

研究論文

技術習熟を考慮したエネルギー経済モデルの開発と
クリーンコール技術の導入可能性評価Development of an Energy Economic Model Including Technological Learning and
Feasibility Study of Clean Coal Technologies

佐藤 健実*・中田 俊彦**

Takemi Sato

Toshihiko Nakata

(原稿受付日2006年3月31日, 受理日2007年2月2日)

Abstract

Estimating technological progress of emerging technologies such as renewable energy or clean coal technologies is essential for designing sustainable energy systems and drawing energy policies. Learning curve is a quantitative estimation method for describing the cost decline rate of technologies caused by technological progress and learning.

In this study, a bottom-up energy-economic model including an endogenous technological learning model has been developed. This model can deal with technological learning in component technologies of each energy conversion technology and the ripple effect of technological learning. In the first part, we discuss the basic concepts and the structure of the model and then show the results of the preliminary analyses. In the last part, the model is applied to a feasibility study of clean coal technologies such as IGCC (Integrated Coal Gasification Combined Cycle) and IGFC (Integrated Coal Gasification Fuel Cell System). As the results of analysis, it was found that technological progress by learning had a large impact on the feasibility of clean coal technologies in the electricity market and the learning model could be useful for the evaluation of other upcoming energy technologies.

1. はじめに

エネルギー政策の策定, 長期的なエネルギーシステム設計や評価にあたっては, 技術進歩によるエネルギー技術のコスト低下や性能向上の評価が重要である。習熟曲線(Learning curveまたはExperience curve)は, 技術習熟による技術進歩を定量的にモデル化する手法の一つである。発電技術等エネルギー変換技術のコストや設備容量の時系列データを用いて, 世界全体あるいは地域を対象として, 各エネルギー技術の習熟率を導出する多くの実証研究が行われてきた^{1~5)}。燃料電池自動車の価格について, 技術習熟を要素に分けて予測した研究⁶⁾や, 太陽光発電, 風力発電, 燃料電池など新エネルギー利用技術を対象として, 技術習熟が二酸化炭素排出量削減に及ぼす影響を評価した最近の研究⁷⁾がある。さらに, 累積設備容量だけでなく, 投入された研究開発費を説明変数とし, 技術進歩を推し進める複数の要因に着目した研究⁸⁾も行われている。これらの研究は, おもに研究開発資金や補助金等資源の最適配分方法やエネルギー政策の意思決定に資することを目的としている。

技術習熟の個別評価にくわえて, エネルギーシステム全体を対象とした評価も重要である。たとえば, 想定するエネルギー変換技術のコスト低下によって他のエネルギー技術が淘汰されるなどの相互作用が生じてくる。エネルギーシステム全体の評価には, システムを統合して技術性能と経済性の両面を評価できるエネルギー経済モデルが有用である。しかし, これまでのエネルギー経済モデルにおける技術進歩の取扱い, 時間の変化に応じて外生的にコスト低下率を与えるなど, 技術進歩が引き起こされるメカニズムのモデル化がまだ十分には確立されていない。そこで, 習熟曲線をエネルギー経済モデルに導入できれば, 技術進歩を内生的に取り扱いつつ, 各エネルギー利用技術間の相互作用を含めたエネルギーシステム全体の評価が可能になり, エネルギー政策の意思決定のための的確な判断材料を提供できると考えられる。

本研究では, 技術習熟モデルを導入したエネルギー経済モデルを作成して, クリーンコール技術の導入可能性評価を行うとともに, 技術習熟がエネルギーシステム構成に与える影響を考察する。

*東北大学大学院工学研究科技術社会システム専攻博士課程

** 〃 〃 〃 〃 教授

E-mail: nakata@cc.mech.tohoku.ac.jp

〒980-8579 宮城県仙台市青葉区荒巻字青葉6-6-11-815

第22回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス
の内容をもとに作成したもの

2. 技術習熟を考慮したエネルギー経済モデル

本研究では、ボトムアップ型エネルギー経済モデルであるMETA-Net⁹⁾をもとに技術習熟モデルを導入した。META-Netは、エネルギー資源の供給と需要の均衡を条件として、設備容量、供給価格、供給量を解析し、システムの運用特性を評価する解析ツールである。システムを構成する全発電機等の年間建設費と運転コストの和である年間総費用を最小化し、その設備容量の組合せを解析解として出力する。エネルギーの供給価格 P_c は以下のように決定する。

$$(L_f \cdot A_f) \cdot [(P_c - C_c) \cdot DCF + R_f] = SCC \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$P_c = \frac{SCC}{L_f \cdot A_f \cdot DCF} - \frac{R_f}{DCF} + C_c \quad \dots\dots\dots (1)'$$

P_c	現在価格	(current period price)
DCF	割引率	(discounted cash flow factor)
R_f	将来収益	(future net revenues)
C_c	限界費用 (燃料費 + 運転費)	(costs per unit output)
SCC	比建設費 (建設単価)	(specific capital costs)
L_f	負荷率	(the load factor)
A_f	稼働率	(the availability factor of the facilities)

