

■ 研究論文 ■

地域間電力ネットワークを考慮した都市エネルギーシステムのモデル化とその適用

An Urban Energy System Model Associated with Inter-regional Electric Power Supply Networks and its Applications

岡本 賢司*・森 俊介**

Kenji Okamoto Shunsuke Mori

(1994年5月12日 原稿受理)

Abstract

A model approach for the evaluation of the cogeneration systems (CGS) in the urban energy network system is described. CGS's with energy transportation systems are expected to play a main role in the urban energy supply systems since they can improve overall energy efficiency. However, such effectiveness on the energy and the cost deterministically depends on the electric and the thermal energy demand patterns. This paper develops an energy supply simulation model with CGS's, the electric supply company and the gas suppliers, dividing Tokyo metropolitan area into eleven regions which consists of three groups, say business region, residential region and mixed region. This model involves regional heat supply and inter-regional electric power transportation facilities and generates optimum capacities, operation patterns and electric power flow patterns. Lower limit of Demand Side Reliability (DSR) measure is also imposed to take into account the supply reliability of networks. The simulation results show the effectiveness of CGS's on the cost and the energy use and the changes of electric power flow patterns among regions.

1. はじめに

従来わが国の電力供給システムは規模の経済性の利点から火力・原子力発電に代表される大規模システムが主流であった。しかしながら石油危機以降、エネルギーの有効利用をはかり需要サイトに小型の発電所を設置し、電力と発電に伴う排熱を同時に供給することにより全体のエネルギー効率を高めようとする分散型電源コージェネレーションシステム（以下CGS）が注目されている。

従来のCGSの導入可能性評価へのアプローチは、建物一棟もしくは数棟を対象にしたミクロな視野からの解析^{1,7)}と、全国・地域ベースでのマクロ的なアプローチ²⁾に分類される。前者はCGSの特性を充分考慮にいたれた非常に細かな解析が可能であるが、将来CGS

が多数設置された場合、電力システムに与える影響は不明となっている。一方、後者は電力システム内でCGSの最適導入量等の評価が行われている。しかしながら、マクロなアプローチでは設備規模の算出が中心となり、運用や電力システムとの連携の詳細な解析には限度が生じる。

本研究の目的は、中規模な視点からCGSを含めた電力システム、およびCGSの排熱利用による地域冷暖房システムの設置・運用計画を最適化型モデルで表現し、これを用いて評価を行うことにある。特に、文献(3)で提案された電力および熱の需要端スポット、着水可能電力、需要端信頼度の概念を用い、システムとしての信頼性に接近することを試みた。

本研究では、対象地域をいくつかの地区に分類し、

* (株)東芝 技術情報システム部

〒230 横浜市鶴見区末広町2-4

** 東京理科大学理工学部経営工学科教授

〒278 千葉県野田市山崎2641

第10回エネルギーシステム・経済コンファレンス

(1994年1月27・28日)にて発表

各々で空調・給湯用構成機器やCGSの設置、配管による熱供給の有無の設定を行う。

ここで電力および熱は各地区に設置された需要端スポットで管理されるものとする。

2. 東京都区部における地域冷暖房システムモデル

本モデルでは、例として東京都区部を対象に取り上げた。このような地域では、事務所ビルが立ち並ぶ地区と一般住宅の多い地区とではエネルギー需給の様相は当然ながら異なるものになる。このような地域分割は、詳細なほど望ましいことは言うまでもない。しかし、以下に述べる需要推計に必要な建物床面積データは東京23区別にのみ利用可能であること、23地域でも計算機資源の制約が大きいことのため、本研究では図-1に示すように東京都区部を11の地区に分割した。このため、各地域がやや広域となるため熱需要が平準化され、CGSにとってやや有利な条件となることが留保条件として残ることとなった。

これら11地域はさらに、業務地区、生活地区、混合地区の3パターンに分類される。この分類は文献(5)の昼間人口と夜間人口の比により決定した。ここでは、業務地区を昼間人口と夜間人口の比が1以上の地区、混合地区を0.8から1の地区、生活地区を0.8未満の地区と定義する。

東京都の電力ネットワークは、火力・原子力等の大規模発電からの電力が、いったん東京を囲んだ外輸送電線へ流入し、そこから都心に向かって各地域へ電力が送られる。電力システムの安定性には、送電ネットワ

ークのトポロジーが大きく影響することはよく知られているが、実際の送電ネットワークのすべてをそのままモデル上で再現することは到底不可能である。そこで、本モデルでは主要幹線に着目してこれを図-1の太実線部分で示したように簡略化して扱った。図の矢印は電力の潮流方向を例示したものであり、モデル上は逆方向の潮流も取り扱う。

