

地域におけるエネルギーシステムの 最適化に関する調査研究

— 報告書 —



2020年4月

公益財団法人 中部圏社会経済研究所

―地域におけるエネルギーシステムの最適化に関する調査研究―

はじめに

2018年10月に発行された国連の気候変動に関する政府間パネル（IPCC）の特別報告書（以下、「1.5°C特別報告書」）では、現在のペースで排出が続いた場合、2040年代にパリ協定の目標である世界の平均気温上昇を1.5°C未満に抑えることは困難となるため、一層の省エネや再生可能エネルギーの大量導入などによるCO₂の大幅な削減が、国際的にはもちろん、国・地域レベルなどのあらゆる局面において必要との指摘がなされている。また、2019年6月に閣議決定された「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」では、2030年に温室効果ガスの26%削減、2050年に80%を削減する計画になっており、2018年7月に閣議決定された「第5次エネルギー基本計画」に定める「2050年に向けた温室効果ガス80%削減に向けた野心的な複線シナリオ」などの実行も含めて、目標達成には革新的な技術開発に加え、社会構造などあらゆる面でのイノベーションが必要な状況にある。

このように、長期的な脱炭素化の流れが加速する中で、ここ中部圏においても変動性の再生可能エネルギーや未利用資源を活用した地産・地消のエネルギーシステムに関する社会実装や、ITを活用した仮想発電所（Virtual Power Plant、以下、「VPP」）による再生可能エネルギーなどの電力需給バランス調整の実証など様々な取り組みが行われており、今後再生可能エネルギーの大量導入による当地域内のエネルギー需給の安定化や持続可能な利用方法、各部門におけるCO₂排出量の大幅な削減の可能性検討など、脱炭素化に向けたこれらの課題解決を、産官学連携のもと強力に推進していく必要がある。

そこで、2018年度から当財団内に「エネルギーシステム最適化検討研究会」を立ち上げ、2年間で6回の研究会を開催し、委員間の情報交換や情報収集、エネルギー需給に関する最新の情勢や最新の利用設備の調査、中部圏における太陽光発電（以下、「PV」）や風力発電の大量導入の可能性などを検討するとともに、中部圏における2050年をターゲットにした将来のエネルギー需給モデル等について検討を行った。

本報告書では、第一編でエネルギーを取り巻く情勢と課題、最新のエネルギー及び環境関連技術等について概観すると共に、第二編ではこれらの調査結果を踏まえ、中部エリアにおける2050年のエネルギー需給評価プラットフォーム（シミュレーションモデル）を構築するとともに、構築したエネルギー需給評価プラットフォームを用いて、当地域における2050年のエネルギー需給について、PVの有効利用方策やCO₂排出量への影響などを考察した。

今回の調査研究成果が、産官学連携による地域毎の最適なエネルギーシステム構築の一助になると共に、中部圏の脱炭素社会の実現に向けた革新的な社会実装の取り組みの加速につながることを期待している。

2020年4月

公益財団法人 中部圏社会経済研究所

「エネルギーシステム最適化検討研究会委員（敬称略、順不動）」

座長

名古屋大学未来材料・システム研究所 教授

加藤 丈佳

委員

名古屋大学未来材料・システム研究所 教授

林 希一郎

三重大学工学研究科機械工学専攻 准教授

西村 顕

大阪経済法科大学経営学部 教授

水野 清

名古屋大学未来材料・システム研究所 助教

今中 政輝

東邦ガス株式会社 CSR 環境部 次長^{*1}

足立 宗喜（第1回～4回）

東邦ガス株式会社 CSR 環境部 マネジャー

浅井 広志（第5回～6回）

中部電力株式会社コーポレート本部事業戦略室新成長領域推進グループ長 部長^{*1}

曾山 豊（第1回～3回）

中部電力株式会社事業創造本部社会インフラユニット長 部長

肥田 光生（第4回～6回）

*1:所属、役職等については研究会参加時を記載

事務局 公益財団法人中部圏社会経済研究所 企画調査部長

加藤 啓

「地域におけるエネルギーシステムの最適化に関する調査研究」

－報告書 目次－

はじめに：

第一編：エネルギー問題を取り巻く情勢と課題 －2050年に向けた需給ビジョン－

第1章：エネルギー需給の現状と2050年に向けた課題	・・・・・・・・1
1-1：温暖化問題に対する国内外の動向	・・・・・・・・1
1-2：持続可能なエネルギー需給の将来像とSDGs	・・・・・・・・3
1-3：わが国のエネルギー需給動向	・・・・・・・・4
1-4：わが国の温室効果ガスの排出状況	・・・・・・・・5
1-5：わが国のエネルギー政策動向と2050年に向けた課題	・・・・・・・・6
1-6：2050年に向けた長期戦略と課題、将来展望	・・・・・・・・9
1-7：2050年のエネルギー需給	・・・・・・・・17
第2章：最新の実証サイト、先行研究等の調査結果	・・・・・・・・19
2-1：システム開発に関する最新の取り組み	・・・・・・・・19
2-1-1：石炭ガス化燃料電池複合発電+CO ₂ 分離・回収技術 －大崎クールジェン株式会社	・・・・・・・・19
2-1-2：バーチャルパワープラント（VPP）の実証等に関する取り組み －豊田市つながる社会実証推進協議会	・・・・・・・・28
2-1-3：電化とデマンドレスポンスの実事業化の取り組み －宮古島市、株式会社ネクステムズ、株式会社宮古島未来エネルギー	・・・・・・・・34
2-2：エネルギー需給評価プラットフォーム構築に関する先行研究	・・・・・・・・40
2-2-1：エネルギーエンドユースモデルを用いたエネルギー需給の推計手法： －大阪大学	・・・・・・・・40
2-2-2：家庭用のPV-EV評価システム（家計における経済性・環境性評価モデル）： －東京大学	・・・・・・・・44

第二編：地域におけるエネルギーシステムの最適化に関する調査研究

本研究の背景・目的、目次	・・・・・・・・47
--------------	------------

第 1 章：エネルギー需給評価プラットフォームの構築	48
1-1：プラットフォームの概要	48
1-2：使用データ	50
1-3：各項目の計算方法	51
1-4：電力・燃料需要計算の妥当性	62
第 2 章：検討例 太陽光発電の有効利用方策と CO ₂ 排出量への影響	65
2-1：検討内容と想定シナリオ	65
2-2：各配電エリアの電力需給	73
2-3：中部エリア全体の電力・エネルギー需給	78
2-4：各市区町村の電力・エネルギー需給	85
第 3 章：まとめ	91

おわりに：

[第一編]

第一編 エネルギーを取り巻く情勢と課題－2050年に向けた需給ビジョン－

IPCCの「1.5°C特別報告書」では、長期シナリオを策定するに当たり以下の2つの重要な指摘がなされている。

- ◇「人為的な活動による世界全体の平均気温の上昇は2017年時点で約1.0°Cとなっており、現在の度合いで温暖化が進行すれば2030～52年の間に1.5°Cに達する可能性が高い」
- ◇「産業革命以前から現在までに人為的に排出された温室効果ガスによる温暖化は、数百年から数千年にわたって持続し、これに起因する長期的変化（海面上昇など）が高い確度で続く」

従って、地球環境を保全しつつ安定的なエネルギー需給を確保していくためには、エネルギー利用効率の飛躍的な向上（省エネルギー）と、CO₂をできるだけ排出しない再生可能エネルギー（ゼロエミッションエネルギー）の大量導入などエネルギー源の脱炭素化という2つの取り組みが重要となる。

そこで、まず初めに2050年に向けた中部圏のエネルギー需給のあるべき姿と将来像を描くために、国内外や中部圏のエネルギー需給量やCO₂排出動向、持続可能な社会の実現に向けて現在どのような政策が実行されているのか、脱炭素社会の実現につながる革新的な技術の現状や実用化に向けたレベルはどうなっているのかなど、エネルギーや環境問題を取り巻く現状と将来展望等について整理した。

第1章：エネルギー需給の現状と2050年に向けた課題

1-1. 温暖化問題に対する国内外の動向

気候変動が一因と考えられる異常気象が世界各地で頻発している。IPCCの特別報告書などでは、人間活動の規模が拡大し地球が限界点を超えようとしているためであるとの指摘もあり、世界全体で気候変動対策を進めることが喫緊の課題となっている。また、わが国においても、2018年に「平成30年7月豪雨」や「国内観測史上最高気温を更新した猛暑」に見舞われるなど、気候変動が一因と考えられる災害により大きな経済的負担が生じている。

2015年12月には、IPCCが提供する気候変動に関する科学的知見も踏まえ、第21回国際連合気候変動枠組条約締約国会議（COP21）で「パリ協定」が採択され、2016年11月に発効した。「パリ協定」では、「世界全体の平均気温の上昇を、工業化以前よりも2°C高い水準を十分に下回るものに抑えるとともに、1.5°C高い水準までに制限するための努力を継続すること。このために、今世紀後半に温室効果ガスの人為的な発生源による排出量と吸収源による除去量との間の均衡（世界全体でのカーボンニュートラル）を達成することを目指す。全ての締約国は、各国の異なる事情に照らした共通に有しているが差異のある責任及び各国の能力を考慮しつつ、温室効果ガスについて低排出型の発展のための長期的な戦略を立案及び通報するよう努力すべき」などと定められており、これ以降、気候変動に関する世界の認識は大きく変わりつつある。

ビジネスの世界においてもその動きは顕著であり、事業活動に必要なエネルギーを100%再生可能エネルギーで賄う「RE100プロジェクト」には、2019年12月末現在で既に世界の216社が加盟しており、日本からは2019年6月末現在で19社が参加している。

株式会社リコー、積水ハウス株式会社、アスクル株式会社、大和ハウス工業株式会社、ワタミ株式会社、イオン株式会社、城南信用金庫、株式会社丸井グループ、富士通株式会社、株式会社エンビプロ・ホールディングス、ソニー株式会社、芙蓉総合リース株式会社、コープさっぽろ、戸田建設株式会社、コニカミノルタ株式会社、大東建託株式会社、株式会社野村総合研究所、東急不動産株式会社、富士フイルムホールディングス株式会社

また、電力、都市ガス、石油などの国内の大手エネルギー会社も、「脱炭素化」に向けたビジネスモデルの転換を進めており、2019 年 11 月に東京ガス株式会社は、国内のエネルギー業界としては初めて「CO₂ ネット・ゼロ（排出と吸収の均衡）」方針を打ち出し、再生可能エネルギーによる電源拡大などの「排出ゼロ」と、コージェネレーションを用いた再生可能エネルギーの稼働調整や CO₂ 回収・利用・貯留技術（以下 CCUS）、海外での削減貢献の「差し引きゼロ」の 2 つのアプローチでネット・ゼロにする長期計画を表明している。

図表 1-1 主要なエネルギー企業の再生可能エネルギー導入に向けた取り組み

会社名	取り組み内容
東京電力 HD 株式会社	2030 年までに再エネ電源 500 万 kW
関西電力株式会社	2030 年代までに新規開発 200 万 kW 以上
中部電力株式会社	2030 年までに新規開発 200 万 kW
株式会社 JERA	2025 年度までに 500 万 kW に拡大
東京ガス株式会社	2030 年までに再エネ電源取扱量 500 万 kW
大阪ガス株式会社	2030 年度の目標を 100 万 kW から 200 万 kW に拡大
JXTG-HD 株式会社	洋上風力や地熱発電など大型再エネ事業に注力する
出光興産株式会社	2030 年までに再エネの総電源開発量を累計で 400 万 kW に拡大
コスモエネルギーHD 株式会社	2022 年度末に陸上風力を 40 万 kW 導入

（出典：各社 HP、報道発表資料等）

また、温室効果ガスを排出しないゼロエミッションを志向する企業や今後速やかに脱炭素化に移行していける企業かどうかはその企業の評価や価値を左右する重要な要素となっており、もはや気候変動対策は企業にとってコストではなく、競争力の源泉となりつつある。また、金融分野では、環境（Environment）・社会（Social）・企業統治（Governance）を重視する ESG 投資の視点から、企業の環境面への取り組みを投資の判断基準の一つとして捉える動きが拡大しており、実際にダイベストメント（化石燃料、とりわけ石炭火力関連資産からの資金の引き揚げ）の事例が、世界的に主流になりつつある。

気候変動問題は、一国に閉じた問題ではなく、地球規模の課題である。「パリ協定」の理念とも合致するよう、世界全体での温室効果ガス排出削減が必要であり、特に工業製品の質やものづくりの水準の高さで世界的に信頼される中部地域が、先頭に立って長期戦略を実践及び発信し、世界に貢献していくことが重要となってきた。

1—2. 持続可能なエネルギー需給の将来像と SDGs

SDGs とは、2015年9月に国連において、193の加盟国の全会一致で採択された「持続可能な開発目標（Sustainable Development Goals）」のことであり、環境、教育、エネルギー、まちづくりなど国際社会が抱える様々な問題を解決し世界全体で2030年を目指して明るい未来を作るための17のゴールと169のターゲットで構成されており、先進国も途上国も全ての国が関わって解決していく国際目標とされている。SDGsの根幹にある持続可能な開発とは、「将来世代のニーズを損なわずに現代世代のニーズを満たす開発」とされており、2030アジェンダでは目標達成に向けて、地球上の「誰一人取り残さない（leave no one behind）」ことを明確に掲げている。

日本においても、2015年にSDGsが採択された後、2016年5月に内閣総理大臣を本部長とする「SDGs推進本部」が設置され、同年12月に日本の取組みの指針となる「SDGs実施指針」が策定された。また、2019年12月には「SDGs実施指針」が改訂されるとともにSDGs推進のための「SDGsアクションプラン2020」が決定されるなど、国を挙げて推進・啓発が強化されている。従って、世界が目指すSDGsの大きな枠組みの中で、持続可能なエネルギー需給の将来像を検討していくことは、この169のターゲットの目標達成に係る重要事項である。

SDGsの17項目の目標は、以下のとおりである。

- (1) 貧困をなくそう。
- (2) 飢餓をゼロに。
- (3) すべての人に健康と福祉を。
- (4) 質の高い教育をみんなに。
- (5) ジェンダー平等を実現しよう。
- (6) 安全な水とトイレを世界中に。
- (7) エネルギーをみんなに そしてクリーンに。
- (8) 働きがいも経済成長も。
- (9) 産業と技術革新の基盤をつくろう。
- (10) 人や国の不平等をなくそう。
- (11) 住み続けられるまちづくりを。
- (12) つくる責任 つかう責任。
- (13) 気候変動に具体的な対策を。
- (14) 海の豊かさを守ろう。
- (15) 陸の豊かさも守ろう。
- (16) 平和と公正をすべての人に。
- (17) パートナリシップで目標を達成しよう。



図表 1-2 持続可能な開発目標（SDGs）

また、169 のターゲットについては、例えば本研究会と一番関係の深い「(7) エネルギーをみんなにそしてクリーンに」では、

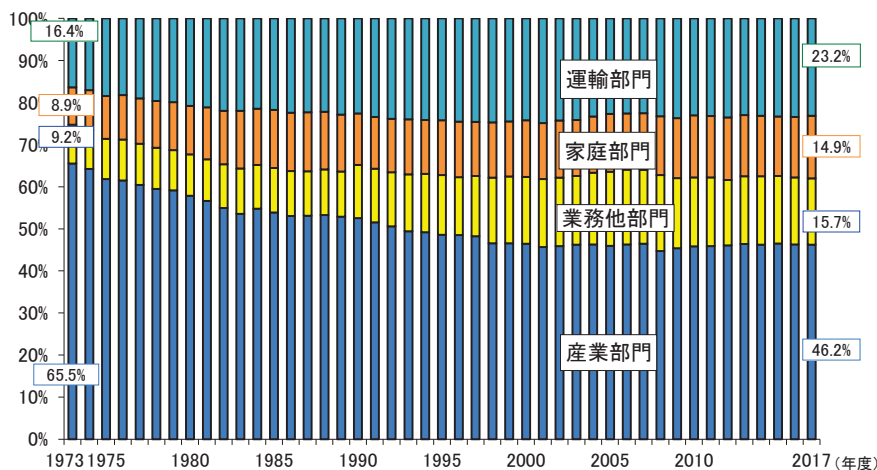
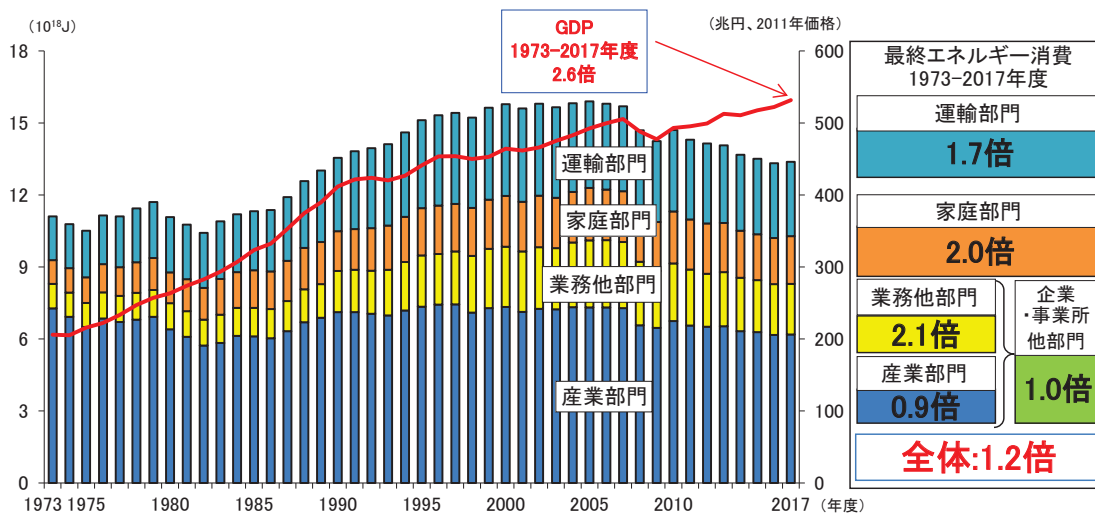
- 7.1 : 2030 年までに、安価かつ信頼できる現代的エネルギーサービスへの普遍的アクセスを確保する。
- 7.2 : 2030 年までに、世界のエネルギーミックスにおける再生可能エネルギーの割合を大幅に拡大させる。
- 7.3 : 2030 年までに、世界全体のエネルギー効率の改善率を倍増させる。
- 7.a : 2030 年までに、再生可能エネルギー、エネルギー効率及び先進的かつ環境負荷の低い化石燃料技術などのクリーンエネルギーの研究及び技術へのアクセスを促進するための国際協力を強化し、エネルギー関連インフラとクリーンエネルギー技術への投資を促進する。
- 7.b : 2030 年までに、各々の支援プログラムに沿って開発途上国、特に後発開発途上国及び小島嶼開発途上国、内陸開発途上国の全ての人々に現代的で持続可能なエネルギーサービスを供給できるよう、インフラ拡大と技術向上を行う。

などと定められており、数目標に関しては国連ハイレベル政策フォーラム（HLPF : High Level Political Forum）の中で、定期的にモニタリングしていくことになっている。

1-3. わが国のエネルギー需給動向

経済産業省が公表している「平成 30 年度エネルギーに関する年次報告書（エネルギー白書 2019）」によれば、わが国の最終エネルギー消費は 2005 年度をピークに減少しており、2011 年度からは東日本大震災以降の節電意識の高まりなどによりさらに減少が進んだが、2017 年度以降は実質 GDP が 2016 年度より 1.9%増加したことに加え、前年度より厳冬で暖房需要が伸びたことから、最終エネルギー消費は 7 年ぶりに増加（0.4%）となった。部門別にエネルギー消費動向を見ると、1973 年度から 2017 年度までの伸びは、産業部門が 0.9 倍、業務他部門が 2.1 倍、家庭部門が 2.0 倍、運輸部門が 1.7 倍などとなっている。

2017 年度 of 最終エネルギー消費の部門別構成は、産業部門が 46.2%、業務他部門が 15.7%、家庭部門が 14.9%、運輸部門が 23.2%となっている。この数値を統計が存在する 1973 年当時と比較してみると、産業部門が 20%弱低下しているのに対して、業務他部門は 7%弱、家庭部門は 6%、運輸部門は約 7%上昇しており、産業用部門に比べて業務他部門、家庭部門及び運輸部門にはまだ省エネの余地が残されているとも言える。



(注1) J(ジュール)=エネルギーの大きさを示す指標の一つで、1MJ=0.0258×10⁻³原油換算kl。
 (注2)「総合エネルギー統計」は、1990年度以降の数値について算出方法が変更されている。
 (注3)産業部門は農林水産鉱建設業と製造業の合計。
 (注4)1993年度以前のGDPは日本エネルギー経済研究所推計。

図表 1-3 最終エネルギー消費の推移 (出典：経済産業省「エネルギー白書 2019」)

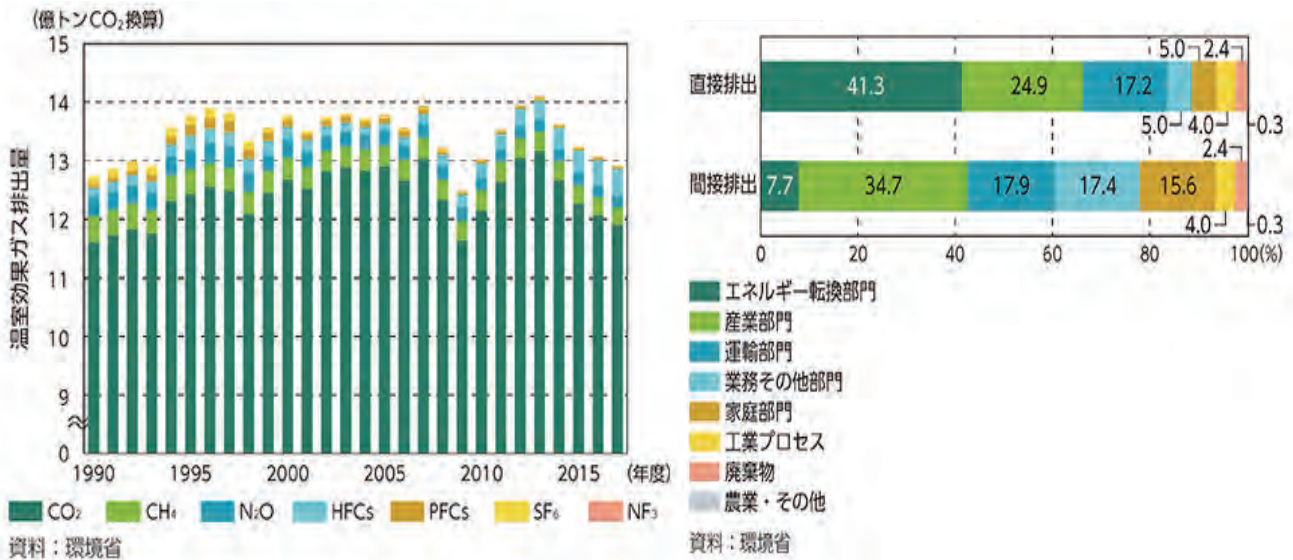
1-4. わが国の温室効果ガスの排出状況

環境省がまとめた温室効果ガスの排出量データによれば、2017年度の温室効果ガスの総排出量は約12億9,200万トンCO₂、前年度の2016年度は13億800万トンCO₂であった。再生可能エネルギーの導入拡大や原発の再稼働に伴うエネルギー起源のCO₂排出量の削減に伴い前年度の2016年度比1.2%減少、2005年度(13億8,200万トンCO₂)と比べて6.5%減少しており、総排出量は2014年度以降4年連続で減少している。

温室効果ガス毎に見てみると、2017年度のCO₂排出量は11億9,000万トンCO₂(2013年度比9.6%減少)であった。その内訳を部門別に見ると、産業部門からの排出量は4億1,300万トンCO₂、業務その他部門からの排出量は2億700万トンCO₂、家庭部門からの排出量は1億8,600万トンCO₂、運輸部門からの排出量は2億1,300万トンCO₂などとなっている。

CO₂排出量については、エネルギー起源のCO₂排出量は11億1,100万トンCO₂で、前年度からは

微減となっている。また、わが国の温室効果ガス排出量のうち、エネルギー起源CO₂が占める割合は約9割となっており、温室効果ガス排出の大幅削減を実現する上でエネルギー部門の対応は極めて重要となる。エネルギー起源CO₂排出削減の現状は、2013年度の排出量は12.4億トン、2017年度の排出量が11.1億トン程度であり、年0.3億トン程度の割合で削減が進んでいる。エネルギー供給における低炭素化（電力供給における非化石電源比率の引上げ、電化率の向上、化石燃料利用における低炭素燃料への転換等）と省エネルギー（エネルギー消費効率の向上）が一層推進されている結果ともいえる。

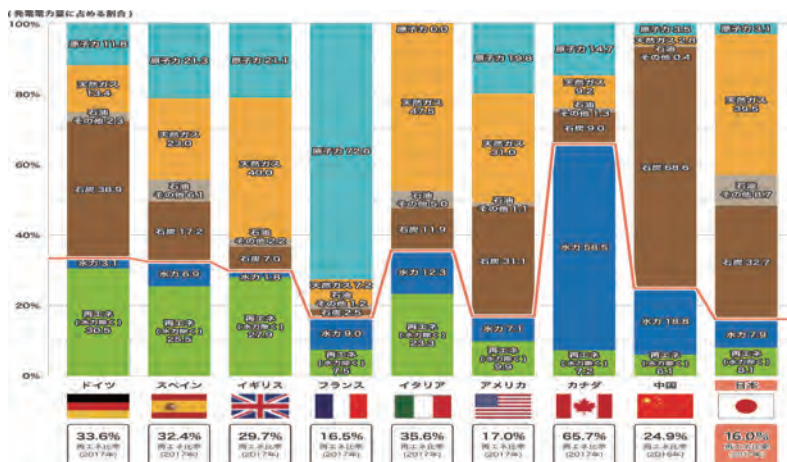


図表 1-4 日本の温室効果ガス排出量の推移と部門別内訳（出展：環境省「令和元年度環境白書」）

1-5. わが国のエネルギー政策動向と2050年に向けた課題

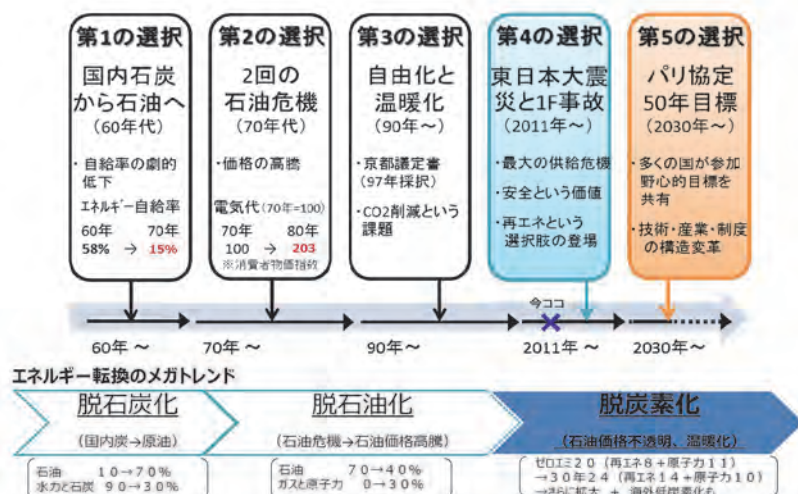
ここまで、わが国のエネルギー需給動向や温室効果ガスの排出動向を見てきたが、2050年に向けて温室効果ガスの大幅な削減を達成するには、エネルギー選択のトレンドとして「脱炭素化」、すなわち再生可能エネルギーの最大限の活用が鍵となる。

わが国の2017年度の発電電力量に占める水力発電も含めた再生可能エネルギーの比率は約16%（水力を除くと8.1%）となっており、ドイツやイギリスなどの主要国と比較しても大きく後れを取っている状況である。



図表 1-5 主要OECD諸国の発電電力量に占める再生可能エネルギー比率（出展：経済産業省「2019-日本が抱えているエネルギー問題」）

2050 年に向けて温室効果ガスの大幅な削減を達成するには、再生可能エネルギーを最大限活用することが求められている。

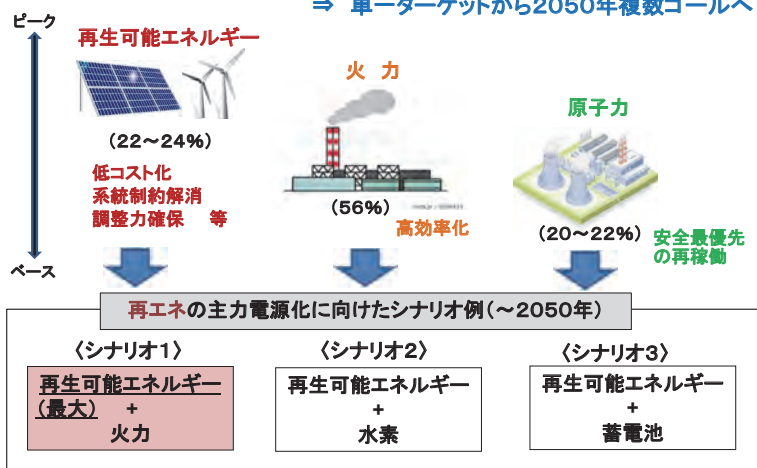


図表 1-6 エネルギー第 5 の選択
(出典：経済産業省「エネルギー情勢懇談会（第 9 回）」提言資料)

このような状況の中で、中長期のエネルギー政策を決める上で議論のベースとなる「第 5 次エネルギー基本計画」が 2018 年 7 月に閣議決定された。3S+E（経済性・環境性・安定性 + 安全性）の追求や、「パリ協定」の発効を強く意識して、2050 年温室効果ガス 80%削減に向けて大幅なエネルギー転換・脱炭素化に向けた挑戦をしていくことなどが明記されており、特に再生可能エネルギー政策の方向性として、初めて「再生可能エネルギーの主力電源化を目指す」ことが明記された。

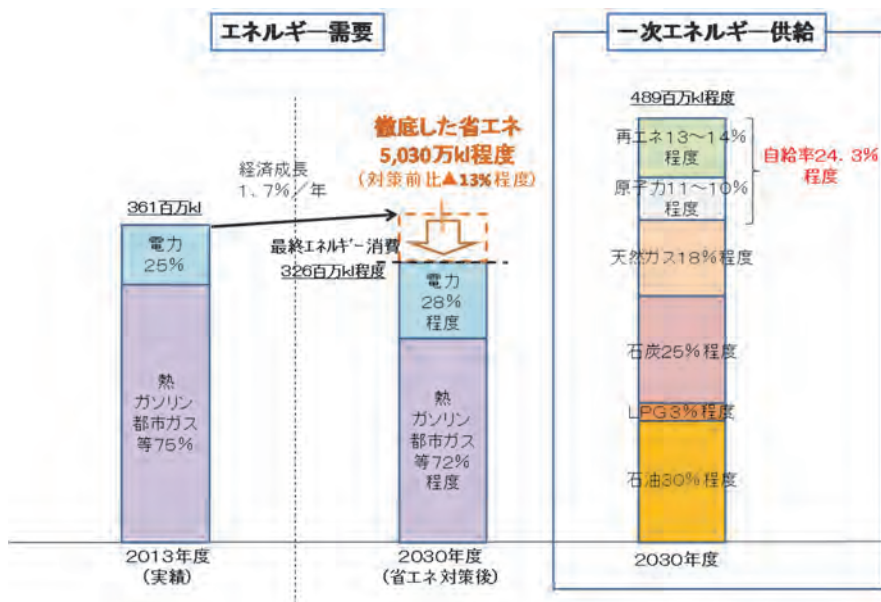
また、今回のエネルギー基本計画では、2030 年の目標に加え、2050 年までのシナリオが盛り込まれている。脱炭素化に向けた戦略として複数のシナリオが示されているが、2030 年までは現行計画を維持しつつ、それ以降は水素や蓄電池など多様な革新技术の創出を促して実現するなど、脱炭素化のシナリオを複数用意して技術開発競争を喚起しつつ、長期的な情勢の変化に対応できる電源構成を目指す内容となっている。

【第5次エネルギー基本計画】⇒「再生可能エネルギー」が主力電源化！
⇒ 単一ターゲットから2050年複数ゴールへ！！



図表 1-7 第5次エネルギー基本計画の概要
(出典：経済産業省の資料をもとに作成)

その一方で、「第5次エネルギー基本計画」における再生可能エネルギーの導入見込み「2030年に再エネ電源22～24%」は、2015年に決定された「長期エネルギー需給見通し」を追認したものであり、ここ数年来で進む再エネ電源の劇的なコスト低減を反映したものではない。民間シンクタンクが2015年にまとめた予測では、再エネ電源の大幅なコストダウンや、再エネ電源の出力変動のリスクを解消できる水素や蓄電池技術の進展などにより、「2030年の再エネ電源比率は30%を超える」といった予測もあり、再生可能エネルギーの主力電源化に期待が集まっている。



図表 1-8 2030年度の一次エネルギー供給構造
(出典：経済産業省「長期エネルギー需給見通し」)

この水準の実現に向けて、2017年4月に「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法（FIT法）等の一部を改正する法律」（以下、「改正FIT法」）が施行され、改正を踏まえた再生可能エネルギーの固定価格買取制度の運用を適切に行うとともに、今後は2050年に向

けて、再生可能エネルギーを社会に安定的に定着した主力電源としていくために、再生可能エネルギーのコスト競争力の強化、系統制約に関する課題の克服、再生可能エネルギー発電設備の高効率化・低コスト化に向けた総合的な政策を加速させていく必要がある。

1-6. 2050年に向けた長期戦略と課題、将来展望

1-6-1. 「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略：環境省」

このような状況を踏まえ、足元では2030年に向けた省エネルギーなどの取り組みの一層の深化や更なる温暖化対策に関する検討を行っていく必要がある。また、長期的に脱炭素化を実現するためには、技術革新によるブレークスルーやイノベーションが求められる。

2019年6月に閣議決定された環境省の「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」では、「わが国は最終到達点として「脱炭素社会」を掲げそれを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現していくことを目指す」、「それに向けて、2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減という長期的目標を掲げており、その実現に向けて大胆に施策に取り組む」事が明記されており、それぞれのステークホルダーが脱炭素社会の実現に向けて、以下の5つの視点で行動を起こす事が重要とされている。

①SDGsの達成：

脱炭素社会への移行において、他のSDGsとのコベネフィット（共通便益）の最大化を目指す。

②イノベーションを継続させる基盤としての「共創」：

長期的な社会変革に向けたニーズを共有し、多様な知がぶつかり合うことを繰り返すことにより、「共創」的にイノベーションを生み出し続ける。

③Society5.0との連携：

「デジタル革命と多様な人々の想像・創造力の融合によって、社会の課題を解決し、価値を創造する社会」としての「Society5.0」により、エネルギー、モビリティ、デジタル化等における分野を超えた相互作用を通じて気候変動対策に貢献する。

④地域循環共生圏：

人口減少・少子高齢化が進むわが国においては、特に地域の活力を高める成長戦略が重要である。このため、各地域が地域資源を持続可能な形で最大限活用し自立・分散型の社会を形成しつつ、より広域的なネットワークを構築し、地域における脱炭素化と環境・経済・社会の統合的向上によるSDGsの達成を図る「地域環境共生圏」の想像を目指す。

⑤課題解決先進国：

国内の都市や農山漁村を含む地域での成功モデルを発信・横展開し、「課題解決先進国」となることを目指す。

この5つの基本的な考え方（ビジョン）をベースに、各分野のビジョンと対策・施策の方向性をまとめたものを図表1-9に示す。

図表1-9 パリ協定長期成長戦略のポイント（出典：環境省「パリ協定長期成長戦略からの抜粋」）

各分野のビジョンと排出削減対策・施策の方向性	
1. エネルギー：エネルギー転換・脱炭素化を進めるため、あらゆる選択肢を追求	<ul style="list-style-type: none"> ・再エネの主力電源化 ・火力はパリ協定の長期目標と整合的にCO₂排出削減 ・CCS・CCU/カーボンリサイクルの推進 ・水素社会の実現/蓄電池/原子力/省エネ
2. 産業：脱炭素化ものづくり	<ul style="list-style-type: none"> ・CO₂フリー水素の活用（「ゼロカーボン・スチール」への挑戦等） ・CCU/バイオマスによる原料転換（人工光合成等） ・抜本的な省エネ、中長期的なフロン類の廃絶等
3. 運輸：“Well-to-Wheel Zero Emission”チャレンジへの貢献	<ul style="list-style-type: none"> ・2050年までに世界で供給する日本車について世界最高水準の環境性能を実現 ・ビッグデータ・IoT等を活用した道路・交通システム
4. 地域・暮らし：2050年までにカーボンニュートラルでレジリエントで快適な地域と暮らしを実現/地域循環共生圏の創造	<ul style="list-style-type: none"> ・可能な地域・企業等から2050年を待たずにカーボンニュートラルを実現 ・カーボンニュートラルな暮らし（住宅やオフィス等のストック平均でZEB・ZEH相当を進めるための技術開発や普及促進/ライフスタイルの転換） ・地域づくり（カーボンニュートラルな都市、農山漁村づくり）、分散型エネルギーシステムの構築

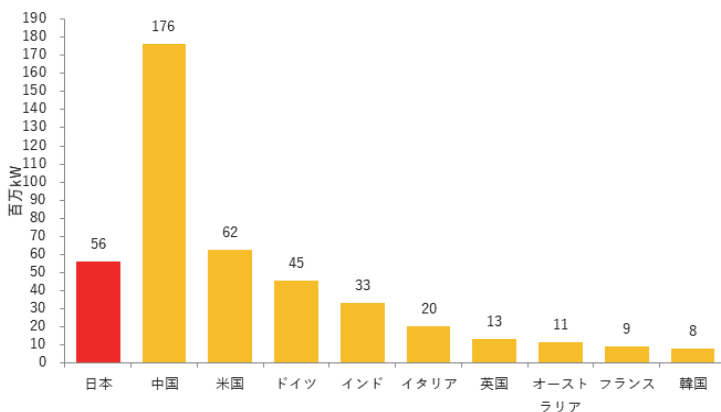
1-6-2. 各分野の対策・施策の現状と将来展望

図表 1-9 に示した各分野のビジョンと対策・施策のうち、本研究報告書の第二編「エネルギー需給評価プラットフォームの構築」において、需給評価プラットフォームに盛り込むべき新技術として、PV（太陽光発電）を中心とする再エネの主力電源化、電気自動車や蓄電池などの新しいエネルギーデバイスや資源の活用、CO₂排出量の大幅な削減に貢献するCO₂回収・貯留技術（Carbon dioxide Capture and Storage、以下「CCS」）などの活用が挙げられる。

以下、主要な将来技術について、現状と将来展望をまとめた。

①PV（太陽光発電）

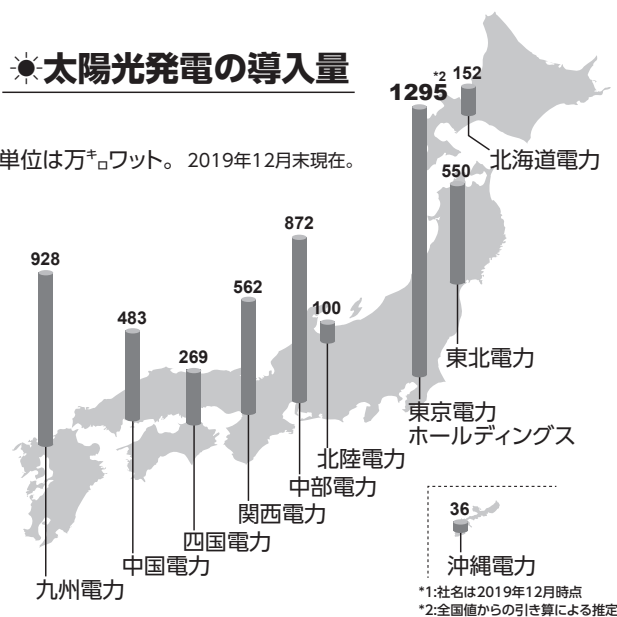
国際エネルギー機関（以下、「IEA」）が発行する、2019年度版の「世界の太陽光発電市場の導入量速報値に関する報告書（以下、「IEA-PVPS2019」）」によれば、2018年度の世界の太陽光発電システムの累積導入量は500GWを越えており、2018年度の市場規模は97.9GWであった。日本の2018年度の累積導入量は56GWであり、2018年度の市場規模は6.5GWであった。



図表 1-10 国内のPVの累積導入量（出展：IEA-PVPS2019）

太陽光発電の導入量

単位は万キロワット。2019年12月末現在。



図表1-11 国内の太陽光発電の導入量

日本においては2012年の固定価格買取制度（以下、「FIT制度」）の開始によって再生可能エネルギーの導入が急速に進み、特に太陽光発電は地域偏在性がないことや他の再生可能エネルギーに比べて発電開始までのリードタイムが短い事などから急速に導入が進んでいる。電力会社は、機器の動作不良や停電の誘発を防ぎ電力を安定的に供給するため、常に電力の供給量と需要量を同量に保つ「同時同量の原則」を維持しなければならないため、地域内の電力需要量と供給量を予測し、供給量が上回った場合は、出力を制限する措置が必要となる。特に、FIT制度により全国的に太陽光発電が急増し発電量が日中に集中する状況となったため、太陽光発電の発電量を抑制する状況となり、2018年10月に国内で初めてとなる出力抑制が九州電力管内で実施された。太陽光発電の導入の急増は全国的なものであり、今後九州以外の地域でもその蓋然性が高まってくるものと想定される。

②蓄電池

蓄電池とは、PVなどの出力が必要に対して多い時には充電モードに、少ない時には放電モードになるなど、電力の需要に応じて電気を出し入れすることができる二次電池（バッテリー）の事であり、再生可能エネルギーの普及が進むとともにその役割に期待が集まっている。特にPVは、天候等の要因により発電量にバラツキが発生し安定的に電力を供給する事が難しい特性がある他、通常の電力需要で使い切れずかつ系統側に逆潮流する事が難しい場合もある。従って、PVと蓄電池と組み合わせる事でベースロード電源に近い働きが期待でき、よりきめ細かく系統需要を制御する事ができるなどのメリットがあるため、今後バーチャルパワープラント（VPP、P13以降で詳細説明）の取り組みを推進する上で重要なエネルギーデバイスとなっている。

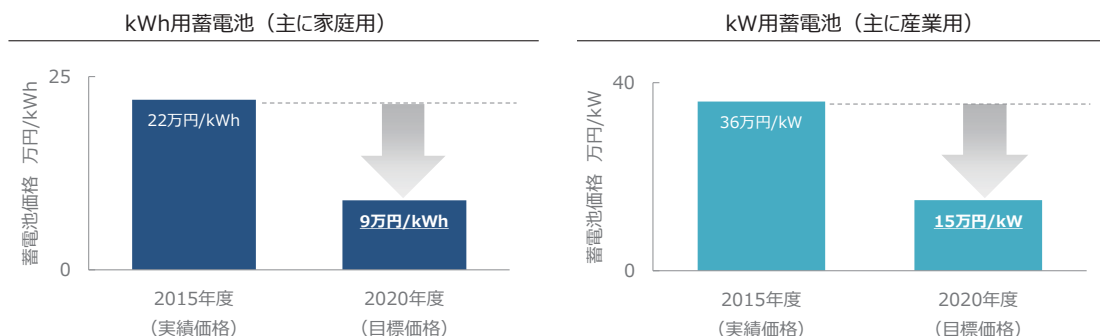
一方で、その普及に足かせとなっているのが価格である。経済産業省が2016年度に公表した「定置用蓄電池の目標価格設定」によれば、

○家庭用蓄電池：2015年度実績約22万円/kWh ⇒ 2020年度9万円/kWh以下

○産業用蓄電池：2015年度実績約36万円/kWh ⇒ 2020年度15万円/kWh以下
を目指して性能向上やコストダウン開発を進めていくことになっている。

	(2015年度) 実績価格	(2020年度) 目標価格	目標価格の考え方
kWh用蓄電池 (主に家庭用)	約22万円/kWh	9万円/kWh以下	▶ 住宅用太陽光の余剰買取期間を終了した需要家が、太陽光電気の自家消費の拡大により、15年程度で投資回収可能。
kW用蓄電池 (主に産業用)	約36万円/kW	15万円/kW以下	▶ ピークカットによる契約電力削減により、7年程度で投資回収可能。

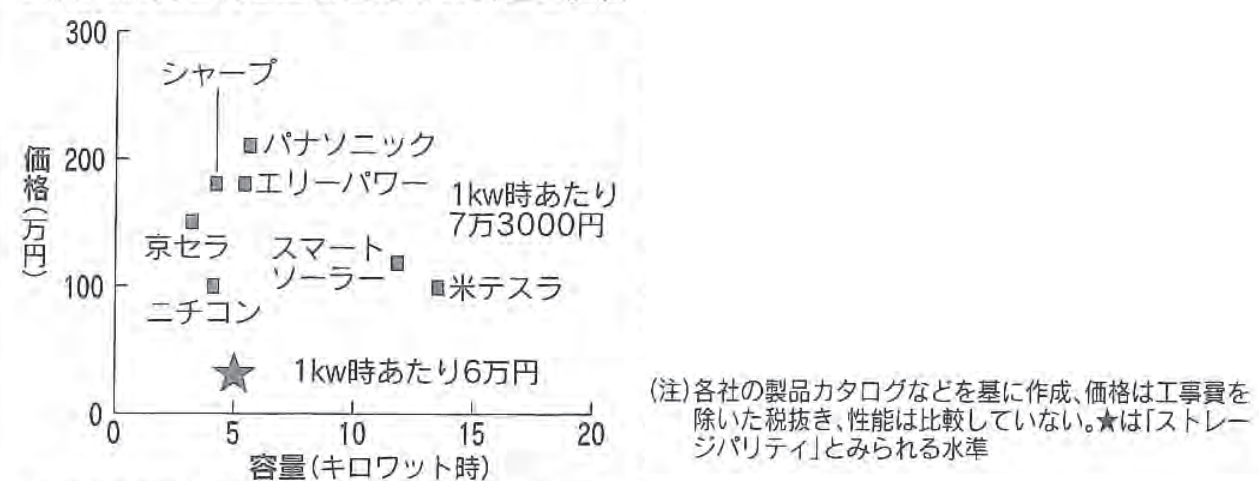
※ なお、業務用蓄電池をはじめ上記分類に当てはまらないケースについては、蓄電池の用途によっていずれかの価格を目指すこととする。



図表 1-12 定置用蓄電池の目標価格 (出典：経済産業省 2016 年度「ERAB 検討会」資料)

一方、ここに来て蓄電池のコストダウンに向けた取り組みも加速してきており、2019年10月にテスラ・モーターズ・ジャパン (以下、「テスラ」) が、2020年春より家庭用蓄電システム「Powerwall (以下、「パワーウォール」)」を発売することを公表している。パワーウォールの最大の特長は価格の安さであり、テスラの発表によれば、蓄電容量 13.5kWh の大容量システムの本体価格が 82.5 万円 (税別)、コントローラーなどと組み合わせたシステム全体の価格が 99 万円、1kWh 当たりの価格に換算すると約 7.3 万円であり、国産機の 20 万円/kWh と比較すると大幅なコストダウンを達成している。

国内で販売される主な蓄電池の容量と価格



図表 1-13 主な蓄電池の容量と価格 (出典：日本経済新聞社)

経済産業省の試算では、FIT 買取期間終了後の PV に対して蓄電池を追加設置する場合、蓄電池価格が 7 万円/kWh 前後まで低下すれば、蓄電池を利用して自家発電した方が電気を買うよりも安くなる分岐点 (ストレージパリティ)、すなわち蓄電池の自発的な導入が始まる価格水準になるとしており、実際にその価格水準に近付きつつある。

国内の平均的な家庭の電力消費量は1ヶ月当たり250～260kWh程度とされており、家庭用の太陽光発電の月間発電量は約300kWhであることから、余剰の太陽光発電を蓄電池で貯めて地域で融通できるようになれば、エネルギーの地産・地消の取り組みや、地域の新電力がより柔軟にエネルギービジネスを展開できるようになるなど、大きな可能性を秘めている。

