

高効率太陽熱発電システムの研究

Development of High Efficiency Solar Heat Power Generation System

原動機事業本部 山内 康弘^{*1}

技術本部 森 康^{*2} 小川 浩二^{*3}

東北大学 嵐 治夫^{*4}

CO₂を排出しない太陽エネルギーを利用した大規模発電システムは幾つかの実施例があるものの、プラントコストや稼働率の低さ等の問題により、本格的な実用化には至っていない。本研究は、太陽光を集光し1000℃レベルの高温ガスを発生させ、これを再生ガスタービンの熱源とした、少ない開発リスクと低プラントコストとを同時に満足できる可能性のあるシステムの開発を目標としている。本システムの技術的ポイントの一つに、1000℃レベルの高温ガスを発生させる太陽熱受熱器の開発がある。当社では、多孔質セラミックスを利用した独自の受熱器を試作し、実際の太陽光から0.8 MPa、1038℃の高温ガスを得ることに成功した。

A solar thermal power generation system has the remarkable advantage in that there are no carbon dioxide emissions, but they are not in wide commercial use yet because of their low power generation efficiency and high plant construction cost. Suitable methods allowing low-cost solar power generation have been studied, and it was found that the regenerative gas turbine cycle using at the high temperature of 1000℃ as the working fluid could realize it. A high temperature solar heat receiver which is necessary for the system was constructed using porous ceramic material and successfully generated gas with the high pressure of 0.8 MPa and the high temperature of 1038℃ through tests using an actual solar collector.

1. 緒 言

CO₂による地球環境の悪化が国際的な問題となり、クリーンエネルギーを利用した発電システムの早急な実用化が望まれている。クリーンエネルギーとしては、CO₂を全く排出しない太陽エネルギーの利用が有望である。現在、太陽電池の開発は国を挙げて大規模に行われており、当社でも太陽電池の高効率化・低コスト化に積極的に取り組んでいる。

一方、太陽熱に関しては、1970年代に仁尾で実施されたサンシャイン計画以来、我が国での本格的な研究は実施されていない。この主の原因は、太陽熱受熱温度の低さによる低発電効率のため所要集光面積が大きくプラント建設費が高くなること、及び年間稼働率が低く設備償却費が高くなることなどがあげられる。

そこで、当社では、受熱温度を約1000℃に上げることで発電効率を向上させ、所要集光面積を低減することによってプラント建設費の低減が見込める高効率太陽熱発電システムの開発に取り組んでいる⁽¹⁾。

本システム実現のポイントは、高温ガスを発生させる太陽熱受熱器の開発にある。本報では、この受熱器の構造と試作受熱器を使用した受熱試験結果について述べ、併せて太陽熱利用システムの将来像について考察する。

2. 開 発 目 標

1970年代に盛んに研究された太陽熱発電プラントは、太陽熱受熱温度が低かったため発電効率も低かった。したがって、発電プラント建設単価が通常の火力発電プラントの20倍以上と高く実用化に結びつかなかった。しかしながら、この建設費の大部分は集光設備が占めているため、発電効率を向上させ、所要集光面積を低減させることにより、建設費を大幅に削減できる可能性がある。

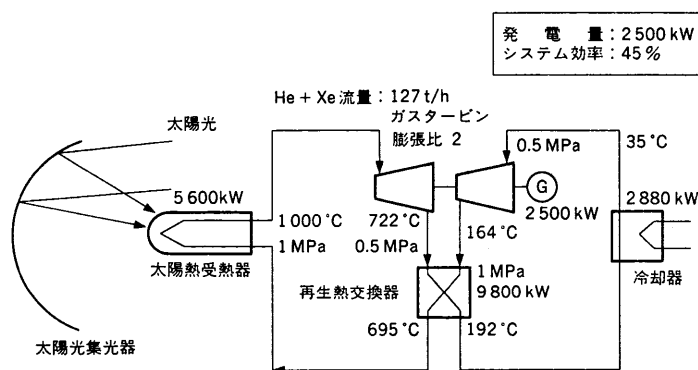


図1 高効率太陽熱発電システム系統図 1000℃、1 MPa のガスを使用した再生クロードガスタービンサイクルにより、発電システム効率45%が達成できる。
Schematic diagram regenerative closed gas turbine cycle for high efficiency solar heat power generation system

