

課題名 2-1301 コージェネレーションネットワーク構築のためのCO2削減・経済性・政策シナリオ解析

課題代表者名 近久 武美（北海道大学）

研究実施期間 平成25～27年度

累計予算額 76,231千円（うち平成27年度：24,549千円）
予算額は、間接経費を含む。

本研究のキーワード コージェネレーション、二酸化炭素、社会コスト、産業連関分析、非常用エネルギー、地域熱供給、FIT（固定価格買取制度）、エネファーム（家庭用燃料電池）、費用便益分析

研究体制

- (1) 最適システム構造ならびにCO2削減効果解析に関する研究（北海道大学大学院工学研究院）
- (2) 普及促進のためのビジネスメリット配分及び政策手法解析（北海道大学大学院経済学研究科）

研究概要

1. はじめに（研究背景等）

再生可能エネルギーと同様に環境性に優れ、エネルギーの有効利用に有用な技術としてコージェネレーションがある。これは都市ガスを供給すると電気と熱が出てくる非常に高効率な装置であり、排熱で給湯や暖房ができるので熱需要の多い北国に特に適している。しかし、個別の建物ごとに運用される独立型コージェネレーションでは、電気と熱のバランスが不適となる時間帯が多く発生するために、総合効率は低くならざるを得ない。したがって、そのポテンシャルを最大限に発揮するには、熱需要の大きな建物にコージェネレーションを設置し、余剰電力を系統に逆潮流できるような社会システムの構築が重要といえる。しかし、現状では系統への逆潮流が制限されており、ホテルや病院といったわずかの建物に対して導入メリットがあるに過ぎない。また、こうした新しいタイプのエネルギー供給ネットワークの導入を推進するには電力会社との連携が不可欠であるが、系統電力変動の増大懸念ならびに不明確なビジネスメリットのために、現状では電力会社が積極的な関わりを持つためのインセンティブが働かない状況にある。

したがって、コージェネレーションを普及させるためには、需要家やガス会社と併せて電力会社にとってもメリットのある仕組みとすることが肝要である。そこで、当該研究者達は図1に示すように、効率の良いコージェネレーションを熱需要の多い建物に電力会社が主体となって導入し、効率を最大とできるように熱需要に併せた運転を行う一方、余剰電力を系統に逆潮流し、電力ネットワーク内で効率的に利用する「分散協調型コージェネレーションネットワークシステム」を提唱して来た。本システムは電力会社にとっても系統の電圧変動を制御できるほか、運用利益を得られることになる。また、異種類の建物を組み合わせることによって電力と熱需要のバランスをより適切に

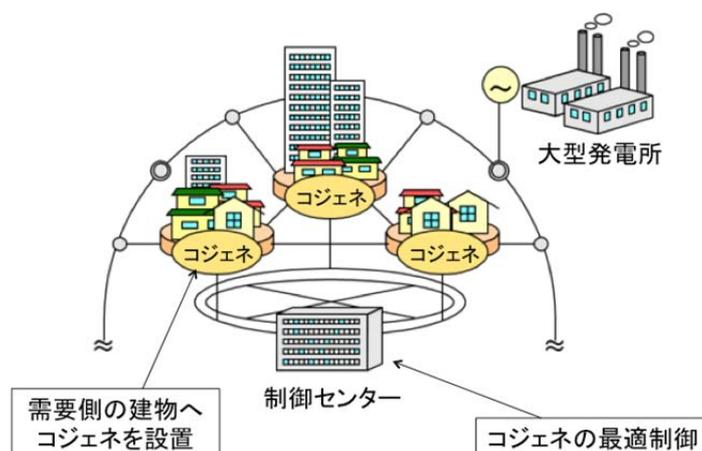


図1 分散協調型ネットワークシステム構成

することができ、単独の建物よりも顕著に炭酸ガス削減効果を増大できる。さらに、これまで海外に流出していたエネルギーコスト分を地域内で循環できることになるので、地域の経済活性にもつながることが期待される。

2. 研究開発目的

一般にコジェネレーションは電気と熱を有効に利用するので高効率な機器であると言われているが、需要の形態や価格条件によってはむしろ設備利用やエネルギー利用の無駄が生じることもあり、こうした点の分析が十分に行われていない。また、電力系統に逆潮流を可能とした運用における効果について、詳細に解析を行ったものはこれまで無い。そこで、本研究では実在する具体的な3か所のモデル地域を設定して、住宅構成や配電システムデータを用いながら対象地域にエネルギー供給する際の社会コストならびにCO₂排出量に対する価格条件や需要条件による影響を定量的に解析しようとするものである。これにより、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムと従来型の系統に逆潮流できない独立型コジェネレーションとを比較し、社会コストならびにCO₂削減効果に関する差異を明確にすることを目的とする。

次に、自身のコスト最小選択を行う需要家を社会最適に誘導するための条件について解析をおこなう。すなわち、上記の解析によって社会コストとCO₂削減の観点から最適なシステム構成や運用条件が明らかになったとしても、需要家は社会コストやCO₂排出量を意識せずにコジェネレーションの導入ならびに運用を行う。そこで、需要家が自身の便益を最大にしようとする行動が自ずと社会最適と一致した結果となるための補助金やエネルギーコスト条件について解析を行うことを目的とする。

一方、こうしたシステムを普及するには電力会社やガス会社ならびに需要家のそれぞれにとってメリットのあるシステムとなることが重要である。そこで、本研究では電力会社とガス会社が協働しながら地域経済にとってもメリットのあるビジネス展開が可能となるための条件を示すことを目的として、分散協調型コジェネレーションシステムが各産業部門に及ぼす便益変化を産業連関分析により明らかにする。

このほか、コジェネレーションは災害時における局所的なエネルギー供給能力を持ち得る。近年、様々な災害が頻発しており、非常時に必要最小限のエネルギー供給を確保する社会インフラの構築が望まれている。そこで、本研究ではコジェネレーションの災害時対応能力についても明らかにすることを目的とした。

さらに、これらの解析結果に基づき、ドイツ・デンマーク等のコジェネレーション普及先進地域の状況、北海道におけるモデル地域を対象とした協調型コジェネレーションシステムについてのCO₂削減コストと収益の検討、電力システム改革を背景としたスマートコミュニティ等の先進導入事例の検討等を通じて、協調型のコジェネレーションシステムの普及促進のための政策手法についても明らかにすることを目的とした。

3. 研究開発の方法

(1) 最適システム構造ならびにCO₂削減効果解析に関する研究

本研究では、コジェネレーション(以下時々コジェネと略す)の余剰電力を配電系統に逆潮流できないシステムを「独立型コジェネシステム」、配電系統を用いたネットワーク化により逆潮流できるシステムを「分散協調型コジェネシステム」、そして系統からの電力とボイラによるいわゆるコジェネ導入前のシステムを「従来型システム」と名付け、これら3つのシステムについて解析を行う。

本研究が想定する需要家は、集合住宅、戸建住宅、ホテル、事務所、店舗、病院の6種類とし、エネルギー需要は、動力照明、冷房、給湯・暖房の3種類とした。電力はコジェネレーションおよび系統からの購入により賄われる。熱は都市ガスを燃料とするコジェネレーションおよびボイラにより供給され、住宅においてのみ貯湯槽への蓄熱が可能とした。

解析対象地域に外部からエネルギー供給するのに要した設備費および燃料費を社会コストと定義し、それに伴って発生するCO₂量を排出CO₂量と定義した。したがって、ここで用いられている電力価格は需要家が購入する価格ではなく、発電所において発電に要する価格である。同様に燃料は需要家の購入価格ではなく、ガス会社や灯油会社の供給原価である。このコストとCO₂排出量に関して、従来型と比べた変化率を以下に示す式で定義した：

$$\Delta x = \frac{x_{\text{CGS}} - x_{\text{Conv.}}}{x_{\text{Conv.}}} \quad x = \text{CO}_2, \quad \text{Cost} \quad \text{式(1)-1}$$

モデルを数理計画法により定式化し、対象地域の全期間の総コストが最小となるためのコジェネの設備量、およびコジェネや貯湯槽ならびにボイラの運転パターンを線形計画法により求めた。

一方、需要家選好行動を解析する際には、上記とは異なって需要家が購入する電力ならびにガス価格を与え、需要家にとってコストが最小となる設備導入ならびに運転パターンを選択するものとした。次に産業連関分析に当たっては、電力部門が原子力、火力、水力その他という3部門に詳細分類するようにデータを加工した。

(2) 普及促進のためのビジネスメリット配分及び政策手法解析

コジェネレーション(熱電併給)は、天然ガスや、バイオマス・バイオガス・廃棄物などの再生可能エネルギーを熱源として発電し、排熱を冷暖房に使い、90%近くのエネルギー効率を達成できるものである。地域熱供給(DH)とコジェネレーション利用の先進地であるデンマーク、ドイツの制度的枠組みとシステムについて、日本の北方都市への適用可能性を念頭に置いて調査検討を行った。さらにコペンハーゲン市を訪問し、市内全体をカバーする大規模な地域熱供給システムとコジェネレーションの活用に関する調査を行った。また、EUのコジェネレーションに関する政策の情報収集を実施し、あわせて日本と日本の北方地域におけるコジェネレーション普及のための重要事項を整理した。

日本の大都市への大規模なCHPの導入可能性について、具体的な事例として、DHが市の中心部に設置されており、今後の拡充、発展が検討されている札幌市を対象として、検討を行った。同市と協力して、札幌市都心部における大規模コジェネレーションの導入可能性について具体的に検討した。都心部を3つのエリア(①強靱化エリア、②地域熱ネットワークエリア、③低炭素エリア(都市全域))に区分し、①に属する先導ゾーンに関して、その効果について、環境負荷低減効果・コスト等の検討を行い、費用対効果の検討を行った。

また、(1)最適システム構造ならびにCO₂削減効果解析に関する研究班(以下「工学系サブグループ」という。)のモデル分析と連携しながら、コジェネレーション導入による電力会社、ガス会社、ユーザー等の設備コストや燃料コスト、売電収入等の収支変動を検討した。また、この結果に基づきエネルギー企業、コジェネレーションを導入する需要家、ならびに地域住民といった利害関係者の費用便益分析を行い、全関係者が何らかの便益を得られる条件を明らかにした。それに加え、電気事業法など現行の各種法令を調査し、分散協調型コジェネレーションシステムに関する政策と制約について解析を行った。

さらに北海道において分散協調型コジェネレーションを導入する場合の経済的条件及び実現のための政策手段及びCO₂削減コストを検討した。札幌市山鼻地区をモデルに工学系サブグループが行ったCO₂削減6%ケース、8%ケースに基づいた計算結果の設備導入量、稼働条件を設定して、分散協調型コジェネレーションを可能とする政策手段及びCO₂削減コストを試算した。国内では熱導管敷設工事費が高額であるため、地域熱供給による熱融通ではなく、電力の融通によって熱電比の調整を行うというアイデアのモデルを採用している。コジェネレーション導入可能性について、利害関係者の収支変化及びCO₂削減コストに基づく定量評価を行った。これに基づき、コジェネレーションの導入が関係者間の協力により進むための政策手段の検討を行った。

また、政府によって進められてきた国土形成計画改訂の方向性としての基本構想の柱となる考え方の一つとして掲げられた「コンパクト+ネットワーク」の観点で、スマートコミュニティが注目されている。スマートコミュニティを社会実装していくにあたっては、コジェネレーションネットワークの普及に関するものとして、以下のような改革が必要とされている。①電力小売全面自由化・発送電分離後の体制に則して、民間投資の喚起によるキャッシュの流れを生み出すエネルギーシステムの改革、②需要のピークを極力抑え、平準化してよりコンパクトなエネルギーシステムへの転換、③まちづくりにおけるエネルギーの観点の導入、などである。このため、スマートコミュニティづくりや分散型エネルギー普及の実態を把握し、コジェネレーションネットワークの実現のための検討に資するため、先進事例の調査を行った。

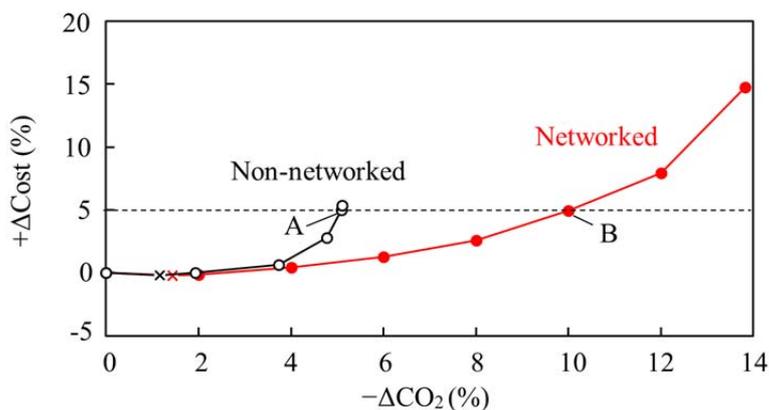
これらの検討により、分散型コジェネレーションネットワークの普及方策に向けた政策の検討、課題の抽出・整理を行った。

4. 結果及び考察

(1) 最適システム構造ならびにCO₂削減効果解析に関する研究

図(1)-1の曲線は、独立型もしくは分散協調型において、横軸にCO₂削減率(- Δ CO₂)を取り、縦軸に社会コスト増加率(+ Δ Cost)を示したものである。原点はコジェネレーションを導入していない従来型システムに相当している。図において、独立型と分散協調型の2つの曲線を比較すると、分散協調型は独立型に比べて、同じ社会コストでCO₂排出削減量が著しく増加することがわかる。これは、ネットワーク化によって個別建物の電力需要以上の運転が可能となり、対象地域全体で高効率な設備の導入ならびに運転ができるようになったことによるものである。様々な条件で比較を行った結果、この効果と意義の大きさの普遍性を確認することができた。さらに、上記の結論は北国のみならず、東京のような温暖な地域でも概ね同様に成立することを確認した。

次に、需要家が自身の利益を最大化しようとするコジェネ選好行動を、社会最適と一致するように誘導するための電力価格、逆潮電力買取価格およびガス価格について解析した。その結果、(1) CO₂排出原単位当たりの電力/ガス価格比が同一となること、(2) 逆潮買取/電力価格比が0.6以上となるように誘導すること、(3) 逆潮買取/電力価格比を0.6に保ちながら電力会社の便益を従来と同様に維持するには、電力価格に0.24円/kWh、ガス料金に0.11円/kWh程度の価格をFITとして上乘せし、それを電力会社に還元すればよく、わずかな額のFIT操作によりコジェネ導入のインセンティブを与えられることが明らかとなった。



図(1)-1 解析対象地域全体の社会コスト増加率-CO₂削減率曲線：比較基準はコジェネレーション導入前の従来型であり、各点は横軸に示したCO₂削減率を達成する上で社会コスト(設備費を含めたエネルギー供給コスト)が最小となるシステム構成と運転パターンが選択されている

さらに、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムが各産業部門に及ぼす便益変化を産業連関分析により解析した結果、(1)コジェネレーション導入による経済波及効果はガス会社の便益が大幅に増大する一方、電力会社や石油関連会社の便益(粗付加価値)がそれと同程度に減少するが、系統電力の代替を火力発電電力とした場合には電力会社の便益減少量は比較的少なくなること、(2)コジェネレーションの普及は関連機械産業への波及効果が大きく、国内機械産業の便益を増大させる効果があること、(3)道内への経済波及効果を持たせるには地場における関連機械産業の育成が必要であることがわかった。

このほか、分散協調型コジェネレーションシステムの災害時対応エネルギー供給能力を試算した結果、(1)非常時のコジェネレーションのエネルギー源用に貯蔵の容易なLPガスボンベを50kg・1本を設置することによって、家庭用燃料電池コジェネレーションであるエネファームならびに熱供給用のエコジョーズに3日分の燃料供給ができ、1戸分の熱供給と4戸分の電力供給が可能となる、(2)緊急避難所として学校の体育館を想定した場合、約10戸の家庭用エネファームから余剰電力供給を受ければ体育館の必要電力を賄うことができること、(3)病院は平常時からコジェネレーションによって電力および熱需要をバランスできる建物であり、非常用に必要なLPG量は床面積1000m²当たり4.7kg/hと試算された。

(2)普及促進のためのビジネスメリット配分及び政策手法解析

1) ドイツ・デンマークにおける現地調査から、コジェネレーションを支持する制度の比較の結果、表(2)-1のような整理ができた。そして、日本の北方地域にコジェネレーションを普及させるポイントとして、第1に、気候変動対策、エネルギー効率向上といったコジェネレーション普及の目的を明確にすること、第2に、コジェネレーション電力の買取保証制度、設備投資の補助金制度などの枠組み制度の確立、第3に、地域熱供給地域暖房網の所有、管理、接続義務、第4に、規制緩和(道路占有・パイプ施設基準など)の必要性、第5に、電力自由化、電力価格、ガス価格の変動影響の検討、を見出した。

札幌市と協力して札幌市都心部におけるまちづくり計画と整合した大規模コジェネレーションの導入可能性について具体的な検討を行った結果、都心部のまちづくりと一体となったエネルギー施策を検討する中で、コジェネレーションの積極的な利用が盛り込まれた。札幌市では、2015年12月に「都心エネルギー施策(中間素案)」を公表したが、その中では、都心部をエネルギー施策上、①強靱化エリア(先導ゾーン、拡張ゾーン)、②地域熱ネットワークエリア、③低炭素エリア(都市全域)の3つの地区に区分し、とくに①及び②のエリアには天然ガスコジェネレーションや木質バイオマスを導入し、低炭素化を図る計画を検討するとした。

同市の先導エリアモデルについて、環境負荷低減効果・コスト等の面から費用対効果の検討を行った。先導的エリアは、駅前通りを中心として災害時の自立機能が確保された環境性能評価認証を取得した高規格なオフィスを整備し、国内外企業の誘致を目指すエリアと位置付けている。熱導管ピットなどが既に整備され、平常時はコジェネレーションから低炭素な電力供給を行う、設備更新でも先導する地域とされている。2050年に5200kW級のコジェネレーションを5台整備するとの計画を前提に、

C02削減価値とインフラ建設投資による経済波及効果、そしてエネルギー供給停止時の損失回避効果などの間接的便益を含めた想定で試算すると、費用対効果(B/C)が1を上回る事がわかった。

表(2)-1 コージェネレーション(熱電併給)制度の国際比較

	デンマーク	ドイツ	日本
CHP への接続義務	自治体に決定権	住民に接続義務はない	住民に接続義務はない
地域暖房の所有	住民所有が基本	私有, 公有, 混合形態	公社形態が多い
CHP 電力の買取保証	あり	あり	なし
設備投資への補助制度	あり	あり	部分的にあり
設備容量と普及率	6GW 電力の 63%	22GW, 電力の約 17%, 熱供給の 14%	10.0GW 電力(総発電設備容量の 3.5%(2014.3))
CHP 関係主要法令	熱供給法(1979年, 最近改正2011年)	・コージェネレーションの維持, 近代化, 拡張建設の関する法律(2002年, 最近改正2012年) ・再生可能エネルギー熱法(2009年, 新築ビルオーナーへの再生可能エネルギー熱利用の義務づけ)	特別の法律なし, 関連法: 熱供給事業法(1972年, 最近改正2015年)

日本の北方地域においてC02削減を図る方策として、工学系サブグループの札幌市山鼻地区という実在の地区をモデルとしたシミュレーションでは、地域のC02削減を深掘りする上で、家庭へコージェネレーション(エネファーム)を導入する効果が大きいことが明らかにされた。本研究の計算では、C02削減の費用対効果の面から家庭へのコージェネレーション導入には適正な規模があることがわかった。エネファームの価格が開発目標である70万円/kWまで低下したのちも、設備コスト部分の負担がまだ大きい。そのため、ボトルネックとなることがわかった。目標とする6%のC02削減率を達成するコージェネレーションの導入を図った場合、ガス会社と電力会社の合併会社によるシステム、電力会社が需要者の庭先にコージェネレーションを設置して電力と熱を供給するシステム等について検討したところ、関係者すべての収益変化がマイナスとならないためには、エネファームを戸建住宅に必要量まで導入する上で、そこで発生する余剰電力を系統の電力供給原価よりかなり優遇した価格で系統に買い取られる必要があり、系外からの金銭的補填が必要となることが明らかとなった。そこで、FIT類似の制度で地域内から広く薄く補填をすとの政策オプションを検討した。

この結果、賦課金水準は、2010年の電力価格、ガス価格等で試算すると、エネファーム価格が70万円/kWとしても事業対象地域内で費用を回収するとすれば4円/kWh程度になり、地域の負担が大きいと考えられた。C02削減コストも6.8万円/t-C02程度(6%削減ケース)と高水準であった。一方、コージェネレーションの代替電源を変えると賦課金水準は大きく変化した。例えば2010年の電力価格等の条件で北海道電力の石油火力発電をコージェネレーションで代替すると電力会社、ガス会社の収支及び総合収支は全電源平均より大きく改善される。余剰電力の配電コストの低減分なども考慮すると、賦課金水準は3.3円/kWh程度から0.1円/kWh程度まで幅のある値を取りうるが、かなり低下する。

このようにコージェネレーションシステムを推進するインセンティブは、系統電力側の電源構成や原子力発電所の再稼働の見通し等にも大きく依存することとなることがわかった。

なお、ここでは北方都市におけるC02削減のためのコージェネレーションの普及方策としてエネファームの導入を中心に条件分析を行ったが、モデルには山鼻地区という限定された地域の電力需要、熱需要、建物構成を用いている点で一般化に限界があること、各建物の需要変動は、すべて同じ変動パターンとしていること、住宅戸数などの条件が入っていないため、基本料金などの計算が直接できないこと、コージェネレーションシステムの価格を現行よりかなり低減された状態(70万円/kW)を想定していること、などから、今回の分析結果にはこうした制約があることに留意が必要である。なお、平成

28年度から新たに経済産業省で「民生用燃料電池導入支援事業費補助金」スキームが開始されており、大量普及による価格低下等その成果が着目される。

現在、エネルギー市場の自由化が政策的に推進されており、従来からの電気は電力会社、ガスはガス会社から買うものという考え方も、大きな変化を迫られている。ドイツやデンマークですでに始まっているように、電力と熱を統合的に管理して、より条件のよい状態で供給するようなエネルギーの総合会社の出現の可能性が出てきているので、ビジネス環境の大きな変動期にあっては、様々なサービスの勃興があり、予期せぬ技術やサービスのブレークスルーも生まれる可能性が高いことへの留意が重要であると思われる。

次に、福岡県北九州市東田地区の視察及び北九州市及び同県みやま市への聞き取り調査、現地視察を行った結果、両地域におけるスマートコミュニティ事業の取り組みから得られた分散協調型コジェネレーション普及に向けての政策的示唆は以下の通りである。

- ・東田地区及びみやま市に共通しているのが、「エネルギー供給主体そのものの考え方の変化」である。

- ・北九州市東田地区からの示唆として、①需要家側が、エネルギー供給を受けるのみの消費者としての主体から生産消費者（プロシューマー）となったことで、地域エネルギー管理マネジメントの主体として位置づけられるようになった、②「地域発節電所」（GEMS）の役割の重要性、③デマンドレスポンス及び地域における最適制御のしくみを導入することによる節電意識の変化が促されたことが挙げられる。

- ・東田地区の場合は、域内の新日鐵八幡製鉄所が有するコジェネレーションを活用し、構造改革特区として域内で電力需給組合を設置し、自営線を利用して電気事業法上の特定供給事業として実施している。土台となる大型の天然ガスコジェネレーションに、太陽光発電、風力発電、太陽熱、デマンドレスポンスなどを組み合わせ、GEMSを利用して電力需給を制御することで省エネルギー、省コストの追求を可能としている。こうした多様なエネルギー源や需給を組み合わせた小回りのきいた最適制御をプログラムすることは、電力生産者・供給者の視点に立つ限り従来の一般電気事業者には取り組みが困難であったと思われる。

- ・みやま市の事例からの示唆として、自治体公社的なとりくみと関係機関の連携がある。とりわけ、みやまスマートエネルギー株式会社の運営に公共部門（地方自治体）が関わることにより、住民からの信頼が得られた、ということは、ドイツにおけるエネルギー企業のシュタットベルケ（自治体公社、公営企業体）としての運営の先行例からも裏付けられる。

- ・今後は、金融機関からの資金調達や経営、収益確保の安定化、事業経営コンサルティング会社からのサービス提供や業務分担などみやまスマートエネルギー株式会社がエネルギー供給主体として連携する際の関係者の関与の仕方、並びに電力供給の安定性による住民との信頼関係のさらなる構築が課題である。みやま市の事例は、地域における経済的自立、地域雇用創出、定住化を図る解決策の一例として電力小売自由化開始を好機として、「公共エネルギーサービス供給」による解決を図ることで、地域内の経済循環を目指したことも、エネルギーの地産地消による地域経済の活性化を目指す自治体にとって、一つのモデルケースを示したといえる。

わが国では、これからエネルギーシステム改革が本格化するが、こうした取り組みが増えてくれば、従来の一般電気事業者、ガス事業者といった単一サービスの発想は時代遅れとなり、総合エネルギーサービスとしての発想が否応なく求められていくであろう。その際には、地域ごとの特性を踏まえた小回りのきくオーダーメイドシステムの開発が1つのキーポイントとなるのではないかと考えられ、その中で分散協調型のコジェネレーションの果たす役割も大きいものと考えられる。

5. 本研究により得られた主な成果

(1) 科学的意義

本研究によって、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムは系統に逆潮流できない独立型コジェネレーションに比べて、同等の社会コストで約倍のCO₂削減効果を持つことが明らかとなった。また、この結論は様々なコストやCO₂排出条件のほか気象条件の異なる地域にかかわらず、普遍性が高いことを確認した。

次に、自身のコスト最小選択を行う需要家に対して、社会コストを最小としながらCO₂削減効果を最大となるように誘導するためには、ガス／系統電力価格比をCO₂排出原単位比に一致させるほか、逆潮電力価格／系統電力価格比が0.6以上となるようにする必要がある。また、電力会社の便益を保全しコジェネレーションの普及に積極的に誘導するには、目安として電力価格に0.24円/kWh、ガス料金に0.11円/kWh程度のわずかな価格をFITとして上乗せし、それを電力会社に還元すればよいことが示された。

また、産業連関分析の結果、コジェネレーションの導入によってガス会社の便益が大幅に増大する一方、電力

会社や石油関連会社の便益がそれと同程度に減少することが示された。一方、コジェネレーションの普及は関連機械産業への波及効果が大きく、国内機械産業の便益を増大させる効果があるものの、道内経済を活性化するには地場における関連機械産業の育成が併せて必要であることが明確化した。

さらに、コジェネレーションの災害時対応能力についても解析を行った。その結果、分散協調型コジェネレーションは適量のLPガスボンベを備えておくことによって数日間の非常用電源ならびに熱供給源として機能することができ、病院では自立したエネルギー確保ができるほか、住宅は自身を含めて4戸分の電力供給が可能であることが明らかとなった。また、避難所に想定されている学校体育館には、近隣住宅に設置されている10戸程度のエネファームから余剰電力供給を受ければ必要電力を賄うことができると試算された。

一方、デンマークおよびドイツにおける現地調査によって、同国の地域熱供給の現状や政策・法制度の現状を明らかにするとともに、北方都市にコジェネレーションを導入するための制度的条件の整理を行うことに成功した。また、その情報は札幌市における「都心エネルギー施策」の検討にも活用された。

さらに、これまで注目されていなかった家庭部門における分散協調型コジェネレーション（本研究ではエネファームに特化）導入の意義を、コジェネレーションが代替する系統側電源との関係も含めて関係者間にもたらす収益の変化やCO₂削減コストの面から明らかにした。このことは、今後の方向性を考える上での知見を提供したという意味で社会的・学術的意義がある。

(2) 環境政策への貢献

本研究によって、特に環境政策を進める上で有用な下記の知見を得た：

まず第一に、CO₂削減を進める上で家庭用コジェネレーションの効果は大きく、その能力を十分に引き出すためには家庭で自家消費できなかった余剰電力を系統に逆流し、それを系統ネットワーク内の建物群で消費する分散協調型コジェネレーションシステムの構築が極めて重要である。現状の独立型ではCO₂削減効果はこれに比べて半減する。この際、ガス会社はコジェネレーションの普及によって大きな便益を得るが、一方、電力販売量が減少する電力会社にとっては減収となる。この便益のアンバランスを是正し、自律的にコジェネレーションが普及するためには、ガス/系統電力価格比をCO₂排出原単位比に一致するように設定するほか、逆潮電力価格/系統電力価格比を0.6以上となるような政策的な誘導が必要である。また、電力会社の便益を保全し、エネルギー会社が協働してコジェネレーションの普及に積極的にするには、目安として電力価格に0.24円/kWh、ガス料金に0.11円/kWh程度のわずかな価格をFITとして上乘せし、それを電力会社に還元すればよい。また、ホテルや病院に導入されるコジェネレーションにはほとんど補助金は不要であるが、家庭用の燃料電池コジェネレーションには40%程度の補助金が必要である。今後、電力自由化ならびに発送電分離が始まる中で、発電会社が中心となりガス会社と連携しながらこうしたビジネスが展開されるよう、政策的な誘導が望まれる。

一方、コジェネレーションの普及は海外に流出しているエネルギーコストを抑制し、その分を国内の関連機器産業に回す効果があることも重視すべきである。ただし、エネルギー消費の大きな地域にこの経済効果を還元するには、その地域にコジェネレーション製造関連の企業を誘致することを併せて考えなければならない。また、分散協調型コジェネレーションシステムは最適設備量が大型化するために高い災害時対応エネルギー供給能力を有する。これを機能化するためには非常時用のLPガスボンベの設置を奨励するほか、電力融通可能な電力ネットワーク領域の区分化ならびに周波数調整機構に関する技術開発を進めるべきである。

さらに、先進的な地域からの教訓として、北方地域に一般的にコジェネレーションを導入するための制度的条件の整理ができた。政策立案の原則として、第1に気候変動対策（CO₂削減）、エネルギー効率向上（省エネ）等といったコジェネレーション普及の目的を明確にし、コベネフィットを追及するとしても、重点をどこに置くかを明確にすること、第2にコジェネレーションからの電力の有効利用（自家消費を増やすことを含め）を確保する制度の系統への逆潮や逆潮電力の適正価格での買取制度等の枠組みの確立、第3に電力と熱供給を総合的に管理、運営できる仕組みの導入、第4に電力価格、ガス価格の変動の影響を踏まえた制度検討の必要性を見出した。また、ケーススタディ地域における電力とガスを供給する合弁会社や電力会社がコジェネを需要者の庭先に設置して電力と熱を供給するシステム等のモデル計算によると、家庭用コジェネレーションによるCO₂削減のコストは、業務用コジェネレーションによる場合よりかなり高く、導入後の関係者すべてが、関係者すべての収益変化がマイナスとならないためには、その分、経済的な支援策、補助コジェネレーションが代替する系統電源の考え方の整理、コジェネレーションシステムの価格低下策を含めより大きな政策的支援が必要になることが示唆された。

また、九州における2つのスマートコミュニティ事業から、エネルギー市場の自由化やスマートグリッド技術の発達により、地域節電所、地域エネルギー会社等の新しいサービスの発展や付加価値の創造が想定される中で、こうしたサービスとコジェネレーションの組み合わせも含め、需要家の多様性に応じた総合的な戦略の重要性を確認した。

低炭素社会づくりに向けた環境政策の検討に有益な知見を提供するものとする。

＜行政が既に活用した成果＞

特に記載すべき事項はない

＜行政が活用することが見込まれる成果＞

本研究では、2013～2014年に、札幌市と協力して札幌市中心部における大規模コージェネレーションの導入可能性について具体的に検討している。それにより、環境負荷低減効果及びコストの検討を行い、費用対効果を試算したことは、札幌市をはじめ、低炭素化を計画している都市・地域にとってはエネルギーや熱供給を組み込んだ都市計画の立案・策定において利用されることが見込まれる。

6. 研究成果の主な発表状況

(1) 主な誌上発表

＜査読付き論文＞

- 1) 吉田文和・佐野郁夫・荒井眞一「海外コージェネレーション制度調査報告ードイツ・デンマークを中心にー」、『人間と環境』、第40巻第3号、pp53-58、2014
- 2) 吉田文和・村上正俊・石井努・吉田晴代「バイオガスプラントの環境経済学的評価——北海道鹿追町を事例として——」『廃棄物資源循環学会論文誌』、Vol. 25, pp. 57 - 67, 2014
- 3) 赤澤眞之、鈴木研悟、田部豊、近久武美:「コージェネレーションの分散協調ネットワーク化によるコストおよび二酸化炭素削減効果解析」, 日本機械学会論文集(掲載決定巻号未定)

＜査読付論文に準ずる成果発表＞

- 1) 近久武美: 空気調和・衛生工学、第88巻第10号、pp. 39-43, 2014、「北海道における持続可能エネルギー社会の形成(分散協調型コージェネレーションネットワークとエネルギーレジリエンス)」
- 2) 南川高範「面的エネルギー供給による環境負荷低減に関する取組と経済効果の試算:札幌における二つの事例」『地域経済経営ネットワークセンター年報』4, pp.83-85, 2015-3-30.

(2) 主な口頭発表(学会等)

- 1) 赤澤眞之、鈴木研悟、田部豊、近久武美:第33回エネルギー・資源学会研究発表会(2014)、「北方都市における分散協調型コージェネレーションシステムの導入効果解析」
- 2) M. Akazawa, K. Suzuki, T. Tabe, T. Chikahisa: Grand Renewable Energy 2014 International Conference, Tokyo, Japan, 2014, “Model analysis of CO2 emission reduction effect by introducing distributed cooperative CHP system in Hokkaido “
- 3) M. Akazawa, K. Suzuki, Y. Tabe, T. Chikahisa: 38th IAEE International Conference, Antalya, Turkey, 2015, “Effect of Networked CHP System with Grid on CO2 Reduction in Cold Regions”

7. 研究者略歴

課題代表者: 近久 武美

北海道大学工学部卒業、工学博士、現在、北海道大学工学研究院教授

研究分担者

- 1) 吉田 文和
東京都立大学経済学部卒業、経済学博士、北海道大学大学院経済学研究科教授、現在、北海道大学名誉教授
- 2) 佐野 郁夫
東京工業大学工学部卒、北海道大学大学院公共政策学連携研究部特任教授、現在、独立行政法人環境再生保全機構理事
- 3) 外山 洋一
東京大学理学部卒業、環境省課長補佐、現在、北海道大学公共政策大学院連携研究部教授
- 4) 荒井 眞一
東京大学理学部卒業、北海道大学大学院地球環境科学研究院特任教授、現在、一般社団法人低炭素社会創出促進協会審議役兼事業評価部長
- 5) 田部 豊
東京工業大学工学部卒業、博士(工学)、現在、北海道大学工学研究院准教授
- 6) 鈴木 研悟
筑波大学第三学群工学システム学類卒業、博士(工学)、現在、北海道大学工学研究院助教

2-1301 コージェネレーションネットワーク構築のための
CO2 削減・経済性・政策シナリオ解析

(1) 最適システム構造ならびにCO2削減効果解析に関する研究

北海道大学大学

近久 武美
田部 豊
鈴木 研悟
研究協力者 長沼 要

平成25～27年度累計予算額：44,831千円（うち平成27年度：14,847千円）

予算額は、間接経費を含む。

[要旨]

再生可能エネルギーと同様に環境性に優れ、有望な省エネルギー技術としてコージェネレーションがあるが、従来の仕組みでは電気と熱のバランスが不適となり能力を十分に発揮できない。そこで、コージェネレーションの効率を最大化できるような「分散協調型コージェネレーションネットワークシステム」を提唱し、詳細なCO2ならびにコスト削減効果を解析する他、ステークホルダー間の便益の大小について分析を行った。

対象とする地域にエネルギー供給するための社会コストとCO2排出量について解析を行った結果、分散協調型コージェネレーションネットワークシステムは系統に逆潮流できない従来の独立型コージェネに比べて、同等の社会コストで約倍のCO2削減効果を持つことが明らかとなった。この結論は様々なコストやCO2排出条件のほか気象条件の異なる地域においても同様に成立し、普遍性が高いことを確認した。次に、自身のコスト最小選択を行う需要家を社会最適に誘導するための条件について解析した。その結果、ガス/電力価格比をCO2排出原単位比に一致するように設定するほか、逆潮電力価格/購入電力価格比を0.6以上となるように制限し、さらに極わずかなFIT価格を電力ならびにガス価格に上乗せすることによって、電力会社ならびに需要家の便益を適切に維持できることが明らかとなった。また、産業連関分析を行い、コージェネレーションの導入がガス会社、電力会社ならびに石油関連会社の便益に及ぼす影響を明らかにした。さらに、コージェネレーションの普及は関連機械産業への波及効果が大きく、国内機械産業の便益を増大させる効果があるものの、地域（今回は道内）経済を活性化させるには地場における関連機械産業の育成が併せて必要であることを明確化した。このほか、コージェネレーションの災害時対応能力についても解析を行い、適当量のLPガスボンベを備えておくことによって数日間の非常用電源ならびに熱供給源として機能し得ることを明らかにした。

[キーワード]

コジェネレーション、二酸化炭素、社会コスト、産業連関分析、非常用エネルギー

1. はじめに

再生可能エネルギーと同様に環境性に優れ、エネルギーの有効利用に有用な技術としてコジェネレーションがある。これは都市ガスを供給すると電気と熱が出てくる非常に高効率な装置であり、排熱で給湯や暖房ができるので熱需要の多い北国に特に適している。しかし、個別の建物ごとに運用される独立型コジェネレーションでは、変動の大きな電気需要に合わせた運転となるほか、電気と熱のバランスが不適となる時間帯が多く発生するために、総合効率は低くならざるを得ない。したがって、そのポテンシャルを最大限に発揮するには、熱需要の大きな建物にコジェネレーションを設置し、余剰電力を系統に逆潮流できるような社会システムの構築が重要といえる。しかし、現状では系統への逆潮流が制限されており、ホテルや病院といったわずかの建物に対して導入メリットがあるに過ぎない。また、こうした新しいタイプのエネルギー供給ネットワークの導入を推進するにはコジェネ設置業者と電力会社との連携が不可欠であるが、系統電力変動の増大ならびに不明確なビジネスメリットのために、現状では電力会社が積極的な関わりを持つためのインセンティブが働かない状況にある。

したがって、コジェネレーションを普及させるためには、需要家やガス会社と併せて電力会社にとってもメリットのある仕組みとすることが肝要である。そこで、当該研究者達は効率の良いコジェネレーションを熱需要の多い建物に電力会社が主体となって導入し、効率を最大とできるように熱需要に併せた運転を行う一方、余剰電力を系統に逆潮流し、電力ネットワーク内で効率的に利用する「分散協調型コジェネレーションネットワークシステム」を提唱して来た。各コジェネレーションの運転はインターネット回線などを通して電力会社が中央制御するため、電力会社にとっても系統の電圧変動を制御できるほか、運用利益を得られることになる。また、異種類の建物を組み合わせることによって電力と熱需要のバランスをより適切にすることができ、単独の建物よりも顕著にCO2削減効果を増大できる。さらに、こうしたシステムが大規模に導入されることになると、これまで海外に流出していたエネルギーコスト分を地域内で経済循環できることになるので、地域の経済活性にもつながることが期待される。

このようにコジェネレーションは環境性に優れているだけでなく、適切な政策誘導がなされるならばこれまで海外に流出していたエネルギーコストを国内の関連産業に向けることができ、エネルギー関連会社ならびに設備機器産業の新たな活性化を生み出す可能性がある。本研究は分散協調型コジェネレーションネットワークシステムの経済性ならびにCO2削減特性を明らかにするほか、関連産業部門の便益を均等化するための条件について解析を行うものである。

2. 研究開発目的

当該研究者らは上述した「分散協調型コジェネレーションネットワークシステム」を提案し、詳細な過渡運転解析を行いながらCO2削減効果とコスト削減効果についてこれまで解析を行ってきた。こうした先行研究によれば、熱需要の高い建物にコジェネレーションを導入し、余剰電力を系統に売電してネットワーク内で電力融通を行うシステムでは、そうでない場合に比べてCO2削減効果が1.6倍程度改善されることが明らかになっている。本研究ではこの分散協調型コジェネレ

ーションネットワークシステムのコストやCO2削減効果を明確にするほか、ステークホルダーに対する便益分析ならびに非常時におけるエネルギー供給能力について解析を行うものである。

一般にコジェネレーションは電気と熱を有効に利用するので高効率な機器であると言われているが、需要の形態や価格条件によってはむしろエネルギーの無駄が生じることもあり、こうした点の分析が十分に行われていない。また、電力系統に逆潮流を可能とした運用における効果について、詳細に解析を行ったものはこれまでに無い。そこで、本研究では実在する具体的な3か所のモデル地域を設定して、建物構成や配電系統データを用いながら対象地域にエネルギー供給する際の社会コストならびにCO2排出量に対する価格条件や需要条件による影響を定量的に解析しようとするものである。これにより、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムと従来の独立型コジェネレーションとを比較し、社会コストならびにCO2削減効果に関する差異を明確にすることを目的とする。同時に、燃料コスト・エネルギー需要等の変化に対する本システムの安定性解析を行い、結論のロバスト性を明らかにする。

次に、自身のコスト最小選択を行う需要家を社会最適に誘導するための条件について解析をおこなう。すなわち、上記の解析によって社会コストとCO2削減の観点から最適なシステム構成や運用条件が明らかになったとしても、需要家は社会コストやCO2排出量を意識せずにコジェネレーションの導入ならびに運用を行う。そこで、需要家が自身の便益を最大にしようとする行動が自ずと社会最適と一致する結果となるための補助金やエネルギーコスト条件について解析を行うことを目的とする。

一方、古くからコジェネレーションの有用性と意義が認識されていたにもかかわらず、これまでそれほど普及してこなかった大きな理由の一つに、ステークホルダー間の便益配分の不均衡がある。すなわち、ガスを燃料とするコジェネレーションはガス会社の便益増大にとって大きなメリットがあるものの、電力会社にとっては収益を減少することになるので有り難くない。そのため多くの場合、コジェネレーションが有利とならないような電力価格設定を行ったり系統接続の制限が生まれたりすることとなる。したがって、こうしたシステムを普及するには電力会社やガス会社ならびに需要家のそれぞれにとってメリットのあるシステムとなることが重要である。そこで、本研究では電力会社とガス会社が協働しながら地域経済にとってもメリットのあるビジネス展開が可能となるための条件を示すことを目的として、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムが各産業部門に及ぼす便益変化を産業連関分析により明らかにし、便益配分を適正化するための定量的な解析を行う。

このほか、コジェネレーションは災害時における局所的なエネルギー供給能力を持ち得る。近年、様々な災害が頻発しており、非常時に必要最小限のエネルギー供給を確保する社会インフラの構築が望まれている。そこで、本研究ではコジェネレーションの災害時対応能力についても明らかにすることを目的とした。

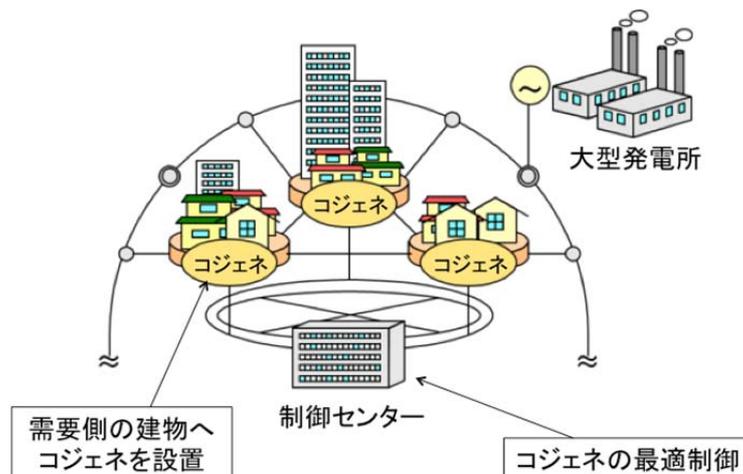
以上、本研究は提案システムがもたらす省エネルギー、CO2削減、災害時対応能力の強化、地域産業・経済への影響等を定量的に明らかにすることを目的としている。これにより、従来の単なるコスト概念を打ち破った新しいエネルギーインフラ形成と地域経済発展のモデル提案を行うことを見据える。

3. 研究開発方法

(1) 解析モデルのコンセプト

まず、本研究が提案する分散協調型コージェネレーションシステムについて簡単に説明する。図(1)-1はシステムの概念図である。コージェネレーションは熱需要に合わせた運転をするのが最も効率的であるが、発電が建物の電力需要を上回る場合には電力需要に合わせて運転を制限する必要がある。そうするとコージェネレーションから供給される熱量も減少するので、その分、ボイラから熱供給しなければならず、システム全体の能力を発揮できないことになる。そこで、分散協調型コージェネレーションシステムではこの余剰電力を電力系統に逆潮流し、それを配電系統で結ばれている建物群の中で有効に消費しようとするものである。したがって、解析は配電用変電所以下のバンク内にフィーダーと呼ばれる配電線が複数配置され、各配電線に住宅や事業所などの需要家が接続されている系を対象とした。熱に関しては需要家間の相互融通はできず、貯湯槽による時間的な調整のみを一部可能であるとした。

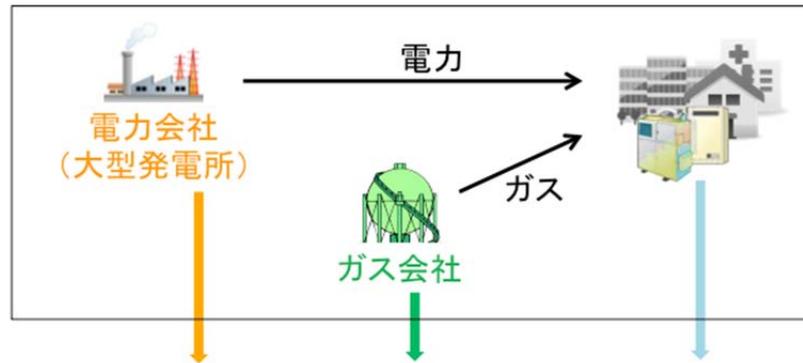
本研究では、コージェネレーション（以下時々コージェネと略す）の余剰電力を配電系統に逆潮流できないシステムを「独立型コージェネシステム」、配電系統を用いたネットワーク化により逆潮流できるシステムを「分散協調型コージェネシステム」、そして系統からの電力とボイラによってエネルギー供給するコージェネ導入前のシステムを「従来型システム」と名付け、これら三つのシステムについて解析を行う。



図(1)-1 分散協調型ネットワークシステム構成

本研究が想定する需要家は、集合住宅、戸建住宅、ホテル、事務所、店舗、病院の6種類とし、エネルギー需要は、動力照明、冷房、給湯・暖房の3種類とした。電力はコージェネレーションおよび系統からの購入により賄われる。熱は都市ガスを燃料とするコージェネレーションおよびボイラにより供給され、住宅においてのみ貯湯槽への蓄熱が可能とした。

解析は図(1)-2に示すように、解析対象地域に外部からエネルギー供給するのに要した設備費および燃料費を社会コストと定義し、それに伴って発生するCO2量を排出CO2量と定義した。したがって、ここで用いられている電力価格は需要家が購入する価格ではなく、発電所で発電に要する



$$\begin{aligned} \text{社会コスト} &= \text{電力供給費} + \text{ガス供給費} + \text{機器設備費} \\ \text{CO}_2\text{排出量} &= \text{発電時CO}_2 + \text{ガス消費時CO}_2 \end{aligned}$$

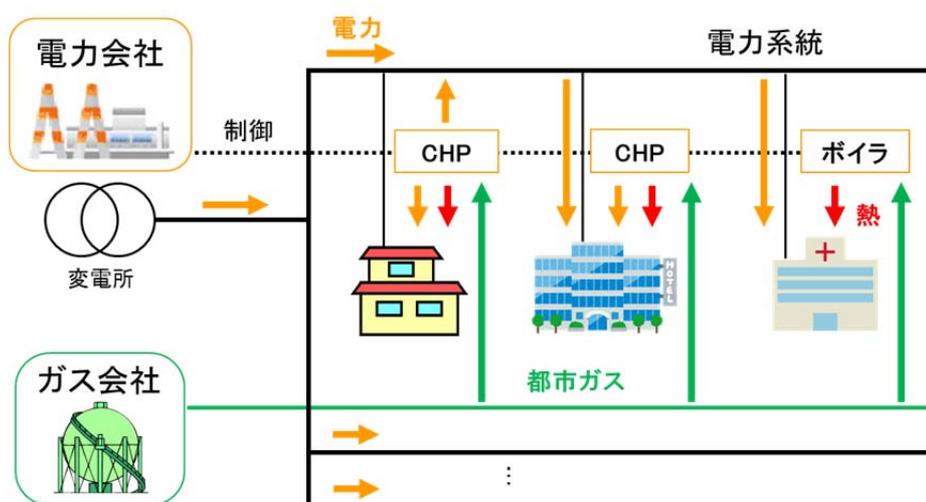
図(1)-2 解析対象地域に外部からエネルギー供給するのに要した設備費および燃料費を社会コスト、それに伴って発生するCO2量を排出CO2量と定義した

