

タイ国

ナムサイヤイ電源開発計画

第二・第三発電所フィジビリティ調査報告書

昭和43年11月

海外技術協力事業団

JICA LIBRARY



1049981[2]

タイ国

ナムサイヤイ電源開発計画

第二・第三発電所フィジビリティ調査報告書

昭和43年11月

海外技術協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日	'84. 3. 22
	122
	64.3
登録No.	01445
	KE

は し が き

日本政府は、タイ国政府の要請にもとずき、同国サイヤイ川電源開発計画のフィジビリティ調査を、昭和39年度に実施した第一次基礎調査に引き続き行なうこととし、その実施を海外技術協力事業団に委託した。

当事業団は同国における計画の重要性に鑑み、その効率的な実施を期して電源開発株式会社徳野武氏を団長とし、7名の専門家からなる調査団を編成し、昭和42年10月16日より昭和43年3月13日まで約150日にわたり現地調査に派遣した。

調査団の帰国後約5ヶ月間の国内設計作業を行ない、ここに調査報告書提出の運びとなつた。

本調査報告書がタイ国の電力開発事業の推進に役立つとともに両国の友好親善と経済交流の促進に寄与するなら、これにまさる喜びはない。

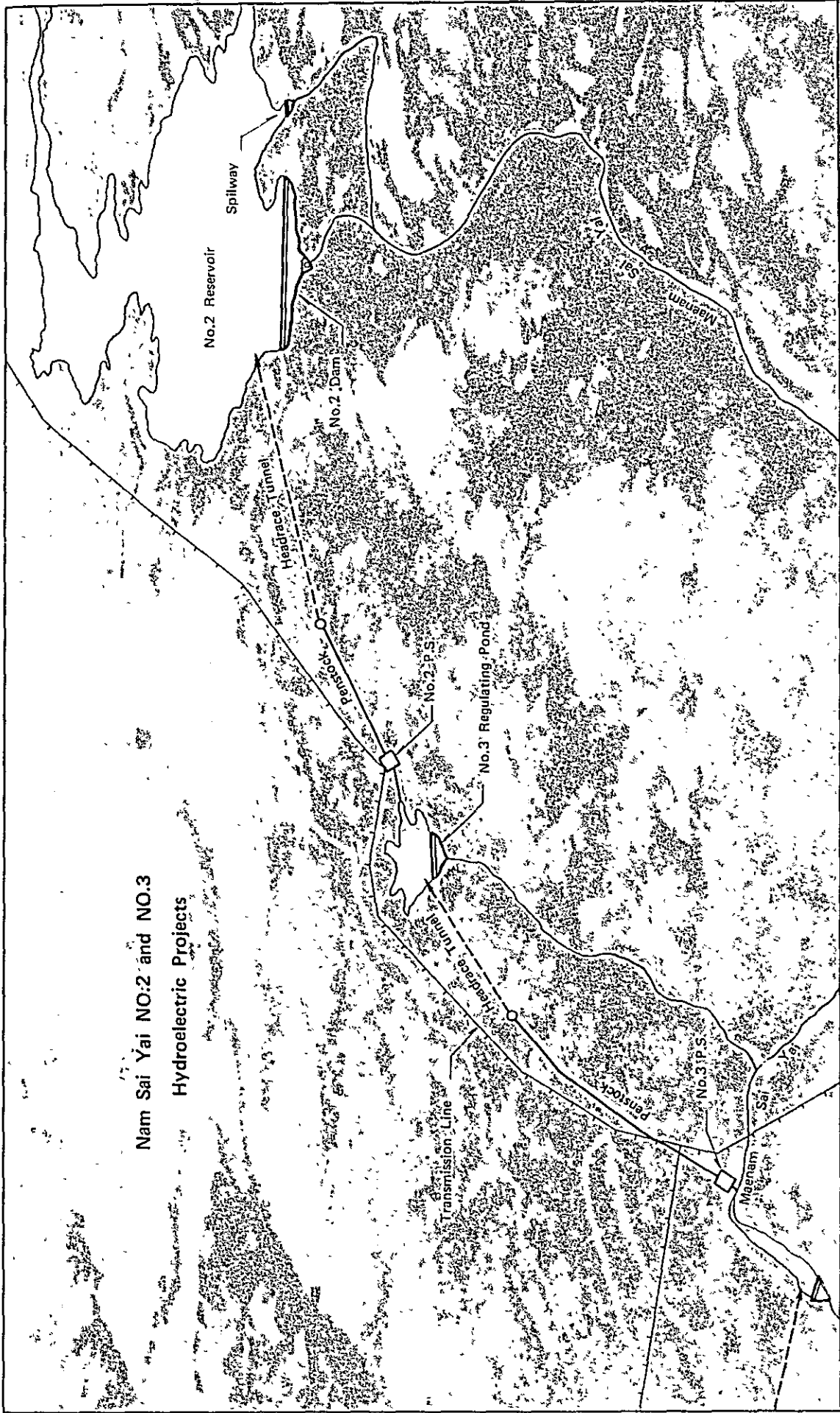
終りに、本調査の実施に当り、支援を惜しまれなかつたタイ国政府関係者に対し、また調査団各位、現地において調査に協力された在外公館の方々、並びに調査団派遣に御協力いただいた通産省、外務省、電源開発株式会社に対し、この機会に厚くお礼申し上げます。

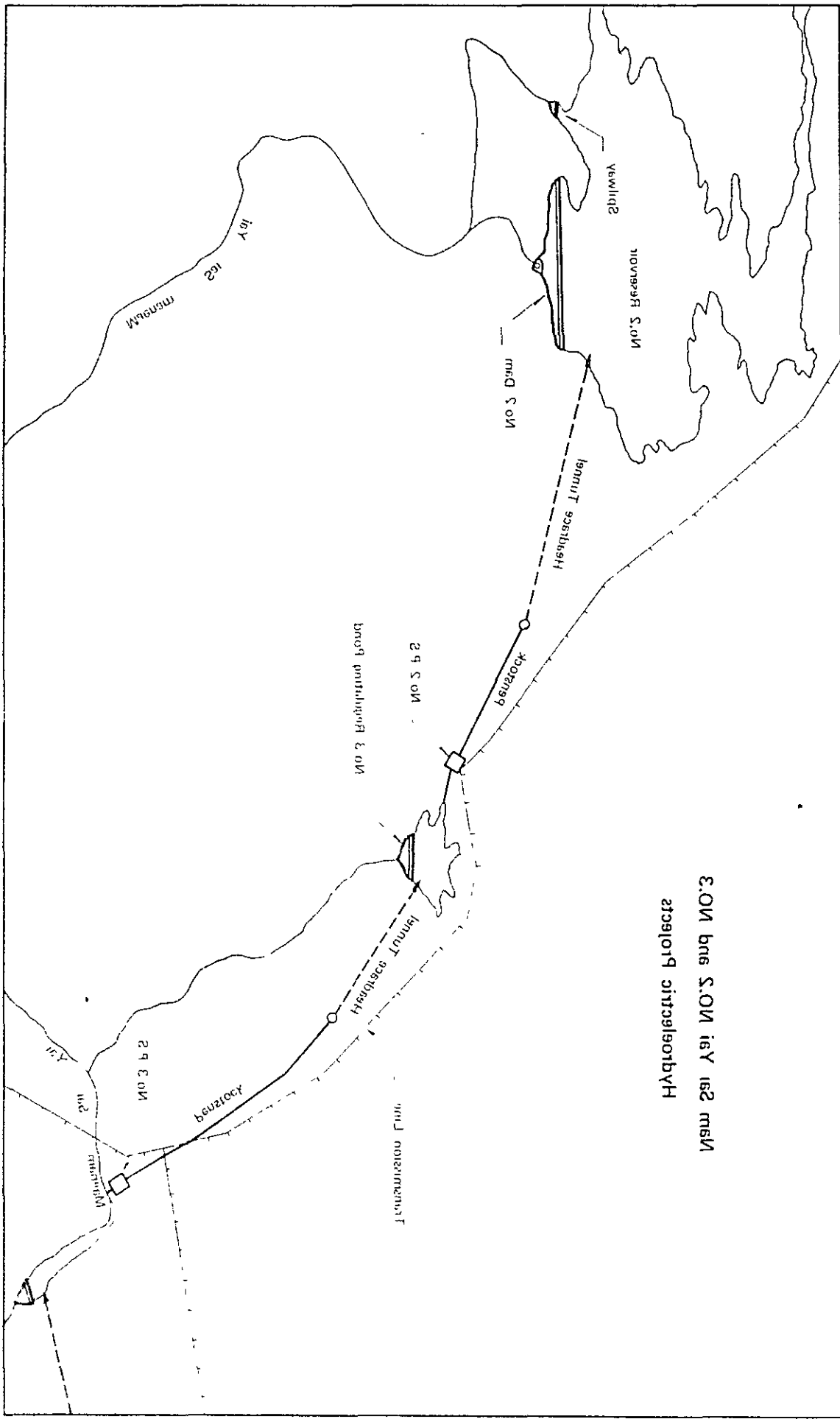
昭和43年9月

海外技術協力事業団

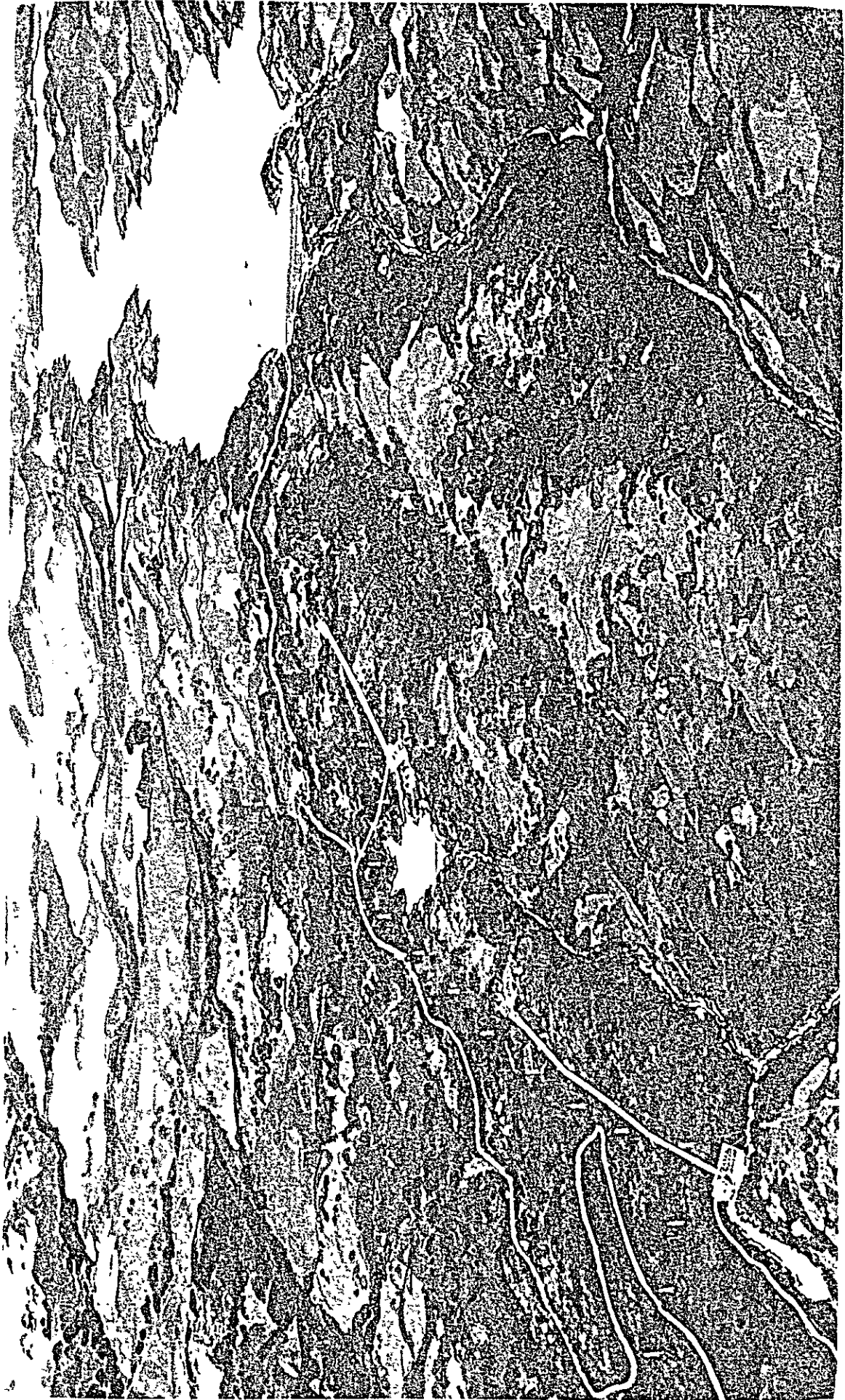
理事長 渋谷 信一

Nam Sai Yai NO.2 and NO.3
Hydroelectric Projects





Hydroelectric Projects
 Kashy No. 3 and No. 3 B 2



(伝 達 状)

海外技術協力事業団

理 事 長 波 沢 信 一 殿

ここに提出するのは、タイ国 Nam Sai Yai 電源開発計画のフィジビリティ調査に関する報告書であります。本調査は、貴職の要請に従って海外技術協力事業団の組織する調査団として電源開発株式会社が行ったものであります。電源開発株式会社は、Nam Sai Yai 計画のフィジビリティ調査のため、7名の専門家による調査団をタイ国に派遣しました。調査団は、1965年6月に日本政府が、タイ国政府に提出した「Nam Sai Yai 電源開発計画調査報告書」に基づき現地において、地形、地質、材料、水文等の調査および電力需給状況の調査を行ない、また、計画作成に必要な資料を収集しました。

調査団が日本に帰国した後、電源開発株式会社は現地調査結果および現地で収集された資料にもとずいて、水文資料の解析、需要の想定、予備設計、工事費積算、経済評価等を行ないこの報告書を作成しました。

これらの作業は、同社のチーフエンジニアの指揮のもとに、同社技術陣によつて遂行されました。

Nam Sai Yai 電源開発計画は、Sai Yai 川の中流部にダムを築造し、有効落差403mを得んとするもので、めぐまれた落差により、極めて経済的な発電が可能な水力計画であります。ダム地点における集水面積は、295Sq Km年間流量は約、 250×10^6 m³でこの流量を有効貯水量 110×10^6 m³貯水池によつて調節して効果的に発電に利用します。年間発生電力量は 162 、 163 発電所合計で 230×10^6 Kw/hに達し、新設される送電線によつて Korat 変電所に送られ、タイ国東北地方のみならず連系送電線によつて中央地方にも供給されることとなります。

以上のほかに、この計画は、Sai Yai 下流の流況を改善いたしますので、下流域の耕地7000haにかんがい用水を補給できる他 200haの耕地を洪水による浸水から防禦することができます。

本計画の実施のためには約3年の工期と 490×10^6 Baht の工事費が必要であります。しかし本計画の費用便益化は1.17であり、本計画の実施によつて年間約 6.5×10^6 Baht の超過便益を期待することができ、技術的にも経済的にも妥当な計画と考えられます。

タイ国においては近年電力需要の著るしい伸びがみられ、これを考慮すると、1973年末迄に実現する必要があると考えられます。したがつて詳細設計、工事用道路建設等は出来るだけ早く着工すべきでありましよう。

最後に、我々はこの機会に Boonrod Binson 博士、National Energy Authority の諸官メコン委員会、日本大使館等調査団がタイ国滞在中に接したすべての方々の多大の助力と協力に対して、心からの感謝の意を表するものであります。

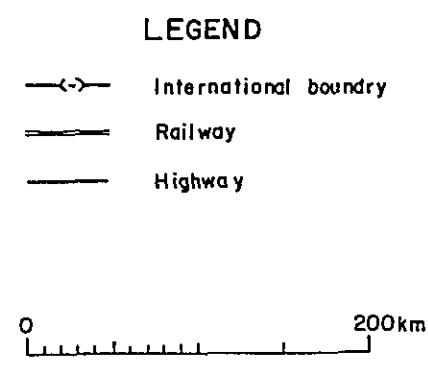
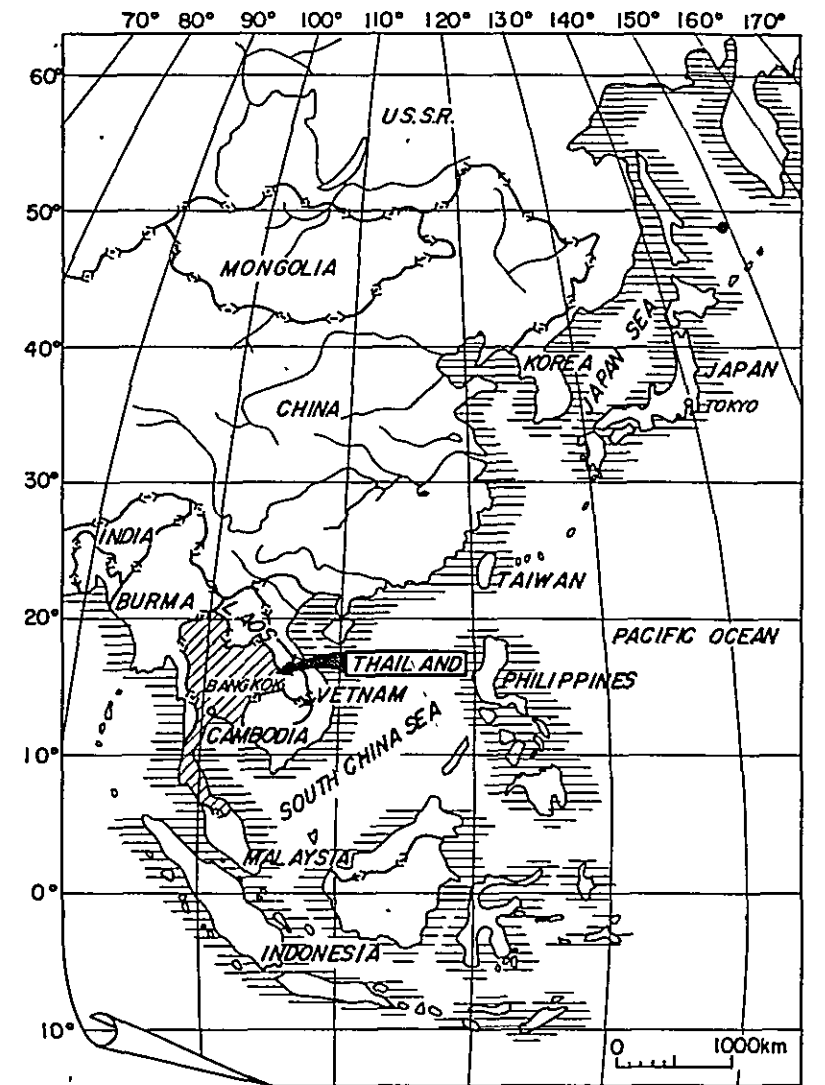
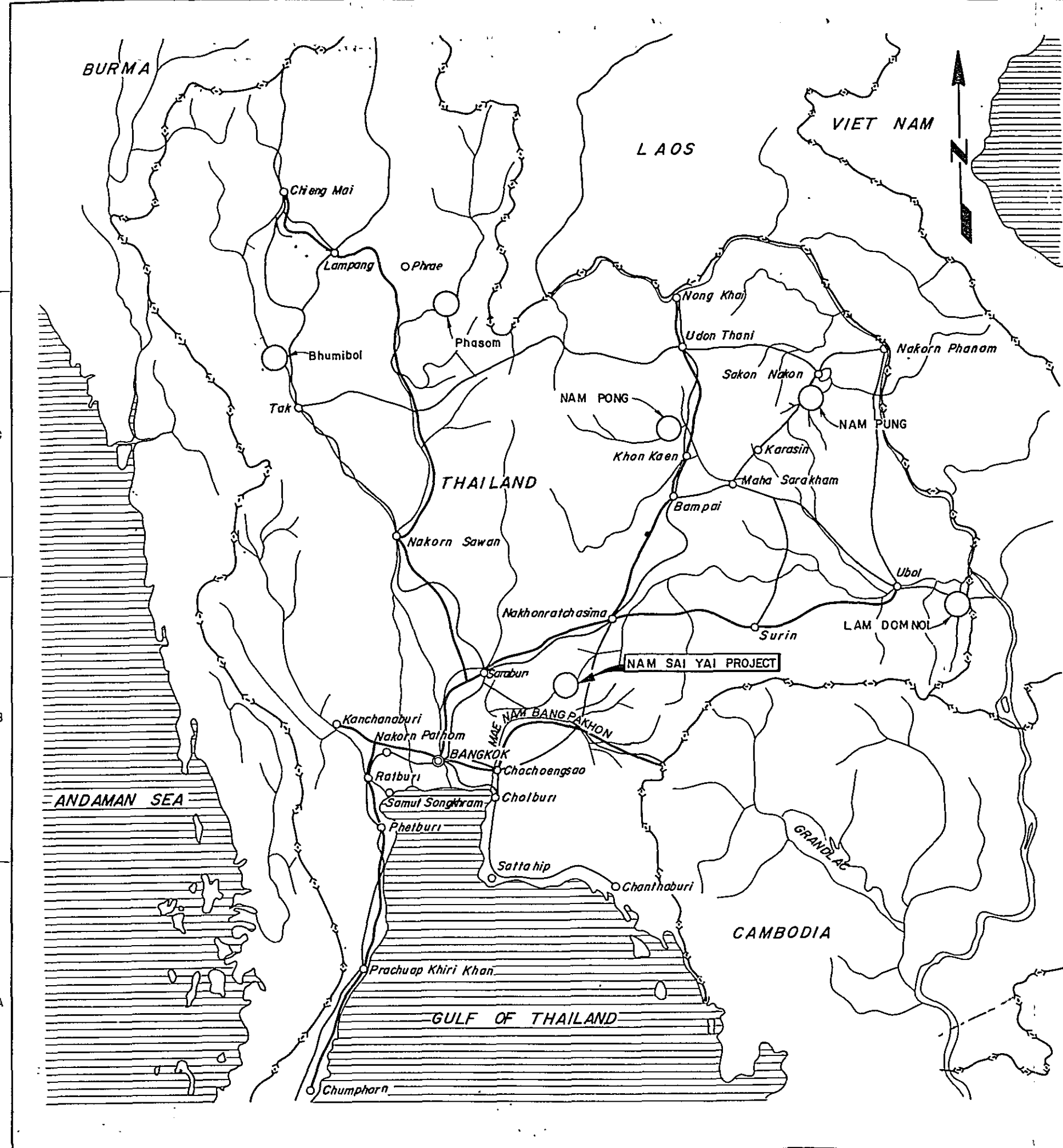
1968年 8月

タイ国ナムサイヤイ調査団

団 長

徳 野

武



KEY AND LOCATION MAP

計 画 概 要

1. Nam Sai Yai No. 2 発電所

1. 1. 位 置	Changwad praChinburi Amphur Kabinburi
1. 2. 流域面積	2 9 5 K m ²
1. 3. 年平均流入量 (年間流入量)	8.0 m ³ /S (2 5 2 × 1 0 ⁶ m ³)
1. 4. 可能最大洪水量	7 8 0 m ³ /S
1. 5. 貯水池	
満 水 位	5 9 2.7 5 m
常 時 満 水 位	5 9 1.0 m
貯 水 面 積	2 9 5 K m ²
総 貯 水 容 積	1 4 0 × 1 0 ⁶ m ³
有 効 貯 水 容 積	1 1 0 × 1 0 ⁶ m ³
有 効 水 深	1 5 m

1. 6 ダム

形 式	ロック・アースフィル
堤 頂 標 高	5 9 5.0 0 m
堤 高	4 0.0 0 m
堤 長	1.3 4 6 m
堤 体 積	1 4 0 0 0.0 0 0 m ³ (主要ダム) 3 0 0.0 0 0 m ³ (堤防)
上 流 勾 配	1 : 1.9 (1 : 2.2) (ロック部)
下 流 勾 配	1 : 1.6、1 : 1.9 (ロック部) 1 : 2 (アース部)

1. 7 洪水吐

形 式	越 流 形
容 量	4 0 0 m ³ /S 洪水時 標高 5 9 7.7 5 m

1. 8 取水口

形 式	塔・形 式
ゲ ー ト	ローラーゲート

1. 9 導水トンネル

形 式	標準馬てい型
全 長	1.6 6 8.0 m
内 径	3.1 0 m

1. 10 サージタンク

形 式	差 動 形
-----	-------

1. 11 水 圧 鉄 管

形 式 地 上
全 長 7 0 5.0 m
内 径 2.8 0 m

1. 12 発 電 所

形 式 半地下式

1. 13 発 電 設 備

单 位 容 量 1 2.0 0 0 K W

台 数

水 車

形 式 フランシス

落 差 7 0 m

流 量 2 0 m³/S

出 力 1 2.4 0 0 K W

回 転 数 3 3 3 r P m

発 電 機

形 式 3 相交流同期発電機

容 量 1 4.0 0 0 k V A

電 圧 1 1 K V

周 波 数 5 0 C/S

力 率 0.9 (遅れ)

変 圧 器

形 式 屋外 3 相油入目冷式

容 量 1 4.0 0 0 K V A

電 圧 11/15-110-120KV

2 Nam Sai Yai 流 3 発電所

2. 1 位 置 ChangWad PraChinburi Amohur Kabinburi

2. 2 流域面積 2 9 8 K m²

2. 3 年平均流入量
(年間流入量) 8.1 m³/S (2 5 6 × 1 0⁶ m³)

2. 4 調整池

常時満水位 5 1 0 m

貯水面積 0.6 K m²

総貯水面積 6.2 × 1 0⁶ m²

	有効貯水面積	1.6 × 10 ⁶ m ²
2. 5	ダム	
	形式	アースフィル
	堤頂標高	513.00 m
	堤高	28.00 m
	堤長	540.00 m
	堤体積	400,000 m ³
	上流勾配	1 : 3
	下流勾配	1 : 2
2. 6	洪水吐	
	形式	越流形
	容量	20 m ³ /S
2. 7	取水口	
	形式	傾斜形
	ゲート	ローラーゲート
2. 8	導水トンネル	
	形式	標準馬てい型
	全長	535 m
	内径	3.10 m
2. 9	サージタンク	
	形式	差動形
2. 10	水圧鉄管	
	形式	地上
	全長	1,390 m
	内径	2.60 m
2. 11	発電所	
	形式	半地下式
2. 12	発電設備	
	単位容量	29,000 KW
	台数	2
	水車	
	形式	フランス
	落差	333.3 m

流 量 1 0 m³/S
 出 力 2 9 7 0 0 K W
 回 転 数 6 0 0 r P m

発 電 機

形 式 3 相 交 流 同 期 発 電 機
 容 量 3 3 . 0 0 0 K V A
 電 圧 1 1 K V
 周 波 数 5 0 C / S
 力 率 0 . 9 (遅 れ)

変 圧 器

形 式 屋 外 3 相 送 油 風 冷 式
 容 量 3 3 . 0 0 0 K V A
 電 圧 1 1 / 1 1 5 - 1 1 0 - 1 2 0 K V

3 送 電 線

3. 1 区 間 ・ 距 離 ・ 回 線 数

Sai Yai № 2 ~ Sai Yai № 3 4 K m 1 回 線

Sai Yai № 3 ~ Korat 変 電 所 1 0 5 K m 2 回 線

3. 2 電 圧 1 1 5 K V

3. 3 周 波 数

3. 4 導 体

3. 5 架 空 地 線

3. 6 子

3. 7 支 持 物

4 通 信 設 備

4. 1 電 力 線 搬 送 電 話 Korat 変 電 所 と Sai Yai № 2 及 び № 3 発 電 所 間 に 給 電 指 令 用
 1 回 線、一 般 業 務 用 1 回 線 を 設 置

4. 2 V H F 無 線 電 話 送 電 線 保 守 用
 基 地 局 ; Korat 変 電 所
 中 線 局 ; Korat 変 電 所 と Nai Sai Yai № 2、№ 3 発 電 所 の 中 間

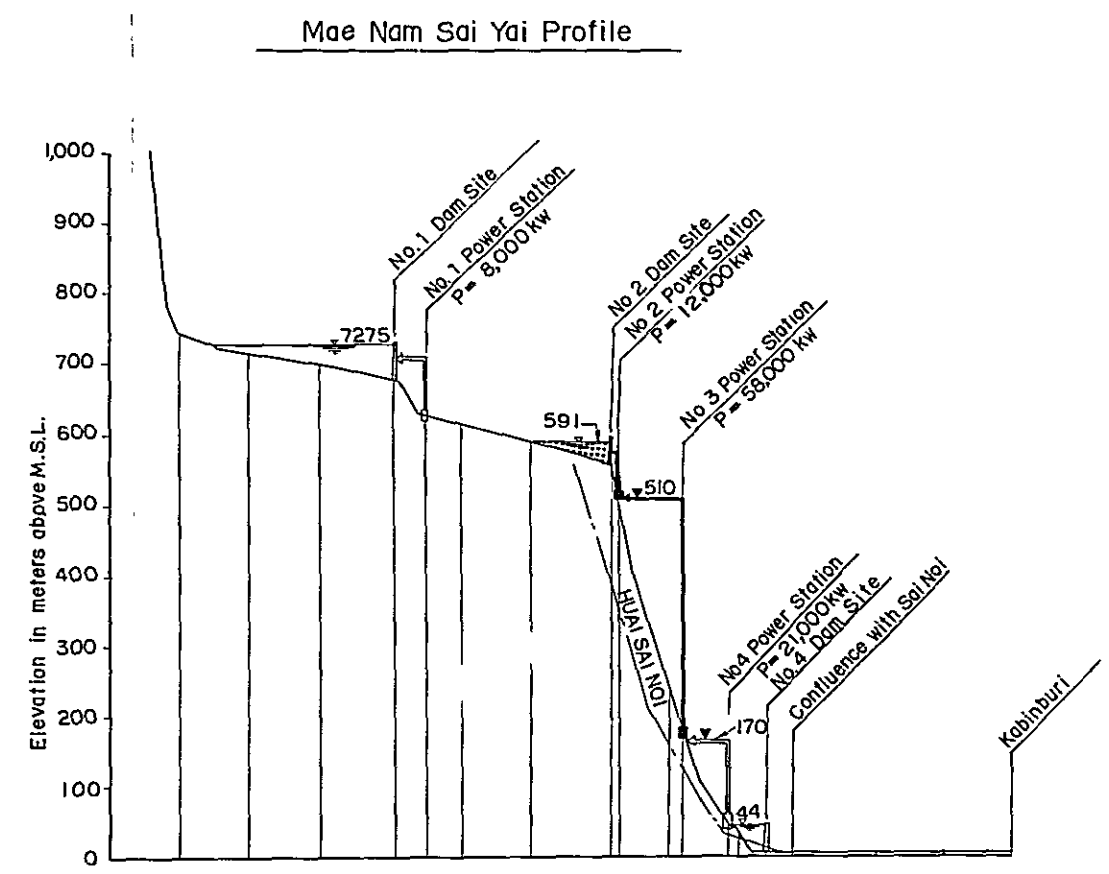
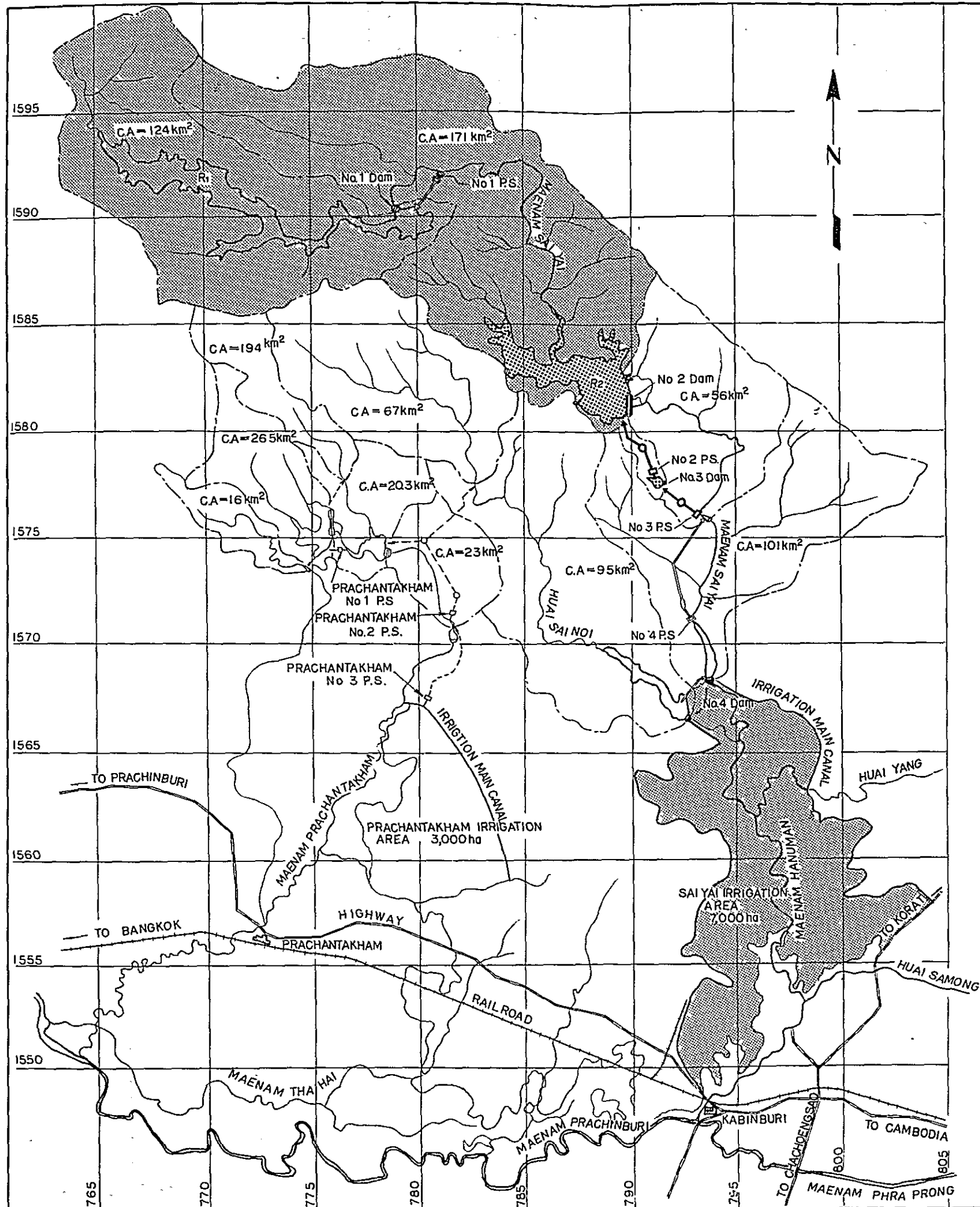
4. 3 送 電 線 故 障 点 標 定 器 Korat 変 電 所 に 設 置

5 建 設 費

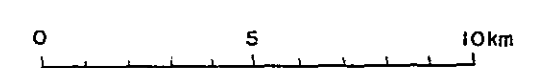
Nam Sai Yai № 2 発 電 所 2 3 2 × 1 0⁶ Baht

Nam Sai Yai № 3 発 電 所 1 8 9 " "

送、変電、通信、設備	69
計	490
外貨	292
内貨	198
6 年間可能発生電力量	
Nam Sai Yai №2 発電所	40×10^6 KWh
Nam Sai Yai №3 発電所	190
計	230
7 費用・便益比	
7.1 発電単独の場合	
年間費用	37.6×10^6 Baht
電力コスト (Korat 変電所渡し)	0.167 Baht/KWh
年間便益	44.1×10^6 Baht
超過便益	6.5×10^6 Baht
費用便益比	1.17
7.2 農業計画が実施された場合	
農業計画による年間便益	15.3×10^6 Baht
超過便益	13.5×10^6 Baht
費用便益比	1.29
7.3 ダム建設費が農業にアロケーションされた 場合の電力コスト (Korat 変電所渡し)	0.154 Baht/KWh
8 発電開始時期	
Nam Sai Yai №2 発電所	1973年10月
Nam Sai Yai №3 発電所	1974年7月
9 工事期間	
Nam Sai Yai №2 発電所	30ヶ月
Nam Sai Yai №3 発電所	30ヶ月



Station	Dist. (km)	T. Dist. (km)	GH (m)
No.1 Dam	40	89.5	670
No.1 P.S.	55	85.5	630
No.2 Dam	100	80	615
No.2 P.S.	115	70	590
No.3 P.S.	19	58.5	555
No.4 P.S.	7.5	57.5	510
No.4 Dam	20	50	197
	80	48	170
	15	41.5	40
	60	35	12
	4	36	8
	12	32	8
	10	20	5
	10	10	0
Kabinburi	0	0	-10



GENERAL PLAN AND PROFILE

Unit and Conversion

mm	:	Milimeter
cm	:	Centimeter
m	:	Meter
km	:	Kilometer
sq.mm	:	Square milimeter
sq.cm	:	Square centimeter
sq.m	:	Square meter
sq.km	:	Square kilometer
ha	:	Hectare
cu.m	:	Cubic meter
gr	:	Gram
kg	:	Kilogram
ton	:	Metric ton
m/sec	:	Meter per second
c.m.s.	:	Cubic meter per second
c.m.s.-day	:	Cubic meter per second – day
kW	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt hour
MW	:	Megawatt
kV	:	Kilovolt
kVA	:	Kilovolt - Ampere
MWh	:	Megawatt - hour
rpm	:	Revolutions per minute
EL	:	The height above mean sea level
°C	:	Centigrade
p.p.m.	:	Parts per million
%	:	Percentage
\$:	U. S. dollar
฿	:	Baht
1 ha	:	10,000 sq.m, 6.25 rai
1 rai	:	1,600 sq.m, 0.16 ha
1 MW	:	1,000 KW
1 \$:	100 cents, 1,000 mills, 20.8 Baht, 360 Yen
1 ฿	:	100 Satang, 0.0481 dollar, 17.31 Yen

目 次

は し が き

伝 達 状

さ し 絵

計画地点位置図

計 画 概 要

一般平面及び断面図

単位及換算表

第 1 章		緒 論	15~1
1. 1		経 緯	16
1. 2		予 備 調 査	16
1. 3		報告書の目的と範囲	17
1. 3. 1		目 的	17
1. 3. 2		範 囲	17
1. 4		調 査 と 研 究	18
1. 4. 1		現 地 調 査	18
1. 4. 2		日本における作業	18
1. 5		基 礎 資 料	18
第 2 章		結 論 と 勧 告	20
2. 1		結 論	21
2. 2		勧 告	23
第 3 章		需 要 想 定	24
3. 1		関 連 地 域	25
3. 1. 1		関連地域のありまし	25
3. 1. 2		電気事業の形態	25
3. 2		需 要 想 定	28
3. 2. 1		供 給 地 域	28
3. 2. 2		需 要 想 定	28
3. 3		需給バランスと開拓の実施	30
3. 3. 1		N E E A 系統と Y E A 系統が連系している場合	30
3. 3. 2		N E E A 系統単独の場合	31

第 4 章	開 発 計 画	52
4. 1	計画地域の概要	53
4. 1. 1	Sai Yai 河と計画地点の位置	53
4. 1. 2	地 質	53
4. 1. 3	気 象・雨 量	57
4. 1. 4	流 出 量・洪 水 量	57
4. 2	Nam Sai Yai 流域開発計画	59
4. 3	Nam Sai Yai № 2、№ 3 開発計画	60
4. 3. 1	発 電 計 画	60
4. 3. 2	送電、変電、通信計画	62
第 5 章	貯 水 池	69
5. 1	貯水池の最適規模	70
5. 1. 1	基 本 条 件	70
5. 1. 2	Nam Sai Yai № 2、№ 3 単独開発計画	71
5. 1. 3	上、下流開発計画を考慮した場合の Nam Sai Yai № 2、№ 3 開発計画	71
5. 1. 4	貯水池の最適規模	72
5. 2	貯水池操作	72
5. 3	下流におよぼす影響	73
5. 3. 1	一 般	73
5. 3. 2	かんがい	73
5. 3. 3	洪水調節	78
第 6 章	発 生 電 力	91
6. 1	常時保障出力	92
6. 2	設備利用率	92
6. 3	主機器の台数	92
6. 4	設備出力及び保証尖頭出力	93
6. 5	可能発生電力量	93
第 7 章	構造物及び機器の概要	96
7. 1	一 般	97
7. 2	№ 2 ダム及び第 2 発電所	98

	7. 2. 1	ダ ム	98
	7. 2. 2	洪水吐	101
	7. 2. 3	放流路	101
	7. 2. 4	取水口	101
	7. 2. 5	導水路	102
	7. 2. 6	サージタンク	102
	7. 2. 7	水圧管路	103
	7. 2. 8	発電所及び放水路	103
	7. 2. 9	発電設備	103
7. 3		ある発電所	104
	7. 3. 1	ダム及び調整地	104
	7. 3. 2	取水口	104
	7. 3. 3	導水路	105
	7. 3. 4	サージタンク	105
	7. 3. 5	水圧管路	105
	7. 3. 6	発電所及び放水路	105
	7. 3. 7	発電設備	106
7. 4		送電線	107
	7. 4. 1	送電線ルート	107
	7. 4. 2	規模	107
	7. 4. 3	絶縁設計	108
7. 5		変電所	108
7. 6		通信・設備	108
第 8 章		施工方法と施工計画	124
	8. 1	基本工事工程	125
	8. 2	工事の施工	125
	8. 2. 1	輸送路	125
	8. 2. 2	工事用電力	126
	8. 2. 3	給水設備	126
	8. 2. 4	建設資材の調達	126
	8. 2. 5	主要構造物の施工	127

第 9 章	工 事 費	132
9. 1	基 本 条 件	133
9. 2	工 事 費 の 総 括	134
第 10 章	経 済 評 価	139
10. 1	販売可能電力量	140
10. 2	年間費用と電力コスト	140
10. 2. 1	年 間 費 用	140
10. 2. 2	電 力 コ ス ト	140
10. 3	年 間 便 益	141
10. 3. 1	経済評価の基本的な考え方	141
10. 3. 2	基準火力発電所の選定	141
10. 3. 3	基準火力発電所の建設費と年間費用	141
10. 3. 4	便 益 単 価	141
10. 3. 5	Nam Sai Yai 計画の年間便益	142
10. 4	便益・費用比及び内部収益率	142
10. 5	灌漑を考慮した便益、費用比	142
第 11 章	資 金 計 画	150
11. 1	所 要 資 金	151
11. 2	資 金 調 達	151
11. 2. 1	資 金 源	151
11. 2. 2	金利及び償還期間	152
11. 3	収 入 及 び 費 用	152
11. 3. 1	電 力 料 収 入	152
11. 3. 2	運 転 継 続 費	153
11. 3. 3	減 価 償 却 費	153
11. 3. 4	管 理 費	154
11. 3. 5	純 収 入	154
11. 4	返 済 計 画	154

附 錄

附 錄	A	水 文 記 錄 解 析
附 錄	B	地 質
附 錄	C	建 設 資 材
附 錄	D	需 要 想 定
附 錄	E	貯 水 池
附 錄	F	發 生 電 力
附 錄	G	經 濟 評 價

第 1 章

緒 論

第一章 緒 論

1. 1 経 緯

タイ国政府は、国民生活水準の向上をめざし、かねてから産業開発計画を推進している。特にその基幹をなす電力需要の増大に対処するため、電力供給を担当する National Energy Authority (以下NEAと称する)は、Nam Sai yai 上流域に、水力電源開発を計画している。

1967年5月、NEAの長官である Dr Boorod Binson は、タイ国政府に代つて、日本政府に対し、Nam Sai yai 上流域水力発電計画に関するフィジビリティ調査の実施を要請してきた。このため日本政府は、この作業の実現を海外技術協力事業団(以下OTCAと称する)に委託した。OTCAはこの計画の主目的が電源開発であることから実施作業を電源開発(以下EPDCと称する)に要請した。

タイ国政府が要請したフィジビリティ調査は、ナムサイヤイ上流域における水力開発計画のうち、第二ダム、第二発電所および第三発電所に関するものであるが、タイ政府は同時に、Reconnaissance Study 後の調査結果に基づいて、Nam Sai yai 流域開発計画についても予備調査の実施を依頼した。

1. 2 予備調査

首都 Bangkok とタイ国の穀倉地帯である東北地方の中心都市 Korat とのほぼ中間に Dangrek 山脈が南東方向に縦走している。この山脈分水嶺地帯は、多雨地帯で年間降雨量は約2000mmと推定されている。

よつてこゝに源を発する諸河川は、その高落差と恵まれた貯水池地点とにより、従前から電源地帯として囁目されており、Dangrek 山脈の北東斜面を流下する Mekong 河支流 Nam Mue 河支流 Lam Phra Phloeng 川には既にタイ国政府により開発計画が立案されていた。この計画に対し、日本政府メコン河主要支流踏査総合報告書は Dangrek 山脈の西斜面を流下する Mae Nam Bang Pakong 河支流 Nam Sai yai 川の上流部を流域変更する案を提出した。

その後1965年2月から3月の間に、タイ国政府の要請に基づく日本政府の予備調査が、徳野武を団長とするEPDCの技師によつて実施された。この調査結果は、1965年6月下旬の標題でタイ国政府に提出された。

Report on Basic Studies for Development
of Hydraulic Potentials Of the Nam Sai Yai
Kingdom of Thailand

この報告書は Nam Sai yai 上流部に各々約 150×10^6 m³の有効容量をもつ2貯水池を建設し、ほぼ完全に濁水年流量を平均年の90%程度まで常時化すると共に、下流貯水池右岸

に取水口を設け、水路トンネルによつて発電を行うことを提案している。即ち Nam Sai yai 上流部に標高 730 m および標高 595 m を満水位とする。貯水池を建設し、下流標高 40 m までの急勾配の地形を利用し、次の4つの発電所を建設するものであつた。

発電所	諸元	最大使用水量	有効落差	最大出力	年間発生電力量
Sai yai № 1		8.0 m ³ /S	111.0 m	7.500 KW	24 × 10 ⁶ kWh
Sai yai № 2		20.0 "	81.5 "	13.700 "	43 × 10 ⁶ "
Sai yai № 3		20.0 "	248.0 "	41.700 "	132 × 10 ⁶ "
Sai yai № 4		20.0 "	185.0 "	31.100 "	110 × 10 ⁶ "
					309 × 10 ⁶
計			625.5 "	94.000 "	309 × 10 ⁶ "

この調査では、現地の踏査が非常に困難であつたという制約にも拘らず、NEA から提供された航空写真、地図及び水文関係などの基礎資料に基づき、開発規模、その経済性が検討された。そして番2ダム及び第2、第3発電所を一期工事として施行することを勧告したものであつた。

1. 3 報告書の目的と範囲

1. 3. 1 目的

NEA は、さしせまつた電力供給の不足に対処するため、Nam Sai yai 上流域の電源開発を早急に実現することを計画した。その実施の認可と、その後続く実施設計、および準備工事のための予算設定をタイ国政府に申請することを準備している。この報告書は、1965年におこなわれた予備調査で一期工事として勧告された。Nam Sai yai 上流電源開発計画の一環をなす第2ダム、第2及び第3発電所の技術的経済的フィジビリティ調査検討に関するもので、NEA がこの計画の実施認可をタイ国政府に申請する際、また、この計画の工事資金を調達する際の資料となることを目的として作成されたものである。

1. 3. 2 範囲

Nam Sai yai 流域開発計画は発電による便益のほか、計画地点下流の農業および洪水調節の面の便益も合せ得られる。

しかしこの報告書は Nam Sai yai 開発計画のうち最も優先度の高い№2及び№3発電所について発電を主眼として調査検討した結果をとりまとめたものである。

なお、この計画は Nam Sai yai 流域開発計画の一環をなすものであるため、この流域開発計画についても、本報告書では簡単にふれることとした。

1. 4 調査と研究

1. 4. 1 現地調査

現地調査は1967年10月から1968年3月中旬迄の約5ヶ月間に実施された。この現地調査は Nai Sai Yai 一期開発計画と流域開発計画の両計画について行なわれたものである。

電源開発株式会社は、この調査を実施するため次の7名からなる調査団を現地に派遣した。

		時 期	
団 長	徳 野 武	土木技師	1967年10月16日～11月15日 1968年 1月14日～ 3月13日
団 員	竹 村 楯 男	灌溉排水技師	1968年 1月14日～ 3月13日
	湯 沢 省 三	土木技師	1968年 1月14日～ 2月17日
	佐 藤 英 男	〃	1967年10月16日～1968年3月13日
	木 田 橋 勉	電気技師	1968年 1月14日～22月17日
	角 田 東	灌溉排水	1968年 1月14日～ 3月13日
	山 田 清 蔵	土木技師	1968年 1月14日～ 2月17日

1. 4. 2 日本における作業

調査団の帰国後、1968年2月18日から8月31日迄、現地で蒐集された資料にもとづいて、電源開発株式会社本店において、そのチーフエンジニアの指揮のもとに同社技師によつて、この計画の検討が行なわれた。水文資料の解析、需要想定、計画の詳細検討、予備設計、工事費積算、経済評価等が本報告書作成のために実施された。

1. 5 基礎資料

気象、水文、電力需給等に関する必要な基礎資料は、NEAより提供された。ダム取水トンネル、水圧管路、発電所など主要構造物を建設する地点の測量ならびにダム地点の地質調査および材料調査のためのコアボーリングは、NEAによつて実施され、調査団に提供された。

更に調査団はこれを補足するための若干の補足測量及び材料調査のための調査立坑をNEAに実施させた。

ダムの土質材料の諸試験は、バンコックにおいて調査団が Chulalongkorn University に依頼して実施した。

利用した主なる資材は次の通りである。

- (1) タイ王室地図局発行の1/50,000と1/10,000の地形図。NEAによりNo.2及びNo.3ダムサイト附近No.2及びNo.3発電所附近、そしてNo.2発電所の取水地点よりNo.3発電所の鉄管路に至る、トンネルルート等の1/2,000の実測図。

- (2) Sai Yai 川及び近隣する河川に於ける、流量資料は N E A 及び王室灌漑局 (P _ I D)
により提供された。
- (3) 雨量、蒸発、気温、湿度、風速等の資料は王室気象局及び N E A によつて集収された。
- (4) 水質、土壌、等の試験結果は N E A より提供された。
- (5) Feasibility Report Quae Yai #1 Hydrelectric Project
1 9 6 8 年 3 月 E P D C 作成
- (6) Nam phrom Hydroel ctric power project Feasibility Report
1 9 6 7 年 8 月 日本政府
- (7) Statistical year Book Thailand

第 2 章

結 論 と 勧 告

第 2 章 結論と勧告

2. 1 結論

Sai Yai №2、№3 発電所計画について、調査検討の結果次の結論に到達した。

- (1) タイ国の電力需要の増加は近年めざましいものがあり、1965、1966年、1967年には消費電力量において夫々34%、34.6%、30.3%を記録している。この高い増加率は急速な工業化、民生の向上、新規電源開発と送配電線の拡張整備による潜在需要の顕在化等に基因するものと考えられ、今後も引続いて大きく増加して行くものと判断される。

1970年初頭にNEEA系統とYEA系統は連系送電線によつて連系されるので、その後はこれら両系統は一体として運営されることが予想される。

この様な状況の下でこれら系統の電力及び電力量需要は1970年に756 MW 3851×10^6 KWh 1975年には1580 MW 8295×10^6 KWhに達するものと想定される。

- (2) この需要に対してNEEA系統及びYEA系統において設備増強計画が進められているが、それにも拘らず1972年～1974年において供給力不足が生ずる。

従つてこの供給力不足に対処するために1972年末までに新規電源の開発が必要となる。

- (3) 上に述べた新規供給力として、Sai Yai №2 №3 計画を調査した結果、この系統内における他の水力地点に比較して、コスト、ポテンシャル及び立地条件において極めて有利な水力発電計画であると結論された。

この計画の設計および工事施工の点で困難な問題はない。

- (4) Nam Sai Yai 発電計画はNam Sai Yai 中流部にダムを築造し、これによつて得られる落差を利用し、№2及び№3 発電所により最大出力70 MWの発電を行うもので、これに必要な発電設備及びKorat 変電所までの送電設備よりなる。

- (5) 計画の中心となる№2貯水池は、Sai Yai 川とSai Noi 川の合流点上流約30 KmのWang Heo 地点に位置し、満水面標高5910 m 有効貯水量 110×10^6 m³を有する。ダムは堤体積1400000 m³のフィルタイプダムである。このダムを利用して№2、№3の発電所をSai Yaiの本流沿いに建設する。これら発電所の主な諸元は次のとおりである。

	有効落差 (m)	最大使用水量 (m ³ /s)	設備出力 (MW)	保証出力 (MW)	年間発生電力量 ($\times 10^6$ KWh)
№2 発電所	70	20	12	9.2	40
№3 発電所	333	20	58	56.4	190
合計	403	—	70	65.6	230

№2、№3発電所とも立軸フランシス形水車を採用し、主機台数は夫々1台、2台とした。

- (6) Sai Yai 発電所で発生した電力は115KVに昇圧して105Km離れたKorat変電所まで送電する。

このため№2～№3発電所間は1回線、№3発電所～Korat変電所間は2回線の送電線を建設する。

- (7) 第2及び第3発電所の建設に必要な工期は夫々30ヶ月である。第3発電所の工事は第1及び第2乾期に夫々施工する。仮排水路及びダム中央部の盛立てに支配される。第3発電所の工程は、工事の集中化を避け第2発電所と9ヶ月ずらす。

- (8) Nam Sai Yai №2 №3 計画の実施に必要な工事費は総額490,000,000 Baht でそのうち発電設備工事費が420,000,000 Baht で送電線工事費が69,000,000 Baht である。

また総工事490,000,000 Baht の中、外貨支払分は292,300,000 Baht 現地通貨支払は197,500,000 Baht である。

利率は内外貨に対して、年率6%とした。建設中利子は40,000,000 Baht となる。

- (9) 系統の需給バランスを考慮し、かつ送電損失をも考慮した年間販売可能電力量はKorat変電所渡しで 225×10^6 KWhである。これに対して耐用年数間に平準化したSai Yai №2 №3発電所の年間費用は37,570,000 Baht である。従つてKorat変電所渡しのKWh当りの電力コストは0.167 Baht である。

- (10) Sai Yai №2 №3計画の経済評価を行うため、BangKok周辺に建設される設備出力400MW(ユニット出力200MW、2台)の重油専焼火力発電所を想定した。

これを尺度として Sai Yai 計画の年間便益を計算すると 44.1×10^6 Baht となる。これに対して年間費用は上述のとおり37,570,000 Baht であることから、その超過便益は 6.5×10^6 Baht となり便益、費用比は1.17となる。

この様に Sai Yai 計画は経済比較の尺度として大規模火力を考えかつ金利6%を想定してもなお便益費用比は1.17と極めて経済的にすぐれており、開発可能であることを示している。

なおこの計画が実施された場合、Sai Yai 川と Sai Noi 川との合流点の濁水量は現況 $1.0 \text{ m}^3/\text{S}$ から $6.7 \text{ m}^3/\text{S}$ に増大する。この水をかんがい利用する時は7,000haの耕地にかんがい出来、これによる便益 15.3×10^6 Baht およびかんがい専用施設の年経費 7.9×10^6 Baht を上記発電便益および費用に加算すればこの計画による総超過便益は 13.5×10^6 Baht 便益費用比は1.29 Baht となる。

- (11) この計画の Korat 変電所での売電価格を現行の Nam Pong Nam Pung 系料金より大巾に低い 0.22 Baht/KWh に設定しても 20 年間で外貨を、50 年間で内貨を返済しうるに十分な収入をあげることができ資金的にも極めて有利である。

2. 2 勸 告

- (1) 前節で述べた結論に基き、第 2 及び第 3 発電所計画は、技術的、経済的に極めて、フイジビルであると判断されるが、この Project の着工は、1971 年早々に行う必要があり、1970 年末までに輸送道路、現場事務所、宿舎などを含む諸準備工事は、完了してなければならない。また、最終設計はおそくとも 1970 年初頭までに終了しひき続いて土木業者に対する入札及び契約を実施する必要がある。
- (2) 上記工程は、かなり早急なものであり、この為に Definit Study に必要な現地調査は、本調査作業に継続させて直ちに実施される必要がある。

