

タイ国

ナムフロム電源開発計画
フイジビリテター調査報告書

1967年11月

海外技術協力事業団

タ イ 国

ナム プロム電源開発計画
フィジビリティ調査報告書

1967 年 8 月

海外技術協力事業団

禁止出持

用存保

JICA LIBRARY



1049977[0]

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 4. 23	122
登録No. 03850	64.3
	KE

日本政府は、タイ国政府の要請にもとづき、同国ナムプロム (Nam Phrom) 電源開発計画のフイジビリティー調査を行なう事となり、その実施を海外技術協力事業団に委託した。

事業団は、タイ国に於ける電力需給の現況を考慮し、電源開発に依る経済発展の重要性に鑑み、昭和41年11月26日より42年3月3日にわたり、電源開発株式会社海外技術協力部渡辺宏^{へい}氏を団長とし同社職員専門技術者5名より成る調査団を派遣した。

本調査は、ナムポン (Nam Pong) 上流のナムプロム (Nam Phrom) 及びナムチェルン (Nam Chern) に於ける電源開発計画のフイジビリティーについて調査を行なつたものである。

幸い現地に於ける調査は円滑に行なわれ、ここに此の報告書提出の運びとなりました。

此の調査が、日本、タイ両国の友好親善と経済の交流に寄与するならば、これにまさる喜びはない。

終りに、本調査の実施にあたり熱意ある支援と協力を惜しまれなかつたタイ国政府関係者に対し、また現地において調査に協力された在外公館の方々、ならびに調査団派遣に御協力いただいた外務省、通産省、電源開発株式会社に対し、この機会に厚く御礼申しあげる。

昭和42年8月

海外技術協力事業団

理事長 沢 信 一

(伝 達 状)

海外技術協力事業団

理事長 沢 沢 信 一 殿

ここに提出するのはタイ国ナムブロン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なつたものであります。

電源開発株式会社は、ナムボン (Nam Pong) 上流のナムブロン (Nam Phrom) および ナムチェルン (Nam Chern) の二つの計画のフィジビリティ調査のため、6名の調査団をタイ国に派遣しました。調査団は、1966年8月に日本政府がタイ国政府に提出した「ナムボン上流域電源開発計画に関する予備調査報告書 (Preliminary Study of Upper Nam Pong Basin Hydro - electric Project) 」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供給地域の調査を行ない、また、計画作成に必要な資料をしゅう集しました。

調査団が日本に帰着した後、電源開発株式会社は現地調査結果および現地でしゅう集された資料にもとづいて、水文資料の解析、需用想定、計画の詳細検討、予備設計、工事費積算、経済評価等を行ない、ナムブロンに関する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。なお、ナムチェルンに関するフィジビリティレポートも引続いて別に提出される予定であります。

ナムブロン電源開発計画は、ナムボンの一支流であるナムブロンの水を同じくナムボンの一支流であるナムチェルンに流域変更し、その間の落差約400mを利用することによつて経済的な水力発電を実現しようとするものであります。ダム地点におけるナムブロンの集水面積は545 km²、年間流量は約 $180 \times 10^6 \text{ m}^3$ で、この流量を有効貯水容量 $140 \times 10^6 \text{ m}^3$ の貯水池によつて調節して効果的に発電に利用します。発電所はナムチェルン上流のナムスウ (Huai Nam Su) 沿いに位置し、最大出力54,000 kwで年間 $150 \times 10^6 \text{ KWH}$ の電力を発生します。この電力は新設される送電線によつて Khonkaen 変電所に送られ、タイ国東北地方に供給されることになります。

本計画の実施のためには、約3年の工期と約 $481 \times 10^6 \text{ Baht}$ の工事費が必要であります。しかし、本計画の費用便益比は1.16であり、本計画の実現によつて年間約 $5 \times 10^6 \text{ Baht}$ の超過便益を期待することが出来、技術的にも経済的にも妥当な計画と考えられます。

上に述べた発電による便益のほか、この計画はナムブロン下流の洪水による被害を減少する効果があります。更に、ナムブロンからナムチェルンに分水される水により、ナムチェルン沿いの約10,000ヘクタールの水田に十分な灌漑用水を供給し、効果的な便益を生み出します。

タイ国東北地域においては、近年電力需要の著しい伸びがみられ、これを考慮すると本計画は

1973年末迄に実現する必要があると考えられます。ここ数年以内に予想以上の需要の伸びが起れば、更に1年か2年早く実現しなければならぬかもしれません。したがって詳細設計、工事用道路建設等は出来るだけ早く着手すべきであります。

最後に我々はこの機会に、North - East Electricity Authority の諸官、特に Boonrod Binson 博士 (Executive Agent for the Managing Director), Udom Panyaphol 氏 (Managing Director), Archomphon Khambanonda 博士 (Director of Engineering Department), Sommart Boonpirugnsa 氏 (Chief of Planning Division of Engineering Department), Phyakorn Ratanakul 氏 (Chief of Survey Section),

ならびに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、心からの感謝の言葉を捧げます。我々はまた国連 ECAFE のメンバーおよび Salzgitter Industriebau の地質技師 H.H.Von Esbeck Platon に対し、多くの有益な知識を提供して下さった事に感謝致します。

1967年8月

タイ国ナムボン上流域調査団 団長

電源開発株式会社 技師

渡 辺 宏

タ イ 国

ナム プロム電源開発計画
フィジビリティー調査報告書

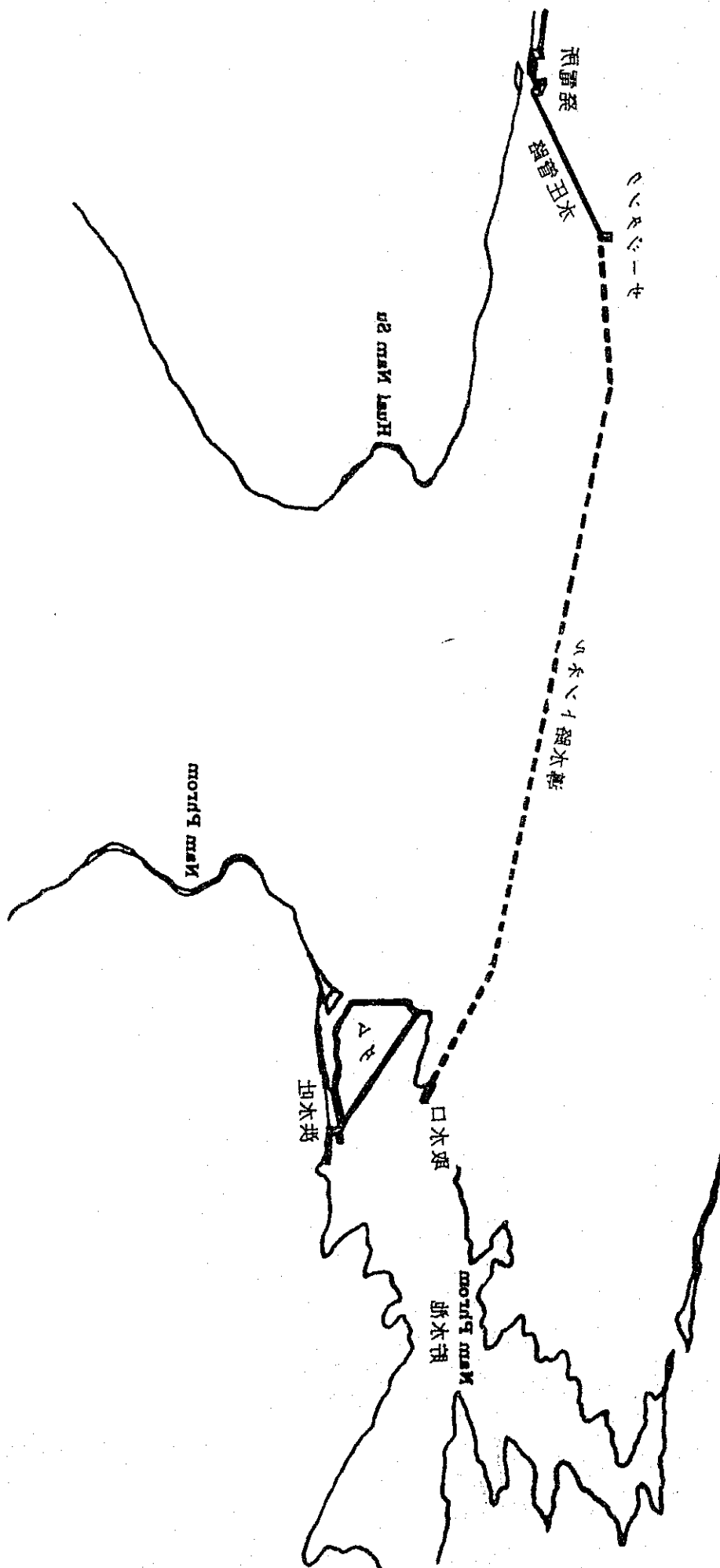
1967 年 8 月

海外技術協力事業団

NAM PHROM 電力開発計画



面 情 景 開 闢 圖 MOHRE MAH





St. Ignace, Quebec
1871

目 次

第 1 章 緒 論

1. 1 経 緯	1
1. 2 既存の報告書	1
1. 3 報告書の目的と範囲	2
1. 3. 1 目 的	2
1. 3. 2 範 囲	2
1. 4 調査と研究	2
1. 4. 1 電源開発株式会社技師による現地調査	2
1. 4. 2 日本における作業	3
1. 5 基礎資料	3

第 2 章 結論と勧告

2. 1 結 論	5
2. 2 勧 告	6

第 3 章 需 要 想 定

3. 1	関 連 地 域	10
3. 1. 1	関連地域のあらまし	10
3. 1. 2	電気事業の形態	10
3. 2	需 要 想 定	13
3. 2. 1	供 給 区 域	13
3. 2. 2	需 要 想 定	14
3. 2. 3	開発の実施	20

第 4 章 計 画 概 要

4. 1	計画地域の概要	27
4. 2	計 画 概 要	27
4. 2. 1	発 電 計 画	27
4. 2. 2	送 電 系 統	29
4. 2. 3	通 信 系 統	30

第 5 章 水 文

5. 1	測 水 所 お よ び 気 象 観 測 所	36
5. 2	計画地点の流域面積	37
5. 3	雨 量	37
5. 4	流 出 量	39
5. 4. 1	流出量の推定方法	39
5. 4. 2	ダム計画地点の流量	41
5. 4. 3	Pong Neeb 地点の流量に基づくダム計画地点の流量の検討	42

5.5	洪水量	43
5.5.1	統計学的方法	43
5.5.2	物理的方法	45
5.6	蒸発量	48

第6章 地質および材料

6.1	地質	54
6.1.1	計画地域の地質概要	54
6.1.2	ダム地点の地質	54
6.1.3	水路トンネルの地質	55
6.1.4	サージタンク、水圧管路および発電所地点の地質	55
6.2	材料	59
6.2.1	材料調査の概要	59
6.2.2	ロックフィルダムの材料	59
6.2.3	コンクリート骨材	63

第7章 発生電力

7.1	貯水池規模の決定	68
7.2	貯水池の操作	70
7.3	保証水量	73
7.4	最大使用水量	73
7.5	保証尖頭使用水量	76
7.6	設備出力および保証尖頭出力	76
7.7	主機器の台数	77
7.8	可能発生電力量	77
7.9	Nam Pong 発電所の増加電力量	79

第8章 Nam Phrom計画が下流の農業に及ぼす影響

8.1	基本的考察	82
8.2	現況	82

8.2.1	一 般	82
8.2.2	水 質	83
8.3	Nam Phrom 流域の農業におよぼす影響	83
8.3.1	洪水調節	83
8.3.2	Nam Phrom 下流域のかんがい用水におよぼす影響	83
8.4	Nam Chern 流域の農業におよぼす影響	88
8.4.1	かんがい可能面積の検討	88
8.4.2	農業生産	89

第 9 章 予 備 設 計

9.1	設 計	91
9.1.1	土木構造物	91
9.1.2	水車および発電機	97
9.1.3	送電線および通信設備	97
9.1.4	主 要 諸 元	98
9.2	工事工程および施工計画	108
9.2.1	工 事 工 程	108
9.2.2	施 工 計 画	110

第 10 章 工 事 費

10.1	工事費の総括	115
10.2	基 本 条 件	119

第 11 章 経 済 評 価

11.1	販売可能電力量	122
11.2	年間費用と電力コスト	122
11.2.1	年間費用	122
11.2.2	電力コスト	124

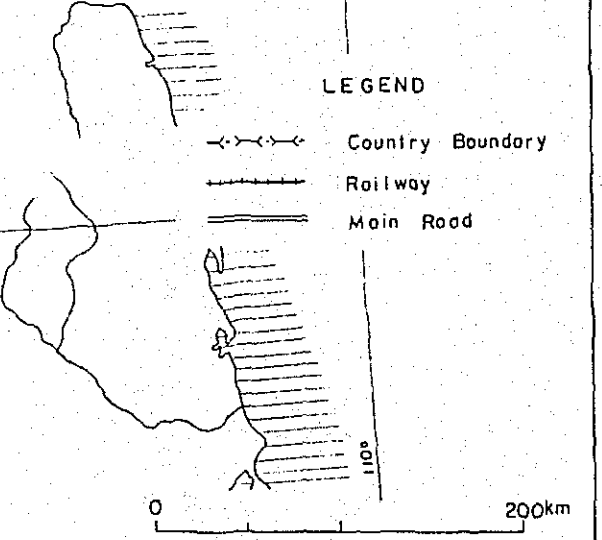
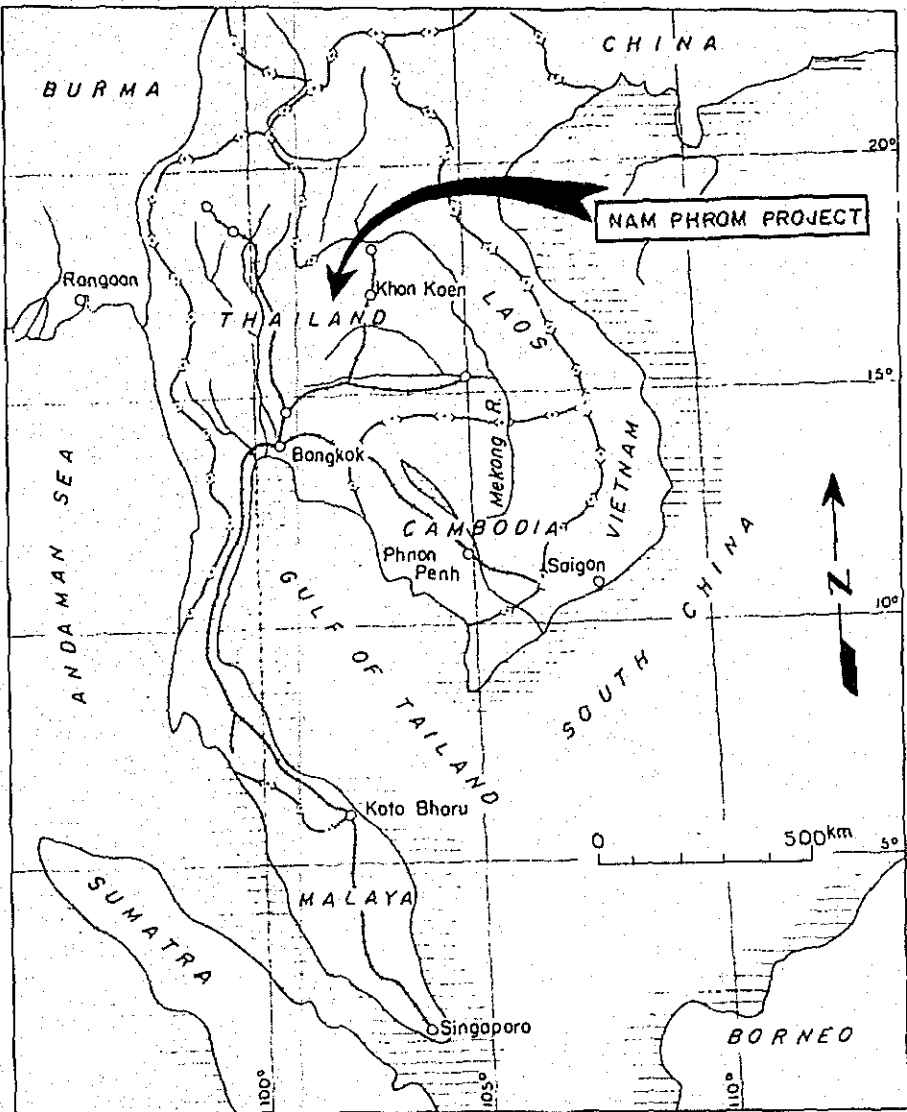
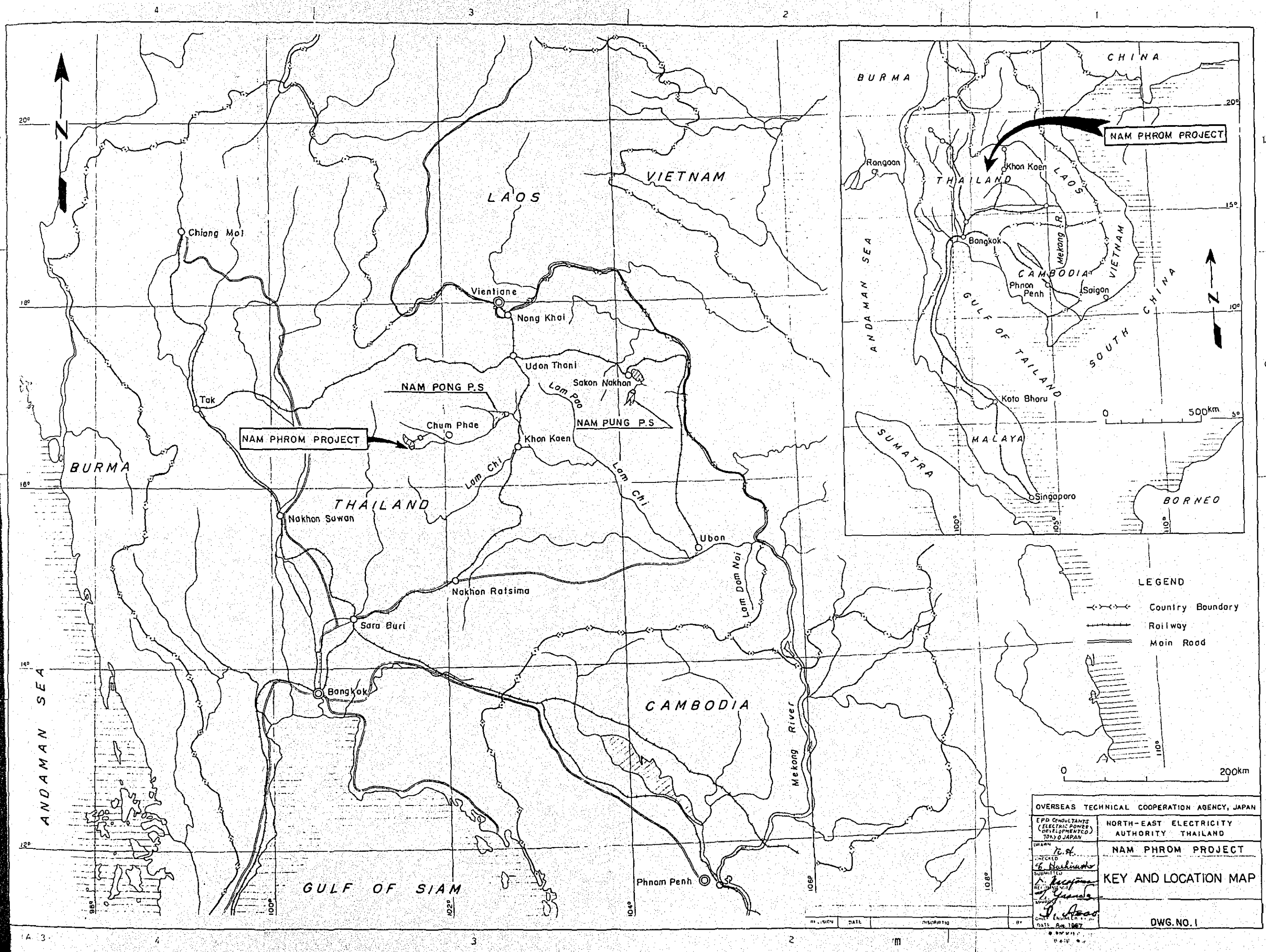
11.3	年間便益	124
11.3.1	経済評価の基本的な考え方	124
11.3.2	基準火力発電所の選び方	124
11.3.3	基準火力発電所の建設費と年間費用	124
11.3.4	便益の単価	127
11.3.5	Nam Phrom 計画の年間便益	127
11.4	便益・費用比	128

第 12 章 資 金 計 画

12.1	所要資金	130
12.2	資金調達	130
12.2.1	調達源	130
12.2.2	金利および償還期間	131
12.3	資金返済能力	131
12.3.1	電力料収入	131
12.3.2	運転維持費	133
12.3.3	減価償却費	133
12.3.4	管理費	133
12.3.5	税金, その他	133
12.3.6	純収入	133
12.4	資金返済計画	133

添 付 図 面 目 録

DWG, No. 1	KEY AND LOCATION MAP	
2	GENERAL MAP	25
3	GEOLOGIC MAP, PLAN OF PROJECT AREA AND PROFILE ALONG HEADRACE	57
4	GEOLOGIC MAP, DAM, PLAN AND SECTION	58
5	RESERVOIR PLAN	101
6	DAM AND SPILLWAY, PLAN, PROFILE AND SECTION	102
7	WATER WAY, PLAN, PLOFILE AND SECTION	103
8	SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE, PLAN, PROFILE AND SECTION	104
9	POWER PLANT, SINGLE-LINE DIAGRAM	105
10	TRANSMISSION SYSTEM	106
11	TRANSMISSION LINE, STANDARD TOWERS	107
12	CONSTRUCTION SCHEDULE	109
13	CONSTRUCTION ROADS, LANDS AND TEMPORARLY WORKS	113



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
EPD CONSULTANTS (ELECTRIC POWER DEVELOPMENT) TOKYO, JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
70.4	NAM PHROM PROJECT
KEY AND LOCATION MAP	
DWG. NO. 1	

DATE: JUN 1967

第 1 章 緒 論

1. 1 経 緯	1
1. 2 既存の報告書	1
1. 3 報告書の目的と範囲	2
1. 3. 1 目 的	2
1. 3. 2 範 囲	2
1. 4 調査と研究	2
1. 4. 1 電源開発株式会社技師による現地調査	2
1. 4. 2 日本における作業	3
1. 5 基礎資料	3

第 1 章 緒 論

1. 1 経 緯

近年著しく高い割合で増加しているタイ国東北地方の電力需要に対処するため、この地域の電力供給を担当する North East Electricity Authority (以下 NEEA と称する) は Nam Pong 上流域の水力電源開発を計画している。

1966 年 3 月 28 日、Executive Agent for the Managing Director である Boorod Binson 博士は、タイ国政府に代つて日本政府に対し、Nam Pong 上流域水力電源開発計画に関する予備調査とフィジビリティ調査の実施を要請してきた。この要請を受けて、日本政府はこの作業の実施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、実際の作業を電源開発株式会社 (以下 EPDC と称する) に委託した。

タイ国政府が要請したフィジビリティ調査は、Nam Phrom 計画と Nam Chern 計画の二計画に関するものである。この報告書はこれらの計画のうち、Nam Phrom 計画に関して取りまとめたものであり、Nam Chern 計画については、追つて別の報告書が作成される予定である。

1. 2 既存の報告書

既に発表されている報告書は、すべて予備調査段階のものである。国際連合顧問として、タイ国政府国家動力庁 National Energy Authority へ派遣されていた土木技師 J. E. Kilpelainen 氏と NEEA の技師によつて、上述の Nam Pong 上流域の水力電源開発計画のための最初の踏査が、1966 年 2 月に行なわれた。その時の調査は縮尺 $1/50,000$ の地形図に基づき、ヘリコプターからの観察によつて実施された。この調査結果は、NEEA の Engineering Department の Planning Section によつて下記の標題で発表されている。

Nam Pong Basin, Preliminary Report concerning the Development

by Mr. J. E. Kilpelainen

この報告書は 1966 年 4 月別冊ノートによつて補足されている。また、ECAFE の Chief Planning Officer of the Division of Water Resources Development である P. T. Tan 氏は、上記の報告書をもとに Nam Phrom 計画に関する机上検討を実施した。この検討結果は 1966 年 5 月下旬の標題で発表されている。

Nam Phrom Financial Analysis by P. T. Tan

その後 1966 年 5 月から 6 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、EPDC の渡辺宏、橋本龍男両土木技師によつて実施された。この調査結果は 1966 年 9 月下旬の標題でタイ国政府へ提出された。

Preliminary Study of Upper Nam Pong Basin Hydro-Electric
Project, Thailand.

この報告書は当時 NEEA によつて考えられていた 3 つの計画、すなわち Nam Phrom 計画（設備容量 45MW）、Upper Nam Chern 計画（設備容量 13MW）および Lower Nam Chern 計画（設備容量 12MW）の検討について述べ、3 計画のうち、Lower Nam Chern 計画は経済的な開発が困難であり、他の 2 計画、Nam Phrom 計画と Upper Nam Chern 計画は特に技術的な問題はなく、経済的な開発が可能であると結論し、更に 2 計画のいずれを先に着手すべきかを決定するために、より詳細な調査を行なうことを勧告している。

1.3 報告書の目的と範囲

1.3.1 目的

NEEA は東北地方における差し迫つた電力供給力の不足に対処するため、Nam Pong 上流域の電源開発を早急に実現することを計画し、その実施の認可と、来る財政年度におけるその実施設計、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、Nam Pong 上流域電源開発計画の一つである Nam Phrom 計画の技術的・経済的フィジビリティの調査検討に関するもので、NEEA 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に必要かつ十分な説明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 Phrom 計画は専ら発電を目的としたもので、この計画の便益はその発生電力によつて得られるものである。したがつて、この報告書にとりまとめられた調査と検討の範囲は、東北地方の電力需用に最も適し、かつ最も経済的である Nam Phrom の開発計画を策定することにある。しかしながら、この計画には発電による便益のほかに、計画地点下流の農業および洪水調節の面で便益を生み出す可能性も考えられる。本報告書では、この下流農業におよぼす影響についても簡単にふれることとした。

1.4 調査と研究

1.4.1 電源開発株式会社技師による現地調査

現地調査は主として 1967 年 1 月 24 日から同年 3 月 4 日迄の凡そ 40 日間に実施された。このうち終りの 10 日間は、バンコックにおいて必要な資料のしゅう集と NEEA との打合わせに費された。この現地調査は、Nam Phrom 計画と Nam Chern 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 6 名よりなる調査団を現地に派遣した。

団 長	渡 辺 宏	土木技師	1967 年 1 月 24 日～3 月 4 日
団 員	橋 本 龍 男	"	1967 年 1 月 24 日～3 月 4 日
	萩 原 信 也	"	1966 年 11 月 26 日～3 月 4 日
	佐 野 嘉 信	"	1967 年 1 月 24 日～3 月 4 日

団 員	藤 田 武 俊	地質技師	1967年1月4日～3月4日
	白 川 哲 郎	電気技師	1967年2月1日～3月4日

1.4.2 日本における作業

調査団の帰国後、1967年3月5日から7月31日迄、現地でしゅう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、需用想定、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、NEEAより提供された。

ダム、水圧管路、発電所等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、NEEAとUniversal Engineering Consultants Company(以下UECCと称す)との請負契約によつてUECCによつて実施され、その結果がNEEAより調査団に提供された。更に調査団は、これらを補足するための若干の追加測量およびコアボーリングをUECCに実施せしめた。

ダムの土質材料およびロック材料の諸試験は、バンコックにおいて調査団がChulalongkorn Universityに委託して実施した。またNam Phromダム地点の汚水の水質試験もNEEAがYanhee Electricity AuthorityのWater Treatment Laboratoryに委託して実施した。これらの諸試験はすべて1967年2月および3月に実施された。

第 2 章 結 論 と 勧 告

2.1	結 論	5
2.2	勧 告	6

添 付 図 表

Fig. 2 - 1	Schedule of Preparation for Construction	8
------------	--	---

第 2 章 結論と勧告

2.1 結 論

Nam Phrom計画について調査研究の結果、以下に述べる結論が得られた。

- (1) NEEA が電力供給しているタイ国東北地方では、1965年以来電力の需要が著しい伸びを示している。これはタイ国政府の「東北地方開発5ヶ年計画(1962年-1966年)」の遂行によるこの地方の民生の向上、Nam Pong、Nam Pung等水力電源の開発と送電線の拡充による潜在需用の顕在化および米軍軍事基地設置による景気の振興等に基因するものと考えられる。タイ国政府は更に「第2次経済開発5ヶ年計画(1967年-1971年)」を作成して、引続き産業の開発と民生の向上に力を入れている。(これによつて東北地方の開発も進み、産業の振興、農業の生産性の向上、道路の整備拡充が行なわれるものと期待される。したがつて、この地方の電力の需要は、今後も引続いて大きく伸び、1970年には65 MW、1975年には84 MWに達するものと予想される。)
- (2) この地方の電力需要がこのように伸びてゆくと、NEEA が現在保有している供給設備だけでは、早くも1968年には供給力が不足し始める。この緊急の供給力不足を補うため、NEEA は Korat に 15 MW のガスタービン発電所を早急に設置することを決定している。一方 YEA 系統の Anthong 変電所と NEEA 系統の Korat 変電所とを結ぶ連けい送電線の建設が既にタイ国政府によつて認可されており、1969 年中に完成すると予想される。この連けい送電線が出来ると、YEA 系統から NEEA 系統への電力供給が可能となる。更に Lam Dom Noi 水力発電所が National Energy Authority (NEA) によつて建設されることも決り、1970 年から NEEA の供給力としてこの地方への電力供給を開始するものと期待される。このような NEEA 自身の供給力の増強にも拘らず、NEEA が連けい送電線によつて YEA からの供給に依存する電力は年と共に次第に大きくなる。そして 1974 年には、遂に YEA からの供給電力が NEEA 系統の供給予備力を上廻るに至る。この時点で、もし YEA の供給力が不足すると、あるいは連けい送電線または YEA の電力系統に事故が起つて YEA からの電力の供給が停止すると、NEEA 系統の供給予備力は連けい送電線による供給分をうめることができず、NEEA 系統には重大な供給支障を生ずることになる。このような理由から、NEEA 系統の安定のためには、その系統の中に新規供給力を、おそくとも 1973 年迄に開発することが是非必要であろう。
- (3) 上に述べた新規供給力とし Nam Phrom 計画の開発の可能性を調査研究した結果、この計画は NEEA 系統内において、極めて有利な水力発電計画であることが結論された。この計画は水力発電に非常に適した自然条件を利用したもので、中規模のダムと比較的短い水路の建設によつて高落差を得ることが出来、最大出力 54,000 KW の発電所を設置することが可能である。また、この計画の設計あるいは施工の上で、特に困難な問題はない。

(4) Nam Phrom 計画の実施に必要な工事費は総額 481,000,000 Bahts で、そのうち発電設備工事費が 429,800,000 Bahts、送電線工事費が 51,200,000 Bahts である。また総工事 481,000,000 Bahts のうち、外貨支払分は 274,400,000 Bahts、現地通貨支払分は 206,600,000 Bahts である。

利子率は、外貨に対しては年率 4.5%、現地通貨に対しては年率 6.0% とした。したがって、建設中利子は合計 27,800,000 Bahts となる。

(5) 系統の需給バランスを考慮し、かつ送電損失も考慮した Nam Phrom 発電所の年間販売可能電力量は、Khonkaen 変電所渡して 143,200,000 KWH である。これに対して耐用年数間に平準化した同発電所の年間費用は 31,850,000 Bahts である。したがって Khonkaen 変電所渡しの KWH 当り電力コストは 0.222 Bahts である。

(6) Nam Phrom 計画の経済評価を行なうため、Bangkok 周辺に建設される設備出力 250 MW (ユニット出力 125 MW, 2 ユニット) の重油専焼火力発電所を想定した。これを尺度として Nam Phrom 計画の年間便益を計算すると 36,890,000 Bahts となる。これに対してその年間費用は (5) で述べた如く 31,850,000 Bahts であるから、その超過便益は年間 5,040,000 Bahts となり、便益・費用比は 1.16 となる。これは Nam Phrom 計画が経済的に実施可能であることを示している。

Nam Phrom 計画は、下流の Nam Pong 発電所の一次電力量の増加、下流の農業におよぼす効果、洪水調節の効果、地域開発への貢献等の便益も生み出すと考えられる。しかし、これらの便益は、上記の数値には含まれていない。

(7) この計画は、外貨および現地通貨資金の返済を可能ならしめるに十分な収入を得ることが出来、資金的にも極めて有利な計画である。

2.2 勧告

2.1 で述べた結論にもとづき、以下に述べる事項を勧告する。

(1) 詳細設計および諸準備工事等、Nam Phrom 発電所建設のための準備は出来るだけ早く着手すべきである。

(2) Nam Phrom 計画は、Nam Phrom の水を Nam Chern の支流である Huai Nam Su に分水することにより、その間の高落差を利用するもので、ダム、取水口、導水路トンネル、サージタンク、水圧管路、発電所および放水路からなる発電設備と、発生電力を系統に送るための送電線よりなる。

ダムは Nam Phrom 上流に設けられる高さ約 70 m のロックフィルダムである。このダムによつて造り出される貯水池は、有効貯水容量約 140,000,000 m³ である。取水口は Nam Phrom から最大 17.1 m³/s の水を取り入れる。導水路トンネルは、内径 3.0 m の馬蹄型断面、長さ約 5.5 km の圧力トンネルである。圧力トンネルの終端にサージタンクを設置する。水圧管路は 1 条で発電所に導水する。発電所には水車・発電機 3 ユニットの設置し、約

390mの有効落差と最大 $17.1 \frac{m^3}{s}$ の水を利用し、最大出力54,000KWで年間約150,000,000KWHの電力量を発生する。発電後の水は、放水路を経て発電所からHuai Nam Suに放流される。発生した電力は、発電所とKhonkaen変電所を結ぶ新設送電線により、電力系統に送られる。

- (3) 系統の電力の需給バランスから考えて、Nam Phrom計画は2期に分けて実施することが望ましい。第1期工事は発電所の第3号機を除くすべての工事であり、第2期工事は第3号機の設置工事である。

第1期工事の工事期間は、輸送道路完成後33ヶ月とするのが最も適当であろう。電力需給上の必要および雨季の河水を貯水池に貯溜する必要から、Nam Phrom発電所の運転開始は1973年10月を目標とすべきである。したがって、この時点から33ヶ月さかのぼると1971年1月初めとなり、本工事は、この時点迄に着手しなければならない。この時点迄に輸送道路、および NEEA の現場事務所、宿舍等を含む準備工事は完了していなければならない。

第1期工事開始迄の準備工程は Fig. 2-1 に示されている。しかし、タイ国の政策、予想以上の需要の伸び、あるいは速い送電線から供給される電力量等の如何によつては、Nam Phrom 発電所の運転開始をもつと早めることが必要になるかもしれないので、準備工事は Fig. 2-1 に示された準備工程よりも早く実施することが望ましい。

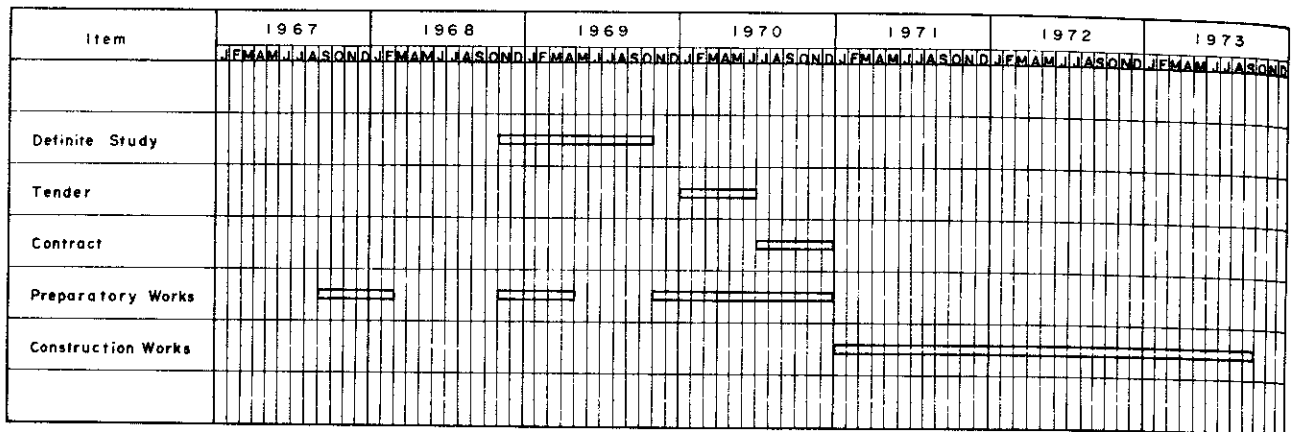
第2期工事は1976年末完成を目標とする。発電所における水車・発電機据付工事は12ヶ月を要するので、1974年7月迄には電気機器の発注を終つておく必要がある。

- (4) 今後この計画の詳細設計を行なうためには、付録に記載された調査を実施することが必要である。特に正確な地形測量およびダム築造材料の調査に力を入れる必要がある。
- (5) 既に述べたNam Phrom計画の実施時期については、次の二つの基本条件に基づいて決定した。

第1の条件は、ラオスのNam Ngum発電所から NEEA 系統に供給される電力を 21 頁の表に示すように仮定し、これを NEEA 系統の供給予備力と考えたことである。第2の条件は、速い送電線によつて YEA 系統から NEEA 系統に供給される電力は、速い送電線完成後数年間は、Korat 地域の電力不足をうめるに十分なだけあり、1973年後期において、35MW以上はあると考えたことである。

これらの二つの基本条件は、東北地方の電力需給に関するタイ国政府の政策に或程度支配されるであろう。したがって、これらの基本条件に関して、政策上の観点のみならず、また技術上の観点から、更に検討を進めることが大切である。その検討の結果によつては、この計画の実施時期を1年程度早めることが必要になるかもしれない。

Fig. 2-1 Schedule of Preparation for Construction.



1st Stage into Operation

第 3 章 需 要 想 定

3.1 関 連 地 域	10
3.1.1 関連地域のあらまし	10
3.1.2 電気事業の形態	10
3.2 需 要 想 定	13
3.2.1 供 給 区 域	13
3.2.2 需 要 想 定	14
3.2.3 開発の実施	20

添 付 図 表

Fig. 3 - 1 Power System in NEEA and YEA	12
Fig. 3 - 2 Load Forecast in MWH and MW for Years 1967 - 1981	18
Fig. 3 - 3 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1968 to 1971 and Dry Year Supply Capability	22
Fig. 3 - 4 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1968 to 1971 and Dry Year Supply Capability	23
Table 3 - 1 Load Forecast in MWH and MW for Years 1967 - 1981	19
Table 3 - 2 Supply Capability in Northeastern Region	20

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 Phrom発電所計画地域は DRG.No.1 に示すようにタイ国東北地方に位置し、また発電された電力は、この地方に供給される。

タイ国東北地方は 15 県からなり、人口は約 10,000,000 人で、タイ国全人口のおよそ $\frac{1}{3}$ にあたる。1965 年の東北地方の人口増加率は年当たり約 2.55% となつている

(Department of Local Administration USOM, National Statistical Office).

東北地方の人口分布の特色は、都市への集中度が極めて低いことである (Appendix Table A 3-1 参照)。これは、この地方の産業が農業中心で、工業は 10% に満たないことによるものと考えられる。

この農業中心の産業構造と、その農業もタイ国内の他の地域より生産性が低いことなどが、東北地方の所得水準を低くしている要因となつている。東北地方の 1963 年の 1 人当たりの所得は 1,299 Bahts で、これは中央部の 30% にすぎない。この所得水準の低さ、貧困からくる容共産主義的環境を改善するため、タイ国政府は「東北地方開発 5 ケ年計画 (1962 年 - 1966 年)」を作成し、その遂行に取りくんできた。Bangkok と Nongkai を結ぶ高速道路の完成、Nam Pong および Nam Pung 水力発電所の開発などはその成果で、これらがこの地方に与えた経済的社会的意義は大きい。

電力の需要の伸びにもこの効果があらわれており、1965 年および 1966 年の伸び率は非常に大きな値を示している。この電力需要の伸びの要因は、地域開発による民生の向上、電源の開発と送配電線の拡充による潜在需要の顕在化によるもののほかに、米軍軍事基地による景気の振興も一因をなしていると考えられる。Nakornratsima, Udon など大きな軍事基地のある都市では、特にその影響が大きくでていると思われる。

タイ国政府は「第 2 次経済開発 5 ケ年計画 (1967 年 - 1971 年)」を作成し、引き続き産業の開発に力を入れている。これによつて東北地方の開発も進み、農業の生産性の向上、その他産業の振興、道路の整備拡充が行なわれるものと思われる。従つて、電力の需要も引き続いてかなり高い伸び率を示すものと予想される。

3. 1. 2 電気事業の形態

(1) タイ国の電気事業

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なつている。

(a) 電源開発事業および発送電事業

(i) NEA

NEA 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なうことが主務であるが、電源の開発の実施も行なっている。東北地方の Nam Pung 発電所の建設がその例であり、東北地方南部の水力開発として計画されている Lam Dom Noi 発電所も NEA によつて建設される予定である。このように NEA は電源の開発も実施しているが、Nam Pung 発電所の例のように完成後の発電所の運転および維持は行なわず、関連地域の電力公社に発電所設備を移管する建前をとっている。

(ii) LA

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

(iii) YEA

YEA はタイ国中央部および北部に電力の供給を行なっており、Bumiphol 水力発電所、North Bangkok 火力発電所、230kV 送電線など大きな電力系統を有している。

(iv) NEEA

NEEA はタイ国東北地方に電力の供給を行なっている。詳細は 3.1.2 (2) に述べる。

(b) 配電事業

(i) MEA

MEA は Bangkok 市、Thonburi 市およびその周辺部の首都圏に電力の供給を行なっている配電公社であり、一次変電所で、YEA から電力の供給を受けている。タイ全国の電力消費量の $\frac{3}{4}$ はこの地域で消費されている。

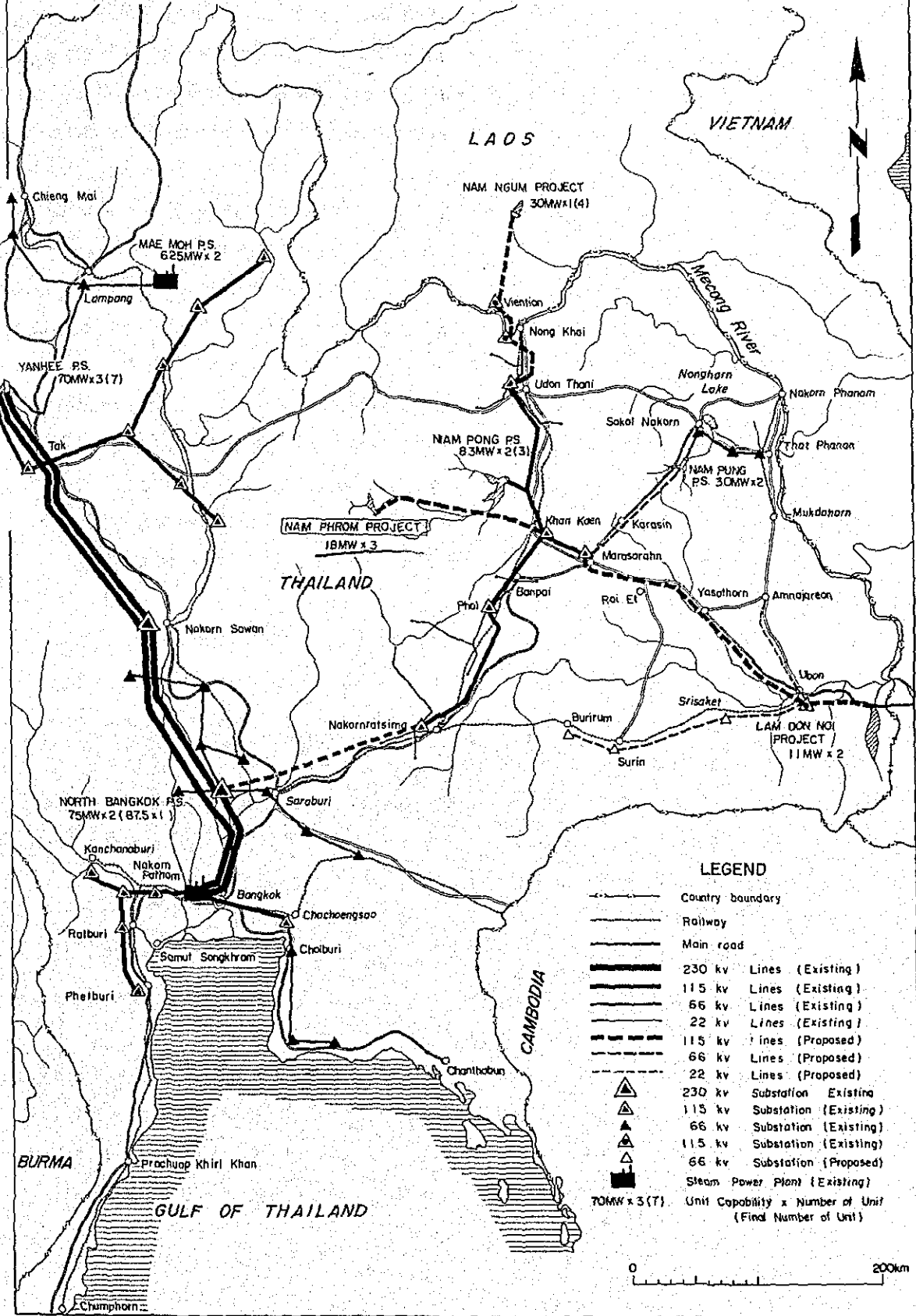
(ii) PEA

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なっている。PEA は夫々の地域で LA, YEA, NEEA から電力の供給を受けているが、これらの電力公社の電力系統に連けら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なっている。

(2) タイ国東北地方の電気事業

先に述べたように、NEEA はタイ国東北地方における電源の開発と、同地域全般に対する電力供給を行なっている。この電力公社は 1962 年 10 月に設立され、その最初の事業対象は Nam Pong 計画の遂行であつた。この計画には Ubolartana ダム発電所送電線および変電所の建設が含まれていた。この発電所は 1966 年 2 月から運転を開始し、東北地方の主要電力設備となつている。また 1965 年 10 月に運転を開始した Nam Pung 発電所は NEA によつて建設され、竣工後 NEEA に引き継がれている。

Fig. 3-1 Power System in NEEA and YEA



現在 NEEA が運転および維持している電力系統は Fig 3-1 に示すように Nam Pong 系と Nam Pung 系である。Nam Pong 発電所は、現在 8.3 MW 2 基を有しているが、3 号機は 1968 年 3 月に運転を開始する予定で、最終発電所出力は 24.9 MW になる。送電線は 115 kV 1 回線で亘長約 500 km である。Nam Pung 発電所は 3 MW 2 基計 6 MW で、66 kV 1 回線 (亘長約 100 km) 送電線、および 22 kV 配電線の系統をもっている。なお、この Nam Pong と Nam Pung の両系統は、1968 年初めには連けいされる予定で、現在その工事が進められている。

一方、東北地方南部では、まだ水力が開発されておらず、電力は都市ごとに PEA のディーゼル発電所によつて供給されている。しかし、近く着工されるであろう Lam Dom Noi 発電所が 1970 年初めに完成する予定で、これが完成すれば最大出力 22 MW でこの地方に電力を供給することになる。また、この発電所の完成と時を同じくして、この Lam Dom Noi 系は Nam Pong 系に連けいされるであろう。

以上のように NEEA の電力系統は近年急速に拡大されつつあるが、更に Udon thani とラオスの首都 Vientian を結ぶ 115 kV 送電線の建設が 1968 年秋までに完成する予定である。この送電線はタイ国から 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。Nam Ngum 発電所が 1971 年初めに運転に入れば、この送電線により Nam Ngum 発電所からタイ国に電力を供給することが約束されている。

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供給している。1966 年に NEEA が PEA に供給した電力は、Nam Pong 系で約 28,000 MWH、Nam Pung 系で約 3,500 MWH で、売電単価は Nam Pong 系で約 0.35 Bahts/kWh、Nam Pung 系 0.40 Bahts/kWh である。

PEA は、ディーゼル発電所によつて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 の電力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つて、ディーゼル発電所が廃止されるようになるのも近い将来であろう。

