係数の想定を表 4-1 に示す。再エネ導入量によって天然ガス火力発電電力量は変化するが、全国の CO₂ 排出量はおおよそ 2.0~1.0 億 t-CO₂ である。なお、火力発電は工業地区にある場合が多いことから、全ての CO₂ が集約化されていると見なす。

表 4-1 天然ガス火力発電からの CO₂ 排出量

発電効率	50%
燃料の CO ₂ 排出係数	0.000050kg-CO ₂ /kJ
発電電力量あたりの CO ₂ 排出量	0.36 kg-CO ₂ /kWh

4.2. バイオマス発電からの CO₂ 排出量

バイオマスからの CO₂ はカーボンフリーをより訴求しやすい。バイオマス発電からの CO₂ 排出量等に関する想定を表 4-2 に示す。バイオマス導入量は 800 万 kW を想定 (表 3-1) しており、全国の CO₂ 排出量は 0.53 億 t-CO₂ となる。しかしながら、この 0.53 億 t-CO₂ 全ての CO₂ が集約的に排出されているわけではない。

表 4-2 バイオマス発電からの CO₂ 排出係数

発電効率 ¹	32%
燃料の CO ₂ 排出係数 ²	0.000112kg-CO ₂ /kJ
発電電力量あたりの CO ₂ 排出量	1.26 kg-CO ₂ /kWh

※1：調達価格算定委員会資料 (http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/026_04_00.pdf)

※2：IPCC

一定の地理的範囲内にバイオマス発電が集積し、かつその範囲内に一定程度以上の工業用インフラが整備されていれば、複数のバイオマス発電からまとめて CO₂ を回収することが可能であると考えられる。したがって、経済産業省の「工業統計調査 (2014 年)」が定める“工業地区”を一つの集約的排出源と捉え、各地域における“工業地区”内のバイオマス発電¹を特定する。“工業地区”は「工場適地調査」(経済産業省)の対象地区のうち、事業所数 200 以上の地区に東京 23 区と大阪市を加えたものである。

まず、工業統計調査における市町村と FIT 認定容量データ (2017 年 3 月末時点) における市町村を照らし合わせることで、工業地区別のバイオマス発電設備の認定容量を集計する。次に、各都道府県において最も認定設備容量が多い“工業地区” (これを“首位工業地区”とする) のみを抽出する。その結果、47 都道府県の首位工業地区の認定設備容量の全国の認定量に占める割合は 64% となる。したがって、本調査におけるバイオマス発電導入想定量 800 万 kW を前提とする CO₂ 排出量 0.53 億 t-CO₂ の 64% (=0.34 億 t-CO₂) が CN メタン製造に利用可能な集約的 CO₂ 排出量となる。

4.3. 産業部門からの CO₂ 排出量

資源エネルギー庁の「都道府県別エネルギー消費統計 (2015 年度)」を用いて、産業部門の地域別 CO₂ 排出量 (エネルギー起源) を推計する。ただし、都道府県の合計 CO₂ 排出量は日本全国の CO₂ 排出量 (「総合エネルギー統計 (2015 年度)」) と一致していないことから、都道府県別の合計が日本全国に整合するよう補正する。全国の CO₂ 総排出量 11.0 億 t-CO₂

¹ 2017 年 3 月末時点での認定設備容量の大部分が「一般木質・農作物残さ」であることから、バイオマス発電設備容量の全てが、「一般木質・農作物残さ」であると想定する。

に対して、産業部門の排出量（自家用発電・自家用蒸気発生による排出量を含む）は3.4億t-CO₂であり、そのうち3.3億t-CO₂が製造業からの排出となり、これを分析の対象とする。

製造業からのCO₂排出量3.3億t-CO₂のうち、特に回収に適した大規模な製造業事業所からの排出量を推計するにあたり、まず、経済産業省の「工業統計調査（2014年）」を用いて、総従業者数に対する従業者数300人以上の事業所に従事する従業者数の割合を都道府県別・業種別に求める。この割合を製造業からのCO₂排出量3.3億t-CO₂に乗じると、8,600万t-CO₂になる。

さらに回収に適した地域を特定するため、“工業地区”別の排出量を推計する。各工業地区の業種別従業者数の都道府県内の総従業者数に占める比率を求め、都道府県別・業種別の排出量に適用することで、各工業地区の排出量を推計する。各都道府県において排出量が最大となった工業地区（これを「首位工業地区」とする）のみの排出量を特定すると4,000万t-CO₂となる。

4.4. 集約的CO₂排出量のまとめ

図4-1にバイオマス発電と産業部門からのCO₂排出量の絞り込み結果を、図4-2に集約的CO₂排出量のまとめを示す。全国の集約的CO₂排出量は、1.7億～2.8億t-CO₂である。バイオマス発電からは0.34億t-CO₂、産業部門からは0.4億t-CO₂、火力発電からは1.0億～2.1億t-CO₂である。地域間の大小関係は、火力発電、産業部門、バイオマス発電のいずれにおいてもほぼ同様である。

なお、再エネ余剰電力量（したがって水素製造量）を無視し、バイオマス発電からの集約的CO₂排出量全てを利用することができると仮定した場合、製造可能なメタンは172億Nm³-CH₄、産業部門からのCO₂も含めると375億Nm³-CH₄となり、現在の都市ガスのメタン熱量換算量約380億Nm³-CH₄の45%～99%に相当する。

本研究ではローカルな地理的制約を捨象しており、より現実的な集約的CO₂利用可能量の特定には更なる詳細な分析が必要ではあるものの、バイオマス発電や産業部門以外に火力発電からのCO₂も集約的に利用できることから、我が国において都市ガス全量のカーボンニュートラル化が可能な量の集約的CO₂が十分に潜在していることになる。

次章では、再エネ余剰電力からの水素製造規模も踏まえた、カーボンニュートラルメタンの製造可能量を特定する。

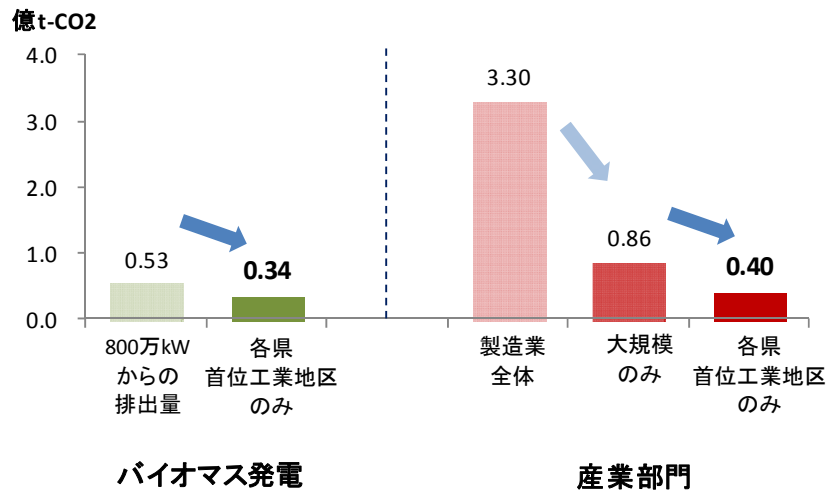
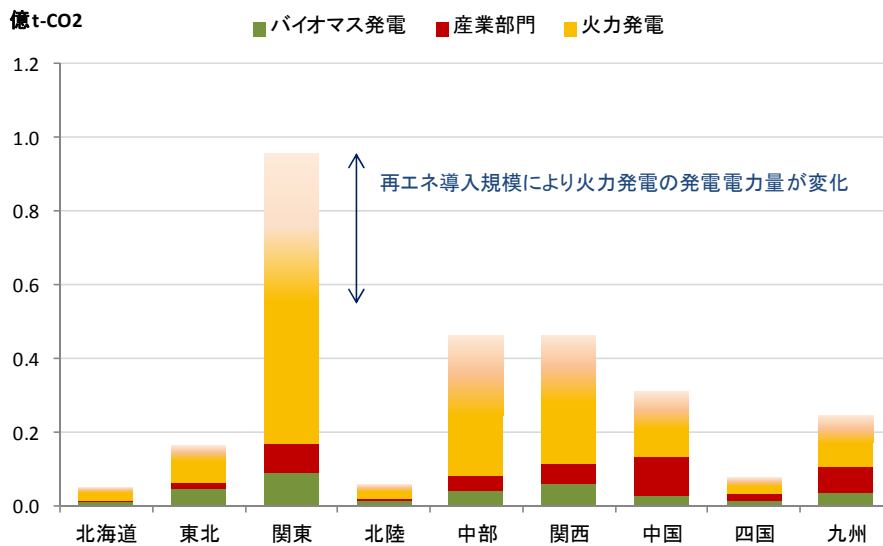


図 4-1 バイオマス発電と産業部門からの CO₂ 排出量の絞り込み



億t-CO ₂	バイオマス発電	産業部門	火力発電		合計		
			最小	最大	最小	最大	
北海道	0.01	0.01	0.02	~	0.03	0.04	0.05
東北	0.05	0.02	0.06	~	0.10	0.12	0.16
関東	0.09	0.08	0.38	~	0.78	0.55	0.95
北陸	0.01	0.00	0.02	~	0.04	0.04	0.06
中部	0.04	0.04	0.16	~	0.38	0.25	0.46
関西	0.06	0.06	0.17	~	0.35	0.28	0.46
中国	0.03	0.11	0.08	~	0.18	0.21	0.31
四国	0.01	0.02	0.02	~	0.04	0.05	0.08
九州	0.04	0.07	0.07	~	0.14	0.17	0.25
合計	0.34	0.40	0.98	~	2.05	1.72	2.79

図 4-2 地域別集約的 CO₂ 排出量のまとめ

注：火力発電の発電電力量は再エネ導入規模によって変化することから、再エネ導入シナリオ（表 3-2）の最小規模と最大規模における火力発電からの CO₂ 排出量（電源構成モデルの試算結果）の幅で表示。

5. 地域別カーボンニュートラルメタンの潜在性の把握

上記の分析結果に基づき、地域別の CN メタンの潜在量を推計する。地域ごとに、発生する余剰電力の規模と集約的 CO₂ 排出量の多寡を比較し、CN メタン製造可能量を推計する。また、現在の都市ガス需要規模と比較することで CN メタン有効利用可能量を特定する。

5.1. 前提条件

5.1.1. カーボンニュートラルメタン製造原単位

電気分解の水素製造原単位は現在およそ 5kWh/Nm³-H₂ であるが、理論値上限 3.54 kWh/Nm³-H₂ も踏まえ、将来値として 4.5kWh/Nm³-H₂ を想定する。また、1Nm³-CH₄ の製造には水素 4Nm³-H₂ が必要であり(下式参照)、生成メタンあたりの補機動力 0.32kWh/Nm³-CH₄ (各種資料から推計)から、メタン製造原単位を $4.5 \times 4 + 0.32 = 18.32 \text{ kWh/Nm}^3\text{-CH}_4$ とする。また、メタンの密度 0.717kg/Nm³ から、1Nm³-CH₄ の製造に必要な CO₂ 量は 1.972kg-CO₂/Nm³-CH₄ となる(表 5-1)。

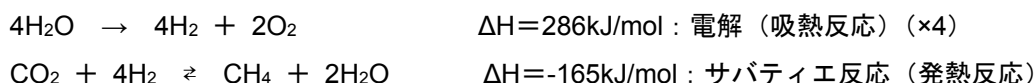


表 5-1 水素・メタン製造原単位

電解	水素製造原単位 (電力)	4.5 kWh/Nm ³ -H ₂
電解+	メタン製造原単位 (電力)	18.3 kWh/Nm ³ -CH ₄
メタネーション	メタン製造原単位 (CO ₂)	1.972kg-CO ₂ /Nm ³ -CH ₄

5.1.2. 製造可能量と有効利用可能量

原則として余剰電力の全量から水素は製造可能であるとし、その水素から CN メタンを製造する。CN メタン製造に必要な CO₂ が当該地域に十分に集約的に排出されているかどうかで、製造可能な CN メタンの量が決定される。また、製造される CN メタンがどの程度、都市ガス用原料として利用されるかは、当該地域の都市ガス需要規模に依存することから、現在の都市ガス需要量を上限とした CN メタン有効可能量を特定する。