本研究では、発電原価が10円/kWを達成できる、建設単価35万円/kWの太陽熱発電システムの開発を目標とした。

集光設備を除いた発電システムの建設単価を20万円/kW、集光器の建設単価を4万円/m²、集光効率を90%、直達日射量を0.9 kW/m²とすれば、前述した目標達成には、受熱効率が80%で、かつシステム発電効率は40%以上が必要である。

今回は、この目標を達成できる発電システムとして、システムが単純でありながら高効率を得られ、比較的開発要素が少ないと考えられる再生ガスタービンサイクルを採用した。図1にサイクルの系統図を示す。受熱器で1000℃まで加熱されたヘリウム・キセノンの混合ガスを再生ガスタービンへ供給し発電を行う。試算によると、このシステムのシステム効率は45%程度になる。

このように本システム実用化には、発生ガス温度（以降受熱温度と呼ぶ）1000℃、熱変換効率（以降受熱効率と呼ぶ）80%、耐圧1 MPaの太陽熱受熱器の開発が必要である。

*1 原動機技術センター新製品開発部技術開発課

*3 長崎研究所第二実験課

三菱重工技報 Vol. 31 No. 4 (1994-7)

*2 長崎研究所流体・伝熱研究室

*4 工学部機械知能工学科教授 理博

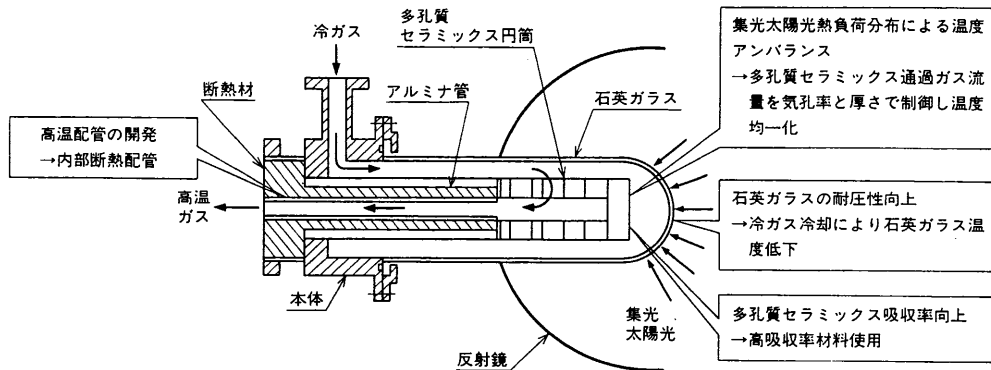


図2 太陽熱受熱器の構造 太陽熱受熱器の受熱部に多孔質セラミックスを適用し、従来にない高熱流束熱交換を実現した。
Construction of solar heat receiver using porous ceramics

3. 受熱器の構造

3.1 受熱器の設計

高温の受熱温度を得るためには、太陽光を集光する必要があるが、この場合、太陽光の集中度によっては1000 kW/m²以上の高い放射熱流束となる。この値は、従来のガス対流伝熱による熱交換器と比較して100倍以上である上、高温であるため、従来にはない新しい熱交換技術が必要である。

そこで、本システムでは、多孔質体による放射エネルギー変換技術の応用である多孔質セラミックスを用いた受熱器を開発した⁽²⁾。これは、熱吸収率の高い固体でできた多孔質体に放射光を照射し、放射熱を吸収して高温となった多孔質体にガスを流して高温ガスを得るものである。

受熱器の概略構造を図2に示す。

この受熱器の特徴は次のとおりである。

- (1) 受熱部に高熱吸収率多孔質セラミックスを使用する。
- (2) 太陽光熱負荷分布による受熱面の温度アンバランスの発生を緩和するため、多孔質セラミックスの気孔率調整により、流通ガス流通を制御する。
- (3) 多孔質セラミックス通過前の低温ガスにより、耐圧部石英ガラスを冷却する。
- (4) 熱ガス流通配管は、内部断熱型を採用する。

放物面鏡などで集光された太陽光は、石英ガラスで一部が反射され、残りが多孔質セラミックスを加熱する。冷ガスは、加熱された多孔質セラミックスの中を通過しつつ加熱され高温ガスとなる。