3.2 需要想定

3.2.1 供給区域

タイ国東北地方 15 県のうち、1966 年末現在 Nam Pong および Nam Pung 電力系統から電力の供給を受けているのは 9 県である。

残り 6 県のうち Chaiphum は 1967 年末に Nam Pong 系に接続される予定であり、Ubolrathani, Srisaket, Surin, Burirum は Lam Dom Noi 発電所が完成すれば同発電所から電力の供給を受ける予定である。Loey は Nam San の発電計画が完成すれば Nam Pong 系に連けいされることになると考えられるが、Nam San 発電計画は近い将来には実現され

ないであろう。

従つて需要想定は Loey を除いた 14 県を供給区域として行なつた。

3.2.2 需要想定

(1) 想定期間

需要想定期間は 1967 年以降 15 年間とした。 Nam Phrom 発電所の規模、開発の時期および供給力の有効化の検討を行なうためには、15 年間の需要想定があれば十分であると考えられる。

(2) 需要構成

この地方の需要構成の特色は電灯負荷が大部分をしめていることである。現在系統から電力の供給を受けている工業は殆んどが家内工業で、その電力消費量は全消費量の約 13% にすぎない (Appendix Table A3-2 参照)。

従つて現在の需要は家内工業も含めて、電灯需要として取り扱つて差しつかえないと考えられる。しかし、需要想定に際しては、将来この電力系統に入つてくると考えられるその他の設備の需要を、電灯需要と区別して考慮すべきである。

(3) 需要想定方法

需要を次の項目に分類し、その各々について最初に電力量需要の想定を行ない、次に想定した電力量と年負荷率から最大電力需要を算定した。送電端における需要は、これに送電損失を見込んで想定した。

- A. 電灯需要
- B. 配電線建設に伴なり需要
- C. 工業の需要
- D. 灌漑用揚水設備の需要
- E. 軍事基地の需要
- F. ラオスの需要

A. 電灯需要

この需要は既設の Nam Pong 系、Nam Pung 系および計画中の Lam Dom Noi 系の電灯需要である。

タイ国東北地方主要都市の需要の実績は、1965 年、1966 年で急激な伸びを示している (Appendix Table A3-3 参照)。この急激な需要の伸びをもたらした要因は主に次のものと考えられる。

- (a) タイ国政府の「東北地方開発 5 ヶ年計画」が効果的であり、地域開発に伴つて民生も向上して来たこと。
- (b) Nam Pong および Nam Pung 発電所の建設および送配電線の拡充強化によつて、潜在需要が顕在化したこと。

(c) 米軍軍事基地の設置に伴つて、近傍の都市で景気が刺激振興されたこと。

以上のような要因による電力需要の大きな伸びが何年頃まで続くかの想定は難しいが一般に電源の開発による電力系統の安定化と電気料金の低減が需要の伸びに大きな影響を与えており、その傾向は数年続いている場合が多い。従つてNam Pong, Nam Pung系の需要想定においては、伸び率の傾向は除々に小さくなつては行くが、数年間は続くものとする。この地方の代表的な都市であるNakornratsimaでは、1959年～1964年の需要の伸びの傾向は指数曲線を示している（Appendix Fig. A3-1 参照）。1973年の需要はこの指数曲線の傾向が1973年まで続くものとして想定した。

1966年の需要は前述の指数曲線より更に高い伸びを示しているので、1967年～1972年の需要は、この1965年、1966年の需要から1973年の需要まで連続的に増加して行くものと考えて想定した。1973年以降については安定した伸びを示すものと考えられるので、伸び率を10%～7%とした。この検討結果を見ると、1967年～1973年のNakornratsimaの電灯需要の伸び率は年平均約19.5%となるが、1959年～1964年の伸び率14%～28%からみて妥当な値と考えられる。

その他の都市もNakornratsimaと同じような需要の伸びの傾向を示すものと考えられるので、これに地域的特色を加味して伸び率を想定した。

Lam Dom Noi系の需要の伸び率は、発電所運転開始時点までは、現在の伸び率と余り変わらないが、運転開始後はNam PongおよびNam Pung系と同じ傾向で数年間高い伸び率を示すものと考えられる。電灯需要の伸び率想定値をAppendix Table A3-4に示す。

B. 配電線建設に伴う需要

PEAの配電線建設計画によれば、Nam PongおよびNam Pung系の供給区域における未達けい村落も1968年末までに殆んど系統に接続される予定である。これによる系統の需要の増加は配電線建設完了時点からであり、需要の伸びは達けい後数年は電灯需要と同じ傾向で高い率を示し、それ以前は現在の伸びと余り変わらないものとした。各村落の達けい時期および伸び率想定値をAppendix Table A3-5に示す。

C. 工業の需要

現在東北地方で行なわれている主な工業はGunny Bag Weaving Factoryである。その電力設備は殆んどが1,000kw未満であるが、各工場は自家用ディーゼル発電機を有し、

NEEAの電力系統からは電力の供給を受けていない。しかしNEEAの電力系統の安定が増大すれば、これらの工業もNEEAの電力系統から電力の供給を受けることが予想される。従つて2～3年後には、系統から受電するものと考えられる。その年負荷率は、稼動時間を2交替16時間として、55%と想定した（Appendix Table A3-6 参照）。

D. 灌漑用揚水設備の需要

この灌漑用揚水設備はNEAにより建設されるもので、すでに1966年に1ヶ所運転

に入っているが、今後の計画によれば1971年迄各地域で建設され、最終需要は2,400kw(100HPポンプ32台)となる予定である。その運転計画は1日10時間と云われている。これらの揚水設備は乾期のみでなく雨期にも運転されると考えられるので年負荷率は20%と想定した。灌漑用揚水設備の建設計画および需要想定値をAppendix Table A3-7 および Table A3-8 に示す。

E. 軍事基地の需要

軍事基地の需要としては、既に系統に連けいされたものおよび近い将来連けいされると予想されるものを考慮した。この需要の将来の動向を推定することは困難なので、1969年以降は需要を一定とした。年負荷率はその地域の一般需要と同じ値とした(Appendix Table A3-9 参照)。

F. ラオスの需要

Nam Pong 系とラオスの首都 Vientian および Nam Ngum 発電所を結ぶ115kv送電線は1968年10月に完成する予定である。この送電線により、Nam Ngum 発電所完成までは Vientian の需要および Nam Ngum の工事用に Nam Pong 系から電力が供給され、最大負荷は最終8 MW に達するものと想定した。Nam Ngum 発電所運転開始後は逆に同発電所から Nam Pong 系が電力の供給を受けるであろう。詳細は3.2.3.で述べる(Appendix Table A3-10 参照)。

(4) 負 荷 率

需要想定は初めに電力量需要の伸びを想定し、電力需要は電力量需要と年負荷率の関係から算出する方式としたので、各年について年負荷率を想定する必要がある。年負荷率の想定はNam Pong系および Nam Pung系の実績の日負荷率と年負荷率の関係を分析検討して想定した。

1966年のNam Pong系および Nam Pung 系の日負荷率は夫々約50%、45%となつている。この日負荷率は季節および週日、休日の差が殆んどない。一方、年負荷率は夫々32%、28%で、何れも日負荷率に対してかなり低い値を示している。この原因としては、主として次の点が考えられる。

(a) 需要の伸び率が非常に高いため、1966年の最大負荷は毎日の最大負荷の平均値よりかなり大きな値となつていること。

(b) 配電線を含めた電力系統の停止率が大きかつたこと。

年負荷率は先にのべた最大負荷の伸び率の低下、電力系統の強化安定、需要構成の変化による日負荷率の変化などによつて経年的に変つて行くものとした。主要都市の年負荷率の実績および想定値をAppendix Table A3-11, Appendix Table A3-12 に示す。

日負荷曲線の形はNam Pong系とNam Pung系で大きな差はない。Lam Dom Noi系の日負荷曲線の形もこれらと余り変らないものと考えられる。従つて日負荷曲線は1966年の

Nam Pong系とNam Pung系の日負荷曲線を基にして想定した (Appendix Fig A3-2, Fig A3-3 参照)。

(5) 送電損失率

需要想定はNam Pong系, Nam Pung系とも変電所2次側における販売電力量の記録を基にしている。Lam Dom Noi系および配電線建設による需要などは配電損失を見込んで基準を合わせて想定している。従つて送電端のKWHおよびKWの需要想定では、この需要に送電損失を見込む必要がある。

1966年のNEEAの電力系統の総合KWH損失率は約6%であり、この値を基にして電力量の伸び率および負荷率の関係からKWH損失率を想定し、つぎにこのKWH損失率と負荷率の関係からKW損失率を求めた。系統全体のピーク負荷を想定するためにはこれに不等率を見込む必要がある。したがつて上に求めたKW損失率に更に不等率 $\frac{1}{1.2}$ をかけた。

よく知られているように、送電損失率は送電電力の増大に従つて大きくなつて行く。しかし、実際には送電電力の増大に伴つて送電線の増設強化が行なわれるものと考えられる。従つて、現在の送電系統と電力需要の増加の関連からのみ送電損失を想定することは損失率を過大に見込む恐れがあるので、1976年以降は損失率は一定とした (Appendix Table A3-13 参照)。

(6) 需要想定結果

以上述べたところに従つて行なつた需要想定の結果をTable 3-1およびFig. 3-2に示す。各変電所別需要内訳はAppendix Table A3-14に示してある。これによると1966年から1971年迄の5年間のKWHの年平均伸び率は42%と非常に大きい値になるが、これは1966年にNam Pong系に連けいされていなかったNam Pung系, Lam Dom Noi系, 工業, 灌漑用揚水設備, 軍事基地などの需要が1971年の需要に加えられているためで、これらの需要を除けば年平均伸び率は約22%となる。なお1981年までの15年間の年平均伸び率は約18%で、1971年と同様に追加需要を除けば約14%となる。この値はECAFE地域の開発途上にある諸国の過去の伸び率実績が年10~20%であることから勘案して、妥当な値であると判断される。また人口増加率を2.5%として供給区域内の年1人当りの電力消費量を求めると、1971年で19.5KWH, 1981年で32KWHとなる。これらの値は、タイ国東北地方の経済水準から見ると、なお控え目な数値と考えられる。

Fig.3-2 Load Forecast in MWH and MW for the Year 1967~1981

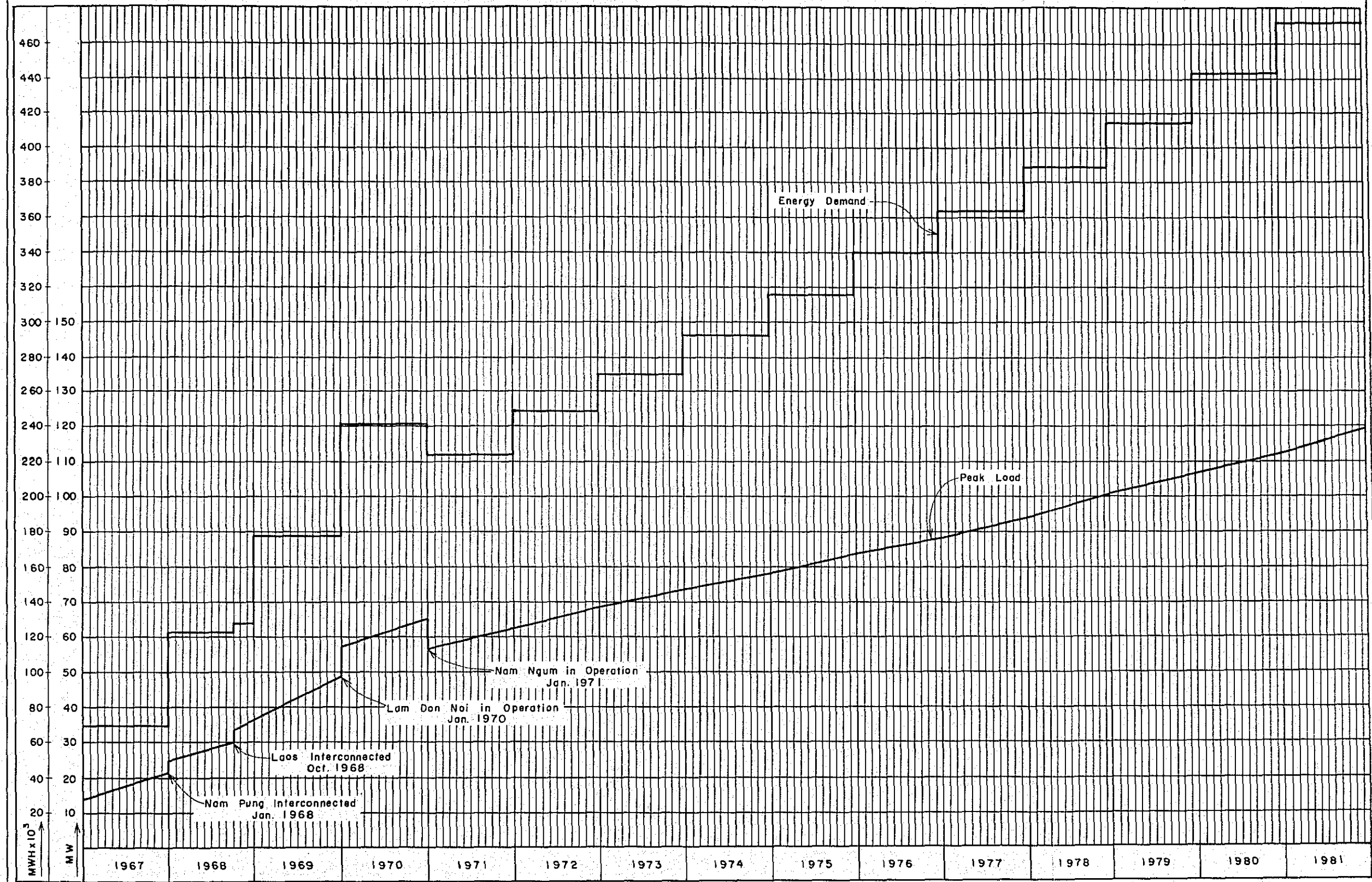


Fig.3-2 Load Forecast in MWH and MW
for the Year 1967~1981

Table 3-1 Load Forecast in MWH and MW for the Year 1967 - 1981

Service area	Years	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Nam Pong																
Demand	(MWH)	65,277	95,561	119,329	147,240	167,194	183,872	196,798	211,968	226,526	242,317	259,908	273,262	296,709	316,764	338,648
Peak load	(MW)	19.7	27.4	33.6	39.3	43.0	46.8	50.0	52.7	56.2	60.2	63.2	67.8	71.9	75.4	80.7
Nam Pung																
Demand	(MWH)	-	5,845	6,979	7,975	8,691	9,525	10,174	10,970	11,812	12,661	13,570	14,577	15,483	16,462	17,501
Peak load	(MW)	-	2.7	3.0	3.2	3.4	3.6	3.7	3.9	4.1	4.3	4.5	4.7	4.9	5.2	5.4
Lam Dom No. 1																
Demand	(MWH)	-	-	-	28,408	32,850	37,315	40,938	44,364	47,764	51,018	54,522	57,917	61,668	65,639	69,393
Peak load	(MW)	-	-	-	8.7	9.6	10.6	11.5	12.2	12.9	13.3	14.0	14.9	15.4	16.5	17.3
Nam Ngum																
Demand	(MWH)	-	15,700	42,000	42,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peak load	(MW)	-	3.0	8.0	8.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total load at Substation	(MWH) (MW)	65,277 19.7	117,106 33.1	168,308 44.6	225,623 59.2	208,735 56.0	230,712 61.0	247,910 65.2	267,302 68.8	286,102 73.2	305,996 77.8	328,000 81.7	350,756 81.4	373,860 92.2	398,865 97.1	425,542 103.4
Loss in the for MWH (%) system for MW (%)		7.1 10.8	5.0 7.6	5.6 8.3	6.3 9.3	6.9 10.0	7.5 10.8	8.1 11.5	8.7 12.2	9.3 13.0	9.9 13.8	9.9 13.8	9.9 13.8	9.9 13.8	9.9 13.8	9.9 13.8
Total load at sending and																
Demand	(MWH)	70,000	123,300	178,000	241,000	224,000	248,500	269,500	293,000	316,000	340,000	364,000	389,500	415,000	443,000	472,500
Peak load	(MW)	22.1	35.8	48.6	65.3	62.3	68.5	73.7	78.5	84.1	88.5	94.8	101.5	107.0	112.7	120.0

3.2.3 開発の実施

この項では、前項 3.2.2 で想定した需要と系統の供給力とのバランスを検討し、Nam Phrom 計画実施の必要性和開発の時期について検討する。

この系統において、電力の需要が最大を示す月は 12 月である。これに対して供給力は水力の占める割合が大きいので、6 月頃に最も小さくなる。そこで 6 月および 12 月の日負荷曲線について需給バランスを検討した。

供給力としては、既設の水力発電所およびディーゼル発電所、ならびに近い将来計画の実施が実現されると考えられる Lam Dom Noi 水力発電所、Nam Ngum 水力発電所、Korat ガスタービン発電所および NEEA 系統と YEA 系統を結ぶ連けい送電線を考慮した。これらは Table 3-2 に示してある。

Table 3-2 Supply Capability in Northeastern Region

	Name	Installed Capacity in MW	Dependable Capability in MW	Annual Energy Production in 10 ³ MWh		Remarks
				Average Year	Dry Year	
Existing Power Plant	Nam Pong Hydro Power Plant	18.6 (*1)	16.6 (*1)	62.0	43.0	(*1): 2 units, (*2): 3 units Unit No. 3 will come into operation in Mar. 1958.
	(Ubolratana)	24.9 (*2)	29.9(*2)			
	Nam Pung Hydro Power Plant	6.0	6.0	15.0	15.0	
	Diesel Power Plant	10.9	6.5	19.9	19.9	L.F. = 35%
	Total	41.8	37.4	96.9	77.9	Nam Pong P.P.: 3 units
Power Project	Lam Dom Noi Hydro Power Plant	22.0	20.0	73.0	60.0	Expected to come into operation in Jan. 1970
	Gas Turbine Power Plant in Korat	15.0	15.0	-	-	Expected to come into operation in June 1968.
	Tie Line connecting Angthon Substation of YEA system and Korat substation of NEEA system	115KV (1 c.c.t.)	(50.0)	-	-	Expected to be completed towards the end of 1969.
	Total	37.0	35.0	-	-	Tie Line excluded.

第 3 章で想定した NEEA 系統の日負荷曲線を考慮すると、今後少なくとも 15 年間は、Nam Pong 水力発電所は設計設備利用率 28% (8.3MW 3 ユニット) による運転は行なわれないと考えられるので、2 ユニートを通常運転するものとし、1 ユニートを供給予備力とした。

一方、既に前項 3.2.2 でふれた如く、Nam Ngum 計画に関連してタイ・ラオス両国の間で電力の受授を行なうことについて、議定書がとり交されている。この議定書によれば、Nam Ngum 発電所が運転を開始する迄は、電力はもつぱらタイからラオスへ向つて送られることになつており、その条件が規定されている。Nam Ngum 発電所が運転を開始した後には、NEEA 系統は同発電所から電力の供給を受けることができる。U. S. Agency of International Development が作成した "THAILAND ELECTRIC POWER STUDY, Dec. 1966" に述べられている如く、Nam Ngum 発電所には自己の供給区域に電力を供給した

後も、なお供給余力が残る見込である（下表参照）。

しかしながら、Nam Ngum発電所が運転開始した後の電力の受授については議定書の中で明確に決められておらず、両当事国間の将来の協定にゆだねられている。

ただ、Nam Ngum発電所が運転開始する迄にタイからラオスに送られた電力量に等しい電力量がラオスからタイへ送り返されることだけが定められている。そこでNam Ngum発電所からタイに供給される電力は、

NEEA 系統の供給予備力と考えることとした。

連けい送電線が YEA 系統から NEEA 系統に電力を送り始めるまでは、Korat ガスタービン発電所は需要に応じるため 50～80% の高い負荷率で運転しなければならない。ガスタービン発電所がこのような高い負荷率で運転することは、その運転特性と経済性から考えて不利であるので、連けい送電線による電力の供給が始まった後は Korat ガスタービン発電所は系統の予備力として運用すべきであろう。かくすれば系統の安定に寄与するところ大となろう。

日負荷曲線における系統の需給バランスの検討結果は Fig. 3-3 および Fig. 3-4 に示されている。

連けい送電線の第 I 期は 115 kV 1 回線で計画されているので、その送電容量は最大約 50 MW と考えられる。しかしながら 1974 年になると、連けい送電線により YEA 系統から NEEA 系統に供給される電力が NEEA 系統の供給予備力を上回る。この時点で Tie Line または YEA 系統に事故が発生し、Tie Line からの電力の供給が停止すると NEEA の供給予備力は、これを補うことができず、したがって NEEA 系統には重大な供給支障を生ずることになる。そこで 1973 年末に新規供給力として Nam Phrom 発電所を NEEA 系統に投入すれば、上述のような供給支障をさけることができる。1974 年に Nam Phrom 発電所が運転に入った後は、連けい送電線を通して供給される電力は再び供給予備力の範囲内に減少する。

Nam Phrom 発電所完成後の需給バランスについては、「第 7 章 発生電力、7.4 最大使用水量」で検討してある。

今回の検討の結論として決定された Nam Phrom 計画の実施時期は、今後二、三年間における NEEA 系統の需要の傾向や連けい送電線によつて YEA 系統から NEEA 系統に実際に供給される電力量に応じてもし必要となれば、一年あるいはそれ以上早められることもあるかもしれないであろう。

Surplus Capacity of
Nam Ngum Power Plant

Year	Peak MW
1971	14.3
1972	12.1
1973	9.7
1974	6.9
1975	3.7
1976	30.7
1977	27.3
1978	23.7
1979	19.7
1980	15.0
1981	40.0

Fig 3-3 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1968 to 1971 and Dry Year Supply Capability.

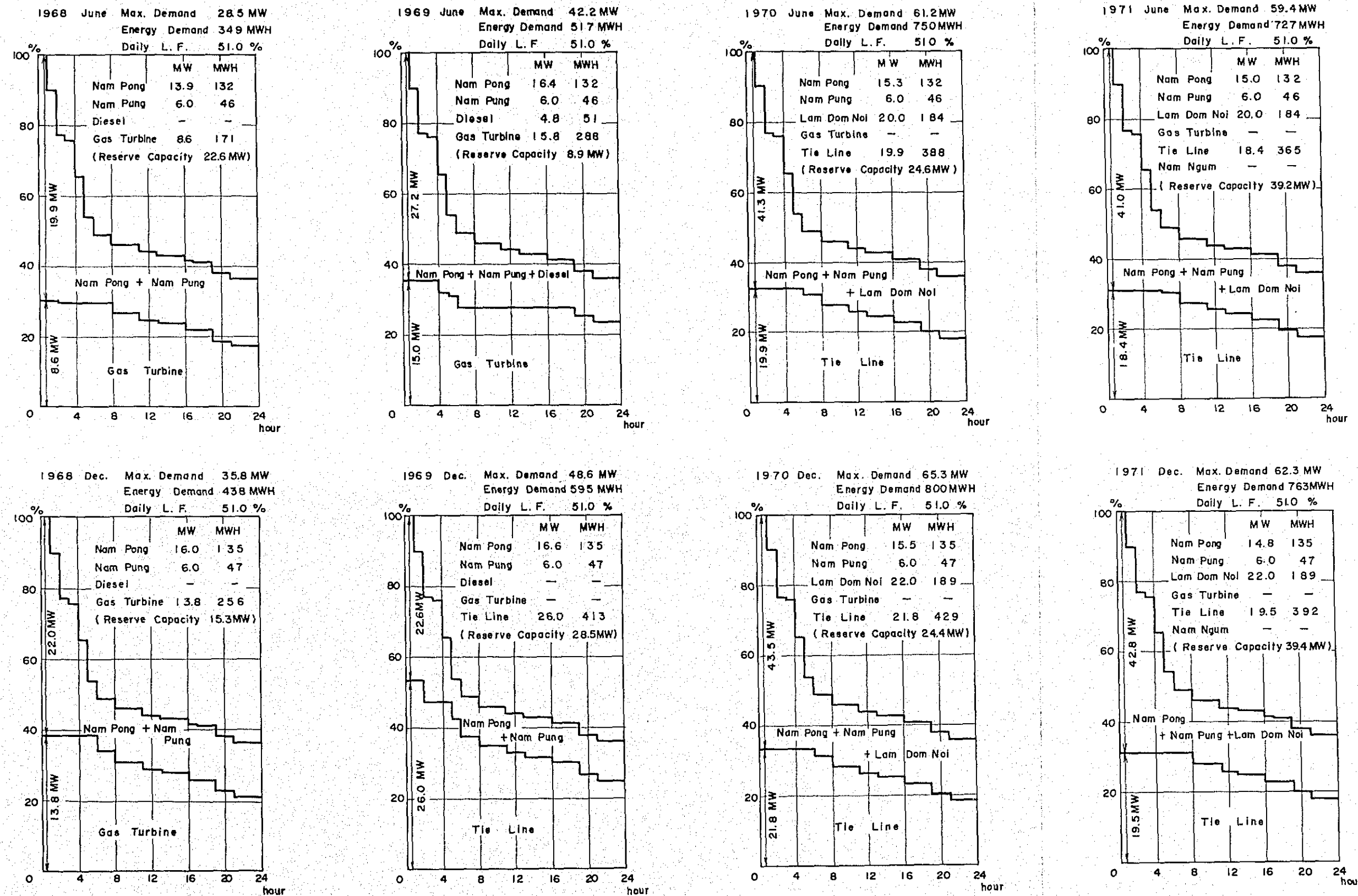


Fig 3-3 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1968 to 1971 and Dry Year Supply Capability.

Fig 3-4 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1972 to 1974 and Dry Year Supply Capability.

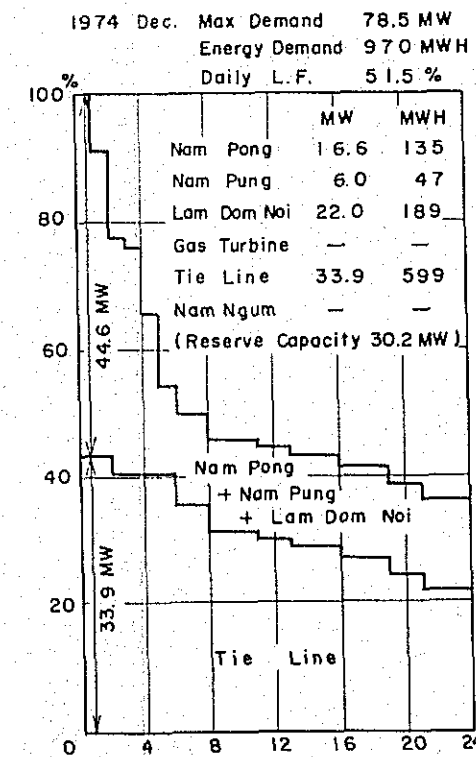
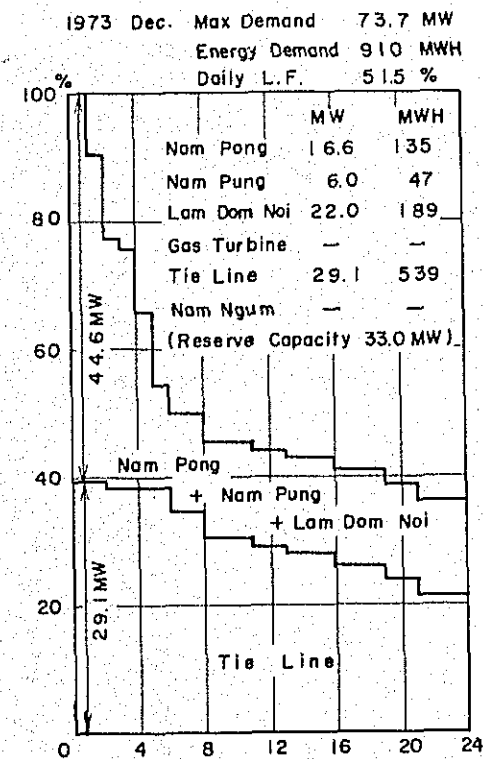
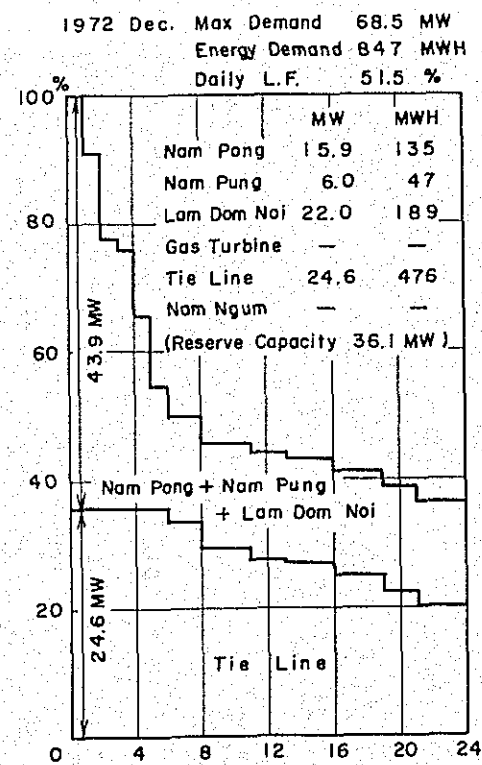
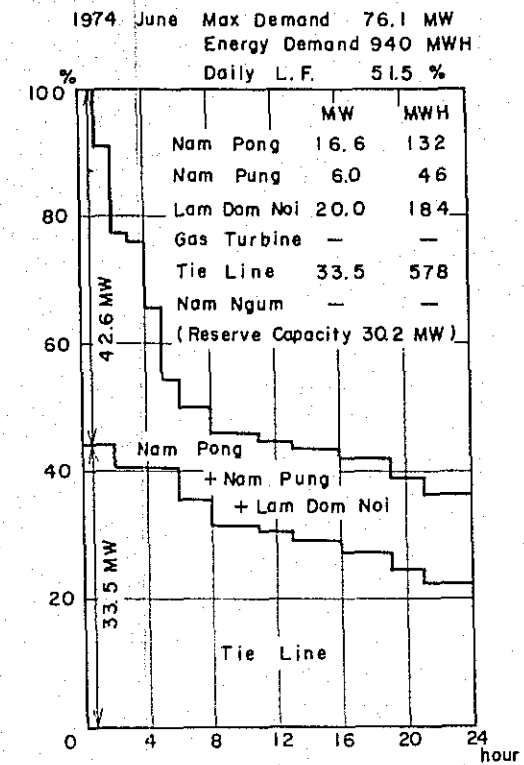
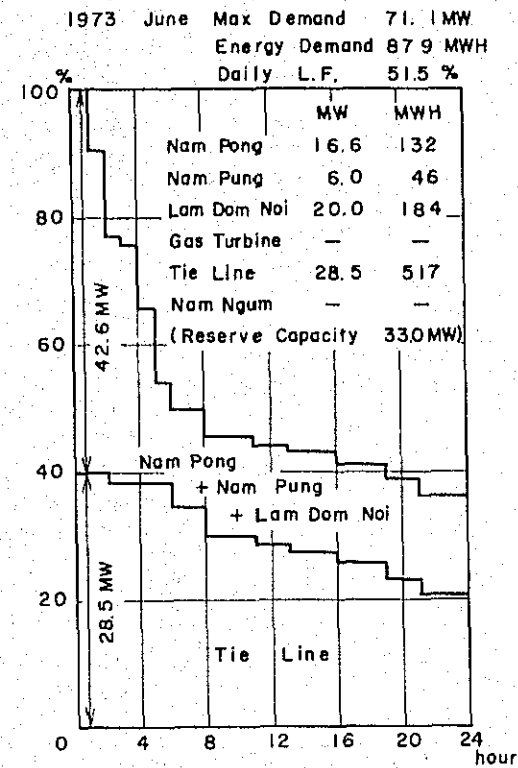
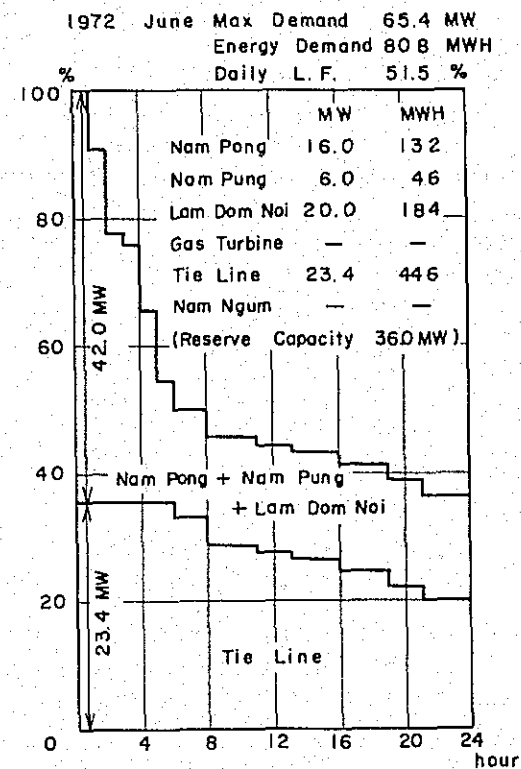


Fig 3-4 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1972 to 1974 and Dry Year Supply Capability.

第 4 章 計 画 概 要

4.1	計画地域の概要	27
4.2	計画概要	27
4.2.1	発電計画	27
4.2.2	送電系統	29
4.2.3	通信系統	30

添 付 図 面

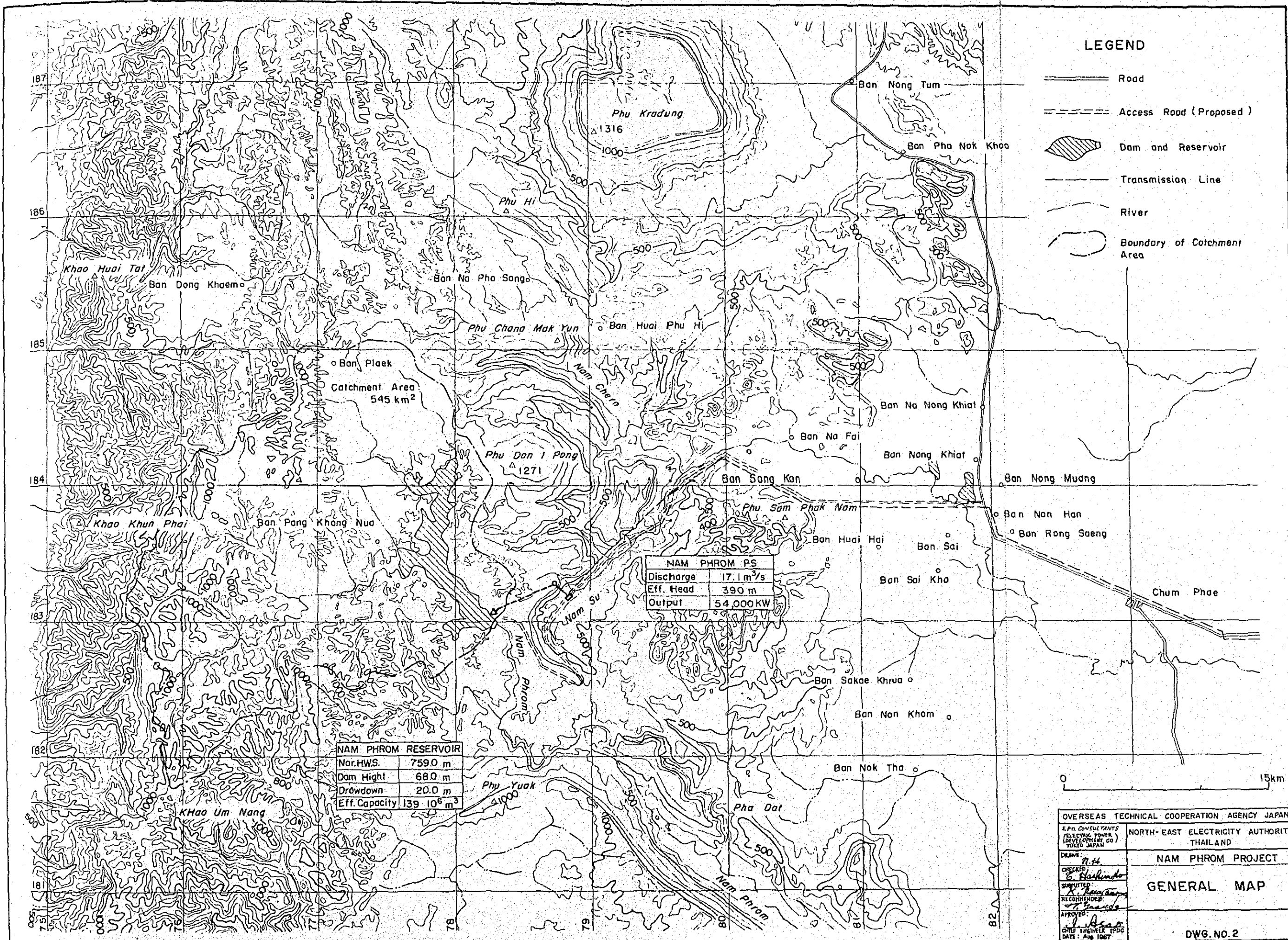
Fig. 4-1	Illustration of Alternative Plans	28
Fig. 4-2	Transmission Line Route Map	31
Fig. 4-3	Telecommunication System Diagram	32

添 付 図 表

Table 4-1	Basic Data of Project	26
-----------	-----------------------------	----

添 付 図 表

DWG.No.2	GENERAL MAP	25
----------	-------------------	----



NAM PHROM PS	
Discharge	17.1 m ³ /s
Eff. Head	390 m
Output	54,000 KW

NAM PHROM RESERVOIR	
Nor.HWS.	759.0 m
Dam Hight	68.0 m
Drawdown	20.0 m
Eff.Capacity	139 10 ⁶ m ³

- LEGEND**
- Road
 - - - Access Road (Proposed)
 - Dam and Reservoir
 - Transmission Line
 - River
 - Boundary of Catchment Area

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN	
E.P.A. CONSULTANTS ELECTRIC POWER (DEVELOPMENT CO.) TOKYO JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
DRAWN: <i>N.H.</i>	NAM PHROM PROJECT
CHECKED: <i>S. Kishimoto</i>	GENERAL MAP
SUBMITTED: <i>K. Nakamura</i>	
RECOMMENDED: <i>S. Nakamura</i>	
APPROVED: <i>J. Hara</i>	
DATE: JANUARY 1966	DWG. NO. 2

Table 4-1 Basic Data of Project

Item	Units	Nam Phrom Project	Remarks
Method of Power Generation		Dam-Waterway Type	
Catchment Area	Sq. km	545	
Reservoir			
Annual Inflow (Annual Average Inflow)	10 ⁶ Cu. m Cu. m/s	180 (5.7)	
Reservoir			
Maximum Water Surface Level	m	760.5	Design Flood: 2,600 Cu. m/s
Normal Water Surface Level	m	759.0	
Water Surface Area	Sq. km	12	
Total Storage Capacity	10 ⁶ Cu. m	173	
Effective Storage Capacity	10 ⁶ Cu. m	139	
Available Drawdown	m	20.0	
Dam			
Type		Rock-fill	
Height x Crest Length	m	71 x 670	
Volume	10 ⁶ Cu. m	1,600	
Design Flood Discharge of Spillway	Cu. m/s	1,500	
Waterway			
Headrace Diameter x Length	m	3.00 x 5,490	Pressure Tunnel
Tailrace Length	m	182	Open Channel
Power Production			
Standard Intake Water Level	m	752.0	
Tailwater Level	m	345.0	
Standard Effective Head	m	390.0	
Powerhouse Discharge			
Maximum	Cu. m/s	17.1	
Firm Peak	Cu. m/s	16.7	
Firm	Cu. m/s	5.5	
Output			
Installed Capacity	MW	54.0	1st Stage: 36.0 MW 2nd Stage: 18.0 MW
Firm Peak Output	MW	51.0	
Annual Energy Production	10 ³ MWH	149	Secondary energy excluded
Transmission Line Section		Power Plant - Khon Kaen	
Distance	km	135	
Voltage	kv	115	
Number of Circuit		1	
Construction Cost			
Generating End	10 ³ B	429,800	
Transmission Line	10 ³ B	51,200	
Total Construction Cost	10 ³ B	481,000	
Construction Cost per KW	B	8,900	
Construction Cost per KWH	B	3.23	
Economic Justification			
Cost of Energy	B/KWH	0.222	
Benefit-Cost Ratio		1.16	

第 4 章 計 画 概 要

4.1 計画地域の概要

タイ国は5つの地形区、即ち東北部の Khorat 高原、西北部高原、Chao Phraya 中央平原、東南部の Chanthaburi 地方および南部の半島部に分けられる (Fig. 6-1 参照)。
Nam Phrom 計画地域は Khorat 高原の西部に位置している。

Nam Phrom は Khorat 高原の西縁にある Khao Khun Phai (1092m) に源を発し、ほぼ東方向へ約 200 Km 流れた後、Ubolratona ダムの約 2.5 Km 上流で Nam Pong に合流する。Nam Pong はやがて Lam Chi に合流し、Khorat 高原を東南に向って流れ、タイ・ラオスの国境で Mekong 河に合流する。Nam Phrom の流域面積はダム計画地点で 545 Km² である。この流域内の降水量は年間 1,000 mm をいし、1,200 mm であり、流域内は樹木が密林をなしている。この降水量の大部分は雨季である5月から10月迄の6ヶ月間に降り、特に9月、10月に集中している。これに反して乾季である他の6ヶ月間には殆んど雨は降らない。このため河川流量も雨季と乾季の差が甚だしく、特に9月および10月が多く、12月から4月迄の5ヶ月間は非常に少い。

Nam Phrom は水源の山岳地帯を出た後、約 50 Km の間は標高 800 m ないし 700 m の比較的平坦な地域を緩勾配で貫流する。その後河川勾配が俄かに急になり、凡そ 30 Km の間で標高 300 m 迄流下する。上述の平坦な地域の終端近くで Nam Phrom は東側の分水嶺に極めて接近する。最も近いところでは、その距離わずか約 1.2 m である。この分水嶺の東側は非常に急な勾配の斜面をなし、斜面を凡そ 400 m 下つた標高 380 m 付近を Nan Chern の支流である Huai Nam Su が北流している。このような自然条件は、比較的短い水路トンネルによつて Nam Phrom の水を Huai Nam Su に分水出来、これによつて 400 m に近い高落差を得ることが出来ることを示している。またこの付近では Nam Phrom は勾配が緩やかで、ポケットもあるので、流量の変動を調節して水を有効に使用するために必要な貯水池をつくる事も容易である。

以上述べたような河川の状況は、Nam Phrom の水資源を有利に発電に利用出来ることを示している。

4.2 計画概要

4.2.1 発電計画

Nam Phrom 計画の発電設備はダム、進水路、発電所および放水路よりなる。その最大出力は有効落差 390 m、最大使用水量 17.1 m³/s にて 54,000 KW であり、年間約 150,000,000 kWh を発電する。

Nam Phrom の流量は季節的変動が大きいばかりでなく、また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、雨季の水を貯溜して乾季に放出することは勿論、さらに豊水年の水を貯溜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は、第7章に述べる如く、有効貯水容量を $1.40 \times 10^6 \text{ m}^3$ とするのが適当であろう。

ダム地点はNam PhromがHuai Nam Suに接近するところに選んだ。これより上流には上に述べたような貯水池をつくるに適当なダム地点はない。一方この地点より下流にはFig. 4-1に Alternative dam site として示されているようなダム地点が考えられるが、この地点は選定された地点に比べて水路工事費は小さいが、ダム工事費がずつと大きくなるため合計工事費が大きくなる。ダムは高さ約70 m、堤頂長約650 m、利用水深は20 mである。ダム地点の地形、地質、ならびにダムの築造材料等を検討した結果によれば、ダムの型式はロックフィルダムが最も経済的である。

発電所はHuai Nam Suの支流が本流に合流する直前の左岸に設ける。この地点より下流にすると、水路トンネルが谷を避けて迂回することになるため水路工事費が大巾に増加して不利となる。一方、この地点より上流にすると、河床勾配が割合急なため利用し得る落差が大巾に減少して不利となる。Fig. 4-1に Alternative powerhouse site として示されている地点は、選定された地点に比べて、水路トンネルは短くなるが水圧管路が長くなり、かつ利用落差が減少するため不利となる。発電所の型式は地上式とする。主機は18,700 KWのたて軸フランシス水車および21,000 KWの発電機の3ユニットとする。電力系統の需給バランスを考慮して、主機は2期に分けて設置する。第1期は2ユニットを設置し、最大出力36,000 KWで発電する。第2期は1ユニットを増設し、最大出力を54,000 KWに増加する。第2期は第1期の3年後と予想される。

取水口はダムの直上流左岸に設け最大17.1 m^3/s を取水する。水路トンネルは内径3.00 m、長さ約5.5 Kmの圧力トンネル1条である。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にとることを考慮して決定した。しかし、水路トンネルの経路については、今後実施されるであろう水路経過地の地形、地質に関する詳細な調査の結果によつて、更に検討を加える必要がある。圧力トンネルの終端にはサージタンクを設ける。水圧管路は1条で、内径は2.60 mから2.00 mに変化し、その長さは約1,100 mである。

4.2.2 送電系統

Nam Phrom 発電所で発生する電力は、Fig. 4-2に示すように、Nam Phrom発電所からKhonkaen変電所に至る送電線を新設し、これによつて電力系統に送られる。

この送電線は亘長約13.5 Km、送電電圧11.5 KV、一回線3相3線式で電線は240

sq.mm ACSR，支持物は亜鉛メッキ鉄塔を使用する。

送電線経路は建設および保守の便宜を考慮してできるだけ道路に近接させた。

4.2.3 通 信 系 統

給電用電話回線としてNamPhrom発電所と Khonkaen 変電所の間に電力線搬送電話装置を設け，直通電話回線を1回線構成する。

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。なお送電線の事故点標定装置を設け送電線の事故復旧の迅速化を計るべきである。通信系統をFig. 4-3に示す。

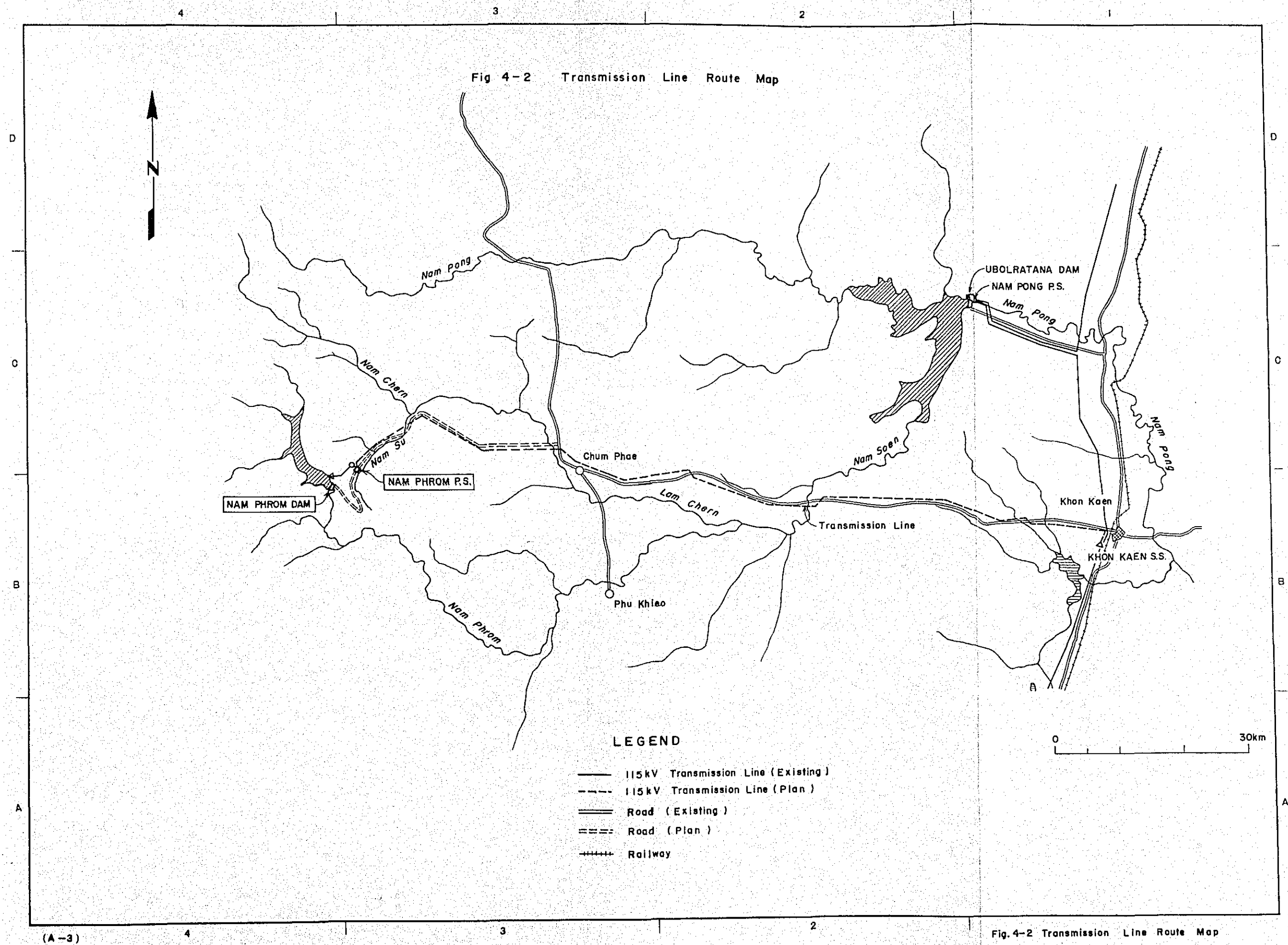
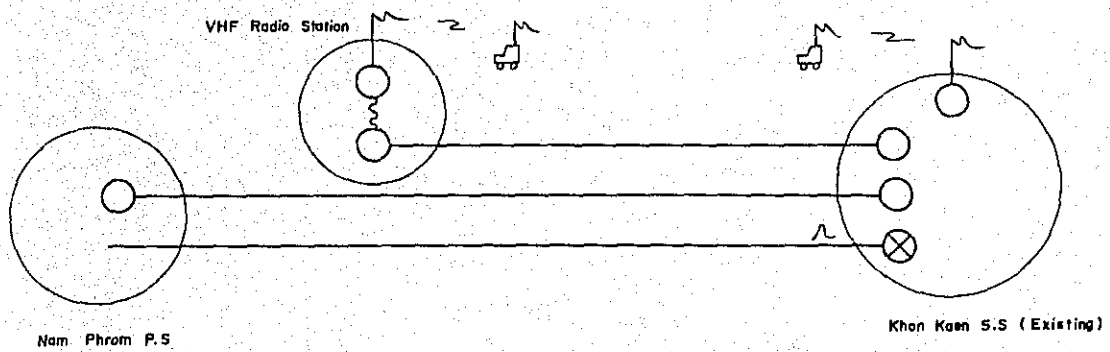


