UDC 621.181.69:621.311.22:(523.72:620.91)

論文

59-B 2

熱・電気複合ソーラシステムの最適蓄熱容量の考察

正員 谷 辰 夫 (電総研)

1. 緒 言

筆者らは、熱エネルギー、電気エネルギーを同時に供給する熱・電気複合ソーラシステムを提案し、現在技術的、経済的観点から研究を進めている⁽¹⁾⁽²⁾。前報においては、一定条件のもとで構成した3種類のシステム(太陽熱発電単独システム、熱・電気複ソーラシステム)の検討結果が論述されている⁽³⁾。

すなわち、まず1年間の連続した日射データの実測値を用いて、各システムの年間稼動時間、年間エネルギー供給量が求められた。次いでシステムを構成する各要素機器のコストモデルから各システムのエネルギー単価が算出され比較検討されている。

その結果、各システムの最適設計基準日射強度は、法線面直達日射強度(以下本文では直達日射強度と称する)が 0.7 kW/m^2 、傾斜面全日射強度が 0.9 kW/m^2 付近であることが分った。また、熱・電気複合ソーラシステムは、

- (1) 傾斜面全日射量の利用が可能なこと
- (2) 蒸気タービン発電機とフロンタービン発電機の複合発電方式であること
- (3) 集光形集熱装置と比較的安価な非集光固定形集熱器を組み合わせたこと

によって、熱エネルギー、電気エネルギーを単独に供給するシステムに比べエネルギー単価が安価となり、有効なシステムであることも分った。

一方、太陽エネルギーをエネルギー源とする太陽熱発電、熱・電気複合ソーラシステムなどは、入力が不安定であるにもかかわらず、負荷の要請に従って安定した出力を供給する必要がある。安定した出力を得るには、蓄熱装置の役割りは重要である。また、システム全体の建設費に占める蓄熱装置費の割合は決して小さいとは言えず、蓄熱装置の最適容量を明らかにすることは、システム設計上極めて重要である。

前報では、各システムの設計に好ましい基準日射強度が考察され明らかにされたが、蓄熱容量はいずれのシステムとも、定格出力の2時間に固定されたものであった。本論文では、前報でのシステムを基本にし、熱・電気複合ソーラシステムなど四つのシステム構成の最適蓄熱容量が考察されている。すなわち、予め設定した設計基準日射強度で定格の出力が供給できるシステムを構成する。その後、蓄熱容量を変化させ、1年間の連続した日射データを用いてシステムシミュレーションを行ない、経済的に好ましい蓄熱容量を検討し考察したものである。

2. システム条件

〈2・1〉 システム構成 本論文で検討したシステムは、図1に示すように、筆者らが提案している熱・電気複合ソーラシステムを含む四つのシステムである。産業部門の生産工程で使用される工程熱の温度領域は、電気炉、ガス炉などの高温利用を除けば、大半は 350°C 以下である。また全国の軽工業部門1事業所あたりに使用される電気エネルギー、熱エネルギーは、それぞれ 0.5 MW 、 3.0 MW 程度の容量で賄うことが可能であり、比較的小容量であることが分った⁽⁴⁾。

ここで検討された各システムの定格は、中小規模の定格容量の一例として次の値を設定し、これらの部門への適用が想定される熱・電気複合ソーラシステムの特性の傾向を明らかにした。

電気出力: 1.0 MW または 1.5 MW

熱出力: 6.0 MW (250°C 飽和蒸気)

表1は、ここで検討した四つのシステム構成(ケースI~IV)の一覧であり、各々のシステム構成図は図1に示されている。図1(a)は電気エネルギーとプロセスヒート用熱エネルギーをそれぞれ独立したシステムで供給するシステム(ケースI)である。このシステムでは、樋型放物面鏡による集光・集熱装置で集熱した 280°C の熱エネルギーをそれぞれ独立した蓄熱装置に貯蔵後発電(蒸気タービン発電機、定格出力 1.0 MW 、タービン入口条件 250°C 飽和蒸気)あるいは

Study of the Optimum Thermal Storage Capacities for a Solar Total Energy System. By Tatsuo Tani, Member (Energy Division, Electrotechnical Laboratory).

