

JAERI-Research

99-046



JP9950521



我が国の長期エネルギーシステムのモデル化

1999年7月

後藤純孝・佐藤 治・田所啓弘

日本原子力研究所
Japan Atomic Energy Research Institute

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の問い合わせは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村）あて、お申し越し下さい。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費領布を行っております。

This report is issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Research Information Division, Department of Intellectual Resources, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-1195, Japan.

© Japan Atomic Energy Research Institute, 1999

編集兼発行 日本原子力研究所

我が国の長期エネルギーシステムのモデル化

日本原子力研究所東海研究所エネルギーシステム研究部
後藤 純孝・佐藤 治・田所 啓弘

(1999年7月1日受理)

二酸化炭素の将来的な排出削減ポテンシャルを分析するために、MARKALモデルの枠組みを利用して我が国の長期エネルギーシステムのモデル化を行うとともに、エネルギー技術特性のデータベースを作成した。まず、2050年までに利用可能な主要なエネルギー源とエネルギー技術を組み込んだ基準エネルギーシステムを構築した。このシステムは、25種類の一次エネルギー源、33種類の発電・熱供給技術、97種類のエネルギー変換・貯蔵・送配技術、及び170種類の最終消費技術等で構成されている。次に、システムに含まれる個別エネルギー技術の特性に関するデータベースを作成した。特性データはエネルギーキャリアの入出力量、効率、設備利用率、耐用年数、建設費、運転維持費、CO₂排出係数、その他である。システムには多数のエネルギー技術が含まれるため、本報告書では供給サイドのモデル化に焦点を当てるとともに、最終消費技術を除くエネルギー技術のデータベースを収録した。

Modeling of Long-Term Energy System of Japan

Yoshitaka GOTOH, Osamu SATO and Yoshihiro TADOKORO

Department of Nuclear Energy System
Tokai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received July 1, 1999)

In order to analyze the future potential of reducing carbon dioxide emissions, the long-term energy system of Japan was modeled following the framework of the MARKAL model, and the database of energy technology characteristics was developed. First, a reference energy system was built by incorporating all important energy sources and technologies that will be available until the year 2050. This system consists of 25 primary energy sources, 33 technologies for electric power generation and/or low temperature heat production, 97 technologies for energy transformation, storage, and distribution, and 170 end-use technologies. Second, the database was developed for the characteristics of individual technologies in the system. The characteristic data consists of input and output of energy carriers, efficiency, availability, lifetime, investment cost, operation and maintenance cost, CO₂ emission coefficient, and others. Since a large number of technologies are included in the system, this report focuses modeling of a supply side, and involves the database of energy technologies other than for end-use purposes.

Keywords : Modeling, Energy System, Japan, Carbon Dioxide, MARKAL Model, Energy Technologies, Characteristic Data

目 次

1. はじめに	1
2. システムのモデル化	3
2.1 エネルギーシステム	3
2.2 MARKALモデルの概要	4
2.3 日本の長期システムのモデル化	7
2.3.1 全体構成	7
2.3.2 エネルギー源	8
2.3.3 発電及び熱供給技術	9
2.3.4 プロセス技術	11
3. エネルギー技術特性データベース	26
3.1 特性データ項目	26
3.2 技術特性データ	27
3.2.1 発電及び熱供給技術	27
3.2.2 プロセス技術	28
4. おわりに	33
謝 辞	33
参考文献	34
付録A 発電・熱供給技術データベース	36
付録B プロセス技術データベース	70

Contents

1. Introduction	1
2. Modeling of Energy System	3
2.1 Energy System	3
2.2 Outline of MARKAL Model	4
2.3 Modeling of Japan's Long-Term Energy System	7
2.3.1 Structure of Entire System	7
2.3.2 Energy Sources	8
2.3.3 Conversion Technologies	9
2.3.4 Processes Technologies	11
3. Database of Energy Technology Characteristics	26
3.1 Items of Characteristic Data	26
3.2 Technology Characteristic Data	27
3.2.1 Conversion Technologies	27
3.2.2 Processes Technologies	28
4. Concluding Remarks	33
Acknowledgement	33
References	34
Appendix A Database of Conversion Technologies	36
Appendix B Database of Processes	70

1. はじめに

「気候変動に関する政府間パネル (IPCC)」は、気候変動問題に関するこれまでの科学的知見を検討評価し、二酸化炭素を中心とした温室効果ガス的人為的排出が地球の放射平衡を変化させ、深刻な気候変動を引き起こす可能性があること、またそうした兆候がすでに現れ始めていることなどを指摘した。この IPCC の評価結果を受けて、気候変動問題への対応を目的とした「気候変動に関する国連枠組み条約 (UNFCCC)」が締結され、1997年12月に京都で開催された第3回締約国会議 (温暖化防止京都会議) では、2010年を目途とする先進諸国の排出削減目標などを規定した議定書が採択されるに至った。

さらに、1998年11月にはアルゼンチンのブエノスアイレスで第4回締約国会議が開催され、京都議定書に盛り込まれた柔軟性措置 (排出権取引、共同実施、及びクリーン開発メカニズム) の制度設計、発展途上諸国の参加問題、条約上の課題の検討などが行われた。その結果、「ブエノスアイレス行動計画」が作成され、最大の焦点であった柔軟性措置に関して第6回締約国会議での最終決定を目指した作業計画が決められた他、資金メカニズム、技術移転等についても具体的作業計画が合意された。

気候変動問題は、工業文明の基盤である化石燃料の大量消費に起因するものであり、これまでの局地的又は地域的な環境問題と比べてきわめて対応の困難な問題である。特に、超長期にわたって対策を行う必要があること、エネルギー利用の抜本的な見直しが必要とされていることなどが際だった特徴である。したがって、京都議定書の採択はこの問題への取り組みのまさに第一歩であり、今後さらに長期を展望した温室効果ガス排出削減戦略を構築するとともに、それを着実に実施していくことが必要とされている。こうした観点から、二酸化炭素の長期的な排出削減に向けての合理的戦略の構築を目指した検討が世界的に行われている。

経済協力開発機構 (OECD)・国際エネルギー機関 (IEA) でも、10年ほど前から二酸化炭素の排出削減方策を検討するためのエネルギーシステム解析研究が行われてきている。この研究は、もともと石油代替エネルギーの研究開発及び実証戦略の検討を目的として1976年に開始されたものであり、1980年11月からは「エネルギー技術システム解析プログラム (Energy Technology Systems Analysis Programme、略称 ETSAP)」として実施協定に基づく国際協力研究へと発展した。

ETSAP では、約3年ごとに更新される附属書で具体的研究内容が規定され、共通分析手法 MARKAL モデルの開発と応用研究が行われてきた。1986年からは、エネルギー環境問題に焦点を当てた研究が進められ、附属書IV以降では、二酸化炭素排出削減戦略の検討を中心課題としている。1996年から開始された附属書VI研究では、UNFCCC の下での排出削減方式等に関する検討を技術的に支援することを目的として、二酸化炭素の排出削減ポテンシャルと費用に関する分析を参加各国が実施した。

我が国では、附属書IIIまでは通産省と科学技術庁が所管となって、電子技術総合研究所と原研が研究を行っていたが、附属書IV以降は科学技術庁の所管の下で原研のみが参加することとなった。そこで、附属書IV研究においては、電子技術総合研究所がそれまで分担していた需要部門の技術データベースの大幅な見直しを行い、独自のデータベースを整備

した。さらに、附属書VIにおいては変換部門のモデル化と技術特性に関しても見直しを行い、上記の二酸化炭素削減ポテンシャルに関する国別分析に参加した。

その後、原研ではこの分析のために整備したデータベースを活用し、さらに前提条件の見直し、分析期間の2050年までの拡張、二酸化炭素の回収・投棄等の技術オプションの追加を行って、我が国の長期的な二酸化炭素排出削減戦略に関する分析を実施した。この分析においては、想定した将来エネルギー需要を満足し得るエネルギー供給シナリオを幾つか描き、原子力利用の有無、天然ガス輸入可能規模などの前提条件の相違に基づく二酸化炭素排出量の変動を検討した。

これらの分析に使用した MARKAL モデルは、あらゆる国、地域、部門のエネルギーシステムを対象とし得る最適化分析モデルである。より正確に言えば、MARKAL モデルは特定のエネルギーシステムのモデルを構築するための基本的な枠組みを提供するものであり、利用者が分析の対象と目的に応じてモデルの構成要素を与えることによって、始めて具体的なエネルギーシステムのモデルが作成される。したがって、分析の第一段階として、MARKAL モデルの枠組みに従い、分析の目的に応じて分析対象とするエネルギーシステムのモデル化を行うことが必要である。

本報告は、上記の二酸化炭素排出削減戦略に関する分析の第一段階として実施した、我が国の長期エネルギーシステムのモデル化、及びシステムに含まれるエネルギー変換技術の特性データベースの作成に関してまとめたものである。なお、分析の前提条件と結果に関しては、別途原研の公開レポート¹⁾にまとめた。

2. システムのモデル化

2.1 エネルギーシステム

エネルギーの供給から最終消費に至るシステムを一般にエネルギーシステムと呼んでいる。一国レベルでみると、輸入又は国内で生産されたエネルギーが加工されて、最終消費者の希望するエネルギー製品が製造される。最終消費者はこのエネルギー製品を使用し、所定のエネルギー消費機器を介して必要なエネルギーサービスを得る。このように、最終消費者がエネルギーサービスを得るために必要なエネルギーの生産、加工、流通システムがエネルギーシステムである。

しかし、エネルギーシステムという概念は、感覚的には馴染みにくいものである。そもそもエネルギー自体が抽象的な概念であり、例えば暖房用に灯油を使うときにエネルギーを消費しているという実感には乏しい。また、現実の経済取引においてはエネルギーという商品はなく、石油、石炭、電力などエネルギーを利用する仲立ちになるもの（エネルギーキャリアと呼ぶ）がそれぞれ別個の商品として取り引きされている。したがって、実際には石油システム、石炭システム、電力システムなどが存在するだけであり、エネルギーシステムと呼ぶべき実体は存在しないとの見方もある。

短期的な視点から言えば、この見方は現実に即している。エネルギーキャリアの価格は、必ずしもその物理的なエネルギー価値（燃料であれば燃焼時の発熱量）を反映しているわけではない。例えば、原油の価格は等発熱量の石炭に比べてかなり高い。だが、石油の需要家はさまざまな要因から、廉価な石炭ではなく石油を購入する。つまり、物理的なエネルギーではなく、石油という商品を購入していることも確かである。

しかし、エネルギー需給の長期的な構造変化をみると、商品としてはまったく異なるエネルギーキャリアの間に、物理的なエネルギー価値に基づく相互の代替性を十分確認することができる。特に、発電用のエネルギーにおいてこれは顕著である。したがって、現実とはやや距離のある抽象的な概念ではあるが、エネルギー需給の長期分析のためには、エネルギーシステムという概念を使用し、石油、石炭、電力などの各システムをそのエネルギー価値を基盤として統合的に取り扱うのが合理的である。

現実のエネルギーシステムは国ごとに大きな違いがある。また、同じ国においても、長い時間の間には大きな変化を遂げる。このようなエネルギーシステムの時間的变化は、当然のことながら経済の発展過程に密接に関係している。また、他の要因として、エネルギー資源の価格と供給量、変換・利用技術の進歩、所得とライフスタイルの変化などもエネルギーシステムに影響を及ぼしている。しかし、このような国ごとの違い、時間的变化にもかかわらずエネルギーシステムは、共通した構造的特徴を持っており、汎用のエネルギーシステム分析モデルの構築を可能にしている。

通常、エネルギーシステムは生産、変換、消費のサブシステムに大別される。生産には、国内における化石燃料資源の採掘、原子力、自然エネルギーなどの非化石エネルギー源によるエネルギー（主として電力）生産、及び国外からの輸入が含まれる。変換は、一次エネルギーを加工して最終消費に適した二次エネルギーを製造する過程である。具体的には、

精製、分離、転換、合成、貯蔵、輸送などの工程が含まれ、これらの目的のために多様な技術が利用されている。^[注1]

消費は、需要家が目的としたエネルギーサービスを得るために、エネルギーを使用する過程である。通常は、エネルギーの利用分野に応じてさらに産業用、民生用、輸送用などに分類される。なお、エネルギー保存則によれば、エネルギーが物理的な意味において「消費」されることはない。実際に消費されるのはエネルギーキャリアの保有するエネルギー価値（専門的にはエクセルギーと呼ばれる）である。しかし、ここでは慣用に従ってエネルギー消費という言葉を用いることを注記する。

2.2 MARKAL モデルの概要

エネルギーシステムの最適市場配分モデル MARKAL²⁾は、一国又は一地域のエネルギーシステムを対象とし、長期間にわたるエネルギー需給とエネルギー技術の導入規模を線形計画法によって最適決定するモデルである。すなわち、所与のエネルギーサービス需要を満足する条件の下で、各エネルギーキャリアの需給、並びにエネルギーを生産、変換、輸送、消費する技術の導入規模が、コスト、資源消費量、あるいは環境排出量などを指標として最適決定される。^[注2]最適化問題のサイズを縮小するため、通常は複数年（5年程度）を1期とし、計算期間全体の期の数を10程度にする。エネルギーの需給は、各期の中央年における年間量で表現される。

MARKAL モデルによる分析では、まず基準エネルギーシステム(RES: Reference Energy

[注1]

一次エネルギーに対しては普遍的な定義はない。物理的には、採掘の後、選別（例えば選炭）、精製（不純物の除去）を経て、加工業者に引き渡される段階のエネルギーキャリアが一次エネルギーであり、ここでもその意味で使用している。しかし現実には、業態（一次生産業者の取り扱い範囲）が多様であり、物理的な定義はあまり意味をなさないことが多い。エネルギー統計では、一次エネルギー供給は生産、輸入（輸出を差し引いた正味の輸入）されたエネルギー全体を表すが、石油製品のような二次エネルギーの輸入もこれに含まれる。つまり、国内市場に持ち込まれた段階のエネルギーキャリアを一次エネルギーとしている。なお、原子力や、水力、太陽光、地熱などの自然エネルギーは、当然のことながら一次エネルギーであるが、その量的評価に際しては、核分裂エネルギー発生量のような固有の物理的概念を用いず、同じ仕事に化石燃料を用いた場合の化石燃料消費量を用いている。

[注2]

地球温暖化問題への対策を検討するため、最近超長期のエネルギー需給の分析がよく行われるようになった。こうした分析では、コスト、経済性に比べて資源と環境の保全がより重要な評価指標となる。これらに加えて今ひとつ重要となるのが、土地利用の問題である。超長期を展望した場合、化石エネルギーの代替として非枯渇性の自然エネルギーへの期待が高まる。しかし、自然エネルギーの大部分はエネルギー密度がきわめて低く、大規模利用のためには広大な土地を必要とする。例えば、単位面積当たりの発電量(kWh/m²年)を比較すると、原子力発電の12400、石炭火力発電の9560に対して、太陽光発電24、風力発電21などの試算がある(内山洋司「将来のエネルギー需給と電源選択」第3回高速増殖炉懇談会用資料(平成9年4月15日))。したがって、世界全体でエネルギー需要の多くの部分を自然エネルギーで賄おうとした場合には、食糧生産等の他の用途との競合が大きな問題となるため、この種の分析では評価指標、又は制約因子として土地利用を考慮することが必要と考えられる。

System)を設定する必要がある。RES は、分析の対象地域、期間において利用される可能性のあるすべてのエネルギー源、エネルギーキャリア、エネルギー技術等を組み込んだものである。システムの内部では、一次エネルギーからエネルギーサービス供給に至る多様なエネルギーフローが、エネルギー技術を中心としたネットワーク構造で表現されている。MARKAL モデルによる最適化分析では、この RES を構成するエネルギーキャリアとエネルギー技術の利用の変化を通じて、エネルギーシステムの構造的変化が表現される。

上記のとおり、MARKAL モデルは汎用のフレームを持っており、あらゆるエネルギーシステムをモデル化できるようにしている。利用者は予め用意された枠組みに従ってシステムの構成要素を定義することにより、利用者固有の基準エネルギーシステムを構築することができる。この目的のために、MARKAL モデルでは、エネルギーシステムの基本構成要素（エネルギー源、エネルギーキャリア、エネルギー技術、最終消費部門など）を表す「クラス」と呼ばれる集合概念が用いられている。以下に、クラス概念（下記の記述で(XXX)の形で表示）を用いて MARKAL モデルの枠組みを説明する。

MARKAL モデルにおけるエネルギーシステムの基本的枠組みは図 2.1 に示すとおりである。エネルギーシステムは、空間的、時間的にシステム外部とのエネルギーの出入りを表すエネルギー源(SRC)、システム内のエネルギーの流れを担うエネルギーキャリア(ENC)、エネルギーキャリアを変換、輸送、貯蔵、消費するエネルギー技術(TCH)で構成される。また、最終消費部門は、エネルギーの利用目的、具体的用途、又は制度的観点から、便宜上幾つかの部門(DM)に分けられる。

エネルギー源(SRC)は、対象エネルギーシステムと外部とのエネルギーの出入りに関わる概念であり、輸入資源(IMP)、国産資源(MIN)、再生可能資源(RNW)、ストック資源(STK)、及び輸出資源(EXP)で構成される。ここで、ストック資源は前期から今期に、又は今期から来期に繰り越されるエネルギーキャリアの在庫を表している。

エネルギーキャリア(ENC)は、電力と低温熱を除くあらゆる形態のエネルギーを表現するために用いられる。(現在は、非エネルギーの素材、廃棄物などを、物質(MAT)の範疇で扱うようになっているが、かつてはこれも(ENC)に含められていた。)電力と低温熱はそれぞれ ELC と LTH の固有名称となっている。これらと(ENC)を合わせた集合をエネルギー種(ENT)と呼んでいる。^[注1]

エネルギー技術は供給系技術と最終消費技術に大別できる。供給系技術はさらに電力と低温熱のいずれか、又は双方を供給する変換技術(CON)と、それ以外の形態のエネルギーを供給するプロセス技術(PRC)に分けられる。一般にエネルギーの需要には時間変動が

[注1]

電力及び低温熱を表示する記号が ELC 及び LTH と約束されていることは、システムの中に電力及び低温熱がそれぞれただ 1 種類しかないこと、及び電力及び低温熱の供給システム（系統、又はグリッドとも呼ぶ）がそれぞれ一つであることを意味する。しかし、一国モデルでも電力システムを複数の系統に分離した方が現実的な場合があるとともに、複数国家を単一モデルで取り扱う際には、複数の系統を持つことが不可欠となる。そこで、複数地域、又は複数国家のエネルギーモデルを作成するために、現在では電力と低温熱の名称をそれぞれ EL(N)及び LT(N) (N は自然数) とする改良版の MARKAL モデルが用意されている。

ある。燃料の場合には、貯蔵によって需要の変動に対応できる。しかし、電力と低温熱は貯蔵が困難であるため、ピーク需要に合わせた生産設備を用意する必要がある。これが、他の供給系技術と区別して変換技術(CON)を定義する理由である。なお、変換技術という用語は原語の Conversion の直訳であるが、一般にはエネルギーを変換するあらゆる技術を意味するので、以降では MARKAL モデルにおける本来の定義内容に則って発電及び熱供給技術と呼ぶ。

プロセス技術(PCR)には、燃料の精製、分離、転換、合成、貯蔵、輸送に関わる技術など多様なエネルギー技術が含まれる。核燃料の加工、再処理、二酸化炭素の回収・投棄なども(PCR)で取り扱われる。また、エネルギーシステムをフレキシブルにモデル化するため、ある名称のエネルギーキャリアを別の名称に変える目的でこのプロセス技術(この場合ダミープロセスと呼ばれる)が用いられる。MARKAL では、一つの技術が複数のエネルギーキャリアを任意の比率で用いることはできない。そこで、ダミープロセスを用いて名称変更し、2種類のもとと異なるエネルギーキャリアを同一名称にすることによって、それらを特定技術で任意の比率で利用することが可能となる。

一方、最終消費技術(DMD)は、いずれかのエネルギー消費部門(DM)に所属し、1種類以上のエネルギー種を使用して当該部門にエネルギーサービスを供給する。エネルギー需要部門は通常、産業、民生、及び輸送に分類されるため、最終消費技術も産業用、民生用、及び輸送用に分類することができる。(原料用(非エネルギー利用)を独立した部門として取り扱うこともあるが、日本のモデルでは産業部門に含めている。)

エネルギーシステムの分析では、省エネルギーの効果を明示的に取り扱うこと、環境排出量の低減方策を検討することが重要である。

省エネルギーに関しては、供給系技術のエネルギー変換効率の向上、最終消費技術のエネルギー利用効率の向上を考慮できるほか、最終消費技術の一種として省エネルギー技術を定義することもできる。これは、省エネルギーキャリア CSV を使用して、エネルギーサービスを供給する技術である。MARKAL モデルの構造として、CSV の供給にはエネルギー資源の利用を必要としないようになっていたため、既存の最終消費技術と CSV を使用する省エネルギー技術を組み合わせることによって、一定のコスト負担のもとで消費エネルギーを低減するようなシミュレーションが可能となっている。

環境排出に関しては、分析の目的に応じて任意に環境排出物質(ENV)を定義することができる。定義した各環境排出物質に対しては、排出量(年間量、及び計算期間にわたる積算量)が計量され、これを外部制約(排出量の限度を与える制約)の対象としたり、最適化の評価指標とすることも可能となっている。^[注1]この目的のため、後述のように、エネルギー技術の特性データの一つとして排出係数が用意されている。

[注1]

環境排出物質(ENV)は、エネルギーキャリアとは異なり、需給バランスの対象とはされない。利用者が排出物質を定義し、排出係数を各エネルギー技術の特性データとして与えると年間排出量、及び積算排出量の計算式が作成されるが、これは原則として非制約タイプの式である。しかし、オプションとして排出係数を与える入力データ表に上限制約値(BOUNDUP)を入力しておくこと、年間排出量計算式に右辺要素(RHS)データが付与され、上限値を持った制約式が作成されるようになっている。

2.3 日本の長期システムのモデル化

2.3.1 全体構成

二酸化炭素の排出削減ポテンシャルを分析するための基盤として、MARKAL モデルの枠組みに従って我が国の 2050 年までの基準エネルギーシステムを設定した。図 2.2 は、この基準エネルギーシステムにおけるエネルギー源、エネルギー供給系技術、最終消費部門へ供給されるエネルギーキャリアを示したものである。ただし、供給系技術は主要なカテゴリに分類して、簡略に示してある。

エネルギー源は、MARKAL モデルの枠組みに従って、輸入資源、国産資源、再生可能資源、及びストック資源に分けて表示した。エネルギー種別には、石炭、石油、天然ガスの化石エネルギー、水力、地熱、太陽エネルギーなどの自然エネルギー、原子力、及び廃棄物エネルギーに分類される。

エネルギー供給系技術は、前述のように基本的には供給するエネルギー種によって、変換技術（発電及び熱供給技術）とプロセス技術とに二分されるが、図 2.2 では説明の便宜上、10 のサブシステム（石炭転換プロセス、石油精製プロセス、都市ガスプロセス、核熱利用プロセス、発電用燃料プロセス、原子力を除く発電及び低温熱供給システム、CO₂の回収・投棄プロセス、原子炉及び核燃料サイクルシステム、エネルギーキャリアの送配システム）に分割した。個々のサブシステムの内部構成は次章で詳述する。

エネルギー源から供給される一次エネルギーは、これらの供給系技術によって電力、低温熱を含む 22 種類の最終消費エネルギー種に変換される。これらは、送配技術を経由して最終消費技術(DMD)に供給される。送配技術の中で、送電、配電、低温熱輸送技術は予め MARKAL モデルに用意されている（ただし、特性データは利用者が与える）が、他のエネルギーキャリアの送配技術は日本のモデル固有のものである。なお、供給系技術は、表 2.3 に示す 33 種の発電及び熱供給技術(CON)と、表 2.4 に示す 97 種のプロセス技術(PRC)で構成され、これらの個別技術は表 2.2 に示す 106 種のエネルギーキャリア(ENC)によって連結され、全体として供給システムをネットワーク状に形成している。

最終消費部門は、大別して産業、民生、輸送の 3 部門で構成され、これらの各部門はさらに制度部門別及びエネルギー用途別に、38 種類の部門に分類されている。すなわち、表 2.5 に示すように産業部門は制度部門別に鉄鋼、セメント、紙・パルプ、化学、窯業・土石（セメントを除く）、その他産業に分割され、さらに動力、ボイラなどの用途別に分割されている。その他産業には、農林水産、鉱業、食品、繊維、金属製品、機械、建設などの産業が含まれる。

また、民生部門は業務、家庭に大別され、さらに用途別に動力・照明、暖房、給湯・厨房、空調に分類されている。輸送部門は、旅客、貨物に大別した後、輸送機関別に分類されている。各エネルギー消費部門には、1 個以上の最終消費技術が用意され、全体で 170 種の最終消費技術がシステムに組み込まれている。

システムからの二酸化炭素の排出は CO₂ と CDE の 2 種類の環境排出物質 (ENV) で計量している。このうち CO₂ は、エネルギー源の利用段階で排出量を計算するためのもので、化石燃料の輸入量、国産量などに排出係数を与えている。ただし、原料として利用さ

れるものとバンカー燃料からの排出は控除される。一方、CDE はエネルギーの利用段階で排出量を計算する（これによって技術別、部門別の排出量が分かる）ためのもので、技術ごとに排出係数を与えている。なお、後述のようにこのモデルでは発電及び熱供給技術から排出される二酸化炭素をダミーエネルギーキャリア CD1、CD2、及び CD3 で表している。これらは、回収・投棄が行われない場合、最終的に環境排出 CDE として計量されるようになっている。

次節以降に、エネルギー源とエネルギー供給系技術を構成するサブシステムのモデル化の詳細について述べる。

2.3.2 エネルギー源

エネルギー源の構成要素を表 2.1 に示した。ストック資源を除くと、輸入、国産、再生可能資源合わせて、25 種類のエネルギー源で構成されている。

輸入資源としては、石炭、原油、液化天然ガス (LNG)、天然ウランのほか、石油製品が含まれている。現在、石油製品の中で重油、ナフサ、LPG の輸入が多いが、将来的には現在よりも製品輸入が進む可能性を考慮して、その他の石油製品も輸入資源に含めた。また、石炭は、コークス製造用の原料炭 CCO と、発電用及び産業ボイラ用の一般炭 COA に分けるとともに、将来の石炭製品の開発輸入を想定して、海外液化用石炭 COC をシステムに組み込んだ。これは、海外立地の液化施設で使用される石炭であり、現地船積み価格 (FOB 価格) で利用可能としている。

LNG は近年、発電用及び都市ガス原料用に急速に利用が拡大している。しかし、我が国を取り巻く東アジア地域の資源環境は非常に厳しく、今後この地域の需要が拡大した場合には、需給が逼迫することが懸念されている。そこで、現在の価格水準で入手できる資源には厳しい制約があるとの想定のもとに、現在価格水準で入手可能な資源 LNG と、より高価格の下で追加的に入手可能な資源 LNX とを用意した。

国産のエネルギー資源 (正確には国内で採掘されるエネルギー資源) としては、石炭 (原料炭と一般炭)、原油、天然ガス、天然ウランを考慮した。これらの生産量は現在、いずれも輸入量に比べてきわめて小さい。また、輸入燃料と比べて価格競争力にも乏しく、将来的にはさらに生産規模が縮小すると予想されるが、近未来のエネルギー需給バランスを正確に取る目的で、システムに組み込んでいる。

再生可能資源としては現在、水力のほか、量的にはまだ小さいが太陽エネルギー (太陽熱、太陽光)、地熱などが用いられている。将来的にはこれらの寄与が増大するとともに、風力、バイオマスの本格的な利用も考えられる。ここでバイオマスとしては、国内におけるエネルギー作物の生産のほか、木質系バイオマスの輸入も考慮している。また、廃棄物系のエネルギーとしてパルプ製造過程で発生する黒液、都市ごみ、廃油をシステムに組み込んでいる。

ストック資源には、核燃料物質と核燃料 (主に使用済み燃料) を含めた。その理由は、使用済み燃料の再処理によってプルトニウムが回収され、これが新たな核燃料に使用できるためである。MARAKAL モデルの時間構造 (通常 5 年ごとに年間需給収支を取る) の下では、核燃料物質の需給収支を厳密に取ることは困難であるが、ストック資源の概念を

活用することによって、所与の天然ウラン資源量の下でどの程度の原子力発電が可能かを知ることができる。

2.3.3 発電及び熱供給技術

このモデルで採用した発電、熱電併給、及び熱供給技術を、表 2.3 に示す。これらの各技術は、MARKAL モデルの枠組みでは、A.使用エネルギー源、B. 出力エネルギー、C.立地方式、D.負荷変動追随性、E.負荷管理の観点から分類される。使用エネルギー源の観点からは、化石燃料技術(FOS)、原子力技術(NUC)、再生可能エネルギー技術(REN)、及び電力貯蔵技術(STG)に分けられ、また出力エネルギーの観点からは、発電専用技術(ELE)、熱電併給技術(CPD)、及び低温熱供給技術(HPL)に分けられる。

立地方式の観点からは、集中型(CEN)、分散型(DCN)、及び自家用(PRV)に分けられている。集中型の場合には送配電（又は送配熱）の損失と費用が考慮されるが、分散型の場合には配電の費用（又は配熱の損失と費用）のみが考慮され、また自家用の場合にはこれらの損失と費用はまったく考慮されない。（ただし、自家用は原研版 MARKAL のみの概念であり、ETSAP 共通版の MARKAL にはこのカテゴリはない。）

負荷追随性の観点からはベースロード技術(BAS)と、その他技術に分けられる。ベースロード技術に対しては昼夜の稼働率が一定であることが要求されている。（また、夜間でも多少の負荷変動があることを考慮し、夜間の需要のうちベースロード技術で供給し得る比率を限定する制約式が用意されている。）負荷管理の観点からは、季節・時間帯ごとの稼働率を需要に関係なく外部から固定的に規定すべき技術(XLM)（自然エネルギー発電のようにエネルギー源の物理的特性で稼働率が制約されるもの）、及び稼働率にそのような外部的制約を与える必要のない技術に分けられる。

これらの観点に基づく各技術の分類に関しても、表 2.3 に示した。以下では、エネルギー源の観点に立って、化石燃料技術、原子力技術、及び再生可能エネルギー技術の分類に従って、モデルに組み込まれている発電及び熱供給技術を説明する。

(1)化石燃料技術

化石燃料技術(FOS)は、石炭、石油、天然ガス技術に大別できる。石炭技術としては在来式の微粉炭火力 E01（E01 は技術の識別記号であり、発電及び熱供給技術の場合には先頭文字を E としている）、ガス化複合サイクル発電（IGCC）E06、及びガス化溶融炭酸塩型燃料電池 E07 を組み込んだ。このうち E01 と E06 は集中型の発電専用技術であり、E07 は分散型の熱電併給技術である。石炭技術にはこのほか、開発の進んだ流動床燃焼技術、高効率の将来技術とされる MHD 発電技術などもあるが、このモデルでは採用していない。

石油火力としては何種類かの技術を採用したが、概ね在来型の技術である。まず、事業用の石油火力として低硫黄重油や原油を燃料とする E11、高硫黄重油を燃料とする E13 を用意した。また、産業部門の自家発電技術として、高硫黄重油のほかにナフサ、黒液、鉄鋼オフガスを使用する発電専用技術 E14、熱電併給技術 E15、複合サイクル発電技術 E16 を組み込んでいる。ここで E15 は、低温熱ではなく生産工程用蒸気を供給する技術であり、このため MARKAL の枠組みでの熱電併給技術(CPD)には含めていない。

天然ガス技術としては、集中型の在来式 LNG 火力 E82 と複合サイクル発電 E8C のほか、分散型の熱電併給技術 E84、E61、及び E62 をモデルに組み込んでいる。この中で E84 は在来式のコージェネ技術、E61 と E62 はそれぞれリン酸塩型及び熔融炭酸塩型の燃料電池である。また、熱供給専用技術として E76、電力のピーク需要に対応する技術としてガスタービン発電 E81 を用意している。これらは、いずれも在来式の技術である。

上記のほか、化石燃料技術としては、LNG の気化熱（冷熱）を利用した発電 E8A、高炉の炉頂圧発電 E8B、化石燃料の改質で生成した一酸化炭素を用いる発電 E9C が組み込まれている。また、二酸化炭素の排出削減等の視点から、既設の火力発電所のリパワリングも進められている。これは、ガスタービンを併設して出力を増強するとともに、発電効率を改善させるものである。このモデルでは、石油火力 E11 及び E13 と LNG 火力 E82 に対してリパワリングが可能であるとし、併設用のガスタービン技術 E1X と E8X を組み込んでいる。

(2)原子力技術

原子力の利用に関しては、原子力発電と高温核熱利用とを考慮した。関連する原子炉・核燃料サイクルシステムにおける核燃料及びエネルギーのフローを図 2.9 に示す。

原子炉としては、軽水炉 E21、高速増殖炉 E26、及び高温ガス炉 SA4 が組み込まれているが、高温ガス炉はここでは発電技術ではなく高温核熱 VHP の供給を目的とするため、前二者とは別にプロセス技術に分類されている。核燃料サイクルには多数の工程が含まれるが、このモデルでは原子炉を境にしたフロントエンド（ウラン濃縮、成形加工等）とバックエンド（再処理、廃棄物処理・処分等）の工程を、原子炉の種類ごとにそれぞれ一つの技術にまとめている。ただしこの中で、高温ガス炉の燃料サイクルについては、実用システムがどのような形態になるかまだ明確ではない。特に、使用済み燃料の再処理とプルトニウムリサイクルが実施されるか否かに関しては、今後の実用システムの検討を待つ必要があるが、ここでは実施されるものと想定してモデル化を行っている。

なお、将来的には原子力発電においても負荷追従運転が行われる可能性があるが、このモデル化においては軽水炉と高速増殖炉はいずれもベースロード発電技術とした。また、MARKAL モデルでは前述のように季節・時間帯ごとに電力の需給バランスを取り、その中で電源別の発電量を（年間の設備利用率の制約下で）割り当てている。しかし、この割り当てには一意性がない（どの季節・時間帯にどの技術を割り当てるべきかの基準がない）ため、ベースロード発電技術でも各季節の稼働率が非現実的な水準を取ることが多い。そこで、発電量全体に占めるシェアが大きい軽水炉と高速増殖炉に対しては、各季節の設備利用率を固定的に与えている。

(3)再生可能エネルギー技術

再生可能エネルギー技術(REN)は、自然エネルギーの水力、地熱、太陽光、風力を用いるもの、また再生可能資源のパルプ黒液、都市ごみ、及び都市廃熱を用いるものに分けられる。この中で、水力 E31 と地熱発電は集中型とし、他の技術は分散型とした。

自然エネルギーに関しては、それぞれ発電技術を用意しているが、特に地熱と太陽光に対しては低コスト（地熱では E32 太陽光では E4C）と高コスト（地熱では E33 太陽光で

は E4D) の 2 種類の技術を設定した。これは、これらのエネルギー源は潜在的供給量が大きいものの、利用条件によって費用がかなり変動するためである。地熱発電は高稼働率によって発電原価を下げるのが可能な技術であり、ベースロード用とした。自然エネルギーにはこのほかに波力、海洋温度差などのエネルギー源があるが、モデルの単純化のため、風力発電で代表させている。なお、これらの発電技術のほかに、地熱を利用した地域熱供給を組み込んでいる。

再生可能資源のうち、黒液は自家発電用燃料として紙・パルプ産業で用いられ、重油の代替燃料と位置づけることができるので、上記のように石油火力用の燃料に分類した。都市ごみは近年、発電や熱供給への有効利用が進んでいる。発電分野ではスーパーごみ発電のような高効率技術の開発も行われているが、ここでは在来式の発電 E3Y を採用した。また、都市廃熱（いわゆる未利用エネルギー）を利用した地域熱供給 E7X もモデルに組み込んでいる。

2.3.4 プロセス技術

(1) 石油精製プロセス

我が国の石油精製プロセス及び水素製造プロセスのモデルを図 2.3(a)に、また典型的な石油精製プロセスのフロー³⁾をこれと対比させて図 2.3(b)に示した。一般の石油精製プロセスでは、原油はまず常圧蒸留により LPG、ナフサ、灯油、軽質油、潤滑油、重質油及び重油に分離される。重油はさらに減圧蒸留によりアスファルトと分離された後、一部は脱硫され、中小工場のボイラ用、小型船舶ディーゼルエンジン用、ビニールハウス暖房用燃料としての A 重油、中小工場のボイラ用、窯業炉用燃料の B 重油、及び電力、化学、紙パルプ工業などのボイラ用、大型船舶ディーゼルエンジン用燃料としての C 重油へと、用途に応じて調製される。

軽質留分は、ナフサ、灯油、軽油に分離され、それぞれ水素化精製装置で精製される。特に重質ナフサは触媒存在下で改質され、ナフサとガソリンに分離される。一方、灯油の一部はナフサと混合され、ジェット燃料へと調整される。軽油は、一部重油に混合され、残りは水素化精製後、ディーゼル用軽油とされる。

図 2.3(a)のモデル化では、本来エネルギーキャリアとして用いられないアスファルト、パラフィン、硫黄等を除き、潤滑油を含む燃料用等の石油製品のフローのみを対象としている。原油の蒸留 S2A (S2A は技術の識別記号であり、プロセス技術の場合には先頭文字を S としている) により軽質油、潤滑油、重油 DSH が分離され、軽質油は 2 段階のプロセス (S28 と S2E、S2F) で液化石油ガス LPG、ガソリン GSL、ナフサ NPH、灯油 KRS、ディーゼル油 DSL に精製・分離される。

一方、重油 DSH の一部は脱硫プロセス S30 を経て脱硫重油 HVL となる。さらに、脱硫重油の一部は水素化分解プロセス S29 を通って、軽質油の精製成分として投入される。また、重油 DSH の他の部分は、直接に、あるいは水素化脱硫(S30)の後、石油火力用燃料として図 2.6 の発電用燃料プロセスに投入される。

常圧蒸留で分離された潤滑油は、使用過程で燃焼し、CO₂ の発生源になるものとした。石油精製プロセスのモデルには、LPG 又はナフサの改質による水素製造プロセス (S1R、

S2R) を含めている。これらのプロセスで製造された水素 GAH は、脱硫及び水素化分解プロセスに供給される。

(2) 石炭転換プロセス

石炭は、石炭火力用又は最終需要部門において直焼き用燃料として用いられるほか、クリーンで利便性の高い気体燃料又は液体燃料に変換するための技術開発が行われている。図 2.4 は、石炭を気体あるいは液体燃料に転換する一群のプロセスを組み込んだモデルを示している。ここには、在来のコークス炉 S06 に加えて、石炭の水蒸気ガス化 S03、及び 2 種類の液化プロセス (S0G、S0E) が含まれている。

コークス炉 S06 から副生するコークス炉ガスは、高炉ガス BFG 等とともに産業用の低・中カロリーガス XGM として使用される。(これらのガスは発熱量が異なり、現実にはこのモデルのように混合して使用されることはないが、ここでは単純化のために低・中カロリーガスを 1 種類にまとめている。) また、石炭の水蒸気ガス化 S03 では、石炭を高温水蒸気と反応させて合成ガス GA1 を生成する。合成ガス GA1 は、必要に応じて低・中カロリーガスとして使用されるか、又は分離プロセス S1B によって一酸化炭素 CO1 と水素ガス GAH に分けられる。一部の石炭は、直焼き用燃料としても使用される。

石炭液化プロセス (S0G、S0E) は、海外に立地することを想定している。重油を循環溶剤として用いる液化プロセス S0G では、生成した重質液化油 LIQ は我が国への輸送システム S1G を経て国内に持ち込まれ、重油相当品として供給される。一方、水素と接触反応させて液化するプロセス S0E では、生成した液化油 LCA は分離プロセス S1E により LPG 及び軽・重質油に分けられる。

(3) 都市ガスプロセス

図 2.5 には、都市ガスの製造プロセスをモデル化した結果を示す。都市ガスはかつては石炭を主原料として製造されていたが、大手ガス会社を中心に天然ガス利用への切り替えが行われ、現在では中小ガス会社においても天然ガス利用が進んでいる。

このモデルでは、輸入液化天然ガス (LNG、LNX) と国産天然ガス DNG を主原料とするとともに、現状のエネルギー需給統計との整合を図るために、既存のナフサ及び LPG の利用も考慮した。最終消費者に送られる都市ガスは、送配コストの違いを考慮するため、小口消費者用 XGA と大口消費者用 XGB に分けた。また、二酸化炭素の排出削減に寄与する選択肢として、核熱を利用して製造した水素を混入 (熱量ベースで 10%以内の比率で) できるものとした。

(4) 発電用燃料プロセス

火力発電設備における燃料利用はきわめて多様である。最近では LNG や石炭を燃料とした大型の専焼火力が増えてきているが、原油及び石油製品を中心とした混焼型の火力発電設備も多い。また、自家発電においても石油製品の他、多様な回収エネルギーが使用されている。ここでは、図 2.6 に示すように、代表的な既存技術及び将来技術をモデルに組み込むとともに、同一技術でも複数種の燃料が選択使用できるようにモデル化した。なお、図 2.6 には石油系と天然ガス系の火力発電のみを示しており、石炭火力については除外し

ている。

石油火力（低硫黄）E11では、重油のほかに原油、LPG、又はコークス炉ガスを燃料として使用可能であり、モデルでは名称変更を目的としたダミー変換プロセス（S62、S63、S6C、S6G）を用いて、各燃料の名称を重油火力燃料の名称に変更している。各燃料の使用比率は、エネルギー源の入手可能量に対する制約の範囲で価格に応じて最適決定される。また、石油火力（高硫黄）E13では、非脱硫重油 DSH が燃料として使用される。

産業用自家発電（E14、E15、E16）では、高炉ガス BFG、黒液 BLL、ナフサ NPH、非脱硫重油 DSH を燃料として選択できるようになっている。ガスタービン発電 E81 では、天然ガス系の燃料 XQG、又は脱硫重油 HVL が使用される。LNG 専焼火力（E82、E8C）、ガス燃料電池（E61、E62）、及びガス熱供給プラント E76 では、国産天然ガス DNG 又は輸入 LNG（気化プロセス後の NGA）が用いられる。また、在来型熱電併給プラント E84 は、天然ガス系燃料 XQG、又は低硫黄重油 HVL を燃料として使用する設定になっている。

(5)核熱利用プロセス

高温ガス炉の供給する核熱を利用するサブシステムを図 2.7 に示す。このサブシステムでは、高温核熱の利用技術として、天然ガスの水蒸気改質 S91、熱化学式水素製造 S97、高温水蒸気電解 S9D が組み込まれている。これらのプロセスで製造された水素は、送配技術を介して自動車、航空用燃料として最終消費部門に送られるほか、一酸化炭素 CO を原料としたメタノール合成 S9K、及び火力発電から回収した二酸化炭素を原料とするメタノール合成 S9L に用いられる。また、都市ガス原料の一部としても利用できるようにモデル化している。

メタノールは、ボイラ燃料、自動車燃料として直接利用できるほか、ガソリン転換プロセス S8A によって転換した後に、ガソリン利用に係る既存の送配技術を介して自動車でも利用することもできる。また、水蒸気改質によって生成する一酸化炭素 CO1 に関しては、シフトプロセス S9G による水素への転換、CO ガスタービン発電 E9C の燃料、及びメタノール合成用原料の 3 種類の利用方法を考慮した。なお、図 2.7 には核熱利用プロセスのほか、バイオマス利用プロセス（アルコール製造 S31、及びバイオマスの直焼き用燃料への使用 S36）も併せて示した。

なお、このモデルでは考慮しなかったが、高温ガス炉からの核熱の利用方法として、発電での利用が最近注目されている。軽水炉発電（ABWR）の場合には主蒸気温度 287℃で発電効率 34.5%、高速増殖炉の実証炉では主蒸気温度 495℃で発電効率 42%であるが、原子炉出口温度 850℃の高温ガス炉でガスタービン発電を行った場合には 47%程度の発電効率が期待でき、これによって燃料の節約、放射性廃棄物発生量の低減が可能となる。南アフリカ共和国はすでに高温ガス炉発電システムの導入計画を発表しており、その動向如何ではポスト軽水炉の有力な原子力発電技術となる可能性もあるので、今後の分析において考慮していく必要があると考えられる。

(6)CO₂の回収・投棄システム

二酸化炭素の回収・投棄は、長期的に環境排出の大幅削減が必要となった場合には有力

な削減方策となる可能性がある。海洋底への投棄に関しては新たな環境問題の発生が懸念されているが、帯水層への投棄（地中貯留）はすでに実施されている。そこで、このモデルでは、回収した二酸化炭素を液化した後、船舶で我が国から 5000km 程度離れた地域まで輸送し、海底下の帯水層に投棄するものとした。図 2.8 に、CO₂ の回収・投棄システムのモデルを示す。

大型火力発電技術の中では、将来的に石炭ガス化複合サイクル E06 又は LNG 専焼複合サイクル E8C が主流になることを想定し、これら 2 種類の発電技術から二酸化炭素が回収（SZ6、SZC）され、液化・輸送・投棄（SZZ）されるものとした。ただし、回収・投棄が必要に応じて実施されるように、両技術からの二酸化炭素回収技術を迂回してそのまま環境に排出する道筋（SB6、SBC）も用意してある。なお、回収後の二酸化炭素は投棄のほか、メタノール合成プロセス S9L の原料として用いることも可能である。