③仮想発電所（バーチャルパワープラント：Virtual Power Plant）

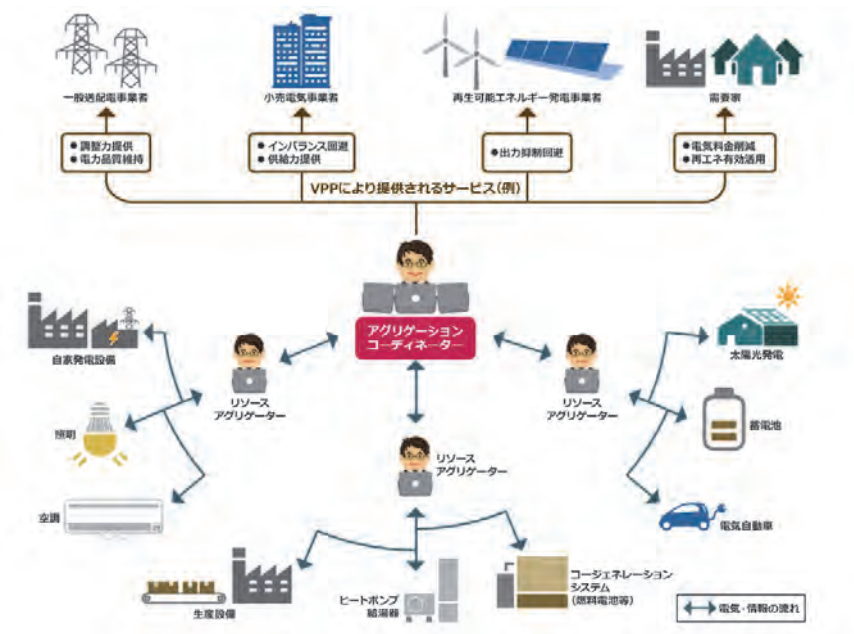
地球温暖化対策の推進に関する法律」の第21条は、「地方公共団体実行計画」の策定を各都道府県及び市町村に求めている。地方自治体による気候変動対策を考える際、自治体内の再生可能エネルギー（再エネ）資源の活用はCO₂排出量を減らす上でも、地域経済を活性化し雇用を広げる上でも重要な課題となる。近年は、地域循環共生圏への注目が高まり、気候変動対策や再エネ導入で地域をより豊かにするための議論が各所で始まっている。

一方、地域での再エネ導入量の増加に際して、送配電線路の制約や系統の需給バランスの問題が顕在化している。特に地域的な課題としては、新たな再エネ事業を行う場合、最寄りの配電線路の設備増強費用の増大や、配電用・送電用変電所などの送配電設備の容量制約による事業認可の大幅な遅延が、再エネ事業者への負担になっている。また、自治体など地域主体で電力事業を行う場合には、確保した再エネ電源と契約した電力需要のパターンが一致しない（典型的には、太陽光発電が昼間しか発電しないのに対し、家庭の電力需要は夕方から夜がピーク）課題もある。

こうした課題を解決する上で、電力の需要を制御する「デマンドレスポンス（以下、「DR」）」や、電力システムへの調整力を仮想的な発電機とみなした需要家側から提供する「仮想発電所、Virtual Power Plant（以下、「VPP」）」と呼ばれる技術に注目が集まっている。

VPPとは、各地に点在分散している省エネ・創エネ・蓄エネルギーソース等を、IoTなどのネットワーク技術を活用して一括制御し、仮想的に1つの発電所のように機能させる仕組みを指す。電力は需要と供給のバランスが崩れると停電につながる恐れがあるため、これまでは電力会社が火力発電の出力制御などで需給を一致させてきたが、VPPでは蓄電池やEVを充放電させることで柔軟な需給調整が可能となる。従って、1つ1つが小規模な発電設備や制御システムであっても電力系統の需給バランスが最適化できるとともに、大きな設備投資が殆ど必要ない経済的なシステムの構築が可能となるため、天候によって発電量が変動しやすいPVや風力発電などの再生可能エネルギーの拡大につながる技術として重要である。

また、VPPを活用する事で、これまでは電力を使うだけだった消費者が、時には電力を供給する供給プレイヤー（プロシューマー）になったり、節電行動や太陽光発電などの自家発電によって減らした電力を発電したものと見なして、電力会社に買い取ってもらったり市場で直接取引をするビジネス（ネガワット取引）が可能となるなど、大きな可能性を秘めた技術である。

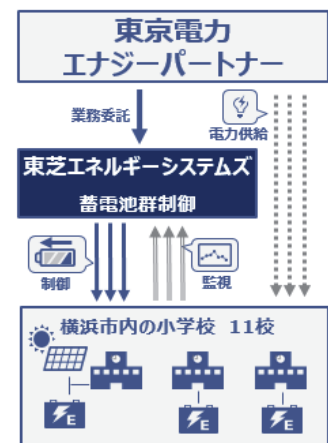


図表 1-14 VPP のイメージ (出典：経済産業省 HP)

日本においても、2019年1月から、東芝エネルギーシステムズが東京電力エナジーパートナーと共同で複数の蓄電池を最適制御する VPP 運用サービスを開始している。これは、横浜市内の 11 校の小学校に設置された約 15kWh の蓄電池を制御対象に、蓄電池を郡制御して需給バランスを改善する調整力に活用し、電力系統や蓄電池の状況に応じてピークカットやデマンドレスポンスを効率的に運用するしくみである。

また、英蘭ロイヤル・ダッチ・シェル子会社で、欧州の VPP 運営大手の独ゾネン社は、このほど日本市場に参入することを表明し、2021年に PV と家庭用蓄電池を組み合わせ、人工知能 (AI) を使って、電気が余分な家庭と不足する家庭の間で自動的に電気をやり取りできるサービスの展開を計画している。

需給調整の技術的な難しさや今後の制度設計の整備も必要であるが、将来 PV が大量導入されるような時代になると、家庭用蓄電池や蓄電池としての機能を有する電気自動車 (EV) などを組み合わせた「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス」が、今後ますます普及していくものと見込まれる。

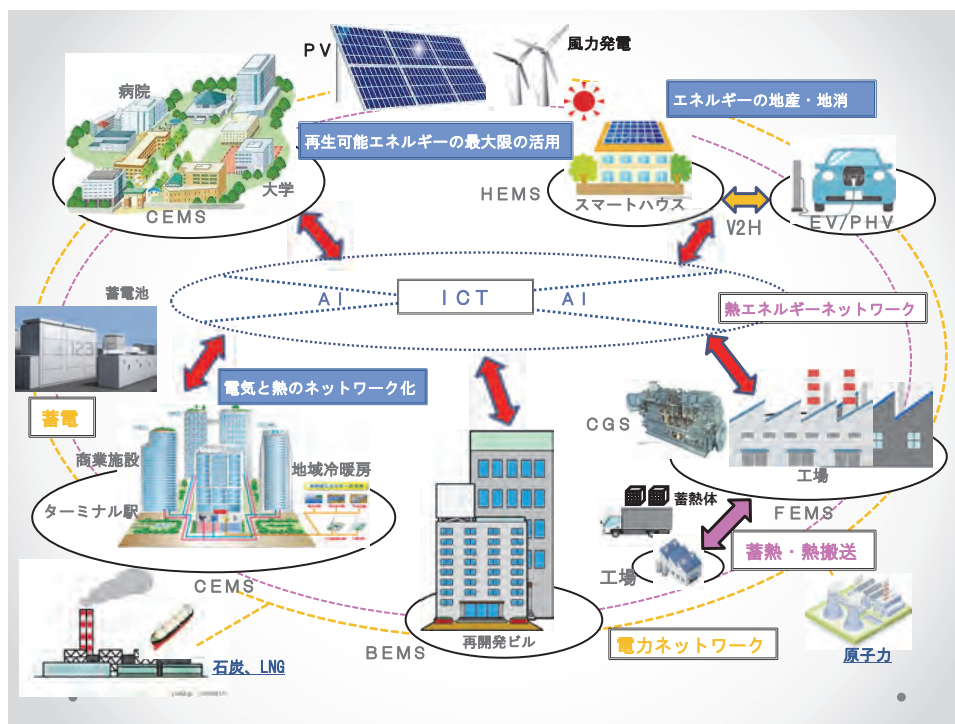


図表 1-15 VPP 運用サービスの概要 (出典：東芝エネルギーシステムズ HP)

④スマートエネルギーネットワーク

近年、「スマートグリッド」「スマートコミュニティ」「スマートエネルギーネットワーク」など、「スマート」をキーワードにしたエネルギーシステムの構築が国内外で進められている。「スマート」とは、ICT などの情報通信技術を活用して、コージェネレーション (CGS) や PV などの分散型電源や需要家情報を統合・制御して高効率で持続可能なエネルギーシステムの実現を目指す取り組みである。従来の系統側の発電設備や配電設備に加え、需要家側の機器 1 台 1 台を情報ネッ

トワークで結んだ統合エネルギープラットフォームを構築し、エネルギーシステム・交通システム・防災システムなどの各システムを統合制御する仕組みを意味している。



図表 1-16 スマートエネルギーネットワークのイメージ

脱炭素の目的から、将来的には化石燃料の使用をできるだけ削減してエネルギー利用効率を最大限に高めるために、電力に加え熱やガスなどのネットワークも統合して制御していく必要があり、大規模な都市や街区のマネジメントシステム（Community Energy Management System、CEMS）、工場団地等のマネジメントシステム（Factory Energy Management System、FEMS）、建物のマネジメントシステム（Building Energy Management System、BEMS）、住宅のマネジメントシステム（Home Energy Management System、HEMS）などが、面的かつ多段的に形成されていくことが望ましい。

⑤CCS、カーボンリサイクル技術

CCS についてこれまで一般的だったものは、「EOR（原油増進回収技術）」と呼ばれる手法である。例えば、油田にある原油をできるだけ回収するためには、水などに圧力をかけて注入（圧入）し、岩石の小さな穴などに溜まっている原油を押し流す。この時、水の代わりに炭酸ガスを圧入するのが、CO₂ を使った EOR と呼ばれる手法である。その一方で、CCS は工場や発電所などから発生する二酸化炭素を大気放散する前に回収し、地中貯留に適した地層まで運び、長期間にわたり安定的に貯留する技術であり、長年に渡って研究が続けられている。

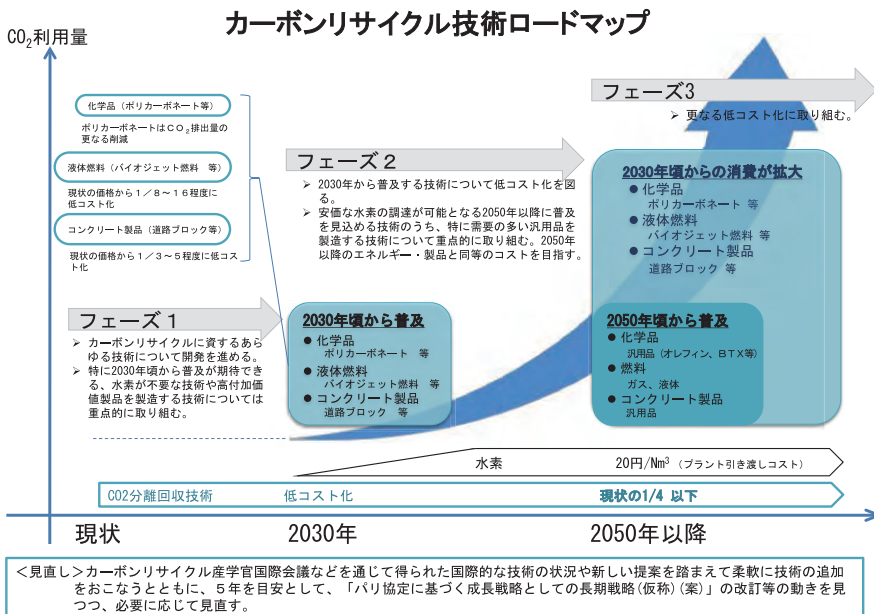
火力発電から排出される CO₂ を大規模かつ効率的に分離回収する技術や、その CO₂ を有効に利用、または貯留する技術「CO₂ 回収・利用・貯留技術（Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage、以下、「CCUS）」のイメージを図表 1-17 に示す。



図表 1-17 火力発電におけるCO₂削減技術のイメージ
 （出典：経済産業省「総合資源エネルギー調査会」資料）

CCUSは、CO₂を「資源」ととらえ、素材や燃料に再利用することで大気中へのCO₂排出を抑制する技術であり、世界の産学官連携のもとで研究開発によりイノベーションを進める取り組みが、経済産業省が提唱する「カーボンリサイクル」である。CO₂の利用先としては、a. 化学品、b. 燃料、c. 鉱物、d. その他が想定される。

化学品では、具体的には、ウレタンやプラスチックの一種でコンパクトディスク（CD）などにも使われるポリカーボネートといった「含酸素化合物（酸素原子を含む化合物）」が、燃料では光合成を行う小さな生き物「微細藻類」を使ったバイオ燃料や、バイオマス由来のバイオ燃料がCO₂の利用先として考えられる。また、その他の利用先として、バイオマス燃料とCCSを組み合わせる「BECCS」、海の家藻や海草がCO₂を取り入れることで海域にCO₂が貯留する「ブルーカーボン」などが考えられている。これらは総称して「ネガティブ・エミッション」と呼ばれている。



図表1-18 カーボンリサイクル技術ロードマップ
 （出典：経済産業省「カーボンリサイクル技術ロードマップ検討会」資料）

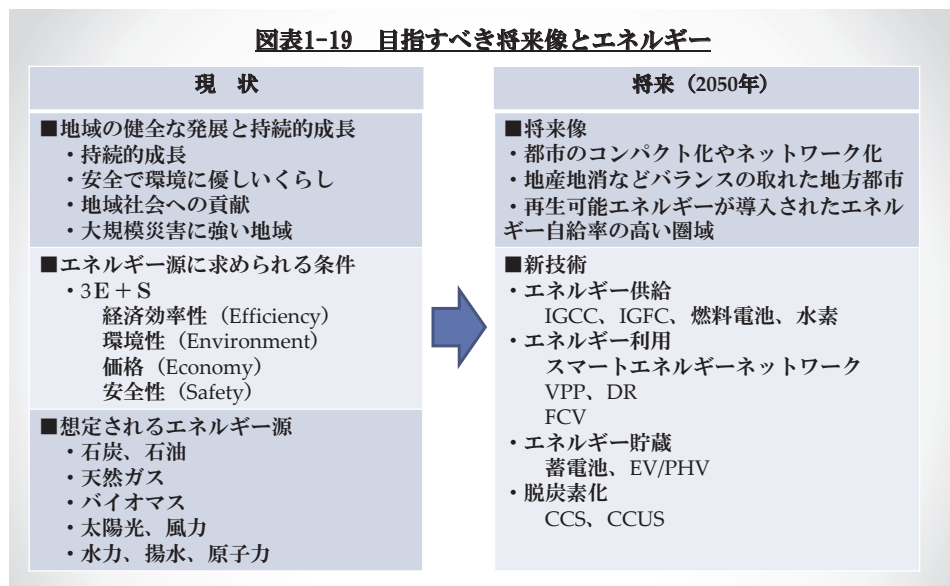
1-7. 2050年のエネルギー需給

これまで第1章では、地域における将来のエネルギー需給動向を考える上でのキーワードとなる「エネルギー効率の飛躍的な向上」と「再生可能エネルギーの大量導入」について、現在の国のエネルギー政策、SDGsとの親和性、それらを実現するのに必要な新技術の観点から概観してきた。

わが国のエネルギー産業は、今大変革期に直面している。発電・小売市場の自由化の段階から、温暖化ガスの2050年の80%削減に向けた脱炭素化と安定供給という付加価値を最大化する取り組みが、国・地域及び個人のあらゆる階層で求められる時代を迎えようとしている。さらに、ビッグデータの活用、サイバー空間（仮想空間）とフィジカル空間（現実空間）を高度に融合させた「Society5.0」の世界が目指すように、IoTやAIなどのデジタル技術を活用して電力の個人間取引などの新たなエネルギービジネスを創出する取り組みも活発になってきている。

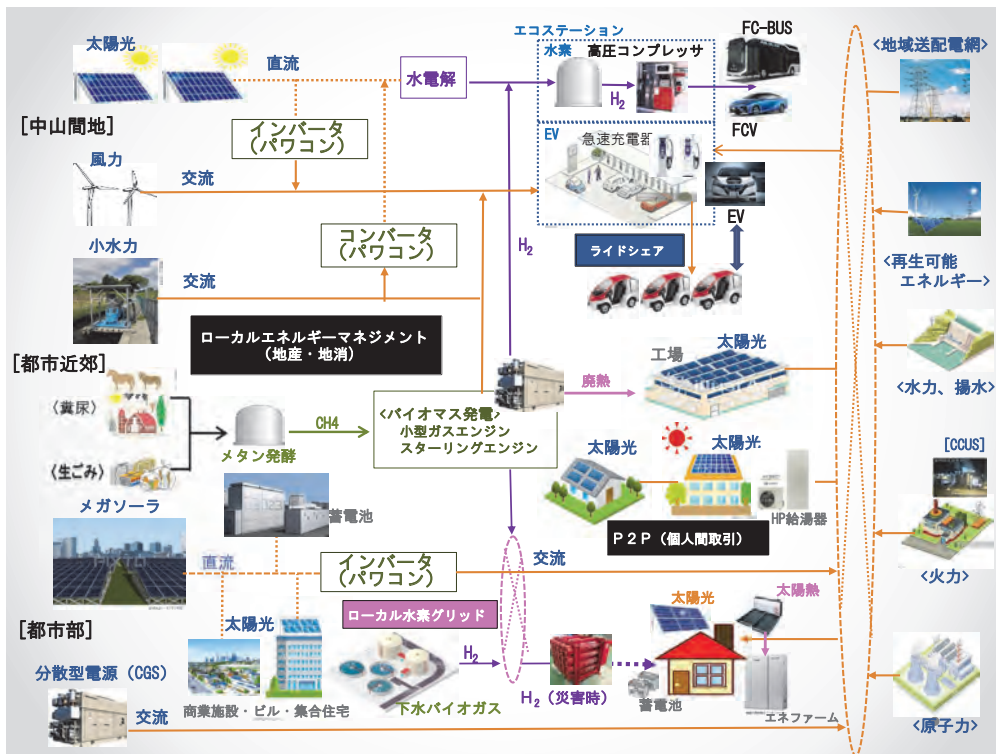
産業界では、CO₂フリー水素と回収したCO₂を合成してメタンを製造する「メタネーション（合成メタン）」技術などの研究も進められている。メタネーション技術は、既存のインフラを活用した「供給側の低炭素化・脱炭素化」を実現できる他、ガスパイプラインやLNG基地（製造所）などの既存のガスインフラの有効活用も可能であり、究極のゼロエミッションである「水素社会」実現の一翼を担うものと想定される。

最後に、本編のまとめとして、2050年に向けた「目指すべき将来像とエネルギーの関係」を整理した。エネルギーには、供給と需要と貯蔵という3つの側面がある。供給については、脱炭素化の流れの中で現時点での選択肢は再生可能エネルギーである。貯蔵については、蓄電池のコストダウンが図られる事が大前提ではあるが、エネルギーの需給バランスに合わせて設置していく必要があり、今後も高効率な貯蔵デバイスと制御システムの開発は重要となる。



これらの要素や革新的な新技術を組み合わせた将来のエネルギー需給の絵姿の一例を、図表1-20に示す。都市部や郊外において、基本的なシステムには大きな違いはないが、第5次エネルギー基本計画に定める再生可能エネルギーの主力電源化に対して、その変動性や間欠性を補完するための調整力を提供し得るコージェネレーション・燃料電池などの分散電源、再生可能エネルギーと親和性の高い蓄電池システムの更なる活用、バイオガスや合成ガス由来のメタンガスの活用、そしてロー

カルな水素グリッドの形成など、現状で考え得るあらゆる手段を導入し賢く組み合わせる事で、CO₂：80%削減に向けた脱炭素化のシナリオとその道筋が見えてくるものと考えられる。



図表 1-20 2050年の地域のエネルギー需給イメージ

第2章：最新の実証サイト、先行研究等の調査結果

第2章では、前章「1-6. 2050年に向けた長期戦略と課題、将来展望」で述べた個別の新技术について、本調査研究の「エネルギー需給評価プラットフォーム」の構築や将来のエネルギー需給を検討する際に参考とすべき新技术の実証サイトや先行研究事例などについて、現地調査を踏まえた調査結果について紹介する。

2-1：システム開発に関する最新の取り組み

2-1-1. 石炭ガス化燃料電池複合発電 + CO₂分離・回収技術：大崎クールジェン株式会社

(1) 調査の背景と目的

石炭火力発電は、発電電力量当たりのCO₂排出量が他の化石燃料よりも多いため、CO₂排出量の削減や脱炭素社会の実現に逆行するとして、欧州などでは石炭火力発電について一定の条件下で融資を制限する動きなども出てきている。

その一方で、生活や経済活動に必用なエネルギー源を海外からの輸入に頼るわが国においては、火力・水力・原子力・再生可能エネルギーなどをバランス良く組み合わせたエネルギーのベストミックスを目指す必要がある。中でも石炭は、埋蔵量が多く価格が安定していることなどから、3E+Sの側面をバランス良く満たすエネルギー源として、引き続き重要な位置付けにある。

石炭火力発電の中でも石炭ガス化複合発電(Integrated Coal Gasification Combined Cycle、以下「IGCC」)は、固体の石炭をガス化することで蒸気タービンとガスタービンを組合せた複合発電が実現できる事などから、3E+Sが同時に達成できる革新的な高効率発電技術として、またCO₂回収貯留(Carbon Dioxide Capture and Storage、以下「CCS」)と組合せることでゼロエミッション石炭火力発電が実現できる有望技術として、その実現に期待が集まっている。

そこで今回、国の「Cool Gen 計画*1」の実証事業の一環として実施されている「大崎クールジェンプロジェクト」について調査を行った。

*1 Cool Gen 計画：総合資源エネルギー調査会鉱業分科会クリーンコール部会で示された「ゼロエミッション石炭火力発電の実現」を目指す国の実証研究プロジェクト

(2) 「大崎クールジェン株式会社(以下、「大崎クールジェン」)」会社概要

大崎クールジェンは、2009年7月に中国電力株式会社(以下、「中国電力」)と電源開発株式会社(以下、「J-POWER」)の合同出資により設立された会社で、瀬戸内海のほぼ中央に位置する大崎上島(広島県豊田郡大崎上島町)の中国電力大崎発電所の敷地の一角に位置している。「クールジェン」の由来は、国のクリーンコール政策である「Cool Gen 計画」を実現するという思いを込めて命名されたもので、革新的な低炭素石炭火力発電の実現を目指す事を目的に、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構(以下、「NEDO」)の支援を受け、実証試験プラントの運転・評価を行っている。



図表 2-1 大崎クールジェンの位置（出典：大崎クールジェン）

図表 2-2 大崎クールジェン株式会社

会社名	大崎クールジェン株式会社（Osaki CoolGen Corporation）
設立	2009年7月29日
所在地	〒725-0301 広島県豊田郡大崎上島町中野 6208 番地 1 （中国電力大崎発電所構内）
資本金	4億9,000万円
出資企業（比率）	中国電力（50%）、J-POWER（50%）
事業内容	高効率石炭火力発電である酸素吹IGCC技術、CO ₂ 分離・回収技術に関する大型実証試験の実施および石炭ガス化燃料電池複合発電（Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle、以下「IGFC」）技術の実現を目指す実証事業



図表 2-3 大崎クールジェンの外観（出典：大崎クールジェン）

(3) 大崎クールジェンプロジェクトの概要

ア. 実施スケジュール

大崎クールジェンプロジェクトは、石炭火力発電から排出される CO₂ を大幅に削減させるべく、究極の高効率発電技術である「IGFC」と「CO₂分離・回収技術」を組合せた革新的な発電技術の確立を目指す実証プロジェクトであり、実証事業は図表 2-4 に示したとおり 3 段階に分けて実施されている。

第 1 段階では、「酸素吹石炭ガス化複合発電設備（酸素吹 IGCC）」の実証試験（2016～2018 年度：図中の青色部）を行った。第 2 段階では、酸素吹 IGCC に CO₂ 分離・回収設備を付設した「CO₂ 分離・回収型酸素吹 IGCC」の実証試験（2019～2020 年度：図中の黄色部）を行っている。また、第 3 段階では、その後段にさらに燃料電池を付設した「CO₂ 分離・回収型 IGFC」の実証試験（2022 年度以降：図中の緑色部）が計画されている。なお、本プロジェクトは、2012 年度から経済産業省補助事業、2016 年度から NEDO 助成事業として実施されている。

年 度	2012 年度	2013 年度	2014 年度	2015 年度	2016 年度	2017 年度	2018 年度	2019 年度	2020 年度	2021 年度	2022 年度
第1段階 酸素吹IGCC実証	設計・製作・据付				実証試験						
第2段階 CO ₂ 分離・回収型酸素吹IGCC実証					設計・製作・据付			実証試験			
第3段階 CO ₂ 分離・回収型IGFC実証								設計・製作・据付			実証試験

図表 2-4 大崎クールジェンプロジェクトのスケジュール（出典：大崎クールジェン）

イ. 設備概要

IGCC 実証試験設備は、図表 2-5 に示したとおり、大きく①石炭ガス化設備、②ガス精製設備、③複合発電設備（ガスタービン及び蒸気タービン）、④空気分離設備、⑤排水処理設備の 5 つで構成されている。

IGCC は、初めにガス化炉で酸素を吹き込みながら粉末状の石炭を蒸し焼きにし、一酸化炭素（以下、「CO」）と水素（以下、「H₂」）を主成分とする石炭ガス化ガス（可燃性ガス）を生成させ、この可燃性ガスを燃やしてガスタービンで発電するとともに、ガスタービンの排熱を回収して蒸気を発生させ、蒸気タービンでも発電をする。2 つの発電プロセスを組み合わせる（ガスタービン・コンバインドサイクル発電：GTCC）ことで、発電効率を飛躍的に向上させることができる。また、従来の石炭火力発電所で利用されてきた瀝青炭と呼ばれる品質の高い石炭に加え、これまで十分利用されてこなかった亜瀝青炭といった低品位の石炭まで利用できるなどのメリットがある。

IGCC には、供給された石炭をガス化する際に用いるガス化剤に「酸素（酸素吹）」を用いるのか、「空気（空気吹）」を用いるのかで 2 つの方式がある。「酸素吹」は窒素が空気吹と比べて少なく燃焼温度も高くできるので、石炭をガスに転換する効率（冷ガス効率）が高い、生成ガスの主成分が有用成分である CO+H₂ のみで化学用途など多目的に利用可能となるなどメリットが多い。

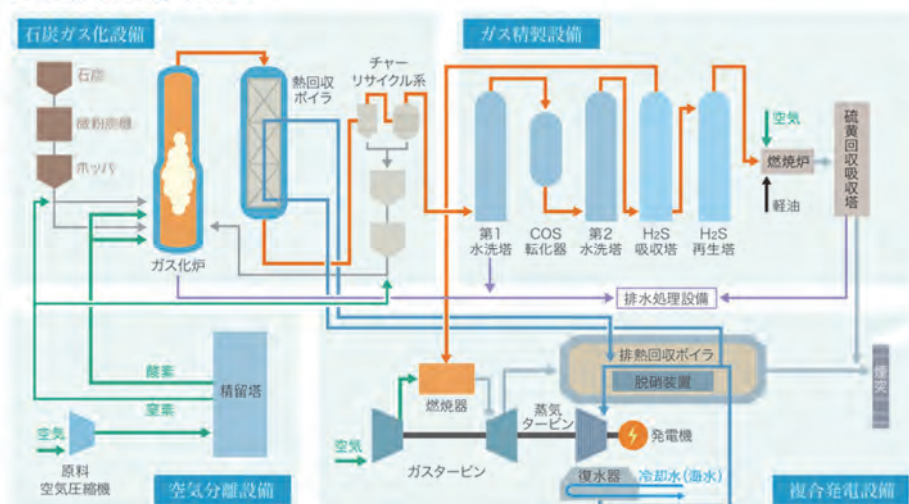
一方で、ガス化剤である酸素を製造する空気分離設備が大きくなるため、コストダウンと発電効率の向上をバランスさせるように設計される。

ガス化炉で発生した石炭ガス化ガスは、熱回収ボイラーで熱回収され、ガス精製設備で不純物と硫黄分が除去された後、ガスタービン燃焼器で燃焼しガスタービンを駆動する。ガスタービンの燃焼排ガスは排熱回収ボイラーで熱回収した後、煙突から放出される。一方、熱回収ボイラー及び排熱回収ボイラーの熱回収により発生した蒸気で蒸気タービンを駆動する。このガスタービンと蒸気タービンとの複合発電により、従来の微粉炭火力発電を上回る発電効率の達成が可能となる。

IGCC は、システムの高効率化により、発電電力量当たりの硫黄酸化物（以下、「SO_x」）、窒素酸化物（以下、「NO_x」）、ばいじんの排出量を低減できる。また、従来型石炭火力発電と比較して温排水量を低減できる。

さらに、従来型石炭火力発電の排煙脱硫装置（硫黄回収設備）は、燃料を燃やした後の排ガス段階で脱硫処理を行うため多量の水が必要だったが、IGCC はガス精製設備で硫化水素（以下、「H₂S」）を主成分としたガスのみを取り出し、小型の硫黄回収設備で処理を行うため、用水量を大幅に低減できるシステムである。

■ 実証試験設備/概略フロー



図表 2-5 実証試験設備概略フロー図（出典：大崎クールジェン）

ウ. 設備詳細及び見学内容

実証試験設備は図表 2-6 に示すとおり、中国電力大崎発電所構内に設置されており、石炭ガス化設備、ガス精製設備、複合発電設備、空気分離設備、排水処理設備などで構成されている。

現地調査は、2019年11月11日に実施した。当日は、同社取締役総務企画部長の久保田晴仁氏、総務企画部総務グループ課長代理の沖野剛久氏から説明を受け、質疑応答の後、稼働中の実証プラントの見学を行った。見学は、中国電力大崎発電所機械建屋屋上からプラント及び施設全景を鳥瞰した後、見学順路に沿って、石炭ガス化設備、ガス精製設備、複合発電設備、空気分離設備、石炭パースなどを見学した。図表 2-7 に見学した主要設備の構成と詳細仕様を示す。



図表 2-6 実証設備の配置と設備外観 (出典：大崎クールジェン)

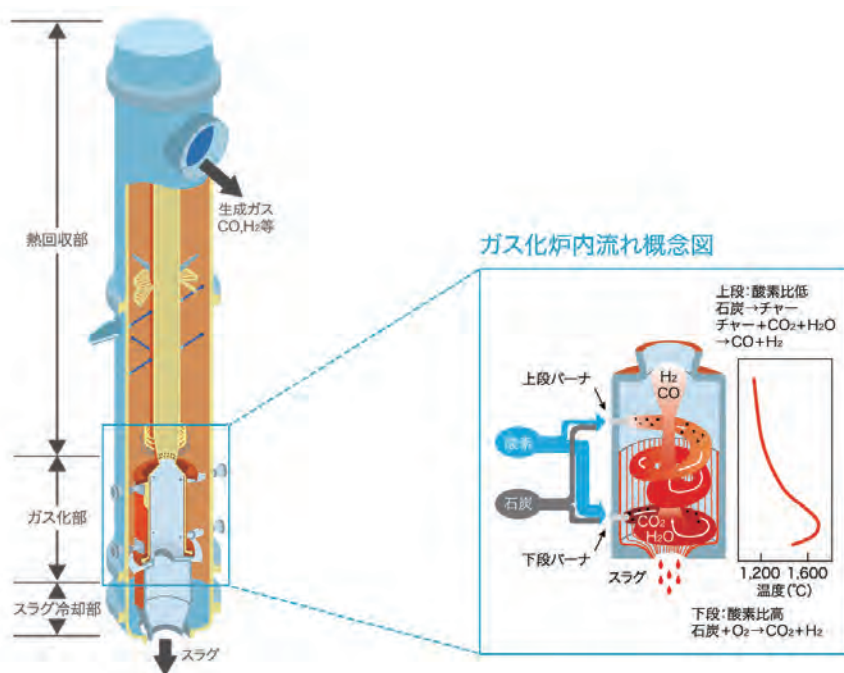
図表 2-7 主要設備の構成、詳細仕様

項目	設備仕様	
1.石炭ガス化設備	<ul style="list-style-type: none"> 方式：酸素吹1室2段巡回型噴流床方式 石炭使用量：1,180t/日 	
2.ガス精製設備	<ul style="list-style-type: none"> 硫黄除去設備：湿式化学吸着法 硫黄回収設備：湿式石灰石膏法 	
3.複合発電設備 (ガスタービン及び蒸気タービン)	<ul style="list-style-type: none"> 方式：1軸型コンバインドサイクル発電方式 (出力：166MW) ガスタービン：開放サイクル型 (1,300℃級) 蒸気タービン：再熱復水型 	
4.空気分離設備	<ul style="list-style-type: none"> 方式：深冷分離方式 容量：酸素約 30,000m³N/h、窒素約 50,000m³N/h 	
5.排水処理設備	<ul style="list-style-type: none"> 低塩系(既設) 	<ul style="list-style-type: none"> 高塩系

<石炭ガス化設備>

ガス化炉は、全高約 40m の円筒状の圧力容器に収納され、ガス化部の上下に 2 段の石炭バーナを配置した「1 室 2 段旋回流」方式を採用している。また、上段部と下段部の酸素供給量を適切に制御すると共に、石炭粒子に旋回流を加えて石炭粒子の炉内滞留時間を長くしてガス化反応を促進させるなど、「高いガス化効率 (= 発電効率)」と「スラグの安定排出」の両方が実現できている。また、酸素吹きガス化炉であるため、生成ガス中に窒素 (以下、「N₂」) が少なく、空気吹きに比べて燃料成分 (CO、H₂) の割合が高い。

今後利用拡大が見込まれる低品位炭に加え、従来の微粉炭火力で利用される瀝青炭の領域まで拡大できるなど、幅広い炭種の利用が可能となる。



図表 2-8 石炭ガス化炉の構造と特長 (出典: 大崎クールジェン)

<空気分離設備>

空気を極低温まで冷却・液化し、蒸留による沸点の差を利用して空気を酸素と窒素に分離する装置であり、酸素は石炭のガス化に、窒素は石炭の搬送等に利用されている。



図表 2-9 プラント写真①<石炭ガス化設備、空気分離設備>

<CO₂分離・回収設備>

CO₂分離・回収法には、アミン等のアルカリ性水溶液（吸収液）と CO₂含有ガスを接触させ、吸収液に CO₂を選択的に吸収させて分離・回収する化学吸収法と、圧力差を利用して CO₂を吸収液に溶解して吸収させる「物理吸収法」などがある。前者は、常圧のガスから CO₂を回収するのに適しており、後者は、高压のガスから CO₂を分離回収するのに適した技術である。

本実証試験設備では、IGCC からの石炭ガス化ガスが非常に高压であることから、物理吸収方式が採用されている。



図表 2-10 プラント写真②<CO₂分離・回収設備>

（４）運転実績

第 1 段階の酸素吹 IGCC の実証試験運転は 2017 年 3 月から開始されており、2018 年 10 月の実証試験運転完了までに長時間耐久試験で 5,119hr を運転し、目標時間である 5,000hr をクリアしている。また、実証期間中は「EAGLE プロジェクト*2」で蓄積した技術知見を反映しており、大きなトラブルは発生していない。

*2 EAGLE (coal Energy Application for Gas, Liquid and Electricity) プロジェクト：

NEDO と J-POWER が 1995～2006 年にかけて実施した多目的石炭ガス製造技術開発事業

（５）実証試験成果

図表 2-11 に、実証試験目標とその達成度を示した。商用機で送電端効率約 46%達成の見通しが得られ、現状の最高効率の微粉炭火力 (Ultra Super Critical、以下「USC」) と比べて、CO₂排出量の約 15%削減に目途をつけることができた。

また、従来の微粉炭火力を大幅に上回り、LNG コンバインドサイクル発電と同等の負荷変化率を達成しており、今後大量導入が予想される太陽光発電などの再生可能エネルギーの急な出力変動にも対応できる高い「調整力」を有している。

図表 2-11 酸素吹 IGCC の実証目標と成果

開発項目	目 標	実 績
送電端効率	・ 40.5% (HHV) 以上	・ 40.8% (HHV)
環境性能	・ SO _x : 8ppm ・ NO _x : 5ppm ・ ばいじん : 3mg/m ³ N (O ₂ : 16%換算)	・ SO _x : < 8ppm ・ NO _x : < 5ppm ・ ばいじん : < 3mg/m ³ N (O ₂ : 16%換算)
多炭種適合性	・ 多炭性情適合範囲の把握	・ 4 炭種を試験し良好な適合性を確認
設備信頼性	・ 商用機レベルの年利用率 70%以上 (5,000hr 以上の長時間耐久試験)	・ 長時間耐久試験 : 5,119hr ・ 連続運転 : 2,168hr
プラント制御 性・運転性	・ 事業用火力発電所として必要な運転特性 (負荷変化率 : 1~3%/分 他)	・ 負荷変化率 : 最大 16%/分 ・ 送電端出力 0MW で安定運転を確認 ・ Cold 起動時間 (GT 起動~定格負荷) 約 7hr の見通しを得た
経済性	・ 商用機レベルで発電原価が微粉炭火力と 同等以下の見通しを得る	・ 商用機レベルで発電原価が微粉炭火力と同 等になる見通しを確認

(6) 課題、今後の計画

第 2 段階の CO₂ 分離・回収設備については、見学会当日も既に試運転が行われており、12 月から本格的な実証試験を開始している。今後 2 年間程度をかけて、図表 2-12 に示したとおり、CO₂ 分離・回収型酸素吹 IGCC の石炭火力発電システムとしての基本性能やプラント運用性・信頼性・経済性等を検証していく他、ガス化炉で生成したガスから効率的に CO₂ を分離・回収する実証試験等も実施していく予定である。

図表 2-12 CO₂ 分離・回収型酸素吹 IGCC 実証試験目標

開発項目	目 標
基本性能 (発電効率)	・ 新設商用機 (1,500℃級 IGCC) において CO ₂ を 90%回収しつつ送電端効率 40% (HHV) 程度の見通しを立てる
基本性能 (回収効率・純度)	・ CO ₂ 分離・回収装置における CO ₂ 回収効率*3 : 90%以上 ・ 回収 CO ₂ 純度 : 99%以上
プラント運用性・信頼性	・ CO ₂ 分離・回収型酸素吹 IGCC システムの運用手法を確立し信頼性について検証する
経済性	・ 商用機における CO ₂ 分離・回収の費用原単位*4について、技術ロードマップに示された費用原単位をベンチマークとして評価する

*3 CO₂ 回収効率 : CO₂ 分離・回収設備単体の CO₂ 回収割合

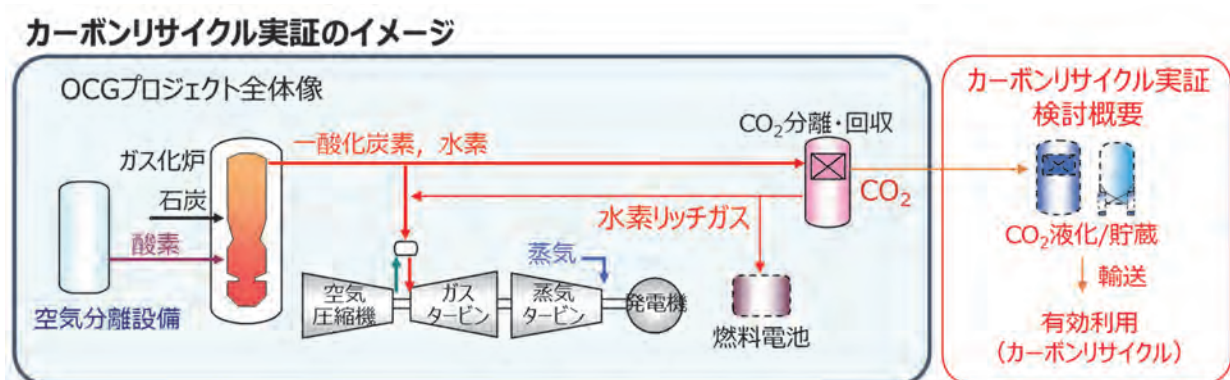
(分離・回収された CO₂ ガスの C 量 / CO₂ 分離・回収設備に導入されたガスの C 量) × 100

*4 費用原単位 : 1 トンの CO₂ を分離・回収するために必要な費用 (円 / トン-CO₂)

また、第 3 段階の CO₂ 分離・回収型 IGFC については、CO₂ 分離・回収型 IGCC 設備から得られる水素リッチガスを燃料とする燃料電池発電を組み合わせた実証事業となっており、「500MW 級の

商用機に適用した場合に、CO₂回収率 90%の条件で、47%程度の発電効率（送電端、HHV）達成の見通しを得る」ことを目標として実証試験を実施する計画である。さらに酸素吹 IGCC の特徴を活かして、石炭ガス化ガスからの効率的な CO₂分離・回収技術の確立を図るとともに、国が進めるカーボンリサイクル*5 に対しても協力していく計画であり、国によるカーボンリサイクル研究拠点化や、親会社の J-POWER と中国電力がすすめるトマト栽培や鉱物化に回収した CO₂を有効利用する等の検討が進められており、革新的な石炭火力発電の実現に貢献していく計画である。

*5 カーボンリサイクル：CO₂を炭素資源（カーボン）ととらえ、これを回収して、化学品、燃料、鉱物等の素材・資源に転換させ、多様な炭素化合物として再利用（リサイクル）するもの。



図表 2-13 カーボンリサイクル実証のイメージ（出典：大崎クールジェン）

(7) まとめ

今回調査した「大崎クールジェンプロジェクト」は、石炭をガス化した際に発生する高温ガスを発電に利用して高い発電効率を得ると共に、後段に CO₂分離・回収設備を備えた最先端の酸素吹 IGCC である。IGCC は、効率が従来の USC と比べて大幅に高くなる他、第 3 段階で計画されているように、CO₂分離・回収設備の CO₂分離後の水素を用いて固体酸化物形燃料電池（SOFC）でも発電してトリプル複合発電とすることで、さらなる高効率化や出力増が期待できる。

CO₂ 排出量の多い石炭火力発電への逆風が強まる中で、日本発の石炭ガス化トリプル複合発電の普及は、冒頭で述べたエネルギーの 3E+S の側面、ひいては地球温暖化問題の解決に貢献する大きな可能性を有する技術であると感じた。

謝辞

今回の施設見学会に際し、快く訪問を受け入れていただいた大崎クールジェン株式会社の関係の皆様、また、当日現地での説明やプラント見学、参加メンバーからのさまざまな質問に丁寧に対応いただいた同社取締役総務企画部長の久保田晴仁氏、総務企画部総務グループ課長代理の沖野剛久氏の両氏に心からの謝意を表します。

2-1-2. バーチャルパワープラント（VPP）の実証等に関する取り組み

: 豊田市つながる社会実証推進協議会

（１）背景と目的

エネルギーの安定供給に資する火力発電などの大規模発電と、エネルギーを必要とする場所でオンサイト利用できるコージェネレーションなどの分散電源、エネルギーの地産・地消に貢献できるPVや風力発電などの再生可能エネルギー、これらの様々な電源をIoT（モノのインターネット化）でつなぎ、安定した電力ネットワークを構築する技術として、バーチャルパワープラント（以下、「VPP」）と呼ばれる技術に注目が集まっている。

本項では、豊田市で実施されているVPPの実証に関する取り組みなどを実施する「豊田市つながる社会実証推進協議会」の取り組みについてまとめた。

（２）豊田市つながる社会実証推進協議会

豊田市は、2016年10月から持続可能な都市づくりに向けて、先進技術の開発や実証を展開する推進母体として、企業や大学などをはじめとした団体とともに「豊田市つながる社会実証推進協議会（以下、「豊田市つながる協議会」）を組織し、つながる社会をキーワードにVPPをはじめとする様々な先進技術実証を行っている。

ア. 「豊田市つながる協議会」の概要と実施体制

豊田市つながる協議会は、「みんながつながる、世界につながる、ミライにつながる“スマートシティ”」をスローガンに、企業・大学・行政・金融機関及び地域商工団体等が連携し、地域課題の解決に資する技術開発・実証・実装を目指す体制として、2016年10月に発足した協議会である。

図表 2-14 豊田市つながる協議会の概要

名称	豊田市つながる社会実証推進協議会
設立日	2016年10月12日
設立目的	新エネルギーやAI・IoTなどの先進技術の実証・実装による地域課題の解決を通じて、市民生活の安全・安心の向上、新産業の創出、産業の多角化、先進実証都市としての魅力向上を図り、豊田市及び国内外の持続可能な社会形成に貢献する。
参加団体	73団体（2019年12月末現在） 企業：49団体、学術・研究：6団体、行政：2団体、サポート会員：16団体
協議会の目標（2050年）	<①資源・エネルギーの地産地消> CO ₂ ：50%削減（1990年比） <②超高齢社会への対応> 平均寿命＝健康寿命（平均寿命の増加分を上回る健康寿命） <③交通安全の推進> 交通事故死者数：0人

豊田市つながる協議会では、「①資源・エネルギーの地産地消」、「②超高齢社会への対応」、「③交通安全の推進」の3つのテーマで様々な実証を行う計画になっており、VPPについては「①資源・エネルギーの地産地消に関する取り組み」の中で実施されている。



図表 2-15 豊田市つながる協議会の実施体制（出典：豊田市つながる協議会ホームページ）

イ. 実施内容

①資源・エネルギーの地産地消

豊田市は、もともと太陽光や水力、風力、バイオマスなどの再生可能エネルギーの導入率が高い地域である。その一方で、自動車産業を中心としたものづくりやクルマ社会の地域であるため、産業分野や交通分野からのCO₂排出が多いという課題がある。そこで、再生可能エネルギーをベースに水素、次世代自動車、蓄電池などの技術をつなぎ、地域のエネルギーを地産・地消で有効活用できる仕組みづくりに挑戦している。

主な実施プロジェクトは、燃料電池自動車/燃料電池バスによる路線運行や水素ステーションのPR [水素活用事業]、トヨタ自動車元町工場周辺における世界初の化学蓄熱技術を用いた熱の地産地消 [熱事業]、豊田市駅前の再開発ビルにおける未利用熱（下水熱）を利用した給湯設備導入 [下水熱事業]、豊田市の再生可能エネルギーの地産地消を実現するVPPプロジェクトなどが実証されている。

②超高齢社会への対応

豊田市においても、団塊の世代を中心とした高齢化が急速に進展しており、既に超高齢化社会を迎えつつある。このような状況の中で、高齢者の暮らしの見守りや生きがいがづくり、高齢者が安心して外出できる仕組みなど、様々な取り組みをつなぐ事により将来に渡りいきいきと暮らせる社会づくりを目指す必要がある。

具体的には、中山間地におけるモビリティ向上や外出促進につなげる「たすけあいプロジェクト」、独居高齢者の見守りサポートなどを支援する「遠隔在宅ケアサポート・システム」などのプロジェ

クトが実施されている。



図表 2-16 豊田市つながる協議会の主な取り組み（出典：豊田市つながる協議会ホームページ）

③交通安全の推進

豊田市はクルマのまちとして、自動車産業の発展とともに成長し、次世代自動車の普及などにもいち早く取り組んできた歴史がある。そこで、交通安全に役立つ運転支援技術や小型 EV の活用、クルマや歩行者の移動情報の収集・解析などの様々な取り組みや技術をつなぎ、誰もが安全で快適に移動できる仕組みづくりを目指している。

具体的には、超小型電気自動車を活用した自動運転に関する実証や、走行データを活用した安全運転実証、超小型パーソナルモビリティを活用し、回遊性向上や安全で快適に移動できるよう公道などで実証を行っている「超小型パーソナルモビリティ」などのプロジェクトが実施されている。

（3）豊田市 VPP プロジェクトの詳細

以下、豊田市において再生可能エネルギーで発電した電力を地元で最大限利用するために、企業や家庭の電力需要を制御する 2 つの取り組みについて紹介する。

ア. VPP 実証プロジェクト I：豊田市、トヨタ自動車株式会社、

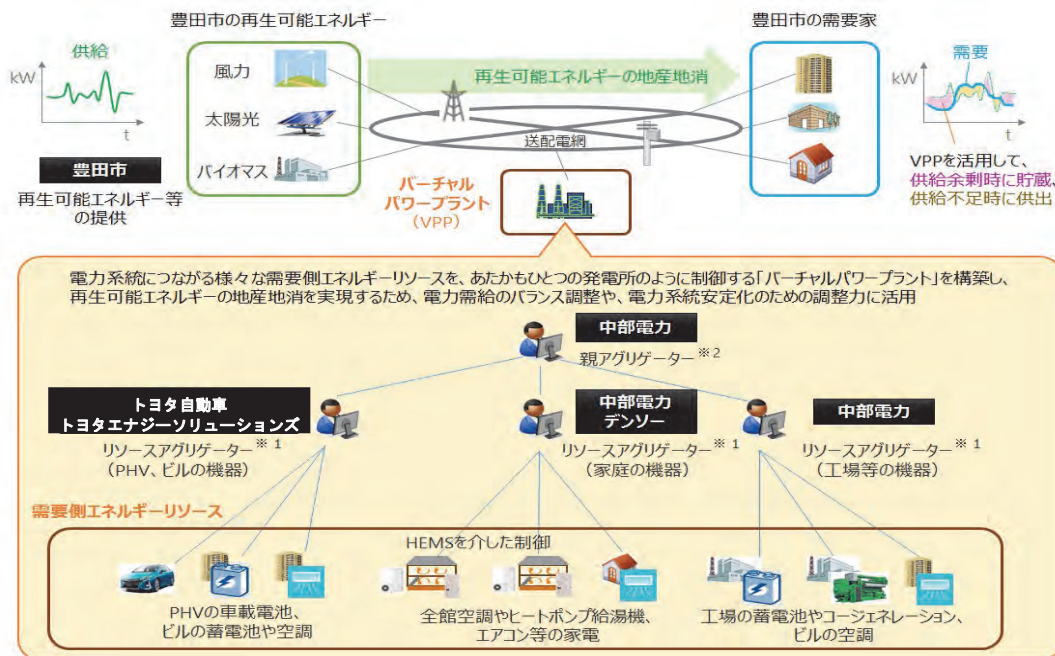
株式会社トヨタエナジーソリューションズ、株式会社デンソー、中部電力株式会社

a. [実証試験の概要]