Fig. 4-3 Telecommunication System Diagram



LEGEND

-  Power Line Carrier Circuit (lch)
-  Power Transmission Line Fault Locator
-  VHF Base Station
-  VHF Mobile Station
-  Cable Line

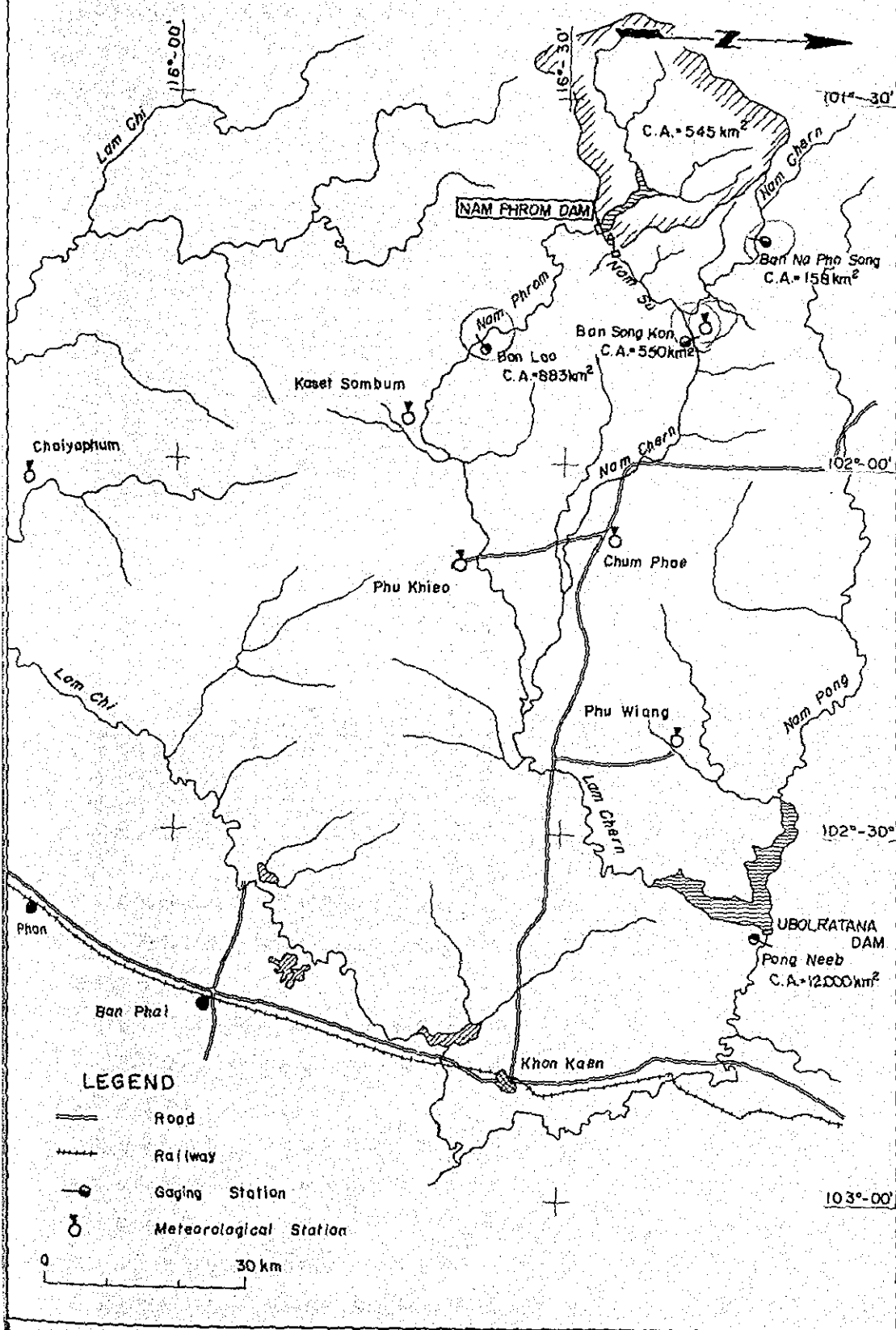
第 5 章 水 文

5.1	測水所および気象観測所	36
5.2	計画地点の流域面積	37
5.3	雨 量	37
5.4	流 出 量	39
5.4.1	流出量の推定方法	39
5.4.2	ダム計画地点の流量	41
5.4.3	Pong Neeb 地点の流量に基づくダム計画地点の流量の検討	42
5.5	洪 水 量	43
5.5.1	統計学的方法	43
5.5.2	物理的方法	45
5.6	蒸 発 量	48
5.7	堆 砂 量	49

添 付 図 表

Fig. 5 - 1	Location Map of Runoff Gauging and Meteorological Stations	35
Fig. 5 - 2	Annual Precipitation	38
Fig. 5 - 3	Monthly Precipitation	38
Fig. 5 - 4	Correlation between Runoff at Ban Song Kon and Precipitation at Chum Phae	39
Fig. 5 - 5	Correlation between Precipitation at Phu Kieo and Chum Phae	40
Fig. 5 - 6	Correlation between Specific Runoff at Ban Song Kon on Nam Chern and Ban Lao on Nam Phrom	41
Fig. 5 - 7	Correlation between Runoff at Pong Neeb and Ban Song Kon	42
Fig. 5 - 8	Hydrograph of the Nam Chern at Ban Song Kon	42
Fig. 5 - 9	Rainfall Frequency at Chum Phae	44
Fig. 5 - 10	Distribution of Hourly Rainfall at Khon Kaen	45
Fig. 5 - 11	Seasonal Variation of Several Factors for Probable Maximum Precipitation	46
Fig. 5 - 12	Flood Hydrograph of Probable Maximum Flood Discharge at Nam Phrom Proposed Dam Site	48
Fig. 5 - 13	Correlation between the Sedimentation in Reservoirs and Relief and Maximum Annual Precipitation	50
Table 5 - 1	Existing Precipitation Data	36
Table 5 - 2	Existing Runoff Data	36
Table 5 - 3	Existing Evaporation, Temperature and Wind Data	37
Table 5 - 4	Runoff at Dam Site	41

Fig. 5-1 Location Map of Runoff Gaging and Meteorological Stations



第 5 章 水 文

5.1 測水所および気象観測所

Nam Phrom水力発電計画の集水区域内およびその周辺にある測水所および気象観測所の位置は Fig. 5-1 に示すとおりで、流出量および雨量記録は Table 5-1 と 5-2 に示すとおりである。

Table 5-1 Existing Precipitation Data.

Station	'40	'41	'42	'43	'44	'45	'46	'47	'48	'49	'50	'51	'52	'53	'54	'55	'56	'57	'58	'59	'60	'61	'62	'63	'64	'65	'66
Chum Phae																											
Khon Kaen			From 1912																								
Phukhiao			From 1912																								
Petchabun			From 1912																								
Chaiyaphum			From 1912																								
Lam Sak			From 1912																								
Phu Wiang			From 1912																								
Kaset Sombun			From 1922																								
NongBuaLamphu			From 1913																								

Table 5-2 Existing Runoff Data.

Station	River	C.A (sq. km)	Latitude	Longitude	'55	'56	'57	'58	'59	'60	'61	'62	'63	'64	'65	'66
Ban Song Kon	Chern	550	16°38' N	101°48' E									Sept.			
Ban Na Pho Song	"	158	16°44' N	101°39' E												Sept.
Ban Lao	Phrom	883	16°20' N	101°51' E												June.
Pong Neeb	Pong	12,000	16°49' N	102°35' E	June											

ダム計画地点の集水区域内には雨量観測所がないが、計画地域の近くにある Chumphae 観測所には発電計画の検討に必要な流量を推定するために使用可能な 15 年に亘る月雨量記録がある。

また集水地域に近い Khonkaen 観測所には、洪水量を計算するのに使用可能な 15 年に亘る時間雨量の記録がある。その他にもこれらの資料を補うために用いることの出来る観測資料がある。

計画地域およびその周辺には 3 ケ所の測水所がある。その中の 1 ケ所はダム計画地点より約 50 Km 下流の Ban Lao に設置されている。しかし不幸にも観測記録は 1966 年 6 月から 12 月にいたる 7 ケ月間しかない。他の 1 つは Nam Chern ダム計画地点の Ban Na Song にあるが、その記録は同様に 1966 年の 8 月から 12 月にいたる 5 ケ月間しかない。残りの 1 ケ所は Nam Chern の Ban Song Kon にあり、その流域面積は 550 Km² で、1963 年から 1966 年までの記録がある。

発電計画の検討に必要なダム計画地点における流量は、上述の観測資料に基づき、測水所間の流量の相関々係および流量と雨量の相関々係を用いることにより、信頼出来る数値を推定することが出来る。

気温、風、および蒸発量等の気象資料も洪水量、貯水池水面からの蒸発量の推定のために使用する。

Table 5-3 Existing Evaporation, Temperature and Wind Data.

Item	Station	'46	'47	'48	'49	'50	'51	'52	'53	'54	'55	'56	'57	'58	'59	'60	'61	'62	'63	'64	'65	'66
Temperature	Khon Kaen																					
	Chaiyaphum																					
Wind Speed & Movement	Khon Kaen																					
	Chaiyaphum																					
Evaporation	Khon Kaen																					
	Chaiyaphum																					
	Chum Phae																					

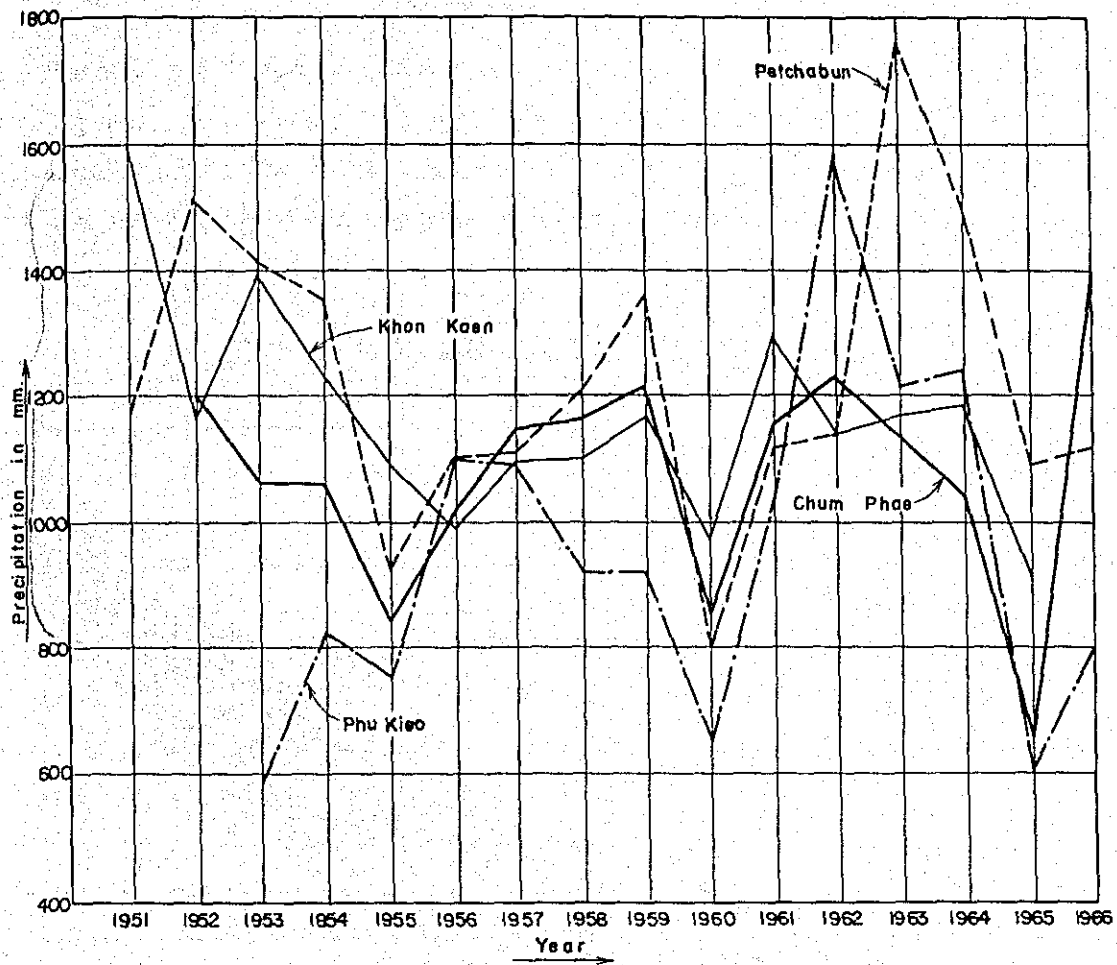
5.2 計画地点の流域面積

Nam Phrom計画のダム地点における流域面積は、タイ国のRoyal Thai Survey Department発行の縮尺1/50,000の地形図より求めると、545 km²である。(Fig. 5-1参照)

5.3 雨量

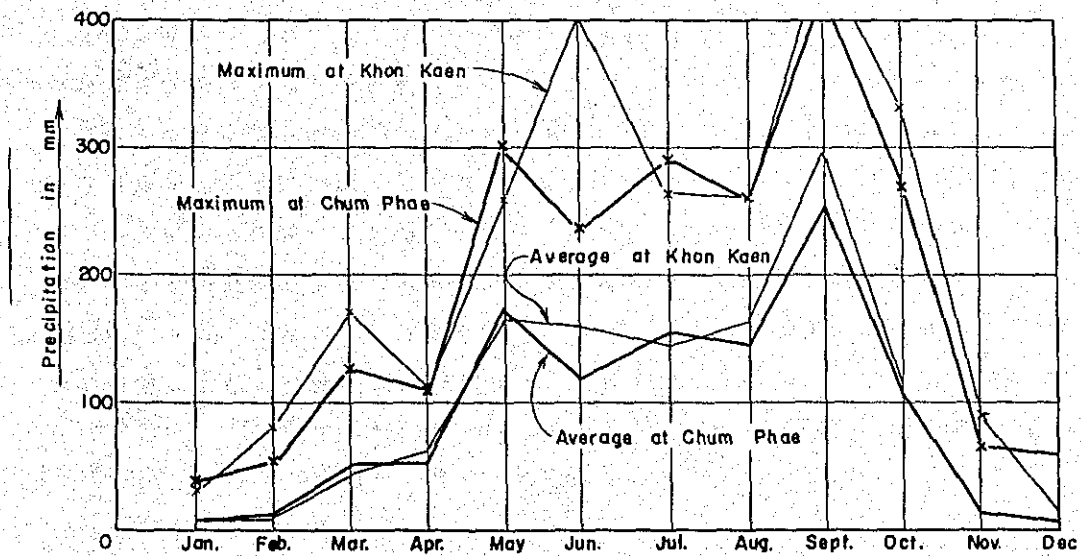
計画地域内における1951年から1966年迄の15ヶ年に亘る年雨量の変化はFig. 5-2に示すとおりである。この図を見ると、年により相当変動していることが判る。このことは豊水年の水を渇水年に持ち越すことによつて水を有効に使用するため、比較的大きな貯水池が必要であることを示している。

Fig. 5-2 Annual Precipitation



月雨量の変化は Fig. 5-3 に示すとおりである。これより 5 月から 10 月にいたる 6 ヶ月は雨季であり、11 月から翌年 4 月までが乾季であることがわかる。

Fig. 5-3 Monthly Precipitation (1951 to 1966)

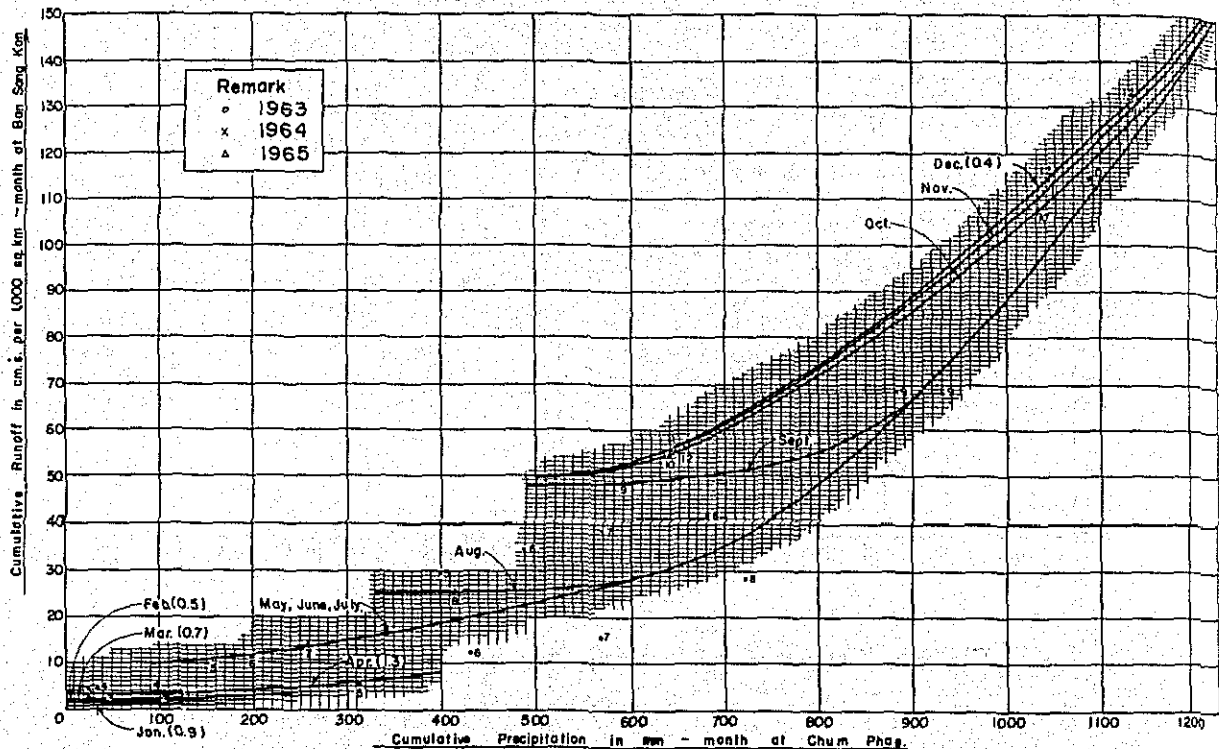


5.4 流出量

5.4.1 流出量の推定方法

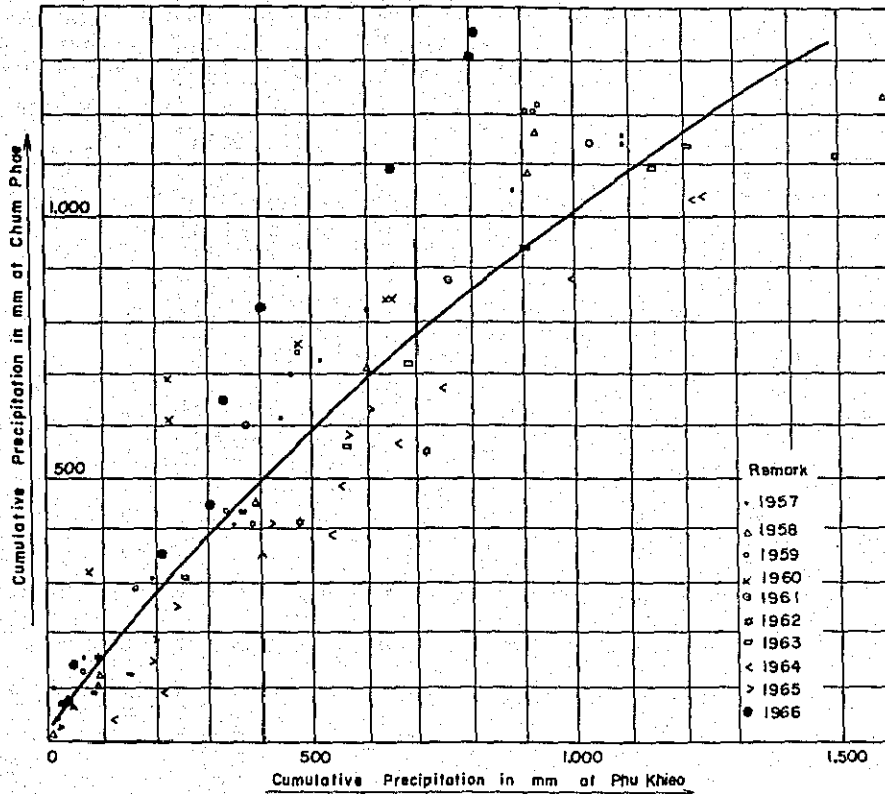
1962年9月から1966年までの各年の Ban Song Kon における累加流量と Chumphae における累加雨量をプロットすると Fig. 5-4 のようになる。この期間は Ban Song Kon の流量資料が使用出来る期間である。Fig. 5-4 から明らかな如く Ban Song Kon の流量と Chumphae の雨量の間には、1966年を除き非常によい相関々係がある。

Fig. 5-4 Correlation between Runoff at Ban Song Kon and Precipitation at Chum Phae



1966年の相関がよくないのは次の理由によると思われる。この年のChumphaeの雨量は1364mmで、これは過去15ヶ年間の最大値である。これに対し周辺の他の観測所の雨量記録は平年並みである。一方1966年のChumphae雨量をチェックするため、Phu Kileoの雨量とChumphaeの雨量の相関々係を調べて見た。その結果はFig 5-5に示すとおりで、1966年を除くと両者の間にはよい相関々係がある。Fig. 5-5に示す相関曲線によると、1966年のChumphaeの雨量は記録が1364mmであるのに対して850mmとなる。したがって、水文学的見地からみて1966年はChumphaeでは異常な年と思われるので、1966年のChumphaeの雨量記録は今回の検討に当り除外すべきであると結論される。

Fig. 5-5 Correlation between Precipitation at Phukleo
and Chumphae



Nam Phromダム地点の流量は、Chumphaeの雨量記録とBan Song Konの流量記録を基に推定した。

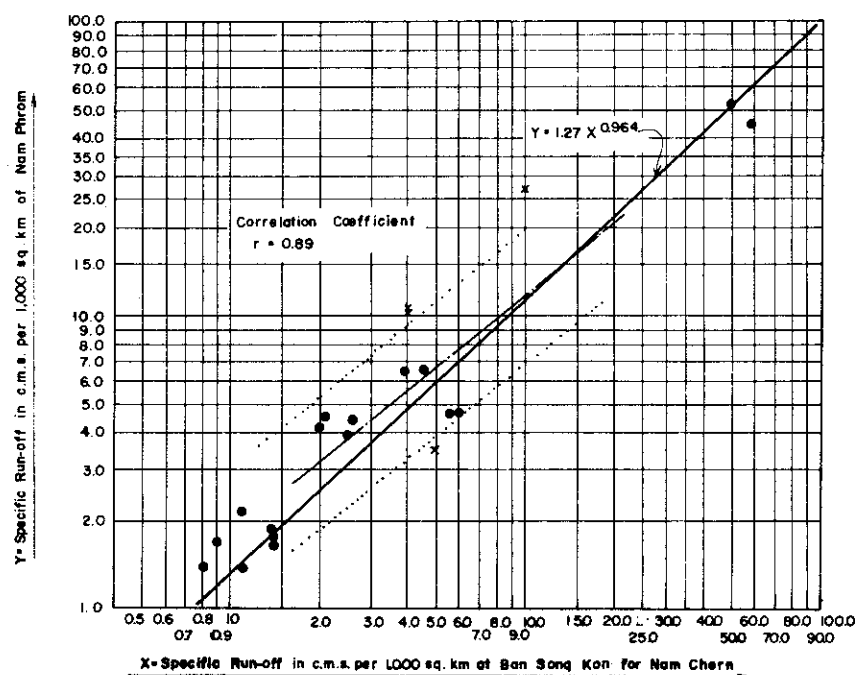
Ban Song Konの流量記録は4ヶ年しかないが、Chumphaeの雨量記録よりFig. 5-4の相関曲線を用いて15ヶ年にわたるBan Song Konの流量を推定した。

Nam Phromダム地点の流量を推定するためには、Ban Song Konの流量とBan Laoの流量の相関々係を用いた。

Nam ChernのBan Song KonとNam PhromのBan Laoの比流量の相関関係をFig. 5-6に示す。8月11日～20日と21日～31日、10月21日～31日、11月11日～20日の流量記録は、統計学上からみて信頼限界からはずれていると判断されるので棄却した。この相関関係は、相関係数0.89で、ダム地点流量の推定に適用して十分安全であると考えられる。以上の検討から求めたNam Phromの比流量は、Nam Chernの比流量よりやや大きい値を示すことがわかる。

これはNam Phrom流域がNam Chern流域より高い標高にあること、またNam Phrom流域の林相がNam Chern流域より密度が高いことから理解出来る。

Fig. 5-6 Correlation between Specific Runoff at Ban Song Kon on Nam Chern and Ban Lao on Nam Phrom (1966)



NOTE

1. Values used in this graph are 10 days average run-off.
2. The dashed-line (---) indicates the correlation obtained before rejection of unreasonable data, and the dotted-lines (.....) indicates upper and lower limits of the correlation.
3. x : Value rejected
4. o : Value accepted

5. 4. 2 ダム計画地点の流量

Ban Lao 測水所とNam Phromダム地点では流域面積にあまり差がないので、Nam Phromダム地点の流量は Fig. 5-6 から得られる比流量に流域面積を乗じて求めた。

上記方法で得られた Nam Phrom のダム地点（流域面積 545 km²）の 1954 年から 1966 年にいたる 13 ケ年の流量を Table 5-4 に示す。

Table 5-4

RUNOFF AT DAM SITE				STATION		NAM PHROM		CATCHMENT AREA		UPPER NAM PONG, THAILAND			
PHROM RIVER, IN THE BASIN OF				CHERN		ELEVATION		m		UNIT			
										C.M.S.			
YEAR	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY	JUNE	JULY	AUG.	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.	ANNUAL
1954	0.7	0.4	0.5	0.9	5.4	1.4	3.2	7.4	27.0	21.0	2.6	1.4	6.0
1955	0.7	0.4	0.5	0.9	5.4	5.0	1.4	5.0	16.0	12.0	1.0	0.8	4.1
1956	0.7	0.4	0.5	0.9	6.6	2.6	6.8	6.8	27.0	9.5	2.0	1.4	5.4
1957	0.7	0.4	0.5	0.9	7.0	2.6	6.2	6.0	36.0	16.2	3.0	1.4	6.7
1958	0.7	0.4	0.5	0.9	5.0	3.5	2.6	9.7	40.0	13.5	2.0	1.4	6.7
1959	0.7	0.4	0.5	0.9	7.2	2.6	10.2	9.6	48.0	1.4	3.2	1.4	7.2
1960	0.7	0.4	0.5	0.9	7.8	2.6	5.6	3.5	10.7	15.2	1.4	0.8	4.2
1961	0.7	0.4	0.5	0.9	7.8	2.6	5.2	7.1	14.0	35.1	3.2	1.4	6.6
1962	0.7	0.4	0.5	0.9	8.0	1.7	4.1	6.0	46.3	23.2	5.1	0.8	8.2
1963	0.3	0.3	0.4	0.3	2.4	4.3	2.4	7.6	22.5	26.5	9.2	1.3	6.5
1964	0.9	0.3	0.4	1.3	15.0	3.5	2.8	1.5	16.0	23.0	2.6	1.5	5.7
1965	0.8	0.5	0.7	1.3	3.7	0.9	1.6	7.2	13.5	3.5	0.9	0.3	2.9
1966	0.2	0.2	0.4	2.0	4.5	1.5	2.0	5.1	19.0	6.7	1.7	0.9	3.7
AVERAGE	0.7	0.4	0.5	1.0	6.6	2.7	4.2	6.4	25.9	15.9	2.9	1.2	5.7
* Those value were estimated from the run-off observed at Ban Lao on Phrom River.													

5.4.3 Pong Neeb 地点の流量に基づくダム計画地点の流量の検討

Nam Phromダム地点の流量を推定するに当りChumphaeの雨量記録の代りにPong Neebの流量記録が使えるか否かを検討した。Ban Song KonとPong Neebの累加比流量の相関々係をFig.5-7に示す。期間は両者共記録がある1963年と1964年である。比較のためこの相関々係を用いてBan Song Konの流量を算出し、Fig.5-8にプロットした。この図にはChumphaeの雨量記録を用いて求めたBan Song Konの流量とBan Song Konの流量観測記録をも示してある。

Fig. 5-7 Correlation between Runoff at Pong Neeb and Ban Song Kon

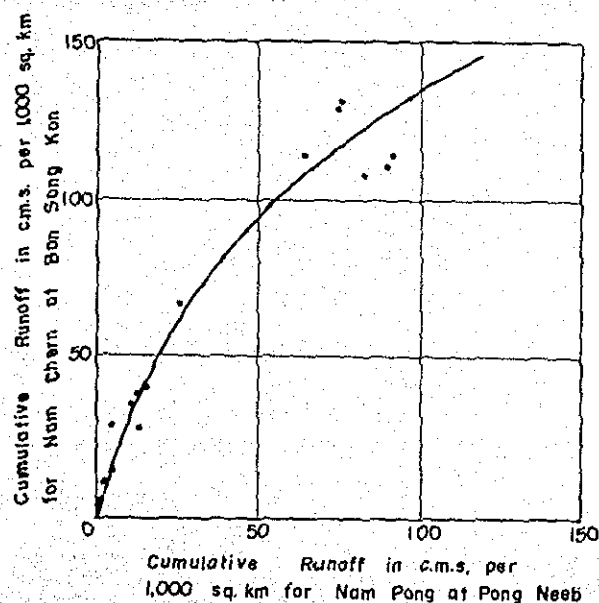


Fig. 5-8 Hydrograph of the Nam Chorn at Ban Song Kon.

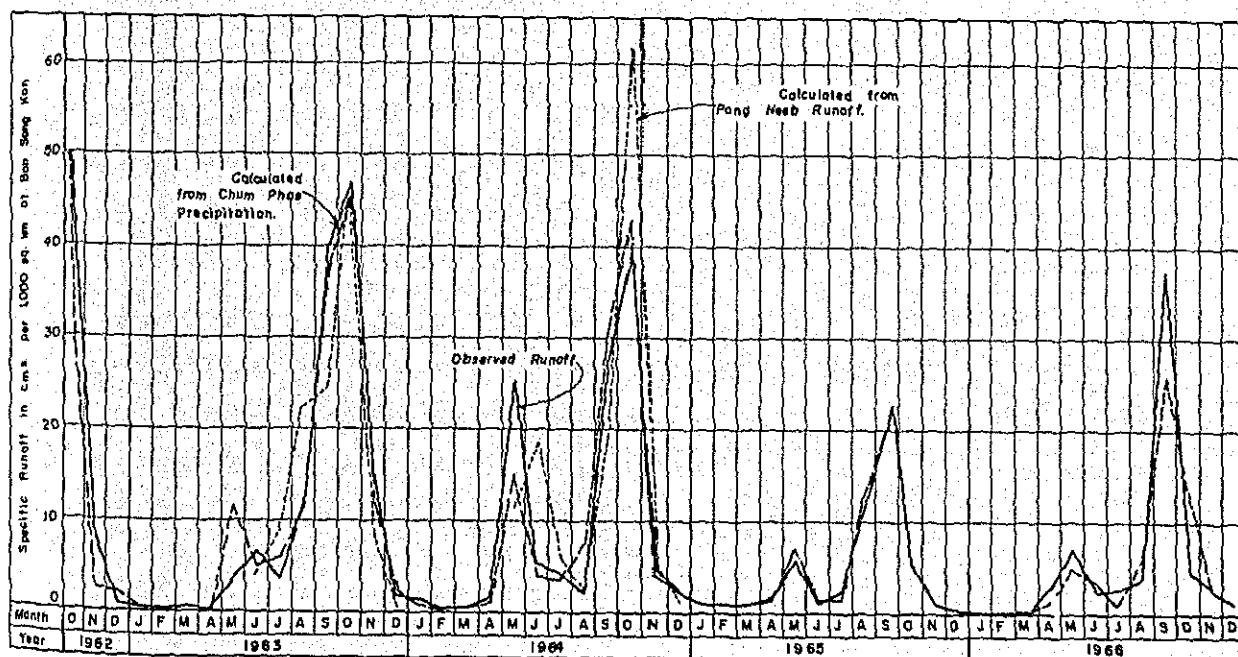


Fig. 5-8 は、Chumphae の雨量記録を用いて求めた流量の方がPong Neebの流量記録を用いて求めた流量よりも、はるかによく実際の流量観測記録に合致することを示している。即ち、Chumphae の雨量記録を使用する方がPong Neebの流量資料を使用するよりも妥当であると考えられる。

5.5 洪水量

本計画のダムはロックフィルダムであるので、その洪水吐の設計に使う洪水量としてダム地点における最大可能洪水量を求めた。この検討には統計学的方法と物理的方法とを用いた。

5.5.1 統計学的方法

統計学的方法では多年にわたる洪水記録をもとに発生確率を推定するものであるが、計画地域には流量資料が5年しかないので、この流量資料から最大可能洪水量を推定することは出来ない。そこで雨量資料を用いて Rational Formula により洪水量を算出した。

Rational Formula は次のとおりである。

$$Q = 0.2778 f \cdot r \cdot A$$

ここに Q : 洪水量 ($\text{m}^3/\text{秒}$)

f : 流出係数

r : 洪水到達時間内の平均降雨強度 ($\text{mm}/\text{時}$)

A : 流域面積 (km^2)

流出係数 f は、流域内の林相、地形、流域面積の大きさ、その他を考慮し、大洪水に対して50%、小洪水に対して40%とした。実測資料から求めた洪水の流出率は30~40%、年平均流出率は20~30%である。吾々の経験によれば、洪水時の流出率は一般に年平均流出率の1.2倍程度である。故に上に採用した値は妥当なものと思われる。 r は日雨量に基づき、最上流地点からダム地点に洪水が到達するに要する時間と降雨の分布形を考慮して求めた。到達時間は、山間部(長さ5 Km, 勾配 $1/33$)に対してはRgiha 公式、平地部(長さ4.0 Km, 勾配 $1/285$)に対してはKraven 公式を使用し、貯水区域(長さ1.2 Km, 平均水深5.0 m)に対しては洪水の伝播速度を波の伝播速度の半分として求めた。夫々の区間の所要時間は0.6, 5.3, 0.3時間となり、到達時間は合計6.2時間となつた。時間毎の雨量強度は、Fig 5-10に示すKhonkaen の時間雨量記録から求めた。

流域面積 A は Nam Phromダム地点で5.45 km^2 である。雨量とその頻度との関係はGumbelの方法により、Chumphaeの記録から求めた。その結果はFig. 5-9に示してある。各頻度に対応する r の値は、Fig. 5-9 から求めることが出来る。

以上の方法により計算したNam Phromダム地点における確率洪水は、次のとおりである。

確 率 年	Chumphae の雨量		流水係数 f (%)	流域面積 A (km ²)	ダム地点洪水量 Q (m ³ /秒)
	R ₂₄ (mm)	R _{6.2} (mm)			
3	90	10.5	4.0	545	650
5	106	12.6	4.0	545	800
10	125	14.5	4.0	545	900
20	144	16.7	4.0	545	1,000
100	187	21.2	5.0	545	1,600
200	205	23.3	5.0	545	1,800
1,000	250	28.3	5.0	545	2,200
5,000	285	32.3	5.0	545	2,400
10,000	307	34.8	5.0	545	2,600

Fig. 5-9 Rainfall Frequency at Chum Phae

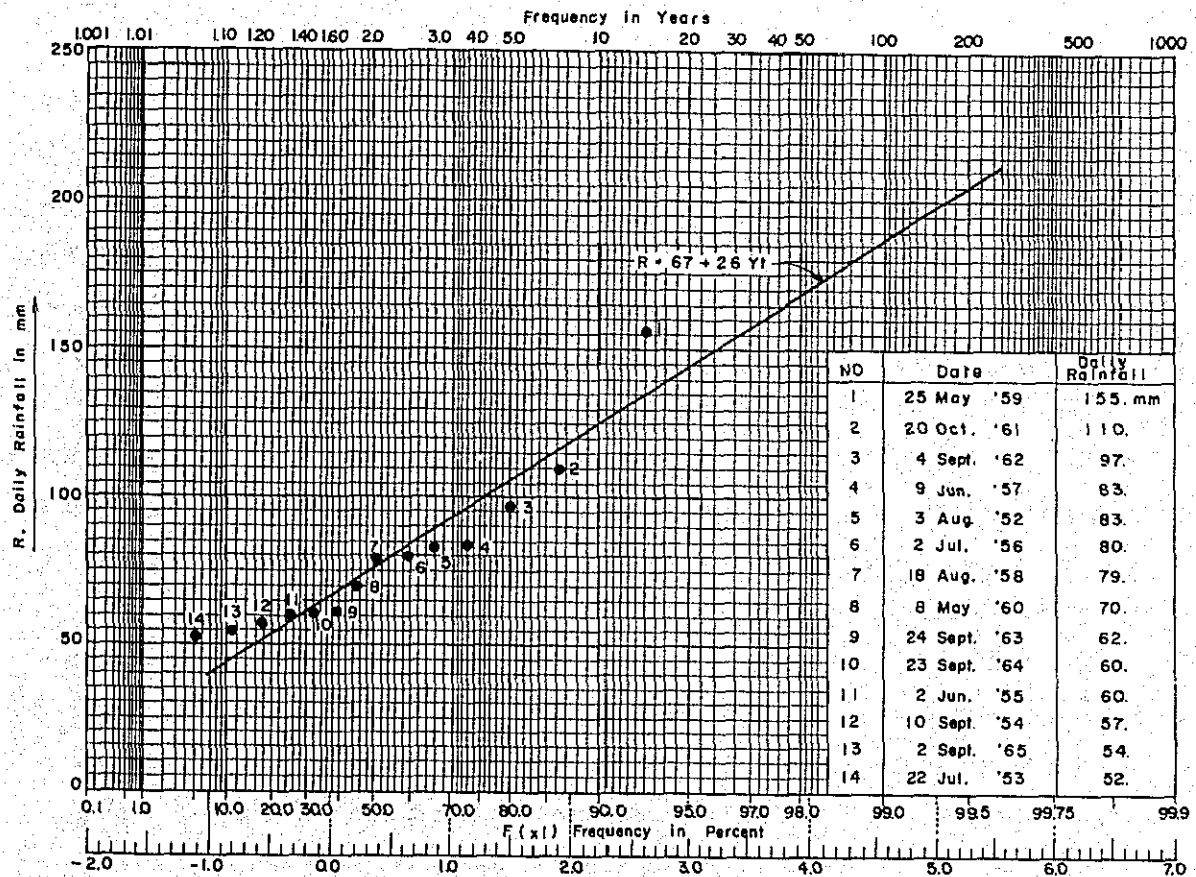
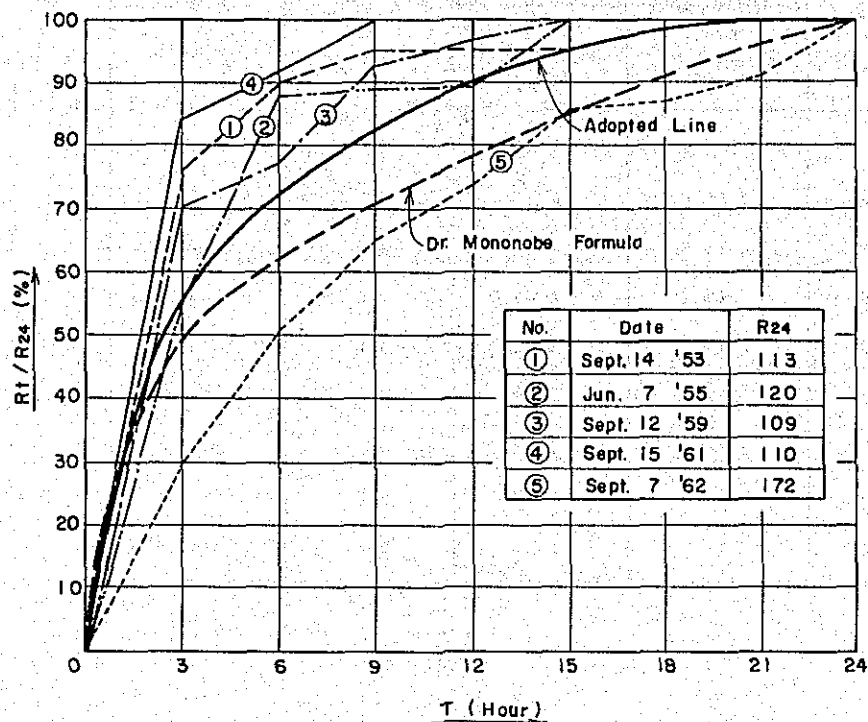


Fig 5-10 Distribution of Hourly Rainfall at Khon Kaen



R24 : Rainfall in 24 hrs.

Rt : Rainfall in T hrs.

5. 5. 2 物理的方法

物理的方法とは、洪水の発生に寄与するすべての要素が同時に最も危険な条件に達した場合に起り得ると考えられる最大可能洪水量を求める方法である。

洪水の発生に寄与する要素としては、露点温度と風速を考えるのが普通である。露点温度は可降水量の決定に用いられる。この可降水量は鉛直気柱内に保有され得る水蒸気の最大量で、地表面の高さとその露点温度だけで決る。可能降小量の計算には、米国の Weather Bureau が作成した図表 (Appendix - B 参照) を使うと便利である。

風は既に雨を降らせてしまった空気に再び水蒸気をみたく働きをする。

可能降水量と風速の積を Moisture Inflow 係数という普通モンスーンの様な低気圧性降雨の検討には、最大 12 時間持続露点温度と、最大 24 時間平均風速が使用される。Nam Phrom の計画地点では、豪雨時の湿度は 100% に近いと考えられるので、露点温度の代りに気温を用いることが出来る。

風速については、地上の風速ばかりでなく成層圏の風速をも考慮しなければならない。このような成層圏の観測資料は極めて限られており、特に東南アジアには少い。成層圏の風速に関する信頼し得る資料を有する観測所はわずかに Bangkok にあるだけである。計画地点における成層圏の風速は、Khonkaen の地上風速から推定した。

一般に最大可能降水量は次式により計算される。

$$P.M.P = D.D.A. \times \frac{P.M.P. \text{ に対する } M.I.I.}{H.P. \text{ に対する } M.I.I.}$$

ここに P.M.P = 最大可能降水量

D.D.A. = 面積雨量

P.M.P に対する M.I.I. = 最大可能降水量に対応する Moisture Inflow 係数

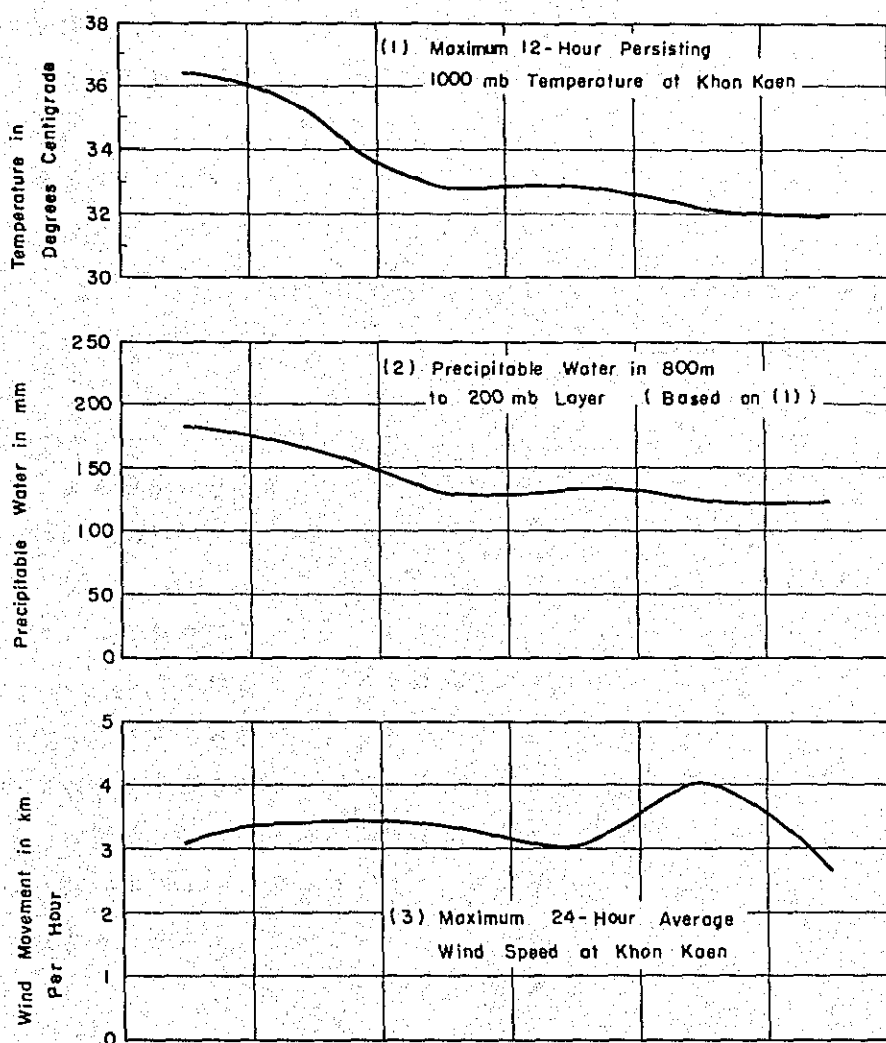
= [最大可能降水量時の 12 時間持続露点温度 (または気温) に対する可降水量] × [最大可能降水量時の最大 24 時間平均風速]

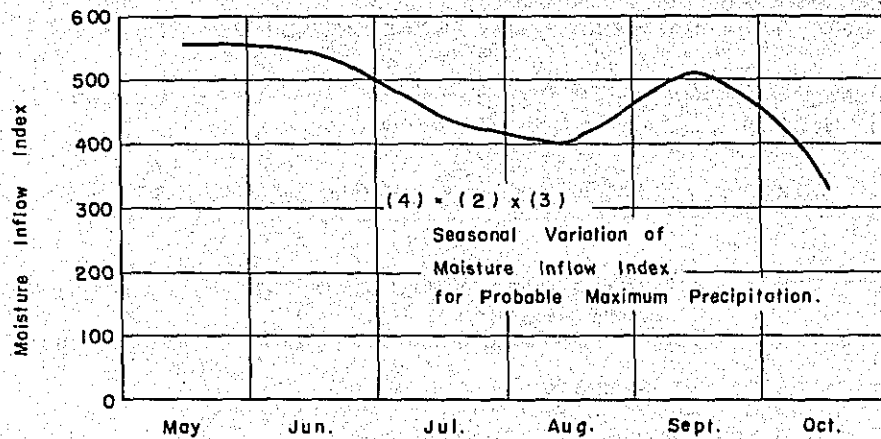
H.P. に対する M.I.I. = 既往豪雨時に対応する Moisture Inflow 係数

= [既往豪雨時の 12 時間持続露点温度 (または気温) に対する可降水量] × [既往豪雨時の最大 24 時間平均風速]

計画地域において予期される最大露点温度 (気温), 可降水量, 最大風速, Moisture Inflow 係数等の諸要素の気節的变化を Fig. 5-11 に示す。

Fig. 5-11 Seasonal Variation of Several Factors for Probable Maximum Precipitation





次に面積雨量の代りに Ban Song Kon の洪水観測値を使用すれば、最大可能洪水量が求められる。この場合、降雨と流出の時間的ずれおよび滞水量の変化は流域面積が小さいことや洪水到達時間が短いことから考えて無視し得ると考えられるので、D.D.A. の代りに洪水観測値を用いても差支えない。

1962年から1966年迄の5ヶ年間に Ban Song Kon で観測された最大洪水量は1962年9月30日12時における656 m³/秒で、この時の12時間持続気温(1000 mb)は27.9℃、最大24時間平均風速は1.6 Km/時であつた。流域の標高を800 mと仮定すれば、気温27.9℃に対する可降水量は84 mmである。したがつてこの洪水の時の Moisture Inflow 係数は、84 mmに1.6 Km/時を乗ずれば求まり、1.35となる。

一方9月における Moisture Inflow 係数は Fig.5-1.1によれば510である。故に Ban Sang Konにおける最大可能洪水量は次の様に計算される。

$$656 \times \frac{510}{135} = 2,500 \text{ (m}^3\text{/秒)}$$

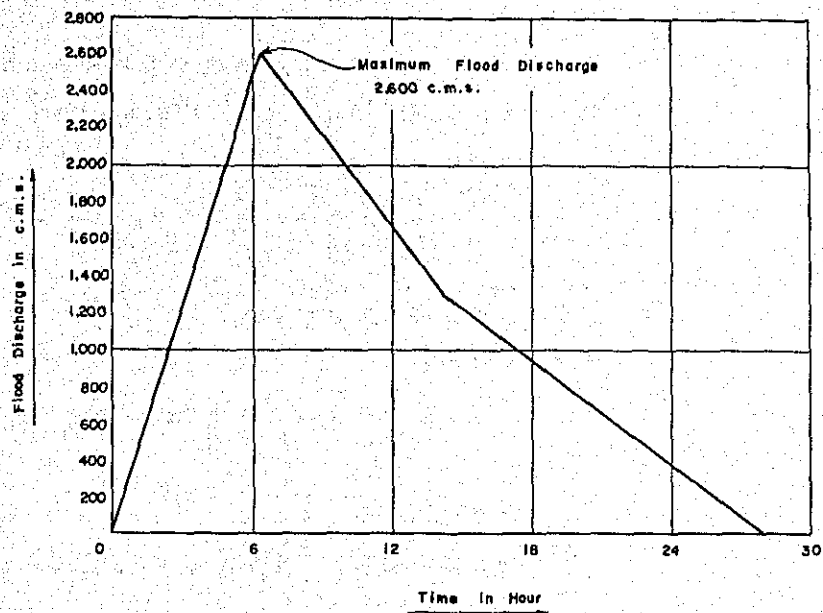
Nam Phrom ダム地点における流域面積は、Ban Song Kon のそれとほぼ等しく、また両地点の洪水時の比流量も殆んど同じと考えられるから、2,500 m³/秒は Nam Phrom ダム地点の最大可能洪水量と考えることができる。

前節の検討結果によると、ダム地点における10,000年確率洪水量は2,600 m³/秒である。この様な極端な洪水は実際には最大可能洪水量と見做し得よう。

一方物理的方法を用いた検討結果ではダム地点の最大可能洪水量は2,600 m³/秒である。物理的方法による検討に用いた資料は十分ではないが、統計的方法で求めた結果とよく合致する故に洪水吐の設計に用いる計画洪水量を2,600 m³/秒と決定した。

洪水流量図は、前述した様に洪水到達時間を6.2時間として、Possentioの三角法によつて作成した。これを Fig.5-1.2に示す。

Fig. 5-12 Flood Hydragraph of Probable Maximum Flood Discharge at Nam Phrom Proposed Dam Site.