価格である。同様に燃料は需要家の購入価格ではなく、ガス会社や灯油会社の供給原価である。このコストとCO2排出量に関して、従来型と比べた変化率を以下に示す式で定義した：

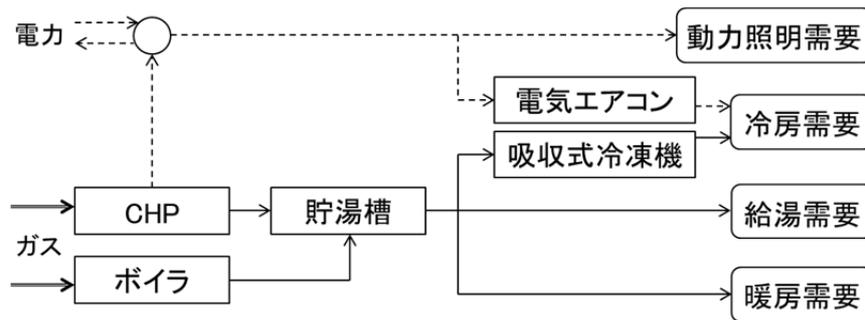
$$\Delta x = \frac{x_{\text{CGS}} - x_{\text{Conv.}}}{x_{\text{Conv.}}} \quad x = \text{CO}_2, \quad \text{Cost} \quad \text{式(1)-1}$$

この指標を用いて、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムと従来の独立型に関する社会コストならびにCO2削減効果を比較する。

解析対象としたシステムの概要図を図(1)-3に示す。一つの変電所の下にフィーダーと呼ばれる配電線が複数配置され、各配電線に家庭や事業所などの需要家が接続されている系を想定する。各需要家に分散配置されるコジェネレーション、ボイラなどのエネルギー供給機器はエネルギー



図(1)-3 変電所以下の配電系で電力融通することを仮定した解析対象系



図(1)-4 各需要家におけるエネルギー機器構成

サービス会社（図では電力会社が担当）により中央制御され、需要家の電力・熱需要に応じて運転される。コジェネレーションによって発電された電力は、変電所を越えない範囲で自由に逆潮流融通することができる。熱に関しては需要家間の相互融通はできず、貯湯槽による時間的な調整のみ可能であるとする。

本研究が想定する各需要家におけるエネルギー需要の種類およびエネルギー供給技術の選択肢を図(1)-4に示す。エネルギー需要は、動力照明、冷房、給湯、暖房の4種類に分けられる。電力の供給を破線で、熱の供給を実線で示す。電力はコジェネレーションおよび系統からの購入により賄われる。熱は都市ガスを燃料とするコジェネレーションおよびボイラにより供給され、貯湯槽への蓄熱が可能である。冷房機器は、住宅においては電気エアコンを、それ以外の建物については吸収式冷凍機を用いるものとする。

電力・熱需要は、季節別、需要家種別に1時間毎に与えられるものとする。解析に際して道内における最新の電力・熱需要データおよびエネルギー供給機器の技術・価格等のデータを収集・整理し、モデル解析に向けたデータベースを構築した。電力・熱需要データベースは、札幌市内の住宅街および繁華街のほか、地方都市を加えた3地区を対象とし、建物種別・配電線別の床面積当たりのエネルギー消費量、および季節毎・時間毎の負荷パターンのデータを収集・整理して作成した。技術・価格等のデータベースは、市販されるコジェネレーション機器の技術・価格等のデータを調査・収集し、必要に応じて道内エネルギー事業者へのヒアリング調査の結果を加味して構築した。

(2) 解析手法および条件

対象地域のエネルギー供給コストならびにCO2排出量を明らかにするため、配電用変電所の下での1バンク内の建物の需要を満たすモデルを想定する。バンクは複数の配電線から構成されており、家庭部門として集合住宅および戸建住宅、業務部門としてホテル、病院、店舗、事務所の計6種類の建物が繋がれている。集合住宅以外の建物にはエネルギー供給機器としてコジェネ、ボイラ、冷房機器を導入でき、コジェネの機種によっては貯湯槽が付随する。集合住宅にはコジェネを導入できず、ボイラと冷房機器のみを導入できるものとした。これは、集合住宅は戸建住宅よりも世帯あたりの熱需要が小さく、また機器選択の自由度が小さいために、コジェネが導入されにくいと想定したためである。ただし、集合住宅は逆流された電力を消費する建物の1つとして解析結果に影響を及ぼす。冷房機器にはエアコンと吸収式冷凍機を想定し、コジェネが導入されてい

ない業務部門の建物と家庭部門にはエアコンが、コジェネが導入された業務部門の建物には吸収式冷凍機が導入される。各種建物に動力照明、暖房給湯および冷房需要をそれぞれ与え、動力照明需要を賄うために必要な電力とエアコンへの投入電力の和を電力需要、暖房給湯需要を賄うために必要な熱と吸収式冷凍機への投入熱の和を熱需要とする。電力需要はコジェネと系統からの電力によって、熱需要はコジェネとボイラによって充足される。なお、コジェネによる熱の建物間のやり取りは行わないものとする。

本研究では、コジェネの余剰電力を配電系統に逆潮流できないシステムを「独立型コジェネシステム」、配電系統を用いたネットワーク化により逆潮流できるシステムを「分散協調型コジェネシステム」、そしてコジェネ導入前に相当する系統からの電力とボイラによるシステムを「従来型システム」と名付け、これら3つのシステムについて解析を行った。ただし、分散協調型でも変電所を越える逆潮流は許されず、コジェネから逆潮流された電力は変電所下流のバンク内の建物で消費されるものとした。以後、変電所の外から供給された電力を系統電力と呼ぶこととし、コジェネから逆潮流された電力と合わせてバンク内の建物へ電力供給が行われている。なお、本解析では逆潮流による電圧変動や周波数変動の影響は一部解析の行ったものの基本的に考慮していない。

対象地域内の総エネルギー供給コスト（社会コスト）を総コストと略記することとし、対象地域の建物の需要を満たすために必要なコストとして以下のように定義する。

$$\text{Cost} = \int E^s(t) \cdot P^s(t) dt + \int F(t) dt \cdot P^f + I \quad \text{式(1)-2}$$

ここで、右辺は第1項から順番に、系統電力の供給コスト、全建物に配置されたエネルギー供給機器への燃料供給コスト、および設備の減価償却費である。第1項の $E^s(t)$ および $P^s(t)$ はそれぞれ時刻 t の系統電力量およびその単価である。第2項の $F(t)$ および P^f はそれぞれ時刻 t における対象地域全体の燃料消費量およびその単価である。第3項の設備の減価償却費は各機器の設備量と単位設備量当たりの減価償却費の積で求められる。

また、総CO2排出量を以下のように定義する。

$$\text{CO}_2 = \int E^s(t) \cdot C^s(t) dt + \int F(t) dt \cdot C^f \quad \text{式(1)-3}$$

ここで、右辺の第1項および第2項は、それぞれ系統電力由来およびコジェネとボイラの燃料由来のCO2排出量である。 $C^s(t)$ は時刻 t の系統電力のCO2排出原単位、 C^f はコジェネおよびボイラの燃料のCO2排出原単位である。

コジェネ導入が総コストおよび総CO2排出量に与える効果を評価するための式は式(1)-1に示した通りであり、ここに再掲する：

$$\Delta x = \frac{x_{\text{CGS}} - x_{\text{Conv.}}}{x_{\text{Conv.}}} \quad x = \text{CO}_2, \quad \text{Cost} \quad \text{式(1)-1}$$

ここで、 x_{CGS} は独立型もしくは分散協調型の総コストまたは総CO2排出量、 x_{CONV} は従来型の総コストまたは総CO2排出量である。以後、総コストの変化率をコスト増加率 (+ Δ Cost)、総CO2排出量の負の変化率をCO2削減率 ($-\Delta$ CO₂) と呼ぶ。

モデルを数理計画法により定式化し、対象地域の全期間の総コストが最小となるためのコジェネの設備量、およびコジェネや貯湯槽ならびにボイラの運転パターンを線形計画法により求める。この際、需要パターンは既知のものとし、全期間を統合して最適化を行っている。また、コジェネに付随する貯湯槽の設備量はコジェネの設備量に応じて決定されるものとし、ボイラの設備量は熱需要のピーク、冷房機器の設備量は冷房需要のピークと同量とする。

対象地域を札幌の山鼻地区の配電用変電所下の5本の配電線から構成されている1バンクとした。山鼻地区は集合住宅および戸建住宅が多い住宅地域である。表(1)-1に各種建物の延床面積を示す¹⁾。同じ種類の建物は同一の需要パターンを持つ建物群とし、その需要を延床面積と単位床面積あたりの需要パターンの積で与えた。冬季、中間季、夏季それぞれの1日の需要パターンを1時間刻みで与え、冬季は11月から3月の151日間、夏季は7月から8月の62日間、中間季は残りの152日間とした。なお、1時間よりも短周期の変動が結果に及ぼす影響については4-(1)で論じるものとし

表(1)-1 解析対象地域の床面積構成

Type of building	Condominium	Detached house	Hotel	Hospital	Store	Office
Total floor area ($\times 10^3$ m ²)	752	265	16	41	59	50

表(1)-2 床面積当たりの平均およびピーク（カッコ内）エネルギー需要と年平均熱電比

		Household	Hotel	Hospital	Store	Office
Power and lighting demand (W/m ²)	Winter	3.4 (5.5)	23.1 (31.5)	14.1 (20.3)	37.2 (78.9)	17.6 (29.2)
	Intermediate	2.8 (4.8)	23.1 (31.3)	13.7 (19.3)	33.0 (71.0)	18.0 (30.1)
	Summer	2.4 (3.9)	29.2 (40.3)	5.5 (21.6)	33.0 (71.2)	18.3 (30.7)
Heating and hot water demand (W/m ²)	Winter	24.8 (48.8)	40.9 (63.3)	46.8 (86.1)	22.1 (94.4)	17.7 (51.0)
	Intermediate	7.8 (30.8)	18.8 (46.6)	28.8 (56.6)	1.9 (12.2)	3.9 (11.0)
	Summer	2.2 (12.4)	18.4 (41.7)	26.6 (69.4)	0	2.0 (5.7)
Cooling demand (W/m ²)	Winter	0	0	0	0	0
	Intermediate	0	7.7 (12.1)	2.0 (3.2)	9.2 (26.7)	6.5 (16.3)
	Summer	0	24.0 (37.6)	6.9 (11.0)	32.1 (92.9)	12.1 (28.2)
Annual heat/power ratio	Electric air cooler case	4.7	1.1	2.4	0.3	0.5
	Absorption air cooler case	-	1.4	2.7	0.5	0.8

表(1)-3 エネルギー供給機器条件

	Price (JPY/kW)	Depreciation period (years)	Efficiency, COP		
			100% Load	30% Load	
CHP	Fuel cell	700,000	10	39% (ele), 56% (heat)	36% (ele), 36% (heat)
	Gas engine (Detached houses)	300,000		26% (ele), 64% (heat)	20% (ele), 70% (heat)
	Gas engine (Commercials)			34% (ele), 51% (heat)	22% (ele), 58% (heat)
Boiler		15,000	10	93%	
Electric air cooler		25,000	5	4	
Absorption air cooler		22,400	10	1.1	

表(1)-4 電力および都市ガスの供給単価およびCO2排出原単位

	Supply unit cost	CO2 emission factor	Time variable
Grid electricity	15.8 JPY/kWh	410 g-CO ₂ /kWh	Hourly
Town gas	97.3 JPY/m ³ (7.78 JPY/kWh)	2.29 kg-CO ₂ /m ³ (183 g-CO ₂ /kWh)	Constant

た。表(1)-2に各種建物の単位床面積あたりの季節別平均需要およびピーク、年間の需要の熱電比を示す²⁾。電力需要に対する熱需要の比である熱電比のうち、エアコンケースは冷房機器としてエアコンを、吸収式冷凍機ケースは吸収式冷凍機を導入したケースであり、冷房需要が電力需要と熱需要のどちらに含まれるかが変わるため異なる値をとる。熱電比が高い建物は住宅、病院、ホテルであり、低い建物は事務所および店舗である。なお、住宅の需要は戸建住宅のものであり、集合住宅にも同じ値を用いた。

表(1)-3にコージェネ、ボイラ、エアコン、吸収式冷凍機のそれぞれの出力あたりの設備単価、減価償却年数、効率またはCOPを示す。出力あたりの設備単価は設備量によって変わらないものとし、式(1)-2の単位設備量あたりの減価償却費は、利子等を考慮せずに設備価格を減価償却年数で除することにより与えた。燃料電池と住宅用ガスエンジンは戸建住宅に、業務用ガスエンジンは業務部門の建物に導入できるものとした。なお、コージェネとボイラの燃料は都市ガスとした。コージェネは、実機の性能に近づけて解析するために、すべての機種で部分負荷運転を考慮し、負荷率30%以下のときは停止するものとした。表(1)-3には負荷率100%と30%のときの各機種の発電効率と排熱回収効率を示した。燃料電池は実機と同様に1日に1回しか起動できず、機器の性能を保つために必ず1日に4時間以上停止するものとした³⁾。一方、ガスエンジンは住宅用も業務用も1日のうち何度でも起動停止ができるものとした。貯湯槽は燃料電池にのみ付随して導入され、その蓄熱容量はコージェネ1kWに対して10kWhとし³⁾、毎時の蓄熱ロスが蓄熱量の2%とした。また、業務用ガスエンジンのみ余剰熱を捨ててでも運転することができるものとした。燃料電池および住宅用ガスエンジンの定格運転時の効率は製品データの公表値³⁾⁴⁾、部分負荷効率ならびにそれ以外の機器数値はエネルギー企業からのヒアリングにより設定した。

本解析では、各種エネルギー機器の設備量や出力値を系内の建物種別の合計値として求め、同種の建物に対しては設備が平均的に導入され、かつ同じ運転パターンであるものとした。したがって、コージェネの設備量が少ない場合には建物群全体で全負荷時間が多くなり、逆に設備量が多

い場合には部分負荷運転が多くなる。

表(1)-4に都市ガスおよび系統電力の単価とCO2排出原単位を示す。単価は利益を含まない総原価を想定しており、燃料費、設備の管理維持費、販売費からなる。都市ガスの値は年間を通して一定値とし、単価は札幌の都市ガス供給会社の有価証券報告書⁵⁾からの推計値を、CO2排出原単位はウェブサイト⁶⁾の値を用いた。系統電力の電源は水力、原子力、石炭火力、石油火力から構成されるものとし、北海道全体の時間別電力需要に合わせて電源構成が変わることを想定した。そのために、系統電力の単価およびCO2排出原単位を各季節の各時刻にそれぞれ与え、表(1)-4にはその年間平均値を示した。これらの値は北海道の電力供給会社の電力需要の実績値⁷⁾、電源設備構成⁸⁾、発電・送配電・販売コスト⁹⁾および電源設備ごとのCO2排出原単位¹⁰⁾より推計したものであり、電力需要は東日本大震災後の節電傾向がみられるものを用いたが、原子力発電所を含む各電源は震災前の設備利用率（年間の総発電量に対する、年間を通して定格で運転し続けたときの総発電量の比）を想定した。

(3) 需要家選択行動の解析法

需要家が自身のコストの最小化行動を行った際の社会コストならびにCO2排出量を解析した。コージェネレーション機器として、燃料電池は戸建住宅に、ガスエンジンは業務部門の建物に導入されるものとした。貯湯槽は燃料電池にのみ付属するものとし、ガスエンジンでは設備の大小に関わらず貯湯槽は無い。

解析は、対象地域内の年間の需要家コストが最小となる各種エネルギー機器の運用パターンの組合せを解として求めるものとなっている。なお、需要家コストを以下のように定義する。

$$\text{Cost}^c = \sum_b \int (E_b^{\text{in}}(t) \cdot \rho^{\text{in}}(t) - E_b^{\text{out}}(t) \cdot \rho^{\text{out}}(t)) dt + \sum_b \int F_b(t) dt \cdot \rho^f + \sum_b I_b \quad \text{式(1)-4}$$

ここで、右辺は第1項から順番に電力費、燃料費ならびに設備費である。また、第1項と第2項の和を光熱費と呼ぶこととする。第1項の $E_b^{\text{in}}(t)$ および $E_b^{\text{out}}(t)$ は、それぞれ建物 b における時刻 t の購入電力量および逆潮流電力量であり、同時刻において少なくともどちらか一方が零となる。また、 $\rho^{\text{in}}(t)$ および $\rho^{\text{out}}(t)$ はそれぞれ時刻 t の電力販売価格および逆潮流買取価格である。第2項の $F_b(t)$ は建物 b における時刻 t の燃料消費量であり、 ρ^f は燃料価格である。第3項の設備費は各機器の設備量と単位原価償却年・単位出力 (JPY/(kW*year)) あたりの設備費の積で求められる。

一方、社会コストを以下のように定義する (式(1)-2と同じ)。

$$\text{Cost}^s = \int E^s(t) \cdot P^s(t) dt + \int F(t) dt \cdot P^f + I \quad \text{式(1)-5}$$

ここで、右辺は第1項から順番に、系統電力の供給コスト、全建物に配置されたエネルギー供給機器への燃料の供給コスト、および設備の総減価償却費である。第1項の $E^s(t)$ および $P^s(t)$ はそれぞれ時刻 t の系統電力量およびその供給単価である。第2項の $F(t)$ および P^f はそれぞれ時刻 t における対象地域全体の燃料消費量およびその供給単価である。第3項の設備の減価償却費は各機器の設備量と単位設備量当たりの減価償却費の積で求められる。ここで、系統電力の供給コストと燃料の

表(1)-5 需要家選好行動解析に用いたエネルギー条件

(a) 社会コスト計算のためのエネルギー供給側条件

	Supply unit cost (JPY/kWh)	CO2 emission factor (g-CO2/kWh)
Grid electricity	15.8	410
Town gas	7.78	183

(b) 需要家が購入する際の条件

	User energy price (JPY/kWh)	Normalized price by CO2 (JPY/ kg-CO2)
Grid electricity	19.7	49.1
Town gas	9.00	49.1

供給コストは、供給側の視点として利益を含まない総原価で考えるものとし、これらは燃料費、設備の管理維持費、販売費からなる。

解析に用いた系統電力と燃料（都市ガス）の供給単価およびCO2排出原単位の年間平均値を表(1)-5に示す。都市ガスは一定値としたが、系統電力の供給単価は原子力を含む2013年の電源設備が2010年を想定した設備利用率で稼働するものとし、北海道全体の需要に応じて単価が時間ごとに変化する値を用いた。また、需要家がエネルギー会社に支払う電力価格、逆潮買取価格、都市ガス価格、それらのCO2排出原単位あたりのベースケース価格は表(1)-5に示した通りである。この場合、後述する理由により、逆潮買取／電力価格比は1となっている。また、CO2排出原単位あたりの価格は電力も都市ガスも同値となっている。なお、時々刻々変動する電力価格は、その年間平均値を示した。

(4) 産業連関分析方法

コージェネレーションシステムの導入が北海道経済に及ぼす影響を解析するために、地域産業連関表による解析を行った。日本全域を対象とした産業連関表は、総務省、経済産業省など10府省庁が共同して5年ごとに作成していて、経済産業省では全国を9ブロックに区分した産業連関表を作成している。また、北海道産業局において道内全域を対象とした産業連関表を作成している。他に、道内全域を対象とした産業連関表は、北海道開発局、北海道経済産業局、北海道など5機関が共同で昭和30年から5年ごとに作成している¹¹⁾。本研究では電力部門が原子力、火力、水力その他という3部門に詳細分類されていることが必要であることから、電力部門が細分化されていて本解析時点で最新版である”平成17年度北海道地域産業連関表”（平成22年4月に経済産業省北海道経済産業局から発行）を基本とした¹²⁾。

表(1)-6 産業連関分析に用いた各種条件

	type	introduced	running hours	system	installat ion	mainten ance	Gas price	Petrol Price	Electric	Electric power eff.	Heat eff.
		kW/yr	hrs/yr	kJPY/kW		kJPY/kWh	JPY/Nm3	JPY/L	JPY/kWh	%	%
CHP	Fuel Cell	500	4,380	700	57	0	75.5	—	—	37.5	46.0
	Gas Engine			300		3				23.0	67.0
Conventional	Petrol Boiler	CHP Equivalent		15	10	1	—	77.5	—	—	93.0
	Gas Boiler						75.5	—	—	—	102.0
	Grid Electric			—			—		—		20.7

コジェネレーションの導入によって系統電力が削減される場合、全電源平均あるいは調整電力である火力発電電力が主として削減されるとする二つの考えがある。そこで、電力別に産業連関分析できるよう同北海道地域産業連関表の公表用基本分類（行部門404、列部門350）から、本解析に必要な最小部門分類に行部門、列部門、それぞれを統合して20部門とした。20部門は基本12部門分類に対して、「鉱業」部門から「石炭・原油・天然ガス」部門を、「製造業」部門から「石油製品」部門をそれぞれ独立させ、「事業用電力」部門を「事業用原子力発電」、「事業用火力発電」および「水力・その他の事業用発電」に分け、「公共事業」部門から「都市ガス」と「熱供給業」を分けたものとした。公表用基本分類においても「事業用原子力発電」、「事業用火力発電」および「水力・その他の事業用発電」の各行部門はあるものの、列部門は「事業用電力」の一部門となっているので、産業連関表対象年度と同じ平成17年度における北海道電力の電源構成¹³⁾（発電電力量比率、原子力：火力：水力・その他＝30：58：12）で配分することで、列部門においても「事業用原子力発電」、「事業用火力発電」および「水力・その他の事業用発電」の部門設定を行い、行部門、列部門ともに20部門とした。

経済波及効果は、コジェネレーションシステムの導入によって引き起こされる直接影響効果と間接影響効果の合計を対象とした。直接効果はコジェネレーションの導入により直接生じる各部門の売上額変化に相当しており、間接効果とは直接効果につながる上流の関連産業の全ての売上を意味していて、一次波及効果と呼ぶ場合もある。なお、二次波及効果とはこれによって生じた給料の増分によって引き起こされた消費拡大効果を意味しているが、今回の解析ではこれは含めていない。

本研究ではこれら経済波及効果として変化する売上高における“粗付加価値”を便益に相当する評価対象とした。“粗付加価値”とは、売上高から他産業へ支払われる費用（中間投入）を除いたもので、経済活動から生み出された付加価値であり、正味の利益に加え、設備投資、租税、賃金の原資となるものである。従って、粗付加価値の増加は地域経済の活性化を導く便益と考えられる。

また、この経済波及効果は、電気・熱需要の総需要には変化を与えないと仮定して、熱電供給を従来型によるものからコジェネレーションに置き換えた際の産業連関分析の変化を求めた。つまり、単年度に導入されたコジェネレーションによる経済波及効果を解析する一方、同等の電力

および熱需要をグリッド電力ならびに石油ボイラあるいはガスボイラで賄っていた際の経済波及効果を別途解析し、その差異をコジェネレーション導入波及効果として表現した。これらの試算をする上で、与えた諸条件を表(1)-6に示す。システム導入に関連するものは減価償却年数を10年と想定し、表にある数値に0.1を乗じた。その他のメンテナンスや燃料等についてはそのまま単年度想定分を需要として産業連関分析に与えた。

(5) コジェネレーションの災害時対応能力解析

想定しているコジェネレーションは都市ガスで動作する燃料電池である。災害時には電力系統のほか都市ガスラインも使用不能になるものと考えられる。そこで、非常時対応能力のあるコジェネレーションは貯蔵の容易なLPGボンベを備えているものと仮定した。

家庭用燃料電池コジェネ「エネファーム」は起動時に水を循環させるポンプや燃料ガスを制御するブロワなどを動かすために電力を必要とする。また、エネファームでの発電は常に系統電力の電圧や周波数を基準に行うため、系統電力の供給を受ける必要がある。そのために通常のエネファームは停電時には運転できない。これに対して、バッテリーを内蔵した停電時対応システムが既に販売されており、本解析ではこうした停電時対応能力のあるコジェネを想定した。

住宅や学校の体育館に対する通常時ならびに非常時の電力消費量データを表(1)-7に示す。非常時におけるエネルギー負荷率は平常時の50%と仮定した。これらのデータを元に、非常時における住宅当たりの消費エネルギーと近隣住宅へのエネルギー供給能力、避難先と想定した学校体育館のエネルギー消費量を推計した。

表(1)-7 非常時対応解析のための住宅および体育館の消費エネルギーデータ

<p>○住宅の非常時必要電力：暖房・給湯設備（エコジョーズ一体型：310W）、冷蔵庫（189W）、居間照明（LED：52W）、TV（40型：80W） 計 631W（非常時は同時負荷率を50%とする）</p>
<p>○小学校屋内体育館の非常時必要電力：暖房機（7.5kW）、LED照明（2.3kW） 計 7.5kW+2.3kW=9.8kW</p>

4. 結果及び考察

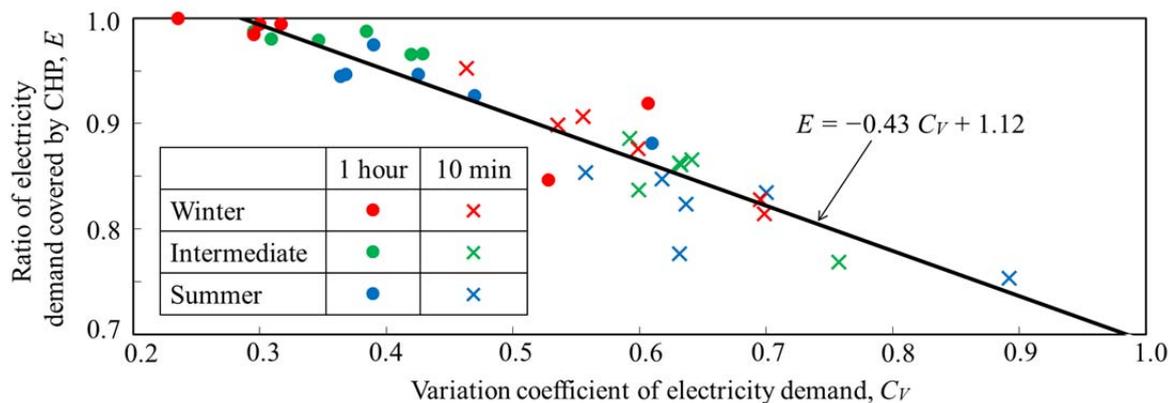
(1) コジェネレーションシステムの社会コストおよびCO2削減効果解析

1) 電力需要の短時間変動によるコジェネ発電量影響

コストならびにCO2解析に先だって、独立型コジェネシステムにおいて電力需要が短時間に変動することの影響を調べた。表(1)-2で示した需要データは、各季節に平日5日間の毎時の実測値を平均して求めた1日分の1時間刻みのデータであり、それ以下の時間間隔の変動は考慮されていない。ところが、実際の住宅の需要は短時間に大きく変動する特徴があり、独立型の住宅にコジェネを導入したときの発電量は、1時間刻みのデータから計算した値よりも減少することが予想される。これはコジェネが平均電力需要に対しては負荷追従可能な場合であっても、実際には電力需

表(1)-8 1時間平均および10分間隔の電力需要データの変動係数

Winter		Intermediate		Summer	
1 hour	10 min	1 hour	10 min	1 hour	10 min
0.44	0.67	0.36	0.64	0.38	0.59



図(1)-5 6世帯における変動係数とコジェネレーションによる電力供給割合のデータ間隔依存性

要が定格発電量を上回ったり、運転下限負荷を下回ったりすることが、短周期で繰り返されている可能性があるためである。一方、分散協調型では逆潮流が可能のために電力需要の短時間変動は運転に影響を及ぼさず、独立型に比べて変動影響が小さいものと考えられる。そこで、ネットワーク化により需要の短時間変動を平準化できることのメリットを明らかにするため、独立型の住宅を対象として、需要の時間刻み幅が小さい10分刻みのデータと、それを元に作成した1時間刻みのデータから、それぞれコジェネの発電量を推計して比較を行った。

この節の解析で用いる10分刻みのデータには、札幌市内の集合住宅における6世帯の電力および熱需要の実測値を用いた。このデータは、冬季、中間季、夏季のそれぞれ平日5日間から構成されている。次に、このデータを基にして、各世帯における各季節の5日間を1日に、10分刻みを1時間刻みに平均することで1時間刻みのデータを作成した。10分刻みデータと1時間刻みデータの各世帯における各季節の電力需要について、標準偏差を平均で無次元化した値である変動係数を求め、それぞれ6世帯分を平均したものを表(1)-8に示す。元は同じデータであるが、1時間刻みのデータの方がどの季節でも電力需要の変動係数が小さく、需要のばらつきが平準化されていることがわかる。

解析対象はデータを取得した6世帯を対象として行った。各世帯にはそれぞれ燃料電池コジェネを導入し、その設備量と運転パターンを求めた。なお、今回の解析では燃料電池特有の4時間以上の停止は必要ないものとしたほか、貯湯槽は無いものとして計算を行った。ただし、住宅の熱需要は電力需要よりも多いため、貯湯槽が無いことによる熱需要の変動影響は電力需要のそれに比べて小さい。まず、1時間刻みのデータを用いて、コジェネが最も導入される場合を想定し、式(1)-3で表される総CO2排出量が年間で最小となるときの、各世帯のコジェネの設備量と運転パターンを

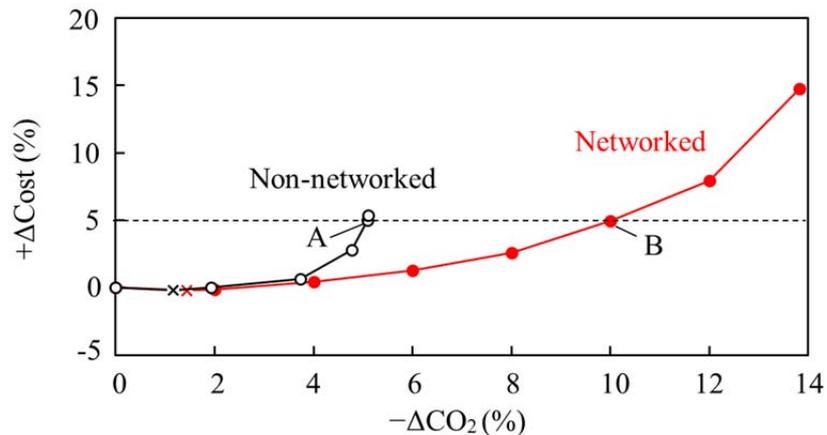
計算した。次に、コジェネの設備量をこれらの値に固定し、10分刻みのデータを用いて、CO2排出量が最小となるようなコジェネの運転パターンを計算した。こうして求めた全電力需要に占めるコジェネの発電量の割合を世帯別ならびに季節別に、1時間刻みのデータと10分刻みのデータについてそれぞれ算出した。

図(1)-5は電力需要の変動係数に対する、全電力需要に占めるコジェネの発電量の割合を示した結果である。10分刻みのデータと1時間データから得た点が、それぞれ6世帯分、季節別にあり、合計36個の点がプロットされている。これらの点は、別世帯の異なる時間刻み幅のデータから算出したものであるにも関わらず、全電力需要に占めるコジェネの発電量の割合は、電力需要の変動係数の増加に対してほぼ直線的に低下する傾向がみられることがわかる。したがって、変動のある実際の需要に対するコジェネの運転性能を1時間間隔データから類推するには補正が必要であるといえる。そこで、図(1)-5に示した回帰直線に対して表(1)-8の変動係数を代入して全電力需要に占めるコジェネの発電量の割合を求め、季節別に比をとった結果、次節以降の独立型コジェネに対する解析では、1時間間隔のデータから求めたコジェネの発電量、排熱回収量、燃料消費量に対して、冬季は0.89倍、中間季は0.88倍、夏季は0.91倍に補正することとした。なお、分散協調型では電力需要の変動影響を受けないためにこうした補正は行っていない。また、住宅以外の建物では需要の時間変動が少ないものとして補正を行わなかった。

2) ネットワーク化によるCO2排出量の削減効果

3章で示した手法と条件を用い、さらに前節で得られた補正を行いながら、独立型と分散協調型で比較を行う。なお、戸建住宅には燃料電池コジェネを導入するものとした。図(1)-6の曲線は、独立型もしくは分散協調型において、横軸にCO2削減率($-\Delta CO_2$)を取り、縦軸にコスト増加率($+\Delta Cost$)を示したものである。原点はコジェネレーションを導入していない従来型システムに相当しており、その場合の総コストは27.8億円/年、総CO2排出量は5.5万t/年となっている。図はこの値に対する相対変化率を示している。対象地域は札幌の山鼻地区であり、この対象地域全体におけるエネルギー供給コストを社会コストとして定義している。計算は目標とするCO2削減率をまず与え、それを達成する際のエネルギー供給機器の設備量ならびに運転パターン、貯湯槽の運用方法の組合せのうち、総社会コストが最小となるものを選択するようにしている。なお、曲線上にある×印は、CO2削減率の制約を与えずに総コストが最小となる極小点である。曲線の右端の点は限界のCO2削減率に相当しており、これよりコジェネを増やすとむしろCO2削減率が低下し、一方でコストはさらに増加する。したがって、その場合には釣り針状に上方左側に巻き上がった曲線となる。以後、これらの曲線をCO2-コスト曲線と呼ぶこととする。

図において、独立型と分散協調型の2つの曲線を比較すると、CO2削減率0%から4%付近までは、ほぼ一致していることがわかる。しかし、それ以上のCO2削減率では、独立型の曲線の傾きは急に増加する一方、分散協調型の曲線の傾きの増加は緩やかで、最高CO2削減率も大幅に向上していることがわかる。コスト増加率が同じとなるとき、例えば点線で示したコスト増加率5%のときの両曲線を比較すると、分散協調型では独立型の約2倍のCO2削減率となることがわかる。これは、独立型よりも分散協調型の方が、同じ社会コストでもCO2排出量をより多く削減できることを意味している。

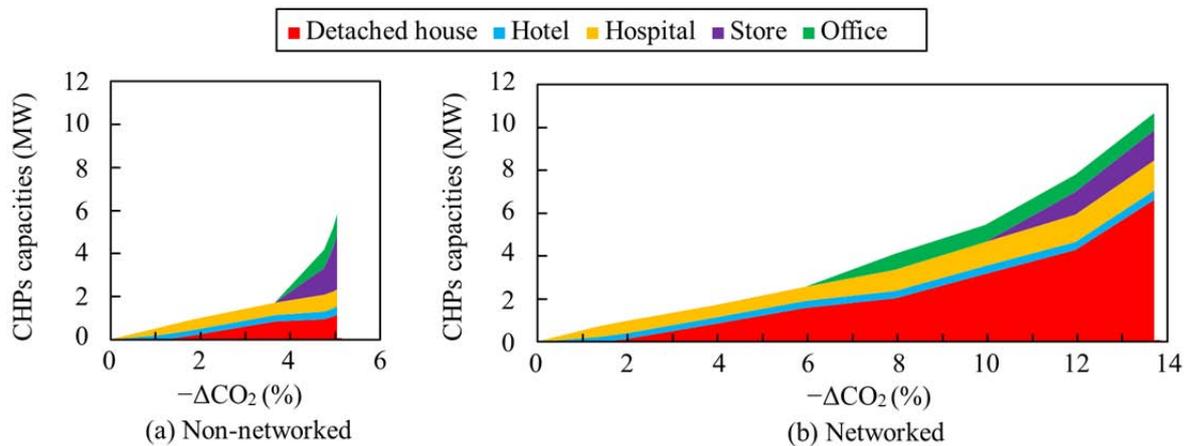


図(1)-6 解析対象地域全体の社会コスト増加率-CO2削減率曲線： 比較基準はコジェネレーション導入前の従来型であり、各点は横軸に示したCO2削減率を達成する上で社会コスト（設備費を含めたエネルギー供給コスト）が最小となるシステム構成と運転パターンが選択されている

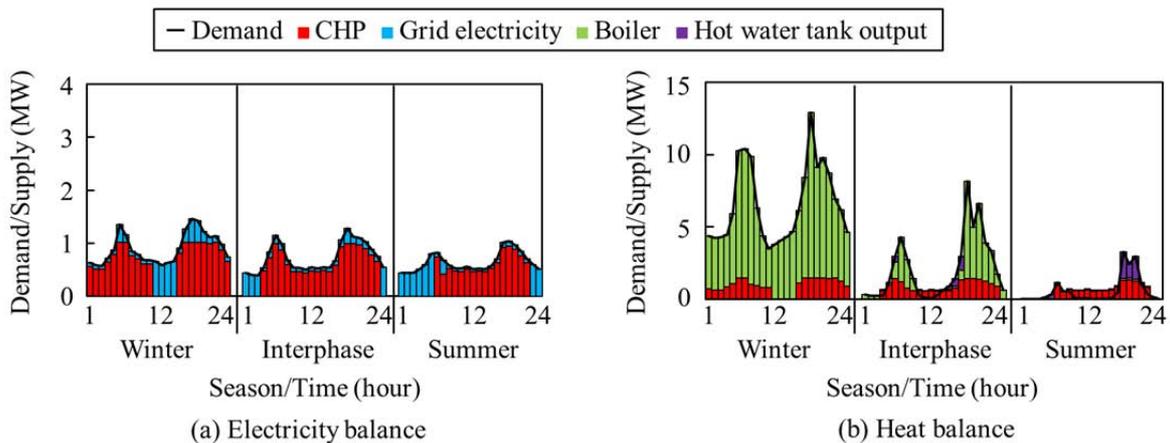
次に、CO₂-コスト曲線の傾きが変化する理由を調べるため、独立型と分散協調型におけるCO₂削減率に対するコジェネの設備量構成を、それぞれ図(1)-7 (a) および (b) に示す。CO₂削減率0%から4%付近までは、独立型と分散協調型のコジェネの設備量はほぼ同量であることがわかる。これは、各種建物の電力需要に対してコジェネの設備量が少なく、逆潮流の有無の違いが現れなかったためである。また、独立型でも分散協調型でも、コジェネは病院およびホテルから導入され始めており、次に戸建住宅に導入されていることがわかる。これは、これら3種の建物は1日を通して電力需要および熱需要があり、コジェネを高い設備利用率で運転できる需要パターンであるためである。なお、初めから戸建住宅に導入されない理由は、燃料電池は高効率であるものの、設備の単価が高いためである。

独立型ではCO₂削減率が4%以上になると、戸建住宅、病院、ホテルと比べて事務所と店舗の設備が急激に増加していることがわかる。この理由を調べるため、例として図(1)-6において独立型のコスト増加率5%の場合である点Aのときの、戸建住宅における電力と熱のエネルギーバランスを図(1)-8 (a) および (b) に示す。逆潮流ができないためにコジェネは多くの時間帯で電力需要に合わせた運転となっており、冬季や中間季の熱需要の多くがボイラによって賄われていることがわかる。病院やホテルでも概ね同様な理由によって導入できる設備量が制限され、これ以上設備量を増やしてもCO₂削減にはあまり寄与しない。これに対して店舗では、図(1)-9に示すように夜間の熱需要が無い場合コジェネが運転されず、設備利用率がかなり低いことがわかる。これは事務所でも同様であり、このために他の建物に比べてコジェネの導入が後回しになっている。しかし、CO₂削減量をさらに大きく設定すると、他の建物ではこれ以上のCO₂削減ができなくなったために、事務所や店舗における導入が開始されたことがわかる。よって、設備利用率の低い店舗や事務所へ導入されるコジェネの設備量が増加したことにより、CO₂-コスト曲線の傾きが急激に増加したといえる。

これに対して、分散協調型の場合には電力需要の制限を受けないため、コジェネを熱需要に合



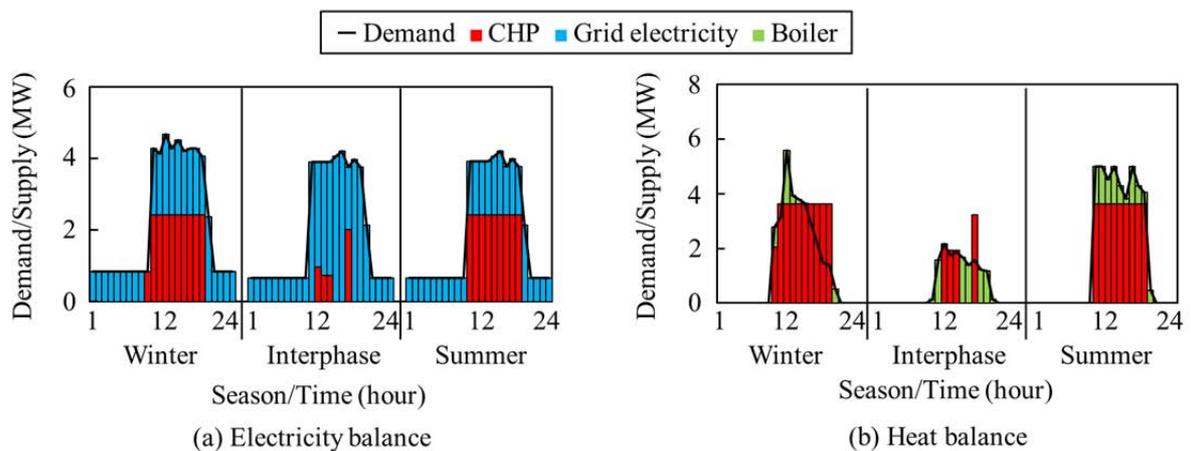
図(1)-7 建物ごとのコジェネ導入設備量： (a)は系統に逆潮流できない独立型、(b)は逆潮流できる分散協調型ネットワークシステム



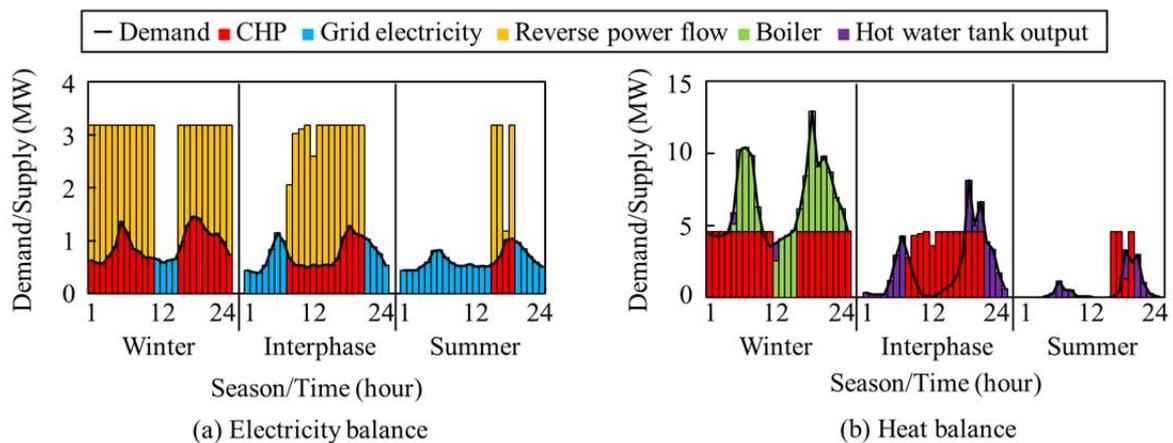
図(1)-8 独立型コジェネレーションを導入した際の戸建住宅における電力および熱供給の内訳：設備量は図(1)-6におけるコスト増加率が5%のものに相当している。

わせた設備容量まで大型化してもその能力を十分に発揮することができ、図(1)-7 (b) の4%以上のCO₂削減率にみられるように同CO₂削減率のときの独立型よりも病院やホテル、特に戸建住宅に多くの設備を導入することができる。このために、事務所や店舗にコジェネが導入されるCO₂削減率はそれぞれ6%および10%と、独立型のときよりも高い条件にシフトしていることがわかる。また、事務所や店舗のコジェネの設備量の増加は独立型より緩やかであり、主として戸建住宅に導入される設備量の増加が優先されている。

図(1)-10 (a) および (b) は図(1)-6の分散協調型に対する点Bに示した戸建住宅の電力と熱のエネルギーバランスをそれぞれに示したものである。逆潮流が可能となったことにより、電力需要のピークを越える設備量のコジェネを導入できており、独立型よりも多くの熱需要がコジェネ



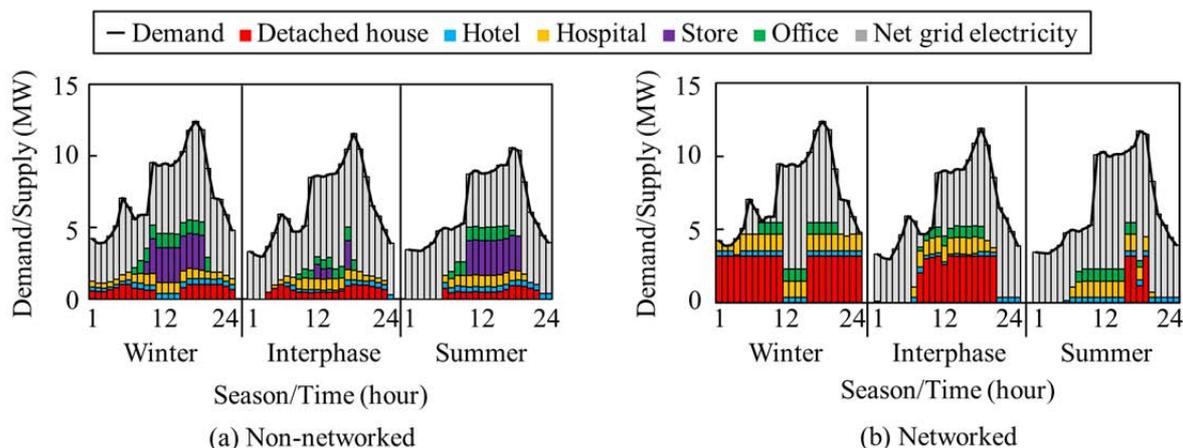
図(1)-9 独立型コジェネレーションにおける店舗に対する電力および熱供給内訳： 設備量は図(1)-6におけるコスト増加率が5%のものに相当している。



図(1)-10 分散協調型コジェネレーションにおける戸建て住宅に対する電力および熱供給内訳： 設備量は図(1)-6におけるコスト増加率が5%のものに相当している。

によって賄われていることがわかる。こうした理由により、熱需要が多く、かつそれらが1日を通して存在する病院、ホテルならびに戸建住宅の設備量が優先して増加したといえる。これらの建物から逆流された電力は他の建物で消費されており、特にコジェネが導入されない集合住宅でも系統電力に代わりコジェネの電力が消費されるため、独立型よりもCO₂削減効果が向上している。また、設備量が増加した場合の設備利用率の低下も独立型と比べて緩やかとなるために、分散協調型のCO₂-コスト曲線の傾きの増加も緩やかになっている。

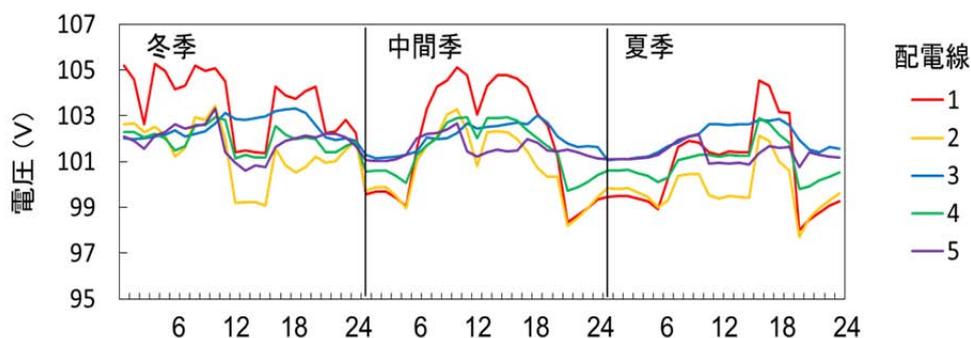
次に、系統電力制約の影響を確認するために、図(1)-6のA点およびB点における対象地域全体の電力のエネルギーバランスを図(1)-11 (a) および (b) に示す。分散協調型は独立型よりも多くの電力がコジェネから供給されていることが明確に示されている。なお、(b) 図では冬季の夜間と中間季の9時ころに系統電力需要の全てをコジェネが賄っている時間が発生しており、変電所を



図(1)-11 配電系統内の電力供給内容：(a)は独立型、(b)は分散協調型で、いずれもコスト増加率が5%の条件に相当している

遡った逆潮流をしない今回の条件では、この時間帯にコジェネの運転制約が発生していることがわかる。図(1)-6のB点まではこのように系統電力制約を受ける時間はわずかであるが、これを超えると徐々に逆潮流できる電力量が制限される時間が増加することになる。