2.1 エネルギー需要の推定

エネルギー需要は、電力特定・給湯・冷房・暖房の4種類の用途別に扱われる。これらのデータの原単位には、文献(1)で推定された単位床面積(m²)当たりの月別、時間別需要を用いる。ここで、負荷曲線の形状から建物別に事務所ビル型、ホテル型、一般住宅型の3種類に分類した。

各地区の用途別エネルギー需要は、この需要原単位に文献(4)の東京都各区の建物別延べ床面積を乗じたものとして推計される。

2.2 モデルの前提条件

本モデルでは、熱と電力はともに各地区に設置された需要端スポットにより管理、配分されるものとする。ここで需要端スポットとは、豊田³⁾により提案された概念で、「仮想的なものではあるが、地域的な需要家群のエネルギーを効率的に管理するための拠点である」と意味づけられる。

一般に、電力供給には供給端から需要端までの距離的な制約は小さい。他方、熱は温水による配管を通して供給されるため、熱損失等の物理的制約が生じ、その供給範囲は限定される。そこで、本モデルでは熱供給について、各地区で消費される熱需要はその地区内で生産されると仮定した。したがって、各地区に設置した熱の需要端スポットはその地区内の全熱需給を管理する。一方、電力需要端スポットは管轄地域内の全電力需要を賄えるよう、送電ネットワークから供給を受ける。図-1の場合、5箇所の電力需要端スポットが存在し、それぞれが太点線で囲まれた領域の需要を管理する。

