

Title	プロセス連関分析によるガスコジェネシシステムのライフサイクルアセスメント
Sub Title	
Author	疋田, 浩一(Hikita, Koichi) 石谷, 久(Ishitani, Hisashi) 松橋, 隆治(Matsuhashi, Ryuji) 吉田, 好邦(Yoshida, Yoshikuni)
Publisher	慶應義塾大学産業研究所
Publication year	1998
Jtitle	KEO discussion paper. G : 『アジア地域における経済および環境の相互依存と環境保全に関する学際的研究』(KEO discussion paper. G : "Inter-disciplinary studies for sustainable development in Asian countries"). No.G-13
JaLC DOI	
Abstract	概要LCAとは、ある製品(あるいはサービス)について、その原材料が地球から採取されてから製造工程を経て消費され廃棄されるまでのすべての過程における環境影響を包括的に定量評価する概念であり、グローバルな視点に立ってエネルギーシステムを定量的に評価するという本研究の目的によく適している。従来のLCAでよく用いられる積み上げ法での波及の問題、産業連関分析での結合生産や完全代替の問題、さらには配分問題等を解消するためプロセス連関モデルを提案した。さらに電力・都市ガス製造供給システムの全プロセスにおける製品の入出力を調査検討し、プロセス連関分析法に基づいて、それぞれの1次エネルギー消費原単位とCO2排出原単位を算定した。この結果を踏まえて、従来の電力・ガス供給システムをガスコジェネレーションシステムにリプレイスする場合についての影響評価を行った。その際、LCAによる評価では目的や状況、それに従う様々な前提条件に応じて結果が大きく変化するので、結果の解釈には注意を要することが示された。
Notes	表紙上部に"日本学術振興会未来開拓学術研究推進事業複合領域「アジア地域の環境保全」"の表示あり
Genre	Technical Report
URL	https://koara.lib.keio.ac.jp/xoonips/modules/xoonips/detail.php?koara_id=AA12113622-00000013-0001

慶應義塾大学学術情報リポジトリ(KOARA)に掲載されているコンテンツの著作権は、それぞれの著作者、学会または出版社/発行者に帰属し、その権利は著作権法によって保護されています。引用にあたっては、著作権法を遵守してご利用ください。

The copyrights of content available on the Keio Associated Repository of Academic resources (KOARA) belong to the respective authors, academic societies, or publishers/issuers, and these rights are protected by the Japanese Copyright Act. When quoting the content, please follow the Japanese copyright act.

プロセス連関分析によるガスコジェネシシステムの
ライフサイクルアセスメント

疋 田 浩 一
石 谷 久
松 橋 隆 治
吉 田 芳 邦
(東京大学)

No.G-13

学振未来 WG2-4

プロセス連関分析によるガスコジェネシシステムの ライフサイクルアセスメント

疋田浩一、石谷久、松橋隆治、吉田好邦（東京大学）

1998年3月

キーワード

ライフサイクルアセスメント、プロセス連関分析、1次エネルギー消費原単位、
CO₂ 排出原単位、電力システム、都市ガスシステム、コジェネレーションシステム

概要

LCAとは、ある製品（あるいはサービス）について、その原材料が地球から採取されてから製造工程を経て消費され廃棄されるまでのすべての過程における環境影響を包括的に定量評価する概念であり、グローバルな視点に立ってエネルギーシステムを定量的に評価するという本研究の目的によく適している。

従来のLCAでよく用いられる積み上げ法での波及の問題、産業連関分析での結合生産や完全代替の問題、さらには配分問題等を解消するためプロセス連関モデルを提案した。さらに電力・都市ガス製造供給システムの全プロセスにおける製品の入出力を調査検討し、プロセス連関分析法に基づいて、それぞれの1次エネルギー消費原単位とCO₂排出原単位を算定した。この結果を踏まえて、従来の電力・ガス供給システムをガスコジェネレーションシステムにリプレースする場合についての影響評価を行った。その際、LCAによる評価では目的や状況、それに従う様々な前提条件に応じて結果が大きく変化するので、結果の解釈には注意を要することが示された。

プロセス連関分析によるガスコジェネシシステムの

ライフサイクルアセスメント*

疋田浩一、石谷久、松橋隆治、吉田好邦[†]

1998年3月

1. はじめに

近年のエネルギー消費の急速な拡大とこれに伴う地球環境問題の顕在化により、これに対応するための長期的なエネルギー資源確保と有効利用、地球環境問題への有効な対応策と実施手法の開発と研究が要請されている。なかでもエネルギー資源の有効利用と環境負荷の逡減を目的とした技術開発が促進されているが、それらを総合的に定量評価し最適化或いは効率化する方策を検討することが必要である。各需要部門でのエネルギー源の選択においては、現実には経済的最適化が達成されているはずであるが、全地球的レベルでの資源利用の有効性や環境負荷を考慮したエネルギー利用の効率性を評価するには経済性以外の指標も必要である。これらを背景として近年 **Life Cycle Assessment** (生涯環境影響評価) が注目を集めている。LCA とは、ある製品 (あるいはサービス) について、その原材料が地球から採取されてから製造工程を経て消費され廃棄されるまでのすべての過程における環境影響を包括的に定量評価する概念であり、地球規模のエネルギー的・環境的負荷を踏まえたグローバルな視点に立って、エネルギー効率を定量的に評価するという本研究の目的によく適している。本研究ではエネルギー利用・変換システムそれ自体の評価とともに、これらに関わる全てのプロセスに要する設備・運用の投入エネルギーも同時に考慮することになる。本研究では、先ず **Bottom Up** の視点から積み上げ法によりデータを整理してエネルギー収支分析のためのデータベースを構築し、さらに電力原単位の二重性等、従来の積み上げ計算での問題を解決するため、**Top Down** の視点からのプロセス連関分析による検討を加え、都市ガスシステムと電力システムの比較分析を行った。この結果を踏まえて、コジェネレーションシステムと、電力・ガス別供給従来システムについての LCA をおこなった。

2. 本研究におけるライフサイクルアセスメント手法

従来から用いられてきた代表的な LCA 手法として、積み上げ法と産業連関分析法がある。積み上げ法は、原理的には簡潔な方法であり、評価すべきシステム内の各プロセスにおける各種の投入、産出および排出物をその種類毎に逐次評価し、文字どおり積み上げて総計し、全体の評価をおこなう。積み上げ法は特定の技術やシステムでその連関の及ぶ範囲が限られているものを取り扱うのに適しているが、一般に一つの製品を製造・消費する上

* なお、この研究をまとめるにあたり、慶応義塾大学産業研究所 吉岡完治氏、東海大学教養学部 菅幹雄氏の幅広い御指導、御助力を賜りました。また、資料提供の面で、東京ガス株式会社の御協力を頂きました。ここに御礼申し上げます。

[†] 東京大学工学部、慶応義塾大学産業研究所未来開拓事業

でも数多くの産業が関係しており、それらの無限の連関（波及）を取り扱うことは（波及追跡に膨大な作業を伴うため）現実的には不可能に近い。これに対してワンステップバックルールなど連関範囲の境界を明確に規則化する試みもなされているが、このような境界設定には定量的な根拠はない。そこで、産業連関表並びに物量表がLCAにおいてしばしば用いられる。産業連関表は、日本全体の製品・プロセスを400余部門に統合し、その間の財とサービスの流れを行列の形式で表したものである。この投入係数行列を用いると、上述した無限の連関（波及）を逆行列演算によって作業効率良く求めることができる。