表 2.1 一次エネルギー源 (SRCENCP)

分 類	一次エネルギー	記 号
輸入資源	原料炭	IMPCCOC
	一般炭	IMPCOAC
	海外液化用石炭	IMPCOCC
	原 油	IMPOILC
	液化石油ガス	IMPLPGC
	ナフサ	IMPNPHC
	ガソリン	IMPGSL
	灯油	IMPKRS
	軽油	IMPKDSL
	重 油	IMPDSHC
	液化天然ガス(低価格)	IMPLNGC
	液化天然ガス(高価格)	IMPLNXC
	天然ウラン	IMPURNC
	国産資源	原料炭
一般炭		MINCOA1
原 油		MINOIL5
天然ガス		MINDNG3
天然ウラン		MINURN1
再生可能資源	太陽エネルギー	
	地熱	
	水力	
	風力	
	バイオマス	RNWBIM1
	パルプ黒液	RNWBLL1
都市ごみ	RNWWAS1	
ストック	軽水炉用新燃料	STKLWR1
	軽水炉使用済燃料	STKLWS1
	高速増殖炉使用済燃料	STKLMS1
	高温ガス炉使用済燃料	STKVES1
	プルトニウム(分裂性)	STKPUF1
	プルトニウム(全体)	STKPUT1
	減損ウラン	STKUDP1
	天然ウラン	STKURN1
	酸 素	STKOXG1

表 2.2 エネルギーキャリア (ENC)

記号	内 容	分類	記号	内 容	分類	記号	内 容
[EFS](化石燃料)			ZDN	重油(低硫黄)	LIQ	GEO	地熱
CCO	原料炭	SLD	ZGL	ガソリン	LIQ	HYD	水力
COA	一般炭	SLD	ZKS	灯油(大口需要)*	LIQ	SOL	太陽エネルギー
COC	輸入炭	SLD	ZK1	灯油(小口需要)	LIQ	WAS	都市ごみ
COD	石炭(直焚用)	SLD	ZL1	LPG(小口需要)	GAZ	WSH	都市廃熱
COG	コークス炉ガス	GAZ	ZLG	LPG(大口需要)	GAZ	WST	都市ごみ**
COK	コークス	SLD	ZNH	ナフサ	LIQ	WWO	風力
DNG	国産天然ガス	GAZ	ZXA	都市ガス(小口需要)	GAZ	[EHC](電力・熱)	
DSC	石油火力用燃料	LIQ	ZXB	都市ガス(大口需要)	GAZ	CLD	冷熱
DSD	石油火力用燃料(L.S)	LIQ	ZXM	産業用ガス	GAZ	ELX	電力
DSE	石油火力用燃料(P.P)	LIQ	[ESY](合成燃料)			PRH	プロセスヒート
DSH	重油	LIQ	BFG	高炉ガス	GAZ	STM	プロセス蒸気
DSL	軽油	LIQ	BFP	高炉炉頂圧	GAZ	UEN	有効エネルギー(ダミー)
DSX	ガスタービン燃料	LIQ	CO1	一酸化炭素	GAZ	VHP	高温核熱
FCG	コージェネ用燃料	LIQ	CH4	メタン	GAZ	VHQ	廃熱(高温)
GSA	ガソリン留分	LIQ	GA1	合成ガス(S01からの)	GAZ	ZPH	プロセスヒート
GSB	ガソリン留分	LIQ	GA2	合成ガス(S91からの)	GAZ	ZVP	高温核熱
GSL	ガソリン	LIQ	GAH	水素	GAZ	[EEV](環境排出物)	
HVL	重油(低硫黄)	LIQ	MTL	メタノール	LIQ	CO2	CO ₂ (技術からの排出)
KRS	灯油	LIQ	OXG	酸素	GAZ	CDE	CO ₂ (環境排出)
LBR	潤滑油	LIQ	ZGH	水素	GAZ		
LC1	液化石炭(名称変更LC0)	LIQ	ZM1	メタノール(小口需要)	LIQ		
LCA	液化石炭(MIX)	LIQ	ZML	メタノール(大口需要)	LIQ		
LIQ	液化重質油	LIQ	[ENU](原子力)				
LNG	液化天然ガス	GAZ	LMF	高速増殖炉新燃料	GAZ		
LNx	液化天然ガス(高価格)	GAZ	LMS	高速増殖炉使用済燃料	LIQ		
LPG	液化石油ガス	GAZ	LWR	軽水炉新燃料	LIQ		
LTA	軽質留分	LIQ	LWS	軽水炉使用済燃料	GAZ		
LTB	ダミーLTA	LIQ	NEL	ウラン濃縮用電力	LIQ		
NGA	天然ガス	GAZ	PUF	プルトニウム(分裂性)	LIQ		
NPH	ナフサ	LIQ	PUT	プルトニウム(全体)	LIQ		
OIA	軽質油等	LIQ	UDP	減損ウラン	GAZ		
OIL	原油	LIQ	URN	天然ウラン	GAZ		
XG0	都市ガス(混合)	GAZ	VES	高温ガス炉使用済燃料	GAZ		
XGA	都市ガス(小口需要)	GAZ	VHE	高温ガス炉新燃料	GAZ		
XGB	都市ガス(大口需要)	GAZ	[ERN](自然エネルギー)				
XGM	産業用ガス	GAZ	BIM	バイオマス	LIQ		
XQG	火力発電所ガス	GAZ	BIO	バイオマス**	LIQ		
ZCD	石炭(大口需要)	SLD	BLL	パルプ廃液	LIQ		
ZCK	コークス(大口需要)	SLD	BLQ	パルプ廃液**	LIQ		
ZD1	軽油(小口需要)	LIQ					
ZDH	重油(高硫黄)	LIQ					
ZDL	軽油(大口需要)	LIQ					

L.S: 低硫黄; P.P.: 自家発用、*: ジェット油を含む、**: 一次エネルギー換算用

表 2.3 発電及び熱供給技術 (CON)

記号	名 称	概 念 別 分 類					
		A	B	C		D	E
E01	石炭火力発電	FOS	ELE	CEN			
E06	石炭ガス化複合サイクル発電	FOS	ELE	CEN			
E07	石炭ガス化MCFC	FOS	ELE	CEN			
E11	石油火力発電 (事業用:低硫黄)	FOS	ELE	CEN			
E13	石油火力発電 (事業用:高硫黄)	FOS	ELE	CEN			
E14	石油火力発電 (自家発電)	FOS	ELE		DCN	PRV	
E15	石油火力熱電併給 (自家発電)	FOS	ELE		DCN	PRV	
E16	石油複合サイクル発電 (自家発電)	FOS	ELE		DCN	PRV	
E1X	石油火力リパワリング	FOS	ELE	CEN			
E61	ガス燃料電池 (PAFC)	FOS	CPD		DCN		
E62	ガス燃料電池 (MCFC)	FOS	CPD		DCN		
E76	ガス 地域熱供給	FOS	HPL		DCN		
E81	ガスタービン発電	FOS	ELE	CEN			
E82	LNG火力発電	FOS	ELE	CEN			
E84	在来型熱電併給	FOS	CPD		DCN	PRV	
E8A	LNG冷熱発電	FOS	ELE	CEN			
E8B	炉頂圧発電	FOS	ELE		DCN	PRV	XLM
E8C	LNG複合サイクル発電	FOS	ELE	CEN			
E8X	LNG火力リパワリング	FOS	ELE	CEN			
E9C	COガスタービン発電	FOS	ELE	CEN			
E21	軽水炉発電	NUC	ELE	CEN		BAS	XLM
E26	高速増殖炉発電	NUC	ELE	CEN		BAS	XLM
E9B	高温ガス炉蒸気タービン	NUC	ELE	CEN			XLM
E31	水力発電	REN	ELE	CEN			XLM
E32	地熱発電 (低価格)	REN	ELE	CEN		BAS	
E33	地熱発電 (高価格)	REN	ELE	CEN		BAS	
E38	風力発電等	REN	ELE	CEN			XLM
E3Y	ごみ発電	REN	ELE		DCN	PRV	XLM
E4C	太陽電池 (低価格)	REN	ELE		DCN	PRV	XLM
E4D	太陽電池 (高価格)	REN	ELE		DCN		XLM
E7C	地熱 地域熱供給	REN	HPL		DCN		
E7X	都市廃熱利用 地域熱供給	REN	HPL		DCN		
E51	揚水発電	STG					

表 2.4 プロセス技術 (PRC)

記号	内 容	記号	内 容	記号	内 容
[化石燃料転換]		S69	名称変更(DNGからCH4へ)	S7X	重油(低硫黄)の送配
S03	石炭水性ガス化	S6A	名称変更(LC1からHVLへ)	S7Y	重油(高硫黄)の送配
S06	コークス炉	S6B	名称変更(BLLからDSEへ)	[核熱利用技術]	
S0E	石炭軽質液化	S6C	名称変更(OILからDSDへ)	S8A	メタノールのガソリン転換
S0G	石炭重質液化	S6D	名称変更(DSHからDSCへ)	S91	天然ガスの水蒸気改質
S1B	合成ガスの分離	S6E	名称変更(NPHからDSEへ)	S97	熱化学水素製造
S1E	液化油分離(軽質)	S6F	名称変更(DSCからDSEへ)	S9A	高温ガス炉蒸気タービン
S1G	液化油輸送(重質)	S6G	名称変更(HVLからDSDへ)	S9C	改質ガスの分離
S1R	水素製造(LPG改質)	S6H	名称変更(NGAからCH4へ)	S9D	高温電解水素製造
S2R	水素製造(ナフサ原料)	S6I	名称変更(COGからXGMへ)	S9G	COシフトコンバージョン
S24	液化天然ガス気化	S6J	名称変更(CH4からXGOへ)	S9K	メタノール製造(CO)
S25	ナフサガス化	S6K	名称変更(LPGからXGOへ)	S9L	メタノール製造(CO ₂)
S26	液化天然ガス気化	S6L	名称変更(XGOからXGAへ)	S9M	ガソリン合成
S27	冷熱空気分離	S6M	名称変更(XGOからXGBへ)	S9N	中圧ステータビン発電
S28	常圧蒸留(後段)	S6N	名称変更(GA1からXGMへ)	SA4	高温ガス炉
S29	重質油の水素化分解	S6O	名称変更(HVLからFCGへ)	[CO ₂ 関連技術]	
S2A	常圧蒸留(前段)	S6P	名称変更(XQGからFCGへ)	SB6	CO ₂ 回収のバイパス(IGCC)
S2E	揮発油留分分離	S6Q	名称変更(GAHからXGAへ)	SBC	CO ₂ 回収のバイパス(LNG-CC)
S2F	軽質留分分離	S6R	名称変更(GAHからXGBへ)	SZ1	CO ₂ の環境排出
S30	重油脱硫	S6T	名称変更(DNGからXQGへ)	SZ6	IGCCからのCO ₂ 回収
[自然エネルギー転換等]		S6U	名称変更(NGAからXQGへ)	SZC	ガスCCからのCO ₂ 回収
S31	バイオマスからのアルコール製造	S6V	名称変更(BFGからXGMへ)	SZZ	CO ₂ 投棄
S36	バイオマスの直焚き燃料転換	S6Y	名称変更(S2E)		
		S6Z	名称変更(S2F)		
[核燃料サイクル]		[送配技術(除く電力)]			
S40	軽水炉用燃料加工	S7B	プロセス熱の送配		
S4A	高速増殖炉用燃料加工	S7C	水素ガスの送配		
S4E	高温ガス炉燃料加工	S7E	都市ガス(小口需要)の送配		
S52	高温ガス炉燃料再処理	S7F	都市ガス(大口需要)の送配		
S54	高速増殖炉燃料再処理	S7G	LPG(大口需要)の送配		
S5D	軽水炉燃料再処理	S7H	LPG(小口需要)の送配		
[ダミー技術]		S7I	ガソリンの送配		
S60	名称変更(BFGからDSEへ)	S7J	ナフサの送配		
S61	名称変更(COAからCODへ)	S7K	灯油(大口需要)の送配		
S62	名称変更(LPGからDSDへ)	S7M	灯油(小口需要)の送配		
S63	名称変更(COGからDSDへ)	S7N	軽油(大口需要)の送配		
S64	換算(ELCからNELへ)	S7O	軽油(小口需要)の送配		
S65	換算(ELCからELXへ)	S7Q	メタノール(小口需要)の送配		
S66	潤滑油からのCO ₂	S7S	直焚き用石炭等の送配		
S67	名称変更(XQGからDSXへ)	S7T	メタノール(大口需要)の送配		
S68	名称変更(HVLからDSXへ)	S7U	コークスの送配		
		S7W	産業用ガスの送配		

表 2.5 最終需要部門と利用エネルギーキャリア

	産 業 部 門													民 生 部 門				輸 送 部 門																							
	その他 産 業			鉄 鋼		バル ブ		紙・ 板紙		ガラ ス他		セメント		化 学			業 務		家 庭		国内旅客		国内貨物			国際															
	動力	ボイラ	加熱	製鋼	鋳造	圧延	動力	ボイラ	動力	ボイラ	動力	加熱	動力	ケルン	動力	ボイラ	加熱	原料	動力・ 照明	暖房	給湯	空調	動力	暖房	給湯	空調	鉄道	乗用車	バス	航空機	船舶	鉄道	トラック	航空機	船舶	航空機旅客	航空機貨物	船舶貨物			
	I1	I2	I3	IA	IB	IC	IE	IF	IP	IR	IH	II	IX	IY	IK	IL	IM	IN	R1	R2	R3	R4	RA	RB	RC	RD	T1	T2	T3	T4	T5	TA	TB	TC	TD	TX	TY	TZ			
電 力	ELC	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○		
中温熱	ZPH	○																																							
低温熱	LTH	○																																							
太陽熱	SOL	○																																							
水 素	ZGH		○																																						
都 市	ZXA																																								
ガ ス	ZXB	○	○	○	○						○				○	○																									
産 業 用	ZXM	○	○	○	○	○																																			
ガ ス	ZLG	○	○	○	○	○					○																														
L P G	ZL1																																								
ガソリン	ZGL																																								
ナフサ	ZNH																																								
灯 油	ZKS	○	○		○						○				○																										
	ZK1																																								
軽 油	ZDL																																								
	ZD1	○																																							
重 油 (LS)	ZDN	○	○	○	○	○					○																														
重 油 (HS)	ZDH			○			○	○				○																○													○
メタノール	ZML	○																																							
	ZM1																																								
石 炭 固 体 燃 料	ZCD	○	○	○			○	○		○	○				○	○																									
	ZSD																																								
コークス	ZCK		○	○	○	○					○																														

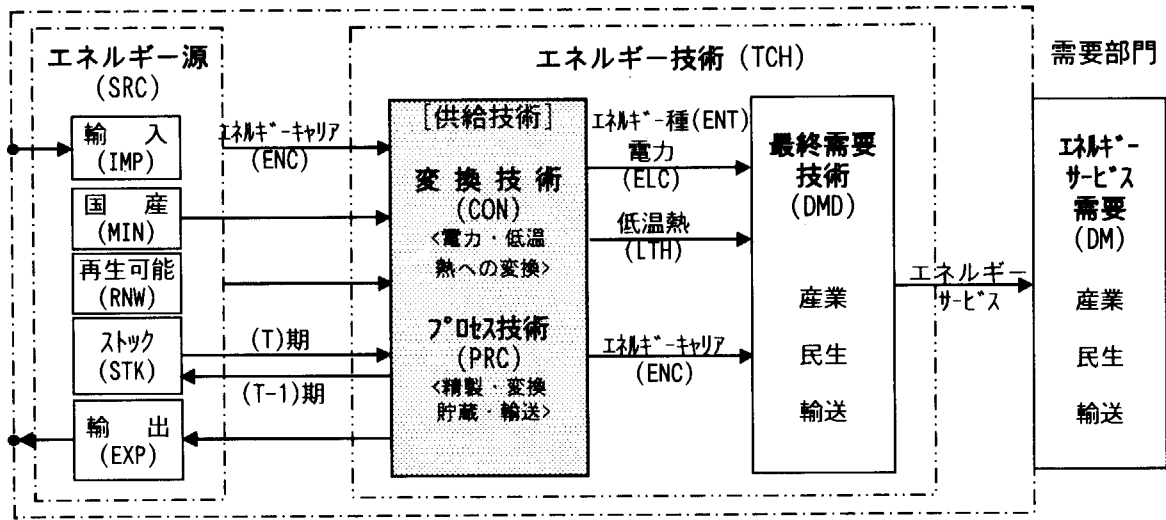


図 2.1 MARKALモデルにおけるエネルギーシステムの基本的枠組み

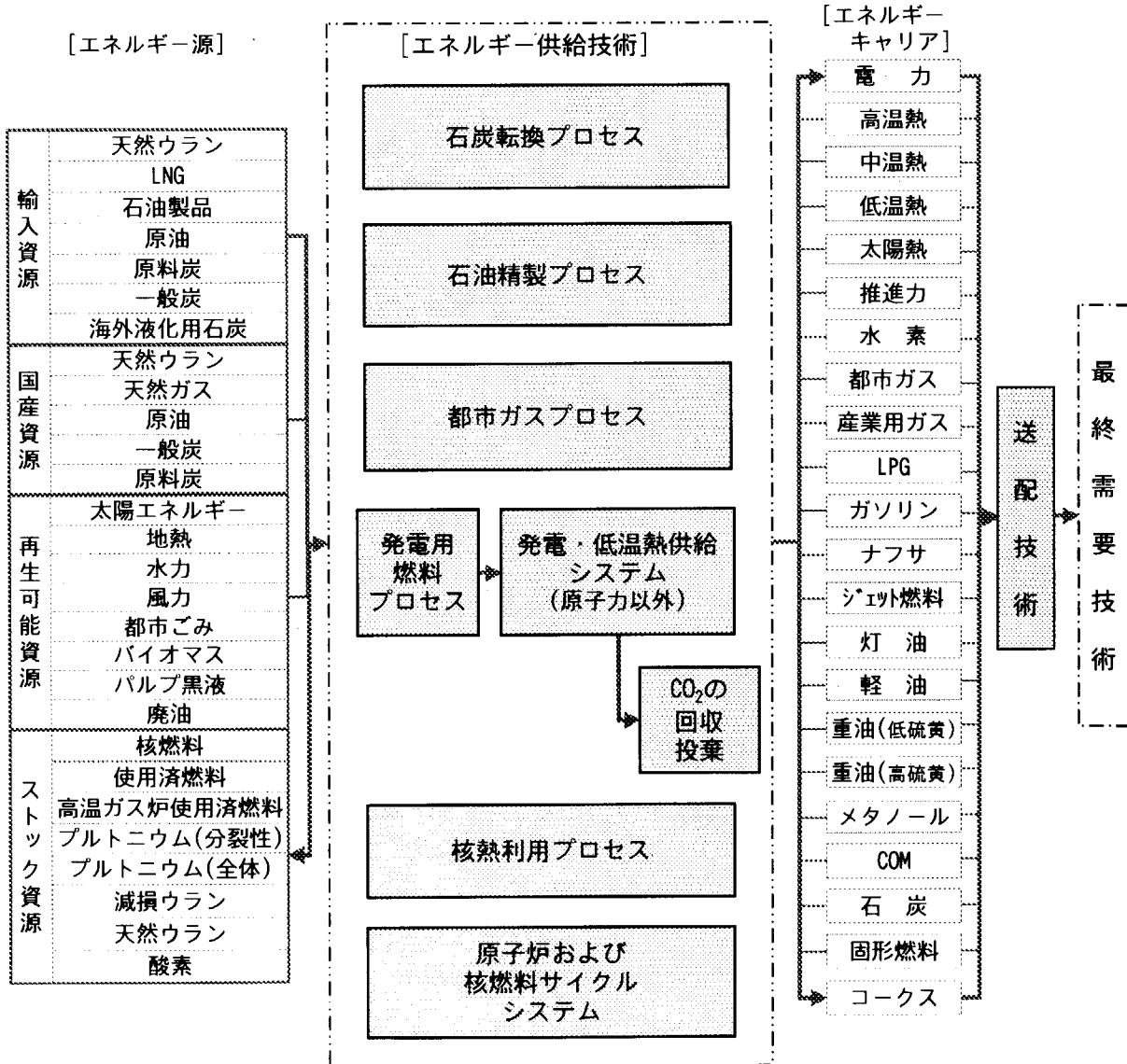


図 2.2 エネルギー供給システムのサブシステム構成

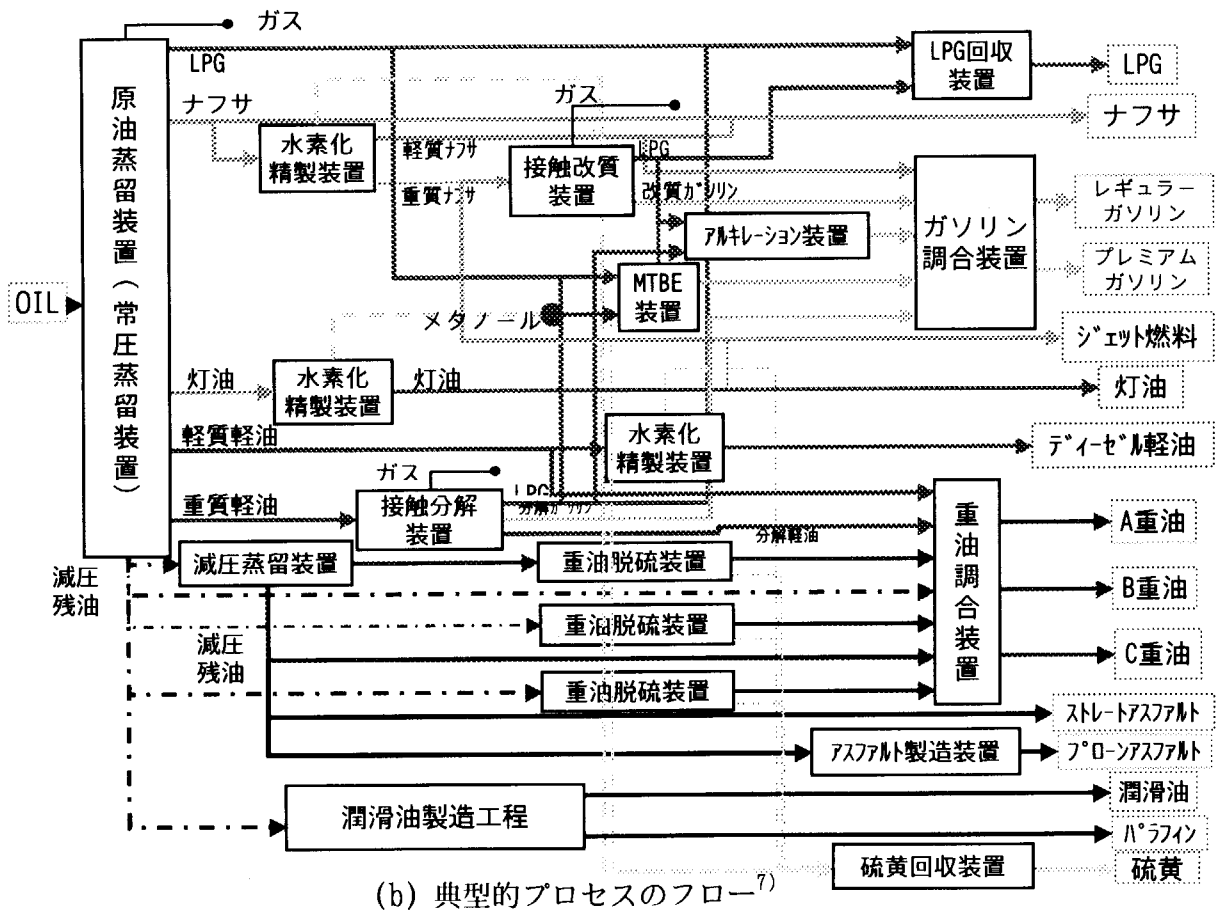
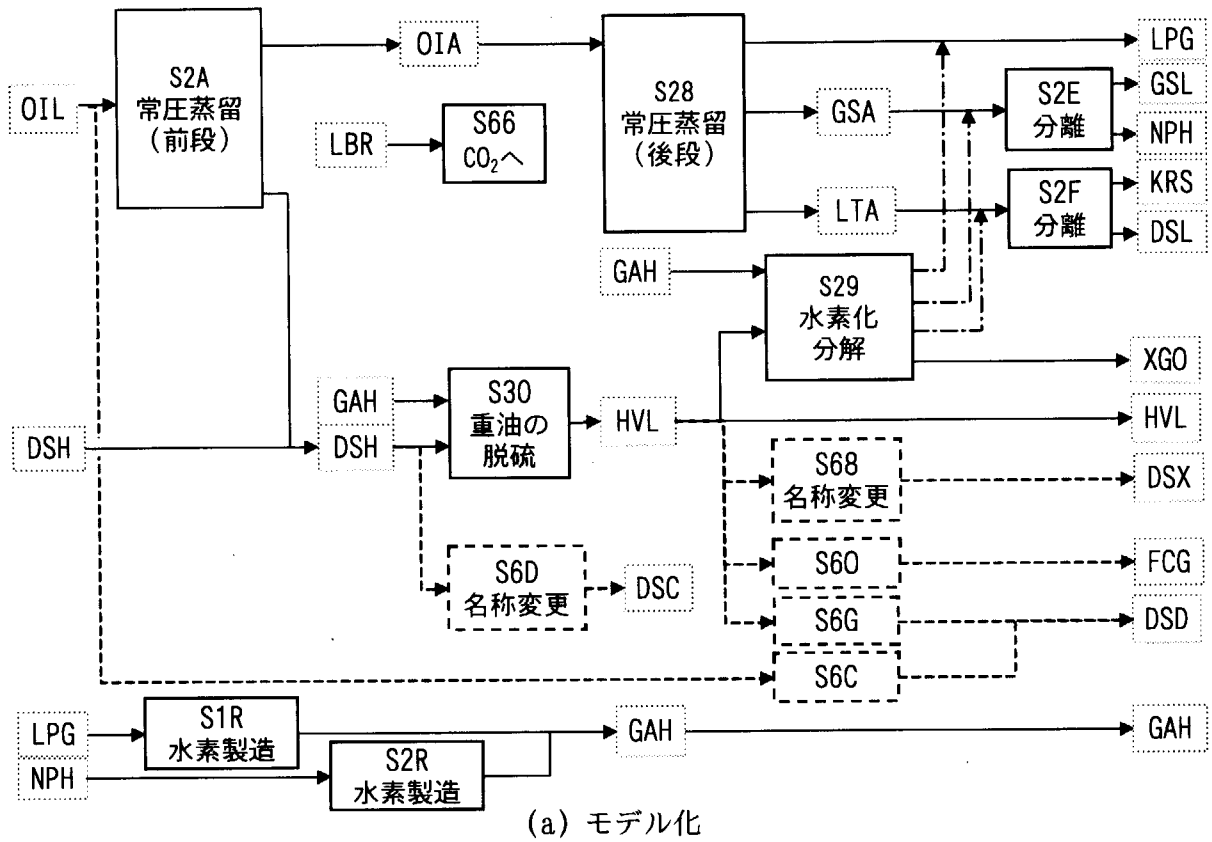


図 2.3 石油精製プロセスのモデル化

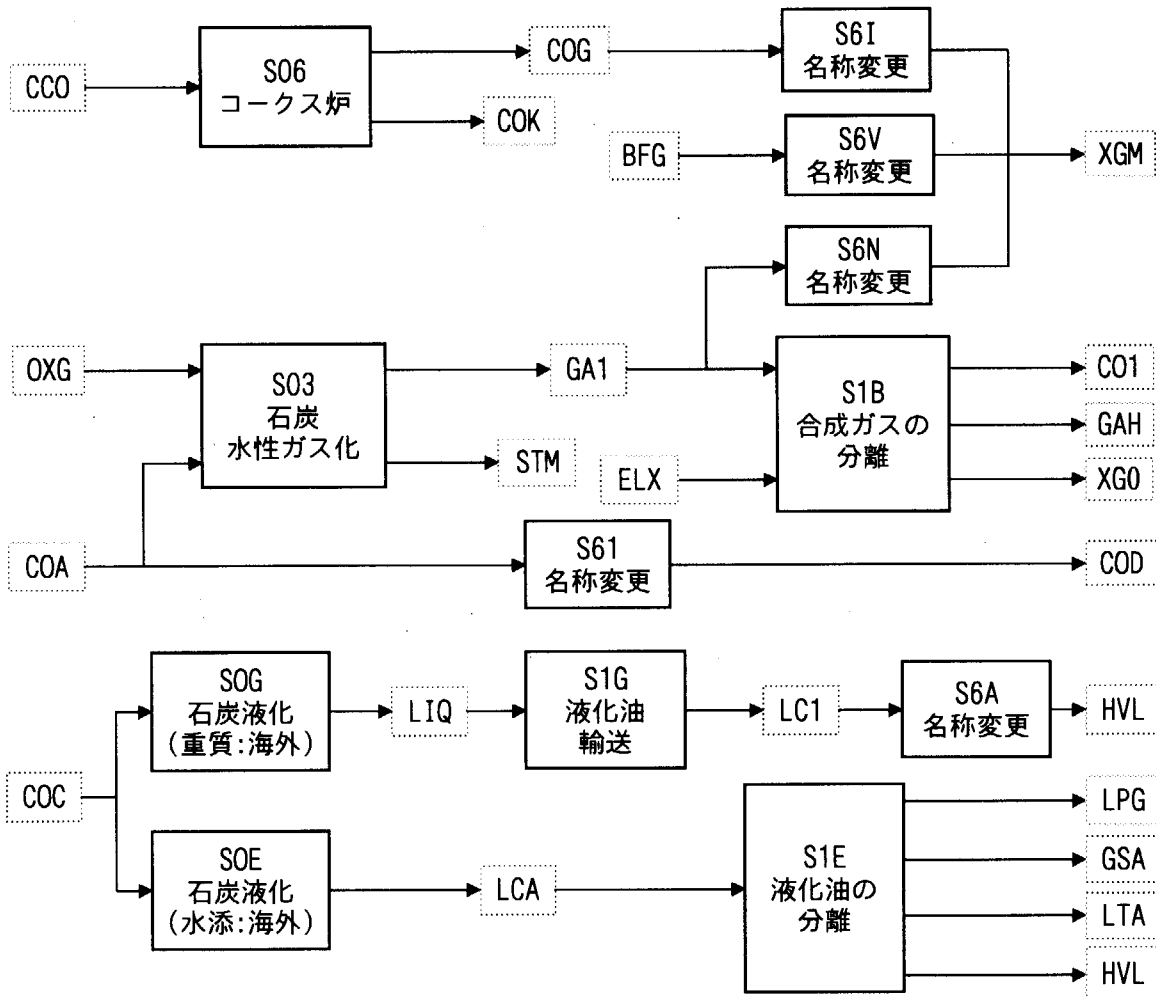


図 2.4 石炭転換プロセスのモデル化

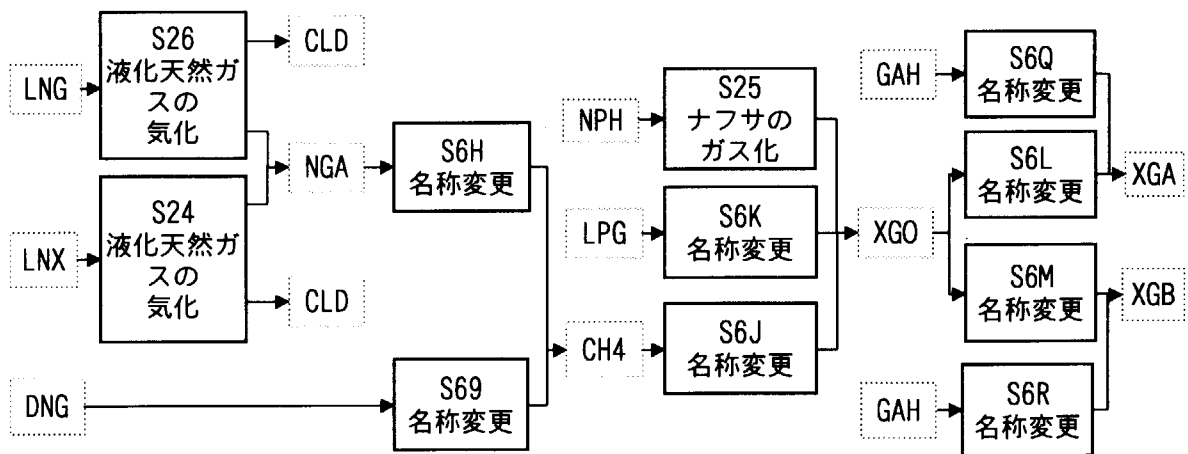


図 2.5 都市ガスプロセスのモデル化

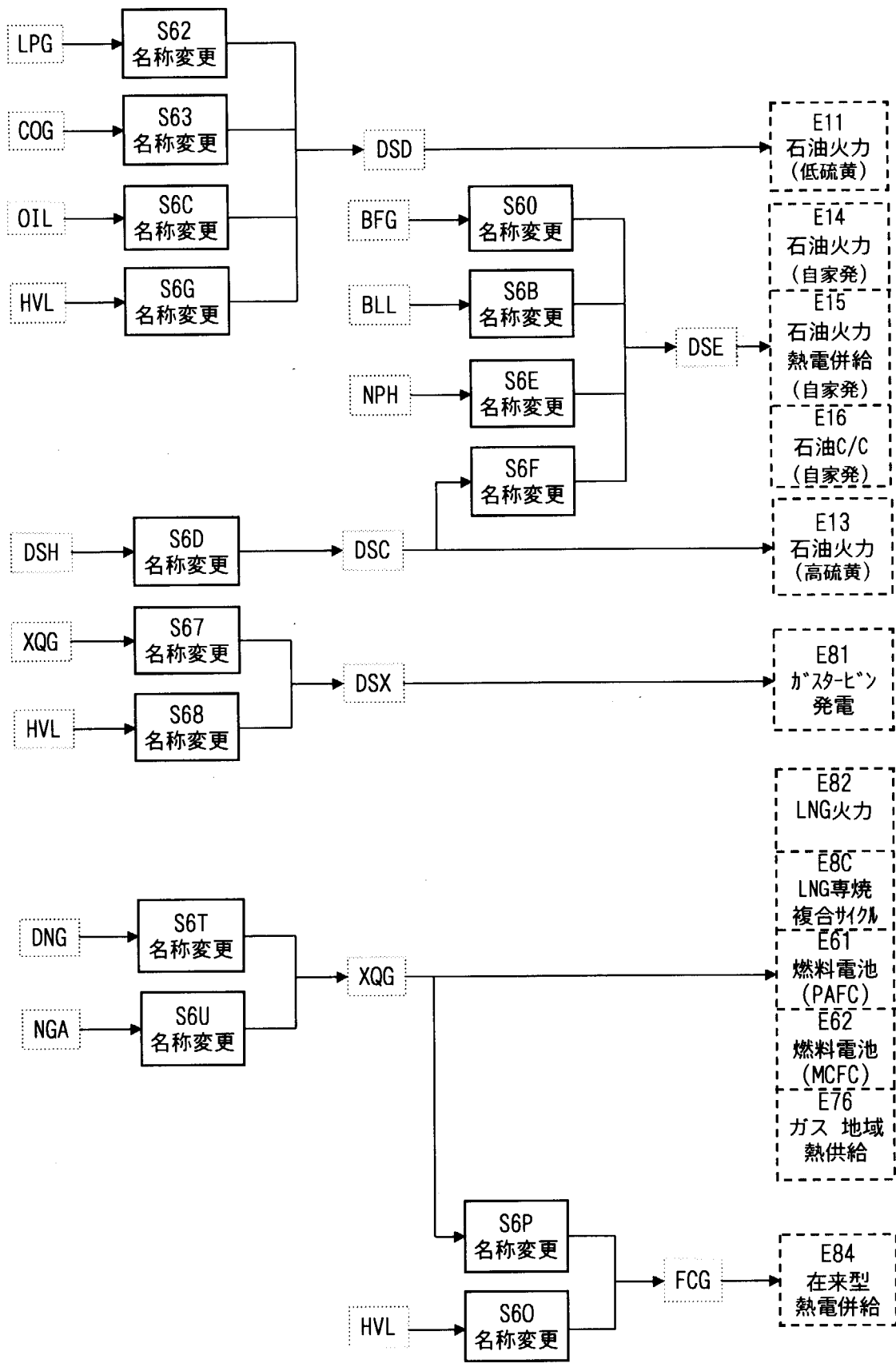


図 2.6 発電用燃料プロセスのモデル化

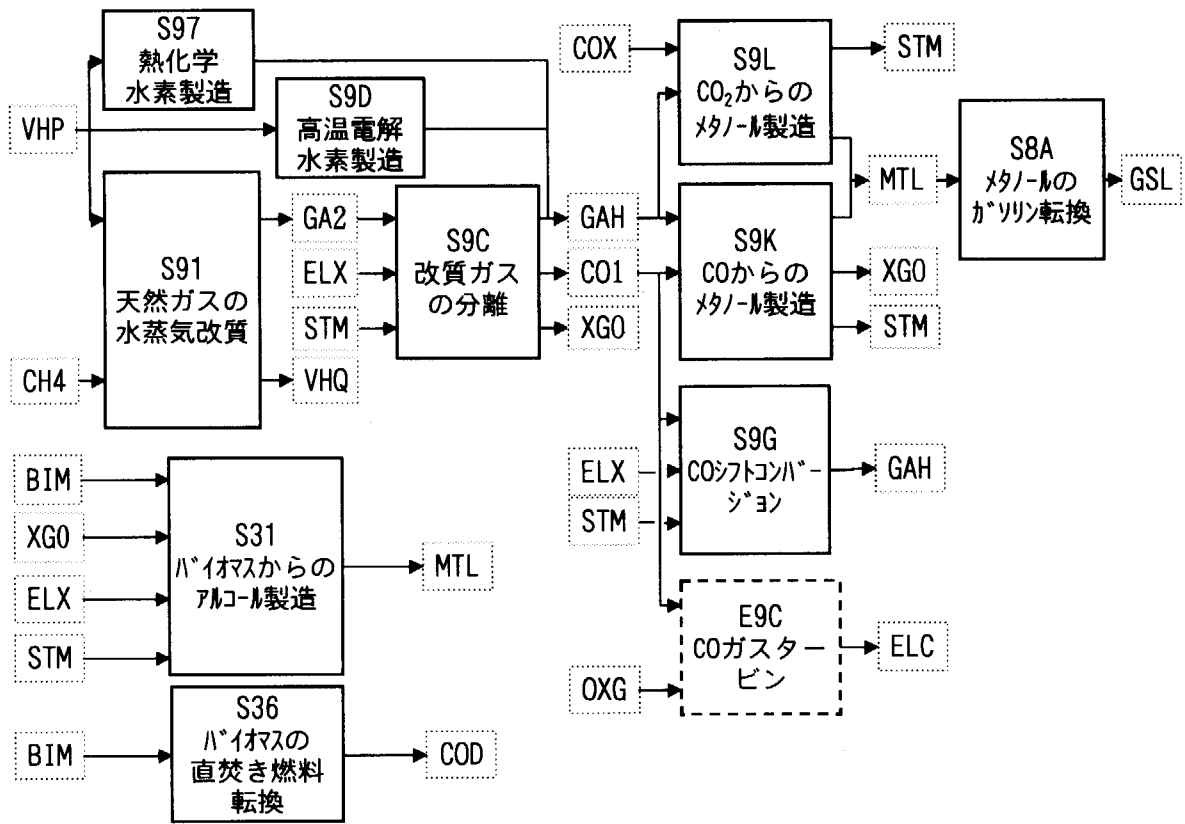


図 2.7 核熱利用システムのモデル化

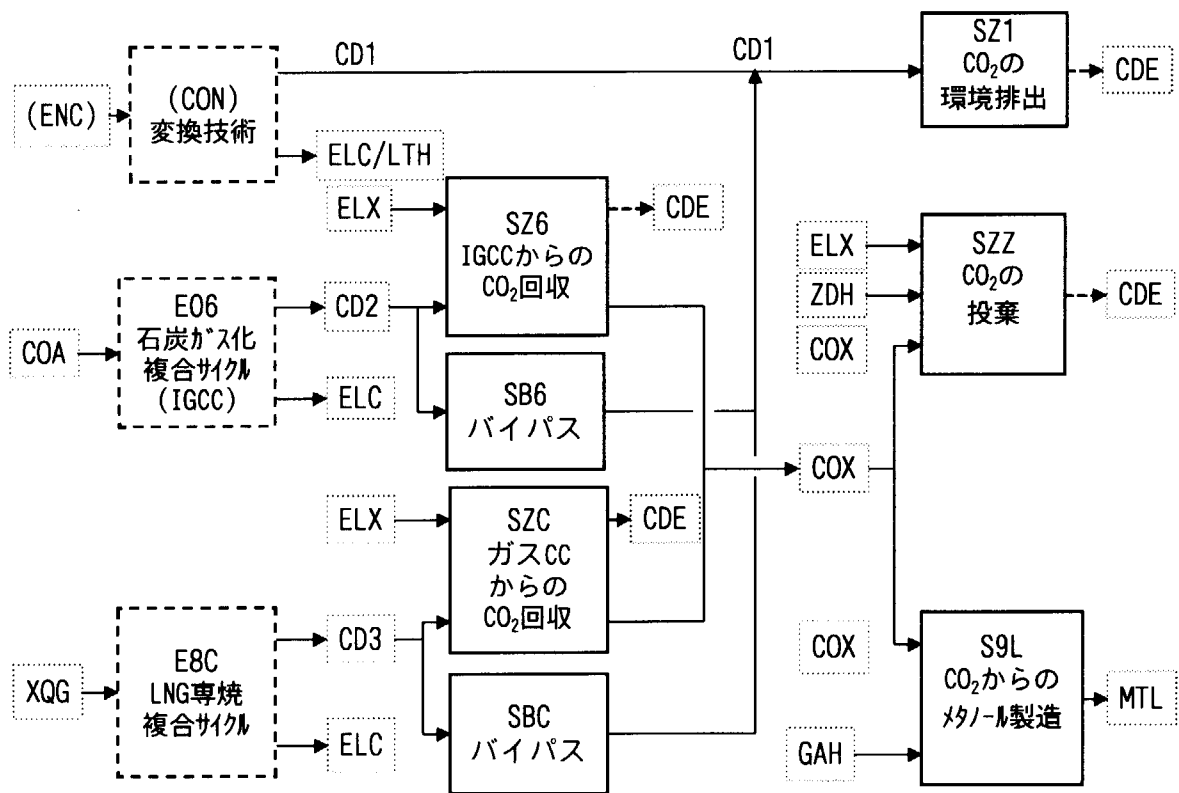


図 2.8 CO₂の回収・投棄システムのモデル化

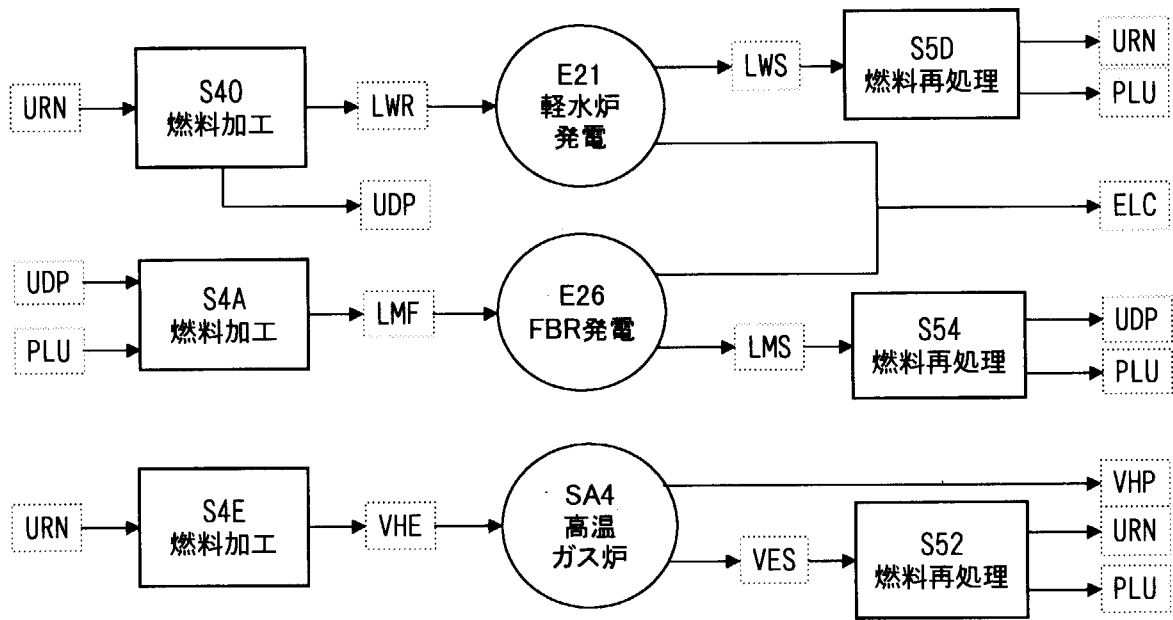


図 2.9 原子炉・核燃料サイクルシステムのモデル化

3. エネルギー技術特性データベース

本章では、前章に述べた我が国のエネルギーシステムモデルの中で供給部門を構成する各エネルギー技術に関して、特性データ（MARKALモデルの入力データ）、技術の概要、及びモデル化の方法をデータベースの形式にまとめた結果について述べる。

