HOKKAIDO UNIVERSITY

Title	分散協調型コジェネレーションネットワーク概念における二酸化炭素削減効果、社会コストおよび需要家選択解析
Author(s)	赤澤, 眞之
Degree Grantor	北海道大学
Degree Name	博士(工学)
Dissertation Number	甲第12456号
Issue Date	2016-09-26
DOI	https://doi.org/10.14943/doctoral.k12456
Doc URL	https://hdl.handle.net/2115/67163
Type	doctoral thesis
File Information	Masayuki_Akazawa.pdf

Hokkaido University Collection of Scholarly and Academic Papers : HUSCAP

分散協調型コジェネレーションネットワーク概念における二酸化炭素削減効果、社会コストおよび需要家選択解析

北海道大学大学院工学院
エネルギー環境システム専攻

赤澤　眞之

2016 年 9 月

目次

第 1 章　序論
1.1　本研究の背景と目的　…1
1.2　本研究に関連する研究の動向　…8
1.3　本論文の構成と得られた結果の概要　…11

第 2 章　解析手法および条件
2.1　概説　…14
2.2　解析モデル　…15
2.3　解析モデルの定式化　…17
2.3.1　社会コスト解析　…17
2.3.2　需要家コスト解析　…21
2.4　解析条件　…22

第 3 章　コジェネレーションの分散協調ネットワーク化による二酸化炭素削減効果
3.1　概説　…32
3.2　解析結果および考察　…32
3.2.1　電力需要の短時間変動によるコジェネ発電量影響　…32
3.2.2　ネットワーク化による CO_2 排出量の削減効果　…36
3.2.3　逆潮流による系統電圧の変動影響　…44
3.2.4　系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位，コジェネの代替する電源想定が CO_2－コスト曲線に与える影響　…46
3.3　本章における結論　…50

第 4 章　コジェネレーションのネットワーク効果に与える建物構成，機器性能および需要の地域特性影響
4.1　概説　…51
4.2　コジェネ導入地域の建物構成による延床面積割合影響　…51
4.3　コジェネの機器性能特性ならびに需要の地域特性影響　…59

4.4　本章における結論　…69

第 5 章　分散協調型コジェネレーションにおける需要家選択の社会最適誘導条件解析
5.1　概説　…70
5.2　CO_2 削減・社会コスト解析結果　…70
5.3　社会最適と需要家選択のマッチング条件　…72
5.4　エネルギー小売価格に対する需要家行動　…73
5.5　電力会社の利益確保のための条件解析　…76
5.6　社会最適な設備量への需要家選択誘導　…78
5.7　本章における結論　…82

第 6 章　結論　…83

参考文献　…87

付録 A　解析モデルにおける非線形項の線形化法　…90
付録 B　エネルギー供給原価および CO_2 排出原単位の推計法　…93
B.1　系統電力における電源構成の推計　…93
B.2　エネルギー供給原価・CO_2 排出原単位の推計　…95
付録 B の参考文献　…99
付録 C　参考データ一覧　…100
C.1　エネルギー需要の想定　…100
C.2　機器の想定　…103
C.3　エネルギー供給原価・CO_2 排出原単位の想定　…105
付録 C の参考文献　…111

謝辞　…113

第1章　序論

第 1 章　序論

1.1　本研究の背景と目的

近年，地球温暖化による気候変動が問題となっており，その原因として大気中の温室効果ガス（CO_2 やメタンなど）の増加があげられている．この問題に対する国際的な取組みとして，1992 年には大気中の温室効果ガス濃度の安定化を目的とした国連気候変動枠組条約（1994 年発効）が締結され，1997 年に開催された第 3 回締約国会議（COP3）では一部の先進国に CO_2 排出量の削減義務を定めた京都議定書（2005 年発効）が採択された．しかし，京都議定書には，当時世界最大の CO_2 排出国であったアメリカが批准しなかったほか，新興国や途上国に削減義務がないなどの問題があった．そのような情勢の中，2015 年に開催された第 21 回締約国会議（COP21）において，新たな枠組みであるパリ協定が採択された．パリ協定では京都議定書と異なり全締約国が対象となっており，各国は 5 年ごとに CO_2 排出削減量の約束草案を提出する必要があることに加え，見直し後の約束目標は前期よりも進展された内容でなければならないことが定められている．

我が国は COP21 に先立ち，CO_2 排出量を 2030 年度までに 2013 年比で 26%削減する約束草案を提出している．その際に削減目標の積み上げの基礎となった対策・施策のうち，エネルギー転換部門では「再生可能エネルギーの最大限の導入推進」,「安全性の確認された原子力発電の活用」,「火力発電の高効率化（USC，A-USC，IGCC など）」が謳われている．これらの実施は CO_2 排出削減のために有効であるものの，再生可能エネルギーは出力変動が大きく，原子力発電や石炭火力発電は負荷追従性が低い特徴があり，負荷応答性の高い調整電源の拡張も同時に進める必要がある．ただし，調整電源として石油火力発電を多用すると，むしろ CO_2 排出量が増加してしまうジレンマがあり，さらにコスト的にも割高となってしまう．そこで，調整電源の燃料として有望な選択肢としてあげられているのが天然ガスである．天然ガスは石炭や石油に比べて CO_2 排出量ならびに窒素酸化物の発生量が少ないことに加え，硫黄酸化物を発生しないため非常に環境

負荷が低くクリーンなエネルギーである特徴がある．さらに，図 1.1 に示すように，天然ガスは石油よりも産地ならびに日本の輸入元に占める中東の割合が低く，不安定な中東情勢の影響を受けにくいことからも価値があるといえる．

天然ガスの高効率利用の手段として，分散型電源であるコジェネレーション（以下，コジェネ）としての利用があげられる．図 1.2 に従来型の大規模集中発電所とコジェネの比較概念図を示す．大規模集中発電所と異なり，コジェネは発電時に発生する排熱を暖房や給湯として利用でき，さらに送電ロスがないため高いエネルギー効率を得ることができる．また，再生可能エネルギーと組み合わせることによる出力変動の調整効果や，電力需要のピークにコジェネを運転することによるピークカット効果を見込むことができ，災害時や停電時の非常用電源としても利用することができる．

熱供給を行う特性上，コジェネは熱需要の多い寒冷地で高い導入効果を得ることができる．ただし，コジェネの電力を自由に逆潮流することができない現状おいては，建物の需要の熱電比（電力に対する熱の比）がコジェネの出力の熱電比よりも高いと熱需要を満たす前に電力需要によって運転が制限され，ボイラによる追い焚きが必要となってしまう．逆に，需要の熱電比の方が低いと熱需要に合わせた運転が可能となるが，その際にガス価格が電力価格に比べて相対的に安いと，余剰な熱を発生させ破棄してでも運転する方が需要家にとって利益となり，CO_2 排出削減効果の低下が起こり得る．また，ガス価格の方が相対的に高いとコジェネが運転されにくくなるため，系統からの電力供給量や追い焚き用ボイラの使用量が増加し，導入した設備を有効利用できない問題があった．

そのような中，日本では建物の需要とコジェネの出力の熱電比が比較的合致しているホテルや病院などで導入が多く試みられてきた．しかし，省エネルギー効果の高いコジェネではあっても，図 1.3 に示す日本における普及台数の伸び率[1]は必ずしも十分に高いとはいえない．これは，コジェネ導入によるガス会社（一般ガス事業者）と電力会社（一般電気事業者）の便益相反を伴う競争原理のもとでは，コジェネの普及が一方にとって不利となる場合があることが一因と思われる．例えば，需要家がコジェネを設置すると系統からの電力供給量は減少することから，電力会社は販売量

の減少を避けるために電力価格を下げて対抗する．需要家がコジェネを導入するか否かの判断は，光熱費の削減によって設備費を回収できるかが重要な要素となるため，結果的にコジェネの導入は抑制されてしまうこととなる．

一方，建物ごとの熱電比の依存性をなくし，地域でコジェネを有効に導入するものとして，マイクログリッドやスマートエネルギーネットワークの実証試験がいくつかなされてきた[2][3][4]．これは個別の建物に導入されたコジェネを電力線でネットワーク化し，電力と熱を地域内で有効に利用しようとするものである．しかし，既存の電力系統を利用することは通常難しく，多くの場合，自営線を新たに敷設する必要があるために割高となり，これまでのところ普及はあまり進んでいない．

そこで，岩佐ら[5]は日本においてコジェネを普及させるにはそれを双方のエネルギー会社にとって有利なシステムにすることが重要と考え，図 1.4 に示すような分散協調型コジェネネットワーク概念によるシステム（以下，分散協調型コジェネシステム）を提唱し，その効果について解析を行った．これは，例えば熱需要の多い建物に電力会社が主体となってコジェネを導入し，それらの運用を電力会社が中央制御する概念となっており，燃料はガス会社から供給される．このようにコジェネの設置・運用ならびに燃料供給をエネルギー会社間で連携して行うことができたならば，既存の電力系統を有効利用しながら，より柔軟性のあるコジェネの導入が可能であるとしている．さらに，2016 年から施行される電力自由化以降においては，小売電気事業者がコジェネを導入して，配電用変電所以下の需要家に電力と熱を供給するモデルとみなすこともできる．先行研究[5]では，コジェネの余剰電力を逆潮流し需要家間で融通することができるならば，個別建物の需要に合わせて運転するよりも，系統内の全コジェネの運転を協調させる場合に最も高い CO_2 排出削減効果を得られることが示されている．ただし，解析ではコジェネの運転パターンを特定の運転法則（協調運転，熱主電従運転，電主熱従運転など）として与えているほか，建物種別の設備導入量もその運転法則下における最適値を与えているため，特定の条件下での比較となっている．これに対し本研究では，分散協調型コジェネシステムによるネットワーク効果を示すため，CO_2 排出削減量とそれを達成するための最小社会コストの関係（社会最適）を示す CO_2－コス

ト曲線の概念を新たに導入し，建物種別の最適なコジェネの設備量および運転パターンを明らかにした上で，ネットワーク化の有無による比較を行った．また，ネットワーク効果の傾向の一般性を示すため，下記の目的に示すように種々の条件が変化した場合の影響についても論じた．これに加えて，需要家が自らのコストを最小化するように設備導入量ならびに運転パターンを決定する場合に，需要家選択を社会最適に誘導するためのエネルギー小売価格およびコジェネ設備価格条件についても明らかにした．また，既存の電力系統を利用できるようにするため電力会社にもコジェネ導入のインセンティブを与える条件の例についても提案した．

以上の背景より，本研究の目的は次の 2 点である．

（1）コジェネを電力系統によりネットワーク化し余剰電力の逆潮流を行うことによる CO_2 排出量の削減効果およびそのメカニズムについて明らかにする．また，その傾向の一般性を示すため，コジェネの導入効果ならびにネットワーク効果に対する系統の供給原価および CO_2 排出原単位影響，対象地域の建物構成による延床面積割合影響，コジェネの機器性能影響，ならびに需要の地域特性影響を示す．

（2）分散協調型コジェネシステムにおいて，設備導入量や運転パターンの需要家選択を社会最適に誘導するためのエネルギー価格ならびにコジェネ設備価格条件について明らかにする．また，エネルギー価格に固定価格買取制度（FIT）賦課金を上乗せすることで，既存の系統を利用する上で電力会社にもコジェネ導入のインセンティブを与えられることを示す．

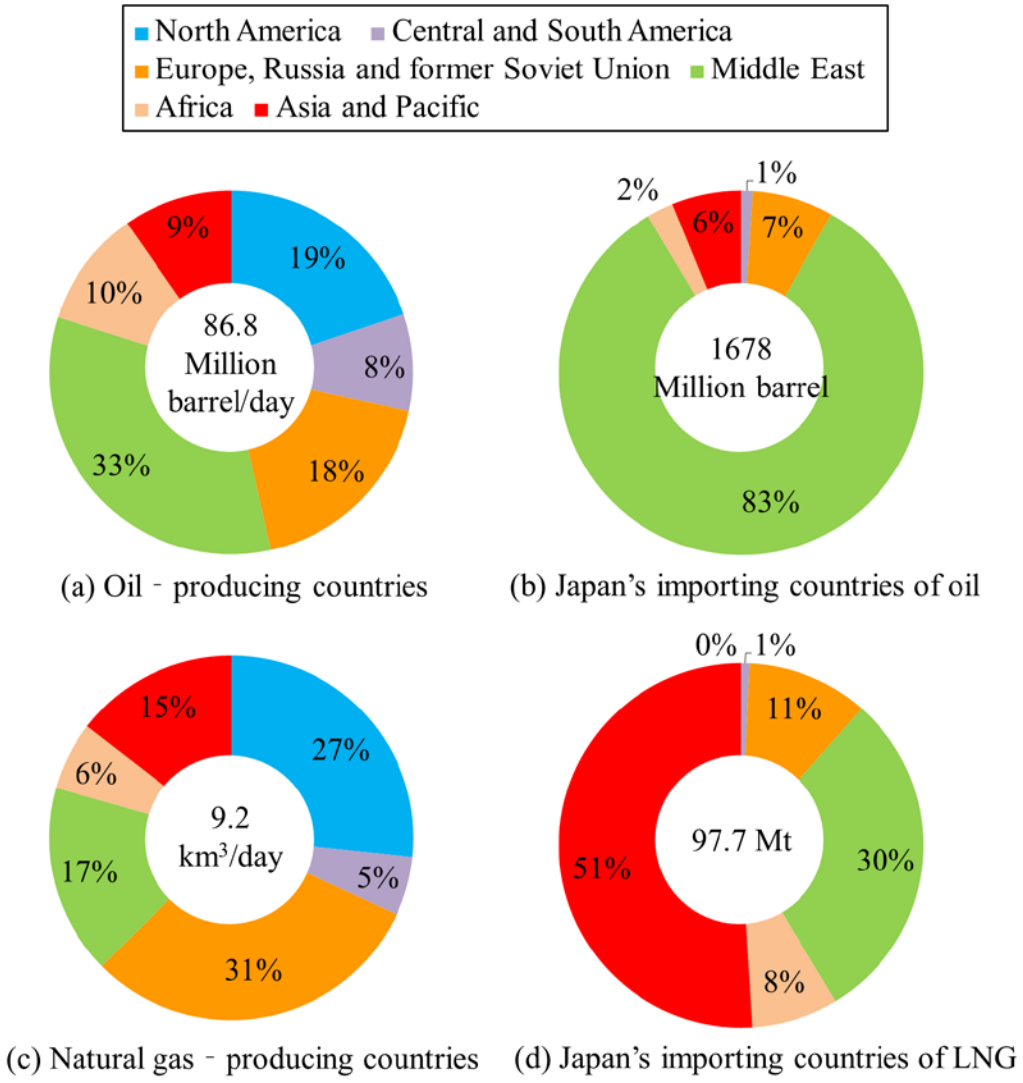


図 1.1　原油ならびに天然ガスの生産国割合および日本の輸入国割合（2013 年末）

出典：エネルギー白書 2015 (経済産業省, 2015) を基に作成

原典：　(a), (c) Statistical Review of World Energy 2014

(b) 資源・エネルギー統計年報 (2013)

(d) 日本貿易統計 (2013)

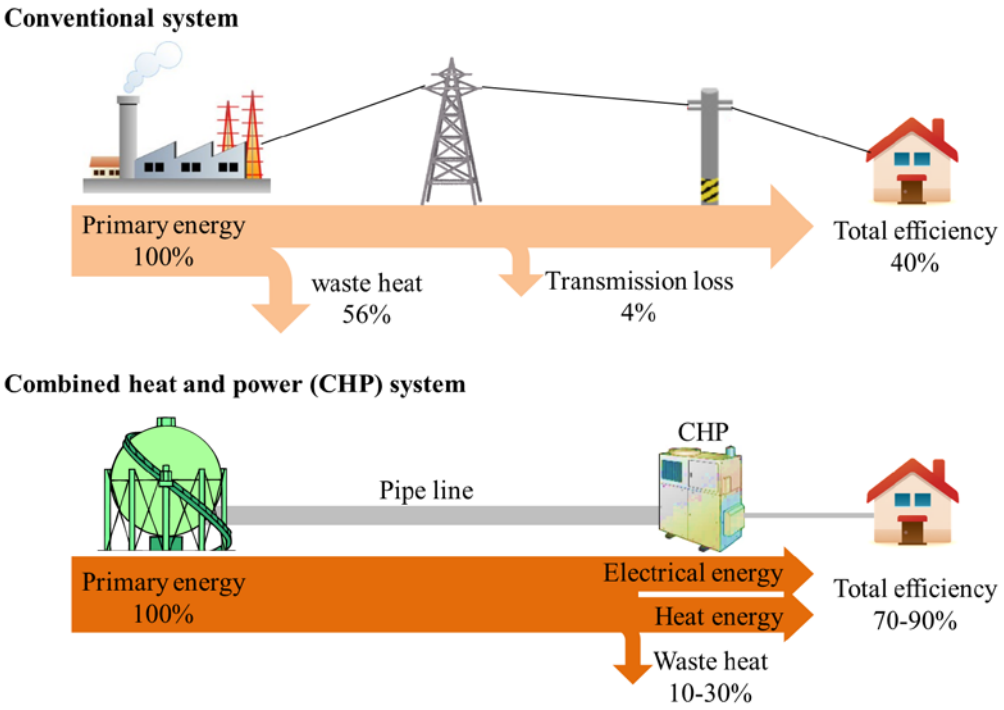


図 1.2　大規模集中発電所による従来型システムと
コジェネレーションシステムの比較概念図

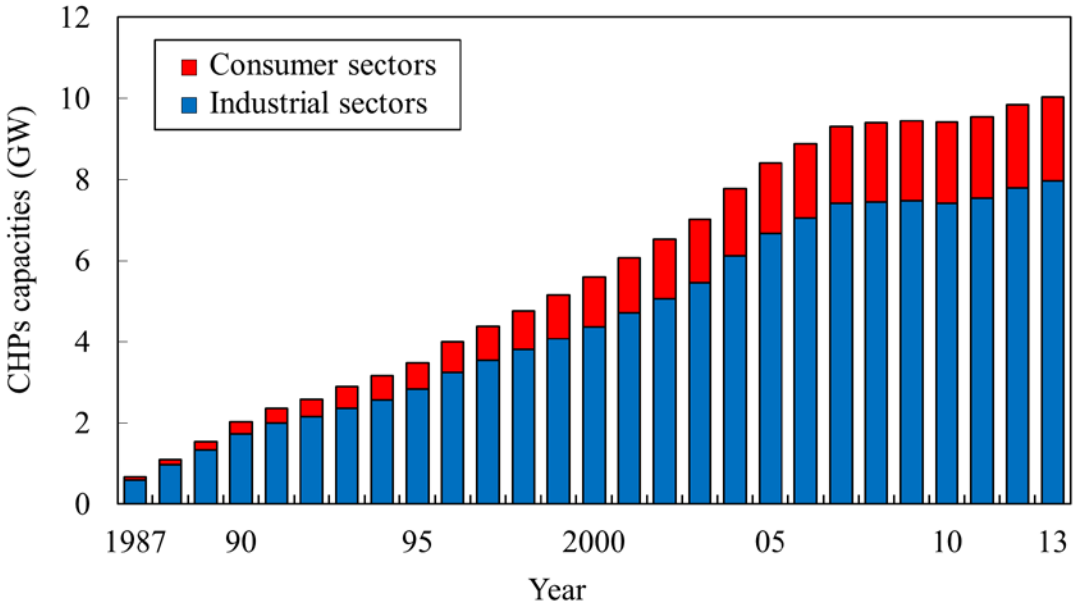


図 1.3　日本におけるコジェネレーションの設備容量の推移
出典：エネルギー白書 2015 (経済産業省, 2015) を基に作成
原典：コジェネ導入実績報告 (コージェネ財団, 2014)

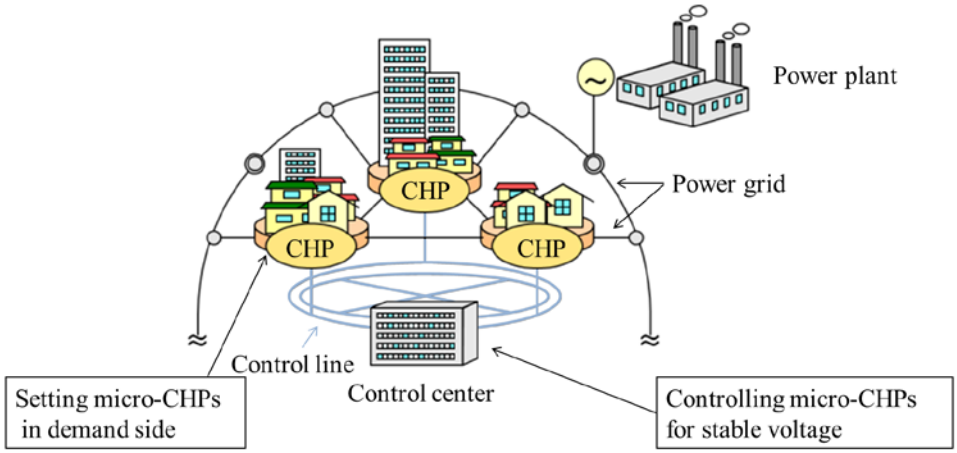


図 1.4　分散協調型コジェネレーションシステムの概念図

1.2　本研究に関連する研究の動向

コジェネの導入効果，余剰電力の逆潮流もしくは融通による効果については，様々な解析条件ならびに手法で解析が行われており，以下に先行研究の概要を示す．

前田ら[6]は，1 軒の戸建住宅において 1 台の家庭用燃料電池もしくは自然冷媒ヒートポンプを導入する場合について一次エネルギー量と CO_2 排出量の比較評価を行い，燃料電池の方が高い削減効果を得られることを示しているほか，燃料電池にラジエータを搭載することの有効性についても明らかにしている．この際，燃料電池は一次エネルギーもしくは CO_2 排出量が最小となるよう運転されている．

濱田ら[7]は家庭用燃料電池システムの稼働特性と性能評価を行うため，1 台の燃料電池および太陽電池からなるシステムについて，熱需要量の異なる 3 軒を対象としてフィールド実測を行っている．その結果，電力のピークカット効果が高いことが明らかとなったほか，コジェネは低負荷領域においても省エネルギー性の高い運転が行われていることが得られている．また，1 次エネルギーの削減効果は排熱利用量が大きい程に向上する傾向が定量的に示されている．さらに，コジェネの運転を最適化した計算値と実績値の比較を行い，運転計画の最適化によって性能向上が可能であることを示している．

南形ら[8]は典型的な 4 人家族の世帯において電力および温水需要の実測データを用い，1kW の燃料電池（貯湯槽付き）を導入した際に余剰電力を系統へ逆潮流できる場合には，逆潮流が許されないときと比べて一次エネルギー削減効果が約 1.4 倍に増加することを確認している．この際，深夜帯（23 時から 7 時）は系統の電力需要が少ないことから逆潮流不可として電力負荷追従運転を行っており，深夜帯以外（7 時から 23 時）には一定出力での運転としている．

小田ら[9]はコジェネの需要家と PPS（特定規模電気事業者）における電力取引をモデル化し，両者が利益を求めて電力融通を行う際のエネルギー消費について評価している．その結果，発電効率が 40%未満のコジェネで

あっても余剰電力の融通により一次エネルギーが削減されるほか，融通により熱主運転が選択されるようになりコジェネが有効に利用されるようになることが明らかとなっている．

林ら[10]は燃料電池を用いたエネルギーネットワークの設備構成の設計技術の確立のため，年間の CO_2 排出量が最小となる設備構成ならびに運用の決定法として，線形計画法と遺伝的アルゴリズムを組み合わせた手法を検討しており，燃料電池と NaS 電池からなるマイクログリッドに適用することによりその有効性を示している．

天野ら[11]は，0.7kW の燃料電池を各戸に 1 台ずつ設置した 10 軒の戸建住宅と 1 台のバッテリーを自営線で結んだ解析を行い，電力の融通によって定格運転時間が増加することで，システム全体の効率が上がることを示している．解析では，運用時における CO_2 排出量を最小化するように系統電源や機器の入出力値を最適化している．

小原[12]は，3kW のガスエンジンをベースロード電源として 1 軒の住宅に設置し，1kW の燃料電池を負荷追従用として 16 軒の住宅に設置した自立式マイクログリッドの解析を行っている．その結果，各住宅をグリッドで結ぶことにより瞬時の電力ピークを分散して補うことができ，グリッドで結ばない場合と比べて需要を満たすのに必要な燃料電池の設置台数を減らすことができることを示している．

山本ら[13]は，戸建住宅または集合住宅 30 軒にそれぞれ 1kW の燃料電池を 1 台設置し電力の融通を行うと，熱の融通がなくとも CO_2 排出量をコジェネ非導入の場合よりも 25%以上削減できることを示している．また，電力融通により個別コジェネの運転が電力需要に制限されなくなるため，電力融通がない場合と比較しても 3.8～9.5%の削減となることを確認している．なお，コジェネの運転パターンは住宅全体の CO_2 排出量が最小となるように決定されている．

柿ヶ野ら[14]は 50～100 世帯から構成される集合住宅の各戸にガスエンジンまたは燃料電池を設置し，余剰電力の融通と隣接した住戸間の熱の供給を可能とする DC マイクログリッドの概念について述べ，小規模モデルによる実験を行っている．その結果，負荷のステップ変動や系統の瞬停が起きても安定した電力供給が可能であることが確認されている．

石田[15]は自営線敷設か系統利用かは将来の課題としつつも，複数の大型業務ビルには個別にコジェネを，戸建住宅には太陽光発電を設置し，集合住宅や病院を含めて電力と熱のネットワーク化を行うシステムの解析を行っている．解析では，複数の地区において省エネルギー効果が調べられており，その結果全ての地区でネットワーク化が有効であることが示されている．また，一次エネルギー量を最小化するようにコジェネの設備容量や台数，運転パターンを最適化している．

堀ら[16]は，自営線の敷設によるコスト増を抑制するため，既存の電力系統を用いた電力の売買によって地域内で仮想的に電力融通を行う，仮想マイクログリッドを提案している．このシステムは各戸に 1kW の燃料電池が設置された戸建住宅のみからなっており，エネルギー供給割合が 32%から 45%に向上することが明らかになった．なお，コジェネの運転パターンは熱主運転としている．

以上の研究は，コジェネの導入効果やコジェネ電力の逆潮流もしくはネットワーク化が CO_2 排出削減量に与える影響を論じているものの，コストと CO_2 排出量の関係を包括して論じたものではなく，さらに対象とする建物数も 1 から 100 程度であり，広範囲におけるコジェネの導入効果は明らかにされていない．また，多くの文献において，コジェネの設備量もしくは運転パターンのどちらかが既知となっており，最適化の対象から外れている．

これに対し，本研究はコジェネによる CO_2 排出削減量とその際の社会コストの関係に着目し，それらを CO_2－コスト曲線によって示すとともに，ネットワーク効果の傾向の一般性について明らかにしている．また，解析の対象地域は配電用変電所の 1 バンクと大規模であることに加え，コジェネの設備量ならびに運転パターンはどちらも最適化を行うこととした．

1.3　本論文の構成と得られた結果の概要

本研究では電力系統を通してコジェネをネットワーク化し，その余剰電力を系統内で利用する分散協調型コジェネシステムを対象とし，逆潮流を行わない独立型コジェネシステムとの比較を行った．解析では，実在する具体的な 3 地域をモデル地域として設定し，対象地域にエネルギー供給するのに要する社会コストならびに CO_2 排出量の最適関係（社会最適）を明らかにした．この際，系統の電力供給原価および CO_2 排出原単位，対象地域の建物構成による延床面積割合，コジェネの機器性能特性，ならびに地域による需要特性を種々変化させ，それらの影響について解析を行った．一方，需要家にとって CO_2 排出量や社会コストは重要な関心事ではなく，彼らは単に自身の利益を最大にしようと行動するため，CO_2 排出削減効果が低下したり社会コストが増加したりしてしまうことが起こりえる．そこで，需要家の行動選択が自ずと社会最適と一致した結果となるためのエネルギー価格条件やコジェネ設備価格条件について解析を行った．また，既存の電力系統を用いるため，コジェネ導入により電力会社にインセンティブを与える条件の一例を示した．

以下に，本論文の構成を示す．

第 1 章は序論であり，本研究の背景と目的，結果の概要について述べるとともに，関連する研究についてまとめた．

第 2 章は解析手法ならびに条件であり，第 3 章から第 5 章までの解析モデルならびにその定式化，解析条件について述べた．

第 3 章では，北海道札幌市における住宅地区を対象とし，コジェネのネットワーク化の有無による CO_2 排出削減量ならびに社会コストの差異について解析を行った．ここで，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比較を行った．解析の結果，従来型システムを徐々に分散協調型コジェネシステムに置き換えていった際の CO_2 排出削減効果は，独立型コジェネシステムと比べて同じ社会コスト条件で約 2 倍に向上することが示された．これはネットワーク化によって，個別の建物の熱電比による運転制約が緩和され，熱需要に合わせた運転をより柔軟に行えるようになったことによるものである．また，系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位による社会コストや CO_2 排出削減効果を感度分析により調べた結果，これらの値が変化しても「CO_2－コスト曲線」を上下または左右に伸縮させるだけで，ネットワーク効果の傾向を概ね一般的に論じえることを確認した．

第 4 章では，コジェネのネットワーク効果に対する対象地域の建物構成影響，需要の地域特性ならびにコジェネの機器特性影響について明らかにした．まず，建物構成が異なる都市住宅地区，都市商業地区および地方住宅地区を比較した結果，電力に比べて熱需要の多い戸建住宅や病院の割合が高い住宅地区において，高いネットワーク効果を得られることがわかった．また，独立型に対する分散協調型の CO_2 排出削減効果の優位性について，燃料電池の場合には北海道でも東京でも概ね同様に確認することができた．これに対してガスエンジンの場合，北海道ではネットワーク化の効果を同様に確認できたのに対して，温暖な東京ではその効果がわずかとなった．これは，東京では熱電比の高いガスエンジンを少ない熱需要に合わせて運転することになるために逆潮量がわずかとなり，ネットワーク効果が低下したことによるものである．