積み上げ法のもう一つの難点は配分問題である。すなわち、結合生産やリサイクルを通して複数の製品・生産が関与する場合には、各々への資源消費、環境負荷の配分問題が発生する。この問題への対応として、各製品の重量による重量配分やモル数によるモル配分、または、製品の価格による価格配分などが提唱されているが、用いる配分規則により結果が大きく異なる場合がある。この配分の問題点は、産業連関分析法によっても解決されない。原則的にOne activity—One commodityで構成されている産業連関分析においては、結合生産・完全代替を認めていないため副産物はマイナス投入方式による特殊な扱いを受けており、そのままでは配分問題に適切な解を与えることは不可能である。多様なシステムに対応するLCAをおこなうためには、このOne activity—One commodityの原則を崩し、単一のプロセスからの複数の産出物または排出物（ex. CO₂, NO_x, SO_x, 重金属）を明示的に扱えるようにする必要がある。

プロセス連関分析は、単一のプロセスから生じる複数の製品および排出物を評価に含め、積み上げ法における波及追跡の繁雑さと、複数の製品間の資源投入や環境排出の配分問題を解消する方法である¹⁾。以下では、分析すべきシステムの各プロセスの入出力から、システム全体の入出力を算定するプロセス連関分析の基本的方法について述べる。まず、各プロセスに必要な入力、出力の数学的表記について説明する。

投入製品ベクトル

$$Ax = \sum_{j=1}^m \begin{pmatrix} a_{1j} \\ \vdots \\ a_{ij} \\ \vdots \\ a_{nj} \end{pmatrix} \cdot x_j = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{1j} & a_{1m} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{i1} & \cdots a_{ij} & \cdots a_{im} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{nj} & a_{nm} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_j \\ \vdots \\ x_m \end{pmatrix} \quad \cdots(2-1)$$

産出製品ベクトル

$$y = Ex = \sum_{j=1}^m \begin{pmatrix} e_{1j} \\ \vdots \\ e_{ij} \\ \vdots \\ e_{nj} \end{pmatrix} \cdot x_j = \begin{pmatrix} e_{11} & e_{1j} & e_{1m} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ e_{i1} & \cdots e_{ij} & \cdots e_{im} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ e_{n1} & e_{nj} & e_{nm} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ \vdots \\ x_j \\ \vdots \\ x_m \end{pmatrix} \quad \cdots(2-2)$$

$$\text{バランス式} \quad Ex \geq Ax + f \quad \cdots(2-3)$$

x_j : プロセスjの稼動量

a_{ij} : プロセスjを単位量稼動するために必要な製品iの投入原単位

e_{ij} : プロセスjを単位量稼動した際に産出する製品iの産出原単位

f_i : 製品iの最終需要

プロセスの統合および分離の度合は、分析の目的と境界設定にしたがって決定すれば良い。

システム全体の状態、すなわち x を決定するには、現実のシステムに相当する最適化の評価基準、またはロジット関数などのシミュレーション原理が必要である。例えば、現実のシステムが総費用の最小化という原理で決定されている場合、 $cx \rightarrow \min. (\text{or } \max.)$ を目的関数として最適化することにより、解 x が一意に定まる。このときの最適基底を B とすると、

$$x = B^{-1}f \quad \cdots (2-4)$$

$$x_j = B^{-1}_{j1}f_1 + B^{-1}_{j2}f_2 + \cdots + B^{-1}_{ji}f_i + \cdots + B^{-1}_{jn}f_n$$

$$\frac{\partial x_j}{\partial f_i} = B^{-1}_{ji} \quad \cdots (2-5)$$

(2-5)、(2-2)式より、需要部門 i を満たす製品 1 単位当たりの部門 k による資源投入または環境排出は、

$$\frac{\partial y_k}{\partial f_i} = \sum_{j=1}^n \left(E_{kj} \times B^{-1}_{ji} \right) \quad \cdots (2-6)$$

すなわち、システム内部に代替性が存在する場合でも、何らかの評価基準によりシステムの状態が決定されれば、このときの最適基底逆行列を用いて、資源消費、環境排出を各製品に配分することができる。この配分原理を B^{-1} 配分とよぶ。また、あるプロセスから他のプロセス b_1 に代替した場合の改善量については次のように考えられる。新プロセスの導入による、従来システムにおける各プロセスの直接間接移動量は $B^{-1} b_1$ と表せるので、これによる排出の改善量は $-E \cdot B^{-1} b_1$ となる。新プロセスの直接産出量 e_1 とすると、新プロセスを単位当り導入したときのシステム全体の改善量は次式で表される。

$$\Delta y = -E \cdot B^{-1} b + e_1 \quad \cdots (2-7)$$

本研究においては、分析対象である都市ガス及び電力システムの詳細な項目が産業連関表には存在しないため連関表そのものを行列演算には利用せず、基本的にはプロセス連関分析を用いている。各プロセスの入出力 $Inventory$ は積み上げによって作成し、さらにこれらを行列演算の各列として集積し、投入係数行列を作成する。その上で(2-5)式より、直接、間接を含む資源消費および環境排出物を算定する。

プロセス j の単位移動量当り 1 次エネルギー消費量

$$PE_j = \sum_{i=\text{化石燃料}} (B^{-1}_{i,j}) \quad \cdots (2-8)$$

ここで、 j が電力や都市ガスのようなエネルギーを算出するプロセスの場合は、エネルギー収支を求めることが出来る。エネルギー収支とは、システム全体からの当該エネルギープロセスのアウトプットとそのシステムを建設・稼動するのに投入される全 1 次エネルギーの比で示される、ライフサイクル的エネルギー効率を表す指標である。但し、電力の場合は $1\text{kWh}=860\text{kcal}$ で等価換算を行う必要がある。同様に、 CO_2 排出原単位を計算できる。

プロセス j の単位移動量当り CO_2 排出量

$$\text{CO}_2_j = B^{-1}_{\text{CO}_2,j} + GWP_{\text{CH}_4} \times B^{-1}_{\text{CH}_4,j} \quad \cdots (2-9)$$

GWP_{CH_4} :GWP(Global Warming Potential)原単位⁵⁾ = 21

3. エネルギーシステムのLCA データベース

3-1 検討対象プロセス

本研究での検討の対象としたエネルギーシステムの概要を次に示す。●が主なプロセスを表している。尚、この図からも分かる通り、本研究では最終需要以降の設備等の廃棄処理段階は検討外として除外した。