再生可能エネルギーの地産地消を実現するためには、太陽光や風力等の再生可能エネルギーを主体とした発電量と地域で消費される需要を一致させる必要がある。豊田市には、風力・太陽光・バイオマスを利用した発電設備が存在するが、特に風力と太陽光は天候や時間帯などの要因によって発電量が大きく変動する。そこで、豊田市内の一般世帯や企業が保有するプラグインハイブリッド車（以下、「PHV」）やヒートポンプ給湯器、定置型蓄電池などを ICT（情報通信技術）を活用して制御し、再生可能エネルギーによる電力の発電量変動に合わせて、蓄電池の充放電、PHV の充電時間やヒートポンプの運転時間などを制御して電力需要を調整する。再生可能エネルギーによる電力が得られない時間帯は、蓄電池などから放電することで電力需要を賄うように制御し、企業や家庭が持つ様々

な電源を1つの発電所のように機能させるシステムの確立を目指している。

また、再生可能エネルギーのさらなる普及拡大を可能とする柔軟な電力系統の実現を目指して、配電設備に蓄電池を設置して電力系統の電圧や潮流の調整効果を検証し、将来の蓄電池の活用可能性などについても検討する計画になっている。



図表 2-17 VPP 実証プロジェクト I の概要（出典：中部電力株式会社ホームページ）

b. [実証試験結果]：

[実証内容 I：再エネの地産地消に向けたエネルギーリソースの活用]

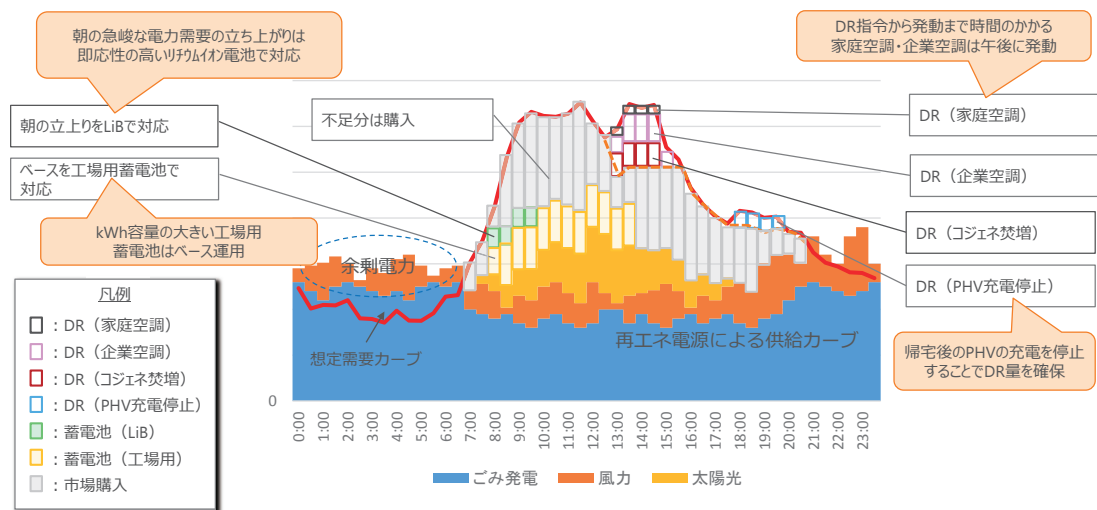
地域の3つの再生可能エネルギー（ごみ発電、太陽光、風力発電）を最大限効率的に活用するために、豊田市の施設（約70施設）に対して、

- ・朝の急激な需要変動の吸収に工場の蓄電池を活用する
- ・PV発電量の減少が想定される時間帯に電力会社からの要請に従い空調設定温度を1℃上げる（夏季の冷房機器の節電要請）
- ・PVの発電量が余剰となる時間帯にエコキュートなどの需要機器を稼働させて余剰分を吸収する（需要要請）
- ・夕方以降の需要が増加する時間帯にPHVの充電を停止したり充電時間をずらしたりする

等のデマンドレスポンス（以下、「DR」。節電要請をする「下げDR」と需要要請をする「上げDR」がある。）により、供給と需要のギャップを埋める効果について検証した。

実証試験結果の一例として、夏場に「豊田市の水道局の送水ポンプ稼働台数1台減や市庁舎等の空調設定温度の変更」によるDRを実施した結果、約2時間で一般家庭約100世帯の1日分の電力量に相当する節電効果が得られるなどのメリットが確認できた。

今後も、地域の再生可能エネルギーの地産地消の確立に向けて、様々な需要家の持つ電源リソースや需要リソースを上手く活用した「分散電源の統合制御」や「需要機器の統合制御」の確立に引き続き取り組んでいく。



図表 2-18 DR を活用した実証イメージ

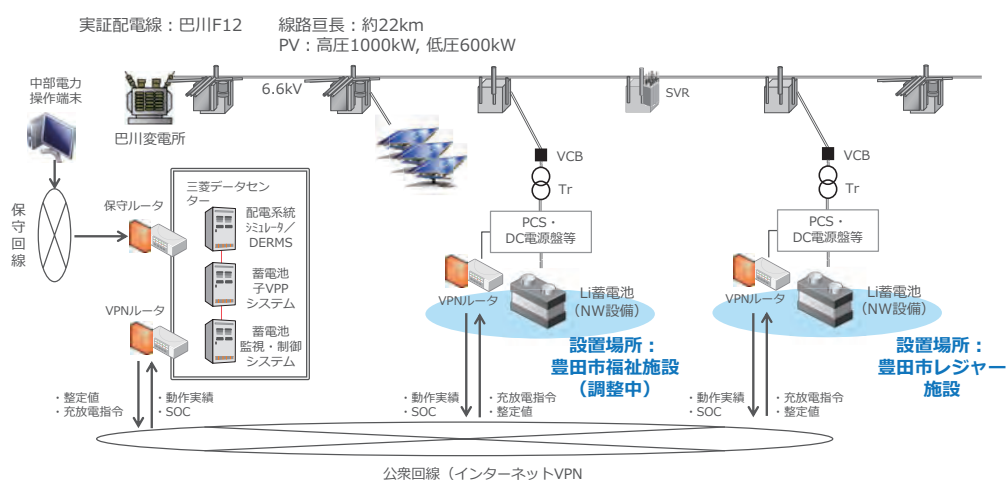
(出典：中部地方環境事務所主催「地球温暖化に関する中部カンファレンス」の中部電力発表資料)

[実証内容Ⅱ：配電系統の運用高度化]

PVなどの再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、配電線の末端付近の電圧が逆潮流などにより変動し易くなるため、従来の潮流による設備形成手法に加え、配電系統に分散配置されている蓄電池の充放電量を統合的にコントロールすることで、電圧変動時の抑制効果や設備合理化の可能性を検証することを目的としている。

具体的には、事前のシミュレーションで重負荷時に最大で約 300V の電圧降下が発生するが、蓄電池 300kW×2 台を活用する事で、自動電圧調整器 (SVR) を省略し系統状況を改善する方向にできるなどの効果が期待できることが明らかとなった。

今後は、実証で収集したデータをベースに様々なパターンでシミュレーション検証を行うとともに、蓄電池による電圧・潮流制御の計画データ等を基に配電設備の合理的な設備形成に必用となる蓄電池の最適容量と配置を検討していく。



図表 2-19 配電系統への蓄電池活用に関する実証システムの機器構成

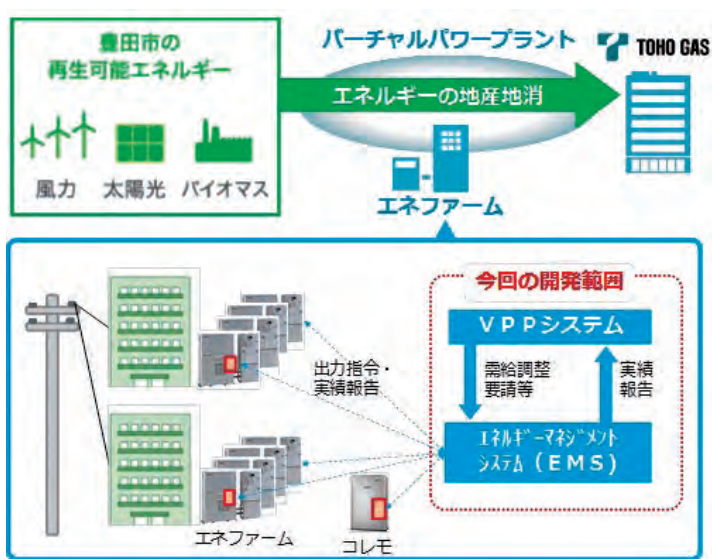
(出典：中部地方環境事務所主催「第 16 回地球温暖化に関する中部カンファレンス」の中部電力発表資料)

イ. VPP 実証プロジェクトⅡ：豊田市、アイシン精機株式会社、東邦ガス株式会社

VPP 実証プロジェクトⅡは、2019 年度から実施されており、再生可能エネルギーの発電量の変動や電力会社等からの出力変動要請等を想定した VPP システムからの指令に基づいて、家庭用燃料電池コージェネレーションシステム（エネファーム type S）や家庭用ガスエンジンコージェネレーションシステム（コレモ）の発電出力をそれぞれエネルギー管理システムで遠隔制御して、DR のリソースとしての調整力の活用に向けた効果を検証するものである。

なお、プロジェクトⅡにおいて、プロジェクトⅠと合同で両プロジェクトのリソースを活用して地産地消を向上させる取り組みも実施している。

VPP 実証に家庭用燃料電池コージェネレーションシステム（エネファーム type S）を用いるのは全国でも初めての試みであり、今後エネファーム群としての導入が期待できる集合住宅への適用を目指した検証などを実施していく計画である。



図表 2-20 VPP 実証プロジェクトⅡのシステム構成（出典：東邦ガス株式会社ホームページ）

(2-1-2. 参考資料)

- 1) 豊田市つながる社会実証推進協議会パンフレット
- 2) 中部地方環境事務所主催「第 16 回地球温暖化に関する中部カンファレンス：パラダイムシフト（その 1）～世界が目指す脱炭素社会と私たちの暮らし～（2019/7/24）」
中部電力株式会社発表資料「豊田市バーチャル・パワー・プラント（VPP）実証の概要と取組」
http://chubu.env.go.jp/earth/mat/data/CS16_S2.pdf
- 3) 2018 年度中部電力技術開発部門ニュース「バーチャル・パワー・プラント・プロジェクト～様々なリソースを活用し、地産地消に向けたグリッドサービスの検証」

2-1-3. 電化とデマンドレスポンスの実事業化の取り組み

：宮古島市、株式会社ネクstemズ、株式会社宮古島未来エネルギー

(1) 背景と目的

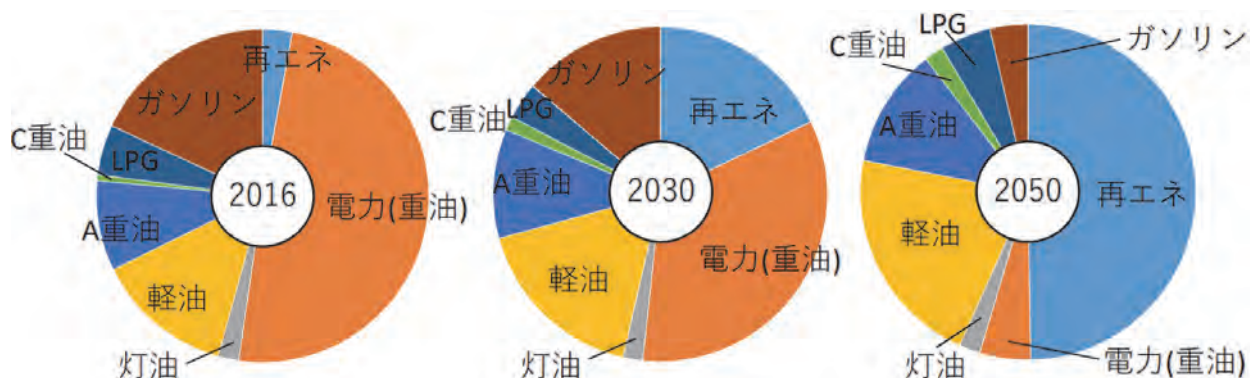
ヒートポンプ給湯機や蓄電池、電気自動車などエネルギーを貯蔵する要素を持つ機器は、デマンドレスポンスの有効なリソースとなる。しかし、これらの機器の普及率はヒートポンプ給湯機で世帯数の1割強、電気自動車では世帯数の0.2%程度にとどまっている。

そこで、給湯や輸送を電化することと一体にデマンドレスポンスやVPPに取り組むことが注目される。電化は、それ自体が天然ガス・プロパンガス・ガソリンなどの化石燃料の削減につながる。さらに、それらの機器をデマンドレスポンスやVPPで活用することで、再エネをより有効に活用することで、更なる二酸化炭素の排出削減につなげられる。

本項では、中長期的なエネルギー自給率向上、CO₂排出削減目標を持ち、電化と再エネ導入に一体とした地元でのビジネス化に挑戦し、さらにデマンドレスポンスやVPPの実証を進めている宮古島市での取り組みを概観する。

(2) 宮古島市のエコアイランド推進

離島は海面上昇やサンゴ礁の破壊など、気候変動の様々な影響に脆弱である。離島での持続可能な生活のため、率先して低炭素化・脱炭素化を目指す流れが国内外で広がり始めている。宮古島では、2008年の「エコアイランド宮古島宣言」を発表し、翌年には国内唯一の島嶼型の環境モデル都市になり、低炭素化・地域のエネルギー活用に向けた様々な取り組みを進めてきた。2018年に「エコアイランド宮古島宣言 2.0」が発表され、2019年にはその「5つのゴール」が設定された。その一つ、指標③として、省エネと再生可能エネルギー（再エネ）推進により、一次エネルギー自給率を2016年の2.88%から2050年には48.85%へと大幅に引き上げる目標を掲げた。さらに、再エネ電源比率も2050年に91.9%にまで高める試算結果が出されている。図表2-21に一次エネルギー自給率の推移を示す。



図表 2-21 エコアイランド宮古島宣言 2.0 での一次エネルギー自給率の推移
(出典：宮古島市ホームページ)

図表 2-22 エコアイランド宮古島宣言 2.0 のゴール設定上の数字
(出典：宮古島市ホームページ)

	2016	2030	2050
省エネ(電力、%)	-	20.6	24.0
省エネ(熱、%)	-	17.5	20.8
EV(万台)	0	1.3	3.0
太陽光(MW)	22	128	208
風力(MW)	4.8	6.9	36.9
CO ₂ 削減率(%)	-	37.3	69.0
エネルギー自給率(%)	2.88	22.05	48.85

離島で活用可能な再エネはその島の環境により大きく異なるが、宮古島をはじめ多くの島々は地熱・中小水力の資源に恵まれておらず、太陽光発電・風力発電がその中心とならざるをえない。宮古島のゴール設定では、需要ピークが 60MW 程度の島で図表 2-22 に示すように 2050 年には太陽光発電 208MW、風力発電 36.9MW とする。一方、これらの電源は出力が天候により変動する。宮古島のように独立した電力系統の場合、太陽光発電や風力発電の変動には島内での解決が必要となる。2016 年の沖縄電力の試算では、固定価格買取制度のもとで 24MW を超えた太陽光発電設備に対しては無制限での抑制を受け入れることが接続の条件となっており、太陽光発電の導入が停滞していた。

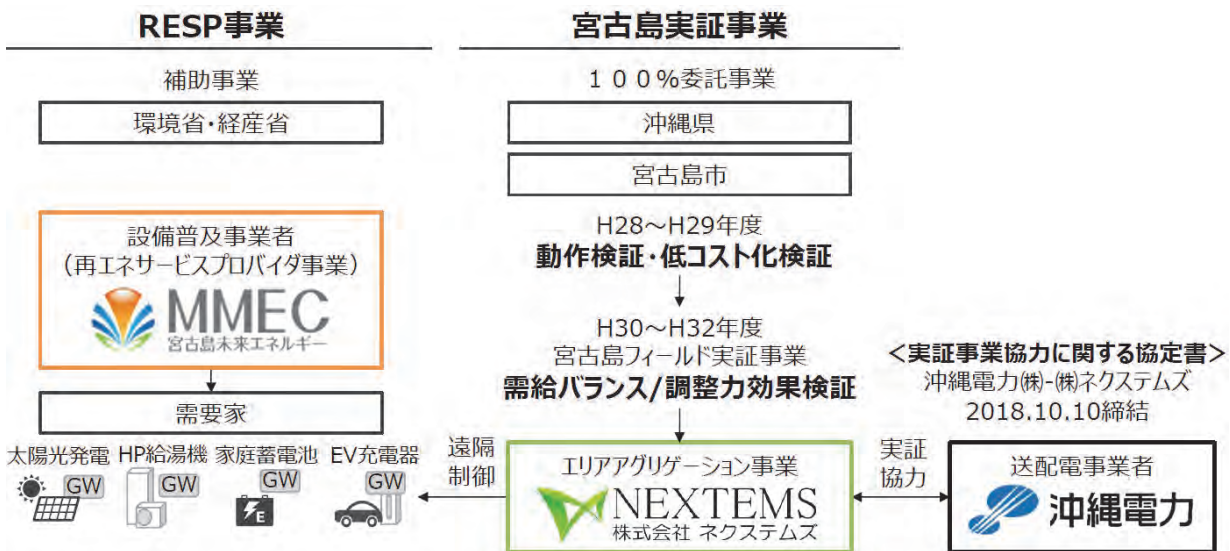
更なる再生可能エネルギー電源の導入を目指し、宮古島市では時々刻々の電力の「使う量」をコントロールする技術、「デマンドレスポンス」に着目した。2011 年から沖縄県から委託を受けた「島嶼型スマートコミュニティ実証事業」(以下、「本実証事業」)において技術開発を進めてきた。エコパーク宮古では、エコキュート・電気温水器、蓄電池など様々なエネルギー貯蔵性を持つ機器を利用し、太陽光発電の出力変動の影響を緩和するための実証試験が行われてきた。また、宮古島市の農業用ファームポンドの送水ポンプのデマンドレスポンスというユニークな取り組みも進められている。本実証事業の特徴は、単なる技術研究に終わらせず、実事業化に結び付けることを強く志向してきた点にある。

(3) 事業概要と実施主体

本稿では宮古島での 2 つの事業に着目する。1 つはヒートポンプ給湯機や家庭用蓄電池の導入による電化と太陽光発電の導入を一体に進める RESP (Renewable Energy Service Provider、再生可能エネルギーサービスプロバイダ) 事業であり、もう一つは導入された機器を通信制御することにより島の電力需給バランス維持に貢献する本実証事業である。図表 2-23 に、二つの事業の全体像を示す。

RESP 事業は環境省・経済産業省の補助も受けながら、株式会社宮古島未来エネルギー (以下、

「MMEC」) が、第三者所有モデルで需要家宅に太陽光発電パネルやヒートポンプ給湯機、家庭用蓄電池などのリソースの導入をビジネスとして進めている。そこで導入された機器を、アグリゲーション事業者である株式会社ネクステムズ（以下、「NEXTEMS」) が本実証事業において、沖縄電力の協力も得ながら遠隔で制御する技術を開発している。MMEC も NEXTEMS も 2018 年に設立された新しい企業である。一連の事業は、「宮古島における『再エネサービスプロバイダ事業』の推進」として、令和元年度新エネ大賞の経済産業大臣賞を受賞している。



図表 2-23 宮古島フィールド実証の体制（出典：NEXTEMS）

（４）プロジェクト詳細

①RESP 事業

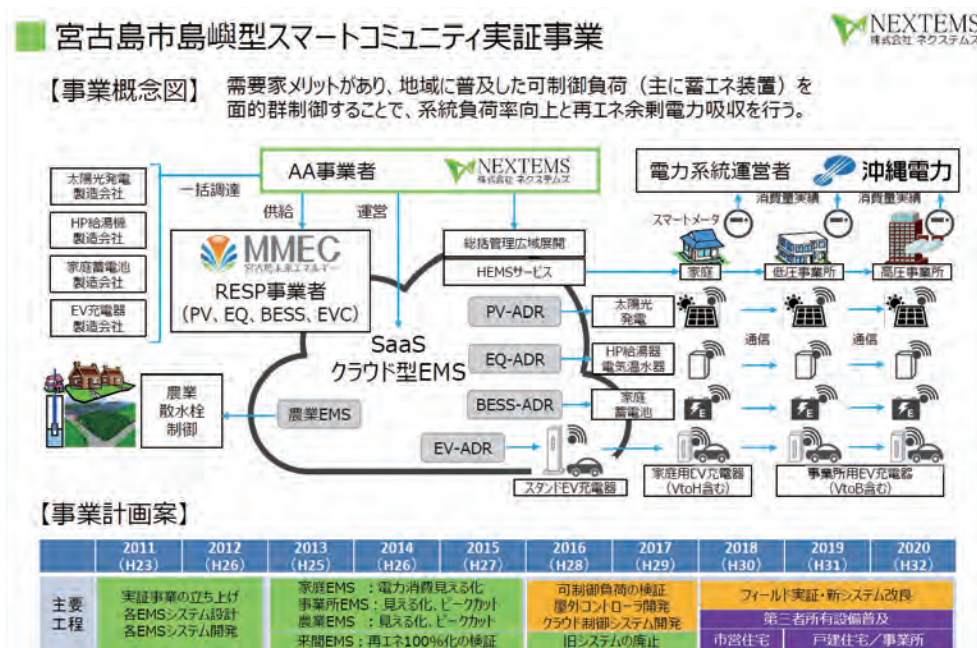
ア. 事業概要

MMEC は、「第三者所有モデル」により太陽光発電とヒートポンプ給湯機や家庭用蓄電池をセットで家庭に導入している。このモデルでは、太陽光発電や給湯機、蓄電池といった機器は居住者宅に設置されるが、その所有権は MMEC にあり、電気や温水熱を完全従量制で家庭に販売する。販売単価は、例えば太陽光電気料金は蓄電池無しで 20 円/kWh、蓄電池付きで 27 円/kWh、温水熱は 100L 当たり 50 円、といった形で設定されている。図表 2-24 に顧客への紹介用リーフレットを示す。第三者所有モデルは需要家からすると初期費用がかからないという利点がある。一方、将来的には多様な需要家のニーズにこたえるため、第三者所有モデルだけでなく設備販売の形での導入も検討している。

ヒートポンプ給湯機の運転電力を主として太陽光発電で供給することで、プロパンガスの使用量を削減し、島の低炭素化に貢献する。さらに、第三者所有モデルの場合、機器の所有権が MMEC 側にあるため、その制御権を NEXTEMS に渡すことで、後述するような太陽光発電の出力抑制やヒートポンプ給湯機の沸き上げ時間変更などがやり易いと考えられる。

古島市)。

図表 2-26 に現在の本実証事業の概念図と事業計画案を示す。エリアアグリゲーション (AA) 事業者である NEXTEMS が、RESP 事業者の保有する機器をクラウド型 EMS (エネルギー管理システム) から制御することで太陽光発電の変動を緩和し、結果として宮古島により多くの太陽光発電を導入可能にする。

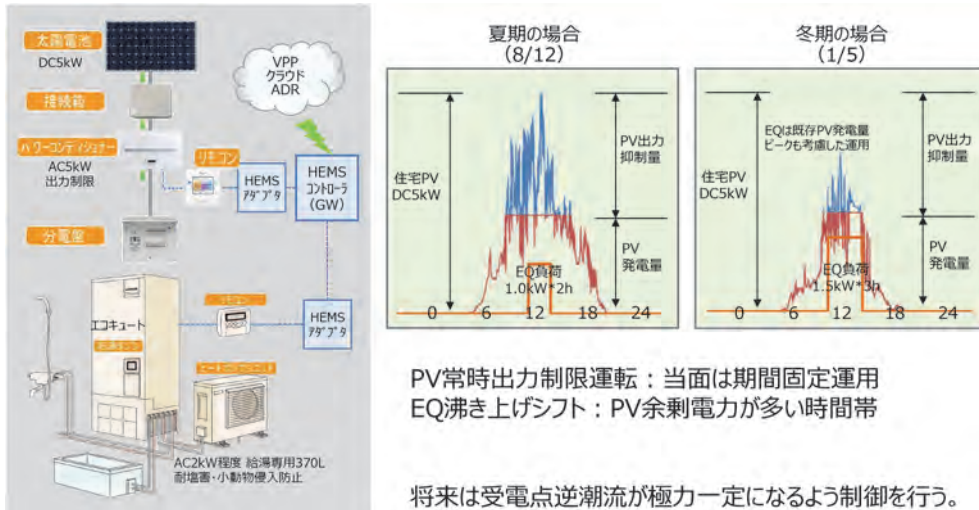


図表 2-26 本実証事業の概念図と事業計画案 (出典 : NEXTEMS)

イ. 事業内容

宮古島では既に電力系統への太陽光発電導入に制限がかかっているが、NEXTEMS は図表 2-27 に示すように太陽光発電設備に対して「常時出力制限運転」を行う。これにより、島全体で見た時の昼間の残余負荷の急低下を抑えるとともに、太陽光発電の特に高出力帯での急峻な出力変動を緩和し、PV 発電量の予見性を向上できるとしている。太陽光発電が定格に近い出力を出す時間は短いため、月ごとに夏季は出力率を 60~70%、冬期は出力率を 40~50%に制限しても、年間での出力抑制量は 10%程度にとどまると同社は試算している。さらに、太陽光発電の余剰電力が多くなる昼間にエコキュートの沸き上げ運転を行うことで、余剰電力の低減を行う。

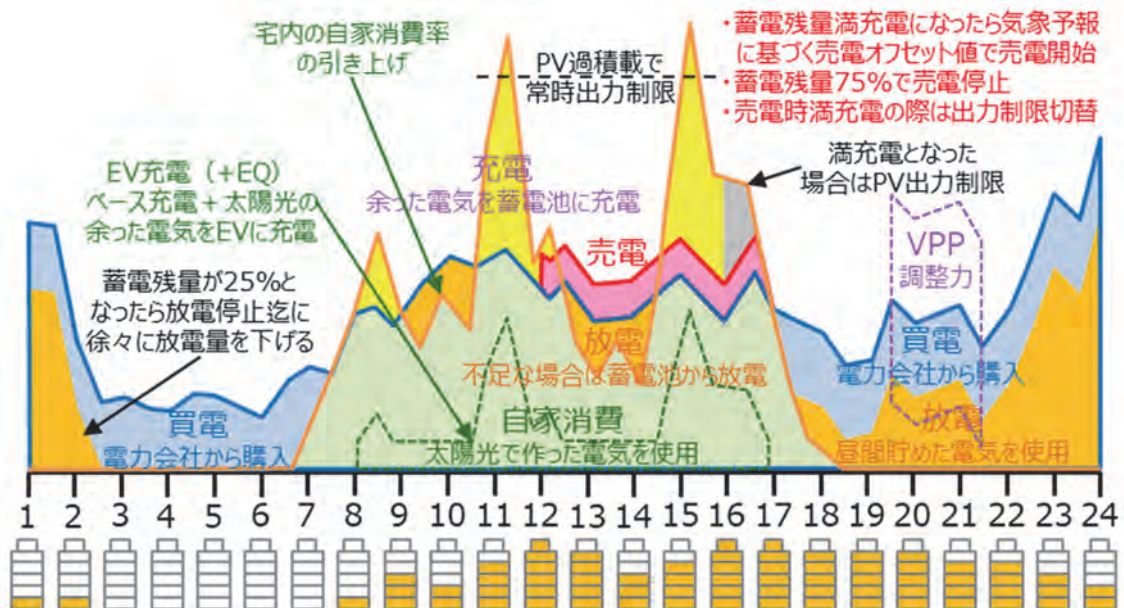
制御指令はネクステムズのクラウド型 EMS で生成される。それが本実証事業で開発され、各家庭に設置された HEMS (Home Energy Management System : 家庭用 EMS) コントローラに送られ、各機器が制御される。



図表 2-27 オンサイトでの太陽光発電とヒートポンプ給湯機の使い方 (出典: NEXTEMS)

ウ. 今後の展開

今後は自家消費型太陽光発電の大量普及を想定し、電力系統への変動要因をさらに低減し、また家庭からも調整力を電力系統に提供するために、より詳細な制御を行うことが検討されている (図表 2-28)。導入する機器としては、太陽光発電、蓄電池、ヒートポンプ給湯機に加えて、電気自動車の充電器も検討されている。日中は太陽光発電の余剰を極力蓄電池やヒートポンプ給湯機で消費しつつ、太陽光発電出力が急減した際には蓄電池から放電する。また、夜間は基本的には系統からの買電と蓄電池の放電で需要をまかないながらも、宮古島の需要が最大となる夕方の時間帯には VPP として調整力を系統側に提供する。このように需要家宅にある機器を最大限活用することは、太陽光発電の追加的な導入を支えるとともに、ピーク需要が増加しつつある宮古島において追加の火力発電機建設を抑止することにも貢献しうると考えられる。



図表 2-28 今後の展開 (出典: NEXTEMS)

2-2: エネルギー需給評価プラットフォーム構築に関する先行研究

2-2-1. エネルギーエンドユースモデルを用いたエネルギー需要の推計手法

: 大阪大学大学院工学研究科 環境・エネルギー工学専攻 下田研究室

(1) 背景と目的

地域、あるいは家庭用や業務用など建物別や部門別のエネルギー需給を予測するには、エネルギー需要を用途別や機器別に分解し、各機器の効率向上や新技術の普及速度なども加味した上で、将来のエネルギー需給動向を推計する必要がある。

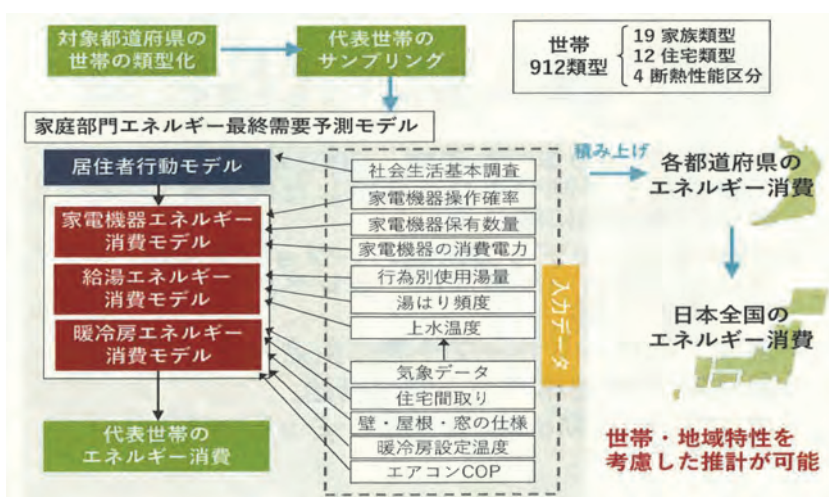
大阪大学大学院工学研究科の下田研究室では、都市などを対象にそのエネルギー需要の成り立ちを科学的に解明し、需要端に設置される再生可能エネルギーや各種エネルギー変換装置、スマートグリッド等のエネルギーマネジメントシステムにおける各種要素技術を用いて、資源及び環境面から最適なエネルギーシステムを構成するための工学的手法を確立する研究が行われている。

特に近年、PVや風力発電、コージェネレーションなどの分散型電源の積極的な導入やデマンドレスポンス (DR) などの需要家側からのピークカットやピークシフトへの取り組みの重要性が高まっており、環境性や経済性まで考慮した将来の電力需要予測を行うには、電力系統で時刻別の電力需要を正確に推計するモデルが必要となる。

そこで、下田研究室では2000年頃より、この電力負荷を精度よく推計する「エネルギーエンドユースモデル」の開発を行っている¹⁾。

(2) エネルギーエンドユースモデルの概要

本モデルは、建物単位から電力系統・地域・国土に至るまで、エネルギー需要の発生の成り立ちを要素に分解してモデル化したもので、家庭用は2000年頃から、業務用は2005年頃から開発が行われている。当初は都市→都道府県→国レベルでのエネルギー需要予測を行っていたが、センシングや通信技術の発展、計算機の記憶容量の増大などに伴い、大量のデータを一度に取得して解析する事が可能となったことなどから、住宅や建物などのロードカーブ予測や建物の各種フォルトを発見して改良や施工改善につなげる取り組みなどにも広げられている²⁾。本モデルのフローと推計手法を図表2-29に示す。



図表2-29 家庭用エネルギーエンドユースモデル（全国推計）のフロー例
(出典:「CREST研究領域公開シンポジウム」の発表資料⁴⁾)

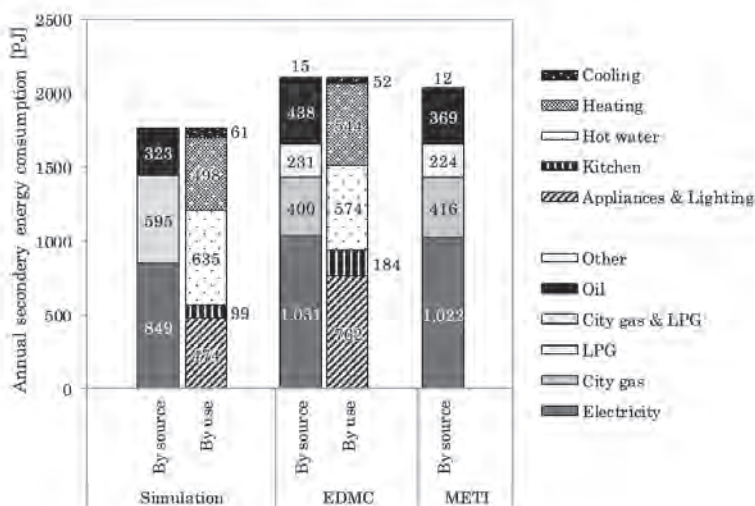
本モデルの特徴は、世帯の条件の分布を考慮していること、現実の家庭でエネルギーが消費されるプロセスを再現していることであり、これらにより、世帯や地域によるエネルギー消費の差異の考慮、現実的な機器の稼働状況の想定に基づく対策効果の推計、対策間の相互作用の考慮が可能となることなどである。

日本の家庭部門のエネルギー消費量は、各都道府県のエネルギー消費量の推計結果を合計する事で求める。各都道府県に居住する世帯の家族構成及び住宅の情報は国勢調査結果と住宅ストックの熱性能構成比から求め、この中の0.03%を当該都道府県の代表世帯として抽出する。本モデルでは、家族累型19種類、地域の住宅形式2種類（戸建・集合）、住宅延床面積6区分、住宅熱性能4区分（無断熱、昭和55年基準、平成4年基準、平成11年基準）の合計912種類のモデル世帯を用意し、上記で抽出された各代表世帯を912種類のいずれかに当てはめ、各類型世帯の電力需要を積算し、その結果を各都道府県の総世帯へ拡張することで地域スケールの電力消費を推計している。

各居住者の行動スケジュールは、総務省統計局社会生活基本調査をもとに居住者属性（勤め人、主婦、学生、70歳以上男・女など）毎に作成しており、各属性について勤務時間や年齢、性別等に応じてさらに細かく類型化することで、居住者の生活様式の多様性なども考慮されている。

家庭用のエネルギーエンドユースモデルでは、住宅の電力需要を1年間5分間隔で推計する事ができ、居住者の行動スケジュールや住宅の断熱性能、家電機器の保有状況・仕様、気象条件などの入力条件を実測定結果に基づいて、細かく設定することも可能である。

この家庭用エネルギーエンドユースモデルを用いて、実際の電力会社の約1,200世帯のスマートメーターからの平均値（実データ）を用いて予測精度検証を行った結果、図表2-30に示すとおり、一年を通じてEMDC（エネルギー・経済統計要覧）推計値や総合エネルギー統計（経済産業省）の電力消費量などと精度良く一致する事が確認でき、地域だけでなく全国レベルの数値としても推計可能なモデルであるといえる。



図表2-30 家庭用エネルギーエンドユースモデルの予測精度の検証結果⁵⁾

(3) 応用事例－民生家庭部門の温室効果ガス削減ポテンシャル予測－

この家庭用エネルギーエンドユースモデルを用いて、国の長期エネルギー需給見通しで示された

政府の対策効果について、気象条件・家族構成・住宅

仕様などの条件を考慮した上で、実際のエネルギー消費プロセスに沿って、家庭部門のCO₂削減見込み量の検証が行われている。

本試算では、以下の3つのケースについてシミュレーションを行い、算出した削減効果とその内訳を政府試算と比較している。

①現状ケース（2013年度）：

削減目標の基準年度である2013年度を対象としたケース。

②レファレンスケース（2030年度）：

2013年度から対策を実施せずに2030年度まで推移したケース。ただし、人口及び世帯数の変化率は含める。

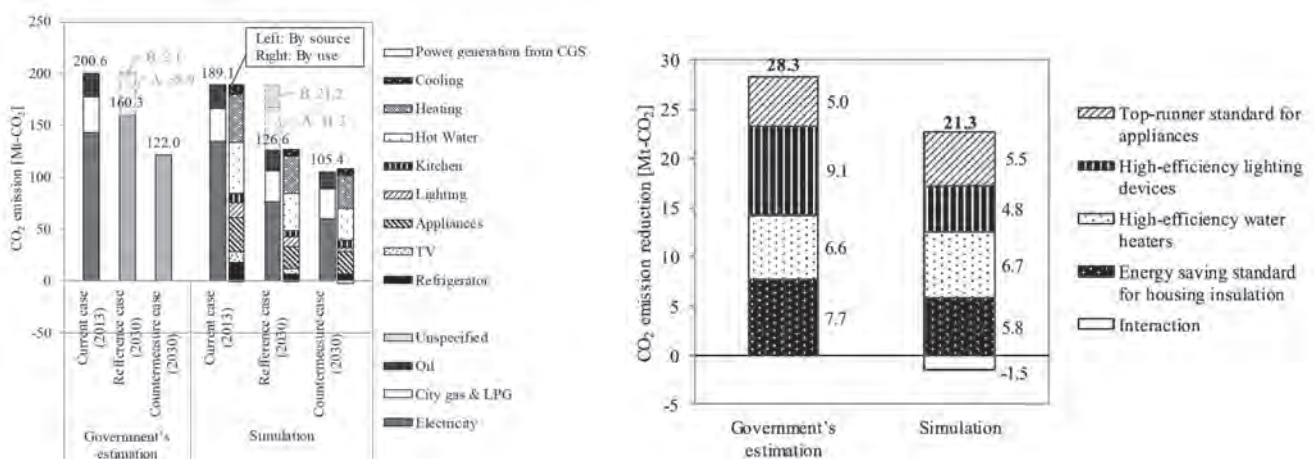
③対策ケース（2030年度）：

長期エネルギー需給見通しに示されている、以下の4つの対策を実施したケース。

- ・新築住宅の省エネ基準適合推進、既築住宅の断熱改修の促進
- ・高効率給湯器の導入
- ・高効率照明の導入
- ・トップランナー制度等による機器の省エネ性能向上

電力のCO₂排出係数については、2013年度は0.570kg-CO₂/kWh、2030年度は0.370kg-CO₂/kWhを用いて、2030年度の気象条件は2013年度と同じと仮定して試算した結果、図表2-32に示したとおり、現状ケース（2013年度）から対策ケース（2030年度）にかけて189.1Mt-CO₂から105.4Mt-CO₂に削減された。

また、レファレンスケースからのCO₂排出削減量について、対策別の内訳を政府試算の結果と併せて示した。政府試算の削減量（28.3Mt-CO₂）は本モデルによる推計（21.3Mt-CO₂）よりも7Mt-CO₂大きくなっており、特に高効率照明の導入による削減効果でその差が大きくなっている。これは政府試算では部屋によらず全ての照明について年間2,000時間（1日当たり約5.5時間）使用すると想定されているが、本モデルでは居住者の在室スケジュールと日照時間に基づいて1年間の照明使用時間を決定しているためであり、居住者の実際の行動や外部条件などがより正確に反映されたモデルといえる。



図表2-31 2030年のCO₂排出量の推計及び削減量の内訳⁵⁾

(4) 今後の展開

その他にも下田研究室では、この家庭用エネルギーエンドユースモデルを用いて、家庭の省エネルギー対策として注目される PEFC（固体高分子型燃料電池）や SOFC（固体酸化物型燃料電池）などの住宅用コージェネレーションシステムの導入効果を、家族構成や入浴習慣の異なる 200 世帯分のエネルギー需要パターンを解析して、一次エネルギーの削減効果や削減効果に影響を及ぼす需要特性や世帯特性などを明らかにする研究なども行われている。

今後も、各機器のエネルギー消費効率の経年変化や新しい消費機器の出現、新技術などを逐次モデルに反映させていく他、データの分析・表示方法の標準化などにも取り組んでいく計画である。

2-2-2. 家庭用の PV・EV 評価システム（家計における経済性・環境性評価モデル）

：東京大学生産技術研究所 エネルギーシステムインテグレーション社会連携部門 岩船研究室

（1）背景と目的

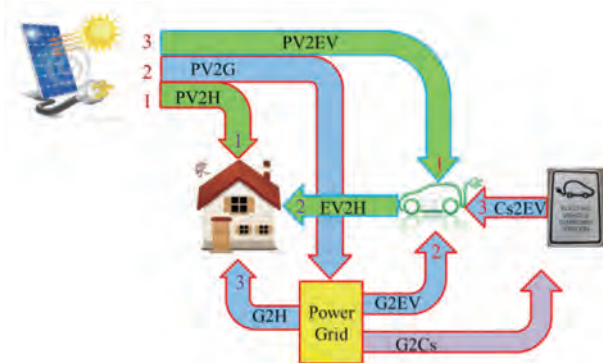
岩船研究室では、民生部門や交通部門など都市のエネルギーシステムや環境問題を対象に、気象条件や人間の嗜好、産業構造や経済性、システムの持続性などを考慮したモデル分析により、人と環境に優しい自律協調型のエネルギー・マネジメント・システムの構築等に関する研究などが行われている。

特に家庭部門においては、国の「長期エネルギー需給見通し」の中でも高い目標が設定されており、このような高い目標を達成しつつ 3E+S を満足する持続的なエネルギーシステムの実現に向けて、これまで数理計画法を用いた「家庭内機器の最適運転計画手法」の研究が行われてきた。家庭部門において、PV を用いた発電システムを導入する場合、需要と供給の関係は非常に複雑となり、特にその変動要素をどのように吸収するかが課題となる。変動要素の吸収に蓄電池を使う場合には、高価な蓄電池の使用容量を抑えつつ各種のエネルギー貯蔵デバイス、例えばヒートポンプ給湯器や EV 等のエネルギー貯蔵要素を上手に組み合わせ、賢く制御する事が重要である。また、PV や風力発電が需要家末端に大量に導入されるようなケースでは、需要家側より上流側の系統で逆潮流が発生し配電系統で電圧が上昇する問題、変動性の電力により系統全体の需要と供給のバランスを確保する事が困難になるなど、様々な問題も生じている。

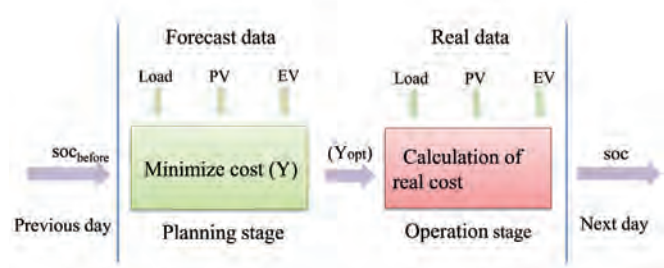
そこで、本項では住宅における需給調整手段としての EV に着目し、多様化する電気料金システムのもとで EV バッテリーと PV システムを連携させる時にどのような EV バッテリーの運用が需要家にとって最適かをシミュレーションする「家庭用の PV-EV 評価システム」を紹介する。本モデルは、各家庭の DR リソース（HP 給湯器、蓄電池、EV 等）を系統解析モデルに組み込んだモデルであり、DR などの需要反応（外乱）に対して各機器がどのような挙動を示すのかを、経済性や環境性なども併せてシミュレーションできるモデルである。

（2）シミュレーションモデルの概要

本モデルは、住宅における PV-EV システムを構築する時に、電力需要と PV 発電量の予測を行い、計画から運用に至る過程で各予測誤差がどのような影響を及ぼすかを検証することを目的としている。本モデルで考慮している要素を図表 2-33 に示す。住宅の電力需要は「1. PV (PV2H)」、「2. EV 放電 (EV2H)」、「3. 系統からの買電 (G2H)」で賄われる。PV 発電量は、「宅内需要への給電 (PV2H)」、「売電 (PV2G)」、「EV への充電 (PV2EV)」として供給され、EV は「PV からの充電 (PV2EV)」と「系統からの充電 (G2EV)」で賄われよう設定されている。



図表 2-32 住宅用 PV-EV システムの概要⁹⁾



図表 2-33 住宅用 PV-EV システムのアルゴリズム⁹⁾

また、図表 2-33 に示すとおり、提案する PV-EV シミュレーションモデルは、計画と運用の 2 つのステップから構成されている。

[STEP1：計画段階]

- ・過去のデータや気象データに基づき、翌日の毎時需要及び PV 発電量の予測を行い、それらの値と与えられたバッテリーの SOC (State of Charge、充電状態) 条件に基づいて、1 日の電力コストが最小となるように、バッテリーの充放電計画を構築する。
- ・バッテリーが SOC 状態になる X(EV 走行に必用なバッテリーの SOC レベル)とそれが必要になる時刻を所与し、PV からの充電分を除いた Y (系統から EV バッテリーへの充電量) を決定し、1 日の電力コストが最小になる解 (Cost) を求める。

[STEP2：運用段階]

- ・SOC が前日運用完了時の充電レベルからスタートして、実需要、実 PV 発電量、実走行に基づいて余剰電力量 (PV_{sur}) を決定し、バッテリーの充電状態が毎時計算される。
- ・時間毎の EV の運用パターンは、以下の 3 パターンから選択している。
 - 〈パターン 1〉 EV が自宅にあり外出前 (0~t~出発時刻)
 - 〈パターン 2〉 EV が自宅にあり外出後 (到着時刻~t~23)
 - 〈パターン 3〉 EV が走行中 (出発時刻~t~到着時刻)

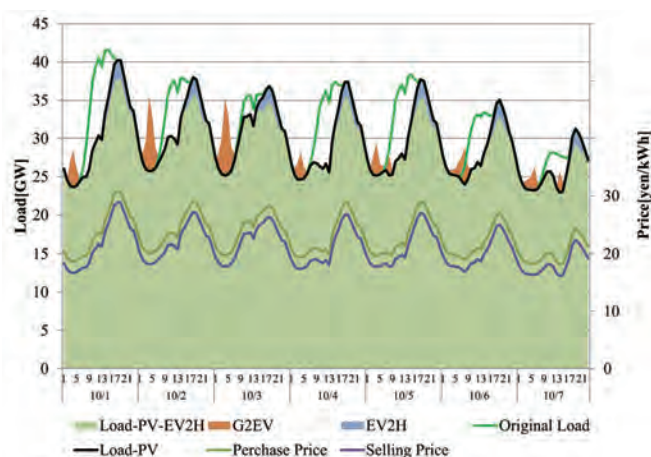
(3) シミュレーション結果の例—PV-EVシステム大量導入時の系統への影響評価

この「家庭用のPV-EV評価システム」を用いて、家庭部門においてPV-EVシステムが電力系統に大量に接続された場合の系統への影響や、どのような運用をするとEVバッテリーの運用が最適になるかなどを評価した。

この評価システムでの電力価格は、電力系統全体の需要の大きさに応じて決定される限界燃料費に連動して動的に変化するものとして想定し、導入されるPV総容量は15GW、ピーク電力の約3割としてある。また、EVについては約300万世帯がPV-EVシステムを導入するものと仮定し、一日おきにEVを利用するパターンでシミュレーションを行っており、この時の300万世帯の電力消費量は38億kWh/年となっている。また、PVの発電量は東京電力管内で実在する51世帯で実際に測定されたPVの合計値に比例すると想定して300万世帯に拡大してある。

その結果、系統の見かけ需要に依存しPVの発電量が少なくなる夕方の需要ピークの時間帯に、価格が高くなっている。また、各家庭は電力コストを削減するために、電力系統需要が少ない時間帯にEVバッテリーを充電し(G2EV)、需要ピーク時間帯にEVバッテリーに搭載されている電力を用いて給電する(EV2H)方法が最適なパターンであり、結果として系統電力の負荷平準化に貢献していることも分かる。

本研究では、51世帯のデータを300万世帯に展開しているが、今後さらにデータ数を増加させて対象数を増やす事で、データ分散の影響やならし効果の影響についても検討を進める計画である。



図表 2-34 PV-EV システム大量導入時の系統影響評価結果⁹⁾

(4) 今後の展開

今後は PV や EV の将来導入シナリオなどについても精査し、EV の申告制度による各戸の経済性への影響評価、系統全体でより最適な運用へと導く仕組みの構築などについて検討していく。

また EV に関しては、図表 2-33 に示したとおり、EV の各運転状態（家庭に滞在、移動中、外出先で滞在）の遷移確率をマルコフ連鎖（確率変数の連鎖）で表現し、それにモンテカルロシミュレーション（繰り返しのランダムな試行錯誤）を適用することでモデル化し、PV-EV システムが設置された家庭での正味の充電費用と充電ステーションでの充電費用が最小になるように充放電としたパターン解析などの研究もなされており、今後 PV-EV システムが交通系インフラに与える影響や、EV の定置用バッテリーとしての DR 機能の検証などの取り組みを継続していく計画である。

[2-2. 参考文献]

- 1) 下田研究室 HP (<http://www.see.eng.osaka-u.ac.jp/seeue/seeue/>)
- 2) 下田吉之、又賀祐樹、三輪洋介、田中宏昌、田辺慎吾、白石かおり：業務建物における詳細エネルギー計測データの分析手法に関する研究，空気調和・衛生工学会論文集，No.258（2018年9月）。
- 3) 大月雅也、松岡綾子、山口容平、下田吉之：家庭用エネルギーエンドユースモデルを用いた電力負荷曲線の推計及び精度検証，空気調和・衛生工学会大会学術講演論文集（2016.9.14-16（鹿児島）），第9巻。
- 4) 下田吉之，「科学技術振興機構戦略的創造研究推進事業 CREST 研究領域公開シンポジウム 分散協調型エネルギー管理システム構築のための理論及び基盤技術の創出と融合展開」講演資料：「EMS のためのエネルギー需要の科学的扱い（2018年9月）」。
- 5) 松岡綾子、杉山みなみ、桃木貴志、山口容平、下田吉之：長期エネルギー需給見通しにおける CO₂ 排出削減見込み量の検証，日本建築学会環境系論集，第84巻，第757号（2019）。
- 6) 青木拓也、羽原宏美、下田吉之：世帯の需要特性を考慮した住宅用コージェネレーションシステムの導入効果分析，エネルギー・資源，Vol. 37，No.1（2016）。
- 7) 岩船研究室 HP (<http://www.iwafunelab.iis.u-tokyo.ac.jp/>)
- 8) 岩船由美子：持続可能なエネルギーシステムにおける家庭部門の役割，第26回日本エネルギー学会大会，特別講演要旨（2017.07.25）。
- 9) Mustapha Aachiq, Joao Gari da Silva Fonseca Junior, 大関崇, 岩船由美子：電力系統の需給バランスのための住宅用 PV-EV システムの評価，電気学会論文誌 B（電力・エネルギー部門誌），Vol.135，No.1。
- 10) Yumiko Iwafune, Kazuo Ogimoto, Yuki Kobayashi, Kensuke Murai：Driving Simulator for Electric Vehicles Using the Markov Chain Monte Carlo Method and Evaluation of the Demand Response Effect in Residential Houses, IEEE Access, March 6, 2020.