なお、我が国のエネルギーシステムを対象としたMARKALモデルの入力データは、ETSAPにおいてMARKALモデルによる分析が始まった1978年に始めて作成された。それ以来、ETSAPの課題分析を含むさまざまな分析に際して、データの更新が行われてきた。データの管理については、ETSAP附属書Ⅲまでは原研が原子力技術を、電子技術総合研究所がそれ以外の技術をそれぞれ担当していたが、同附属書Ⅳ以降においては原研のみでデータの更新を行っている。

3.1 特性データ項目

MARKALモデルによる分析では、上記のとおり、エネルギー技術の特性に基づいてシステムの最適化が行われる。エネルギー技術の特性は、大別して技術性能、コスト、商用技術の導入可能時期と設備導入制約、及び環境排出の4つのカテゴリに分けられ、さらにそれぞれのカテゴリには数種類のデータ項目が用意されている。表3.1に、本研究において、エネルギー供給部門に共通して設定した技術特性データ項目とその定義を示した。

特性データのカテゴリのうち、技術性能、コスト、環境排出に関しては、当該技術の我が国における標準的データを与える必要がある。既存技術の場合には、現在稼働している設備・機器に関する平均的なデータが適用される。この目的のため、可能な限り統計データを使用し、モデルで計算される1990年と1995年のエネルギー需給が統計値と整合するようにした。新技術の場合には、研究開発段階の性能ではなく、実用化した時点で想定される特性データを与えた。コスト（建設費及び運転維持費）に関しては、1995年価格で表示している。

特性データの単位は、エネルギーシステムの数量的表現と整合している必要がある。このモデル化では、エネルギーフローはすべてPJ（ペタジュール、ペタは 10^{15} を表す）で、発電技術、低温熱供給技術の設備容量はGW（ギガワット、ギガは 10^9 を表す）で表示している。また、コストの単位は 10^9 円、酸素の需給量と二酸化炭素の排出量はともに千トンである。（二酸化炭素は、炭素換算ではなく CO_2 換算で表示している。）特性データの単位はこれらを組み合わせたものとなり、例えば発電プラントの建設費の場合には 10^9 円/GW、又は千円/kWとなる。

エネルギーに関する表示で今ひとつ重要なのは燃料の発熱量である。水素含有燃料の発熱量には、生成する水蒸気の潜熱を含めた高位発熱量（総発熱量）と含めない低位発熱量とがある。我が国のエネルギー統計では高位発熱量が用いられているが、ETSAP研究では低位発熱量を使用することになっているため、このモデルにおいてもすべて低位発熱量を用いている。高位から低位への換算は簡便な方法を取り、気体燃料では0.90、液体燃料

では0.92、固体燃料では0.95を掛けることとしている。ただし、例外として水素の場合には0.85、メタノールの場合には0.88を使用している。

技術特性データは、もともと技術水準や社会経済環境に応じて時間的に変化していくものである。しかし、ここでは原則として基準年である1995年の技術仕様に基づいて設定するとともに、特別の理由がない場合には計算期間を通じて一定とした。一方、半世紀以上の長期間でみた場合には、著しい技術的進歩が見通される技術もある。また、現在は高コストの技術でも、将来的に量産化を通じてコストの大幅な低下が予想される場合もある。このような技術については、技術進歩の見通しに基づいて、特性データの時間的な変化を与えている。

3.2 技術特性データ

技術の特性データについては、これまでETSAP研究^{4), 5)}、統合エネルギーシステムに関する研究⁶⁾、高温核熱利用に関する研究⁷⁾の中で整備されてきたが、今回発電技術を中心にさらに改訂を行った。また、新型燃料電池や二酸化炭素回収・投棄等の幾つかの新技術は冒頭に述べた二酸化炭素排出削減戦略に関する分析のために追加したものであり、それらの特性データも追加した。さらに、これらの数値データに加えて、学術文献、解説書、政府刊行のハンドブック等⁸⁾⁻²⁸⁾を参考にして、各技術の概要について簡略な解説を行った。

モデル化の欄では、技術の入出力エネルギーと環境排出（二酸化炭素CDE又はCD1の排出）を示した。二酸化炭素の排出量の算出には、表3.2に示す主要燃料のCO₂排出係数および表3.3の変換技術のCO₂排出係数を用いている。

技術特性の欄では、左端に表3.1に示した技術特性データ項目（及びMARKALモデルにおけるデータ項目の名称記号）を置き、その右側に時間に依存しない数値データ（TID）、さらに右側に時間に依存する数値データを1990年から2050年の期間について示した。なお、時間に依存する数値データの空欄は、その両側（過去及び未来の年）にデータがある場合には、それらの直線内挿値を用いること、これ以外の場合にはデータを与えないことを表している。

3.2.1 発電及び熱供給技術

発電及び熱供給技術に分類される33種類の技術の特性、技術の概要及びモデル化の結果を、プロセス技術と同様の形式でまとめた（付録A）。

技術特性の中で効率に関しては、MARKALモデルでは、電力又は低温熱生産量当たりの投入エネルギー量（INP(ENC)）の形で与えるようになっている。したがって、いわゆる発電又は低温熱生産の「効率」はデータとして使用されないが、この表では参考のため

に表示した。発電プラント及び熱供給プラントについては、それぞれ発電及び低温熱生産の効率 (EFF) を与えた。また、熱電併給プラントでは発電効率 (EFF)、低温熱と電力 (熱エネルギー換算) の総合効率 (EFF_(HE))、及び熱/電力生産比 (REH) の3項目をそれぞれ表示した。投入される燃料の発熱量には、プロセス技術の場合と同様に、低位発熱量を使用している。

原子力発電と再生可能エネルギーを使用する技術の場合には、一次エネルギー供給量を計量する目的で、投入エネルギーを化石エネルギー換算量で与えるようになっている。このため、原子力の場合にはINPFEQ、再生可能エネルギーの場合にはINP(ERN) (ERNは再生可能エネルギーキャリア) のデータ項目を用意し、化石エネルギー換算係数を与える必要がある。このデータベースでは、発電に関しては火力発電の平均的効率で換算係数を与えた。将来的には、複合サイクル発電が主流となることを考慮し、平均的効率は上昇していくものと想定した。また、熱供給技術に関しては、化石燃料ボイラによる熱生産の効率で換算係数を与えた。

発電設備の出力は、正味の電力供給量を用いて電力需給の計算を行うため、発電端出力から所内用電力を差し引いた送電端出力を用いている。

稼働率については、表2.3の(XLM)に分類される技術には、季節(Z)・時間帯(Y)別の固定稼働率CF(Z)(Y)を与え、それ以外の技術には、年間の利用可能率AFを与えている。ここで、データ項目AFのデータのうち、各期の欄に記入されたデータAF(T)が1年間を通しての利用可能率である。これに対して、TID (時間に依存しないデータ) の欄に記入されたデータAF(TID)は、利用できない時間比率 (1 - AF(T)) のうち計画外停止の占める割合を表す。したがって、設備容量のうち、(1 - AF(T))・AF(TID)の比率だけはどの季節・時間帯にも稼働することができない。計画停止の比率は(1 - AF(T))・(1 - AF(TID))で表されるが、それをどの季節・時間帯で行うかはモデル内部で決定される。

前述のように発電及び熱供給技術からのCO₂排出は、ダミーエネルギーキャリアCD1で表している。入力データとしては、OUTCD1のデータ項目で発電量当たりの排出量を与えている。

3.2.2 プロセス技術

モデルに含まれる97種類のプロセス技術について、技術特性、技術の概要、及びモデル化の結果をまとめた (付録B)。

入出力エネルギーキャリア欄には、特定の入力エネルギーキャリアの入力量 (INP(ENC))、及び出力エネルギーキャリアの出力量 (OUT(ENC)) を与えている。これらの値は、各技術の設備稼働量 (設備容量の定義に用いたエネルギーフローで表され、例えば石炭の水蒸気ガス化の場合には投入石炭エネルギー量) に対する入出力エネルギー量の比で表されている。

燃料以外の物質、例えば酸素、二酸化炭素等については、設備稼働量当たり投入又は生産される物質の重量を、10⁶kg/PJを単位として表示している。プロセス技術の場合、一般的に設備容量をPJ/年の単位で表すため、設備単位 (単位容量の設備が100%稼働した場合の年間稼働量をPJ/年単位で表したものは、高温ガス炉SA4を除いて、1としている。高

温ガス炉の場合には設備容量をGW単位で定義したため、設備単位の値は31.536となっている。環境排出係数としては、大気中排出物質としてCO₂、SO₂、NO_xの枠を設けてあるが、ここではCO₂排出係数のみをkgCO₂/GJの単位で与えている。

表 3.1 技術特性評価項目の分類と定義

項 目 (記号)	定 義
[技術性能]	
効 率 (EFF)	変換技術の場合のみ与える。
エネルギー/物質入出力 (INP/OUT)	出力エネルギー(電力、低温熱)当たりの入力エネルギー量 単位設備稼働量当たりの入出力エネルギー、物質質量
耐用年数 (LIFE)	技術的な耐用年数
設備単位 (CAPUNIT)	変換技術 : 31.536 [(PJ/y)/GW _e] 7° Celsius技術 : 1
稼働率 (AF, CF)	AF:最大年間利用可能率(定期点検・保守、故障を除く) CF:年間稼働率を固定的に与える場合
[コスト]	
建設単価 (INVCOST)	定義した設備容量当たりの、建設に要するコスト
固定費単価 (FIXOM)	設備容量に比例して必要な年間費用
変動費単価 (VAROM)	設備稼働量に比例してかかる費用
[導入時期・規模]	
技術的導入可能時期 (START)	商用技術の導入可能開始時期
残存設備容量 (RESID)	計算開始年以前に建設され、各期に残存している設備容量
[環境排出]	
CO ₂ 排出係数 (ENVCDE)	単位設備稼働量当たりのCO ₂ 排出量
SO ₂ 排出係数	単位設備稼働量当たりのSO ₂ 排出量
NO _x 排出係数	単位設備稼働量当たりのNO _x 排出量

表 3.2 主要燃料のCO₂排出係数

燃 料 種				発熱量比率 LHV/HHV	燃料消費量当たり排出量		
					kgCO ₂ Gcal (HHV)	kgCO ₂ GJ (HHV)	kgCO ₂ GJ (LHV)
原油	OIL			0.92	286.46	68.43	74.38
天然ガス	LNG	NGA	CH4	0.90	210.39	50.26	55.84
一般炭	COA			0.95	367.93	87.90	92.53
海外炭	COC			0.95	367.93	87.90	92.53
原料炭	CCO			0.95	378.20	90.35	95.10
軽質油等	OIA			0.92	282.33	67.45	73.31
揮発油留分	GSA	GSB		0.92	296.70	70.90	76.16
軽質留分	LTA	LTB		0.92	275.89	65.91	71.64
LPG 平均	LPG			0.92	244.31	58.36	63.44
産業	ZLG			0.92	242.46	57.92	62.96
その他	ZL1			0.92	245.75	58.71	63.81
ガソリン	GSL	ZGL		0.92	281.84	67.33	73.18
ナフサ	NPH	ZNH		0.92	283.53	67.33	73.62
灯油	KRS	ZKS	ZK1	0.92	261.31	62.42	67.85
軽油	DSL	ZDL	ZD1	0.92	285.59	68.23	74.16
重油 平均	DSH			0.92	290.99	69.52	75.56
産業	HVL	ZDH	ZDN	0.92	290.17	69.32	75.35
民生	ZDN			0.92	279.46	66.76	72.57
輸送	ZDH			0.92	288.40	68.90	74.89
発電	DSH	HVL	DSC	0.92	297.23	71.01	77.18
	DSD	DSE					
潤滑油	LBR			0.92	363.66	86.88	94.43
産業用ガス	XGM			0.90	188.58	45.05	50.06
都市ガス	XG0	ZXA	ZXB	0.90	210.39	50.26	55.84
一酸化炭素	CO1			1.00	650.50	153.40	155.40
COG	COG			0.90	188.58	45.25	50.06
コークス	COK	ZCK		0.95	453.04	108.23	113.92
高炉ガス	BFG			0.90	898.30	214.60	238.44
メタノール	MTL	ZML		0.88	239.95	57.32	65.14
黒液	BLL			0.95	394.24	94.18	99.14
都市ゴミ	WAS				0.8088 tCO ₂ /t(ゴミ)		101.70
セメント製造 (石炭焼成)				1-3p 533.6 kgCO ₂ /t(セメント) 9-13p 506.9 kgCO ₂ /t(セメント)			

表 3.3 変換技術のCO₂排出係数

発電技術	期	燃料	燃料CO ₂ 排出係数 (kg/GJ _f)	発電等 効率 (%)	燃料投入 比率 (GJ _f /GJ _e)	CO ₂ 排出 係数 (kg/GJ _e)		
E01 石炭(在来)	1p- 3p	COA	92.53	38.0	2.632	243.5		
	7p-13p						40.0	2.500
E06 石炭(IGCC)	2p	COA	92.53	42.0	2.381	220.3		
	5p			45.0			2.222	205.6
	7p- 13p			49.0			2.041	188.8
E07 石炭(MCFC)	5p	COA	92.53	50.0	2.000	185.1		
	7p			52.0			1.923	177.9
	13p			54.0			1.852	171.4
E11 石油(低硫黄)	1p	DSD	77.18	41.0	2.439	188.2		
	3p- 13p			42.0			2.381	183.8
E13 石油(高硫黄)	1p	DSC	77.18	41.0	2.439	188.2		
	3p- 13p			42.0			2.381	183.8
E14 産業自家発	1p	DSE	77.18	35.0	2.857	220.5		
	3p			36.0			2.778	214.4
	7p- 13p			38.0			2.632	203.1
E15 産業自家発 (熱併給)	1p	DSE	77.18	34.0	2.941	227.0		
	3p			35.0			2.857	220.5
	7p- 13p			36.0			2.778	214.4
E16 産業自家発 (複合サイクル)	1p- 3p	DSE	77.18	45.0	2.222	171.5		
	13p			49.0			2.041	157.5
E1X 石油火力パワリング		XQG	55.84	(44.0)	1.720	96.0		
E81 ガスタービン火力	1p- 13p	DSX	55.84	34.2	2.927	163.3		
E82 LNG火力	1p	XQG	55.84	42.0	2.381	133.0		
	3p- 13p			43.0			2.326	129.9
E8C LNG複合サイクル	1p	XQG	55.84	45.0	2.222	124.1		
	5p			55.0			1.818	101.5
	7p			59.0			1.695	94.6
	13p			61.1			1.636	91.4
E84 コージェネ(在来)		FCG	-	電 27.0 熱 38.0	3.704	-		
E8X LNG火力パワリング		XQG	55.84	(45.0)	1.693	94.5		
E61 燃料電池(PAFC)		XQG	55.84	電 43.3 熱 27.8	2.308	129.0		
E62 燃料電池(MCFC)	1p- 9p	XQG	55.84	電 55.6 熱 27.8	1.800	100.4		
	13p			電 59.0 熱 29.5	1.695	94.6		
E76 ガス熱供給		XQG	55.84	90.0		62.0		

4. おわりに

—国レベルの分析で使用されるMARKALモデルのデータベースは膨大であり、分析結果の報告書の中で、これをすべて紹介することは不可能である。そこで、これまで分析報告書の中では主要な技術の特性を記載するのに留まっていたが、これがともすればMARKALによる分析の透明性に対する疑問を招きがちであった。したがって、原子力利用の長期的役割に関する分析を原研の公開レポートにまとめたのを機に、モデル化とデータベースについてもまとめることとした次第である。

しかし、この報告書ではシステムのモデル化の概要、個別技術の概要と特性データをまとめるに留まった。個々の特性データは、さまざまな文献データと前提条件に基づいて作成されているが、その過程を記載するには至らなかった。個別特性データの作成方法については、内部メモとしてまとめつつあるので、必要があれば著者らに問い合わせ頂けるようお願いしたい。また、本報告書では、エネルギー供給部門のみを対象とした。最終需要部門のモデル化、並びに需要技術の特性のデータベース化については別途まとめる予定である。

謝 辞

原研のMARKALモデルのデータベースは、当研究室における長期にわたるエネルギーシステム解析研究の所産である。長年にわたってこの研究を指導された安川茂前室長はじめ、過去に当研究室に在籍され、データベースの整備に携わった多くの方々に心から謝意を表します。

参 考 文 献

- 1) 佐藤治, 下田誠, 立松研二, 田所啓弘 : JAERI-Research 99-015, "我が国における二酸化炭素削減戦略と原子力の役割" (1999).
- 2) Fishbone, L. G., Giesen, G., Goldstein, G., Hymmen, H. A., Stocks, K. J., Wilde, D., and Abilock H. : BNL 51476, "User's Guide for MARKAL (BNL/KFA Version I) - A Multi-Period, Linear- Programming Model for Energy Systems Analysis" (1981).
- 3) 桑原脩 : "特集 ライフサイクルアセスメント (LCA) - 環境調和社会の新技术", エネルギー資源, **11**, 569 (1996).
- 4) 安川茂, 佐藤治, 田所啓弘, 梶山武義, 新良貴肇, 今田昌秀, 下山田佳敬 : "炭酸ガス排出抑制におけるエネルギーおよび技術選択 - 核エネルギーと化石燃料の共生利用に向けて", 日本原子力学会誌, **33**, 1131 (1991).
- 5) Yasukawa, S., Sato, O., Tadokoro, Y., Kajiyama, T., Shiraki, H., Konta, M., Ohkawa, Y., Shimoyamada, Y., and Iizuka, T. : "Fuel and Technology Mix Toward CO₂ Emission Reduction - OECD/IEA/ETSAP Annex - IV Summary Report of Japan -", in ECN-C--94-024, "National Energy Options for Reducing CO₂ Emissions, Volume 2: Country Studies" (1994).
- 6) Yasukawa, S., Mankin, S., Sato, O., Tadokoro, Y., Nakano, Y., Nagano, T., Yamaguchi, K., and Ueno, S. : JAERI-M 87-187, "The Study on the Role of Very High Temperature Reactor and Nuclear Process Heat Utilization in Future Energy Systems - Implication in Energy, Economy, and Environment of Japan -" (1987).
- 7) Yasukawa, S., Sato, O., Tadokoro, Y., and Konta, M. : JAERI-M 92-215, "Potential of CO₂ Emission Reduction by High Temperature Nuclear Heat", Proceedings of the 2nd JAERI Symposium on HTGR Technologies, Oct. 21 - 23, 1992, Oarai, Japan, (1993).
- 8) 小宮山宏 監修 : "地球温暖化問題ハンドブック", 東京, アイピーシー (1990).
- 9) 環境庁企画調整局地球環境部編 : "地球温暖化防止対策ハンドブックNo. 1 - 5", 東京, 第一法規 (1992).
- 10) 茅陽一他, 地球環境工学ハンドブック編集委員会編 : "地球環境工学ハンドブック", 東京, オーム社, p1048 (1991).
- 11) 石油学会編 : "新石油化学プロセス", 東京, 幸書房, (1986).
- 12) 公害資源研究所地球環境特別研究室編 : "地球温暖化の対策技術", 東京, オーム社 (1990)

- 13)石油学会編："石油精製プロセス", 東京, 講談社サイエンティフィック (1998).
- 14)資源エネルギー庁石炭新エネルギー部監修："コールノート1998年版", 東京, 資源産業新聞社 (1989).
- 15)日本機械学会編："機械工学便覧 基礎編応用編", 東京, 丸善株式会社 (1990).
- 16)石油化学新聞社："LPガス資料年報", 東京 (1997).
- 17)資源エネルギー庁省エネルギー石油代替エネルギー対策課監修："省エネルギー総覧" 1994, 東京, 通産資料調査会 (1994).
- 18)資源エネルギー庁ガス事業課・ガス技術安全課監修："ガス事業便覧 (平成9年版)", 東京, (社)日本ガス協会 (1997).
- 19)科学技術庁原子力局監修："原子力ポケットブック (1992年版)", 東京, 日本原子力産業会議 (1992).
- 20)日本原子力学会高度化原子燃料サイクル技術研究専門委員会："新型炉燃料サイクル", 東京, 日本原子力学会 (1992).
- 21)通産省工業技術院原子力製鉄技術研究組合："高温還元ガス利用による直接製鉄技術の研究開発" (1981).
- 22)資源エネルギー庁監修："資源エネルギー年鑑 '85", 東京, 通産資料調査会 (1985).
- 23)Jaeger, W., Weisbrodt, i., Horning, H.："Nuclear Process Heat Applications for the Modular HTR", Nucl. Engin. & Des., 78, pp137 (1984).
- 24)稲葉, 他：JAERI-Tech. 96-057, "核熱の産業利用に関する検討" (1997).
- 25)"別冊化学工業28-15増補 吸着", 東京, 化学工業社 (1984).
- 26)BNL-51798："High Temperature Steam Electrolysis：Technical and Economic Evaluation of Alternative Process Designs", p21 (1983).
- 27)(社)日本伝熱学会編："環境と省エネルギーのためのエネルギー新技術大系", 東京, 編集室アイ・ティー・オー (1996).
- 28)"プロセスフローシート<1>", 東京, 化学工業社 (1982).

付録 A 発電・熱供給技術データベース

発電・熱供給技術データシート一覧表

シート番号	記号	技 術 名 称
A-01	E01	石炭火力発電
A-02	E06	石炭ガス化複合サイクル発電
A-03	E07	石炭ガス化MCFC
A-04	E11	石油火力発電(事業用:低硫黄)
A-05	E13	石油火力発電(事業用:高硫黄)
A-06	E14	石油火力発電(自家発電)
A-07	E15	石油火力熱電併給(自家発電)
A-08	E16	石油複合サイクル発電(自家発電)
A-09	E1X	石油火力リパワリング
A-10	E21	軽水炉発電
A-11	E26	高速増殖炉発電
A-12	E31	水力発電
A-13	E32	地熱発電(低価格)
A-14	E33	地熱発電(高価格)
A-15	E38	風力発電等
A-16	E3Y	ごみ発電
A-17	E4C	太陽電池(低価格)
A-18	E4D	太陽電池(高価格)
A-19	E51	揚水発電
A-20	E61	ガス燃料電池(PAFC)
A-21	E62	ガス燃料電池(MCFC)
A-22	E76	ガス 地域熱供給
A-23	E7C	地熱 地域熱供給
A-24	E7X	都市廃熱利用 地域熱供給
A-25	E81	ガスタービン発電
A-26	E82	LNG火力発電
A-27	E84	在来型熱電併給
A-28	E8A	LNG冷熱発電
A-29	E8B	炉頂圧発電
A-30	E8C	LNG複合サイクル発電
A-31	E8X	LNG火力リパワリング
A-32	E9B	高温ガス炉蒸気タービン
A-33	E9C	COガスタービン発電

E01		石炭火力発電 Coal-Fired Steam (Conventional)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		38		38			40	40
INPCOA		[GJ _f /GJ _e]		2.632		2.632			2.5	2.5
OUTCD1		[kgCO ₂ /GJ _e]		243.5		243.5			231.3	231.3
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			40	70						70
WD										
WN										
ID	稼働率	[%]								
IN										
SD										
SN										
RESID	既存設備	[GW _e]		9.3	9.3	9.3		0		
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		264						264
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		11						11
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.148						0.148
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		243.5		243.5			231.3	231.3
ENVCDE		[kgCO ₂ /GJ _f]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

石炭は安定供給性、経済性ともに優れており、1970年代に我が国を襲った石油エネルギー危機以来、我が国では石炭火力の積極的導入推進策が取られて来た。石炭火力は、石油火力に比べ、より大規模な受け入れ設備及び環境対策設備を要し、また機器寿命が短い等の問題点があり、在来型の技術的改良が重ねられて来た。しかし石油に比べ2割以上CO₂排出原単位が大きく、今後、更に高効率化の要求が強まると予想され、蒸気条件の高温、高圧化に向け、蒸気タービンの開発が行われている。またPFBC、IGCC等の高効率燃焼技術およびCO₂回収技術の開発等も重要となる。

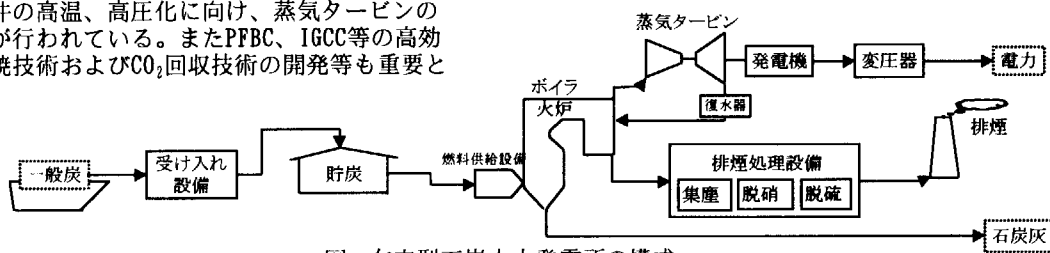
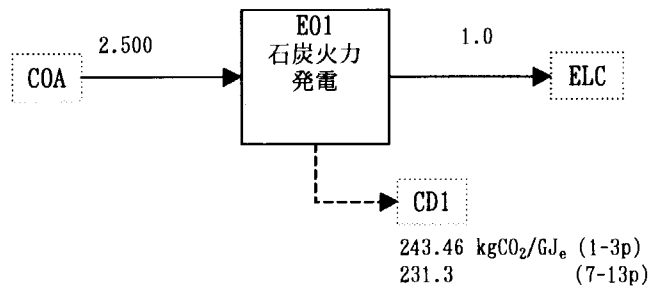


図 在来型石炭火力発電所の構成

モデル化



E06		石炭ガス化 複合サイクル発電 Coal-Fired Integrated Gasification Combined Cycle(IGCC) Electric									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]			42		45		49	49	
INPCOA	入出力	[kgCO ₂ /GJ _e]			2.381		2.222		2.041	2.041	
OUTCD1					220.3		205.6		188.8	188.8	
START			導入開始年	[期]	3						
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536								
AF			40			70				70	
WD											
WN											
ID	稼働率	[%]									
IN											
SD											
SN											
RESID			既存設備	[GW _e]							
INVCOST	建設費	[k¥/kW]				314				314	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]				13.1				13.1	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]				0.212				0.212	
OUTCD2	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]			220.3		205.6		188.8	188.8	
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

石炭ガス化と、通常、1300℃級以上の高温ガスタービン（トッピングサイクル）および蒸気タービン（ボトムリングサイクル）を組み合わせた複合発電技術。現在は、高温ガスタービンを作動させた後、排熱回収熱交換器により蒸気タービンを駆動するガスタービン主体の排熱回収方式が主流である。在来石炭火力に比べ、蒸気タービンと高温ガスタービンの併用による高効率化(熱効率42-49%)と、煤塵と温排水等の環境負荷排出物の低減によるクリーン化が実現出来る。石炭ガス化は、水蒸気、酸素のガス化炉内への吹き込みにより行われ、流動床あるいは噴流床型では1200℃以上の高温ガスの生成が可能である。

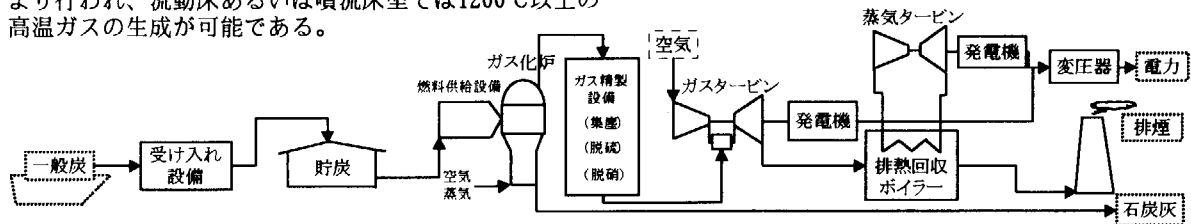
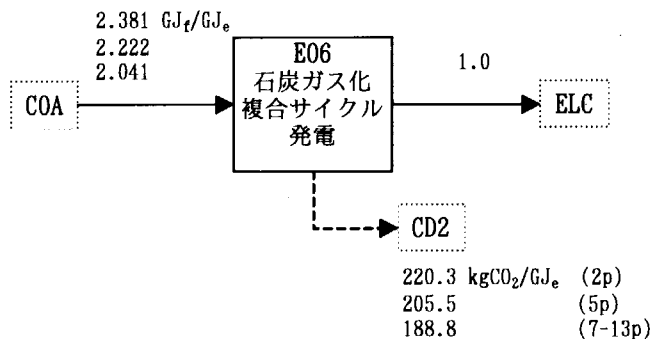


図 石炭ガス化IGCC発電の構成

モデル化



E07		石炭ガス化MCFC(溶融炭酸塩燃料電池) Coal-Fired Integrated Gasification(IG)-MCFC									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]					50		52	54	
INPCOA	入出力	[kgCO ₂ /GJ _e]					2		1.923	1.852	
OUTCD1							185.1		177.9	171.4	
START	導入開始年	[期]	5								
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536								
AF			40				70			70	
WD											
WN											
ID	稼働率	[%]									
IN											
SD											
SN											
RESID			既存設備	[GW _e]							
INVCOST	建設費	[k¥/kW]					345			345	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]					14.4			14.4	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.233			0.233	
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]					185.1		177.9	171.4	
ENVCD1	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

燃料電池発電技術は、化石燃料を改質して得られる水素ガスと、酸素を、固体電解質を介して電気化学的に反応させる事により直接発電する、高効率発電技術である。MCFCは電解質としてLiなどのアルカリ金属炭酸塩を、熔融状態すなわち高温(650°C)で用いるため、水素ガスを反応させるための白金のような貴金属触媒が不要で、燃料ガス中にCOが混在しても触媒作用への被毒を起し難く、それゆえ多種の燃料、特に石炭ガス化合成ガスの利用に向いている。また小出力でも熱効率が高いため分散型電源に適する。技術的には、高温、腐食性環境下で耐久性のある材料開発が鍵となる。

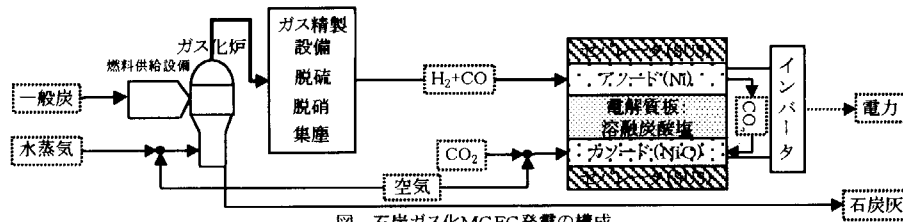
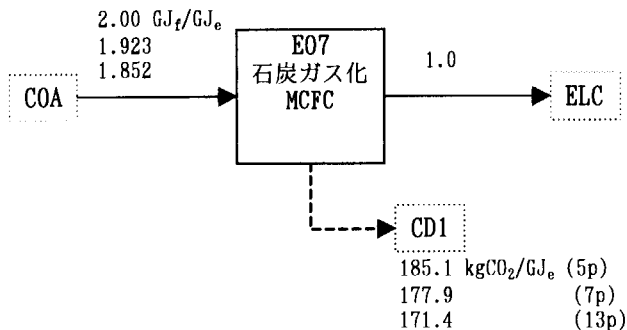


図 石炭ガス化MCFC発電の構成

モデル化



E11		石油火力 (事業用: 低硫黄) Distilled Heavy Oil-Fired Steam (Low Sulfur)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		41		42				42
INPDS	入出力	[kgCO ₂ /GJ _e]		2.439		2.381				2.381
OUTCD1				188.2		183.8				183.8
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF	稼働率	[%]	25	60	60	50				50
WD										
WN										
ID										
IN										
SD										
SN										
RESID	既存設備	[GW _e]		25		22		0		
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		202						202
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		8.65						8.65
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0628						0.0628
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		188.2		183.8				183.8
ENVUDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

重油は、石炭に比べ貯蔵、輸送が便利で、燃焼の際、微粉化などの加工の必要が無く、燃焼器および補機が簡素であり、従って発電所の単位出力当たりの建設費が安い。また石炭に比べ燃焼温度を高く出来、負荷変動への対応が容易である。事業用石油火力における蒸気条件は入口温度538°C、圧力24.1MPaの超臨界圧が主流で、熱効率は41%に達する。また石油は、石炭より2割以上CO₂排出原単位が低く、その分、地球温暖化対策上は有利であるが、残存可採量が石炭の数分の一と少なく、今後、さらなる発電の高効率化、およびCO₂回収技術の開発等が必要となる。
原油生焚き、または脱硫重油を使用する。

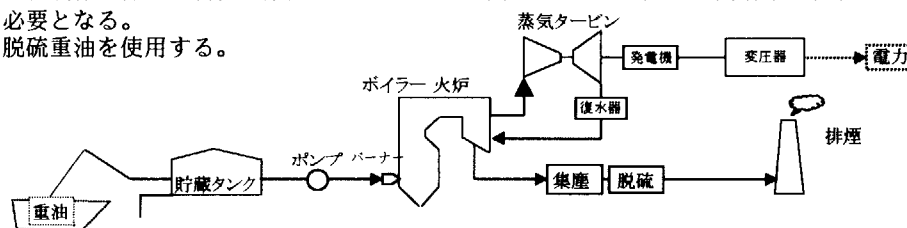
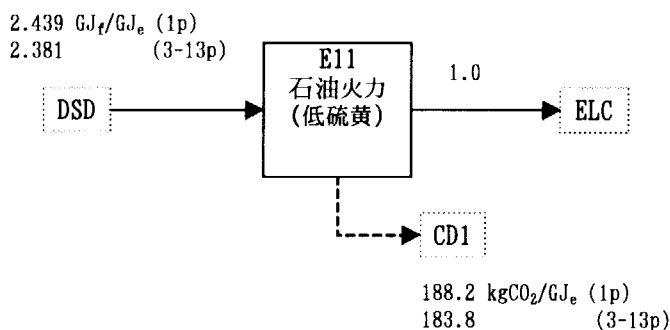


図 石油火力発電所の構成

モデル化



E13		石油火力 (事業用: 高硫黄) Distilled Heavy Oil-Fired Steam (High Sulfur)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]		41		42				42	
INPDSC	入出力	[kgCO ₂ /GJ _e]		2.439		2.381				2.381	
OUTCD1				188.2		183.8				183.8	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536								
AF			25	60	60	50				50	
WD											
WN											
ID	稼働率	[%]									
IN											
SD											
SN											
RESID	既存設備	[GW _e]		29		23		0			
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		202						202	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		8.65						8.65	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0628						0.0628	
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		188.2		183.8				183.8	
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

石油は、液体燃料であるため、石炭に比べ貯蔵、輸送が便利で、微粉化などの加工の必要が無く、燃焼器および補機が簡素で、負荷変動への対応が容易である。またスラッグが発生しないため燃焼温度を高く出来、石炭火力に比べ、総じて発電所の単位出力当たりの建設費が安価である。また石油は、石炭より2割以上CO₂排出原単位が低く、地球温暖化対策上も有利であるが、最大の問題は、残存可採量が石炭の数分の一と少なく、資源保護とセキュリティ一面から、一次エネルギーとしての石油のシェアは今後低下して行くものと思われる。硫黄含有量の多い重油を燃料とするものを対象とする。

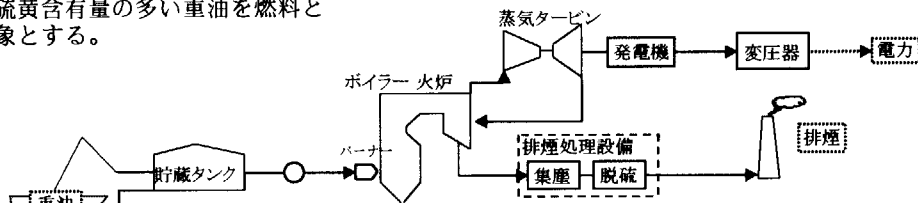
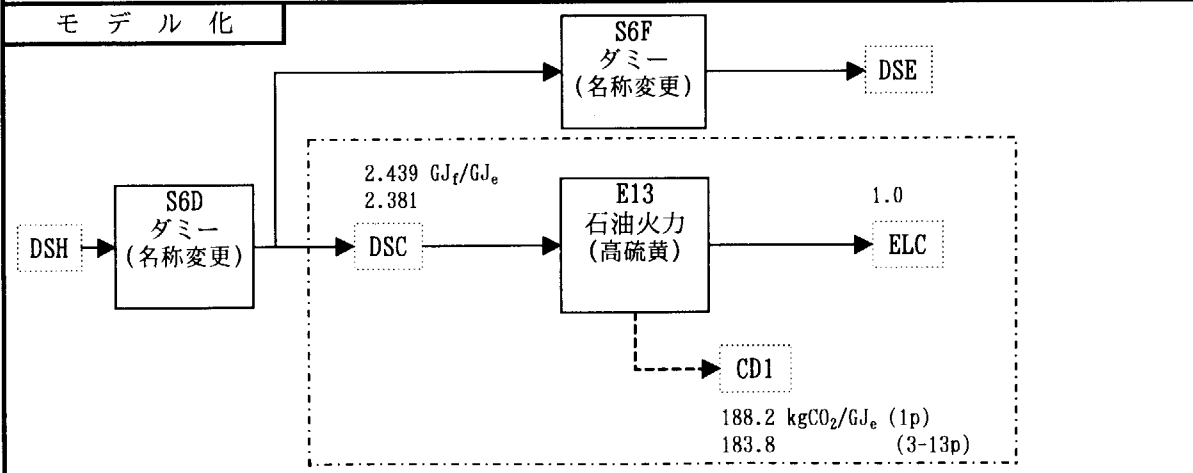


図 石油火力発電所の構成

モデル化



E14		石油火力 (自家発電) Distilled Heavy Oil-Fired Steam (Industry)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]		35		36			38	38	
INPDSE				2.857		2.778			2.632	2.632	
OUTCD1		[kgCO ₂ /Ge _t]		220.5		214.4			203.1	203.1	
	入出力										
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536								
AF			40	70						70	
WD											
WN											
ID	稼働率	[%]									
IN											
SD											
SN											
RESID	既存設備	[GW _e]		10.3				0			
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		233						233	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		9.98						9.98	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0743						0.0743	
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		220.5		214.4			203.1	203.1	
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

自家用火力発電は、鉄道、化学工業、紙、パルプ工業、製鉄業などにおいて、工場内で発生する排出エネルギーを利用する形で、あるいは工場保安電力確保のため設置される。発電所あたりの出力は、事業用に比べ数分の一から一桁以上小さく、蒸気圧力は年々上昇してはいるものの、二分の一程度であり、熱効率は現状は35%程度である。石油は石炭に比べ貯蔵、輸送が便利で、燃焼器および補機用動力源が不要で、負荷変動への対応が容易であるため、自家発電用燃料として多く用いられている。

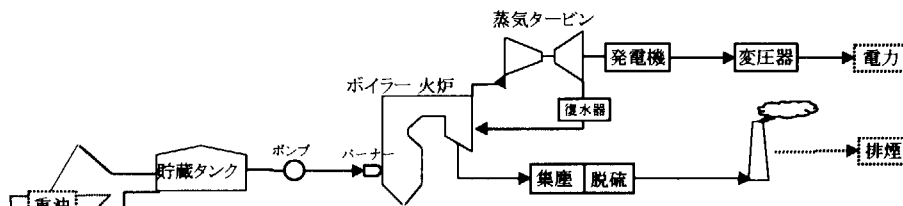
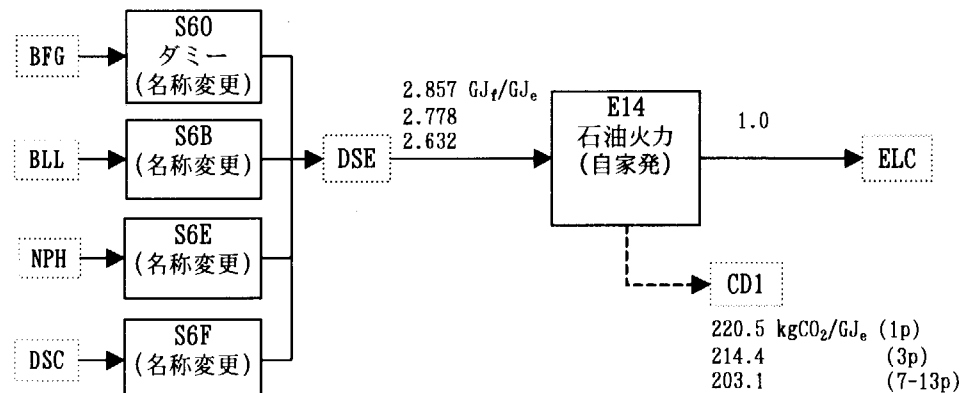


図 自家用石油火力発電の構成

モデル化



E15		石油火力熱電併給 (自家発電) Distilled Heavy Oil-Fired Steam Cogeneration (Industry)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		34		35			36	36
INPDSE		[J_t/J_e]		2.941		2.857			2.778	2.778
OUTPRH				1.2						1.2
OUTCD1	入出力	[$kgCO_2/GJ_e$]		227		220.5			214.4	214.4
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			40	70						70
WD										
WN										
ID	稼働率	[%]								
IN										
SD										
SN										
RESID	既存設備	[GW_e]		1.3				0		
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]		253						253
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]		10.9						10.9
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]		0.0797						0.0797
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]		227		220.5			214.4	214.4
ENVUDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_e$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_e$]								

技術概要

自家用火力熱電併給は、鉄道、化学工業、紙、パルプ工業、製鉄業などにおいて、工場内で使用する蒸気と発電用蒸気とを併給する形で設置される。発電所あたりの出力は、事業用に比べ数分の一から一桁以上小さく、蒸気圧力は、年々上昇してはいるものの通常は事業用の二分の一程度である。石油は石炭に比べ貯蔵、輸送が便利で、燃焼器および補機用動力源が不要で、負荷変動への対応が容易であるため、自家発電用燃料として多く用いられている。重油の他に、パルプ廃液、高炉ガス等の利用を想定している。

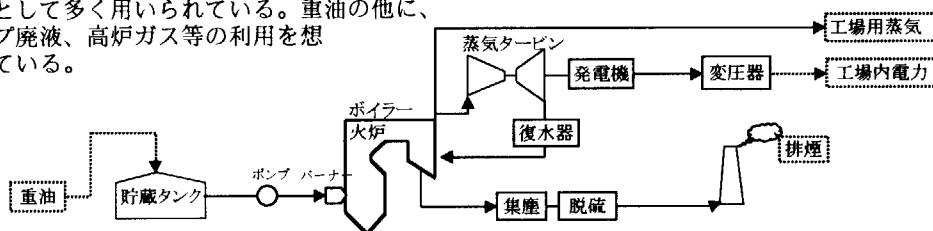
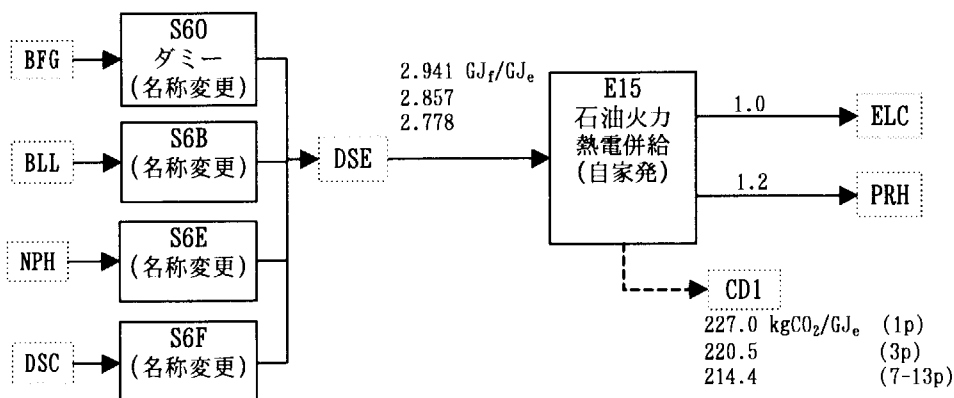


図 石油火力熱電併給発電所の構成

モデル化



E16		石油複合サイクル発電 (自家発電) Distilled Heavy Oil-Fired Combined Cycle Electric (Industry)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		45		45				49
INPDSE		[J_t/J_e]		2.222		2.222				2.041
OUTCD1		[$kgCO_2/GJ_e$]		171.5		171.5				157.5
	入出力									
START	導入開始年	[期]	3							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/ GW_e]	31.536							
AF			40	70						70
WD										
WN										
ID	稼働率	[%]								
IN										
SD										
SN										
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]		280						280
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]		12						12
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]		0.088						0.088
OUTCD1	CO_2 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]		171.5		171.5				157.5
ENVCDE	SO_2 排出係数	[$kgSO_2/GJ_t$]								
	NO_x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_t$]								