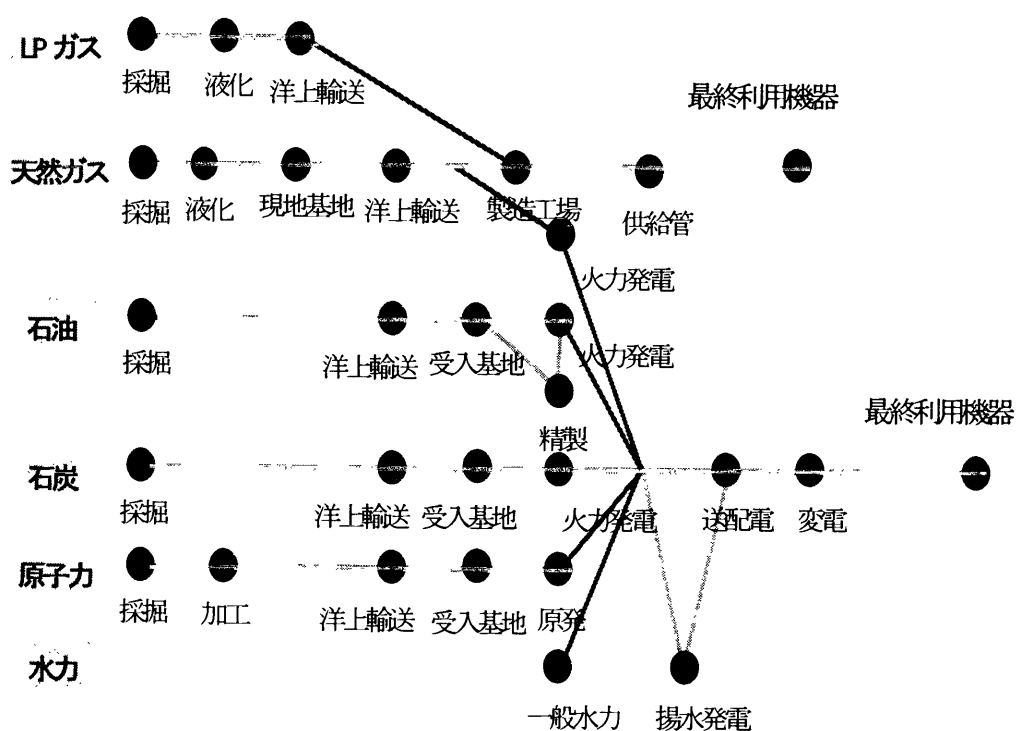


図.3-1 検討したエネルギーシステムの概要

Fig.3-1 Investigated process of energy system

3-2 基礎データ

本分析の前提となる、各種エネルギーに関する基礎データを表3-1,2に示す。

表3-1 日本におけるエネルギー原単位 ²⁾

Tab.3-1 Energy intensities of primary fuels in Japan

石油	10,000 Kcal/kg-oil
石炭	6,200 Kcal/kg-coal
天然ガス	13,000 Kcal/kg-gas

表3-2 CO2 排出原単位 ²⁾

Tab.3-2 CO2 emission rate in Japan

	g-CO2/kcal	g-C/kcal		
石炭	0.379	0.1034	641	g-C/kg
石油	0.294	0.0802	742	g-C/l
天然ガス	0.207	0.0564	553	g-C/Nm ³
L P G	0.251	0.0683		
重油	0.300	0.0818		

設備製造エネルギーとしては、素材自体の製造エネルギーに加えて、素材加工、資材運搬、土木建設、機械製造等に要するエネルギーをも考慮せねばならない。ところが多くの場合、これら各々を高い精度で見積もることは困難であり、かつ結果に重大な影響を及ぼすことは少ない。そこで、各種素材の製造エネルギーを基準として、近似的にこれらの必要エネルギーを見積もる方法がしばしばとられる。ここでは、文献 2 における素材毎の必要エネルギー原単位他を参考に、素材の製造エネルギーを 1.2 倍することで設備製造エネルギーを計上する。

3-3 電力プロセス

LCAでは複数製品、複数入力に対するアロケーション、入力ミックスのデータの取り扱いが常に議論されるが、ガスコジェネにより代替される一般電力の取り扱いも状況により異なるので、そのミックスに対する考え方は注意が必要である。石炭中心の電力は環境負荷が大きく、自然エネルギーや LNG が多ければ比較的負荷は小さいというように、環境影響評価に及ぼす電源構成の影響は非常に大きい。

一般にこの様な状況では平均値（例えば日本の平均電源構成）を用いる場合と、想定されるリプレース対象電力を用いる場合（マージナル原単位）がある。後者はより現実の状況に対応すると見られるが、その地域とその時点の状況に依存するため固定的な数値で評価できるものではなく、前提条件から結果にいたる全体像の正確な判断が不可欠である。本来ならば、ここで先の BI 配分の考え方に従った評価を行う必要があるが、ここではその準備段階としてプロセス連関の枠組みを踏まえながら、一種の感度解析として次の 3 ケースのシナリオを仮定して影響評価を行う 3)。

Case1 :全ての電源（水力・火力・原子力）を考慮した、電力主要 9 社発電電力量の 95 年度平均割合。エネルギー転換部門としての現状（既設）電力システムの平均的評価に用いる。

Case2 :マージナル（限界的）な意味でのリプレース対象電源（石油・LNG）を考慮した、9 社発電電力量の 95 年度平均割合。電力需要がマージナルに変動する場合の評価に用いる。

Case3 :火力発電電源（石油・LNG・石炭）を考慮した、9 社発電電力量の 95 年度平均割合。化石燃料資源利用の有効性を評価する場合に用いる。

通常、各種電源設備は可変費の安いものから順に稼働され、可変費は小さい方から順に一般水力<原子力<石炭火力<LNG 火力<石油火力である。日本の場合、一般水力と石炭火力、出力調整の難しい原子力については年間を通してベースとして稼働し、石油火力と LNG 火力で Case2 のようにマージナルな調整が行われていると考えられる 4)。しかしながら、需要変動に対して原子力や水力で対応すると考えられるような場合は、Case2 の電源構成は全く異なるものとなり、それに従いマージナルな評価値も変化することになる。95 年度における電力主要 9 社の各ケース毎の発電電力構成を図 3-2 に示す。

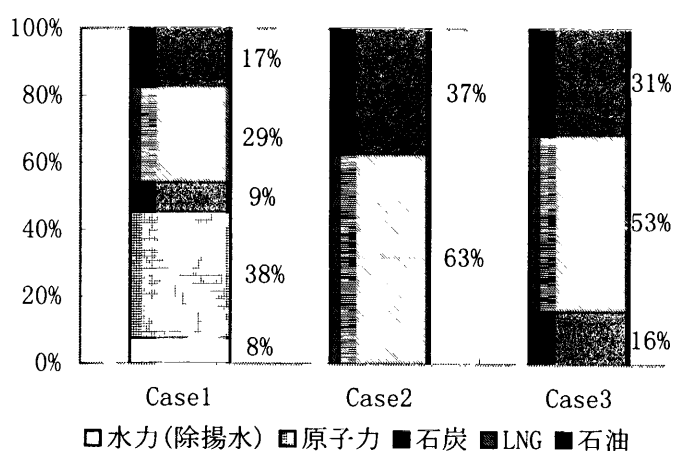


図.3-2 電源別発電電力量の構成比

Fig.3-2 Share of electricity by power source

電力製造・供給システムの全プロセスについて、表3-3に示す前提条件のもとに物質収支を算定する。これをもとに次節において、プロセス連関分析により直接間接の負荷を考慮した1次エネルギー消費量とCO2排出量を計算する。