図(1)-12はこの際の子鼻地区の5本の配電線の電圧を示したものであり、逆潮流により適正電圧を外れることがないかを調べた結果である。縦軸は、各配電線で最も制約条件から外れやすい末端の電圧を低圧換算した値であり、適正電圧は95から107Vの範囲である。なお、各配電線のインピーダンス、互長の違いも考慮しており、需要家はそれぞれの配電線内に一様に分布していると仮定した。これより、図(1)-10のように多量の逆潮流を行っている条件下においても、配電線の電圧制約を超えることなく、安定的に電力の融通が行われていることがわかる。



図(1)-12 逆潮流が配電線末端の電圧変動に及ぼす影響（協調型）
（山鼻地区、 $\Delta\text{Cost} = +5\%$ ）

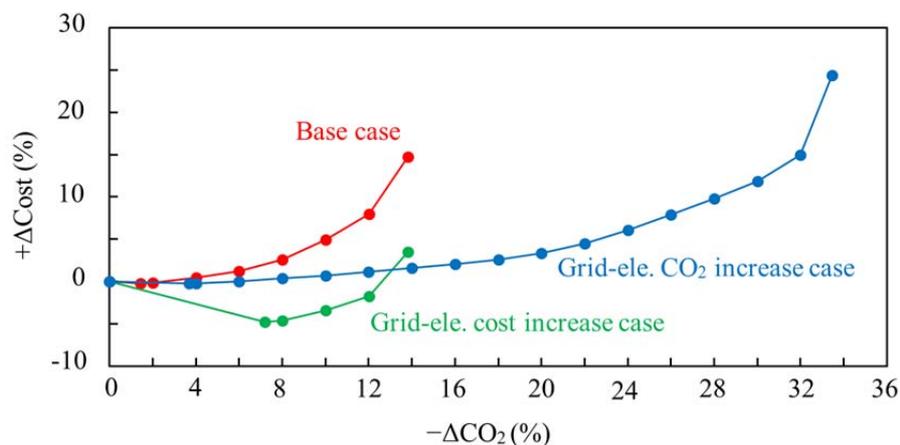
3) 系統電力単価およびCO2原単位がCO2-コスト曲線に与える影響

系統電力の単価やCO2排出原単位が前節の条件と異なるときのネットワーク化の効果を調べるため、表(1)-9に示す値を用いて分散協調型のCO2-コスト曲線を作成し、感度分析を行った。ベースケースは前節の分散協調型と同じであり、ベースケースと比べて系統電力の単価のみを高くしたケースを「系統コスト増加ケース」、CO2排出原単位のみを高くしたケースを「系統CO2増加ケース」とした。これらのケースの新たに設定した値は、コジェネが代替する電源として石油火力を想定したものである。また、どちらのケースでも都市ガスの単価とCO2排出原単位は前節と同じ値を用いた。コジェネレーションが発電をした分、系統電力が抑制されることになるが、この場合の系統電力をどのように想定すべきか、種々意見がある。原子力や水力を含めた全電源平均に対するコストならびにCO2原単位を用いる場合と、調整電力の中で最もコストの高い石油火力が代替されるとする場合の2ケースが代表的なものである。ベースケースは全電源平均に対するものであり、コストならびにCO2増加ケースは石油火力代替に相当している。

図(1)-13に各ケースのCO2-コスト曲線を示す。系統コスト増加ケースの曲線は、ベースケースの曲線とほぼ同形状で下方にシフトしていることがわかる。これは、系統電力の単価がベースケースよりも高くなるほど、コジェネの発電単価が相対的に低下することになり、式(1)-1に示す燃料供給コストが相対的に減少することでコスト削減率が高くなるためである。また、電力単価が変化しても横軸の最高CO2削減率は変化しない。一方、系統CO2増加ケースの曲線はベースケースの曲線よりも傾きの増加が緩やかで、最高CO2削減率も顕著に高くなっていることがわかる。これ

表(1)-9 感度解析に用いた系統電力の供給コストおよびCO2排出原単位

	Supply cost (JPY/kWh)	CO2 emission factor (g-CO2/kWh)
Base case	15.8 (time variable)	411 (time variable)
Grid-ele. cost increase case	22.1 (constant)	411 (time variable)
Grid-ele. CO2 increase case	15.8 (time variable)	741 (constant)



図(1)-13 系統電力のコストおよびCO2排出原単位を3通りに変化させた際の分散協調システムにおける社会コスト増加率-CO2削減率曲線

は、系統電力のCO2排出原単位がベースケースよりも高い分、系統電力をコジェネの電力で置き換えたときにCO2排出削減量がより多くなり、同じコスト増加率で高いCO2削減率となるためである。このように、系統電力のCO2排出原単位が増加した場合には、曲線の形状は変わらずに右に伸びるような変化をするといえる。

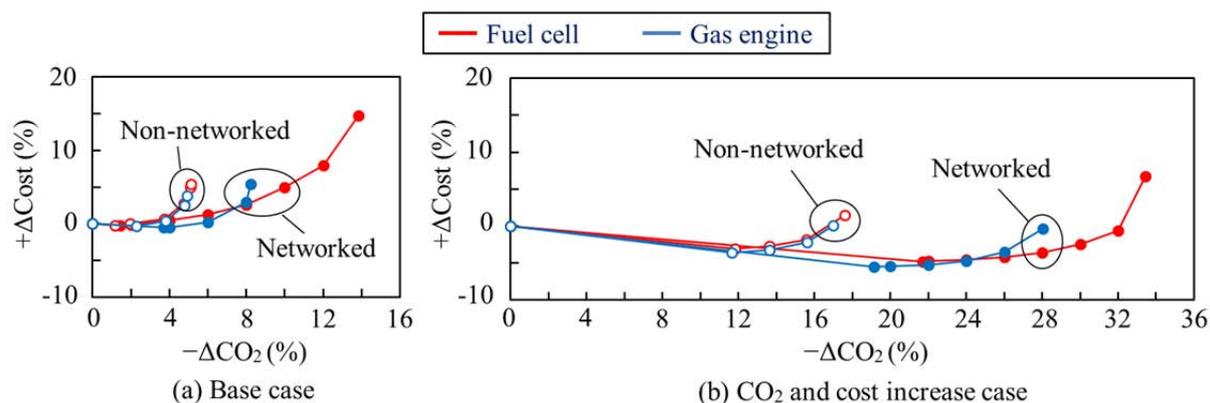
系統コスト増加ケースでも系統CO2増加ケースでも、コジェネは高い設備利用率で運転しやすい需要パターンの建物である戸建住宅、病院、ホテルから優先的に設備量が増加し、次に店舗や事務所の設備量が増加するという傾向は変わらず、ネットワーク化の効果もベースケースと同様にみられる。以上より、系統電力や都市ガスの単価およびCO2排出原単位が変わった場合には、CO2-コスト曲線を上下にシフトもしくは左右に伸縮させることによってそれらの効果を概略推定できるといえる。ただし、厳密には運転パターンや導入される建物種別がこれらの原単位によって若干変化する効果が加わる。

なお、本報告書では全電源平均のグラフを中心として示しているが、コジェネレーションによる発電量分だけ調整火力である石油火力発電を代替すると考えるならば、図(1)-13から明らかなように分散協調型コジェネレーションによる炭酸ガス削減効果は25~30%程度になるということができる。

4) コジェネの機種がCO2削減効果に与える影響

住宅用のコジェネを普及させる上で、機種による導入効果の違いを把握することは重要である。そこで、戸建住宅に燃料電池もしくはガスエンジンを導入した際のCO2排出量の削減効果を、CO2-コスト曲線を用いて独立型と分散協調型のそれぞれについて調べた。系統電力の単価とCO2排出原単位には、表(1)-9におけるベースケースと、系統CO2・コスト増加ケースに対応する石油火力を想定した場合の2種類の条件で解析を行った。

図(1)-14に戸建住宅に燃料電池とガスエンジンをそれぞれ導入した際のCO2-コスト曲線を示す。ただし、業務部門の建物には前節までの解析と同様に業務用のガスエンジンが用いられている。(a)が系統電力のコストならびにCO2排出原単位をベースケースとしたもの、(b)が石油火



図(1)-14 戸建て住宅に導入するコジェネをガスエンジンとした場合と燃料電池とした場合の社会コスト増加率-CO2削減率曲線比較：(a)は表(1)-9におけるベース条件としたものであり、(b)は系統電力コストならびにCO2排出原単位を石油火力相当とした場合に対する結果である

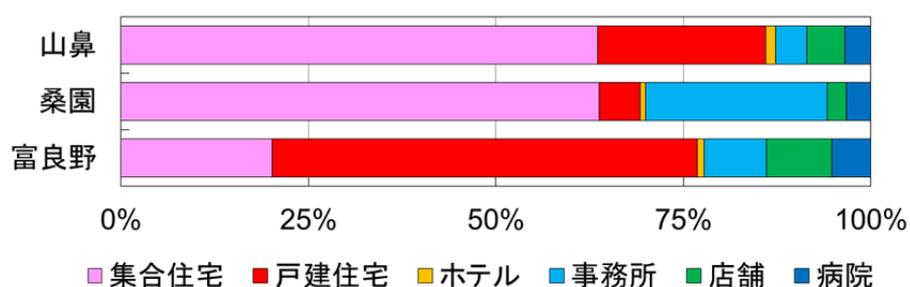
力相当の系統CO₂・コスト増加ケースである。ベースケースの燃料電池の曲線は図(1)-6と同じである。ベースケースの独立型の両曲線を比較すると、それらの最高CO₂削減率の差は小さいことがわかり、ガスエンジンでも燃料電池と同程度までCO₂排出量を削減できているといえる。これは、ガスエンジンは燃料電池に比べて発電効率は低いものの、出力の熱電比が高いため住宅の需要熱電比により近く、電力需要に合わせた運転のときにコジェネで賄える熱需要が多いためである。一方、分散協調型の両曲線を比較すると、ガスエンジンの方が燃料電池よりも最高CO₂削減率が低いことがわかる。これは、ガスエンジンの出力の熱電比が高いことにより、熱需要に合わせた運転をしたときに燃料電池よりも逆潮流できる電力量が少なく、コジェネの電力によって置き換えられる系統電力量が少ないためである。

ここで、分散協調型においてコジェネタイプの異なった場合の両曲線の最高CO₂削減率をより厳密に比べると、燃料電池導入時にはガスエンジン導入時に対して (a) では1.7倍、(b) では1.2倍となっており、系統電力のCO₂排出原単位の高い (b) の方が (a) よりもコジェネ機器タイプによる差が小さくなっている。これは、系統電力のCO₂排出原単위가高くなったことで、効率の低い業務部門のガスエンジンが破棄する余剰熱を増やしてでも運転されるようになり、CO₂削減率に対する戸建住宅のコジェネの効率的な寄与が相対的に低下したためである。よって、ネットワーク化すると戸建住宅には燃料電池を導入する方がガスエンジンよりもCO₂排出削減量が多くなり、特に系統電力のCO₂排出原単위가低いときに燃料電池の優位性が高くなるといえる。

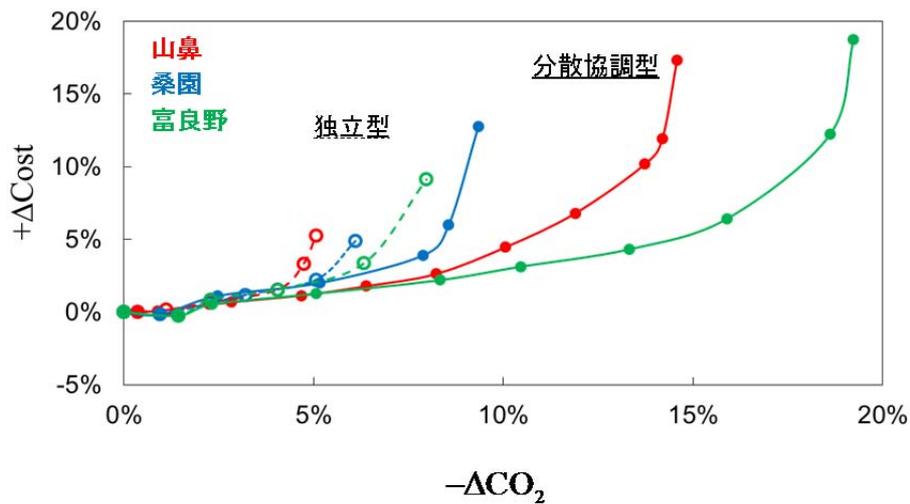
5) 対象地域の建物構成によるネットワーク化の変化および地域熱電供給との比較

以上の解析は札幌の比較的住宅の多い山鼻地区を対象として行ったものであるが、本節では建物構成の異なる3地域における比較を行った。図(1)-15は対象とした3地区の建物延床面積の構成比率を示しており、山鼻、桑園、富良野地区がそれぞれ住宅地区、商業地区、地方都市に対応している。富良野地区は山鼻地区に比べて戸建住宅の割合が顕著に高いことがわかる。一方、桑園地区は事務所の割合が高い。

図(1)-16は解析対象地区の建物構成の違いがCO₂-コストカーブに及ぼす影響を調べた結果である。桑園では、独立型のCO₂削減率の限界値が山鼻よりやや上昇しているものの、協調型の限界値は低く、逆潮流を許容した効果が小さいことがわかる。これは、商業地区である桑園は戸建住宅の割合が非常に低く、エリア内全体の熱需要が少なかったことによるものである。一方、地方都市である富良野では、協調型のCO₂削減率の限界値が19%程度まで大幅に上昇している。これは、



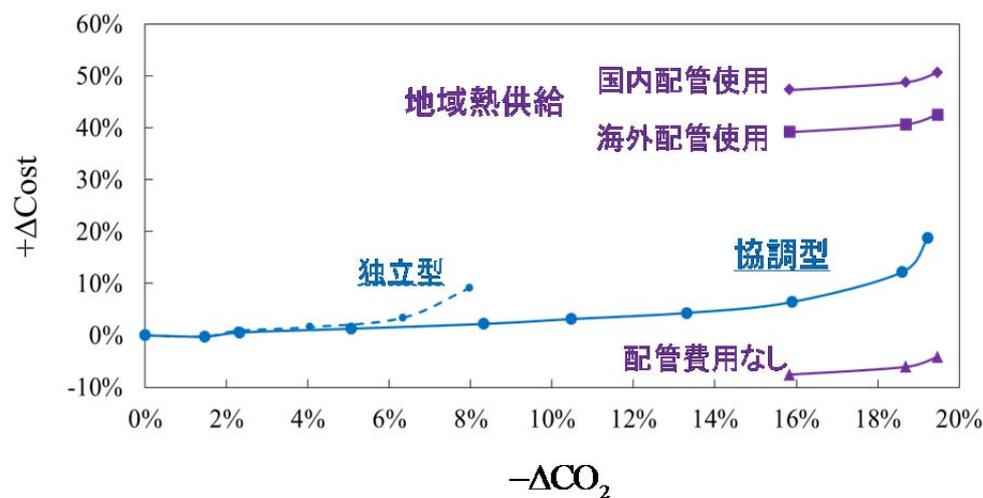
図(1)-15 解析対象地区の建物延床面積の構成比率



図(1)-16 解析対象地区別のCO2排出量削減率に対するコスト増加率

戸建住宅の割合が高く、多量の逆潮流が可能となったほか、戸建住宅以外の需要家が効率的に逆潮流電力を利用できたためである。今回の解析では集合住宅にはコジェネレーションを導入していないが、集合住宅にもコジェネを導入したならば富良野地区と同様に山鼻地区でもより一層大きなCO2削減効果が得られるものと考えられる。

次に富良野地区を対象とし、分散協調型コジェネレーションシステムによるCO₂削減効果（図(1)-16の緑色線）を、地域熱供給と比較した結果を図(1)-17に示す。地域熱供給はヨーロッパで普及しており、大きなコジェネレーション設備から熱導管を介して温水を供給するものである。本解析では対象系全体の一つの大きな需要を大型のガスエンジンコジェネレーションで賄うものとした。ここで、地域熱供給配管による熱損失は考慮しておらず、CO₂削減率は理想的な限界値と見なすことができる。図の「配管費用なし」は、熱供給配管設置コストを考慮しなかった場合の結果である。CO₂削減率の限界値に着目すると、地域熱供給の理想的な条件下における限界値は、



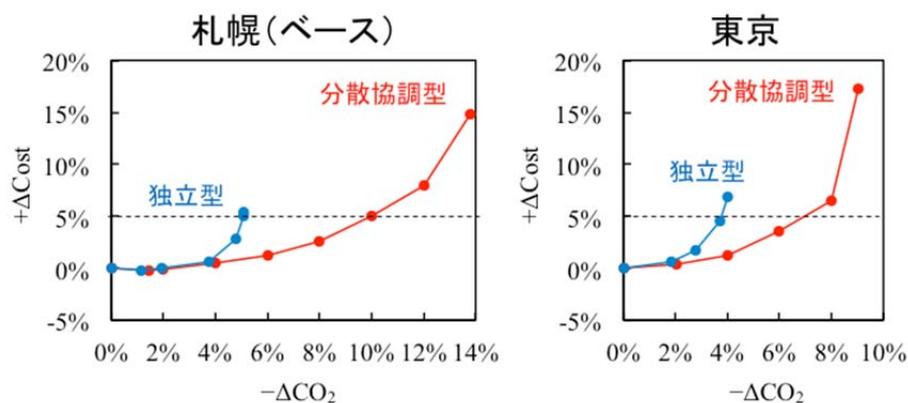
図(1)-17 地域熱供給を想定した概算結果と分散協調型の比較（富良野地区）

協調型の値とほぼ同等であることがわかる。これは、協調型において既設の系統電力網を利用することで、地域熱供給配管を導入するのと同等のCO2削減効果が得られることを意味している。また、図の「地域熱供給 国内配管使用」、「地域熱供給 海外配管使用」は、概略の配管設置コストを考慮した場合の結果であり、それぞれ国内と海外の配管工事費を想定している。これらの結果は、協調型に比べて高いコスト増加率となっており、地域熱供給配管の新設は大幅なコスト増加となる可能性を示している。ただし、本解析ではガス配管は既設であるとして、そのコストは含めていない。

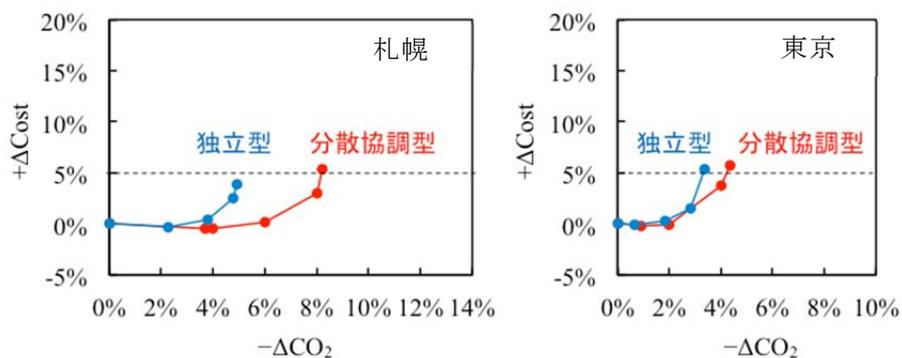
以上より、ヨーロッパで普及している大型地域熱供給はよほど熱導管コストが安くない限り割高となり、ガス配管やプロパンガス供給の発達している我が国では本研究で提案する分散協調型コージェネレーションシステムの方がコスト増加を抑えつつ十分なCO2削減効果を得る上で有効であると言える。

6) ネットワーク効果のロバスト性解析

以上、系統に逆潮流できない「独立型」に比べて、系統に逆潮流できる「分散協調型コージェネシステム」は同一の社会コストで約2倍程度のCO2削減効果を持つことが明らかとなったが、このロバスト性（普遍性）確認するために、さらに種々条件を変化させた解析を行った。



図(1)-18 建物群構成を同じに保ちながら札幌と東京におけるエネルギー需要パターンを与えた際の解析結果比較



図(1)-19 戸建て住宅におけるコージェネをガスエンジンタイプに変えた際の比較

図(1)-18は建物群床面積構成を同じに保ちながら札幌と東京におけるエネルギー需要パターンをそれぞれ与えた際の解析結果を比較したものである。熱需要の少ない東京では札幌に比べてCO2の削減効果は少なくなっているものの、「分散協調型」と「独立型」の相対関係はほぼ同様に保たれていることがわかる。したがって、電力と熱需要のパターンが変化したとしても、本解析の結論であるネットワーク化の効果は概ね同様に論ずることができることが確認された。

次に、図(1)-19は戸建住宅におけるコジェネを燃料電池からガスエンジンタイプに変えた際の比較結果である。ガスエンジンは燃料電池に比べて熱電比が高く、熱需要の少ない東京地区では燃料電池に比べてあまりマッチしていない。そのために熱需要の少ない東京ではコジェネの運転が制限され、逆潮流量がわずかとなるので、「分散協調型」と「独立型」の差異が燃料電池型に比べてわずかになっている。この点では、本解析の普遍性は若干低下しているが傾向は同様といえる。

以上、効果が少なくなる条件は多少あるものの、システムを利用して余剰電力を融通し合う「分散協調型コジェネレーションシステム」は「独立型」に比べて同一な社会コストで極めて高いCO2削減効果をもつという結論は概ね普遍的に論ずることができることを確認した。

7) 本節の結論

分散配置されたコジェネレーションを電力系統でネットワーク化し、余剰電力を系統内で利用する分散協調型コジェネレーションシステムのコストならびにCO2排出削減効果に関して、新たにCO2-コスト曲線を導入し、ネットワーク化を行わない独立型との比較を行った。札幌の住宅の多い変電所下流の1バンクを基本的なモデル対象として解析した結果、以下のような知見を得た。

(1) 独立型の住宅にコジェネレーションを導入する際に、電力需要の短時間の変動がコジェネの発電量に与える影響を調べた。10分刻みおよび1時間刻みのデータから解析したコジェネの発電量を比較した結果、電力需要が短時間に変動することを考慮すると、発電量は変動を考慮しない場合の約90%に低下することが示された。

(2) 分散協調型は独立型に比べて、最大CO2排出削減量ならびに同じコストでのCO2排出削減量がどちらも著しく増加した。これは、ネットワーク化によって個別建物の電力需要以上の運転が可能となり、対象地域全体で高効率な設備の導入ならびに運転ができるようになったことによるものである。ただし、逆流できる電力量は全て系統内で消費される範囲に制約される。したがって、この削減効果の程度は対象とする地域の建物構成によって変化するが、その効果と意義の大きさを確認することができた。

(3) 系統電力の単価およびCO2排出原単位による分散協調型のコストやCO2排出削減効果を感度分析により調べた。その結果、ネットワーク化の効果は電力単価やCO2排出原単位が変わっても概略同様な相対関係にあり、CO2-コスト曲線が上下にシフトまたは左右に伸縮するような傾向を示すことが確認された。なお、今回の解析において、コジェネレーションによる発電電力が全電源平均を代替すると考えた場合に比べて、石油火力代替と考えた場合にはコジェネレーションによるコスト低減ならびにCO2削減効果が顕著に増加することが示された。

(4) 独立型の場合には戸建住宅に燃料電池もしくはガスエンジンを導入することによるCO2削減効果にあまり差はなかったが、ネットワーク化した場合には燃料電池を導入した方がより高いCO2削減効果が得られた。これは、燃料電池はガスエンジンに比べて熱電比が低く発電量が多いた

め、独立型では逆潮流できないことによる運転制限が多くなるが、ネットワーク化した場合にはコジェネによる電力供給量が増加するので、ガスエンジンに比べて発電量が多く高効率である特性を最大限に利用できるようになるためである。

(5) 上記の結論は北国のみならず、東京のような温暖な地域でも概ね同様に成立する。ただし、熱電比の大きなガスエンジンコジェネを戸建住宅に用いた場合には比較的少ない熱需要によって運転が制限されるため、北国と比べて独立型に対する分散協調型の優位性がわずかとなる。

(2) 需要家選択行動を社会最適に誘導するための条件解析

前節において社会コストならびにCO₂削減の観点から分散協調型コジェネレーションシステムの有効性について明らかとなった。しかし、需要家は社会コストやCO₂排出量を意識せずにコジェネレーションの導入ならびに運用を行う。そこで、需要家が自身の便益を最大にしようとする行動が自ずと社会最適と一致した結果となるための補助金やエネルギーコスト条件について解析を行った。

先に示した図(1)-6は社会コストと名付けた設備費を含めたエネルギー供給コストの増加率を縦軸にとり、横軸にはその際のCO₂排出量の削減率をプロットしたものである。今回用いた解析条件ではCO₂削減率が1%近傍に社会コスト最小点があり、それよりもコジェネ導入量を増やすと設備費の増大に伴って社会コストは増加することになる。CO₂の大幅削減を実現するには、社会コストの増大とのバランスを考慮しながら、図の極力右側の点を目指すこととなる。一方、需要家はCO₂発生量に配慮すること無く、必要コスト（以下、需要家コストと呼ぶ）がコジェネ導入前に比べて有利となる設備量ならびに運用パターンを選択する。したがって、需要家から見た設備費やエネルギー価格によっては、コジェネレーションの導入が進まないほか、エネルギーを無駄に捨ててでも安上がりとなる運用を行い、社会コストが増大しながらCO₂も増えるようなことにもなり得る。すなわち、図の曲線よりも左上方に逸脱するような結果となる。そこで本解析は社会コストが最小となる分散協調型に対するCO₂-コスト曲線上（これを次節以降 $\Delta \text{Cost}_{\text{min}}$ 線と定義した）に需要家の選択を誘導する条件解析を行うものである。

需要家は設備費と光熱費の総和が最小となる選択を行うので、十分なCO₂削減を行うにはコジェネの設備費がかなり割安とならなければならない。これには設備費に対する補助金等により誘導することになるが、まず図(1)-6におけるCO₂削減率8%に相当する設備量が導入された条件で、需要家に対する各種エネルギー価格条件を変化させる解析を行った。このときの設備量構成は表

表(1)-10 対象地域におけるCO₂削減率を8%とした際の建物別コジェネレーション導入設備量

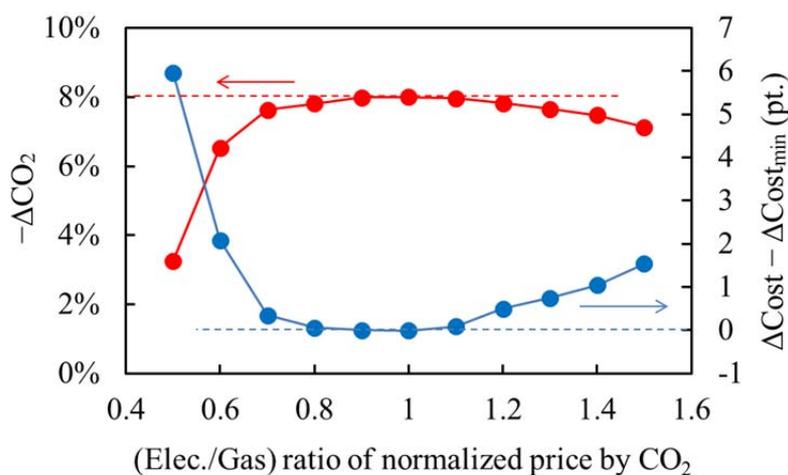
	Total capacities in the area (kW)	Capacities per unit floor area (W/m ²)
Detached house	1907	7.2
Hotel	373	24
Hospital	1155	28
Store	0	0
Office	801	16

(1)-10に示すとおりである。

1) 電力／ガス価格比率に対する需要家行動

電力／ガス価格比が需要家の設備運用行動に与える影響を調べるため、設備構成を表(1)-10の条件に固定し、価格比に対する感度分析を行った結果を図(1)-20に示す。図の横軸はCO2排出原単位あたりの電力／ガス価格比であり、電力と都市ガスのCO2排出原単位あたりの価格が等しいときに1となっている。縦軸の第1軸はCO2削減率を示しており、第2軸は需要家が選択した運転パターンに対する社会コスト($\Delta Cost$)と、第1軸のCO2削減率を達成するための最小社会コスト($\Delta Cost_{min}$)の差分、すなわち追加社会コストを表している。また、破線はCO2削減率8%における最小社会コストに対応している。この図から、CO2排出原単位あたりの電力／ガス価格比が1となるときにCO2削減率が最も高くなり、社会コストは($\Delta Cost_{min}$)に一致することがわかる。これよりも価格比率が高くなると、徐々にCO2削減率は低下し、追加社会コストは増加する。これは、価格比率が高くなるとガス価格が電力価格よりも相対的に安くなるため、無駄な運転をしてでもコジェネを稼働させる方が需要家にとって経済的となり、燃料消費が増えることによるものである。さらに、CO2削減率が下がることに伴い対応する($\Delta Cost_{min}$)も減少するため、追加社会コストはより一層増加したことになる。すなわち、図(1)-6上では社会コスト最小曲線上にあった点が左上方に点が移動したことに相当する。逆に、価格比率が1よりも低い場合にもCO2削減率は低下するとともに、追加社会コストが増加している。これは、ガス価格が相対的に高くなるために、コジェネを稼働させるよりも系統電力とボイラのみで需要を賄う方が安くなる時間帯が増加し、コジェネの設備利用率が低下するためである。

以上より、CO2排出原単位で補正した電力／ガス価格比が一致するように料金設定を行うことが、需要家を社会最適に誘導できる条件であるといえる。自然な市場原理の下でこうした最適比率になるためには、例えば炭素税の付加が有効であるものと思われる。



図(1)-20 電力/ガス料金比による需要家行動変化に伴う対象地域のCO2削減率ならびに社会コスト変化

なお、今回の解析では設備導入量を固定しているが、電力／ガス価格比が1よりも小さくなった場合にはコジェネの設備利用率が低下するために、需要家は設備容量を若干縮小するように行動する。その場合には設備容量を固定した本解析に比べてCO2削減率はより一層減少する。

3) 逆潮電力買取価格に対する需要家行動

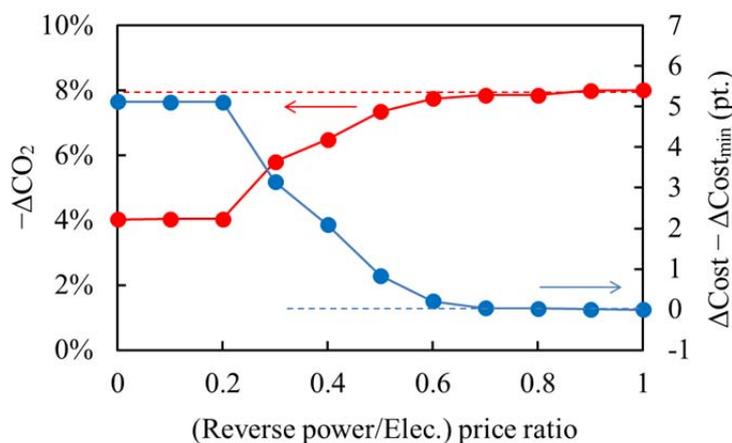
設備量構成を固定し、逆潮買取／電力価格比を変化させた際の需要家の応答について調べた結果を図(1)-21に示す。横軸は逆潮買取／電力価格比であり、縦軸の第1軸および第2軸は図(1)-20と同様である。ここで、逆潮買取／電力価格比が1となるときの点は、図(1)-6におけるCO2削減率8%と同じ条件である。図において、価格比が0から0.2まではCO2削減率も追加社会コストもほぼ変化していないが、これは0.2以下となると需要家にとって逆潮流のコストメリットがなくなり、逆潮流を行わない独立型と同じになるためである。ただし、設備が過大な独立型となるために、図(1)-6における独立型曲線よりも左上方に点が移動することになる。

逆潮買取／電力価格比が1の時にCO2削減率および社会コストに関して需要家は社会最適と一致した選択を行い、その価格比が低下するにつれて社会最適から逸脱し始めることが分かる。ただし、CO2削減率の減少は価格比が0.6となるまでそれほど変化していない。したがって、需要家を社会最適と一致した行動に誘導するには、逆潮買取／電力価格比を0.6以上にすべきといえることができる。

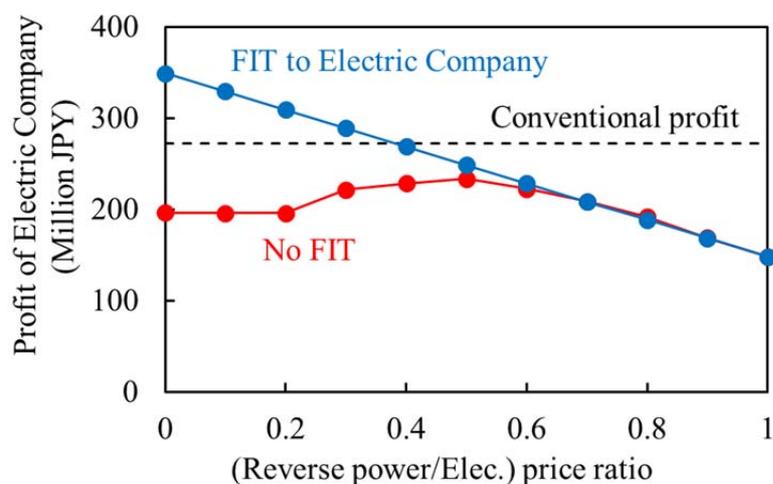
なお設備量構成を固定しない場合には、逆潮買取／電力価格比が減少するとコジェネ設備を縮小する行動が現れるので、CO2削減率を高く保つにはこれを抑制するような手法が必要である。例えばコジェネ設備量が大きくなるとより有利な補助金を獲得できる等の手法が考えられる。

4) 電力会社の便益確保のための条件解析

近年は電力とガスの自由化が始まり状況が変わりつつあるが、これまでコジェネはガス会社にとって有利となるものの電力会社の便益を減少するため、電力会社は電力価格を下げるようなメ



図(1)-21 逆潮電力価格/購入電力価格比に対する需要家行動変化に伴う対象地域のCO2削減率ならびに社会コスト変化



図(1)-22 逆潮価格/購入価格電力比に対する電力会社の便益変化

表(1)-11 FIT料金に対するケーススタディ

	Reverse power/Elec.		Needed cost (Million JPY)	Total electricity (Billion kWh)	FIT price (JPY/kWh)
	User	Elec. Co.			
Case1	1	0.4	121	0.47	2.58
Case2	0.6	0.4	32	0.46	0.70

ニューを用意し、コジェネの導入が進まないようにする傾向があった。そこで、コジェネを大幅に導入した場合でも電力会社の便益を維持できるような条件について解析を行った。

一般に、電力会社からすると、系統への逆潮買取価格が電力価格と一致する値に設定することはあり得ず、かなり安い価格で逆潮電力を買い取ることになる。しかし、図(1)-21からわかるように、逆潮買取価格が安いと需要家はコジェネの運転を抑制してしまいCO2削減効果が減少することとなる。この関係を解析するために、設備量構成を固定した上で、逆潮買取/電力価格比率に対する電力会社の利益を図(1)-22に示した。赤線 (No FIT) は逆潮買取/電力価格比のもとで需要家が設備を運用した場合の電力会社の利益変化である。この場合のCO2削減率や社会コストの変化は図(1)-21に示した通りである。逆潮買取価格が減少するにつれて販売電力価格との差が利益となって電力会社の収益が回復するが、その比が0.5以下になると逆潮流量の減少影響が強くなって、独立型コジェネが導入された状態に近づく。コジェネ導入前の従来の電力会社利益は破線で示した2.7億円であり、どの逆潮買取/電力価格比においても電力会社の利益はこれよりも減少する結果となっている。一方、青線は需要家における逆潮買取/電力価格比を1に保ちながら、横軸の逆潮価格と電力価格の差額をFITとして電力会社に還元した場合の電力会社の利益である。ある

表(1)-12 CO2削減率8%の設備量で需要家コストが最小になるための補助金付与後のコジェネ単価および補助金割合

	CHP price (JPY/kW)	Subsidies ratio (%)
Detached house	41613.5	40.6
Hotel	29167.6	2.8
Hospital	25590.5	14.7
Office	21485.3	28.4
Store	-	-

いは電力会社の逆潮買取／電力価格比を横軸に設定し、その差額分を需要家に補填して需要家の実質的な逆潮買取／電力価格比を1に保ったと考えても良い。図からこの比率が0.4で電力会社の利益は従来と同一となることがわかる。

ここで、FITの必要金額について調べた結果を表(1)-11に示す。ケース1は需要家にとっての逆潮買取／電力価格比を1とし、電力会社にとっての価格比を0.4とした場合である。このとき、電力価格差の補填に必要な総額は1.21億円となり、一方、この際の電力会社の総販売電力量（逆潮流された電力の販売を含む）は0.47億kWhとなっていた。そこで、約2.58円/kWhをFIT価格として販売電力量に上乗せすると、この電力価格差分を補填できることになる。次に、図(1)-21において価格比が0.6になっても需要家選択はそれほど変化しなかったことから、ケース2として需要家にとっての逆潮買取／電力価格比を0.6とし、電力会社にとって利益を維持できる価格比0.4との差分をFITとして電力価格に上乗せする場合を解析した。その結果、電力会社の補填に必要な額は0.32億円であり、電力料金に約0.70円/kWhの上乗せでこの分を補填できることになり、電力価格は3.6%増となることが明らかとなった。なお、1)節で解析したように電力価格とガス価格の比率は一定に保った方が良いことを考えると、電力価格の上昇分だけガス価格も増加させるべきと言える。3.6%の電力価格の上昇に対応するガス価格上昇分は0.32円/kWhとなり、ガス料金の上乗せ分をFITとして徴収できる金額は約0.62億円となった。この両者を合わせると0.94億円のFIT収入となるので、電力会社の補填に必要な0.32億円とするには電力価格に約0.24円/kWh、ガス価格に0.11円/kWh程度のFIT料金を上乗せすると電力会社の利益を従来通りに維持することができ、わずかな額のFIT操作によりコジェネ導入のインセンティブを与えられることが示された。

5) 設備に対する必要補助金額

目標とするだけのコジェネレーション設備を需要家が導入してくれるには、設備費とランニングコストを合わせたコストが目標設備量条件において需要家にとって最良とならなければならない。設備費に対する補助金額が増加するほど設備導入量は増加し、CO2削減率も増加する。一方、エネルギー価格が高いほど、この必要補助金額は少なくてよくなる。

表(1)-12はこれまで解析を行ってきたCO2削減率8%で、表(1)-10に示した設備量を需要家が導入してくれるための設備価格ならびに補助金率である。なお、戸建住宅用のコジェネレーションは燃料電池コジェネを想定している。表からわかるように、ホテルや病院における設備補助率は比較的少なくてよく、一方、家庭用の燃料電池コジェネや事務所のコジェネには比較的高い補助金

を与えなければならないといえる。店舗は補助金を増やしてもコジェネは導入されない結果となった。

補助金効果についてはさらに様々な解析を行うべきであるが、今後、コジェネレーションの導入を推進するうえで、必要な設備コストの目安になるものとする。

6) 本節における結論

需要家が自身の利益を最大化するコジェネ選好行動が、社会コストを最小としながらCO2削減効果を最大とする結果と一致するための電力価格、逆潮電力買取価格およびガス価格について解析した結果。以下の知見を得た。

(1) CO2排出原単位当たりの電力／ガス価格比が同一となる条件が適切であり、炭素税はこの誘導に効果的である。

(2) 逆潮買取／電力価格比が0.6となるまで需要家の選好行動は変化せず、それ以下では社会最適条件から逸脱する。

(3) 逆潮買取／電力価格比を0.6に保ちながら電力会社の便益を従来と同様に維持するには、電力価格に0.24円/kWh、ガス料金に0.11円/kWh程度の価格をFITとして上乘せし、それを電力会社に還元すればよく、わずかな額のFIT操作によりコジェネ導入のインセンティブを与えられる。

(4) ホテルや病院に導入されるコジェネレーションにはわずかな補助金を加えるだけで普及が進むが、家庭用の燃料電池コジェネレーションや事務所所のコジェネレーションには設備費の約30～40%程度の補助金が必要である。

(3) 産業連関分析による部門別便益変化解析

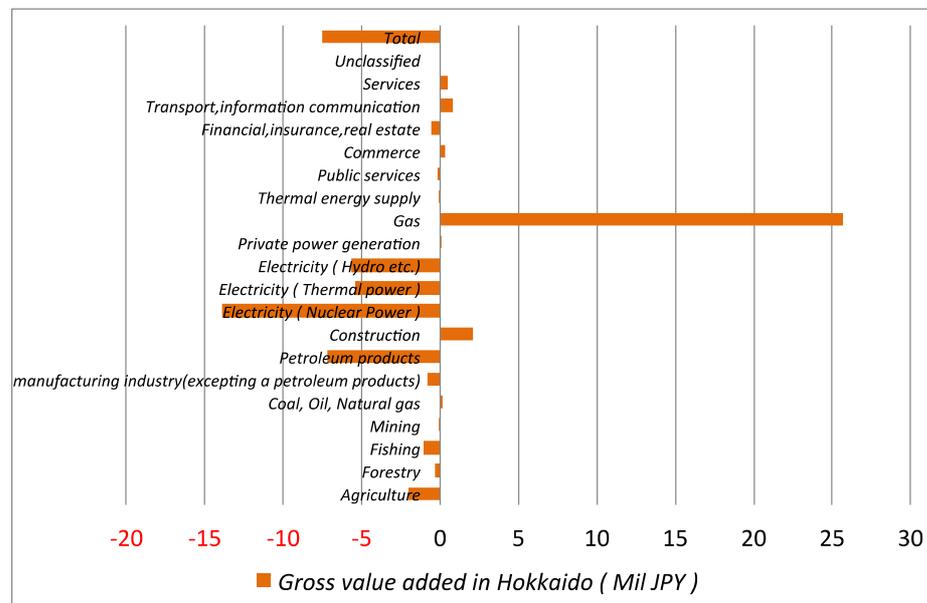
1) 経済波及効果

本節では電力会社とガス会社が協働しながら地域経済にとってもメリットのあるビジネス展開が可能となるための条件を示すことを目的として、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムが各産業部門に及ぼす便益変化を産業連関分析により明らかにし、便益配分を適正化するための定量的な解析を行った。

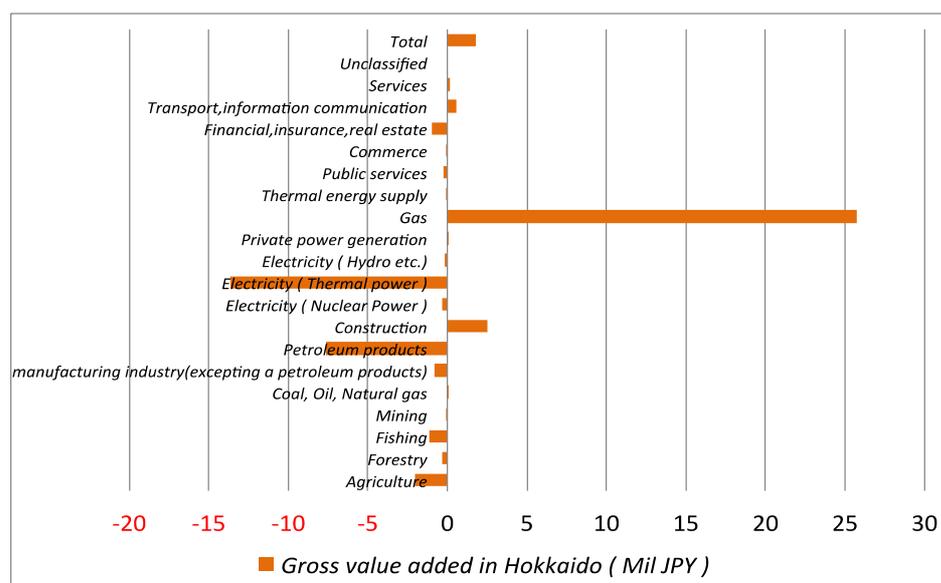
図(1)-23は家庭用の1kWクラスのコジェネレーションを年間500kW導入し、その年間の動作時間が4,380時間であるとした場合の北海道における粗付加価値の増減分析結果である。粗付加価値は企業における正味の利益に相当している。この場合、コジェネの発電により代替される系統電源は全電源平均とした。また、置き換えられる従来型のボイラが灯油タイプかガスタイプかによって解析結果は異なるが、図は灯油タイプのボイラに対する結果である。コジェネレーションの導入により、「都市ガス部門」において大幅な粗付加価値の増加がみられる一方、「石油製品」および「各種電力部門」では大きな減少となっている。したがって、コジェネレーションの普及がガス会社を利するものの、電力会社や石油関連会社の便益の減少につながっていることが良く理解される。また、「計」にあるように道内全体の粗付加価値は約8百万円減少している。これは、コジェネレーションの機器設備関連の費用が道外に流出していることが大きな理由である。

次に図(1)-24はコジェネレーションによる発電が火力発電を代替すると仮定した際の解析結果である。火力による電力部門の売上げ減少にともなう粗付加価値減少は大きいですが、電力部門合計として粗付加価値が減少する影響は図(1)-23に比べて大きく縮小されていることがわかる。これ

は全電源平均よりも割高な火力発電がコジェネレーションによって代替されるために、電力会社にとっては経費のかかる発電部門が縮小したことに相当し、減益割合が少なかったことによる。その結果として、道内全体の粗付加価値合計もプラスに転じている。なお、この結果は同時に北海道地域における電力部門では、「火力発電」部門よりも「原子力発電」および「水力・その他



図(1)-23 コジェネレーション導入による経済波及効果（粗付加価値の増減）：
電力部門は全電源平均とし、従来型は灯油ボイラを用いているものとした。



図(1)-24 コジェネレーション導入が石油火力の電力供給を削減するとした場合の経済波及効果（粗付加価値の増減）：従来型は灯油ボイラを用いているものとした。

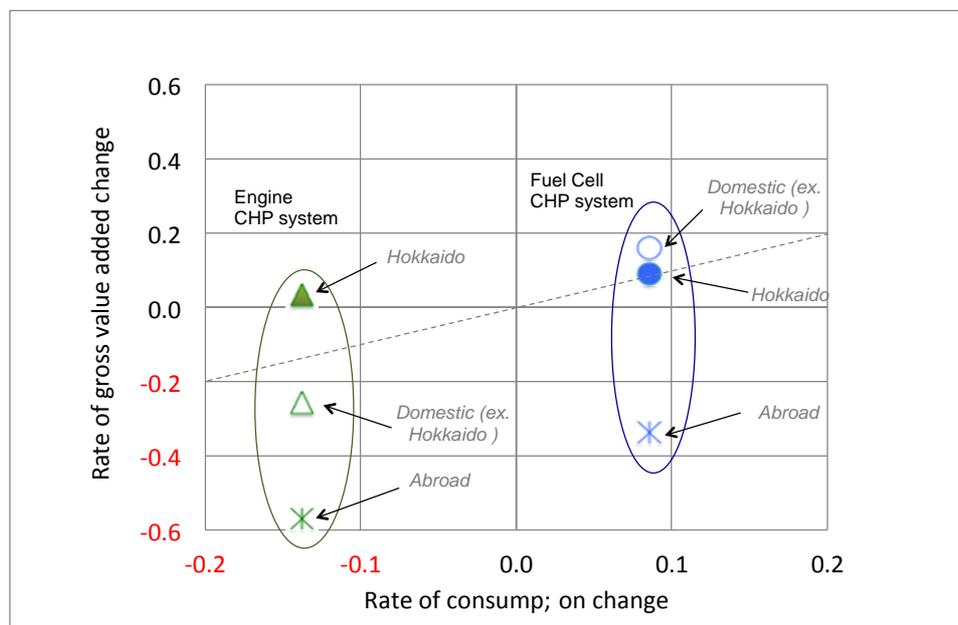
の発電」部門の方が地域内に対する経済波及効果が高いこともわかる。

以上より、コジェネレーションの導入によって各種企業が恩恵を受けるためには、ガス部門の収益を電力や石油部門に適切に還元する何らかの仕組みが必要と言える。

2) コジェネレーションのタイプによる経済効果の差異

図(1)-25は道内、国内、および国外に分けたそれぞれの粗付加価値の増減をコジェネレーション導入前と比較した割合で示したものを縦軸に、一方需要家（消費者）の支出の増減を横軸にプロットしたものである。解析はガスエンジンタイプと燃料電池タイプのそれぞれについて行っており、電源は火力代替とした。現在市販されている家庭用コジェネレーションシステムには、都市ガスを燃料とするものにガスエンジンタイプと燃料電池タイプがある。前者に対して後者は発電効率が低いものの、まだ普及段階には至っておらず機器価格が高い特徴を有する。

図より、燃料電池に比べてガスエンジンタイプは導入コストが低く抑えられるために需要家の支出が削減されていることがわかる。これに対して燃料電池タイプはまだ導入コストが高く、コジェネレーション導入による支出が増大する結果となっている。また、ガスエンジンタイプは道内の粗付加価値を増大するのに対して、道外国内ならびに国外の粗付加価値が減少している。これに対して燃料電池コジェネの場合には消費者の支出が増える分だけ産業全体の粗付加価値が増大しており、全体的に右上がりの分布となっている。この場合、道内の粗付加価値の増加は極僅かであるのに対して、道外国内の粗付加価値の増加が顕著である。これは燃料電池の設備の多くが機械関連であり、道内の機械産業が少ないために消費増による費用の多くが道外国内に向かったためである。両タイプにおいても、国外の粗付加価値が大きく減少しているのは、石油が主体



