

タイ王国南バンコク火力発電所
リノベーション協力計画事前調査報告書

1984年4月

国際協力事業団

鉦計資
J R
84 - 76

RY

タイ王国南バンコク火力発電所
リノベーション協力計画事前調査報告書

1984年4月

JICA LIBRARY

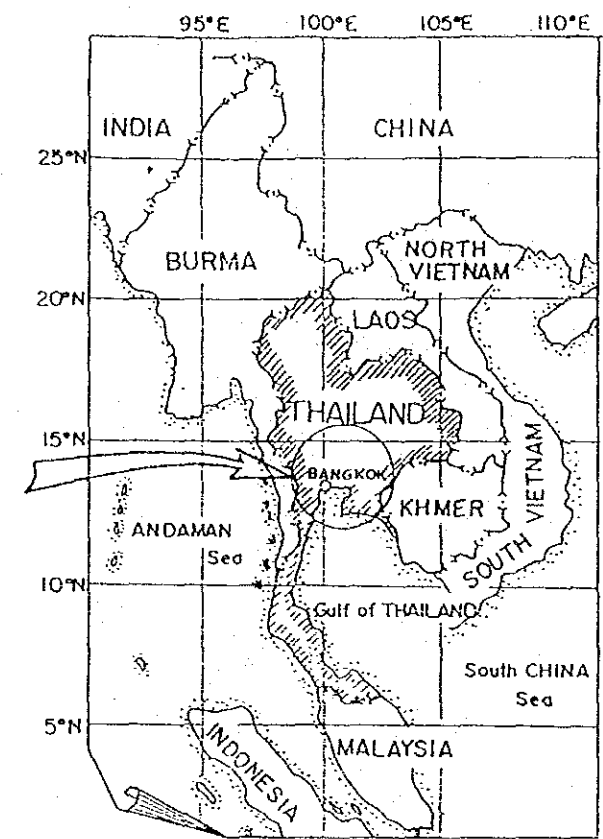
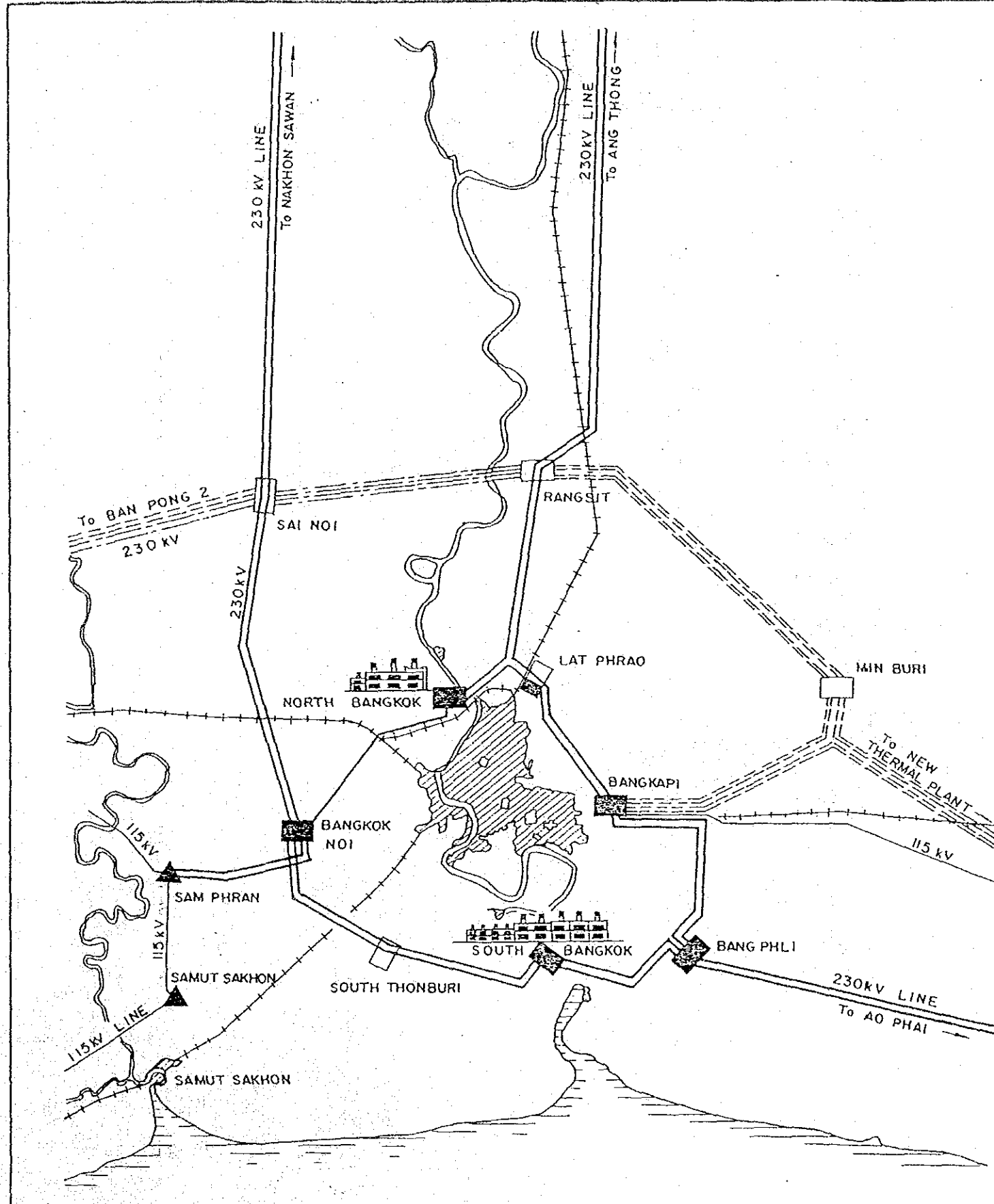


1050001[5]

国際協力事業団

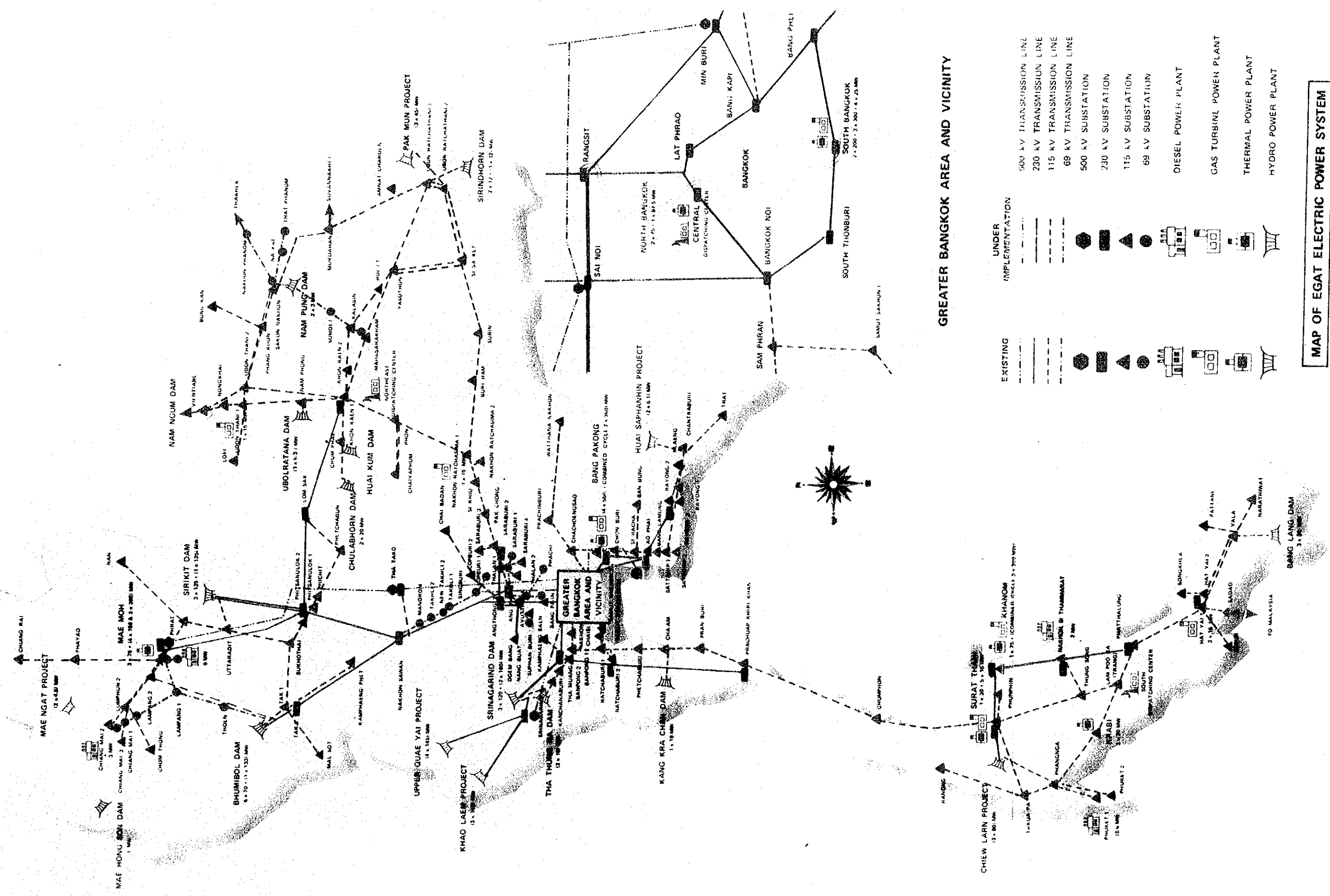
国際協力事業団

受入 月日 '84.10. 4	122
登録No. 10763	64.3
	MPN



- LEGEND
- <—>— INTERNATIONAL BOUNDRY
 - EXISTING LINE
 - - - UNDER CONSTRUCTION LINE
 - - - - FUTURE LINE

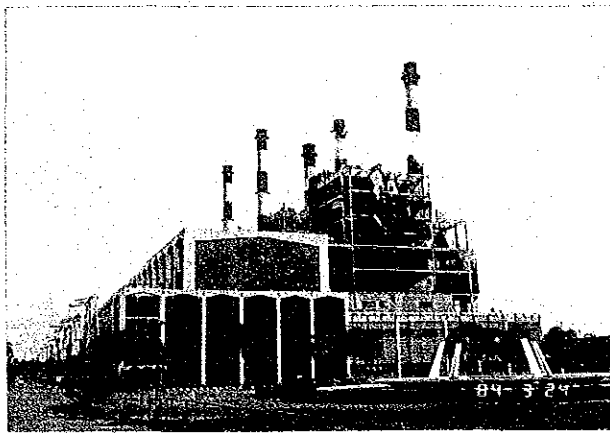
計画位置図
 南バンコク火力発電所リノベーション協力計画



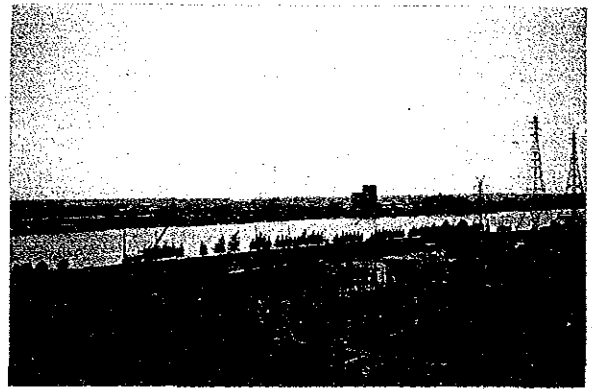
GREATER BANGKOK AREA AND VICINITY

- | | |
|-----------------|-----------------------------|
| EXISTING | UNDER IMPLEMENTATION |
| — (Solid line) | - - - (Dashed line) |
| ● (Circle) | ● (Circle) |
| ■ (Square) | ■ (Square) |
| ▲ (Triangle) | ▲ (Triangle) |
| ● (Circle) | ● (Circle) |
| ■ (Square) | ■ (Square) |
| ▲ (Triangle) | ▲ (Triangle) |
| ■ (Square) | ■ (Square) |
| ▲ (Triangle) | ▲ (Triangle) |
| ■ (Square) | ■ (Square) |
| ▲ (Triangle) | ▲ (Triangle) |
| ■ (Square) | ■ (Square) |
| ▲ (Triangle) | ▲ (Triangle) |

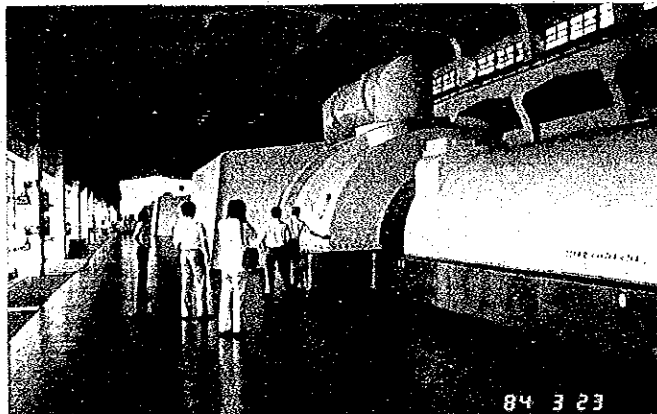
MAP OF EGAT ELECTRIC POWER SYSTEM



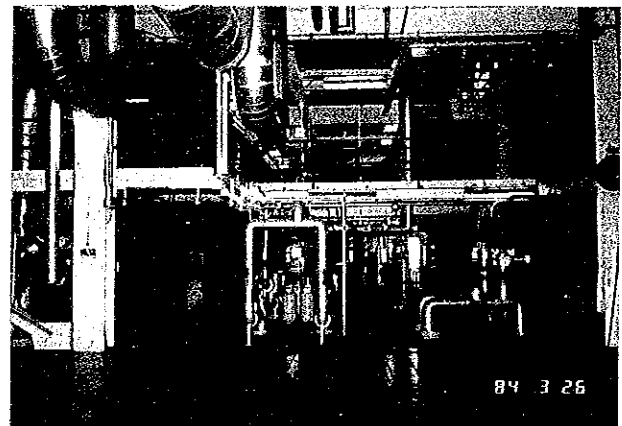
南バンコク火力発電所



屋外変電所



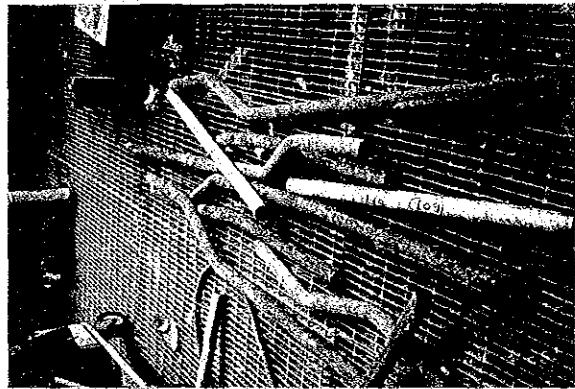
タービン室



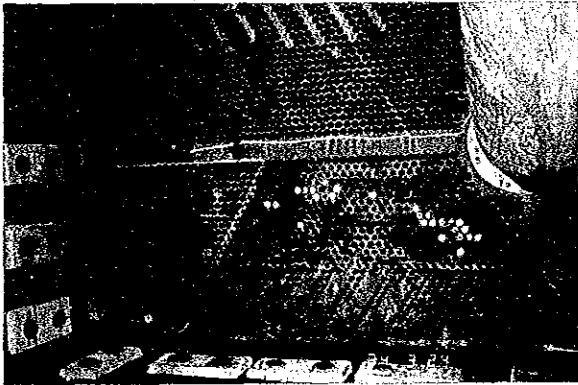
ボイラー室



復水冷却用水取入口（メナム川）



ボイラー再熱器管補修状況



復水器細管のプラグング状況



S/Wの締結

目 次

	Page
位置図・写真	
I. 総 論	1
I-1 今回調査の目的	1
I-2 調査団員, 調査期間, スケジュール	2
I-3 対象プラントの概要	3
I-4 調査結果の概要	3
II. S/W協議及び合意内容	5
II-1 S/W協議の経過及び主要問題点	5
II-2 合意したS/Wの内容	6
III. 電力需給概況	12
III-1 タイ国の需要動向	12
III-2 発電設備	12
III-3 電力流通設備	12
IV. 南バンコク火力発電所について	15
IV-1 現 状	15
IV-2 問題点	17
V. リノベーション計画	21
V-1 事故及び不具合事項の対策	21
V-2 熱効率対策	22
V-3 長寿命対策	22
V-4 設備並に運用方法の近代化	22
V-5 E G A Tのリノベーションに対する考え	23
V-6 リノベーション計画策定と経済性評価	23
V-7 技術移転並に教育訓練	23
VI. その他参考事項	25
VI-1 タイにおける開発計画(エネルギー部門)の概要	25
VI-2 E G A Tの組織	32
VI-3 その他関連機関	35
VI-4 E G A Tの教育計画	35
VI-5 調査の参考事項	36
VI-6 入手資料リスト	37

VI-7	質問表及び回答	39
VI-8	面会者リスト	87
VI-9	その他参考資料	88

I. 総 論

I-1 今回調査の目的

タイ王国政府は、1983年度に日本側が提示したプラントリノベーションのスキームにのっとり、1984年1月、南バンコク火力発電所のリノベーション計画について我が国に技術協力を要請してきた。

今回調査の目的は、事前調査として要請施設の概要調査、既存関連データの収集とともに、タイ側関係機関との打ち合せを行ないS/Wとしてとりまとめ、署名することになった。

I-2 調査団員、調査期間、スケジュール

(1) 調査団の構成

鈴木 治 夫 (総括)

国際協力事業団 工業計画調査部 資源調査課長

橘 高 公 久 (経済技術協力行政)

通商産業省 通商政策局 経済協力課

渡 辺 正 夫 (業務調整)

国際協力事業団 工業計画調査部 資源調査課

大 賀 利 雄 (電気)

西日本技術開発協 火力第2部長

有 吉 和 利 (機械)

西日本技術開発協 火力部付部長

(2) 調査期間

1984年3月21日から同3月30日まで

(3) スケジュール

3/21 (木)

東京 → バンコク 移動 TG625

3/22 (木)

9:00~ 9:30

JICAバンコク事務所 打ち合せ

河西明バンコク事務所長

9:30~11:00

在バンコク日本大使館 表敬、打ち合せ

田島秀雄一等書記官

14:00~14:30

DTEC 表敬、来泰目的の説明

Mr. Kasem Unahasuvan, Deputy Director-General

15:00~17:00	EGAT表敬, 予備打ち合せ Mr. Charmon Suthiphongchai, Assistant General Manager for Maintenance
3/23 (金)	
9:30~12:00	EGAT打ち合せ 来泰目的, S/W案の構成の説明 JICAのしくみの説明, 開発調査のスキームの 説明
13:30~16:30	南バンコク火力発電所視察及び打ち合せ Mr. Narong Wongpaiboon, Superintendent of South Bangkok Power Plant
3/24 (土)	
9:00~16:00	南バンコク火力発電所及びバンパゴン職員研修所 視察
3/25 (日)	資料整理
3/26 (月)	
9:30~16:30	南バンコク火力発電所打ち合せ (大賀, 有吉団員は終日参加。渡辺, 橋高団員は 午後, JICAバンコク事務所で打ち合せ)
※ 鈴木団長 TG625にて到着。	
3/27 (火)	
9:00~10:00	S/W予備交渉 (EGAT)
10:00~12:00	S/W協議 (EGAT)
15:00~16:00	JICA事務所への報告 (渡辺・橋高団員のみ。大賀・有吉団員は午後 EGATにて資料収集)
16:30~17:30	南バンコク火力発電所視察
3/28 (水)	
11:15	EGATにてS/W署名 鈴木事前調査団長 VS Mr. kaseme Chatikavanij General Manager of EGAT
15:00	JICAバンコク事務所経過報告 公電の発出依 頼

3/29 (金)

関連機関へのあいさつ (NEA, メコン委員会)

3/30 (土)

バンコク→成田移動 TG740

I-3 調査対象プラントの概要

南バンコック火力発電所は1970年代の初期に3年間で倍増するという旺盛な電力需要の伸びに対処する為にタイ国政府に於て計画されたもので1970, 1971, 1974, 1975, 1977年と相ついで200MW2基, 310MW3基計1330MW, 5ユニットがバンコック市南20kmの地点に建設された。

この他急増する負荷に対応する為、初期には15MW4基のガスタービンが設置されたが、現在では25MW3基のガスタービンに置換えられている。

E G A T (国家電力庁, Electricity Generating Authority of Thailand) の発電設備総容量は現在約500万kw, 最大需要電力は約360万kw, 年間総発電々力量は約200億KWHであるが、南バンコック発電所がE G A Tで占める割合はこの10年間程度で設備容量では30~40%, 発生電力量では40~60%となっており、文字通りE G A Tの主力発電所として運用されてきた。Bang Pakong火力発電所(現在蒸気火力550MW×1, コンバインドサイクル360MW×2, 計1270MW, 更に蒸気火力550MW×1建設中)の運開に伴ない、南バンコック発電所の比重は或程度低下すると思われるが、負荷中心に近い利点を活かして今後も相当期間主力発電所としての運用が見込まれる。(参考資料1参照)

1981年からタイ湾で天然ガスが産出するようになり、3・4・5号缶がガス焚可能に改造され、主として5号缶で混焼使用されて来たが、ガス専焼可能のBang Pakong火力発電所の容量増加に伴ない、又ガス産出量が見込より少い為に南バンコック発電所は現在重油専焼となっている。

従業員総数は約1400名(但し300名程度本社組織の保修部門を含む)。

この発電所も初期のユニットは運開以来十数年経過し、経年変化の兆しをみせている。

I-4 調査結果の概要

(1) 発電所の設備、運転状況について調査した結果、最近全ユニット共一通り定期修理が行われて居り、機器は良好に整備され、定格出力可能な状態と判断される。但し、ボイラチューブ、復水器管、冷却水取水口、水処理等に若干の問題が見受けられる。

(2) 保修については2~3年前まで殆ど定期修理が行われていなかった様子であるが、最近需給に余裕が出来、今後は定期的に保修可能な状態になっている。保修作業にはメーカーの指導を求めず、自力で施工しているが、記録も確実にとられて居り、一応の保修は行われているようである。

(3) 事故記録を調査した結果、初期には事故が多く、1ユニット当たり1.1件/年(75~77年、4ユニット実績)1件当たり130Hrの停止時間となっていたが、1983年では7件/年、80Hrと改善されている。

初期の事故原因としてはバーナ系統、空気予熱器・ガスダクト、スイッチヤード機器の事故が多く、最近ではボイラチューブ、空気予熱器、ガスダクト等による事故が多い。又、事故はユニット別には1, 2, 3号に多く、4, 5号は良好である。ユニット事故に至らないものの出力低下をもたらす復水器管リーク事故が各ユニット共相当件数に上っているようである。

(4) 熱効率については運開以来各ユニット共1~2%程度低下しているようで、この原因については十分調査されていないように見受けられた。

(5) E G A Tは技術向上に力を入れ、海外の技術吸収に努め見るべき成果を上げているが一部水処理、保修要領、性能管理、等について不十分な点が見られた。この他更に実状調査すれば技術指導の必要な事項があると思われる。

(6) 現時点では発電所の苛酷な運用(例えば深夜起動停止、急激な負荷調整など)や環境規制強化などないようで現状の機器設備・運用で問題はないが、既に初期のユニットは相当年数経過して居り将来の運用の変更を考え、設備改造、機器寿命診断を検討すべき時期であろう。

(7) E G A Tに於てもリノベーションについて種々検討し、計画項目をあげているが、その内容を検討し、必要性、技術的経済的可能性を勘案の上リノベーション計画を策定すべきである。

ユニット別には1, 2, 3号に事故が多く、又運転時間も長くなって居り、4, 5号はそれ程でない。これ等の点も考慮してリノベーションスケジュールを立案すべきである。

(8) E G A Tでは全社的研修計画をたて、その第一歩として火力運転シミュレーターが昨年から実働に入っている。運転以外の研修についても逐次実現の運びにあるが、内容調査し必要あれば助言が望まれる。

II. S/W協議及び合意内容

II-1 S/W協議の経過及び主要問題点

3月22日、タイ国の経済・技術協力の窓口であるDTECを表敬し、日本側の取りくみの方向性と、S/Wの案について説明したところ、DTEC側の反応は次の通りであった。

- a) S/Wは基本的には、実施機関(JICAとタイ側のEGAT)の間でのプロジェクトの内容を合意するテクニカルレポートと解している。従って、スコープについては直接EGATと協議して欲しい。ただS/W協議時にはDTECも参加する。
- b) 便宜供与の内容については、技術協力協定とのダブリは避けて欲しい。又、タイ国政府として対応すべき点(DTECの責任範囲)と、EGATの対応すべき点を区別して欲しい。

その後引き続きEGATを表敬し、S/Wの内容について予備協議した所、EGAT側の反応は次の通りであった。

- a) スコープについては、EGAT側で用意したT/Rをはほぼ満たしているので問題無いと思うが、なお検討する。
- b) 便宜供与事項については、法規部及び、DTECと協議した後回答する。
- c) その他の事項は問題ない。

3月27日のS/W本格協議時にタイ側から正式に要請されたタイ側の対策の内容は次の通りであった。

- a) スコープについて

変電所に対する外部からの公害の影響及び、その対応策について、調査に加えて欲しい。

- b) 便宜供与について

DTECの意向もあり、タイ国政府としての便宜供与事項と、EGATとして対応すべき内容を区別して欲しい。但し内容的に変更する意志は無い。又、技術協力協定に同文で記載されている調査団員に対する事故免責条項は削除して欲しい。

事前調査団としては、これらのタイ側の修正要求は、本格調査の実施に何らの影響を及ぼさないと判断し、3月28日、EGATのKasame総裁と鈴木事前調査団長で、S/Wに署名した。

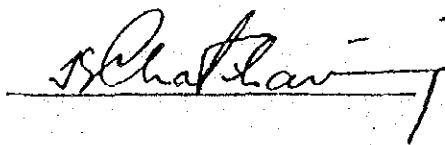
II-2 合意したS/Wの内容

SCOPE OF WORK
FOR
THE FEASIBILITY STUDY
FOR
SOUTH BANGKOK THERMAL POWER
PLANT RENOVATION PROJECT
IN
THE KINGDOM OF THAILAND

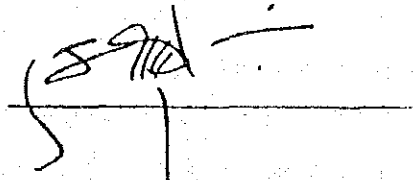
AGREED UPON BETWEEN
THE ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
AND
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

BANGKOK

28 MARCH, 1984



KASAME CHATIKAVANIJ
GENERAL MANAGER
ELECTRICITY GENERATING
AUTHORITY OF THAILAND



HARUO SUZUKI
LEADER OF THE JAPANESE
PRELIMINARY STUDY TEAM
THE JAPAN INTERNATIONAL
COOPERATION AGENCY

I. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of the Kingdom of Thailand, the Government of Japan decided to implement the Feasibility Study for South Bangkok Thermal Plant Renovation Project (hereinafter referred to as "the Study"), within the general framework of technical cooperation between Japan and the Kingdom of Thailand which is set forth in the Agreement of Technical Cooperation between the Government of Japan and the Government of the Kingdom of Thailand signed on 5th November, 1981.