5.2. 推計結果

5.2.1. カーボンニュートラルメタン製造可能量・有効利用可能量

図 5-1 に全国のメタン製造量可能量・有効利用可能量の推計結果を示す。細点線は利用可能な CO₂ 量の制約がない場合の仮想的な CN メタン製造可能量を、実線は実際の CN メタン製造可能量を示す。したがって、細点線は水素製造可能量つまり余剰電力量に完全に比例しているが、細実線は余剰電力が増大(再エネ導入の拡大)しても CN メタン製造に利用可能な CO₂ が不足することで CN メタン製造可能量の伸びが鈍化することを意味している。

細点線：仮想的CNメタン製造可能量（利用可能CO₂量の制約無しの場合=余剰電力量と比例）
 細実線：CNメタン製造可能量（利用可能CO₂量の制約を踏まえた場合）
 太実線：CNメタン有効利用可能量（現在の都市ガス需要を上限とした場合）

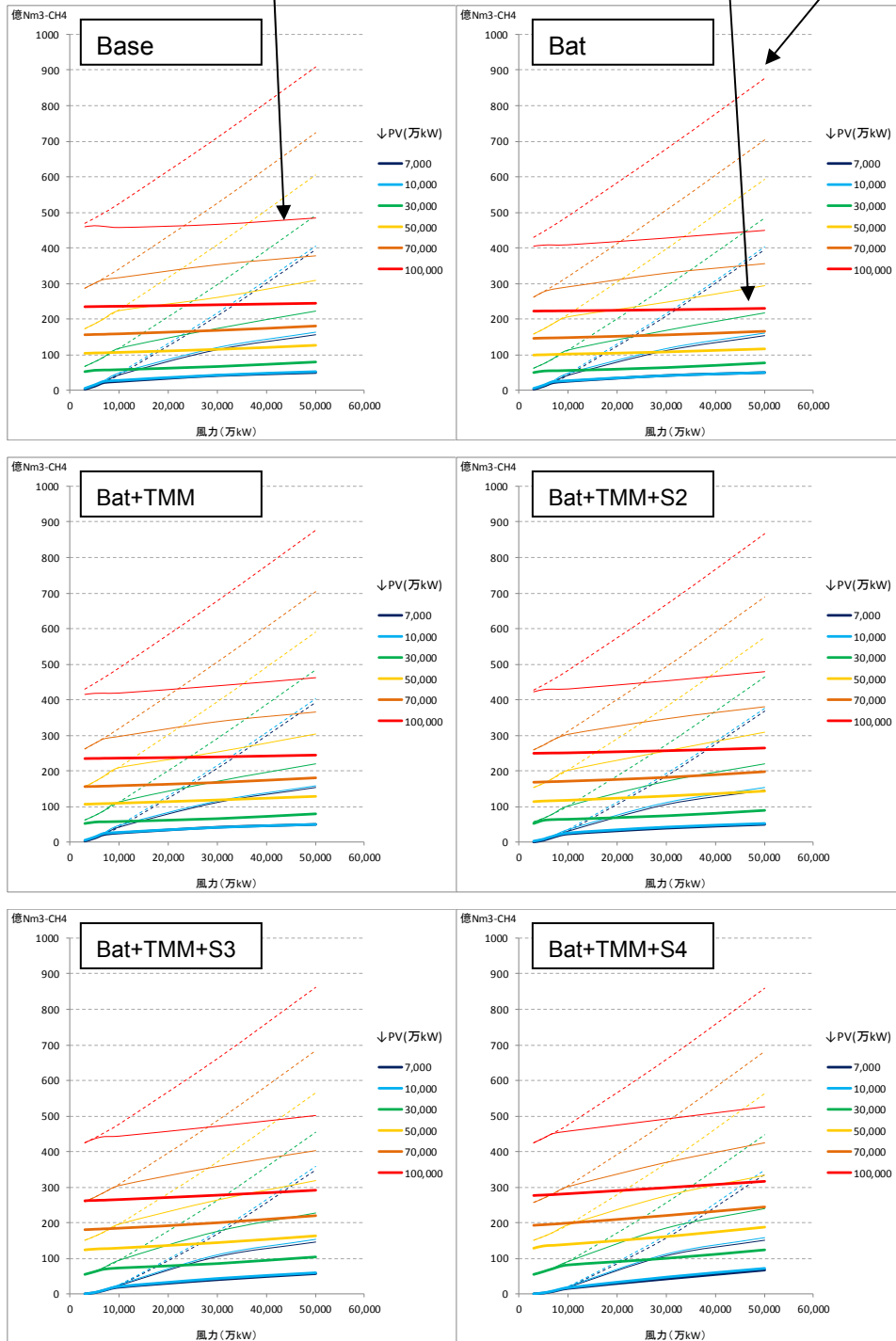


図 5-1 ケース別 CNメタン製造可能量・有効利用可能量のまとめ（全国）

ケース名	概要
Base	蓄電池の導入は考えない。また、地域間連系線は通常運用。
Bat	出力変動型再エネ導入規模に応じて地域別に蓄電池導入容量を設定する。
Bat+TMM	蓄電池を導入した上で、地域間連系線の優先融通運用を行う。
Bat+TMM+S2	さらに、地域間連系線容量を2倍にする。
Bat+TMM+S3	さらに、地域間連系線容量を3倍にする。
Bat+TMM+S4	さらに、地域間連系線容量を4倍にする。

この様子は、地域別に再エネ導入シナリオ×蓄電池・地域間連系線シナリオごとの余剰電力量・CNメタン製造可能量を示した図 5-2 に詳しい。例えば、“Bat+TMM+S2” ケースにおいて、代表的な再エネ導入シナリオとして 2 ケース (“PV3 億 kW+風力 1 億 kW”：左図、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW”：右図) を比較すると、“PV3 億 kW+風力 1 億 kW” ケースでは、北海道、東北において CNメタン製造に必要な CO₂ 量は当該地域の集約的 CO₂ 排出量を下回っているが、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW” ケースでは、当該地域の集約的 CO₂ 量では CNメタン製造に必要な CO₂ 量を満たせなくなっていることがわかる。一方、関東では、必要な CO₂ 量を充分賄える程の集約的 CO₂ 排出量が存在していることから、再エネ導入の拡大による余剰電力の増加によって、CNメタン製造可能量も増加する。このように、CNメタン製造可能量が頭打ちになる地域と増加する地域がオフセットされ、全国の CNメタン製造可能量の増加が鈍化傾向を示すこととなる。

なお、図 5-1 の太実線は、現在の都市ガス需要量(全国でメタン熱量換算値 383 億 Nm³-CH₄) を上限とした CNメタン有効利用可能量を示す。

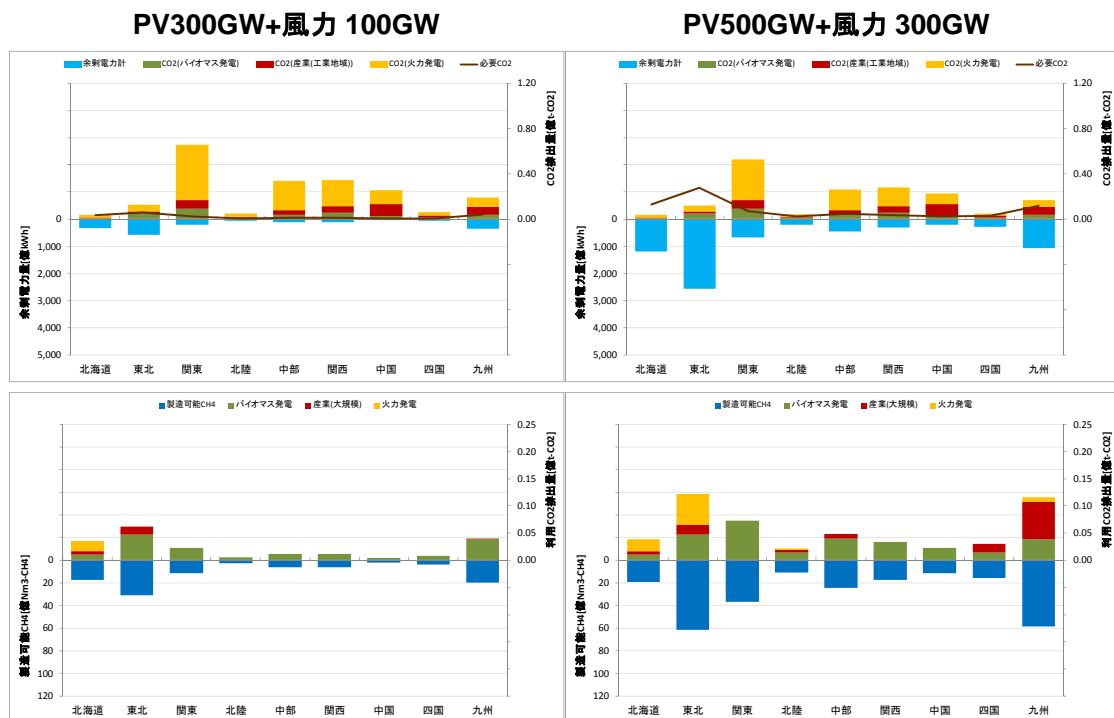


図 5-2 地域別余剰電力量・CNメタン製造可能量 (Bat+TMM+S2 ケース)

注：上図は余剰電力量（マイナス方向表示）、CO₂ 排出量、余剰電力全量で CNメタン製造する場合に必要な CO₂ 量（折れ線）。下図は CNメタン製造可能量（マイナス方向表示）、CNメタン製造に利用される CO₂ 量。

図 5-3 の上図には、代表的な再エネ導入シナリオにおける地域別の CN メタン製造可能量を示す。“PV3 億 kW+風力 1 億 kW” ケースでは、地域間連系線増強による余剰電力の融通を促進することで、関東や関西における CN メタン製造可能量は増加するが、同時にこれらの地域における系統による余剰電力の吸収効果のために全国の余剰電力量が減少する（図 3-5 参照）ことにより、全国総量の CN メタン製造可能量は減少する。