谷 辰夫: 正員, 電子技術総合研究所エネルギー部

表 1 システムの仕様
Table 1. System specifications.

ケース		I	II	III	IV
構成	槽型放物面鏡	○	○	○	○
	逆平板形集熱器	—	○	○	○
発電部	蒸気タービン	1.0MW	0.5MW	1.0MW	1.0MW
	フロンタービン	—	0.5MW	0.5MW	—
プロセスヒート		6.0MW (250°C 飽和蒸気)			
蓄熱容量		定格出力の 1~10 時間分			
構成図		図 1(a)	図 1(b)	図 1(b)	図 1(c)

プロセスヒート用熱エネルギー（定格出力 6.0 MW, 250°C 飽和蒸気）に利用する。

図 1 (b) は、槽型放物面鏡と非集光固定形の逆平板集熱器を組み合わせる集熱部を構成し、各々 280, 110°C で集熱するシステム（ケース II, III）である。集熱温度に対応して蓄熱装置が 2 槽設けてあり、蒸気タービン発電機（タービン入口条件 250°C, 飽和蒸気）とフロンタービン発電機（タービン入口条件 90°C, R-11 飽和蒸気）との複合発電方式となっている。また、同時に定格出力が 6.0 MW (250°C 飽和蒸気) のプロセスヒート用熱エネルギーをも供給する。ケース II では各発電機の定格出力は 0.5 MW で合計 1.0 MW であり、ケース III では、蒸気タービン発電機、フロンタービン発電機のそれらは、それぞれ 1.0, 0.5 MW で合計 1.5 MW である。

図 1 (c) のシステム（ケース IV）は、他のシステムと対比するために構成されたものである。このシステムの集熱部、蓄熱部の構成、集熱温度はケース II, III と同一であり、発電部は蒸気タービン発電機のみ構成となっている。蒸気タービン発電機の定格出力は 1.0 MW（タービン入口条件 250°C, 飽和蒸気）で熱出力は他のケースと同一である。

著者らが提案している熱・電気複合ソーラシステムは、図 1 (b) のシステム構成（ケース II, III）であり、電気エネルギーとプロセスヒート用熱エネルギーを同時に供給し得るシステムとなっている。

〈2・2〉設計パラメータ システムの設計に当たって重要なことの一つは、設計の基準となる日射強度を決めることである。ケース II, III, IV では、集光・集熱装置と非集光固定形集熱器を用いて集熱部を構成するため、直達日射強度と傾斜面全日射強度の各々について基準を設けている。すなわち、実測データによれば、我が国の年間の直達日射量と傾斜面全日射量の比は、約 1.3 であると報告されている⁽⁵⁾。従って、

(a) ケース I

(b) ケース II (ケース III)

(c) ケース IV

図 1 システム構成図

Fig. 1. System configurations.

直達日射強度の範囲を $0.4 \sim 0.8 \text{ kW/m}^2$ とし、これらの値に対応して、傾斜面全日射強度のそれを $0.5 \sim 1.0 \text{ kW/m}^2$ とした。

また、各システムとも春、秋分時の南中時における両者の日射量が上記のとき定格出力が発生できるものとした。

集熱部は、槽型放物面鏡による集光・集熱装置と非集光固定形の逆平板集熱器で構成される。槽型放物面鏡は、南北地軸固定形で 1 台あたりの集光面積は 15 m^2 (幅 3 m, 長さ 5 m) であり、逆平板集熱器の受光面積は 13.5 m^2 (幅 1.5 m, 長さ 9 m) である。また、

