The University of Osaka
Institutional Knowledge Archive

Title	太陽熱利用ハイブリッド型CO2回収火力発電システムに関する研究
Author(s)	小杉, 隆信
Citation	大阪大学, 2000, 博士論文
Version Type	VoR
URL	https://doi.org/10.11501/3169561
rights	
Note	

The University of Osaka Institutional Knowledge Archive : OUKA

https://ir.library.osaka-u.ac.jp/

The University of Osaka

太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムに関する研究

1999年12月

小杉　隆信

内容梗概

本論文は，筆者が平成7年4月以降大阪大学先端科学技術共同研究センターにおいて行った，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムに関する研究成果をまとめたものである．

資源枯渇問題および地球温暖化問題の解決のためには，現在化石燃料に大幅に依存している発電プラントにおいて自然エネルギーの利用を促進するとともに，エネルギーの利用効率を向上させて化石燃料消費を減少させることが重要となる．しかし，太陽エネルギーのみを利用して発電を行う従来型の太陽熱発電システムおよび太陽光発電システムは，化石燃料を利用せずに発電できるが，日射条件の良くない地域では得られる太陽エネルギーの割に建設コストが高くなり，経済性の悪化が避けられない．従って，世界的に太陽エネルギー利用を促進してCO_2排出量を削減するためには，当面化石燃料を利用しつつ，発生CO_2の回収を図るとともに太陽エネルギーの利用を図ることが必要になると考えられる．

本論文では，太陽熱エネルギーと化石燃料の両方を利用し，発生CO_2の全回収を行うことを前提とした発電システムとして最近提案されている太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムを主たる検討対象として取り上げ，その特性および経済性評価を行った結果について述べている．

本論文は7章からなり，第1章では緒論として本論文の背景および目的について述べる．第2章では，太陽エネルギー利用発電システムに関する従来の研究開発動向を整理し，これまでに開発あるいは提案されている太陽光発電システムおよび各種の太陽熱発電システムの特徴および問題点を考察する．また，本論文で主たる検討対象とする，太陽熱エネルギーと化石燃料の両方を利用する太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムについて説明する．第3章では，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムおよび比較のための種々の発電システムの発電特性を推定するために開発した計算機シミュレーションモデルの概要を述べる．

第4章から第6章にわたって，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムの特性および経済性の評価結果を示している．第4章では，日本国内のある地点(大阪市)に本システムを設置するとの想定の下で1時間毎の運転特性シミュレーションを行い，本システムはCO_2の回収を行っても投入燃料の低発熱量ベースで年

間平均68%以上の正味発電効率が得られ，本システムを建設して発電した方が電力会社から電気を購入するよりも経済的に有利になる可能性があることを示す．第5章では，本システムに加えて従来型の太陽熱発電システムおよび太陽光発電システムを評価対象として取り上げ，世界のさまざまな日射条件下における各発電システムの特性および経済性を評価することにより，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムは日射量があまり良くない地点においてその経済性が相対的に有利になるなどの特徴を有することを示す．第6章では，今後商用電源として多く導入されると期待されているコンバインドサイクル発電システムを比較対象として取り上げ，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムが商用システムとして導入されるための経済的要件を検討する．最後に第7章において，本論文で得られた知見を総括し，結論としている．

目 次

1 緒論 **1**

1.1 本研究の背景と目的 1

1.2 本論文の構成 2

参考文献 3

2 太陽エネルギーを利用する発電システムの現状と課題 **5**

2.1 緒言 5

2.2 太陽光発電システム 6

2.3 太陽熱発電システム 7

2.3.1 太陽熱のみを利用するシステム 7

2.3.2 太陽熱と化石燃料を併用する発電システム 12

2.4 結言 15

参考文献 15

3 システム評価のためのシミュレーションモデル **19**

3.1 緒言 19

3.2 オブジェクト指向に基づくシミュレーションモデルの開発 21

3.2.1 クラスライブラリの構築 21

3.2.2 システムシミュレーションモデルの開発 27

3.3 結言 27

参考文献 28

4 蓄熱槽を持った太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの特性と経済性の評価 **29**

4.1 緒言 29
4.2 検討システムの構成 30
4.3 年間運転特性の評価 – 大阪市の日射条件に基づいて 31
4.3.1 前提条件 31
4.3.2 運転状況シミュレーション 34
4.3.3 年間特性推定結果 36
4.4 経済性評価 41
4.4.1 経済性評価手法 41
4.4.2 年間粗利益および償却年数の推定結果とその検討 42
4.5 結言 43
参考文献 45

5 世界各地の異なった日射条件下における太陽エネルギー利用発電システムの特性および経済性の比較評価 47
5.1 緒言 47
5.2 検討システムの構成 48
5.3 各地点の時間別日射データの推定 48
5.4 特性評価 51
5.4.1 前提条件 51
5.4.2 特性推定結果とその比較 54
5.5 経済性評価 57
5.5.1 想定コストデータ 57
5.5.2 発電単価による経済性評価 59
5.6 結言 63
参考文献 63

6 太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの導入可能性の検討 67
6.1 緒言 67
6.2 検討システムの構成および特性の推定 68
6.2.1 検討システムの構成と前提条件 68
6.2.2 特性推定結果 71

6.2.3 比較検討 72
6.3 経済性評価 73
6.3.1 前提条件 73
6.3.2 発電単価推定結果 75
6.4 結言 80
参考文献 81

7 結論 **83**

謝辞 **87**

付録: 太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの導入可能性の検討 – 石炭ガスを燃料として利用する場合 **89**
参考文献 96

研究業績 **97**

第 1 章

緒論

1.1 本研究の背景と目的

世界人口の加速度的な増大と経済成長の進展に伴ってエネルギー消費量は急激に増加しており，この傾向は今後 100 年以上にわたって継続することが確実視されている [1]．一次エネルギーとしては 19 世紀には薪などの再生可能エネルギーが主であったが，20 世紀に入って化石燃料が大半を占めるようになった．しかし，化石燃料の埋蔵量は有限であり，石油および天然ガスの可採年数は世界全体でそれぞれ 42.7 年および 62.6 年に過ぎない [2]．石炭は比較的埋蔵量が多く，少なくとも 21 世紀中は安定供給されるものと期待されているが，資源枯渇の進行に伴って長期的には価格が上昇することは避けられないものと考えられる．

さらに，化石燃料の燃焼時には温室効果ガスである二酸化炭素 (CO_2) が発生するが，近年，CO_2の大気中の濃度の急激な上昇により地球の平均気温上昇が過去にない速度で進行する恐れが大きいことが指摘され，気候変動による食料生産や生態系などへの長期的な悪影響が懸念されている．この問題は地球温暖化問題として知られており，解決を図るために気候変動枠組み条約締約国会議 (COP) 等を通じて国際的な取り組みがなされている．

これらの資源枯渇問題および地球温暖化問題の解決のためには，エネルギーの利用効率を向上させて化石燃料消費を減少させるとともに，自然エネルギーの利用を促進することが重要となる．

自然エネルギーの中では，最も豊富に存在する太陽エネルギーの利用が期待され

ている [3]．太陽エネルギーを利用して発電する技術としては，太陽熱発電と太陽光発電の二つが良く知られており，これらのうち，太陽熱発電は日射条件の良い地点では既に商用の発電システムとして稼働しているものが存在している [4]．また，太陽光発電については，先進諸国を中心に光発電素子の生産量が急速に増加している [5]．しかしながら，地上で利用できる太陽エネルギーは地域によって異なり，これら太陽エネルギー利用システムは日射条件の良くない地域では設備利用率の低下による経済性の悪化が避けられず，大幅な建設コストの削減が実現されない限り広範な導入が困難な状況にある．

従って，必ずしも太陽エネルギーのみを利用して発電を行うことにこだわらず，当面化石燃料を利用しつつ発生 CO_2の回収を図るとともに太陽エネルギーの利用を図ることが，世界的に太陽エネルギー利用を促進し CO_2排出量を削減するための実効的な対策として必要になると考えられる．

そこで，本論文では太陽熱エネルギーと化石燃料の両方を利用し，発生 CO_2 の全回収を行うことを前提とした発電システムとして最近提案されている太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システム [6, 7] を主たる検討対象として取り上げ，発電システムの導入にあたって特に重視されると考えられる発電特性および経済性について計算機シミュレーションに基づいて推定を行い，他の太陽エネルギー利用発電システムや従来型火力発電システムとの比較評価を行うことによって，太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの特徴および導入可能性を明らかにすることを目的とする．

1.2 本論文の構成

本論文では，太陽熱エネルギーを利用し，CO_2削減を効率良く行うことができる太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの特性および経済性の評価を行った結果について述べている．

第 2 章では，太陽エネルギー利用発電システムに関する従来の研究開発動向を整理し，これまでに開発あるいは提案されている太陽光発電システムおよび各種の太陽熱発電システムの特徴および問題点を考察するとともに，本論文で主たる検討対象とする太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムについて説明する．

第3章では，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムおよび比較のために評価を行う種々の発電システムの特性を推定するにあたって利用する計算機シミュレーションモデルの概要を説明する．

第4章から第6章にわたって，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムの特性および経済性の評価結果を示している．第4章では，日本国内のある地点(大阪市)に本システムを設置するとの想定の下で，1時間毎の運転特性シミュレーションを行った結果について述べる．特性推定結果から，本システムを運転することにより得られる粗利益を推計して，本システムの経済性を検討した結果も示す．第5章では，本システムに加えて，従来型のいくつかの太陽エネルギー利用発電システムを評価対象として取り上げ，世界のさまざまな日射条件下における各発電システムの特性および経済性を評価する．その結果，太陽エネルギー利用発電システムとしての本システムの位置付けを明確にし，本システムの有する特徴を定量的に示す．第6章では，今後商用電源として多く導入されると期待されているコンバインドサイクル発電システムを比較対象として取り上げ，太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムが商用として導入されるための経済的要件を検討する．最後に第7章において，本論文で得られた知見を総括し，結論としている．

参考文献

[1] N. Nakićenović, A. Grübler and A. McDonald (Eds.): Global Energy Perspectives, Cambridge University Press, 1998

[2] 資源エネルギー庁長官官房企画調査課編: 総合エネルギー統計(平成10年度版), 通商産業研究社，1999

[3] 浜川圭弘，桑野幸徳編: 太陽エネルギー工学=太陽電池，培風館，1994

[4] Pilkington Solar International: *Status Report on Solar Thermal Power Plants*, Köln, 1996

[5] A. Derrick: "Solar Photovoltaics for Development: Progress and Prospects", *Renewable Energy*, **5**, 1, 229-236, 1994

[6] 朴 炳植，八川剛志，鈴木 胖:「太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2全回収火力発電システムの提案とその特性評価」，電学論 B，**115**，6，669-675，1995

[7] P. S. Pak, Y. Suzuki and T. Kosugi: "A CO_2-Capturing Hybrid Power-Generation System with High Efficient Use of Solar Thermal Energy", *Energy*, **22**, 2/3, 295-299, 1997

第 2 章

太陽エネルギーを利用する発電システムの現状と課題

2.1 緒言

世界人口の増大および経済成長の進展に伴って世界全体における一次エネルギー供給量が急激な伸びをみせているのに加えて，一次エネルギー供給量のうち発電に利用される率 (インプットベースでみた電力化率) も上昇を続けており，この傾向は今後数十年以上にわたって続くものと予想されている [1]．さらに、多くの国においては発電に利用される一次エネルギーの 60%以上を化石燃料に依存していることから [2]，発電に利用される化石燃料資源量は増大の一途をたどっている．

従って、CO_2排出量を大幅に減少させるためには，発電システムにおいて再生可能エネルギーである太陽エネルギーを利用する，化石燃料燃焼時に生成される CO_2 を排ガスから回収する，などの技術を導入することが必要となる．

本章では，従来より開発あるいは提案されてきた太陽エネルギー利用発電システム，すなわち太陽光発電システムおよび太陽熱発電システムの概要を整理し，その特徴および問題点を明らかにする．

2.2 太陽光発電システム

太陽光発電システムは，運用時に燃料を必要とせず原理的に CO_2を排出しないのみならず，回転機などの可動部がないので騒音や大気汚染物質の発生がなく運転維持が簡便である，小規模システムでも効率がほとんど低下せず分散配置が容易であるなどの利点があり，将来のエネルギーシステムとして有望視されている．

太陽光発電システムで利用される太陽電池の種類としては，結晶シリコンおよびアモルファスシリコンの二つが良く知られており，世界における太陽電池の生産量全体のうちこれら二種類の太陽電池の生産量が95%以上を占めている [3]．太陽エネルギーを電気に変換する効率の点では，近年の結晶シリコン太陽電池を利用したモジュール効率が12～15%であるのに対して，アモルファスシリコンのモジュール効率は6～9%程度である [4]．アモルファスシリコン太陽電池は任意の基板上への低温・連続製造工程が可能な薄膜型であり，原材料費が安くて済むので，必ずしも高い変換効率を必要としない電卓等の民生用に多く利用されてきた [5]．理論的な変換効率の限界は結晶シリコンとアモルファスシリコンとで大差ないので，将来の変換効率向上の努力により，結晶シリコンとアモルファスシリコンの変換効率の差は相対的に縮まるものと期待されている [6]．

技術開発による変換効率の向上および助成金等による普及施策により，太陽電池本体のコストは急激に低下している．しかし，太陽光発電システムには，電池本体のほかにもモジュール化のパッケージ，モジュールを支える架台や直流を交流に変えるインバータなどの付帯設備が必要なため，システム全体の建設費が太陽電池本体の低下ほど大幅に低下することは困難である．また，年間を通した設備利用率は10数%程度と低いので，発電量あたりのコスト (発電単価) の点で不利となる．そのため，比較的付帯設備費が少なくて済む屋根置き型の太陽光発電システムにおいても，発電単価は家庭において電力会社から電気を購入する場合のコスト (買電単価) より6割以上高く，助成金なしでは普及が進まないのが現状である．

しかし，太陽光発電システムの技術開発はまだ発展途上の段階であり，今後も建設費の低減化が大幅に進む可能性が高く，2020～2030年頃には設置場所によっては従来型の火力発電システムと遜色ない程度の発電単価になるとの予想もされている [7]．しかし，これは20～30年という比較的長期にわたる予想であり，不確実性が大きいと考えられる．

2.3 太陽熱発電システム

2.3.1 太陽熱のみを利用するシステム

太陽熱発電システムは，太陽エネルギーを効率よく集めて熱エネルギーに変換し，熱機関を用いて電気エネルギーを発生するシステムである．このシステムは，図 2.1 のように，集熱プロセス，熱伝達プロセス，蓄熱・熱交換プロセスおよび発電プロセスから構成される [8]．集熱プロセスとは，太陽エネルギーを所定温度の熱エネルギーに効率よく変換するためのプロセスであり，熱伝達プロセスはこの熱エネルギーを蓄熱・熱交換プロセスに運ぶためのプロセスである．蓄熱・熱交換プロセスは，熱伝達プロセスによって運ばれた熱エネルギーを蓄熱・熱交換し，発電プロセスの求めに応じて熱エネルギーに変換するためのプロセスである．発電プロセスは，熱エネルギーを電気エネルギーに変換するためのプロセスである．

太陽熱発電システムは，集熱プロセスの方式の違いによって，パラボラトラフ (円筒放物面) 方式，セントラルレシーバ (集中集光) 方式およびパラボラディッシュ (回転放物面) 方式の三つに大別することができる．

(a) パラボラトラフ (円筒放物面) 方式

パラボラトラフ方式では，図 2.2 に示す構造を持つパラボラトラフ型集熱器を集熱プロセスとして利用する．本集熱器では，太陽の動きに合わせて一軸追尾を行い，円筒放物面鏡で太陽光を反射させて，放物面の焦線に当たる部分に存在する集熱管に太陽エネルギーを集めることにより，最高 400 ℃程度の熱エネルギーを得ることができる．集熱媒体としては，気温から集熱温度にわたる温度領域内で相変化を起こすことのない種々の合成油が用いられることが多い．

蓄熱・熱交換プロセスでは，日射量の急激な変化に対してシステムを安定に運転するために，集熱媒体をそのまま，あるいは他の蓄熱媒体に熱エネルギーを伝達して貯蔵し，貯蔵した熱エネルギーを熱源として発電プロセスの求めに応じて蒸気を発生する．最近，集熱プロセスと熱交換プロセスを一体化した集熱器である直接蒸気発生 (DSG; Direct Steam Generation) 集熱器の研究がドイツ，スペイン等を中心としたヨーロッパで行われている [9]．DSG 集熱器では，従来型の集熱器と熱交換器との組み合わせと異なり，熱交換器における温度差による熱損失をなくすことができる，合成油を用いないので環境汚染や火災の危険性がなく，合成油の交換費用

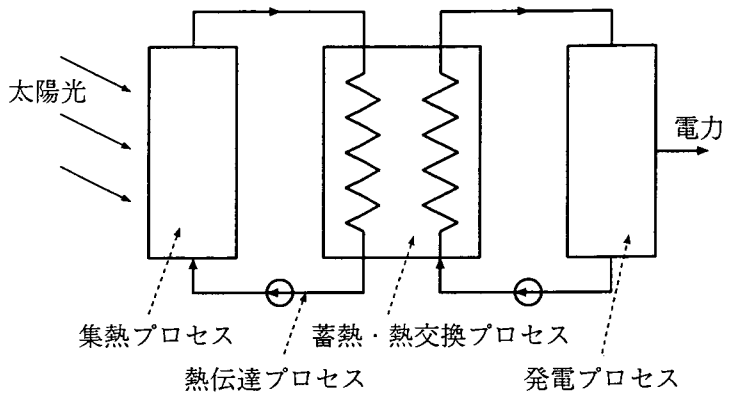


図 2.1: 太陽熱発電システムの基本構成

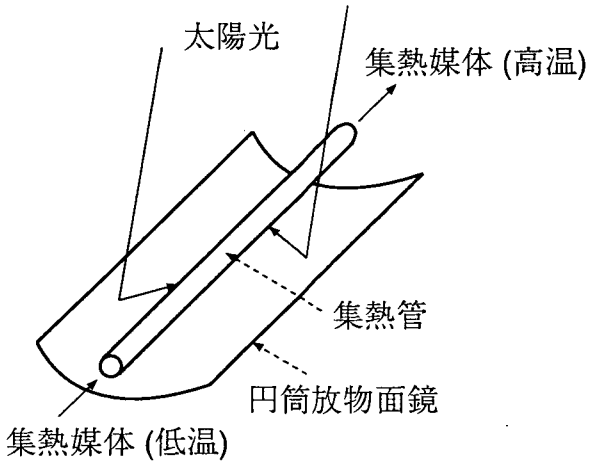


図 2.2: パラボラトラフ型集熱器の概要図

も不要となる，熱交換器建設費分のコストを削減することができる，などの利点がある．DISS (DIrect Solar Steam) と呼ばれるプロジェクトがヨーロッパ企業数社の協力により 1996 年から開始され，圧力 30〜100 kg/cm^2a の蒸気を製造することができる DSG 集熱器を研究開発中である [10].

発電プロセスでは，熱交換プロセスで発生した蒸気で蒸気タービンを駆動し，発電を行う．

パラボラトラフ方式の太陽熱発電システムは，1980 年代に欧米および日本において計 10 数基建設されている．アメリカのカリフォルニア州南部には 9 基 (総出力

354 MW) のシステムが建設され，太陽エネルギー利用発電システムとしては唯一の商用システムとして現在も稼働している [11]．本システムは SEGS (Solar Electric Generating System) と呼ばれ，集熱媒体として合成油を用い，発電プロセスとして蒸気タービンを利用するものである．蓄熱装置は 9 基中 1 基 (SEGS I) のみに付設されている [12]．最近建設された 4 基 (SEGS VI～IX) では，集熱器で 391 ℃の熱エネルギーを集熱し 371 ℃の蒸気を製造して蒸気タービンを駆動することにより，太陽エネルギーのみを用いて発電を行う場合で年間平均正味発電効率 12～14%，ピーク時で 23%の正味発電効率を得ている [11]．

SEGS の建設とほぼ同時期に，SEGS と類似の構成を持つ実験プラントが IEA のプロジェクトとしてヨーロッパ (スペイン) に出力 0.5 MW のものが 1 基設置されたほか，日本 (香川県仁尾町) にも出力 1 MW のものが 1 基，NEDO のプロジェクトとして設置された [13]．これらのうち，ヨーロッパに設置されたシステムは現在も残っているが [13]，日本に建設されたものは 1981～1984 年の約 3 年間運転研究が行われた後，プロジェクトの終了とともに解体された [14]．

システムの建設費は，SEGS の 1 基目のシステム (SEGS I) が 4490 ドル/kW であったものが，最近のシステム (SEGS VIII) では 2890 ドル/kW に低下している [11]．これは主に集熱器の効率向上および生産量増大によるものであり，今後の DSG 集熱器の開発やシステムの普及などに伴って，集熱器の建設費は最新のものよりさらに 40～50%程度低下するものと期待されている．

(b) セントラルレシーバ (集中集光) 方式

セントラルレシーバ方式では，集熱プロセスは図 2.3 に示すようにヘリオスタットと呼ばれる平面鏡で反射した太陽光をタワー上部に据え付けられた集熱部に集める構成となっている．パラボラトラフ方式が太陽光を一つの焦線に集光するのに対して本方式では一つの焦点に集光するので集光倍率が高く，集熱部では 500 ℃以上の高温を得ることができる．ヘリオスタットは太陽の動きに合わせて 2 軸で追尾する必要がある．

本方式の太陽熱発電システムとしては，アメリカのカリフォルニア州で運転されている出力 10 MW の Solar Two が代表的なものとして挙げられる．Solar Two は，1982～1988 年に運転されたセントラルレシーバ方式太陽熱発電システムである Solar One において集熱媒体を変更するなどの改造を施したもので，1996 年から運

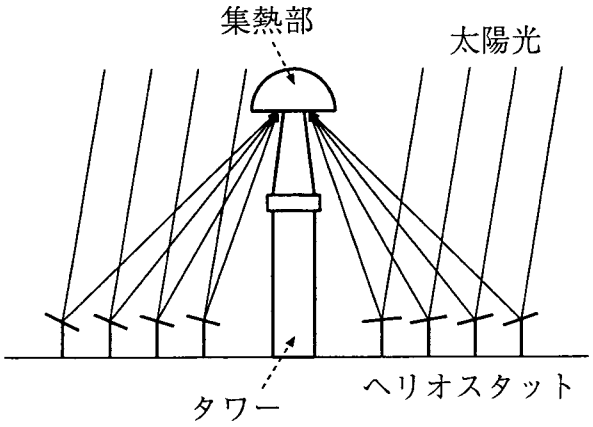


図 2.3: セントラルレシーバ方式の集熱プロセスの概要図

転されている [15]．本システムでは，溶融硝酸塩を集熱媒体および蓄熱媒体として利用し，熱交換により 538 ℃の蒸気を発生して蒸気タービンを駆動することにより発電を行い，16%の正味発電効率を得ることができる*1．

セントラルレシーバ方式の発電システムの平均正味発電効率は現状の技術では 8～15%程度であるが，将来の高性能集熱部の開発やシステムの大規模化などにより 12～18%程度に上昇し，それに伴って建設費もパラボラトラフ方式と同程度あるいはそれ以下になると期待されている [16]．

(c) パラボラディッシュ(回転放物面) 方式

パラボラディッシュ方式の集熱プロセスとしては，図 2.4 に示す形状を持つパラボラディッシュ型集熱器が用いられる．パラボラトラフ型集熱器の反射鏡の形が放物線を平行移動した場合の軌跡であるのに対して，本集熱器の反射鏡の形は放物線を回転移動したときの軌跡となる．従って，集熱部は回転放物面の焦点に位置し，太陽エネルギーを集熱部に集めるために二軸追尾を行うことになる．

本方式の太陽熱発電システムの研究開発例は少なく，出力数 kW 程度の小規模な実験プラントがアメリカエネルギー省等によるディッシュ/スターリング・ジョイントベンチャー計画のもとでカリフォルニア州立工芸大学などで計 10 基開発されているほか [13]，オーストラリア国立大学で独自に出力 50 kW のシステムを 1 基開発しているのが知られている程度である [7]．カリフォルニア州立工芸大学の実験