Accordingly, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation programs of the Government of Japan, will extend technical cooperation, in close cooperation with the authorities of the Kingdom of Thailand.

The Electricity Generating Authority of Thailand (hereinafter referred to as "EGAT") shall act as counterpart agency to the Japanese study team (hereinafter referred to as "the JICA study team") and also as coordinating body to other relevant organizations for the smooth implementation of the Study.

The present document sets forth the Scope of Work for the Study.

II. OBJECTIVE OF THE STUDY

The main objective of the Study is to determine the Renovation program of the South Bangkok Thermal Power Plant.

III. SCOPE OF THE STUDY

The works required for the feasibility study shall include the following:

1. Load Forecast

1.1 Analysis of Power Supply Demand Situation

- Demand Forecast
- Existing Power System
- Power Expansion Program

1.2 Review of daily, Weekly and Yearly Load Curve of Power System.

1.3 Forecast of Operation Situation of Power Plant for each plant type and fuel used.

2. Review of the present South Bangkok Thermal Power Plant

2.1 Existing Facilities/Equipments

2.2 Operation and Maintenance (Operation Data, Management of Water Quality, Maintenance Procedure, etc.)

2.3 Past Data of Operation (Generation, Operation Hours, Thermal Efficiency, Fuel Consumption, etc.)

2.4 Past Data of Maintenance (Overhaul Cycle, Period, Work Items, etc.)

2.5 Troubles (Past Record, Statistic, Countermeasure, etc.)

2.6 Unfavorable Items (Pointing out through Discussion with Plant Engineers or Site Survey)

2.7 Measures for Environmental Protection (Quantity Discharged, Regulation Law, etc.)

2.8 Training Program of Plant Personnel

3. Study of the Renovation Program

3.1 Reliability Improvement

Remedy or Modification of Trouble Causes and Unfavorable items (Fuel, Deteriorated Parts of Boiler Tubes and Condenser Tubes, Cooling Water Intake, Substation Equipment, etc.)

3.2 Performance Improvement

Countermeasure for Performance Improvement. (Modification of Turbine Blades, Air Preheater, Boiler Heating Surface of Superheater and Reheater, etc.)

3.3 Life Elongation of Aged Deteriorated Equipments (Repair or Modification of Turbine Rotor, Generator Winding, etc.)

3.4 Modernization

Operationability, Automation, Man-Power Saving and Environmental Protection (Adoption of Daily Start-stop, Automatic Load Dispatching, Advanced Maintenance Tools, etc.)

4. Identification of the Renovation program

4.1 Preparation of Schedule of quantities and general design, and Evaluation of technical soundness.

4.2 Training Program

4.3 Cost Estimation for the Renovation Implementation Program and Assessment of Economic and Financial Feasibility.

4.4 Preparation of Renovation schedule and Overall Report for the Implementation Program.

IV. STUDY SCHEDULE

The tentative time schedule of the Study is as shown in Appendix.

V. REPORTS

JICA will prepare and submit the following reports in English to the Government of the Kingdom of Thailand:

1. Inception Report (IC/R) 10 copies. Within two(2) months after the commencement of the Study. Covering the program and initial findings of the Study with further schedule.
2. Draft Final Report (DF/R) 20 copies. Within five(5) months after the commencement of the Study.
3. Final Report (F/R) 30 copies. Within seven(7) months after the commencement of the Study.

VI. UNDERTAKINGS OF THE GOVERNMENT OF THE KINGDOM OF THAILAND

The Government of the Kingdom of Thailand shall accord privileges, immunities and other benefits to the JICA study team and, through the authorities concerned, take necessary measures to facilitate the smooth implementation of the Study.

1. EGAT shall make necessary arrangements with the cooperation of other relevant organizations for the following:
 - 1.1 to permit the members of the JICA study team to enter, leave and sojourn in the Kingdom of Thailand for the duration of their assignment therein, and exempt them from alien registration requirements.
 - 1.2 to exempt the members of the JICA study team from taxes, duties and other charges on equipment, machinery and other materials brought into the Kingdom of Thailand for the implementation of the Study.

- 1.3 to arrange customs clearance handling and storage at the airport and custody of equipments, machines, instruments, tools and other articles to be brought into the Kingdom of Thailand for the implementation of the Study.
- 1.4 to exempt the members of the JICA study team from income tax and other charges of any kind imposed on or in connection with any emolument of allowance paid to the members of the JICA study team for their services in connection with the implementation of the Study.
- 1.5 to provide medical services as needed. Its expenses will be chargeable on the members of the JICA study team.
2. EGAT shall, at its own expense, provide the JICA study team with the followings, in cooperation with other agencies concerned, if necessary.
 - 2.1 available data, information and materials related to the Study.
 - 2.2 counterpart personnel consisting of engineers.
 - 2.3 suitable office space with necessary equipment in Bangkok.
 - 2.4 necessary official use cars for the implementation of the Study.
 - 2.5 credentials or identification cards.
 - 2.6 to secure the safety of the JICA study team.
 - 2.7 to secure permission to take all data, documents (including photographs) and materials related to the Study to Japan.

VII. UNDERTAKING OF THE GOVERNMENT OF JAPAN

For the implementation of the Study, Government of Japan shall, through JICA, in accordance with the relevant laws and regulations in force in Japan, take the following measures:

1. to dispatch, at its own expense, JICA study teams to the Kingdom of Thailand.
2. to perform technology transfer to the Thai personnel in the course of the Study.

VIII. JICA and EGAT will consult with each other in respect of any matter that may arise from in connection with the Study.

III. 電力需給概況

III-1 タイ国の需要動向

タイ国に於ける電力需要は1974年、1979年のオイルショック時に停滞したものの概ね年10%以上の伸びが継続して来た。今後の電力需要の伸びはここ数年は今様に10%に近い高い伸び率が想定され、その後も6%程度の比較的高い伸び率が続くものと期待されている。

又、負荷率(平均電力/最大電力)は60%台と高い値を示してきたが、将来もこの傾向は続くものと想定されている。この事は昼夜、年間を通じて負荷は概ね平準化されて居り、この負荷構成に大きな変化はないと思われる。

III-2 発電設備

1984年現在のEGAT発電設備は4993MWで、主な発電所は火力ではNorth Bangkok(237.5MW) South Bangkok(1330MW) Bang Pakong(1270MW、建設中550MW) リグナイト専焼のMae Moh(225MW、建設中150MW×4) 水力ではBhumibol(535MW) Srikrit(375MW) Srinagrind(360MW)がある。(参考資料2参照)

最近は火力の占める割合が大きく十分な余裕がある。過去には水力の割合が大きく、火力は小容量のものしかなかったので供給支障を来したこともあるが、現在では改善されている。電源開発計画は参考資料3に示す通りで、大きな電源としてMae Moh(300MW×3) Ao Phai(600MW×3)その他100~200MW級水力が計画され、1996年には合計1100万kw程度の設備を見込んでいる。Mae Mohのリグナイトは埋蔵量4.5億t弱と推定され、170万kwの発電所で30年以上使用可能と期待されている。

III-3 電力流通設備

タイ国の電力系統はEGATの系統が主幹系統を構成し、これにMEA(首都電力庁、Metropolitan Electricity Authority) PEA(地方電力庁、Provincial Electricity Authority)の系統が付随している。

EGATの230KV系統が北部の水力とバンコック周辺の火力を結ぶと共に、バンコックを取り巻く外輪線を形成している。MEAの系統はこの外輪線上のEGATの変電所と115KV又は6.9KVで接続され管内の115KV、6.9KV系統を構成した上、24KV、12KVの配電系統を構成している。

MEAの供給区域はバンコック市及びその周辺地域でその面積はタイ全土の1%以下、人口は十数%に過ぎないが、電力需要は電力、電力量とも全国の半ば以上がこの地域に集中し

ている。

PEAは全国に散在するEGATの115KV又は69KV変電所から受電して33KV, 24KV, 12KVの配電系統を構成している。

IV. 南バンコック火力発電所について

IV-1 現 状

(1) 設 備

1, 2号機は出力200MW, ボイラ型式は自然循環, 加圧通風, 重油専焼方式, タービン型式は串型複流再熱方式, 50Hz。

3, 4, 5号機は出力310MW, ボイラ型式は強制循環, 加圧通風, 重油専焼(その後ガス焚も可能と改造されている)方式, タービン型式は串型複流, 再熱方式, 50Hz。

製造者はいずれも三菱重工, 三菱電機である。

この他に25MWガスタービン3基が設置されている。

主な設備仕様は参考資料4に示すとおりである。

(2) 運転状況

a) 運開以来今日まで高い利用率で運転されて来て居り, 例えば1983年でも発電所全体の利用率は68%で, EGATの総発電量の42%を占めている。現在では大容量のBang Pakong発電所が運転に入った為比較的軽負荷で運用されて居り, 当面は利用率は低下することとなる。(参考資料5参照)

b) 機器の整備状況は良好で定格出力可能である。機器の諸定例テストもメーカー基準に従って確実に実施されている。制御機器は全て自動運用されて居り, 計器類も全部稼動していた。常時は水力発電所が自動周波数調整(AFC)に使用されるが, 水力が使用出来ない時はAFC運転するとの事である。

c) 熱効率については1983年度1号30.34%, 2号31.52%, 3号32.52%, 4号32.60%, 5号32.26%(送電端)となって居り, 運開時点からかなり低下している。性能試験については手間のかゝる調査をしてデータは十分揃っているが補正や条件統一が適正に行われていないので直接比較できない。ラフな試算では運開時から各ユニット共1~2%熱効率は低下していると考えられる。(参考資料6参照)

d) 1981年以降天然ガス混焼が可能のように改造され, 国産エネルギーとして重油代替を期待されたが, 天然ガスの産出量が当初300~400M.ft³/日の予定の処120~160M.ft³/日に止まっている。この為天然ガスの使用は主として5号缶で行われ, Bang Pakong 運開で現在は重油専焼に戻っている。ガス産出の如何は南バンコック発電所の将来の運用に大きな影響を及ぼすことになると思われる。

ガス焚の為の設備改造は燃焼設備の追加のみで必要な伝熱面積変更や防爆対策等は講じられていない。

e) 事故が運開初期の段階ではかなり多く, ユニット毎に月1回程度停止事故が発生して

いたが最近では多少改善されている。併し 1, 2, 3 号機は事故が多く, Reliability が 80% 台となる事もある。(参考資料 7, 8 参照)

事故の内容は初期にはバーナ系統, 空気予熱器, ガスダクト, スイッチャード機器の事故が多かったが, 最近ではボイラチューブ, 空気予熱器, ガスダクト等経年劣化による損壊事故が増加して来ている。

$$\text{注, Reliability (信頼度)} = \frac{\text{運転時間数} \times 100}{\text{運転時間数} + \text{事故停止時間数}} (\%)$$

f) 復水器冷却水は Chao Phraya 川の河川水を使用しているが, 海水淡水の混合という悪条件に加えてバンコック市下流にある為都市排水が流入し, ビニール等の浮遊物が多く, 復水器管リーク事故が多い。この対策として硫酸鉄を注入したが, 誤って硫酸鉄の過剰被膜が付着した為, 一旦化学洗浄で除去し, 現在は別の薬品を注入している。又防塵網の追設や塩素ガス注入を行っている。

g) ボイラ補給水としては地下水を使用し, 40, 60, 90 T/H 3 系の純水装置で純水を製造し, 各ユニット毎に 400~720 T タンクを 2~3 基設置してあり, 量的には問題ない状態である。

最近バンコックの地盤沈下防止対策として地下水使用を制限する動きが出て居り, 河川水の使用が検討されている。

h) 環境対策として集塵装置や排水処理装置は設けられていない。タイ国に於ける環境規制はかなり厳しいので, 高硫黄分(3%程度)の燃料の使用では問題があると思われるが, 環境関係の測定データが殆どない。又, 構内にアシッドスマットや煙突からの飛散物らしきものが落ちて居り, 性状によっては対策が必要である。

(3) 保修状況

a) 過年度は需給が逼迫していたので定期修理が殆ど行われてなかったようであるが 2~3 年前から漸く実施可能の段階に入り, 今後は 4 年毎に Major Overhaul, 毎年 Yearly Inspection を実施することになっている。従って定修での内容や頻度についてまだ確立しているとは云えない。Major Overhaul の期間は 2 カ月, Yearly Inspection は 2 週間と定めて居り, Yearly Inspection では殆ど点検のみで大きな工事は不可能と思われる。定修時の記録はよくまとめられている。(参考資料 9 参照)

b) 過年度の主な作業項目でみると復水器管全取替(2, 5 号) 過熱器管多量取替(1, 2, 3 号) 空気予熱器エレメント全取替(各ユニット)等大巾な取替が行われているがその理由, 取替基準は明らかでない。現在 3 号の定期修理中で空気予熱器のエレメント交換を行っていたが, 十分使用可能のものも取替えていた。

c) 発電所の保修担当は Workshop 担当も含め, 全て本社の Maintenance Department か

ら派遣される形になっている。

Workshop は発電所及び本社にあり、殆どの工事が直営で実施されている、工作機械についてはタービン・ローターの加工も出来るような大型機械の導入を検討していた（現在この種工事はシンガポール又は香港で実施するため経費が嵩み、又停止期間が長くなっている）。定期修理にもメーカー指導員を殆ど呼ばず、自力で施工したそうである。

d) Spare Parts List は Unit 別、機器別に整理され、最大最小員数を定め補充するようになっている。Spare Parts 発注の場合輸入品では発注から入荷まで 1 年近くかかるのが問題といていたが、之は技術的な問題でなく購入手続、資金面から必要な期間のようである。

IV-2 問題点

(1) 当面の問題点

南バンコック発電所の当面の問題点として次の事項があげられる。

- a) 事故が多いこと。
- b) 運転保修面で不具合の点があること。
- c) 性能低下してきていること。
- d) 将来の問題として経年劣化が見られるので寿命延長対策、又発電所の将来の運用を想定して近代化対策を講ずべき時期になっていること。

(2) 事故の実態

1980 年以前は定期修理が行われず、事故が多く、特に 1, 2, 3 号は月 2 回に近い事故頻度であった。事故原因中多いものはバーナ系統、ボイラチューブ、空気予熱器・ガスダクト、タービン、スイッチヤード機器であるが、その他事故原因について詳細調査、対策が望まれる。

a) バーナ系統

自動バーナ装置の誤動作のようで、設備的に問題があると思われる。1983 年にも 5 回事故が発生している。

b) ボイラチューブ

過熱器…… 1, 2 号で最近急増して居り、高温腐食と考えられ、この対策の為添加剤を注入している。付着スラッグの分析や管材質検討、取替基準策定などが必要であろう。

再熱器…… 1, 2 号のみでなく 3, 4 号にも最近発生して居り、同じく高温腐食と考えられている。

水冷壁、蒸冷壁…… 3 号缶で特に多い。原因について調査の必要があるが、蒸冷壁は

我国でも事故発生した事例があり、同様の対策が必要と思われる。

c) 空気予熱器・ガスダクト

高硫黄分燃料使用のため低温腐食を起して居り、ボイラケーシングもかなりガスリークが見られる。メタル平均温度管理，エレメント材質検討，低 O_2 運転，等の諸対策を検討すべきである。

d) 屋外変電所

Chao Phraya川対岸の工場からの排煙中金属性飛散物で，これ迄数回屋外変電所で閉絡事故を起したとのことで昨年来，水洗車を購入し碍子掃除を行っている。現場技術者はこの対策で十分といていたが，EGAT幹部はこの事故に神経をとがらせていた。尚発電所自身の煙突からも大きな飛散物かとんでいるので何が原因か確認する必要がある。

(3) その他の不具合な事項

直接の事故につながらないが次のような不具合点が見られる。

a) 復水器管リークが多く，原因は冷却水中の浮遊物と海水淡水の混合のためと考えられる。取水口の防塵対策強化，管材質検討，復水器洗浄方法改善，薬品の適正注入，管肉厚計測精度向上による適正取替等の対策を講ずべきである。

b) ボイラの化学洗浄を屢々実施しているが，銅分の除去量が非常に多く，又タービン翼に銅が付着しているという。溶存酸素対策が特に配慮されてないようである。起動停止時の溶存酸素侵入防止，純水装置の運用管理，薬品注入方式（磷酸処理）など再検討の必要がある。（参考資料9参照）

c) 現在までの事故については復水器管全取替，過熱器管多量取替といった対策で対処されているが，例えば肉厚計測が正確に行われて居れば部分的取替で十分対処出来たのではないかとも考えられる。

既に10万時間の運転時間を越えた機器もあり，今後寿命診断を行う機会が多くなるが，適正な計測機器の使用，判断基準を検討すべきである。

d) 3，4，5号機の天然ガス使用改造では燃焼設備のみの追設で伝熱面積の改造は実施されてない。又防爆対策も講じられていない。この為かなり運転性が悪く，又性能低下も考えられるがこの件は将来の天然ガスの見通しを得て考慮すべきであろう。

e) その他散見した所では燃料タンクの不具合（オーバーフロー，底板腐食）循環水ポンプ軸電食等があった。

(4) 性能試験

性能試験はかなり頻繁に行われているが，補正がまちまちで，必ずしも直接比較出来る形になっていない。性能試験は損失法を採用しているが，日常の効率管理は入出力法であり，

この測定に使用する燃料流量計に大きな誤差があって真値が得られていない。一応ベースを揃えて試算すると運開以来熱効率は1, 4号で約1%, 2, 3, 5号で約2%低下している。

この原因は詳細調査する必要があるが、(1)低温腐食防止の為排ガス温度を高く保持していること、(2)復水器の微少リークの為常時ブローしていること、(3)タービン機械効率が経年劣化で低下していることなどが予想される。

このようなテストは行われているが、その解析、それに基づく対策等が十分でない。日常性能管理の為には燃料流量計の精度を検討すべきである。

注. 性能試験には損失法と入出力法の2通りがある。損失法は各部から排出される損失熱量を測定して熱効率を算出する方法で、複雑であるが精度は高いと云われ公式の性能試験に採用される。入出力法はボイラに投入した燃料熱量(入力)と発生した電気量(出力)との比で熱効率を算出する方法で、簡単であるので日常性能管理に使用される。

V. リノベーション計画

V-1 事故及不具合事項の対策

上述の問題点について原因やこれまでE G A Tで実施してきた諸対策を調査し対策（方法並に範囲）実施時期，必要資金等について検討を行う。主な問題としては次の事項が考えられるが更に詳細調査が望まれる。

(1) ボイラチューブ破損

ボイラチューブの事故原因は過熱器・再熱器の高温腐食，蒸冷壁の過熱，水冷壁のスケール付着が主なものと考えられる。過去の事故実績，肉厚データ，スケール及びスラグ分析値，保修記録等を調査して修理範囲，管材質変更，溶存酸素対策，給水処理方法（復水器管リークが改善されれば現在の磷酸処理を揮発性薬品処理に変更），燃料添加剤，将来の経年検査の方法等について検討する。

(2) 復水器管リーク

ボイラ水質，冷却水中の多量の異物から判断して復水器管リークはアンモニアアタックでなく，冷却水側からの減肉が主因と考えられる。従って異物除去対策，管クリーニング法，肉厚計測精度向上，管取替範囲の決定，管材質，防食装置，冷却水注入薬品効果等について調査検討を行う。

(3) 空気予熱器・ガスダクトのガスリーク

燃料中硫黄分高による低温部腐食であり，排ガス温度適正化，空気予熱器エレメント材質の変更，エレメント取替基準，低空気過剰率運転，燃料添加剤効果等について検討する。現在排ガス温度を高く運転しているがこれは熱効率を低下させるものであり，総合的な対策の中で検討されるべきである。

(4) 自動バーナ事故

過去の事故例から原因は制御システムに起因すると推定される。事故状況を調査して必要なフレームモニター等部品取替，事故防止の為のシステム改造を検討する。

(5) 水処理設備運用

ボイラ水分析値や化学洗浄データからみて補給水処理装置が完全とはいえない。水質分析値や樹脂運用状況を調査し必要な改善改造（脱炭酸塔の真空脱気塔への取替，純水タンクのシール等の溶存酸素対策）を検討する。

(6) 冷却水取水口トラブル

冷却水には多量の異物が混入して居り，一応その対策は講じられているが，尚復水器水室には多量のごみが流入している状態である。防塵網，スクリーン，復水器水室フィルター等の改造・増設について検討する。

(7) その他

発電機等同型機で過去に事故例のあるものについてはメーカーの推奨その他を調査し、必要な修理取替を検討する。

屋外変電所の関絡事故については対岸の工場からの飛散灰とされているが、構内に発電所煙突からの鉄錆・付着灰も多数落下している、事故時の状況等から事故の真相を究明し、対策を検討する。活線碍子洗浄装置は却って事故の原因になる事もあり推奨しかねるが採用するとすれば必要な事故防止対策、注意事項を提言する。