[第二編]

第二編

地域におけるエネルギーシステムの最適化に関する調査研究

＜本研究の背景＞

パリ協定への対応、電力・ガス事業の全面自由化とFITによる再エネの大量導入など、エネルギー需給をとりまく状況は大きく変化しつつある。また、将来的にも、再生可能エネルギーの更なる導入拡大、電気自動車や水素などの新しいエネルギーサービスや資源の利用、人口減少等による社会構造の変化に対応するため、超スマート社会（Society5.0）が提唱されており、これに対応するエネルギー需給システムを構築していく必要がある。そのためには、国全体のエネルギー基本計画を踏まえ、個々の地域についても数十年先を見据えたエネルギー需給のグランドデザインを描くことが重要である。

＜本研究の目的＞

本研究では、様々なステークホルダーが共通の情報に基づきエネルギー需給のグランドデザインを検討するため、個々の地域の人口動態、土地利用計画、産業立地などを考慮して、将来的な地域のエネルギー需給に関する情報を整理し、**地域全体として望ましいエネルギー需給のあり方を検討するためのプラットフォームを構築**する。

また、本プラットフォームを用いた検討例として、中部エリアを対象として、いくつかの将来シナリオについて太陽光発電の有効利用の可能性やCO₂排出量削減への影響等を評価する。

目次

第1章 エネルギー需給評価プラットフォームの構築

1.1 プラットフォームの概要

1.2 使用データ

1.3 各項目の計算方法

- 1.3.1 500mメッシュ単位の電力・燃料需要の計算方法
- 1.3.2 各配電エリアにおける電力需要の計算方法
- 1.3.3 将来の住宅・業務施設の想定方法
- 1.3.4 電気自動車の充放電電力の計算方法
- 1.3.5 各配電エリアにおける蓄電池容量、電力需給の計算方法
- 1.3.6 対象地域全体における電力需給の計算方法
- 1.3.7 対象地域全体におけるCO₂排出量等の計算方法
- 1.3.8 各市区町村における電力需要、再エネ発電出力、CO₂排出量等の計算方法

1.4 電力・燃料需要計算の妥当性

第2章 検討例：太陽光発電の有効利用方策とCO₂排出量への影響

2.1 検討内容と想定シナリオ

- 2.1.1 検討内容
- 2.1.2 想定シナリオ

- 2.1.3 各発電設備の導入容量・空間分布、発電電力の想定
- 2.1.4 電気自動車の導入台数の想定

2.2 各配電エリアの電力需給

- 2.2.1 都市部の戸建住宅が多い配電エリア
- 2.2.2 住宅・工場が混在する郊外の配電エリア
- 2.2.3 太陽光発電の導入ポテンシャルが高い配電エリア
- 2.2.4 電力需要に応じた太陽光発電導入分布の効果

2.3 中部エリア全体の電力・エネルギー需給

- 2.3.1 Case-1における電力需給
- 2.3.2 Case-2における電力需給
- 2.3.3 Case-3における電力需給
- 2.3.4 Case-4における電力需給
- 2.3.5 中部エリア全体の電力・エネルギー需給

2.4 各市区町村の電力・エネルギー需給

- 2.4.1 一人当たり民生部門電力需要
- 2.4.2 市区町村内で利用される太陽光発電の割合
- 2.4.3 市区町村の電力需要に占める太陽光発電の割合
- 2.4.4 市区町村内に導入される蓄電池容量
- 2.4.5 市区町村の一人当たりCO₂排出量（民生エネルギー需要分）
- 2.4.6 他エリアに供給するPV電力の環境価値
- 2.4.7 考察

第3章 まとめ

第1章 エネルギー需給評価プラットフォームの構築

1.1 プラットフォームの概要

プラットフォーム構築の目的

- 様々な地域・都市における電力・エネルギー需給に関する各種指標(エネルギーサービス需要、CO₂排出量、蓄電池(BESS)等の新規設備の必要量など)を計算し、各地域の結果を比較検討することにより、個々の地域の役割、相互協調のあり方などを検討するためのツールを提供すること
 - 例えば環境省より提供されている各種再エネの導入ポテンシャルマップやシナリオ別導入可能量に関する情報を踏まえ、地域全体として、どこにどの再エネをどれだけ導入すれば地域全体として経済的に有効活用できるかを検討するためのツールを提供することが本プラットフォーム構築の目的。
- 地域全体として望ましい方向に進むために、様々なステークホルダーが共通の情報に基づきエネルギー需給のグランドデザインを検討するためのツールであり、個々のステークホルダーがそれぞれの課題(例えば、特定のエリアにおける温室効果ガス排出削減の方策)に特化して検討するためのツールではない

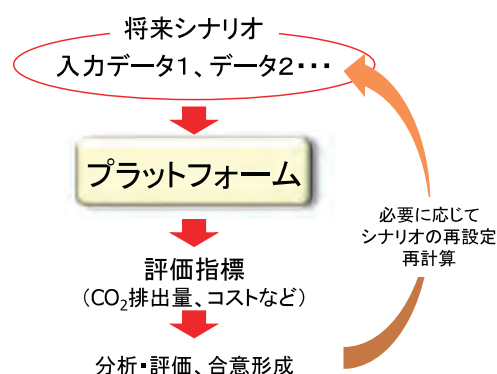
主な仕様

- 人口変化や新技術普及等に関する様々な将来シナリオを考慮できること
- 原則、公開情報を利用すること
- 再エネ発電電力の送配電に関する制約を考慮できること
 - 再エネ発電の利用拡大においては送配電設備の増強がポイントであり、より実態に即した検討を可能とするため、送配電の設備利用に関する制約条件を考慮できることを要件とした。
- 任意の市区町村のエネルギー需給を比較できること

プラットフォーム利用のイメージ

- 人口変化や新技術の普及に関するシナリオを設定し、対応するデータを作成して入力すると、電力・エネルギー需給に関する各種指標(エネルギーサービス需要、CO₂排出量、蓄電池(BESS)等の新規設備の必要量など)が計算される
- 計算される各種指標を様々なステークホルダーが分析・評価し、全体で合意が得られる望ましいシナリオを選定する

- 何らかの数値目標を入力し、それを実現するための最適解が算出されるものではないことに注意



計算手順

- 将来シナリオを想定
 - 人口、エネルギー用途における電力シェア、電源構成、機器効率等について将来シナリオを想定する
- 入力データの準備
 - 想定された将来シナリオに基づき、500mメッシュ単位の人口、各配電エリアにおける再エネ発電導入容量、日射量時系列データ等、個々の入力項目に関する具体的なデータを準備する
- 配電エリア単位のエネルギー需要、再エネ発電電力を計算
 - 年間8760時間のエネルギー需要(電力需要、燃料需要)を500mメッシュ単位で計算し、個々の配電エリアの供給範囲について集計する
 - 日射量データ、風速データ等に基づき、各配電エリアについて想定した再エネの発電電力を計算する
 - 土地が安価などの理由で再エネ発電の導入適地であっても上位系統を介して他のエリアに発電電力を供給できない可能性を考慮するため、個々の配電エリアにおける再エネ発電の供給制約を設定し、再エネ発電の出力抑制を削減するための蓄電池の導入容量を計算し、これを考慮して再エネ発電電力のうち配電エリア内の利用分、他エリアへの供給分、余剰となり抑制される分などを計算する
- 対象エリア全体の発電機種別の電力供給量、電力供給のCO₂排出原単位等を計算
 - 各配電エリアについて計算した電力需要、再エネ発電電力等を合計するとともに、上位系統から直接供給される電力需要を考慮して、地域全体の8760時間の電力需要を計算する
 - 各配電エリアについて計算した燃料需要を合計するとともに、別途計算する大規模需要家における燃料需要を考慮して、地域全体の年間の燃料需要を計算する
 - 地域全体の8760時間の電力需要に対し、想定した燃料種別発電機の電力供給量、揚水発電機・蓄電池の運用等を計算する
 - 燃料種別発電機のCO₂排出原単位と年間の電力供給量に基づき、地域全体の電力供給に関するCO₂排出量を計算する
- 市区町村単位のエネルギー需要、太陽光発電出力、CO₂排出量等を計算
 - 500mメッシュ単位で計算した電力需要・燃料需要を各市区町村単位で集計し、各市区町村の電力需要・エネルギー需要を計算する

- ▶ 配電エリア単位で計算した利用可能な再エネ発電電力等を案分し、各市区町村で利用可能な再エネ発電電力等を計算する
- ▶ 各市区町村における残余電力負荷(=電力需要-再エネ発電電力)に計算手順4で計算される電力供給に関するCO₂排出原単位を乗じて各市区町村の電力需要に関するCO₂排出量を計算する
- ▶ 同様に各市区町村における燃料需要にCO₂排出原単位を乗じて、燃料消費に関するCO₂排出量を計算する
- ▶ 各シナリオにおける市区町村のエネルギー需給状況を比較するため、計算結果を人口一人当たりの値などに換算する

● 現段階のプラットフォームの利用における主な留意事項

- 個別の事例に関する詳細な検討ではなく、一定の地域(本報告書では中部エリア)を俯瞰的に扱い、地域内に分布するエネルギー需要・資源を地域全体として有効活用する方策を検討するツールであること
- 地域内のエネルギー資源として、経済性を考慮すると、太陽光発電の導入拡大が期待されることから、まずはその効果・影響について、地域内の様々なエリアにおける特徴を考慮して検討することに重点を置いていること
- したがって、太陽光発電以外の再エネ発電の具体的な導入地点は考慮していないこと
 - 風力発電や中小水力発電等については、環境省等により導入ポテンシャルマップが公表されており、これらを活用することで、今後本プラットフォームでも考慮できる。なお、現段階では、それらの導入拡大の効果は電力供給のCO₂排出原単位に反映している。
 - ただし、特に将来的に大量導入が期待される洋上発電については、出力時系列データの整備が課題である。また、小水力発電やバイオマス発電についても、年間を通じた利用可能な資源量に関するデータ整備が課題である。
 - なお、バイオマスについては、資源の輸送先や利用時の規模など、地域全体として望ましい利用方法を考えることは、エネルギー需給のグランドデザインを検討する際の一つの項目と考えられる。
- 電気自動車(EV)の普及に伴う運輸部門の電化拡大は考慮していないこと
 - EVを充電する場所、時間、充電量などに関するデータが不十分なため考慮できていない。今後、パーソントリップデータ等に基づき、EVを充電する場所等に関するデータを整備し、電力需給バランスの計算に反映することが課題である。
 - ただし、日常的な利用頻度が低い自家用車の一部がEVとなり、蓄電池と同様に日中の余剰電力で充電し夜間に利用する状況を考慮している。また、地域全体のCO₂排出量の評価では、エネルギー消費統計の値を考慮している。
- 産業部門など、大規模な需要家に関するエネルギー需給を外生的に扱っていること
 - 個々の工場、大規模商業施設等のエネルギー需要に関するデータが不十分なため考慮できていない。今後、経済成長率、各産業の将来動向、産業部門におけるエネルギー利用の効率改善の可能性などを調査し、電力需給バランスの計算等に反映することが課題である。
 - ただし、電力需要については、対象地域全体の電力需要の実績値から本プラットフォームで計算される配電エリアの電力需要の差分として計算し、各種将来シナリオにおいて利用している。
- 業務部門における将来のエネルギー需要の計算において、経済成長などを考慮していないこと
 - 後述のように、本プラットフォームでは各エリアの業務需要は、現状をベースとしつつ将来の人口変化に比例して変化すると想定している。上記の大規模な需要家に関する課題と同様に、経済成長率、各産業の将来動向などを考慮してエネルギー需要を計算するような改善が課題である。
 - ただし、電力需要については、対象地域全体の電力需要の実績値から本プラットフォームで計算される配電エリアの電力需要の差分として計算し、各種将来シナリオにおいて利用している。
- コストに関する指標は計算できていないこと
 - 燃料種別の消費量等は計算できているので、将来の各種発電設備の導入コストや燃料単価などに関するデータを整備することで、簡易的にエネルギー供給コスト等を計算することは可能である。

＜本報告書の構成とプラットフォームを用いた検討例について＞

- 本報告書では、第1.2節において本プラットフォームで用いるデータの出所を、第1.3節において各項目の計算方法をそれぞれ説明した後、第1.4節において現状のエネルギー需要との比較によって本プラットフォームによる計算結果の妥当性を検証する。さらに第2章において本プラットフォームを用いた検討例を示す。
- 第1.2節における利用データに関する説明は第2章の検討例に関わるものが中心であり、第1.3節でも、一部、第2章の検討例で想定した数値を用いて説明している部分がある。また、本来、プラットフォームに関する一般的な説明と、個々の検討例において設定する数値等とは区別して説明されるべきであるが、設定する数値に関する具体的なイメージを持ってもらうため、上記のような構成であることに留意されたい。
- エネルギー需給のグランドデザインを検討する際に考慮する項目として、下記のような項目が考えられる。
 - 将来の人口・世帯分布、既存電源・再エネ発電等の電源構成、温室効果ガスの排出削減目標、蓄電装置の導入量、水素・合成燃料製造技術の導入量、CO₂回収・貯蔵装置の導入量、革新的省エネ技術の導入量、経済成長率、など
- これらの項目のうち、第2章における本プラットフォームを用いた検討例では、エネルギー需要における電力シェアの増加や太陽光発電導入の地域分布等について複数のシナリオを想定し、大量導入された太陽光発電の電力供給と電力需要との時間的ミスマッチによって生じる余剰電力の削減に対する影響、およびこれに伴うCO₂排出削減への影響など比較している。これはあくまで一つの検討例であり、この検討結果のみで地域における将来的に望ましいエネルギー需給のグランドデザインを提案するものでないことに留意されたい。

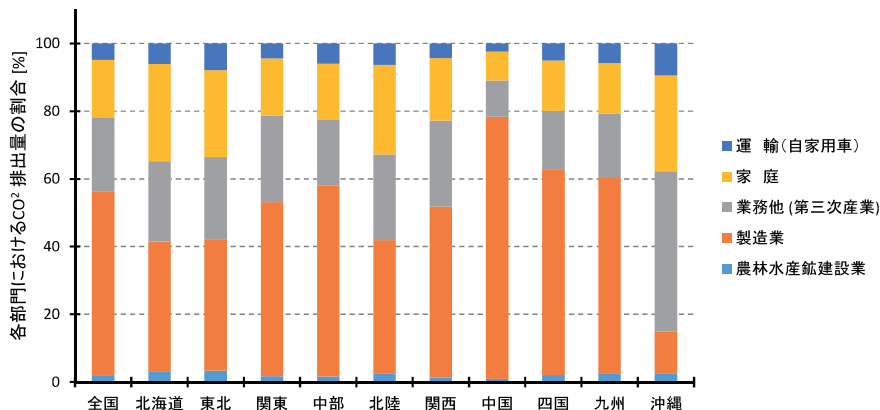
第1章 エネルギー需給評価プラットフォームの構築

1.2 使用データ

備考: 本節で示す利用データは第2章の検討例に関わるものを中心である。例えばバイオマス発電の供給ポテンシャルに関する検討の際には、別途関連するデータを整備する必要があることに留意されたい。

- 国勢調査地域メッシュ統計
 - ◆ 各500mメッシュの人口、世帯数(住宅種別・延床面積別)に基づき、各500mメッシュの住宅種別の延床面積を計算
- 平成26年度経済センサス地域メッシュ統計
 - ◆ 各500mメッシュの業種別従業員数に基づき、各500mメッシュの業種別の延床面積を計算
=> 全国の業種別の従業員数と延床面積を考慮して、500m四方単位の業種別の延床面積を算出
- 土地利用統計
 - ◆ 各100mメッシュの土地利用方法に基づき、各500mメッシュの産業部門電力需要(高圧配電以下)を計算(詳細は付録)
- 日本の地域別将来推計人口
 - ◆ 国立社会保障・人口問題研究所による2040年までの市町村別人口、2035年までの県別世帯数の推定に基づき、2050年における500m四方単位の人口、世帯数を計算
 - 将来の業務部門エネルギー需要は、500m四方単位で人口に比例して発生すると想定
 - ただし、各500m四方における業務部門の業種別割合は現状と同じと想定
- 民生部門の需要家別・用途別の負荷原単位
 - ◆ 尾島俊雄:「建築の光熱水原単位」、早稲田大学出版部(1995)
 - ◆ 日本エネルギー協会:「天然ガスコージェネレーション計画・設計マニュアル2000」、日本工業出版(2000)
 - ◆ 中上英俊:「家庭用エネルギー消費の動向」、第5回住宅・建築物のエネルギー消費性能の実態調査に関する研究会、配布資料2-1、(2018年2月22日)
 - ◆ エネマネオープンデータサイトの公開情報^注、有識者への聞き取り調査に基づき設定
(注: 平成28年度エネルギー使用合理化促進基盤整備事業(業務部門のエネルギー消費実態調査)による公開情報)
- 中部電力における電力需要実績値
 - ◆ 年間8760時間の実績値から本プラットフォームで計算される電力需要の合計を差し引くことで、特別高圧以上で受電する需要家(大規模工場、商業施設など)の電力需要の時間パターンを計算
 - ◆ 特定規模需要(高圧)の実績に基づき、配電系統に接続する産業部門電力需要を計算
- 総合エネルギー統計・都道府県別エネルギー消費統計(資源エネルギー庁)
 - ◆ 本プラットフォームによる計算値の比較対象
- パーソントリップデータ
 - ◆ 移動手段、目的、出発・帰宅時刻等に関するアンケート調査に基づき、利用頻度が低い自動車の割合を計算

2016年度全国各地域における部門別CO₂排出量の割合(都道府県別エネルギー消費統計データより)



- 本モデルが対象とする2016年度の中中部エリアにおけるCO₂排出量は130 Mt-CO₂(静岡県は60%分を考慮)
- エネルギー消費統計における中部エリアの電力供給CO₂排出原単位: 480 g-CO₂/kWh
- 業務他のCO₂排出量には運輸分も含まれるため、後述の検討では軽質油分のCO₂排出量を運輸によるものとして区別

第1章 エネルギー需給評価プラットフォームの構築

1.3 各項目の計算方法

1.3.1 500mメッシュ単位の電力・燃料需要の計算方法

- 対象地域:
 - 中部エリア(中部電力管内の5県、ただし、静岡県は富士川以西)
- 計算単位:
 - 総務省地域メッシュ統計の1/2メッシュ(500mメッシュ)
- 集計単位
 - 個々の配電エリア、市区町村
- 時間粒度
 - 1時間単位(年間8760時間)
- 対象とするエネルギー需要:
 - 高圧/低圧配電線によって電力供給される需要家の電力需要および燃料需要
 - 各需要家の用途別・エネルギー源別のエネルギー需要は、EDMCエネルギー・経済統計要覧、各種先行研究に基づき想定
 - 特別高圧以上で受電する大規模な業務需要家、大規模商業施設のCGSや地域熱供給システムは計算対象外
 - 特別高圧配電以上で受電する需要家(大規模工場・業務施設)の電力需要は本プラットフォームで計算される電力需要の合計を中部エリア全体の電力需要実績から差し引くことで簡易的に計算
 - 同需要家の燃料消費量については都道府県別エネルギー消費統計に基づく
- 各500mメッシュにおける電力需要・燃料需要の計算式:
 - 民生部門需要家区分*j*(11区分:戸建住宅、集合住宅、ワンルーム、事務所、事務所OA、店舗、ホテル・旅館、病院・介護、飲食店、学校、その他)別に用途*k*(4種類:暖房・冷房・給湯・電力)に関して、次式より500m四方メッシュの電力需要 $D_E(h)$ および燃料需要 $D_G(h)$ を計算

<電力需要>

$$D_E(t) = \sum_{j=1}^{11} \sum_{k=1}^4 \left\{ \frac{d_j^k(t) \times F_j \times S_j^k \times r_j(d) \times \Delta T(t)}{\eta_{j-E}^k} \right\} + D^I(t) + D^O(t)$$

<燃料需要>

$$D_G(t) = \sum_{j=1}^{11} \sum_{k=1}^4 \left\{ \frac{d_j^k(t) \times F_j \times (1 - S_j^k) \times r_j(d) \times \Delta T(t)}{\eta_{j-G}^k} \right\}$$

j: 需要家種別、*k*: エネルギー用途、 $d_j^k(t)$: 需要家別・用途別の負荷原単位、 F_j : 需要家別延床面積、 S_j^k : 需要家別・用途別の電力シェア、 r_j : 需要家別・日別の営業割合、 η_j^k : 需要家別・用途別の機器効率、 $D^I(t)$: 産業部門電力需要、 $D^O(t)$: その他電力需要

- 計算式の考え方:
 - 算出する電力需要は高圧配電線に接続する需要家を対象としており、特別高圧配電線以上の電圧階級に接続する需要家は対象外。
 - 需要家別・日別の稼働割合 $r_j(t)$ を考慮するとともに、気温による空調負荷等の変化を考慮するため基準気温に対する気温差に基づく補正係数 $dT(t)$ を乗じている。
 - 電力販売実績等に基づく電力システム全体の産業用電力需要やその他電力需要を土地利用統計等に基づく案分によってメッシュの産業用電力需要 $D^I(t)$ と産業部門電力需要 $D^O(t)$ を計算して加える。
 - $D_E(h)$ は各500mメッシュについて計算されるため、配電エリアの供給範囲を500m四方単位で設定し、その供給範囲に含まれる $D_E(h)$ を集計することで、配電エリア全体の電力需要を計算する。供給範囲の設定方法等は付録を参照。
 - 燃料需要 $D_G(h)$ も同様に計算されるが、本研究では $D_G(h)$ の年間の積算値のみを扱う。

● 需要家j別・用途k別の負荷原単位 $d_j^k(t)$

- 右表のように需要家j別・用途k別の年負荷原単位を想定し、季節別、時間帯別割合を乗じて、需要家別時間帯別の負荷原単位 $d_j^k(t)$ を想定
- $d_j^k(t)$ は、基本的には文献[1][2]の値を用いるものの、その想定は古く、特に住宅では断熱性能の向上によって原単位は数十年前と比較して減少傾向にあることから、文献[3]を参考に、暖房および冷房の負荷原単位を同表のように設定
- 給湯負荷の大きさは延床面積に依存しないものとし、文献[3]を考慮して、戸建住宅、集合住宅、ワンルームについて、それぞれ12 GJ/世帯、12 GJ/世帯、11 GJ/世帯と想定
- $d_j^k(t)$ を次ページに示す需要家別・用途別の機器効率で除して、1時間当たりの用途別の電力需要原単位を算出
- 後述のように将来的な機器効率の向上を想定し、負荷原単位が同じでもエネルギー消費は減少することを考慮
- 各需要家における1月、5月、8月の電力需要原単位の時間変化は下記の図の通り(需要家種別「その他」については、店舗と同じと想定(図は割愛))
- 各図における用途別の原単位の合計値は、全ての負荷が電力によって賄われる多数の世帯群の平均的な単位面積当たりの電力需要を表すものとみなすことができる
- 個々の需要家において、例えば給湯を都市ガスで行う場合には、給湯分を差し引いた値がその需要家の単位面積当たりの電力需要となる
- 下図の給湯負荷パターンは、太陽光発電の余剰電力を用いることを想定し、正午前後に電力需要が最大となるような需要パターンを想定(第2章の検討例における電力シェアシナリオ②で使用)
- 第2章の検討例における電力シェアシナリオ①では、現状の運転を反映して、午前7時に沸き上げが終了するように電力需要パターンを設定
- 店舗については、コンビニ等による24時間営業の増加を考慮し、文献[1][2]における店舗の負荷パターンに対し、経済産業省プロジェクトの公開エネルギーデータ(通称エネマネ)を考慮して、深夜時間帯も一定量の負荷が存在する時間パターンを想定

需要家	負荷原単位 [kWh/m ²]			
	暖房	冷房	給湯	電力
戸建住宅	40.0	8.0	左記参照	34.9
集合住宅	24.2	10.9	左記参照	39.4
ワンルーム	50.0	10.0	左記参照	58.6
事務所	36	65.1	2.6	156
事務所(OA)	70.6	184.2	7.5	680.4
店舗	40.7	145.3	26.7	226
ホテル・旅館	93	116.3	93	200
病院・介護	86	93	93	170
飲食店	119.8	131.9	129.3	205.3
学校	43	10.1	21	47.8
その他	59.1	213.1	35.9	303.9
デパート	21.2	99.8	26.2	291.3

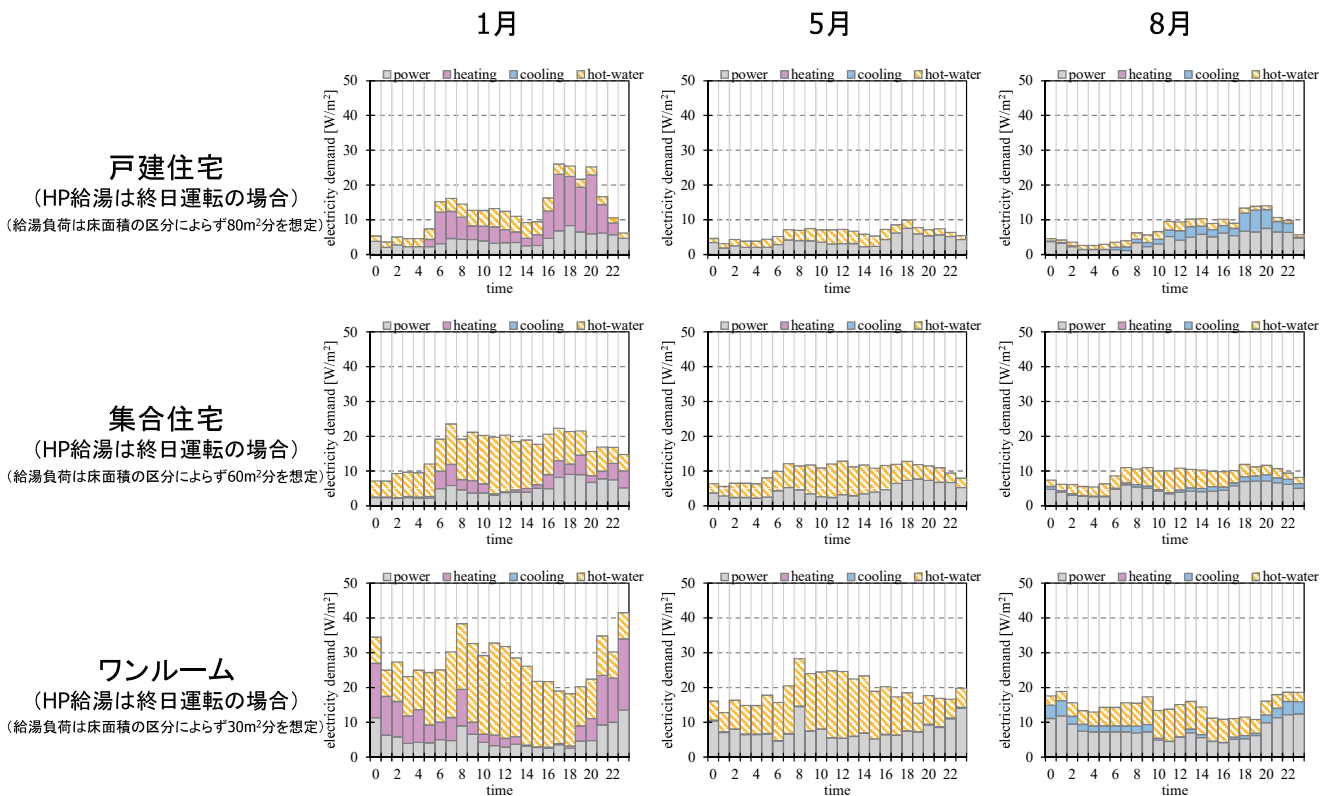
<参考文献>

[1] 尾島俊雄:「建築の光熱水原単位」、早稲田大学出版部 (1995)

[2] 日本エネルギー協会:「天然ガスコージェネレーション計画・設計マニュアル2000」、日本工業出版 (2000)

[3] 中上英俊:「家庭用エネルギー消費の動向」、第5回住宅・建築物のエネルギー消費性能の実態調査に関する研究会、配布資料2-1、(2018年2月22日)

各需要家における電力需要原単位(単位面積当たりの1時間値)



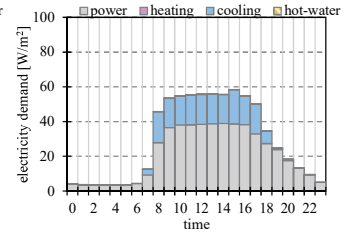
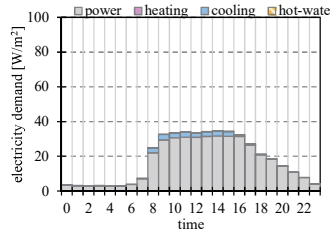
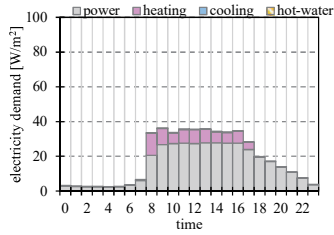
各需要家における電力需要原単位(単位面積当たりの1時間値)

1月

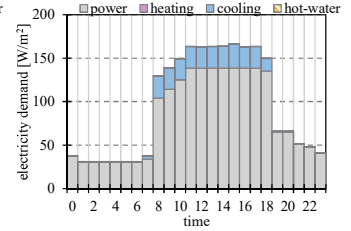
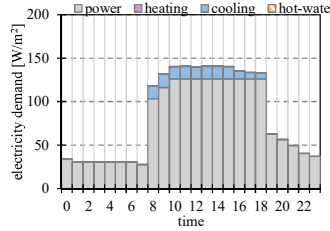
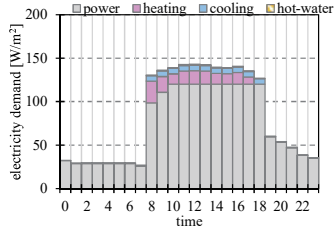
5月

8月

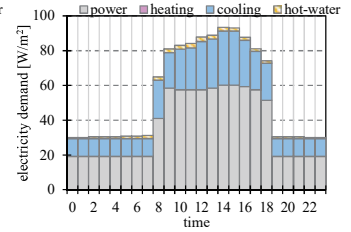
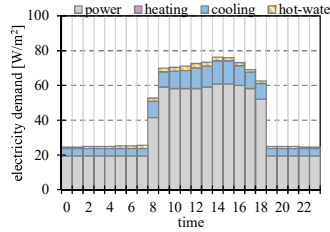
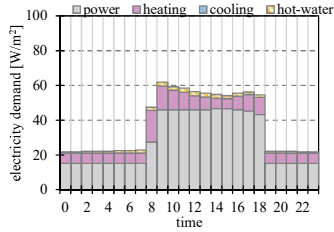
事務所
(HP給湯は終日運転)



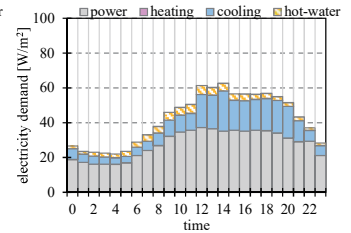
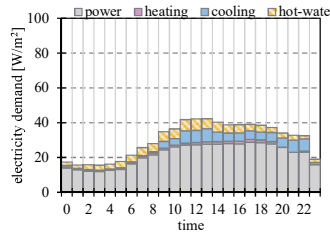
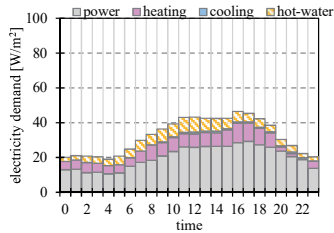
事務所(OA)
(HP給湯は終日運転)



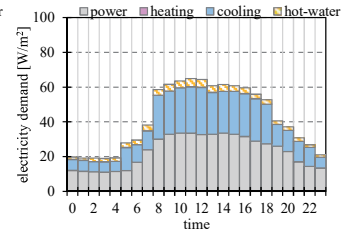
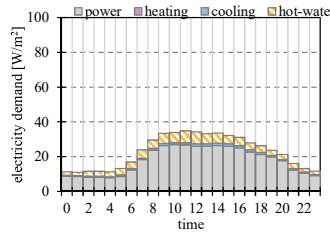
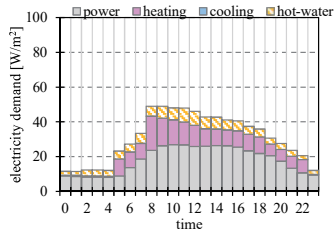
店舗
(HP給湯は終日運転)



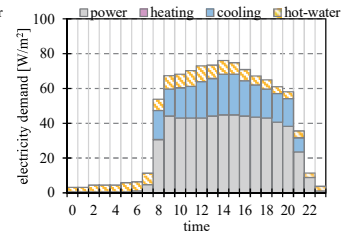
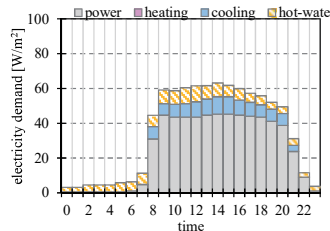
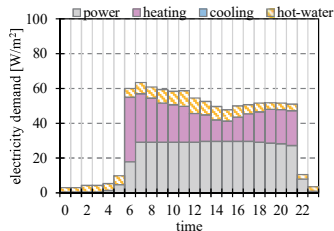
ホテル・旅館
(HP給湯は終日運転)



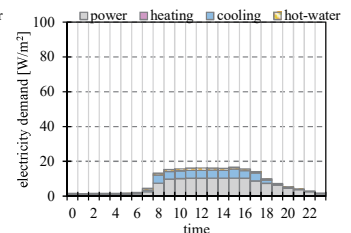
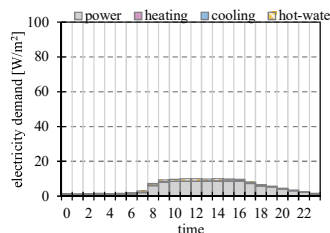
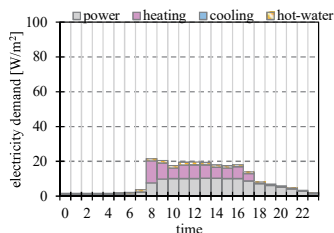
病院・介護施設
(HP給湯は終日運転)



飲食店
(HP給湯は終日運転)



学校
(HP給湯は終日運転)



- 需要家別・用途k別の機器効率 η_j^k
 - ◆ 第2章における検討例では、関連業界の有識者への聞き取り調査などを考慮し、需要家別・用途別の機器効率を以下に示すように設定

電力シェア シナリオ①

電気機器COPの想定

ガス・石油機器効率の想定

	戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務所OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他		戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務所OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他
暖房	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	暖房	100%	100%	100%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
冷房	3.0	3.0	3.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	冷房	100%	100%	100%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
給湯	2.0	1.0	1.0	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	給湯	85%	85%	85%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
電力	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

電力シェア シナリオ② (都市ガスなし地域の業務部門:100%)

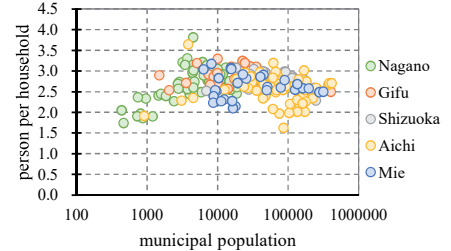
電気機器COPの想定

ガス・石油機器効率の想定

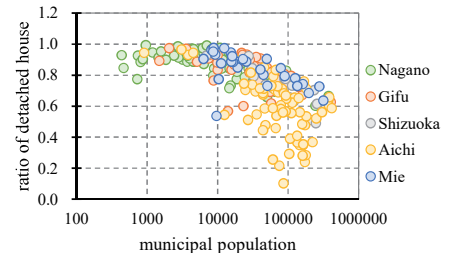
	戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務所OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他		戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務所OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他
暖房	3.0	3.0	3.0	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	暖房	100%	100%	100%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
冷房	3.0	3.0	3.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	冷房	100%	100%	100%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
給湯	2.0	1.0	1.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	給湯	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
電力	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

● 各メッシュの需要家jの延床面積 f_j

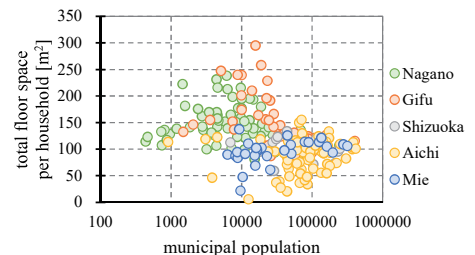
- ◆ 現状の家庭部門の延床面積については、平成27年度国勢調査地域メッシュ統計に基づき、500m四方の4次メッシュ毎に戸建住宅および集合住宅(ワンルーム、その他)の合計延床面積を延床面積6区分(0~29m²、30~49m²、50~69m²、70~99m²、100~149m²、150m²以上)別に算出(それぞれ25m²、45m²、65m²、85m²、125m²、175m²を代表値として使用)
- ◆ ただし、平成27年度国勢調査地域メッシュ統計では延床面積(6区分)別の世帯数データが未収録となったため、平成22年度データにおける区分別の割合を平成27年度データの世帯数に乗じて、延床面積6区分毎の世帯数を算出
- ◆ 現状の業務部門については、500mメッシュ毎に民生業務部門の7種類の業種(事務所、事務所OA、店舗、ホテル、病院、飲食店、学校)にそれぞれの従業員数を求め、平成26年度事業所・企業統計調査、商業統計調査、EDMCエネルギー・統計要覧に基づき算定した従業員一人当たりの延床面積を乗じることにより500mメッシュ毎に7種類の業種の合計延床面積を算出
- ◆ 将来(2050年)の家庭部門の延床面積については、1.3.3節に示すように算出した各メッシュの世帯数に基づき、将来/現状の世帯数比を各メッシュにおける現状の延床面積に乗じて算出
- ◆ 将来(2050年)の業務部門の業種別延床面積については、1.3.3節に示すように算出した各メッシュの人口に基づき、業務部門の床面積は人口に比例すると想定して、将来/現状の人口比を各メッシュの現状の業種別延床面積に乗じて算出



市区町村人口と平均世帯人数との関係



市区町村人口と戸建住宅割合との関係



市区町村人口と世帯当たり住宅平均延床面積との関係

<床面積の特徴>

- ◆ 世帯人数2.5~3人、住宅延床面積100~150m²の市区町村が多い。ただし、名古屋市各区はそれぞれ2人程度、100m²以下が多い。
- ◆ 本モデルにおける電力需要は床面積比例で計算されるため、世帯当たりの電力需要は名古屋市以外の市区町村の方が大きい傾向であるが、総量としては世帯数の多い名古屋市各区が大きい。
- ◆ 小規模都市ほど住宅全体に占める戸建住宅の割合が多く、名古屋市各区は20~40%。このため、第2章の検討例におけるPV導入分布シナリオ②では、電力需要の大きな名古屋市へのPV導入容量は多くない。

- 需要家j別・用途k別の電力シェア S_j^k
 - ◆ EDMCエネルギー経済統計要覧に記載の家庭部門世帯当たり用途別エネルギー源別エネルギー消費量、業務部門床面積当たり用途別エネルギー源別エネルギー消費量、関連業界の有識者への聞き取り調査等を考慮して、都市ガスインフラの有無に応じた電力シェアを想定
 - ◆ 都市ガスインフラの整備状況を考慮し、次の条件を満たす場合に都市ガスインフラありと判断し、下図のような分布を想定
 - 該当メッシュがガス会社の供給対象とする市区町村に含まれること
 - 該当メッシュにおいて、戸建・長屋建・集合住宅のいずれかに居住する世帯が合計50世帯以上あること
 - 該当メッシュにおいて、業務部門の需要家が存在すること

第2章の検討例で想定したエネルギー用途別の電力シェア

(本プラットフォームでは想定するシナリオに応じて適宜電力シェアを設定する。本表では第2章の検討例で使用した値を例示)

都市ガスありエリア

電力シェア
シナリオ①

	戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他
暖房	20%	30%	30%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
冷房	100%	100%	100%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
給湯	20%	10%	10%	10%	10%	10%	30%	30%	30%	10%	10%
電力	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

都市ガスなしエリア

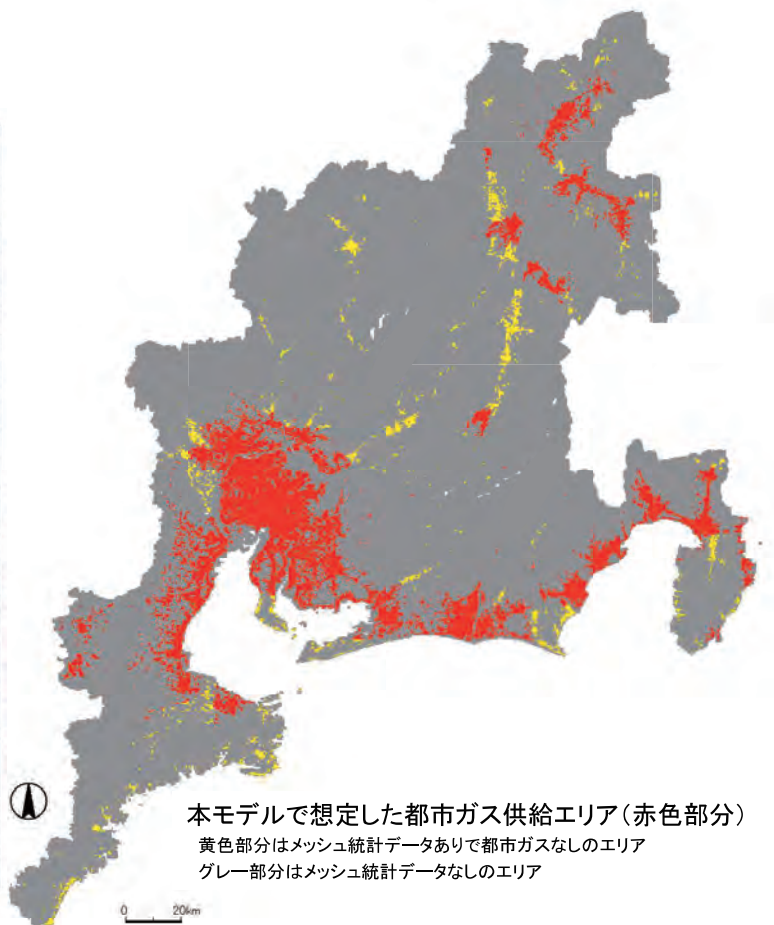
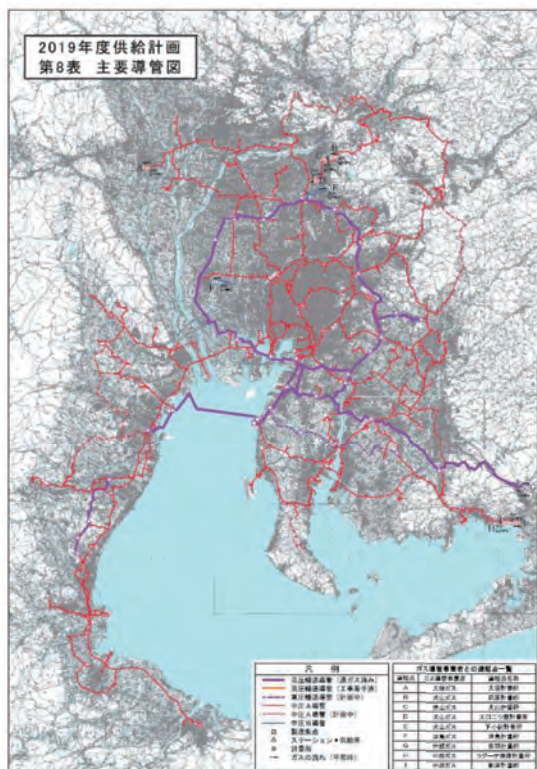
	戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他
暖房	20%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
冷房	100%	100%	100%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
給湯	30%	10%	20%	20%	20%	20%	50%	50%	50%	10%	20%
電力	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

電力シェア
シナリオ②
(都市ガスなし地域の
業務部門:100%)

	戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他
暖房	40%	40%	40%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
冷房	100%	100%	100%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
給湯	50%	40%	30%	20%	20%	20%	50%	50%	50%	20%	20%
電力	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

	戸建住宅	集合住宅	ワンルーム	事務所	事務OA	店舗	ホテル	病院	飲食店	学校	その他
暖房	40%	50%	50%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
冷房	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
給湯	50%	40%	30%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
電力	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

現状の都市ガス導管マップ
(東邦ガス株式会社HPより)



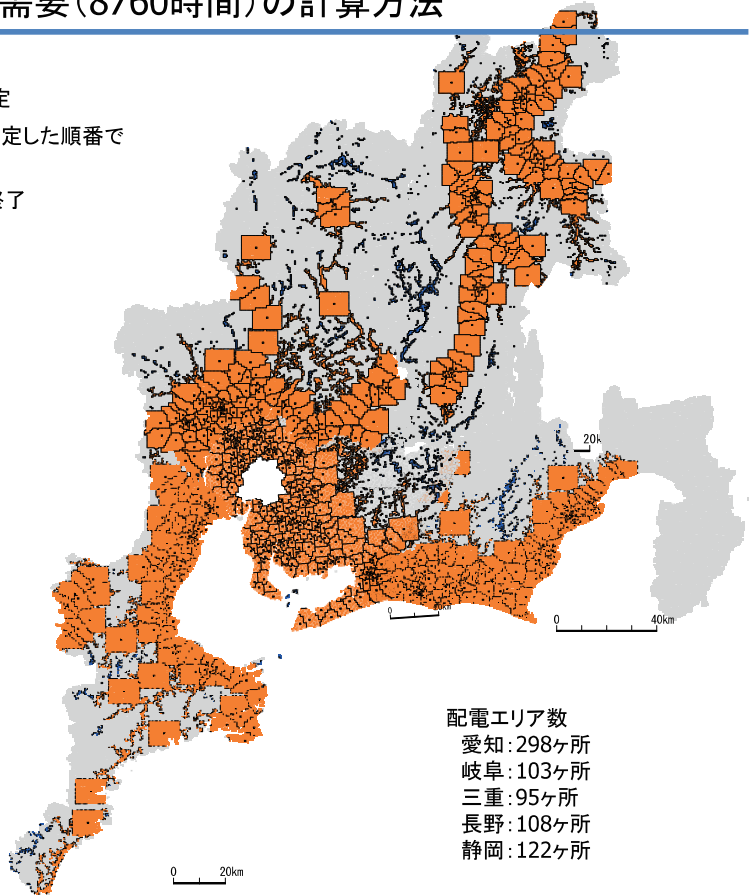
本モデルで想定した都市ガス供給エリア(赤色部分)
黄色部分はメッシュ統計データありで都市ガスなしのエリア
グレー部分はメッシュ統計データなしのエリア