Nam Phromダム地点よりも遙かに大きな流域面積を有するPong Neebダム地点の計画洪水量は、上に求めた洪水量と比べると、単位面積当りの比流量が非常に小さい。これは次の理由によるものと考えられる。Pong Neebダム地点から上流約150 Kmの区間の河床勾配は非常に平坦で、したがって洪水流量図は小さい洪水ピークと長い持続時間を示す。これに対してNam Phromダム地点では、上流の河床勾配が遙かに急で、洪水流量図は極く短時間の尖った洪水ピークを示し、洪水の持続時間も短いのである。

5.6 蒸 発 量

Ban Song Kon で観測された1964年の蒸発量は750 mmで、Chayaphumで測定された1960年から1966年迄の蒸発量は次のとおりである。

1960年	1230 mm	1964年	1371 mm
1961年	1174 mm	1965年	1430 mm
1962年	1214 mm	1966年	1534 mm
1963年	1321 mm	平均	1308 mm

これらの値によると、1964年の値は平均値に近い。故にBan Song Konの1964年の蒸発量750 mmは平均値と見做すことが出来る。

これらの値はA class panで測定されたものであるので、貯水池水面からの蒸発量を計算する場合にはその60～80%をとる。今、係数を80%とするとNam Phrom貯水池からの蒸発量は年間平均600 mmとなる。

5.7 堆 砂 量

計画地域には堆砂に関する資料がないので、NamPhrom貯水池の堆砂は、日本における貯水池の堆砂記録をもとに推定した。

集水面積が 60 Km^2 以上、貯水容量 $1,000,000 \text{ m}^3$ 以上の日本にある52の貯水池の堆砂量を、流域内の地質、地形、雨量と関連させて、Fig. 5-13 にプロットしてある。

この図は縦軸に堆砂量、横軸に年間最大雨量と起伏の積をとり、流域の地質毎に相関を表したものである。

流域内の地質は岩石の状態により次の3群に分けである。

- A : 流域が主として古生代、中生代の水成岩からなるもの。
- B : 流域が花崗岩、片麻岩で代表される深成岩、半深成岩或はそれらの変性岩からなるもの。
- C : 流域が主として新生代水成岩あるいは火山岩からなるもの。

各群の堆砂量は起伏量と最大年雨量の積の函数として Fig. 5-13 にプロットしてある。

起伏量は面積 16 Km^2 の各正方形区画の中の最も高いところと最も低いところの高低差の平均と定義する。この正方形区画は全流域面積を分割して作られる。

Nam Phromの流域に対しては、堆砂量を支配する条件は次のようになる。

地 質 : A 群

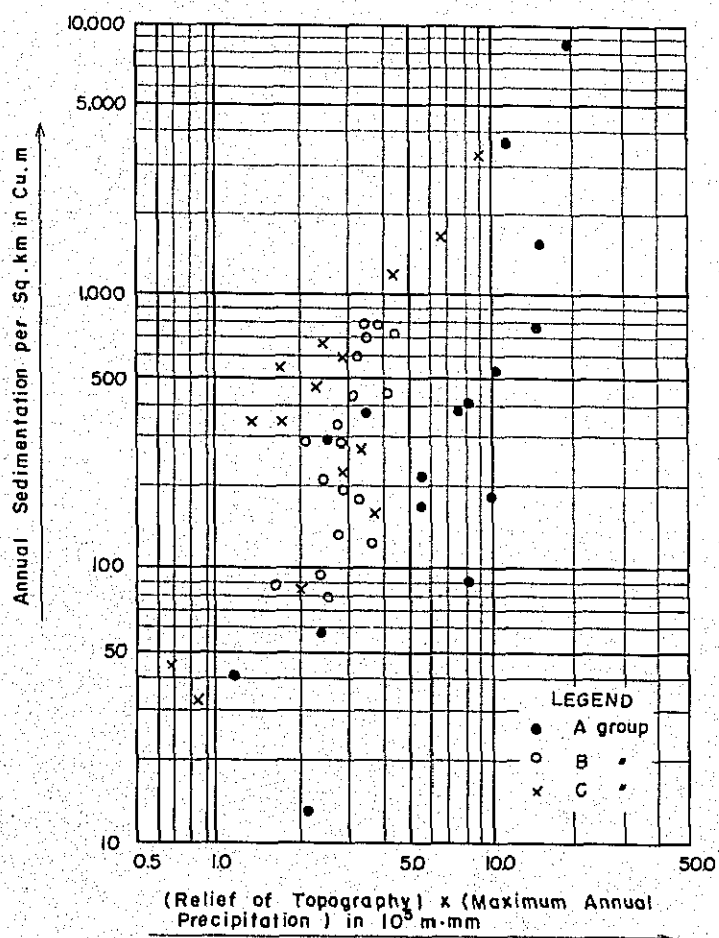
最大年雨量 : 約 $1,200 \text{ mm}$

起 伏 量 : 約 150 m

(最大年雨量) $\times$ (起伏量) $= 2 \times 10^5 \text{ m} \cdot \text{mm}$

したがって Fig. 5-13 において A 群の上限値をとれば、年間堆砂量は 1 Km^3 となる。

Fig. 5-13 Correlation between the
Sedimentation in Reservoirs and
Relief and Maximum Annual Precipitation



第 6 章 地質および材料

6.1	地 質	54
6.1.1	計画地域の地質概要	54
6.1.2	ダム地点の地質	54
6.1.3	水路トンネルの地質	55
6.1.4	サージタンク、水圧管路および発電所地点の地質	55
6.2	材 料	59
6.2.1	材料調査の概要	59
6.2.2	ロックフィルダムの材料	59
6.2.3	コンクリート骨材	63

添 付 図 面

DWG.No.3	GEOLOGIC MAP, PLAN OF PROJECT AREA AND PROFILE ALONG HEADRACE	57
DWG.No.4	GEOLOGIC MAP, DAM, PLAN AND SECTION	58

添 付 図 表

Fig. 6-1	Geologic Map of Northwestern Khorat Plateau	53
Fig. 6-2	Map for Embankment Material Investigation	60
Fig. 6-3	Gradation Curve of Soil and Sand	61
Table 6-1	Generalized Stratigraphic Classification in Nam Phrom Project Area	52

Table 6-1 Generalized Stratigraphic Classification
in Nam Phrom Project Area

Era	Period	Rock Unit		Thickness	Lithologic Description
CENOZOIC	Quaternary	Alluvium and terrace deposits		—	Alluvial sand & gravel
	Tertiary	Andesite and Rhyolite porphyry		—	
MESOZOIC	Jurassic? and Younger	* Khorat Group	Salt formation	610 m	Pale red to reddish brown sandstone, sandy shale and siltstone. Gypsum and thick rock salt
			Khok Kruat formation	709 m	Grayish red to reddish brown sandstone, siltstone and shale having greenish gray mottling. Gypsum occurs as thin beds in the upper part.
	Jurassic		Phu Phan formation	82 – 183 m	Yellowish gray to grayish pink, pale orange and pale red, massive, thick bedded and cross bedded sandstone and conglomeratic sandstone. Thin beds of sandy shales and siltstone. Also thin beds of calcareous conglomerate.
	Triassic? and Younger		Phra Wihan formation	460 – 856 m	Grayish red to olive gray to white, massive sandstone; with dark reddish brown micaceous siltstone. In part cross bedded or thick bedded with numerous joints.
	Triassic		Phu Kadung formation	2,466 m	Predominantly dark brown, grayish red-purple, micaceous shale, siltstone; and grayish brown to grayish red slabby to massive micaceous sandstone. Occasionally the very fine grained sandstone and siltstone are calcareous.
PALEOZOIC	Permian	Rat Buri Series		750 – 2,350+ m	Limestone, gray dense, crystalline, massive to thin bedded, with fossiliferous beds and some interbedded slaty shale and sandstone.
	Carboniferous Devonian Silurian	Kanchanaburi Series		1,000 – 3,000+ m	Shale, sandstone and sandy shale, gray-green; in places metamorphosed to phyllite, slate and quartzite. Local thin beds of limestone.

* This table was prepared from Ground Water Bulletin No. 2 (Dept. of Mineral Resources, 1966). The classification of the Khorat Group in the Bulletin was based on the paper of D. E. WARD (1964). The chronological classification of the Khorat Group has not so far been defined. J. IWAI et al. in their paper on paleontological study (1964) proposed a stratigraphical and chronological classification different from that of D. E. WARD.

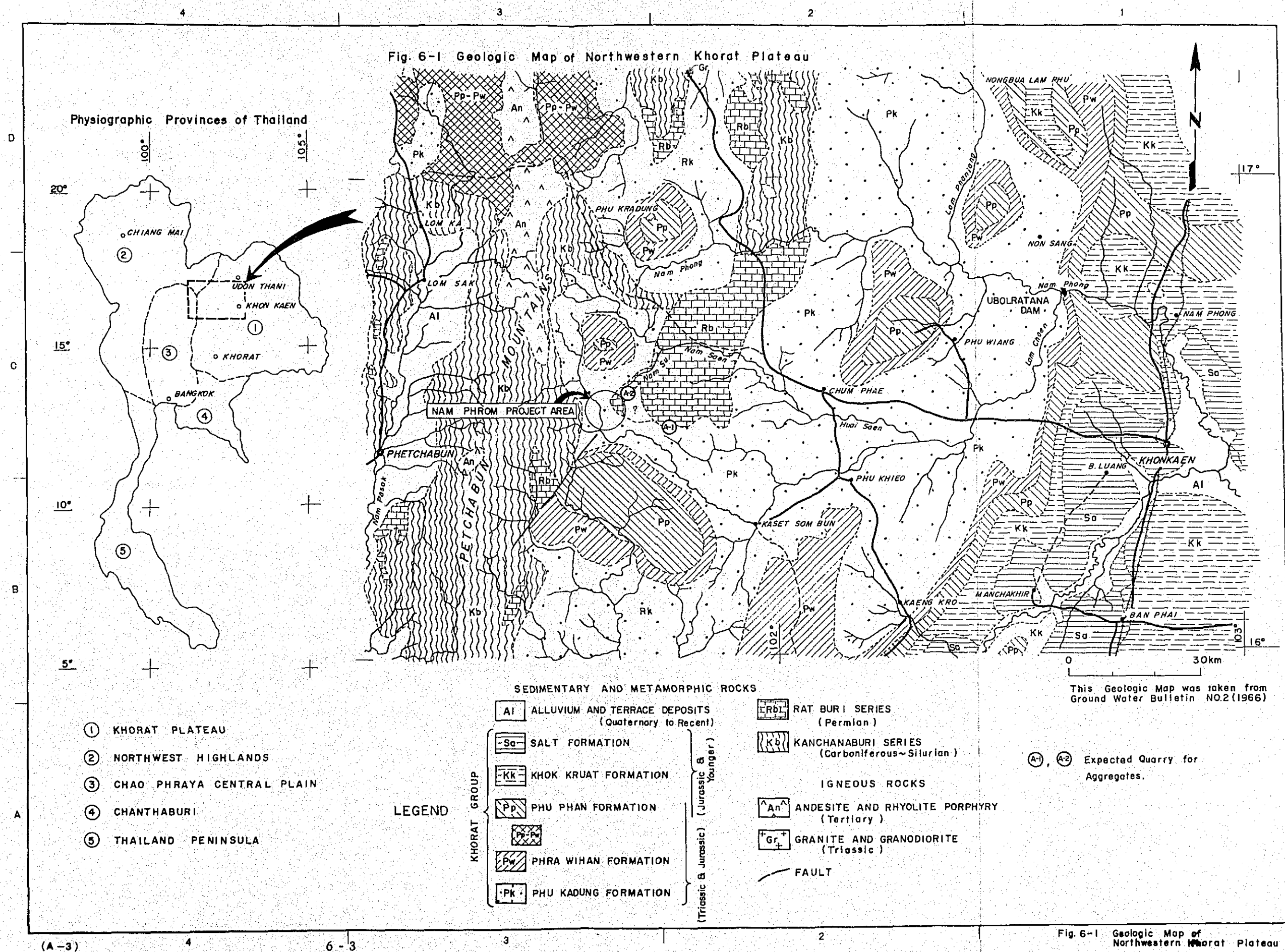


Fig. 6-1 Geologic Map of Northwestern Khorat Plateau

第 6 章 地 質 お よ び 材 料

6. 1 地 質

6. 1. 1 計画地域の地質概要

Nam Phrom 計画地域は Khorat 高原の西縁山地に位置し (Fig. 6-1 参照) 古生代シルリ紀ないし石炭紀の Kanchanaburi 統古生代二疊紀の Rat Buri 統, 中生代三疊紀ないしジュラ紀の Khorat 層群および現世の沖積層より構成されている。その層序および構成岩石の種類は Table 6-1 に, 分布の概要は Table 6-1 に示すとおりである。これら各地層の分布, 地形および地質構造については Appendix C に記載する。

6. 1. 2 ダム地点の地質

ダム地点は河床部, 山腹ともに岩盤が露出していないので, 本地点の地質状態はボーリングの結果と, ダム地点周辺の河床に露出する地層の観察結果から得た資料に基づくものである。本地点で実施したボーリングは 8 本, 延長 197 m で, その位置は DWG. No. 4 に, その結果は Appendix Fig. A6-1 に示されている。またボーリング孔を利用した注水試験を実施した。その結果は Appendix Table A6-2 に示されている。

ダム地点の兩岸山腹は土被りに覆われ, 密林をなしている。土被りの厚さは 3 ~ 7 m で, 一般に川に近い低い所では厚く, 高い所では薄くなる傾向がある。一般に層向の有機質土の厚さは薄く, 50 cm 以下である。土被りの主部はシルト質の残留粘土である。河床には厚さ 1.5 ~ 4 m の砂礫が堆積している。巨礫のほとんどは砂岩より成るが, 中礫以下のものには珪岩も含まれる。

土被りおよび河床堆積物の下の岩盤は Khorat 層群の Phu Kadung 層に属する中粒砂岩, 細粒砂岩, 極細粒砂岩および泥板岩の互層である。各層の厚さは 10 m 以下のものが多い。一般に層理が発達しているが, 層理面は完全に密着している。部分的には節理亀裂が発達したところもあるが, 全体として割れ目は少なく, 注水試験の結果も特に大きな注水量は示していない。

岩石は何れも赤褐色を呈する。中粒砂岩は非常に強固に膠結されていて極めて堅硬である。細粒砂岩, 極細粒砂岩の順で膠結の程度は弱くなり, 割れ易くなる。泥板岩は濃い赤褐色を呈するシルト質のもので, 打撃やすべりに対して弱く, また風化され易い。

地層の走向は川と直交し, 傾斜は上流側へ 5°ないし 15°である。ボーリングの結果から判断すると, ダム軸における地層の分布状態は次の如くである。左岸の標高 743 m 以下では, 厚さ 3.5 ~ 5.0 m の土被りがあり, その下に厚さ 4 ~ 9 m の細粒砂岩と泥板岩が互層している。左岸の標高 743 m 以上では, 厚さ 3 ~ 4 m の土被りがあり, その下に厚さ 4 m 以下の中粒ないし極細粒砂岩および泥板岩が互層している。右岸では, 標

高 7 1 5 m 以下には、厚さ 7 m 前後の土被りの下に極細粒砂岩が分布し、標高 7 1 5 m 以上には、厚さ 4 ~ 7 m の土被りの下に厚さ 4 m 以下の中粒ないし極細粒砂岩および泥板岩が互層している。

河床では、ダム軸上流約 1 0 0 m の地点で実施したボーリング (No. C-8, 深さ 20 m) の結果によれば、厚さ 4 m の礫層の下に厚さ 5 m の砂岩と泥板岩の互層、厚さ 5 m の泥板岩および厚さ 6 m の砂岩と泥板岩の互層が、上から下へ累重していることがわかった。一方ダム軸で実施したボーリング (No. C-4, 深さ 5 0 m) は、固結した破碎帯の存在を確認した。この破碎帯の角礫は石灰質物質で再膠結されているので、計画されているロックフィルダムの基礎として重大な問題とはならないと判断される。しかし、1 本のボーリングではその破碎帯の分布状態を明らかにすることが出来ないため、これを明らかにするため、次の調査の際に、河心で交叉する 2 本の傾斜ボーリングを川の兩岸から実施することが望ましい。

今後更に調査を続ける必要があるが、現在迄の調査結果から判断すると、本地点の地質は計画されているロックフィルダムの基礎として問題はないと考えられる。

6. 1. 3 水路トンネルの地質

水路トンネルの地質については、Royal Thai Survey Department 発行の縮尺 1/50,000 地形図を用いて踏査を行なった。トンネル路線付近の土被りの厚さは 3 ~ 4 m, 表層岩盤の風化も 2 ~ 4 m に過ぎないものと推定される。周辺には Phu Kadung 層の中粒砂岩、細粒砂岩、極細粒砂岩および泥板岩の互層が分布している。泥板岩はやや脆いが、砂岩は堅硬である。トンネルは地層の走向とほとんど平行する。地層の傾斜は 5° ~ 2 0° である。

地表からトンネル頂部までの深さはほとんどの区間が 7 0 ~ 1 0 0 m である。取水口から約 4 0 0 m の地点で、トンネルは沢の下を横断する。地表からトンネル頂部までの深さはこの地点において最も浅く、約 4 0 m であるが、この沢には新鮮な岩盤が連続して露出している。従つて、トンネルは全延長にわたり、新鮮な岩盤中に位置するものと推定される。また、大規模な断層の存在および湧水は考えられないので、トンネルの施工上、地質的な問題はないであろう。

6. 1. 4 サージタンク、水圧管路および発電所地点の地質

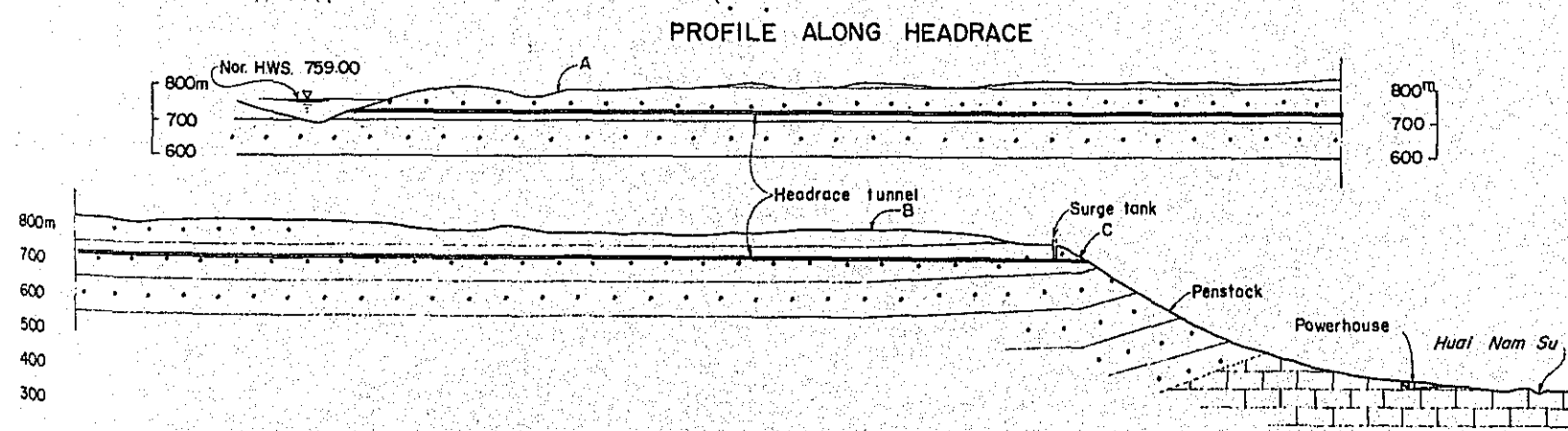
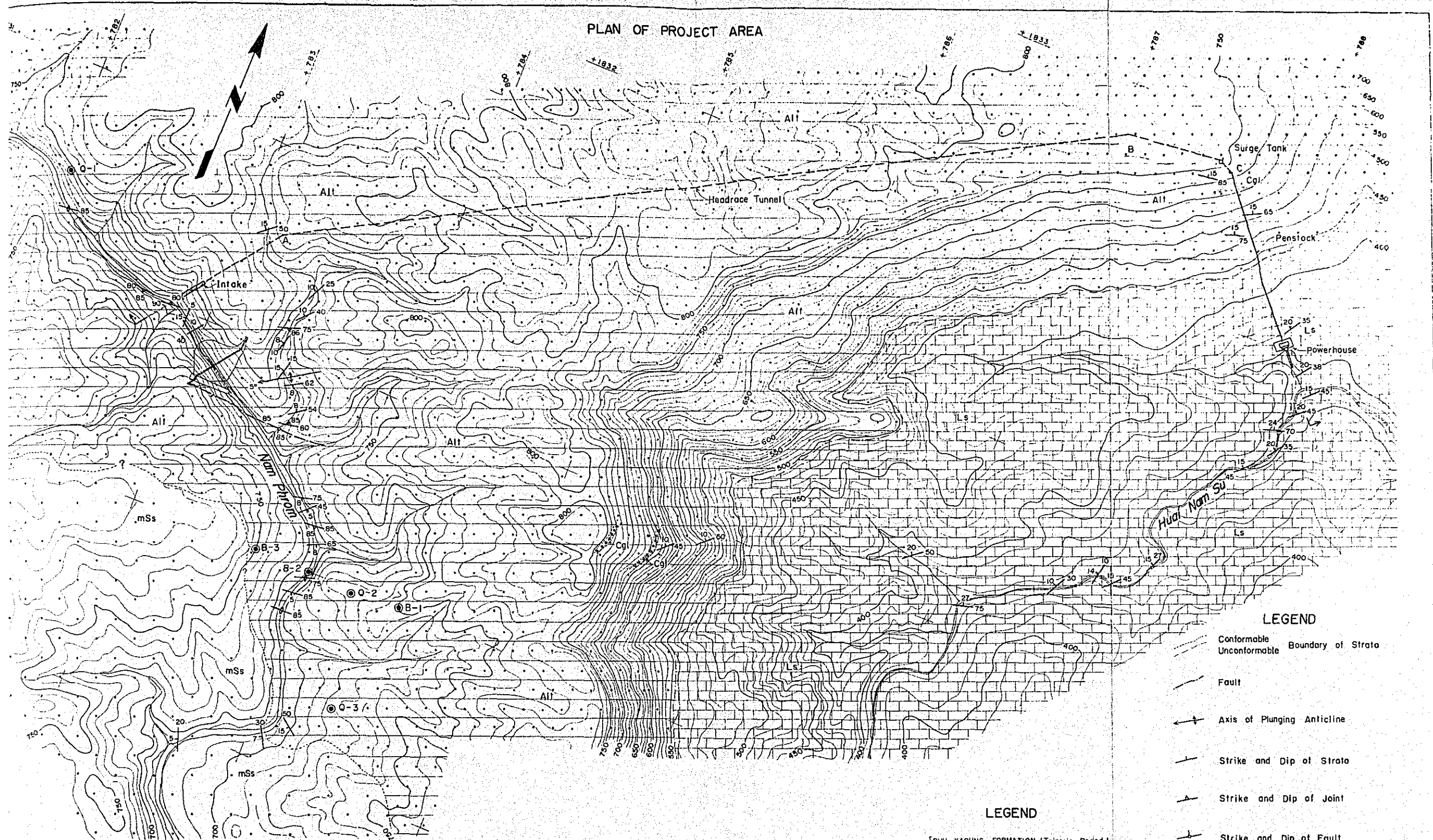
本地域の地質については Royal Thai Survey Department 発行の縮尺 1/50,000 地形図を使用して踏査を行なった。サージタンクは急斜面の頂部に位置する。本地点は主として、山側へ傾斜する細粒砂岩で構成されており、周辺の表土は浅い。岩盤の風化も 2 ~ 4 m 程度と推定される。従つて、本地点はサージタンクの工事と安定性の点で、地質上の問題はないものと考えられる。

水圧管路のうち、トンネル部分 (8 0 m) を含め上部約 6 5 0 m は、Phu Kadung 層

上に位置する。斜面は上部では平均 4° 部分的には 6° 前後の所がある。下部では平均 2° とゆるやかになる。この区間は岩盤が広く露出しており、表層の凡化は一般に浅い。地層は山側へ傾斜しており、安定した斜面である。

上記区間の下部約 400 m の区間と発電所地点には、Khorat 層群とは別の Rat Buri 統が分布している。Rat Buri 統は石灰岩を主とするが、この石灰岩は堅硬であり、洞穴は発見されない。表土および表層岩盤の風化はそれぞれ $2\sim 4\text{ m}$ と推定される。この区間の斜面の勾配は $1^{\circ}\sim 1.5^{\circ}$ とゆるやかである。水圧管路の設置に対して、地質上の問題はないと考えられる。

発電所地点には石灰岩、砂岩および頁岩が分布する。表土に蔽われているため、各岩石の分布状態を明確に知ることはできなかつたが、どの岩石も発電所の基礎として問題はない。周辺の沢には新鮮な岩盤が露出しているので、発電所地点では浅いところに新鮮な岩盤があるものと推定される。



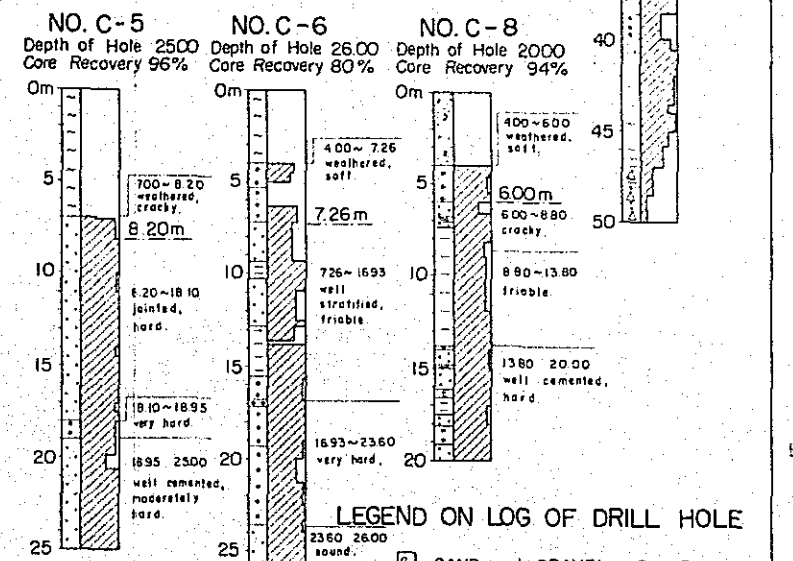
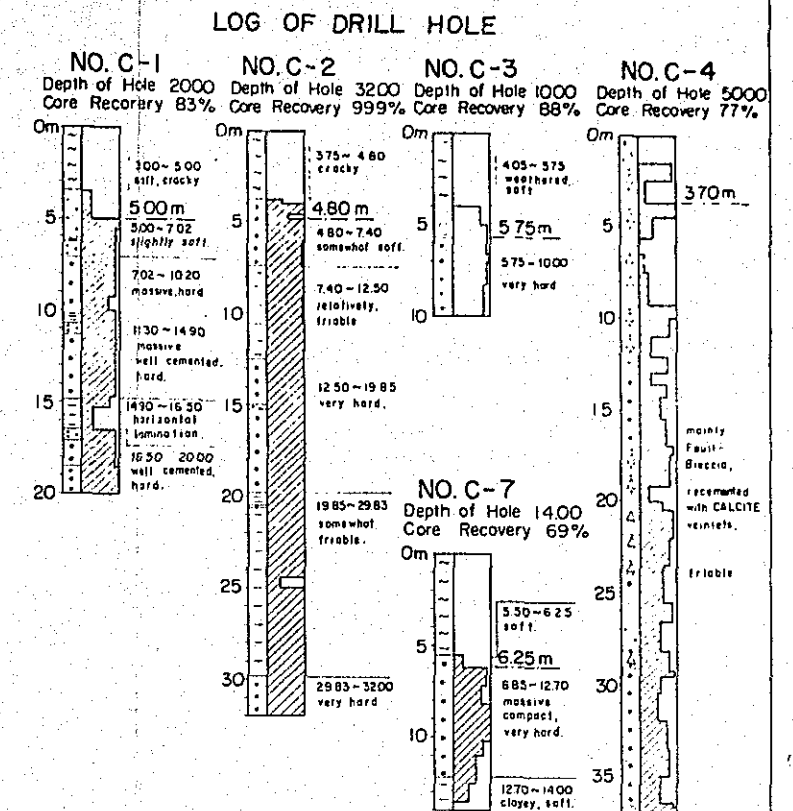
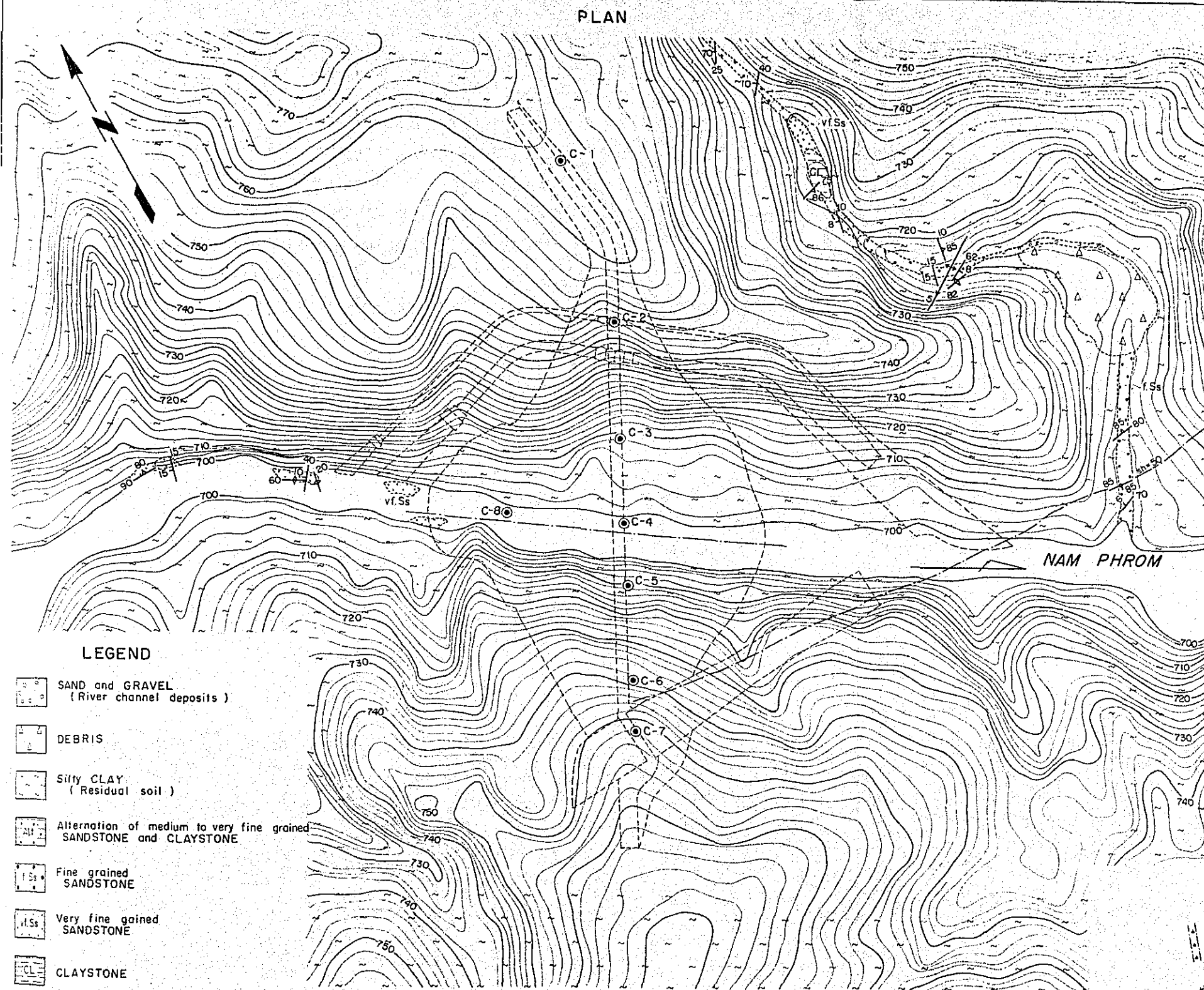
- ### LEGEND
- [PHU KADUNG FORMATION (Triassic Period) of KHORAT GROUP]
- All Alternation of medium to very fine grained SANDSTONES and CLAYSTONE
 - mSs Medium grained SANDSTONE
 - Cgl Pebble CONGLOMERATE
 - [RAT BURI SERIES] (Permian Period)
 - Ls LIMESTONE with interbedded SANDSTONE and SHALE

- ### LEGEND
- Conformable Boundary of Strata
 - - - Unconformable Boundary of Strata
 - Fault
 - Axis of Plunging Anticline
 - Strike and Dip of Strata
 - Strike and Dip of Joint
 - Strike and Dip of Fault
 - Drill Hole
- 0 1000m

REVISION	DATE	DESCRIPTION	BY

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
EPD CONSULTANTS (ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO) TOKYO, JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
NAM PHROM PROJECT	
GEOLOGIC MAP	
PLAN OF PROJECT AREA AND	
PROFILE ALONG HEADRACE	
DWG. NO. 3	

DATE: Aug. 1967



LEGEND

Recemented
FAULT BRECCIA

Fault
(Assumed and Hidden by Overburden)
sh=thickness of sheared zone in cm.

Axis of Plunging Anticline

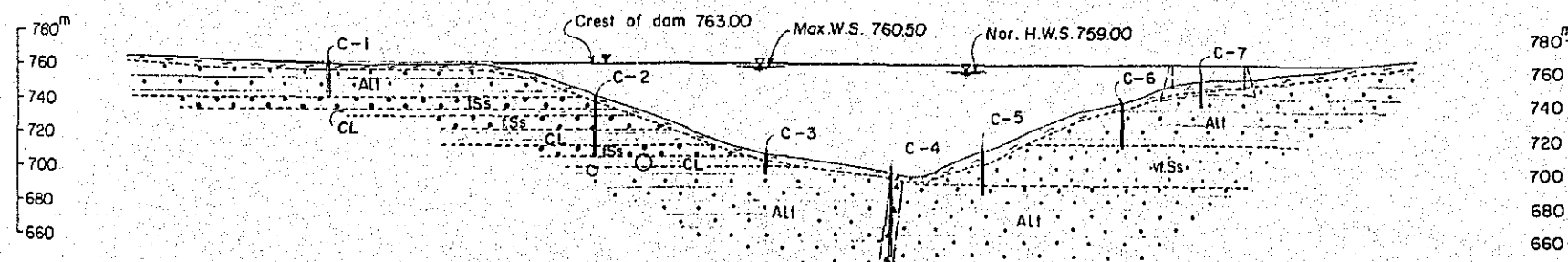
Strike and Dip of Strata

Strike and Dip of Joint

Strike and Dip of Fault

● Drill Hole

SECTION ON AXIS OF DAM



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
EPD CONSULTANTS (ELECTRIC POWER) (DEVELOPMENT CO.) TOKYO, JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
NAM PHROM PROJECT	
GEOLOGIC MAP DAM PLAN AND SECTION	
DWG. NO. 4	

電機建設株式会社
日本国 東京

6.2 材 料

6.2.1 材料調査の概要

ここに述べる材料調査の対称は、ロックフィルダムを構成する不透水性材料（土質し
ゃ水壁）、半透水性材料（フィルターおよびトランジョン）およびロックフィル材料、
ならびに洪水吐、水路、発電所等の建設に必要なコンクリート骨材である。今回の材料
調査にあたっては、Royal Thai Suivy Department 発行の縮尺 1/50,000 地図を用いて
現地を踏査し、不透水性材料調査用の深さ 3 m 未満のたて坑 19 本とロックフィル材料
調査用の深さ 30 m 以下の鉛直ボーリング孔 3 本を掘った。これらの位置は Fig. 6-2
に示されている。またこれらのたて坑およびボーリングコアおよび露頭岩石から試料を
採取して、材料試験を行なった。 たて坑柱状図は Appendix D. Fig. A6 ~
20 ~ 22 に、ボーリング柱状図は Appendix D. Fig. A6 ~ 23 ~ 26 に、そして材料試験結
果は Appendix D. Table A6 ~ 3 と 4, Fig. A ~ 27 ~ 39 にそれぞれ示されている。な
お、すべての材料試験は Bangkok の Chulalongkorn 大学に委託して実施した。

6.2.2 ロックフィルダムの材料

(1) 不透水性材料

ダム予定地点を中心とする計画地域一帯には、殆んどシルト質のみからなる残留土
が多く分布している。今回調査した範囲の中で、ロックフィルダムの不透水性ゾー
ンの材料に使用し得る土がまとまって得られると推定される区域としては、Fig. 6-2
に示される A 地区と B 地区がある。A 地区はダム予定地点の東南方約 2 Km にあり、B
地区はダム予定地点の下流右岸にある。これらの地区では、地表から約 15 cm の深さ
までの土は草木の根が多くてダムの材料に適さないが、これより下方約 2 m の深さま
で、ところによつては約 3 m の深さまでダムの材料に使用し得る土が分布している。
これら二地区以外に広く分布する粗いシルト質土は、ロックフィルダムの不透水性ゾ
ーンに使用する材料には余り適しないと判断される。

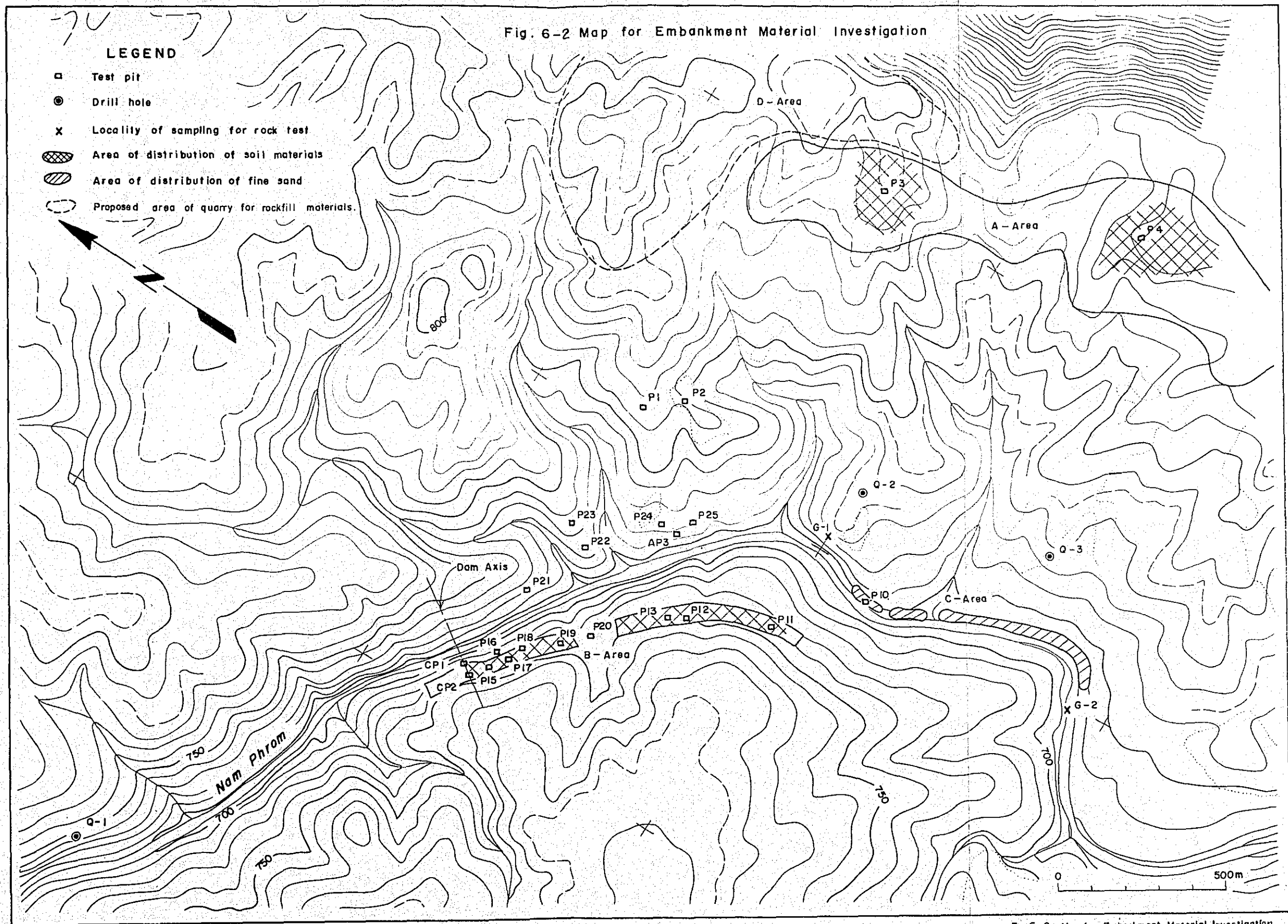
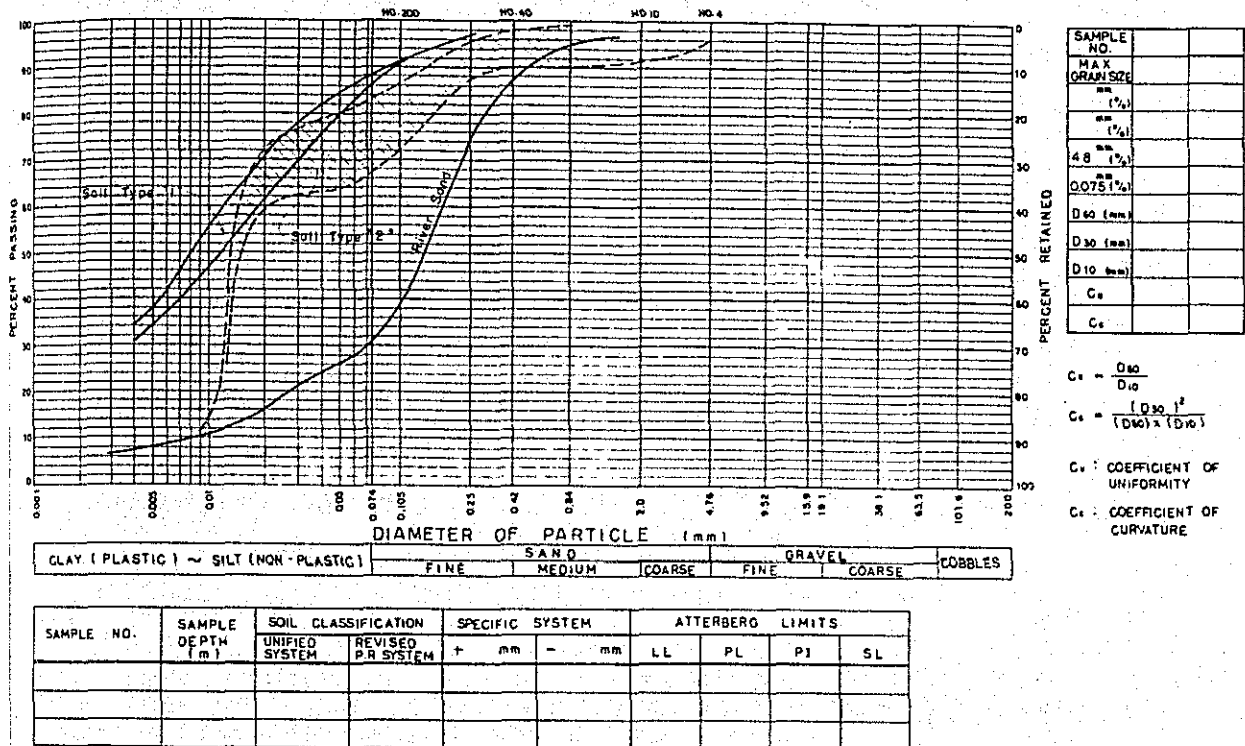


Fig. 6-2 Map for Embankment Material Investigation

この地区に掘った9本のたて坑から採取した試料について行なつた材料試験の結果によると、この地区の不透水性土は、Fig.6-3に示されるような Soil Type-1 と Soil Type-2 に大別される。粒度分布からみて、Type-1の方がType-2よりもダムの材料としてすぐれている。Type-1はB地区の上流側ダム地点に近い区域にあり、Type-2はB地区の下流側およびA地区にある。

Fig.6-3 Gradation Curve of Soil and Sand



B地区は密林に覆われ、上記の土は勾配約15度の斜面中腹に深さ2mもしくはそれ以上、巾数10m、長さ1kmにわたって帯状に分布すると推定される。その分布量は60,000 m³以上と推定される。

A地区はゆるやかな尾根と浅い谷からなり、尾根は草原または疎林で蔽われている。前記のType-2の土は主として尾根状を呈する区域にあり、深さ2mもしくはそれ以上で分布すると推定される。やや中粒のシルト質土まで含めるとその分布量は150,000 m³位と推定される。

B地区およびA地区とも、その分布量はおのみの単独ではダムの不透水性材料の所要量約190,000 m³の全部を供給するに十分ではないが、両地区を併せれば不足はないと推定される。しかし、一箇所から採取するのが望ましいので、A地区のみまたはB地区のみから所要の不透水性材料全部を採取できる可能性を確かめるために、更に調査を行なう必要がある。