又現在までの運転保修に不具合であった事項、例えばタービン入口ドレン弁が小径の為蒸気温度上昇が遅く、メタル温度マッチングが難しいなどの事例があれば改造を検討する。

V-2 熱効率向上対策

熱効率についてはオーバーホール前後に性能試験を実施して居り、又日常性能管理も一応行われているのでその内容やオーバーホール報告書を調査し、性能低下原因並に回復対策について検討する。ボイラ排ガス温度高、ボイラ連続ブロー、タービン機械効率低下などが原因と考えられるが、その他性能に関連する事項として復水器、空気予熱器、熱交換器、保温等の性能管理についても調査する。

更に最近各メーカー共熱効率向上対策として新型タービン翼の採用やラビリンス改造などを提案している。当所の機器にこれ等新技術の適用が技術的、経済的に可能かも併せて検討する。

V-3 寿命延長対策

1, 2号機は既に10万時間程度の運転時間となっている。最近の検査技術、寿命診断解析の進歩により各メーカー共この時期に精密診断、余寿命予測を行うよう提言している。

例えばタービンでは車室、ローター、主要弁、高温ボルト、大口徑配管、回転補機について検査し必要あればローター形状改善などの修理について、ボイラでは管寄せ管台部、異材質溶接部、大口徑配管、回転補機等が対象に考えられている。これ等について当所機器への適用の可否を検討する。

V-4 設備並に運用方法の近代化

最近の火力発電技術は著しく改善、近代化されている。これ等の中、当所へは次のような項目が適用されると考えられる。

(1) 運転性向上

深夜起動停止(DSS)の可能化、全自動化又は自動化機器の導入、コンピュータ制御

の導入、デジタル制御機器採用。

(2) 保守技術向上

振動計測器，放射線・超音波・磁気探傷等非破壊試験器，細管渦電流試験器，高圧ジェット水洗装置等新型工具，測定器の導入。

尚現有の測定器，試験器はかなり陳腐なものが多く，技術高度化のためには買替の必要なものがある。又発展途上国の通例として簡単に大型機器をメーカーに送る訳にいかないので例えばローター中心孔検査装置など大型工具・試験装置も必要になると思われる。

(3) 環境対策改善

現在環境対策として特別の装置は設けられていない。我が国の最近の火力発電所では電気集塵器，排煙脱硫装置，排煙脱硝装置，排水処理装置が設置され又騒音対策が講じられている。

上記の項目は将来の発電所の運用形態，燃料の見通し，環境規制の動向等により選択さるべきものであり，又多額の工事費を要するものが多いので経済性，技術レベルの評価を考慮し，検討することが望まれる。

V-5 EGATのリノベーションに対する考え

EGAT 自体或程度リノベーションに対する構想をもって居り，メーカーとも協議が重ねられてきている。当面EGATとしては現状に於ける問題点の解消に主眼をおいて，ボイラチューブ，復水器管，低温腐食対策，その他不具合個所の対策及び保守工具・測定器・分析器等の買替・新規購入を強く希望しているが，その他の改善については調査結果を待つて判断したい意向のようである。

V-6 リノベーション計画策定と経済性評価

リノベーション計画立案に当っては何通りかの案が考えられるが，発電所の将来運用のあり方によって決定さるべきである。即ち夫々の計画の必要性和経済性を検討し，優先順，実施時期についても配慮した計画とする。

EGAT 自身は機器材料を入手出来れば自身で工事したいとの意向を持って居り，それだけの技術力はあると判断されるが，内容によっては詳細設計の必要な項目もあり，資金調達に必要な手続期間も含めてリノベーション工程を作成する必要がある。

V-7 技術移転並に教育訓練

EGAT 自身の技術レベルは相当のものがあるが，前述のように一部問題と考えられる事

項もあり、リノベーション計画策定の為の詳細調査の段階で技術移転を計ることが望まれる。

又、従業員の教育訓練について非常に力を入れて居り、今後逐次具体化される予定となっているので内容についても調査し、必要に応じて助言指導が望まれる。

VI. その他参考事項

VI-1 タイにおける開発計画（エネルギー部門）の概要

(1) タイの第5次経済社会開発5か年計画の主要目標とエネルギー施策の位置付け

タイは1961年以來4次にわたる経済社会開発5か年計画（以下、「計画」と略す）を実施し、1981年10月から第5次計画を推進中である。

本計画は、過去4次の計画の成果（1961年に比較して1981年のGDP1.4倍、1人当たり所得8倍、輸出額1.6倍等）を踏まえ積極的な開発を推進し1986年には準工業国への移行を目指すという野心的なものである。

本計画の開発目標は次の6項目である。

- ① 貯蓄の促進、生産性の向上等を通じた経済・財政状況の改善
- ② 基軸産業の再編等による経済構造の調整と経済効率の上昇及び天然資源利用の効率化
- ③ 社会構造の発展と社会サービスの分散による地域間格差の縮小
- ④ 後進地域の貧困撲滅
- ⑤ 経済開発と国家安全保障の調整
- ⑥ 開発管理制度の充実等国家開発行政の再編成と所有形態の分散

このうち経済・社会開発の直接の柱となるのは②であり、具体的には農業部門において土壌改良、植林、灌漑等により年率4.5%の成長を目標とし、また、製造業部門においては、重点業種についての構造改善、東部臨海工業地域の計画的開発を中心として年率7.6%のうち輸出産業については15%の増大を目標としている。（参考1）

更にこの目標達成のための基盤として高いプライオリティーを与えられているのが、エネルギー部門における構造改善であり、その主眼は、輸入エネルギー依存度の引下げのための代替エネルギーの開発及び省エネルギーの推進に置かれている。

(2) タイにおけるエネルギー需給の動向

1978年におけるタイの総エネルギー消費量は石油換算で15,107千t、1人当たり消費量では335kg（石油換算）に過ぎず、ADB加盟国平均並、アセアン諸国ではインドネシアに次いで低い値に止まっている。しかしながら高い経済成長を反映して、エネルギー消費は増加の一途をたどり（1960年代年平均伸び率16%）、第1次オイルショック後は大幅に低下したものの（1973～81年平均伸び率5%）アセアン諸国の中では一貫して高い伸びを示している。エネルギー需要構造は、石油への依存度が高く、総エネルギーに占めるシェアは75%（1978年）に達している。石油以外は、石炭、天然ガス、一次電力（水力等）及び非商業エネルギー（薪木炭等）等となっている（参考考2）

更に、エネルギー源別に見ると1981年において商業エネルギーは総エネルギーの79

(参考1) マクロ経済目標

項 目	第4次計画 (1977~81)	第5次計画の目標 (1982~86)
1. 貿易収支赤字		
(1) 年平均赤字(百万パーツ)	45,300	78,400
(2) 対GDP比(%)	7.6	5.9
2. 経常収支赤字		
(1) 年平均赤字(百万パーツ)	37,400	53,000
(2) 対GDP比(%)	6.3	4.1
3. 財・サービスの輸出		
(1) 金額増加率(年率, %)	23.7	21.9
(2) 数量増加率(年率, %)	12.1	10.9
4. 財の輸出		
(1) 金額増加率(年率, %)	21.9	22.3
(2) 数量増加率(年率, %)	10.5	11.3
(3) 年平均額(百万パーツ)	110,900	309,400
5. 観光収入増加率	36.2	21.5
6. 財・サービスの輸入		
(1) 金額増加率(年率, %)	25.4	18.1
(2) 数量増加率(年率, %)	10.1	7.2
7. 財の輸入		
(1) 金額増加率(年率, %)	26.3	18.1
(2) 数量増加率(年率, %)	10.9	7.3
(3) 年平均額(百万パーツ)	156,200	387,800
8. 部門別実質GDP成長率(年率, %)		
(1) 農業	3.5	4.5
(2) 製造業	9.3	7.6
(3) 鉱業(天然ガスを含む)	(1) 12.6	(2) 16.4
(4) 天然ガス(百万立方フィート/日)	(1) 20.0	(2) 52.5
(5) GDP	7.3	6.6
9. 支出項目別実質GDP成長率(年率, %)		
(1) 民間部門	7.3	5.2
① 消費	6.2	4.8
② 投資	12.0	6.9
(2) 公共部門	9.3	6.8
① 消費	8.5	7.9
② 投資	11.0	4.9
10. 貯蓄・投資比率(対GDP比, %)		
(1) 貯蓄	23.1	27.0
(2) 投資	29.4	31.1
11. 財政収入対GDP比(%)	(3) 14.0	(2) 18.0
12. 人口増加率(年率, %)	(3) 2.1	(2) 1.5

(注) (1) 1981年10月から

(2) 1986年

(3) 1981年

出 所: 第5次5カ年計画による

(参考2) 各国エネルギー消費量比較

1978年時点

	タイ	フィリピン	インド ネシア	マレーシア	シンガ ポール	ビルマ	DMCs	世界
エネルギー需要総量(1000toe)	15,107	18,456	40,231	7,952	3,916	6,773	197,833	6,269,229
構成比(%)								
石油	74.7	61.2	42.9	71.3	99.6	15.2	49.2	43.0
天然ガス	—	—	7.7	8.1	—	2.3	4.9	18.8
石炭	1.1	0.9	0.5	0.4	0.2	2.1	10.4	30.4
一次電力	1.4	3.5	0.5	1.1	—	1.0	2.2	2.8
商業エネルギー計	77.2	65.6	51.6	80.9	99.8	20.6	66.7	95.0
非商業エネルギー計	22.8	34.4	48.4	19.1	0.2	79.4	33.3	5.0
人口1人当り 総エネルギー消費(kg・o・e1人)	335	405	277	614	1,681	210	343	1,485
人口1人当り商業エネルギー 消費(kg・o・e1人)	259	266	143	496	1,677	43	231	1,411
人口1人当り非商業エネルギー 消費(kg・o・e1人)	76	139	134	118	4	167	112	74

出所：ADB "Regional Energy Survey"

(注) DMC：ADB加盟開発途上国

(参考3) セクター別商業エネルギー消費量

(ロスを含まない)

	1976		1978		1980		1981	
	10 ¹² kcal	%	10 ¹² kcal	%	10 ¹² kcal	%	10 ¹² kcal	%
工業	13.3	18.3	25.2	27.6	26.2	26.5	27.7	27.9
輸送	35.5	48.9	45.2	49.5	46.6	47.1	46.1	46.4
農業	10.2	14.0	9.6	10.5	11.0	11.1	9.6	9.7
建設	0.6	0.8	1.1	1.2	1.0	1.0	1.2	1.2
商業・サービス・他	12.8	17.6	10.0	11.0	14.1	14.2	14.3	14.4
輸出	0.2	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.4	0.4
合計	72.6	100.0	91.3	100.0	99.0	100.0	99.3	100.0

出所：NEA "Thailand Energy Situation" より作成。

%を占め、このうち石油が80～90%、石炭が約4%、火力が4～10%、天然ガスが約2%となっている。また、非商業エネルギーは、21%を占めている。

タイにおいては石油を殆ど産出せず99.9%は輸入に頼っているため、1970年代の順調な経済成長に伴うエネルギー需要の増大はオイルショックによる石油価格高騰と相まって輸入エネルギー依存の増大、及び貿易収支の悪化を招く重大な要因となった。

従って、今度円滑な経済開発を進めるためには、国産エネルギー開発が急務となっており、特に天然ガス、褐炭、水力等の開発に重点が置かれている。

セクター別にエネルギー消費量を見ると、1981年時点で輸送部門が46.4%と最大のシェアを占め次いで工業部門が27.9%を占めているが、輸送部門が減少傾向にあるのに対し、工業部門は増加傾向を示している(参考3)。

(3) エネルギー開発計画

第5次計画においては、基本的にエネルギー消費の伸びをおさえ、国産エネルギーの開発により輸入エネルギーへの依存を低下させるという戦略に立ち、次のような目標の達成を目指すこととしている。

- ① 省エネルギー、効率改善により、エネルギー消費の伸びを年率4.8%におさえる。
- ② 石油輸入量を年率5%の割合で減少させる。
- ③ 天然ガス、水力、非伝統的エネルギー等の国産エネルギーによる代替を進め、輸入石油が総エネルギーに占める比率を1980年の75%から1986年には46%まで低下させる。
 - (i) シヤム湾の天然ガス生産量を1982年の200MMSCFD(百万立方フィート/日)から1986年迄に少くとも525MMSCFDとする。

また、1986年までに天然ガス分離プラント(生産能力350MMSCFD)を建設する。
 - (ii) 水力発電設備容量を1980年の1,269MWから1986年までに2,013MWとする。
 - (iii) 褐炭火力発電所設備容量を1980年の210MWから1986年までに885MWとする。
 - (iv) 非伝統的エネルギー(アルコール、オイルシェール、バイオマス、地熱、風力等)を開発し、1986年までに原油換算で2.2～2.9億ℓ相当利用する。
- ④ 石油精製能力を1986年までに28万バレル/日に高める。
- ⑤ 農村電化を推進し、1980年の電化率36%(31,523村)から1986年には92%(50,034村)に高める。
- ⑥ 原油及び石油製品の備蓄を現在の36日から1986年には60日とする。

以上の目標に沿って主要エネルギーの開発の現況を概観すれば次のとおりである。

(4) 石油及び天然ガス開発の現況

タイのエネルギー自給率向上の鍵を握るのは石油及び天然ガスの開発である。

タイは1961年以降多国籍企業を含む民間企業に調査・開発を招請し、シャム湾を中心に積極的な開発を進めてきており、1982年10月現在、陸上、海底合わせて68井が成功している。

このうちシャム湾では推定埋蔵量14兆ft³、確認埋蔵量4兆ft³と言われる天然ガス及びコンデンセートが主体となっており、Union Oil, Texas Pacific等6社により開発が進められている。

現在、商業井は4か所(Erawan構造, Baanpot構造, Kaphong-Platong構造及び“B”構造)あり全てガス田である。これらの天然ガスは海底及び陸上のパイプラインを通じて全て火力発電用(南バンコック火力, パン・パコン火力)として使用されている。

内陸部では, Thai Shell, Esso等6社により主に中部及び東北部において探査・開発中であり, 中部Kamphaeng Phet県, Sukothai県で石油及び天然ガスが, 東北部Khon Khaen県では天然ガスが発見されているがまだ開発初期の段階であり埋蔵量は不明である。

この他, マレー半島南西側のアンダマン海も開発の対象となっているが現在までの所成功していない。

(当面の需給動向)

タイの天然ガス田は, 規模が小さいこと, 地質構造が複雑であること等から生産量は限られたものに止まっており(シャム湾の天然ガス推定埋蔵量は世界の0.1%程度)かつ, 生産コストも, 生産井一本当たりの生産量が少ないこと, 輸送用パイプラインが長く輸送費がかさむこと等からかなり割高となっている。

(参考4) 天然ガス引渡価格(1982年)

ガス田	価格ドル/百万BTV
(タイ)エラワン・ガス田	3.75
(インドネシア)アチェ・ガス田	0.6
オーストラリア	1.2~2.6
(ニュージーランド)マウイ・ガス田	1.5
(エジプト)海底ガス田	1.0

但し, 輸入原油よりは割安であるため輸入代替効果は大きく, 現在天然ガスは全て火力発電用の燃料としてEGAT(タイ電力庁)に供給されているが, 年間11%程度の燃料費節約効果を挙げたものと推定されている。

E G A Tの計画によれば、新規発電所及び既存発電所の天然ガスへの切替により1992年には天然ガス使用火力3555.0MWとし、必要な天然ガス量は460MMSCFDに達するとされている。

また、内需用としては、サイアム・セメント(株)、Laem Chabang工業団地等の燃料として使用されるのみならず、1985年以降、天然ガス分離プラントに供給される予定となっており、今後急速な需要の伸びが見込まれている。

(5) 石炭(褐炭)及びオイル・シェール

石油代替エネルギーとしてその開発が期待されているのが石炭及びオイル・シェールである。

石炭は主に火力発電用としてE G A Tを中心に開発が進められており、Lam Phun 県 Ban Pu 炭鉱の増産、Jae Kon 褐炭炭田の開発等を図り、Mae Moh火力発電所等に供給される予定である。

またオイル・シェールは世界8位の推定185億トンと言われる豊富な埋蔵量を誇り、Tae Sod地区を中心に発電及びセメント生産用に開発が開始されている。

(6) 地熱、小水力、その他

タイには北部を中心に非火山性の地熱資源が認められ、J I C A等の援助によりボーリングが開始されており、将来的には小規模の代替エネルギー源となる可能性がある。

また、国内に散在する小河川等を利用した小水力の開発を図るため、第5次5か年計画中に25のミニ水力(出力100~6000kw)及び75のマイクロ水力(100kw以下)の建設を予定している。

以上の他、家畜糞を利用したバイオガス設備、薪、木炭、キャッサバ等を原料とするエタノール製造、太陽エネルギー開発等が行われつつあるが規模的には小さなものに止まると見込まれる。

(7) 電力セクター開発の重要性と方向

以上のとおり、エネルギー開発はタイの国家経済開発の鍵を握るとも言える地位を占めているが、特に国内エネルギー開発は、国内開発事業に不可欠な電力事情の改善の観点から極めて重要である。

タイの電力開発の詳細はここでは触れないが、その大半はE G A Tにより供給されており、1973年以降年率10%を越える需要の伸びを背景に急速な供給能力の拡大に努めた結果、1982年の発電能力は4087.7MWと1969年のE G A T発足時801.6MWの5倍に達している。今後も、5か年計画に沿った国内の工業化、農村電化、都市人口増加等により年率6~11%の高い需要増が見込まれている。

これに対してE G A Tの発電設備は、汽力、水力、ガスタービンの3本を柱としており

現在は汽力をメイン、水力をミドルピーク時、ガスタービンをピーク時用とするというパターンが確立されている。各々のシェアは水力が水量変化による変動があるものの一貫して低下してきたのに対し、汽力は年々増加し、その内重油専焼が主体であるが次第に天然ガス等への切替が図られており、1982年の設備能力では汽力47%、ガスタービン18%、水力34%となっている。

今後の電力需用増に対応するためには、今後も積極的な設備拡充が必要であるが、水力開発は立地上の問題、メコン川等国際河川の開発の困難性等から急速な拡大には困難が伴い、今後とも当分、火力発電を中心に拡充していくことが必要となろう。

以上見たとおりタイのエネルギー開発は天然ガス、褐炭、水力を中心的な柱とし、かつその大半は電力用に用いられることとなっているが、その主力となる天然ガスの開発は、必ずしも当初の予定通りには進んでいない。

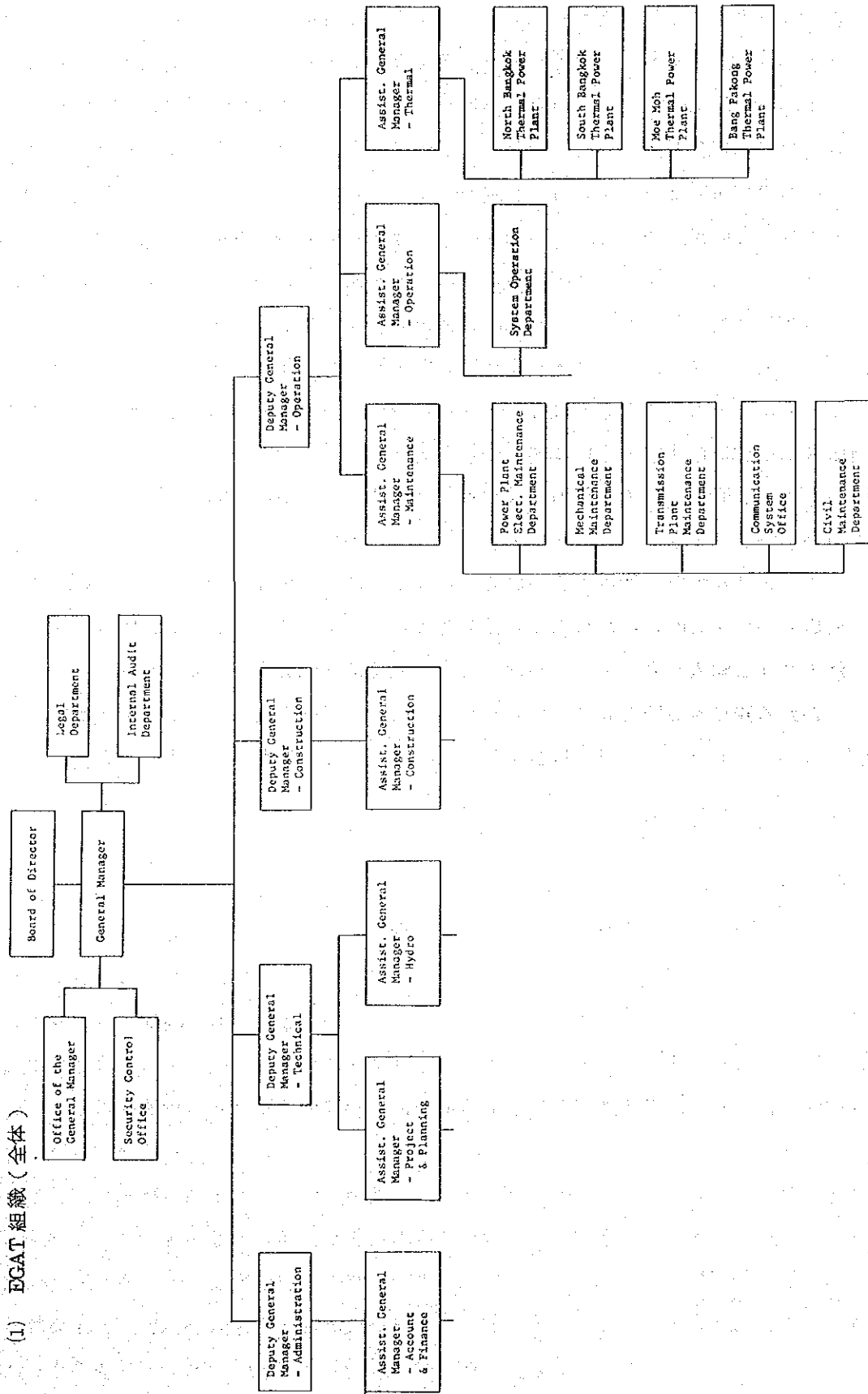
また褐炭開発、水力開発は多額の投資と環境問題への配慮等から着実な開発を行うべきであろう。

このような状況に鑑み、電力開発に当たっては、十分なエネルギー開発の見通しの下に前広にかつ能力的に余裕のある開発を進めることが重要である。また国内エネルギー（天然ガス）と輸入エネルギー（石油）との互換性にも配慮する必要がある。