敷地面積に対する両集熱装置の占有率は、それぞれ、0.3、0.5である。

これら二種類の集熱装置の集熱特性は、これまでの実験結果、シミュレーション結果より、集光・集熱装置については、出口温度 280℃ のとき

$$Q = 0.6 I_d - 0.06 \quad \dots\dots\dots (1)$$

非集光・固定形の集熱器については、出口温度 110℃ のとき

$$Q = 0.6 I_g - 0.1 \quad \dots\dots\dots (2)$$

とした⁽³⁾。ここで、 I_d ：直達日射強度 (kW/m²)、 I_g ：傾斜面全天日射強度 (kW/m²)

熱輸送部では、各システムの熱輸送パイプの全長とパイプの単位長さあたりの熱損失量より、全熱損失量が求められている。また、同時に熱輸送中の熱媒体の温度降下も求められている。

本論文で検討した蓄熱装置は顕熱形であり、蓄熱材料としてコランダム (Al₂O₃) の小玉を用いている。また、蓄熱容量の範囲は、定格の出力に必要な熱エネルギーの 1 時間分から 10 時間分とした。蓄熱装置による蓄熱方式には、次の 2 方式が考えられる。

(1) 同じ温度の熱エネルギーを複数台に分割された蓄熱装置に順次貯蔵し利用する方式。

(2) 同じ温度の熱エネルギーを蓄熱量の大小に関係なく、1 台の蓄熱装置に貯蔵し利用する方式。

(1) の方式では、集熱された熱エネルギーは比較的速やかに利用されるが、単位蓄熱量あたりの蓄熱装置表面積の割合が大きく、表面からの熱損失が問題となる。一方、(2) の方式は、(1) の方式の逆の特性を示すことになる。両方式に利害損失があり、優劣を一義的に決めることは困難である。従って、(1)、(2) の方式の詳細な検討は別に譲ることにし、本論文では、(2) の方式による最適な蓄熱容量について考察する。

いま蓄熱装置内のコランダムの温度が均一であるとすると蓄熱装置のエネルギーバランスは次式となる。

$$m C_p V_c \frac{dT}{dt} = Q_u - L_0 - US(T - T_a) \quad (3)$$

ここで、 m ：蓄熱媒体(コランダム)の密度 (kg/m³)、 C_p ：蓄熱媒体の比熱 (kWh/kg・℃)、 T ：蓄熱媒体の平均温度 (℃)、 Q_u ：集熱部から単位時間あたりに供給されるエネルギー (kWh/h)、 L_0 ：蓄熱装置から単位時間あたりに発電、熱供給として供給されるエネルギー (kWh/h)、 U ：全熱損失係数 (kWh/m²・h・℃)、 S ：蓄熱装置の表面積 (m²)、 T_a ：外気温度 (℃)、 V_c ：蓄熱材料の体積 (m³)

また、蓄熱装置の形状を図 2 のように高さと同径とする。円筒の半径を r (m)、断熱材の

図 2 蓄熱装置概念図

Fig. 2. Conceptual thermal storage system.

厚さを r' (m)、蓄熱装置内に占める蓄熱材料(コランダム)の占有率を C とすると、これらの間に次式が成立する。

$$V_s = 2\pi r^3 C \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$r = \left(\frac{V_s}{2\pi C} \right)^{1/3} \quad \dots\dots\dots (5)$$

$$S = 6\pi(r+r')^2 \quad \dots\dots\dots (6)$$

これらの式より V_s は、

$$V_s = \frac{L_0}{C_p m \cdot \Delta T} \quad \dots\dots\dots (7)$$

ここで、 ΔT ：蓄熱材料の単位時間あたりに変化する温度の差 (℃/h)

更に、(3) 式を展開し、蓄熱媒体の温度は次式となる⁽⁶⁾。

$$T_{\text{new}} = T_{\text{old}} + \frac{\Delta \tau}{V_s m C_p} \times [Q_u - L_0 - US(T_{\text{old}} - T_a)] \quad (8)$$