図(1)-25 コジェネレーションの導入が消費者の支出削減率ならびに産業の粗付加価値に及ぼす経済影響：電力は石油火力に対応するものとし、従来型は石油ボイラを用いているものとした。

の灯油ボイラおよび石油火力発電から都市ガスへの燃料消費構造の変化が主な要因である。

以上より、コージェネレーションの導入によって道内経済が活性化するには道内における関連機械産業の育成が併せて必要であるといえる。

3) 本節における結論

(1) コージェネレーション導入による経済波及効果は代替する系統電力により異なり、全電源電力とした場合には、ガス会社の便益が大幅に増大する一方、電力会社や石油関連会社の便益（粗付加価値）がそれと同程度に減少するが、系統電力の代替を火力発電電力とした場合には電力会社の便益減少量は比較的少なくなることがわかった。

(2) コージェネレーションの普及は関連機械産業への波及効果が大きく、国内機械産業の便益（粗付加価値）を増大させる効果がある。しかし、道内への経済効果は少なく、道内経済が活性化するには地場における関連機械産業の育成が必要であることがわかった。

(4) コージェネレーションの災害時対応能力解析

1) 住宅および学校体育館へのエネルギー供給試算

災害時には都市ガスラインが使用不能なほか、系統電力供給も停止していると想定される。こうした状態において、住宅用燃料電池「エネファーム」は非常用に準備されていた50kgのLPガスボンベからの燃料供給によって動作可能であると仮定した。また、近隣の数軒程度の住宅群は配電系統を通して電力融通可能であるとした。なお、こうした電力共有が可能となるには電力を供給する領域を他の配電系統から独立させる仕組みが別途必要であり、これが困難な場合には個別建物ごとに独立した系を想定する必要がある。

燃料電池コージェネを設置した住宅の給湯・暖房はコージェネからの熱に加えてエコジョーズ（潜熱回収型給湯暖房機）により賄われているものとした。このエコジョーズの必要電力は310Wである。非常時における住宅のエネルギー消費は暖房給湯設備、冷蔵庫の電熱装置、居間照明、および液晶テレビに対するものとし、その合計は表(1)-7に示すような内訳で、631Wと試算した。そして非常時の同時負荷率を50%と仮定し、320Wが戸建住宅一戸分の必要電力と見積もった。現在利用されている燃料電池コージェネ・エネファームの出力は700Wであることから、約2戸分の電力供給能力があると試算される。1日当たりの電力消費量を9.14kWhと見積もり、この値からエネファームに供給するためのLPG消費量を1.70kg/日と試算した。一方、エネファーム排熱を差し引いた暖房給湯用熱量434.5MJ/日をエコジョーズから供給するためのLPG量を10.7kg/日と見積もった。これより、戸建住宅1戸分のLPG消費量は13kg/日と試算された。したがって、50kgボンベでは約3日間のエネルギー供給が可能といえる。エネファームのLPG使用量はエコジョーズに比べてわずかであり、エネファームの余力を考えると、隣家への電力供給はこの範囲で十分可能であるといえる。

なお、分散協調型コージェネレーションネットワークにした場合には、コージェネ設備量の最適値は約2倍となる。そうすると、1戸建住宅に設置されるコージェネレーションは1.4kWとなり、これによる電力供給は4戸分となる。また、コージェネレーションから供給される熱量が増加すると、その分エコジョーズの燃料消費が減少し、全体としてより効率的な運転となるので、上述したLPG量で3日分のエネルギー供給は可能であるといえる。

一方、札幌市の学校の屋内体育館は非常時の避難施設となっている。屋内体育館の暖房は、温

風暖房機を熱源とする高温風暖房が多く用いられており、温風暖房機のエネルギー源として、都市ガス13A、LPガス、A重油、灯油などが使われている。札幌市では、都市ガス供給エリアの学校屋内体育館において、非常時に都市ガス供給が遮断された場合を想定し、都市ガスに替えてLPガスを供給できるようにLPガス用のタッピングを設置しているところがあり、これをモデル体育館と想定した。また、非常時にはLPガスタンク車からの燃料供給も可能である。

体育館用の温風暖房機は7.5kWの電力供給を受けて230kW程度の暖房を行うことができる。この場合のガス使用量は13Aガスに対して24.3m³/hであり、LPGに換算すると22kg/hの消費量となる。したがって、50kgボンベを6本もしくは300kgの災害対応バルクを常備することによって、約15時間の全負荷温風暖房機運転が可能となる。非常時には相当数の避難者が体育館に収容されると思われることから、暖房熱負荷はかなり小さくなり、このLPG量でかなり長時間の暖房供給ができるものと考えられる。一方、必要な電力は温風暖房器用電力と照明用電力であり、それぞれ7.5kWと2.3kWと試算されるので、全電力量は約10kWと見積もられる。通常、学校はコジェネレーションにあまり適した負荷パターンではないので、学校にはコジェネレーションは設置されていないものと考えた方がよい。したがって、この電力は近隣の住宅から供給されなければならない。上述した解析から700Wのコジェネの場合、約30戸のエネファームの余剰電力を接続するとこの電力が賄われることとなる。さらに、分散協調型コジェネレーションでは設備量が約2倍程度となるので、1戸の燃料電池コジェネレーションから3戸分の余剰電力が出ることになる。そうすると、約10戸のエネファームから余剰電力供給を受ければ必要電力を賄うことができると試算される。

このように近隣の住宅から体育館に電力供給を可能とするには、電力系統が不全の際に電力融通領域が系統と遮断され、10戸程度のコジェネ導入家庭と体育館が連系されるようなシステムとすることが前提である。

一方、病院はコジェネレーションに最も適した建物であり、分散協調型コジェネレーションのみで平常時と同様な電力ならびに暖房・給湯能力を有している。病院における平均電力負荷は床面積当たり季節に関わらず概ね15W/m²程度であり、ピーク電力でも20W/m²程度である。これをガスエンジンコジェネで電力供給する場合、効率が約30%程度であることから、必要LPG量は床面積1m²当たり4.7x10⁻³kg/h、すなわち床面積1000m²当たり4.7kg/hとなる。これだけのLPGがあれば、平常時に利用されているガスエンジンコジェネによって、十分な電力と暖房・給湯が可能と言える。参考までに市立函館病院の床面積は48,169m²であり、845kWのガスエンジン2台を装備しており、非常用に50kgのLPガスボンベ19本を装備しており、概略試算と合致している。

以上、分散協調型コジェネレーションはLPガスボンベを備えておくことによって数日間の非常用電源ならびに熱供給源として機能することができ、病院、住宅、ならびに避難所としての学校で機能を発揮できると言える。

2) 本節における結論

分散協調型コジェネレーションシステムの災害時対応エネルギー供給能力を試算した結果、下記のような結論を得た。

(1) 非常時のコジェネレーションのエネルギー源用に貯蔵の容易なLPガスボンベを50kg・1本を設置することによって、家庭用燃料電池コジェネレーションであるエネファームならびに熱供給用のエコジョーズに3日分の燃料供給ができ、1軒分の熱供給と4軒分の電力供給が可能である。

(2) 緊急避難所として学校の体育館を想定した場合、約10戸の家庭用エネファームから余剰電力供給を受ければ体育館の必要電力を賄うことができると試算された。一方、暖房用に必要なLPガス量は50kgボンベを6本もしくは300kgの災害対応バルクを常備することによって、約15時間の全負荷温風暖房機運転が可能と試算された。

(3) 病院は平常時からコジェネレーションに適した建物であり、非常用に必要なLPG量は床面積1m²当たり4.7x10⁻³kg/h、すなわち床面積1000m²当たり4.7kg/hと試算された。

(4) ネットワーク化されたコジェネレーションシステムは非常時においても高いエネルギー供給能力を有するが、都市ガスのほかにLPガスでも動作するような柔軟性を持たせるほか、非常時には限定された領域に電力供給できるような電力系統における分断機能を有する必要がある。

(5) 非常時の家庭や業務施設における電力負荷を低減するため、負荷の小さいLED照明や消費電力の少ない高効率冷蔵庫などを採用しておくことが望ましい。

5. 本研究により得られた成果

(1) 科学的意義

本研究によって、分散協調型コジェネレーションネットワークシステムは系統に逆潮流できない独立型コジェネに比べて、同等の社会コストで約倍のCO₂削減効果を持つことが明らかとなった。また、この結論は様々なコストやCO₂排出条件のほか気象条件の異なる地域においても同様に成立し、普遍性が高いことを確認した。

次に、自身のコスト最小選択を行う需要家に対して、社会コストを最小としながらCO₂削減効果が最大となるように誘導するための条件を明らかにした。それはガス/系統電力価格比をCO₂排出原単位比に一致するように設定するほか、逆潮電力価格/系統電力価格比が0.6以上となるように制限することである。これはコジェネ設備に対する補助金のほか電力およびガス料金に対するわずかなFIT制度を適切に設定することによって可能であり、その場合、電力会社の利益率を保ったまま需要家についても利益を得ながら社会最適と一致したコジェネ導入に誘導することができる。

また、産業連関分析の結果、コジェネレーションによる系統電力の代替が全電源平均と考えた場合にはガス会社の便益が大幅に増大する一方、電力会社や石油関連会社の便益がそれと同程度に減少することが示された。ただし、系統電力の代替が石油火力によると考えた場合には電力会社の便益減少量はかなり少なくなった。一方、コジェネレーションの普及は関連機械産業への波及効果が大きく、国内機械産業の便益を増大させる効果がある。ただし、道内への経済波及効果は少なく、道内経済が活性化するには地場における関連機械産業の育成が併せて必要であることが明確化した。

さらに、コジェネレーションの災害時対応能力についても解析を行った。その結果、分散協調型コジェネレーションは適量のLPガスボンベを備えておくことによって数日間の非常用電源ならびに熱供給源として機能することができ、病院では自立したエネルギー確保ができるほか、住宅は自身を含めて4戸分の電力供給が可能であることが明らかとなった。また、避難所に想定されている学校体育館には、近隣住宅に設置されている10戸程度のエネファームから余剰電力供給を受ければ必要電力を賄うことができると試算された。

以上、本研究により分散協調型コジェネレーションネットワークの効果と、それを最適に普及させるための条件を明らかにできた。

(2) 環境政策への貢献

<行政が既に活用した成果>

特に記載すべき事項はない

<行政が活用することが見込まれる成果>

具体的に環境政策に適用されるには至っていないが、適切な政策オプションを提示することができた。それらをまとめると以下の通りである：

CO₂削減を進める上で家庭用コジェネレーションの効果は大きく、その能力を十分に引き出すためには家庭で自家消費できなかった余剰電力を系統に逆潮流し、それを系統ネットワーク内の建物群で消費する分散協調型コジェネレーションシステムの構築が極めて重要である。したがって、これを推進するための政策検討に注力すべきである。この際、ガス会社はコジェネレーションの普及によって大きな便益を得るが、一方、電力販売量が減少する電力会社にとっては減収となる。この便益のアンバランスを是正し、自律的にコジェネレーションが普及するためには、ガス/系統電力価格比をCO₂排出原単位比に一致するように設定するほか、逆潮流電力価格/系統電力価格比が0.6以上となるような政策的な誘導が必要である。また、電力会社の便益を保全し、エネルギー会社が協働してコジェネレーションの普及に積極的にするには、目安として電力価格に0.24円/kWh、ガス料金に0.11円/kWh程度のわずかな価格をFITとして上乘せし、それを電力会社に還元すればよい。また、ホテルや病院に導入されるコジェネレーションにはわずかな補助金を加えるだけで普及が進むが、家庭用の燃料電池コジェネレーションや事務所所のコジェネレーションには設備費の約30～40%程度の補助金が必要である。今後、電力自由化ならびに発送電分離が始まる中で、発電会社を中心となりガス会社と連携しながらこうしたビジネスが展開されるよう、政策的な誘導が望まれる。

一方、コジェネレーションの普及は海外に流出しているエネルギーコストを抑制し、その分を国内の関連機器産業に回す効果があることも重視すべきである。ただし、エネルギー消費の大きな地域にこの経済効果を還元するには、その地域にコジェネレーション製造関連の企業を誘致することを併せて考えなければならない。

また、分散協調型コジェネレーションシステムは最適設備量が大型化するために高い災害時対応エネルギー供給能力を有する。これを機能化するためには非常時用のLPガスボンベの設置を奨励するほか、電力融通可能な電力ネットワーク領域の区分化ならびに周波数調整機構に関する技術開発を進めるべきである。

6. 国際共同研究等の状況

特に記載すべき事項はない

7. 研究成果の発表状況

(1) 誌上発表

<論文(査読あり)>

1) 赤澤眞之、鈴木研悟、田部豊、近久武美：「コジェネレーションの分散協調ネットワーク化によるコストおよび二酸化炭素削減効果解析」，日本機械学会論文集、第82巻、836号、2016、

<査読付論文に準ずる成果発表>

特に記載すべき事項はない。

<その他誌上発表（査読なし）>

- 1) 近久武美： 空気調和・衛生工学、第88巻第10号、pp. 39-43, 2014
「北海道における持続可能エネルギー社会の形成（分散協調型コージェネレーションネットワークとエネルギールネサンス）」

(2) 口頭発表（学会等）

- 1) K. Suzuki, Y. Tabe and T. Chikahisa : IAEE Euro 2013, Dusseldorf, Germany, 2013
“Minimizing Downside Risk of Fluctuating Renewable Power Output in Hokkaido by Optimally Distributing Energy Sources”
- 2) Y. Aoyama, K. Suzuki, Y. Tabe and T. Chikahisa : 224th ECS Meeting, San Francisco, USA, 2013, “Effect of interfacial structure between micro-porous layer and catalyst layer on water transport in PEFC”
- 3) 青木利憲、鈴木研悟、田部豊、近久武美：第30回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2014）、「北海道のエネルギー需給および産業構造を考慮した再生可能エネルギーの雇用創出効果解析」
- 4) 大田純、鈴木研悟、田部豊、近久武美：第30回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2014）、「家庭用給湯・暖房機器の一体選択時における消費者特性解析」
- 5) 赤澤眞之、鈴木研悟、田部豊、近久武美：第33回エネルギー・資源学会研究発表会（2014）、「北方都市における分散協調型コージェネレーションシステムの導入効果解析」
- 6) M. Akazawa, K. Suzuki, T. Tabe, T. Chikahisa : Grand Renewable Energy 2014 International Conference, Tokyo, Japan, 2014, “Model analysis of CO2 emission reduction effect by introducing distributed cooperative CHP system in Hokkaido “
- 7) D. Tenjinbayashi, K. Suzuki, T. Tabe, T. Chikahisa : Grand Renewable Energy 2014, International Conference, Tokyo, Japan, 2014, “Cost analysis of measures against fluctuating electricity output caused by renewable energy renewable energy in Hokkaido “
- 8) S. Akabori, K. Suzuki, T. Tabe, T. Chikahisa : 226th meeting of The Electrochemical Society, Cancun, Mexico, 2014, “Analysis of cathode catalyst layer structure and cell performance in PEFC“
- 9) 天神林大士、鈴木研悟、田部豊、近久武美：第31回エネルギー・経済・環境コンファレンス（2015）、「北海道における太陽光・風力発電の普及に向けた出力変動への複合的対策効果とコスト分析」
- 10) M. Akazawa, K. Suzuki, Y. Tabe, T. Chikahisa: 38th IAEE International Conference, Antalya, Turkey, 2015, “Effect of Networked CHP System with Grid on CO2 Reduction in Cold Regions”
- 11) Y. Tabe, S. Akabori, T. Hayashi, K. Suzuki, T. Chikahisa : 228th meeting of The

Electrochemical Society, Phoenix, USA, 2015, “Analysis of Cathode Catalyst Layer Structure and Oxygen Transport Resistance Depending on Fabrication Condition in PEFC”

- 12) 高橋尚也、鈴木研悟、田部豊、近久武美：第32回エネルギー・経済・環境コンファレンス(2016), 「系統制約を考慮した北海道における風力発電大量導入時の電力供給設備の配置最適化」
- 13) K. Suzuki, D. Tenjimbayashi, Y. Tabe, T. Chikahisa : 5th IAEE Asian Conference, Perth, Australia, 2016, “Maximum Limit of CO2 Reductions by Windmills in the Electricity and Heat Supply System: Analysis in Hokkaido Region in Japan”
- 14) 赤澤眞之、鈴木研悟、田部豊、近久武美：第21回動力・エネルギー技術シンポジウム(2016)、分散協調型コージェネ・ネットワークにおける炭酸ガス大幅削減ー社会コスト最小条件と需要家選択のマッチングオプション解析
- 15) 長沼要、鈴木研悟、田部豊、近久武美：第21回動力・エネルギー技術シンポジウム(2016)、産業連関分析によるコージェネレーション導入が及ぼす地域経済波及効果

(3) 出願特許

特に記載すべき事項はない。

(4) 「国民との科学・技術対話」の実施

- 1) 次世代コージェネレーションシステム公開シンポジウム～コージェネレーションネットワークの普及に向けて～(2015年11月10日、北海道大学フロンティア科学研究棟鈴木章記念ホール、観客120名)

(5) マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない。

(6) その他

特に記載すべき事項はない。

8. 引用文献

- 1) 北海道庁, 都市計画基礎調査(札幌)(2013).
- 2) 藤原環境科学研究所, 北海道における家庭・業務部門の電力・熱需要データ収集業務報告書(2014).
- 3) 北海道ガス株式会社, 北ガス 商品カタログ エネファーム(2015), available from <<http://www.hokkaido-gas.co.jp/catalog/>>, (参照日2015年3月20日).
- 4) 北海道ガス株式会社, 北ガス 商品カタログ コレモ(2013), available from <<http://www.hokkaido-gas.co.jp/catalog/>>, (参照日2015年3月20日).
- 5) 北海道ガス株式会社, 有価証券報告書(2010), available from <http://www.hokkaido-gas.co.jp/ir/irinfo/library/yuka_syoken.html>, (参照日2015年3月20日).

- 6) 北海道ガス株式会社, 都市ガスの熱量 (2015),
available from <http://www.hokkaido-gas.co.jp/home/knowledge/toshi_gas/kind.html>, (参照日2015年3月20日).
- 7) 北海道電力株式会社, 電源構成の構成比の推移 (2013),
available from <http://www.hepco.co.jp/corporate/company/ele_power.html>, (参照日2015年12月14日).
- 8) 北海道電力株式会社, 過去の電力使用状況データ (2013),
available from <<http://denkiyoho.hepco.co.jp/download.html>>, (参照日2015年6月30日).
- 9) 北海道電力株式会社, 有価証券報告書 (2010),
available from <http://www.hepco.co.jp/corporate/ir/ir_lib/ir_lib-06.html>, (参照日2015年3月20日)
- 10) 今村栄一, 長野浩司, 日本の発電技術のライフサイクルCO2排出量評価ー2009年に得られたデータを用いた再推計ー, 電力中央研究所報告, No.Y09027 (2010).
- 11) 北海道経済企画局経済企画課ホームページ
<http://www.pref.hokkaido.lg.jp/kz/kks/ksk/tgs/renkanhyoul.htm>
- 12) 経済産業省北海道経済産業局ホームページ
<http://www.hkd.meti.go.jp/hoksr/h17renkan/index.htm>
- 13) 電気事業連合会ホームページ電力統計情報
<http://www.fepec.or.jp/library/data/tokei/index.html>

(2) 普及促進のためのビジネスメリット配分及び政策手法解析

北海道大学

吉田 文和
佐野 郁夫
外山 洋一
荒井 眞一
藤井 賢彦

平成 25～27 年度累計予算額 31,400 千円（うち平成 27 年度：9,702 千円）

予算額は、間接経費を含む。

【要旨】

2015 年 12 月、世界 196 か国・地域の合意により、国連気候変動条約枠組条約パリ協定が合意された。国際社会は、今後、気温上昇を野心的には摂氏 1.5 度以内に抑えるべく、今世紀末には、CO₂ の排出量を生態系の吸収量とバランスできるレベルまで削減することを求められ、従前にも増して社会の低炭素化に向けた取り組みが喫緊の課題となっている。

低炭素社会づくりに向けて、現在、期待されている技術の 1 つがコージェネレーション（CHP）の活用である。本研究では、わが国におけるコージェネレーション普及方策の参考にするため、コージェネレーションの導入の先進的事例であるデンマークとドイツの状況を調査し、地域熱供給（DH）施設への導入等コージェネレーションを普及させるための政策、制度上の条件や課題等について情報収集を行い、わが国におけるコージェネレーションの普及促進に向けた知見を整理した。

次に、札幌市のような日本の北方地域では、その気候特性から家庭部門の熱需要が、国内のその他地域よりかなり高いこと、家庭へのコージェネレーションの普及はまだ進んでいないことなどを踏まえ、家庭向けのコージェネレーションの普及による CO₂ 削減の可能性を追求するため、系統と協調した余剰電力の逆潮流を前提としたコージェネレーションネットワークの普及のための政策・経済条件を費用便益分析等により検討した。コージェネレーションの普及には、電力会社、ガス会社等のステークホルダー間の利益相反があるため、できるだけ利益相反を減らすことで普及を促す政策可能性についても検討した。今回、対象とした家庭用コージェネレーション（エネファーム：家庭用燃料電池）は、業務用コージェネレーションに比べ、価格がかなり高いため、現行の半額程度まで価格が低下してもなお、大規模な CO₂ 削減を担う程度まで普及させるには、固定価格買取制度（FIT）等を活用した外部からの金銭的補填が必要となるが、補填すべき金額やトンあたり CO₂ 削減コストは、コージェネレーションが代替する電源、原子力発電所の稼働見通しなどにも大きく影響されることが明らかになった。

【キーワード】

コージェネレーション（CHP）、地域熱供給（DH）、FIT（固定価格買取制度）、エネファーム（家庭用燃料電池）、費用便益分析

1. はじめに

地球温暖化防止条約パリ協定が 2015 年 12 月に合意されるなど、国際的に、低炭素社会への取り組みが喫緊の課題となっているが、その取組はまだ緒についたばかりである。低炭素社会づくりに向けて、技術ツールの 1 つとして、現在、コージェネレーションの活用が 1 つの方策として期待されている。

コージェネレーションは熱電併給とも称され、発電と熱利用を同時に行うことで、省エネルギー、省 CO₂、省コスト効果が期待される技術である。また、燃料に再生可能エネルギーであるバイオマス等を組み合わせることで、省 CO₂ 効果をさらに高めることができる。特にヨーロッパでは、温暖化対策のツールとして、地域熱供給と組み合わせでの活用が進展している。

本研究では、主に 3 つの課題について検討した。第 1 に、わが国におけるコージェネレーション普及方策及び北方都市への適応可能性を探る参考にするため、コージェネレーションの導入の先進的事例であるデンマークとドイツの状況を調査することで、コージェネレーションに関する海外の普及状況及び制度的枠組・システムについて検討した。

第 2 に、コージェネレーション普及のための条件検討として、系統と協調した余剰電力の逆潮流を前提としたコージェネレーションネットワークによる普及促進の可能性を検討した。特に、主な普及方策として採用されている固定価格買取制度、地域暖房計画の推進、補助金・免税・税額控除、建築物規制等に注目して調査を行った。次に、札幌市を具体的事例として、小型の液化天然ガス（LNG）火力発電所を、特定の都市・地域に対する熱電双方の供給源として建設、運用する事業の可能性について、電力会社、ガス会社、札幌市の協力を得て調査検討した。

第 3 に、コージェネレーションの導入には、電力会社等のステークホルダー間の利益相反があるため、できるだけ利益相反を減らすことで普及を促すための政策可能性を検討した。特に、北海道において分散協調型コージェネレーションを導入する場合の経済的条件及び実現のための政策手段及び CO₂ 削減コストを検討した。今回の研究では、札幌市山鼻地区をモデルに戸建住宅、ホテル、病院、店舗、事務所、集合住宅ごとの電力需要、熱需要データを使って工学系サブグループが行った、地区全体での CO₂ をコージェネレーション未導入時より 6%削減する場合（6%ケース）と 8%削減する場合（8%ケース）に基づいた解析から求めた設備導入量、稼働状況を前提として、分散協調型コージェネレーションの費用便益、普及のための政策手段及び CO₂ 削減コストを試算した。

第 4 に、電力システム改革により、2016 年 4 月から家庭部門も含め、電力小売市場が全面自由化される。各地域において、分散型であるコージェネレーションや再生可能エネルギーを活用しながら、自律的で持続可能な災害に強いエネルギーシステムを構築することは意味がある。従来、電力会社による大規模集中型の方がエネルギー効率は良いと考えられてきたが、東日本大震災に伴う東京電力福島第一原子力発電所の事故発生は、分散型エネルギーの位置づけを変える大きな要因となった。また、需要地に発電システムを設置する「オンサイト発電」は、発電時の排熱も有効利用できるというメリットがある。電力小売全面自由化・発送電分離後の体制に則して、地域における節電所の役割やスマートコミュニティづくりを考えることについても分散型エネルギー普及にとって重要であることから、スマートコミュニティ構築の先進事例都市を訪問し、スマートコミュニティづくりの経緯や取り組み、そしてスマートコミュニティ事業の内容について調査を行った。

2. 研究開発目的

本研究の目的の第 1 には、地域コジェネレーションシステムの先進地であるデンマーク、ドイツの制度的枠組みとシステムの調査を行うことで、コジェネレーション導入に際しての前提条件や制度的枠組みの概要及び背景を探り、コジェネレーション普及の参考となる情報を収集し、日本の北方都市への適応可能性について検討することである。

第 2 には、北海道において分散協調型コジェネレーションの導入が関係者間にもたらす収益の変化と CO2 削減コストを、実際の地区をモデルにしながらか算することで、コジェネレーションの導入が関係者間の協力により進むための政策手段の検討を行うことである。

さらに、第 3 には、また、電力システム改革が進められている中で、電力小売全面自由化・発送分離後の地域における家庭用分散型電源の活用のあり方について、スマートコミュニティや地域電力会社等の先進事例を調査することにより、地域ネットワークの前提条件やシステムのあり方、関係者間の関係を把握し、分散協調型コジェネレーション普及政策に関する今後の課題等の知見を把握・整理することである。

3. 研究開発方法

熱電併給は、天然ガスやバイオマス、バイオガス、廃棄物などの再生可能エネルギーを熱源として発電し、その排熱を暖房に使い、90%近くのエネルギー効率を達成できる。初年度である 2013 年度は、地域熱供給の先進地であるデンマーク、ドイツの制度的枠組みとシステムについて、日本の北方都市への適用可能性を念頭に置いて調査検討を行った。さらに 2014 年度も、デンマークのコペンハーゲン市を訪問し、地域熱供給とコジェネレーションに関する調査を行った。また EU のコジェネレーションに関する政策の情報収集を合わせて実施した。

また、2 年目である 2014 年度は、工学系サブグループのモデル分析と連携しながら、設備導入・燃料調達・燃料供給・売電の各工程における、電力・都市ガス等の供給業者の役割分担を、費用負担や実現可能性等の観点から検討した。また、この結果に基づきエネルギー企業、コジェネレーションを導入する需要家、ならびに地域住民といった利害関係者の費用便益分析を行い、全関係者が何らかの便益を得られる条件を明らかにした。それに加え、電気事業法など現行の各種法令を調査し、本システムの推進に有効な政策手法とその制約について解析を行った。加えて、2013～2014 年度において、札幌市と協力して、札幌市都心部における大規模コジェネレーションの導入可能性について具体的に検討した。それとともに、3つのエリア（①強靱化エリア、②地域熱ネットワークエリア、③低炭素エリア（都市全域））のうち、①に属する先導ゾーンに関して、その効果について、環境負荷低減効果・コスト等の検討を行い、費用対効果の検討を行った。それらの検討により、分散型コジェネレーションネットワークの普及方策の提案に向けた政策課題の抽出・整理がなされた。

最終年度の 2015 年度は、北海道において分散協調型コジェネレーションを導入する場合の経済的条件及び実現のための政策手段及び CO2 削減コストを検討した。その際には、札幌市山鼻地区をモデルに、工学系サブグループが行った 6%ケース、8%ケースに基づいた計算結果の設備導入量、稼働条件を設定して、分散協調型コジェネレーションを可能とする政策手段及び CO2 削減コストを試算した。なお、国内では熱導管敷設の工事費が高額であることもあり、このモデルでは地域熱供給の熱の融通ではなく、電力の融通によって熱電比の調整を行うというアイデアが追求され

たモデルとなっている。

また、地域における分散協調型コジェネレーション導入可能性について、利害関係者間収支及び CO2 削減コストに基づく定量評価を行った。その際には、札幌市山鼻地区をモデルに、季節毎の需要変動を反映した工学系サブグループのシミュレーション結果を用いるとともに、この定量評価に基づき、コジェネレーションの導入が関係者間の協力により進むための政策手段の検討を行った。

また、政府によって進められてきた国土形成計画改訂の方向性として「国土づくりの 3 つの概念」として、「ダイバーシティ（多様性）」「コネクティビティ（連携）」「レジリエンス（災害への粘り強くしなやかな対応）」が掲げられているが、この基本構想の柱となる考え方の一つとして掲げられた「コンパクト+ネットワーク」の観点から、スマートコミュニティが注目されている。スマートコミュニティを社会実装していくにあたっては、コジェネレーションネットワークの普及に関するものとして、以下の 6 つの改革が必要とされている。①電力小売全面自由化・発送電分離後の体制に則して、民間投資の喚起によるキャッシュの流れを生み出すエネルギーシステムの改革、②需要のピークを極力抑え、平準化してよりコンパクトなエネルギーシステムへの転換、③排熱パイプライン整備等によるインフラ改革、④それに伴う公共事業改革と自治体主導による地域エネルギーシステム整備、⑤自治体改革による地域活性化・強靱化、⑥まちづくりにおけるエネルギーの観点の導入、の各点である。このため、スマートコミュニティづくりや分散型エネルギー普及の実態を把握し、コジェネレーションネットワークの実現のための検討に資するため、先進事例の調査を行った。

4. 結果及び考察

(1) コジェネレーションの普及状況及び制度的枠組・システムに関する海外調査

第 1 の研究課題として世界でも最もコジェネレーション（熱電併給設備）の普及率の高いデンマークとドイツのコジェネレーションに関する制度・システムについて、文献調査と現地調査（2013 年度及び 2014 年度）を行った。また、これらの両国の政策に大きな影響をもつ、EU 事務局を 2014 年度に訪問してヒアリングを行った。これらの結果は以下の通りである。

1) デンマーク

デンマークは、世界でも最も地域熱供給システムが普及した国の 1 つである。近年は、地域熱供給の熱源に積極的にコジェネレーションを導入している。そこでコジェネレーションの普及に関する政策、制度等について関係機関を訪問し、調査を行った。

①初年度（2013 年度）に Danish Energy Agency（政府エネルギー局）や、Energinet.dk（国営送電運用機関）に加え、①Vissenbjerg 地域暖房公社（コジェネレーション施設を保有し約 700 戸の村落に熱を供給している組合企業）、②Assens 地域暖房公社（同じくコジェネレーション施設を保有し人口約 3600 人の地域に熱を供給する組合企業）、③Trekantområdets（トライアングル地域）熱輸送会社(TVIS)（コジェネレーション施設と熱輸送管を保有し、自らに加え、④のごみ焼却施設からの熱や工場の廃熱を受け取って、4 市・人口約 28 万人の地域に熱水を供給する、いわば熱卸売会社）、④Trekantområdets ごみ処理会社(TAS)（上記③の 4 市のごみを焼却し発電施設を有する、市の設立した会社）、などの諸施設を訪問した。具体的事例調査として、地域

暖房と 廃棄物発電について現地調査を行い、制度上の教訓と課題を引き出し、進行中の電力システム改革との関連について、デンマークの Energinet.dk に聞き取り調査した。

デンマークの地域熱供給 (District Heating; 以下、DH) の普及率の高さはよく知られている。2011 年の住宅暖房への DH の普及率は 62% になる。この DH に供給される熱の 76% がコジェネレーションからである。また、デンマークで施行されている「熱供給法」では、熱供給計画において、できる限り熱と電力の併合生産の向上を図ることを求めている。このため、2001 年には発電用燃料の課税を免除し、暖房用燃料の税を高くするコジェネレーションへの誘導政策が導入された。また、そのコジェネレーションにバイオマス等の再生可能エネルギーを積極的に導入している。DH ネットワークに使われる大多数のコジェネレーションは、地方自治体や協同組合が所有し、天然ガスを燃料としているが、再生可能エネルギーの割合を増やそうとしている。コジェネレーションからの発電には、固定価格買取制度 (時間帯により価格が 3 段階に変化)、または市場プレミアムが付される。バイオガス、バイオマス利用についてはさらに優遇されたプレミアムが付される。自治体が域内住民に対し、DH に接続する義務/接続しつづける義務、を課すことができる法制度になっており、これがコジェネレーションへの事業資金確保に果たした効果は大きい。それに加え、家庭で電気による暖房を「熱供給法」で禁止した(1988)ことがコジェネレーションへの加入を促した。また、国も石油ボイラなどの設備を転換する際の補助金による支援を行った。なお、非常に多くの家庭が地域熱供給に依存しているので、消費者利益を保護するべく、熱価格には激しい規制がしかれている。例えば、熱供給法によれば、「熱供給は非営利的な基準で運営され、熱供給・電力価格は、コストを反映したものにすべきである」と規定している。これは、デンマークの場合、地方自治体や協同組合がほとんどの DH システム保有者になっているため、問題なく受け入れられている。

デンマークのエネルギー局へのヒアリング結果によれば、コジェネレーションによる地域暖房はエネルギー効率を向上し、CO2 排出を削減し、コストも安価になることが経験則的に確認されている。こうしたシステムの導入には、自治体が、地域熱供給公社等が設備購入する場合の債務保証をすることによって、国からの補助金を減らす一方、CO2 税によって相対的なコストを減らすことにより、再生可能エネルギー比率を上げることができ、結果として省エネルギーと CO2 削減双方に効果があるということであった。デンマークの地域暖房の鍵となる要素としては、i) 長期計画、ii) 安定した規制枠組み、iii) 良質の温水パイプライン、iv) 断熱された建物、v) 各戸に設置された熱メーター・サーモスタット、vi) 自治体における権限の強さ、vii) 再生可能エネルギーと化石燃料の柔軟な組み合わせ、などが重要であるということであった。また、コジェネレーションを使う地域暖房への今後の課題 (挑戦) として、建物の断熱性能の向上により、熱利用量は減少する傾向にあり、冷房需要が増加してきていること、気候変動対策としての石炭燃料の使用減少と再エネの導入促進、がある。地域暖房の潮流として、パイプ温度の低下 (熱損失を抑制)、燃料利用するバイオマスの増加、ヒートポンプの性能向上、安い電力の柔軟な利用、地域冷房需要の増加、などを考慮しなければならないとのことであった。

我々がデンマークのコジェネレーション施設を視察調査し、見聞した範囲でも以下の知見が得られた。

- ・無理に電力を貯蔵することを考えず、風力発電が順調で電力が余っている時間には、発電せず熱だけを作って (モノジェネ)、熱水で貯める方が効率的となる。

・コジェネレーション施設を持っている熱供給施設でも、コジェネレーション施設だけでなくボイラ単体も保有している例がある。時間帯別の電力市場があるので、買電側でコジェネレーション施設を操作、あるいはコジェネレーション施設に指令を出さずとも、市場価格がインデックスになって、電力供給の逼迫度に応じ、電力が逼迫しているとき＝買取価格が高いときにはフル稼働して発電して、余った熱は熱水で貯蔵する、電力が余っているとき＝買取価格が安いときには発電せずボイラのみ運転するか、タンクに貯蔵した熱水を使って熱供給するという形で、運転の最適化が実現されている。

・供給人口 700 戸、職員 2 人といった小規模な施設では、コジェネレーションとボイラとの運転操作は、複数の組合が共同で設立した上部機関に当たるような機関が市場の状況を判断し、遠隔操作で行っているとのことである。すなわち、電力供給の逼迫度に応じた運転操作を行うためには、必ずしもその施設を所有している必要はなく、適切な契約さえ結べれば、他主体の所有するコジェネレーションを遠隔操作で運転することが可能である。

・また、Assens 地域暖房公社近傍には、ディーゼル発電機による発電所があり、電力需給が逼迫しているとき＝電力の市場価格が高い＝ときだけ稼働しているとのことであった。設備をシンプルにしてコストを抑制することで、年間 100 時間程度の稼働でも赤字ではないようであるとのことである。時間帯別の電力市場があれば、設備投資をなるべく抑える一方、市場価格が高値のときにだけ稼働することにより、風力・太陽光など変動の大きい再生可能エネルギー発電をバックアップする火力発電所経営が成り立ちうる実例がデンマークには存在するのである。

②初年度（2013 年度）に引き続き、2 年目（2014 年度）もデンマークの首都コペンハーゲン市のコジェネレーションについても現地調査を行った。具体的には 1) DONG Energy（発電会社） 2) Ramboll（エネルギーコンサルタント） 3) CTR（熱搬送機関） 4) HOFOR（熱配給機関）及び 5) 前コペンハーゲン市環境市長 Bo Asmus 氏を訪問し、情報収集・意見交換を行った。その結果をまとめると以下の通りである。

①コペンハーゲン市は、1970 年代のオイルショックを背景とした熱供給法の制定により、周辺 20 自治体を含む（大）コペンハーゲン市の地域熱供給計画を 1983 年に策定し、1990 年以降、自治体が接続義務を住民に課すことにより、地域熱供給網の整備が大規模に進んだ。現在は、域内住宅の 98%が地域熱供給網に接続するという極めて地域熱供給システムの発達した都市となっている（熱導管の総延長は 54km になる）。

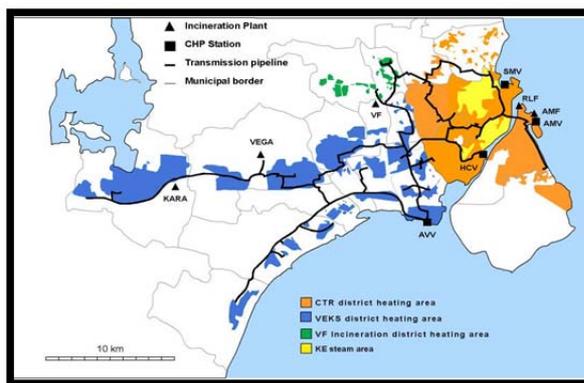
②冬場の暖房需要が高く、期間も長いという気候条件と大規模な地域熱供給網が整備されている条件面での有利さを認識して、廃棄物焼却場、工場等の廃熱をベース熱源、集中型コジェネレーションをメイン熱源としたシステム設計となっており、大規模プラントの配置は周辺自治体の利害（熱損失等）が関係するため、国が関与して決定している。しかし、地方では分散型コジェネレーションが普及している。

③熱供給事業は 3 層の事業レベルに分かれている。熱生産は民間が行うが、熱の搬送と需要家への配給は公的機関が担い非営利事業となっており、熱価格も国の監視を受ける。また熱生産の発注は、公的な調整機関が電力市場価格等を勘案して専門的に行う複雑なシステムとなっている。

④コペンハーゲン市が定めた計画に従い、2025 年までにカーボンニュートラルな都市を実現するため、コジェネレーションプラントのバイオマス燃料化への改修投資に対して、熱搬送機関、熱配給機関も出資する等、大きな責務を負っている。バイオマス燃料の利用には、輸入補助金、

農業補助金の適用、税制優遇なども行われ、熱生産としてはもっとも有利になる政策が取られている。一方、国内のみでは原料調達が困難なため、北米、東欧、南欧など他国からもバイオマス燃料を輸入している状況である。

⑤住民に対する熱供給法による新規開発や新築住宅の地域熱供給への接続義務は、一定の省エネ性能の住宅には免除があり、また 2020 年からは接続義務が緩和される見通しである。このため、今後、建築物の断熱性能などが上がると熱供給網に接続せず、個別のヒートポンプで対応する家庭も増えると予想されている。背景には、熱価格に地域差があることや、将来的な値上がりへの懸念がある。



図(2)-1 コペンハーゲン市の地域熱供給網



図(2)-2 コージェネレーション発電所併設の巨大貯湯槽

デンマークのコージェネレーションについて、コージェネレーション普及の制度の特徴を調査した結果、単なる発電所や暖房設備をコージェネレーションに転換させるための補助金、税制などの政府からの財政的支援の他、コージェネレーションに接続する／接続し続ける義務を各自治体はその地域の居住者に負わせることを決定できるという制度、さらにコージェネレーション電力の買取保証制度が重要であることが明らかとなった。

翻ってわが国においてコペンハーゲン市と同じように集中型コージェネレーションシステムをCO₂排出削減と省エネルギーのために大規模に導入することを考える場合、いくつかのハードルがあることを認識しておく必要があると思われる。デンマークが熱供給法を制定した背景には、1970年代の石油ショックにより、1997年までにエネルギーの自給体制を確立するという国民に支持された確固たる政策目標があり、北海の石油及び天然ガスを利用できる環境があつて、地域熱供給の導入が推進された。こうした国民の支持と地理的要因も熱供給網普及の大きな成因と考えられる。また、コペンハーゲン市は、その気候上の特徴から、熱供給網は暖房を主眼として整備され、冷房用の冷熱が不要であり、熱導管の設備が簡素でよい。他方、日本の場合、地域熱供給が導入されている地域の需要の過半は冷房に対する冷熱需要である。この場合、搬送熱効率などの関係から熱導管が大きく複雑になる。さらにコペンハーゲン市では、すでに導管インフラが市内各地まで整備されているのに対して、わが国では導管が敷設されている地域が限定的で、熱供給地域を拡大するとした場合、設備の初期投資にかかるコストが大きく異なる。ことに、日本では道路に埋設する導管の敷設費用が高く、デンマークでは2-3万円/mとされるのに対し、1桁以上異なる。

っている。したがって、たとえば札幌市を考えた場合、エネルギー需要の非常に高密度な札幌駅前から大通周辺にかけての都心地域のような場所を除くと、コペンハーゲン市のような大規模な地域熱供給は導入しにくいと考えられる。逆に、札幌都心部のような地域では都市計画に周到に組み込むことで、高い省エネルギー、省 CO2 効果が期待できる。札幌市では「札幌都心エネルギー施策（中間報告）」を 2015 年末に公表しているが、この中で、（既に熱導管が敷設され、共同溝なども整備されている）都心部での大規模な天然ガスコジェネレーション等による、電力供給および地域冷暖房の普及強化の方向が示されている。

2) ドイツ

ドイツでは、経済技術省・コジェネレーション担当者、環境省「エネルギー大転換」部副責任者、ベルリン・エネルギー・エイジェンシー、コジェネレーション協会（以上ベルリン市）、地域暖房（熱エネルギー利用）協会（フランクフルト市）、フランクフルト市（エネルギー局）の地域暖房、コジェネレーション担当者に面接調査し、また施設視察を行った。

ドイツのコジェネレーションについては、2010 年「エネルギー大綱（Energiekonzept）」の一環として、ドイツ連邦政府は 2020 年までに電力生産量に占める コジェネレーション の割合を 25%にする目標を設定した。コジェネレーション を支援し、促進するために関連の制度と法律を利用することができる。

ドイツも、コジェネレーション電力の買取保証と設備投資の補助金制度があり、これがコジェネレーション普及促進の基本的な柱となっている。

表 (2) -1 ドイツのコジェネレーション電力固定価格買取制度

設備容量	50kW 以下	50kW～250kW	250～2000kW 以下
買取価格	5.41 セント/kWh	4.0 セント/kWh	2.4 セント/kWh
買取りの期間	10 年間または全負荷相当時間 3 万時間まで	全負荷相当時間 3 万時間まで	

※コジェネレーションの設備が 50kW 超であっても、50kW 以下の部分には、5.41 セント/kWh の価格が適用される。

ドイツとデンマークとの違いに着目すると、地域暖房網の所有、管理、接続義務が異なる。デンマークは住民所有で、非利益であり、住民にコジェネレーションへの接続義務があるのに対して、ドイツの所有形態は、地域暖房の所有形態が私有、公有、混合の 3 種類あり、コジェネレーションへの接続義務は地域住民には課せられていない。またドイツでは、Stadtwerke（公営企業体、都市公社）¹などが熱と電気とガスを供給しているところでは、フランクフルト市のようにガ

¹ 公社とは、ドイツでは、地方自治体の政治的意志のもと、住民や企業へ電気やガスや水の供給、下水の管理、ゴミの収集、公共交通機関の運営など、生活や企業活動に欠かせない、公共性の高いサービスを提供する企業である。また、多くの自治体では、プールや墓地、教育文化施設、病院の運営も公社で行っている。都市 (Stadt) の称号が授けられている自治体の公社は「都市公社 (Stadtwerke)」、その他の村 (Gemeinde) が所有している公社は「村公社 (Gemeindewerke)」と呼ばれている。企業形態としては株式会社や有限会社である公社が多く、自治体の会社であるが、民間企業と同じ条件で運営されている。(村上他 (2014) pp. 132)

スパイプの設置と熱供給パイプの設置を調整できる。

現在、ドイツの熱供給の14%は地域暖房である。天然ガスのパイプは拡大しているが、一部は地域暖房パイプと共存しており、地域暖房は人口密集地に、ミニコジェネレーションは分散地にとこの棲み分けをする方向である。パイプラインコストは、地域と道路状況によって異なる。大都市の地域暖房は、冷房もできる。天然ガス価格が安く、電気代が高いとコジェネレーションは有利となる。現在は天然ガス価格が高く、卸電気代が安くなっているため、コジェネレーションの普及には不利な状況である。

EEG (Erneuerbare Energien Gesetz ; 再生可能エネルギー法、以下、EEG と略称) では自家消費分からは賦課金(負担金)を徴収しないので、地域暖房に接続しない自家消費型コジェネレーションが増えている。そのために、地域暖房の利用率の低下という問題が起きている。コジェネレーションの第三者請負事業の場合には、第三者が賦課金と税金を払うことになる。

ドイツは脱原発政策を背景として、再生可能エネルギー拡大を目標に、コジェネレーションを再生可能エネルギーの変動対策としても位置づけている。風力や太陽光が不足する場合には、天然ガスのコジェネレーションにより発電を行い、逆に風力や太陽光が過剰な場合には、電気を熱にして、温水貯蔵する。これがコジェネレーション法の2012年改正で、power to heatとして位置づけられた。

フランクフルト市熱エネルギー方針におけるコジェネレーションの位置づけは以下の通りである。

- ・省エネルギーは、再生可能エネルギーよりもコストが安くつく。詳細なエネルギー利用と節約可能性の調査を行うことで80%までの省エネルギーが可能である。
- ・コジェネレーションと地域暖房は、エネルギー源を変えながら使い続ける。コジェネレーションにより、90%の熱利用効率になる。
- ・再生可能エネルギーで残りのエネルギーを賄う。

今後15年間でCO2排出の4%をコジェネレーションで削減するとしている。

2015年3月にはドイツ環境省、ドイツ経済エネルギー省の担当官を訪問し、意見交換を行った。ドイツは現在、エネルギー大転換政策を推進しているが、コジェネレーション普及政策に関連したものととして、主に以下の2点の知見を得た。

- ① 電力事業に関しては、負担が大きくなってきたために固定価格買取制度(Feed-In-Tariff ; FIT)のこれ以上の拡大は困難であり、再生可能エネルギーに入札制度が導入されることから、自家消費が増加すると認識していること、バイオマス発電のコスト削減が限界に近いので、今後、コスト削減余地がある洋上風力をはじめとする風力発電の拡大に期待していること。
- ② 連邦レベルで、エネルギー機器のラベリング(トップランナー方式)を実施すること。

①に関しては、コジェネレーションの固定価格買取制度への波及があるのか、②に関しては、個別暖房機器の性能向上の地域熱供給への影響などに今後、留意が必要であると思われる。

3) EU

2014年3月にEU及び関係機関とIEA（国際エネルギー機関）²を訪問し、コージェネレーションの普及方策やエネルギー効率改善に関する最近の活動や今後の方向についての情報収集、意見交換を行った。その結果の概要は次のとおりである。

- ・EUにおけるコージェネレーション推進策は地域熱供給と組み合わされて、温暖化対策の2020年目標の20%二酸化炭素排出量削減、20%エネルギー効率の改善達成のために推進されている面が大きい。
- ・電力自由化対策や再生可能エネルギーの普及と関連してコージェネレーションの促進が図られていること。
- ・2030年のCO₂削減等目標を2014年10月までに決定するというEUの全体スケジュールの中でエネルギー効率やCHPについての対策が検討されており、その基礎としてエネルギー効率指令（EED）による各国の取り組みの現状をレビューし、7月にその報告書を公表すること。なお、公表された報告書によれば一層のエネルギー効率の改善（30%目標）が提案されて、コージェネレーションの推進が推奨されている。
- ・EEDによるコージェネレーション導入促進について、第14条で求められているコストベネフィット分析（CBA、費用便益分析）については、ECとしての具体的分析・評価方法開発等の動きが少なく、基本的にデンマーク、ドイツ、フィンランド等メンバー各国の過去の経験に頼る面が大きいこと。
- ・ヨーロッパ熱ロードマップをオールブルグ大学等と共同で開発し、熱利用のポテンシャルとニーズを地理情報で示すような先進的な取り組みを行っていること。
- ・CogenやEuroheat & Powerのような団体がコージェネレーション普及のために、さまざまな調査研究やロビー活動を行っていること。