第 5 章では，需要家が CO_2 排出量に配慮することなく，単に自らの必要コストが最小となるように設備導入量と運転パターンを選択するものとし，その選択を社会最適に誘導するためのエネルギー小売価格ならびにコジェネ設備価格条件について解析を行った．まず，設備量構成を固定し運転パターンのみの影響を調べた結果，電力／ガス価格比は CO_2 排出原単位比に一致させるのが適当であって，それよりも電力価格が高い場合にはコジェネを必要以上に稼働させることになり，逆に電力価格が安い場合には

低い設備利用率で稼働させることとなるため，CO_2 排出削減効果は低下し社会コストは増加してしまうことが示された．さらに，逆潮買取／電力価格比が 0.6 となるまで需要家の行動選択は概ね変化せず，それ以下では社会最適から逸脱することが明らかとなった．また，電力会社にコジェネ普及のインセンティブを与えるには，例えば電力価格とガス価格に 1%程度のわずかな金額を固定価格買取制度（FIT）割賦金として上乗せし，それを電力会社に還元すれば良いことを示した．最後に，コジェネの設備導入量を社会最適に一致させるための設備価格条件について示した．

第 6 章は本論文の結論であり，得られた結果の概要を示した．

第2章　解析手法および条件

第 2 章　解析手法および条件

2.1　概説

本章では，本研究の解析手法ならびに主要な解析条件について述べる．解析では対象地域の建物の最終エネルギー需要を満たすモデルを想定し，コジェネの設備量とその運転パターンの最適化を行うよう数理計画法に基づいて定式化を行う．需要の充足のために社会全体で要するコストを社会コストとして，供給側が要するコストと需要側のエネルギー供給機器の設備費の総和と定義し，第 3 章ならびに第 4 章ではこれを目的関数とする．一方で，実際の需要家は社会コストに関係なく自らの利益を最大化するよう行動することから，需要家がエネルギー会社に支払う費用と機器の設備費として負担する費用の総和を需要家コストと定義し，第 5 章ではこれを目的関数とする．

以上のために，まず 2.2 節で解析モデルとして対象地域，建物種，エネルギー供給機器ならびに需要の充足の想定を述べ，コジェネの有無および逆潮流の有無によって「分散協調型コジェネシステム」,「独立型コジェネシステム」,「従来型システム」をそれぞれ定義する．次いで，2.3 節で前節の解析モデルを数理計画法に基づいて定式化する．その際，まず 2.3.1 項で社会コストを目的関数とする場合について述べ，次にそこからの差分として 2.3.2 項で需要家のコストを目的関数とする場合について述べる．最後に，2.4 節で第 3 章から第 5 章における主要な解析条件として，地域別の建物種別延床面積，需要パターン，エネルギー供給機器条件，燃料である都市ガスならびに系統電力の供給原価，エネルギー小売価格および CO_2 排出原単位を示す．なお，本章には構成上，結論は存在しない．

2.2 解析モデル

コジェネの余剰電力を電力系統に逆潮流することで地域内での電力融通を行うことによる効果（ネットワーク効果）を評価するためのモデルについて以下に示す．逆潮流を行う際，現状では原則として配電用変電所のバンクを超えることはできず，これを可能とするためには電圧調整のための追加対策が必要となる[17]．そこで，既存の設備を可能な限りそのまま利用し追加費用を抑制するため，解析の対象地域を 1 バンクとし，バンク内の建物の最終エネルギー需要を満たすモデルを想定する（図 2.1）．バンクは複数の配電線から構成され，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．個別建物におけるエネルギーフローを図 2.2 に示す．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，集合住宅は逆潮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．冷房機器はエアコンと吸収式冷凍機を想定し，家庭部門とコジェネが導入されていない業務部門の建物にはエアコンが，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．

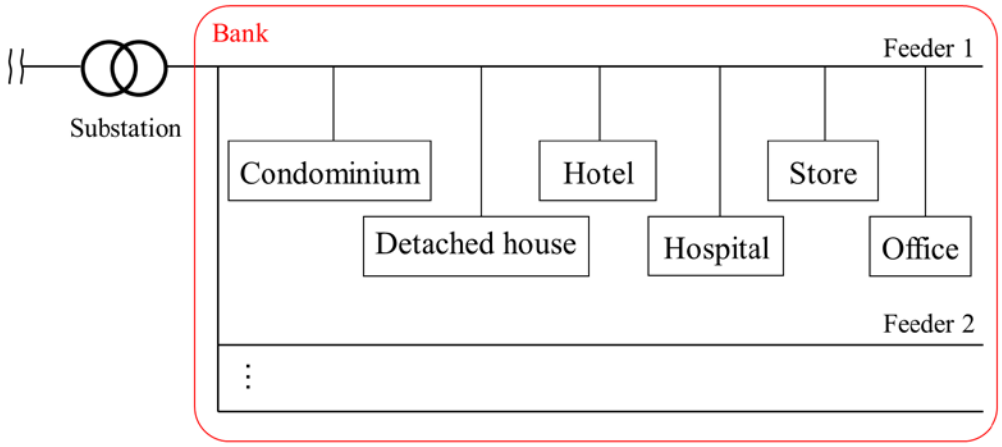


図 2.1　解析対象地域のモデル化

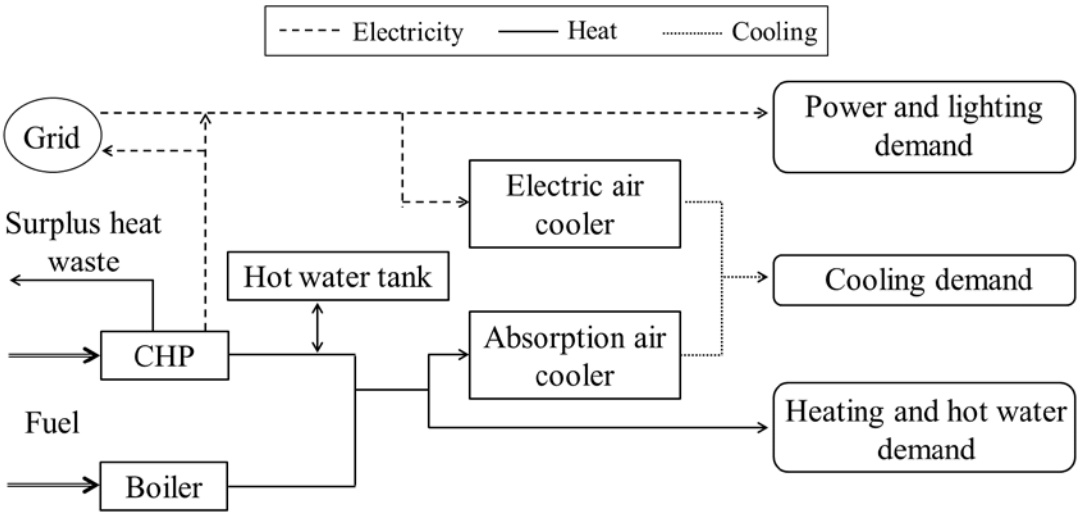


図 2.2　個別建物におけるエネルギーフロー

表 2.1　各システムの想定

System	CHP	Other energy supply facilities	Reverse power flow
Conventional	N	Boiler, Electric air cooler	N
Non-networked	Y	Boiler, Electric air cooler, Absorption air cooler (with CHP, commercial building only)	N
Networked	Y		Y

本研究では，表(2.1)に示すように，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，本研究では逆潮流による電圧変動や周波数変動の影響は考慮していない.

2.3　解析モデルの定式化

2.3.1　社会コスト解析

対象地域内の建物の最終エネルギー需要を満たすために社会全体で要するコストを社会コストとし，供給側の費用（供給費）および需要側に設置するエネルギー供給機器の設備費の総和として以下のように定義する.

$$\mathrm{Cost}^{\mathrm{s}} = \sum_{t} E_t^{\mathrm{g}} \cdot P_t^{\mathrm{g}} + \sum_{t} F_t \cdot P^{\mathrm{f}} + I \tag{2.1}$$

ここで，右辺は第 1 項から順番に，系統電力の総供給費，全建物に配置されたエネルギー供給機器への総燃料供給費，および全エネルギー供給機器

の総設備費である．第 1 項の E_t^{g} および P_t^{g} はそれぞれ時刻 t の系統電力量およびその供給原価である．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原価である．第 3 項はコジェネ，ボイラおよび冷房機器に関する設備費であり，設備量と単位出力あたりの年間償却設備費の積で求められる．なお，2.4 節で後述するが本研究において解析期間は 1 年間としており，年間償却設備費は設備価格を減価償却年数で除することにより求めている．

また，総 CO_2 排出量を以下のように定義する．

$$\mathrm{CO}_2 = \sum_t E_t^{\mathrm{g}} \cdot C_t^{\mathrm{g}} + \sum_t F_t \cdot C^{\mathrm{f}} \tag{2.2}$$

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 CO_2 排出量である．C_t^{g} は時刻 t の系統電力の CO_2 排出原単位，C^{f} はコジェネおよびボイラの燃料の CO_2 排出原単位である．

コジェネ導入が社会コストおよび総 CO_2 排出量に与える効果を評価するため，以下のように従来型を基準として変化率を定義する．

$$\Delta x = \frac{x^{\mathrm{CHP}} - x^{\mathrm{Conv.}}}{x^{\mathrm{Conv.}}} \qquad (x = \mathrm{CO_2},\ \mathrm{Cost}) \tag{2.3}$$

ここで，x^{CHP} は独立型もしくは分散協調型の社会コストまたは総 CO_2 排出量，$x^{\mathrm{Conv.}}$ は従来型の社会コストまたは総 CO_2 排出量である．すなわち，Δx は対象地域の社会コストまたは総 CO_2 排出量に対するコジェネの導入効果を示している．以後，社会コストの変化率をコスト増加率（$+\Delta\mathrm{Cost}$），総 CO_2 排出量の負の変化率を CO_2 削減率（$-\Delta CO_2$）と呼ぶ．

モデルを数理計画法に基づいて定式化し，対象地域の全期間の社会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．なお，モデリングおよび最適化には株式会社 NTT データ数理システムの数理計画法パッケージである Numerical Optimizer を用いた．

このほか，電力ならびに熱のエネルギーバランス式，各種エネルギー供給機器の制約式を以下に示す．ただし，電力需要，熱需要ならびにコジェネ以外の機器の効率は定数であり，その他の式中の文字式は特記のない限り非負の変数であるとする．

各建物の電力需要に対して配電系統との授受電力量およびコジェネの供給電力量が一致するものとし，電力のエネルギーバランスを以下のように定式化する．

$$D^{\mathrm{e}}_{f,b,t} = E^{\mathrm{IO}}_{f,b,t} + E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} \tag{2.4}$$

ここで，$D^{\mathrm{e}}_{f,b,t}$，$E^{\mathrm{IO}}_{f,b,t}$，$E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$は，それぞれ配電線 f の建物 b における時刻 t の電力需要，系統との授受電力量，コジェネ供給電力量である．系統との授受電力量は負値も取り，正値のときは系統から建物への電力供給を，負値のときは建物から系統への逆潮流を表す．

対象地域に変電所の外から供給される系統電力は，全建物の系統との授受電力量の和に一致し，以下のように定式化できる．

$$E^{\mathrm{g}}_{t} = \sum_{f,b} E^{\mathrm{IO}}_{f,b,t} \tag{2.5}$$

コジェネの供給電力は設備量と負荷率の積で表されるものとし，以下のように定式化できる．

$$E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = C^{\mathrm{CHP}}_{f,b} \cdot \varepsilon_{f,b,t} \tag{2.6}$$

ここで，$C^{\mathrm{CHP}}_{f,b}$および$\varepsilon_{f,b,t}$は，それぞれ配電線 f の建物 b におけるコジェネ設備量および，その時刻 t における負荷率である．また，このときのコジェネの燃料消費量は電力供給量を発電効率で除することにより表わせ，以下のように定式化できる．

$$F^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = \frac{E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}}{\eta^{\mathrm{ele}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})} \tag{2.7}$$

ここで，$F^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$および$\eta^{\mathrm{ele}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})$は，それぞれ配電線 f の建物 b における時刻 t のコジェネ燃料消費量および発電効率であり，発電効率は負荷率の関数

で与えられるものとする．さらに，このときのコジェネの熱供給量は，燃料消費量に排熱回収効率を乗ずることにより表わせ，以下のように定式化できる．

$$Q^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = F^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} \cdot \eta^{\mathrm{heat}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t}) \tag{2.8}$$

ここで，$Q^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$および$\eta^{\mathrm{heat}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})$は，それぞれ配電線 f の建物 b における時刻 t のコジェネ熱供給量および排熱回収効率である．排熱回収効率も負荷率の関数で与えられるものとする．

各建物の熱需要に対してボイラおよびコジェネの熱供給量，貯湯槽からの熱入出力量，破棄熱量の和が一致するものとし，熱のエネルギーバランスを以下のように定式化する．

$$D^{\mathrm{q}}_{f,b,t} = Q^{\mathrm{b}}_{f,b,t} + Q^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} + Q^{\mathrm{HWT}}_{f,b,t} - Q^{\mathrm{w}}_{f,b,t} \tag{2.9}$$

ここで，$D^{\mathrm{q}}_{f,b,t}$，$Q^{\mathrm{b}}_{f,b,t}$，$Q^{\mathrm{HWT}}_{f,b,t}$および$Q^{\mathrm{w}}_{f,b,t}$は，それぞれ配電線 f の建物 b における時刻 t の熱需要，ボイラ熱供給熱量，貯湯槽からの入出力熱量，破棄熱量である．貯湯槽からの入出力熱量は負値も取り，正値のときは貯湯槽からの熱放出を，負値のときは蓄熱を表す．また，貯湯槽内のエネルギーバランスは以下のように定式化されるものとした．

$$S^{\mathrm{after}}_{f,b,t} = S^{\mathrm{before}}_{f,b,t} - Q^{\mathrm{HWT}}_{f,b,t} - (1-\eta^{\mathrm{loss}}) \cdot S^{\mathrm{before}}_{f,b,t} \tag{2.10}$$

$$S^{\mathrm{before}}_{f,b,t+1} = S^{\mathrm{after}}_{f,b,t} \tag{2.11}$$

ここで，$S^{\mathrm{before}}_{f,b,t}$および$S^{\mathrm{after}}_{f,b,t}$は，それぞれ配電線 f の建物 b における時刻 t の熱の入出力前および入出力後の蓄熱量である．式(2.10)の右辺の第 3 項は蓄熱ロスを表しており，熱入出力前の蓄熱量のうち蓄熱ロス率η^{loss}分の熱が失われる．また，式(2.11)に示すように，時刻 t の熱の入出力後の蓄熱量は，次の時刻の熱の入出力前の蓄熱量に引き継がれるものとした．

ボイラの燃料消費量は，その熱供給量を発熱効率で除することにより表わせ，以下のように定式化できる．

$$F^{\mathrm{b}}_{f,b,t} = \frac{Q^{\mathrm{b}}_{f,b,t}}{\eta^{\mathrm{b}}} \tag{2.12}$$

ここで，$F^{\mathrm{b}}_{f,b,t}$は配電線 f の建物 b における時刻 t のボイラ燃料消費量であり，η^{b}はその発熱効率である．

なお，式(2.6)-(2.8)中の$C^{\mathrm{CHP}}_{f,b}$，$\varepsilon_{f,b,t}$，$\eta^{\mathrm{ele}}_{f,b,t}$ならびに$\eta^{\mathrm{heat}}_{f,b,t}$は変数であるため，$E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$，$Q^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$および$F^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$は非線形の式として表されている．計算資源を削減するために，これらを付録 A に示す手法により混合整数線形計画問題に変換した．この際，コジェネの設備量$C^{\mathrm{CHP}}_{f,b}$を離散化しているが，その刻み幅はコジェネ実機の設備容量を想定し十分に細かく設定した．

2.3.2 需要家コスト解析

本研究ではコジェネの導入効果を評価するために前述の社会コストの概念を用いるが，需要家は自らの利益を最大化もしくは負担を最小化するような選択をする．第 5 章において，各需要家は年間のエネルギーコストが最小となるようにエネルギー機器の設備量と運転パターンの組合せを選択するように設定しており，対象地域の全需要家の需要家コストの総和を以下のように定義した．

$$\mathrm{Cost}^{\mathrm{c}} = \sum_{b,t}\left(E^{\mathrm{in}}_{b,t}\cdot\rho^{\mathrm{in}}_{t} - E^{\mathrm{out}}_{b,t}\cdot\rho^{\mathrm{out}}_{t}\right) + \sum_{b,t}F_{b,t}\cdot\rho^{\mathrm{f}} + \sum_{b}I_{b} \tag{2.13}$$

ここで，右辺第 1 項の$E^{\mathrm{in}}_{b,t}$および$E^{\mathrm{out}}_{b,t}$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，ρ^{in}_{t}およびρ^{out}_{t}は購入電力価格および逆潮買取価格であり，第 1 項は正味の年間電力コストとなっている．第 2 項の$F_{b,t}$は建物 b の燃料消費量，ρ^{f}は燃料価格であり，第 2 項は年間燃料コストである．第 3 項はコジェネ，ボイラおよび冷房機器に関する設備費であり，設備量と単位出力あたりの年間償却設備費の積で求められる．コジェネに対する補助金がある場合には，その分設備費が安くなる計算となる．また，燃料および電力の需要家価格は建物種別に関わらず同一とした．なお，式(2.13)は需要家全体の総コスト最小条件を求める形となっており，本来は個別建物のそれぞれにおいてコスト最小条件となるような選択が

行われる. 本計算ではコジェネからの逆潮流電力が配電系統内の総電力需要を超えないように設定しており, その際には制限をかける建物に関する新たなルールが必要となる. そこで式(2.13)のような形にすることによって全需要家にとって最適となる解が選択されるように簡略化した. ただし, 第 5 章で主として論じている CO_2 削減率 8%の条件を含み, コジェネ導入量が極めて多くならない限り, 逆潮流電力がこうした制約を受けることは発生しておらず, その場合には式(2.13)の解は各需要家の個別最適と一致している.

さらに, 購入電力量および逆潮流電力量は, それぞれ系統との授受電力量の正値および負値であることから, 以下の制約式を追加する.

$$E^{\mathrm{in}}_{f,b,t} - E^{\mathrm{out}}_{f,b,t}(t) = E^{\mathrm{IO}}_{f,b,t} \tag{2.14}$$

他の制約については 2.3.1 節と同じとする.

2.4 解析条件

本研究における対象地域を, 北海道札幌市の山鼻地区(都市住宅地区), 桑園地区(都市商業地区), 富良野市(地方住宅地区)の 1 バンクとした. このうち, 都市住宅地区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り, 電力需要に比べて熱需要が多く, コジェネの高いネットワーク効果を期待できることから, 対象地域のベースケースとした. また, 他の地区はベースケースとの比較として 4.2 節でのみ用いた. 各地区の各種建物の延床面積を表 2.2 に, それらの割合を図 2.3 に示す[18] . 都市住宅地区に比べて, 都市商業地区は戸建住宅の割合が低く, 事務所の割合が高い特徴があることがわかる. これに対し, 地方住宅地区は戸建住宅の割合が高く, 集合住宅の割合が低い特徴があることがわかる.

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. 解析期間を 1 年間とし, 冬季, 中間季, ならびに夏季それぞれの 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. 図 2.4 に各種建物の季節別

の単位面積あたりの需要パターン，表 2.3 にそれらの季節別平均需要および年間の需要の熱電比を示す[19]. 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集合住宅，戸建住宅，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 2.2　各地区における各種建物の延床面積

（単位：$10^3 m^2$）

	Condominium	Detached house	Hotel	Hospital	Store	Office
Urban residential district	752	265	16	41	59	50
Urban commercial district	450	39	5	23	18	171
Local residential district	139	392	6	36	60	57

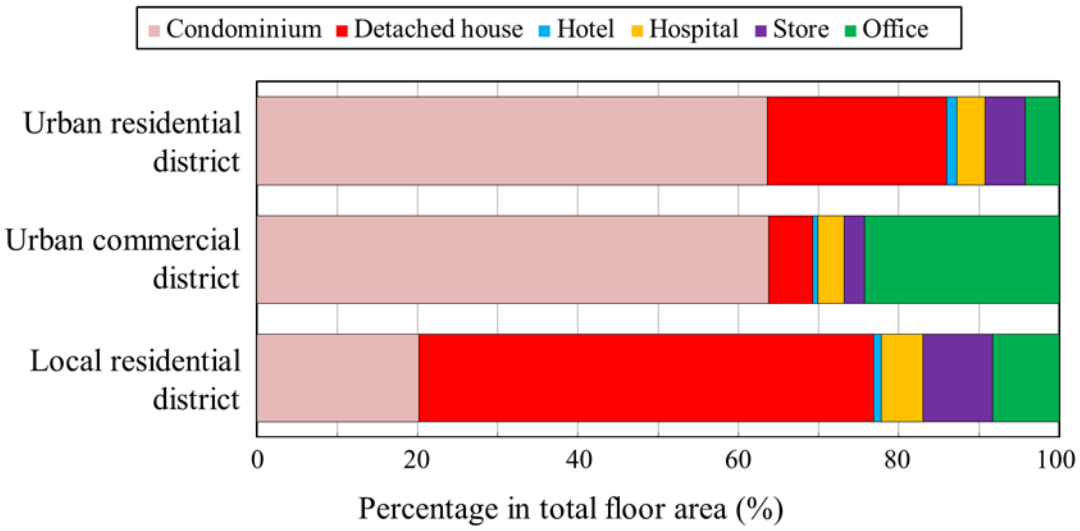


図 2.3　各地区における各種建物の延床面積割合

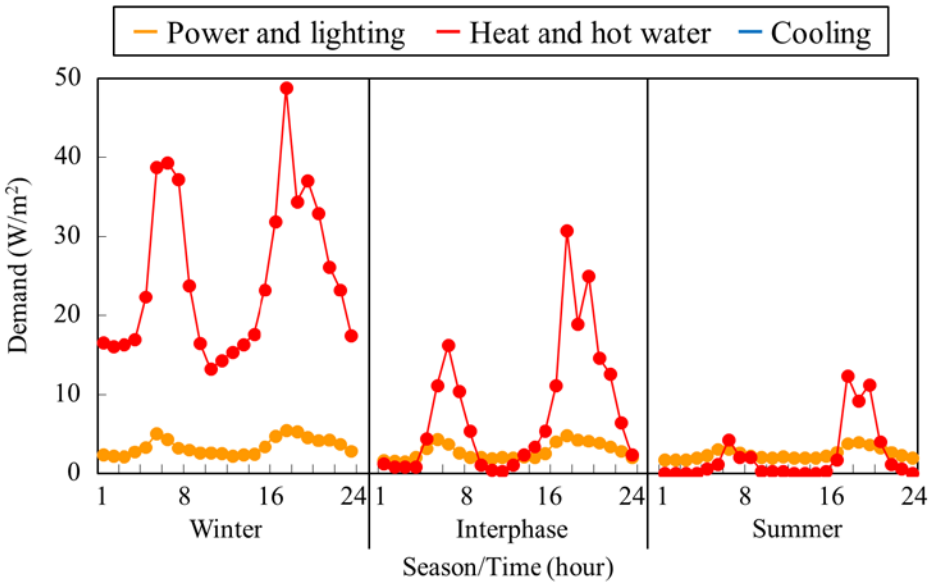


図 2.4(a)　北海道の住宅における単位床面積あたりの需要パターン

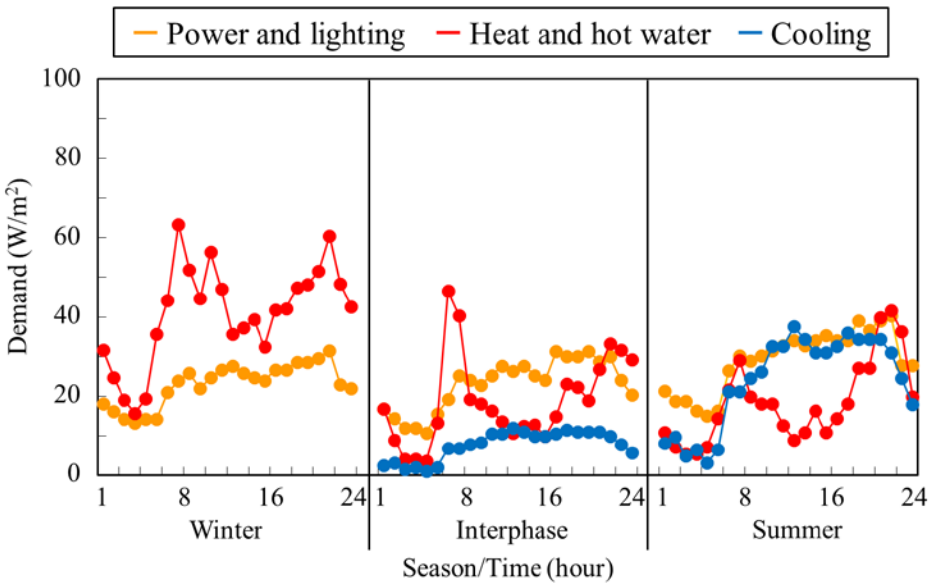


図 2.4(b)　北海道のホテルにおける単位床面積あたりの需要パターン

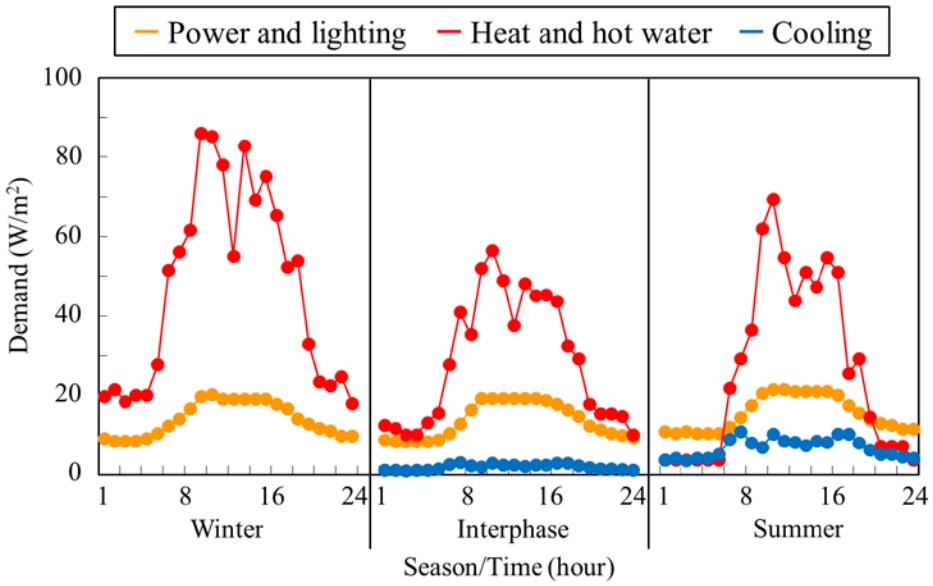


図 2.4(c)　北海道の病院における単位床面積あたりの需要パターン

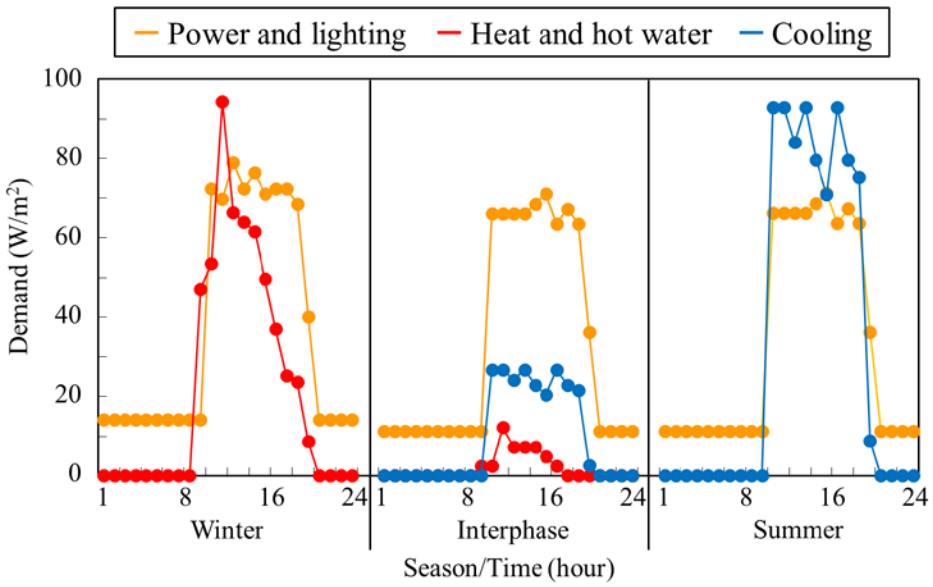


図 2.4(d)　北海道の店舗における単位床面積あたりの需要パターン

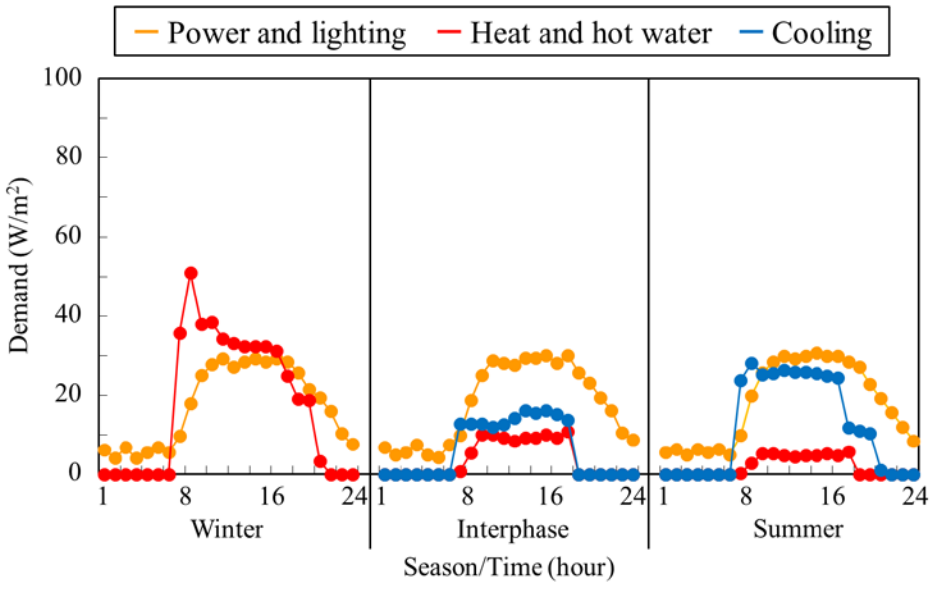


図 2.4(e)　北海道の事務所における単位床面積あたりの需要パターン

表 2.3　各種建物の単位床面積あたりの季節別平均需要および年間の需要の熱電比

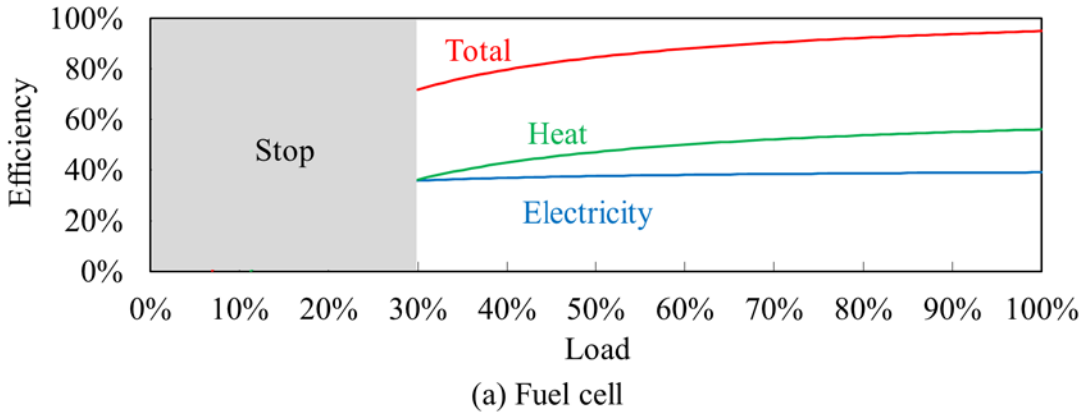
		Household	Hotel	Hospital	Store	Office
Power and lighting demand (W/m^2)	Winter	3.4	23.1	14.1	37.2	17.6
	Intermediate	2.8	23.1	13.7	33.0	18.0
	Summer	2.4	29.2	15.5	33.0	18.3
Heating and hot water demand (W/m^2)	Winter	24.8	40.9	46.8	22.1	17.7
	Intermediate	7.8	18.8	28.8	0.8	1.7
	Summer	2.1	18.4	15.4	0	1.3
Cooling demand (W/m^2)	Winter	0	0	0	0	0
	Intermediate	0	7.7	2.0	9.2	6.5
	Summer	0	24.0	6.9	32.1	12.1
Annual heat/power ratio	Electric air cooler case	4.7	1.1	2.3	0.3	0.4
	Absorption air cooler case	-	1.4	2.5	0.5	0.6

