

分散型コジェネのカーボンニュートラルメタン利用による再エネ出力変動緩和

— Power to Gas、カーボンリサイクル、既存都市ガスインフラの活用 —
新エネルギーグループ 柴田 善朗

サマリー

本研究では、再エネ余剰電力と、バイオマス発電、大規模産業、火力発電等から集約的に排出される CO₂ から製造するカーボンニュートラルメタン (CN メタン) を都市ガスに混合することで都市ガスの低炭素化を図りつつ、既導入の CHP (Combined Heat and Power : コジェネ) の供給余力を活用した出力 UP (下げ DR に相当) 運転を行うことで再エネの出力変動緩和を行うモデル (“CNM-CHP”) の評価を行った。

CN メタンは、系統統合対策としての PtG (Power to Gas) と CCU (Carbon Capture and Utilization) の組合せによって製造される“再生可能合成燃料”である。CN メタンは都市ガスの原料になることから、都市ガス低炭素化や既存都市ガスインフラの活用による供給コストの抑制などの特長があり、ドイツをはじめとする欧州諸国で先行していた実証などの取組みが、近年わが国でも促進されている。CN メタンは、一度排出された CO₂ を再利用することから、カーボンリサイクル技術でもあり、2019 年 2 月に資源エネルギー庁に設立されたカーボンリサイクル室でも注目されている。

他方、CHP には VPP (Virtual Power Plant) における分散型資源として、再エネの出力変動緩和の機能が期待されている。つまり、通常の熱電併給運転と併せて、再エネの発電出力が減少する際に CHP の出力を上昇させることで、出力変動をオフセットする。この場合、CHP の高い総合効率により LNG 火力発電を利用する出力変動緩和よりは CO₂ 排出削減が期待できるが、CHP は都市ガスを利用することから一定の CO₂ 排出を伴う。しかしながら、再エネ発電出力が増加することで発生する余剰電力から CN メタンを製造し、都市ガスインフラを経由して CHP が CN メタンを利用することで、より低炭素な再エネ出力変動緩和を実現できる可能性がある。また、需要家への経済的な熱電併給という本来の目的に応じて導入された CHP を、CN メタンを利用しつつ、再エネの出力変動緩和にも活用することができれば、新規に導入しなければならない他のエネルギー貯蔵技術による出力変動緩和と比べて経済的メリットも期待できる。

つまり、“CNM-CHP” は、既存都市ガスインフラと既導入 CHP から構成される巨大エネルギー貯蔵システムを活用した再エネ出力変動緩和と見なすことができる。

分析構造と結果の解釈の単純化のため仮想的に日本を一つの地域とした電源構成モデルによる“CNM-CHP”の分析結果に基づく、以下のことが明らかになった。

[CN メタンの CHP 利用による効果]

- CHP の将来的な導入規模 0.34 億 kW（業務・産業用 3,000 万 kW、家庭用燃料電池 530 万台）を前提にすると、CHP の通常の熱電併給運転による年間発電電力量は 1,870 億 kWh であるが、1,090 億 kWh の供給余力がある。
- 太陽光 1 億 + 風力 0.3 億 kW 導入規模では、年間で 980 億 kWh の CHP 出力 UP が可能であるが、再エネ導入規模の拡大に伴い、余剰電力の規模が大きくなるとともに発生頻度も高くなり、かつ揚水発電からの放電を優先させることから、電力系統側で CHP 出力 UP 運転を受入れる余地が狭まり、太陽光 3 億 + 風力 1 億 kW 導入規模では 570 億 kWh、太陽光 5 億 + 風力 3 億 kW 導入規模では 160 億 kWh にまで減少する。
- 一方で、再エネ導入規模の拡大に伴い余剰電力量が増加し、CN メタン製造可能量も増大する。太陽光 1 億 + 風力 0.3 億 kW 導入規模では、CN メタン製造量は 1 億 Nm³-CH₄ に過ぎないが、太陽光 3 億 kW + 風力 1 億 kW では 84 億 Nm³-CH₄、太陽光 5 億 kW + 風力 3 億 kW まで拡大すると現在の都市ガスのメタン熱量換算量 397 億 Nm³-CH₄ の 57% に相当する 225 億 Nm³-CH₄ にまで達する。
- つまり、再エネ導入規模の拡大に伴い CHP 出力 UP の余地が小さくなるが、CN メタン製造量が増加するというトレードオフの関係が生じる。しかしながら、CHP 出力 UP の余地が小さくなったとしても、CN メタンは CHP 以外の他の都市ガス用途にも利用できるというメリットがある。例えば、太陽光 3 億 kW + 風力 1 億 kW の場合、“CNM-CHP” の電源と都市ガスからの CO₂ 排出量は 1.57 億 t-CO₂ であり、無対策の場合と比べて、現在の都市ガスからの CO₂ 排出量の 25% に相当する 0.21 億 t-CO₂ の削減効果が得られる。太陽光 5 億 kW + 風力 3 億 kW の導入規模になると、CN メタンが CHP 以外の他の都市ガス用途に大量に利用され、CO₂ 排出量は無対策の 1.48 億 t-CO₂ から 1.06 億 t-CO₂ にまで大幅に削減される。

[CN メタンの CHP 利用の経済性]

- 経済性の分析においては、比較対象として長周期用途に利用される蓄電池を選定した。現在、蓄電池は主に周波数調整力としての短周期用途として、市場が整備されている欧米を中心にその利用が徐々に拡大しているが、蓄電池の価格低下に伴い、再エネ余剰電力を充放電する長周期用途への利用も見込まれる。したがって、長期的な観点から、“CNM-CHP” との比較対象となり得る。
- 太陽光 3 億 kW + 風力 1 億 kW のケースで CHP が 0.34 億 kW 導入されている状況を前提に、“CNM-CHP” では CHP を活用するが、蓄電池の場合は CHP は通常運転を行い、追加的に蓄電池を導入して再エネ出力変動緩和を行うものと想定する。電力 + 都市ガスからの合計 CO₂ 排出量が両ケースで同水準となる設備規模を特定し、経済性の比較を行う。“CNM-CHP” は、CO₂ 分離・回収設備が 1.46 万 t-CO₂/h、CN メタン製造装置が入力電力ベースで 1.23 億 kW、蓄電池は容量が 3.8 億 kWh（定格入出力は 1.53 億 kW）となり、前者の設備費は 11 兆円、後者は 10 兆～14 兆円と、ほぼ同水準であることがわかった。

一般に、再エネの長周期の出力変動緩和には、近年価格が急激に減少している蓄電池が期待されつつあるが、再エネの導入規模が増大すると、余剰電力の発生量・発生頻度の増大により放電機会が限定的になることから、蓄電池容量を拡大しても、電源の低炭素化効果が薄れていく。これは、電力系統という閉鎖系において再エネの大規模導入を考える Power to Power の限界を示している。

一方、Power to Gas は、再エネ余剰電力を電力系統から都市ガスや運輸部門に流す一方通行の概念であり（Sector Coupling）、Power to Power に特有の限界を超えて、エネルギーシステム全体でより大規模の再エネを受け入れつつ低炭素化を図ることができる。Power to Gas の中では、水素と異なり CN メタンには既存都市ガスインフラを活用できるという経済的メリットがある。また、VPP（Virtual Power Plant）として系統安定化のために供給余力の活用が期待されている CHP の CN メタン利用により、低炭素な再エネ出力変動緩和を図ることができる。

CN メタンは比較的技術成熟度が高いことから、社会的受容性、適地の選定、法整備など CCS 固有の課題を回避できる技術として近年注目されている CCUR（Carbon Capture Utilization & Recycle）の中核をなすものと考えられる。CN メタンの社会実装のためには、水電解やメタネーションのコスト削減や製造効率の向上が求められる。現在メタネーション技術の主流は化学反応のサバティエ反応であるが、研究段階ではあるものの、水と CO₂ を同時に電解しメタン生成効率の高い SOEC 共電解やメタン菌によるバイオ反応などの技術も検討すべき課題である。

また、CN メタンの経済性向上には再エネコストの削減が大前提であり、本研究では、検討の対象外であった、海外における安価な再エネを利用した CN メタンの製造、日本への輸入というオプションも考えられる。このオプションの場合、CN メタンの輸入に既存の LNG サプライチェーンを活用できるというメリットもある。

CN メタンには上記のような技術的に検討すべき余地はあるものの、本研究で示したように、エネルギーシステムの低炭素化に向けた貢献度は大きい。現在の都市ガスインフラには、ガスパイプライン、サテライト基地、ガス製造所という巨大なエネルギー貯蔵施設、並びに CHP という放電設備が既に備わっており、再エネ充電設備として機能する CN メタン製造システムのみを追加すれば、電力のみならず都市ガス全体の低炭素化を図るとともに、低炭素な再エネ出力変動緩和に資することもできる。

はじめに

カーボンニュートラルメタン（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 CO_2 から生成される合成メタンであることから、系統統合対策としての PtG（Power to Gas）と CCU（Carbon Capture and Utilization）の組合せによって製造される“再生可能合成燃料”と言える。CN メタンは都市ガスの原料になることから、都市ガス事業の低炭素化技術として期待されている[1]。日本での CN メタン製造ポテンシャルは大きく、また、既存都市ガスインフラを活用できることから、水素よりも供給コストを大幅に抑制できるとの分析事例[2][3]もある。再エネ系統統合対策、化石燃料の低炭素化、既存インフラの活用などの CN メタンの特長によって、ドイツをはじめとする欧州諸国で先行していた実証などの取組みが、近年わが国でも進められている[4][5][6][7]。CN メタンは、一度排出された CO_2 を再利用することから、カーボンリサイクル技術でもあり、2019 年 2 月に資源エネルギー庁に設立されたカーボンリサイクル室でも注目されている。

このように、CN メタンは、都市ガスの低炭素化として期待されているが、一方で、多くが都市ガスを利用している分散型コジェネ（CHP : Combined Heat and Power）には、VPP（Virtual Power Plant）として再エネ大規模導入時に必要となる系統安定化のために、その供給余力の活用が期待されている。

したがって、本研究では、CN メタンを利用する CHP による再エネ出力変動緩和への貢献並びに電源と都市ガスの低炭素化の可能性について検討を行う。

1. 分散型コジェネによるカーボンニュートラルメタン利用の意義

CHP には、出力変動型再生可能エネルギーの出力変動緩和の機能が期待されている。つまり、通常の熱電併給運転と併せて、再エネの出力が減少する際に CHP の出力を増加させることで、出力変動をオフセットする。この場合、CHP の総合効率が高いことから、LNG 火力発電等を利用する出力変動緩和より CO_2 排出削減が期待できるものの、CHP は天然ガスを原料とする都市ガスを利用することから、一定の CO_2 排出を伴うものである。

しかしながら、再エネ発電出力が増加することで発生する余剰電力からカーボンニュートラルメタン（CN メタン）を製造し、CHP が都市ガスインフラを経由して CN メタンを利用することで、より低炭素な再エネの出力変動緩和を実現できる可能性がある。

一般的に、CHP の導入目的は、再エネの出力変動緩和ではなく、需要家への経済的な熱電併給にある。この本来の目的に応じて導入された CHP を、CN メタンを活用しつつ、再エネの出力変動緩和にも活用することによって、他のエネルギー貯蔵技術による出力変動緩和と比べて、 CO_2 排出量を抑えつつ経済的メリットも期待できる可能性もある。

2. 方法論

以上の考え方にに基づき、本研究では、“分散型コジェネによるカーボンニュートラルメタン利用”（本文中では“CNM-CHP”と表現する）を次のように定義する（図 2-1）。

- ・ 出力変動型再エネ（太陽光発電と風力発電）の余剰電力から製造する水素と、産業部門、バイオマス発電、火力発電から集約的に排出される CO₂ から CN メタンを製造する。
- ・ 製造された CN メタンを都市ガスインフラに注入する（都市ガスの低炭素化）。
- ・ CHP は他の用途（熱需要など）と同様に、都市ガスインフラ経由で、CN メタンにより低炭素化された都市ガスを利用する。
- ・ CHP は通常の熱電併給運転をベースとする。併せて、再エネ出力低減時に、供給余力の出力上昇（CHP 出力 UP 運転＝下げ DR に相当）を行う。