石英ガラスは集光太陽光及び多孔質セラミックスからの放射で加熱され、逆に冷ガス及び大気への伝熱によって冷却される。石英ガラスの曲げ強度は、900℃付近が16.6 kgf/mm²と最も高くなるため、ガラス本体の温度を1000℃程度以下に保てれば、高温雰囲気下での強度劣化は特に問題とならない。

3.2 太陽光集中度計算⁽⁴⁾

放物面鏡で太陽光を集光し、円筒型の受熱面で受熱する場合の太陽光の集中度は式(1)で与えられる。

$$\frac{2}{\pi \xi_0^2} \int_0^\theta \sin^2 \theta \cdot d\theta \int_0^\phi \cos \phi \cdot d\phi \quad (1)$$

ここで θ は入射角、 ϕ は光軸回りの回転角である。

θ 、 ϕ の積分は円すい状の太陽放射が円筒に接する平面に作る円についての座標変換によって式(2)を満足する範囲について行われる。

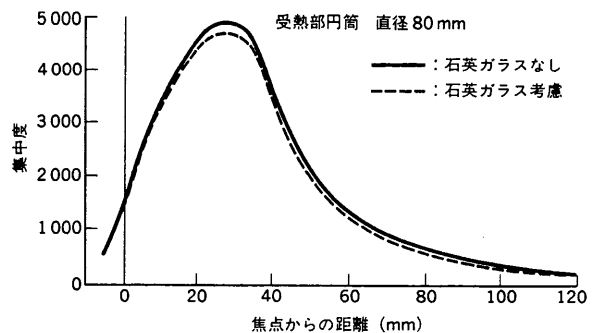


図3 太陽光受熱部集中度計算結果 太陽光の集中度分布による受熱器温度分布発生防止のため、多孔質セラミックスの気孔率、気孔率を調整した。
Calculated results of solar heat convergences

$$\xi_0^2 \leq \frac{(1 + \cos \theta)^2 \sin^2 \theta}{4 f^2 (1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)} \cdot \left\{ \cos^2 \phi \left[\cos \theta - \frac{r(1 - \sin^2 \theta \cos^2 \phi)}{\sin \theta \cos \phi} \right]^2 + x^2 \cos^2 \phi \right\} \quad (2)$$

今回試作した直径80 mmの受熱部円筒について計算した円筒表面における集中度を図3に示す。集中度は焦点から30 mmの位置で最大値を持つ分布となり、その値は約5000である。図中に石英ガラスの反射の影響を考慮した計算結果も併せて示す。ガラス表面での反射及び吸収によって受熱部円筒表面への太陽光集中度は低下し、この結果、受熱量が5%程度低下すると予想される。

3.3 多孔質セラミックスの流量制御

図3のような太陽光集中度の位置的变化により、受熱面の温度は不均一となる。局所的な高温部の発生は、放射損失を増大させるだけでなく受熱部の熱応力破壊を引起す可能性もある。そこで、太陽光集中度が高い部分には多量のガスを流し、温度分布を均一とするように、多孔質セラミックスのガス通過抵抗を気孔径、気孔率によって調整した。

4. 受熱試験

4.1 太陽炉の構成

太陽光を集光するための太陽炉は東北大学科学計測研究所の大型太陽光集光装置を用いた。集光器は、口径10 m、焦点距離3.2 mの回転放物面鏡である。太陽追尾はヘリオスタット方式の太陽集光器で行う。

ヘリオスタットから反射された太陽光の強さを直達日射計で計測し、これから放物面鏡への入射強度を計算した。受熱器は焦点付近に置かれ、放物面鏡からの集光太陽光を受ける。