本研究で採用したエネルギー経済モデルは、厳密には最適化モデルではなく、それぞれの発電技術毎に設備容量の増設と発電を行うシミュレーションモデルである。具体的には、各発電技術の比建設費 (建設単価)、運転維持費、燃料費をもとにして、将来期待収益の現在価値を算定して発電単価を算出する。その単価に基づいて、該当期間の発電量が各発電技術に割り振られる。将来期待収益は、現在の市場取引価格に基づいて発電量が決定されると仮定して算出する。将来に大きな収益が見込める場合には、エネルギー供給価格が抑制できて、導入が促進されることになる。

解析期間が先へ進んで技術習熟による比建設費の低下が生じると、新しい比建設費データを用いて、その期間での発電単価を計算し直す。それを最終期間まで繰り返すことによって、各解析期間の発電構成を算出している。

習熟曲線は、一般に以下のように定式化される。

$$Cost_t = Cost_0 \times CumulativeProduction^b \quad \dots\dots\dots (2)$$

$$LR = 1 - 2^b \quad \dots\dots\dots (3)$$

ここで、 $Cost_t$ は期間 t における技術や生産物のコスト、 $CumulativeProduction$ は累積的な生産量 (エネルギー技術の場合は累積設備容量など) を表す。 b は習熟曲線の勾配を示すパラメータである。 LR は習熟率 (Learning rate) であり、累積生産量が2倍に増加するに伴う価格の低下割合を示す。

これまで、技術習熟に関する実証研究の多くに用いられた習熟曲線の多くは、(2)式の $CumulativeProduction$ にエネルギー変換技術の累積設備容量を、 $Cost$ に比建設費 (Specific

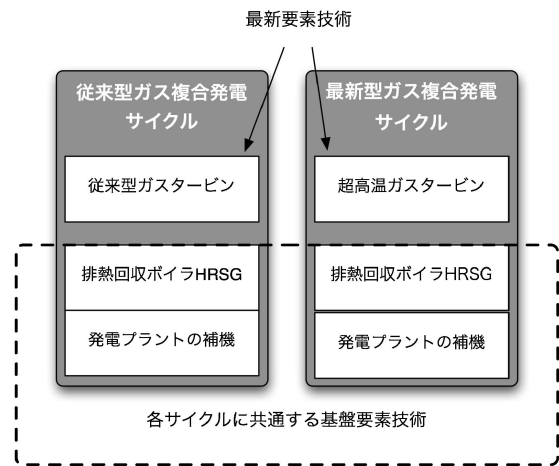


図1 各発電技術にて共通する要素技術

capital cost, SCC) をそれぞれ対応させて、累積設備容量が比建設費を決定するという関係を前提としてきた。しかし、エネルギー変換技術を構成する各要素技術に着目すると、異なるエネルギー変換技術にも共通の要素技術が存在することがある。さらに、要素技術の種類によっては、長い実績を有する伝統技術があれば、いっばうで改良や技術革新の余地が残されている技術が存在する。このため、エネルギー変換技術を構成する要素技術の習熟率は、一様でない場合の方が多い。

特定のエネルギー変換技術の開発や製造の段階を考えると、共通する要素技術をもつ他の類似のエネルギー技術に対して知識や経験が技術移転すると考えられる。エネルギー変換技術から他のエネルギー変換技術へと、共通する要素技術を通じて技術習熟の波及が生じることになる。

ここで、ガスコンバインド (複合発電) を例に挙げる。この発電システムの要素技術は、ガスタービン、排熱回収ボイラ (HRSG)、補機に分類できる。従来型ガス複合発電サイクルと最新型ガス複合発電サイクルを比較すると、最新型ガスタービンでは、燃焼器壁面の蒸気冷却など従来型にはない最新技術が導入されているが、それ以外の基盤要素技術は従来型とほぼ共通であるといえる (図1)。そこで、技術習熟を考慮したエネルギー経済モデルでは、エネルギー技術を構成する要素技術の比建設費 (建設単価) が、複数のエネルギー技術に共通する要素技術の総累積設備容量によって決定されると想定した。これによって、要素技術間の習熟の波及をモデル化している。期間 t における、ある要素技術 c の比建設費の技術習熟は下式で表される。

$$CmpSCC_{t,c} = CmpSCC_{0,c} \times \left(\frac{\sum_{AllTech} CumCap_{t,c}}{\sum_{AllTech} CumCap_{0,c}} \right)^b \quad \dots\dots\dots (4)$$

ここで、 $CumCap$ は累積設備容量、右辺の Σ は同じ要素技術を持つすべてのエネルギー技術の累積設備容量の和、 $CmpSCC$ は要素技術の比建設費である。解析では、まず(4)式を用いてすべての要素技術について $CmpSCC$ を算出する。