1.3.2 各配電エリアにおける電力需要(8760時間)の計算方法

<配電エリアの想定>

1. 地図情報等に基づき、配電用変電所の位置を同定
2. 予め設定した変電所番号の順に、下図のように設定した順番で隣接メッシュをエリアに追加
3. 2を繰り返し、追加する隣接メッシュがなくなれば終了

419	413	412	337	335	334	336	338	297	293	292	294	298	347	345	344	346	349	420	421	424
415	411	409	332	330	329	331	333	295	290	289	291	296	342	340	339	341	343	417	419	423
414	410	266	219	213	212	214	220	177	173	172	174	178	232	226	225	227	233	273	418	422
377	372	263	216	210	209	211	218	175	170	169	171	176	228	223	222	224	230	272	282	387
375	370	262	215	132	127	126	128	389	485	481	486	490	130	133	140	144	229	271	380	385
374	369	262	217	130	129	121	124	87	83	81	83	88	135	133	139	142	231	269	379	384
373	371	264	221	129	122	68	66	33	29	28	30	34	70	72	134	141	234	271	281	386
378	373	267	261	131	125	67	65	31	26	25	27	32	69	71	137	143	268	274	383	388
317	312	197	192	109	104	53	48	21	10	9	11	22	58	63	114	119	202	207	322	327
315	310	195	190	107	102	51	46	16	5	4	6	19	56	61	112	117	200	205	320	325
314	309	194	189	106	101	50	45	15	3	2	4	18	55	60	111	116	199	204	319	324
313	311	196	191	108	103	52	47	17	7	7	8	20	57	62	113	118	201	206	321	326
318	313	199	193	110	105	54	49	23	13	12	14	24	59	64	115	120	203	208	323	328
397	392	284	275	154	147	75	73	41	36	35	37	42	77	79	159	166	282	286	402	407
395	390	278	273	153	146	74	72	40	35	34	36	41	76	80	158	165	283	284	400	405
394	389	276	272	152	145	149	97	92	91	93	98	160	157	161	167	258	283	399	404	
396	391	277	271	151	150	152	96	95	94	96	100	163	162	164	168	253	283	401	406	
398	393	279	274	236	233	237	244	185	180	179	181	186	251	249	248	250	257	287	403	408
430	425	289	284	239	236	240	247	183	181	184	188	250	252	251	253	260	289	394	438	
431	427	425	352	350	348	351	353	305	300	299	301	306	362	360	359	361	363	433	435	439
432	429	428	357	355	354	356	358	307	303	302	304	308	367	365	366	368	369	434	437	440



<配電エリアの電力需要の計算>

- 500mメッシュ単位で計算した電力需要を配電エリア単位で集計

<各配電用変電所の設備容量の想定>

- Case-1における年間最大電力需要の120%

参考文献:

北山 他:「配電用変電所の供給エリア単位でみた住宅用分散型電源大量導入時のネット電力負荷に関する統計的評価～名古屋市内の様々なエリアを対象として～」, 第30回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集(2014)

配電エリア数
 愛知: 298ヶ所
 岐阜: 103ヶ所
 三重: 95ヶ所
 長野: 108ヶ所
 静岡: 122ヶ所

1.3.3 将来の住宅・業務施設の想定方法

現状	家庭部門	• 平成27年国勢調査地域メッシュ統計における各500mメッシュの世帯数 (ただし、延床面積別の世帯数割合は平成22年国勢調査地域メッシュ統計を参照)
	業務部門	• 平成26年経済センサス地域メッシュ統計における各500mメッシュの従業員数
将来	家庭部門	• 日本の地域別将来推計人口(国立社会保障・人口問題研究所)に基づき市区町村毎に2050年の世帯数を計算し、現状の各500mメッシュの世帯数による比例配分で各500mメッシュの世帯数(床面積別)を計算 • 同様に、業務部門床面積算出のため、同様にして各500mメッシュの人口を計算
	業務部門	• 各500mメッシュで人口当たりの業種別床面積は同じと想定し、上記の将来人口に基づき各500mメッシュの業種別床面積を計算

<計算方法の概要>

Step-1: 県別/市町村別・年齢階級別の2045年～2050年の人口を推計

- 5年毎の変化率が一階級前と同じとして2045年以降を推計

Step-2: 県別・年齢階級別の2040年～2050年の世帯主数を推計

- 5年毎の変化率が一階級前と同じとして2040年以降を推計

Step-3: 県別の世帯主率を推計

- 年齢階級別に世帯主数を計算し、全年齢階級合計の世帯主率を推計

Step-4: 市町村別の2015年～2050年の世帯数を推計

- 各市町村における世帯主率の変化は県全体と同じと想定し、将来人口×将来世帯主率×補正係数によって計算
- 補正係数: 県に対する各市町村の世帯数比(2000年～2010年の平均値)

Step-5: 各配電エリアの2015年～2050年の世帯数を推計

- 市町村全体の世帯数に対する各配電エリアの世帯数の割合は現状と同じと想定し、Step-4の計算結果を配分して各配電エリアの世帯数を計算

備考: データは5年単位

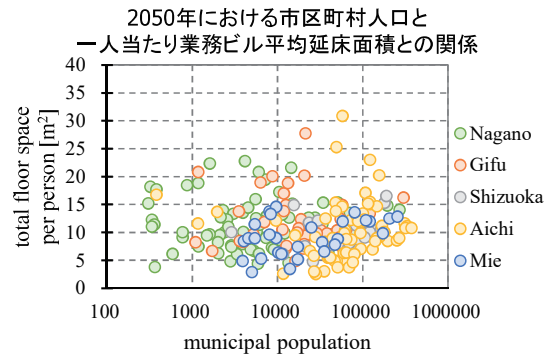
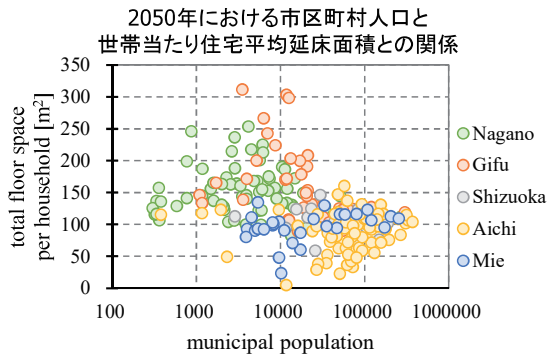
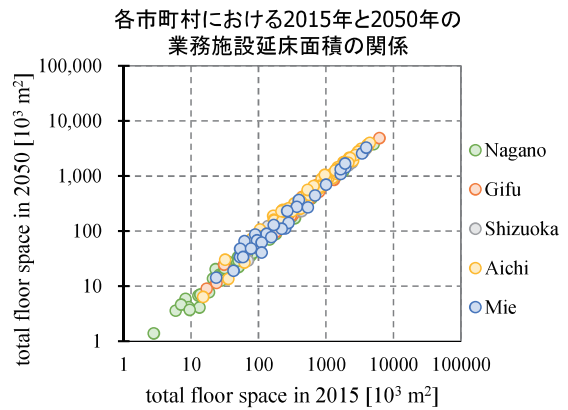
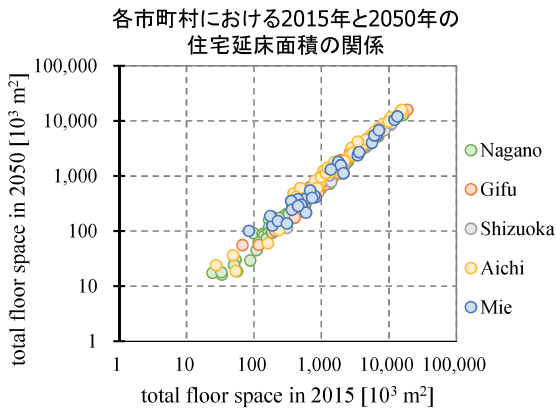
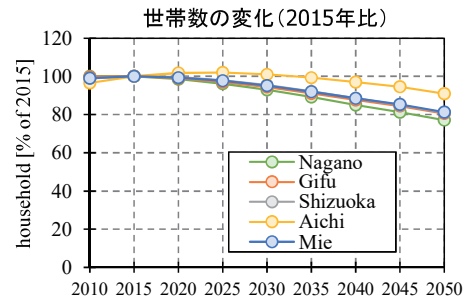
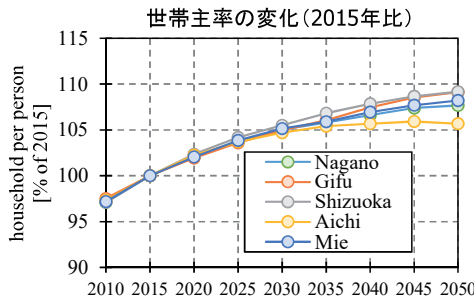
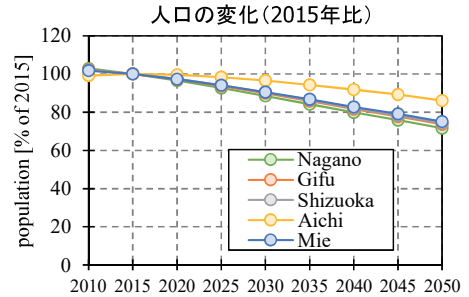
＜2050年までの人口、世帯数等の変化＞

本プラットフォームで用いる将来の人口・世帯数は、国立社会保障・人口問題研究所による2040年までの市町村別人口、2035年までの県別世帯数の推定に基づいており、下記のように推定されている。（下記の図では上記の方法で計算された2050年の値も含む）

- 人口は、2015年比で愛知県で86%、他県では73%程度に減少
- 世帯率は、いずれの県も増加（一世帯当たりの人数が減少することを意味する）
- 世帯数は、愛知県で90%、他県では80%程度に減少
 - 人口の減少と比較して、世帯数の減少は小さい
 - 本プラットフォームでは、家庭のエネルギー需要は世帯単位で計算するため、人口減少の割には家庭部門のエネルギー消費量は減少しないことになる
- 人口が少ない市町村別において人口・世帯数の減少が大きい傾向
 - 床面積の減少も同様の傾向



- 以上の想定により、民生部門の電力シェアが現状と同じであれば、2050年の民生部門の電力需要は80%に低下



1.3.4 電気自動車(EV)の充放電電力の計算方法

<EV充電電力の扱い>

- 従来のガソリン・ディーゼル車に代わり将来的な普及が予想されるEVの台数・1台当たりの電池容量については、各検討で想定するシナリオで設定
- EVの充放電に関して、本プラットフォームでは下記の2種類を想定し、各シナリオにおける想定台数に基づき、EV全体の充放電電力を計算
 - ◆ 日常的な利用頻度が高いEVの走行用エネルギーのための充電
 - ◆ 日常的な利用頻度が非常に低く、日中に自宅で駐車している可能性が高いEVが、電力システム全体の電力需給調整として活用される際の充放電

<日常的な利用頻度が高いEVの走行用エネルギーのための充電電力の計算方法>

- EVの走行パターン等に関するデータ整備が不十分なため、本報告書のプラットフォームでは、計算方法は未構築
- 今後、パーソントリップデータ等に基づき、EVを充電する場所等に関するデータを整備し、充電パターンの計算方法を構築する

<日常的な利用頻度が低く電力システム全体の電力需給調整として活用されるEVの充放電電力の計算方法>

- 住宅の種別(戸建・集合)、床面積別、PV設置の有無別にEV保有台数を設定
- PV設置の有無に応じて下記の方法によって充放電電力を計算

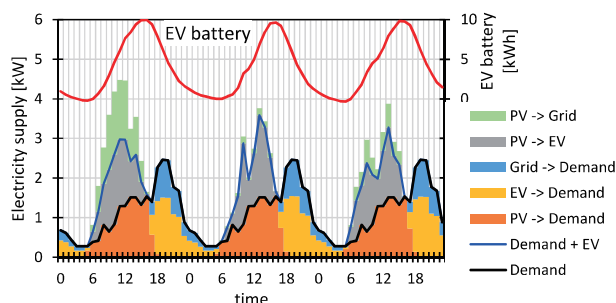
<PV導入世帯の場合>

- 午前7時台～翌日午前6時台で充放電は収支
- 充電可能電力量:10kWh/日(充放電効率各90%を考慮)
- 残余負荷(=電力需要-PV出力)が負の時間帯に充電、正の時間帯に放電
- 1日の累積残余負荷(正・負)が誤差なく予測可能と想定し、10 kWhを上限として下記のように1日の充放電電力量を想定
 - 各時間帯の充電電力
=1日の充電電力量×各時間帯の残余負荷÷累積残余負荷(負) (ただし、残余負荷が負の時間帯のみ)
 - 各時間帯の放電電力
=1日の放電電力量×各時間帯の残余負荷÷累積残余負荷(正) (ただし、残余負荷が正の時間帯のみ)

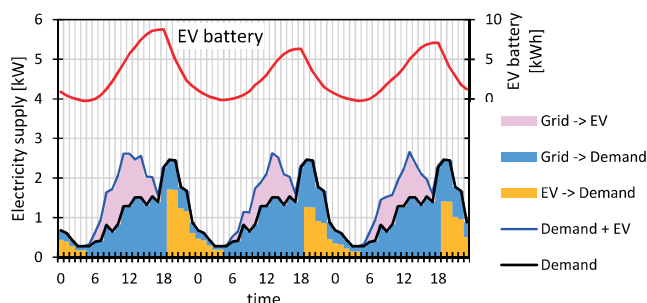
<PV未導入世帯の場合>

- 午前7時台～翌日午前6時台で充放電は収支
- 充電可能電力量:10kWh/日(充放電効率各90%を考慮)
- 同エリア内の日射が正の時間帯に充電、日射がゼロの時間帯に放電
- 日射ありおよび日射なしのそれぞれの時間帯における1日の累積電力需要が誤差なく予測可能と想定し、10 kWhを上限として、下記のように1日の充放電電力量を想定
 - 各時間帯の充電電力
=1日の充電電力量×各時間帯の日射量÷累積日射量 (ただし、日射が正の時間帯のみ)
 - 各時間帯の放電電力
=1日の放電電力量×各時間帯の電力需要÷日射が正の時間帯における累積電力需要(ただし、日射がゼロの時間帯のみ)
- なお、PV未導入世帯では、同じ床面積のPV導入住宅における1日の累積PV発電電力を把握できるものとし、これを設備容量で除した値(等価発電時間数)を7.5時間で規格化した値に基づき一日の充電電力量を制御

PV導入世帯におけるEV充放電の例



PV未導入世帯におけるEV充放電の例



<備考>

- 本プラットフォームでは、単に各世帯の余剰電力に基づき充放電パターンを簡易的に想定したものであり、下記の特徴がある
 - ◆ PV導入世帯の場合は、自宅のPV余剰電力に基づきEVが充放電されるため、10kWhをフル活用した充放電となる日が多い
 - ◆ ただし、世帯の床面積およびPV導入容量が小さくなると、EVの充放電電力は小さくなる
 - ◆ PV未導入世帯の場合は、日射の有無に基づきEVが充放電されるため、充放電電力の変化はPV導入世帯の場合よりも小さい
- 実際のEVの充放電パターンは、余剰電力の発生状況に応じた電力価格の変化などに応じて様々であると考えられる
- EV充放電パターンの違いの影響を検討したい場合は、適宜、時系列データを準備する

1.3.5 各配電エリアにおける蓄電池容量、電力需給の計算方法

<各配電エリアにおける蓄電池の想定>

各配電エリアにおける蓄電池として、次の2種類を想定

蓄電池①:各配電エリアにおける余剰電力削減に必要な蓄電池

⇒各配電エリアの電力需給バランスに基づき、後述のように容量、充放電電力を計算

蓄電池②:対象エリア全体の余剰電力削減に必要な蓄電池

⇒対象地域全体の容量を外生的に設定し、後述のように各配電エリアに配分

充放電電力は、電力システム全体の電力需給バランスに基づき、簡易的に揚水発電機と同様に運用されると想定

備考:想定するシナリオにおいて蓄電池①、②の導入の有無を設定し、導入される場合には、以下のように容量、充放電電力を計算

<各配電エリアにおける蓄電池①の容量の計算方法>

手順1:蓄電池①および②が導入されず、配電エリア内の再エネ発電も出力抑制されないものとして、年間を通じた余剰電力(kW値)および日別の積算余剰電力(kWh値)の年最大値をそれぞれ計算

手順2:余剰電力が発生する配電エリアについて、下記のように蓄電池のkW容量およびkWh容量を計算

kW容量:年間を通じた最大余剰電力の80%(余剰電力 = 抑制なしPV出力 - (電力需要 + 最大逆潮流電力))

kWh容量:年間を通じた日別の余剰電力量の最大値をSOC^注=30~90%の範囲で蓄電できる容量

または 上記のkW容量×8時間 の小さい方 (過剰な蓄電池容量の想定を避けるため)

注:State of Charge、満充電に対する割合

<各配電エリアにおける蓄電池②の容量の計算方法>

手順1:蓄電池①および②が導入されず、エリア内の再エネ発電も出力抑制されないものとして、年間を通じた残余電力負荷を計算

手順2:検討するシナリオに応じて、対象地域全体の容量を外生的に設定

手順3:蓄電池①が導入されない配電エリアに対し、年間の残余電力負荷に比例して、地域全体の容量を配分

<各配電エリアにおける電力需給の計算方法(蓄電池①・②ともに導入されない場合)>

上位系統からの受電電力=電力需要+EV充放電電力-再エネ出力

- 再エネ出力 > 電力需要+EV充放電電力 の場合、配電変電所設備容量を上限として上位系統に逆潮流
- 再エネ出力 > 電力需要+EV充放電電力+最大逆潮流電力 の場合、超過分の再エネ出力を抑制
- 複数種類の再エネ発電を考慮する場合には、検討シナリオに応じて出力抑制の順番を設定(蓄電池①・②が導入される場合も同様)
- 再エネ発電以外の分散電源(住宅用コージェネレーションなど)を考慮する場合は、次のいずれかで考慮(蓄電池①・②が導入される場合も同様)
 - 予め出力時系列データを作成して負の電力需要として反映
 - 受電電力の一部が分散電源によるものとして計算(CO₂排出量の計算において異なる原単位を適用)

<配電エリアにおける電力需給の計算方法(蓄電池①が導入される場合)>

上位系統からの受電電力=電力需要+EV充放電電力-再エネ出力+蓄電池①充放電電力

- 再エネ出力 < 電力需要+EV充放電電力 の場合、蓄電池①の充電電力=0
- 再エネ出力 > 電力需要+EV充放電電力+最大逆潮流電力 の場合、蓄電池容量の範囲内で充電し、充電できない分の再エネ出力を抑制
- 再エネ出力=0の時間帯において、各時間帯の電力需要+EV充放電電力を上限として蓄電池①の充電電力を順次充電
(ただし、蓄電池①のSOC^注>90%の場合は、SOC<70%となるまで変電所容量の20%の電力を蓄電池①から上位系統に逆潮流)

<配電エリアにおける電力需給の計算方法(蓄電池②が導入される場合)>

上位系統からの受電電力=電力需要+EV充放電電力-再エネ出力+蓄電池②充放電電力

- 蓄電池②の充放電電力は、後述の対象地域全体における電力需給バランスの計算において算出される揚水発電機+蓄電池②の充放電電力を容量比で各配電エリアに配分した値
- 蓄電池①が導入される配電エリアに蓄電池②も導入することを想定する場合、上式の電力需要は蓄電池①の充放電電力を含めた値とする

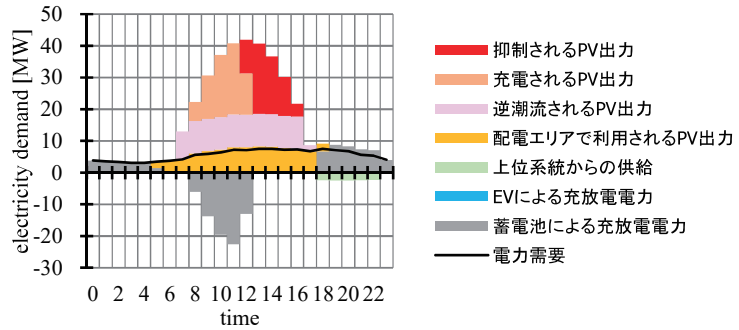
＜蓄電池①利用の例(配電変電所の設備容量を大きく超過するPVが導入される配電エリアの場合)＞

＜蓄電池ありの場合に関する想定＞

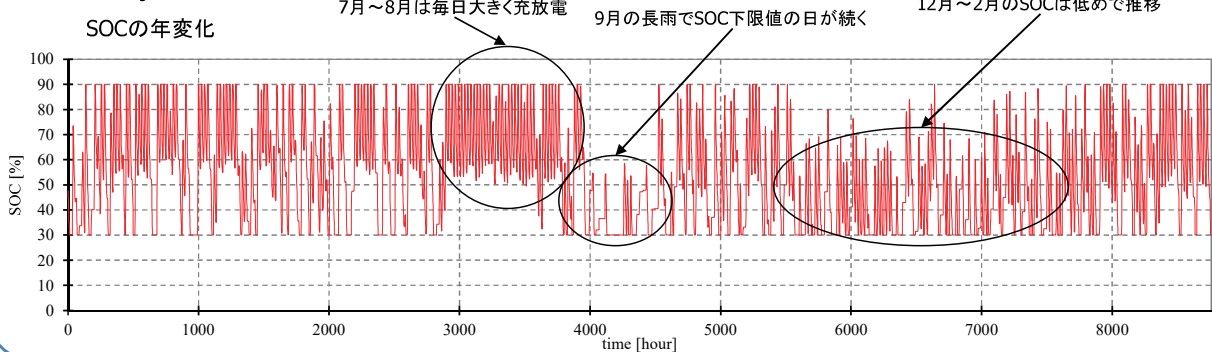
年最大電力需要: 8.5 MW
 変電所設備容量: 10.2 MW
 PV導入容量: 45.0 MW
 年最大余剰電力: 29.1 MW
 年最大余剰電力量: 269 MWh
 蓄電池kW容量: 23.3 MW 注1
 蓄電池kWh容量: 186 MWh 注2

注1: 年最大余剰電力の80%
 注2: kWh容量の8時間分

- ・ 午前中にSOCが上限に達するため、午後は出力抑制されている(赤色部分)
- ・ 蓄電池容量が大きく配電エリア内の夜間需要だけでは消費できないため、夕方以降、蓄電池出力の一部が上位系統に逆潮流されている(負の緑色部分)



注: State of Charge, 満充電に対する割合



＜変電設備容量以上のPV導入容量の想定について＞

現状、配電線の空き容量がない配電エリアにPVを接続するためには配電線の増強が必要である。本研究で想定しているように、将来的に全国で150 GWのPVが導入されるような状況では、特別高圧配電線に接続する2000 kW以上のPVだけでなく、配電線を増強して配電エリア内のPVを増加する必要がある。その結果、状況に応じた出力抑制を前提とすれば、変電所の設備容量を超過するPVが導入されるような状況も想定される。

なお、変電所の設備容量を大きく超過するようなPV導入容量を削減するためには、第2章における検討例のCase-4で想定しているように、電力需要の大きな配電エリアへのPV導入容量を増加する必要がある。しかし、電力需要が大きな多くの配電エリアの場合、空間的な電力需要密度も大きく、大規模なPV導入に適した土地の確保が難しいと考えられるため、住宅だけでなく業務ビル、工場、大規模駐車場の屋根などへのPV導入が必要と考えられる。

1.3.6 対象地域全体における電力需給の計算方法

- 手順1 対象地域内の各配電エリアについて計算した電力需要、再生エネルギー発電電力等を合計するとともに、上位系統から直接供給される電力需要を考慮して、対象地域全体の8760時間の電力需要を計算
- 上位系統からの直接供給分は、現状相当のシナリオにおける本プラットフォームによる計算値を電力需要の実績値から差し引いて算出。本来であれば、各需要家の規模や稼働状況を考慮して決定すべきであり、今後の課題。
- 手順2 ベース電源+再生エネルギー出力+火力発電+揚水発電+蓄電池② > 電力需要 となる分を抑制量として計算
- ベース電源は、各シナリオで設定した値(原子力、水力など)
 - 再生エネルギー出力は、各配電エリアの合計値(抑制分を除いた値)
 - 火力発電は、電力需要の短周期変動(1時間値の2%)を出力5%で賄えるように計算される容量の50%(最低出力)
 - 揚水発電+蓄電池②は、上記のベース+再生エネルギー+火力の合計出力と電力需要とがバランスする値
 - 揚水発電+蓄電池②の出力が負(充電)となり、その絶対値が設備容量を超過する分を余剰電力(=抑制量)として計算
- 手順3 翌日7時までの揚水発電+蓄電池②の放電電力を計算
- 充電電力量×70%を各時間帯における電力需要-(ベース電源+再生エネルギー出力(抑制分を考慮))に比例して配分
- 手順4 火力発電 = 電力需要 -(ベース電源+再生エネルギー出力(抑制分を考慮))+揚水発電)によって火力発電の出力を計算
- 手順5 8760時間の火力発電の出力を降順整列した持続曲線を作成し、燃料費が安い順に燃料種別の年間発電電力量を計算

1.3.7 対象地域全体におけるCO₂排出量の計算方法

<排出A>

- 燃料種別の火力発電機の電力供給量×燃料種別のCO₂排出原単位
(原単位(g-CO₂/kWh): 石炭:778, LNG複合:319, LNG:446, 石油:713)
- 燃料種別の電力供給量は火力発電全体の電力供給持続曲線に基づき計算

<排出B>

- 本モデルによる燃料消費量の計算値×CO₂排出原単位
- 燃料のCO₂排出原単位は簡易的に0.06 t-CO₂/GJと想定
(おおそ天然ガスと石油の原単位の平均値)

<排出C>

- 特高配電以上に接続する業務・産業部門の全ての電力消費と高圧配電以下に接続する業務・産業部門の輸送用電力消費に関するCO₂排出量が含まれると想定
- 電力需要実績値－現状模擬での本モデルの計算値×CO₂排出原単位
- 電力のCO₂排出原単位は持続曲線による燃料種別の発電電力量に基づき計算

<排出D>

- 特高配電以上に接続する業務・産業部門の輸送用を含む全てのエネルギー需要に関するCO₂排出量が含まれると想定
- 都道府県別エネルギー消費統計の全部門合計の燃料消費に関するCO₂排出量から、CO₂排出B、E、Fを差し引いた値

<排出E>

- 都道府県別エネルギー消費統計の運輸(自家用車)に関するCO₂排出量

<排出F>

- 都道府県別エネルギー消費統計の業務他(第三次産業)の軽質油製品に関するCO₂排出量

<備考>

- 都道府県別エネルギー消費統計の値は、2013～2016年度の平均値を使用

		電力	燃料
輸送用以外	家庭部門および高圧配電以下に接続する業務・産業部門	排出A	排出B
	特高配電以上に接続する業務・産業部門	排出C	排出D
輸送用	家庭部門	---	排出E
	高圧配電以下に接続する業務・産業部門	排出C	排出F
	特高配電以上に接続する業務・産業部門	排出C	排出D

1.3.8 各市区町村における電力需要、再エネ発電出力等の計算方法

<電力需要>

- 500mメッシュ単位の電力需要を市区町村毎に集計

<燃料需要>

- 500mメッシュ単位の燃料需要を市区町村毎に集計

<再エネ発電出力>

- 利用分、逆潮流分等のそれぞれについて、各配電エリアの世帯数が各市区町村に占める割合で案分
(第2章の検討例において概ね世帯数比例で導入量を想定しているため)

<蓄電池充放電>

- 各配電エリアの世帯数が各市区町村に占める割合で案分
(第2章の検討例において概ね世帯数比例で設備容量を想定しているため)

<EV充放電>

- 各配電エリアの世帯数が各市区町村に占める割合で案分
(第2章の検討例において世帯数比例で台数を想定しているため)

<CO₂排出量>

- 次式によって計算

$$\text{CO}_2\text{排出量} = \text{残余電力負荷} \times \text{CO}_2\text{排出原単位} + \text{燃料需要} \times \text{CO}_2\text{排出原単位}$$

備考:

- 残余電力負荷＝電力需要－再エネ発電電力
- 再エネ発電電力には蓄電池を介した供給分を含む
- 蓄電池②を介した供給分は、揚水発電機＋蓄電池②(電力システム全体)の放電電力を容量比で案分して計算
- 電力供給に関するCO₂排出原単位＝火力発電からのCO₂排出量÷(全市区町村の残余電力負荷の合計値)

P_j : 市区町村 j における太陽光発電出力(蓄電池等も同様)

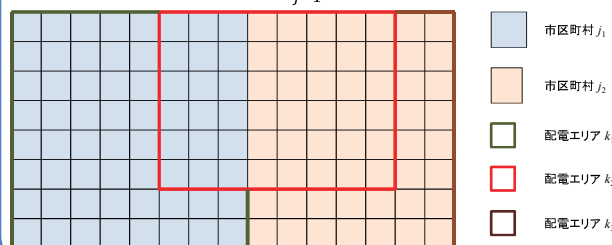
$$P_j = \sum_{k=1}^{k_{\max}} \frac{h_{k,j}}{h_k^{\text{tot}}} P_k$$

ただし、 P_k : 配電エリア k における太陽光発電出力

$h_{k,j}$: 配電エリア k 内の市区町村 j における合計世帯数

h_k^{tot} : 配電エリア k における合計世帯数

$$h_k^{\text{tot}} = \sum_{j=1}^{j_{\max}} h_{k,j}$$



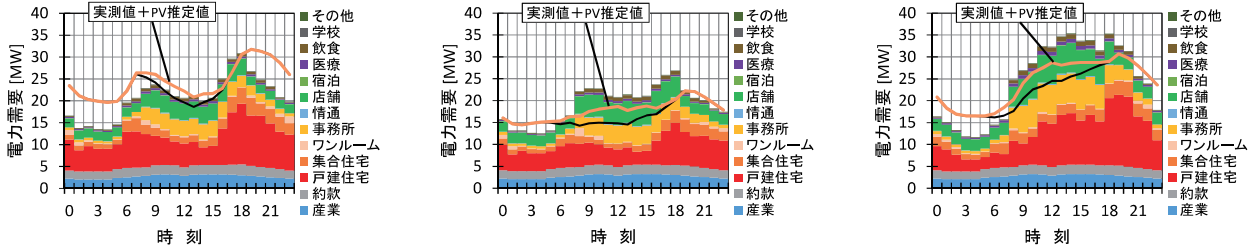
第1章 エネルギー需給評価プラットフォームの構築

1.4 電力・燃料需要計算の妥当性

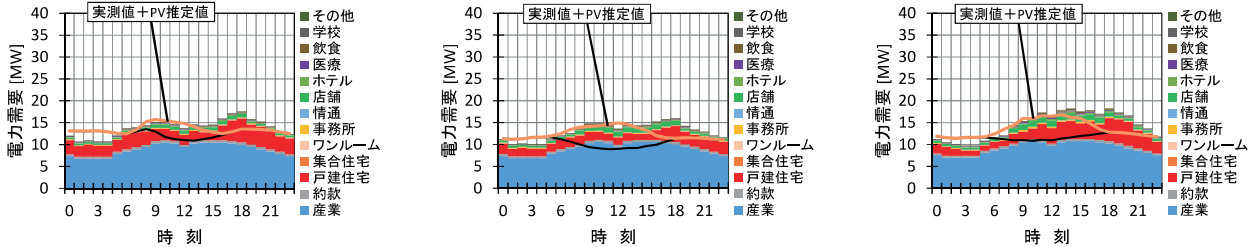
- 現状の人口、エネルギー需要における電力シェアを想定した場合を対象として、本プラットフォームによる電力・燃料需要の計算の妥当性を下記の検討1~6によって確認する。

＜検討1：代表的な配電系統について、電力需要実績値との比較＞

＜大都市住宅地の配電エリア＞（左から 1月平日平均、5月平日平均、8月平日平均）

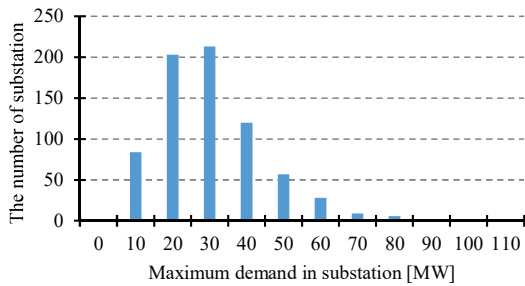


＜小都市郊外の住宅+工場エリア＞（左から 1月休日平均、5月休日平均、8月休日平均）



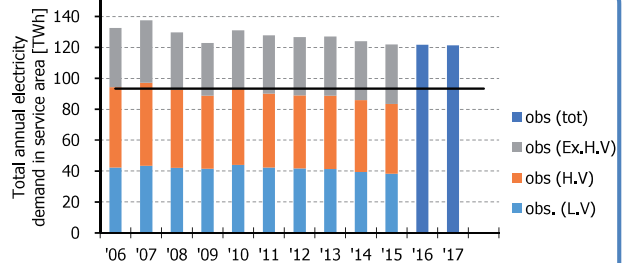
- 実測値に対し、推定値の全体的な規模、時間変化の傾向は概ね同様
- ただし、夜間の電力需要の小さい地域(長野県北部と三重県南部)の差が適切に反映できていないなど、改善の余地あり

＜検討2 各配電エリアの最大需要＞



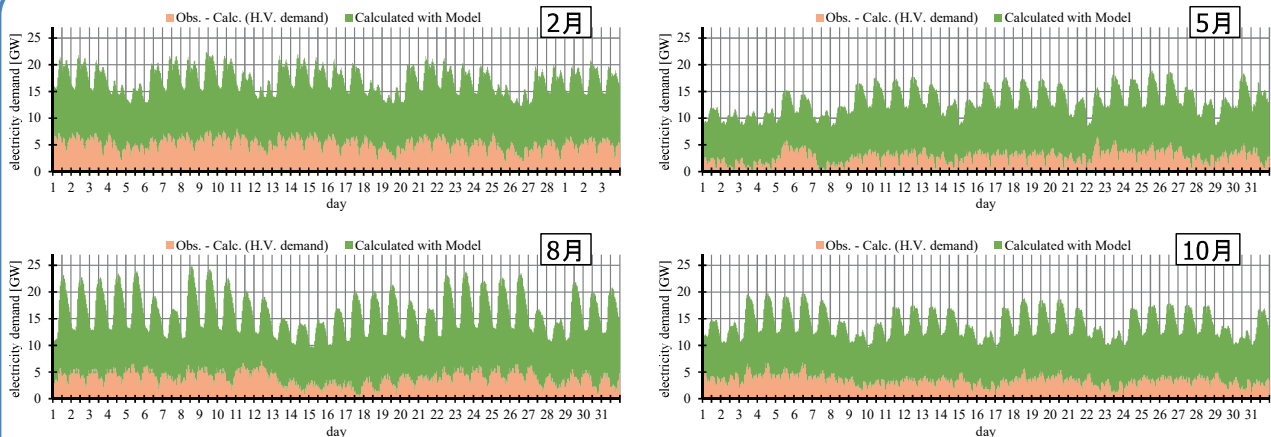
85%の配電用変電所の設備容量は40 MW以下

＜検討3 中部エリアの電力販売実績との比較＞



中部エリア全体の電力需要の計算値:92 TWh(特高需要等を除く)
=> 該当需要の販売実績の10%増
(モデルによる計算値は自家発電による需要を含むため)

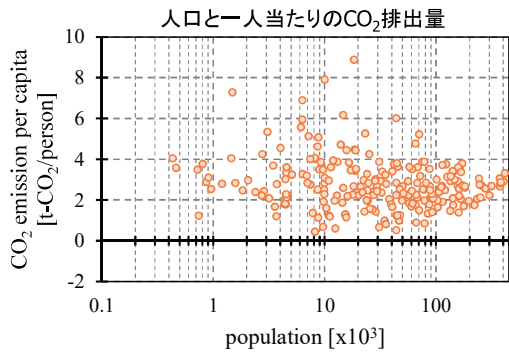
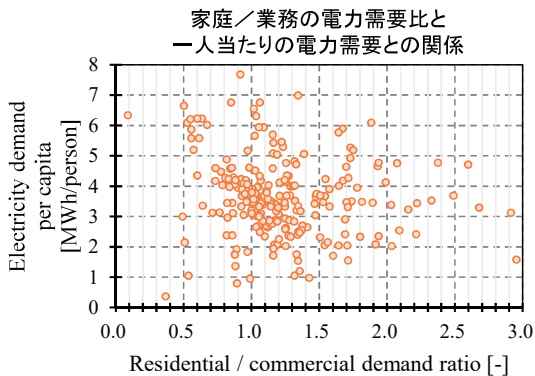
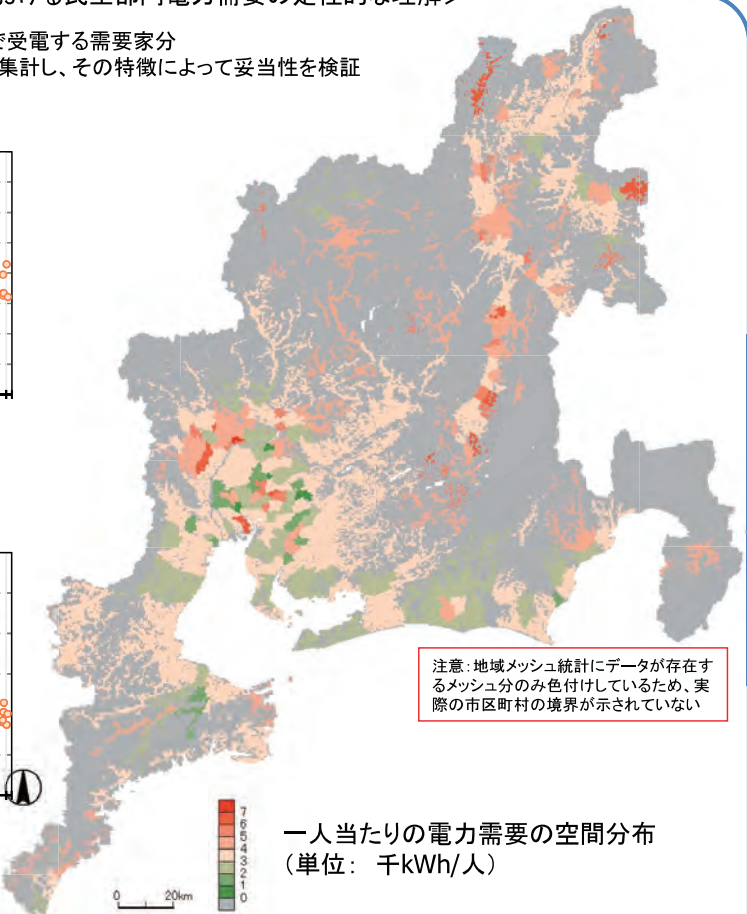
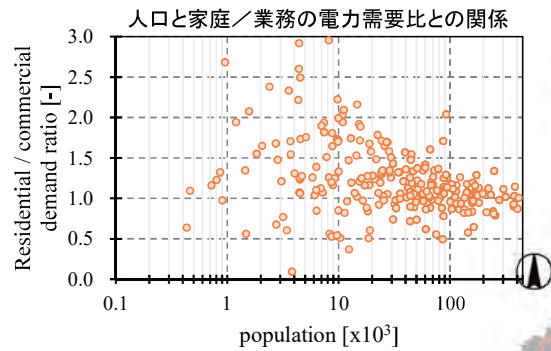
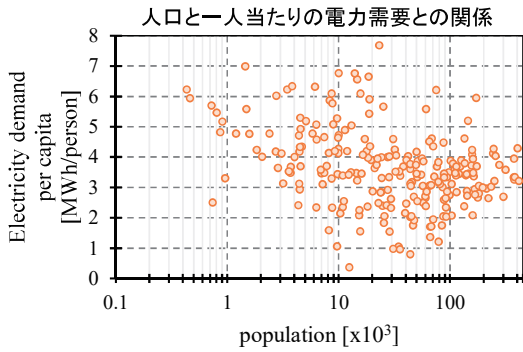
＜検討4 中部エリア全体の産業部門電力需要(特高受電)の時間パターンの妥当性＞



大規模産業主体の特高受電の時間パターンはベース的となっている

＜検討5: 各市区町村における民生部門電力需要の定性的な理解＞

- 本モデルで計算される電力需要は、高圧配電以下で受電する需要家分
- 家庭部門と民生部門の電力需要を市区町村単位で集計し、その特徴によって妥当性を検証



＜民生部門電力需要の特徴＞

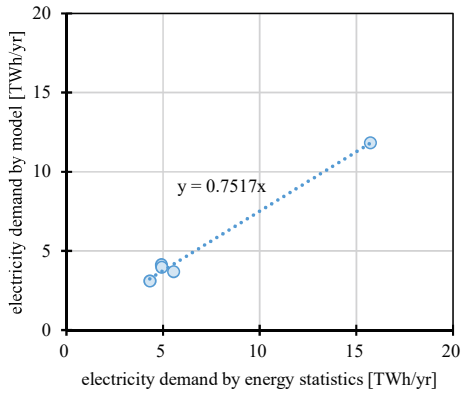
- 市区町村全体の平均値は3.6 MWh/人
 - 参考として、全国の該当区分(電灯・電力および高圧)の一人当たり電力消費量は約4.6 MWh/人
 - この値から高圧受電の産業部門(詳細データは未公開)を差し引いた値が本モデルの計算値に対応
- 人口10万人以上の市区町村(豊田市、一宮市、岡崎市、長野市、四日市市、津市、静岡市葵区など)の一人当たり電力需要は3.5 MWh/人程度であり、概ね全体の平均値と同程度
- 人口10万人以上でも、業務部門の割合が大きい市区町村(岐阜市、長野市、松本市、静岡市葵区、浜松市中区、名古屋市千種区、刈谷市など)の一人当たり電力消費量は4 MWh/人以上と大きい
- 人口10万人以上でも、家庭部門の割合が大きい市区町村(春日井市、各務原市、浜松市西区、名古屋市天白区など)の一人当たり電力消費量は3 MWh/人以下と小さい
- 業務部門の割合は、一人当たり電力需要を決定する要因の一つであるが、住宅延床面積など他にも様々な要因が考えられる
- 人口10万人未満の市区町村の一人当たり電力需要は、人口が小さいために、計算値としては大きくばらつく
- 一人当たりの電力需要をより詳細に評価するためには、モデルの更なる改善が必要

＜民生部門CO₂排出量の特徴＞

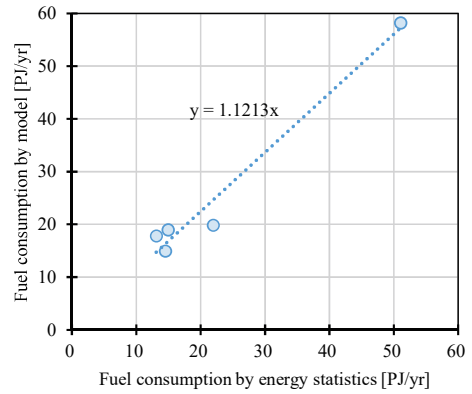
- 第2章における検討例のCase-1の電源構成の場合について計算される一人当たりCO₂排出量(民生部門の電力需要+燃料消費量)の市区町村の平均値は2.9 t-CO₂/人
 - 参考として、全国の平均の一人当たりCO₂排出量は9 t-CO₂/人(2016年、EDMC エネルギー・経済統計要覧より)
 - 本モデルでは、大口の産業部門、運輸部門を考慮していないため、計算対象とするCO₂排出量は全体の30%程度に対応
- 各市区町村における一人当たりCO₂排出量は、電力需要と概ね同様の傾向(用途別の電力シェアに基づき燃料消費分も計算されるため)

<検討6 都道府県別エネルギー消費統計との比較>

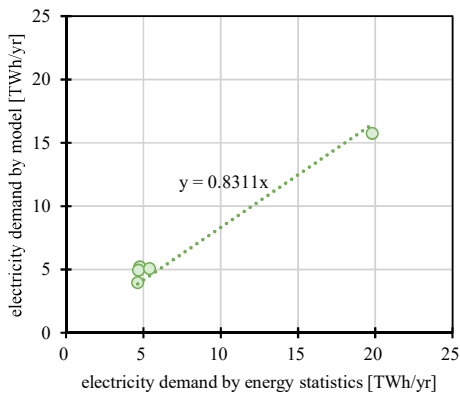
家庭部門の電力消費



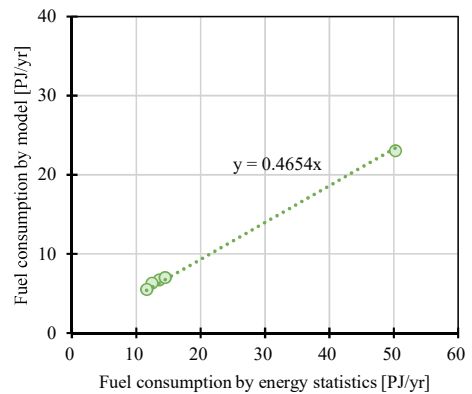
業務部門の電力消費



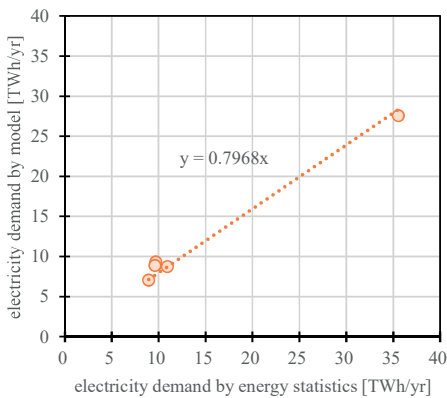
家庭部門の燃料消費



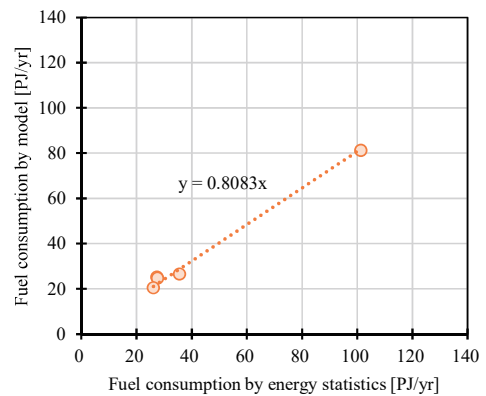
業務部門の燃料消費



家庭+業務部門の電力消費



家庭+業務部門の燃料消費



<モデルによる電力需要の推定値の特徴>

- 家庭部門：電力需要の推定値はエネルギー消費統計の75%、燃料消費はエネルギー消費統計の112%
=> 電力需要の推定値は中電の従量電灯A・Bの実績よりも大きく、集計区分の違いによる影響の可能性
- 業務部門：電力需要の推定値はエネルギー消費統計の83%、燃料消費はエネルギー消費統計の47%
=> 自家発電分の電力需要を直接的に扱っていないため、燃料消費に差が生じた可能性

備考

- 他の4県と比較して非常に大きい愛知県に関する計算値により、実績値との関係は大きく影響される。
- エネルギー消費統計における業務部門の燃料消費には運輸も含まれるため、全国平均の業務部門エネルギー消費と運輸(自家用車を除く)との比、およびエネルギー消費統計における産業部門と業務部門に基づき運輸を除いた値を推定。

2.1 検討内容と想定シナリオ

2.1.1 検討内容

エネルギー基本計画では、2030年の電力供給の22～24%を水力発電や太陽光発電などの再エネ発電によって賄うことが目標とされている。パリ協定への対応やRE100に取り組む企業の増加などを考慮すると、更なる再エネ発電の導入拡大の可能性を検討する必要がある。再エネ発電として、世界的には風力発電の導入が先行し、近年は太陽光発電の導入も各国で増加している。我が国においても、2012年のFIT施行によって導入容量が急増しており、2019年時点の導入容量は50 GW、認定容量は77 GWに達している。

一方で、このような大量導入により、九州エリアでは昼間の電力供給が需要を上回り、太陽光発電の出力調整(抑制)が発生している。今後、太陽光発電の導入容量がさらに拡大すれば、出力抑制が必要な状況はさらに増加することが予想される。そのような状況を回避し、大量導入された太陽光発電を有効活用する方策として、蓄電池による余剰電力の貯蔵や他のエネルギー需要からのシフトによる昼間の電力需要の増加が考えられる。また、太陽光発電の導入適地では、周辺の電力需要が必ずしも大きくないため、太陽光発電に対して配電設備の容量が不十分な場合がある。そこで、太陽光発電の大量導入を実現するためには、太陽光発電自身の導入コストのみならず、送配電設備や周辺の電力需要を含めて、電力システム全体の視点から適切な各地域における導入分布を考えていく必要がある。