これらの調査は、ダム及び構造物の材料調査及び各種構造物設計に必要なボーリング及び地形図の作成である。幸いにして Sai Yai 計画のボーリング及び地形図は既にかなり作成されているが特に発電所地点の地形及び地質、ダムの諸材料調査は、現在進行している調査に引続いて、継続の要があり、またトンネル工事に対しては、その工法の選定に必要な十分なデータを用意しなければならない。

第 3 章

需 要 想 定

第 3 章 需 要 想 定

3 1 関 連 地 域

3 1 1 関連地域のあらまし

Nam Sai Yai 発電所計画地域は F I G 3-1 に示す様に首都バンコックと東北地方の興
衡 Nakornrachasima (Korat) との中間に位置し、そのいずれにも 150 Km 以内の地
理的にも極めてめぐまれた地点である。

Y E A の供給区域である東北地方とは現在別々の電力系統として運営されているが、1970
年には、連系送電線によつて結ばれる予定である。

従つて本計画の発電所で発生した電力はこれらのいずれの地域にも供給されることになる。

北部、中央部と東北地方とではその社会的経済的条件がかなり相違しており、前者がタイ
国電力需要のほぼ 85% を占め最も工業化の進んだ地域を含むのに反して後者は農業中心の
タイ国では最も開発の遅れた地域となつている。1963年の東北地方の 1人当りの国民所
得は、1,299 Baht でこれは中央部の 30% にすぎない。

1人当りの電力消費量においても、1966年統計によると、Y E A 系統の 78 KWh/年
に対して、N E E A 系統では、5 KWh/年にとどまつている。

近年のタイ国の電力需要の伸びは著しく、特にここ数年は驚異的な伸びが記録されてい
る。1965年の需要の伸び率は 30.2% であり 1967年には 29.9% と極めて大き
な値となつている。

この電力需要のいちじるしい増加の原因はタイ国の工業化政策が効果的であり、活発な経
済活動を反映したものと考えられる。因に 1961年~1963年の第一次経済社会開発 5
ヶ年計画の前半において国民総生産の平均増加率は目標の 5% を上まわつて 6% が達成され
ている。1967~1971年の第 2 次経済社会開発 5 年計画では 85% の成長率が目標
になつている (Appendix TABLE D-3 D-4)。Viet Nam 戦争の影響がタイ国経済に良
い結果をもたらしていることは否定し得ないが、タイ国の経済はすでに確固たる基礎の上
にたつているのでもし戦争が終結したとしてもこの成長率は急激にはおとろえないものと考え
られる。

3. 1. 2 電気事業の形態

(1) 組 織

タイ国の電気事業はすべて国営で行なわれており、下記の官庁および電力公社がこれを行
つている。

A 電源開発事業及び発送電事業

N E A は開発省に属し、電源開発計画の策定、他電力公社の運営に対する監督を行う

ことを主務としている他電源開発の実施も行っている。

詳細は次節に述べる。

YEA (Yanhee Electricity Authority)

YEAはタイ国中央部および北部に対し電力の一括供給を行っておりタイ国の需要の85%を占める

Bangkok 地域を供給地域にもつことからタイ国電気事業の中心をなしている。同社設備には Bhumibol 水力(280MW、最終出力420MW)

North Bangkok 火力(150MW)(追加工事中)

および230kV送電線、変電所などがあり、1967年の設備出力合計は430MWに達している。

現在工事中の発電所には Phasom 水力(100MW×2) South Bangkok 火力(200MW×2+300MW×1) North Bangkok 火力(87.5MW)がある。

YEAは発生した電力をMEAおよびPEAに卸売りしており、1967年の発電電力量は 1.810×10^6 KWhに達している。

NEEA (Northeast Electricity Authority)

NEEAはタイ国東北地方に電力の供給を行っている。

詳細は次節に述べる。

LA (Lignite Authority)

LAは褐炭を燃料とする火力発電を行っている。タイ国北部にMae Moh 火力発電所(12.5MW)南部にKrabi 火力発電所(40MW)を有している。

B 配電事業

MEA (Metropolitan Electricity Authority)

MEAはBangkok市 Thonburi市およびその周辺の所謂greater Bangkokに電力の供給を行っている配電公社であり、一次変電所にて、YEAから電力の供給を受けている。タイ国の総需要の約80%はこの地域に集中している。

PEA (Provincial Electricity Authority)

PEAは首都圏を除いたタイ国全地域において配電事業を行っている。PEAはそれぞれの地域においてYEA、NEEA、LAから電力の卸売りを受けているが、これらの電力公社の系統に連系されていない町村ではPEAが自己のディーゼル発電所を所有して発電および配電を行っている。

(2) タイ国東北地方の電気事業

東北地方では現在NEEAは発電及び送電を行い、PEAがディーゼルによる小規模発電および配電を行っている。NEEAは水力電源の開発は行おうが完成後はこれを

NEEAに移管して運転保守は行っていない。

1965年に完成した東北地方のNam Pung水力発電所(6MW)がこの例である。NEEAは更に東北地方南部Ubol 近くにLam Dom Noi 発電所の建設を計画しており1968年に着工、1970年に竣工が予定されている。この発電所の完成と同時に、115KV送電線によつてUbon Nakornrachasima Ubon -Mahasarakahm が結ばれ東北地方の送電系統が完成されることになる。

NEEAは Nam Pong Nan Pung 両水力発電所と延長500Kmの115KV送電線を中心に東北地方に対する電力供給を行なっている。Nam Pong 発電所は現在3号機の増設工事中であつて1968年5月には最終出力25MWになる。

増大する需要に対するため Nakornrachasima に15MWのGas Turbine がNEEAにより建設中であり、1968年5月に運転を開始する。引続いてUdon に15MW Gas Turbine の建設が計画されている。

更に Nam Pong 発電所上流に Nam Phrom 発電所の計画があり、1957年日本政府調査団によつてフィジビリティ調査が行なわれた。1972年の運転開始が予定されている。

一方、1970年初めにYEA系統の Ang thong 変電所とNEEAのKorat 変電所間が115KV 2回線で結ばれる計画が進められて居る。

東北地方の供給力は小規模ディーゼル発電を除いては貯水池式水力のみであるので需要のKare Load 部分を分担する供給力が不足している。

YEAとNEEAとの連系が行なわれると連系送電線を通じてYEA系統の大容量火力により Base Load 部分が分担され、水火力併用の最も望ましい運営が行なわれる様になる。また連系によつて系統の信頼度が向上すると共に安価豊富な電力の供給が可能となる。この連系によりタイ国の電力系統は、地理的条件のために、孤立している南部を除いて完全に連系が行なわれたことになり、連系のもつ意義は極めて大きいものと考えられる。

またUdon とラオスの首都 Vientian を結ぶ115KV送電線の建設が1968年秋までに完成する予定である。この送電線によつてタイ国から Vientian に電力を供給すると共に近く着工される Nam Ngum 計画の工事用電力をも供給することになつている。

NEEAによつて送電された電力は変電所2次側でPEAに供給されPEAはこの電力を需要家に配電してPEAはディーゼル発電所により、電力を供給している孤立した町村を配電線延長工事によつてNEEAの系統に接続することを計画している。

この配電線拡充によりディーゼル発電所によるよりも安い電力が供給されれば新規

需要家の増大と共に消費電力量の増大が期待される。

3. 2 需 要 想 定

3. 2. 1 供給区域

前述の如く1970年にはYEAとNEEAの系統は連系されこの連系線によつて電力の受授が行なわれることになる。

Nam Sai Yai の発電所が運転を開始するのは現在の調査工事の進行状況、工事期間等から考えて、1973年以降と考えられるので、その時点では、上記連系により Sai Yai 発電所で発生した電力は YEA NEEA いずれの系統にも供給することが可能である。従つて Nam Sai Yai 計画の供給区域としては、YEA 及び NEEA の供給区域を対象とするのが妥当と考えられる。

3. 2. 2 需 要 想 定

(1) 既存の需要想定

NEEA の供給区域に関する需要想定としては、1967年8月日本政府調査団による「Nam Phrom 電源開発計画フィジブリティ調査報告書」がある。

同報告書では東北地方のLoeyを除く14県を対象区域として1967～1981年の15年間にわたる需要想定を行つている。東北地方は電灯需要が殆ど全てを占めているので各変電所別に過去の実績より地域的特色を加味して伸び率を想定し、これに配電線建設に伴う需要、工業の需要、灌漑用ポンプ設備の需要、軍事基地の需要、ラオスの需要を加えて想定を行つている。(Appendix TABLE D-5～D-7)

需要想定結果をみると15年間平均のKWhの年平均伸び率は14.6%で Peak Demand は1968年の35.8MWが1975年には120MWとなつている。

一方 YEA 系統の需要想定については1968年3月電源開発株式会社が作成した「Quae Yai No.1 発電所フィジブリティ調査報告書」がある。

この報告書では YEA 供給区域の39県を想定対象地域として、1971～1990年にわたる長期の需要想定を行つている。

東北地方の様に開発の遅れた地域では新規電源の開発は需要の急激な伸びをもたらすことがしばしば経験されているが、YEA 供給区域は配電網の整備された Load Center を有するので電力需要の伸びは経済活動と密接な関係を有する。

(Appendix Table D-3) YEA 区域の需要想定はこの観点よりGDP(Gross Domestic Product)と電力消費量との相関に基いて行なわれている。即ち、人口1人当りの電力消費量と人口1人当りGDPの間には一定の関係があつてこれは

世界各国に適用できることが認められる (Appendix Fig D-1) 従つて第2次国民経済社会開発計画に予定されている。GDPの伸びに年度別地域別補正を加え、人口増加率を想定して、上述の関係より電力需要が想定されている。

(Appendix Table D-9)

これらの報告書はいずれもその供給地域に関する最新の需要想定であり、報告書作成後に将来の需要予測に関して根本的影響を与える様な変化、或いは変更は発生していないので、これらを、そのまま加えることによつて Nam Sai Yai 計画地域の需要想定を求めることができる。

但し Nam Phrom 報告書について下記の如き需要ならびに供給力に関する軽微な変更があり、この点の修正は必要である。(Appendix TABLE D-8)

- (A) Nam Phrom 計画の出力が56MWから40MWになり運用時間は1年くり上つて1972年と考えられていること。
- (B) Nam Ngum 計画の運用時期が1年遅れの1972年と考えられること。
- (C) 1969年 Udon に Gas Turbine (15MW) の設置が計画されていること。
- (D) 1972年に Khon Kaen の近くの Choom Pae にセメント工場の建設が予定されていること。

又 YEA 区域の需要想定に関しては上記 EPDC のものの外に AID が提出したものが、EPDC の想定よりは大きめの想定結果が得られている。この相違の原因については詳らかにされていないが Quae Yai 第1のフィジブリティ報告書では、安全側をとつて設備計画用にはより大きな AID 需要想定結果を、経済評価用には EPDC の想定結果を用いているので本報告書でもそれに倣うことにする。

Nam Sai Yai 計画の需要想定期間としては Nam Phrom の報告書にあわせて1981年までの14年間を採つた。Nam Sai Yai Project の規模開発の時期および供給力の有効化の検討を行うには1981年までの想定で充分と考えられる。

(2) 需要想定結果

上述の2つの報告書による需要想定に必要な修正を施した結果を FIG 3-2 と TABLE 3-1、3-2 に示してある。

TABLE 3-1 によると1973年のKWh需要はNEEA系統 300×10^6 KWh YEA系統 6.150×10^6 KWhでNEEA系統はYEA系統の約5%に相当する。ピーク需要はNEEA系統の83MWに対し YEA系統では 1.160MWで、NEEA系統は約7%である。系統の負荷率はNEEA系統では、工業負荷が少ないため可成り悪く41.5%であるのに、YEA系統では、61%となつている。(Appendix Fig D-3 D-4)

需要の伸び率がN E E A系統で 1968年、1970年に極めて大きいのは今まで連系されていなかった Nam Pung 系、Lam Dom Nai 系の需要が新たに加えられているためである。N E E A 系統の1981年までの平均伸び率は15%で14年間で7.1倍に増加している。

Y E A 系統ではK W h 需要は14年間で8倍となり、年平均伸び率は16%である。

これらの伸び率は E C A F E 地域の開発途上にある諸国の過去の伸び率が年平均10~20%であることからみて妥当な値と判断される。

又人口1人当りの電力消費量を求めると、1人増加率をN E E A 系統 Y E A 系統で夫々3.2%、3.48%とすると、1973年には夫々23K W h、219K W h、1981年には夫々30K W h、404K W h となる。

3. 3 需給バランス及び開発の必要性

3. 3. 1 N E E A 系統と Y E A 系統が連系している場合

Nam Sai Yai 計画の関連系統において、供給力と需要との差がもつとも少ない限界条件を示す月を調べると12月がもつとも需給バランス上は苛酷な条件を示す。従つて12月の日負荷曲線について需給のバランスを検討した。

供給力としては N E E A 系統では既設 Nam Pung Nam Pong 両水力、Lam Dom Nai Nam Phrom の各水力、および Gas Turbine (30MW) を考慮した。

Y E A 系統ではY E A の設備拡張計画 (Appendix FIG D-5) に従い水力として Bhumibol Phasom Quae Yai №1~№3 の各発電所、火力では既設の North Bangkok (75MW×2) の他に North Bangkok 増設(87.5MW) South Bangkok (1~3) Nuclear 400MW Thermal (300MW×3) および Gas Turbine (15MW×4) を考慮してある。

FIG 3-4 のK W バランスで判る様に、この系統では、1972年より供給力の不足がおり1975年 South Bangkok 3 (300MW) が系統に加わるまでこの電力不足は解消されない。

第10章で述べる様に Sai Yai №2、№3 発電所は極めてすぐれた経済性を有する水力地点であるからできるかぎり早期に開発し、この電力不足の解消に役立たせるのが得策である。

現在考えられる最短工期をとると Sai Yai №2 発電所は1973年、Sai Yai №3 発電所は1974年に運転開始することが可能である。FIG 3-4 図ではこの様な時期に運転開始した場合の Sai Yai 発電所の運転状況を示している。Sai Yai 発電所は Bhumibol Phasom 発電所と同様需要のピーク部分を分担して上記の供給力不足の一部をカバーする様に働いている。

Sai Yai №2 発電所は運転開始後3年で全出力が有効化し又、№3 発電所も同様、1972年以降は全て有効化される。

一方 この系統のKWhの年間を通じてのバランスについて検討した結果を Appendix TABLE D-10、D-11 に示した。この結果によると、KWhのバランスは1974年をのぞいて保たれており現在の設備拡張計画が良好であることを示している。

3. 3. 2 NEEA系統単独で考えた場合

前項では需要対象地域をYEAおよびNEEAの供給区域とした場合の開発時期を述べた。その際の東北地方の需要想定は Nam Phrom のフイージビリテイ報告書に基本的に準拠したものである。しかし東北地方の需要想定については、これを上まわつて伸びる可能性もあり、その場合についても検討しておく必要があると考えられる。

このような大巾需要の増加の原因としては、

- (1) 1968年～1972年にNEEA系統で新規電源開発およびそれに伴う配電網強化が行なわれ、需要の爆発的な伸びが考えられること。
- (2) 現在の電気料金はPEA系統では、極めて高いが(1)の電源開発に伴つて低減される可能性が大きくこれが需要の増加をもたらすと考えられること。
- (3) 現在までのNEEA系統の電力消費水準がきわめて低位にあるためまだまだ増加する余地が充分あると考えられること。

が考えられる。

FIG 3-4及び TABLE 3-3に示したのば上記の考えにもとづいて作成したNEEA系統の需要想定である。

Sai Yai 計画が運転開始するのは、1973年以降であり、その時点では NEEA 系統は Lam Dom Nai 系統をも含めた一体の系統を構成しているのでNEEA系統を1つとして巨視的にとられものである。需要の伸び率は過去の実績から上にのべた諸要因を加味して推定し、1968～1981年間におけるKWhの平均伸び率は19.4%と Nam Phrom のフイージビリテイ報告書の15%に比し可成り大きめに想定した。これに想定した総合損失率一負荷率からピーク需要を想定してある。(Appendix TABLE D-1)

この需要想定に基づいて東北地方のみを対象とし Nam Phrom Project のフイージビリテイ報告書におけると同様の手法、即ち、YEAとのTie Lineからの受電電力が系統の供給予備力を上まわつた時点において新規供給力を系統に投入するという考えをとることとして Sai Yai 計画の運開時期を検討した。この結果を FIG 3-5 に示した。

この場合供給力としては

既設水力の他に Lam Dom Nai Nam Phrom、及び Tie Line からの受電を考慮した。供給予備力としては Gas Turbine (Korat Ubon) 及び Nam Pong の1台分 8.3 MW を考えた。これは Gas Turbine は Y E A との Tie Line が出来るまでは供給力不足のために高い負荷率で運転しなければならないが Tie Line 完成後はその運転特性と経済性から考えて系統の予備力として運営されるのがよいと判断されるからである。また Nam Pong 発電所は灌漑放流のため設計設備利用率 28% (3台運転) による運転は行なわれたいものと考えられるので2台運転とし、1台は予備力としたものである。

Nam Ngum 発電所は自己の供給区域に電力を供給したあとの供給余力が残る見込であり、これを供給予備力と考えることもできるが明確に決められていないため信頼性が低く、これに基づいて設備計画を行うことは危険であるので今回はこれを一応除外して考えてある。

FIG 3-5 の KW のバランス検討の結果 1976年、1977年には Y E A Tie Line よりの受電電力は夫々 46 MW、63 MW となり系統の供給予備力 38.3 MW を大巾に上まわり Sai Yai 計画の投入が必要となる。従つて1976年に Sai Yai №2 発電所 1977年に №3 発電所をそれぞれ竣工させる必要がある。

以上述べた様に N E E A 系統を単独に考え需要の伸びが可成り急激な場合の Sai Yai 計画の運転開始時期は1976年頃と考えられる。従つて 3・3・1 で述べた如く、1973年頃に開発を行つておけば、この様な事態に対しても対応することができ N E E A 系統の電力供給を安定に行うことができる。

FIG. 3-1 POWER SYSTEM OF NEEA AND YEA

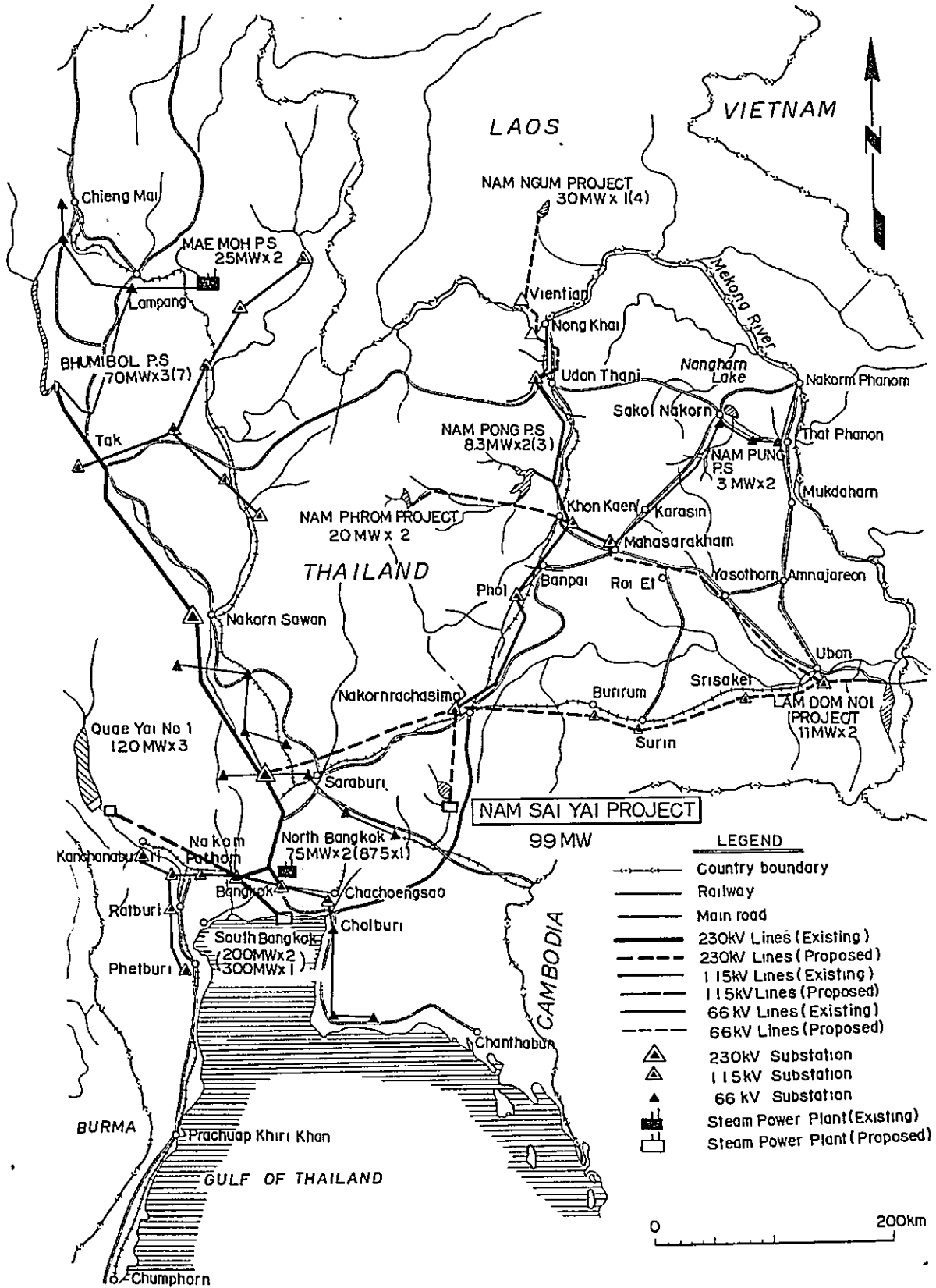


FIG. 3-2 LOAD FORECAST FOR THE YEA 1968 - 1981

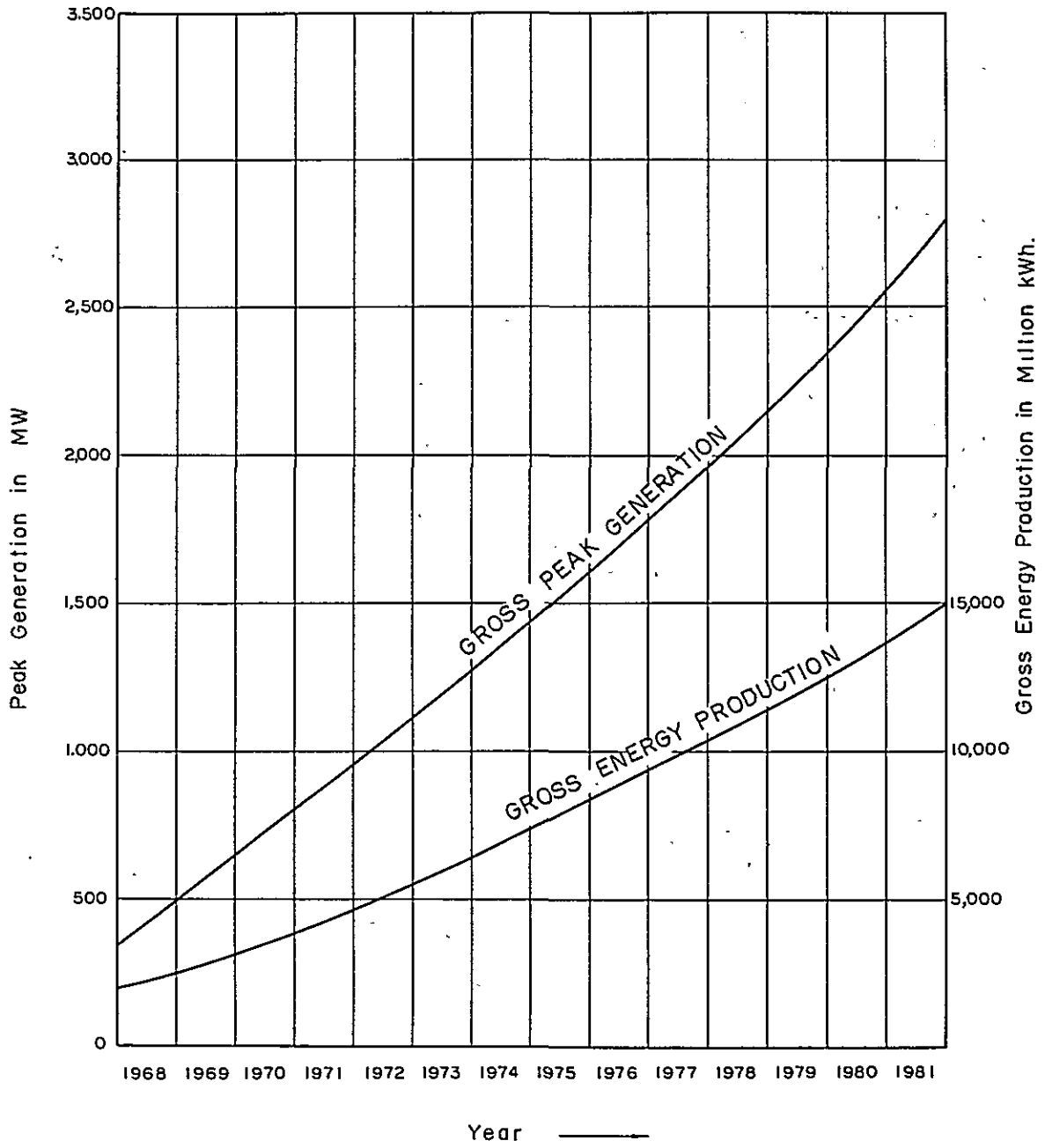
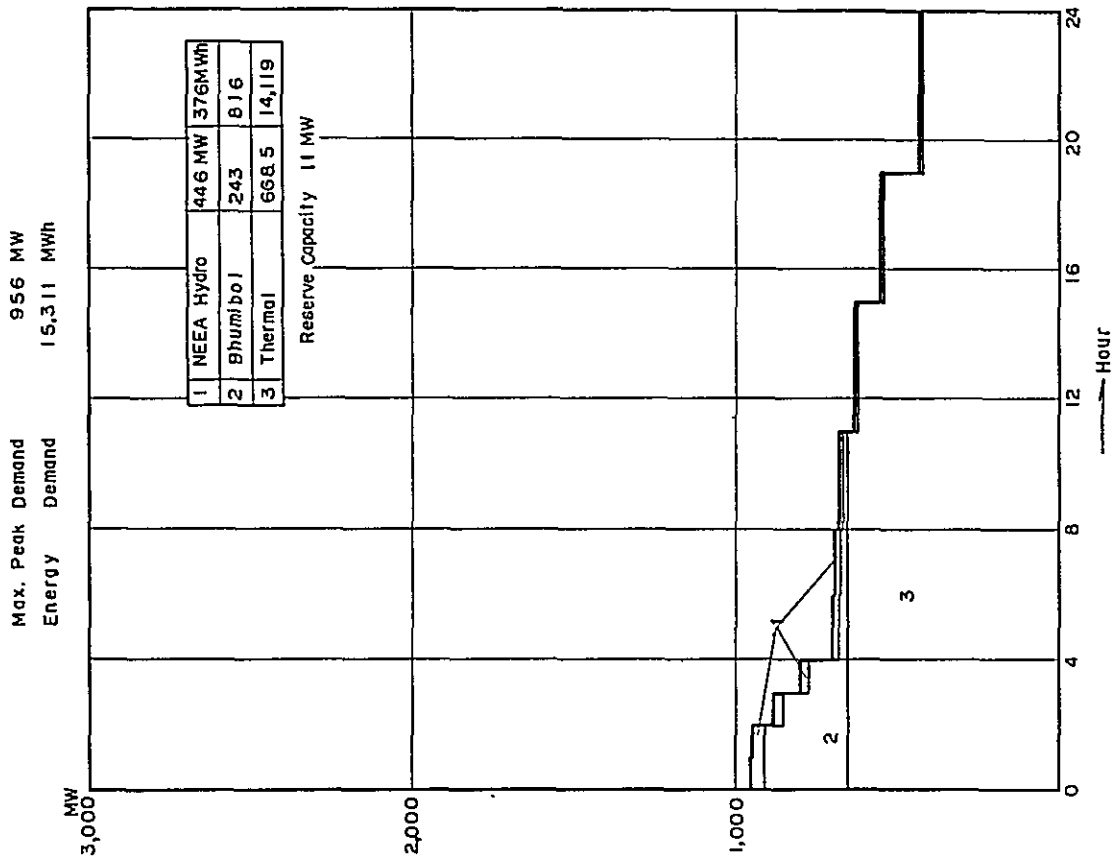


FIG. 3-3 (1) KW BALANCE (A.I.D.)

1971



1972

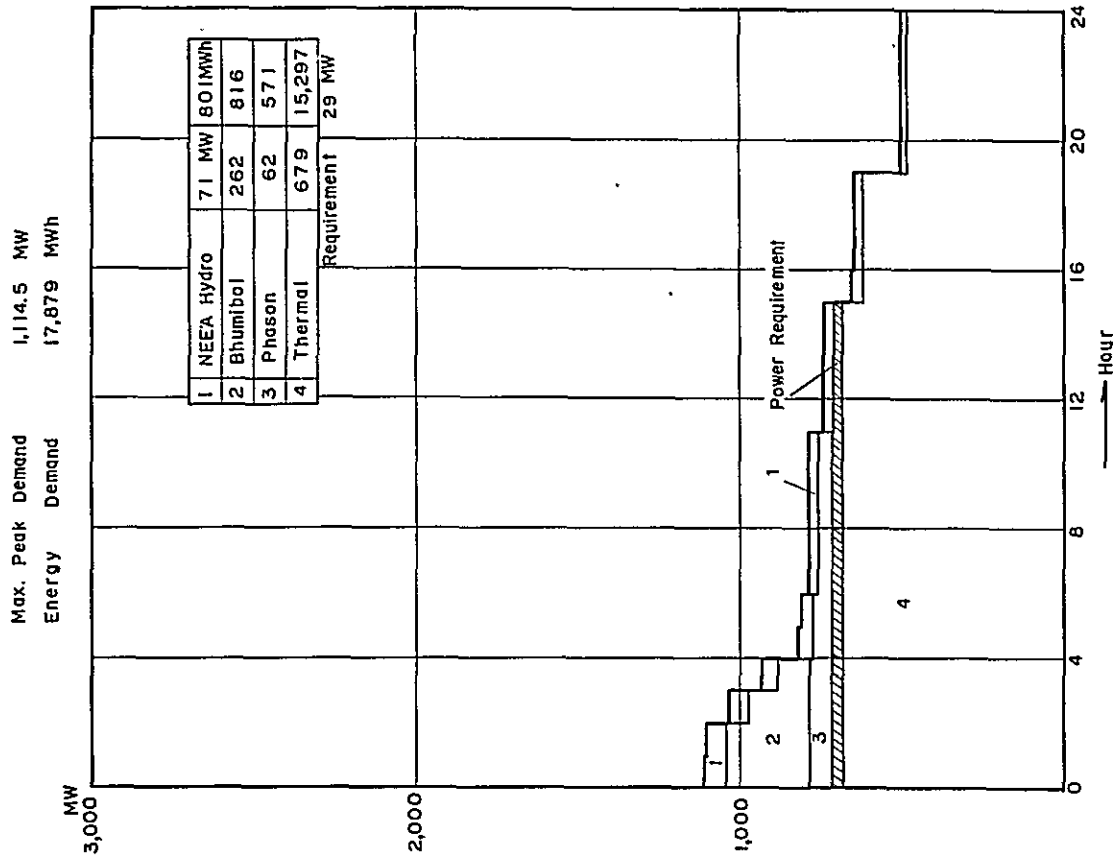
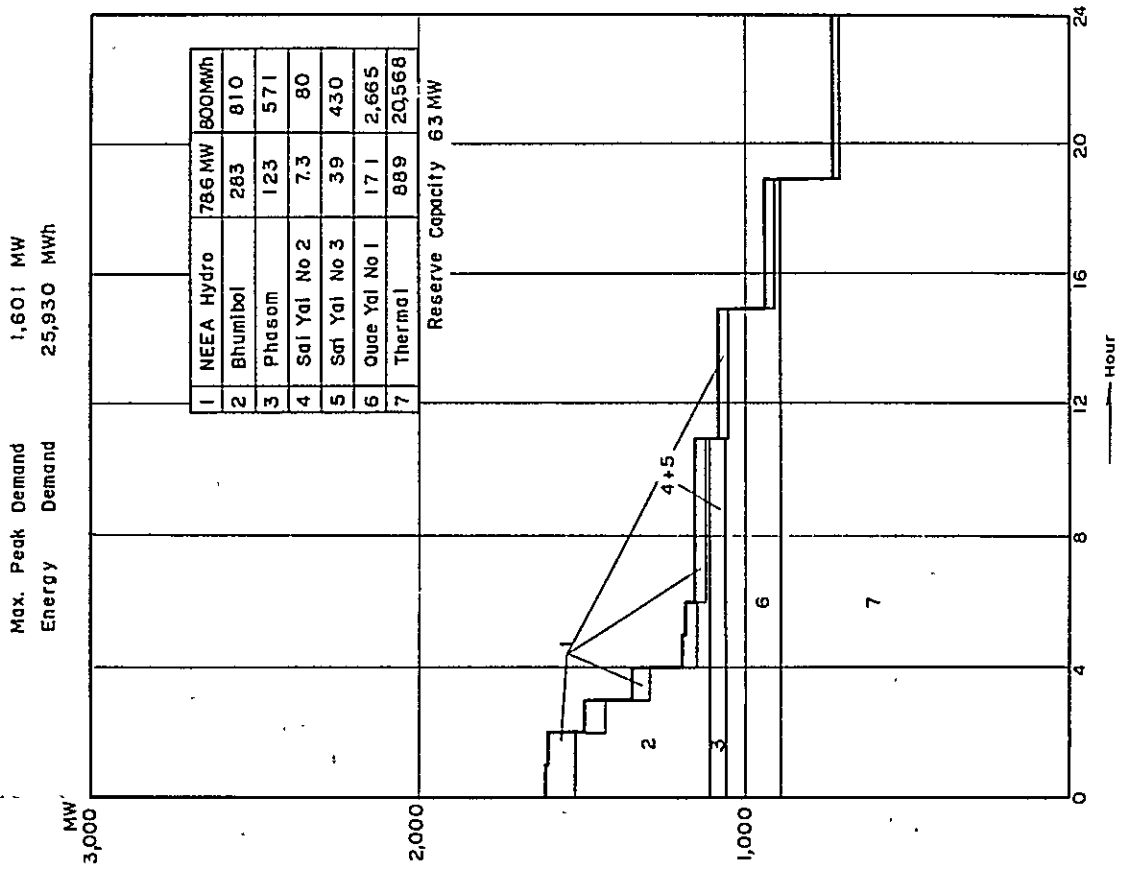


FIG. 3-3 (3) KW BALANCE (A.I.D.)

1975



1976

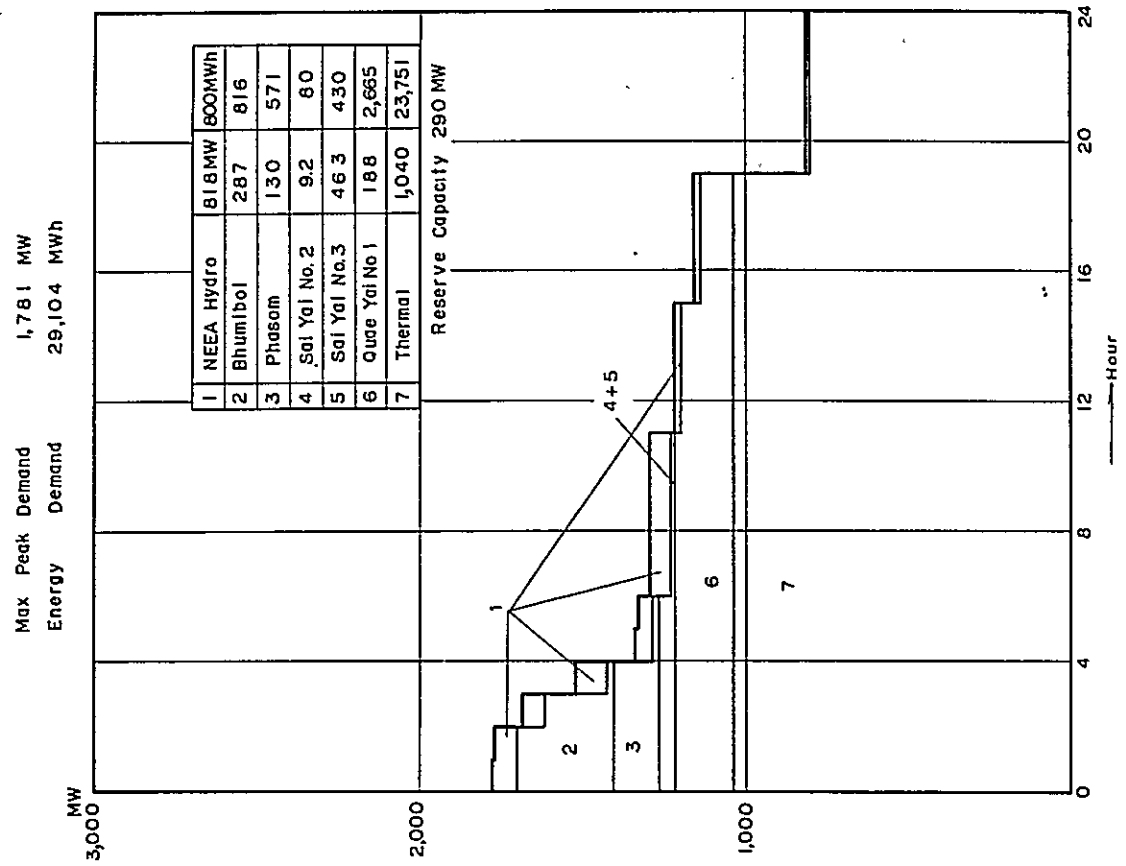
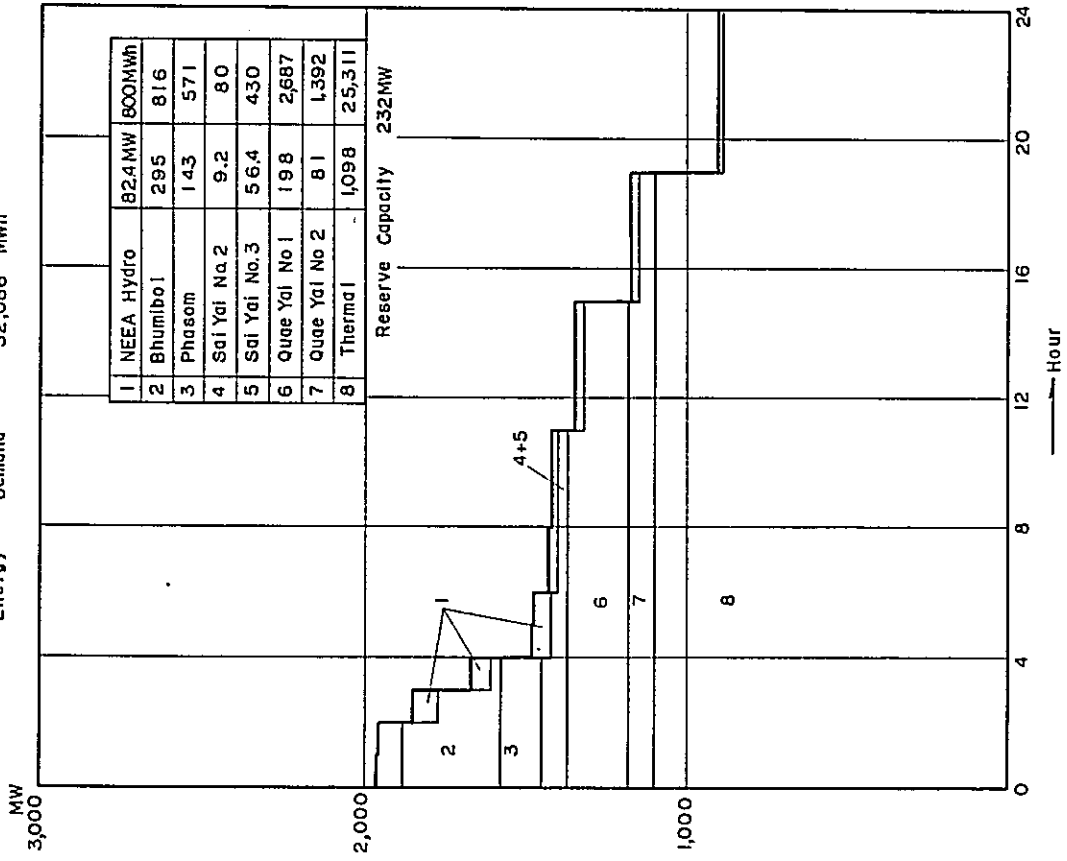


FIG. 3-3 (4) KW BALANCE (A.I.D.)

1977

Max Peak Demand 1,963 MW
Energy Demand 32,086 MWh



1978

Max Peak Demand 2,157 MW
Energy Demand 25,243 MWh

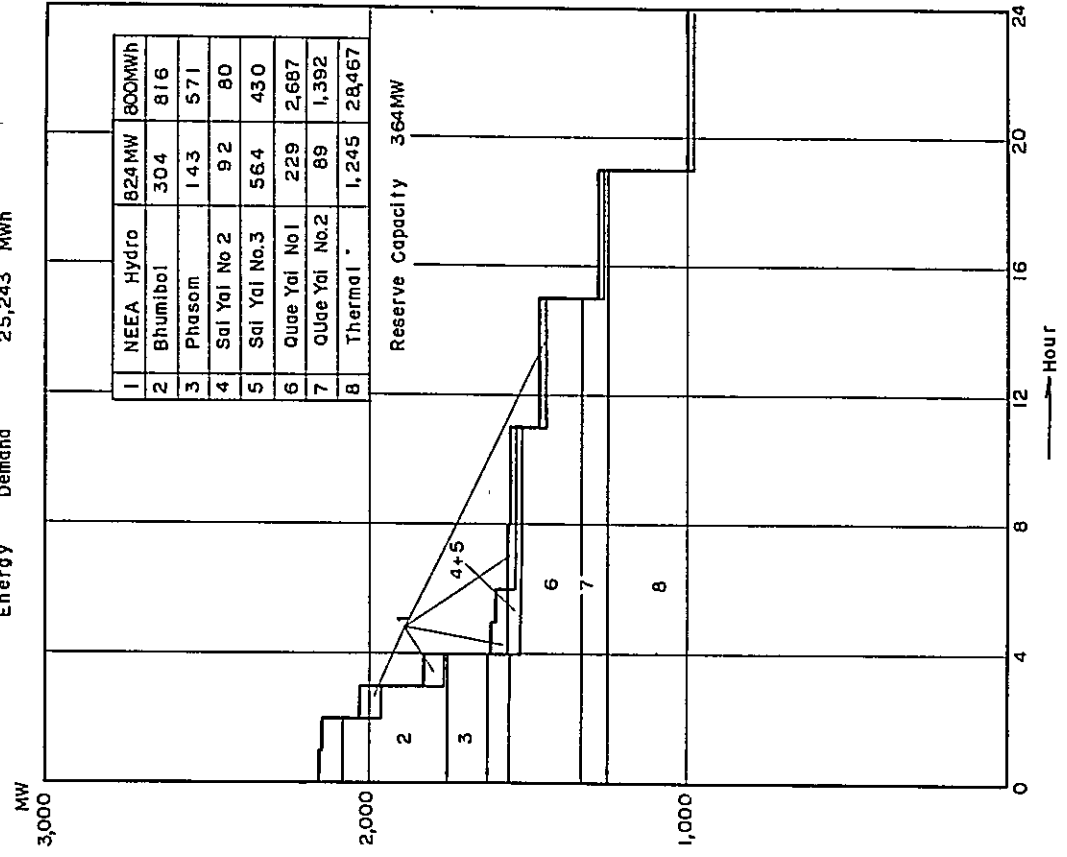
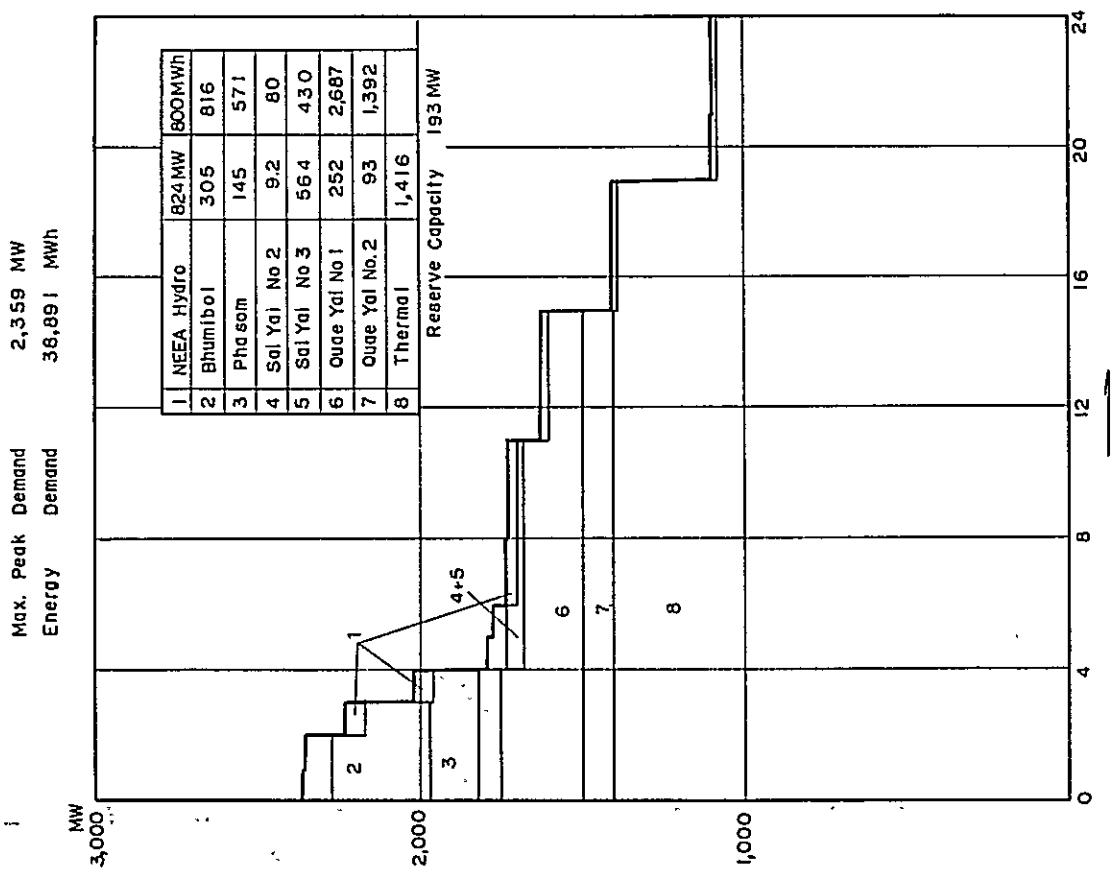


FIG. 3-3 (5)

1979



KW BALANCE (A.I.D.)

1980

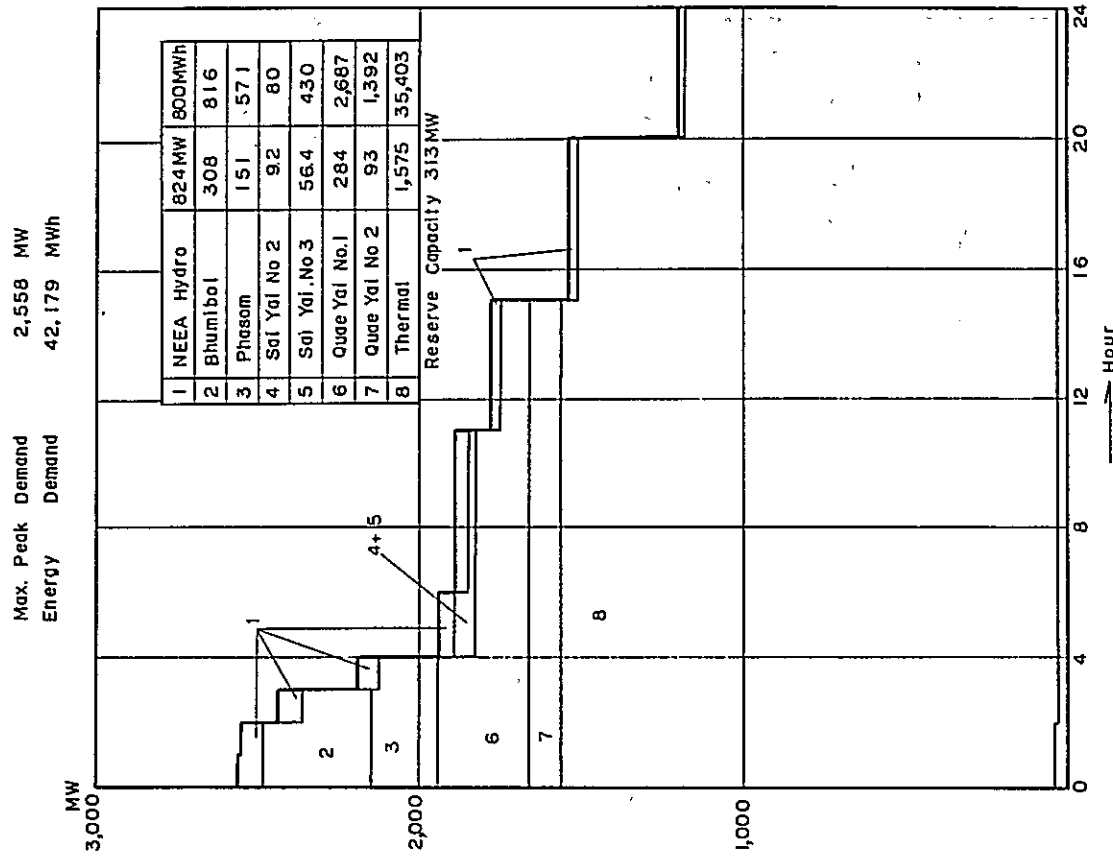


FIG. 3-4 LOAD FORECAST FOR THE NORTHEAST REGION
(1968-1981)

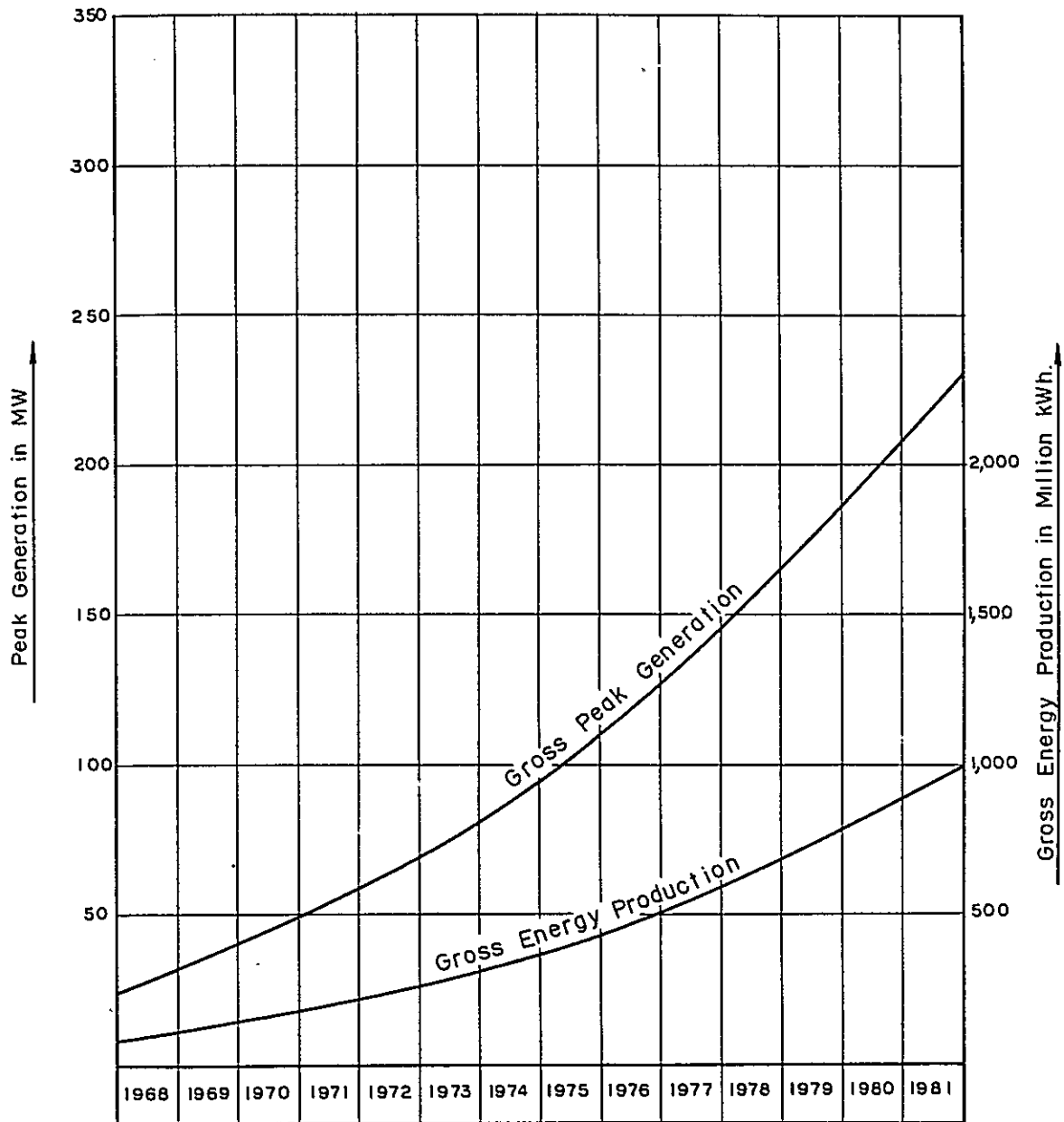


FIG. 3-5 (1) KW BALANCE (NEEA)

