

太陽熱発電システムの年間総発電量評価について

Evaluation of gross electricity amount through a year
on a solar thermal electric power system

池田長康*

Nagayasu IKEDA

沢田慎治**

Shinji SAWATA

田中忠良*

Tadayoshi TANAKA

堀米孝***

Takashi Horigome

Abstract

Evaluation of output amount of solar thermal electric power system is one of the important problems. It is meaningless to design a practical electric power plant whose amount of the output through a year cannot be estimated. However, it is difficult to estimate the value in the solar thermal power plant, since the input energy of solar insolation is very changeable and uncontrollable through a year. An estimation method of the value is proposed in this paper. The method bases on the daily operation data of a few solar thermal electric power plants and the daily data of insulations. The efficiency of the solar thermal plant depends on the solar input energy. So it is not able to represent with one value. It is found from the operation data that the gradient of the relation with the output to the insolation has one value with one plant. We call the efficiency of plant evaluation. Overall thermal characteristics of the plant are also given from a simple analysis.

Key words : solar thermal electric power plant

1. まえがき

香川県仁尾町での1,000kW太陽熱発電パイロットプラントの開発、運転研究もおわり、当初の目的を達成し、多くのノウハウが得られた。これらにより、現時点では一応の技術的評価がなされた。しかし、経済的な見通しはまだ不十分であるということで、実用化への開発は打切られた。評価の際に、最も注目された指標の一つが、年間の発電量である。発電プラントにとっては、発電端発電量（これを単に発電量と呼び、一年間の発電量を総発電量と呼ぶことにする）より送電端発電量の方が実際には重要な量であるが、太陽熱発電プラント、特に、仁尾のパイロットプラントのような試験プラントは言わば第1世代のシステムであり、送電端発電量で評価すべきではないと思われる。しかしながら、発電システムである以上、年間の総発電量の評価は避けて通ることが出来ない。しかも、この量は太陽の日射という変動の激しい入力に依存しているため、出力も天候次第ということであり、常識的には予測し難い。また、プラントの効率も重要な量で

あるが、入力が変動するため、明確な1つの値に決まらない。

仁尾の1,000kWパイロットプラントの設計効率⁽¹⁾は、夏至の南中時から2時間後まで連続して、0.75kW/m²の法線面直達日射量があるという短時間条件のもとで10.3%である。そして、この効率は実際には、日射量により零から設計効率までの間の値を取る。一方、1日単位で考えた発電効率（これを発電効率と呼ぶことにする）の実績は図1⁽²⁾に示すように、最大頻度は8.5%～9.0%のところにあり、平均6.5%で、かなりばらついている。また、月間プラント効率⁽³⁾の実績は図2に示すが、季節によって大きく変動し、平均は3.4%である。天候が主な原因である低い稼働率と発電しないで行った各機器の試験運転などのため、この

* 電子技術総合研究所エネルギー部
Energy Division,
Electrotechnical Laboratory.

** 電子技術総合研究所 エネルギー基礎部
Energy Fundamentals Division, Electrotechnical Laboratory.

***東京農工大学工学部、教授
Faculty of Engineering, Tokyo University of Agriculture and Technology.

実績値は低い値になっている。定義が異なれば、値が異なるのは当然であるが、太陽発電量システムのような入力変動の激しいプラントでは、効率や稼働率は従来の人為的に制御可能な入力をもつ発電システムと多少異なる意味を持つように思われる。すなわち、太陽熱発電システムにおける低い稼働率は勿論システム

のトラブルにもよるが、どれだけ熱入力があったかという日射量が主要な原因である場合が多い。しかも、この日射量は年月や場所によって異なり、効率の厳密な定義では個々のケースのある条件についてのみ言え、全体的なことは言えないようと思われる。

この論文ではこのプラントの特性を全体的に把握する量として1つの代表値で表す量がないか、そして、総発電量を的確に予測する方法がないかということについて、試み、考えてみた。前者については日積算日射量（以下、日積算を略し、単に日射量と呼ぶ）と日発電量との関係から“評価効率”という量を新しく定義した。また、後者についてはこの発電量の関係と日射量分布とから予測可能なことを述べ、仁尾の1,000 kWパイルオットプラントについてこの値を積算した。また、いろいろな地点で観測された日射量分布データにより、その地点での総発電量を予測することが可能であり、仁尾プラントをアメリカのカリフォルニア、バーストウ郊外のソーラワンや南フランス、タルガゾンヌのテミスのある地点に移設した場合の値も推測した。更に、変動する日射を入力とするシステムの問題点を明確にするため、単純なシステムモデルにもとづき解析を行った。