そこで本研究では、構築したプラットフォームを用いた検討例として、エネルギー需要における電力シェアの増加や太陽光発電の地域導入分布等について複数のシナリオを想定し、電力需要と大量導入された太陽光発電による電力供給との時間的ミスマッチによって生じる余剰電力の削減に対する影響、およびこれに伴うCO₂排出削減への影響など比較した。

2.1.2 想定シナリオ

大量導入された太陽光発電の有効利用を検討する際に考慮すべき項目として、本研究では、人口・世帯数の変化、エネルギー需要における電力シェア、太陽光発電の導入容量・分布、風力発電等その他再エネの導入容量、原子力発電の稼働状況、蓄電池の導入に着目した。それぞれ後述のようにシナリオを想定し、次ページの表に示すように各項目に関するシナリオの組み合わせが異なるCase-1～4を想定した。それぞれ、以下の状況を想定している。

Case-1: 現状を模擬した電力需要(第1.4節に記載)において、現時点のFIT認定容量の太陽光発電が導入された状況

Case-2: 人口減少によって電力需要が減少した中で再エネ発電が大量導入され、大きな余剰電力が発生する状況

Case-3: 余剰電力への対応として、電力シェアが増加し、かつ蓄電池が大量導入された状況

Case-4: 各配電エリアの設備容量制約による余剰電力を削減するための本質的な対策として、電力需要の大きなエリアにおける太陽光発電の導入割合を増加する状況

第1.1節に示した計算手順に従い、第2.2節以降においてCase-1～4に関する計算結果を示す。まず、第2.2節において、太陽光発電電力の上位系統への逆流に関する制約を考慮して計算される各配電エリアにおける電力需給の結果を示す。次に、第2.3節において、各配電エリアについて計算される電力需要、再エネ発電電力等を合計して電力システム全体の需給状況を示し、燃料消費量の計算結果も踏まえて、対象地域全体としての電力需給状況、CO₂排出量等を示す。最後に、第2.4節において、配電エリア単位で計算した利用可能な太陽光発電電力等を案分し、各市区町村で利用可能な太陽光発電電力等を示す。

<人口・世帯数等に関するシナリオ(2ケース)>

- シナリオ①: 平成27年度国勢調査地域メッシュ統計、平成26年度経済センサス地域メッシュ統計に基づき想定
- シナリオ②: 国立社会保障・人口問題研究所による2040年までの市町村別の想定(中位ケース)に基づき、2050年を外挿して人口・世帯数を想定
=>業務施設については、現状の業種別床面積に基づき、人口の将来/現状比によって500mメッシュ単位で想定

<エネルギー需要における電力シェアに関するシナリオ(2ケース)>

- シナリオ①: エネルギー・経済統計要覧における用途別・エネルギー源別のシェアを考慮した想定
- シナリオ②: 都市ガスなしエリアにおける業務部門エネルギー需要の電力シェア100% + 都市ガスありエリアにおける家庭・業務部門の電力シェア増加+自家用車の電気自動車シェア30%
 - 備考1: 電力シェアの想定は1.3.1項を参照
 - 備考2: 電力シェアの変化に応じた電気機器の効率向上を想定(1.3.1項参照)
 - 備考3: 利用頻度が低く駐車している可能性が高い電気自動車による昼間の充電、夜間の放電を考慮(移動に必要な電力需要は計算対象外)

<太陽光発電の導入容量・分布に関するシナリオ(3ケース)>

- シナリオ①: FITの認定容量(2019年6月時点)による導入容量・分布
- シナリオ②: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は延床面積150m²以上の戸建宅数に比例して分布と想定
- シナリオ③: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は、戸建・集合住宅の合計数に比例して分布と想定

<風力発電等その他再エネの導入容量に関するシナリオ(2ケース)>

- シナリオ①: FITの認定容量相当
- シナリオ②: 風力発電: 風力発電協会の将来導入想定V4.3に基づく想定、その他再エネは現状の導入容量

<原子力発電の稼働に関するシナリオ(2ケース)>

- シナリオ①: なし
- シナリオ②: あり(1.4 GWで一定出力)

<蓄電池導入に関するシナリオ(2ケース)>

- シナリオ①: 導入なし
- シナリオ②: 導入あり(2種類の蓄電池導入を想定)

蓄電池①: 各配電エリアにおける余剰電力削減に必要な蓄電池(運用方法の説明は1.3.5項を参照)

- kW容量: 年間を通じた最大余剰電力の80% (余剰電力 = 抑制なしPV出力 - (電力需要 + 最大逆潮流電力))
- kWh容量: 年間を通じた日別の余剰電力量の最大値をSOC=30~90%の範囲で蓄電できる容量 または 上記のkW容量 × 8時間 の小さい方

蓄電池②: 対象エリア全体の余剰電力削減に必要な蓄電池(充電パターンは揚水発電機と同じと想定)

- kW容量: Case-2における需給バランスを考慮し、系統全体で3.8 GWと想定(揚水発電機と合わせて計8 GW)
- kWh容量: 約50 GWh(SOC=30~90%の範囲で定格出力の8時間分の充電電が可能な容量)

各種シナリオの組み合わせによる計算ケースの想定

	Case-1	Case-2	Case-3	Case-4
人口	2015年相当	2050年相当	同左	同左
電力シェア	現状相当	現状相当	都市ガスなしエリアで業務部門の電力シェア100%、他のエリアも増加(1.3.1項参照)	同左
EV (稀頻度利用EVによる余剰電力の充放電)	なし	なし	あり (EVストックシェア30%)	同左
太陽光発電	11 GW	24 GW	同左	同左
太陽光発電の導入分布	FIT認定容量と同じ	Case-1からの増加分が大きな戸建住宅数に比例して分布	同左	Case-1からの増加分が戸建・集合の全建住宅数に比例して分布
風力発電	1.0 GW	10 GW	同左	同左
原子力発電	0 GW	1.4 GW	同左	同左
蓄電池	なし	なし	あり	同左
備考	<ul style="list-style-type: none"> 基準ケース 中部エリア全体の電力需要実績値から本モデルで計算される電力需要を差し引いて、特高受電の電力需要時系列データを作成 特高電力需要は全Caseで共通 	<ul style="list-style-type: none"> Case-1に対し、PV等の大量導入によって大きなCO₂排出削減が期待 出力抑制を前提として、配電変電所容量を超過するPV導入を考慮 	<ul style="list-style-type: none"> Case-2に対し、非都市ガスエリアの業務部門の電力シェア100%により、PV余剰電力を活用 PV出力抑制の減少のため各配電エリアへの蓄電池導入を想定 	<ul style="list-style-type: none"> Case-4に対し、蓄電池容量削減のため、電力需要の大きなエリアへのPV導入割合の増加を想定 屋根置きPVの割合が増加し、野立てPVの割合が減少する状況を想定

2.1.3 各発電設備の導入容量・空間分布、発電電力の想定

○ 各発電設備の導入容量の想定

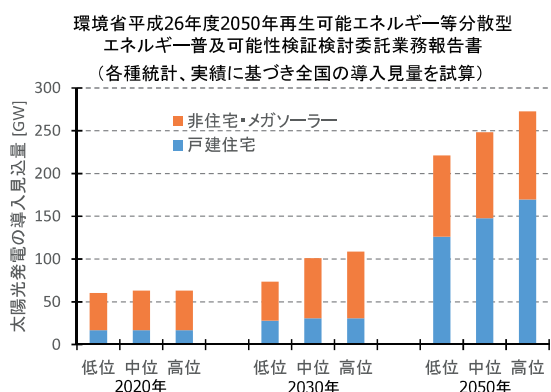
	Case-1	Case-2 ~ 4
太陽光発電	11 GW (全国 64 GW)	24 GW (全国 150 GW)
風力発電	1 GW (全国 10 GW)	10 GW (全国 75 GW)
原子力	0 GW	1.4 GW
その他再エネ	現状維持	
揚水	4.2 GW	
蓄電池(注)	3.8 GW	
火力	19 GW (石炭: 5.2, CC: 11, LNG: 2.4, 石油: 0.4)	

<導入容量・出力想定のお考え方>

- 太陽光発電の将来導入容量は、下記の環境省報告書等を考慮して想定
- 風力発電の将来導入容量は、風力発電協会2050年導入ビジョンV4.3に基づき想定
- 太陽光発電については、配電エリアから上位系統への逆潮流に関する制約を考慮するため、FIT認定容量を考慮して各配電エリアにおける導入容量を想定
 - 2000 kW以上の太陽光発電は特高連系のため配電エリアの需給バランス計算では考慮しない

注: 電力システム全体としての余剰電力削減に利用

< 参考データ: 太陽光発電・風力発電の将来導入想定 >



風力発電協会による将来導入想定V4.3(2050年の想定) 単位:万kW

電力会社	合計	陸上	洋上着床式	洋上浮体式
北海道	440	390	50	0
東北	2150	1050	730	370
東京	1250	150	510	590
北陸	160	150	10	0
中部	1020	280	380	360
関西	480	460	10	10
中国	310	310	0	0
四国	240	160	0	80
九州	1410	810	210	390
沖縄	40	40	0	0
合計	7500	3800	1900	1800

○ 各発電設備の各時刻における発電電力の想定

太陽光発電: 配電エリアの合計容量に、配電用変電所に最寄のアメダスの日照時間より推定した傾斜面日射量を乗じて出力を計算(次ページ参照)

風力発電: 2016年度の中中部エリア全体の風力発電の時間変化に基づき、導入容量比例で計算

原子力: 年間を通じて一定出力

その他再エネ: 2016年度の中中部エリア全体の出力と同じ

揚水発電: 24時間単位(7時~翌7時)で余剰電力を充放電するように出力

=> 対象エリア全体の余剰電力削減のための蓄電池②も揚水発電と同様に運用されることを想定

各配電エリアにおける蓄電池②の充放電電力は、蓄電池②+揚水発電の充放電電力を設備容量比例で配分

火力発電: 上記発電機群の出力と電力需要との差分を出力。ただし、電力需要の短周期変動分(2%)を設備容量の5%で賄える設備が稼働していると想定し、その設備の50%(最低出力)以上で出力と想定

< 参考データ: 2016年の中部エリアにおける電力需給 >

データ: <http://denki-yoho.chuden.jp/>



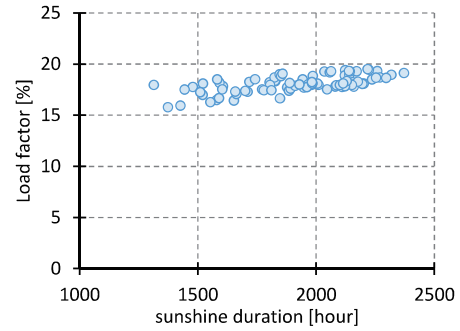
○ 太陽光発電の出力の想定

- ◆ 手順1: 各配電エリアに最寄のアメダス地点を選定
- ◆ 手順2: アメダス日照時間から水平面全天日射量を計算
(参考文献: 大関他:「太陽光発電システムの評価に関する日射量の推定方法」、電学論B, VOL.125, No.1, pp.118-126 (2005))
- ◆ 手順3: 水平面全天日射量から傾斜面日射量を計算
(参考文献: 太陽エネルギーハンドブック)
- ◆ 手順4: に、傾斜面日射量に配電エリアの設備容量を乗じてPV出力を計算

<備考>

- ◆ 稼働率=傾斜面日射量の年積算値÷8760×100 [%]
- ◆ 各地点の稼働率は右図のように高めに計算される
- ◆ 将来的な過積載(インバータ容量よりもパネル容量の方が大きい)の増加を考慮して、そのまま利用

各アメダス地点の日照時間と想定したPV稼働率との関係



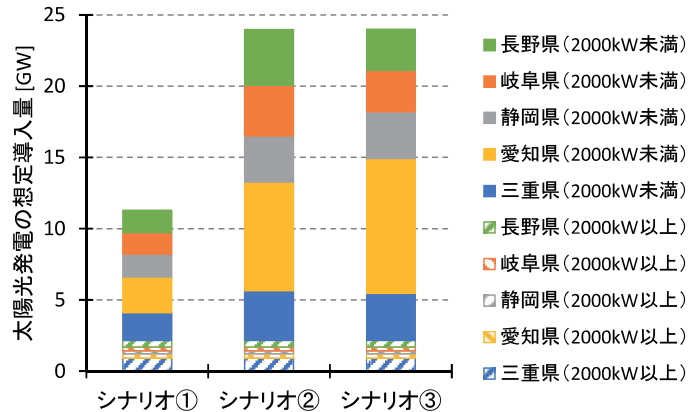
○ 太陽光発電の導入分布の想定

- ◆ シナリオ①: FITの認定容量(11 GW、2019年6月時点)による導入容量・分布
- ◆ シナリオ②: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は延床面積150m²以上の戸建宅数に比例して分布と想定
- ◆ シナリオ③: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は、戸建・集合住宅の合計数に比例して分布と想定

各県の導入容量(2000kW未満と2000kW以上の合計)

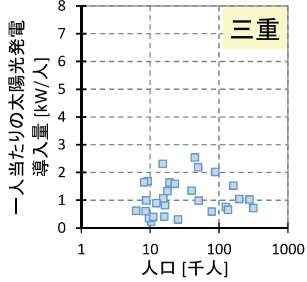
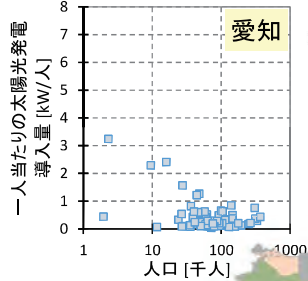
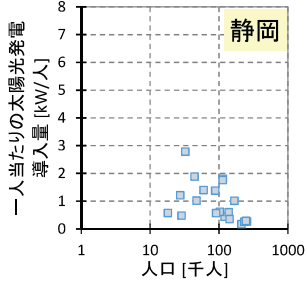
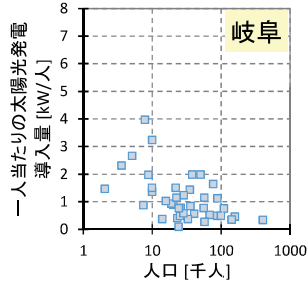
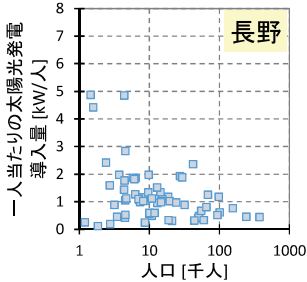
	シナリオ① (Case-1で使用)	シナリオ② (Case-2, 3で使用)	シナリオ③ (Case-4で使用)
長野	2.1 GW	4.4 GW	3.6 GW
岐阜	1.9 GW	3.8 GW	3.2 GW
静岡*	1.8 GW	3.4 GW	3.5 GW
愛知	2.9 GW	8.0 GW	9.8 GW
三重	2.8 GW	4.4 GW	4.2 GW
合計	11 GW	24 GW	24 GW

*静岡県は中部電力エリアのみ

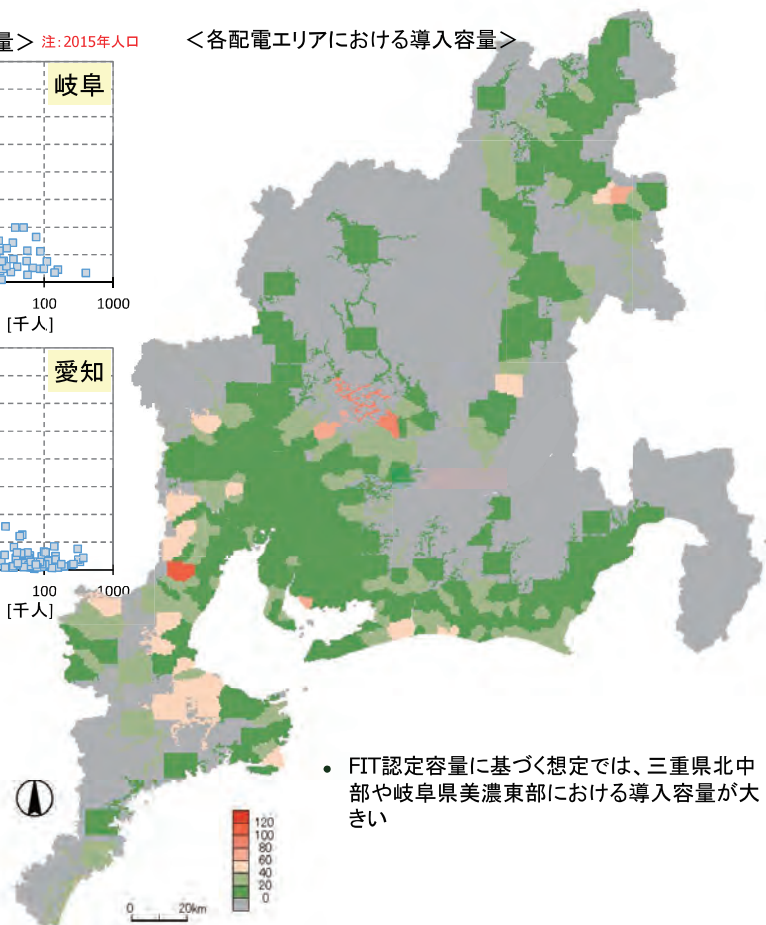


<太陽光発電の導入シナリオ①(配電系統に接続する2000 kW未満について)>

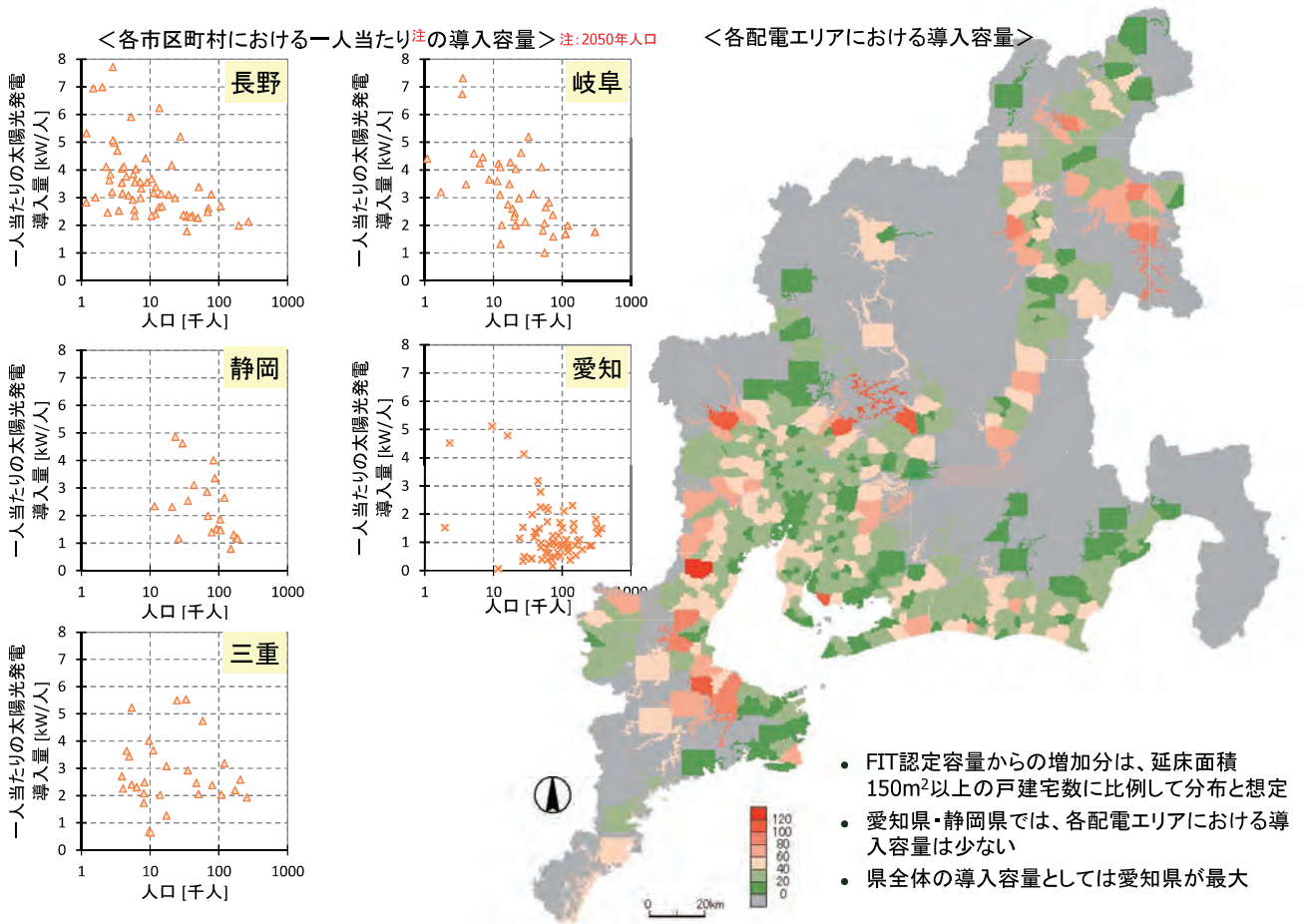
<各市区町村における一人当たり注の導入容量> 注:2015年人口



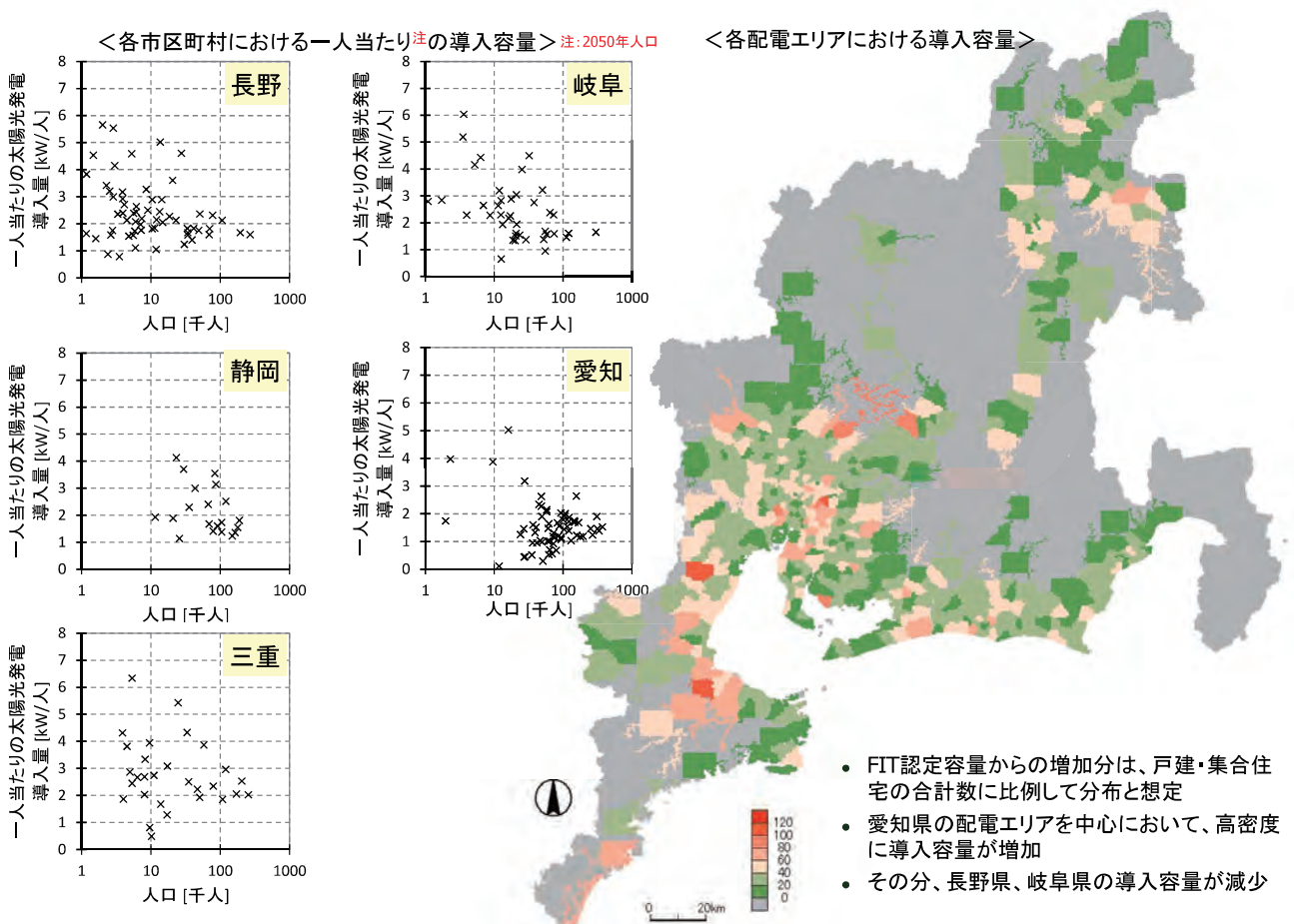
<各配電エリアにおける導入容量>



<太陽光発電の導入シナリオ②(配電系統に接続する2000 kW未満について)>



<太陽光発電の導入シナリオ③(配電系統に接続する2000 kW未満について)>

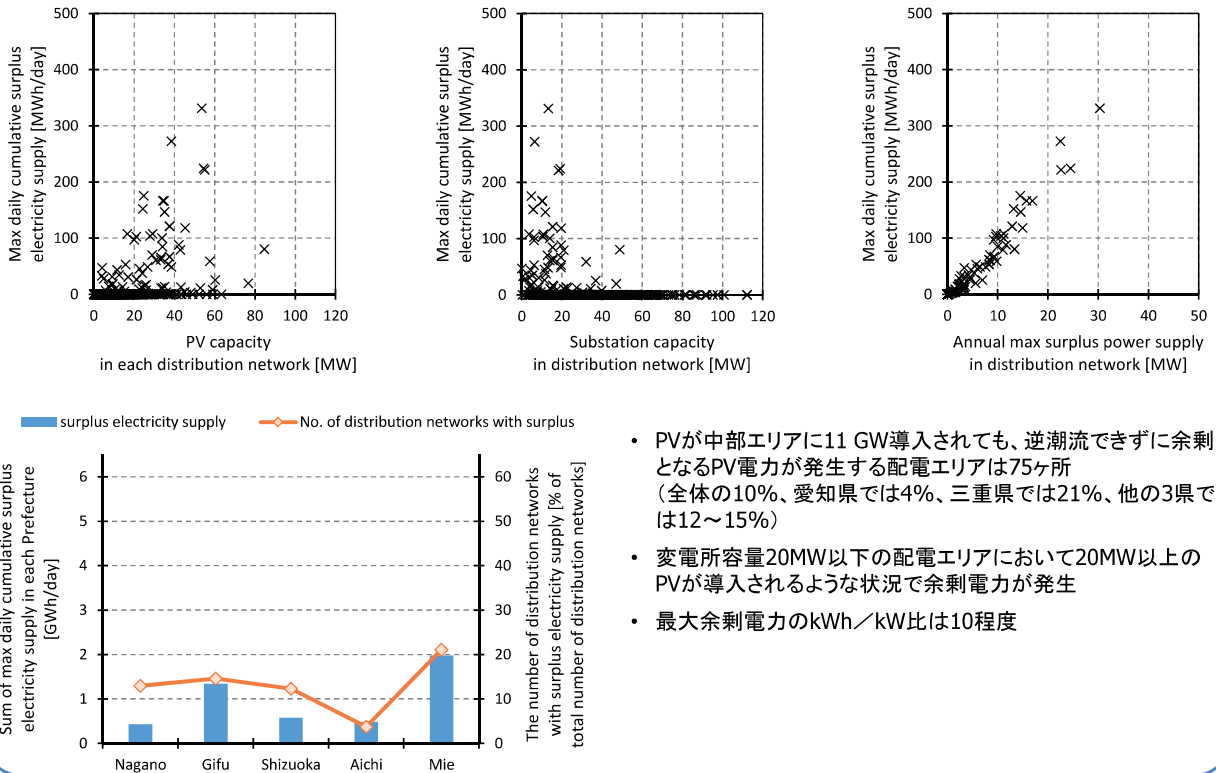


<各配電エリアにおける余剰電力>

備考：Case-3と4では、実際には蓄電池が導入されて余剰電力はCase-2に対して大きく削減されるが、ここでは電力シェア増加による余剰電力削減の効果を確認するため、Case-3および4において蓄電池なしの場合の余剰電力を計算した。

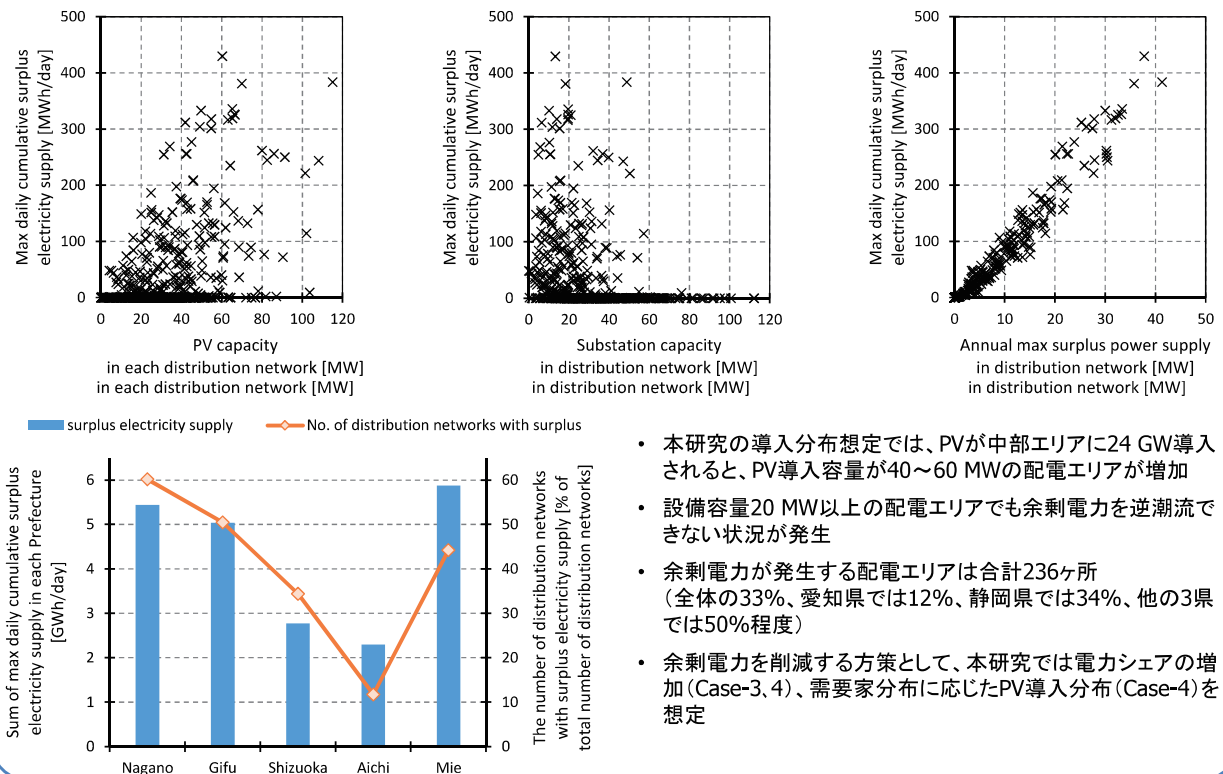
<Case-1>

PV導入シナリオ①: FITの認定容量(2019年6月時点)による導入容量・分布



<Case-2>

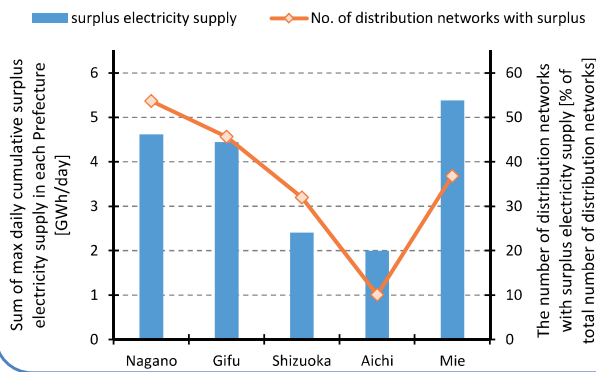
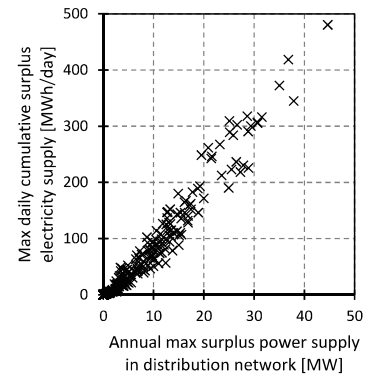
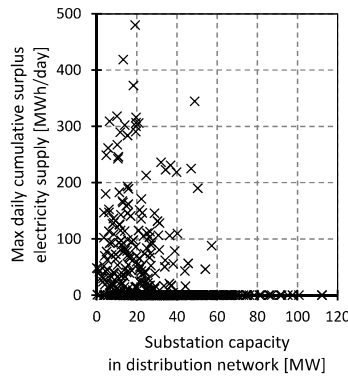
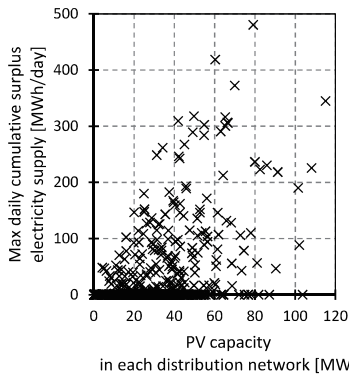
PV導入シナリオ②: 中部エリア全体で24GW、シナリオ①からの増加分は延床面積150m²以上の戸建宅数に比例して分布



備考: Case-3と4では、実際には蓄電池が導入されて余剰電力はCase-2に対して大きく削減されるが、ここでは電力シェア増加による余剰電力削減の効果を確認するため、Case-3および4において蓄電池なしの場合の余剰電力を計算した。

<Case-3>

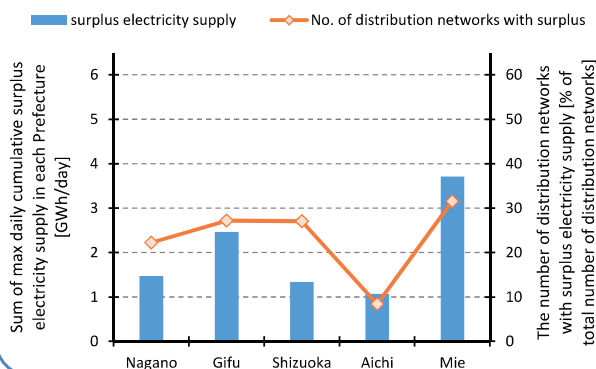
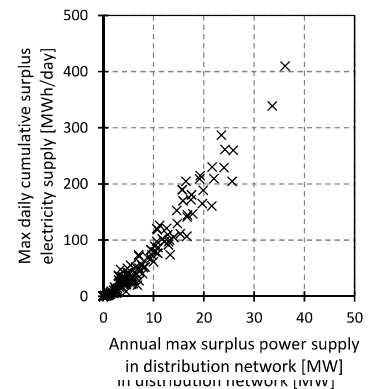
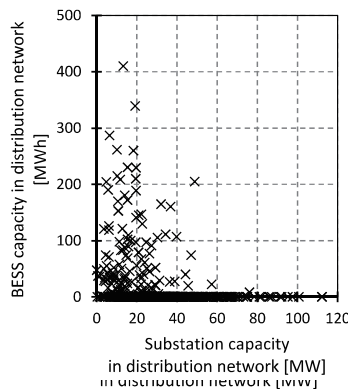
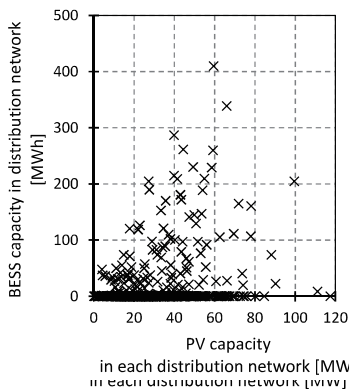
PV導入シナリオ②: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は延床面積150m²以上の戸建宅数に比例して分布



- Case-2とPV導入容量・分布は同じであるが、電力シェアの増加により、余剰電力はCase-2に対して10～15%減少
- 余剰電力が発生する配電エリアは209ヶ所であり、Case-2に対して11%減少
- 昼間の電力需要が大きな事務所ビルなどを他の配電エリアから移転できれば、余剰電力の更なる削減が可能
- 需要家の移転にはPV電力の環境価値等のインセンティブが必要
- 本研究では、需要家移転の代わりに、余剰分を吸収するための蓄電池の導入を想定

<Case-4>

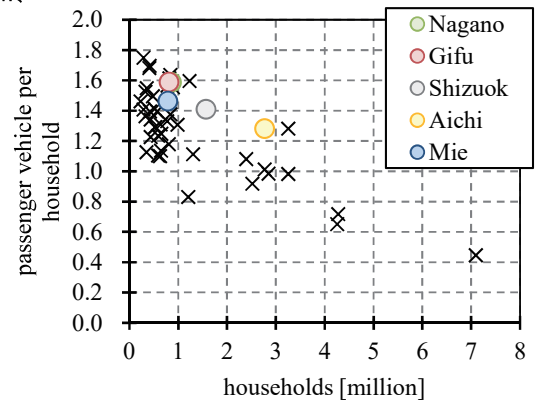
PV導入シナリオ③: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は戸建・集合住宅の合計数に比例して分布



- Case-3と同じPV導入容量、電力シェアでも、PV導入分布の違いにより、余剰電力はCase-3に対して50%程度減少
- 余剰電力が発生する配電エリアも計140ヶ所に減少(Case-3の33%)
- シナリオ②で余剰電力が発生しない配電エリアはシナリオ③でも余剰電力は発生しない
- シナリオ②と③では、①からの増加分を住宅比例で導入することを想定しているが、全体の導入容量が必要に比例するよう分布を想定すれば、余剰電力は更に削減可能
- 需給バランスの観点で導入すべき設備と、経済性等の要因で導入しやすい設備とのギャップを解消することが課題

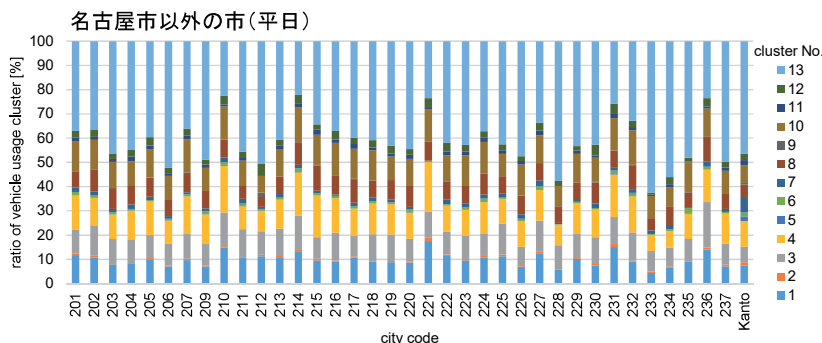
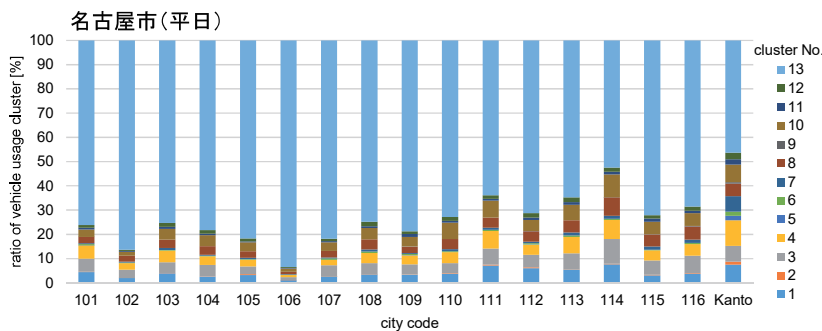
2.1.4 電気自動車(EV)の台数想定

- 2050年のEV普及率(ストック)を30%と想定
- 中部5県における一世帯当たりの自動車保有台数は1.2~1.6台(下図)
=>カーシェアリングの増加等を考慮し、各500mメッシュの自動車保有台数を世帯数×1台と想定
- EVと従来車の利用形態は同じとして想定し、中京都市圏第5次パーソントリップ調査に基づき、日常的な利用頻度が低い自動車の割合を50%と想定
- 日常的な利用頻度が低い自動車のうち80%が日中に充電、夕方から翌朝までの放電に利用可能と想定
- 利用可能なEVが3kWの充放電設備で一斉に充放電する場合の合計電力は約2 GW(中部エリアのピーク需要の8%程度)
 - 対象エリアの全世帯数600万世帯×(1台/世帯)×30%×50%×80%×3 kW = 2.16 GW
- EV保有世帯の想定は以下の通り
 - 各配電エリアにおいて、太陽光発電を保有する戸建住宅がEV保有と想定
 - PV導入世帯数=各配電エリアのFIT認定容量(20kW未満)÷世帯当たり導入容量
 - 世帯当たり導入容量の想定:戸建住宅の175m²世帯:5.0kW、125m²世帯:4.0kW、85m²世帯:3.5kW、65m²世帯:3.0kW、45m²世帯:2.5kW、25m²世帯:2.0kW)
 - 各配電エリアにおいて戸建住宅PV導入容量<20kW未満の全導入容量の場合、集合住宅にもPV導入と想定(3.0kW世帯)
 - EV導入世帯>PV導入世帯により、PV非設置世帯にもEV導入と想定



<自動車利用に関するクラスター分析>

第5回中京都市圏パーソントリップ(以下、PT)データに基づき、愛知県全域(37市15町2村)、岐阜県南部(16市16町)、三重県北勢地域(5市5町)の中部都市圏を対象として、平日13種類、休日13種類のクラスタリングの要素の重心に基づき、平日・休日における13種類の自動車利用方法の存在比率を算定した。平日の自動車利用に関する結果を示す。比較として、各図の右端には関東エリアに関する結果を併記する。クラスタNo.13はPTデータ調査時に利用されることのない自動車のクラスタを表す。例えば、名古屋市中区の場合で93.4%、16区の平均で74.5%の自動車はPT調査時に利用されていない。名古屋市以外でも40~50%の自動車はPTデータ調査時に利用されていない。また、休日の場合、利用されていない自動車の割合は更に高くなる。本研究では、このクラスタに属する自動車は日常的な利用頻度が低いとみなし、昼間の余剰電力の充電に利用可能と想定した。



コード	市区町村名
101	名古屋市 千種区
102	名古屋市 東区
103	名古屋市 北区
104	名古屋市 西区
105	名古屋市 中村区
106	名古屋市 中区
107	名古屋市 昭和区
108	名古屋市 瑞穂区
109	名古屋市 熱田区
110	名古屋市 中川区
111	名古屋市 港区
112	名古屋市 南区
113	名古屋市 守山区
114	名古屋市 緑区
115	名古屋市 名東区
116	名古屋市 太白区

コード	市区町村名	コード	市区町村名
201	豊橋市	221	新城市
202	岡崎市	222	東海市
203	一宮市	223	大府市
204	瀬戸市	224	知多市
205	半田市	225	知立市
206	春日井市	226	尾張旭市
207	豊川市	227	高浜市
208	津島市	228	岩倉市
209	碧南市	229	豊明市
210	刈谷市	230	日進市
211	豊田市	231	田原市
212	安城市	232	愛西市
213	西尾市	233	清須市
214	蒲都市	234	北名古屋市
215	犬山市	235	弥富市
216	常滑市	236	みよし市
217	江南市	237	あま市
219	小牧市	238	長久手市
220	稲沢市		

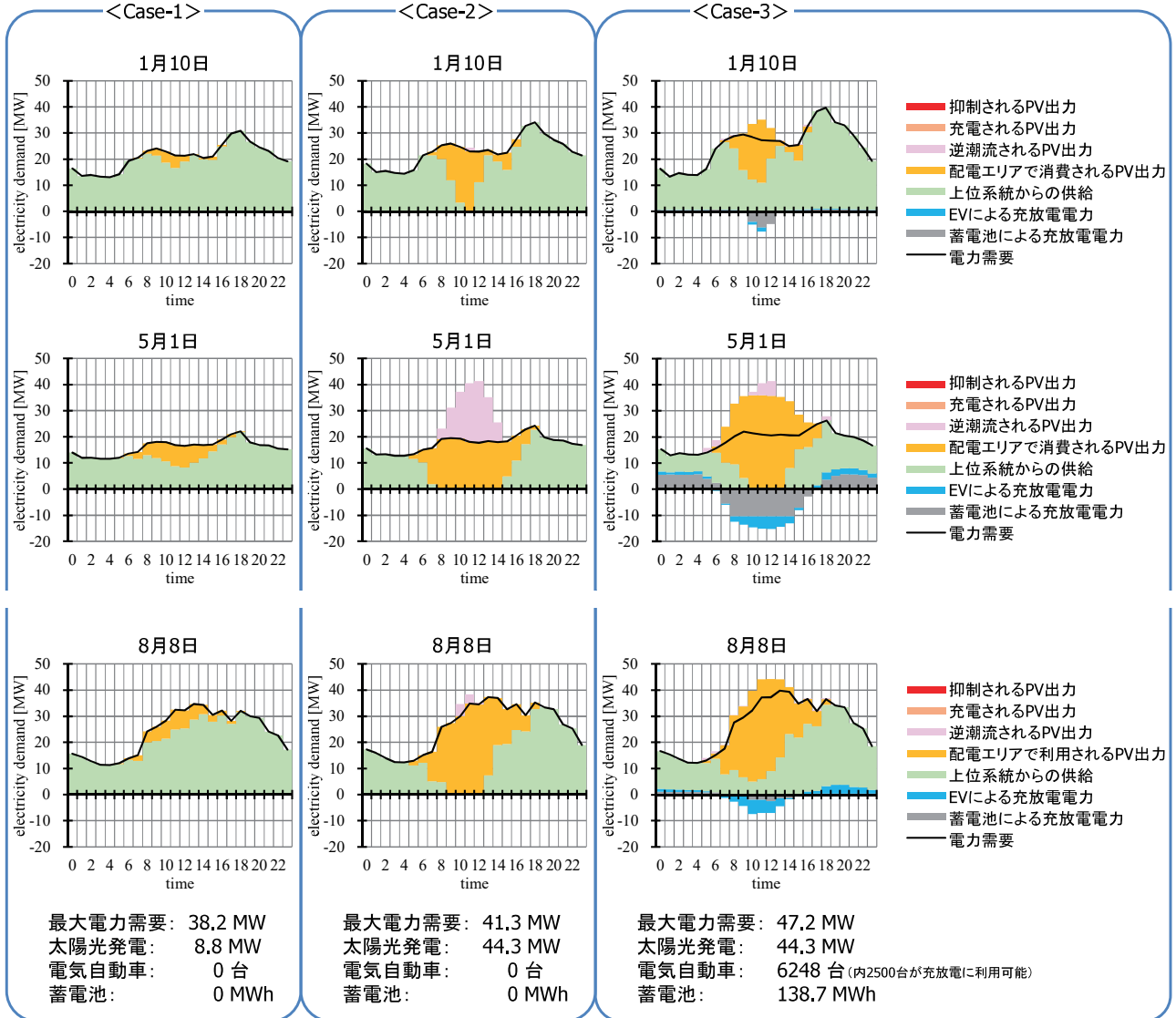
第2章 検討例: 太陽光発電の有効利用方策とCO₂排出量への影響

2.2 各配電エリアの電力需給

同じ市区町村内であっても中心部と郊外では電力需要特性やPV導入容量が異なると考えられる。そこで、まず、市区町村よりも空間的に狭い配電エリアに着目し、代表的な配電エリアについて電力需給を評価する。

2.2.1 都市部の戸建住宅が多い配電エリア

備考: Case-2とCase-3では電力需要、太陽光発電の導入容量は同じであるが、Case-3のみEVおよび蓄電池の導入を想定



Case-1:

- 太陽光発電の導入容量は年間の最大電力需要の23%程度であり、全ての発電電力を配電エリア内で利用可能

Case-2:

- Case-1と比較して世帯数は115%に増加し、電力シェアも増加することで、電力需要はCase-1よりも増加
- 太陽光発電の導入容量は年間の最大電力需要と同程度であるが、配電エリア内で利用できない発電電力は全て上位系統に逆潮流可能
- 太陽光発電の全発電電力を活用(配電エリア内で利用もしくは上位系統に逆潮流)できるため、この配電エリアのみの需給バランスに着目すれば、EVや蓄電池を使用する必要はない