ここで、 T_{new} ：ある時刻の蓄熱材料の平均温度 (℃)、 T_{old} ： T_{new} より 1 時間前の蓄熱材料の平均温度 (℃)、 $\Delta \tau$ ：時間幅 (h)

タービン発電部の発電効率、蒸気タービン発電機の入口温度が 250℃ (飽和蒸気) のとき、定格出力の違いによって次の値とした。

定格出力 500 kW：タービン効率 0.78

発電機効率 0.92

定格出力 1,000 kW：タービン効率 0.78

発電機効率 0.95

また、定格出力 500 kW のフロンタービン発電機についても、タービン入口温度が 90℃ (R-11 飽和蒸気) のとき、タービン効率 0.78、発電機効率 0.92 としている。

3. エネルギー単価の計算

各システムの総建設費は、各サブシステムの建設費を積み上げて求めている。また、各システムの発電端電力単価 E_e (円/kWh), 熱エネルギー単価 E_t (円/kWh) は、それぞれ次式となる。

$$E_e = \frac{\{V_e + V_c \cdot (t_e/t_e + t_i)\} \cdot r_a}{8.760 \times C_f \times P_r} + O\&M \quad (9)$$

$$E_t = \frac{\{V_t + V_c \cdot (t_i/t_e + t_i)\} \cdot r_a}{8.760 \times C_f \times P_r} + O\&M \quad (10)$$

ここで、 V_e : 発電に関与する建設費(円), V_t : 熱エネルギー発生に関与する建設費(円), V_c : 発電, 熱エネルギー両方に関係する共通の建設費(円), t_e : 年間発電時間(h)を示し, 年間発電量を定格出力で除いた値, t_i : 年間熱エネルギー発生時間(h)を示し, 年間熱エネルギー発生量を定格出力で除した値, r_a : 年間固定費率(金利, 償却, 諸税, 保険などに関係する), C_f : 年間稼働率, p_r : 定格出力(kW), O&M: 運転保守費(円/kWh)

更に、送電端電力単価, 熱供給単価は、所内で使用される熱媒体循環用ポンプ, 追尾装置駆動用電動機, 照明用電燈などの所内動力を考慮した次式によって求められる。例えば、送電端電力単価 E_{eo} (円/kWh)は

$$E_{eo} = \frac{E_e}{1 - \eta} \quad (11)$$

ここで、 η : 所内電力比率で発電端における発電量と所内使用電力量の割合

一方、システムを円滑に運用するには、蓄熱装置が必要であるが、過大な設備は無意味であり、最適な蓄熱容量を決めることは、システム設計に当って極めて重要である。その一つは、エネルギー単価の観点から蓄熱容量を決定する方法である。この方法は、蓄熱装置を持たないシステムのエネルギー単価を上廻ることなく、システムに蓄熱装置を設置しエネルギーを供給するシステムを設計するものである⁽⁷⁾。発電端電力単価に関しては(9)式より次式を満足する必要がある。

$$\begin{aligned} & \frac{\{V_{eo} + V_{co} \cdot \frac{t_{eo}}{t_{eo} + t_{io}}\} \cdot r_a}{8.760 \times C_{fo} \times P_r} \\ & \geq \frac{\{V_{eo} + (V_{co} + \Delta V_{co}) \cdot \frac{t_{en}}{t_{en} + t_{in}}\} \cdot r_a}{8.760 \times C_{fn} \times P_r} \quad (12) \end{aligned}$$

よって、蓄熱装置を持たないシステムのエネルギー単価を上廻らない蓄熱装置の単価 E_s (円/kWh) は次

式となる。

$$E_s \leq \frac{\Delta V_{co}}{n} \quad (13)$$

ここで、 V_{eo} : 蓄熱装置を持たないシステムの発電に関与する建設費(円), V_{co} : 同システムの発電, 熱エネルギー発生両方に関与する建設費(円), t_{eo} : 同システムの年間発電時間(h), t_{io} : 同システムの年間熱エネルギー発生時間(h), C_{fo} : 同システムの年間稼働率, ΔV_{co} : n 時間の蓄熱容量を持つシステムの蓄熱装置建設費(円), t_{en} : 同システムの年間発電時間(h), t_{in} : 同システムの年間熱エネルギー発生時間(h), C_{fn} : 同システムの年間稼働率, n : 蓄熱時間(h)