*1Ms. Catherine Barrows (Southern California Edison Company) との私信 (1997 年) による．

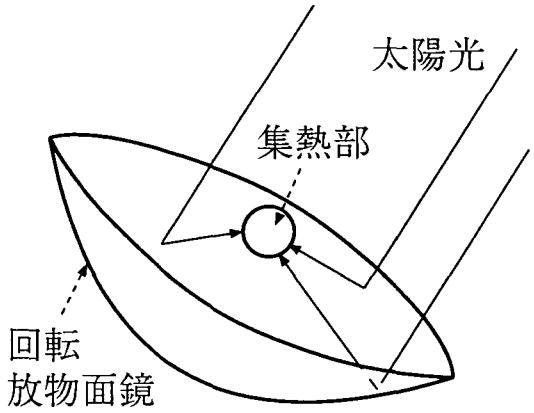


図 2.4: パラボラディッシュ型集熱器の概要図

プラントでは，集熱器の集熱部にスターリングエンジンが取り付けられており，集められた太陽エネルギーによって直接スターリングエンジンの加熱部を加熱して発電する構成となっている．本方式の発電システムの正味発電効率としてはピーク時で 29.4%の高効率が得られた実績があり，平均でも 20%以上の効率が得られる [17]．従って，将来の生産量増大により建設費がパラボラトラフ方式やセントラルレシーバ方式の発電システムと同程度に低下すれば，三方式の中で最も経済的なシステムとなる可能性がある [16]．

以上に説明した三つの集熱方式を用いた太陽熱発電システムを平均正味発電効率の点で比較すると，高い順にパラボラディッシュ方式 (24～28%)，セントラルレシーバ方式 (15～20%)，パラボラトラフ方式 (10～14%) となることが知られている [17]．しかし，商用の大規模システムが建設され現在稼働しているのはパラボラトラフ方式の太陽熱発電システムのみである．

この理由としては，パラボラトラフ方式の制御技術が最も容易であることが挙げられる．すなわち，セントラルレシーバおよびパラボラディッシュ方式では，太陽の動きに合わせてヘリオスタットおよび集熱器をそれぞれ 2 軸で追尾する必要があるので 1 軸追尾を行えばよいパラボラトラフ方式と比べて格段に高度な制御技術を要求される．このほか，セントラルレシーバ方式では集熱部を高温にするためにまとまった広さの平坦な土地を整備して多数のヘリオスタットを設置する必要がある，

パラボラディッシュ方式では集熱器の開発のみならず発電プロセスとして利用するスターリングエンジンの技術開発も必要である，などの問題がある．このため，セントラルレシーバおよびパラボラディッシュ方式の太陽熱発電システムはいずれも技術開発段階にとどまっており量産には至っていないので，建設費が高額となっている．

将来，セントラルレシーバおよびパラボラディッシュ方式の太陽熱発電システムの技術開発が進むとともに導入量が増加すれば，これらのシステムの建設費がパラボラトラフ方式と同程度以下になるとの予想はされているが [16]，既に 10 年以上の商用利用実績があり技術的に成熟しつつあるパラボラトラフ方式のシステム建設費の将来予想と比べると不確実性が大きい．従って，当面は経済的に最もリスクの小さいパラボラトラフ方式の太陽熱発電システムの導入を進めることが，現実的な太陽熱エネルギー利用促進方策であると考えられる．

2.3.2 太陽熱と化石燃料を併用する発電システム

(a) 太陽熱発電システムにおける補助燃料の利用

集熱および熱交換プロセスで製造できる蒸気のみを利用して発電を行う太陽熱発電システムでは，大規模な蓄熱装置を利用しない限り，設備利用率が低くなってしまう．また，日射条件が非常に良い地域を除くと，利用できる太陽熱エネルギーの割に集熱プロセスの建設費が高くついてしまうという問題がある．これらのことから，太陽熱のみを一次エネルギーとして利用する発電システムは従来型の火力発電システムと比較して経済性の点で大きく不利となる場合が多い．

この問題を解決するために，太陽熱エネルギーが十分に得られない場合に補助燃料焚のボイラを利用したり，ガスタービン排ガスを熱源とする排熱回収熱交換器を用いたりすることによって高温高圧の蒸気を製造し，これを発電プロセス (蒸気タービン発電) に利用することによって発電プロセスの設備利用率の向上および高効率化を図り，経済性を改善する方法が提案されている [11]．これらの方法を適用したシステムは，従来型火力発電システムに近い経済性を有するので，比較的低リスクで太陽熱発電システムの導入を行う方法として有望であると考えられ，実例として，ガスタービンの排熱を利用して太陽熱利用製造蒸気を過熱して蒸気タービンを作動させる ISCCS (Integrated Solar-Combined Cycle System) と呼ばれる方式の

出力 50 MW の太陽熱発電システムの建設予定がある [18].

しかしながら，補助燃料を利用するシステムは，従来型の化石燃料焚の蒸気タービン発電システムやコンバインドサイクル発電システムと太陽熱発電システムとを組み合わせて運転するシステムに過ぎない．また，利用する化石燃料の燃焼により当然 CO_2が発生するが，その CO_2を回収するためには多くのエネルギーおよびコストが犠牲になるという点で，従来型の火力発電システムと同じ問題を有していることになる [19].

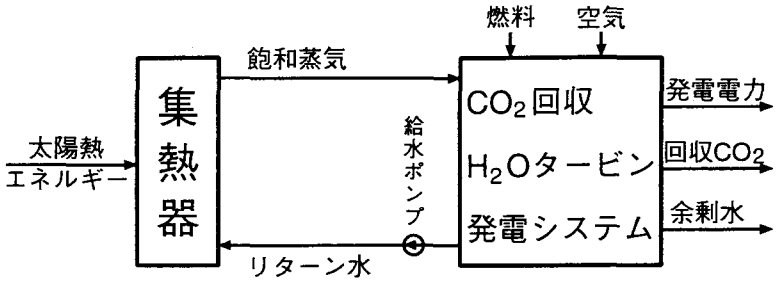
(b) 太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システム

太陽熱エネルギーを利用して製造した蒸気を，蒸気タービンではなくガスタービンの作動流体として利用する発電システムが朴らによって提案されている [20, 21]. 本発電システムでは，化石燃料を併用するため CO_2が発生するが，発生 CO_2は全て回収する．これらの特徴から，本システムは太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムと呼ばれている．

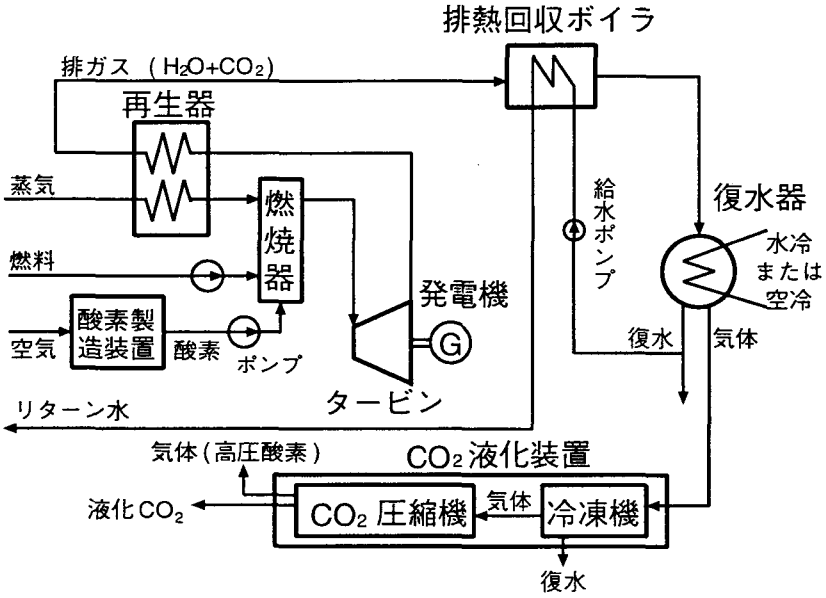
本システムの基本構成を図 2.5 に示す．図 2.5 (a) に示すように，本システムでは太陽熱集熱プロセスと熱交換プロセスを一体化したパラボラトラフ型集熱器である DSG 集熱器で 100 kg/cm^2a 以下 (約 300 ℃以下) の飽和蒸気を製造し，これをガスタービン発電システムの作動流体として利用する構成となっている．本ガスタービン発電システムは H_2O ガスをメインの作動流体として利用し排ガス中の CO_2を全回収することから，CO_2回収 H_2O タービン発電システムと呼ばれる．

図 2.5 (b) に，CO_2回収 H_2O タービン発電システムの構成を示す [22]. 本システムはガスタービン発電システムを基本としているが，作動流体は空気でなく蒸気であることが従来型ガスタービン発電システムと異なっている．本システムでは，また燃料を空気ではなく酸素を用いて燃焼させるという点でも従来型ガスタービン発電システムと異なっている．これは，サーマル NO_Xの生成のないようにするとともに，CO_2の回収を排ガスの冷却のみによって行うことができるようにするためである．本システムの動作原理に関する詳細については，文献 [22, 23] を参照されたい．

CO_2回収 H_2O タービン発電システムの個々の要素技術は現在技術を用いて実現可能である．ただし，酸素燃焼の燃焼器の開発，CO_2や O_2等の不凝縮気体を含んだ水蒸気用の小型で高効率な復水器，膨張比の大きいタービンの開発等は，本システム実現のための開発課題となるが，現在技術を適用して解決は可能であると推測さ



(a) 全体構成



(b) CO_2回収 H_2O タービン発電システムの構成

図 2.5: 太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの基本構成

れている [24].

CO_2回収 H_2O タービン発電システムを利用することにより，本太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムは，回収 CO_2の液化動力を考慮しても 60 %〜70 %の投入燃料ベース*2正味発電効率が得られることが示されている [20, 21].

*2以下，本論文では特に断わりのない限り燃料の発熱量として低発熱量 (LHV) 基準の値を用いることとする.

2.4 結言

本章では，発電システムにおける太陽エネルギーの利用技術として，これまでに開発あるいは提案されている太陽光発電システムおよび太陽熱発電システムの概要を示した．

太陽光発電システムは，近年の普及施策によりコストが低下しつつあり，導入量も増加しているが，商用の発電システムとして利用されるためには更に大幅なコストの低減化を図る必要がある．一方，太陽熱発電システムの中では，パラボラトラフ型集熱器と蒸気タービンを組み合わせた方式の太陽熱発電システム (SEGS) が 1980 年代に稼働を開始し，日射条件の非常に良い地点では商用運転が行われている．

しかし，太陽エネルギーのみを利用する発電システムは日射条件の悪化に伴って経済性が大幅に悪化することが避けられず，このことが世界的に広く太陽エネルギー利用発電システムの導入を進める上での障害となっている．

日射条件があまり良くない地域でも太陽エネルギー利用発電システムの経済性が大きく低下しないようにするためには，太陽熱発電システムにおいて一次エネルギーとして化石燃料を併用することが考えられるが，単に従来型の火力発電システムと組み合わせて運転するのであれば，化石燃料節減効果はあまり期待できない．一方，最近提案されている太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムは，太陽熱を利用して製造した蒸気をガスタービンの作動流体として利用するという従来にない技術の適用により CO_2 の回収を行う割には高い効率を得ることができるので，CO_2排出制約下における新しい高効率発電システムとして有望と考えられる．

ただし，種々の太陽エネルギー利用発電システムが CO_2対策技術としてどの程度優れているのかを評価するためには，発電特性に関する議論のみならず，システムの設置地点の日射条件を考慮した上で経済性に関する評価を詳細に行う必要があることは言うまでもない．

参考文献

[1] N. Nakićenović, A. Grübler and A. McDonald (Eds.): Global Energy Perspectives, Cambridge University Press, 1998

[2] 電気事業連合会統計委員会編: 平成10年度版電気事業便覧, 日本電気協会, 1998

[3] *PV NEWS*, **15**, 2, 1996

[4] 新エネルギー財団: 2010年における太陽光発電, 1997

[5] 浜川圭弘, 桑野幸徳編: 太陽エネルギー工学=太陽電池, 培風館, 1994

[6] 桑野幸徳, 中野昭一ほか: 太陽電池とその応用（改訂版）, パワー社, 1994

[7] H. Ishitani and T. B. Johansson (Eds.): *Energy Supply Mitigation Options*, IPCC Working Group II, IPCC Second Assessment Report, 589-647, 1996

[8] 通商産業省工業技術院サンシャイン計画推進本部編: (改訂) 輝ける太陽エネルギー, 大蔵省印刷局, 1980

[9] E. Zarza, J. I. Ajona and K. Hennecke: "PROJECT DISS: Development of a New Generation of Solar Thermal Power Stations", *Proceedings of the Eighth International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies*, 397-415, 1996

[10] M. Geyer, B. Milow and C. Richter (Eds.): *Annual Technical Report 1997*, Plataforma Solar de Almeria, 1998

[11] Pilkington Solar International: *Status Report on Solar Thermal Power Plants*, Köln, 1996

[12] 日本高温ソーラ熱利用協会編: 集光太陽熱利用が拓く新エネルギー, ソーラーシステム研究所, 1999

[13] 田中忠良, 土井卓ほか: 21世紀に亘る環境・エネルギー問題解消に太陽熱発電システムが果たす役割 –第1部 太陽熱発電システム技術の現状–, 太陽エネルギー, **22**, 5, 32-38, 1996

[14] 昭和59年度研究成果年報, 新エネルギー総合開発機構 (現, 新エネルギー・産業技術総合開発機構), 1985

[15] *Western Energy*, 16-18, 1996

[16] P. De Laquil, D. Kearney, M. Geyer and R. Diver: "Solar-Thermal Electric Technology", *Renewable Energy: sources for fuels and electricity* (Eds.: T. B. Johansson, H. Kelly, A. K. N. Reddy and R. H. Williams), Island Press, 213-296, 1993

[17] T. R. Mancini, J. M. Chavez and G. J. Kolb: "Solar Thermal Power Today and Tomorrow", *Mechanical Engineering*, **116**, 8, 74-79, 1994

[18] *SunWorld*, **23**, 2, 13, International Solar Energy Society, 1999

[19] T. Kosugi, P. S. Pak and Y. Suzuki: "A Comparative Assessment of Solar Thermal Electric Power Generation Systems which Integrate Parabolic Trough Collectors into Fossil-Fired Plants", *Proceedings of The Fourth International Conference on New Energy Systems and Conversions*, Osaka, 157-162, 1999

[20] 朴 炳植，八川剛志，鈴木 胖:「太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2全回収火力発電システムの提案とその特性評価」，電学論 B，**115**，6，669-675，1995

[21] P. S. Pak, Y. Suzuki and T. Kosugi: "A CO_2-Capturing Hybrid Power-Generation System with High Efficient Use of Solar Thermal Energy", *Energy*, **22**, 2/3, 295-299, 1997

[22] 朴 炳植，鈴木 胖:「飽和蒸気を作動流体として利用する CO_2 回収無公害高効率発電システム」，電学論 B，**113**, 3，266-272，1993

[23] 朴 炳植:「工場廃熱を利用した CO_2回収無公害高効率火力発電システムの構成と特性」，電学論 D，**112**，3, 221-228，1992

[24] 大阪大学先端科学技術共同研究センター年報第 3 号 (平成 9 年度)，41，1998

第 3 章

システム評価のためのシミュレーションモデル

3.1 緒言

本論文では，太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの特性および経済性の評価を行うために，システムの運転特性をコンピュータシミュレーションによって推定する．さらに，本システムの特徴を明確にするために，他の太陽エネルギー利用発電システムの特性も合わせて推定し，比較分析を行う必要がある．このため，検討対象とする全ての発電システムについて，それぞれのシミュレーションモデルを開発し，コンピュータで実行可能なプログラムを作成することが望まれる．

従来，シミュレーションモデルの開発にあたっては，コンピュータプログラミング言語の主流でもあった FORTRAN や C 言語のような手続き型言語が用いられることがほとんどであった [1, 2, 3]．この場合には，まずそれぞれの発電システムの特性を推定するための計算手順をフローチャートとして表現し，それに従ってプログラム開発を行っていた．プログラムでは，例えば蒸気のエンタルピー計算のように頻繁に利用される計算手続きをサブルーチン (C 言語では，関数) として記述し，メインルーチンでいくつかのサブルーチンを必要に応じて呼び出す構成となっていた．

しかし，手続き型言語を用いて開発されたシミュレーションプログラムでは，複数のルーチンにわたって共通に用いられる変数が存在する可能性があること，意味的に同等のサブルーチンであってもそれぞれ異なるサブルーチン名で定義する必要

があること (例えば，流体のエンタルピーを計算するルーチンであっても，蒸気のエンタルピー計算ルーチンと水のエンタルピー計算ルーチンとでは名称が異なってしまう)，どの計算手続きをサブルーチンとして記述するかはプログラマによって異なることから，あるプログラムの一部のルーチンを変更するときや，あるプログラムの一部のルーチンを他のプログラムで再利用しようとするときには，変更あるいは再利用しようとするルーチンのみならず，そのルーチンに依存していると考えられる全てのルーチンについて熟知しておく必要が生じる．このことは，プログラムが大規模となり，プログラムの数が多くなるにしたがって困難となる．特に，長期間にわたって複数のプログラマが研究に従事する場合には，各プログラマの作業量およびプログラマどうしの意思疎通量が膨大となり，プログラム開発の生産性が低下するという問題が生じる．

本研究では，この問題を解決するために，オブジェクト指向型プログラミング言語 C++[4] を用いることによってオブジェクト指向の概念を取り入れたシミュレーションモデルの開発を行うことにした [5]．オブジェクト指向型言語の特徴の一つとして，各オブジェクトにデータと計算ルーチン (C++言語ではメンバ関数と呼ぶ) をもたせ，情報隠蔽を行うことによって，各々を独立して管理することができることが挙げられる．これにより，各モデルに共通な部品には同じオブジェクトを使うことができるので，モデル間の一貫性を保つことができる．また，そのオブジェクト自体に固有の性質を管理させるので，オブジェクトを使うときデータに矛盾が生じないかを気にすることなく，信頼性の高いシミュレーションモデルを開発することができる．具体的には，本論文で検討対象とする発電システムにおいて利用されるガス，水などの流体およびタービン，燃焼器などの要素機器に対応するクラス (オブジェクトの型) を構築し，各クラスでは，それぞれの流体または機器の熱力学モデルを記述した．発電システム全体のシミュレーションモデル開発は主に，構築したクラス群 (クラスライブラリ) から，発電システムで用いる流体および機器に対応するクラスを選び出しオブジェクトを生成することにより行われる．

3.2 オブジェクト指向に基づくシミュレーションモデルの開発

3.2.1 クラスライブラリの構築

発電システムのシミュレーションモデル開発を行うために構築したクラスは，大別すると (1) システム各部を流れる流体に対応するクラス，(2) システムに用いられる機器に対応するクラス，および (3) ファイル入力等を扱うこれら以外のクラスの 3 種類である．

(a) 流体に対応するクラス

システム内の流体としては種々の組成を持ったガスや燃料，水蒸気など様々なものがあり，これらの流体に対応するクラスをオブジェクト指向言語 C++の継承機能を利用して構築した．図 3.1 にその継承関係を示す．

図 3.1 の継承関係を説明すると以下のようになる．流体クラスでは，すべての流体に対応するクラスに共通のデータ入出力に関するメンバ関数が定義されている．流体クラスの派生クラスとして一般ガスクラスと H_2O クラスを設けたのは，発電システム内の温度，圧力領域では H_2O だけが液体と気体という 2 種類の状態を持つためである．

空気，酸素，メタンなどのガスのクラスではいくつかのメンバ関数の機能および内部データが共通しているため，図 3.1 のように抽象クラス (オブジェクトを生成しないクラス) として一般ガスクラスがあり，共通部分はすべてこのクラス内で実装して非共通部分だけをそれぞれのクラスで実装している．一般ガスクラスの派生クラスにガスクラスと気体燃料クラスを設けたのは，燃料には理論空気量を返す，低発熱量を返すなど特有のメンバ関数が多いからである．ガスクラスと気体燃料クラスでは，データとして持つべきガス組成の成分も異なってくる．過熱蒸気，飽和蒸気などの H_2O に対応するクラスでも，一般ガスクラスの場合と同様に共通部分が多いため，H_2O クラスにその共通部分を実装し，非共通部分はそれぞれのクラス内で実装している．

これらのクラスはそれぞれ温度，圧力，エンタルピー，エントロピーやエクセルギー等の状態値をデータとして内部に持ち，メンバ関数によりこれらの値を操作す

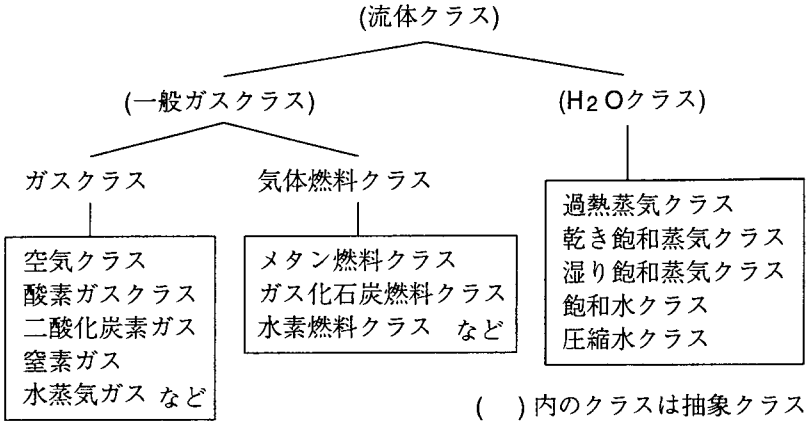


図 3.1: 流体に対応するクラスの継承関係

ることができるようにした．表 3.1 に，流体に対応する各クラスにおいて保持するデータおよび主なメンバ関数の機能をまとめたものを示す．流体クラスには，すべての流体に共通する状態値をデータとして保持させるとともに，状態値の入出力手続きをメンバ関数として定義している．派生クラスは，上位のクラスで定義されているデータおよびメンバ関数を継承するので，例えば一般ガスクラスでは，一般ガスクラスで定義されている温度などの状態値を返すメンバ関数に加えて，流体クラスにおける保持データおよびメンバ関数を合わせ持つことになる．流体クラスにおいて温度，圧力，エンタルピー，エントロピーおよびエクセルギーを与えるメンバ関数が定義されているのに対して，これらの状態値を返すメンバ関数が一般ガスクラスで定義されているのは，温度と圧力を所与としたときのエンタルピー，エントロピーおよびエクセルギーの算出が，容積組成および環境の基準温度・圧力が与えられて初めて可能となるからである．なお、温度と圧力からのエンタルピーおよびエントロピーの算出は、文献 [6] に示されている近似式に基づいて行われる。

一般ガスクラスの派生クラスにおいても，各クラスに固有のデータおよびメンバ関数を有している．ガスクラスでは，与えられた状態値および容積組成から，平均分子量および重量組成を計算して返すメンバ関数が定義されている．気体燃料クラスでは，与えられた容積組成から，理論空気量，低発熱量など燃料に固有の特性値を燃焼の基礎理論 [7] に基づいて計算して返すメンバ関数が定義されている．酸素ガス，二酸化炭素ガスなどのクラスは容積組成が予め与えられているという点を除

表 3.1: 流体に対応するクラスの概要

クラス名 (プログラム中での名称)	保持するデータ	主なメンバ関数の機能
流体 (Fluid)	温度，圧力， エンタルピー， エントロピー， エクセルギー， 流量， 環境の基準温度	• 温度，圧力，エンタルピー，エントロピー，エクセルギーを与える． • 流量を与える/返す． • 環境の基準温度を与える/返す．
一般ガス (MetaGas)	容積組成， 環境の基準圧力	• 温度，圧力，エンタルピー，エントロピー，エクセルギーを返す． • 容積組成を与える/返す． • 環境の基準圧力を与える/返す．
ガス (Gas)		• 平均分子量を返す． • 重量組成を返す．
空気 (Air)	湿度	• 湿度を与える/返す．
酸素ガス (O2_Gas)		なし
二酸化炭素ガス (CO2_Gas)		なし
窒素ガス (N2_Gas)		なし
水蒸気ガス (H2O_Gas)		なし
気体燃料 (Fuel)		• 平均分子量を返す． • 重量組成を返す． • 炭素，水素，酸素の比を返す． • 理論空気量を返す． • 理論酸素量を返す． • 低発熱量を返す． • 燃料化学エクセルギーを返す． • CO2 排出係数を返す．
メタン燃料 (CH4_Fuel)		なし
ガス化石炭燃料 (CoalGas_Fuel)		なし
水素燃料 (H2_Fuel)		なし
H_2O (H2O)		• 環境の基準圧力を与える/返す．
過熱蒸気 (SupHeatStem)		• 温度，圧力，エンタルピー，エントロピー，エクセルギーを返す．
乾き飽和蒸気 (SatStem)		• 温度，圧力，エンタルピー，エントロピー，エクセルギーを返す．
湿り飽和蒸気 (WetStem)	乾き度	• 温度，圧力，エンタルピー，エントロピー，エクセルギーを返す． • 乾き度を返す．
飽和水 (SatWat)		• 温度，圧力，エンタルピー，エントロピー，エクセルギーを返す． • 蒸発熱を返す． • 比容積を返す．
圧縮水 (CompWat)		• 温度，圧力，エンタルピー，エントロピー，エクセルギーを返す．

いてガスクラスと同じなので，固有のデータおよびメンバ関数は存在しない (メタン燃料などの気体燃料クラスの派生クラスについても同様である).