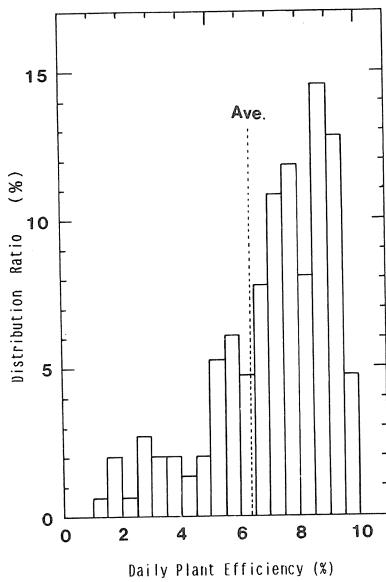


図1 Distribution record of daily plant efficiency at Nio.

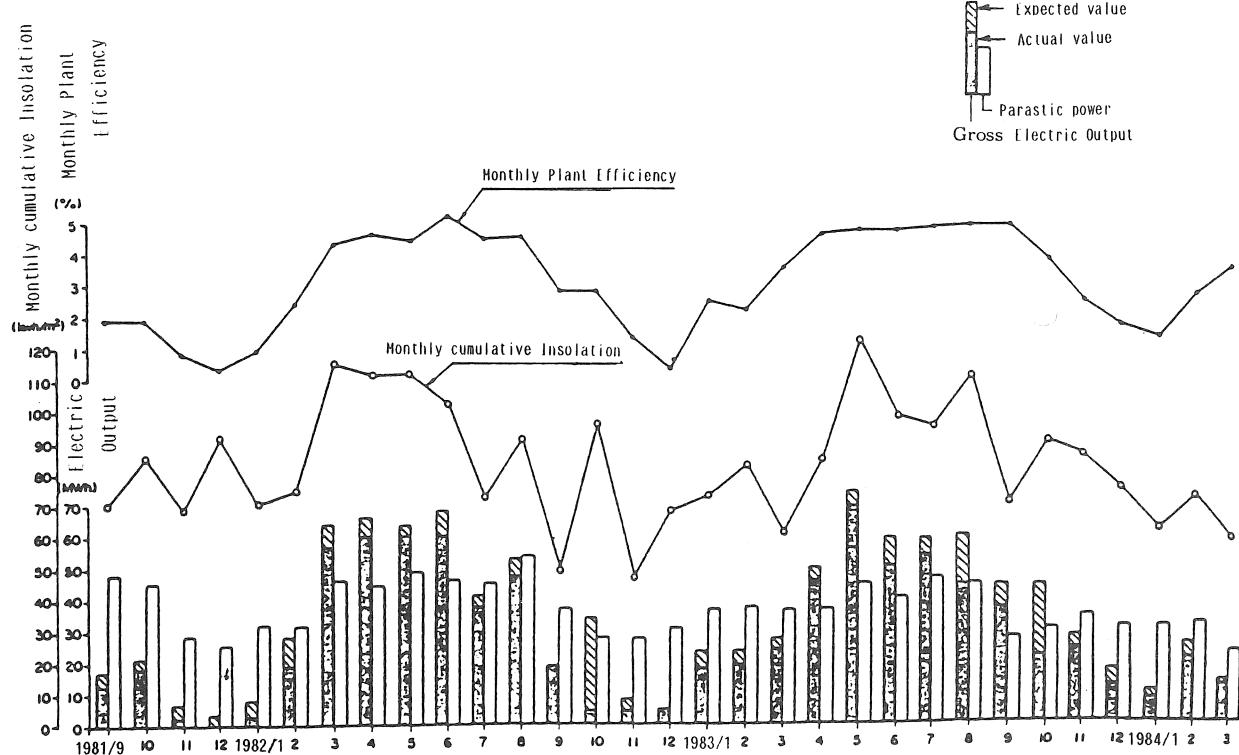


図2 Operational records of 1 MW central solar plant at Nio.