続いて、2015年2月に欧州委員会が主催しEU本部で開催された「欧州のエネルギー転換における熱利用」会議に参加し、コージェネレーションに関するEU域内の現状、政策等に関する情報収集を行った。EUは、2030年にCO₂排出を1990年比で-40%とする政策目標を掲げたが、従来の政策の延長ではその達成は難しいとの判断から、エネルギーセクターやエネルギー多消費産業のみならず、エネルギー消費の4割を占める熱利用分野、中でも民生部門における対応を強化しようという考えが大きくなっていった。そして、エネルギー効率向上をテーマにEUの政策担当者や各種機関、関係する企業団体等を交え、熱利用に関する検討を行っていた。

会議において情報収集した結果の概要は以下の通りである。

- ・EU内では、熱利用分野でのCO₂排出削減ポテンシャルは高く、エネルギー効率化の分野に投資を振り向けようとのコンセンサスがある。2012年のエネルギー効率化指令には、高効率コージェネレーションの普及政策やコージェネレーション及び地域熱供給市場の費用便益分析の指令が含まれている。
- ・関係者間では、熱供給市場の導入へ様々な思惑が交差していた。事業者と消費者の利益に配慮

² IEA(International Energy Agency)とは、1974年11月に設立された独立機関である。その主要な任務は、石油供給における物理的な障害に加盟国が協調して対応することにより、エネルギー安全保障の促進を図ること、そして、信頼でき、豊富でクリーンなエネルギーを確保するための方法に関する、裏付けのある研究・分析を提供すること、である。(pales(2013))

したバランスのとれた熱売買市場を規制で作出すべしとの意見がある一方、制度設計の難しさを指摘し、（非競争的環境では）地域熱供給網が必ずしも消費者の利益にならないとの報告があった。また、グリーンとされる設備の基準が不明確で投資判断が難しいことへの不満足も出されていた。これに関し、EUのエコデザイン指令に改善の余地（エコラベルの拡大、設備の対象の見直し等）があるとの意見も出されていた。

- ・EU エネルギー局長（ドミニク・リストリ）による会議の総括の中で、「EU においてはエネルギー効率化分野をエネルギー政策の最優先課題とし、熱利用市場を今後の唯一の成長市場と認識し、この分野でのさらなる技術開発に期待を寄せる」との発言があった。

会議には非常に多くの企業、業界団体が参加しており、対策が進んでいなかった民生部門のエネルギー効率の改善を新たな市場として開拓しようという関係者の熱気が感じられた。さらに EU のエネルギー政策のトップの発言も明確にその方向性を示している。コジェネレーションは、この市場でも最も期待されるビジネス分野の 1 つとの印象を受けた。

なお、国際的には、EU の他に IEA が、2007 年以来、国際 CHP/DHC³協力プロジェクトを実施し、持続可能なエネルギー戦略における CHP/DHC の重要性に関して、データの質の改善、分析及び普及啓発の推進している。特に国別 CDP/DHC スコアカードによる各国のさまざまなアプローチの評価についての公表と分析を行っている。わが国についてのスコアカードでは、政策を 5 段階の 3.5（「統合的な CHP/DHC 政策が欠けており、今後の発展ポテンシャルが中程度の状況」と「CHP/DHC が優先的な政策分野であり、大きな発展が想定される状況」の中間）と位置づけ、今後の推進方策について以下のような示唆を行っており、CHP の普及に向けての参考となる。なお、CHP の今後の方向として、スマートグリッドと CHP/DHC との組み合わせによる省エネルギーについても検討・推進している。

- ・マイクロ CHP 特に住居用燃料電池（FC：Fuel Cell）に関しては、コスト低減、寿命の延長及び効率の向上が特に重要。

- ・地域冷暖房及びエネルギー地域ネットワークに関する障壁（インフラの整備、高コストへの対応）

- ・CHP による CO2 削減量をクレジット化する承認された方法が無いこと（クレジットによる CHP 導入

のインセンティブの欠如）

4) 海外調査から得られた日本におけるコジェネレーション普及方策への教訓

ヨーロッパにおける地域熱供給の動向（ドイツ・デンマーク調査に基づく調査結果）を踏まえた、日本と北海道への教訓としては、以下の 5 点が重要であると考えられる。

第 1 に、気候変動対策、エネルギー効率向上といったコジェネレーション普及の目的を明確にすること、第 2 に、コジェネレーション電力の買取保証制度、設備投資の補助金制度などの枠組み制度の確立、第 3 に、地域熱供給網の所有、管理、接続義務、第 4 に、規制緩和（道路占有・パイプ施設基準など）の必要性、第 5 に、電力自由化、電力価格、ガス価格の変動影響の検討である。

³ DHC (District Heating and Cooling: 地域冷暖房)

表(2)-2 コージェネレーション（熱電併給）制度の国際比較

	デンマーク	ドイツ	日本
CHP への接続義務	自治体に決定権	住民に接続義務はない	住民に接続義務はない
地域暖房の所有	住民所有が基本	私有，公有，混合形態	公社形態が多い
CHP 電力の買取保証	あり	あり	なし
設備投資への補助制度	あり	あり	部分的にあり
設備容量と普及率	6GW 電力の 63%	22GW，電力の約 17%， 熱供給の 14%	10.0GW 電力（総発電設備容量 の 3.5%（2014.3）
CHP 関係主要法令	熱供給法（1979 年，最近改正 2011 年）	・コージェネレーション の維持，近代化，拡張 建設の関する法律 （2002 年，最近改正 2012 年） ・再生可能エネルギー 熱法（2009 年、新築ビ ルオーナーへの再生 可能エネルギー熱利 用の義務づけ）	特別の法律なし，関連 法：熱供給事業法（1972 年、最近改正 2015 年）

出典：コージェネレーション白書 2012，同 2014、聞き取り結果などから作成。

（2）日本の北方大都市への大規模コージェネレーションの導入可能性の検討

1）調査の概要

日本の大都市への大規模な CHP の導入可能性について、具体的な事例として、DH が市の中心部に設置されており、今後の拡充、発展が検討されている札幌市を対象とした。札幌市では、「環境首都・札幌」宣言を踏まえて、環境負荷の低い新たなエネルギー有効利用都市の構築をテーマとして低炭素化を目指しており、東日本大震災と福島第一原発の事故も考慮して、都市において環境負荷の低減と災害時などでも安定してエネルギー供給を継続できる体制を構築するために、天然ガスコージェネレーションシステム等により電力と熱を効率的に供給する「自立分散型エネルギー供給拠点」の整備と建物間当でエネルギーを融通し合う「エネルギーネットワーク」の構築をまちづくりと一体となって取り組むこととしている。具体的には、たとえば札幌市エネルギービジョンにおいて、分散電源発電量は、コージェネと燃料電池の導入拡大により、2022 年度に 4 億 kWh（2010 年度比 2.3 倍）を目指すとしている。また、CO2 排出量の削減中期目標として、2030 年に 1990 年比で 25%削減（2012 年比で 47%削減）としている。本研究では、札幌市と協力して以下の検討を行った。

札幌市における民生部門のエネルギー消費の構造を把握するため、札幌市市民まちづくり局が実施する調査から一部情報の提供を受けた。これは、札幌市中心部に立地する各種の用途（住宅、事務所、商業、ホテル、教育、医療等）の建築物から抽出した調査対象の管理者に対し、エネルギーの用途（照明・動力、暖房・給湯、冷房、融雪等）毎、エネルギーの種別（商業電力、灯油、ガス、外部熱等）毎、月毎の消費量についてアンケート調査を行ったものである。

アンケート結果を基に、札幌市中心部に立地する建築物の、建築物の用途ごとのエネルギー消費の特性について検討を行った。

2) 札幌都心部における大規模コージェネレーションの導入可能性の検討

札幌市中心部に大規模なコージェネレーションを導入した場合の効果等を検証するため、札幌市市民まちづくり局の実施した調査に参画し、市中心部（図(2)-3）に所在する建物の管理者に対するアンケート調査を実施した。

アンケート調査により得られた札幌市中心部における民生部門のエネルギー消費について、建築物の用途毎の、床面積当たり原単位の平均値が得られた。

この原単位は、サンプル数の多い用途についてみると、既存調査（例えば、（社）日本サステナブル建築協会における北海道南西部のデータ）と大差がなく、おおむね妥当なものと考えられる。

原単位の数値に加え、エネルギー消費の特性については、以下のような特性が見られる。

- ・電力の占める割合が多い。一般に電気によることが少ない暖房と給湯用についても、この地域の全用途（件数ベース）では暖房の28%、給湯の47%が電気によっており、特に住宅では約半分が電気をこれらの用途のエネルギー源としていた。また、同様に熱利用である融雪用にも地域全体で67%、データ数が少ないものの住宅用の約半分が電気を用いている。特に日中のみの使用である事務所において、汎用品が使用できて簡便な電気製品が利用されているものと考えられる。
- ・暖房を電気に依存する割合が高いにもかかわらず、事務所では電力消費量の季節変動が少ない。



図(2)-3 札幌市の調査区域（札幌市資料）

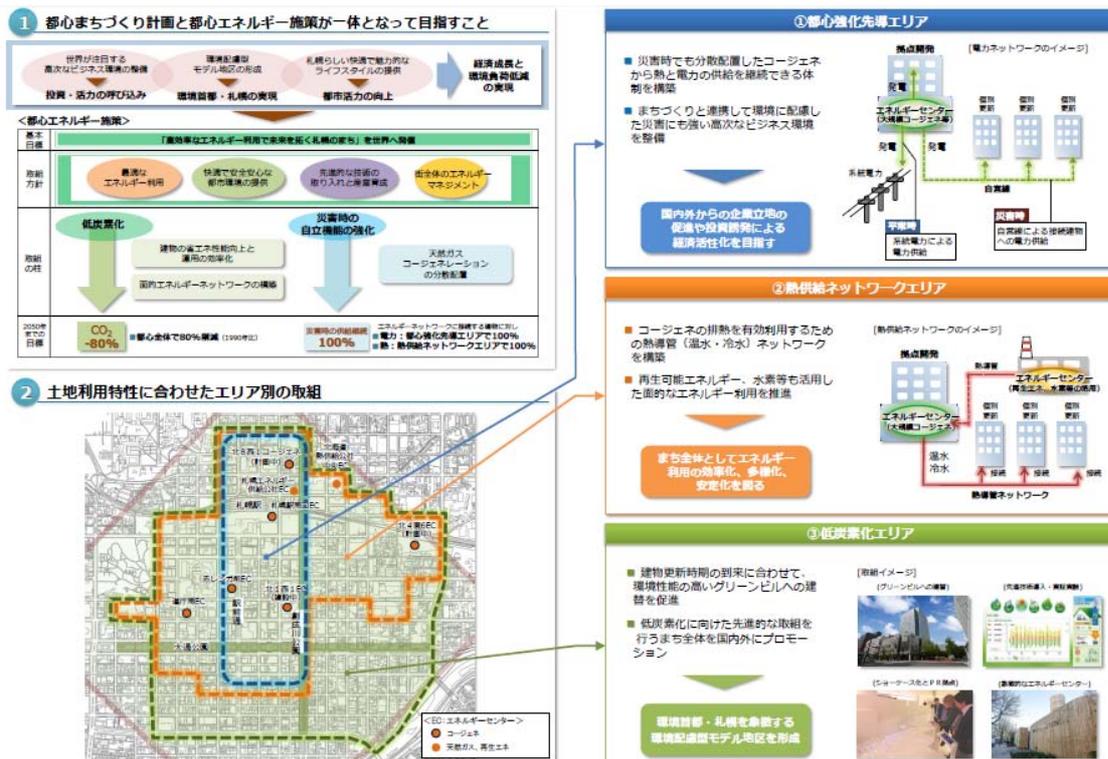
- ・対象地域には、既にコジェネレーションが導入されている建物があるが、電力をコジェネレーションに依存する建物と商業電力を使用している建物の間には、電力消費量に目立った差が見られない。

2年目の2014年度も引き続き、札幌市と協力して、札幌市都心部におけるまちづくり計画と整合した大規模コジェネレーションの導入可能性について具体的な検討を行った。札幌市では、今後の都市の成長戦略として、世界に誇れる環境首都を目標に掲げ、都心まちづくり計画と都心エネルギー施策をリンクさせたマスタープラン策定を進めていた時期であり、都心部のまちづくりと一体となったエネルギー施策を検討する中で、コジェネレーションの積極的な利用が検討された。こうした検討も含めて、札幌市では、2015年12月に「都心エネルギー施策（中間素案）」を公表したが、その中では、都心部をエネルギー施策上、①強靱化エリア（先導ゾーン、拡張ゾーン）、②地域熱ネットワークエリア、③低炭素エリア（都市全域）の3つの地区に区分し、とくに①及び②のエリアには天然ガスコジェネレーションや木質バイオマスを導入し、低炭素化を図る計画を検討するとしている。

強靱化エリア（先導ゾーン）では、電気事業法の「特定供給」エリアとしてコジェネレーションによる全面的な電力・熱供給を行うことを目指し、大型のコジェネレーションを5基配置することとし、災害時にも自立的なエネルギー供給を確保できるよう、自営線を設置し、コジェネレーションを分散配置することとしている。こうして都市の自立化、低炭素化における札幌市の先導モデルとなることを目指す。こうしたまちづくりを進めるため、オプション1として公有地を活用した分散電源（プラント）の整備の検討と熱導管接続検討の義務化、オプション2として民間事業者によるプラント設置またはスペース検討及び熱導管接続検討の義務化、オプション3として熱導管接続検討の義務化、オプション4として建物性能基準の強化、を政策として導入するための条件検討を行うものとしている。

また、地域熱ネットワークエリアでは、これまでに整備が進められた地域熱供給インフラをさらに拡張し、導管のループ化なども含めて、エネルギーの面的利用のさらなる推進とエネルギーの多様化、安定化を図り、環境首都としてのまちづくりに貢献するものとしている。

先導モデルの効果について、環境負荷低減効果・コスト等の検討を行い、費用対効果の検討を行った。先導的エリアでは、駅前通りを中心として災害時の自立機能が確保された環境性能評価認証を取得した高規格なオフィスを整備し、国内外企業の誘致を目指すエリアと位置付けているが、熱導管ピットなどが既に整備され、平常時はコジェネレーションから低炭素な電力供給を行う、設備更新でも先導する地域とされている。2050年に5200kW級のコジェネレーションを5台整備するとの計画を前提に、CO₂削減価値とインフラ建設投資による経済波及効果、そしてエネルギー供給停止時の損失回避効果などの間接的便益を含めた想定で試算すると、費用対効果(B/C)が1を上回ることがわかったが、なお一層の検討が必要であるとされた。



図(2)-4 札幌都心部におけるエリア別のコージェネレーション導入計画検討状況

(出典) 札幌市「札幌都心エネルギー施策（中間素案）」（2015年12月）

(3) 分散協調型コージェネレーションネットワークの普及方策の検討（札幌市山鼻地区を例として）

1) 制御センター方式によるビジネスモデルの制度的検討

コージェネレーションで発電した電力を系統に受け入れ、系統電力との協調的な運用によりコージェネレーションを効率的に稼働し、その普及を進める取り組みであるコージェネレーションネットワークシステムを制度的な観点から検討した。コージェネレーションは熱需要と電力需要の高い方にあわせて稼働した時にしか高効率を実現できないが、現状では経済性の問題から効率的な稼働が行われず普及が進まない要因となっている。経済性の問題とは、高い熱需要にあわせてコージェネレーションを稼働したときの余剰電力を系統電力が買い取る際の価格が稼働コストより低く、採算が合わないことを意味している。

経済性の問題からコージェネレーションの普及が進まない点を解消するために考案されたコージェネレーションネットワークシステムは、制御センターと呼ばれるコージェネレーション管理の主体を置き、一つの配電所下流にある複数のコージェネレーションを遠隔操作により一体的に管理するものである。制御センターはネットワーク内の熱需要を監視し、ネットワーク外からの電力供給とのバランスをとりながらコージェネレーションを稼働し、ネットワーク内で余剰電力が発生した場合にはその電力を逆潮流させるという役割を担う（一種の地域エネルギーマネジメントシステム（CEMS）でもある）。制御センターによる一体的な管理により電力、熱供給の対象となる需要

家に提示する価格が最も安価になるようにコジェネレーションを制御することが期待される。

これまで国内にはこのような事業の例がなく、監督する事業法も存在していないのが現状である。熱供給事業法では2つ以上の需要家に導管を用いて21GJ/hの供給能力がある供給者を対象としており、コジェネレーションを用いた熱供給サービスは対象とはならない。さらに発電設備の規模が小さいことから電気事業法が定める電気事業法にも該当しないため、需要家への供給義務、コジェネレーションや補助ボイラの保安規定、定期点検体制の構築を含む制度上の整備が必要になる可能性がある。

また電力の小売自由化の内容を含む改正電気事業法の成立をきっかけとして、系統電力側も新たな事業への進出や潜在的な需要の開拓を模索する動きがある。2013年に可決された改正電気事業法により2016年から電力の小売全面自由化が実施されることが決定され、新規参入者の増加により系統電力の市場シェアが小さくなることが予想される。実際に2014年の新電力申請は486社で、前年の3.7倍と急速な拡大を見せている。系統電力間で燃料、送配電の共同調達を行う動きや、系統電力とガス会社による天然ガスの共同調達を行うなど新規の事業計画が発表されている。

系統電力が制御センターを管理することで社会的な費用を最小化できるというメリットも存在する。系統電力側が制御センターを管理する場合、制御センター側が需要家の電力需要のパターンを認識しているため、他の主体が制御センターを持つよりも優位性を持つことになり、効率的な運用が可能になる。また、余剰電力が発生した場合に、近隣の電力需要家に事前の契約なしに電力融通を行うことができるという点で、制御センターを持つメリットが生まれることになる。さらに既存の系統電力が電力供給を行うことの信用から、既存の電力供給体系からコジェネレーションネットワークに切り替えるときのスイッチングコストが低くすむ点や、系統から見たときに電力の自由化後も対象地域の電力需要を確保することができるという点で優位な点が存在する。

ただし、情報やスイッチングコストなどの面から、制御センターを特定企業が独占的に実施する状態が生じると、独占禁止法に抵触するおそれがある。

以上の観点から系統電力が制御センターを管理することで、社会的な費用を小さくすることができる要素が存在し、また系統電力側にとってもネットワーク事業から得られる市場シェアの確保など優位な点が存在する。また採算性を考慮するためにネットワーク事業の費用と収益の構造を検証した結果、重要になるのが熱供給事業単体からの利潤が十分に得られることと、現在の電力供給に係る費用が十分に大きい場合には、系統電力側に制御センターの管理を行う誘引があることがわかった。ただし、熱供給事業単体で利潤を上げるためには、比較的大きな費用である初期費用部分を圧縮する必要がある。初期費用には、各需要家に設置するコジェネレーションの購入や、コジェネレーションの遠隔操作を担う技術者の雇用、制御センターの設立に関するものであり、この部分の圧縮は困難であることが予想される。前述の系統電力が制御センターを運用するメリットを考慮しても初期費用があまりに大きい場合には、ネットワーク事業に参入する誘引を持たせられないため、財政的な補助により初期費用の負担を軽減させる必要があると考えられる。

2) 北海道におけるコジェネレーションを活用したCO2削減の方策の検討

2015年度は、工学系サブグループが実施した解析をもとに、北海道において分散協調型コジェ

ネレーション（以下「コジェネレーション」）を導入する場合の経済的条件及び実現のための政策条件及びCO₂削減コストを検討した。札幌市山鼻地区（都市部住宅地）をモデルに戸建住宅、ホテル、病院、店舗、事務所、集合住宅ごとの電力需要、熱需要データを使って工学系サブグループが行った、地区全体でのCO₂をコジェネレーション未導入時より6%削減する場合と8%削減する場合（以下、6%ケース、8%ケース、という）に基づいた解析から求めた設備導入量、稼働状況を前提として、分散協調型コジェネレーションの費用便益、普及のための政策手段及びCO₂削減コストを試算した。国内では熱導管敷設のため工事費が高額であることもあり⁴、モデルではコジェネレーションの熱融通は行わず、余剰電力の融通による熱電比の調整／稼働率の向上の方向でコジェネレーションの導入促進を図るモデルとなっている。

工学系サブグループの計算結果では、両シナリオとも集合住宅、店舗にはコジェネレーションは導入されない結果となっており、残りの戸建住宅、病院、ホテル、事業所と電力会社、ガス会社間の費用便益が解析の中心となる。さらに、病院、ホテル、事業所については所与の条件下では、政策的支援がなくても導入（上がる状態であることがわかったため、最終的には、戸建住宅向けのコジェネレーション（本研究では「家庭用燃料電池（エネファーム）」）を普及させるための政策を中心として分析・検討を行った。

これまで、特に家庭用コジェネレーションにおいては余剰電力の系統への逆潮流は、実質的に行われてこなかった。余剰電力を発生させない運転を行わざるを得ず、そのために採算が悪化している。家庭用コジェネレーションは稼働したときに余剰電力が発生しない範囲での電主運転が主体となっている（一方、大型のコジェネレーションからの電力は500kWh単位で、日本卸電力取引所（Japan Electric Power Exchange；JEPX）の前日前市場で取引の対象となるが、7～11円/kWh程度で取引され、その取引量はまだわずかである）。ここでは、余剰電力が発生した場合には、その電力を系統側が無条件に受け入れ、変電所のバンク内で融通させるという条件で、電力会社、ガス会社、ユーザーの三者がそのようなコジェネレーションシステムの導入に協力する政策の条件を検討した。協力する条件としては、コジェネレーションが導入されても、三者のどれも収益がマイナスにならないという条件を置いた。2016年度から電力小売りの全面自由化が始まるなど、電力市場、ガス市場は変革期にあり、ビジネス競争が開始されるため、こうした前提条件は必ずしも現状にそぐわない可能性があるが、検討の出発点としてこうしたルールを仮定した。

現在、国内では（熱供給事業法に基づく）地域熱供給事業は減少傾向にあるが、産業部門や業務部門の自家用分野を中心にコジェネレーションの導入は進んでいる。しかし、家庭部門におけるコジェネレーションの普及となるとまだ低い水準に留まっているのが現状である。コジェネレーションは、省エネルギー、省コスト、省CO₂につながると一般的には考えられているが、コジェネレーションの省コスト性、省CO₂性がどの程度となるかを評価することは、必ずしも単純ではない。

コジェネレーションから発生する熱と電力の双方をバランスよく消費できる条件があることが省エネルギー性を高く発揮するためには必要である。ホテル、病院などは、年間を通して一定の熱需要があり、熱電比がコジェネレーションの導入に向いているが、家庭の場合、エネルギー利用における熱電比が高く、コジェネレーションを電力需要にあわせて運転すると、熱需要の大半

⁴ 札幌駅南口の熱供給導管工事で、13mに1.3億円程度を要した例がある（事業者ヒアリングによる）

はコジェネレーション以外で賄うこととなる。逆に熱需要にあわせて運転をすると、家庭内で消費しきれない余剰電力が大量に発生するので、これを処理する必要が生じる。家庭用コジェネレーションからの余剰電力の買い取りは、一般に行われていないため、現状では、コスト面から家庭用コジェネレーションの運転は電主運転中心となっている（通常、家庭用コジェネレーションには逆潮流設備が設置されていない）。そして、電主運転に適した設備容量の機器として販売されている。

ここで、家庭用コジェネレーションで発電され消費しきれなかった余剰電力を系統に戻し（逆潮流）、他の需要地で消費させることができれば、その分の系統側電力を代替できる。したがって発電所で発電にともない廃棄されていた排熱の一部を家庭の暖房給湯に振り替える効果をもつ。余剰電力の逆潮流は社会全体では省エネを進めると想定される。

そして、この効果は気候条件から北方の都市で大きくなると想定された。例えば、札幌市の戸建住宅の（年間）暖房用熱需要は東京都区部に比べ4倍程度あることから、札幌市の戸建住宅の熱需要をコジェネレーションで賄う方が、東京での場合よりもコジェネレーションによる省エネ効果が大きく出ることが期待できる。熱主運転に伴い、大量に生じる余剰電力を系統で有効利用することが、この省エネルギー性を深掘りするポイントとなる。また、ヒートポンプ（例えばエコキュート）は、北海道のような気候では性能が低下するため、その意味でも暖房給湯における省エネ機器としてコジェネレーションの活用を追求した。

3) 山鼻地域をモデルとしたコジェネレーション導入のコスト及びCO2削減効果の定量分析

一分散協調型コジェネレーション導入による関係者収支及びCO2削減コストの定量評価一

札幌市山鼻地区をモデルに、工学系サブグループのシミュレーション結果を使って、分散協調型コジェネレーションの導入が関係者にもたらす収益の変化とCO2削減コストを試算した。

表(2)-3 札幌市山鼻地区のモデル対象地区の概要

建物用途区分	延床面積 (m ²)	電力需要 (GWh/年)	熱需要 (GWh/年)
戸建住宅	264,802	6.9	32.2
ホテル	15,523	3.5	3.8
病院	41,256	5.3	13.0
店舗	59,154	19.2	5.2
事務所	50,092	8.4	4.1
集合住宅	752,484	30.5	104.5
総計	—	73.8	162.3

このモデルでは、コジェネレーションは、業務用はジェネライト、家庭用は燃料電池であるエネファームが導入されるとした。また集合住宅にはコジェネレーションはまだ導入されないとした。コジェネレーションで発生する熱は他所に融通できないが、自家消費できなかった余剰電力は系統側が買い取り、自由に融通できると仮定した。山鼻地区の概要は表(2)-3のとおりである。

この工学系サブグループモデルによる計算シナリオではCO2削減を追求するほどコストが逡増する傾向があるため、現実的な設定として、コジェネレーション導入前の状態からCO2が6%削減される場合（6%ケース）と8%削減される場合（8%ケース）を検討した。暖房給湯に用いるボイラはすべて高効率ボイラ（潜熱回収型）と仮定している。エネファームの価格は、今後の開発目標

である 70 万円/kW（補助ボイラ部分の価格を含まず）と仮定（補助金はコスト低減が進むため、廃止されると仮定している）、その他の価格等は北海道電力と北海道ガスの 2010 年データを基本に設定した。具体的な設定条件を表(2)-4 に示す。

なお、本来、エネファームの購入コストとしては、IRR（Internal Rate of Return；内部収益率）を考慮すべきであるが、現在、住宅ローン金利が低迷しており、年利 0.5%程度からの商品が出ていることから、この水準のレートで新築時にエネファームを購入し、利用期間年数 10 年で返済すると仮定して計算すると年間 71,700 円/kW 程度の負担であり、単純に 10 年間で平均した価格 70,000 円との差は小さいので、ここでの検討では無視できるとして、年間のコストは 70,000 円としている。

表(2)-4 設定単価一覧

① コージェネレーション関係	コージェネレーション設備価格 家庭用 70 万円*/kW（ボイラ部分含まず） ⁵ 業務用 30 万円*/kW（ボイラ部分なし） 設備耐用年数：10 年（家庭用・業務用とも）
② 電力関係	電力供給原価* 16.2 円/kW（系統全電源の平均供給原価） 電力小売価格 24.1 円/kW（+再エネ賦課金 0.35 円） 余剰電力買取価格 16.2 円/kW（供給原価と同額とした） 系統電力 CO2 排出原単位 0.353kg-CO2/kWh（2010 北海道電力）
③ ガス関係	都市ガス供給原価* 8.6 円/kWh 都市ガス小売価格 一般 10.4 円/kWh 大口需要家 8.6 円/kWh ガス CO2 排出原単位* 0.203kg-CO2/kWh

*は工学系サブグループのモデル解析条件と共通、無印は、経済系グループにて独自に設定

工学系サブグループのモデル計算によって算出された 6%ケース、8%ケースのそれぞれにおける建物用途区分別のコージェネレーション設備導入量、コージェネレーションからの総発電量（年間）を表(2)-5 に示す。

このモデルでは、総床面積に対し、表に示した設備量のコージェネレーションが導入されるということだけが算出され、建物 1 戸あたりの導入量といったものは計算されていない。したがって 1 戸あたりの発電量、導入台数といった概念がないことに留意が必要である。

⁵ 家庭用の価格はエネファームの価格である。北海道ガスの希望小売価格は 2015 年 6 月のプレスリリースでは 210 万円 (0.7kW) となっていたが、ここでは工学系サブグループと共通のデータとして将来的な開発目標である 70 万円 (kW) とした。エコジョーズが導入されているのが前提であるので、補助ボイラのコストを控除した金額である。

表(2)-5 6%ケース、8%ケースにおける CHP 設備導入量 (kW) 及び年間総発電量 (GWh)

シナリオ	建物用途	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所	集合住宅
6%ケース	設備導入量	3,072	326	908	0	701	0
	総発電量	15.9	2.1	5.2	0	2.8	0
8%ケース	設備導入量	4,899	373	1,073	0	751	0
	総発電量	21.4	2.3	5.4	0	3.0	0

6%ケース、8%ケースのそれぞれにおけるコージェネレーション導入前と後での関係者の収支変化や CO2 排出量の変化を計算した。ここでは、関係者を電力会社、ガス会社、及び電力・ガスの需要家（以下、ユーザー）としている。

試算結果は、表(2)-6、表(2)-7 のとおりである。コージェネレーションの導入後の電力会社、ガス会社、ユーザー三者の総合収支は、コージェネレーション導入前より 6%ケースでは約 1.3 億円/年、8%ケースでは約 2.3 億円/年のコスト増となる。これを CO2 削減量と比較すると、CO2 削減コストは約 6.8 万円/t-CO2 と 9.1 万円/t-CO2 となる。増益部門（ガス会社、戸建住宅以外のユーザー）の利益はそのままにして、減益部門（電力会社、戸建住宅ユーザー）の減益分を補償する場合、6%ケースで 2.4 億円/年、8%ケースで 3.4 億円を関係者以外より補填することが必要と試算された。

表(2)-6 コージェネレーション導入前後における関係者の収支の変化（単位：億円）

		CO2 削減シナリオ	
		6%ケース	8%ケース
住宅ユーザーの ユ下段・それ以外	設備費収支	-2.2	-3.4
	電力費収支	-0.3	-0.4
	余剰電力売却収支	+1.1	+1.0
	ガス購入費収支	+2.4	+2.4
	収支合計	+1.8	+2.8
		+0.2	+0.2
		-2.0	-2.7
	-1.2	-1.3	
	-1.2	-2.3	
	+1.1	+1.0	
ユーザー収支合計		-0.1	-1.3
電力会社	電力販売収支	-3.5	-3.4
	電力調達収支	+2.4	+2.3
	収支（収益合計）	-1.2	-1.1
ガス会社	ガス販売収支	+3.2	+4.0
	ガス調達収支	-3.3	-3.9
	収支（収益合計）	-0.1	-0.0
		系内の総計	
総合収支		-1.3	-2.3

表(2)-7 6%ケース、8%ケースにおける収支及びCO2t当たり削減費用

(エネファーム価格：70万円/kW)

シナリオ	ユーザー		電力会社収支 (億円)	ガス会社収支 (億円)	総合収支 (億円)	減益部門収支 (億円)	CO2削減コスト (総合) (万円/t-CO2)	CO2削減コスト (減益) (万円/t-CO2)
	戸建住宅 (億円)	戸建住宅以外 (億円)						
6%ケース	-1.2	1.1	-1.2	-0.0	-1.3	-2.4	6.8	12.8
8%ケース	-2.3	1.0	-1.1	0.1	-2.3	-3.4	9.1	13.7

減益部門が解消されれば、この分散協調型コジェネレーションシステムが普及する要件を満たすとした場合、減益部門解消策の1つとして、余剰電力の戸建住宅からの売却額と電力会社側の購入額に価格差を設けることによる調整が考えられる。例えば6%ケースでは、戸建住宅ユーザーの収支を1.2億円、電力会社の収支を1.2億円、それぞれ改善できれば減益部門は解消する。そこで、

- (i) 戸建住宅のコジェネレーションからの余剰電力は26.9円/kWhで買い取る。
- (ii) 戸建住宅のコジェネレーションからの余剰電力を、電力会社は系統の発電原価より安い5.6円/kWhで購入できるようにする。
- (iii) 余剰電力売買における販売価格と購入価格の差(逆ざや分)である21.3円/kWhは、CO2削減に必要なコストとして、FIT(再生可能エネルギー固定価格買取制度)類似の仕組みにより関係者以外から補填する。

とすれば、減益部門がなくなるという試算が成り立つ⁶。

しかし、FIT類似の制度により系外からの補填を行うことを想定するとしても、賦課金をどの範囲から徴収するかという問題がある。この事業モデルは、住宅熱需要の高い北方都市圏という限定された地域が対象であるので、事業対象地域内で回収するルールとすると、約4.0円/kWhの賦課金レベルと試算された⁷。これは、現行の再エネ賦課金レベル(約2.4円/kWh)と比べ、かなり高額である⁸。したがって、この水準の負担を求めることは現実的ではないと考えられる。

そこで、関係者間の収支を平準化し、関係者外からの補填額を削減するような余地がないかを検討する。家庭用コジェネレーションからの余剰電力は変電所のバンク内で融通されるため、高圧線を利用する電力と異なり、送配電コストは割安となると考えられる。ラフな仮定ではあるが、低圧と高圧の託送料金の差をバンク外に電力供給するための送配電コストとみると、バンク内での融通では送配電コストを約4.0円低額にできる⁹とすれば、その分、余剰電力の受け入れによる回避可能コストを高く設定することができるので、電力会社の買取価格を9.6円まで引き上げる

⁶ 戸建住宅の余剰電力量は11.3GWh、16.2円/kWhから26.9円/kWhに買取価格を引き上げると1.2億円の収支改善。

同様に16.2円/kWhの余剰電力仕入れ価格を5.6円/kWhにすれば電力会社の収支が1.2億円改善する。

⁷ 逆ざやコスト2.41億円を域内系統電力利用量59.2GWhに分配した。

⁸ 事業対象可能性外の地域を含む全国で賦課金を負担することも考えられる。この場合、北方都市におけるコジェネの優位性を活かしたCO₂削減事業を全国で支えるという意味になる。

⁹ 北海道電力の託送料金の低圧平均単価8.76円/kWhと高圧平均単価4.17円/kWhの差からの概算であり、1つの仮定値として使用した数字である。送配電コスト節約可能額についての精査は別途必要と思われる。

ことができる。この結果、域内でのコジェネレーションの余剰電力買い取りにかかる賦課金は 3.3 円/kWh 程度まで下げることができるが、それでも負担は高水準である。

4) 費用便益を改善させるための別シナリオの検討

上述の結果は、コジェネレーションの普及には、関係者以外の負担がまだ大きいため、コジェネレーションがもっと有利になる条件を検討した。3) の分析は震災前の 2010 年の電力やガスの条件を前提としたものである。震災後には、電力需給の逼迫から、コジェネレーションの余剰電力を積極的に購入する事例が生じた。そこで、震災後（2013 年）の電力およびガスの調達原価、小売価格等を前提として関係者の収支がどのように改善されるかを検討した。あわせてコジェネレーションからの余剰電力を石油火力発電による電力を代替するものとみなして、関係者の収支がどのように改善されるかを検討した（表(2)-8）。このため、上述の計算モデルに、2013 年の電力価格・ガス価格及び CO2 排出原単位等を当てはめた場合と、コジェネレーションが代替する電源を石油火力と仮定した場合それぞれにおける収支を試算した（表(2)-9）。

表(2)-8 6%ケース、8%ケースにおける関係者収支計算条件

条件	電力供給価格／余剰電力買取価格 (円 / kWh)	電力小売価格 (円 / kWh)	CO2 原単位 (g-CO2 / kWh)
2010 年条件	16.2	24.1	353
2013 年条件	20.3	28.5	678
石油代替条件	23.7	24.1	741

表(2)-9 6%ケース、8%ケースにおける関係者収支及び CO2 1t 当たり削減費用の結果

条件	ユーザー収支 (億円)		電力会社収支 (億円)	ガス会社収支 (億円)	総合収支 (億円)	減益部門収支 (億円)	CO2 排出削減率	CO2 削減コスト (総合) (万円 / t-CO2)
	戸建	それ以外						
2013 年条件 (6%)	-0.2	1.2	-1.2	-0.5	-0.7	-1.9	-13%	0.7
2013 年条件 (8%)	-1.1	1.2	-1.1	-0.5	-1.6	-2.7	-16%	1.2
石油火力代替 (6%)	-0.4	1.2	-0.1	0.0	0.8	-0.5	-14%	-0.6
石油火力代替 (8%)	-1.0	1.2	-0.1	0.1	0.2	-0.2	-18%	-0.1

まず、2013 年条件、石油火力代替ケースとも、系統電力の CO2 排出原単位が 2010 年条件に比べてかなり高いことを受け、CO2 削減率は大幅に向上し、CO2 削減コストは大きく低減される。石油火力代替ケースでは、電力調達原価が高いため、コジェネレーションの導入により、系全体の総合収支が正となる結果が得られた。減益部門の収支は電力会社が -0.1 億円、戸建住宅が -0.4 億円の計 -0.5 億円であるが、戸建住宅以外のユーザーには計 1.3 億円程度の利益が生じている。減益部門をなくすため、余剰電力の配電コストが 4 円/kWh 程度低額に済むとの仮定も織り込んで試算すると、戸建住宅のコジェネレーションからの余剰電力を 27.0 円/kWh 程度で買い上げ、電力会社は余剰電力を 23.8 円で購入できるとすれば、減益部門が解消する。そこで生じる逆ざや分は FIT

類似制度で域内の需要家に負担してもらおうとしても負担額は0.1円/kWh程度の賦課金となり非常に小額で済むことになる。

コージェネレーションからの余剰電力がどの電源の電力を代替すると考えるのかは、コージェネレーションの普及方策を検討する際の政策判断にとって非常に重要であることがわかる。コージェネレーションの排熱価値の計算法と同様に様々な考え方がありうる。北海道においては、2013年は年間昼夜を通して石油火力発電を行っていたので、電力会社がコージェネレーションからの余剰電力に石油火力代替電源としての価値を認めることも理論的には十分可能である。一方、2018年以降は、石狩LNG火力発電所の運転開始が想定されるため、この状況もまた変化すると考えられる。

コージェネレーションシステムを推進するインセンティブは、系統電力側の電源構成や原子力発電所の再稼働の見通し等にも大きく依存することとなる。

5) 費用便益を改善させるための事業形態の検討

電力自由化後は、様々な業界から多様な形態の電力小売りへの参入が想定される。コージェネレーションの導入によって減益部門と増益部門が生まれることとなったが、この収益を通算して平準化するようなサービス提供も可能となる。ここでは2つの事業形態を想定した。一つは、電力会社・ガス会社が合同で、ユーザーの電力需要、熱需要に対するサービスを一括して供給するような形態（いわゆる合弁会社）、もう一つは、電力会社が戸建住宅に設置したコージェネレーションを保有・運転し、戸建住宅には、電力と熱を供給するとともに、余剰電力は自社のものとして、他の需要地に販売するような形態（以下、庭先発電所という）である。このようなビジネス形態においては、電力会社とガス会社の明確な競争対立関係がなくなるため、従来の利益水準は保てないとしても、市場を失うという致命的シナリオを回避できるため、コージェネレーション導入へのインセンティブが生じる可能性も考えられる。そこで、(a) 合弁会社モデル (b) 庭先発電所モデルに関して関係者三者の収支関係を把握するとともに、CO2削減コストを試算した。

a) 合弁会社モデル

合弁会社モデルでは、電力会社（減益部門）とガス会社（本来は増益部門）が合弁して事業を行うとして、その損益を通算して収益を算出した（表(2)-10）。さらに2010年条件と異なる点として、合弁会社には、コージェネレーション販売価格の2割が収益に計上される要素を盛り込んだ。

表(2)-10 合弁会社モデルの6%ケース、8%ケース収支及びCO2 1t当たり削減費用の結果

(エネファーム価格：70万円/kW)

シナリオ	ユーザー		合弁会社 (億円)	内訳		総合 収支 (億円)	減益 部門 収支 (億円)	CO2削減 コスト (総合) (万円 /t-CO2)	CO2削減 コスト (減益) (万円 /t-CO2)
	戸建 住宅	それ 以外		電力 部門 (億円)	ガス 部門 (億円)				
6%ケース	-1.2	1.1	-0.7	-1.2	0.4	-0.8	-2.0	4.5	10.2
8%ケース	-2.3	1.1	-0.3	-1.1	0.8	-1.4	-2.6	6.3	7.7

2010年条件では、本来、増益となるはずのガス会社にガスの販売による増益がほとんどなかったが、コジェネレーションの販売インセンティブがガス会社には働いていることから、隠れたインセンティブ要素がないか考えた結果、事業者ヒアリングも踏まえ、このような仮定をおいたものである¹⁰。また、電力やガスの供給コストは親会社である電力会社、ガス会社と同等と設定した。

今回の計算では、合弁前のガス部門が想定ほど増益でなかったため、増益・減益部門を通算するという効果は小さかったが、ガス小売価格が選択約款契約で給湯暖房用ガス価格がかなり安く設定されていることも影響していると思われる。また、8%ケースでは、6%ケースより減益部門のみによるCO2削減コストが減少するという面白い現象が起こっている。

この合弁会社モデルでは、導入シナリオが6%ケースの場合、戸建住宅ユーザーの余剰電力販売価格を26.8円/kWh、合弁会社の余剰電力購入価格を14.0円/kWh、逆ざや解消のための域内での賦課金水準を2.4円/kWh程度とすると減益部門は解消されうる。

b) 庭先発電所モデル

庭先発電所モデルとは、主として戸建住宅の敷地内に設置した家庭用コジェネレーションを電力会社が所有、運転し、コジェネレーションからの電気と熱を設置場所の戸建住宅に販売する事業モデルのことである。住宅の居住者は電力会社から電気と暖房給湯用の温水の提供を受ける。しかし、電気や温水がコジェネレーションから発生したかどうかを意識することはない。電力会社は需要に対し、コジェネレーションからの発電量が不足する場合は系統から電気を補充し、熱が不足する場合はボイラで補充する。そして、電気代と熱代をあわせて居住者に請求する。コジェネレーションは電力会社の所有となる。

庭先発電所モデルでは、家庭用コジェネレーションからの電力は発電事業にあらず、これを束ねて販売することも電気事業ではないことを確認した。したがっていわゆる電気設備を自己以外の敷地におくことを禁じる電気事業法の規定とは抵触しないことを確認した。

このモデルで、表(2)-3と同じ2010年条件のもと、電力会社、ガス会社、ユーザーの費用便益がどのようになるかを6%ケースと8%ケースで試算した。コジェネレーション価格は開発目標である70万円/kWで試算した。その結果を表(2)-11に示す。

この庭先発電所モデルにおいても、電力会社は設備を販売価格の8割の価格で調達できるとした。また、熱の販売価格は9.9円/kWhとした。これはユーザー側にコジェネレーション設置前に比べて、電気+暖房給湯費用として一定の利益が出る(戸建住宅に約0.1億円/年の収益がある)ように調整した結果である¹¹。

庭先発電所モデルでは電力会社だけが減益となる。総合収支でみたCO2削減コストは、2010年条件である合弁会社より低額になっている。減益部門のみでCO2削減コストを算出すると一番有利な6%ケースで2010年条件では約11万円/t-CO2以上となるが、2013年条件で計算すると約1.9万円程度まで一気に低下する。また、設備コストが上昇するとその上昇率以上にCO2削減コストが上昇する。

¹⁰ 事業者からのヒアリングで、相場観としてコジェネを販売する際の販売管理費は家庭用コジェネの場合、2割、業務用の場合、工事会社とガス会社で2割ずつということである。

¹¹ 山鼻地区265000㎡の住宅面積から戸建住宅戸数を約2000戸と仮定すると、1戸あたりでは約5,000円/年の光熱費の節約になる計算である。

表(2)-11 庭先発電事業の6%ケース、8%ケースの収支及びCO2 1t当たり削減費用の結果

シナリオ	ユーザー (億円)		電力 部門 (億 円)	ガス 部門 (億 円)	総合 収支 (億 円)	減益 部門 (億 円)	CO2削減 コスト(総 合) 2010条 件 (万円 /t-CO2)	CO2削減 コスト(総 合) 2013条 件 (万円 /t-CO2)	CO2削減 コスト(減 益) 2010条 件(万円 /t-CO ₂)	CO2削減 コスト(減 益) 2013条 件 (万円 /t-CO2)
	戸建 住宅	戸建 住宅 以外								
6% ケー ス	0.1	1.4	-2.2	0.0	-0.5	-2.2	2.9	0.5	11.0	1.9
8% ケー ス	0.1	1.3	-2.9	0.1	-1.4	-2.9	7.6	1.3	15.5	2.7

この構造を少し詳しくみると、戸建住宅から得る収入は固定される（戸建住宅が従来支払っていた電気代+ガス代より、0.1億円安い金額）ので、戸建住宅庭先発電事業の設備コストが高くなるほど赤字幅が急速に拡大する。庭先発電事業に無関係な戸建住宅以外のユーザー部門の増益で総合収支は改善されている。一方で、庭先発電事業では戸建住宅に設置したコージェネレーションからの余剰電力は購入の必要がなく、発電した電力を自己のものとして販売できる。この分は、系統電力より低額な配電コストで販売できるため、利益の押し上げ効果があると見ることができるので、その分の潜在的利益がまだ電力会社に属すると見ることができる。

6) 分散協調型コージェネレーションの費用便益分析（モデルにおける試算）

低炭素社会を目指すうえで、コージェネレーションがどのように活用できるか、CO2削減技術のコストという面から考察する。コージェネレーションの省エネルギー性能、省CO2性、省コスト性は、複数の要因によって変化する。

まず、コージェネレーションは、化石燃料を用いて電気と熱を生産するため、再生可能エネルギーなどとは異なり、CO2の排出があるため、その省CO2性は代替する電源との関係で相対的なものである。

次に、発電効率と排熱利用効率により、発電設備としての排出原単位が変わる。さらに需要家の電力需要と熱需要の大きさ、比率、年間の変動、設備の容量などが稼働率に影響し、省エネルギー性、省CO2性、省コスト性に影響する。コスト面からは、設備コスト、稼働年数、系統電力の発電コストとコージェネレーション側の燃料コストも影響する。

a) 電力会社、ガス会社、ユーザー間のコージェネレーション導入による金銭的便益の関係

まず、電力会社、ガス会社、コージェネレーションユーザーの三者間でのコージェネレーション導入による金銭的便益が、電力およびガスの供給原価との関係でどうなるかを検討した。電力供給コスト(Ce)、ガス供給コスト(Cg)とコージェネレーション導入による燃料ガス消費量の増加(Vg)及びコージェネレーションからの総発電量(Ve)を用いると、コージェネレーションを導入することによるユーザー、電力会社、ガス会社の便益の総和(総便益:M)は、需要家に対する電力小売価格、ガス小売価格には無関係に、コージェネレーションの設備コストをUとして、 $M=Ve \cdot Ce - Vg \cdot$

C_g-U で表すことができることがわかった。域内にコジェネレーションを導入した場合の総便益がプラス ($M>0$) であれば、外部からの資金支援がなくても関係者内全体としては、コジェネレーション導入によるコストメリットが生じることとなる。社会としては、コジェネレーションの導入促進に経済合理性がある状態と考えられる。そうした条件をもたらす電力供給コスト、ガス供給コストの関係を計算した。計算においては、工学系サブグループの行った6%ケース及び8%ケースにおける設備容量、稼働時間などの結果を用いた。

