

タイ国ナム・ポン上流域電源開発計画  
予備調査報告書

1966年8月

海外技術協力事業団

国際協力事業団

01269

## は し が き

タイ国政府は同国東北部開発に伴う電力需要に備えるためナム・ボン上流域の電源開発計画に対する調査団派遣を日本政府に要請してきた。日本政府の委託を受けた海外技術協力事業団は、渡辺宏氏（海外電力調査会調査員、電源開発株式会社海外技術協力部次長）を団長とする2名の専門家をもって調査団を編成し、1966年6月15日より32日間にわたり計画予定地であるNam Phrom, Upper Nam Chern および Lower Nam Chern の3地点の電源開発計画に関する開発の可能性について調査検討の結果、ここにプレリミナリ・レポートとして提出の運びとなった。

本書がタイ国政府の重要施策である電源開発事業に役立つとともに日・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。

最後に、今回の調査にあたられた団員各位に改めて謝意を表するとともに、調査の実施にあたり協力を惜しまれなかった通産省、外務省、他関係機関会社に厚く御礼申し上げます。

海外技術協力事業団

理事長 波 沢 信 一

JICA LIBRARY



1049976[2]

# 目 次

## 第 1 章 緒 論

1-1	経 緯	2
1-2	調査の目的	3
1-3	既存の報告書	3
1-4	基礎資料	4
1-5	謝 辞	4

## 第 2 章 結 論 と 勧 告

2-1	結 論	6
2-2	勧 告	7

## 第 3 章 需 要 想 定

3-1	関連地域のあらまし	9
3-2	関連地域における電気事業の現状	9
3-3	供給地域の範囲	10
3-4	需要想定	11
3-4-1	想定期間	11
3-4-2	需要の伸び率	11
3-4-3	負 荷 率	11
3-4-4	需要の大きさ	12
3-4-5	特殊需要	12
3-5	需給バランス	13
3-6	開発の実施	13
3-6-1	Case-A	13
3-6-2	Case-B	14

## 第4章 計画概要

4-1	計画地域の概要	16
4-2	計画立案の基礎条件	17
4-2-1	計画地点の流量	17
4-2-2	使用水量	17
4-2-3	出力および発生電力量	18
4-3	計画概要	18

## 第5章 計画案の比較

5-1	工程	21
5-2	工事費	21
5-2-1	基本条件	21
5-2-2	工事費総括表	21
5-3	経済評価	22
5-3-1	販売可能電力	22
5-3-2	年間費用と電力コスト	23
5-3-3	代替設備	24
5-3-4	費用・便益比	24
5-4	開発の順序	25
5-5	技術上の問題	27
5-6	結論	28

## 第6章 Feasibility Studyのための現地調査項目

6-1	調査項目	30
6-1-1	Nam Phrom 計画に対して	30
6-1-2	Upper Nam Ohern 計画に対して	30
6-2	調査項目の数量と工程	31
	付録(諸図表)	32

# 第 1 章 緒 論

# 第 1 章 緒 論

## 1-1 経 緯

タイ国政府は、タイ国東北地方における急激な電力需要の伸びに対処するため、ナム・ボン (Nam Pong) 上流の水力を開発することを計画した。そして Nam Pong 上流の三つの開発計画のうち最も経済的な一つの計画を選んでその計画の feasibility study を行うことを日本政府に要請した。日本政府はこの要請にこたえて、feasibility study を実施することとし先ずこのための予備調査を海外技術協力事業団に委託した。海外技術協力事業団は、海外電力調査会及び電源開発株式会社の協力のもとに、下記の土木技師 2 名よりなる調査団を編成し、上記三つの開発計画の中から最も経済性ある計画を選ぶための調査を実施した。

団長 渡辺 宏 海外電力調査会開発協力部調査員

(電源開発株式会社海外技術協力部次長)

団員 橋本龍男 海外電力調査会開発協力部調査員

(電源開発株式会社水力建設部設計室副主査)

Nam Pong 上流域開発計画のタイ国における実行担当機関は North-East Electricity Authority (NEEA) であり、それが提案している三つの開発計画は次の通りである。

Nam Phrom 計画 (設備出力：4.5 MW)

Upper Nam Chern 計画 (設備出力：1.3 MW)

Lower Nam Chern 計画 (設備出力：1.2 MW)

前記調査団は、これらの計画に関連ある諸報告書を検討した後、1966年6月15日より7月16日に至る約一ヶ月間現地において踏査を行い、また必要な資料を蒐集した。これらの報告書検討、踏査結果および蒐集した資料にもとずき、上記三計画に関する予備調査報告書を作成し、こゝに提出する運びとなった。

## 1-2 調査の目的

日本政府は、Nam Phrom 計画、Upper Nam Chern 計画および Lower Nam Chern 計画のうちの一計画に関する feasibility report を、1967年4月末迄にタイ国政府に提出する予定となっている。本調査の目的は、上記の feasibility report 作成のために、

- (1) 三つの計画のうちで何れの計画が最も経済性があるかを検討し、次に
- (2) その計画の feasibility study のために NEEA が実施すべき現地調査を立案勧告する、

ことである。

この報告書を作成するに当って使用することが出来た電力需給、水文、地質、地形等に関する諸資料は、極めて限られたものであった。したがって、需要想定、流量、開発規模、建設工事費等について、feasibility study において更に詳しい検討を行うことはいうまでもない。

なお、この報告書は本文および付録よりなり、付録には諸図表をとりまとめている。

## 1-3 既存の報告書

1966年2月に United Nations Advisor, Civil Engineer J. E. Kilpelainen 氏と NEEA の技師によって、Nam Pong 上流々域の水力発電計画のための第1回現地調査が行われた。この調査は、Nam Phrom 計画に対してはヘリコプターからの視察によって行われ、Lower Nam Chern 計画に対しては地上踏査が行われた。Upper Nam Chern 計画については、縮尺  $\frac{1}{50,000}$  地図による図上調査が行われただけであった。この調査の結果、NEEA, Planning Division, Engineering Department より次の表題で発表されている。

“Nam Pong Basin, Preliminary Report concerning the Development by J. E. Kilpelainen”

この報告書は、1966年4月に発表された補足ノートによって補足されている。

また E O A F E, Chief, Water Reservoir Development Division, P. T. Tan 氏によってこれらの計画の図上検討が行われ、その結果が1966年5月に次の表題



で発表されている。

“ Nam Phrom Financial Analysis by P. T. Tan ”

これらの報告書以外には、この計画に関する報告書は現在迄のところ発表されていない。

#### 1-4 基礎資料

雨量、河川流量、地形、電力需要等に関する諸資料が N E E A より調査団に提供された。また調査団は、現地調査期間中に種々の必要資料を蒐集した。しかし現在迄に調査団が入手することの出来た資料は、限られたもので未だ十分ではない。

なお、下記の報告書の中にも、本計画に関係ある基礎資料が見られる。

“ Rogers International Corporation: Nam Pong Project, Feasibility Report ”

“ Salzgitter Industriebau GMBH: Nam Pong Project, Engineering Report ”

#### 1-5 謝 辞

調査団は、今回の予備調査に際してタイ国政府、National Energy Authority (NEA), North-East Electricity Authority (NEEA) の諸官より提供された多くの助力と協力に対して、こゝに心からの感謝の言葉を捧げたい。特に N E A の寺西清一氏には需要想定の問題で負うところが大きかった。また、日本政府、海外電力調査会の方々の助力および電源開発株式会社の技師長の指導ならびに同社の技術スタッフの協力に対し、こゝにあわせて感謝の意を表したい。

## 第 2 章 結 論 と 勧 告

## 第 2 章 結論と勧告

### 2-1 結 論

現在迄に発表された報告書の検討、現地踏査、帰国後の計画検討の結果、次の結論が得られた。

- (1) Lower Nam Chern 計画は、現時点においては経済性が無い。それは石炭岩よりなるダム地点に地質上の問題があり、発電原価が非常に高いからである。その上、この計画は Nam Phrom から Nam Chern への流域変更を前提としているが、この分水がなければ更に発電原価は上昇することとなる。
- (2) Nam Phrom 計画および Upper Nam Chern 計画には何れも特別な技術上の問題がなく、且経済性がある。代替設備として考えられるディーゼル発電設備に比べて、両計画何れも発電原価が安く便益・費用比が 1 を超え、従って経済性がある。
- (3) Nam Phrom 計画および Upper Nam Chern 計画のうち何れを先に開発すべきかについては、今のところ決定出来ない。両計画について、それぞれ独立に発電原価、便益・費用比を求めると、Nam Phrom 計画の方が経済的に有利である。しかし、1966 年より 1975 年迄の 10 年間にわたる需要想定に基づき、開発時期、需要と供給力の関係等を考慮すると、両計画の何れを先に開発しても経済性は殆んど同じとなる。
- (4) 先に実施する計画は、出来る限り早く着手することが必要である。それは想定した需要に対して、1968 年から供給力が不足し始めるからである。
- (5) Nam Phrom 計画と Upper Nam Chern 計画の何れを先に実施するにしても、1977 年頃迄には両計画とも実現する必要が予想される。想定した需要から考えると、Nam Phrom 計画を先に実施した場合には 1977 年頃に Upper Nam Chern 計画が必要となり、Upper Nam Chern 計画を先に開発した場合には 1974 年に Nam Phrom 計画が必要になると予想される。
- (6) 現在までに入手出来た資料は限られたものであって未だ十分ではない。したがって何れの計画を先に実施するかを決定するためには、今回の検討に使用した水

文、地形、地質等の資料に誤がないことを確める必要がある。この目的のために、両計画それぞれ更に現地調査を早急に実施すべきである。

## 2-2 勧 告

前節結論の最後に述べたように、Nam Phrom 計画とUpper Nam Chern 計画の何れを先に開発するかを決定する前に、先ず次の調査を実施することを勧告する。

(1) 貯水池容量を確めること。そのために貯水区域内のトラバース測量と横断測量を行い、縮尺 $\frac{1}{50,000}$ 地図に誤がないかを調べる。

(2) ダム工事費を確めること。そのためNam Phrom 計画については、ダム地点のコアボーリングによる地質調査、Upper Nam Chern 計画については、ダム地点およびダム地点上流右岸のコアボーリングによる地質調査を行う。

以上(1)、(2)の調査結果にもとづいて何れの計画を先に実施するかを決定した後、その feasibility report 作成のため、次の調査を行うことを勧告する。

(3) 貯水区域の航空写真測量：縮尺 $\frac{1}{10,000}$ ， 5 m contour

航空写真測量は時間がかかるので、feasibility study には間に合わないかもしれないが、この測量は何れにしても必要であるから、出来るだけ早く着手すべきである。

(4) ダム、取水口、水圧管路および発電所予定地点 (Upper Nam Chern 計画の場合はダム地点上流右岸一帯を含む) の地形測量：縮尺 $\frac{1}{1,000}$ ， 1 m contour

(5) トンネル中心線の縦断測量

(6) ダム予定地点のコアボーリングによる地質調査 (Upper Nam Chern 計画の場合はダム地点上流右岸一帯を含む)

(7) ダム築造材料の調査

なお、feasibility report 作成のためには、上記の調査の結果入手後 4ヶ月を要すると考えられる。

### 第 3 章 需 要 想 定

## 第 3 章 需 要 想 定

### 3-1 関連地域のあらまし

Nam Pong 上流計画地域はタイ国東北地方に位置している。タイ国東北地方における電力需要は、近年予想を上回る大巾な伸びを示している。これはタイ国政府の東北地方産業開発政策が非常に効果的であり、産業開発と共に一般の民生も年々向上し、送配電線の拡充につれて潜在していた需要が顕在化して来たからであると考えられる。

東北地方 15 県の人口は 9,878,862 (1964 年) である。15 県のうち、当分は電力系統から孤立したままであると予想される Loey および Buri-ram の 2 県を除いた 13 県の人口と電力系統を Table-1 に示してある。これによれば、3 つの系統がその供給区域に有する人口は、1964 年で 9,020,641 に達し、これはタイ国総人口の凡そ  $\frac{1}{2}$  に当る。しかし、都市への集中度は極めて低く、市街地に含まれる人口は全体の約 4%、市街地周辺の推定人口を含めても 9% 程度に過ぎない。つまり今後この散在している住民に系統から電力を供給するためには、末端送配電設備の拡充が必要である。これに要する費用は莫大なものとなり、むしろ孤立したディーゼル発電所の方がより合理的な電化方法となるかもしれない。

したがって今後 10 年間位の電力系統の需要を考える場合には、前述の周辺部を含めた市街地人口をその対象とすべきであろう。たゞこの場合、都市部における諸産業の発展は、農村から地方都市への人口集中化を促すであろうことは考慮する必要がある。

### 3-2 関連地域における電気事業の現状

タイ国東北地方にある既設発電設備と計画中の発電設備を Table-2 に示してある。この地方には、現在 Nam Pong 系と Nam Pung 系の水力電気が開発され、115 KV および 66 KV の送電線で主要都市に電力を供給している (Fig. -3 参照)。Nam Pong 系の Ubolratana 発電所は、最大出力 18 MW で、1966 年 2 月から Khon Kaen, Nakorn Ratsima, Udon Thani, Phol, Mahasarakham に電力を供給して

いる。同発電所は1968年2月に第3号機の据付を完了して最大出力25MWとなる予定である。Nam Pung発電所は最大出力6MWで、1965年10月からSakon Nakhon, Nakae, That Phanomに電力を供給している。これらの電力はProvincial Electricity Authority (PEA)によって配電されている。PEAは配電設備の整備と拡充に鋭意力を注いでいるので、ディーゼル発電に頼っていた小都市も近い将来順次これらの系統に連繫されてゆくであろう。なおこのNam PungとNam Pongの両系統は、1967年秋には結ばれる予定である。

また同じ1967年秋迄に、Udon Thaniとラオスの首都Vientianを結ぶ115KV送電線が完成する予定である。この送電線は、Vientianに電力を供給するとともに、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っている。さらにNam Ngum発電所が1972年始めに運転に入れば、この送電線によりNam Ngumからタイ国に電力を供給することが約束されている。電力の受授は8MWの予定といわれている。

一方Ubol Rat Thani, Sri Sake, Surin等がある南寄りの地方では、まだ水力が開発されておらず、都市毎にディーゼル発電機によって電力を得ている。しかし近く着工されるであろうLam Dom Noi発電所が1969年末に完成する予定で、これが完成すれば最大出力1.5MWでこの地方に電力を供給することになる。

### 3-3 供給地域の範囲

タイ国東北地方は15県よりなる。このうちLoeyはNam PongまたはNam Pung何れの電力系統にも入らないで当分は孤立したまゝであると考えられる。またBuriramは、将来はLam Dom NoiまたはNakorn Ratsimaから送電されることが予想されるが、当分の間何れの供給地域にも含まれないと考えられる。そこで今回の需要想定では、この2県を除いた13県を供給地域とした。

なお上記地域その他、前節3-2に述べた如く、ラオス国Nam Ngum系との間に電力の受授が行われることになっている。

### 3-4 需要想定

#### 3-4-1 想定期間

需要の想定期間は1966年以降10年間とした。

#### 3-4-2 需要の伸び率

この地方における電力需要の年間伸び率は、KWおよびKWHともに最近は15~20%に達している。Nam PongおよびNam Pungの両系が運転に入ってまだ間もないから、この1、2年の間は需要は引続き大きく伸びると予想される。特に1967年には系統内の伸びに加えて、新たに系統につながる地点の需要が加わることが予想される。しかし他方3-1で述べたように、供給対象である都市周辺人口があまり多くないことを考慮すると、それ以降の需要の伸びはそれ程大きいとは考えられない。以上の事を考慮し、一般需要のKWの年間伸び率をTable-3に示す数値に想定した。たとえ現実に一時的に高い伸び率がみられたとしても、そのまゝの伸び率が長期にわたり続くとは考えられない。したがって今後10年間の平均伸び率10~12%は適当な数値であり、決して過少ではないと考える。

一般需要以外の特殊需要については、後で3-4-5において述べる。

#### 3-4-3 負荷率

現在のNam Pong系のUbolratana発電所および各変電所における日負荷曲線をFig-6-1~8に示す。これらの曲線ではピークが19時~19時30分頃に現れ、日負荷率は39~53%を示している。

次にこの地方の特徴として、四季における負荷曲線の変化は殆んどないといつてよい。また負荷を構成するものが主として一般用負荷であつて工業用負荷がないため、週日と日曜との負荷曲線の相違も小さい。即ち、日負荷曲線の形は年間を通じて殆んど変化せず、たゞ負荷の大きさが伸びてゆくだけであると言ふことが出来る。

他方、PEAの22KV配電線は必ずしも常時安定送電が出来るわけではなく、数時間の停電作業や時には数十時間に及ぶ事故停電が記録されている。また最大負荷は月々次第に延びてゆく。したがって年負荷率は日負荷率よりもかなり低い値になると考えられる。

以上の事実を考慮して、Table-4-1に示すように、一般需要の年負荷率を主要都市では44~45%、その他の小都市では34~38%に想定した。



#### 3-4-4 需要の大きさ

需要の大きさについては、先ず1966年末の受電端電力を想定した。これは1966年5月のNam Pong系およびNam Pung系各変電所における負荷実績値、年末迄の負荷の推定伸び、22KV配電線の建設状況および建設予定からみて系統に加わると思われる部落や都市の需要等を考慮して想定した。そして更にタイ国政府委員会作成の「Electrical Energy Demand Investigation Report」の数値を参照してこれに手を加えた。

この1966年末の受電端電力をもとに、既に述べた需要の伸び率を用いてその後のKW需要を想定した。年間KW需要は、想定した年負荷率を用いてこれらのKW需要から算出した。これらの受電端需要に送電ロスを加えて送電端におけるKW需要およびKW需要を求めた。その結果はTable-5-1~3に示してある。

#### 3-4-5 特殊需要

この地方の電力需要には、一般需要のほかCooperative Demand, ラオスの需要等が含まれる。

Cooperative Demandとは、タイ国東北地方の治安を安定させて共産化を防ぐため、自由諸国から提供される辺地農村の開発計画によって生ずる需要である。これは主として乾季の灌漑のための揚水、小規模の造船所、農村小工業などの需要である。この計画は1967年から順次具体化されると言われている。そのKW需要はNEEAから与えられた数値を用いた。たゞしこの需要は現在の系統のピーク時に重なる分は少く、この需要の約30%をしめる電灯負荷だけが系統のピーク時に重なるものと考えた。年間伸び率はTable-3に示す如くKWで10%と想定した。また年負荷率は、揚水ポンプの稼働率や農産物加工の小工業の性格等を考慮すると季節的な変動が大きいと予想されるので、Table-4-2に示す如く25%とした。

その他の特殊需要は、既に系統に加わることが正式に決ったものおよび近く正式に要請される分を考慮した。そのKW需要は1966~1968年の間に最終規模に達するものと想定し、それ以後は伸びはないものとした。また負荷率は一般需要と同じ値とした。

ラオスの需要は既に3-2において述べた。タイ国がラオス国と正式に取り交した契約に基づき、送電線完成予定の1967年11月に2MW、順次増加して最大8MWに達するものと想定した。また年負荷率は40%とした。

### 3-5 需給バランス

3-4において想定した需要と、3-2において説明した既設発電設備および計画中の発電設備の供給力とのバランスをFig-4-1~2およびTable-6-1~2に示す。水力発電所のKW供給力は、貯水池水位低下のため6月末に最小になり、貯水池水位回復により12月末に最大になるものとした。KWHについては、需要、供給力とも年間KWHを各月に平均して表わした。