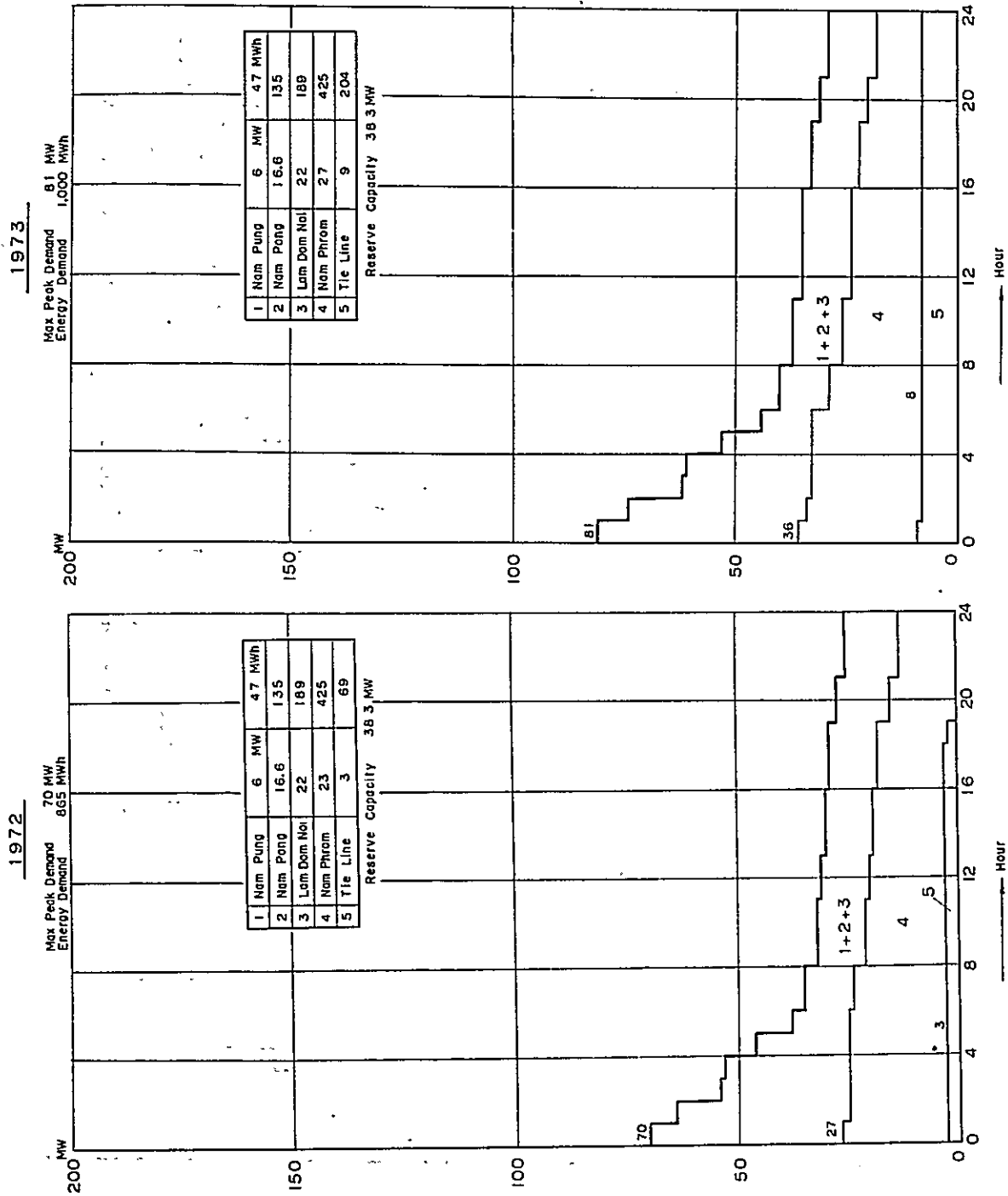


FIG. 3-5 (2) KW BALANCE (NEEA)

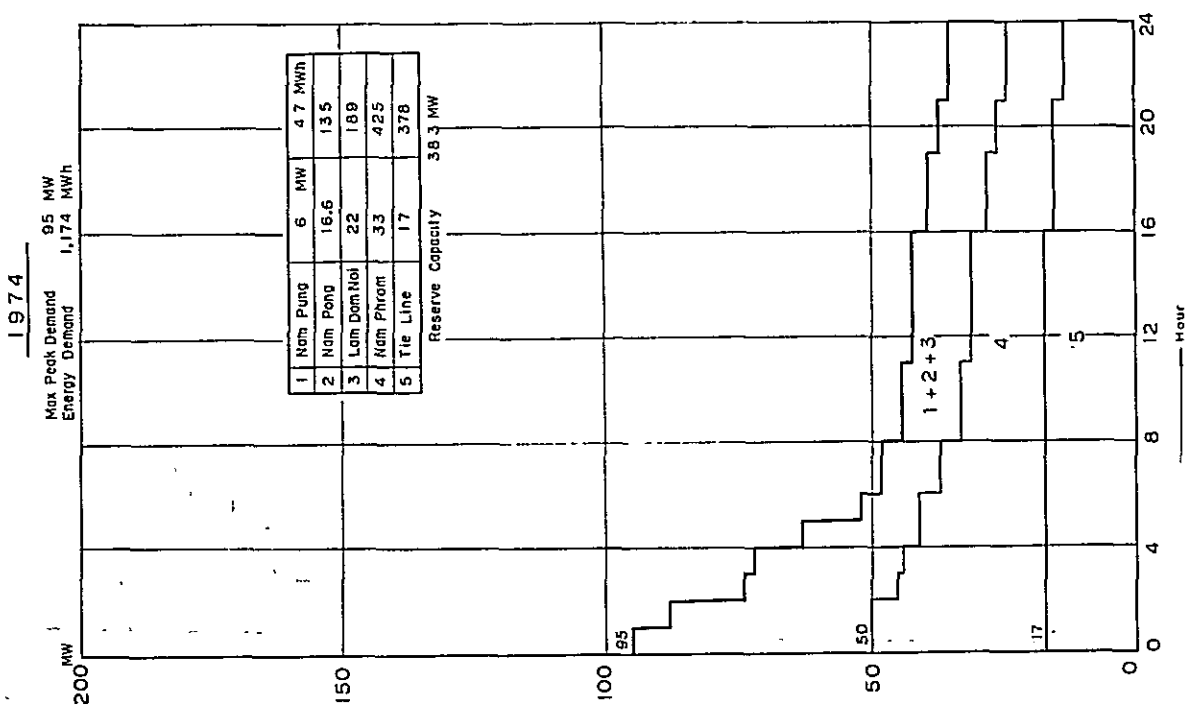
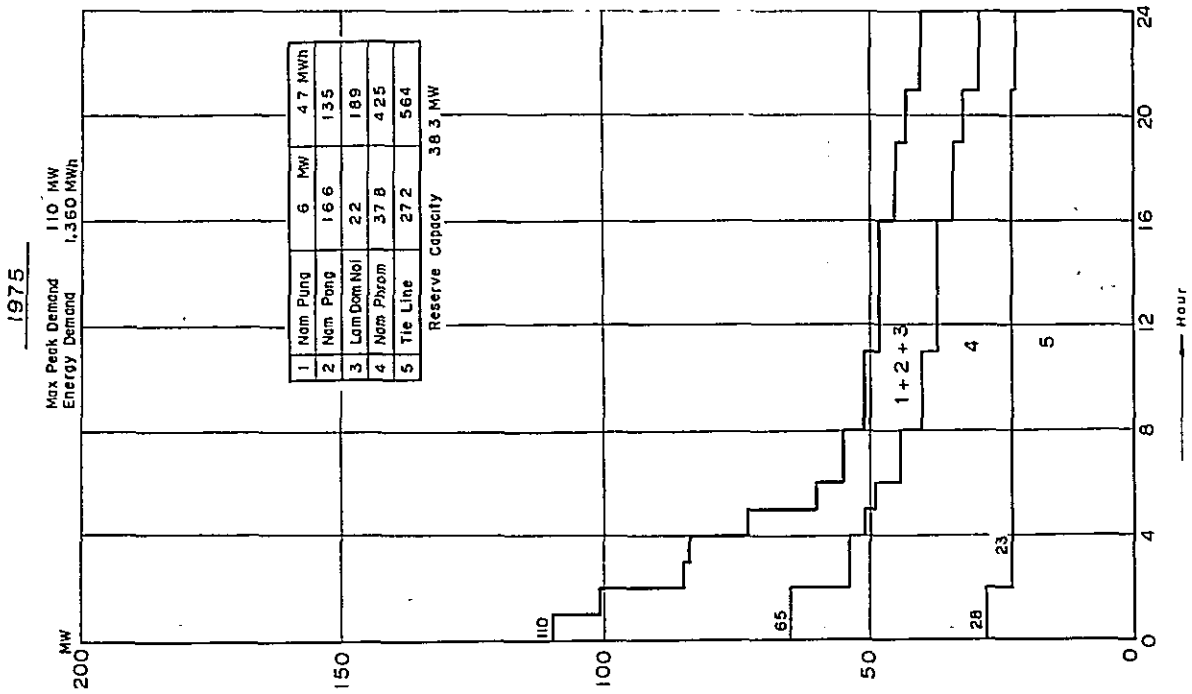


FIG. 3-5 (3) KW BALANCE (NEEA)

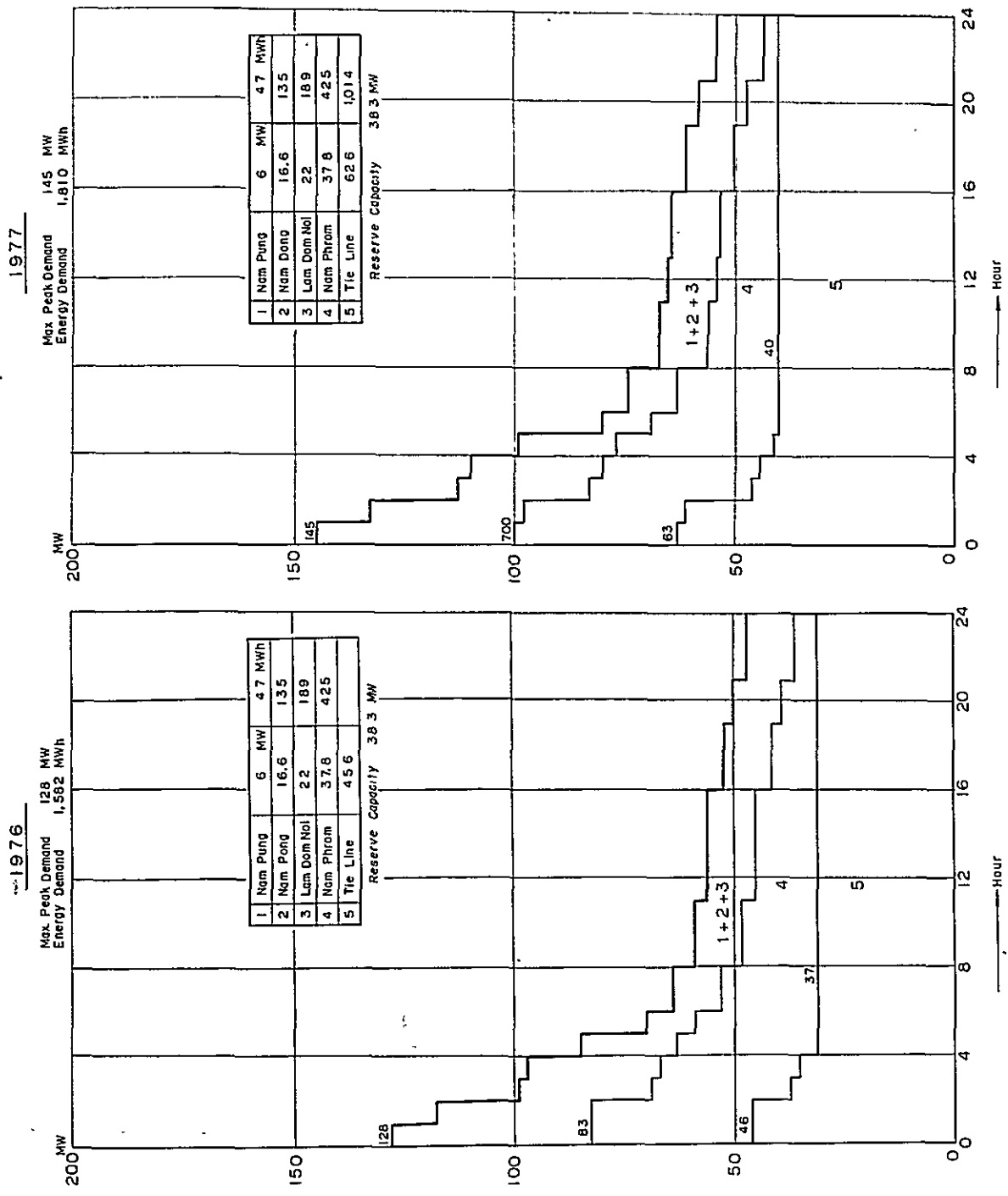


FIG. 3-5 (4) KW BALANCE (NEEA)

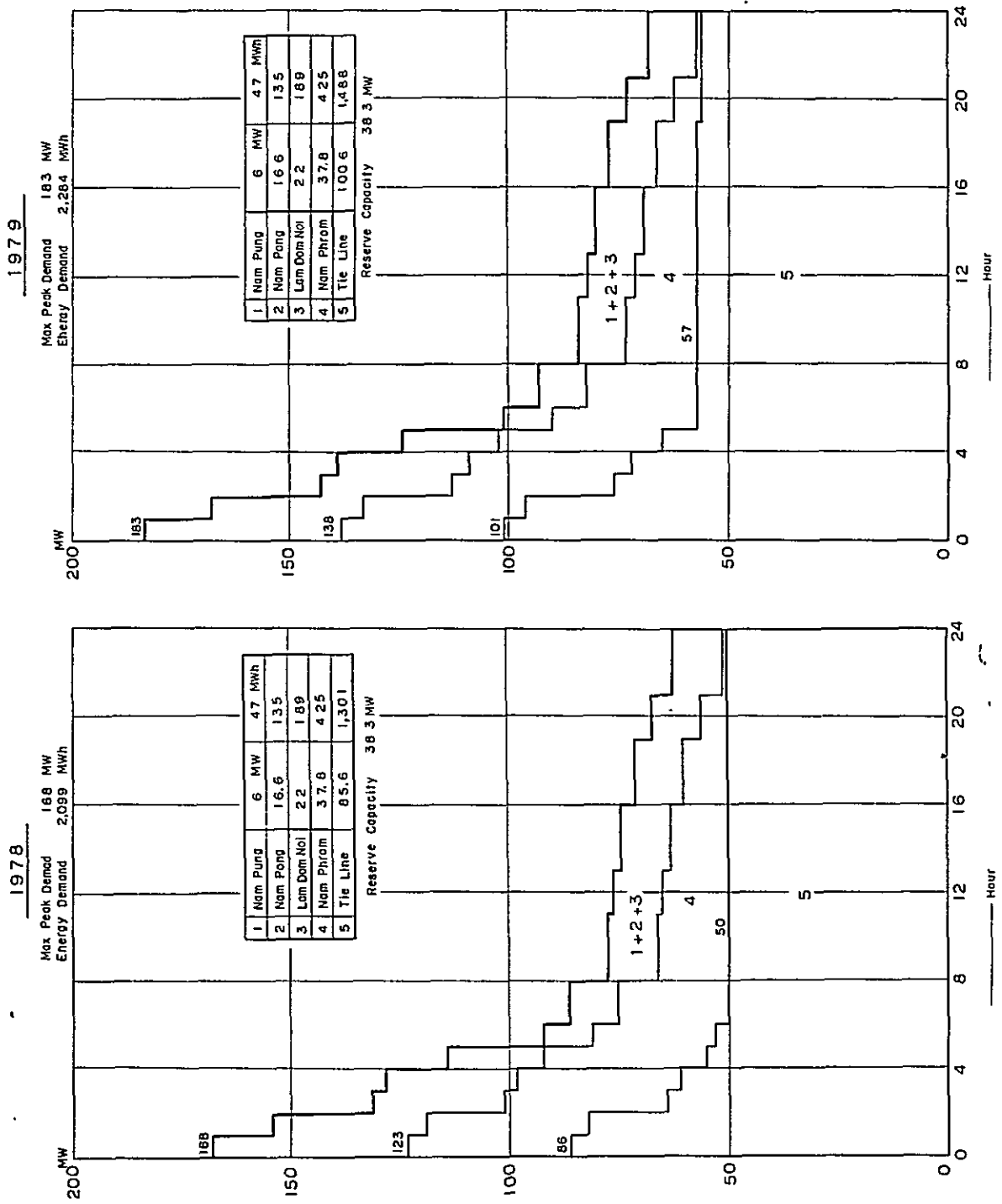
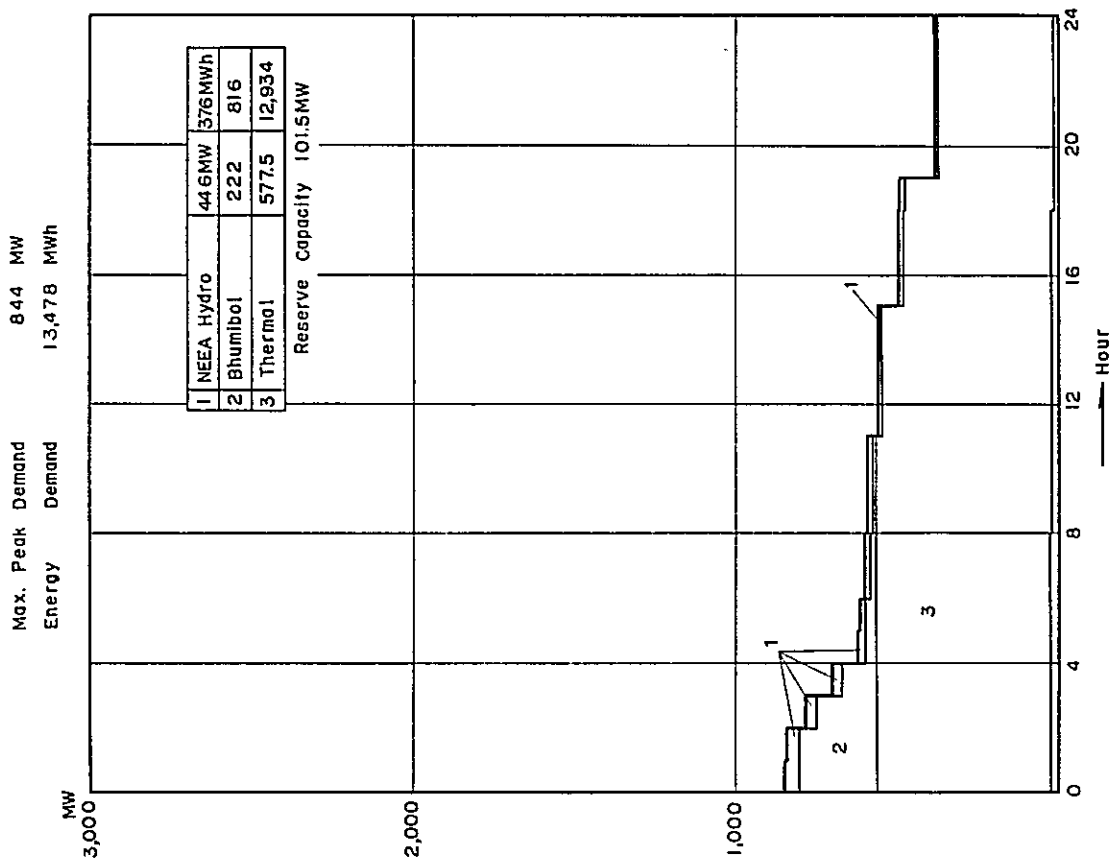


FIG. 3-6 (1) KW BALANCE (E.P.D.C.)

1971



1972

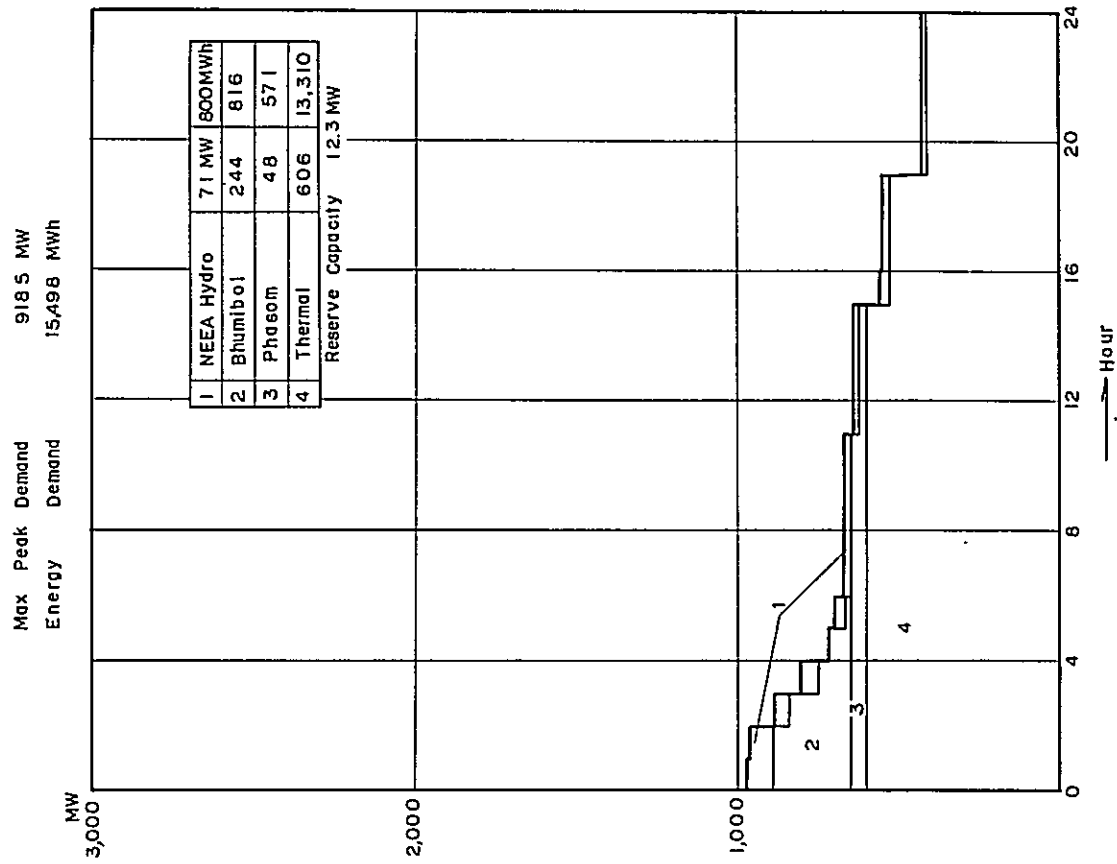
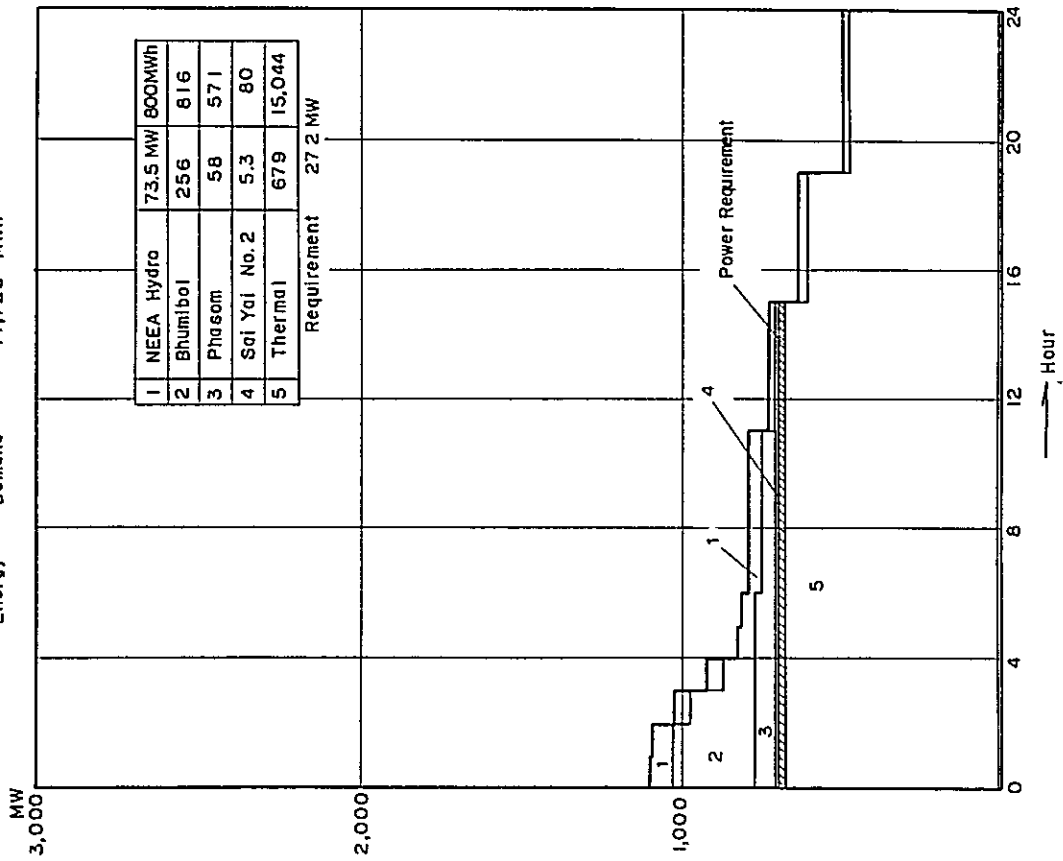


FIG. 3-6 (2) KW BALANCE (E.P.D.C.)

1973

Max. Peak Demand 1,099 MW
Energy Demand 17,725 MWh



1974

Max. Peak Demand 1,242 MW
Energy Demand 20,043 MWh

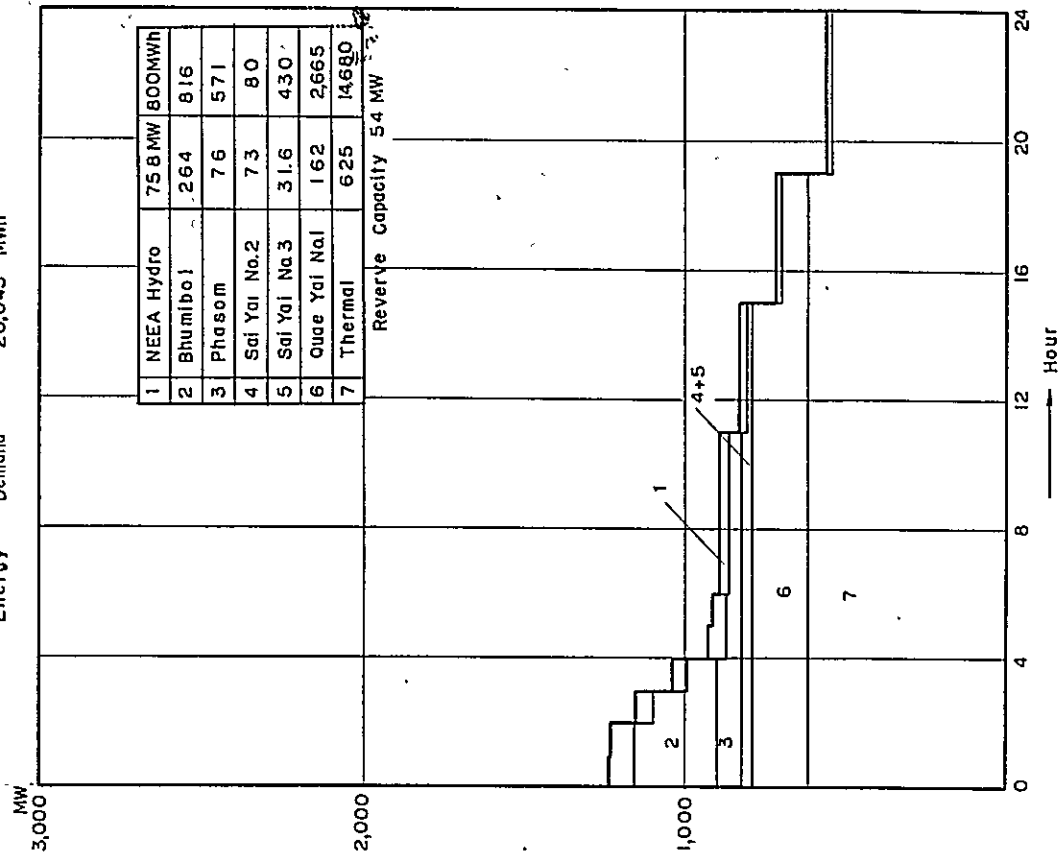
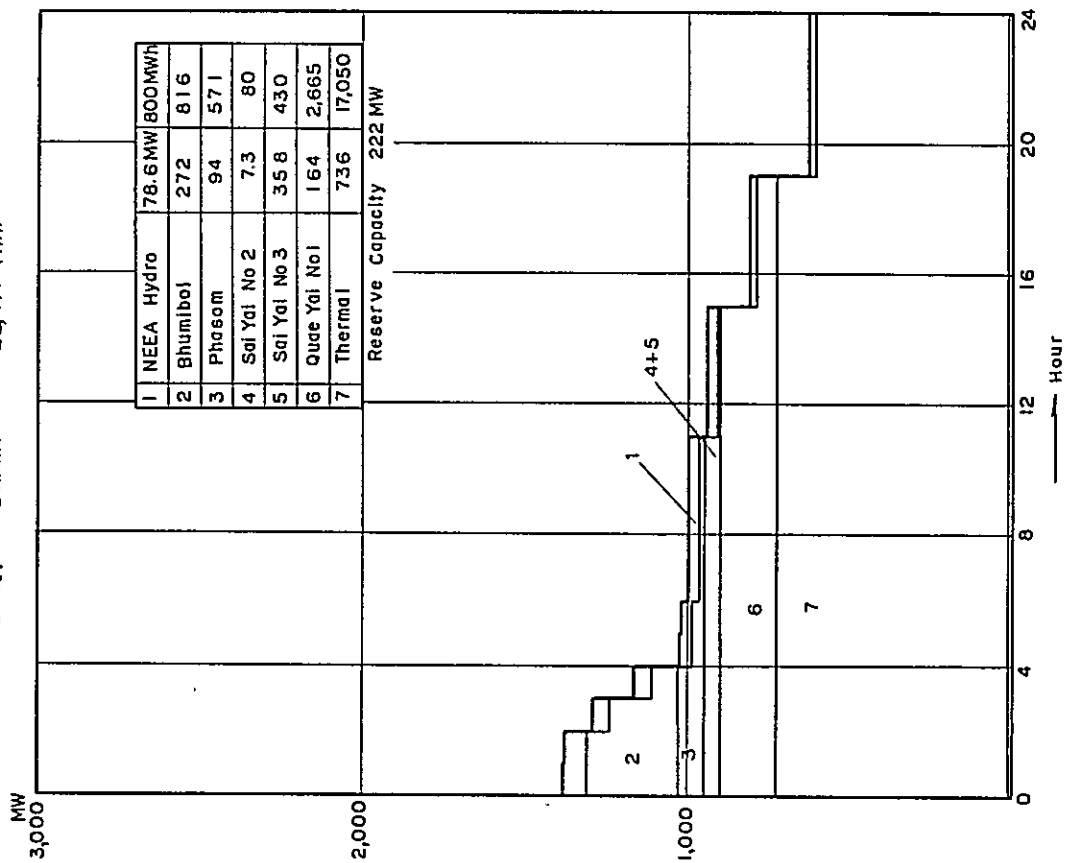


FIG. 3-6 (3) KW BALANCE (E.P.D.C.)

1975

Max. Peak Demand 1,387 MW
Energy Demand 22,414 MWh



1976

Max. Peak Demand 1,553 MW
Energy Demand 25,268 MWh

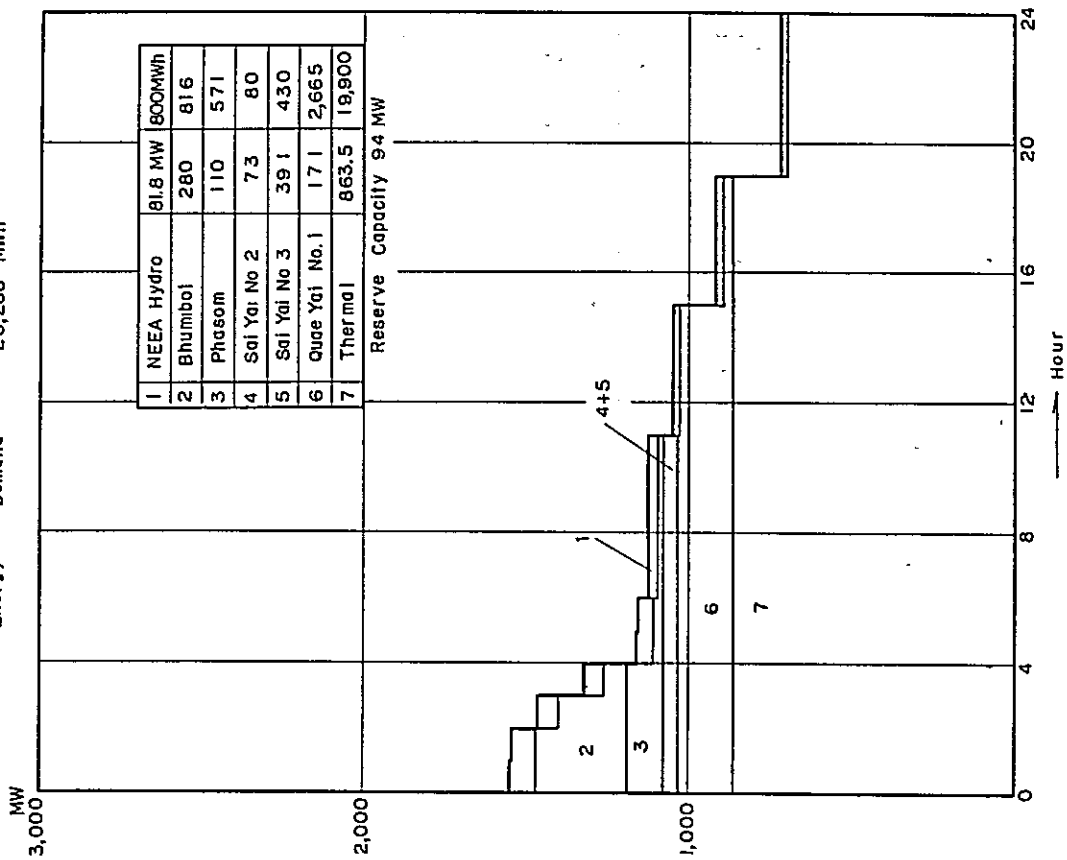


FIG. 3-6 (4)

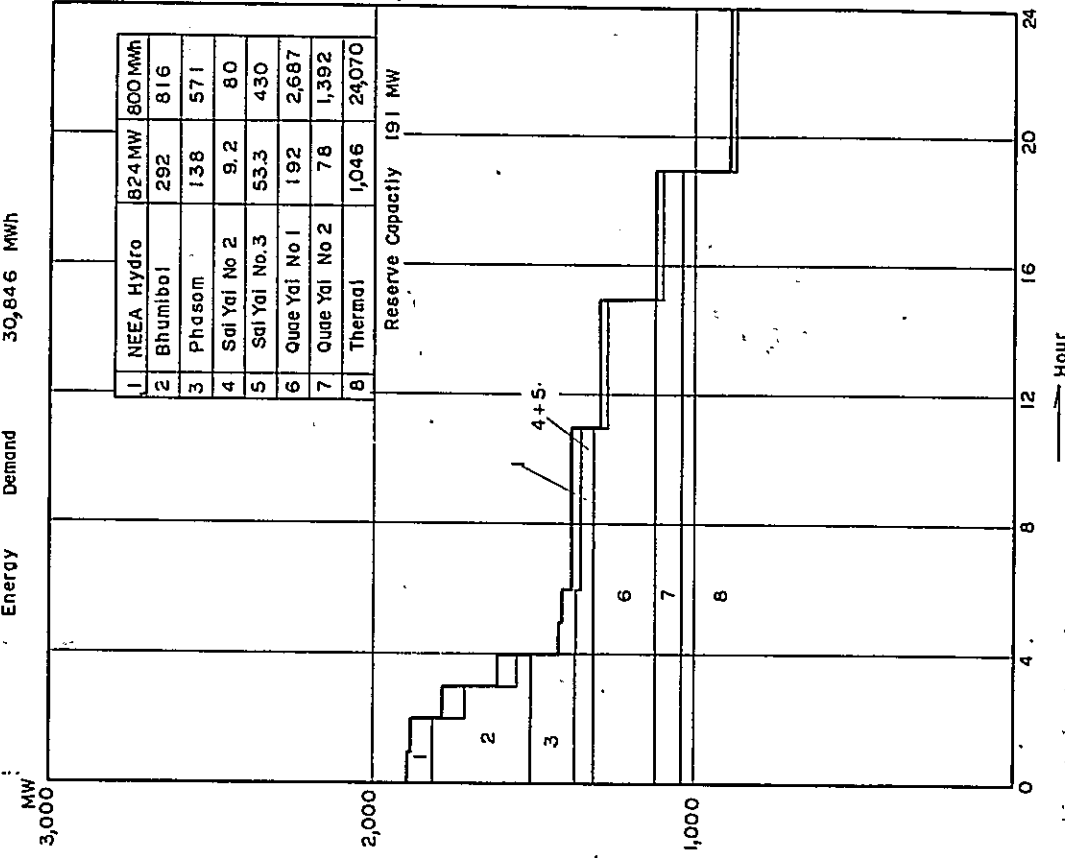
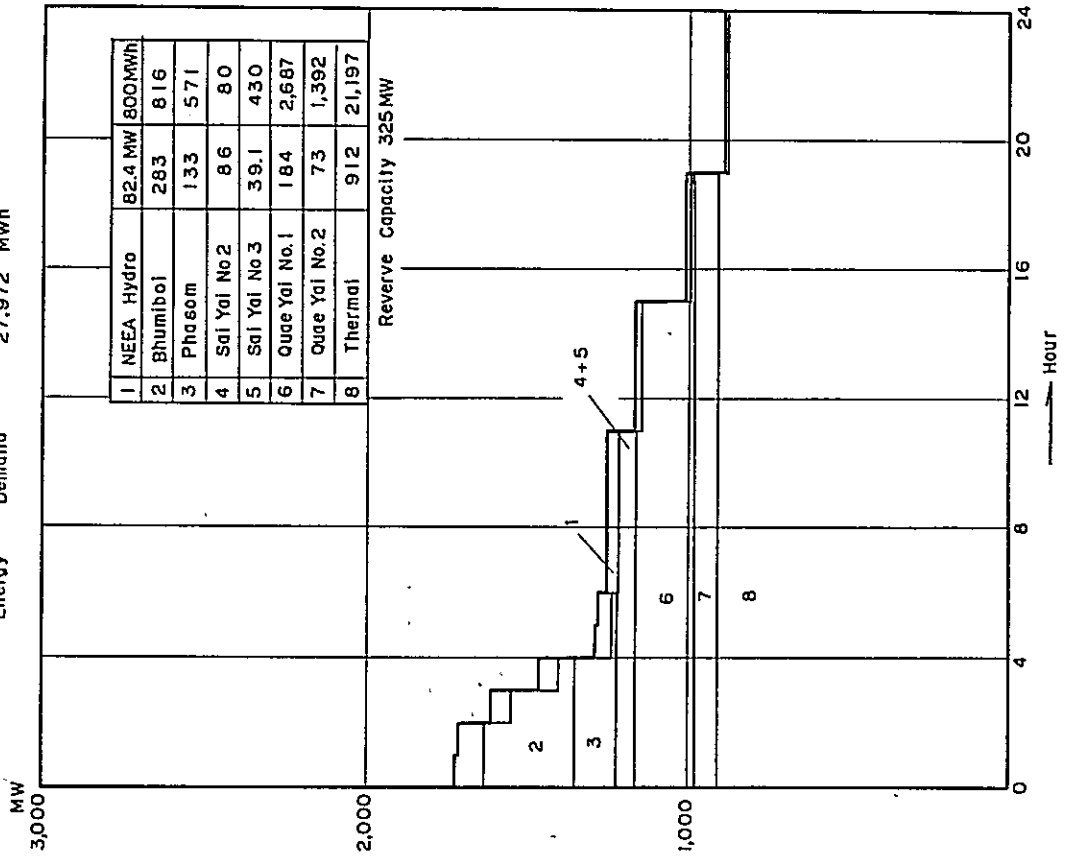
KW BALANCE (E.P.D.C.)

1977

1978

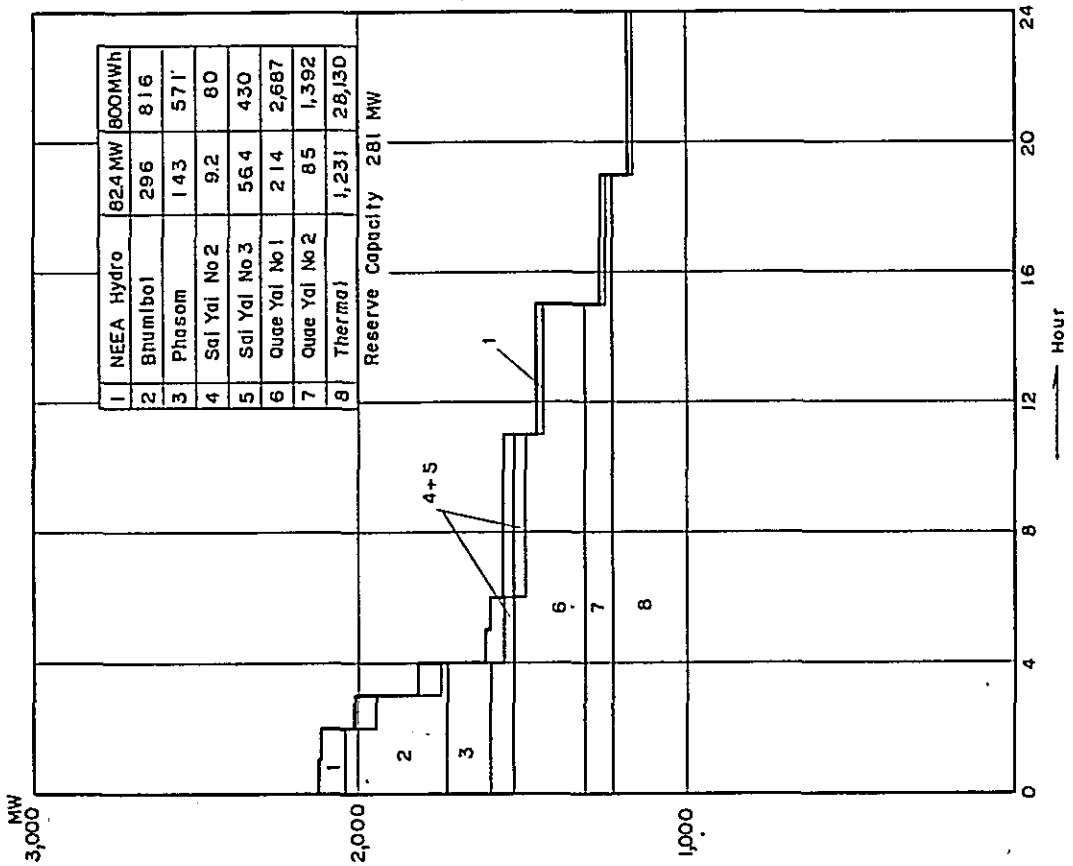
Max. Peak Demand 1,715 MW
Energy Demand 27,972 MWh

Max. Peak Demand 1,890 MW
Energy Demand 30,846 MWh



1979

Max. Peak Demand 2,120 MW
Energy Demand 34,905 MWh



1980

Max. Peak Demand 2,254 MW
Energy Demand 37,118 MWh

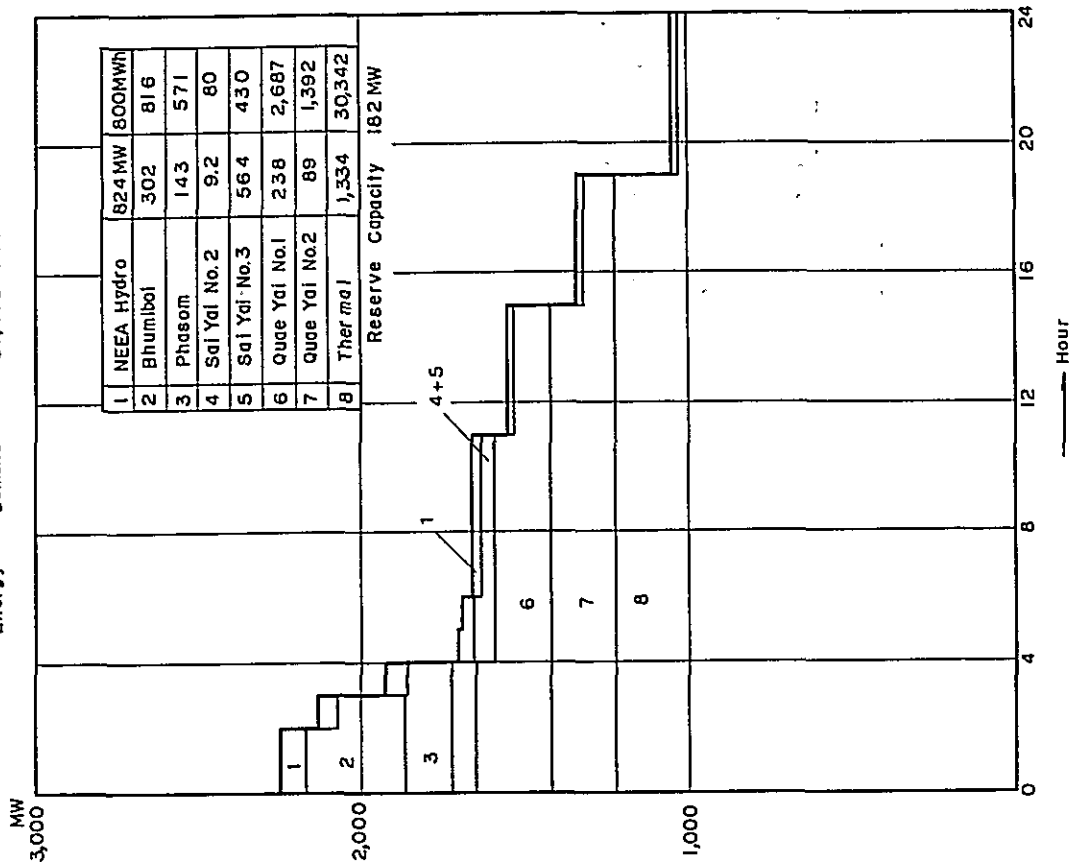


FIG. 3-6 (5) KW BALANCE (E.P.D.C.)

TABLE 3-1 LOAD FORECAST FOR THE YEAR 1968-1981
(AID LOAD FORECAST FOR YEA SYSTEM)

Fiscal Year	YEA System				NEEA System				Total			
	Energy Demand	Energy Growth Rate	Load Factor	Power Demand	Energy Demand	Energy Growth Rate	Load Factor	Power Demand	Energy Demand	Energy Growth Rate	Load Factor	Power Demand
	(million kWh)	(%)	(%)	(MW)	(million kWh)	(%)	(%)	(MW)	(million kWh)	(%)	(%)	(MW)
1968	2,330	28.7	59.5	447	123	76.0	38.0	37.1	2,453	30.5	57.8	484
1969	2,933	25.9	59.5	563	157	27.7	38.0	47.2	3,090	26.0	57.8	610
1970	3,631	23.8	60.0	691	220	40.0	38.6	65.0	3,851	24.7	58.2	756
1971	4,441	22.3	60.0	845	254	15.5	41.0	71.0	4,695	22.0	58.5	916
1972	5,275	18.8	60.5	995	280	10.2	41.3	77.5	5,555	18.5	59.0	1,073
1973	6,150	16.6	61.0	1,160	300	7.0	41.5	82.7	6,450	16.0	59.2	1,243
1974	7,047	14.6	61.0	1,319	322	7.2	42.0	87.5	7,369	14.3	60.0	1,407
1975	7,947	12.8	61.5	1,487	348	8.0	42.6	93.2	8,295	12.5	60.0	1,580
1976	8,897	12.0	61.5	1,651	371	6.7	42.6	99.5	9,268	11.7	60.5	1,751
1977	9,898	11.3	62.0	1,837	395	6.4	43.3	104	10,293	11.0	60.5	1,941
1978	10,929	10.4	62.0	2,012	420	6.3	43.2	111	11,349	10.5	61.1	2,123
1979	11,996	9.8	62.5	2,209	446	6.0	43.4	116	12,442	9.5	61.0	2,325
1980	13,154	9.7	62.5	2,403	474	6.5	44.3	122	13,628	9.5	61.7	2,525
1981	14,400	9.5	63.0	2,630	496	4.4	43.9	129	14,896	9.3	61.7	2,759

TABLE 3-2 LOAD FORECAST FOR THE YEAR 1968-1981
(EPDC LOAD FORECAST FOR YEA SYSTEM)

Fiscal Year	YEA System				NEEA System				Total			
	Energy Demand	Energy Growth Rate	Load Factor	Power Demand	Energy Demand	Energy Growth Rate	Load Factor	Power Demand	Energy Demand	Energy Growth Rate	Load Factor	Power Demand
	(million kWh)	(%)	(%)	(MW)	(million kWh)	(%)	(%)	(MW)	(million kWh)	(%)	(%)	(MW)
1968	2,253	24.4	59.5	432	123	76.0	38.0	37.1	2,376	26.0	57.7	469
1969	2,755	22.3	59.5	529	157	27.7	38.0	47.2	2,912	22.8	57.7	576
1970	3,313	20.3	60.0	630	220	40.0	38.6	65.0	3,533	21.5	58.0	695
1971	3,933	18.7	60.5	748	254	15.5	41.0	71.0	4,187	18.5	58.4	819
1972	4,582	16.5	60.5	865	280	10.2	41.3	77.5	4,862	16.3	58.9	943
1973	5,242	14.4	61.0	989	300	7.0	41.5	82.7	5,542	14.0	58.8	1,076
1974	5,970	13.9	61.0	1,117	322	7.2	42.0	87.5	6,302	13.8	59.7	1,205
1975	6,776	13.5	61.5	1,268	348	8.0	42.6	93.2	7,124	13.0	59.8	1,361
1976	7,657	13.0	61.5	1,421	371	6.7	42.6	99.5	8,028	12.7	60.3	1,521
1977	8,561	11.8	62.0	1,589	395	6.4	43.3	104	8,956	11.6	60.5	1,693
1978	9,468	10.6	62.0	1,743	420	6.3	43.2	111	9,888	10.4	60.9	1,854
1979	10,453	10.4	62.0	1,925	446	6.0	43.4	116	10,899	10.1	61.0	2,041
1980	11,530	10.3	62.5	2,106	474	6.5	44.3	122	12,004	10.0	61.5	2,228
1981	12,602	9.3	62.5	2,302	496	4.4	43.9	129	13,098	9.0	61.5	2,431

TABLE 3-3 LOAD FORECAST FOR NORTHEAST REGION (1968 -- 1981)

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Energy Demand at Customer (million kWh)	77.5	99	126	158	193	232	279	329	388	450	523	594	680	760
Increasing rate (%)	30	27.5	27.5	25	22.5	20	20	18	18	16	16	14	14	12
Loss Factor (%)	30	30	29	28	27	26	25	25	24	24	24	23	23	23
Energy Demand at Power plant (million kWh)	111	142	178	220	265	314	372	440	510	592	688	771	884	986
Load Factor (%)	36	37	37	38	38	39	39	40	40	41	41	42	42	43
Peak Demand (MW)	31.0	38.4	48.1	58.0	69.8	80.5	95.4	110	128	145	168	183	210	229
Estimated Population (thousand)	11,125	11,481	11,850	12,230	12,620	13,020	13,440	13,870	14,310	14,770	15,245	15,733	16,240	16,760
Energy Generation per Capita (MWh)	10	12.5	15	18	21	24	28	32	36	40	45	49	55	59
Energy Consumption per Capita (kWh)	7	8.6	10.5	13	15	18	21	24	27	31	34	38	42	45

才 4 章

開 発 計 画

第 4 章 開 発 計 画

4. 1 計画地域の概況

4. 1. 1 Nam Sai Yai 流域及び計画地点の位置

Nam Sai Yai は Dangrek 山脈に源を發し、タイ国内においても比較的雨量の多いこの山脈地帯の水を集めつつ漸次蛇行して南へ流れる。この山脈はタイ国の首都 Bangkok と東北地方の中心都市 Korat とのほぼ中間にあつて、標高は約 1 0 0 0 m に達するものもあり、北東斜面は Korat 高原を流下する Mekong 河支流 Mae-Mune 水系の流域に入り南西斜面は Mae Nam Bang Pakong 河支流である Nam-Sai Yai の流域に入る。

Nam Sai Yai は第 2 Dam Site に予定している Wang Heo 地点から Nam Sai Noi との合流点附近までは約 4 0 分の 1 の河川勾配で約 5 0 0 m の標高差を流下し、水力発電地点として、この流域で最も有利な落差を提供している。この後 Nam Sai Yai は Kabinburi 附近まで南流ののち、西へ流路を変え、Mae Nam Bang Pakong に合流ののち、Bangkok の東方約 6 0 K m の地点でシヤム湾にそそいでいる。

計画地域の山岳地帯は上に述べた様に水力資源にめぐまれている。一方平野部は、Bangkok 平野の東端に属し、標高 4 0 m 以下の低平地であるが、これらの平地は、降雨分布の不均等、微弱な地力或いは水利施設の不備などにより、現在農業生産性は極めて低くまた不安定である。この為 Nam Sai Yai 山岳部において貯めた水を下流農業に利用する様になれば、年間を通じ豊かな農作物の栽培が可能となる。

現地への進入は Bangkok からカンボジア国境に通じるハイウエーを利用し、Nakhon Navok, Prachin Buri を経由し、約 1 5 0 K m の行程で計画地点の入口にあたる Kabin Buri に到達する。ここから更に、Nam Sai Yai にそつて北上するが、Kabin Buri から Khok Kaehong を通つて約 3 5 K m は車を利用することが可能であり、それからは徒歩による。幸いにして、第 2 ダムサイト周辺までは、N E A で伐開を行なわせており、約 1 日弱の徒歩行路で第 2 ダムベースキャンプに到達する。途中は伐開線以外はジャングルにおおわれており、見通しは困難である。しかし現在、N E A は已に工事用道路の建設を始めており、近い将来において現地への進入には何等の困難も伴わなくなるであろう。

4. 1. 2 地 質

(1) 地 形

計画地域は Korat 高原の西南端に位置する。Korat 高原はタイ国北東部に広がる高原で、その面積はタイ国全土の約 1 / 3 に当り、北および東はメコン河でラ

オス国に接し、西は Petcharabun 山地および Dong Phaya Yen の平峰山地、南は San Kam Phaeng 山地と Don Rek 断層に限られている。

計画地域つまり Nam Sai Yai および Nam Sai Noi 盆地は、標高 300 ないし 900 m の起伏の緩かな台地である。この台地の頂は平坦な地形を呈し、南西と北東側は標高差 100 ないし数百 m の急崖をなし、北西から南東へ延びるホルスト式の地形を呈している。

Nam Sai Yai とその支流の Nam Sai Noi の流路は地質構造に支配され、地層の走行、傾斜あるいは弱線の方角と密接な関係をもっている。

Nam Sai Yai の河川勾配は上流部および下流部では急であり、所々に急流や滝があるが、貯水池域にあたる中流部では極めてゆるやかであり、広大な貯水池を形成しうる。

(2) 地 質

Korat 高原は印度支那半島の核となつている Cambodian Mass の外縁にあり、その基盤は、中生代に属する Korat 統の地層で、主として砂岩、沈泥岩および頁岩よりなり、礫岩も一部に存在する。これらの地層は非常に低傾斜で畳重しているので Burmese-Malayan Orogene の後期 Cimerian 運動のために、極めてゆるやかな波状褶曲を示している。

岩 種

砂岩は細粒ないし粗粒であるが、時に礫質の部分が認められる。新鮮な岩石は灰色ないし濃灰色であるが、風化部は黄褐色ないし赤褐色に変じ、平坦地ではラテライト化作用を屢々受けている。粒度や膠結物質などの差異のため、風化作用に対する抵抗性が異なり、表層部は緻密堅硬であつても深部で吸水性が増加したり、軟弱な岩層が存在する。砂岩の平均的な硬度は砥石程度であり、新鮮なものは透水性はほとんどない。

砂岩の表面には垂直の節理やクラックが発達していることが多い。これらの節理やクラックに沿つて深部まで風化作用が及んでいることも稀でなく、さらに層理や軟弱層に沿う水平方向の風化がすみ、表層部の硬質の砂岩は根なしの岩盤となつたり、硬軟両岩質が繰り返すサンドイッチ状の岩盤を呈することもある。

砂岩の風化過程では、大塊より直ちに砂となる傾向があるので、河床推積物には礫の量は少ない。

礫岩は計画地域の南部で、屢々転石として認められるが、露頭は見出されない。礫は指頭大の珪質岩が主であり、基質は概してルーズなので、風化によつて容易に分解する。

沈泥岩や頁岩は、表層部は風化作用のために土質となつており、分布の割合には露頭

が非常に乏しい。新鮮なものは、多くの場合濃灰色を呈しているが、時にはチョコレート色や濃緑色のものもある。風化作用に対する抵抗性は砂岩に比べて劣り、風解性の岩質のものもある。