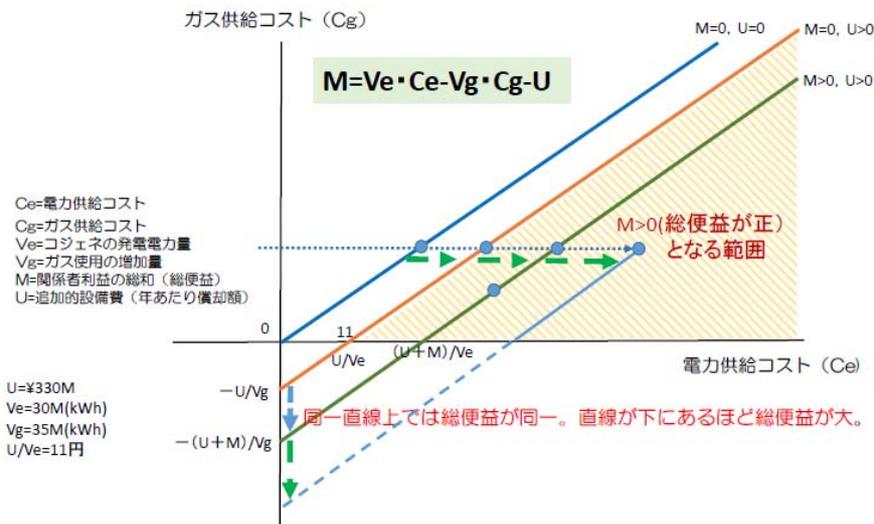
病院、ホテルなどにはジェネライトが、戸建住宅にはコジェネレーションとしてエネファームが入る（集合住宅にはコジェネレーションは入らない）という想定で山鼻地区をモデルに6%ケース、8%ケースでエネファームの設備価格を開発目標の i) 70万円/kW、現行水準の ii) 120万円/kW¹²の2通りの前提において、ユーザー、電力会社、ガス会社との総合便益を電力価格、ガス価格との関係で試算した。ガス供給コストが現行水準の8.6円/kWhの場合、総便益がプラスとなる条件は、電力供給価格が、6%ケース（設備価格70万円/kW）で23.2円以上、8%ケース（同70万円/kW）で27.5円以上、6%ケース（設備価格120万円/kW）で33.2円以上、8%ケース（同120万円/kW）で37.5円以上でなくてはならないと計算された。設備価格120万円/kWの場合、総便益がプラスとなる電力供給価格は電力小売価格と比しても非常に高い水準となる。一方、設備価格が70万円/kWまで低下すると、石油火力発電による電力供給原価を下回る水準で、総便益がプラスとなる状態がある。将来的にエネファームの価格が70万円/kW程度まで低下すれば、電力供給価格とガス供給価格の状況によっては、地域全体として金銭的メリットを享受できる状況が出てくる可能性もある。

総便益をプラスとなる条件で、電力供給コストが20.3円/kWh(2013年水準)までしか上がらないとした場合、ガス供給コストがいくらを下回ればよいかについても計算した。6%ケース（設備価格70万円/kW）で5.9円/kWh以下、8%ケース（同70万円/kW）で3.7円/kWh以下となる。6%ケース（設備価格120万円/kW）、8%ケース（同120万円/kW）では、ガス供給価格はマイナスでなければならず、設備費用を償還するコストだけで電力供給価格を上回ってしまうこととなる。さらに電力供給コストが16.2円/kWhまでしか上昇しない場合には、6%ケース（設備価格70万円/kW）ではガス供給コストが2.3円/kWh以下となる必要がある。

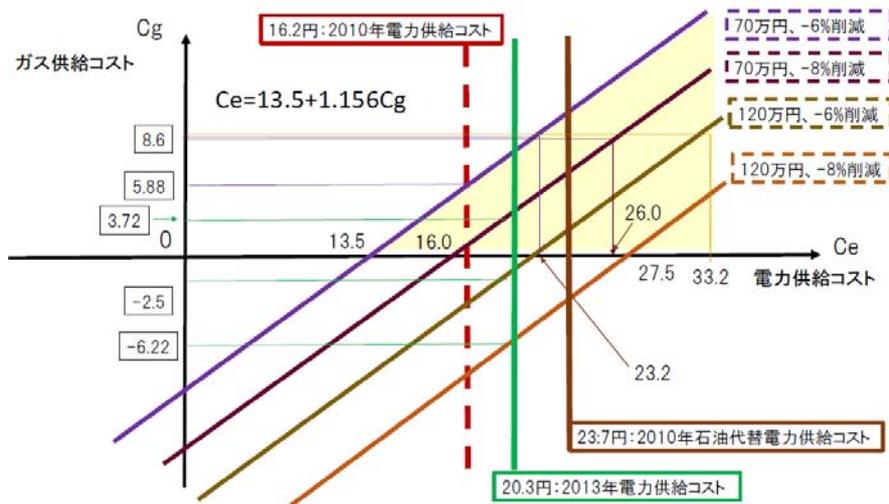
電力供給コストとガス供給コストの乖離が大きいほどコジェネレーション導入にコスト面ではプラスに働く。乖離が大きくなるケースで、電力供給価格が上昇する場合は、国際的な競争力へのダメージとなり、需要家全般への負担も厳しくなるが、ガス供給コストの低下による乖離の拡大においては、社会的影響はまだ小さく済むと思われる。

もし、家庭用コジェネレーション向けガス供給に対する補助制度などで、ガス会社の減益をもたらさずにガス小売価格を引き下げられれば、社会的な軋轢を比較的小さいまま家庭用コジェネレーションの導入促進効果が期待できる。なお、総便益がプラスであれば、外部からの金銭的補填がなくとも、コジェネレーションからの余剰電力の買取価格を調整することにより減益部門を解消することができる。

¹² 現行210万円/(0.7kW)を1kWに換算するため、価格のうち燃料電池部分30%が10/7倍に、補助金も10/7倍になり（国+札幌市で50万円/台）、ボイラ部分が50万円とすると約118万円/kWとなる



図(2)-5 電力供給コスト、ガス供給コスト及び設備費と(三者)総便益の関係



図(2)-6 電力供給コスト、ガス供給コスト及び設備費と(三者)総便益の関係(モデル試算例)

b) コジェネレーションの省CO₂性、省コスト性に関する概算的評価の検討

工学系サブグループのモデルは建物途区別の需要パターンに基づいて稼働シミュレーションした分析であるが、建物別床面積比がある特定の地域をモデルとしている等のため、今回の計算結果の一般化にはまだ限界がある。また、複雑なシミュレーション計算をしないと、設備量、稼働時間などのデータを算出できないため、コジェネレーション導入効果を検討する上で、見通しをもつには不便である。このため、より簡便な計算により、ある程度、一般的な傾向を見通す方法を検討した。

コジェネレーションは、発電と排熱利用を同時に行うシステムであるため、省エネルギー性、省CO₂性、省コスト性などがあるとされるが、そのように評価するためには、排熱利用の効果を織り込む必要がある。排熱利用の価値をどう評価するかについては、大別して2つの考え方があ

- i) 発電時に生じた排熱に利用価値を計算して、控除することで発電コストを計算する
- ii) 発電時に要した費用を生じた電力量と熱量の大きさに応じて按分する

ここでは、コージェネレーションにおいては、電力の利用と熱の消費は一体として扱うべきとの立場をとり OECD/IEA も採用する①の考え方を採用した。

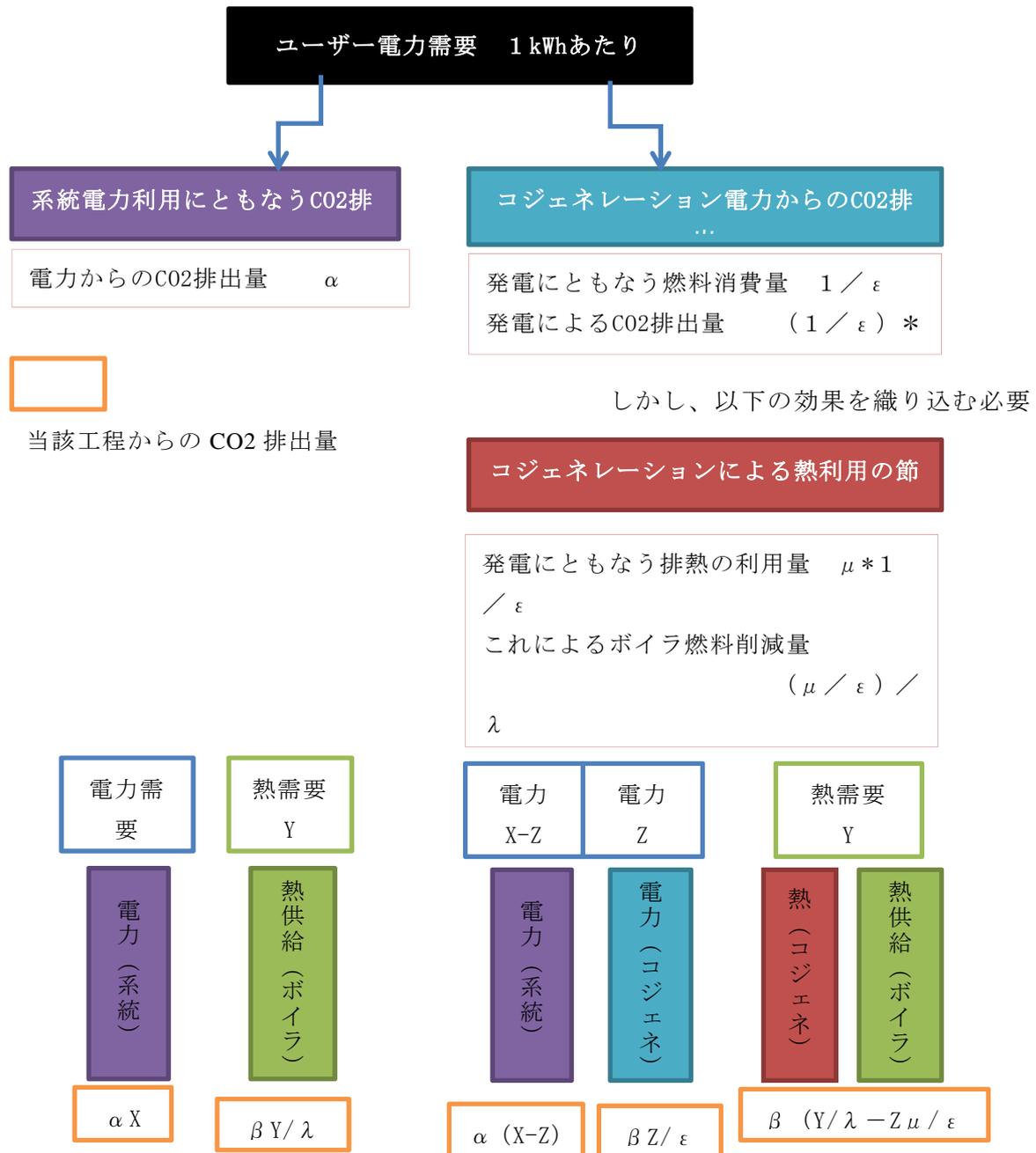
次に、コージェネレーションの効果を概略的に把握するため、いくつかの前提を置いてその省 CO₂ 性、省コスト性を計算する方法を考えることとした。

- i) コージェネレーションは、都市ガス（天然ガス）を燃料とする。
- ii) コージェネレーションを補助するボイラは潜熱回収型ボイラであり、都市ガスを燃料とする。
- iii) コージェネレーションは、稼働時は常に定格運転である（定格運転か停止の状態しかない）。
したがって、稼働中は機器の定格性能で発電、排熱利用を行う。
- iv) 導入効果を評価するための対照は、電力を系統電力から調達し、熱は都市ガスを燃料とする潜熱回収型ボイラ（コージェネレーションの補助ボイラと同効率）から行っている状態とする。
- v) コージェネレーションによる電力が代替する系統電力の CO₂ 排出係数は一定とする（計算を簡便とするため）
- vi) コージェネレーションによる排熱は熱損失を考えず、すべて有効利用される。

上記の仮定のもと、需要家の電力需要 X （年間）をコージェネレーションからの発電で賄った場合の CO₂ 排出削減量を試算することとした。定格能力 1kW のエネファームを年間 X 時間稼働させることで CO₂ 排出をどれだけ削減するかを概算するイメージである。考え方のイメージを図(2)-7 に示した。

コージェネレーションの発電効率、排熱利用効率をそれぞれ ε 、 μ 、潜熱回収型ボイラの効率を λ 、系統電力の CO₂ 排出係数を α 、コージェネレーション燃料である都市ガスの排出係数を β 、ユーザーの電力需要を X 、熱需要を Y とし、コージェネレーションで X の一部 Z を賄うことにする。コージェネレーションによる CO₂ 削減効果として、排熱利用による CO₂ 排出量の削減分はコージェネレーションの発電による削減分と整理した¹³。

¹³ 熱電併給（コージェネレーション）室資料集（資源エネルギー庁 2012年9月）p.14



図(2)-7 コージェネレーションによるCO2削減量の概算推計方法のイメージ

電力需要 X のうち Z をコージェネレーションからの電力で賄うことにすると、排熱利用によるボイラ燃料の節約分だけ、CO2 が削減される。

コージェネレーションが導入された場合、コージェネレーションによる発電 1kWh につき、燃料使用量は $1 / \epsilon$ (kWh)、CO2 排出量は $\beta * 1 / \epsilon$ となる。また排熱回収熱量は $\mu * 1 / \epsilon$ (kWh)、これによるボイラ燃料の削減量は $\mu / \epsilon \lambda$ となる。したがって 1kWh の発電あたり排熱利用による CO2 削減量は $\beta * \mu / \epsilon \lambda$ となる。

ここでは簡単化のため、運転時は常時定格運転と仮定し、ユーザーの時間あたり電力需要 X (kW)、熱需要 Y (kW)、コージェネレーションの発電能力(定格)を Z (kW) とすると、時間あたり CO2 排

出量は

$$(\text{導入前}) \quad \alpha X + \beta Y / \lambda \quad \dots \dots \dots \textcircled{1}$$

$$(\text{導入後}) \quad \alpha (X - Z) + \beta Z / \varepsilon + \beta (Y - \mu Z / \varepsilon) / \lambda \quad \dots \dots \dots \textcircled{2}$$

$$\begin{aligned} (\text{増減量}) \quad \textcircled{2} - \textcircled{1} &= -\alpha Z + \beta Z / \varepsilon - \beta \mu Z / \varepsilon \lambda \\ &= (\beta (\lambda - \mu) / \varepsilon \lambda - \alpha) Z \quad \dots \dots \dots \textcircled{3} \end{aligned}$$

となる。③式を用いて、エネファームを導入した場合のCO2削減効果の概要を試算する。

計算に用いた設備等の諸元は表(2)-12のとおりである。

また系統電力の排出原単位 α は表(2)-13に示すとおり、代替される電力に応じ、以下の複数の値を使用した(単位: kg-CO2/kWh)。¹⁴

表(2)-12 家庭用燃料電池エネファーム (PEFC)¹⁵の諸元

発電効率(ε)	排熱回収効率(μ)	ボイラ効率(λ)	ガスCO2排出原単位(β) LHV
0.39 (定格)	0.56 (定格)	1.02 (LHV)	0.203 (kg-CO2/kWh)

注) LHV: 低位発熱量

表(2)-13 系統電力における電源別CO2排出原単位

LNG火力 (2009)	LNGコックイント火力 (2009)	石油火力 (2010)	北海道電力全電源 (2010)	北海道電力全電源 (2013)
0.478	0.407	0.741	0.353	0.678

これを用いてエネファームが各電源を代替した場合の定格運転で1kWh発電した時のCO2削減効果は代替電源別に表(2)-14の中段のとおり。

また、エネファーム(1kW)を保守管理規程の上限である年間稼働時間の4000時間、稼働させたとした場合の年間CO2削減量は表(2)-14の下段のとおりと試算される。

表(2)-14 異なる代替電源におけるCO2削減効果及びCO2削減量

(エネファーム 定格出力1kW換算)

代替される電源	LNG火力	LNGコックイント	石油火力	北電 (2010)	北電 (2013)
CO2削減効果 (kg-CO2/kWh)	-0.243	-0.172	-0.508	-0.118	-0.443
CO2削減量 (t -CO2/年)	1.0	0.7	2.0	0.5	1.8

今回モデルとした山鼻地区の戸建住宅総床面積から、6%ケースの設備導入量の場合、概算で約2,000軒の戸建住宅¹⁶に平均してエネファームが各1.5kWずつ入る。工学系サブグループの計算

¹⁴ 資源エネルギー庁「低炭素電力供給システムに関する研究会報告書」2009年 p58

¹⁵ 北海道ガスのカatalogより。なお、PEFCとは、固体高分子形燃料電池のことである。

¹⁶ 札幌市「建築着工統計調査(平成25年度)」の持家戸数と総床面積から1戸平均133㎡と推計

とは考え方が異なるが、概算では、エネファームが年間 4,000 時間定格運転し、北海道電力の全電源平均（2013）を代替すると仮定すれば、地区の戸建住宅全体で年間 5,316 t-CO₂ の削減（1戸平均 2.7 t-CO₂）、北海道電力の全電源平均（2010）の代替ならば 1,416 t-CO₂（1戸平均 0.75 t-CO₂）の削減と概算される。ここでは、コジェネレーションの CO₂ 削減効果が、外的要因である系統電力側の要素により、非常に幅を持った数字となるという点が重要である。

選択する系統側代替電源の CO₂ 排出原単位によってコジェネレーションによる CO₂ 削減効果が大きく変化し、ここでは最大 4 倍程度の開きがある。代替電源をどう選択するかが政策判断上は決定的に大きな意味を持つことがわかる。

次に、コジェネレーションによる発電コストについて考察した。

年あたり設備コストを U、年間稼働時間を H、燃料費（ガス料金）を C_g（円/kWh）とするとコジェネレーション（容量 1 kW）の発電コストは

$$U + (\lambda - \mu) \cdot C_g \cdot H / \varepsilon \lambda \quad \dots \dots \dots \textcircled{4}$$

で表される。

年間総発電量も H（kWh）であるので、1kWh あたりの発電コストは④の各項を稼働時間 H で割ると、結局、概算として

$$U/H + (\lambda - \mu) \cdot C_g / \varepsilon \lambda \quad (\text{円}) \quad \dots \dots \dots \textcircled{5}$$

となる。

ここで、⑤の第 1 項は設備コストを稼働時間で割った値であり、これを固定費とする。また、第 2 項は、発電にかかった燃料費からボイラにかかった燃料費を差し引いた上で、残りの燃料費を発電効率と低位発熱量時のボイラ効率の積で割ったものであり、これを変動費と呼ぶことにする。

エネファーム（1kW、耐用年数 10 年とした場合）の設備コスト U を i）70,000 円/年（開発目標）、ii）120,000 円（現行水準）とし、ガス価格 C_g = 8.6 円/kWh、稼働時間 H が H=4000 時間であるとした場合、発電コストは

$$\text{i) では、} 17.5 \text{ (固定費相当)} + 9.9 \text{ (変動費相当)} = 27.4 \text{ (円/kWh)}$$

$$\text{ii) では、} 30.0 \text{ (固定費相当)} + 9.9 \text{ (変動費相当)} = 39.9 \text{ (円/kWh)}$$

となる。

現行水準では、変動費相当部分に比べ、固定費相当部分が非常に大きく、発電コストを押し上げているが、開発目標の水準まで設備コストが低下してくると、家庭向け電力料金水準程度まで発電コストが低下してくることがわかる。固定費部分を小さくするためには、U の削減および/または H の増加が必要である。

一方、ジェネライトの場合で、設備コスト U が 30,000 円/年程度、発電効率 ε が 0.34、排熱回収効率 μ が 0.52 程度であるので、5,000 時間¹⁷/年の稼働とすると発電コストは、

$$6.0 \text{ (固定費相当)} + 12.4 \text{ (変動費相当)} = 18.4 \text{ (円/kWh)}$$

程度となり、系統電力の発電コストにほぼ対抗できる水準である。このことが戸建住宅を除くユーザー部門では、コジェネレーション導入によって、余剰電力の買い取りなどがなくてもコスト

¹⁷ ヤンマー社カタログによれば、稼働時間に関しては 60,000 時間まで使用可能だが、余裕を見て 50,000 時間、稼働年数を 10 年で平均し、5,000 時間/年と設定した。

メリットが十分生じた要因であると考えられる。家庭にコジェネレーションが普及するために、より一層の設備コスト低下が望まれる。

ここでは、状況を簡略化した仮定をおいてコジェネレーションの効果を評価しようとしたが、工学系サブグループモデルからの計算結果に照らしても妥当な数字を概算でき、導入効果に関する大まかな傾向把握には有効であると考えられる。コジェネレーション自体は再生可能エネルギーと異なり CO2 フリーではないので、省 CO2 性については相対的なものであり、代替する系統電力電源の取り方によって大きく評価が変わる。コジェネレーションを低炭素化のツールとして考える場合、こうした特性を踏まえる必要がある。

7) 北海道における分散協調型コジェネレーションネットワークの普及方策の検討（小括）

日本の北方地域において CO2 削減を図る方策として、札幌市山鼻地区という実在の地区をモデルとした工学系サブグループのシミュレーションの結果では、従来（給湯暖房用温水の生産を潜熱回収型ボイラとした状況）からさらに地域での CO2 削減を進める上では、家庭用へコジェネレーションを導入することの効果が大きいことが明らかにされた。この効果を出すには、家庭用コジェネレーションの導入規模や稼働率を上げるために、家庭で自家消費できなかった大量の余剰電力を系統電力に逆潮流し、他の需要家に消費してもらう必要があることも示された。経済班の計算では、CO2 削減の費用対効果の面から家庭へのコジェネレーション導入規模を考えた場合、今回のモデルに沿った分析結果では、CO2 の 6%削減シナリオのほうが 8%削減シナリオより費用対効果が高い結果となった。CO2 6%削減シナリオでは、概略的には家庭に現行の 2 台分程度の規模が導入という結果になっている。エネファームの価格が開発目標である 70 万円/kW まで低下したのちも、設備コスト部分の負担はまだ大きいと、設備稼働率が収益に大きく影響する。

また、余剰電力の売却価格水準を（日本卸電力取引所（JEPX）の現状の約定価格水準（7 円～11 円/kWh 程度より高い）現在の電力供給価格水準の 16 円/kWh 程度として計算した場合、エネファーム導入後の戸建家庭部門の収支は減益となる。業務用コジェネレーションが導入されるホテル、病院等とは異なり、固定費に相当する設備価格が割高であることに加え、発電電力の自家消費分が少なく、余剰電力が多いため、余剰電力の売却価格が収支に大きく影響するためである。

エネファームを戸建住宅に 6%シナリオの程度まで導入するためには、その余剰電力を市場価格よりかなり優遇した価格で販売できるようにしないと導入インセンティブが働かない。そのためには、系外からの金銭的支援が必要ということになる。

そこで、FIT 類似の制度で地域内から広く薄く補填をするとの政策オプションを検討した。この場合、賦課金水準は、2010 年の電力価格、ガス価格等で試算すると、エネファーム価格が 70 万円/kW に低下したのちも、4 円/kWh 程度必要になり、地域の負担は大きいと考えられた。CO2 削減コストも 6.8 万円 t-CO2 程度と高水準であった。

一方、コジェネレーションの代替電源をどう見るかによって賦課金水準は大きく変化した。例えば 2010 年北海道電力の石油火力代替とすると（電力供給原価、電力小売価格などが全電源平均より高くなるので）、電力会社、ガス会社の収支及び総合収支は全電源平均より大きく改善される。余剰電力は、近隣（バンク内）にしか融通されないため、その配電コストの低減分なども考慮すると、賦課金水準は 3.3 円/kWh 程度から 0.1 円/kWh 程度まで幅のある値を取りうるが、かなり低水準となるケースも生じる。また増益となり CO2 削減コストが 0 となるケースも生じる。

コジェネレーションシステムを推進するインセンティブは、系統電力側の電源構成や原子力発電所の再稼働のみ通し等にも大きく依存することとなる。

電力会社とガス会社による合弁会社案は、収支改善の効果があるが、当初期待より効果は小さかった。これは、選択約款でのガス価格が抑えられていることなどからエネファームの導入後におけるガス会社の増益が小さいことが要因と考えられた。オール電化住宅と家庭用コジェネレーションが住宅設備市場で激しく競争しており、家庭用コジェネレーション向けのガス小売価格がかなり割安な水準に設定されているのではないかと考えられたが、政策を検討する上で、適切なガス供給価格の設定水準を見出すことはなかなか難しい問題である。設定数値によって結果が大きく左右されるため、悩ましい問題でもある。

庭先発電事業モデルは、コジェネレーション導入による損益をエネファーム導入ユーザーと電力会社の間で通算するモデルである。導入家庭の負担を庭先発電事業会社に転嫁し、電力会社がこの負担を電気代と熱代で回収するというモデルである。戸建住宅部門は、ほんのわずかに収支がプラスになるように熱価格が設定される。設備コスト、ガス代金の増加分が庭先発電事業会社に転嫁される。戸建住宅には余剰電力の買い取りにおける外部からの補填という収支改善手段があったが、庭先発電事業には余剰電力の買い取りがないため、減益部門を調整する外部からの補填手段に限られる。減益部門を解消する方策として、コジェネレーションに利用する燃料ガスコストに外部から支援する場合を検討した。このモデルでは電力供給原価が 20.3 円/kW (2013 年) の場合、6%ケース (70 万円/kW) でガス供給価格を 6.4 円/kWh 以下、8%ケース (70 万円/kW) で 5.4 円/kWh 以下まで引き下げれば、関係者のうち唯一の減益部門である電力会社の総合収支が非負となる。その分の本来のガス価格との差額 (それぞれ、2.0 億円、2.9 億円) を外部から補填する必要がある。

今回は、北方都市における CO2 削減のためのコジェネレーションの普及方策としてエネファームの導入についての条件検討を中心に分析を行ったが、工学系サブグループのモデルには、山鼻地区という限定された地域の電力需要、熱需要、建物構成を用いている点で一般化に限界があること、また各建物の需要変動は、すべて同じ変動パターンとしていること、住宅戸数などの条件が入っていないため、基本料金などの計算が直接できないことなど、1 戸あたり市販のエネファーム 1 台より 2~3 倍の設備容量が入る状態を想定していること、家庭用コジェネレーション価格は現行よりかなり低額の 70 万円/kW を想定していること、比較のベースとしては、すでに給湯暖房はガスと潜熱回収型ボイラから行うとしていることなど、現在の状況とは異なる点があることから、実際の政策の参考とするには、今回の分析結果にはこうした制約があることに留意が必要である。また、家庭用コジェネレーションの場合、世帯人数や共働きか否か、戸建てか集合住宅か、などによっても各家庭で需要パターンに違いがあるため、本来、いくつかの需要パターンを組み合わせた検討が望まれるが、一方、そうしたデータを入手することは難しく、今後、スマートメータの普及にともなってデータ蓄積がされてくれば、研究が進むことを期待する。今回は、そこまで踏み込んでいないため、分析結果については、限界があることに留意する必要がある。

2015 年度は、エネファームを普及させる条件を検討したが、現在、設備価格がまだかなり高額である点がボトルネックである。このため CO2 削減コストも高止まりするので、この点の状況改善が強く望まれるところである。今年度から資源エネルギー庁では、価格低減を誘導するための

補助金制度を開始したが、その成果にも注目したい。

なお、家庭用コジェネレーションは、今回の分析では、戸建住宅のみに導入されるとしているが、近年、メーカーからマンション型エネファームが相次いで発売され、集合住宅への設置例が増えてきている。集合住宅においては熱損失が減少するため、熱電比がエネファームの発電／排熱利用と近くなること、建物内での熱融通も容易と考えられることから、コジェネレーションによる発電電力の自家消費割合が戸建住宅よりも増やせる可能性があり、集合住宅への導入のほうがかコスト面では有望と期待される。

現在、電力市場、ガス市場、熱供給市場の自由化が政策的に推進されている。また、太陽光発電、ヒートポンプ、コジェネレーションのように需要家自身がエネルギーの生産者となる技術が次々に開発、普及し始めている。従来のは電気は電力会社、ガスはガス会社から買うものという考え方も、大きな変化を迫られている。ドイツやデンマークですでに始まっているように、電力と熱を統合的に管理して、より条件のよい状態で供給するようなエネルギーの総合会社の出現の可能性が出てきている。

このようなビジネス環境の大きな変動期にあつては、様々なサービスの勃興があり、予期せぬ技術やサービスのブレークスルーも生まれる可能性が高いため、より幅広く精密な情報収集と慎重な制度検討が政策を考える上では重要であると思われる。

(4) 九州におけるスマートコミュニティ事業の調査

昨今、電力システムの改革が進められようとしている中で、電力小売全面自由化・発送電分離後の体制に則して、地域におけるスマートコミュニティは分散型エネルギー普及にとって重要な要素となっている。

電力システム改革が進む中、電力小売全面自由化・発送電分離後の体制に則して、地域における節電所（Community Energy Management Systems；CEMSと略称）の役割やスマートシティも分散型エネルギーの普及にとって鍵となると考えられたことから、2016年3月3～4日、福岡県北九州市スマートコミュニティ創造事業を視察した。地域節電所は、地域の電力制御センターのモデルとなると考えられた。また福岡県みやま市でのスマートコミュニティ事業の聞き取り調査を行った。

1) 北九州市東田地区のスマートコミュニティ創造事業

a) 北九州スマートコミュニティ創造事業の概要

国の「次世代エネルギー・社会システム実証」では、電気の有効利用に加え、熱や未利用エネルギーも含めたエネルギーの「面的利用」や、地域の交通システム、市民のライフスタイルの変革など複合的に組み合わせたエリア単位での次世代のエネルギー・社会システム・スマートコミュニティの実証を行っている。これは関連産業の次世代化、国際標準化を進め、環境エネルギー産業の競争力強化を目指すものである。北九州スマートコミュニティ創造事業は、2010年4月8日に全国4か所のスマートグリッド実証地域として関西文化学術研究都市(けいはんな学研都市)、横浜市、豊田市と並んで北九州市八幡東区東田地区が選定され、展開された北九州市の事業である。77の企業・団体・協議会が参加して実施された。実証地域による実施プランについては、実証事業の内容を具体化するためのマスタープランが取りまとめられた。

北九州市におけるマスタープランの概要は以下の通りである。

- ・目的：今後新規に開発する北九州市小倉北区域野（約 20ha）にエネルギーマネジメントシステムをはじめとしたさまざまな対策を反映させ、大幅な省エネルギー、CO₂ の削減を図るなど市内及び国内への展開を図ること。また、本実証事業を通じ、全世界で 100 兆円規模といわれる「スマートシティ市場」を先導するイノベーションを起こすとともに、「アジア低炭素センター」などを通じて海外展開を行い、国の新成長戦略の具体化を図るものである。
- ・実証地域の現状：人口 600 人 224 世帯 面積 1.2km²
- ・事業費総額（5 年間）：16,334 百万円
- ・具体的取り組み：
 - 隣接する工場群にある廃熱や水素を民生利用するとともに、建物間の電力融通を行うなど、地域エネルギーを有効活用するエネルギーマネジメントを実施する
 - 地域のエネルギー需給状況に応じて電力料金を変動させるダイナミックプライシングを実施するとともに、家電機器等の制御を行う

北九州スマートコミュニティ創造事業では以下の取り組みが行われた。

構造改革特区（北九州国際物流特区）認定のもと、従来は「資本関係、人的関係、生産工程関係等における」密接な関係へ限定されていた電気事業法の「特定供給」の対象を、「共同して組合を設立し、当該組合が発電設備施設の保有または維持管理を行う場合であって、その関係が今後も長期間にわたり継続することが見込まれること。」と規制を緩和した。そして、「北九州東田前田地区電力需給組合」を設立し、新日本製鉄八幡製鉄所のガスエンジンコージェネレーション（33,000kW）を中心として、その他、太陽光発電等の電力も活用し、その組合員に対する電力供給を行えるようにした。この電力供給は特定供給であるため、料金認可制度の対象外となっている。

そして IT を活用したエネルギー供給・利用管理の大規模な実証事業として実施された。この事業では

①住民や事業所など事業者が太陽光発電を設置することで、エネルギーの消費者 (consumer) にとどまらず、生産消費者 (prosumer) への変革を目指す、②従来からのエネルギー供給者に加え、prosumer である市民や事業者が考え・参加することで自ら使うエネルギーを自ら管理するマネジメントを実現する、③地域電力の需要と供給を最適化する「地域節電所 (CEMS)」を持ち、ダイナミックプライシングとインセンティブプログラムを組み合わせた仕組みを導入する、等の取り組みが行われ、実証事業が終了した現在は、CO₂ 排出 30%削減マンションや水素実証住宅、水素ステーションなどを居住者に提供するとともに、児童生徒・学生、一般社会人等さまざまな人々に環境ミュージアムやエコハウスなどの見学ツアーを受け入れ、広く環境・エネルギーへの関心を高める環境学習の中核としての役割を担っている。

b) ダイナミックプライシングの実証

北九州市東田地区では、特定供給であることの特徴を生かし、電力の需給状況に応じて電力料金を柔軟に変える「ダイナミックプライシング」（2012 年度から）と、ピーク時に節電した分を市民や企業にポイントとして還元する「インセンティブプログラム」（2013 年度から）による実証事業が行われた。一般にダイナミックプライシングの実証は、電気事業法の規制により電力料

金が統制されていることから、商品券などの給付の形で代替的に行われるが、ここでは特定供給事業である利点を生かして、実際の料金を変動させて実施された。

これらの取り組みは、電力の需給が逼迫するタイミングを事前に予測することで、需要家である市民や企業にピークの時間帯の電気の使用を抑えてもらう、いわゆるデマンドレスポンスの実証実験である。東田地区で実施された電気料金の設定に関しては、基本となる季節別・時間帯別の季時別料金である「ベーシックプライシング」、きめ細かな時間ごとに需要を予測する「リアルタイムプライシング」、そして逼迫した状況における「クリティカルプライシング」の3つによって電気料金が設定されている。2012（平成24）年度は、前日の予想最高気温が30℃をこえると適応され、特に電気が多く使われそうな時間帯に電気料金を高め、逆に使用頻度の低い時には安く設定することで、ピークシフト・ピークカットによるエネルギー需要の平準化を狙った。市民のエネルギーの使い方とまち全体のエネルギーマネジメントを検証した。

さらに、この実証実験では、7世帯が入居する水素実証住宅「ひがしだ H2」と218世帯が居住するCO2 30%削減マンション「リビオ東田ヴィルコート」の196世帯の参加のもと、「ダイナミックプライシング」を適応する127世帯と、適応しない69世帯をランダムに設定し、2つのグループによる実証実験を進めた。夏季では、前日に最高気温が30度以上と予想される日の13時～17時のピーク時に、冬季では、前日の最低気温が5度未満と予想される日の8～10時と夜の18時～20時の2つのピーク時に、それぞれ「ダイナミックプライシング」を発動した。担当者の説明によれば、ピーク時の料金は5つのレベルに設定し、レベル1は15円/kWh、レベル2は50円/kWh、レベル3は75円/kWh、レベル4は100円/kWh、レベル5は150円/kWhとし、レベル2～5の料金を、夏季は40日間、冬季は42日間適応した。結果、夏季には9～13%のピークカット効果が見られ、冬季にも10～12%のピークカット効果が見られ、夏・冬を通して料金が高くなるほどに効果が高いという結果が出た（表(2)-15）。2013年冬は、価格差に対して反応はあるが、これまでの実証結果より、ピークカット効果が小さいことも明らかになった。「慣れ」による節電行動の懈怠が出てきているのではないかと、という担当者の説明もあり、ダイナミックプライシングの課題と考えられた。

表(2)-15 ダイナミックプライシングによるピークカットの結果（2年間、夏季・冬季）

電気料金 (/kWh)	50円	75円	100円	150円
2012年夏	9.0%	9.6%	12.6%	13.1%
2012年冬	10.2%	10.7%	9.0%	12.0%
2013年夏	11.1%	10.1%	9.7%	10.1%
2013年冬	7.1%	—	7.5%	—

（出所）担当者説明より。

この実証実験から、一年を通して消費者の節電に対する意識の高さが示された。「ダイナミックプライシング」は、天気や気温などによる需給状況の変化に応じて電気料金を日々変動させ、供給量に対して需要が過大になるであろう時間帯に、電気を使う人の節電行動を促し、ピークカットとピークシフトを行う新しい取り組みとして注目される。

ただしダイナミックプライシングの対象が家庭の場合、電力は必需品でもあり利用せざるを得

ない部分は節電できないので、節電量をどこまでも大きくできるものではなく、生活の質の確保とのバランスも考えることが必要とのことである。

ダイナミックプライシングの効果はむしろ、域内のショッピングモール（Shopping Center；SC）や病院などにおいて、BEMS（Building Energy Management System；ビルエネルギー管理システムともいい、以下、BEMS と略称）による最適制御等で発揮されていたようである。東田の中心に位置するイオンモール八幡東が北九州スマートコミュニティ実証実験に新たに参加し、「イオンとともに暮らすことがエコになる」というコンセプトから生まれた「スマートイオン1号店」が誕生した。地域節電所（CEMS）からの毎日の気象情報や発電・需要予測をもとに、地域節電所からの要請に基づいて、館内のテナントにイオンのエネルギーセンターから要請を行い、電力需要のピークカットを行うことで、東田のまち全体の電力のピークカットに貢献している。イオンモールではピーク時間に来店するとポイントを付与するという形で住民にピークカットへのインセンティブを与える取り組みも実施している。

また、この地区の病院で、BEMS による空調、照明、さらには人工透析用給湯設備（再エネを用いて加温、熱使用量が大きい）等のきめ細かな制御と組み合わせ、2013 年度の当初見込みより 45% 程度の節電効果を生んだ事例がある。ここでは透析設備の加温は太陽光発電と組み合わせたヒートポンプであったが、寒冷地である北海道ではコジェネレーション、貯湯槽と組み合わせた加温が想定され、それと BEMS を組み合わせた制御が効果的と思われる。

こうした需要家側の Prosumer としての取り組みは、今後のエネルギー関係企業の戦略にも大きな影響を与えていくと思われる。

2) 福岡県みやま市の取り組み

a) みやま市の取り組みの概要

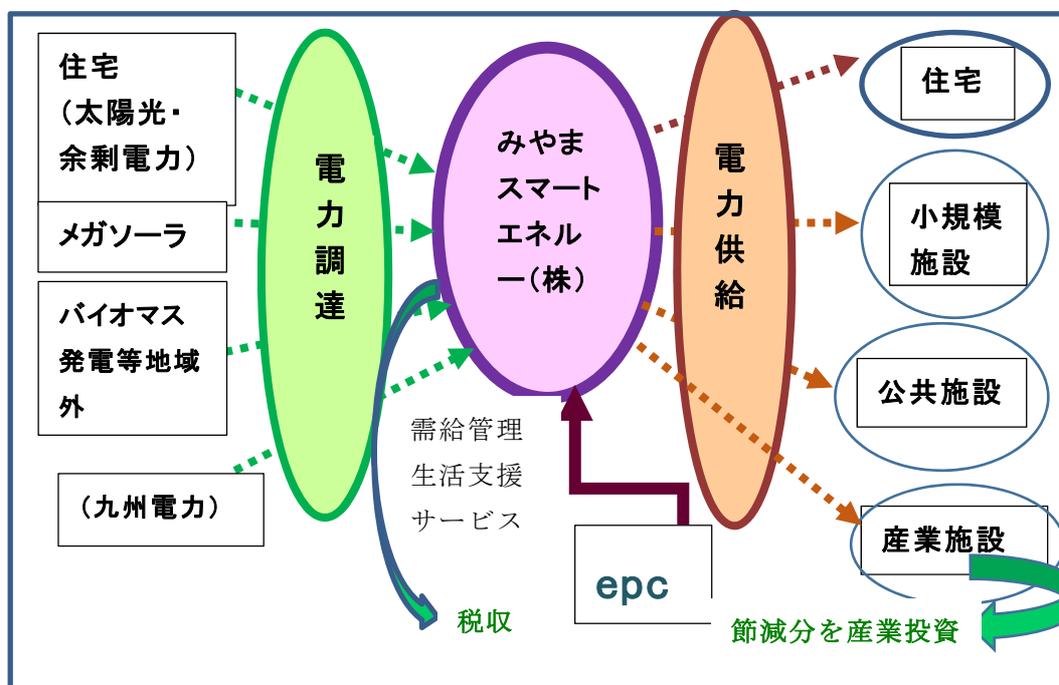
ドイツ、デンマーク、スウェーデンなどでは、基礎自治体がエネルギーの総合会社を運営し、地域の熱供給と電力供給を総合的に管理運営して、最適化を図る例が見られるが、日本ではこれまで、電力会社は一般電気事業者の地域独占であり、そのような事例はほぼ皆無であった。しかし、電力・ガス事業の自由化が推進され、状況に変化が生じてきている。みやま市の取り組みはその先駆的事例である。みやま市は、福岡県南部に位置し、市域の多くは筑紫平野に含まれる平地である。市の南西部は全国有数の日照量に恵まれた地域で、太陽光発電に適している。地域資源の有効活用と遊休地の有効活用、FIT（固定価格買取制度）の積極的利用の面から、太陽光発電に特に注力しており、住宅用太陽光発電設備は、補助制度などにより 8.9%と全国平均の 5.6%より高い普及率となっている。また、メガソーラーが市内に点在しており、そのうち市が出資するみやまスマートエネルギー会社では、5,000kW の太陽光設備を有している。市内にある全ソーラー施設の年間発電量を合計すると、昼間の時間帯であれば、市内の全ての家庭・施設を 100%まかなうことができる発電量になる。

また、人口減少・過疎化に伴う独居老人世帯の増加や若者の定住促進、地域雇用の創出及び産業の振興といった全国共通の課題がみやま市でも発生していた。それゆえ、地域における経済的自立を図り、地域雇用に創出し安心した定住化を図る解決策の一例として、電力小売り自由化を自治体にとってエネルギー政策で課題解決のチャンスと捉え、「公共エネルギーサービス供給」により解決を図ろうとしたのである。みやま市の取り組みは、他の自治体への先導的な役割を担

い、モデルケースとなることを期待するとともに、新しく生まれるサービスを定着させ、みやま市に新しいビジネスを生み、雇用が生まれることで、地域内の経済循環を図ることを目指した。地域資源を活かしたまちづくりと分散型エネルギーインフラの確保による災害に強いまちづくりのため、また経済産業省「大規模ホームエネルギーマネジメントシステム情報基盤整備事業」終了後にサービスを継続できる受け皿として、2015年3月に市自らが関与する電力売買の事業会社である『みやまスマートエネルギー株式会社』を設立した。市内の太陽光発電を中心に、市内で算出される再生可能エネルギーによる電力を地域で消費し、電力消費に絡むキャッシュフローを地域内に取り込める仕組みを構築し、エネルギーを地産地消する取り組みを始めている。現在、市役所本庁舎をはじめとする35の市内民間企業に電力を供給しており、2016年4月からは一般家庭にも電力供給を開始した。

このみやまスマートエネルギー（株）は、生活インフラである電力を自治体主導で安く安定的に提供することに加え、高齢者の見守りや子育て世代支援といった、エネルギー以外の住民サービスを付加価値として提供することを目指している。さらに、一般家庭の電気代が毎年約20億円、市外に流出していたものを市内の電力会社に切りかえることで地域経済への貢献にもつながり、そこから得られた収益を最大限市民サービスに還元することを目指している。

みやまスマートエネルギー（株）の事業の第1段階は、主要な公共施設32施設と市内の工場など高圧契約需要家を対象に需給の最適化を図るとともに、ピーク電源として発電コストの低い太陽光電源を利用した低コストの電力供給を実現し、その電力料金の削減分を市内の産業育成に充てることで、地域活性化を図るものである。このことに関しては、みやま市の担当者によれば、



(EPCO) エプコ株式会社：住宅関連サービスをコアにスマートエネルギー事業を手掛ける。

(出所) みやま市提供資料より簡略して作成。

図(2)-8 みやま市におけるエネルギーの地産地消の流れ

地域に会社があることで、支払先を切り替えてもらうことで会社の利益になるとともに、市民のサービス還元にもつながる。

一方、第 2 段階では、市民による再生可能エネルギーの取り組みも支援しながら、市民を対象に低圧小売を開始するとともに、企業立地や企業の競争力の強化にも結び付けていく段階に入っていく。さらに、余剰分の域外販売など新たなエネルギー供給事業への拡大も視野に入れる必要がある。

b) みやまスマートエネルギー（株）における電源確保

みやまスマートエネルギー（株）の電源としては、九州電力の電源、地域外発電事業者のミドル電源、太陽光余剰電力やメガソーラーのピーク電源がある。送電に関しては、九州電力の送電網を経て電気がみやま市の公共施設 32 施設やみやま市住宅・産業施設に送られ、電力が販売され、需要家は料金を支払う仕組みである。みやまスマートエネルギー（株）における、再生可能エネルギーの受入範囲としては、太陽光発電、風力発電、バイオマスで 50%、その他にいくつかのバックアップがある。ただ再生可能エネルギーの受け入れには、九州電力の上限があり、自由に受け入れることはできない。その対応策として、蓄電池による電圧変動の緩和の実証試験や、独自にグリッドを構築することも考えられているとのことである。

c) みやま市がスマートコミュニティになるための課題

みやま市においてスマートコミュニティを構築していくための課題は 3 つある。

第 1 には、“電力が安いまち”として売り出しているみやま市であるが、コスト面の課題がある。電力小売りは離島を除く九州全域で行っており、太陽光余剰電力はプラス 1 円高く買い取っている一方、販売管理費（間接経費）や電気仕入れ、送電線の減価償却費は経営のスリム化で対応している。しかし、ものを売るために買ってもらっている人件費、広告費、旅費、販売管理費（販管費）が掛かっているのので、採算のベースラインに乗るには、5000kW をこえないと販管費はカバーできない。その対応としては、広域自治体連合等の地域連携により、共同購買によるコスト削減・管理コストの分担・電力融通によるインバランスリスクの低減が考えられている。みやま市のモデルは、近隣の自治体とも手を結び、九州一円に広がり全国に広げていく予定、とのことである。

第 2 に、みやまスマートエネルギー（株）における安定的な収益の確保と安定した電力供給をどのように担保するのか、もしみやまスマートエネルギー（株）の経営が不安定になった場合には、筆頭株主である市の責任や、融資する側として参画している金融機関の責任も問われてくる。市民に対する説明責任や情報公開の徹底は不可欠であるといえよう。

第 3 には、みやま市が進める総合戦略におけるエネルギー戦略の位置づけである。とりわけ、上述の人口減少、高齢化への対応はみやま市の高齢化率が 34%である。このように、喫緊の課題であることから、エネルギーの地産地消によって得られた経済効果を市民にどのような形で還元するのか、得られた原資を生活支援サービスにどう活かすのか、という点である。それは、エネルギーの地産地消により、みやま市ならではの付加価値をどうつけていくのか、と言い換えてもよい。このことに関しては、みやま市としては、大規模 HEMS（Home Energy Management System）情報基盤整備事業に参画し、電力データを利活用したサービスの評価確認を実行中であり、市民の

生の声を活かして、2016年4月からの生活総合支援サービスにつなげていくことを考えている。例えば、高齢者の見守りサービス、電気を買って市内で使えるポイントを貯めるといった現行の施策に加え、今後は健康づくり、健康チェックサービス、通信ネットワークの構築やフィットネスクラブのようなことも検討中である。

みやま市は、地産地消の再生可能エネルギーのインフラを整備し、環境保全を図りつつ地域コミュニティを活性化させる総合的な取り組みを推進することによるスマートシティを目指している。

3) スマートコミュニティ事業の取り組みからみた政策的示唆

最近の電力システム改革、ガスシステム改革にともなうエネルギー市場の環境が大きく変化しようとしている中で、電力小売全面自由化・発送電分離後の体制に則して、地域におけるスマートコミュニティは分散型エネルギー普及にとって重要な要素となっている。そのような時勢の流れの中、スマートコミュニティづくりの先進地である北九州市及びみやま市におけるスマートコミュニティづくりの経緯やスマートコミュニティ事業の取り組みを調査することで、スマートシティ構築の取り組みや家庭用燃料電池普及の取り組みを把握するため、「北九州スマートコミュニティ創造事業」を実施している北九州市東田地区の視察及び北九州市、みやま市への聞き取り調査、現地視察を行った。両地域におけるスマートコミュニティ事業の取り組みから得られた政策的示唆は以下の通りである。

a) エネルギー供給主体そのものの考え方の変化

東田地区及びみやま市に共通していることとして挙げられるのが、「エネルギー供給主体そのものの考え方の変化」である。まず、北九州市東田地区からの示唆としては、①需要家側が、エネルギー供給を受けるのみの消費者としての主体から生産消費者となったことで、地域エネルギー管理マネジメントの主体として位置づけられるようになったこと、②「地域発節電所」(CEMS)の役割の大きさ、③デマンドレスポンス及び地域における最適制御のしくみを導入することによる節電意識の変化を促すこと、がある。東田地区の場合は、域内の新日鐵八幡製鉄所が有するコージェネレーションを活用し、構造改革特区(北九州物流特区)として域内で電力需給組合を設置し、自営線を利用して電気事業法上の特定供給事業として実施することで産業空洞化に対応し、地域活性化に取り組んでいる。東田地区では、新日鐵が所有するコージェネレーション発電所において、系統電力(九州電力)からの電力供給を受けず自前の電力を供給している。この点が東田地区における特徴ともいえるものであり、シュタットベルケなどと共通する点である。さらに、土台となる大型の天然ガスコージェネレーションに、太陽光発電、風力発電、太陽熱、デマンドレスポンスなどを組み合わせ、CEMSを利用し指摘制御することで省エネルギー、省コストの追求を可能としている。こうした多様なエネルギー源や需給を組み合わせた小回りのきいた最適制御をプログラムすることは、Producer、Providerの視点に立つ従来の一般電気事業者には取り組みが困難であったと思われる。また、みやま市からの示唆として、①自治体公社的なとりくみと関係機関の連携がある。とりわけ、みやまスマートエネルギー株式会社の運営に公共部門(地方自治体)が関わることにより、住民からの信頼が得られた、ということは、ドイツにおけるエネルギー企業のシュタットベルケ(自治体公社、公営企業体)としての運営の先行例からもいえる。