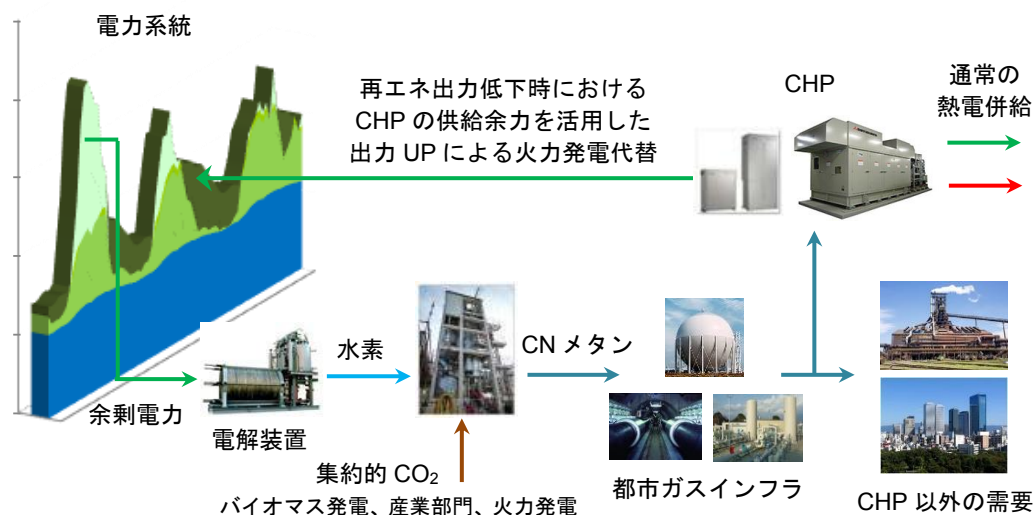


図 2-1 CN メタンの CHP 利用による再エネ出力変動緩和のイメージ

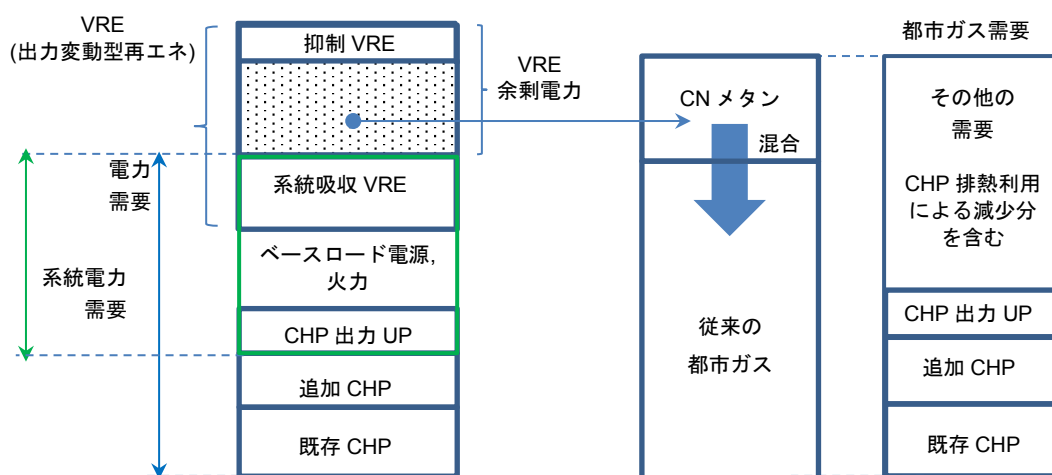


図 2-2 CNM-CHP ケースにおける電力・都市ガスのエネルギーバランスのイメージ

図 2-2 には、“CNM-CHP”における電力と都市ガスのエネルギーバランスのイメージを示す。電力需要は、CHP、ベースロード電源、火力、系統に吸収される再エネと併せて、CHP の出力 UP によって賄われる。余剰電力の一部から製造する CN メタンがブレンドされた都市ガスは CHP とその他需要と併せて、CHP の出力 UP に利用される。

想定する再エネ導入量に対して、電源構成モデルにより、毎時の CHP の出力 UP 可能量を特定するとともに、発生する毎時の余剰電力量を把握し、既往研究[3]に基づく集約的排出 CO₂ 量との多寡に応じて製造可能な CN メタンを特定する。

2.1. CHP の運転パターンの推計

再エネ出力変動緩和のために CHP がどの程度出力 UP 運転できるかを把握するためには、まず、通常の熱電併給運転パターンを把握しなければならない。家庭用 CHP に関しては、既往研究[8][9]の 39 世帯平均の PEFC 実測データに基づき、月別の毎時運転パターンを把握する。SOFC の実測調査は見当たらないが、年間定格運転（現在一部のガス会社では SOFC 発電電力の逆潮買取も実施されている）を想定する。PEFC と SOFC の導入台数の比率は 1 : 1 と想定する（現在ガスエンジンコージェネも導入されているものの、将来的には燃料電池が主流になるものと想定）。また、定格出力は 0.7kW とする。業務用 CHP に関しては、既往研究[10]の業種別×季節別×平日・休日別の実測データに基づき、月別の毎時運転パターンを把握する。業種別ガス CHP 導入実績（コージェネ財団）によって業種別に加重平均して業務部門全体の運転パターンを特定する。産業用に関しては実測調査の既往研究が見当たらず、専門家ヒアリング等に基づき、昼間は定格出力の 80%、夜間は 65%運転と想定する。

図 2-3 は、政府やガス業界の CHP 導入目標（業務・産業部門 3,000 万 kW＋家庭用燃料電池 530 万台＝0.34 億 kW）が実現された場合の、冬期、中間期、夏期における代表的な 1 週間の部門別の CHP 発電パターンと供給余力を示す。供給余力＝定格出力－発電出力である。

一般に、CHP は昼間の運転が主となることから、夜間の供給余力の方が大きい。季節・曜日によって異なるが、CHP 全体で、昼間は概ね 700～1,000 万 kW、夜間はおおよそ 1,700 万 kW の CHP 出力 UP が物理的に可能である。なお、導入規模が大きい（約 2,300 万 kW）ものの既に高い負荷率で運転している産業用 CHP と、導入規模が小さい（約 730 万 kW）が低負荷率で運転している業務用 CHP の夜間の供給余力は同程度となる。また、家庭用の夜間の最大供給余力は 170 万 kW 程度である。

2.2. 電源構成シミュレーション

2.2.1. シミュレーションの構造

本来は、日本を地域別に分割し、地域別の再エネ及び CHP の導入量や地域間連系線による再エネ余剰電力の融通を踏まえることが望ましいが、パラメーターや検討すべきシナリオが多くなり、分析構造と分析結果の解釈が複雑になることから、本研究では、単純化の

ため、仮想的に日本を一地域とする。

シミュレーションの時間粒度は1時間、対象期間は1年間（8,760時間）とする。電力ロードカーブ、太陽光発電と風力発電の発電パターンは、IEEJデータベースを活用する[2]。

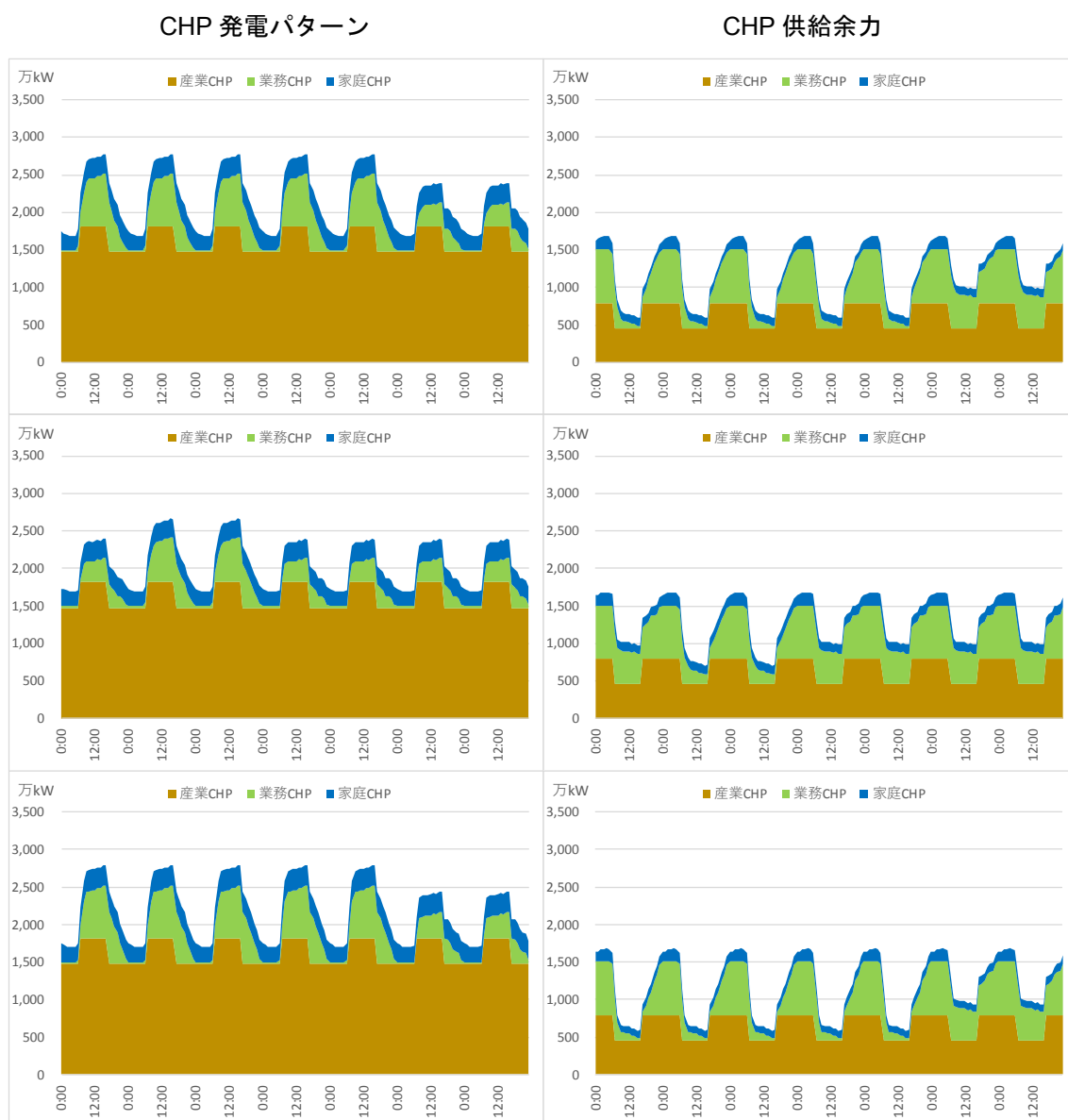


図 2-3 CHP 運転パターンと供給余力

注：上段、中段、下段の順に、冬期、中間期、夏期の代表週の例

注：産業用 2,272 万 kW、業務用 728 万 kW、家庭用 371 万 kW 導入時の例（=3,000 万 kW+530 万台）

注：供給余力=定格出力-発電出力

2.2.2. 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が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。この電力需要は系統電力需要のみであることから、毎時、既存 CHP（約 620 万 kW：ガス CHP のみ）の発電量を系統電力需要に付加した後、CHP 導入規模に応じて電力需要から差し引く。

（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 年の導入量を想定する。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。

一般水力発電と揚水発電の新設は無いものと想定する。また、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 2-1 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 2-1 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
2030 年 METI 長期見通し	Min	1,099	602	140
	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）火力発電

長期的な観点から、火力発電は全て LNG 火力を仮定する。調整力火力として電力需要の 10%を毎時確保する。

（4）CHP

CHP の通常運転はマストランとする。CHP 出力 UP 運転は、既存 CHP と新規 CHP の両方から供給され、CHP 側に供給余力がある場合（定格未満の運転状況の時間帯）のみとする。また、系統側の受入可能量（kW）を上限とする（揚水運転による再エネ充放電運転を優先させる）。

なお、CHP 導入量は、政府やガス業界の目標である、業務・産業用 3,000 万 kW＋庭用燃料電池 530 万台≒0.34 億 kW とする。

（5）出力変動型再エネ

太陽光発電と風力発電を、以下に示すように、各々独立変数としてシナリオを設定する。なお、CN メタンの頭在化には再エネの大規模導入が求められる。

太陽光発電：7,000 万 kW～5 億 kW
風力発電：1,000 万 kW～3 億 kW

(6) 各電源の運転パターン

以下のように想定する。

[共通]

- ・ 上記のとおり、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）と CHP 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 10%を賄うものとする。
- ・ 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）。
- ・ 揚水発電からの放電が可能な状況であれば即座に放電する。

[CNM-CHP]

- ・ 以上の“共通運用”において吸収できない出力変動型再エネ（余剰電力）から水素を製造する。当該時間帯において製造できる水素の量と集約的 CO₂ の量（時間帯別 CO₂ 排出量に関しては後述）の多寡を踏まえて、製造可能な CN メタンを特定する。CN メタン製造に必要な CO₂ が不足している場合は、余剰電力は出力抑制（捨電）される。
- ・ 再エネの出力が低下し系統側の受入余地があり、かつ、CHP 側に供給余力がある場合にのみ、CHP 出力 UP を行う。
- ・ 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＋揚水発電からの放電＋CHP 出力 UP）は火力発電で賄う（プラス時のみ）。

[蓄電池]（後述する経済性の比較で検討する）

- ・ 以上の“共通運用”において吸収できない出力変動型再エネに対しては、蓄電池容量（kWh）の範囲内で充電する。満蓄電の場合は充電できないことから、余剰電力は出力抑制（捨電）される。
- ・ 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。
- ・ 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＋揚水発電からの放電＋蓄電池からの放電）は火力発電で賄う（プラス時のみ）。