次に、各エネルギー技術の比建設費を求める。技術を構成するすべての要素技術にコストの重みづけ係数を乗じた和であり、次式で表される。

$$SCC_i = \sum_c CmpSCC_{i,c} \times CostWeight_{i,c} \dots\dots\dots (5)$$

なお、技術習熟を考慮したエネルギー経済モデルを実行するにあたって必要な情報は、要素技術の習熟率、モデル実行開始年における要素技術のコストの重みづけ係数、初期建設費および初期設備容量である。これらは実証研究等にもとづき、外生的に入力条件を与えることになる。

3. クリーンコール技術の導入可能性評価

3.1 エネルギー経済モデルの設計

技術習熟を考慮したエネルギー経済モデルを用いて、電力部門におけるクリーンコール技術の導入可能性評価を行う。クリーンコール技術は、欧米ではすでに商用化が始まっていて、わが国ではおもに石炭ガス化複合サイクル発電(Integrated coal gasification combined cycle, IGCC)と石炭ガス化燃料電池複合サイクル発電(Integrated coal gasification fuel cell system, IGFC)の研究開発が行われている¹⁰⁾。

IGCCは、石炭をガス化炉内でガス化し、発生した燃料ガスをガスタービンで燃焼し発電する。その後、排熱回収ボイラで高温の排ガスの熱を回収し、蒸気タービン発電を行う。IGCCの要素技術は、ガスタービン、ガス化炉(Gasifier)、排熱回収ボイラ、補機に分類できる。また、IGFCは、IGCCの発電プロセスに燃料電池発電を追加した発電技術である。石炭をガス化して水素と一酸化炭素を取り出し、燃料電池(固体酸化物型など)により発電を行った後、ガスタービンおよび蒸気タービンによって発電する。本研究では、IGFCはIGCCに燃料電池を追加した技術であるとみなし、

ガスタービン、ガス化炉、排熱回収ボイラがIGCCとIGFCに共通の要素技術であるとした。また、ガスタービンと排熱回収ボイラは、IGCC、IGFCだけでなく、ガスコンバインドサイクル発電にも共通する要素技術であるとした。実際には、ガスタービンは、用途に応じてタービン入口温度TITが異なり熱効率が変化するだけでなく、翼材料技術や冷却技術も異なってくる。本研究では、クリーンコール技術全体から見た共通要素技術の代表例としてガスタービンを取り上げたが、詳細仕様に着目すると、タービン入口温度に差があることに留意する必要がある。前提条件として1300℃級(GasCC)、1500℃級(IGCC)、1000℃級(IGFC)の各ガスタービンを代表事例として想定したが、本研究ではクリーンコール技術全体から大局的に捉えてこれらを同じ要素技術として取り扱った。

日本のエネルギーシステム全体のエネルギー経済モデルを図2に示す。IGCCおよびIGFCは、電力部門の発電技術に加えられている。表1に技術習熟を考慮した発電技術の要素技術、技術習熟に関するおもな入力条件を示す。IGCCの比建設費の設定は、日本の微粉炭火力発電の比建設費¹¹⁾に、米国にて現在商用化されているIGCCと微粉炭火力の比建設費¹²⁾の比を乗じたものとした。IGFCの比建設費は、IGCCの比建設費にIGCCとIGFCの比建設費¹³⁾の比を乗じた。IGCCおよびIGFCの発電効率は、NEDOの開発目標¹⁴⁾が実現するものとして設定した。各発電技術を構成する要素技術の習熟率は、文献¹⁵⁾の値を採用した。なお、IGCCとIGFCの導入開始年はそれぞれ2020年、2026年とした。

石油火力発電は1979年のIEAの決定により新設や更新が禁止されているため、今後は漸減するものとした。原子力と水力発電は、わが国では現在のところ大幅に増加することは考えにくいため、現状を維持するものとした。再生可

表1 各発電技術の要素技術の構成と技術習熟パラメータの想定

発電技術	比建設費 SCC (\$/mmBtu/yr) ^{a,b}	運転維持費 O&M (\$/mmBtu) ^{a,b}	熱効率 (%, HHV) ^d	要素技術	費用構成	習熟率 ^a
ガス複合発電	74.0	1.7	46	Combustion Turbine-advanced	30%	10%
				HRSG	40%	1%
				Balance of Plant-Combind Cycle	30%	1%
石炭ガス化複合発電 (Starting year :2020)	137.6	1.2	48	Combustion Turbine-advanced	15%	10%
				HRSG	20%	1%
				Gasifier	41%	10%
				Balance of Plant-IGCC	24%	1%
石炭ガス化燃料電池 複合発電 (Starting year :2026)	179.7 ^c	1.2	55	Combustion Turbine-advanced	11%	10%
				HRSG	15%	1%
				Gasifier	31%	10%
				Balance of Plant-IGFC	18%	1%
				Fuel Cell	23%	10%
微粉炭焚きボイラ	115.8	2.0	41	-	100%	1%
ガスボイラ	79.8	1.9	39	-	100%	1%

Source : ^aUSDOE/EIA (2004), ^b永田 (2001), ^cLongwell (1995), ^dNEDO (2005).