(2) 半透水性材料

半透水性ゾーンに使用する材料としては、川砂と破碎岩石とが考えられる。

ダム地点付近一帯の山腹および河床では砂質土は発見出来ない。ただダム地点の下流約 1.5 Km, Fig.6-2 に示される O 地区に河川堆積物と考えられるシルト質の細砂がある。この地区に掘った test pit のたて坑から採取した試料について行なつた材料試験の結果によると、Fig.6-3 に示されるように、この砂の粒度分布は(1)に述べた A および B 地区の土で作つた不透水性ゾーンに接するフィルタゾーンの材料として良好である。しかし、この砂は深さ 3~4 m, 長さ約 800 m の細い帯状に分布するのみで堆積量はわずか 20,000 m³ 程度と推定され、所要量約 200,000 m³ には遙かに不足する。

ダム地点の地質調査およびロックフィル材料調査のためのボーリング結果から判断すると、ダム地点を中心とする計画地域内には、中粒、細粒ないし、極細粒の砂岩が分布している。これらの砂岩の中、細粒または極細粒の砂岩は細い破片に碎け易いものが多いが、このような破碎岩片はフィルター、またはトランジションゾーンに使用することが出来るであろう。また砂岩の中に泥板岩が互層となつて入つていところも多いがこのような泥板岩もその質と施工法によつては、ダムの材料に使用し得る場合がある。このような砂岩および泥板岩はロックフィル材料採取場にも混在するであろうと推定される。フィルターおよびトランジションの材料の所要量はおのこの約 200,000 m³ であるが、これに必要なだけの破碎岩片はロックフィル材料採取場で、ロックフィル材料と共に採取することが可能であると考えられる。したがつて今後ロックフィル材料の調査を行なう際に、併せて上に述べたようなフィルターおよびトランジションに使用し得る岩石の存在を確認する必要がある。

(3) ロックフィル材料

ダム地点を中心とする計画地域内で得られるロックフィル材料は砂岩である。ロックフィル材料としては、出来るだけ堅硬で亀裂の少い砂岩で、表土の被りのうすいところに分布して、必要量を容易に採取出来るものが望ましいので、このような砂岩を発見することを調査の目標とした。

Huai Nam Su の左岸沿い斜面の上部急傾斜を示す地域には、広く砂岩が露出している。踏査の結果によると、この急斜面頂部に連続する比較的平坦な尾根の巾 300 m 前後の地域には砂岩の露頭が点在する。このような状況から判断すると、この急斜面頂部に連続する地域では、砂岩が浅い土被りの下に広く存在すると思われる。この地域の砂岩は細粒砂岩および極細粒砂岩であり堅硬ではないが、ロックフィル材料として十分使用し得るものである。またダム地点からの距離も 2~2.5 Km 以内にあるので、運搬上も問題はない。

今回の調査においては、上記の地域で得られる砂岩よりも良質の砂岩で、出来ればコンクリート骨材としても使用し得るものを探すために、長さ3.0 mのボーリング3本を計画した。これらのボーリング位置は Fig. 6-2 に Q-1, Q-2, Q-3 で示されている。

ダム地点上流約 1.3 Km 左岸の Q-1, およびダム地点下流約 1.3 Km 左岸の Q-2 は、付近の露頭もしくは転石の状況から堅硬な砂岩層の存在を予想して定めたものである。Q-1 ボーリング結果は、本報告書が作成される迄に入手することが出来なかつた。Q-2 のボーリング結果によると、土被りは約 2 m で浅いが、その下約 8 m の間は主として泥板岩が続き、その下に約 10 m の砂岩層がある。更にその下は砂岩と泥板岩の互層となつている。このボーリング孔における泥板岩の含有比はほぼ $1/2$ に達する。砂岩は中粒、細粒、極細粒の砂岩で、比較的割れ易い。

ダム地点の下流約 2.5 Km の河床には、極めて堅硬な中粒砂岩が露出している。走向傾斜を考慮してこの砂岩層を山腹で捉えようとして実施したのが Q-3 である。ボーリングの結果によると、約 6 m の厚さの土被りがあり、その下には砂岩と泥板岩の互層が続く。泥板岩の含有率は凡そ $1/4$ である。砂岩は中粒および細粒砂岩で Q-2 のそれよりは堅硬ではあるが、期待した砂岩層ではなかつたことを示している。

以上のボーリングの結果から、Q-2 および Q-3 付近は有利なロックフィル材料採取場ではないことが判明した。しかし乍ら踏査の結果から判断して、ダム地点から 2 ~ 3 Km の範囲内で、前述の Huai Nam Su 左岸沿い急斜面に近い地域よりもロックフィル材料採取場としてもつと有利な地点の存在の可能性があるので、それを探すために今後更に調査を進める必要がある。また Huai Nam Su 左岸沿い急斜面に近い地域（例えば Fig. 6-3 に示す D 地区）についても、その砂岩の質と分布状況を調査することが必要である。

6.2.3 コンクリート骨材

計画地域内の Nam Phrom および Huai Nam Su の河床には、コンクリート骨材に適する堆積砂利は殆んどない。ダム地点を中心とする地域に分布する地質は、Khorat 層群に属する中粒ないし極細粒の砂岩および泥板岩から構成されている。これらの内コンクリート骨材に適しているような岩は中粒砂岩だけである。今回の調査では、これらの岩石の中、その岩質と分布状況において、骨材の原石に使用できると考えられる砂岩を発見することは出来なかつた。ダム地点下流約 2.5 Km の Nam Phrom 河床（Fig. 6-2, G-2）に露出する砂岩は極めて堅硬な中粒砂岩で、岩質の上では骨材の原石に適している。そこで、この砂岩の分布状況を調べるために、6.2.2(3)で述べた如くボーリング Q-3 を実施したが、目的を達することが出来なかつた。しかし若しこの砂岩が採取に適した

場所に厚い層で分布していれば、骨材採取場となりうる可能性は十分あるから、今後その分布状況を更に調査する価値があるであろう。

今回の調査の結果、コンクリート骨材の原石採取場の候補地点として確認出来たのはダム地点からChumpaeに向う道路沿い、ダム地点より10数Kmの地点A-1と、Huai Nam Su 沿いの発電所に近い地点A-2の二つである（Fig. 6-1 参照）。何れの地点も Bat Buri 統に属する石灰岩から成るが、前者は灰色の緻密塊状の石灰岩よりなり、後者は暗灰色の炭質石灰岩よりなる。前者の材料試験結果は Appendix D, Table A-6, A-1 に示してある。何れの石灰岩もコンクリート骨材の原石として使用出来ると判断される。どちらの地点が有利であるかは、今後の詳細な調査検討によつて判断すべきであろう。

第 7 章 発 生 電 力

7.1	貯水池規模の決定	68
7.2	貯水池の操作	70
7.3	保証水量	73
7.4	最大使用水量	73
7.5	保証尖頭使用水量	76
7.6	設備出力および保証尖頭出力	76
7.7	主機器の台数	77
7.8	可能発生電力量	77
7.9	Nam Pong 発電所の増加電力量	79

添 付 図 表

Table 7-1	Study on Optimum Storage Capacity of Reservoir	69
Table 7-2	Calculation of Output	76
Table 7-3	Energy Production	77
Table 7-4	Run-off Regulation by Nam Phrom Reservoir	79
Table 7-5	Increased Firm Energy of Nam Pong Power Plant	79
Fig. 7-1	Mass Curve	67
Fig. 7-2	Results of Study on Optimum Storage Capacity of Reservoir	69
Fig. 7-3	Temporary Operation Rule of Reservoir	71
Fig. 7-4	Reservoir Operation	72
Fig. 7-5-6	Estimated Maximum Power and Energy Demand 1974 to 1981 and Dry Year Supply Capability	74

Fig. 7-7	Energy Production	78
Fig. 7-8	Operation Rule of Ubolratana Reservoir	80

Fig 7-1 Mass Curve

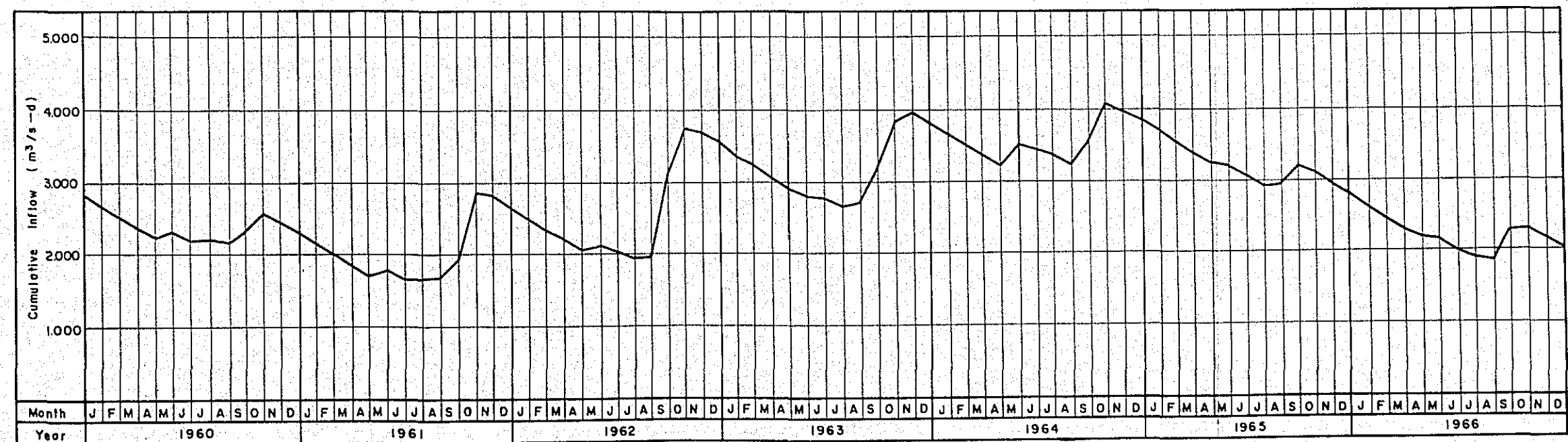
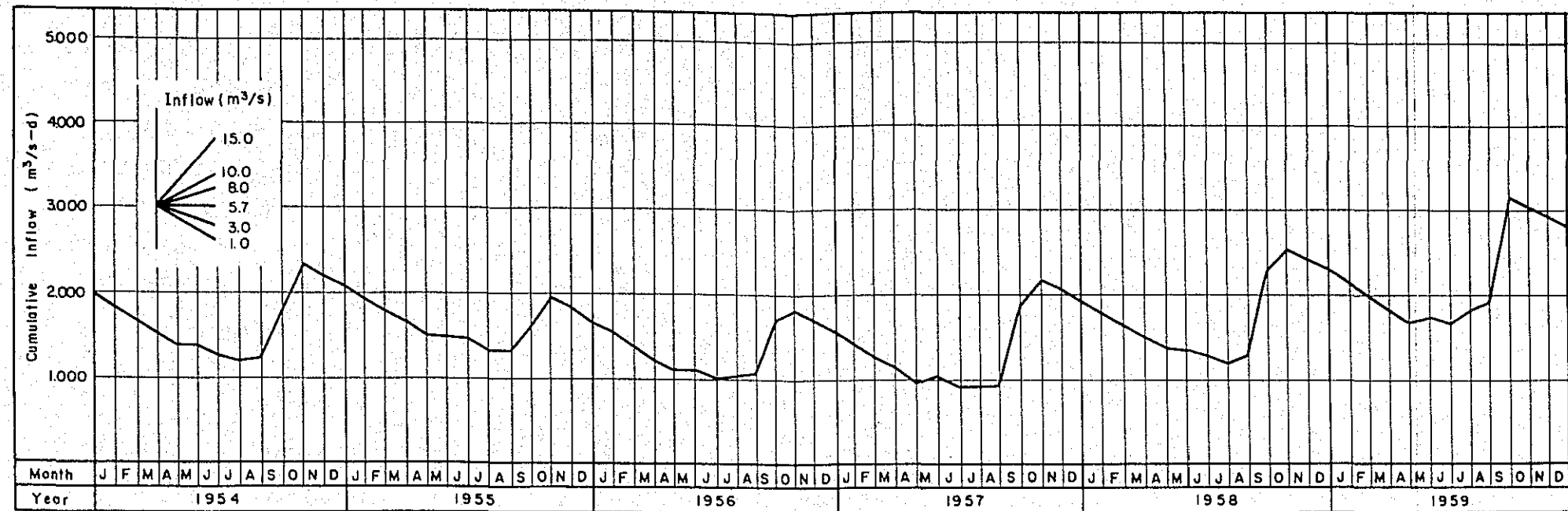


Fig 7-1 Mass Curve

第 7 章 発 生 電 力

7.1 貯水池規模の決定

計画地点におけるNam Phromの季節的変動および経年的変動はFig 7-1 Mass Curveに示される如くである。このMass Curveは第5章水文において述べた1954年から1966年迄の13年間の流量資料に基づいて作成されたものである。この地点においては、平均年の5月から10月迄の雨季6ヶ月間の流量は $163 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、これに対し11月から4月迄の乾季6ヶ月間の流量は $17 \times 10^6 \text{ m}^3$ に過ぎない。また平均年の年間流量は $180 \times 10^6 \text{ m}^3$ で、これに対し豊水年の年間流量は $257 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、渇水年のそれは $92 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。このような流量変動を調節し、この水資源を最大限度迄利用するためには、経年調整の出来る貯水池を計画する必要がある。そこで貯水池の最適規模を決定するため、有効貯水容量それぞれ $110 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、 $130 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、 $150 \times 10^6 \text{ m}^3$ および $170 \times 10^6 \text{ m}^3$ の4 caseをえらび、その各々について超過便益および電力コストを計画して比較検討した。便益およびコストは次の基本条件にもとづいて計算した。

- (1) 保証水量としては、各caseそれぞれについて後節に述べる貯水池操作基準に基づき、1955年から1965年迄の11年間を通じて保証し得る水量をとつた。
- (2) 設備出力は基準落差のもとで、発電所の設備利用率を32%として決定した。保証尖頭出力は貯水池が最低水位の時に保証し得る出力とした。
- (3) 年間発生電力量は上に述べた貯水池操作基準にもとづいて1955年から1966年迄の12年間について概算した。
- (4) 便益は第11章に述べる基準火力発電所のKWおよびKWH当りの年間経費に基づいて計算した。
- (5) 経費は工事費に諸経費率を乗じて算出した。主要構造物の工事費は予備設計を行なつて求めた。

以上の有効貯水容量の比較検討の結果をFig. 7-2およびTable 7-1に示す。Fig. 7-2から明らかな如く、貯水池は有効貯水容量 $140 \times 10^6 \text{ m}^3$ 付近が最適規模である。

よつて本計画の貯水池は、満水位759.0m、利用水深20.0mとし、有効貯水容量を $139 \times 10^6 \text{ m}^3$ と決定した。

Fig. 7-2 Results of Study on Optimum Storage Capacity of Reservoir

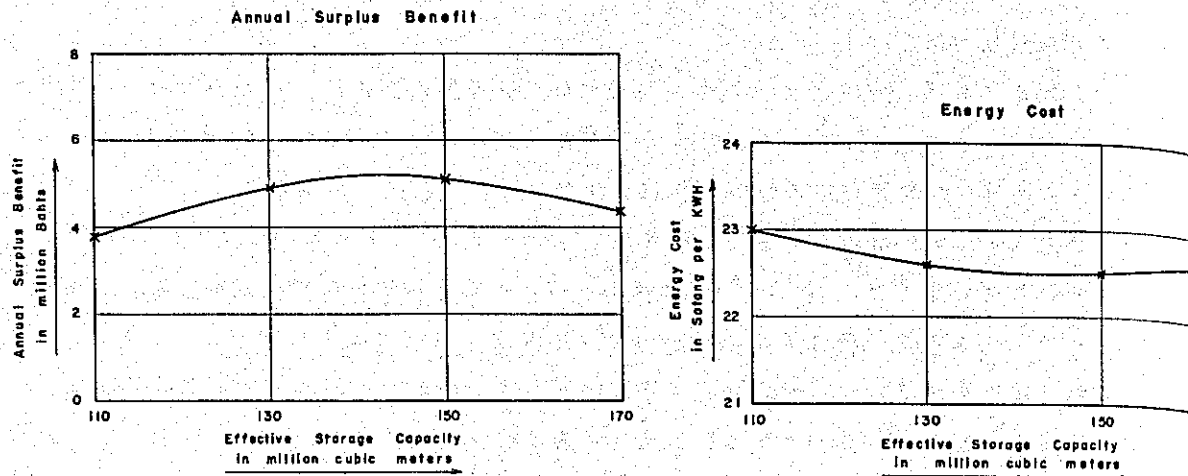


Table 7-1 Study on Optimum Storage Capacity of Reservoir

Effective Storage Capacity of Reservoir		10 ⁶ m ³	110	130	150	170
Reservoir						
Normal High Water Surface Level	m		756.5	758.0	759.5	761.0
Minimum Water Surface Level	m		738.0			738.0
Available Drawdown	m		18.5	20.0	21.5	23.0
Total Storage Capacity	10 ⁶ Cu. m		140	160	180	200
Effective Storage Capacity	10 ⁶ Cu. m		110	130	150	170
Dam						
Type			Rock-fill			Rock-fill
Height x Crest Length	m		63.5x540	65x590	66.5x665	67.5x700
Volume	10 ⁶ Cu. m		1.38	1.58	1.70	1.82
Waterway						
Headrace : Diameter	m		2.90	3.00	3.05	3.05
Length	m		5,500			5,500
Power Production						
Intake Water Level : Standard	m		750.3	751.3	752.3	753.3
Minimum	m		738.0			738.0
Tailwater Level	m		345.0			345.0
Effective Head : Standard	m		387.8	389.3	390.8	319.8
Minimum	m		375.5	376.0	376.5	376.5
Powerhouse Discharge :						
Maximum	Cu. m/s		15.9	16.9	17.8	17.8
Dependable	Cu. m/s		15.6	16.6	17.4	17.4
Firm	Cu. m/s		5.1	5.4	5.7	5.7
Output : Maximum	MW		50.0	53.2	56.4	56.5
Dependable	MW		47.5	50.6	53.0	53.0
Annual Firm Energy Production	10 ³ MWH		136	145	153	156
Economic Comparison						
Construction Cost	10 ⁶ ¥		455	474	497	512
Cost of Energy	¥		0.230	0.226	0.225	0.227
Annual Surplus Benefit	10 ⁶ ¥		3.8	4.9	5.1	4.4

7.2 貯水池の操作

Nam Phrom 貯水池による流量調節を検討するため、Nam Phrom 貯水池操作基準を設定した。操作基準は雨季の流入量を貯溜して乾季に放出し、更に豊水年の流入量を貯溜して渇水年に放出し、流量を最も効果的に調節して出来るだけ大きい保証水量を確保出来るように設定した。かくして設定した操作基準は Fig. 7-3 に示されている。この貯水池操作基準は、使用水量あるいは発生電力量の計算のために設定したものであるから、貯水池の実際の運用に当つては、更に検討してより詳細なものを作成しなければならない。

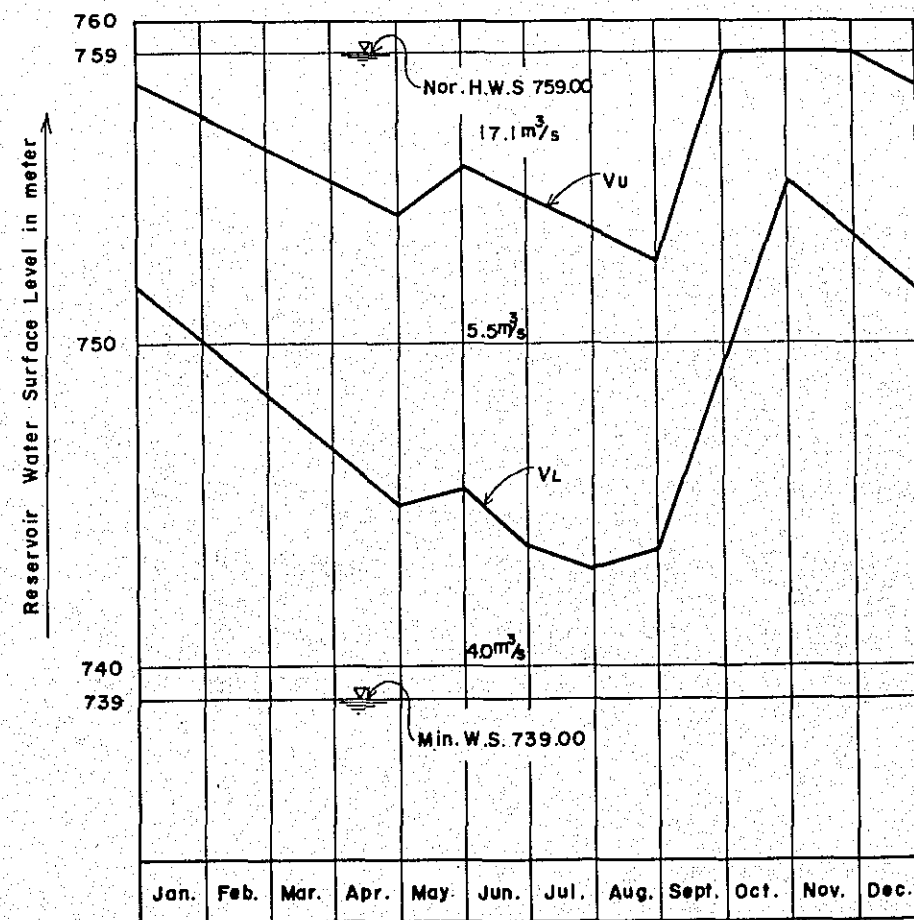
Fig. 7-3 に示された貯水池操作基準に基づき、使用水量、溢水量、および貯水池水位を算出した結果を Fig. 7-4 に示す。

上記の計算を行なうに当つては、貯水池水面からの蒸発による損失を考慮した。蒸発量は第5章の5.6に述べた如く、年間600mmとした。蒸発の季節的変動は考慮しなかつた。

貯水池からの透による損失は次の理由により無視した。水区域は殆んど比較的不透水性の土被りに蔽われているので、浸透による損失は使用水量の算定に対しては無視し得る程度のものであると判断される。更に年と共に貯水池内に堆積するであろう泥土は、貯水池の不透水性を増加するであろうと推定される。

Fig. 7-3 Temporary Operation Rule of Reservoir

Month	Vu		VL		Month
	m	10 ⁶ m ³	m	10 ⁶ m ³	
Jan.	757.0	146.5	750.0	85.0	Jan.
Feb.	756.0	137.0	748.3	73.5	Feb.
Mar.	755.0	126.0	746.7	65.5	Mar.
Apr.	754.0	116.0	745.0	57.0	Apr.
May	755.5	131.0	745.5	59.0	May
Jun.	754.5	121.0	743.6	50.5	Jun.
Jul.	753.5	112.5	743.0	48.0	Jul.
Aug.	752.5	102.5	743.6	50.5	Aug.
Sept.	759.0	173.0	749.4	81.0	Sept.
Oct.	759.0	173.0	755.0	126.0	Oct.
Nov.	759.0	173.0	753.3	110.0	Nov.
Dec.	758.0	160.5	751.7	97.0	Dec.



Symbols (Unit: cu. m per second-month)

V_{n-1} : Storage at the end of previous month
 V_n : Storage at the end of current month
 V_u : Standard upper limit of storage
 V_L : Standard lower limit of storage
 V_{max} : Maximum storage
 V_{min} : Minimum storage
 f_n : Overflow in current month
 Q_u : Standard upper limit of run-off
 Q_M : Standard run-off
 Q_L : Standard lower limit of run-off
 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
 Q_{min} : Minimum discharge for power
 E_v : Evaporation loss in current month
 E_{v1} : Standard evaporation loss at high water surface level
 E_{v2} : Standard evaporation loss at low water surface level

Constants (Unit: cu. m per second-month)

$Q_u = 17.3$ $Q_{max} = 17.1$ $E_{v1} = 0.2$
 $Q_M = 5.7$ $Q_s = 5.5$ $E_{v2} = 0.1$
 $Q_L = 4.1$ $Q_{min} = 4.0$

Basic Formulae

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

Operation Rule

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) $Q_u > V_{n-1} + q_n - V_u > Q_M \implies Q_n = V_{n-1} + q_n - V_u - E_{v1}$
 - (3) $Q_M \geq V_{n-1} + q_n - V_u \implies Q_n = Q_s$
2. $V_u \geq V_{n-1} + q_n \geq V_L \implies Q_n = Q_s$
3. $V_L > V_{n-1} + q_n$
 - (1) $V_{n-1} + q_n - V_{min} \geq Q_L \implies Q_n = Q_{min}$
 - (2) $Q_L > V_{n-1} + q_n - V_{min} \implies Q_n = V_{n-1} + q_n - V_{min} - E_{v2}$

Fig. 7-3 Temporary Operation Rule of Reservoir

Fig. 7-4 Reservoir Operation 1955 to 1966

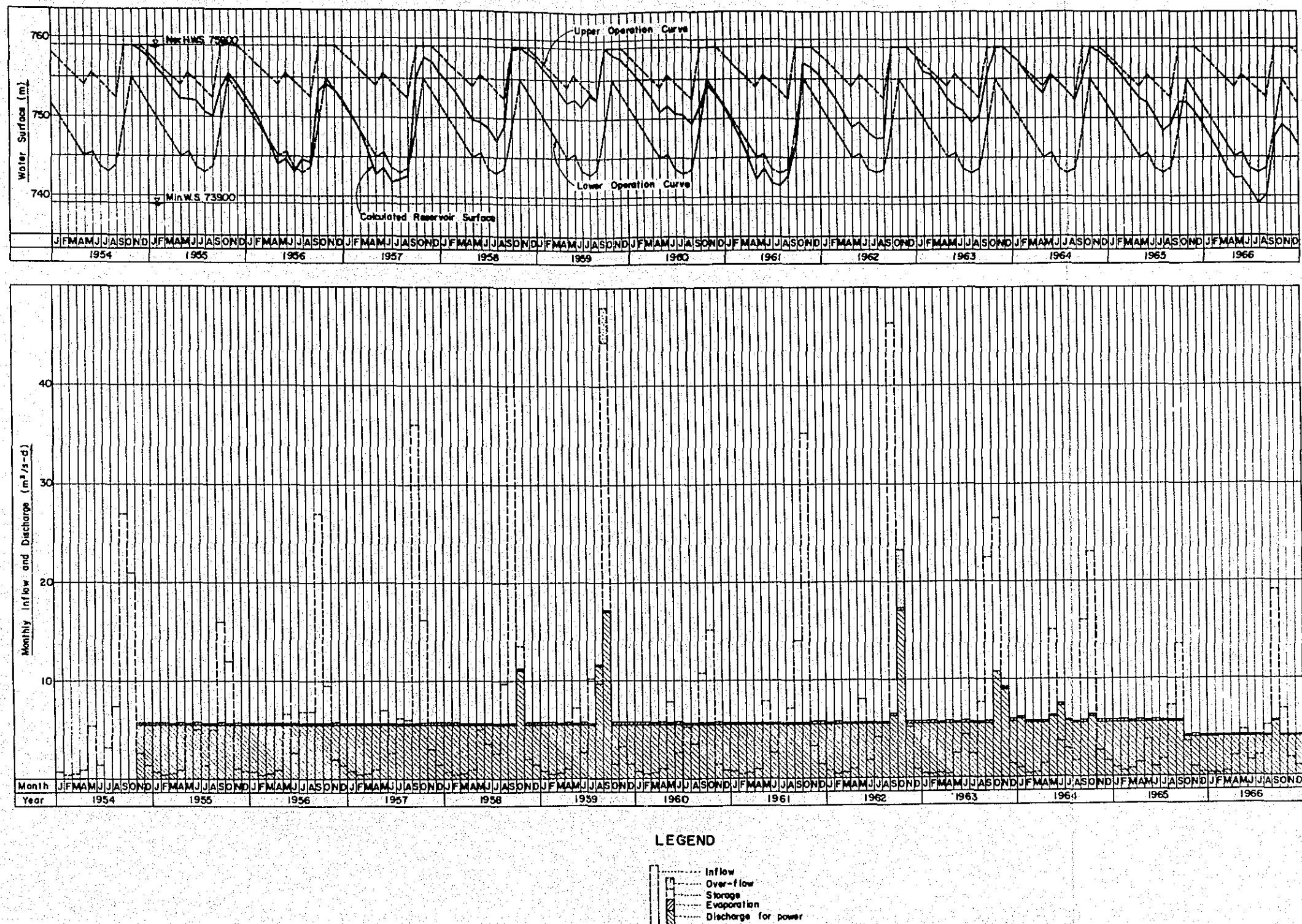


Fig. 7-4 Reservoir Operation 1955 to 1966

7.3 保証水量

前節に述べた Fig.7-4 によれば、1955年初から1965年9月迄の約11年間は $5.5\text{ m}^3/\text{s}$ の使用水量が保証されるが、1965年10月から1966年末迄の1年3ヶ月間は $4.0\text{ m}^3/\text{s}$ の使用水量しか保証されない。第5章の Table 5-4 から明らかな如く、1964年、1965年および1966年は、それぞれ12年間における平均年、第1渇水年および第2渇水年である。すなわち、平均年の後に最渇水年が2年連続していることになる。

平均年の後に最渇水年が2年連続するという現象は極めて稀な現象と考えることが出来る。今もしこのような稀な場合にも保証し得る $4.0\text{ m}^3/\text{s}$ を保証水量にとると、水資源を最大限迄利用することが出来ず、したがって計画の経済性を低下させるおそれがある。むしろ保証水量を $4.0\text{ m}^3/\text{s}$ よりも若干大きな値とし、このような稀な場合に生ずる電力の不足は、この電力系統の予備力によつて補うと考えた方が合理的である。今12年のうち11年間保証し得る $5.5\text{ m}^3/\text{s}$ を保証水量とすると、不足する保証尖頭出力は約9 MWである。この不足電力は、NEEA系統の予備力が第3章に述べた如く少なくとも30 MWはあると予想されるので、この予備力によつて十分補うことが出来るものである。

以上述べた根拠から、Nam Phrom発電所の保証水量は $5.5\text{ m}^3/\text{s}$ とする。

7.4 最大使用水量

Nam Phrom 発電所の最大使用水量、すなわち最大設備容量は、この電力系統の供給力不足を最も経済的に満たすように決定されなければならない。この目的のために、将来のこの電力系統の需給バランスの中で、Nam Phrom 発電所がどのような位置を占めるかを検討する必要がある。

第3章 3.2.3で説明した如く、Nam Phrom 発電所の完成は1973年後半と予想されるので、上記の需給バランスの検討は1974年以降について行ない、各年の6月と12月の日負荷曲線により検討した。検討の諸条件は既に第3章 3.2.3に述べた条件と同じである。検討の結果を Fig.7-5 および Fig.7-6 に示す。Fig.7-5 および Fig.7-6 をみると、Nam Phrom 発電所の運転開始後数年間は、NEEA系統の欠陥であるベース負荷用供給力の不足を補う必要から、Nam Phrom 発電所は50~68%というかなり高い負荷率で運転されなければならない。その後次第に需用が増大するにつれて、ベース負荷は連けい送電線からの受電によつてうけもたれる部分が増加し、Nam Phrom 発電所はピーク負荷をうけもつようになる。Nam Phrom 発電所は高落差の貯水池式水力発電所であるから、ピーク負荷用発電所に適している。

以上の事から、Nam Phrom 発電所は将来この系統のピーク発電所となることを考え、設備利用率を32%として最大使用水量 $17.1\text{ m}^3/\text{s}$ 、設備出力54,000KW とすべきである。

また、運転開始後約3年間は系統のベース供給力不足を補うため、設備利用率を約50%として最大使用水量 $11.4\text{ m}^3/\text{s}$ 、設備出力36,000 kw とすべきであろう。

Fig. 7-5 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1974 to 1977 and Dry Year Supply Capability

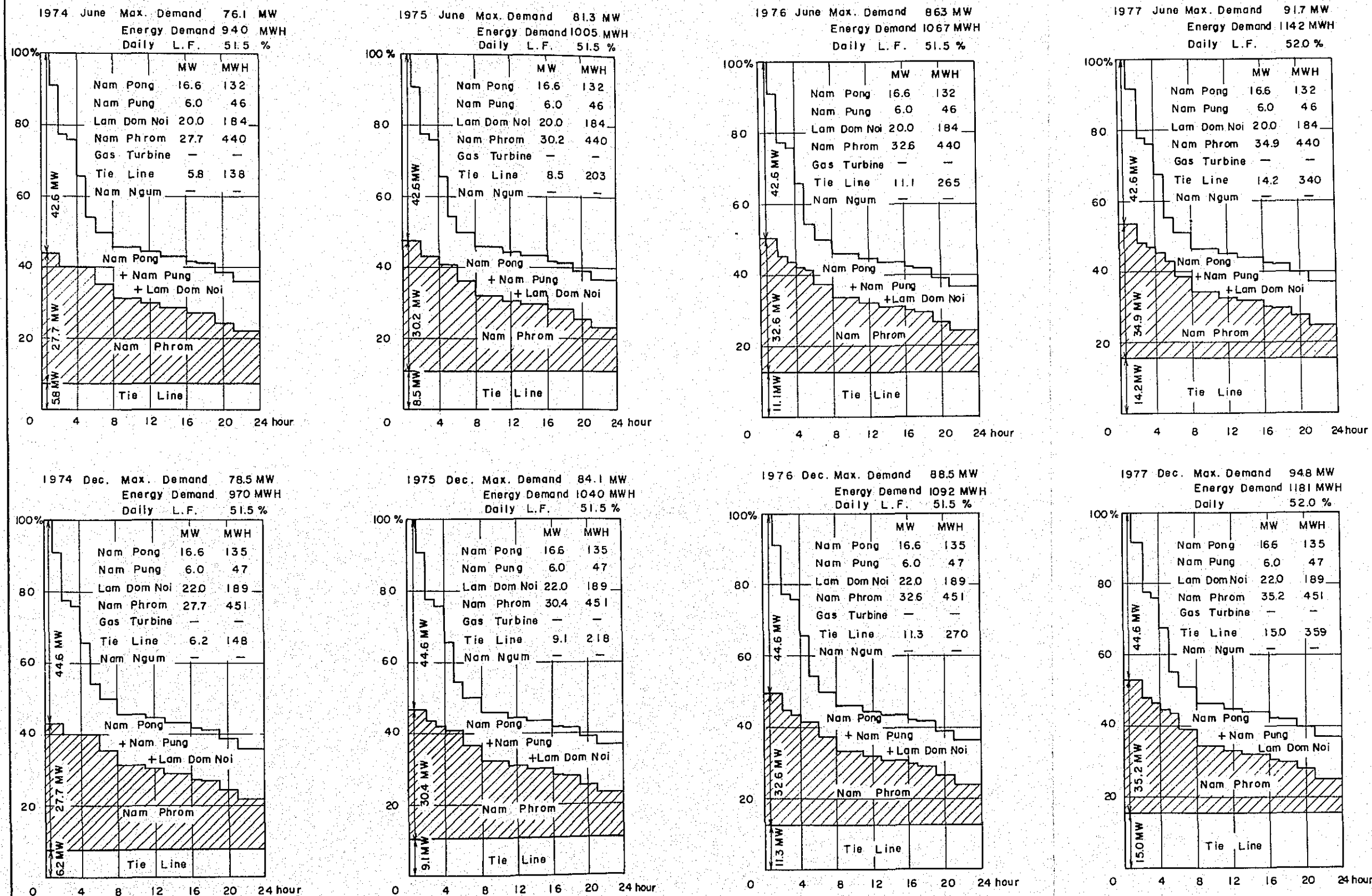


Fig. 7-5 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1974-1977 and Dry Year Supply Capability

Fig. 7-6 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1978 to 1981 and Dry Year Supply Capability

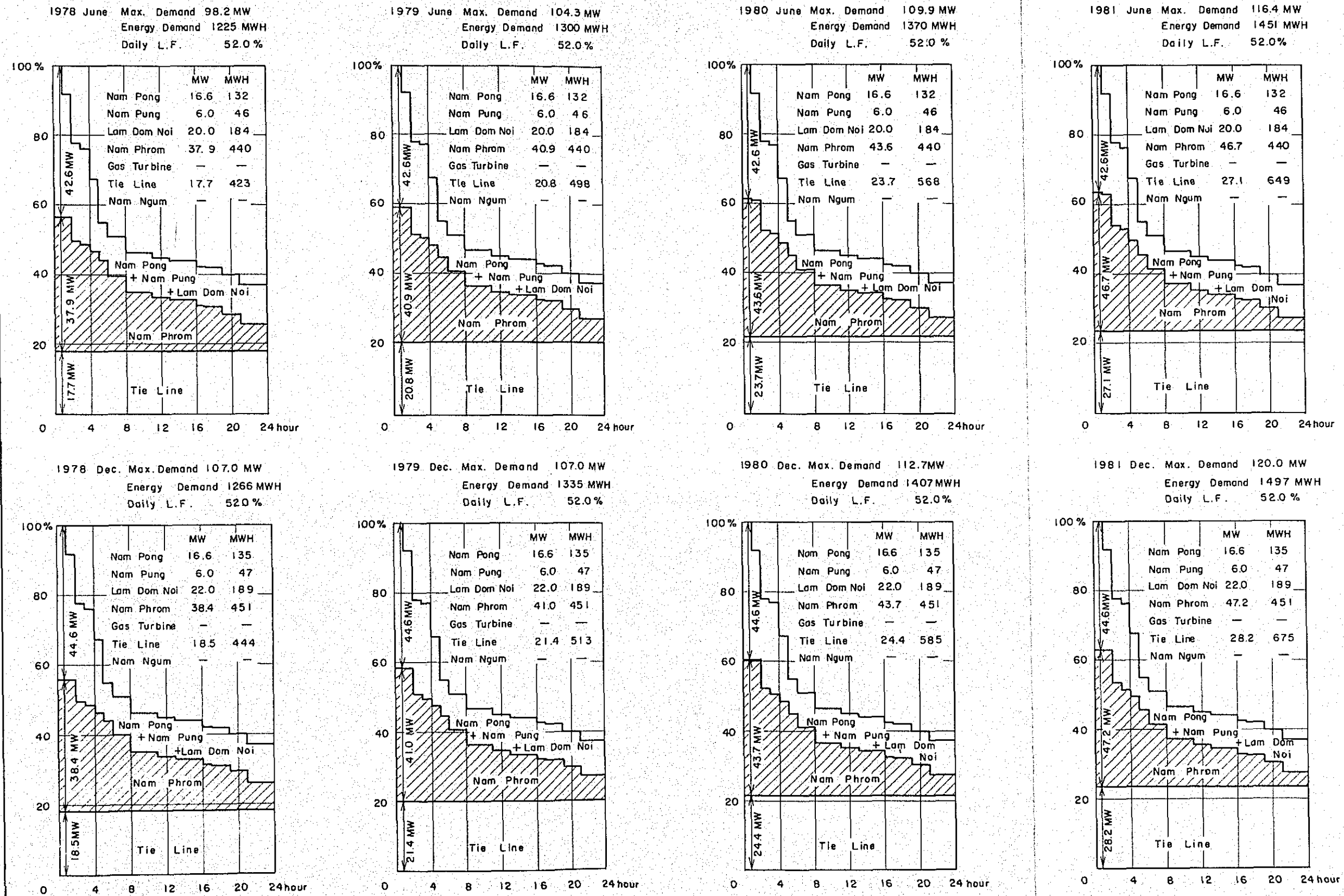


Fig. 7-6 Estimated Maximum Power and Energy Demand 1978 to 1981 and Dry Year Supply Capability

7.5 保証尖頭使用水量

Nam Phrom 発電所の保証尖頭出力を算出するための保証尖頭使用水量は、貯水池が最低水位の時にこの発電所の水車が呑みこむことの出来る最大使用水量である $16.7 \text{ m}^3/\text{s}$ とした。

7.6 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 7-2 に示してある。取水水位は、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。

Table 7-2 Calculation of Output

	Installed Capacity	Firm Peak Output (Dependable Capability)
Discharge (m ³ /sec)	17.1	16.7
Intake water surface level (m)	752.0	739.0
Tailwater surface level (m)	345.0	345.0
Net head (m)	391.0	378.0
Output (MW)	54.0	51.0

7.7 主機器の台数

7.4で述べたところにより、水車および発電機の設置は第1期2ユニット(18.0MW×2)、第2期1ユニット(18.0MW×1)合計3ユニットとする。第1期において36MW 1ユニットも可能ではあるが、系統の所有供給予備力に対して1ユニットの容量が大き過ぎるため、故障時に系統に重大な供給支障を生ずる恐れがあり、好ましくないと判断される。

7.8 可能発生電力量

貯水池操作基準にもとづいて算出した可能使用水量と貯水池水位を用いて、1955年から1966年迄の12年間の月別可能発生電力量を計算した。その結果はFig. 7-7 およびTable 7-3 に示す通りで、上記12年間平均の年間発生電力量は次のようになる。

1 次 電 力 量	1 4 9,0 0 0,0 0 0 k w h
2 次 電 力 量	9,0 0 0,0 0 0 k w h
合 計	1 5 8,0 0 0,0 0 0 k w h

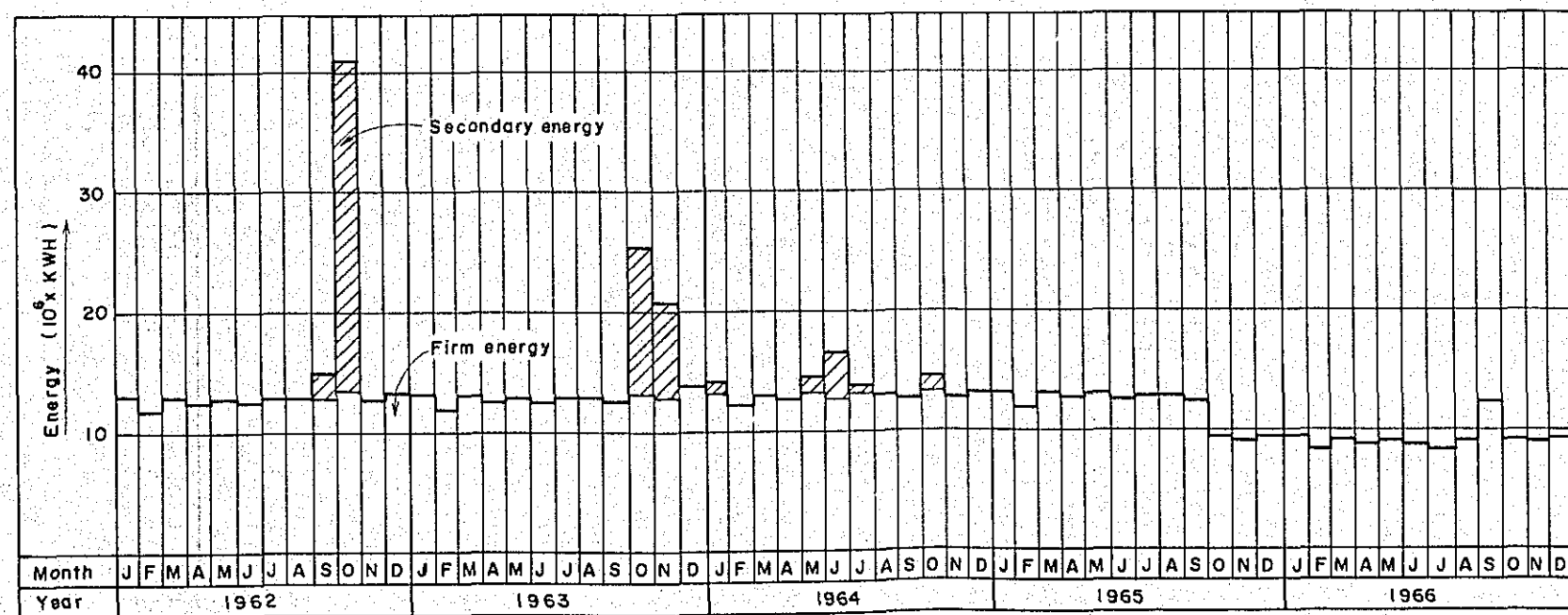
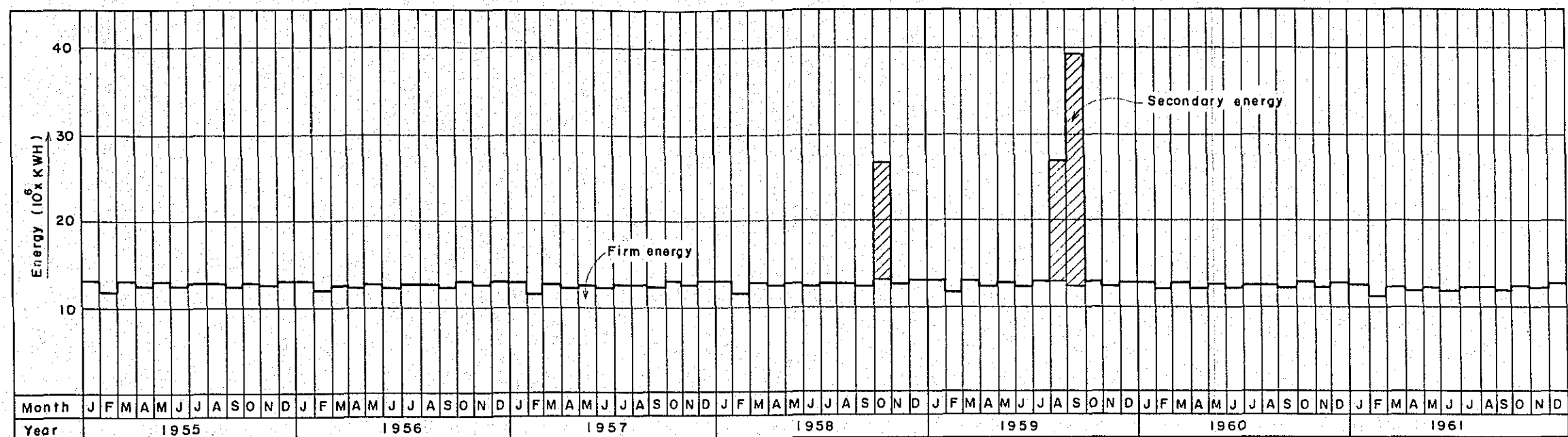
なお、2次電力量は保証水量を上廻った分の使用水量によつて生産される電力量である。

Table 7-3 Energy Production

(Unit: 10⁶ kWh)

Year	Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1955		13.2	11.9	13.1	12.6	13.0	12.6	13.0	13.0	12.6	13.1	12.7	13.1	153.9
1956		13.0	12.1	12.9	12.4	12.8	12.3	12.7	12.8	12.5	13.1	12.6	13.0	152.2
1957		13.0	11.7	12.8	12.3	12.7	12.3	12.7	12.7	12.5	13.1	12.8	13.2	151.8
1958		13.1	11.8	13.0	12.5	12.9	12.5	12.9	12.9	12.6	13.2 (26.7)	12.8	13.2	153.4 (166.9)
1959		13.2	11.9	13.1	12.6	13.0	12.6	13.0 (27.2)	13.0 (39.3)	12.7 (39.3)	13.2	12.8	13.2	154.3 (195.1)
1960		13.1	12.3	13.1	12.6	13.0	12.6	13.0	13.0	12.5	13.0	12.6	13.0	153.8
1961		13.0	11.6	12.8	12.3	12.7	12.3	12.7	12.7	12.4	13.0	12.7	13.1	151.3
1962		13.1	11.8	13.0	12.5	13.0	12.5	12.9	12.9	12.6 (14.6)	13.2 (40.9)	12.8	13.2	153.5 (183.2)
1963		13.2	11.9	13.1	12.6	13.0	12.6	12.9	12.9	12.6	13.1 (25.3)	12.8 (20.9)	13.2 (13.8)	153.9 (174.8)
1964		13.2 (14.2)	12.3	13.1	12.6	13.1 (14.6)	12.7 (16.6)	13.1 (13.8)	13.0	12.6	13.2 (14.6)	12.8	13.2	154.9 (163.4)
1965		13.2	11.9	13.1	12.6	13.0	12.6	12.9	12.9	12.5	9.5	9.1	9.4	142.7
1966		9.4	8.4	9.3	8.9	9.2	8.9	8.5	9.2	12.3	9.4	9.1	9.3	111.9
Total		153.7 (154.7)	139.6	152.0	146.5	151.4 (152.9)	146.5 (150.4)	150.3 (151.0)	151.0 (165.2)	150.4 (177.8)	150.1 (203.7)	145.6 (153.7)	150.1 (150.7)	1787.6 (1901.0)
Average		12.8 (12.9)	11.6	12.7	12.2	12.6 (12.7)	12.2 (12.5)	12.5 (12.6)	12.6 (13.8)	12.5 (14.8)	12.5 (17.0)	12.1 (12.8)	12.5 (12.6)	149.0 (158.4)

Fig. 7-7 Energy Production



Note: Based on temporary operation rule.