これらの図から明らかなように、1968年からKWH供給力が不足し始め、1969年以降はKW供給力、KWH供給力とも不足する。特にKWH供給力の不足が著しい。

### 3-6 開発の実施

本節においては、前節で述べた供給力の不足をUpper Nam Pongの開発によって如何に解決するかを検討する。Upper Nam Pong計画に含まれる3ヶ地点の中、Lower Nam Chern地点は、後に説明するように現時点においては経済性がないと判断される。他の2地点即ちNam Phrom地点とUpper Nam Chern地点の何れを先ず開発するかによって、二つの開発方法が考えられる。便宜上これを次のように表わすこととする。

Case-A : Nam Phrom地点を先ず開発する場合

Case-B : Upper Nam Chern地点を先ず開発する場合

以下各場合について検討することとする。

#### 3-6-1 Case-A

Nam Phrom地点を先ず開発することにした場合の需給バランスをFig-5-1~2およびTable-7-1~2に示す。Nam Phromの地点の工事工程は、1968年10月着工で1972年より第1号機(16.5MW)運転開始としてある。着工時期をもっと早めることは困難であり、運転開始時期は早くなってもせいぜい3ヶ月が限度であろう。

Nam Phrom発電所が運転に入る迄の供給力不足、即ち1968~1971年の間の供給力不足は、ディーゼル発電によって解決されねばならない。このディーゼル発電機は系統と並列運転出来るものとして年負荷率80%と考えれば、1968~1970年は7.5MW、1971年は12.0MWの出力が必要である。

Nam Phrom 発電所の第 1 号機 ( 16.5MW ) が運転に入る 1972 年以降は、新設および既設のすべてのディーゼル発電機は不要となる。第 2 号機 ( 16.5MW ) は KWh 不足が生ずる 1975 年から運転に入れるように据付けられよう。

1977 年以降に生ずるであろう KWh 不足は、Upper Nam Chern 計画によって解決することが出来よう。

### 3-6-2 Case - B

Upper Nam Chern 地点を先ず開発するとした場合の需給バランスを Fig. - 5 - 3 ~ 4, Table - 7 - 3 ~ 4 に示す。Upper Nam Chern 地点は、1968 年 10 月着工、1971 年から運転開始 ( 10 MW ) としてある。

Upper Nam Chern 発電所が運転に入る迄の供給力不足、即ち 1968 ~ 1970 年の間の供給力不足は、ディーゼル発電によって解決されねばならぬ。ディーゼル発電機の規模は、Case - A と同じく 7.5 MW が必要である。

Upper Nam Chern 発電所が運転に入る 1971 年には、既設のディーゼル発電所は全部廃止出来るが、新しいディーゼル発電所は尙暫く残置しなければならない。1974 年には再び供給力不足を生ずる。これを解決するために次に Nam Phrom 地点を開発する。Nam Phrom 計画の 1 号機 ( 16.5MW ) が 1974 年から運転に入るためには、1970 年末の Upper Nam Chern 発電所完成に引続いて、直ちに 1971 年から Nam Phrom 計画に着手する必要がある。Nam Phrom 発電所が運転に入ればすべてのディーゼル発電所は不要となる。Nam Phrom 第 2 号機 ( 16.5 MW ) が必要になるのは 1977 年頃となる。

## 第 4 章 計 画 概 要

## 第 4 章 計 画 概 要

### 4-1 計画地域の概要

Upper Nam Pong の計画地域は、Nam Pong の Ubolratana ダムの集水区域の南西部を占めている。Ubolratana ダムの流域面積は約 12,000 km<sup>2</sup> であるが、Upper Nam Pong 計画の Upper Nam Chern 地点は 158 km<sup>2</sup>、Nam Phrom 地点は 545 km<sup>2</sup>、Lower Nam Chern 地点は 535 km<sup>2</sup> である。この計画地域は山岳地方で、西側および南側は Ubolratana ダム地点流域の分水嶺をなし、標高 1,000 m 以上の山々がある。Upper Nam Chern 地点と Nam Phrom 地点は何れも高い位置にあり、縮尺  $\frac{1}{50,000}$  の地図によれば河床標高はそれぞれ 740 m と 690 m である。Lower Nam Chern 地点は、Nam Chern が山岳地帯から平地に出るところにあり、標高はずっと低くて河床で約 240 m である。Nam Phrom と Nam Chern は合流して Lam Chern となり、これは Ubolratana ダム直上流で Nam Pong に合する。

この地域の降雨量は、資料によれば年平均 1,000 ~ 1,100 mm に達する。南西からのモンスーンが山岳部に当る地域が特に降雨量が多い。Nam Phrom 上流々域は Nam Chern 上流々域に比べて樹木の密集度が高いことが一見してわかる。これは Nam Phrom 流域の方が降雨量が多いことを示している。

この地域では、下流 Nam Pong で Ubolratana 発電所が建設されたほかは、水資源は未だ開発されていない。Nam Phrom 計画では Nam Phrom の水を Nam Chern に流域変更することにより、また Upper Nam Chern 計画では Huai Chan の水を Nam Chern に流域変更することにより、それぞれ 360 m と 390 m の高落差を得ることが出来る。これらの流域変更は長さ 1.5 km ~ 1.8 km の短いトンネルによって達成され得るので、未開発の水資源を有利に発電に利用することが出来る。

この地域の地質はいわゆる Korat 系に属する。したがって砂岩が広く分布し、その殆んどは水平に近い層をなしていることが多い。露頭は少い。現地踏査の結果では顕著な断層は認められなかった。砂岩のほか、場所によって石灰岩からなる地域があり、またごく稀に礫岩が見られる。石灰岩からなる独特の形状をした山がかなり存在

する。Lower Nam Chern 地点は石灰岩地帯にある。そのダム地点は兩岸とも非常に空洞の発達した石灰岩である。特に左岸の半島状をなした部分には、これを貫通する大空洞も見られる。このような石灰岩は、ダムの基礎岩盤としては問題を生ずる恐れがある。

#### 4-2 計画立案の基礎条件

##### 4-2-1 計画地点の流量

流量資料としては、Nam ChernのBan Song Kon (Lower Nam Chern 地点の近くにある)における1963~1965年の流量記録と、Nam PongのUbolratana ダム地点における1957~1965年の流量記録および1952~1956年の流量計算値とを使用した。Ubolratana ダム地点の流量計算値は、SALZGITTER INDUSTRIEBAU GMBHがNAM PONG PROJECT ENGINEERING REPORTの中に算出した値である。先ずBan Song KonおよびUbolratana における1963~1965年の流量記録から、両地点の流量の相関々係を求め、この関係を使って1952~1962年のUbolratana における流量からBan Song Konにおける同期間の流量を求めた。次にこのBan Song Kon における1952~1962年の流量計算値と1963~1965年の流量実測値から、流域面積比を用いて各計画地点の流量を算出した。Nam Phromの流量を、かようにNam Chernの流量から単に流域面積比のみによって求めることには勿論問題があるが、現在Nam Phrom には流量記録が皆無なので、止むを得ずこの方法をとった。しかし4-1に述べた如く、Nam PhromはNam Chern に比べて比流量が大きいと推定されるので、この方法による誤差は安全側にあると考えられる。

流域内の雨量と流量との相関々係等、水文資料の解析については次の feasibility study において十分な調査研究を行なうこととした。

##### 4-2-2 使用水量

4-2-1で求めた計画地点の流量を用い、計画地点における1952~1965年の流量累加曲線を作成した。これから各貯水池の有効容量に応じて1952~1965年の間の保証水量を求めた。貯水池の有効容量は、平均使用水量を出来るだけ上記12年間の平均流入量に近い値に調整出来るように定めた。

次にこの地域における負荷曲線の実態を考慮して年負荷率を40%とし、最大使用水量を定めた。

貯水池容量、使用水量等発電設備の最適規模に関する詳しい検討は、次の feasibility study において実施する予定である。

#### 4-2-3 出力および発生電力量

前述の最大使用水量と保証水量から設備出力と保証出力を概算した。

年間発生電力量は、1952～1965年の平均年間流入量から概算した。

#### 4-3 計画概要

各計画案の概要を次表に示す。

計 画 概 要 表

項 目	単 位	発 電 所 名		
		Nam Phrom	Upper Nam Chern	Lower Nam Chern
発電方式		ダム水路式	ダム水路式	ダム式
流域面積				
自 己 水	km <sup>2</sup>	545	158	535
取 水	"	—	—	545
合 計	"	545	158	1,080
貯水池計画				
年間流入量	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> /s)	157 (5.0)	44 (1.4)	305 (9.7)
貯水池満水位	m	747	775	290
満水面積	km <sup>2</sup>	8	4	17
総貯水容量	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	180	79	385
有効貯水容量	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	105	42	200
利用水深	m	22	14	15
ダム型式		ロックフィル	ロックフィル	ロックフィル
高さ × 頂長	m	60 × 930	45 × 480	60 × 500
体積	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	1.8	0.6	1.4
水路				
本水路 直径 × 亘長	m	2.5 × 1,500	2.0 × 1,800	—
発電計画				
基準取水位	m	740	772	285
放水水位	m	380	380	240
基準有効落差	m	350	382	44
使用水量				
最 大 時	m <sup>3</sup> /s	12.0	3.5	26.0
常 時	m <sup>3</sup> /s	4.7	1.4	9.7
出力				
最 大 時	MW	33.0	10.0	0.9
常 時	MW	30.0	10.0	0.7
年間発生電力量	10 <sup>6</sup> KWH	120	38	30
送電線				
区 間		発電所—Chumpae—Khon Kaen	発電所—Chumpae—Khon Kaen	発電所—Chumpae—Khon Kaen
距離	km	140	120	140
電圧(回線数)	KV(cct)	115 (1)	115 (1)	115 (1)
変電所				
位 置		Chumpae	Chumpae	Chumpae
容量	MVA	3	3	3
電 圧	KV	115/22	115/22	115/22
工事費				
ダムおよび発電設備工事費	10 <sup>3</sup> ¥	348,335	141,668	220,558
送変電設備工事費	10 <sup>3</sup> ¥	42,778	42,222	36,112
総工事費	10 <sup>3</sup> ¥	391,113	183,890	256,670
KWH当り費用	¥/KWH	0.270	0.391	0.680
便益—費用比 (V/C)		1.55	1.13	—



## 第5章 計画案の比較

## 第5章 計画案の比較

### 5-1 工 程

各計画案の工程を Fig. 7-1 および 7-2 に示す。工期はそれぞれ次の通りである。

Nam Phrom 計 画                      36ヶ月(3乾季)

Upper Nam Chern                      26ヶ月(2乾季)

ただし、工事用道路は1968年末迄に完成しているものとする。

### 5-2 工 事 費

#### 5-2-1 基 本 条 件

- (1) 工事費は、縮尺 $\frac{1}{50000}$ の地図とダム地点実測横断図を用い、現地踏査の結果を考慮して概算した。
- (2) 工事費は推定外貨分と推定現地通貨分に分けて算出した。
- (3) 工事資金に対する利子率は外貨の場合年率6%、現地通貨の場合年率7%とした。
- (4) 輸入機器に対する関税は、購入価格の3.0%とした。
- (5) 土地および補償費は、工事費全体の中にしめる割合が小さいと考えられるので、今回は予備費の中に入れた。
- (6) 工事用道路および送変電設備の工事費は、各案をそれぞれ単独に実現したものと仮定して概算した。

#### 5-2-2 工事費の総括

各案の工事費総括を次に示す。なお、それらの内訳は Table - 8 に示してある。

18-0054  
 1589  
 [x] [x]

		合 計		
		外 貨	現地通貨	
		1,000 \$	1,000 ¥	
Nam Phrom 計画	10,556 217120B	180,001 79000	19,557	391,113
Upper Nam Chern 計画	4,722 94640	89,446	9,195	183,890
Lower Nam Chern 計画	6,195 123900	132,780	12,833	256,670
	429430	402227	831673	
	(430)	(402)	(832)	

### 5-3 経済評価

#### 5-3-1 販売可能電力

「第3章3-6 開発の実施」で説明した需給バランスにもとづいて、各案の販売可能電力を求めることが出来る。即ち、Nam Phrom 発電所の販売可能電力は、Fig. - 5-1~2およびTable - 7-1~2から求められる。Upper Nam Chern 発電所の販売可能電力はFig. - 5-3~4およびTable - 7-3~4から求められる。Lower Nam Chern 発電所の販売可能電力は、Upper Nam Chern 発電所のそれを参照することにより、略々推定することが出来る。ただし、ラオス国Nam Ngum 発電所から契約によって送られる電力は常に一定とした。

かようにして求めた各発電所の販売可能電力は次のようになる。

年	Nam Phrom		Upper Nam Chern		Lower Nam Chern	
	販売可能電力	販売可能電力量	販売可能電力	販売可能電力量	販売可能電力	販売可能電力量
	MW	10 <sup>3</sup> MWH	MW	10 <sup>3</sup> MWH	MW	10 <sup>3</sup> MWH
1971	—	—	10.0	3.8	—	—
1972	4.6	3.4	4.6	3.4	4.6	3.0
1973	8.8	5.1	8.8	3.8	8.8	
1974	13.4	6.9	10.0		9.0	
1975	18.6	8.9				
1976	24.3	12.0				
1977	30.0					
1978						
⋮						
⋮						
2020			10.0	3.8		
2021	30.0	12.0	—	—	9.0	3.0
50年間平均	28.4	11.5	9.9	3.8	8.9	3.0
ロス(%)	1.0	5.5	1.0	5.5	1.0	5.5
受電端における平均	25.8	10.9	9.0	3.6	8.1	2.8

5-3-2 年間費用と電力コスト

年間費用は次の算定基準によって計算した。

算定基準

維持修繕費および運転経費

ダ ム	0.0033 × (ダム工事費)
発 電 設 備	0.012 × (発電設備工事費)
送 電 線	0.016 × (送電線工事費)
変 電 所	0.026 × (変電所工事費)

水車・発電機の更新，耐用年数35年，利率率7%

$$0.0937 \times 0.07246 \times (\text{水車・発電機工事費})$$

変電設備の更新，耐用年数25年，利率率7%

$$0.1872 \times 0.07246 \times (\text{変電設備工事費})$$

金利および償却

外貨分，償却期間50年，利率率6%

$$0.06344 \times (\text{外貨支払分工事費})$$

現地通貨分，償却期間50年，利率率7%

$$0.07246 \times (\text{現地通貨支払分工事費})$$

年間費用および発電原価

項 目	単 位	Nam Phrom	Upper Nam Chern	Lower Nam Chern
維持修繕費および運転経費				
ダ ム	10 <sup>3</sup> ¥	481	139	493
発 電 設 備	10 <sup>3</sup> ¥	1,486	622	359
送 電 線	10 <sup>3</sup> ¥	648	654	556
変 電 所	10 <sup>3</sup> ¥	59	35	35
小 計	10 <sup>3</sup> ¥	2,674	1,450	1,443
水車・発電機の更新	10 <sup>3</sup> ¥	329	130	155
変電設備の更新	10 <sup>3</sup> ¥	18	11	11
金利および償却				
外 貨 分	10 <sup>3</sup> ¥	13,043	6,481	8,977
現 地 通 貨 分	10 <sup>3</sup> ¥	13,393	5,992	8,424
小 計	10 <sup>3</sup> ¥	26,436	12,473	17,401
年間費用合計	10 <sup>3</sup> ¥	29,457	14,064	19,010
販売可能電力量(受電端)	10 <sup>6</sup> KWH	109	36	28
KWH当り費用(受電端)	¥/KWH	0.270	0.391	0.680

次の5-3-3において説明するように、代替設備として想定した5,000KWのディーゼル発電所のKWH当り費用は0.452 $\text{円}/\text{KWH}$ となる。三つの計画の中で、Lower Nam Chern 計画はKWH当り費用が0.680 $\text{円}/\text{KWH}$ で代替設備のそれよりも高い。このことはLower Nam Chern 計画に経済性がないことを示している。即ち、現時点においてはLower Nam Chern 計画は経済的な計画ではない。

### 5-3-3 代替設備

発電の便益の基準とする代替設備としては、需要地に設置する5,000KWのディーゼル発電所を想定した。このディーゼル発電所のKWおよびKWH当り費用を算定し、これらを電力の便益算出のための基準単価とした。基準単価の算出はTable-9に示してあるが、諸元および単価は次の通りである。

<u>諸元</u>		
出力		5,000KW
利用率		45%
工事費		24,450,000 $\text{円}$
燃料単価		0.9 $\text{円}/\ell$
<u>年間費用</u>		
利子率		7%
年間費用		0.452 $\text{円}/\text{KWH}$
<u>固定費</u>		
固定費		3,680,000 $\text{円}$
KW単価		736 $\text{円}$
<u>可変費</u>		
可変費		5,160,000 $\text{円}$
KWH単価		0.264 $\text{円}$

### 5-3-4 便益・費用比

5-3-1において求めた販売可能電力と、5-3-3において求めた代替設備の基準単価から、年間便益を算出する。即ち先ず年次別の販売可能KWおよびKWHから年次別便益を算出し、次にこれらを運転開始時期の現在価値になおし、しかる後これをcapital recovery factorによって耐用年数間に均等化する。かく

して求めた便益は次の通りである。なお、Lower Nam Chern については、5-3-2において既に経済性のないことが判明したので、便益の計算は省略する。

項 目	単 位	Nam Phrom	Upper Nam Chern
K W 便 益 ( $V_1$ )	$10^3$ B	17,900	6,700
K W H 便 益 ( $V_2$ )	$10^3$ B	28,000	9,300
便 益 ( $V=V_1+V_2$ )	$10^3$ B	45,900	16,000
年 間 費 用 ( C )	$10^3$ B	29,500	14,100
便 益 - 費 用 比 ( $V/C$ )		1.55	1.13

便益・費用比からみる限り、Nam Phrom 計画の方がUpper Nam Chern 計画より有利であると云うことが出来る。しかし、上記の便益・費用比の検討においては、「運転開始の時期」という要素が十分には考えられていない。したがって、便益・費用比が大きいからという理由でNam Phrom を先ず開発すべきであるとは必ずしも断定出来ない。運転開始時期の影響については、後で5-4において検討することとする。

#### 5-4 開 発 の 順 序

第3章需要想定の3-6において検討したように、予想される供給力不足を解決するためには、Nam Phrom 計画を先ず実現する方法 (Case - A) と、Upper Nam Chern 計画を先ず実現する方法 (Case - B) と、二つの方法が考えられる。この両者の相違点を列挙すれば次の如くである (Fig. - 5-1 ~ 4, Table - 7-1 ~ 4 参照)。

- (1) この供給地域においては、当面はKW供給力不足よりもKWH供給力不足の方が著しい。この点から考えれば、年間発生電力量約  $3.8 \times 10^6$  KWH (Upper Nam Chern) のCase - Bよりも約  $1.20 \times 10^6$  KWH (Nam Phrom) のCase - Aの方が有利に思われる。
- (2) Case - Aでは1972年以降はすべてのディーゼル発電所を廃止してしまいうことが出来るが、Case - Bでは一部ディーゼル発電所を1973年末迄残しておかねばならない。

- (3) Case - A では、Nam Phrom 計画を実現すれば、1976年頃迄は需要をみたすことが出来る。Case - B では、Upper Nam Chern 計画を実現した後、直ちに引続いてNam Phrom 計画の実現に着手する必要がある。
- (4) Case - A はCase - B に比べて運転開始が1年おくれる。Case - A では、この1年(1971年)のためにCase - B よりも4.5MW程度多くディーゼル発電機を設備する必要がある。
- (5) 既設の古いディーゼル発電所(5.1MW)は、Case - A では1971年末迄廃止出来ないが、Case - B では1970年末に廃止出来る。
- (6) 現在Nam Phrom には流量記録が皆無である。そのためCase - A で1968年末にNam Phrom 計画に着工するとすれば、流量記録の不足はさけられない。これに対してCase - B では、Nam Phrom 計画の着工が1970年末であるから、流量記録がより多く得られるであろう。