(7) 時間帯別集約的 CO₂ 排出量

バイオマス発電と産業部門に関しては、集約的排出 CO₂ は既往研究[3]に基づき特定する。まず集約的に回収可能な年間 CO₂ 排出量を地域別に特定し、全国の量は各地域の合計とする。次に、バイオマス発電は年間を通じて一定出力（＝定格出力×設備利用率）で運転するものと想定し、年間の CO₂ 排出量を時間帯別に展開する。産業部門に関しても、集約的に回収可能な年間 CO₂ 排出量を地域別に特定し、全国の量は各地域の合計とする。ただし、時間帯別 CO₂ 排出量は全電力需要パターンと相似であると想定し、時間帯別へ展開する（産

業部門のみの電力やエネルギー消費量の時間帯別パターンに関する情報が不明のため)。火力発電に関しては全ての火力発電が工業地域等に集約的に立地しているものとし、シミュレーションに基づく火力発電の運転パターンから毎時の CO₂ 排出量を特定する。

2.3. CHP の技術仕様

CHP の発電効率は、導入機種・導入年代・将来的な技術進展によって異なるが、単純化のため一律 55%を想定する。排熱回収効率は通常運転時は 35%、出力 UP 運転時は 25%とする。専門家ヒアリングに基づく、通常、夜間に CHP は運転停止していることが多いが、これは安価な夜間電気料金を利用した方が経済的であることが理由であり、熱需要が不足することが主な理由ではない。したがって、CHP を夜間に稼働させても、熱需要がある程度 CHP 排熱を吸収できると判断し、出力 UP 時の排熱回収効率を 25%と想定した。

なお、CHP による CO₂ 排出係数(排熱回収による代替されるボイラの効率は 80%を想定)は表 2-2 のようになる。

表 2-2 CHP の技術仕様

		効率	CO ₂ 排出係数
発電		55%	+0.34kg-CO ₂ /kWh
排熱回収	通常運転時	35%	-0.15kg-CO ₂ /kWh
	出力 UP 運転時	25%	-0.11kg-CO ₂ /kWh

注：排熱回収効率は、熱供給と需要の時間差により生じる貯湯タンクからの放熱損失も加味した実質的排熱利用率。

2.4. CN メタン製造の技術仕様

再エネ電力からの水素製造(水電解)と水素と CO₂からのメタン生成(メタネーション：サバティエ反応)を含めた CN メタン製造効率は 18.32kWh/Nm³-CH₄とする[2]。また、毎時の再エネ余剰電力量と毎時集約的 CO₂ 排出量の大小関係を踏まえて、CN メタン製造可能性を特定する。

2.5. CO₂ 分離・回収の技術仕様

CN メタン製造に必要な CO₂ の分離・回収に係るエネルギー消費量は、既往研究[11]に基づく、CCS に必要な電力消費のうち最も大きなシェアを占めるのは CO₂ の昇圧である。貯留サイトまでの輸送の効率化のために、CO₂ を臨界状態にするため 7MPa まで昇圧される。その後、圧入が必要となる。しかしながら、CN メタン製造の場合は CCS でなく CCU であり圧入は不要、また、メタネーションには CCS に必要となる程の大きな昇圧も不要であることから (0.1~0.5MPa)、必要な電力は昇圧分を除いた動力のみとする。また、既往研究における将来見込み値を想定する。したがって、CO₂ 分離・回収に必要な電力消費量は 10kWh/t-CO₂、必要熱量は 1,800MJ/t-CO₂となる(表 2-3)。

電力消費に関しては、CN メタン製造時は、再エネの余剰電力が発生している状況である

ことから、CN メタン製造原単位に CO₂ 分離・回収用の電力消費量を加えることとする。1Nm³ のメタン製造に必要な CO₂ は 1.97kg であることから、10kWh/t-CO₂ は 0.02kWh/Nm³-CH₄ となる。したがって、CN メタン製造原単位が 18.32 から 18.34kWh/Nm³-CH₄ に若干増加する。

一方、必要熱量は、都市ガスから賄うことを前提とする。1Nm³ のメタン製造に必要な CO₂ は 1.97kg であり、CO₂ 分離・回収に必要な熱量 1,800MJ/t-CO₂ から、1Nm³ のメタン製造に必要な熱量は 3,549kJ/Nm³-CH₄（ボイラ効率 80%を想定すると、4,436kJ/ Nm³-CH₄ の都市ガス消費量）となる。なお、CO₂ の分離・回収率は 90%とする。

表 2-3 CO₂ 分離・回収に係るエネルギー消費量

			新設石炭火力	既設石炭火力	製鉄所	将来目標値
必要熱量		MJ/t-CO ₂	3,000	3,000	3,000	1,800
必要電力量	動力	kWh/t-CO ₂	28.4	28.4	29.7	10
	昇圧	kWh/t-CO ₂	115	115	115	100
	圧入	kWh/t-CO ₂	16	16	16	—

出所：「平成 17 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」（平成 18 年 3 月）財団法人 地球環境産業技術研究機構

注：網掛け部分の値を採用

3. CNM-CHP の分析結果

3.1. 電源構成, CHP 出力 UP, CO₂ 回収の状況

図 3-1 にシミュレーション結果の代表的な季節における 1 週間の例を示す。余剰電力が発生し、その一部が CN メタン製造に利用されているが（左図：“CNM 製造”）、その規模は利用可能な CO₂ 量（右図：濃色エリア）に依存することが分かる。また、CHP 出力 UP 運転は、余剰電力が発生していない時間帯のみで可能であることもわかる（左図）。

図 3-2 に CHP の運転状況を示す。左側は太陽光 3 億 kW＋風力 1 億 kW のケース、右側は太陽光 5 億 kW＋風力 3 億 kW のケースである。CHP 出力 UP は、主に供給余力のある夜間に行われていることがわかる。また、再エネ導入規模の拡大に伴い、風力が夜間も発電することから CHP 出力 UP の余地が減少することもわかる。

図 3-3 にシミュレーション結果による電源構成を示す。再エネ導入量拡大によって余剰電力の規模が大きくなるとともに発生頻度も高くなり、かつ揚水発電からの放電を優先させることから、系統側の CHP 出力 UP の受け入れ余地が小さくなる。なお、CHP 出力 UP 運転（CHP 通常運転も）における低炭素化の度合いは、余剰電力から製造する CN メタンの量に依存することに留意が必要である（後述）。

図 3-4 に CHP 供給余力の利用状況を示す。0.34 億 kW の CHP の年間の発電電力量は 1,870 億 kWh で、供給余力は年間で 1,080 億 kWh と大きいのが、CHP 出力 UP（下げ DR）として利用できる部分は再エネ導入量の拡大によって小さくなることをわかる。

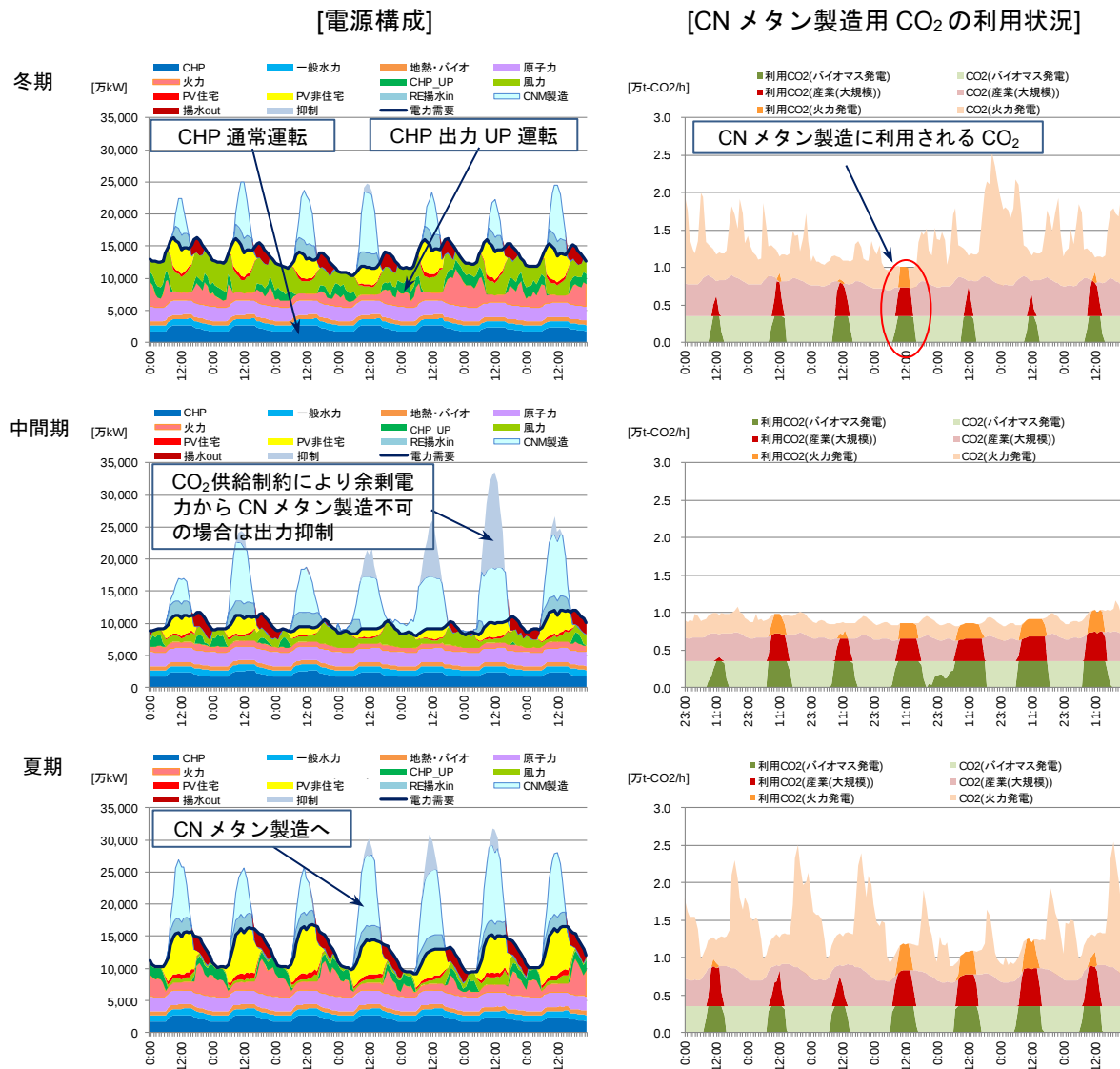


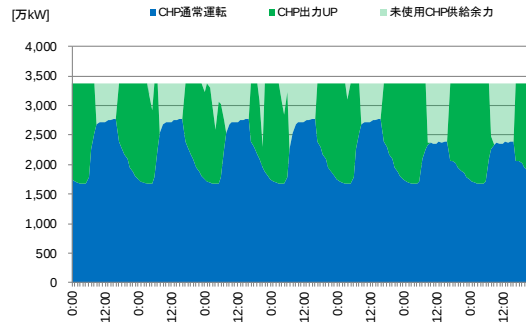
図 3-1 シミュレーション結果に基づく電源構成と CN メタン製造用 CO₂ の利用状況

(太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW+CHP0.34 億 kW の例)

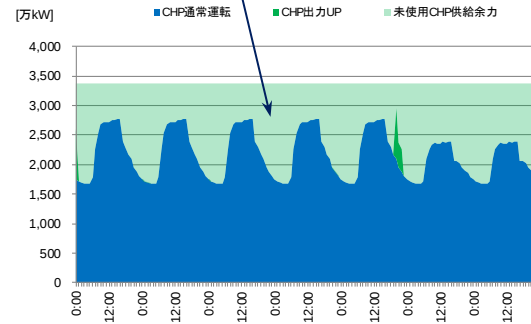
注：“CHP_UP” は必ずしもカーボンフリーではないことに注意。低炭素化の度合いは CN メタン製造量に依存する。

注：上段、中断、下段の順に、代表的な冬期、中間期、夏期における 1 週間。

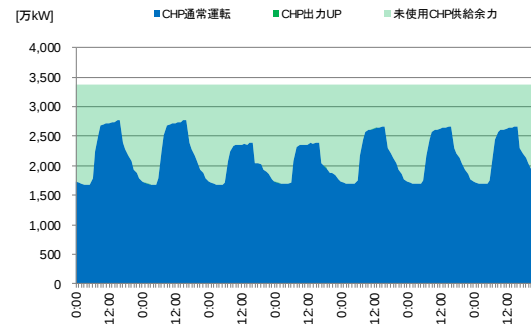
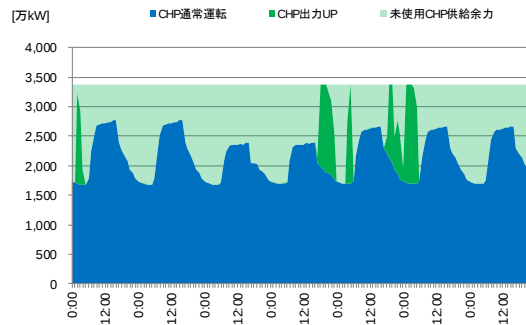
冬期