2.3 CGSおよび空調・給湯設備の設定

CGSの設置と空調・給湯のための構成機器は、先の地区分類に基づき設定されるとした。

CGSは業務地区と混合地区に設置される。配管による熱供給は、業務地区では全建物に、また混合地区では事務所、ホテル型の建物に限定して行われる。

構成機器に関しては、各地区内でも事務所ビルや一般住宅のような建物が混在し、それらにおいても構成

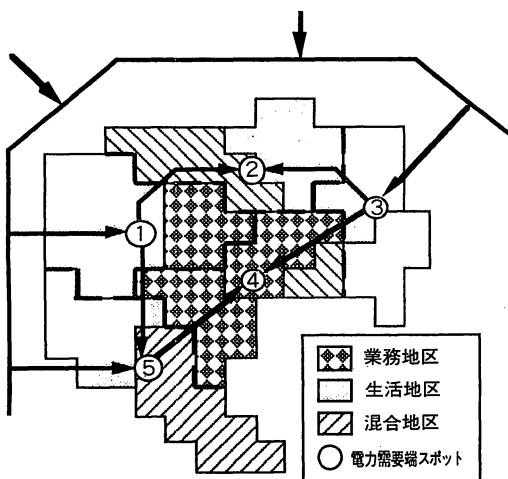


図-1 東京都区部地区分割と送電ネットワーク

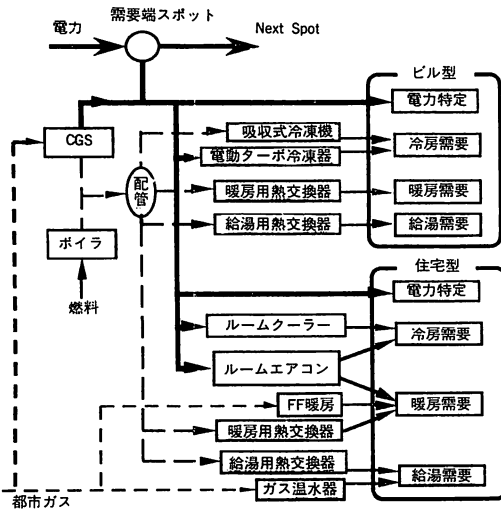


図-2 業務地区のエネルギーフロー

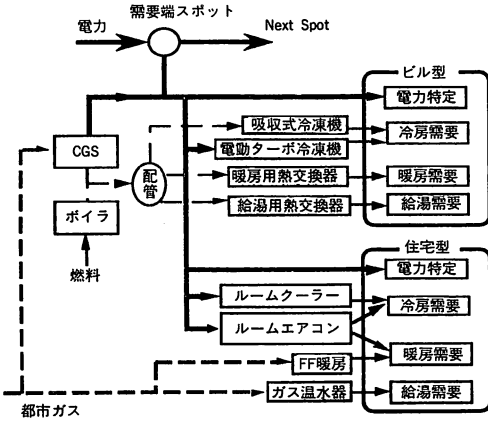


図-3 混合地区のエネルギーフロー

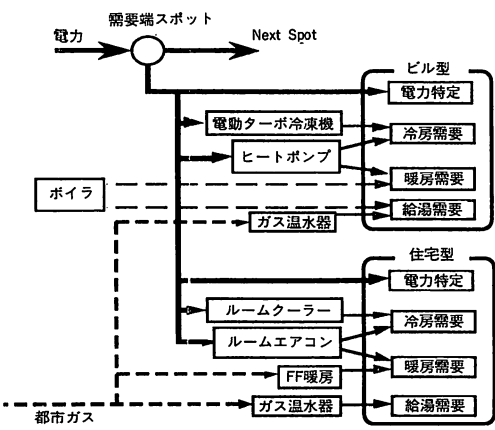


図-4 生活地区のエネルギーフロー

機器が異なるため、各地区、各建物別のエネルギーフローと構成機器を図-2, 3, 4に示すよう設定した。

2.4 モデルの定式化

2.4.1 構成機器別エネルギー需給バランス制約

電力、ガス、都市ガスを給湯や冷暖房の用途に変換するための機器の構成は先の図-2, 3, 4に示したが、これよりエネルギーの需給バランスは次のように定式化できる。

$$\sum \{(\text{機器の成績係数}) \times (\text{入力エネルギー})\} = (\text{用途エネルギー}) \quad (1)$$

2.4.2 地域別電力需給バランス制約

電力の需給バランスは各スポットごとに与えられる。図-5のように電力需要端スポット1を例に用いて、この定式化を述べる。図-1より需要端スポット1には外輸送電線から電力が流入し、スポット2および5へ流出する。また需要端スポット1管轄下のCGSから電力供給が行われる。従ってスポット1で管理される電力

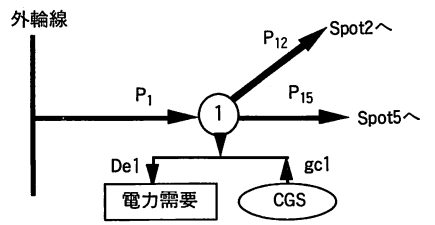


図-5 スポット1における電力需給バランス

需給バランスは次式のように表される。

$$\sum_{m \in \text{Spot } 1} De_{mkt} = P_{1kt} - P_{12kt} - P_{15kt} + \sum_{m \in \text{Spot } 1} gC_{mkt} \quad (2)$$

他の電力需要端スポットについても同様な方法で電力需給バランスが与えられる。

また東京都外輸線外部の大規模発電電力と内部の電力バランスは

$$\sum_s Ge_{skt} - Rev_{kt} = P_{1kt} + P_{3kt} + P_{5kt} \quad (3)$$

となる。ここで、

- k : 季 t : 時間帯
- De_{mkt} : m地区における電力需要
- P_{pkt} : k季 t時間帯外輸線からスポットpへの流入電力
- P_{pqkt} : k季 t時間帯スポットp-q間の電力フロー
- gC_{mkt} : k季 t時間帯m地区のCGS発電電力
- Ge_{skt} : k季 t時間帯大規模発電設備sの発電電力

Rev_{kt} : k季 t 時間帯揚水発電投入電力である。

2.4.3 需要端信頼度制約

発電設備の信頼度を表す指標として、需要端信頼度(Demand Side Reliability: DSR)³⁾を用いる。これは各スポットの需要に対するマージンとして次のように与えられる。

$$DSR_{spot} = \frac{APF_{spot} - D_{Espot}}{D_{Espot}} \quad (4)$$

ここで、APF_{spot}は豊田³⁾によって導入された概念で、需要端スポットにおける着水可能電力と呼ばれる。例えば先の図-1の需要端スポット1における着水可能電力APF_{1kt}は次式で与えられる。

$$APF_{1kt} = BP_{1kt} - BP_{12kt} - BP_{15kt} + \sum_{m \in \text{spot } 1} XC_{mkt} \quad (5)$$

式(3)と同様に外輸線内外電力バランスは

$$\sum_s X_{skt} = BP_{1kt} + BP_{3kt} + BP_{5kt} \quad (6)$$

となる。すなわち、着水可能電力とは、他の需要端スポットの計画運転中に供給可能な最大供給可能電力を表すものであり、発電システムのポテンシャルを表す指標と考えられる。

本モデルでは、供給予備力の制約として、すべてのスポットにおいて需要端信頼度DSR_{spot}がある一定レベル以上を保つような下限制約を設けることとした。ただし、この制約は、電力需要がピークとなる可能性の大きいピーク冷房季と暖房季のピーク時間帯にのみ与えることとした。この下限値を需要端信頼度制約DRC(Demandside Reliability Constraint)と記すと、この制約式は(7)のように表せる。

$$DRC \leq DSR_{spot} \quad (7)$$

ここで

BP_{pit} : 外輸線からスポットpへの流入電力

BP_{pqt} : スポットp-q間の電力フロー

x_{Cmkt} : m地区に設置されたCGS設備容量

X_{skt} : 大規模発電設備sの電力容量

である。

従来、このような供給の信頼度は各設備に一律な供給予備力を与えることで扱われることが多かった。しかし、本モデルではこのようにネットワークの構造を考慮し、電力需給ネットワークの各ノードに対して実際の需給バランス制約と、仮想的な最大供給可能需給