H_2O クラスの派生クラスである過熱蒸気，乾き飽和蒸気，湿り飽和蒸気，飽和水および圧縮水に対応する各クラスにおいては，状態値の一部が与えられたときにその他の状態値を推計して返すメンバ関数がそれぞれ定義されている．すなわち、温度，圧力，エンタルピーおよびエントロピーのうち二つの状態値が所与の場合に，過熱蒸気クラスでは谷下の蒸気状態式に基づいて [8]，圧縮水クラスでは圧縮水表を利用した 1 次近似式を利用して，残りの二つの状態値の推計を行う*1.

流体に対応するクラスのすべてにおいて，同じ処理をするメンバ関数 (例えば，温度を返すメンバ関数) のプログラム中での名称は同じとした.

(b) 機器に対応するクラス

発電システムを構成するタービン，燃焼器などの機器に対応するクラスを構築した．各機器はそれぞれ独自の動作をするので，特別に似かよった機器以外はクラスの継承機能を利用することができない．このため，図 3.2 に示すように，流体に対応するクラスと比較して機器に対応するクラスの継承関係は比較的簡単なものとなっている.

表 3.2 に，構築した機器に対応するクラス (機器クラスの派生クラス) の概要を示す．各クラスでは，対応する機器の入口側および出口側のそれぞれの流体に対応するクラスのオブジェクトをデータとして持ち,「シミュレーションを行う」という

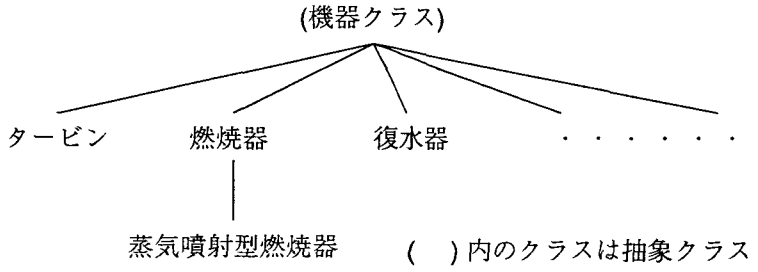


図 3.2: 機器に対応するクラスの継承関係

*1乾き飽和蒸気および飽和水はそれぞれ過熱蒸気および圧縮水の特殊な場合であり，湿り飽和蒸気は乾き飽和蒸気と飽和水の混合体なので，いずれも過熱蒸気および圧縮水の状態値推計方法を利用することができる.

表 3.2: 機器に対応するクラス (機器クラスの派生クラス) の概要

クラス名 (プログラム中での名称)	入出口側流体に対応するオブジェクトのクラス 入口側流体 ; 出口側流体	必要となる外生変数 および外生パラメータ
タービン (Turbine)	• ガス ; ガス • H_2O ; H_2O • 過熱蒸気, 過熱蒸気 ; 湿り飽和蒸気, 過熱蒸気	断熱効率 主蒸気圧力 低圧蒸気圧力 抽気圧力
燃焼器 (Comb_H2O)	• H_2O, ガス, 気体燃料 ; ガス • H_2O, ガス, 気体燃料 ; H_2O	出口温度 圧力損失率 燃料ガスノズル圧力損失率 酸素 (空気) ノズル圧力損失率 燃焼効率 酸素 (空気) 過剰率
蒸気噴射型燃焼器 (Comb_H2O_SteamInj)	• H_2O, ガス, 気体燃料, 過熱蒸気 ; ガス • H_2O, ガス, 気体燃料, 過熱蒸気 ; H_2O	蒸気噴射ノズル圧力損失率
復水器 (Condenser)	• 湿り飽和蒸気 ; 飽和水 • ガス ; ガス, 飽和水 • ガス, 圧縮水 ; ガス, 圧縮水 • ガス, 圧縮水 ; ガス, ガス, 圧縮水	出口圧力 出口温度 供給水温度 供給水圧力
圧縮機 (Compressor)	• ガス ; ガス • 気体燃料 ; 気体燃料	断熱効率
再生器 (Regenerator)	• 流体, 流体 ; 流体, 流体	温度効率 1 次側圧力損失率 2 次側圧力損失率
排熱回収ボイラ (WHB)	• ガス, 圧縮水 ; ガス, 圧縮水 • ガス, 圧縮水 ; ガス, 飽和蒸気 • ガス, 圧縮水 ; ガス, 過熱蒸気 • ガス, 過熱蒸気 ; ガス, 過熱蒸気 • ガス, 圧縮水 ; ガス, 過熱蒸気, 圧縮水 • ガス, 圧縮水 ; ガス, 過熱蒸気, 飽和水 • ガス, 圧縮水 ; ガス, 過熱蒸気, 飽和蒸気 • ガス, 圧縮水 ; ガス, 過熱蒸気, 過熱蒸気	ターミナル温度差 ピンチポイント温度差 出口排ガス乾き温度差* 排ガス圧力損失 蒸気圧力損失率
発電機 (Generator)	なし ; なし	発電機効率
ポンプ (Pump)	• 圧縮水 ; 圧縮水	断熱効率
酸素製造装置 (O2_PD)	• なし ; O_2ガス	酸素製造原単位
CO_2液化装置 (CO2_LD)	• ガス ; O_2ガス, 飽和水	段階圧縮における冷却温度 冷凍機 COP 圧縮機断熱効率
DSG 集熱器 (DSGcollector)	• 圧縮水 ; 飽和蒸気 • 圧縮水 ; 過熱蒸気	出口温度 出口圧力 反射鏡の光学的効率 集熱管表面の放射率 集光比 開口面積 集熱管の熱損失率
蒸気アキュミュレータ (SteamAccumulator)	• 飽和蒸気 ; 飽和蒸気	入口温度 出口最低圧力 容器内全容積 入口圧力損失 出口圧力損失 蓄熱完了時の蒸気部容積比 放熱損失率

* 排熱回収ボイラ出口排ガス温度 − 排熱回収ボイラ出口圧力における飽和蒸気温度

メンバ関数が定義されている．シミュレーションを行うメンバ関数は，表 3.2 に示す入口側の流体の状態値ならびに必要となる外生変数および外生パラメータの値が与えられたときに，出口側の流体の状態値を質量保存則，エネルギー保存則などの熱力学の基礎理論に基づいて計算する関数である．このメンバ関数のプログラム中での名称は，機器に対応するすべてのクラスで共通である．

ある機器の入出口側流体の数および種類には，いくつかのバリエーションが考えられる．例えばタービンクラスでは，表 3.2 に示すように，(1) 入出口流体がいずれもガスクラスの派生クラスに対応する流体の場合，(2) いずれも H_2O クラスの派生クラスに対応する流体の場合，(3) 入口側に二つの過熱蒸気 (主蒸気および低圧蒸気) があり出口側に湿り飽和蒸気と過熱蒸気 (抽気) がある場合，の 3 通りを考慮しており，それぞれ，ガスタービン，単純な蒸気タービン，抽気式の蒸気タービンを表している．プログラム中でタービンクラスのオブジェクトを生成するときに，引数としてどのクラスのオブジェクトを与えるかによって，これら三つの場合のどのタービンを利用するかを指定することができる．このことは，C++の多重定義機能の利用により可能となっている．

(c) その他のクラス

その他のクラスとしては，日射データ，外生変数および外生パラメータのファイル入力を行うクラス，ならびに発電システム各点の状態値の表示を行なうクラスを構築した．

日射データを得るためのクラスは，(社) 建設設備技術者協会が整備している日本におけるいくつかの都市の標準気象データ，および種々の文献に記載されている多くの都市の月別平均全天日射量から，1 時間毎の日射データ，すなわち平均全天日射強度，平均直達日射強度および平均散乱日射強度の値を必要に応じて推定して返すというメンバ関数を持つ．さらに，太陽熱集熱器のシミュレーションを行うために必要となる，1 時間毎の太陽の赤緯 (太陽の赤道面からの偏角)，時角 (太陽の子午線からの偏角) および太陽光の集熱器への入射角を計算して返すメンバ関数も有している．

外生変数および外生パラメータのファイル入力を行うクラスでは，外生変数および外生パラメータの名称と設定値の一覧を入力したファイルから，流体の状態値計算や機器のシミュレーションに必要となる外生変数および外生パラメータの設定値

を読み込む．本クラスのオブジェクトは，それぞれの流体クラスおよび機器クラスにおいて必要に応じて利用される．

発電システム各点の状態値の表示を行うクラスは，発電システム各点の流体の状態値 (温度，圧力，エンタルピー，エクセルギー，流量) を一覧表形式で表示するというメンバ関数を持つクラスである．

3.2.2 システムシミュレーションモデルの開発

発電システム全体のシミュレーションモデルは，まず発電システム各点の流体に対応するオブジェクトを生成し，発電システムで利用する機器に対応するオブジェクト生成時にそれらの流体オブジェクトを与え，シミュレーションに必要な初期条件を流体オブジェクトに持たせる．各機器の接続関係は，機器オブジェクト生成時に同じ流体オブジェクトを引数とすることで表現できる．その後，各機器オブジェクトのシミュレーションを行うメンバ関数を各流体オブジェクトの状態値が確定するまで複数回実行することによって，シミュレーションが行われる．

以上の手続きによって，太陽エネルギーを利用しない火力発電システム，および利用可能な太陽エネルギーが一定であると仮定した場合の太陽エネルギー利用発電システムの特性シミュレーションが可能となる．しかし，本論文で取り扱う太陽エネルギーを利用する発電システムの特性推定にあたっては，地上で利用できる太陽エネルギーが時々刻々変化するのに応じて太陽熱集熱器の集熱特性が変化するとともに発電システムの出力も変化することになる．さらに，蒸気アキュミュレータなどの蓄熱装置を利用する場合には，蓄熱装置内部の状態が前の時間に依存することを考慮する必要がある．従って，本研究では 1 時間毎に利用可能な太陽エネルギーを与えて，上で示した手続きを 1 年間分すなわち 8760 回繰り返すことによって，太陽エネルギー利用発電システムの特性シミュレーションを行うこととした．

3.3 結言

本論文における発電システムのシミュレーションモデル開発手法の概要について述べた．オブジェクト指向プログラミング言語の一つである C++を用いて，種々の発電システムで利用される流体および機器に対応するクラスのライブラリを構築し，

それぞれのクラスにおいて熱力学に基づく状態値計算などのメンバ関数を実装した．

構築したクラスライブラリを利用することにより，発電システムシミュレーションモデルの開発が容易となる．すなわち，シミュレーションプログラムの開発手続きが単純かつ明確となったため，従来の手続き型言語を利用した場合と比較して，プログラマによるプログラムの書き方の違いが小さくなる，ある発電システムのシミュレーションプログラムが既に存在すれば，別の類似の発電システムのプログラム開発は，利用する流体および機器の異なる部分のみを削除あるいは追加することにより行うことが可能となる．

参考文献

[1] 朴 炳植，堀井仙松，伊東弘一，鈴木 胖:「シミュレーションによる地域冷暖房用熱併給発電プラントの評価」，シミュレーション，**4**，1，19-25，1985

[2] 朴 炳植，鈴木 胖:「高効率ガスタービンコージェネレーションシステムの特性・経済性・環境性の評価」，電学論 D，**108**，10，895-902，1988

[3] 朴 炳植，中村健一，鈴木 胖:「二酸化炭素回収石炭ガス利用高効率発電システム」，電学論 B，**110**，2，155-162，1990

[4] B. Stroustrup (斎藤信男，三好博之ほか訳): プログラミング言語 C++ 第 2 版，トッパン，1993

[5] 小杉隆信，朴 炳植:「各種 CO_2回収火力発電システムの特性比較評価のためのシミュレーションモデルの開発とその応用」，第 16 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，2000 (掲載予定)

[6] 水谷幸夫: 燃焼工学，森北出版，1977

[7] 例えば，省エネルギーセンター編: エネルギー管理技術 (熱管理編)，省エネルギーセンター，1980

[8] 谷下市松: 工業熱力学 (基礎編) 第 14 版，裳華房，1970

第 4 章

蓄熱槽を持った太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの特性と経済性の評価

4.1 緒言

本研究で主な検討対象としている太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムは，パラボラトラフ型 DSG (Direct Steam Generation) 集熱器と CO_2回収 H_2O タービン発電システムから構成される．しかし，DSG 集熱器は直達日射のみを蒸気製造に利用することができるので，快晴の場合を除いて蒸気製造量は不安定となり，曇りの時や夜間には蒸気を製造することができないため，システムの設備利用率が顕著に低くなってしまい，設備容量 (定格発電出力) の割には年間発電電力量が少なくなるという問題が生じる．集熱器面積一定のまま定格発電出力を小さくすると発電システムの設備利用率は高くなるが，日射条件の良い時間帯に得られる太陽熱エネルギーが有効に活用されず発電電力量が低下してしまい，逆に定格発電出力を大きくするとシステムの設備費の増大を招き設備利用率が低下し経済性が悪化する．

この問題を解決するためには，本システムに蓄熱装置を付加することにより設備利用率の増加を図ることが有効であると考えられる．そこで，本章では本システムに蒸気アキュミュレータを付加したシステムを提案し，本システムの 1 時間単位の

年間 8760 時間の運転特性について解析した結果について述べるとともに，特性推定結果に基づいて経済性について評価した結果を示す．

なお，発電システムの特性推定にあたっては，発電システム内部における運用(発電) プロセスのほかに，発電システム外部のプロセス (燃料の採掘・輸送，回収液化 CO_2の処理など) におけるエネルギー収支および CO_2排出を考慮する場合もあるが，システム内部のプロセスと比較して外部のプロセスにおけるエネルギー収支量および CO_2排出量は少ない (文献 [1] の推定結果によれば，10%以下) ことが知られている．そこで本研究では，発電システム内部における運用プロセスのみを特性推定にあたっての検討対象とすることにした．

4.2 検討システムの構成

図 4.1 に，本章で評価の対象とした，蓄熱槽を持った太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの全体構成を示す [2]．本システムの構成は，第 2 章で示した太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムと比べると，図 4.1 に示すように太陽熱利用製造飽和蒸気を CO_2回収 H_2O タービン発電システムの作動流体としてそのまま利用するだけでなく，蓄熱して後に利用できるように蒸気アキュミュレータを設けている点が異なっている．蒸気アキュミュレータは顕熱蓄熱装置としてよく知られている装置で変圧式と定圧式とがあるが，ここでは瞬間的に多量の蒸気を発生することができる変圧式の蓄熱槽を用いることとした．本方式では蓄熱槽出口圧力を低下させることにより蒸気を取り出す構成となっている．詳しい原

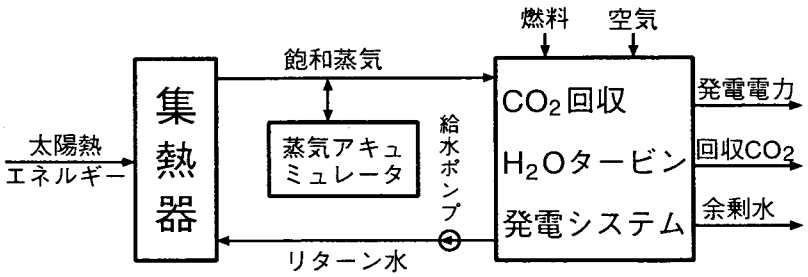


図 4.1: 蓄熱槽を持った太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システム (検討システム) の全体構成

理，構成についてはよく知られているので説明は省略する [3].

本発電システムの定格発電出力を発電するのに必要となる CO_2回収 H_2O タービン発電システムへの蒸気流量を G_s^*で表し，DSG 集熱器で製造される飽和蒸気流量を G_sで表すことにすると，G_sがある時点において G_s^*を超える場合にはその超過分を蓄熱し，日射量が少なく $G_s < G_s^*$となる時点においては G_sの不足分を補うことに蒸気アキュミュレータは利用される.

以下，本論文で太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムと言う場合には，特に断わりのない限り本節で示した蓄熱槽を持ったシステムを指すことにする.

4.3 年間運転特性の評価 – 大阪市の日射条件に基づいて

4.3.1 前提条件

検討対象とする太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの立地点としては，自治体の有する下水処理施設の上部空間や耕作放棄農地などの未利用スペースを有効利用して建設するものと仮定し，具体的な地点の例としては大阪市を想定した. 太陽日射データとしては大阪地区の標準気象データから得られる日射データを用い，1 時間単位で運転状況をシミュレーションすることとした. 標準気象データは，各地の気象台や測候所において長年の間観測・蓄積されている原データに対して最も代表性が高いような平均月を探し出し，これに必要となる加工を加え接続し，接続データがそのまま平均年として使用できるように整備したものである. 大阪地区の標準気象データは, 1960～1969 年の 10 年間の実際の気象データから標準化を行ったデータである [4].

検討システムの特性推定にあたって使用した外生変数および外生パラメータの値をそれぞれ表 4.1 および表 4.2 に示す. 表 4.1 に示してあるように，集熱器面積は 10 ha (100000 m^2) とした. 太陽熱利用により DSG 集熱器で製造される飽和蒸気の温度としては，CO_2回収 H_2O タービン発電システムの燃料ベース正味発電効率が最高となるときのシステム入口飽和蒸気温度である 270 ℃を用いることとした. 燃料ベース正味発電効率とは，正味発電出力を W_n (kW)，単位時間あたりの燃料消費量を H_f (MJ/h) とするとき，$W_n/H_f \times k \times 100$ で定義される効率 (%) をいう. こ

表 4.1: 特性推定にあたって使用した外生変数

外　生　変　数	基準値または設定値
集熱器面積	10 ha (100000 m^2)
太陽熱利用製造飽和蒸気温度	270 ℃
SA*入口側蒸気圧力	56.1 kg/cm^2a
タービン入口温度	1300 ℃
燃料ガスの成分とその容積組成	CH_4 のみ
燃料ガスおよび燃焼用酸素の温度	15 ℃ ; 25 ℃
燃焼器での酸素過剰率	5 %
復水器出口圧力	0.2 kg/cm^2a
復水器出口温度	45.45 ℃
SA 内容積 V_a	2500 から 7500 m^{3}まで 1250 m^{3}おき
SA 最低出口圧力 p_f	5 から 15 kg/cm^2a まで
	2.5 kg/cm^2a おき
定格最大正味発電出力 W_M	2.5 から 7.5 MW まで 1.25 MW おき

* SA: 蒸気アキュミュレータ

こで，W_nは発電端出力から O_2製造圧縮動力，CO_2液化動力および所内用動力を差し引いたものであり，k は電力の熱量換算値で $k = 3.6$ MJ/kWh である．なお，燃料ベースの発電効率を重視しているのは，化石燃料が CO_2の発生源であるとともに枯渇性の貴重な資源でもあり，その消費はできるだけ少ないことが望ましいからである．

蒸気アキュミュレータの入口側蒸気圧力は，270 ℃に対応する飽和蒸気圧 56.1 kg/cm^2a となる．CO_2回収 H_2O タービン発電システムで利用するタービン入口温度は 1300 ℃と想定した．燃料はここでは天然ガスとし，その成分は簡単のためメタン (CH_4) のみとした．復水器出口圧力 (全圧) としては，水冷式の復水器を用いるものと想定し，0.2 kg/cm^2a とした．復水器出口温度は，このときの飽和温度 (59.66 ℃) より低い 45.45 ℃ (圧力 0.1 kg/cm^2a の飽和温度) とした．これは，本検討システムの復水器入口ガスには H_2O のほか CO_2を主成分とする不凝縮性ガスが含まれており，復水器出口の H_2O の分圧は 0.2 kg/cm^2a より低くなるので，十分に復水を行うためには復水温度を低くする必要があるためである [5].

表 4.2: 特性推定にあたって使用した外生パラメータ

外生パラメータ	基準値
集熱器の光学的効率	0.77
集熱器集光比	26
集熱管表面の放射率	0.19
集熱用配管および熱交換器の熱損失率	5 %
SA*入口側および出口側圧力損失	0.7 ; 0.4 kg/cm^2a
SA 放熱損失率	0.5 %/d
SA 蓄熱完了時の蒸気部容積比	0.1
タービン断熱効率	87.5 %
燃焼器燃焼効率	99 %
燃焼器圧力損失率	5 %
燃焼器噴射ノズル圧力損失率	20 %
酸素製造原単位	0.34 kWh/Nm^3
酸素圧縮機断熱効率	85 %
再生器の温度効率	75 %
再生器蒸気および燃焼ガス圧力損失率	2 % ; 5 %
排熱回収ボイラターミナル温度差	40 ℃
排熱回収ボイラピンチポイント温度差	10 ℃
排熱回収ボイラ出口排ガス乾き温度差**	10 ℃
排熱回収ボイラ排ガス圧力損失	0.05 kg/cm^2a
排熱回収ボイラ蒸気圧力損失率	5 %
発電機効率	98 %
従来式補機の動力消費率	3 %
冷凍機 COP	3.5
冷凍機出口ガス温度	7 ℃
CO_2圧縮機断熱効率	85 %
CO_2圧縮機中間冷却温度	50 ℃

* SA: 蒸気アキュミュレータ

** 排熱回収ボイラ出口排ガス温度 − 排熱回収ボイラ出口圧力における飽和蒸気温度

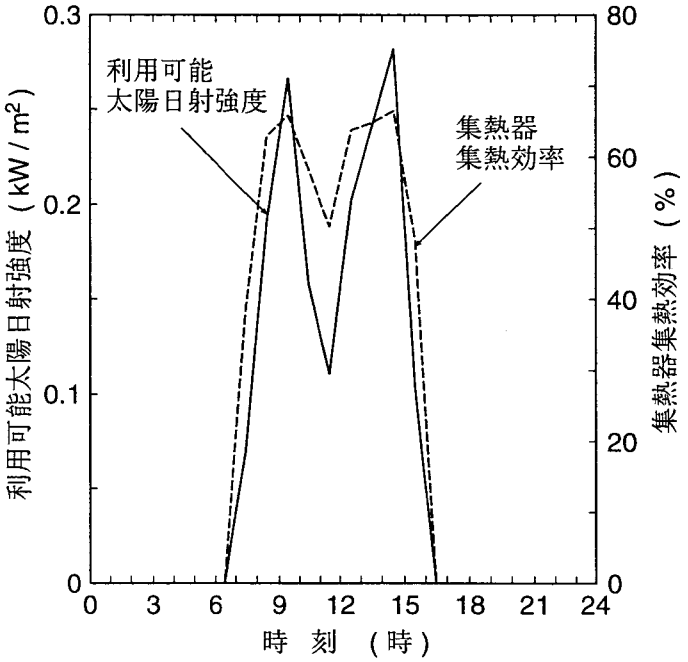
本検討システムでは，蒸気アキュミュレータの内容積を V_a (m^3) とすると，V_a を大きくするほど蓄熱可能量が多くなるため発電電力量を多くすることができるが，設備費は大きくなってしまう．また，蒸気アキュミュレータの蓄熱可能量は，蒸気アキュミュレータ最低出口圧力を p_f (kg/cm^2a) とすると，p_fの値を小さくすることによっても増加させることができるが，このとき CO_2回収 H_2O タービン発電システムへの平均入口飽和蒸気温度が低くなるので，燃料ベース発電効率が低下するという問題を持つ [6]．さらに，CO_2回収 H_2O タービン発電システムの定格最大正味発電出力を W_M (MW) とすると，W_M を大きくすれば年間正味発電電力量を増加させることができるが，建設費も増大することとなる．このように V_a，p_fおよび W_Mは本検討システムの特性および経済性に対して大きな影響を及ぼす重要な変数となる．そこで，まずこれらの変数を試行錯誤的に変化させて特性および経済性の推定を行なった結果, V_a，p_fおよび W_Mの値をそれぞれおおむね 5000 m^3，10 kg/cm^2a および 5 MW 前後の値とするのが適当であるとの知見を得た．以下のシミュレーションでは，これらの値を基準値として，表 4.1 に示すように相対値で± 50%の範囲内で変化させることとした．

表 4.2 に示すタービン断熱効率などの外生パラメータの値は，種々の CO_2回収発電システムやコージェネレーションシステムの特性の解析に用いられてきた値を基に，10 MW 程度の中規模システムにおける現在および近未来の実現可能性を考慮して想定した値であり [7, 8, 9, 10]，最新の大規模システムで利用されているものと比べて若干低い設定となっている．