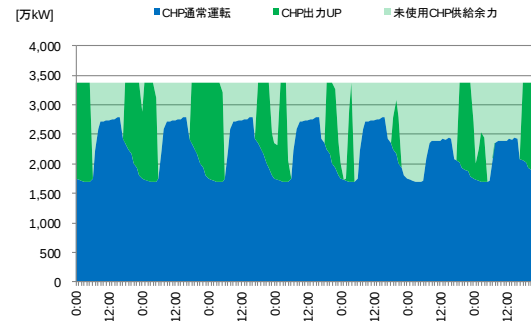
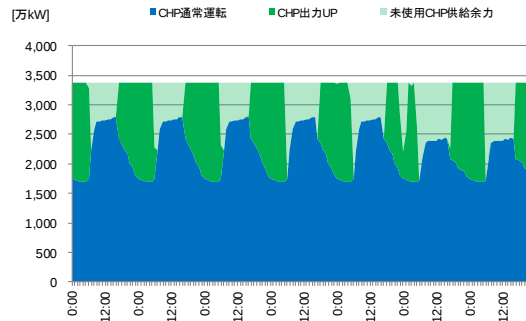
余剰電力の大量発生や揚水発電からの放電の優先等により、CHP 出力 UP が不可能



中間期



夏期



(太陽光 3 億 kW + 風力 1 億 kW + CHP0.34 億 kW) (太陽光 5 億 kW + 風力 3 億 kW + CHP0.34 億 kW)

図 3-2 シミュレーション結果に基づく CHP 出力 UP 状況

注：上段、中断、下段の順に、代表的な冬期、中間期、夏期における 1 週間。

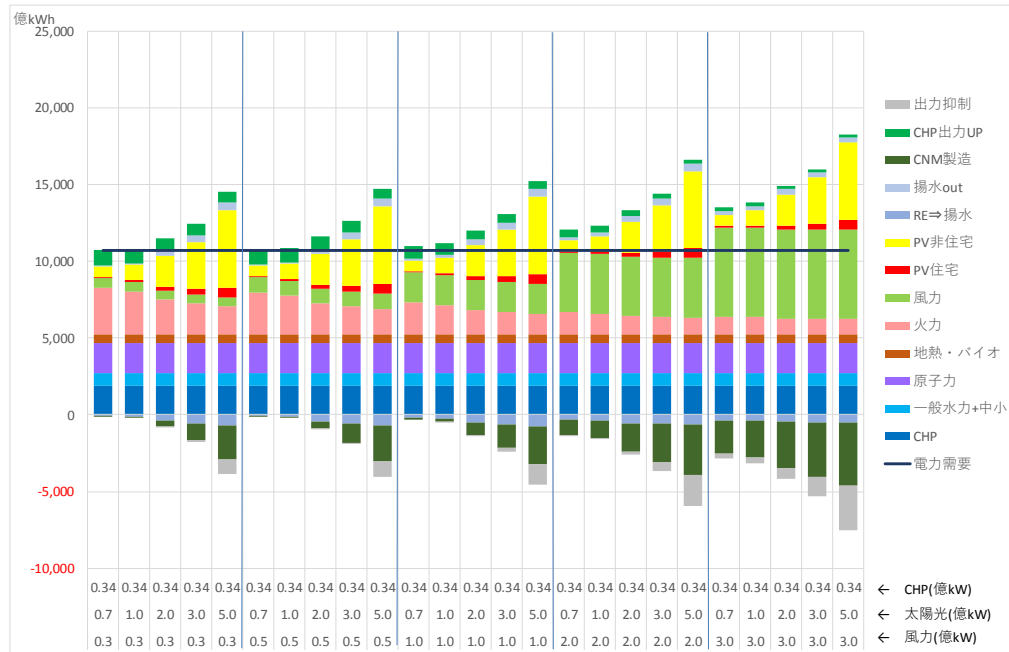


図 3-3 電源構成(CHP 導入量=0.34 億 kW)

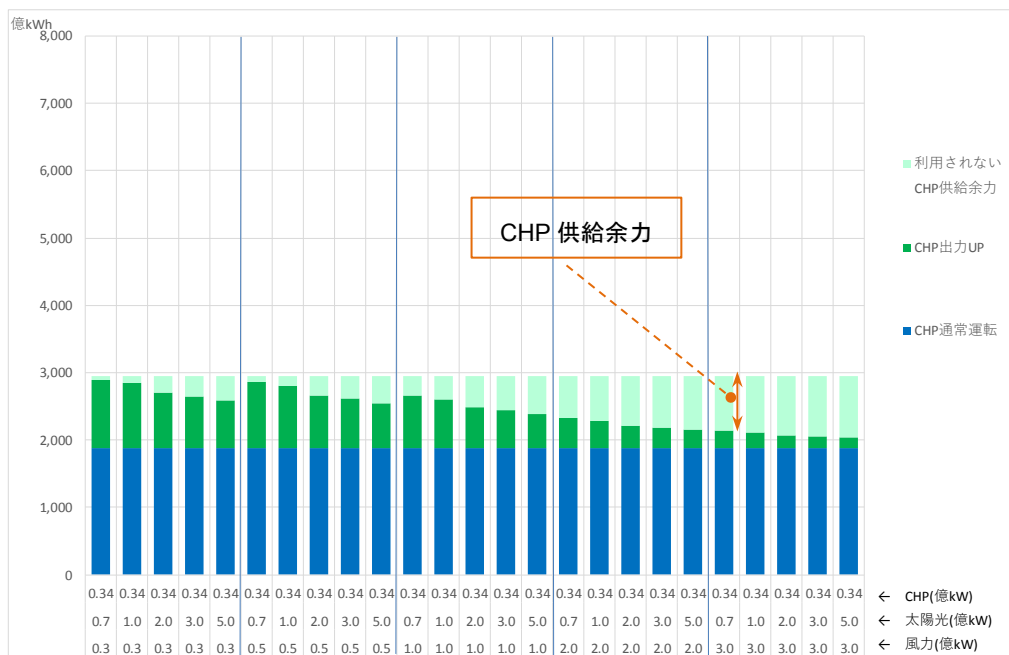


図 3-4 CHP 供給余力の利用状況(CHP 導入量=0.34 億 kW)

3.2. CN メタン製造量, 低炭素化への貢献度合い

図 3-5 に CN メタン製造可能量と CHP 出力 UP 用都市ガス消費量を示す。CN メタン製造可能量は太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW で 84 億 Nm³-CH₄、太陽光 5 億 kW+風力 3 億 kW で 225 億 Nm³-CH₄ であり、2016 年度の都市ガス消費量 (377 億 m³) のメタン熱量換算値 397 億 Nm³-CH₄ の 21~57%に相当する。再エネ導入が小規模のケースでは、CHP 出力 UP が大きい CN メタン製造量が少ない。逆に、再エネ導入が大規模になると、CHP 出力 UP は小さくなるが、CN メタン製造量が多くなることから分かる。

図 3-6 には、都市ガス消費量と都市ガスの CN 化率(=CN メタン製造量/都市ガス需要量)を示す。ここで言う都市ガスとは、従来の都市ガスと CN メタンのブレンドである。再エネ導入規模が小さい場合は、CHP 出力 UP の余地も大きいことから、CHP 出力 UP に伴う都市ガス需要の増分も大きい。しかしながら、再エネ余剰電力量が小さいことから、製造される CN メタンの量も限定的であり (CO₂ 分離・回収用の都市ガス消費も)、都市ガスの CN 化率も小さい。CN メタン製造量が大きくなると CO₂ 分離・回収に必要な都市ガス消費量も増加するが、都市ガス消費量全体に占める CO₂ 分離・回収用都市ガス消費量の割合は小さいことが分かる。

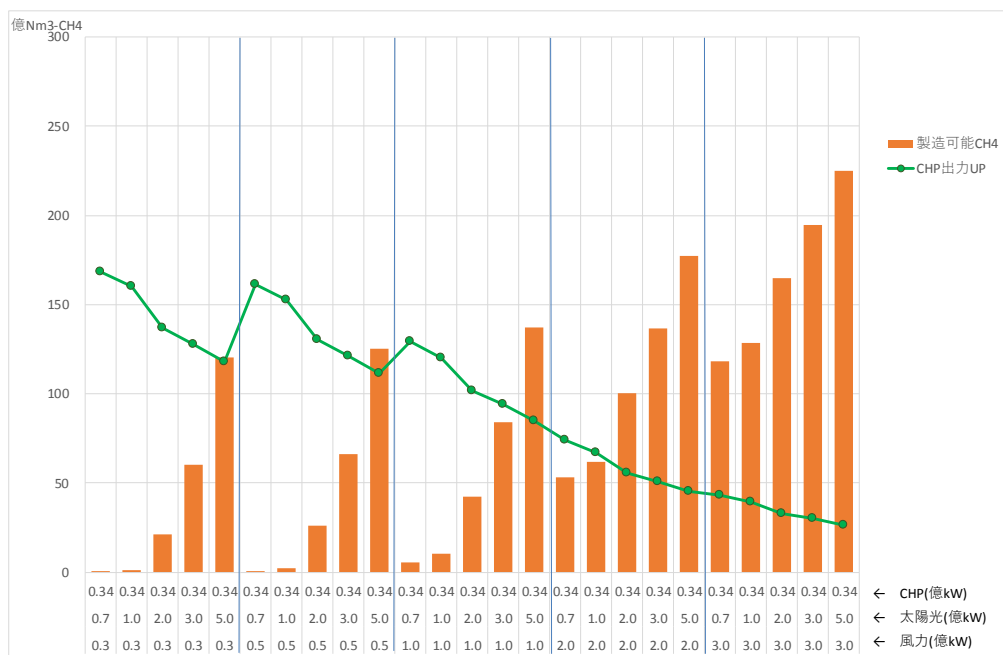


図 3-5 CN メタン製造可能量(CHP 導入量=0.34 億 kW)

注：実際には CN メタンは都市ガスにブレンドされることから、CHP 出力 UP に利用される都市ガスは低炭素化されるが、CO₂ 排出係数は 0 ではない。

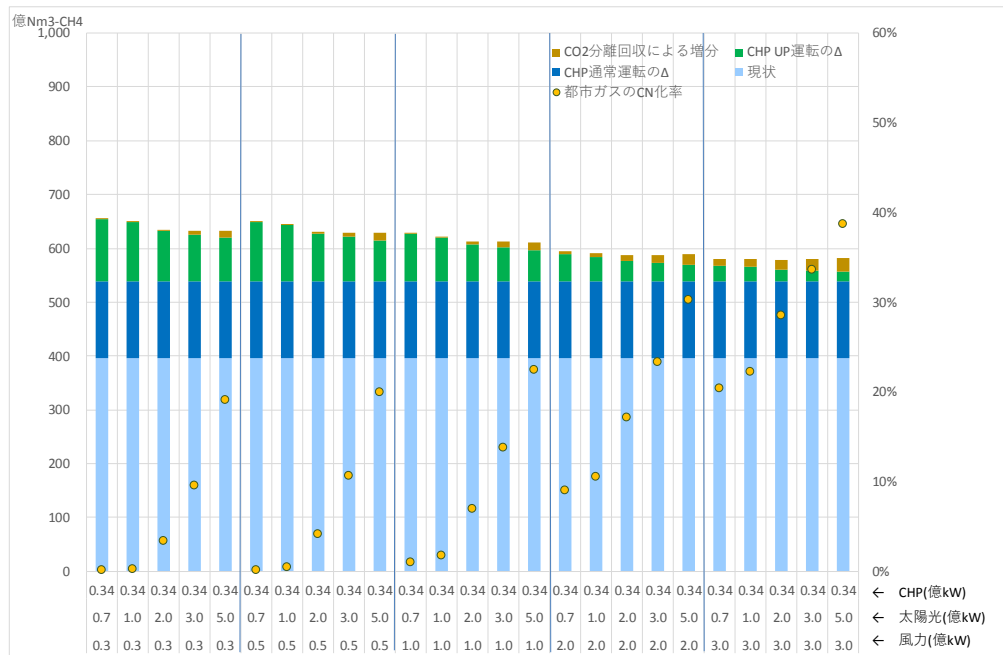


図 3-6 都市ガス消費量と CN 化率(CHP 導入量=0.34 億 kW)

注：CN 化率=CN メタン製造量/都市ガス需要量

注：都市ガス消費量はメタン熱量換算である。ここで言う都市ガスとは、従来の都市ガスと CN メタンのブレンドであり、消費される都市ガスの CO₂ 排出係数は CN 化率によって変動する。