各サブシステムのコストモデルは、最近の価格データなどをもとに各システムが実用化された時期を想定して作成された。特に、集熱装置の価格は、総建設費に占める割合が大きいため、今後の研究開発によって大幅に低減される可能性があることを考慮し次のように仮定した。すなわち、楕型放物面鏡による集光・集熱装置の単位面積あたりの価格は 2.0, 6.0, 10.0 (万円/m²)であり、逆平板集熱器の非集光固定形集熱器のそれは、集光・集熱装置の価格に対応して、それぞれ 1.2, 3.6, 6.0 (万円/m²)としている。

また、熱輸送パイプの断熱材, 循環ポンプなどを含む単位長さ当りの価格 FHT (万円/m) は、熱媒体の平均温度 T (°C) の関数として表示し次式を用いた。

$$FHT = 10^{(9.63 \times 10^{-4} T - 0.74)} \quad (14)$$

従って、熱輸送系の総価格 V_1 (万円) は、熱輸送パイプの長さ L (m) とすると

$$V_1 = L \times FHT \quad (15)$$

となる。

一方、蓄熱・熱交換器については、蓄熱装置の単価 FHS (万円/kWh), 熱交換器の単価 FHE (万円/kW) を蓄熱材料の平均温度, 熱交換器の使用温度 T (°C) の関数として次式とした。

$$FHS = 10^{(1.99 \times 10^{-3} T - 0.796)} \quad (16)$$

$$FHE = 10^{(2.28 \times 10^{-3} T - 1.61)} \quad (17)$$

よって、蓄熱装置, 熱交換器の価格 V_2, V_3 (万円) はそれぞれ次式となる。

$$V_2 = \sum \{(f_{ore} + f_{ort}) \cdot S_{time} \cdot FHS\} \quad (18)$$

$$V_3 = \sum \{(f_{ore} + f_{ort}) FHE\} \quad (19)$$

ここで、 f_{ore} : 1時間連続して定格出力を発生するに必要な熱量(kW), f_{ort} : 同じく熱供給に必要な熱量(kW), S_{time} : 蓄熱時間(h)

各システムの耐用年数は 15 年であり、そのときの年固定比率は 0.155, 所内電力比率は 0.04, 運転・保守比率は 0.04 として計算が行なわれている。

4. 計算手順

計算の流れを図3に示す。連続した1年間の日射データに基づく運転状況シミュレーションに先立って、初期値計算が行なわれる。計算諸元データに基づいて必要な集熱装置の台数、敷地面積、熱伝達パイプの長さ、蓄熱装置の大きさなどが設定される。運転状況シミュレーションでは、日射データと各システムの運転計画に従ってシミュレーションを繰返し年間発電量、年間熱エネルギー発生量などが求められる。建設費の積算は、システムを構成する各要素機器のコストモデルを用いて算出され、エネルギー単価は、システムの耐用年数、固定費率、運転保守費率、所内電力比率などを考慮して求められる。

図4は運転状況シミュレーションのフローチャートである。このプログラムは、発電を優先して作成されている。まず発電の条件（蓄熱装置から定格出力に必要な熱エネルギーを蒸気タービン、フロンタービンに対して、それぞれ 250℃、90℃ 以上の温度で両方または一方に供給可能か否か）が満たされれば、発電部へ熱エネルギーが供給される。次いで残りの熱エネルギーがプロセスヒート用熱供給の条件（蓄熱装置から定格

図3 フローチャート
Fig. 3. Flow chart.

図4 運転状況シミュレーション

Fig. 4. Simulation of system operation.