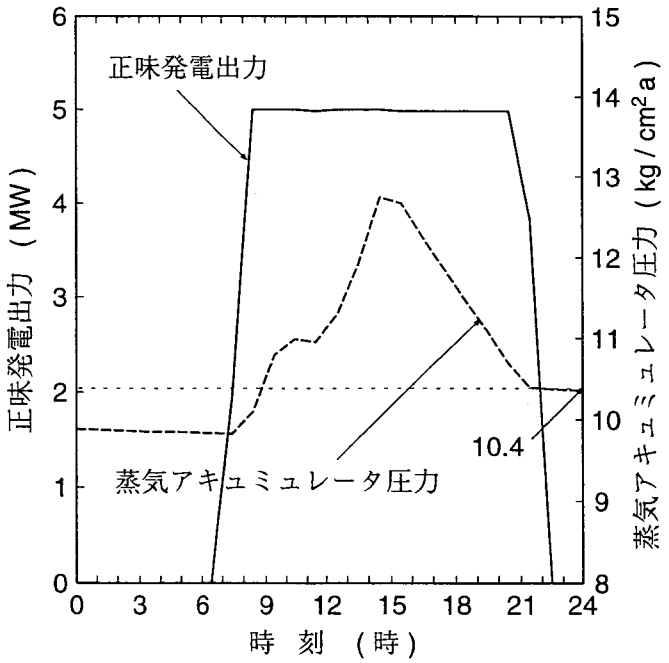
4.3.2 運転状況シミュレーション

検討システムの運転状況をシミュレーションした結果の 1 例として，図 4.2 (a) に示すような利用太陽日射強度の変化を示すある 1 日 (具体的には 11 月 21 日) の運転状況推定結果を図 4.2 (a) および図 4.2 (b) に示す．この例では，V_a，p_fおよび W_Mの値をすべてそれぞれの基準値とした場合の集熱器集熱効率の時間的変化ならびに，正味発電出力および蒸気アキュミュレータの内部圧力の時間的変化の推定結果をそれぞれ図 4.2 (a)，(b) に示している．

図 4.2 (a) からわかるように，この日は日の出 (6 時 37 分) とともに太陽日射が強くなるものの，9 時頃から正午にかけて太陽日射が弱まり，その後 15 時頃にかけ



(a) 利用可能太陽日射強度および集熱器集熱効率の時間的変化



(b) 正味発電出力および蒸気アキュミュレータ圧力の時間的変化

図 4.2: ある 1 日 (11 月 21 日) における運転状況推定結果

て強くなった後また弱くなるという不安定な気象条件の日である．日射量の変化に伴って，集熱器集熱効率も変化すると推定されている．しかし，図 4.2 (b) からわかるように，太陽日射の強い時間帯に過剰に発生できた蒸気を蒸気アキュミュレータに蓄熱しているため，正午前後および夕方以降の日射の弱くなった時点においてもほぼ定格出力の発電を可能としている．すなわち，図 4.2 (b) に示すように，8 時頃から 20 時頃まで安定してほぼ 5 MW の定格最大正味発電出力で運転できると推定されていることがわかる．これは，蒸気アキュミュレータが有効に機能しているためであり，このことは図 4.2 (b) に示した蒸気アキュミュレータ圧力の時間的変化から説明することができる．すなわち，蒸気アキュミュレータ圧力は 9 時前には 10.4 kg/cm^2a 以下で有効蓄熱されていない状態であるが[*1]，太陽日射が比較的強い 9 時から 14 時までの間に蓄熱が行われており，太陽日射が弱い時間帯に CO_2回収 H_2O タービン発電システムの再生器入口の蒸気流量を一定値に保つように圧力を低下させながら蒸気の取り出しを行うことにより，正味発電出力をほぼ一定に保っていることがわかる．

4.3.3 年間特性推定結果

検討システムにおいて V_a，p_fおよび W_Mを基準の値とした場合の年間 8760 時間の特性推定結果を要約した結果を表 4.3 に示す．表 4.3 には，夏期，中間期，冬期それぞれの平均および年平均の推定結果を示してある．

表 4.3 より，本システムは年平均 68.1%の燃料ベース正味発電効率が得られると推定されていることがわかる．

太陽エネルギーと化石燃料の両方を利用する本システムの総合効率をη_{te}とすると，太陽エネルギーと化石燃料とではエネルギーの質が異なるのでη_{te}はエクセルギーで評価するのが望ましい [11]．η_{te}はエクセルギー評価では次のように算定される．

$$\eta_{te} = \frac{W_n}{E_s + E_f/k} \tag{4.1}$$

[*1]表 4.1 (b) に示すように蒸気アキュミュレータの出口側圧力には 0.4 kg/cm^2a の損失があるとしているので，蒸気アキュミュレータ圧力が 10.4 kg/cm^2a 以上でないと蓄熱蒸気を取り出すことができない，すなわち有効に蓄熱されているとはいえないことに注意されたい．

表 4.3: 検討システムの年間特性推定結果

	夏期平均	中間期平均	冬期平均	年間平均
直達日射量 (kWh/m^{2}d)	3.01	2.80	2.55	2.79
利用可能太陽エネルギー量 (MWh/d)	237	241	195	239
(GJ/d)	(853)	(868)	(702)	(860)
正味発電電力量 (MWh/d)	115	108	82.8	104
燃料消費量 (GJ/d)	598	570	10.2	450
燃料ベース正味発電効率 (% LHV)	69.2	68.2	66.2	68.1
総合正味エクセルギー効率 (%)	29.6	28.1	26.9	27.5
設備利用率 (%)	95.8	90.0	69.0	86.3

ここで，エクセルギー算定のための環境基準温度は 25 ℃とし，

W_n : 正味発電出力 (kW)

E_s : 利用可能太陽エネルギー (利用可能日射強度 × 集熱器開口面積) のエクセルギー換算値 (kW)

E_f : 燃料化学エクセルギー (MJ/h)

k : 電力の熱量換算値 (3.6 MJ/kWh)

である．太陽エネルギーのエクセルギー換算値を算定するに当たっては，太陽の輝度温度を，エアマスを 1 とした場合の値である 4930 ℃とした．このとき，太陽の放射エクセルギーは太陽エネルギーの値を 0.94 倍して得られる [4].

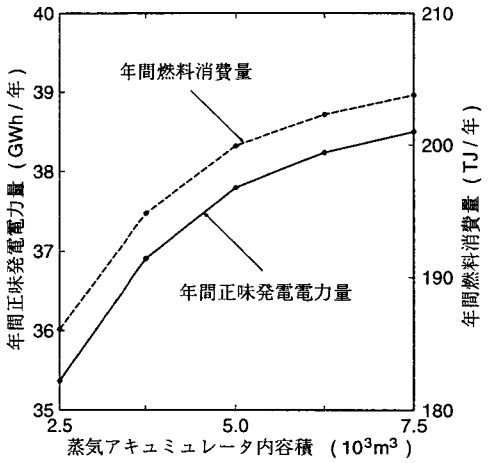
表 4.3 には，総合正味エクセルギー効率の推定結果も示してある．表 4.3 からわかるように，本システムは年平均で 27.5%の総合正味エクセルギー効率が得られると推定されている．総合正味エクセルギー効率が燃料ベースの正味発電効率に比べて極端に低くなっているのは，太陽エネルギーが計算に加えられるためである．また，本システムでは利用太陽エネルギー量が年平均で 239 MWh/d，すなわち 860 GJ/d であるのに比べ，消費する燃料量が 450 GJ/d であることより，燃料の消費量は利用した太陽エネルギー量に比べてほぼ半分であることもわかる．逆にいうと，燃料消費量の約 2 倍の太陽エネルギー量を利用できることがわかる．

季節毎にまとめた結果によれば，夏期および中間期における設備利用率は90%以上となるのに対し，直達日射量の少ない冬期の設備利用率は69.0%となり，年間平均の設備利用率86.3%に比べて約4/5ほどに低下すると推定されていることなどがわかる．

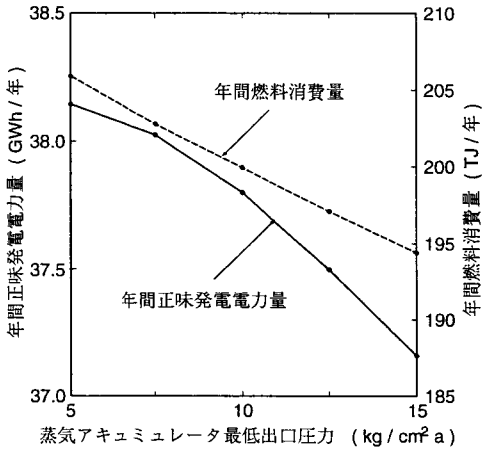
本システムの V_a，p_f および W_M の値をそれぞれの基準値から変化させた場合の年間の正味発電電力量および燃料消費量の推定結果を図4.3に示す．図4.3 (a) からわかるように，V_a の増加にともない正味発電電力量が増加していると同時に，燃料消費量もそれに比例して増加している．p_f を変化させた場合には，図4.3 (b) から，p_fが増加すると正味発電電力量および燃料消費量は減少することがわかる．また，図4.3 (c) から，W_Mの増加にともない正味発電電力量と燃料消費量のいずれも増加していることがわかる．

図4.4は，V_a，p_fおよび W_Mの値をそれぞれの基準値を中心として± 50%以内の相対的変化をさせたときの，本システムの燃料消費量の推定値と従来型の大規模天然ガス焚火力発電システムで同じ正味発電電力量を発電するとした場合の燃料消費量との差，すなわち年間燃料消費節約量の変化を示している．ここで，従来型の火力発電システムの発電効率は42.9%とした[12]．図4.4からわかるように，燃料消費量を節約するという観点では，p_fは10 kg/cm^2a 程度とすることが望まれる．これに対し V_a および W_M はできるだけ大きくすることが望ましいことがわかるが，これは設備コストの増大を招くこととなるので経済性の観点から最適規模が存在することになる．

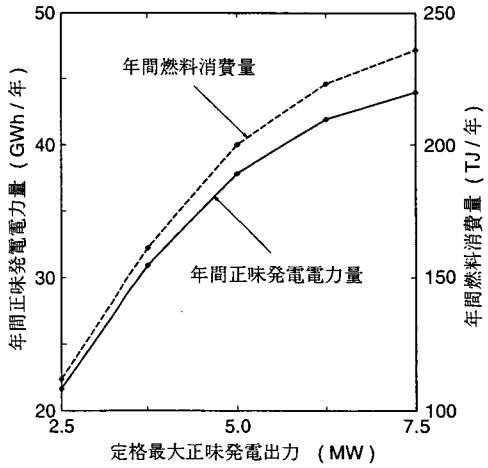
なお，基準値を用いた場合の本システムの燃料節約量およびCO_2削減効果を推定すると次のようになる．すなわち基準値の場合において本システムでは4.00 kt/年の燃料を用いて，37.8 GWh/年の電力量を発電できる．一方，この電力量を従来型の火力発電システムで発電するときの必要燃料量は表4.4に示すように6.34 kt/年と推計されるので，燃料節約率は40.0%となる．また，従来型発電システムの年間のCO_2の排出量は4.74 kt-C/年となる．これに対して本システムはCO_2を100%回収するので，表4.4に示すように本システムにより4.74 kt-C/年のCO_2排出量を削減できることになる．



(a) 蒸気アキュミュレータ内容積 V_a を変化させた場合



(b) 蒸気アキュミュレータ最低出口圧力 p_f を変化させた場合



(c) 定格最大正味発電出力 W_M を変化させた場合

図 4.3: 年間正味発電電力量および年間消費燃料量の推定結果

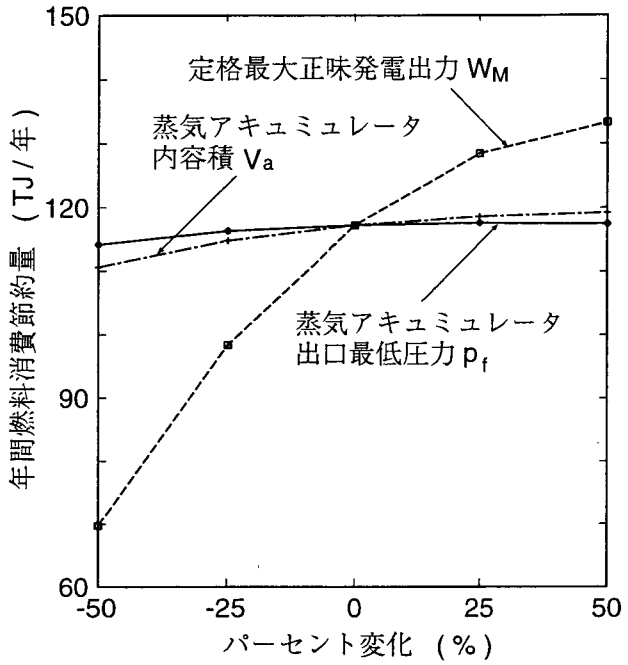


図 4.4: 年間燃料消費節約量の推定結果

表 4.4: 検討システムの燃料節約量および CO_2削減量推定結果

	燃料消費量 (kt/年)	燃料節約量 (kt/年)	CO_2排出削減量 (kt-C/年)
検討システム	4.00	2.34	4.74
従来システム*	6.34	—	—

* 発電効率 42.9%の天然ガス焚大規模火力発電システムを想定

4.4 経済性評価

4.4.1 経済性評価手法

太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの経済性を評価するにあたって，本システムの運用は自治体などの公的機関が行うものと仮定した．発電システムの経済性については発電単価による方法，kW 価値による方法など種々の評価方法があるが [13]，ここではシステムを運用した場合に得られる年間粗利益および償却年数の推計結果を基に評価を行うこととした．ここで，年間粗利益は正味発電電力量を電力会社から購入する場合の経費と発電システムを建設して発電する場合に要する経費との差，すなわち年間粗利益を P_aとすると，P_aは

$$\begin{aligned} P_a &= \text{年間正味発電量を電力会社から購入する} \\ &\quad \text{場合の経費} - \text{年間変動費} - \text{年間固定費} \end{aligned} \tag{4.2}$$

と定義される．

P_a (万円) は以下のように推計できる．いま，電力会社からの平均買電単価を C_E (円/kWh)，燃料単価を C_F (円/MJ)，本システムの年間正味発電電力量の推定値および燃料ベースの平均発電効率の推定値をそれぞれ E_p (MWh), η_E (%) とし，システム建設費の年経費率を R，発電端出力に占める所内用動力の比率を r_{in}とする．さらに，CO_2回収 H_2O タービン発電システム部分の建設単価を X_t (万円/kW)，太陽熱集熱器の面積および設備単価をそれぞれ S_c (m^2) および X_s (万円/m^2)，蒸気アキュミュレータの設備単価を X_a (万円/m^3) とする．このとき，P_a は，

$$\begin{aligned} P_a &= E_p \cdot C_E \times 10^{-1} - \frac{3.6\ E_p}{\eta_E} \cdot C_F \times 10 \\ &\quad -R\left(\frac{W_M}{1-r_{in}} \cdot X_t \times 10^3 + S_c \cdot X_s + V_a \cdot X_a\right) \end{aligned} \tag{4.3}$$

と求められる．本システムの経済性が成立するためには P_aが正であることが必要となる．

さらに経済性成立の評価のために，償却年数による判定も行うこととした．
(4.3) 式において

$$P_a = 0 \tag{4.4}$$

とし，年経費率 Rを簡単のため償却年数 n (年) および資本の金利 rを用いて定義される資本回収係数 [14]

$$R = \frac{r}{1-(1+r)^{-n}} \tag{4.5}$$

とすれば，(4.3)〜(4.5) 式から償却年数 n を求めることができる．n は小さい方が経済性が良いことになる．以下では，簡単のため n が 10 年以内となれば経済性は成立するということにする．

4.4.2 年間粗利益および償却年数の推定結果とその検討

4.3 節で得られた特性推定結果から，(4.3) 式に基づいて検討システムの年間粗利益 P_aを推計した結果を以下に示す．

推計にあたっては，平均買電単価 C_Eの値としては業務用電力総合単価 (平成 9 年度電力 10 社平均値) の 21.4 円/kWh[15] を用い，(4.3) 式における R の値としては $r = 0.05$，$n = 10$ 年とした場合の資本回収係数 $R = 0.1295$ を用いることとした．

機器のコストの値としては，以下の値を用いた．すなわち，CO_2回収 H_2O タービン発電システムの建設単価 X_tは 25 万円/kW とした．蒸気アキュミュレータは内容積 2000 m^3以上の大容量となることを考慮して，その設備単価 X_aは，文献 [16] の値 (内容積 50 m^3のとき 800 万円) から 2/3 乗則により内容積 2000 m^3規模の設備費を推定した結果の値である 4.7 万円/m^3とした．太陽熱集熱器の設備単価 X_sとしては，近未来のコスト低減化を考慮して 1.8 万円/m^2とした．

一方，経済性に大きな影響を与えると考えられる燃料単価 C_Fの値については 1.2 円/MJ を中心として感度解析的な分析を行うこととした．1.2 円/MJ という燃料単価は，最近の天然ガス輸入価格 (0.3〜0.4 円/MJ)[15] の 3 倍以上の水準であり，ホテル，病院などガス燃料消費量の時間的変化の比較的小さい需要家が一般ガス事業者からガスを購入する (負荷調整契約に基づく) 場合のガス料金 (約 1.4 円/MJ)[17] に近い水準である*2．

*2大規模な事業所や工場などの大口のガス需要家についてはガス事業者との交渉により個別にガス料金が決定されるので，その料金は公表されていないが，負荷調整契約に基づくガス料金と同程度か，それより低い水準であると考えられる．

表 4.5: 償却年数の推計結果

W_M	初期費用	償却年数 n (年)		
(MW)	(10^3万円)	$C_F = 0.8^*$	$C_F = 1.2^*$	$C_F = 1.6^*$
2.5	286	9.92	11.7	14.4
5.0	369	6.88	8.06	9.75
7.5	452	7.33	8.64	10.5

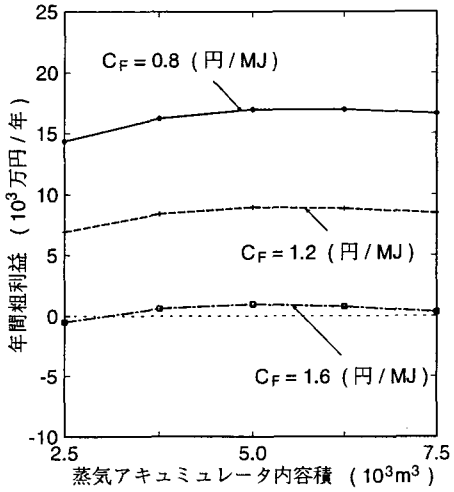
* 単位: 円/MJ

図 4.5 に，V_a，p_fおよびW_Mをそれぞれの基準値から変化させた場合の年間粗利益P_aの推計結果を示す．図 4.5 (a) より，V_aを変化させた場合には$V_a = 5000$ m^{3}のときにP_aが最大となることがわかる．図 4.5 (b) から，p_fは 5〜7.5 kg/cm^2a のときに年間粗利益P_aが最大となることがわかる．ただし，V_aおよびp_fの変化に伴うP_aの変化はあまり大きくないこともわかる．W_Mを変化させた場合には，図 4.5 (c) からわかるようにP_aの変化が比較的大きく，$W_M = 5$〜6.25 MW のときに最大の粗利益P_aが得られると推計されている．

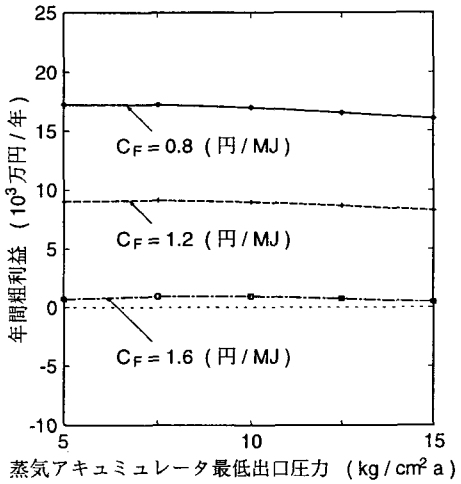
表 4.5 は，図 4.5 の結果をもとにして，V_aおよびp_fが基準値をとる場合にW_Mを基準値から変化させた場合の，本システムの償却年数を推計した結果を示している．表 4.5 からわかるように，$W_M = 2.5$ MW のとき$C_F = 1.2$ および 1.6 円/MJ になると償却年数nは 10 年以上となり経済性が成立しない．また，$W_M = 7.5$ MW とすると$C_F = 1.6$ 円/MJ のとき$n = 10.5$ 年となり経済性が成立しないと推定される．これに対し，$W_M = 5.0$ MW のとき$C_F = 0.8$〜1.6 円/MJ の範囲ではnはいずれの場合でも 10 年以下となり，経済性が成立すると推定されていることがわかる．

4.5 結言

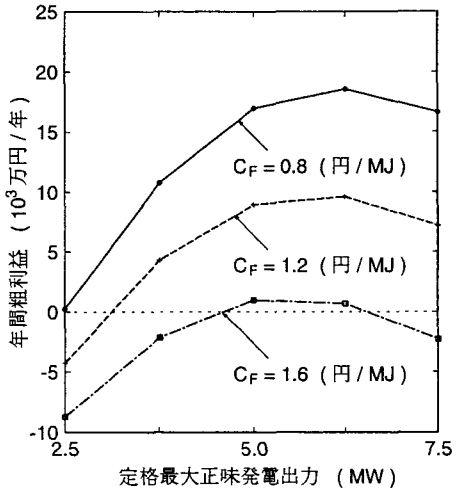
太陽熱利用ハイブリッド型CO_2回収火力発電システムに，経済性向上のため蓄熱槽として蒸気アキュミュレータを付加した場合の発電特性について，大阪地区の標準気象データを用いて 1 時間単位で年間のシミュレーションを行った，さらに，その結果に基づいて本システムの経済性成立の可能性について評価した．



(a) 蒸気アキュミュレータ内容積 V_aを変化させた場合



(b) 蒸気アキュミュレータ最低出口圧力 p_fを変化させた場合



(c) 定格最大正味発電出力 W_Mを変化させた場合

図 4.5: 年間粗利益の推計結果

10 ha の集熱器面積を持つ場合を例にとって検討した結果，本システムでは定格正味発電出力 5 MW のときに 37.8 GWh/年の電力量を発電でき，従来型天然ガス焚火力発電システムと比べて 2.34 kt/年の燃料が節約できると推定された．想定した機器コストのもとでは，燃料単価が 1.6 円/MJ，すなわち最近の燃料輸入価格の約 4 倍 (一般ガス事業者からガスを購入する場合の料金の約 1.1 倍) の高水準であっても，電力会社から電気を購入するより経済的に有利になると推定されることなどが示された．

本システムは太陽熱エネルギーを利用することにより従来型の火力発電システムと比較して燃料消費量を 40.0%節約できるばかりでなく，原理的に NO_X などの大気汚染物質および CO_2 を排出しないシステムであり，将来の太陽熱利用発電システムや CO_2 回収発電システム建設に対する助成等が導入されるなどの条件次第では，経済性はより向上するものと期待される．

参考文献

[1] 新エネルギー・産業技術総合開発機構: 地球環境からみた総合的化石燃料サイクル分析評価手法の調査，平成 5 年度調査報告書 NEDO-P-9330，67-115，1994

[2] 朴 炳植，小杉隆信，鈴木 胖:「蓄熱槽を持った太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2 回収火力発電システムの提案と経済性評価」，電学論 B, **117**，12，1545-1552, 1997

[3] 神沢 淳，欅田栄一: 蓄熱・増熱技術，アイピーシー，1985

[4] 日本太陽エネルギー学会編: 太陽エネルギー利用ハンドブック，オーム社，1985

[5] 西川兼康，伊藤猛宏: 応用熱力学，コロナ社，1983

[6] 朴 炳植，信田祥司，鈴木 胖:「水素酸素燃焼 CO_2 フリー・ガスタービン発電システムの特性シミュレーションとその検討」，電学論 B, **118**，3，294-301, 1998

[7] X. G. Casals: "Thermodynamic Cycles to Optimize Electricity Production with DSG Solar Fields", *Proceedings of the Eighth International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies*, 835-870, 1996

[8] 朴 炳植，堀井仙松，伊東弘一，鈴木 胖:「シミュレーションによる地域冷暖房用熱併給発電プラントの評価」，シミュレーション，**4**，1，19-25，1985

[9] 朴 炳植，鈴木 胖:「高効率ガスタービンコージェネレーションシステムの特性・経済性・環境性の評価」，電学論 D，**108**，10，895-902，1988