技術概要

自家用火力複合サイクル発電は、自家用発電においてガスタービンと蒸気タービンの複合サイクル発電を行い高効率化を図ったものである。近年のガスタービンの入り口温度の上昇(1050-1100°C)とともに、ガスタービン主体、すなわち、ガスタービンの排熱で蒸気タービンを動かせる方式が主流となって来ている。今後、ガスタービン入り口温度の上昇と共に、発電効率も更に向上して行くものと予想される。

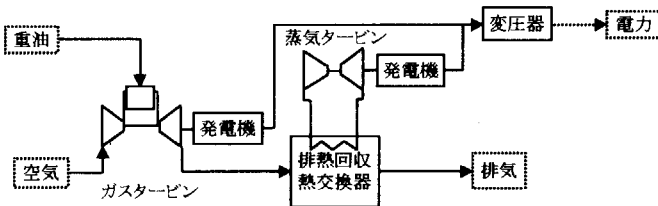
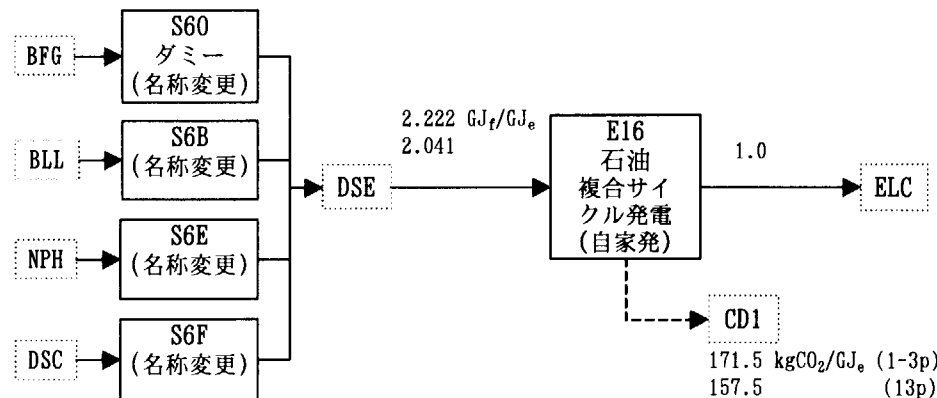


図 石油複合サイクル自家発電の構成(多軸型、排熱回収式)

モデル化



E1X		石油火力バワリング Distilled Heavy Oil-Fired Steam Repowering								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		58.14						58.14
INPXQG		[J_f/J_e]		1.72						1.72
OUTCD1		[$kgCO_2/GJ_e$]		96						96
	入出力									
START	導入開始年	[期]	4							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			25				50			50
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]					250			250
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]					4.85			4.85
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]					0.368			0.368
OUTCD1	CO_2 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]		96						96
ENVUDE	SO_2 排出係数	[$kgSO_2/GJ_f$]								
	NO_x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_f$]								

技術概要

リパワリングとは、既設の蒸気火力発電設備を改造し、出力増大、効率向上、寿命延長、環境対応等を目的としてプラントの再生を図ることを云う。基本的には、ガスタービンを追設して複合化を行うものであり、下流側の既存設備はそのまま利用できる。下図に、ガスタービンの排気を既設ボイラーの燃焼用空気として利用する、再燃方式のリパワリングの例を示す。

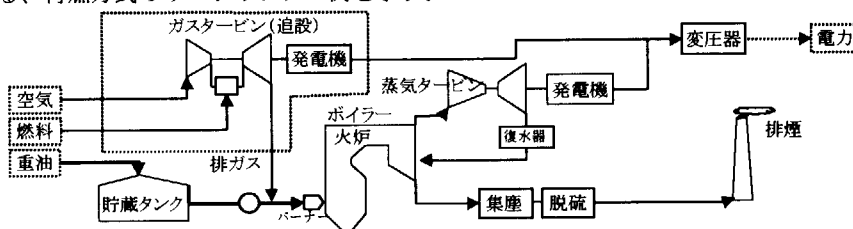
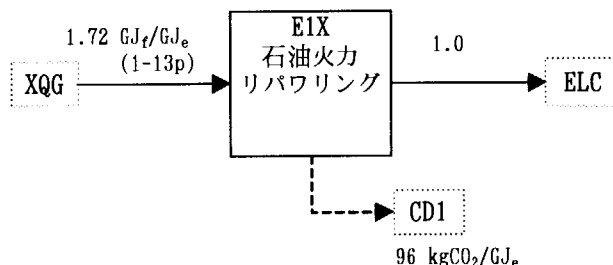


図 石油火力リパワリングの構成

モデル化



E21		軽水炉発電 LWR Power Plant								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPLWR	入出力	[J_1/J_e]	98.8	0.7855						0.7855
INPFEQ		[J_1/J_e]		2.439		2.326				2.041
OUTLWS				0.8726						0.8726
LEDLWR				0.2	0.2					0.2
LAGLWS					0.8					0.8
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF										
CFWD	稼働率	[%]		75	80					80
CFWN				75	80					80
CFSD				90	95					95
CFSN				90	95					95
CFID				66	71					71
CFIN				66	71					71
RESID	既存設備	[GW _e]	24.5				0			
INVCOST	建設費	[k¥/kW]	328							328
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]	15							15
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]	0.123							0.123
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]	94.43							94.43
ENVUDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

軽水炉は、低濃縮二酸化ウランを燃料とし、軽水を中性子減速材兼冷却材に用いる原子炉である。軽水炉には、減速材兼冷却材の軽水を炉心内で加圧し、体沸騰を起こさず加熱(15.5MPa、310°C)し、蒸気発生器で熱交換させる方式の加圧水型(図1)と、軽水を炉心で沸騰させ、発生した飽和蒸気(7MPa、280°C)を直接蒸気タービンに送る沸騰水型(図2)とがある。原子力発電は、経済性の面から低負荷変動運転が望ましく、基底電源としての使用が主流である。

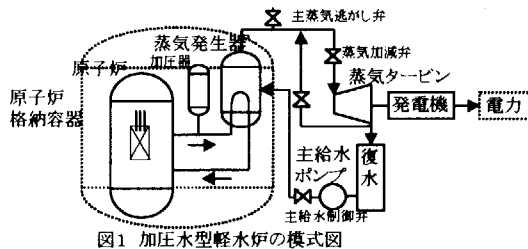


図1 加圧水型軽水炉の模式図

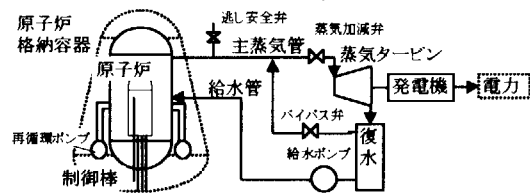
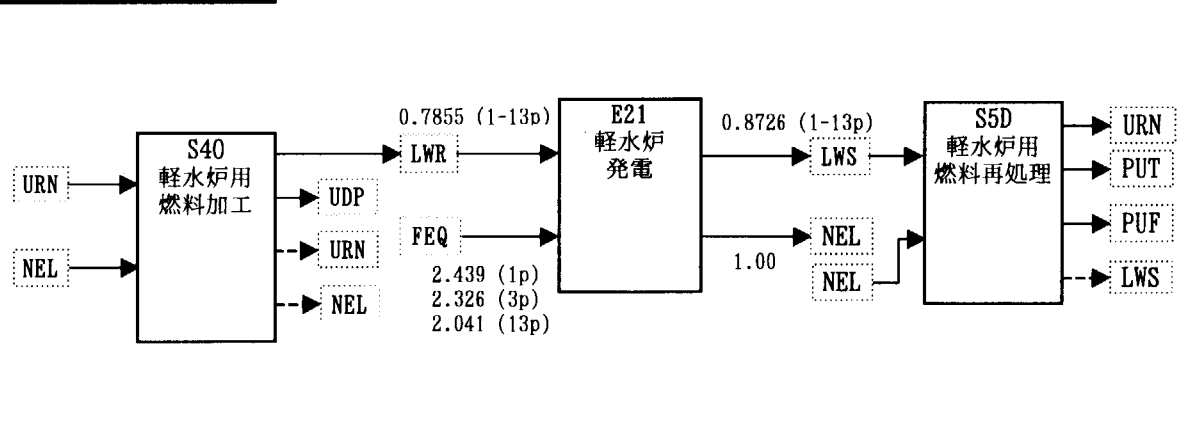


図2 沸騰水型軽水炉の模式図

モデル化



E26		高速増殖炉発電 LMFBR Power Plant									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	6(2015)	7(2020)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLMF	入出力	[J_t/J_e]	81.03	1.119						1.119	
INPFEQ		[J_t/J_e]		2.439		2.326				2.041	
OUTLMS				1.203						1.203	
LEDLMF				0.2	0.2					0.2	
LAGLMS				0.6						0.6	
START	導入開始年	[期]	3								
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位	[(P _J /y)/GW _e]	31.536								
AF											
CFWD	稼働率	[%]				80				80	
CFWN						80					80
CFSD								95			95
CFSN								95			95
CFID								71			71
CFIN								71			71
RESID			既存設備	[GW _e]							
INVCOST	建設費	[k¥/kW]				1312		656	459	459	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]				23.3				23.3	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
ENVUDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

高速増殖炉は、発電と核燃料増殖を同時に行える原子炉で、プルトニウムを燃料とし、ウラン238からプルトニウムを生産しながら発電する方式が最も高率が良い。冷却材には、中性子減速効果が低く、除熱能力の高い溶融ナトリウム(400-550°C)が用いられる。原子炉、ポンプ、中間熱交換器で構成される一次冷却系は格納容器内に置かれ、格納容器外に置かれたナトリウム二次冷却系を介し、蒸気発電系と結合される。発生蒸気圧は12-18MPa、温度は480-500°Cと高く、発電効率は41%を超える。高速増殖炉は、軽水炉から排出されるプルトニウムを燃料とするため、究極の原子炉と云えるが、ナトリウム冷却材の取り扱い技術の確立および経済性、等の解決すべき問題が残されている。

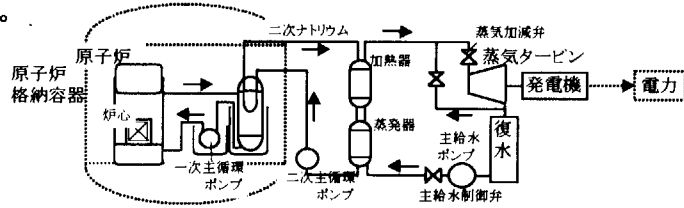
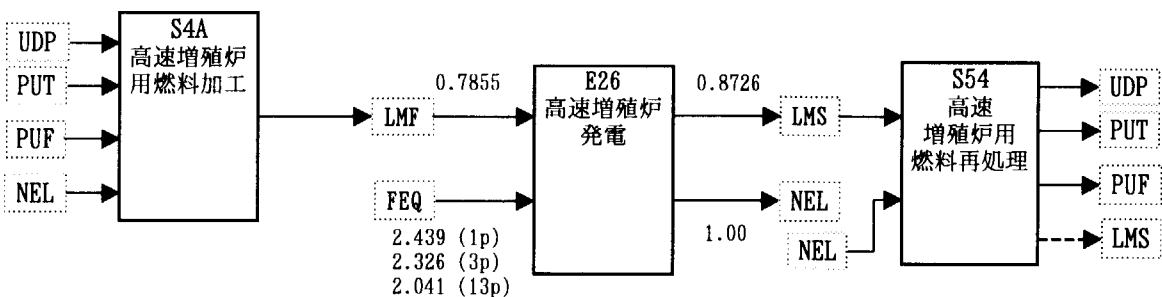


図1 液体金属冷却高速増殖炉の一例の模式

モデル化



E31			水力発電 Hydroelectric							
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPHYD		[J_t/J_e]		2.439		2.326				2.041
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	12							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF										
CFWD				38	30	38				38
CFWN				38	30	38				38
CFSD	稼働率	[%]		62	54	62				62
CFSN				62	54	62				62
CFID				60	54	60				60
CFIN				60	52	60				60
RESID	既存設備	[GW_e]		18.8						5.13
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]		916						916
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]		16.3						16.3
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]								
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_e$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_e$]								

技術概要

水力発電は、陸地への降雨水の位置エネルギーを利用する再生可能エネルギーであり、運転コストが安い。しかし単位出力当たりの建設費は高い。未開発の経済的包蔵水力は国内で40%程度、世界的には80%以上ある。効果的な利用には、社会、自然環境との調和的運用が必要である。発電効率は10%程度である。今後の発展は、発展途上国における開発、規制緩和政策の下での中小規模の発電所の建設、更には遠隔地へのエネルギー輸送技術の開発に依るところが大きい。小容量発電向けの水路式と、大容量向けのダム式があり、下図にダム式の模式的構成図を示す。水力発電の理論水力 P_h 、発電出力 P_e は次式により

与えられる：

$$P_h = 9.8 H_t Q_t, \quad (kW)$$

$$P_e = 9.8 E_t E_g Q_t H_t, \quad (kW)$$

H_t ：最大有効落差(m)、
 Q_t ：最大使用水量(m^3/s)、
 E_t ：水車の効率、 E_g ：発電機の効率

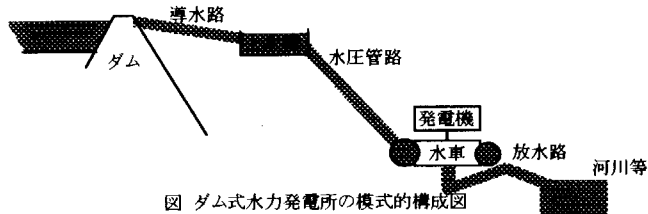
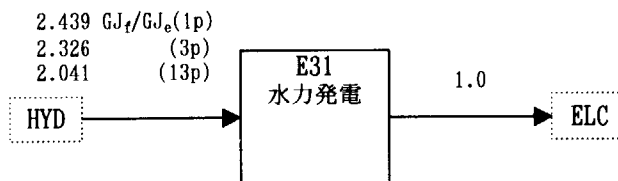


図 ダム式水力発電所の模式的構成図

モデル化



E32		地熱発電 (低価格) Geothermal Electric								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGEO		[J_f/J_e]		2.439		2.326				2.041
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			40	80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW_e]		0.18			0			
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]		600						600
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]		17.4						17.4
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]		0.02						0.02
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_f$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_f$]								

技術概要

既存の地熱発電は、主に地核の熱エネルギーの中で特に地表から数km以内に存在する火山性熱水対流系の蒸気、あるいは中・高温水 (>150°C) を発電に利用するものである。運転コストが安く、他の自然エネルギーに比べ稼働率が高い。蒸気井の掘削により自噴する高温熱水を利用する型は既に実用段階にあり、総じて単位出力当たりの発電コストは他の在来発電方式並みである。下図に、熱水を減圧沸騰させ、蒸気に変換してタービンを回す方式の、シングルフラッシュ復水式発電所の構成を一例として示す。

(日本機械学会編、“機械工学便覧”、B6-126)

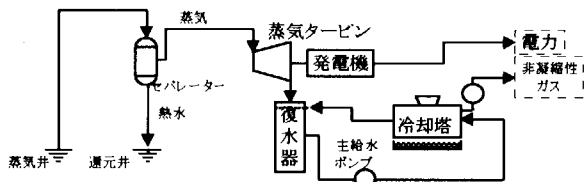


図 シングルフラッシュ復水式地熱発電のフロー

モデル化



E33		地熱発電 (高価格) Geothermal Electric (Expensive)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGEO		[J_f/J_e]		2.439		2.326				2.041
	入出力									
START	導入開始年	[期]	3							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			40			80				80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]				900				900
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]				26.1				26.1
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]				0.0297				0.0297
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_e$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_e$]								

技術概要

既存の地熱発電は、地上温度150℃以上の自噴高温熱水を減圧沸騰させる方式が主であったが、現在開発中のものに、イソブタン等の低沸点二次媒体を加熱沸騰させタービンを廻す、バイナリーサイクル発電がある。この方式では、貯留槽温度が150℃程度で、自噴しない場合でも、ダウンホールポンプで汲み上げることにより発電が可能で、閉ループシステムなので環境排出物がない。またこのほかに、同じく火山性の高温岩帯で熱水対流を持たない地域において、水を注入し人工的に熱水対流を作り出す高温岩帯発電が開発中である。下図に、バイナリーサイクル発電の模式的構成を示す。

(“火力ハンドブック”、p420)

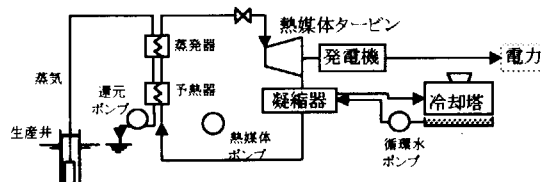


図1 バイナリーサイクル発電のフロー

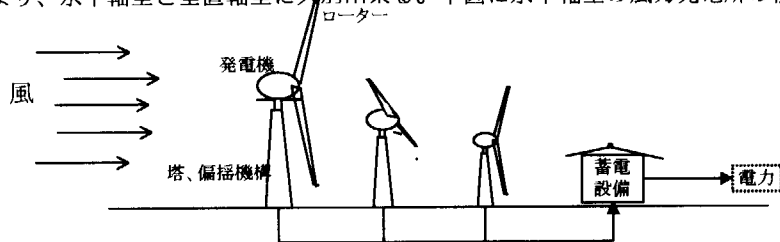
モデル化



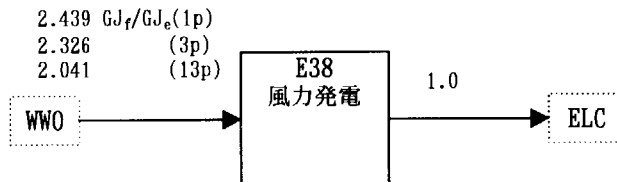
E38		風力発電 Wind Electric etc. Renewables								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPWWO		[J_f/J_e]		2.439		2.326				2.041
	入出力									
START	導入開始年	[期]	3							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF										
CFWD						24				24
CFWN						24				24
CFSD	稼働率	[%]				24				24
CFSN						24				24
CFID						24				24
CFIN						24				24
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]				600	450	370	320	320
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]				24.8	18.6	15.3	13.3	13.3
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]								
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]								
ENVCDE		[$kgCO_2/GJ_f$]								
	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_f$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_f$]								

技術概要

風力発電は、大気の流れエネルギーを発電に利用するもので、クリーンで再生可能なエネルギーと云える。運転コストが安く、単位出力当たりの建設費は原理的には低い。欠点としては、風力は間歇的で稼働率が低く、資源として安定性に欠ける。従って蓄電設備が必要である。またエネルギー密度が低く占有面積が大きい。風車の電気出力は、ローターの投影面積Aと、風速Vの3乗の積に比例するため、サイト立地は第一義的に高風速地点の地上数10m以上となり、年間平均風速としては7m/s以上が必要と云われる。風車は形態上、駆動軸と地面の角度により、水平軸型と垂直軸型に大別出来る。下図に水平軸型の風力発電所の模式的構成図を示す。



モデル化



E3Y		ごみ発電 Waste Electric								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPWAS	入出力	[J_t/J_e]		1.7		1.7	1.21			1.12
INPWS				2.439		2.326				2.041
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF										
CFWD				65		70				70
CFWN				65		70				70
CFSD	稼働率	[%]		65		70				70
CFSN				65		70				70
CFID				65		70				70
CFIN				65		70				70
RESID			既存設備	[GW _e]						
INVCOST	建設費	[k¥/kW]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
ENVCDE		[kgCO ₂ /GJ _t]								
		SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _t]							
		NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _t]							

技術概要

ごみ発電は、ごみ焼却熱を発電に利用するもので、運転コストが安い、ごみの燃焼に伴って発生する腐食性ガスによる燃焼機器の腐食対策、および排煙処理のための設備を要するため単位出力当たりの建設費は高い。また基本的に蒸気タービン発電方式で、蒸気条件は、燃焼生成物のHClによるボイラー加熱器管の高温腐食を避けるため、温度は現状では230℃以下、従って蒸気圧力は1.5-1.9MPaと低く、この解決による蒸気条件の向上が今後の課題であり、開発目標として500℃、効率として30%が掲げられている(NEDO)。復水器には立地上、空気冷却が使用される。図1に発電所の模式的構成図を示す。(1)吉葉正行：まてりあ、38[3](1999)203。

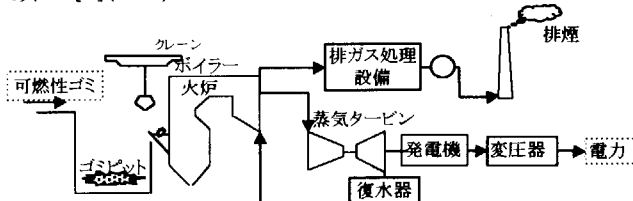


図1 ごみ焼却発電の構成

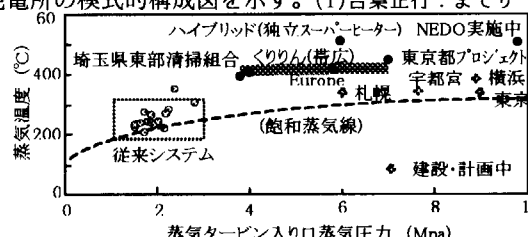
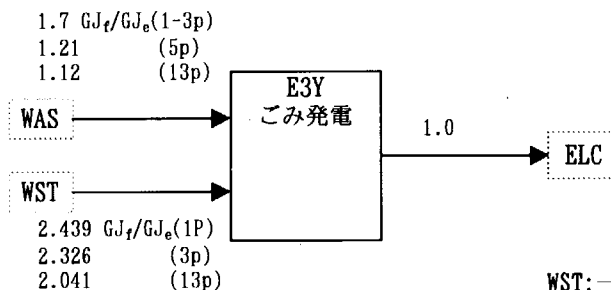


図2 日本の廃棄物発電における蒸気温度と蒸気圧力の動向⁽¹⁾

モデル化



WST: 一次エネルギー換算のための仮想的投入エネルギー

大林茂昭、最近の廃棄物処理と発電について、動力 5、p64(1998)

E4C		太陽電池（低価格） Solar Photovoltaic								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPSOL		[J_f/J_e]		2.439		2.326				2.041
	入出力									
START	導入開始年	[期]	2							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF										
CFWD					25					25
CFWN					0					0
CFSD	稼働率	[%]			25					25
CFSN					0					0
CFID					25					25
CFIN					0					0
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]			1490	561	337			303
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]			29.7	11.2	6.72			6.05
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]								
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]								
ENVCDE		[$kgCO_2/GJ_f$]								
	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_f$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_f$]								

技術概要

太陽光発電は、地球表面における、最大で $1 kW/m^2$ 、平均で $0.167 kW/m^2$ の太陽輻射エネルギーを発電に利用するものである。輻射光のエネルギーは $0.2-4 eV$ 領域にあるため、シリコン、ガリウム砒素など禁制帯のエネルギー幅がこの領域にある半導体の光起電力を用いるのが一般的で、現在、理論効率23%に対し10%以上の量産品が開発されつつある。実用化への最大の問題は性能と製造コストであり、その点、非晶質シリコンが最有力と目されている。下図に太陽光発電モジュールの模式的構成図を示す。

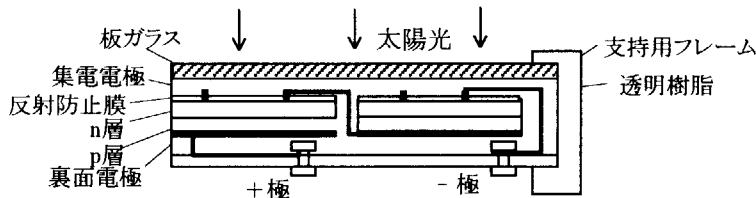
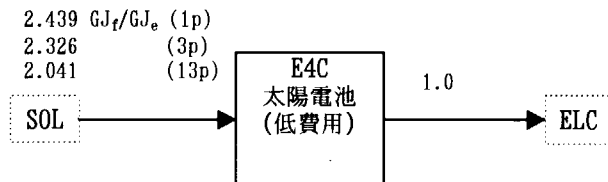


図 太陽電池モジュール構造

モデル化

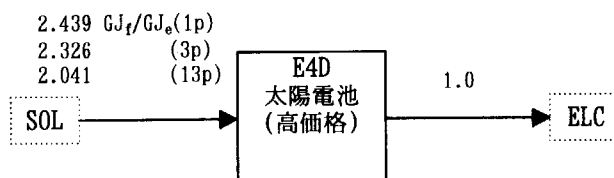


E4D		太陽電池 (高価格) Solar Photovoltaic (High Cost)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	6(2015)	7(2020)	8(2025)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPSOL		[J_t/J_e]		2.439		2.326				2.041
	入出力									
START	導入開始年	[期]	6							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF										
CFWD							25			25
CFWN							0			0
CFSD	稼働率	[%]					25			25
CFSN							0			0
CFID							25			25
CFIN							0			0
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]					359			333
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]					7.15			6.66
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]								
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_t$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_t$]								

技術概要

太陽光発電は、最大で $1 kW/m^2$ 、平均で $0.167 kW/m^2$ の太陽放射エネルギーを発電に利用するものである。光子エネルギーは $0.2-4eV$ 領域にあるため、シリコン、ガリウム砒素などの半導体の光起電力を用いるのが一般的で、理論効率23%に対し10%以上の量産品が出来つつある。実用化への最大の問題は性能と製造コストであり、その点、非晶質シリコンが最有力と云えよう。

モデル化



E51		揚水発電 Pumped Storage								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		70						70
INPELC	入出力	[J_e/J_o]		1.4286						1.4286
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	12							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF										
AFWD				20						20
AFWN				0						0
AFSD	稼働率	[%]		20						20
AFSN				0						0
AFID				20						20
AFIN				0						0
RESID	既存設備	[GW _e]		8.6						2.35
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		207						207
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		10.2						10.2
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

揚水発電は、豊水期または夜間などの余剰電力でポンプを運転して、高所の貯水池または調整池に揚水し、これを渇水期、昼間または夕刻のピーク負荷時に利用するエネルギー貯蔵技術をいう。揚水発電の経済性は、高落差、大容量化、建設費の低減の進捗に依るため、高落差化による単位出力当たりの低流量化、つまり水車発電機の高速度・小型化が進められている。揚水発電の方式としては、発電と揚水を同一機器で行える縦軸型ポンプ水車式が主流であり、最高落差600-700m、単機出力300-400MWあるいはそれ以上のものが計画されており、発電効率は投入電力の70%を超える。今後、原子力比率の増大と、火力比率の減少が進むと予想される中で、電力需給アンバランスによる系統周波数の変動への対応を、従来の火力に替り、可変速揚水発電システム（ポンプの回転速度を可変させ電動機入力を調整する方式）で行う必要性が増して来ると予想される。

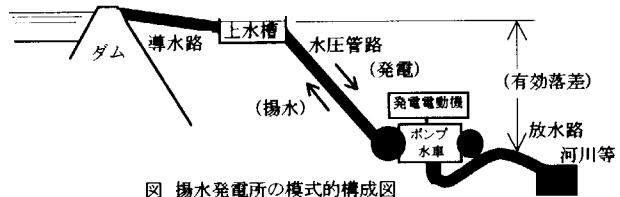
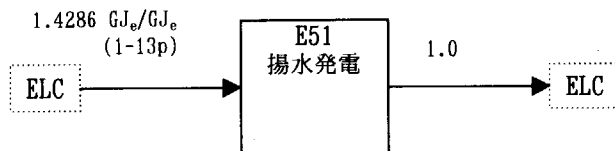


図 揚水発電所の模式的構成図

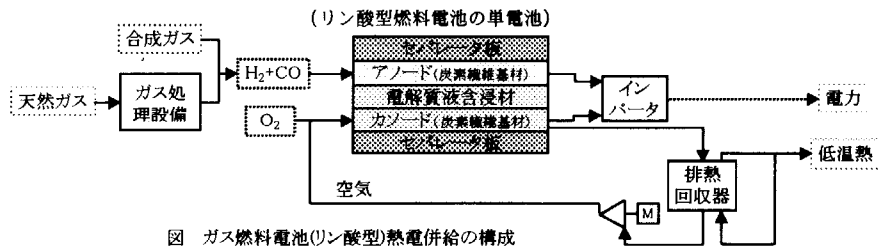
モデル化



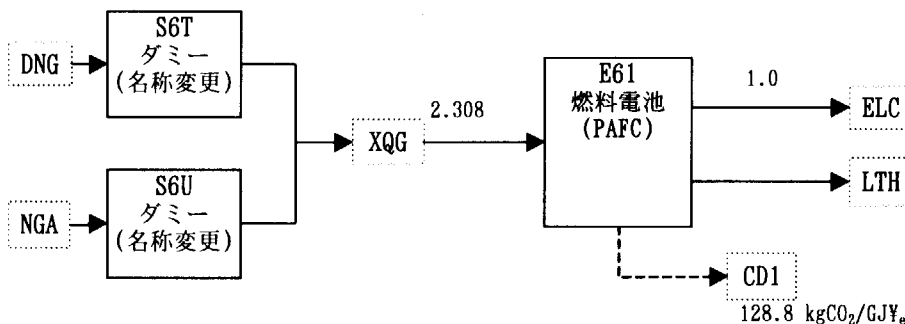
E61		ガス燃料電池(PAFC) Gas-Fired Fuel Cell Cogeneration								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	発電効率	[%]		43.33						43.33
EFF _(H2)	熱・電効率	[%]		71.1						71.1
REH	熱/電比率	[J_e/J_t]	1.56							
INPXQG		[J_t/J_e]		2.308						2.308
OUTCD1	入出力	[kgCO ₂ /GJ _t]		129						129
START	導入開始年	[期]	3							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			40			70				70
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW _e]								
INVCOST	建設費	[k¥/kW]				307	276			276
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]				12.1	10.9			10.9
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]				0.189	0.17			0.17
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		128.8						128.8
ENVUDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _t]		297.25						297.25
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _t]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _t]								

技術概要

ガスを燃料とする燃料電池熱電併給は、化石燃料を改質して得た水素ガスあるいは天然ガスを、電解質を介して酸素と電気化学的に反応させる事により直接発電し、同時に低温排熱を利用する技術である。クリーンで低騒音のため人口密集地の都市部に設置が可能で、小出力・部分負荷でも高効率であり、排熱利用により省エネ効果が高く、CO₂排出量の大幅な低減が可能である。技術的には、高温、腐食性環境下での耐久性のある材料の開発が鍵であり、経済性と機器寿命が改善されれば有力な技術となる。図は、動作温度190-220°Cで白金触媒を要するリン酸型燃料電池(PAFC)の構成を示す。



モデル化



E62		ガス燃料電池 (MCF C) Gas-Fired Advanced Fuel Cell								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	発電効率	[%]		55.55					55.55	59
EFF _(RE)	熱・電効率	[%]		83.33					83.33	88.5
REH	熱/電比率	[J _e /J _t]	2							
INPXQG		[J _t /J _e]		1.8					1.8	1.695
OUTCD1	入出力			100.4					100.4	94.6
START	導入開始年	[期]	5							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			40				70			70
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW _e]								
INVCOST	建設費	[k¥/kW]					331			331
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]					13.1			13.1
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.204			0.204
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		100.4					100.4	94.6
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _t]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _t]								

技術概要

ガス先進型燃料電池は、動作温度が高い(600-650℃)溶融炭酸塩電解質型燃料電池を用いるため、燃料および反応生成物は共にガス状となる。従って石炭ガスの利用も可能であり、また燃料ガス改質器無しで天然ガスの利用可能性がある。また排熱利用の熱効率も高い。人口密集地の都市部に設置が可能で、小出力・部分負荷でも高効率であり、排熱の利用により省エネ効果、CO₂排出量の大幅な低減が期待出来る。技術的には、高温、腐食性環境下での耐久性のあるセラミクス製電極構造・製造技術の開発が鍵であり、経済性と機器寿命が改善されれば、有力な技術となる。

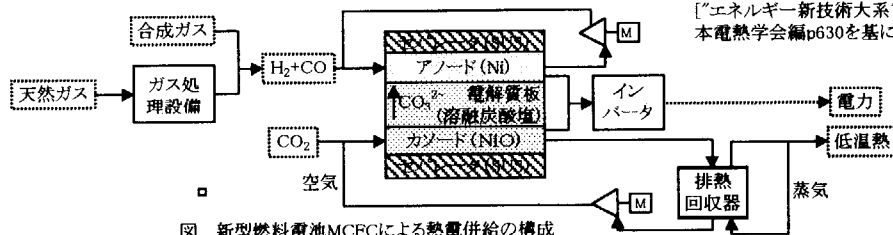
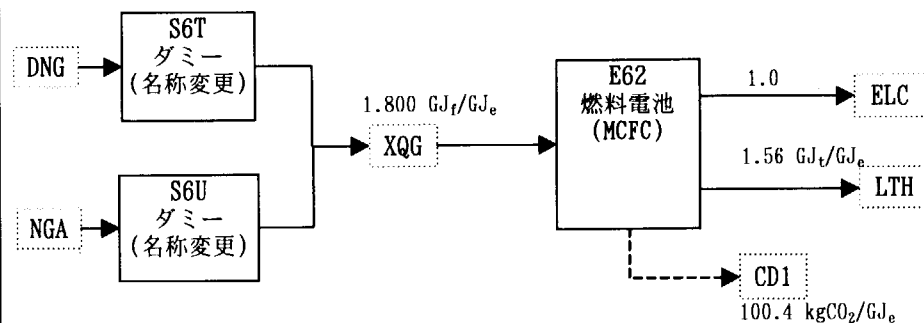


図 新型燃料電池MCF Cによる熱電併給の構成

モデル化



E76		ガス 地域熱供給 Gas Heating Plant								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		90						90
INPXQG	入出力			1.1111						1.1111
OUTCD1				62						62
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			50	90						90
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW _e]								
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		188						188
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		11.6						11.6
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.153						0.153
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		61						61
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

ガス熱供給は、一般にボイラーで蒸気を発生させ、これを用いて冷水、蒸気といった冷熱媒、温熱媒を製造して、一般家庭または事務所の暖房、給湯、吸収式冷凍機を介した冷房を行うシステムを云う。需要家への供給は地域配管を通して行われ、冷水管と蒸気管、および熱媒の循環供給のための冷水通り管、凝縮水管の計4管で構成される。ガス式の特徴は、冷房をガスで行うことにより、都市部における夏場の電力ピークを押し下げ、電力の需給不均衡を是正でき、また環境負荷排出物が他の燃料に比べて少ない点にある。下図は、ガスプラントにボイラーと蒸気吸収冷凍機を設置し、蒸気と冷水を供給するシステムの例を示す。

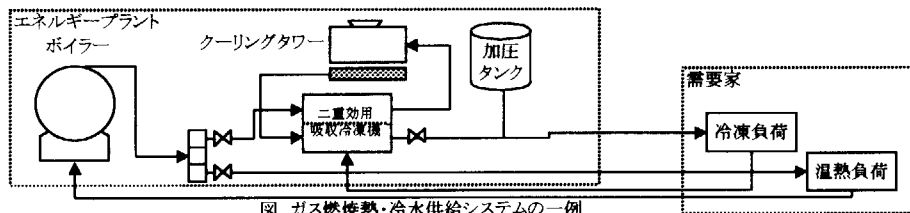
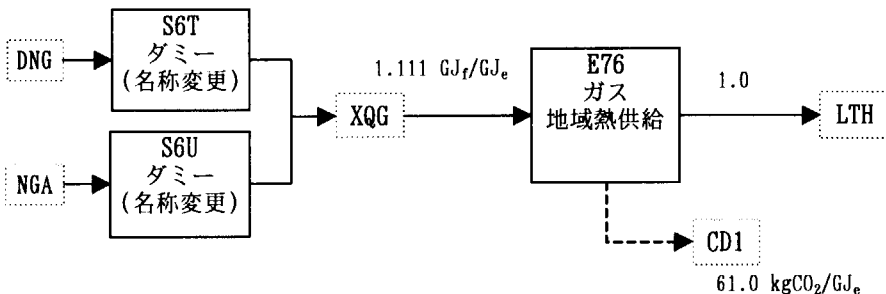


図 ガス燃焼熱・冷水供給システムの一例

モデル化



E7C		地熱 地域熱供給 Geothermal Heating Plant								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		90						90
INPGEO				1.1111						1.1111
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			50	90						90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW _e]								
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		101						101
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		10.1						10.1
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.153						0.153
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
ENVCD1	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

地熱熱供給プラントは、地核の熱エネルギーの中で、特に地表から数km以内に存在する（火山性）熱水対流系の中・高温水、あるいは平野部の非火山性の深層熱水を低温熱として直接利用（非発電利用）するものである。自然エネルギーでコストが安い。下図に既存の地熱熱供給プラント例の模式的構成図を示す。

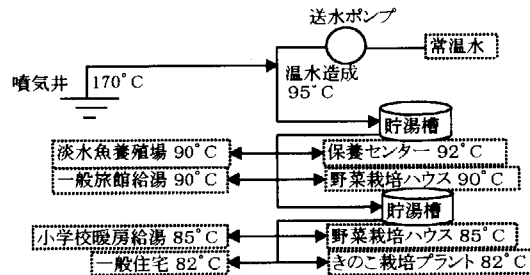
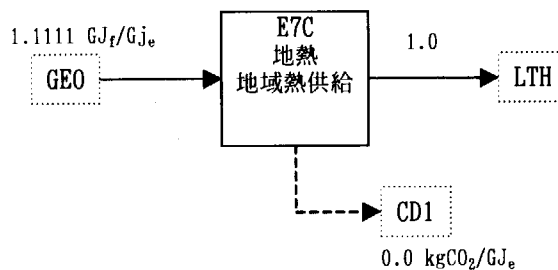


図 専用温泉井掘削による地熱熱供給プラントの例

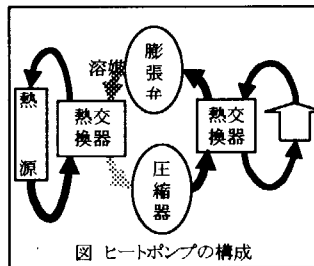
モデル化



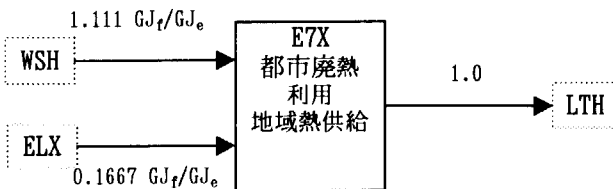
E7X		都市廃熱利用 地域熱供給 Waste Heat Low Temperature Heating Plant									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]		90						90	
INPWSH	入出力	[J_e/J_f]		1.1111						1.1111	
INPELX				0.1667						0.1667	
START	導入開始年	[期]	3								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536								
AF			50			90				90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID			既存設備	[GW _e]							
INVCOST	建設費	[k¥/kW]				150				120	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]				9.3				7.4	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]				0.058				0.046	
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
ENVCDE		[kgCO ₂ /GJ _f]									
		SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
		NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

都市廃熱利用地域熱供給は、都市廃熱を熱源とし、ヒートポンプを利用して暖房、給湯用の低温熱エネルギーを住宅、事業所等に供給する。河川、地下鉄、工場廃熱等の”未利用エネルギー”が利用できる。



モデル化



E81		ガスタービン発電 Gas Turbine Electric								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	6(2015)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		34.17						34.17
INPDSX		[J _t /J _e]		2.927						2.927
OUTCD1	入出力	[kgCO ₂ /GJ _e]		163.3						163.3
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF										
PDWD				10						10
WN										
PDS	稼働率	[%]		10						10
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW _e]		0.18		0				
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		159						159
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		4.85						4.85
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.368						0.368
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		163.3						163.3
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _t]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _t]								

技術概要

ガスタービンは、燃焼室内で燃料を燃焼させ、その高温ガスを直接羽根車に作用させて車軸を回転させる原動機であって、発電用には、構造上蒸気タービンと同様の設計・製作技術によって製作されるものが用いられる。ガスタービン発電は、起動時間が短い、運転操作が簡単、冷却水所要量が少ない、負荷変化に強い、建設費が安く、建設期間も短い、敷地が少なくて済む、等の利点がある。しかし、使用燃料が天然ガス、灯油等の良質な燃料に限られ、高コストである。そのような特性から、ガスタービン発電は主にピークロード発電用に用いられており、稼働率は低い。効率はガスタービン出口温度とともに向上し、高耐熱材料や冷却構造の開発により、1300-1500℃の高温化を目指した研究が進められつつある。

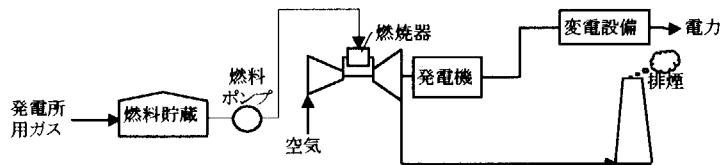
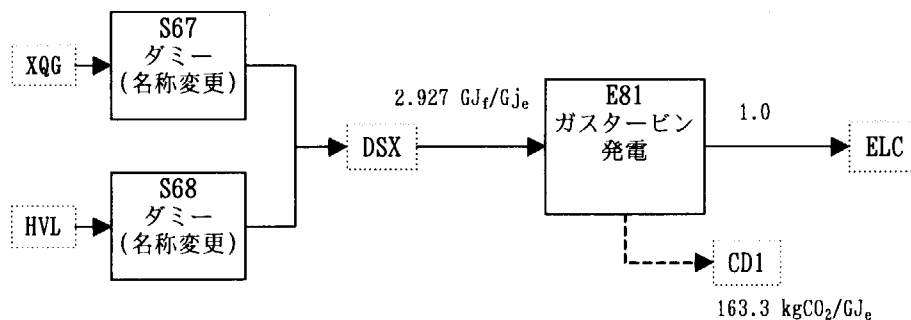


図 ガスタービン発電の機器構成

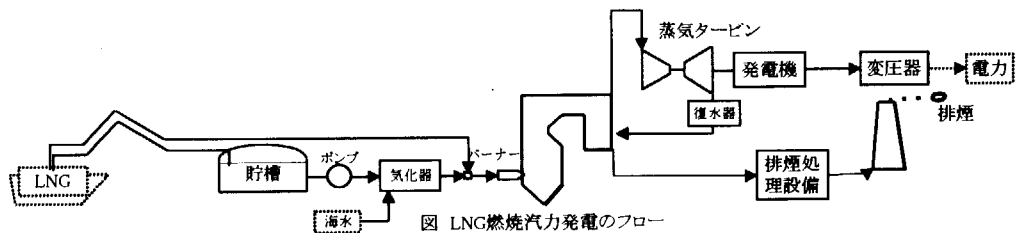
モデル化



E82		LNG火力 Gas-Fired Steam Electric								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	6(2015)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		42		43				43
INPXQG	入出力	[J_f/J_e]		2.381		2.326				2.326
OUTCD1		[$kgCO_2/GJ_e$]		133		129.9				129.9
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			40	65						65
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW_e]		28.6	28.6	25.9	14.9	0		
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]		212						212
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]		9.08						9.08
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]								
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]		133						129.9
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_f$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_f$]								

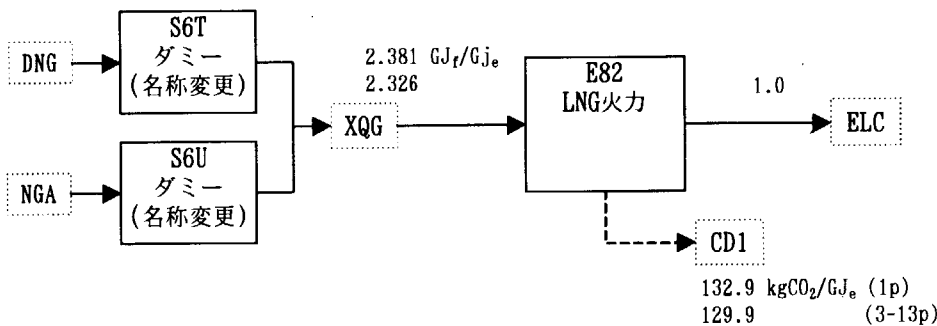
技術概要

LNG専焼汽力発電は、LNG、LPGなどの高カロリーガス、あるいはBFG、COGなどの低カロリーガスをボイラーで燃焼させ、発生する高圧蒸気でタービンを駆動させる発電方式である。燃料系設備が簡単で、高カロリーガスの場合は硫黄分、窒素分を含まず、また二酸化炭素放出係数も小さいので、環境負荷が小さい利点がある。しかし、LNG、NPGなどコストの動向が今後の利用拡大の鍵を握るといえる。



モデル化

燃料としては、天然ガスのみを想定して、モデル化を行う。



E84		在来型熱電併給 Cogeneration for Commercial								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		27						27
EFF _(HE)	熱・電効率	[%]		65						65
REH	熱/電比率	[J _e /J _t]	0.71							
INPFCG	入出力	[J _t /J _e]		3.704						3.704
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			40	70						70
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW _e]		0.16			0			
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		276						276
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		10.9						10.9
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.17						0.17
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _t]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _t]								

技術概要

熱電併給は、ディーゼルエンジン、ガスエンジン、ガスタービン等で発電を行う一方、そこからの冷却水、排気ガスなどの排熱によって、一般家庭または事務所の暖房、給湯、吸収式冷凍機を介した冷房を行う多段式熱利用システムを云う。広義には、汽力発電コージェネを含む。発電設備容量は事業用に比べ一桁以上小さく、発電効率は高く30%程度であるが、オンサイトシステムなので送電ロス等が少ない。燃料には、石炭に比べ貯蔵、輸送が便利で、燃焼器および補機用動力源等が不要で、負荷変動への対応が容易な、石油、都市ガス等が多く用いられている。ガスタービン方式は単機容量1MW以上で大規模用に、一方、ガスエンジン方式は0.015-3MWと広範囲で広範な用途に用いられている。今後、発電効率向上、熱/電需要比率2以上、年間需要パターン的一致等が必要である⁽¹⁾。

(1)Kaya, Y.: IEA Conference on Gas Technologies, Sept., 1996, Berlin.