2. 総発電量

2.1 総発電量の予測方法

この量を予測する方法はいくつか考えられる。

1) まず、年間の日射量を季節と日射パターンで分類し、それぞれのパターンにつき、1日にわたる精度の高いシミュレーションを行い、日発電量を正確に算出する。これらの値にそのパターンの出現する日数を掛け、すべてのパターンについて合計することにより、総発電量を予測する。これは一種のサンプリング方法である。パターンの分類数が多ければ、精度も上がると思われる。しかし、1日の発電量を精度良くだしても、分類数が少なければ、このパターンの分け方により精度が決まると思われる。また、これには各パターンにおける詳細な、例えば、分単位の日射データが必要となる。

2) この方法は1) の方法を徹底させ、年間すべての日についてシミュレーションを行い、総発電量を求める方法である。この方法は莫大な計算量となる割には精度は今後の日射量の予測に依存し、総発電量の予測にはそれほど精度が上がらないと思われる。

3) 1日を単位として、日射量と発電量とを関係づけ、これを基礎に、年間の日射量分布と関係づけて予測する方法である。日射量と発電量に注目するので、前日からの蓄熱量、その日の日射パターンなど毎日の細かい違いは現れないという欠点を持っている。

4) 日射量を時間単位で考え、日射量と発電量とを時間単位で関係づけて、総発電量を予測する方法である。この方法は定常な運転時、運転始めのプラント予熱時や日が陰った時などの運転パターンに詳細に対応することが出来るというメリットを持つ。しかし、1)の場合と同様、多くの場合に分類して考える必要があり、1)と同じ問題が残る。

以上4つの方法を検討したが、太陽エネルギーを利用するシステムでは不可避な日変化のある入力に依存するので、1日を単位と考える3)の方法が妥当ではないかと思われる。以下、我々はこの方法に従って、総発電量の予測や解析を行った。

2.2 仁尾における総発電量の予測

1) プラント評価効率

まず、プラントの効率を1つの値で表せないかということについて考えてみる。仁尾のタワー方式1,000kWパイロットプラントについて、単位反射鏡（以下、反射を略し、単に鏡と呼ぶ）面積あたりの発電量の実績⁽⁴⁾を日射量に対してプロットすると図3のよ

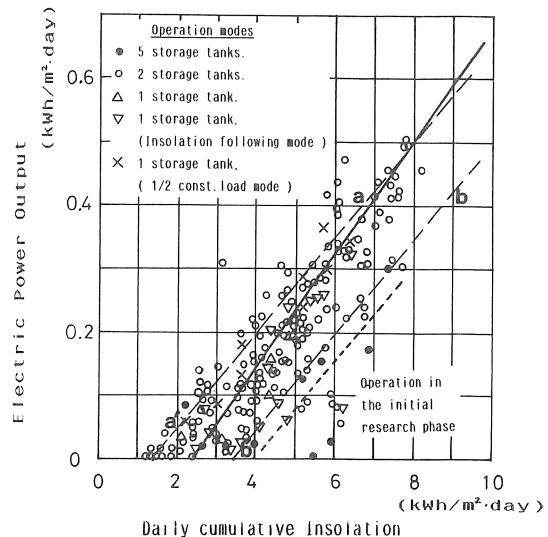


図3 Relation between electric power output and daily cumulative insolation with 1 MW central solar plant at Nio.

うになる。これらのデータは運転パターンや前日からの熱的履歴を全く考慮せずに書いたものである。この図から分かるように、2つの量の間には、履歴を無視したにも拘わらず、あるばらつきの幅で、ほぼ直線の関係が見られる。この直線の勾配は、直線が原点を通っていないので、入熱に対する出力の比としての、通常の効率を表さない。しかし、この勾配は日射量に依存しない一定の値であり、前述した1つの太陽熱発電プラントきの発電効率を日射量に関係なく、1つの量で評価したいと考えていた量に適当ではないかと考えられる。それ故、この値をプラント“評価効率”と呼ぶことにする。仁尾におけるタワー方式1,000kWパイロットプラントのこの値は8.9%で、この効率は図1のプラント効率の最頻値の中に入り、プラントの特性を評価するには妥当な値ではないかと思われる。