(10⁶ kWh)

Item	Firm energy	Secondary energy	Total
1955	153.9	0	153.9
1956	152.2	0	152.2
1957	151.8	0	151.8
1958	153.4	13.5	166.9
1959	154.3	40.8	195.1
1960	153.8	0	153.8
1961	151.3	0	151.3
1962	153.5	29.7	183.2
1963	153.9	20.9	174.8
1964	154.9	8.5	163.4
1965	142.7	0	142.7
1966	111.9	0	111.9
Total	1,787.6	113.4	1,901.0
Average	149.0	9.4	158.4

Fig. 7-7 Energy Production

7.9 Nam Pong 発電所の増加電力量

Nam Phrom 貯水池で流量を調節する結果、下流の Ubolratana 貯水池の保証水量が増加し、Nam Pong 発電所の一次電力量が増加することが考えられる。Nam Phrom 貯水池による流量の調節量 (Table 7-4 参照) と、Ubolratana 貯水池の操作基準に規定された水位 (Fig. 7-8 参照) とを用いて、Nam Pong 発電所の一次電力量の増加を概算すると Table 7-5 に示す通りとなる。増加一次電力量の 12 年間平均は約 3,000,000 kwh である。

Table 7-4 Run-off Regulation by Nam Phrom Reservoir

(Unit : cu. m/s)

Month Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1955	12.8	12.3	13.4	12.0	0.2	1.3	11.0	1.3	- 27.2	- 17.4	11.7	12.6	44.0
1956	12.8	12.8	13.4	12.0	- 3.0	7.6	- 3.5	-3.5	- 55.7	- 10.7	9.1	11.0	2.3
1957	12.8	12.3	13.4	12.0	- 4.0	7.6	- 1.0	-1.4	- 79.0	- 28.7	6.5	11.0	-39.4
1958	12.8	12.3	13.4	12.0	1.3	5.2	7.7	-11.3	- 89.4	- 6.5	9.1	11.0	-22.4
1959	12.8	12.3	13.4	12.0	- 4.6	7.6	-12.6	5.0	- 71.0	11.0	6.0	11.0	2.9
1960	12.8	12.8	13.4	12.0	- 6.2	7.6	1.0	5.3	- 13.4	- 26.0	10.7	12.6	42.6
1961	12.8	12.3	13.4	12.0	- 6.2	7.6	0.8	-4.3	- 22.0	- 79.3	6.0	11.0	-35.9
1962	12.8	12.3	13.4	12.0	- 6.7	9.9	3.7	-1.4	-103.5	- 0.6	1.1	12.6	-34.4
1963	13.9	12.6	13.6	13.5	8.3	3.2	8.3	-5.7	- 44.0	- 42.7	-0.6	11.9	- 7.7
1964	13.5	13.0	13.6	10.9	-23.8	9.5	-8.1	10.7	- 27.2	- 45.3	7.6	10.7	1.3
1965	12.6	12.1	12.8	10.9	4.8	12.0	10.4	-4.6	- 20.7	1.3	8.1	9.9	69.6
1966	10.2	9.2	9.6	5.2	-1.4	6.5	4.5	-3.0	- 34.9	- 7.2	6.0	8.3	13.0
TOTAL	152.6	146.3	156.8	136.5	-41.3	85.6	37.5	-12.9	-588.0	-252.1	81.3	133.6	35.9
Average	12.7	12.2	13.1	11.4	-3.4	7.1	3.1	-1.1	- 49.0	- 21.0	6.8	11.1	3.0

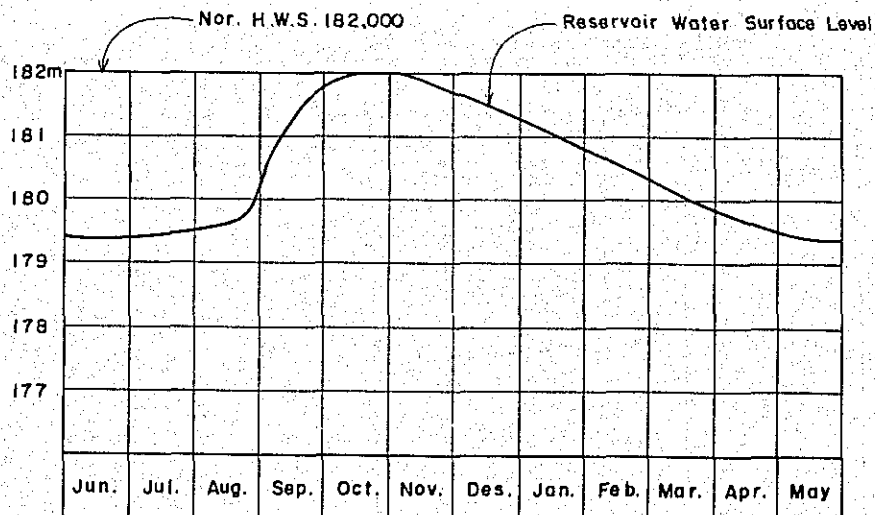
Table 7-5 Increased Firm Energy of Nam Pong Power Plant

(Unit : Million KWH)

Month Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
1955	0.54	0.50	0.53	0.46	-	0.05	0.42	-	-	-	0.51	0.54	3.55
1956	0.54	0.52	0.53	0.46	-	0.29	-0.13	-	-	-	0.40	0.47	3.08
1957	0.54	0.50	0.53	0.46	-	0.29	-0.07	-	-	-	0.28	0.47	3.00
1958	0.54	0.50	0.53	0.46	-	0.20	0.29	-	-	-	0.40	0.47	3.39
1959	0.54	0.50	0.53	0.46	-	0.29	-0.48	-	-	-	0.26	0.47	2.57
1960	0.54	0.52	0.53	0.46	-	0.29	0.04	-	-	-	0.47	0.54	3.39
1961	0.54	0.50	0.53	0.46	-	0.29	0.03	-	-	-	0.26	0.47	3.08
1962	0.54	0.50	0.53	0.46	-	0.38	0.14	-	-	-	0.05	0.54	3.14
1963	0.58	0.52	0.54	0.52	-	0.12	0.32	-	-	-	0.03	0.51	3.08
1964	0.57	0.53	0.54	0.42	-	0.36	0.31	-	-	-	0.33	0.46	3.52
1965	0.53	0.40	0.51	0.42	-	0.46	0.40	-	-	-	0.35	0.42	3.58
1966	0.43	0.38	0.38	0.20	-	0.25	0.17	-	-	-	0.26	0.35	2.43
TOTAL	6.43	5.96	6.21	5.24		3.27	1.44				3.54	5.72	37.81
Average	0.53	0.50	0.52	0.44		0.27	0.12				0.29	0.48	3.15

Fig. 7-8 Operation Rule of Ubolratana Reservoir

Month	Water Surface Level(m)			Reservoir Storage (10 ⁶ m ³)			Month
	Beginning of Month	End of Month	Mean	Beginning of Month	End of Month	Mean	
Jan.	181.24	180.84	181.04	2.270	2.120	2.195	Jan.
Feb.	180.84	180.36	180.60	2.120	1.950	2.035	Feb.
Mar.	180.36	179.86	180.11	1.950	1.780	1.865	Mar.
Apr.	179.86	179.50	179.68	1.780	1.670	1.725	Apr.
May	179.50	179.40	179.45	1.670	1.640	1.655	May
Jun.	179.40	179.40	179.40	1.640	1.640	1.640	Jun.
Jul.	179.40	179.52	179.46	1.640	1.675	1.658	Jul.
Aug.	179.52	180.20	179.86	1.675	1.890	1.788	Aug.
Sept.	180.20	181.76	180.98	1.890	2.470	2.180	Sept.
Oct.	181.76	182.00	181.88	2.470	2.560	2.515	Oct.
Nov.	182.00	181.68	181.84	2.560	2.435	2.498	Nov.
Dec.	181.68	181.24	181.46	2.435	2.270	2.353	Dec.



第8章 Nam Phrom計画が下流の農業に及ぼす影響

8.1	基本的考察	82
8.2	現 況	82
8.2.1	一 般	82
8.2.2	水 質	83
8.3	Nam Phrom流域の農業におよぼす影響	83
8.3.1	洪水調節	83
8.3.2	Nam Phrom下流域のかんがい用水におよぼす影響	83
8.4	Nam Chern流域の農業におよぼす影響	88
8.4.1	かんがい可能面積の検討	88
8.4.2	農業生産	89

添 付 図 表

Fig. 8-1	Annual Precipitation Frequency at Chumphae 1952 to 1965	85
Table 8-1	Water Quality	84
Table 8-2	Monthly Available River Flow in the Nam Phrom in 1960 usable for Irrigation Purpose at Downstream Area.	86
Table 8-3	Estimated Mean Monthly Irrigation Water Requirement for Cultivated Area, along Nam Phrom (1960)	86
Table 8-4	Comparison with Available Discharge and water Requirement (1960)	87
Table 8-5	Estimation of the Potential Irrigable Area in Nam Chern Basin	88

第8章 Nam Phrom計画が下流の農業に及ぼす影響

8.1 基本的考察

Nam Phrom ダム地点における流域面積は 545 km^2 で、Nam Phrom が Nam Chern と合流する地点における Nam Phrom の流域面積 $1,900 \text{ km}^2$ の $\frac{1}{4}$ に相当する。

この計画では、Nam Phrom 流域 545 km^2 の水を、発電に使用した後 Nam Chern に放流するので、これ等の川の下流域に対し、影響をおよぼすことが考えられる。

即ち、Nam Phrom 下流では、流況変化に伴う渇水期の用水不足と、他方洪水期において毎年受ける洪水被害の軽減という点である。又 Nam Chern においては、年間を通じ一定した水が Nam Phrom より分水されてくるので、この水を下流でかんがいを使用することが出来る。

そこで、この章では次の事項につき検討することとした。

1) Nam Phrom ダムによる Nam Phrom 下流地域の洪水被害の軽減

2) Nam Phrom 下流地域のかんがい用水の過、不足状況

3) Nam Phrom 発電所からの放流水による Nam Chern 流域のかんがいの可能性

これらの事項を検討するには、次のような資料が必要である。

営農形態の現況と将来

縮尺 $\frac{1}{5,000}$ 以上の地形図

土壌分類、土地利用図

用水系統、水利権、および用水慣行

洪水記録および洪水被害状況

しかしながら、現在これらの資料は皆無に等しいので、ここでは次の資料、すなわち

(1) Rogers International Corporation の作成した Nam Pong 計画のフィジビリティレポート

(2) NEEA の調査報告書である "Data Investigated on Irrigation Aspect of Nam Phrom Basin Cultivated Area, May 13 - June 6, 1967"

(3) Royal Thai Survey Department 発行の $\frac{1}{50,000}$ 地形図

のみを使用し、概略の検討を行なった。従つて、将来先に述べた調査資料が整備されたあかつきには、更に詳細な検討を行なう必要がある。

8.2 現況

8.2.1 一般

米は計画地域は勿論タイ国の主要作物である。

しかしながら、東北地方の農民は現在天然の降雨のみに頼っており、稲は雨期が始まる

と同時に作付けられ、降雨が稲の豊作を左右している。もし雨が順調に降った時は、豊作となるし、雨が少ない年は凶作となる。

しかしかんがい施設を完備し、適切なかんがいを行なうならば、作物の増収を大いに期待出来ることは間違いない。

NEEAの報告書によると、洪水は毎年おこり、氾らんした水の深さ2～4mにおよぶ。兩岸の広範な地帯が洪水をかぶり、9月～10月には数部落が15日位冠水する。

とくに雨期の開始がおくれたために、移植がおくれ、その直後または苗が洪水に堪えるに十分なだけ生育しないうちに洪水が起ると、その被害は甚大となる。

8.2.2 水 質

現在下流で市場向け作物の栽培にこの川の水を広く利用しているので水質に関しては問題が無いと思われるが、Nam Phrom ダム地点で採水し水質試験した。

結果をTable 8-1に示す。これによると、Nam Phromの水は殆んどあらゆる種類の作物のかんがいに適し、また適当な処理を行なえば飲用水にも適するであろう。

8.3 Nam Phrom流域の農業におよぼす影響

8.3.1 洪水調節

NEEAの調査結果によると、Nam Phrom 下流にある水田は相当の地域が毎年冠水する。住民はこの洪水に対して何の対策も持っていない。

この計画では第5章で述べたように、流域面積545km²のNam Phrom ダムサイトにおける流量は貯水池で調整された上Nam Chernに分水される。Nam Phrom とNam Chernの合流点におけるNam Phromの流域面積は1,900km²であるので、合流点におけるNam Phromの流量はNam Phrom発電所が運転を開始すると、もとの流量の70%に減ずることになる。更に次章に述べる如く、Nam Phrom貯水池は常時満水位より1.5m水位を上げることにより洪水のピークカットをすることが出来る。かくしてNam Phrom沿いの洪水被害は著しく減少することになる。

一方、Nam Phrom からNam Chernに分水される流量は最大17.1^{m³}/秒であるから、これによるNam Chernの洪水量の増加は殆んどないと云つてよい。

洪水被害の正確な記録がないので、洪水被害軽減を金額的に算出することは出来ないが、Nam Phrom計画はNam Phrom下流の洪水被害を相当軽減することは明らかである。

8.3.2 Nam Phrom 下流域のかんがい用水におよぼす影響

Royal Thai Survey Department 発行の縮尺1/50,000地形図によると、Nam Phrom とNam Chernの合流点におけるNam Phromの流域面積は、Nam Phromダムの流域545km²を差引くと1,360km²である。NEEAの資料によると、1,360km²中170km²

は農耕地である。従つて、ダム完成後は 1360 Km^2 から 170 Km^2 を差し引いた 1190 Km^2 からの集水量が 170 Km^2 の耕地の水源となる。この 1190 Km^2 からの集水量については、Nam Phrom ダムサイトの推定流量より流域比により算定した。

Table 8-1 Water Quality

WATER TREATMENT LABORATORY
YANHEE ELECTRICITY AUTHORITY

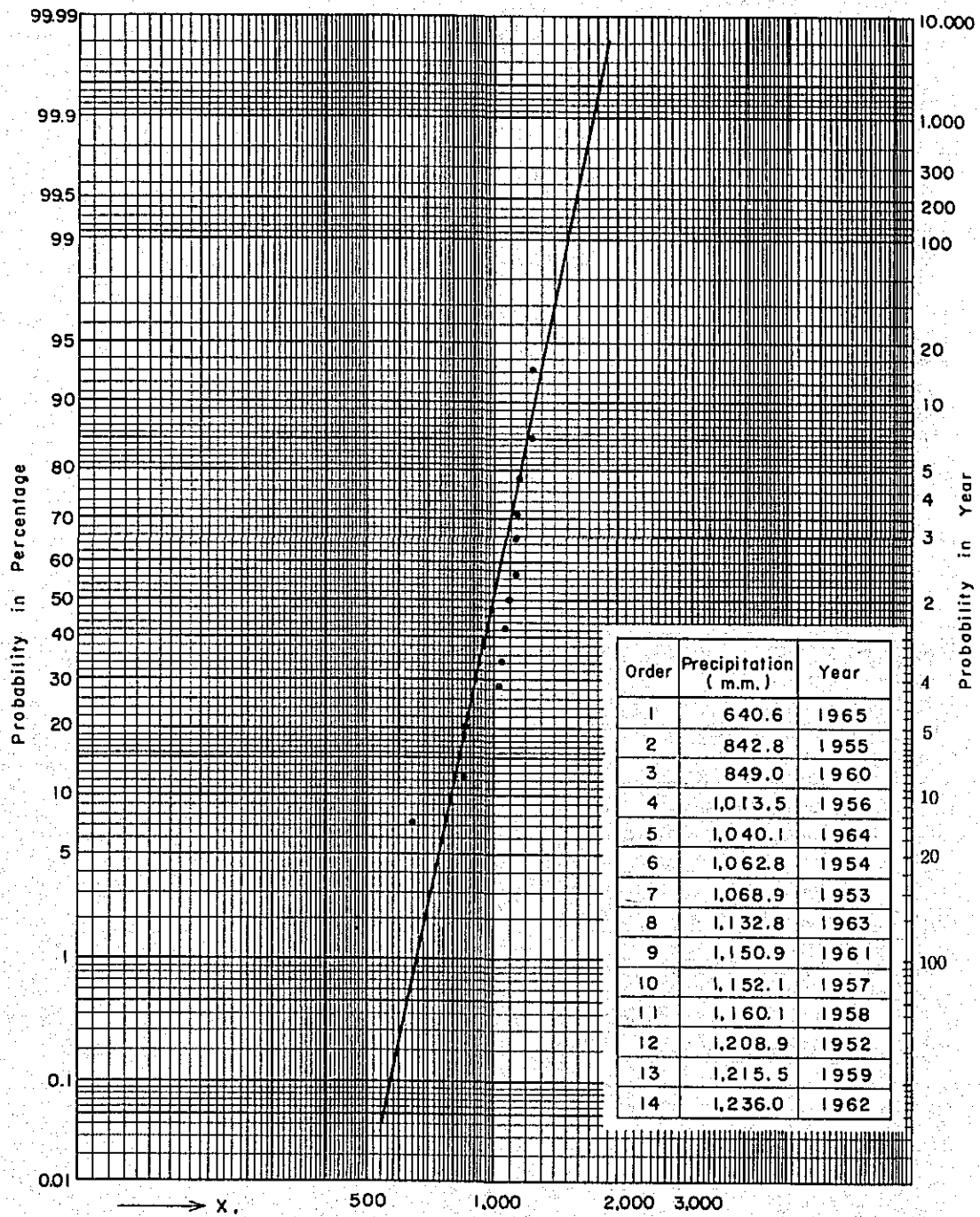
TYPE OF WATER: RAW WATER FROM NEEA

DATE: March 15, 1967

CONSTITUENTS	NAM PHROM SITE A	NAM PHROM SITE B	NAM CHERN
Hydrogen ion activity (pH)	7.6	7.8	7.6
Conductivity micromhos at 25°	265	260	240
Total dissolve solids ppm.	162	160	156
Total solids ppm.	172	169	167
Total hardness as CaCO_3 ppm.	131	128	102
Silica (SiO_2) ppm.	-	-	-
Oxygen consumed ppm. 30 min, 100°C	6.2	2.1	5.0
Dissolved oxygen ppm.	-	-	-
Nitrogen, ammonia ppm.	0.15	0.1	0.15
CATIONS ppm.			
Calcium (Ca)	47.9	40.4	36.9
Magnesium (Mg)	-	-	-
Iron total (Fe)	0.34	0.07	0.18
Copper total (Cu)	-	-	-
Free CO_2 from alkalinity & pH	8.8	5.4	7.6
ANIONS ppm.			
Carbonate (CO_3)	-	-	-
Bicarbonate (HCO_3)	208	200	180
Chloride (CL)	4.1	3.2	3.2
Sulphate (SO_4)	1.3	1.0	1.0
Sulphide (H_2SO)	-	-	-
Carbonate hardness as CaCO_3	131	128	102
Non-Carbonate Hardness as CaCO_3	nil	nil	nil

ppm. = Part per million

Fig. 8-1 Annual Precipitation Frequency at Station
Chumphae 1952 to 1965
(1952 - 1965)



統計学的考察によると、1960年のChum Phae 観測所の年雨量はFig. 8-1 に示した様に確率 $1/5$ の洪水年雨量に相当しているので、ここでは1960年につき、用水の過不足を検討することとした。1960年における、かんがい利用可能水量はTable 8-2のとおりである。

Table 8-2.

Table 8-2 Monthly Available River Flow in the Nam Phrom in 1960 usable for Irrigation Purpose at Downstream Area

Rainy season			(Unit: cubic meter per second)		
May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.
17.1	5.7	12.3	7.7	23.4	33.2
Dry season					
Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.
3.1	1.7	1.5	0.9	1.1	2.0

農耕地 17,000 ha 中いくつかは水稻以外の作物も栽培されているかも知れないが、便宜上全て水稻として検討することとした。

この場合、月別用水量はTable 8-3のようになる。

Table 8-3 Estimated Mean Monthly Irrigation Water Requirement for Cultivated Area along Nam Phrom (1960)

	May	Jun.	July	Aug.	Sept.	Oct.
Consumptive use of water (Potential evapotranspiration) (mm)	127	100	91	78	92	113
Monthly rainfall (mm)	265.9	115.5	178.4	73.2	61.6	96.2
Effective efficiency (%)	75	75	75	75	75	65
Effective rainfall (mm)	194	87	134	55	46	63
Estimated irrigation water requirement (mm)	0 (7)	13 (42)	0 (21)	23	46	50
Estimated gross irrigation water requirement for 17,000 ha (cu.m/sec)	0 (0.9)	1.8 (5.7)	0 (4.8)	3.2	6.3	6.8

- (注) 1. この地方の稲作はモンスーンを利用して5月～10月の間に栽培される。
 2. 蒸発散量は Turc の式を使つて計算した。
 3. かんがい効率は60%, 搬送効率は80%とする。
 4. () 内の数字は代換用水を含めたもの。

次の Table 8-4 に Nam Phrom ダムが完成した後の利用可能水量と、将来かんがい施設が出来た場合のかんがい必要水量とを対比した。

Table 8-4 Comparison with Available Discharge and Water Requirement (1960)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Available discharge (m ³ /sec)	1.5	0.9	1.1	2.0	17.1	5.7	12.3	7.7	23.4	33.2	3.1	1.7
Estimated irrigation water requirement for 17,000 ha (m ³ /sec)	-	-	-	-	0.9	5.7	4.8	3.2	6.3	6.8	-	-
Excess (m ³ /sec)	1.5	0.9	1.1	2.0	16.2	0	7.5	4.5	17.1	26.4	3.1	1.7
Deficiency (m ³ /sec)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table 8-4で明らかなように、Nam Phrom から Nam Chern に分水した後も、この17,000haの農地に用水には、たとえ残流域の水によつてかんがいしても、用水不足は生じない。

なお、Nam Phrom ダムには放流設備があるので、必要に応じ下流に放流することが出来る。即ち、異常渇水で Nam Phrom 下流のかんがい、或は家庭用水の不足が生じて、これに対しダムから放流することは可能である。

8.4 Nam Chern 流域の農業におよぼす影響

8.4.1 かんがい可能面積の検討

Nam Phrom 発電所から放流される水により Nam Chern の流量が増加するので、これによる Nam Chern 下流の可能かんがい面積を概算した。

かんがいに利用出来る水量は年間を通じ $5.5 \text{ m}^3/\text{sec}$ で、これにより稲作が可能となる面積を Table 8-5 の様に推定した。

Table 8-5 Estimation of the Potential Irrigable Area in the Nam Chern Basin

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.
Consumed water (Potential evapotranspiration) (mm)	115	125	145	134	127	100	91	78	92	113	107	115
Monthly rainfall (mm)	0	0	25.7	32.5	265.9	115.5	178.4	73.2	61.6	96.2	0	0
Effective efficiency (%)	90	90	90	75	75	75	75	75	75	65	80	90
Effective rainfall (mm)	0	0	23	24	194	87	134	55	46	63	0	0
Estimated irrigation water requirement (mm)	115	125	122	110	7	42	21	23	46	50	107	115
Gross water require- ment ($\text{m}^3/\text{sec}/1,000 \text{ ha}$)	0.89	1.08	0.95	0.88	0.05	0.34	0.16	0.18	0.37	0.39	0.86	0.89
Potential irrigable area with $5.5 \text{ m}^3/\text{s}$ (ha)	6,200	5,100	5,800	6,200	110,000	16,000	34,000	30,000	15,000	14,000	6,400	6,200

Table 8-5 からわかる様に、安全側に見て、雨季においては $10,000 \text{ ha}$ 、乾季においては $5,000 \text{ ha}$ に対し、かんがいが可能である。

1967 年 5 月 22 日付の NEEA の調査資料、および縮尺 $1/50,000$ 地形図によると、Nam Chern の両岸には $10,000 \text{ ha}$ 以上の既耕地がある。これらの既耕地は上述の範囲内でかんがいが可能である。

8.4.2 農業生産

将来は種々の作物が栽培されるかも知れないが、ここでは農業の生産を全て米換算により検討することにした。

計画地区に類似した、タイ国内の他の計画やFAOの資料によると、現況の水稲生産は1 ha 当り 2.2 ton で、将来かんがいを行ない、肥料を施し、土壌を改良すれば1 ha 当り 3.2 ton の生産が可能であると考えられる。

Nam Phrom ダムが完成すると、Nam Pong 貯水池上流のNam Chern 沿いの 10,000ha の耕地からは雨季に 10,600 ton の米の増収が期待出来る。

もし乾季にもかんがいを実施するならば、10,000ha の中 5,000ha に裏作を実施することが出来、米に換算して 16,000 ton の増産が期待出来る。

第 9 章 予 備 設 計

9.1 設 計	91
9.1.1 土木構造物	91
9.1.2 水車および発電機	97
9.1.3 送電線および通信設備	97
9.1.4 主要諸元	98
9.2 工事工程および施工計画	108
9.2.1 工事工程	108
9.2.2 施工計画	110

添 付 図 面

Fig. 9 - 1 Study on Diameter of Headrace Tunnel	93
Fig. 9 - 2 Study on Diameter of Penstock (Case of 1 Line)	95
Fig. 9 - 3 Study on Diameter of Penstock (Case of 2 Lines)	96

添 付 図 面

DWG.No. 5 RESERVOIR PLAN	101
6 DAM AND SPILLWAY, PLAN, PROFILE AND SECTION	102
7 WATER WAY, PLAN, PLOFILE AND SECTION	103
8 SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE, PLAN, PROFILE AND SECTION	104
9 POWER PLANT, SINGLE-LINE DIAGRAM	105
10 TRANSMISSION SYSTEM	106
11 TRANSMISSION LINE, STANDARD TOWERS	107
12 CONSTRUCTION SCHEDULE	109
13 CONSTRUCTION ROADS, LANDS AND TEMPORARLY WORKS	113

第 9 章 予 備 設 計

9.1 設 計

9.1.1 土 木 構 造 物

(1) ダ ム

ダム型式は、ダム地点の地形および地質、ダム築造材料、洪水処理等の諸要素について各種の型式を比較検討した結果、フィルタイプダムが最も経済的であることが判明した。タイではセメントの価格が高いこと、その上本ダム地点迄のセメント運搬費も高くつくこと、本ダム地点付近には所要の質および量を有する骨材が発見できないこと等の理由により、コンクリートダムは経済的でない。提体コンクリートが少くてすむアーチダムは、本ダム地点の如き高さに比して巾の広い地形から考えても、またダム地点の地質から考えても不利である。これに対して、フィルタイプダムの盛立材料は比較的容易に得ることが出来る。

フィルタイプダムの型式は、種々の型式を検討した結果、次の理由によりコア型のロックフィルダムとした。コア型はせん断強度の高い材料を多く使用するので、提体断面を小さくすることが出来る。これに伴って仮排水トンネルの長さを短縮出来る。ダム地点付近にはダムの盛立材料に適した土質材料はあまり豊富には存在しないので、この点でもコア型は有利である。

またコア型は土質しや水壁が薄いので間隙水圧の消散が早いこと、気象条件に影響され易い土質しや水壁の盛立量が少いので施工速度が早く出来ること等の利点がある。

工事中の河流の付替は、左岸に設ける内径 4 m 及び 9 m の 2 本のトンネルによつて行うものとする。この 2 本のトンネルは、上流側水位 71.8 m で 10 年確率洪水量 900 cu.m/s を流下することが出来る。内径 4 m のトンネルを先に完成し、最初の乾季の河流をこのトンネルに付替えて、ダムの基礎掘削および盛立を開始する。内径 9 m のトンネルは、次の雨季が始まる迄に完成し、先に完成した内径 4 m のトンネルと共に雨季の河流を処理する。

フィルタイプダムの築造材料については、今後更に詳細な調査が必要で、その結果にもとづいてダムの最終設計を行わねばならない。またダム地点の河床には、固結された断層がボーリングによつて発見されているので、ボーリングを追加してこの断層を更に調査すべきであろう。

(2) 洪 水 吐

第 5 章で述べた如く、ダム地点の計画洪水量は 2600 m³/s である。このうち 1090 m³/s は、貯水池水位を常時満水位 759.0 m から 1.5 m 上げることにより貯水池に貯留し、残りの 1510 m³/s を洪水吐から下流に放流するように設計した。洪水吐はシュート式で、計画

洪水位にて $1.510 \text{ m}^3/\text{s}$ を流下することが出来る。

洪水吐の型式については、この設計のほか、仮排水トンネルの一部を利用するトンネル洪水吐、左岸に設けるシュート式洪水吐等についても検討を行った。予備設計に基づいてそれらを比較した結果、右岸のシュート式洪水吐が最も経済的であることが判明した。

洪水吐の流量調節は、テンターゲート4門で行う設計とした。これはゲートの操作に当つて、万一故障が生じた場合を想定すると、ゲートの門数が多く洪水吐の巾が広い方が安全性が高いからである。

(3) 放 流 路

Nam Phrom計画はNam Phromの水をHuai Nam Suに分水する計画であるが、将来Nam Phrom下流の農業用水等の利水のために、貯水池の水をNam Phrom下流に放流することが必要になるかもしれない。そのために、放流路を設けることとした。放流路は内径9 mの仮排水トンネルを転用し、これに放流管およびバルブ室を設置する。バルブ室への通路は、内径4 mの仮排水トンネルを転用する。

(4) 取 水 口

取水口は傾斜型とし、ダム地点上流約380 mの左岩に設けることとした。貯水池の底水位は標高739.0 mであるが、取水口は貯水池水位標高730.0 mにおいても保証水量 $5.5 \text{ m}^3/\text{s}$ を取水出来るように設計した。かくすれば将来貯水池上流端付近に予想以上に泥土が堆積して貯水池の有効容量が減少した場合に、貯水池水位を設計低水位以下に下げることによつて設計有効容量を保つことが出来る。また異常洪水の際に貯水池の低水位以下の貯留水を使用することが出来る。

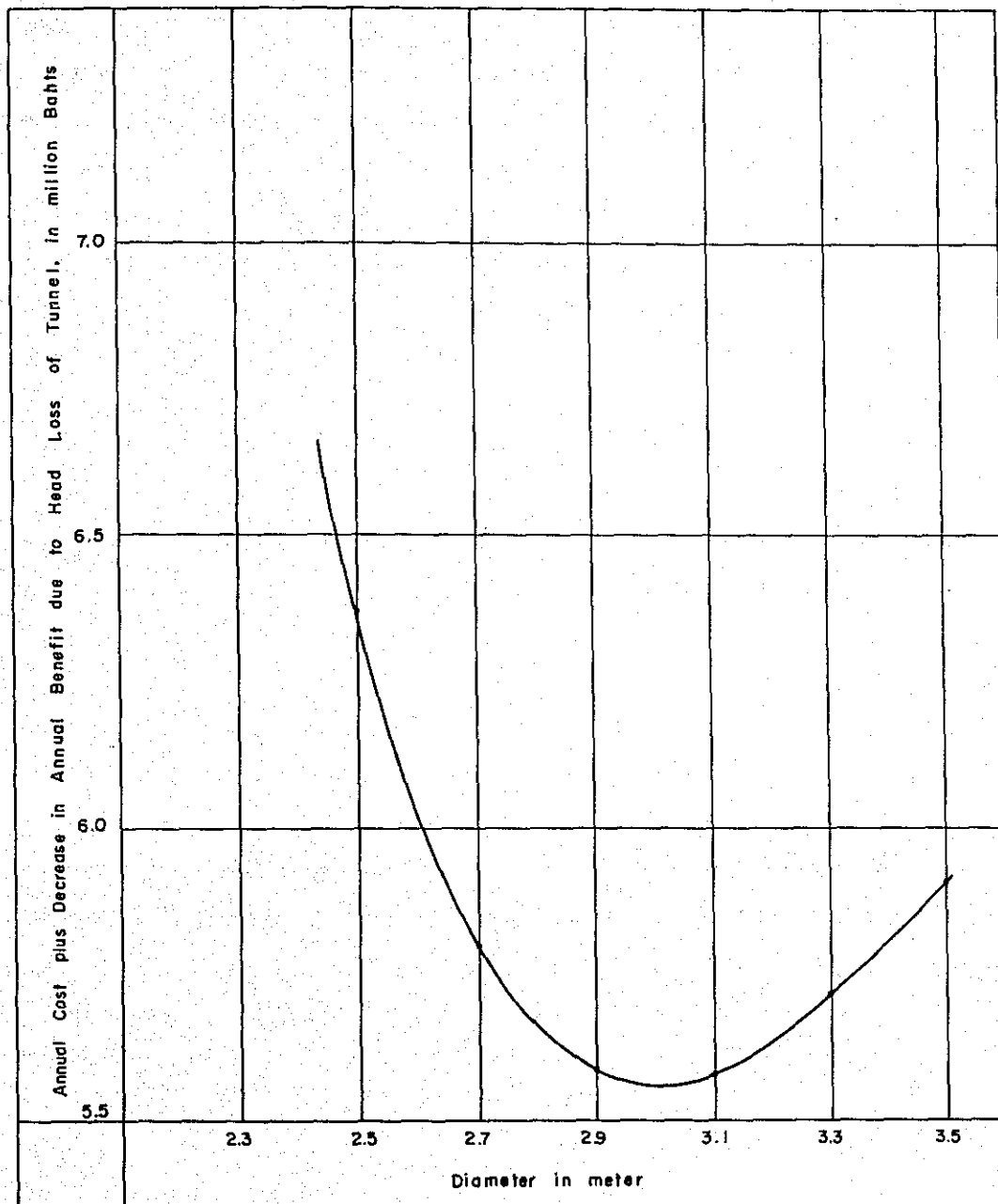
取水口前面には塵除スクリーンと除塵機用ガイドレールを設ける。また導水路トンネル呑口に、水路トンネルの保守点検等のためにローラーゲートを設置する。

(5) 導 水 路

導水路は馬蹄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とを算出し、その和が最小となるような内径を選んだ。その検討結果はFig. 9-1に示す通りで、トンネル内は3.0 mと決定した。

Fig. 9-1 Study on Diameter of Headrace Tunnel

Maximum Discharge 17.1 m³/s



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にとることを考慮して決定した。しかし、導水路トンネルの経路については、今後実施されるであろう水路経過地の地形、地質に関する調査の結果により、更に検討を加える必要があろう。もしその調査の結果地表からトンネル迄の深さをもつと少くとれることが判明すれば、導水路トンネルをHuai Nam Su 沿いの急斜面に近付けることが出来、かくすればトンネル中間に設ける作業坑が短くなる。

トンネルはその全長にわたつてコンクリート巻立てを行う必要がある。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。

第6章で述べた如く、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。したがつてトンネル施工上特に困難はないであろう。作業坑は取水口、トンネル中間およびサージタンクの3ヶ所に設ける。かくすれば工事は予定工期内に確実に完成するであろう。

(6) サージタンク

サージタンクは上部水室、立坑部および下部水室からなる水室付単働サージタンクとした。各部の断面形状は何れも円形とした。

サージングの設計に当つては貯水池常時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2/3負荷を急増した場合、それぞれ導水路に悪影響を生じないことを設計条件とした。

(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高張力鋼SM58(JIS)またはこれに相当する材料を用いるものとする。

第7章で述べた如く、本計画では電気機器の据付を2期に分けて行う。2期工事は1期工事完成の3年後と予想されている。したがつて、水圧管路も電気機器の据付に応じて1期工事(通水量11.4 m^3/S)と2期工事(通水量5.5 m^3/S)に分けて2条を設置する案と、1期工事の際に合計水量を通水出来る1条を設置する案とがある。そこでこの両案について比較検討を行つた。検討の方法は導水路トンネルの内径検討と同じ方法によつた。その検討結果はFig. 9-2およびFig. 9-3の通りである。これらから明らかに2条案は1条案に比べて不利となる。したがつて水圧管路の条数は1条とし、球分岐により末端近くで3台の水車に分岐することとする。

水圧管路の平均内径はFig. 9-2から2.3 mをえらんだ。これにより、内径は2.6 mから2.0 mに変化させることとする。

Fig 9 - 2 Study on Diameter of Penstock
(In Case of I Line)

Maximum Discharge 17.1 m³/s

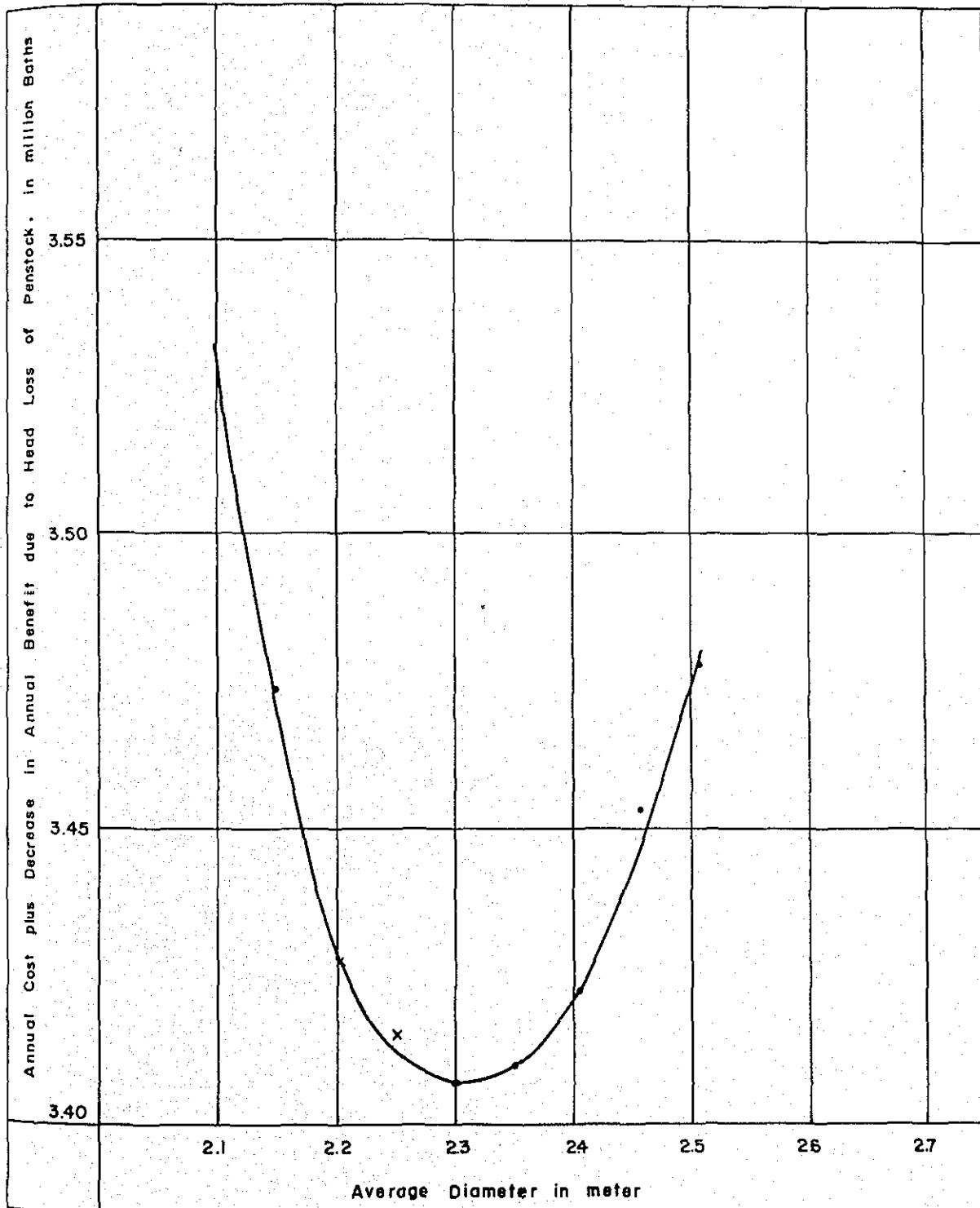
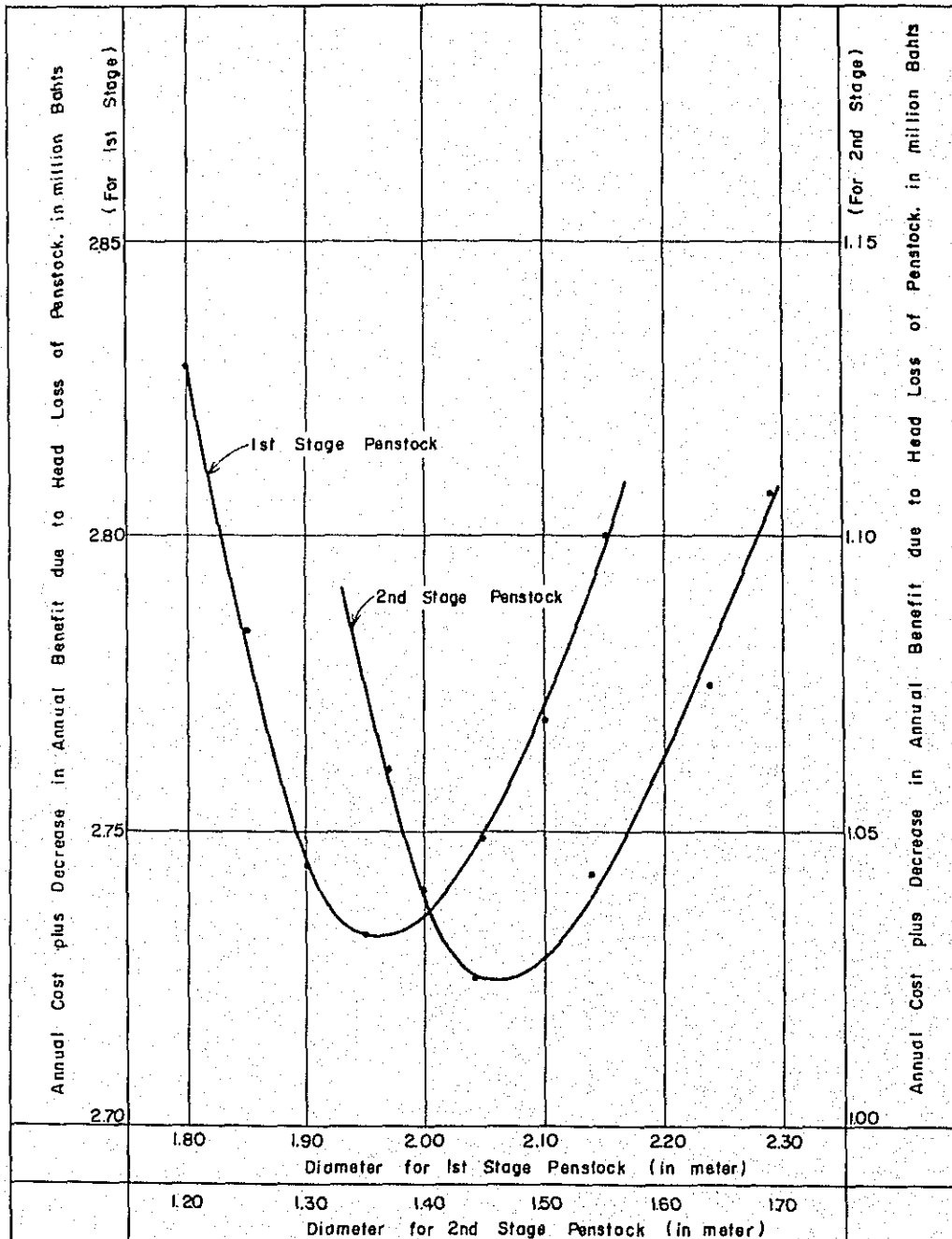


Fig. 9-3 Study on Diameter of Penstock
(In Case of 2 Lines)

Penstock to be constructed on the 1st stage : Maximum discharge 15.4 m³/s
Penstock to be constructed on the 2nd stage : Maximum discharge 5.7 m³/s



水圧管の上部水平部には、水圧管路の事故に備えて自動操作バタフライバルブとエアバルブを設けることとする。また水圧管路の末端分岐管にはそれぞれロータリーバルブを設けることとする。

(8) 発電所、屋外開閉所

発電所は、地形、地質、下流の洪水位等を考慮して検討した結果、地上式発電所とした。ドラフト管はL型とし、出口には夫々ゲートを設けることとする。

屋外開閉所は、修理工場、倉庫、予備電源室等を発電所に隣接して設置することとする。

(9) 放水路

発電所とHuai Nam Suの間に放水路を設ける。その型式は開渠とする。放水路経過地は岩盤が多く露出しているので、放水路は一部を除いて保護工を施す必要はないと判断される。

なお、放水路に合流する溪流には、流出土砂が放水路に侵入することを防ぐため、砂防ダムを設ける。

9.1.2 水車および発電所

この発電所の基準有効落差は390m、水車1台当りの最大使用水量は5.5 m³/sである。この条件に適する水車としてはフランシス型と、ペルトン型が考えられる。フランシス水車の方が回転速度が高く、発電機を含めて機器の重量が小さくなり、価格は安くなる。この経済上の有利性と保守運転の便を考慮して立軸フランシス水車を採用する。単線結線図および送電系統図をDWG No.9およびDWG No.10に示す。

9.1.3 送電線および通信設備

(1) 送電線

送電線経路は、Kohnkaen変電所とBau Non Hanの間は既設の国道に、Bau Non HanとNam Phrom発電所の間は新設輸送路に沿って選定した。送電線経過地の標高は150mから400mで、地形は経過地の大部分が平坦地で、地質も良好である。

送電線の電圧は、送電容量および既設送電系統との連けいを考慮して、115 KVを選定した。回線数および電線サイズは、送電容量、電圧降下、送電損失、調相容量などの諸特性ならびに経済性を検討し、240 sq mm A.C.S.R 1回線を採用した。碍子連の個数は、系統に発生する内部異常電圧、即ち開閉サージおよび持続性異常電圧に対し内絡を起さないため8個とする。雷による異常電圧に対しては、架空地線および埋設地線を設けて保護することとした。また碍子装置にはアーキングホーンを取付け、逆内絡時の碍子の破損を防止する。電線は亜鉛メッキ鋼材を用いた鉄塔で支持する。

DWG No.11は標準懸垂形および耐張形鉄塔図を示す。

(2) 変電所

Nam Phrom 発電所からの送電線は既設 Khonkaen 変電所で Nam Pong 系の 115 KV 送電線に連けいされる。したがって Khonkaen 変電所には、送電線引込用の遮断器、断路器などの機器を増設する。

(3) 通信設備

給電用電話回線として、Nam Phrom 発電所と Khonkaen 変電所の間に、電力線搬送装置による電話回線 1 回線を設ける。

また、保線用通信回線として、VHF 無線装置による通信回線を設ける。Khonkaen 変電所および Nam Phrom 発電所 (Khonkaen 変電所間の中間地点の中断所に VHF 基地局を設置し、Khonkaen 変電所に VHF 移動局を配属する。一方中継所と Khonkaen 変電所との間には電力線搬送電話回線を 1 回線設ける。これによつて中継所附近を巡回中の VHF 移動局は中継所を介して Khonkaen 変電所と通話ができる。