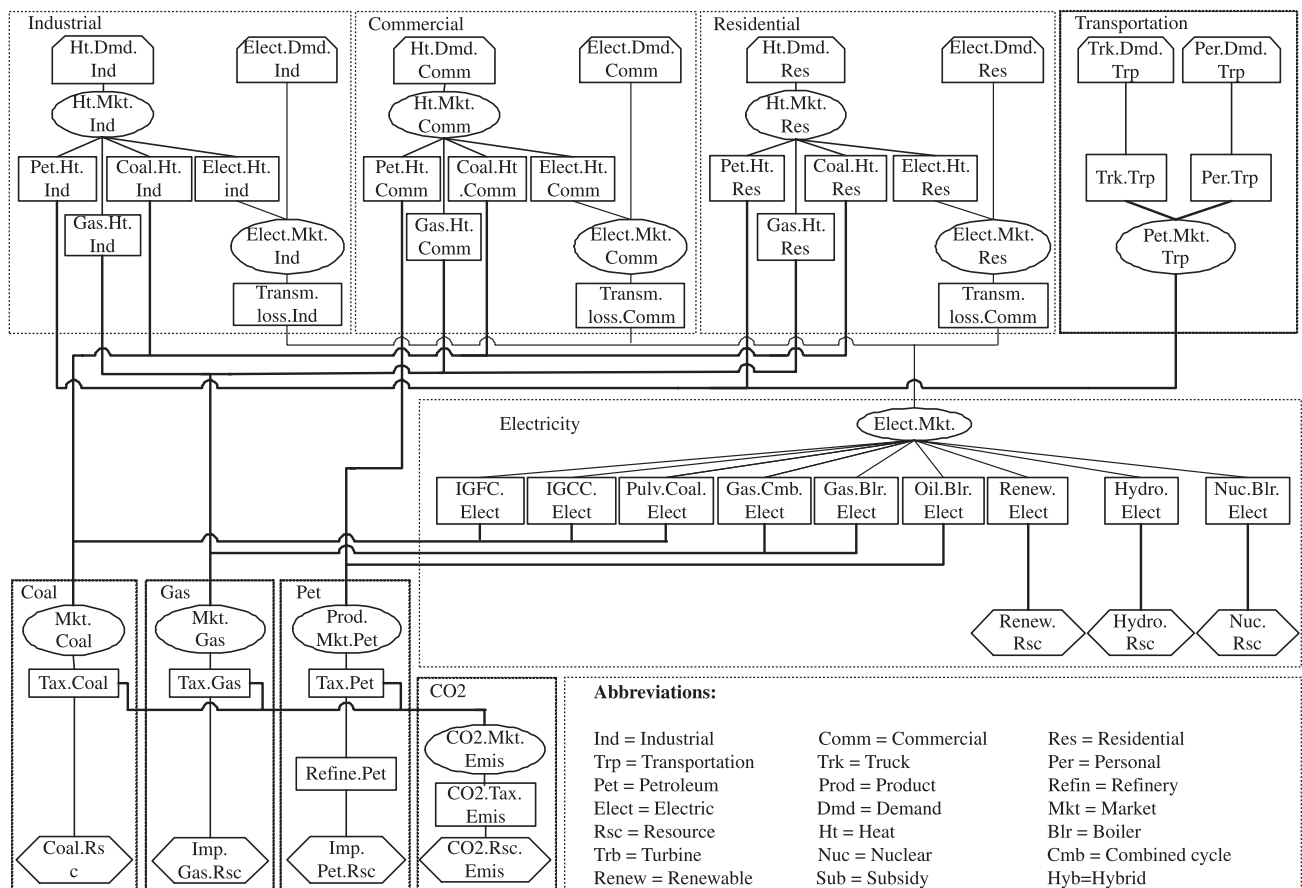


図2 日本のエネルギー経済モデル

能エネルギーによる発電は、RPS法に基づいた供給義務量が導入されると仮定し、供給義務量が定められていない2010年以降も2010年の供給義務量が継続するものとした。また、石油、原子力、水力、再生可能エネルギーによる発電については技術習熟を考慮していない。化石燃料の燃料価格は、2002年における価格と年間価格上昇率を、原油は\$4.0/mmBtuおよび0.45%/yr、石炭は\$1.74/mmBtuおよび0.21%/yr、LNGは\$4.12/mmBtuおよび0.37%/yrとした^{16, 17)}。エネルギー需要の価格弾性値は、それぞれ産業部門(-0.34)、商業部門(-0.23)、家庭部門(-0.38)、運輸部門(旅客-0.23, 貨物-0.17)¹⁸⁾に設定した。

3.2 ケース設定

技術習熟の影響を把握するため、以下の3つのケースを設定した。2002年から2040年まで2年刻みで解析を行った。

A1) 技術習熟を考慮しないケース

技術習熟を考慮せず、比建設費が変化しないケース。

A2) 従来の技術習熟ケース

従来の研究で用いられた技術習熟モデルを適用したケースである。要素技術を考慮せずに、各発電技術が単一の技術であるとみなし、発電技術毎に独立して技術習熟が発生すると想定する。要素技術の技術習熟の波及は考慮しない。なお、各発電技術の習熟率は、下記A3ケースにおける各要素技術の習熟率を、発電技術に占める要素技術のコストで