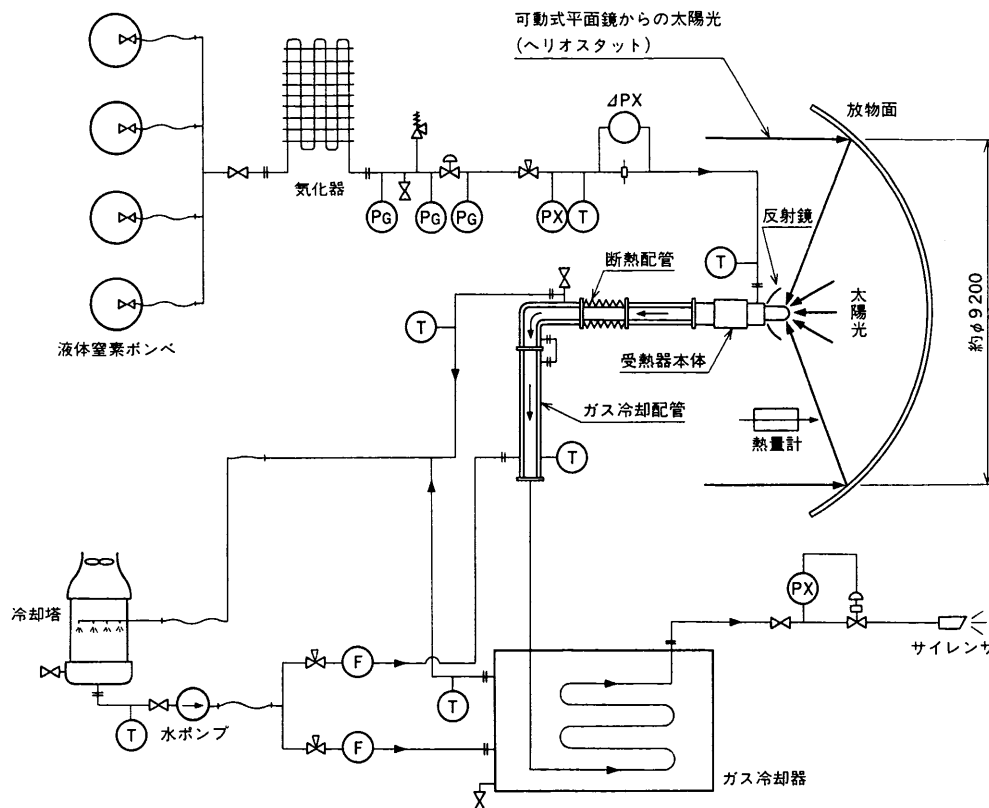


図4 受熱試験装置系統図 太陽熱受熱器を試作し、0.8 MPaの窒素ガスを使用して太陽熱発電システム基礎特性把握試験を実施した。
Schematic diagram of test system

4.2 太陽炉の熱流束分布計測

太陽炉の集中度の分布と、受熱器への入熱量検定のために、銅製円筒の表面に太陽光を集光させて受熱量を計測した。この銅製円筒は内部が水冷されており、寸法は、受熱器多孔質セラミックス受熱部と同一とした。円筒の表面には熱吸収率を高めるため黒体塗料を塗布した。熱流束分布は銅円筒の内部温度差から、受熱量は冷却水の温度上昇から求めた。

銅製円筒の円周方向4点で円筒軸方向の熱流束分布を計測したところ、計算結果よりやや集光器よりに熱流束の最大値を持つ熱流束分布となった。このときの入熱量は12.2 kW、放物面鏡への入射太陽光強度は0.19 kW/m²であった。また、受熱面熱流束の最大値は約1000 kW/m²であった。これらから太陽光集中度を求めると、約5000となり計算値とほぼ一致した。

4.3 試験装置

試験装置の系統図を図4に示す。被加熱流体として窒素ガスを使用した。太陽光で加熱された窒素ガスは、断熱配管と水冷配管を通った後ガス冷却器で常温まで冷却され、減圧弁で大気圧まで減圧された後、放出される。試験圧力は0.8 MPaである。試験に使用した受熱器の概略構造は図2のとおりである。太陽光を受熱する多孔質セラミックスは、気孔径の異なる円管状の多孔質セラミックスを張り合わせたもので構成し、気孔径によってガス通過抵抗を調整した。多孔質セラミックスは内部断熱をしたセラミックス管に接続され、この外部を肉厚7 mmの石英ガラスで覆った。窒素ガスは多孔質セラミックスと石英ガラスの間を流れた後、多孔質セラミックスを通過しながら加熱され、高温ガスとなって、SUS 310 S製の内筒を持つ断熱配管へ導かれる。