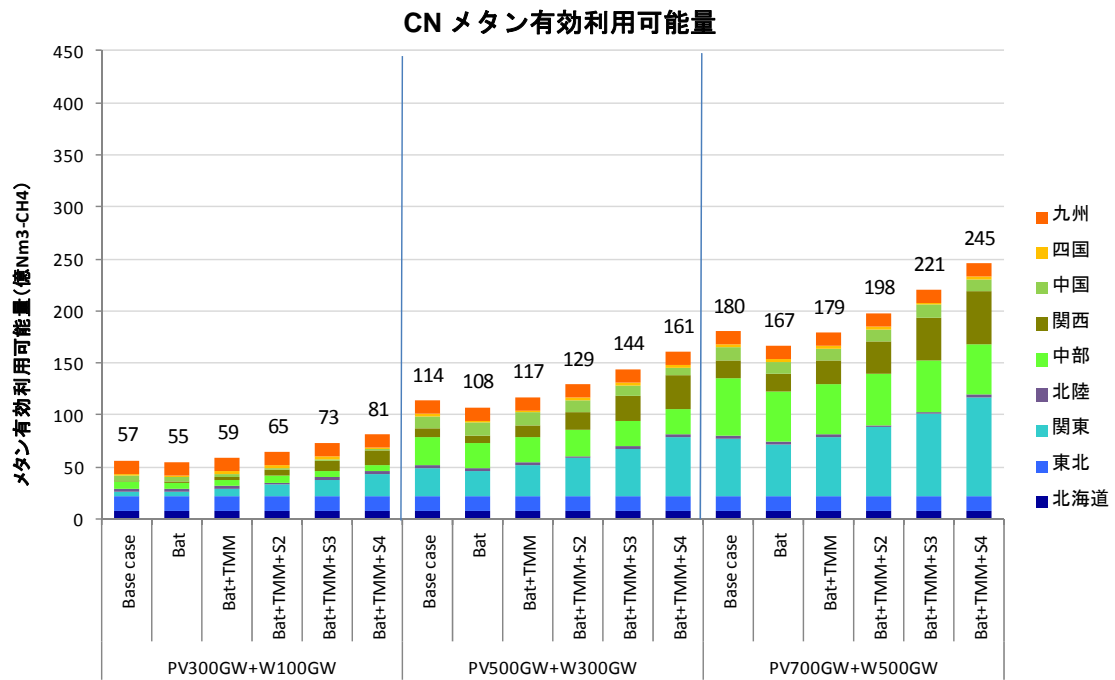
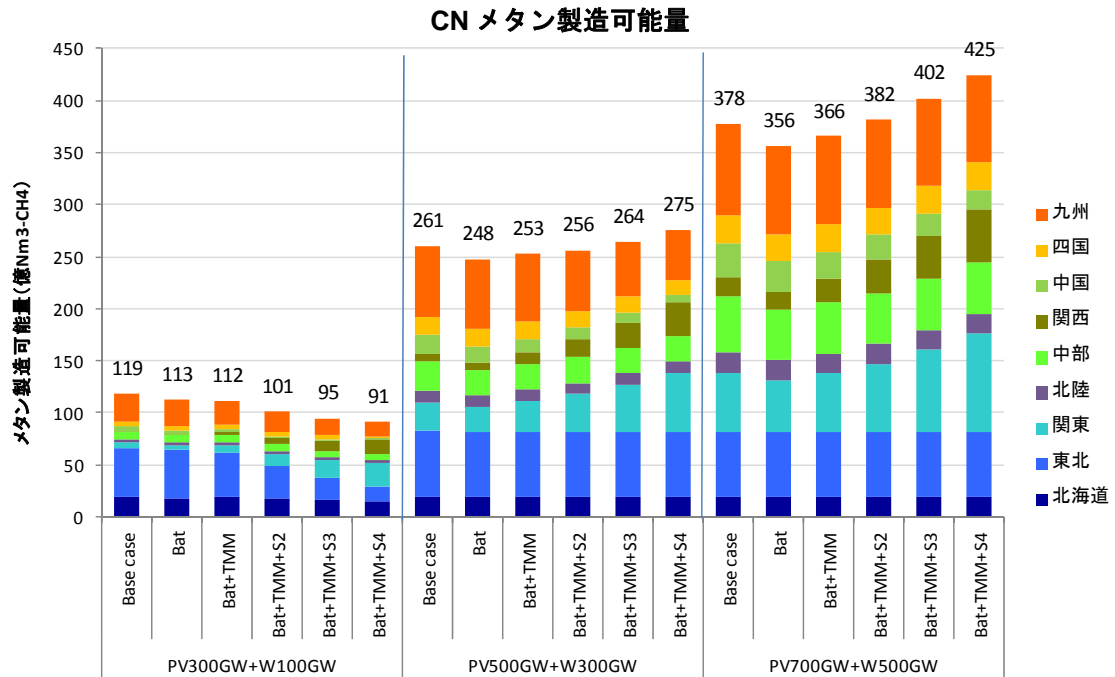
一方、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW” を超えると、余剰電力量が非常に大きくなるため、地域間連系線の活用により、関東や関西など多 CO₂ 排出地域の集約的 CO₂ をより多く利用できることになり、全国の CN メタン製造可能量が増大する。

なお、再エネ導入が大規模な“PV5 億 kW+風力 3 億 kW” ケースや“PV7 億 kW+風力 5 億 kW” ケースにおいて、蓄電池・地域間連系線シナリオ間で、北海道や東北の CN メタン製造量に変化がないのは、利用できる集約的 CO₂ 排出量に上限があるためであり、これ以上再エネ導入規模を拡大しても、CN メタン製造可能量は増加しない。

なお、“PV3 億 kW+風力 1 億 kW” ケースでは 90 億～120 億 Nm³-CH₄、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW” ケースでは 250 億～280 億 Nm³-CH₄、“PV7 億 kW+風力 5 億 kW” ケースでは 360 億～430 億 Nm³-CH₄ の CN メタンが全国で製造可能となる。現在の都市ガス需要の CN メタン熱量換算値 383 億 Nm³-CH₄ を踏まえると、CN メタンの都市ガス低炭素化への寄与は非常に大きいと言える。

図 5-3 の下図には、代表的な再エネ導入ケースにおける地域別 CN メタン有効利用可能量を示す。“PV3 億 kW+風力 1 億 kW” ケースでは 60 億～80 億 Nm³-CH₄、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW” ケースでは 110 億～160 億 Nm³-CH₄、“PV7 億 kW+風力 5 億 kW” ケースでは 170 億～250 億 Nm³-CH₄ の CN メタンが全国で有効利用可能となる。地域別に見ると、関東が最も多く、各再エネ導入ケースで、それぞれ 5 億～22 億 Nm³-CH₄、25 億～57 億 Nm³-CH₄、50 億～95 億 Nm³-CH₄ となる。次いで関西では、それぞれ 1 億～14 億 Nm³-CH₄、7 億～32 億 Nm³-CH₄、16 億～50 億 Nm³-CH₄ となる。

全国の都市ガスのカーボンニュートラル化率は、“PV3 億 kW+風力 1 億 kW” ケースで 14%～21%、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW” ケースで 28%～42%、“PV7 億 kW+風力 5 億 kW” ケースでは 43%～64% となる。なお、関東、関西、中部、中国以外では、都市ガス需要規模が小さいため、どのケースにおいてもほぼ 100% の都市ガスのカーボンニュートラル化が可能である。一方、関東や関西は、各再エネ導入ケースにおいて、それぞれ、おおよそ数%～15%、10%～35%、20%～60% となる。



	都市ガスのカーボニュートラル化割合																	
	PV300GW+W100GW						PV500GW+W300GW						PV700GW+W500GW					
	Base case	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4	Base case	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4	Base case	Bat	Bat+TMM	Bat+TMM+S2	Bat+TMM+S3	Bat+TMM+S4
北海道	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
東北	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
関東	3%	3%	4%	6%	9%	12%	15%	13%	16%	20%	25%	31%	30%	27%	31%	36%	43%	52%
北陸	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
中部	12%	11%	11%	11%	11%	11%	48%	42%	42%	42%	42%	42%	94%	84%	84%	84%	84%	84%
関西	1%	1%	3%	7%	11%	16%	9%	8%	13%	19%	27%	35%	20%	18%	25%	36%	46%	57%
中国	39%	35%	25%	17%	11%	7%	100%	100%	100%	95%	81%	69%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
四国	100%	100%	100%	100%	100%	81%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
九州	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
合計	15%	14%	15%	17%	19%	21%	30%	28%	31%	34%	38%	42%	47%	43%	47%	52%	58%	64%

図 5-3 ケース別×地域別 CN メタン製造可能量・有効利用可能量

注：代表的な再エネ導入シナリオとして、3 ケース（”PV3 億 kW+風力 1 億 kW”、”PV5 億 kW+風力 3 億 kW”、”PV7 億 kW+風力 5 億 kW”）のみを表示している。

5.2.2. 回収・利用 CO₂ の排出源別割合

本研究では、CN メタン製造に必要な CO₂ の排出源は、バイオマス発電、火力発電、産業部門を検討したが、カーボンニュートラルに対する訴求効果が高い、より集約度が高い、ことを考慮し、利用する CO₂ をバイオマス発電、産業部門、火力発電の順番にした場合の各ケースにおける CO₂ 源別シェアを推計する。

図 5-4 には、代表的な再エネ導入シナリオにおける利用 CO₂ の排出源別シェアを示す。

CN メタン製造可能量ベースでは、“PV3 億 kW+風力 1 億 kW”ケースでバイオマス発電からの CO₂ のシェア（全国）は 60%~90%、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW”ケースで 51%~61%、“PV7 億 kW+風力 5 億 kW”ケースで 41%~43%である。地域別に見ると、北海道、東北、九州など余剰電力量が多い地域では、バイオマス発電及び産業部門の CO₂ の利用では不足し、火力発電からの CO₂ 排出量の利用も必要となる。

一方、CN メタン有効利用可能量ベースで見ると、“PV3 億 kW+風力 1 億 kW”ケースでバイオマス発電からの CO₂ のシェア（全国）は 97%~98%、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW”ケースで 87%~95%、“PV7 億 kW+風力 5 億 kW”ケースで 59%~79%である。また、ほとんどのケース・地域において、CN メタンの製造・有効利用には、バイオマス発電と産業部門からの CO₂ で充分であり、火力発電からの CO₂ の利用は限定的であることがわかる。

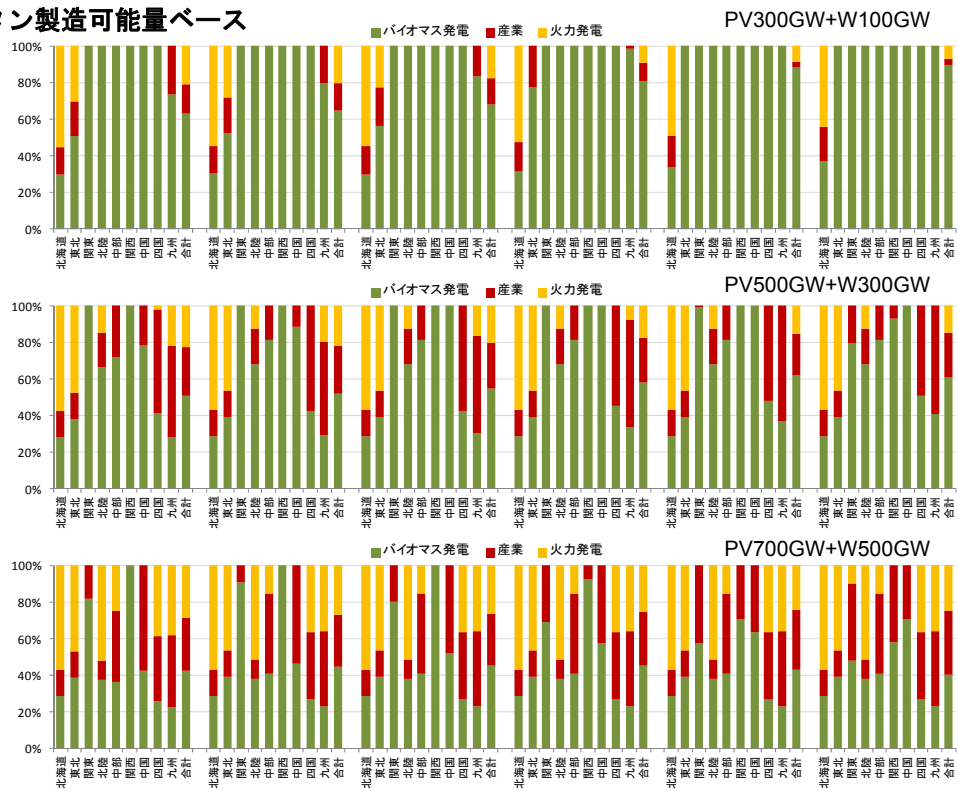
5.2.3. カーボンニュートラルメタンによる CO₂ 排出削減効果

CN メタンは、従来の天然ガスを代替することから CO₂ 排出削減が実現できる。図 5-5 には、CN メタンの有効利用による CO₂ 排出削減量を示す。

“PV3 億 kW+風力 1 億 kW”ケースで CO₂ 排出削減量は、0.1 億~0.2 億 t-CO₂、“PV5 億 kW+風力 3 億 kW”ケース 0.2 億~0.3 億 t-CO₂、“PV7 億 kW+風力 5 億 kW”ケースで 0.4 億~0.5 億 t-CO₂ の排出削減が期待できる。現在の天然ガスからの CO₂ 排出量 2.4 億 t-CO₂ のうち都市ガス用 0.8 億 t-CO₂ であり、13%~63%に相当する。

なお、参考に CN メタン製造可能量ベースでの CO₂ 排出削減量を図 5-6 に示す。CO₂ 排出削減量は大幅に増加するが、各地域における現在の都市ガス需要量を超える CN メタンを製造することを意味しており、各地域における都市ガス需要の大幅な拡大や他地域への CN メタンの輸送など行わなければこの CO₂ 排出削減量は実現しないことに、注意が必要である。