さて、両Case の相異点は上記の如くであるが、次に両Case の優劣を数値的に明らかにすることを試みる。先ず供給力不足が始まる1968年から、需要想定の終端の1975年迄の8年間について考える。この8年間におけるCase - A およびCase - B の供給設備を図示すると次のようになる。ただし、両Case に共通な他の水力発電設備は省略する。

Case	発 電 所	年							
		'68	'69	'70	'71	'72	'73	'74	'75
A	既設ディーゼル発電所 (5.1MW)								
	新設ディーゼル発電所 (7.5MW)								
	新設ディーゼル発電所 (4.5MW)								
	Nam Phrom 発電所 (33.0MW)								
B	既設ディーゼル発電所 (5.1MW)								
	新設ディーゼル発電所 (7.5MW)					(*)			
	新設ディーゼル発電所 (2.5MW)					(*)			
	Upper Nam Chern 発電所 (10.0MW)								
	Nam Phrom 発電所 (33.0MW)								

Note: (\*) 7.5MWのうち5.0MWは1971年末に廃止し、2.5MWは更に2年間残置することを示す。  
点線は建設工事期を示す。

次に両 Case それぞれ各年次毎の各発電所の年間費用を算出し、これらを 1968 年における現在価値になおす。ディーゼル発電所の年間費用は、Table - 9 を用い、設備出力と販売電力量から求める。Nam Phrom 発電所の年間費用は、第 2 号機を第 1 号機より 3 年おくらせて設置することを考慮に入れて求める。しかる後にこれらの合計を capital recovery factor を用いて前記 8 年間に均等化し、年間費用を算出する。

一方、Table - 6 - 2 から、両 Case それぞれ各年次毎の販売可能電力量を求めることが出来る。これを平均すれば、平均年間販売可能電力量が求まる。

かくして求めた年間費用と年間販売可能電力量とから KWH 当り年間費用を求めることが出来る。以上の計算は Table - 10 に示してあるが、その結果は次の通りである。

項 目	Case - A	Case - B
年 間 費 用 (10 <sup>3</sup> ¥)	26,900	26,700
販売可能電力量(受電端)(10 <sup>6</sup> KWH)	59.9	59.9
KWH 当り費用(受電端) (¥)	0.45	0.45

即ち KWH 当り費用において Case - A と Case - B には差がないことが明らかとなった。

### 5-5 技術上の問題

Lower Nam Chern 地点には、地質上極めて重大な問題が存在する。このダム地点の基礎岩盤は石灰岩である。この石灰岩には左右両岸とも非常に多くの空洞がある。特に左岸の半島部には、これを貫通する大空洞も存在する。もしダムを建設すれば、この半島部はその背後に水を湛えることになる。このような地点にダムを建設することは極めて好ましくない。現時点においては、この地点の経済的な開発の可能性はないと考える。これは経済評価の結果からも云えることである。

Upper Nam Chern および Nam Phrom の両地点については、現在迄のところ技術上の問題点は特に認められない。ただ、Nam Chern については Lower Nam Chern 地点における 3 年余の流量記録があるが、Nam Phrom については、流量記録が皆無



である。

## 5-6 結 論

以上各計画案を比較検討した結果、次のような結論を得た。

- (1) Lower Nam Chern 地点は経済性がない。
- (2) Nam Phrom 地点と Upper Nam Chern 地点の何れを先に開発すべきかは、現在の時点では決定することが難しい。更により詳細な検討を行なってから決定するのが望ましい。そのためには、これらの2地点について更に調査を進めることが必要である。

第6章 Feasibility Studyのための  
現地調査項目

## 第6章 Feasibility Studyのための 現地調査項目

### 6-1 調査項目

Nam phrom計画およびUpper Nam Chern 計画の両計画のうち、いずれを最初に着手するかは、メコン委員会によって近く着工の運びとなるLaosのNam Ngum 計画の開発とも密接な関連があり、追ってタイ国政府およびNEEAによって決定されるものであるが、これら計画のfeasibility study のためには、次の現地調査を実施して詳細な計画検討を行なう必要がある。

#### 6-1-1 Nam Phrom 計画に対して

- a) 貯水池区域の縮尺1/10,000, コンター間隔5mの航空写真測量図の整備(このためには縮尺1/10,000乃至1/20,000の航空写真撮影が必要である)。
- b) ダムサイト, ベンストックラインおよび発電所地点について縮尺1/1,000の地形図の作製。
- c) トンネルラインについての縦断面図の作製。
- d) ダム軸に対するコアボーリングによる地質調査。
- e) 材料調査用試掘たて坑, コアボーリングおよびその他若干の追加調査。これらは次回調査団がfeasibility study のため現地におもむいた際, 現地において指示される。

#### 6-1-2 Upper Nam Chern 計画に対して

- a) 貯水池区域の縮尺1/10,000, コンター間隔5mの航空写真測量図の整備(このためには縮尺1/10,000乃至1/20,000の航空写真の撮影が必要である)。
- b) ダムサイト, ベンストックラインおよび発電所地点について縮尺1/1,000の地形図の作製。
- c) トンネルラインについての縦断面図の作製。
- d) ダム軸およびダム軸右岸部より西方約3軒にわたる尾根部に対するコアボーリングによる地質調査。

e) ダム軸右岸部より西方約3軒にわたる尾根部に対する縮尺1/2,000コンタ  
ー間隔1mの地形図の作製。

f) 材料調査用試掘たて坑, コアボーリング, その他若干の追加調査。これら  
は次回の調査団が feasibility study のため現地を訪れる際, 現地において  
指示される。

尙, 両計画とも, 貯水池区域の縮尺1/10,000の航空写真測量図は, 貯水池  
容量の決定のため極めて重要な要素となるので, 可及的速かに図化を実施する必  
要がある。しかしながらこの図化作業は相当の時日を要するものと考えられるの  
で, 1967年4月に提出を予定されているいずれかの計画の feasibility report  
作製には間に合わないかもしれぬ。そこで特にこれらの計画の貯水区域については,  
ダムサイトより本流沿いにトラバース測量を実施して, このトラバース測量線を  
基線として5~6カ所の貯水池横断測量を行ない, United States Army Map  
Service Series L708, Scale 1:50,000の地図をチェックする必要が  
ある。

## 6-2 調査項目の数量と工程

調査項目の数量と工程はTable-11に示している。これらの位置はFig-8に示  
している。

これらの数量, 工程, 位置は, 調査の進捗に従つて, 地質状況が次第に明らかとな  
るから, それに応じて若干修正する必要があるが, これは次回の調査団によって修正  
されるであろう。

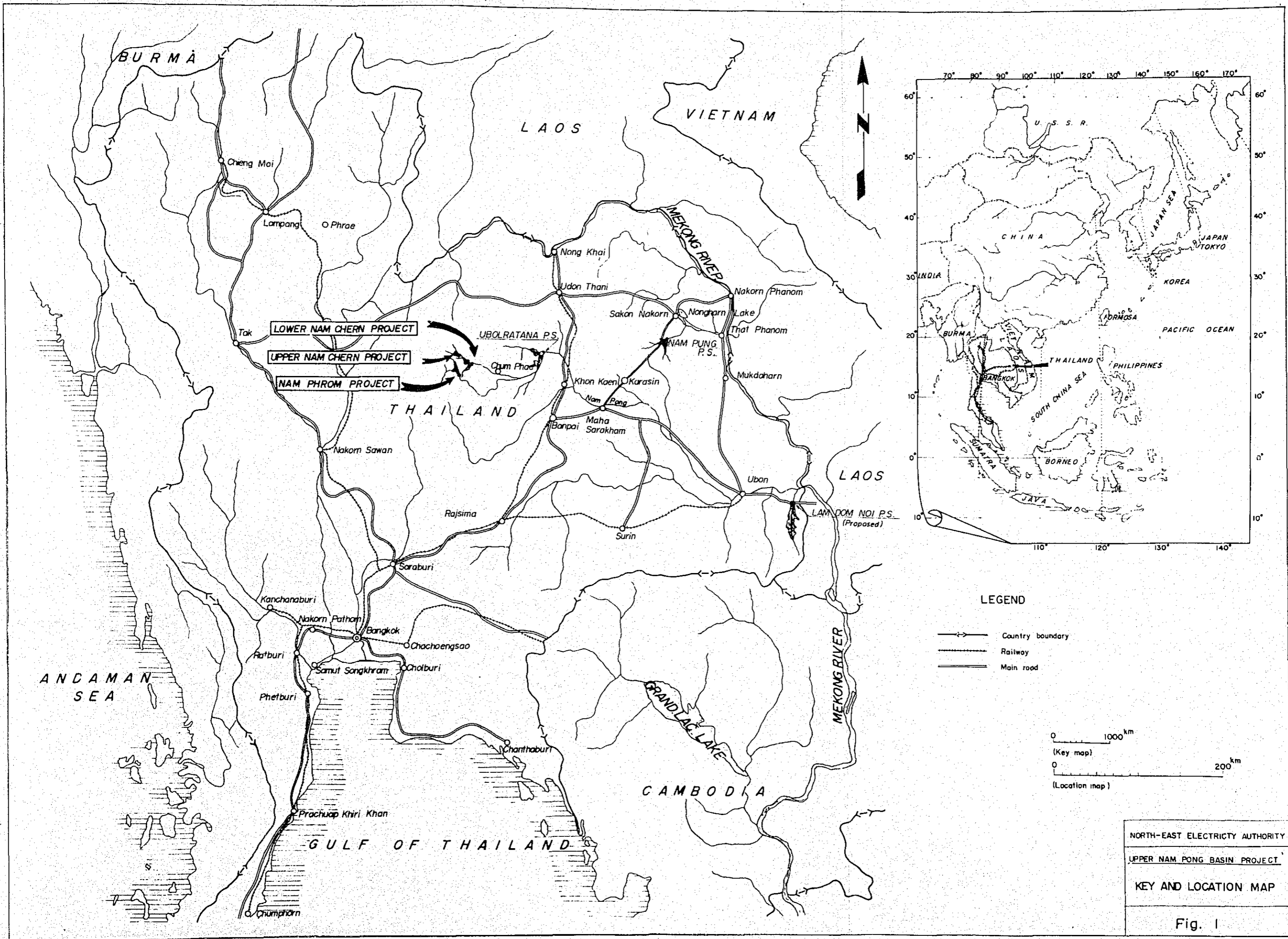
付 録  
( 諸 図 表 )

## 付 図 目 次

- Fig-1 Key and Location Map
- Fig-2 General Map
- Fig-3 System of Generation and Transmission in the Project Area
- Fig-4-1 Peak Load Balance
- Fig-4-2 Energy Balance
- Fig-5-1 Peak Load Balance (In case that Nam Phrom is developed firstly)
- Fig-5-2 Energy Balance (In case that Nam Phrom is developed firstly)
- Fig-5-3 Peak Load Balance (In case that Upper Nam Chern is developed firstly)
- Fig-5-4 Energy Balance (In case that Upper Nam Chern is developed firstly)
- Fig-6-1~6-8 Daily Load Curve
- Fig-7-1 Construction Schedule of Nam Phrom Project
- Fig-7-2 Construction Schedule of Upper Nam Chern Project
- Fig-8 Necessary Surveys & Core Borings for the Feasibility Study

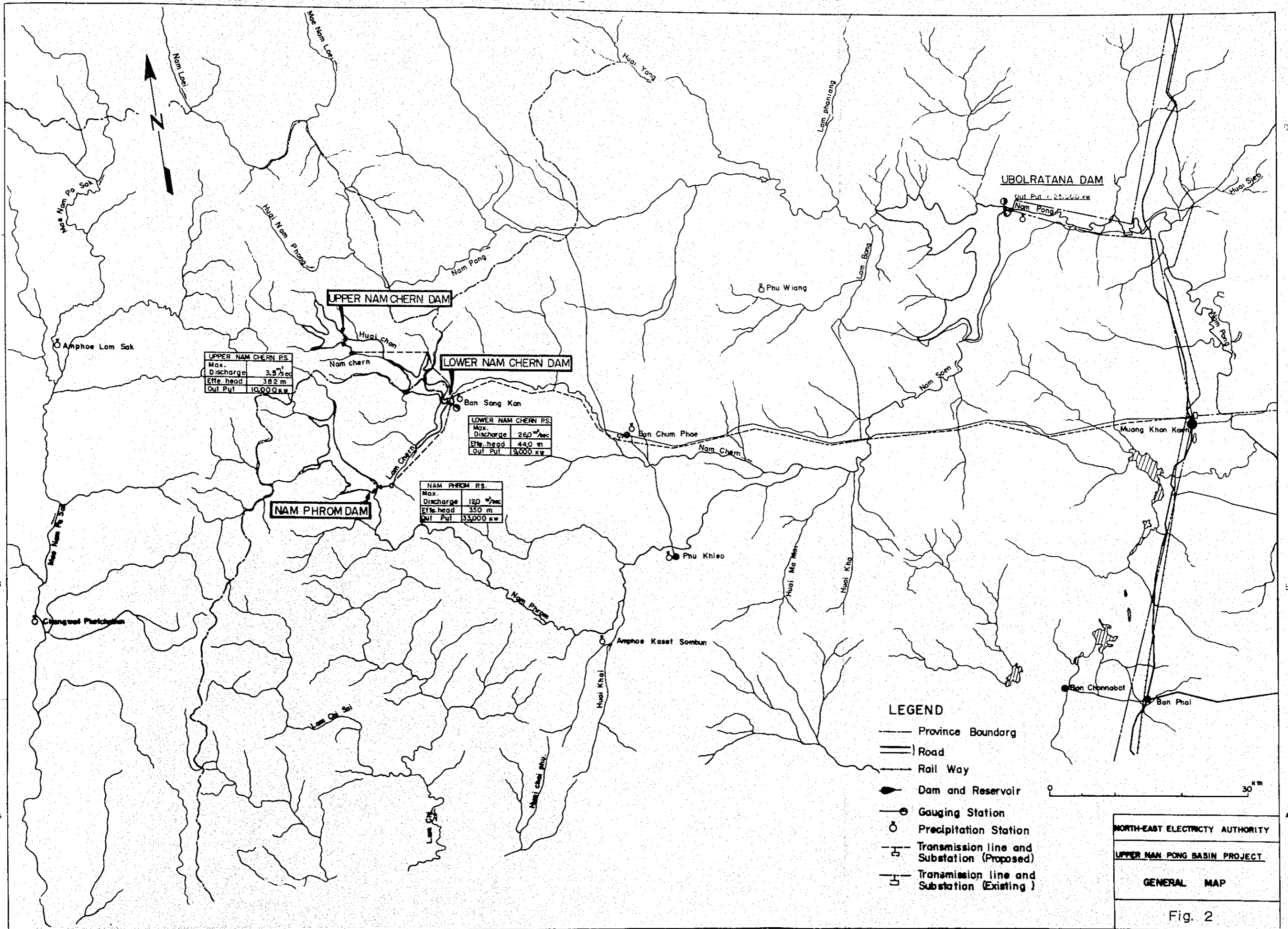
## 付 表 目 次

Table-1	Population Data
Table-2	Existing Power Plants and Other Projects
Table-3	Annual Mean Rate of Load Growth in KW
Table-4-1~4-2	Estimated Load Factor
Table-5-1~5-3	Load Forecast in MW and MWH for the year 1966~1975
Table-6-1	Peak Load Balance
Table-6-2	Annual Energy Balance
Table-7-1	Peak Load Balance (In case that Nam Phrom is developed firstly)
Table-7-2	Annual Energy Balance (In case that Nam Phrom is developed firstly)
Table-7-3	Peak Load Balance (In case that Upper Nam Chern is developed firstly)
Table-7-4	Annual Energy Balance (In case that Upper Nam Chern is developed firstly)
Table-8	Construction Cost of Each Project
Table-9	Cost of Alternate Source (Diesel Power Plant)
Table-10	Comparison in Cost per KWH between Case-A and Case-B
Table-11	Schedule of Field Investigation for Feasibility Studies



NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY  
 UPPER NAM PONG BASIN PROJECT  
 KEY AND LOCATION MAP  
 Fig. 1





<b>UPPER NAM CHERN P.S.</b>	
Max. Discharge	3.5 m <sup>3</sup> /sec
Eff. head	382 m
Out Put	10,000 kw

**UPPER NAM CHERN DAM**

<b>LOWER NAM CHERN P.S.</b>	
Max. Discharge	260 m <sup>3</sup> /sec
Eff. head	440 m
Out Put	3,000 kw

**LOWER NAM CHERN DAM**

<b>NAM PHROM P.S.</b>	
Max. Discharge	120 m <sup>3</sup> /sec
Eff. head	350 m
Out Put	33,000 kw