参考：「数表で見る東京電力 平成8年度 p36」

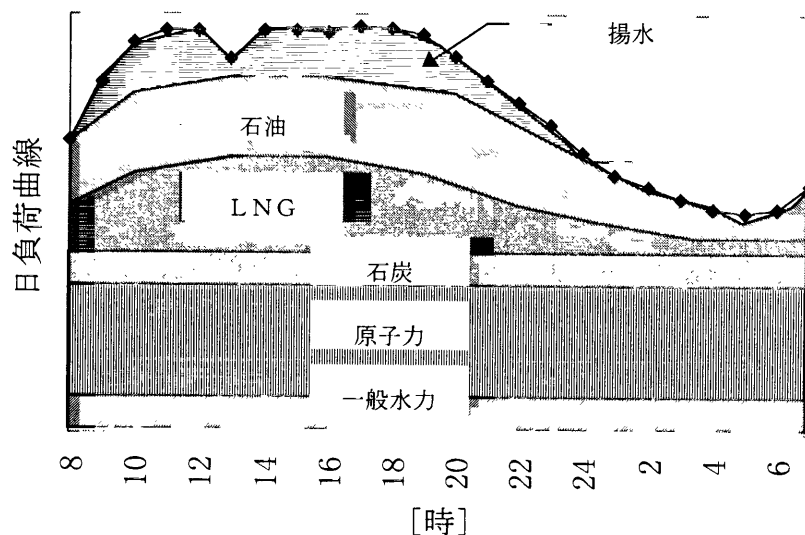


図 3-3 一日の時間帯別発電

原子力

- ・燃料供給の安定性、経済性、環境保全の面で優れていることから、安全の確保を第一にベース供給力の主力として開発を推進。

石炭火力

- ・燃料供給の安定性や経済性に優れており、電源多様化の観点から、環境保全に配慮しつつ、ベース供給力として長期的に開発を推進。

LNG火力

- ・他の化石燃料に比べて環境適合性、運用生に優れていることから、ベース・ミドル供給力を担う需要地近傍の都市型電源として開発を推進。

石油火力

- ・需要変動に柔軟に即応できる運用生と燃料供給のバッファ機能に優れていることから、既設設備の長寿命化などにより、ピーク供給力としてある程度の設備量を確保。

揚水式水力

- ・負荷追従性に優れており、電力貯蔵機能を活用した、運用面での信用性の高い、経済的なピーク供給力として適正量を開発

一般水力

- ・再生可能な純国産の自然エネルギーであり、環境負荷の点でも優れていることから自然環境との調和と経済性の留意しながら開発を推進。

表.3-3 電力システムにおける検討項目

Tab.3-3 Evaluated data of electric power system

PROCESS		検討項目
LNG 火力 ^{*1}	LNG 火力発電所	発電容量 1,000MW、発電効率 39.6%、設備利用率 54.7%、所内率 3.8% ^{*2 2) 3)}
石油 火力	採掘	石油随伴ガスからのフレアーと採掘機器燃料により、原油及び随伴ガスが回収される。ここでは負荷を原油と随伴ガスの回収熱量比で比例配分した。フレアー量の 80% は保安上の目的を考慮して運用エネルギーとし、残り 20% は漏洩による損失とした。 ^{2) 5) 6)}
	洋上輸送	日本全体への石油輸入データから推計した原油タンカーの建設・燃料消費量。 ²⁾
	精製	精製の原料は原油・ナフサを考慮。 ^{*3 7) 8)}
	石油火力発電所	発電容量 1,000MW、発電効率 37.9%、設備利用率 30%、所内率 5.5% ^{*1 2) 3)}
石炭 火力	採掘	国内炭、オーストラリア炭の運用エネルギーデータを輸入シェアで加重平均。 ^{2) 9)}
	洋上輸送	日本全体への石炭輸入データから推計した石炭輸送船の建設・燃料消費量。 ²⁾
	石炭火力発電所	発電容量 1,000MW、発電効率 39.5%、設備利用率 71.6%、所内率 6.8% ^{2) 3)}
原子力	U 採掘・加工・輸送	合衆国のデータを参考に、採掘・精鉱・UF6 生産プラント・濃縮・成形・輸送プロセスの運用・設備エネルギーを推計。 ^{*5 2)}
	原子力発電所	Pressurized-Water Reactor。発電容量 1,000MW、発電効率 33.5%、設備利用率 75%、所内率 3.4% ²⁾
	水力発電所	自流式・貯水池式発電所。出力 10,000kW、稼働率は 45%、所内率 0.25% ^{2) 3)}
	変電設備	送電線のデータを参考に推計 ¹⁰⁾
	揚水発電所	水力発電から推計。充放電効率 60.8% ^{2) 3)}
	送配電設備	東京電力供給区域内の設備データから推計。架空線のみで、耐用年数は設備別に 18～42 年の法定耐用年数を設定して算定する ¹¹⁾ 。送電ロス 5.5%。 ³⁾

*1 天然ガス採掘から国内受入基地までの過程は都市ガスの項目と同様なのでここでは発電についてのみを記す。

*2 燃料受入基地から発電所までの輸送に関してはせいぜい数キロから長くても十数キロと考えられ、全体に対する負担は非常に小さいので、本分析では無視する。

*3 基本的な収支（全製品に対する熱効率 93.5%）は文献 12 を参考にし、水素の供給源であるナフサは文献 13 から補う。

*4 我が国の石油火力の燃料には主に重油と原油が使われており、その他の燃料分を原油分としてまとめると、供給割合は 1995 年度で原油 55.1%、重油 44.9% である³⁾。原油生炊分は受入基地から、重油分は原油精製プロセスを経て供給されるものとする。

*5 ウラン濃縮の加工プロセスでウラン自体の損失があるが、燃料ペレットを製造するために必然的に発生するものであり、またそれ自体にエネルギー的価値はないと考え、本分析では損失とは考えないこととする。廃棄物貯蔵設備については、現状ではプールにストックしており、特別に設備を必要としていない。今後廃棄物が増加して再処理や永久保存等の処置が必要になれば実態にあわせて検討する必要があるが、本分析では信頼に足る情報が不足しているため省略する。

3-4 都市ガス製造プロセス

都市ガス製造・供給システムの全プロセスについて、表3-4に示す前提条件のもとに物質収支を算定する。各種数値は出来る限りガス主要3社の平均値を用いた。ただし、特に液化時の運用エネルギー向け自家消費割合(11%)と採掘ガス中のCO₂含有率(5%wt)については暫定値とした。

表.3-4 都市ガスシステムにおける検討項目

Tab.3-4 Evaluated data of Town-gas system

PROCESS		検討項目
LNG	採掘	ガス田における天然ガスの採掘、重質成分との粗分離および液化精製プラントまでのパイプライン輸送 ¹³⁾ *1
	液化精製	天然ガスの液化（液化設備の運用エネルギーは産出ガスの9.5%）、フラー(0.3%)、ベント(0.6%)、重質成分やCO ₂ (3.6%)との分離、および精製 ²⁾
	生産地貯蔵	LNG国内製造工場のデータから推定。 ^{*1}
	LNG洋上輸送	日本全体へのLNG輸入データ*1から推計したLNGタンカーの建設・燃料消費量。 ^{*2}
LPG ^{*3)}	採掘	輸入LPGの15.7%を占める非随伴ガスは全てガス田起源と考え、天然ガス採掘と同様に扱った。油田起源の随伴ガスは石油採掘と同様とし、シェアで加重平均した。 ^{*1}
	液化	液化のプロセスに関する物質収支的なデータが不備なため近似的に計算。設備は天然ガス液化設備のデータから推定。 ²⁾
	生産地貯蔵	LPG国内受入基地のデータから推定。 ^{*5}
	LPG洋上輸送	日本全体へのLPG輸入データから推計したLPGタンカーの建設・燃料消費量。 ^{*1}
	国内受入基地	新潟輸入基地の実績データから算定。 ^{*5}
国内製造工場		LNGにLPGを添加して熱量を調整（LPGは全体の約3.7%程度*1）。 ^{*6}
配管		東京ガス供給区域の実績値より推定。

*1 ガス主要3社 調査データ

*2 大阪商船データ： 耐用年数 20year

*3 日本LPGガス協会資料によると、平成3年度国内供給量のうち、23%が石油精製及び石油化学工業からの国内製造分で、77%が海外油田及びガス田からの輸入分である。国内生産分は石油精製と同様に扱えるため、ここでは輸入分について記す。