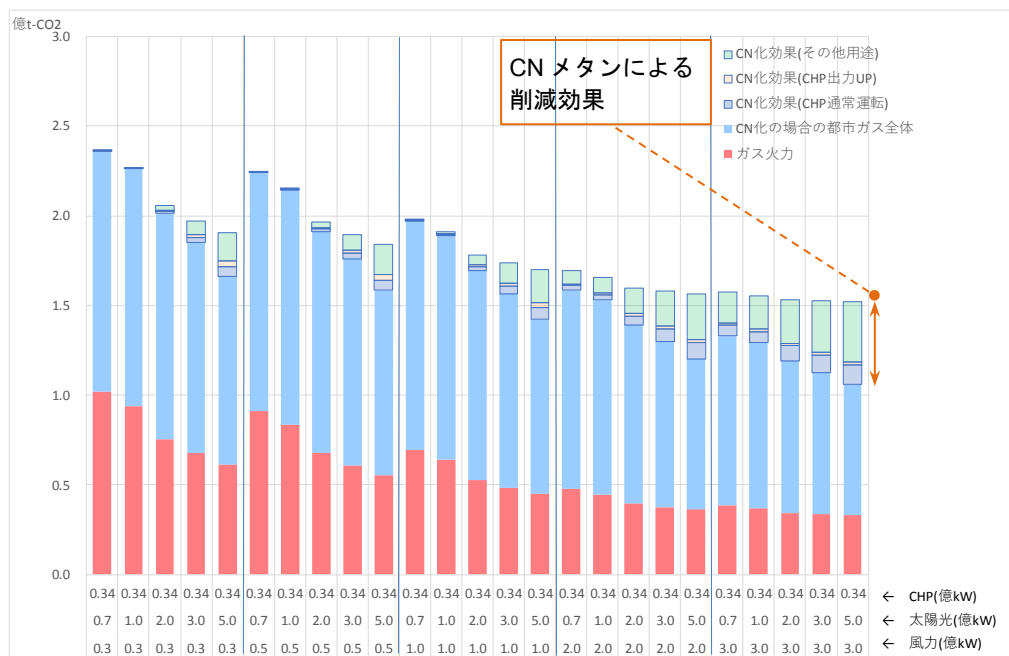


図 3-7 電源と都市ガスの CO₂ 排出量(CHP 導入量=0.34 億 kW)

図 3-7 に電力と都市ガスからの CO₂ 排出量を示す。再エネ導入拡大に伴い CHP 出力 UP 運転の機会が減少することから CHP 出力 UP による CO₂ 削減効果は減少するが、一方で、

製造可能な CN メタンの量が増加することから CHP 通常運転やその他用途における都市ガスからの CO₂ 排出削減効果が大きくなる。全体として、再エネ導入拡大による CO₂ 削減効果に対して、CN メタン製造・利用によって得られる追加的な効果が大きいことが見られる。

3.3. まとめ：CNM-CHP の有用性

図 3-8 に、再エネ余剰電力の有効活用、火力発電の代替、都市ガスの低炭素化、CO₂ 排出削減効果等の CNM-CHP の有用性を示す。

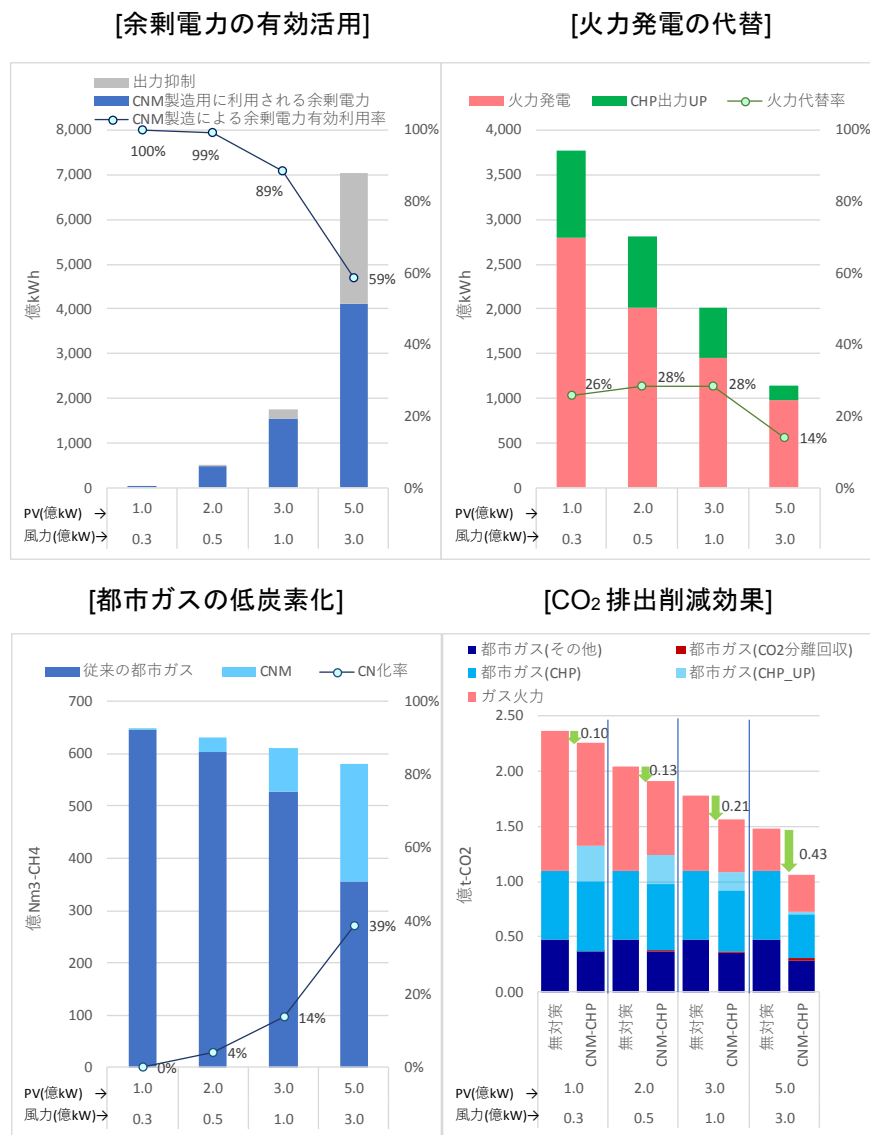


図 3-8 CNM-CHP の有用性(CHP 導入量=0.34 億 kW)

再エネ余剰電力は、再エネ導入規模の拡大に伴い増加するが、太陽光 2 億 kW+風力 0.5 億 kW 導入ケースでは、発生する 480 億 kWh の余剰電力の 99%が CNM 製造用に利用され

ることがわかる。再エネ導入規模が大きくなるにつれて、拡大する余剰電力量に対して利用可能な時間帯別CO₂量が不足することから、再エネ余剰電力の有効利用率は減少するが、それでも、太陽光3億kW+風力1億kW導入ケースでは89%、太陽光5億kW+風力3億kW導入ケースでは59%の余剰電力がCNM製造用に有効利用される。

CHPの出力UP運転は、再エネ発電出力が低下する時間帯において実施されることから、火力発電の代替効果をもたらす。CHP出力UPによる火力発電代替率は、太陽光3億kW+風力1億kW導入ケースまでは30%弱とほぼ横ばいである。これは、再エネ導入規模の拡大に伴い、火力発電電力量が減少するとともにCHP出力UPの機会も減少するからである。なお、太陽光5億kW+風力3億kWまで再エネ導入規模が拡大すると、CHP出力UP量は減少する。

再エネ導入規模に伴い、再エネ余剰電力から製造できるCNメタンの量は拡大する。太陽光3億kW+風力1億kW導入ケースでは14%、太陽光5億kW+風力3億kW導入ケースでは39%の都市ガスがCNメタン化、つまり、脱炭素化されることになる。

CHP出力UPによる再エネ出力変動緩和による火力発電代替、再エネ余剰電力から製造するCNメタンによる都市ガスの低炭素化、CHPによる低炭素化都市ガス利用、これらの効果によって、CO₂排出削減効果は、太陽光3億kW+風力1億kW導入ケースでは対策を講じない場合と比べて0.21億t-CO₂、太陽光5億kW+風力3億kW導入ケースでは0.43億t-CO₂に達する。現在の都市ガスからのCO₂排出量0.8億t-CO₂と比較すると、大きな効果があることがわかる。

4. CNM-CHPの経済性に関する考察

CNメタンと水素の供給コストの比較を行い、既存インフラを利用できるCNメタンの優位性を確認した事例はある[2][3]。本章では、再エネ余剰電力を有効活用するエネルギー貯蔵技術の観点から、CNM-CHPと蓄電池の比較を試みる。

4.1. 考え方

現在、蓄電池は、主に周波数調整力としての短周期用途向けに、市場が整備されている欧米を中心にその利用が徐々に拡大している。一方で、蓄電池の価格低下に伴い、再エネ余剰電力を充放電する長周期用途への利用も見込まれる。したがって、再エネの大規模導入に向けて重要な技術である蓄電池とCNM-CHPの比較を行う。

CNメタン自体は都市ガスインフラの低炭素化が第一の目的であり、かつCHPは発電による系統への影響と併せて排熱利用に伴う都市ガス需要への影響も与えることから、CNM-CHPを蓄電池と比較する場合には、電力と都市ガスの両方を対象とすることが求められる。したがって、比較指標としては、電力需要と都市ガス需要の合計の1次エネルギー

消費量や CO₂ 排出量が考えられるが、気候変動対策という観点から CO₂ 排出量を比較指標とする。

“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”の比較にあたっては、両ケースで、CHP の導入量は政府やガス業界の目標である“3,000 万 kW（業務・産業）+530 万台（家庭） $\div$ 0.34 億 kW”で固定する。つまり、CHP 導入量は所与とし、

- “CNM-CHP ケース”は、導入されている CHP の供給余力を有効活用することで、CHP 出力 UP による再エネ出力変動緩和対策を行う
- “蓄電池ケース”は、導入されている CHP は通常運転のままで（マストラン）、新たに蓄電池を導入して再エネ出力変動緩和対策を行う（2.2.2 参照）

とする。以下では、“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”において、電源構成や電力+都市ガスの CO₂ 排出量を分析し、CO₂ 排出量が両ケースで同水準になる状況における CN メタン製造規模や蓄電池の容量を特定し、両ケースの経済性を比較する。なお、蓄電池の充放電効率は 90%×90%、自己放電率は 0.02%/h を想定する。

4.2. 電源の運転状況

図 4-1 に、シミュレーション結果による季節別の代表的な一週間の電源運転パターンを示す。再エネ余剰電力の出力抑制は“CNM-CHP ケース”では利用可能な CO₂ 排出量、“蓄電池ケース”では蓄電池容量 (kWh) に依存する。図 4-2 には、“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”の電源構成を示す。“CNM-CHP ケース”は図 3-3 の再掲である。“蓄電池ケース”に関しては、太陽光 1 億 kW+風力 0.3 億 kW、太陽光 2 億 kW+風力 0.5 億 kW、太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW、太陽光 5 億 kW+風力 3 億 kW の 4 つのシナリオを想定している。各シナリオにおいて、蓄電池容量を変数とし 0 億~5 億 kWh まで変化させている。つまり、図 4-2 の上図と下図の赤線で囲んだケースを比較することになる。

“CNM-CHP ケース”における電源構成のシミュレーション結果の解釈については 3.1 に先述していることから、ここでは説明は省略する。“蓄電池ケース”については、太陽光 1 億 kW+風力 0.3 億 kW の場合は、余剰電力量が非常に限定的であることから、蓄電池の充放電運転がほとんど行われない。したがって、蓄電池導入規模を拡大しても意味がなく、火力発電削減効果も見られない。

再エネの導入規模が拡大するにつれて余剰電力が増加することから、蓄電池の充放電機会が増え、蓄電池導入拡大による火力発電削減効果が顕著になってくる。しかしながら、再エネ導入が太陽光 5 億 kW+風力 3 億 kW 水準の大規模になると、蓄電池の導入規模を拡大しても火力発電削減効果は大きくならない。大量の太陽光+風力の導入により、年間を通じて余剰電力発生頻度が高まり、かつ余剰電力量も増えることから、放電機会が大幅に減少する。このような状況において、蓄電池の導入拡大はあまり意味をなさない。

なお、再エネ導入規模が小さい状況において、蓄電池放電よりも CHP 出力 UP が大きいのは、蓄電量がないと放電できない蓄電池とは異なり、CHP は CN メタン製造状況とは無関係に出力 UP することができるからである（ただし、都市ガスの CN メタン化の状況に応じて、CHP 出力 UP の低炭素度は異なる）。