加重平均した値に設定した。

A3) 要素技術の技術習熟ケース

要素技術における技術習熟の波及を考慮した、技術習熟モデルを適用したケースである。共通する要素技術間では技術習熟の波及を考慮する。発電技術や要素技術に関する入力パラメータを表1に示す。

また、上記3ケースに加え、環境税が導入されるBケースと原油・天然ガスの価格が高騰するCケースについても解析した。

4. 解析結果

4.1 技術習熟が発電構成に与える影響

A1, A2, A3各ケースの2002年から2040年まで電力部門における発電量構成の解析結果をそれぞれ図3-1, 図3-2, 図3-3に示す。いずれのケースでもIGCCが導入されるが、IGFCが導入されるのはA3ケースだけである。技術習熟を考慮したA2, A3ケースでは、A1に比べてIGCCの発電量が増加し、微粉炭火力発電や天然ガス発電を代替する。2040年時点での総発電量に占めるクリーンコール技術の発電量の割合は、A1ケースでは約17%であるのに対し、A2, A3ケースではそれぞれ約35%とほぼ倍増する。これは、図4に示すように、A2, A3ケースでは技術習熟によって比建設費が低下したためである。A2ケースでは、技術習熟の波

及が生じないために、IGCCの技術習熟が進展し、コストが低下する。その結果、IGCCが優位になり、さらに設備容量が増加してコストが低下し、大きな発電量を占めるようになる。

A3ケースでは、IGCCとIGFCを合わせたクリーンコール技術全体の発電量はA2ケースとあまり変わらない。しかし、A2ケースではほとんど導入されないIGFCが、IGCCの一部を代替し、2040年には総発電量の約8%を占めるようになる。これは、IGCCやガスコンバインド発電の設備容量が増加するにつれて技術習熟がIGFCへと波及し、導入開始年以前からIGFCの比建設費が低下したためである。

4.2 環境税および原油や天然ガス価格の高騰が発電構成へ及ぼす影響

発電構成は、各発電技術の性能だけではなく、燃料価格の変動にも影響を受ける。ここでは、以下の2ケースを設定し、環境税および原油・天然ガス価格がクリーンコール技術導入に与える影響を評価した。

B) 環境税ケース (Carbon tax case)

環境省が導入を検討中の環境税を想定し、2006年から税率は\$20/tC¹⁹⁾にて実施されるとした。なお、税収の一部が温暖化対策に充当される還元は考慮せずに、課税による化石燃料の価格上昇の影響のみを評価した。他の前提条件はA3ケースと同じである。

C) 原油・天然ガス価格高騰ケース (High oil/LNG price case)

近年の原油や天然ガス価格の高騰が、今後も続く想定したケースである。原油価格は、年間価格上昇率を1.02%/yr¹⁶⁾とした。天然ガス価格は、原油価格に連動して推移すると想定し、価格上昇率を1.19%/yrとした。他の前提条件はA3ケースと同じである。

図5に、A3、B、C各ケースの2030年における発電構成の解析結果を示す。Bケースでは、A3ケースと比べてクリーンコール技術以外の発電量の構成にほとんど差はない。IGFCの発電量は、約60%増加する。これはIGFCの高い発電効率が、燃料価格の上昇に対して有利に作用したためと考えられる。一方で、IGCCの発電量は約30%減少し、クリーンコール技術全体の発電量も減少する。微粉炭火力発電の発電量にほとんど変化はなく、微粉炭火力発電からクリーンコール技術への転換は進んでいない。これは、石炭価格の上昇によって追加の設備容量が減少し、IGCCの技術習熟によるコストの低下が緩やかになるためである。

Cケースでは、ガス価格の上昇によって天然ガス発電の割合が低下しつつ、IGFC、IGCC、微粉炭火力発電の各石炭利用発電が大きく増加する。設備容量の増加に伴ってクリーンコール技術のコストが低下するために、電力価格は上昇せず、電力需要はA3ケースとほぼ同じ水準に保たれて

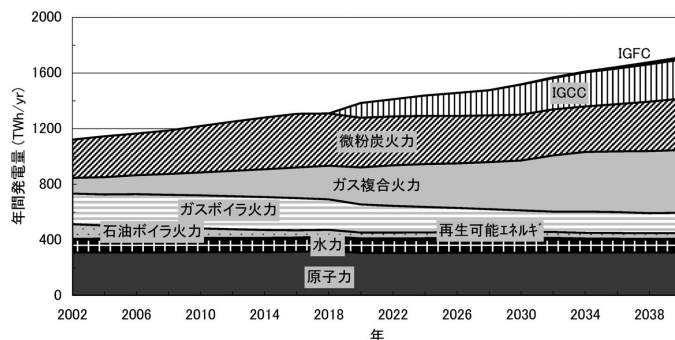


図3-1 技術習熟を考慮しないケース (A1)