出力に必要な熱エネルギーを 250℃ 以上の温度で供給可能か否か）が満たされれば、熱供給が行なわれる。またこれらの条件の一部を満たしてシステムが稼動することもある。以上の計算処理は、1時間ごとの日射データなど気象データに基づいて繰返される。ここで使用した気象データは、東京田無電子技術総合研究所構内で実測し整理された、昭和53年2月1日から1年間のデータである。

5. 計算結果と考察

図5は、蓄熱容量に対する年間発電時間の関係である。図の横軸は各システムの蓄熱容量である。蓄熱容量1時間とは、1時間連続して定格出力を発生するのに必要なエネルギー量である。図の縦軸は年間発電量を定格出力で除した値で年間発電時間である。同図のパラメータは、設計基準日射強度でここでは直達日射強度を示している。設計基準日射強度の値が決まると、

蓄熱容量と年間発電時間の間の特性は、ケースⅠからⅣのシステムまでいずれも同じ傾向を示していることが分る。しかし、設計基準日射強度の強弱によって、これらの間に大きな差異が見られる。例えば、直達日射強度が 0.4 kW/m^2 のとき、蓄熱容量の増加に伴って年間発電時間も増加する。これは、蓄熱装置の蓄熱容量の増加に伴って集熱された熱エネルギーが貯蔵され有効に利用されることを示している。一方、直達日射強度が 0.8 kW/m^2 では、蓄熱容量の増加に伴って年間発電時間が減少する。これは、設計基準日射強度以上の日射時間が連続することが少なく、蓄熱容量を増加するに従って蓄熱装置表面からの熱損失が増加すること、発電条件に必要な温度条件が整わなくなることに起因している。両者の日射強度における蓄熱容量の1時間から10時間に变化させた際の年間発電時間の増減は15~20%となった。

図6は蓄熱容量に対する年間熱供給時間の関係である。図の横軸は図5と同じであり、縦軸は年間熱供給量を定格出力(6.0 MW)で除した値で年間熱供給時間である。図6は図5と同じ傾向となった。

表2は各システムの全集熱面積、年間稼働時間(年間発電時間、年間熱供給時間)、年間エネルギー発生量の計算結果例である。設計基準日射強度は、直達日射強度が 0.7 kW/m^2 、傾斜面全天日射強度が 0.9 kW/m^2 であり、蓄熱容量は定格出力の5時間分である。計算プログラムは図4のように発電優先となっていることによるが、各システムの単位集熱面積あたりの年間電力発生量は、ケースⅢの熱・電気複合ソーラシステム(電気出力1.5 MW、熱出力6.0 MW)が最も

図5 蓄熱容量に対する年間発電時間の関係
Fig. 5. Annual power generation hours for thermal storage capacities.

図6 蓄熱容量に対する年間熱供給時間の関係
Fig. 6. Annual thermal supply hours for thermal storage capacities.

多く $71.4 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{年}$ である。また最も少ないシステムは、ケースⅠ(楕型放物面鏡による集熱装置を用いた蒸気タービン発電機の単独システム)の $36.7 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{年}$ となった。更にケースⅡ、Ⅳの値は、それぞれ $50.7 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{年}$ 、 $47.8 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{年}$ である。単位集熱面積あたりの年間電力発生量の観点からこれらの四つのシステムを比較すると、熱・電気複合ソーラシステム、それもケースⅢのシステム構成が最も有効なシステムであることが分る。

図7は設計基準の直達日射強度に対するエネルギー単価の関係である。図は集光・集熱装置、非集光固定

図7 設計基準日射強度に対するエネルギー単価の関係
Fig. 7. Energy cost comparisons of systems for design standard level of solar radiation.

表 2 計算結果の一例
Table 2. Example of calculating results.