2) 総発電量の予測

図3では日射量と発電量との実績にもとづく関係を示したが、この関係と年間の日射量分布がわかれれば、総発電量を算出することが可能である。ある日の日射量を I_d とすると、その日の発電量は鏡単位面積当たりの発電量の関係 $g(I_d)$ から求めることが出来る。一方、年間の日射量分布 $f(I_d)$ （単位%）から、年間にこの日射量をもつ日が何%あるかが分かる。従ってこの日射量 I_d による鏡単位面積当たりの発電量は $365 \times f(I_d) \times g(I_d)$ で表される。それ故、これをすべての日射量について積算すれば鏡単位面積当たりの総発電量が得られる。この値にプラントの鏡総面積を掛ければ、

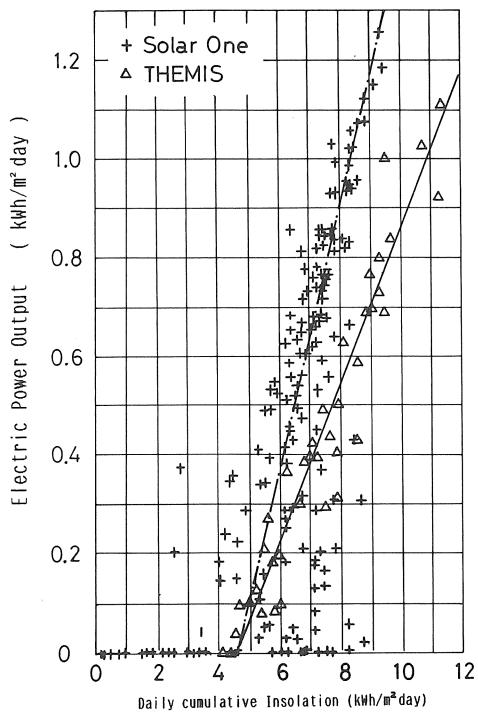


図4 Relations between electric power output and daily cumulative insolation with Solar One plant (+) and THEMIS plant (Δ).

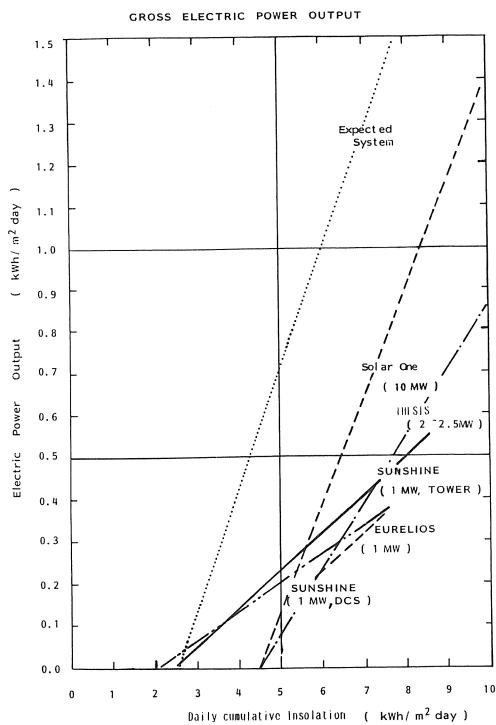


図5 Simplified relations between electric power output and daily cumulative insolation with several plants.

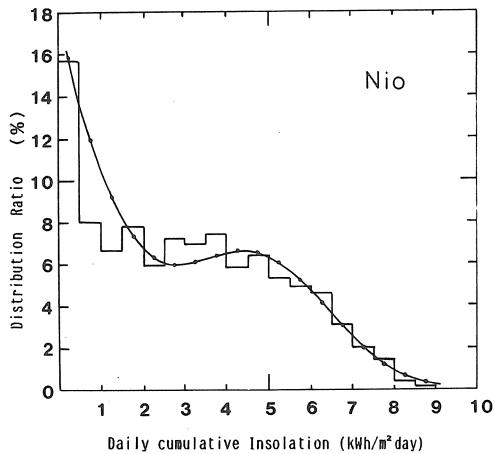


図6(a) Distribution record of daily cumulative insolation at Nio and its fitting curve.