[10] 朴 炳植，中村健一，鈴木 胖:「二酸化炭素回収石炭ガス利用高効率発電システム」，電学論 B，**110**，2，155-162，1990

[11] 押田勇雄: エクセルギー講義，共立出版，1986

[12] 本藤祐樹，内山洋司: 火力発電プラントの環境対策コスト分析，電力中央研究所研究報告，Y92009，1993

[13] 鈴木岑二:「エネルギー技術評価法–経済性評価」，エネルギー・資源，**10**，3，1989

[14] 千住鎮雄，伏見多美雄: 経済性工学の基礎，日本能率協会，1982

[15] 電気事業連合会統計委員会編: 平成 10 年度版電気事業便覧, 日本電気協会，1998

[16] 鈴木 胖，伊東弘一編: エネルギー貯蔵システム，エネルギー・資源学会，1992

[17] 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 10 年度版，日本ガス協会，1998

第 5 章

世界各地の異なった日射条件下における太陽エネルギー利用発電システムの特性および経済性の比較評価

5.1 緒言

太陽エネルギーを利用する発電システムは，将来厳しい CO_2排出制約が課される状況になる場合，世界的に導入が必要になると考えられる．しかし，太陽エネルギー利用発電システムの特性および経済性は立地地点の日射条件に依存し，さらにシステムの種類によってその依存性が異なる．世界的には日射条件の地域格差は大きいため，各種の太陽エネルギー利用発電システムの中から立地地点に応じて発電特性および経済性の観点から適切なシステムを選定して導入を推進すべきである．

本章では，太陽エネルギー利用発電システムとして本研究で主たる検討対象としている太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システム (以下，本章ではハイブリッド発電システムと呼ぶ) のほか，従来型の太陽熱発電システムおよび太陽光発電システムを検討システムとして取り上げ，将来どのような条件下でこれら三つの検討システムのいずれの発電システムを導入すべきかを明らかにすることを目的として，それぞれのシステムの特性および経済性について比較評価を行った結果について述べる．評価にあたっては，日射条件の違いにより検討システムの特性および経済性が異なることを考慮し，いくつかの日射条件下における検討システムの特

性を推定した．経済性評価にあたっては，将来の建設コストや燃料単価に関して感度解析的な評価を行い，それぞれの検討システムが経済的に有利となる条件についても検討することとした．

5.2 検討システムの構成

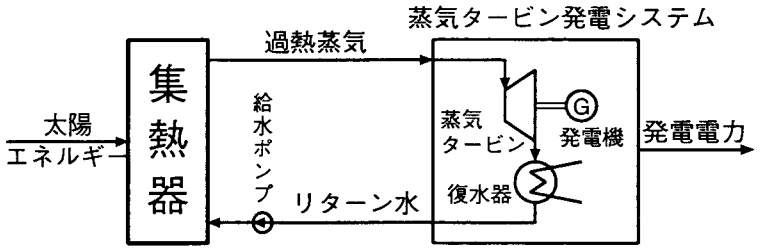
図5.1は，本章で取り上げた3検討システムそれぞれの基本構成を示す[1]．図5.1 (a) に示すように，太陽熱発電システムでは，太陽熱集熱器で製造される過熱蒸気を蒸気タービン発電システムの作動流体として発電を行う．太陽光発電システムでは，図5.1 (b) に示すように，平板型の太陽電池アレイによって得られた電力を，インバータを通して送電する．図5.1 (c) に示すハイブリッド発電システムの基本構成は，第4章で示したものと同じである[2]．

これらの検討システムにおいて，集熱器としてはパラボラトラフ型のDSG集熱器を用い，集熱器および太陽電池アレイはいずれも南北軸を固定して一軸追尾を行うものとした．

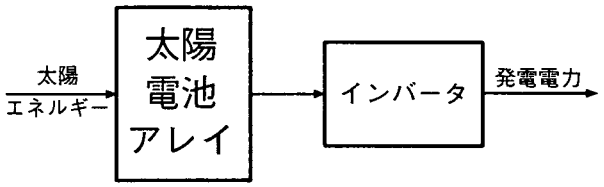
5.3 各地点の時間別日射データの推定

検討システムの立地地点の例として，表5.1に示す5地点を想定した．表5.1には年間平均の1日あたりの全天日射量の実測値も示してある[3, 4, 5]．表5.1より，グレート・サンデー砂漠 (オーストラリア) の全天日射量は大阪のそれと比べて1.80倍となっているように日射条件の地域格差が大きいことがわかる．なお，世界の全天日射量の平均的な値は約4.7 kWh/m^2・日であり[6]，これはオタワとマイアミのそれぞれの全天日射量のほぼ中間の値に相当する．

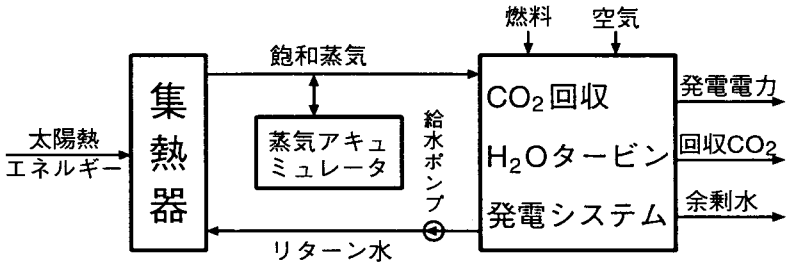
太陽日射は直達日射と散乱日射の二つの成分に大別される．太陽熱発電システムおよびハイブリッド発電システムで用いるパラボラトラフ型集熱器では直達日射成分のみ利用可能であるが，太陽光発電システムで用いる平板型太陽電池アレイでは散乱日射成分も発電に利用されるので，検討システムの特性を推定するためには直達日射と散乱日射の両方のデータが必要となる．さらに，第4章で述べたように集熱や蓄熱の特性を精度よく推定するためには時間別の日射データを得ることが望ましいが，測定データが入手できる地点は限られている．ここでは，入手容易な月別



(a) 太陽熱発電システム



(b) 太陽光発電システム



(c) ハイブリッド発電システム

図 5.1: 検討対象とした太陽エネルギー利用発電システムの基本構成

表 5.1: 年間平均の 1 日あたり直達日射量および散乱日射量の推定結果

(単位: $kWh/m^2 \cdot$ 日)

立地地点	全天日射量*	直達日射量	散乱日射量
大阪	3.63	2.50	1.99
ニューヨーク	3.84	3.54	1.63
オタワ	3.91	4.42	1.38
マイアミ	5.31	5.60	1.55
グレート・サンデー砂漠	6.53	7.68	1.22

* 実測値 [3, 4, 5]

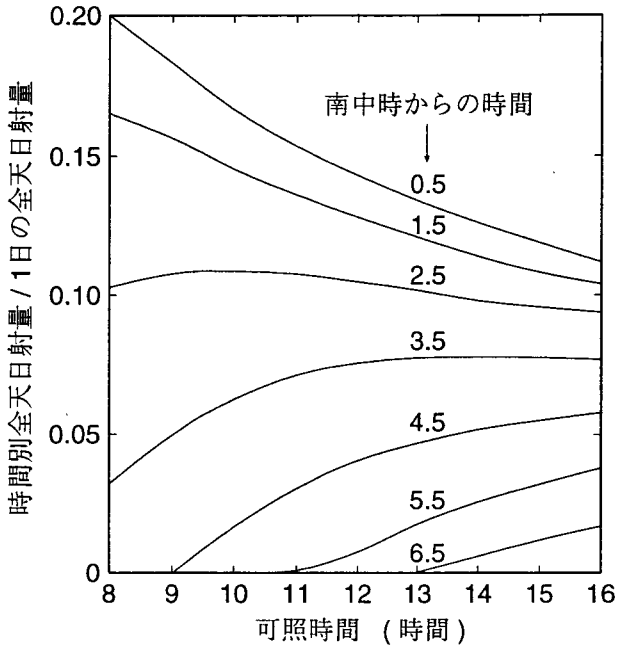


図 5.2: 1 日の全天日射量に対する時間別全天日射量の推定のためのグラフ

の 1 日あたり平均全天日射量を所与として，時間別の平均直達日射強度および平均散乱日射強度を以下の手順で推定することとした．

1. 月別の 1 日平均全天日射量に基づき，月別の時間別平均全天日射強度を図 5.2 を利用して推定する．図 5.2 は，1 日の全天日射量に対する時間別全天日射量の比率について，多くの測定値に基づいて近似的に求められたものである [7].

2. IEA による直散分離方法 [3] を利用して，1. で推定した時間別平均全天日射強度から時間別平均直達日射強度および時間別平均水平面散乱日射強度を推定する．

集熱器および太陽電池アレイの受光面に入射する日射強度については，以下のように推定した．すなわち，全天日射強度，直達日射強度および水平面散乱日射強度をそれぞれ I_H，I_Dおよび I_Sとし，南北軸を固定した一軸追尾方式の集熱器の受光面に入射する日射のうち直達成分の日射強度を H_D，散乱成分の日射強度を H_Sとすると，H_Dは受光面への太陽光の入射角θを用いて次式のように表される [8].

$$H_D = I_D \cdot \cos\theta \tag{5.1}$$

ただし, θ は太陽光の受光面への入射角であり, 次の (5.2) 式により計算される.

$$\sin\theta = \cos\varphi\sin\delta - \sin\varphi\cos\omega\cos\delta \tag{5.2}$$

ここで, θ, δ および ω はそれぞれ立地地点の緯度, 太陽の赤緯および時角である.

一方, 散乱日射成分 H_Sは, 実用上問題のない精度で次式を用いて推定される [3, 8].

$$H_S = I_S \cdot \frac{1+\cos\beta}{2} + \rho I_H \cdot \frac{1-\cos\beta}{2} \tag{5.3}$$

(5.3) 式において右辺の第 1 項は天空日射成分, 第 2 項は反射日射成分であり, β は次の (5.4) 式で計算される受光面の太陽光追尾角, ρ は地面の反射率を表す.

$$\cot\beta = \cos\varphi\cot\omega + \sin\varphi\ \mathrm{cosec}\ \omega\ \tan\delta \tag{5.4}$$

ρは地面の状態により異なる値をとるが, ここではρの値として 0.15 を用いることとする [8].

各地点の月別平均全天日射量の実測値から, 上記の手順により月別の時間別平均直達日射強度および平均散乱日射強度を推定した. 推定された 1 日あたり直達日射量および散乱日射量の年間平均値も表 5.1 に示してある. 表 5.1 より, 直達日射量については全天日射量の場合よりも地域格差がさらに大きく, グレート・サンデー砂漠の平均直達日射量は大阪のそれの 3.07 倍になると推定されている.

5.4 特性評価

5.4.1 前提条件

推定された各地点の時間別日射データを用い, 開発したシミュレーションモデルを利用して各検討システムの発電特性を推定した. 特性推定にあたって前提とした主な条件を表 5.2 に示す.

(a) 太陽熱発電システム

表 5.2 (a) に示すように, 10 ha の開口面積の DSG 集熱器を用い, 香川県仁尾町に建設されたパイロットプラントの場合と同じ 346 ℃, 14 kg/cm^2a の過熱蒸気を

表 5.2: 特性推定にあたっての前提条件

(a) 太陽熱発電システム

集熱器開口面積	10 ha (100000 m^2)
太陽熱利用製造蒸気温度	346 ℃
蒸気タービン発電システムの定格発電出力	発電単価が最小となるよう最適値を探索
蒸気タービン入口蒸気圧力	14 kg/cm^2a
蒸気タービン断熱効率	85%
発電機効率	98%
復水器出口圧力	0.1 kg/cm^2a
復水器出口温度	45.45 ℃

(b) 太陽光発電システム

太陽電池アレイ面積	10 ha (100000 m^2)
太陽電池アレイ効率	15 %
インバータなどによる損失率	10 %

(c) ハイブリッド発電システム

集熱器の特性および規模	太陽熱発電システムと同じ
太陽熱利用製造飽和蒸気温度	270 ℃
蒸気アキュミュレータ内容積	2000 m^3
蒸気アキュミュレータ最低出口圧力	10 kg/cm^2a
CO_2回収 H_2O タービン発電システムの定格発電出力	発電単価が最小となるよう最適値を探索
CO_2回収 H_2O タービン発電システムのタービン入口温度	1300 ℃
CO_2回収 H_2O タービン発電システムの復水器出口圧力	0.2 kg/cm^2a
CO_2回収 H_2O タービン発電システムの復水器出口温度	45.45 ℃

製造して蒸気タービンを駆動するものとした [9]．蒸気タービン発電システムでは水冷式の復水器が採用できるものとし，復水器出口条件を 0.1 kg/cm^2a，45.45 ℃とした．最近の SEGS の場合と同様に蓄熱装置は利用しないものとした．集熱器の光学効率など集熱器の特性値は，第 4 章で想定したものと同じとした．

本システムの経済性は，発電電力量が多いほど，また建設費が安価なほど改善される．ここでは集熱器面積を固定しているので，利用可能日射総量は一定である．しかし，日射量は時間的に変化するので，蒸気タービン発電システムの規模 (定格正味発電出力，略して定格出力) が小さい場合には，建設費は少ないものの，日射条件の良い時間帯において有効に利用できないエネルギーが生じ，発電電力量が減少する．発電電力量を増加させるためには，定格出力を大きくする必要がある．しかし，定格出力の増大は建設費の増大を招くので，経済性の観点からは適切な規模が存在することになる．そこで，定格出力については，各立地地点において発電単価が最も低くなる値を探索することとした．

(b) 太陽光発電システム

アレイ面積は，太陽熱発電システムの集熱器面積と同じ 10 ha とした．多結晶シリコン太陽電池を用いるものとし，その効率を，アレイ化による効率の低下を考慮して 15 % (アレイ効率) とした [10]．損失率は，インバータによる損失などをまとめて 10 % とした．

(c) ハイブリッド発電システム

太陽熱発電システムで使用するものと同じ特性と規模を有する集熱器を用いるものとし，製造する飽和蒸気の温度は第 4 章と同様に 270 ℃とした．蒸気アキュミュレータの内容積および最低出口圧力は，それぞれ 2000 m^{3}および 10 kg/cm^2a とした． 復水器出口圧力は 0.2 kg/cm^2a とし，復水器出口温度は太陽熱発電システムの場合と同じ 45.45 ℃とした．タービン入口温度は 1300 ℃とした．規模 (定格正味発電出力) については，太陽熱発電システムの場合と同様に各立地地点において発電単価が最も低くなる値を探索することとした．表 5.2 (c) に示した外生変数のほか，タービン断熱効率，燃焼器燃焼効率などシミュレーションにあたって必要となる外生パラメータは，第 4 章で用いたものと同じ値を用いた．

5.4.2 特性推定結果とその比較

説明の便宜上，発電単価の推定に用いた発電システムのコストデータについては5.5節で述べる．各立地地点における検討システムの定格出力および年間正味発電電力量の推定結果を，それぞれ表5.3および図5.3に示す．図5.3では横軸に年間の1日あたり平均直達日射量をとっており，5地点における推定値間を線で結ぶことで発電量の日射条件依存性の傾向を示している．表5.3からわかるように，発電単価が最小になると推定されたときの太陽熱発電システムおよびハイブリッド発電システムの定格出力は，いずれも立地地点の直達日射量が多いほど大きくなると推定されている．図5.3から，同様の関係は発電電力量についても当てはまると推定されていることがわかる．太陽光発電システムの定格出力は立地地点によらず一定であるが，発電電力量については他の2システムと同様に直達日射量の多い立地地点ほど多く得られると推定されていることもわかる．検討システムの発電電力量を比較すると，グレート・サンデー砂漠を除く4地点において太陽熱発電システム，太陽光発電システム，ハイブリッド発電システムの順に大きくなると推定されている．直達日射量が最も多いグレート・サンデー砂漠では，太陽光発電システムより太陽熱発電システムの方がわずかに多くなると推定された．

表5.3には，推定された定格出力および発電電力量から設備利用率を求めた結果も示してある．表5.3からわかるように，設備利用率はいずれの立地地点において

表5.3: 定格正味発電出力とそのときの設備利用率の推定結果

	太陽熱発電システム		太陽光発電システム		ハイブリッド発電システム	
立地地点	定格出力 (MW)	設備利用率 (%)	定格出力 (MW)	設備利用率 (%)	定格出力 (MW)	設備利用率 (%)
大阪	4.87	27.6	13.5	16.3	5.16	79.3
ニューヨーク	6.82	28.2	13.5	18.6	7.20	73.9
オタワ	7.91	29.9	13.5	20.3	8.76	74.0
マイアミ	9.09	36.6	13.5	26.9	14.5	77.9
グレート・サンデー砂漠	12.5	37.6	13.5	34.3	18.3	74.8

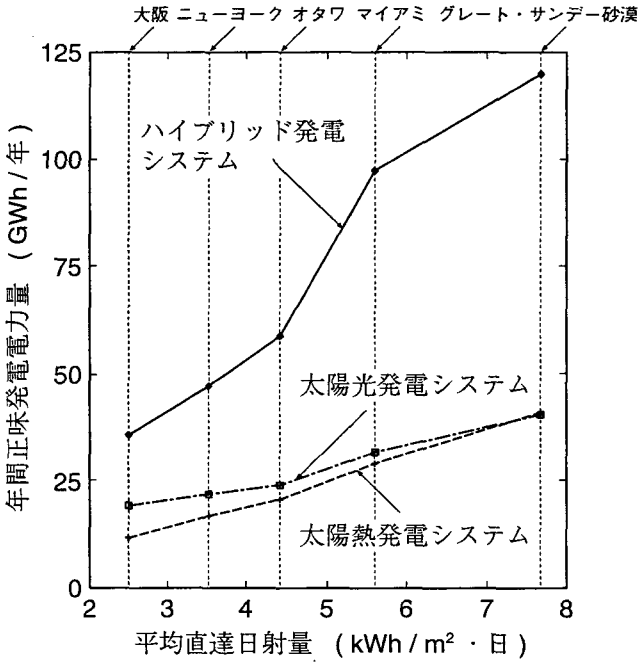


図 5.3: 年間正味発電電力量の推定結果

も太陽熱発電システムで 27～38%，太陽光発電システムで 16～34%，ハイブリッド発電システムで 74～79%になると推定されている．太陽光発電システムの設備利用率は，立地地点の直達日射量に最も大きく依存すると推定されていることもわかる．

太陽熱発電システムの設備利用率は，太陽光発電システムと比較して高いと推定されている．この理由を，例えば大阪の場合を例にとって説明すると，次のようになる．すなわち，太陽熱発電システムの最大可能正味出力を求めると，太陽光発電システムより 28.2%大きい 17.3 MW となる．このときの太陽熱発電システムの設備利用率を推定すると 8.21%になり，太陽光発電システムに比べてかなり低くなる．太陽熱発電システムの定格出力を小さくしていくと設備利用率は増加する．ここでは太陽熱発電システムの定格出力を経済性の観点から 4.87 MW という小さい定格出力としているので，太陽熱発電システムの設備利用率は 27.6%と太陽光発電システムと比較してむしろ高くなると推定されている (太陽光発電システムと同じ設備利用率となる定格出力を推定すると 8.72 MW となる).

ハイブリッド発電システムの設備利用率が太陽熱発電システムと比較して大幅に高いのは，ハイブリッド発電システムが太陽エネルギーのみならず化石燃料も一次

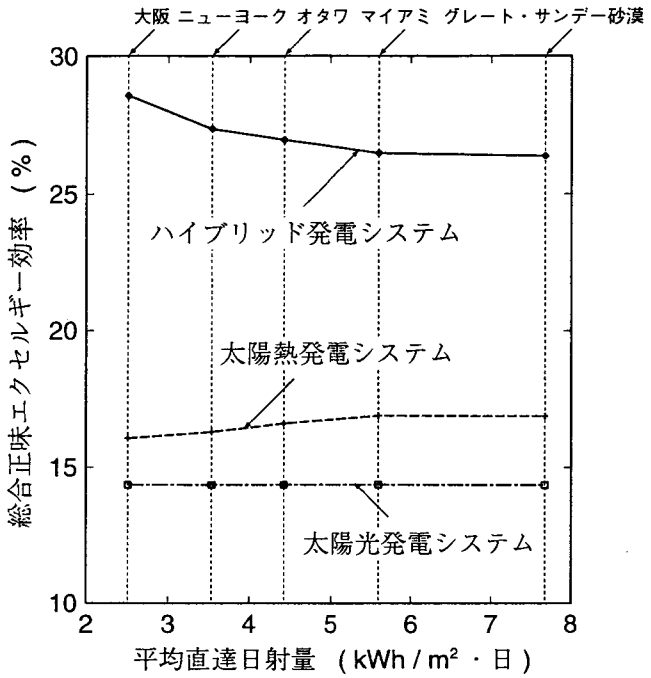


図 5.4: 総合正味エクセルギー効率推定結果

エネルギーとしていることと，蒸気アキュミュレータが蓄熱装置として有効に機能していることによる．

各検討システムの発電効率の比較は，化石燃料と太陽エネルギーとでエネルギーの質が異なることを考慮して，エクセルギー基準で行うことにした．各検討システムの総合正味エクセルギー効率を推定した結果を図 5.4 に示す．図 5.4 から，太陽熱発電システムのエクセルギー効率は直達日射量の多い地点に立地するほど高くなると推定されている．これは，第 4 章で示したように集熱器の集熱効率は直達日射強度の増加にともなって高くなるためである．一方，ハイブリッド発電システムのエクセルギー効率が直達日射量の多い地点において低くなるのは，化石燃料と太陽エネルギーの両方を利用しているために，直達日射量の多い地点においては総投入エクセルギーのうち太陽のエクセルギーの占める割合が高くなるからである．太陽光発電システムではエクセルギー効率は日射条件によらず一定で，14.4 % と推定されている．

エクセルギー効率は太陽光発電システム，太陽熱発電システム，ハイブリッド発電システムの順に高くなり，ハイブリッド発電システムのエクセルギー効率は太陽

光発電システムと比べて相対値で83.7～99.0%，太陽熱発電システムと比較しても相対値で56.2～77.7%それぞれ高いと推定されていることがわかる．ハイブリッド発電システムのエクセルギー効率が相対的に高いのは，ハイブリッド発電システムが太陽熱エネルギーに加えて化石燃料も利用しているからである．

ただし，発電システムのエクセルギー効率が高いということは，そのシステムの熱力学的特性が優れていることを示しているのみであって，必ずしもそのシステムの経済性が高いことを意味するわけではないことは言うまでもない．

5.5 経済性評価

5.5.1 想定コストデータ

本章で取り上げた検討システムは，一部の日射条件の良い地域を除いて，いずれも現時点では経済的あるいは技術的な問題から大規模な導入が困難な状況にある．ここでは，ハイブリッド発電システムの実現のために必要となる純酸素燃焼法による CO_2 回収技術や回収 CO_2 の海洋投棄の技術が実用段階に達すると考えられる将来時点を対象時期として，それまでの技術進歩による建設コストの低減効果とともに燃料価格の上昇も想定して経済性評価を行うこととする．

表5.4に，評価にあたって想定したコストデータを示す．これらのデータは，文献[11]～[17]を基にして将来のコストとして筆者らが想定したものである．パラボラトラフ型太陽熱集熱器については成熟技術と考えられているものの，今後も建設コストは40%程低下すると予測されている例もあることなどを考慮して[6, 11]，低位，中位および高位の建設コストをそれぞれ1.4，1.8および2.2万円/m^2と想定した．太陽光発電システムの建設コストは，生産規模の小さい現在においては100～200万円/kWという高い水準にあるが，将来の生産規模の増大にともなって1/5程までに低下する可能性があると推定されている例もあるように，将来の不確実性が比較的大きいと考えられる[12]．本論文で想定するような電気事業用の大規模地上設置型太陽光発電システムは，小規模発電で屋根等に設置する場合と異なり専用の架台を必要とし，システム全体のコストはあまり低くならないことも考慮し，ここでは表5.4のように太陽光発電システムの中位の建設コストを40万円/kWとし，

表 5.4: 経済性評価にあたって想定したコストデータ

(a) 太陽熱発電システム

太陽熱集熱器建設費	1.4 万円/m^2 (低位)
	1.8 万円/m^2 (中位)
	2.2 万円/m^2 (高位)
蒸気タービン発電システム建設費	15 万円/kW
耐用年数	15 年
保守費率	5%/年

(b) 太陽光発電システム

システム建設費	30 万円/kW (低位)
	40 万円/kW (中位)
	50 万円/kW (高位)
耐用年数	20 年
保守費率	2%/年

(c) ハイブリッド発電システム

太陽熱集熱器建設費	太陽熱発電システムと同じ
H_2O タービン発電システム*建設費	22 万円/kW
酸素製造装置建設費	8200 万円/(t-O_2/h)
CO_2液化装置建設費	31000 万円/(t-C/h)
蒸気アキュミュレータ建設費	4.7 万円/m^3
耐用年数	15 年
保守費率	5%/年