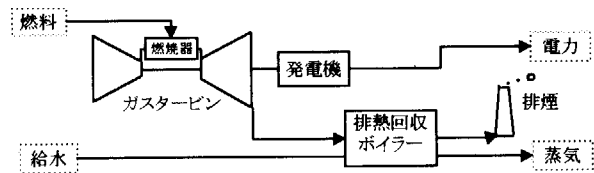
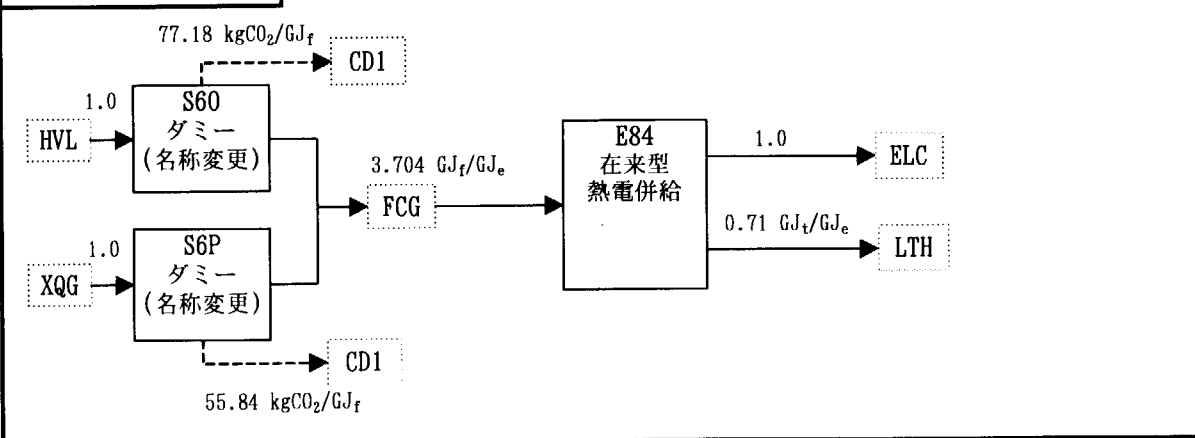


図 ガスタービン式熱電併給のフロー

モデル化

ガスタービン方式を想定して、モデル化を行う。

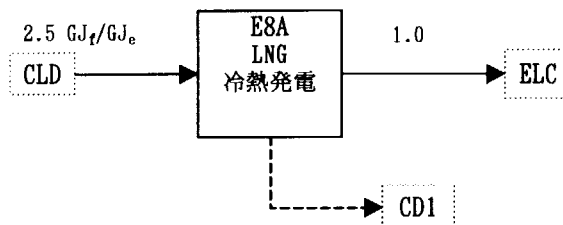


E8A		LNG冷熱発電 LNG Cold Heat Electric								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		40						40
INPCLD		[J_f/J_e]		2.5						2.5
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			40	70						70
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]		351						351
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]		21						21
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]		0.0138						0.0138
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_e$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_e$]								

技術概要

液化天然ガス(LNG)は、-160℃で凝縮液化されて供給され、利用時に天然ガスに戻されて使用される。LNGは、メタンとエタンの混合ガスであるため、その蒸発過程で成分濃度が変化し、沸点が上昇する。このようなLNGの冷熱エネルギーは、圧力により変化し、0.1MPaで0.86GJ/t、3MPaでは0.43GJ/tとなり、この冷熱エネルギーを多段式に利用するシステムが種々検討されている。(『機械工学便覧』、B6-124)

モデル化



E8B		炉頂圧発電 Blast Furnace Top Pressure Turbine Electric								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		40						40
INPBFP				2.5						2.5
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			40							
CFWD				70						70
CFWN				70						70
CFSD	稼働率	[%]		70						70
CFSN				70						70
CfID				70						70
CFIN				70						70
RESID	既存設備	[GW _e]								
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		284						284
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		17.1						17.1
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0085						0.00852
OUTCD1		[kgCO ₂ /GJ _e]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _f]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

新鋭大型高炉では、炉内での還元ガス利用率を向上させる目的で、炉頂圧は0.25Pa以上と高くして操業している。従来は、炉頂から排出される高炉ガスは減圧され、燃料として使用されていた。この炉頂との圧力差を、減圧過程で膨張タービンで回収するのが、炉頂圧回収タービンである。ガス温度は390-490Kであり、排出される圧力エネルギーを利用している。1995年時点の国内設置基数は34基、発電出力は50万kWである。一基当たりの出力は5000-15000kWが多い。近年、乾式ガス清浄装置が開発され、出力は上昇傾向にある¹⁾。
 (1)資源エネルギー庁省エネルギー石油代替エネルギー対策課、*省エネルギー総覧 1997*、通産資料調査会。

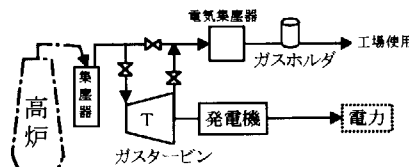
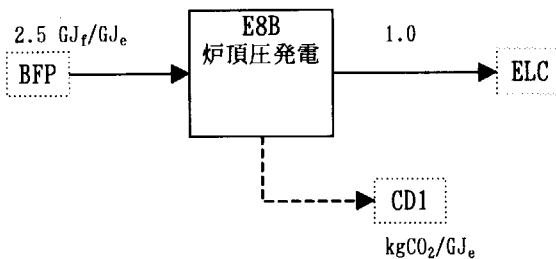


図 炉頂圧発電のフロー

モデル化



E8C		LNG複合サイクル発電 LNG-Fired Combined-Cycle Plant								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]		45			55	59		61.12
INPXQG		[J_f/J_e]		2.222			1.818	1.695		1.636
OUTCD1	入出力	[$kgCO_2/GJ_e$]		124.1			101.5	94.6		91.4
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			40	65						65
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]		256						256
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]		10.9						10.9
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]								
OUTCD3	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]		124.1			101.5	94.6		91.4
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_f$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_f$]								

技術概要

LNG専焼複合発電は、LNG燃焼ガスにより駆動させたガスタービンの高温排気をボイラーに導き、発生する高圧蒸気で蒸気タービンを駆動させる複合発電方式である。LNGの燃焼熱を、高温側はガスタービンで、低温側は蒸気タービンで利用出来るので熱効率が非常に高い。ガスタービン出口温度の上昇とともに熱効率は向上し、1300℃級では46-48%に達する。燃料系設備が簡単で、高カロリーガスの場合には硫黄分、窒素分を含まず、また二酸化炭素放出係数も小さいので、環境負荷が小さい利点がある。("火力ハンドブック", H4, p355)

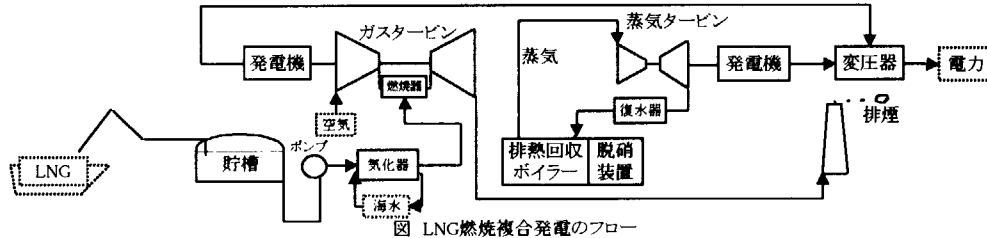
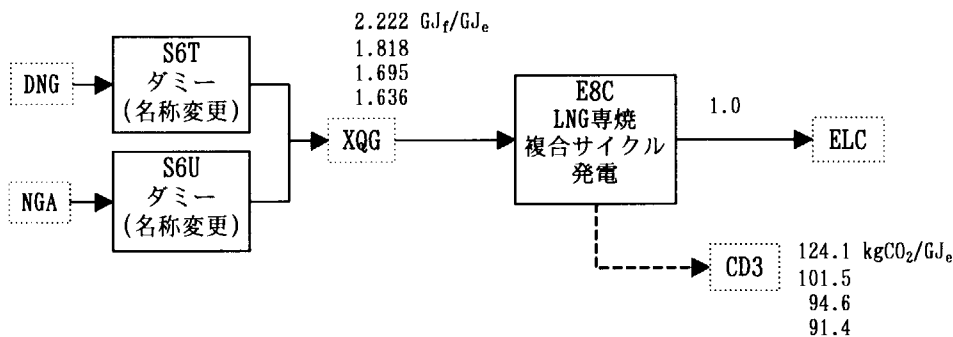


図 LNG燃焼複合発電のフロー

モデル化



E8X		LNG火力パワリング LNG-Fired Steam Repowering								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		59						59
INPXQG	入出力	[J_f/J_e]		1.695						1.695
OUTCD1				94.5						94.5
START		導入開始年	[期]	4						
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF			40				65			65
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW _e]								
INVCOST	建設費	[k¥/kW]				250				250
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]				4.85				4.85
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]				0.368				0.368
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		94.5						94.5
ENVUDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

リパワリングとは、既設の汽力発電設備を改造し、出力増大、効率向上、寿命延長、環境対応等を目的としてプラントの再生を図ることを云う。基本的には、ガスタービンを追設して複合化を行うものであり、下流側の既存設備はそのまま利用できる。下図に、LNG燃焼汽力発電所において、ガスタービンを追設し、その排気を既設ボイラーの燃焼用空気として利用する再燃方式のリパワリングの例を示す。

(“火力ハンドブックH4”、p373)

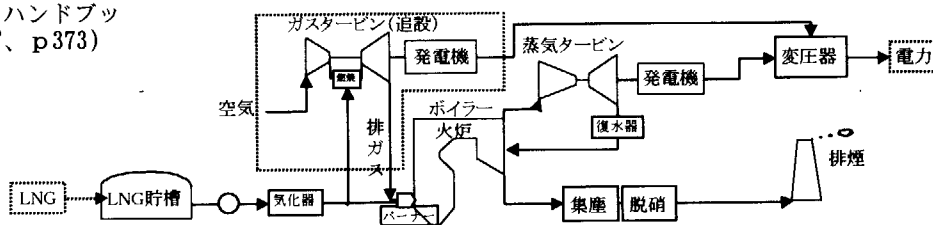
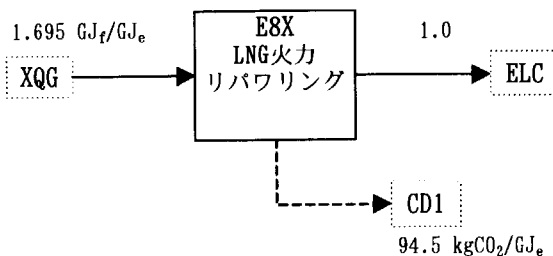


図 LNG専焼蒸気火力リパワリングの構成

モデル化



E9B		高温ガス炉 蒸気タービン VHTR Steam Turbine								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	6(2015)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		100						100
INPELX				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[(PJ/y)/GW _e]	31.536							
AF										
CFWD				100						100
CFWN				100						100
CFSD	稼働率	[%]		100						100
CFSN				100						100
CFID				100						100
CFIN				100						100
RESID	既存設備	[GW _e]								
INVCOST	建設費	[k¥/kW]		60.38						60.38
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/kW]		2.45						2.45
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0						0
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
ENVCDE	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

高温ガス炉からの高温排熱(VHQ)を蒸気タービンに導いて得られる動力(ELX)を用いて発電する。

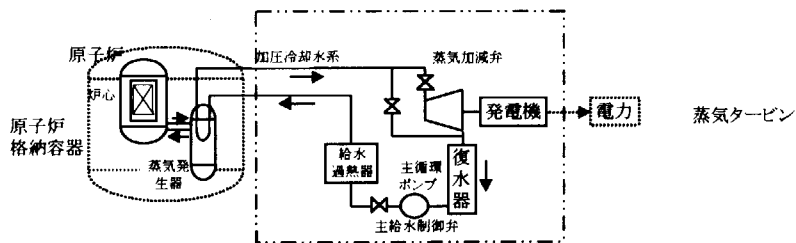
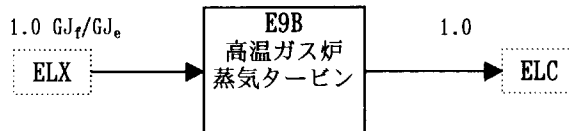


図 高温ガス炉 蒸気タービン

モデル化



E9C		COガスタービン発電 CO Gas Turbine								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]					60			60
INPC01		[J_1/J_0]					1.6667			1.6667
INPOXG		[J_1/J_0]					0.1036			0.1036
OUTCD1	入出力						0			0
START	導入開始年	[期]	5							
LIFE	耐用年数	[期]	6							
CAPUNIT	設備単位	[$(PJ/y)/GW_e$]	31.536							
AF			40				80			80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[GW_e]								
INVCOST	建設費	[$k¥/kW$]					279			279
FIXOM	固定運転維持費	[$k¥/kW$]					16.3			16.3
VAROM	可変運転維持費	[$k¥/GJ$]					0.0744			0.0744
OUTCD1	CO ₂ 排出係数	[$kgCO_2/GJ_e$]					0			0
ENVUDE	SO ₂ 排出係数	[$kgSO_2/GJ_e$]								
	NO _x 排出係数	[$kgNO_x/GJ_e$]								

技術概要

天然ガスの水蒸気改質等で製造された合成ガス中の一酸化炭素ガスを燃料とし、空気から抽出された酸素ガスにより燃焼させるガスタービン発電である。1300℃級以上の高温ガスタービン(トッピングサイクル)と蒸気タービン(ボトムサイクル)を組み合わせた複合発電により、高効率化を図る。下図に、高温ガスタービンを作動させた後、排熱回収熱交換器により蒸気タービンを駆動する、ガスタービン主体の排熱回収方式の例を示す。在来の石炭ガス化複合サイクル発電に比べ高効率であり、煤塵と温排水等の環境負荷排出物の排出が無く、また、最大の利点は、2酸化炭素の回収が容易に行える点にある。

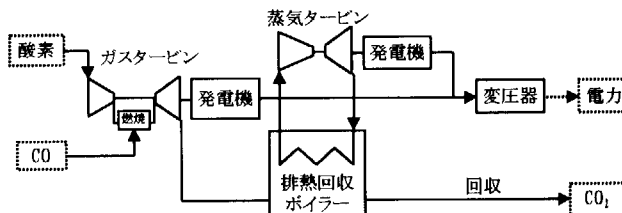
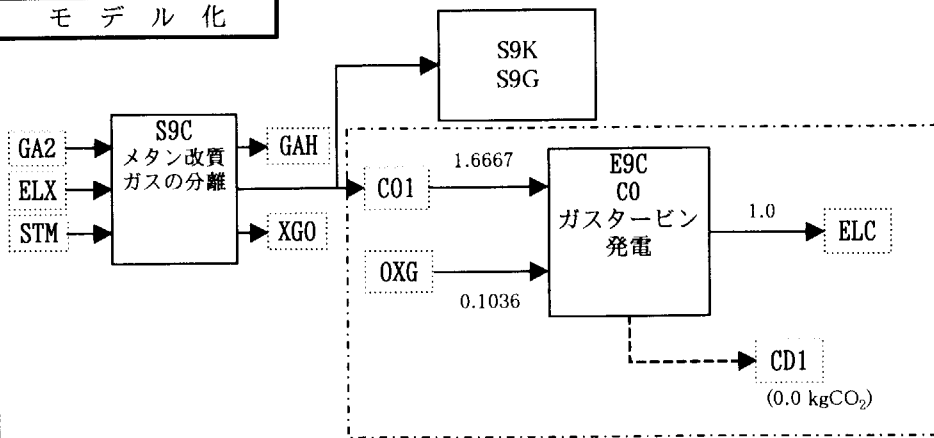


図 一酸化炭素燃焼ガスタービン発電の構成

モデル化



付録B プロセス技術データベース

プロセス技術データシート一覧表

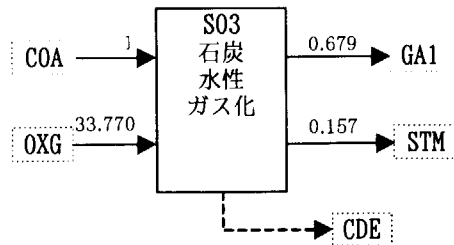
シート 番号	記号	技術名称	シート 番号	記号	技術名称	シート 番号	記号	技術名称
		[プロセス技術]			[送配技術]			[ダミー技術]
B-01	S03	石炭水性ガス化	B-46	S7B	プロセス熱の送配	B-65	S60	名称変更(BFG→DSE)
B-02	S06	コークス炉	B-47	S7C	水素ガスの送配	B-66	S61	名称変更(COA→COD)
B-03	S0E	石炭軽質液化	B-48	S7E	都市ガス(小口需要)送配	B-67	S62	名称変更(LPG→DSD)
B-04	S0G	石炭重質液化	B-49	S7F	都市ガス(大口需要)送配	B-68	S63	名称変更(COG→DSD)
B-05	S1B	合成ガスの分離	B-50	S7G	LPG(大口需要)の送配	B-69	S64	換算(ELC→NEL)
B-06	S1E	液化油分離(軽質)	B-51	S7H	LPG(小口需要)の送配	B-70	S65	換算(ELC→ELX)
B-07	S1G	液化油輸送(重質)	B-52	S7I	ガソリンの送配	B-71	S66	潤滑油からのCO2
B-08	S1R	水素製造(LPG改質)	B-53	S7J	ナフサの送配	B-72	S67	名称変更(XQG→DSX)
B-09	S2R	水素製造(ナフサ原料)	B-54	S7K	灯油(大口需要)の送配	B-73	S68	名称変更(HVL→DSX)
B-10	S24	液化天然ガス気化	B-55	S7M	灯油(小口需要)の送配	B-74	S69	名称変更(DNG→CH4)
B-11	S25	ナフサ ガス化	B-56	S7N	軽油(大口需要)の送配	B-75	S6A	名称変更(LC1→HVL)
B-12	S26	液化天然ガス気化	B-57	S7O	軽油(小口需要)の送配	B-76	S6B	名称変更(BLL→DSE)
B-13	S27	冷熱空気分離	B-58	S7Q	メタノール(小口需要)の送配	B-77	S6C	名称変更(OIL→DSD)
B-14	S28	常圧蒸留(後段)	B-59	S7S	直焼き用石炭等の送配	B-78	S6D	名称変更(DSH→DSC)
B-15	S29	重質油の水素化分解	B-60	S7T	メタノール(大口需要)の送配	B-79	S6E	名称変更(NPH→DSE)
B-16	S2A	常圧蒸留(前段)	B-61	S7U	コークスの送配	B-80	S6F	名称変更(DSC→DSE)
B-17	S2E	揮発油留分分離	B-62	S7W	産業用ガスの送配	B-81	S6G	名称変更(HVL→DSD)
B-18	S2F	軽質留分分離	B-63	S7X	重油(低硫黄)の送配	B-82	S6H	名称変更(NGA→CH4)
B-19	S30	重油脱硫	B-64	S7Y	重油(高硫黄)の送配	B-83	S6I	名称変更(COG→XGM)
B-20	S31	バイオマス→アルコール製造				B-84	S6J	名称変更(CH4→XG0)
B-21	S36	バイオマス直焼き燃料転換				B-85	S6K	名称変更(LPG→XGO)
B-22	S40	軽水炉用燃料加工				B-86	S6L	名称変更(XGO→XGA)
B-23	S4A	高速増殖炉用燃料加工				B-87	S6M	名称変更(XGO→XGB)
B-24	S4E	高温ガス炉燃料加工				B-88	S6N	名称変更(GAI→XGM)
B-25	S52	高温ガス炉燃料再処理				B-89	S6O	名称変更(HVL→FCG)
B-26	S54	高速増殖炉燃料再処理				B-90	S6P	名称変更(XQG→FCG)
B-27	S5D	軽水炉燃料再処理				B-91	S6Q	名称変更(GAH→XGA)
B-28	S8A	メタノールのガソリン転換				B-92	S6R	名称変更(GAH→XGB)
B-29	S91	天然ガスの水蒸気改質				B-93	S6T	名称変更(DNG→XQG)
B-30	S97	熱化学水素製造				B-94	S6U	名称変更(NGA→XQG)
B-31	S9A	高温ガス炉蒸気タービン				B-95	S6V	名称変更(BFG→XGM)
B-32	S9C	改質ガスの分離				B-96	S6Y	名称変更(S2E)
B-33	S9D	高温電解水素製造				B-97	S6Z	名称変更(S2F)
B-34	S9G	COシフトコンバージョン						
B-35	S9K	メタノール製造(CO)						
B-36	S9L	メタノール製造(CO ₂)						
B-37	S9M	ガソリン合成						
B-38	S9N	中圧スチームタービン発電						
B-39	SA4	高温ガス炉						
B-40	SB6	CO ₂ 回収パイパス(IGCC)						
B-41	SBC	CO ₂ 回収パイパス(LNG-CC)						
B-42	SZ1	CO ₂ の環境排出						
B-43	SZ6	IGCCからのCO ₂ 回収						
B-44	SZC	ガスCCからのCO ₂ 回収						
B-45	SZZ	CO ₂ 投棄						

S03		石炭水性ガス化 Coal Steam Gasification								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCOA				1.000						1.000
INPOXG				33.770						33.770
OUTGA1				0.679						0.679
OUTSTM	入出力			0.157						0.157
START	導入開始年	[期]	4							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF							90			90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]					1.68			1.68
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]					0.105			0.105
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.0297			0.0297
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]		29.8						29.8
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

石炭をガス化剤と反応させ、完全にガス化し、H₂、CO、CH₄等の燃料ガスや合成原料ガスを生成する技術をいう。ガス化剤として空気と水蒸気を用いると、ガス・蒸気タービン複合サイクル発電の燃料に適した発熱量5.023MJ/Nm³の低カロリーガスが生成する。また酸素と水蒸気を用いると、H₂含有率30%以上の8.37-10.5MJ/Nm³の中カロリーガスが得られ、工業用原料や合成原料ガスに使用出来る。一方、H₂雰囲気中でのガス化、あるいは合成原料ガスを触媒存在下でメタン化すれば、メタンリッチな35.6-41.9MJ/m³の高カロリーガスを生成し、都市ガスとしての使用が期待されるが、いずれもコスト面で天然ガスとの競合になる。ガス化の効率は、生成燃料ガス燃焼熱の、対原料石炭燃焼熱比、すなわち冷ガス効率で与えられ、既開発のプロセスでも70-80%と高い。ガス化炉の方式には、固定床、流動床、噴流床、気流床、熔融床型があり、これらに投入する石炭の粒径は夫々、30-50mm、0.1-数mm、微粉-0.5mm、微粉、微粉と小さくなり、一方ガス化温度は、順に、500-800（出口温度）、900-1100（<灰軟化点）、1100、1300、1400℃と高くなる。炉内ガス温度が高いほど、不活性成分の多い亜炭、褐炭を含む幅広い炭種に対応可能となる。複合発電には、流動床方式および噴流床式が開発中である。
 ("コール・ノート1997年版"p312等を参照)

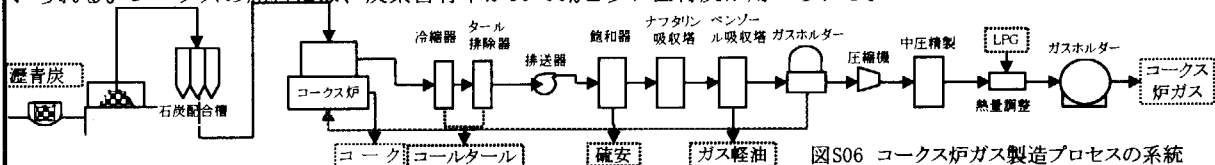
モデル化



S06		コークス炉 Coke Oven								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCCO	入出力			1.000						1.000
OUTCOG				0.159						0.159
OUTCOK					0.580					
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				90						90
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		2000			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		1.04						1.04
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.106						0.106
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0229						0.0229
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		21.1						21.1
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

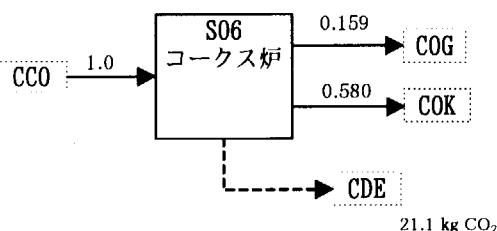
技術概要

石炭を乾留すると、タールおよびコークス炉ガス(COG)が副生し最終的にコークスが得られる。乾留温度が高い程タール成分が多く、またガス中のメタン成分が多く、水素が少ない。1000°C以上の高温ではタールが4-5%、ガスが20-25%で、その成分は、メタンが30%、水素が50%程度である。我が国ではコークスの大部分は、高炉用であり、また石油危機以来、高炉のオールコークス化が図られた結果、副生するコークス炉ガスは全量が製鉄所内の熱源に使用されている。近年の、鉄鋼生産コスト低減化策としての、高炉に直接微粉炭を吹き込むCPI法の導入は、今後のコークス生産量漸減因子と成り得る。タールからは蒸留により、主成分のピッチの他、アントラセン、ナフタリン油等が生産され、各種工業原料に用いられる。コークスの原料には、炭素含有率が80-90%と多い瀝青炭が用いられる。



図S06 コークス炉ガス製造プロセスの系統

モデル化



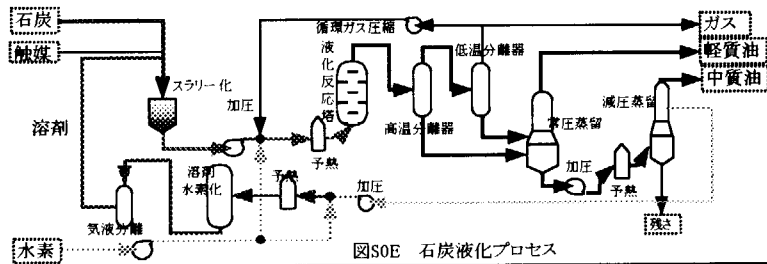
SOE		石炭軽質液化 (海外) Coal Liquefaction (Hydrogenation : Abroad)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCOC				1.00						1.00
OUTLCA				0.65						0.65
	入出力									
START	導入開始年	[期]	4							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF							90			90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]					8.62	5.21	4.74	4.74
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]					0.287	0.159	0.143	0.143
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.0912	0.0501	0.0456	0.0456
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								
				43.7						43.7

技術概要

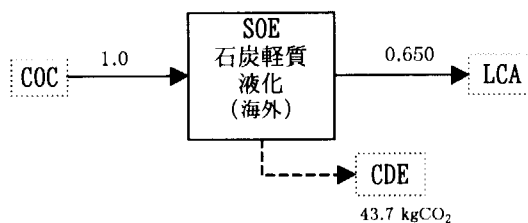
参考文献(1)1997年版資源エネルギー庁石炭部監修、「コール・ノート」、資源産業新聞社刊、
(2)石油学会編、「新石油化学プロセス」、昭和61年

石炭の直接液化は、炭素含有率の高い亜瀝青炭および瀝青炭を液化し、ガス、および軽・中質油を生産するプロセスである。図は、NEDO Lプロセスの系統図を示す。原料の微分炭は、触媒と共に水素供与性液化溶剤と混合され、スラリーに調整

され、予熱塔で予熱された後、液化反応塔において430-460℃、15-17 MPaの加圧下で水素化される。水素化触媒としては高活性で安価な鉄系触媒が利用され、反応温度は比較的温和である。水素供与性溶剤には、プロセスで生成留分された中・重質油を水素化した後、使用される。



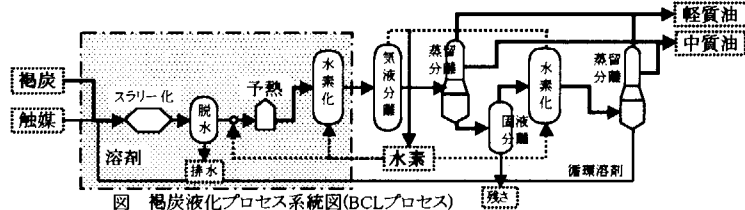
モデル化



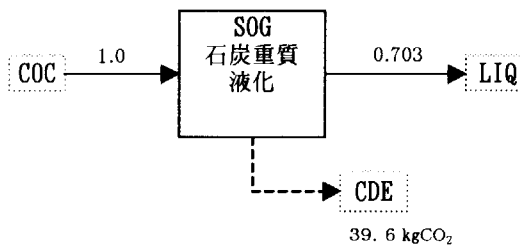
SOG		石炭重質液化 (海外) Coal Liquefaction (Heavy Oil: Abroad)									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPCOC	入出力			1.000						1.000	
OUTLIQ				0.703						0.703	
START	導入開始年	[期]	4								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF							90			90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]					7.01	3.85	3.47	3.47	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]					0.22	0.111	0.1	0.1	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.0713	0.0356	0.032	0.032	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]		39.6						39.6	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

石炭の直接液化において、特に低品位炭で未利用資源となっている褐炭の液化により、取り扱い容易で環境負荷の低い燃料に変換するプロセスである。褐炭は反応性に富むため、反応温度を低めに設定してガスの発生を抑えている。また二段液化方式を採用、1段目には鉄系、2段目に、より高価なNi-Mo触媒を用い、2段目の直前に固液分離器を設けている。水素供与性液化溶剤中、10-30MPaの高圧下で水素化反応が行われる。溶剤には、プロセス中で生成する中・重質油が循環させて使用される。設備コストの低減等が課題であり、高性能触媒の開発、溶剤設計に最適化、石炭スラリーの予熱・反応工程における高温高圧気液固三相流動状態の解明、装置のハード面の改善が必要である。



モデル化

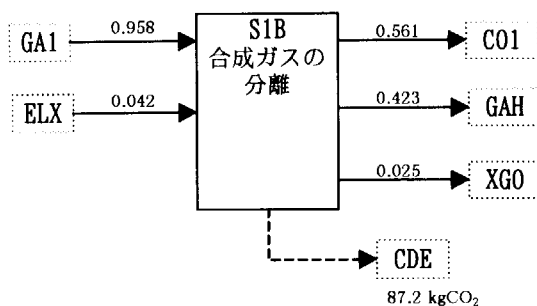


S1B		合成ガス(GA1)の分離 Synthetic Gas from S03 (GA1) Separation								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGA1	入出力			0.958						0.958
INPELX			0.042						0.042	
OUTCO1			0.561						0.561	
OUTGAH			0.423						0.423	
OUTXGO			0.025						0.025	
START			導入開始年	[期]	1					
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.581						0.581
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0788						0.0788
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.208						0.208
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		87.2						87.2
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

石炭水蒸気ガス化(S03)によって得られたH₂、CO、CH₄等の混合ガス(GA1)を精製分離するプロセスである。

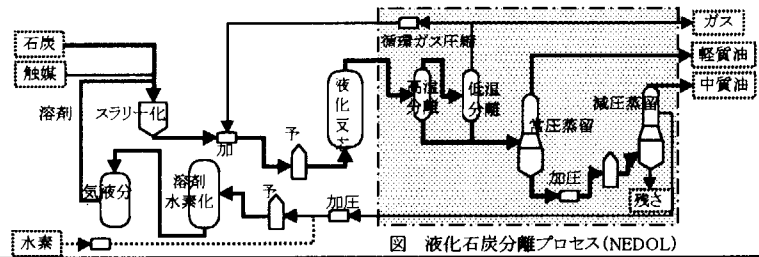
モデル化



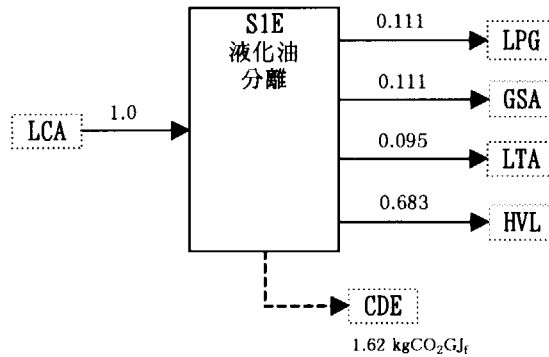
S1E		液化油(SOE)分離 (軽質) Liquefied Coal(SOE) Separation									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLCA				1						1	
OUTLPG				0.111						0.111	
OUTGSA				0.111						0.111	
OUTLTA	入出力			0.095						0.095	
OUTHVL				0.683						0.683	
START	導入開始年	[期]	2								
LIFE	耐用年数	[期]									
CAPUNIT	設備単位		1								
AF					100					100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID			既存設備	[PJ/年]							
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		1.62						1.62	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

石炭の直接液化(SOE)により生成するガスおよび軽・中質油(LCA)を分離するプロセスである。図に、NEDOLプロセスの場合の分離プロセスのフローを示す。



モデル化

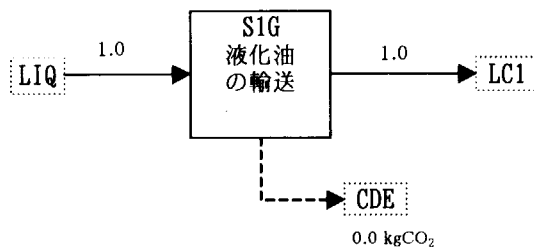


SIG		液化油(SOG)輸送 (重質) Liquefied Coal(SOG) Transportation								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[]								
INPLIQ	入出力			1						1
OUTLC1				1						1
START	導入開始年	[期]	2							
LIFE	耐用年数	[期]								
CAPUNIT	設備単位		1							
AF					100					100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

石炭の海外直接液化(SOG)により生成する重質油(LIQ)を我が国に輸送するプロセスである。

モデル化



S1R		水素製造 (LPG改質) LPG-Hydrogen production								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPLPG	入出力			1.331						1.331
OUTGAH				1.000						1.000
START	導入開始年	[期]	1.000							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				50						50
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		106.5			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		2.25						2.25
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		84.4						84.4
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

水素製造法は、無触媒の部分酸化法と、触媒を使用する水蒸気変成法(スチーム・リフォーミング)に大別され、部分酸化法は無触媒のため原料炭化水素に制約が無い。液化石油ガスからの水素製造には水蒸気変成法が多く用いられ、水蒸気との触媒反応により、CO₂の発生を伴う。図に、一例としてLinde法のフローを示す。原料のLPGはスチームと共に加熱され、改質塔においてニッケル系触媒の存在下850°CでCOとH₂に転換される(式1、2)。生成ガスは350°Cまで冷却され、熱は蒸気発生に用いられる一方、COは高温触媒下で更にCO₂とH₂に転換され(3)、冷却過程で凝縮水を除去した後、スイング吸着システム(PSA)により分離精製される。

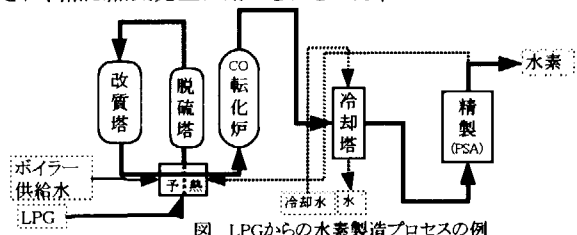
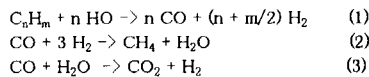
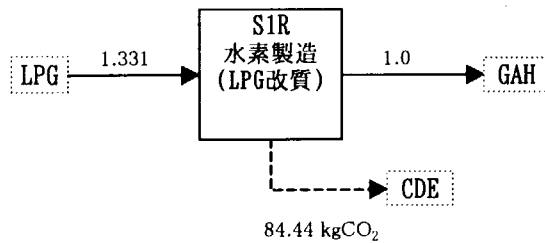


図 LPGからの水素製造プロセスの例

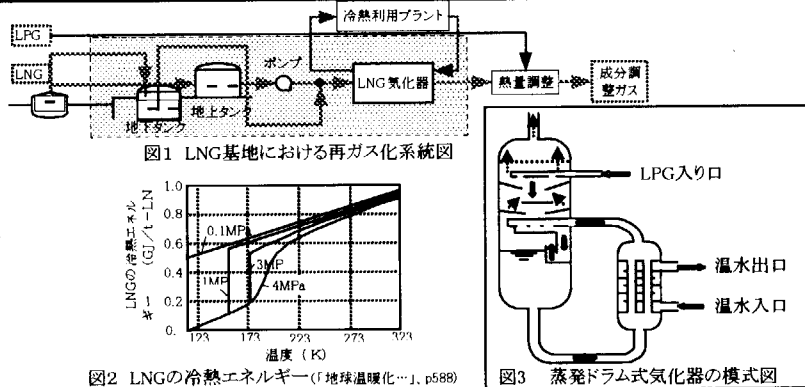
モデル化



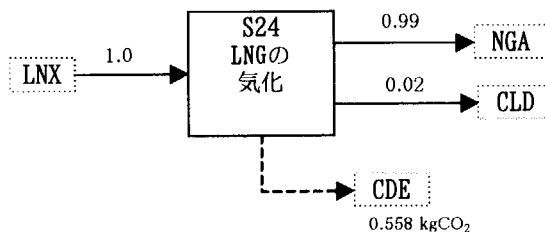
S24		LNG気化 LNG Regasification									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLNX	入出力			1						1	
OUTNGA				0.99						0.99	
OUTCLD				0.02							0.02
START	導入開始年	[期]	3								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF						90				90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID			既存設備	[PJ/年]							
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]				0.864				0.864	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]				0.0439				0.0439	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]				0.0088				0.0088	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									
				0.558						0.558	

技術概要

液化天然ガス(LNG)を再ガス化し、発電用燃料あるいは都市ガスに供するプロセスであり、-161°CのLNGを気化する過程でトンあたり約0.9GJの冷熱が副生する。冷熱は空気分離による液化窒素・液化酸素の製造あるいは冷熱発電等に利用される。図1に、LNG基地の再ガス化プラント系統図を、図2に冷熱エネルギー特性を、また図3に蒸発ドラム式気化器の構造を示す(『地球温暖化問題ハンドブック』、アイピーシー、p588)。



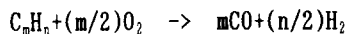
モデル化



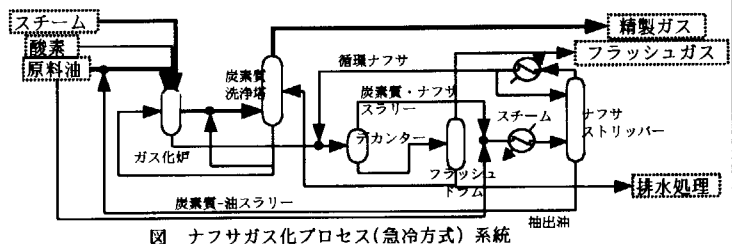
S25		ナフサ ガス化 Naphtha Gasification									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPNPH	入出力			1.000					1.000	1.000	
OUTXGO				0.870					0.885	0.885	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				90						90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID			既存設備	[PJ/年]		10			0		
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.72						0.72	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0513						0.0513	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0106						0.0106	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		25							
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								25	
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

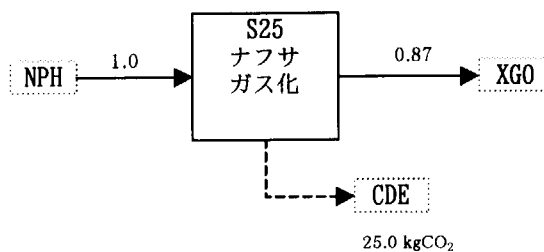
ナフサから都市ガスを製造するプロセスである。ガス化の方式には、触媒を用いる水蒸気変成法と、無触媒の部分酸化法とがあり、後者は無触媒のため原料に対する制約が緩やかである。下図に部分酸化法の中で、生成ガスを水で急冷する方式の、所謂テキサコ法の系統図を示す（新石油化学プロセス、石油学会編、幸書房 p123を参考に作成）。ナフサ、酸素および水蒸気はノズルによりガス化炉に吹き込まれ、ガス化される。



主たる生成ガスの組成比は、H₂/CO=1.1である。生成した高温のガスは、炭素質洗浄塔で急冷されると共に、未反応の炭素質は除去され、ガス化炉に戻される。



モデル化

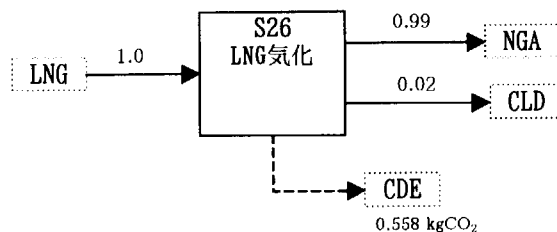


S26		LNG気化 LNG Regasification									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLNG	入出力			1.00						1.00	
OUTNGA				0.99						0.99	
OUTCLD				0.02							0.02
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				90						90	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]		1450			0				
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.864						0.864	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0439						0.0439	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0088						0.0088	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		0.558						0.558	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

S24と同じ。

モデル化

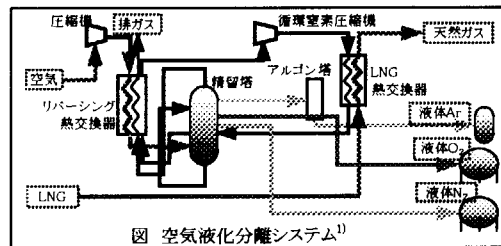


S27		冷熱空気分離 Air Separation (Cold - Heat)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCLD	入出力			0.4511						0.4511
INPELX				0.5489						0.5489
OUTOXG				507.7						507.7
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				90						90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		19.5						19.5
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		5.13						5.13
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0569						0.0569
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

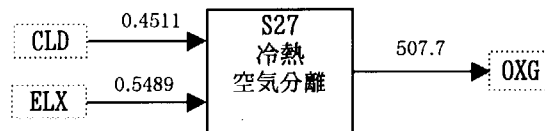
液化天然ガス再ガス化プロセスから副生する冷熱(0.92MJ/kg LNG)を利用し、低温分離による液化窒素・液化酸素の製造を行う。¹⁾ 収率は95%と高く、純度は、酸素で>99.6%、窒素では<1ppmと、PSA法における値、<93%、0.1-1%に比べ、格段に高く、半導体工業にも使用可能である。生産はLNG基地内となり、ローリー輸送を伴うため輸送コスト面から、小規模(<2000m³/h)・不連続消費者への供給が主となる。

図に、空気分離システムの系統図を示す。低温分離法による所要動力は、酸素ガス、0.4-0.5kW/m³、窒素ガス、0.2-0.3 kW/m³、液体製品では、共に1.0kW/m³程度である。これに対し、LNG寒冷利用の場合の液製品は0.4 kW/m³となる²⁾。



1) 『地球温暖化問題ハンドブック』、ア化°-ピ°-ジ°、p.589より作成、
2) 別冊化学工業28-15、『増補 吸着工場操作シリーズ』
No.77、化学工業社、昭和59年7月、東京、p.394.