CN メタン製造可能量ベース



CN メタン有効利用可能量ベース

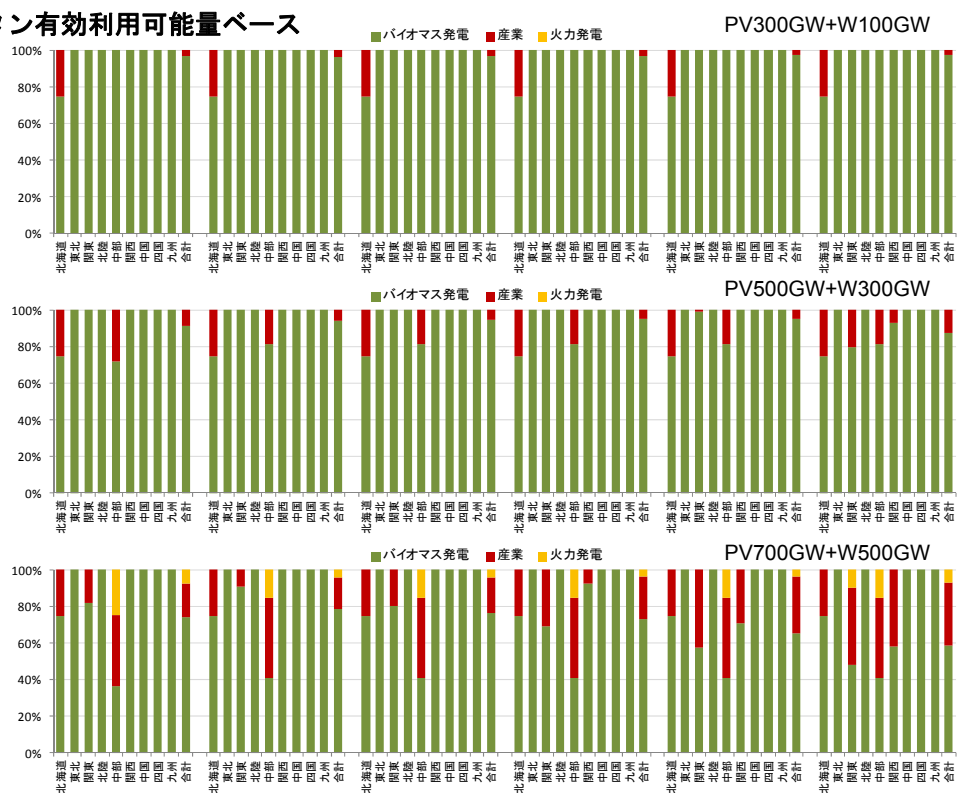


図 5-4 地域別利用 CO₂ 源別シェア

注：再エネ代表的3ケースのみの表示。各ブロックは、蓄電池・地域間連系線シナリオの各ケース

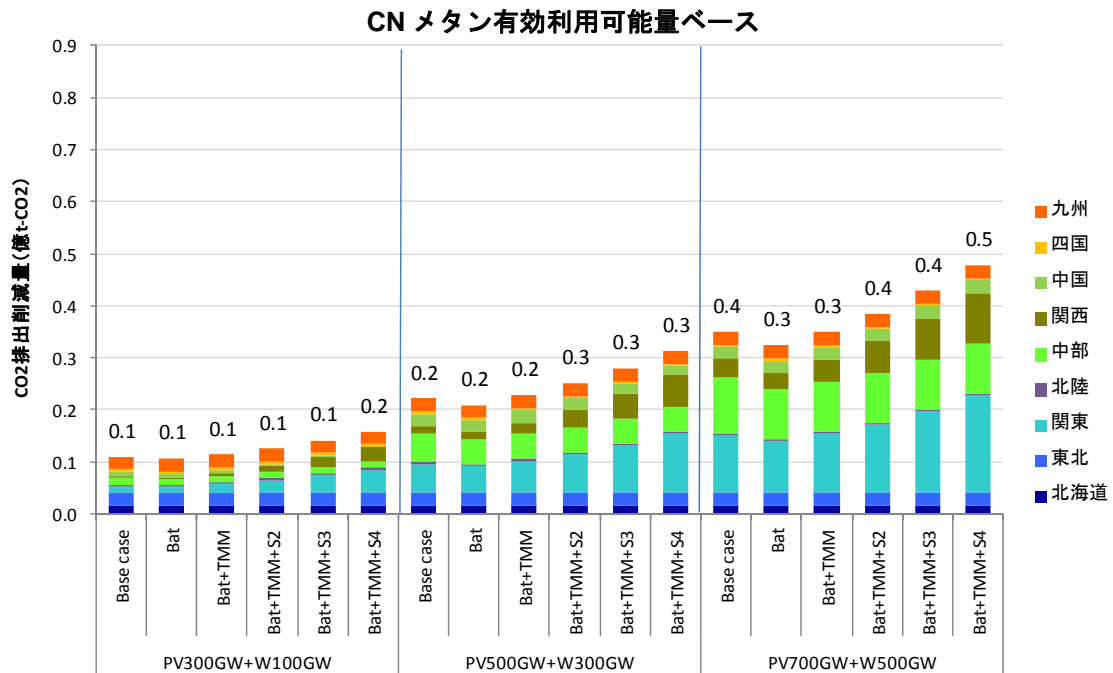


図 5-5 ケース別×地域別 CN メタン有効利用による CO₂ 排出削減量

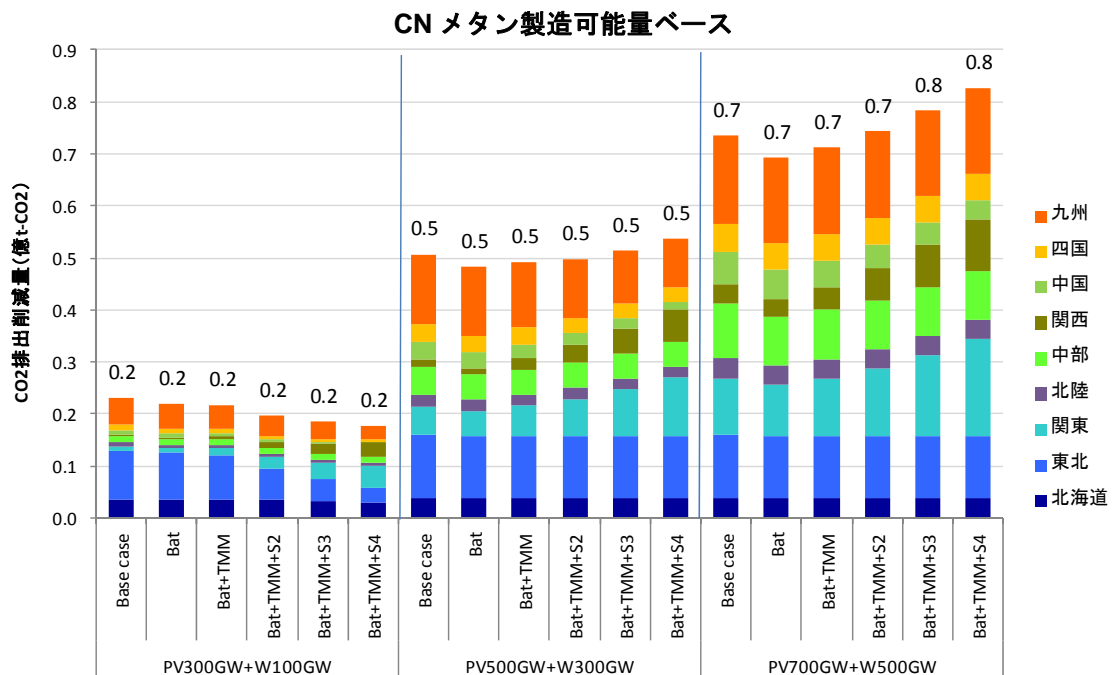


図 5-6 ケース別×地域別 CN メタン製造による CO₂ 排出削減量 (参考)

注：本ケースは現在の都市ガス需要規模を大幅に上回る CN メタン製造を前提としており、都市ガス需要の拡大や他地域への CN メタンの輸送を行わなければ実現できない CO₂ 排出削減量であることに注意が必要である。

6. カーボンニュートラルメタンの経済性・有用性

カーボンニュートラルメタン（CNメタン）の製造コスト等経済性に関する分析を行うと共に、その他定量的・定性的なメリット分析を行い、水素などの競合エネルギー・技術に対する優位性及び将来性を整理する。

6.1. 経済性分析における前提条件

水素を競合エネルギーとして経済性分析を行う。製造コストは水素の方が安価であるが、需要家へ供給するための新規インフラが必要となる。一方、CNメタンは、製造コストは高いものの、既存インフラを活用できることから新規インフラの発生を抑制できるメリットがある。両者を比較するための指標は均等化エネルギー供給原価（LCOE：Levelized Cost of Energy。水素の場合は $LCOH_2$ 、メタンの場合は $LCOCH_4$ ）とする。

6.1.1. 設備構成の考え方

水素とCNメタンの経済性の比較にあたり、同じ条件を設定することが望ましいことから、水素は燃料電池自動車への供給ではなく産業部門等の需要家へ供給されるものとする。図6-1に示す水素製造・供給とCNメタン製造・供給の設備構成を想定する。

水素製造・供給



CNメタン製造・供給

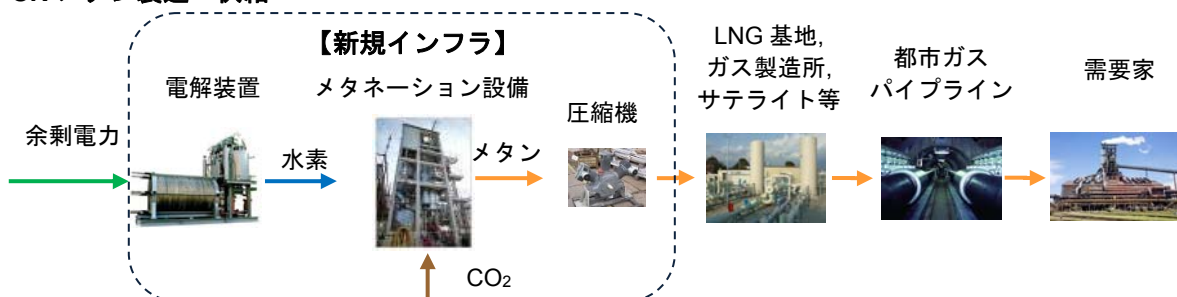


図 6-1 水素製造とメタン製造における機器構成

注：点線囲みが新規インフラ

(1) 水素製造・供給

- ・ 電解装置で製造された水素は水素パイプラインで需要家に供給される。したがって、圧

縮機、圧縮タンク、水素パイプラインが追加的に必要とする。

- ・ 需要家側のボイラー等水素消費設備はガス消費設備と同じコストとして追加費用は発生しないものと想定する。

(2) CN メタン製造・供給

- ・ 製造された CN メタンは、既存のガス製造所やガスパイプラインを經由して需要家に供給されるものとする。
- ・ CN メタン製造と都市ガス需要の時間的・季節的なタイムラグはあるものの、既存のガスホルダー（球形タンク）やパイプラインのバッファ機能を活用するものとする。圧縮機は新規に必要とする（ただし、既存の圧縮機が活用できるケースもあり、その場合は、更にコスト低減を図ることができることに留意が必要）。
- ・ なお、CO₂分離回収については、ton-CO₂あたりのコストを製造原価に上乗せする。

6.1.2. 電解とメタネーションの設備の規模と設備費

電解とメタネーションの設備の規模や設備費に関しては、既往研究[1][2][3]に基づき以下のような想定を行う。

(設備規模) : (5.1 参照)

水素製造 : 1Nm³-H₂/h あたり 4.5kW の電解装置

メタン製造 : 1Nm³-CH₄/h あたり 18.3kW の電解装置+メタネーション設備

(設備費) : メタン製造の設備費 ≒ 電解設備費 × 4 + メタネーション設備

想定 1	≒ 50 万円/(Nm ³ -H ₂ /h) × 4 + 100 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h) = 300 万円(Nm ³ -CH ₄ /h)
将来 1	≒ 25 万円/(Nm ³ -H ₂ /h) × 4 + 50 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h) = 150 万円(Nm ³ -CH ₄ /h)
将来 2	≒ 10 万円/(Nm ³ -H ₂ /h) × 4 + 20 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h) = 60 万円(Nm ³ -CH ₄ /h)