バランスの2通りの制約式を与え、最適な設備規模を求めている点に特徴がある。

2.2.4 電源設備の需給バランス制約式

電源計画における設備と発電の制約式を示す。

- ・時間帯別の運転量の制約

電源設備は、設備容量をこえた発電を行うことはできない。

$$G_{ekt} \leq X_s \quad (8)$$

$$g_{Cmkt} \leq XC_{mkt} \quad (9)$$

- ・運転量と設備量の制約

各発電設備の年間発電量は、与えられた年間利用率の発電量をこえることはできない。

$$\sum_k \sum_t G_{ekt} N_k H_t \leq 8760 f_s X_s \quad (10)$$

CGSについても同様な制約が与えられる。

ここで

N_k : k季の日数

H_t : t時間帯の時間数

f_s : 大規模発電設備sの最大年間利用率

- ・発電設備の運転特性

本モデルでの各発電設備の特徴となる運用形態の制約を以下に示す。

水力発電 年間通して一定出力運転が行われる。

原子力発電 現在、年間一定出力が行われているが、年3ヶ月のメンテナンス期間を利用することにより季間の負荷追従が可能となる²⁾と考えられるので、各季で一定出力運転が行われる。

火力発電、CGS季および日間で需要に対し負荷追従運転が行われる。

揚水発電 電力貯蔵設備として扱われる。夜間の電力が少ない時間帯に貯蔵が行われ、昼間から夕方にかけての需要が多くなる時間帯に放電が行われる。このとき制約としては日間利用率45%の制約を設けた。揚水の電力利用効率を70%と設定した。

2.4.5 熱需給バランス制約式

2.2で述べたように、各地域の熱供給は各区に設けられた熱需要端スポットによって生産され、その地域の熱需要が賅われる。この熱需要は、ボイラとCGSによって生産される。

$$b_{mkt} + g_{Cmkt} CT \geq Dh_{mkt} \quad (11)$$

またボイラ設備は、電源設備と同様な形で時間帯別運転量制約が与えられる。

ここで

b_{mkt} : 地域mのボイラ発熱量

CT : CGSの発電出力kWh当たりの発生熱量

Dh_{mkt} : 地域mの熱需要

である。

2.4.6 その他の制約

その他にも以下のような制約が与えられる。

- ・構成機器設備容量と出力制約
- ・送電設備容量制約

2.4.7 目的関数

目的関数は、エネルギー供給コスト最小化とし次式で表される。

$$\begin{aligned} \text{minimize} \quad & \text{エネルギー供給コスト} = \\ & (\text{発電設備の固定費}) + (\text{発電設備の可変費}) \\ & + (\text{ボイラの固定費}) + (\text{ボイラの可変費}) \\ & + (\text{ガス料金}) + (\text{その他構成機器の固定費}) \quad (12) \end{aligned}$$

ここで、東京都区部では環境規制の関係からボイラ燃料、CGS燃料とも都市ガスを使うものとした。発電設備およびボイラの固定費は、(建設費)×(年経費率)により与えられるが、以上のデータの具体的な数値と説明は3.1で行う。

なお、CGS導入により送電容量が低下し建設費用が低下すると考えられるが、都市部での送電線建設費用は送電容量以外の影響が大きく、ヒアリングによってもモデル計算のための一般的な数値は得られなかったこと、送電線に既存の設備をそのまま使用としても、必要送電容量の低下は送電系統の余裕を増やす好ましいものであると考えられるため、送電コストは今回は最適化から除くこととした。

3. シミュレーション結果

モデルでは1年をピーク冷房季(8月)、冷房季(7, 9月)、暖房季(12~3月)、中間季(その他)の4季で、1日を4時間帯(0~8時, 9~18時, 19~20時, 21~23時)で表している。またここで計算に際しては、一般水力発電と揚水発電の開発は経済性以外の要因が大きいとし、ともに200MWの設備容量を外生的に与えることとした。

3.1 使用データ

シミュレーションに用いた主な数値を以下の表に示す。

実際の都市ガスの価格体系は複雑であり、用途、使用量により開きがある。ここでは、シミュレーションのためヒアリングによりCGSではkWh当たり5円と

表1 発電設備費用の設定

	建設単価 (kW当り)	可変費 (kWh当り)	年経費率
一般水力	64万円	0円	17%
火力(石油)	19万円	7円	17%
原子力	31万円	2円	17%
揚水発電	20万円	0円	17%
CGS	23万円	5円	20%