モデル化



S28		常圧蒸留 (後段) Existing Oil Refinery								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INP01A				1						1
OUTLPG				0.0452						0.0452
OUTGSA				0.4510						0.4510
OUTLTA	入出力			0.5038						0.5038
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				90						90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		3658			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		1.16						1.16
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0625						0.0625
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.00287						0.00287
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		0						0
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

原油から分留した軽質油を更に、プロパン、ブタン等の液化石油ガス(最も低温)、ナフサ/ガソリン(200°C)、ケロシン/灯油(200-250°C)、軽油(250-350°C)に分留するプロセスである。図は常圧蒸留の系統図を示す(石油化学ハンドブック、p235)。熱交換器で予熱された原油は、脱塩後、パイプ式加熱炉で250-400°C加熱され、精留塔内に噴射送入され、その急速な減圧過程で、軽質分が蒸発し、精留塔内を上昇する。その際、上段から下降して来る油液と接触することにより、冷却され、トレイ上に凝縮する。各分流成分は、トレイからストリッパーおよび熱交換器を通して取り出される。塔頂の温度調節はナフサの還流・塔内蒸発によりおこなわれる。還流比を大きくすると共に、中間留分を抽出冷却後、上段に還流(サイドリフラックス)させ温度調節する場合がある。

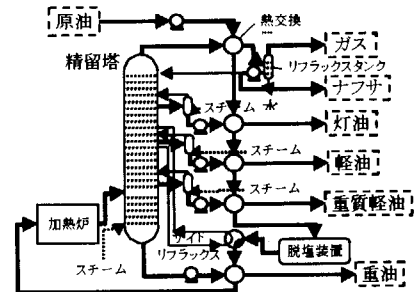
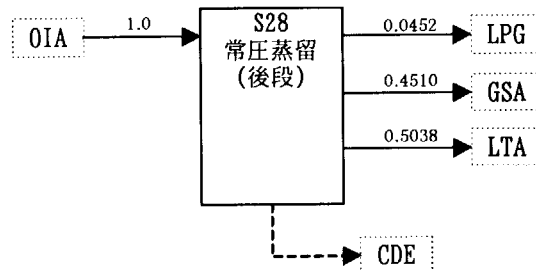


図 原油の常圧蒸留設備のフロー

モデル化



S29		重質油の水素化分解 Upgrade Oil Refinery									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPHVL	入出力			1.000						1.000	
INPGAH				0.025						0.025	
INPNEL					0.763						0.763
OUTXGO					0.021						0.021
OUTLPG					0.084						0.084
OUTGSA					0.267						0.267
OUTLTA					0.625						0.625
START		導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF	稼働率			85						85	
WD											
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.781						0.781	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0572						0.0572	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0168						0.0168	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		4.5						4.5	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

原油から分留された重質油を触媒存在下で水素リッチの処理ガスと反応させ、液化石油ガス、ガソリン、ジェット燃料、ケロシン、軽油を生成するプロセスである。重油の軽質化技術には、熱分解法、接触分解法、水素化分解法がある。図に一例として、Exxon Research & Engineering法の系統図を示す（出典：プロセスフローシート(2)、別冊化学工業30-3、p121）。原料の重質油は、水素リッチの反応ガスと混合後、固定式反応塔に送入され、V+Ni触媒存在下で反応させた後、高圧分離塔で漸次冷却される。分離塔からの液留分は製品ストリッパーで軽質留分とナフサに分離・精製される。一方、水素リッチのガスは反応工程へリサイクルされる。重質油の軽質化技術の利点は、高H/C比化による低空気比燃焼、すなわち排ガスによる熱損失の低減化のほか、軽質化プロセスでCO₂以外の環境負荷物質排出量の低減を図れる点にある。将来は天然ガス、太陽光、原子力などとの組み合わせが重要となる。

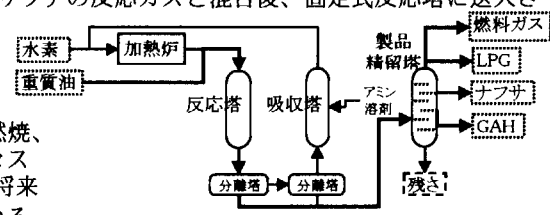
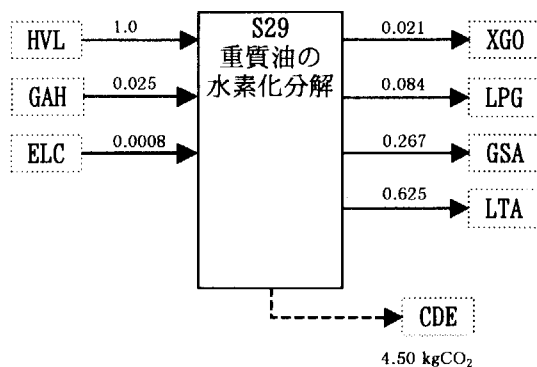


図 重質油精製プロセスのフロー

モデル化



S2A		常圧蒸留 (前段) Inlet to Existing Oil Refinery(S28) (Distilled Oil)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPOIL				1.0000						1.0000
INPNEL				0.6060						0.6060
OUTOIA				0.4469						0.4469
OUTDSH	入出力			0.4831						0.4831
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				90						90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		12530			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		2.96						2.96
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

蒸留には、常圧蒸留と、さらに高沸点の残油を蒸留する減圧蒸留があり、ここでは常圧蒸留の前段の、原油を重質油と軽質油に分留するプロセスを対象とする。図は原油の常圧蒸留の系統図を示す(石油化学ハンドブック、p235)。熱交換器で予熱された原油は、脱塩後、パイプ式加熱炉で250-400℃加熱され、精留塔内に噴射送入され、蒸留される。

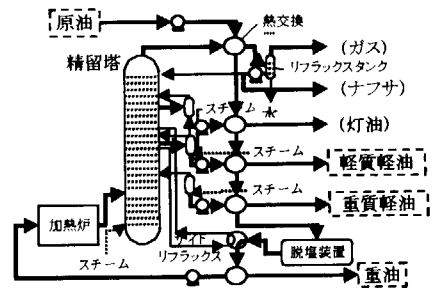
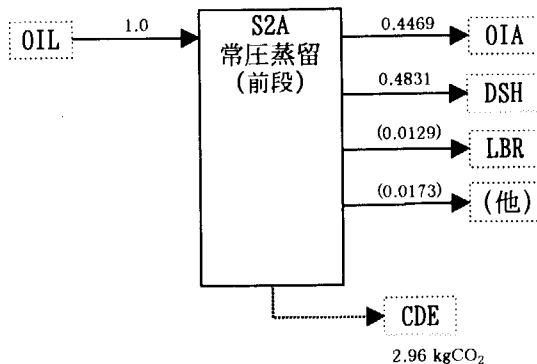


図 原油の常圧蒸留設備のフロー

モデル化

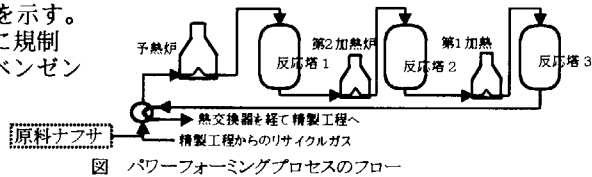


S2E		揮発油留分(ガソリン、ナフサ)の分離 Gasoline・Naphtha (GSA) Separation									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPGSB				1.000						1.000	
INPNEL				1.110						1.110	
OUTGSL				0.750						0.750	
OUTNPH	入出力			0.300						0.600	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

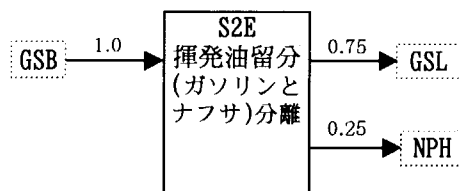
技術概要

原油の常圧蒸留または重質油の分解により得られたナフサを、燃料用ガソリンと工業原料用ナフサに分離・調整するプロセスである。燃料用ガソリンには高オクタン価が要求されるため、最終製品には、直留ナフサ中の重揮発油留分を触媒により芳香族系へ接触改質(Catalytic Reforming)したものを、および重質留分を接触分解(Catalytic Cracking)させたものを、直留分と混合・調整して使用する。一方、工業原料用ナフサは石油化学、都市ガス、合成肥料など、個別用途に応じて調整される。石油化学工業用の芳香族系(BTX)の製造プロセスはガソリン製造と共通であり、ガソリン・芳香族併産方式の接触改質法に、プラットフォーム(UOP)、パワーフォーマー(Exxon Research & Engineering)等があり、図は一例として後者のフローを示す。

最近では、ガソリン中のベンゼン含有量を1%以下に規制する動きがあり、接触改質の温度を上げたり、主たるベンゼン混入源であるリフォーマイトを再蒸留し、ベンゼンの分離・回収を行う等の対策が検討されている。



モデル化



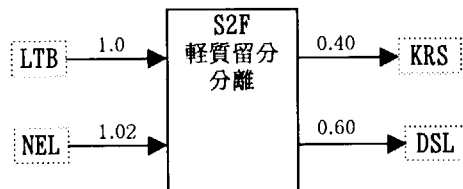
(GSA=GSB)

S2F		軽質留分分離 JTF、Kerosene、Light Distilled Oil (LTA) Separation									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLTB				1.000						1.000	
INPNEL				1.020						1.020	
OUTKRS				0.600						0.600	
OUTDSL	入出力			0.650						0.650	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

原油の常圧蒸留または重質油の分解により得られた軽質油を、ジェット燃料、ケロシン、軽油に分離するプロセスである。燃料用ガソリンには高オクタン価が要求されるため、最終製品には、直留ナフサ中の重揮発油留分を触媒により芳香族系へ接触改質(Catalytic Reforming)したもの、および重質留分を接触分解(Catalytic Cracking)させたものを、直留分と混合・調整して使用する。一方、軽油はなど、個別用途に応じて調整される。

モデル化



(LTA=LTB)

S2R		ナフサからの水素製造 Naphtha -> Hydrogen Production								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPNPH				1.194						1.194
OUTGAH				1.000						1.000
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				50						50
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		143.8			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		2.25						2.25
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		87.9						87.9
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

炭化水素からの水素製造法には部分酸化法と水蒸気変成法があり、ナフサについては両方が適用可能である。ここでは、水蒸気変成法の一つであるLinde法による製造プロセス例を示す。原料のナフサはスチームと共に加熱され、改質塔において(1)、(2)式に従い、ニッケル系触媒存在下850°CでCOとH₂に転換される。生成ガスは350°Cまで冷却され、熱は蒸気発生に用いられる一方、発生したCOは式(3)に従いCO転化炉において高温触媒下で更にCO₂とH₂に転換され、冷却過程で凝縮水を除去した後、スイング吸着システム(PSA)により分離精製される。

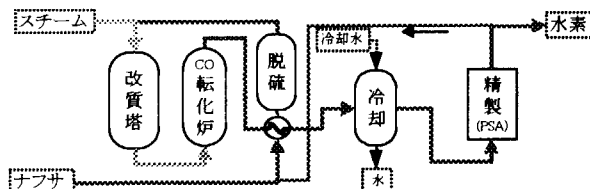
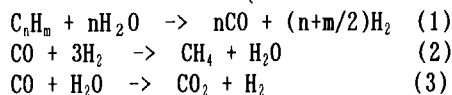
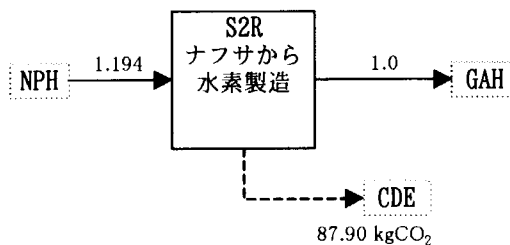


図 ナフサからの水素製造プロセスの例(水蒸気変成法)

モデル化



S30		重油脱硫 Heavy Oil Desulfurization									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPDSH	入出力			1.000						1.000	
INPGAH				0.048						0.048	
INPNEL					4.580						4.580
OUTHVL					0.980						0.980
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				85						85	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.254						0.254	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0169						0.0169	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0728						0.0728	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		1.72						1.72	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

原油の常圧蒸留の残油留分を脱硫処理するプロセスである。通常、水素化脱硫が行われる。重油中に含まれる有機イオウ化合物は水素化されて炭化水素と硫化水素に変わる。一般に水素化の反応温度範囲は180-460°Cで、水素分圧は0.7-7MPaであるが、脂肪族系よりも芳香族系が、また低沸点よりも高沸点化合物が脱硫され難いため、重質油の反応条件はより過酷となる。図は製造プロセスの一例を示す。原料油は水素添加・循環ガスと共に予熱器により所定の温度に加熱され、反応塔において、金属触媒存在下で処理される。次に冷却後、高圧および低圧気液分離器により重油とサワーガスおよび硫化水素ガスを分離した後、必要に応じて蒸留塔により重油成分を分留する。

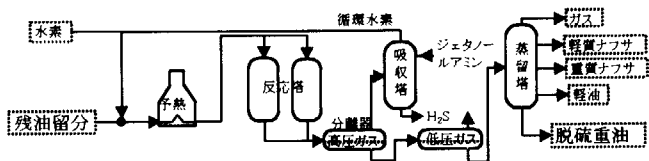
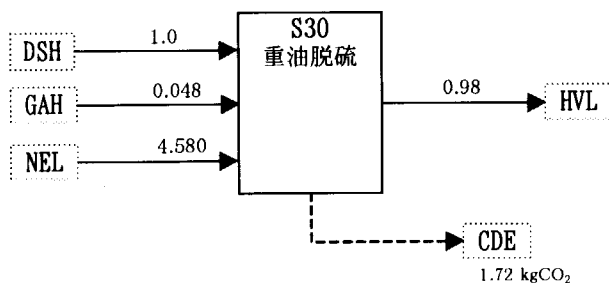


図 重質油の水素化脱硫プロセス

モデル化



S31		バイオマスからのアルコール製造 Biomass -> Alcohol Production									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPBIM	入出力			0.725						0.725	
INPBIO				0.725						0.725	
INPELX					0.024						0.024
INPSTM					0.246						0.246
INPXGO					0.029						0.029
OUTMTL					0.262						0.262
START		導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				90						90	
WD	稼働率										
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		2.17						2.17	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.128						0.128	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _o]		-15.5						-15.5	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

バイオマス、燃料あるいは化学工業原料用エタノールに転換するプロセスである。再生可能エネルギーでかつ大気中のCO₂を循環的に使用するため、大気中CO₂の削減上極めて重要な技術である。アルコール製造プロセスは基本的に発酵法により、製造工程は原料の種類すなわち糖質系、でんぷん質系、セルロース系により異なる。特に前処理工程は原料に依り、前記の順にエネルギー消費量が小さくなるため、低コスト化に有利と云える。下図に、前処理の容易な糖質系の製造工程を、前処理、発酵、蒸留、および排水処理の順に示す。

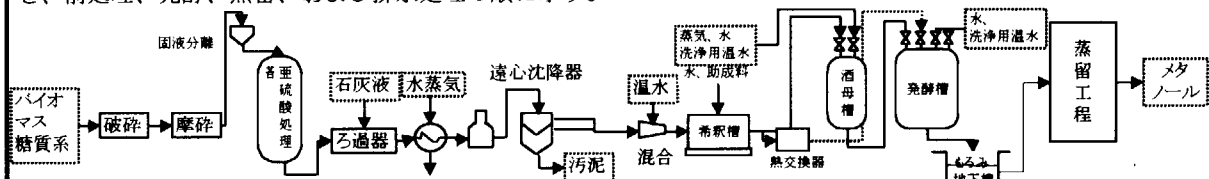
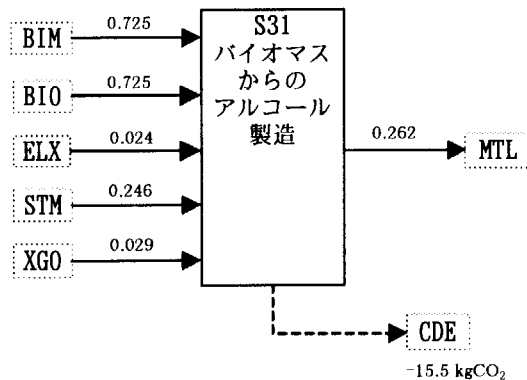


図 バイオマスからのメタノール製造プロセスのフロー 出展「地球温暖化の対策技術」、公害資源研究所

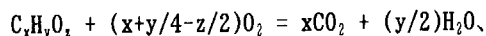
モデル化



S36		バイオマスの直焚き燃料転換 Biomass -> Coal for Direct Use Conversion									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPBIM	入出力			1.000						1.000	
INPBIO				1.000						1.000	
OUTCOD				1.000							1.000
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100					100	100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID			既存設備	[PJ/年]							
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.0969					0.0969	0.0969	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		-92.5						-92.5	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

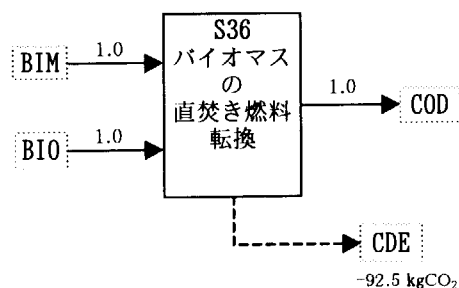
技術概要

バイオマスの約60%は森林からの木質系バイオマスであり、主としてこれらを直焚き燃料に転換するプロセスである。再生可能エネルギーでかつ大気中のCO₂を循環的に使用するため、大気中のCO₂の削減に有効な技術である。バイオマスの種類としては、木材以外に、樹皮等の林産廃棄物、バガス（砂糖きびの圧搾残さ）などの農産廃棄物がある。木材の燃焼熱は乾燥固形物基準で、16-24GJ/tであり、反応式は次式で表せる。



x, y, zはバイオマスの平均元素組成で、それぞれ、x=0.5、y=0.06、z=0.4程度である。石炭に比べ、窒素含有率は一桁低く、硫黄含有率は極めて低い。木材には通常、重量で50%の水分が含まれ、燃焼の熱効率は67~73%、一方、水分がゼロの場合は石炭ボイラー並みの85%と言われる。

モデル化



S40		軽水炉用燃料加工 LWR Fuel Fabrication								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPURN	入出力			6.11	7.78					7.78
INPNEL				0.59	0.65			5.38		5.38
OUTLWR				1.00						1.00
OUTUDP				5.04	6.69					6.69
LEDURN				0.20						0.20
LEDNEL				0.20						0.20
START		導入開始年	[期]	1						
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.129	0.107	0.116	0.102			0.102
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

天然Uから軽水炉用濃縮U燃料集合体を製造するプロセスで、濃縮、再転換、成形加工よりなる(右図の実線)。濃縮、転換工程は各炉型に共通であるが、成形加工は燃料組成、装荷形態により異なる。図中に、100万kW発電所一基あたりの、燃焼度3%の場合のU処理量(金属Uに換算)を示す。転換は、U₃O₈を硝酸に溶解し高純度化した後、酸化し、さらにUF₆に転換する。濃縮ではカスケード状のガス拡散法、ガス遠心法等により、天然U中の0.7%の²³⁵Uを3-4%にまで濃縮する。加工工程では、UF₆はUO₂粉末に再転換され、ペレット状に加圧成形焼結された後、Zr合金性の燃料ピンに充填され、最終的に燃料集合体に組み上げられる。

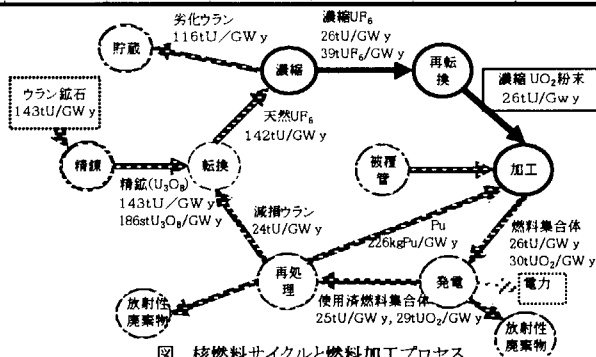
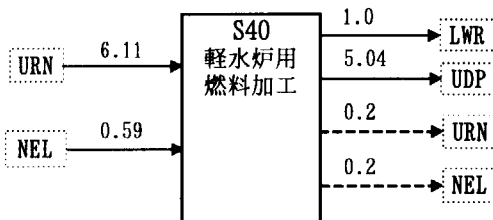


図 核燃料サイクルと燃料加工プロセス (出典：原子力ポケットブック、1992年版p66を基に作成)

モデル化

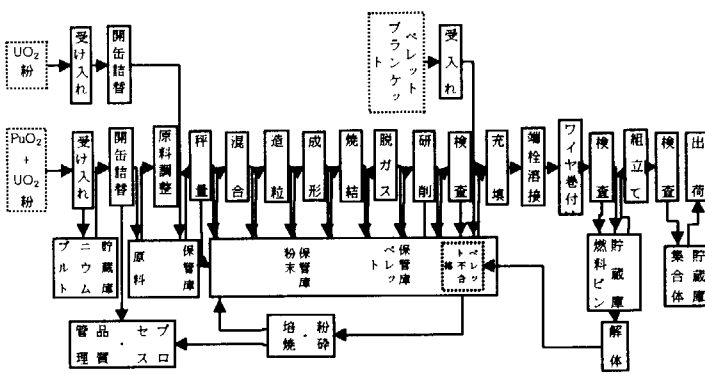
(1990年)



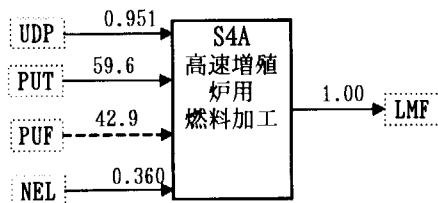
S4A		高速増殖炉用燃料加工 LMFBR Fuel Fabrication									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPUDP	入出力			0.951						0.951	
INPPUT				59.600						59.600	
INPPUF					42.900						42.900
INPNEL					0.360						0.360
OUTLMF					1.000						1.000
START		導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.199						0.199	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

LMFBR用燃料には、通常²³⁸Uと高速中性子増倍率の高い²³⁹Puの混合酸化物(MOX)が使用され(²³⁹Puの富化度20%)、増殖ブランケットには中空ペレット状の劣化U酸化物が用いられる。線出力は40-45 k W/m、燃焼度は9万MWd/t(軽水炉:5万MWd/t)以上、15-20万MWd/t(目標)と高く、被覆管には高クリープ強度、高耐照射性のオーステナイトステンレス鋼が用いられる。FBR用燃料加工プロセスの濃縮、再転換工程は軽水炉と同じであるが、成形加工はMOX燃料用となる。図に、MOX燃料集合体製造フローを示す。コスト目標は軽水炉の3倍以内と云われる。



モデル化



S4E		高温ガス炉用燃料加工 VHTR Fuel Fabrication								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPURN				16.7						16.7
INPNEL				13.2						13.2
OUTVHE				1.0						1.0
OUTUDP	入出力			15.6						15.6
LEDURN				0.2						0.2
LEDNEL				0.2						0.2
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.103						0.103
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
		[kgCO ₂ /GJ _f]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

VHTR用濃縮U燃料集合体製造プロセスである。VHTR用燃料には、濃縮UとTh+Uがあり、ここでは濃縮度6~8%の濃縮Uを対象とする。燃焼度は軽水炉に比して高い。燃料の最小単位は被覆燃料粒子で、直径0.5-0.6mmの濃縮U酸化物の燃料核の周りに4層の被覆層を形成した直径0.5-1mmのものが一般的である。被覆燃料粒子は黒鉛ブロック中に直接稠密充填されるか、あるいは燃料コンパクトに成形し、棒状に配列して使用される。被覆燃料粒子の被覆層は、内側から順に、低密度の熱分解炭素、熱分解炭素、FPの拡散障壁であるSiC、熱分解炭素が設けられる。図に、燃料集合体製プロセスの例を示す。

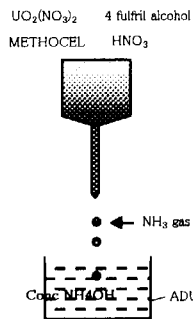


図1 硝酸ウランのゲル化装

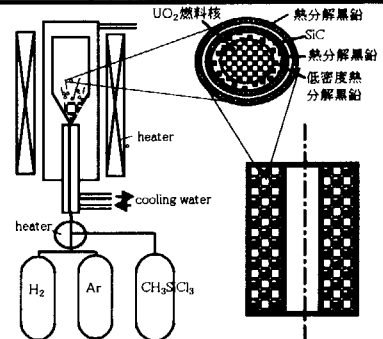


図2 流動床式燃料被覆

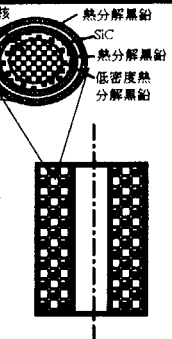
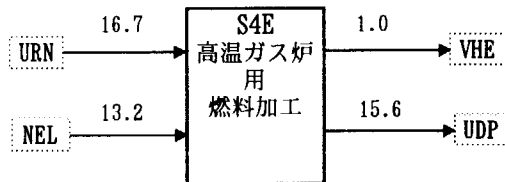


図3 燃料コンパクト

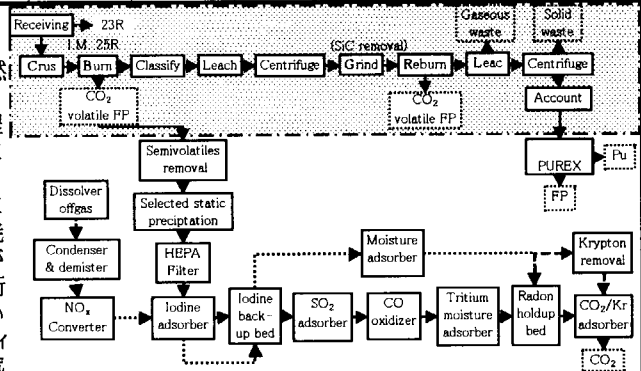
モデル化



S52		高温ガス炉用燃料再処理 Reprocessing of VHTR Fuel								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPVES				1.00						1.00
INPNEL				0.40						0.40
OUTURN				3.48						3.48
OUTPUT	入出力			17.70						17.70
OUTPUF				6.20						6.20
LEDVES				0.80						0.80
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.242						0.242
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

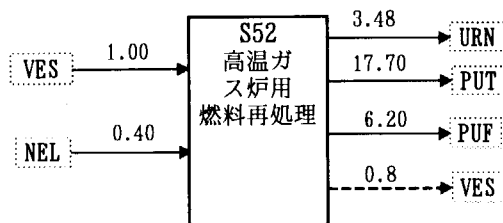
技術概要

高温ガス炉用燃料の濃縮Uと(Th+U)のうち、濃縮U燃料を対象とし、例として米国GA社のTh+U燃料用CBGRLプロセスの一部と、排ガス処理系を示す。再処理工程は、燃料体の粉碎による被覆粒子の分離、酸素燃焼による分散炭素材の除去、ロールミル破碎によるSiC被覆の除去からなる前処理工程と、酸浸出・溶媒抽出による燃料回収工程に大別される。前処理工程では燃焼が主体のため、揮発性核種の捕集等のオフガス処理が重要となる。VHTR燃料リサイクルにおける最重要技術課題は、前処理技術の確立、すなわち黒鉛の取り扱いとその廃棄物処理であるといえる。(出展「新型炉燃料サイクル」1992年3月、日本原子力学会高度化原子燃料サイクル技術研究専門委員会)



図S52-1 Crush-Burn-Grind-Reburn-Leachプロセスおよびオフガス処理

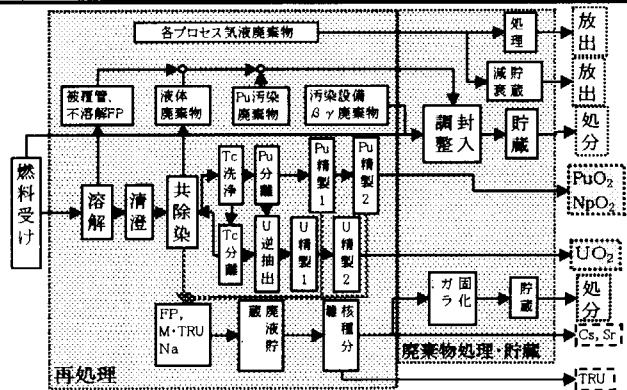
モデル化



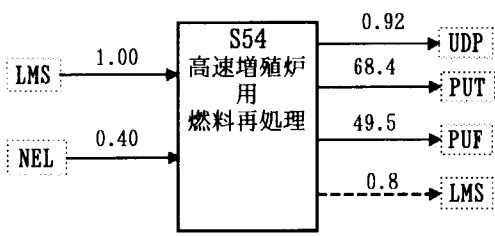
S54		高速増殖炉用燃料再処理 Reprocessing LMFBF Fuel									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLMS	入出力			1.00						1.00	
INPNEL				0.40						0.40	
OUTUDP					0.92						0.92
OUTPUT					68.40						68.40
OUTPUF					49.50						49.50
LEDLMS					0.80						0.80
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.306						0.306	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

高速増殖炉用燃料再処理は、内容的には²³⁸Uと²³⁹Puの混合酸化物(MOX)燃料の再処理となる。従来の軽水炉用燃料再処理との差異は、被覆管がオーステナイトステンレス鋼である、燃焼度が高く(3倍以上を目標)核分裂性含有率が高い、またPu含有率(20倍以上)が高い、等である。従って、厳しい臨界安全管理、大型セル式遠隔保守システムの開発が必要となる。LMFBR用燃料再処理コストは、軽水炉燃料の2倍以上で、2.5倍以下が目標とされる*。図に、現行のPUREX法をベースとするMOX燃料再処理プロセスの流れを示す。*「新型炉燃料サイクル」、1992年3月、日本原子力学会、高度化原子燃料サイクル技術研究専門委員会、p6。



モデル化

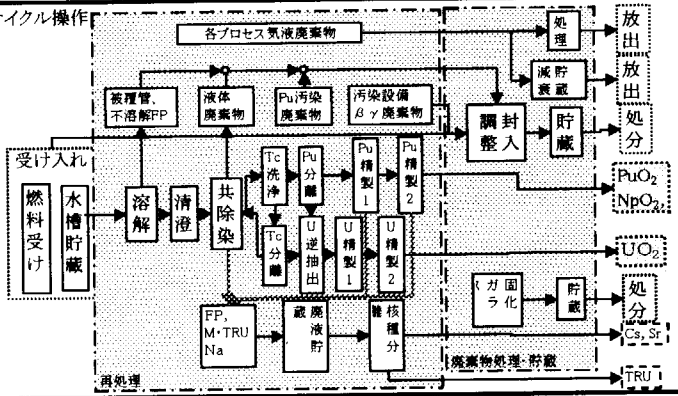


S5D			軽水炉用燃料再処理 Reprocessing LWR Fuel								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLWS	入出力			1.00						1.00	
INPNEL				0.40						0.40	
OUTURN					1.51	1.55					1.55
OUTPUT					8.60	10.12					10.12
OUTPUF					5.99	6.82					6.82
LEDLWS					0.80						0.80
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率										
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.202	0.138	0.157				0.157	
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

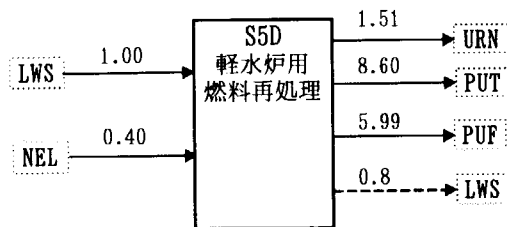
図 BNFLのバックエンド燃料サイクル操作

軽水炉で3%濃縮U1tを焼度30Gwd/tで燃焼すると、²³⁸U-947kg、²³⁵U-9kg、²³⁸U-3kg、Pu-10kg、FP-31kgが排出される。再処理の目的はFPの分離・固化と、UとPuの分離精製にある。図はPUREX法の例で、使用済み燃料は一定期間冷却貯蔵後、機械的にせん断、沸騰硝酸で溶解され、不溶解成分を除去後、溶媒(TBP)抽出法により、(U+Pu)とFPの分離、さらに価数調整、硝酸濃度調整等によりUとPuが分離され、最終的にUO₂とPuO₂として保存される。核分裂生成物はガラス固化体として、また低レベル廃棄物は缶に封入処分される。
(*TBP: tri-butyl phosphate)



モデル化

(1990年)



S8A		メタノールのガソリンへの転換 MTL to GSL								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPMTL	入出力			1						1
OUTGSL				0.8673						0.8673
START	導入開始年	[期]	7							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF									80	80
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]						0.726	1.83	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]						0.034	0.034	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]						0	0	
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]		1.67						
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								1.67

技術概要

合成メタノールからガソリンを合成するプロセスである。代表例にMobil社開発のゼオライト触媒(ZMS-5)を用いたMTG法がある。メタノールを接触脱水しジメチルエーテルに、更に低級オレフィンに変換し、重合、脱水素によりメチルベンゼン類とC₃-C₇のパラフィン類とする。C₃、C₄オレフィンをイソブタンでアルキル化し、85-88%の収率で高品質ガソリンを得る。この方法では、C₂以下、C₁₁以上の成分を殆ど生成せず、高オクタン価成分に富む。図はMTG法の粗ガソリン生成部のフローを示す。

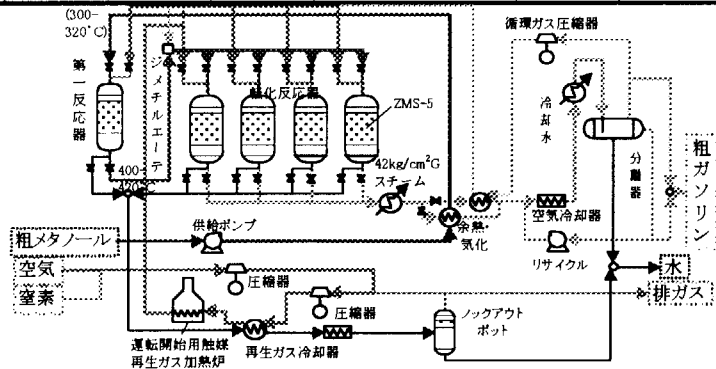
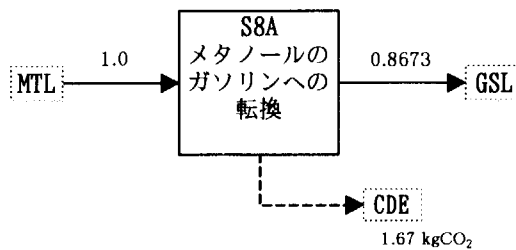


図 固定床MTG法系統図 (出展:「新石油化学プロセス」石油学会編 p.454)

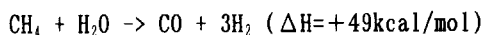
モデル化



S91		天然ガスの水蒸気改質 CH ₄ Steam-Reforming								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]		0.608						0.608
INPCH4				0.392						0.392
INPVHP				0.739						0.739
OUTGA2				0.122						0.122
OUTVHQ	入出力									
START	導入開始年	[期]	7							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF									90	90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]							0.459	0.459
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]							0.0193	0.0193
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]							0.00921	0.00921
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

核熱を利用し、天然ガス(メタン)を水蒸気改質し、合成ガスを製造するプロセスである。生成反応は、ニッケル系触媒下、約800℃において、



に従い進行し、大量の反応熱を要する。従来は熱源として化石燃料の燃焼熱を用いていたが、これを核熱に変換するものである。具体的には、Ni基合金等の熱交換型反応器を用い、チューブ側にプロセスガス、シェル側に原子炉からのヘリウムを導入し反応熱を供給する。生成ガスは分離プロセスに送る。

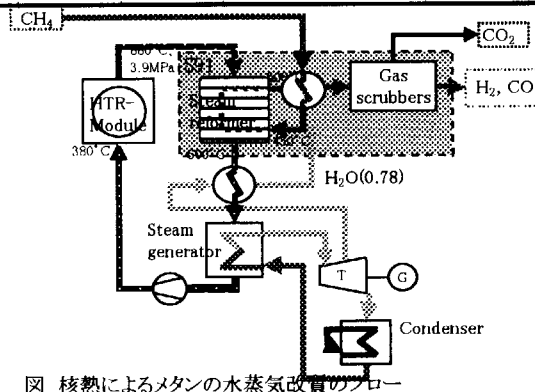
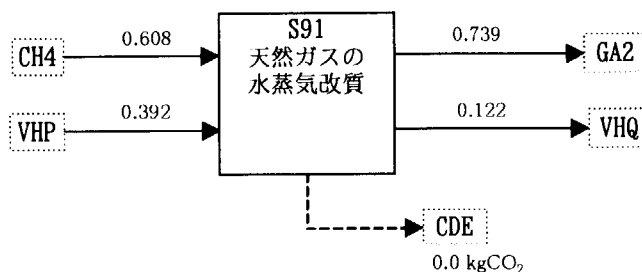


図 核熱によるメタンの水蒸気改質のプロセス

モデル化



S97			熱化学水素製造 Thermochemical H ₂ Production								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPVHP				0.9998						0.9998	
INPELX				0.0002						0.0002	
OUTVHQ	入出力			0.8008						0.8008	
OUTGAH				0.0744						0.0744	
OUTSTM				0							0
OUTOXG				4.896							4.896
START	導入開始年	[期]	7								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF									90	90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/y]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/y]							0.418	0.418	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/y)/y]							0.0297	0.0297	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]							0.0139	0.0139	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

熱化学法¹⁾は、エントロピーの増大する過程(吸熱反応)を高温で、減少する過程(発熱反応)を低温で行うことにより、全過程が一巡すると水が分解されて、他のものは再生されるサイクリックなプロセスである。代表例にヨウ素-硫黄、ヨウ素-マグネシウム-硫黄、Br-Ca-Fe(UT-3)サイクル等がある。図は吸熱反応側に高温核熱を供給し、水を分解するUT-3サイクルのフローを示す。反応は、気-固反応であり、固体の輸送を必要としないでサイクル化できる等の特徴がある。

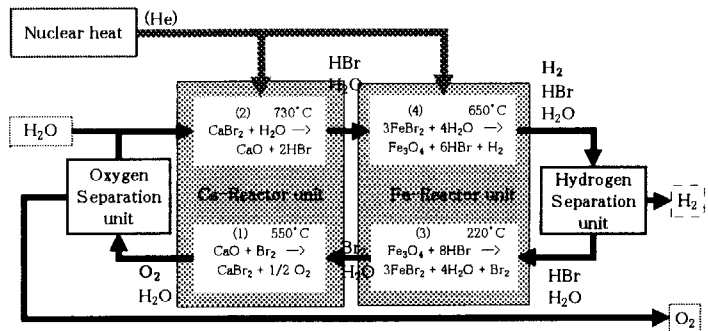
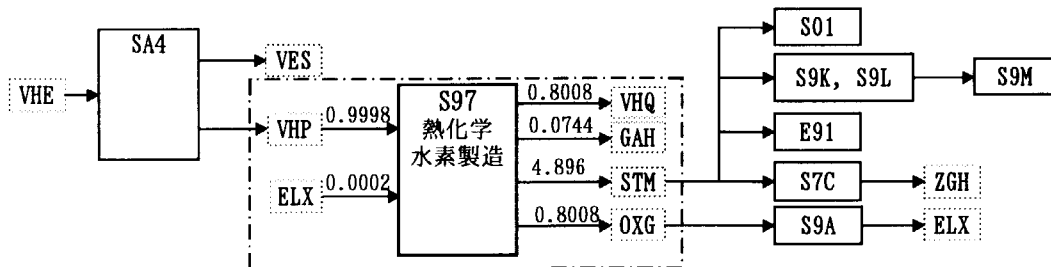


Fig. Schematic system arrangement of UT-3 process.

モデル化



S9A		高温ガス炉 蒸気タービン VHTR Steam Turbine									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPVHQ	入出力			1						1	
OUTELX				0.385						0.385	
START	導入開始年	[期]	7								
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF									90	90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]							2.13	2.13	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]							0.0814	0.0747	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]							0.0086	0.0086	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

高温ガス炉からの高温熱を利用したあとの廃熱により駆動する蒸気タービンである。

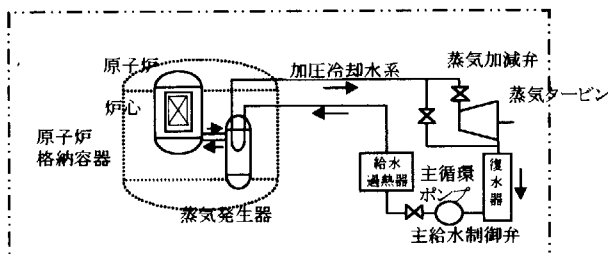
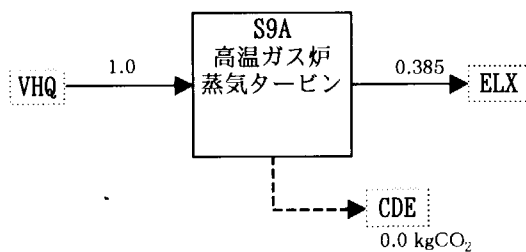


図1 高温ガス炉蒸気タービンの構成

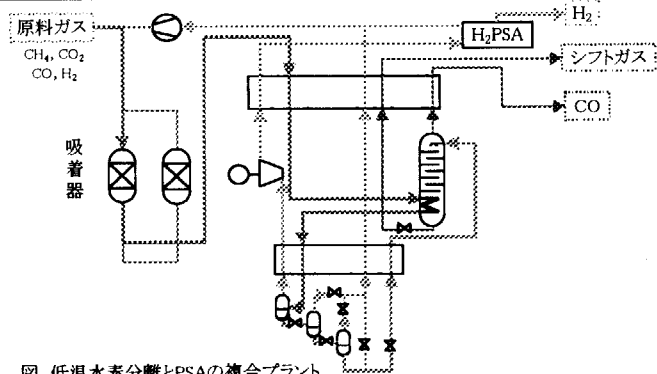
モデル化



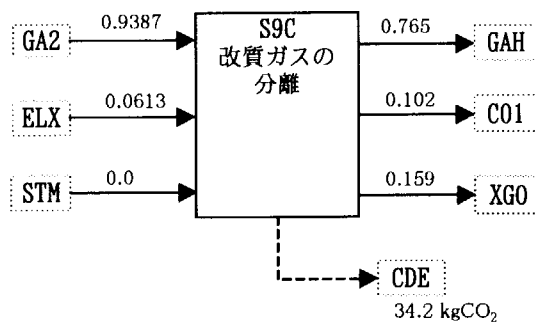
S9C		改質ガスの分離 Synthetic Gas from CH ₄ Steam Reforming(GA2) Separation									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPGA2				0.9387						93.87	
INPELX				0.0613						6.13	
INPSTM				0						0	
OUTGAH	入出力			0.765						0.765	
OUTCO1				0.102						0.102	
OUTXGO					0.159						0.159
START	導入開始年	[期]	7								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF									90	90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]							1.096	1.096	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]							0.0505	0.0505	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]							0.096	0.096	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		34.2						34.2	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

高温核熱により、天然ガスを水蒸気改質して生成した合成ガスを、水素、一酸化炭素、軽質炭化水素ガス(XGO)に分離するプロセスである。ガス分離法には、化学反応を利用した銅液法およびCOSORB法が、また物理的方法には低温法、PSAおよび膜分離法がある。大規模プラント用には、低温法とPSA複合型により、純度96-98%および純度99.999%の二段階の複合プラントが用いられる。図は複合型のフローを示す。
(別冊化学工業 28-15, "増補 吸着" 化学工業社 p.397)



モデル化



S9D		高温電解水素製造 High Temperature Electrolysis								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPVHP				0.25						0.25
INPELX				0.75						0.75
OUTGAH				0.8725						0.8725
OUTOXG	入出力	[ktO ₂ /PJ]		53.86						53.86
START	導入開始年	[期]	7							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF									90	90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]							2.91	2.91
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]							0.156	0.156
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]							0.281	0.281
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

1) "High Temperature Steam Electrolysis: Technical and Economic Evaluation of Alternative Process Designs", BNL-51798 (1983), p.21

固体電解質水電解法は、固体電解質膜上の陽極あるいは陰極表面において水電解し、生成した水素あるいは酸素イオンを固体電解質中を対極側に輸送し中性化することにより、水素と酸素に分解する方法である。水電解法に比べ電力消費量が、また熱化学法に比べ材料腐食問題が少なく、系が単純で、電極間にガスが介在しないため高電流密度が得られる。120°C以下の高分子電解質中のH⁺伝導を用いる固体高分子水電解法(SPWE)と、900-1100°Cに保持された安定化ジルコニアなどの固体電解質中のO²⁻伝導を用いる高温水蒸気電解法(SOSE)があり、高温熱利用の場合、SOSEが対象となる。図は米国BNL開発の高温水蒸気電解システムのフロー¹⁾を示す。SOSEの開発課題は、高温耐久性セル、低温で高電気伝導の固体電解質、耐熱性材料など。

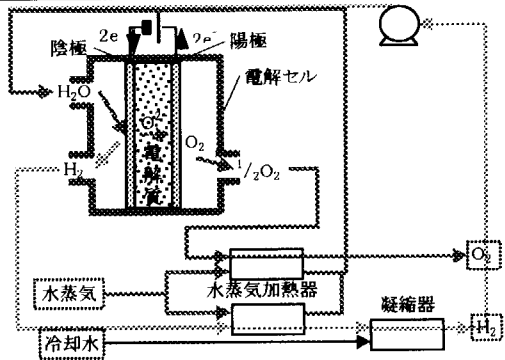
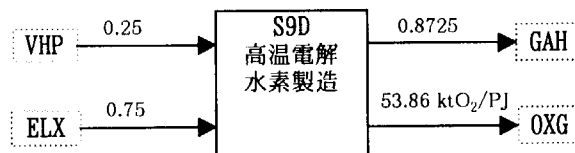


図 高温電解水素製造の原理およびシステムフロー

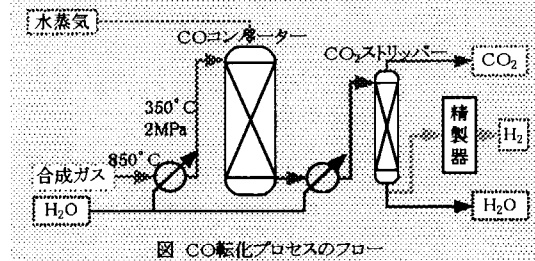
モデル化



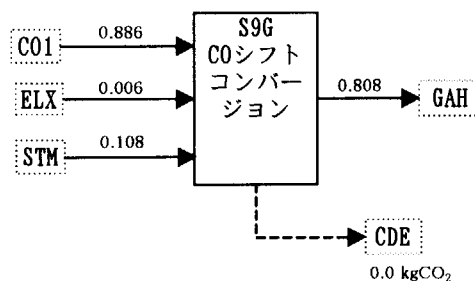
S9G		—酸化炭素(CO)のシフトコンバージョン CO Shift Conversion								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPC01				0.886						0.886
INPELX				0.006						0.006
INPSTM				0.108						0.108
OUTGAH	入出力			0.808						0.808
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				90						90
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		2.79						2.79
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.146						0.146
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.0593						0.0593
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		0						0
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