6.1.3. 機器仕様

(1) 電解・メタネーション

電解装置やメタネーション装置の機器仕様を表 6-1 に示す。これらの仕様は固定とする。主な変数は、電解とメタネーションの設備費、投入電力単価とする。設備利用率に関しては、CN メタンの製造可能量や有効利用量の分析過程で特定する。なお、電解で必要となる水の費用は非常に小さいことから、メタネーションで生成される水（サバティエ反応の式を参照：5.1.1）の電解への利用は考えない。また、電解プロセスで生成される酸素の販売等有効利用によるメリットは考慮しない。

表 6-1 電解・メタネーション仕様の前提

		設定値	出所
電解装置	水素製造原単位	4.5 kWh/Nm ³ -H ₂	A
電解+メタネーション	メタン製造原単位	18.3 kWh/Nm ³ -CH ₄	A
水使用量	単位製造水素あたり	0.8 kg-H ₂ O/Nm ³ -H ₂	
	単位製造メタンあたり	3.23 kg-H ₂ O/Nm ³ -CH ₄	
水単価	工業用水	30 円/m ³	B
CO ₂ 分離回収	分離回収コスト	1,000 円/台～2,000 円/台～4,200 円/t-CO ₂ (膜分離法～物理吸収法 固体吸収材～化学吸収法)	C
必要 CO ₂ 量	メタネーション用	1.97 kg-CO ₂ /Nm ³ -CH ₄	
運転管理費等		修繕費：建設費の 1.6%/年 諸費：建設費の 0.7%/年	D
運転期間		30 年	

出所：A：各種資料より想定。

B：数 100kW の電解装置を想定し、固定費と従量料金を踏まえ、東京都の工業用水料金表から推計

C：次世代火力発電に係る技術ロードマップ 技術参考資料集。囲み数字を採用。

D：発電コスト検証ワーキンググループの試算シートに基づき想定。

注：水素の比容積と熱量（高位）は 11.2 Nm³/kg、12,790 kJ/Nm³、メタンは各々 1.4 Nm³/kg、39,800 kJ/Nm³ である。

(2) 水素供給・CN メタン供給インフラ

1) 水素導管

必要な水素導管の規模やコストは現在の都市ガス事業を参考にする。水素の体積当たりの熱量は都市ガスの約 1/3 であるが、都市ガスと比べて粘性が低いため輸送効率は同じと仮定することで供給熱量あたりに必要な導管延長は都市ガスと水素で同じとする。

都市ガス需要量の区分は工業用途とそれ以外[4]、導管延長の区分は低圧、中圧、高圧[5]の情報しか公表されていないが、工業用は全て中圧・高圧供給を想定し、都市ガス需要量と導管延長から用途別×圧力別都市ガス導管延長を推計する。用途別の導管延長を用途別の熱量で除することで需要あたりの導管延長（延長/需要）が得られる。次に、導管の新設単価に関しては、圧力別の情報[6]しか公表されていないことから、上述で求めた各用途の圧力別導管延長シェアで加重平均することで、各用途の導管単価を推計する。

用途別都市ガス需要あたり導管延長及び導管単価の推計結果を表 6-2 に示す。標準的な電解装置の設備規模を 1,000kW（=222Nm³-H₂/h）とし、電解装置の設備利用率に応じて水素供給量（需要量）が変化し、それに伴って導管延長も変化するものとする。

表 6-2 用途別都市ガス需要あたり導管延長及び導管単価の推計結果

		工業用途以外	工業用途	全用途
A	延長/需要(m/GJ/年)	0.347	0.024	0.169
B	導管単価(1,000 円/m)	57	198	68
A×B	導管単価(1,000 円/GJ/年)	19.7	4.7	11.4

2) 水素圧縮機・圧縮タンク

必要な圧縮機と圧縮タンクについては、「水素供給コストに関する評価」（日本原子力研

究所 2005 年 7 月) に基づき水素貯蔵量あたりの圧縮機と圧縮タンクのコストを求め(図 6-2)。

上述のように標準的な電解装置の設備規模を 1,000kW (=222Nm³-H₂/h) とし、電解装置の設備利用率に応じて水素供給量が変化し、貯蔵量も変わるものとする。ただし、貯蔵日数は 7 日とする。

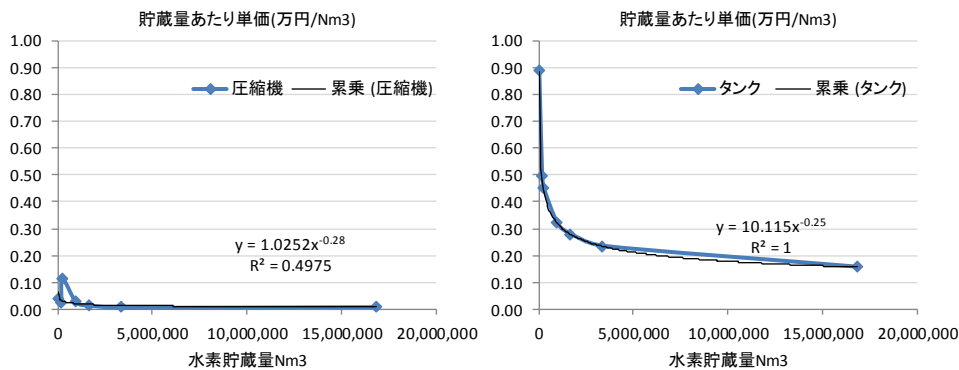


図 6-2 水素貯蔵量あたりの圧縮機と圧縮タンクのコストの推計

3) CN メタン用圧縮機

CN メタンの供給用の圧縮機は、上述の水素圧縮機と同等の単位コストを想定する。ただし、標準的なメタン製造装置の設備規模を 1,000kW (=55Nm³-CH₄/h) とし、設備利用率に応じてメタン供給量が変化し、圧縮機単価も変わるものとする。

4) 供給インフラのまとめ

図 6-3 に水素・CN メタン供給インフラコストのまとめを示す。製造設備費(電解やメタン製造装置)と供給インフラコストの合計を総設備費として、LCOE を試算する。したがって、製造設備の単位出力あたりの設備費を求めている。製造設備の設備利用率が大きいほど供給量が大きくなり、必要となる供給インフラコストも増大する。

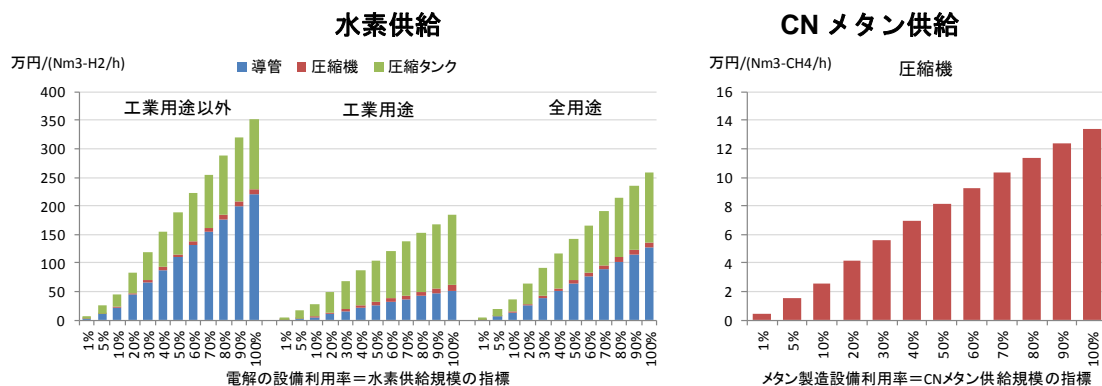


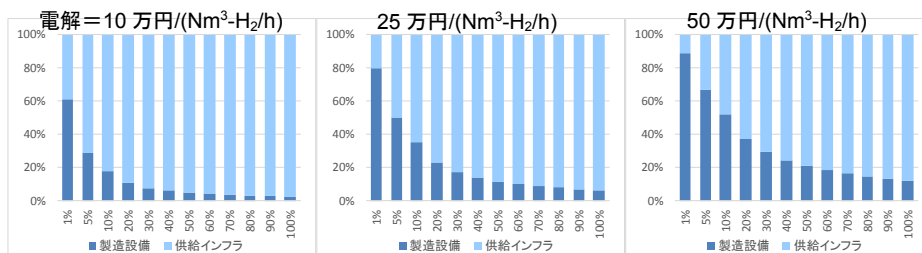
図 6-3 供給インフラコストのまとめ

注：電解装置 1,000kW (=222Nm³-H₂/h)、メタン製造装置 1,000kW (=55Nm³-CH₄/h) 規模を想定

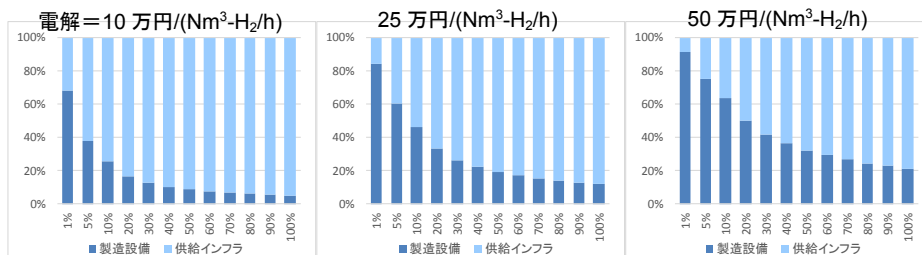
(3) 資本費に占める製造設備費と供給インフラ費用の割合

図 6-4 に資本費に占める製造設備費と供給インフラ費用の割合を示す。水素供給の場合、電解（＝製造設備）の設備利用率が上昇すると水素供給量が増加し、それに伴い圧縮タンク＋圧縮機＋水素導管（＝供給インフラ）の規模が大きくなり、資本費に占める供給インフラの割合が大きくなる。CN メタンの場合も同様であるが、メタン製造設備（＝製造設備）に対して、圧縮機（＝供給インフラ）のコストが小さいことから、設備利用率の変化の影響が非常に小さいことがわかる。

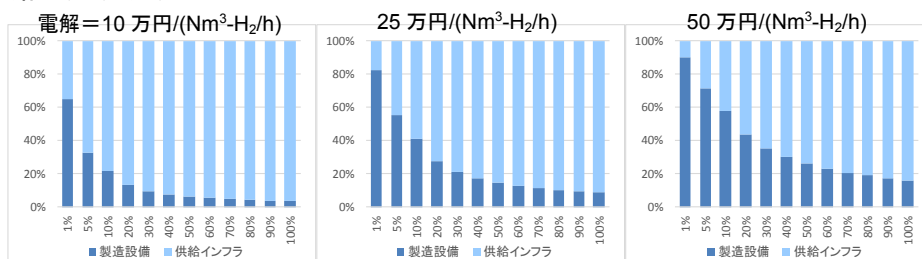
■ 水素供給（工業用途以外）



■ 水素供給（工業用途）



■ 水素供給（全用途）



■ CN メタン供給

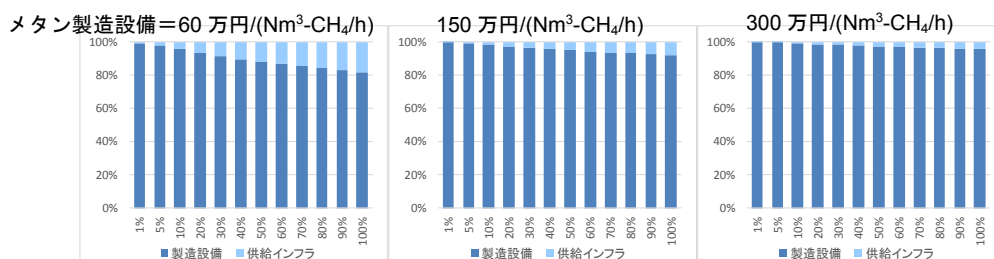


図 6-4 資本費に占める製造設備費と供給インフラ費用の割合

6.2. 経済性の分析結果

6.2.1. 水素供給コストとカーボンニュートラルメタン供給コスト

図 6-5 に水素インフラを除く水素供給コスト (=製造コスト)、水素インフラを含む水素供給コスト (工業用途想定、工業以外用途想定、全用途想定)、CN メタン供給コストを示す。投入電力の価格は 3 円/kWh、5 円/kWh としている。