表 2.4 にコジェネ，ボイラ，エアコン，吸収式冷凍機のそれぞれの単位出力あたりの設備価格，減価償却年数，効率または成績係数（Coefficient of Performance, COP）を示す．式(2.1)の単位出力あたりの年間償却設備費は，利子などを考慮せずに単位出力あたりの設備価格を減価償却年数で除することにより与えた．燃料電池および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，コジェネとボイラの燃料は都市ガスとした．コジェネは，実機の性能に近づけて解析するために，どの機種でも図 2.5 に示すように部分負荷運転による効率低下を考慮し，負荷率 30%以下のときは停止するものとした．表 2.4 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[20]．一方，ガスエンジンは 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，その蓄熱容量はコジェネ 1kW に対して 10kWh とし[21]，毎時の蓄熱ロスは蓄熱量の 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[20][21]，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会社からのヒアリングにより設定したものである．

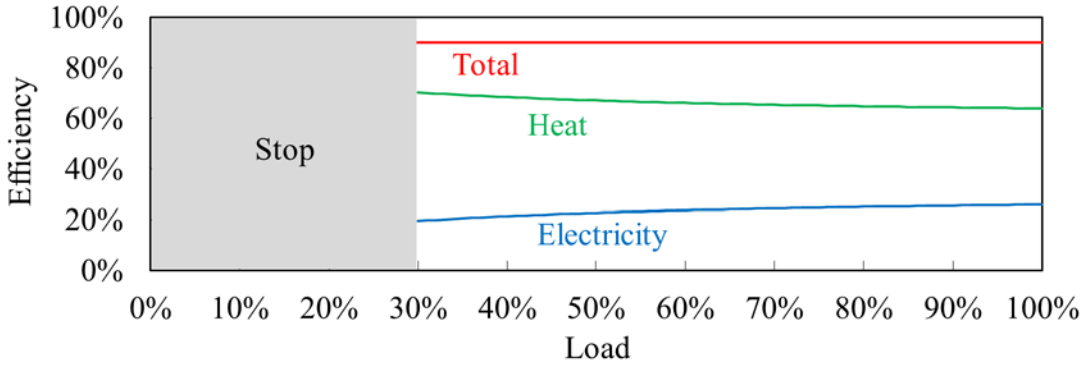
本研究では，各種エネルギー機器の設備量や出力値を系内の建物種別の合計値として求め，同種の建物に対しては設備が平均的に導入され，かつ

表 2.4　単位出力あたりの設備価格，減価償却年数，効率および COP

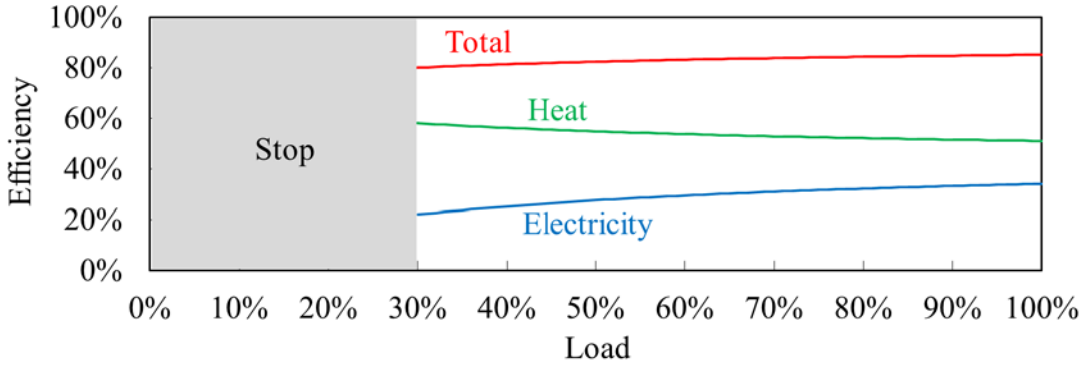
		Price (JPY/kW)	Depreciation period (years)	Efficiency, COP	
				100% Load	30% Load
CHP	Fuel cell	700,000	10	39% (ele) 56% (heat)	36% (ele) 36% (heat)
	Gas engine (Detached houses)	300,000		26% (ele), 64% (heat)	20% (ele), 70% (heat)
	Gas engine (Commercials)			34% (ele) 51% (heat)	22% (ele) 58% (heat)
Boiler		15,000	10	93%	
Electric air cooler		25,000	5	4.0	
Absorption air cooler		22,400	10	1.1	



(a) Fuel cell



(b) Gas engine (Detached houses)



(c) Gas engine (Commercials)

図 2.5　（a）燃料電池，（b）住宅用ガスエンジンおよび
（c）業務用ガスエンジンの効率曲線

同じ運転パターンであるものとした．したがって，コ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 2.5 に都市ガスおよび系統電力の供給原価と CO_2 排出原単位を示す．原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，原価は札幌の都市ガス供給会社の有価証券報告書[22]からの推計値を，CO_2 排出原単位はウェブサイト[23]の値を参考に設定した．各季節の各時刻における系統電力の電源構成を図 2.6 に示す．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，図 2.7 に示すように系統電力の原価および CO_2 排出原単位を各季節の各時刻にそれぞれ与え，表 2.5 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[24]，電源設備構成[25]，発電・送配電・販売コスト[26]および電源設備ごとの CO_2 排出原単位[27]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．なお，各時刻の系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位の推計法は付録 B に示した．

なお，実際の都市ガスおよび系統電力の供給原価と CO_2 排出原単位は，燃料の輸入価格や設備費用などにより増減するものであり，特に系統電力の値は電源構成によって大きく変化することがあり得る．しかし，その変化が結果に与える影響は，後述する CO_2－コスト曲線を用いることによって概略評価することができる．

表 2.5　系統電力および都市ガスの原価ならびに CO_2 排出原単位

	Supply unit cost	CO_2 emission factor	Time fluctuation
Grid electricity	15.8 JPY/kWh	410 g-CO_2/kWh	Hourly
Town gas	7.78 JPY/kWh (97.3 JPY/m^3)	183 g-CO_2/kWh (2.29 kg-CO_2/m^3)	None (Constant)

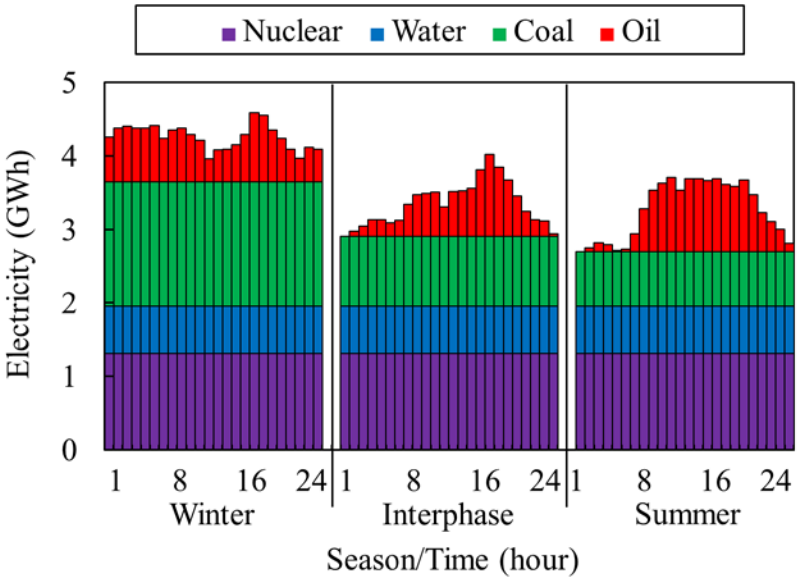


図 2.6　系統電力の電源構成

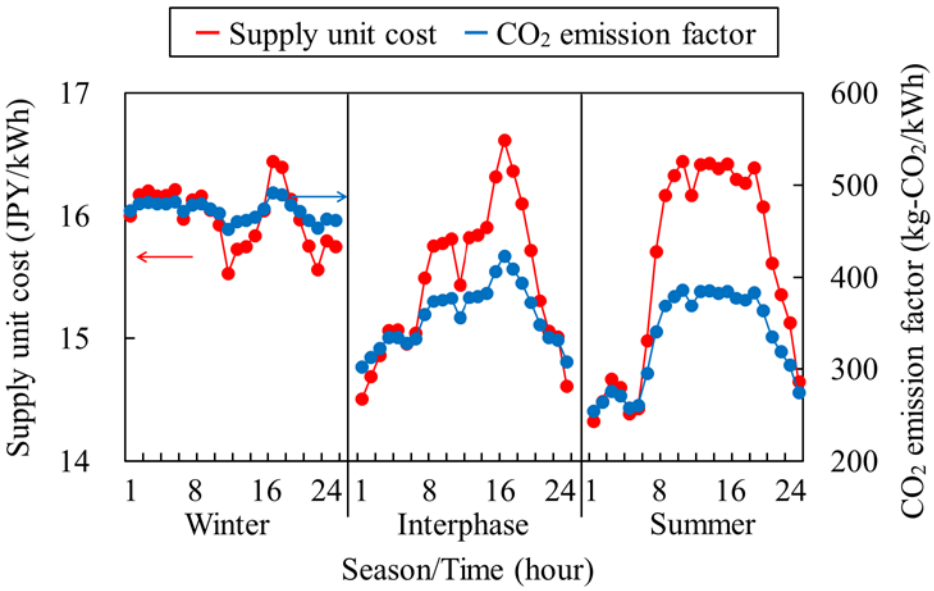


図 2.7　系統電力の供給原価ならびに CO_2 排出原単位

表 2.6 に需要家とエネルギー会社間の電力価格, 逆潮買取価格, 燃料（都市ガス）価格, それらの CO_2 排出原単位あたりのベースケース価格を示す. この場合, 第 5 章で後述する理由により, 逆潮買取／電力価格比ならびに CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比は 1 となっている. なお, 電力価格ならびに逆潮買取価格は CO_2 排出原単位に伴って時々刻々変動するものとしており, 表にはその年間平均値を示した.

表 2.6　需要家目線の電力ならびにガス価格（ベースケース）

	User pay energy price (JPY/kWh)	Normalized price by CO_2 (JPY/ kg-CO_2)	Time fluctuation
Grid electricity (buy and sell)	19.7	49.1	Hourly
Town gas	9.0	49.1	None (Constant)

第3章　コジェネレーションの分散協調ネットワーク化による二酸化炭素削減効果

第 3 章　コジェネレーションの分散協調ネットワーク化による二酸化炭素削減効果

3.1　概説

本章では，個別建物にコジェネを分散配置したときに，配電系統への逆潮流がない独立型コジェネシステムと，逆潮流がある分散協調型コジェネシステムを比較することにより，コジェネのネットワーク化が CO_2 排出削減効果に与える影響を明らかにする．

以上のために，まず 3.2.1 項で電力需要の短時間変動がコジェネの運転に与える影響を調べる．次に，3.2.2 項でコジェネのネットワーク化が CO_2 排出削減効果に与える影響を CO_2－コスト曲線を導入して明示し，そのメカニズムについて詳しく述べるとともに，3.2.3 項で逆潮流による系統電圧の変動影響を示す．また，3.2.4 項で系統電力の供給原価や CO_2 排出原単位影響，コジェネの電力が代替する系統電源想定影響についても詳しく解析する．最後に，3.3 節でまとめを述べる．

3.2　解析結果および考察

3.2.1　電力需要の短時間変動によるコジェネ発電量影響

第 2 章の解析手法および条件による解析を行う前に，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について調べた．第 2 章の図 2.4 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の計算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な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，各季節につき 6 世帯分を平均したものを表 3.1 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 世帯のみとし，各世帯の電力および熱需要は第 2 章の独立型のモデルと同様に充足されるものとした．各世帯にはそれぞれ表 2.4 に示した燃料電池を導入し，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

表 3.1　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
Average	0.44	0.67	0.36	0.64	0.38	0.59

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，2 章の式(2.2)で表される総 CO_2 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．その際，各季節の日数は第 2 章と同じとした．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，CO_2 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．こうして求まっ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 3.1 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 3.1 に示した回帰直線に対して表 3.1 における変動係数の平均値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，次項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．

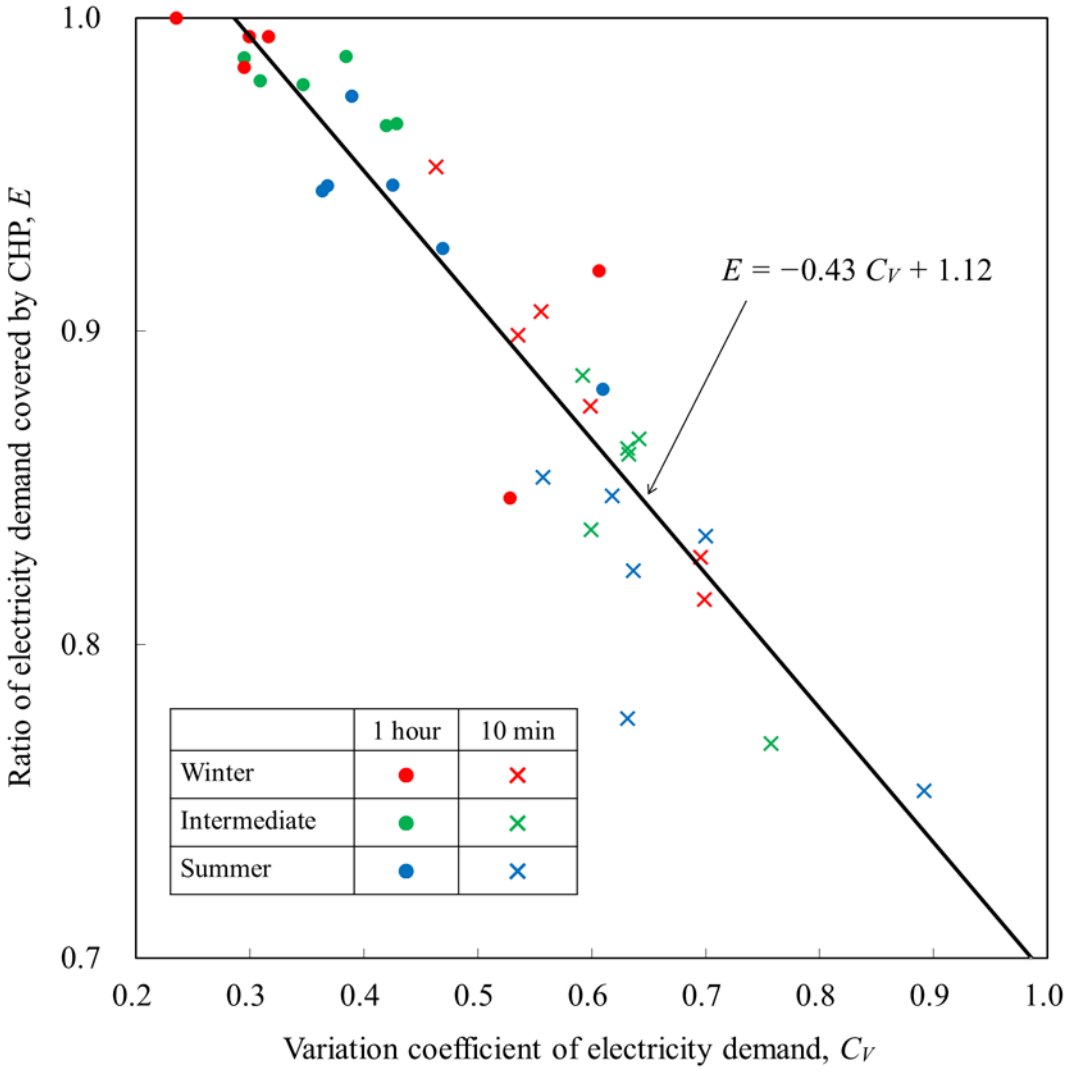


図 3.1　電力需要の変動係数に対する，全電力需要に占めるコジェネの発電量の割合

3.2.2　ネットワーク化による CO_2 排出量の削減効果

第 2 章の解析手法および条件を用い，さらに前項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 3.2 の曲線は，独立型もしくは分散協調型において，横軸に CO_2 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．この場合，計算は目標とする CO_2 削減率を達成する設備ならびに運転パターンの組合せのうち，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．これらの曲線上にある×印は社会コストが最小となる極小点であり，そこから目標 CO_2 削減率を徐々に高め，限界となる最高 CO_2 削減率まで計算を行っている．以後，これらの曲線を CO_2－コスト曲線と呼ぶこととする．独立型と分散協調型の 2 つの曲線を比較すると，CO_2 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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2 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，同じコストでもより高い CO_2 排出削減効果を得られることを意味している．

CO_2－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 CO_2 削減率に対するコジェネの設備量構成を，それぞれ図 3.3（a）および（b）に示す．CO_2 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の建物であるためである．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，設備価格が高いためである．

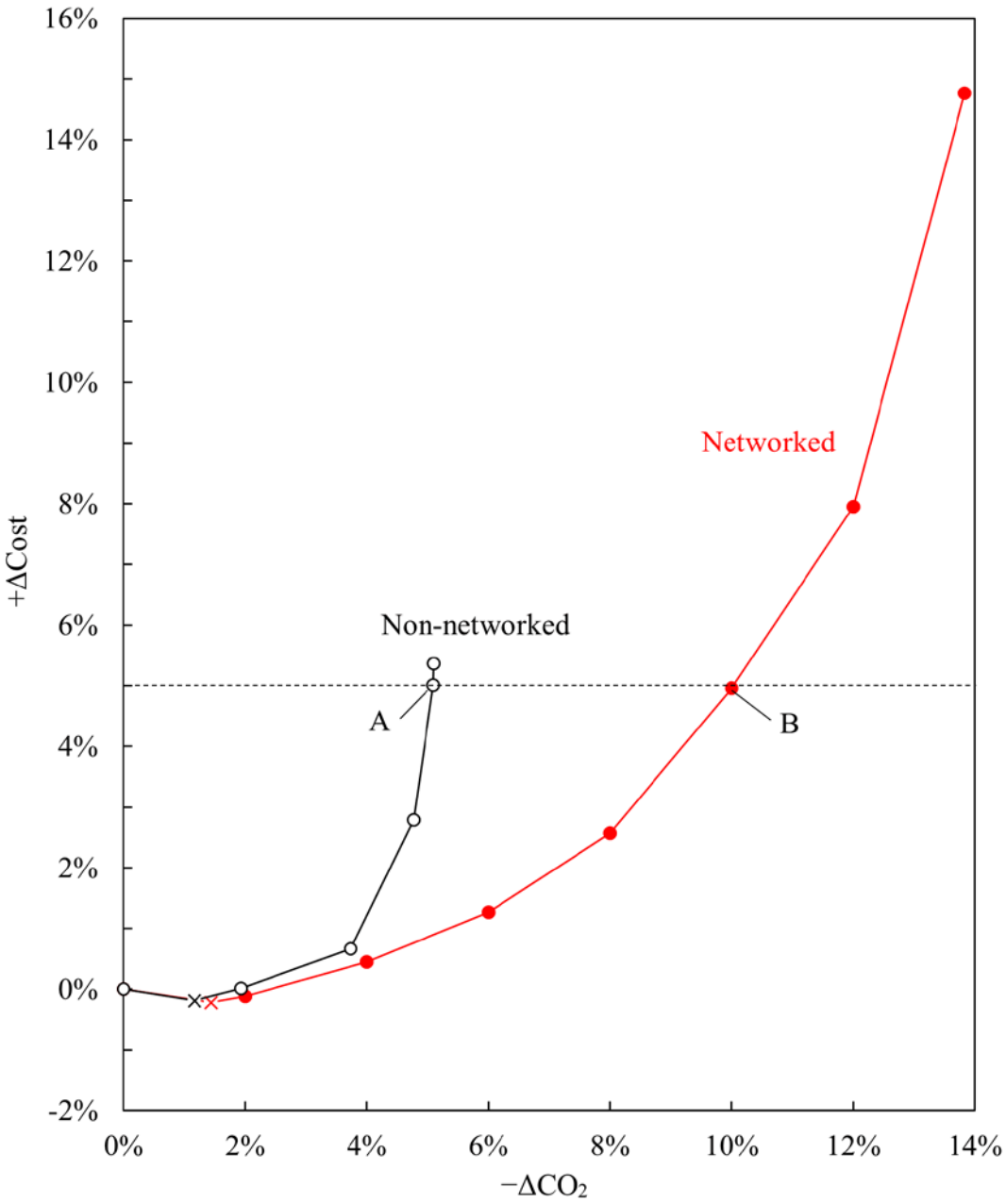


図 3.2　独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線

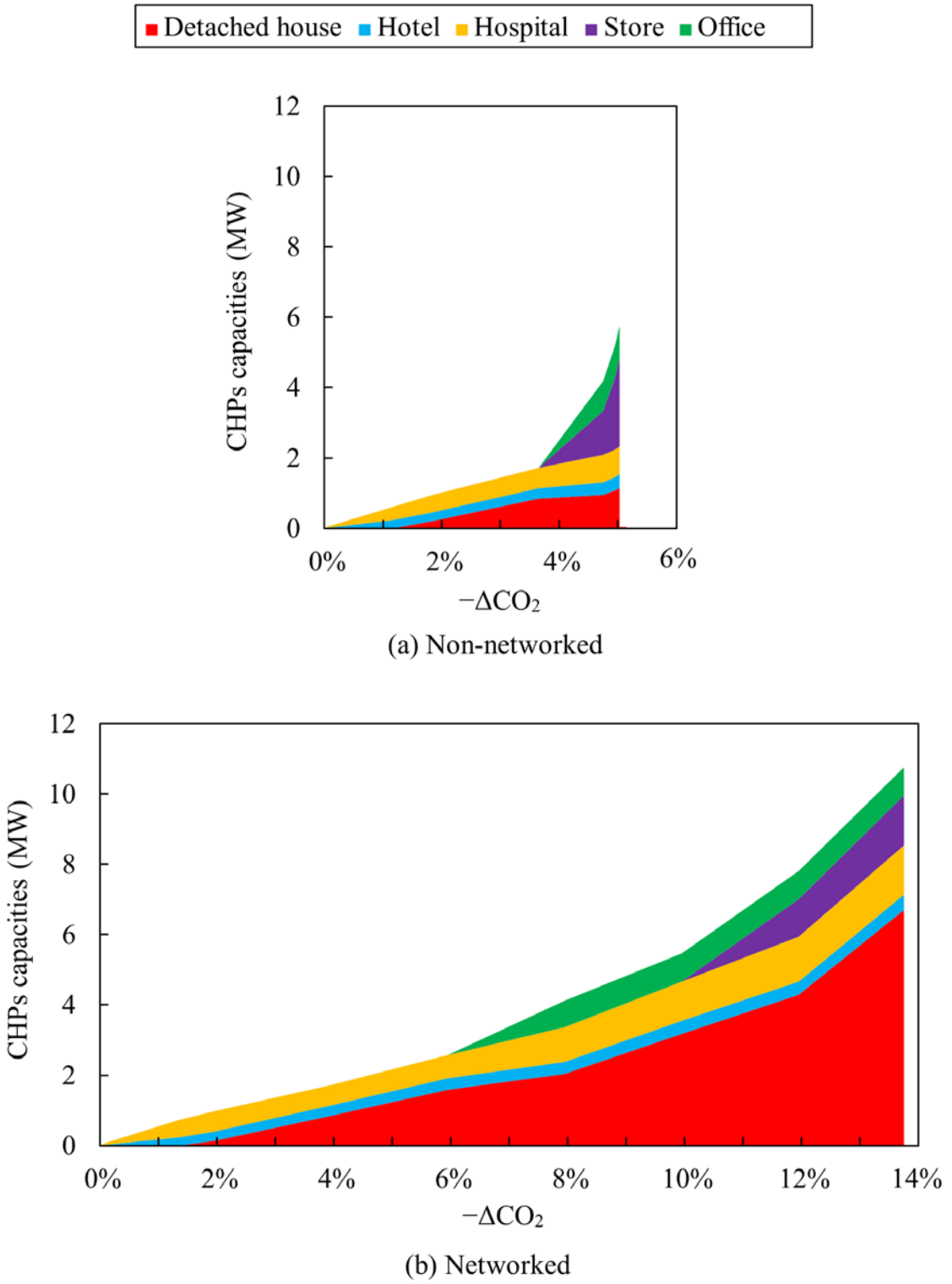


図 3.3　（a）独立型ならびに（b）分散協調型におけるコジェネの設備量

図 3.3（a）より，独立型では CO_2 削減率が 4%以上になると，戸建住宅，病院ならびにホテルと比べて事務所と店舗の設備が急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 3.2 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 3.4（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 CO_2 削減にはあまり寄与しない．これに対して店舗では，図 3.5（a）および（b）に示すように夜間の熱需要が無いためコジェネが運転されず，設備利用率が低いことがわかる．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たが，他の建物では設備を増やしても効率良く利用できなくなったために，事務所や店舗への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，CO_2－コスト曲線の傾きが急に増加したといえる．

一方，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 3.3（b）の 4%以上の CO_2 削減率にみられるように同 CO_2 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 CO_2 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 3.6（a）および（b）は図 3.3 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潮流された電力は他の建物