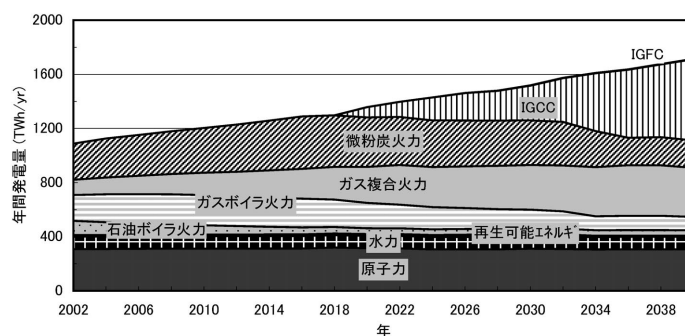


図3-2 従来の技術習熟ケース (A2)

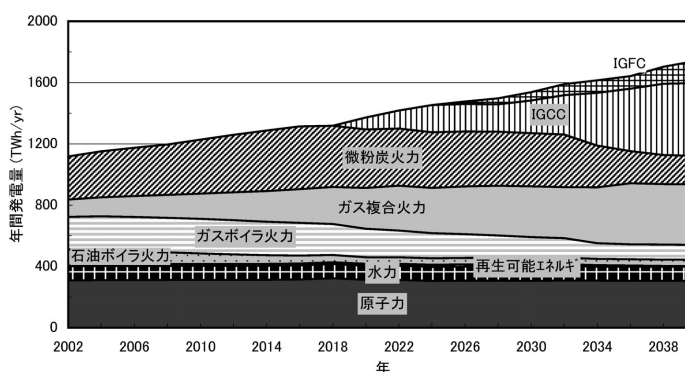


図3-3 要素技術の技術習熟ケース (A3)

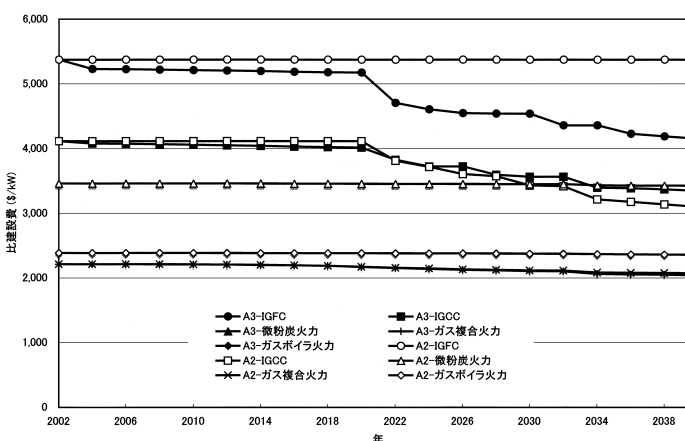


図4 建設単価の変化 (A2, A3ケース)

いる。

環境税や原油・天然ガス価格の高騰などの燃料価格の変動は、技術習熟の進展する速度にも影響を与える。このため、技術習熟を考慮しない場合に比べて発電構成の変化が大きくなることがわかる。