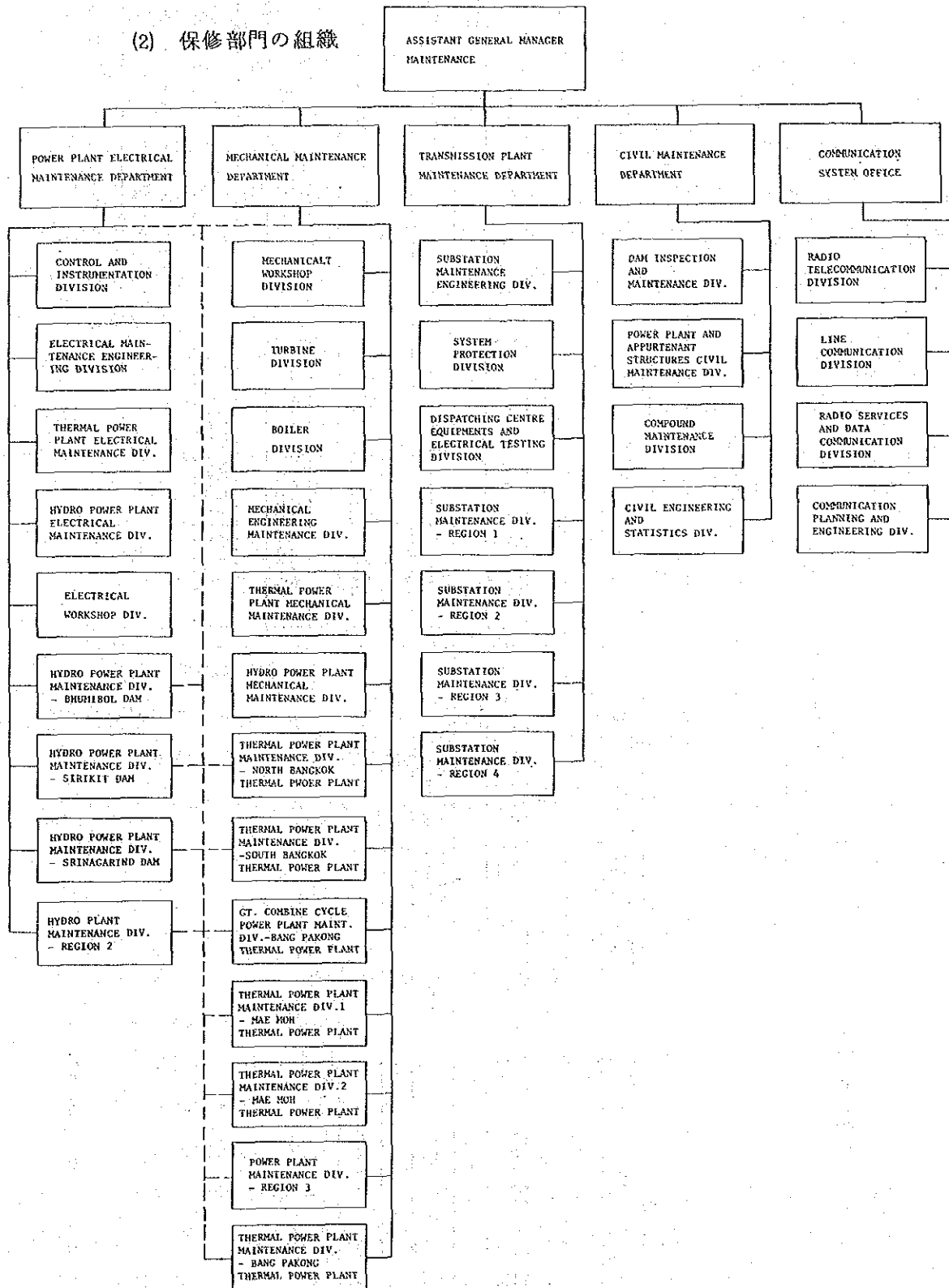
かかる観点から既存設備の効率向上、汎用性設備への改造等を検討する本件プラント・リノベーションのスキームは基本的には非常に時宜を得たものと言えよう。

ANNEX. VI - 2 ECAT の組織

(1) ECAT 組織 (全体)

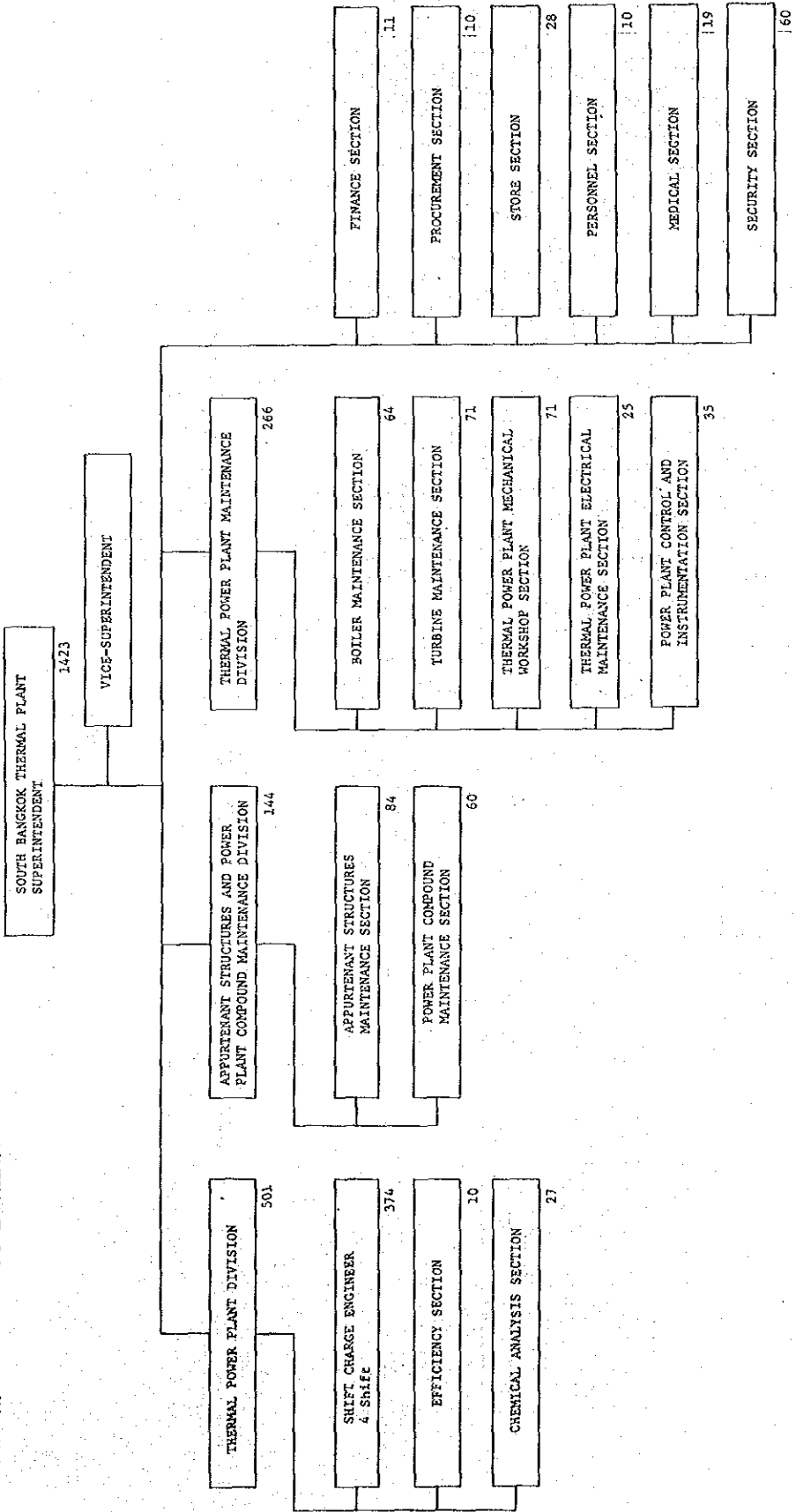


(2) 保修部門の組織



(3) 南バンコック発電所組織

ORGANIZATION CHART



TOTAL EMPLOYEES OF SOUTH BANGKOK POWER PLANT 1423

VI-3 その他関係機関

タイ国の電気事業は全て国営で発電事業を担当する国家電力庁 (Electricity Generating Authority of Thailand: EGAT) と配電事業を担当する首都電力庁 (Metropolitan Electricity Authority: MEA), 地方電力庁 (Provincial Electricity Authority: PEA) に分れている。

電力行政は国家エネルギー庁 (National Energy Administration: NEA) が総合的電力開発計画の調整, 国家経済開発局 (National Economic and Social Development Board: NESDB) が各種プロジェクトの最終調整, 審査を行っている。対外資金の導入に関しては技術経済協力局 (Department Technical and Economical Cooperation: DTEC) が窓口の役割を果たしている。

将来資金融資の話が出てくれば EGAT, NESDB, DTEC の三者間で調整が必要になる。

上記の関係を図示すると次のとおりである。



VI-4 EGATの教育訓練計画

(1) EGATでは系統の拡大に対処するためフランスEDFの協力を得て, 大規模な教育訓練計画を策定している。現在は Bang Pakong の Training Center のみであるが, 将来は 4カ所に Training Center を増加し, 火力運転以外に火力保修, 送変電部門についても技術教育を行うこととし, 完成の後は各コース毎に約 1,000 人の訓練を行う予定となっている。

(2) 当面 EGAT では早急に火力運転員の養成を迫られて居り, 昨年より Training Center の火力運転シュミレータを使って訓練が行われている。このコースは次のステップに分れ, 昨年度 60 名程度が修業したという。

- | | |
|----------------------------|-----------|
| (1) Basic Power Principles | 14週, 23項目 |
| (2) System Description | 9週, 30項目 |
| (3) Simulator Training | 5週, 6項目 |

(3) シミュレータは Bang Pakong 550MW プラントの制御盤を模擬したもので 1 年前に設置された。三菱電機製で訓練内容は冷機起動, 停止, 熱機起動, 負荷変化, アブノルマル運転, 事項処置の 6 項目に分れ, 3 名の運転員で全ての操作を行うこととして居り, 成果が上っているとの事である。

(4) 将来の教育体系としては次の3コースが作られる。

Training Course for New Recruits (T)

Upgrading Course (U)

Improvement Course (I)

各コース毎にE G A T従業員のGrade-Engineer, Technician, Vocational School卒に応じたタイプの教育が行われる。今年中にはBang Pakong Training Centerに送変電、火力保修部門の教室も竣工し教育が開始されるとの事であった。Training Center Head quarterが本社にあり、教育計画の立案推進に当たっているが、既に各コース毎に相当数のテキスト(タイ語)が作成されていた。

VI-5 調査の参考事項

(1) 南バンコック発電所は米国のBlack and Veach International Consulting Engineersのエンジニアリングで建設されて居り、従って初期のEngineering Bookや試験報告は英語で整備されている。併し運開後、定期修理報告、事故記録、教育資料等いろいろ作られているがいずれもタイ語で直接利用する事は困難である。従って調査事項は早目に質問書を提出しておくことが望ましい。

(2) 各種資料を蒐集したが、同一事項でもかなり喰違いがある。資料の作成だけはしているが相互の照合が十分なされていないようで、調査にあたっては注意を要する。

(3) 定修に殆どメーカーを呼ばず自力で保修しているので本社Maintenance部門にかなり調査資料があるのでないかと思われる(訪問時復水器管の切断検査を実施していた)。

VI-6 入手資料リスト

ファイルNo

1. 質問書 (次の事項についてFormatを提示し記載を得たもの)

(1) General

需給バランス (過年度及び想定)

E G A T 発電設備

電源開発計画

負荷曲線

南バンコク発電所運転実績統計

電気料金

E G A T 組織

教育訓練計画

(2) Technical

過年度事故記録

保修記録

資材調達手続 Spare Parts 台帳 (見本)

工作機械リスト

分析室, 分析器, 分析方法

A

2. 一般資料

(1) 1982年 E G A T 年報

(2) E G A T 組織図, 人員数

(3) P R 資料 Technological Training Centre,
Dispatching Centre,
Power Progress
Gas Conversion Project
History of South Bangkok Power Plant,
The South Bangkok Power Plant

(4) Technological Training Centre 計画, 教育実績, Lesson Program

ファイルNo.

3. 技術資料

- B** (1) Operating Instruction (1, 2 U)抜粋, 含SPEC及びDrawing
- C** (2) Operating Instruction (3, 4 U)抜粋, 含SPEC及びDrawing
- D** (3) Drawing
ア. E G A T送電系統図
イ. 各種系統図, 配置図
- E** (4) 設備仕様
- F** (5) 受取試験記録(1~5 U)
- G** (6) 性能試験記録(1~5 U)(含運転データ)
- H** (7) 定期修理記録
ア. Major Overhaul (4 B, 5 T, 1 E)
イ. Yearly Inspection (4 T, 4 E)
ウ. ボイラ・チューブ厚み計測(2 B)
エ. 定修実績

(8) ボイラ取扱説明書抜粋(3 B)

(9) ユニット起動曲線(2 U, 3 U)
- I** (10) 事故統計表

(11) 運転統計表

(12) 環境規制値

(13) 水処理記録(分析値, 復水器リーク時運転日誌)

(14) リノベーション件名表及びメーカー提案

VI-7 質問表及び回答

(1) 質問表

Questionnaire and Data Requested to EGAT
For
The Preliminary JICA Survey
on
Renovation of the South Bangkok Thermal Power Plant

I. General

- 1) Present situation of power demand and supply
- 2) Present power supply facilities (P/S, S/S, T/L)
 - a. Power supply
 - b. Power stations as of March, 1984
 - (I) Thermal power stations
 - (II) Gas turbine power station
 - (III) Hydro power stations
 - c. Transmission lines and substations
 - d. Maps of transmission line network
 - e. Systematic diagram of EGAT including the power plant capacity
- 3) Electrical tariff rate
 - a. Electrical tariff rate by category of consumers for last 5 years
 - b. Government/EGAT time schedule and policy for adjusting tariff
- 4) Latest power demand forecast of EGAT
- 5) Power development and rehabilitation plan of EGAT
- 6) Organization and function
 - a. Function
 - Maintenance, Performance control, Operations,
 - Training of personnel, standards of rules
 - b. Organization
 - Organization chart of EGAT
 - Organization chart of South Bangkok Power Station
 - Organization chart of maintenance group
 - Local contractors

- 7) Training
 - a. Standard training schedule
 - b. Standard training text
 - c. Numbers of personnel in one shift & total number of shift
 - d. Numbers and field of engineers other than shift operators
 - e. Time, purpose, items and contents of training
- 8) Load curve of EGAT's whole system and each unit of South Bangkok Power Station

Daily, weekly, annual
- 9) Availability factor of each unit of South Bangkok Power Station
 - a. Availability factor calculation format
 - b. Availability factor
- 10) Power generation, fuel consumption and plant efficiency of each unit of South Bangkok Power Plant
- 11) Environmental pollution
 - a. Present situation of environmental pollution
 - b. Regulations and laws

Air, Water, Noise, Vibration

2. Technical

- 1) Drawings
 - Power plant layout
 - Equipment layout
 - Flow diagram
 - One line diagram
 - CWD, EWD
- 2) Major equipment specifications
 - Specifications List
 - Equipment change record
- 3) Past records of the power plant troubles caused power supply failure
- 4) Daily/ordinary operation check items
 - Manual or practice for plant operation and maintenance
- 5) Activities during periodical overhaul

- 6) Past record of the power plant overhaul
 - Overhaul Reports
- 7) Acceptance test record
- 8) Past record of countermeasures for plant deterioration
 - Equipment Histories
- 9) Stock and purchase system of spare parts
 - a. Stock of spare parts
 - Spare Parts Lists
 - b. Purchase system of spare parts
- 10) Detail of workshop
 - a. Equipment, Number, Specification
 - b. Skilled mechanics
- 11) Detail of chemical laboratory and its actual operation
 - a. Installed conditions of instruments in chemical laboratory
 - b. Measuring method of water quality
- 12) Design report
 - EGAT's policy of plant system
 - Determination bases of major equipment specifications
 - Design criteria
- 13) Past recommendations prepared by existing equipment supplier EGAT's comments for them
- 14) EGAT's request
 - a. Rehabilitation of power plant
 - b. Technology transfer
 - c. Others

(2) 回 答

1. General

1) Present situation of power demand and supply in the Kingdom of Thailand.

Fiscal Year	Items	Power demand (KW)	Energy consumption (MWh)	Installed capacity (KW)	Energy generation (MWh)
1983	/82 /79	3,204.30 112.9% 142%	17,570.88 114 136	4,993.00 122 173	19,066.30 113 137
1982		2,838.00	15,385.52	4,071.73	16,881.95
1981		2,588.70	14,545.55	3,826.30	15,959.97
1980		2,417.40	13,657.23	3,243.30	14,753.73
1979		2,255.00	12,916.50	2,883.30	13,964.55

2) Present power supply facilities (P/S, S/S, T/L)

a. Power Supply

Items		Fiscal Year				
		1983	1982	1981	1980	1979
INSTALLED CAPACITY (MW)	Hydro	1,496.90	1,380.63	1,317.20	1,269.20	909.20
	Thermal					
	-Oil	742.50	742.50	1,042.50	1,567.50	1,567.50
	-Natural Gas/Oil	1,450.00	900.00	600.00	-	-
	-Lignite	285.00	285.00	285.00	210.00	210.00
	Combine Cycle					
	-Gas/Diesel/Oil	720.00	-	-	-	-
	Gas Turbine					
	-Diesel	135.00	150.00	250.00	165.00	165.00
	-Natural Gas/Oil	130.00	580.00	300.00	-	-
Diesel	33.60	33.60	31.60	31.60	31.60	
Total	4,993.00	4,071.73	3,826.30	3,243.30	2,883.30	
ENERGY GENERATION (MKWH)	Hydro	4,015.16	3,699.18	2,719.54	1,653.31	3,099.07
	Thermal					
	-Oil	6,794.81	6,066.03	10,242.75	10,671.63	8,734.35
	-Lignite	3,188.68	1,725.87	1,671.41	1,327.08	1,165.10
	-Natural	1,850.49	3,893.24	276.47	-	-
	Combine Cycle					
	-Gas	2,012.94	-	-	-	-
	-Diesel	64.49	-	-	-	-
	-Oil	-	-	-	-	-
	Gas Turbine					
	-Diesel	13.67	57.79	204.93	284.35	241.06
	-Natural Gas	411.35	736.04	28.74	-	-
	Diesel	1.56	1.92	21.09	64.43	66.08
Other	713.15	701.88	795.04	752.93	658.89	
Total	19,066.30	16,881.95	15,959.73	14,753.73	13,964.55	

b. Power stations as of March, 1984

i) Thermal Power stations

Name	Fuel Type	Unit No.	Capacity (MW)	Total (MW)	Commission Date
THERMAL POWER PLANTS					
North Bangkok	Heavy Oil	1	75.0	237.5	Mar 25, 1961
		2	75.0		Jun 26, 1963
		3	87.5		Dec 31, 1968
South Bangkok	Heavy Oil	1	200.0	1,300.0	Dec 18, 1970
		2	200.0		Nov 16, 1971
	Gas/Heavy Oil	3	300.0		Jun 11, 1974
		4	300.0		Sep 22, 1975
		5	300.0		Nov 11, 1977
Mae Moh	Lignite	1	75.0	225.0	Mar 31, 1978
		2	75.0		Dec 22, 1978
		3	75.0		Feb 17, 1981
Krabi	Lignite	1	20.0	60.0	Jun 26, 1964
		2	20.0		Jun 6, 1964
		3	20.0		Jun 6, 1968
Surat Thani	Heavy Oil	1	30.0	30.0	Feb 26, 1973
Khanom	Heavy Oil	1	75.0	75.0	Jan 6, 1981
Bang Pakong Thermal	Gas/Heavy Oil	1	550.0	550.0	Aug , 1983
Total		17		2,477.5	

ii) Gas Turbine Power Stations

Name	Fuel Type	Unit No.	Capacity (MW)	Total (MW)	Commission Date
Ao Phai	Diesel Oil	1	15.0	15.0	Apr 13, 1969
NakhonRatchasima	Diesel Oil	1	15.0	15.0	Jan 14, 1968
Udon Thani	Diesel Oil	1	15.0	15.0	Jun 10, 1969
Hat Yai	Diesel Oil	1	15.0	45.0	Aug 16, 1971
		2	15.0		Jan 2, 1969
		3	15.0		Jan 20, 1970
Surat Thani	Diesel Oil	3	15.0	45.0	Jan 8, 1970
		4	15.0		May 8, 1969
		5	15.0		Jan 9, 1970
South Bangkok	Gas/Diesel Oil	1	25.0	75.0	Mar 25, 1981
		2	25.0		Apr 1, 1981
		4	25.0		Mar 25, 1981
Lan Krabu	Gas	1	15.0	55.0	Feb 24, 1970
		2	15.0		May 30, 1969
		5	25.0		Mar 30, 1981
Total		15		265.0	

iii) Combine cycle

Name	Fuel Type	Unit No.	Capacity (MW)	Total (MW)	Commission Date
Bang Pakong Steam Turbine (Block I)	-	1	120.0	120.0	Mar 20, 1983
Bang Pakong Steam Turbine (Block II)	-	2	120.0	120.0	Jul 5, 1983
Bang Pakong (Block I)	Gas/Diesel Oil	1	60.0	240.0	Mar 11, 1980
		2	60.0		Mar 1, 1980
		3	60.0		Jun 6, 1981
		4	60.0		Aug 22, 1981
Bang Pakong (Block II)	Gas/Diesel Oil	1	60.0	240.0	Jan 8, 1981
		2	60.0		Dec 21, 1981
		3	60.0		Feb 9, 1982
		4	60.0		Apr 16, 1982
Total		10		720.0	

iv) Hydro Power Stations

Name	Fuel Type	Unit No.	Capacity (MW)	Total (MW)	Commission Date
HYDRO POWER PLANTS					
Bhumibol	Hydro	1	70	535	May 17, 1964
		2	70		Jun 15, 1964
		3	70		May 11, 1967
		4	70		Aug 9, 1967
		5	70		Oct 25, 1968
		6	70		Aug 18, 1969
		7	115		Oct 18, 1982
Sirikit	Hydro	1	125	375	Jan 12, 1974
		2	125		Mar 18, 1974
		3	125		Jul 3, 1974
Ubolratana	Hydro	1	8.4	25.2	Mar 13, 1966
		2	8.4		Mar 13, 1966
		3	8.4		Jun 19, 1968
Sirindhorn	Hydro	1	12	24	Nov 1, 1971
		2	12		Oct 31, 1971
Chulabhorn	Hydro	1	20	40	Oct 29, 1972
		2	20		Nov 6, 1972
Kang Krachan	Hydro	1	19	19	Aug 7, 1974
Nam Pung	Hydro	1	3	6	Oct 20, 1965
		2	3		Oct 20, 1965
Srinagarind	Hydro	1	120	360	Feb 12, 1980
		2	120		Feb 26, 1980
		3	120		Mar 19, 1980
Bang Lang	Hydro	1	24	72	Jul 7, 1981
		2	24		Aug 10, 1981
		3	24		Oct 25, 1981
Tha Thung Na	Hydro	1	19	38	Dec 24, 1981
		2	19		Feb 10, 1982
Ban Yang	Hydro	1	0.0125	0.1	Feb , 1974
		2	0.0560		
		3	0.0560		
Huai Kum	Hydro	1	1.3	1.3	Feb , 1982
Ban Santi	Hydro	1	1.3	1.3	Oct 19, 1982
Total		33		1,496.9	

v) Diesel Power Stations

Name	Fuel Type	Unit No.	Capacity (MW)	Total (MW)	Commission Date
Chiand Mai	Diesel Oil	1	1.0	3.0	Jul 5, 1968
		2	1.0		Jul 6, 1968
		3	1.0		Sep 4, 1968
Mae Moh	Diesel Oil	1	1.0	8.0	Jun 28, 1972
		2	1.0		May 17, 1972
		3	1.0		May 17, 1972
		4	1.0		Jun 28, 1972
		5	1.0		Oct 2, 1972
		6	1.0		Oct 2, 1972
		7	1.0		Sep 7, 1972
		8	1.0		Dec 12, 1972
Phuket	Diesel Oil	1	2.65	10.6	Nov 1, 1967
		2	2.65		Nov 1, 1967
		3	2.65		Jan 5, 1968
		4	2.65		Jan 8, 1968
Nakhon Si Thammarat	Diesel Oil	1	1.0	2.0	Apr , 1965
		2	1.0		Apr , 1965
Bang Lang	Diesel Oil	1	1.0	5.0	Jan 20, 1970
		2	1.0		Oct 19, 1969
		3	1.0		Oct 19, 1969
		4	1.0		Oct 13, 1969
		5	1.0		Oct 13, 1969
Khao Laem	Diesel Oil	1	1.0	5.0	Jul 9, 1973
		2	1.0		Mar , 1974
		3	1.0		Mar , 1973
		4	1.0		Mar , 1974
		5	1.0		Oct 18, 1972
Total		27		33.6	
Grand Total		102		4,993.0	

c. Transmission Lines and Substations

Items		Fiscal Year				
		1983	1982	1981	1980	1979
Transmission Line (Km) Length	Voltage					
	-230	3,293.4	2,985.5	2,819.5	2,819.5	2,493.1
	-132	8.7	8.7	8.7	-	-
	-115	8,261.1	7,428.2	7,195.1	6,085.6	5,474.0
	-69	932.5	969.6	969.6	1,023.4	1,023.4
	Total	12,495.7	11,392.0	10,992.9	9,928.5	8,990.5
Substation Capacity (KVA)	Voltage					
	-230	5,263.0	3,939.0	3,205.7	3,205.7	2,839.0
	-132	66.7	66.7	66.7	-	-
	-115	2,578.1	2,475.8	2,177.7	1,691.2	1,455.6
	-69	400.0	374.7	322.6	315.7	307.2
	Total	8,307.8	6,856.2	5,772.6	5,212.6	4,601.8