表2 ボイラ設備費

項目	データ
建設単価(Mcal/h当たり)	3万円
可変費(Mcal当たり)	3.5万円
年経費率	20%

表3 構成温水利用機器の成績係数の設定

用途	機器	成績係数
給湯	熱交換器	0.9
冷房	吸収式冷凍機	0.49
暖房	熱交換器	0.9

表4 構成電力機器の成績係数の設定

用途	機器	成績係数
冷房	電気ターボ冷凍機	3.4
	ヒートポンプ冷暖房機	2.4
	ルームエアコン	2.6
	ルームクーラー	3.0
暖房	ヒートポンプ冷暖房機	2.8
	ルームエアコン	3.0

表5 構成機器の設備費(Mcal当たり)

用途	機器	設備費(千円)
給湯	熱交換器	100
	ガス温水器	100
冷房	吸収式冷凍機	270
	電動ターボ冷凍機	150
	ルームクーラー	700
暖房	熱交換器	100
	FF暖房機	150
冷暖房	ヒートポンプ	690
	ルームエアコン	770

設定した。またボイラ用のガス料金もこれに揃えることとした。CGSの固定費もヒアリングによる数値を用いたが、機器の設備費用はいずれも条件により異なり、確定的なものではないため、感度分析による評価が不可欠である。

表 1 : 発電設備費⁴⁾

表 2 : ボイラ設備費

表 3 : 構成機器の成績係数(温水)

表 4 : 構成機器の成績係数(電力[Mcal/kWh])

表 5 : 構成機器の設備費(Mcal当たり)

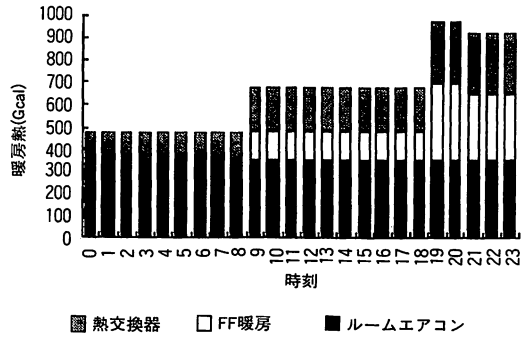


図-9 住宅用暖房機器構成

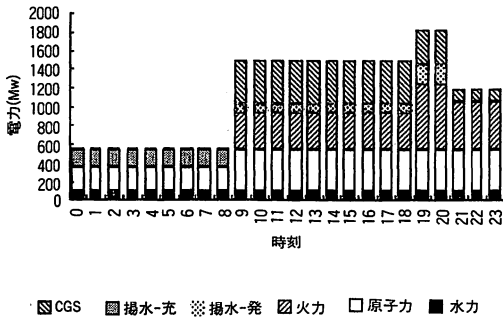


図-6 ピーク冷房季発電構成

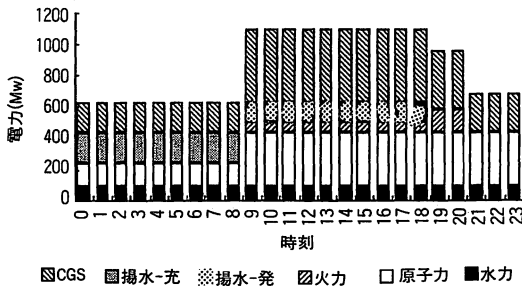


図-7 暖房季発電構成(全体)

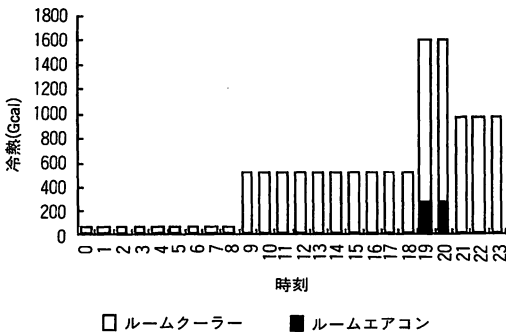


図-8 住宅用冷房機器構成

3.2 発電構成シミュレーション結果

ピーク冷房季、暖房季の発電構成シミュレーション結果を図-6、7に示す。揚水発電揚水用電力は原子力発電から供給される。このように本推計データによると東京都区部では冷房季では夕方に電力のピークが発生し、暖房季には業務時間帯にピークが発生する。これは、図-8、図-9に示すよう住宅用空調機器需要の影響と考えられる。一方、暖房機器に関しては業務地区では熱輸送が行われ、その他の地区でも都市ガスを用いたFF暖房機が導入されることにより暖房に対するピークカットが実現されている。