プラント全体の総発電量 P_y が得られる。すなわち、

$$P_y = 365A \sum_{I_d} f(I_d) \cdot g(I_d) \quad (1)$$

で与えられる。ここで、 A はプラントの反射鏡の総面積 (m^2) である。

まず、この総発電量の算出にとって重要な発電量と日射量との関係を表す近似式は、仁尾の試験運転で得られた実績から、表1に示すような実験式が得られる。同表の P_y および I_d の単位はともに $kWh/m^2 day$ である。この式で、 $P_y = 0$ のときの I_d の値は発電に必要な

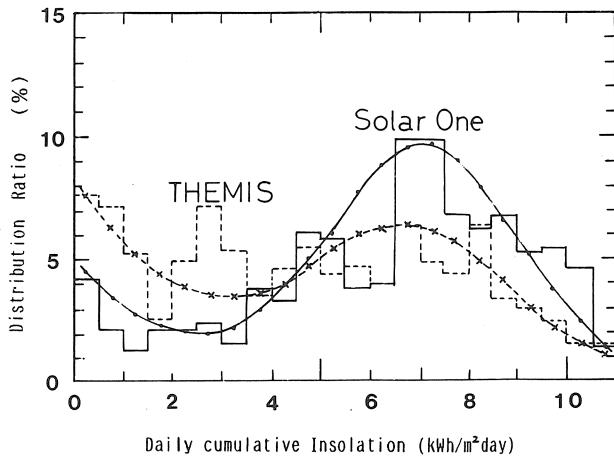


図6(b) Distribution records of daily cumulative insulations at Barstow and Targasonne and their fitting curves.

最小の日射量を表し、仁尾プラントでは $2.36kWh/m^2 day$ である。図4にはソーラーワンプラントおよびテミスプラントの発電実績 $g(I_d)$ を示す^{(5), (6)}。また、図5には入手出来た各プラントの発電実績からの日射量と発電量の関係をまとめて示している。ユーレリオスプラントなどのデータはまだ研究段階のものであり、その後、良い結果がえられているものと推測される。仁尾の分散方式プラントの効率は配管などの熱損失のため、タワー方式に比べ低い結果となっている。発電に必要な最小日射量はソーラーワンやテミ

スでは大体 $4.5 \text{ kWh/m}^2\text{day}$ である。これら発電量の実績データはまだ少ないが、今後、運転経験を積み重ねることにより、確かなデータが得られるものと期待される。しかも、この関係は技術の進歩やプラントの方式によって種々の関係が生ずるであろうと考えられる。

次に、日射量分布についてであるが、仁尾での運転期間における3年間の日射量を $0.5 \text{ kWh/m}^2\text{day}$ 毎分割した分布を図6(a)⁽⁷⁾に示す。この図ではこれを年間の日数割合(%)で示している。また、同図(b)^{(5), (6)}にはソーラーワンプラント地点、バーストウ郊外やテミスプラント地点、タルガゾンヌでの日射量分布を実線や点線で示す。これから、我が国で比較的天気の良い仁尾に比べ、バーストウ郊外では高日射量のところにピークをもつ分布をしており、太陽熱発電プラントには適していると言える。一方、仁尾は低日射量の日も多く、高日射量へは次第に減少する分布を示している。これを近似的に表す式は高日射量になるにつれて減少する指數関数と地点によって大きさ、分散(標準偏差)の異なる正規分布の和として表される式が良くフィットするように思われる。この近似式も表1に示す。この式の係数a, b, c, dとsも同表に示す。この近似式の値は図6(a)および(b)に示す。低日射量では多少はざれるが、比較的良好な近似を与えると思われる。これら日射量は年毎に多少の変動があると考えられるが、長年月にわたる観測により精度の高いデータが得られるものと期待される。

総発電量は図5の発電量g(I_d)と図6の日射量分布f(I_d)の関係から、(1)式を用いて算出することが出来る。仁尾の1,000kWタワー方式プラントのこの値は表2に示すように、 $54.0 \times 10^4 \text{ kWh}$ となる。各季節毎に分けた発電実績をもとに算出された値⁽²⁾は $49.4 \times 10^4 \text{ kWh}$ となっており、ほぼ一致している。ソーラーワンプラントやテミスプラントについても、同じようく総発電量を算出すると、ソーラーワンプラントは $1,782.4 \times 10^4 \text{ kWh}$ 、テミスプラントは $88.2 \times 10^4 \text{ kWh}$ となるものと予想される。