(3) 層位と地質構造

Fig 4-1 は航空写真判読を基礎として、地表踏査およびコアボーリングの結果をも考慮して作成したもので、岩相の分布と地質構造とを示している。

First formationは、おおむね平坦な山頂部をおおう、比較的層厚の薄い砂岩とこれを被う細砂質の物質であろう。Second formation と Third formation は沈泥岩と砂岩の互層であるようで、前者は沈泥岩が、後者は砂岩が優勢な地層のようである。Fourth formation は塊状の砂岩であるらしい。

地層は巨視的には南東から南へ極めて緩かな傾斜をしているようであり、おだやかな波動褶曲を示し、甚しい褶曲はみられない。大きな断層は認められないが、節理やクラックは存在している。これらの弱線の中で、Khao Khal 山附近から Nam Sai Noi の上流に延びる線は明らかに断層と思われる。

(4) 沖積層

計画地域の山地は、浅薄な風化残留土におおわれており、岩盤の露頭は稀である。風化残留土は原岩の岩種により、シルト質細粒砂を主とするが、場所によつては粘土質の所もある。平坦な地形の所では、貧弱ではあるがラテライト化作用を受けて、土質の中にラテライトの小球や結核がみられる。

河川流域には、各所に河床推積物や氾濫原が存在する。そのほとんどは細粒砂で、礫は局部的に僅かに堆積しているにすぎない。また、礫形も小さいものが多い。

(5) 構造物の地質

主ダム (Fig B-1 参照)

1. ダム地点の河床部には岩盤が露出するが、両岸の山腹部には露頭が認められない。コアボーリングやオーガーボーリングの結果によると表土の厚さは4.5ないし9.3 m であるが、概ね6 m 程度である。
2. ダム地点は主として砂岩を主とする地層から構成されている。しかし左岸Hole-7 と右岸のHole-2 付近は沈泥岩が発達しており、両翼部つまり、左岸のHole-8 から9 と右岸のHole-1 付近は薄い沈泥岩の下位には砂岩を主とする層が分布する。この地質状態からみると、沈泥岩はレンズ状体で存在しているようである。
3. これらの岩石のうち砂岩は概ね堅硬であるが、沈泥岩は風化作用を受けやすく、表層部は厚さ2~5 m の軟弱層となつている。また、右岸のHole-1 からHole-2 にかけては風化層の下に風解性細粒砂岩や沈泥岩が存在する。

これらの風解性岩石は施工上特別な考慮が必要である。

4. 地層はおおむね、走向NW-S E、傾斜は5~10 SWを示している。岩盤には走向N10 W、傾斜垂直に近い節理が顕著な他、亀裂が発達し、これにそう風化により岩盤がブロック化していることがある。風化は地下で水平方向にすゝみ、軟弱地層の上に、堅硬ではあるがブロック化した岩盤が存在する。とがある。また、河床部の岩盤には直径数cmからm単位の凹穴が多くみられる。ただし、大規模な断層は存在しないようである。
5. コアボーリング孔を利用して行なつた圧水試験(Water Leakage Test)では、顕著な透水性地層に近い風化岩を除いては認められない。しかし、軟弱な水平層や風解性岩石については、グラウト工事に際しては特別な考慮を払わねばならない。
6. 築造材料のうち、土質材料はダム付近で採取しうると思われる。しかし、ロック材料、コンクリート骨材については河床礫層も少なく、堅硬な砂岩の分布も限られているようであるので、今後充分調査を行なうべきであろう。

(6) 発電所および導水路(Fig B-1~B-6参照)

1. AおよびBの両案について踏査の他コアボーリングによつて調査を行い比較検討した結果、電源および農業開発計画の規模がほぼ等しく地質が多少良好なのでトンネル延長がかなり短かく、工事費を節減しうるA-Lineを採用することとなつた。
2. 実施したコアボーリングは LineA については13孔 孔長約227m B-Line については22孔、孔長約415mである。
3. A-Lineを構成する地質は Korat 統の沈泥岩および砂岩ならびにこれらの互層から構成されている。導水路は概ね新鮮な岩盤を過ぎることゝなる。B-Lineで見られるよりは風解性地層は認められぬようである。
4. A-Lineの水路経路周辺には大断層も湧水も認められない。
5. A-Lineの調整地ダム地点は左岸側は沈泥岩、河床部から右岸にかけては砂岩を主とする新鮮、塊状の岩盤が存在する。しかし、表土はかなり厚く左岸では約9m、河床部では約3m、右岸では約4mに及んでおり、右岸の取付部付近では表層推積物の下には約4mの厚さの風化岩盤がある。
6. A-Lineの第3発電所付近の表層推積物は厚さ約5mであるが、その下位には新鮮塊状の堅硬な細かいし中粒砂岩が存在する。発電所背後の鉄管路の斜面は約20の勾配であり、現状では斜面は安定している。たゞ局所的にはかなり急勾配な箇所もあり低い岩崖も存在する。表土や風化軟弱層の厚さは比較的厚いようで10mに達する部分もある。
7. 水路巻立用のコンクリート骨材はトンネル掘削に生ずるズリを利用しうるのである。

が、トンネル経路には沈泥岩や頁岩もかなり存在するので、骨材については今後野外調査と室内試験が必要であろう。

4. 1. 3 気象と雨量

計画地域は、熱帯モンスーン気候の影響下にある。11月から2月までは中国大陸からの冷い乾いた空気を運んでくる北東モンスーンの影響を受け、この地域の気温はおだやかであり、雨量は極めて少い。3月4月は北東モンスーンの後退のため最も暑い季節である。5月から9月は、インド洋から暖い空気を運んでくる南西モンスーンのため雨量は極めて多い。10月は南西モンスーンから北東モンスーンへの過渡期である。

Fig 4-2は、1951年から1966年までの Prachinburi における月平均、月最大、月最低気温を示す。過去16ヶ年平均の計画地域の年平均、月最大、月最少気温は夫々28.5 C、36.1 C、18.6 C である。計画地域の既往最大気温は40.6 C、既往最低気温は10.8 Cが記録されている。

Fig 4-3は、過去15ヶ年間の平均値をもととした、Sai Yai 河周辺の2.3の観測所の月別の雨量分布である。

1953年から1967年までのデータをもととして作られた計画地域の年雨量の等雨量線は、Fig 4-4に示される。この図によれば、Sai Yai 流域の年雨量は2200 mm前後であり、Sai Noi 河を含んだ全体の平均値は2100 mm前後となる。

上記の誘数值から、計画地域の気温及び雨量は熱帯モンスーンの特徴を示しているといえる。

4. 1. 4 流量及び洪水量

計画地域における流量記録は、Wang Heo (又は Kao Keep Samut) 及び Ban Sapanhin において過去4年間雨量記録は、周辺の4観測で1953年から1967年の過去15ヶ年間有効である。これらのデータを基として Nam Sai Yai 計画の流量及び洪水量についての念入りの検討がなされた。

詳細については、Appendix A、水文解析及び資料に示された。過去、4ヶ年間の Wang Heo より上流域における年間流出高は956 mmであり、Ban Sapanhin より上流域では1027 mmであつた。

一方、過去4ヶ年間の Wang Heo より上流域の雨量は、2435 mmであり、Ban Sapanhin より上流域の雨量は211.5 mmである。

これらの数値によれば、流出係数は Wang Heo より上流において40%であり、Ban Sa-

panhin より上流において4.9%である。

これらの数値は、非常に信頼できるものと云える。なぜならば、Wang Heo より上流の河床勾配は、Ban Sapanhin と Wang Heo との間の Sai Yai 河及び Sai Noi 河のそれに比較してかなり緩やかな為、Wang Heo より上流の損失水は後者に比し、かなり少いと推察される。又、Planey Criddle の公式及び蒸発記録をもとにした流域内の蒸発散量は約1500 mmと推定される。このことは又 Wang Heo 及び Ban Sapanhin の流量記録の信頼性を示すものである。

さらに、過去50ヶ年の雨量のデータをもととした、Thailand における長期間の水文サイクルによれば、1953年から1967年の期間は長期間の平均サイクルとほぼ同じと考えられる。又この期間中には、数ヶ年の渇水期間が含まれる。

貯水池操作の基準となり、可能発生電力量の基準となる、1953年から1967年の第2ダムサイトにおける月平均流量はTABLE 4-1 に示される。

このTable 中における、1964年4月から1968年3月までの値は Wang Heo 測水所における実測値を基とし、その他の値は、Kabinburi と Prachinburi の雨量を基として、計算された。

洪水吐の設計のための計画地点における可能最大洪水量は物理的方法により求めたものをもととして780 m³/Sと推定された。過去最大の洪水記録は1966年8月18日に180 m³/Sであつた。

Gumbel 法及び Hazen-Foster Type 3 より推定した各確率年に対する洪水量は次のとおりである。

確 率 年 (年)	最 大 洪 水 (m ³ /S)	洪 水 容 量 (10 ⁶ × m ³)
20	180	21
50	260	26
100	300	30
200	390	38
1000	580	54
10000	770	70

過去の洪水記録から推定したハイドログラフによれば、可能最大洪水量の期間は約3日であり洪水容量は約7.1×10⁶ m³と推定された。

洪水吐を設計するための最大洪水量及びそのハイドログラフは、最終設計時に決定されるべきものである。しかしながら Nam Sai Yai 第2貯水池は、大きな貯水面積をもつために、最終設計の結果として、例え、洪水量及びそのハイドログラフに多少の変動があつたとしても、貯水池の水面の上昇は数センチメートルであろう。そして、洪水吐の建設費に対する影響は極めて少ないものと思われる。

従つて、前述の洪水量及びそのハイドログラフは、フィジビリティースタディに対する工事費の推定の基礎として用いることが出来る。

蒸発散量を差引いた貯水面からの純蒸発損失は Wang Heo の蒸発、雨量、流量記録及び Blaney-Criddle 式を用いて推定した蒸発散量をもととして $500 \text{ mm} / \text{年}$ と推定された。

計画地点の推砂量は日本における多くの貯水池の推砂量の実績から得た経験式により、100年間に約 $9 \times 10^6 \text{ m}^3$ であると推定された。

4. 2 Nam Sai Yai 流域開発計画

Nam Sai Yai の流域開発計画は、大貯水池による流量の調整と高落差による大出力の開発を特色とし、これらによつて調整された流量を最下流に設ける灌漑用ダムによつて更に農業用に調整し、下流の荒地及び耕地に導水し、この地域の農業生産を飛躍的に高めんとするものである。

Nam Sai Yai は Huai Sai Noi との合流点から約 30 Km 上流で約 20 m におよぶ滝となつて流下するが、この滝までは溪谷状の地形を急勾配で流れており、適当なダムサイトはない。この滝の上流側は、急に広い地形となり、河川勾配も緩かである。この地形変化を利用し、滝から約 50 m 上流の地点に高さ 40 m、堤長 1400 m のフィルタイプのダム (Nam Sai Yai 第2ダムとし名付ける) を建設し、有効容量 $110 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池を設けることとする。

第二ダムの下流においては、恵まれた落差を活用し、Short Cut によつて第2発電所 (最大使用水量 $20 \text{ m}^3 / \text{S}$ 有効落差 70.0 m、設備出力 12,000 KW) 及び第3発電所 (最大使用水量 $20 \text{ m}^3 / \text{S}$ 有効落差 33.3 m 設備出力 58,000 KW) を設けて発電後の水を Nam Sai Yai に戻し、更に本流に取水ダムを設け、水路トンネルによつて、灌漑用に建設する第4貯水池までの落差を利用した第4発電所 (最大使用水量 $21.0 \text{ m}^3 / \text{S}$ 有効落差 119.41 m、設備出力 21,000 KW) を建設する。

第2ダム地点上流では、第2貯水池の直上流で再び広がつた地形となり河川勾配も緩かとなる。したがつてこの地点にサイトを選定し、高さ 40 m、堤長 400 m のフィルタイプダムを

建設し、有効容積 $90 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池を設け、最大使用水量 $10 \text{ m}^3/\text{S}$ 有効落差 8.7 m 設備出力 8,000 KW の第1発電所を建設する。

なお第1発電所に、第2貯水池までの落差をフルに使えば、水路工事費が著るしく高くなるので、便益計算の結果、落差をフルに使わずに、ダム下流 5 Km の地点に発電所を設けることとした。

これらの最終計画 (A Line) の策定にあつては、第2貯水池の水を Huai Sai Noi に分水して第2発電所以外の発電所群を作る案 (B Line) について、或いは第2、第3発電所を一つの発電所にする案について夫々検討を行つた。

前者の経済比数の結果は表 4-2 に示す通りで、本流案を採用し、後者の検討については第7章 構造物概要に詳述した。

かくて2貯水池の建設によつて、Nam Sai Yai の有効貯水量総計を $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ とし、標高 727.5 m から 400 m までの落差 687.5 m を利用して、設備出力総計 9,900 KW、年間発生電力量総計 $332 \times 10^6 \text{ KWh}$ をえんとするものである。Nam Sai Yai の各発電所で発生した電力は 115 KV 2回線によつて Korat 変電所へ送電する計画とした。

またこれらの貯水池によつて調整された水は比較的小規模な農業用貯水池 (有効貯水量 $24 \times 10^6 \text{ m}^3$) を築造することによつて、13,500 ha の耕地に年間を通じ、かんがいに利用することが可能である。

なお本流案の採用によつて Huai Sai Noi 上流の水は Nam Prachantakam 流域に分流し、この川上流の貯水池の水を操作し、電力及び灌漑の便に供せんとする。

いわゆる Prachantakam 計画も策定される。

なお、これら諸計画の中、最も経済的に秀れている第2ダム及び第2、第3発電所をこの Feasibility Report においてとりあつかつている。

4. 3 Nam Sai Yai 第2及び第3開発計画

4. 3. 1 発電計画

この計画は第2貯水池を中枢とする第2及び第3発電所からなる。Nam Sai Yai の流量は季節的変動が大きいばかりでなく、経年的変動が大きい。それ故、この水資源を有効に利用するためには、雨季の水を貯留して乾季に放水することは勿論、さらに豊水季の水を貯水して渇水年に放出することの出来るような貯水池が必要である。この計画の貯水池として第5章に述べる如く、Reconnaissance Study におけるものを多少

下まわる満水位 591.0 m、有効容量 110×10^6 Cum とするのが適当であろう。

ダム軸の位置については、Reconnaissance Study におけるものが妥当である。ダムは高さ約 40 m、堤頂長約 1350 m、堤体積 $1.400.000 \text{ m}^3$ である。ダムのタイプは地形、地質ならびにダムの築造材料などを検討し、河床部と両岸部に夫々異なる断面を採用したフィルタイプダムとするのが最も経済的である。なお、貯水池左岸には、標高の低い物分三ヶ所に dike を設ける。洪水吐はダム右岸 600 m の凹地に設ける可能最大洪水量は $780 \text{ m}^3/\text{S}$ であるが、上流第1ダム完成後は第1、第2両ダムによつてピークカットされ、洪水吐容量では、1.3 m のサーチャージで $280 \text{ m}^3/\text{S}$ を流下することが可能であり、第1ダム完成前は第2ダムのみによるピークカットによつて、1.75 m のサーチャージで、 $410 \text{ m}^3/\text{S}$ を流下することが可能である。(FIG 4-5~4-7に示す)。

河流処理としては、乾期のみを対象とした内径 3.0 m 全長 250 m のバイパスを右岸に設置する。即ちダム中央部の堀削及び盛立ては、一乾期で終了するものとする。

なお、バイパスは閉塞部に放流管を設置し、土砂吐或いは緊急用に使用するものとする。

貯水池内に設ける取水口は塔形とし連絡橋は特に設けず、作業船によつて連絡を行う。

水路系については、本流沿いの案と Huai Sai Yai に分水する案について検討し本流沿いの案が経済的であるとの結論をえた。特に第2、第3発電所のみを取上げるならば、本流案は分流案に数段とまさっている。次に、第2発電所を廃止して圧力トンネルによつて導水し、本流の第3発電所地点に一つの発電所を設ける案及び取水口から直ちに傾斜埋設鉄管によつて導水し、地下発電所を設け長い放水路トンネルによつて第3発電所地点に放水口を設ける案についても検討した結果、第3調整池を設けて、二つの発電所に分ける案に決定した。

第2発電所は、第3調整池から放水路を 410 m 溯つた地点に設ける。発電所は半地下式であり、最大使用水量は $200 \text{ m}^3/\text{S}$ 最大出力は 12000 KW であり、立軸フランシス型水車1台によつて年間発生電力量 $40 \times 10^6 \text{ KWh}$ を発電する。ここで発生した電力は、昇圧変圧器によつて 115 KV に昇圧され、 115 KV 送電線によつて第3発電所経由 Korat 変電所へ送られる。制御方式は1人制御方式とした。

トンネルの内径は第1、第2発電所を合せて年間経費と損失水頭による年間損失便益を算出し、その和が最小になる内径 3.10 m を採用した。サージタンクは水面の安

定を考慮し、差動タイプとした。

第3発電所は、第3調整地満水位標高510.0mから Nam Sai Yai の標高170m迄の落差を利用した高落差発電所であり、最大使用水量 $20.0\text{ m}^3/\text{S}$ 有効落差3333m、最大出力58000KW

年間発生電力量は $190 \times 10^6\text{ KWh}$ に及ぶ。この水系では最も有利な発電所である。

即ち第3発電所は、Nam Sai Yai 系の主力発電所であつて、各発電所で発生された電力は一旦この発電所へ集められた後、Korat 変電所へ送られる。発電所は地上式で出力29MWの立軸フランシス水車および33MVAの発電機の2ユニットを設置する。制御方式は1人制御方式を採用し、配電盤室より全ての機器が制御される。屋外開閉所は地形を考慮して細長いものとし、115KV3回線(最終4回線)が引出される。

第3発電所の水圧管路は約1400mに及び、この発電所工事の最も主要な部分を占める。導水路トンネル及び調圧水槽は第2発電所のそれにおおよそ等しい。

4. 3. 2 送電及び通信系統

Sai Yai №2 及び №3で発電する電力は FIG 3-1 に示す様に 115KV 送電線を新設し、これによつてNEEAの Korat 変電所に送られ、そこで、NEEA 系統 YEA系統と接続される。

送電線の電圧は既設系統との連系を考慮して115KVが選定された。№2発電所と№3発電所の間4Kmは115KV1回線、№3発電所と Korat 変電所の間105Kmは、115KV2回線の計画で中性点直接接地式の3相3線式、電線は240mm²ACSR支持物は亜鉛メッキ鉄塔を使用する。

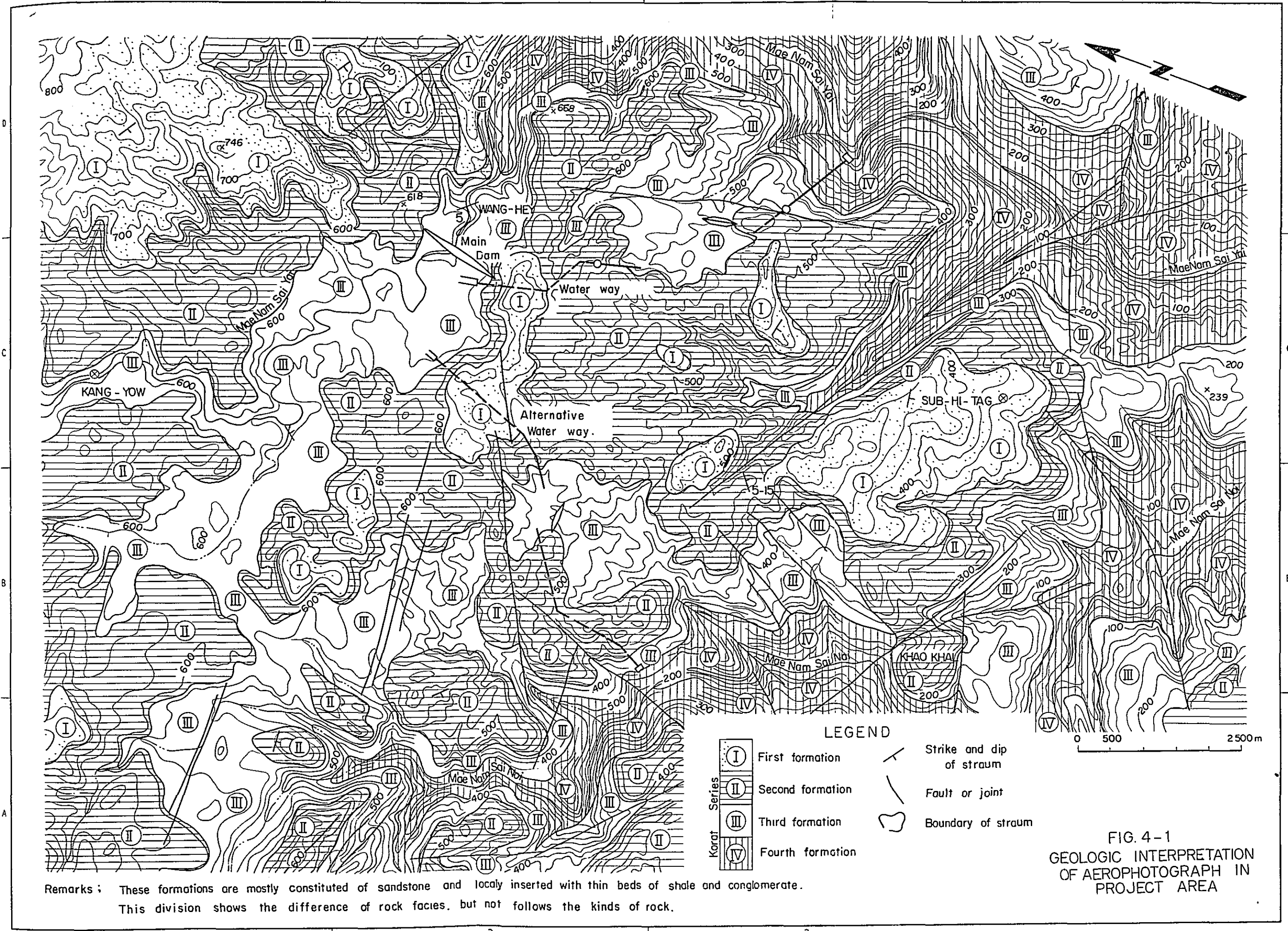
送電線の経路は建設及び保守の便を考慮して、できる限り道路に近接して計画されている。

Korat 変電所においては、115KV母線を延長し、これより115KV2回線送電線引出しに必要なしや断路、断路器、屋外鉄構などの増設工事を行う。

給電用及び業務用電源回線として Korat 変電所と Sai Yai №3、№2発電所の間、電力線搬送電話装置を設け、夫々1回線とする。保線用電話、回線としては、VHF無線装置による通信回線を設ける。

なお送電線の故障点標定装置を設けし送電線の事故復旧の迅速を計る。

通信系統をFIG 4-8に示す。



Remarks: These formations are mostly constituted of sandstone and locally inserted with thin beds of shale and conglomerate. This division shows the difference of rock facies, but not follows the kinds of rock.

FIG. 4-1
GEOLOGIC INTERPRETATION
OF AEROPHOTOGRAPH IN
PROJECT AREA

FIG. 4.2 MONTHLY TEMPERATURE OF PRACHINBURI (1952-1965)

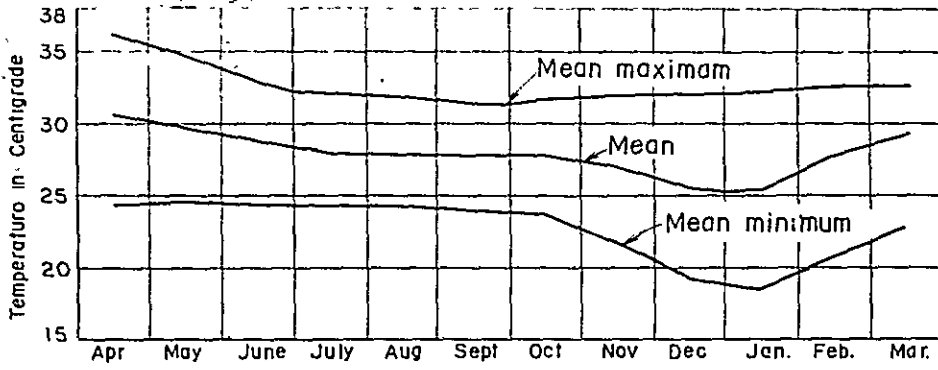


FIG. 4.3 MONTHLY RAINFALL IN SAI YAI BASIN (1953-1967)

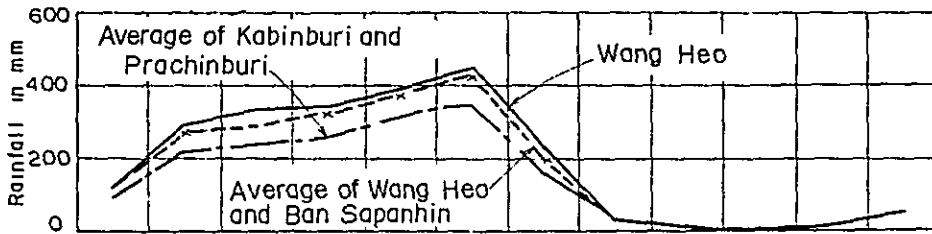


FIG. 4.4 ISHOHYETAL MAP OF ANNUAL RAINFALL IN MM (1953 - 1967)

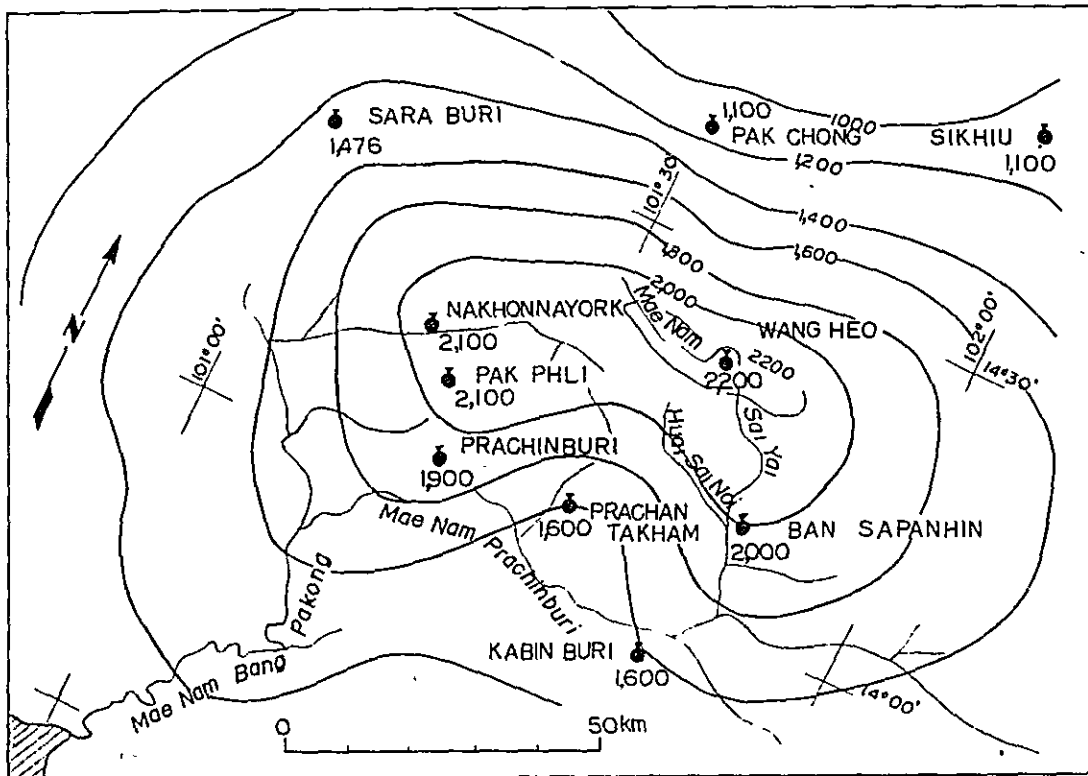


FIG. 4-5
FLOOD CONTROL OPERATION OF
NAM SAI YAI NO.2 RESERVOIR

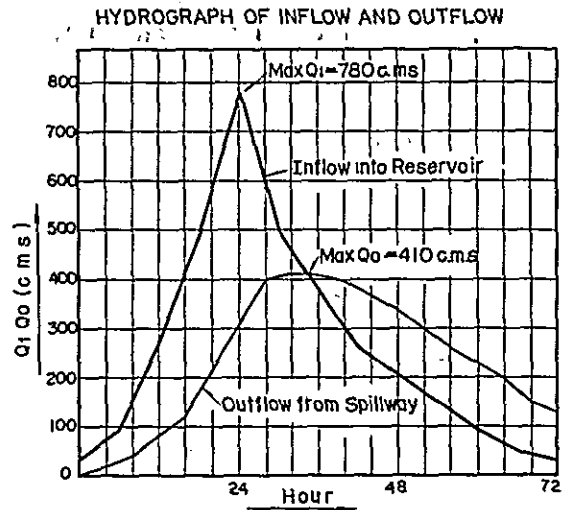
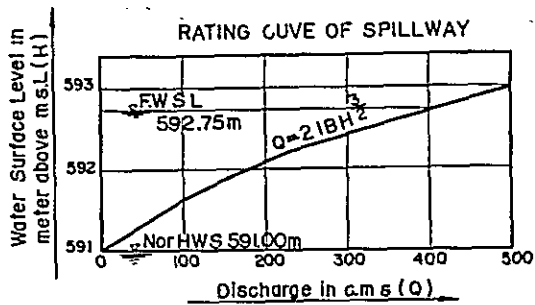


FIG. 4-6
FLOOD CONTROL OPERATION OF
NAM SAI YAI NO. 2 RESERVOIR
(WITH NO.1 RESERVOIR)

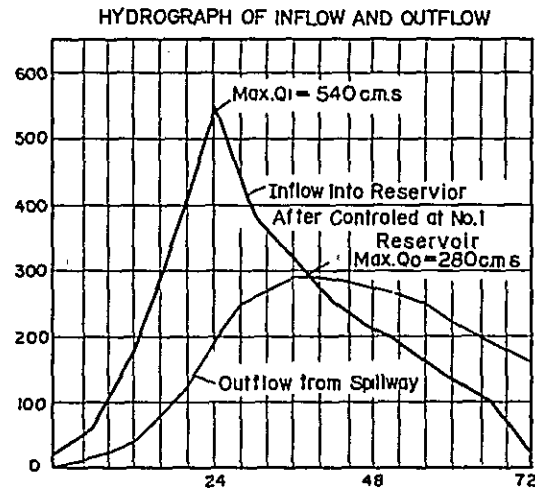
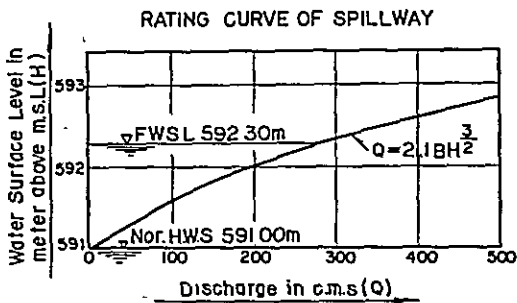


FIG. 4-7
FLOOD CONTROL OPERATION OF
NAM SAI YAI NO.1 RESERVOIR

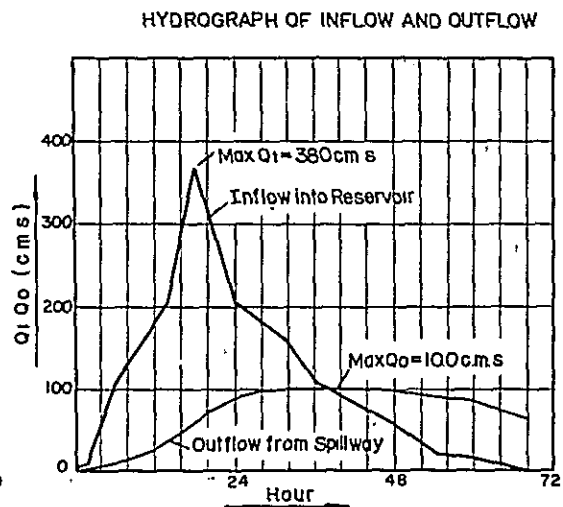
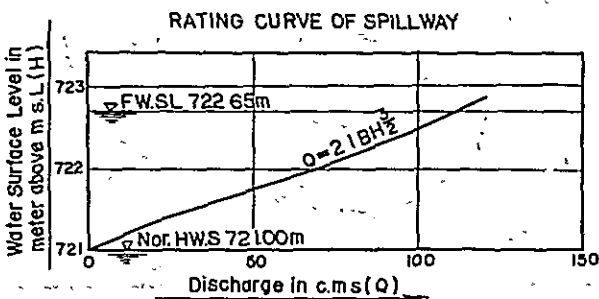


FIG. 4-8 TELECOMMUNICATION SYSTEM DIAGRAM

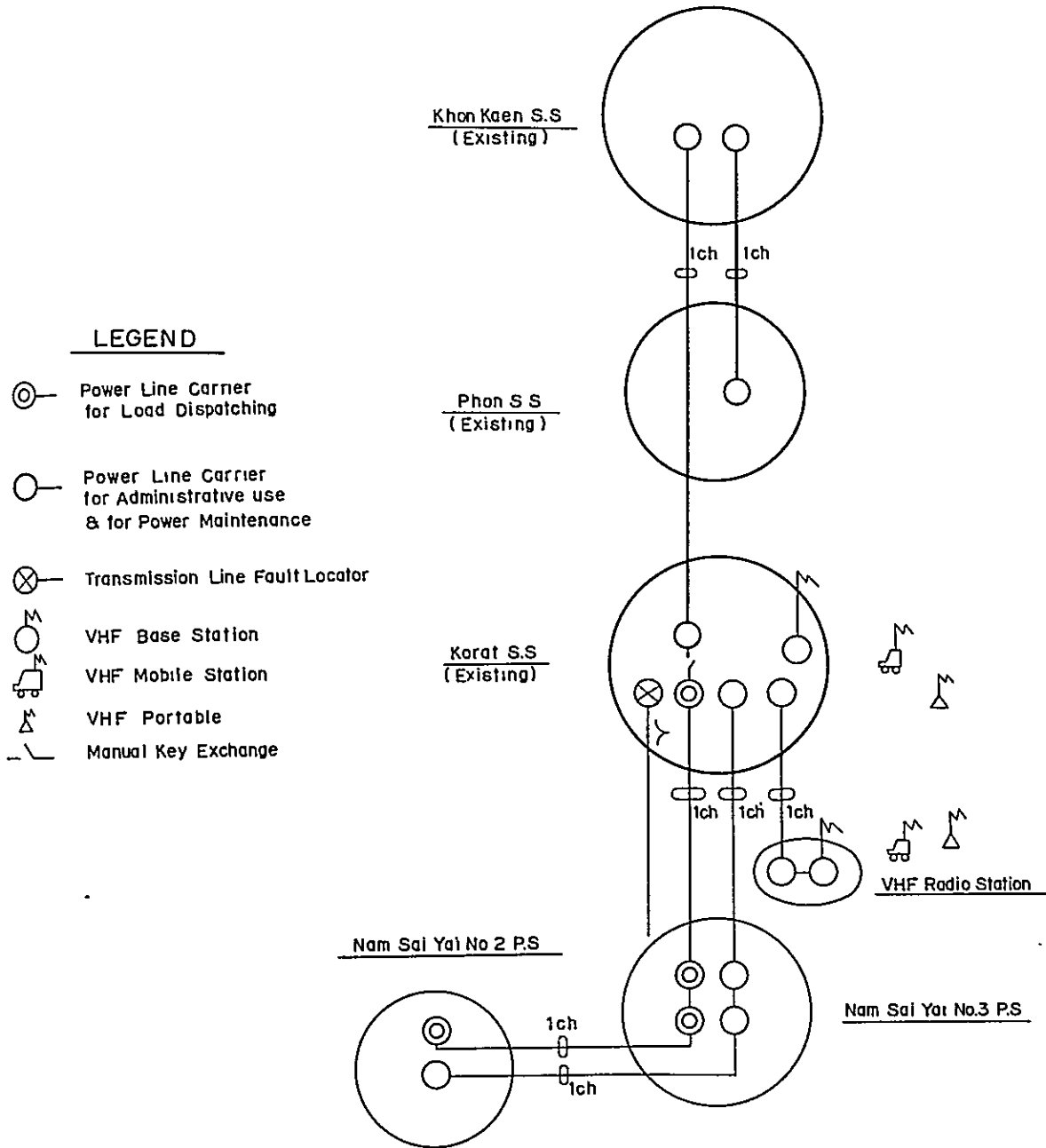


TABLE 4-1 Average Monthly Runoff at No. 2 Dam Site
(Catchment Area: 295 sq.km)

Unit: c.m.s

Year	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Annual Average
'53-'54	0.5	2.9	7.3	10.5	14.4	15.3	16.6	7.3	2.1	0.7	0.6	0.4	6.6
'54-'55	0.5	3.1	6.5	13.6	16.6	19.4	18.0	5.9	1.8	0.6	0.5	0.3	7.3
'55-'56	0.3	3.0	12.5	18.7	13.4	13.0	15.1	11.7	3.3	1.1	0.9	0.7	7.8
'56-'57	0.7	2.6	7.0	15.2	15.5	32.5	22.4	8.2	2.4	0.8	0.7	0.4	9.1
'57-'58	0.5	1.9	6.3	10.7	14.5	17.2	28.2	10.8	3.2	1.1	1.0	0.7	8.0
'58-'59	0.7	2.4	7.1	14.6	15.4	16.6	17.8	7.0	2.0	0.7	0.6	0.4	7.1
'59-'60	0.5	2.2	4.0	18.9	14.1	17.4	18.0	8.7	2.5	0.9	0.7	0.6	7.4
'60-'61	0.6	1.8	4.6	10.6	14.5	16.6	22.8	8.9	2.5	0.9	0.7	0.6	7.1
'61-'62	0.6	4.2	8.2	14.9	31.9	31.0	21.8	9.0	2.6	0.9	0.7	0.6	10.5
'62-'63	0.6	3.1	8.7	16.6	16.5	15.3	18.9	6.5	1.9	0.7	0.6	0.4	7.5
'63-'64	0.5	1.4	5.6	5.9	13.2	14.0	17.2	9.6	2.8	0.9	0.8	0.6	6.1
'64-'65	*0.2	*7.3	*5.9	*11.2	*7.8	*12.4	*22.8	*6.4	*1.8	*0.8	*0.6	*0.6	6.5
'65-'66	*0.4	*1.9	*18.3	*12.7	*35.4	*34.0	*20.7	*7.0	*2.2	*0.6	*0.4	*0.2	11.2
'66-'67	*0.3	*4.9	*8.2	*18.5	*30.5	*32.1	*16.9	*5.8	*1.4	*0.6	*0.4	*0.2	10.1
'67-'68	*0.4	*1.4	*10.3	*13.3	*22.3	*19.4	*21.2	*3.8	*1.1	*0.6	*0.4	*0.2	7.9
Average	0.5	2.9	8.1	13.7	19.5	20.0	19.9	7.8	2.2	0.8	0.6	0.5	8.0

Note: (1) * Runoff observed actually
(2) Other values were estimated on the basis of Kabinburi and Prachinburi Rainfall.

TABLE 4-2 Economic Comparison between Mainstream Plan (A-Line) and Diversion Plan (B-Line)

Item	A-Line	B-Line
Construction Cost		
No. 2 Dam	98,000	98,000
No. 2 Power Station	138,400	132,000
No. 3 Power Station (Including No. 3 Regulating Pond)	186,600	220,000
No. 4 Power Station	174,500	205,000
Total	597,500	655,000
Annual Cost	43,900	48,100
Annual Benefit		
No. 2 Power Station	8,800	9,800
No. 3 Power Station	37,800	33,600
No. 4 Power Station	11,700	14,000
Total	58,300	56,900
Surplus Benefit	14,400	8,800
Benefit Cost Ratio	1.32	1.18

第 5 章

貯 水 池

第 5 章 貯 水 池

5. 1 貯 水 池 の 最 適 規 模

5. 1. 1 基本条件

Nam Sai Yai №2 及び №3 計画の貯水池として、№2 貯水池のみによる場合と、№2 及び №1 貯水池の混合型式による場合を比較検討する。№2 貯水池のダム地点として考えられるのは、Wang Heo 地点のみである。Wang Heo 地点は地質及び材料採集等にも良好な地点であるが、標高約 590m 以上の場合、2～3ヶ所に Dike を築かなければならないという欠点がある。これに対し、№1 地点は、谷が比較的せまく、また貯水池の容量も大きく、地形的にめぐまれた地点である。しかし、№2 地点に比べ自己のもつ集水面積が少いという欠点がある。

2つの貯水池のもつ集水面積のみから判断すれば、一般的には、下流の№2 地点に一ヶ所、つくる方が経済的と考えられるが、№1、貯水池地点が地形的にかなりめぐまれた地点であることを考えて、これら2つの貯水池の組合せの中で最適の貯水規模を決定すべく検討を行った。

№2 貯水池単独の場合は、常時満水位 595m、591m、587m、583m の 4 Case 又 №1 と組合せの場合、この 4 Case に №1 の貯水池の常時満水位 630m、627.5m、622.5m の 3 Case を夫々組合せ計 12 Case について検討した。

更に、Nam Sai Yai №2 及び №3 計画の単独開発の場合と上流及び下流計画が開発された場合とが比較された。

開発規模の検討にあたって基本条件は次の通りである。

- (1) 各開発規模の比較に用いて保証出力及び年間発生電力量は Wang Heo 測水所の実測流量及び Prachinburi Kabinburi の雨量から推定した Wang Heo の流量を合せて15年に及び流量をもとに計算された。
- (2) 上流計画に対する流域は、上記15ヶ年の Wang Heo の流量から流域面積比をもつて計算された。一方下流計画に対する流量は、Ban Sapanhin 測水所の実測流量と Prachinburi Kabinburi の雨量から推定した Ban Sapanhin の流量を合せて15ヶ年間の流量をもとに計算された。
- (3) 各貯水池の有効容量及び各開発計画の使用水量は最大発生電力を与えるマスカープを用いて決定された。使用水量の計算にあたって、貯水面上からの正味年間蒸発損失は500mmとした。但し、貯水池の水位が最低水位付近になるときは、ちょうど乾期に相当し、蒸発量と雨量との相殺が期待出来ないで、有効容量に、1m分の余裕をもたせることとした。
- (4) 各貯水池の貯水容量の計算は実測により修正した 1 ; 10000 の航測図によ

つた。

- (5) 各計画の設備出力は33%の設備利用率を想定して決めた。又、保証出力は貯水池の最低水位の時の出力である。
- (6) №2 及び №3計画の各開発計画の建設費は 1 ; 2.000 の実測図から作られた予備設計をもとに、又、上、下流計画に対しては 1 ; 10.000 及び 1 ; 50.000 の航測図をもとに推定した。
- (7) 年間経費及び便益の計算の基準は、10章の経済評価に述べられた値を採用した。即ち、代替火力の固定費及び可変費に相当する、300 Baht /KW 0.112 Baht /KWh が、水力の保証出力、年間発生電力量の価値として用いられた。又経費率はダム、発電所に対し、7.35%、送電9.65%変電10.03%が夫々用いられた。

5. 1. 2 Nam Sai Yai №2 及び №3 単独計画

Nam Sai Yai №2 及び №3 計画が単独計画として開発された場合の各比較計画の諸元は Appendix F TABLE F-1 に示される。FIG 5-1 はこれらの諸元にもとづいて作られた №2 及び №1 貯水池の常時満水位及び有効容量と超過便益との関係を示す。これによれば、超過便益は №2 貯水池の常時満水位 591 m の場合が最大となる。(Appendix F TABLE F-2 参照)

5. 1. 3 上下流計画を考慮した Nam Sai Yai №2 及び №3 計画

次に上下流計画の Nam Sai Yai №2 及び №3 計画の開発規模に及ぼす影響が検討された。

上下流各開発計画の諸元は Appendix F TABLE F-1 に示される。またこの検討は、次のような仮定のもとに行われた。

- (1) №4 発電所は、№2 及び №3 発電所より4年遅れ又、№1 貯水池及び発電所は8年遅れて夫々開発される。

従つてこれらの年間経費及び便益は Nam Sai Yai №2 及び №3 計画の完成時に6%の金利により現価換算された。

- (2) №1 貯水池が貯水をする間の №2 及び №3 発電所における発生電力の減少は、非常にわずかなものであるので考慮しなかつた。

FIG 5-2 はこれらの諸元に基づき計算した Sai Yai №2 及び №1 貯水池の常時満水位と有効容量と各計画の合計超過便益の関係を示す。これによれば上下

流を如何なる開発を行つても $\#2$ 貯水池の常時満水位 591 m ($\#1$ 貯水池の常時満水位 727.5 m で)の場合が最も超過便益が最大となる。

(Appendix F TABLE F-3.4. 参照)

5. 1. 4 貯水池の最適規模

前節に述べられた様に、 $\#2$ 及び $\#3$ 計画を単独で開発した場合も、上下流計画を考慮した場合も $\#2$ 貯水池の常時満水位は 591 m が最適であることが判明した。

上記の検討から、Nam Sai Yai $\#2$ 及び $\#3$ 計画の貯水池としては Wang Heo 地点即ち、 $\#2$ 地点に常時満水位 591 m のダムを作るのが最も経済的であることが立証された。

この開発規模に対する総貯水容量、有効容量、有効水深はそれぞれ $140 \times 10^6\text{ m}^3$ 、 $110 \times 10^6\text{ m}^3$ 、 15 m である。そしてこの場合の調節後の保証水量は夫々単独の場合 $6.4\text{ m}^3/\text{S}$ $\#1$ 貯水池開発の場合、 $7.3\text{ m}^3/\text{S}$ である。貯水池の貯水面積及び容量曲線及び貯水池のマスクープは、

Fig 5-3 及び Fig 5-4, 5に示される。

5. 2. 貯水池操作

Nam Sai Yai $\#2$ 貯水池への流入量は豊水年で $348 \times 10^6\text{ m}^3$ 平均年で $252 \times 10^6\text{ m}^3$ 渇水年で $193 \times 10^6\text{ m}^3$ である。渇水年と豊水年の流入量の比は約 $1:1.4$ であり、年毎に相当の変動がある。一年の流入量について言えば、6月から11月までの6ヶ月間にその約90%が集中している。

従つて、Nam Sai Yai $\#2$ 貯水池の貯水池操作基準は、この様な流量の変動を調節して常に一定の流量が得られる様にし、かつ無効放流を出来るだけ少くする様に決めなければならない。

FIG 5-6は、この様な考えに基き、試行錯誤法によつて作られた貯水池操作基準を示すものである。

この操作基準をもちいて15ヶ年間の流量資料に基いて運転した場合の $\#2$ 貯水池における発電使用水量、溢水量及び貯水池水位を示すと FIG 5-7の通りである。

この計算によれば、Nam Sai Yai $\#2$ 貯水池は15ヶ年間を通して蒸発損失を差引いても約 $6.4\text{ m}^3/\text{S}$ の保証水量を確保出来ることが分かる。

この操作基準は暫定的なものであるが、貯水池が完成し、実際の運転に入るまでにもつ

と実際的な基準を用意すべきである。

5. 3 下流におよぼす影響

5. 3. 1 一般

№2貯水池が築造され、№2及び№3発電所が運転開始されると、下流の流況は大巾に改善される。

上流の発電計画が実施されない場合と、計画が実施された場合の№4貯水池地点の流況を比較すると、Fig 5-8 のように乾期流量(1月~4月)は約 $1.0 \text{ m}^3/\text{S}$ から、約 $6.7 \text{ m}^3/\text{S}$ に増加し、又 Sai Yai と Sai Noi 川の合流点より下流の Hanuman 川にある Ban Sapanhin 測水所地点での洪水量は№2貯水池が出来ることにより $270 \text{ m}^3/\text{S}$ から $190 \text{ m}^3/\text{S}$ に減少する。

このことは、下流地域の利水および治水に好影響をもたらす結果となる。

5. 3. 2 かんがい

現在 Hanuman 川の両岸の耕地は、これといった、かんがい設備がなく、降雨のみによる水稻の単作栽培が行なわれている。

しかし、もし年間を通じ、自由に使える水が手近に得られるならば、この地方の恵まれた気候のもとでは、水稻の収量増加は勿論、米の需要増と農民の意欲次第では、二期作、三期作も可能となろう。

更に高位部の土性が砂性であるところでは、この地域が比較的消費地に便であること等から、収益性の高い果樹栽培が行なわれるようになるだろう。

この計画では、発電のかんがいにおよぼす影響を次の2つのケースについて検討された。

- 1) 発電放流量を Sai Yai 下流部に取水 を設けて取水し、(年間の流量調整は行なわず)下流の耕地のかんがいを行う場合の農業の増加生産量
- 2) 1)により算出された耕地をかんがいするのに上流の発電計画がない場合必要とするかんがい施設の年経費

1)の場合、耕地の状況と利用可能水の流況から見て、次の様な作付のパターンが考えられた。

(FIG 5-8 参照)

		(単位 ha)					
		水	田	畑	草	地	計
		表	裏	果 樹	一 般 畑		(延作付面積)
A	現 況	6,300	—	—	—	—	6,300
	計 画	6,300	3,700	—	—	—	10,000
B	現 況	5,300	—	300	700	700	7,000
	計 画	5,300	2,650	1,000	700	—	9,650
C	現 況	5,300	—	300	700	700	7,000
	計 画	5,300	2,650	300	1,400	—	9,650
D	現 況	5,300	—	300	700	700	7,000
	計 画	5,300	—	1,000	700	—	7,000

注) 利用可能水量および Sai Yai 川の取水地点のかんがい用水量は Table 5-1 のとおりである。

TABLE 5-1

Sai Yai 河取水地点における利用可能水量とかんがい用水量

月	※1 かんがい用水量 ※2			
	利用可能水量 (m^3/S)	A 案 (m^3/S)	B、C 案 (m^3/S)	D 案 (m^3/S)
1964 4.	6.49	5.54	5.29	1.33
5.	9.39	5.25	5.30	1.54
6.	12.39	0.81	0.95	0.63
7.	15.89	4.38	4.62	4.62
8.	26.49	7.13	6.58	6.58
9.	28.39	1.12	0.91	0.91
10.	28.19	6.22	5.95	5.95
11.	7.09	7.13	7.07	7.07
12.	6.69	3.98	4.62	4.62
1965 1.	6.69	0.24	1.50	1.33
2.	6.69	2.74	2.80	0.84
3.	6.49	6.52	6.00	1.33

(注) 1. FIG 5-8 参照

2. かんがい用水量は Nam Sai Yai 流域計画 6. 4. 3. (2) と同一基準により計算された。

これらによりもたらされる年間の便益は経済年50年につき金利6%として次のように積算された。

(単位 10⁶ Baht)

案	水 稲		果 樹	畑 作 物	計
	1 期作	2 期作			
A	4.480	4.940	—	—	9.42
B	3.770	3.540	6.99	0.97	15.27
C	3.770	3.540	0.49	2.45	10.25
D	3.770	—	6.99	0.97	11.73

- (注) 1 農業生産と便益は Nam Sai Yai 流域計画 6. 4. 2. および 6. 8. 2. と同一基準により算出された。
- 2 次節で述べる洪水の効果は、この表の便益の中に含まれている。

以上の便益を得るには、かんがいの施設として、取水ダム幹線水路、支線水路、配水路等を新設する必要がある。

(一般平面図および FIG 5-9 参照)

これらに要する工事費は、Table 5-2 に見られるように 82.87×10^6 Baht ~ 84.24×10^6 Baht と見積られる。

これを経済年50年につき金利6%で償還するものとし、これに取替費、維持管理費として工事費の3%を見込むと年経費は 7.740×10^5 Baht ~ 7.870×10^5 Baht と見積られる。

TABLE 5-2 発電計画がない場合の工事費および年経費

(単位; 10^6 Baht)

案	A	B、C、D
工 事 費		
(1) かんがい施設	70.24	71.41
(2) 技 術 料 (3.5%)	2.46	2.50
(3) 管 理 費 (4%)	2.91	2.95
(4) 建 設 利 息 ($N \times 0.4 \times 0.06$) $N=4$	7.26	7.38
計	82.87	84.24
年 経 費	7.74	7.87
(建設費 $\times 9.34$)		

以上から年経費、年便益および超過便益は次のように算出された。

案	年便益	年経費	超過便益
A	9.4	7.7	1.7
B	15.3	7.9	7.4
C	10.5	7.9	2.4
D	11.7	7.9	3.8

もし上流の発電計画がない時は、かんがいのため Nam Sai Yai と Sai Noi の合流点付近に貯水池を築造する必要がある。かんがい面積、作付率に対応する貯水池の有効容量および、かんがい施設を含む工事費は、次のようになる。

案	かんがい面積 * 1			有効貯水量 ($10^6 m^3$)	かんがい施設工事費 (10^6 Baht)
	水田		畑		
	1期作	2期作			
A	6.300	3.700	∩	4.2	171.2
B	5.300	2.650	1.700	4.6	177.6
C	5.300	2.650	1.700	4.6	177.6
D	5.300	—	1.700	1.0	130.2

(注) 1. 作付率の詳細は Case 1 と同じ。

上記の年経費は Case 1 と同一基準で算出された。

今 Case 1 で求めた年便益と対比すると次のようになる。

案	年経費	年便益 * 1	便益
	(10^6 Baht)	(10^6 Baht)	経費
A	16.0	9.4	0.59
B	16.6	15.3	0.92
C	14.8 * 2	10.3	0.70
D	10.9 * 2	11.7	1.07

(注) 1. 年便益は Case 1 と同じ

2. 年経費の内には取替費、維持管理費として工事費の2割が含まれる。

これらの値から見て、この水系における農業単独の開発は経済的な面で可能性がとぼしい。

又 Case 1 および Case 2 の工事費を比較すると (Table 5-3 参照) 上流に発電計画がある場合はかんがい工事費において $4.6 \sim 9.3.4 \times 10^6$ Baht を節減することが出来る。

TABLE 5-3 Case 1 と 2 の工事費の比較

(単位; 10^6 Baht)

案	①	②	②-①
	Case 1	Case 2	
	発電計画がある時	発電計画がない時	
A	82.9	171.2	88.3
B	84.2	177.6	93.4
C	84.2	177.6	93.4
D	84.2	130.2	46.0

以上の検討結果から結論として次のことがいえる。

かんがい単独の計画は経済的に可能性がとぼしいが、上流に発電計画があれば、かんがいの工事費が軽減出来、下流地域のかんがいから年間 $1.6 \sim 7.4 \times 10^6$ Baht の超過便益が期待出来る。

5. 3. 3 洪水調節

№2貯水池は、洪水調節の目的で築造されたものではないが、サーチャージが $31 \times 10^6 m^3$ あるので、洪水は自然調整される。

№2ダムサイトにおける既往最大洪水につき検討された結果は Fig 5-10 および 5-11 に示すとおり、 $270 m^3/S$ の洪水は $190 m^3/S$ に $80 m^3/S$ のピークカットが行なわれる。

これにより Hanuman 川の洪水位は Bau Wan Han において約 0.8 m 低下されるものと考えられ、毎年約 200 ha の水田は冠水をまぬがれるであろう。

冠水による被害は品種、冠水の時期および冠水時間により異なるが、現地での聴取や日本での尺度(農林省統計調査部資料)等により、減収歩合を 50%、このような被害をもたらす洪水が 2年に1回位とすると、年間平均約 100 Ton ($200 ha \times 20 Ton/ha \times 10.5 \times \frac{1}{2}$) 金額にして 120,000 Baht の減産が防止出来ることになる。

FIG. 5-1 SURPLUS BENEFIT OF ALTERNATIVE SCHEME (ISOLATED DEVELOPMENT)