ガス発生部門からのガスはH₂/CO比1前後であり、これに水蒸気を加え、CO + H₂O → CO₂ + H₂ の反応により、二酸化炭素と水素に転化するプロセスである。CO転化反応に使用される触媒としては、Fe-Cr系高温転化触媒と、Cu-Zn系の低温転化触媒が開発されたが、硫黄が触媒毒となるため硫黄分除去前処理工程を必要とした。その後、温度的には両者の中間に位置する(280-500°C)硫黄活性触媒のCo-Mo系が開発され、実績を積んで来ている。



モデル化



S9K		COからのメタノール製造 CO ₁ → Methanol Production									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPGAH	入出力			0.6387						0.6387	
INPCO1				0.3163						0.3163	
OUTMTL					0.8008						0.8008
OUTXGO					0.0484						0.0484
OUTSTM					0.0936						0.0936
START		導入開始年	[期]	4							
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF							90			90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]					0.373			0.373	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]					0.0204			0.0204	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.00797			0.00797	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

COは、次式により、かなりの発熱を伴って水素と反応し、メタノールを生成する：
 $CO + 2H_2 = CH_3OH (\Delta H_{298} = -21.664 \text{ kcal/g mol})$ 。
 反応にはCu-ZnあるいはCu系触媒が使用され、合成条件は一般に、温度 200~400°C、圧力 5~40 Mpaの範囲で選ばれるが、高压、低温ほど反応率は高い(90%前後)ため、代表的プロセスであるICI法およびLurgi法では温度250~280°C前後、圧力5~10 MPaが用いられる。図はLurgi法による天然ガスからのメタノール製造プロセスのフローを示す。一点鎖線で囲まれた部分が合成ガスからのメタノール合成プロセスに相当する。

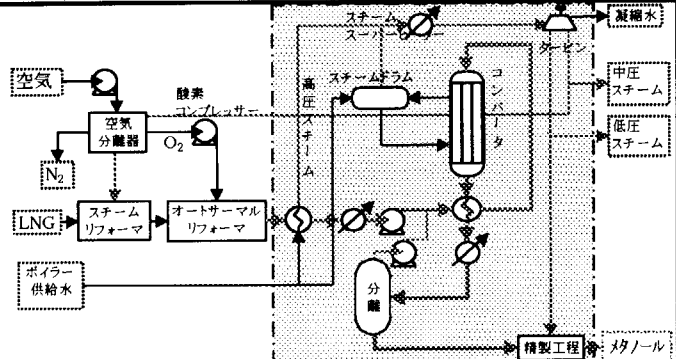
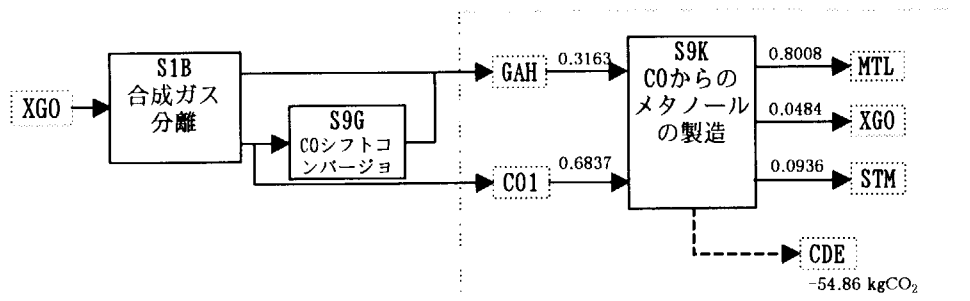


図 Lurgi法によるメタノールプラント⁵⁾

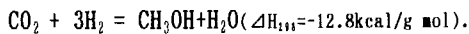
モデル化



S9L		CO ₂ からのメタノール製造 CO ₂ -> Methanol Production									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPGAH	入出力			1						1	
INPCOX				57.22						57.22	
OUTMTL				0.862							0.862
OUTSTM				0.02							0.02
START	導入開始年	[期]	4								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF							90			90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]					0.575			0.575	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]					0.0316			0.0316	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.0125			0.0125	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _o]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]		1.07						1.07	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

CO₂は、次式により水素と、COに比べ穏やかな発熱で反応し、メタノールを生成する：



反応にはCOの場合より多くの水素を要するため、合成ガスをシフトコンバージョンした水素が使用される。図は、天然ガスからの改質水素およびCO₂からのLurgi法によるメタノール製造プロセスのフローを示す。

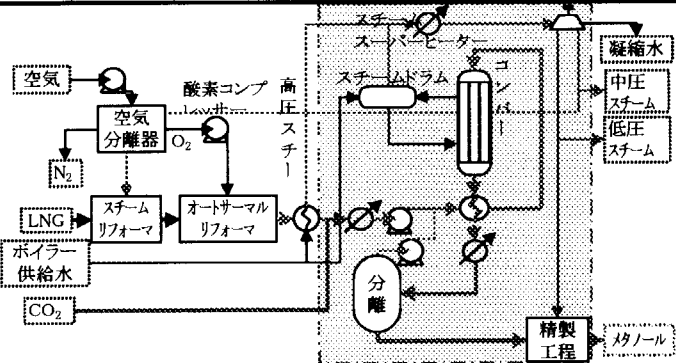
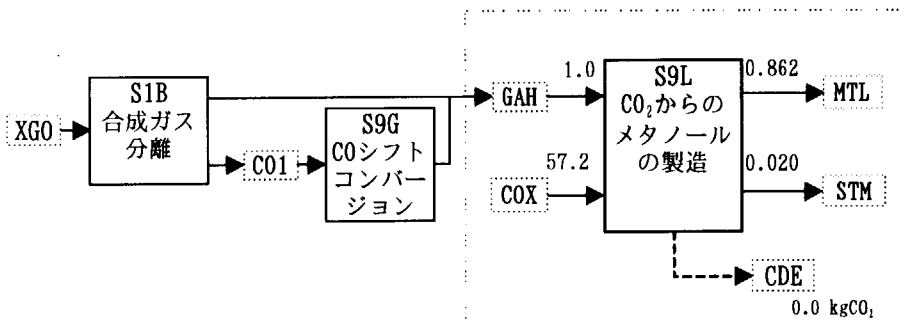


図 Lurgi法によるメタノールプラント

モデル化



S9M		メタノールからのガソリン合成 MTG Gasoline Production									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPMTL				0.857						0.857	
INPGAH				0.002						0.002	
INPSTM				0.141						0.141	
OUTGSL	入出力			0.74						0.74	
OUTLPG				0.078						0.078	
START	導入開始年	[期]	4								
LIFE	耐用年数	[期]	4								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF							90			90	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID			既存設備	[PJ/年]							
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]					0.767			0.767	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]					0.0516			0.0516	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.0233			0.0233	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

メタノール、高温水蒸気、水素からガソリンを合成するプロセスで、Mobil社のゼオライト触媒(ZMS-5)を用いたMTG法に代表される。2段の固定式反応器、熱交換器、気液分離器、再生ガス循環器で構成される。まずメタノールを接触脱水しCH₃OCH₃(DME)に、これを更に低級オレフィンに変換し、重合、脱水素によりメチルベンゼン類とC₃-C₇のパラフィン類とする。更にC₃、C₄オレフィンをイソブタンでアルキル化し、85-88%の収率で高品質ガソリンを得る。図はMTG法の粗ガソリン生成部のフローを示す。

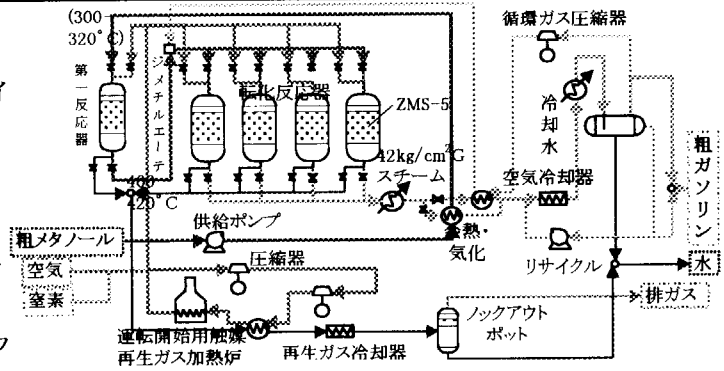
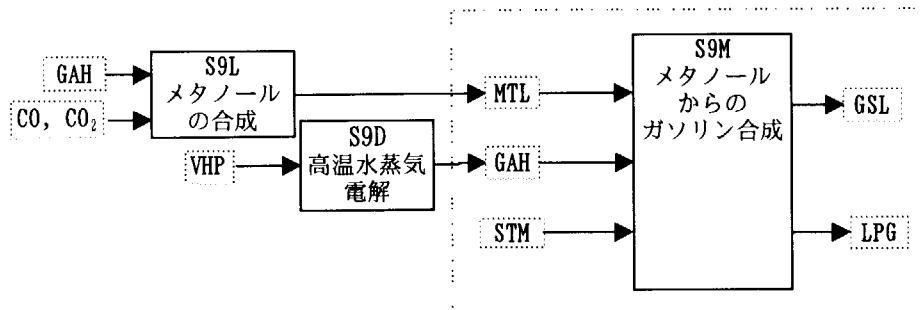


図 固定床MTG法系統図 (出典:「新石油化学プロセス」石油学会編 p.454)

モデル化



S9N		中圧スチームタービン発電 Process Steam Medium Temperature (STM) to Electric (ELX) Generation									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPSTM	入出力			1						1	
OUTELX				0.3353						0.3353	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				90						90	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.111						0.111	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0033						0.0033	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

化石燃料 → 合成ガス製造プロセス、また合成ガス → メタノール製造プロセス等から中圧蒸気が排出する。蒸気圧力は3.7MPa、温度は340℃前後が想定される。これらの中圧スチームを用い、蒸気タービン発電を行うシステムである¹⁾。

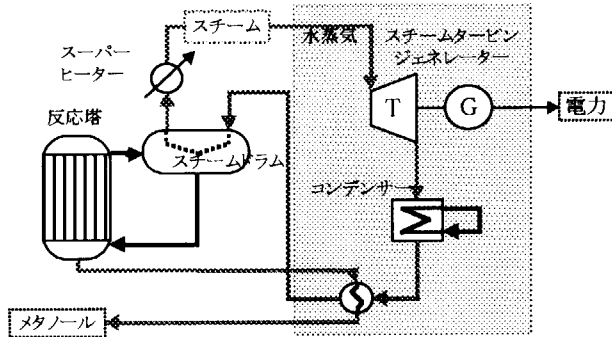
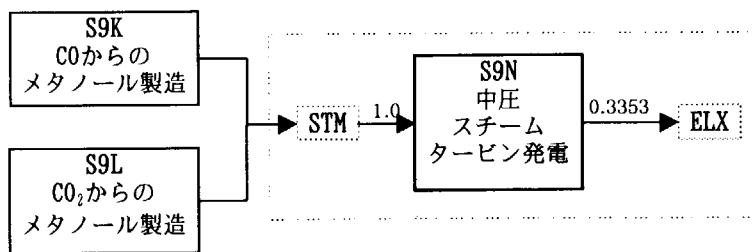


図 プロセス蒸気による中圧スチームタービン発電のフロー

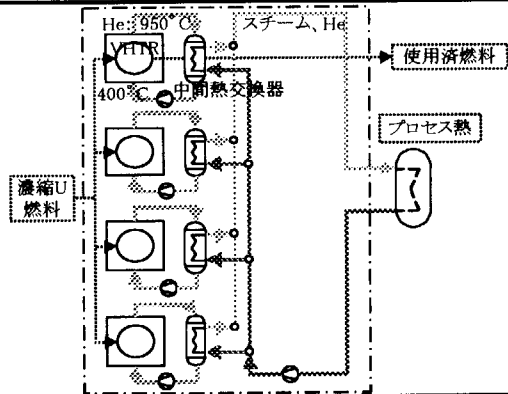
モデル化



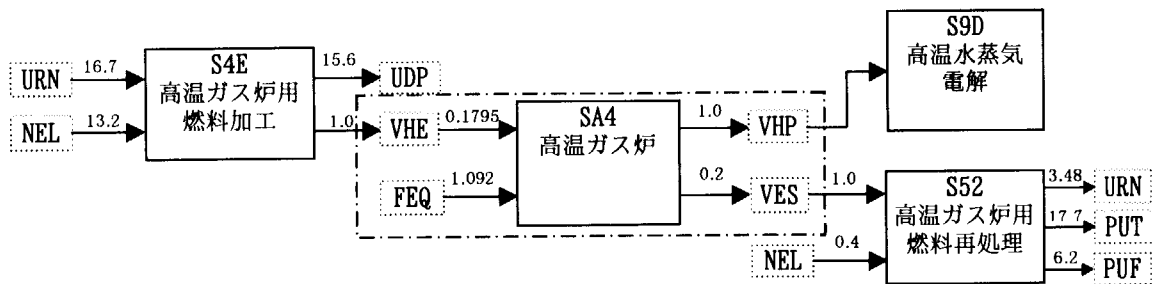
SA4		高温ガス炉 VHTR (Process Heat, Enriched Uranium)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPVHE	入出力		12.3	0.1795						0.1795	
INPFEQ				1.092						1.092	
OUTVHP				1						1	
OUTVES					0.2					0.2	
LEDVHE				0.2	0.2					0.2	
LAGVES					0.6					0.6	
START	導入開始年	[期]	7								
LIFE	耐用年数	[期]	6								
CAPUNIT	設備単位		31.536								
AF									80	80	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]							79.4	79.4	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0033					3.717	3.717	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]							0	0	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

超高温ガス冷却炉熱供給プラントの、濃縮ウラン燃料を用いる場合を対象とする。軽水炉は水による減速・冷却のため、利用可能な熱の温度は高々300℃までのため、発電効率35%を越える65%の熱は未利用のまま廃棄される。これに対しVHTRは黒鉛減速・ガス冷却で、最高950℃の中・高温熱が利用でき、水の熱化学分解(S97)、化石燃料からの水素製造(S91)、石油精製などの各種プロセスの熱源として利用出来るので、熱効率は50~60%に向上出来る。設計例としては、複数のモジュール原子炉で構成する総出力1000~2000Mwt級のプラント例がある。熱はHeまたは水蒸気を媒体として供給され、利用される。



モデル化

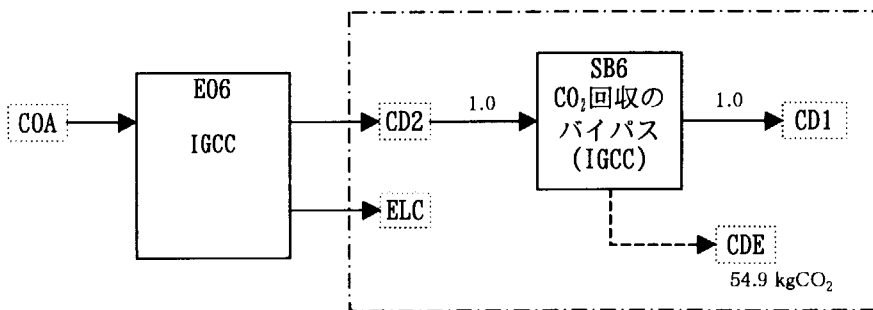


SB6		CO ₂ 回収のバイパス(IGCC) CO ₂ Recovery from IGCC								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCD2	入出力			1						1
OUTCD1				1						1
START	導入開始年	[期]	5							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF								100		100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		54.9						54.9
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

IGCC(E06)から排出されるCO₂を回収するプロセスである。

モデル化

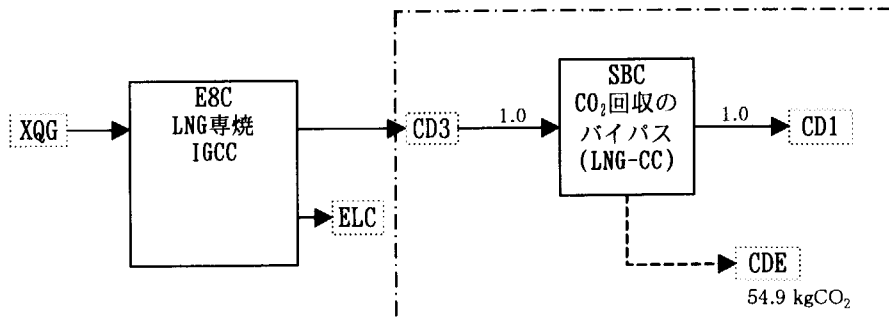


SBC		CO ₂ 回収のバイパス(LNG-CC) CO ₂ Recovery from LNG-CC								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCD3				1						1
OUTCD1				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	5							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF								100		100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
		[kgCO ₂ /GJ _f]		54.9						54.9
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

LNG専焼IGCC(E8C)から排出されるCO₂を回収するプロセスである。

モデル化

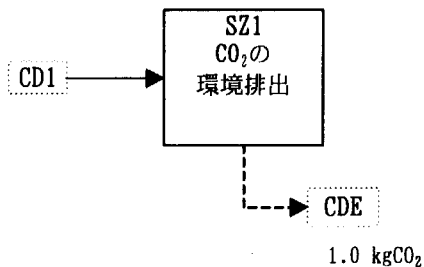


SZ1		CO ₂ の環境排出 DUMMY (CD1 to COX)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCD1				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
		[kgCO ₂ /GJ _f]		1						1
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

エネルギー変換部門から排出されるCO₂を環境中に排出するプロセスである。

モデル化



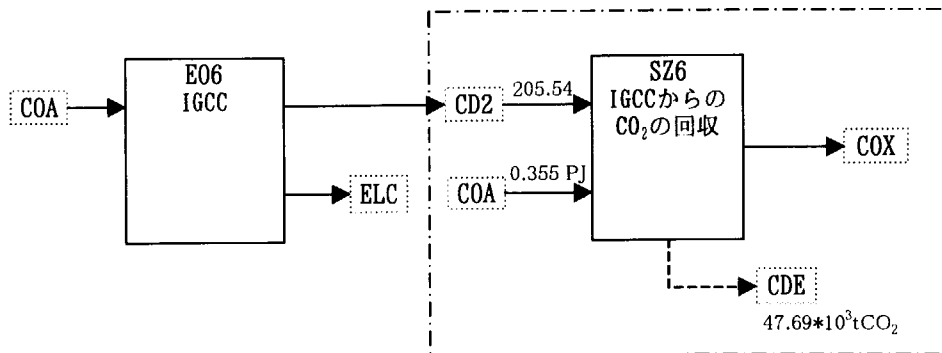
SZ6		IGCCからのCO ₂ 回収 CO ₂ Recovery from IGCC								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCD2	入出力	[10 ³ tCO ₂]					205.54	188.79		188.79
IMPCOA		[PJ]					0.355	0.297		0.297
OUTCOX		[10 ³ tCO ₂]					190.76	173		173
START	導入開始年	[期]	5							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF							100			100
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.507	0.507		0.46
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]		47.69				43.25		43.25
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

空気吹きIGCC(E06)のCO₂を回収し、メタノール合成プロセスあるいは液化・投棄プロセスに送るプロセスである。

モデル化

(2010年)



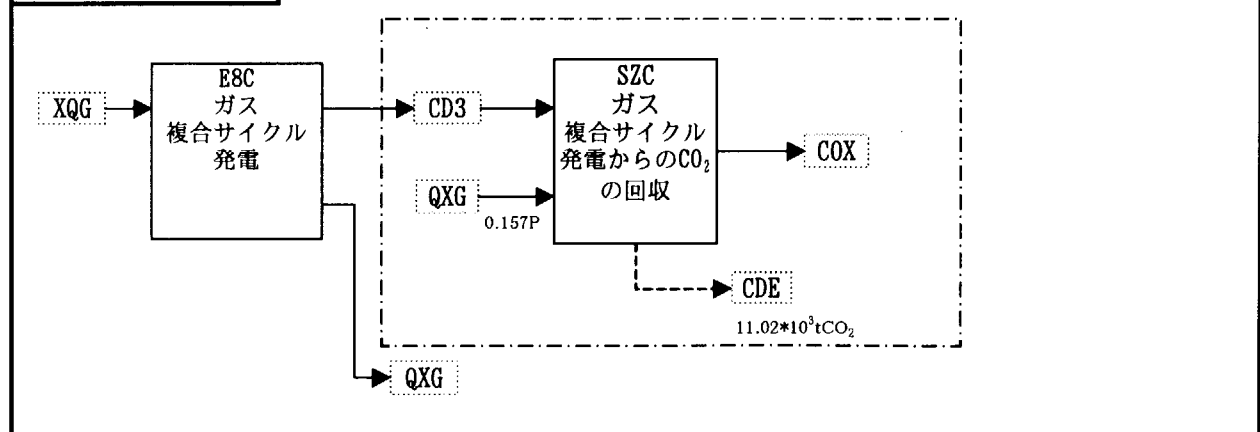
SZC		ガスCCからのCO ₂ 回収 CO ₂ Recovery from Gas CC									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	5(2010)	7(2020)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPCD3	入出力						101.4	94.58		91.3	
INPXQG							0.157	0.136		0.126	
OUTCOX								99.14	91.94		88.51
START	導入開始年	[期]	5								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF	稼働率						100			100	
WD											
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]					0.245	0.227		0.219	
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]		11.02			11.02	10.22		9.83	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

LNG専焼IGCCから排出されるCO₂を回収し、メタノール合成プロセスあるいは液化・投棄プロセスに送るプロセスである。

モデル化

(2010年)



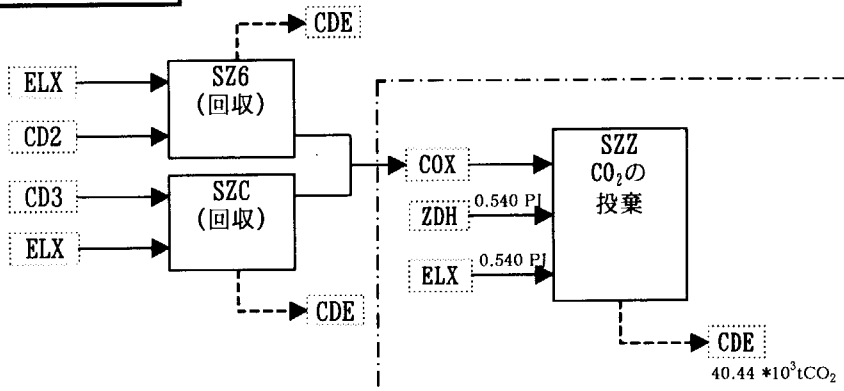
SZZ	CO ₂ の投棄 CO ₂ Disposal										
	記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	7(2020)	13(2050)
EFF	効率		[%]								
INPCOX	入出力		[10 ³ tCO ₂]		1000						1000
INPELX			[PJ]		0.54						0.54
INPZDH			[PJ]		0.54						0.54
START	導入開始年		[期]	5							
LIFE	耐用年数		[期]	1							
CAPUNIT	設備単位			1							
AF									100		100
WD											
WN											
SD	稼働率		[%]								
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備		[PJ/年]								
INVCOST	建設費		[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費		[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費		[k¥/GJ]					4.7			4.7
ENVCDE	CO ₂ 排出係数		[kgCO ₂ /GJ _e]		40.44						40.44
			[kgCO ₂ /GJ _f]								
			[kgSO ₂ /GJ _f]								
	SO ₂ 排出係数		[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数		[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

液化の後、5000km輸送してガス田に投棄する方式を想定。液化に要する電力は150 kWh/tCO₂である。輸送・投棄に要する燃料は、5000kmの場合、115.9MJ/tCO₂と見積られる。

モデル化

(5p: 2010年)

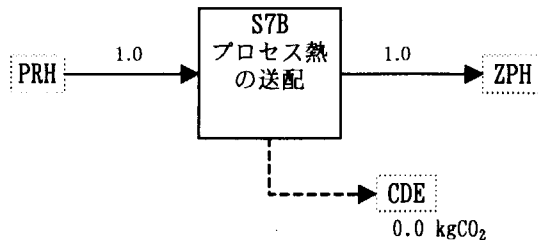


S7B		プロセス熱の送配 Delivery of PRH								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPPRH	入出力			1						1
OUTZPH				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.328						0.328
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.178						0.178
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

プロセス熱(中温域)を、産業用ボイラー・炉へ配送する設備で、通常は、自家用蒸気火力発電用ボイラーからの蒸気を他のボイラー・炉の熱源として利用する場合が主であり、従ってサイト内での中温域の水蒸気を配送する配管系が該当する。

モデル化

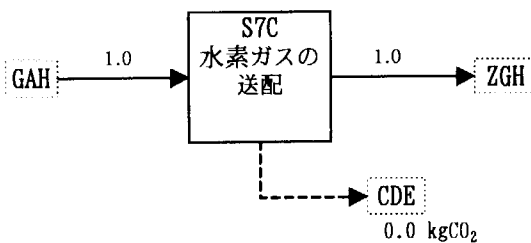


S7C			水素ガスの送配 Delivery of GAH							
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGAH	入出力			1						1
OUTZGH				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		2.72						2.72
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.098						0.098
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

高温核熱利用などで製造された水素を、最終消費(航空機燃料、加熱炉燃料等)のために輸送する技術である。ここではパイプライン輸送を想定している。

モデル化



S7E		都市ガス (小口需要) の送配 Delivery of XGA								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPXGA	入出力			1						1
OUTZXA				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		226			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		5.6						5.6
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.56						0.56
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

都市ガス(小口消費者向け)の配送プロセスである。低圧プラントからの供給ガスはガスホルダーに貯蔵された後、また高圧プラントからの供給ガスはそのまま、低圧輸送本管で中距離需要家に配送されるか、あるいは、更に圧送器で昇圧後、高圧輸送配管を経由して遠距離需要家に供給される。

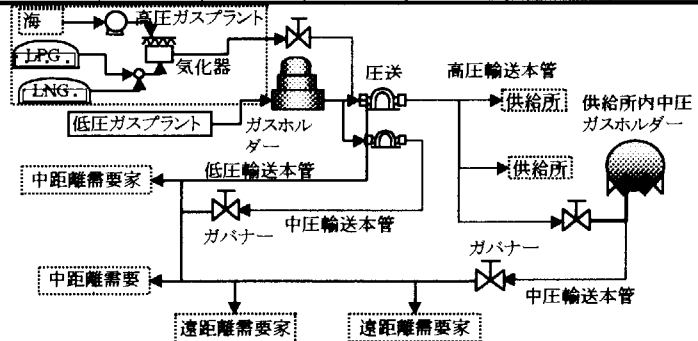
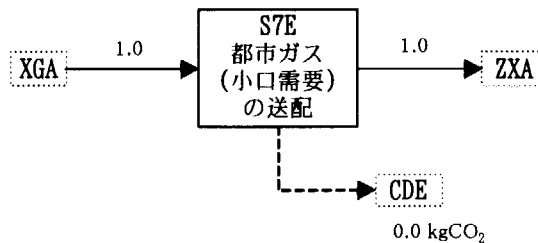


図 小規模事業者の供給方式
(資源エネルギー庁監修、「ガス事業便覧、平成9年版」、日本ガス協会p289を基に作成)

モデル化



S7F		都市ガス(大口需要)の送配 Delivery of XGB								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPXGB	入出力			1						1
OUTZXB				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		339			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		1.81						1.81
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0654						0.0654
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

都市ガス(大口消費者用)の配送プロセスは、液化天然ガスおよび液化石油ガス混合気化し、高圧ガスとして供給する場合は、直接高圧輸送本管へ、また低圧ガスプラントの場合は、一旦ガスホルダーに貯蔵し、圧送器で加圧後、高圧輸送本管に送入され、各供給所に供給される。中・遠距離の需要家へは、圧送器による昇圧なしに、直接ガスホルダーに接続された低圧輸送本管に送入され、供給される。圧の異なる輸送本管間には、ガバナーと呼ばれる圧力調整弁が設置される。

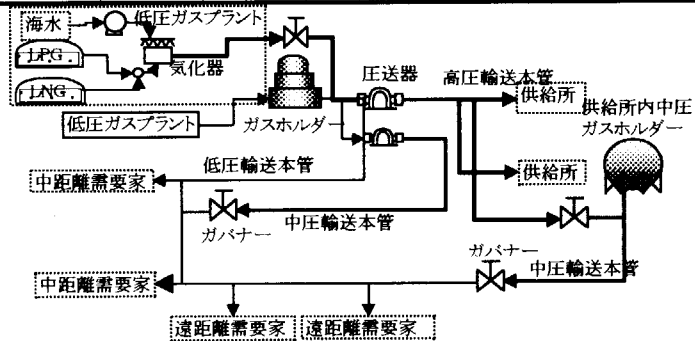
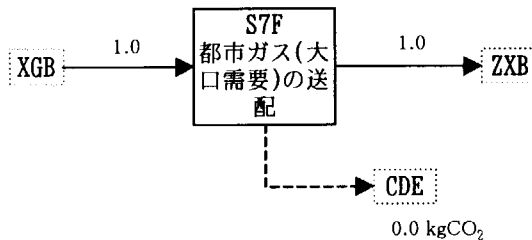


図 大規模事業者の供給方式

(出展: 資源エネルギー庁監修、ガス事業便覧、平成9年版、日本ガス協会p289)

モデル化



S7G		LPG(大口需要)の送配 Delivery of LPG (Large Consumer)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPLPG	入出力			1						1
OUTZLG				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		499			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		1.16						1.16
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0426						0.0426
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国の液化石油ガス消費量の8割弱が輸入で、外洋タンカーから輸入基地の大型高压タンク(多くは高張力鋼製、内圧<2.16MPa)に貯蔵される。化学工業(アンモニア、メタノール)、製鉄所、火力発電所など大口ユーザには、タンカーから直接供給される場合がある。国内生産は石油精製により、生産基地タンクから直接、あるいは元売り卸業者を介して大口需要者に供給される。国内の臨海(河川)基地間はコースタルタンカー(容量:700t前後)が使用され、大口需要用ほど配送コストは軽減される。

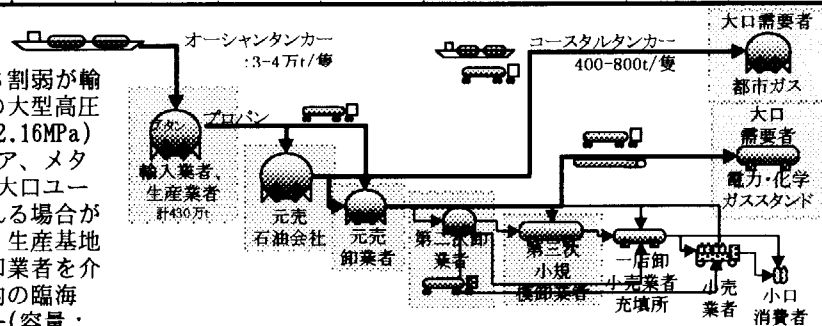
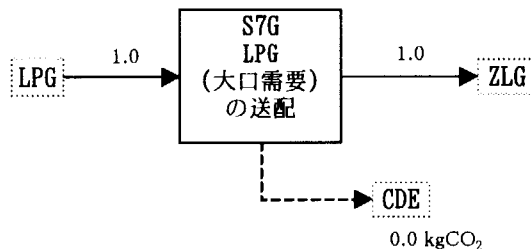


図 LPGの流通経路
(資源エネルギー年鑑'85、通産資料調査会、p334を基に作成)

モデル化



S7H		LPG(小口需要)の送配 Delivery of LPG (Small Consumer)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPLPG	入出力			1						1
OUTZL1				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		287			0			
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		36.8						36.8
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.669						0.669
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国の液化石油ガス消費量2000万tの約7割強が輸入により、タンカーからまず輸入基地の大型高压ガスホルダー(容量:1-4万トン/基、国内総容量:400万t)に圧縮機を通して供給され、元売り、卸売り、小売り業者を経て最終的に小口消費者に供給される。陸上配送は、主にタンクローリー(容量は7.5-8t、高压仕様、国内約5000台?)で行われ、タンク車(鉄道)による輸送は現在、数%まで減少した。

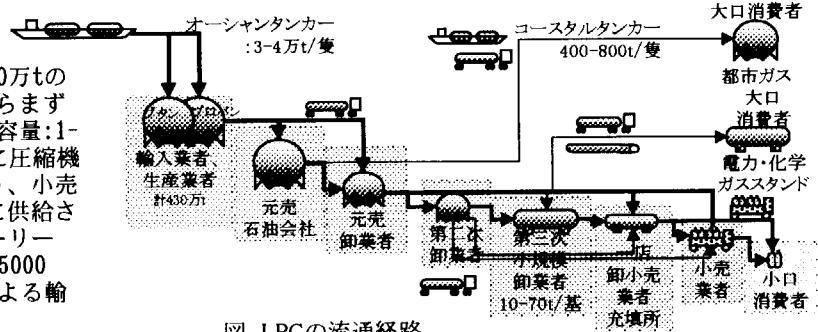
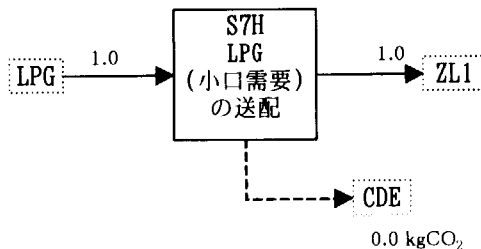


図 LPGの流通経路
(資源エネルギー年鑑'85、通産資料調査会、p334を基に作成)

モデル化



S7I		ガソリンの送配 Delivery of GSL								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGSL	入出力			1						1
OUTZGL				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		1168		0				
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		3.5						3.5
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.214						0.214
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国のガソリン消費量5300万klの約97%は石油精製により国内生産される。元売りから工場等には直に、また一般需要家には直営店から直接に、または特約店を経て、一段あるいは二段の販売店を介して、最終的に一般消費者に供給される。陸上配送は、主にタンクローリー(容量は7.5-8t)で行われる。貯槽には、固定屋根式と浮屋根式があり、大型の浮屋根式には容量10万klのものも有る。

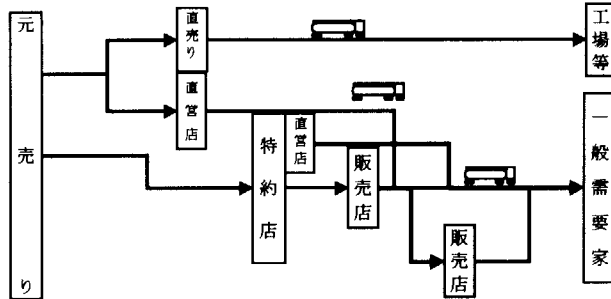
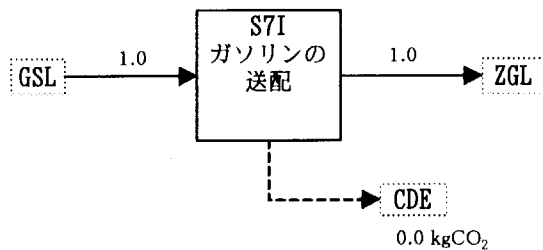


図 自動車用ガソリンの流通経路

モデル化

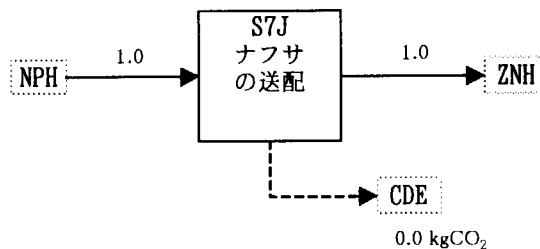


S7J		ナフサの送配 Delivery of NPH									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPNPH	入出力			1						1	
OUTZNH				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	3								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				80						80	
WD	稼働率										
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]		944		0					
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.753						0.753	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0208						0.0208	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

現時点での我が国のナフサ消費量4500万klの約3割は国内での石油精製により、7割が輸入である。国内12のコンビナート、15グループの石油精製会社において生産され、あるいは輸入されたナフサは、コンビナート内のタンクヤードに設置された大型貯油槽に貯蔵された後、隣接する石油化学会社に供給される。

モデル化

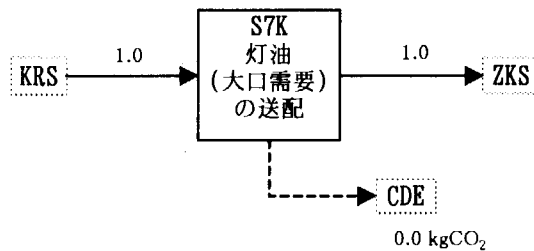


S7K		灯油(大口需要)の送配 Delivery of KRS(Large Consumer)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPKRS	入出力			1						1
OUTZKS				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位									
AF				80						80
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		460		0				
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		1.95						1.95
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0198						0.0198
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

産業ボイラ、加熱炉用の灯油、ジェット燃料を輸送する技術をまとめたものである。

モデル化



S7M		灯油(小口需要)の送配 Delivery of KRS(Small Consumer)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPKRS				1						1
OUTZK1				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		619		0				
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		3.19						3.19
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.193						0.193
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国の灯油消費量数千万klは国内石油精製による。国内12のコンビナート、15グループの石油精製会社において生産され、あるいは輸入された灯油は、コンビナート内のタンクヤードの大型貯油槽に保存され、元売り石油会社より、右図の販売ルートにより一般消費者に供給される。

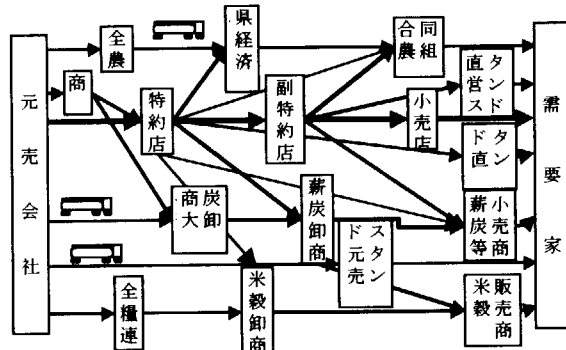
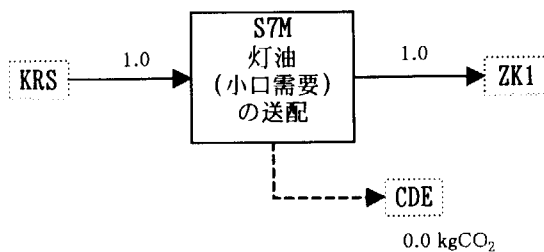


図 灯油の流通経路 (出展:資源エネルギー年鑑'85通産資料調査会、p333)

モデル化



S7N		軽油(大口需要)の送配 Delivery of DSL(Large Consumer)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPDSL	入出力			1						1
OUTZDL				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		521		0				
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.719						0.719
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0198						0.0198
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国で消費される軽質油約4500万klは、石油精製により原油から得率約20%で生産される。国内12のコンビナート、15グループの石油精製会社において生産された軽質油は、タンクヤード内の大型貯油槽に保存される。軽質油配送システムは、タンカーで臨海立地の大型油槽所に運ばれ、タンクローリによる陸上輸送による。

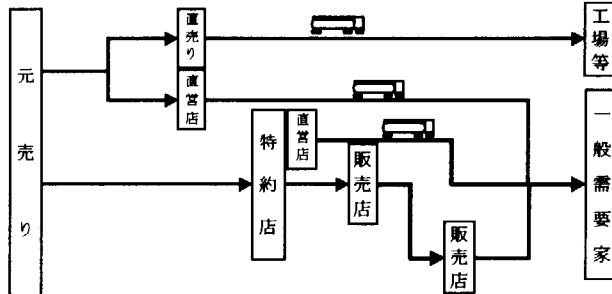
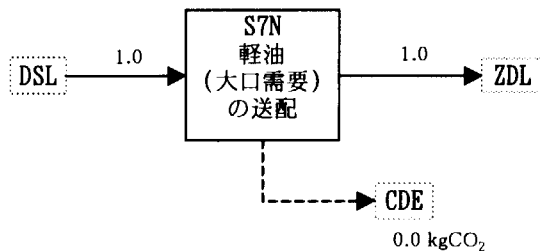


図 軽質油の流通経路

モデル化



S70		軽油(小口需要)の送配 Delivery of DSL(Small)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPDSL	入出力			1						1
OUTZD1				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		931		0				
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		3.5						3.5
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.193						0.193
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国で消費される軽質油約4500万klは、国内12のコンビナート、15グループの石油精製会社において、原油から得率20%前後で生産される。生産された軽質油は、タンクヤード内の大型貯油槽に保存され、タンカーで臨海立地の大型油槽所に運ばれた後、主にタンクローリーで陸上輸送される。図は、小口消費者用軽質油の流通機構を示す。

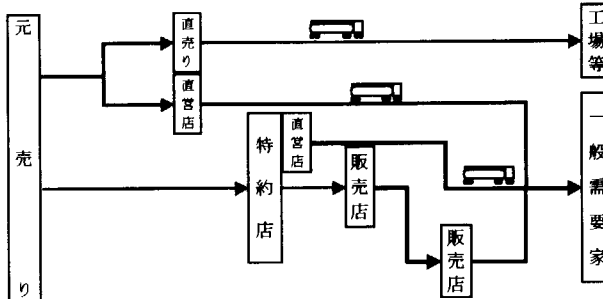
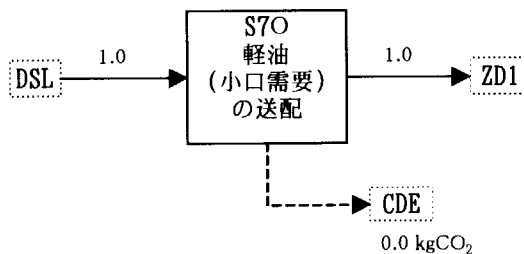


図 軽質油の流通経路

モデル化

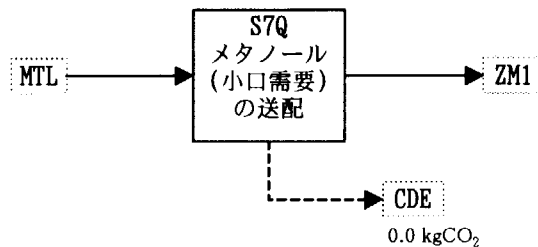


S7Q		メタノール(小口需要)の送配 Delivery of MTL(Small Consumer)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPMTL	入出力			1						1	
OUTZM1				1						1	
START	導入開始年	[期]	2								
LIFE	耐用年数	[期]	3								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				80						80	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		3.5						3.5	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.347						0.347	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

自動車用燃料としての小口需要向けメタノールの配送である。常温で液体であるため、輸送・貯蔵技術はガソリンの配送システムに準じる。国内のバイオマスから、あるいは核熱利用によりアンモニアから生産されたメタノールは、生産工場のタンクヤード内の大型貯槽に保存された後、タンカーで臨海大型貯槽所に運ばれ、タンクローリーで陸上輸送される。

モデル化



S7S		直焚き用石炭等の送配 Delivery of COD								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCOD				1						1
OUTZCD				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]		332		0				
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]		0.873						0.873
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国の直焚き用石炭は輸入によるため、その配送は、専用埠頭を有する大口需要者には直接外航船から、また専用埠頭を持たない消費者には一旦公共埠頭あるいはコールセンターに積揚げされ、さらに陸送、あるいは内航船による海上輸送により配送される。コールセンターは大型港湾設備、石炭搬入設備、貯炭設備、石炭払出設備等からなる石炭受け入れ専用港湾施設で、大型外航船から搬入した石炭を内航船、鉄道、トラック、パイプライン、コンベアー等により払い出しを行う。受け入れ能力は100-600万tである。

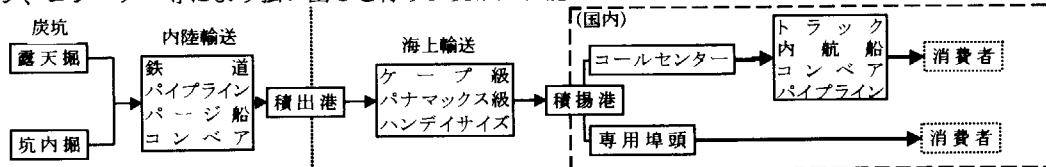
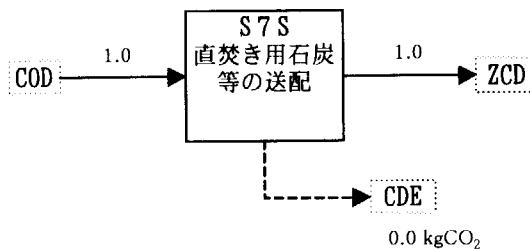


図 コールチェーンの概要 (出展: コール・ノート1996年版、資源エネルギー庁p372)

モデル化

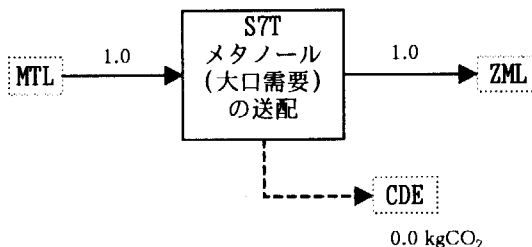


S7T		メタノール(大口需要)の送配 Delivery of MTL (Large)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPMTL				1						1
OUTZML				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	2							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.482						0.482
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.00524						0.00524
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

工業用ボイラー燃料としての大口需要向けメタノールの配送である。国内のバイオマス、あるいは核熱利用によりアンモニアから生産されたメタノールは、生産工場のタンクヤード内の大型貯槽に保存され、タンカーで臨海大型貯槽所に運ばれた後、隣接の大口消費者にはパイプラインで、また遠隔地の消費者にはタンクローリーで陸上輸送される。