また、これらのデータをもとにすれば、仁尾のプラントをバーストウやタルガゾンヌに移設した場合や逆に、ソーラーワンプラントやテミスプラントを仁尾に移設した場合の総発電量を予測することが可能である。これらの予測値も表2に示す。仁尾のプラントをバーストウやタルガゾンヌに移した場合、総発電量はそれぞれ3.15倍、2.12倍になると予想される。ソーラーワンプラントを仁尾やタルガゾンヌに移した場合にはこの発電量がそれぞれ20%および60%あまり

表1 Approximate equations of daily electric power output g(I_d) and daily cumulative insolation f(I_d).

$$g(I_d) = p I_d + q$$

	<u>p</u>	<u>q</u>
Nio plant	0.089	-0.21
Soiar One	0.256	-1.145
Themis	0.157	-0.71
Expected plant	0.280	-0.7

$$f(I_d) = a \exp(-bI_d) + c/s \exp(-(I_d-d)/2s)$$

	<u>a</u>	<u>b</u>	<u>c</u>	<u>d</u>	<u>s</u>
Nio	18.2	0.6	8.8	4.8	1.6
barstow	5.0	0.46	18.0	7.1	1.9
Targasonne	8.5	0.42	12.0	6.8	2.0

表2 Estimated amounts of electric power output in a year.

<u>Plants</u>	<u>Location</u>		
	<u>Nio</u> $\times 10^4 \text{ kWh/y}$	<u>Barstow</u> $\times 10^4 \text{ kWh/y}$	<u>Targasonne</u> $\times 10^4 \text{ kWh/y}$
<u>Nio plant</u>	54.0	170.2	114.5
$\eta_{\tau}=8.9\%$	(1.0)	(3.15)	(2.12)
$A=12,912 \text{ m}^2$			
<u>Solar One</u>	352.6	1,782.4	1,117.3
$\eta_{\tau}=25.6\%$	(0.20)	(1.0)	(0.63)
$A=71,447 \text{ m}^2$			
<u>Themis</u>	24.3	142.5	88.2
$\eta_{\tau}=15.7\%$	(0.27)	(1.62)	(1.0)
$A=10,740 \text{ m}^2$			
<u>Expected plant</u>	$\eta_{\tau}=28\%$		
$A=12,912 \text{ m}^2$	162.8	524.7	305.9
$A=71,447 \text{ m}^2$	900.7	2,903.4	1,941.8
$A=10,740 \text{ m}^2$	135.4	436.5	291.9

cf. A is area of total mirrors.

— and () present real plants and the ratios to them, respectively.

までに下るものと予想される。同表には、もしも、プラントの評価効率が28%と改良された場合には、この総発電量がどれだけ増加するかという値も載せてあり、仁尾のプラントは3倍以上の発電量が得られるものと予想される。この発電量は発電コストや発電設備の償還期間に直接効き、評価効率が30%近くともなれば、経済性も一段と向上し、実用化に近づくものと考えられる。

3. 発電特性の単純なシステムモデルによる検討

以上、プラントの発電量実績と日射量のデータをもとに検討し、総発電量について予測して来た。しか

し、今後、プラントのどの部分を改良すべきか、問題点を明らかにするため、太陽の入射エネルギーが変動する場合について、集中定数系のシステムを考え、図3の結果について解析を行う。この単純システムは図7に示すように、集熱系(1)と熱輸送系(2)とタービン系(3)である。ある時刻までの熱収支は

$$\eta_0 \int_0^t q_s dt = \int_{t_1}^t q_w dt + \int_0^t (q_m + q_m + q_m) dt \\ + \int_0^t (q_{L1} + q_{L2} + q_{L3}) dt \quad (2)$$