d. Map of Thailand transmission line network

e. Systematic diagram of EGAT including the power plant capacity

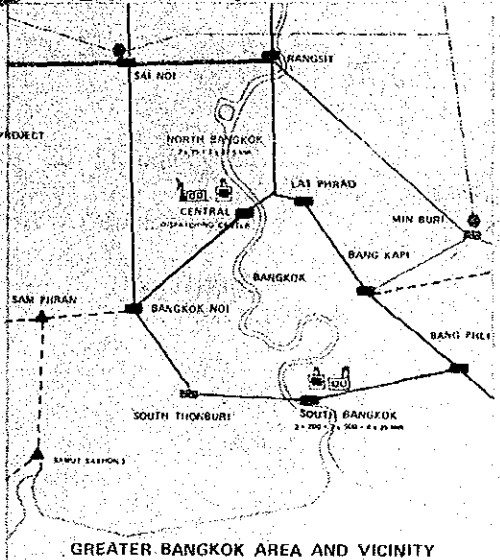
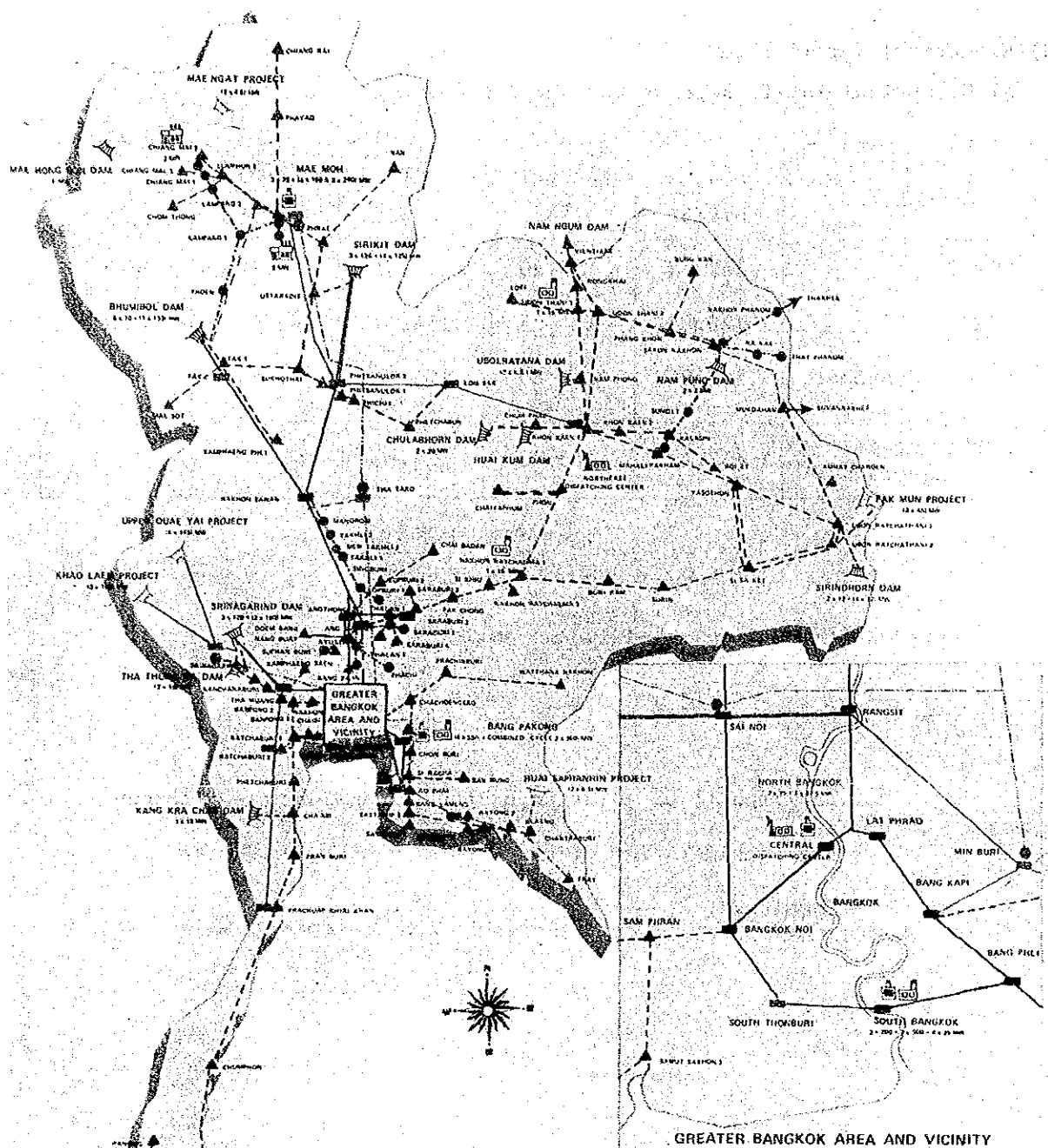
3) Electrical Tariff Rate

a) Electrical Tariff Rate by Category of Consumers for Last 5 Years

Consumers	Electrical Tariff (Baht/KWH)				
	1983	1982	1981	1980	1979
MEA	152.44	155.30	139.44	80.63	60.20
PEA	120.65	124.65	114.11	65.27	47.27
Direct Customer	163.20	164.89	145.86	87.84	66.97
EGAT Average Revenue	139.47	143.23	129.88	75.23	55.85

b) Government/EGAT time schedule and policy for adjusting tariff

Tariff will be adjusted by the cabinet decision through the consideration of Power Policy and Development Committee.



EXISTING	UNDER IMPLEMENTATION	
		500 KV TRANSMISSION LINE
		220 KV TRANSMISSION LINE
		115 KV TRANSMISSION LINE
		69 KV TRANSMISSION LINE
		500 KV SUBSTATION
		220 KV SUBSTATION
		115 KV SUBSTATION
		69 KV SUBSTATION
		DIESEL POWER PLANT
		GAS TURBINE POWER PLANT
		THERMAL POWER PLANT
		HYDRO POWER PLANT

MAP OF EGAT ELECTRIC POWER SYSTEM

4) Latest power demand forecast of EGAT

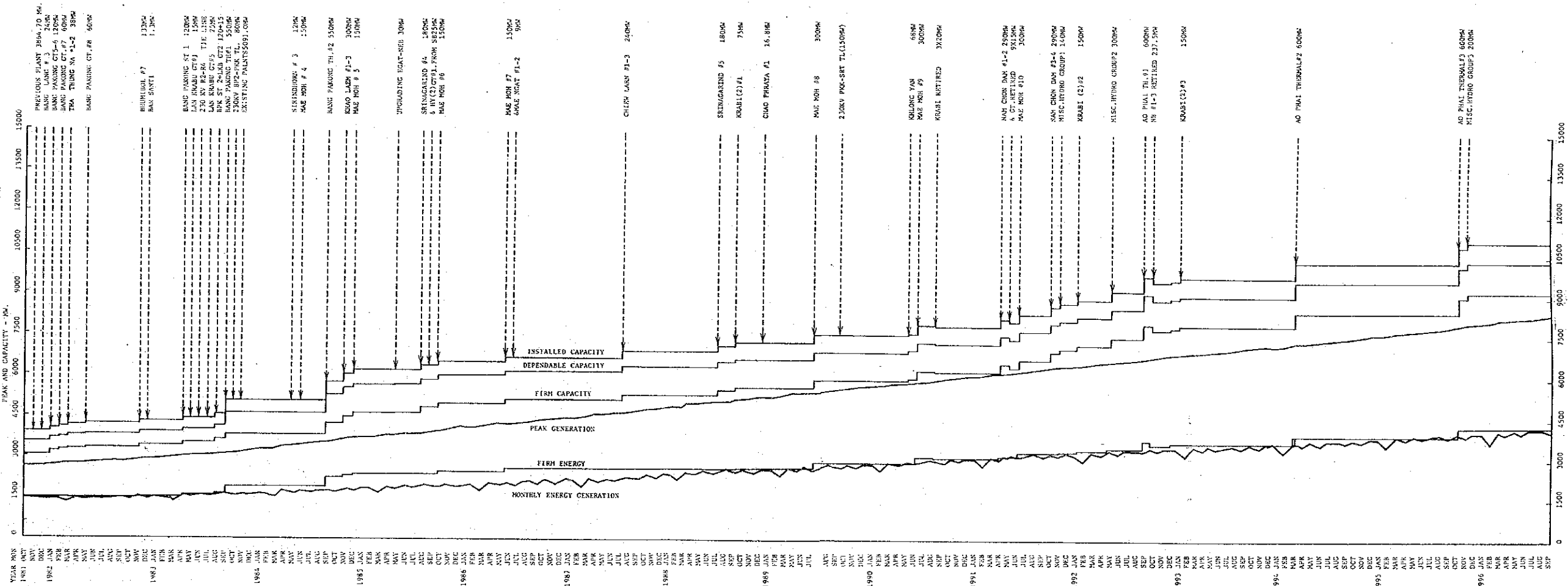
Fiscal Year	Peak Generation		Energy Generation		Load Factor %
	MW	% Increase	GWh	% Increase	
1984	3,670.00	14.40	21,000.00	11.11	65.32
1985	4,047.00	10.27	23,051.00	9.77	65.02
1986	4,396.00	8.62	24,864.00	7.87	64.57
1987	4,769.00	8.48	26,980.00	8.51	64.58
1988	5,187.00	8.76	29,453.00	9.17	64.82
1989	5,550.00	7.00	31,539.00	7.08	64.87
1990	5,919.00	6.65	33,659.00	6.72	64.92
1991	6,301.00	6.45	35,863.00	6.55	64.97
1992	6,696.00	6.27	38,153.00	6.39	65.04
1993	7,106.00	6.12	40,528.00	6.22	65.11
1994	7,528.00	5.94	42,989.00	6.07	65.19
1995	7,965.00	5.80	45,536.00	5.92	65.26
1996	8,415.00	5.65	48,169.00	5.78	65.34

5) Power development and rehabilitation plan of EGAT

POWER DEVELOPMENT PLAN

POWER SYSTEM PLANNING DIVISION
 INS188 FOR REVISED 5TH FIVE YEAR PLAN
 WORKING GROUP LOAD FORECAST-JUNE 1983

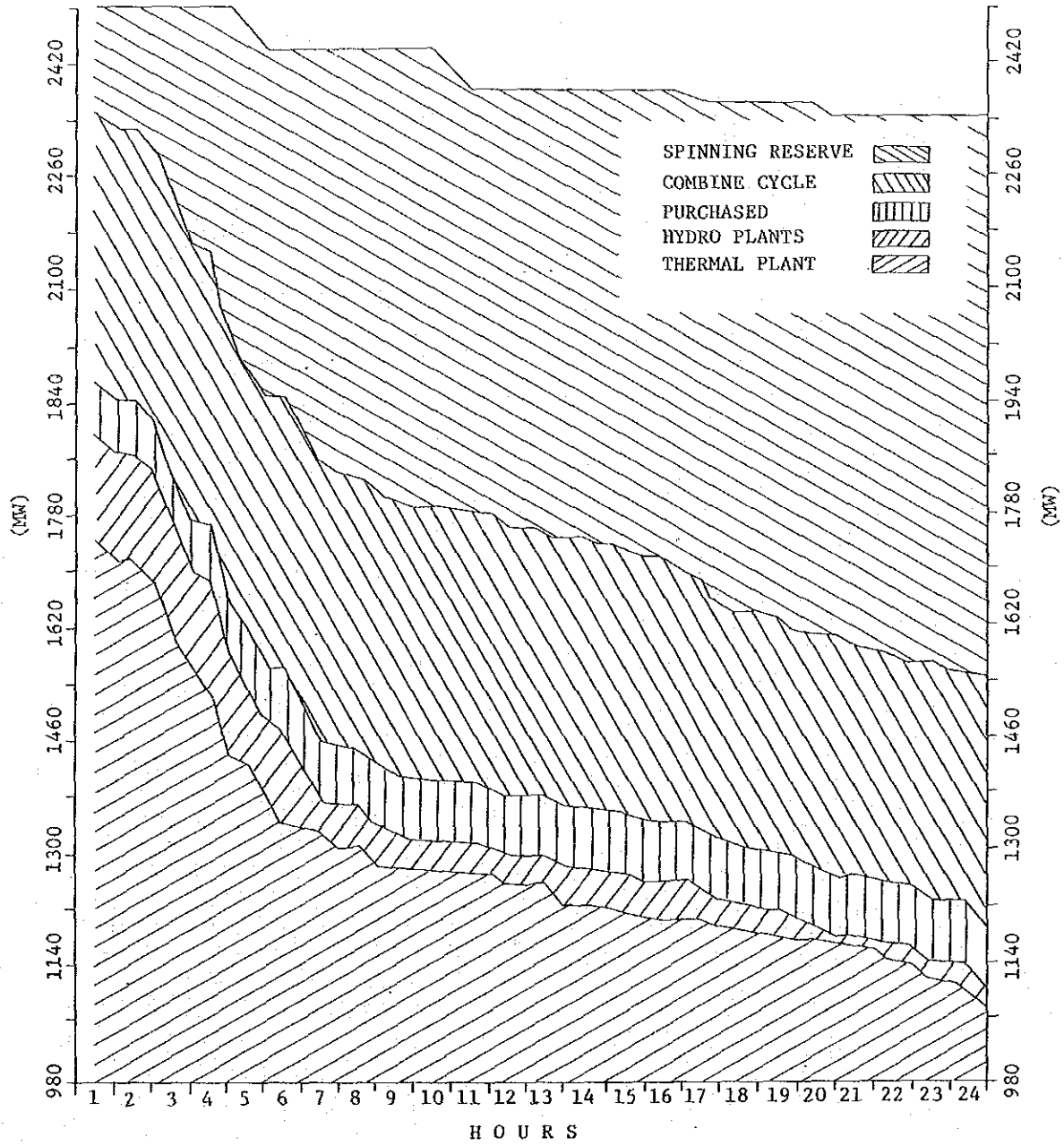
SYSTEM PLANNING DEPARTMENT
 ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 NOVEMBER 4, 1983



8) Load curve of EGAT's whole system and each unit of South Bangkok Power Station

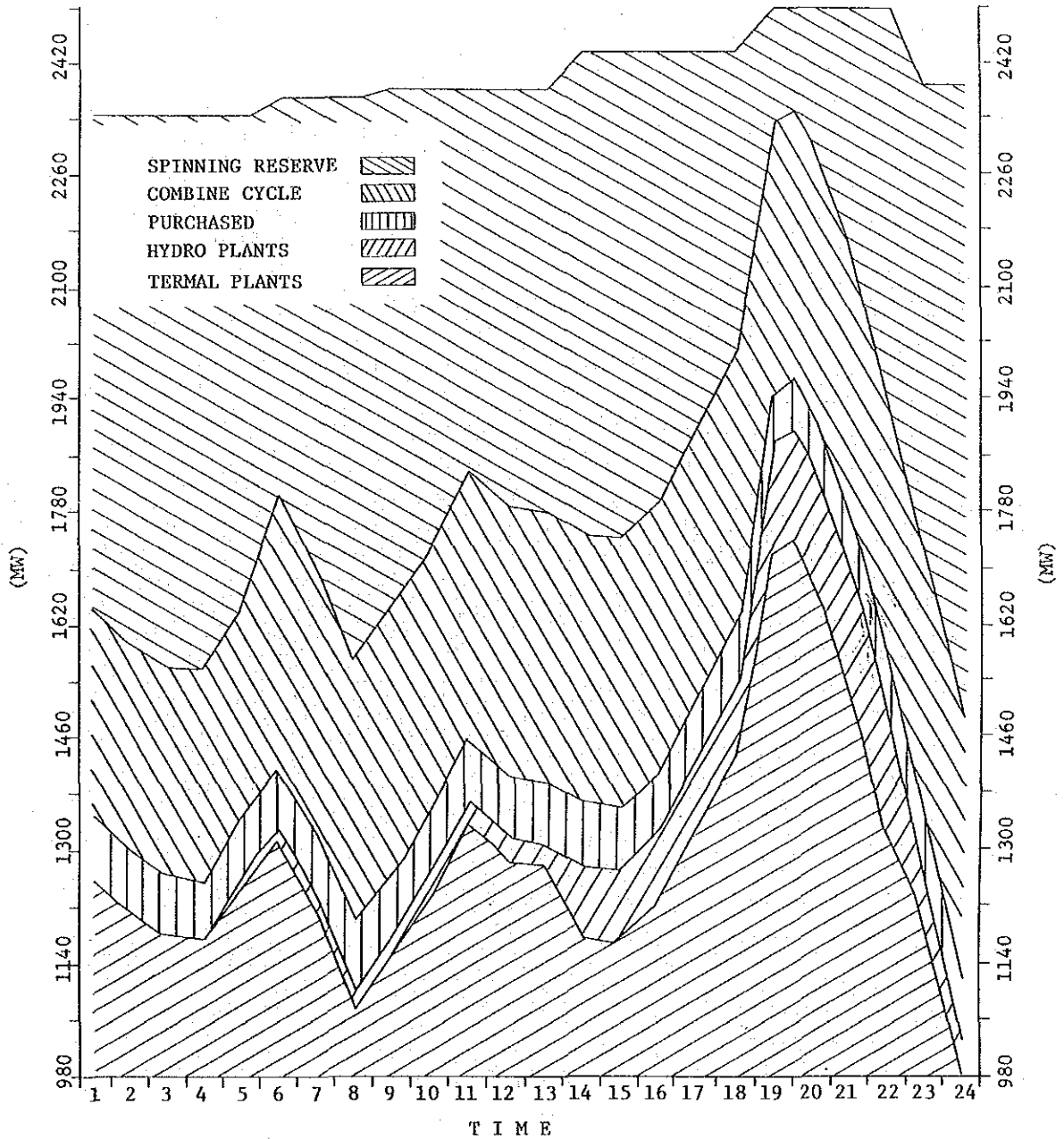
Typical daily, weekly, monthly and annual load pattern of EGAT's whole power generating system and each unit of South Bangkok Power Station would be provided.

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY LOAD DURATION CURVE
 NOVEMBER 1983
 SUNDAY AND HOLIDAY



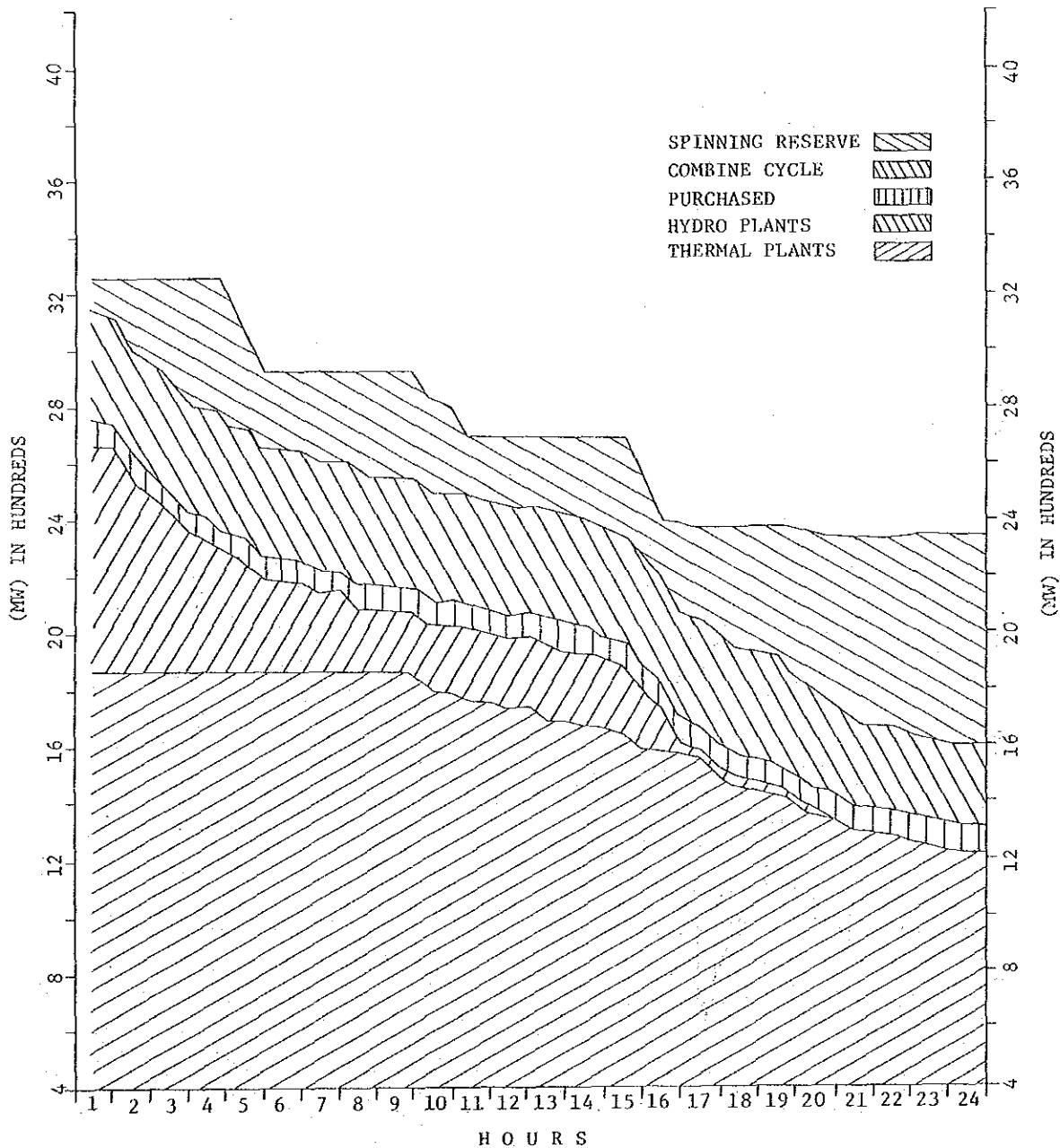
SYSTEM GENERATION DEPARTMENT

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY SYSTEM GENERATION
 NOVEMBER 1983
 SUNDAY AND HOLIDAY



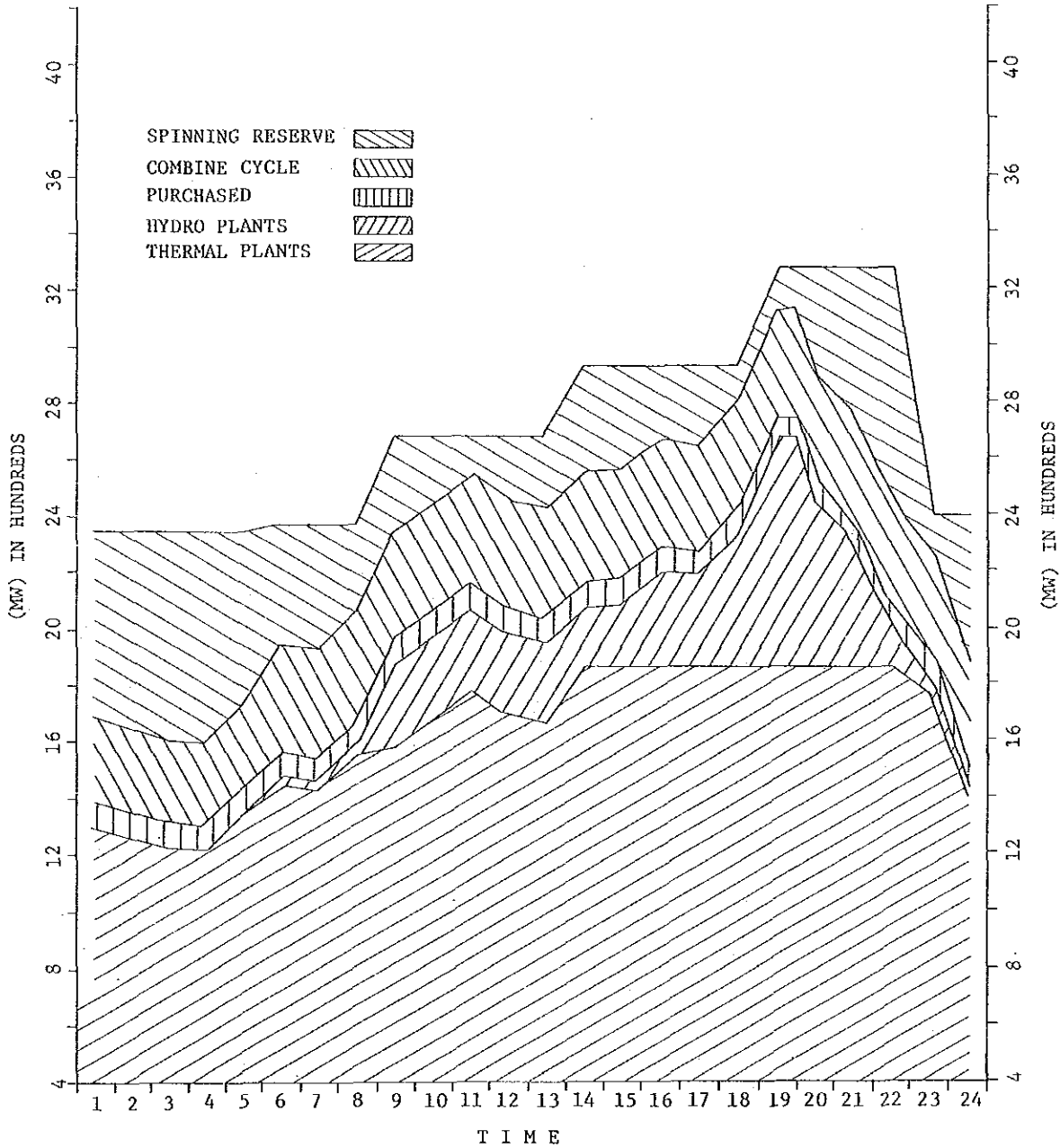
SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY LOAD DURATION CURVE
 NOVEMBER 1983
 WEEKDAY