**NAM PHROM DAM**

**UBOLRATANA DAM**

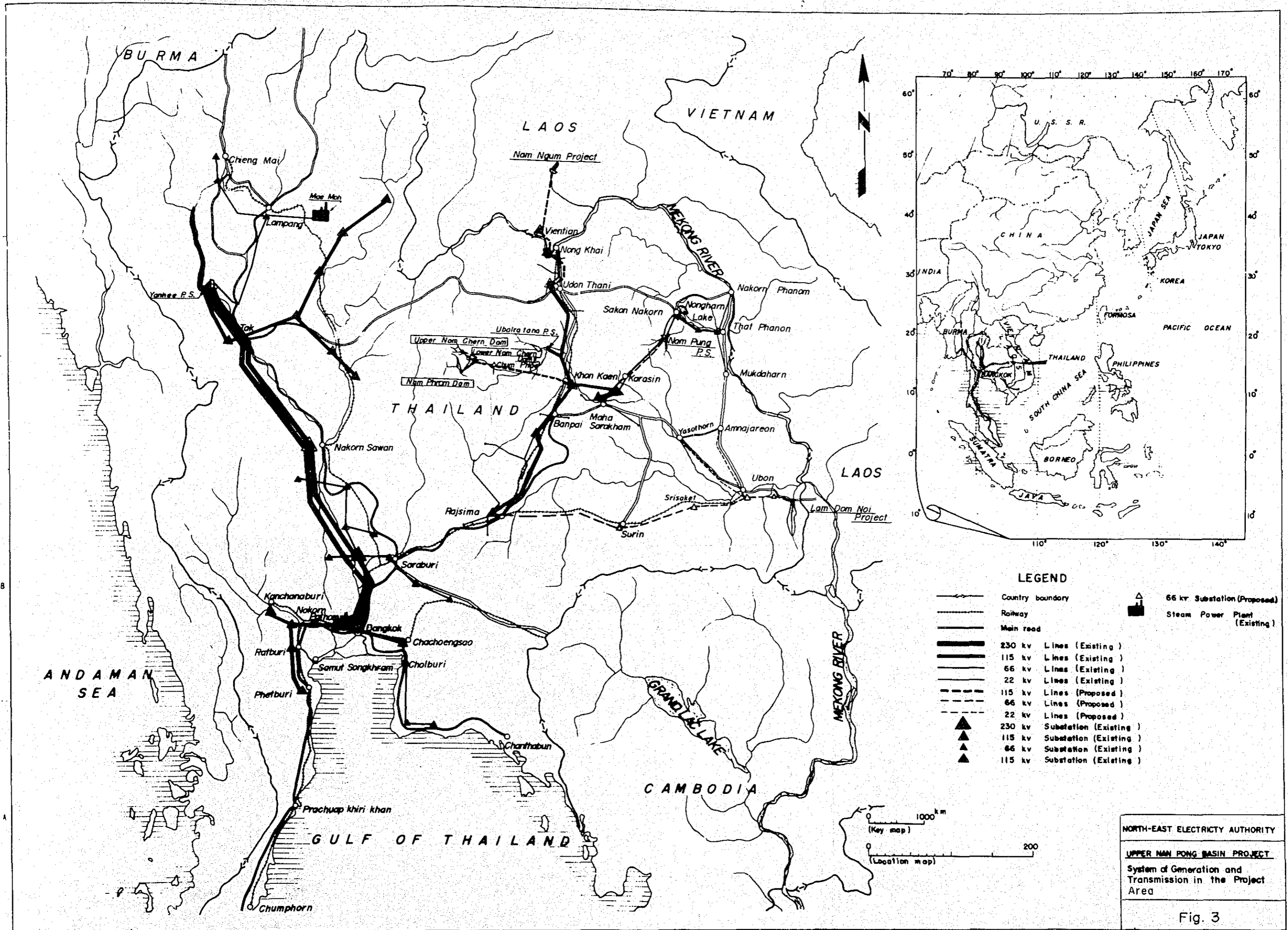
Out Put = 25,000 kw

**NORTH-EAST ELECTRICTY AUTHORITY**

**UPPER NAM PONG BASIN PROJECT**

**GENERAL MAP**

**Fig. 2**



BURMA

LAOS

VIETNAM

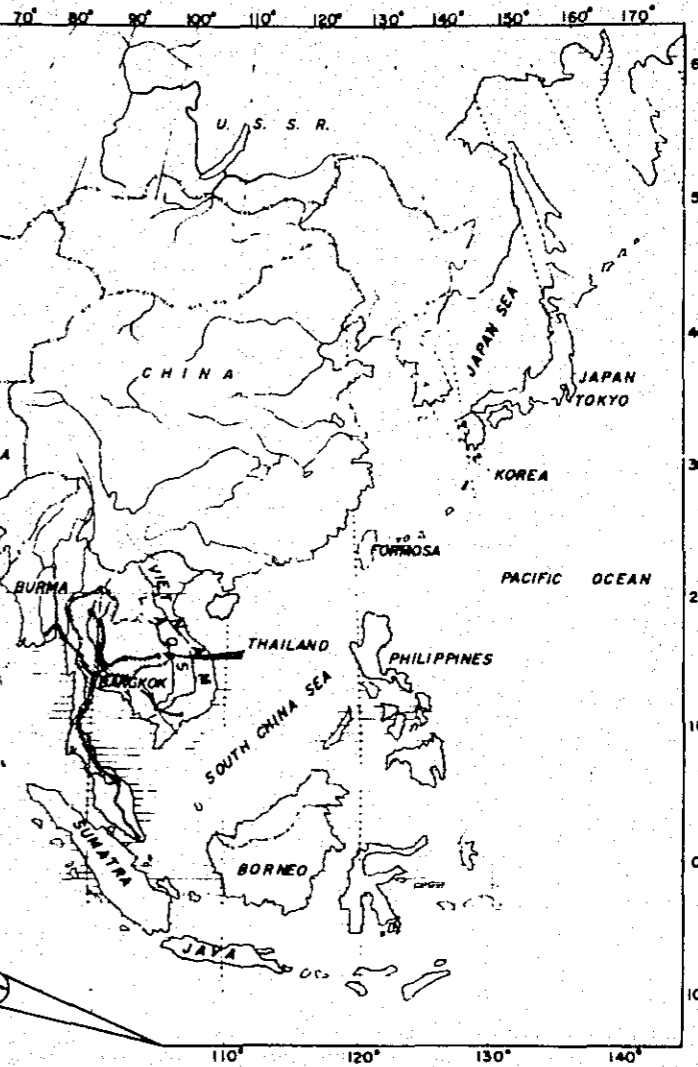
THAILAND

LAOS

CAMBODIA

ANDAMAN SEA

GULF OF THAILAND



LEGEND

- Country boundary
- Railway
- Main road
- 230 kv Lines (Existing)
- 115 kv Lines (Existing)
- 66 kv Lines (Existing)
- 22 kv Lines (Existing)
- 115 kv Lines (Proposed)
- 66 kv Lines (Proposed)
- 22 kv Lines (Proposed)
- 230 kv Substation (Existing)
- 115 kv Substation (Existing)
- 66 kv Substation (Existing)
- 115 kv Substation (Existing)
- 66 kv Substation (Proposed)
- Steam Power Plant (Existing)

0 1000 km  
(Key map)

0 200  
(Location map)

NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY  
UPPER NAM PONG BASIN PROJECT  
System of Generation and Transmission in the Project Area

Fig. 3

Fig. 4-1

Peak Load Balance

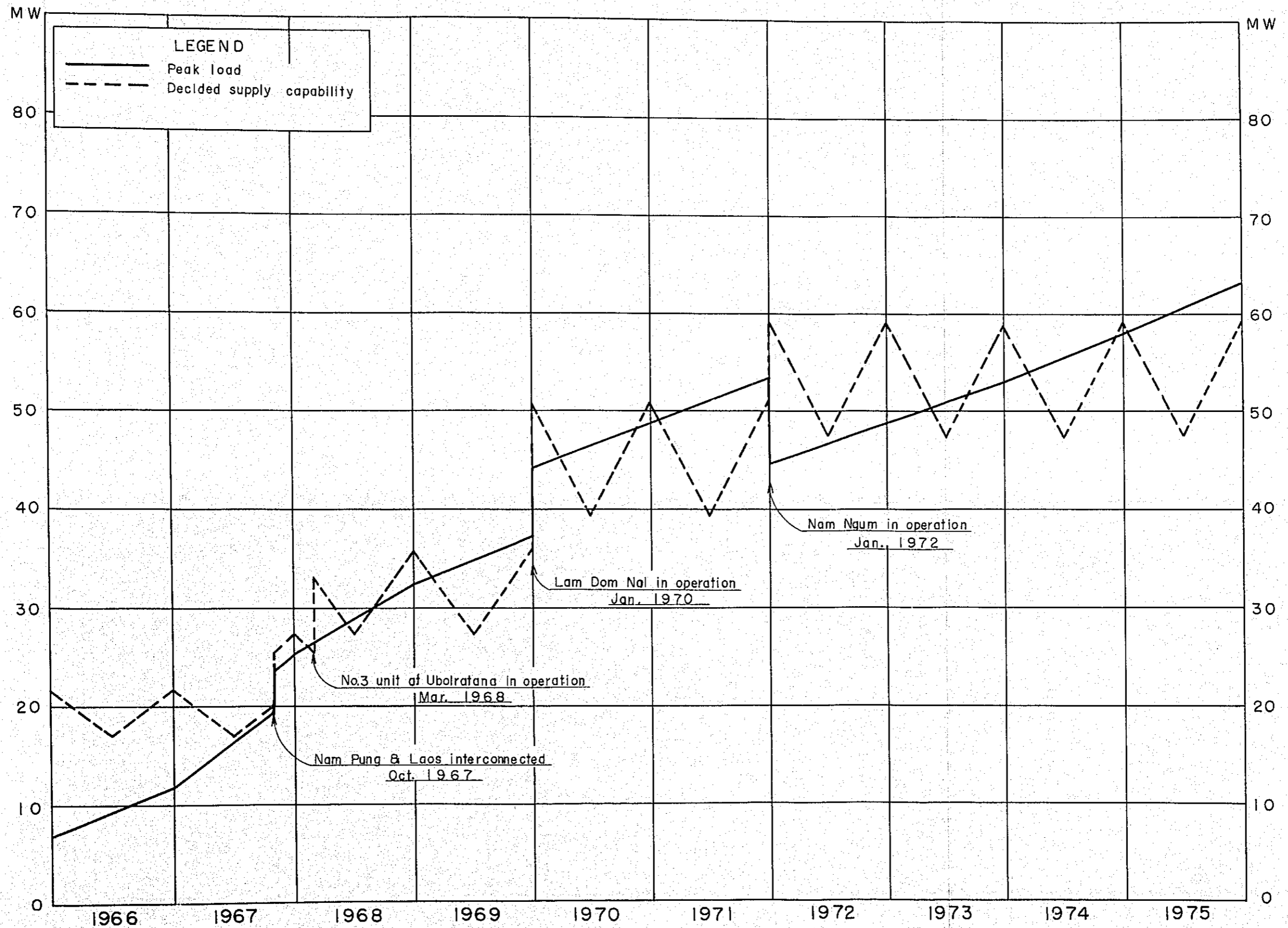


Fig. 4-2

# Energy Balance

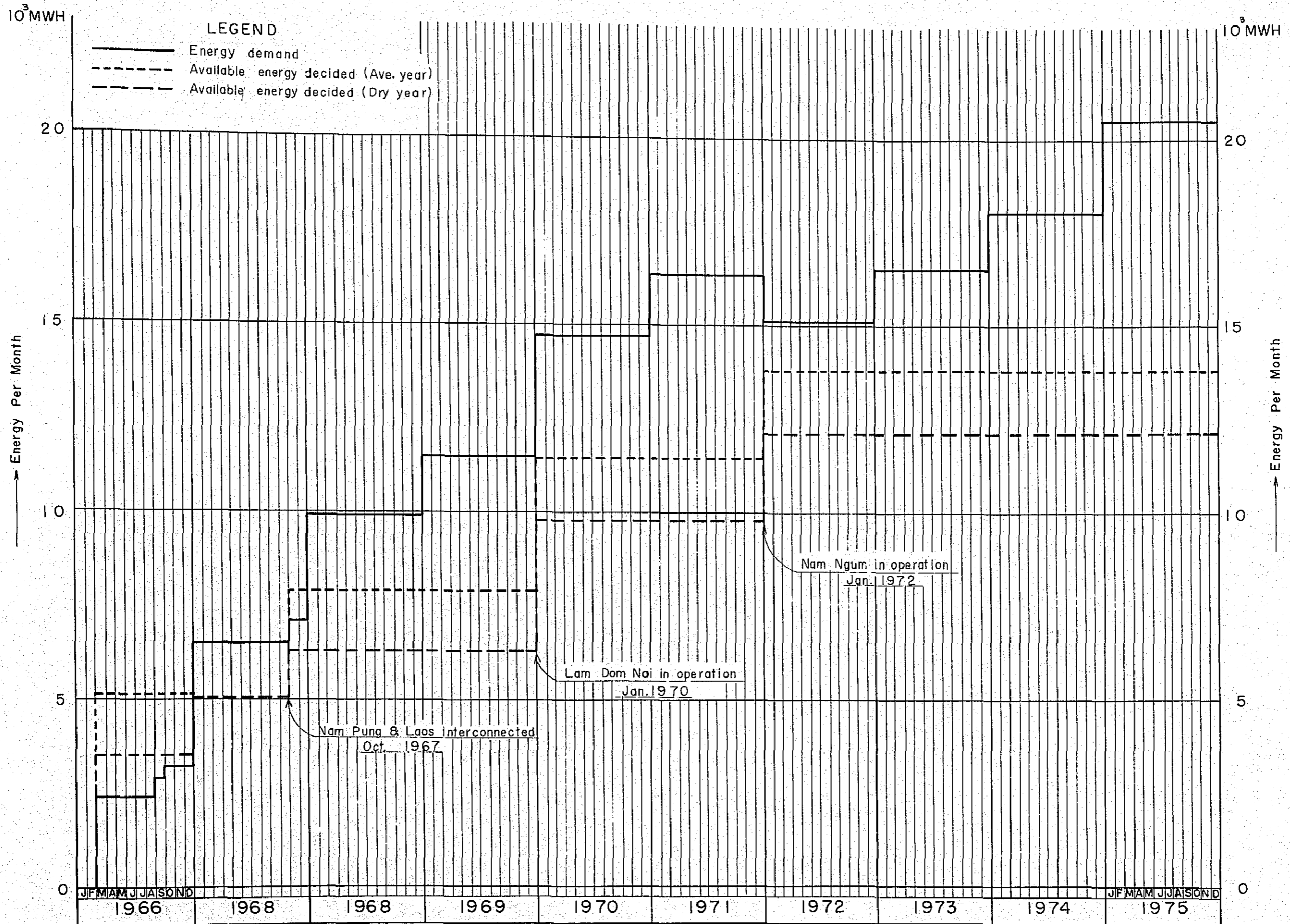


Fig. 5 — 1

# Peak Load Balance

(In case that Nam Phrom is developed firstly)

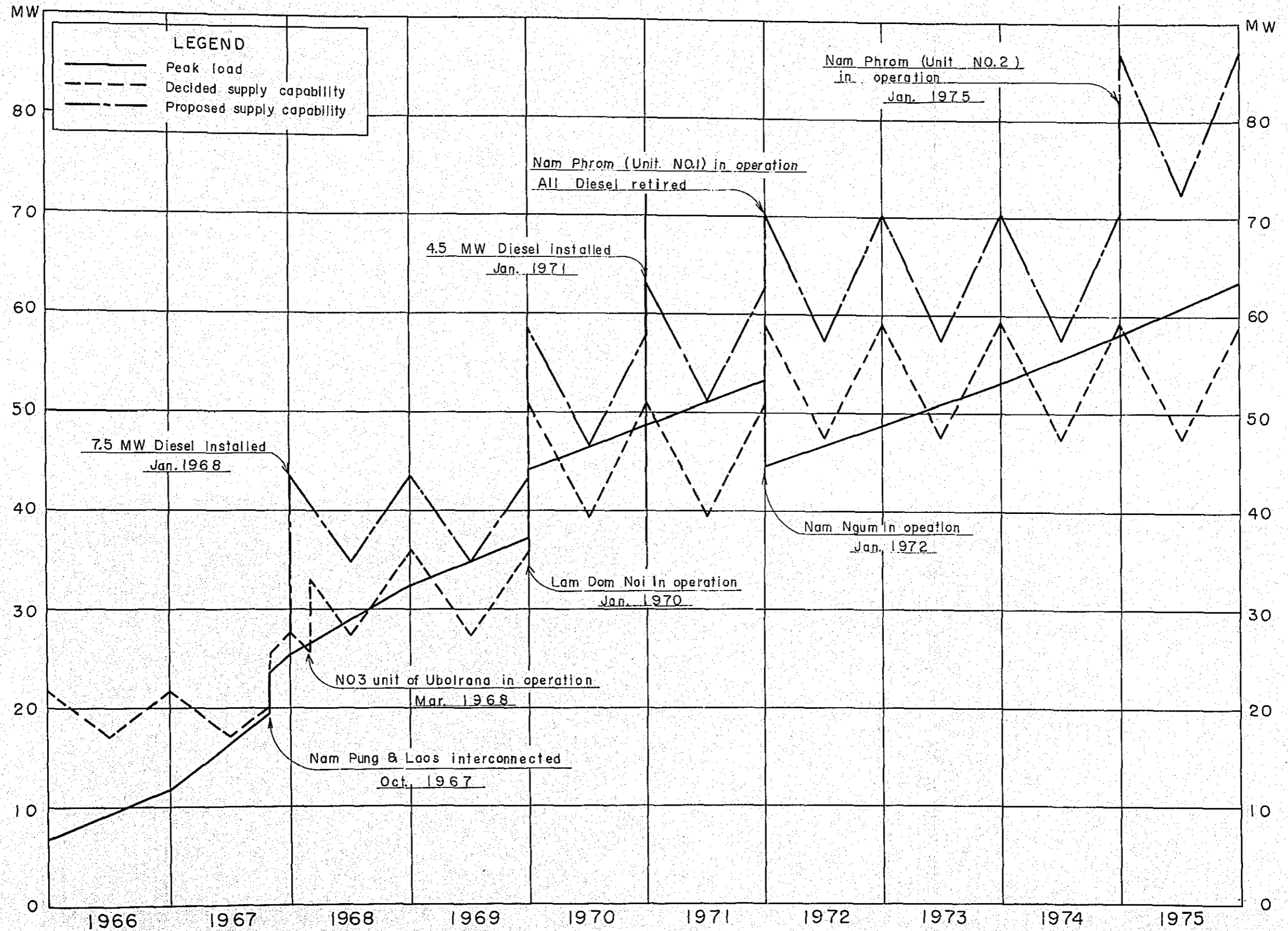




Fig. 5-3

# Peak Load Balance

(In case that Upper Nam chern is developed firstly)

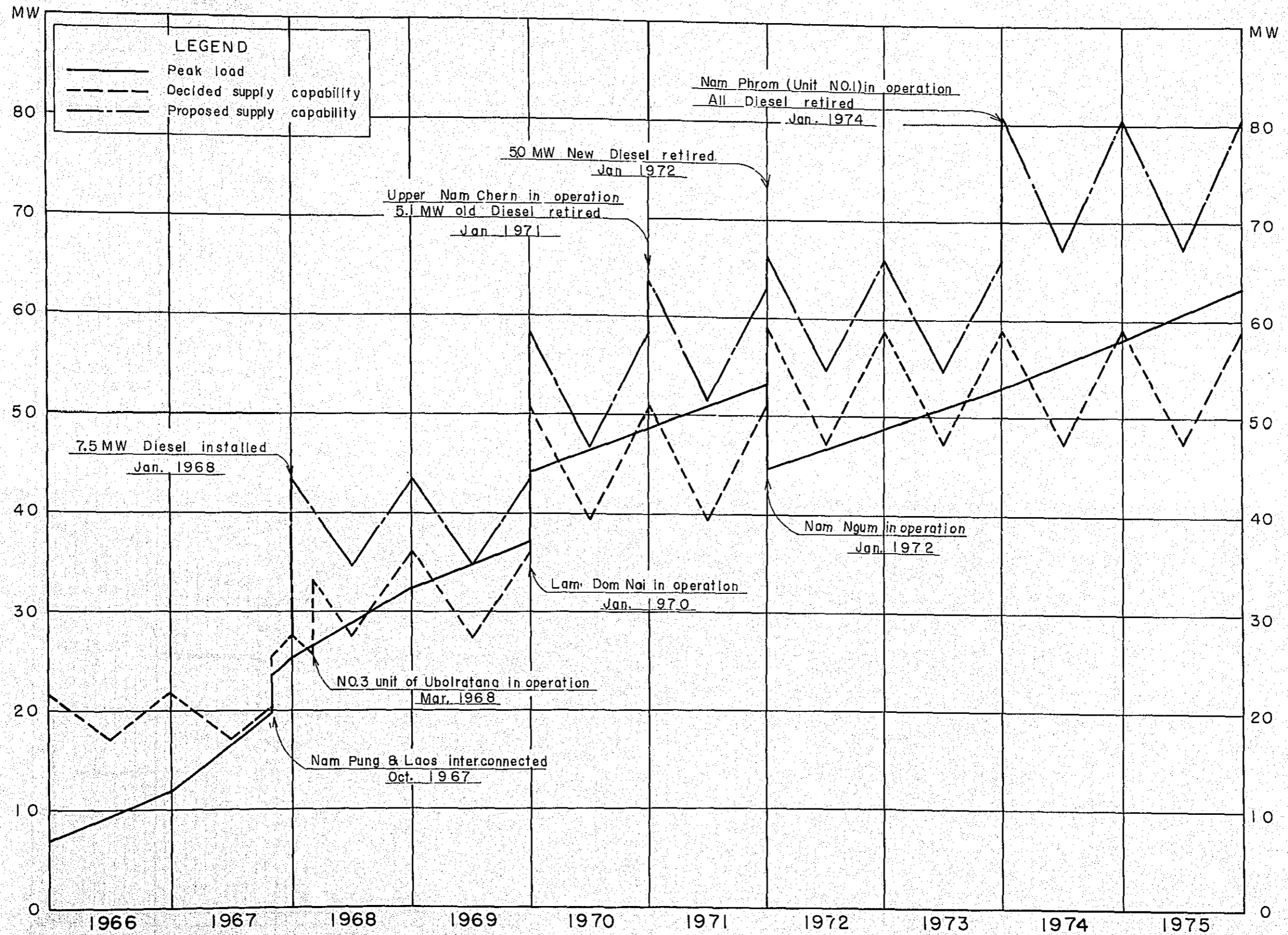


Fig. 5 - 4

# Energy Balance

(In case that Upper Nam chern is developed firstly.)