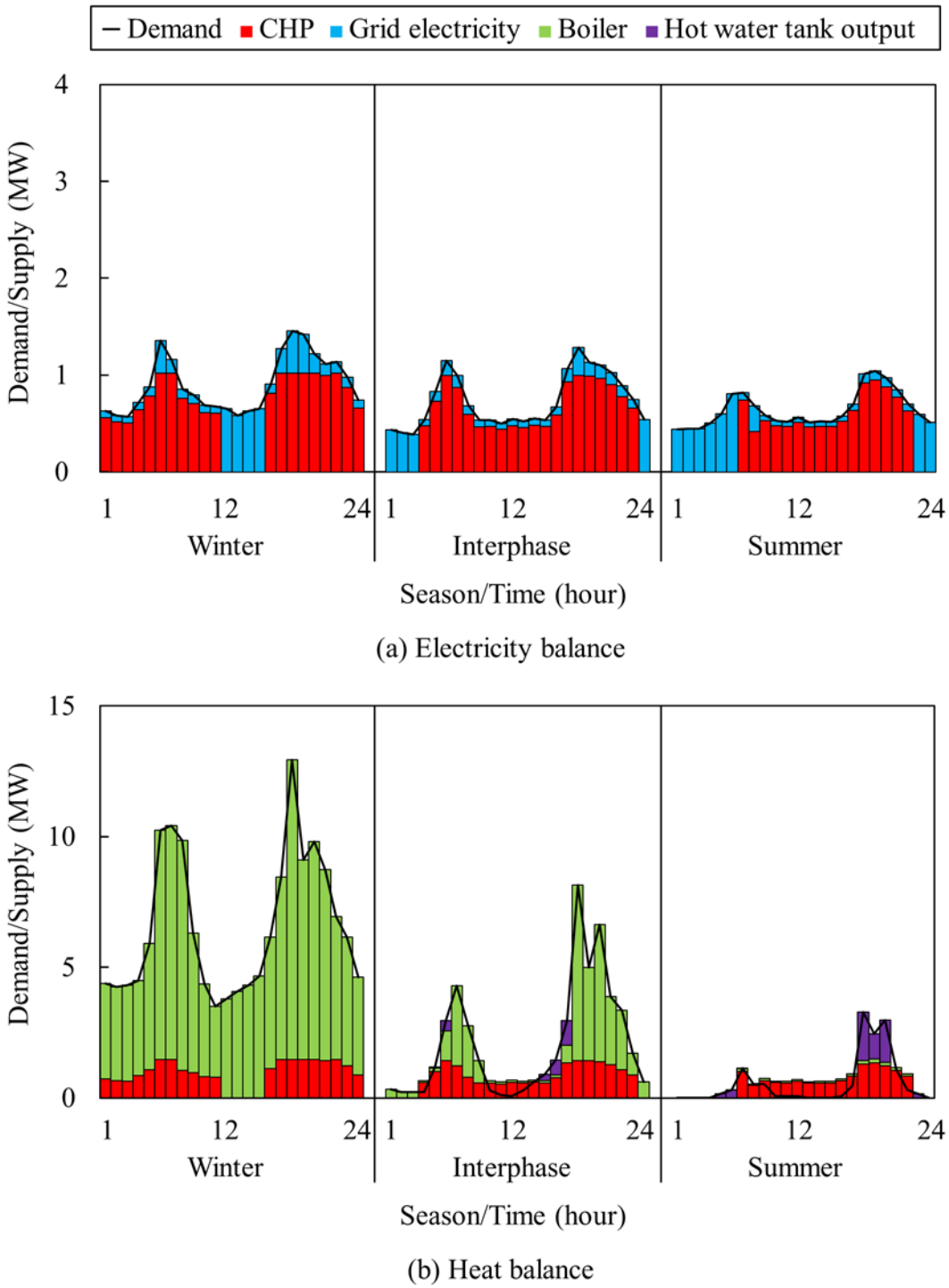


図 3.4　コスト増加率 5%時の独立型の戸建住宅における
（a）電力と（b）熱のエネルギーバランス

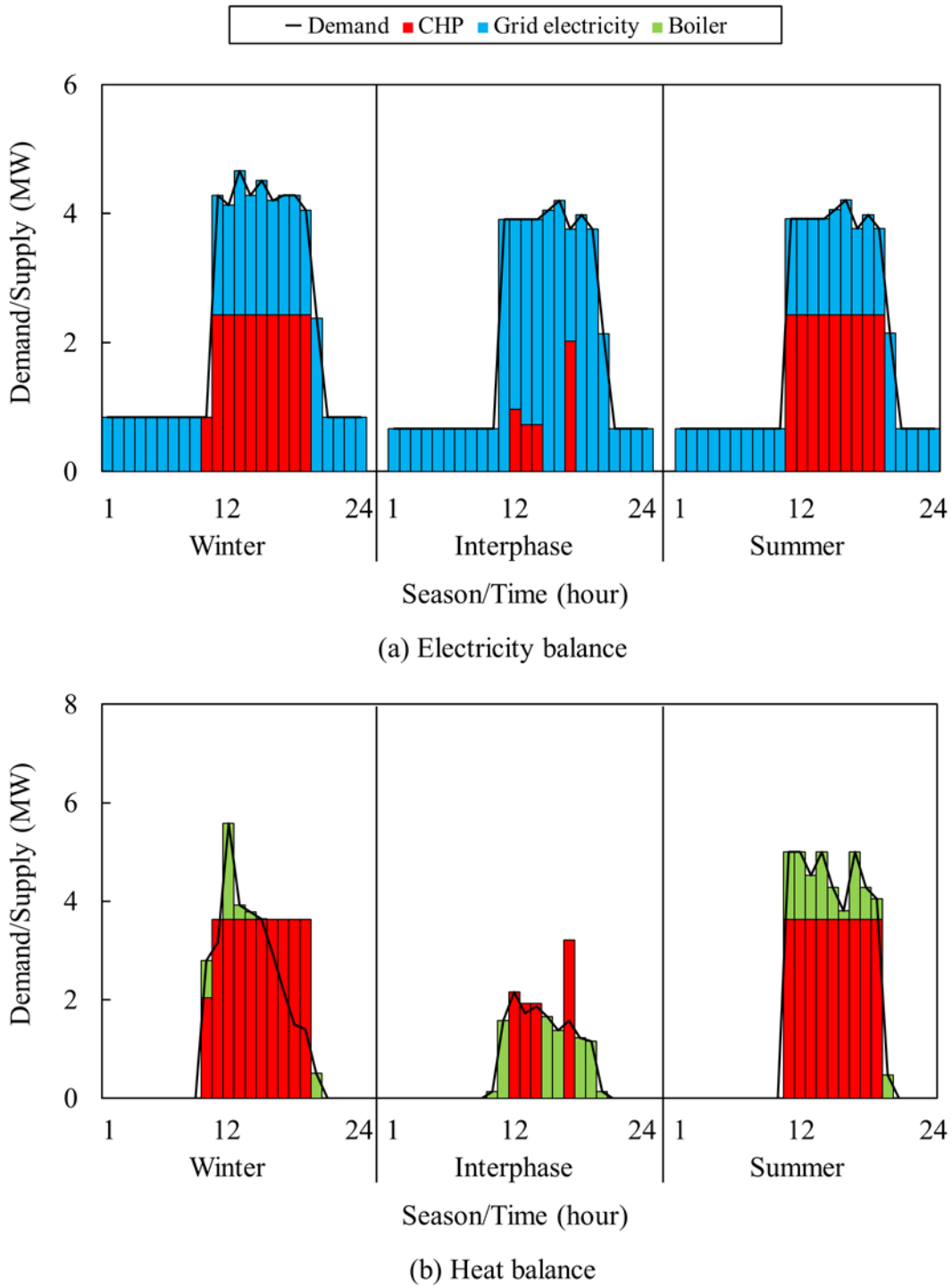


図 3.5　コスト増加率 5%時の独立型の店舗における
（a）電力と（b）熱のエネルギーバランス

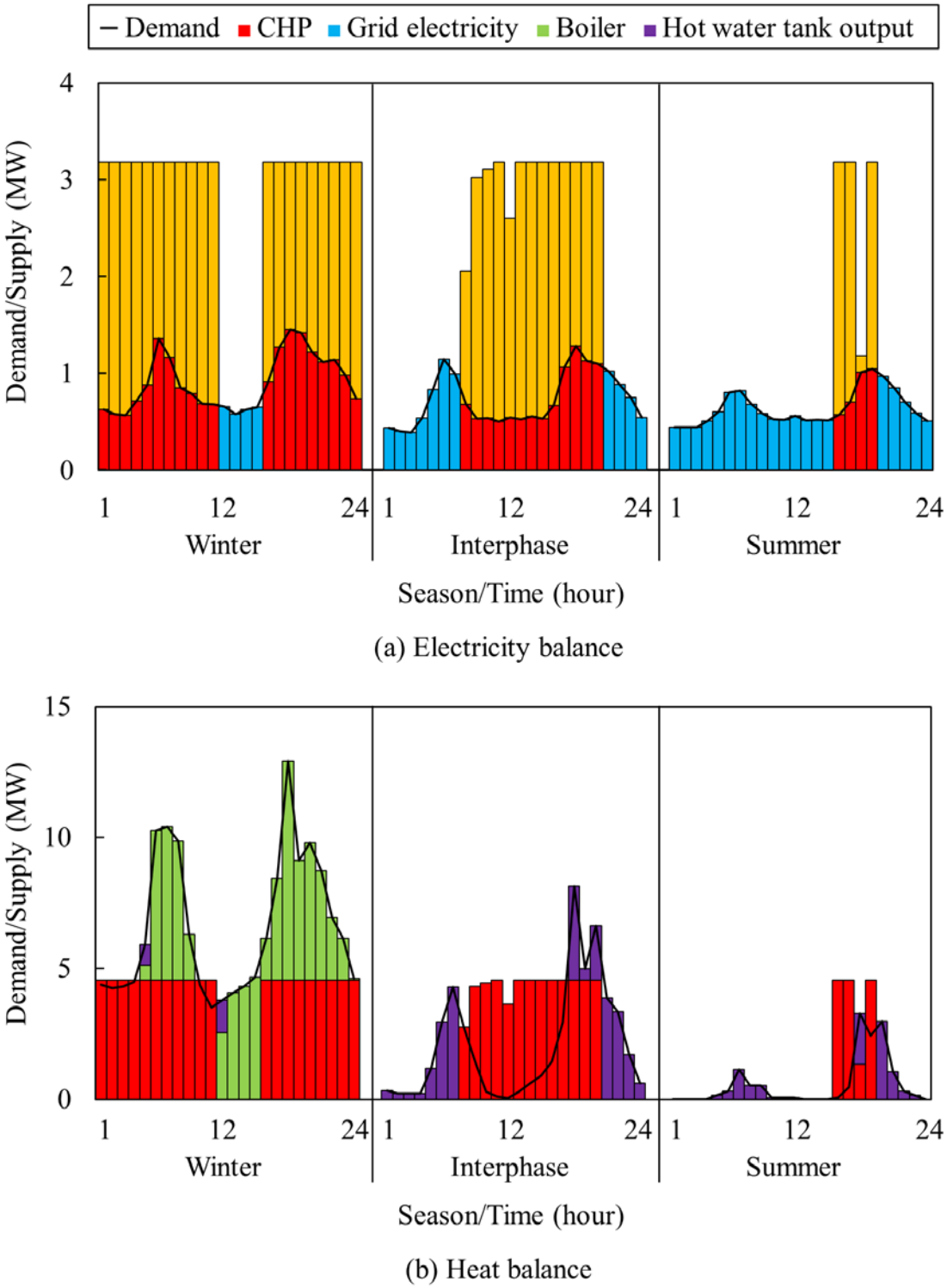


図 3.6　コスト増加率 5%時の分散協調型の戸建住宅における
(a)電力と(b)熱のエネルギーバランス

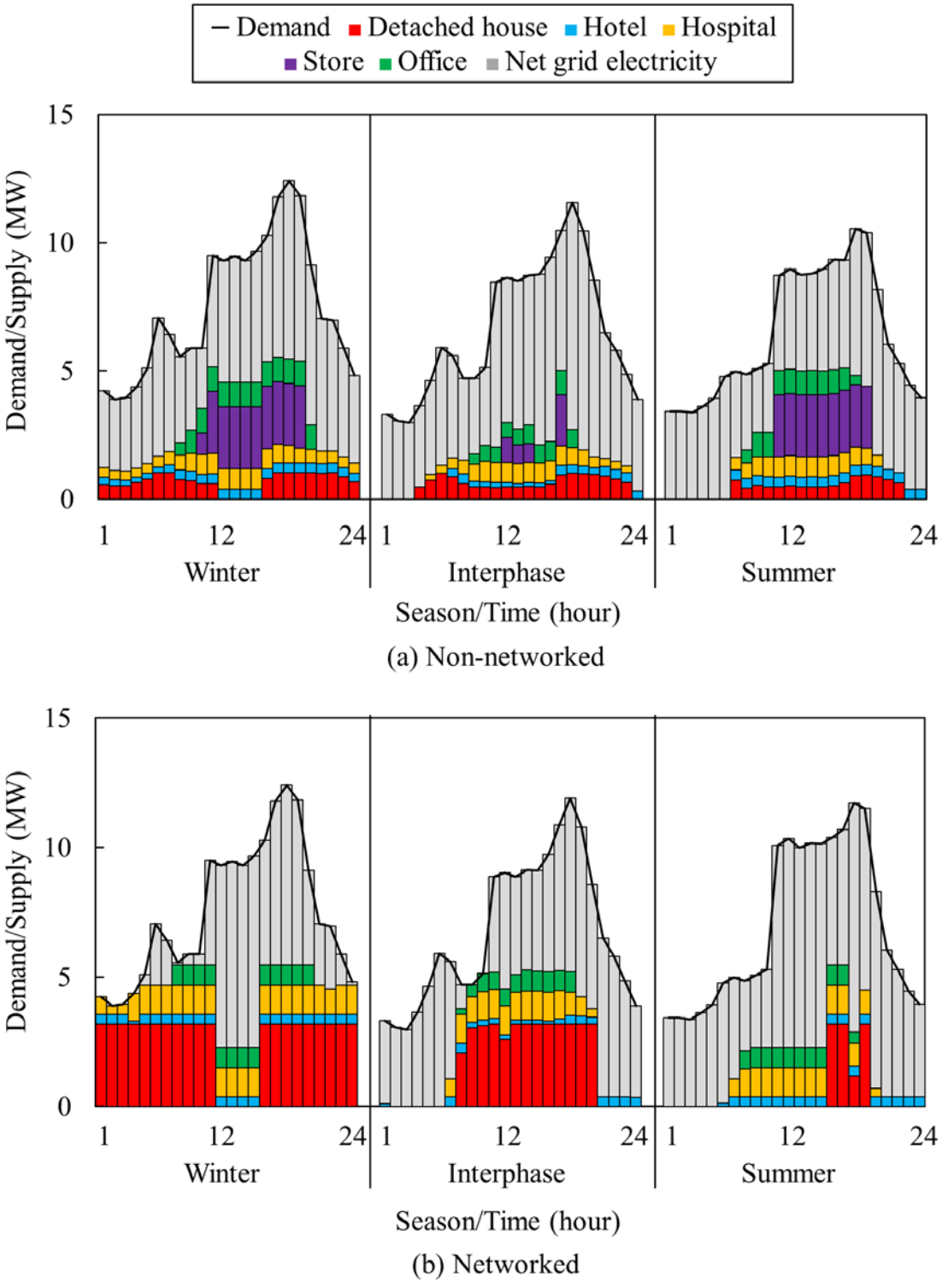


図 3.7　コスト増加率 5%時の（a）独立型と（b）分散協調型における対象地域全体の電力のエネルギーバランス

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 CO_2 排出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 CO_2－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 3.2 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 3.7（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，変電所を遡った逆潮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 3.2 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電力量が制限される時間が増加することになる．

3.2.3　逆潮流による系統電圧の変動影響

コジェネの余剰電力を自由に逆潮流できない理由の一つとして，系統電圧が適正範囲から逸脱する可能性があることがあげられる．そこで，3.2.1 項の分散協調型コジェネシステム導入時の結果を用いて，系統電圧の変動影響を明らかにする．

バンクを構成する各配電線には枝分かれがなく，建物は一様に分布し，需要も平等に負荷されているものとした．各配電線における各種建物の延床面積を表 3.2 に示す．なお，この値は第 2 章の表 2.2 の都市住宅地区における延床面積を配電線別に示したものである．また，各配電線のインピーダンスは一様であるものとし，その値と亘長を表 3.3 に示す．さらに，各時刻の送出電圧は全ての配電線で同じとなるものとした．このとき，配電線の電圧降下 d は以下の式で表すことができる[28]．

$$d = \frac{PL}{2V_s \cos\theta} Z \tag{3.1}$$

ここで，P，L，V_s，Zならびに$\cos\theta$は，それぞれ配電線の系統電力，亘長，送出電圧，インピーダンスならびに力率である．なお，本研究では力率を 0.9 とした．需要端の電圧は送出電圧V_sと電圧降下dより得られ，その適正電圧範囲は電気事業法により 101±6V と定められている．そのため，逆潮流が多く配電線の系統電力Pが負となる場合，電圧上昇によって上限値を超えないようにする必要があり，特に送出電圧が上限値付近であると逆潮流の余地は少なくなってしまう．本研究では，各時刻の送出電圧を設定するため，まずコジェネが全停止しており全ての電力需要を系統電力によって満たした際，需要端の電圧が適正範囲の中央に位置するような送出電圧を各配電線について求めた．次に，最も高い送出電圧を全ての配電線に適用し，その値はコジェネが運転されるようになっても変わらないものとした．

以上の条件において，図 3.2 の分散協調型でコスト増加率 5%となる場合の需要端電圧を図 3.8 に示す．全ての配電線において，電圧は適正範囲内となっていることがわかる．このことから，分散協調型で CO_2 削減率 10%を達成するのに必要な逆潮流量程度であれば，特別な制限を行わなくとも適正電圧の維持が可能であるといえる．

表 3.2　都市住宅地区の各配電線における各種建物の延床面積

（単位：$10^3 m^2$）

	Condominium	Detached house	Hotel	Hospital	Store	Office
Feeder 1	86	64	0	18	4	7
Feeder 2	199	91	0	5	11	16
Feeder 3	178	11	15	1	2	4
Feeder 4	156	50	0	3	4	10
Feeder 5	133	48	0	14	38	16
Total	753	265	16	41	59	50

表 3.3　各配電線のインピーダンスならびに亘長

	Impedance [Ω/km]	Length [km]
Feeder 1	0.43	7
Feeder 2	0.32	16
Feeder 3	0.29	4
Feeder 4	0.38	10
Feeder 5	0.28	16

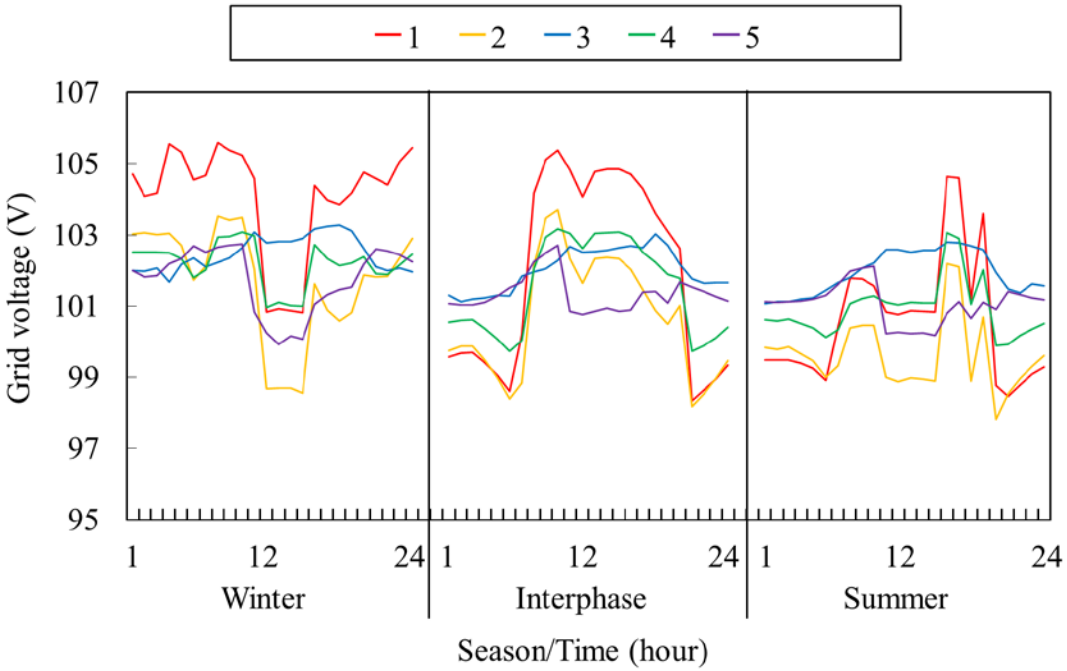


図 3.8　各配電線における需要端電圧

3.2.4　系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位，コジェネの代替する電源想定が CO_2－コスト曲線に与える影響

系統電力の供給原価や CO_2 排出原単位，コジェネの代替する電源想定が 3.2.2 項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 3.4 に示す値を用いて分散協調型の CO_2－コスト曲線を作成し，感度分析を行った．ベースケースは 3.2.2 項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供給原価のみを高くしたケースを「系統コスト増加ケース」，CO_2 排出原単位のみを高くしたケースを「系統 CO_2 増加ケース」，両方とも高くしたケースを「系統増加ケース」とした．これらのケースにおいて，新たに設定した値には時間変動のない石油火力の値を用いた．また，コスト増加率および CO_2 削減率を算出する 2 章の式(2.3)の分子には石油火力の値を，分母の従来型システムにのみベースケースの値を用いたケースを「石油火力代替ケース」とした．これは，系統電力の電源のうち，

石油火力由来の電力のみがコジェネの電力により代替されたことに相当するものである．また，どのケースでも都市ガスの供給原価と CO_2 排出原単位は 3.2.2 項と同じ値を用いた．

図 3.9 に石油代替ケース以外の各ケースの CO_2－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位置していることがわかる．これは，系統電力の供給原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，2 章の式(2.1)に示す総燃料供給費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，電力の供給原価が変化しても横軸の最高 CO_2 削減率は変化しない．一方，系統 CO_2 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 CO_2 削減率も顕著に高くなっていることがわかる．これは，系統電力の CO_2 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 CO_2 排出削減量がより多くなり，同じコスト増加率で高い CO_2 削減率となるためである．このように，系統電力の CO_2 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．系統増加ケースの曲線は系統コスト増加ケースと系統 CO_2 増加ケースそれぞれの特性が重ね合わされ，ベースケースよりも下方に位置し，右に伸びた形状となっていることがわかる．系統コスト増加ケース，系統 CO_2 増加ケース，系統増加ケースにおいても，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導入され，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供給原価および CO_2 排出原単位が変わった場合には，CO_2－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，次章で示すように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．

表 3.4　各ケースにおける系統電力の原価および CO_2 排出原単位

	Supply unit cost (JPY/kWh)	CO_2 emission factor (g-CO_2/kWh)
Base case	15.8 (fluctuation)	411 (fluctuation)
Grid-ele. cost increase case	22.1 (constant)	411 (fluctuation)
Grid-ele. CO_2 increase case	15.8 (fluctuation)	741 (constant)
Grid-ele. increase case	22.1 (constant)	741 (constant)
Oil alternated case	22.1 (constant)	741 (constant)

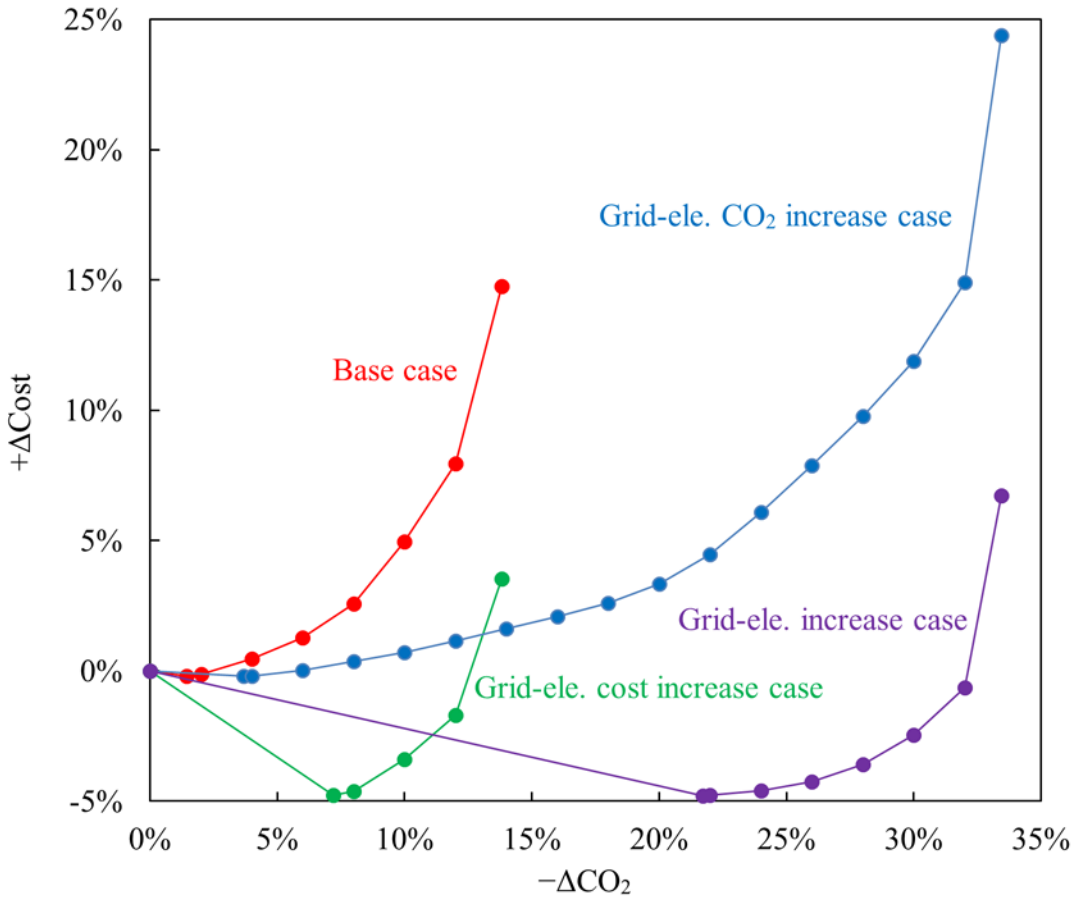


図 3.9　CO_2－コスト曲線の感度分析

図 3.10 に石油火力代替ケース，ベースケースおよび系統増加ケースのCO_2－コスト曲線を示す．石油火力代替ケースの曲線は，系統増加ケースよりもコスト増加率の最低値と最高値の値域が広くなり，また全体的に右側に伸びていることがわかる．これは，石油火力代替ケースは系統増加ケースと 2 章の式(2.3)の分子は同じであるものの，分母の従来型システムがコスト増加率の場合 0.86 倍，CO_2 削減率の場合 0.73 倍低いためである．また，石油火力代替ケースの最高 CO_2 削減率はベースケースの約 3.3 倍となっており，これはコジェネの電力が代替する電源の想定によって，コジェネの導入効果の評価が大きく変わることを意味している．

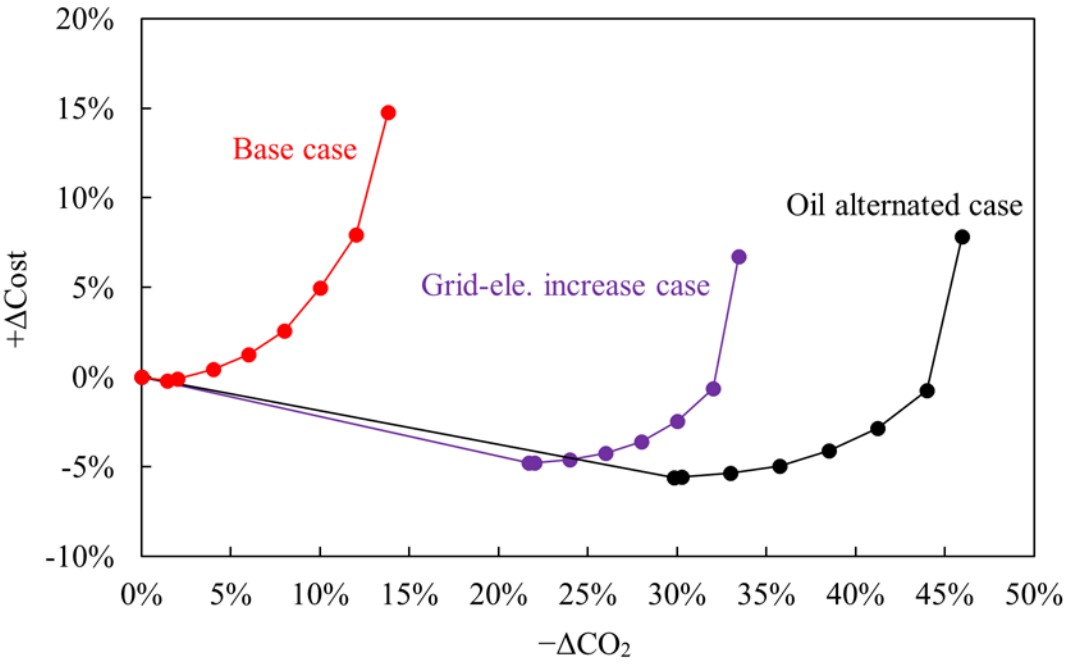


図 3.10　コジェネの電力を石油火力代替と想定した場合の影響

3.3 本章における結論

分散配置されたコジェネレーションを配電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 CO_2 排出削減効果に関して，新たに CO_2－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 CO_2 排出削減量ならびに同じコストでの CO_2 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することによって，個別の建物の熱電比に関係なく熱需要に合わせた運転ができ，余剰電力を系統内で有効利用できたことによるものである．また，分散協調型で CO_2 削減率 10%となる場合であっても，系統電圧は適正範囲内であることが確認された．

(3) 系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位による分散協調型のコストや CO_2 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の供給原価や CO_2 排出原単位が変わっても概略同様な相対関係にあり，CO_2－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．また，コジェネの電力が石油火力を代替したと想定すると，コジェネ導入による CO_2 排出削減効果の評価が著しく向上することが示された．

第4章　コジェネレーションのネットワーク効果に与える建物構成，機器性能特性および需要の地域特性影響

第 4 章　コジェネレーションのネットワーク効果に与える建物構成，機器性能および需要の地域特性影響

4.1　概説

本章では，第 3 章で明らかにしたコジェネの導入効果ならびにネットワーク効果が，建物構成，コジェネの機器性能および需要の地域特性によってどのように変化するかを明らかにする．そのために，4.2 節で対象地域の建物構成による延床面積割合影響を，4.3 節でコジェネの熱電比特性影響および需要の地域特性影響を調べる．最後に，4.4 節でまとめを述べる．