となる。ここで、 q は単位時間当たりの熱量を表し、添字sは太陽の入力エネルギー、wはタービンへの仕事、mは顕熱量、Lは損失量を表す。また、添字1、2、3はそれぞれ集熱系(1)と熱輸送系(2)とタービン系(3)を表す。 η_0 、 t_1 はそれぞれ集熱系の時刻tまでの平均的な効率と発電開始時刻を表す。左辺は時刻tまでに入った太陽エネルギーであり、右辺の第1項は時刻 t_1 から始まった発電に用いられた熱量である。第2項は集熱系、熱輸送系、タービン系それぞれの系が毎朝の始動時より定常状態にはいるまでに、系を暖めるのに費やされた熱量であるが、雲などにより系の温度が下がった場合についても、定常状態にもどるまでに必要な熱量も含んでいる。第3項は各々の系における外部への熱損失を表す。(2)式の各項の積分を集熱用ヘリオスタットの鏡の全体面積で割った値をそれぞれ、 Q_s 、 Q_w 、 Q_m 、 Q_L とすれば、鏡単位面積当たりの熱収支式は

$$\eta_0 Q_s = Q_w + Q_m + Q_L \quad (3)$$

となる。 Q_m は顕熱損失であり、システムの熱容量に関係している。これは非定常な状態にあるとき必要な項である。タービン効率を η とすれば、電気出力 P_y は ηQ_w であり、(3)式より、

$$P_y = \eta \eta_0 Q_s - \eta (Q_m + Q_L) \quad (4)$$

となる。この式より、電気出力は Q_s に対して比例関係にあることが分かる。プラントの配管やその他の機器の温度が十分に上がり、顕熱損失が無くなると、直線は上方へ ηQ_m だけシフトすることになる。この電気出力 P_y と太陽からの入熱量 Q_s との関係を模式的に示したものが図8である。プラントが十分暖かく全く顕熱損失なしに、立ち上げた場合は図8の直線aa'に沿った発電量が得られる。反対に、プラントが冷えきっていた状態から、立ち上げる場合は、すなわち、最大の顕熱損失のある場合には図8の直線bb'に沿っ

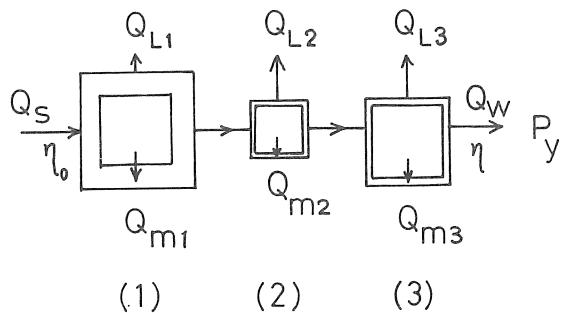


図7 Simplified model of solar thermal electric power system.

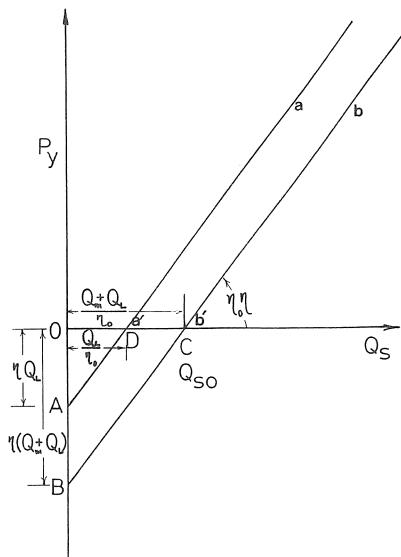


図8 Interpretative relation between electric power output P_y and solar insolation input Q_s .

た発電量が得られる。従って、特別な蓄熱運転以外の運転データはこの2直線の間にに入るはずである。直線の勾配は $\eta \times \eta_0$ であり、タービン効率が分かれれば、集熱系の1日当たりの平均効率が分かる。図3の直線aa'の勾配より、この値は0.089であり、タービン効率 η を0.168（設計効率）とすれば、日平均集熱効率 η_0 が0.53となる。全体の熱損失に対する定常時の熱損失の比 $Q_L/(Q_m + Q_L)$ は図8では電力換算でOA/OBであり、これはまたOD/OCとなる。これらOC, ODの値は熱損失量の日射量換算値であり、図3のデータから、それぞれ3.4kWh/m²day, 1.3kWh/m²dayで、この比は0.38である。従って、 Q_m と Q_L の比は概略2:1である。これら定常熱損失と非定常時の熱損失の日平均単位面積当たりの絶対値は、日平均集熱効率を0.53として、それぞれ2.45kWh/m²day, 3.96kWh/m²dayとなる。プラント全体では、鏡の総面積が12,912m²であるので、それぞれの熱損失量は31,634kWh/day, 51,132kWh/dayとなる。