* 酸素製造装置および CO_2液化装置を除く

(d) 各検討システム共通のデータ

燃料単価	ケース A: 0.8 円/MJ
	ケース B: 1.2 円/MJ
	ケース C: 1.6 円/MJ
回収 CO_2 処理費	8000 円/t-C
資本の金利	5%/年
設備の残存価格比率	10%

低位および高位の建設コストをそれぞれ30および50万円/kWと想定した[*1]．CO_2回収H_2Oタービン発電システムの建設費としては，酸素製造装置およびCO_2液化装置を除くH_2Oタービン発電システムの建設費を従来型の天然ガス焚火力発電システムの建設費(約20万円/kW)[13]より1割程度高い22万円/kWと想定し．このほかに酸素製造装置およびCO_2液化装置の建設費を加えることとした．

現在の天然ガスの燃料単価は約0.4円/MJであり，短期的にはあまり変化しないとの見通しがなされているものの，長期的には資源枯渇にともなって大幅に上昇する可能性があると考えられる．ここでは，表5.4のようにケースA，BおよびCの3ケースを想定し，それぞれのケースについて経済性を推定することにした．

取り上げた3検討システムはいずれもCO_2フリーの発電システムであるが，ハイブリッド発電システムでは発生CO_2を液化回収している．回収したCO_2の処理方法としては立地地点から100 km離れた地点へ輸送して海洋投棄を行うあるいは地中処理を行う場合を想定し，そのコストを8000円/t-Cとした[14]．

太陽熱発電システムおよびハイブリッド発電システムの耐用年数を15年[13]，保守費率を5 %/年とし，動力系を使用しない太陽光発電システムの耐用年数および保守費率はそれぞれ20年および2%/年とした[15]．設備の残存価格比率は全ての検討システムについて10%とした[15, 16]．

5.5.2 発電単価による経済性評価

発電システムの経済性評価には種々の方法が考えられるが，ここでは耐用年均等化発電単価(以下，単に発電単価と呼ぶ)を用いて評価を行うことにする．発電単価をC_P (円/kWh)とすると，C_Pは次式で求められる．

$$C_P = C_G / W_N \tag{5.5}$$

ここで，W_Nは年間正味発電電力量(kWh/年)であり，C_Gは次式で表される年間発

[*1]建設コストは各立地地点において立地条件の相違から必ずしも同一になるとは限らない．しかし，ここでは日射条件の差異がシステムの特性および経済性に及ぼす影響を評価することに主眼を置いているので，建設コストは立地地点によらず一定と想定した．

電コスト (円/年) である[*2].

$$C_G = \text{設備償却費} + \text{設備保守費} + \text{燃料費} + \text{回収}\,CO_2\text{処理費} \tag{5.6}$$

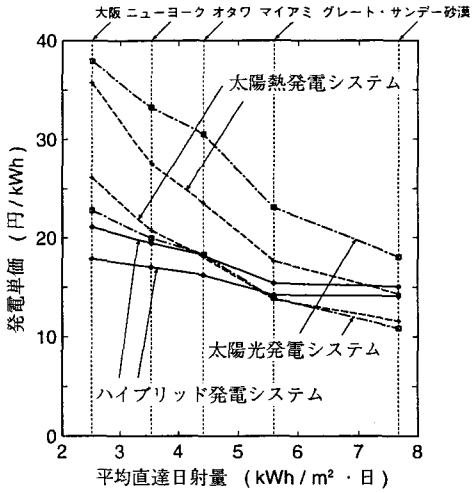
ここで，設備償却費とは，設備の建設費に資本回収係数を掛けたものである．資本回収係数を R とし，設備の耐用年数を n，資本の金利を r，設備の残存価格比率を L とすると，R は，

$$R = \frac{r}{1-(1+r)^{-n}} \times \left(1 - \frac{L}{(1+r)^n}\right)$$

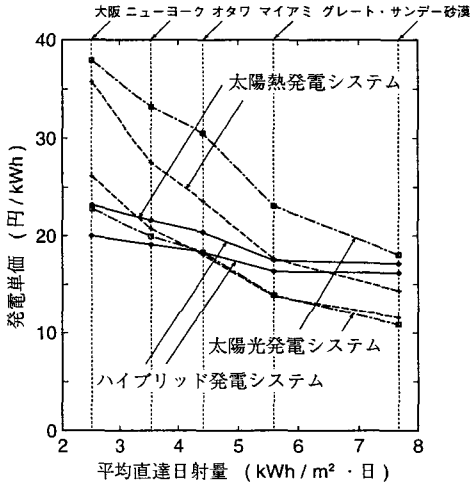
と定義される．

集熱器および太陽光発電システムの建設コストとして低位および高位の想定値を用い，燃料単価が上昇した場合の推定結果を図 5.5 に示す．図 5.5 からわかるように，想定したコストの不確実性により生じる発電単価の不確実性は，ハイブリッド発電システム，太陽熱発電システム，太陽光発電システムの順に大きくなると推定されている．ここで，建設コストの大幅な低減化が図られた場合，すなわち建設コストとして低位の想定値を用いた場合の発電単価の推定結果について説明すると，図 5.5 (a) からわかるように，ケース A の場合，大阪，ニューヨークおよびオタワのように日射条件のあまり良くない地点ではハイブリッド発電システムの発電単価が最も低くなるが，マイアミでは太陽熱発電システムと太陽光発電システムの発電単価がほぼ同じでハイブリッド発電システムの発電単価よりも低くなり，最も日射条件の良いグレート・サンデー砂漠では太陽光発電システムが経済的に最も有利になると推定されていることがわかる．さらにケース B および C のように燃料単価が上昇した場合には，図 5.5 (b) および (c) からわかるように太陽熱発電システムおよび太陽光発電システムの経済的優位性がより高くなると推定されている．逆に，建設コストとして高位の想定値を用いた場合の発電単価の推定結果によれば，太陽光発電システムの発電単価が大幅に高くなり，直達日射量の多い地点では太陽熱発電システムが，直達日射量の少ない地点ではハイブリッド発電システムがそれぞれ経済的に有利になることがわかる．

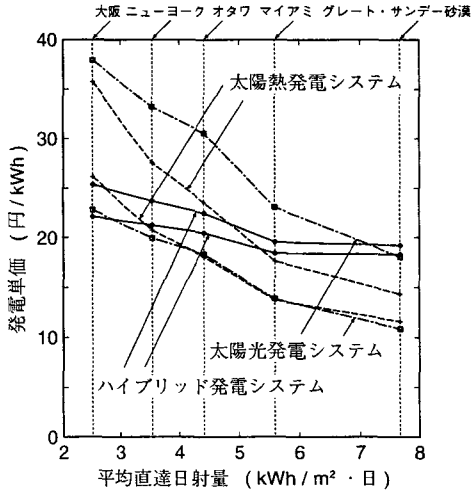
[*2] ここでは 3 つの検討システムとも同じ面積の集熱器あるいは太陽電池アレイを同じ追尾方式で運転すると想定しているので，土地代については陽に考慮しないこととした．また，保守費を除いた人件費等その他のコストもシステムによる相違は小さいと考えられるので，考慮していない．



(a) ケース A (燃料単価 0.8 円/MJ)



(b) ケース B (燃料単価 1.2 円/MJ)



(c) ケース C (燃料単価 1.6 円/MJ)

図 5.5: 検討システムの発電単価推定結果 (建設コストを低位および高位の想定値とした場合)

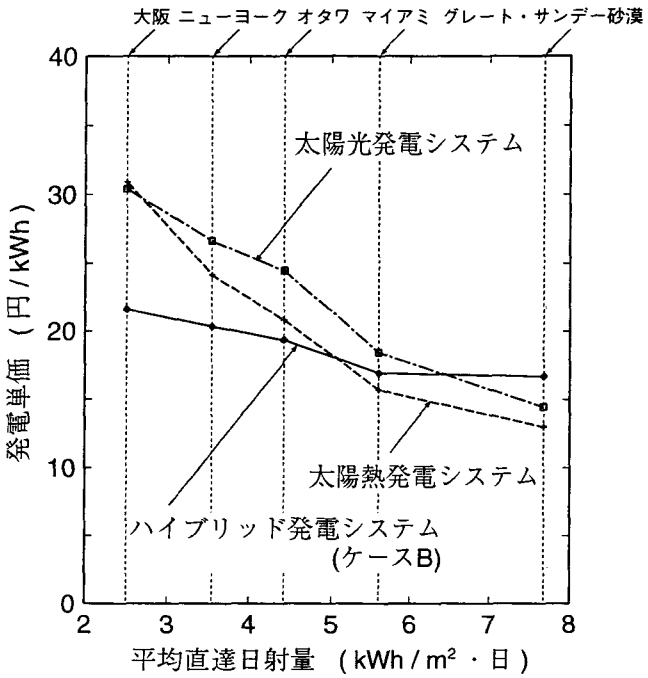


図 5.6: 検討システムの発電単価推定結果 (建設コストを中位の想定値とした場合)

図 5.5 からわかるように，太陽熱発電システムおよび太陽光発電システムでは直達日射量が多くなると発電単価は顕著に低下するが，ハイブリッド発電システムはそうではない．これは，図 5.4 に示すようにハイブリッド発電システムはエクセルギー効率 (システムのパフォーマンス) が直達日射量の減少にともなってかえって悪くなるためである．

図 5.6 には，建設コストとして中位の想定値を用い，燃料単価をケース B とした場合の発電単価の推定結果を示している．図 5.6 からわかるように，各立地地点において発電単価を比較すると，日射条件の良い地点では太陽熱発電システムが，日射条件のあまり良くない地点ではハイブリッド発電システムがそれぞれ経済的に最も有利になると推定されている．電気事業用の大規模地上設置型太陽光発電システムは，いずれの地点においてもあまり経済的に有利とはならないと推定されている．図 5.6 から，直達日射量の変化に対する発電単価の変化の割合はハイブリッド発電システム，太陽光発電システム，太陽熱発電システムの順に大きくなると推定されていることがわかる．

5.6 結言

太陽エネルギー利用発電システムとして，本論文で主たる検討対象とする太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システム (ハイブリッド発電システム) に加えて従来型の太陽熱発電システムおよび太陽光発電システムの三つのシステムを検討対象として取り上げ，立地地点として日射条件の異なる 5 地点を取り上げて，特性および経済性の比較評価を行った．

同じ面積 (10 ha) の集熱器あるいは太陽電池アレイを用いるとして検討した結果，正味発電電力量および総合正味エクセルギー効率の値は想定したいずれの地点においてもハイブリッド発電システムが 3 システムの中で最も大きくなると推定された．

将来時点におけるコスト条件を想定して，経済性の評価も発電単価に着目して行った．発電単価の推定結果は建設コストや燃料単価の想定値により異なるが，概して日射条件の良い地点では太陽熱発電システムの発電単価が，日射条件のあまり良くない地点ではハイブリッド発電システムの発電単価がそれぞれ最も低くなる傾向があることが示された．日射条件の変化に対する発電単価の変化の割合は太陽熱発電システム，太陽光発電システム，ハイブリッド発電システムの順に小さくなると推定された．建設コストの大幅な低減化が達成されると太陽光発電システムの経済性が最も高くなる場合があるが，建設コストを中位の想定値とした場合には，日射条件の良い地点では太陽熱発電システムが，日射条件のあまり良くない地点ではハイブリッド発電システムがそれぞれ経済的に有利になると推定されることなどを示した．

参考文献

[1] 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「世界各地の異なった日射条件下における太陽エネルギー利用発電システムの出力および発電単価の評価」，電学論 B，**118**，3，246-253，1998

[2] 朴 炳植，小杉隆信，鈴木 胖:「蓄熱槽を持った太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2 回収火力発電システムの提案と経済性評価」，電学論 B, **117**，12，1545-1552，1997

[3] 日本太陽エネルギー学会編: 太陽エネルギーの基礎と応用，オーム社，1978

[4] R. Jordan and B. Liu: "The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar Energy Collectors", *Solar Energy*, **7**, 2, 53-74, 1963

[5] 鈴木 胖，朴 炳植ほか:「大洋横断・太陽－メタノールシステムに関する研究」，(財) 大阪科学技術センター，25-30，1993

[6] H. Ishitani and T. B. Johansson: *Energy Supply Mitigation Options*, IPCC Working Group II, IPCC Second Assessment Report, 589-647, 1996

[7] R. Jordan and B. Liu: *Applications of Solar Energy for Heating and Cooling of Buildings*, ASHRAE GRP 170, American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers, Inc., 1977

[8] 日本太陽エネルギー学会編: 太陽エネルギー利用ハンドブック，オーム社，10～88，1985

[9] 昭和 59 年度研究成果年報，新エネルギー総合開発機構 (現，新エネルギー・産業技術総合開発機構)，1985

[10] 中村 昇:「太陽光発電システムの基本計画」，第 5 回太陽光発電講習会テキスト，日本太陽エネルギー学会，15-26，1996

[11] Pilkington Solar International: *Status Report on Solar Thermal Power Plants*, Köln, 1996

[12] 加藤和彦，山田興一ほか:「太陽光発電システムの経済性評価」，化学工学論文集，**20**，2，261-267，1994

[13] 資源エネルギー庁長官官房企画調査課編: 総合エネルギー統計 (平成 10 年度版)，通商産業研究社，1999

[14] 新エネルギー・産業技術総合開発機構: 地球環境からみた総合的化石燃料サイクル分析評価手法の調査，平成 5 年度調査報告書 NEDO-P-9330，1994

[15] 山城 迪，小山貴之ほか:「蓄電池機能付き住宅用太陽光発電システムの運用と経済評価」，電学論 B，**115**，10，1234-1241，1995

[16] 本藤祐樹，内山洋司: 火力発電プラントの環境対策コスト分析，(財) 電力中央研究所研究報告，Y92009，1993

[17] 鈴木 胖，伊東弘一編: エネルギー貯蔵システム，エネルギー・資源学会，1993

第 6 章

太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの導入可能性の検討

6.1 緒言

第 4 章および第 5 章では，自然エネルギーである太陽エネルギーの利用と，火力発電システムから排出される CO_2の回収という，二つの CO_2排出削減技術を適用した発電システムである太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの特性および経済性評価を行った．その結果，従来型太陽熱発電システムや太陽光発電システムの発電単価は将来の建設費の低減化を考慮しても従来型火力発電システムの約 2 倍，太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムでも従来型火力発電システムの約 1.5 倍の発電単価になることを示した．

なお，従来型火力発電システムにおいて排ガスから CO_2を分離回収する方法についても，CO_2回収のために消費するエネルギーや分離回収設備の建設費が余分に必要となるので，正味発電効率が低下し，発電単価が従来型火力発電システムの 1.5 ～2 倍程度になるとの報告がある [1].

従って，CO_2排出量を大幅に削減できる太陽エネルギー利用発電技術および火力発電システムにおける CO_2回収技術のいずれについても，CO_2 排出に対する経済的なペナルティーとしての炭素税等が課されない限り，大規模に導入されることは困難であると考えられる．そこで，本章では例えば炭素税が将来導入されるとの前提条件の下で，世界の平均的な日射条件下における太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2

回収火力発電システム (以下，HB システムと呼ぶ) の経済性を評価することによって，いかなる条件のもとで HB システムが導入されるのかについて考察する．ここで，HB システムとしては，これまで評価を行ってきた CO_2を回収するシステムに加えて，CO_2を回収せず高効率化を図るシステムについても考察対象システムとして取り上げることとした．

発電システムの導入にあたっては，種々の発電システムの発電単価の比較優位性が重要な要因となる．そこで，比較検討用の発電システムとしては，HB システムの普及が期待される近い将来時点において主力となる高効率火力発電システムをまず取り上げることとし，ここではその一つとして期待の大きい天然ガス焚コンバインドサイクル発電システム (以下，NGCC と呼ぶ) においてそれぞれ CO_2回収を行わない場合と行う場合を取り上げることとした．

炭素税が大幅に高くなれば，化石燃料のみを利用する NGCC よりも，太陽エネルギーを利用する HB システムの方が経済的に有利となろう．しかし，このとき HB システム以外の太陽エネルギー利用発電システムの経済性の方がより有利になるとすると，HB システムが導入される可能性は低くなる．そこで，比較検討システムとしては NGCC のほか，代表的な太陽エネルギー利用発電システムの一つである太陽光発電システム (以下，PV システムと呼ぶ) も取り上げることとした．

6.2 検討システムの構成および特性の推定

6.2.1 検討システムの構成と前提条件

各検討システムの特性推定にあたって前提とした主な条件をまとめたものを表 6.1 に示す [2].

(a) HB システム　本システムの基本構成は第 4 章で示したものと同じである．太陽熱利用製造蒸気を利用する発電プロセスの部分としては，第 4，5 章で評価した純酸素燃焼法により CO_2を液化回収するシステムに加えて，CO_2回収を行わない空気燃焼式のシステムを考えることとした．CO_2回収を行わないシステム (H_2O タービン発電システム) の構成を図 6.1 (a) に，CO_2回収を行うシステムの構成を図 6.1 (b) に示す．以下では，図 6.1 (a) に示すシステムを発電プロセスとして採用する，CO_2を回収しない HB システムのことを HB システム-A と呼ぶこととし，図 6.1 (b)

表 6.1: 特性推定にあたっての主な前提条件

(a) HB システム

集熱器型式	パラボラトラフ型 DSG
集熱器追尾方式	南北軸水平面固定 一軸追尾方式
集熱器開口面積	10 ha (100000 m^2)
太陽熱利用製造飽和蒸気温度	270 ℃
蒸気アキュミュレータ内容積	2000 m^3
蒸気アキュミュレータ入口蒸気圧力	56.1 kg/cm^2a
蒸気アキュミュレータ最低出口圧力	10.0 kg/cm^2a
H_2O タービン発電システムの 最大正味発電出力	発電単価が最小となるよう最適値を探索
タービン入口温度	1300 ℃
復水器出口圧力	0.2 kg/cm^2a

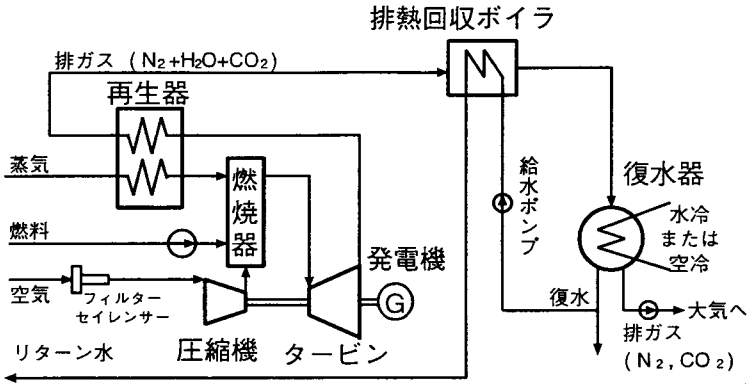
(b) NGCC

最大正味発電出力	600 MW
CO_2 回収率*	90%
設備利用率	70%

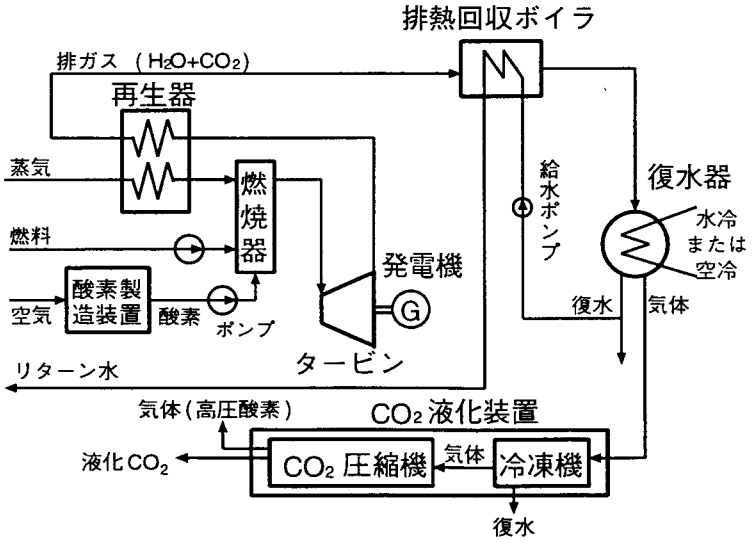
* CO_2 回収を行う場合

(c) PV システム

太陽電池アレイ型式	平板型
太陽電池アレイ追尾方式	南北軸水平面固定 一軸追尾方式
太陽電池アレイ面積	10 ha (100000 m^2)
太陽電池アレイ効率	15%
インバータなどによる損失率	10%



(a) CO_2 を回収しない場合 (HB システム-A で採用)



(b) CO_2 を回収する場合 (HB システム-B で採用)

図 6.1: H_2O タービン発電システムの構成

のシステムを発電プロセスとして採用する，CO_2を回収するHBシステムのことをHBシステム-Bと呼ぶことにする．

HBシステム-Bにおいて回収される液化CO_2は，第5章での想定と同様に，100 km輸送して，海洋投棄あるいは地中処理を行うものとした．

シミュレーションにあたって必要となるタービン入口温度，復水器出口圧力などの外生変数やタービン断熱効率などの外生パラメータは，第4，5章で用いたものと同じ値を用いた．集熱器面積は10 haとした．発電規模は経済性の観点から日射条件に応じて適切な値が存在するので[3]，発電単価が最も低くなるような最大正味発電出力の値を探索することとした．

(b) NGCC　CO_2回収を行わない場合に最大正味発電出力が600 MWとなる大規模なシステムを想定した．CO_2回収を行う場合には，化学吸収法により排ガスからCO_2を分離回収して液化するものとし，CO_2回収率を90%とした．設備利用率は70%とした[4]．

以下，CO_2回収を行わない場合と行う場合のNGCCのことを，それぞれNGCC-A，NGCC-Bと呼ぶことにする．

(c) PVシステム　第5章での想定と同様に，平板型の太陽電池アレイによって得られる電力をインバータを通して送電する，大規模な地上設置型システムを想定する．太陽電池アレイは南北軸を固定して一軸追尾を行うこととし，その面積を10 haとした．アレイ変換効率は15%とした．損失率は，インバータによる損失などをまとめて10%とした．

HBシステム-A，-BおよびPVシステムは立地地点の日射条件により特性が大きく左右されるが，ここでは具体例として，第5章で取り上げた5地点の中の平均的な日射量を持つオタワにこれらの検討システムを立地する場合を取り上げることとした．オタワの平均全天日射量は3.91 kWh/m^2・日であり[3]，この日射量は世界の平均的な値4.2 kWh/m^2・日[5]と比較するとやや少なめとなっている．

6.2.2　特性推定結果

HBシステム-A，-BおよびPVシステムについて，最大正味発電出力，年間正味発電電力量などの代表的ないくつかの特性を推定した結果を表6.2に示す．HBシステム-BおよびPVシステムについては，特性推定にあたって想定した条件が第5

表 6.2: 主要な特性

	HB システム		NGCC		PV
	A*	B**	A*	B**	システム
最大正味発電出力 (MW)	16.1	8.76	600	491	13.5
正味発電電力量 (GWh/年)	109	56.8	3679	3010	24.0
設備利用率 (%)	77.0	74.0	70	70	20.3
燃料消費量 (kt/年)	10.9	5.99	481	481	0
燃料ベース発電効率 (% LHV)	71.3	68.3	55	45	—
総合正味エクセルギー効率 (%)	39.3	27.4	55.2	45.1	14.4
CO_2 排出量 (kt-C/年)	8.19	0	360	36.0	0
CO_2 排出原単位 (g-C/kWh)	75.5	0	97.9	12.0	0

* CO_2 回収を行わないシステム, ** CO_2 回収を行うシステム

章で用いたものと同じなので，特性推定結果も同じとなっている．HB システム-A については，第 5 章と同じく発電単価が最も低くなるような最大正味発電出力の値を探索，設定することによって得られた特性の推定結果を示している．

表 6.2 からわかるように，HB システム-A および-B の最大正味発電出力はそれぞれ 16.1 MW および 8.76 MW，年間正味発電電力量はそれぞれ 109 GWh/年および 56.8 GWh/年と推定された．HB システム-A の発電効率は燃料ベースで 71.3%になると推定された．CO_2回収を行う HB システム-B では燃焼用高圧酸素製造およびCO_2液化に余分の動力を要するため，CO_2回収をしない HB システム-A より燃料ベース発電効率は 3.0 ポイント低い 68.3 % になると推定された．

比較対照のため NGCC-A および NGCC-B の特性も表 6.2 に示している．ここで，NGCC-A および NGCC-B の燃料ベース発電効率は，文献 [5] の値を用いた．