図 6-5 水素供給コスト, CN メタン供給コスト

注: 横軸は設備利用率

電解装置が 25 万円/(Nm³-H₂/h) の場合 (「CO₂ フリー水素ワーキング報告書, 2017 年 3 月」における目標 26 万円/(Nm³-H₂/h) とほぼ同等のレベル) は、設備利用率にもよるが、水素製

造コストは 50 円/Nm³-H₂ を下回る。設備利用率や投入電力単価によっては 20 円/Nm³-H₂ 以下も期待できる。しかしながら、水素インフラを含む場合は、資本費増分が大きく、設備利用率が供給コストに与える影響が大きくなる。特に工業用途以外では、導管単価が安価なものに必要な水素導管延長が長い(表 6-2) ことから、水素供給コストは非常に高くなる。

単位が異なることから比較はできないが、CN メタンの供給コストは、設備費 150 万円/(Nm³-CH₄/h)の場合で見ると、設備利用率が 20%を超えれば 150 円/Nm³-CH₄ を実現することができる。また、CO₂ 分離回収コストは非常に小さいことがわかる。

6.2.2. 実際の設備利用率を踏まえた検討

余剰電力の発生規模によって、水素や CN メタン製造の設備利用率は大きな影響を受ける。ここでは、5 章で分析した CN メタン製造可能量や CN メタン有効利用可能量に基づいた CN メタン製造システムの設備利用率を踏まえて、製造・供給コストを分析する。余剰電力の全てが CN メタン製造に利用できるわけではなく、CO₂ 排出量や都市ガス需要の規模によって、一部の余剰電力のみが利用される。余剰電力量が多く有効利用可能な CN メタンの量が小さい程、CN メタン製造システムの設備利用率は大きくなる。

図 6-6 には CN メタン製造システムの設備利用率を示す。CN メタン製造可能量ベースでの試算では、北海道や東北では非常に膨大な余剰電力が発生することから、CN メタン製造システムの設備利用率は 50%~90% と高いが、他の地域では、余剰電力の規模が小さいことから設備利用率が低い。一方、CN メタン利用可能量ベースでの試算では、製造される CN メタンが縮小し、それに伴い利用する余剰電力量が小さくなることから、CN メタン製造システムの設備利用率は全体的に向上している。ただし、関東や関西においては、10%~20%にとどまる。

CN メタン有効利用可能量ベースの設備利用率に基づいた地域別の CN メタン供給コストがどの水準にあるかを図 6-7 に示す。4 つの図の曲線群は全て同じで、3 ケースの再エネ LCOE 及び 2 ケースの CN メタン製造設備費において、CN メタン製造設備の設備利用率によって CN メタン供給コストがどのように変化するかを表示している。垂直線は、各地域における CN メタン製造設備の設備利用率を示す。したがって、曲線と垂直線の交点が CN メタン供給コストとなる。再エネ導入シナリオとして” PV5 億 kW+風力 3 億 kW” と” PV7 億 kW+風力 5 億 kW” の二つのケース、蓄電池・地域間連系線シナリオとして” Bat+ TMM+S2” と” Bat+ TMM+S4” の二つのケースを例示している。CN メタンの比較対象として将来見通しや炭素価格を踏まえた LNG 輸入価格と都市ガス小売価格のメタン熱量換算値の幅も図示している。

再エネ導入規模が大きいほど余剰電力が増加することにより、各地域において設備利用率が増加し、CN メタン供給コストも減少することがわかる。また、地域間連系線の増強により(” Bat+ TMM+S2” と” Bat+ TMM+S4” の比較)、関東、関西、中部の設備利用率が向上しコストが削減される。

CN メタン供給コストが LNG 輸入価格に競合することは厳しいものの、北海道、東北、九州では設備利用率が高いことから、再エネ LCOE に係らず、CN メタン供給コストは都市ガス小売価格と十分に競合できる水準であることがわかる。関東、関西、中部においては、”PV5 億 kW+風力 3 億 kW” の場合は、再エネ LCOE が 3 円/kWh であれば CN メタン供給コストは都市ガス小売価格に匹敵する。”PV7 億 kW+風力 5 億 kW” であれば、設備費にも依存するが、再エネ LCOE が 5 円/kWh でも都市ガス小売価格に匹敵する。

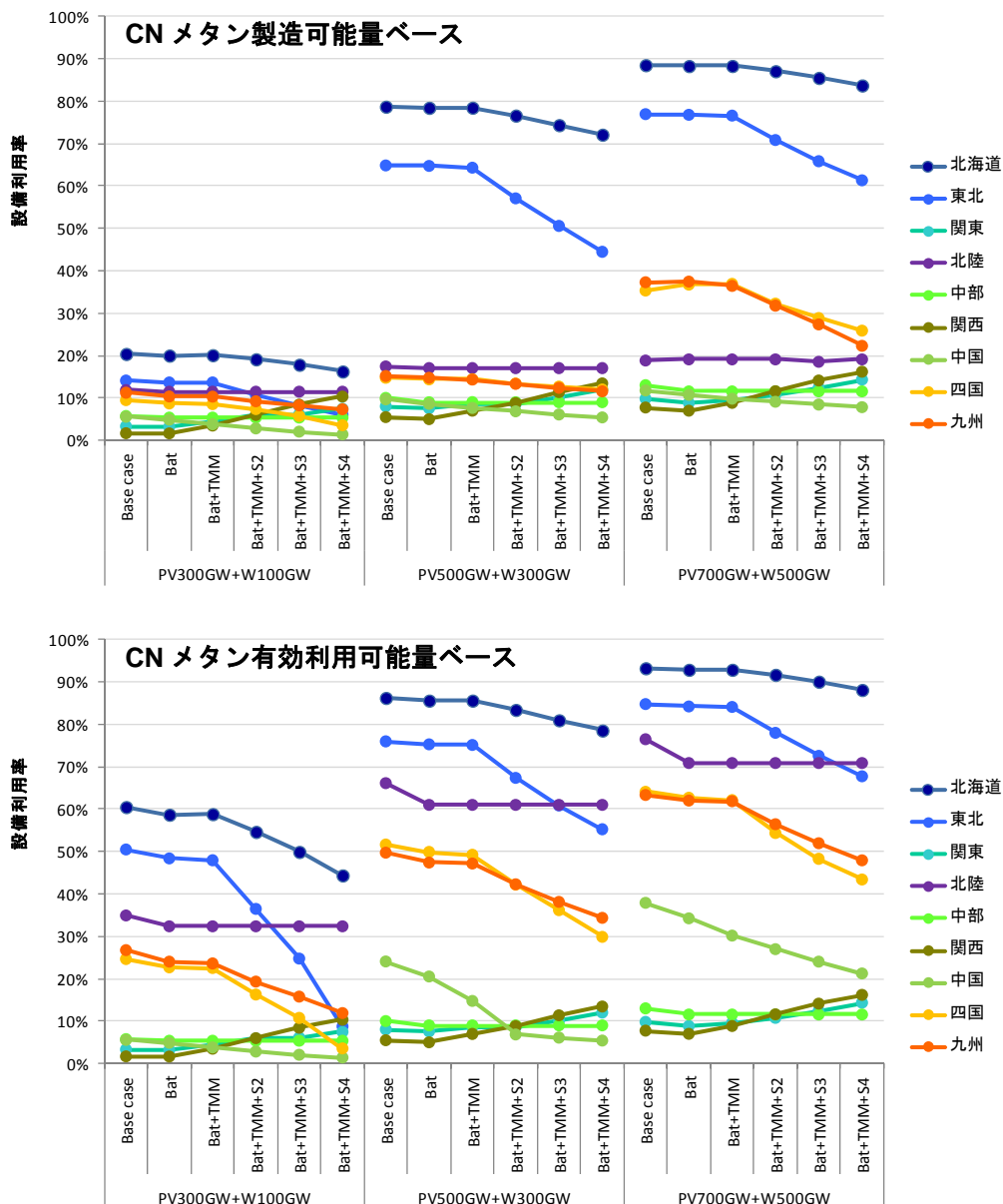
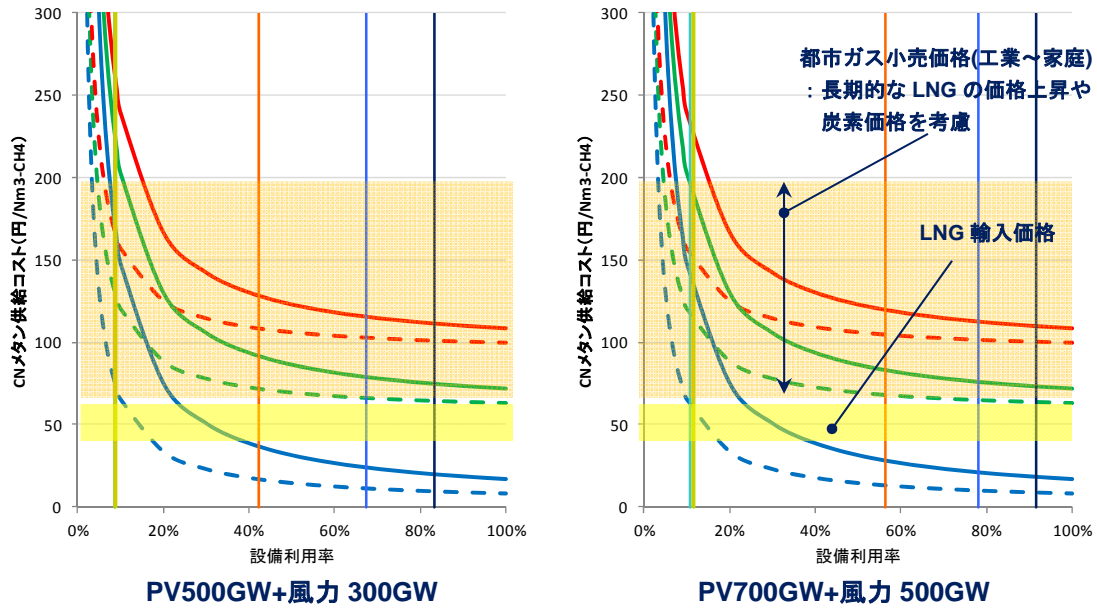


図 6-6 CN メタン製造システムの設備利用率

注：代表的な再エネ導入シナリオとして、3 ケース（”PV3 億 kW+風力 1 億 kW”、”PV5 億 kW+風力 3 億 kW”、”PV7 億 kW+風力 5 億 kW”）のみを表示している。

凡例：再エネ LCOE 5 円/kWh 3 円/kWh 0 円/kWh	凡例：メタン製造設備費 実線：150 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)+圧縮機 (~13 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)) 点線：60 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)+圧縮機 (~13 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h))
--	--