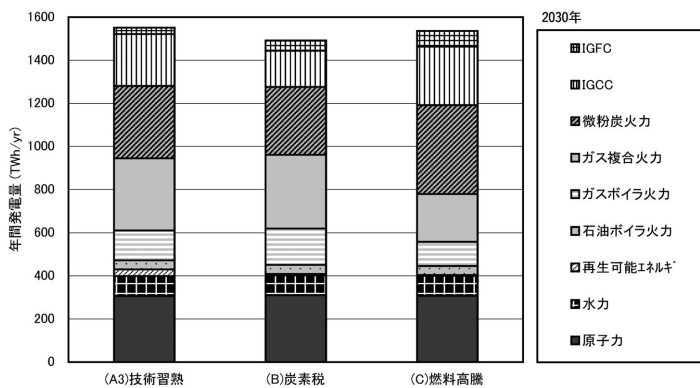


図5 環境税および原油・天然ガス価格高騰が発電構成に及ぼす影響

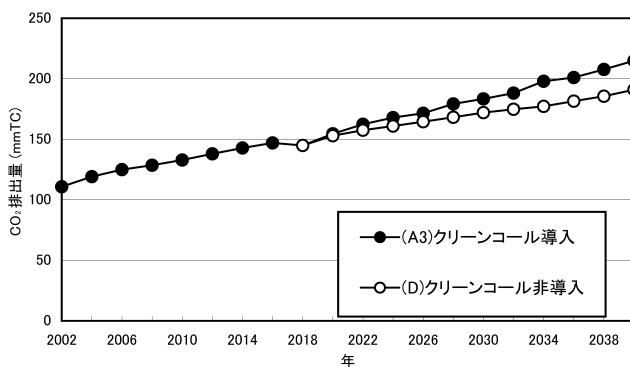


図6 電力部門におけるCO₂排出量の変化

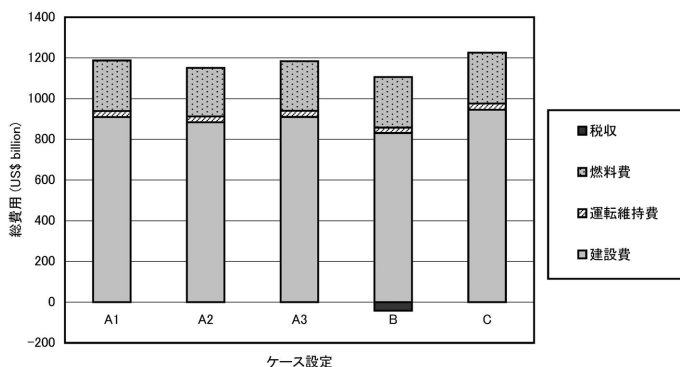


図7 システムのコスト内訳
(割引率5%, 現在価値換算)

4.3 CO₂排出量

電力部門におけるCO₂排出量の変化を評価するため、以下のDケースを設定し、A3ケースとの比較を行った。

D) クリーンコール技術非導入ケース (Non-CCT case)

IGCCおよびIGFCが導入されないと仮定したケースである。技術習熟は、ガスコンバインド発電、ガスボイラ発電、微粉炭火力発電に生じると想定した。

図6に、A3ケースとDケースでの電力部門からのCO₂排出量の変化を示す。2040年では、A3ケースでは、Dケースに比べてCO₂は23.9mmTC増加する。これは、クリーンコール技術は従来の微粉炭火力発電に比べ発電効率が上がるが、天然ガス発電と比べると発電量あたりのCO₂排出量が依然として多いためである。CO₂排出係数は、ガスボイ

ラが0.037 TC/mmBtu (0.12 TC/MWh)、ガスコンバインドが0.031 TC/mmBtu (0.11 TC/MWh) であるのに対し、IGCCは0.054 TC/mmBtu (0.18 TC/MWh)、IGFCは0.047 TC/mmBtu (0.16 TC/MWh) と割高である。このため、クリーンコール技術が微粉炭火力だけでなく、ガスボイラやガスコンバインドも代替するA3ケースでは、電力部門全体のCO₂排出量が増加する。

4.4 システムコスト

図7に、システムに要する総コストと税収を示す。コストは、設備費、運転・維持費、燃料費に分けて示す。環境税導入のBケースでは、価格上昇に伴う需要減少の結果として総費用が低下している。課税に伴う諸費用は含めていないが、参考のために税収額を示した。総コストが割高なのは、燃料価格高騰のCケースである。

5. 考察

5.1 クリーンコール技術の導入可能性

IGCCは、微粉炭火力発電と比較した場合の比建設費が現在の米国並のコストを達成することができれば、電力市場において十分な競争力を持ち、日本の電力部門の基幹電源としての重要な役割が期待される。IGFCについても、A3ケースの解析結果から導入可能性が明らかになった。ただし、これはIGFCの導入に先立ってIGCCの導入が進み、技術習熟が進展した場合に限られる。IGFCの導入可能性は、IGCCの開発と導入が順調に進むかが鍵であるといえる。また、今後も原油と天然ガスが高価格を維持しつつ石炭価格が現状を維持する場合には、クリーンコール技術の導入可能性はさらに高まることになる。

一方、CO₂排出量抑制の観点からは、クリーンコール技術の大規模な導入は必ずしも好ましいとはいえない。クリーンコール技術はその高い発電効率のために、CO₂排出量削減のための有力技術として注目されている。しかし、4.3節で示したように、電力部門全体としては逆に、CO₂排出量が増加する可能性がある。環境税が導入されればクリーンコール技術の導入が抑制されるが、一方で技術習熟の進展によるコスト低下を遅らせ、効率の低い従来型石炭発電の代替を停滞させる可能性がある。CO₂排出量削減には、さらに高効率をめざした技術開発を推進するとともに、クリーンコール技術の導入は効率の低い従来型石炭火力発電の代替に限定するなどの措置が必要であろう。

5.2 本手法の汎用性

本研究の結果では、技術習熟や要素技術の考慮の有無によってクリーンコール技術の導入量に大きな差が現れた。IGFCについては、要素技術の技術習熟の波及を考慮した場合のみ競争力を持つことがわかった。急速な技術進歩の余地が残されている技術や、従来技術を改良またはその技術

の一部を共有している新技術の評価には、技術習熟およびその波及を考慮する必要がある。たとえば近年、運輸部門では内燃機関を動力とする従来型の自動車に加えて、ハイブリッド自動車や燃料電池自動車の導入や開発が急速に進んでいる。この分野では、内燃機関や化学電池、モーター、車体など、異なる車種間で共通の要素技術が多数存在する。また、燃料電池スタック等の新技術は急速な技術進歩が予測される。このような分野の将来動向の評価にも、本研究にて提案した手法が応用可能であると考えられる。