ケース		Ⅰ		Ⅱ		Ⅲ		Ⅳ	
定 格 出 力	電 気 (MW)	1.0		1.0		1.5		1.0	
	熱 (MW)	6.0		6.0		6.0		6.0	
設 計 基 準 日 射 強 度		春・秋分時南中時の法線面直達日射強度 0.7 kW/m ² 傾斜面全天日射強度 0.9 kW/m ²							
蓄 熱 容 量		定 格 出 力 の 5 時 間							
集 熱 装 置 の 種 類		集 光 ・ 集熱形	非集光・ 固定形	集 光 ・ 集熱形	非集光・ 固定形	集 光 ・ 集熱形	非集光・ 固定形	集 光 ・ 集熱形	非集光・ 固定形
集 熱 面 積 (m ²)		28,300	—	22,200	3,600	22,800	4,000	22,400	3,400
全 集 熱 面 積 (m ²)		28,300		25,800		26,800		25,800	
年間稼動時間	電気 [(時間/年)	1,040		1,309		1,277		1,232	
	熱 [(時間/年)	1,050		830		812		858	
年間エネルギー発生量	電気 (MWh/年)	1,040		1,309		1,915		1,232	
	熱 (MWh/年)	6,300		4,982		4,872		5,146

図 8 蓄熱容量に対する送電端電力単価の関係
Fig. 8. Electrical energy cost comparisons of systems for thermal storage capacities.

形集熱器の単価をそれぞれ 6.0 万円/m²、3.6 万円/m²、蓄熱容量を 5 時間に固定したときの結果である。このときの蓄熱装置の単価は約 2.2 万円/kWh (電気出力換算) と 0.5 万円/kWh (250°C プロセスヒートの熱出力換算) である。各システムとも設計基準の直達日射強度が 0.7 kW/m² (傾斜面全天日射強度 0.9 kW/m²) 付近のエネルギー単価が最も安価で、システムの設計にあたって、この値を採用することが望ましいことが分かる。また、ケースⅢのエネルギー単価が最も安く、ケースⅢのシステム構成が有効である。

図 8 は蓄熱容量に対する送電端電力単価の関係であ

図 9 蓄熱容量に対する熱供給単価の関係
Fig. 9. Thermal energy cost comparisons of systems for thermal storage capacities.

る。設計基準の直達日射強度は 0.7 kW/m² (傾斜面全天日射強度 0.9 kW/m²) であり、集熱装置の種類と単価、蓄熱装置の単価は図 7 の値と同一である。この特性から、送電端電力単価が最も安価となる蓄熱容量は、各システムとも 3~5 時間であることが分かる。

図 9 は蓄熱容量に対する熱供給単価の関係である。設計基準日射強度は直達日射強度が 0.7 kW/m² 一定である。各システムとも熱供給単価に大きな差異がないが、最も高い単価はケースⅠとなった。また、熱供給単価が安価となる蓄熱容量は、3~5 時間付近でこれは送電端電力単価の場合と同様となった。

図 10 は蓄熱装置を持たない熱・電気複合ソーラン

図 10 蓄熱容量に対する蓄熱装置価格

Fig. 10. Thermal storage system cost per kWh for thermal storage capacities.

システム（ケースⅢ，電気出力 1.5MW，熱出力 6.0MW）の送電端電力単価以下にするための蓄熱容量と蓄熱装置単価（電気出力換算）の関係である。本論文では、四つのシステムが検討されているが、図 10 は送電端電力単価が他のシステムに比べて安価なケースⅢの結果である。設計基準日射強度は、直達日射強度が 0.7 kW/m^2 （傾斜面全天日射強度 0.9 kW/m^2 ）であり、図のパラメータは、送電端電力単価である。すなわち、集光・集熱装置の単価 2.0, 6.0, 10.0 万円/ m^2 と、これらに対応した非集光固定形集熱器の単価 1.6, 3.6, 6.0 万円/ m^2 で構成したケースⅢのシステムの送電端電力単価 65, 135, 198 円/kWh である。例えば、集光・集熱装置の単価が 6.0 万円/m^2 （非集光固定形集熱器の単価 3.6 万円/m^2 ）のとき、蓄熱装置を具備しないシステムの送電端電力単価は 135 円/kWh である。従って、図 10 で細い直線に囲まれた範囲内に蓄熱装置が建設できれば、蓄熱装置を備えることによって送電端電力単価が安価となり、蓄熱容量が意味を持つことになる。また、この範囲はケースⅢのシステムに蓄熱容量が 3～5 時間の蓄熱装置を具備させるためには、蓄熱装置の単価を $5.5 \sim 2.7 \text{ 万円/kWh}$ 以下で構成する必要があることを示している。