なお、送電線の事故復旧の迅速化を計るため、送電線事故点標定装置を設置する。

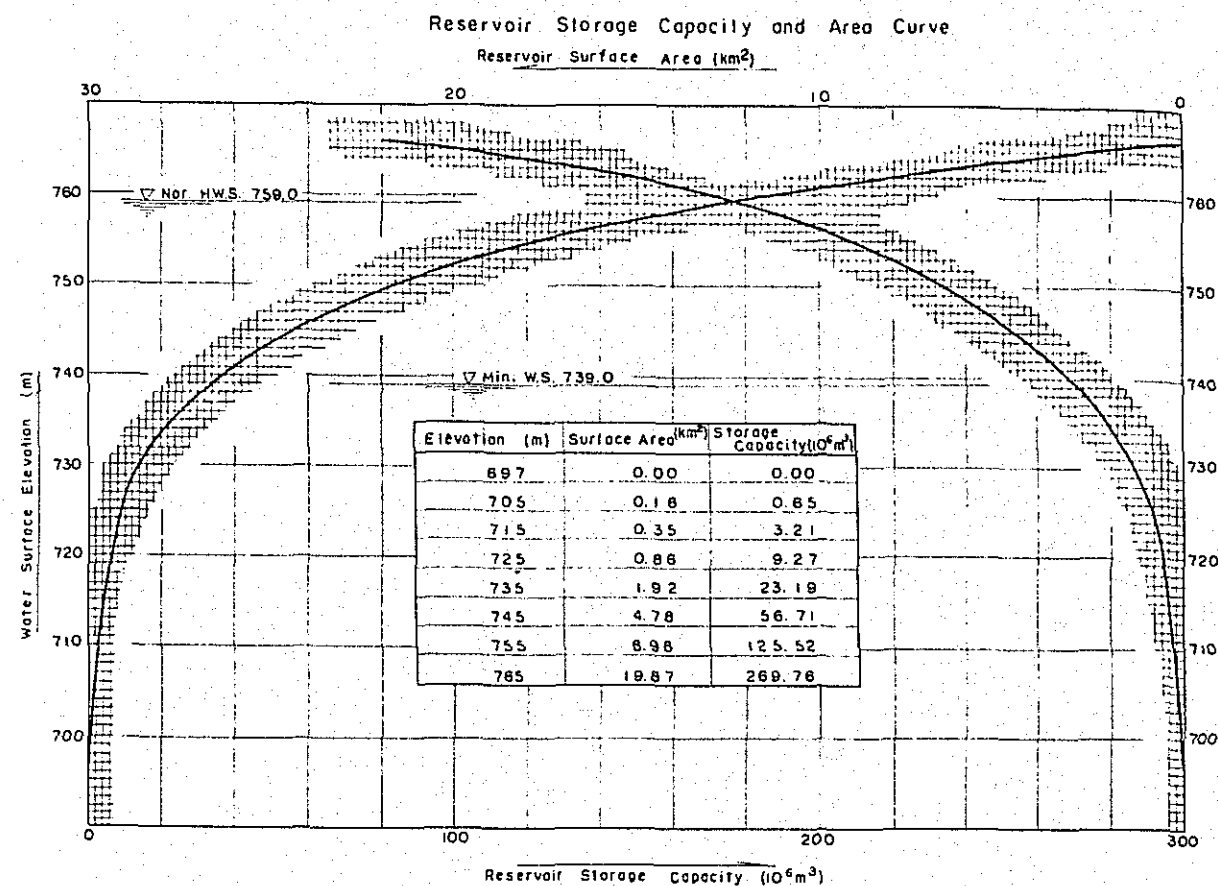
9.1.4 主要諸元

Nam Phrom 計画の各構造物の主要諸元は次の通りである。

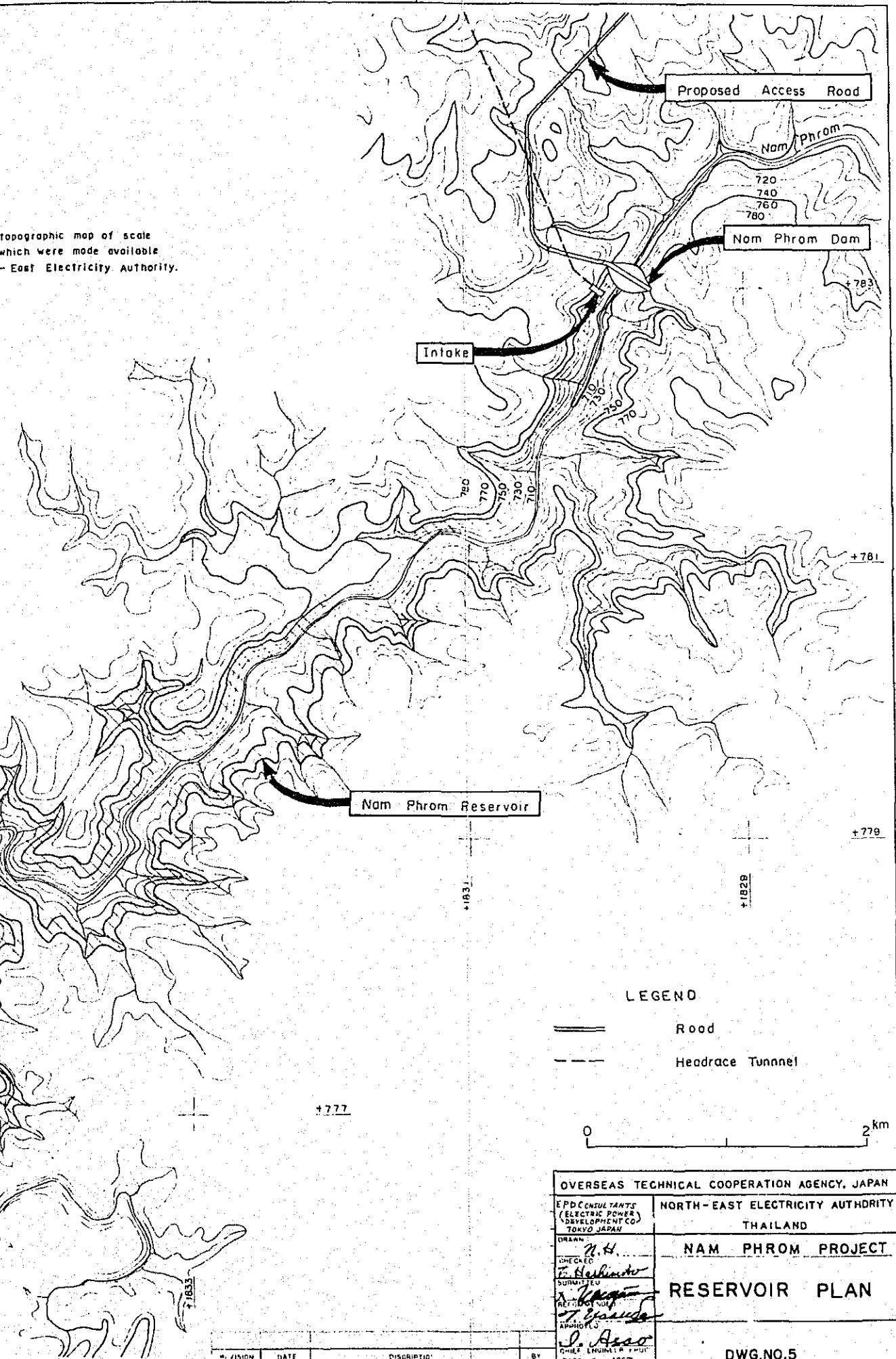
Item	Description
Hydraulic Structures	
Dam	Core type, Rockfill dam
	Level of crest above MSL 763.0 m
	Length of crest 670.0 m
	Width of crest 10.0 m
	Height (foundation to crest) 71.0 m
	Freeboard 4.0 m
	Slope of upstream face 1:1.6, 1:1.9, 1:2.1
	Slope of downstream face 1:1.5, 1:1.65, 1:1.8
Spillway	Volume of dam 1,570,000 m ³
	Shute spillway with control gates
	Design flood discharge 1,500 cu.m/s
	Type of gate Radial gate
	Number of gates 4
Outlet	Dimension of gate 8.8m(width) x 6.0m(height)
	Tunnel type
	Maximum discharge 25 cu.m/s (at W.S.L. of 759m)
	Type of valve Hollow jet valve and high pressure slide gate
	Diameter of valve 1.5 m

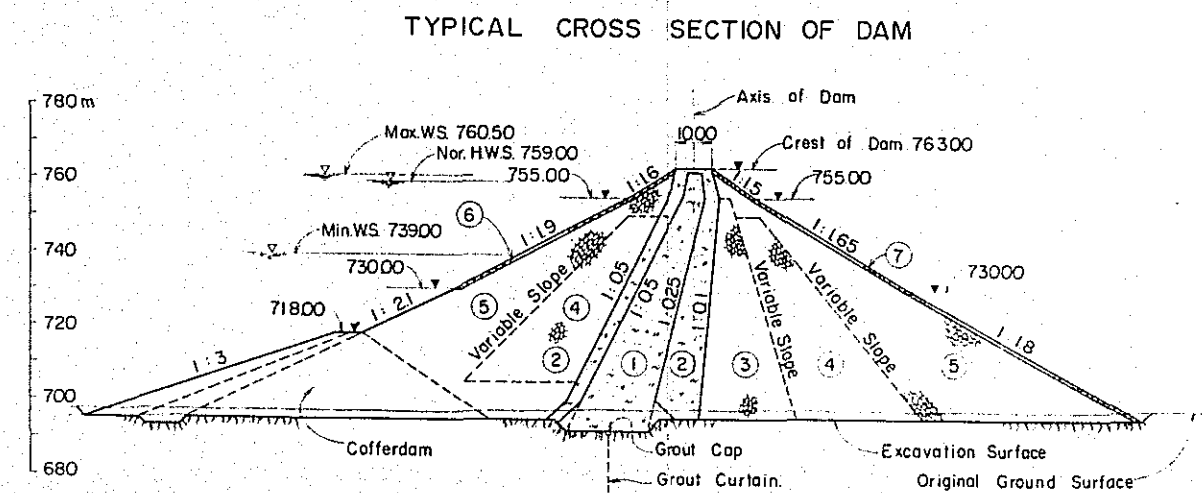
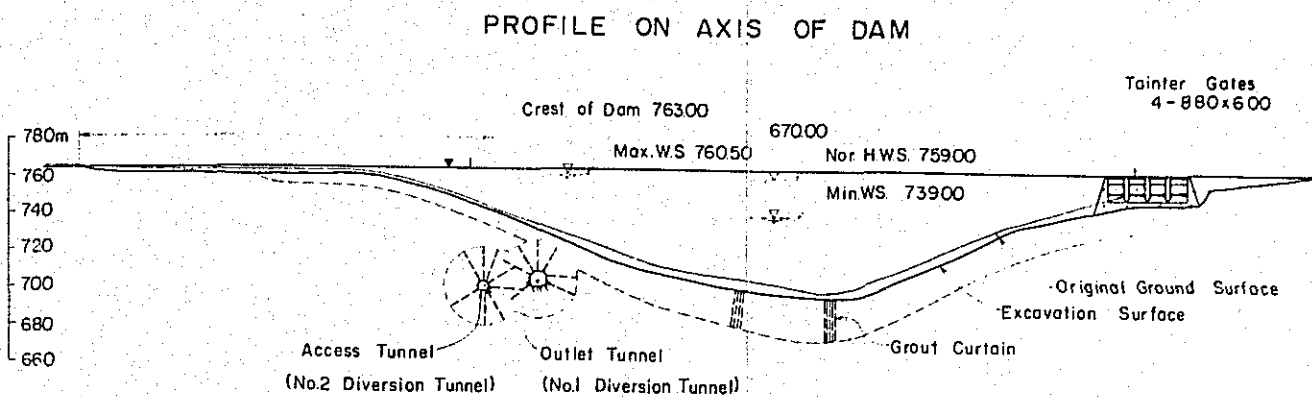
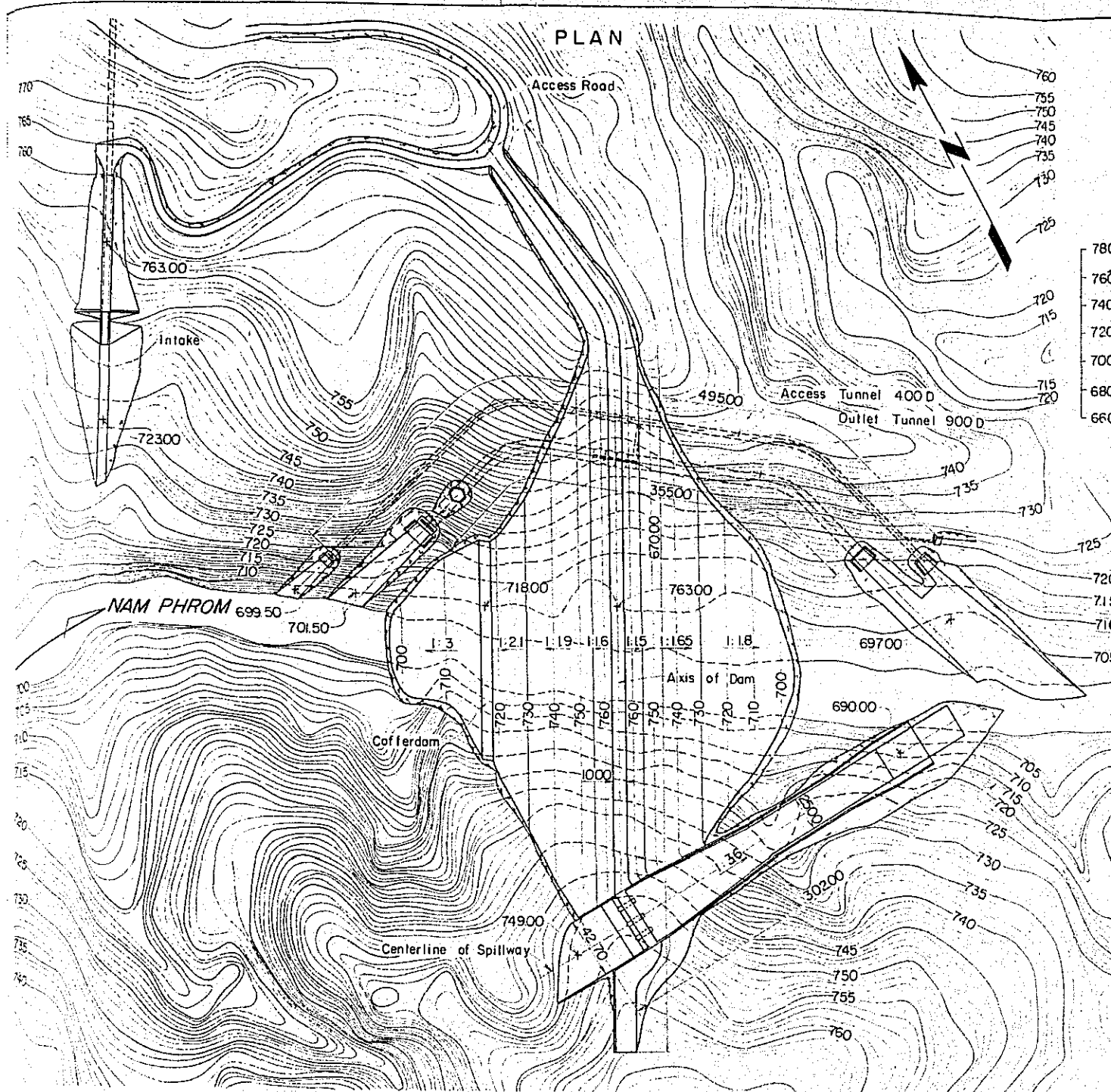
Item	Description
Intake	Inclined type, reinforced concrete structure Maximum intake 17.1 cu.m/s Type of gate Roller gate Number of gates 1 Dimension of gate 3.1m(width) x 4.5m(height) Screen 6.0m(width) x 43 (length)
Headrace	Pressure tunnel Length 5,490 m Shape Horseshoe Inside diameter 3.0 m Maximum discharge 17.1 cu.m/s
Surge Tank	Simple type with chambers Inside diameter 10.0 m (upper chamber) 4.0 m (lower chamber) 4.0 m (vertical shaft) Height 53.5 m
Penstock	Welded steel, ring girder type Materials SM58 and SM50 Length 1,100 m Number of lines 1 (trifurcate near the bottom by a spherical branch) Inside diameter 2.60 m – 2.00 m Type of control valve (upper) Butterfly valve, 2.60 m in diameter (lower) Rotary valve, 1.20 m in diameter
Powerhouse	Reinforced concrete structure
Tailrace	Open channel type Length 182 m Shape Inverted trapezoid Dimension 8.0 m (at the bottom) Maximum discharge 17.1 cu.m/s
<u>Electric Equipment</u>	
Turbine	Vertical shaft Francis type Output 18,700 KW Maximum discharge 5.7 cu.m/s Revolutions 750 r.p.m. Number of units 3
Generator	Three-phase synchronous generator, vertical shaft, rotating field, closed type Capacity 21,000 KVA Voltage 11 KV Frequency 50 cycles Number of units 3

Item	Description
Transformer	Three-phase outdoor, oil-immersed self-cooled type Capacity 21,000 KVA Voltage 11/115-110-120 KV Number of units 3
Outdoor Switchyard	Transmission voltage 115 KV Area 16 m x 30 m
<u>Transmission Line</u>	Distance 135 Km Voltage 115 KV Number of circuits 1 cct Conductor 240 sqmm ACSR Insulator 250mm Suspension insulator. Ball & socket Overhead ground wire 55 sqmm GSC Support Galvanized steel tower
<u>Telecommunication System</u>	
Power Line Carrier Telephone	One channel between Nam Phrom Power Plant and Khonkaen Substation, for power dispatching service One channel between VHF relay station and Khonkaen Substation, for line maintenance service
VHF Radio Telephone	Press-to-talk system, for line maintenance service Base station: at Khonkaen Substation Relay station: at an intermediate point between Nam Phrom Power Plant and Khonkaen Substation Mobile station
Fault Locater	For line maintenance service

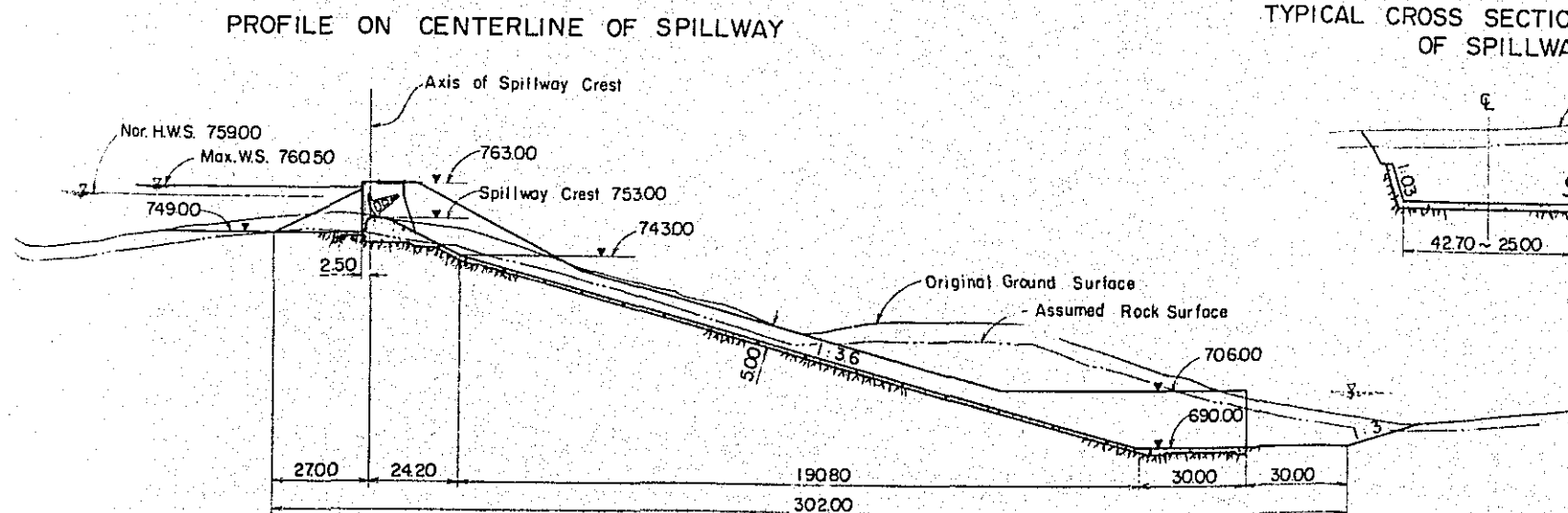


NOTE
Based on topographic map of scale 1:10,000 which were made available by North-East Electricity Authority.

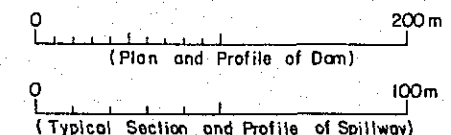
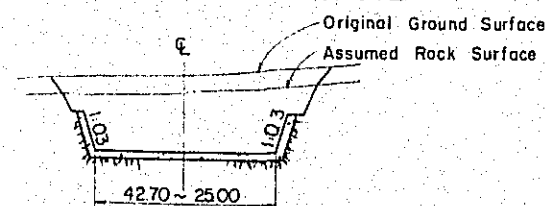




- ① Impervious Earth Core
- ② Filter
- ③ Transition
- ④ Rockfill (Smaller Size)
- ⑤ Rockfill (Larger Size)
- ⑥ Riprap
- ⑦ Rock Surfacing



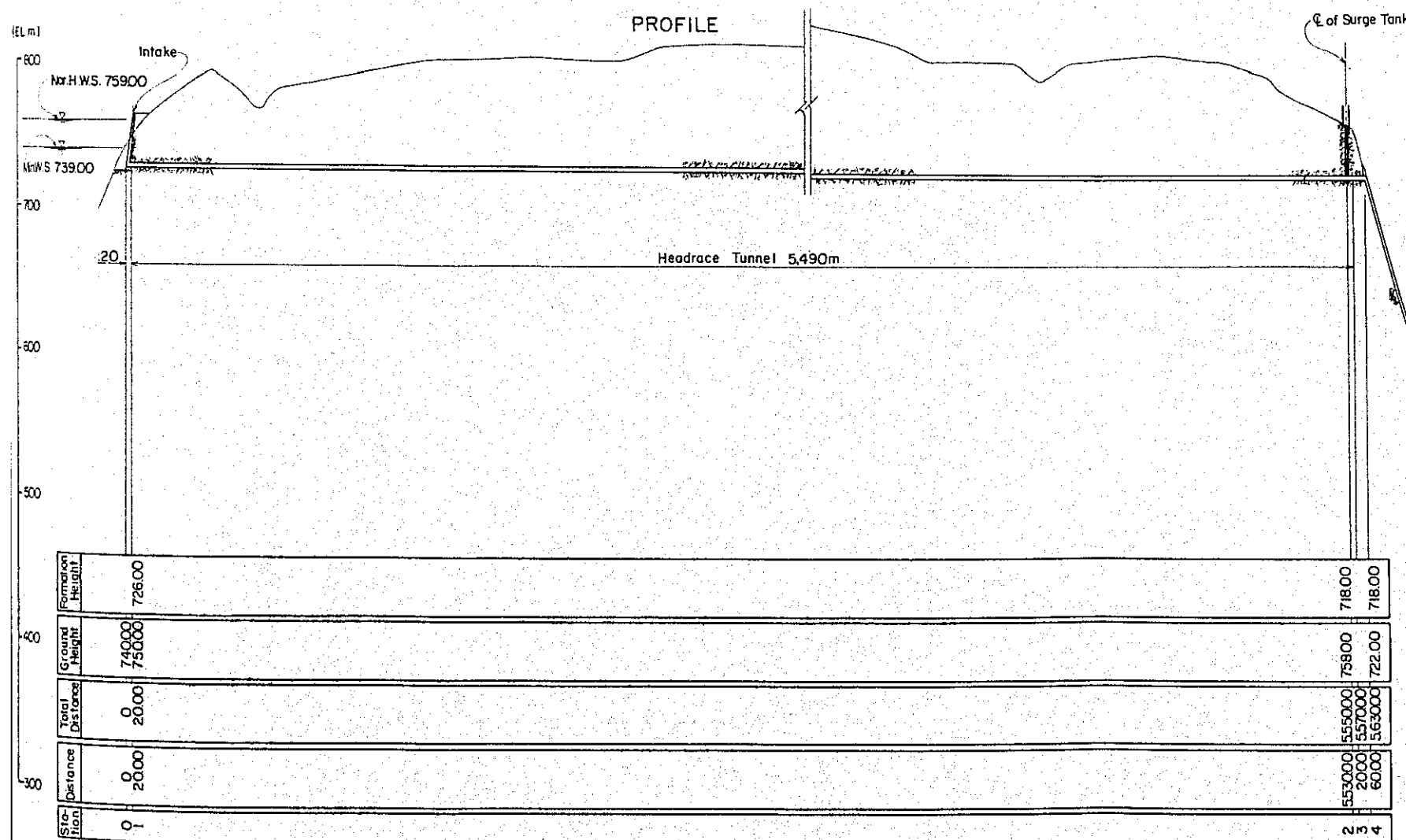
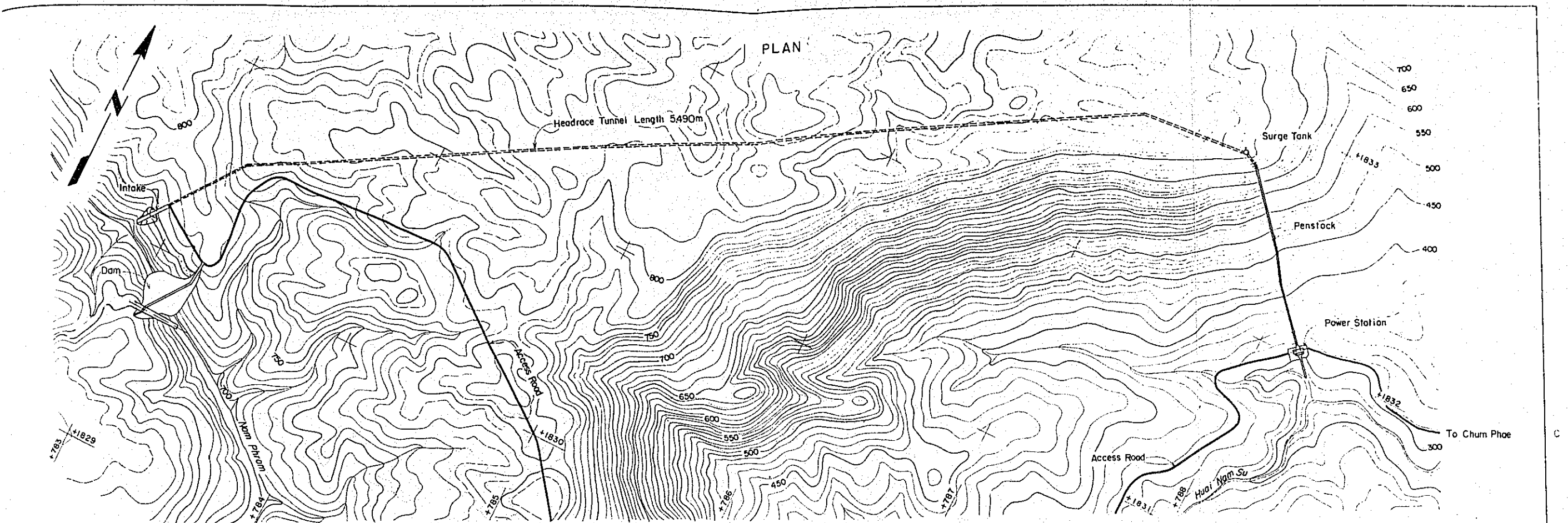
TYPICAL CROSS SECTION OF SPILLWAY CHUTE



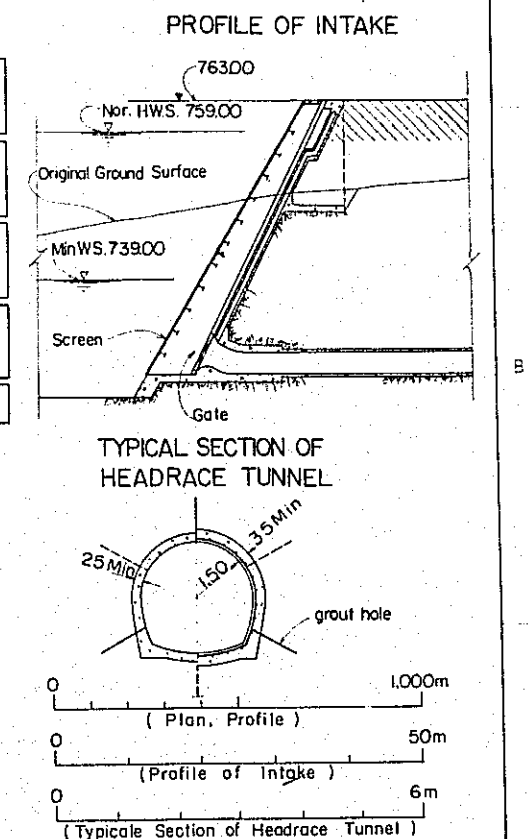
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
E.P.O. CONSULTANTS (ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO.) TOKYO, JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
DRAWN: H. Minato	NAM PHROM PROJECT
CHECKED: S. Hoshino	DAM AND SPILLWAY PLAN, PROFILE AND SECTION
SUBMITTED: K. Nishimura	
RECOMMENDED: S. Minato	
APPROVED: S. Minato	
DATE: Aug. 1967	DWG. NO.6

REVISION	DATE	DESCRIPTION	BY

電機開発株式会社
日本国・東京



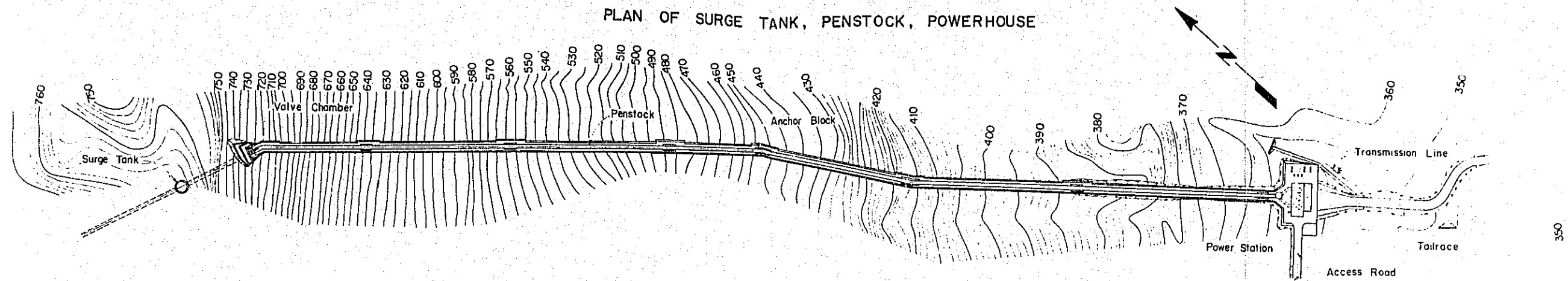
Formation Height	341.00
Ground Height	354.00
Total Distance	6560.00
Distance	930.00
Station	5 6



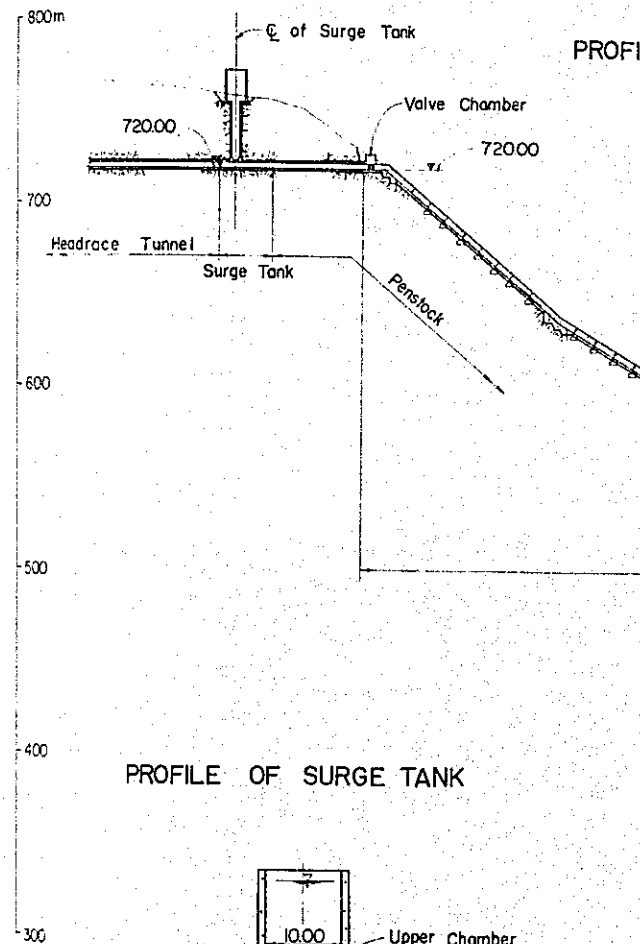
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
E.P.O. CONSULTANTS (ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO.) TOKYO, JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
DRAMA: S. Hayashi CHECKED: E. Hashimoto SUBMITTED: K. Katsura RECOMMENDED: T. Tanaka APPROVED: J. Arai	NAM PHROM PROJECT WATER WAY PLAN, PROFILE AND SECTION
DATE: Aug. 1967	DWG. NO. 7

REVISION	DATE	DESCRIPTION	BY
----------	------	-------------	----

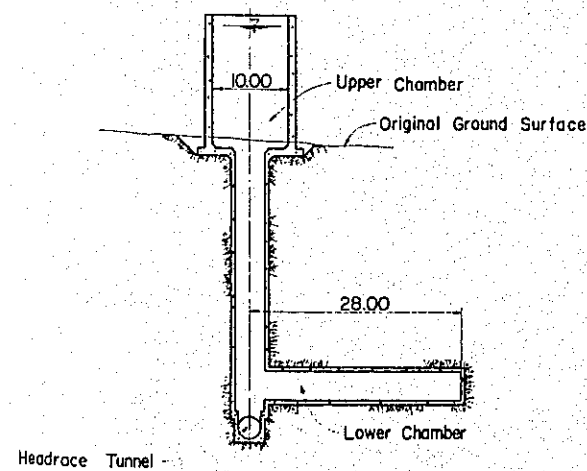
PLAN OF SURGE TANK, PENSTOCK, POWERHOUSE



PROFILE OF SURGE TANK AND PENSTOCK

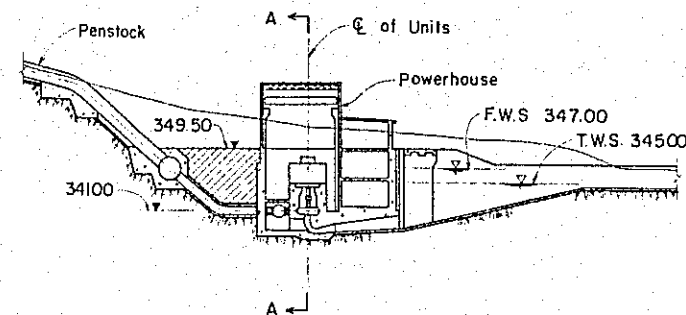


PROFILE OF SURGE TANK

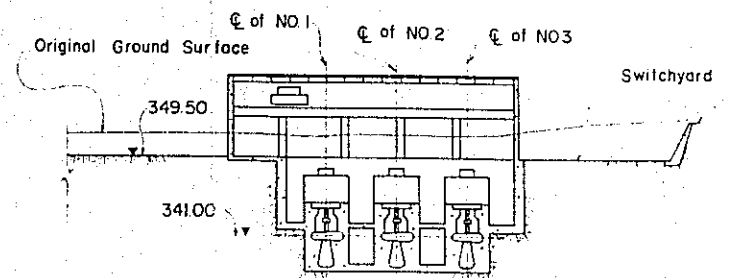


POWERHOUSE

PROFILE OF POWERHOUSE

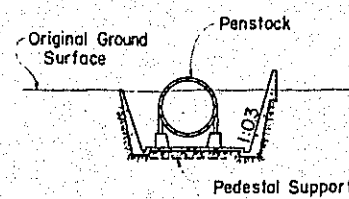


SECTION A-A

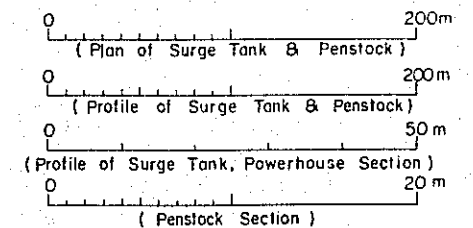
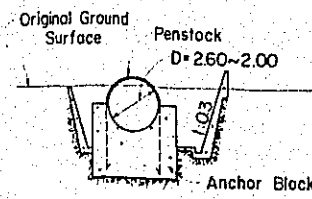


PENSTOCK SECTION

PEDESTAL SECTION



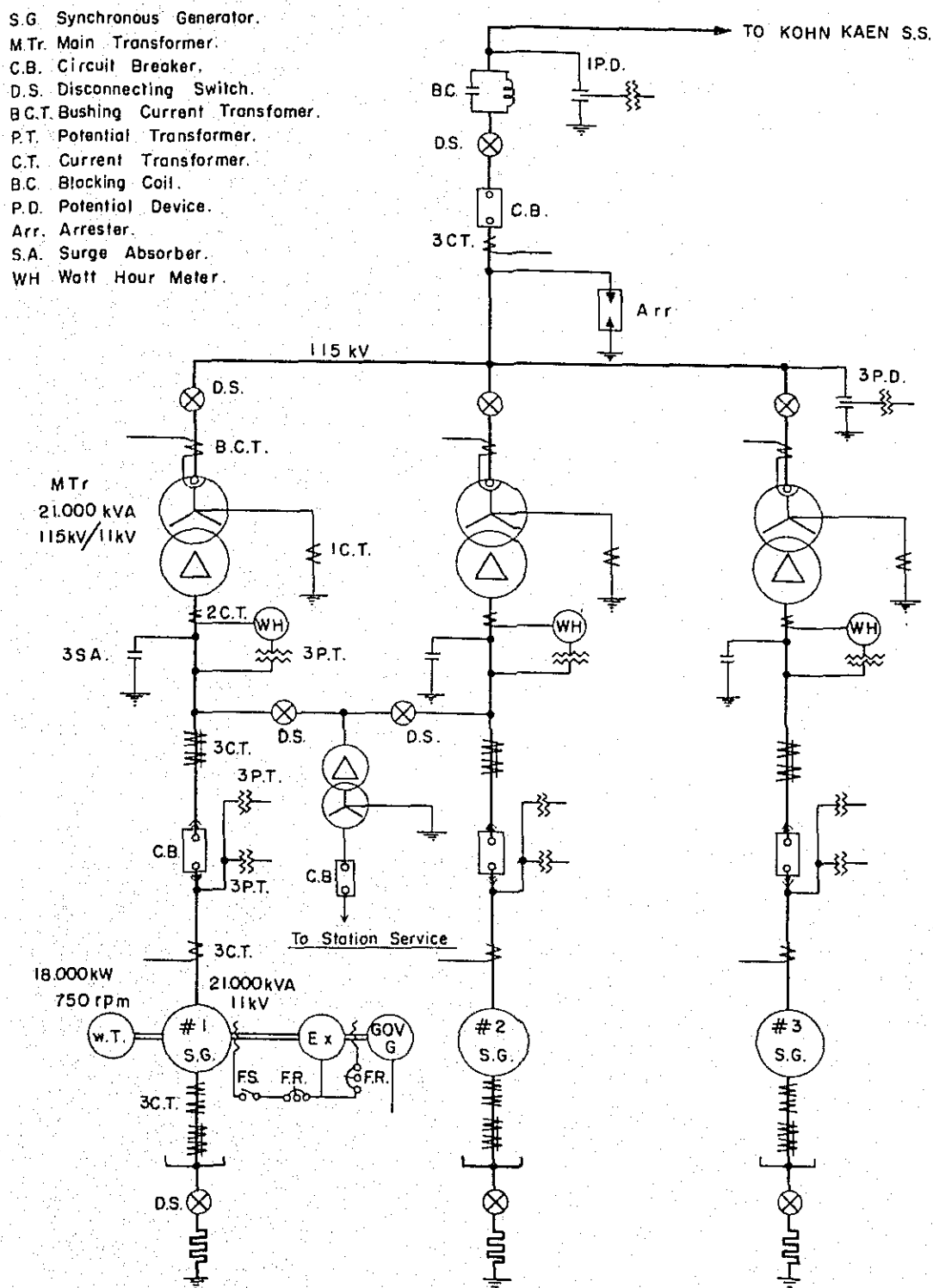
ANCHOR BLOCK SECTION



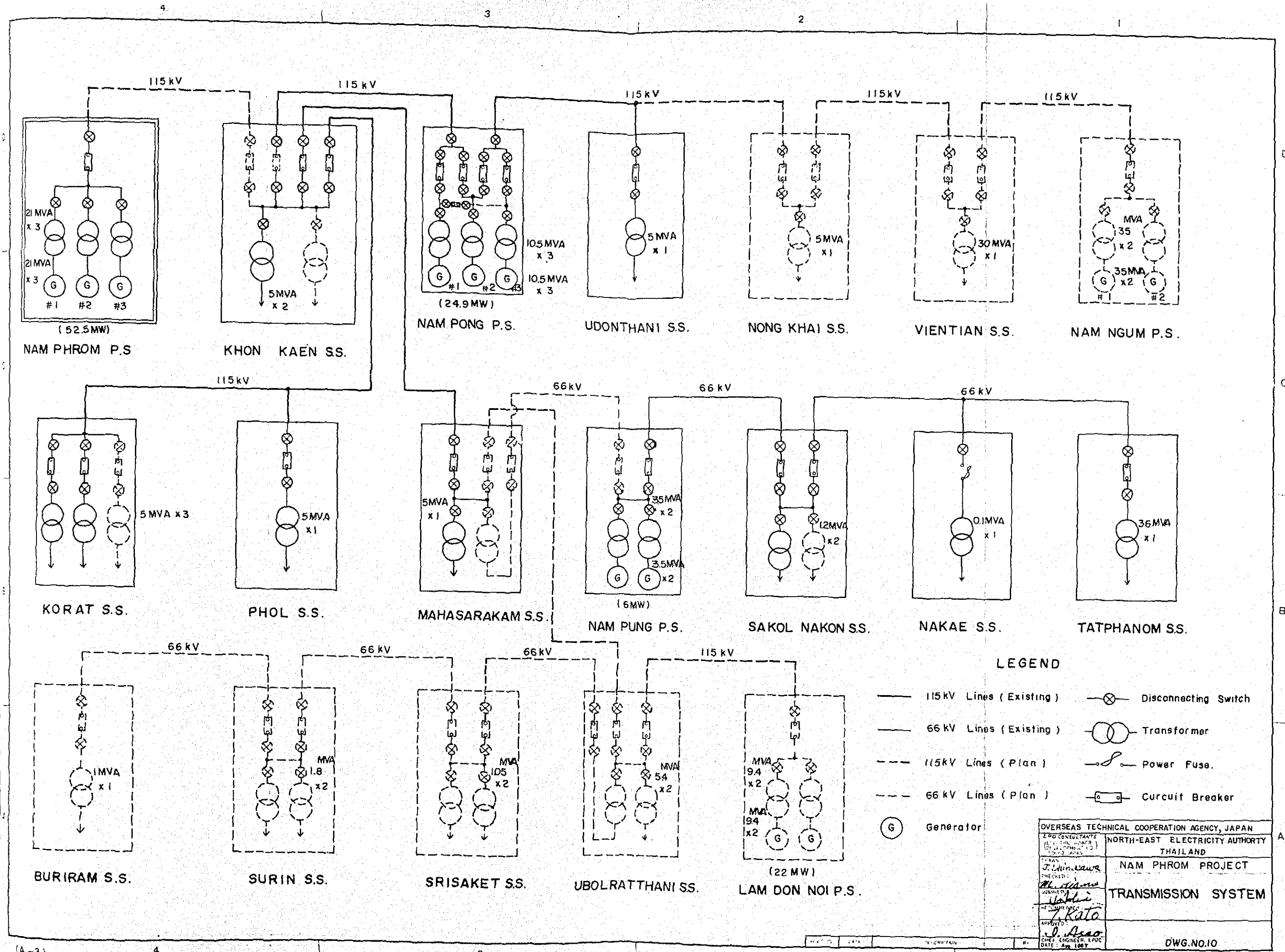
OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
EPD CONSULTANTS (ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO.) TOKYO, JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
DESIGNED: CHECKED: SUBMITTED: RECOMMENDED: APPROVED:	NAM PHROM PROJECT SURGE TANK, PENSTOCK AND POWERHOUSE PLAN, PROFILE AND SECTION
CHIEF ENGINEER, EPD DATE: Aug. 1967	DWG. NO. 8

REVISION	DATE	DESCRIPTION	BY

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. Blocking Coil.
P.D. Potential Device.
Arr. Arrester.
S.A. Surge Absorber.
WH Watt Hour Meter.



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
EPD CONSULTANTS 10-1, SHIMIZU BLDG. 7F, Kojimachi 2-chome Chiyoda-Ku, Tokyo, Japan	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
<i>S. Srinakawa</i>	NAM PHROM PROJECT
<i>M. Kawanishi</i>	POWER PLANT
<i>Tate's</i>	SINGLE-LINE DIAGRAM
<i>Kato</i>	
<i>P. Asao</i>	
ELECTRICAL ENGINEER (TOKU) DATE: Nov. 1987	DWG. NO. 9



(A-3)

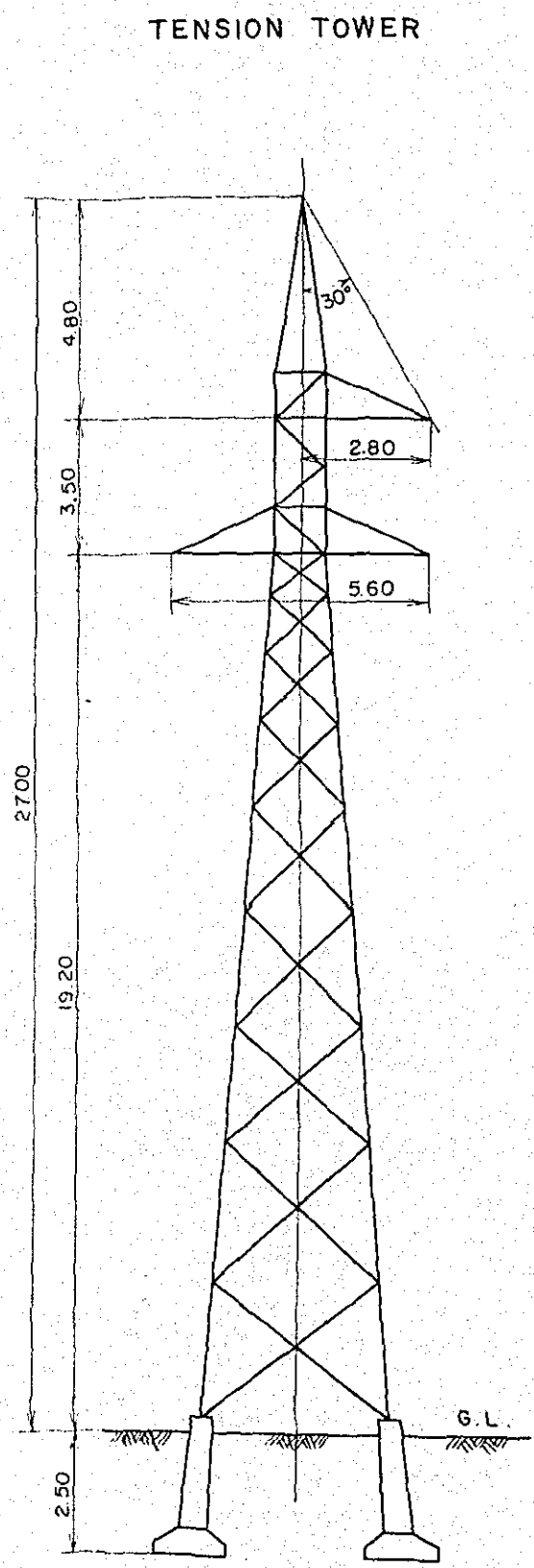
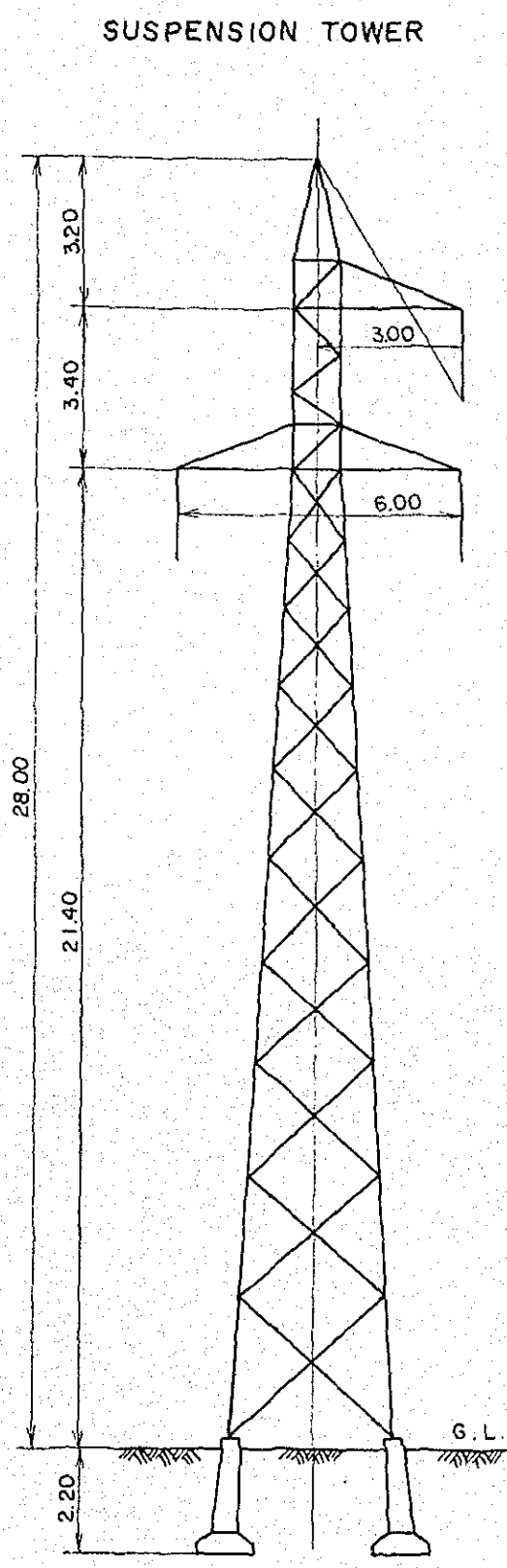
4

3

2

9-21

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
PROJECT ENGINEER	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY
DESIGNED BY	THAILAND
CHECKED BY	NAM PHROM PROJECT
APPROVED BY	TRANSMISSION SYSTEM
DATE	DWG. NO. 10



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
EPD CONSULTANTS ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
DESIGNED BY J. Shinkawa	NAM PHROM PROJECT
CHECKED BY M. Horino	TRANSMISSION LINE STANDARD TOWERS
SUPVISED BY H. Kato	
APPROVED BY J. Asano	
DATE: Aug. 1967	DWG. NO. 11

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY
1			

9.2 工事工程および施工計画

9.2.1 工事工程

(1) 第一期工事

第一期工事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等を考慮して検討した結果によれば、輸送道路完成後33ヶ月とするのが最も適当である。

第3章で述べた電力需給上の必要と雨季の河水を貯水する必要からNamPhrom発電所の運転開始は1973年10月を目標とする。したがってこの時点から33ヶ月さかのぼると1971年1月初めとなり、工事はおそくともこの時迄に着手していなければならない。この工事工程がDWG. No.12に示されている。

第1年目には、現地乗り込みおよび現場付近の道路、工事用建物、工事用動力設備等の準備工事に続いて、仮排水トンネルの完成、ダムの基礎掘削、導水路トンネルの作業坑完成およびトンネル掘削開始を実現する。

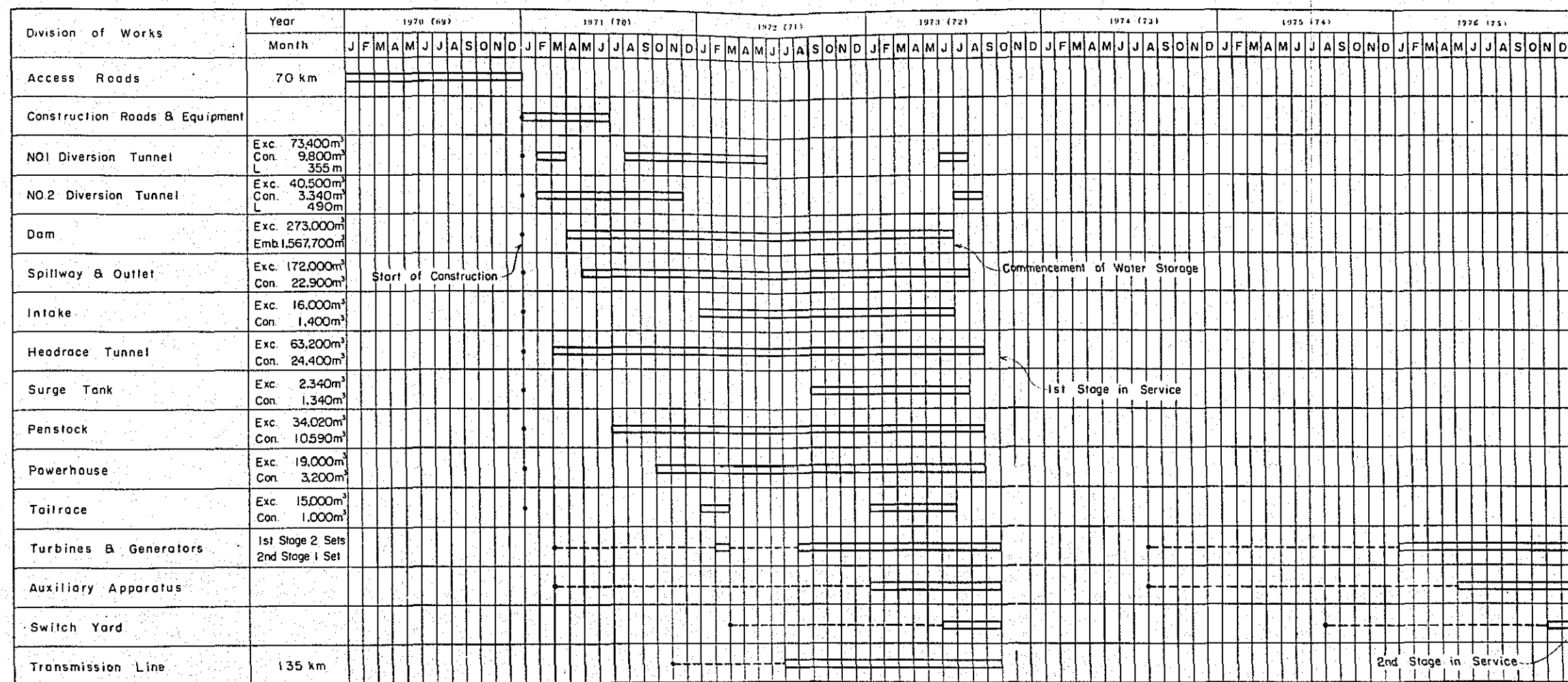
第2年目には、ダムの盛立、発電所の基礎工事、水圧鉄管の据付けが行われる。第2年目後半には、導水路トンネルのコンクリート巻立ておよび送変電設備工事も開始される。

第3年目には各構造物のコンクリート工事、電気機器およびゲート・水圧鉄管の据付工事等、発電所の運転開始に必要なすべての工事を完成する。雨季の終りには通水試験を行い、10月初めに発電所の運転を開始する。

上記の現場工事が円滑に実施されるためには、輸送道路の建設および諸準備工事、ならびに工事用機械および各機器の購入契約等が、DWG.No12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。

(2) 第2期工事

第2期工事は第3号機の据付工事である。第7章で述べた如く電力需給上の必要から第3号機の運転開始は1976年末と予想される。その工事工程も亦DWG.No.12に示されているが特に問題となる要素はない。



Note:
The figures in parentheses are the schedule date according to the Note in Chapter 2.