*4 LPGガス協会資料

*5 日本石油ガス新潟輸入基地データ

*6 LNGの気化膨張圧力を利用できるため、僅かなポンプ動力でガスを圧送できる。若干の自然蒸発分については、別途圧縮動力が必要。また、冷熱の利用についてはその約20%が発電・冷蔵などに有効利用されるが、本分析においては自家発電向け以外の冷熱利用は扱わないこととする。

都市ガス製造・供給システムの全プロセスについて、表3-4に示す前提条件のもとに物質収支を算定する。各種数値は出来る限りガス主要3社の平均値を用いた。

3-5 プロセス連関分析によるエネルギーシステムのLCA

第2章の理論に基づいて、前節までの積み上げによるデータをもとに係数行列を作成し、 B^{-1} 行列から電力・都市ガスの直接間接エネルギー投入量及び CO₂ 排出量を算定した。発電電力量の構成比は、3-3 節の各ケースに基づいて電力主要 9 社発電電力量の 1995 年度平均のものを用了。

表.3-5 プロセス連関分析による電力の原単位

Tab.3-5 Energy intensity and CO₂ emission per unitary electricity by process-relational assessment

発電電力構成	Case1	Case2	Case3
電力エネルギー原単位[kcal/kWh]	2,681	2,846	2,816
エネルギー収支	0.321	0.302	0.305
増加割合	9.2%	16.1%	14.7%
電力CO ₂ 排出原単位[g-CO ₂ /kWh]	439	722	781
[g-C/kWh]	120	197	213
増加割合	23.1%	20.4%	19.8%

一般に用いられているエネルギー原単位は 2,450 kcal/kWh²⁾であり、Case1(全電力)で 9.2%、Case2(石油+LNG)で 16.1%、Case3(汽力ベース)で 14.7%増加した。CO₂ 排出原単位は文献 3 より燃料分のみを計算すると Case1(全電力平均)で 97 g-C/kWh、Case2(石油+LNG)で 164 g-C/kWh、Case3(汽力ベース)で 178 g-C/kWh であり、それぞれ 23.1%、20.4%、19.8%増加した。電力主要 9 社発電電力量の 95 年度平均電源構成に基づいて、電力供給システムのエネルギーフローと各プロセス毎の CO₂ 排出量を図 3-4~7 に示す。

図 3-5 において、1 次エネルギー投入量の約 4 割を原子力が占めるが、このエネルギー量はウランの純粋な発熱エネルギーではなく、一般的なエネルギー収支分析の例に基づいて発電出力から蒸気サイクルの効率で割り戻して求めたものである。従って、ここでは原子力の熱エネルギーとしての可能性までを考慮していることになる。

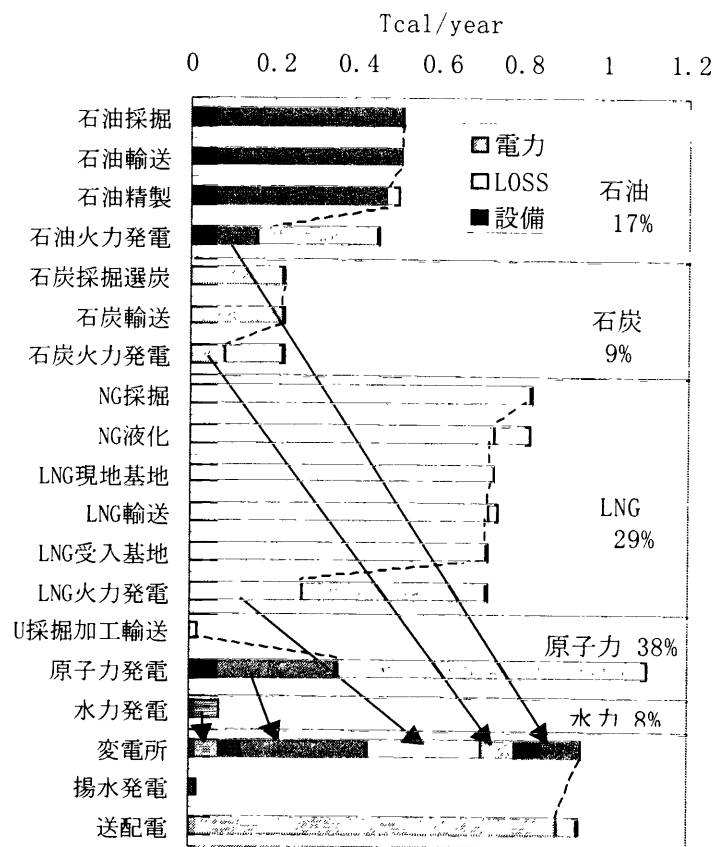


図3-4 電力エネルギーフロー(per 1GWh-電力)

Fig.3-4 Energy flow in electric power system

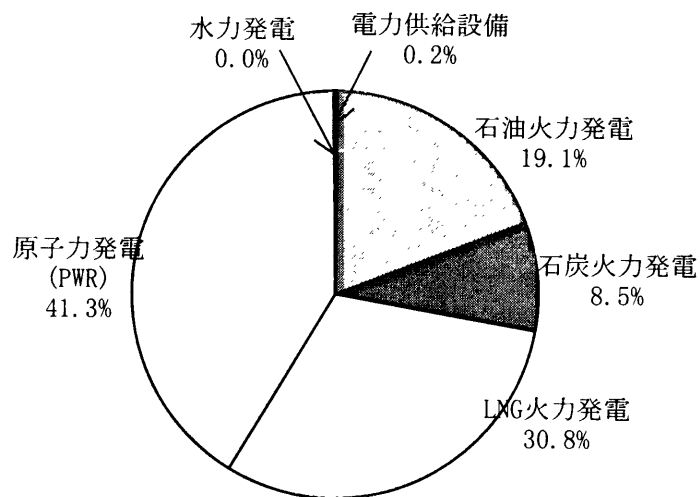


図3-5 電力システム 1次エネルギー消費量内訳

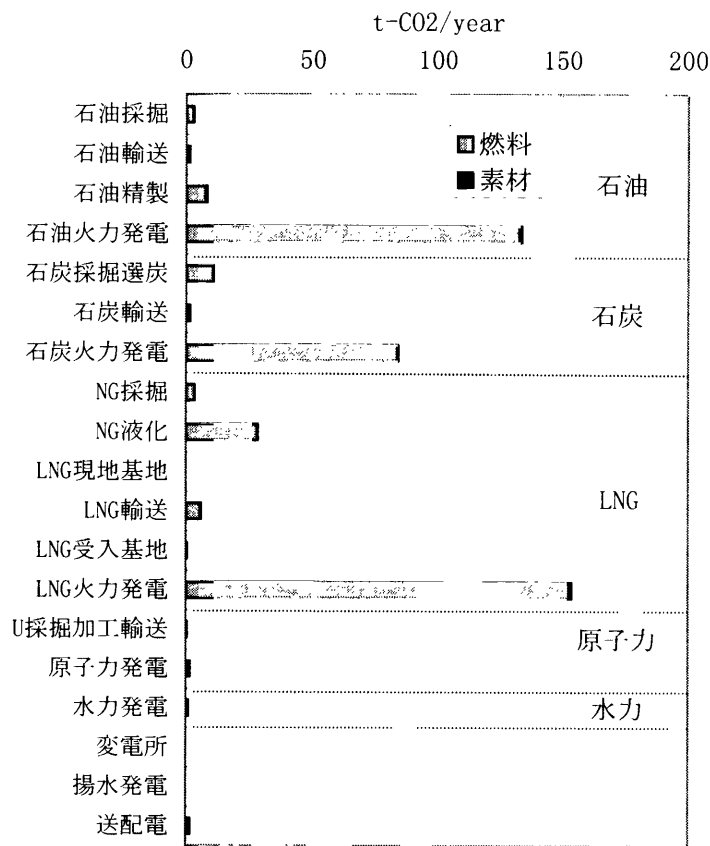


図.3-6 電力 CO2 排出内訳 (per 1GWh-電力)