ケース：Bat+TMM+S2（蓄電池導入+地域間連系線2倍増強）



ケース：Bat+TMM+S4（蓄電池導入+地域間連系線4倍増強）

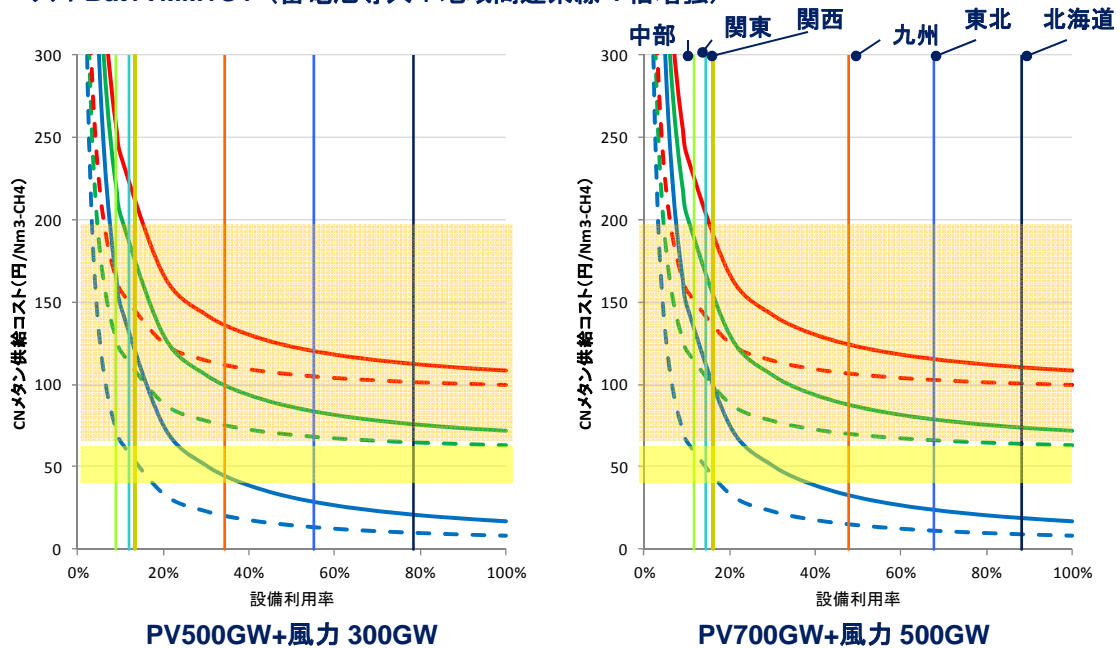


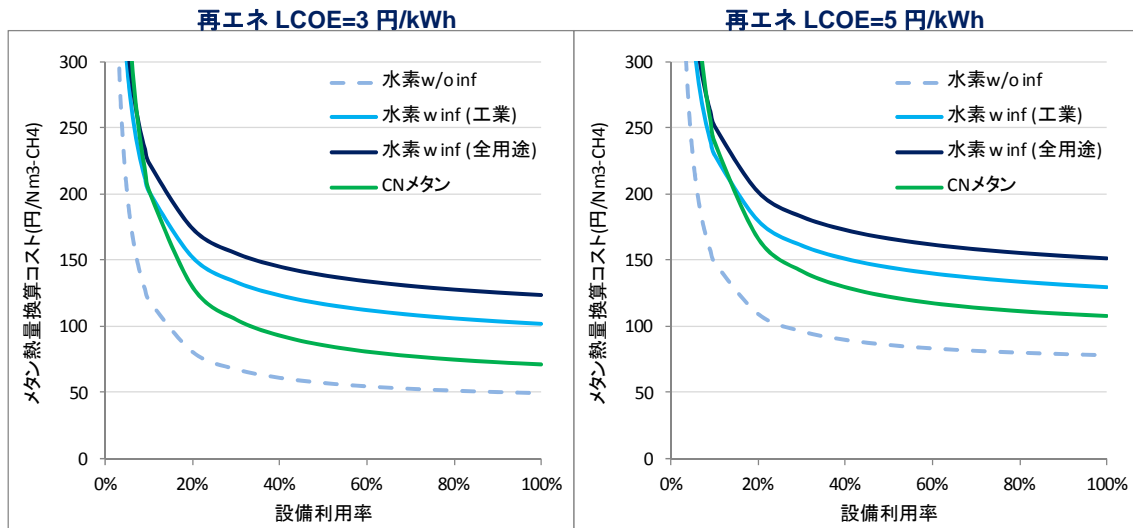
図 6-7 CN メタン供給コスト

注：4つの図で曲線群は同じ。

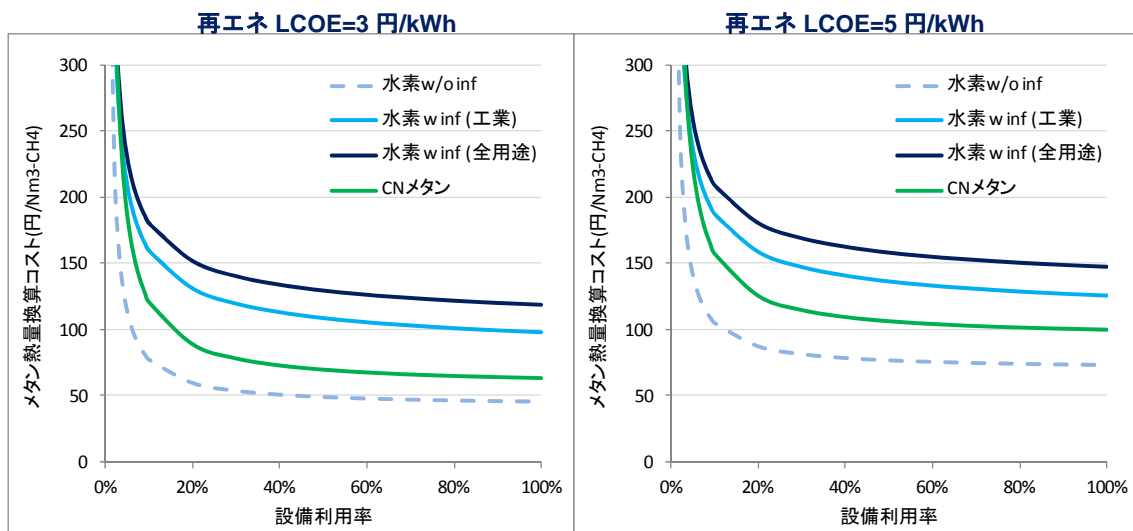
注：LNG 価格と都市ガス価格はメタン熱量換算表示。LNG 価格 (\$/MBtu) は弊所「アジア・世界エネルギーアウトック 2018」の見通しに基づく。過去の LNG 価格と都市ガス価格の関係から将来の都市ガス価格を推計している。CO₂ コストは、「RITE 成果報告書 2015」の日本における CCS コストと「次世代火力発電に係る技術ロードマップ 技術参考資料集」の CO₂ 分離・回収コストの将来的な低減の見込みに基づいて推計した CCS のコスト 4,100 円/t-CO₂ (=LNG は+8.09 円/Nm³-CH₄、都市ガスは 8.14 円/Nm³-CH₄) を想定。

6.2.3. 水素とカーボンニュートラルメタンの経済性の比較

図 6-8 には、熱量あたりの供給コストを水素と CN メタンで比較する。設備利用率、設備費、再エネ LCOE に係らず、CN メタン供給コストは、インフラを含まない水素製造コストに比べて大幅に高い。CN メタンの熱量は水素の約 3 倍であるものの、CN メタン製造には電解×4+メタネーション設備が必要となり (6.1.2 参照)、水素製造に比べて 6 倍程度の設備費となるからである。



水素 : 電解設備費 25 万円/(Nm³-H₂/h)+水素供給インフラ
 CN メタン : メタン製造設備費 150 万円/(Nm³-CH₄/h)+圧縮機



水素 : 電解設備費 10 万円/(Nm³-H₂/h)+水素供給インフラ
 CN メタン : メタン製造設備費 60 万円/(Nm³-CH₄/h)+圧縮機

図 6-8 水素供給コストと CN メタン供給コストの比較

注 : "w/o inf"は水素供給インフラを含まない場合、"w inf"は水素供給インフラを含む場合を示す。

しかしながら、水素供給には新たなインフラ整備が必要となり、製造のみならず供給を踏まえると、CN メタンの優位性が出てくる。電解設備費が 25 万円/(Nm³-H₂/h)でメタン製造設備費が 150 万円/(Nm³-CH₄/h)の場合（図 6-8 の上図）は、設備利用率が約 10%以下で、かつ工業用途の場合においては、水素供給コストの方が安価になるが、それ以外では CN メタン供給コストの方が安価になっていることが分かる。これは、工業用途を対象とした場合、水素導管の単価が安価であることに起因する。

6.2.2 で見たように、再エネ導入規模が“PV3 億 kW+風力 1 億 kW”では、関東、関西、中部などにおいて設備利用率 10%を下回るが、この水準を超えると、ほとんどの地域において、設備利用率 10%を上回る。したがって、再エネ大規模導入時には、CN メタン供給の方が水素供給よりも経済性に優れていることになる。

なお、電解設備費が 10 万/(Nm³-H₂/h) でメタン製造設備費が 60 万円/(Nm³-CH₄/h)まで低くすると、どのような条件でも、CN メタン供給の方が安価になる。

以上の結果をまとめると、水素発電やコンビナート等水素導管敷設を局所的に抑えられる地域限定的な場合（つまり、水素供給コストが、図 6-8 の点線と水色の線の間位置する）においてのみ、水素供給は CN メタン供給よりも経済的になるが、それ以外では CN メタン供給の方が経済的であることを意味する。

6.3. カーボンニュートラルメタンの有用性

6.3.1. LNG 輸入の削減

CN メタンの供給コストは LNG 輸入価格には及ばないものの、再エネ発電コストや電解とメタネーションを含むメタン製造設備の設備費が十分に低減すれば、都市ガス小売価格水準に達することが可能である。これは、CN メタンが需要家やガス製造所の近傍で製造可能であれば、CN メタンの供給コストは、LNG 輸入に国内輸送等を踏まえた都市ガス供給コストに匹敵する可能性があることを意味する。したがって、国内再エネからの CN メタン製造・供給が LNG 輸入を代替し、海外からの LNG 購入量を抑制できる可能性がある。

6.3.2. 水素供給との比較

新たな供給インフラが必要となる水素供給との比較で見ると、既存インフラを活用できる CN メタンの方が経済性に優れている。

水素製造・利活用は、エネルギーシステムの低炭素化に向けて非常に重要なオプションであるが、水素利用技術の開発、水素需要の創出、新たな供給インフラの構築等、エネルギーシステム全体の構造変化を伴うことから、技術開発のみならず、制度改革・設計、政策支援等取り組まなければならない課題が多い。CN メタンの場合もコスト削減に向けた技術開発が必要ではあるものの、既存インフラを活用できることから、エネルギーシステムの大きな構造変化を伴わず、水素が直面する諸課題を回避できるメリットがある。

6.3.3. 蓄電池との比較：カーボンニュートラルメタンによる再エネの長期貯蔵

Power to Gas による CN メタン製造には、系統安定化への貢献のみならず、エネルギー貯蔵としてのメリットがある。図 6-9 に示すように、端境期や夏期では、蓄電池や地域間連系線を増強しても、系統で吸収できない余剰電力が大規模に発生し、製造可能な CN メタンの量が多くなる。製造される CN メタンの多くは製造とほぼ同時に利用できるが、一方で、端境期や夏期は都市ガスの需要量が小さいため、残りの CN メタンを都市ガス需要が増加する冬期に利用することもできる。このように長期貯蔵が可能な点が、自己放電ロスが大きく短周期対応用の蓄電池にはない利点である。

また、分析で明らかになったように、再エネ大規模導入時には、必要な蓄電池容量が非常に大きくなる。近年、蓄電池の価格が急激に低下しており、蓄電池の大量導入の経済性も将来的には担保されるかもしれない。しかしながら、蓄電池には、Power to Power 技術であることに起因する限界がある。つまり、蓄電池の容量を拡大することで余剰電力を充電することができても、再エネ大規模導入時には余剰電力の発生頻度が非常に多くなり、放電機会が限られてしまうことである。放電機会が限定的な場合は、蓄電した余剰電力を有効活用することができない。一方、CN メタンの場合は、余剰電力を電力系統に戻すのではなく、都市ガス原料として利用することから、電力系統における余剰電力発生状況とは無関係に、余剰電力を有効活用することができる。この考えは、“Sector Coupling”（図 6-10）であり、再エネによって電力部門のみならずガス部門を含めたエネルギーシステム全体の低炭素化を図る概念である。水素にも同様のメリットはあるが、新たな供給インフラが必要であることは上述の通りである。