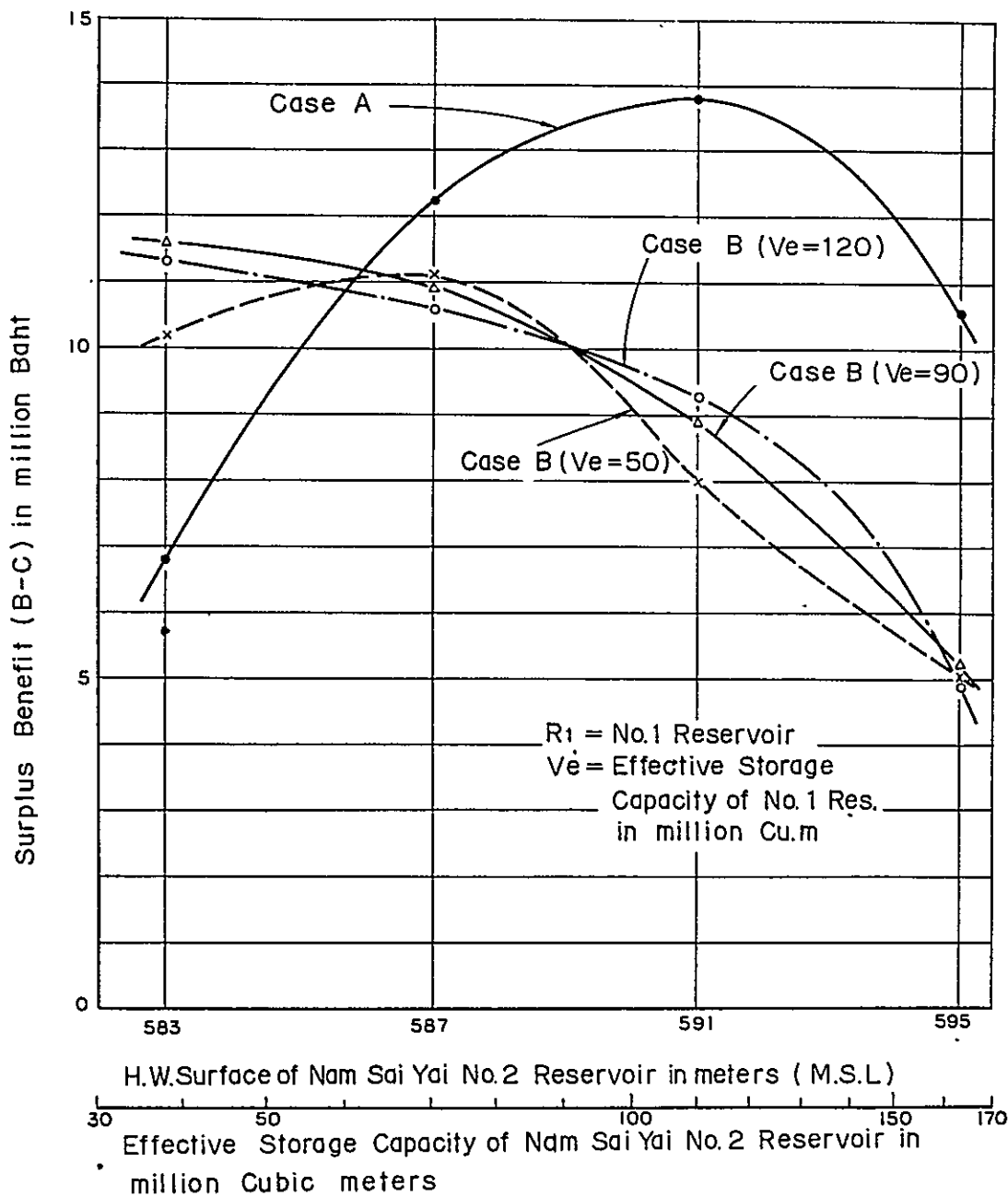
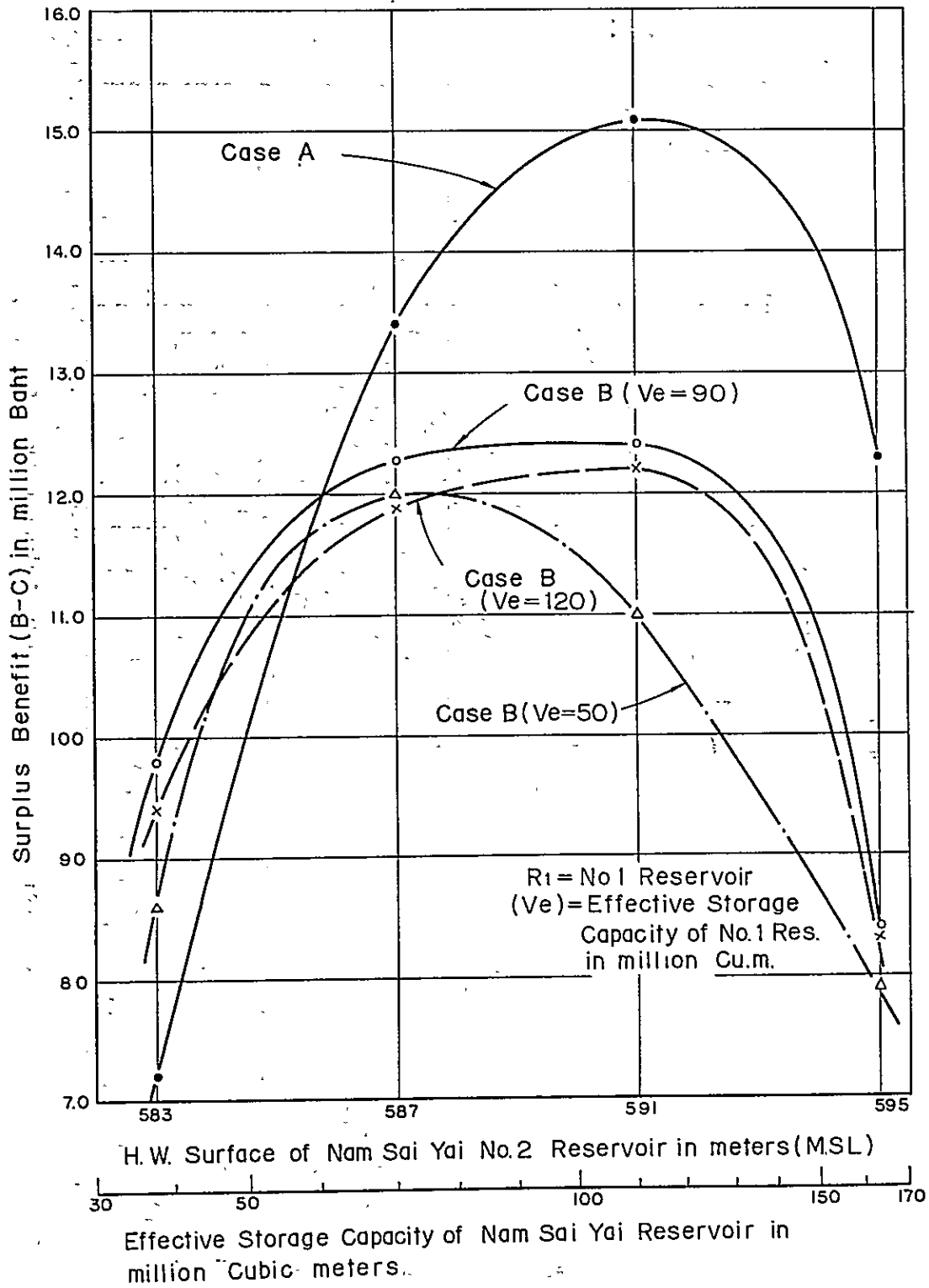
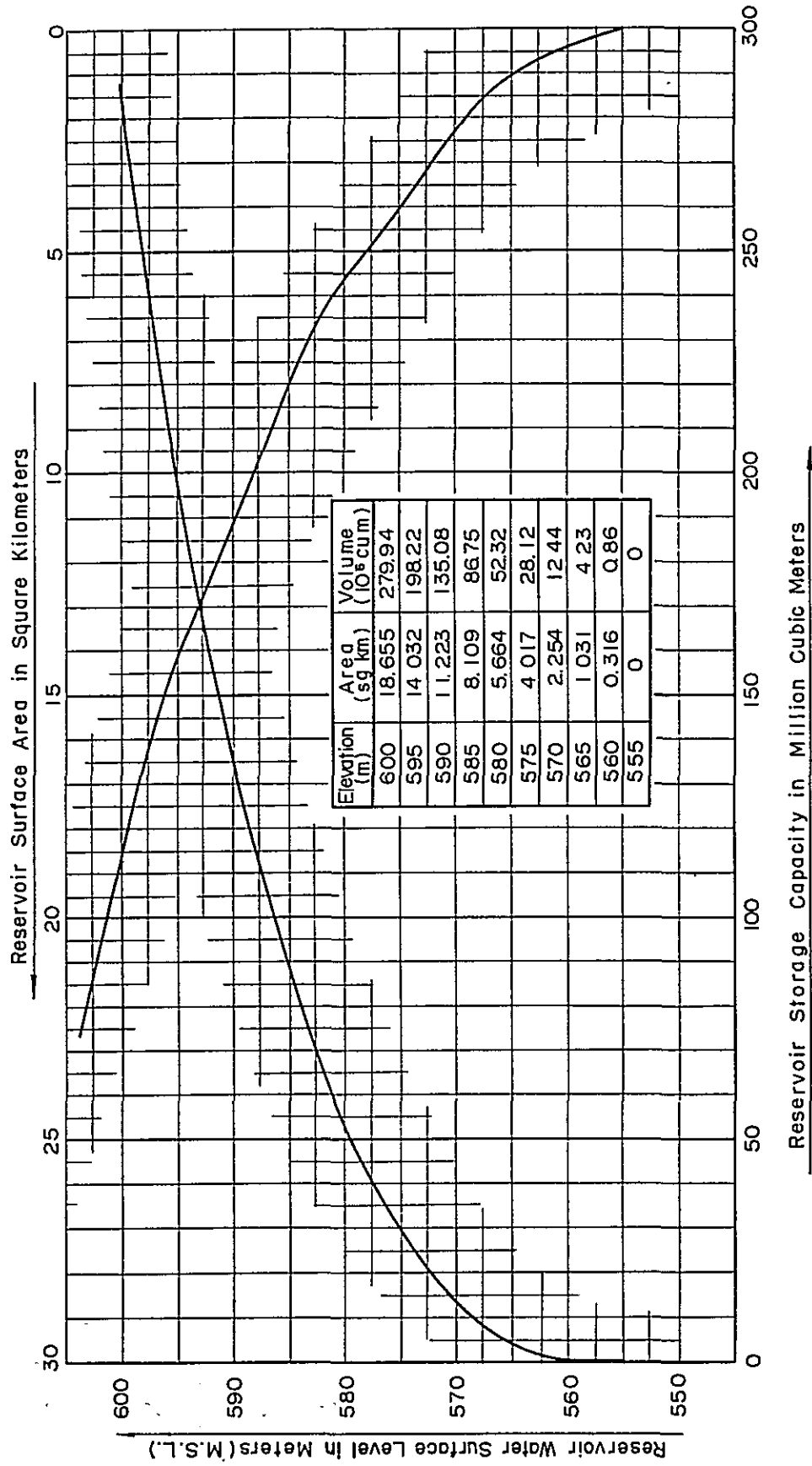


FIG. 5-2 SURPLUS BENEFIT OF ALTERNATIVE SCHEME
(WITH UP AND DOWN STREAM DEVELOPMENT)



APPENDIX FIG. 6-2 AREA CAPACITY CURVES FOR NO.2 RESERVOIR



AND RESERVOIR PLAN FOR NO. 2 RESERVOIR

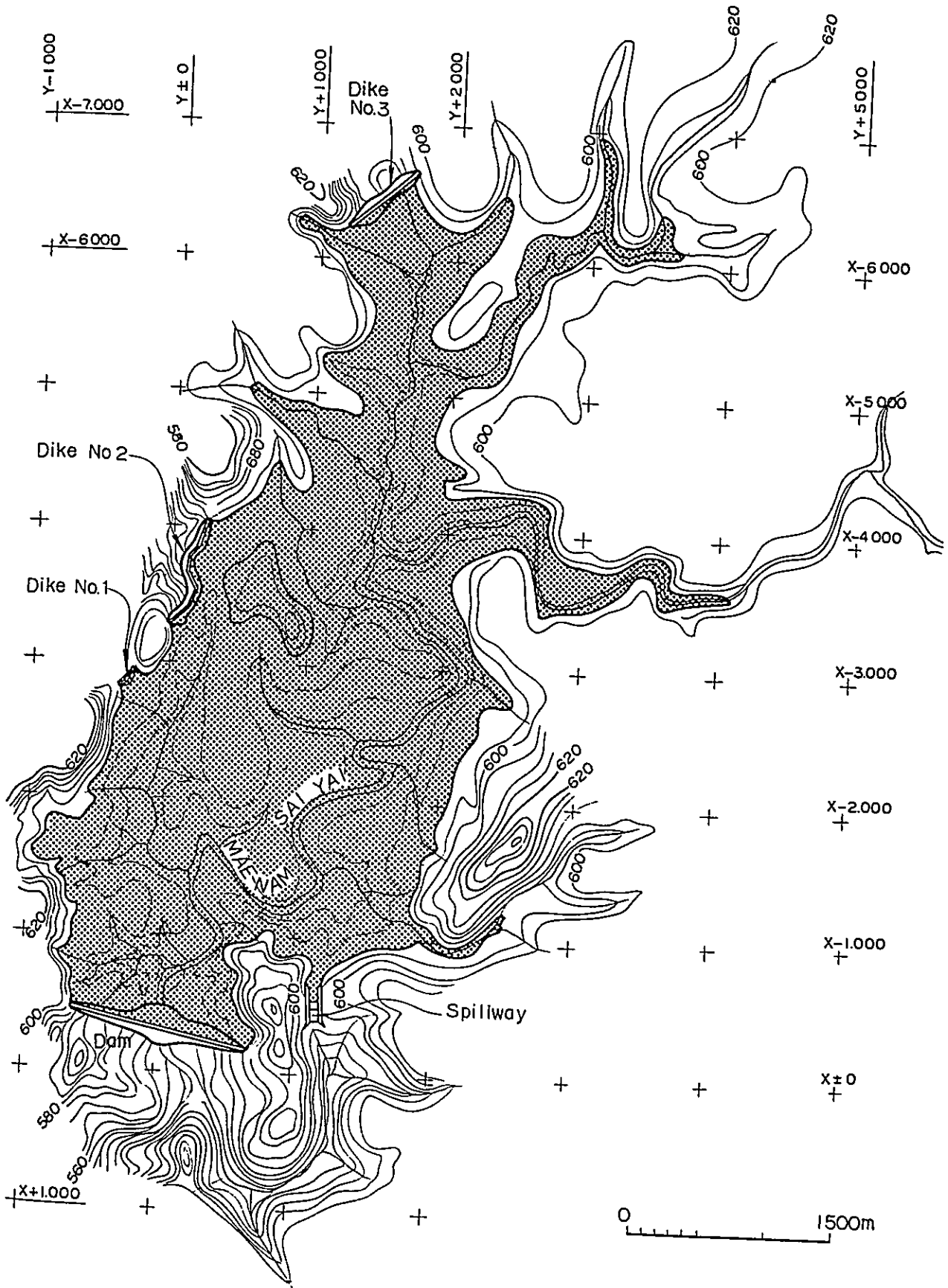


FIG. 5.4 RESIDUAL MASS CURVE OF NO. 2 RESERVOIR
(ISOLATED DEVELOPMENT)

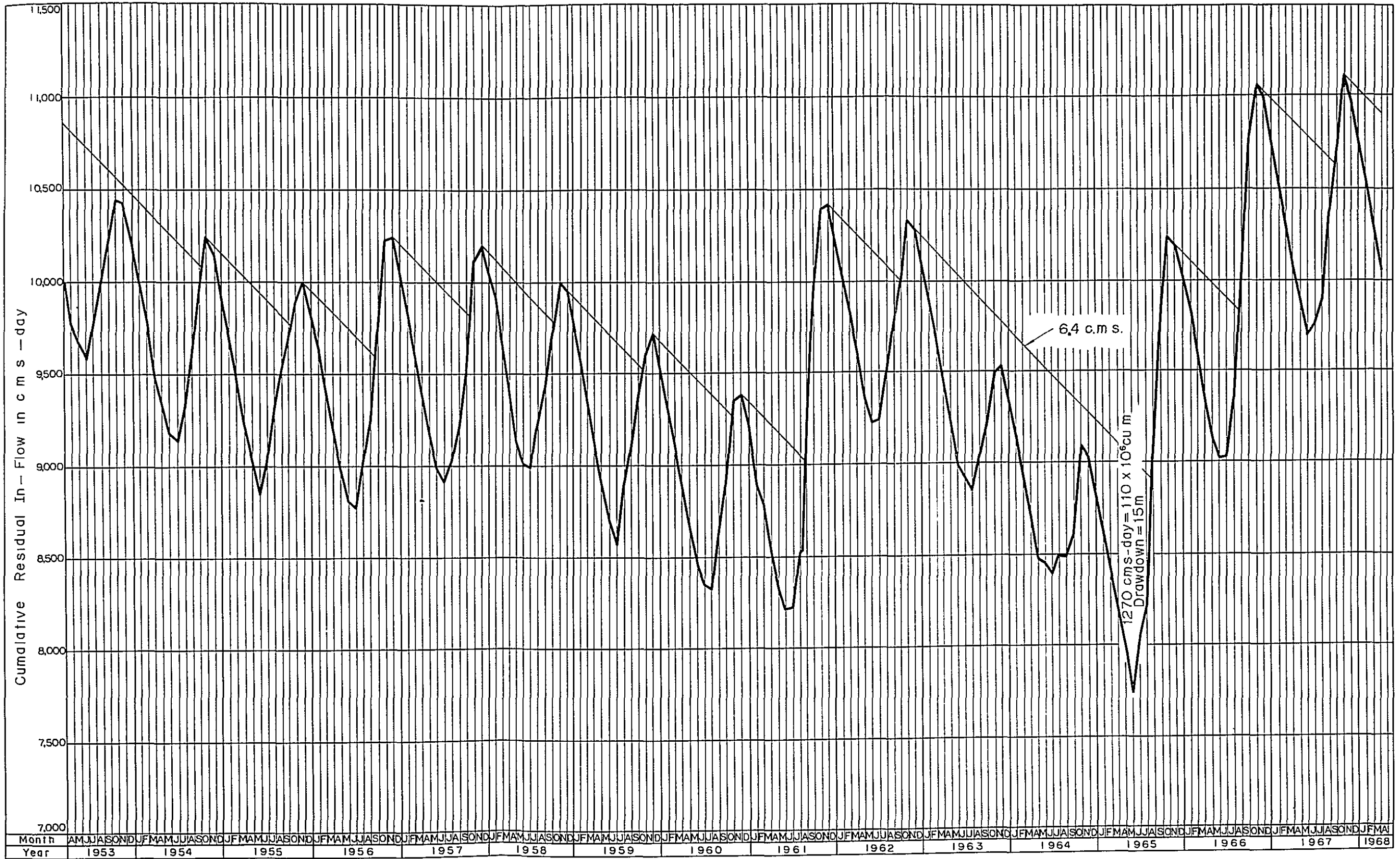


FIG. 5-5 RESIDUAL MASS CURVE OF NO. 2 RESERVOIR
(WITH UP AND DOWN DEVELOPMENT)

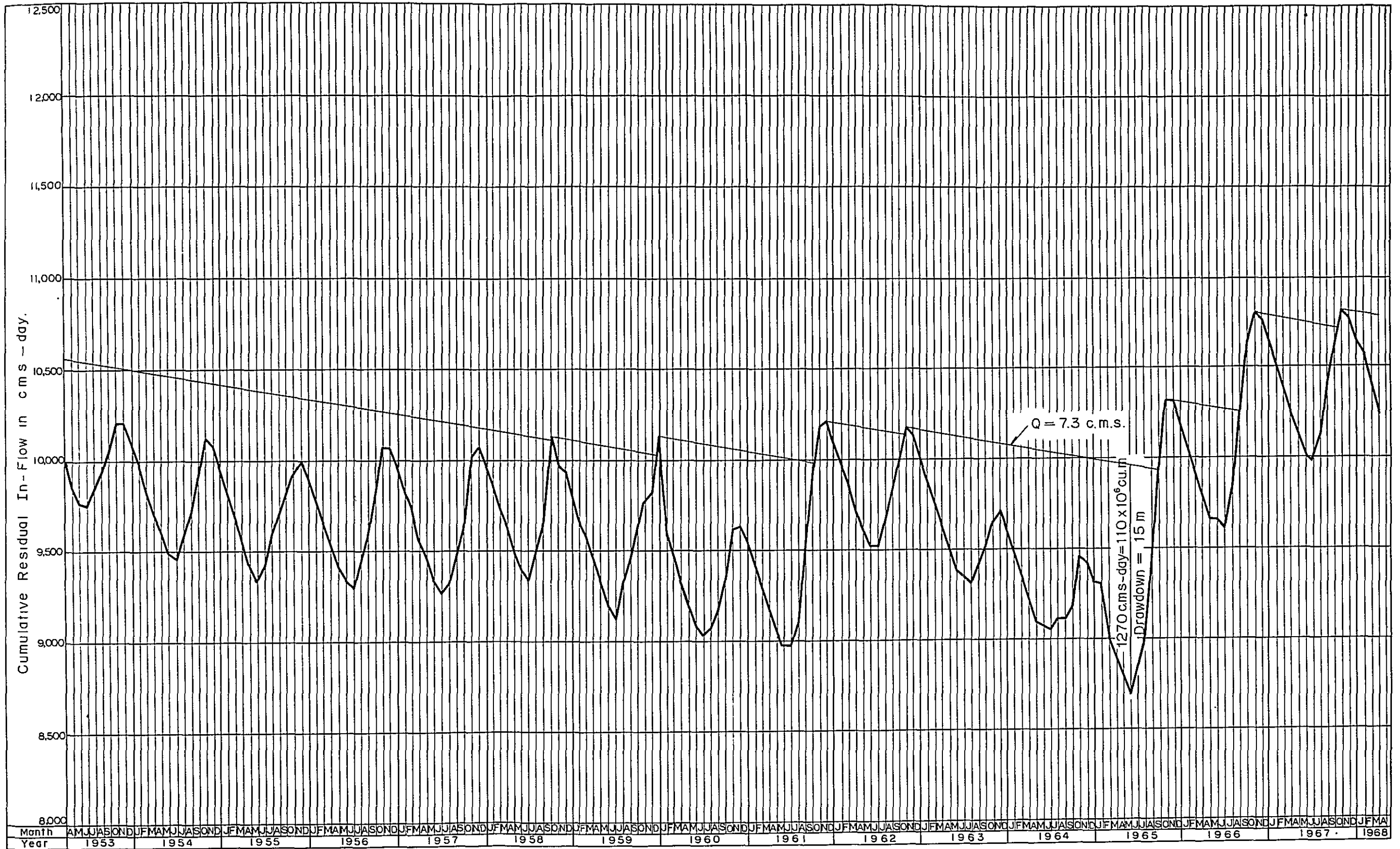
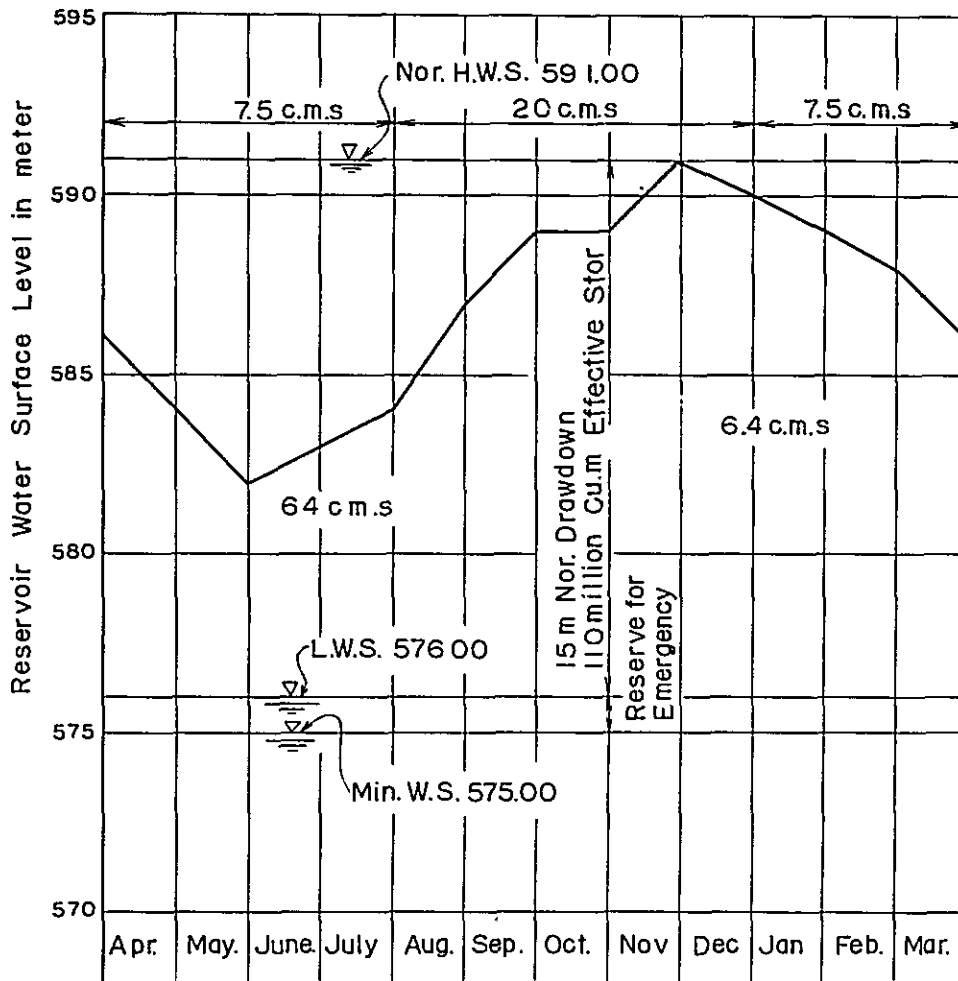


FIG. 5-6 TENTATIVE OPERATION RULE

Month	Hu	Vu	Month
	m	mill. Cu.m	
Apr.	584	530	Apr.
May.	582	380	May.
Jun.	583	450	Jun.
Jul.	584	530	Jul.
Aug.	587	800	Aug.
Sep.	589	1.020	Sep.
Oct.	589	1.020	Oct.
Nov.	591	1.270	Nov.
Dec.	590	1.150	Dec.
Jan.	589	1.020	Jan.
Feb.	588	900	Feb.
Mar.	586	700	Mar.



(1) Symbols (Unit: c.m.s.-Days per month)

- V_{n-1} : Storage at the end of previous month
 V_n : Storage at the end of current month
 H_n : Reservoir water surface at the end of current month
 V_u : Standard upper limit of storage at the end of current month
 V_{max} : Maximum storage
 V_{min} : Minimum storage
 f_n : Overflow in current month
 Q_u : Standard upper limit of runoff
 Q_M : Standard runoff
 q_n : Inflow in current month
 Q_n : Discharge for power in current month
 Q_{max} : Maximum discharge for power
 Q_s : Standard discharge for power
 E_v : Evaporation loss

(2) Constants (Unit: c.m.s. per month)

$$\begin{aligned}
 Q_u &= \begin{cases} 20.2 \text{ (Sept. - Dec.)} \\ 7.7 \text{ (Jan. - Aug.)} \end{cases} & Q_{max} &= \begin{cases} 20 \text{ (Aug. - Dec.)} \\ 7.5 \text{ (Jan. - July)} \end{cases} & E_v &= 0.2 \\
 Q_M &= 6.6 & Q_s &= 6.4 & E_v &= 0.2
 \end{aligned}$$

Basic Formulae (Storage Capacity)

$$V_{max} \geq V_{n-1} + q_n - Q_n - E_v \implies V_n = V_{n-1} + q_n - Q_n - E_v$$

$$V_{n-1} + q_n - E_v > V_{max} \implies \begin{cases} V_n = V_{n-1} + q_n - Q_n - E_v - f_n \\ f_n = V_{n-1} + q_n - Q_n - E_v - V_{max} \end{cases}$$

$$H_n = 576 + 0.181 \times V_n - 0.000005 \times (V_n)^2$$

(3) Operation Rule (Discharge for Power)

1. $V_{n-1} + q_n > V_u$

(1) $V_{n-1} + q_n - V_u \geq Q_u \implies Q_n = Q_{max}$

(2) $Q_u > V_{n-1} + q_n - V_u > Q_M \implies Q_n = V_{n-1} + q_n - V_u - E_v$

(3) $Q_M \geq V_{n-1} + q_n - V_u \implies Q_n = Q_s$

2. $V_u \geq V_{n-1} + q_n \implies Q_n = Q_s$

FIG. 5-7 INFLOW POWER DISCHARGE AND RESERVOIR WATER SURFACE

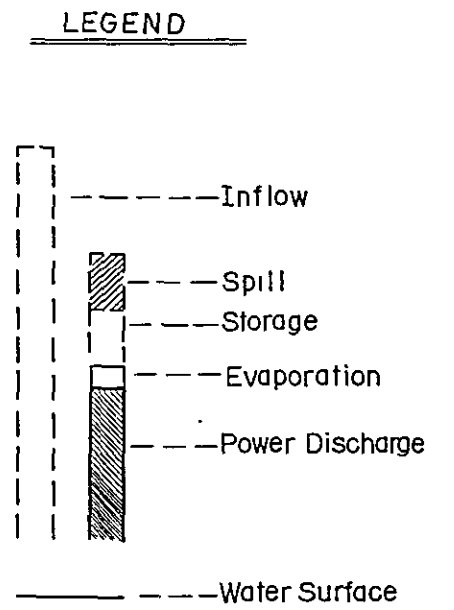
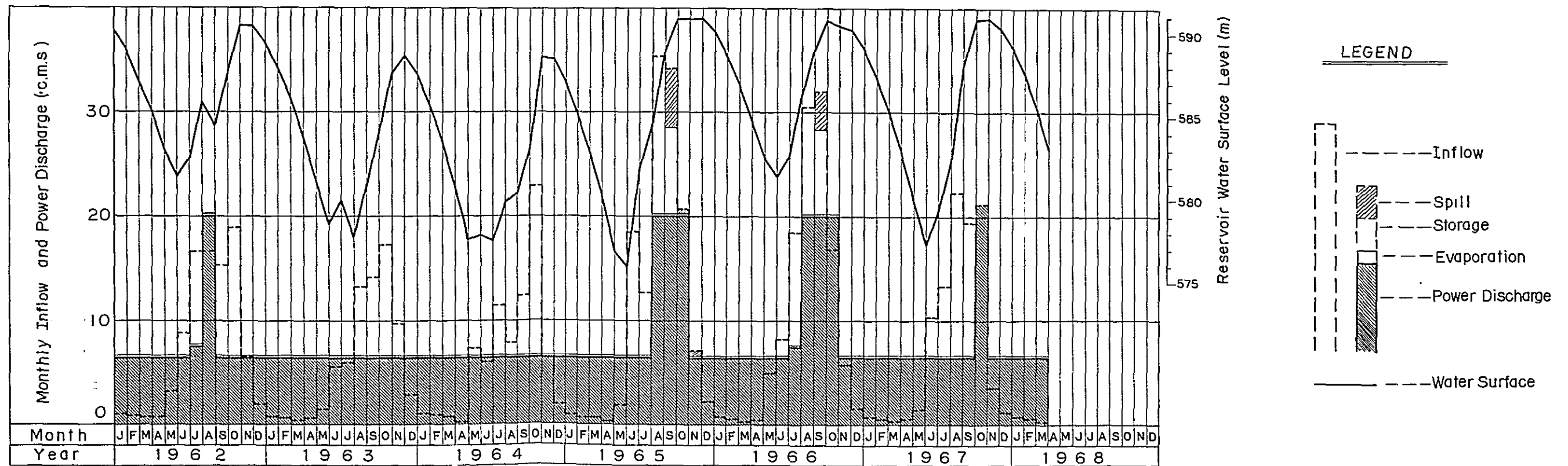
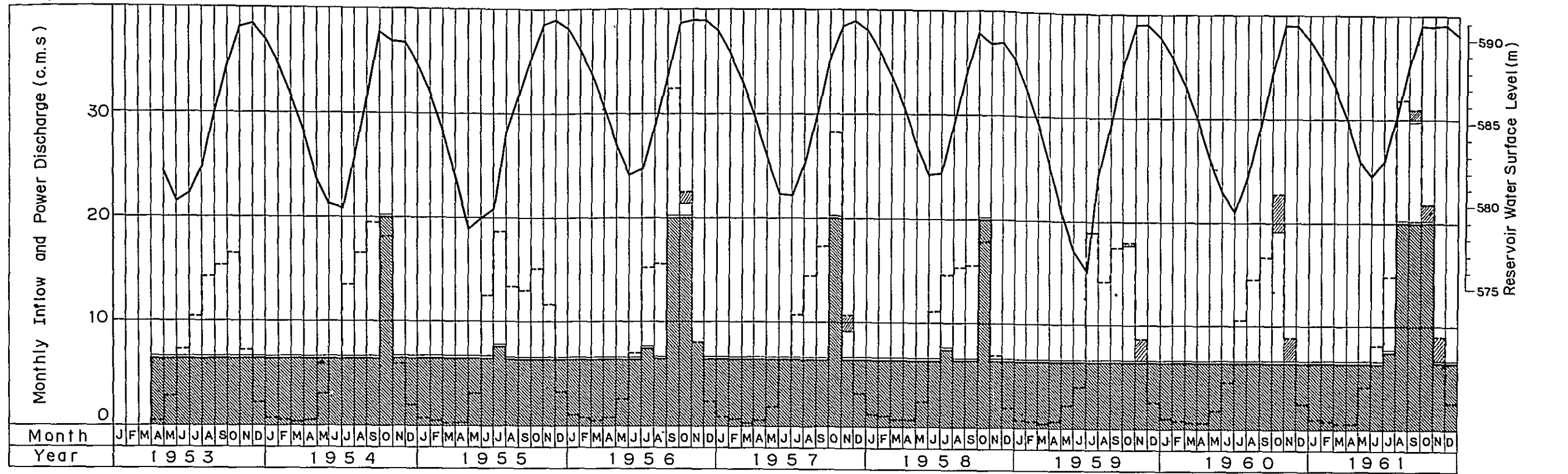


FIG. 5-8 RIVER RUNOFF AND IRRIGATION RELEASE AT NO. 4 DAM SITE

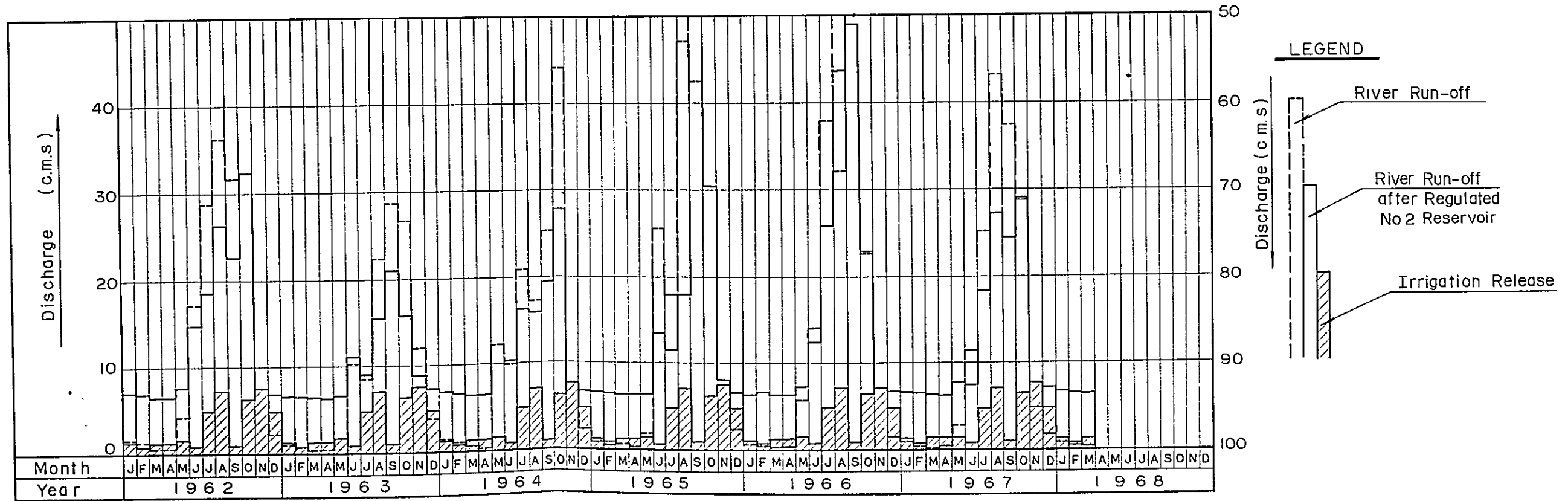
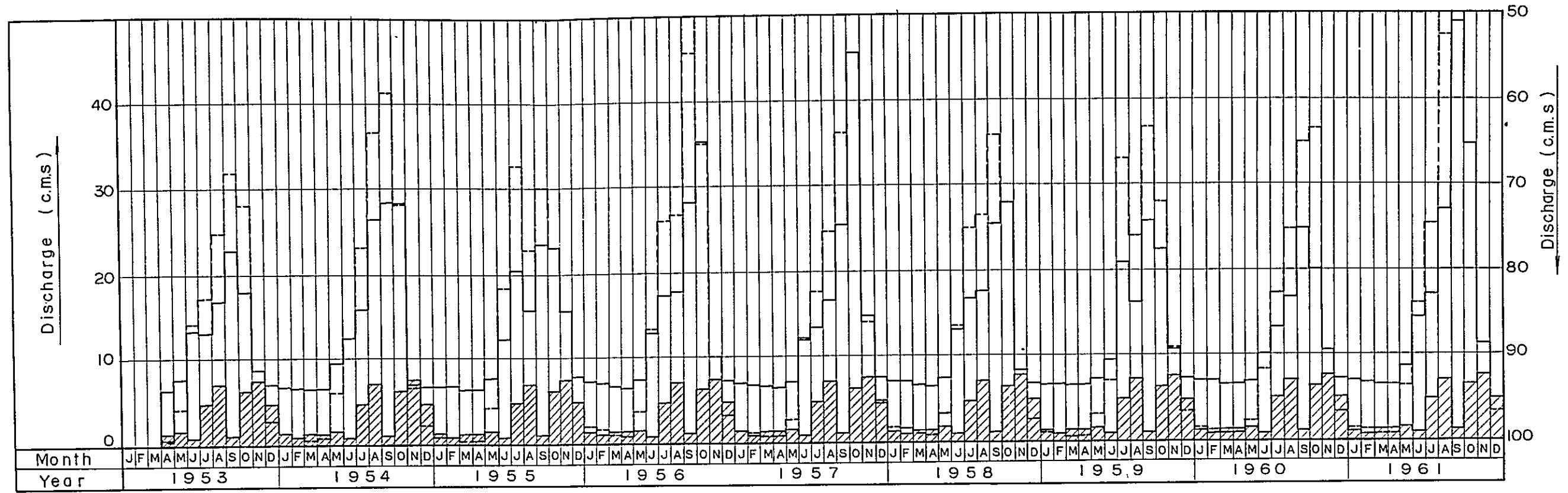


FIG. 5-9 IRRIGATION SYSTEM

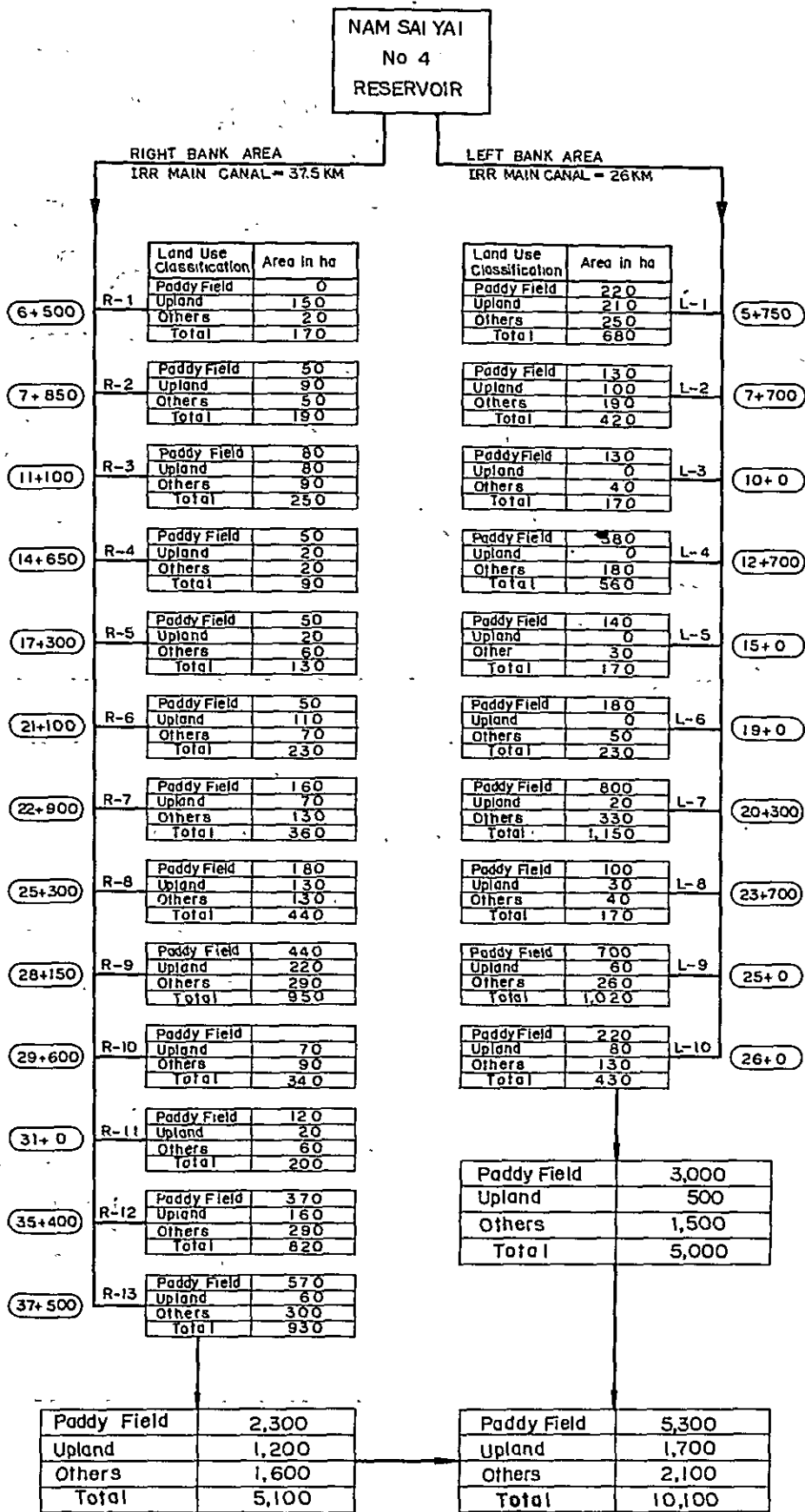


FIG. 5-10 FLOOD HYDROGRAPH OF WANG HEO (NO. 2 DAM SITE)

(Aug. 17, 1966 ~ Aug. 20, 1966)

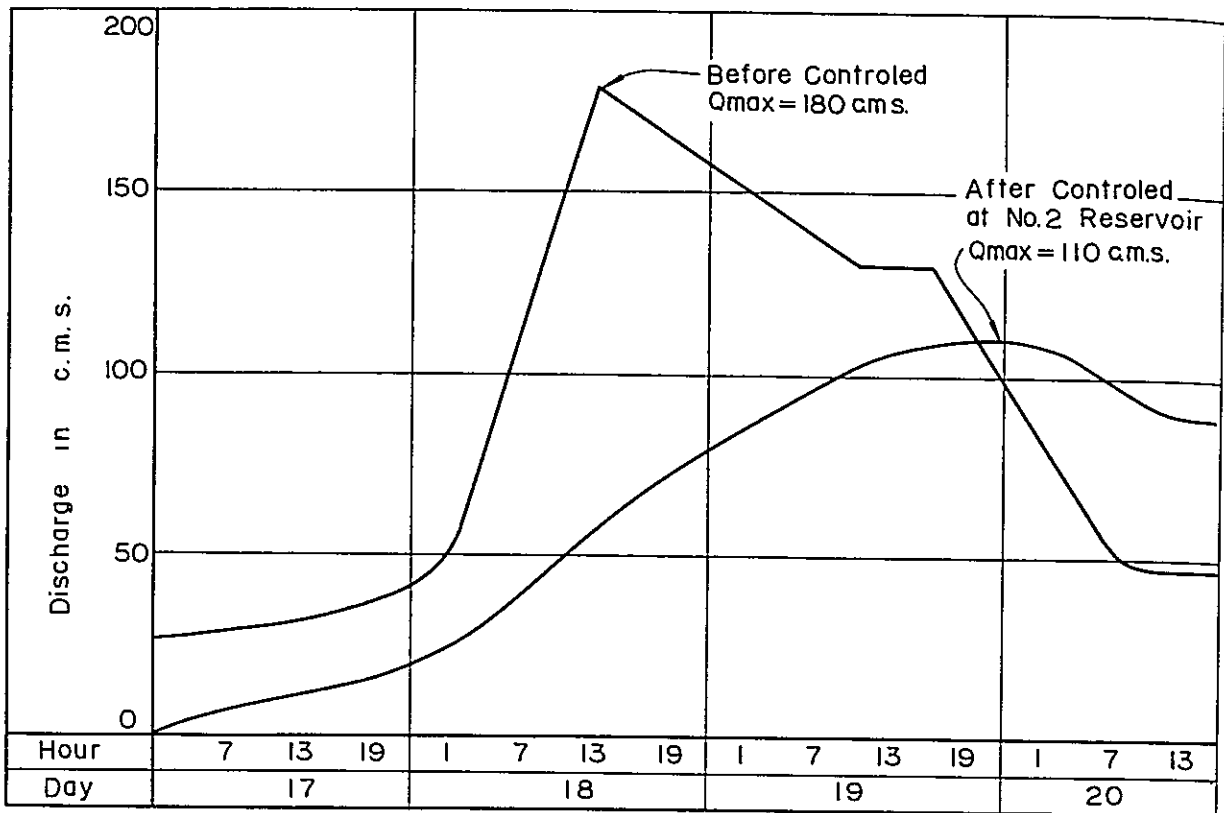
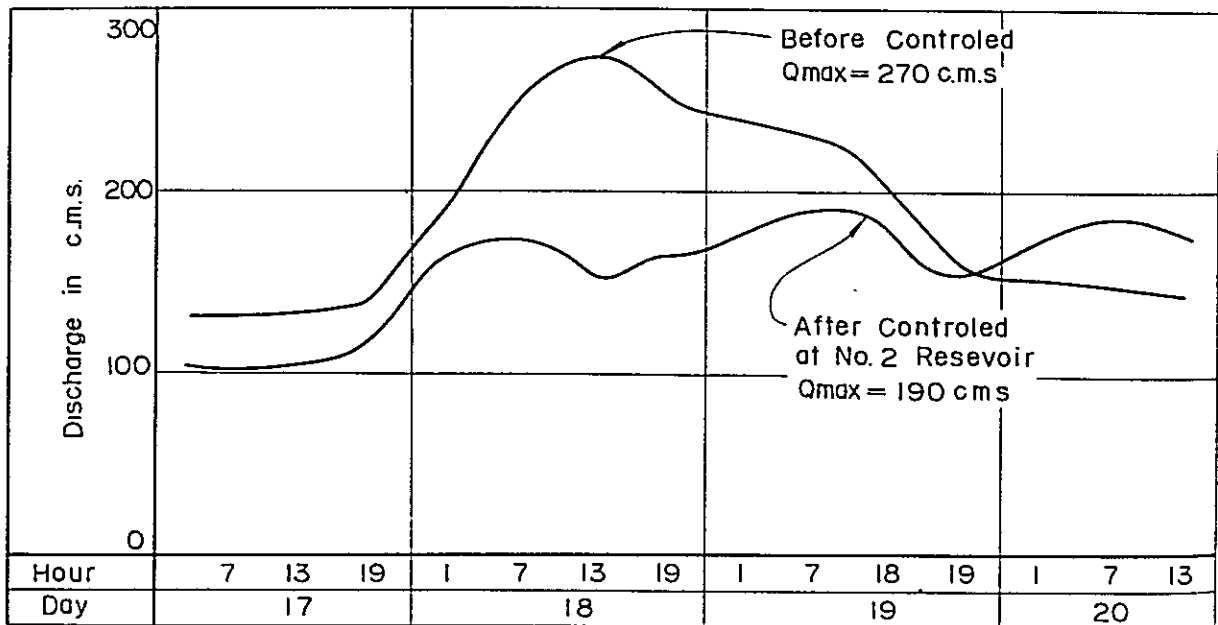


FIG. 5-11 FLOOD HYDROGRAPH OF BAN SAPANHIN

(Aug. 17, 1966 ~ Aug. 20, 1966)



第 6 章

発 生 電 力

第 6 章 発 生 電 力

6. 1 常 時 保 証 出 力

前述のように Nam Sai Yai №2 及び №3 発電所の常時保証水量は $6.4 \text{ m}^3/\text{S}$ である。

従つてこの保証水量 $6.4 \text{ m}^3/\text{S}$ と №2 発電所に対しては、№2 貯水池の最低水位 57.5 m と、放水水位 51.0 m №3 発電所に対しては、№3 調整池の最低水位 50.7 m と、放水水位 17.0 m の間の落差を利用して得られた、常時保証出力は、№2 発電所に対し、 3.200 KW №3 発電所に対しては 18.000 KW である。

6. 2 設 備 利 用 率

第 3. 1. 3. で述べた様に電力需給上最も苛酷な条件は、12月にあらわれる。

12月の週日における日負荷曲線に基いて、Sai Yai №2 №3 発電所に要求される運転ののパターンについての検討を1972年～1981年の期間について行つた。

検討の結果は FIG 3-4 に示す。

これによると Sai Yai №2 発電所は系統のピーク負荷を受持つて1973年に運転開始後3年間は、45.7%と可成り高い負荷率で運転されるが、1976年以降は Dependable peak 供給能力一杯の運転となり負荷率は、36.3%となる。

Sai Yai №3 発電所についても運転開始する1974年の負荷率は47.2%であるが、3年後の1977年には全出力が有効化し負荷率は、51.8%になり、その後はこの負荷率で運転

この様に Sai Yai №2、№3 発電所は系統のピーク負荷を受持つ発電所であり、上の検討結果より、この発電所群の設備利用率は、33%に選定した。

6. 3 主 機 台 数

Sai Yai №2 および №3 発電所の水車および発電機の台数は夫々1台、2台とする。

経済性の点から考えると主機台数は極力少なくするのが好ましく、№3 発電所の場合 58 MW 1台案も不可能ではないが Sai Yai 系の主力発電所であるので信頼度に重点をおいて $29 \text{ MW} \times 2$ 台案を採用した。

№2 発電所は出力も 12 MW と小さいので経済性を重視して1台案とした。しかし №2 発電所と №3 発電所とは水理的に直列に接続されるので、№2 発電所の事故は或いは定期的点検作業時に №3 発電所まで停止する可能性がある。これを避けるために №2、発電所に放流能力、 $20 \text{ m}^3/\text{S}$ の放流弁を設置して、№2 発電所の長期停止時に下流に放流して

№3発電所の発電を可能ならしめるものとした。

6. 4 設備出力および保証尖頭出力

設備出力、保証尖頭出力およびそれらの計算は Table- 6-1 に示してある。取水位は設備出力に対しては貯水池の基準水位、保証尖頭出力に対しては貯水池の最低水位とした。

放水位は最大使用水量時の発電所放水口における推定水位をとつた。

6. 5 可能発生電力量

5. 3で述べた操作基準をもとにして得られた貯水池の水位及び、発電所の使用水量から計算した15ヶ年間の月別発生電力量は FIG 6-1. 2 及び図 6. 3. に示す通りである。

これによれば15ヶ年平均の発生電力は次の通りである。

発生電力量	№2 発電所 ($\times 10^6$ kWh)	№3 発電所 ($\times 10^6$ kWh)
保証電力量	33	159
2次電力量	7	31
計	40	190

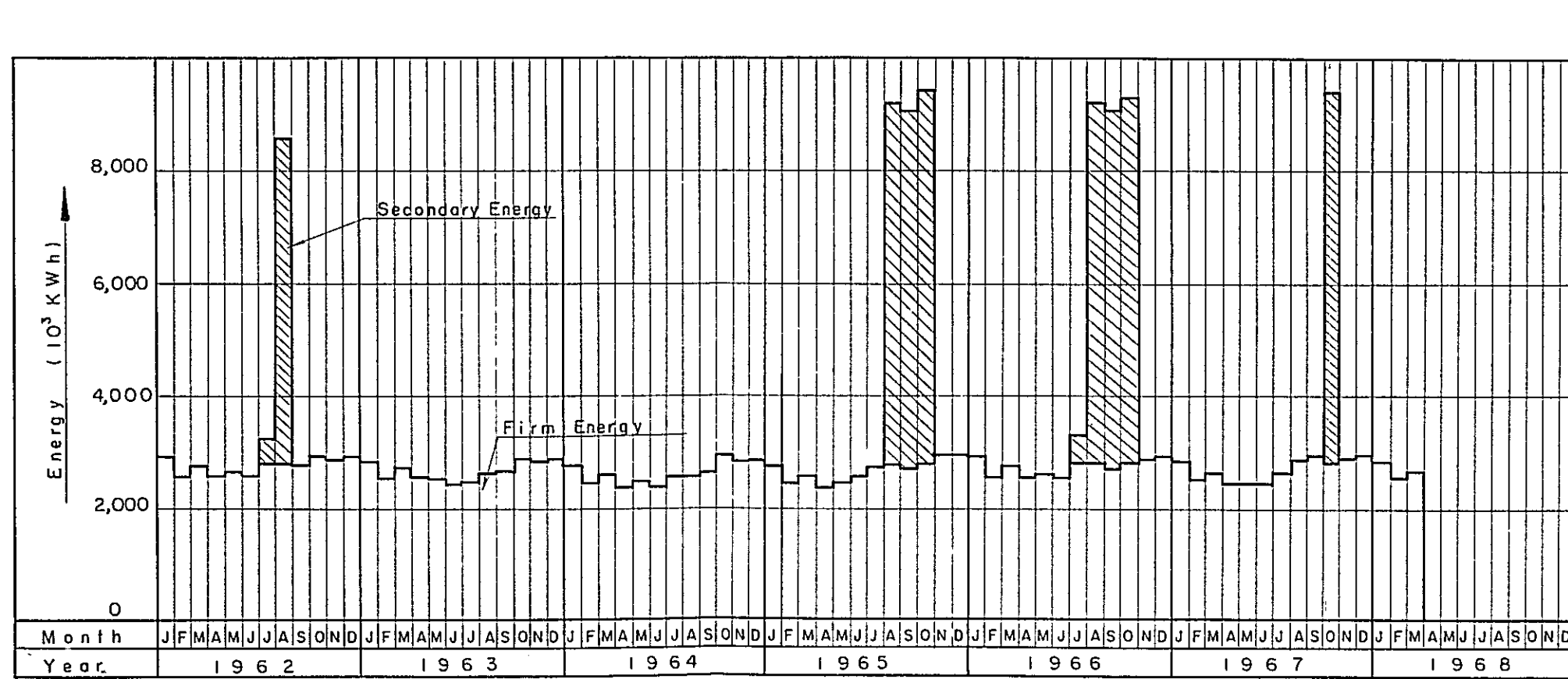
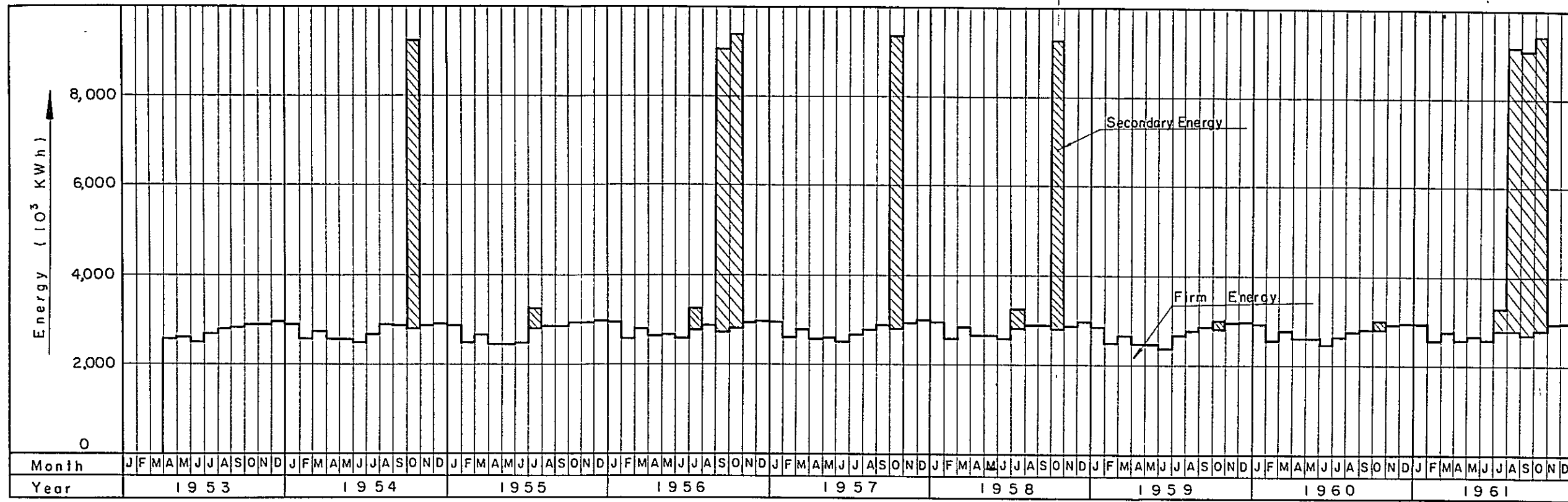
上記中、2次発生電力量とは、保証水量を超過した流量によつて発生する電力量である。