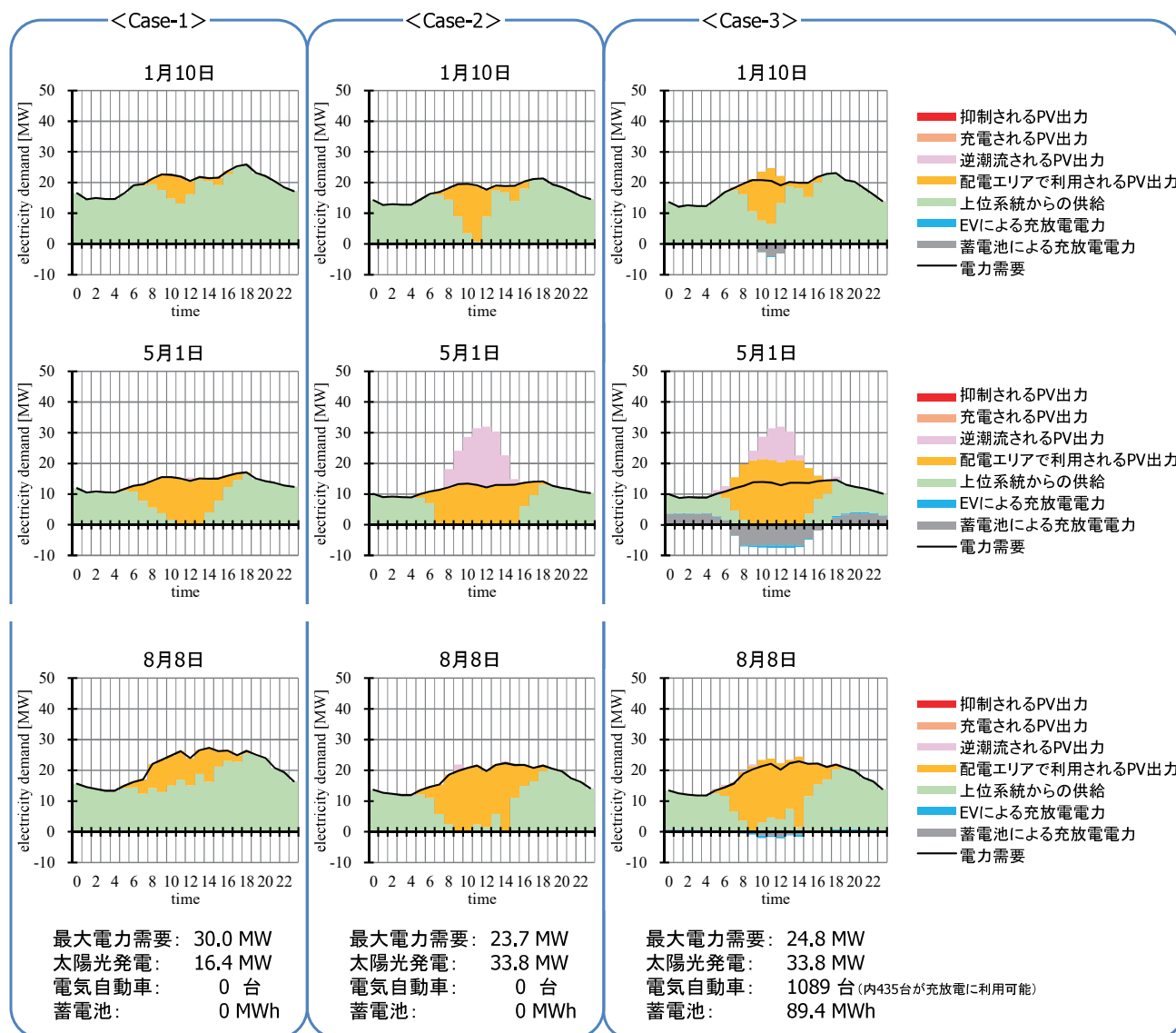
Case-3:

- 太陽光発電の導入容量はCase-2と同じであり、配電エリア内で利用できない発電電力は全て上位系統に逆潮流可能
- ただし、後述のように、電力システム全体の需給バランスの観点から、他のエリアで発生した太陽光発電(時間帯によっては風力発電も)の余剰電力を吸収するため、昼間にEVと蓄電池が充電され、夕方以降に放電
- 住宅地のためシェア30%を想定したEVは約6250台、このうちの2500台が充放電に利用(2.1.4項参照)
- これに伴い、系統からの電力供給は、Case-2と比較して昼間に増加し、夕方以降に減少

備考: 昼間に系統から供給される電力は、他の配電エリア等で余剰となった太陽光発電の電力であるが、他の電源と区別できないため、図では上位系統からの供給に含まれるとしている

2.2.2 住宅・工場が混在する郊外の配電エリア

備考: Case-2とCase-3では電力需要、太陽光発電の導入容量は同じであるが、Case-3のみEVおよび蓄電池の導入を想定



Case-1:

- 太陽光発電の導入容量は年間の最大電力需要の55%程度であり、全ての発電電力を配電エリア内で利用可能

Case-2:

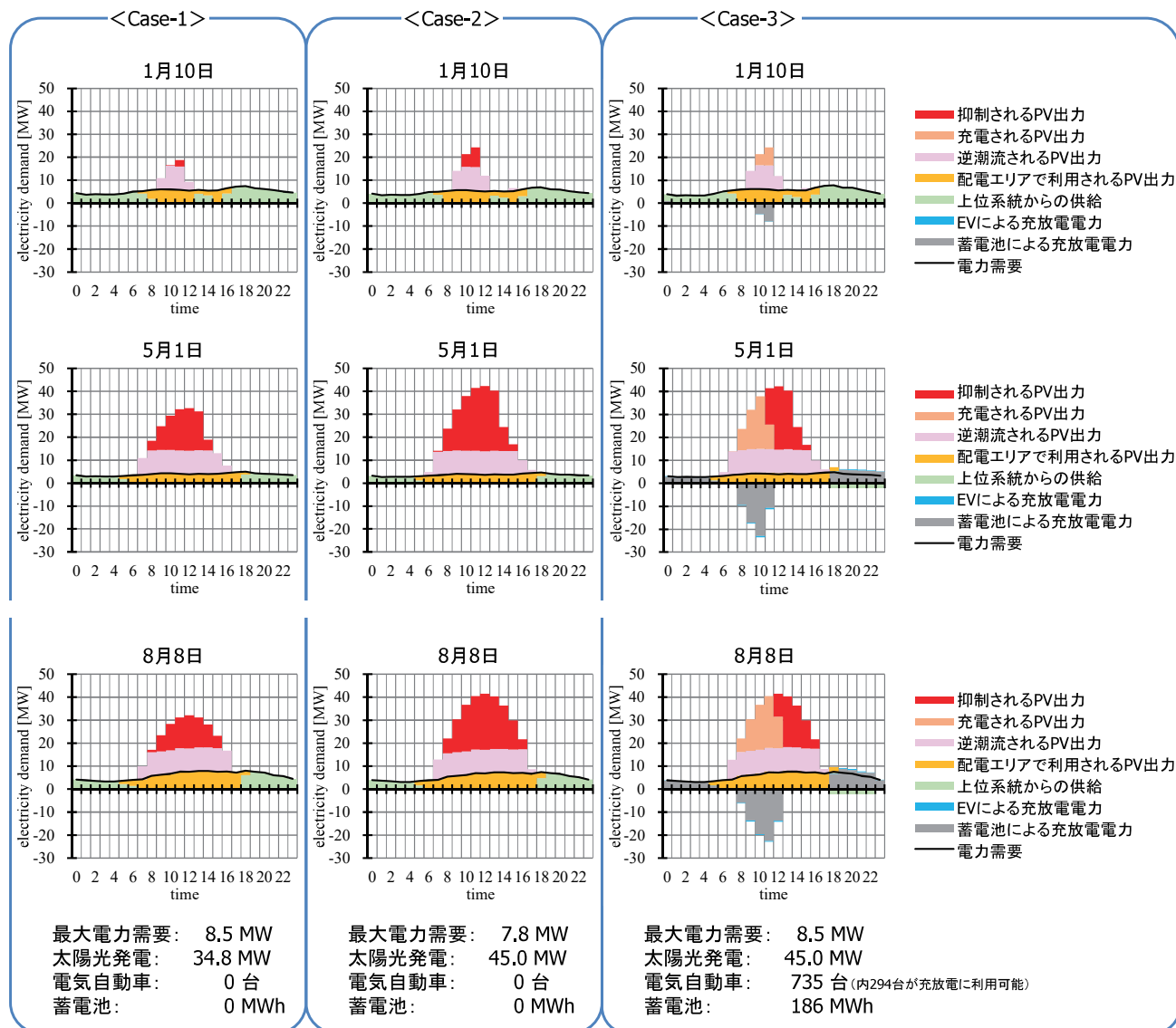
- Case-1と比較して電力シェアは増加するものの、世帯数が60%に減少するため、電力需要はCase-1よりも減少
- 太陽光発電の導入容量は年間の最大電力需要と同程度であり、配電エリア内で利用できない電力は上位系統に逆潮流可能
- 全ての発電電力を配電エリア内で利用もしくは上位系統に逆潮流することができるため、この配電エリアのみの需給バランスに着目すれば、EVや蓄電池を使用する必要はない

Case-3:

- 太陽光発電の導入容量はCase-2と同じであり、配電エリア内で利用できない発電電力は全て上位系統に逆潮流可能
- 2.2.1項の都市部の戸建住宅が多い配電エリアと同様に、他のエリアで発生した余剰電力を吸収するため、昼間にEVと蓄電池が充電、夕方以降に放電されるため、系統からの電力供給は、Case-2と比較して昼間に増加し、夕方以降に減少
- 住宅が少ないため、他のエリアで発生した太陽光発電の余剰電力を吸収するために利用可能なEVは435台と少ない
 - => 本エリアや太陽光発電導入ポテンシャルが大きなエリア(次ページ)では、住宅や業務施設が少ない場合が多く、これに伴って余剰電力を充電するために利用可能なEV台数も少ない可能性

2.2.3 太陽光発電の導入ポテンシャルが高い配電エリア

備考: Case-2とCase-3では電力需要、太陽光発電の導入容量は同じであるが、Case-3のみEVおよび蓄電池の導入を想定



Case-1:

- FIT認定容量に基づき10~2000 kWの太陽光発電の導入容量を34.8 MWと想定
=>実際の導入には、配電設備の増強が必要
- 仮に導入しても多くの時間帯で出力抑制が必要
=>本研究の場合、抑制される発電電力(余剰電量)は抑制なしの場合の25%

Case-2:

- Case-1と比較して電力シェアは増加するものの、世帯数は89%に減少するため、電力需要はCase-1よりもやや減少
- 世帯数は2500世帯程度と少ないため、Case-1の太陽光発電の導入容量に対して、Case-2における増加量は相対的に小さい
- ただし、余剰電力は38%に増加

Case-3:

- 1.3.5項の想定に基づき導入される蓄電池容量は186 MWh => 本エリアの日平均電力需要(115 MWh)の1.5倍
- 世帯数も少ないため、余剰電力の充放電に利用可能なEVは300台以下
- 蓄電池およびEVの活用により、余剰電力は8.3%に減少

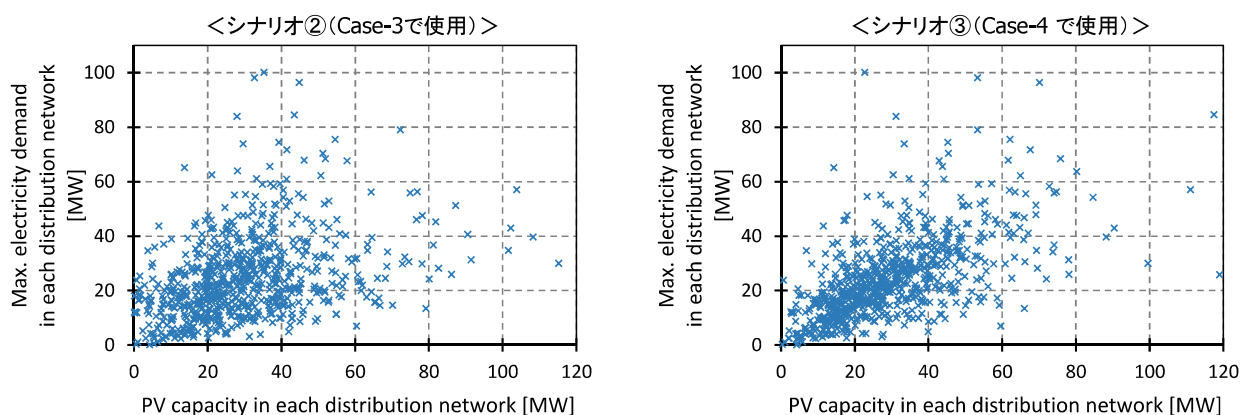
↑
非現実的ではあるが、極端な例として想定

2.2.4 電力需要に応じた太陽光発電導入分布の効果

- 屋間の電力需要が大きな事務所ビルなどを他の配電エリアから移転できれば、余剰電力を削減可能であるが、需要家の移転にはPV電力の環境価値等のインセンティブが必要
- 本研究では、電力需要が大きな配電エリアに多くの太陽光発電を導入するシナリオ③を想定し、その効果を評価
 - シナリオ①: FITの認定容量(2019年6月時点)による導入容量・分布 (Case-1で使用)
 - シナリオ②: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は延床面積150m²以上の戸建宅数に比例して分布 (Case-2と3で使用)
 - シナリオ③: 中部エリア全体で24 GW、シナリオ①からの増加分は、戸建・集合住宅の合計数に比例して分布 (Case-4で使用)

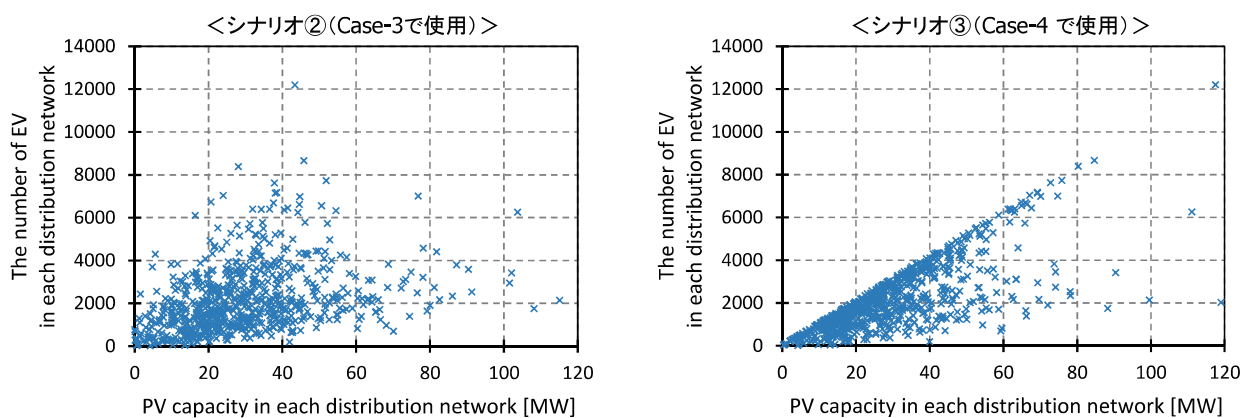
○ 各配電エリアにおける太陽光発電導入容量と年最大電力需要との関係

- シナリオ②と比較してシナリオ③の方が各配電エリアにおける太陽光発電導入容量と年最大電力需要との相関が高い
- 太陽光発電の出力が大きな時間帯に電力需要も大きくなり、配電エリア内の余剰電力が削減されることが期待される



○ 各配電エリアにおける太陽光発電の導入容量と電気自動車台数との関係

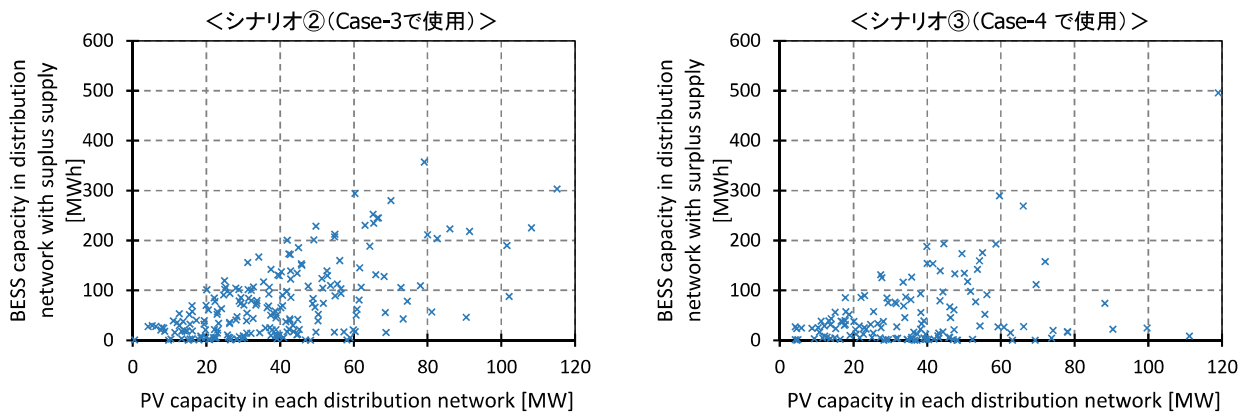
- 本研究では、世帯当たり1台の自動車を保有し、その30%が電気自動車となることを想定
- 太陽光発電の導入シナリオ③(Case-4で使用)の場合、導入分布は世帯数に比較すると想定
- このため、FIT認定容量に基づく導入シナリオ①において導入容量が小さい配電エリアについては、太陽光発電の導入容量と電気自動車は共に概ね世帯数に比例するため、両者も比例の関係(概ね太陽光発電100MWに対して電気自動車10000台)
 - 世帯数に比例した太陽光発電の導入分布とすることで、余剰電力の充放電に利用可能な電気自動車の台数も世帯数に付随して増加
- FIT認定容量に基づく導入シナリオ①において導入容量が大きな配電エリアについては、住宅に比例する太陽光発電の導入容量が相対的に小さいため、上記の比例関係よりも相対的に電気自動車の導入台数が少ない



○ 各配電エリアの太陽光発電の導入容量と配電エリアの余剰電力削減に必要な蓄電池①の容量との関係

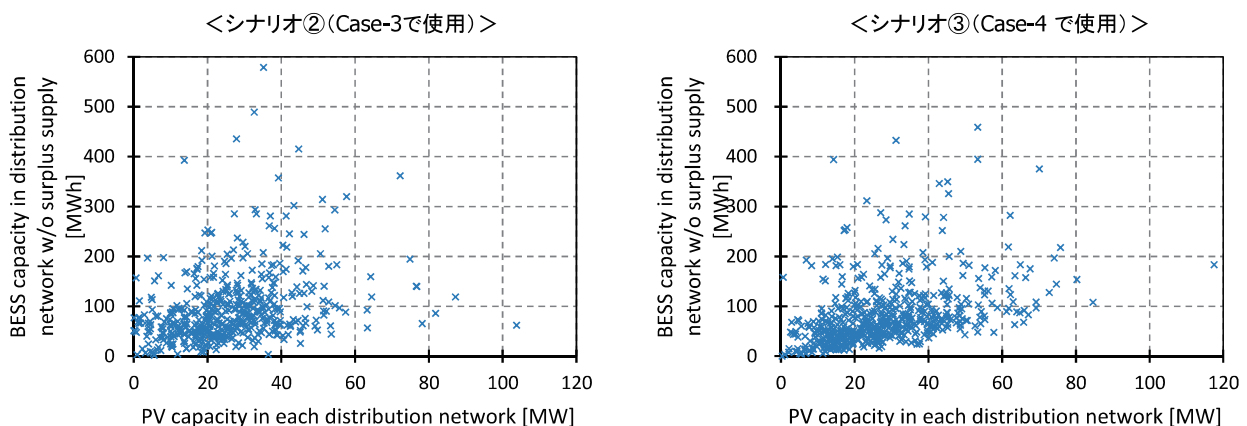
- 余剰電力が発生する配電エリアには、1.3.5項の想定に基づき、蓄電池①が導入されることを想定
- シナリオ②および③のいずれも、余剰が発生する配電エリアにおいては、太陽光発電100 MWに対して最大400MWhの蓄電池が導入(快晴日の発電パターンに依存して決まる)

- ◆ 2.1.3項で示したように、シナリオ③(Case-4で使用)の導入分布とすることで、余剰電力が発生する配電エリア、すなわち蓄電池①が必要な配電エリアはシナリオ②(Case-3で使用)の33%に減少
- ◆ 中部エリア全体の蓄電池①の導入容量はCase-3の16 GWhに対し、Case-4では8.5 GWhに半減



○ 各配電エリアの太陽光発電の導入容量と対象エリア全体の余剰電力削減に必要な蓄電池②の容量との関係

- ◆ 蓄電池①が導入されない配電エリアに蓄電池②が導入されると想定
- ◆ 設備容量の計算方法
 - kWh容量: Case-2における需給バランスを考慮し、系統全体で3.8 GWと想定(揚水発電機と合わせて計8 GW =>後述の2.3.2項参照)
 - kWh容量 約50 GWh(SOC=30~90%の範囲で定格出力の8時間分の充放電が可能容量)
- ◆ 充放電パターンは揚水発電機と同じ
- ◆ 太陽光発電の導入容量20~40 MWの配電エリアを中心に、太陽光発電100 MWに対して平均300 MWhの蓄電池が導入
- ◆ 残余電力負荷が大きい配電エリアにおいては、蓄電池②の導入容量が非常に大きくなる場合あり
- ◆ 2.1.3項に示したように、余剰電力が発生する配電エリアは、Case-3で全体の29%、Case-4で14%。したがって、蓄電池②が導入される配電エリアは、Case-3で全体の61%、Case-4で86%
- ◆ 蓄電池②全体の必要容量はCase-3における蓄電池①の約3倍と大きい、導入される配電エリア数も2倍となるため、配電エリアにおける太陽光発電の単位容量当たりに必要な容量は蓄電池①と同程度



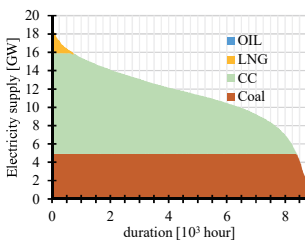
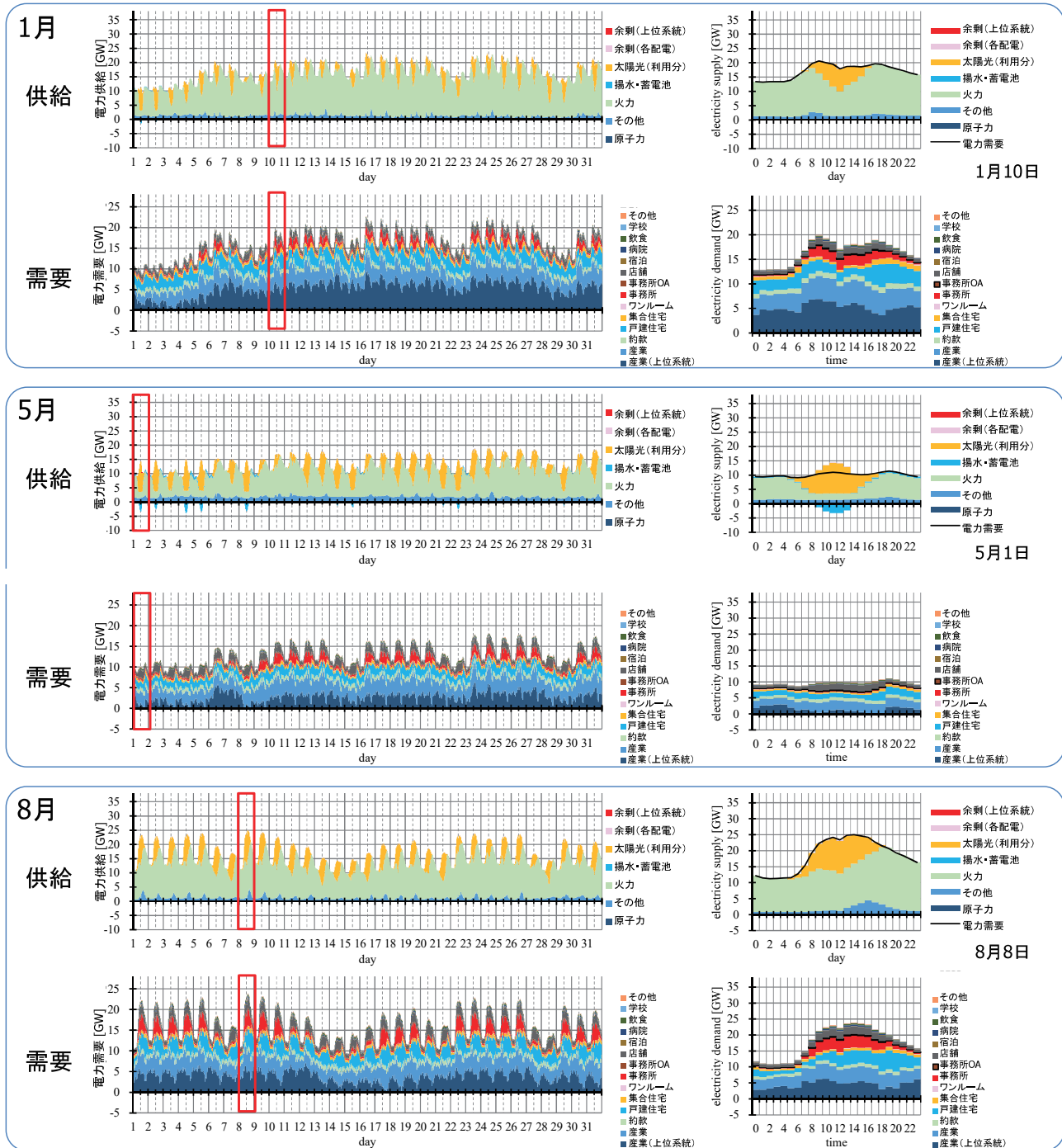
蓄電池導入のあり方

- ◆ 余剰電力発生の原因は2種類
 - 太陽光発電の発電パターンと電力需要パターンの時間的ミスマッチ
 - 電力需要が大きなエリアと太陽光発電の導入ポテンシャルが大きなエリアとの空間的ミスマッチ
- ◆ 太陽光発電導入分布シナリオ③は、空間的ミスマッチの対策として有効
- ◆ ただし、実際には、シナリオ②のように、経済性等の要因で導入しやすい場所と需給アンバランス削減の観点で導入すべき場所とは整合しない場合が多く、両者のギャップを解消することが課題
- ◆ 昼間のエネルギー負荷が大きい業務需要家を太陽光発電導入ポテンシャルが大きな配電エリアに移転することは空間的ミスマッチ緩和の有効な対策であるが、単なる移転では電力システム全体としての時間的ミスマッチは緩和できないため、最終的には何らかの電力・エネルギー貯蔵が必要
- ◆ 電力・エネルギー貯蔵装置の導入コストを考慮すると、許容する出力抑制量を増加する方が全体として経済的となる可能性あり

第2章 検討例:太陽光発電の有効利用方策とCO₂排出量への影響

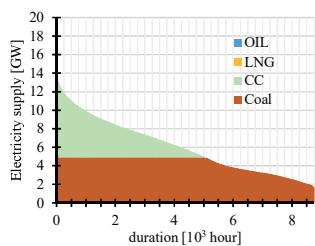
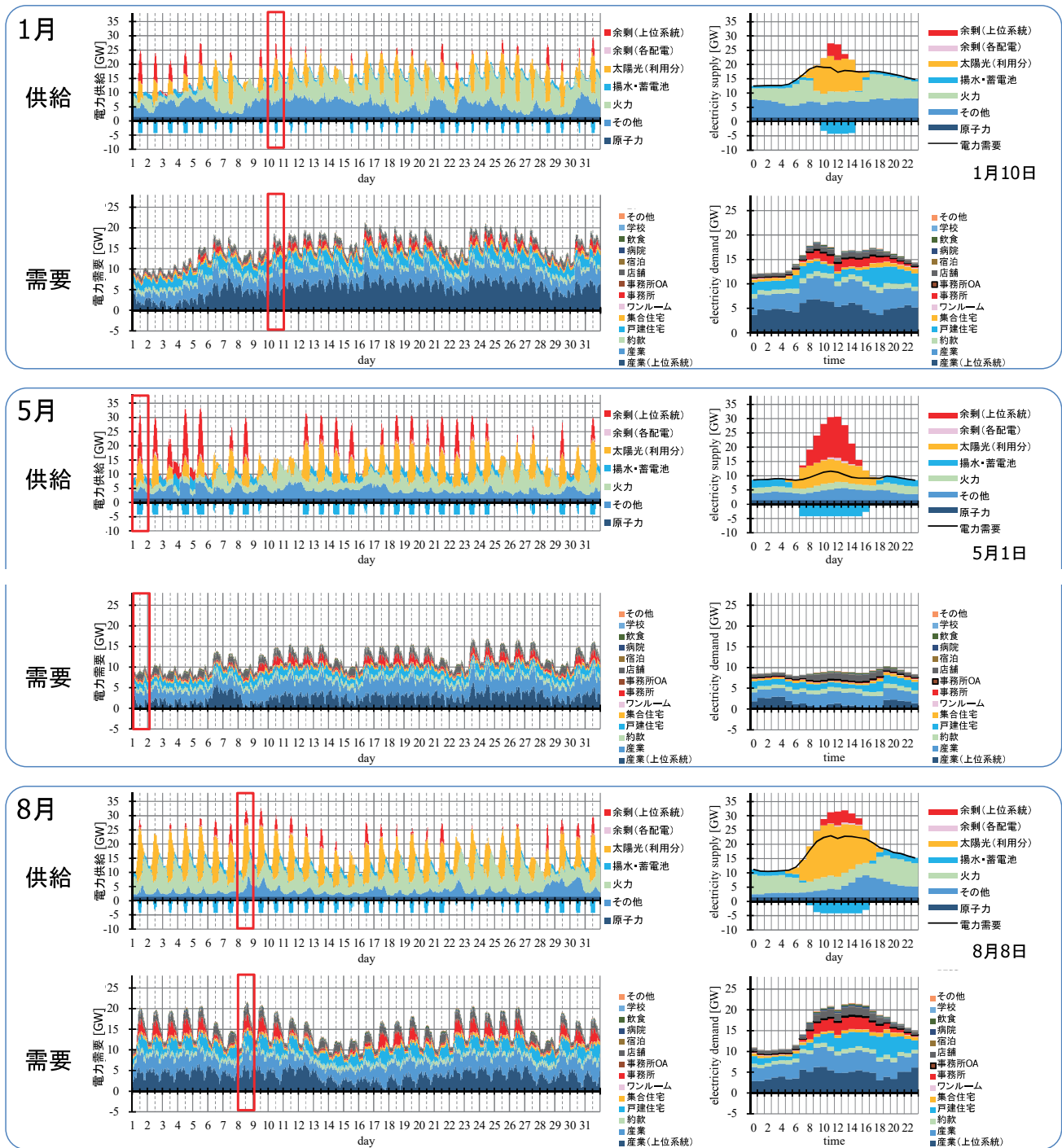
2.3 中部エリア全体の電力・エネルギー需給

2.3.1 Case-1における電力需給 (シナリオ:現状人口、電力シェア①、再エネ導入①、原発なし、蓄電池なし)

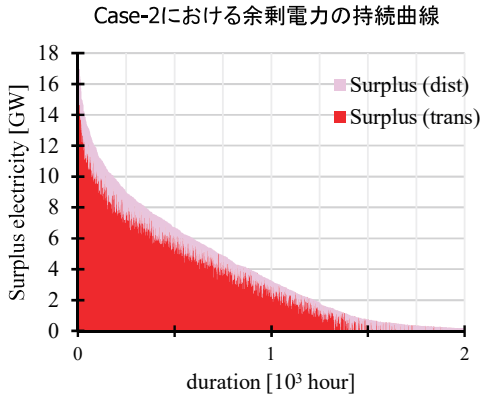


- 年間を通じて余剰電力はほとんど発生しない
- 5月1日のようにPVを含む全発電出力の合計が電力需要よりも大きい場合、揚水発電機の揚水運転(蓄電運転)により、全体の需給バランスが維持される
- 年間を通じた需要変動に対してLNG複合火力の出力変動で対応
- 石炭火力は年間を通じてほぼ定格出力で運転、LNG火力はピーク時のみ運転

2.3.2 Case-2における電力需給 (シナリオ: 将来人口、電力シェア①、再エネ導入②、原発あり、蓄電池なし)



- 人口減少等による電力需要の減少と再エネ大量導入等により、年間を通じた余剰電力は、PVが出力抑制しない場合に供給可能な発電量の27%に達する
- 火力発電による電力供給が減少に伴い、左図のように相対的に石炭火力の割合が増加(石炭火力の発電コスト(可変費)を最も安価と想定しているため)し、火力発電の平均CO₂排出原単位が増加(Case-1: 511 g-CO₂/kWh => Case-2: 633 g-CO₂/kWh)
- 余剰削減の方策として、昼間の電力需要が大きい業務部門の電力シェア増加が有効
 - 家庭部門の場合、給湯を電化してヒートポンプ給湯機を昼間に運転することは有効であるが、暖房の電力シェアを増加しても太陽光発電との時間的ミスマッチが大きいため効果は限定的な可能性



- 年間の余剰電力のうちの18.4%は配電エリアから上位系統への逆潮流制約によるもの、81.6%は電力システム全体の需給バランス制約によるもの
- 個々の配電エリアで余剰電力が発生している時間帯(年間約2000時間)の多くは、電力システム全体としても余剰電力が発生している
- 配電設備を増強して配電エリアからの逆潮流可能な電力を増加しても、電力システム全体として利用できない場合が多いため、結果的に抑制する必要があり、設備増強の効果は限定的
- 配電エリアでの余剰電力を削減するには、配電エリア内で昼間の電力需要を増やす、蓄電池(BESS)を導入して余剰電力を充電する必要あり
- Case-3および4において業務部門の電力シェア増加を想定しているが、他エリアからの業務需要家の移転も配電エリアでの余剰電力を削減には有効
- 需要家の移転は配電エリアにおける電力需給の空間的ミスマッチ緩和には有効であるが、単なる移転では電力システム全体としての時間的ミスマッチは緩和できないため、最終的には何らかの電力・エネルギー貯蔵が必要

○ Case-3および4で想定する蓄電池容量、電気自動車の合計蓄電池容量

蓄電池①(各配電エリアの余剰電力削減に必要な蓄電池)

- ◆ Case-3: kWh容量: 15.9 GWh, kW容量: 2.1 GW
- ◆ Case-4: kWh容量: 8.6 GWh, kW容量: 1.2 GW (計算方法: 1.3.5項に記載の通り)

蓄電池②(対象エリア全体の余剰電力削減に必要な蓄電池)

- ◆ Case-2の余剰電力持続曲線、蓄電池①の導入容量、揚水発電機の設備容量(4.2GW)を考慮して以下のように想定
 - kW容量: 3.8 GW
 - kWh容量: 約50 GWh(SOC=30~90%の範囲で定格出力の8時間分の充放電が可能な容量)
- ◆ 充放電パターン
 - 揚水発電機と同じと想定
 - 各配電エリアにおける蓄電池②の充放電パターンは蓄電池②全体+揚水発電の充放電パターンを設備容量比例で配分
 - 上図より、3.8GW以上の余剰が発生する時間帯は800時間程度であり、稼働率は高くない(蓄電池①よりは高い)

電気自動車の合計蓄電池容量

- ◆ 余剰電力の充放電に利用可能な電気自動車の台数: 625,000台
- ◆ 1日当たり10kWh/台を利用可能と想定(1.3.4項参照)
- ◆ 合計蓄電池容量: 6.25 GWh



上記のように想定した余剰電力の削減に利用可能な蓄電池の合計容量

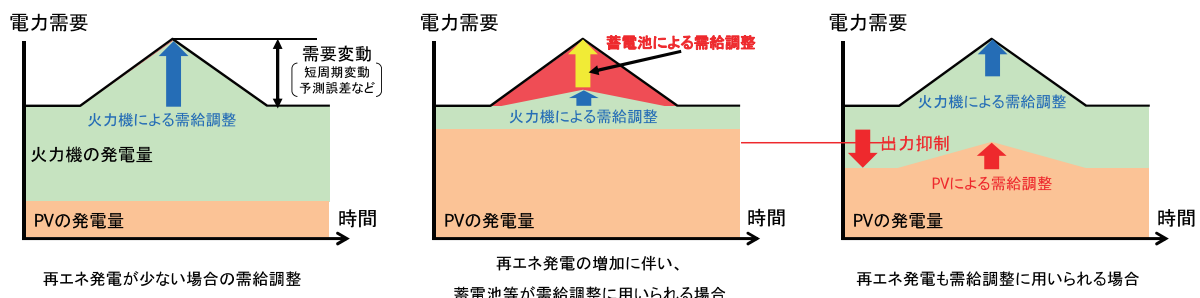
Case-3: 72.8 GWh
Case-4: 65.5 GWh (参考: 揚水発電機の蓄電容量の想定 33.6 GWh(=4.2 GW×8時間))

ただし、蓄電池①と②については、実質的に利用可能な容量は60%分(SOC=0.3~0.9の利用を想定)

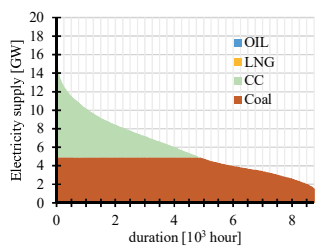
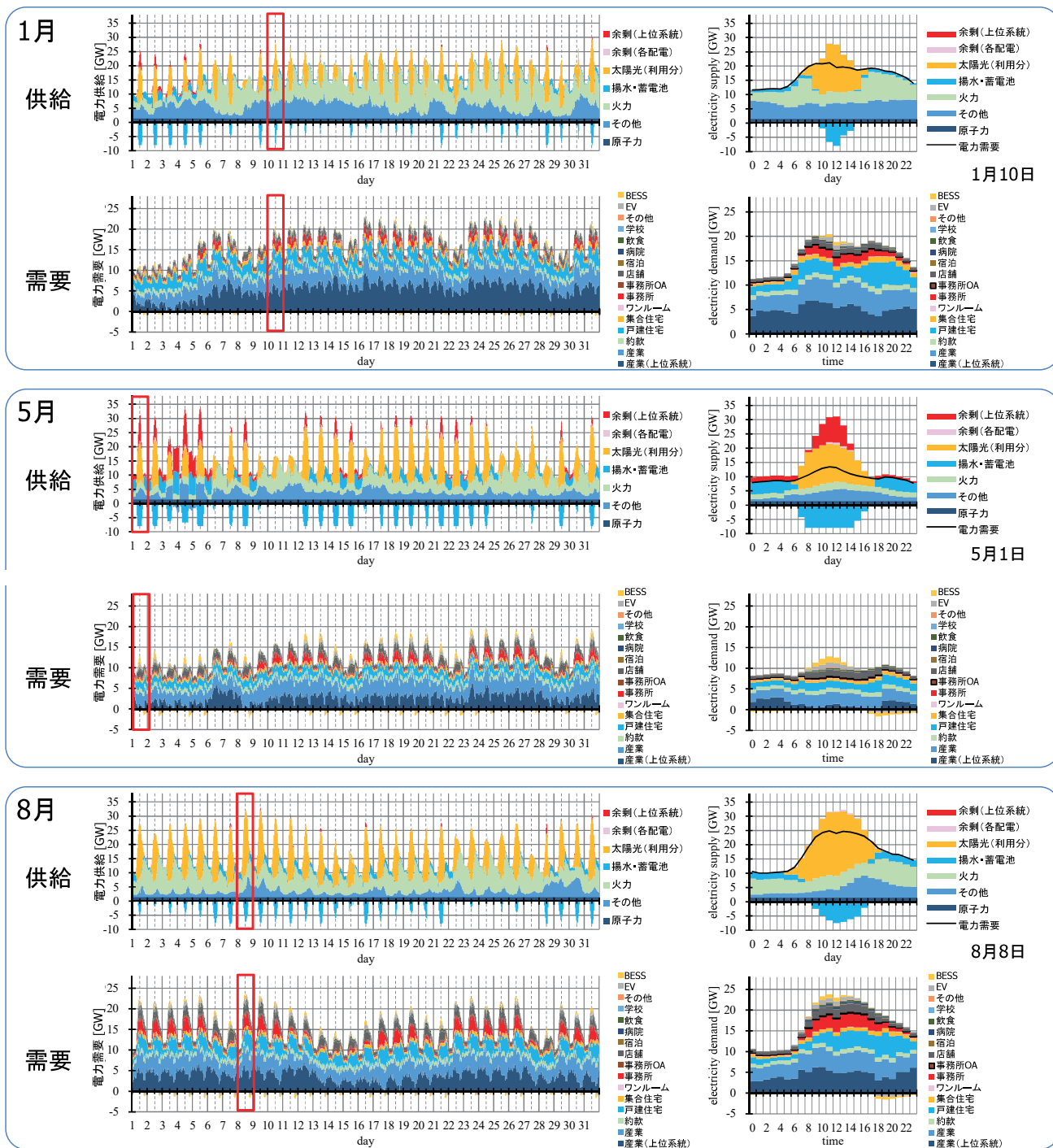
出力抑制の効果

発電時CO₂フリーの電力供給源として、再エネ発電の出力抑制は少ない方が望ましい。しかし、出力抑制された再エネ発電は、電力需給調整力として活用できる。下左図のように再エネ発電が少ない場合、需給調整は主に火力機によって行われる。下中図のように再エネ発電の増加によって起動される火力機の台数が減少すると、需給調整力が不足する。これを補うため、蓄電池の利用などが考えられるが、コスト的な課題がある。そこで下右図のように需要変動に応じて再エネ発電の出力抑制率を変化させることで再エネ発電を需給調整力として活用すれば、需給調整のための蓄電池等は不要となる。このような上げ下げ両方の出力調整力としての再エネ発電の活用は海外において実用化されつつある。

なお、本研究では、1.3.6項に記載のように、火力機の最低出力を決定する際に周波数制御に必要な容量を簡易的に考慮しているが、予測誤差対応のための調整力は考慮しておらず必要な火力機を過少評価している可能性がある。一方で、本研究のように非常に大容量の蓄電池が導入された状況では、余剰電力の充放電に活用するだけでなく、周波数制御や予測誤差対応の調整力としても活用されると考えられる。

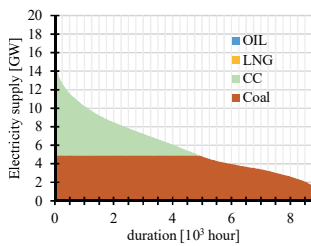
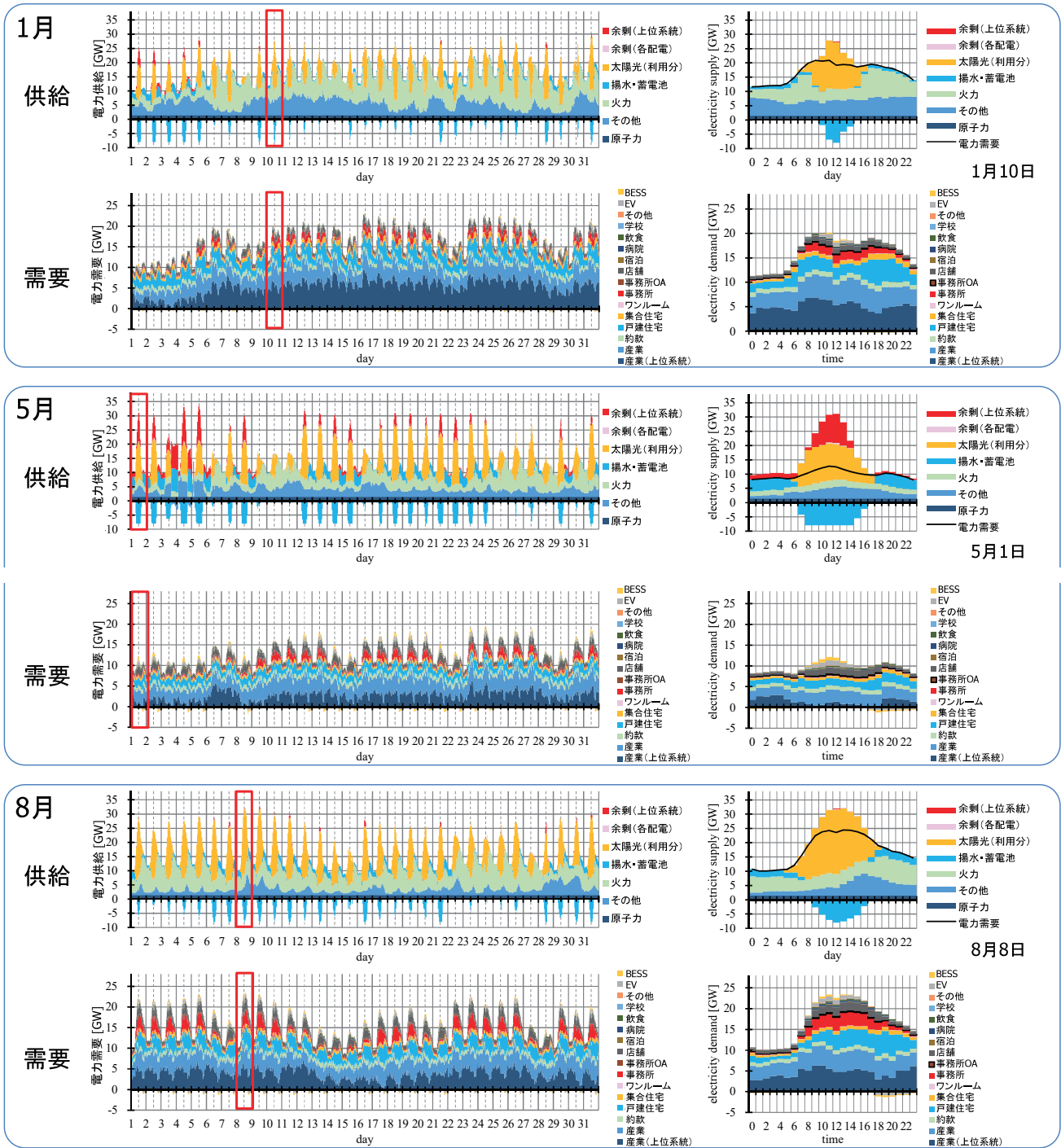


2.3.3 Case-3における電力需給 (シナリオ: 将来人口、電力シェア②、再エネ導入②、原発あり、蓄電池あり)



- Case-2に対して電力需要の増加に加え、供給余剰が発生する209ヶ所(全体の29%)の配電エリアで蓄電池を導入(全体で16 GWh, 2GW)することで、年間を通じた余剰電力は、PVが出力抑制しない場合に供給可能な発電量の5.9%(Case-2よりも21%減少)
- 蓄電池の導入は5月や10月などの空調負荷が小さい中間期に大きな余剰電力の抑制に効果的
- 5月2日と3日は昼間の余剰電力を蓄電しても、翌日までに使いきれないため、夜間に余剰が発生(実際には、昼間に出力抑制することで対応すると考えられる)
- 揚水発電には、蓄電池②の出力も含まれる

2.3.4 Case-4における電力需給 (シナリオ: 将来人口、電力シェア②、再エネ導入③、原発あり、蓄電池: あり)



- 電力システム全体としての電力需給はCase-3と同様
- Case-4では、PV導入分布シナリオ③により、電力余剰が発生する配電エリア数および各配電エリアに必要な蓄電池①の容量を削減

2.3.5 中部エリア全体の電力・エネルギー需給

○ 中部エリア全体の電力需要

Case-1

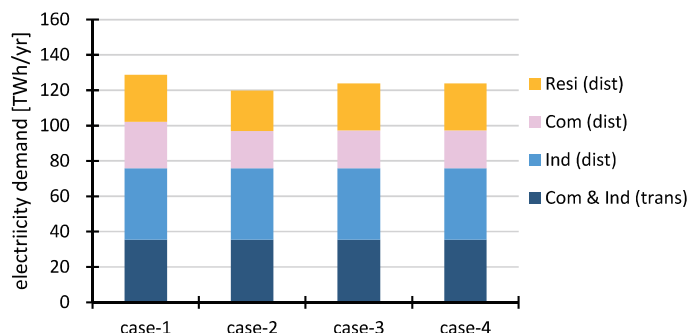
- ◆ 全電力需要は約129 TWh
- ◆ 本モデルで扱う高圧配電以下で受電する家庭・業務部門の電力需要は全体の41%
- ◆ 本モデルで扱わない産業部門および特高受電の業務の電力需要は全体の59%(全ケースで共通)

Case-2

- ◆ 人口減により、家庭・業務部門の電力需要はCase-1に対して17%減少

Case-3およびCase-4

- ◆ 都市ガスなしエリアで民生需要の電力シェア大幅増加により、Case-2に対して13%増加(Case-1に対しては6%減少)



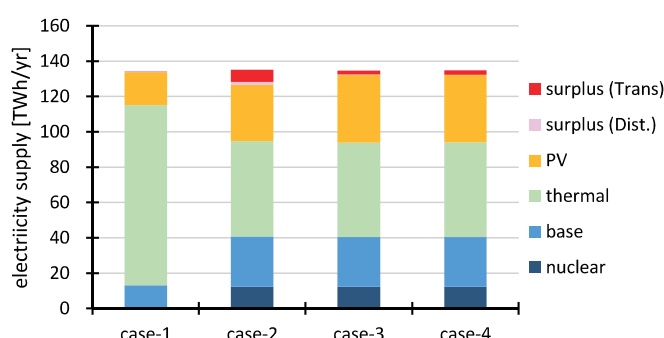
○ 中部エリア全体の電力供給

Case-1

- ◆ 余剰電力はPV供給可能量の1.8%のみ(配電エリアにおける逆潮流制約によって発生)
- ◆ 火力発電の電力供給割合は76%

Case-2

- ◆ 再エネ増加、原子力出力により、火力発電の電力供給割合は43%に減少
- ◆ 電力供給に占めるPVの割合は19%
- ◆ PV供給可能量の27%は供給余剰のため抑制される
- ◆ PV余剰電力の18.4%は配電エリアの逆潮流制約によるもの、81.6%は電力システム全体の需給バランス制約によるもの