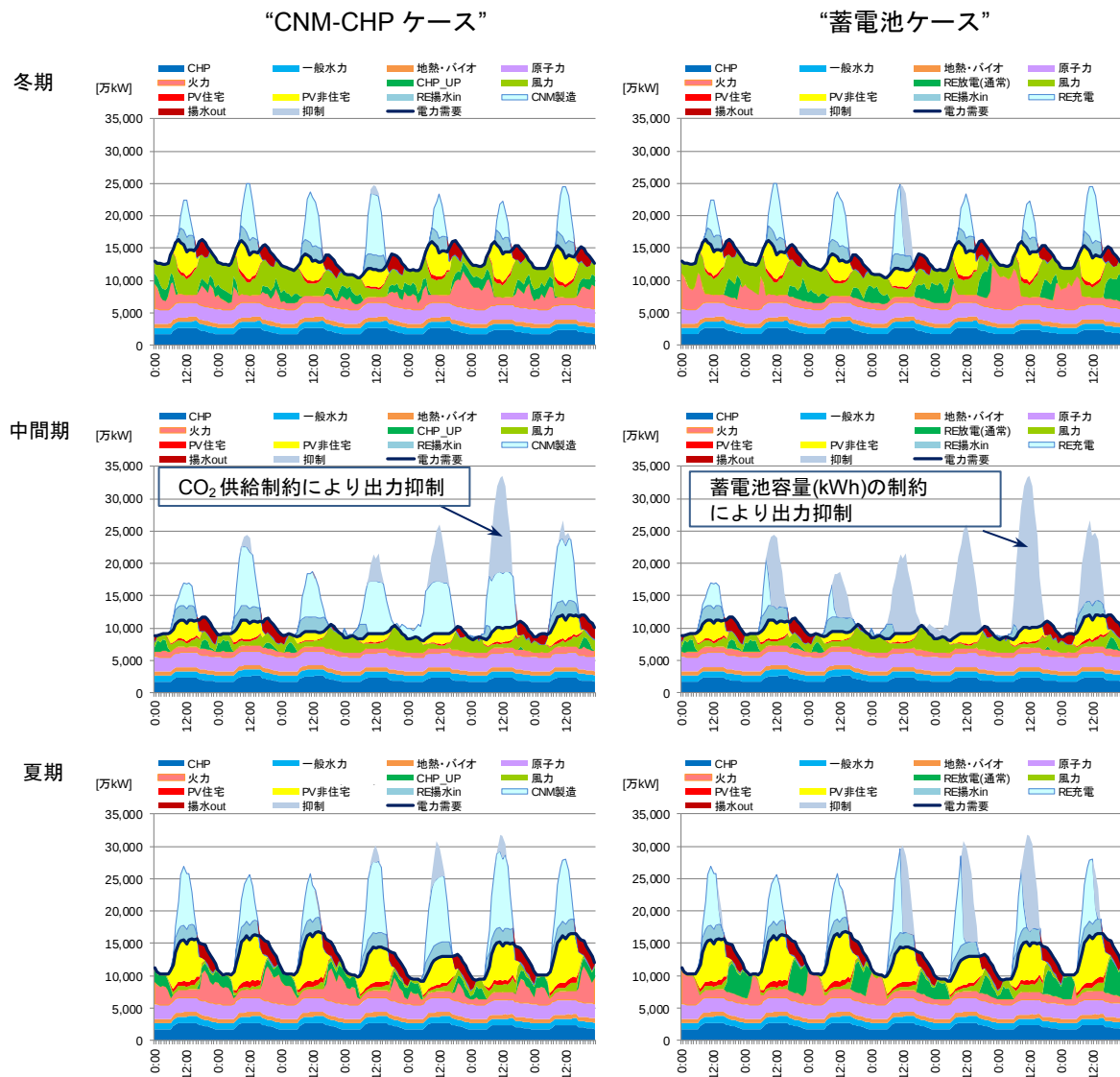


図 4-1 シミュレーション結果に基づく電源構成

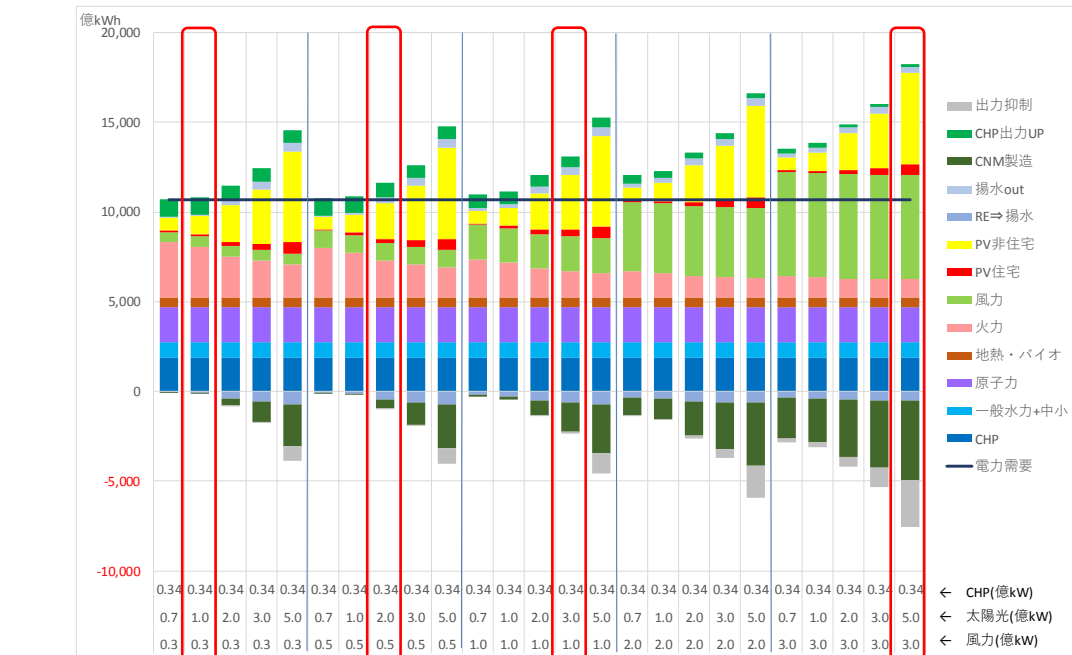
注：上段、中断、下段の順に、代表的な冬期、中間期、夏期における 1 週間。

注：両ケースとも太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW+CHP0.34 億 kW の場合

注：“蓄電池ケース”では後述の分析結果に基づく蓄電池の規模（3.8 億 kWh+1.5 億 kW）の場合

注：“CHP_UP”は必ずしもカーボンフリーではないことに注意。低炭素化の度合いは CN メタン製造量に依存する。

CNM-CHP ケース (図 3-3 再掲)



蓄電池ケース

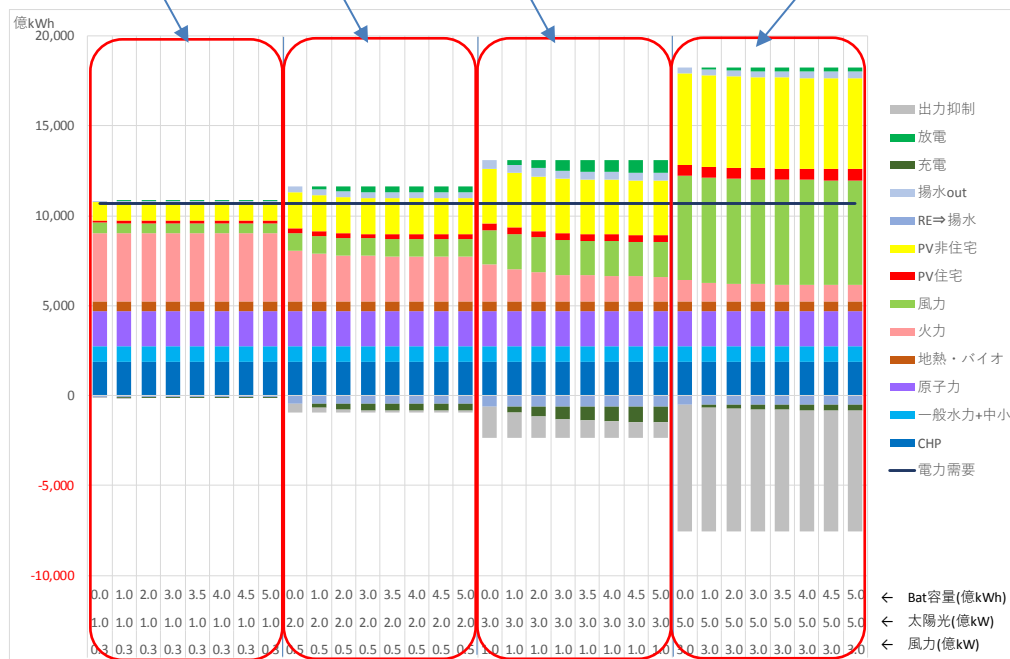


図 4-2 電源構成の比較 (“CNM-CHP ケース” と “蓄電池ケース”)

注: 上図の “CNM-CHP ケース” では CHP 出力 UP は必ずしもカーボンフリーではないことに留意が必要。
 下図の蓄電池ケースでは、蓄電池容量 (kWh) を変数 (0 億~5 億 kWh) としてシミュレーション。

4.3. 電源と都市ガスの CO₂ 排出量

図 4-3 に再エネ導入シナリオ別の“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”における電源と都市ガスからの CO₂ 排出量を示す。4つのクラスターは、太陽光 1 億 kW+風力 0.3 億 kW、太陽光 2 億 kW+風力 0.5 億 kW、太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW、太陽光 5 億 kW+風力 3 億 kW の 4つのシナリオである。各クラスターにおいて、右端の棒グラフは“CNM-CHP ケース”、残りの 8つの棒グラフは“蓄電池ケース”における蓄電池容量 0 億~5 億 kWh の CO₂ 排出量である。

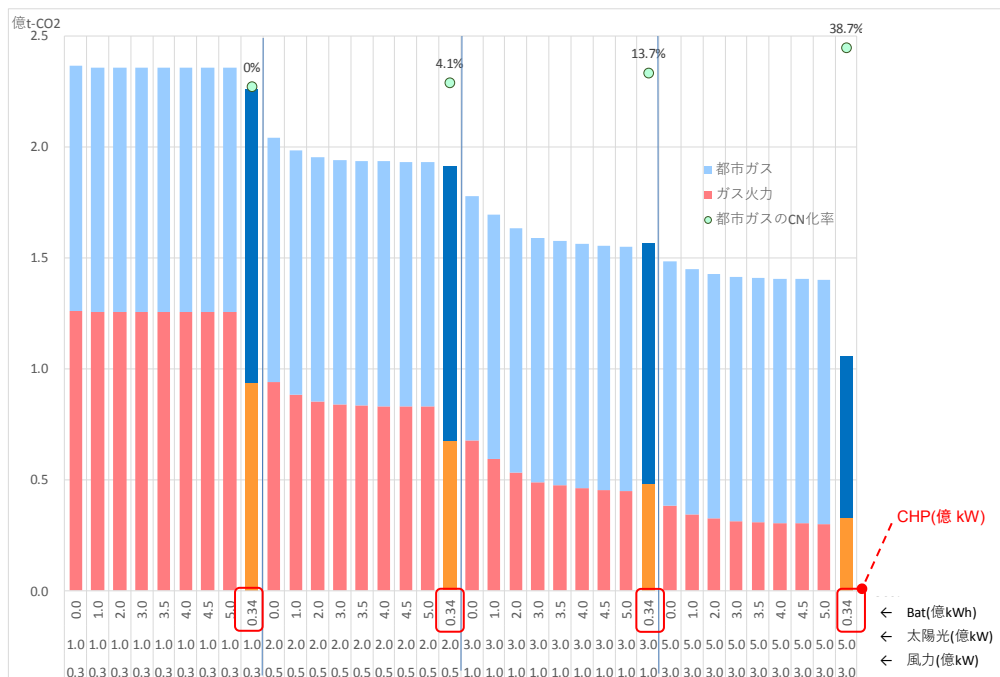


図 4-3 CNM-CHP ケースと蓄電池ケースの CO₂ 排出量比較

太陽光 1 億 kW+風力 0.3 億 kW の場合は、上述の通り余剰電力量が少ないので、蓄電池を導入してもあまり意味がない。したがって、蓄電池導入規模を大きくしても使い道がないことから、蓄電池導入規模の拡大による CO₂ 排出量の削減効果は見られない。一方、“CNM-CHP ケース”は、CHP の総合効率が LNG 火力よりも高いことから、CHP 出力 UP によって、全体の CO₂ 排出量を削減することができる (CN メタン製造量が少なくても)。つまり、蓄電池の場合、ある程度蓄電されていないと放電ができないが、CHP は CN メタンの製造状況とは無関係に出力 UP できることから、総合効率のいい CHP がガス火力を代替することで全体の CO₂ 排出量は削減される。

太陽光 2 億 kW+風力 0.5 億 kW になると、余剰電力量が増加することから蓄電池の充放電運用が有効となるので、蓄電池導入量拡大に伴い CO₂ 排出量が低下することから、蓄電池導入量を拡大することで、ほぼ“CNM-CHP ケース”と同水準の CO₂ 排出量となる。ただ

し、蓄電池導入容量の拡大による CO₂ 排出削減効果は漸減し、効果は薄れる。

太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW の場合は、余剰電力量がさらに増加し、蓄電池に十分蓄電されることで放電量も大きくなり、火力発電代替効果が大きくなる。つまり、蓄電池の有用性が更に高まり、蓄電池の導入規模を拡大することで火力発電代替効果も高まり、場合によっては、“CNM-CHP ケース”を下回る CO₂ 排出量となる。