4.2　コジェネ導入地域の建物構成による延床面積割合影響

コジェネの普及ならびにそのネットワーク化によって CO_2 排出量の削減を行う際，より効果の高い地域を選定することは重要である．そこで，本節では対象地域として都市住宅地区，都市商業地区ならびに地方住宅地区を想定し，これらの地区におけるコジェネの効果を CO_2－コスト曲線によって比較した．その際，地区の違いは第 2 章の表 2.2 ならびに図 2.3 に示すように延床面積割合を変更することにより表現し，建物別の単位面積あたりの需要は同じ値を用いた．また，戸建住宅には燃料電池コジェネが導入されるものとした．

第 2 章の解析手法および条件を用いた際の，都市商業地区および地方住宅地区における独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線を，比較用の都市住宅地域の曲線とともに，それぞれ図 4.1 および図 4.2 に示す．都市住宅地区の曲線は図 3.2 と同じであり，各色はそれぞれの地区を，点線および実線はそれぞれ独立型および分散協調型を表す．最高 CO_2 削減率は，独立型においては地方住宅地区，都市商業地区，都市住宅地区の順に高く，分散協調型においては地方住宅地区，都市住宅地区，都市商業地区の順に高いことがわかる．一方，ネットワーク化による同コストでの CO_2 削減率の

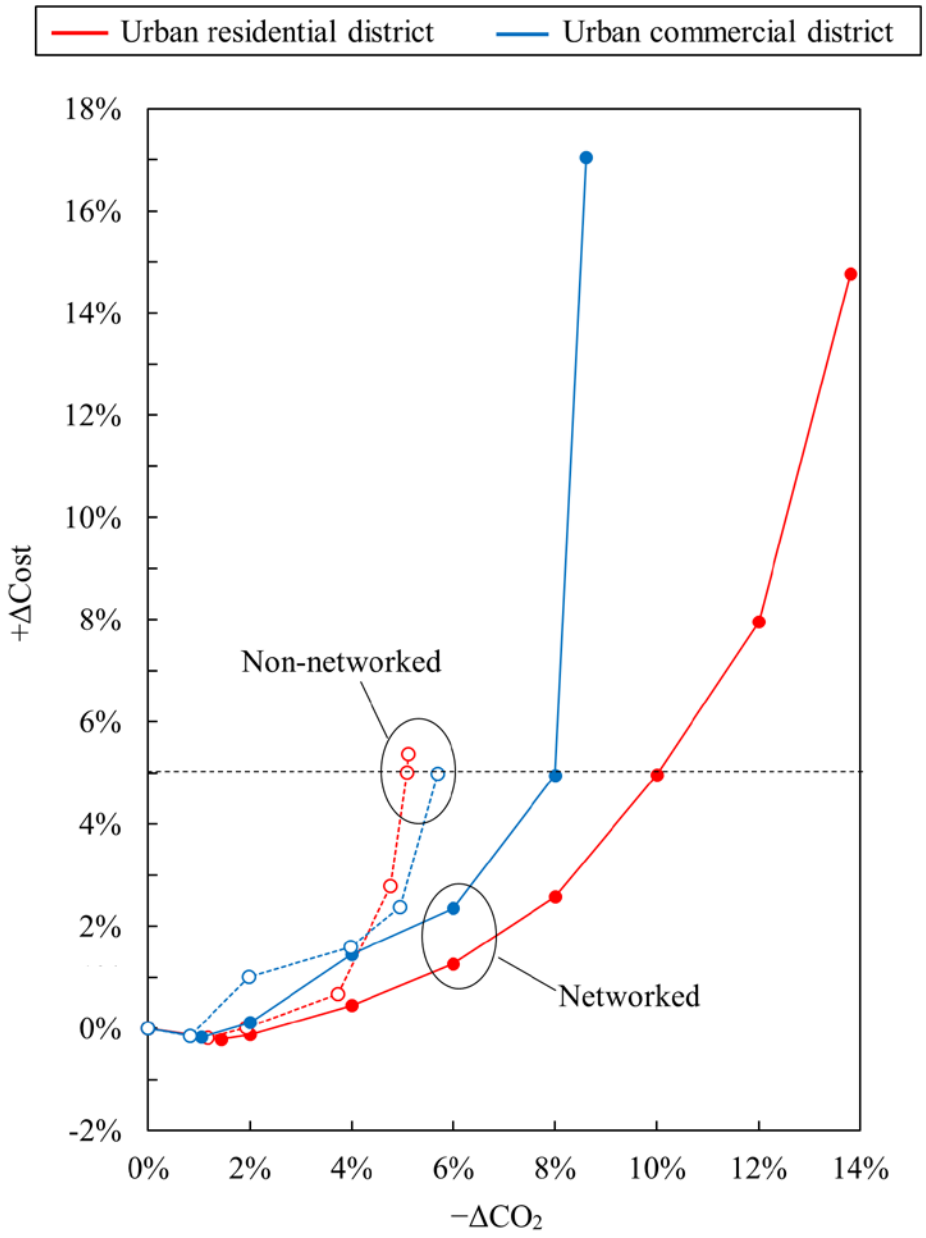


図 4.1　都市商業地区および都市商業地区における
独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線

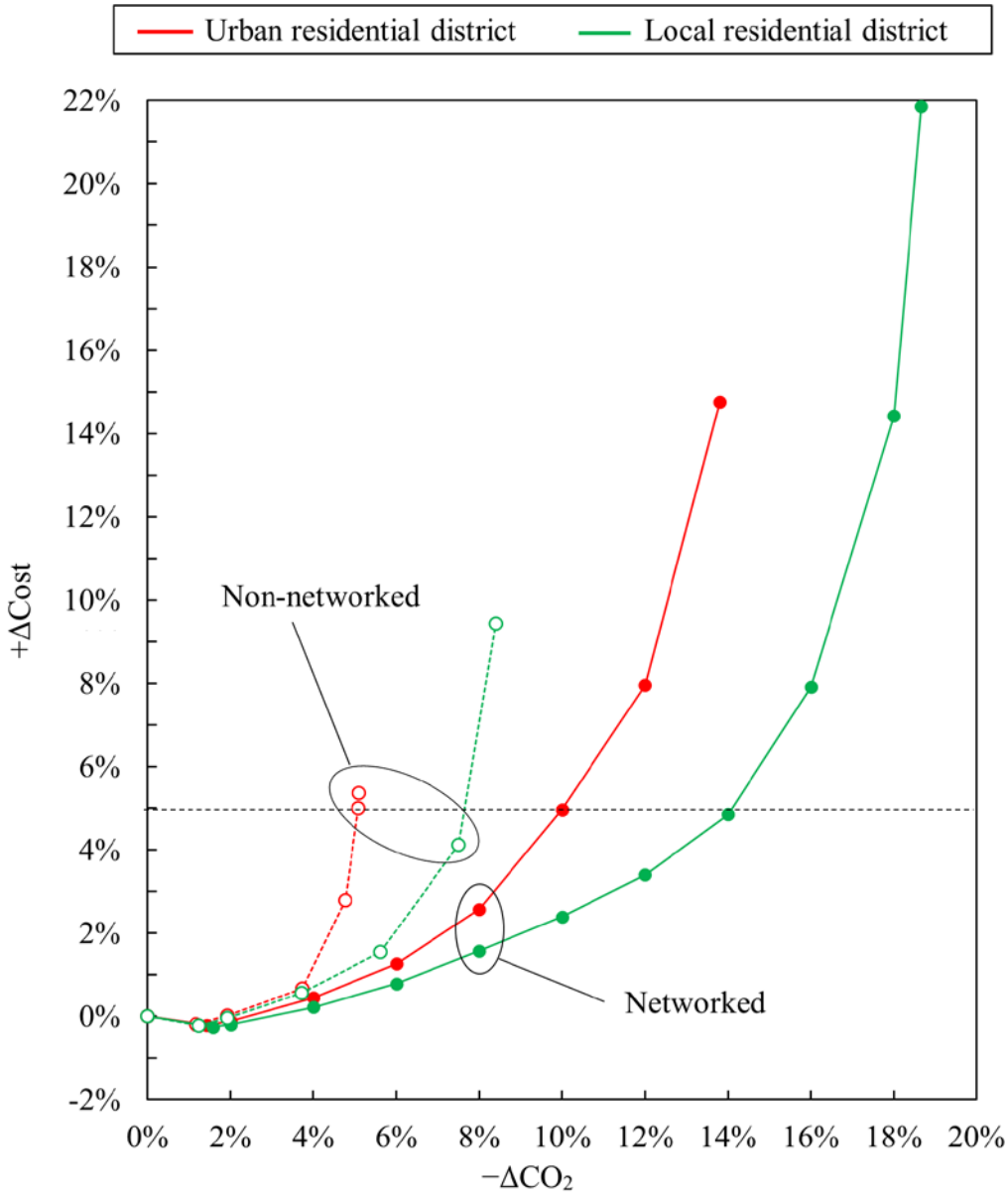


図 4.2　地方住宅地区および都市商業地区における
独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線

向上効果をコスト増加率 5%で比較すると，地方住宅地区では都市住宅地区と同じく約 2 倍の向上効果がみられるのに対し，都市商業地区では他の地区よりも向上効果が明らかに低いことがわかる．なお，都市商業地区の曲線において，独立型では CO_2 削減率 2%，分散協調型では CO_2 削減率 4%の点でコスト増加率が高くなっているが，これは都市商業地区が事務所の延床面積割合が高い地区であり，事務所へコジェネが導入される際に冷房機器が電気エアコンから吸収式冷凍機への転換が起きた影響が大きく現れたためである．

最高 CO_2 削減率の差が生じる理由を調べるため，各地区の独立型および分散協調型における電力需要ならびに熱需要に対するコジェネのエネルギー供給割合を図 4.3 に示す．ここで，コジェネの供給したエネルギーは需要を満たした分のみとし，貯湯槽の蓄熱ロスや破棄した熱は含まないものとする．

独立型の都市商業地区と都市住宅地区を比較すると，電力の供給割合は同等であるものの，熱の供給割合は明らかに都市商業地区の方が高くなっている．これは，コジェネの熱電比と建物の熱電比が近い事務所の割合が高いため，対象地域全体に多くの設備を導入できたことによるものである．また，地方住宅地区とその他の地区を比較すると，電力ならびに熱の供給割合はどちらも地方住宅地区の方が高いことがわかる．これは，地方住宅地区は他の地区と異なり集合住宅の割合が低く，対象地域内にコジェネを導入できる建物の割合が高いためである．以上の理由により，独立型における最高 CO_2 削減率は，地方住宅地区，都市商業地区，都市住宅地区の順に高くなったといえる．

分散協調型の都市商業地区と都市住宅地区を比較すると，電力の供給割合は明らかに都市商業地区の方が低いことがわかる．これは，都市商業地区では戸建住宅の割合が低く，都市住宅地区よりも逆潮流が行われないためである．また，地方住宅地区と都市住宅地区を比較すると，同様の理由により地方住宅地区の方が電力の供給割合が高くなるといえる．その際，地方住宅地区の方が熱の供給割合も高いことがわかるが，これは独立型の場合と同様に集合住宅の割合が低く対象地域全体でコジェネを導入できる建物の割合が高いことによるものである．ただし，集合住宅は逆潮流さ

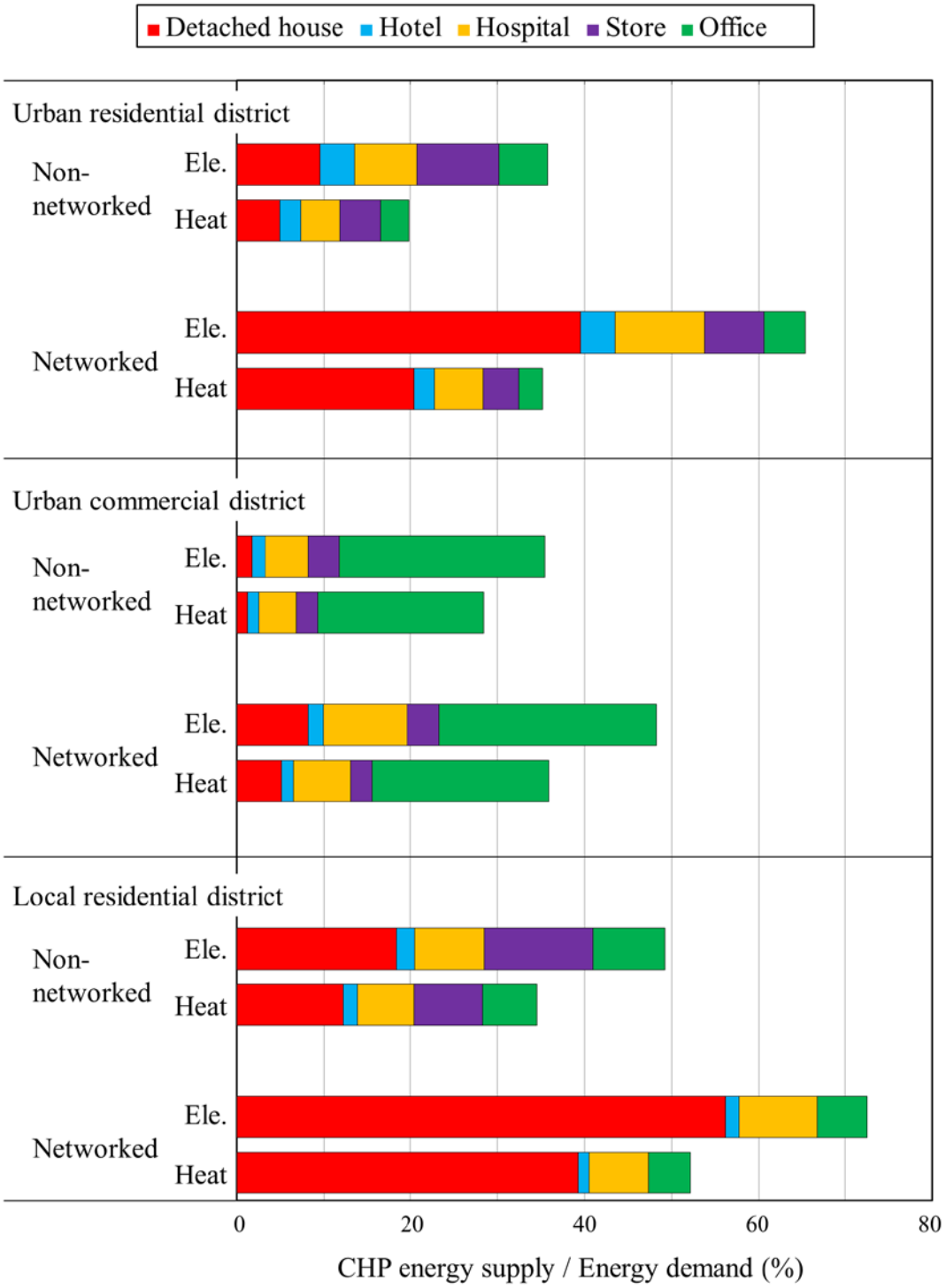


図 4.3　最高 CO_2 削減率時の各地域における電力ならびに熱需要に対するコジェネのエネルギー供給割合

れた電力を消費する役割があるため，過度に集合住宅の割合が低くなると逆潮流量が制限されてしまうことに注意する必要がある．以上の理由により，分散協調型における最高 CO_2 削減率は，地方住宅地区，都市住宅地区，都市商業地区の順に高くなったといえる．

都市商業地区におけるネットワーク化による同コストでの CO_2 削減率の向上効果が都市住宅地区よりも低い理由を調べるため，都市商業地区の独立型および分散協調型におけるコジェネの設備量を，それぞれ図 4.4（a）および（b）に示す．独立型でも分散協調型でも，CO_2 削減率 2%を達成する時点で既に，設備利用率の低い運転となる事務所へコジェネが導入されていることがわかる．これは，コジェネを高い設備利用率で運転しやすい戸建住宅，病院およびホテルの割合が低く，事務所の割合が高いためである．このため，都市商業地区では，都市住宅地区よりも独立型と分散協調型の曲線の傾きの増加傾向が近くなり，結果的に同コストで比較を行っても逆潮流量が少なく CO_2 削減率の差が小さくなったといえる．

地方住宅地区におけるネットワーク化による同コストでの CO_2 削減率の向上効果が，都市住宅地区と同様に約 2 倍得られる理由を調べるため，地方住宅地区の独立型および分散協調型におけるコジェネの設備量を，それぞれ図 4.5（a）および（b）に示す．独立型でも分散協調型でも，第 3 章の都市住宅地区と同様に，コジェネは高い設備利用率で運転しやすい戸建住宅，ホテル，病院から優先的に導入され，CO_2 削減率が高くなると事務所や店舗に導入されるようになることがわかる．このことから，都市住宅地区の場合と同じメカニズムでネットワーク化による CO_2 削減率の向上効果が得られたといえる．ただし，分散協調型の CO_2 削減率 18%および最高 CO_2 削減率に着目すると，店舗に導入されたコジェネがなくなっていることがわかる．これは，地方住宅地区は戸建住宅の割合が特に高い地区であり，系統の電力需要による逆潮流量制約下で高い CO_2 削減率を得るには，業務部門のガスエンジンを減らしてでも高効率な戸建住宅の燃料電池を増加させる必要が生じたためである．

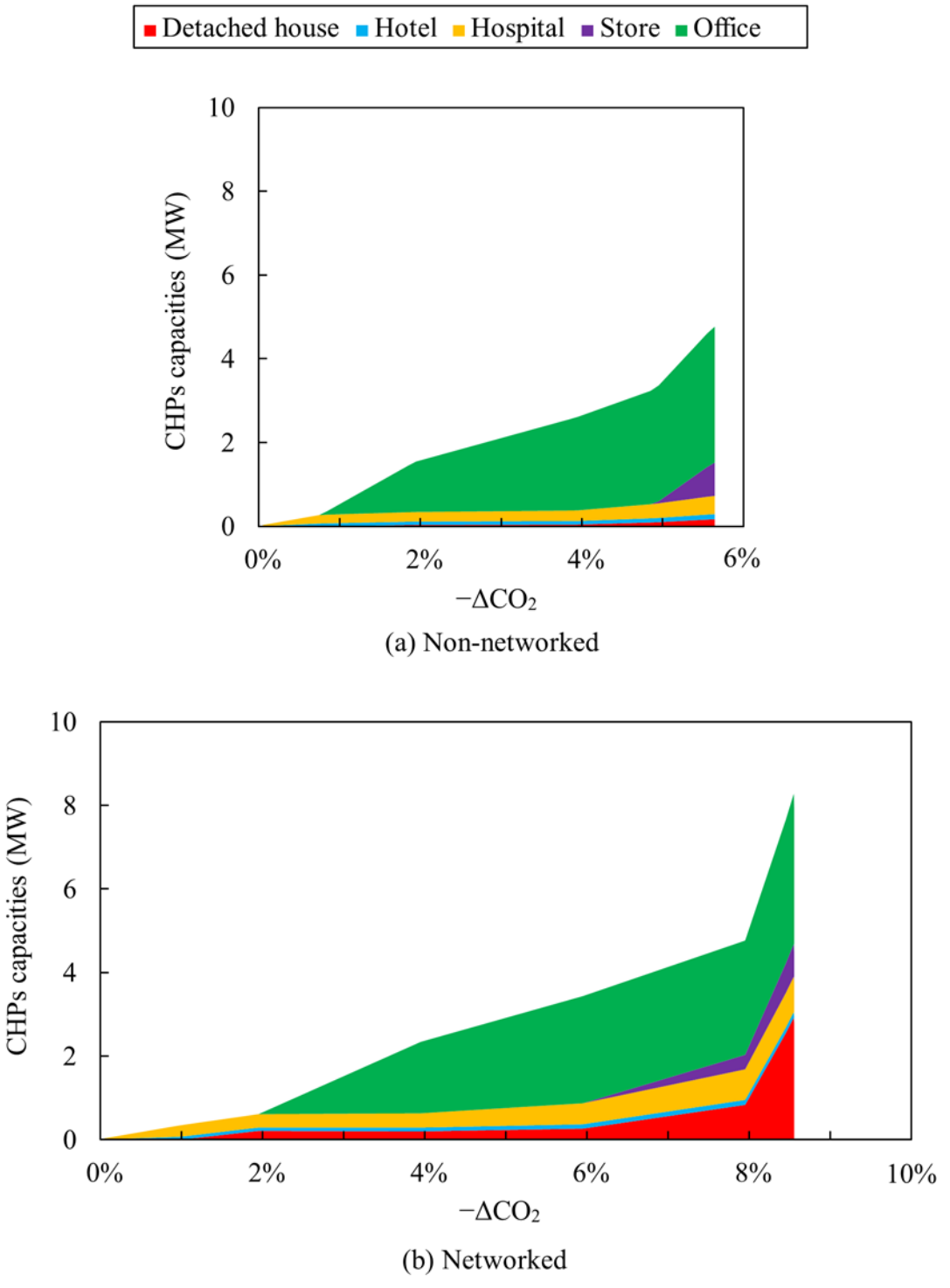


図 4.4　都市商業地区の（a）独立型ならびに（b）分散協調型におけるコジェネ設備量

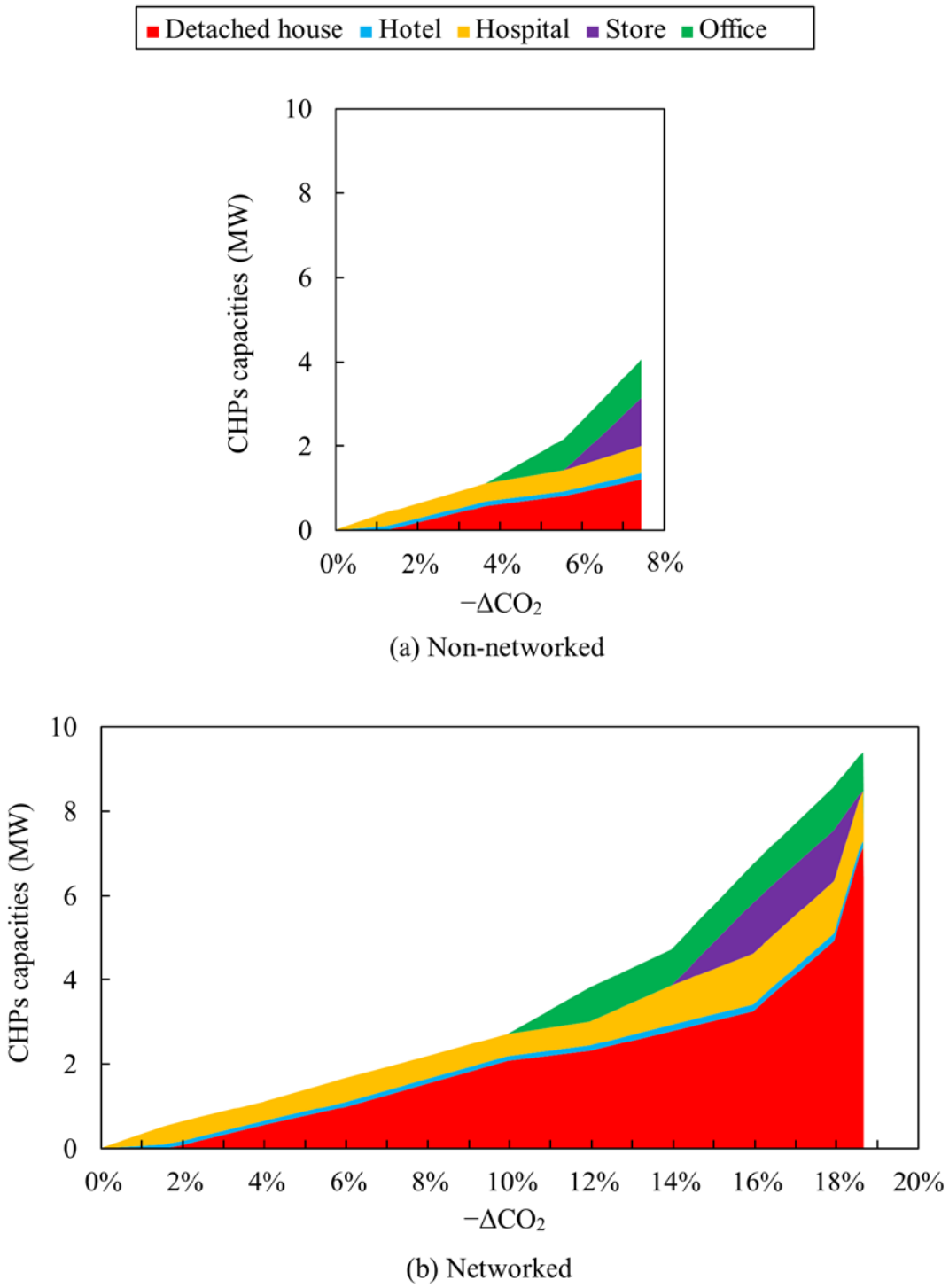


図 4.5　地方住宅地区の（a）独立型ならびに（b）分散協調型におけるコジェネ設備量

4.3　コジェネの機器性能特性ならびに需要の地域特性影響

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，本節では第 2 章の解析手法および条件を用いて，まず北海道の都市住宅地区を対象地域とし，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 CO_2 排出削減効果を，CO_2－コスト曲線を用いて独立型と分散協調型それぞれについて調べた．さらに，その際の系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位影響についても明らかにした．また，寒冷地以外の地区として東京の都市住宅地区における機種影響を調べることで，需要の地域特性がコジェネのネットワーク効果に与える影響についても調べた．この際の東京における各種建物の季節別の単位面積あたりの需要パターンを図 4.6 に，それらの季節別平均需要および年間の需要の熱電比を表 4.1 に示す[29][30]．表から，東京は北海道に比べて戸建住宅における熱需要が少なく，熱電比も低いことがわかる．また，東京の都市住宅地区の需要は，北海道の都市住宅地区と同じ表 2.2 の延床面積に，東京の単位面積あたりの需要を乗ずることで与えた．