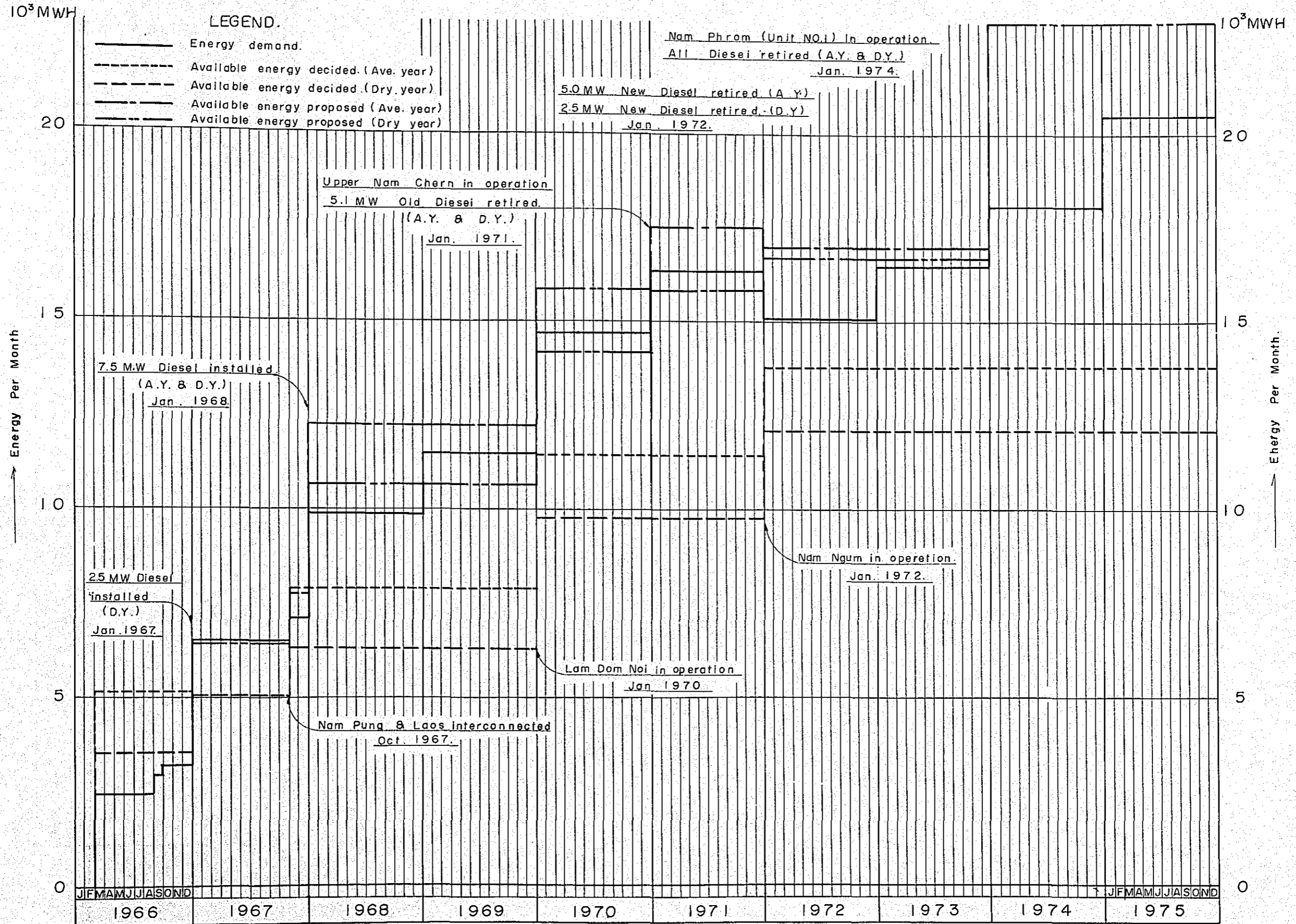




Fig. 6-1 Daily Load Curve at Ubolratana Power Plant

15 June 1966

Peak Load: 8.50 MW

Average Load: 4.40 MW

Load Factor: 53%

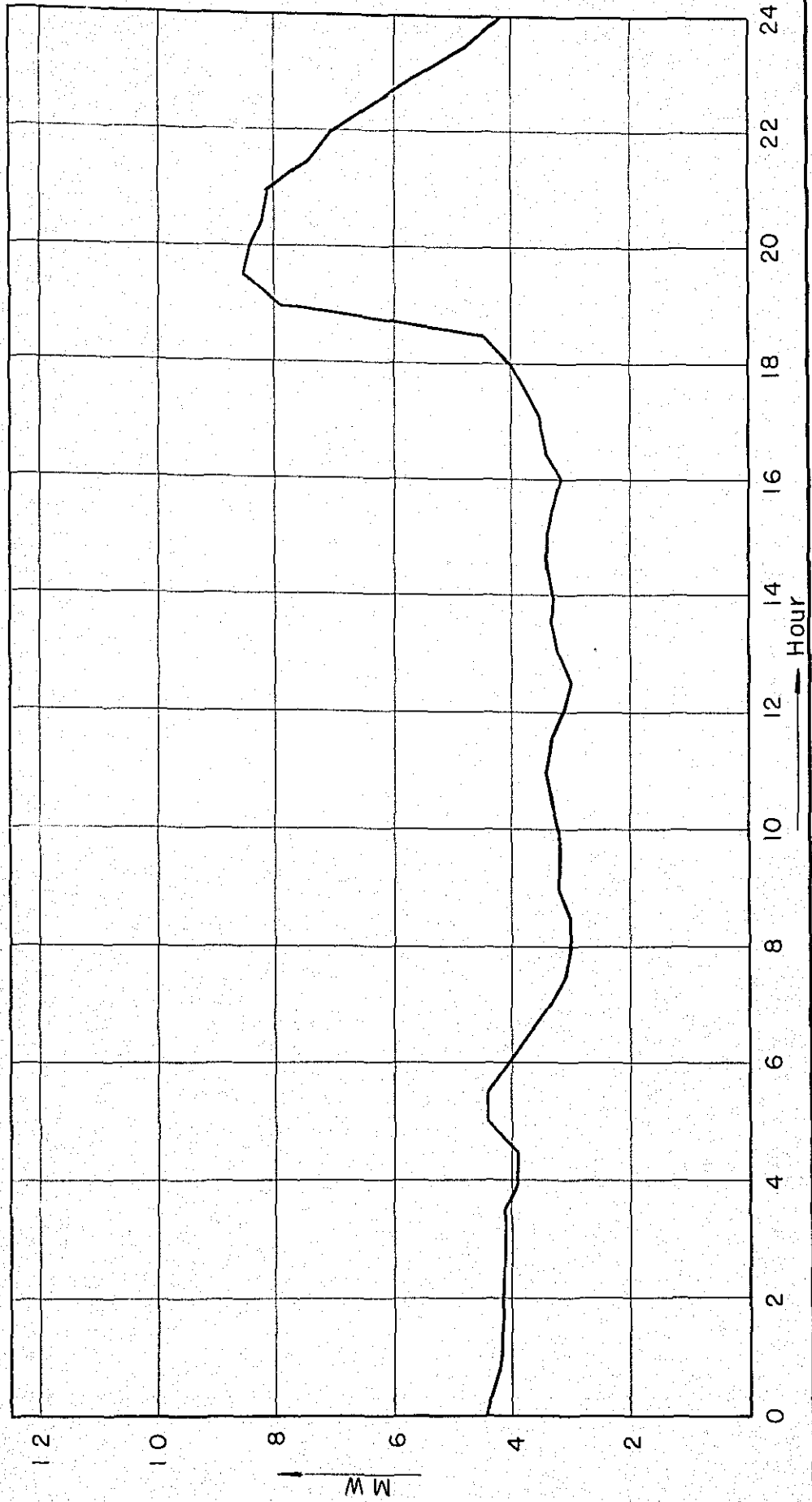


Fig. 6-2 Daily Load Curve at Ubolkratana Power Plant

16 June 1966

Peak Load: 880 M W

Average Load: 4.33 M W

Load Factor: 49 %

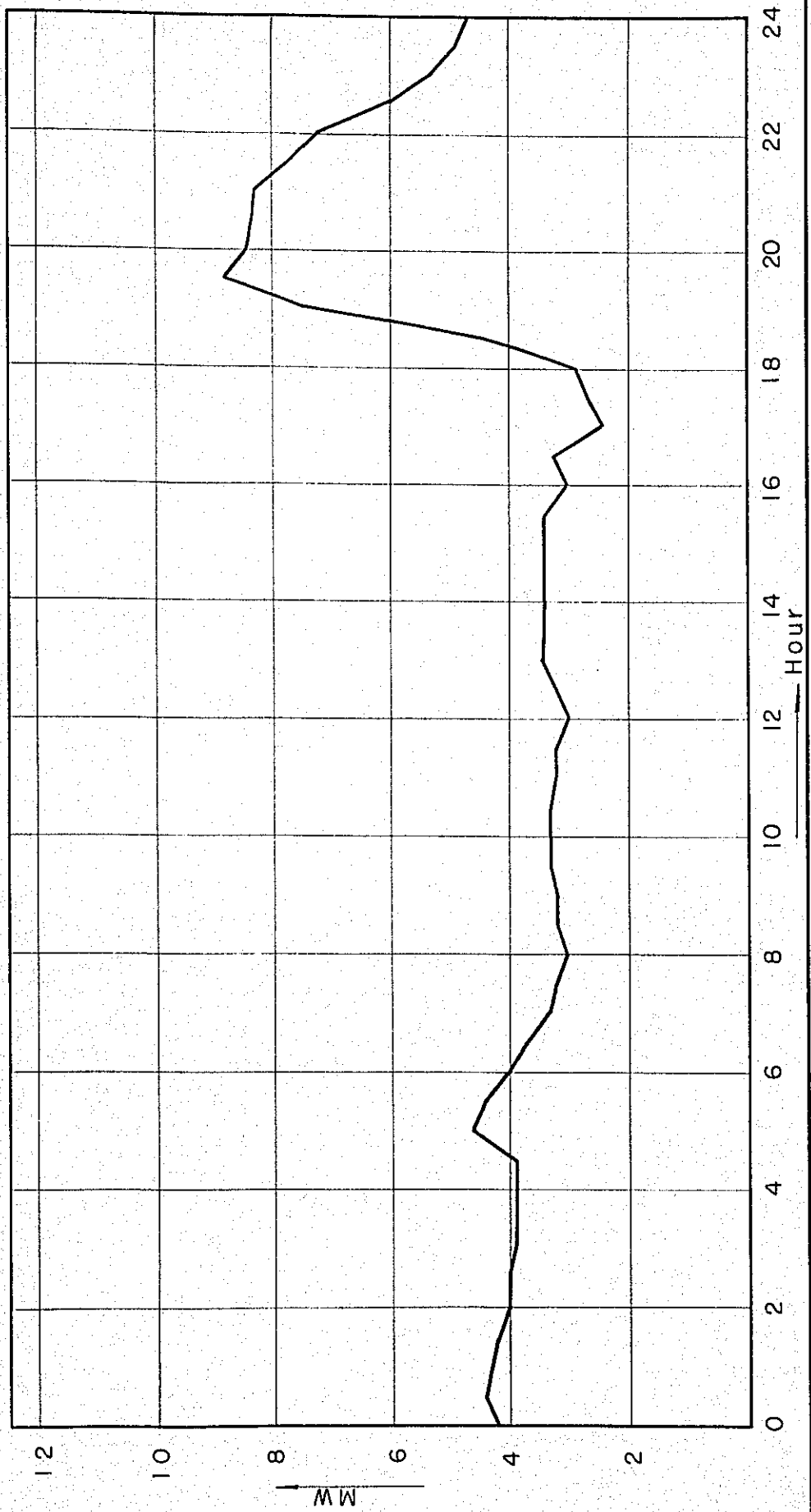


Fig. 6-3 Daily Load Curve at Ubolratana Power Plant

29 June 1966

Peak Load: 850 MW      Average Load: 440 MW      Load Factor: 52 %

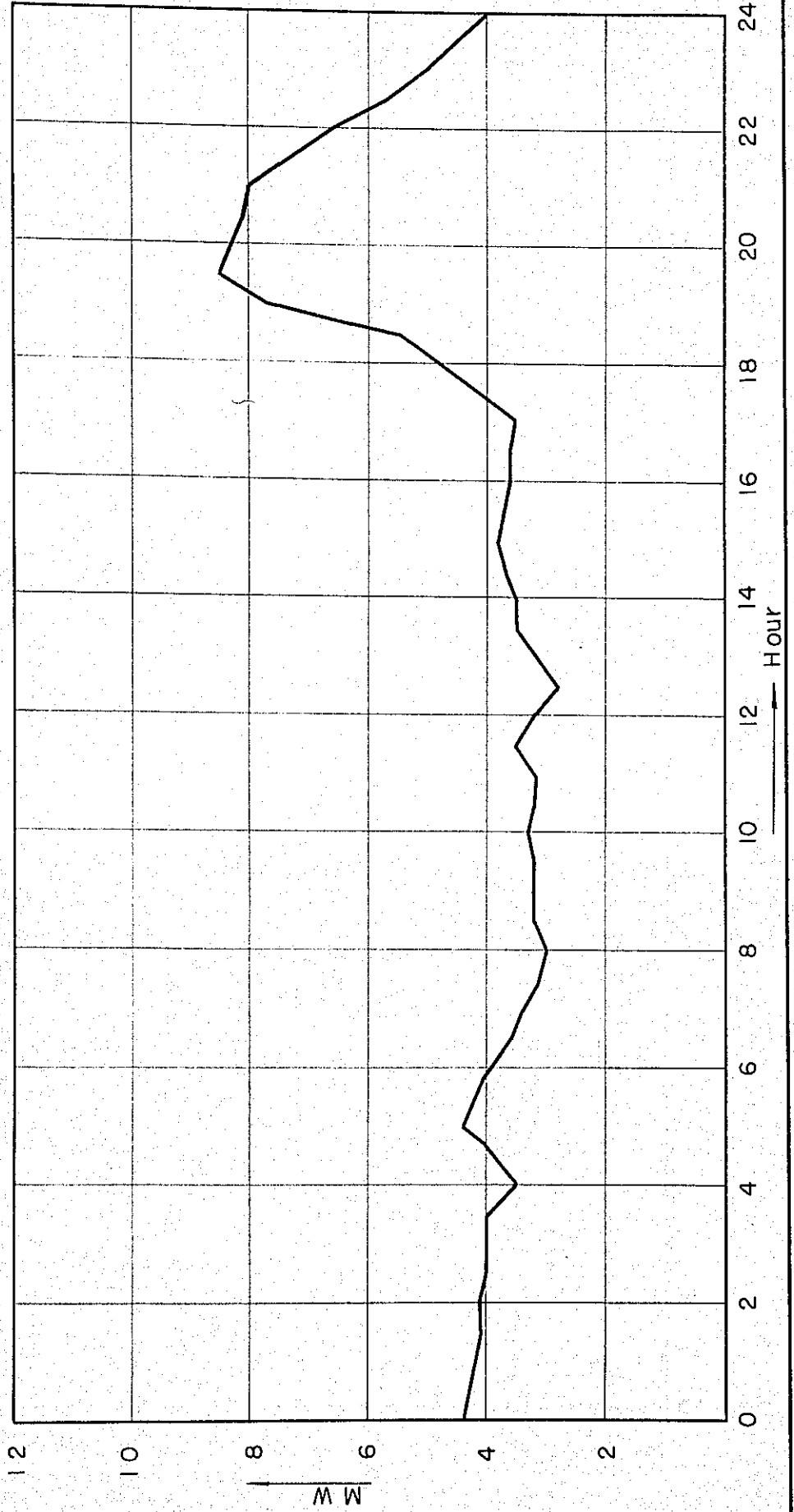


Fig. 6-4 Daily Load Curve at Khon Kaen Substation

27 May 1966

Peak Load: 1.41 M W      Average Load: 0.73 M W      Load Factor: 42 %

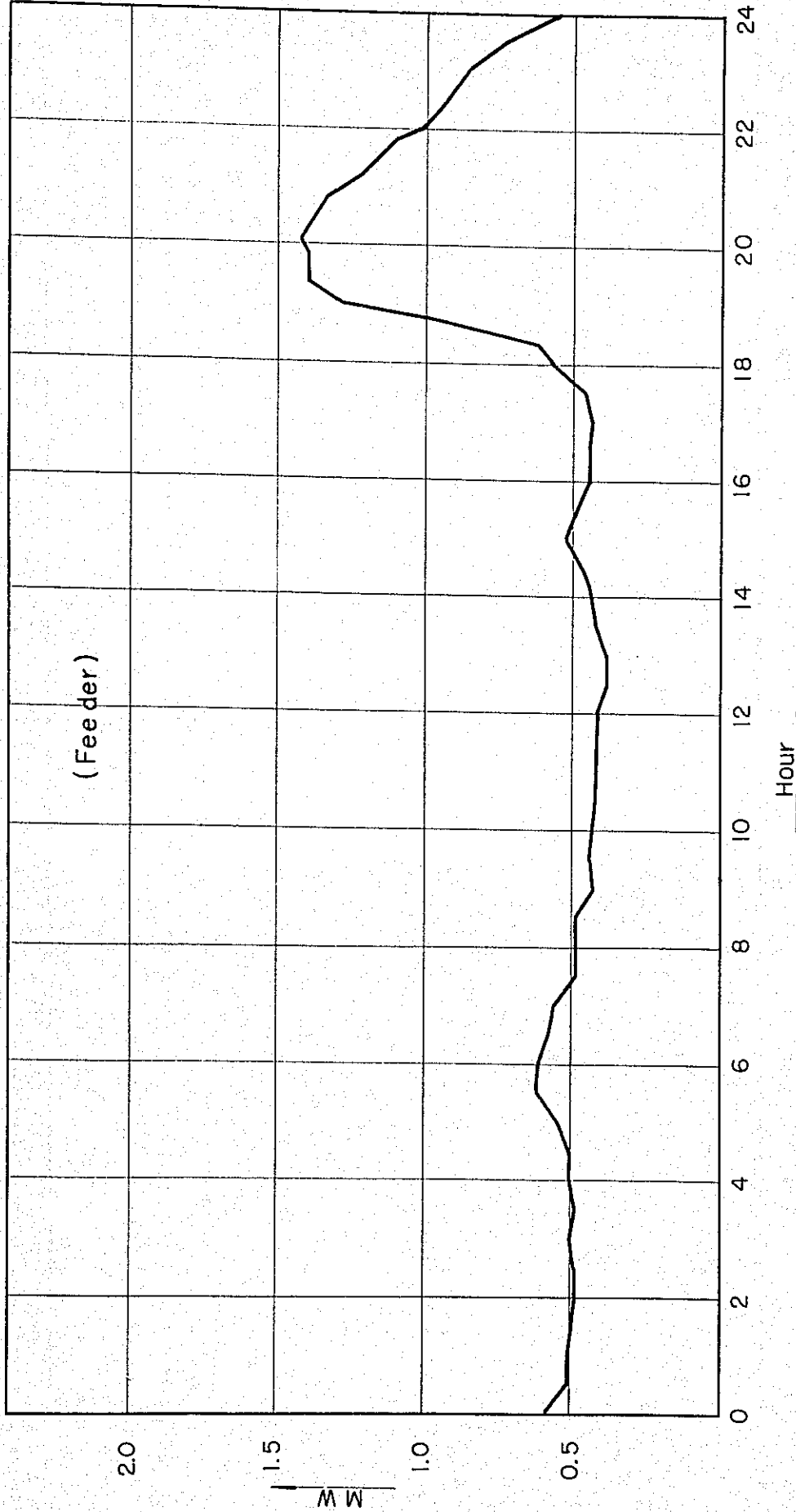


Fig. 6-5 Daily Load Curve at Nakorn Ratsima Substation

27 May 1966

Peak Load: 3.50 MW      Average Load: 1.85 MW      Load Factor: 53 %

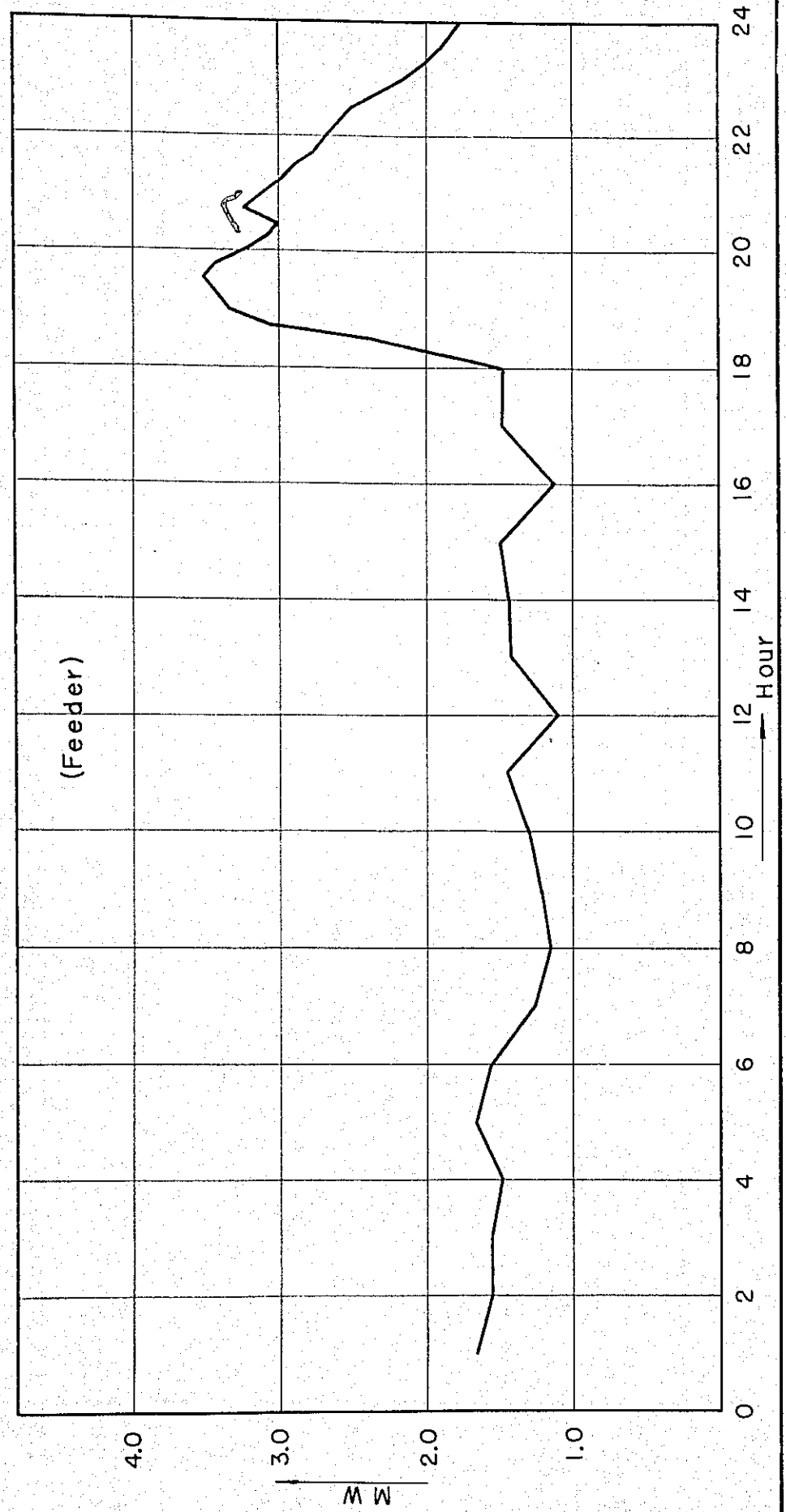


Fig. 6-6 Daily Load Curve at Udon Thani Substation

27 May 1966

Peak Load: 2.02 MW

Average Load: 1.04 MW

Load Factor: 51 %