太陽光 5 億 kW+風力 3 億 kW の水準まで再エネ導入規模が増大すると、CN メタン製造量がかかなり多くなり都市ガスの低炭素化が進むことで、全体の CO₂ 排出量が大幅に低減する。“蓄電池ケース”では、蓄電池容量を増大させても、“CNM-CHP ケース”の CO₂ 排出量を下回ることはいできない。

要約すると、再エネ導入規模の拡大に伴い蓄電量が増えることで、“蓄電池ケース”の CO₂ 排出量は、蓄電池容量を増やすことで“CNM-CHP ケース”の CO₂ 排出量を下回ることもある。しかしながら、再エネ導入量が一定規模を超えると、蓄電池導入容量拡大効果が漸減し、かつ都市ガスの CN メタン化の効果が大きくなり、“CNM-CHP ケース”の CO₂ 排出量が“蓄電池ケース”を常に下回る。

4.4. 設備規模の特定

上記の分析結果に基づき、太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW のシナリオを例に取り、“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”で電源と都市ガスからの CO₂ 排出量が同水準になる状況を特定し、両ケースを比較する。

4.4.1. CO₂ 分離・回収+CN メタン製造

シミュレーションに基づく、毎時 CO₂ 分離・回収量の最大値は 1.318 万 t-CO₂/h となる（図 4-4）。CO₂ 分離・回収率を 90%として 1.465 万 t-CO₂/h が CO₂ 分離・回収の設備規模となる。また、CN メタン製造装置への最大投入電力は 12,265 万 kW であり、CO₂ 分離・回収を含む CN メタン製造原単位 18.34kWh/Nm³-CH₄（2.5 参照）から CN メタン製造出力規模は 669 万 Nm³-CH₄/h となる。

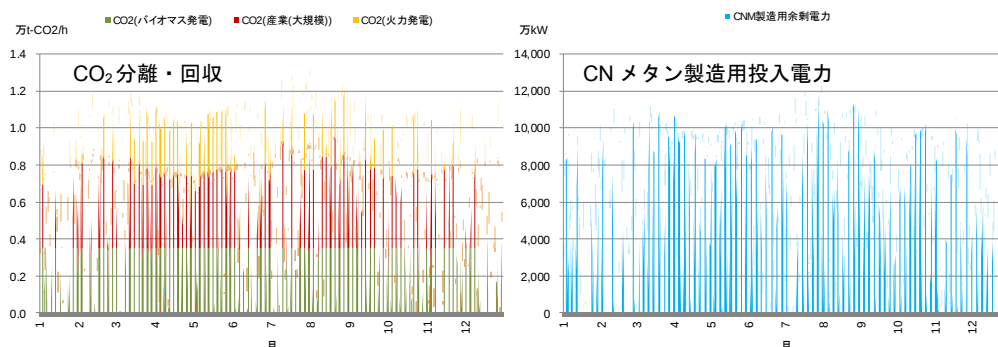


図 4-4 CN メタン製造用 CO₂ 分離・回収状況と CN メタン製造装置投入電力（年間）

4.4.2. 蓄電池

太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW を想定し、CHP 導入量は固定していることから (0.34 億 kW)、“CNM-CHP ケース”の CO₂ 排出量 (電力+都市ガス) は決定される (1.57 億 t-CO₂)。

“蓄電池ケース”で同等の CO₂ 排出量になる状況を特定すると (図 4-5)、蓄電池容量は 3.86 億 kWh、定格入出力 (充放電のうち大きい方) は 1.53 億 kW となる。

図 4-6 には、蓄電池入容量 (kWh) 別の充放電・蓄電の様子を示す。蓄電池容量が 1 億 kWh の場合の定格入出力は 0.81 億 kW (充電/放電=0.81 億 kW/0.59 億 kW)、5 億 kWh の場合は、1.87 億 kW (充電/放電=1.87 億 kW/0.69 億 kW) となる。なお、現在のわが国における揚水発電の設備容量は $27\text{GW} \times 5\text{h}^1 = 1.35$ 億 kWh と比較すると、3.86 億 kWh の蓄電池容量、1.53 億 kW の定格入出力は非常に大きい規模であることがわかる。

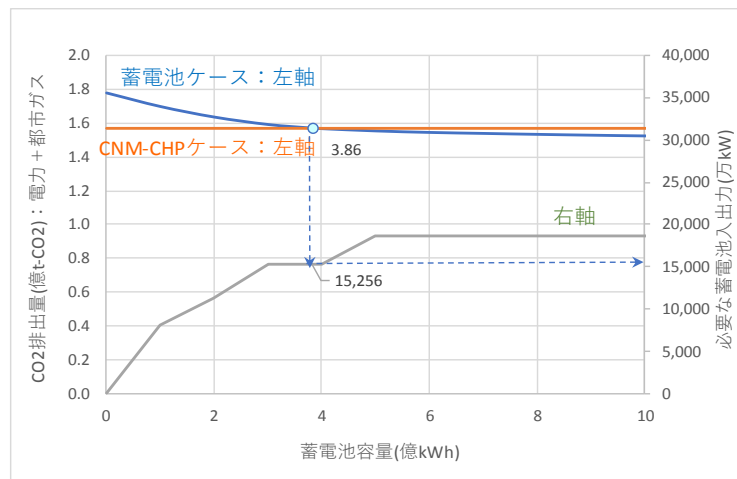


図 4-5 “蓄電池ケース”における蓄電池容量 (kWh、kW) の特定

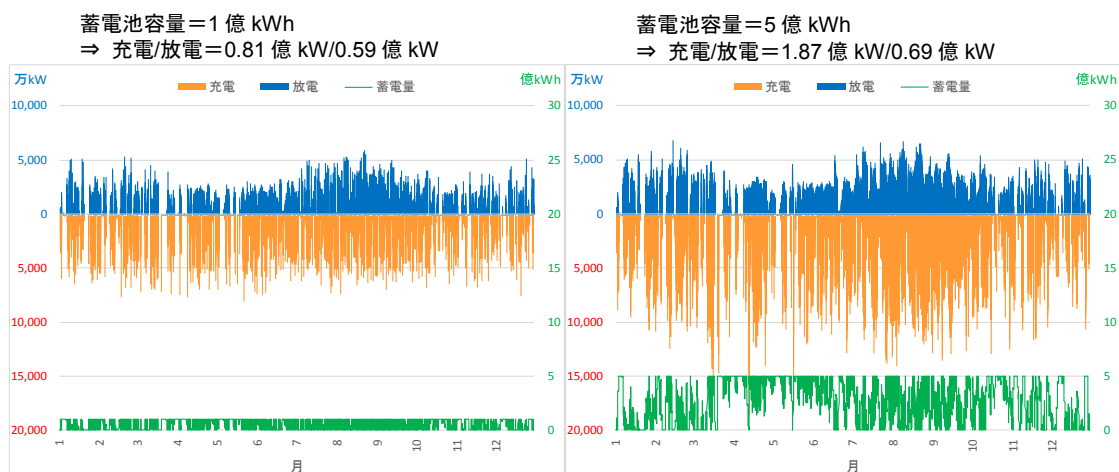


図 4-6 充放電・蓄電の様子 (太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW のケース)

¹ 各種資料に基づき推計

4.5. 経済性比較

4.5.1. 設備費等の前提条件

(1) CN メタン製造設備費の想定

既往研究[2]や「水素・燃料電池戦略ロードマップ」(平成31年3月12日)に基づき、表4-1のように想定する。「水素・燃料電池戦略ロードマップ」では、水電解装置に関しては、水電解装置の設備費5万円/kW、水素製造原単位4.3kWh/Nm³-H₂が2030年の目標とされており、21.5万円/(Nm³-H₂/h)となる。なお、CNメタンを既存の都市ガスインフラに混合する際に圧縮機が必要となるが、費用規模は非常に小さい[2]ことから本研究では捨象した。

表 4-1 CN メタン製造システム設備費の想定

	設備単価	ユニット数
水電解	21.5 万円/(Nm ³ -H ₂ /h)	4
メタネーション	50 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)	1
CN メタン製造システム	136 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h)	1

(2) CO₂分離・回収設備費の想定

[11]を参考にとすると、分離・回収の設備費は66.7億円(設備規模:118t-CO₂/h)であるが、吸収液の年費用も踏まえた7.2億円/年(表4-2)と稼働年数15年から、108億円とする。したがって、単位回収設備容量(t-CO₂/h)あたりでは0.92億円/(t-CO₂/h)となる。また、熱供給用ボイラは127t-CO₂/hの回収規模で54.22億円であり、0.43億円/(t-CO₂/h)となる。

表 4-2 CO₂分離・回収設備関連コストの想定

設備	項目		想定値
CO ₂ 分離・回収	設備規模		118t-CO ₂ /h
	設備費		66.67 億円
	年経費	設備固定費	6.0 億円/年
		吸収液	1.2 億円/年
		計	7.2 億円/年
	単位分離・回収規模あたりの設備費		0.92 億円/(t-CO₂/h)
熱供給用ボイラ	設備規模		127t-CO ₂ /h（蒸気量 260t-s/h に対応）
	設備費		54.22 億円
	単位分離・回収規模あたりの設備費		0.43 億円/(t-CO₂/h)
合計設備費（単位分離・回収規模あたり）			1.34 億円/(t-CO₂/h)

出所:「平成17年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」(平成18年3月)財団法人 地球環境産業技術研究機構を参考。

注:製鉄所からの例を採用。報告書では、修繕費は2.15億円/年となっているが、以下で行う蓄電池との経済性比較では修繕費は含めない。

(3) 蓄電池設備費の想定

蓄電池の設備費は、PCS (Power Conditioner System) と蓄電池セル本体から構成される。近年の価格低下傾向や将来的な見込みに基づき、各々の価格を表4-3のように想定する。

表 4-3 蓄電池システム価格の想定

PCS	4 万円/kW
蓄電池セル	2 万円/kWh

(4) エネルギー費用

2.4 と 2.5 に示したように、CO₂分離・回収に必要な電力消費量は、再エネ余剰電力から賄う想定としていることから、CN メタンの変換効率に反映されている。

“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”において、エネルギー消費量の相違点は、天然ガスと都市ガスである。天然ガス消費量はガス火力の発電電力量に依存するが、ガス火力の発電電力量は、“CNM-CHP ケース”の CHP 出力 UP 量、“蓄電池ケース”の放電量によって異なる。都市ガスは CHP 出力 UP と CO₂分離・回収によって増加するが、都市ガスの一部は、再エネ余剰から製造される CN メタンによって賄われる。表 4-4 に“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”における都市ガス需要量と天然ガス需要量を示す。“CNM-CHP ケース”では主に CHP 出力 UP によって都市ガス需要は増大するが、CN メタン製造により、従来の天然ガス由来の都市ガス需要量は蓄電池ケースよりも少なくなる。一方、ガス火力の代替量は“蓄電池ケース”の方が多いため、天然ガス需要は“CNM-CHP ケース”の方が多くなる。都市ガスと天然ガスの合計の需要量は、両ケースにおいて大きな差がないことから、エネルギー費用の差は捨象する。

表 4-4 ケース別の都市ガス・天然ガス消費量

	単位：メタン熱量換算（億 Nm ³ -CH ₄ ）				
	都市ガス需要			天然ガス需要	合計
	都市ガス需要	うち CN メタン	うち天然ガス由来	ガス火力	
対策なし	538	0	538	315	853
CNM-CHP	612	84	528	226	754
蓄電池	538	0	538	217	755

注：単位はメタン熱量換算

4.5.2. 比較分析

“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”において、エネルギー費用はほぼ同じであることから、設備費のみの比較を行う。

表 4-5 “CNM-CHP ケース”における設備費

	設備費単価	設備規模	設備費等
CO ₂ 分離・回収 (分離・回収装置+ボイラ)	1.35 億円/(t-CO ₂ /h)	1.465 万 t-CO ₂ /h	2.0 兆円
メタン製造装置 (電解+メタネーション)	136 万円/(Nm ³ -CH ₄ /h) =21.5×4+50 万円	出力：669 万 Nm ³ -CH ₄ /h 入力：12,265 万 kW	9.1 兆円
合計	—	—	11.1 兆円

“CNM-CHP ケース”の設備規模と設備費単価により算出した設備費を表 4-5 に示す。必要な設備費は合計で 11 兆円となる。一方、“蓄電池ケース”では、必要蓄電池設備規模と想定単価から、 $1.53 \text{ 億 kW} \times 4 \text{ 万円/kW} + 3.9 \text{ 億 kWh} \times 2 \text{ 万円/kWh} = 14 \text{ 兆円}$ となる（蓄電池セルが 1 万円/kWh まで低下すれば 10 兆円）。