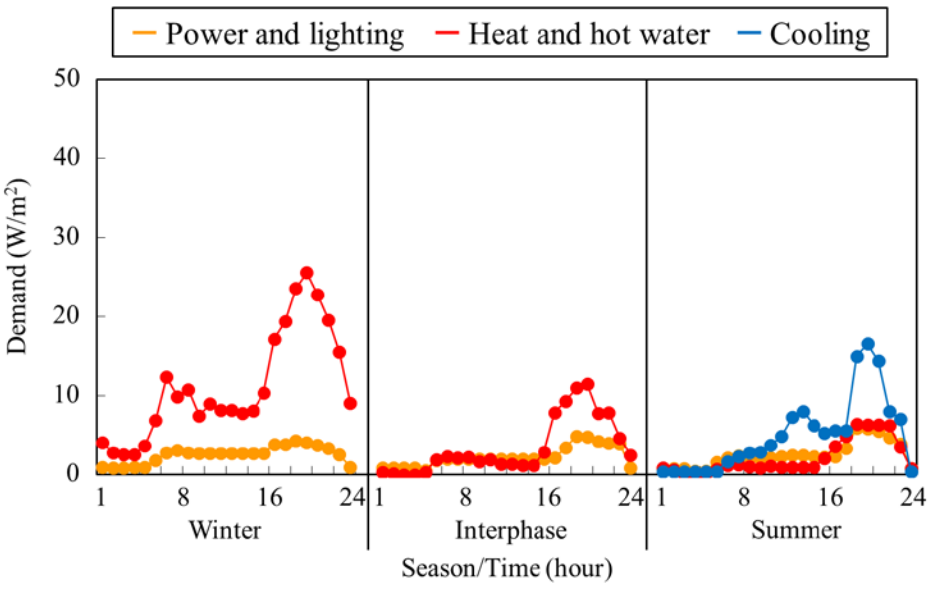


図 4.6(a)　東京の住宅における単位床面積あたりの需要パターン

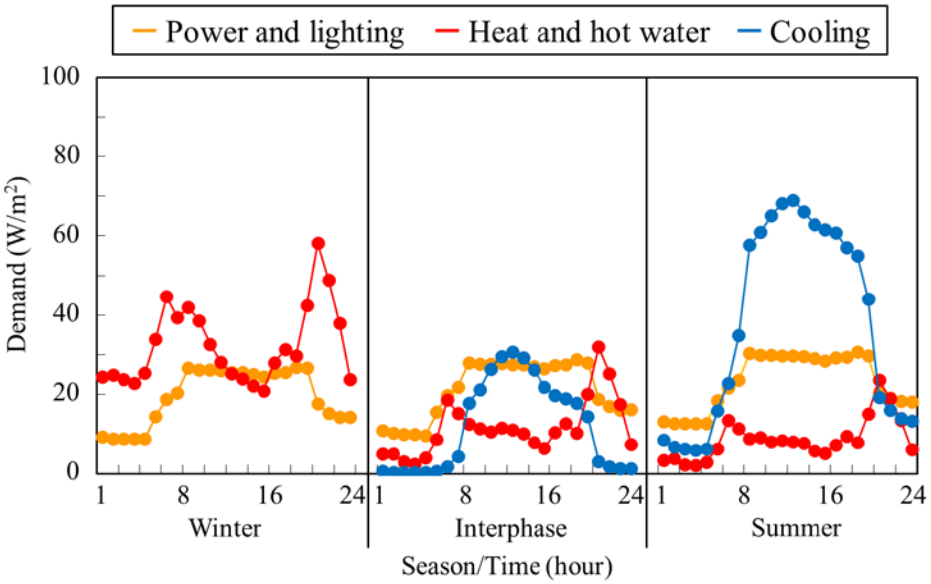


図 4.6(b)　東京のホテルにおける単位床面積あたりの需要パターン

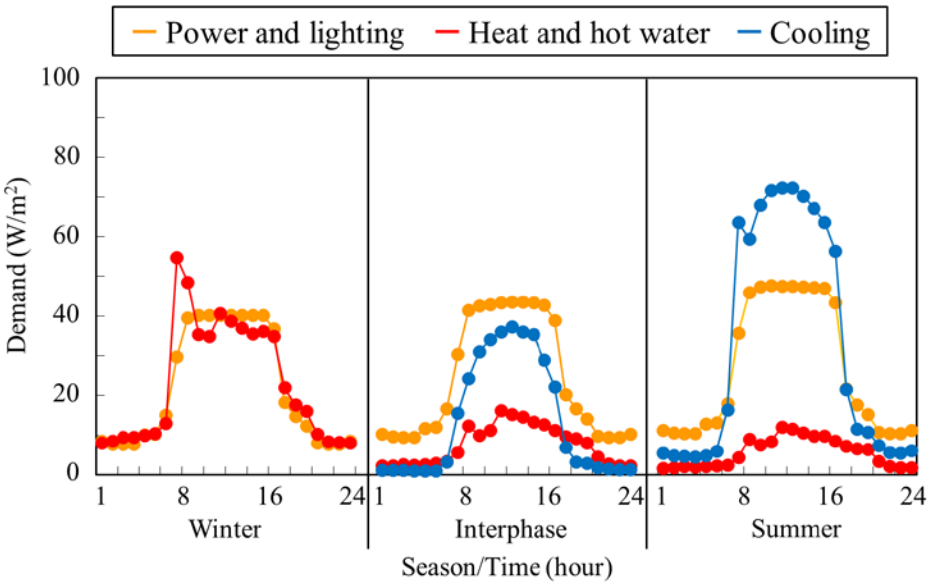


図 4.6(c)　東京の病院における単位床面積あたりの需要パターン

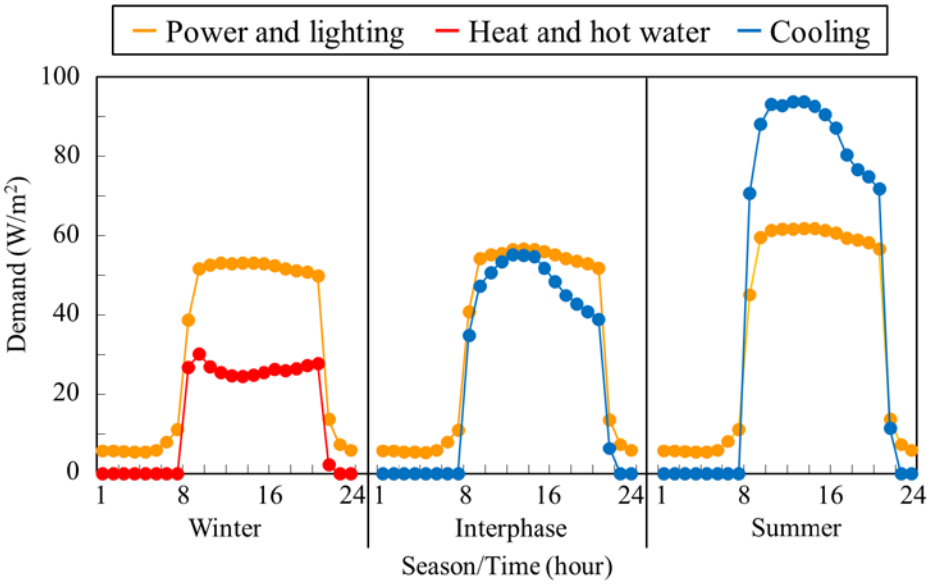


図 4.6(d)　東京の店舗における単位床面積あたりの需要パターン

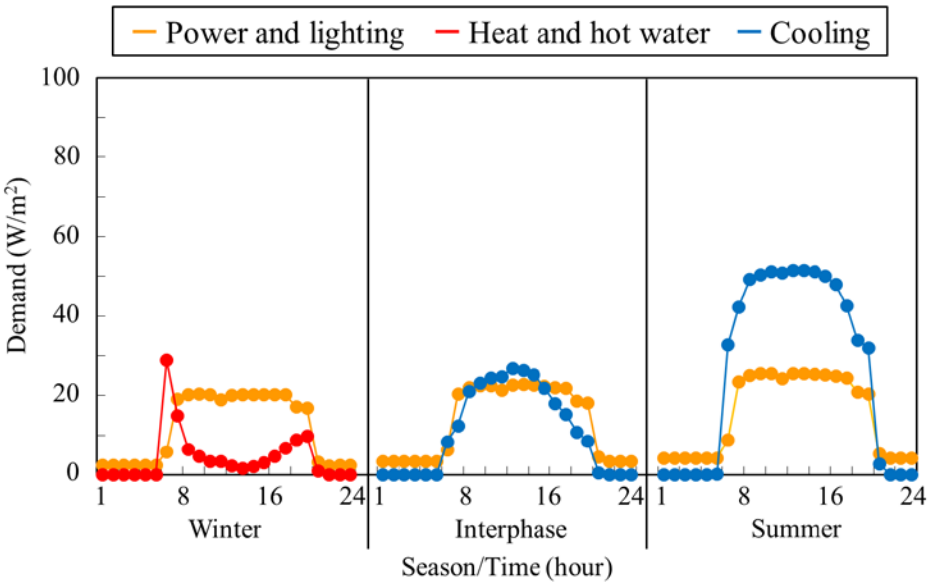


図 4.6(e)　東京の事務所における単位床面積あたりの需要パターン

表 4.1　北海道および東京における各種建物の単位床面積あたりの年間平均需要および年間の需要の熱電比

			Household	Hotel	Hospital	Store	Office
Power and lighting demand (W/m^2)		Hokkaido	3.0	24.1	14.2	34.7	17.9
		Tokyo	2.4	20.9	23.9	32.4	13.1
Heating and hot water demand (W/m^2)		Hokkaido	13.9	27.9	35.8	10.0	9.3
		Tokyo	6.6	19.7	13.7	6.0	1.8
Cooling demand (W/m^2)		Hokkaido	0	7.3	2.0	9.3	4.7
		Tokyo	1.1	11.4	11.2	18.8	9.2
Annual heat/power ratio	Electric air cooler case	Hokkaido	4.7	1.1	2.4	0.3	0.5
		Tokyo	2.5	0.8	0.5	0.2	0.1
	Absorption air cooler case	Hokkaido	-	1.4	2.7	0.5	0.8
		Tokyo		1.4	1.0	0.7	0.8

コジェネ導入効果に対するコジェネの機器性能影響を明らかにするため，系統電力をベースケースとし，北海道において戸建住宅に導入するコジェネを燃料電池とした場合と，住宅用ガスエンジンとした場合それぞれの独立型と分散協調型における CO_2－コスト曲線を図 4.7 に示す．燃料電池を導入した場合の曲線は図 3.2 と同じであり，各色は戸建住宅へ導入されるコジェネの種類を，点線および実線はそれぞれ独立型および分散協調型を表す．ガスエンジンの場合，燃料電池よりも安価であるため，独立型でも分散協調型でもわずかにコストの削減効果がみられることがわかる．独立型の最高 CO_2 削減率を比較すると，そ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 CO_2 排出削減が可能であるといえる．これは，ガスエンジンは燃料電池と比べて発電効率は低いものの，出力の熱電比が高いため戸建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 CO_2 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り置き換えられる系統電力量が少ないためである．

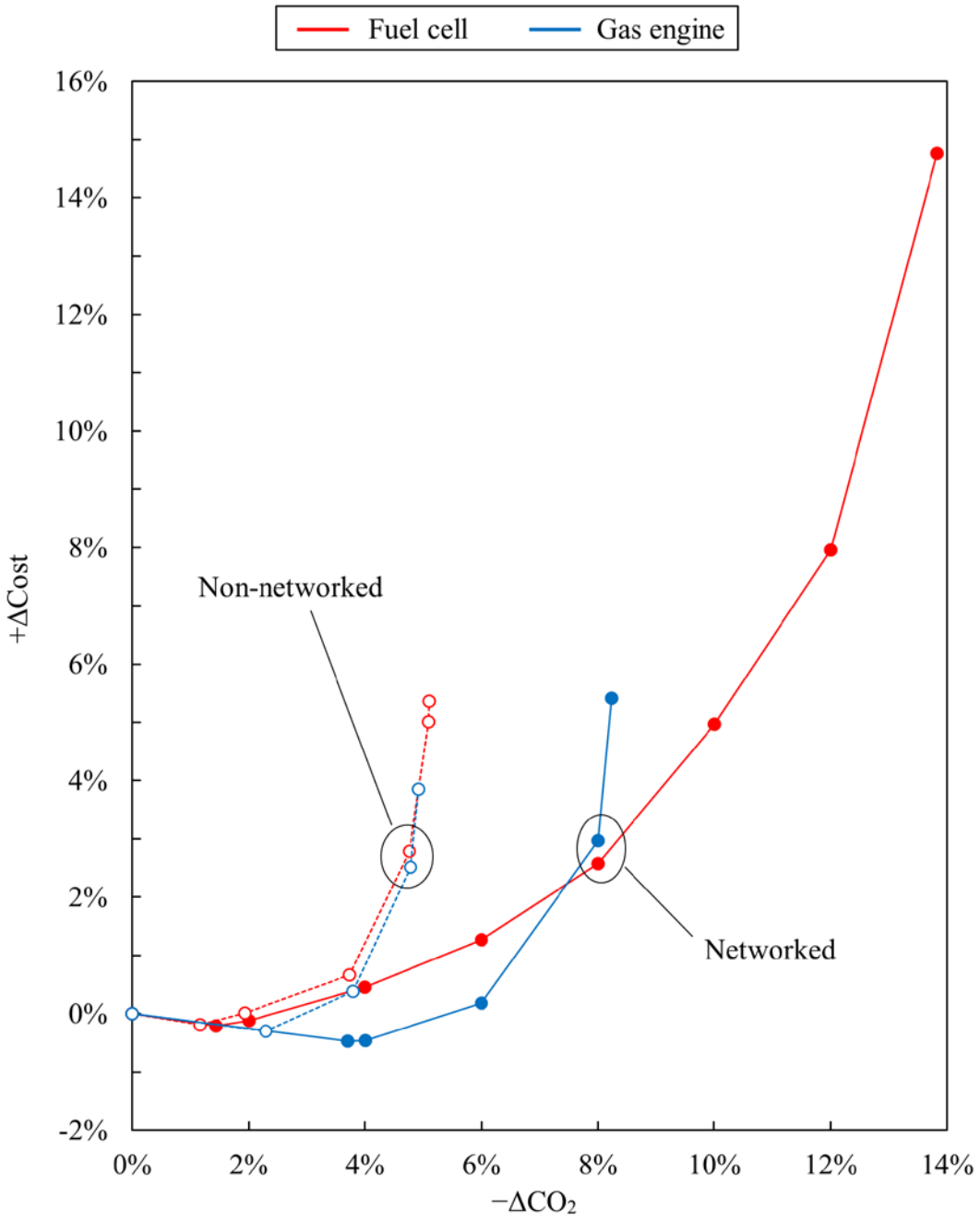


図 4.7　ベースケースにおいて戸建住宅のコジェネを燃料電池または住宅用ガスエンジンとしたときの独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線

図 4.7 と同じ条件で，系統電力を系統増加ケースとした場合の独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線を図 4.8 に示す．燃料電池を導入した分散協調型の曲線は図 3.2 と同じである．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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2 排出原単位が高くなったことで，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，CO_2 削減率に対する戸建住宅のコジェネの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 CO_2 排出削減量が多くなり，特に系統電力の CO_2 排出原単位が低いときに燃料電池の優位性が高くなるといえる．

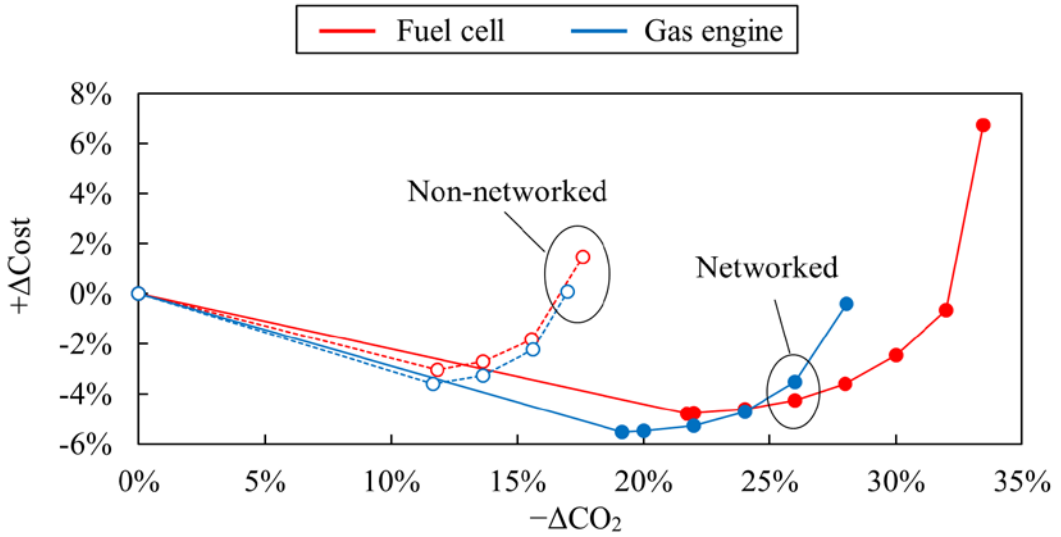


図 4.8　系統増加ケースにおいて戸建住宅のコジェネを燃料電池または住宅用ガスエンジンとしたときの独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線

コジェネ導入効果に対する地域特性影響を明らかにするため，北海道と東京の都市住宅地区における独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線を図 4.9 に示す．この場合，系統電力はベースケースとし，戸建住宅には燃料電池を導入するものとしている．北海道と東京の最高 CO_2 削減率を比較すると，独立型でも分散協調型でも北海道の方が顕著に高くなっていることがわかる．これは，北海道の方が全体的に熱需要が多いため，電力需要に対して多くのコジェネを導入できるためである．一方，コスト増加率 5%においてネットワーク化による CO_2 削減率の向上効果をみると，東京でも北海道と同様に CO_2 削減率が約 2 倍に向上していることがわかる．

次に，戸建住宅にガスエンジンを導入した場合の独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線を図 4.10 に示す．北海道の場合と同様，ガスエンジンは安価であるためにわずかにコストメリットが生じている．しかし，ガスエンジンの出力の定格熱電比が燃料電池に比べて高いため，熱需要の少ない東京では独立型でも分散協調型でも CO_2 排出削減効果が低いことがわかる．また，ネットワーク化による同コストでの CO_2 削減率の向上効果を比較すると，東京では北海道よりも顕著に低いことがわかる．これは，ガスエンジンの出力の熱電比が高いことに加え，東京では熱需要が少なく，逆潮流量が少ないためである．従って，分散協調型が独立型に比べて効果を発揮するには，コジェネの出力の熱電比に比べて需要の熱電比が高いことが指標になるといえる．

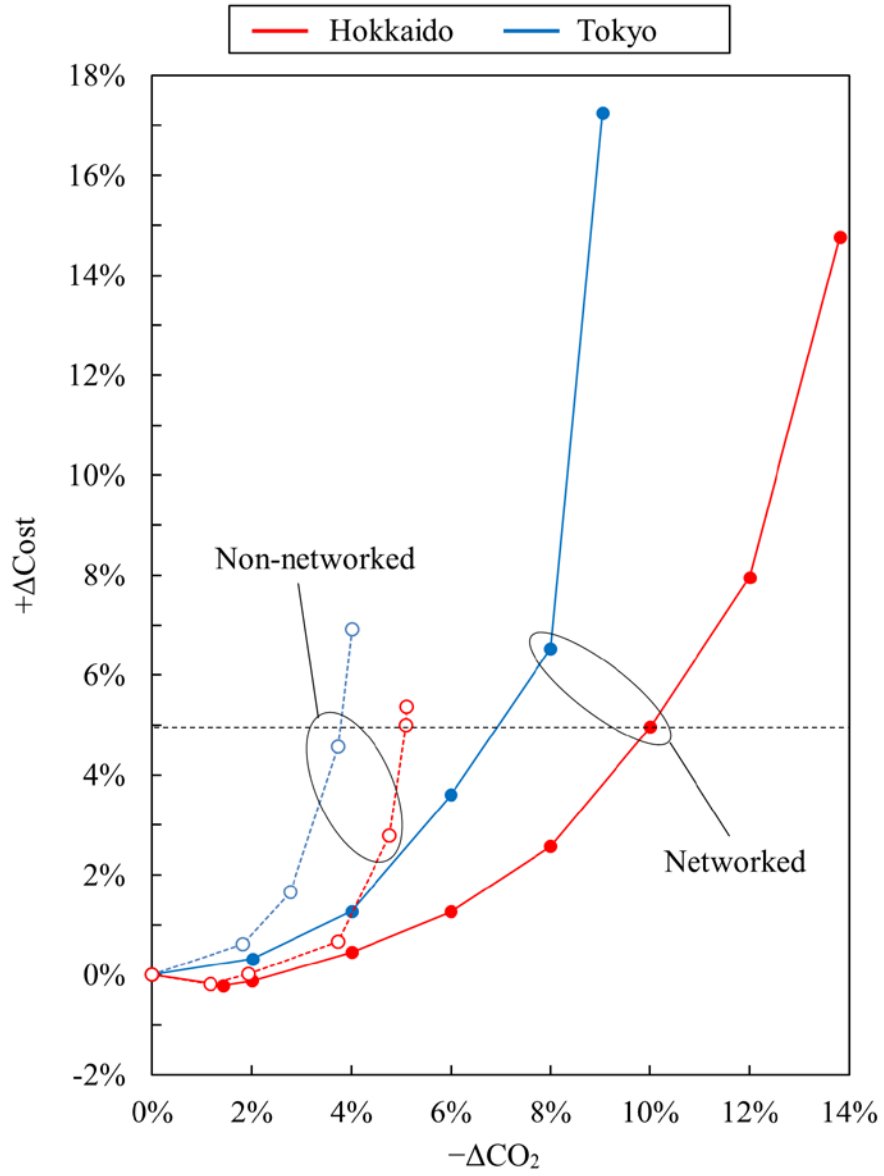


図 4.9　北海道と東京の都市住宅地区において戸建住宅に燃料電池を導入した場合の独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線

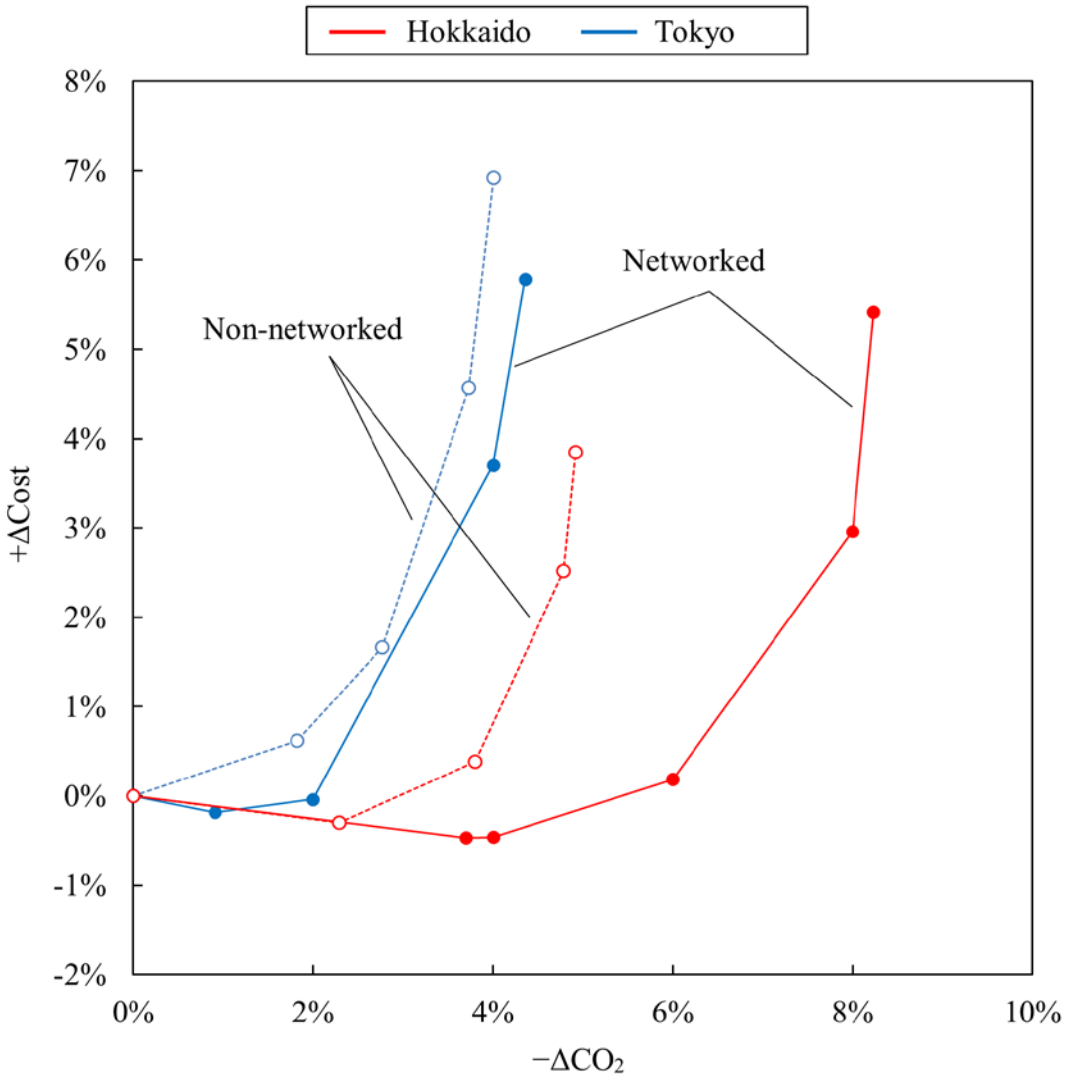


図 4.10　北海道と東京の都市住宅地区において戸建住宅にガスエンジンを導入した場合の独立型と分散協調型の CO_2－コスト曲線

4.4 本章における結論

都市住宅地区，都市商業地区，地方住宅地区におけるコジェネの導入効果およびネットワーク効果を比較することにより，建物の延床面積割合影響を調べたところ，以下の知見を得た．

（1）最大 CO_2 排出削減量は需要に対するコジェネからのエネルギー供給割合が高いほど多くなり，独立型の場合には地方住宅地区，都市商業地区，都市住宅地区の順に削減量が多い．これは，地方住宅地区はコジェネが導入されない集合住宅の割合が他の建物よりも低く，都市住宅地区は事務所のようなコジェネと需要の熱電比が近い建物の割合が高いためである．一方，分散協調型の場合には地方住宅地区，都市住宅地区，都市商業地区の順に削減量が多い．これは，熱需要の多い住宅地区では多くの逆潮流が行われるためであり，さらに集合住宅の割合から地方住宅地区で最も削減量多くなる．

（2）ネットワーク化による同コストでの CO_2 排出削減量の増大効果は，熱電比が高く，かつコジェネを高い設備利用率で運転しやすい需要パターンである戸建住宅や病院の割合が高く，これらからの逆潮流量が多いほど高くなる．これは，戸建住宅や病院に多くの設備を導入し，逆潮流を行いながら高い設備利用率で運転することで，コストの増加を抑制できるためである．よって，この効果は都市住宅地区と地方住宅地区で同等に得られ，都市商業地区では低くなる．

また，戸建住宅に導入するコジェネを燃料電池もしくはガスエンジンとすることがコジェネの導入効果およびネットワーク効果に与える影響を，建物の需要の異なる北海道および東京の都市住宅地区を対象として調べたところ，以下の知見を得た．

（3）北海道の都市住宅地区において，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 CO_2 排出削減効果にあ

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 CO_2 排出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は熱需要に対して発電量が多く高効率な特性を最大限に利用できるようになるためである．

（4）熱需要の少ない東京の都市住宅地区において，戸建住宅に燃料電池を導入した場合の CO_2 排出削減効果は，北海道に比べてコジェネレーションのネットワーク形態に関わらず顕著に低かったが，ネットワーク化することで，それ以前の同コストの場合と比べて CO_2 排出削減効果は北海道と同様に大きく向上することが確認された．しかし，戸建住宅にガスエンジンを導入する場合には，ネットワーク化の効果が大きく低下することとなった． これは，需要の熱電比が低い東京へ出力の熱電比が高いガスエンジンを導入すると，逆潮流するほどの余剰電力の発生が僅かとなるためである．

第5章　分散協調型コジェネレーションにおける需要家選択の社会最適誘導条件解析

第 5 章　分散協調型コジェネレーションにおける需要家選択の社会最適誘導条件解析

5.1　概説

第 3 章ならびに第 4 章において，CO_2 排出削減量に対して必要となる最小社会コスト関係（以下，社会最適とする）を示した．ただし，こうした関係は需要家にとってコジェネの導入が有利になる条件とは無関係である．すなわち，需要家は自身のエネルギーコスト（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転パターンを選択するのであって，社会コストや CO_2 排出削減量は選択条件とはならない．したがって，エネルギー小売価格やコジェネの設備価格によっては，むしろ社会コストが増大しながら CO_2 排出量も増加してしまうことが容易に生じ得る．そこで本章では，需要家の選択を社会最適と一致させるためのエネルギー小売価格ならびにコジェネの設備価格条件について解析を行う．また，既存の電力系統を利用するために，電力会社にも分散協調型コジェネシステム導入のインセンティブを与える条件についても調べる．

以上のために，まず 5.2 節で社会最適を表す CO_2－コスト曲線を示し，5.3 節で需要家選択を社会最適に誘導するための条件について明らかする．次に，コジェネの設備量構成を固定した上で．5.4 節ではエネルギー小売価格が需要家選択に与える影響を，5.5 節では分散協調型コジェネシステム導入時に電力会社の利益を確保するための条件を調べる．さらに，5.6 節ではコジェネの設備量構成を社会最適とするための設備価格条件を明らかにする．最後に，5.7 節でまとめを述べる．

5.2　CO_2 削減・社会コスト解析結果

図 5.1 に図 3.2 と同様な，社会最適を表す CO_2－コスト曲線を独立型と分散協調型について示す．一例としてコジェネの設備導入量を図中の白丸

のように与え，次に需要家にとってコスト最小となるように運転を行わせると，図の×印のように社会最適から逸脱した点にシフトする．独立型の場合は需要家における電力／ガス価格比を基本条件よりも 0.6 倍とした場合の結果であり，分散協調型の場合には逆潮買取／系統電力価格比を 0.3 とした場合の結果を示した．需要家は自身の運用コストが最小となるように運転パターンを選択するので，その結果，社会コストが増加するほか CO_2 削減率が低下する結果となることがわかる．以降，本解析では，分散協調型において図 5.1 中に白丸で示した CO_2 削減率 8%に相当する設備量が導入された条件を対象として，各種エネルギー小売価格条件を変化させ

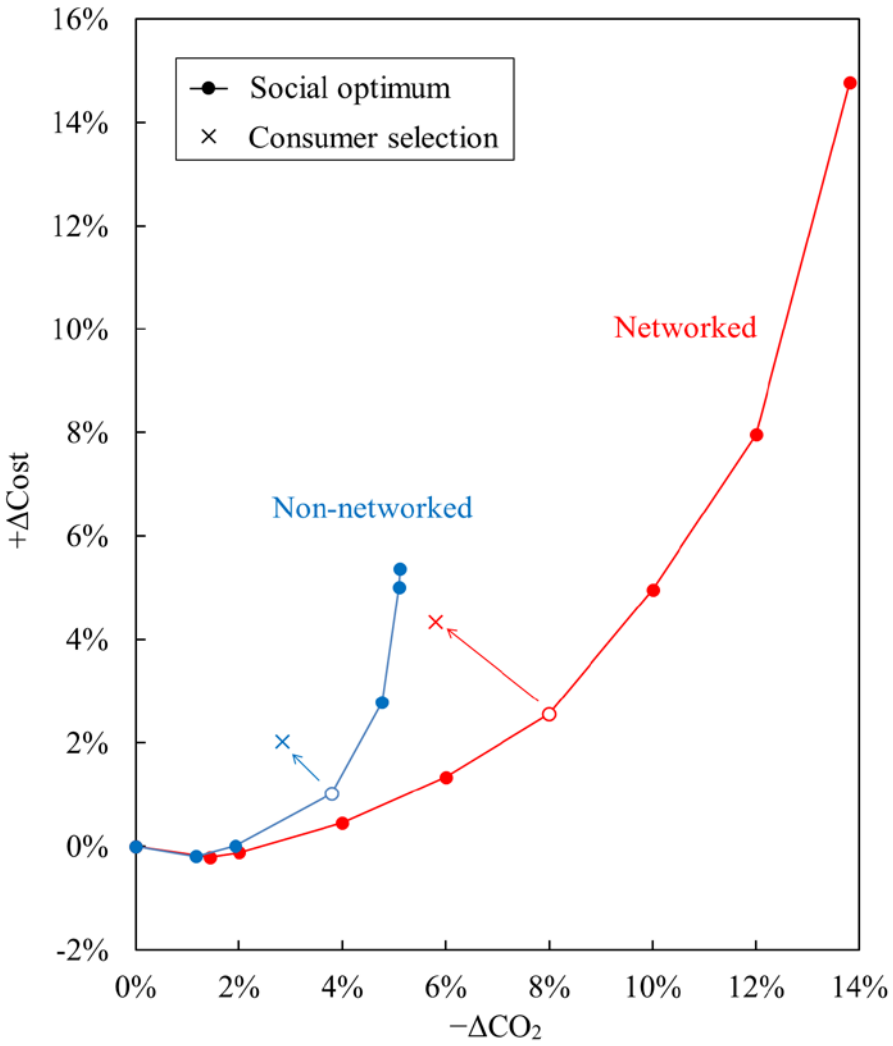


図 5.1　CO_2－コスト曲線（社会最適）ならびに需要家選択

表 5.1　−ΔCO₂=8%におけるコジェネの設備量構成

	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

た際の社会コストならびに CO_2 削減率の変化に関する解析を行った. なお, このときの設備量構成は表 5.1 に示すとおりである.