PV システムの最大正味発電出力は 13.5 MW，年間正味発電電力量は 24.0 GWh/年，設備利用率は 20.3%，総合正味エクセルギー効率は 14.4%と推定された．

6.2.3 比較検討

検討システムの熱力学的特性をエクセルギー効率の観点から比較すると次のようになる．表 6.2 からわかるように，HB システム-A，-B は PV システムと比べてエク

セルギー効率が高くなるが，NGCC-A，-B と比較するとそれぞれ相対値で 28.8%および 39.2%低いと推定されている．

燃料ベース発電効率で比較すると，表 6.2 から，HB システム-A は NGCC-A と比べて相対値で 29.6%，HB システム-B は NGCC-B より相対値で 51.8%，それぞれ高いと推定されていることがわかる．

表 6.2 には，年間正味発電電力量および CO_2排出量の推定結果から，単位発電量あたりの CO_2排出量 (CO_2 排出原単位) を求めた結果についても示している．HB システム-A は NGCC-A より燃料ベース発電効率が高く，単位発電量あたりの燃料消費量が少ないので，そのぶん CO_2排出原単位は低くなると推定されている．HB システム-B は CO_2回収率が 100%となる純酸素燃焼法を用いているので，CO_2排出原単位は 0 となる．PV システムも運用時に CO_2を排出しないので，CO_2排出原単位は 0 である[*1]．

6.3 経済性評価

6.3.1 前提条件

本章では，HB システム-B および NGCC-B の実現の前提となる回収 CO_2の海洋投棄などの技術が実用段階に達すると考えられる将来時点を対象時期として，それまでの技術進歩による建設費の低減，燃料価格の上昇のほか炭素税の導入を想定して経済性評価を行うことにした．

評価にあたって想定したコストデータを表 6.3 に示す．太陽熱集熱器および PV システムの建設費としては，第 5 章で想定した低位および中位の想定値の二通りを考慮することとした．

CO_2回収を行わない H_2O タービン発電システムの建設費は，純酸素燃焼法により CO_2回収を行う場合と比べて空気圧縮機が必要となることを考慮して 23 万円/kW と想定した．NGCC-A の建設費は 25 万円/kW と想定し [7]，NGCC-B の場合はさらに CO_2 化学吸収装置および CO_2 液化装置の建設費を加えることとした．

[*1] PV システムも製造時においては直接または間接的に CO_2を排出しており，このことを CO_2排出原単位の推定にあたって考慮している場合もあるが [6]，本論文では他のシステムと同様運用時の CO_2排出量のみを検討している．

表 6.3: 経済性評価にあたって想定したコストデータ

(a) HB システム

太陽熱集熱器建設費	1.4 万円/m^2 (低位)
	1.8 万円/m^2 (中位)
H_2O タービン発電システム建設費	23*, 22** 万円/kW
酸素製造装置建設費**	8200 万円/(t-O_2/h)
CO_2 液化装置建設費**	31000 万円/(t-C/h)
蒸気アキュミュレータ建設費	4.7 万円/m^3
耐用年数	15 年
保守費率	5 %/年

* CO_2 回収を行わない場合, ** CO_2 回収を行う場合

(b) NGCC

システム建設費	25 万円/kW
CO_2化学吸収装置建設費*	42000 万円/(t-C/h)
CO_2液化装置建設費*	31000 万円/(t-C/h)
耐用年数	15 年
保守費率	5 %/年

* CO_2 回収を行う場合

(c) PV システム

システム建設費	30 万円/kW (低位)
	40 万円/kW (中位)
耐用年数	20 年
保守費率	2 %/年

(d) 各検討システム共通のデータ

燃料単価	1.2 円/MJ (中位)
	1.6 円/MJ (高位)
回収 CO_2 処理費	8000 円/t-C
資本の金利	5 %/年
設備の残存価格比率	10 %
炭素税	0〜10 万円/t-C

HB システム-A，-B および NGCC-A，-B の耐用年数を第 5 章の場合と同じく 15 年 [4]，保守費率を 5 %/年 とし，動力系を使用しない PV システムの耐用年数および保守費率はそれぞれ 20 年 および 2 %/年 とした [8]．設備の残存価格比率は全ての検討システムについて 10 % とした [1, 8]．

燃料単価としては，第 5 章で想定した三つの想定値 (ケース A～C) のうち二つの値 (ケース B および C) を中位および高位の想定値とすることにした．

回収した液化 CO_2 を海洋投棄あるいは地中処理するためのコストは 8000 円/t-C とした [9]．

第 5 章と同様に，本章でも発電単価を用いて経済性評価を行うことにする*2．発電単価は，年間発電コストを年間正味発電電力量で割ることにより求められる．ここで，年間発電コストは金利を考慮した年間の設備償却費，年間設備保守費，年間燃料費および年間回収 CO_2処理費の和に，年間の CO_2排出量に課税される炭素税を加えたものである．

6.3.2 発電単価推定結果

建設費および燃料単価に関してそれぞれ想定した 2 ケースすなわち合計 4 つのケースについて，発電単価を推定した結果を図 6.2 ～図 6.5 に示す．

(a) 建設費，燃料単価ともに中位のケース

建設費および燃料単価を中位の想定値として，炭素税を変化させるとした場合における発電単価の推定結果を図 6.2 に示す．

図 6.2 からわかるように，炭素税が低水準の場合には NGCC-A の発電単価が HB システム-A よりごくわずかに低いが，炭素税が 1.4 万円/t-C 以上になると逆転して HB システム-A が最も低くなると推定されている．1.4 万円/t-C という炭素税は，既にスウェーデンにおいて部分的に導入されている炭素税 (平成 8 年時点で約 2.2 万円/t-C)[10] の 6 割程度であり，将来の炭素排出制約の下で多くの地域において適用

*2太陽エネルギーを利用する発電システムが電源系統に本格的に導入される場合には，出力の不安定分を補うために火力発電などの既存システムを余分に準備する必要がある一方，夏期の電力負荷のピーク時に必要となる既存の火力発電システムの設備容量を減らすことができる可能性もある．しかし，ここでの経済性評価は，既存の電源系統への太陽エネルギー利用発電システムの新たな導入が開始されるための必要条件を得ることを目的としているので，これらの経済的な影響は大きな問題とはならない．従って，ここでは発電単価のみに基づいて経済性評価を行うことにする．

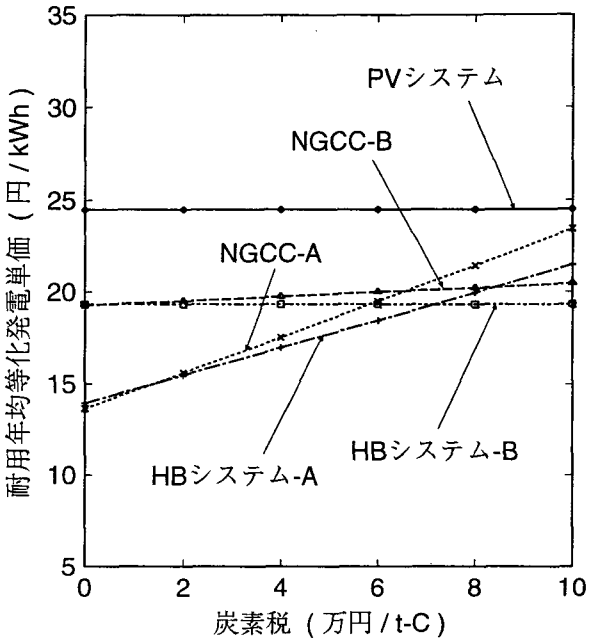


図 6.2: 発電単価推定結果 (建設費，燃料単価ともに中位のケース)

される可能性がある水準と考えられる．炭素排出制約がさらに厳しくなり炭素税が 7.2 万円/t-C 以上の高水準となれば，HB システム-B が経済的に最も有利となる．また，図 6.2 から本ケースでは，本論文で想定したような大規模地上設置型の PV システムは炭素税がかなり高水準になったとしても経済的に有利とはならないと推定されていることがわかる．

参考のため，本章で想定した炭素税を燃料単価の上昇分で表現すると，次のようになる．すなわち，天然ガス (メタン) 1 MJ あたりの CO_2排出量は 15.0 g-C であるから，1 万円/t-C の炭素税は燃料の発熱量で表現すると 0.150 円/MJ の燃料費の上昇に相当する．従って，炭素税 1.4 万円/t-C は 0.21 円/MJ すなわち 18%の燃料単価の上昇に相当することとなり，7.2 万円/t-C の炭素税は燃料単価が相対値で 90%上昇することに相当する．以下，炭素税額を示すときには，その炭素税額が燃料単価のいくらの上昇率に相当することとなるかを併記することにする．

(b) 建設費が低位となるケース

図 6.3 は，燃料単価を中位とし，集熱器および PV システムの建設費を低位の想定値としたときの発電単価の推定結果を示している．

図 6.3 からわかるように，建設費が低位となるケースでは太陽エネルギーを利

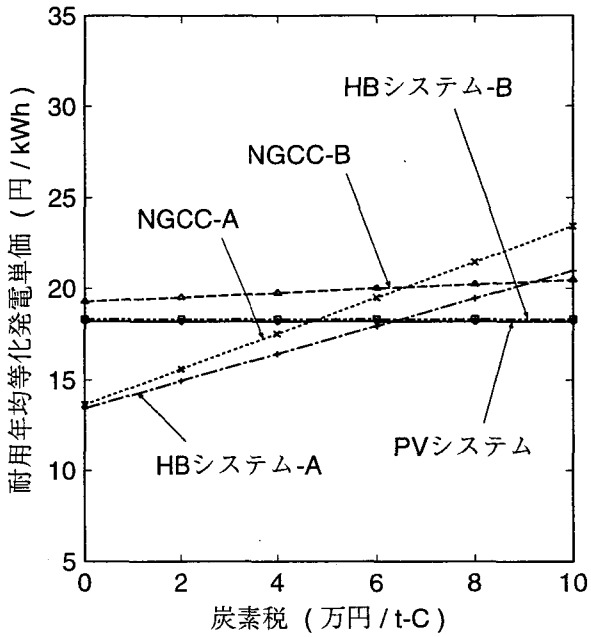


図 6.3: 発電単価推定結果 (燃料単価が中位で，建設費が低位となるケース)

用するシステムの発電単価はいずれも低下し，炭素税がない場合でも HB システム-A の経済性が NGCC-A よりも良くなり，炭素税が 6.3 万円/t-C (燃料単価上昇率 79%に相当) 以上となれば PV システムの発電単価が最も低くなると推定されている．HB システム-B の発電単価は図 6.3 からわかるように PV システムとほとんど同じ (0.12 円/kWh だけ高い) 値になると推定された．第 5 章で示したように HB システム-B は PV システムと比較して発電単価の日射条件に対する依存性が小さいので，本章で想定した立地地点であるオタワよりも日射条件の良好な地点では PV システム，日射条件の良くない地点では HB システム-B がそれぞれ経済的に有利になると言える．

(c) 燃料単価が高位となるケース

建設費を中位とし，燃料単価が高位の想定値である場合についての推定結果を図 6.4 に示す．

図 6.4 からわかるように，燃料単価が高位の場合には，炭素税が課税されなくても HB システム-A の経済性が最も高くなると推定された．建設費が中位なので PV システムの発電単価はあまり低くならず，炭素税が 7.3 万円/t-C (燃料単価上昇率

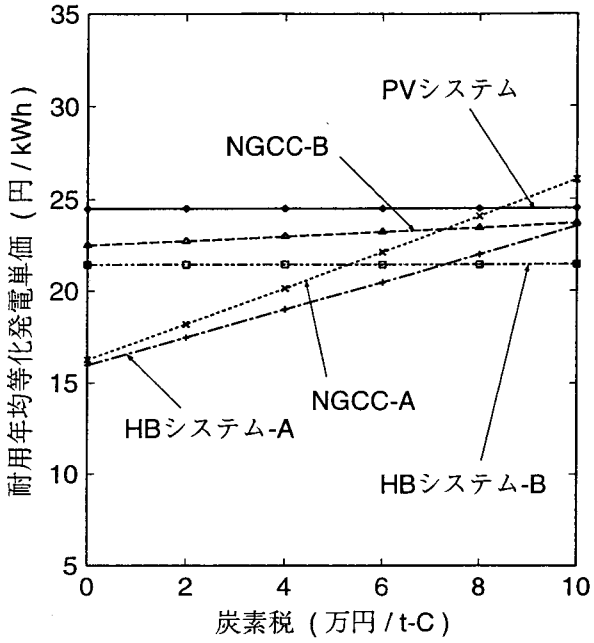


図 6.4: 発電単価推定結果 (建設費が中位で，燃料単価が高位となるケース)

68%に相当) 以上になればHB システム-B が有利になると推定されている．

(d) 建設費が低位で，燃料単価が高位となるケース

建設費を低位とし，燃料単価を高位の想定値としたときの発電単価の推定結果を図 6.5 に示す．

図 6.5 から，建設費の低減化と燃料単価の上昇が両方進行した場合には，3.7 万円/t-C の炭素税 (燃料単価上昇率 35%に相当) 以下で HB システム-A が，炭素税がそれ以上の場合には PV システムがそれぞれ経済的に最も有利になると推定されていることがわかる．

図 6.2 ～図 6.5 から，建設費および燃料単価を種々の想定値として炭素税を変化させた場合において，それぞれ経済的に最も有利となると推定された検討システムをまとめて図 6.6 に示す．

図 6.6 から，HB システム-A は，建設費，燃料単価ともに中位の場合には 1.4 万円/t-C 以上の炭素税の下で経済的に最も有利となり，それ以外の場合では炭素税がなくても有利になると推定されていることがわかる．

HB システム-B については，建設費が中位の場合には燃料単価の想定値に関わら

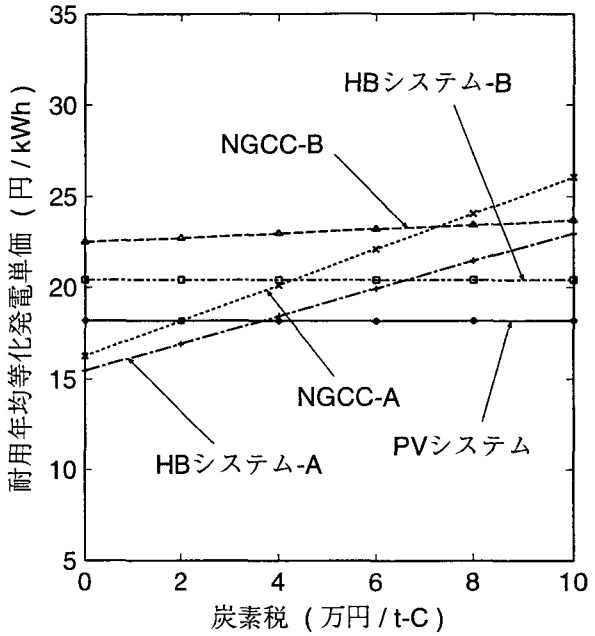


図 6.5: 発電単価推定結果 (建設費が低位で，燃料単価が高位となるケース)

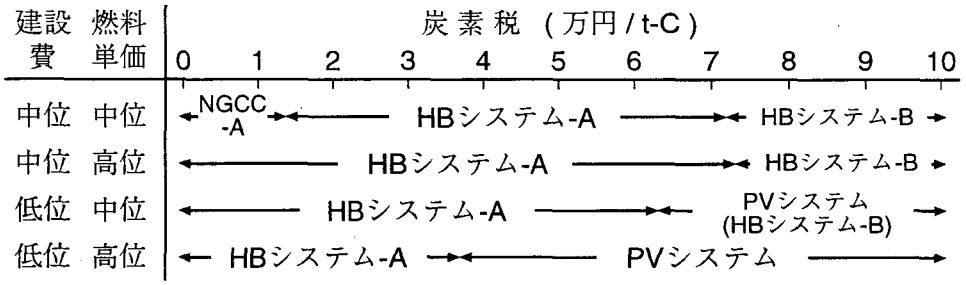


図 6.6: 種々の想定条件下で経済的に最も有利となる検討システムの推定結果

ず 7.2～7.3 万円/t-C 以上の炭素税の下で経済的に最も有利となると推定された．建設費が低位になると PV システムの発電単価が大幅に低くなり，燃料単価が中位の場合には 6.3 万円/t-C 以上の炭素税の下で PV システムの経済性が最も有利になると推定された．ただし，このとき HB システム-B の発電単価は PV システムのそれとほぼ同じになる．

6.4 結言

将来，炭素排出制約の厳しさが度を増すにともなって，炭素税のような炭素排出に対する経済的ペナルティーが課される可能性がある．さらに，化石燃料枯渇の進行により長期的には燃料価格が上昇する可能性があると考えられ，また，技術進歩と設備の生産規模の拡大により太陽エネルギー利用発電システムで利用する機器(具体的には，太陽熱集熱器および太陽光発電システム) 建設費の低減化が進む可能性がある．

本章では，これらの可能性を考慮して，太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2 回収火力発電システム (CO_2を回収しないシステム: HB システム-A，CO_2を回収するシステム: HB システム-B) の経済性を，コンバインドサイクル発電システム (NGCC) および太陽光発電システム (PV システム) と比較しながら評価し，経済的に有利となる条件を明らかにした．

立地地点をオタワとして発電単価を推定した結果によると，建設費が低くなるあるいは燃料単価が高くなる場合には炭素税が課されなくても HB システム-A の経済性が最も有利となり，それ以外の場合でも炭素税が約 1.4 万円/t-C (燃料単価上昇率で 18%に相当) の下で HB システム-A の経済性が有利になると推定された．HB システム-B は，建設費の低減化と燃料単価の上昇のいずれかのみが進む場合および両方ともあまり進まない場合に，6.3～7.3 万円/t-C の炭素税 (燃料単価上昇率 68～90%に相当) の下で経済性が有利となり，導入される可能性が高くなると推定された．

本章では，世界の平均的な日射量とほぼ同程度の日射量が得られるオタワを立地地点として経済性評価を行ったが，立地地点が異なる場合でも，本論文での分析と同様に各システムについて特性と経済性を検討できることは言うまでもない．

なお，太陽エネルギー発電システムが本格的に導入されると考えられる将来時点においては，化石燃料として，可採年数の少ない天然ガスではなく埋蔵量の豊富な石炭を利用する重要性が高まるものと考えられる．そこで，HB 発電システムおよびコンバインドサイクル発電システムにおいて石炭ガスを燃料として利用する場合の特性および経済性の比較評価も行った．結果については付録に示す．

参考文献

[1] 本藤祐樹，内山洋司: 火力発電プラントの環境対策コスト分析，電力中央研究所研究報告，Y92009，1993

[2] 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「炭素排出制約下における太陽エネルギー利用発電システムの経済性の比較評価」，電学論 B，**119**，5，541-549，1999

[3] 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「世界各地の異なった日射条件下における太陽エネルギー利用発電システムの出力および発電単価の評価」，電学論 B，**118**，3，246-253，1998

[4] 資源エネルギー庁長官官房企画調査課編: 総合エネルギー統計 (平成 10 年度版)，通商産業研究社，1999

[5] H. Ishitani and T. B. Johansson (Eds.): *Energy Supply Mitigation Options*, IPCC Working Group II, IPCC Second Assessment Report, 589-647, 1996

[6] 加藤和彦，山田興一ほか:「太陽光発電システムの CO_2排出原単位に関する考察」，化学工学論文集，**21**，4，753-759，1995

[7] T. Takeshita, Y. Uchiyama et al.: "Life Cycle Analysis of World Electricity in the 21st Century Using the World Energy LCA Model", *International Journal of Global Energy Issues*, **11**, 1–4, 42-50，1998

[8] 山城 迪，小山貴之ほか:「蓄電池機能付き住宅用太陽光発電システムの運用と経済評価」，電学論 B，**115**，10，1234-1241，1995

[9] 新エネルギー・産業技術総合開発機構: 地球環境からみた総合的化石燃料サイクル分析評価手法の調査，平成 5 年度調査報告書 NEDO-P-9330，67-115，1994

[10] 環境庁編: 平成 9 年版環境白書，大蔵省印刷局，1997

第 7 章

結論

本論文では，太陽熱エネルギーと化石燃料を併用して CO_2削減を効率良く行うことができる太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システム (以下，ハイブリッド発電システムと呼ぶ) を検討対象として，その特性および経済性の評価を行った結果について述べた．

本発電システムは，商用利用実績のあるパラボラトラフ型集熱器で製造した飽和蒸気を，ガスタービン (H_2O タービン) の作動流体として利用する発電システムである．

以下に，本ハイブリッド発電システムの特性および経済性の評価を通して得られた知見を総括し，結論とする．

1. 蓄熱槽を持ったハイブリッド発電システムの 1 時間毎の年間運転特性シミュレーションを大阪市の日射条件に基づき行った結果，本ハイブリッド発電システムの年間平均の燃料ベース正味発電効率は 68.1%，総合正味エクセルギー効率は 27.5%になると推定された．従って，本システムは従来型の火力発電システムと比較して燃料消費量を 40%節約できる．本特性推定結果に基づき経済性を評価した結果，燃料単価が 1.6 円/MJ (最近の天然ガス輸入価格の約 4 倍; 一般ガス事業者からガスを購入する場合の料金の約 1.1 倍) の高水準であっても，電力会社から電気を購入するより本システムを建設して発電した方が経済的に有利になることが示された．

2. 太陽エネルギー利用発電システムとして，ハイブリッド発電システムに加えて従来型の蒸気タービン利用太陽熱発電システムおよび太陽光発電システムの

三つのシステムを検討対象として取り上げ，立地地点として日射条件の異なる5地点を取り上げて，発電特性および発電単価の比較評価を行った結果，総合正味エクセルギー効率の値は想定したいずれの地点においてもハイブリッド発電システムが3システムの中で最も高いと推定された．発電単価の推定結果は建設コストや燃料単価の想定値により異なるが，概して日射条件の良い地点では従来型太陽熱発電システムの発電単価が，日射条件のあまり良くない地点ではハイブリッド発電システムの発電単価がそれぞれ最も低くなる傾向があることが示された．

3. 将来，炭素排出制約の厳しさが度を増すに伴って，炭素税のような炭素排出に対する経済的ペナルティーが課される可能性があることを考慮して，ハイブリッド発電システムの経済性を，近い将来に主力となると期待されているコンバインドサイクル発電システムおよび太陽光発電システムと比較分析した．立地地点を，世界の平均的な日射量とほぼ同程度の日射量が得られるオタワとして発電単価を推定した結果，本ハイブリッド発電システムにおいてCO_2回収を行わない場合には，建設費が低くなるあるいは燃料単価が高くなるときに炭素税が課されなくてもコンバインドサイクル発電システムより経済性が有利となり，それ以外の場合でも炭素税が約1.4万円/t-C (燃料単価上昇率で表現すると18%に相当) の下で有利になると推定された．CO_2を回収するハイブリッド発電システムは，建設費の低減化と燃料単価の上昇のいずれかが進む場合および両方ともあまり進まない場合に，6.3～7.3万円/t-Cの炭素税 (燃料単価上昇率68～90%に相当) の下で経済性が最も有利となることが示された．

なお，付録に示したように，燃料として石炭ガスを用いるとした場合には，ハイブリッド発電システムでCO_2回収を行わないときには炭素税が課されなくても建設費の低減化と燃料単価の上昇の両方が進行すると経済的に最も有利となり，それ以外の場合でも0.4～1.3万円/t-Cの炭素税 (燃料単価上昇率4～37%に相当) の下で有利になると推定された．CO_2を回収するハイブリッド発電システムについては，建設費の低減化があまり進まない場合でも4.1～4.3万円/t-C以上の炭素税 (燃料単価上昇率91～115%に相当) の下で経済的に最も有利となることが示された．

将来の燃料資源やCO_2排出制約下において，無尽蔵な太陽エネルギーを活用する

発電システムは世界的に導入が必須になると考えられる．太陽エネルギー利用発電システムの導入時期を早めるためには，種々の発電システムの経済性を検討することによって，その中から最も経済的に有利になると推定されるものを選定して重点的に技術開発を行うことが重要となる．経済的に有利となるシステムは立地地点の日射条件，技術革新による建設費の低下の度合，化石燃料枯渇の進行の度合い (燃料単価上昇の度合)，炭素排出制約の厳しさ (炭素税額の大きさ) などの条件によって変化する．このような不確実性の下では，将来導入される可能性が比較的高いと考えられる複数のシステムを選定し，それぞれの開発を推進することが望ましい．