(附録のGと Table G-1. 2 参照)

TABLE 6-1 CALCULATION OF OUTPUT

Item	Sai Yai No.2 Power Station		Sai Yai No.3 Power Station	
	Installed Capacity	Dependable Capacity	Installed Capacity	Dependable Capacity
Discharge (c.m.s.)	20	18.4	20	20
Nor. Intake Water Surface Level (m)	585.5	575.0	509.0	507.0
Tail Water Surface Level (m)	510.0	510.0	170.0	170.0
Rated Head (m)	70.0	59.3	333.3	331.3
Output (MW)	12	9.2	58	56.4

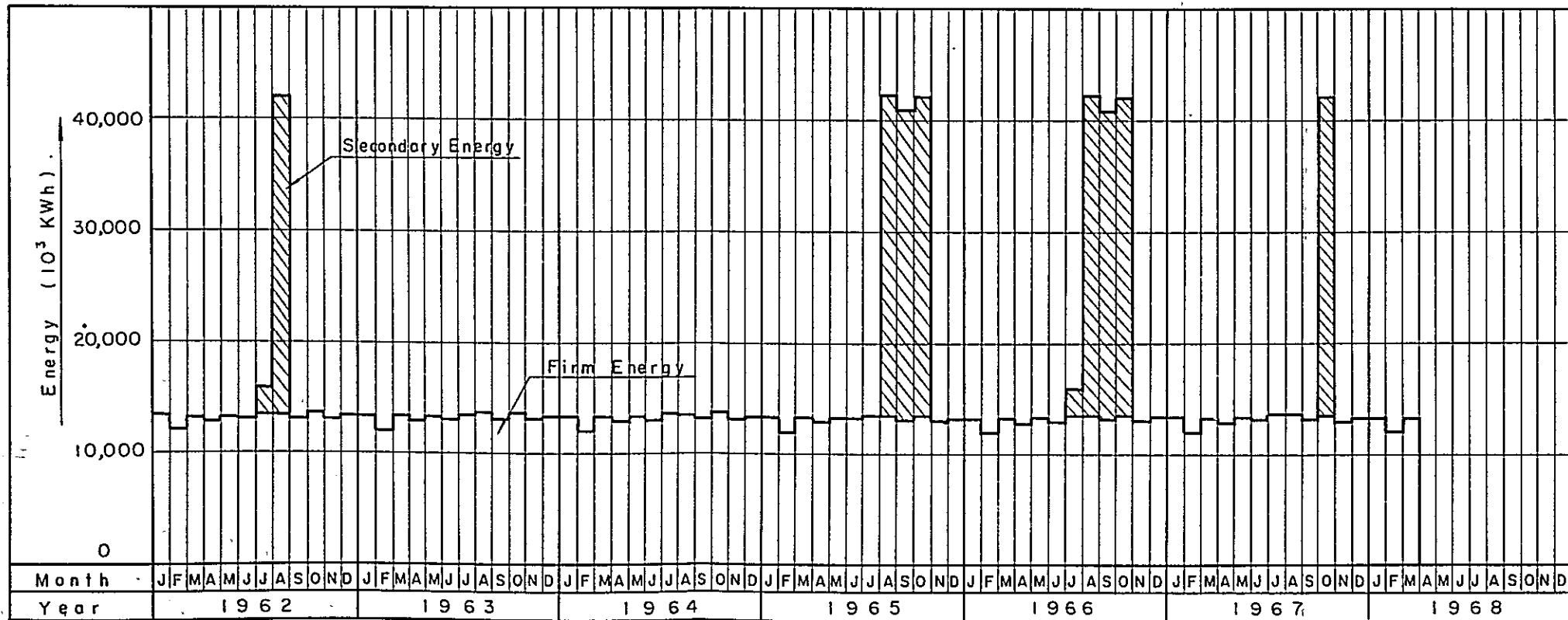
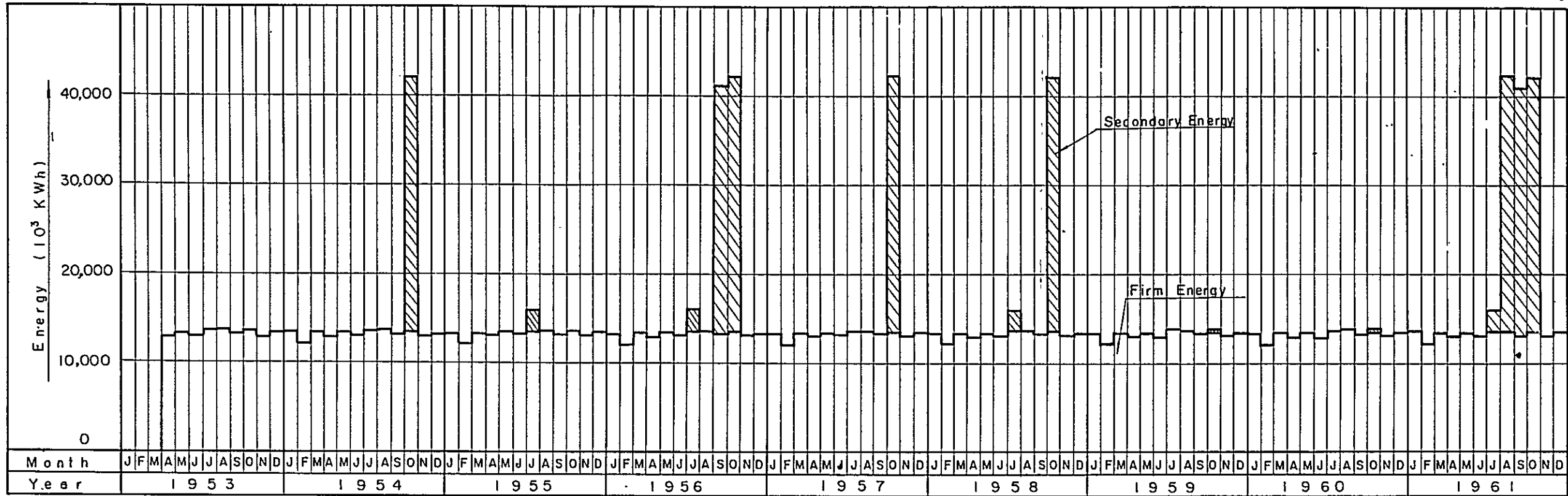
FIG. 6-1 MONTHLY ENERGY OF NAM SAI YAI NO. 2 POWER STATION



(10^3 KWh)

Water Year	Annual		
	Firm Energy	Secondary Energy	Total Energy
'53 ~ '54	32,853.0	0	32,853.0
'54 ~ '55	32,428.0	6,432.0	38,860.0
'55 ~ '56	32,999.0	424.0	33,423.0
'56 ~ '57	33,166.0	13,430.0	46,596.0
'57 ~ '58	32,937.0	6,598.0	39,535.0
'58 ~ '59	32,948.0	6,887.0	39,835.0
'59 ~ '60	32,484.0	216.0	32,700.0
'60 ~ '61	32,855.0	216.0	33,071.0
'61 ~ '62	33,083.0	19,834.0	52,917.0
'62 ~ '63	33,137.0	6,289.0	39,426.0
'63 ~ '64	31,591.0	0	31,591.0
'64 ~ '65	31,410.0	0	31,410.0
'65 ~ '66	32,305.0	19,606.0	51,911.0
'66 ~ '67	33,721.0	18,864.0	52,585.0
'67 ~ '68	32,603.0	6,608.0	39,211.0
Total	490,520.0	105,404.0	595,924.0
Average	32,701.3	7,027.0	39,728.3

FIG. 6-2 MONTHLY ENERGY OF NAM SAI YAI NO. 3 POWER STATION



(10³ KWh)

Annual			
Water Year	Firm Energy	Secondary Energy	Total Energy
'53~'54	158,580.0	0	158,580.0
'54~'55	158,541.0	28,537.0	187,078.0
'55~'56	158,665.0	2,514.0	161,179.0
'56~'57	158,243.0	58,979.0	217,222.0
'57~'58	158,519.0	28,749.0	187,268.0
'58~'59	158,376.0	30,962.0	189,338.0
'59~'60	158,578.0	208.0	158,786.0
'60~'61	158,406.0	308.0	158,714.0
'61~'62	158,170.0	87,756.0	245,926.0
'62~'63	158,456.0	30,975.0	189,431.0
'63~'64	158,453.0	0	158,453.0
'64~'65	158,568.0	0	158,568.0
'65~'66	158,353.0	85,435.0	243,788.0
'66~'67	158,070.0	87,722.0	245,792.0
'67~'68	158,631.0	28,603.0	187,234.0
Total	2,376,609.0	470,749.0	2,847,357.0
Average	158,440.6	31,383.2	189,823.8

第 7 章

構造物及び機器の概要

第 7 章 構造物及び機器の概要

7.1 一般

前回の Reconnaissance 調査の結果、1965年6月に提出した Report on Basic Studies for Development of Hydraulic Potentials of The Sai Yai はタイ河川の特徴として乾期と雨期の流量差が顕著であり、また渇水年が数年間継続して起こる傾向があるので、Nam Sai Yai に大規模な貯水池を作る必要を提案した。

このため、第二貯水池満水位標高を591 mとし、有効貯水容量を 140×10^6 m³とするロックフィルダムを建設し、上流に建設する第1ダムと合せて合計 300×10^6 m³有効容量を確保すると言うものであつた。

またその時点において、水路については、現地の制約から水路予定地点を踏査することは不可能であつたが、航空写真および1/50,000 地形図から、Nam Sai Yai に分流する案を提案し、もし水路及び発電所の地質が充分良好であり、掘削の際の洩水が少なければ、地下発電所の設置も考えられるとしている。

従つて、今回の現地調査に際しては、この様な経緯にもとづくと共に、本流沿いに水路を設置した場合、分流案と比較して、どちらが優れているかを見出すことに焦点をおいた。以下本流案をA案とし、分流案をB案として簡単に両案についてふれる。

先づ両案の第二発電所であるが、その水路は、約1800 mの圧力トンネルと約700 mの水圧鉄管からなり、両者の間で放水水位が15 m違う点を除けば計画及び構造的に大きい相違はない。第2発電所で使用した水は放水池に入る。今回の調査においては Reconnaissance で想定した水路におけるように第2発電所の放水を直接第3発電所の導水路トンネルに入れることはせず、取水ダムによつて調整池を設け、第3発電所における使用水量の調節を或程度可能にして併せてトンネル延長を短縮して工事の容易化をはからんとする案にもとづいた。

第3発電所については、A案は約550 mの圧力トンネルと約1400 mの水圧管路よりなり、特に難点はない。これに反しB案の導水路は地形上取水口から斜坑で約45 m程度下がり、それから水平に設けられその導水路延長は約2600 mに及び工事期は長くなり、工事は、明り工事に比べてかなり難しくなると予想される。即ち、トンネル掘削のため設ける作業坑は、この場合上・下流に各々1ヶ所づつ設けるが、下流側作業坑については水平坑の設置が容易であり、特に問題はない。しかし上流側作業坑は、もし作業の容易な水平坑を選ぶならば、その延長は1,000 m以上に及び事実上不可能であり、掘削ズリの搬出が可能な、1 ; 35程度の斜坑にしても約350 mに及び工期及び工事の施工の点で好ましくない。

次に、このトンネルを構造的にみるならば、このトンネルは常時55 mに及ぶ水圧をうける高圧トンネルであり、負荷遮断時における調圧水槽水位を考慮すれば約70 mの水圧をう

ける区間もあり、長区間にわたる鉄筋或いは内張鉄管による補強を考慮すれば工事費の点でもかなり難点がある。以上の点を考慮し、流域計画の便益計算も行った結果、A案を採用することとした。(FIG 7-1 参照) また、第2、第3発電所のみを採りあげれば、A案が著るしく経済的である点も見逃すことは出来ない。

次に地下発電所型式の選定であるが、これは現在まで検討してきた第2及び第3発電所の二段案に対し、発電所を一つにしたかどうかという案にも通ずるものがある。従つて先づ明り発電所を設置する場合について検討して、次にそれを地下発電所型式に置換しえた場合についてふれたい。明り発電所を設置した場合の水路縦断は、B案における第3発電所の水路縦断に類似したものとなる。即ち取水口及び発電所を夫々、第2発電所取水口地点及び第3発電所地点とし、導水路は延長 約 4,800 m に達し、二段案における調整池付近を通過するため導水路中心標高を約 470 m とするものになる。このため、導水路設計水圧は常時で約 120 m に達し、調圧水槽における負荷遮断時の上昇水位を加味するならばこの様な高圧トンネルの鉄筋或いは内張管による補強或いはグラウト注入による補強の増額工事費はかなりの額に達するのは明らかであり、当然放水路の長い地下発電所からなる開発方式が工事費の点で有利であると判断される。

しかしこの種の地下発電所を計画した場合、導水路は約 600 m の傾斜埋設鉄管となるが、この鉄管路の工事には、上位、中位及び下位に夫々作業坑を必要とする。また約 20,000 m³ の掘削と 7,000 m³ コンクリート工事を必要とする地下発電所の地下工事にも掘入路を含めて2本の作業坑が必要である。しかし、地形的にみて、これらの作業坑を経済的に配置することはほとんど不可能であろう。また放水路流速は、一般に導水路流速より小さく、放水路断面は導水路断面より大きくなるのが普通であり、放水路調圧水槽の工事費を加算するならば工事費も必ずしも安くはない。この様な観点から、Nam Sai Yai 第2ダム下流につながる水路系統は二段式案が最も経済的であると判断した。

次に、第2ダム及び第2、第3発電所についてその概要をのべる。

7. 2 第2ダム及び第2発電所

7. 2. 1 第2ダム

第2ダムは Reconnaissance Study において提示された型式及び地点についてその後の調査によつて得た地形、地質ダム築造材料及び水文の諸データに基く検討の結果、原案が最も経済的であることが確認された。

Nam Sai Yai は、Ban Sapanhin 測水所付近で Nam Sai Noi と合流するがこの合流点から約 30 km 上流にさかのぼつた地点で約 20 m の滝となつて落下して

いる。第2ダムサイトは、この滝から約350 m上流にあつて、上流に広いポケットを有し、ダムサイトとして適当なものといえよう。現地は、河床部を除き、高さ25mにおよぶ巨木を交えた密林でおおわれ、見とおしは極めて悪く、しかもダムは高さ比べ堤長が長いのでダムサイトの地形全般を一望のもとに把握することは困難であつたが、ダム軸線はNEAによつて、ばつ採られており、1/20,000地形図及びコアボーリング、オーガーボーリングの結果を併用することにより、かなり正確に把握することが可能であつた。

ダムは河床部で高さは40 mに達するが、左右兩岸とも緩傾斜の台地状をなすために、堤高の低い部分はその大半をしめる。また岩石の露頭は河床部では比較的広く認められるが、兩岸の山腹部は厚さ4.0~9.0 mのかなりしまつた表土に一樣におおわれており、その下には一部風解現象をうけた岩が存在している。透水試験結果は略略 10^{-4} のオーダーを示してはり、ダムサイト基礎には特に著しい透水性地層はないようである。

次にコンクリート用骨材については、ダムサイトのみならず計画地域全域においてNam HuaiYangに細骨材が得られるほかは、細砂の小推積および転石が散見されるのみで、経済的な運搬距離内で天然骨材を採取することは不可能である。またコンクリート用骨材を現地で碎石によつて製造するのも一案であろうが、河床附近及びQuarry Siteの露出岩を調査した結果とボーリングの結果から判断しても充分堅硬とはいはれなく、破碎によつて所要の粒度のものが得られるかどうかは疑問であろう。フィルタイプダムとした場合は、どのような材料からなるダムを作るかと云う問題もある。

ダムサイト左岸下流では、前回のReconnaissance Studyに引続いて、Quarry Site 予定地点にボーリングを行つているが、風化作用がかなり深部まで行わたつており、充分堅硬とはいはれなく、大塊なロックがえられるかどうか疑問はあるが、或程度のロックを確保することは不可能ではない。不透水性材料は、今回現地踏査において、試験ピットを掘つて調査し、更に今後の調査にまつところが多いけれども良質とはいはれ難いが、築造材料としても使用出来るものはダムサイト右岸上流一帯のかなりの範囲に分布しているようである。

また、セメントはタイではその価格は高く、その上本地点迄のセメント運搬費も高い。

以上の観点に立つ時、フィルタイプダムが最も経済的であることは明らかであろうが、その場合、ロックフィルダムとアースダムの何れが秀れているかと云う

問題がある。

この問題は二つの観点、即ち、材料の組合せ方と施工の方法によつて解き出すことが出来る。ロック材料及びアース材料の性質については、今後とも便に詳細な調査が必要であり、現時点において断定は困難であるが、已に述べた様にロック材料は、地表からかなり深部まで風化作用をうけており、また充分堅硬なものとは云えない。また工事費の点でもアース材料に比較して材料の掘削費は高い。しかし気象条件に左右されず、施工速度が早く出来る利点があり、間隙水圧によつてひき起される問題も起らず、アースダムに比べて堤体体積は小さい。一方アース材料はダムサイト右岸上流一帯に広く分布し、比較的容易に、且つ安価に得ることが出来る。

次に施工方法について考えるならば、それは云うまでもなく河流処理を如何に行うかに密接な関係がある。

第2ダムにおいて、右左岸の山腹部は標高も高く、河流処理に関係なく、年間を通じて施工が可能である。従つて最も経済的な施工方法は河床部の施工と山腹部の施工を二分し、河床部の施工は乾期の流量を対象とした。仮排水路トンネルによつて河流を切替えた後一乾期で盛立てることであろう。この為仮排水路トンネルは、工事開始後の最初の乾期に施工する。

このトンネルは、右岸に設けるものとし内径は3.0 m延長は約300 mとし、流下流量は上流水位標高570 mで約45 m^3/s 程度のものとなろう。もしも、河床部も含めて第2ダムを連続的に施工するならば、既往最大流量(計画20年洪水量に相当)180 m^3/s を同標高で吐くために、ほぼ6 mの内径をもつ仮排水トンネルを必要としよう。従つて、今、乾期だけで中央部の盛立てが可能であるならば、中央部については施工速度は出来る限り短いことが望ましい。

即ち、中央部に関しては、盛立て量も少く、盛立て速度も速いロックフィル型式が有利であると云えよう。

両岸山腹部は、すでに述べたように、ボーリングによつて確認された岩盤線は、地表下4.0~9.0 mに及び、この間にはかなりしまつた土層が存在し、表土の0.50~1.0 mを除去すれば、これらの土層を掘削する必要はない様に思われる。

またこの地域の施工は特に河流処理に関係なく全期を通じて施工が可能であるところから、右岸上流一帯に存在する上質材料を主としたアースフィルタイプがより経済的であろう。この様な理由から両岸山腹部はアース材料を主とし、中央河川部はロック材料を主としたダム型式が最も経済的であるように思われる。

貯水池最適規模については、第5章で述べた如く満水位標高を、591.0 mとするが、これに対するダム尖端標高は595.0 mとした。このため貯水池右岸には、

夫々アイスフィルタイプのダイクを建設することとする。

7. 2. 2 洪水吐

第4章で述べた如くダム地点の計画洪水量は $780\text{ m}^3/\text{S}$ である。第1貯水池完成前にはこのうち $380\text{ m}^3/\text{S}$ は、貯水池水位を常時満水位 591.0 m から 1.75 m 上げることにより、貯水池に貯溜し、残りの $400\text{ m}^3/\text{S}$ を洪水吐から下流に放流する。また、第1貯水池完成後には第1ダムにおいて、 $100\text{ m}^3/\text{S}$ のピークカットが可能であり、第2貯水池においては、貯水池水位を常時満水位 591.0 m から 1.50 m 上げることにより、 280.0 C、m、S を貯溜して残りの $300\text{ m}^3/\text{S}$ を洪水吐から下流に放流するよう設計した。洪水吐はシュート方式でダム左岸凹部に設け、越流天端標高 591.0 m 、越流巾員 85.0 m 、ゲートは設けない。なお洪水吐コンクリート上下流部には、開渠を設けねばならないが、一部を除いて保護工の必要はないと判断される。開渠の堀削ズリは盛立てに転用するものとする。

洪水吐の位置及び型式については、この設計のほかに、ダム左岸部或いは仮るダイク部に設けるシュート式洪水吐についても検討を行った。予備設計に基いてそれらと比較した結果、ダム軸左岸約 591 m の凹部に設置する洪水吐が最も経済的であることが判明した。

洪水量の処理については、洪水吐の構造物を可能な限り、小さくし、第1ダム完成前と完成後の洪水量差額 $100\text{ m}^3/\text{S}$ をDike部で処理する方法についても検討した。しかしDikeの地形、地質、或いは洪水流下部兩岸の補強を考慮すれば、サーチャージの差 0.25 m で処理するのが最も経済的であり、また安全であるように判断される。

7. 2. 3 放流路

放流路は、内径 3 m の仮排水路トンネルを転用し、プラグ部にバルブ室を設置する。型式はトンネル内壁による減勢を考慮すれば、ハウエル、バンガー式が好適であろう。この放流管は、ダムの緊急放流用に設置するものであるが、一方本地点における滞砂量はほぼ $100000\text{ m}^3/\text{年}$ と推定され、取水口敷標高 566.0 m における貯水量容量は約 $6 \times 10^6\text{ m}^3$ であり、排砂の点でも放流管は是非必要であろう。なお、放流管バルブ室に至る地下通路は別途設置するものとする。

7. 2. 4 取水口

取水口は地形を考慮し、タワー型とし、ダム地点上流約 300 m の右岸に設けるこ

ととした。本地点附近は、傾斜式鉄筋コンクリート取水口は経済性はないように思われる。

取水口付近の山腹は、傾斜がゆるやかであり、貯水池右岸と、取水口の距離は長く橋の架設が望ましいが、工事費が高いため、保守点検のための連絡は作業舟を使用するものとする。このためタワー部には鋼製昇降階段をもうけると共に、捲揚機盤の標高595.0mスラブに簡易捲揚クレーンを設置するものとする。

貯水池の底水位標高は566.0mとする。このため取水口前部の掘削量は多いがこの掘削ズリは、全てダムの盛立材料に転用する。

取水口呑口前面には、塵除スクリーンを設ける。また導水路トンネル呑口に、水路トンネルの保安点検のためにローラーゲートを設置する。

7. 2. 5 導水路

導水路は、馬てい型断面の圧力トンネルとした。トンネルの断面寸法は数種の内径について、年間経費と損失水頭による年間損失便益を算出し、その和が最小となるような内径を選んだ。その検討の結果は、Fig 7-2に示す通りで、トンネル内径は、3.1mと決定した。この計算は第2及び第3発電所を一体のものと考え、両発電所のトンネル内径を等しくし、施工が容易なよう配慮した。

導水路トンネルの経路は、地表からトンネル迄の深さを十分とることを考慮して決定した。トンネルは、その全長にわたってコンクリート巻立を行う必要があり、特に地表からトンネル迄の被りのうすいところ、あるいは地質のわるいところは、鉄筋で補強しなければならない。また、調圧水槽基部付近から露出水圧鉄管までの区間は圧力変動が大きいと考えられるので鋼管により内張りをする必要がある。

前述の様に 導水路トンネル経過地の地質には特に問題はなく、湧水もないと判断される。したがって、トンネル施工上特に困難はないであろうが、ほぼ水平層中を通過するため、トンネル天端における地質の厚さに留意する必要がある。作業坑は関連土木工事の工程をも考慮し、取水口およびサージタンク付近に二ヶ所設置し、掘削作業及びコンクリート作業は、両口から行うべきであろう。なおグラフトは、低圧グラフトと高圧グラフトの二種を入念に実施するものとする。

7. 2. 6 サージタンク

サージタンクは、水面の安定及び施工を考慮し、上部を拡大した立坑および、ライザーからなる差動サージタンクとし、各部の断面形状は何れも円型とする。サージタンクの設計に当つては、貯水池満水位において全負荷を遮断した場合、および貯水池

底水位において $\frac{1}{2}$ 負荷を急増した場合、および 導水路に悪影響を生じないことを設計条件とする。なおサージタンク基礎から下流のトンネル内壁は鋼板で内張りするものとする。

7. 2. 7 水 圧 管 路

水圧管路は、1 条とし、溶接鋼管とする。水圧管の管胴材料は、主に溶接構造用圧延鋼材 S M 4 1 及び S D またはこれに相当する材料を用いるものとし、コンクリートアンカーブロック及びリングガンダーによつて支持するものとする。水圧管路の断面寸法は導水路トンネルと同様にして、年間経費と損失水頭による年間損失便益とを算出し、その和が最小になるような内径を選んだ。その検討結果は、Fig 7-3 に示す通りで、平均鉄管内径は、2.8 m とした。水圧管路の設計に当つては、静水頭にサージングによる水頭または水撃圧の何れか高い方を加えたものを内圧として考慮した。

なお、鉄管の下位水平部には本管から分岐させた放流管を設置するものとし、第 2 発電所が発電を行わない場合にも、第 3 発電所の発電が可能であるよう配慮した。

7. 2. 8 発 電 所 及 び 放 水 路

発電所は、地形、地質などを考慮し、地上式屋内型発電所とした。吸出水管は L 型とし、放水口にはゲートを設置するものとする。

発電所と調整池の間には放水路を設け、その形式は開渠とする。放水路はこの地域の地質を考慮すれば、接水面から約 0.75 m の高さまでは、コンクリートで保護する必要がある。

なお、本発電所に隣接して、屋外開閉所を設けるが、修理工場、倉庫、予備電源室などもその中に設置するものとする。

7. 2. 9 発 電 設 備

Fig 7-4 に示す様に Sai Yai No 2 発電所は 115 KV 1 回線にて Sai Yai No 3 発電所に接続される。

屋外機器配置については将来 Sai Yai No 1 発電所と 115 KV 送電線にて連絡できる様考慮してある。

水車発電機の制御方式は配電盤室よりの 1 人制御とした。No 3 発電所を親発電所とする遠方制御方式に変更することも可能であり、工事実施にあつて再検討する必要があると考えられる。

水車は立軸フランス形水車で基準有効落差70m、最大流量20m³/Sにて1.24MWの出力をもつ。

この落差および出力に対して適用可能な水車としては、フランス水車の他に斜流水車が考えられる。しかしこの発電所の利用水深は15mで基準有効落差の21%であり、フランス水車で充分カバーできる範囲である。一方KWバランスの検討で見るとこの発電所はピーク発電所として運営されるので部分負荷での運転は少ない。従つて斜流水車を採用するメリットは少く構造が簡単のため、据付、保守点検の容易で機械代も安いフランス水車を選定した。

発電機は容量14MVA回転数333rpmの立軸同期発電機でコンクリートパレル上に据付けられる。

主変圧器は屋外形3相油入自冷式で屋外開閉所に設置する。

水車発電機の分解組立用には35Tonの起重機を設置する。

7.3 第3発電所

7.3.1 ダム及び調整池

第2発電所で使用された水は、開渠型放水路をへて直ちに調整池に入る。池の規模は池の経費が代替トンネル経費とトンネル損失水頭による便益の和を下廻るよう決定した。調整池案は、トンネル案に比べ次のmeritがある。

即ち

1. 調整池に約3mの利用水深即ち1.6×10⁶m³の調整容量をもたせるならば、第2及び第3発電所の使用水量及び発電時間の相違を調節することが可能である。
2. 一般に、この程度のダムの建設は、トンネルなど水路の建設より容易である。
3. トンネルなど水路における損失水頭は、調整池の場合は無視出来る。

ダムは設計面からみれば、第2貯水池における、ダイク或いはダムとほぼ同様のものであり、盛立てに使用するアース及びロック材料は調整池周辺において容易に得ることが出来る。

ダム右岸部には、流下流量約20m³/Sの余水吐を設けるものとする。

7.3.2 取水口

取水には傾斜型とし、ダム地点上流約300mの右岸に設けることとした。取水口前面には、塵除スクリーンを設け、また導水路トンネル呑口には、水路トンネルの保守点検のために、スルースゲートを設置する。

なお、取水口敷標高は500mであり、前部の堀削は多くなるがこれら堀削ズリは、

ダム盛立て材に転用するものとする。

7. 3. 3 導水路

導水路トンネルはすでに述べた如く、施工上の便も考慮し、第2発電所の導水路トンネルと同じ内径3.10mの馬てい型圧力トンネルである。

経路は地表からトンネル迄の深さを十分とることを考慮して決定した。トンネルは全長にわたってコンクリート巻立てを行う必要があり、特に地表からトンネル迄のかぶりのうすい区間、地質の悪い区間、或いは圧力変動の大きい区間は鉄筋または、鋼板によつて補強する。

またグラフトは、低圧グラフトと高圧グラフトの二種を入念に実施するものとする。

なおトンネル長が比較的短いので、掘削及びコンクリート工事は片口のみから行つてもよいように思われる。

7. 3. 4 サージタンク

サージタンクは第2発電所同様差動サージタンクとし、サージタンクから下流のトンネルの約 $\frac{2}{3}$ の区間の内壁は、鋼板で内張りするものとする。

7. 3. 5 水圧管路

第3発電所の管路は約1.390mに及び、総落差が340mであることと相まつて本発電所の特色をなすものである。

水圧管の管胴材料は、主に溶接構造用圧延鋼材のSM50及びSM58程度の材料からなる。水圧管の断面寸法は導水路トンネルと同様にして、年間経費と損失水頭による年間損失便益とを算出し、その和が最小になる内径を選んだ。

その検討の結果は、図7-4に示す通りで、鉄管内径は、2.6mである。水圧管路の設計は、第2発電所同様、静水頭にサージングによる水頭または水車圧の何れか高い方を加えたものを内圧として考慮した。

7. 3. 6 発電所及び放水路

発電所は、地形、地質を考慮し、地上式屋内型発電所とする。

本発電所は、直ちに Nam Sai Yai 本流に放流するのが発電所建屋、屋外鉄構及び取付道路などは、100年洪水時における Nam Sai Yai 第2ダムの放流量約210 m^3/S 及び残流域の約60 m^3/S を合計し、余裕をみた300 m^3/S に対して、充分安全なよう配慮する。またそれら付属設備を含んだ発電所敷地は、山側急斜面を流下する

土砂流に対しても充分配慮した Layout でなければならない。

なお吸出し管はL型とし、放水口にはゲートを各設置する。

また屋外鉄構は発電所上流に設置する。

7. 3. 7 発 電 設 備

Sai Yai Ⅱ 発電所は Sai Yai 系統の主力発電所であり、Korat 変電所と Sai Yai 系統を結ぶ 115 KV 2 回線送電線も、この発電所の屋外開閉所より引出されている。Fig 7-4 に示す様に、Ⅱ 発電所が完成した場合には 115 KV 1 回線にてこの発電所の 115 KV 母線に接続されるのでそのためのスペースを考慮してある。

屋外開閉所は発電所の上流側に川沿いに設置した。地形が急峻なため掘削量を極力少くするため、細長の配置としてある。

発電所は地上式であり、2 台の水車発電機及び屋外開閉所機器は配電盤室より制御される。

水車は立軸、フランス水車で基準有効落差 333 m 最大流量 $20 \text{ m}^3/\text{S}$ の下に 29.7 MW の出力を持つ。

この水車は、フランス水車としてはやゝ高落差に属するが、近年のフランス水車の高落差領域への進出はめざましく、500 m 以上の実績もかなりある現在では何ら問題はないものと判断される。

この落差および出力に対してはペルトン水車も考えられないことはないが、ペルトン水車を採用するにはやゝ落差が低いと思われる。ペルトン水車の場合には、回転数が 375 rpm とフランス形の場合の約 60% 程度にしかとれないため機械が大形となり、水車発電機とも高価となる。またこの発電所はピーク発電所として運用されるので部分負荷での運転は少く、この点では最高効率のすぐれているフランス形水車の方がすぐれている。しかし Pelton 水車はデフレクターを使用することによつて水圧上昇を低く抑えることができるので、Ⅱ 発電所の様に水圧鉄管が長い場合には総合的に経済的になることがある。

経済比較の結果は、工事費においてフランス水車が約 4×10^6 Baht 安く、効率面を考慮すれば更にこの差はひろがるのが判明したのでフランス水車を採用した。

発電機は容量 33 MVA 回転数 600 rpm の立軸同期発電機である。主要変圧器は電圧 11/115 KV、容量 33 MVA の屋外 3 相送油風冷式とし、発電機と主要変圧器との間は密閉母線にて接続される。水車発電機の分解組立用の起重機には吊上容量、

40 Ton のものを設置する。

7. 4 送 電 線

7. 4. 1 送 電 線 ル ー ト

本送電線は Sai Yai №2 発電所から №3 発電所を経て、Korat 変電所に至る直長109 Kmの送電線である。

このルートの内、発電所側約15 Kmは標高800 m前後の山岳地帯でその他は Korat 変電所迄殆んど標高400～500 mの緩やかな高原である。Korat 変電所側約80 Kmは既設の道路に沿っている。これは工事及び保安の点を考慮して決定したものである。

なお、諸車通行による、碼子の汚損、じん害を考慮し、送電線ルートを年間最多発生風向の風上側化するとか道路より200 m程度以上離すべきであるとする。

7. 4. 2 規 模

送電電圧は既設 N E E A 系統との連系を考慮して №3 発電所～Korat 変電所間は、115 KVを選定した。

Sai Yai の №2～№3 発電所間を連絡する送電線の電圧については66 KV 115 KV案を比較検討した結果、66 KVは66/115 KV連系設備を必要とするため経済的でないことが判明したりで、115 KVを採用した。

№3 発電所～Korat 変電所間は105 Kmは送電電力70 MWに対し、2回線を選定したが、これは将来、№4 発電所が開発されて、送電電力が99 MWに増加した場合にも十分な容量を有する。

№2 発電所から №3 発電所間は115 KV 1回線でよい。

電線の選定に当つては、160 mm²～410 mm²の A C S R について送電容量、電圧降下、送電損失及び調相容量等の諸特性並びに経済性を検討した結果、最も優れている240 mm² A C S R を使用することとした。

碼子は保守及び経済的な面から250 mm ボールソケット型標準懸垂がい子を使用し、懸垂型、耐張型ともに1連とした。

支持物には鉄塔、鉄柱、コンクリートポール等が考えられるが、本送電線の重要性より耐久力に優れ、保安上安全な亜鉛メッキ鋼材をボルトでもつて組立てる鉄塔とし、その基礎にはコンクリート(無筋)基礎を採用する。Fig 7-6・7-7は標準懸垂型及び耐張型鉄塔図である。

7. 4. 3 絶 縁 設 計

送電線に生ずる異常電圧には、開閉サージ及び事故時の線路電圧上昇があるが、これ等の異常電圧に対して、いずれも閃絡を生じないようながい子個数、接地間隔を決定した。

開閉サージは本送電線が直接々地系であるので、常規相電圧波高値の2.8倍を考えた。その結果がい子連結個数は保守用予備がい子1個を見込み250mm標準懸垂がい子7個連とし、ホーンギャップを0.77m標準絶縁間隔は1.10mとなつた。開閉サージに対し、絶縁裕度は1.22となる。

雷に対しては架空地線を遮蔽角30で全線に亘り架設し電線に対する直撃を避けることとした。

又逆閃絡を防ぐため鉄塔の接地抵抗を10オーム以下とし

カウンターポイズを設置する。

がい子装置にはアーキングホーンを取り付け逆閃絡した際のがい子破損を防止することとした。電線の最少地上高さは6.0mとする。

7. 5 変 電 所

Nam Sai Yai 発電所からの送電線は Korat 変電所にて N E E A 及び Y E A 系統の 115KV 送電線に接続される。

Korat 変電所の Surin 引込み線の東側に隣して Sai Yai 発電所からの 115KV 2回線送電線を引込むものとしこれに必要な遮断器、断路器、屋外鉄鋼などの機器を増設する計画である。

母線構成は Fig 7-4 に示す様に Korat 変電所が系統上極めて重要な位置を占めることから N E E A で計画されている様に 2重母線方式を採用し、信頼度を向上させている。

7. 6 通 信 設 備

通信回線構成は次の基本条件に基いて行なつた。

- (1) この系統の給電指令所は N E E A で計画している様に Khon Kaen 変電所におかれるものとする。
- (2) Sai Yai 計画の発電所の一般業務及び保線業務は Korat 変電所におかれるものとする。

給雷用電話回線としては電力線搬送電話を Korat 変電所と Sai Yai No. 3、No. 2 発電所間に1回線設置する。Korat 変電所にて既設回線との接続は手動電鍵によるものとした。しかし将来 Korat 変電所-Khon Kaen 変電所間の回線混雑が生じた

場合にはこの間に専用電話回線を設置することを勧告する。

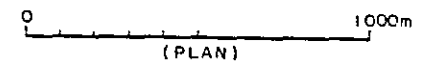
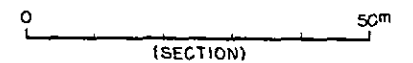
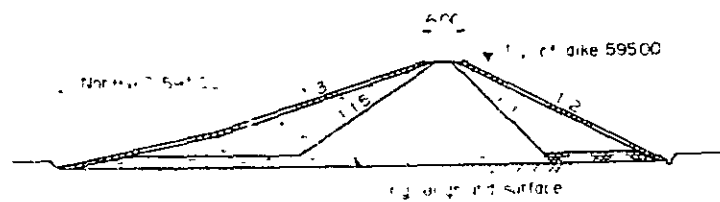
他に一般業務用電話として電力線搬送電話1回線を構成し、 μ 3発電所に業務の円滑を図るため構内用電話交換機を設置する。Korat変電所とSai Yai μ 3発電所間の保線業務を迅速化するために、保線用通信回線を設置することにした。Korat変電所構内及び送電線路途中に、VHF基地局を設置し、Korat変電所及びSai Yai μ 3発電所には巡回保守用VHF移動局を配属する。

また送電線路上のVHF基地局とKorat変電所間には電力線搬送電話回線1回線を設ける。これによつて中断所付近巡回中のVHF移動局は中継所を介してKorat変電所とPress-to-talk方式によつて通話が可能となる。

なお送電線の事故復旧の迅速化をはかつて送電線事故点検定器をKorat変電所に設置する。

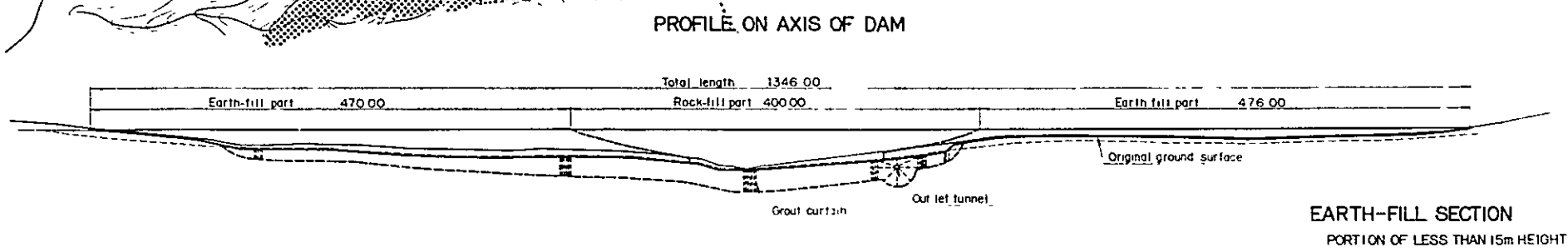
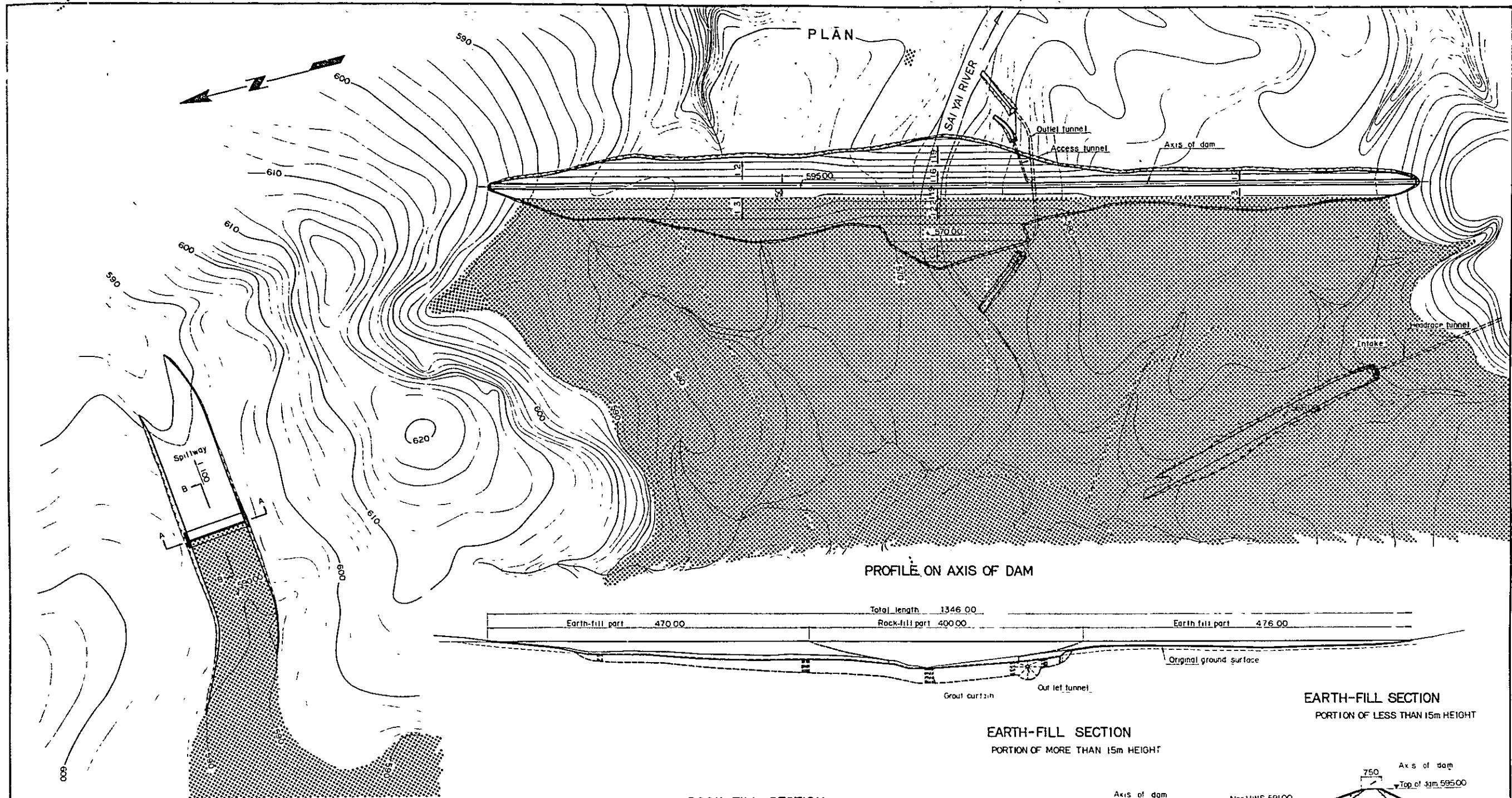


TYPICAL SECTION OF DIKE



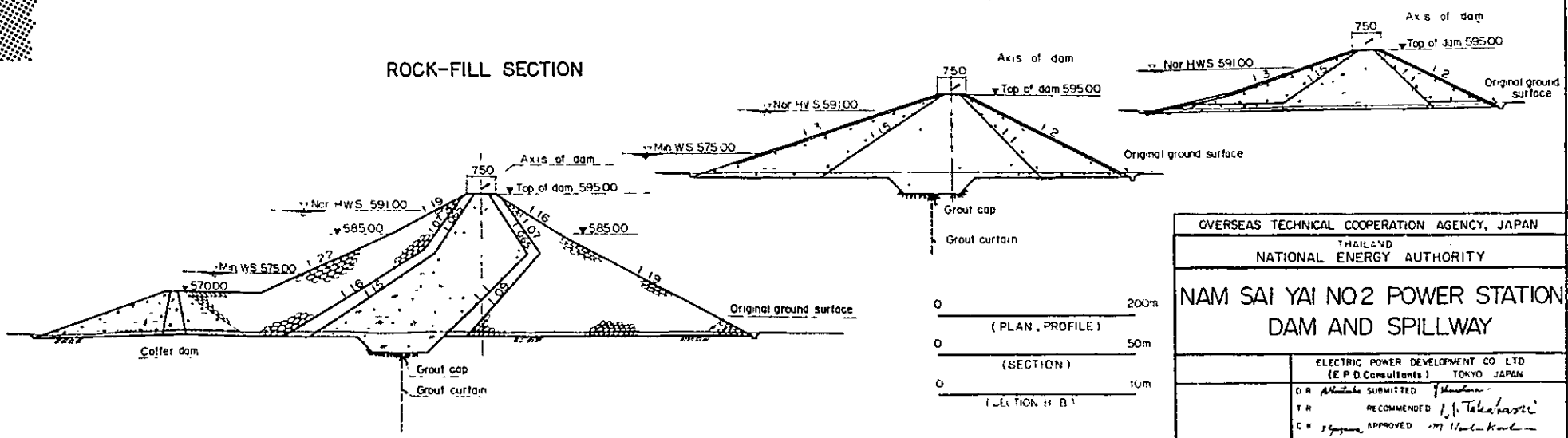
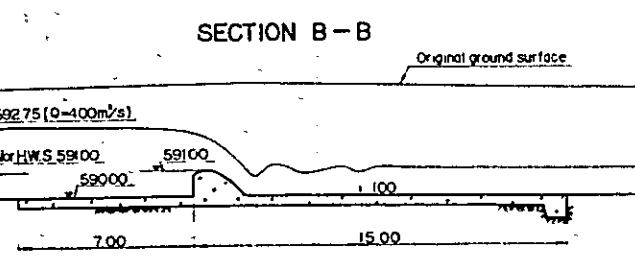
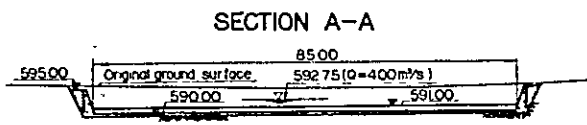
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN	
THAILAND	
NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
NAM SAI YAI NO 2 POWER STATION	
DIKE	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN D. = <i>[Signature]</i> S. = <i>[Signature]</i> V. = <i>[Signature]</i> C. = <i>[Signature]</i> RECOMMENDED BY <i>[Signature]</i>	
LOCATION	DATE
DESCRIPTION	BY
REVISION	
H2-00-00-002A	Jul. B. '68

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

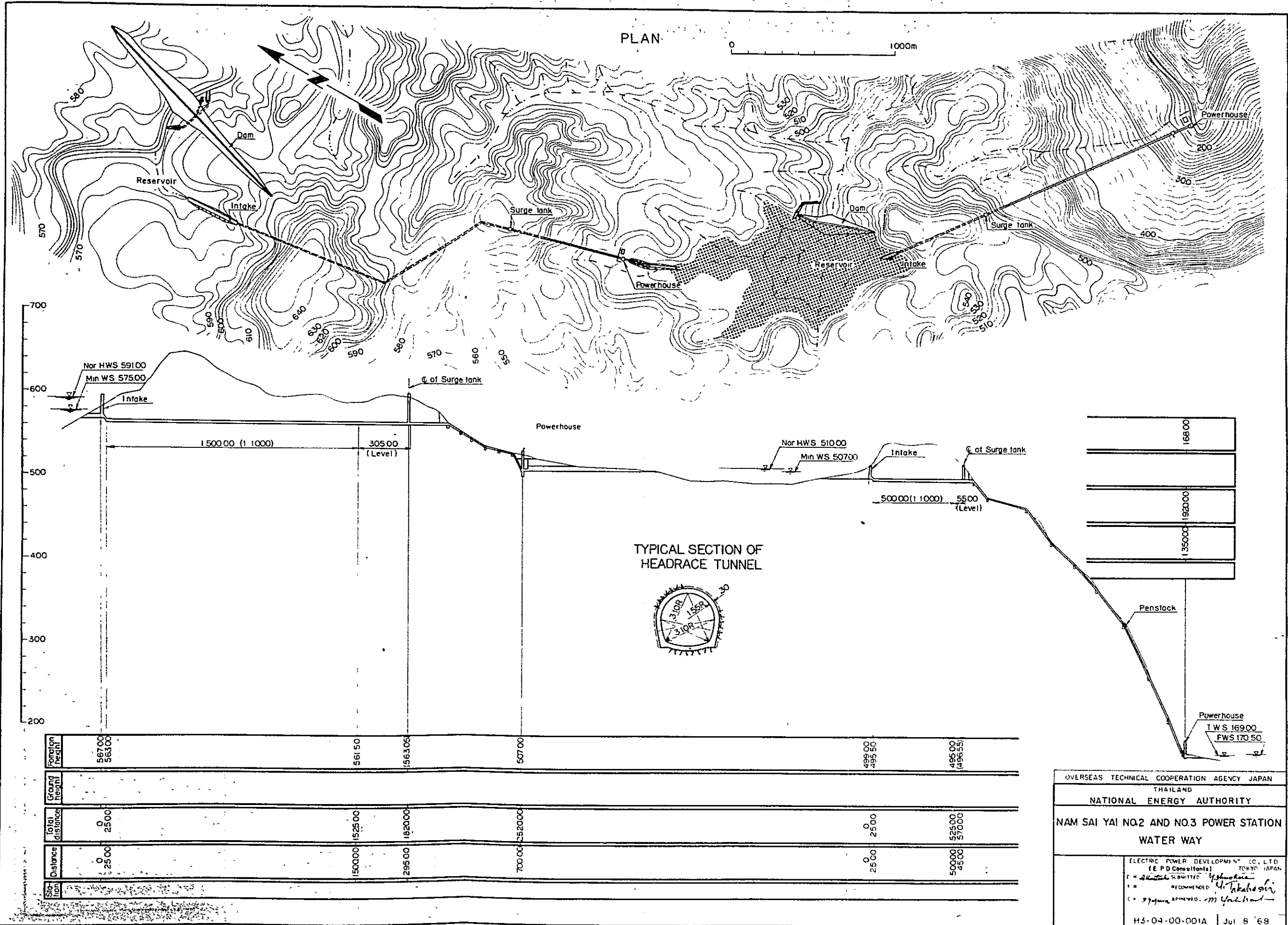


EARTH-FILL SECTION
PORTION OF MORE THAN 15m HEIGHT

EARTH-FILL SECTION
PORTION OF LESS THAN 15m HEIGHT



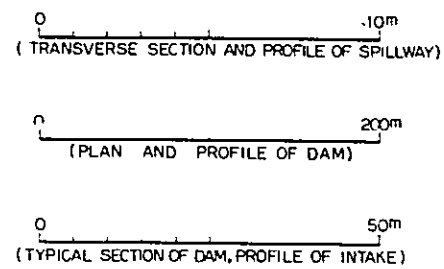
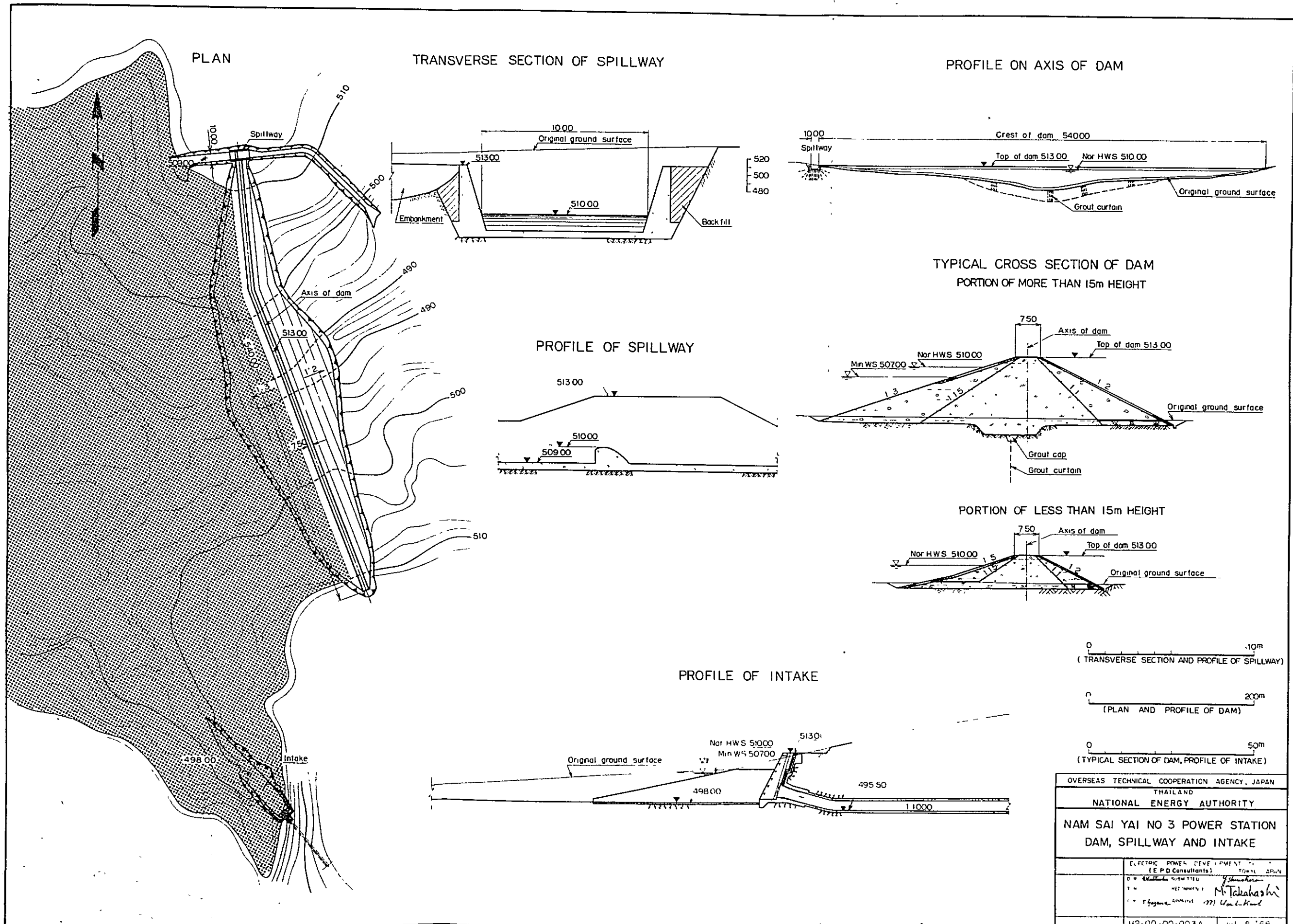
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
THAILAND	
NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
NAM SAI YAI NO.2 POWER STATION DAM AND SPILLWAY	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN	
D.R. Submitted	Shun-ichi
T.R. Recommended	I. N. Takahashi
C.R. Approved	M. H. K. K.
H2-00-00-001A	Jul. 8, '68