断熱配管は高温ガス炉の技術を応用した。配管の熱膨張を逃がすために、内管は支持部を起点とし、はめあい部で軸方向にしゅ

う動するようになっている。また、軸方向のガス漏れを防止するために、はめあい部には隔壁を設けている。

また、石英ガラスの外側には、受熱部からの放射損失を防止するための反射鏡を取付けた。

5. 受熱試験結果

図5に試験により得られた受熱器出口ガス温度と受熱効率の関係を示す。受熱効率とは受熱器の入熱に対するガス側受熱量の比である。今回の試験設備では、太陽炉の出力は固定されているので、受熱温度は窒素ガス流量を調整することで変化させた。

受熱ガス温度の高温化に伴って受熱効率は低下する傾向にあるものの、開発したシステムは目標である受熱温度1000℃、受熱効率80%を余裕をもって達成できることを確認した。

6. 将来システム

6.1 実機発電システム

開発した太陽熱受熱器を用いた発電出力2500 kWの太陽熱発電システムプラントは、およそ図6のような規模になると考えられる。

直径170 mの敷地に490基の反射鏡を配置して、高さ46 mのタワーの先端に設置された太陽熱受熱器に集光する。ガスタービン及び発電装置はタワーの内部に配置される。

6.2 太陽熱水素製造システム

太陽熱発電システムは、天候の影響を受けやすいため直達日射量が多く晴天率が高い低緯度乾燥地帯に適したシステムであるが、これらの地域では電力需要も少なくその有効利用が困難なところも多い。そこで、太陽エネルギー貯蔵システムとして太陽熱発電と高温水蒸気電解とを組合せた水素製造システムが考えられる⁽³⁾⁽⁴⁾。

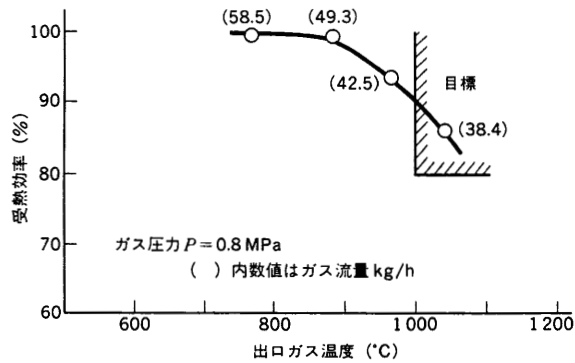


図5 太陽熱受熱試験結果 太陽熱発電システム実現に必要な性能が、試作した太陽熱受熱器にて達成できることを実験的に検証した。
Solar heat receiving test results

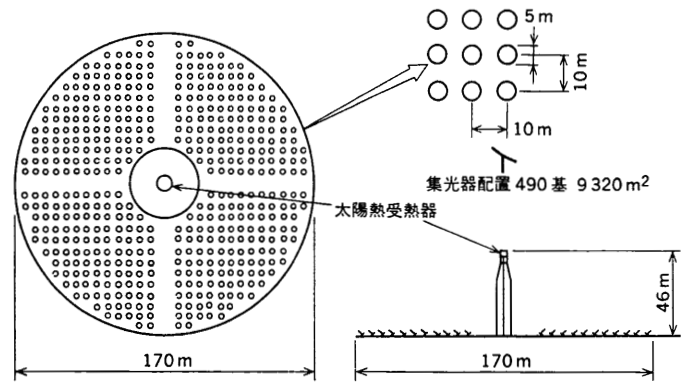


図6 高効率太陽熱発電システム実機概略配置 発電出力2500kWの発電システムに必要な敷地は、直径約170mの円形である。
Construction of high efficiency solar heat power generation system for commercial plant