LEGEND

- Award of Contract
- Manufacturing and Transportation
- [Bar] Field Works

OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY, JAPAN	
EPD CONSULTANTS (ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO.) TOKYO, JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
DRAWN: 7. Suzuki CHECKED: [Signature] SUBMITTED: [Signature] RECOMMENDED: [Signature] APPROVED: [Signature]	NAM PHROM PROJECT
CONSTRUCTION SCHEDULE	
REVISION	DATE
DESCRIPTION	BY
DWG. NO.12	

電機開発株式会社
日本国 東京

9. 2. 2 施 工 計 画

(1) 地域条件およびその関連事項

a) 輸 送 路

建設地点に最も近接した町はChumpaeである。BangkokからChumpae迄は、四季を問わず利用出来る国道が通じて居り、その距離は約580Kmである。その中BangkokからKhonkaen迄の約500Kmはすべて良好なアスファルト舗装道路である。KhonkaenからChumpae迄の約80Kmは目下舗装を含めて改良中である。Bangkok迄は鉄道も利用可能である。Khonkaen駅には荷卸設備、貯蔵設備がある。

Chumpae西方約13KmにあるBan Non Hanから建設地点迄は、輸送路を新設しなければならない。新設道路の径路としては、二つの案が考えられる。第一の径路は、Ban Non Hanから西南西に進み、次いで北西に転じて建設地点に近づく南ルートである。第二の径路は、Ban Non Han西北西に向い、Nam ChernとHuai Nam Suの合流点にあるBang Song Konを経て建設地点に向う北ルートである。南ルートと北ルートの延長は夫々約61Kmと77Kmである。建設費は南ルートの方が若干少くてすむが、北ルートのうちBan Non HanからBan Song Kon迄の区間は、タイ国政府のRoyal Highway Departmentによつて計画されているKhonkaenとLom Sakを結ぶHighwayの経路に略略一致すると予想される。したがつてこの点を考慮すれば、北ルートを選ぶ方が有利と思われる。かくすれば国家的見地からみて投資を節減することが出来るし、またHighway完成後はNam Phrom発電所への交通が便利となろう。今回のFeasibility調査では、新設輸送道路として上記の北ルートを選んだが、今後Royal Highway Departmentによつて計画されているHighway建設計画を十分に検討した上で、最終的に何れのルートを選ぶかを決定すべきであろう。

(b) 工事用電力

工事区域内には、現在工事に利用し得る電力系統がない。したがつて工事に使用する機械および設備は、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、照明等のような電力を必要とする設備は必要最小限にして、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. No. 13に示す如く、発電所・ダム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ばす。これらの分岐線により導水路トンネルの各坑口、骨材プラント、堤体材料採取場、骨材採取場等の需用端まで配電する。

c) 給 水 設 備

工事用水、飲用水等の水源としては、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、導水路トンネル各坑口、発電所、骨材プラント、事務所、宿舍、その他の設備に給水することとする。

(2) 工事用材料の調達

工事に用いる材料は、およそセメント 30,000 トン、鉄筋 2,000 トン、鋼材 1,000 トン、火薬 700 トン、油脂類 1,000 トン、木材 5,000 m^3 に達するものと考えられる。これらのうち、セメント、木材、釘、針金等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、ガソリン等の油脂類は、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、型钢等の素材、ロッド、ビット、鋼製型枠、支保工、ゲート、鉄管、屋外鉄構等の加工材および火薬、雷管、導火線等の火薬類は輸入品を使用する。

コンクリート骨材は、第 6 章で述べた如く、現在迄の調査結果によれば、現場付近には必要な数量および品質を有する河川堆積物が発見されていないので、岩石を破砕して製造することとする。原石山は 所要の品質、数量および運搬距離等を考慮し、発電所地点付近の石灰岩分布区域にえらんだ。

(3) 主要構造物の施工

a) ダムの施工

ダムの盛立を 2 乾季で実施するため、河流の切替は 1971 年の雨季明け直後に行なう。

ダム基礎の掘削は、先ず地表処理を行つた後、標高の高い部分から順次切り下げを行う。河流付替直後に河床掘削を実施し、ダム基礎を準備する。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実施する。支持力向上地盤改良の必要ある部分に対しては、コンソリデーショングラウチングを実施する。

ダムの盛立量は、透水性材料 1,380,000 m^3 、不透水性材料 190,000 m^3 、合計 1,570,000 m^3 である。第 6 章で述べた如く、透水性材料は DWG. No. 13 に示される採取地、ならびに仮排水路、ダム基礎、洪水吐の各掘削ずりから得られる。不透水性材料は、同じく第 6 章で述べたように、DWG No. 13 に示される A および B 地区から得られる。DWG No. 13 に示されるこれらの材料の採取地は、今後行われるべき調査によつてより有利な地点が発見されれば、変更されることになる。ダム盛立の工程は、盛立量、使用重機類運搬距離、天候、関連工事の工程等を考慮して決定した。

盛立に使用される主な重機は、デンプー容量 1.2 ~ 2.0 m^3 級のショベル、10 ~ 15 トン積み級のダンプトラック、20 トン程度のブルドーザ、10 m^3 級のモータースクレーパー等であろう。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に巾員が十分広く勾配が緩やかな道路とする。

盛立のリフト高および締固めの方法は、試験盛立を行つて、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、その年の雨季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季の開始前、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そくし、放流管およびバルブ等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

全長5,460 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、三つの作業坑を設けることが必要と考えられる。この場合トンネルの最長区間は約3,000 mとなる。各作業坑口迄は取付道路を設ける。トンネル掘削は工事の工程を考慮し、全面的に機械化して行うこととする。全長にわたり全断面掘削工法が採用出来る見込みである。

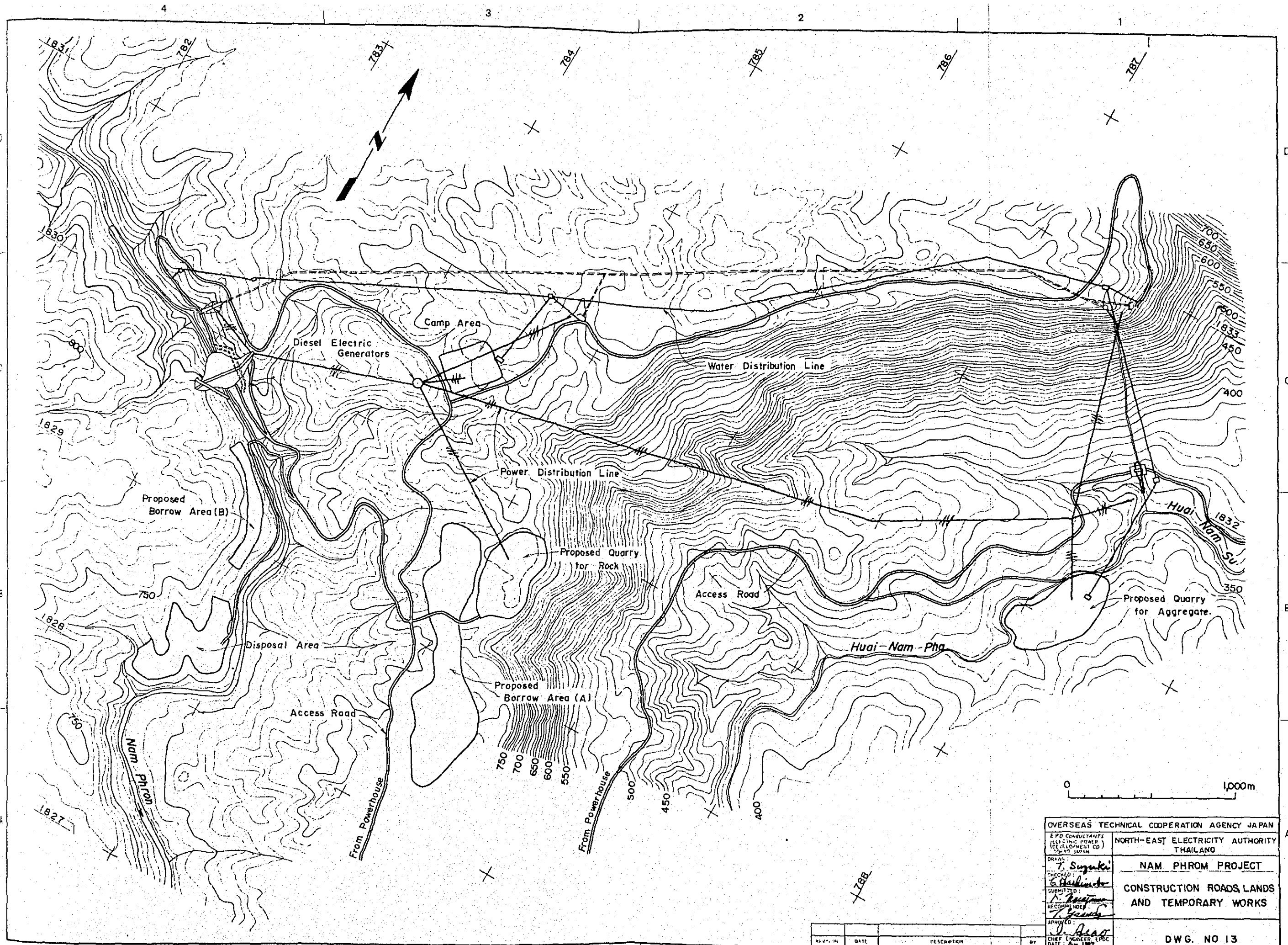
トンネル掘削が完了した後、コンクリート巻立を行う。コンクリートは鋼製移動型枠を用いて全断面に同時に打込む。コンクリート巻立後、モルタル注入および高圧グラウチングを順次施工する。

c) その他の構造物の施工

サージタンク立て坑部の掘削は、断面が6～8 m²の先進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。

発電所は1971年の雨季の終了後直ちに基礎の掘削を開始し、翌1972年の雨季が始まる迄に下部構造を完成する。水車・発電機は第1期に2ユニットを据付ける。ドラフトチューブは3ユニット分設置しておき、何時でも1ユニット増設出来るようにしておく。

取水口、水圧管路、放水路等の施工については特記する事項はない。水圧管路下端の分岐管は第1期に3本とも設置しておく。



OVERSEAS TECHNICAL COOPERATION AGENCY JAPAN	
EPDC CONSULTANTS (ENGINEERING POWER DEVELOPMENT CO.) JAPAN	NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY THAILAND
DRAWN BY: <i>Sugaki</i>	NAM PHROM PROJECT
CHECKED BY: <i>G. Hashimoto</i>	CONSTRUCTION ROADS, LANDS AND TEMPORARY WORKS
SUBMITTED BY: <i>A. Kawanishi</i>	
RECOMMENDED BY: <i>T. Kawanishi</i>	
APPROVED BY: <i>J. Aiso</i>	
DATE: Aug 1987	DWG. NO 13

REV.	IN	DATE	DESCRIPTION	BY

(A-3)

第 10 章 工 事 費

10.1	工事費の総括	115
10.2	基本条件	119

添 付 表

Table 10 - 1	Summary of Estimated Construction Cost	116
Table 10 - 2	Estimated Construction Cost of Each Stage	117
Table 10 - 3	Fund Requirement in Each Year	118

第 10 章 工 事 費

10.1 工事費の総括

Nam Phrom計画の実施に要する総工事費は 481,000,000 Bahts と算定された。そのうち外貨で支払われる額は 274,400,000 Bahts, 現地通貨で支払われる額は 206,600,000 Bahts である。総工事費のうち、発電設備工事費は 429,800,000 Bahts, そのうち外貨分は 240,100,000 Bahts,, 現地通貨分は 189,700,000 Bahts である。また送電線工事費は 51,200,000 Bahts, そのうち外貨分は 34,300,000 Bahts, 現地通貨分は 16,900,000 Bahts である。

工事費の総括表は Table 10-1 に示されている。

Table 10-2 には, 工事費を第 1 期工事に分けて示してある。

また工事工程に基づいて年別所要資金を求めれば Table 10-3 の通りとなる。この場合支払条件は、次のように考えた。即ち、土木工事は年間出来高の中からさえ 10% を保留し、運転開始時にその保留金を請負業者に支払うものとする。機器類は契約時に 10%, 船積時 60%, 工事現場到着時 20%, 運転開始時 10% の割合で払うものとする。

Table 10-1 Summary of Estimated Construction Cost

(Unit : Thousands of Bahts)

Item	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
1. Generating Facilities	384,400	214,200	170,200
Civil Works	296,300	149,200	147,100
Access Roads	17,700	-	17,700
Dam	145,800	84,800	61,000
Waterway and Powerhouse	94,100	44,900	49,200
Contingencies	38,700	19,500	19,200
Hydraulic Equipments	34,300	24,000	10,300
Gates	2,000	1,800	200
Penstocks	16,900	14,700	2,200
Others	2,000	1,800	200
Installation Cost	6,700	4,600	2,100
Contingencies	1,300	1,100	200
Import Taxes	5,400	-	5,400
Elect	53,800	41,000	12,800
Turbines	9,000	8,300	700
Generators	13,500	12,800	700
Transformers	7,400	6,800	600
Accessories	8,400	7,500	900
Installation Cost	5,200	3,600	1,600
Contingencies	2,200	2,000	200
Import Taxes	8,100	-	8,100
2. Transmission Line	46,200	31,200	15,000
Transmission Line	34,800	27,200	7,600
Substation	900	800	100
Communication System	2,000	1,800	200
Contingencies	1,900	1,400	500
Import Taxes	6,600	-	6,600
3. Engineering Fee	15,600	15,600	0
4. Administration Cost	7,000	0	7,000
5. Compensation	0	0	0
6. Interest during Construction	27,800	13,400	14,400
Grand Total	481,000	274,400	206,600

Table 10-2 Estimated Construction Cost of Each Stage

(Unit : Thousands of Bahts)

Item	1st Stage			2nd Stage			Total		
	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
(A) <u>Generating Facilities</u>									
Civil Works	295,300	149,000	146,300	1,000	200	800	296,300	149,200	147,100
Hydraulic Equipments	34,300	24,000	10,300	0	0	0	34,300	24,000	10,300
Dlectric Equipments	36,600	28,300	8,300	17,200	12,700	4,500	53,800	41,000	12,800
Engineering Fee	13,900	13,900	0	100	100	0	14,000	14,000	0
Administration Cost	5,800	0	5,800	300	0	300	6,100	0	6,100
Sub-total	385,900	215,200	170,700	18,600	13,000	5,600	404,500	228,200	176,300
Interest during Construction	24,500	11,300	13,200	800	600	200	25,300	11,900	13,400
Total	410,400	226,500	183,900	19,400	13,600	5,800	429,800	240,100	189,700
(B) <u>Transmission Line</u>									
Transmission Line and Substation	46,200	31,200	15,000	-	-	-	46,200	31,200	15,000
Engineering Fee	1,600	1,600	0	-	-	-	1,600	1,600	0
Administration Cost	900	0	900	-	-	-	900	0	900
Sub-total	48,700	32,800	15,900	-	-	-	48,700	32,800	15,900
Interest during Construction	2,500	1,500	1,000	-	-	-	2,500	1,500	1,000
Total	51,200	34,300	16,900	-	-	-	51,200	34,300	16,900
(C) <u>Sum of Generating Facilities and Transmission Line</u>									
Civil Works	295,300	149,000	146,300	1,000	200	800	296,300	149,200	147,100
Hydraulic Equipments	34,300	24,000	10,300	0	0	0	34,300	24,000	10,300
Electric Equipments	36,600	28,300	8,300	17,200	12,700	4,500	53,800	41,000	12,800
Transmission Line and Substation	46,200	31,200	15,000	0	0	0	46,200	31,200	15,000
Engineering Fee	15,500	15,500	0	100	100	0	15,600	15,600	0
Administration Cost	6,700	0	6,700	300	0	300	7,000	0	7,000
Sub-total	434,600	248,000	186,600	18,600	13,000	5,600	453,200	261,000	192,200
Interest during Construction	27,000	12,800	14,200	800	600	200	27,800	13,400	14,400
Total	461,600	260,800	200,800	19,400	13,600	5,800	481,000	274,400	206,600

Table 10-3 Fund Requirement in Each Year

(Unit : Million in Bahts)

Item	Total Fund Requirement		1970		1971		1972		1973		1974		1975		1976	
	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	Foreign Currency	Domestic Currency
(A) <u>Generating Facilities</u>																
Civil Works	149.2	147.1	0	17.7	26.7	19.7	60.3	53.6	62.0	55.3	-	-	-	-	0.2	0.8
Hydraulic Equipments	24.0	10.3	-	-	2.5	0	14.2	7.6	7.3	2.7	-	-	-	-	-	-
Electric Equipments	41.0	12.8	-	-	2.5	0	16.7	4.0	9.1	4.3	-	-	8.7	0	4.0	4.5
Engineering Fee	14.0	0	10.8	0	1.2	0	1.1	0	0.8	0	-	-	-	-	0.1	0
Administration Cost	0	6.1	0	2.0	0	1.5	0	1.5	0	0.9	-	-	-	-	0	0.2
Sub-total	228.2	176.3	10.8	19.7	32.9	21.2	92.3	66.7	79.2	63.2	-	-	8.7	0	4.3	5.5
Interest during Construction	11.9	13.4	0.2	0.6	1.2	1.8	4.0	4.4	6.0	6.4	-	-	0.1	0	0.4	0.2
Total	240.1	189.7	11.0	20.3	34.1	23.0	96.3	71.1	85.2	69.6	-	-	8.8	0	4.7	5.7
Cumulative Total	-	-	11.0	20.3	45.1	43.3	141.4	114.4	226.6	184.0	-	-	235.4	184.0	240.1	189.7
(B) <u>Transmission Line</u>																
Transmission Line and Substation	31.2	15.0	-	-	0	0	22.5	10.4	8.7	4.6	-	-	-	-	-	-
Engineering Fee	1.6	0	0.2	0	1.0	0	0.3	0	0.1	0	-	-	-	-	-	-
Administration Cost	0	0.9	0	0.3	0	0.2	0	0.2	0	0.2	-	-	-	-	-	-
Sub-total	32.8	15.9	0.2	0.3	1.0	0.2	22.8	10.6	8.8	4.8	-	-	-	-	-	-
Interest during Construction	1.5	1.0	0	0	0.1	0.1	0.5	0.4	0.9	0.5	-	-	-	-	-	-
Total	34.3	16.9	0.2	0.3	1.1	0.3	23.3	11.0	9.7	5.3	-	-	-	-	-	-
Cumulative Total	-	-	0.2	0.3	1.3	0.6	24.6	11.6	34.3	16.9	-	-	34.3	16.9	34.3	16.9
(C) <u>Sum of Generating Facilities and Transmission Line</u>																
Total	274.4	206.6	11.2	20.6	35.2	23.3	119.6	82.1	94.9	74.9	-	-	8.8	0	4.7	5.7
Cumulative Total	-	-	11.2	20.6	46.4	43.9	166.0	126.0	260.9	200.9	-	-	269.7	200.9	274.4	206.6

10.2 基 本 条 件

工事費を積算するに当つては、計画地点の自然条件および地域条件、工事規模ならびに現在期待し得る技術水準等を考慮し、1967年3月の物価に基づいて積算を行つた。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 Phrom発電所、同発電所から Khonkaen の送電線、および同変電所における送電線引き込み用の開閉設備増設工事迄とする。なお、Nam Phrom発電所と Khonkaer 変電所の間に設けられる通信設備、および Ban Non Han から計画地点迄の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いて積算した。
- 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1967年3月の物価に基づいて、また輸入資材および輸入工事用機械の価格は1967年3月の C.I.F. 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、ダム盛立トンネル掘削、骨材製造およびコンクリート工事等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、先ず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。次にこの直接工事費に、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、通信設備等の機器類は、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を計上した。

(5) 管 理 費

管理費としては、NEEAの現地派遣人員の現場手当、NEEA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計上した。

(6) 土地買収費

発電設備が設置されるところはすべて国有地であるので、土地買収費は必要ない。送電線は一部私有地を通過するが、その補償費はわずかの額と予想される。そこで、これは予備費でまかなうものとして土地買収費としては計上しなかつた。

(7) 建設中利子

建設中利子は、Table 10-3 に示された年別所要資金に基づいて積算した。利子率は第12章で述べる如く、外貨分については年率4.51%、現地通貨分については年率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等が含まれる。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、 $1 \text{ U.S. \$} = 208 \text{ Bahts} = 360 \text{ Yen}$ とした。

第 11 章 経 済 評 価

11.1	販売可能電力量	122
11.2	年間費用と電力コスト	122
11.2.1	年間費用	122
11.2.2	電力コスト	124
11.3	年間便益	124
11.3.1	経済評価の基本的な考え方	124
11.3.2	基準火力発電所の選び方	124
11.3.3	基準火力発電所の建設費と年間費用	124
11.3.4	便益の単価	127
11.3.5	Nam Phrom 計画の年間便益	127
11.4	便益・費用比	128

添 付 表

Table 11-1	Construction Cost and Serviceable Years of Facilities	122
Table 11-2	Annual Cost	123
Table 11-3	Construction Cost of Oil Fired Steam Power Plant (125MW x 2)	125
Table 11-4	Estimated Cost of Oil Fired Steam Power Plant	126
Table 11-5	Annual Benefit	128

第 11 章 経 済 評 価

11.1 販売可能電力量

第 7 章で述べた如く、Nam Phrom 発電所の年間一次電力量は送電端において 149,000,000 kwh である。この一次電力量は Nam Phrom 発電所の運転開始後、直ちに全部有効に使用される (Fig. 7-5 および Fig. 7-6 参照)。

今 Nam Phrom 発電所から Kohnkaen 変電所迄の送電損失率を想定すると、3.9%となる。したがって Kohnkaen 変電所における可能販売電力量は 143,200,000 kwh となる。

11.2 年間費用と電力コスト

11.2.1 年間費用

第 10 章で述べた如く、Nam Phrom 計画の総工事費は 481,000,000 Bahts である。今、各施設毎の工事費およびそれらの耐用年数を示せば Table 11-1 の通りとなる。

Table 11-1 Construction Cost and Serviceable Years of Facilities

(Unit : Thousands of Bahts)

Item	Serviceable Years	Total Cost	Foreign Currency	Domestic Currency
1. Generating Facilities				
Civil Works	50	296,300	149,200	147,100
Hydraulic Equipments	50	34,300	24,000	10,300
Electric Equipments	30	53,800	41,000	12,800
Engineering Fee		14,000	14,000	0
Administration Cost		6,100	0	6,100
Interest during Construction		23,300	11,900	13,400
Total		429,800	240,100	189,700
2. Transmission Line				
Transmission Line	50	46,200	31,200	15,000
Engineering Fee		1,600	1,600	0
Administration Cost		900	0	900
Interest during Construction		2,500	1,500	1,000
Total		51,200	34,300	16,900
3. Total Construction Cost		481,000	274,400	206,600

第 11 章で述べる利子率 — 外貨分に対し 4.5 %, 内貨分に対し 6.0 % — を適用し, 本計画の耐用年数 50 年間にわたる平準化年間費用を求めると, Table 11-2 の通りとなる。この表からわかるように年間費用は 31,850,000 Bahts である。

Table 11-2 Annual Cost

(Unit : Thousands of Bahts)

Item	Investment Cost	Annual Cost
1. Maintenance and Operation		
Salaries and Wages		800
Maintenance of Generating Facilities		
0.005 x (Investment Cost of Generating Facilities)	429,800	2,150
Maintenance of Transmission Line		
0.015 x (Investment Cost of Transmission Line)	51,200	770
Sub-total		3,720
2. Replacement of Electric Equipments		
0.1741 x 0.06344 x (Investment Cost of Electric Equipment)	60,000(*)	600
3. Amortization of Initial Investment		
Foreign Currency		
0.05060 x (Investment Cost paid in Foreign Currency)	274,400	13,880
Domestic Currency		
0.06344 x (Investment Cost paid in Domestic Currency)	206,600	13,110
Sub-total		26,990
4. Administration Expense		
0.001 x (Total Investment Cost)	481,000	480
5. Tax and others		0
6. Total Annual Cost		31,850

タイ国においては、N E E A のような authority は諸税を免除されている。ただし、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、N E E A としては、電気料金を高くして純利益を生み出すよりは、出来るだけ低れんな電気料金を設定することを第一の目的とするであろう。それ故、上記年間費用の計算に当つては、N E E A は純利益を得ないものとして contribution は 0 とした。

11.2.2 電力コスト

11.2.1 で求めた年間費用を 11.1 で求めた販売可能電力量で割れば、Nam Phrom 発電所の Kohnkaen 変電所渡しに kwh 当り電力コストが得られる。その値は kwh 当り 0.222 Bahts である。

11.3 年間便益

11.3.1 経済評価の基本的な考え方

第3章で述べた如く、N E E A 電力系統の Korat 変電所と Y E A 電力系統の Anthonng 変電所を結ぶ連けい送電線が建設されることが既に決定されている。この連けい送電線が完成すると、両系統間の電力の融通が可能となる。このような状況のもとにおいては、Nam Phrom 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へてこれによつて評価を行なうべきである。

11.3.2 基準火力発電所の選び方

基準火力発電所を選ぶに当つては、次に述べる条件を基準とした。

- (1) Y E A 系統と N E E A 系統内の電力需用の大きさ、その伸び率、供給力の構成等からみて、適当な規模であること。
- (2) 近い将来の供給力の主要部分を占めると予想され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にあること。

以上の条件を考慮した結果、基準火力発電所として Bangkok 周辺に建設されるユニット出力 125 MW、2 ユニット、設備出力 250 MW の重油専焼火力発電所を選んだ。

11.3.3 基準火力発電所の建設費と年間費用

基準火力発電所、すなわち、ユニット出力 125 MW、2 ユニット、設備出力 250 MW の重油専焼火力発電所の建設費を見積ると Table 11-3 のようになる。

Table 11-3 Construction Cost of Oil Fired Steam Power Plant

(125 MW x 2 Units)

(Unit : Thousands of Bahts)

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
Land	-	1,100	1,100
Buildings	39,990	31,940	71,930
Plants and equipments	27,010	18,460	45,470
Boiler	241,270	57,860	299,130
Turbine generator	249,190	61,270	310,460
Miscellaneous equipments	18,190	4,480	22,670
Miscellaneous expenses	15,760	10,510	26,270
Subtotal	591,410	185,620	777,030
Interest during construction	38,440	12,070	50,510
Over head cost	26,240	8,240	34,480
Total	656,090	205,930	862,020

Table 11-4 Estimated Cost of Oil Fired Steam Power Plant

Installed capacity	(MW)	250	
Unit capacity x no. of unit	(MWxUnit)	125 x 2	
Annual plant factor	(%)	60	
Thermal efficiency at sending end	(%)	32.7	
Annual energy supply	(10 ³ MWH)	1,310	
Fuel consumption	(10 ⁶)	348.6	
Construction cost	(10 ³ B)	862,020	

Item	Fixed cost	Variable cost	Notes
Interest and depreciation (10 ³ B)	62,630		Capital recovering factor: 0.07265 (Interest: 6%, Service life: 30 years)
Operation and maintenance costs (10 ³ B)	18,202	3,448	
Salaries and wages (10 ³ B)	2,688		96 persons x 28,000 B/person
Repairing expense (10 ³ B)	13,790	3,448	Construction cost x 0.02 (Fixed cost 0.8, Variable cost 0.2)
Miscellaneous expense (10 ³ B)	1,724		Construction cost x 0.002
Administration cost (10 ³ B)	1,165	291	Oper. & maint. costs x 0.08 (Fixed cost 0.8, Variable cost 0.2)
Tax and others (10 ³ B)	0		
Fuel cost (10 ³ B)		158,549	0.455 B/
Total (10 ³ B)	81,997	162,288	
Annual cost at sending end			
Cost per KW (B)	328		
Cost per KWH (B)		0.124	Fuel cost per KWH: 0.121 B

次に Table 11-4 に示すように、基準火力発電所の年間費用を固定費と可変費とに分けて算出した。固定費は kw 当り 328 Bahts, 可変費は kwh 当り 0.124 Bahts である。この計算では、11.2.2 で述べたと同じ理由により、諸税と contribution は 0 とした。

11.3.4 便益の単価

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 kw 当り年間固定費に kw 補正率をかけたものとする。kw 補正率をかける理由は次の通りである。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高い。それ故、系統に火力発電所を投入した場合に、水力発電所を投入した場合と同じ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分だけ大きな設備量を必要とする。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。

しかし kw 補正率は、火力と水力との事故率の差、火力のユニット容量、系統内の水力と火力の割合、供給予備力等によつて影響されるので、これを厳密に算出することは困難である。ここでは、少なくともこれだけは期待し得る値として、1.1 をとることとした。

kwh 当り便益は、1 次電力量に対して、基準火力発電所の kwh 当り年間可変費とする。したがつて、kw 当り便益および kwh 当り便益は次の通りとなる。

kw 当り便益		361 Bahts
kwh 当り便益	1 次電力量	0.124 Bahts

11.3.5 Nam Phrom 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 Phrom 計画の年間便益を計算した。

基準火力発電所を経済評価の尺度としたので、Nam Phrom 発電所の出力および発生電力量はすべて有効に消費されるものと仮定した。また Nam Phrom 発電所から Kohnkaen 変電所迄の送電損失は、Bangkok 周辺に建設される基準火力発電所から Korat 変電所迄の送電損失と、互に相殺されるものとして計算に見込まなかつた。

かくして求められた Nam Phrom 発電所の年間便益は、Table 11-5 に示される通りで、36,890,000 Bahts が期待される。

Table 11-5 Annual Benefit

	Unit	Annual Benefit
Dependable Capability	10^3 KW	51.0
Firm Energy	10^6 KWH	149
Value per KW	Baht	361
Value per KWH for firm energy	"	0.124
Benefit of KW	10^3 Bahts	18,410
Benefit of KWH of firm energy	10^3 Bahts	18,480
Total Annual Benefit	10^3 Bahts	36,890

Nam Phrom計画の便益としては、このほかに第7章で述べたNam Pong 発電所の一次電力量の増加、第8章で述べた農業に及ぼす影響、その他洪水調節、地域開発への貢献等の便益が考えられる。若しこれらの便益を加えれば、上述の年間便益の値は更に大きくなる。

11.4 便益・費用比

Nam Phrom発電所の年間費用はTable 11-2 に示す如く31,850,000 Bahts であり、また年間便益はTable 11-5 に示す如く36,890,000 Bahts である。したがって、その年間超過便益は5,040,000 Bahts となり、便益・費用比は1.16となる。

第 12 章 資 金 計 画

12.1	所 要 資 金	130
12.2	資 金 調 達	130
12.2.1	調 達 源	130
12.2.2	金利および償還期間	131
12.3	資金返済能力	131
12.3.1	電力料収入	131
12.3.2	運転維持費	133
12.3.3	減価償却費	133
12.3.4	管 理 費	133
12.3.5	税金、その他	133
12.3.6	純 収 入	133
12.4	資金返済計画	133

添 付 表

Table 12 - 1	Statements of Income	132
Table 12 - 2	Statements of Cashflow	134
Table 12 - 3 -(1)	Amortization Schedule (Foreign Loans)	134
Table 12 - 3 -(2)	Amortization Schedule (Domestic Loans)	135

第 12 章 資 金 計 画

12.1 所要資金

本計画の総工事費は、第10章に記載した通り、外貨所要分 274,400,000 Bahts, 現地通貨所要分 206,600,000 Bahts, 合計 481,000,000 Bahts である。その年別所要額は次の通りである。

(Unit: Thousand of Bahts)			
Year	Foreign currency	Domestic currency	Total
	(200)	(600)	(800)
1970	11,200	20,600	31,800
	(1,300)	(1,900)	(3,200)
1971	35,200	23,300	58,500
	(4,500)	(4,800)	(9,300)
1972	119,600	82,100	201,700
	(6,900)	(6,900)	(13,800)
1973	94,900	74,900	169,800
1974	-	-	-
	(100)	-	(100)
1975	8,800	-	8,800
	(400)	(200)	(600)
1976	4,700	5,700	10,400
Total	(13,400) 274,400	(14,400) 206,600	(27,800) 481,000

(注) 上段 () 内の数字は建設中利息で内数である。

12.2 資金調達

12.2.1 調 達 源

この種の計画には、長期且つ低利の資金が得られることが望ましい。タイ国のように発展途上にある国では、国内において一般の金融市場よりこのような巨額の資金を長期且つ低利で得ることは困難であるので、外国借款によるか、又は政府財政よりの投融資によることが理想的である。本計画の企業者である NEEA は、3.1.2(2) で詳述した通り、タイ国東北地方における電源開発と、同地域全般にわたる電力供給を目的としてタイ国政府によつて設立された電力公社であるので、外国借款の受け入れ、又は政府よりの投融資の受け入れに十分な資格を有すると考えられる。

このような考えから、本計画においては、外貨所要分については外国借款により調達し、現地通貨所要分については、タイ国政府が必要な財政的措置を取ることにより調達されるものとした。

12.2.2 金利及び償還期間

(1) 外貨分

タイ国はこれまで世界銀行、ワシントン輸出入銀行、アメリカの開発借款基金 (DLF)、西ドイツ政府等より幾つかの計画に対し借款を受けている。それらの借入条件は、計画の性格によつて異なるが、概ね金利は4~5%、償還期間は据置期間を含めて20年前後となつてゐる。NEEAは先にNam Pong計画の実施に対し、西ドイツ政府より年利率3ないし4.5%、据置期間6年後の返済期間18年で借款を受けている。以上の状況を考慮し、本計画については、次の条件を適用した。

金 利	年 率	4.5 %
償 還 期 間	運 転 開 始 後 20 年 間 元 利 均 等 償 還	

(2) 現地通貨分

タイ国政府が財政資金を投融資する際の諸条件は、その計画の性格および必要度、企業者の性格内容等により異なるが、一般に電力開発計画に対する投資条件は金利年6%前後であるといわれているので、本計画ではこれを採用した (RTG Treasury loan の電力向け金利は年6%である)。償還期間については、これらの投資が融資として行なわれるか、又は投資の形で行なわれるか不明であるので、建設される設備の耐用年数の間に償還されるものとした。従つて、現地通貨分に対しては次の条件を適用した。

金 利	年 率	6 %
償 還 期 間	運 転 開 始 後 50 年 間 元 利 均 等 償 還	

12.3 資金返済能力

12.3.1 電力料収入

(1) 変電所渡し電力単価

本計画はKhonken変電所までとなつてゐるので、Khonken変電所における売電単価を設定しなければならない。現在NEEAが運営しているNam Pong系の電力は変電所渡しで0.35 Bahts/kwh、Nam Pong系のそれは0.40 Bahts/kwhである。現在これらの単価でPEAがNEEAより電力の卸売を受けて一般需要家に売電している。したがつて本計画により生産される電力の卸売単価も、これを下廻る必要はないと思われる。しかし、電力事業の公益性から考えて過大な利潤を得ることは望ましくないので、11.2.2で計算された電力コスト0.222 Bahts/kwhを大巾に上廻る売電単価を設定することは好ましくなく、妥当な単価を設定すべきである。即ち、Nam Phrom発電所運転開始後20年間について運転維持費、管理費、財務費用 (支払利息) 等を賄ひ、且つ債務を償還するのに十分な電力収入を確保する電力単価を試算した。かくして求めた電力単価は0.27 Bahts/kwhとなつ

たので、これを本計画の資金計画の電力収入を算定する際に適用することとした。本計画の電力が 0.27 Bahts/kwh で売れるかどうかは、NEEA 全体の現行料金制度を詳細に検討した上でなければ断言出来ないが、この単価は Nam Phrom 発電所が NEEA の電力系統に加わることによつて少なくとも現行の料金が引下げられ得る可能性があることを示している。運転開始後 20 年経過して外国借款分の償還が終ると、それまで外国借款償還に必要であつた金額だけ収入が多くなる。したがつて Nam Phrom 発電所の卸売料金をその分だけ引き下げ得ることになり、kwh 当り 0.12 Bahts にまで下げることが出来よう。

(2) Khonkaen 変電所渡し電力量

Khonkaen 変電所渡し電力量は、前章で述べた通り送電損失率を 3.9% として算定した。

(3) 収入

以上により、Nam Phrom 発電所の Khonkaen 変電所における電力収入を想定すると Table 12-1 の通りとなる。

Table 12-1		Statement of Income											Unit: Thousand of Bahts)
Item	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	
(A) Revenues													
Salable Energy (10 ³ KWH)	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	143,200	
Cost per Unit delivered at Substation (Baht per KWH)	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	
Operating Revenues	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	38,664	
(B) Expenses													
1. Maintenance & Operation expenses													
Generating facilities	2,052	2,052	2,052	2,149	2,149	2,149	2,149	2,149	2,149	2,149	2,149	2,149	
Transmission line	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	768	
Salaries & wages	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	
2. Depreciation	8,802	8,802	8,802	9,371	9,371	9,371	9,371	9,371	9,371	9,371	9,371	9,371	
3. Administration Cost	462	462	462	481	481	481	481	481	481	481	481	481	
Total Operating Cost	12,884	12,884	12,884	13,569	13,569	13,569	13,569	13,569	13,569	13,569	13,569	13,569	
(C) Operating Income (C) = (A) - (B)	25,780	25,780	25,780	25,095	25,095	25,095	25,095	25,095	25,095	25,095	25,095	25,095	
(D) Financial Expenses (Interest)													
Foreign loans	11,736	11,362	10,971	11,174	10,728	10,262	9,774	9,265	8,732	8,176	7,592	6,987	
Domestic loans	12,048	12,007	11,963	12,264	12,213	12,160	12,103	12,043	11,979	11,911	11,840	11,763	
(E) Net Income	1,996	2,411	2,846	1,657	2,154	2,673	3,218	3,787	4,384	5,008	5,663	6,345	

12.3.2 運転維持費

発電設備および送電設備それぞれについて、設備金額に対する経費率を次のように定めた。

発電設備 ; 0.5%

送電設備 ; 1.5%

Nam Phrom 発電所の運転に必要な人員を想定し、タイ国における給与水準に基づいて Nam Phrom 発電所の運転のための人件費を算出した。

12.3.3 減価償却費

減価償却は、タイ国電気事業で一般に用いられている下記の耐用年数を適用し、耐用年数終了後10%の残存価格が残るものとして、定額法で行なった。

土木構造物 50年

ゲート、水圧鉄管類 50年

電気機器 30年

送電設備 50年

12.3.4 管理費

NEEA 本部の管理費の Nam Phrom 発電所負担分は、設備金額の0.1%とした。

12.3.5 税金、その他

11.2.1に述べた理由により、税金、Contribution等はないものとした。

12.3.6 純収入

以上のような条件で年別に本計画による収入を算定し、この収入から運転維持費、減価償却費、管理費、諸税を差引き、更に資金の外国借款分及び国内調達分に対する支払利息を控除すると、Nam Phrom 発電所による純収入が求まる。Table 12-1にその計算を示してある。

Table 12-1 から、Nam Phrom 発電所は運転開始後直ちに全発生電力量が有効化するので、運転開始の年から充分な純収入を上げることがわかる。

12.4 資金返済計画

資金の返済に充当される源資は、経営収支における純収入及び減価償却費である。

12.2.2で述べた借款条件に基づいて、外貨分、現地通貨分の返済額を算定すると Table 12-3-(1)および(2)の通りとなる。これと返済源資とから現金収支 (Cash Balance) を計算すると Table 12-2 のようになる。この表は、Nam Phrom 発電所が自己の収入によって外貨、現地通貨双方の借入金を定められた返済条件に従って償還することが出来ることを示している。

従って、本計画は経済性も高く、資金的にも甚だ有利な計画と云える。

Table 12-2

Statements of Cashflow

(Unit: Thousand of Bahts)

Item	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
(A) Cash from Income													
Net Income					1,996	2,411	2,846	1,657	2,154	2,673	3,218	3,787	4,384
Depreciation					8,802	8,802	8,802	9,371	9,371	9,371	9,371	9,371	9,371
(B) Proceed from Finance													
Foreign loans	11,200	35,200	119,600	94,900		8,800	4,700						
Domestic loans	20,600	23,300	82,100	74,900			5,700						
(C) Total (C=A+B)	31,800	58,500	201,700	169,800	10,798	20,013	22,048	11,028	11,525	12,044	12,589	13,158	13,755
(D) Capital Expenditure													
Construction cost	31,800	58,500	201,700	169,800		8,800	10,400						
(E) Repayment of Borrowing													
Foreign loans					8,313	8,687	9,078	9,921	10,367	10,833	11,321	11,830	12,363
Domestic loans					691	732	776	843	894	947	1,004	1,064	1,128
(F) Total (F=D+E)	31,800	58,500	201,700	169,800	9,004	18,219	20,254	10,764	11,261	11,780	12,325	12,894	13,491
(G) Cash Balance (G=C-F)	0	0	0	0	1,794	1,794	1,794	264	264	264	264	264	264

Table 12-3-(1)

Amortization Schedule - Foreign Currency

(Unit: Thousand of Bahts)

Year	Generating Facilities	Borrowing Transmis-sion Line	Total	Principal	Interest	Redemption Total	Out-standing Balance	Remarks
1973	226,500	34,300	260,800				260,800	Interest rate: 4.5% p.a. redeemable in equal annual instalments in 20 years Amortization rate: 0.07687614
4				8,313	11,736	20,049	252,487	
5				8,687	11,362	20,049	243,800	
6	13,600		13,600	9,078	10,971	20,049	248,322	
7				9,921	11,174	21,095	238,401	
8				10,367	10,728	21,095	228,034	
9				10,833	10,262	21,095	217,201	
1980				11,321	9,774	21,095	205,880	
1				11,830	9,265	21,095	194,050	
2				12,363	8,732	21,095	181,687	
3				12,819	8,176	21,095	168,718	
4				13,503	7,592	21,095	155,265	
5				14,108	6,987	21,095	141,157	
6				14,743	6,352	21,095	126,414	
7				15,406	5,689	21,095	111,008	
8				16,100	4,995	21,095	94,908	
9				16,824	4,271	21,095	78,084	
1990				17,581	3,514	21,095	60,503	
1				18,372	2,723	21,095	42,131	
2				19,199	1,896	21,095	22,932	
3				20,063	1,032	21,095	2,869	
4				917	129	1,046	1,952	
5				974	72	1,046	1,029	
6				1,029	46	1,075	0	

Table 12-3-(2)

Amortization Schedule - Domestic Currency

(Unit: Thousand of Bahts)

Year	Borrowing			Redemption			Out-standing Balance	Remarks
	Generating Facilities	Transmission Line	Total	Principal	Interest	Total		
1973	183,900	16,900	200,800				200,800	Interest rate: 6% p.a. redeemable in equal annual installments in 50 years
4				691	12,048	12,739	200,109	
5				732	12,007	12,739	199,377	
6	5,800		5,800	776	11,963	12,739	204,401	
7				843	12,264	13,107	203,558	
8				894	12,213	13,107	202,664	
9				947	12,160	13,107	201,717	
1980				1,004	12,103	13,107	200,713	
1				1,064	12,043	13,107	199,649	Amortization rate: 0.06344429
2				1,128	11,979	13,107	198,521	
3				1,196	11,911	13,107	197,325	
4				1,267	11,840	13,107	196,058	
5				1,344	11,763	13,107	194,714	
6				1,424	11,683	13,107	193,290	
7				1,516	11,597	13,107	191,780	
8				1,600	11,507	13,107	190,180	
9				1,696	11,411	13,107	188,484	
1990				1,798	11,309	13,107	186,686	
1				1,906	11,201	13,107	184,780	
2				2,020	11,087	13,107	182,760	
3				2,141	10,966	13,107	180,619	