CGSの運用形態は暖房季を除く期間では夜間は停止しており、朝から夕方にかけてはほぼ一定運転が行われている。このことから、発電構成内におけるCGSはミドル電源として位置づけられることがわかる。

3.3 熱源構成

次にピーク冷房季、暖房季の熱源構成をそれぞれ図-10、11に示す。

ここでピーク冷房季の夕方に熱の余剰とボイラの追い炊きが同時に発生している点に注意が必要である。これは電力需要のピークに対し全CGSが稼動しているものの、業務地区では熱需要がCGSの供給量を上回りボイラによる追い炊きが必要となる一方、混合地区では、CGSの発電量よりも熱需要が下回るため、余剰が発生しているためである。

言うまでもないが、このような非効率性は理論的には広域的な熱供給により回避できるものの、長距離熱輸送の損失と配管の経済性の問題のため、実際には完全に取り除くことは困難である。

前述したようにCGSは電源設備内ではミドル電源として運転される。しかし熱源構成からCGSの運用を見た場合は、CGSはピーク冷房季には電力負荷追従運転が行われ、他の季ではほぼ熱負荷追従型の運転

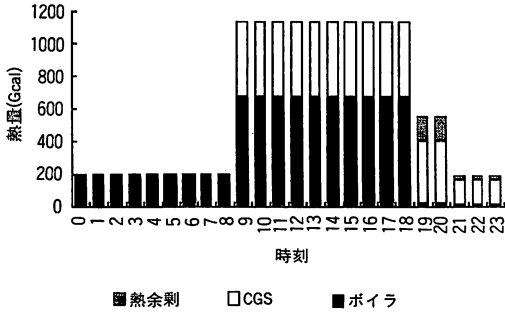


図-10 ピーク冷房季熱源構成 (全体)

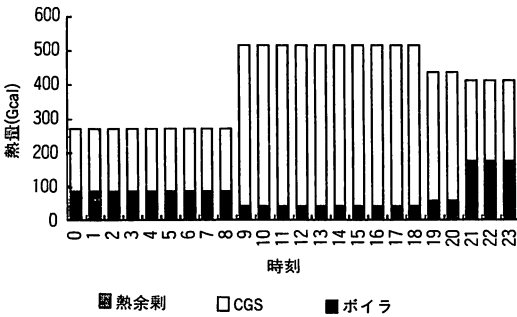
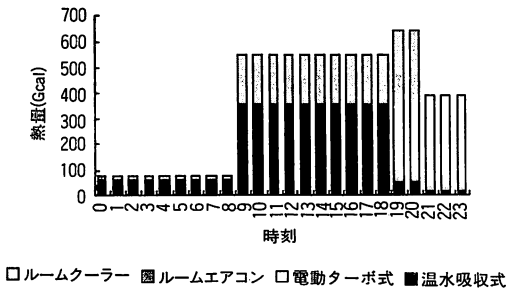


図-11 暖房季熱源構成 (全体)



(導入はルームクーラー, 温水吸収式冷凍機のみ)

図-12 冷房季業務地区の冷房機器構成

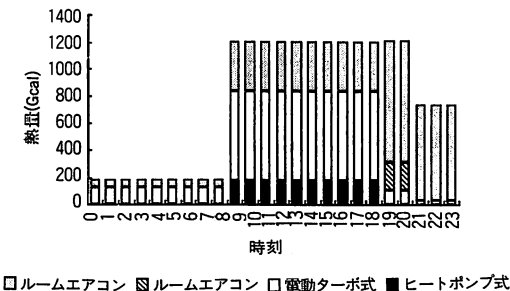
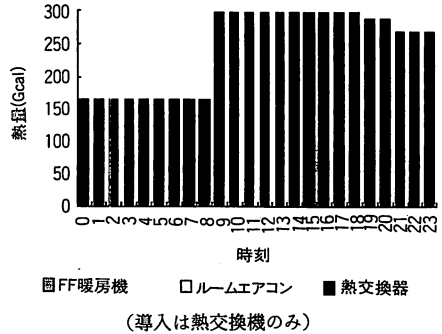


図-13 冷房季生活地区の冷房機器構成



(導入は熱交換機のみ)

図-14 暖房季業務地区の暖房機器構成

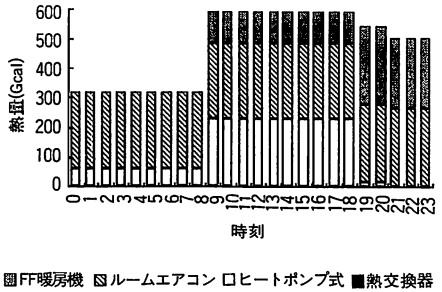


図-15 暖房季生活地区の暖房機器構成

が行われている。

3.4 地域別の空調機器構成

業務、生活地区の冷房機器の構成をそれぞれ図-12、13に、暖房機器の構成を図-14、15に示す。

各地区での構成機器は非常に特徴的であり、業務地区は熱依存型、生活地区は電力依存型となる。混合地区はちょうど中間に位置する結果となった。

業務地区には冷暖房兼用の機器は導入されず、それぞれ独立した構成になっている。特に一般住宅を含む全建物に熱輸送が行われている事から暖房に関してはすべて熱供給によってまかなわれている。これは事務所型需要と住宅型需要のピークが異なるため、両者を統合すれば全体として負荷率が改善され、CGSの経済性が向上するためである。