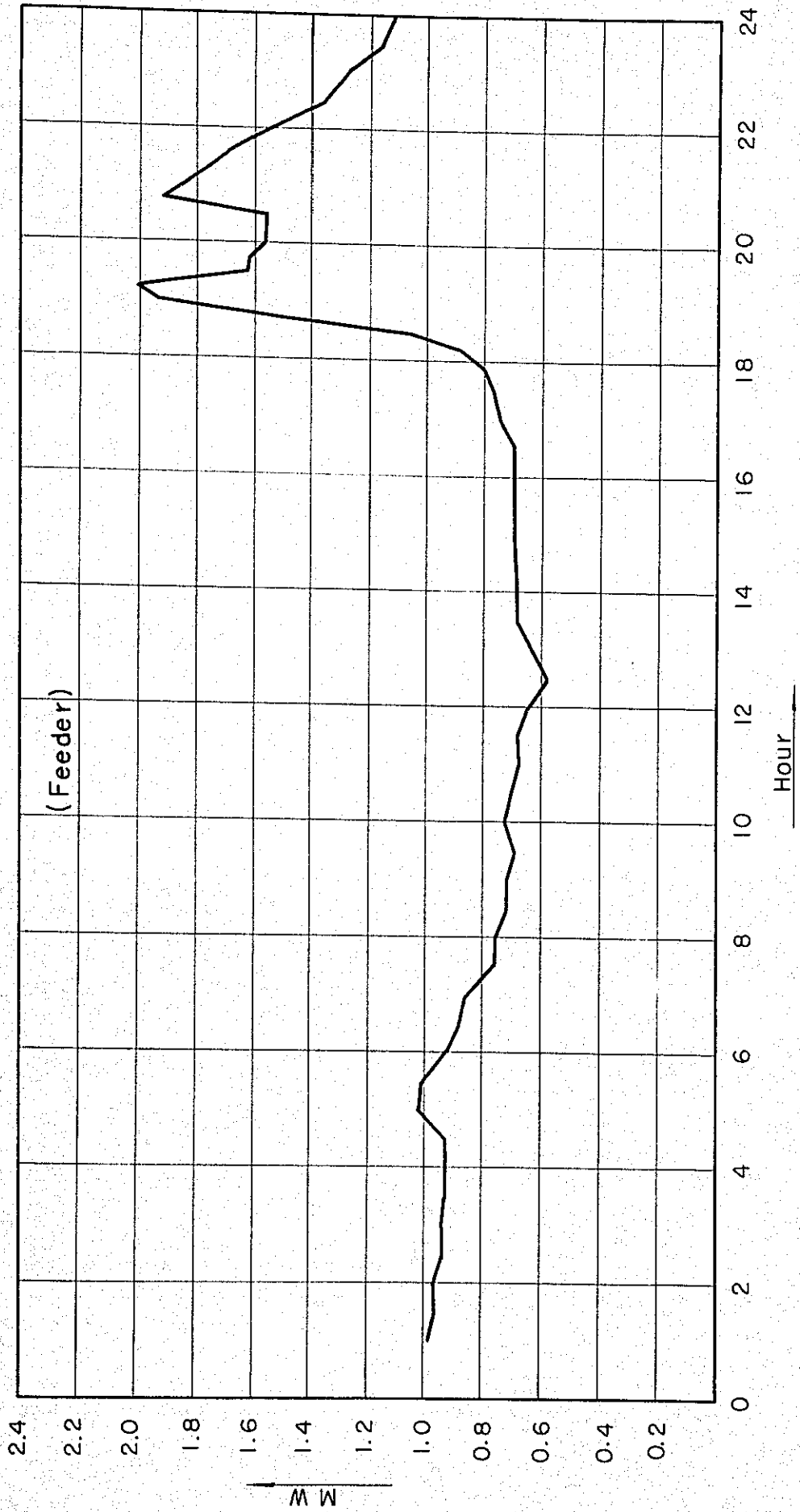


Fig. 6-7 Daily Load Curve at Phol Substation

27 May 1966

Peak Load: 0.16 MW

Average Load: 0.07 MW

Load Factor: 41 %

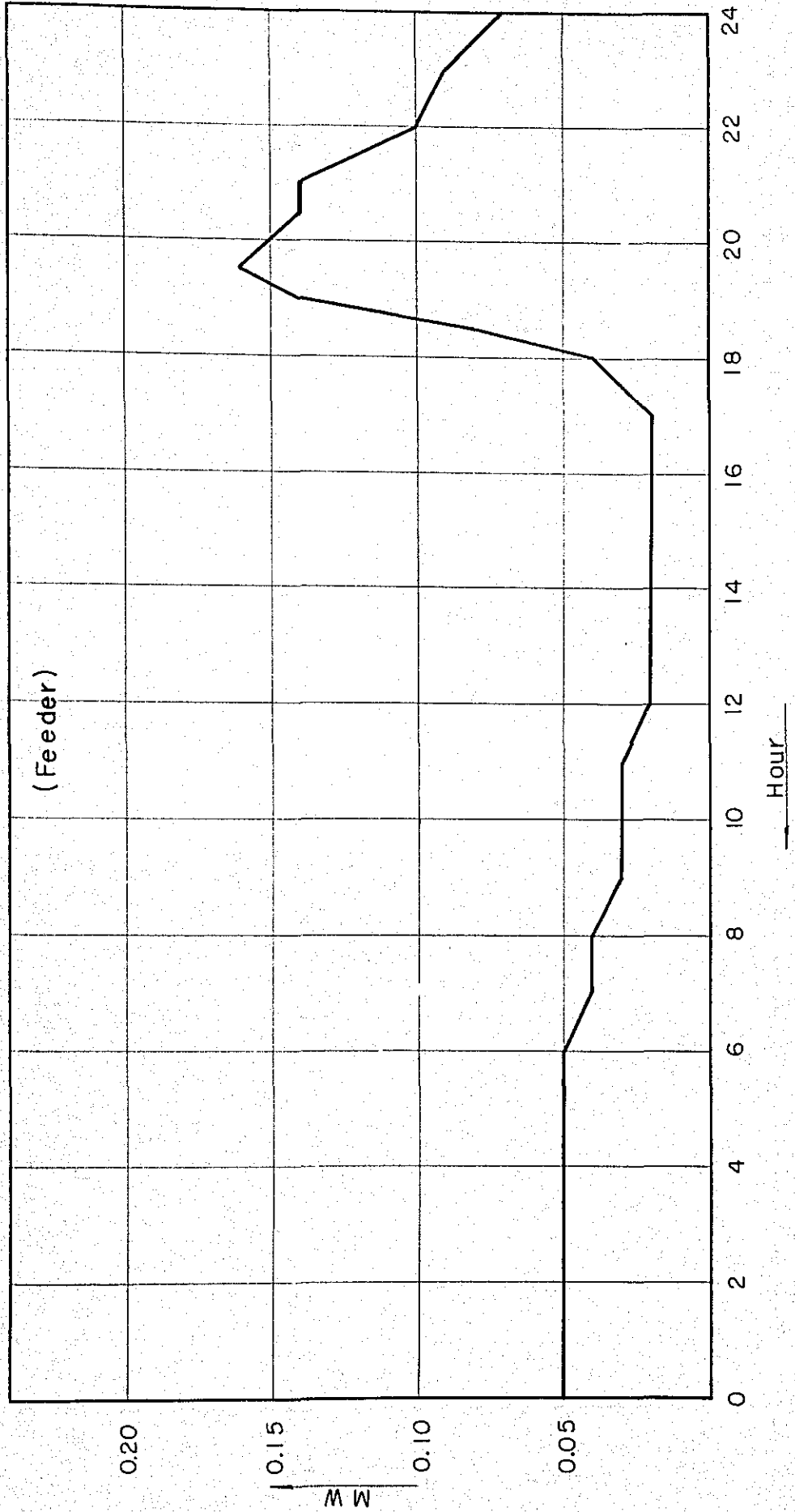


Fig. 6-8 Daily Load Curve at Maharakham Substation

27 May 1966

Peak Load: 0.57 MW

Average Load: 0.22 MW

Load Factor: 39 %

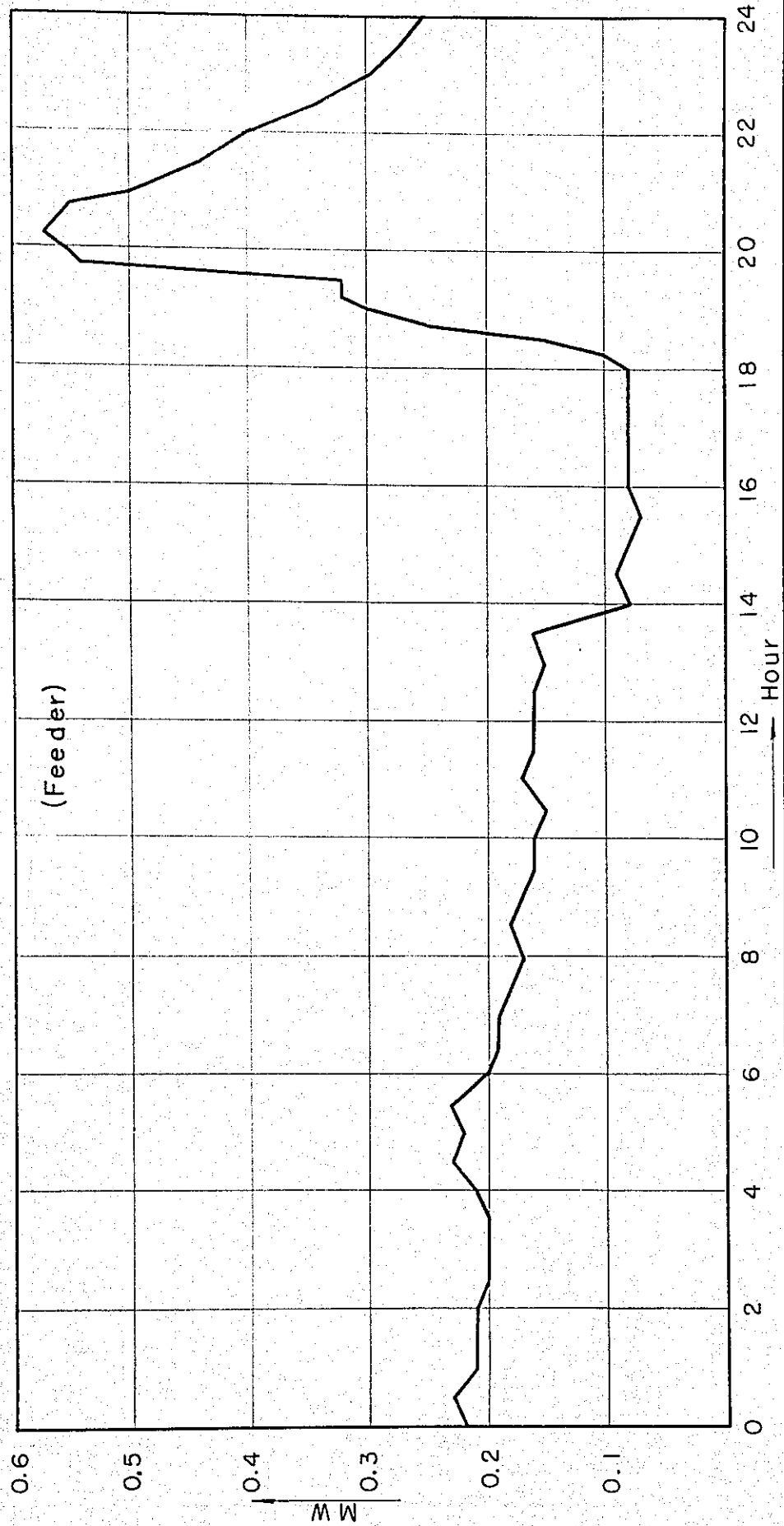




Fig. 7-1 CONSTRUCTION SCHEDULE OF NAM PHROM PROJECT

	1968			1969					1970					1971													
	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
DIVERSION TUNNEL & COFFER DAM																											
DAM EXCAVATION																											
EMBANKMENT																											
INTAKE, WATER TUNNEL & SURGE TANK																											
PENSTOCK																											
POWERHOUSE																											
ELECTRICAL EQUIPMENT																											
TRANSMISSION LINE & SUBSTATION																											

Into operation  
Nov. 1971

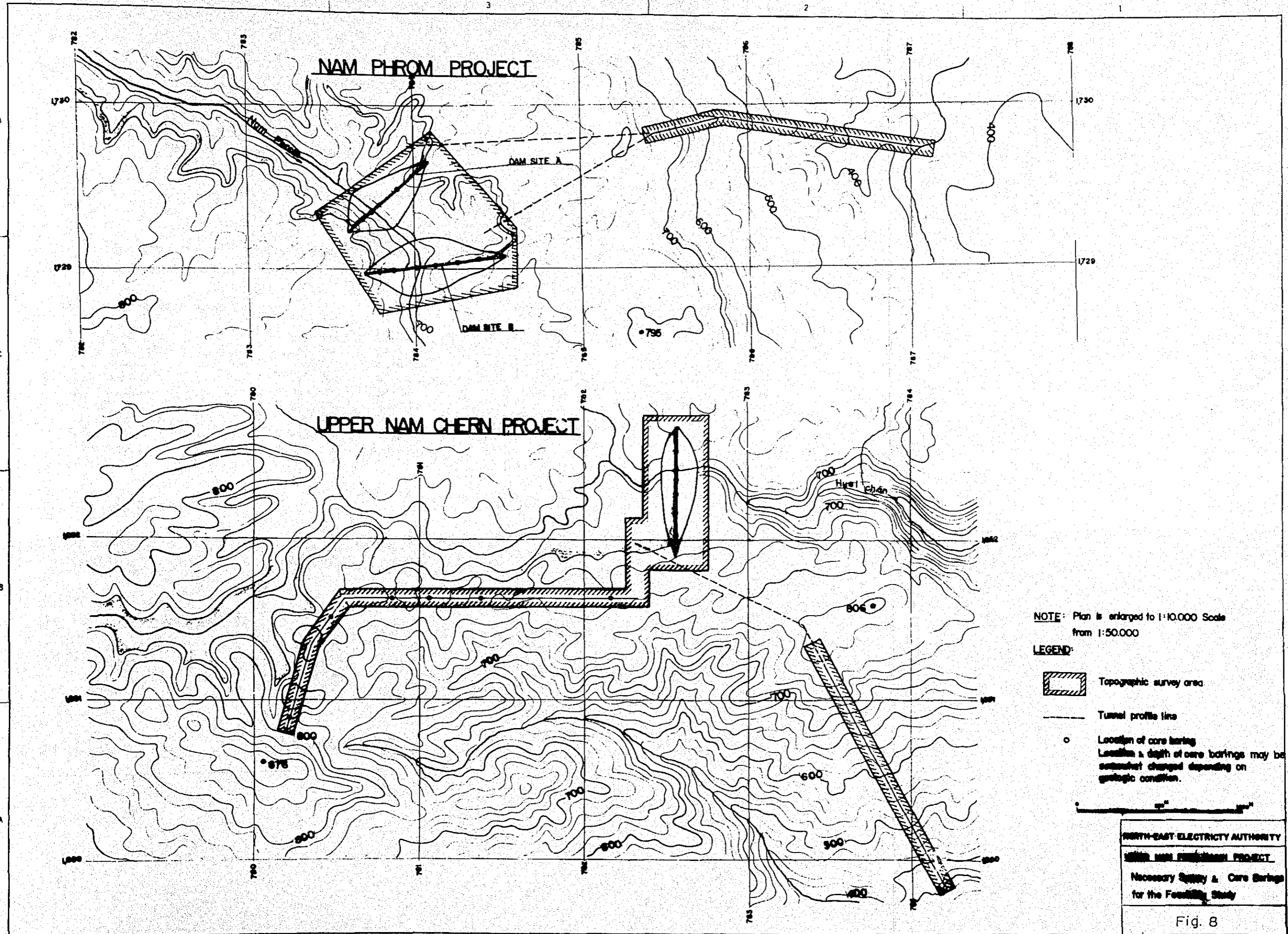
Note : It is assumed that the access road is completed before the end of 1968.