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN
 THAILAND
 NATIONAL ENERGY AUTHORITY
 NAM SAI YAI NO.2 AND NO.3 POWER STATION
 WATER WAY

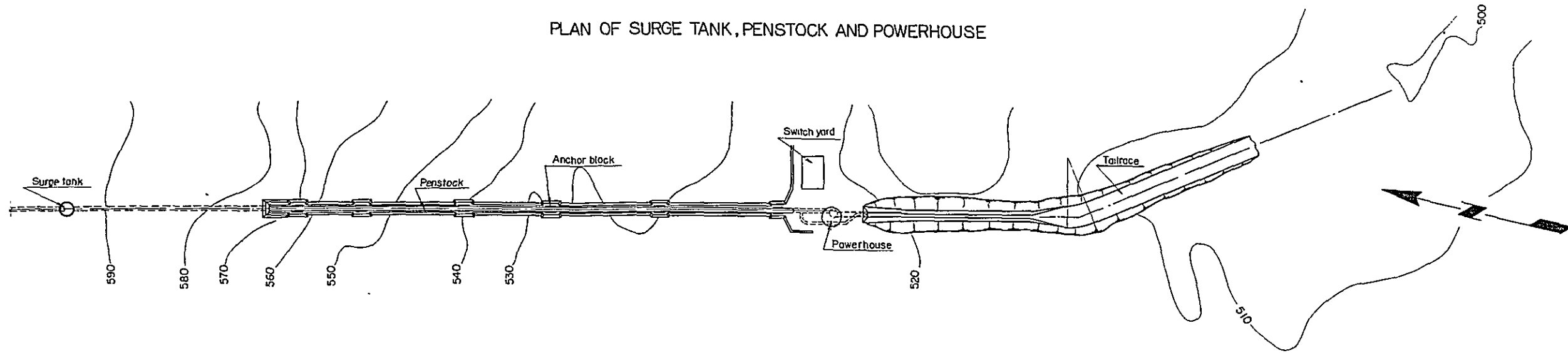
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
 (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN
 F.H. submitted SUBMITTED *[Signature]*
 T.H. RECOMMENDED *[Signature]*
 C. S. approved APPROVED *[Signature]*

H3-04-00-001A | Jul 8 '68

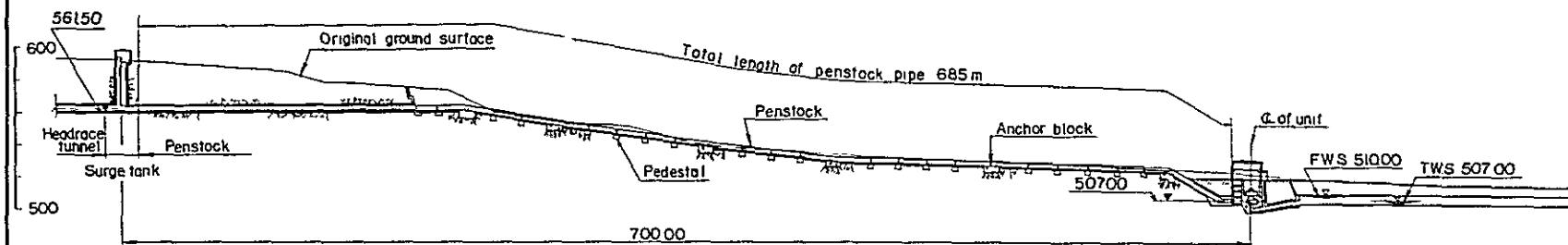


OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
THAILAND	
NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
NAM SAI YAI NO 3 POWER STATION	
DAM, SPILLWAY AND INTAKE	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT (E.P.D Consultants)	TOKYO, JAPAN
DR. K. TAKAHASHI CHIEF ENGINEER	M. TAKAHASHI
DR. T. HAYASHI CHIEF ENGINEER	M. UETAKE
H2-00-00-003A	Jul. 8 '68

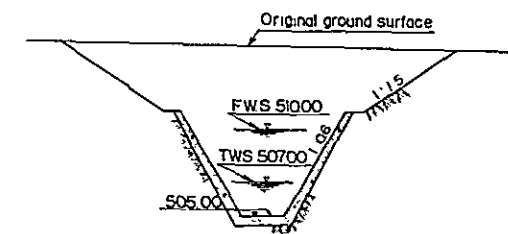
PLAN OF SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE



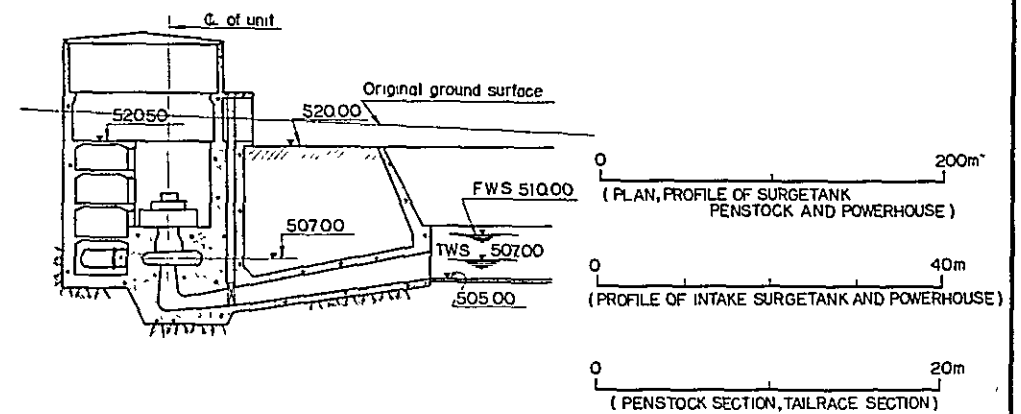
PROFILE OF SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE



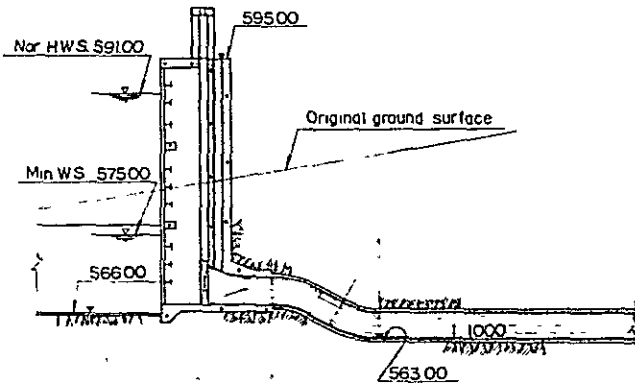
TAILRACE SECTION



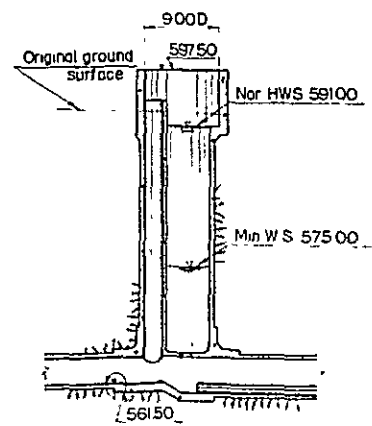
PROFILE OF POWERHOUSE



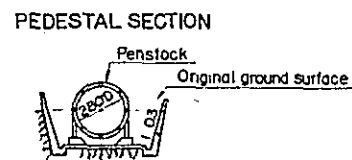
PROFILE OF INTAKE



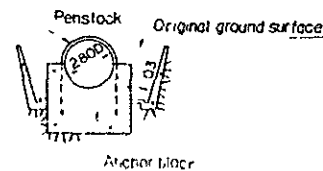
PROFILE OF SURGE TANK



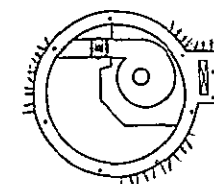
PENSTOCK SECTION



ANCHOR BLOCK SECTION



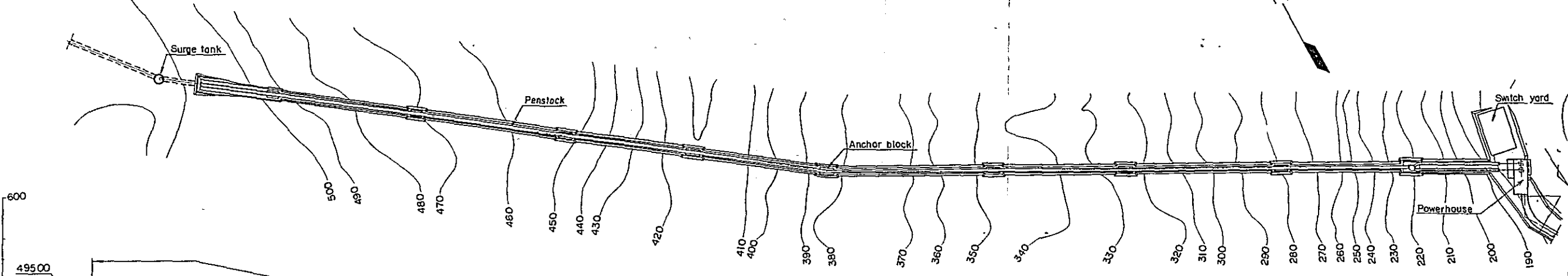
SECTION



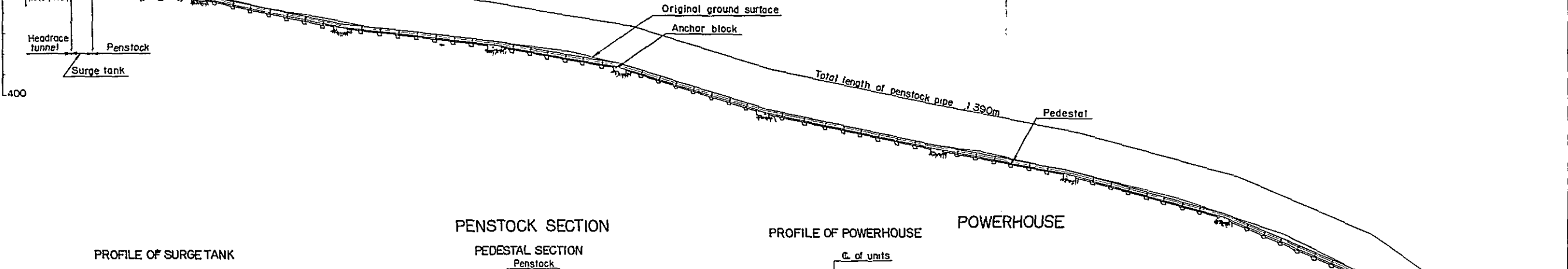
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
THAILAND	
NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
NAM SAI YAI NO. 2 POWER STATION INTAKE, SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN	
DR. <i>[Signature]</i> SUBMITTED	<i>[Signature]</i>
RECOMMENDED	<i>[Signature]</i>
APPROVED	<i>[Signature]</i>
43-CU-100A 1st. 8. '68	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

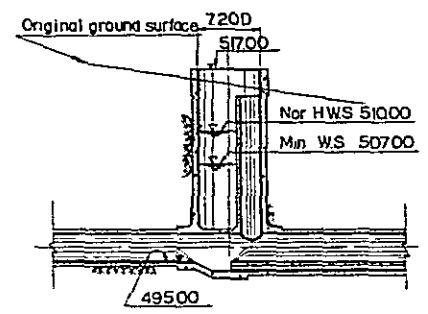
PLAN OF SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE



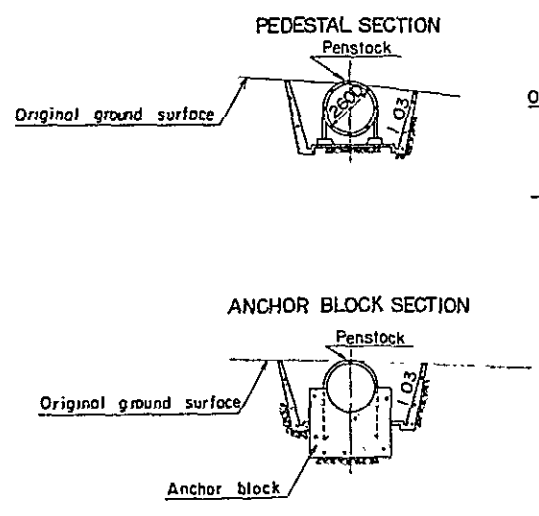
PROFILE OF SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE



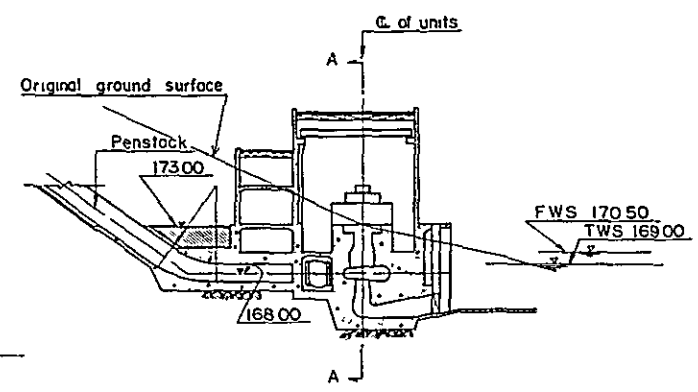
PROFILE OF SURGE TANK



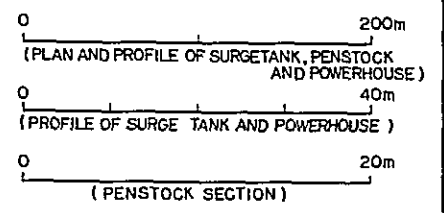
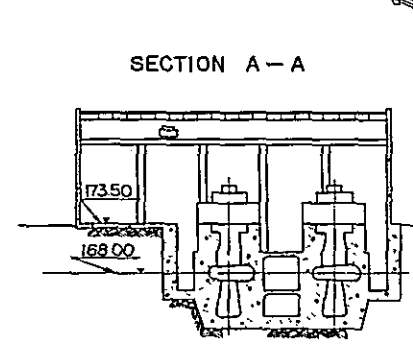
PENSTOCK SECTION



PROFILE OF POWERHOUSE



POWERHOUSE



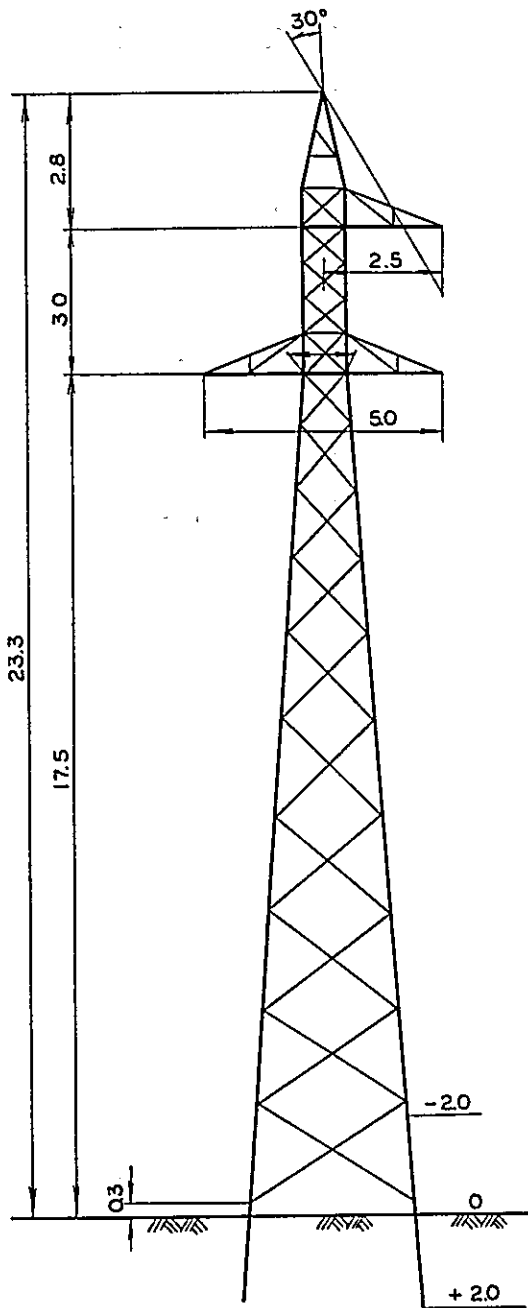
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
THAILAND
NATIONAL ENERGY AUTHORITY

NAM SAI YAI NO 3 POWER STATION
SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE

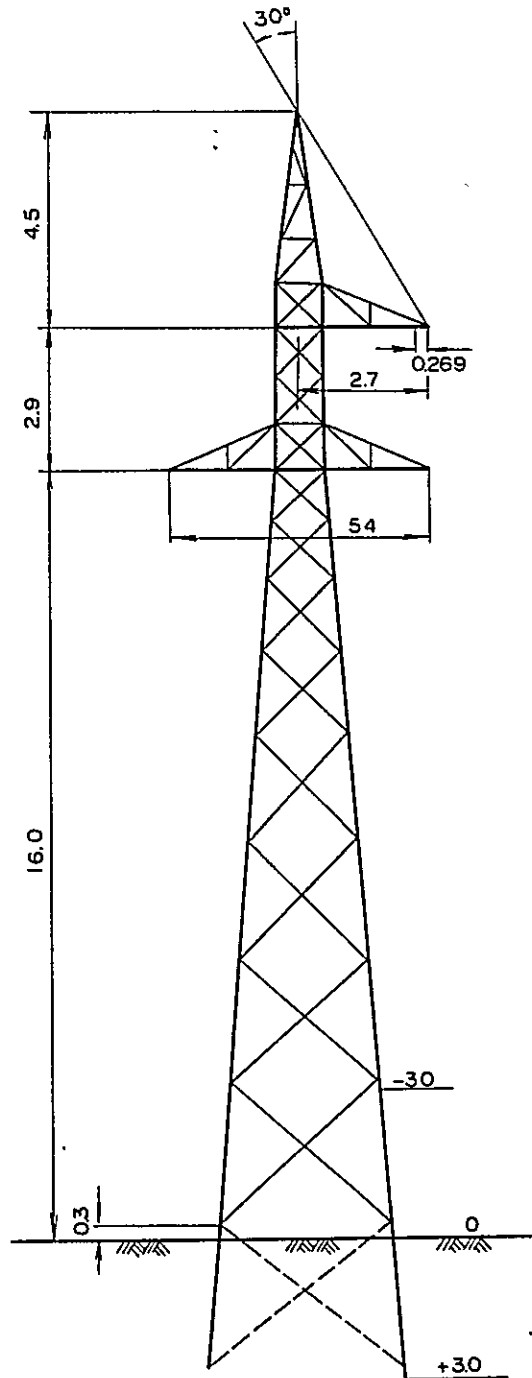
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN
D.R. *[Signature]* SUBMITTED
T.R. *[Signature]* RECOMMENDED
C.K. *[Signature]* APPROVED
H3-00-00-002A Jul. 8, 68

NO.	LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

SUSPENSION TOWER



TENSION TOWER



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN

THAILAND
NATIONAL ENERGY AUTHORITY

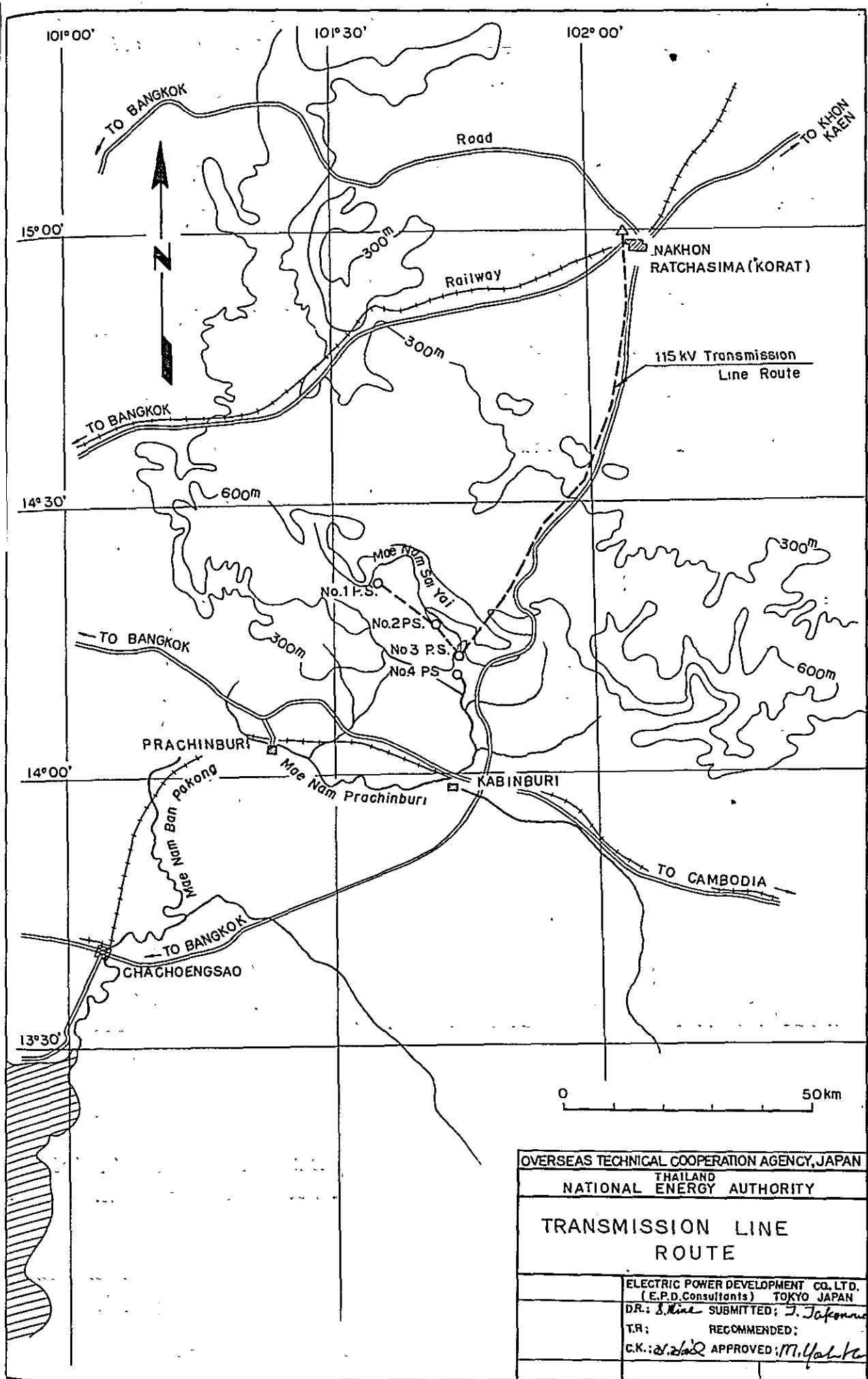
TRANSMISSION LINE
STANDARD TOWERS
(FOR 1 CIRCUIT)

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN

O.R.: *S. Ume* SUBMITTED: *T. Sekouchi*

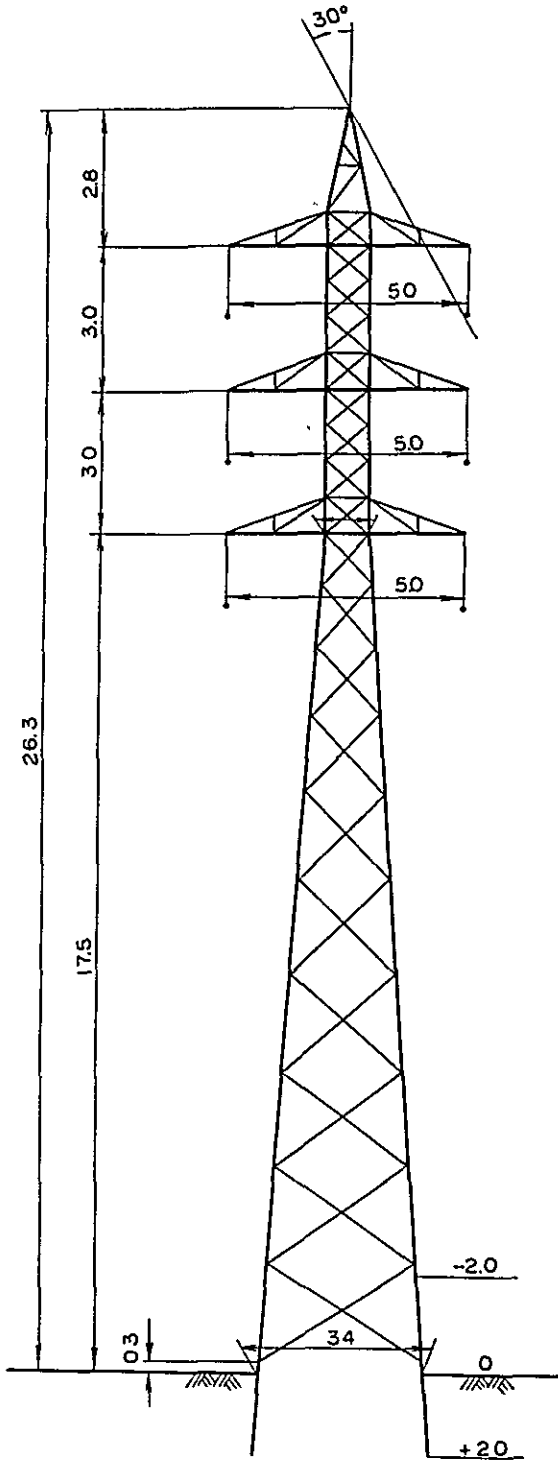
TR.: RECOMMENDED:

C.K.: *alshie* APPROVED: *M. Yoshida*

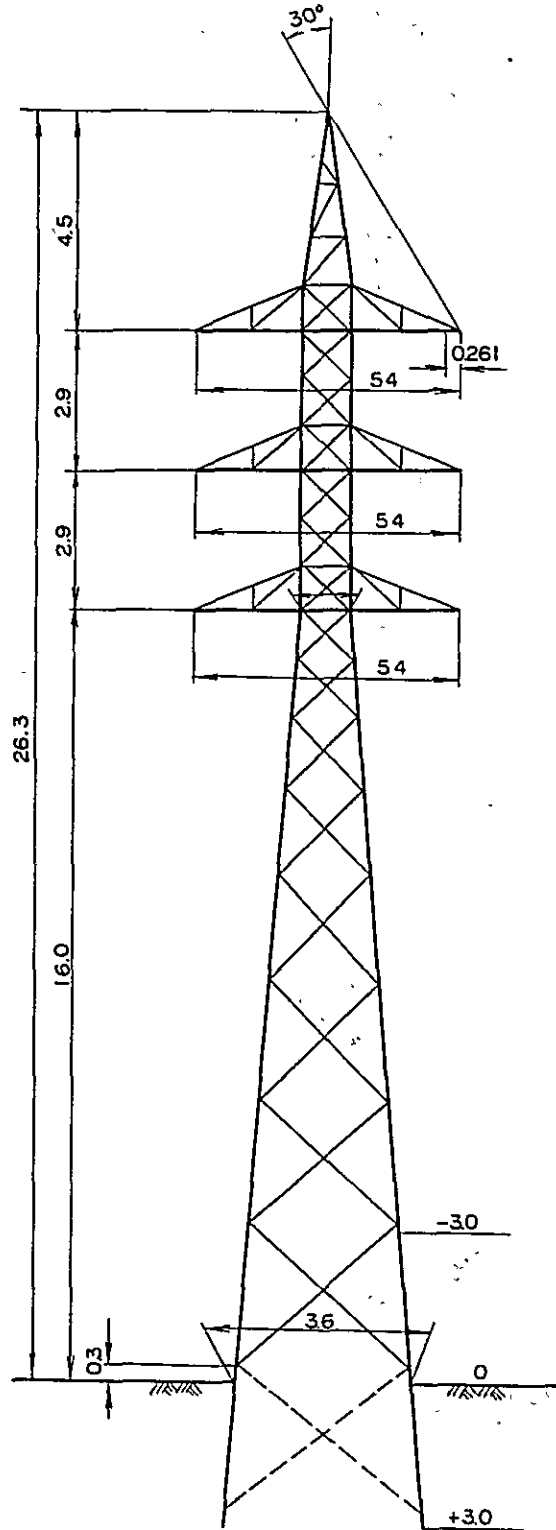


OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
THAILAND NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
TRANSMISSION LINE ROUTE	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD. (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN	
DR: <i>S. Nino</i>	SUBMITTED: <i>J. Takemura</i>
T.R:	RECOMMENDED:
C.K.: <i>S. Nino</i>	APPROVED: <i>M. Yabuta</i>

SUSPENSION TOWER



TENSION TOWER



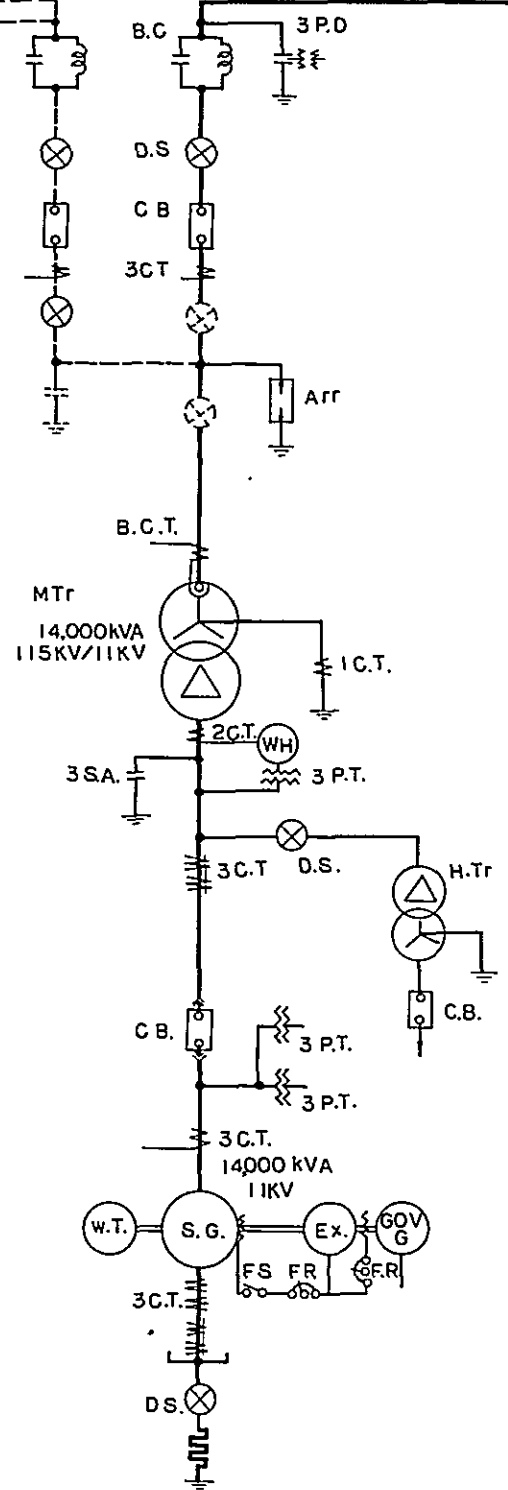
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
THAILAND NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
TRANSMISSION LINE STANDARD TOWERS (FOR DOUBLE CIRCUIT)	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO. LTD (E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN	
D.R. : <i>S. Hira</i>	SUBMITTED : <i>J. Takemachi</i>
T.R.	RECOMMENDED :
C.K. : <i>elshir</i>	APPROVED : <i>M. Yabuchi</i>

To Sai Yai NO.1 Power Plant
(Future)

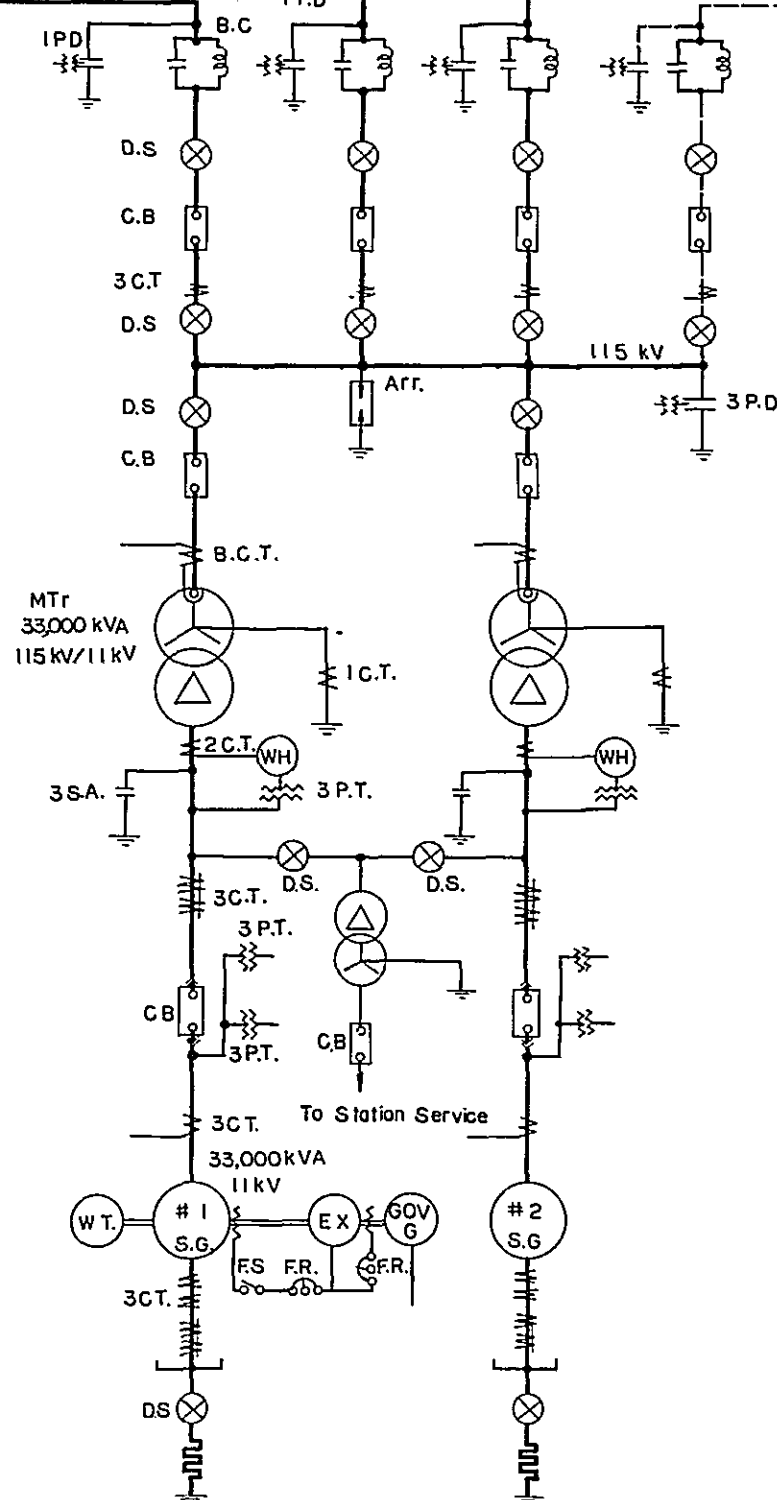
115 KV Transmission Line

To Korat Substation

To Sai Yai No.4 Power Plant
(Future)



Sai Yai No.2 Power Plant



Sai Yai No.3 Power Plant

LEGEND

- S.G. Synchronous Generator.
- M.Tr. Main Transformer.
- C.B. Circuit Breaker.
- D.S. Disconnecting Switch.
- B.C.T. Bushing Current Transformer.
- P.T. Potential Transformer
- C.T. Current Transformer.
- B.C. Blanking Coil.
- P.D. Potential Device.
- Arr. Arrester.
- S.A. Surge Absorber
- W.H. Watt-Hour Meter.

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
THAILAND
NATIONAL ENERGY AUTHORITY

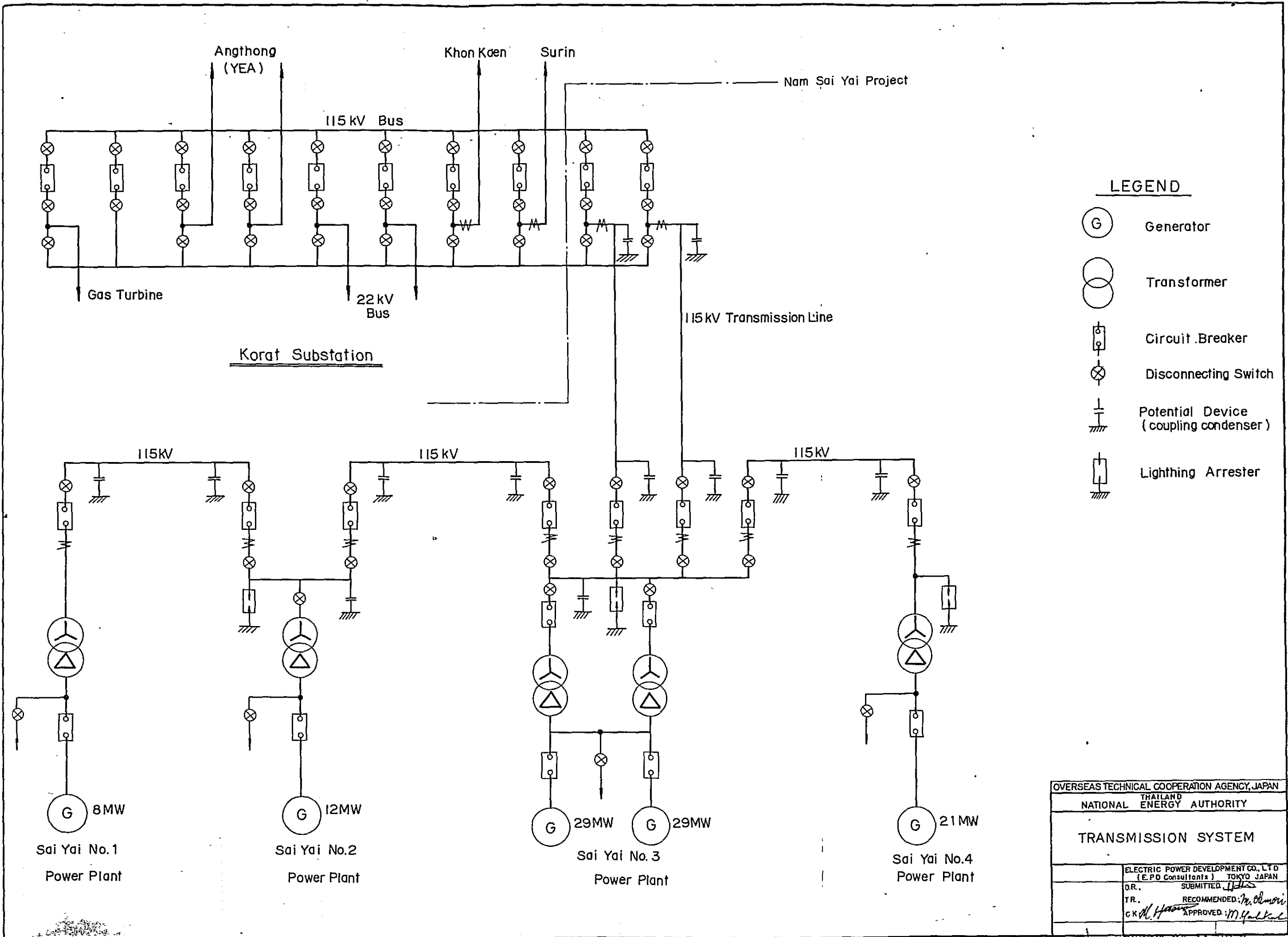
POWER PLANT
SINGLE-LINE DIAGRAM

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
(E.P.D. Consultants) TOKYO JAPAN







DR.: SUBMITTED: *[Signature]*

TR.: RECOMMENDED: *[Signature]*

CK: *[Signature]* APPROVED: *[Signature]*



LEGEND

-  Generator
-  Transformer
-  Circuit Breaker
-  Disconnecting Switch
-  Potential Device (coupling condenser)
-  Lightning Arrester

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
THAILAND NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
TRANSMISSION SYSTEM	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD (E.P.D Consultants) TOKYO JAPAN	
DR.	SUBMITTED: <i>[Signature]</i>
TR.	RECOMMENDED: <i>M. Chomvi</i>
C.K. <i>[Signature]</i>	APPROVED: <i>M. Chomvi</i>

FIG. 7-1 WATERWAY PROFILE OF B-LINE

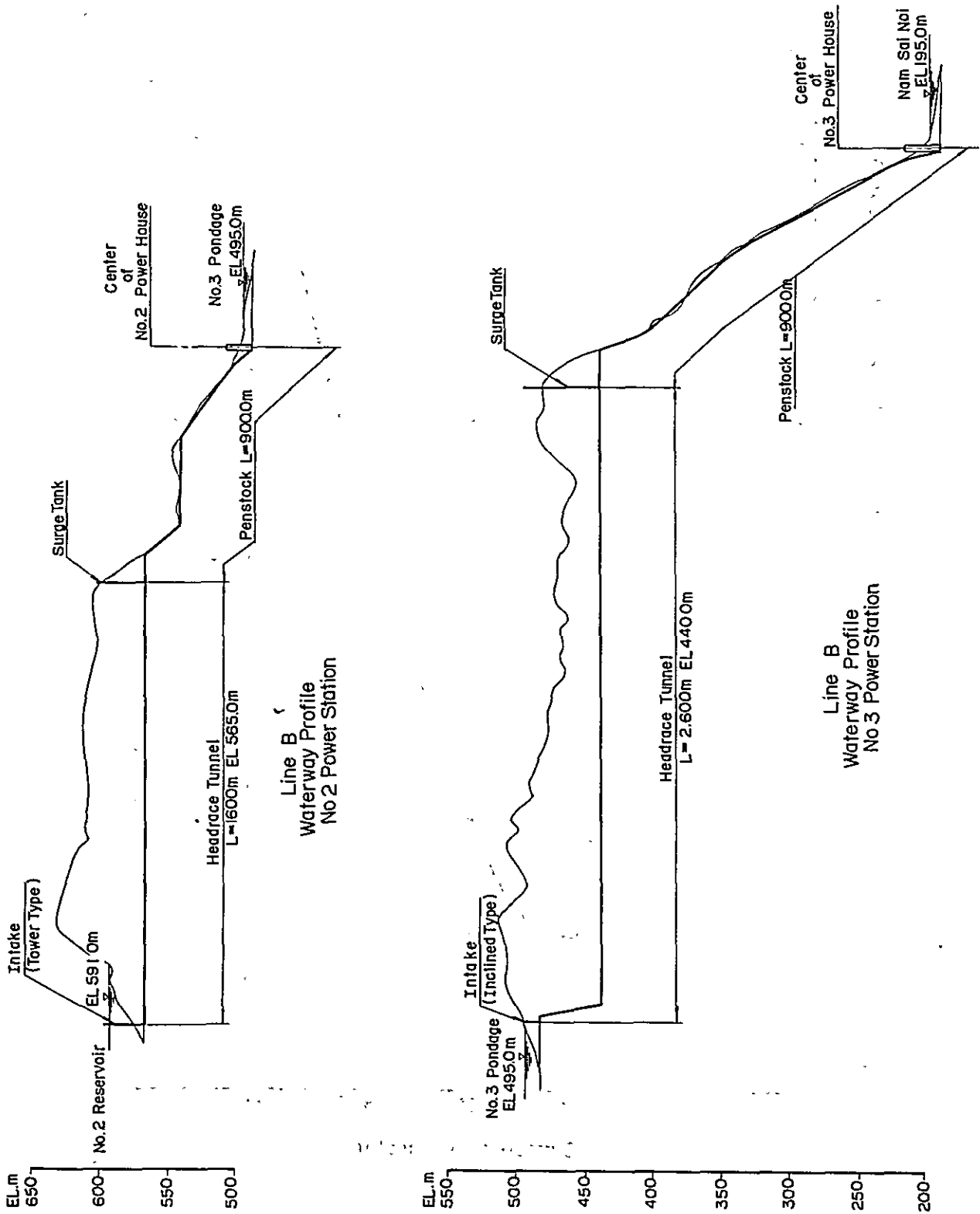


FIG. 7-2 STUDY ON HEADRACE TUNNEL DIAMETER FOR NAM SAI YAI NO. 2 AND NO. 3 POWER STATIONS

(Maximum Discharg 20.0m³/s.)

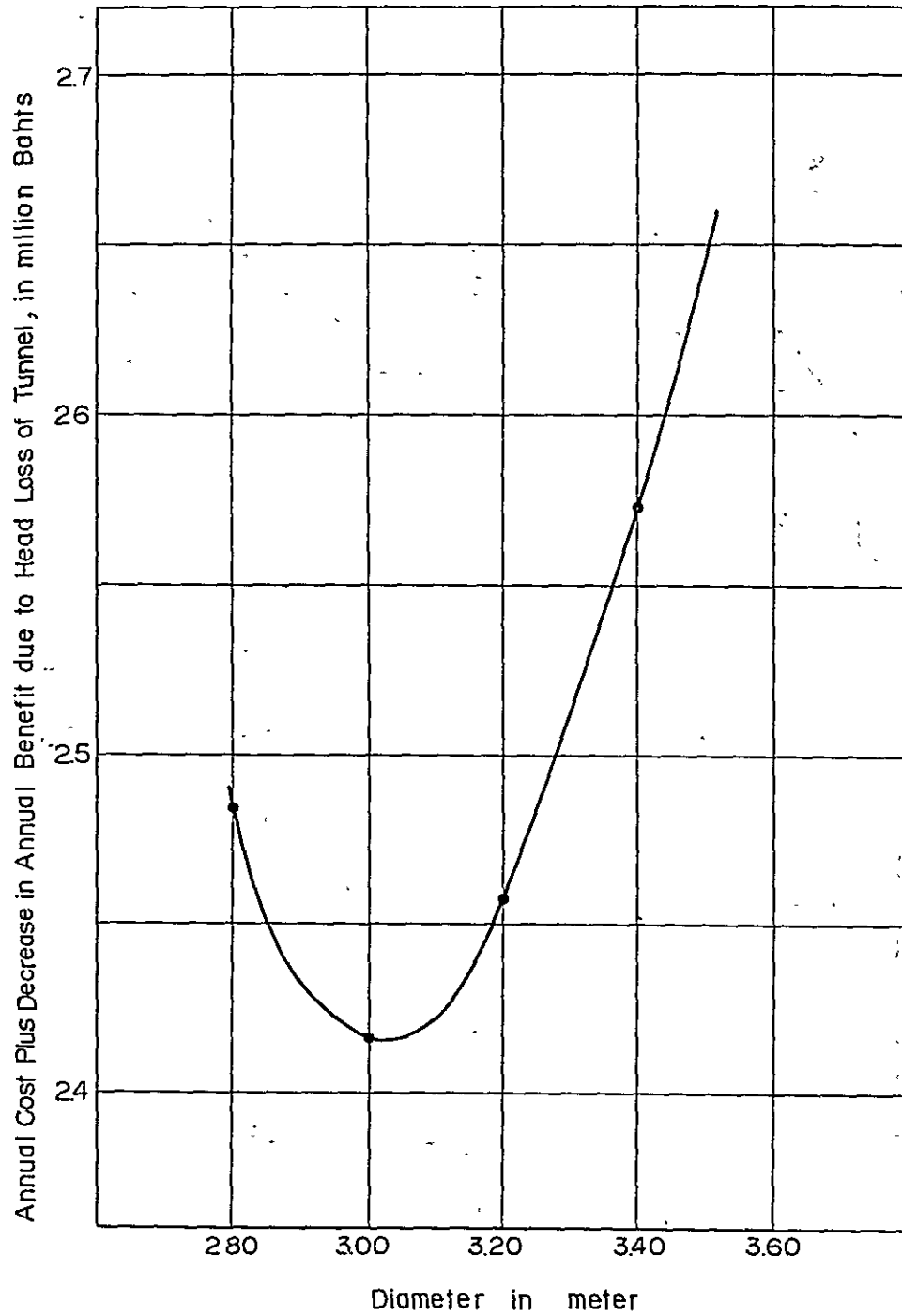


FIG. 7-3 . STUDY ON PENSTOCK DIAMETER FOR NAM SAI YAI
NO. 2 POWER STATION

(Maximum Discharge $20.0\text{m}^3/\text{s}$)

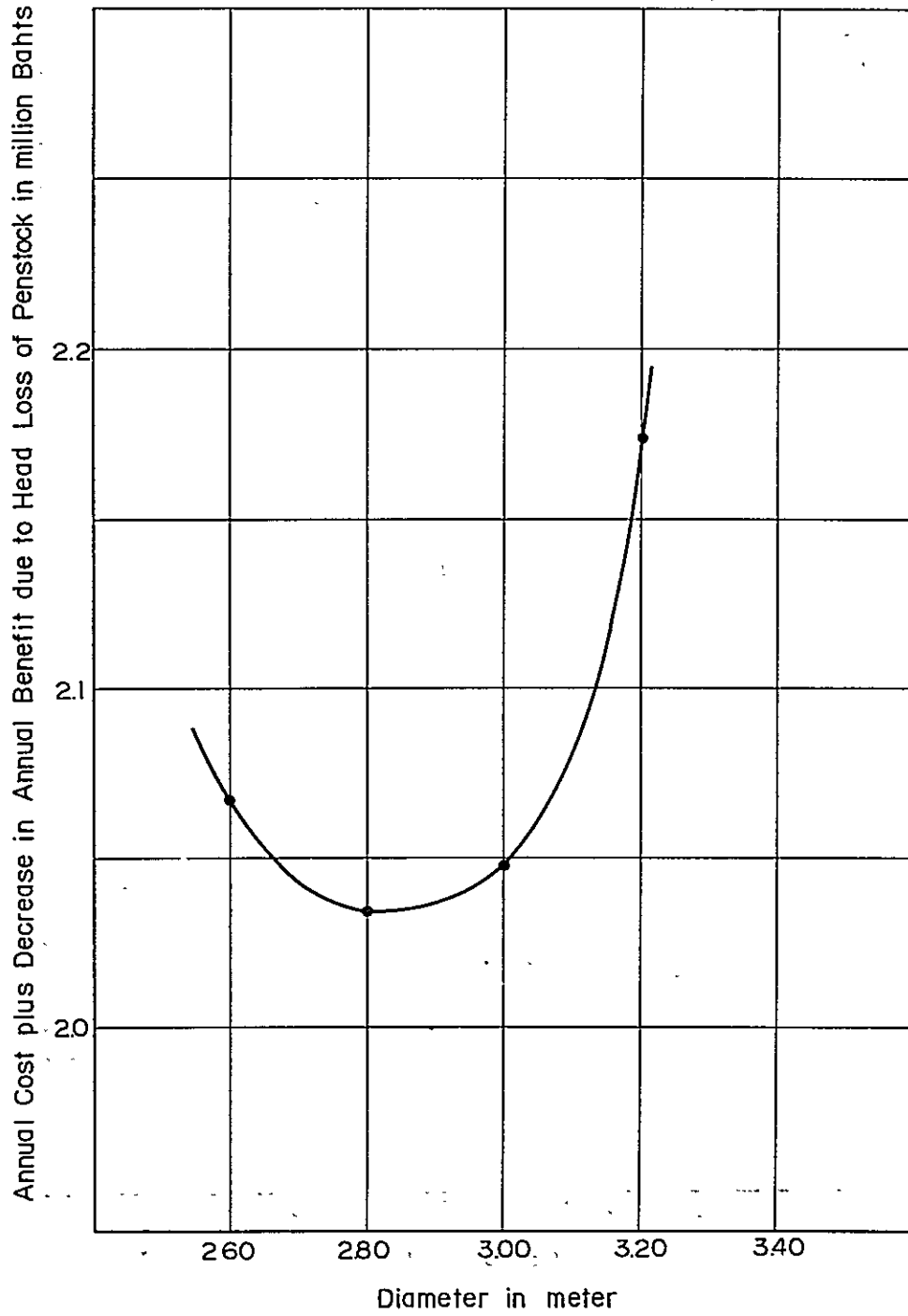
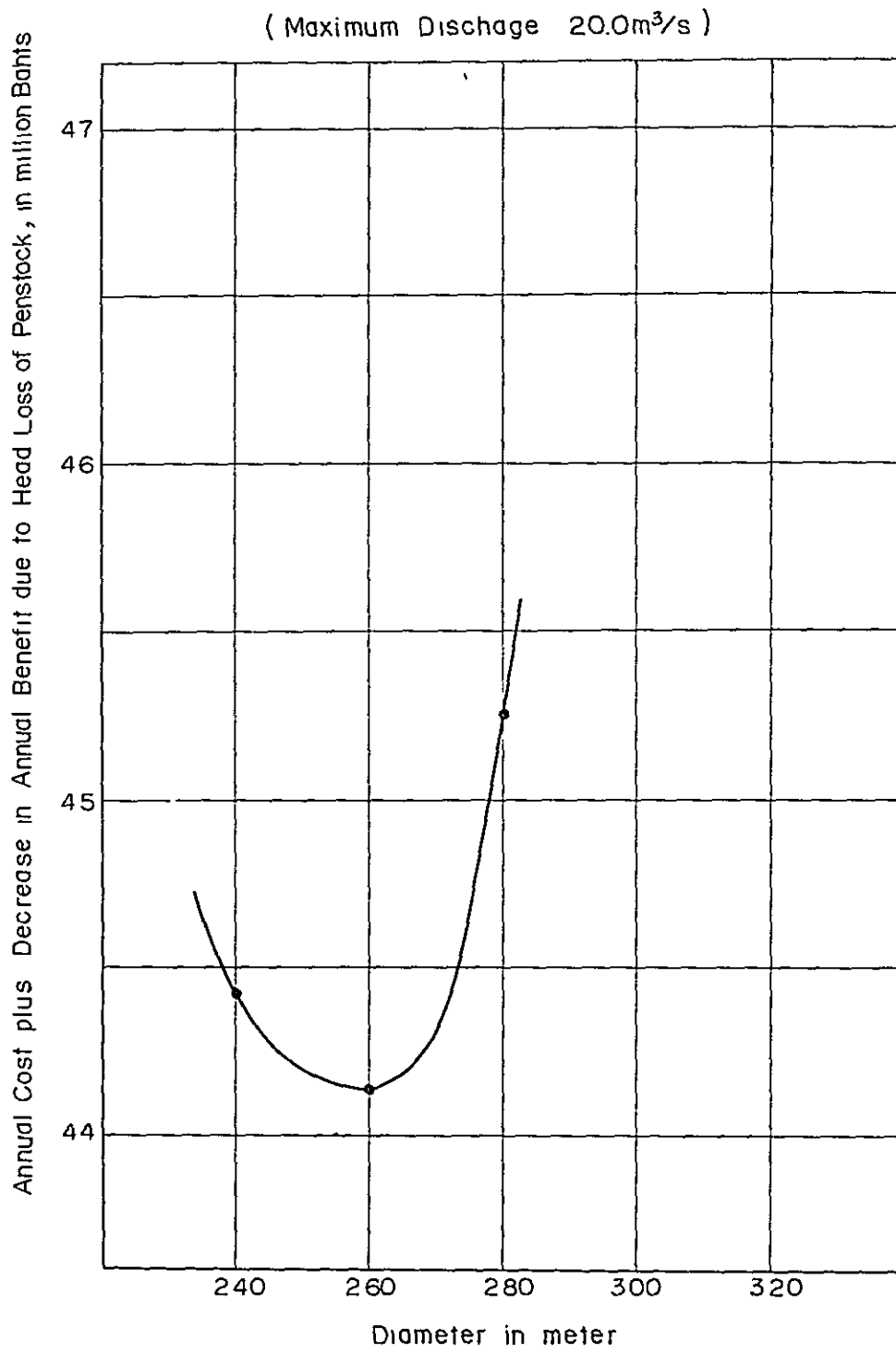