5.3　社会最適と需要家選択のマッチング条件

本節では需要家にとってのコスト最小運転を社会最適に一致させるように誘導するための条件と，鍵となる主要パラメータについて論ずる.

コジェネ設備量構成が与えられた場合に総 CO_2 排出量が最小となる運転パターンを対象とし，その場合の時刻 t における系統電力量および対象地域全体の燃料消費量を $(E^{\mathrm{g}}_{\min})_t$ および $(F_{\min})_t$ とおく．このときの総 CO_2 排出量は，式(2.2)より以下のように表せる.

$$\min\left(\mathrm{CO}_2\right)=\sum_t\left\{(E^{\mathrm{g}}_{\min})_t\cdot C^{\mathrm{g}}_t+(F_{\min})_t\cdot C^{\mathrm{f}}\right\} \tag{5.1}$$

一方，需要家コストにおいて設備費以外の部分を光熱費とすると，光熱費は式(2.13)から以下のように表せる.

$$\mathrm{Cost}^{\mathrm{c}}_{\mathrm{utility}}=\sum_{b,t}\left(E^{\mathrm{in}}_{b,t}\cdot\rho^{\mathrm{in}}_t-E^{\mathrm{out}}_{b,t}\cdot\rho^{\mathrm{out}}_t+F_{b,t}\cdot\rho^{\mathrm{f}}\right) \tag{5.2}$$

ここで，逆潮買取／電力価格比である ρ^{out}_t ／ ρ^{in}_t が小さくなると需要家にとって逆潮流する価格メリットが減少し，逆潮流を控えるようになる．そこで，ρ^{out}_t ／ ρ^{in}_t が 1 となり，需要家がためらわずに逆潮流を行う際の電力

価格ならびに逆潮買取価格を ρ_t^{IO} とおくと，式(5.2)は以下のように表せる．

$$\mathrm{Cost}^{\mathrm{c}}_{\mathrm{utility}} = \sum_t \left(E_t^{\mathrm{g}} \cdot \rho_t^{\mathrm{IO}} + F_t \cdot \rho^{\mathrm{f}} \right) \tag{5.3}$$

式(5.1)と式(5.3)を比較し，需要家にとって光熱費が最小となる運転と総 CO_2 排出量が最小となる運転が一致するには，以下の関係が成立すれば良いことがわかる．

$$C_t^{\mathrm{g}} : \rho_t^{\mathrm{IO}} = C^{\mathrm{f}} : \rho^{\mathrm{f}} \tag{5.4}$$

$$\frac{\rho^{\mathrm{f}}}{C^{\mathrm{f}}} = \frac{\rho_t^{\mathrm{IO}}}{C_t^{\mathrm{g}}} \tag{5.5}$$

すなわち，式(5.5)が満足されるように電力価格，逆潮買取価格ならびにガス価格が設定された場合には，需要家にとって光熱費が最小となる運転選択は自ずと CO_2 排出量が最小となる運転に一致することになる．したがって，需要家選択を社会最適に誘導するための基本条件は，逆潮買取／電力価格比ならびに CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比をいずれも 1 に設定すれば良いことがわかる．以後，これらの比を最適価格比と呼ぶこととする．

5.4 エネルギー小売価格に対する需要家行動

前節における解析結果の確認ならびにその感度を調べるために，エネルギー小売価格に対する需要家行動の変化について解析を行った．まず，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，コジェネの設備量構成を表 5.1 の CO_2 削減率 8%に固定し，価格比に対する感度分析を行った結果を図 5.2 に示す．なお，逆潮買取／電力価格比は 1 としている．図の横軸は CO_2 排出原単位あたりの需要家における電力／ガス価格比であり，電力と都市ガスの CO_2 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 CO_2 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（ΔCost）と最小

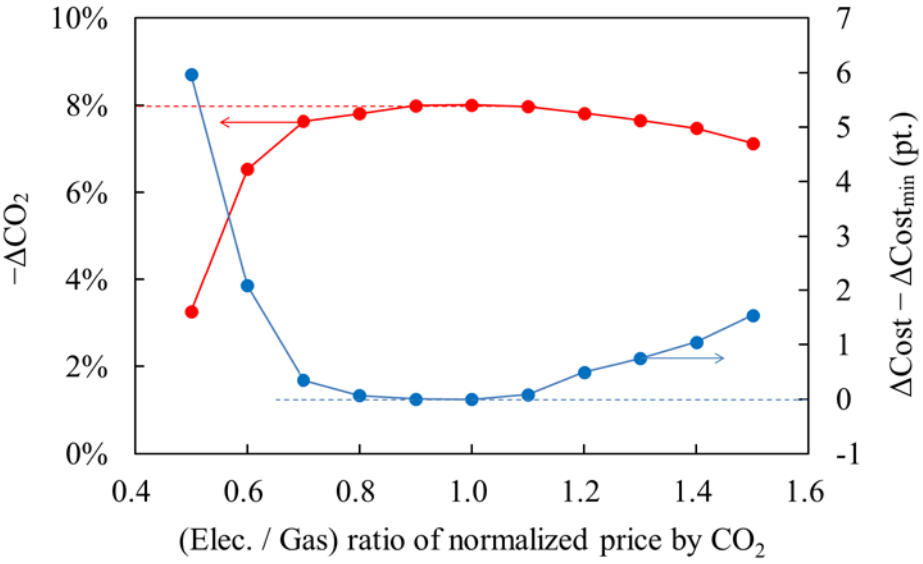


図 5.2　電力／ガス価格比が CO_2 削減率ならびに追加社会コストに与える影響（設備量構成：CO_2 削減率 8%）

社会コスト（$\Delta Cost_{min}$：これは社会最適の曲線上において変化後の CO_2 削減率に対応した最小社会コスト）との差分，すなわち追加社会コストを表している．また，破線は図 5.1 の CO_2 削減率 8%に相当する社会最適値に対応している．この図から，CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比が 1 となるときに CO_2 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 CO_2 削減率は低下し，追加社会コストは増加する．これは，ガス価格が電力価格よりも相対的に安くなるため，多少非効率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，燃料消費量が増えることによるものである．さらに，CO_2 削減率が下がることに伴い対応する（$\Delta Cost_{min}$）も低下するため，追加社会コストはより一層増加することになる．すなわち，図 5.1 上では CO_2 削減率 8%の点から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，CO_2 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，CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比が

1 となるように価格設定を行うことが，需要家選択を社会最適に誘導できる条件であることを確認できた．また，図からその比率が±10%程度の範囲であれば，概ね同一の結果となるものと言える．

次に，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 5.3 に示す．コジェネの設備量は上記と同一であり，CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比を 1 としている．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 5.2 の場合と同様である．図において，逆潮買取／電力価格比が 1 の時に CO_2 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わかる．ただし，社会コストや CO_2 削減率は価格比が 0.6 となるまでそれほど変化していない．したがって，逆潮買取／電力価格比が 0.6 以上であれば需要家の選択行動は変化しないということができる．それよりも価格比が低下すると逆潮流のメリットが徐々に低下し，社会コストが増加するとともに CO_2 削減率が低下するような行動をとることになる．なお，価格比が 0.2 以下となると曲線が横這いとなっているが，これは 0.2 以下となると逆潮流をほぼ行わない運転となるためである．

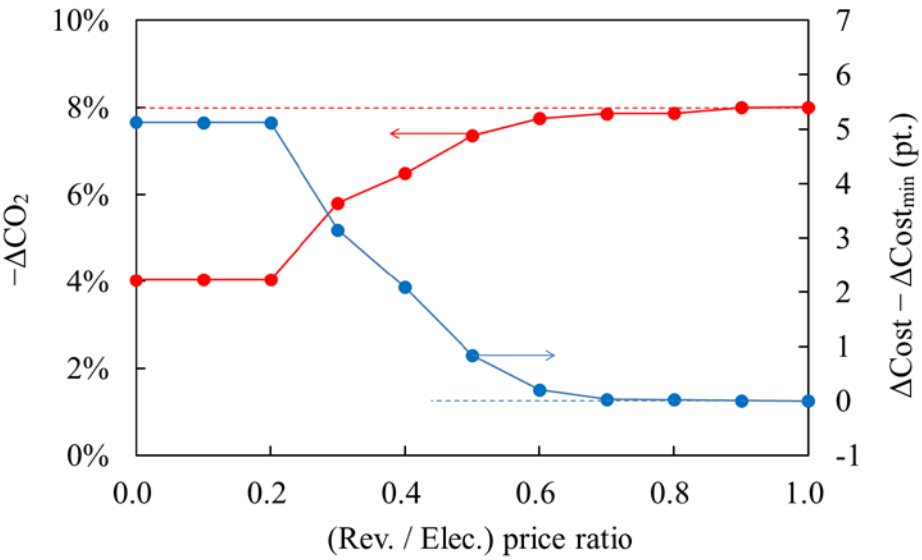


図 5.3　逆潮買取／電力価格比が CO_2 削減率ならびに追加社会コストに与える影響（設備量構成：CO_2 削減率 8%）

社会最適の曲線において CO_2 削減率が 8%よりも低くなると，必要なコジェネ導入量が少なくなり，逆潮流量が減少する．そうすると，逆潮買取／電力価格比の影響を受ける度合いが減少する．例えば CO_2 削減率が 6%に対応する設備構成とした場合には逆潮買取／電力価格比は 0.5 以上とすれば良く，CO_2 削減率を 4%とした場合にはほとんど逆潮流を行わない運転パターンとなるので，逆潮買取／電力価格比の影響はほとんどなくなる．したがって，分散協調型コジェネシステムにおいて十分な CO_2 削減率の達成を目指す場合であっても，逆潮買取／系統電力価格比を 0.6 以上にすれば概ね需要家を社会最適と一致した行動に誘導することができると言える．

5.5 電力会社の利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利益を減少させるため，電力会社がコジェネの普及に協力的となるようなインセンティブは働かなかった．一方で，分散協調型コジェネシステムは既存の配電系統を利用する概念であり，コジェネの余剰電力の逆潮流を可能にするには電力会社の協力が必要となる．そこで，コジェネを大幅に導入した場合でも電力会社の利益を維持できるような条件について解析を行った．なお，ここでは電力ならびにガスの供給会社は別であるものとしている．

一般に，系統への逆潮流電力は電力価格よりも安い価格で買い取られることになり，その差額は電力会社の利益となる．しかし，図 5.3 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するようになる．この関係を解析するために，設備量構成を表 5.1 の CO_2 削減率 8%に固定した上で，逆潮買取／電力価格比に対する電力会社の利益を図 5.4 に示した．CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比を 1 としており，縦軸の電力会社の利益は以下のように定義した．

$$\mathrm{Profit} = \sum_{b,t} \left(E_{b,t}^{\mathrm{in}} \cdot \rho_t^{\mathrm{in}} - E_{b,t}^{\mathrm{out}} \cdot \rho_t^{\mathrm{out}} - E_t^{\mathrm{g}} \cdot P_t^{\mathrm{g}} \right) \tag{5.6}$$

赤線は逆潮買取／電力価格比を変化させた際の解析対象地域における電

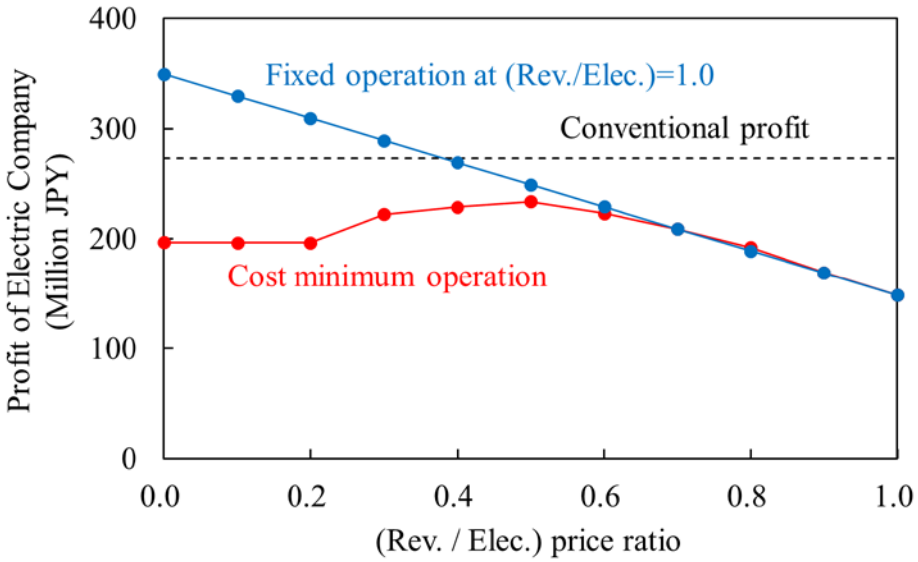


図 5.4　　電力会社の利益に対する逆潮買取／電力価格比影響

力会社の利益を示したものである．この場合の CO_2 削減率や社会コストの変化は図 5.3 に示した通りである．逆潮買取価格が低下するにつれて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り，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，青線は横軸のように電力会社の設定する逆潮買取価格が下がったとしても，逆潮買取／電力価格比が 1 である運転パターンが維持されるとした場合である．この場合には，図からこの比率が 0.4 で電力会社の利益は従来と同一に回復することがわかる．

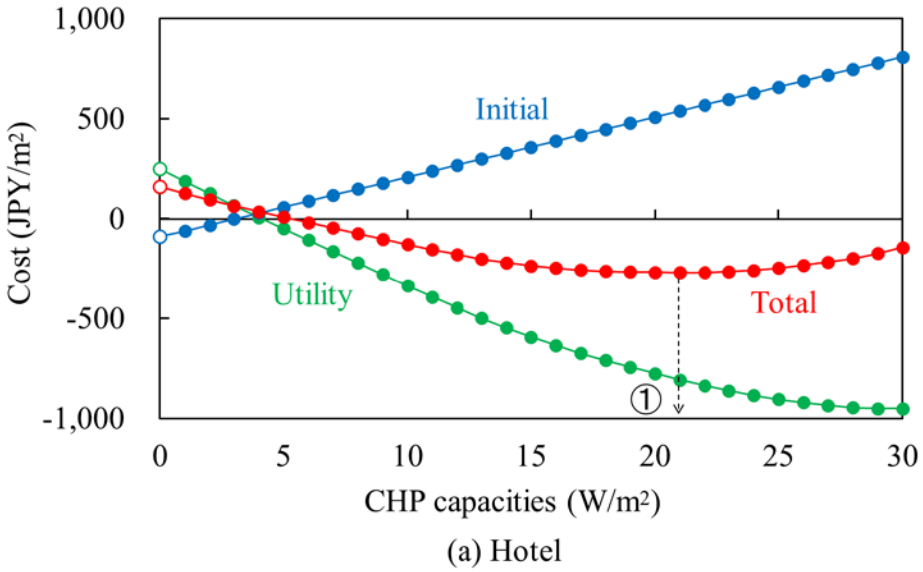
上記の解析によると，需要家は逆潮買取／電力価格比が 0.6 となるまで運転パターンを変えずにおり，一方，需要家の運転パターンが変わらない条件で電力会社が利益回復できる価格比は 0.4 であることが示された．そこで，需要家に対して価格比を 0.6 に設定し，電力会社には価格比が 0.4 相当となる分の差額（0.32 億円）を支払い，それを例えば固定価格買取制度（FIT）賦課金として電力価格ならびにガス価格に上乗せする場合について試算した．需要家の総購入電力量は 46GWh であった一方，3.4 節で

解析したように電力価格とガス価格の比率は一定に保つのが望ましいことを考えると，両者に対する賦課金が 0.32 億円となるように調整するには，電力価格に平均で 0.24 円/kWh，ガス価格に 0.11 円/kWh の FIT 賦課金を上乗せすれば良いことになる．したがって，エネルギー小売価格に対して約 1%のわずかな額の FIT 賦課金操作により，電力会社に対してコジェネ導入のインセンティブを与えられると言うことができる．

5.6 社会最適な設備量への需要家選択誘導

最後に，設備量の需要家選択を社会最適に誘導するための条件について考える．図 5.5(a)はホテルを例にとり，コジェネの単位床面積当たりの設備量を徐々に増加させていった際に，エネルギー供給機器の設備費ならびに光熱費が従来型と比べて変化する金額を示したものである．この場合，エネルギー小売価格は 5.3 節の最適価格比に設定している．図より，光熱費は設備量の増加とともに減少するが，その傾きは徐々に緩やかとなることがわかる．これは，負荷率の低下や破棄熱量の増加によるものであり，図よりもさらに設備量が増加すると光熱費は増加に転ずることとなる．一方，設備費は設備量に比例して増加し，この両者の和が需要家の年間エネルギーコストとなる．なお，図においてコジェネ設備量がゼロの点で設備費ならびに光熱費の変化量がゼロとなっていないのは，コジェネの導入によって電気エアコンの代わりに吸収式冷凍機が用いられるようになり，冷房機器の設備費，電力需要ならびに熱需要のパターンが従来システムと異なったものになるためである．需要家は設備費と光熱費を併せた総コストが最小となる設備量（図中①）を選択することとなる．補助金によってコジェネの設備価格が割引される場合にはこの設備費の傾きが減少することになり，総コスト最小点は右側にシフトする．一方，ガス価格や電力価格がこの条件から変わる場合には，光熱費の曲線が変化する．なお，設備の運転パターンは 5.3 節で考察したようにエネルギー小売価格比によって定まるため，価格比を保っていれば光熱費の削減量はエネルギー小売価格に比例することとなり，この効果は光熱費曲線の上下伸縮によって表される．したがって，点①のコスト最小点は（割引後の単位出力あたりのコジェ

ネ設備価格）／（エネルギー小売価格）の比に応じて変化すると言え，この比を調節することによって社会最適を達成するための設備量に需要家選択を誘導することができる．



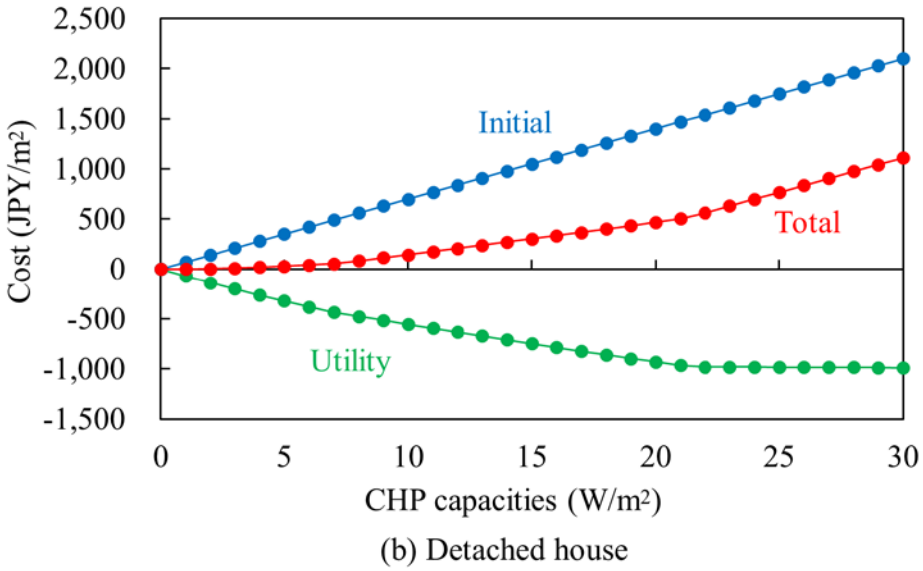


図 5.5　単位床面積あたりのコジェネ設備量に対する年間の設備費ならびに光熱費（原点はコジェネが導入されない場合）

図 5.5(b)は図 5.5(a)と同様の条件における戸建住宅の場合を示したものであり，光熱費の曲線は 7W/m² から 21W/m² まで概略直線となっていることがわかる．これは，貯湯槽によって負荷率の低下が抑えられたことによるものであり，業務用の建物でも負荷率と破棄熱量とのバランス，すなわち熱を破棄してでも高負荷で運転することによって部分負荷効率を向上させる効果によっては同様に概略線形となる区間が発生し得る．このような場合には極小点が求まらず，補助金の調整だけで目標とする設備量に需要家を誘導することは困難となる．

図 5.6 は，エネルギー小売価格条件が表 2.6 となる場合において，需要家選択を社会最適な設備量構成に誘導するためのコジェネ設備価格条件を，上述した方法を用いて各 CO_2 削減率について示したものであり，表 2.4 に示した基準設備価格に対する相対価格となっている．例えば，CO_2 削減率を 8%にするには戸建住宅用のコジェネ価格を基準価格の 72%とする必要があり，残りの 28%は補助金などによって設備価格を割引する必要があることを示している．同様にホテル，病院ならびに事務所の必要コジェネ価格は 87%，75%ならびに 66%となる．CO_2 削減率が 8%よりも低い場合に事務所の点が消えており，また店舗に対する点が図中に表示され

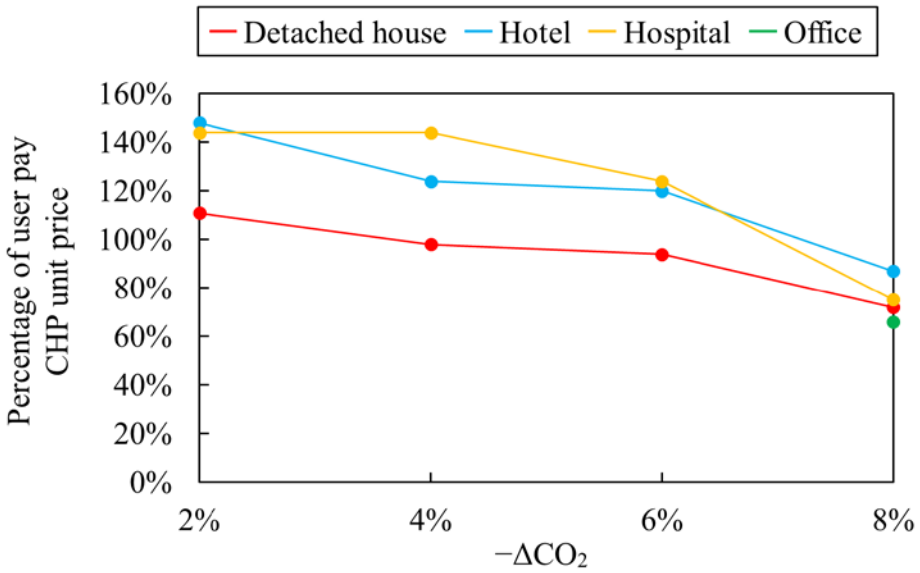


図 5.6　各 CO_2 削減率において需要家選択を社会最適な設備量構成に誘導するためのコジェネ設備価格条件

ていないのは，その CO_2 削減率では社会最適時にコジェネが該当する建物に導入されないことを意味している．また，値が 100%以上となっている部分は，基準価格より高い設備価格となった際に目標とする設備量が導入され，基準価格のままでは目標値以上のコジェネが導入されることを意味している．

上述したように，補助金やエネルギー小売価格を操作し，（割引後の単位出力あたりのコジェネ設備価格）／（エネルギー小売価格）の比を調節することよって目標とする設備量に概略誘導することができるものと考えられる．ただし，図 5.5 から明らかなようにコスト最小点近傍の曲線の曲率は大きく，またほぼ直線となる場合もあるため，補助金の有効利用なども勘案した別途有効なガイドラインが必要である．

5.7　本章における結論

分散協調型コジェネレーションシステムにおいて，需要家は自身のエネルギーコストが最小となる設備ならびに運転選択を行うものとして，需要家の選択を社会最適（目標とする CO_2 削減率を最小の社会コストで達成できる条件）に誘導するための条件について解析を行った．併せて，本システムによって電力販売量が減少する電力会社にとっても利益を維持するための条件に付いて解析を行った．札幌の住宅地域の配電系統地域を対象として行った解析により得られた結論は以下の通りである．

(1)　CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比が 1 となる場合に，需要家は社会最適と一致した運転を行う．その比率が 1 よりも高くなっても低くなっても社会最適から逸脱した運転を行うようになり，社会コストが増大する一方，CO_2 削減率は低下する．

(2)　分散協調型コジェネシステムにおいて十分な CO_2 削減率の達成を目指す場合であっても，逆潮買取／電力価格比を 0.6 以上にすれば概ね需要家を社会最適と一致した行動に誘導することができる．目標とする CO_2 削減率が多少低下すると，この比率は 0.6 よりも低くなる．

(3)　逆潮買取／電力価格比を 0.6 に保ちながら電力会社の利益を従来と同様に維持するには，電力価格ならびにガス価格に約 1%の金額を FIT 賦課金として上乗せし，それを電力会社に還元すれば達成できる．このような僅かな金額の何らかの操作によって，電力会社にもコジェネ導入のインセンティブを与えられる．

(4)　需要家にとって（割引後の単位出力あたりのコジェネ設備価格）／（エネルギー小売価格）の比率が同じであれば，コストが最小となる設備量ならびに運転パターンは同一となる．ただし，コスト最小点近傍の曲線の曲率は大きく，またほぼ直線となる場合もあるため，補助金の有効利用なども勘案した別途ガイドラインが必要である．

第6章　結論

第 6 章　結論

本研究では, 分散配置したコジェネにより高い CO_2 排出削減効果を得るため，コジェネを配電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システムの導入効果について, 逆潮流を行わない独立型コジェネシステムとの比較を行った．解析では，実在する具体的な 3 か所のモデル地域を設定し，対象地域にエネルギー供給するのに要する社会コストならびに CO_2 排出量の関係を社会最適として CO_2－コスト曲線の概念を導入することにより明らかにした．この際，系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位，対象地域の建物構成による延床面積割合，コジェネの機器性能特性，ならびに地域による需要特性を種々変化させ，それらの影響についても解析を行った．一方，需要家にとって社会コストや CO_2 排出量は重要な関心事ではなく，彼らは単に自身の利益を最大にしようと行動する．そこで，需要家の行動選択が自ずと社会最適と一致した結果となるためのエネルギー価格ならびにコジェネ設備価格条件について解析を行った．また，既存の電力系統を利用するために，電力会社にもコジェネ導入のインセンティブを与える条件についても調べた.

本研究で得られた結果を以下に示す.