3.5 電力フローの変化

分散型電源が導入されると、電力潮流のフローは季節間のみならず時間帯によっても変動することが考えられる。本モデルのシミュレーション結果では、スポット4周辺の電力フローが大きく変動することとなった。スポット4の管轄下にはCGS設備全体の約7割が集中しており、時間帯により他のスポットへの電力の流出や流入の負荷変動が顕著に現れる。一方、必要な送電容量は、CGSの導入により低下することが示され

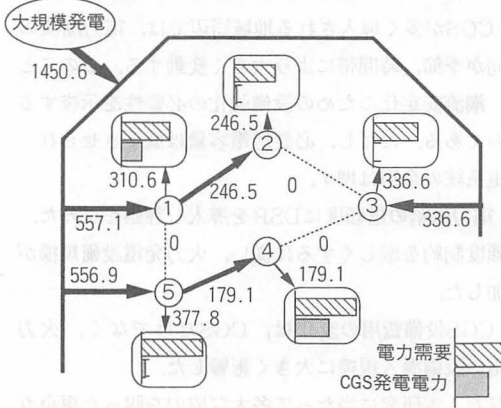


図-16 ピーク冷房季19～20時間帯の電力フロー

た。以上を図-16から図-18に示す。

3.6 CGS固定費の感度分析

コージェネレーションシステムの建設費の変化に対

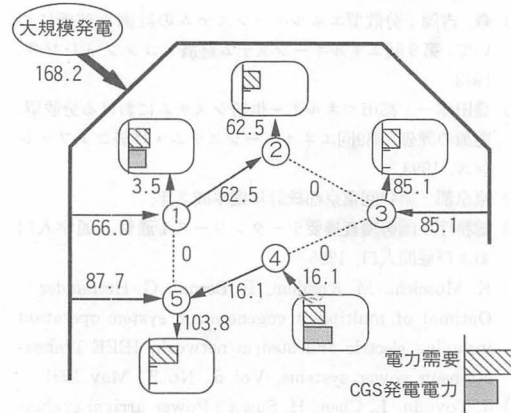


図-17 暖房季0～8時間帯の電力フロー

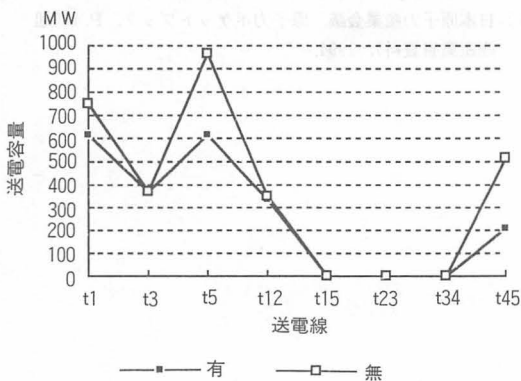


図-18 CGSの有無による必要送電容量の変化 (DRC=1.1の場合)

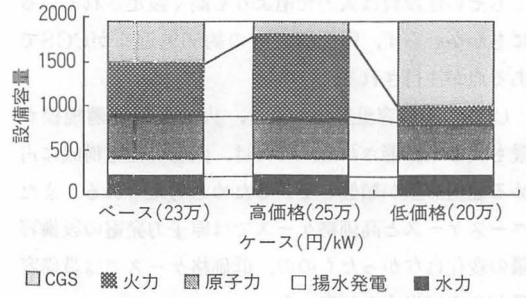


図-19 CGSの設備費変化に対する電源構成変化

して、その導入率がどのように変化するかを考察する。ここで、これまでに用いた建設費単価23万円/KWの場合をベースケース、建設費25万円/KWを高価格ケース、20万円/KWの場合を低価格ケースとし、これらの比較を行う。