本研究では、日本を一つの地域として分析しており、CO₂分離・回収設備、CN メタン製造設備、蓄電池が集中的に設置される状況を想定している。実際には、これらの設備は、地域別に分散的に導入されると考えられることから、規模の経済が働くと考えられる CO₂ 分離・回収設備や CN メタン製造設備のうちメタネーションの設備費は増加する可能性もある。しかしながら、ここでの経済性分析結果では、再エネ導入規模が大きい状況においては、Power to Gas である CNM-CHP の経済性が蓄電池に匹敵することが示された。

また、再エネ大規模導入を前提にすると、放電機会が限定的になるため、Power to Power 技術である蓄電池は、導入容量の増加に伴い低炭素効果が通減することから、CNM-CHP の優位性がより高まるとも考えられる。

4.6. エネルギー収支, CO₂ 排出量

上記の分析に基づき、CO₂ 排出量が両ケースで同等となる状況におけるエネルギー収支と電源+都市ガスからの CO₂ 排出量を図 4-7 に示す。“蓄電池ケース”では“CNM-CHP ケース”と比べて、出力抑制（捨電）が多い（図 4-7 左図）。これは、蓄電池容量（kWh）の制約で、充電が限定されるためである。一方、“CNM-CHP ケース”の場合は CO₂ の毎時の利用可能性によってどの程度の再エネ余剰電力をメタネーションに有効活用できるかという制約があるが、集約的排出 CO₂ 量の制約は比較的少ないことから（図 3-1 参照）捨電も少ない。一方で、CN メタンの製造から利用までの変換効率（CO₂ 分離・回収・水素製造・メタネーション・CHP 発電＝33%。ただし、排熱回収効率を含むと約 50%）が蓄電池の充放電効率（76%：自己放電ロスを含む）に劣ることから、変換ロスが大きいことがわかる。

両ケース間において、再エネ余剰電力の捨電による損失量とエネルギー変換による損失量が相殺され、合計損失は、“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”でそれぞれ 1,166 億 kWh、1,106 億 kWh と大きな差はない（太陽光+風力の発電電力量 5,349 億 kWh のうち、系統に直接吸収されるのは 2,972 億 kWh、揚水出力が 448 億 kWh、揚水ロスが 192 億 kWh であり、余剰電力は 1,737 億 kWh）。

また、CHP 供給余力の制約により、“CNM-CHP ケース”の CHP 出力 UP（“CHP_UP”）は 571 億 kWh であるが、“蓄電池ケース”の放電（蓄電池 out）は 631 億 kWh と、火力発電代替効果大きい。一方、“CNM-CHP ケース”の場合は、CHP 排熱利用による都市ガス消費量の削減効果、CN メタンによる都市ガスの低炭素化効果がある。CO₂ 排出量（図 4-7 右図）を見ると、この状況が分かる。ガス火力からの CO₂ 排出量は若干大きいものの、14% の CN メタン化により都市ガスからの CO₂ 排出量が削減されていることがわかる。

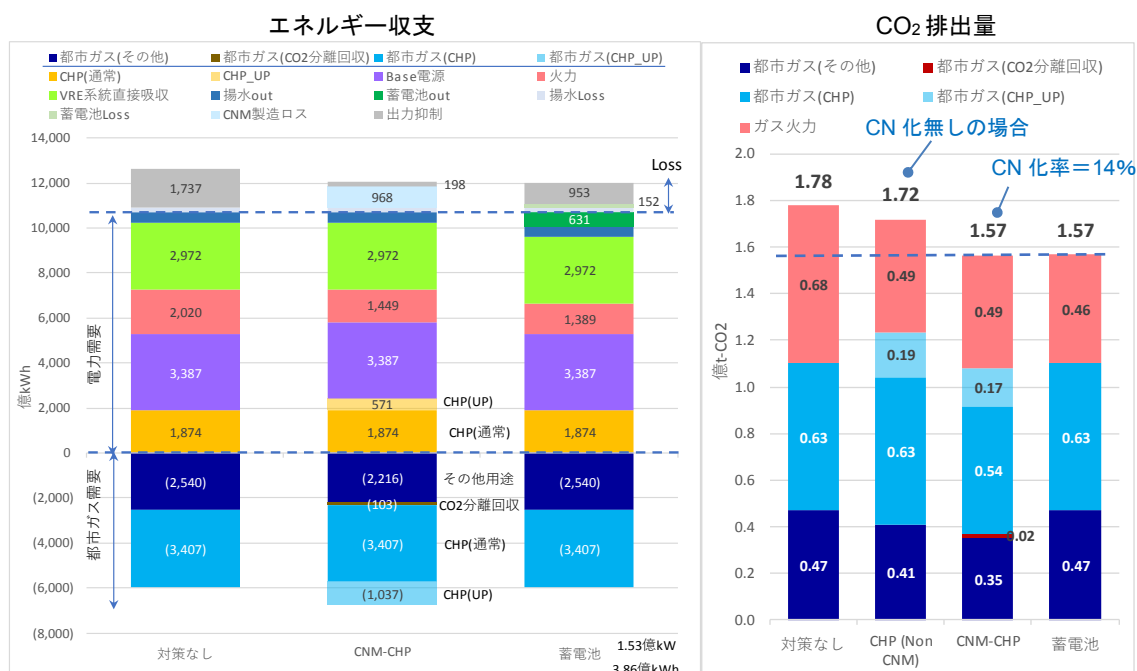


図 4-7 電源+都市ガスのエネルギー収支と CO₂ 排出量

注：“対策なし”は、余剰電力は出力抑制して捨電することを指す。“蓄電池 Loss”は充放電損失と自己放電損失の和。なお、ガスの CHP 消費量と電力の CHP のダブルカウントには注意

5. まとめ

本研究では、再エネ余剰電力から製造するカーボンニュートラルメタン（CN メタン）を都市ガスに混合することで都市ガスの低炭素化を図りつつ、既導入の CHP（Combined Heat and Power：コジェネ）の供給余力を活用した出力 UP（下げ DR に相当）運転を行うことで再エネの出力変動緩和を行うモデル（CNM-CHP）の評価を行った。分析構造と結果の解釈の単純化のため、仮想的に日本を単一地域とした電源構成モデルによる分析を行い、以下のことが明らかになった。

[CN メタンの CHP 利用による効果]

- ・ CHP の将来的な導入規模 0.34 億 kW（業務・産業用 3,000 万 kW、家庭用燃料電池 530 万台）を前提にすると、CHP の通常の熱電併給運転による年間発電電力量は 1,870 億 kWh であるが、1,090 億 kWh の供給余力がある。太陽光 1 億 + 風力 0.3 億 kW 導入では年間で 980 億 kWh の CHP 出力 UP が可能であるが、再エネ導入規模の拡大に伴い、電力系統側で CHP 出力 UP 運転を受入れる余地が狭まり、太陽光 3 億 + 風力 1 億 kW では 570 億 kWh、太陽光 5 億 + 風力 3 億では 160 億 kWh にまで減少する。
- ・ 一方で、再エネ導入規模の拡大に伴い余剰電力量が増加し、製造可能な CN メタンの量も増大する。太陽光 1 億 + 風力 0.3 億 kW では CN メタン製造量は 1 億 Nm³-CH₄ に過ぎないが、太陽光 3 億 kW + 風力 1 億 kW では 84 億 Nm³-CH₄、太陽光 5 億 kW + 風力 3 億

kW まで拡大すると現在の都市ガスのメタン熱量換算量 397 億 Nm³-CH₄ の 57% に相当する 225 億 Nm³-CH₄ にまで達する。

- ・ つまり、再エネ導入規模の拡大に伴い CHP 出力 UP の余地が小さくなるが、CN メタン製造量は増加するというトレードオフの関係が生じる。しかしながら、CHP 出力 UP の余地が小さくなくても、CN メタンは CHP 以外の他の都市ガス用途にも利用できるというメリットがある。
- ・ 例えば、太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW の場合、CNM-CHP の電源と都市ガスからの CO₂ 排出量は 1.57 億 t-CO₂ であり、無対策の場合と比べて、現在の都市ガスからの CO₂ 排出量の 25% に相当する 0.21 億 t-CO₂ の削減効果が得られる。太陽光 5 億 kW+風力 3 億 kW の導入規模になると、CN メタンが CHP 以外の他の都市ガス用途に大量に利用され、CO₂ 排出量は無対策の 1.48 億 t-CO₂ から 1.06 億 t-CO₂ にまで大幅に削減される。

[CN メタンの CHP 利用の経済性]

- ・ 経済性分析の比較対象は長周期用途に利用される蓄電池とした。太陽光 3 億 kW+風力 1 億 kW のケースで CHP が 0.34 億 kW 導入されている状況を前提にして、“CNM-CHP ケース”では導入 CHP を活用するが、“蓄電池ケース”では導入 CHP はマストランで、追加的に蓄電池を導入して再エネの出力変動緩和を行うものと想定した。
- ・ 電力+都市ガスからの CO₂ 排出量が“CNM-CHP ケース”と“蓄電池ケース”で同水準となる場合の設備規模を特定すると、CN メタン製造システムは、CO₂ 分離・回収設備が 1.46 万 t-CO₂/h、CN メタン製造装置が入力電力ベースで 1.23 億 kW、蓄電池は蓄電容量が 3.9 億 kWh（入出力容量は 1.53 億 kW）となった。前者の設備費は 11 兆円、後者は 10 兆~14 兆円と、ほぼ同水準であることがわかった。

一般に、再エネの長周期の出力変動緩和には、近年価格が急激に減少している蓄電池が期待されつつあるが、再エネの導入規模が増大すると放電機会が限定的になることから、蓄電池容量を拡大しても電源の低炭素化効果が薄れていく。これは、電力系統という閉鎖系において再エネの大規模導入を考える Power to Power の限界を示している。

一方、Power to Gas は、再エネ余剰電力を電力系統から都市ガスや運輸部門に流す一方通行の概念であり（Sector Coupling）、Power to Power に特有の限界を超えて、エネルギーシステム全体でより大規模の再エネを受け入れつつ低炭素化を図ることができる。Power to Gas の中では、水素と異なり CN メタンには既存都市ガスインフラを活用できるという経済的メリットがある。また、分散型資源である CHP には VPP（Virtual Power Plant）として系統安定化のために、その供給余力の活用が期待されているが、CN メタンを利用することで、CHP からの供給余力の低炭素化を図ることができる利点がある。

CN メタンの社会実装のためには、水電解やメタネーションのコスト削減や製造効率の向上が求められる。現在メタネーション技術の主流であるサバティエ反応のみならず、研究段

階ではあるが、変換効率の高い SOEC 共電解やバイオリクターなどの技術も検討すべき課題である。また、CN メタンの経済性向上には再エネコストの削減が大前提であり、本研究では検討の対象外であった、海外における安価な再エネを利用した CN メタンの製造、日本への輸入というオプションも考えられる。このオプションの場合、CN メタンの輸入に既存の LNG サプライチェーンを活用できるというメリットもある。

CN メタンには技術的に検討すべき余地はあるものの、本研究で示したように、エネルギーシステムの低炭素化に向けた貢献度は大きい。現在の都市ガスインフラには、ガスパイプライン、サテライト基地、ガス製造所という巨大なエネルギー貯蔵施設、並びに CHP という放電設備が既に備わっており、再エネ充電設備として機能する CN メタン製造システムのみを追加すれば、電力のみならず都市ガス全体の低炭素化を図るとともに、低炭素な再エネ出力変動緩和に資することもできる。

参考文献

- [1] 一般社団法人 日本ガス協会 “都市ガス・天然ガスを活用した長期地球温暖化対策への貢献の絵姿” (<https://www.gas.or.jp/kouken/>)
- [2] 柴田, 木村, “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–”, 日本エネルギー経済研究所, 2018 年 2 月
- [3] 柴田, “カーボンニュートラルメタンのポテンシャルと経済性 –PtG と CCU の活用–”, 第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 2019 年 1 月
- [4] NEDO 「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」, 日立造船
- [5] NEDO 「石炭火力発電所から排出される CO₂ の有効利用技術開発」, IAE, RITE, 国際石油開発帝石, JFE スチール, 日立造船
- [6] CCR 研究会 <https://ccr-tech.org/>
- [7] 環境省: 二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業「清掃工場から回収した二酸化炭素の資源化による炭素循環モデルの構築実証」, 日立造船, エックス都市研究所
- [8] 山本、住吉、”スマートタウンにおける HEMS データを用いた家庭用燃料電池の実態分析”、日本建築学会技術報告書 第 24 巻 第 57 号 727-732、2018 年 6 月
- [9] 山本、”ライフスタイルの違いが家庭用燃料電池の省エネルギー効果に与える影響”、九州大学博士論文、2018/1
- [10] 岡本, 中村, 業務用コージェネレーション設備 の性能評価手法高度化に向けた調査, その 1 導入 状況および 状況および 運転状況等の把握のためのアンケート調査
- [11] 「平成 17 年度 二酸化炭素固定化・有効利用技術等対策事業 二酸化炭素地中貯留技術研究開発 成果報告書」(平成 18 年 3 月) 財団法人 地球環境産業技術研究機構