Fig.3-6 CO2 emission from respective stage in electric power system

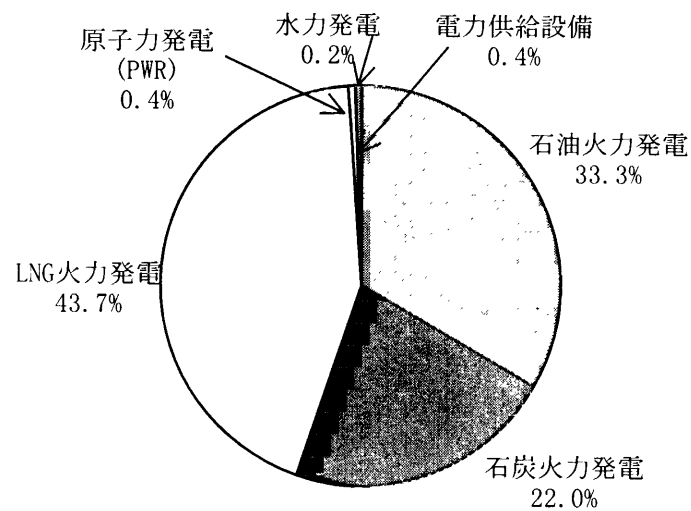


図 3-7 電力システム CO2 排出量 内訳

同様にプロセス連関分析により計算された都市ガスの原単位を表 3-6 に示す。

表.3-6 プロセス連関分析による都市ガスの原単位 (暫定値)

Tab.3-6 Energy intensity and CO2 emission per unitary electricity by process-relational assessment

都市ガスエネルギー原単位 [kcal/kcal]	1.170
エネルギー収支	0.855
都市ガスCO2排出原単位 [g-CO2/Mcal]	269
[g-C/Mcal]	73.3
[g-C/Nm ³]	807
増加割合	25.6%

計算の結果、エネルギー原単位は 17.0%増加した。また、一般に用いられている CO2 排出原単位は 642g-C/Nm³ であり、これに対して 25.6%増加した。都市ガス供給システムについて、エネルギーフローと各プロセス毎の CO2 排出量を図 3-8～11 に示す。

これより、エネルギーロス及び CO2 排出量に関しては液化とタンカー輸送のプロセスの負荷が大きいことがわかる。液化プロセスでは、液化時のエネルギー消費が 9.5%、フレアー0.3%、ベント 0.6%、採掘ガスに含まれる CO2(3.6%)との分離などにより CO2 が発生する。また、輸送プロセスについては約 3 分の 2 が Boil off gas 燃料の燃焼分、残りが燃料重油の燃焼分によるものとなっている。

また、上記電力・都市ガスの分析の際、同時に各種素材のエネルギー原単位及び CO2 排出原単位が算定できる。参考までに、これを表 3-7 に示す。

表 3-7 プロセス連関分析による各種素材のエネルギー原単位及び CO2 原単位

Tab.3-7 Energy intensity and CO2 emission per unitary materials by process-relational assessment

	エネルギー原単位 Gcal/ton	CO2原単位 t-CO2/ton	CO2原単位 t-C/ton
鉄	6.34	2.12	0.577
銅	11.46	2.86	0.780
アルミ	57.92	10.92	2.977
ステンレス	12.68	4.23	1.154
セメント	0.85	0.21	0.057
板ガラス	3.82	1.04	0.284
コンクリート	0.22	0.06	0.017
ゴム	15.01	4.31	1.176
プラスチック	10.32	2.62	0.714
亜鉛	8.50	2.70	0.735
塗料	6.57	1.84	0.502

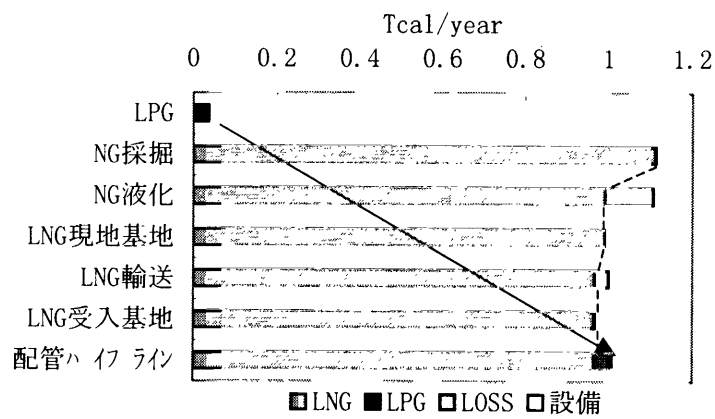


図3-8 都市ガスエネルギーフロー(per 1Tcal-都市ガス)

Fig.3-8 Energy flow in Town gas system

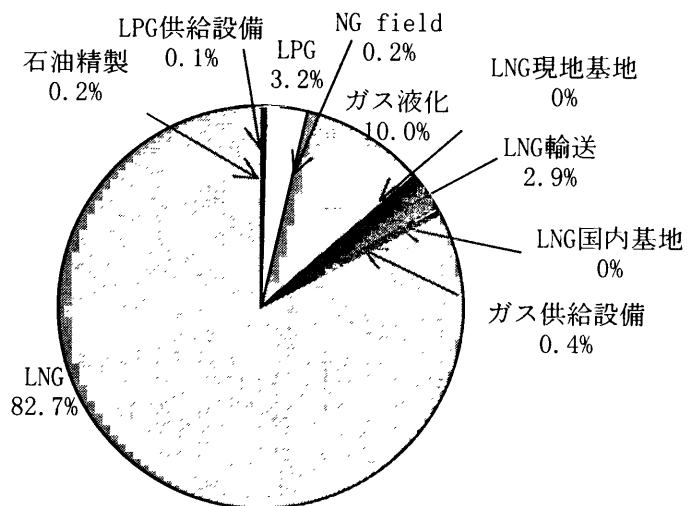


図 3-9 都市ガスシステム 1次エネルギー消費量内訳

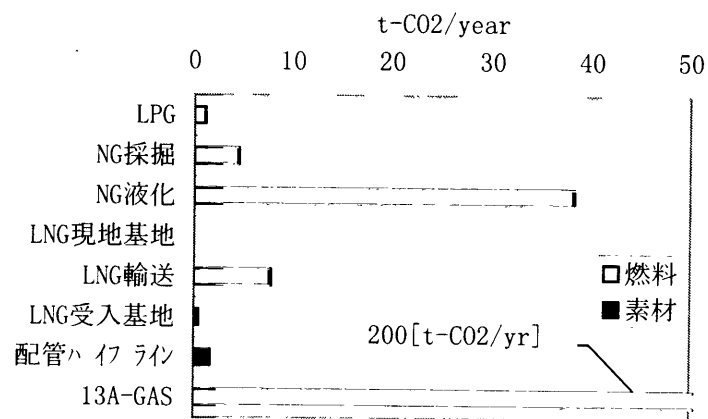


図3-10 都市ガス CO2 排出内訳 (per 1Tcal-都市ガス)