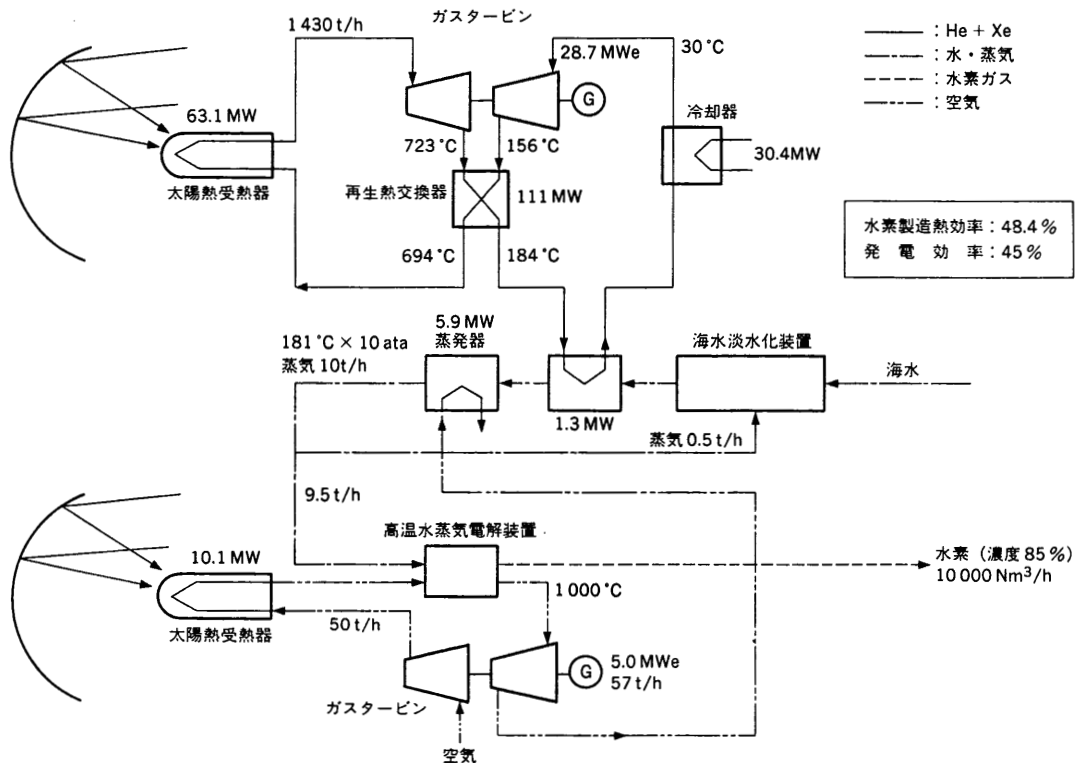


図7 太陽熱水素製造システム系統図 太陽熱利用の将来システムとして、高温ガスを高温水蒸気電解装置の熱源として利用した水素製造システムが考えられる。
Schematic diagram of high temperature steam electrolysis system using solar heat

このシステムで製造した水素と、粗悪油や石炭とを反応させて、貯蔵・輸送・利用が簡便なメタノールを製造すれば太陽エネルギーの有効利用が可能である。

水素発生量 $10\,000\text{ Nm}^3/\text{h}$ の水素製造システムを図7に示す。水素は高温水蒸気電解技術で製造し、電解装置に与える熱として太陽熱を利用する。このシステムでは、太陽熱入熱と製造水素発熱量の比である水素製造効率率は48%程度となる。

7. 結 言

太陽熱を利用した高効率発電システム及び水素製造システムの実用化について検討した結果、次のような結論が得られた。

- (1) 太陽熱発電システムの実現には、40%以上の発電効率を要し、このシステムを実現するには高温太陽熱受熱技術が必要である。
- (2) 高温太陽熱受熱装置として、多孔質セラミックスを使用した受熱器を開発し、所期の目標を達成した。

- (3) 太陽エネルギーの有効利用システムとしては、高効率再生ガスタービン発電システムと、高温水蒸気電解による水素製造システムとの組合せが有望と考えられる。

参 考 文 献

- (1) 山内康弘ほか、高温加圧太陽熱受熱器の開発、エネルギー・資源学会第12回研究発表会講演論文集 No.3-1 (1993) p.83
- (2) 越後亮三、ガスエンタルピーと輻射エネルギー間の効果的変換方法及工業炉への応用、日本機械学会論文集 No.48-435 (1982-11) p.2315
- (3) 嵐 治夫ほか、太陽エネルギーを用いた高温水蒸気電分解による水素製造、エネルギー・資源学会第10回研究発表会講演論文集 No.1A-3 (1991) p.13
- (4) 嵐 治夫ほか、太陽エネルギーを用いた高温水蒸気電分解による水素製造(II)、エネルギー・資源学会第11回研究発表会講演論文集 No.1-5 (1992) p.21