1. コジェネのネットワーク効果

(1) 独立型の住宅にコジェネを導入する際に，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 CO_2 排出削減量ならびに同じコストでの CO_2 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することによって, 個別の建物の熱電比に関係なく熱需要に合わせた運転

ができ，余剰電力を系統内で有効利用できたことによるものである．また，分散協調型で CO_2 削減率 10%となる場合であっても，系統電圧は適正範囲内であることが確認された．

(3) 系統電力の供給原価および CO_2 排出原単位による分散協調型のコストや CO_2 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の供給原価や CO_2 排出原単位が変わっても概略同様な相対関係にあり，CO_2－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．また，コジェネの電力が石油火力を代替したと想定すると，コジェネ導入による CO_2 排出削減効果の評価が著しく向上することが示された．

2. コジェネネットワーク化に与える建物構成，機器性能特性および需要の地域特性影響

都市住宅地区，都市商業地区，地方住宅地区におけるコジェネの導入効果およびネットワーク効果を比較することにより，建物の延床面積割合影響を調べたところ，以下の知見を得た．

(1) 最大 CO_2 排出削減量は需要に対するコジェネからのエネルギー供給割合が高いほど多くなり，独立型の場合には地方住宅地区，都市商業地区，都市住宅地区の順に削減量が多い．これは，地方住宅地区はコジェネが導入されない集合住宅の割合が他の建物よりも低く，都市住宅地区は事務所のようなコジェネと需要の熱電比が近い建物の割合が高いためである．一方，分散協調型の場合には地方住宅地区，都市住宅地区，都市商業地区の順に削減量が多い．これは，熱需要の多い住宅地区では多くの逆潮流が行われるためであり，さらに集合住宅の割合から地方住宅地区で最も削減量多くなる．

(2) ネットワーク化による同コストでの CO_2 排出削減量の増大効果は，熱電比が高く，かつコジェネを高い設備利用率で運転しやすい需要パターン

である戸建住宅や病院の割合が高く，これらからの逆潮流量が多いほど高くなる．これは，戸建住宅や病院に多くの設備を導入し，逆潮流を行いながら高い設備利用率で運転することで，コストの増加を抑制できるためである．よって，この効果は都市住宅地区と地方住宅地区で同等に得られ，都市商業地区では低くなる．

戸建住宅に導入するコジェネを燃料電池もしくはガスエンジンとすることがコジェネの導入効果およびネットワーク効果に与える影響を，建物の需要の異なる北海道および東京の都市住宅地区を対象として調べたところ，以下の知見を得た．

(1) 北海道の都市住宅地区において，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 CO_2 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 CO_2 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は熱需要に対して発電量が多く高効率な特性を最大限に利用できるようになるためである．

(2) 熱需要の少ない東京の都市住宅地区において，戸建住宅に燃料電池を導入した場合の CO_2 削減効果は，北海道に比べてコジェネレーションのネットワーク形態に関わらず顕著に低かったが，ネットワーク化することで，それ以前の同コストの場合と比べて CO_2 排出削減効果は北海道と同様に大きく向上することが確認された．しかし，戸建住宅にガスエンジンを導入する場合には，ネットワーク化の効果が大きく低下することとなった．これは，需要の熱電比が低い東京へ出力の熱電比が高いガスエンジンを導入すると，逆潮流するほどの余剰電力の発生が僅かとなるためである．

3. 分散協調型コジェネレーションにおける需要家選択の社会最適誘導条件解析

(1) CO_2 排出原単位あたりの電力／ガス価格比が 1 となる場合に，需要家は社会最適と一致した運転を行う．その比率が 1 よりも高くなっても低くなっても社会最適から逸脱した運転を行うようになり，社会コストが増大する一方，CO_2 削減率は低下する．

(2) 分散協調型コジェネシステムにおいて十分な CO_2 削減率の達成を目指す場合であっても，逆潮買取／電力価格比を 0.6 以上にすれば概ね需要家を社会最適と一致した行動に誘導することができる．目標とする CO_2 削減率が多少低下すると，この比率は 0.6 よりも低くなる．

(3) 逆潮買取／電力価格比を 0.6 に保ちながら電力会社の利益を従来と同様に維持するには，電力価格ならびにガス価格に約 1%の金額を FIT 賦課金として上乗せし，それを電力会社に還元すれば達成できる．このような僅かな金額の何らかの操作によって，電力会社にもコジェネ導入のインセンティブを与えられる．

(4) 需要家にとって（割引後の単位出力あたりのコジェネ設備価格）／（エネルギー小売価格）の比率が同じであれば，コストが最小となる設備量ならびに運転パターンは同一となる．ただし，コスト最小点近傍の曲線の曲率は大きく，またほぼ直線となる場合もあるため，補助金の有効利用なども勘案した別途ガイドラインが必要である．

参考文献

[1] 武政英次, 5.1 コージェネレーション, 日本エネルギー学会誌, Vol.94, No.9 (2015), pp.987-990.
[2] 傳田篤, マイクログリッドとは (<特集>自然エネルギー利用とマイクログリッド), 日本ガスタービン学会誌, Vol.37, No.6 (2009), pp.356-364.
[3] 高野富裕, 小島康弘, 天満耕司, 下村勝, 八戸市マイクログリッドにおける自立運転の実証, 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌, Vol.129 (2009), No.4, pp.499-506.
The Institute of Electrical Engineers of Japan
[4] 佐々木裕文, 千住テクノステーションにおけるスマートエネルギーネットワーク実証, 冷凍, Vol.88, No.1030 (2013), pp.576-580.
[5] 岩佐能孝, 田部豊, 近久武美, 配電系統の電力制約を考慮した分散協調型コジェネレーションネットワークの炭酸ガス削減効果と系統負荷平準化分析, 空気調和・衛生工学会論文集, Vol.104 (2005), pp.19-27.
[6] 前田和茂, 米森秀登, 八坂保能, 家庭用 PEFC コージェネレーションシステム導入による一次エネルギー量と CO_2 排出量削減効果の評価, 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌, Vol.130, No.7 (2010), pp.640-650.
[7] 濱田靖弘, 村川三郎, 高橋功多, 北山広樹, 鍋島美奈子, 高田宏, 家庭用燃料電池システムの稼働特性と性能評価に関する研究, 空気調和・衛生工学会論文集, Vol.190 (2013), pp.21-29.
[8] 南形厚志, 加藤史桂, 鈴置保雄, 住宅用コジェネにおける余剰電力逆潮流に関する一考察, 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌, Vol.127, No.3 (2007), pp.479-485.
[9] 小田拓也, 秋澤淳, 宮崎隆彦, 柏木孝夫, PPS によるコージェネレーションの余剰電力融通 : 経済的最適化が一次エネルギー消費に与える影響, 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌, Vol.130, No.8 (2010), pp.719-726.
[10] 林俊宏, 竹内章, 野崎洋介, 島陰豊成, 燃料電池を用いたエネルギーネットワークの設備設計法, 電子情報通信学会技術研究報告. EE, 電子通信エネルギー技術, Vol.108, No.25 (2008), pp.13-18.

[11] 天野浩史, 樋口恭弘, 齋藤篤史, 千田二郎, コージェネ, 太陽光発電, およびヒートポンプ給湯器を主軸とした住宅地型マイクログリッドにおける CO_2 排出量の評価, 日本機械学会論文集 B 編, Vol.78, No.787 (2012), pp. 680-685.
[12] 小原伸哉, エンジン発電機をベースロード運転する燃料電池マイクログリッドの動特性, 日本機械学會論文集. B 編, Vol.72, No.720 (2006), pp.2072-2079.
[13] 山本隆也, 高野富裕, 田熊良行, 井上真壮, 荒生元, 住宅向けエネルギー供給へのマイクログリッド適用による CO_2 排出量削減の評価, 電気学会論文誌. C, 電子・情報・システム部門誌, Vol.128, No.1 (2008), pp.32-38.
[14] 柿ヶ野浩明, 橋本卓也, 松村洋平, 黒谷崇史, 岩本和多留, 三浦友史, 伊瀬敏史, 百瀬敏成, 早川秀樹, 住戸別に設置された分散電源の電力融通を行う DC マイクログリッドのミニモデルによる特性検証, 電気学会論文誌. B, 電力・エネルギー部門誌, Vol.128, No.9 (2008), pp.1099-1110.
[15] 石田武志, 分散エネルギーネットワークによる CO_2 削減と非常用電力供給の両立の可能性の検討, 総合論文誌, Vol.6 (2008), pp.111-116.
[16] 堀司, 関元, 藤川めぐみ, 千田二郎, 環境共生型エネルギシステムの住宅地適合研究 : 同志社山手地区を対象とした仮想マイクログリッドの電力融通, 同志社大学理工学研究報告, Vol.49, No.1 (2008), pp.19-25.
[17] 資源エネルギー庁, 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン(2015).
[18] 北海道庁, 都市計画基礎調査 (2013).
[19] 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).
[20] 北海道ガス株式会社, 北ガス 商品カタログ エネファーム (2015a), available from <http://www.hokkaido-gas.co.jp/catalog/>, (参照日 2015 年 3 月 20 日).
[21] 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).
[22] 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).

[23] 北海道ガス株式会社, 都市ガスの熱量 (2015b), available from <http://www.hokkaido-gas.co.jp/home/knowledge/toshi_gas/kind.html>, (参照日 2015 年 3 月 20 日).
[24] 北海道電力株式会社, 過去の電力使用状況データ (2013b), available from <http://denkiyoho.hepco.co.jp/download.html>, (参照日 2015 年 6 月 30 日).
[25] 北海道電力株式会社, 電源構成の構成比の推移 (2013a), available from <http://www.hepco.co.jp/corporate/company/ele_power.html>, (参照日 2015 年 12 月 14 日).
[26] 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).
[27] 今村栄一, 長野浩司, 日本の発電技術のライフサイクルCO_2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).
[28] 電気学会編, 電気工学ハンドブック（第 6 版）(2001), pp.1335.
[29] 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
[30] 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.

付録 A　解析モデルにおける非線形項の線形化法

付録 A　解析モデルにおける非線形項の線形化法

本章では，計算資源を削減するために，非線形項を含む第 2 章の式(2.6)-(2.8)を混合整数計画問題として記述する手法について記載する．

第 2 章の式(2.6)-(2.8)を式(A.1)-(A3)として以下に再掲する．

$$E_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}} = C_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}} \cdot \varepsilon_{f,b,t} \tag{A.1}$$

$$F_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}} = \frac{E_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}}{\eta_{f,b}^{\mathrm{ele}}(\varepsilon_{f,b,t})} \tag{A.2}$$

$$Q_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}} = F_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}} \cdot \eta_{f,b}^{\mathrm{heat}}(\varepsilon_{f,b,t}) \tag{A.3}$$

ここで，$C_{f,b}^{\mathrm{CHP}}$，$\varepsilon_{f,b,t}$，$\eta_{f,b,t}^{\mathrm{ele}}$ならびに$\eta_{f,b,t}^{\mathrm{heat}}$は変数であり，$E_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$，$Q_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$および$F_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$は非線形の式として表されている．これらを混合整数線形計画問題に変換する．

初めに，$C_{f,b}^{\mathrm{CHP}}$を以下のように K 個に離散化する．

$$C_{f,b}^{\mathrm{CHP}} = \sum_{k}^{K} C_{f,b,k}^{\mathrm{CHP}} \cdot x_k \tag{A.4}$$

$$\sum_{k}^{K} x_k \leq 1 \tag{A.5}$$

ここで，$C_{f,b,k}^{\mathrm{CHP}}$は$C_{f,b}^{\mathrm{CHP}}$の k 番目の要素であり外生的に与える定数である．また，x_kは 0 か 1 のみをとる整数変数であり，式(A.5)より K 個の x_kのうち 2 個以上が 1 となることはないという制約が課せられている．そのため式(A.4)より，設備が導入されない場合には全ての x_kが 0 となりどの$C_{f,b,k}^{\mathrm{CHP}}$も選択されず，設備が導入される場合にはただ 1 つの$C_{f,b,k}^{\mathrm{CHP}}$のみが選択される．

式(A.1)を参考して，$E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$ は以下のように表せる．

$$E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = \sum_{k}^{K} C^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t,k} \cdot \varepsilon'_{f,b,t,k} \tag{A.6}$$

$$0 \le \varepsilon'_{f,b,t,k} \le x_k \tag{A.7}$$

ここで，$\varepsilon'_{f,b,t,k}$ は $C^{\mathrm{CHP}}_{f,b,k}$ に対応するコジェネの負荷率であり，式(A.7)より選択されなかった $C^{\mathrm{CHP}}_{f,b,k}$ の $\varepsilon'_{f,b,t,k}$ は 0 となる．式(A.6)において $\varepsilon'_{f,b,t,k}$ は変数であるものの，$C^{\mathrm{CHP}}_{f,b,k}$ は定数であることから，$E^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}$ は線形項で表される．

式(A.2)は，式(2.6)により以下のように表せる．

$$F^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = C^{\mathrm{CHP}}_{f,b} \cdot \frac{\varepsilon_{f,b,t}}{\eta^{\mathrm{ele}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})} \tag{A.8}$$

また，式(A.8)によって式(A.3)は以下のように表せる．

$$Q^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = C^{\mathrm{CHP}}_{f,b} \cdot \frac{\varepsilon_{f,b,t} \cdot \eta^{\mathrm{heat}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})}{\eta^{\mathrm{ele}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})} \tag{A.9}$$

ここで，式(A.8)ならびに式(A.9)の両辺を $C^{\mathrm{CHP}}_{f,b}$ で除すると，単位床面積あたりのコジェネ燃料消費量ならびに発熱量として以下の関係を得る．

$$f^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = \frac{F^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}}{C^{\mathrm{CHP}}_{f,b}} = \frac{\varepsilon_{f,b,t}}{\eta^{\mathrm{ele}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})} \tag{A.10}$$

$$q^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t} = \frac{Q^{\mathrm{CHP}}_{f,b,t}}{C^{\mathrm{CHP}}_{f,b}} = \frac{\varepsilon_{f,b,t} \cdot \eta^{\mathrm{heat}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})}{\eta^{\mathrm{ele}}_{f,b}(\varepsilon_{f,b,t})} \tag{A.11}$$

この関係は機種固有であることから，以下のように書き換えられる．

$$f_b = \frac{\varepsilon_b}{\eta^{\mathrm{ele}}_b(\varepsilon_b)} \tag{A.12}$$

$$q_b = \frac{\varepsilon_b \cdot \eta_b^{\mathrm{heat}}(\varepsilon_b)}{\eta_b^{\mathrm{ele}}(\varepsilon_b)} \tag{A.13}$$

ここで，f_b および q_b は，それぞれ建物 b に導入されるコジェネ機種における単位面積あたりの燃料消費量および発熱量である．ε_b，$\eta_b^{\mathrm{ele}}(\varepsilon_b)$ および $\eta_b^{\mathrm{heat}}(\varepsilon_b)$ は，それぞれ建物 b に導入されるコジェネ機種における負荷率，ε_b のときの発電効率および排熱回収効率である．このとき，ある 2 個の負荷率の組み合わせ $(\varepsilon_b^1, \varepsilon_b^2)$ における発電効率 $(\eta_b^{\mathrm{ele}}(\varepsilon_b^1), \eta_b^{\mathrm{ele}}(\varepsilon_b^2))$ ならびに排熱回収効率 $(\eta_b^{\mathrm{ele}}(\varepsilon_b^1), \eta_b^{\mathrm{ele}}(\varepsilon_b^2))$ をそれぞれ外生的に与え代入すると，$(\varepsilon_b^1, \varepsilon_b^2)$ のときの (f_b^1, f_b^2) および (q_b^1, q_b^2) を得る．これらをそれぞれ負荷率に対して線形補間すると，傾きと切片の組み合わせとして (α_b^f, β_b^f) および (α_b^q, β_b^q) を得る．これらより，$F_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$ および $Q_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$ は以下のように表せる．

$$F_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}} = \sum_k^K \left(\alpha_b^f \cdot \varepsilon'_{f,b,t,k} + \beta_b^f \cdot n_{f,b,t,k} \right) \cdot C_{f,b,k}^{\mathrm{CHP}} \tag{A.14}$$

$$Q_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}} = \sum_k^K \left(\alpha_b^q \cdot \varepsilon'_{f,b,t,k} + \beta_b^q \cdot n_{f,b,t,k} \right) \cdot C_{f,b,k}^{\mathrm{CHP}} \tag{A.15}$$

$$0 \le n_{f,b,t,k} \le x_k \tag{A.16}$$

ここで，$n_{f,b,t,k}$ は配電線 f の建物 b におけるコジェネが時刻 t に起動している場合は 1，停止している場合は 0 となる整数変数であり，x_k が 0 となる際には $n_{f,b,t,k}$ が 0 となる．

以上より，$E_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$，$Q_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$ および $F_{f,b,t}^{\mathrm{CHP}}$ を混合整数計画問題として変換できた．

付録 B　供給原価および CO_2 排出原単位の推計法

付録 B　エネルギー給原価および CO_2 排出原単位の推計法

本章では，本論文で用いた系統電力ならびに都市ガスの供給原価および CO_2 排出原単位の推計法ならびにその結果を掲載する．

B.1　系統電力における電源構成の推計

電源構成推計のために，以下の想定ならびに設定をおく．また，推計はこれらの番号順に進めることとする．

(1) 季節別に 1 日の需要（1 時間毎，発電端）が日数分繰り返される．
(2) 原子力，水力は年間を通して一定で運転される．
(3) 過剰な発電量推計になることを避けるため，火力の発電設備に対し，設備量とは別に最大出力を設定する．
(4) 石炭火力は負荷追従せず，季節別に一定で運転される．
(5) 石油火力は負荷追従可能とし，他の電源からの供給電力量と需要のギャップを埋める．
(6) 発電端での値を需要端に変換する．

各項目の詳細を以下に示す．

(1) 季節別の 1 日の需要（1 時間毎）の設定
(a) 2013 年の北海道電力の需要の供給実績値（文献 1）から，季節別に 1 日の電力需要の合計（平均値）を算出する．
(b) 文献 1 から各季節につき代表的な 1 日（平日）を選択し抽出する．（冬季：1/28，中間季：10/24，夏季：8/1）
(c) 季節別に，需要パターンを②で抽出した 1 日とし，1 日の電力需要の合計を①で算出した値とする．各季節の電力需要合計の平均値とする．

(2) 原子力，水力の毎時の出力（年間で一定値）

2013 年の北海道電力の電源設備（文献 2）に設備利用率を乗じ，1 時間毎の平均出力を算出する.

	① 設備量（万 kW）	② 設備利用率	平均出力（発電端, 万 kW）（①×②）
原子力	208	70%	146
水力	158	45%	71

(3) 石炭火力，石油火力の最大出力の設定

推計は季節別に行うため，100%負荷で運転する時間帯があると，その季節にはメンテン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する. ただし，石油火力は最終的な調整用電源であり，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いものとした.

	① 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	242	80%まで	193
石油火力	225	なし	225

(4) 石炭火力の出力設定

(3)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するものとした.

(5) 石油火力の出力設定

原子力，水力，石炭火力の発電量と電力需要の差を石油火力の出力とした．なお，実績には他社から電力購入があるが，その内訳が不明なため想定していない.

(6) 発電端から需要端への変換

発電端から送電端への変換効率は文献 3 から引用し，送電端から需要端への変換効率は北海道電力の 2013 年の供給実績（文献 4）から求めた．

	1－所内率	1－送電ロス
原子力	96.0%	93.8%
水力	96.0%	93.8%
石炭火力	93.8%	93.8%
石油火力	95.5%	93.8%

(1)から(6)によって得た電源構成を図(B.1)に示す．

B.2 エネルギー供給原価・CO_2 排出原単位の推計

(1) 系統電力における供給原価の算出

(a) 2010 年度の北海道電力の有価証券報告書（文献 5）から各電源の発電費およびその他の経費を算出し，これと発電量（文献 4）から単価を算出する．

	① 費用（百万円）	② 発電量・発電端 (百万 Wh)	単価・発電端（円/kWh）（① / ②）
原子力	108703	16412	6.6
水力	18120	5595	3.2
石炭火力	95721	11563	8.3
石油火力	39663	2984	13.3
その他経費	204289	37300	6.5

(b) その他経費を各電源の単価に加算することで電源別の供給原価を算出し，さらに需要端の値に変換する．

	供給原価･発電端（円/kWh）	供給原価･需要端（円/kWh）
原子力	13.2	14.6
水力	9.77	10.8
石炭火力	14.8	16.8
石油火力	19.8	22.1

(c) (b)の供給原価を図 B.1 の電源構成に対応させて加重平均することにより，季節別に各時刻の供給原価を得る.

(2) 系統電力における CO_2 排出原単位の算出

(a) 文献 6 から電源別の CO_2 排出原単位を算出する.

	CO_2 排出原単位・送電端 (g/kWh)	CO_2 排出原単位・需要端 (g/kWh)
原子力	0	0
水力	0	0
石炭火力	864	921
石油火力	695	741

(b) (a)の CO_2 排出原単位を B.1 節の電源構成に対応させて加重平均することにより，季節別に各時刻の CO_2 排出原単位を得る.

(3) 都市ガスにおける供給原価の算出

2010 年の北海道ガスの有価証券報告書（文献 7）の営業費を販売量で除し，供給原価を算出する.

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

(4) 都市ガスにおける CO_2 排出原単位の算出

文献 8 を引用した.

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）

	供給原価	CO_2 排出原単位
系統電力	15.8 円/kWh	411 g-CO_2/kWh
都市ガス	97.3 円/m^3 (7.78 円/kWh)	2.29 kg-CO_2/m^3 (183 g-CO_2/kWh)

なお，2010 年の北海道電力の実績値（営業費 / 販売量）は 15.5 円/kWh, 実排出係数は 353 g-CO_2/kWh，調整後 CO2 排出原単位は 344 g-CO_2/kWh である.

以上により算出した系統電力の供給原価ならびに CO_2 排出原単位を図 B.2 に示す.

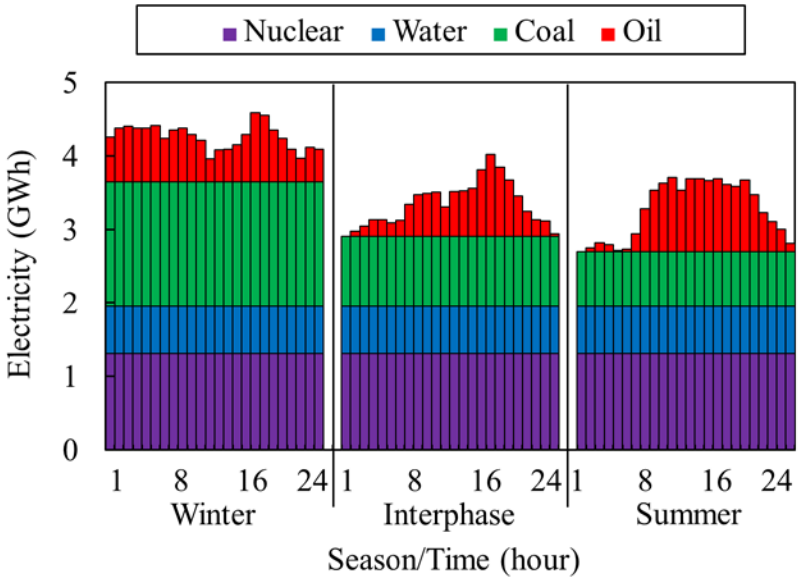


図 B.1　系統電力の電源構成

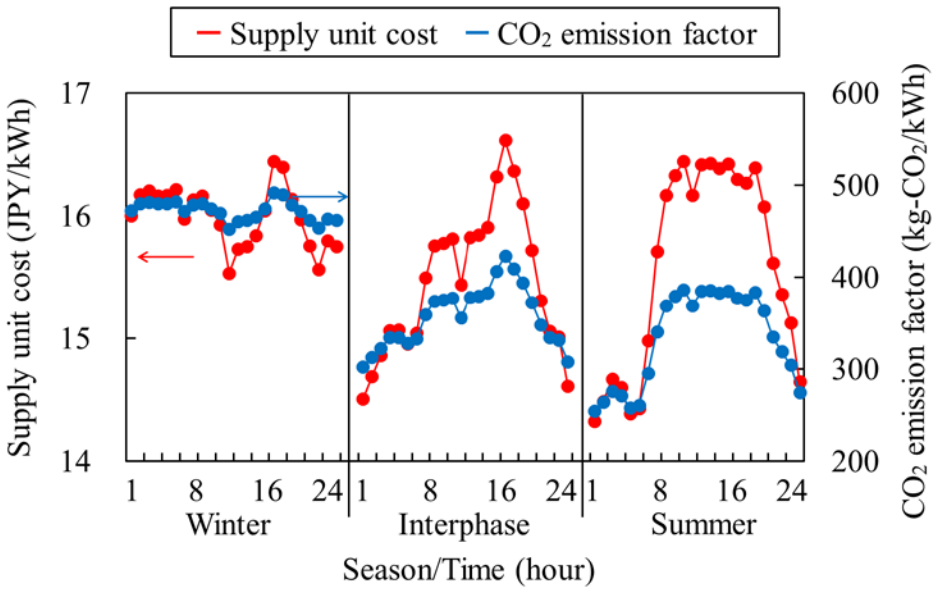


図 B.2　系統電力の供給原価ならびに CO_2 排出原単位

付録 B の参考文献

(1) 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).
(2) 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).
(3) 国家戦略室, コスト等検証委員会報告書 (2011), available from < http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02_hokoku.html>, (参照日 2015 年 12 月 14 日).
(4) 電気事業連合会, 電力統計情報, 電気事業連合会 Web サイト(2015), available from <http://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/>, (参照日 2015 年 10 月 7 日)
(5) 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).
(6) 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)
(7) 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).
(8) 北海道ガス株式会社, 都市ガスの熱量, 北海道ガス株式会社 Web サイト (2015), available from <http://www.hokkaido-gas.co.jp/home/knowledge/toshi_gas/kind.html>, (参照日 2015 年 3 月 20 日)

付録 C　参考データ一覧

付録 C　参考データ一覧

本章では，第 3 章から第 5 章の各章における条件下で解析を行った後にヒアリングによって得たデータを参考のため記載する．また，変更がないデータや解析の想定についても再掲する．

C.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) 対象エリア

・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

各地区の延床面積 ($\times 10^3$ m^2)　※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

(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）

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

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

(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

北海道の各地域の年平均需要

①北海道の都市住宅地区

（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

②北海道の都市商業地区

（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

③北海道の地方住宅地区

（地方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)	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

東京の都市住宅地区の年平均需要
（都市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

C.2 機器の想定

(1) 建物種別の導入機器

導入想定機器

	コジェネの種類	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（コジェネ非導入時） or 吸収式冷凍機（コジェネ導入時）	
集合住宅	－	電気エアコン	

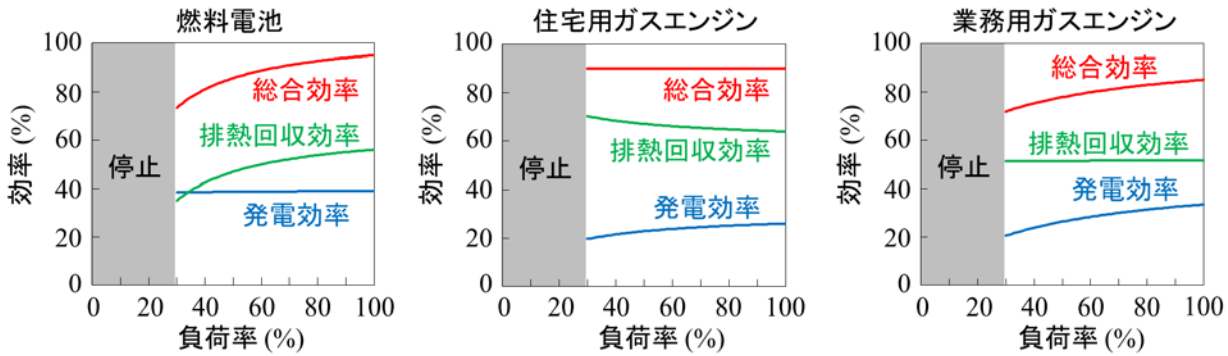
(2) コジェネの想定

・コジェネ実機として，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」を想定しており，業務用ガスエンジンは小型である
・コジェネは負荷率 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：蓄熱容量はコジェネ 1kW に対して 10kWh，毎時の蓄熱ロスは蓄熱量の 2%

コジェネ単価・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	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た．燃料電池の価格 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．住宅用および業務用ガスエンジンの単価，各種コジェネの効率（低位発熱量）はヒアリングにより得た．減価償却年数は，法定よりも早く終わるものとした．



各種コジェネ機種の効率曲線

(3) コジェネ以外の機器の想定

・ボイラ実機として，潜熱回収型の「エコジョーズ」を想定

その他機器性能

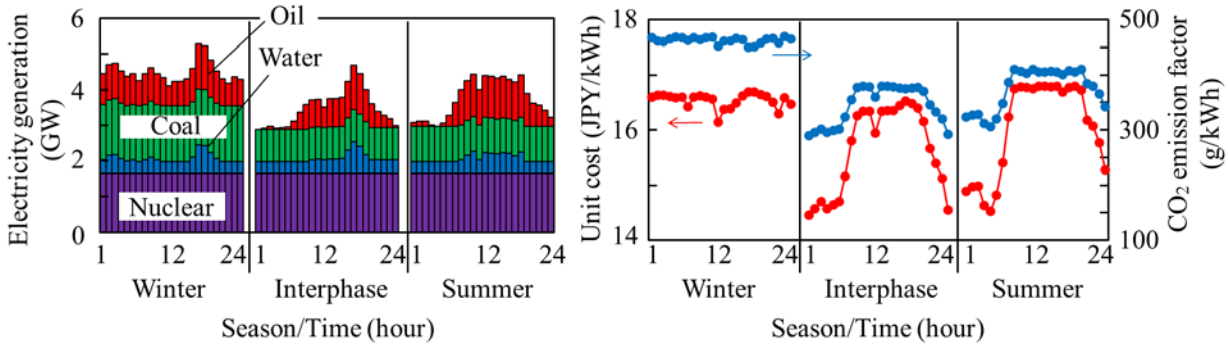
	単価 (万円/kW)	減価償却年数 (年)	効率, COP
ボイラ	1.5	10	102%
電気エアコン	7.0	5	4
吸収式冷凍機	2.0	10	1.2

※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ており，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．減価償却年数は，法定よりも早く終わるものとした．

C.3 エネルギー供給原価と CO_2 排出原単位の想定

(1) 系統電力の電源構成の推計

・2010 年度を想定



時刻別電源構成と供給原価（赤線）および CO_2 排出原単位（青線）

各項目の詳細

(a) 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.

(b) 原子力，自流式水力の毎時の出力（年間で一定値）

・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

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

(c) 貯水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 万 kWh ÷365 日 = 233.2 万 kWh

(d) 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ン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，以下の表に示すように出力に最大値を設定した．ただし，石油火力は最終的な調整用電源であり，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.

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．

(e) 石炭火力の運転

・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．

(f) 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．

(g) 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，送電ロスは送電端実績と需要端実績の比から算出．どちらも文献 8．

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%

(2) 系統電力の供給原価・CO_2排出原単位の推計

(a) 需要端発電量の推計

・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

需要端の発電量

	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

(b) 供給原価の算出

・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

電源別の供給原価

	①費用 （百万円）	②発電量・需要端 (百万 Wh)	供給原価（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.

(c) 需要端供給原価

・各電源の単価に経費の単価を加算

電源別の供給原価（経費加算）

	経費加算前の供給原価（円/kWh）	経費加算後の供給原価（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

(d) 各時刻の系統電力の供給原価を算出

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

(e) 各電源の CO_2 排出原単位の推計

各電源の CO_2 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

(f) 各時刻の系統電力の CO_2 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 CO_2 排出原単位）の和 / 道内の電力需要

(3) 都市ガスの供給原価および CO_2 排出原単位

(a) 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

営業費および販売量

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

(b) CO_2 排出原単位として文献 15 の値を使用

都市ガスの CO_2 排出原単位

50.9	g-CO_2/MJ
183	g/kWh
2.29	kg-CO_2/m3

(4) まとめ

系統電力および都市ガスの供給単価および CO_2 排出原単位

		供給原価	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/m^3．2010 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-CO_2/kWh，調整後 CO_2 排出原単位は 344 g-CO_2/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-CO_2/kWh，調整後 CO_2 排出原単位は 681 g-CO_2/kWh である．

付録 C の参考文献

(1) 北海道庁, 都市計画基礎調査（札幌, 富良野） (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) 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.htm>, (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)

謝辞

本論文の作成にあたり，終始懇切なるご指導，ご助言を賜った北海道大学大学院工学研究院・近久武美教授，田部豊准教授，筑波大学・鈴木研悟助教に心より感謝を表する次第である．

北海道大学・エネルギー変換システム研究室においては，学生諸君ならびに諸先輩方の多大なる協力をいただいた．ここに厚く御礼申し上げる次第である．