Fig.3-10 CO2 emission from respective stage in Town gas system

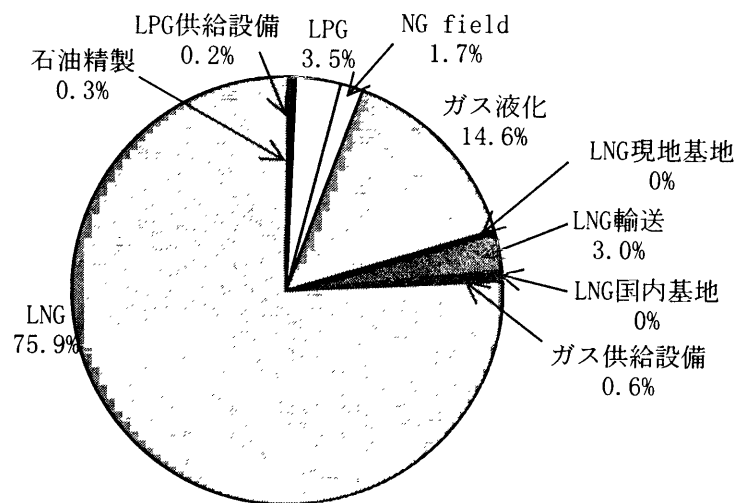


図 3-11 都市ガスシステム CO2 排出量 内訳

4. 都市ガス／電力システムのケーススタディー

4-1 前提条件

前節で算定された環境指標を用いて、従来の都市ガス・電力供給システムからガスエンジンコージェネシステムへのリプレースに対する影響評価を行う。前節で電力、都市ガス及び各種素材の、間接波及を考慮した1次エネルギー消費とCO₂排出の原単位を算定したが、それだけを単純に比較することはできない。そこで、最終消費者の受ける効用が均等になるように需要サイドの条件をシミュレーションにより設定し、そこで必要とされる電力・都市ガス・設備素材量から新たに最終需要ベクトル f を求め、各々のシステムに於ける1次エネルギー消費量とCO₂排出量を評価する。本節でのシミュレーションは、設備条件、稼働条件等含めて文献14の負荷パターンに基づいて行った。

・建物概要：ホテル（延床面積 50,000 m²）

・エネルギー需要量：

1年間1時間毎の「電力・給湯・暖房・冷房」の需要量を設定。年間トータルで電力 10,000MWh、給湯熱 4,000Gcal、暖房 4,000Gcal、冷房 5,000Gcal。

・コージェネレーションシステム（以下 CGS）：

最大負荷時発電効率 31%、排熱回収効率 53%。年間を通じて 24 時間連続運転を行い、電力需要を上回らない程度に規模（760kW）を設定（電主熱従で余剰熱は排出、不足電力は買電）、排熱回収は温水により給湯・暖房・冷房に利用。

表.4-1 比較システム別機器表

Tab.4-1 Equipment's in respective systems

	CGS	従来システム
熱源機	ガスエンジン発電機 380kW×2 温水吸収冷凍機 130RT×2 冷却塔 冷却能力 260RT×1 ガス吸収冷温水機 500RT×2 冷却塔 冷却能力 500RT×2 温水ボイラ 2000Mcal/h×2	ガス吸収冷温水機 620RT×2 冷却塔 冷却能力 620RT×2 温水ボイラ 2500Mcal/h×2
配管	冷温水配管(CGS 導入による増分のみ)150A,SGP 91m	

※架台、基礎、及び双方に共通な2次側設備は考慮しない

シミュレーションの結果得られた、それぞれのシステムでの電力及び都市ガスの消費量を表 4-2,3 に示す。

表.4-2 CGS における年間エネルギー消費量

Tab.4-2 Annual energy consumption in CGS

CGS燃料	1,803 千m ³			
発電電力	6,514 MWh	発電効率	28.25%	
熱回収	9,497 Gcal	熱回収効率	47.88%	
回収熱用途 [Gcal]	給湯	暖房	冷房	余剰
コジェネ回収熱	3,988	2,315	2,396	798
コジェネ出力	3,988	2,315	1,677	
買電電力 [MWh]	昼間	夜間	小計	補助動力
	3,468	448	3,916	-430
熱補助機器 [Gcal]	給湯	暖房	冷房	小計
補助機器燃料	15	2,107	3,323	5,445
補助機器出力	12	1,685	3,323	
都市ガス需要	CGS	補助機器	計	
[千m ³]	1,803	495	2,298	
商用電力需要	昼間	夜間	計	
[MWh]	3,468	448	3,916	

*CGS の発電効率は、稼働率を繰り込んだ年間の運転シミュレーションから算出された実質的な発電効率である。

表.4-3 従来システムにおける年間エネルギー消費量

Tab.4-3 Annual energy consumption in conventional system

買電電力 [MWh]	昼間	夜間	小計	
	7,119	2,881	10,000	
熱補助機器 [Gcal]	給湯	暖房	冷房	小計
補助機器燃料	5,000	5,000	5,000	15,000
補助機器出力	4,000	4,000	5,000	
都市ガス需要	CGS	補助機器	計	
[千m ³]	-	1,364	1,364	
商用電力需要	昼間	夜間	計	
[MWh]	7,119	2,881	10,000	

4-2 エネルギー投入量比較結果

3章で得られた電力と都市ガスの原単位（表 3-5,6）を用いて、CGS と従来システムのそれぞれで1年間に消費される1次エネルギー量を算定した（図 4-1）。

この結果、Case1 即ち既設の平均的エネルギー-供給システムとして比較する場合、従来システムに対して CGS では約 10% 1次エネルギー消費が少なく、Case2 即ちマージナルな CGS へのリブレースを考える場合では約 11%削減されると計算された。ただし前節でも述べた通り、Case 1 では原子力発電の1次エネルギー消費量を蒸気サイクルの熱効率で割り戻して計上している。従って、化石燃料の消費量だけを比較する場合には、買電電力相当の負荷の約 4 割が原子力・水力で供給されているため評価値から消えると考えられ、従来システムの方が化石エネルギー消費量は少なくなる。一方、Case2 つまり CGS の新規導入を考える場合は、化石燃料消費に関しても有効といえる。

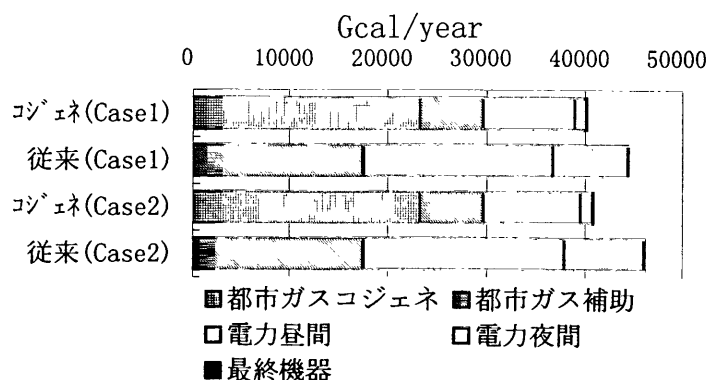


図4-1 1次エネルギー消費量比較
Fig.4-1 Primary energy consumption by each system

4-3 CO2 排出量比較結果

前節と同様に、1年間で排出されるCO₂の量を算定した。(図4-2)この結果、Case1即ち平均的エネルギー供給システムによる比較の場合では、買電電力消費量の多い従来システムの方がCO₂排出量の少ない原子力・水力の寄与が増えるため、CGSが従来システムより若干多い結果となった。しかしながら、その差は微差であるから発電機効率の改善、稼働率の向上によって逆転すると考えられる。そこで、ガスエンジン効率をパラメータとして感度分析を行った(図4-3)。CGS発電機の発電効率が2.8%向上すれば、Break Evenになる。このときの発電効率(Break Even Efficiency)は29%であり、CGS発電機の最大負荷時発電効率が31%であることを考えれば、運転パターンを適正化することで容易に達成できる数値であろう。このように既設のエネルギーシステムを前提にする場合には、CGSの運転条件等に従い微妙な結果となるため注意が必要である。