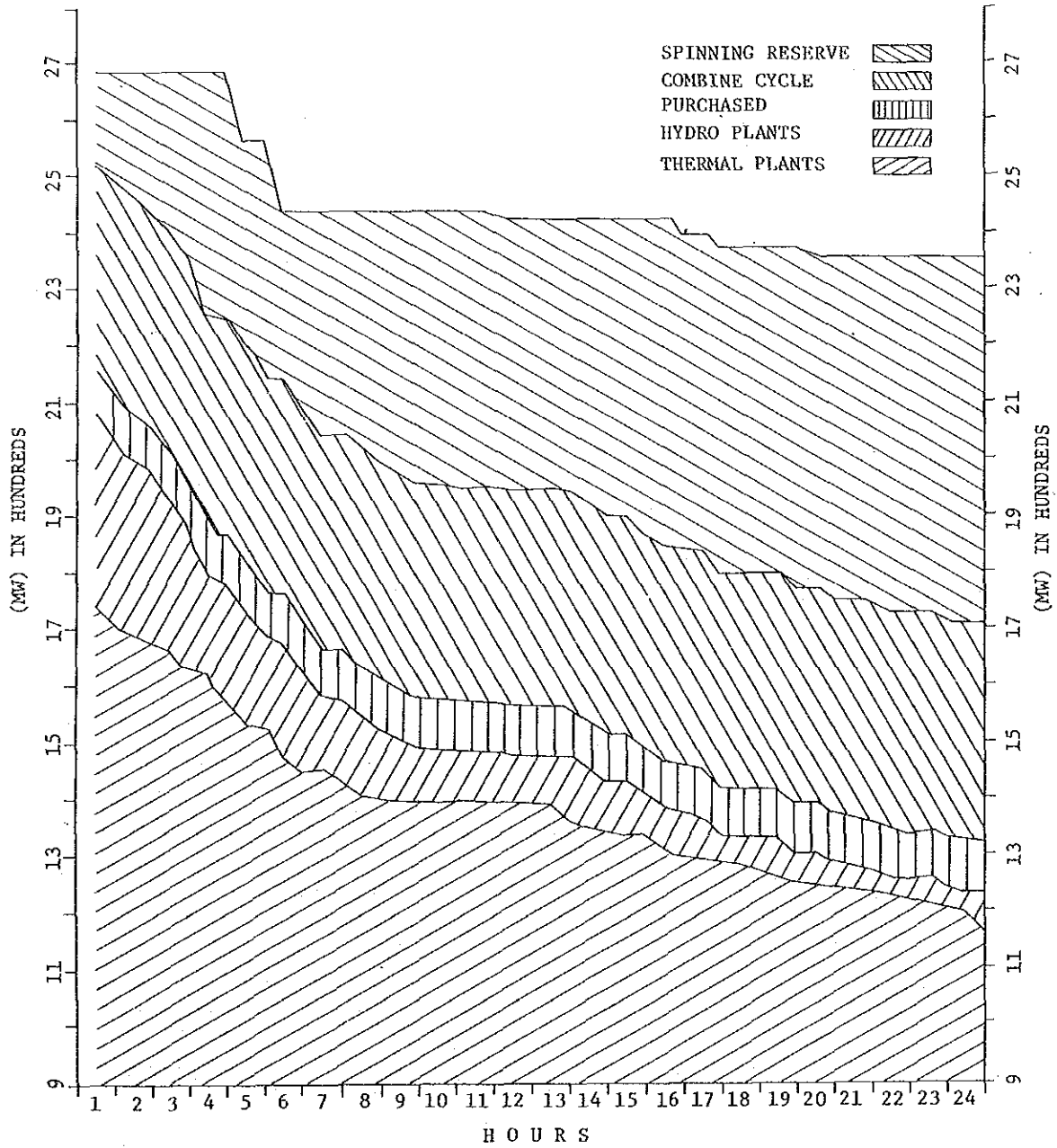
SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY SYSTEM GENERATION
 NOVEMBER 1983
 WEEKDAY



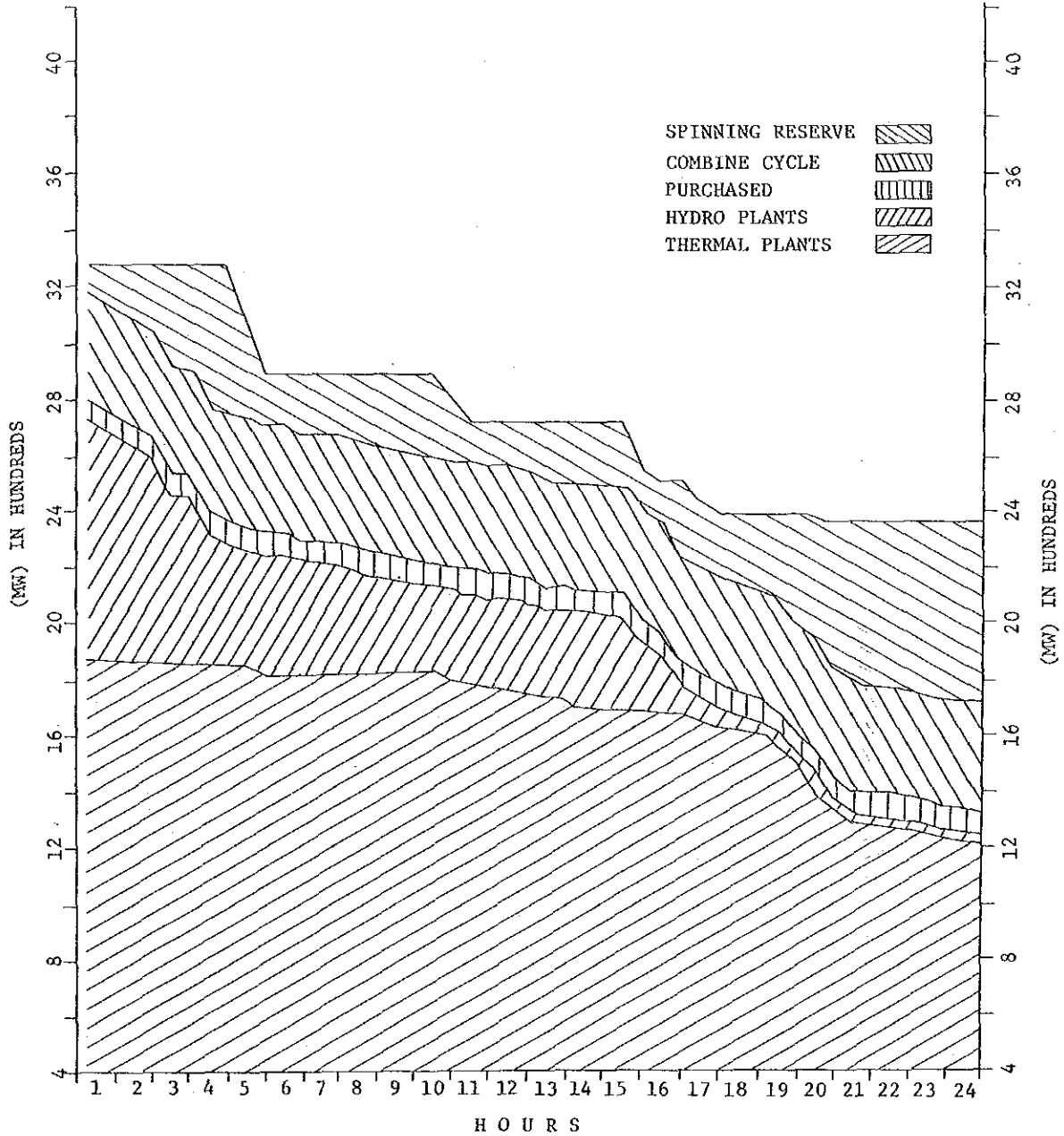
SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY LOAD DURATION CURVE
 OCTOBER 1983
 SUNDAY AND HOLIDAY



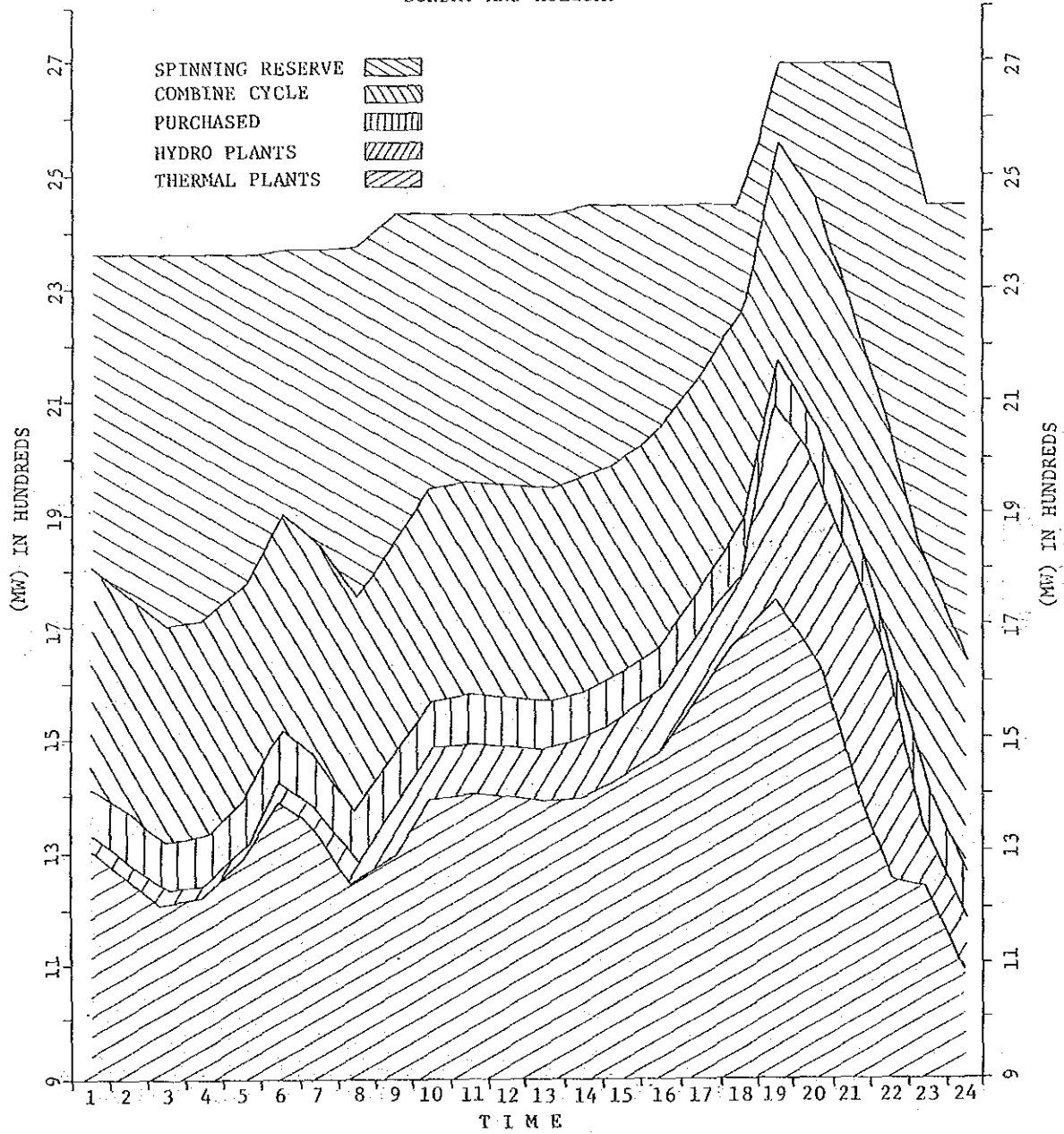
SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY SYSTEM GENERATION
 OCTOBER 1983
 WEEKDAY



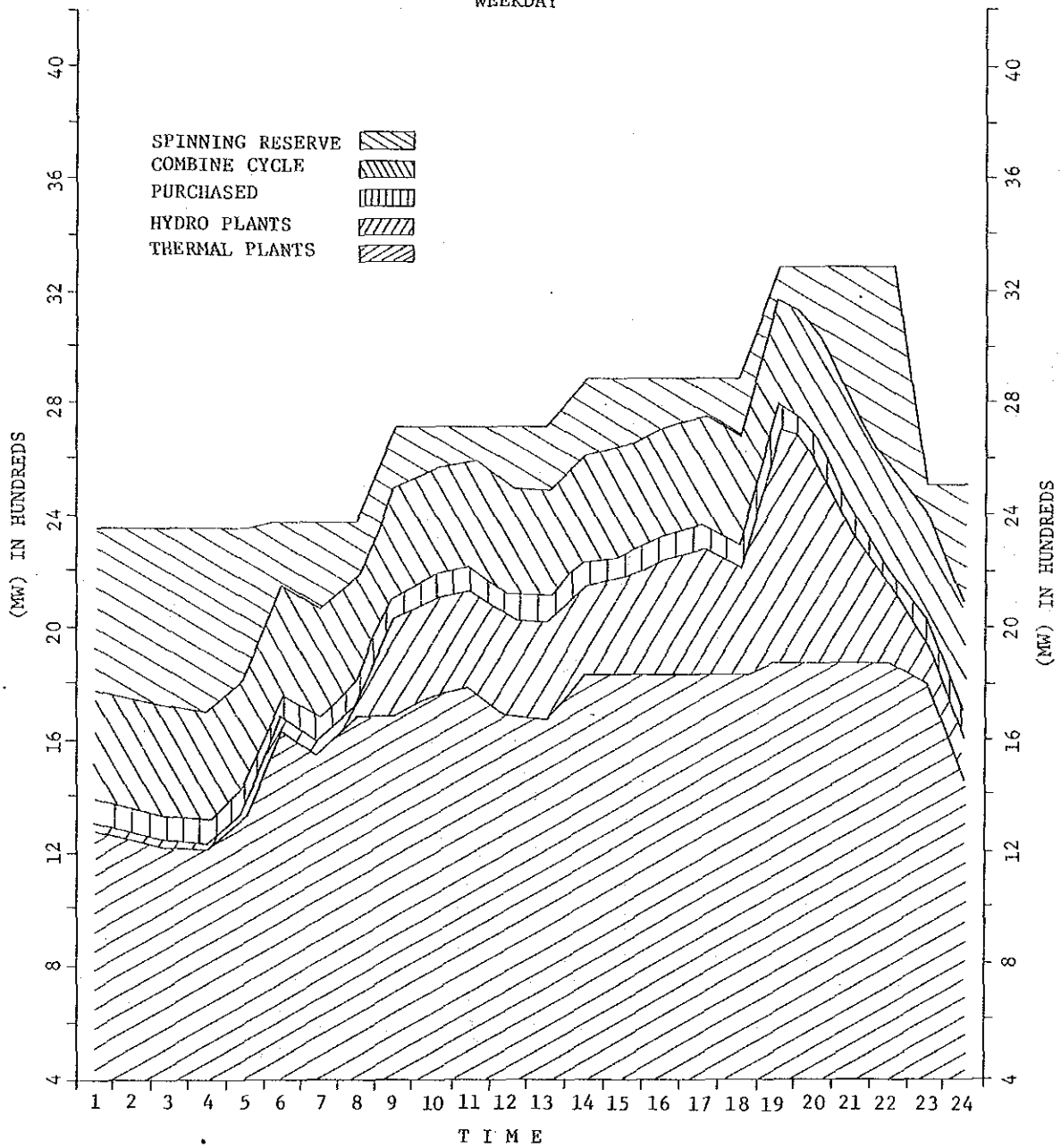
SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY SYSTEM GENERATION
 OCTOBER 1983
 SUNDAY AND HOLIDAY



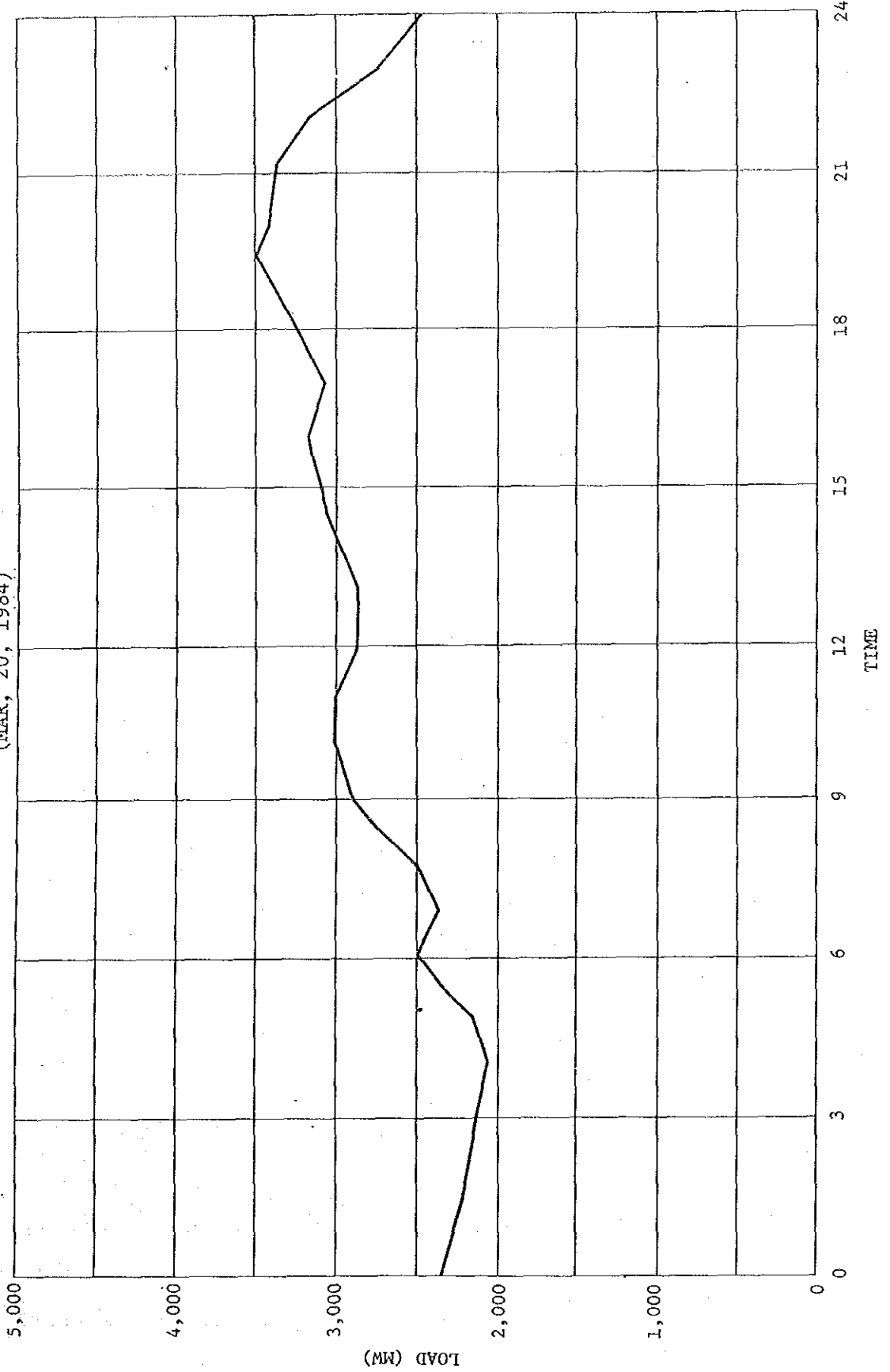
SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 DAILY SYSTEM GENERATION
 OCTOBER 1983
 WEEKDAY



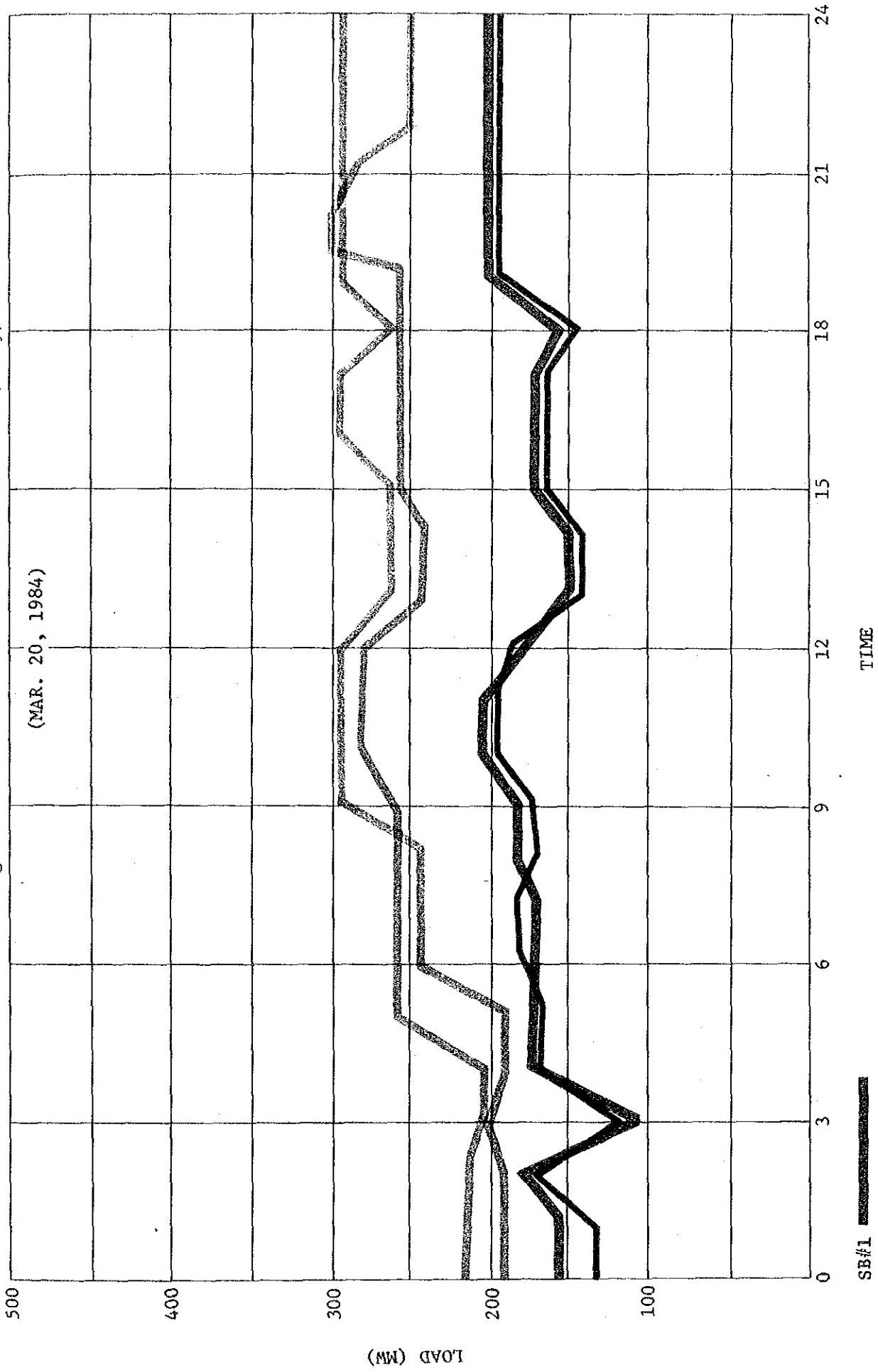
SYSTEM OPERATION DEPARTMENT

EGAT's whole Power Plants Load Curve (Daily)
(MAR, 20, 1984)