5.3 検討課題

技術習熟の効果は、国内の累積生産だけではなく、外国での累積生産も影響すると考えられる。いっぽうで、クリーンコール技術が波及する電力市場は、各国によって設備構成、発電コスト、競合の度合いなどが異なり、技術習熟を考慮する背景がさまざまである。本研究では、クリーンコール技術のわが国への導入可能性評価を評価するために、解析モデルの設備容量は国内に設定したので、結果として海外での設備容量の増加を含めていない。IGCCなど欧米での研究開発が活発な技術は、当然わが国への技術波及が促されるので、この影響を考慮することが重要となる。

クリーンコール技術の共通要素であるガスタービンには、開発事例としてタービン入口温度が異なる機器が存在し、それぞれ熱効率と製造技術などに差異があることも技術習熟をモデル化する上で検討課題のひとつである。

本研究では、要素技術を考慮して技術進歩を扱う手法を提案したが、実際に本手法を適用する場合には、要素技術毎の習熟率データの入手が困難である。過去の習熟率のデータが利用可能な場合でも、過去の習熟率が未来においても継続するとは限らず、未来の習熟率の算定には常に不確実性が伴う。また、本手法は過去に存在しなかった新技術の登場や突発的なブレイクスルーなど、技術進歩に伴う複雑で多様な特性のすべてを捉え切れているわけではない。これらの点については今後、詳細で広範囲にわたる実証分析や技術進歩理論の発展がさらに必要である。

6. まとめ

本研究では、エネルギー技術の要素技術毎に異なる習熟率と技術習熟の波及を考慮したエネルギー経済モデルを開発した。また、このモデルを電力部門のクリーンコール技術に適用し、その導入可能性を評価した。その結果、以下のことが明らかになった。

(1) クリーンコール技術にモデルを適用した結果、技術習熟や要素技術の考慮がクリーンコール技術の導入量に大きな影響を及ぼした。要素技術間の技術波及まで考慮した場

合、IGCC、IGFCともに将来の導入可能性が明らかになった。

(2) 環境税はクリーンコール技術導入を抑制し、原油・LNG価格の高騰は導入を進展させる。燃料価格の変動は技術習熟の進展速度にも影響を与えるため、発電構成の変化が大きくなる。

(3) 電力部門全体でみた場合、クリーンコール技術の導入はCO₂排出量を増加させる。

また、本研究の評価手法は、クリーンコール技術だけでなく、今後急速な進歩が見込まれる新技術に対しても応用可能である。

参考文献

- 1) A. McDonald and L. Schrattenholzer ; Learning rates for energy technologies, *Energy Policy*, 29-4 (2001), 255-261.
- 2) C. Harmon ; Experience Curves of Photovoltaic technology, *IIASA IR-00-014*, 8 (2000).
- 3) A. Grubler, N. Nakicenovic and D. G. Victor ; Dynamics of energy technologies and global change, *Energy Policy*, 27-5 (1999), 247-280.
- 4) L. Neij ; Cost dynamics of wind power, *Energy*, 24-5 (1999), 375-389.
- 5) M. Junginger, A. Faaij and W. C. Turkenburg ; Global experience curves for wind farms, *Energy Policy*, 33-2 (2005), 133-150.
- 6) 植屋治紀, 小林 紀 ; 学習曲線による燃料電池コストの分析, *エネルギー・資源*, 24-4 (2003), 273-278.
- 7) F. Sano, K. Akimoto, T. Honma and T. Tomoda ; Analysis of technological portfolios for CO₂ stabilizations and effects of technological changes, *The Energy Journal*, Special Issue (2006), 141-161.
- 8) P. H. Kobos, J. D. Erickson and T. E. Drennen ; Technological learning and renewable energy costs : implications for US renewable energy policy, *Energy Policy*, 34-13 (2006), 1645-1658.
- 9) T. Nakata, K. Kubo and A. Lamont ; Design for renewable energy systems with application to rural areas in Japan, *Energy Policy*, 33-2 (2005), 209-219.
- 10) クリーンコールパワー研究所 ; <http://www.ccpower.co.jp/index.html> (last accessed 2006. 2. 24).
- 11) 永田 豊 ; CO₂排出削減対策の費用分析, 電力中央研究所報告, Y00014 (2001).
- 12) US-DOE/EIA ; Annual Energy Outlook 2005, (2005).
- 13) J. P. Longwell, E. S. Rubin and J. Wilson ; Coal - energy for the future, *Progress in Energy & Combustion Science*, 21-4 (1995), 269-360.
- 14) NEDO ; 次世代高効率石炭ガス化発電プロセスの開発に関する調査, (2005).
- 15) US-DOE/EIA ; Annual Energy Outlook 2004, (2004).
- 16) 電気事業連合会 ; 電気事業便覧平成15年版, (2003).
- 17) IEA ; World Energy Outlook 2004, (2004).
- 18) Y. Nagata ; Personal communication dated on November2, (1998).
- 19) 環境省 ; 環境税の具体案, <http://www.env.go.jp/policy/tax/041105/index.html> (last accessed 2006. 2. 24).