一方、単独で熱供給する場合の蓄熱装置の価格など熱供給の観点から同様の計算を行なった結果、その単価は上記価格の 4 分の 1 以下にする必要があることが分った。

6. 結 言

以上本論文では、前報と同様な手法によって 4 種類のシステム（電気，熱エネルギー単独供給システム，

熱・電気複合ソーラシステムなど）の諸特性を比較検討した。すなわち、各システムのシステムシミュレーションとエネルギー単価の計算結果から、エネルギー単価が最小になる蓄熱容量を論述している。検討結果をまとめると次のようになる。

(1) 4 種類のシステムについて、蓄熱容量を定格出力の 10 時間まで変化させた結果、いずれの蓄熱容量とも、エネルギー単価が最小となる日射強度は、直達日射強度が 0.7 kW/m^2 、傾斜面全天日射強度が 0.9 kW/m^2 付近となった。これは前報の蓄熱容量を 2 時間に固定したシステムの検討結果と同じである。

(2) 各システムとも最適な蓄熱容量は、3～5 時間となった。従って、システムの設計に当たっては、システムの蓄熱容量を 3～5 時間に設定することが、経済性の観点から望ましいことが分った。

(3) 各システムの諸特性を同一の条件で求めた結果、ケースⅢのシステム（定格電気出力 1.5MW，定格熱出力 6.0MW）が集熱後の熱エネルギーを最も有効に利用し得るシステムであり、また経済性の観点からも好ましいシステム構成であることが分った。

(4) ケースⅢのシステムについて、送電端電力単価，熱供給単価をそれぞれ 100 円/kWh，20 円/kWh 以下で建設するには、建設費の大きな部分を占める集光・集熱装置，非集光固定形集熱器の単価をそれぞれ 5.0 万円/m^2 ， 3.0 万円/m^2 程度に製造する必要があることが分った。

(5) 更に、このシステムのエネルギー単価を上記の値にするには、蓄熱装置の単価を $2 \sim 3 \text{ 万円/kWh}$ 程度に製造する必要があることが分った。

本論文をまとめるに当り、種々討論頂いた当所エネルギー部太陽エネルギー研究室の方々に深謝する次第である。

（昭和 57 年 12 月 2 日受付）

文 献

- (1) 谷，他：「熱・電気複合ソーラシステムの特性」日本太陽エネルギー学会第 6 回研究会 10, 37 (昭 55-2)
- (2) 田中，他：「熱・電気複合ソーラシステムにおける蓄熱特性について」電気学会新・省エネルギー研究会 ESC-82-3, 19 (昭 57-2)
- (3) 谷：「熱・電気複合ソーラシステムの設計に関する一考察」電学誌 103, 3, 9 (昭 58-3)
- (4) 日本電機工業会：「昭和 51 年度サンシャイン計画委託調査研究成果報告書」太陽エネルギー利用システム調査研究（太陽熱発電）62 (昭 52-3)
- (5) 日本気象協会中央本部：「月平均日線面直達・水平面直達・水平面散乱各日射量に関する全国マップ作成の研究」154 (昭 55-3)
- (6) J. A. Duffie & W. A. Beckman: "Solar Energy Thermal Processes", John Wiley & Sons, 122 (昭 49)
- (7) 谷，他：「太陽熱発電所の経済性」昭 54 電気学会東京支大 287, 382