一方、Case2即ちCGSへのマージナルなリプレース或いは新規導入を考える場合では、CO₂排出量は15%削減できると計算された。

ここで検討したホテルとは、需要の熱/電比が比較的大きな事例である。一般にCGSは十分な電力を賄えるように電主熱従で設備を導入すれば排熱を十分に活用できず捨てることになり、逆に排熱を余らせないように熱主電従で導入すれば、電力需要をカバーしきれなくなる。需要側の熱/電比でその優劣が異なるので状況に応じた分析が必要である。また、技術変化による影響も考慮する必要がある。その場合、発電効率の向上によりCGS出力の熱/電比を下げ、排熱を有効に利用できるようなインフラを整えるといった需要側の構造転換を検討することが必要になるであろう。

さらに現状の技術、特定条件に限定しても、その評価結果は電力の構成の仮定により大きく変化する可能性があることが示された。前述のようにこれは地域、時間により著しく異なるものであって、その優劣を比較するような場合には、その実情を正確に把握しておくことが不可欠である。ここで得られた結果は様々なケースにおける可能性を定量的に示したものであって、小規模のリプレースでは火力平均、極めて大規模になる場合には日本の平均値がおよその限界を示しており、そのなかで状況に応じて変化することを示している。

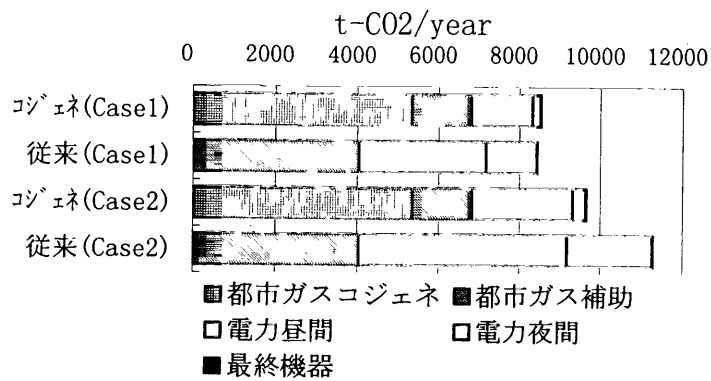


図.4-2 CO2 排出量比較

Fig.4-2 CO2 emission from each system

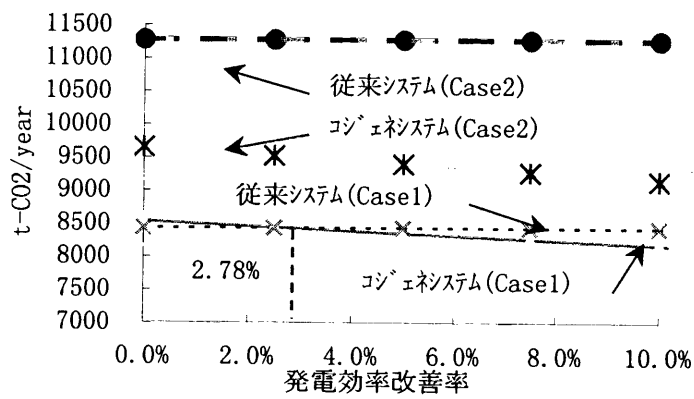


図.4-3 コジェネ発電効率の改善による CO2 排出量の変化

Fig.4-3 Variation of CO2 emission by efficiency improvement of CGS generator

5. おわりに

本研究は、都市ガス及び電力システムのLCAを行い、エネルギー効率及び環境影響を調査したものである。

1. エネルギーシステムのデータを積み上げによって整理し、データベースを整備した。検討範囲はエネルギーの採掘から最終需要まで、廃棄物としては温暖化ガスを考慮した。
2. プロセス連関分析によって直接間接の投入を考慮した都市ガス、電力及び各種素材のエネルギー原単位、エネルギー収支、CO₂ 排出原単位を算定した。電力のエネルギー原単位は全電力平均で 9.2%、火力ベースで 16.1%、CO₂ 排出原単位は全電力平均で 23.1%、火力ベースで 20.4%増加、都市ガスシステムではそれぞれ 17.0%、25.6%増加した。都市ガスでは液化の負担が大きく影響していることが分かった。
3. ホテルにおけるコージェネシステム（CGS）と従来の都市ガスー電力システムに関するケーススタディーを行った。既設の平均的システムとして比較を行うと、1 次エネルギー消費量は CGS が従来システムに対して 10%少なく、CO₂ 排出量については微妙な運転条件等に応じて評価結果が影響を受ける可能性があることが示された。一方、CGS のマージナルな導入を考える場合は、1 次エネルギー消費量は 11%、CO₂ 排出量は 15%の削減が期待できる。このように、LCA による評価では目的や状況、それに従う様々な前提条件に応じて結果が大きく変化するので、結果の解釈には注意を要することが示された。

今後の課題は、

1. 廃棄物処理プロセス等を含めた、分析データの更なる詳細な調査が必要である。
2. コージェネのような結合生産プロセスに対して、本研究ではシミュレーションによるケーススタディーで評価を行ったが、より一般的なシステムに対応するため BI 配分モデルに基づく環境影響評価を行う必要がある。
3. 熱／電比が異なる需要地における CGS の影響評価を行わなければならない。

文 献

- 1) 吉岡理文、石谷久、松橋隆治「線形計画法を利用したライフサイクルアセスメント手法の研究」、シミュレーション、15、72-78、1996
- 2) 電力中央研究所「発電プラントのエネルギー収支分析」、1991/11
- 3) 資源エネルギー庁「電力需給の概要」平成8年度
- 4) 東京電力「数表で見る東京電力」平成8年度, p36
- 5) 電力中央研究所「温室効果からみた化石燃料の比較」,平成2年8月
- 6) V.J.Simpson & C.Anastasi,"Future emission of CH₄ from the natural gas and coal industries", ENREGY POLICY P828,1993/8
- 7) 科学技術省資源調査所「ライフサイクルエネルギーに関する調査研究」、昭和54年4月24日
- 8) 古沢貴和「石油精製」/省エネルギー,特集・各産業界の省エネルギー展望,P46-50
- 9) Coal bed Methane: "Environmental Protection at a Profit", D.W.Kruger,The 1991 Coaled Methane Symposium, p202, Table3
- 10) 資源エネルギー庁「電源開発の概要」平成8年度
- 11) 東京電力パンフレット「電力設備」平成5年度 p2
- 12) IPCC: RADIATIVE FORCING OF CLIMATE CHANGE - The 1994 Report of the Scientific Assessment Working Group of IPCC, 1994,p28,Table5
- 13) 社団法人資源協会「生活資源のライフサイクルエネルギーに関する調査」,平成6年3月
- 14) 社団法人空気調和・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計画・設計と評価」