Case-3

- ◆ 都市ガスなしエリアで業務部門の電力シェア100%、配電エリアの余剰電力削減のための蓄電池①の導入、電力システム全体の余剰電力削減のための蓄電池②の導入により、余剰電力はPV供給可能量の5.9%に減少

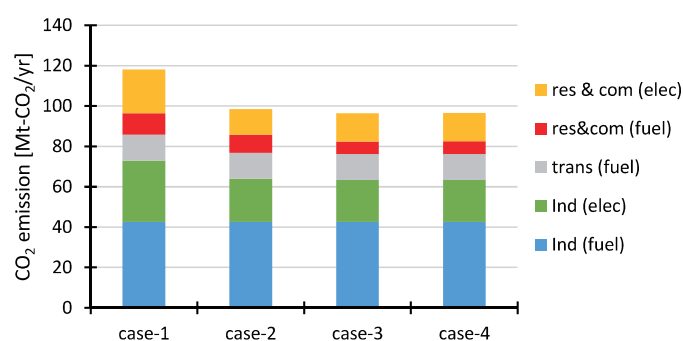
Case-4

- ◆ PV導入分布シナリオ③により、電力余剰が発生する配電エリア数および各配電エリアに必要な蓄電池①の容量は半減されるが、全体としての余剰電力はPV供給可能量の6.4%であり、Case-3とほぼ同じ

○ 中部エリア全体のCO₂排出量

Case-1

- ◆ 全体のCO₂排出量は118 Mt-CO₂
 - 都道府県別エネルギー消費統計データによるCO₂排出量130 Mt-CO₂よりも10%小さい
 - 原因は再エネ増などによって電力供給のCO₂排出原単位が10%以上小さいこと、業務部門の燃料消費を少なく見積もっていることなど
- ◆ 本モデルで計算対象のCO₂排出量は全体の53%(家庭・業務部門の電力・燃料需要分、産業の電力需要分)
- ◆ 後述の市区町村に関する検討では、家庭・業務部門の電力・燃料需要分のみを対象とし、そのCO₂排出量は全体の27%
- ◆ 将来的に80%のCO₂排出削減を実現するためには、産業部門、運輸部門における大幅なCO₂排出削減が不可欠

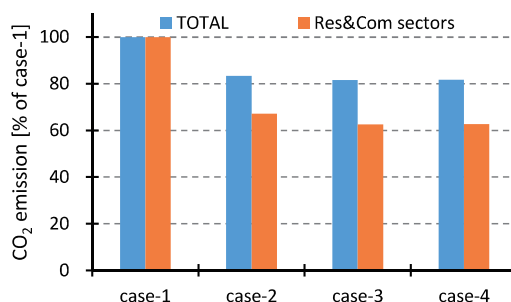


Case-2

- ◆ 全体のCO₂排出量はCase-1の83%
- ◆ 家庭・業務部門のCO₂排出量はCase-1の67%

Case-3 & 4

- ◆ 全体のCO₂排出量はCase-1の81%
- ◆ 家庭・業務部門のCO₂排出量はCase-1の63%



更なるCO₂排出削減のために

◆ ここまでの検討内容

- 本研究で対象とした需要家(高圧配電以下に接続する家庭、業務)のエネルギー需要に関するCO₂排出量は、Case-2で想定した再エネ導入拡大等によって現状の67%に低減するが、太陽光発電が発電可能な電力の27%は余剰となる
- 余剰電力削減のため、Case-3と4において家庭・業務需要家の電力シェア増加、蓄電池の導入、電気自動車の活用を想定すると、余剰電力は6%程度に低減し、CO₂排出量もCase-1の63%に低減
- そのために必要な蓄電池容量はCase-3で66 GWh、Case-4で58 GWh、家用車ストックシェア30%の電気自動車のうち日常的な使用頻度が低い40%(62万台)を余剰電力削減のために活用
- 再エネ発電等の導入拡大に伴って石炭火力の割合が相対的に増加し、火力発電の平均CO₂排出原単位が増加

◆ 60 GWhの蓄電池(エネルギー貯蔵)導入を実現するには？

- 電気自動車のシェア拡大
 - 60 GWhの蓄電池は、60 kWhの蓄電池を搭載する電気自動車の100万台分 注: State of Charge、満充電に対する割合
 - ただし、利用可能なSOC^注を30~90%とすれば、実質的には167万台の電気自動車に対応
 - 余剰電力の充放電に利用可能な電気自動車の割合を40%(本研究で想定した日常的な使用頻度が低い自動車の割合と同じ)とすれば、家用車における電気自動車のストックシェア80%の状況に対応
 - これだけの台数を余剰電力削減に利用するためには、通勤等で日常的に利用する電気自動車も活用する必要あり
 - 電気自動車の充電が再エネ発電で賄われれば、自動車利用に関わるCO₂排出量は削減(家用車の利用に関するCO₂排出量の2013~2014年の実績は全CO₂排出量の6.8%)
 - そのためには通勤先の企業の駐車場で昼間の余剰電力を充電するためのインフラ整備が必要
 - 企業側のインセンティブとなる方策が必要
 - 毎日、SOC=30~90%を活用して余剰電力を充電するためには、充電した電力を翌日までに使用する必要があるが、通勤や自宅での夜間利用(V2H)だけではSOC60%分(36kWh)を使用することは困難
 - 帰宅後から翌日出勤までに系統に電力供給する(V2G)が必要となるが、そのインフラ整備の経済性に関する検討が必要
- ヒートポンプ給湯機の利用拡大
 - 本研究では、電力シェアシナリオ②において、太陽光発電の余剰電力を用いることを想定し、正午前後にヒートポンプ給湯機の消費電力が最大となるような運転パターンを想定(1.3.1項参照)
 - ただし、家庭の給湯における電力シェアはシナリオ①と②とで同じ(現状相当)
 - 家庭の給湯における電力シェアの拡大により、10 GWh程度の蓄電池を代替できる可能性
 - 例えば、消費電力1 kW/台 × 200万世帯 × 5時間 = 10 GWh
 - 産業部門における蒸気生成用ヒートポンプなど、様々な分野でのヒートポンプ利用拡大により、余剰電力削減が期待

- 定置用蓄電池導入
 - 導入コストの削減が課題
 - エネルギー利用だけでなく、環境価値の利用に対するインセンティブが必要
- 水素・合成燃料の製造
 - 産業部門を中心に利用拡大が期待されるが、コスト削減が課題
 - エネルギー利用だけでなく、環境価値の利用に対するインセンティブが必要

◆ 昼間の電力需要を増加するには？

- 都市ガスインフラに有無によらず、全エリアで業務部門の電力シェア拡大
 - 本研究のCase-4における民生部門の燃料消費に伴うCO₂排出量は全体の5.8%程度
 - 業務部門の電力シェアをさらに拡大し、再エネ電力で賄うことができれば、Case-4に対して更に数%のCO₂排出削減が可能
- 家庭部門の電力シェア拡大
 - 給湯に関する電力シェア拡大の効果は上記の通り
 - 冷暖房の電力シェアを拡大しても、太陽光発電の余剰電力と時間的にミスマッチにより、余剰電力削減の効果は限定的の可能性
- 産業部門のエネルギー需要における電力シェア拡大
 - ベース的な電力需要において、太陽光発電の余剰電力削減のために増加できる電力需要は限定的な可能性があり、電力供給がベース的な風力発電の導入拡大が必要
 - 本研究では10GWの風力発電の導入を想定しているが、産業部門の電力シェア拡大を考える際には、北海道や東北エリアからの風力発電電量の調達を考える必要あり

◆ 発電におけるCO₂排出原単位を削減するには？

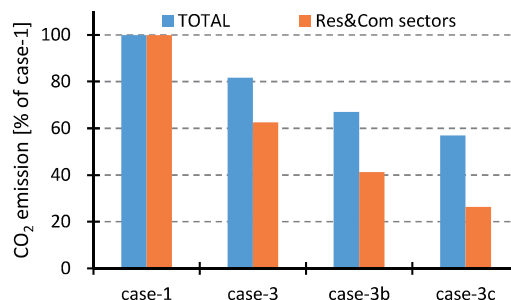
- 石炭火力を天然ガスコンバインドサイクルに代替 (Case-3b)
- 石炭火力をCCS化 (Carbon Capture & Storage) (Case-3c)

Case-3について、上記によるCO₂排出削減効果を評価(右図)

Case-3b: 家庭・業務部門のCO₂排出量はCase-1の41%

Case-3c: 家庭・業務部門のCO₂排出量はCase-1の26%

なお、CCSのための電力消費により実質的な発電効率が低下する。また、回収したCO₂の貯留先についての検討が必要である。CCS化のための設備コストも含めて、その実用性・経済性に関する詳細な検討が必要である。



第2章 検討例: 太陽光発電の有効利用方策とCO₂排出量への影響

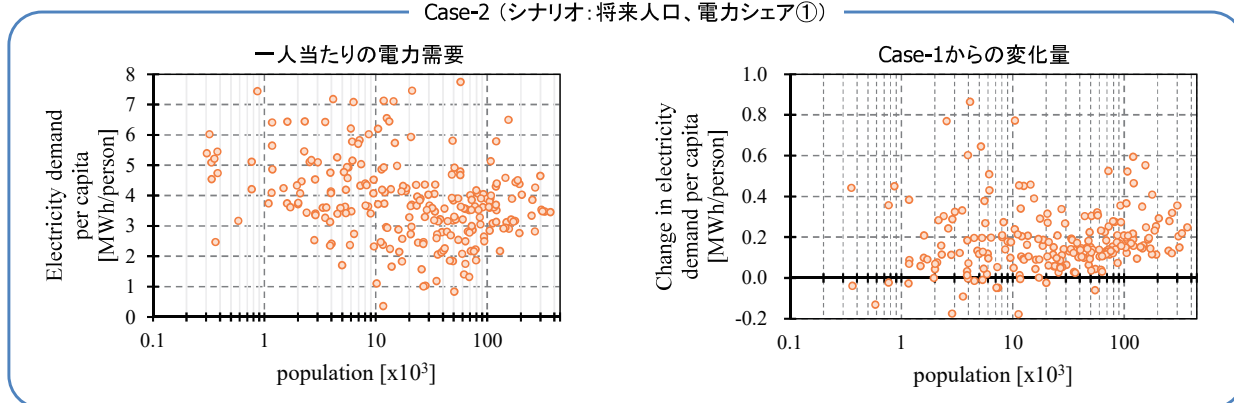
2.4 各市区町村の電力・エネルギー需給

上述のように、大量導入された太陽光発電を有効活用するためには、エネルギー需要における電力シェアの拡大、蓄電池の導入拡大などが必要である。また、電力需要の大きなエリアにおける太陽光発電の導入容量を拡大することで、配電エリアの余剰電力削減のために必要な蓄電池の導入容量を削減することができる。本節では、このような太陽光発電の大量導入に向けた取り組みを市区町村単位で集計し、市区町村の特徴を比較する。

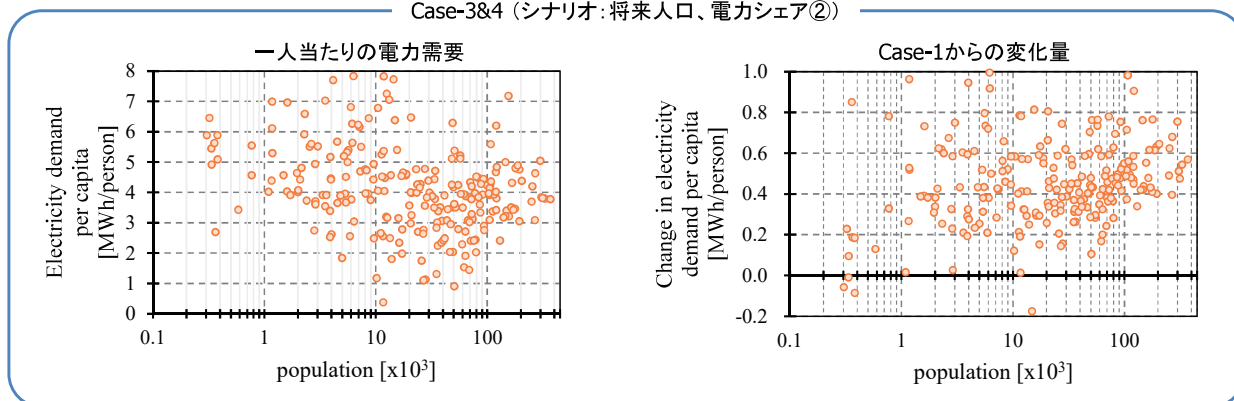
2.4.1 一人当たり民生部門電力需要 (本モデルで計算される高圧配電以下の受電分)

- Case-2~4において人口減少や電力シェア増加を考慮しても、各市区町村の人口と一人当たり電力需要との関係に関する全体的な傾向はCase-1と同様(1.4.3項の検討6を参照)
- 全市区町村合計の電力需要は、Case-1に対してCase-2~4のいずれも減少
- 人口減少を考慮したCase-2の一人当たりの電力需要は、Case-1に対して0.17 MWh/人程度増加
 - 人口が減少しても一世帯当たりの人数は増加するため(電力シェアはCase-1と2で同じ)
 - 世帯主率(=世帯数/人口)が大きい市区町村(名古屋市など)において一人当たりの電力需要の増加が大きい
- 人口減少と電力シェアの増加を想定したCase-3および4における一人当たりの電力需要は、Case-1に対して0.5 MWh/人程度増加
 - Case-1に対して0.5 MWh/人程度増加するが、その分、抑制される再エネ発電の出力が減少し、また燃料需要も減少するため、2.3.6項に示したように、地域全体のCO₂排出量は減少
 - 電力需要の変化に対し、電力シェア増加の影響よりも人口変化の影響の方が大きいため、Case-3および4において一人当たり電力需要の増加が大きい市区町村は概ねCase-2と同じ
 - ただし、市区町村による差が大きく、計算モデルの改善が必要(岐阜県東農エリアは一人当たり電力需要の増加が大きく、長野県南部は一人当たりの電力需要が減少)

Case-2 (シナリオ: 将来人口、電力シェア①)



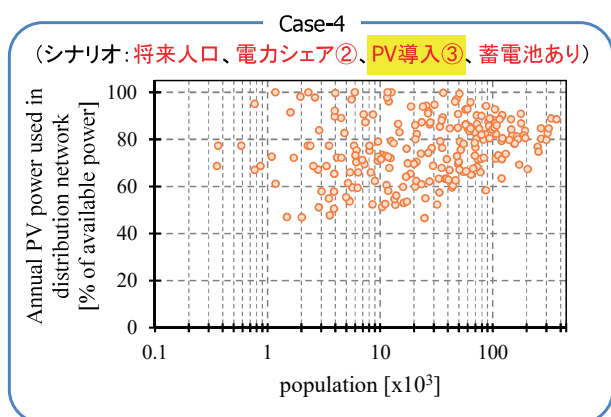
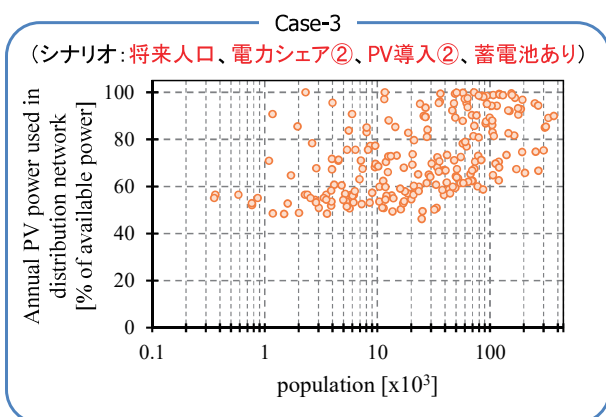
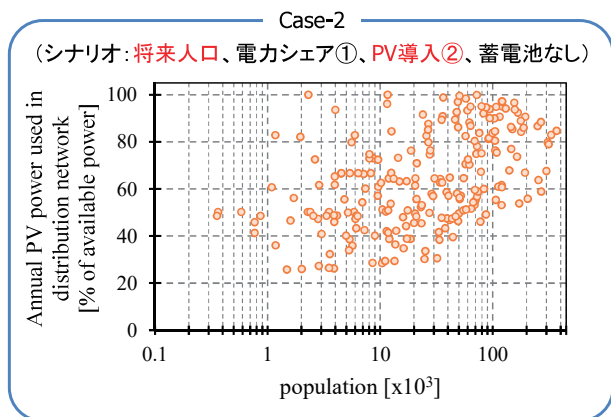
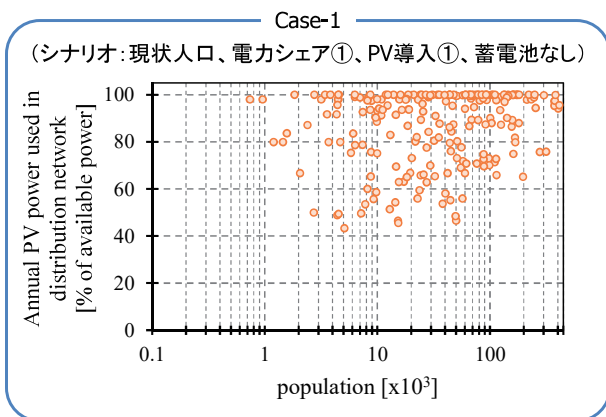
Case-3&4 (シナリオ: 将来人口、電力シェア②)



2.4.2 各市区町村内で利用される太陽光発電の割合

注1: 高圧配電系統に接続する太陽光発電のみを考慮し、上位系統に接続する太陽光発電は対象外
 注2: 計算の都合上、蓄電池②の影響は考慮していない

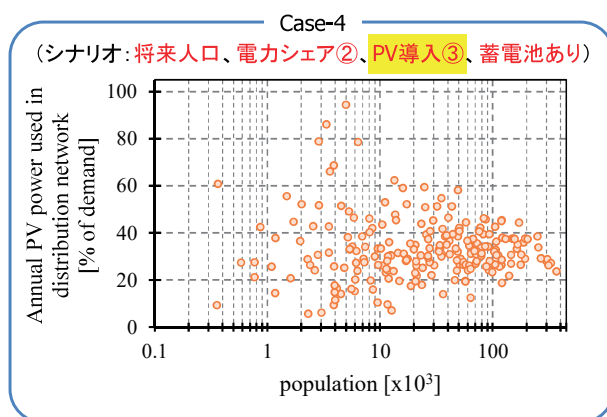
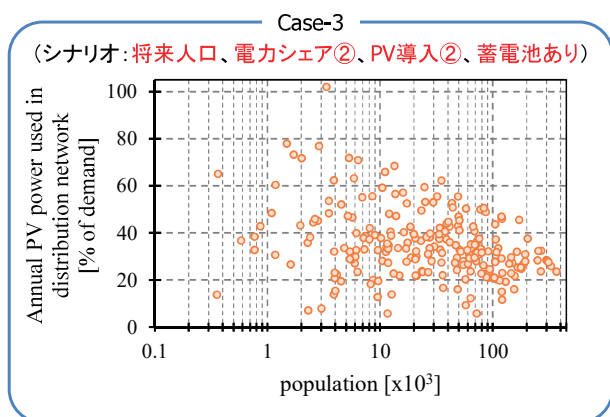
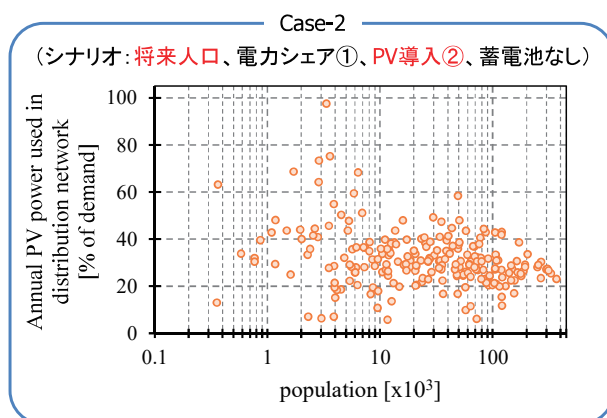
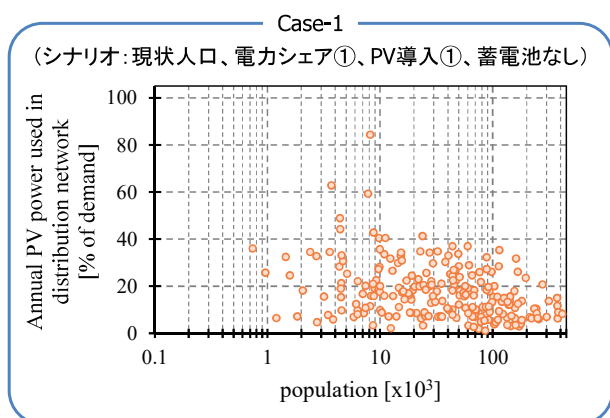
- ◆ Case-1:
 - 多くの配電エリアにおいて、電力需要に対して太陽光発電の導入容量は相対的に大きくないため、58%の市区町村において、太陽光発電の発電電力は全て各市区町村内で利用可能
- ◆ Case-2:
 - 太陽光発電の導入容量24 GWに増加し、特に人口が小さい市区町村において上位系統に逆潮流される太陽光発電の割合が増加するため、市区町村内で利用可能な割合が40~60%となる市区町村が増加
 - ただし、利用可能な割合が80%以上の市区町村も多く、利用可能な割合に関する市区町村全体の平均値は64%
- ◆ Case-3:
 - 蓄電池①の導入により、配電エリア内で余剰となる電力を充電して夜間に利用するため、市区町村内で利用される太陽光発電の割合はCase-2よりも増加し、最低でも50%は市区町村内で利用される(平均72%)
- ◆ Case-4:
 - 電力需要の大きな配電エリアに多くの太陽光発電が導入される状況のため、市区町村内で利用される太陽光発電の割合はCase-3よりも増加(平均76%)
 - 人口が多くCase3に対して太陽光発電の導入容量が大きく増加する市区町村では、太陽光発電の利用割合はやや減少



2.4.3 市区町村の電力需要に占める太陽光発電の割合

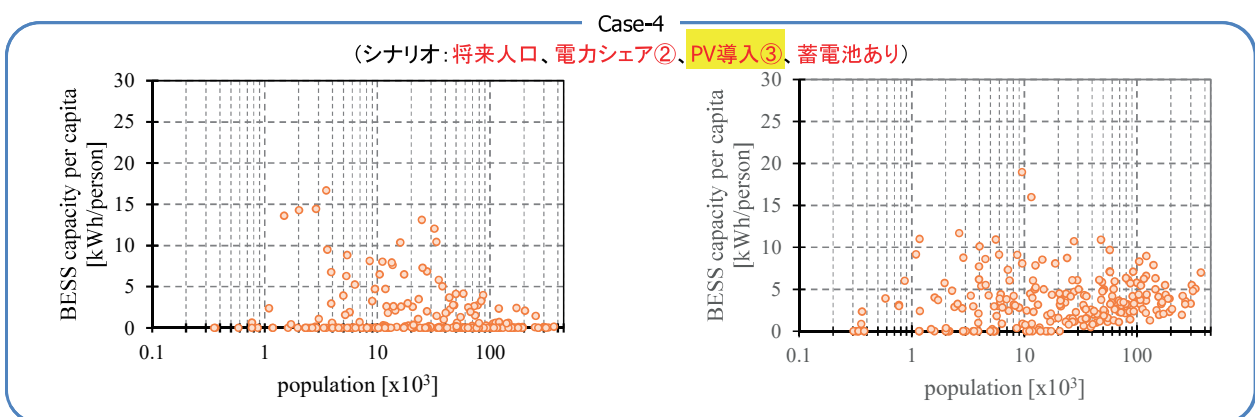
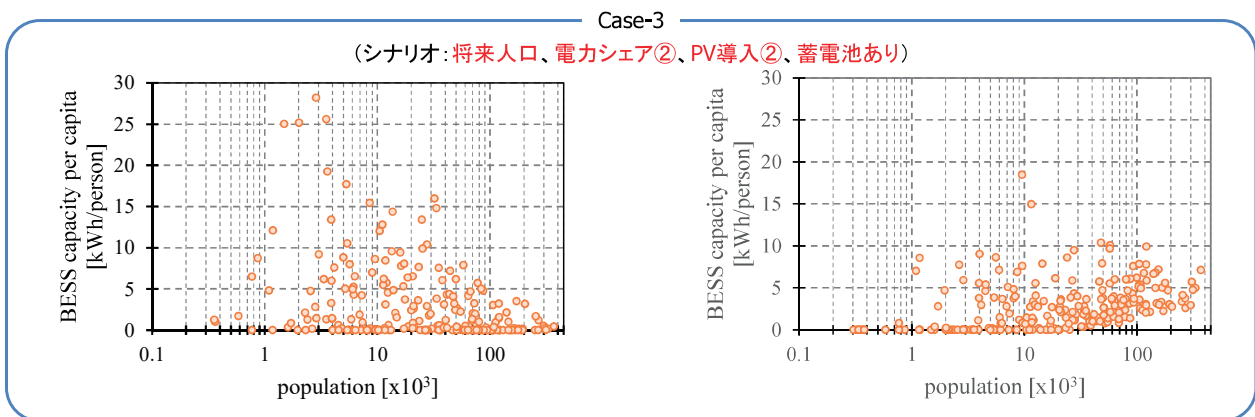
注1: 高圧配電系統に接続する太陽光発電のみを考慮し、上位系統に接続する太陽光発電は対象外
 注2: 計算の都合上、蓄電池②の影響は考慮していない

- ◆ Case-1:
 - 民生部門の電力需要に占める太陽光発電の割合は平均17%
 - 人口が多い市区町村において太陽光発電の割合はやや小さいが、全体的に人口と太陽光発電の割合との相関は小さい
- ◆ Case-2:
 - 多くの市区町村において、民生部門の電力需要に占める太陽光発電の割合は20~40% (平均32%)
- ◆ Case-3:
 - 蓄電池①の導入量が多い市区町村において、民生部門の電力需要に占める太陽光発電の割合が増加 (平均36%)
- ◆ Case-4:
 - 電力需要の大きな配電エリアに多くの太陽光発電が導入される状況のため、後述のように蓄電池①の導入容量も小さく、民生部門の電力需要に占める太陽光発電の割合はCase-3よりも小さい市区町村が多い20~40% (平均32%)



2.4.4 市区町村内に導入される蓄電池容量

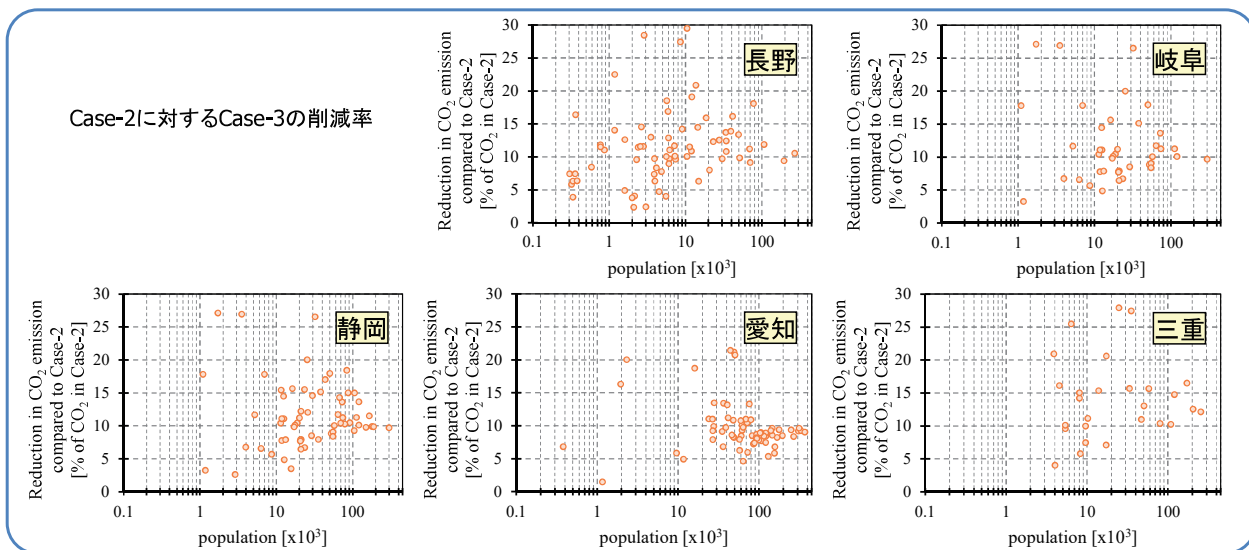
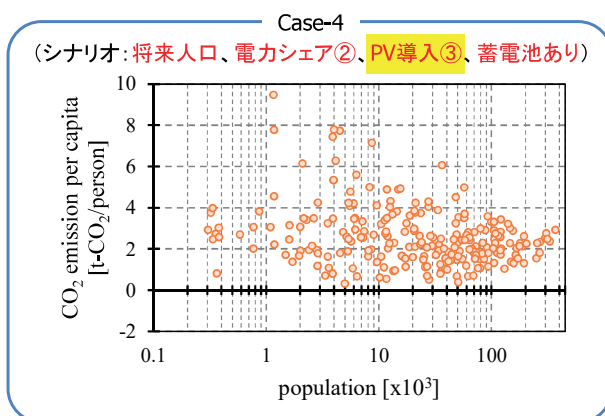
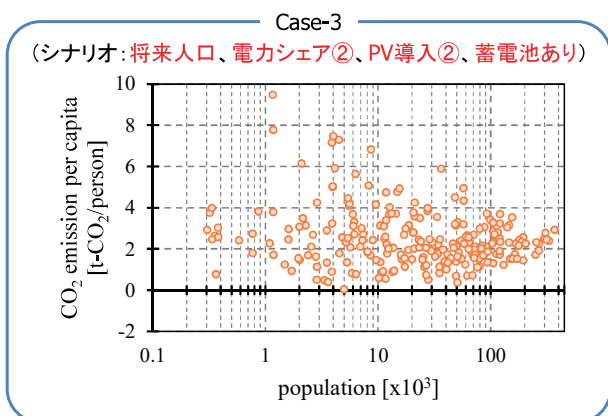
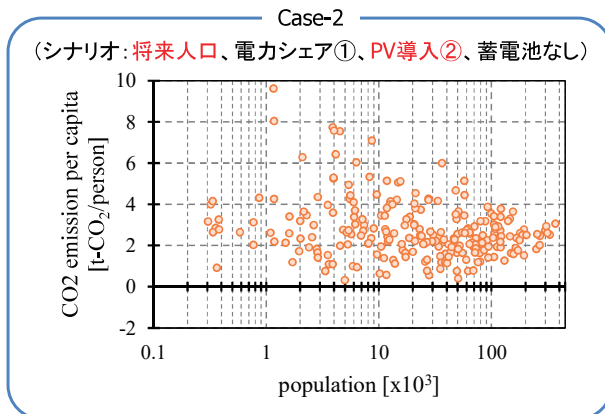
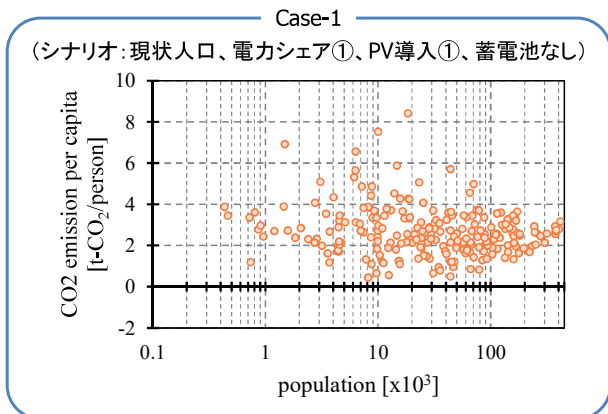
- 蓄電池①(各配電エリア内の余剰電力削減のために使用)の導入容量
 - Case-3では、人口数千人～数万人の市区町村において蓄電池①の導入容量が大きい場合が多い
 - 太陽光発電の導入容量が相対的に大きいため
 - Case-4でも、人口数千人～数万人の市区町村において蓄電池①の導入容量が大きい場合が多い
 - ただし、Case-4では、人口が大きな市区町村における太陽光発電の導入割合が大きいため、人口数千人～数万人の市区町村における蓄電池①の導入容量はCase-3に対して減少
- 蓄電池②(対象エリア全体の余剰電力量削減のために使用)の導入容量
 - Case-3、Case-4ともに、人口10万人以上の市区町村において蓄電池②の導入容量が大きい場合が多い
 - 残余電力負荷に応じて導入を想定しており、人口が大きな市区町村は電力需要に対して相対的に太陽光発電の導入容量が小さく、残余電力負荷が大きいため
- 全体的には、各市町村において、蓄電池①または蓄電池②の合計として、一人当たり5kWhの蓄電池を導入することで、対象エリア全体としての余剰電力を太陽光発電が発電可能な電力の6%程度に抑制できる
- 蓄電池①の導入容量が小さな配電エリアに対し、さらに蓄電池②も導入することも考えられる
- 蓄電池①および②の一部は利用頻度が高い電気自動車と位置付けることも可能
 - ただし、移動先で昼間に充電するためのインフラ整備が必要
- 蓄電池①の一部は水素・合成燃料の製造と位置付けることも可能(蓄電池②の導入量が大きい大都市では困難な可能性)



2.4.5 市区町村の一人当たり年間CO₂排出量（家庭・業務部門の電力・燃料需要分）

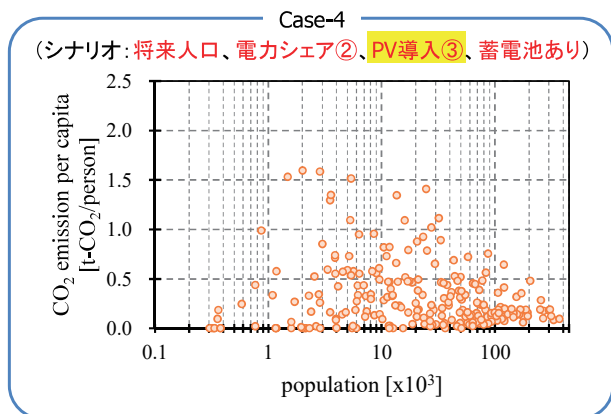
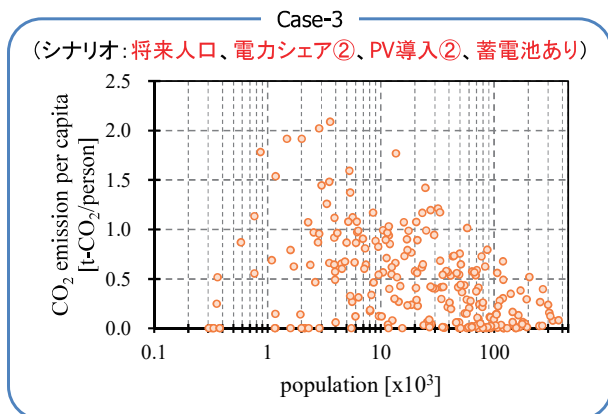
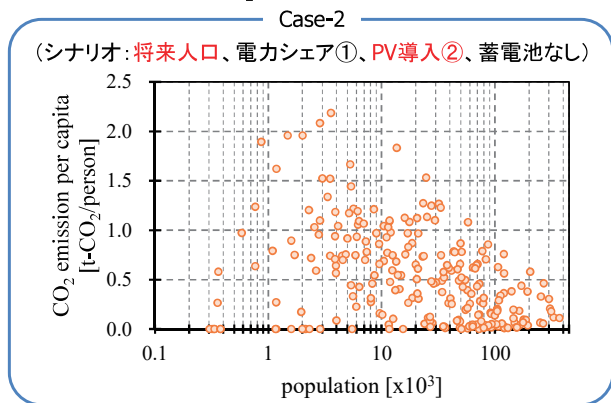
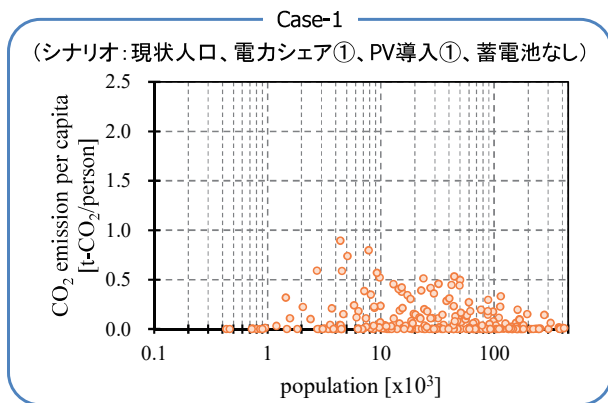
（配電エリアから逆潮流される太陽光発電分のCO₂排出削減量は考慮していない）

- ここで計算するCO₂排出量は家庭・業務部門の電力・燃料需要分のみ（2.3.5項に示したように全CO₂排出量の27%分）
- Case-1では、一人当たりの年間CO₂排出量が2~3 t-CO₂の市区町村が多い
- Case-2~4では、太陽光発電、風力発電の大量導入、原子力発電の利用などにより、一人当たりCO₂排出量が2 t-CO₂程度の市区町村が多くなる
- 人口の少ない市区町村では相対的に太陽光発電の導入容量が大きい場合が多く、Case-2における一人当たりのCO₂排出量が非常に少ない場合がある
- このため、Case-2の排出量に対するCase-3の排出量の削減率では、数10%と大きな値となる場合がある
- 逆に、愛知県の人口が多い市区町村の場合、Case-2の排出量に対するCase-3の削減率は5%程度



2.4.6 他エリアに供給するPV電力の環境価値

- ここで用いる「環境価値」とは、配電エリアから上位系統に逆潮流される太陽光発電の電力量に、各ケースの電力供給におけるCO₂排出原単位を乗じた値
- 太陽光発電の導入容量が大きな市区町村では、配電エリア内で利用できない太陽光発電の発電電力を上位系統に逆潮流することにより、年間一人当たり最大2 t-CO₂程度の環境価値を他エリアに提供していることになる
- 人口の少ない市区町村では相対的に太陽光発電の導入容量が大きい場合が多く、他エリアに提供する環境価値が大きい
- Case-3において各配電エリアに蓄電池①が導入されても、自エリア内で利用される太陽光発電が増加するだけであり、他エリアに提供する環境価値はCase-2と変わらない
- Case-4において、電力需要が大きなエリアにおける太陽光発電の導入割合が増加すると、各市区町村で利用される太陽光発電が増加するため、他エリアに提供できる環境価値は減少
- 環境価値の提供に対して対価を得なければ、その分だけ2.4.5項で示した一人当たりのCO₂排出量は増加



2.4.7 考察

- 電力需要に比較して太陽光発電の導入ポテンシャルが大きな市区町村は、他の市区町村に対する太陽光発電電力の供給源としての役割を担い、その環境価値を提供することができる。
 - 環境価値を活用することで地域の活性化につながる可能性
- 一方で、地産地消の観点、送配電インフラの制約を考慮すると、太陽光発電導入シナリオ②のように土地の確保などの制約が小さく導入ポテンシャルが大きな市区町村の導入容量を増加するのではなく、シナリオ③のように電力需要が大きな市区町村における導入容量を増加することが重要と考えられる。
- 最適な導入形態は経済性評価に基づき選択されると考えられ、従来はシナリオ②のように個々の太陽光発電の導入コストの観点からの導入拡大が検討されてきたが、システム全体の経済性、環境性を考慮すると、シナリオ③のような形態による導入拡大の可能性を考えることも必要と考えられる。
- その意味では、導入ポテンシャルが大きな市区町村において電力需要を増加することが効果的と考えられる。太陽光発電の環境価値を活用するという観点から、RE100を目指す企業等を誘致するなど、再エネ導入ポテンシャルが大きな市区町村は、地域活性化の大きなポテンシャルを持っていると考えられる。

第3章 まとめ

1. 結論

1.1 地域全体として望ましいエネルギー需給のあり方を検討するためのプラットフォームの構築

- 人口や電気自動車の普及台数などの様々な情報を「エネルギー」という形で整理し、様々なステークホルダーが共通の情報に基づきエネルギー需給のグランドデザインを検討するためのプラットフォームを構築した。主な特徴は以下の通り。
 - 各市町村における人口・世帯数、エネルギー需要における電力シェア、再エネ発電の導入量・地域分布などの様々な項目についての感度解析が可能
 - 再エネ発電の導入制約として個々の配電エリアにおける需給バランスを考慮しており、個々の配電エリアにおける太陽光発電の利用可能な発電電力等を評価することで、地域全体として再エネ発電の導入分布のあり方を検討可能
- ただし、産業部門や運輸部門に関しては、現時点のプラットフォームでは計算対象外であり、更なる改善が必要である。また、家庭・業務部門に関しても、様々な需要家による多様性を考慮できていないため、更なる改善が必要である。

1.2 プラットフォームを用いた検討例：太陽光発電の有効利用方策とCO₂排出量への影響

- 構築したプラットフォームを用いた検討例として、エネルギー需要における電力シェアの増加や太陽光発電導入の地域分布等について複数のシナリオを想定し、電力需要と大量導入された太陽光発電の発電電力との時間的ミスマッチによって生じる余剰電力の削減に対する影響、およびこれに伴うCO₂排出削減への影響などを比較した。
- その結果、中部エリアで24GWの太陽光発電が導入されるような状況（全国150GWに対応）では、年間で27%程度の発電電力が余剰となるが、都市ガスがないエリアの業務部門エネルギー需要の電力シェア100%、合計60GWhの蓄電池の導入などの対策により、余剰は6%程度に減少することを示した。
- また、電力需要が大きなエリアへの太陽光発電の導入を拡大することで余剰を吸収する蓄電池の導入容量を削減できること、太陽光発電の導入ポテンシャルが大きなエリアはその環境価値をインセンティブとしてRE100を目指す企業誘致による地域活性化のポテンシャルがあることなどを示した。

2. 今後の展開

2.1 本研究で構築したプラットフォームの活用事例

- 今回構築したプラットフォームの各種パラメータの設定値や入力時系列データの部分的な変更等により、下記の検討ができる。
 - 産業部門の省エネによる電力需要の減少や、民生・産業部門のエネルギー需要における電力シェア拡大による電力需要の増加が再エネ発電の有効活用に与える影響と対策
電化率の設定値を変更する、上位系統から供給される電力需要時系列データを一律に一定割合で削減した入力データを構築して検討する。
 - 北海道、東北、北陸地域などからの風力発電電力の供給増加が対象地域における太陽光発電の有効利用に与える影響と対策
第1.1節で説明した手順4において、他地域から供給される風力発電の時系列データを追加して検討する。
 - 太陽光発電の導入分布による余剰電力の削減効果
本研究では、集合住宅も含めた全世帯数に応じて太陽光発電の導入分布を想定することで、需要と供給の空間的ミスマッチによって生じる配電エリアの余剰電力が削減できることを示した。この考え方を拡張すれば、業務部門も含めて昼間の電力需要が大きな配電エリアへの太陽光発電の導入割合を増加することで、余剰電力の更なる削減が期待できる。そこで、土地利用統計データや環境省等による導入ポテンシャルデータ等を考慮して各配電エリアに導入可能な太陽光発電容量を想定することで、太陽光発電の導入分布が余剰電力の削減に与える影響を検討する。

2.2 プラットフォームの拡張による更なる検討

- 各配電エリアにおける風力発電やバイオマス発電の時系列データ、パーソントリップデータに基づく自動車利用形態などのデータを整備し、関連する計算モデルを追加することで、下記のような検討を行うことが考えられる。
 - 各配電エリアにおける風力発電、バイオマス発電、コージェネレーション発電など、太陽光発電以外の分散電源の導入拡大が配電エリアの需給バランスに与える影響と対策
第2.2節に示したように、配電エリア内で利用できない太陽光発電の出力は上位系統に逆潮流される。さらに、同じ配電エリア内で他の分散電源からの電力供給が増加すれば、逆潮流すべき電力は増加する。これが配電設備容量を超過すれば余剰電力が発生・増加し、これを吸収するための蓄電池が必要になる。そのような場合、風力発電やバイオマス発電よりも地域依存性が小さく普遍的に利用可能な太陽光発電の導入分布を最適化できれば、地域全体として分散型資源の有効活用となる。このような観点から、全体の公平性を維持しつつ、利用可能なエネルギー資源の最適導入分布を実現するための方策を検討することが考えられる。
 - 各エリアにおける電気自動車充電需要の推定とその時間パターンがエリア内の再エネ発電有効活用に与える影響
パーソントリップデータ等に基づき、各エリアごとの現状の自動車利用状況をモデル化し、これらが将来的に電気自動車に代替された場合について、電気自動車の充電電力の空間的・時間的分布に関するデータを構築する。本データを追加的な電力需要として外生的に与えることで、配電エリア内の再エネ発電の有効利用、余剰電力削減のための蓄電池容量等に与える影響を評価する。なお、太陽光発電の余剰電力削減の観点からは、通勤などで利用される電気自動車が昼間に駐車している場所で充電するための充電インフラが必要である。そのような観点から、再エネ発電の有効活用のために効果的な充電インフラの地域分布などを検討することが考えられる。

おわりに

パリ協定への対応として温室効果ガス排出の80%削減という目標が示されている。また、2013年に始まった電力システム改革が2020年に最終段階を迎え、送配電部門が法的に分離され、卸電力市場・需給調整市場に基づく電力供給が本格化する。一方で、2018年の北海道胆振東部地震に伴う北海道全域の停電、2019年の台風19号に伴う千葉県の広域停電などを経験し、大規模な自然災害に対するエネルギーレジリエンスの向上の取り組みの重要性がますます高まっている。

このような中で持続的社会的実現に資するエネルギー需給のあり方について議論を深めるためには、国全体として適切な方向性を示すとともに、地域固有の特徴をどのように活かしていくかを考えることが重要である。その際、個々の地域の課題を考える人にとってはその課題が最大の関心事であるが、そこに注目しすぎると、しばしば全体像を見失う可能性がある。そこで、個々の地域における様々な課題の違いを把握・共有し、全体最適化と個々の最適化をどのように折り合いをつけていくかを考える視点を常に持つことが重要である。

そのような問題意識を持ちつつ、「地域におけるエネルギーシステムの最適化に関する調査研究」を実施した。このような壮大なテーマに対し、1年半の実施期間の中でできることは限られるため、本研究では上記のような議論を様々なステークホルダーが共通の情報に基づき行うための「プラットフォームの構築」を目標とした。本報告書の内容は本プラットフォームを使った検討の一例であり、様々なステークホルダーがそれぞれの立場で次世代に向けた地域のエネルギー需給のあり方を考えるきっかけになれば幸いである。

その意味では、本プラットフォームを公開し、多くの方々に使っていただくべきであるが、正直なところまだまだ完成度は低く、様々な改善を要する。例えば地域における事務所ビル群全体のエネルギー需要の時系列データを作成する際、典型的な事務所ビルに関する情報に基づき、ビル群全体の平均的な稼働率などを設定して、地域全体に拡張している。その際に用いる「平均的な稼働率」のようなデータは存在しないため、全体の計算結果をフィードバックしつつ、各種パラメータを調整している。「そのようなプラットフォームは使い物になるのか」と言われれば、「今後さらなる改善が必要です」と言わざるを得ないのが実情である。しかし、様々なステークホルダーが次世代に向けた地域のエネルギー需給のあり方を同じ土俵で考えるためには、人口や電気自動車の普及台数などの様々な情報を「エネルギー」という形で整理することが不可欠であり、その意味では、改善の余地はたくさんあるものの、第一段階の検討として、一定の成果が得られたのではないかと考えている。

今後も、地域におけるエネルギーシステムの最適化を議論するためのプラットフォームとしての完成度を高められるように検討を続けていく予定であり、本報告書の内容に対して、様々な忌憚のないご意見・アドバイスをいただければ幸いである。

最後に、本報告書の作成に当たり、施設見学等の現地調査を快く受け入れていただいた企業、事業所にこの場をお借りして謝意を表したい。また、本研究会の活動において様々な有益なご助言・サポートをいただいた研究会メンバー各位、公益財団法人中部社会経済研究所に感謝申し上げます。

名古屋大学未来材料・システム研究所システム創成部門 教授

エネルギー最適化検討研究会 座長

加藤 丈佳

「地域におけるエネルギーシステムの最適化に関する調査研究」
報告書

2020年4月

制作発行 公益財団法人 中部圏社会経済研究所
(担当：企画調査部 加藤啓)
〒460-0008 名古屋市中区栄四丁目14番2号 久屋パークビル3階
TEL：(052) 212-8790 FAX：(052) 212-8782
URL：http://www.criser.jp/

本調査研究報告書の著作権は、当財団に帰属します。
無断で複写・転載する事をご遠慮ください。



公益財団法人

中部圏社会経済研究所

Chubu Region Institute for Social and Economic Research

〒460-0008

名古屋市中区栄四丁目14番2号 久屋パークビル3階

TEL:052-212-8790 FAX:052-212-8782

URL:<http://www.criser.jp>