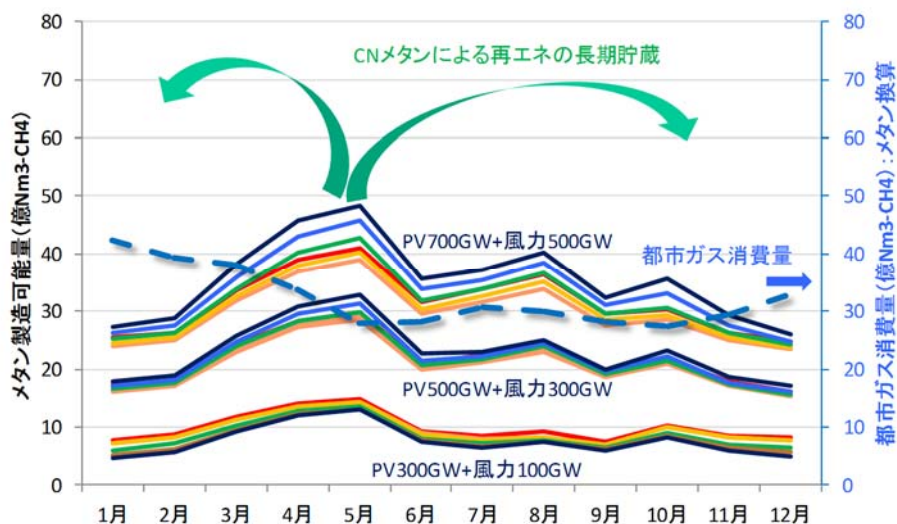


図 6-9 カーボンニュートラルメタンによる再エネの長期貯蔵（全国）

注：メタン有効利用可能量ではなくメタン製造可能量ベースでの表示である。各クラスター内の各線は各蓄電池・地域間連系線シナリオを示す。

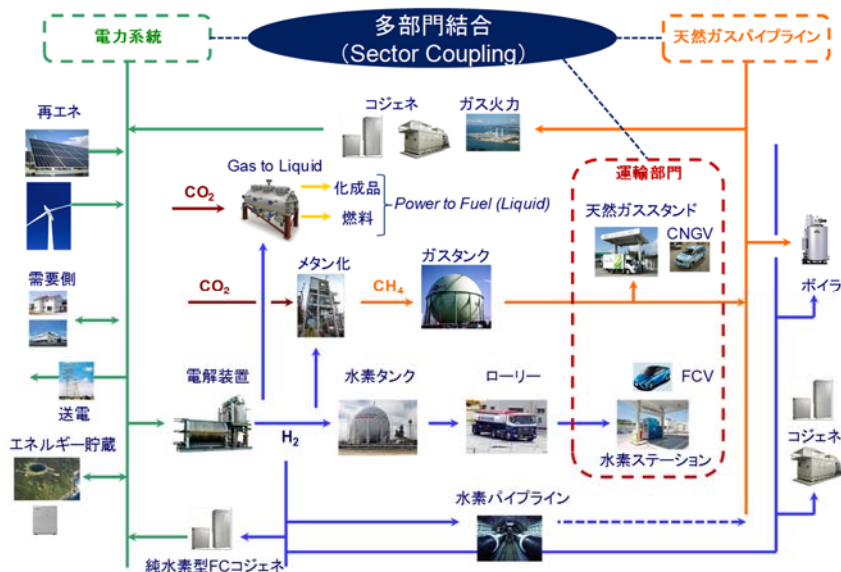


図 6-10 Sector Coupling の概念

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年3月

6.3.4. CCU の利用拡大

世界的には CCU よりも CCS の取組が先行しており、我が国においても CCS の導入に向けて研究開発や実証試験が進められている。我が国の CO₂ 貯留ポテンシャルは膨大であるとの報告があるものの、実際に経済合理的に貯留できるサイトは非常に限定的であるとの見方もある。また、CO₂ 貯留の社会的受容性に関する課題もある。

CO₂ 貯留サイトとして経済性に優れかつ社会的受容性の懸念が限定的な枯渇ガス・油田を大規模に有する資源国における CCS は期待されるが、その他の国では、CO₂ 貯留サイトの特定・確保の課題を回避できる CCU が有望であると考えられる。

貯留サイト、経済性、社会的受容性などの CCS 特有の課題によって、CCS の導入が我が国において実現しない場合でも、CCU を利用促進することで、CO₂ 分離・回収の技術開発への投資は無駄にはならない。したがって、CCU 技術を活用する CN メタンの促進は、CO₂ 分離・回収技術開発の出口戦略の一つになり得る。

まとめ

本調査では、我が国におけるカーボンニュートラルメタン (CN メタン) の製造ポテンシャル及び経済性の分析を行った。本調査では検討していない、より局所的な系統制約状況、集約的 CO₂ 排出箇所、ガス製造所の位置など、詳細な地理的条件を踏まえた分析が必要ではあるものの、全国での CN メタンのポテンシャルはかなり大きいことを明らかにした。太陽光発電と風力発電を各々3億 kW、1億 kW～7億 kW、5億 kW 導入し、同時にバイオマ

ス発電、産業部門、火力発電から集約的に排出される CO₂ を利用することにより、全国で 60 億～250 億 Nm³-CH₄ の CN メタンが都市ガス用原料に利用可能となり、現在の都市ガスの 14%～64%をカーボンニュートラル化できる。これは現在の各地域の都市ガス需要規模を CN メタン受入れ可能量の上限とした CN メタン有効利用可能量であるが、都市ガス需要規模の制約を無視した CN メタン製造可能量の規模は 100 億～430 億 Nm³-CH₄ にも達する。

経済性に関しては、CN メタン供給コストは LNG 輸入価格には及ばないものの、再エネ発電コストや、電解やメタネーションなどのメタン製造設備費が大幅に削減できれば、都市ガス小売価格に匹敵する可能性があることが分かった。また、水素との比較においては、新規インフラが必要な水素供給と比べて、ほとんどの場合において既存インフラが活用できる CN メタン供給の方が経済性に優れていることが分かった。

このように大きなポテンシャルを有する CN メタンの利活用には多様なメリットがある。一方で、CN メタンのポテンシャルの顕在化、並びにコスト削減に向けて、必要な課題もある。以下に、メリットと課題を整理する。

[メリット]

(1) CO₂ 排出削減効果：CO₂ 排出削減量は、CN メタン有効利用可能量ベースでは 0.1 億～0.5 億 t-CO₂ であるが、CN メタン製造可能量ベースでは 0.2 億～0.8 億 t-CO₂ となる。現在の都市ガス消費からの CO₂ 排出量 0.8 億 t-CO₂ のかなりの部分を削減できることになる。本調査では CN メタンの利用先を都市ガスに限定したが、それ以外の用途にも活用できれば、CO₂ 削減効果がかなり拡大することを意味する。

(2) バイオマス発電由来 CO₂ の活用：CO₂ 回収効率性の観点から、CN メタン製造に必要な集約的 CO₂ 排出源として、バイオマス発電、産業部門、火力発電などが期待される。分析結果に基づくカーボンニュートラル化に対する訴求効果が高いバイオマス発電由来の CO₂ が 59%～98%を占める。産業部門からの CO₂ を含めると 93%～100%となる。

(3) 水素供給に対する CN メタン供給の優位性：水素供給は水素導管や圧縮タンクなど新規インフラが必要となることから、水素発電やコンビナート等水素導管敷設を局所的に抑えられる地域限定的な場合においてのみ CN メタン供給よりも経済的になるが、それ以外では CN メタン供給の方が経済的である。

水素利活用は、エネルギーシステムの低炭素化に向けて重要なオプションであるが、水素利用技術の開発、水素需要の創出、新規供給インフラの構築等、エネルギーシステム全体の構造変化を伴うことから、技術開発のみならず、制度改革・設計、政策支援など、取組まなければならない課題が多い。CN メタンの場合も、同様にコスト削減に向けた技術開発が必要ではあるものの、既存インフラを活用できることから、エネルギーシステムの大きな構造変化を伴わず、水素が直面する諸課題を回避できるメリットがある。

(4) 蓄電池に対する CN メタンの優位性：ゼロエミッション電源の 80%以上の割合を目

指す場合、蓄電池には Power to Power 技術であることに起因する限界がある。つまり、蓄電池の容量を拡大することで余剰電力を充電できても、再エネ大規模導入時には余剰電力の発生頻度が非常に多くなり、放電機会が限られてしまうことである。放電機会が限定的な場合は、蓄電した余剰電力を有効活用することができない。一方、CN メタンは、Power to Gas であることから、余剰電力を電力系統に戻すのではなく、都市ガス原料として利用することから、電力系統における余剰電力発生状況とは無関係に、余剰電力を有効活用することができる。水素にも同様のメリットはあるが、新たな供給インフラが必要であることは上述の通りである。

(5) 再エネ大規模導入の受け入れ先としての CN メタン：長期的な視点から、再エネの大規模導入は必要であり期待されるものの、余剰電力を出力抑制により捨電する状況では再エネへの投資は進まない。したがって、再エネの大規模導入の受け皿が必要である。この観点から、CN メタンは有効な余剰電力の受け入れ先となり得る。一方、CN メタンから見ると、CN メタン製造の設備利用率向上のためには再エネの大規模導入が必要である。したがって、ガス事業と再エネの親和性は高いと言える。CN メタンの利活用によって再エネ大規模導入を促進できるようになると、再エネ発電コストの低下も期待できる。

(6) CCU：貯留サイト、経済性、社会的受容性などの CCS 特有の課題によって、CCS の導入が我が国において実現しない場合でも、CCU を利用促進することで、CO₂ 分離・回収の技術開発への投資は無駄にはならない。したがって、CCU 技術を活用する CN メタンの促進は、CO₂ 分離・回収技術開発の出口戦略の一つになり得る。

[課題]

(1) 設備費の削減、CN メタン製造プロセスの合理化：Power to Gas 利活用に向けて、欧州や我が国で実証試験が活発化しており、電解装置の設備費の大幅な削減が期待されるが、同時にメタネーション設備の設備費削減も求められる。

供給コスト削減には、個々の機器の設備費削減のみならず、電解装置から製造される水素を一時的にバッファタンクで貯蔵することでメタネーション装置の設備容量を縮小するなど、CN メタン製造システム全体の最適設計の検討が課題となる。一方、再エネ余剰電力量に直接影響を受ける電解装置の設備利用率は低い。価格低下が期待される蓄電池を併用することで、電解装置の設備利用率を改善する方策も検討すべき課題である。

電解プロセスで生成される酸素の有効利用についても検討価値はある。例えば、火力発電純酸素燃焼による CO₂ 分離回収の効率化、酸素販売による経済的メリットである。

(2) 再エネ発電コストの削減：大前提として、再エネ発電コストの削減が必須である。メタン製造設備費の削減や設備利用率の改善が実現しても、CN メタン製造の大半を燃料費が占める。したがって、再エネ発電コストの大幅な低減が実現されなければならない。

(3) 大規模都市圏における再エネ導入拡大の検討：現在、再エネ導入が進む北海道、東北、九州において更に導入が拡大しても、余剰電力の利用先となる需要が小規模である。

地域間連系線増強による余剰電力融通の促進も検討されているが融通できる規模は限定的であり、費用やリードタイムの課題もある。したがって、集約的 CO₂ の回収効率性、都市ガス需要規模の観点から、関東、関西、中部等の大規模都市圏への再エネ導入が有効と考えられる。

(4) 最終エネルギー需要のガスシフト：現在の都市ガス需要量を前提とした CN メタン有効利用可能量よりも、CN メタン製造可能量は更に大きい。したがって、より多くの CN メタンを利活用するためには、最終エネルギー需要において石炭や石油からガスへの転換を促進することが鍵となる。

我が国における CN メタン利活用のポテンシャルは大きいものの、再エネ発電コストやメタン製造設備費の大幅な削減が必須条件となり、短期的にポテンシャルを顕在化できるわけではない。しかしながら、2050 年に 80% の CO₂ 排出削減という長期的な目標、また国内エネルギー資源の活用による国富流出の抑制という観点から、CN メタンの果たす役割は大きいと考えられる。

CN メタンは既存エネルギーインフラを活用できることから、その有用性が期待されるとともに、電力系統のみならず都市ガスインフラを含むエネルギーシステム全体で再エネを受け入れることで低炭素化を図る **Sector Coupling** の概念を実現するために必要となる中核的技術の一つであり、長期的な視点に立って、社会実装に向けた検討を進める価値はある。

参考文献

- [1] 「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 再エネ水素と排ガス CO₂ によるメタン合成および都市ガスグリッド利用を目指した Power to Gas システムの研究開発」, 日本製鋼所, 日立造船, 平成 28 年度分中間年報, NEDO
- [2] Fraunhofer, THE ROLE OF POWER-TO-GAS IN ACHIEVING GERMANY'S CLIMATE POLICY TARGETS WITH A SPECIAL FOCUS ON CONCEPTS FOR ROAD BASED MOBILITY
- [3] Manuel Gotz et al, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review", Renewable Energy, 85, 2016, 1317-1390
- [4] 「2016 年 3 月および 2015 年度のガス販売量実績について」, 日本ガス協会
- [5] 「ガス事業便覧 平成 28 年度」
- [6] 経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 第 17 回料金審査専門会合資料 (平成 28 年 9 月 28 日)