ベースケース、高価格ケース、低価格ケースの電源構成の比較を図-19に示す。CGSの建設費によってその導入量が大きく変化すること、低価格ケースにおい

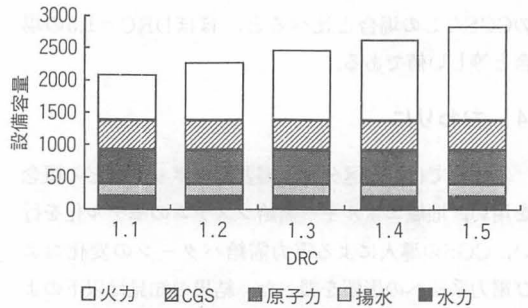


図-20 需要端信頼度制約 (DRC) 変化に対する電源構成変化

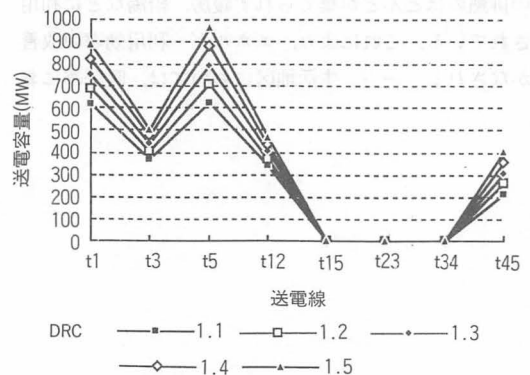


図-21 需要端信頼度制約 (DRC) 変化に対する送電容量変化

てもその建設費は火力発電よりも高く設定されているにもかかわらず、電源構成内の約50%近くがCGSである点が注目される。

CGSの設備容量変化により、火力発電設備規模が最も大きく影響される。これは、両者の発電構成に占める運用形態が類似しているためと考えられる。またベースケースと高価格ケースでは原子力発電の設備容量の変化はなかったものの、低価格ケースでは設備容量がやや減少する傾向にあった。

3.7 DSR制約に対する感度分析

需要端信頼度パラメータ(DRC)の変化による電力設備への影響を解析する。需要端信頼度制約を10%(DRC=1.1)から50%(DRC=1.5)まで変化させた場合の発電設備容量の変化を図-20に、送電容量の変化を図-21に示す。

DSR制約が厳しくなるに伴い、火力発電設備容量が増加する。これは火力発電の建設単価が低いため予備力としての設備容量が増加したためである。

送電容量は、DSR制約が上昇するに伴い、外輸線からの流入部分の送電容量が増加する。これを図-18のCGSなしの場合と比べると、ほぼDRC=1.5の場合と等しい値である。

4. おわりに

本研究では、地区分割、需要端スポットなどの概念を用い、地域エネルギー需給システムのモデル化を行い、CGSの導入による電力需給パターンの変化および電力系統への影響を調べた。結果の知見は以下のようまとめられる。

1. モデルシミュレーションの結果、CGSは業務地区、混合地区とも導入され、地域冷暖房システムとしてその排熱のほとんどが棄てられず暖房、給湯などに利用されている。これにより、エネルギー利用効率の改善がなされる。一方、生活地区においては、暖房季にお

いても構成機器の電力依存度が高くなる結果となった。2. CGSが多く導入される地域周辺では、電力潮流の方向が季節、時間帯により大きく変動する。このことは、潮流安定化のための設備強化の必要性を示唆するものである。ただし、必要送電容量は低下させられ、送電系統の余裕は増す。

3. 電力供給の信頼度にDSRを導入し評価を試みた。信頼度制約を厳しくするに従い、火力発電設備規模が増加した。

4. CGS設備費用の変化は、CGSだけでなく、火力発電の設備導入規模に大きく影響した。

なお、本研究に当たって多大な協力を賜った東京ガス株式会社の岡本氏、宮原氏、高橋氏に心から感謝申し上げます。

参考文献

- 1) 岩田, 森: 電力託送と熱供給を含む分散型エネルギーシステムの分析とモデル化, 電気学会論文誌B, vol.114-B, P. 381/388, 1994.
- 2) 森, 吉岡: 分散型エネルギーシステムの計画と評価について, 第9回エネルギーシステム経済・コンファレンス, 1993.
- 3) 豊田淳一: 都市エネルギー供給システムにおける分散型電源の評価, 第9回エネルギーシステム・経済コンファレンス, 1993.
- 4) 東京都: 第43回東京都統計年鑑平成3年.
- 5) 総務庁: 国勢調査摘要データシリーズ1 通勤, 通学人口および昼間人口, 1985.
- 6) K. Moselehi, M. Khadem, R. Bernal, G. Hernandez: Optimal of multiplant cogeneration system operation including electric and steam network, IEEE Transactions on power systems, Vol. 6, No. 2, May 1991.
- 7) J. Toyoda, L. Chen, H. Suwa: Power arrival evaluation of bulk system including network constraints based on linear programming approach, IEEE Transactions on powersystems, Vol. 4, No. 4, October 1989.
- 8) 日本原子力産業会議, 原子力ポケットブック, P. 13(通商産業省資料), 1994.