モデル化

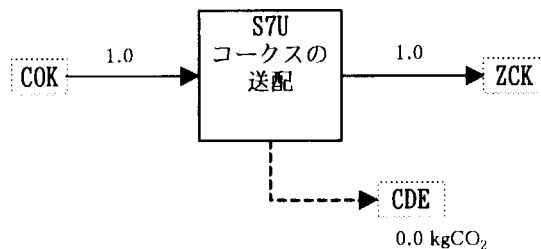


S7U		コークスの送配 Delivery of COK								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCOK				1						1
OUTZCK				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _o]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

我が国におけるコークス消費量の9割弱が鉄鋼業向けであり、さらにその9割以上が高炉用である。その他に、輸出用、工業用汎用炉、および化学工業原料用がある。コークスの6割は生産工場内で自家消費され、その他は、内航船舶、鉄道、自動車によって配送される。

モデル化

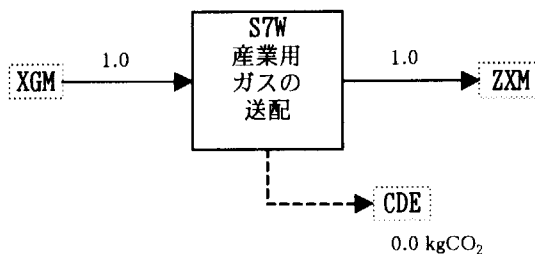


S7W		産業用ガスの送配 Delivery of XGM								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPXGM	入出力			1						1
OUTZXM				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	4							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.001						0.001
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

国内のコークス炉において副生するコークス炉ガスの配送システムであり、コークス炉ガスのほとんどが自家消費されるので、配送設備のコストは事実上見込んでいない。

モデル化

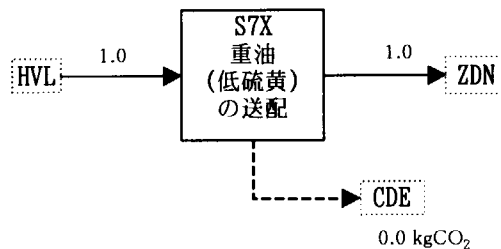


S7X		重油(低硫黄)の送配 Delivery of HVL									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPHVL	入出力			1						1	
OUTZDN				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	3								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				80						80	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]		667		0					
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		3.19						3.19	
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0198						0.0198	
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

工業炉、民生用ボイラ燃料である重油（低硫黄）の配送システムである。

モデル化

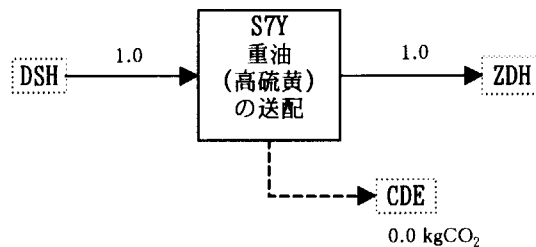


S7Y		重油(高硫黄)の送配 Delivery of DSH								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPDSH	入出力			1						1
OUTZDH				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	3							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				80						80
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID			既存設備	[PJ/年]		1333		0		
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]		0.719						0.719
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]		0.0198						0.0198
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

工業用ボイラー、窯炉用燃料、および化学工業原料として用いられる重油（高硫黄）の配送システムである。

モデル化

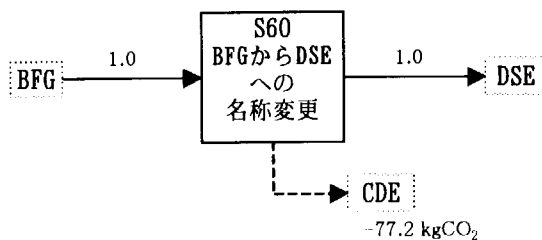


S60		ダミー (BFGからDSEへの名称変更) Dummy (BFG to DSE RN)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPBFG	入出力			1						1
OUTDSE				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]								

技術概要

高炉ガスから専焼火力発電用燃料へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

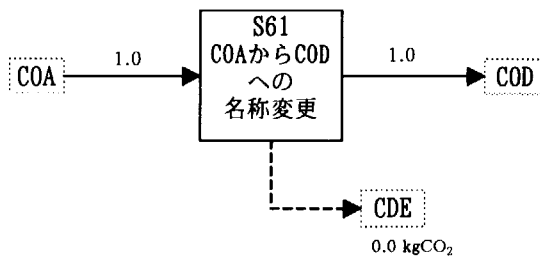


S61		ダミー (COAからCODへの名称変更) Dummy (COA to COD RN:renaming)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCOA	入出力			1						1
OUTCOD				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

石炭ガスから直焼き用燃料へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

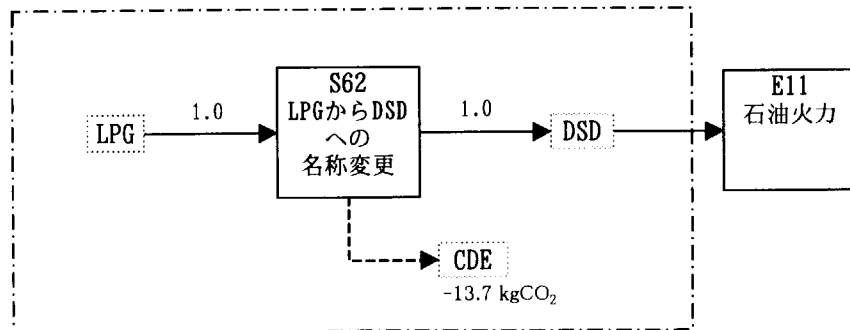


S62		ダミー (LPGからDSDへの名称変更) Dummy (LPG to DSD RN)									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLPG				1						1	
INPDS				1						1	
	入出力										
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100					100	100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

液化石油ガスから直焚き用重油専焼火力用燃料(低硫黄)へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

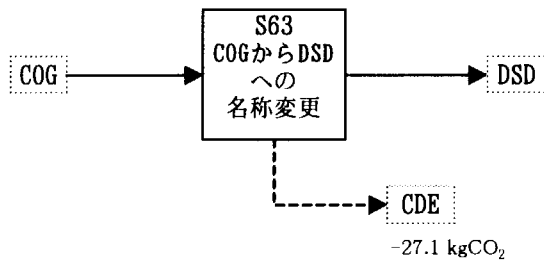


S63		ダミー (COGからDSDへの名称変更) Dummy (COG to DSD RN)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPCOG	入出力			1						1
OUTDSD				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100					100	100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
		[kgCO ₂ /GJ _f]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

ークス炉ガスから重油専焼火力用燃料(低硫黄)へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化



S64		換算 (ELC to NEL) Scaling (ELC to NEL)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPELC	入出力			1						1
INPNEL				1000						1000
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

通常の電力(ELC)はPJ(10¹⁵J)で表現しているが、核燃料サイクルプロセス等で使用する電力量は小さいので、10¹²J単位で表現したNELを用いる。

モデル化



S65		換算 (ELCからELXへの) Scaling (ELC to ELX)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPELC				1						1
INPELX				1						1
	入出力									
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

各変換プロセス出力電力から変換プロセス入力用電力への換算を示す、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

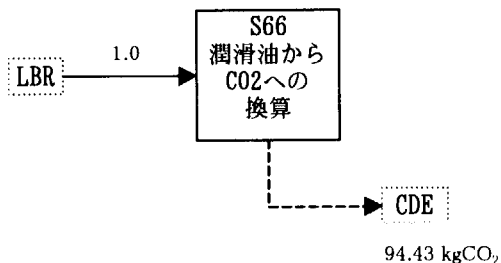


S66		ダミー (潤滑油からCO ₂ への換算) Dammy (CO ₂ from Lubricant)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLBR				1						1	
	入出力										
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]		94.43						94.43	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

潤滑油は、加熱酸化され、最終的にCO₂として消費されたとすることを示すプロセスである。

モデル化

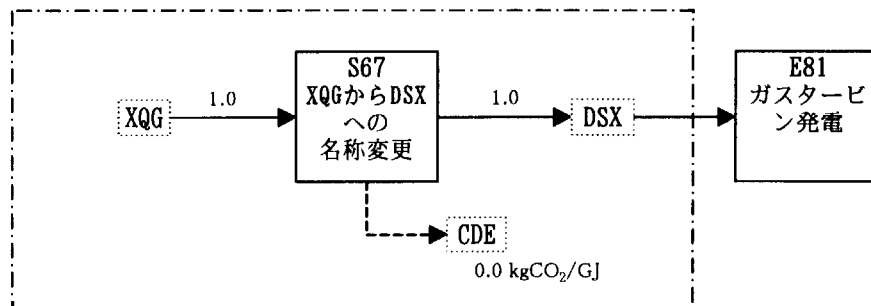


S67		ダミー (XQGからDSXへの名称変更) Dummy (XQG to DSX RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPXQG	入出力			1						1	
OUTDSX				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率										
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

発電所用燃料ガスからガスタービン発電用燃料ガスへ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

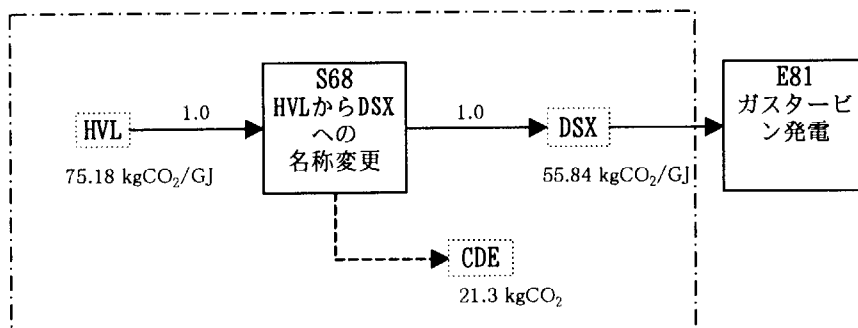


S68		ダミー (HVLからDSXへの名称変更) Dummy (HVL to DSX RN)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPHVL	入出力			1						1
OUTDSX				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID			既存設備	[PJ/年]						
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		21.3						21.3
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

重油(脱硫)からガスタービン発電用燃料へ名称変更する、ダミー変換プロセスである。

モデル化

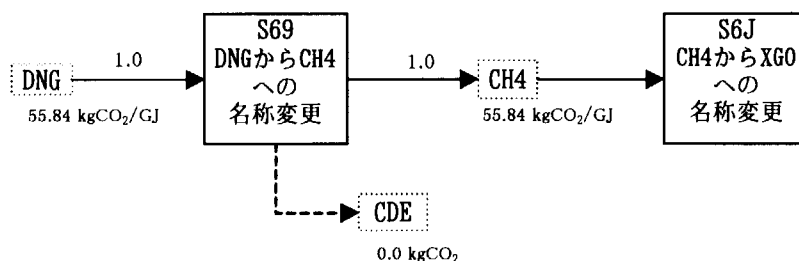


S69		ダミー (DNGからCH4への名称変更) Dummy (DNG to CH4 RN)									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPDNG	入出力			1						1	
OUTCH4				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

国内産天然ガスからメタンガスへ名称変更する、ダミー変換プロセスである。

モデル化

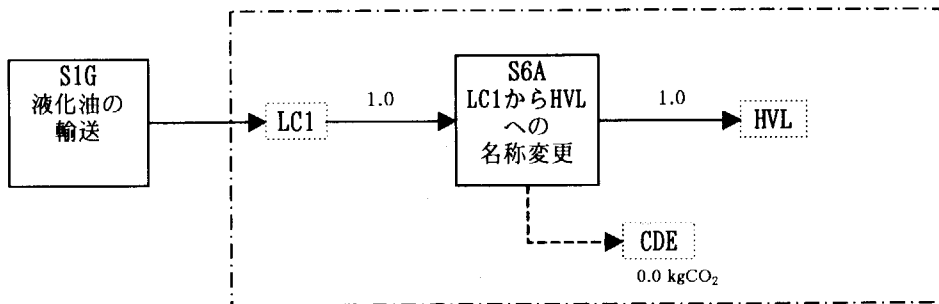


S6A		ダミー (LC1からHVLへの名称変更) Dummy (LC1 to HVL RN)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPLC1	入出力			1						1
OUTHVL			1							1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
		[kgCO ₂ /GJ _f]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

石炭液化後の液化油を脱硫重油へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

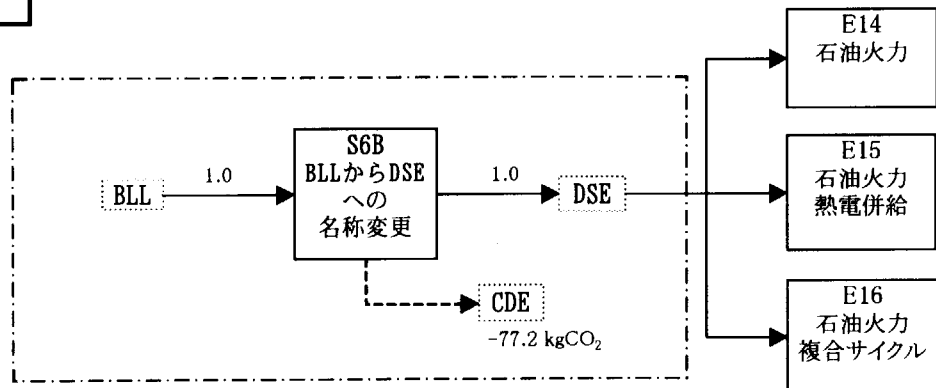


S6B		ダミー (BLLからDSEへの名称変更) Dummy (BLL to DSE RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPBL	入出力			1						1	
INPBLQ				1						1	
OUTDSE				1							1
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100					100		
WD	稼働率										
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									
										-77.2	

技術概要

黒液から石油火力用燃料へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

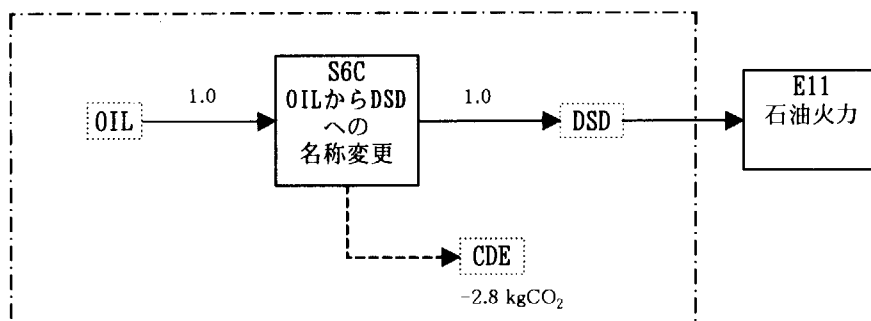


S6C		ダミー (OILからDSDへの名称変更) Dummy (OIL to DSD RN)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPOIL	入出力			1						1
OUTDSD				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _o]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								
						-2.8				-2.8

技術概要

原油から重油(脱硫)専焼火力用燃料へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

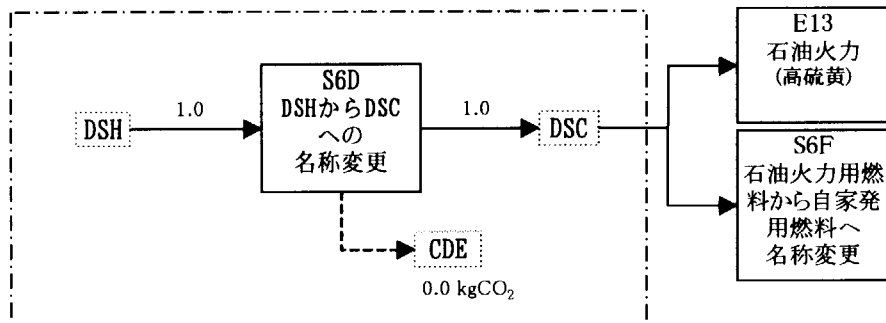


S6D		ダミー (DSHからDSCへの名称変更) Dummy (DSH to DSC RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPDSH	入出力			1						1	
OUTDSC			1							1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

重油(高硫黄)から石油火力用燃料へ名称変更する、ダミー変換プロセスである。

モデル化

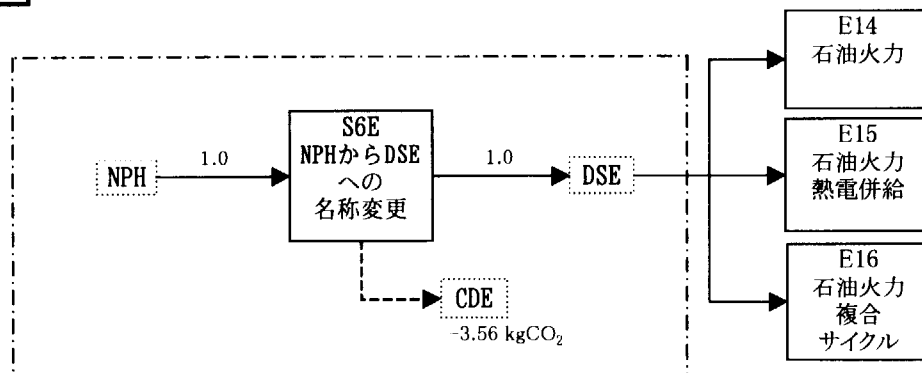


S6E		ダミー (NPHからDSEへの名称変更) Dummy (NPH to DSE RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPNPH	入出力			1						1	
OUTDSE				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100					100	100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									
					-3.56					-3.56	

技術概要

ナフサから石油火力用燃料へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

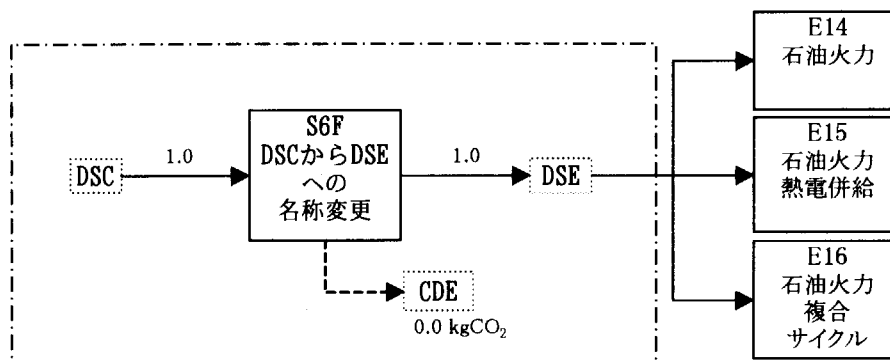


S6F		ダミー (DSCからDSEへの名称変更) Dummy (DSC to DSE RN)									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPDSC				1						1	
OUTDSE				1						1	
	入出力										
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100					100	100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

石油火力用燃料から石油火力(自家発電)用燃料へ名称変更するダミーの変換プロセスである。

モデル化

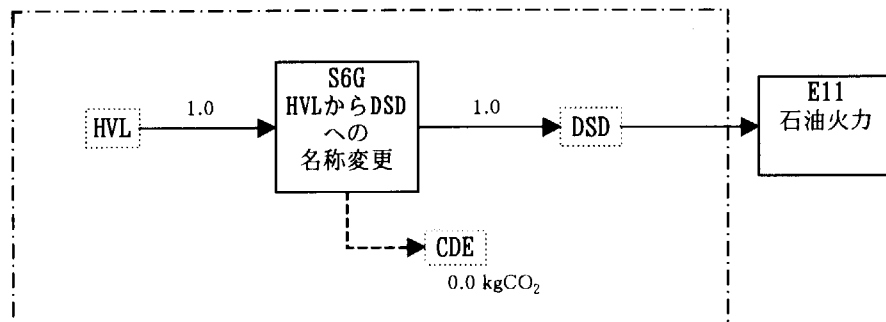


S6G		ダミー (HVLからDSDへの名称変更) Dummy (HVL to DSD RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPHVL	入出力			1						1	
OUTDSD				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

重油(低硫黄)から重油(低硫黄)専焼火力用燃料へ名称変更するダミーの変換プロセスである。

モデル化

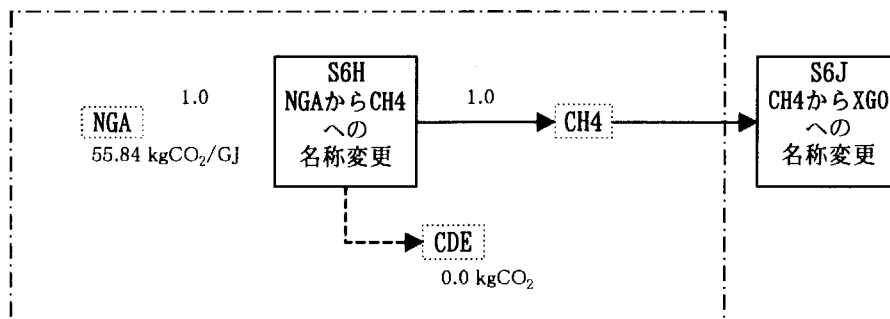


S6H		ダミー (NGAからCH4への名称変更) Dummy (NGA to CH4 RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPNGA	入出力			1						1	
OUTCH4				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

輸入天然ガスからメタンガスへ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

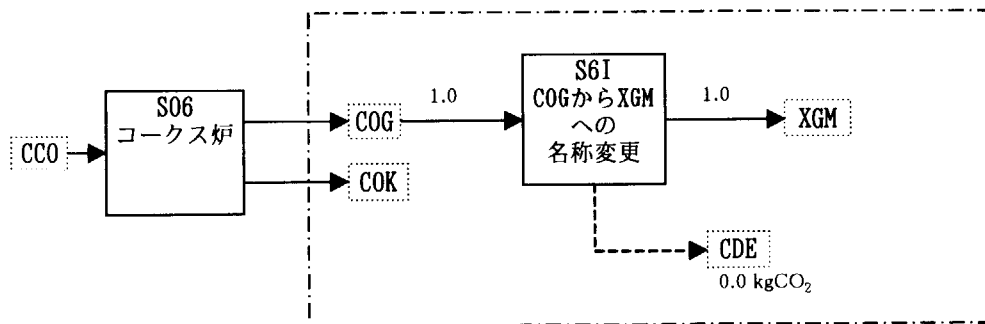


S6I		ダミー (COGからXGMへの名称変更) Dummy (COG to XGM RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPCOG	入出力			1						1	
OUTXGM				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID			既存設備	[PJ/年]							
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

コークス炉ガスから低・中カロリーガスへ名称変更するダミーの変換プロセスである。

モデル化

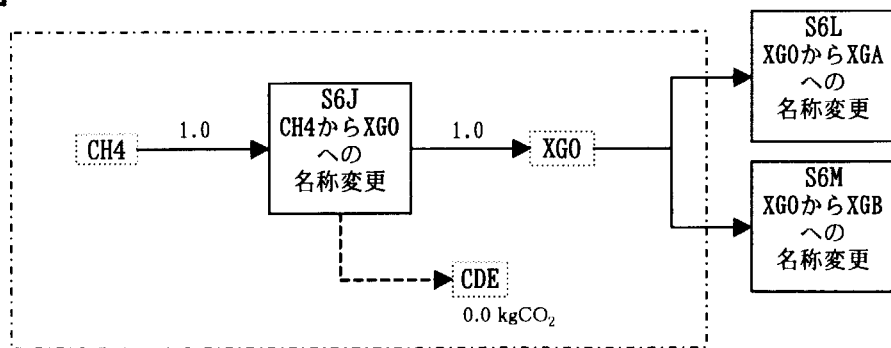


S6J		ダミー (CH4からXGOへの名称変更) Dummy (CH4 to XGO RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPCH4	入出力			1						1	
OUTXGO				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

メタンガスから都市ガス(混合)へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

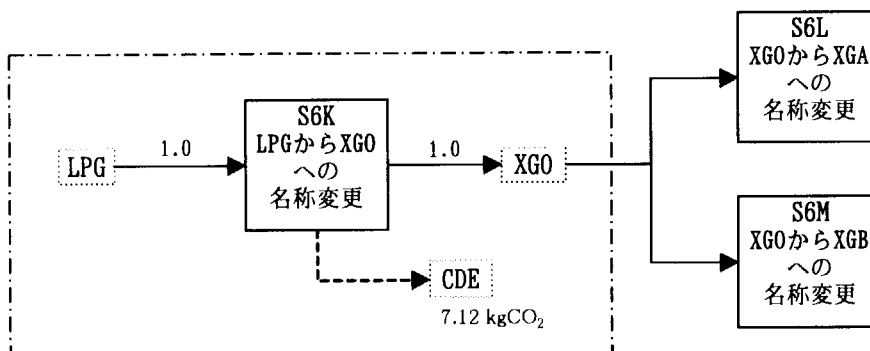


S6K		ダミー (LPGからXGOへの名称変更) Dummy (LPG to XGO RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPLPG	入出力			1						1	
OUTXGO			1							1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
		[kgCO ₂ /GJ _f]		7.12						7.12	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

液化石油ガスから都市ガス(混合)へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

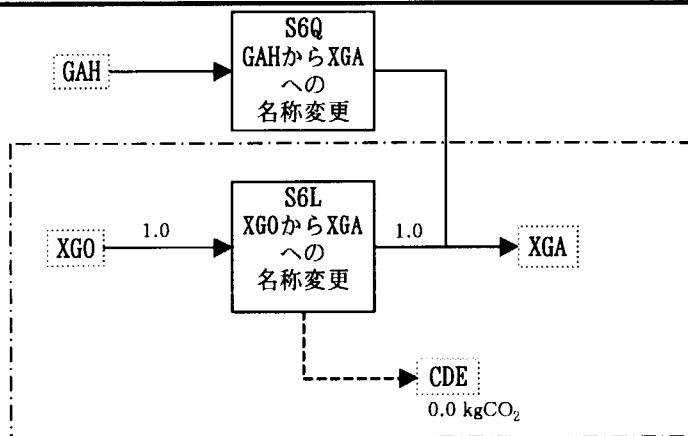


S6L		ダミー (XGOからXGAへの名称変更) Dummy (XGO to XGA RN)								
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPXGO	入出力			1						1
OUTXGA				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

都市ガスから水素と混合した民生用都市ガスへ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

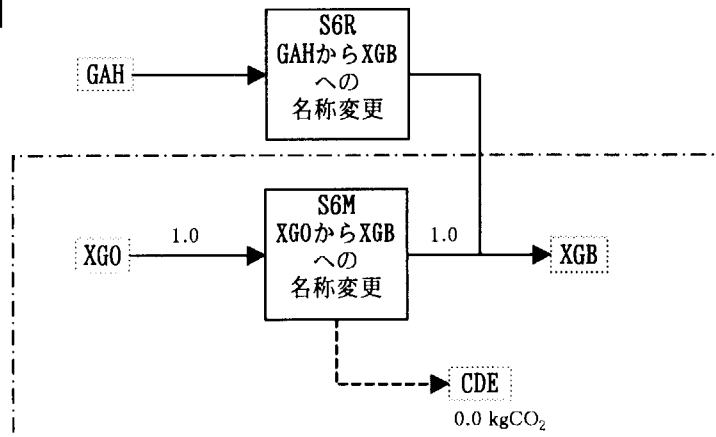


S6M		ダミー (XGOからXGBへの名称変更) Dummy (XGO to XGB RN)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPXGO	入出力			1						1
OUTXGB				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

都市ガス(混合)から産業用都市ガスへ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

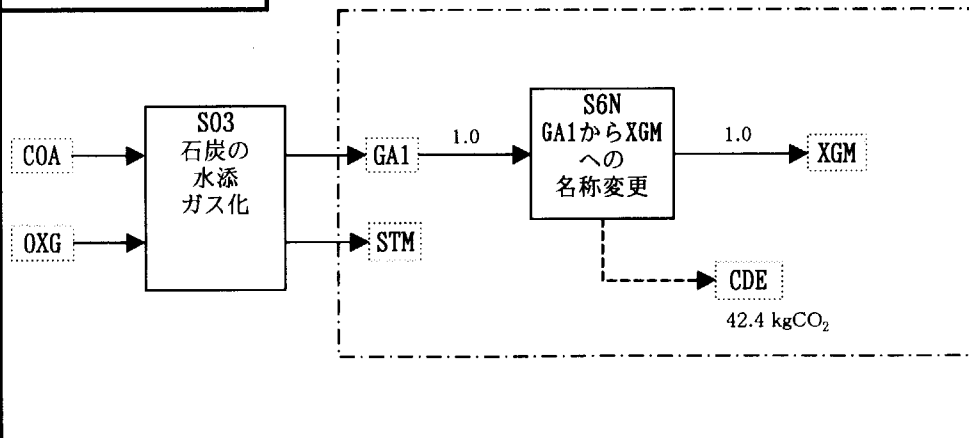


S6N		ダミー (GA1からXGMへの名称変更) Dummy (GA1 to XGM RN)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGA1	入出力			1						1
OUTXGM				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率									
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		42.4						42.4
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

S03からの合成ガスを低・中カロリーガスへ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

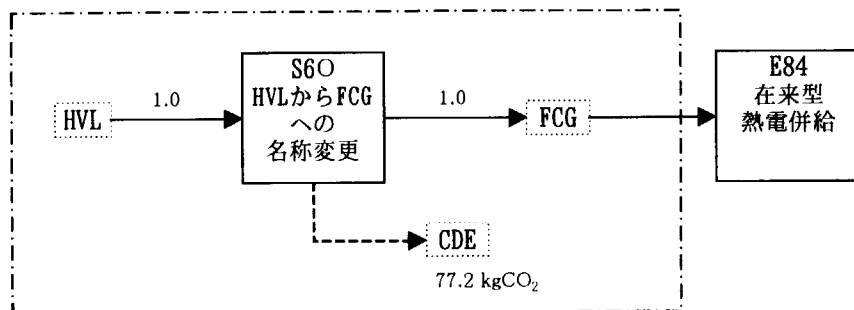


S60		ダミー (HVLからFCGへの名称変更) Dummy (HVL to FCG RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPHVL	入出力			1						1	
OUTFCG				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD											
WN											
SD	稼働率	[%]									
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]		77.2						77.2	
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

重油(低硫黄)から在来型熱電併給用燃料へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

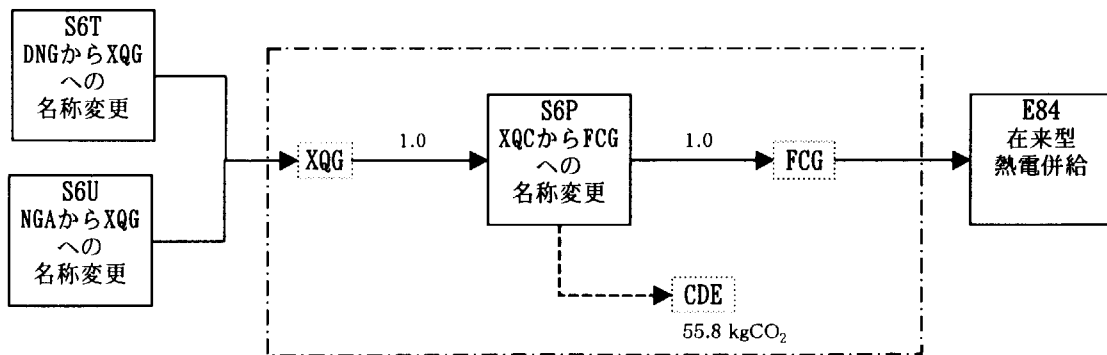


S6P		ダミー (XQGからFCGへの名称変更) Dummy (XQG to FCG RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPXQG	入出力			1						1	
OUTFCG				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		55.8						55.8	
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

発電所排ガスを在来型熱電併給用燃料に名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

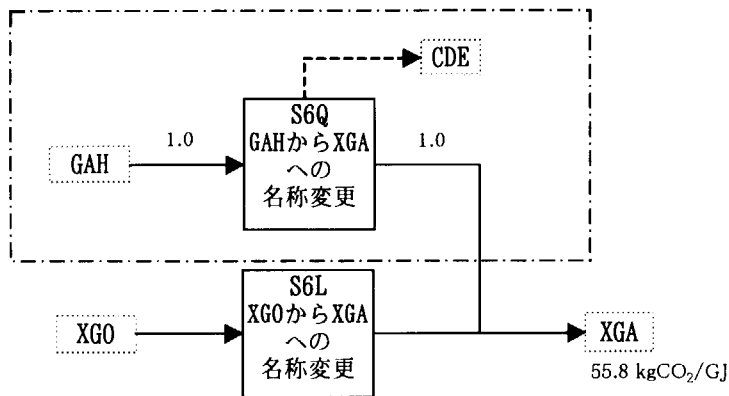


S6Q		ダミー (GAHからXGAへの名称変更) Dummy (GAH to XGA RN)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGAH	入出力			1						1
OUTXGA				1						1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD										
WN										
SD	稼働率	[%]								
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVUDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]								
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

水素ガスを民生用都市ガスに名称変更する、すなわち混入使用することを示す変換プロセスである。本プロセスにより、都市ガスのCO₂排出量が減少出来る。

モデル化

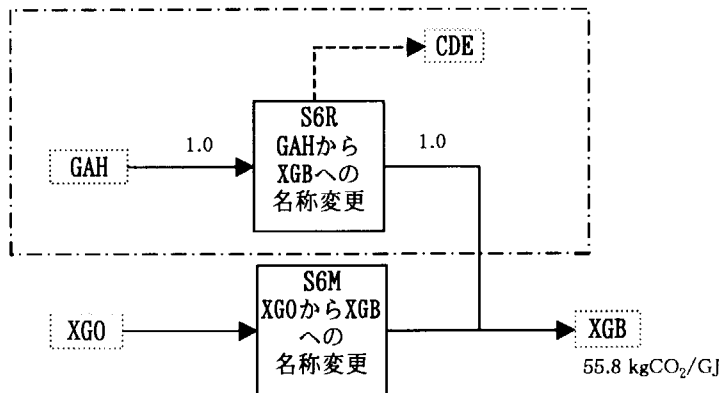


S6R		ダミー (GAHからXGBへの名称変更) Dummy (GAH to XGB RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPGAH	入出力			1						1	
OUTXGB				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率										
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

水素を産業用都市ガスに名称変更する、すなわち混入使用することを示す変換プロセスである。

モデル化

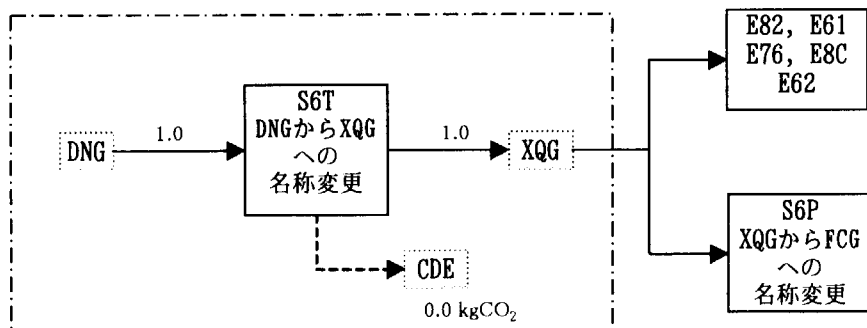


S6T		ダミー (DNGからXQGへの名称変更) Dummy (DNG to XQG RN)									
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPDNG	入出力			1						1	
OUTXQG				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率										
WN											
SD											
SN											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]									

技術概要

国産天然ガスを発電所用燃料ガスに名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

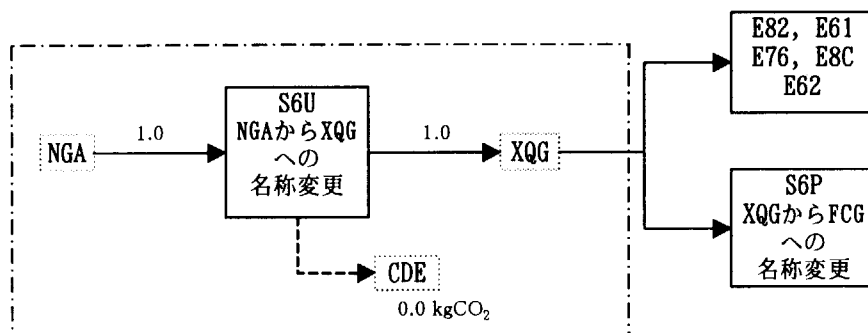


S6U		ダミー (NGAからXQGへの名称変更) Dummy (NGA to XQG RN)									
記号	項目	単位	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)	
EFF	効率	[%]									
INPNGA	入出力			1						1	
OUTXQG				1						1	
START	導入開始年	[期]	1								
LIFE	耐用年数	[期]	1								
CAPUNIT	設備単位		1								
AF				100						100	
WD	稼働率	[%]									
WN											
SD											
SN											
ID											
IN											
RESID	既存設備	[PJ/年]									
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]									
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]									
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]									
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]									
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _e]									
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _e]									

技術概要

輸入液化天然ガスを気化したものを、発電用燃料ガスに名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

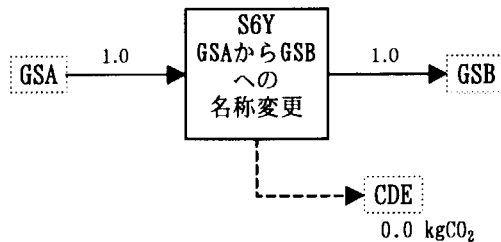


S6Y		ダミー (S2E) Dummy (S2E)								
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPGSA	入出力			1						1
OUTGSB			1							1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		0						0
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

ナフサ留分(GSA)を、ガソリン・ナフサ(GSB)に名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化

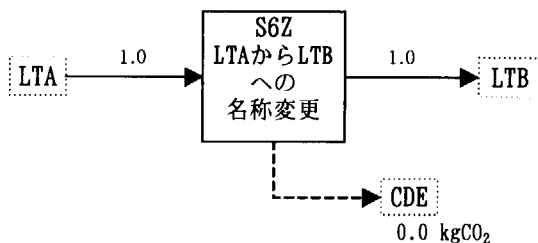


S6Z			ダミー (S2F) Dummy (S2F)							
記号	項目	[単位]	TID	1(1990)	2(1995)	3(2000)	4(2005)	5(2010)	9(2030)	13(2050)
EFF	効率	[%]								
INPLTA	入出力			1						1
OUTLTB			1							1
START	導入開始年	[期]	1							
LIFE	耐用年数	[期]	1							
CAPUNIT	設備単位		1							
AF				100						100
WD	稼働率	[%]								
WN										
SD										
SN										
ID										
IN										
RESID	既存設備	[PJ/年]								
INVCOST	建設費	[k¥/GJ/年]								
FIXOM	固定運転維持費	[k¥/(GJ/年)/年]								
VAROM	可変運転維持費	[k¥/GJ]								
ENVCDE	CO ₂ 排出係数	[kgCO ₂ /GJ _e]		0						0
	SO ₂ 排出係数	[kgSO ₂ /GJ _f]								
	NO _x 排出係数	[kgNO _x /GJ _f]								

技術概要

ジェット燃料・ケロシン・軽油(LTA)から(LTB)へ名称変更する、ダミーの変換プロセスである。

モデル化



This is a blank page.

国際単位系 (SI) と換算表

表1 SI基本単位および補助単位

量	名称	記号
長さ	メートル	m
質量	キログラム	kg
時間	秒	s
電流	アンペア	A
熱力学温度	ケルビン	K
物質質量	モル	mol
光度	カンデラ	cd
平面角	ラジアン	rad
立体角	ステラジアン	sr

表3 固有の名称をもつSI組立単位

量	名称	記号	他のSI単位による表現
周波数	ヘルツ	Hz	s ⁻¹
力	ニュートン	N	m·kg/s ²
圧力, 応力	パスカル	Pa	N/m ²
エネルギー, 仕事, 熱量	ジュール	J	N·m
工率, 放射束	ワット	W	J/s
電気量, 電荷	クーロン	C	A·s
電位, 電圧, 起電力	ボルト	V	W/A
静電容量	ファラド	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンズ	S	A/V
磁束	ウェーバ	Wb	V·s
磁束密度	テスラ	T	Wb/m ²
インダクタンス	ヘンリー	H	Wb/A
セルシウス温度	セルシウス度	°C	
光束	ルーメン	lm	cd·sr
照度	ルクス	lx	lm/m ²
放射能	ベクレル	Bq	s ⁻¹
吸収線量	グレイ	Gy	J/kg
線量当量	シーベルト	Sv	J/kg

表2 SIと併用される単位

名称	記号
分, 時, 日	min, h, d
度, 分, 秒	°, ', "
リットル	l, L
トン	t
電子ボルト	eV
原子質量単位	u

1 eV = 1.60218 × 10⁻¹⁹ J
1 u = 1.66054 × 10⁻²⁷ kg

表4 SIと共に暫定的に維持される単位

名称	記号
オングストローム	Å
バ	b
バール	bar
ガリ	Gal
キュリー	Ci
レントゲン	R
ラド	rad
レム	rem

1 Å = 0.1 nm = 10⁻¹⁰ m
1 b = 100 fm = 10⁻²⁸ m²
1 bar = 0.1 MPa = 10⁵ Pa
1 Gal = 1 cm/s² = 10⁻² m/s²
1 Ci = 3.7 × 10¹⁰ Bq
1 R = 2.58 × 10⁻⁴ C/kg
1 rad = 1 cGy = 10⁻² Gy
1 rem = 1 cSv = 10⁻² Sv

表5 SI接頭語

倍数	接頭語	記号
10 ¹⁸	エクサ	E
10 ¹⁵	ペタ	P
10 ¹²	テラ	T
10 ⁹	ギガ	G
10 ⁶	メガ	M
10 ³	キロ	k
10 ²	ヘクト	h
10 ¹	デカ	da
10 ⁻¹	デシ	d
10 ⁻²	センチ	c
10 ⁻³	ミリ	m
10 ⁻⁶	マイクロ	μ
10 ⁻⁹	ナノ	n
10 ⁻¹²	ピコ	p
10 ⁻¹⁵	フェムト	f
10 ⁻¹⁸	アト	a

(注)

- 表1-5は「国際単位系」第5版, 国際度量衡局 1985年刊行による。ただし, 1 eV および 1 uの値は CODATA の1986年推奨値によった。
- 表4には海里, ノット, アール, ヘクターも含まれているが日常の単位なのでここでは省略した。
- barは, JISでは流体の圧力を表わす場合に限り表2のカテゴリーに分類されている。
- EC閣僚理事会指令では bar, barn および「血圧の単位」mmHgを表2のカテゴリーに入れている。

換算表

力	N (=10 ⁵ dyn)	kgf	lbf
	1	0.101972	0.224809
	9.80665	1	2.20462
	4.44822	0.453592	1

粘度 1 Pa·s (N·s/m²) = 10 P (ポアズ) (g/(cm·s))
動粘度 1 m²/s = 10⁴ St (ストークス) (cm²/s)

圧	MPa (=10 bar)	kgf/cm ²	atm	mmHg (Torr)	lbf/in ² (psi)
	1	10.1972	9.86923	7.50062 × 10 ³	145.038
力	0.0980665	1	0.967841	735.559	14.2233
	0.101325	1.03323	1	760	14.6959
	1.33322 × 10 ⁻⁴	1.35951 × 10 ⁻³	1.31579 × 10 ⁻³	1	1.93368 × 10 ⁻²
	6.89476 × 10 ⁻³	7.03070 × 10 ⁻²	6.80460 × 10 ⁻²	51.7149	1

エネルギー!	J (=10 ⁷ erg)	kgf·m	kW·h	cal (計量法)	Btu	ft·lbf	eV
	1	0.101972	2.77778 × 10 ⁻⁷	0.238889	9.47813 × 10 ⁻⁴	0.737562	6.24150 × 10 ¹⁸
	9.80665	1	2.72407 × 10 ⁻⁶	2.34270	9.29487 × 10 ⁻³	7.23301	6.12082 × 10 ¹⁹
	3.6 × 10 ⁶	3.67098 × 10 ⁵	1	8.59999 × 10 ⁵	3412.13	2.65522 × 10 ⁶	2.24694 × 10 ²⁵
	4.18605	0.426858	1.16279 × 10 ⁻⁶	1	3.96759 × 10 ⁻³	3.08747	2.61272 × 10 ¹⁹
	1055.06	107.586	2.93072 × 10 ⁻⁴	252.042	1	778.172	6.58515 × 10 ²¹
	1.35582	0.138255	3.76616 × 10 ⁻⁷	0.323890	1.28506 × 10 ⁻³	1	8.46233 × 10 ¹⁸
	1.60218 × 10 ⁻¹⁹	1.63377 × 10 ⁻²⁰	4.45050 × 10 ⁻²⁶	3.82743 × 10 ⁻²⁰	1.51857 × 10 ⁻²²	1.18171 × 10 ⁻¹⁹	1

1 cal = 4.18605 J (計量法)
= 4.184 J (熱化学)
= 4.1855 J (15 °C)
= 4.1868 J (国際蒸気表)
仕事率 1 PS (仏馬力)
= 75 kgf·m/s
= 735.499 W

放射能	Bq	Ci
	1	2.70270 × 10 ⁻¹¹
	3.7 × 10 ¹⁰	1

吸収線量	Gy	rad
	1	100
	0.01	1

照射線量	C/kg	R
	1	3876
	2.58 × 10 ⁻⁴	1

線量当量	Sv	rem
	1	100
	0.01	1