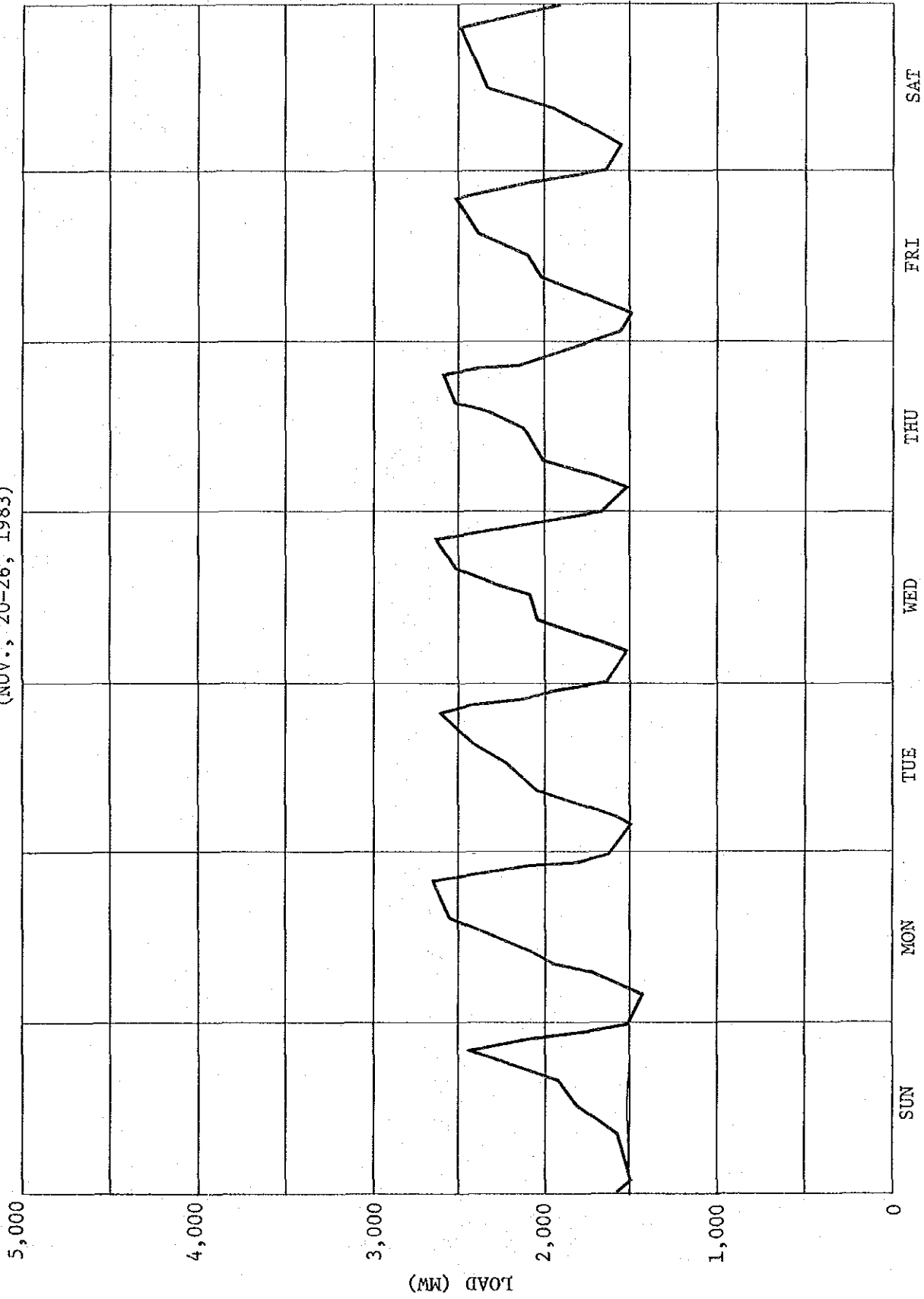
South Bangkok Power Station Load Curve of Each Unit (Daily)

(MAR. 20, 1984)



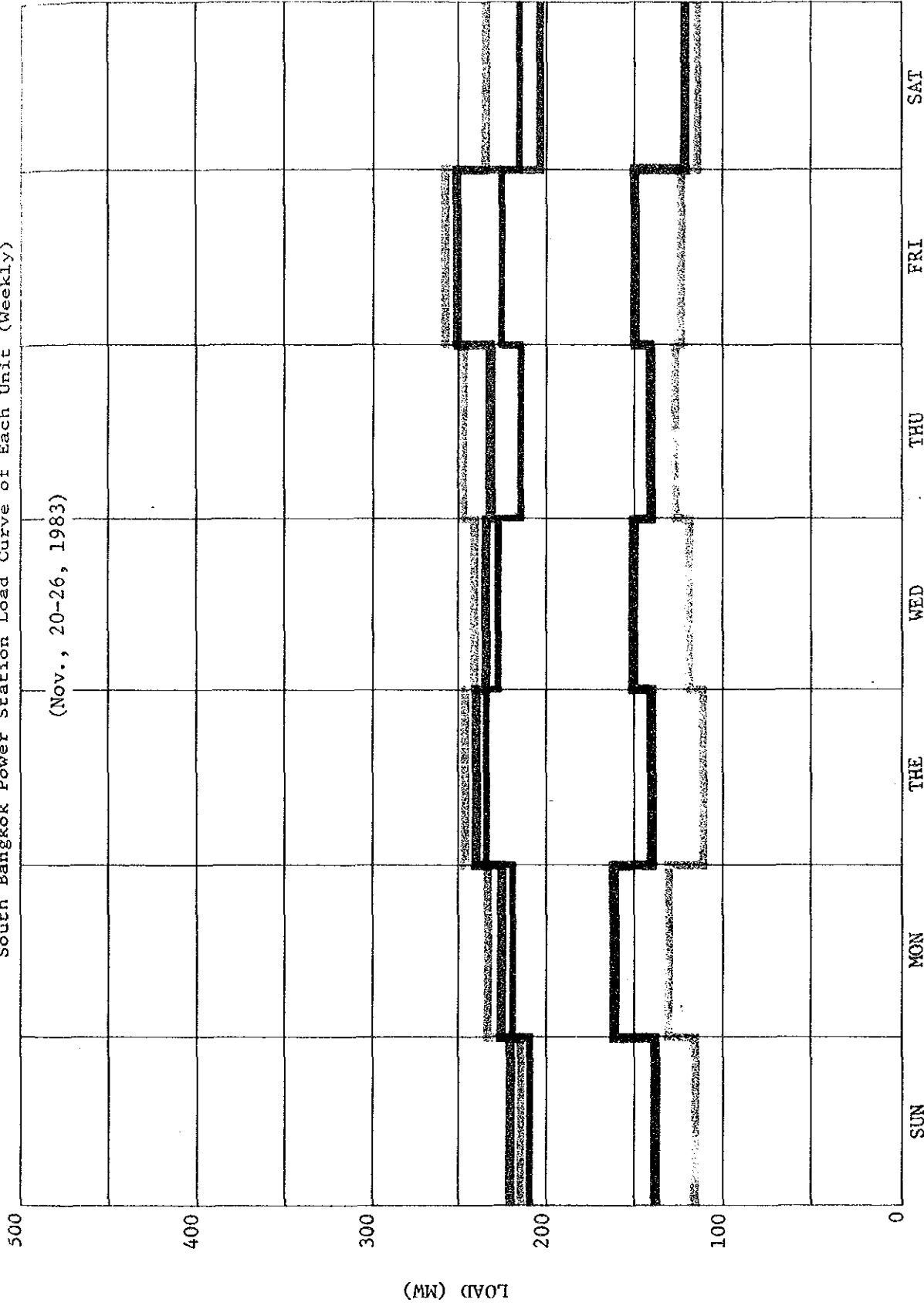
SB#1
SB#2
SB#4
SB#5

EGAT's Whole Power Plants Load Curve (Weekly)
 (NOV., 20-26, 1983)



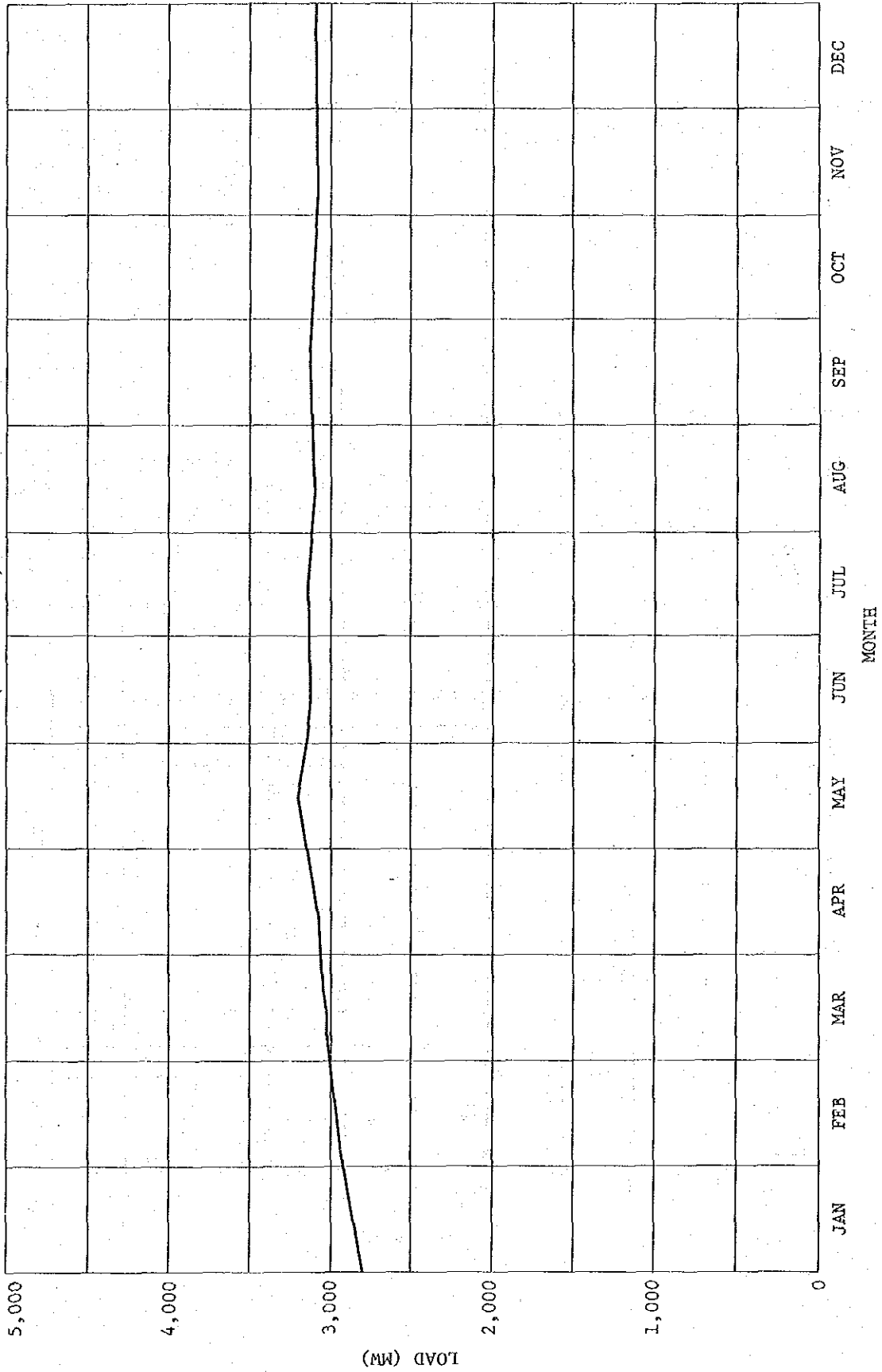
South Bangkok Power Station Load Curve of Each Unit (Weekly)

(Nov., 20-26, 1983)

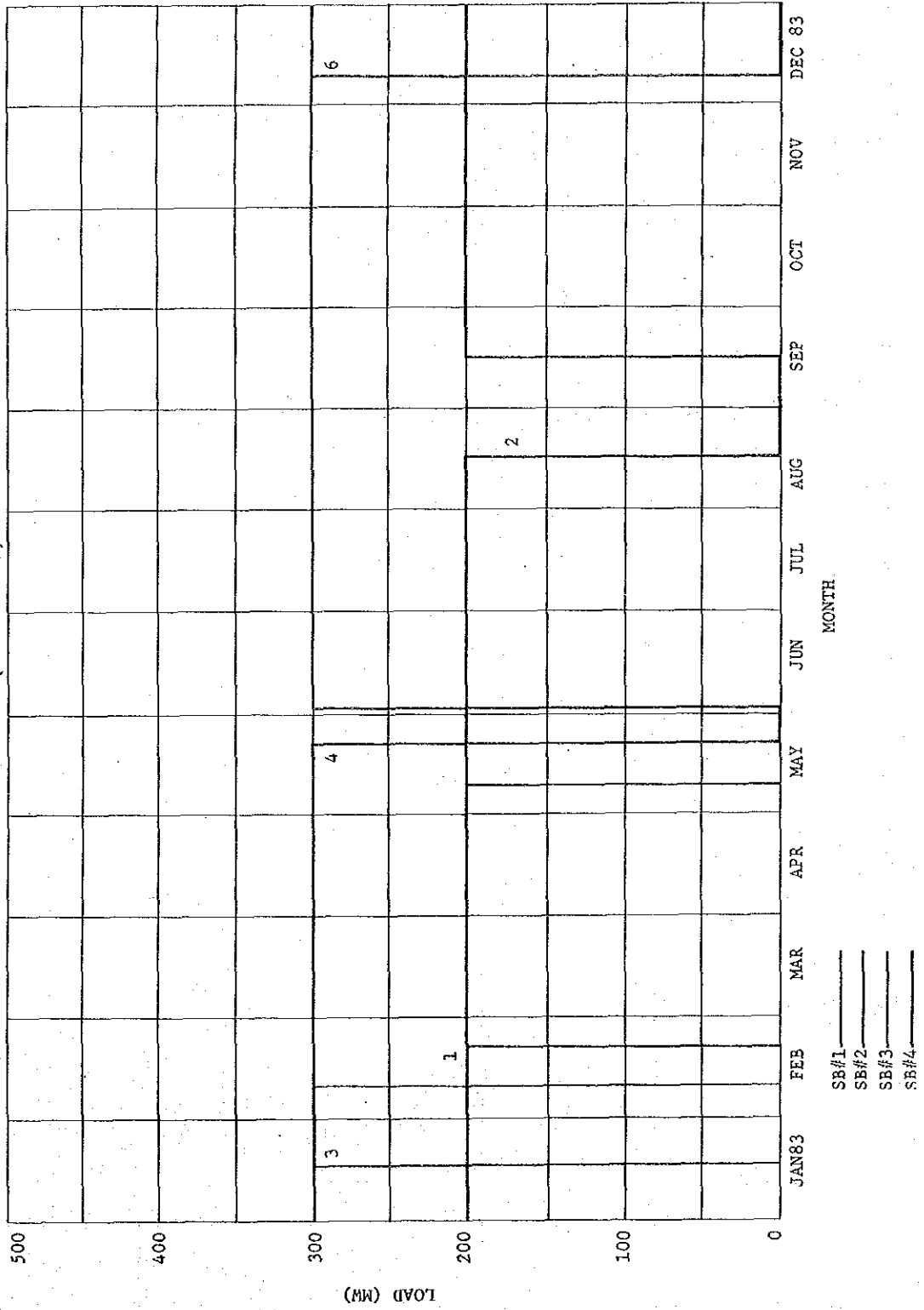


SB#1
 SB#2
 SB#3
 SB#4
 SB#5

EGAT's Whole Power Plants Load Curve (Annual)
(Year 1983)



South Bangkok Power Station Load Curve of Each Unit (Annual)
(Year 1983)



9) Availability factor of each unit of South Bangkok Power Station

a. Availability factor calculation format

$$\text{Availability factor} = \frac{\text{OPERATING HOUR} \times 100}{(\text{FORCED} + \text{SCHEDULE SHUTDOWN}) + \text{OPERATING HOUR}} \%$$

b. Availability factor

Fiscal Year	Unit No.				
	1 ^u	2 ^u	3 ^u	4 ^u	5 ^u
1983	62.00	82.02	89.28	91.54	95.57
1982	90.24	67.87	93.34	70.70	98.25
1981	96.67	90.42	71.24	94.58	78.64
1980	92.89	84.89	94.24	94.07	98.38
1979	59.87	77.55	75.16	91.87	94.11
1978	76.05	84.73	88.68	87.70	85.53
1977	80.46	89.64	76.06	78.17	
1976	63.42	42.83	74.65	84.79	
1975	86.09	91.59	44.67	43.42	
1974	93.89	91.83	62.98		
1973	96.79	94.79			
1972	50.93	87.41			
1971	80.40				
1970					

10) Power generation, fuel consumption and plant efficiency of each unit of South Bangkok Power Plant

FROM 1st OCT TO 30th SEP		UNIT No. 1	
Fiscal Year	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton) Megatons	Plant Efficiency (%) Plant factor
1983	882,810	FO = 222.70 LO = 0.42	
1982	1,268,714	FO = 308.71 LO = 0.44	
1981	1,503,233	FO = 395.89 LO = 0.19	
1980	1,357,340	FO = 354.16 LO = 0.35	
1979	795,785	FO = 193.27 LO = 0.36	
1978	1,043,389	FO = 260.11 LO = 0.49	
1977	1,100,115	FO = 253.66 LO = 0.46	
1976	706,000	FO = 177.98 LO = 0.34	
1975	1,212,941	FO = 284.19 LO = 0.45	
1974	1,297,498	FO = 303.66 LO = 0.90	
1973	1,511,742	FO = 333.45 LO = 2.44	
1972	679,964.5	FO = 151.44 LO = 2.86	
1971	791,937.6	FO = 187.47 LO = 3.38	
1970	-		

FROM 1st OCT TO 30th SEP

UNIT No. 2

Fiscal Year	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton) Megatons	Plant Efficiency (%) Plant Factor
1983	1,153,220	FO = 281.0 LO = 0.40	
1982	955,265	FO = 228.62 LO = 0.35	
1981	1,410,474	FO = 337.87 LO = 0.22	
1980	1,221,010	FO = 283.71 LO = 0.36	
1979	1,010,434	FO = 239.85 LO = 0.37	
1978	1,180,922	FO = 296.93 LO = 0.36	
1977	1,251,817	FO = 315.38 LO = 0.56	
1976	526,260	FO = 127.98 LO = 0.45	
1975	1,355,251	FO = 311.84 LO = 0.55	
1974	1,291,251	FO = 303.73 LO = 0.98	
1973	1,488,133	FO = 304.94 LO = 2.25	
1972	1,013,719.5	FO = 234.69 LO = 3.92	
1971	-		
1970	-		

FROM 1st OCT TO 30th SEP.

UNIT No. 3

Fiscal Year / Items	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton) FO & LO = Megatons Fuelgas = Cubicfeet × 10 ⁶	Plant Efficiency (%) Plant Factor
1983	1,839,420	FO = 282.96 Fuelgas = 5,916.07 LO = 0.52	
1982	1,897,812	FO = 277.25 Fuelgas = 6,677.40 LO = 0.63	
1981	1,594,783	FO = 379.05 Fuelgas = 346.36 LO = 0.38	
1980	2,090,020	FO = 502.72 LO = 0.59	
1979	1,450,055	FO = 329.44 LO = 0.43	
1978	1,878,635	FO = 487.82 LO = 0.70	
1977	1,574,128.4	FO = 408.39 LO = 0.64	
1976	1,189,889.8	FO = 300.94 LO = 0.88	
1975	850,476.2	FO = 202.46 LO = 0.29	
1974	180,040	FO = 22.20 LO = 0	
1973	-		
1972	-		
1971	-		
1970	-		

FROM 1st OCT TO 30th SEP.

Unit No. 4

Fiscal Year	Items Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton) FO & LO = Megatons Fuelgas = Cubicfeet × 10 ⁶	Plant Efficiency (%) Plant Factor
1983	1,981,830	FO = 291.0 Fuelgas = 6,889.2 LO = 0.43	
1982	1,513,588	FO = 165.14 Fuelgas = 7,531.85 LO = 0.33	
1981	2,209,650	FO = 533.10 Fuelgas = 0 LO = 0.22	
1980	2,110,470	FO = 522.08 LO = 0.30	
1979	1,864,923	FO = 453.07 LO = 0.36	
1978	1,940,454	FO = 512.93 LO = 0.46	
1977	1,613,161	FO = 415.67 LO = 0.56	
1976	1,452,999.8	FO = 342.36 LO = 0.50	
1975	9,486	FO = 3.67 LO = 0.04	
1974	-		
1973	-		
1972	-		
1971	-		
1970	-		

FROM 1st OCT TO 30th SEP.

UNIT No. 5

Fiscal Year	Items Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton) FO & LO = Megatons Fuelgas = Cubicfoot $\times 10^6$	Plant Efficiency (%) Plant Factor
1983	2,086,270	FO = 117.78 Fuelgas = 14,159.06 LO = 0.28	
1982	2,341,804	FO = 18.03 Fuelgas = 19,826.47 LO = 0.25	
1981	1,771,623	FO = 288.24 Fuelgas = 615.20 LO = 0.22	
1980	2,201,690	FO = 537.12 LO = 0.12	
1979	2,130,268	FO = 499.81 LO = 0.39	
1978	1,697,164	FO = 412.98 LO = 1.44	
1977	-		
1976	-		
1975	-		
1974	-		
1973	-		
1972	-		
1971	-		
1970	-		

10) Power generation, fuel consumption and plant efficiency of each unit of South Bangkok Power Plant

UNIT No. 1

Items Fiscal Year	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton)	Plant Efficiency (%)
1983	882,810,000.00	240,830.568	30.34
1982	1,268,710,000.00	336,910.775	31.29
1981	1,503,230,000.00	491,052.221	31.22
1980	1,357,340,000.00	399,953.893	29.42
1979	795,790,000.00	211,069.256	31.48
1978			
1977			
1976			
1975			
1974			
1973			
1972			
1971			
1970			

UNIT No. 2

Fiscal Year / Items	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton)	Plant Efficiency (%)
1983	1,153,216,000.00	302,544.446	31.52
1982	955,270,000.00	249,132.136	31.86
1981	1,421,330,000.00	364,384.347	32.49
1980	1,221,010,000.00	298,804.556	33.71
1979	1,010,430,000.00	246,108.518	34.28
1978			
1977			
1976			
1975			
1974			
1973			
1972			
1971			
1970			

UNIT No. 3

Fiscal Year	Items	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton)	Plant Efficiency (%)
1983		1,893,414,000.00	467,728,746	32.62
1982		1,897,819,000.00	482,327,277	32.03
1981		1,594,380,000.00	415,625,706	31.96
1980		2,095,270,000.00	518,904,873	33.31
1979		1,450,060,000.00	352,161.055	34.38
1978				
1977				
1976				
1975				
1974				
1973				
1972				
1971				
1970				

UNIT No. 4

Items Fiscal Year	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton)	Plant Efficiency (%)
1983	1,981,822,000.00	501,349,775	32.60
1982	1,513,590,000.00	390,944.664	32.17
1981	2,209,650,000.00	538,060.428	32.98
1980	2,110,470,000.00	539,346.723	32.28
1979	1,864,920,000.00	454,898.530	34.23
1978			
1977			
1976			
1975			
1974			
1973			
1972			
1971			
1970			

UNIT No. 5

Fiscal Year	Power Generation (MWH)	Fuel Consumption (Ton)	Plant Efficiency (%)
1983	2,086,262,000.00	526,611.169	32.26
1982	2,341,800,000.00	585,368.305	33.23
1981	1,771,620,000.00	455,302.394	32.41
1980	2,201,690,000.00	551,217.639	32.95
1979	2,130,270,000.00	499,206,297	35.63
1978			
1977			
1976			
1975			
1974			
1973			
1972			
1971			
1970			

11) Environmental pollution

a. Present situation of environmental pollution

Items		1 ^u	2 ^u	3 ^u	4 ^u	5 ^u	Regulation Value
	SO ₂ ppm	-	2,000	-	-	-	
	NO _x	← NOT MEASURE →					
	CO ppm	-	150	-	-	-	
	Soot and Dust	-	-	-	-	-	
	PH	↙ NOT MEASURE ↘					
	Chemical Oxygen Demand (COD)						
	Biological Oxygen Demand (BOD)						
	Suspended Solid (SS)						
	Disolved Oxygen (DO)						
	Oil and Fat						
Noise (Boundary of the compound)		← 70 - 75 db →					CONTINUOUSLY NOT MORE THAN 75 db

b. Regulations and laws

Regulations and laws of environmental pollution about the following matters would be provided.