その一方で、みやま市の課題でも挙げた①金融機関の資金調達や経営、収益確保の安定性、事業経営コンサルティング会社のサービス提供や業務分担など、エネルギー供給主体として連携する際の関与の仕方と電力供給の安定性による住民の信頼関係のさらなる構築が課題である。②地域における経済的自立、地域雇用創出、定住化を図る解決策の一例として電力小売自由化開始を好機として、「公共エネルギーサービス供給」による解決を図ることで、地域内の経済循環を目指したことも、エネルギーの地産地消による地域経済の活性化を目指す自治体にとって、一つのモデルケースを示したといえる。ただし、事業の成果はこれからであり、今後も様々な課題を克服する必要があるであろう。

わが国では、これからエネルギーシステム改革が本格化するが、こうした取組みが増えてくれば、従来の一般電気事業者、ガス事業者といった単一サービスの発想は時代遅れとなり、総合エネルギーサービスとしての発想が否応なく求められていくであろう。その際には、地域ごとの特性を踏まえた小回りのきくオーダーメイドシステムの開発が1つのキーポイントとなるのではないと思われる。

b) 地域エネルギー産業としての地元企業の育成と今後

これまで再生可能エネルギーの普及に関しては、ポテンシャルが大きいと言われている北海道でメガソーラーの導入による太陽光発電や、陸上や洋上での風力発電などを導入することで、地域活性化を図ろうとする動きがみられた。その一方で、北海道の風力発電等の場合、本州の大手資本が経営権を握り、なかなか地元のエネルギー企業が育成されるのが難しかった面があった。

それでは、みやまスマートエネルギー（株）のような地元の企業を地域エネルギー産業として根付かせ、成長させていくにはどうしたらよいであろうか。電力販売先の拡大及び余剰電力の域外販売による、地域エネルギー供給事業のあり方や規模に関しては、今後、みやまスマートエネルギー（株）がどういう経営規模と方針を持って地元の企業として成長していくかにかかっている。現在の電力の販売先は、高圧契約需要家を中心であるが、主に市民対象の小口の低圧契約需要家も今後、販売先を拡大していった場合、どの範囲まで拡大するのか、また、地域エネルギー供給事業としてみやまスマートエネルギー会社が日本初の自治体公社（ドイツで言うシュタットベルケ）の成功モデルとして確立した一つのケースとなるには、どこまで業態を拡大し、周辺自治体との広域連携も含めた形での規模まで拡大していくのか、といった課題を一つ一つクリアしていく必要がある。また、地方自治体もこれまで述べてきた資金面に加え、どのような形で地域産業支援を行っていくかも求められる。

c) 環境・エネルギー政策と社会福祉・雇用政策との政策統合としての地域政策上の位置づけ

みやま市の取り組みを、地域政策として考えた場合、環境・エネルギー政策と社会福祉・雇用政策の政策統合と考えることができる。高齢者の見守りや子育て世代支援といったエネルギー以外の住民サービス付加価値として提供する取組は、少子高齢化は日本の地方自治体にとって共通の課題となっている中、みやま市の挑戦は一つのヒントになる。この複数の政策分野・領域からなる政策統合により、スマートコミュニティ事業を地域再生、地域創造の核としながら、自治体内外の関係機関とどのような連携、ガバナンスを構築していくのか、そして、新しい付加価値と、地域経済循環、地域発のイノベーションを生み出していくか、一層の検討が必要である。

近年、都市・地域における新たな地域ブランド、付加価値をどのように生み出し、高めていくのか、ということも、日本全国各地の地方自治体で模索が続いている。その中で、みやま市における「市内でエネルギーを地産地消する取り組み」に加え、「高齢者の見守りや子育て世代支援といったエネルギー以外の住民サービス付加価値として提供する取組」は、少子高齢化が日本の地方自治体にとって共通の課題となっている状況下で、みやま市の取り組みは一つの先鞭をつけたと位置づけることができるであろう。

d) コージェネレーションとシステム制御

北九州市スマートシティ実証事業について東田地区では、CEMS が下位の BEMS、HEMS に必要なデータを送信し、BEMS、HEMS が自己の最適運転を学習・制御する取組みが行われていた。CEMS が直接、機器を制御するという事は行っていなかった。HEMS や機器の運転学習プログラム自体、各社のノウハウが詰まった最高機密であるということで、CEMS からの直接制御ということは難しいという担当者の説明があり、今後の普及政策を検討する上での参考となった。みやま市は蓄電池等を導入し、調達する再生可能エネルギーの変動をまずグリッド内で平準化することでインバランス料金の低減を図るという考えを持っており、実証試験を開始するとのことであった。貯湯槽や設備の余裕能力を利用してコージェネレーションもこうした機能の一端に組み込む可能性について示唆を与えられた。

また、みやまスマートシティ（株）では 2016 年 4 月から家庭への電力小売りを開始したが、その際の料金メニューの開発は大学と共同して、需要パターンなどのビッグデータ解析を行った上で、九州電力よりも割安となる価格設定ができることを見出したということであった。こうした地域に根差した電力会社の運営においても、競争力を発揮するためには、地域の条件をもとにしたビッグデータ解析によるオーダーメイドの運転制御プログラムの開発といった緻密な努力が必要になる、という示唆を受けた。また、そうした分析ができる能力のある人が経営に関与しているということがポイントであると思われる。東田地区も新日本製鉄という能力のある組織が中心にいたことがポイントと思われる。今後、分散協調型コージェネレーションが地域における制御と組み合わせられ、その省エネ性、省 CO2 性を発揮しようとする場合、オーダーメイドな制御パターンの開発と連動する有効性を示唆された。

(5) 結果と考察（総括）

本研究の遂行により、得られた結果を概括すると以下の通りである。

- ① 2015 年度までのドイツ・デンマークにおける現地調査から、北方都市への教訓として、第 1 に、気候変動対策、エネルギー効率向上といったコージェネレーション普及の目的を明確にすること、第 2 に、コージェネレーション電力の買取保証制度、設備投資の補助金制度などの枠組み制度の確立、第 3 に、地域熱供給地域暖房網の所有、管理、接続義務、第 4 に、規制緩和（道路占有・パイプ施設基準など）の必要性、第 5 に、電力自由化、電力価格、ガス価格の変動影響の検討、を見出した。（これらの成果は、吉田文和・佐野郁夫・荒井眞一『人間と環境』への掲載、及び 11 月 10 日のコージェネレーションシンポジウム（於：北海道大学フロンティア研究棟鈴木章ホール）にて発表された。）
- ② 分散協調型コージェネレーションの導入が関係者間にもたらす収益の変化と CO2 削減コスト

の試算を山鼻地区のモデルに基づいて行った。東日本大震災前の 2010 年の条件を前提とした場合、電力会社、ガス会社、ユーザー三者の総収支は、コジェネレーション導入前より 6%ケースでは約 1.3 億円/年、8%ケースでは約 2.3 億円/年のコスト増となり、各ケースの CO2 削減コストは約 6.8 万円/t-CO2 と約 9.1 万円/t-CO2 となる。減益部門（電力会社及び戸建住宅）に減益分を補填する場合、6%ケースで 2.4 億円/年、8%ケースで 3.4 億円が外部から補填が必要と試算される。戸建住宅の余剰電力を 26.9 円/kWh で販売し、電力会社の余剰電力買取価格を 5.6 円/kWh に据え置き、その逆ざや分を FIT 類似制度で域内需要家に負担してもらう場合、賦課金レベルは約 4.0 円/kWh の試算された。余剰電力の配電コストが低額に済む仮定では、3.3 円/kWh 程度となった。

- ③ 震災後（2013 年）の条件及び代替電源を石油火力発電とする場合のそれぞれの収支の変化を試算した。この場合、まず、2013 年条件、石油火力代替条件とも CO2 削減率は大幅に向上し、CO2 削減コストは大きく低減された。石油火力代替条件では、高い電力供給コストのため、関係者全体の総収支が正となった。減益部門の収支は電力会社が -0.1 億円、戸建住宅が -0.4 億円の計 -0.5 億円であるが、戸建住宅以外の需要家は 1.3 億円程度のプラス収支となった。余剰電力の配電コストが 4 円/kWh 程度低額に済む仮定で減益部門を解消するためには、戸建住宅は余剰電力を 27.0 円/kWh 程度で販売、電力会社は余剰電力を 23.8 円で購入するとすればよい。その逆ざや分を FIT 類似制度で域内需要家に負担させる場合、0.1 円/kWh 程度の非常に小額な賦課金レベルとなる。
- ④ コジェネレーション電力がどの電源を代替するとするかは政策判断の上で決定的に重要である。北海道においては、2013 年は年間昼夜を通して石油火力発電を行っていた。このような場合、電力会社がコジェネレーション電力を石油火力発電代替として認めることも十分可能と考えられる。その場合、コジェネレーションの省エネルギー性、省 CO2 性についての評価が高まり、コジェネレーションを推進するインセンティブが強まる。このように、コジェネレーション導入のインセンティブは、系統電力の電源構成、原発稼働等の見通しにも大きく依存する。
- ⑤ 電力自由化後の電力小売部門における多様な販売形態を見込んで、合弁会社モデル及び庭先発電事業モデルの 2 つの想定で、利害関係者の収支関係を計算するとともに、CO2 削減コストを試算した。合弁会社モデルの場合、6%ケース（設備価格 70 万円/kW）において戸建住宅、ユーザー全体、合弁会社、関係者総収支がすべて減益となる。CO2 削減コストは減益部門（戸建住宅と合弁会社）においては 10.2 万円/t-CO2 程度となる。それに対し、8%ケース（設備価格 70 万円/kW）では、6%ケースに比べ、戸建住宅において一層の減益となり、全体としての総合収支も一層の減益となった。CO2 削減コストは総合収支で見ると、4.5 万円/t-CO2 から 6.3 万円/t-CO2 程度に増加し、減益部門のみで計算すると 7.7 万円/t-CO2 程度となり、6%ケースとの比較では 2.5 万円/t-CO2 の減少となる。

一方、庭先発電事業モデルでは電力部門だけが減益となる。総収支で見た CO2 削減コストは、2010 年条件の合弁会社モデルより低額になっている。減益部門のみで CO2 削減コストを算出すると一番有利な 6%ケース（設備価格 70 万円/kW）でも 2010 年条件では約 11 万円/CO2-トン以上となるが、2013 年条件で計算すると約 1.9 万円程度まで一気に低下する。設備コストの上昇率以上に CO2 削減コストが上昇する。この構造を少し詳しくみると、戸建住宅から得

る電気・熱料金収入は固定されているので、庭先発電事業の戸建住宅での設備コストが高くなると、その分赤字幅が拡大する。また、庭先発電事業では余剰電力の売買の概念がないので、電力小売価格とコジェネレーションでの発電+配電コストの差額が利益となる。バンク内ではコストコジェネレーションからの電力を系統電力より低額な配電コストで販売でき、その分、回避可能コストが大きくなり、利益を押し上げる可能性がある。このため、計算に表れない潜在的利益がまだ庭先発電事業にあると見ることも可能である。

- ⑥ コジェネレーション導入によるモデル域内の総便益（コジェネレーションを導入することによるユーザー、電力会社、ガス会社の便益の総和）がプラスとなる条件（外部からの資金支援がなくてもコジェネレーションによるコストメリットが生じる条件）を検討し、この条件を満たす電力供給コスト、ガス供給コストがどの範囲を取りうるかを試算した。ガス供給コストが 8.6 円/kWh（現行水準）である場合、6%ケース（設備価格 70 万円/kW）で、電力供給コストが 23.2 円/kWh 以上、8%ケース（設備価格 70 万円/kW）では、同 27.5 円/kWh 以上でないと総便益はプラスとならない。逆に、電力供給コストが 16.2 円/kWh（現行水準）では 6%ケース（設備価格 70 万円/kW）でガス供給コストが 2.3 円/kWh 以下とならないと、総便益はプラスとならない。社会的には、電力とガスの供給コストにこれ以上の価格差があれば、（設備コストが 70 万円/kW まで低下することを前提に）、域内でコジェネレーションによる設備コスト増を吸収できるコストメリットが生じるということであり、日本でもシュタットベルケのような企業形態が出てきた場合におけるコジェネレーションの活用面での示唆を得られた。また、ガス価格の変動は電力価格に比べると安定しているので、電力供給コストが時間帯で変動する場合、どの時間（価格）帯にコジェネレーションが発電したかが総便益に影響する。再エネ賦課金も総便益に影響し、再エネ賦課金の上昇は、コジェネレーションに有利に働くが、どの程度の影響があるかは、今後の課題である。

- ⑦ 今回の検討を通じて分散協調型コジェネレーションシステムを評価する上で重要と考えられるポイントは以下のとおりである。

（ア）コジェネレーションの省 CO2 性を発揮するためには、適切な系統電力側の電源を代替できなければならない。同時に、適切な暖房給湯燃料を代替できなければならない。

（イ）コジェネレーションが省コスト性を発揮するためには、ガス供給価格に比べて、系統電力側の発電燃料価格が一定以上、高額でなければならない。

（ウ）コジェネレーションの導入効果を検討する際には、以下の 7 点を十分に検討し、適切な導入計画を策定しなければならない。

イ) コジェネレーション設備の性能－発電効率、排熱利用効率、総合効率

ロ) コジェネレーション設備の年間稼働率と総稼働年数

ハ) コジェネレーション設備の初期コストと保守点検コスト

ニ) コジェネレーション設備の容量と需要家のエネルギー需要の釣り合い

ホ) コジェネレーション設備の熱電比と需要家のエネルギー需要の釣り合い

ヘ) 発電電力の自家消費量と余剰電力量の比率

ト) 電力供給コスト、電力小売価格、ガス供給コストの価格関係や価格変動見通し

チ) コジェネレーションの非常時対応能力等、非エネルギー便益

電力小売価格が高いと自家消費によるユーザーメリットが出やすい。電力供給コストが高いと

余剰電力の受け入れにより電力会社のメリットが出やすい。

なお、家庭用コジェネレーションの場合、需要家はその導入に「環境価値」を感じて購入しているという報告もある。このような「環境価値」や大気汚染の減少などの非金銭的価値を費用便益上の導入メリットとしてどのように評価するのも今後の大きな課題である。

5. 本研究開発により得られた成果

(1) 科学的意義

本研究では、コジェネレーションで発電した電力を有効に活用するため、系統と協調した余剰電力の逆流を前提としたコジェネレーションネットワークによる普及促進の可能性を検討した。コジェネレーションの導入には、電力会社、ガス会社等のステークホルダー間の利益相反があるため、できるだけ利益相反を減らすことで普及を促すための政策可能性を検討した。

本研究の科学的意義は2つ挙げられる。

第1には、デンマーク及びドイツにおける現地調査の意義である。デンマークやドイツや再生可能エネルギー導入にも熱心であり、日本に先行して熱利用が行われ、これまでも調査・研究の対象とされてきた。しかし、本研究は、デンマークやドイツにおける地域熱供給の現状や政策・法制度の現状を明らかにするとともに、北方都市にコジェネレーションを導入するための制度的条件の整理を行うことに成功した。また、その情報は札幌市における「都心エネルギー施策」の検討にも活用された。また、本研究の後半で挙げた分散協調型コジェネレーションの導入に際しての政策シナリオの検討、定量評価や費用便益分析にも反映していることも、本研究の特徴として意義づけることができる。

第2に、東日本大震災発生や電力自由化といった制度上の大変革といった分岐点に差し掛かっている中、これまで注目されていなかった家庭部門における分散協調型コジェネレーション(本研究ではエネファームに特化)導入の意義を、関係者間にもたらす収益の変化とCO₂削減コストの面から行ったことである。この結果、まず、震災前の2010年と震災後の2013年を比較して、外的要因である系統電力サイドの電源構成の変化と、導入による関係者の収益の変化、CO₂削減コストの変化の関係を明らかにした。また庭先発電所事業など、一般電気事業者による電力小売ではない事業形態でのコジェネレーションの意義を考察した。このことは、ベース電源のあり方やエネルギー構成と家庭部門におけるコジェネレーションの効果を定量的に分析することで、家庭用コジェネレーションの意義と課題を把握し、今後の方向性を考える上での知見を提供したという意味で社会的・学術的意義がある。

(2) 環境政策への貢献

民生部門のエネルギー消費を抑制し、CO₂の大気への放出を大幅に削減する上で、コジェネレーションの普及に期待が集まっており、ヨーロッパにおいてもコジェネレーションをエネルギー・環境政策における重要技術の一つとして高く位置付けている。特に、地域熱供給、建築物の省エネルギー技術、バイオマスなどの再生可能エネルギーと絡めて、その意義が追求されている。本研究は、まずヨーロッパのコジェネレーションに関する先進政策に関する情報を多数収集できたので、特に、ヨーロッパと気候が類似するわが国の北方地域のエネルギー・環境政策を今後検討していく土台となると思われる。わが国では、ドイツのシュタットベルケのような企業は存在せ

ず、これまで一般には電力供給とガス供給がそれぞれ地域独占事業として実施され、特別な民間事業者がそれぞれの市場を住み分けていたため、コジェネレーションにおいて関係者の利益相反が生じる場面があり、コジェネレーション普及の足かせとなる面もあった。こうした状況を克服する適切な政策が望まれていたが、なかなか見出せていなかったのが現実である。今回は、先進的な地域からの教訓として、北方地域に一般的にコジェネレーションを導入するための制度的条件の整理ができた。政策立案の原則として、第1に、気候変動対策（CO2削減）、エネルギー効率向上（省エネ）といったコジェネレーション普及の目的を明確にし、コベネフィットを追求するとしても、重点をどこに置くかを明確にすること、第2に、コジェネレーションからの余剰電力の有効利用（自家消費を増やすことを含め）を確保する制度の確立、第3に、電力と熱供給を総合的に管理、運営できる仕組みの導入、第4に電力価格、ガス価格の変動の影響を踏まえた制度検討の必要性を見出した。コジェネレーションの普及を図る上で、ポイントとなる点を整理した。

次に、冬季暖房需要が高く年間熱需要が大きい北方都市（ガス普及地域）、これまで着目されてこなかった家庭部門、熱ではなく電気を融通する、という条件に着目して、コジェネレーションを普及しCO2を削減するための方策に対する政策を検討した。その結果、戸建住宅用エネファームによる省CO2効果、CO2排出削減コスト効果は、系統電力側の電源構成や、代替電源の選択により、大きく評価が変化することを明らかとした。また、家庭用コジェネレーションによるCO2排出削減のコストは、業務用コジェネレーションによる場合よりかなり高く、その分、より大きな政策的支援が必要になる可能性が高くなることが示唆された。低炭素社会づくりに向けた環境政策の検討に有益な知見を提供するものと考えられる。

（なお、今回の分析は、1地区のモデルに基づいており条件が限定されている、各戸の需要の多様性が含まれていない、家庭用コジェネレーションとして、ガスエンジンタイプの設備は対象としていない、集合住宅はコジェネレーションの導入目標としていない、比較対象としたベース条件がすでに潜熱回収型ボイラが普及した状況である、今後のエネルギー市場の自由化にともなう事業環境の変化などの状況を必ずしも織り込んでいない、といった分析上の制約があるため、具体的な政策検討の上では、こうした点についてもさらに情報を収集し、分析を進める必要があると思われる。）

<行政が既に活用した成果>

特に記載すべき事項はない。

<行政が活用することが見込まれる成果>

本研究では、2013～2014年に、札幌市と協力して札幌市中心部における大規模コジェネレーションの導入可能性について具体的に検討している。それにより、環境負荷低減効果及びコストの検討を行い、費用対効果を試算したことは、札幌市をはじめ、低炭素化を計画している都市・地域にとってはエネルギーや熱供給を組み込んだ都市計画の立案・策定において利用されることが見込まれる。

また、本研究は先行研究も少なく、定量評価研究の蓄積も薄いことから、コジェネレーション普及による経済性の検討やCO2排出削減に関して解析したことで、とりわけ北方地域にある都市において、都市・地域（地区）におけるエネルギー供給や需要のあり方を検討する上で参考にな

と思われる。

6. 国際共同研究等の状況

特に記載すべき事項はない。

7. 研究成果の発表状況

(1) 誌上発表

<論文（査読あり）>

- 1) 吉田文和・佐野郁夫・荒井眞一「海外コジェネレーション制度調査報告ードイツ・デンマークを中心にー」
『人間と環境』、第40巻第3号、pp53-58、2014
- 2) 吉田文和・村上正俊・石井努・吉田晴代「バイオガスプラントの環境経済学的評価——北海道鹿追町を事例として——」『廃棄物資源循環学会論文誌』, Vol. 25, pp. 57 - 67, 2014
(査読有)

<査読付論文に準ずる成果発表>

- 1) 南川高範「面的エネルギー供給による環境負荷低減に関する取組と経済効果の試算：札幌における二つの事例」『地域経済経営ネットワークセンター年報』4, pp. 83-85, 2015-3-30.

(2) 口頭発表（学会等）

特に記載すべき事項はない

(3) 出願特許

特に記載すべき事項はない

(4) 「国民との科学・技術対話」の実施

北大サステナビリティウィーク行事 次世代コジェネレーションシステム公開シンポジウム

～コジェネレーションネットワークの普及に向けて～（主催：北海道大学大学院工学研究院エネルギー変換システム研究室）

2015年11月10日（火）13:00～16:00 北海道大学 フロンティア科学研究棟2階 鈴木章記念ホール

（観客120名）

- ・経済班① 「ヨーロッパにおける地域熱供給システムの動向」
吉田文和（愛知学院大学経済学部教授、北海道大学名誉教授）
- ・経済班② 「分散協調型コジェネレーションの費用便益分析（モデル地域における試算）」
外山洋一（北海道大学公共政策大学院教授）

(5) マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない

(6) その他

特に記載すべき事項はない。

8. 引用文献

Araceli Fernandez Pales., “International Energy Agency INSIGHTS SERIES 2013 The IEA CHP and DHC Collaborative”, OECD/IEA, 2013.

(URL)https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/IEAJapanScorecardMASTERFINALdraft_060913_AF.pdf

植田和弘『緑のエネルギー原論』岩波書店、2013年

柏木孝夫『コージェネ革命』日経BP、2015年

資源エネルギー庁「低炭素電力供給システムに関する研究会報告書」2009年7月

資源エネルギー庁「熱電併給（コージェネレーション）推進室資料集」2012年9月

資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会ガス改革小委員会第14回資料6 2014年9月24日

下田吉之『都市エネルギーシステム入門』学芸出版社、2014年

村上敦、池田憲昭、滝川薫著『100%再生可能へ！ドイツの市民エネルギー企業』学芸出版社、2014年

諸富徹編著『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社、2015年

吉田文和『ドイツの挑戦 エネルギー大転換の日独比較』日本評論社、2015年

謝辞

2015 年度に訪問した九州調査（北九州市東田地区及びみやま市）では、エネルギーの最適管理と地域経営を結びつけながら、地域経済の発展や住民の生活の質の向上を図るスマートシティづくりのあり方について、関心と認識を深められた。対応いただいた関係者各位には厚くお礼を申し上げます。次第である。

Scenario Analysis of CO₂ Reduction, Economic Impact, and Effective Policy to Realize Co-generation Network System

Principal Investigator: Takemi CHIKAHISA

Institution: Hokkaido University
N13, W8, Sapporo 060-8628, JAPAN
Tel: +81-11-706-6785 / Fax: +81-11-706-6785
E-mail: takemi@eng.hokudai.ac.jp

[Abstract]

Key Words: Cogeneration, Combined heat and power, CO₂, Social cost, Input-output analysis, Emergency energy, District heating, FIT, Fuel cell, Cost-benefit analysis

It is generally thought that cogeneration, or sometimes-called combined heat and power, has high efficiency, as it effectively utilizes exhaust heat. In practice, however, the potential is hardly exhibited due to the unbalanced heat/electricity demand patterns. To keep their high efficiency potential, the research proposes a cogeneration system networked by electric grid. In the system cogenerations are installed in buildings with large heat demand and excessive electricity is reversed into the grid for different buildings.

Analysis was made on the social cost and CO₂ emission of the system for the area covered by grid lines under distributing substation. The result of the analysis shows significant CO₂ reduction of the system with the same social cost compared to the non-networked cogeneration systems. The result indicates the importance of the policy realizing networked cogenerations. Particularly cogenerations in residential houses should be networked because they have higher heat/electricity demand characteristics. Input-output analysis showed that market growth of cogeneration significantly increase the income of gas companies, while electric companies and oil companies lose their income at the equivalent level of the increased income of the gas companies. For the establishment of the networking with grids, it is important to provide benefit also to the electric companies from the growth of cogenerations. This is possible to keep the price ratio of reversed/forwarding electricity higher than 0.6. At the same time, small amount of FIT should be added on the electricity (0.24 Yen/kW-h) and on the gas (0.11 Yen/kW-h) for electric companies. These conditions will keep the income of the electric companies and make incentives for them to increase cogenerations. It was also clarified that

electricity/gas price ratio should be proportional to the CO₂ emissions for the specific energy in order to direct customers to buy and operate cogeneration appropriately for the optimal social solution.

From the field survey of advanced European countries, importance of the following points was clarified for policy making: (1) clearing the most stressing objective among CO₂ reduction, increasing efficiency, or economical benefit, (2) establishing political rules for allowing reverse flow of electricity to the grid and for determining its appropriate price, (3) establishing system to control electricity and heat generation of the networked cogenerations, and (4) establishing rules less-affected by fluctuating prices of electricity and gas. Field survey of the two communities in Kyushu revealed the necessity of designing energy business available for the future society with open energy market and smart grid technology.

参考データ

(1) エネルギー需要，機器，エネルギー供給単価およびCO2排出原単位のデータ算出

1 エネルギー需要の想定

概要：建物の需要を「延床面積 × 単位面積あたりの需要」で算出する

1.1 対象エリアの想定

- ・変電所以下の1バンク，複数の配電線から構成
- ・変電所を越える逆潮流は禁止
- ・建物の種類：集合住宅，戸建住宅，ホテル，病院，店舗，事務所

参考表(1)-1 各地区の延床面積 (×10³ m²) ※文献 1

	集合住宅	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所
都市住宅地区	752	265	16	41	59	50
都市商業地区	450	39	5	23	18	171
地方住宅地区	139	392	6	36	60	57

1.2 単位面積あたりの需要

- ・種類：動力照明，暖房給湯，冷房
- ・冬季，中間季，夏季それぞれについて1日の需要パターンを1時間刻みで与える。
(季節ごとに同じ需要パターンが毎日繰り返されると想定)

参考表(1)-2 各地域の単位面積あたりの1日の平均需要 (北海道 ※文献 2)

		集合住宅	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所
動力照明 (W/m ²)	冬季	5.3	3.4	23.1	14.1	37.2	17.6
	中間季	4.3	2.8	23.1	13.7	33.0	18.0
	夏季	3.8	2.4	29.2	15.5	33.0	18.3
	年間	4.6	3.0	24.1	14.2	34.7	17.9
暖房給湯 (W/m ²)	冬季	29.4	24.8	40.9	46.8	22.1	17.7
	中間季	7.4	7.8	18.8	28.8	0.8	1.7
	夏季	3.3	2.1	18.4	15.4	0	1.3
	年間	15.8	13.9	27.9	33.9	9.5	8.3
冷房 (W/m ²)	冬季	0	0	0	0	0	0
	中間季	0	0	7.7	2.0	9.2	6.5
	夏季	0	0	24.0	6.9	32.1	12.1
	年間	0	0	7.3	2.0	9.3	4.7
熱電比(年平均)	電気エアコン 導入時	3.4	4.7	1.1	2.3	0.3	0.4
	吸収式冷凍機 導入時	-	-	1.4	2.5	0.5	0.6

参考表(1)-3 東京 (※住宅：文献3，その他：文献4)

		集合住宅	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所
動力照明 (W/m ²)	冬季	3.9	2.5	19.6	23.9	31.1	11.9
	中間季	3.5	2.2	21.2	24.3	32.5	13.4
	夏季	3.9	2.5	23.3	26.8	35.4	15.4
	年間	3.7	2.4	20.9	23.9	32.4	13.1
暖房給湯 (W/m ²)	冬季	14.7	11.2	32.2	23.2	14.4	4.3
	中間季	5.4	3.5	11.6	7.5	0	0
	夏季	3.3	2.2	8.7	5.7	0	0
	年間	8.9	6.4	19.7	13.7	6.0	1.8
冷房 (W/m ²)	冬季	0	0	0	0	0	0
	中間季	0	0.5	12.1	13.7	26.1	11.2
	夏季	7.8	5.0	36.9	32.5	46.6	26.8
	年間	1.3	8.5	11.3	11.2	18.8	9.2
熱電比(年平均)	電気エアコン 導入時	2.2	2.5	0.8	0.5	0.2	0.1
	吸収式冷凍機 導入時	-	-	1.3	0.9	0.6	0.6

- ・ 集合住宅の需要は戸建住宅の需要に文献5を元にした補正係数を乗ずることで算出

1.3 需要の算出

- ・ 季節別に「延床面積 × 単位面積あたりの需要」により1日の需要を求め、それぞれ日数倍する。
- ・ 冬季は11月から3月の151日間、夏季は7月から8月の62日間、中間季は残りの152日間とする。

参考表(1)-4 各地域の年平均需要

北海道の住宅地区（住宅地区の延床面積×北海道の単位面積あたりの需要）

	集合住宅	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所
動力照明 (MW)	3.48	0.79	0.39	0.58	2.05	0.89
暖房給湯 (MW)	11.92	3.68	0.45	1.39	0.56	0.41
冷房 (MW)	0.00	0.00	0.12	0.08	0.55	0.24

北海道の商業地区（商業地区の延床面積×北海道の単位面積あたりの需要）

	集合住宅	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所
動力照明 (MW)	2.08	0.12	0.12	0.33	0.63	3.05
暖房給湯 (MW)	7.13	0.54	0.14	0.78	0.17	1.41
冷房 (MW)	0.00	0.00	0.04	0.05	0.17	0.81

北海道の商業地区（商業地区の延床面積×北海道の単位面積あたりの需要）

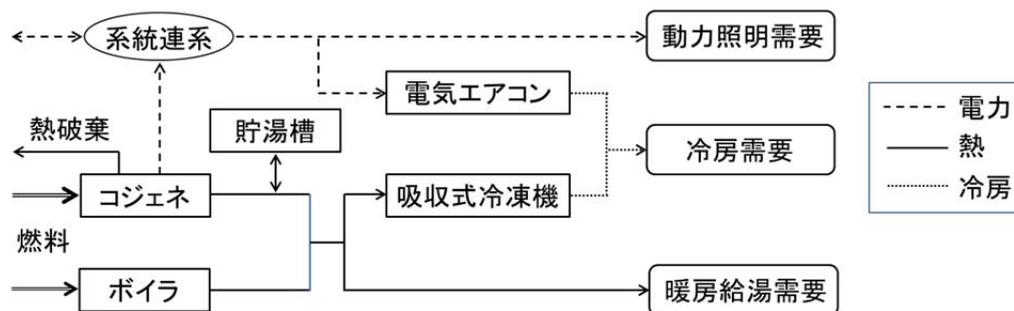
	集合住宅	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所
動力照明 (MW)	0.64	1.17	0.14	0.51	2.08	1.02
暖房給湯 (MW)	2.20	5.44	0.17	1.22	0.57	0.47
冷房 (MW)	0.00	0.00	0.04	0.07	0.56	0.27

参考表(1)-5 東京の住宅地区（住宅地区の延床面積×東京の単位面積あたりの需要）

	集合住宅	戸建住宅	ホテル	病院	店舗	事務所
動力照明 (MW)	2.80	0.64	0.33	0.98	1.91	0.66
暖房給湯 (MW)	6.69	1.70	0.31	0.56	0.35	0.09
冷房 (MW)	0.99	0.22	0.18	0.46	1.11	0.46

1.4 需要の充足

- ・ 図中の機器および系統連系による系統からの電力で各種需要を充足する。
- ・ 電力需要 = 動力照明需要を賄うために必要な電力 + 電気エアコンへの投入電力
- ・ 熱需要 = 暖房給湯需要を賄うために必要な熱 + 吸収式冷凍機への投入熱
- ・ コージェネとボイラの燃料は都市ガスとする
- ・ 電気エアコンは暖房に用いず冷房のみに用いることを想定し、COP=4 とした
- ・ 対象地域の建物はターボ冷凍機が入るほど大規模ではないことをヒアリングにより得、コージェネ導入前の業務部門の建物の冷房は電気エアコンのみと想定した



参考図(1)-1 各種機器類の構成

2 機器の想定

2.1 各種建物への導入機器

参考表(1)-6 導入想定機器

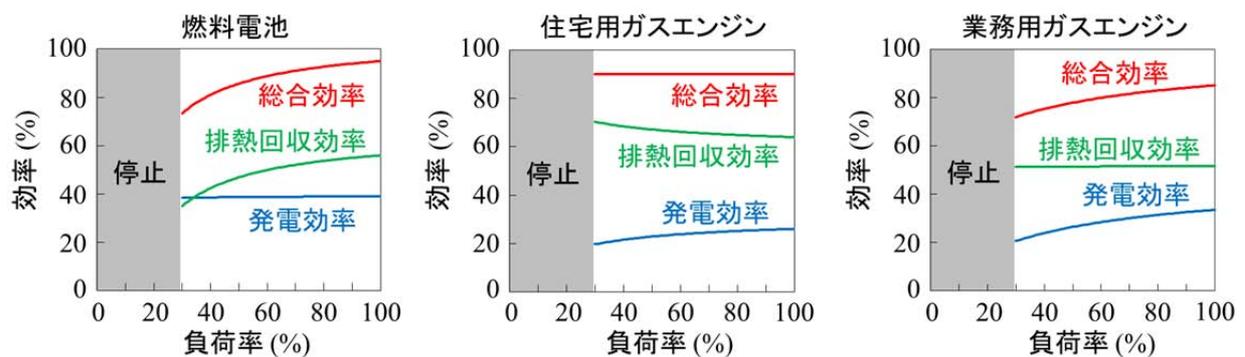
	コージェネの種類	冷房機器	その他
戸建住宅	燃料電池 or 住宅用ガスエンジン	電気エアコン	ボイラ
ホテル 病院 店舗 事務所	業務用ガスエンジン	電気エアコン（コージェネ非導入時） or 吸収式冷凍機（コージェネ導入時）	
集合住宅	—	電気エアコン	

2.2 コージェネの想定

参考表(1)-7 コージェネ単価・性能

	単価 (万円/kW)	減価償却 年数 (年)	効率		貯湯槽	熱破棄
			100% 負 荷	30% 負荷		
燃料電池	70 or 200	10	39% (電), 56% (熱)	36% (電), 36% (熱)	あり	なし
住宅用ガスエンジン	30		26% (電), 64% (熱)	20% (電), 70% (熱)	なし	なし
業務用ガスエンジン			34% (電), 51% (熱)	22% (電), 58% (熱)	なし	あり

※各種コージェネの単価は補助金や施工費を含まず、機器メーカーの販売価格を想定している。燃料電池の価格はシナリオ解析を行うものとし、70万円/kWは文献6の「エネファームの価格イメージ」の1台(750W)あたり「2016年自立化の時点では補助金無しでユーザー負担額を70万円台に」(含施工費)を参考にした上でヒアリングを行った結果決定したものである。住宅用および業務用ガスエンジンの単価は「ガスエンジンの価格として妥当な値」とした上でヒアリングを行い決定した。また、各種コージェネの効率(低位発熱量)もヒアリングにより得た。限界償却年数は、法定よりも早く終わるものとした。



参考図(1)-2 各種コージェネレーション機器の効率曲線

・コージェネ実機として、燃料電池「エネファーム」、住宅用ガスエンジン「コレモ」、業務用ガスエンジン「ジェネライト」を想定している、そのため、業務用ガスエンジンは小型である。なお、住宅用ガスエンジンは電力需要に制約されない限り熱需要に合わせて運転する仕様のため、貯湯槽は付随しない。

- ・コージェネは負荷率30%以下で停止
- ・燃料電池は1日に1回しか起動できず、必ず1日に4時間以上停止
- ・ガスエンジンは住宅用も業務用も1日のうち何度でも起動停止可能
- ・貯湯槽：蓄熱容量はコージェネ1kWに対して10kWh、毎時の蓄熱ロスは蓄熱量の2%

2.3 その他の機器の想定

参考表(1)-8 その他機器性能

	単価 (万円/kW)	減価償却年数 (年)	効率, COP
ボイラ	1.5	10	102%
電気エアコン	7.0	5	4
吸収式冷凍機	2.0	10	1.2

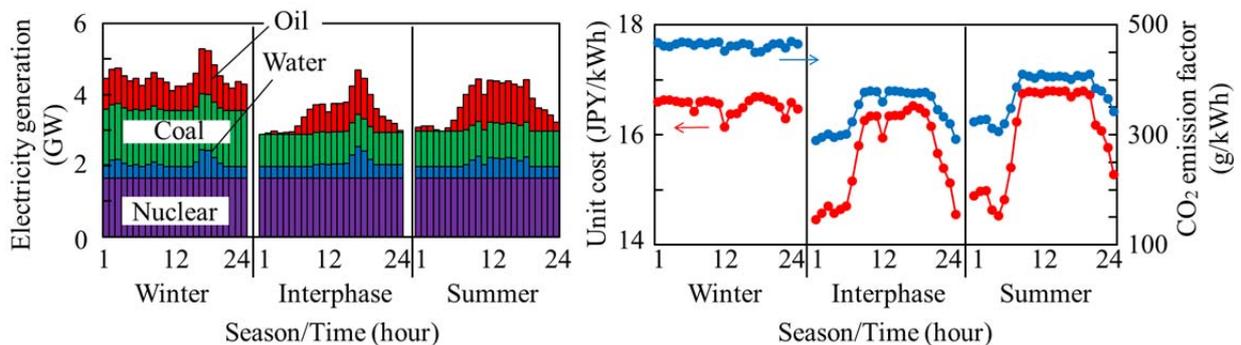
※各種機器の単価は補助金や施工費を含まず、機器メーカーの販売価格を想定している。各機器の単価と効率、COP はヒアリングによって決定した。ボイラおよび吸収式冷凍機の効率およびCOPは低位発熱量基準である。

・ボイラの実機は潜熱回収型である「エコジョーズ」を想定。暖房効率と給湯効率が異なるが、モデルの都合上で同じ値を用いる必要があるため、暖房需要と給湯需要が同量と仮定して按分した値を用いた。限界償却年数は、法定よりも早く終わるものとした。

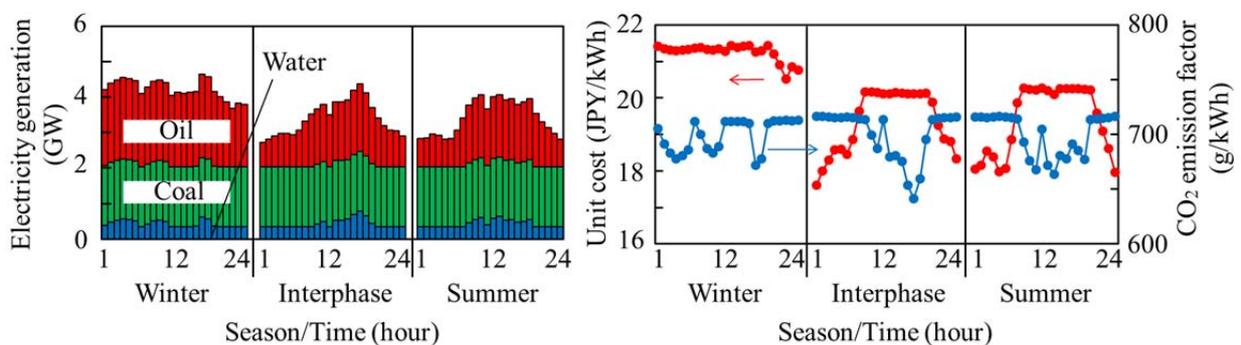
3 エネルギー供給単価と CO2 排出原単位の想定

3.1 系統の電源構成、供給単価および CO2 排出原単位

3.1.1 推計結果



参考図(1)-3 時刻別電源構成と発電単価（赤線）および CO2 排出原単位（青線）
(2010 年度ケース)



参考図(1)-4 時刻別電源構成と発電単価（赤線）および CO2 排出原単位（青線）
(2013 年度ケース)

3.1.2 電源構成の求め方

以下に電源構成を推計の手順を示す。

- (1) 各季節に対し1日の需要（1時間毎，発電端）を設定
- (2) 原子力，自流式水力は年間を通して一定で運転すると想定
- (3) 貯水池式および揚水式水力によるピークカットが行われると想定し，残りを火力で充足すると想定
- (4) 火力の発電設備に対し，設備量とは別に最大出力を設定
- (5) 石炭火力は負荷追従せず，季節別に一定で運転すると想定
- (6) 石油火力は負荷追従可能とし，需要を充足すると想定
- (7) 以上の発電端での運転パターンを需要端に変換

各項目の詳細

※例として2010年度の場合を示す。2013年度についても手法は同じである。

(1) 各季節に対する1日の需要（1時間毎）の設定

- ・2010年の北海道電力の需要の発電端供給実績値（文献7）を使用。
- ・文献7から季節別に1日あたりの電力需要合計の平均を算出。
- ・文献7から各季節につき代表的な1日（平日）を抽出（冬季：1/27，中間季：10/13，夏季：7/28）
- ・毎時のパターンを抽出した1日とし，1日の電力需要の合計を各季節の電力需要合計の平均値とする。

(2) 原子力，自流式水力の毎時の出力（年間で一定値）

- ・参考図(1)-3および4の図における原子力と自流式水力の年間の発電量は，2010年度の北電の実績値（文献8）と一致すると想定

参考表(1)-9 原子力，自流式水力の毎時の出力

	①発電実績 (百万 kWh, 発電端)	平均出力 (発電端, 万 kW) (①÷365日÷24時間)
原子力	16258	185.6
自流式水力	3007	34.3

(3) 貯水池式および揚水式水力の運転

- ・2010年の北電の発電実績値（文献8）から1日の発電量の合計を算出し，ピークの時間帯に運転をすると想定

$$85100 \text{ 万 kWh} \div 365 \text{ 日} = 233.2 \text{ 万 kWh}$$

(4) 火力の最大出力（需要端）の設定

- ・推計は季節ごとに行うため，100%負荷で運転する時間帯があると，その季節にはメンテナンスが行われない想定となり，過剰な発電量の推計となる。これを避けるために，運転に制限を設

け、出力に最大値を設定した。その設定方法を以下の表に示す。ただし、石油火力は最終的な調整電源であり、結果的にも100%負荷となる時間帯がないため、運転に制限は設けなかった。

参考表(1)-10 火力発電設定

	①道内設備量 (万 kW)	②運転 の制限	最大出力 (発電端, 万 kW) (①×②)
石炭火力	225	80%まで	158
石油火力	196	なし	176

※道内設備量は文献9。石炭火力の運転の制限は、文献10の「設備利用率」を参考にした。

(5) 石炭火力の運転

- ・(4)の表の最大出力もしくは、需要の一番少ない時間帯の出力に合わせて一定に運転。

(6) 石油火力の運転

- ・実績の北電の運転では他社から電力購入をしているが、その内訳が不明なため、残りの需要を全て石油火力によって賄うこととした。そのため、原発がないケースでは石油火力のピークが道内の設備量を越えることがある。

(7) 発電端を需要端に変換

- ・所内率は発電実績と所内電力の実績から、送電ロスを送電端実績と需要端実績の比から算出。どちらも文献8。

参考表(1)-11 発電所の所内率および送電ロスの仮定

	1-所内率	1-送電ロス
原子力	95.1%	93.8%
水力	99.5%	93.8%
石炭火力	92.7%	93.8%
石油火力	92.7%	93.8%

3.1.3 系統電力の時間帯別供給単価およびCO₂排出原単位の算出

(1) 供給単価

①需要端発電量の推計

参考表(1)-12 2010年度の総発電量（発電端、文献8）から需要端の発電量を推計

	①発電量・発電端 (百万 kWh)	②1-所内 率	③1-送電 ロス	発電量・需要端 (百万 kWh) (①×②×③)
原子力	16258	95.1%	93.8%	14508
水力	3858	99.5%	93.8%	3601
石炭火力	10080	92.7%	93.8%	8765
石油火力	2601	92.7%	93.8%	2262

②供給単価の算出

参考表(1)-13 2010年度の北海道電力の有価証券報告書（文献11）から各電源の発電費およびその他の経費を算出し、単価を算出

	①費用 (百万円)	②発電量・需要端 (百万Wh)	供給単価 (円/kWh) (① / ②)
原子力 (原子力発電費)	108703	14508	7.5
水力 (水力発電費)	18120	3601	5.0
石炭火力 (汽力発電費)	95721	8765	10.9
石油火力 (汽力発電費)	39663	2262	17.5
その他経費	204289	33200 (総販売量)	6.2

※汽力発電費は、石炭火力と石油火力に対する燃料費以外の配分が不明なため、燃料費以外を文献12の石炭火力と石油火力の発電量構成比で比例配分した。その他経費の内訳は、送電費 + 配電費 + 販売費 + 貸付設備費 + 一般管理費。総販売量は文献11。

③需要端供給単価

参考表(1)-14 各電源の単価に経費の単価を加算

	経費加算前の供給単価 (円/kWh)	経費加算後の供給単価 (円/kWh)
原子力	7.5	13.7
水力	5.0	11.2
石炭火力	10.9	17.1
石油火力	17.5	23.7

④各時刻の系統電力の供給単価を算出

各電源の（推計した需要端発電量 × 需要端供給単価）の和 / 道内の電力需要

(2) CO2 排出原単位

① 参考表(1)-15 各電源のCO2排出原単位

	①送電端 (g/kWh)	②1-送電ロス	需要端 (g/kWh) (① / ②)
原子力	0	93.8%	0
水力	0	93.8%	0
石炭火力	864	93.8%	921
石油火力	695	93.8%	741

※送電端の値：文献13送電ロスは3.1.2節と同値。

② 各時刻の系統電力のCO2排出原単位を算出

各電源の（推計した需要端発電量 × 需要端CO2排出原単位）の和 / 道内の電力需要

3.2 都市ガスの供給単価およびCO₂排出原単位

(1) 2010年の北海道ガスの有価証券報告書（文献14）の営業費を販売量で除し、単価を算出

参考表(1)-16 営業費および販売量

営業費（百万円）	43133
販売量（千 m ³ ）	443246
都市ガス供給単価（円/m ³ ）	97.3

(2) CO₂排出原単位は文献15の値を使用

参考表(1)-17 CO₂排出原単位

50.9	g-CO ₂ /MJ
183	g/kWh
2.29	kg-CO ₂ /m ³

・まとめ（系統電力は年間平均値）

参考表(1)-18 電力および都市ガスの価格および排出原単位のまとめ

		供給単価	CO ₂ 排出原単位
2010年	系統電力	16.2 円/kWh	407 g-CO ₂ /kWh
	都市ガス	97.3 円/m ³ (8.63 円/kWh)	2.29 kg-CO ₂ /m ³ (203 g-CO ₂ /kWh)
2013年	系統電力	20.3 円/kWh	698 g-CO ₂ /kWh
	都市ガス	114.1 円/m ³ (10.1 円/kWh)	2.29 kg-CO ₂ /m ³ (203 g-CO ₂ /kWh)

※都市ガスは低位発熱量基準の40.6MJ/m³。系統の電源として単一の電源（石油火力のみ等）を想定する際には3.1.3節で算出した各電源の供給単価およびCO₂排出原単位を系統の値として用いる。なお、2010年の北電の実績値（営業費 / 販売量）は15.5円/kWh、実排出係数は353 g-CO₂/kWh、調整後CO₂排出原単位は344 g-CO₂/kWhである。また、2013年の北電の実績値は22.5円/kWh、実排出係数は678 g-CO₂/kWh、調整後CO₂排出原単位は681 g-CO₂/kWhである。

<文献>

- 1) 北海道庁，都市計画基礎調査（札幌，富良野）（2013） ※藤原様ご提供
- 2) 藤原環境科学研究所，北海道における家庭・業務部門の電力・熱需要データ収集業務報告書（2014）
- 3) 空気調和衛生工学会，都市ガスによるコージェネレーションシステムの計画・設計と評価（1994），p.137,142
- 4) 空気調和衛生工学会，都市ガスコージェネレーションの計画・設計と運用（2015），p.258-279.
- 5) 北海道庁，緊急雇用創出推進事業による「北海道エネルギー問題懇談会」関連調査事業調査結果（2010），