地球温暖化防止と枯渇性化石燃料使用量削減に有効と期待される種々の太陽エネルギー利用発電システムの中で，本論文で検討対象とした太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムは，世界の多くの地域において費用対効果の高いシステムの一つとなることを明らかにした．本システムの早期の実現のため，蒸気を作動流体とする純酸素燃焼方式の燃焼器や直接蒸気発生 (DSG) 集熱器などの技術開発が活発に行われることを望む．

謝辞

本論文の執筆にあたり，終始懇切なる御指導，御助言と格別なる御配慮を賜りました大阪大学大学院工学研究科電気工学専攻 辻 毅一郎 教授に深く感謝申し上げます．また，本論文の作成にあたり懇切なる御指導と御助言を賜りました，大阪大学大学院工学研究科機械物理工学専攻 高城 敏美 教授に心より感謝致します．

本研究の端緒を与え，本研究の遂行と本論文の作成にあたって終始直接の御指導，御助言および御討論を賜わりました大阪大学大学院工学研究科情報システム工学専攻 朴 炳植 助教授に厚く御礼申し上げます．

本論文につき懇切なるご検討を頂きました大阪大学大学院工学研究科電気工学専攻 松浦 虔士 教授，熊谷 貞俊 教授，伊藤 利道 教授，佐々木 孝友 教授 ならびに 平尾 孝 教授に厚く御礼申し上げます．

また，本研究を推進するにあたり種々の有益な御教示を賜わり，絶えずその進展を御鞭撻下さいました摂南大学工学部電気工学科 鈴木 胖 教授 (大阪大学名誉教授) に衷心より感謝の意を表します．

さらに，筆者の所属する大阪大学先端科学技術共同研究センターにて種々の御援助と御配慮を頂きました，本センターの村井 眞二 センター長 (工学研究科分子科学専攻教授)，竹本 正 専任助教授，および 下田 吉之 兼任助教授 (工学研究科環境工学専攻助教授) に深く感謝致します．

筆者が 1996 年 6 月から国際応用システム分析研究所 (IIASA) に滞在した 3ヶ月の間，本研究に関する有益な御助言を頂きました Leo Schrattenholzer 博士に御礼申し上げます．また，筆者が大阪大学学生の頃より種々の御援助を頂きました，大阪大学大学院工学研究科情報システム工学専攻 金 寛 助手に感謝申し上げます．

最後に，本研究を行うにあたって種々の御協力を頂いた，大阪大学大学院工学研究科情報システム工学専攻社会情報システム工学講座の諸氏に謝意を表します．特

に，共に本研究を進め御討論頂いた，住友電工システムズ株式会社 八川 剛志 氏，日本アイ・ビー・エム株式会社 安部 敬一 氏，中部電力株式会社 市川 英樹 氏，住友電気工業株式会社 上田 浩史 氏，および大阪大学大学院学生 有馬 剛 氏に心より感謝致します．

付録

太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの導入可能性の検討 – 石炭ガスを燃料として利用する場合

付.1　前提条件

石炭は石油および天然ガスと比較して埋蔵量が多く，今後 100 年以上の長期にわたって発電燃料として利用されることが期待されている．しかし，石炭を直接燃焼させて発電する場合には，石油焚および天然ガス焚の火力発電と比べて粉塵や硫黄酸化物 (SO_x) などの大気汚染物質の排出量の削減が容易ではないという問題が生じる．この問題の解決のため，まず石炭をガス化し，次にこのガスをクリーン化処理して発電システムの燃料として利用する方式が考えられている．この方式を採ると，石炭中に含まれている粉塵，SO_x やフューエル NO_x(窒素酸化物) の発生の原因となる物質は，ガス化のプロセスやガスのクリーン化のプロセスで容易に除去できる．従って，ここでは燃料としてガス化・クリーン化処理された精製済石炭ガスを利用するとの前提のもとで，太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システム (以下，HB システムと呼ぶ) の導入可能性の検討を行うことにする．比較検討用の発電システムとしては，石炭ガス化複合サイクル発電システム (以下，IGCC と呼ぶ) および太陽光発電システムを取り上げることとした [1].

以下，本文第 6 章と同様に，CO_2回収を行わない場合と行う場合の HB システムのことをそれぞれ HB システム-A，HB システム-B と呼ぶことにし，CO_2回収を行わない場合と行う場合の IGCC のことを，それぞれ IGCC-A，IGCC-B と呼ぶことにする．

精製済石炭ガスの組成は，テキサコ炉を用いて IGCC の実証試験を行ったクー

付表 1: 精製済石炭ガスの組成と発熱量

成分	容積 (重量) 比率 (%)		成分	容積 (重量) 比率 (%)	
CO	43.41	(58.87)	CH_4	0.10	(0.08)
CO_2	17.34	(36.77)	N_2	0.64	(0.86)
H_2	38.50	(3.71)			
低発熱量: 10.44 MJ/kg					

ルウォータープロジェクトにおいて実際に製造されたガスの組成から [2]，付表 1 のように想定した．ここで想定した精製済石炭ガスには，ガス化プロセスにおいて必要となる石炭の一部燃焼により生じる CO_2 も含まれている．ガス化は酸素吹きにより行われると想定しており，必要となる酸素の製造動力は H_2O タービン発電システムの発電電力より供給するものとした．一方，ガス化プロセスの排熱を利用して飽和蒸気を製造し，これも H_2O タービン発電システムの作動流体として利用することとした [1].

特性推定および経済性評価にあたっての前提条件は，燃料を天然ガス (メタン) から石炭ガスに変更した点を除いて，すべて第 6 章で用いたものと同じとした．

付.2 特性推定結果

それぞれの検討システムについて，最大正味発電出力，年間正味発電電力量などの代表的ないくつかの特性を推定した結果を付表 2 に示す．

HB システム-A および-B については，付表 2 からわかるように，最大正味発電出力はそれぞれ 18.6 MW および 10.2 MW，年間正味発電電力量はそれぞれ 125 GWh/年および 62.9 GWh/年と推定された．HB システム-A の燃料ガスベースの発電効率は 67.3%になると推定された．このときの固形石炭の高発熱量 (HHV) ベースの発電効率は 52.5%となる．CO_2を回収する HB システム-B の燃料ガスベース発電効率はこれより 9.6 ポイント低い 57.7% (固形石炭ベース発電効率 45.0%) になると推定された．

IGCC-A および IGCC-B の燃料ガスベース発電効率としては，文献 [3] の値 (固形石炭の HHV 基準で，CO_2回収を行わない場合で 42%，CO_2 回収・液化を行う場

付表 2: 主要な特性

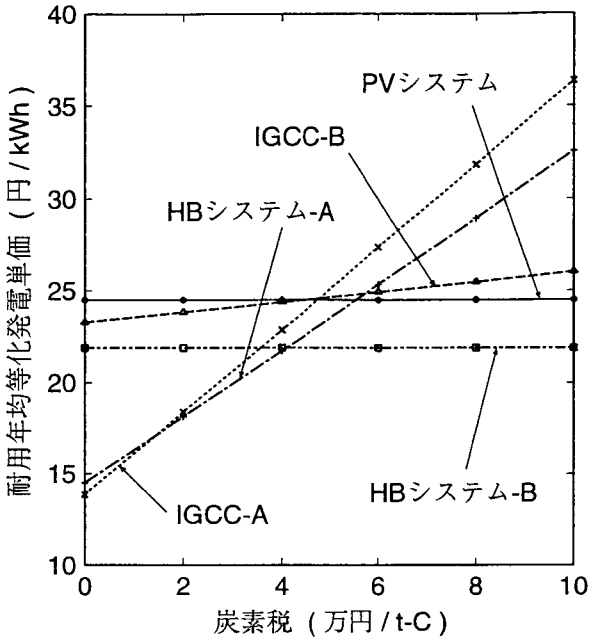
	HB システム		IGCC		PV
	A*	B**	A*	B**	システム
最大正味発電出力 (MW)	18.6	10.2	600	489	13.5
正味発電電力量 (GWh/年)	125	62.9	3679	2998	24.0
設備利用率 (%)	76.6	70.4	70	70	20.3
燃料消費量 (kt/年)	64.0	37.6	2348	2348	0
石炭ガスベース発電効率 (% LHV)	67.3	57.7	54	44	—
固形石炭ベース発電効率 (% HHV)	52.5	45.0	42	34	—
総合正味エクセルギー効率 (%)	43.3	28.5	61.4	50.0	14.4
CO_2 排出量 (kt-C/年)	22.5	0	826	82.6	0
CO_2 排出原単位 (g-C/kWh)	180	0	225	27.6	0

* CO_2 回収を行わないシステム, ** CO_2 回収を行うシステム

合で 34%) から，ガス化冷ガス効率を 72.4%と仮定して [4] 精製済石炭ガスの熱量をベースとした値を計算した結果，IGCC-A，-B についてそれぞれ 54% および 44% となった．

検討システムの熱力学的特性をエクセルギー効率の観点から比較すると，付表 2 からわかるように，HB システム-A，-B のエクセルギー効率は IGCC-A，-B よりそれぞれ相対値で 29.5%および 43.0%低いと推定されている．燃料ベース発電効率で比較すると，HB システム-A，-B の燃料ガスベース発電効率は，IGCC-A，-B よりそれぞれ相対値で 24.6%および 31.1%高いと推定されていることがわかる．

付表 2 には，単位発電量あたりの CO_2排出量 (CO_2 排出原単位) を求めた結果についても示している．前提条件により，付表 2 の CO_2排出量には石炭ガス化プロセスより生じる CO_2分も含まれている．石炭ガスを利用する HB システム-A は IGCC-A より燃料ベース発電効率が高く，単位発電量あたりの燃料消費量が少ないので，そのぶん CO_2排出原単位は低くなると推定されている．第 6 章と同様に，HB システム-B および PV システムの CO_2排出原単位は 0 である．



付図 1: 発電単価推定結果 (建設費，燃料単価ともに中位のケース)

付.3　経済性評価

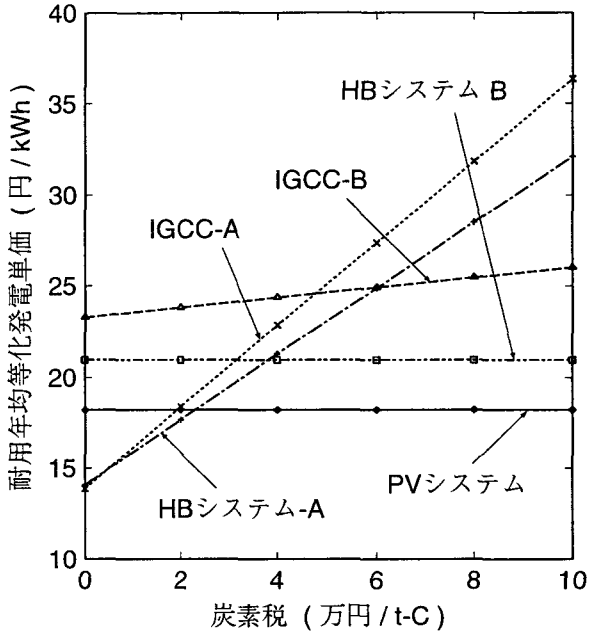
建設費および燃料単価に関してそれぞれ想定した 2 ケースすなわち合計四つのケースについて，発電単価を推定した結果を付図 1 ～付図 4 に示す．

(a) 建設費，燃料単価ともに中位のケース

建設費および燃料単価を中位の想定値として，炭素税を変化させるとした場合における発電単価の推定結果を付図 1 に示す (建設費および燃料単価の想定値については，第 6 章を参照のこと)．

付図 1 に示すように，炭素税が 1.3 万円/t-C 以下の場合には IGCC-A の発電単価が最も低いが，炭素税 1.3 万円/t-C 以上では HB システム-A が経済的に最も有利となる．HB システム-B が最も有利となるのは炭素税が 4.1 万円/t-C 以上のときである．4.1 万円/t-C という炭素税は，既にスウェーデンにおいて部分的に導入されている炭素税 (平成 8 年時点で約 2.2 万円/t-C)[5] の約 2 倍であり，将来炭素排出制約がさらに厳しくなった場合に課税される可能性の否定のできない水準と考えられる．

ここで，石炭ガス 1 MJ あたりの CO_2排出量は 33.7 g-C であるから，1 万円/t-C



付図 2: 発電単価推定結果 (燃料単価が中位で，建設費が低位となるケース)

の炭素税は燃料の発熱量で表現すると 0.337 円/MJ の燃料費の上昇に相当する．従って，上に示した炭素税 1.3 万円/t-C および 4.1 万円/t-C は，それぞれ相対値で 37%および 115%の燃料単価の上昇に相当する．

(b) 建設費が低位となるケース

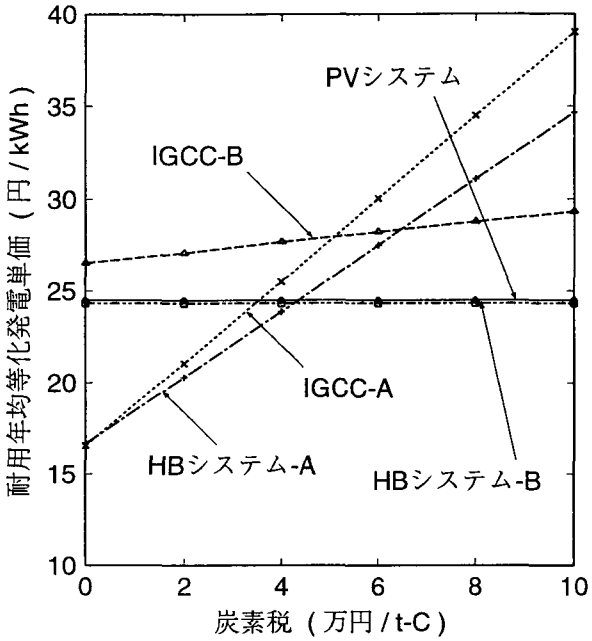
付図 2 は，燃料単価を中位の想定値とし，集熱器および PV システムの建設費を低位の想定値としたときの発電単価の推定結果を示している．

付図 2 から，建設費が低位の場合には，炭素税が 0.4 万円/t-C (燃料単価上昇率 11%に相当) 以下では IGCC-A の経済性が最も高いが，炭素税がそれ以上になると HB システム-A が経済的に有利となり，2.3 万円/t-C (燃料単価上昇率 65%に相当) 以上では PV システムが最も有利になると推定されていることがわかる．

(c) 燃料単価が高位となるケース

建設費を中位の想定値とし，燃料単価が高位の想定値である場合についての発電単価推定結果を付図 3 に示す．

付図 3 からわかるように，燃料単価が高位の場合には，炭素税が 0.2 万円/t-C (燃料単価上昇率 4%に相当) 以下においては IGCC-A の経済性が最も高いが，炭素



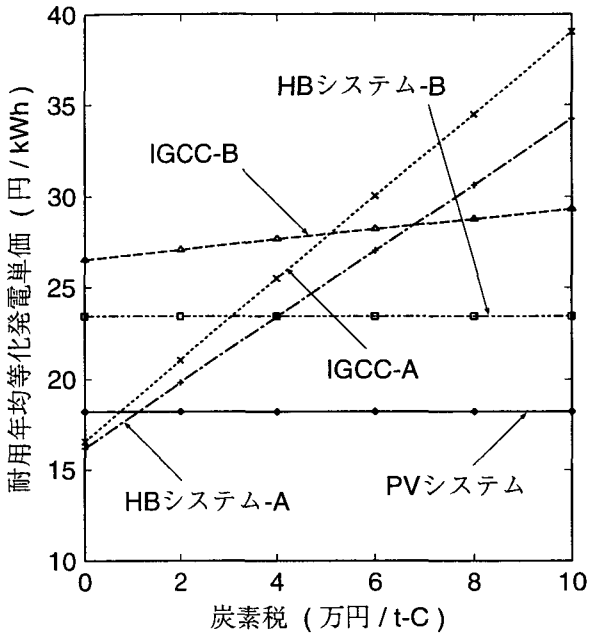
付図 3: 発電単価推定結果 (建設費が中位で，燃料単価が高位となるケース)

税が 0.2 万円/t-C (燃料単価上昇率 4%に相当) 以上であれば HB システム-A，4.3 万円/t-C (燃料単価上昇率 91%に相当) 以上に炭素税が高くなれば HB システム-B を，それぞれ導入するのが経済性の観点から最も優れていることになる．PV システムの発電単価は HB システム-B のそれとほぼ同じになると推定された．

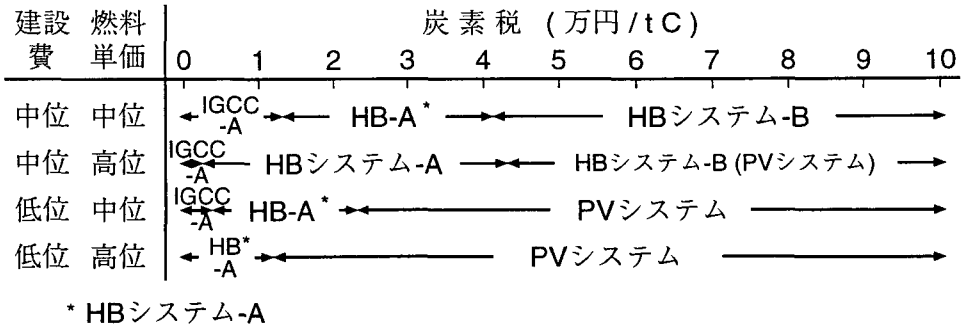
(d) 建設費が低位で，燃料単価が高位となるケース

建設費を低位の想定値とし，燃料単価が高位の想定値としたときの発電単価推定結果を付図 4 に示す．付図 4 から，建設費の低減化と燃料単価の上昇の両方が進行した場合には炭素税が課されなくても HB システム-A の発電単価が最も低くなると推定された．炭素税が 1.2 万円/t-C (燃料単価上昇率 25%に相当) 以上では PV システムが経済的に最も有利になると推定されている．

付図 2 ～付図 4 から，建設費および燃料単価を種々の想定値として炭素税を変化させた場合において，それぞれ経済的に最も有利となると推定された検討システムをまとめて付図 5 に示す．付図 5 から，HB システム-A は，建設費の低減化と燃料単価の上昇の両方が進行した場合には炭素税がない場合でも経済的に最も有利となり，それ以外の場合でも 0.4～1.3 万円/t-C の炭素税 (燃料単価上昇率 4～37%に相



付図 4: 発電単価推定結果 (建設費が低位で，燃料単価が高位となるケース)



付図 5: 種々の想定条件下で経済的に最も有利となる検討システムの推定結果

当) の下で有利になると推定されていることがわかる．HB システム-B については，建設費が中位の場合に 4.1～4.3 万円/t-C 以上の炭素税 (燃料単価上昇率 91～115%に相当) の下で経済的に最も有利となると推定されている．

参考文献

[1] 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「炭素排出制約下における太陽エネルギー利用発電システムの経済性の比較評価」, 電学論 B，**119**，5，541-549，1999

[2] 渡辺 潔，浅田豊靖:「クールウォーター石炭ガス化発電実証実験計画」，エネルギー・資源，**9**，3，289-293，1988

[3] H. Ishitani and T. B. Johansson (Eds.): *Energy Supply Mitigation Options*, IPCC Working Group II, IPCC Second Assessment Report, 589-647, 1996

[4] 松橋隆治，石谷 久，朴 炳植:「石炭ガス化複合サイクルにおける効率的 CO_2 回収方法の検討」，電学論 B，**112**, 6，531-537，1992

[5] 環境庁編: 平成 9 年版環境白書，大蔵省印刷局，1997

研究業績

発表論文 (査読有り)

1. 朴 炳植，小杉隆信，鈴木 胖:「蓄熱槽を持った太陽熱ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの特性と経済性評価」，電学論 B，**117**，12，1545-1552，1997

2. Pyong Sik Pak, Yutaka Suzuki and Takanobu Kosugi: "A CO_2-Capturing Hybrid Power Generation System with Highly Efficient Use of Solar Thermal Energy", *Energy*, **22**, 2/3, 295-299, 1997 (*Proceedings of The Second International Symposium on CO_2 Fixation and Efficient Utilization of Energy*, Tokyo, 1995)

3. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「世界各地の異なった日射条件下における太陽エネルギー利用発電システムの出力および発電単価の評価」，電学論 B，**118**，3，246-253，1998

4. Takanobu Kosugi, Pyong Sik Pak and Yutaka Suzuki: "Characteristics and Economics Assessment of Power Generation Systems Utilizing Solar Energy in Various Regions", *Advances in Chemical Conversions for Mitigating Carbon Dioxide*, Elsevier, 367-370, 1998 (*Proceedings of The Fourth International Conference on Carbon Dioxide Utilization*, Kyoto, 1997)

5. Pyong Sik Pak, Takanobu Kosugi and Yutaka Suzuki: "Evaluation of Characteristics and Economics of a CO_2-Capturing H_2O Turbine Power Generation System Utilizing Waste Heat from a Garbage Incineration Plant", *International Journal of Global Energy Issues*, **11**, 1-4, 211-217, 1998 (*Proceedings of*

Joint IEW/JSER International Conference on Energy, Economy, and Environment, Osaka, 1996)

6. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「炭素排出制約下における太陽エネルギー利用発電システムの経済性の比較評価」，電学論 B，**119**，5，541-549，1999

国際会議講演論文

1. Takanobu Kosugi, Pyong Sik Pak and Yutaka Suzuki: "A Comparative Assessment of Solar Thermal Electric Power Generation Systems which Integrate Parabolic Trough Collectors into Fossil-Fired Plants", *Proceedings of The Fourth International Conference on New Energy Systems and Conversions*, Osaka, 157-162, 1999

国内学会講演論文

1. 小杉隆信，金 寛，朴 炳植，鈴木 胖:「多地域人口シミュレーションモデル開発へのオブジェクト指向アプローチの適用」, 日本シミュレーション学会第 13 回シミュレーション・テクノロジー・コンファレンス発表論文集, 119-122, 1994

2. 小杉隆信，鈴木 胖，金 寛，朴 炳植:「エネルギー・環境関連施設ショーケースのためのデータベースシステムの開発」, 第 11 回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集, 113-118, 1995

3. 朴 炳植，小杉隆信，鈴木 胖:「太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2 全回収火力発電システムの特性と経済性評価」, 第 12 回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集, 309-314, 1996

4. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2 全回収火力発電システムの経済性評価」, エネルギー・資源学会第 15 回研究発表会講演論文集, 173-178, 1996

5. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「太陽熱利用 CO_2回収ハイブリッド型火力発電システムの日射条件に対する特性依存性評価」, 第 13 回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集, 135-140, 1997

6. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「新太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収火力発電システムの経済性の検討」, エネルギー・資源学会第 16 回研究発表会講演論文集, 7-12, 1997

7. 小杉隆信，邑田健治，下田吉之，鈴木 胖:「グローバルエネルギーモデルによる太陽光発電システムの普及予測」, 第 14 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 99-104, 1998

8. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「炭素排出制約下における太陽エネルギー利用発電システムの経済性比較評価」, 第 14 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 105-110, 1998

9. 朴 炳植，市川英樹，小杉隆信，鈴木 胖:「太陽熱利用・ガス化石炭を燃料とする CO_2回収ハイブリッド型発電システムの構成と特性」, エネルギー・資源学会第 17 回研究発表会講演論文集, 113-118, 1998

10. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「太陽熱利用ハイブリッド型コージェネレーションシステムの省エネルギー性評価」, エネルギー・資源学会第 17 回研究発表会講演論文集, 137-142, 1998

11. 朴 炳植，上田浩史，小杉隆信:「ガス化石炭を燃料とする太陽熱活用 CO_2回収 H_2O タービン発電システムの発電特性」, 第 15 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 95-100, 1999

12. 小杉隆信，朴 炳植，鈴木 胖:「太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2 回収コージェネレーションシステムの特性と経済性評価–大阪北港南地区に設置する場合を対象として」, 第 15 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 147-152, 1999

13. 朴 炳植，有馬 剛，小杉隆信:「直接蒸気発生 (DSG) 集熱器を用いた太陽熱利用ハイブリッド型 CO_2回収 H_2O タービン発電システムの特性評価」, 第 15 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 225-230, 1999

14. 小杉隆信，朴 炳植，船津徹也，鈴木 胖:「経済性を考慮した CO_2回収 H_2O タービン発電システムの検討」, エネルギー・資源学会第 18 回研究発表会講演論

文集, 35-40, 1999

15. 朴 炳植，上田浩史，小杉隆信:「ガス化石炭を燃料とする太陽熱利用 CO_2回収ハイブリッド型発電システムの特性と経済性評価」, エネルギー・資源学会第18回研究発表会講演論文集, 47-52, 1999

16. 朴 炳植，小杉隆信，鈴木 胖:「工場廃熱利用 CO_2回収高効率発電システムの提案とその特性評価」, 平成11年度電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集 (分冊 B), 359-360, 1999