- Air
- Water
- Noise
- Vibration

Environmental Required By Law

1. Air
- CO in one hour not more than 50 milligram/Cubic metre
 - in eight hours not more than 20 milligram/Cubic metre
 - NO₂ in one hour not more than 0.32 milligram/Cubic metre
 - SO₂ in 24 hours not more than 0.30 milligram/Cubic metre
 - Geometric Mean in 1 year not more than 0.10 milligram/m³
 - P^b in 24 hours not more than 0.01 milligram/Cubic metre
 - Dust in 24 hours not more than 0.33 milligram/Cubic metre
 - Geometric Mean in 1 year not more than 0.10 milligram/m³

Factory

Black Smoke from the Chimney must be within 40% of the Blackness by Ringerman standard except for short period.

2. Noise
- General not more than 80 dB.
 - For worker not more than 8 hrs./day 91 dB.
 - not more than 140 dB in any circumstances.

3. Water
- General the temperature not changed more than 3°C

PH 6-8

Cu not more than 0.1 milligram/litre

Ni not more than 0.1 milligram/litre

Mn not more than 0.1 milligram/litre

Pb not more than 0.05 milligram/litre

Discharge from the factory

PH 5-9

Permanganate value not more than 60 milligram/litre

Dissolved solid not more than 2,000 milligram/litre

in special cases not more than 5,000 milligram/litre

Zn not more than 5 milligram/litre

Cu not more than 1 milligram/litre

Pb not more than 0.2 milligram/litre

Ni not more than 0.2 milligram/litre

Mn not more than 5 milligram/litre

Oil & Grease not more than 5 milligram/litre

Free Cl₂ not more than 1 milligram/litre

Temperature not more than 40°C

Colour & odour all right with public

Ligniteによる発電計画

MAE MOH LIGNITE MINE
LIGNITE DEMAND FOR UNIT 1-10

RUN NO. P4: MAR 25, 1983

UNIT: MILLION TONNES

FISCAL YEAR	UNIT NO. AND CAPACITY	SECTOR NUMBER (LIGNITE)	WEIGHTED CAL. VALUES (G.KCAL)	TOTAL UNITS 1-3	UNIT 4	TOTAL UNITS 1-4	UNIT 5	UNIT 6	UNIT 7	TOTAL UNITS 5-7	TOTAL UNITS 1-7	TOTAL UNITS 8-10	TOTAL UNITS 1-10	FISCAL YEAR
1974-82	1-3:225	0	2,962.00	5.01		5.01					5.01		5.01	1974-82
1983		0	2,962.00	1.28		1.28					1.28		1.28	1983
1984	4:150	0	2,962.00	1.28	0.36	1.64					1.64		1.64	1984
1985	5&6:300	0&1	2,928.82	1.30	0.87	2.16	0.79	0.07	0.00	0.87	3.03		3.03	1985
1986	7:150	1	2,907.00	1.31	0.87	2.18	0.87	0.87	0.51	2.25	4.43		4.43	1986
1987		1&2	2,868.86	1.33	0.88	2.21	0.88	0.88	0.88	2.65	4.86		4.86	1987
1988		2	2,860.00	1.33	0.89	2.22	0.89	0.89	0.89	2.68	4.91		4.91	1988
1989	8:300	2&3	2,838.66	1.34	0.89	2.23	0.89	0.89	0.89	2.68	4.91	0.60	5.51	1989
1990	9:300	3&4	2,826.27	1.35	0.90	2.24	0.90	0.90	0.90	2.69	4.93		7.62	1990
1991		4	2,806.00	1.36	0.90	2.26	0.90	0.90	0.90	2.71	4.97		8.58	1991
1992	10:300	4&5	2,780.06	1.37	0.91	2.28	0.91	0.91	0.91	2.74	5.02		9.57	1992
1993		5&6	2,743.22	1.39	0.92	2.31	0.92	0.92	0.92	2.77	5.08	5.54	10.63	1993
1994		6&7	2,677.97	1.42	0.95	2.37	0.95	0.95	0.95	2.84	5.21	5.68	10.89	1994
1995		7&8	2,634.80	1.44	0.96	2.41	0.96	0.96	0.96	2.89	5.29	5.77	11.06	1995
1996		8&9	2,571.12	1.48	0.99	2.46	0.99	0.99	0.99	2.96	5.42	5.92	11.34	1996
1997		9&10	2,581.72	1.47	0.98	2.45	0.98	0.98	0.98	2.95	5.40	5.89	11.29	1997
1998		10&11	2,501.64	1.52	1.01	2.53	1.01	1.01	1.01	3.04	5.57	6.08	11.66	1998
1999		11	2,468.00	1.54	1.03	2.57	1.03	1.03	1.03	3.08	5.65	6.16	11.81	1999
2000		11&12	2,538.27	1.50	1.00	2.50	1.00	1.00	1.00	3.00	5.49	5.89	11.49	2000
2001		12	2,603.00	1.46	0.97	2.43	0.97	0.97	0.97	2.92	5.36	5.84	11.20	2001
2002		12	2,603.00	1.46	0.97	2.43	0.97	0.97	0.97	2.92	5.36	5.84	11.20	2002
2003		12	2,603.00	1.46	0.97	2.43	0.97	0.97	0.97	2.92	5.36	5.84	11.20	2003
2004		12&13	2,623.75	1.45	0.97	2.42	0.97	0.97	0.97	2.90	5.31	5.80	11.11	2004
2005		13	2,671.00	1.42	0.95	2.37	0.95	0.95	0.95	2.85	5.22	5.69	10.91	2005
2006		13	2,671.00	1.42	0.95	2.37	0.95	0.95	0.95	2.85	5.22	5.69	10.91	2006
2007		13	2,671.00	1.42	0.95	2.37	0.95	0.95	0.95	2.85	5.22	5.69	10.91	2007
2008		13&14	2,715.61	1.40	0.93	2.35	0.93	0.93	0.93	2.80	5.13	5.60	10.74	2008
2009		14	2,828.00	1.34	0.90	2.24	0.90	0.90	0.90	2.69	4.93	5.38	10.31	2009
2010		14	2,828.00	1.34	0.90	2.24	0.90	0.90	0.90	2.69	4.93	5.38	10.31	2010
2011	1-3:225	14&15	2,871.82	1.32	0.88	2.21	0.88	0.88	0.88	2.65	4.85	5.30	10.15	2011
2012		15	2,879.00		0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	2.64	3.52	5.28	8.81	2012
2013		15&16	2,881.26		0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	2.64	3.52	5.28	8.80	2013
2014		16&17	2,867.18		0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	2.65	3.54	5.30	8.84	2014
2015		17&18	2,834.02		0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	2.68	3.58	5.37	8.95	2015
2016	4-7:600	18	2,806.00		0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	2.71	3.61	5.42	9.03	2016
2017		18&19	2,752.42		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90					2017
2018		19	2,741.00		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90					2018
2019		19&20	2,661.07		0.88	0.88	0.88	0.88	0.88					2019
2020		20	2,660.00		0.89	0.89	0.89	0.89	0.89					2020
2021	8-10:900	20	2,660.00		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90					2021
2022		20	2,660.00		0.90	0.90	0.90	0.90	0.90					2022
TOTAL				45.53	30.10	75.62	29.67	28.95	28.51	87.12	162.75	175.44	338.20	

VI-8 面会者リスト

(1) 国家電力庁 (Electric Generating Authority of Thailand, EGAT)

Mr. Kasame Chatikavaniij	General Manager
Mr. Charmon Suthiphongchai	Assistant General Manager for Maintenance
Mr. Bhallobh Krairiksh	Director, Mechanical Maintenance Dept.
Mr. Amporn Pongpricha	Director, System Operation Dept.
Mr. Archomphon Khambaronda	Director, Efficiency Control Dept.
Mr. Swasdi Phadungchan	Director, Electrical Plant Maintenance Dept.
Mr. Norong Wongpaiboon	Superintendent, South Bangkok Plant
Mr. Ake Tiravat	Assistant Superintendent, SBP
Mr. Stid Boon-Long	- do -

(2) 経済技術協力局 (Department of Technical and Economic Cooperation, DTEC)

Mr. Kasem Urahasuvan	Deputy Director General
Mr. Pracha Chawasilp	Director, Division II of External Cooperation
Mr. Thawal Polpuech	Director, Colombo Plan Sub-Div.
Mr. Sutin Susila	Member
Mr. Jiroj I Charattana	- do -

(3) 在バンコク日本国大使館

田島秀雄	一等書記官
------	-------

(4) JICAバンコク事務所

河西明	所長
坂牧嘉昭	次長
富本幾文	所員

VI-9 その他参考資料

(1) EGAT電力需要と設備容量

年	最大電力		電力量		設備容量 x 10 ³ kW	年間負荷率 (%)
	x 10 ³ kW	増加率(%)	x 10 ⁶ kWh	増加率(%)		
1970	748.35	17.28	4,095.31	21.62	1,257	62.47
1971	872.70	16.62	4,792.88	17.03	1,302	62.69
1972	1,028.80	17.89	5,711.15	19.16	1,511	63.37
1973	1,199.30	16.57	6,872.84	20.34	1,538	65.42
1974	1,256.30	4.75	7,258.62	5.61	2,229	65.96
1975	1,406.60	11.96	8,211.57	13.13	2,543	66.64
1976	1,652.10	17.45	9,414.48	14.56		65.05
1977	1,873.40	13.40	10,950.62	16.32		66.73
1978	2,100.60	12.13	12,371.67	12.98		67.23
1979	2,255.00	7.35	13,964.56	12.88	2,883.30	70.69
1980	2,417.40	*7.60	14,753.73	*5.65	3,243.30	*69.48
1981	2,588.70	*7.09	15,959.97	*8.18	3,826.30	*70.38
1982	2,838.00	*9.63	16,881.95	*5.78	4,071.73	*67.91
1983	3,204.30	*12.91	19,066.30	*12.94	4,993.00	*67.92
1984	3,670.00	14.40	21,000.00	11.11	*5,705.00	65.32
1985	4,047.00	10.27	23,051.00	9.77	*6,515.00	65.02
1986	4,396.00	8.62	24,864.00	7.87	*6,674.00	64.57
1987	4,769.00	8.48	26,980.00	8.51	*6,914.00	64.58
1988	5,187.00	8.76	29,453.00	9.17	*7,084.00	64.82
1989	5,550.00	7.00	31,539.00	7.08	*7,485.80	64.87
1990	5,919.00	6.65	33,659.00	6.72	*7,853.80	64.92
1991	6,301.00	6.45	35,863.00	6.55	*8,248.80	64.97
1992	6,996.00	6.27	38,153.00	6.39	*9,128.80	65.04
1993	7,106.00	6.12	40,528.00	6.22	*9,641.30	65.11
1994	7,528.00	5.94	42,989.00	6.07	*10,241.30	65.19
1995	7,965.00	5.80	45,536.00	5.92	*10,241.30	65.26
1996	8,415.00	5.65	48,169.00	5.78	*11,041.30	65.34

- ・ *印は計算値
- ・ 1984年以降は想定値

(2) EGAT 發電設備一覽表 (1984 年 3 月現在)

<u>POWER PLANT</u>	<u>NO. OF UNITS</u>	<u>INSTALLED CAPACITY (MW)</u>
<u>A. Hydroelectric Power Plant</u>	<u>33</u>	<u>1,496.9</u>
Bhumibol	7	535
Sirikit	3	375
Uboiratana	3	25.2
Sirindhorn	2	24
Chulabhorn	2	40
Kang Krachan	1	19
Nam Pung	2	6
Srinagarind	3	360
Bang Lang	3	72
Tha Thung Na	2	38
Others	5	2.7
<u>B. Thermal Power Plant</u>	<u>17</u>	<u>2,477.5</u>
North Bangkok	3	237.5
South Bangkok	5	1,300 (1,330)
Mae Moh	3	225
Krabi	3	60
Surat Thani	1	30
Khanom	1	75
Bang Pakong	1	550
<u>C. Gas Turbine Power Plant</u>	<u>15</u>	<u>265</u>
South Bangkok	3	75
Nakhon Ratchasima	1	75
Udon Thani	1	15
Hat Yai	3	45
Surat Thani	3	45
Ao Phai	1	15
Lan Krabu	3	55
<u>D. Combined Cycle Power Plant</u>	<u>10(2 Blocks)</u>	<u>720</u>
Bang Pakong		
Gas Turbine	8	480
Steam Turbine	2	240
<u>E. Diesel Power Plant</u>	<u>27</u>	<u>33.6</u>
<u>TOTAL</u>	<u>102</u>	<u>4,993</u>

(3) 電源開発計画

<u>POWER PLANT</u>	<u>FUEL TYPE</u>	<u>UNIT NUMBER</u>	<u>RATING (MW)</u>	<u>Commision Date</u>
Sirindhorn	Hydro	3	12	Apr , 1984
Mae Moh	Lignite	4	150	Mar , 1984
Bang Pakong	Oil/Gas	2	550	Aug , 1984
Khro Laem	Hydro	1-3	300	Oct , 1984
Mae Moh	Lignite	5	150	Nov , 1984
Srinagarind	Hydro	4	180	Jul , 1985
Mae Moh	Lignite	6	150	Sep , 1985
Mae Moh	Lignite	7	150	May , 1986
Mae Ngat	Hydro	1-2	9	Jun , 1986
Chien Laan	Hydro	1-3	240	Jul , 1987
Srinagarind	Hydro	5	180	Jul , 1988
Krabi (2)	Lignite	1	75	Sep , 1988
Chro Phaaya	Hydro	1	16.8	Dec , 1988
Mae Moh	Lignite	8	300	Jun , 1989
Khlong Tan	Hydro		68	May , 1990
Mae Moh	Lignite	9	300	Jun , 1990
Krabi Retired			Δ 60	Aug , 1990
Nam Chon Dam	Hydro	1.2	290	Apr , 1991
GT Retired	Gas Turbine		9×15	May , 1991
Mae Moh	Lignite	10	300	Jun , 1991
Nam Chon Dam	Hydro	3.4	290	Oct , 1991
Misc Hydro (1)	Hydro		140	Nov , 1991
Krabi (2)	Lignite	2	150	Jan , 1992
Misc Hydro (2)	Hydro		300	May , 1992
Ao Phai	Thermal	1	600	Sep , 1992
North Bangkok Retired			Δ237.5	Oct , 1992
Krabi (2)	Lignite		150	Jan , 1993
Ao Phai	Thermal	2	600	Mar , 1994
Ao Phai	Thermal	3	600	Oct , 1995
Misc Hydro (3)	Hydro		200	Nov , 1995

(4) 南バンコック発電所設備概要

		1, 2号	3, 4, 5号
ボ イ ラ	型 式	自然循環, 加圧通風	強制循環, 加圧通風
	定 格 主 蒸 気	635 T/H 131.5 kg/cm ² 540°C	997.7 T/H 167 kg/cm ² 540°C
	再 熱 蒸 気	539 T/H 34.7 kg/cm ² 540°C	873.5 T/H 36 kg/cm ² 540°C
	燃 料 製 作 者	重 油 三菱重工	重油 (ガス) 三菱重工
タ ー ビ ン	型 式	串型, 複流, 再熱, 復水	串型, 複流, 再熱, 復水
	定 格 出 力	200,000 kw	310,000 kw
	主 蒸 気	126.5 kg/cm ² 538°C	158.3 kg/cm ² 537.8°C
	回 転 数	3000 rpm	3000 rpm
	抽 気 段 階 製 作 者	6 三菱重工	7 三菱重工
発 電 機	定 格 出 力	250,000 KVA	370,000 KVA
	電 圧	17 kv	21 kv
	周 波 数	50 Hz	50 Hz
	励 磁 機 製 作 者	ブラシレス 三菱電機	ブラシレス 三菱電機

(5) SOUTH BANGKOK 発電所運転状況

年	SOUTH BANGKOK 発電所発電量 (×10 ⁶ kWh)						計	SOUTH BANGKOK 発電所発電量の E G A T 全発電量に対する割合 (%)	E G A T 全発電量 (×10 ⁶ kWh)	E G A T 全発電設備容量 (×10 ³ kw)
	1号 (200MW)	2号 (200MW)	3号 (310MW)	4号 (310MW)	5号 (310MW)					
1970	-	-	-	-	-	-	-	4.095	1,257	
1971	791	-	-	-	-	791	16.5	4,792	1,302	
1972	679	1,013	-	-	-	1,692	29.6	5,771	1,511	
1973	1,511	1,488	-	-	-	2,999	43.6	6,872	1,538	
1974	1,297	1,291	180	-	-	2,768	38.1	7,258	2,229	
1975	1,212	1,855	850	9	-	3,926	47.8	8,211	2,543	
1976	706	526	1,189	1,452	-	3,873	41.4	9,414		
1977	1,100	1,251	1,574	1,613	-	5,538	50.6	10,950		
1978	1,043	1,180	1,878	1,940	1,697	7,738	62.5	12,371		
1979	795	1,010	1,450	1,864	2,130	7,249	51.9	13,964	2,883	
1980	1,357	1,221	2,090	2,110	2,201	8,979	60.9	14,753	3,243	
1981	1,503	1,410	1,594	2,209	1,771	8,487	53.2	15,959	3,826	
1982	1,268	955	1,897	1,513	2,341	7,974	47.2	16,881	4,071	
1983	882	1,153	1,839	1,981	2,086	7,941	41.7	19,066	4,993	

(6) 南バンロック発電所

ユニット熱効率(送電端)推移

a) 性能試験

(単位%)

項目 ユニット	受取試験時		1983年度	
	測定値	補正值	測定値	補正值
1	36.50	36.5	35.82	35.8
2	37.27	36.7	34.38	34.4
3	37.47	37.4	($\begin{matrix} 34.26 \\ 35.30 \end{matrix}$)	35.3
4	38.37	38.0	($\begin{matrix} 35.74 \\ 37.12 \end{matrix}$)	37.1
5	38.25	37.7	($\begin{matrix} 33.48 \\ 35.45 \end{matrix}$)	33.5

注1. 試験記録は条件が同一でないので換算算出した。

補正值は真空補正

2. ()は天然ガス使用時

b) 年間熱効率

(単位%)

年度 ユニット	1	2	3	4	5
1983	30.34	31.52	32.52	32.60	32.26
1982	31.29	31.86	32.03	32.17	33.23
1981	31.22	32.49	31.96	32.98	32.41
1980	29.42	33.71	33.31	32.28	32.95
1979	31.48	34.28	34.38	34.23	35.63

(7) SOUTH BANGKOK 發電所運轉実績
AVAILABILITY&RELIABILITY

(%)

年	1 号機		2 号機		3 号機		4 号機		5 号機		備考 (AVAILABILITY) = $\frac{(\text{運轉時間}) + (\text{事故停止}) + (\text{計画停止})}{\text{運轉時間}} \times 100$ (RELIABILITY) = $\frac{(\text{運轉時間})}{(\text{運轉時間}) + (\text{事故停止})} \times 100$
	AVAIL- ABILITY	RELI- ABILITY	AVAIL- ABILITY	RELI- ABILITY	AVAIL- ABILITY	RELI- ABILITY	AVAIL- ABILITY	RELI- ABILITY	AVAIL- ABILITY	RELI- ABILITY	
1971	8040	9555	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1972	5093	5093	8741	9152	-	-	-	-	-	-	-
1973	9679	9679	9479	9905	-	-	-	-	-	-	-
1974	9389	9389	9183	9183	6298	7781	-	-	-	-	-
1975	8609	8609	9159	9159	4467	4468	4842	9997	-	-	-
1976	6342	6342	4283	6483	7465	8222	8478	9484	-	-	-
1977	8046	8046	8964	8964	7606	8801	7817	9610	-	-	-
1978	7605	7605	8473	8473	8868	8868	8770	8770	8553	9474	-
1979	5987	8404	7755	7755	7561	7561	9187	9187	9411	9831	-
1980	9289	9289	8489	8489	9424	9424	9407	9407	9838	9838	-
1981	9667	9667	9042	9042	7124	8872	9458	9458	7864	9649	-
1982	9024	9024	6787	8951	9334	9334	7070	9109	9825	9825	-
1983	6200	8129	8202	8966	8728	9346	9154	9536	9557	9992	-

(8) SOUTH BANGKOK 発電所運転実績

事故回数及び事故停止時間

年	1 号 機		2 号 機		3 号 機		4 号 機		5 号 機	
	事故回数	停止時間 (hr)	事故回数	停止時間 (hr)	事故回数	停止時間 (hr)	事故回数	停止時間 (hr)	事故回数	停止時間 (hr)
1971	44	1,041.14	—	—	—	—	—	—	—	—
1972	14	4,310.04	16	620.52	—	—	—	—	—	—
1973	14	280.50	13	79.14	—	—	—	—	—	—
1974	13	535.25	12	715.32	11	480.20	—	—	—	—
1975	16	1,218.42	12	736.49	8	4,846.06	1	0.02	—	—
1976	13	3,213.19	14	2,041.16	13	1,418.14	9	465.25	—	—
1977	17	1,711.29	12	907.40	7	907.43	13	278.15	—	—
1978	25	2,098.75	10	1,338.10	12	991.47	9	1,077.39	28	368.15
1979	13	996.21	14	1,966.39	16	2,176.15	7	712.10	9	141.26
1980	21	624.19	22	1,327.34	12	505.53	11	520.38	5	142.25
1981	9	291.23	12	839.20	15	793.03	9	475.07	9	250.19
1982	12	855.07	10	697.03	7	583.12	11	605.27	8	153.44
1983	10	1,249.51	3	810.03	12	538.48	9	390.18	3	6.29

(9)

SOUTH BANGKOK 発電所定期保修状況

ユニット	年	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
1号 200 MW		Dec. ▼		Turbine Overhaul							1st 55,372hr				2nd 86,095hr
2号 200 MW			Nov. ▼					1st 33,602hr						2nd 75,524hr	●
3号 310 MW						Jun. ▼	Generator coil change.						1st 45,753hr Gas 焚改造		●
4号 310 MW							Sep. ▼							1st 47,594hr Gas 焚改造	●
5号 310 MW									Nov. ▼				1st 26,039hr Gas 焚改造	●	2nd 49,045hr

▼ : Commissioning
 I : Major Overhaul (Major Overhaul 下段の数字は運轉時間数を示す)
 ● : Yearly Inspection

(10)

SOUTH BANGKOK 発電所 CHEMICAL CLEANING 実施状況

年	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
ユニット 1号 200 MW	▼ 1,199hr	— 1,199hr							— 53,788hr					— 87,189hr
2号 200 MW		▼ 794hr	— 794hr							— 57,994hr				
3号 310 MW					▼ —					— 32,359hr				— 58,248hr
4号 310 MW						▼ —					— 32,514hr		— 48,715hr	
5号 310 MW								▼ —			*	— 26,039hr		— 49,045hr

▼ : Commissioning
— : Chemical Cleaning (数字は運転からの運転時間数を示す)

JICA