- available from < <http://www.pref.hokkaido.lg.jp/kz/kke/H21enekontyosakekka.htm>>, (参照日 2015 年 11 月 1 日)
- 6) エネファーム パートナーズ, エネファーム パートナーズ設立総会配布資料 (2013), available from < <http://www.gas.or.jp/user/comfortable-life/enefarm-partners/>>, (参照日 2015 年 10 月 8 日)
- 7) 北海道電力株式会社, 過去の電力使用状況データ (2010), available from <<http://denkiyoho.hepco.co.jp/download.html>>, (参照日 2015 年 6 月 30 日)
- 8) 電気事業連合会, 電力統計情報 (2013), available from <<http://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/>>, (参照日 2015 年 10 月 7 日)
- 9) 北海道電力株式会社, 発電・送配電設備 (2015), available from < http://www.hepco.co.jp/corporate/company/ele_power.html >, (参照日 2015 年 11 月 1 日)
- 10) コスト等検証委員会, 発電コスト試算シート(2011), available from <<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02.html>>, (参照日 2015 年 10 月 7 日)
- 11) 北海道電力株式会社, 有価証券報告書 (2010), available from <http://www.hepco.co.jp/corporate/ir/ir_lib/ir_lib-06.html>, (参照日 2015 年 3 月 20 日)
- 12) 北海道電力株式会社, 電源別発電電力量構成比 (2010), available from <http://www.hepco.co.jp/ato_env_ene/energy/nattoku/power_bestmix.html>, (参照日 2015 年 6 月 30 日)
- 13) 今村栄一, 長野浩司, 日本の発電技術のライフサイクル CO2 排出量評価－2009 年に得られたデータを用いた再推計－, 電力中央研究所報告, No.Y09027 (2010)
- 14) 北海道ガス株式会社, 有価証券報告書 (2010), available from <http://www.hokkaido-gas.co.jp/ir/irinfo/library/yuka_syoken.html>, (参照日 2015 年 3 月 20 日)
- 15) 北海道ガス株式会社, 都市ガスの熱量 (2015), available from <http://www.hokkaido-gas.co.jp/home/knowledge/toshi_gas/kind.html>, (参照日 2015 年 3 月 20 日)

(2) 災害時対応能力の強化検討

1) 災害時のエネルギー源の選定

災害時の分散協調型コージェネレーションシステムのエネルギー源として、①LNG、②LPガスの 2 つが挙げられる。

LNGタンクは、都市ガスの供給がない地域に立地する工場や病院などに設置される。

LNG貯蔵施設では、天然ガスとして使用するために気化設備が必要となり、建設費が高くなる。

また、LNGは-162℃で貯蔵されているが、周囲温度の影響を受け、僅かずつ蒸発し、タンク内の圧力が上昇するため、長期貯蔵には適していない。

また、都市ガス供給については、災害時に安全確認が必要なため、供給再開には時間を要する。LPガスは、プロパンガスやブタンなどの比較的液化しやすいガスの総称で、主成分がプロパンの場合はプロパンガス、ブタンの場合はブタンガスと呼ばれる。

LPガスは、常温・常圧では気体であるが、常温で1 MPa以下の低い圧力をかけることにより容易に液化させることができる。容器内のLPガスは圧力をかけて液化されており、通常は自然気化させて使用するが、寒冷地等では強制気化装置（ペーパライザー）が必要となる場合もあるが、LNGと比べてはるかに取扱が容易である。

したがって、災害時の分散協調型コージェネレーションシステムのエネルギー源としてLPガスが適しているといえる。

2) 戸建住宅の非常時電力余力とLPガス必要貯蔵量の試算

a. 住宅の非常時必要電力試算

住宅において冬期の非常時に使用される機器として、

- ①暖房・給湯設備
- ②冷蔵庫
- ③居間照明
- ④TV

が挙げられる。

分散協調型コージェネレーションシステムが適用されている住宅は、基本的に都市ガスをエネルギー源とするため、暖房と給湯は一体型のエコジョーズ（潜熱回収型給湯暖房機）が使用されているものとする。

また、居間の照明は、通常時も電力負荷を削減するために、基本的にLED照明が使用されているものとする。

住宅の非常時の電力需要は、以下のようになる。

・暖房・給湯設備（一体型エコジョーズ）	310W	非常時容量	310W
・冷蔵庫 内容積 450L	年間消費電力	250kW	
定格消費電力 電動機	89W		
電熱装置	189W	非常時容量	189W
・居間照明 14畳用LED照明	52W	非常時容量	52W
・TV 液晶テレビ 40型	80W	非常時容量	80W
	非常時容量	計	631W

住宅用燃料電池エネファームの非常時発電容量は、最大約700Wであり、これを設置した場合は非常時においても最低限の電力供給が可能である。

b. 住宅用非常用電源容量

平成25年住宅・土地統計調査結果によると一戸建住宅の1住宅当りの延べ面積は、札幌市が130.37m²で、富良野市が126.27m²であった。

分散協調型コジェネレーションシステム適用地域の各地域の戸建住宅面積と一戸建住宅の1住宅当たり延べ面積を用いて算出した各地域の住宅戸数を表3.4.1に示す。

参考表(1)-19 分散協調型コジェネレーションシステム適用地域の戸建住宅面積と一戸建住宅の1住宅当たり延べ面積を用いて算出した各地域の住宅戸数

地域名称	住宅面積 [m ²]	平成25年住宅・土地統計調査結果によると一戸建住宅の1住宅当たりの延べ面積 [m ²]	住宅戸数
住宅地域（札幌市）	400,000	130.37	約3,000
商業地域（札幌市）	20,000		約150
地方都市（富良野市）	12,600	126.27	100

分散協調型コジェネレーションシステムでは、住宅の6割にエネファームを導入するものとする。各地域での住宅の分散電源容量は、以下ようになる。エネファームの発電容量は700W/台とする。

$$\text{住宅地域} \quad 3,000\text{戸} \times 700\text{W} \times 60\% = 1,260\text{kW}$$

$$\text{商業地域} \quad 150\text{戸} \times 700\text{W} \times 60\% = 63\text{kW}$$

$$\text{地方都市} \quad 100\text{戸} \times 700\text{W} \times 60\% = 42\text{kW}$$

各地域の非常時に住宅に必要な電源容量は、同時負荷率を50%とすると、以下ようになる。

$$\text{住宅地域} \quad 3,000\text{戸} \times 631\text{W} \times 50\% = 947\text{kW}$$

$$\text{商業地域} \quad 150\text{戸} \times 631\text{W} \times 50\% = 47\text{kW}$$

$$\text{地方都市} \quad 100\text{戸} \times 631\text{W} \times 50\% = 32\text{kW}$$

各地域の住宅の分散電源容量は、いずれも非常時に住宅に必要な電源容量を上回っており、住宅内の電力需要を適切に制御すれば、非常時の住宅への電力供給が可能である。

また、各地域の一戸建て住宅に設置したエネファームの供給余力電力は、以下ようになる。

$$\text{住宅地域} : 1,260\text{kW} - 947\text{kW} = 313\text{kW}$$

$$\text{商業地域} : 63\text{kW} - 47\text{kW} = 16\text{kW}$$

$$\text{地方都市} : 42\text{kW} - 32\text{kW} = 10\text{kW}$$

c. 非常時LPガス貯蔵容量の検討

①日暖房熱量の算出

札幌市及び富良野市ともに住宅の熱損失係数は、平成11年基準を適用し、いずれも1.6W/(m²・K)とする。

また、日暖房熱量算出のための日平均外気温度は、気象観測の平年値の1月の平均気温を用いる。平年値の1月の平均気温は、札幌が-3.6℃で、富良野が-8.8℃である。

日暖房熱量の算出はデグリーデー法による。平均室温は非常時であることから20℃とする。また、日射は考慮しない。

日暖房熱量は、以下のように求められる。

$$\begin{aligned} \text{札幌} \quad & 130.37\text{m}^2 \times (20^\circ\text{C} - (-3.6^\circ\text{C})) \times 1.6\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}) \div 1000 \times 24\text{h} \times 3.6 \\ & = 425.3\text{MJ}/(\text{戸} \cdot \text{日}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{富良野} \quad & 130.37\text{m}^2 \times (20^\circ\text{C} - (-3.6^\circ\text{C})) \times 1.6\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}) \div 1000 \times 24\text{h} \times 3.6 \\ & = 502.7\text{MJ}/(\text{戸} \cdot \text{日}) \end{aligned}$$

②日給湯熱量

日給湯量は、一般財団法人建築環境・省エネルギー機構（IBEC）の修正M1モードを参考とし、40℃換算で400リットル使用するものとする。給水温度は、札幌及び富良野ともに5℃とする。

日給湯熱量は、以下のようになる。

$$\text{日給湯熱量} = 400 \frac{\text{リットル}}{\text{日}} \times (40^\circ\text{C} - 5^\circ\text{C}) \times 4.18605 \div 1000 = 58.6 \text{ MJ}/(\text{戸} \cdot \text{日})$$

③LPガス消費量の算出

1) エネファームにおけるLPガス消費量

非常時のエネファームによる日発電電力量は、以下のよう求めた。

$$\text{暖房・給湯設備} \quad 310\text{W} \times 24\text{h} = 7,440\text{Wh}$$

冷蔵庫（年間消費電力250kWhを1時間当りに換算）

$$28.5\text{W} \times 24\text{h} = 684\text{Wh}$$

居間照明（冬期16～7時まで点灯とした）

$$52\text{W} \times 15\text{h} = 780\text{Wh}$$

TV

$$80\text{W} \times 3\text{h} = 240\text{Wh}$$

$$\text{計} \quad 9,144\text{Wh} \rightarrow 9.14\text{kWh}$$

LPガスを燃料とするエネファームの発電効率を38%とすると、上記の電力量を発電した場合のLPガス消費量は、以下のようになる。ただし、発電出力を700W、LPガスの発熱量は50.8MJ/kgとする。また、エネファームは最高効率で運転するものとする。

$$\text{日エネファーム投入熱量} \quad 9.14\text{kWh} \times 3.6 \div 38\% = 86.6\text{MJ}/\text{日}$$

$$\text{日LPガス消費量} \quad 86.59\text{MJ}/\text{日} \div 50.8\text{MJ}/\text{kg} = 1.70\text{kg}/\text{日}$$

2) エネファームの排熱量

エネファームの排熱は全て暖房と給湯に使用されるものとする。

エネファームの排熱利用率を57%とすると、排熱量は以下のよう求められる。

$$86.59\text{MJ}/\text{日} \times 57\% = 49.4\text{MJ}/\text{日}$$

3) 暖房給湯用LPガス消費量

○札幌

暖房給湯用LPガス消費量は、以下のよう求められる。ただし、熱源機の効率は80%とする。

エネファーム排熱を差し引いた暖房給湯用熱量

$$= 425.3 \text{ MJ}/(\text{戸} \cdot \text{日}) + 58.6 \text{ MJ}/(\text{戸} \cdot \text{日}) - 49.4 \text{ MJ}/\text{日}$$

$$= 434.5 \text{ MJ}/\text{日}$$

暖房給湯用LPガス消費量

$$= 434.5 \text{ MJ}/\text{日} \div 80\% \div 50.8 \text{ MJ}/\text{kg} = 10.69 \text{ kg}/\text{日}$$

○富良野

エネファーム排熱を差し引いた暖房給湯用熱量

$$= 502.7 \text{ MJ}/(\text{戸} \cdot \text{日}) + 58.6 \text{ MJ}/(\text{戸} \cdot \text{日}) - 49.4 \text{ MJ}/\text{日}$$

$$= 511.9 \text{ MJ}/\text{日}$$

暖房給湯用LPガス消費量

$$= 511.9 \text{ MJ}/\text{日} \div 80\% \div 50.8 \text{ MJ}/\text{kg} = 12.60 \text{ kg}/\text{日}$$

4) 非常時日LPガス消費量

非常時の住宅におけるLPガス消費量は、エネファームにおけるLPガス消費量と暖房給湯用LPガス消費量の合計で以下ようになる。

○札幌

エネファームLPガス消費量+暖房給湯用LPガス消費量

$$= 1.70 \text{ kg}/\text{日} + 10.69 \text{ kg}/\text{日} = 12.39 \text{ kg}/\text{日} \rightarrow 13 \text{ kg}/\text{日}$$

○富良野

$$= 1.70 \text{ kg}/\text{日} + 12.60 \text{ kg}/\text{日} = 14.30 \text{ kg}/\text{日} \rightarrow 15 \text{ kg}/\text{日}$$

④エネファーム設置住宅における非常時LPガス貯蔵容量

以上より非常時日LPガス消費量は、札幌で最大で約13kg/日、富良野で15kg/日程度と考えられる。

したがって、50kgのLPガスボンベを設置した場合は約4日間の暖房給湯、居間照明の点灯、TV視聴が可能である。

⑤分散協調型コージェネレーションシステムネットワークの全住宅に非常時電力供給を行うために必要なLPガス貯蔵量

分散協調型コージェネレーションシステムネットワークの全住宅に非常時電力供給を行うために必要なLPガス貯蔵量は、以下ようになる。

1) 札幌

○住宅地域

・エネファーム設置住宅の非常時日LPガス消費量

$$13 \text{ kg}/\text{日} \times 3,000 \text{ 戸} \times 60\% (\text{エネファーム設置割合}) = 23,400 \text{ kg}/\text{日}$$

・エネファームを設置していない住宅の発電に必要なLPガス消費量

$$1.70 \text{ kg}/\text{日} \times 3,000 \text{ 戸} \times 40\% = 2,040 \text{ kg}/\text{日}$$

・非常時ネットワーク内住宅のLPガス消費量

$$23,400 \text{ kg}/\text{日} + 2,040 \text{ kg}/\text{日} = 25,440 \text{ kg}/\text{日}$$

・エネファーム設置住宅の日LPガス必要貯蔵量

$$25,440\text{kg/日} \div (3,000\text{戸} \times 60\%) = 14.1\text{kg/日}$$

○商業地域

商業地域においても、ネットワーク内のエネファーム非設置住宅へ電力供給するためのエネファーム設置住宅のLPガス必要貯蔵量は同じである。

したがって、札幌ではエネファーム設置住宅のLPガス貯蔵量が50kgであれば、3日間はエネファームを設置していない住宅へも電力供給が可能である。

2) 地方都市（富良野）

- ・エネファーム設置住宅の非常時日LPガス消費量

$$15\text{kg/日} \times 100\text{戸} \times 60\% (\text{エネファーム設置割合}) = 900\text{kg/日}$$

- ・エネファームを設置していない住宅の発電に必要なLPガス消費量

$$1.70\text{kg/日} \times 100\text{戸} \times 40\% = 68\text{kg/日}$$

- ・非常時ネットワーク内住宅のLPガス消費量

$$900\text{kg/日} + 68\text{kg/日} = 968\text{kg/日}$$

- ・エネファーム設置住宅の日LPガス必要貯蔵量

$$968\text{kg/日} \div (100\text{戸} \times 60\%) = 16.1\text{kg/日}$$

したがって、地方都市（富良野）においてもエネファーム設置住宅のLPガス貯蔵量が50kgであれば、3日間はエネファームを設置していない住宅へも電力供給が可能である。

3) 避難施設である小学校屋内体育館への電力供給

a. 小学校屋内体育館の設備

①暖房設備

札幌市の小学校の屋内体育館は、非常時の避難施設となっている。屋内体育館の暖房は、温風暖房機を熱源とする高温風暖房が多く行われている。

温風暖房機のエネルギー源として、都市ガス13A、LPガス、A重油、灯油が使われている。代表的な温風暖房機の機器仕様を表3.4.2に、外観を図3.4.1に示す。

札幌市では、都市ガス供給エリアの小学校屋内体育館において、非常時に都市ガス供給が遮断された場合を想定し、都市ガスに替えてLPガスを供給できるようにLPガス用のタッピングを設置しているとのことである。また、非常時のLPガス供給はLPガスタンク車を想定しているとのことである。

参考表(1)-20 屋内体育館の代表的な温風暖房機の仕様（都市ガス焚の場合）

名称	仕様
温風暖房機	定格出力 233kW ガス焚 (13A) 24.3m ³ /h 風量280m ³ /min以上、機外静圧343Pa以上 電源 3φ200V 7.5kW

②照明設備

札幌市の小学校の屋内体育館の照明は、メタルハライドランプ360Wとナトリウム灯360Wが対になったものが10台程度使用されている。

札幌市では、昨年度からLED照明への取替えをはじめており、電力消費量の削減が期待される。

b. 小学校屋内体育館の非常時必要電力

小学校屋内体育館の非常時必要電力を試算する。

①温風暖房機用電力

温風暖房機の動力は 7.5kW である。

②屋内体育館の照明用電力

屋内体育館の非常時の照明は、昇降式天井灯 10 灯のうち 6 灯を点灯することとする。

したがって、屋内体育館の照明用電力は、以下ようになる。

○従来型天井等の場合

$$(\text{セラミックメタルハライドランプ } 360\text{W} + \text{ナトリウムランプ } 360\text{W}) \times 6 \text{ 灯} \div 1000 = 6.48\text{kW}$$

○LED 天井灯の場合

前述のとおり、札幌市では昨年度から従来型天井灯を LED 照明へ取り替えは始めている。LED 天井灯の電力消費量は、1 灯当り 190W である。

したがって、LED 天井灯の電力は、以下ようになる。

$$190\text{W}/\text{台} \times 2 \text{ 灯} \times 6 \text{ 台} \div 1000 = 2.28\text{kW}$$

③非常時必要電力

小学校屋内体育館の非常時必要電力は、以下ようになる。

○従来型天井灯の場合

$$(\text{温風暖房機用電力}) + (\text{照明用電力})$$

$$= 7.5\text{kW} + 6.48\text{kW}$$

$$= 13.98\text{kW} \rightarrow 14\text{kW}$$

○LED 天井灯の場合

$$(\text{温風暖房機用電力}) + (\text{照明用電力})$$

$$= 7.5\text{kW} + 2.28\text{kW}$$

$$= 9.78\text{kW} \rightarrow 10\text{kW}$$

4) 一戸建住宅の発電余力による小学校屋内体育館への供給可能性

3. 4. 1 (2) で求めた各地域の一戸建て住宅に設置したエネファームの供給余力電力は、

住宅地域：313kW

商業地域：16kW

地方都市：10kW

であった。

したがって、屋内体育館の照明が従来型天井灯の場合は、非常時の小学校屋内体育館の必要電力を 14kW とすると、住宅地域では約 20 棟分、商業地域では 1 棟分の電力を供給することがで

きる。地方都市では1棟分に達しないため、他の何らかの非常電源が必要となる。

屋内体育館の天井灯がLED照明の場合は、住宅地域では約30棟分、商業地域では1棟分の電力を供給することができる。地方都市でも1棟に供給することが可能である。

これから避難施設においても非常時に必要な設備の電力を小さくしておくことが重要といえる。

5) 病院の非常時発電容量の検討

a. 東京都病院経営本部多摩広域基幹病院（仮称）及び小児総合医療センター（仮称）整備等事業要求水準書

東京都病院経営本部多摩広域基幹病院（仮称）及び小児総合医療センター（仮称）整備等事業要求水準書では、発電機容量等について以下のように規定されている。

- ・ 発電機負荷の決定は、消防法・建築基準法に基づいた負荷、病院運営上・医療上重要な負荷及び一般保安負荷の概ねの割り当てを記載すること。
- ・ 発電機出力容量は、全体の最大想定電力の60%程度以上を補える容量とする。なお、常用発電機を計画する場合は、消防法の「非常発電設備」と見なされれば「発電機出力」に含んでよい。
- ・ 停電時の発電機運転時間は、72時間以上可能とし、燃料を備蓄する。ただし、都市ガス導管（中圧ガス）からその発電機接続までの耐震性能が「自家発電設備の基準」の評価を取得した場合の燃料備蓄量は、36時間分としてよい。

b. 病院の非常時発電容量の実例－足利赤十字病院¹⁸

足利病院は、栃木県両毛地区の災害拠点病院であり、建物概要は以下の通りである。

名 称	足利赤十字病院
所 在 地	栃木県足利市五十部町284-1
建築用途	病院 病床数555床
敷地面積	57,403.80㎡
建築面積	13,838.22㎡
延床面積	51,804.46㎡
構造規模	RC造（免震）地上9階 塔屋1階 地下1階

足利病院では、病院の契約電力と同等の容量の非常用発電機により停電時の診療機能継続の他、ほぼ通常と同様の運用が可能な電源容量をバックアップしている。また、災害時の電源供給のための油の備蓄は、実際の負荷状況で5日間程度運用可能な備蓄量を想定している。

c. 病院の非常時の発電容量と運転時間

以上のように、病院においては非常時の発電容量は、通常時の60%以上は必要と考えられ、また、運転時間は最低でも3日間を見込む必要がある。

¹⁸ 株式会社日建設計ホームページ、塚見史郎・渡邊賢太郎：次世代グリーンホスピタル 足利赤十字病院、ヒートポンプとその応用 2013. 10. No.86

参考表(1)-21 本解析用に改良した産業連関表（取引基本表）（1/2）

平成17年北海道産業連関表(13部門統合表・生産者価格表)改良 取引基本表(1/2)

	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
	農業	林業	漁業	鉱業	石炭・原油・天然ガス	製造業(石油製品を除く)	石油製品	建設業	事業用原子力発電	事業用火発電	水力・その他の事業用発電	自家発電	都市ガス	熱供給業	公益事業電力・ガス・熱供給業を除く	商業	金融・保険・不動産	運輸・情報通信	サービス業	分類不明	計
01 農業	273479	456	0	0	0	522096	0	5190	0	0	0	0	0	0	0	351	6	125	40587	0	842290
02 林業	63	24627	20	28	153	42148	0	488	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3020	0	70547
03 漁業	0	0	5316	0	0	243562	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	19846	0	268735
04 鉱業	0	245	0	59	0	38961	-1178	37847	0	-7	0	0	0	0	0	0	0	0	-23	28	75932
05 石炭・原油・天然ガス	0	0	0	0	35	23146	510143	0	0	83425	0	2227	10328	315	24	0	0	0	370	25	630038
06 製造業(石油製品を除く)	269618	3582	40501	3723	2684	1635277	4686	752148	1817	2850	383	9386	1871	60	19956	113863	46300	113333	1476116	13845	4511999
07 石油製品	23593	4092	28662	6955	388	59896	30086	49356	518	33718	101	5753	6252	2256	6946	54154	6601	133936	95786	3719	552768
08 建設業	4966	105	215	278	191	15827	431	5913	7928	7857	6167	2877	4661	7	5947	13642	94918	15299	66992	2	254223
09 事業用原子力発電	5208	247	164	899	539	29813	465	5863	2706	4266	755	0	324	106	6140	27685	5979	13836	54399	429	159823
10 事業用火発電	4616	219	145	797	478	26425	412	5196	2399	3781	670	0	287	94	5442	24539	5300	12264	48217	381	141661
11 水力・その他の事業用発電	2012	96	63	347	208	11519	180	2265	1046	1648	292	0	125	41	2372	10697	2310	5346	21018	166	61750
12 自家発電	0	0	0	367	901	38221	4720	0	0	0	0	0	410	0	0	490	1	75	284	94	45563
13 都市ガス	12	1	2	2	2	3439	1	945	3	14	1	0	11	364	244	4426	361	495	11745	84	22152
14 熱供給業	0	0	0	0	2	1573	4	34	16	37	0	0	0	262	0	1137	661	296	1951	37	6010
15 公益事業電力・ガス・熱供給業を除く	2174	39	34	204	120	15267	341	7948	1288	2687	447	385	169	204	18069	18971	5107	12830	120910	2105	209299
16 商業	61612	2866	14292	2850	905	384050	6610	191678	661	8976	194	2996	3136	356	7370	69385	14332	48280	473277	3120	1296946
17 金融・保険・不動産	32308	6000	5391	6254	2704	77334	6761	62103	5805	16009	3510	2925	1415	383	3549	374542	338805	131836	236692	100017	1414343
18 運輸・情報通信	42410	4598	5584	4041	1730	189993	23384	145581	3644	13367	1503	1720	4232	81	16090	233109	114653	350936	524270	8535	1689461
19 サービス業	40698	7498	6318	13384	2682	269721	6006	303337	19514	40770	8788	2765	4268	605	26185	301978	226904	302021	770838	60570	2414830
20 分類不明	13543	6302	1806	950	366	23318	73	25130	1749	1317	510	44	177	47	3042	26384	15832	32542	40637	0	193569
内生部門計	776312	60973	108314	41138	14088	3651585	593124	1801022	49094	220715	23321	31078	37667	5180	121377	1275353	878070	1173460	4008931	193157	14861939
家計外消費支出	1136	2014	7762	2639	994	71822	1835	47440	4225	3352	2581	733	985	39	5145	87521	46688	113071	187108	746	587836
雇用者所得	98695	51898	53579	12086	10680	779642	16374	1050982	19911	31133	14953	4492	9847	411	97883	1679954	520297	1080419	4663861	4529	10201626
営業余剰	378060	213052	75990	4323	1114	442530	6990	28406	27843	10479	16175	0	5466	48	28105	634534	1411787	210818	668254	-51786	4112188
資本減耗引当	155603	8119	26413	4249	3155	193259	9438	174941	41448	30307	16678	7214	5596	1612	38884	224477	987376	351695	604728	18423	2903615
間接税(除間接税)	66346	2740	12993	4016	1845	179830	252645	103997	11278	18892	8713	2047	1876	200	14531	155921	206523	145953	262808	1880	1455034
(控除)経常補助金	-31613	-10460	-277	-7	-719	-24233	-2618	-11156	-33	-7	-8	-1	-14	0	-5725	-2595	-40870	-7025	-60284	-26	-197671
粗付加価値部門計	668227	267363	176460	27306	17069	1642850	284664	1394610	104672	94156	59092	14485	23756	2310	178823	2779812	3131801	1894931	6326475	-26234	19062628
道内生産額	1444539	328336	284774	68444	31137	5294435	877788	2995632	153766	314871	82413	45563	61423	7490	300200	4055165	4009871	3068391	10333406	166923	33924567

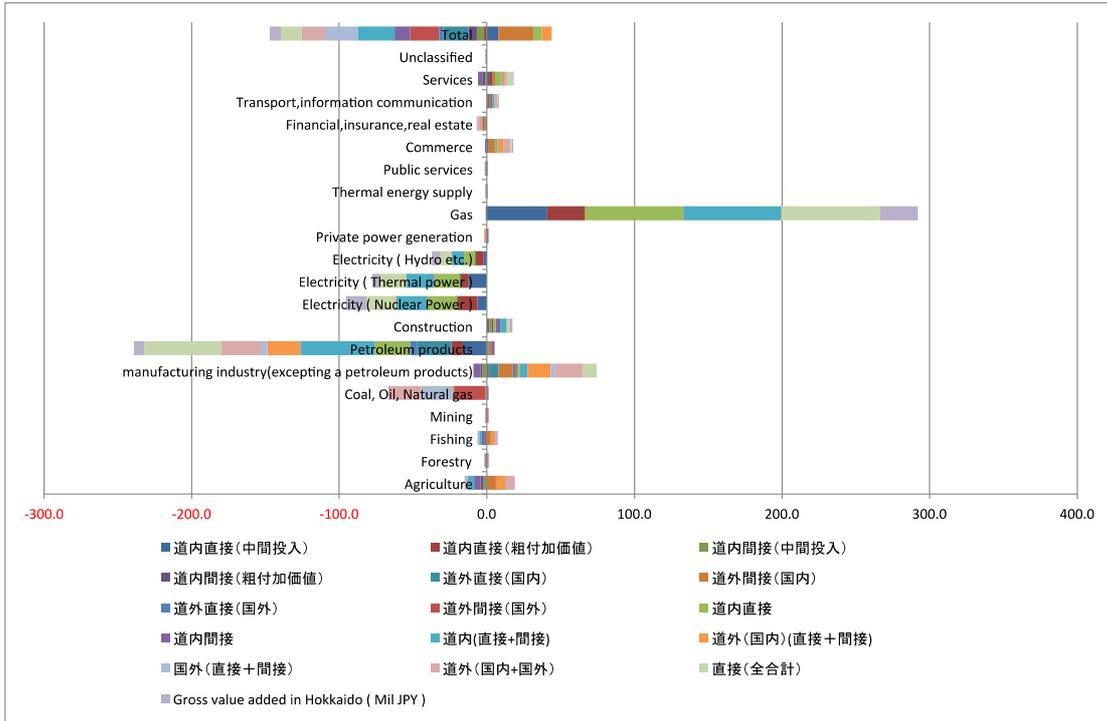
参考表(1)-22 本解析用に改良した産業連関表（取引基本表）（2/2）

平成17年北海道産業連関表(13部門統合表:生産者価格表)改良 取引基本表(2/2)

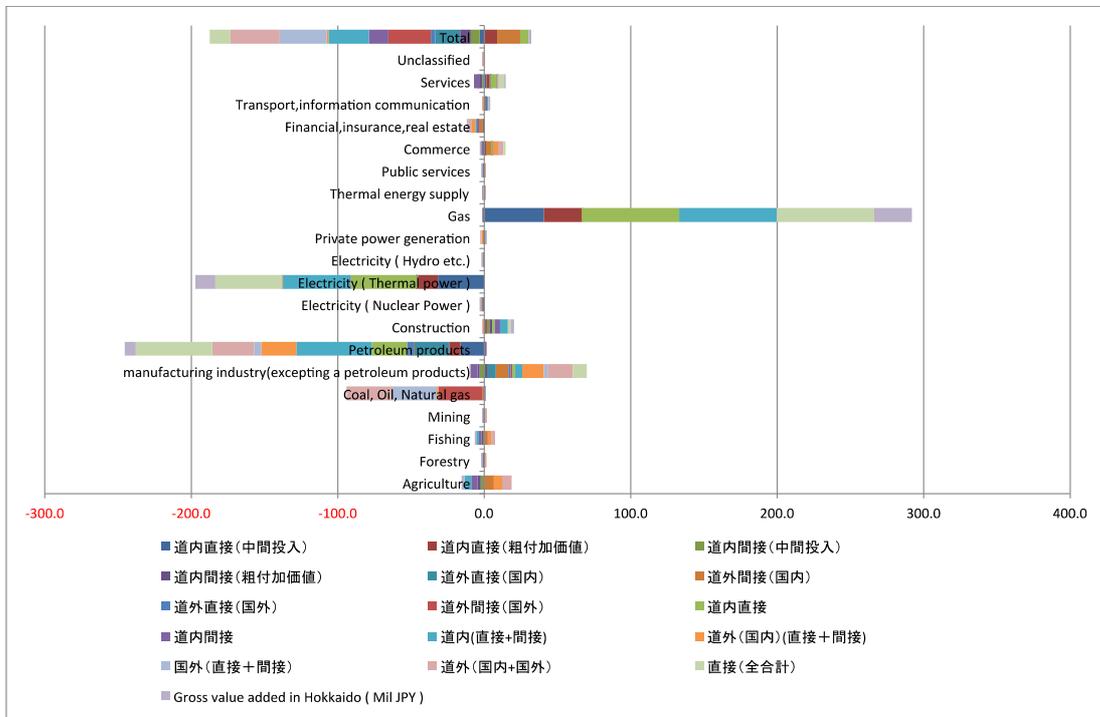
(単位:百万円)

家計外	民間	総固定		道内	道内	最終需要計	道内	輸出	移出	輸移出計	最終需要計	需要合計	(控除)			最終需要計	道内
		一般政府	資本形成										輸入	移入	輸移入計		
消費支出	消費支出	消費支出	(公的)	(民間)	在庫純増	最終需要計	需要合計	輸出	移出	輸移出計	計	需要合計	輸入	移入	輸移入計	部門計	生産額
157033	0	0	0	63973	10449	231455	1073745	956	635605	636561	868016	1710306	-112141	-153626	-265767	602249	1444539
7659	0	0	0	0	250552	258211	328758	110	25022	25132	283343	353890	-14155	-11399	-25554	257789	328336
17058	0	0	0	0	160	17218	285953	4152	68637	72789	90007	358742	-26900	-47068	-73968	16039	284774
-581	0	0	0	-286	2697	1830	77762	2744	29064	31808	33638	109570	-25704	-15422	-41126	-7488	68444
1	0	0	0	0	-7361	-7360	622678	125	12629	12754	5394	635432	-604295	0	-604295	-598901	31137
2415199	17	13064	61931	1060585	16319	3567115	8079114	178898	2633834	2812732	6379847	10891846	-1405796	-4191615	-5597411	782436	5294435
364894	0	0	0	0	-16282	348612	901380	16401	470742	487143	835755	1388523	-80645	-430090	-510735	325020	877788
0	0	0	1513038	1240639	0	2753677	3007900	0	724	724	2754401	3008624	0	-12992	-12992	2741409	2995632
83809	0	0	0	0	0	83809	243632	69	1162	1231	85040	244863	0	-2401	-2401	82639	242462
74285	0	0	0	0	0	74285	215947	61	1030	1091	75376	217037	0	-2128	-2128	73248	214910
32381	0	0	0	0	0	32381	94131	27	449	475	32856	94606	0	-928	-928	31929	93679
0	0	0	0	0	0	0	45563	0	0	0	0	45563	0	0	0	0	45563
60752	0	0	0	0	0	60752	82904	1	175	176	60928	83060	0	-21657	-21657	39271	61423
2112	0	0	0	0	0	2112	8122	0	77	77	2189	8199	0	-709	-709	1480	7490
95039	0	6191	0	0	0	101230	310529	57	212	269	101499	310798	0	-10598	-10598	90901	300200
2216167	0	273	22040	422625	7825	2668930	3965876	33935	1651894	1685829	4354759	5651705	-11941	-1584599	-1596540	2758219	4055165
2683039	0	1428	0	0	0	2684467	4098810	3743	38237	41980	2726447	4140790	-11695	-119224	-130919	2595528	4009871
1138069	2	-6115	69951	224018	3075	1429000	3118461	101056	966284	1067340	2496340	4185801	-82196	-1035214	-1117410	1378930	3068391
3268655	228408	4650078	8097	35176	0	8190414	10605244	32035	399822	431857	8622271	11037101	-69249	-634446	-703695	7918576	10333406
1183	0	0	0	0	0	1183	194752	1781	0	1781	2964	196533	-29610	0	-29610	-26646	166923
12616754	228427	4664919	1675057	3046730	267434	22499321	37361260	376150	6935599	7311749	29811070	44673009	-2474327	-8274115	-10748442	19062628	33924567

GR001K_Tm_CHPvsPBL_4380hrsG75.5E20.7P77.5

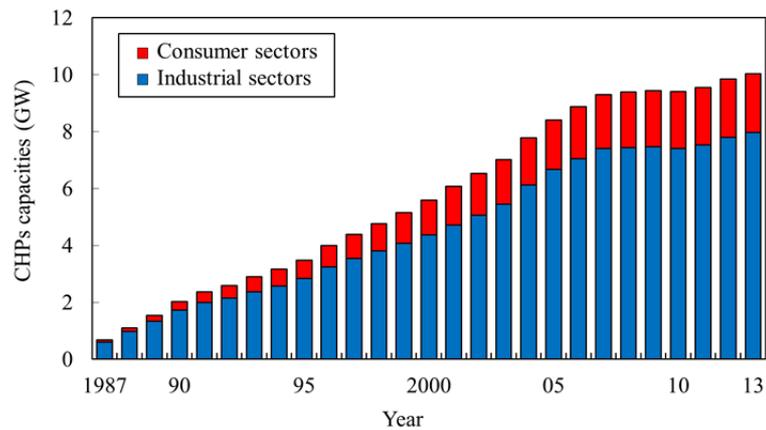


GR001K_Tm_CHPvsPBL_4380hrsG75.5E20.7P77.5



参考図(1)-5 経済波及効果解析結果：上図は全電源平均代替、下図は石油火力代替仮定

その他参考データ



参考図(1)-6 日本におけるコジェネ設備容量の推移

出典：エネルギー白書2015（経済産業省，2015）を基に作成

原典：コジェネ導入実績報告（コージェネ財団，2014）

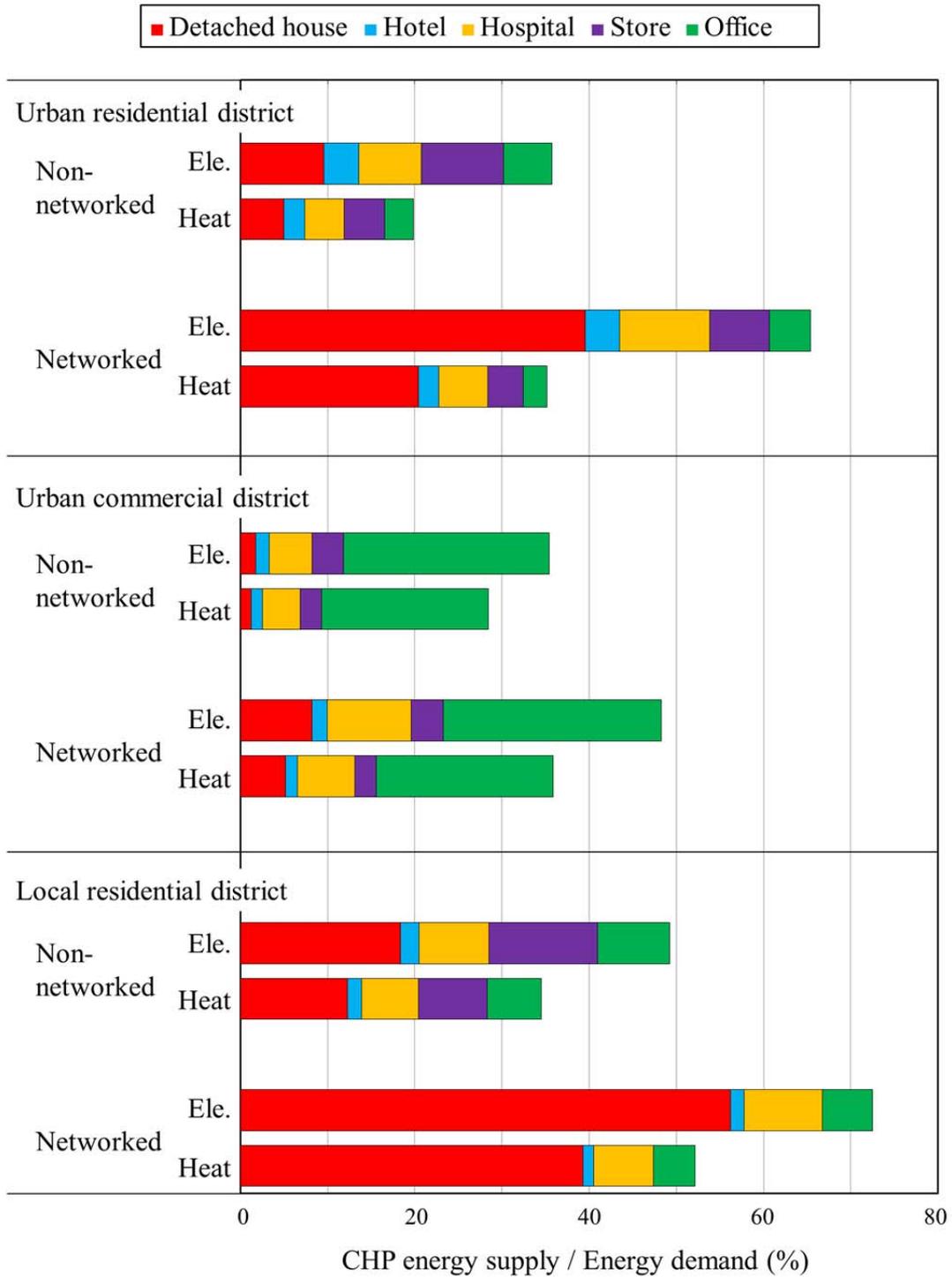
参考表(1)-24 山鼻地区におけるフィーダーごとの各種建物の延床面積

(単位： 10^3m^2)

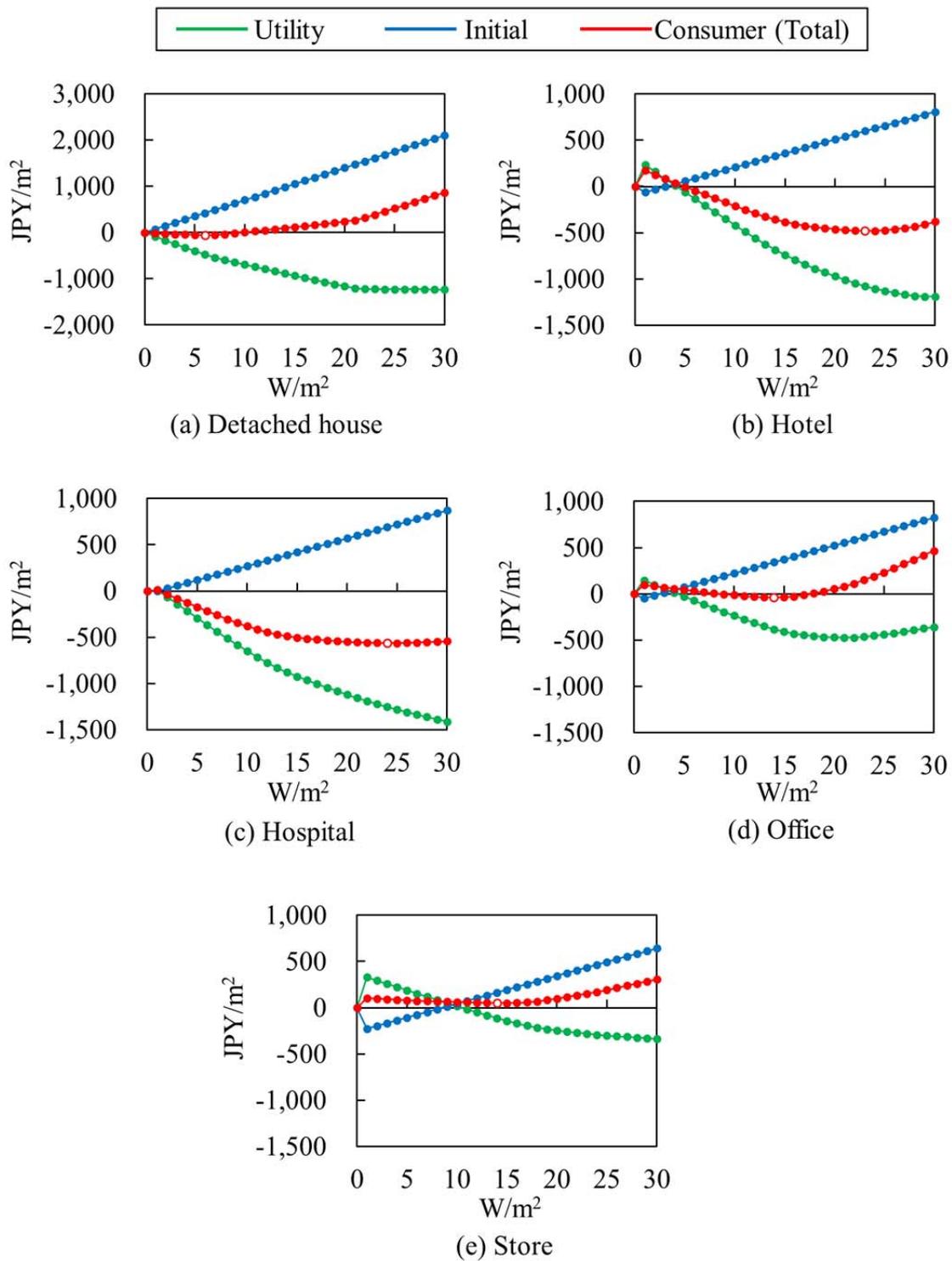
	Condominium	Detached house	Hotel	Hospital	Store	Office
Feeder 1	86.1	64.4	0.0	18.4	4.1	7.4
Feeder 2	199.2	91.3	0.0	5.0	11.1	16.4
Feeder 3	177.9	11.3	15.3	1.1	1.8	4.0
Feeder 4	156.4	50.4	0.2	2.7	3.8	9.8
Feeder 5	132.8	47.5	0.0	14.0	38.3	12.5
Total	752.5	264.8	15.5	41.3	59.2	50.1

参考表(1)-25 計測6世帯の各季節における1時間および10分データの変動係数

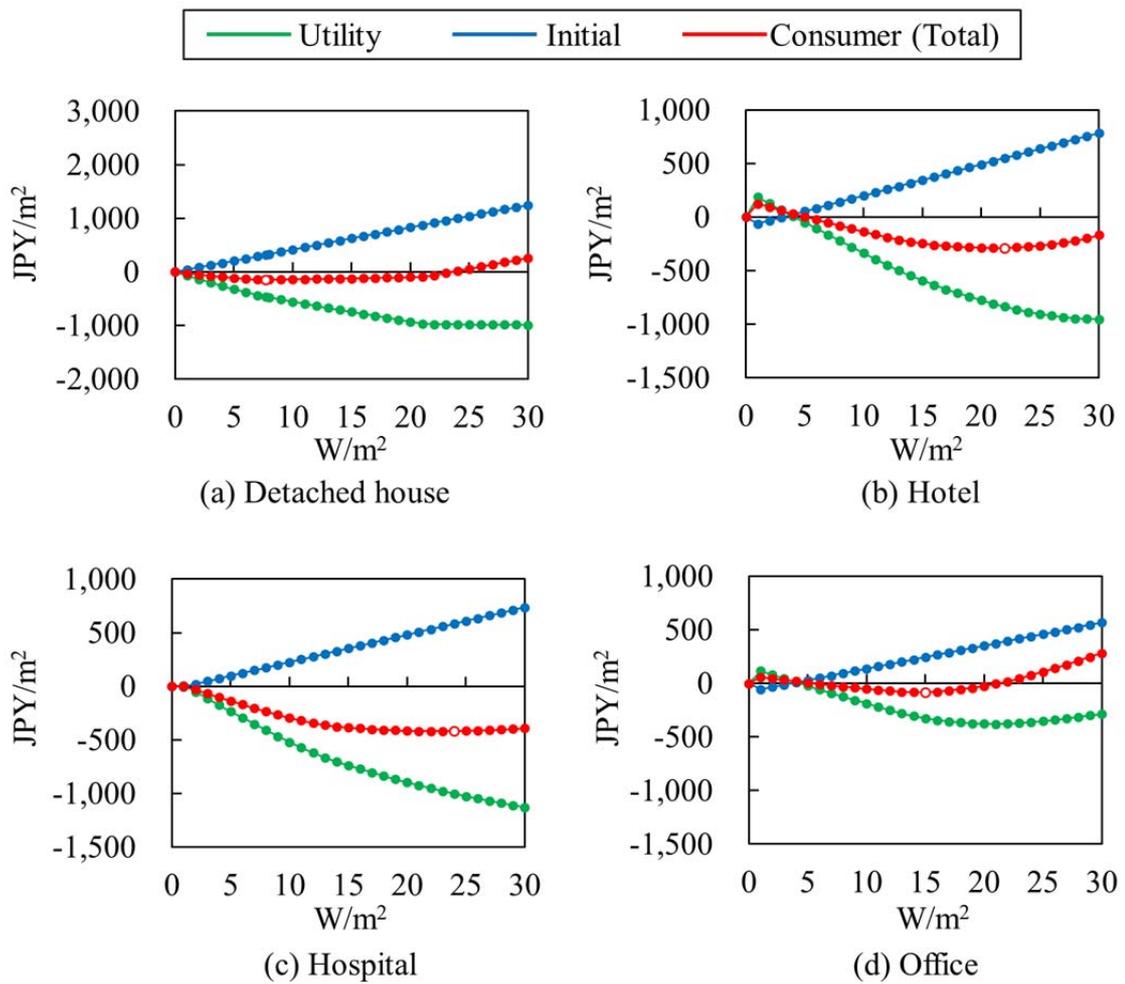
	Winter		Intermediate		Summer	
	1hour	10min	1hour	10min	1hour	10min
House 1	0.43	0.64	0.30	0.60	0.30	0.54
House 2	0.36	0.56	0.35	0.64	0.24	0.60
House 3	0.39	0.62	0.42	0.59	0.32	0.46
House 4	0.47	0.63	0.43	0.63	0.53	0.70
House 5	0.37	0.70	0.31	0.63	0.30	0.56
House 6	0.61	0.89	0.38	0.76	0.61	0.70



参考図(1)-7 道内解析対象3地域における電力または熱需要に対するコジェネのエネルギー供給割合



参考図(1)-8 補助金がない場合の需要家コストマップ (青はイニシャルコスト、緑はランニングコスト、赤は両者を合わせた需要家のコスト: 需要家はこのコスト最小の白丸点を選択する)



参考図(1)-9 CO₂削減率8%のときの設備量で需要家曲線が最小値となるよう補助金を付与した場合の需要家コストマップ

参考表(1)-26 2通りのCO₂削減率に対する建物別の単位床面積あたりのコジェネ設備量

(単位：kW/m²)

	$-\Delta\text{CO}_2 = 8\%$	$-\Delta\text{CO}_2 = 10\%$
Detached house	7.7	12.0
Hotel	22.0	24.0
Hospital	24.0	27.0
Office	15.0	16.0
Store	0	0