Fig. 7-2 CONSTRUCTION SCHEDULE OF UPPER NAM CHERN

	1968		1969												1970												1971														
	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
DIVERSION TUNNEL & COFFER DAM																																									
DAM EXCAVATION																																									
EMBANKMENT																																									
INTAKE, WATER TUNNEL & SURGE TANK																																									
PENSTOCK																																									
POWERHOUSE																																									
ELECTRICAL EQUIPMENT																																									
TRANSMISSION LINE & SUBSTATION																																									

Into operation  
Jan. 1971

Note: It is assumed that the access road is completed before the end of 1968.



NOTE: Plan is enlarged to 1:10,000 Scale  
from 1:50,000

LEGEND:



Topographic survey area



Tunnel profile line



Location of core boring  
Location & depth of core borings may be  
somewhat changed depending on  
geologic condition.



NORTH-EAST ELECTRICITY AUTHORITY  
UPPER NAM CHERN PROJECT  
Necessary Supply & Core Borings  
for the Feasibility Study

Fig. 8

Table-1 Population Data (1964)

Changwad	Total Population	Approximate Population in Towns	Presumptive Population in Towns and their Suburbs
<u>(1) Nam Pong Service Area</u>			
Khon Kaen	925,967	55,000	100,000
Nakorn Ratsima	1,143,260	61,700	100,000
Udon Thani	802,737	41,000	150,000
Chaiya Phum	575,501	12,000	50,000
Mahasarakham	543,689	18,200	30,000
Loi-et	724,724	24,700	50,000
Kala-sin	526,538	12,600	30,000
Nong Khai	289,686	25,300	50,000
Subtotal	5,532,102	250,500 (4.5%)	560,000 (10.1%)
<u>(2) Nam Pung Service Area</u>			
Sakon Nakhon	451,384	15,200	30,000
That Phanom	485,611	13,200	28,000
Subtotal	936,995	28,400 (3.0%)	58,000 (6.2%)
<u>(3) Lam Dom Noi Service Area</u>			
Ubol Rat Thani	1,249,790	33,000	85,000
Sri Saket	679,458	14,000	30,000
Su-rin	622,296	14,000	30,000
Subtotal	2,551,544	61,000 (2.4%)	145,000 (5.7%)
<u>(4) Total</u>	9,020,641	339,900 (3.8%)	763,000 (8.5%)

Table-2 Existing Power Plants and Other Projects  
in Northeastern Region

	Installed Capacity MW	Dependable Capability MW	Annual Energy Generation		Remarks
			Average Year 10 <sup>3</sup> MWH	Dry Year 10 <sup>3</sup> MWH	
Ubolratana Hydro-power Plant (Nam Pong)	(16.6 <sup>(*1)</sup> ) 25.0 <sup>(*2)</sup>	(12.0 <sup>(*1)</sup> ) 18.0 <sup>(*2)</sup>	62.0	43.0	(*1) 2 units (*2) 3 units Unit No. 3 will be in operation in Mar. 1968.
Nam Fung Hydro-power Plant	6.0	4.2	15.0	15.0	
Lam Dom Noi Hydro-power P.	15.0	12.0	43.0	42.0	Expected to be in operation in Jan. 1970.
Diesel Power Plants	6.0	5.1	17.9	17.9	L.F. = 40%
<b>Total</b>	<b>52.0</b>	<b>39.3</b>	<b>137.9</b>	<b>117.9</b>	

Table-3 Annual Mean Rate of Load Growth in KW (Unit:%)

(1) Residential and Commercial Consumers

Areas	Years	1966	'67	'68	'69	'70	'71	'72	'73	'74	'75
<u>Nam Pong Service Area</u>											
Khon Kaen			16	14	12						12
Nakorn Ratsima			16	14	12						12
Udon Thani			16	14	12						12
Phol & Ban Phai				12	10						10
Chalya Phum				14	12	10					10
Manasarakham			16	12	10						10
Loi-et			16	12	10						10
Kala-sin			16	12	10						10
Nong Khai				12	10						10
<u>Nam Pung Service Area</u>											
Sakon Nakhon				12	10						10
Nakae				12	10						10
That Phanom				12	10						10
<u>Lam Dom Noi Service Area</u>											
Ubol Rat Thani							16	14	12		12
Sri Saket							14	12	10		10
Su-rin							14	12	10		10
<u>Laos</u>											
Vientian						20		20			

(2) Cooperative Demand

Areas	Years	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<u>Nam Pong Service Area</u>											
Udon Thani						10					10
Nong Khai						10					10



Table-4-2 Estimated Load Factor

(Unit: %)

(2) Military Base

Areas \ Years	1966	'67	'68	'69	'70	'71	'72	'73	'74	'75
<u>Nam Pong Service Area</u>										
Khon Kaen	44		44	45						45
Nakorn Ratsima	44		44	45						45
Udon Thani	44		44	45						45
<u>Lam Dom Noi Service Area</u>										
Ubol Rat Thani					40	44	44	45		45

(3) Cooperative Demand

Areas \ Years	1966	'67	'68	'69	'70	'71	'72	'73	'74	'75
<u>Nam Pong Service Area</u>										
Udon Thani		25								25
Nong Khai		25								25

(4) Laotian Demand

Areas \ Years	1966	'67	'68	'69	'70	'71	'72	'73	'74	'75
<u>Nam Ngum Service Area</u>										
Vientian		40				40				
Nam Ngum			40			40				



Table-5-1. Load Forecast in MW and MVAH for the Year 1967 - 1975

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks
	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	MW	10 <sup>3</sup> MVAH	
(1) Nam Pong Service Area																					
Khon Kaen																					
Res. & Com.	1.70	4.91	1.79	7.58	2.25	8.66	2.52	9.92	2.82	11.10	3.16	12.45	3.54	13.95	3.96	15.60	4.43	17.49	4.86	18.54	From Mar. 1966
Military Base	-	-	2.00	7.70	3.50	13.47	3.50	13.80	3.50	13.80	3.50	13.80	3.50	13.80	3.50	13.80	3.50	13.80	3.50	13.80	From Mar. 1966
Subtotal	1.70	4.91	3.97	15.28	5.75	22.13	6.02	23.72	6.32	24.90	6.66	26.25	7.04	27.75	7.46	29.40	7.93	31.29	8.46	33.34	
Nakorn Ratchasima																					
Res. & Com.	4.00	11.55	4.62	17.78	5.26	21.65	5.89	23.23	6.60	26.00	7.39	29.10	8.27	32.60	9.25	36.50	10.36	40.80	11.61	45.80	From Mar. 1966
Military Base	1.00	1.25	2.50	9.63	3.00	11.54	3.00	11.82	3.00	11.82	3.00	11.82	3.00	11.82	3.00	11.82	3.00	11.82	3.00	11.82	From Sept. 1966
Subtotal	5.00	12.80	7.12	27.41	8.26	33.19	8.89	35.05	9.60	37.82	10.39	40.92	11.27	44.42	12.25	48.32	13.36	52.62	14.61	57.62	
Udon Thani																					
Res. & Com.	2.20	6.19	2.55	9.82	2.91	11.20	3.26	12.86	3.65	14.40	4.09	16.12	4.58	18.05	5.13	20.20	5.74	22.60	6.43	25.34	From Mar. 1966
Military Base	0.50	0.63	2.50	9.63	2.50	9.63	2.50	9.63	2.50	9.63	2.50	9.63	2.50	9.63	2.50	9.63	2.50	9.63	2.50	9.63	From Mar. 1966
Subtotal	2.70	6.82	5.05	19.45	5.41	20.83	5.76	22.49	6.15	24.03	6.59	25.75	7.08	27.67	7.63	29.83	8.24	32.23	8.94	34.97	30% of load demanded in peak time.
Phol																					
Phol & Ban Phai	0.45	0.83	0.90	2.84	1.01	3.18	1.11	3.69	1.22	4.06	1.34	4.44	1.48	4.92	1.62	5.39	1.79	5.96	1.97	6.55	From Mar. 1966
Chaiya Phum	-	-	0.60	1.89	0.69	2.18	0.77	2.56	0.85	2.83	0.94	3.13	1.03	3.43	1.13	3.76	1.24	4.17	1.36	4.53	From Mar. 1966
Subtotal	0.45	0.83	1.50	4.73	1.70	5.36	1.88	6.25	2.07	6.89	2.28	7.57	2.51	8.35	2.75	9.15	3.03	10.13	3.33	11.08	
Mahasarakham																					
Res. & Com.	0.30	0.63	0.35	1.10	0.39	1.23	0.43	1.43	0.47	1.56	0.52	1.73	0.57	1.90	0.63	2.10	0.69	2.30	0.76	2.53	From Mar. 1966
Subtotal	0.30	0.63	0.35	1.10	0.39	1.23	0.43	1.43	0.47	1.56	0.52	1.73	0.57	1.90	0.63	2.10	0.69	2.30	0.76	2.53	From Mar. 1966
Nong Khai																					
Res. & Com.	0.25	0.20	0.24	0.91	0.33	1.04	0.36	1.20	0.40	1.33	0.44	1.46	0.48	1.60	0.53	1.76	0.58	1.93	0.64	2.13	From Oct. 1966
Subtotal	0.25	0.20	0.24	0.91	0.33	1.04	0.36	1.20	0.40	1.33	0.44	1.46	0.48	1.60	0.53	1.76	0.58	1.93	0.64	2.13	From Oct. 1966
Total Load at Substations	11.30	26.85	19.85	74.96	23.97	93.05	26.02	103.06	27.96	110.69	30.13	119.32	32.52	128.84	35.18	139.37	38.15	151.18	41.48	164.42	
Loss in the System (%)	4.0	2.2	6.0	3.3	6.7	3.7	7.0	3.9	7.5	4.1	8.0	4.4	8.5	4.7	9.0	4.9	9.5	10.0	10.0	10.0	
Total load at Sending End	11.80	27.50	21.10	77.50	25.50	96.60	27.90	107.20	30.10	115.20	32.60	124.80	35.30	135.00	38.30	146.20	41.80	159.20	45.60	173.80	

Table-5-2 Load Forecast in MW and MVA for the Year 1966 - 1975

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks
	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	MW	10 <sup>3</sup> MVA	
<b>(2) Nam Pung Service Area</b>																					
Sakon Nakhon	(0.52)	(1.55)	0.70	(2.21)	0.78	2.46	0.86	2.86	0.95	3.16	1.05	3.49	1.16	3.86	1.28	4.26	1.41	4.69	1.55	5.16	Interconnection between Nam Pong S.A. and Nam Pung S.A. will be completed in October 1967
Nakae	(0.03)	(0.09)	0.15	(0.47)	0.17	0.54	0.19	0.63	0.21	0.70	0.23	0.77	0.25	0.83	0.28	0.93	0.31	1.03	0.34	1.13	
That Phanom	(0.94)	(2.70)	1.20	(3.79)	1.34	4.23	1.47	4.89	1.62	5.39	1.78	5.93	1.96	6.52	2.16	7.19	2.38	7.92	2.62	8.72	
Total Load at Substations	(1.49)	(4.34)	2.05	(6.47)	2.29	7.23	2.52	8.38	2.78	9.25	3.06	10.19	3.37	11.21	3.72	12.38	4.10	13.64	4.51	15.01	
Less in the System (%)	4.0	2.2	4.0	2.2	4.0	2.2	4.0	2.2	4.5	2.5	4.5	2.5	5.0	2.8	5.0	2.8	5.5	3.0	5.5	3.0	
Total Load at Sending End	(1.55)	(4.44)	2.13	(6.62)	2.38	7.40	2.62	8.57	2.91	9.48	3.20	10.44	3.54	11.52	3.91	12.71	4.33	14.05	4.76	15.48	
<b>(3) Lam Dom Noi Service Area</b>																					
Res. & Com.	-	-	-	-	-	-	(2.80)	(9.81)	3.30	11.55	3.82	14.72	4.35	16.77	4.87	19.20	5.46	21.50	6.12	24.10	Lam Dom Noi will be in operation at the beginning of 1970.
Ubol Rat Thani	-	-	-	-	-	-	(2.00)	(7.00)	2.00	7.00	2.00	7.00	2.00	7.00	2.00	7.88	2.00	7.88	2.00	7.88	
Subtotal	-	-	-	-	-	-	(4.80)	(16.81)	5.30	18.55	5.82	22.42	6.35	24.47	6.87	27.08	7.46	29.38	8.12	31.98	
Res. & Com.	-	-	-	-	-	-	(0.70)	(2.09)	0.83	2.48	0.95	2.99	1.07	3.38	1.18	3.93	1.30	4.33	1.43	4.76	
Su-rin	-	-	-	-	-	-	(1.30)	(3.87)	1.58	4.71	1.80	5.68	2.02	6.37	2.22	7.39	2.44	8.12	2.68	8.92	
Total Load at Substations	-	-	-	-	-	-	(6.80)	(22.77)	7.71	25.74	8.57	31.09	9.44	34.22	10.27	38.40	11.20	41.83	12.23	45.66	
Less in the System (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	5.0	2.8	5.0	2.8	6.0	3.3	6.0	3.3	7.0	3.9	7.0	3.9	
Total Load at Sending End	-	-	-	-	-	-	(7.14)	(23.40)	8.20	26.50	9.00	32.00	10.00	35.40	10.90	39.70	12.00	43.50	13.10	47.50	

Table-5-3 Load Forecast in MW and kWh for the Year 1966 - 1975

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks	
	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH	MW	LO-MWH		
(4) Nam Ngum Service Area																						
Vientian	-	-	2.00	1.17	3.50	12.26	4.20	14.70	5.05	17.70	6.05	21.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Interconnection between Nam Pong S.A. and Nam Ngum S.A. will be completed in Dec. 1967.
Nam Ngum	-	-	-	-	0.70	2.45	2.00	7.00	2.00	7.00	2.00	7.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Nam Ngum P.P. will be in operation at the beginning of 1972.
Total Load at Substation (Nong Khai)	-	-	2.00	1.17	4.20	14.71	6.20	21.70	7.05	24.70	8.05	28.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Loss in the System	-	-	6.0	3.3	7.0	3.9	7.0	3.9	7.5	4.1	8.0	4.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Load at Sending End	-	-	2.12	1.21	4.50	15.30	6.63	22.50	7.59	25.70	8.70	29.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
(5) Total Load (at sending end) for the Area to be Considered																						
Nam Pong Service Area	11.80	27.50	21.10	77.50	25.50	96.60	27.90	107.20	30.10	115.20	32.60	124.80	35.30	135.00	38.30	146.20	41.80	159.20	45.60	173.80	-	
Nam Pong Service Area	-	-	2.13	1.11	2.38	7.40	2.62	8.57	2.91	9.48	3.20	10.44	3.54	11.52	3.91	12.71	4.33	14.05	4.76	15.48	-	
Lan Don Noi Service Area	-	-	-	-	-	-	-	-	8.20	26.50	9.00	32.00	10.00	35.40	10.90	39.70	12.00	43.50	13.10	47.50	-	
Nam Ngum Service Area (Laos)	-	-	2.12	1.21	4.50	15.30	6.63	22.50	7.59	25.70	8.70	29.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	11.80	27.50	25.35	79.82	32.38	119.30	37.15	138.27	48.80	176.88	53.50	196.74	48.84	181.92	53.11	198.61	58.13	216.75	63.46	236.78	-	

Table-6-1 Peak Load Balance

(Unit: MW)

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks	
	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.		
(1) Peak Load																						
Nam Pong Service Area	11.80	16.45	21.10	23.30	25.50	26.70	27.90	29.00	30.10	31.35	32.60	33.95	35.30	36.80	38.30	40.05	41.80	43.70	45.60			
Nam Fung Service Area	-	-	2.13	2.26	2.38	2.50	2.62	2.77	2.91	3.06	3.20	3.37	3.54	3.73	3.91	4.12	4.33	4.55	4.76			
Lam Dom Noi Service Area	-	-	-	-	-	-	-	7.67	8.20	8.60	9.00	9.50	10.00	10.45	10.90	11.45	12.00	12.55	13.10			
Nam Ngum Service Area (Laos)	-	-	2.12	3.31	4.50	5.57	6.63	7.11	7.59	8.14	8.70	-	-	-	-	-	-	-	-			
Total Peak Load	11.80	16.45	23.23	28.87	32.38	34.77	37.15	46.55	48.80	51.15	53.50	46.82	48.84	50.98	53.11	55.62	58.13	60.80	63.46			
(2) Dependable Capability																						
Ubolratana Power Plant	12.00	16.60	12.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	No.3 Unit will be in operation in Mar. 1968.
Nam Fung P.P.	-	-	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	From Nov. 1967
Existing Diesel P.P.	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	From Jan. 1970.
Lam Dom Noi P.P.	-	-	-	-	-	-	-	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	From Jan. 1972
Expected Power from Nam Ngum P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	
Total Dependable Capability	17.10	21.70	17.10	27.70	36.10	27.30	36.10	39.30	51.10	39.30	51.10	47.30	59.10	47.30	59.10	47.30	59.10	47.30	59.10	47.30	59.10	
(3) Required Capability in MW	-	-	-	1.57	-	7.47	1.05	7.25	-	11.85	2.40	-	-	3.68	-	8.32	-	13.50	4.36	(1) - (2)		

Table-C-2 Annual Energy Balance

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks
	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	
(1) Energy Demand																					
Nam Pong Service Area	27.50		77.50		96.50		107.20		115.20		124.80		135.00		146.20		159.20		173.80		
Nam Pung Service Area	-		1.11(*1)		7.40		8.57		9.42		10.44		11.52		12.71		14.05		15.48		(*1) 2 months
Lam Don Noi Service Area	-		-		-		-		26.50		33.00		35.40		39.70		43.50		47.50		
Nam Ngum Service Area (1968)	-		1.21		15.20		22.50		25.70		29.50		-		-		-		-		
Total Energy Demand per Year (Energy Demand per Month)	24.70:26.50:27.50 (2.47:2.99:3.25)		78.71:79.82 (6.56:7.12)		119.20 (9.94)		136.27 (11.52)		176.84 (14.74)		196.74 (16.39)		181.92 (15.16)		198.61 (16.55)		216.75 (18.06)		236.78 (20.56)		
(2) Available Energy																					
Dholatrakha Power Plant	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	
Nam Pung P.P.	-	-	-15.0	-15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	
Existing Diesel P.P.	-	-	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	
Lam Don Noi P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0	
Expected Energy from Nam Ngum	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	
Total Available Energy per Year (Available Energy per Month)	43.0	62.0	60.9:75.9	78.7:79.8	75.9	94.9	75.9	94.9	117.9	137.9	117.9	137.9	145.9	165.9	145.9	165.9	145.9	165.9	145.9	165.9	
(3) Required Capability in MPH	-	-	17.8:3.9	-	43.4	24.4	62.4	43.4	59.0	39.0	76.8	58.8	36.0	16.0	52.7	32.7	70.9	50.9	90.9	70.9	(1) - (2)

Table-7-3 Peak Load Balance

(In case that Nam Phnom is developed firstly)

(Unit: MW)

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks	
	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.		
(1) Peak Load																						
Nam Pong Service Area	-	11.80	16.45	21.10	23.30	25.50	26.70	27.90	29.00	30.10	31.35	32.60	33.95	35.30	36.90	38.30	40.05	41.80	43.70	45.60		
Nam Pong Service Area	-	-	-	2.13	2.28	2.38	2.50	2.52	2.77	2.91	3.08	3.20	3.37	3.54	3.73	3.91	4.12	4.33	4.55	4.76		
Iam Dom Noi Service Area	-	-	-	-	-	-	-	-	7.87	8.20	8.60	9.00	9.50	10.00	10.45	11.45	12.00	12.55	13.10			
Nam Ngum Service Area (Laos)	-	-	-	2.12	3.31	4.50	5.57	6.63	7.11	7.59	8.14	8.70	-	-	-	-	-	-	-	-		
Total Peak Load	-	11.80	16.45	25.35	28.87	32.38	34.77	37.15	46.55	48.90	51.15	53.50	46.82	48.84	50.98	53.11	55.62	58.13	60.80	63.46		
(2) Dependable Capability																						
Ubolratana Power Plant	12.00	16.60	12.00	16.60	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00
Nam Pung P.P.	-	-	-	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.20		
Existing Diesel P.P.	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10		
Iam Dom Noi P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00		
Expected Power from Nam Ngum P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00		
Total Dependable Capability	17.10	21.70	17.10	27.70	27.30	36.10	27.30	36.10	39.30	51.10	39.30	51.10	47.30	59.10	47.30	59.10	47.30	59.10	47.30	59.10		
(3) Required Capability in MW	-	-	-	-	1.57	-	7.47	1.05	7.25	-	11.85	2.40	-	-	3.68	-	8.32	-	13.50	4.50	(1) - (2)	
(4) Expected New Capability																						
Diesel P.P.	-	-	A	2.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	12.00	12.00	-	-	-	-	-	-	-	-		
Nam Phnom (Unit No.1)	-	-	D	2.50	-	-	-	-	-	-	-	-	15.00	16.50	15.00	16.50	15.00	16.50	30.00	33.00		
Total Expected Capability	-	-	-	2.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	12.00	12.00	15.00	16.50	15.00	16.50	15.00	16.50	30.00	33.00		
(5) Retired Old Diesel P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10		
(6) = (2) + (4) - (5)				17.10	34.80	43.60	34.80	43.60	46.80	58.60	51.30	63.10	57.20	70.50	57.20	70.50	57.20	70.50	72.20	87.00	(2) + (4) - (5)	
(7) Peak Load Balance				0.65	3.05	4.85	2.35	4.85	5.93	11.22	0.03	6.45	0.25	9.80	0.15	9.60	10.38	21.66	6.22	17.39	1.58	12.37

No.3 Unit will be in operation in Mar. 1968 From Nov. 1, 67.