FIG. 7-4 STUDY ON PENSTOCK DIAMETER FOR NAM SAI YAI NO. 3 POWER STATION



第 8 章

工事工程及び施工計画

第 8 章 工 事 工 程 及 び 施 工 計 画

8. 1 基 本 工 事 工 程

Nam Sai Yai 第 2 ダム及び第 2、第 3 発電所の工事期間としては、工事の規模、構造物の配置、請負業者に期待される施工能力ならびに地域条件を考慮して検討した結果によれば、輸送道路完成後 40 ケ月とするのが最も適当である。この工程は、工事の集中化をさけ、第 2 発電所と第 3 発電所の発電開始に 9 ケ月の差を設けてある。即ち、電力需給上の必要と雨期の河水を貯水する必要から、第 2 ダムの湛水開始は、1973 年 7 月を目標とし、第 2 発電所は 1973 年 10 月、第 3 発電所は 1974 年 6 月を夫々運転開始の目標とする。したがって、この時点から 40 ケ月さかのぼると、工事開始はおそくとも 1971 年 2 月としなければならない。

第 1 年目の 1971 年には、現地乗り込みおよび現場付近の道路工事用建物、工事用動力設備などの準備工事に続いて、仮排水路トンネル工事、河床部を除いたダムの掘削及び盛立て、ダイクの掘削及び盛立て、導水路トンネル、作業坑及び本坑の掘削、及びペンストックの掘削など大半の第 2 発電所の工事を開始する。

第 2 年目には年頭の乾期に、仮排水路を完成し、洪水吐、ダイクの建設も終了する。また導水路トンネル及びペンストックの掘削はその掘削の大半を完了し、夫々コンクリート盛立及び鉄管の据付に入る。雨期あけと共に、ダム河床部の掘削及び盛り立てを開始するが一乾期でこの部分の盛立てを完了すべく、工事の能率化と集中化に留意しなければならない。取水口サージタンク発電所も夫々工事にかゝる。第 2 年目には第 3 発電所の建設も開始される。第 3 発電所においては、水圧管路がその主要工事であり、年頭からとりかゝる必要があろう。その他の工事は年末に開始する。第 3 年目には、その前半において、第 2 ダムの立てみ終了し、7 月 1 日には仮排水路を閉塞して湛水を開始、10 月には発電を開始する。8 月中旬から 9 月は通水試験にあてるものとする。第 3 発電所の主要工事であるトンネル、ペンストック及び発電所工事などはこの年が最盛期であり、年末には機器の据付け及び建築内装工事などを除き、その大半を終了する。

第 4 年目に第 3 発電所は 7 月 1 日を期して発電を開始する。

なお、これらの工事が円滑に実施されるためには、輸送道路の建設諸準備工事ならびに工事用機械および各機器の購入契約などが、DWG、No. 8-1 に示される工程に従って順調に進んでいなければならない。

8. 2 工 事 の 施 工

8. 2. 1 輸 送 路

建設地点に最も近接した町は、Kabimburi である。

現地調査の時点において、計画地点に到達するには、Kabinburi から利用しうる既設道路は僅かの区間を除いては工事用道路として使用出来ないものであつた。しかし1968年2月より、進入道路の建設が開始されており、工事開始の時点においては、Kabinburi - 第3ダム計画地点間(約50Km)第3ダム計画地点-第2ダムBase Camp間の夫々約25Km工事用自動車道路として問題はないであろう。Kabinburi までの資材輸送は、トレーラー又はトラックを使用する方法と鉄道貨車を使用する方法がある。この間の資材輸送は、資材について、その重量、寸法、国産品か輸入品か、或いは緊急度はどうかなど考慮して、何れの方法をとるかを決定すべきであるが、原則としては、貨車輸送に頼るべきであろう。このため Kabinburi から約5Kmほど Cambodia よりにある鉄道と Korat 方面への、ハイウェイとの交点を利用し、この交点のすぐ手前に側線、簡単な荷卸設備及び貯蔵設備を設置し、この地点まで鉄道で輸送し、ここからは自動車輸送に頼ることになる。

8. 2. 2 工 事 用 電 力

工事区域内には、現在工事に使用できる電力系統はない。

したがつて工事に使用する機械及び設備は、出来るだけ内燃機関を用いるものを選ぶこととし、電動機、照明などのような電力を必要とする設備は必要最小限にし、これらに対しては、ディーゼル発電機を設置して電力を供給するものとする。現場内の送電線としては DWG、図13に示す如く、発電所、ダム或いは取水口間の永久配電線を先行して設置し、これから必要な分岐線をのぼす。これらの分岐線により導水トンネルの各坑口、骨材プラント堤体材料採取場の需要端まで配電する。

8. 2. 3 給 水 設 備

工事用水、飲用水などの水源としては、ダム地点、仮締切の上流側に貯溜される水を使用する。この水を揚水し、ダム、洪水吐、導水路トンネル、各坑口、発電所、骨材プラント、事務所、宿舎、その他の設備に給水することとする。

8. 2. 4 建 設 資 材 の 調 達

工事に用いる材料は、およそ次の量に達するものと考えられる。

	本 工 事	仮 設 備	合 計
セメント	15.200t	1.100t	16.300t
鉄筋	1.240t	300t	1.540t
鋼材	460t	630t	1.090t
火薬	430t	—	430t
油脂類	—	—	4.000Kℓ
木材	3600m ³	11.500m ³	15.100m ³

このうちセメント、木材、釘、針金、などタイ国内で生産されるものは、タイ国産品を使用する。軽油、重油、ガソリンなどの油脂類は、タイ国内では産出しないが、タイ国内の一般市場品を購入使用する。

鉄筋、鉄鋼、型钢などの素材、ロッド、ビット鋼製型枠、支保工、ゲート、鉄管、屋外鉄構などの加工材および、火薬、雷管導火線などの火薬類は輸入品を使用する。

コンクリート骨材は、現場付近には、必要な数量および品質を有する河川推積物が発見されないので、細骨材は Nam Sai Yai 及び Nam Sai Noi の合流点から約5 Km 下流で前者に合流している。Huai Yang 川の推積砂を使用する。また粗骨材は

Hanuman 川右岸または Phra Phong 川左岸に存在

する採石場より購入することとなろう。なおこれら骨材については、その品質粒度或いは供給可能量について更に調査の必要があり、その単価についても交渉しなければならない。

8. 2. 5 主要構造物の施工

(A) 第2ダムの施工

第2ダムにおいて、左右岸の山腹部は、標高が高く、河流処理に関係なく、年間を通じて施工が可能である。

従つて第2ダムの最も経済的な施工は、河床部の施工と山腹部の施工を二分し、河床部の施工は、乾期の流量を対象とした、仮排水トンネルによつて河流を切替えた後—乾期で盛立てることであろう。

このため、左右岸の山腹部は全期間を通じて工事を行い、河流の切替は1971年の雨季明け直後に行なう。一般にダム基礎の掘削は、まず地表処理を行つた後、標高の高い部分から順次切下げを行なう。特に土質遮水壁の基礎となる岩盤に対しては、透水を防ぐため、カーテングラウチングを欠念に実施する。また止水も含めて、支持力向上、地盤改良の必要ある部分に対してはグラウチングを実施する。

ダムの盛立て量は、透水性材料 800,000 m³、不透水性材料 600,000 m³合計 1,400,000 m³である。

材料の項で述べた如く、透水性材料はDWG 8-2に示される採取地、ならびに仮排水路、ダム基礎、洪水吐、トンネルなどの各掘削ズリから得られる。不透水性材料は同じくDWG 8-2に示される採取地から得られる。なお、これらの材料の採取地は今後更に行われるべき材料の性質及び包蔵量の調査によつてより有利な地点に決定されることにならう。ダムの盛立ての工程は、盛立量、使用重機類、運搬距離、天候、関連工事の工程などを考慮して決定した。

盛立てに使用される主な重機は、デンプター容量 1.2～2.0 m³級のシヨベル 10～20トン積めのダンプトラック、20トン程度のブルドーザ、10 m級のモータースクレーバなどであろう。アース及びロック採取地からダム迄の運搬道路は、トラックが高速で往復出来るよう巾員が十分広く勾配のゆるやかな道路とする。

盛立てのリフト高及び締固めの方法は、試験盛立てを行つて、良好な結果を得られるように定めるべきであろう。

1973年10月に発電を開始するためには、その年の雨期の水を貯水する必要がある。従つて仮排水路の最終閉そくはおそくとも、本格的な雨期の開始前、

即ち6月末日迄に行わなければならない。最終閉そくに先立つて、放流路に転用する仮排水路を先に閉塞し、放流管およびバルブなどの設置を完了しておくことが望ましい。

(B) 導水トンネルの施工

第2発電所の全長、1,785 mにおよぶ導水路トンネルを予定工程内に施工するために、二つの作業坑を設けることが必要と考えられる。

即ち取水口側と、調圧水槽側に各々設けるものとし、トンネルはほぼ全長にわたつて全断面掘削工法を採用する。掘削後、コンクリート巻立てまで不安定を予想される区間は、支保工及び捨巻工を採用しトンネル掘削が完了した後、コンクリート巻立を行う。コンクリートは、鋼製移動型枠を用いて全断面同時に打込む。コンクリート巻立後、モルタル注入および高圧グラウチングを順次施工する。なお、取水口側作業坑は、取水口工事とトンネル工事の進行度を考慮して、トンネル工事の途上において閉塞し、取水口から直接トンネル作業を行うよう切替えを行う。調圧水槽側作業坑は、工事の末期にトンネル、調圧水槽及び鉄管工事が重複することを考慮して、断面及びレイアウトに留意する必要がある。

なお、下流側作業坑は、工事終了後、トンネル監査として残し閉塞部には、

マンホールを設置するものとする。

第3発電所導水トンネルの掘削は、第2発電所の場合と同様、取水口側と調圧水構側に作業坑を設け両口より全断面掘削を行うものとする。但し、トンネル長は短いので、コンクリート巻立は片口からのみ行うものとする。なおトンネル断面は第2、第3発電所は等しく、その工期も第2発電所と第3発電所のトンネル工事はずれており、第2発電所のトンネル掘削機或いは、コンクリート打込用鋼製移動型枠を第3発電所に転用することが可能である。

なお作業坑は、第2発電所同様、上流側坑口は閉塞した後入念にグラウトを行い、下流側坑口はトンネル監査として残すものとする。

(C) その他構造物の施工

第3ダムの施工は、一乾期で行うものとし、特に、仮排水路による水替工は行なわず、ポンプ排水によつて、所定の工事を行うものとする。第3ダムの施工は第2ダム及び、ダイクの施工に準ずるものとするが、カーテングラフト及び・コンソリデーショングラフトによつて入念に基礎処理を行つた後盛立てを開始する。

なお、堤体材料は所定の採取地から運搬すると同時に、第2及び第3発電所の掘削ズリを転用するものとする。第3ダムの盛立て完了時には第3調整池の湛水によつて影響をうける構造物は完成するが或いはゲートの閉塞によつて浸水の恐れがない様な状態になつていなければならない。

第3発電所の水圧管路は延長も長く、また急傾斜面の工事であるため掘削は第3発電所の工事開始と同時に始める必要がある。

またこの掘削作業期間中には、鉄管路下部に位置する発電所作業は不可能である。従つて発電所工事を工程通り行なうためにも、安全上、下部に影響を及ぼす水圧管路土木工事は急ぐ必要がある。水圧管路の掘削は、上部から切下げる工法をとるが、水圧管路の布設は工程も考慮し、上部及び中部の二ヶ所から行うものとする。

サージタンクの立て坑部の掘削は、断面が6～8m²の先迄立て坑を先ず下から掘削した後、上部から順次所定断面に切抜けて仕上げ、次いで下部水室の掘削を行う。掘削完了後コンクリートを施工する。

第2発電所の施工については、特に問題はないが、第3発電所は1973年の雨期の終了後、直ちに基礎の掘削を開始し、翌1974年の雨期が始まる迄に下部構造を完成し、ドラフトゲートを閉塞することによつて、所内に浸水の恐れがないようにする。

Works	Quantities	1971												1972												1973												1974												Remarks	
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D		
Az Power Station	Preparatory Works	[Field works bar]																																																	
	Diversion Works	Tunnel Length 23000m	[Field works bar]																																																
	Dam	Ex 60,100 m³	[Field works bar]																																																
		Em 1,399,600 m³	[Field works bar]																																																
	Spillway	Ex 124,000 m³	[Field works bar]																																																Commencement of Water Storage
		Conc 1,270 m³	[Field works bar]																																																
	Dike	Em 296,600m	[Field works bar]																																																
	Intake	Ex 60,000 m³	[Field works bar]																																																
		Conc 880 m³	[Field works bar]																																																
	Tunnel (L=1785 Om)	Ex 20,850 m³	[Field works bar]																																																
		Conc 7,350 m³	[Field works bar]																																																
Surge Tank	Ex 2,790 m³	[Field works bar]																																																	
	Conc 1,290 m³	[Field works bar]																																																	
Penstock(L=685 Om)	Ex 30,000 m³	[Field works bar]																																																	
	Conc 5,010 m³	[Field works bar]																																																	
Powerhouse	Ex 11,960 m³	[Field works bar]																																																Construction Start of Az Power Station	
	Conc 3,810 m³	[Field works bar]																																																	
Tailrace	Ex 99,800 m³	[Field works bar]																																																Az Power Station (12000kw) in Service	
	Conc 1,800 m³	[Field works bar]																																																	
As Power Station	Dam	Ex 17,700 m³	[Field works bar]																																																
		Em 403,400 m³	[Field works bar]																																																
	Spillway	Ex 9,700 m³	[Field works bar]																																																
		Em 370 m³	[Field works bar]																																																
	Intake	Ex 15,700 m³	[Field works bar]																																																
		Conc 620 m³	[Field works bar]																																																
	Tunnel (L=535 Om)	Ex 6,900 m³	[Field works bar]																																																
Conc 2,450 m³		[Field works bar]																																																	
Surge Tank	Ex 1,990 m³	[Field works bar]																																																Construction Start of As Power Station	
	Conc 745 m³	[Field works bar]																																																	
Penstock(L=1390 Om)	Ex 83,450 m³	[Field works bar]																																																	
	Conc 9,730 m³	[Field works bar]																																																	
Powerhouse	Ex 31,000 m³	[Field works bar]																																																	
	Conc 4,540 m³	[Field works bar]																																																	
Equipment etc	Penstock Equipment	A2PS 680 t	[Manufacturing and Transportation bar]																																																As Power Station in Service (58000kw)
		A3PS 1,920 t	[Manufacturing and Transportation bar]																																																
	Turbine & Generator	1 set	[Manufacturing and Transportation bar]																																																
Transmission Line etc		[Manufacturing and Transportation bar]																																																Award of Contract	

LEGEND
 [Dashed line] Manufacturing and Transportation
 [Solid line] Field works

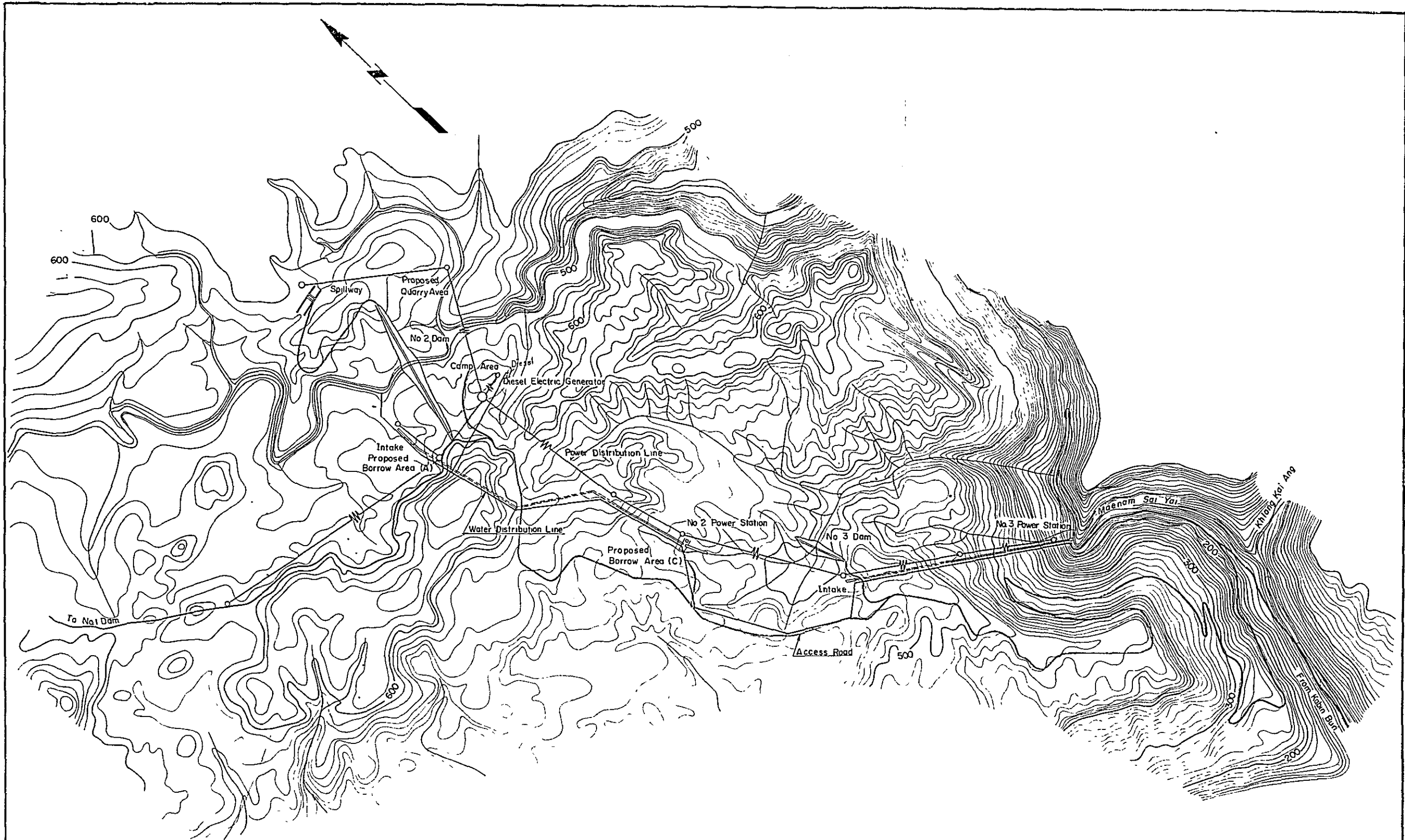
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN
 THAILAND
 NATIONAL ENERGY AUTHORITY
 NAM SAI YAI NO.2 AND NO.3 POWER STATION
 CONSTRUCTION SCHEDULE

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD
 (E.P.D. CONSULTANTS) TOKYO, JAPAN

DR. [Signature] SUBMITTED [Signature]
 RECOMMENDED [Signature]
 APPROVED [Signature]

Jul 2, '68

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
THAILAND	
NATIONAL ENERGY AUTHORITY	
CONSTRUCTION ROADS LANDS AND TEMPORARY WORKS	
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO, LTD (E.P.D. Consultants) TOKYO, JAPAN	
D. W. [Signature]	DATE SUBMITTED: 11/3/68
F. N. [Signature]	RECOMMENDED BY: M. [Signature]
C. A. [Signature]	APPROVED BY: M. [Signature]
JUL 8, '68	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

第 9 章

工 事 費

第 9 章 工 事 費

9. 1 基 本 条 件

工事費を積算するにあつては、計画地点の自然条件、地域条件、工事規模ならびに現在期待し得る技術水準などを考慮し、1968年3月の物価に基づいて積算を行った。

工事費積算の基本条件は次に述べる通りである。

(1) 工事費積算の範囲

工事費積算の範囲は Nam Sai Yai 第2及び第3発電所、同発電所から Korat までの送電線、および Korat 変電所における送電線引込み用の開閉設備増設工事迄とする。なお、第2及び第3発電所と Korat 変電所の間には設けられる通信設備、および現在建設中の進入道路から分岐して各構造物又は発電所に至る工事用道路も含まれるものとする。

(2) 土木工事費

(A) 工事数量は、本報告書添付の予備設計図、および必要に応じて更に詳細な予備設計図に基づき積算した。

(B) 基準単価についてはタイ国内で調達される資材および労務者の費用は1968年3月の物価に基づいて、また輸入工事用機械の価格は1968年3月のCIF価格に基づいてそれぞれ積算した。

(C) 工事単価は、タイ国内における実績および日本における同種工事の経験から得られた資料に基づき、これに地域条件を加味して算定した。特にダム基礎掘削、ダム盛立て、トンネル掘削、骨材製造およびコンクリート工事のような主要工種の工事単価は、日量方式によつて積算した。即ち、先づ工事工程と工事数量に基づいて、工事用機械の種類と使用時間を定め、次にその結果に基づいて必要な労務費、資材費および機械費を算定して直接工事費を求めた。次のこの直接工事費に、諸機器および諸設備の円滑な運用に必要な仮設備費および請負業者の管理費を加算して工事単価を求めた。

(D) 輸入資材および輸入工事用機械の関税は、すべて工事単価の中に算入した。

(E) 土木工事費には、その15%に相当する予備費を計上した。

(3) 機器類の費用

(A) ゲート、水圧鉄管類、電気機器、送電設備、変電設備、通信設備、などの機器類は、すべて日本において製作されたものを日本から供給するものとした。

(B) 各機器の費用は、日本におけるF.O.B価格に、海上運賃、保険料、関税、荷揚費用、タイ国内の陸上運賃、現場据付費を加算して算出した。

(C) 予備費は各機器の費用の5%を計上した。

(4) 技術料

技術料には、詳細設計費および工事監督費として建設費の5%を計上した。

(5) 管理費

管理費としてはNEAの現地派遣人員の現場手当、NEAおよびコンサルティングエンジニアが必要とする事務所、宿泊設備および自動車、ならびにその他の必要な諸設備に要する費用を建設費の4%計上した。

(6) 土地買収費

発電設備が設置される場所は、すべて国有地であるので土地買収費は必要ない。しかし送電線は一部私有地を通過するので補償費を見積りに含めた。

(7) 建設中利子

建設中利子は Table 10-2 に示された年別所要資金に基づいて積算した。利率は外貨分、現地通貨分とも年率6.0%とした。

(8) 現地通貨と外貨の区分

工事費は現地通貨分と外貨分とに分けて積算した。現地通貨分には現地労務者の賃金、外国人労務者および外国人技術者の現地滞在費、タイ国内で調達される資材費、輸入資材、輸入工事用機器の関税およびタイ国内の運賃などが含まれる。その他の費用は外貨分に含まれている。為替レートは公定レートとし、

$$1 \text{ U.S. } \$ = 20.65 \text{ Baht} = 360 \text{ 円とする。}$$

9. 2 工事費の総括

Nam Sai Yai 第2及び第3発電所計画の実施に要する総工事費は 490×10^6 Baht と算定される。そのうち外貨で支払われる額は 292×10^6 Baht、現地通貨で支払われる額は 198×10^6 Baht である。

総工事費のうち、発電設備工事は 421×10^6 Baht そのうち外貨分は 245×10^6 Baht、現地通貨分は 178×10^6 Baht である。

また送電線工事には 69×10^6 Baht そのうち外貨分は 49×10^6 Baht、現地通貨分は 20×10^6 Baht である。

工事費の総括表は Table 10-1 に示されている。

また工事工程に基づいて年別所要資金を求めれば、Table 10-2の通りとなる。この場合支払条件は、次のように考える。即ち土木工事は月間の出来高に対して支払うものとし、月間出来高の中から10%を保留し、出来高が50%に達した月に保留金の半分を解除し、更に竣工時に残り保留金の半分を解除、残りは発電所の完成後1年をへて支払われるものとする。機器類は契約時に5%、工事現場到着時35%、工事終了時30%、運転開始時30%の割合で支払われるものとする。

TABLE 9-1 SUMMARY OF ESTIMATED CONSTRUCTION COST

(Unit: Thousands of Baht)

Item	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
1. Generating Facilities	353,700	204,900	148,800
No.2 Power Station	195,200	106,900	88,300
No.3 Power Station	158,500	98,000	60,500
2. Transmission Line, Substation and Telecommunication	57,900	42,600	15,300
3. Engineering Fee	20,700	20,700	—
4. Administration Cost	16,500	—	16,500
5. Compensation	1,000	—	1,000
6. Interest during Construction	40,000	24,100	15,900
Total	487,800	292,300	197,500

TABLE 9-1, (1) COST OF GENERATING FACILITIES

(Unit: Thousands of Bahts)

Item	No.2 Power Station			No.3 Power Station		
	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
1. Generating Facilities						
Civil Works						
Dam	195,200	106,900	88,300	158,500	98,000	60,500
Waterway and Powerhouse	153,200	77,000	76,200	59,800	28,400	31,400
Contingencies	86,800	44,600	42,200	17,600	8,900	8,700
Hydraulic Equipments	46,400	22,400	24,000	34,400	15,800	18,600
Gates	20,000	10,000	10,000	7,800	3,700	4,100
Penstocks	17,000	11,900	5,100	45,400	31,800	13,600
Outlet-valve	1,100	1,000	100	900	800	100
Installation Cost	8,800	7,800	1,000	26,000	23,200	2,800
Import Taxes	300	200	100	-	-	-
Contingencies	3,500	2,500	1,000	9,200	6,500	2,700
Electric Equipment	2,600	-	2,600	7,100	-	7,100
Turbines	700	400	400	2,200	1,300	900
Generator	25,000	18,000	7,000	53,300	37,800	15,500
Transformer	4,300	4,000	300	9,100	8,400	700
Accessories	4,800	4,500	300	11,300	10,500	800
Installation Cost	1,300	1,200	100	4,600	4,300	300
Import Taxes	6,200	5,900	300	10,000	9,600	400
Contingencies	2,600	1,800	800	6,400	3,700	2,700
Total	4,600	-	4,600	9,300	-	9,300
Contingencies	1,200	600	600	2,600	1,300	1,300

TABLE 9-1, (2) COST OF TRANSMISSION LINE, SUBSTATION AND TELECOMMUNICATION

(Unit: Thousands of Baht)

Item	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
2. Transmission Line, Substation and Telecommunication	58,900	42,600	16,300
Transmission Line	38,700	35,700	3,000
Substation	2,400	2,200	200
Telecommunication	3,400	3,300	100
Import Taxes	10,600	—	10,600
Contingencies	2,800	1,400	1,400
Compensation	1,000	—	1,000

TABLE 9-2 FUND REQUIREMENT IN EACH YEAR

(Unit: million Baht)

Item	Total Fund Requirement		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
	Foreign Currency	Domestic Currency	Foreign Currency	Domestic Currency	Foreign Currency	Domestic Currency	Foreign Currency	Domestic Currency	Foreign Currency	Domestic Currency	Foreign Currency	Domestic Currency	Foreign Currency	Domestic Currency
(A) Generating Facilities														
(A-1) No.2 Power Station														
Civil Works	77.0	76.2	-	-	19.6	18.5	36.4	35.8	18.5	19.4	2.5	2.5	-	-
Hydraulic Equipments	11.9	5.1	-	-	1.0	0.5	6.9	3.1	4.0	1.5	-	-	-	-
Electric Equipments	18.0	7.0	-	-	0.9	0.4	6.3	2.4	10.8	4.2	-	-	-	-
Engineering Fee	9.8	0	7.8	0	1.0	0	1.0	0	-	-	-	-	-	-
Administration Cost	0	7.8	-	0.1	0	1.7	0	3.7	0	2.3	-	-	-	-
Sub-total	116.7	96.1	7.8	0.1	22.5	21.1	50.6	45.0	33.3	27.4	2.5	2.5	-	-
Interest during Construction	10.7	8.2	0.2	0	1.1	0.6	3.3	2.5	6.0	5.0	0.1	0.1	-	-
Total	127.4	104.3	8.0	0.1	23.6	21.7	53.9	47.5	39.3	32.4	2.6	2.6	-	-
Cumulative Total	-	-	8.0	0.1	31.6	21.8	85.5	69.3	124.8	101.7	127.4	104.3	-	-
(A-2) No.3 Power Station														
Civil Works	28.4	31.4	-	-	-	-	7.1	8.2	18.1	19.8	2.3	2.4	0.9	1.0
Hydraulic Equipments	31.8	13.6	-	-	1.5	1.0	10.0	4.0	10.3	4.6	10.0	4.0	-	-
Electric Equipments	37.8	15.5	-	-	-	-	1.9	0.8	13.2	5.4	22.7	9.3	-	-
Engineering Fee	7.7	0	5.2	0	0.5	0	0.5	0	0.5	0	-	-	-	-
Administration Cost	0	6.3	-	0	0	0.1	0	1.3	0	2.9	0	2.0	-	-
Sub-total	105.7	66.8	6.2	0	2.0	1.1	19.5	14.3	42.1	32.7	35.0	17.7	0.9	1.0
Interest during Construction	10.1	6.3	0.2	0	0.4	0	1.0	0.5	2.9	1.9	5.6	3.9	0	0
Total	115.8	73.1	6.4	0	2.4	1.1	20.5	14.8	45.0	34.6	40.6	21.6	0.9	1.0
Cumulative Total	-	-	6.4	0	8.8	1.1	29.3	15.9	74.3	50.5	114.9	72.1	115.8	73.1
(A-1) + (A-2)														
Total	243.2	177.4	14.4	0.1	26.0	22.8	74.4	62.3	84.3	67.0	45.2	24.2	0.9	1.0
Cumulative Total	-	-	14.4	0.1	40.4	22.9	114.8	85.2	199.1	152.3	242.3	176.4	243.2	177.4
(B) Transmission Line														
Transmission Line, Substation and Telecommunication	42.6	16.3	-	-	-	-	30.3	11.4	12.3	4.9	-	-	-	-
Engineering Fee	3.2	0	-	-	-	-	2.0	0	1.2	0	-	-	-	-
Administration Cost	0	2.4	-	-	-	-	0	1.4	0	1.0	-	-	-	-
Sub-total	45.8	18.7	-	-	-	-	32.3	12.8	13.5	5.9	-	-	-	-
Interest during Construction	3.3	1.4	-	-	-	-	0.9	0.4	2.4	1.0	-	-	-	-
Total	49.1	20.1	-	-	-	-	33.2	13.2	15.9	6.9	-	-	-	-
Cumulative Total	-	-	-	-	-	-	33.2	13.2	49.1	20.1	-	-	-	-
(C) Sum of Generating Facilities and Transmission Line														
Total	292.3	197.5	14.4	0.1	26.0	22.8	107.6	75.5	100.2	73.9	43.2	24.2	0.9	1.0
Cumulative Total	-	-	14.4	0.1	40.4	22.9	148.0	98.4	248.2	172.3	291.4	196.5	292.3	197.5

第 10 章

經 濟 評 価

第 10 章 経 済 評 価

10. 1 販 売 可 能 電 力 量

6章で述べたように Sai Yai №2、№3 発電所の年間可能発生電力量は、送電端において夫々 40×10^6 、 190×10^6 合計 230×10^6 KWh ある。この発生電力量は Sai Yai 発電所の運転開始後直ちに全量有効に使用される。

Sai Yai №2、№3 発電所から Korat 変電所までの送電損失率は、2.3%と想定されるので、Korat 変電所における可能販売電力量は夫々 59.1×10^6 KWh 185.6×10^6 KWh 合計 224.7×10^6 KWh となる。

10. 2 年 間 費 用 と 電 力 コ ス ト

10. 2. 1 年 間 費 用

第9章で述べたように Sai Yai №2、№3 発電所計画の総工事費は Korat までの送電線も含めて 489.8×10^6 Baht である。

施設毎の工事費およびそれらの耐用年数を示すと Table 10-1 の通りとなる。

利子率を外貨に対し6%、内貨に対して6%を適用して本計画の耐用年数50年間にわたる平準化年間経費率を求めると Table 10-2 と通りとなる。この表からわかる様に Sai Yai №2、№3 発電所の年間費用は、 57.6×10^6 Baht である。

なお諸税については、次の様な理由から計上していない。即ち Sai Yai №2、№3 発電所は完成した NEEA に移管されると考えられる。タイ国においては、NEEA のような Authority は諸税を免除されている。しかし金利、その他諸経費を差引いた後の純利益に対する事業税に相当する Contribution を政府に収めることになっている。タイ国では電気事業は国営であるから、NEEA としては、電気料金を高くして純利益を生み出すよりは、出来るだけ安い電気料金を設定することを第一の目的とすると考えられる。従つて上記年間費用の計算に当つては、NEEA は純利益を得ないものとして Contribution は0とした。

10. 2. 2 電 力 コ ス ト

上で求めた年間費用を販売可能電力量で割れば Sai Yai №2 及び №3 発電所の Korat 変電所渡しの KWh 当りの電力コストが得られる。KWh 当りの電力コストは、0.167 Baht である。

10. 3 年間便益

10. 3. 1 経済評価の基本的考え方

第3章で述べた如く1970年にはN E E A系統とY E A系統とは送電線で結ばれることが決定されており、この送電線を通して両系統間の電力の融通が行なわれる。この様な状況の下では Sai Yai 発電所の経済評価は代替設備との比較によるよりは、むしろある基準火力発電所を考えてこれによつて行うのが、妥当と考えられる。

10. 3. 2 基準火力発電所の選定

基準火力発電所の選定に当つては、次に述べる条件を基準とした。

- (1) Y E A系統とN E E Aの電力需要の大きさその伸び率、供給力の構成等からみて適切な規模であること。
- (2) 近い将来供給の主要部分をしめる新鋭火力発電所であること。
- (3) 新鋭火力発電所として最も有利な立地条件であること。

以上の条件を考慮して基準火力発電所としては Bangkok 周辺に建設される400MW (200MW×2 Units) の重油専焼火力を選定した。

10. 3. 3 基準火力発電所の建設費と年間費用

上で選定した400MW重油専焼火力発電所のタイ国における建設費は Table 10-3の様に見積られる。

次に、この火力発電所の年間費用を固定費と可変費に分けて算出した。(Table 10-4)

固定費はKW当り262 Bahts 可変費はKWh当り0.112 Bahts である。この計算では11. 2. 2で述べたと同じ理由によつて諸税と Contribution は零としてあるが、燃料の輸入税は見積つてある。

10. 3. 4 便益単価

水力発電所の年間便益は、KW当り便益とKWh当り便益を用いて算出する。KW当り便益は基準火力発電所の年間固定費にKW補正率とかけたものとする。KW補正率をかける理由は次の通りである。即ち火力発電所は水力発電所に比べて事故による停止率および定期補修による停止率が大きい。従つて火力発電所を系統に投入した場合に水力発電所を投入した場合と同一信頼度で電力を供給するためには火力発電所は停止率の差に相当するだけ大きな設備を必要とする。この所要増分設備

量は水力発電所の便益として見做すべきものでこれを算入するための係数がKW補正率である。この場合のKW補正率は日本において行なわれている例から1.15を採用した。

KWh便益は年間可能電力量に対して基準火力発電所のKWh当り年間可変費とする。

従つてKW当り便益およびKWh当り便益は次の様になる。

$$\text{KW当り便益} \quad 262 \times 1.15 = 300 \text{ Baht}$$

$$\text{KWh当り便益} \quad 0.112 \text{ Baht}$$

10. 3. 5 Nam Sai Yai 計画の年間便益

前項で述べたKW当り便益およびKWh当り便益を用いて Nam Sai Yai №2及び№3、計画の年間便益を計算した。

Sai Yai №2、№3発電所の有効出力は、Table 10-5、10-6に示す。この有効出力は第3章で述べた様に、EPDCの需要想定に基くKWバランスより得られた値を用いたものである。この表より判る様に Sai Yai 発電所は運転開始後約6年で全出力が有効化し、Dependable Peak 出力に達している。

Sai Yai 発電所から Korat 変電所までの送電損失は、Bangkok 周辺に建設される基準火力発電所から Korat 変電所までの送電損失と互に相殺される。ものとしてこの計算には見込まなかつた。

この様にして求められた Sai Yai 発電所の年間便益は、Table 10-5、10-6に示される通り、 44.1×10^6 Baht が期待される。

10. 4 便益費用費及び内部収益率

Sai Yai №2、№3発電所の年間費用は Table 10-2に示す如く 37.6×10^6 Baht であり、また年間便益は Table 10-5、10-6に示す如く、 44.1×10^6 Baht である。

従つてその年間超過便益は 65×10^6 Baht となり、便益費用比は1.17となる。なお、上記の数値をもととして計算した内部収益率は7.7%である。

10. 5 灌漑を考慮した場合の費用便益比

上流に貯水池が出来た場合の下流農業の便益については、5.3.2および5.3.3で述べた通り、年間 $9.4 \sim 15.3 \times 10^6$ Baht (洪水調節による便益を含む)であり、このため必要とする農業専用施設費の年経費は $7.7 \sim 7.9 \times 10^6$ Baht である。

従つて超過便益は $1.7 \sim 7.4 \times 10^6$ Baht となる。今農業の年便益、年経費を 15.3×10^6 Baht、 7.9×10^6 baht として発電の便益および費用に加算すれば費用便益比は 1.28 となる。

貯水池の工事費を発電および、かんがい、(洪水調整を含む)の共用施設と見なし分離費用残余便益法 (Separable Cost-remaining benefit Method) によりアロケーションを行つた結果は、TABLE 10-7 のとおりであり、工事費および費用便益比の値は発電部間では、 35.5×10^6 Baht および 1.24、かんがい部門で 10.5×10^6 Baht および 1.46 となる。

TABLE 10-1 CONSTRUCTION COST AND EQUALIZED ANNUAL COST FACTOR OF NAM SAI YAI NO. 2 AND NO. 3 PROJECTS

Item	Generating Plant	Transmission Line, Substation and Telecommunication
Construction Cost (1,000 Baht)	420,600	69,200
Serviceable Years	50	40
Equalized Annual Cost Factor (per cent)	7.35	9.65
1. Interest and Depreciation	6.35	6.65
2. Operation and Maintenance	0.70	2.50
3. Administration	0.30	0.50

TABLE 10-2 ANNUAL COST OF NAM SAI YAI NO. 2 AND NO. 3 PROJECTS

Unit: 1,000 Baht

Item	Generating Facilities	Transmission Line, Substation and Telecommunication	Total
1. Interest and Depreciation	26,680	4,600	31,280
2. Operation and Maintenance	2,940	1,730	4,670
3. Administration	1,270	350	1,620
4. Total	30,890	6,680	37,570

TABLE 10-3 CONSTRUCTION COST AND GENERAL FEATURES OF STANDARD THERMAL PLANT

Item	Unit	Value
Installed Capacity	MW	400
Unit Capacity x Number of Unit	MW x unit	200 x 2
Annual Capacity Factor	%	70
Thermal Efficiency at Sending End	%	35.9 (0.242 liters/kWh)
Annual Energy Supply	Million kWh	2,453
Fuel and Lubricants	Million liters	593.6
Construction Cost	Million Baht	1,100

TABLE 10-4 ANNUAL COSTS AND UNIT COST OF STANDARD THERMAL POWER PLANT

Unit: 1,000 Baht

Item	Fixed Costs	Variable Costs	Remarks
1. Interest and Depreciation	79,916		(1) Capital Recovery Factor: 0.07265
2. Operation and Maintenance Costs	23,160	4,400	
Labour Costs	3,360		120 men x 28,000 B/man
Repair Expenses	17,600	4,400	Construction Cost x 2%
Miscellaneous Expenses	2,200		Construction Cost x 0.2%
3. Administration Costs	1,764	411	O & M Cost x 8% (2)
4. Fuel Costs		207,088	0.455 B/liter x 593.6 million liters
5. Total	104,840	274,929	
6. Annual Costs at Sending Ehd			
Power Cost (B/kW)	262		
Energy Cost (B/kWh)		0.112	

Note:

- (1) Annual interest rate: Foreign Currency : 6%
Domestic Currency : 6%
Serviceable life: 30 years

- (2) The costs were allocated according to the following ratio:
Fixed Cost : 80%
Variable Cost : 80%

TABLE 10-5 ANNUAL BENEFIT OF NAM SAI YAI NO. 2 POWER STATION

Year	(1) Salable Annual Energy in MWh	(2) Dependable Capacity in MW	Annual Benefit in 1,000 Baht		
			(3) For kWh (1) x 0.112	(4) For kW (1) x 300	(5) Total (3) + (4)
1974	40,000	7.3	4,480	1,590	6,070
1975	40,000	7.3	4,480	2,190	6,670
1976	40,000	7.3	4,480	2,190	6,670
1977	40,000	7.3	4,480	2,190	6,670
1978	40,000	8.6	4,480	2,580	7,060
1979	40,000	9.2	4,480	2,760	7,240
.
.
.
.
2023	40,000	9.2	4,480	2,760	7,240
Present Worth in 1974	—	—	70,620	41,130	111,810
Annual Benefit for 50 years	{ Capital recovery factor for 50 years = 6.34% }		4,480	2,610	7,090

TABLE 10-6 ANNUAL BENEFIT OF NAM SAI YAI NO. 3 POWER STATION

Year	(1) Salable Annual Energy in MWh	(2) Dependable Capacity in MW	Annual Benefit in 1,000 Baht		
			(3) For kWh (1) × 0.112	(4) For kW (1) × 300	(5) Total (3) + (4)
1974	190.0	31.6	21,280	9,480	30,760
1975	190.0	35.8	21,280	10,740	32,020
1976	190.0	39.1	21,280	11,730	33,010
1977	190.0	39.1	21,280	11,730	33,010
1978	190.0	53.3	21,280	15,990	37,270
1979	190.0	56.4	21,280	16,920	38,200
.
.
.
.
.
2023	190.0	56.4	21,280	16,920	38,200
Present Worth in 1974	—	—	335,650	248,010	583,660
Annual Benefit for 50 years	{ Capital recovery factor for 50 years = 6.34% }		21,280	15,730	37,010

TABLE 10-7 COST ALLOCATION

Unit: million Baht

Item	Power	Irrigation	Total
1. Benefit	44,100	15,270	59,370
2. Alternate cost	44,100	16,600	—
3. Benefit limited alternate cost (lesser of 1 or 2)	44,100	15,270	59,370
4. Specific costs	30,770	7,870	38,640
5. Remaining benefit (3-4)	13,400	7,400	20,800
6. Allocated joint costs	4,680	2,580	7,260
7. Total costs (4 + 6)	35,450	10,450	45,900
8. Surplus benefits	8,650	4,820	13,470
9. Benefit-cost ratio	1.24	1.46	1.29

第 1 1 章

資 金 計 画

第 11 章 資金計画

11. 1 所要資金

本プロジェクトの総工事費は第 9 章で述べた通り、外貨所要分 292,300,000 Baht 相当額、内貨所要分 197,500,000 Baht、計 489,800,000 Baht であり、各年別の所要資金は次の通りである。

(単位：1,000 Baht)

年	外 貨	内 貨	計
1970	(400)	(—)	(400)
	14,400	100	140,500
1971	(1,500)	(—)	(1,500)
	26,000	22,800	48,800
1972	(5,200)	(3,400)	(8,600)
	107,600	75,500	183,100
1973	(11,300)	(7,900)	(9,200)
	100,200	73,900	174,100
1974	(5,700)	(4,000)	(9,700)
	43,200	24,200	67,400
1975	(—)	(—)	(—)
	900	10,000	1,900
Total	(24,100)	(15,300)	(39,400)
	292,300	197,500	489,800

(注) 括弧内の数字は建設中利息で各年の所要資金の中に含まれている。

11. 2 資金調達

11. 2. 1 資金源

一般に資本循環速度の低い電源計画は、長期低利資金で実施されることが望ましい。しかしながらタイ国のような発展途上国においては国内金融市場においてかかる長期低利資金を調達するのは困難であるので、本計画では所要資金のうち外貨分については外国借款、内貨分についてはタイ国政府の財政投融资によつて賄われるものと想定した。本計画の事業主である NEA は同国の電源開発をつかさどるタイ国政府機関であること、および本計画の事業目的に徴して、外国借款および政府資金の調達は可能と想定した。

11. 2. 2 金利および償還期間

(1) 外貨分

タイ国において従来、この種計画のために成約になつた外国よりの借款例をみると、Y E A の世銀借款および米国輸出入銀行よりの借款および N E E A の西ドイツ政府よりの借款例があり、これらの借款条件は概ね、金利は4～5% 償還期間は据置期間を含めて15年～20年であつた。

一方 N E A が E P D C の施工監督の下に実施した Nam Pung 計画は全て国内資金で賄われ、金利は4～5% であつた。又 N E A が現在実施せんとしている Lam Dom Noi 計画は、日本の経済協力基金よりの借款による実施が考慮されているが、この場合の借款条件は金利が4.5%、償還期間は据置5年を含み20年と考えられている。

上記の通り、過去におけるタイ国での外国からの借款条件は可成り有利なものであるが、今後ともこのような条件で成約になることは断定しがたい。本計画では最近における世銀の貸出金利の引上げ等を考慮して借款条件を下記の通り想定した。

金 利 ; 6 %
償 還 期 間 ; 運 転 開 始 後 2 0 年 元 利 均 等 償 還

(2) 内貨分

タイ国における政府資金の借入条件は計画の性質および緊急度ならびに事業主の性格と信用度によつて大巾に異つてゐるが、電気事業の場合は一般的に云つて金利は6%、償還期間は耐用年数期間内となつてゐる。

従つて、本プロジェクト国内資金の借款条件は下記の通り想定した。

金 利 ; 6 %
償 還 期 間 ; 運 転 開 始 後 5 0 年 元 利 均 等 償 還

11. 3 収入および費用

11. 3. 1 電力料収入

(1) 変電所渡し売電単価

本計画により発電される電力は Korat 変電所において引渡されることを想定しているので、同変電所渡しの売電単価を確定する必要がある。現在の N E E A の Nam Pong 系統の電力原価は変電所低圧側渡しで、1 K W h 当り 0.35 B-ahts、又、Nam Pung 系統の電力料金は同じく変電所低圧側渡しで1 K W h 当り 0.40 Bahts である。

一方 Y E A の M E A 及び P E A に対する卸売り料金は、月負荷率 60%にて 0.315 Baht/KWh、80%にて 0.27 Baht/KWh である。

電力事業は、公益事業であり、本計画の場合は、事業主が国家機関であるので、特に利益をあげるのは妥当ではない。

適正料金としては運転維持費、管理費および資本費を賄い、かつ最初の 20 年間で外貨分の借入金を返済し得る水準に設定すればよい。

以上の事を勘案し、20年間で外貨借入金を完済できることを前提に本計画の電力原価を計算すると、Korat 変電所渡して、1 K W h 当り約 0.20 Bahts となる。本章においては、この原価に約 10%の余裕を見込み、0.22 Bahts / K W h の売電単価を以て Financial Schedule を作成した。実際の売電単価については系統全体として考慮されるべきものである。本計画との売電単価は既設系統のそれより可成り低く設定しても、20年間で外貨借入金を償還出来その後の電力料金はもつと軽減出来る。

(2) Korat 変電所渡し可能電力量

Sai Yai 第 2 発電所 (1973 年 10 月 運開) および Sai Yai 第 3 発電所 (1974 年 7 月 運開) の Korat 変電所渡しの可能電力量は第 10 章で述べた通りそれぞれ 39.1×10^6 K W h および 185.6×10^6 K W h である。

これらの電力は、系統の状況から判断して、いずれも運開後、潜在化することなく、直ちに全量消費されるものと思われる。

(3) 収 入

Korat 変電所低圧側での電力料金収入を計算すると、T A B L E 11-1 の通りとなる。

11. 3. 2 運 転 維 持 費

本プロジェクトの発電設備および送電線の建設費 (コンサルタント・フィー、管理費、建設中利息を含む) に対する運転維持費率は下記の通りとした。

発電設備	;	建設費 × 0.7%
送電線	;	" × 2.5%

11. 3. 3 減 価 償 却 費

タイ国の電気事業において一般的に採用されている減価償却法は、残存 10% の定額法であるので、本プロジェクトの場合も定額法を採用し、耐用年数は下記の通りとした。

発電設備	；	50年
送電線	；	40年

11. 3. 4 管理費

本プロジェクトに割賦される事業主本部の管理費は建設費に対し下記の通りとした。

発電設備	；	0.3%
送電線	；	0.5%

11. 3. 5 純益

上記諸条件に基き計算された本計画の各年毎の収入より、運転維持費、償却費、管理費および外貨、内貨による借入金の支払利息を控除すると、TABLE 11-1に示す純益が得られる。

11. 4 返済計画

- (1) 借入金の返済に引き当てられる返済源資は、経常収支における純益と減価償却引当金である。
- (2) 11. 2. 2 (1) および (2) の借入条件に基づいて外貨、内貨の借入金の返済額を算出すると TABLE 11-2の通りとなる。
- (3) 上記に基づき、Cash Balance を計算すると TABLE 11-2の通りとなる。
- (4) 上表で明らかなように Cash Balance は1975年以降は常に黒字となり想定した諸条件による外貨、内貨の借入金の返済は充分可能である。

従つて、本 Nam Sai Yai 計画は計画自体の経済性も極めて高いうえ、資金的にも充分可能な計画といえる。

TABLE 11-1 STATEMENT OF INCOME

Jnit: Million Baht

Item	1 1974	2 1975	3 1976	4 1977	5 1978	6 1979	7 1980	8 1981	9 1982	10 1983	11 1984	12 1985	13 1986	14 1987	15 1988	16 1989	17 1990	18 1991	19 1992	20 1993	21 1994	Total	
(A) Revenues																							
Salable energy (Gwh)	85.6	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7	224.7
Cost per kwh (Baht)	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
Total Operating Revenues	18.8	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	49.4	1,006.8
(B) Operating Expenses																							
Operation & Maintenance Generating Facilities	1.95	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94	2.94
Transmission Line	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73	1.73
Depreciation	6.58	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13
Administration	1.19	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62	1.62
Total Operating Expenses	11.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	319.4
(C) Operating Income (C = A - B)	7.4	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	34.0	687.4
(D) Financial Expenses (Interest)																							
Foreign Loans	10.59	17.25	16.75	16.23	15.68	15.09	14.47	13.80	13.10	12.36	11.57	10.74	9.85	8.91	7.92	6.86	5.75	4.56	3.31	1.98	0.53		217.30
Domestic Loans	7.46	11.82	11.78	11.74	11.69	11.64	11.58	11.52	11.46	11.40	11.33	11.26	11.18	11.10	11.02	10.93	10.83	10.73	10.62	10.50	10.38		231.97
Total Financial Expenses	18.1	29.1	28.5	27.9	27.3	26.7	25.9	25.3	24.6	23.8	22.9	22.0	21.0	20.0	19.0	17.8	16.6	15.3	13.9	12.5	10.9		449.1
(E) Net Income	-10.7	4.9	5.5	6.1	6.7	7.3	8.1	8.7	9.4	10.2	11.1	12.0	13.0	14.0	15.0	16.2	17.4	18.7	20.1	21.5	23.1		238.5

TABLE 11-2 (1) AMORTIZATION SCHEDULE - DOMESTIC CURRENCY

(Unit: Million Bahts)

Year	Borrowing		Redemption			Outstanding Balance	Remarks
	Generating Facilities	Transmission Line	Total	Principal	Interest		
1973	104.3		124.4				Interest Rate: 6% Redeemable in equal annual instalments in 50 years. Amortization Rate: 0.063444
1974	73.1	20.1	73.1	0.43	7.46	7.89	
1975				0.71	11.82	12.53	
1976				0.75	11.78	12.53	
1977				0.79	11.74	12.53	
1978				0.84	11.69	12.53	
1979				0.89	11.64	12.53	
1980				0.95	11.58	12.53	
1981				1.01	11.52	12.53	
1982				1.07	11.46	12.53	
1983				1.13	11.40	12.53	
1984				1.20	11.33	12.53	
1985				1.27	11.26	12.53	
1986				1.35	11.18	12.53	
1987				1.43	11.10	12.53	
1988				1.51	11.02	12.53	
1989				1.60	10.93	12.53	
1990				1.70	10.83	12.53	
1991				1.80	10.73	12.53	
1992				1.91	10.62	12.53	
1993				2.03	10.50	12.53	
1994				2.15	10.38	12.53	

TABLE 11-2 (2) AMORTIZATION SCHEDULE - DOMESTIC CURRENCY

Unit: Million Baht

Year	Borrowing		Redemption		Outstanding Balance	Remarks
	Generating Facilities	Transmission Line	Principal	Interest		
1973	127.4	49.1	4.80	10.59	176.50	Interest Rate: 6% Redeemable in equal annual installments in 20 years. Amortization Rate: 0.087184
1974	115.8		8.23	17.25	287.50	
1975			8.73	16.75	279.27	
1976			9.25	16.23	270.54	
1977			9.80	15.68	261.29	
1978			10.39	15.09	251.49	
1979			11.01	14.47	241.10	
1980			11.68	13.80	230.09	
1981			12.38	13.10	218.41	
1982			13.12	12.36	206.03	
1983			13.91	11.57	192.91	
1984			14.74	10.74	179.00	
1985			15.63	9.85	164.26	
1986			16.57	8.91	148.63	
1987			17.56	7.92	132.06	
1988			18.62	6.87	114.50	
1989			19.73	5.75	95.88	
1990			20.92	4.56	76.15	
1991			22.17	3.31	55.23	
1992			23.50	1.98	33.06	
1993			9.56	0.53	9.56	
1994					0	
					10.09	

TABLE 11-3 STATEMENT OF CASHFLOW

Unit: Million Baht

Item	1 1974	2 1975	3 1976	4 1977	5 1978	6 1979	7 1980	8 1981	9 1982	10 1983	11 1984	12 1985	13 1986	14 1987	15 1988	16 1989	17 1990	18 1991	19 1992	20 1993	21 1994	Total	
(A) Cash from Income																							
Net Income	-10.7	4.9	5.5	6.1	6.7	7.3	8.1	8.7	9.4	10.2	11.1	12.0	13.0	14.0	15.0	16.2	17.4	18.7	20.1	21.5	23.1	238.5	
Depreciation	6.58	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	9.13	189.1	
(B) Proceed from Finance																							
Foreign Loans	43.2	0.9																					44.1
Domestic Loans	24.2	1.0																					15.2
(C) Total (C = A + B)	63.3	15.9	14.6	15.2	15.8	16.4	17.2	17.8	18.6	19.4	20.2	21.1	22.1	23.1	24.2	25.3	26.6	27.9	29.2	30.7	32.3	496.9	
(D) Capital Expenditure																							
Construction Cost	67.4	1.9																					69.3
(E) Repayment of Borrowing																							
Foreign Loans	4.8	8.23	8.73	9.25	9.80	10.39	11.01	11.68	12.38	13.12	13.91	14.74	15.63	16.57	17.56	18.62	19.73	20.92	22.17	23.50	25.56	292.3	
Domestic Loans	0.43	0.71	0.75	0.79	0.84	0.89	0.95	1.01	1.07	1.13	1.20	1.27	1.35	1.43	1.51	1.60	1.70	1.80	1.91	2.03	2.15	26.5	
(F) Total (F = D + E)	72.63	10.84	9.48	10.04	10.64	11.28	11.96	12.69	13.45	14.25	15.11	16.01	16.98	18.00	19.07	20.22	21.43	22.72	24.08	25.53	27.71	388.1	
(G) Cash Balance																							
Total	-9.3	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.2	5.2	5.1	5.1	5.2	5.1	5.2	5.1	5.2	5.2	5.1	5.2	5.2	20.5	108.8
Accumulated Total		-4.2	0.9	6.0	11.1	16.2	21.3	26.4	31.6	36.8	41.9	47.0	52.2	57.3	62.5	67.6	72.8	78.0	83.1	88.3	93.5	108.8	