なお、ここでは単純システムモデルで図3のデータ

を解析し、運転データは2つの直線（図8におけるaa' と bb'）の間に入ることおよび定常と非定常の熱損失の大体の値を推定した。しかしながら、総発電量の予測には、種々の初期条件で発電が開始されると考えた方が、より実際に近い値を得ることが出来ると考えられる。このような理由から、総発電量の予測に図3の実線にもとづき算出し、システムの解析に用いた直線とは異なったものを用いている。

4. 結論と今後の課題

結論として、次のことが言える：

- 1) 1プラントにつき1つの値でプラント特性を記述する新しいプラントの評価効率を定義した。
- 2) 1日の日射量の計測データと1日の発電量実績値より、総発電量を予測することが可能である。また、プラントの評価効率が改良、向上した場合についても、総発電量を推測することが出来る。
- 3) 発電に必要な最小熱量は日射量換算で2.5~4 kWh/m²day程度である。
- 4) 発電量と日射量との関係を示す仁尾プラントの実績の解析から、顕熱損失と定常的な熱損失はほぼ2:1で、顕熱損失の方が大きいことが分かった。

これらのデータ解析から、太陽熱発電システムが取組むべき技術的課題の方向は2つあることが分かる。1つはプラントの評価効率、すなわち、集熱効率とタービン効率を上げるようにシステムを構成することであり、もう1つは発電に必要な最小熱量の値を下げ、稼働率を上げる方向である。

まず、前者については、仁尾の1,000kWプラントは240°Cの蒸気を使っていて、タービン効率は0.168であった⁽⁸⁾。しかし、熱機関である以上より高温の作業流体を用いることが望ましい。もし、500°C以上の高温で運転し、システムの発電容量を大きくすれば、0.4程度の効率が期待出来るであろう。一方、光学的な集光効率と集熱器の変換効率をも共に高める必要がある。しかし、一般に集熱器は高温集熱を行うと効率は下がる傾向にあり、タービン効率を上げる方向とは逆の方向にあるため、難しい問題である。後者の発電に必要な最小熱量を小さくするという観点からはプラントの熱を扱う機器やサブシステムを極力小さくし、熱容量を最小にするための努力が必要である。

しかしながら、太陽熱発電システムの本質は希薄な

エネルギーを集めて、発電するというシステムであり、他の発電システムにない希薄なエネルギーを広い面積から集めなければならないという大きなハンディキャップを背負っている。この集エネルギーを長い配管を用いてなされるため、システムの作業流体体積当たりの表面積が大きくなり、システムは本質的に熱損失的体質を持っている。このように考えると、現在の技術の単純な延長上では上述した二つの事柄を解決することが難しいのではないかと思われる。一つの努力すべき方向として、集熱や蓄熱時に損失のない化学エネルギーを利用するシステムが考えられ、この方向の技術開発やこの新しいシステムに適合した省エネルギー型の運転法も開発する必要があろう。今後、この方向の集熱器として、反応型集熱器とも言うべき太陽エネルギーの化学エネルギーへの変換機器や熱効率を高める高温要素機器の開発が必要であると思われる。

5. 謝辞

この研究はサンシャイン計画の一環として進められた仁尾町での1,000kW太陽熱発電パイロットプラントの開発研究に筆者らが従事した際のデータをもとにまとめたものであり、工業技術院サンシャイン推進本部、新エネルギー・産業技術総合開発機構太陽技術開発室、電源開発(株)、三菱重工業(株)の皆様に感謝いたします。

参考文献

- (1) 新エネルギー総合開発機構、太陽熱発電パイロットプラント、p5, 1985.
- (2) 昭和59年度、太陽熱発電プラントの開発成果報告書、電源開発(株), 1985.
- (3) Proc. of 2nd Inter. Workshop on the design Construction and Operation of Solar Central Receiver Projects, Vol. 2, p.51, 1984.
- (4) 同1) p.48, 1985.
- (5) J. Reeves(Southern California Edison Co.), 私信, 1985.
- (6) Proc. of 3rd Inter. Workshop on the design Construction and Operation of CRS-plants, Vol. 1, p.333, 1986.
- (7) 同1) p.51, 1985.
- (8) 同1) p. 6, 1985.

(平成元年5月30日、原稿受理)