A: Average year D: Dry year

Table-7-2 Annual Energy Balances  
(In case that Nam Phrom is developed firstly)

(Unit: 10<sup>3</sup>MWH)

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks	
	D.Y.	Average Year	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.		
(1) Energy Demand																						
Nam Pong Service Area		27.50		77.50	96.60	107.20	115.20	124.80	135.00	146.20	159.20	173.80	186.20	198.61	216.75	236.78	259.20	286.78	319.20	347.50	386.20	(*) 2 months
Nam Pung Service Area		-		1.11(*)	7.40	8.57	9.48	10.44	11.52	12.71	14.05	15.48	17.9	19.82	21.67	23.67	26.05	28.05	30.50	33.50	37.50	
Lam Dom Noi Service Area		-		-	-	-	26.50	32.00	35.40	39.70	43.50	47.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Nam Ngum Service Area (Laos)		-		1.21	15.30	22.50	25.70	29.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Energy Demand per Year		24.70:26.60:27.50		78.71:79.82	119.30	138.27	176.88	196.74	181.52	198.61	216.75	236.78	259.20	286.78	319.20	347.50	386.78	426.78	466.78	506.78	546.78	
(Energy Demand per Month)		(2.47:2.95:3.25)		(6.56:7.12)	(9.94)	(11.52)	(14.74)	(16.39)	(15.16)	(16.55)	(18.06)	(20.56)	(22.06)	(23.56)	(25.06)	(26.56)	(28.06)	(29.56)	(31.06)	(32.56)	(34.06)	
(2) Available Energy																						
Ubolratana Power Plant	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0
Um Pung P.P.	-	-	-	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Existing Diesel P.P.	-	-	-	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9
Lam Dom Noi P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Expected Energy from Nam Ngum	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Available Energy per Year	43.0	62.0	60.9:75.9	79.9:94.9	75.9	94.9	117.9	137.9	145.9	165.9	145.9	165.9	145.9	165.9	145.9	165.9	145.9	165.9	145.9	165.9	145.9	165.9
(Available Energy per Month)	(3.58)	(5.17)	(5.08:6.32)	(6.63:7.90)	(6.32)	(7.91)	(9.82)	(11.49)	(12.16)	(13.82)	(12.16)	(13.82)	(12.16)	(13.82)	(12.16)	(13.82)	(12.16)	(13.82)	(12.16)	(13.82)	(12.16)	(13.82)
(3) Required Capability in MWH	-	-	17.8:3.9	-	43.4	43.4	59.0	39.0	78.8	58.8	78.8	58.8	36.0	16.0	52.7	32.7	70.9	50.9	90.9	70.9	90.9	(1)-(2)
(4) Expected New Capability	-	-	2.5MW	-	7.5MW	7.5MW	7.5MW	7.5MW	12.0MW	12.0MW	12.0MW	12.0MW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel P.P. Nam Phrom (Unit No.1)	-	-	17.5	-	52.5	52.5	52.5	52.5	84.1	84.1	84.1	84.1	110.0	120.0	110.0	120.0	110.0	120.0	110.0	120.0	110.0	120.0
Total Expected Capability	-	-	17.5	-	52.5	52.5	52.5	52.5	84.1	84.1	84.1	84.1	110.0	120.0	110.0	120.0	110.0	120.0	110.0	120.0	110.0	120.0
(5) Retired Old Diesel P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9
(6) Definitely Available Energy (Energy per Month)	43.0	62.0	78.4:93.4	94.9	128.4	147.4	170.4	190.4	202.0	222.0	202.0	222.0	238.0	268.0	238.0	268.0	238.0	268.0	238.0	268.0	238.0	268.0
(Energy per Month)	(3.58)	(5.17)	(6.53)	(7.78)	(10.70)	(12.29)	(14.20)	(15.88)	(16.83)	(18.50)	(16.83)	(18.50)	(19.83)	(22.32)	(19.83)	(22.32)	(19.83)	(22.32)	(19.83)	(22.32)	(19.83)	(22.32)
(7) Annual Energy Balance	15.5	34.5	40.3:13.6	15.1	9.1	9.9	46.5	13.5	5.3	25.3	5.3	25.3	56.1	86.1	39.4	69.4	21.2	51.2	1.2	31.2	1.2	31.2

Table-7-3 Peak Load Balance

(In case that Upper Nam Chorn is developed firstly)

(Unit: MW)

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks
	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	Jun.	Dec.	
(1) Peak Load																					
Nam Pong Service Area	11.80	16.45	21.10	25.50	23.30	25.50	26.70	27.90	29.00	30.10	31.35	32.60	33.95	35.20	36.80	38.30	40.05	41.80	43.70	45.60	
Nam Pung Service Area	-	-	2.13	2.38	-	-	2.50	2.82	2.77	2.91	3.06	3.20	3.37	3.54	3.73	3.91	4.12	4.33	4.55	4.76	
Lam Don Noi Service Area	-	-	-	-	-	-	-	-	7.57	8.20	8.00	9.00	9.50	10.00	10.45	10.90	11.45	12.00	12.55	13.10	
Nam Ngum Service Area (Laos)	-	-	2.12	4.50	3.31	4.50	5.57	6.63	7.11	7.59	8.11	8.70	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Peak Load	11.80	16.45	25.35	32.87	32.38	34.77	37.15	46.55	48.80	51.15	53.50	55.82	58.84	60.98	63.11	65.62	68.13	70.80	73.46		
(2) Dependable Capability																					
Ubolratana Power Plant	12.00	16.60	16.60	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	18.00	25.00	No. 3 Unit will be in operation in Mar. 1968.
Nam Pung P.P.	-	-	6.00	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	4.20	6.00	From Nov. 1967.
Existing Diesel P.P.	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	
Lam Don Noi P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	12.00	15.00	From Jan. 1967.
Expected Power from Nam Ngum P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	From Jan. 1972.
Total Dependable Capability	17.10	21.70	27.70	36.10	27.30	36.10	27.30	36.10	39.30	51.10	39.30	51.10	47.30	59.10	47.30	59.10	47.30	59.10	47.30	59.10	
(3) Required Capability in MW	-	-	-	-	1.57	-	7.47	1.05	7.25	-	11.85	2.40	-	3.68	-	8.32	-	13.50	4.36	(1) - (2)	
(4) Expected New Capability																					
Diesel P.P.	-	-	2.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	Average year
Upper Nam Chorn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	D: Dry year
Nam Phrom	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Expected Capability	-	-	2.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	17.50	
(5) Retired Old Diesel P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	5.10	
(6) = (2) + (4) - (5)	-	-	17.10	30.20	31.80	43.60	34.80	43.60	46.60	58.60	51.70	63.50	57.20	69.00	57.20	69.00	67.20	80.50	67.20	80.50	(2) + (4) - (5)
(7) Peak Load Balance	-	-	40.65	2.35	5.93	11.22	0.03	6.45	0.25	9.80	0.55	10.00	47.88	17.66	43.72	13.39	11.58	22.37	6.40	17.40	(6) - (1)



Table-7-4 Annual Energy Balance

(In case that Upper Nam Chern is developed firstly)

(Unit: 10<sup>3</sup>MWh)

	1966		1967		1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975		Remarks	
	Dry Year	Average Year	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.	D.Y.	A.Y.		
(1) Energy Demand																						
Nam Pong Service Area		27.50		77.50		96.60		107.20		115.20		124.80		135.00		146.20		159.20		173.80		(51) 2 months
Nam Pung Service Area		-		1.11(*1)		7.40		8.57		9.48		10.44		11.52		12.71		14.05		15.48		
Lean Don Noi Service Area		-		-		-		-		26.50		32.00		35.40		39.70		43.50		47.50		
Nam Ngum Service Area (Laos)		-		1.21		15.30		22.50		25.70		29.50		-		-		-		-		
Total Energy Demand per Year (Energy Demand per Month)		24.70:26.60:27.50 (2.47:2.95:3.25)		78.71:79.82 (6.56:7.12)		119.30 (9.94)		138.27 (11.52)		176.88 (14.74)		196.74 (16.39)		181.92 (15.16)		198.61 (16.55)		216.75 (18.06)		234.78 (20.56)		
(2) Available Energy																						
Ubolratana Power Plant	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0	43.0	62.0		
Nam Pung P.P.	-	-	- 15.0	- 15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0		
Existing Diesel P.P.	-	-	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9		
Lean Don Noi P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0	42.0	43.0		
Expected Energy from	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0		
Total Available Energy per Year (Available Energy per Month)	43.0	62.0	60.9:75.9 79.9:94.9 (5.17) (5.08:6.32) (6.66:7.90)	75.9 94.9 (6.32) (7.91)	75.9 94.9 (6.32) (7.91)	75.9 94.9 (6.32) (7.91)	75.9 94.9 (6.32) (7.91)	75.9 94.9 (6.32) (7.91)	117.9 137.9 (9.82) (11.49)	117.9 137.9 (9.82) (11.49)	117.9 137.9 (9.82) (11.49)	117.9 137.9 (9.82) (11.49)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)	145.9 165.9 (12.16) (13.82)		
(3) Required Capability in MWh	-	-	17.8:3.9	-	43.4	24.4	43.4	43.4	59.0	39.0	78.8	58.8	36.0	16.0	58.7	32.7	70.9	50.9	90.9	70.9		
(4) Expected New Capability																						
Diesel P.P.	-	-	17.5	-	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5		
Upper Nam Chern	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Nam Phnom	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Total Expected Capability	-	-	17.5	-	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5		
(5) Retired Old Diesel P.P.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
(6) Definitively Available Energy (Energy per Month)	43.0	62.0	78.4:93.4 (16.53) (7.78)	94.9 (7.91)	128.4 (10.70)	147.4 (12.29)	147.4 (12.29)	147.4 (12.29)	170.4 (14.20)	190.4 (15.88)	210.5 (17.53)	210.5 (17.53)	201.0 (16.75)	203.5 (16.97)	201.0 (16.75)	203.5 (16.97)	276.0 (23.01)	306.0 (25.50)	276.0 (23.01)	306.0 (25.50)		
(7) Annual Energy Balance	15.5	34.6	0.3:13.6	15.1	9.1	28.1	9.1	9.1	6.5	13.5	13.8	13.8	11.1	21.6	2.4	4.9	59.2	89.2	39.2	69.2		

Table-8 Construction Cost of Each Project

Nam Phrom Project

Item	Foreign Currency 1,000 \$	Local Currency 1,000 ₪	Total	
			Foreign Cur. 1,000 \$	Local Cur. 1,000 ₪
Access Road	403	26,167	1,711	34,222
Dam	3,158	82,723	7,295	145,890
Waterway, Penstock & Powerhouse	2,633	22,722	3,770	75,389
Electrical Equipment	2,014	8,167	2,423	48,445
Transmission Line	1,128	17,944	2,025	40,500
Substation	67	944	114	2,278
Contingency	1,153	21,334	2,219	44,389
<b>Total Investment Cost</b>	<b>10,556</b>	<b>180,001</b>	<b>19,557</b>	<b>391,113</b>

Upper Nam Chern Project

Item	Foreign Currency 1,000 \$	Local Currency 1,000 ₪	Total	
			Foreign Cur. 1,000 \$	Local Cur. 1,000 ₪
Access Road	358	23,056	1,511	30,222
Dam	911	23,834	2,103	42,056
Waterway, Penstock & Powerhouse	1,067	11,389	1,636	32,722
Electrical Equipment	800	3,111	955	19,111
Transmission Line	1,128	18,333	2,045	40,889
Substation	39	556	67	1,334
Contingency	419	9,167	878	17,556
<b>Total Investment Cost</b>	<b>4,722</b>	<b>89,446</b>	<b>9,195</b>	<b>183,890</b>

Lower Nam Chern Project

Item	Foreign Currency 1,000 \$	Local Currency 1,000 ₪	Total	
			Foreign Cur. 1,000 \$	Local Cur. 1,000 ₪
Access Road	167	10,500	692	13,833
Dam	3,245	84,556	7,471	149,446
Waterway, Penstock & Powerhouse	214	2,889	358	7,167
Electrical Equipment	950	3,778	1,139	22,778
Transmission Line	961	15,556	1,739	34,778
Substation	39	556	67	1,334
Contingency	619	14,945	1,367	27,334
<b>Total Investment Cost</b>	<b>6,195</b>	<b>132,780</b>	<b>12,833</b>	<b>256,670</b>

Table-9 Cost of Alternate Source  
(Diesel Power Plant)

No.	Item	Unit		Remarks
1	Rated output	KW	5,000	
2	Annual availability	%	45	
3	Annual operating hours	hr.	3,940	8,760 x (2)%
4	Annual generating energy	10 <sup>3</sup> KWH	19,700	(1) x (3)
5	House demand	10 <sup>3</sup> KWH	110	(4) x 0.53% assume
6	Annual energy supply	10 <sup>3</sup> KWH	19,590	
7	Diesel engine cost	10 <sup>3</sup> ₱	16,510	3 sets x 2,500KW (1 set for spare) Customs tariff 30% 12,700₱ x 1.3
8	Erection for diesel engine	10 <sup>3</sup> ₱	660	
9	Generator cost	10 <sup>3</sup> ₱	5,500	Transportation 400 4,200 x 1,300
10	Erection for generator	10 <sup>3</sup> ₱	390	
11	Construction and civil cost	10 <sup>3</sup> ₱	1,230	
12	Miscellaneous Machine	10 <sup>3</sup> ₱	160	Transportation 10 120₱ x 1.30
(A)	Total investment	10 <sup>3</sup> ₱	24,450	(7) ~ (12)
13	Amortization of investment cost	10 <sup>3</sup> ₱	2,310	20 years, 7%: 0.09439
14	Municipal property tax	10 <sup>3</sup> ₱	490	(A) x 2%
(B)	Subtotal		2,800	
15	Operators salary	10 <sup>3</sup> ₱	340	12 persons x 28,000₱/year
16	Repairing expenses	10 <sup>3</sup> ₱	490	(A) x 2% assume
17	Miscellaneous expenses	10 <sup>3</sup> ₱	50	(A) x 0.2%
(C)	Subtotal		880	
18	Fuel cost	₱/kg	1	0.9₱/l = 1₱/kg
19	Annual fuel consumption	kg/year	4,560,000	170gr/hr/HP
20	Total fuel cost	10 <sup>3</sup> ₱	4,560	
21	Lubricating oil cost	₱/kg	5.6	
22	Annual lubricating oil consumption	kg/year	107,200	
23	Total lubricating oil cost	10 <sup>3</sup> ₱	600	
(D)	Subtotal	10 <sup>3</sup> ₱	5,160	(20) + (23)
24	Total annual cost	10 <sup>3</sup> B	8,840	(B)+(C)+(D)
25	Generating cost (Generating terminal)	₱/KWH	0.449	(24)/(4)
26	Generating cost (Out coming)	₱/KWH	0.452	(24)/(6)
27	Fixed cost per KW	₱/KW	736	(B)+(C)/(1)
28	Movable cost per KWH	₱/KWH	0.264	(D)/(6)

Table-10 Comparison in Cost per kWh between Case-A and Case-B

Case	Item	Present Worth in 1968	Year										Remarks		
			1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975					
A	(Annual Cost) Existing Diesel 5.1 MW (10 <sup>3</sup> ¢)	15,440	3,680	6,000	4,840	3,680	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	New Diesel 7.5MW ( " )	63,010	16,670	19,340	19,340	19,340	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	New Diesel 4.5MW ( " )	7,390	-	-	-	9,690	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nam Phram 33.0MW ( " )	74,790	-	-	-	-	28,830	28,880	28,880	28,880	28,880	28,880	28,880	28,880	28,880
	Total Present Worth in 1968(10 <sup>3</sup> ¢)	160,630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Annual Cost	-	26,900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,900
	Salable Energy (10 <sup>6</sup> kWh)	479.3	42.3	42.3	56.9	76.7	33.9	50.6	68.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8
	Average Salable Energy (10 <sup>6</sup> kWh)	-	59.9	59.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59.9
	Cost per kWh (¢/kWh)	-	0.449	0.449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.449
	B	(Annual Cost) Existing Diesel 5.1MW (10 <sup>3</sup> ¢)	12,630	3,680	6,000	4,240	-	-	-	-	-	-	-	-	-
New Diesel 7.5MW ( " )		60,240	16,670	19,340	19,340	15,710	-	-	-	-	-	-	-	-	-
New Diesel 2.5MW ( " )		4,750	-	-	-	1,840	5,160	-	-	-	-	-	-	-	-
Upper Nam Chern 10.0MW ( " )		47,060	-	-	-	14,060	14,060	14,060	14,060	14,060	14,060	14,060	14,060	14,060	14,060
Nam Phram 33.0MW ( " )		34,790	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,880
Total Present Worth in 1968(10 <sup>3</sup> ¢)		159,470	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Annual Cost		-	26,700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26,700
Salable Energy (10 <sup>6</sup> kWh)		479.3	42.3	61.3	56.9	76.7	33.9	50.6	68.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8
Average Salable Energy (10 <sup>6</sup> kWh)		-	59.9	59.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59.9
Cost per kWh (¢/kWh)		-	0.446	0.446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.446

{ 3 years, 7%, 0.5820  
3 years, 7%, 2.524  
4 years, 7%, 0.7629

5 years, 7%, 4.100  
3 years, 7%, 0.5163  
2 years, 7%, 1.808  
6 years, 7%, 0.6663

8 years, 7%, 0.16747

8 years, 7%, 0.16747

8 years, 7%, 0.16747



