第７章　主要構造物

第7章　主要構造物

第7章　主要構造物

7.1 Nam Chon Project（ナムチョン発電所）

ダム型式の選定

APPENDIX3－構造物の設計－に詳述しているとおり，Nam Chonダムとしては技術的，経済的のみならず考えられる条件を全て加味して検討した結果，ロックフィルダムが最も適していることが判明した。

したがって，当Nam Chon地点に最も適したレイアウトとしてFig.7－1ならびにFig.7－2に示すように，左岸にトンネル洪水吐，ダム左岸直下流に発電所をもつ土質しゃ水壁型ロックフィルダムを選定した。

(1) ダ　ム

Nam Chon地点に築造を計画しているダムの型式は中央に土質しゃ水壁を有するロックフィルダムでダム高185m，クレスト長450mでその全盛立容量は12,700,000m³であり，完成後はアジアで最も高いダムのひとつとなる。

第4章に述べたとおり地質条件は，左岸は堅硬マッシブな石灰質砂岩で，右岸は石灰岩，苦灰岩，礫岩および石灰質砂岩等の層から成り，全般に亀裂も多く風化も進んでいる。

全体のレイアウトを考慮の上，種々の比較検討を行いダムのしゃ水上問題のある右岸下流側に分布している石灰岩をできるだけ避ける意味でダムの位置を選定した。基礎全体のしゃ水カーテンはグラウト工法によって十分可能である。カーテングラウトの他に，その施工に先立ってブランケットグラウトを行う。土質しゃ水壁と岩盤との接触面全体にわたる地質条件を考慮の上その範囲，孔内隔，深さ等を慎重に決定しなければならない。

(2) 洪 水 吐

前述した地質条件をもとに，さらに左岸の上流及び下流に渓流のため谷が切れ込んでいる地形的条件を勘案して，洪水吐，取水口ならびに発電所を左岸に配置すべきものと判断した。

なお，経済性を考慮して仮排水路トンネルをトンネル洪水吐に転用するものとした。

洪水吐の所要CapacityはPMF 5,900 m³/sの流入量をもとに常時満水位370.00m上サーチャージ3.84mを考慮して2,500 m³/sとした。

洪水吐は径10mのトンネル2条で夫々巾11.5m，高さ10.5mのラジアル・ゲートを有している。

Fig.7－4はこれらをもとに水位－洪水吐容量の関係を示したものである。洪水吐の位置は経済性およびダムの安全性を考慮して決定した。

なお，詳細設計の際は水理模型試験を実施して種々の技術的問題を解決する必要があると思われる。また，同時に，これらは仮排水路トンネルとも密接に関係しているので，本計画

の開発時期を考えると早急に実施されるのが望ましい。

(3) 仮排水路トンネル

20年洪水ならびに既往最大洪水量を考慮した結果，当計画地点における仮排水路の設計通水容量として 1,600 ㎥/s が妥当であると判断した。

堅硬な岩盤をもつ左岸に水路長の前半部内径 8.00m，後半部内径 10.00m の仮排水路トンネルを 2 条設ける。なお後半部は洪水吐トンネルへ転用する。

1号トンネル（長さ 1,080m）の呑口標高を 205.00m，2号トンネル（長さ 1,150m）の呑口標高を 210.00m，両トンネルの出口標高を最大出力時の予想放水庭水位200.00mに合せると締切りダムの所要天端高は 25000m程度が妥当と思われる。

(4) 取水口，導水路ならびに水圧鉄管

取水口から発電所までの水路系の長さをできるだけ短くする目的と，できるだけ明り掘削量を少くするとの主旨で検討した。

取水口構造物は鉄筋コンクリート構造でゲートは巾 8m，高さ 10mのローラーゲート 2門を予定している。導水路トンネルは内径 7.9mのトンネル 2条で最大 460㎥/s の使用水量を流下させる。その長さは夫々 370mおよび 450mで内径 11mの水室型サージタンクに連絡されている。

水圧鉄管は，埋設鋼管式で上部で分岐し 2条より 4条（内径5.00mから 4.20m，長さ260m）で水車へ連絡されている。

(5) 発電所ならびに開閉所

本章(2)項で述べたとおり発電所を左岸に配置したが，当地点は非常に急峻な地形のため発電所の明り掘削量をできるだけ少くする目的から，その位置を河心に近く，かつ，放水庭の上部を開閉所に考えてFig.7－1およびFig.7－3に示すようなレイアウトとなった。

発電所は地上式の鉄筋コンクリート構造で巾 20m，長さ 110mからなる。

7.2 Thi Khong Project（チコン発電所）

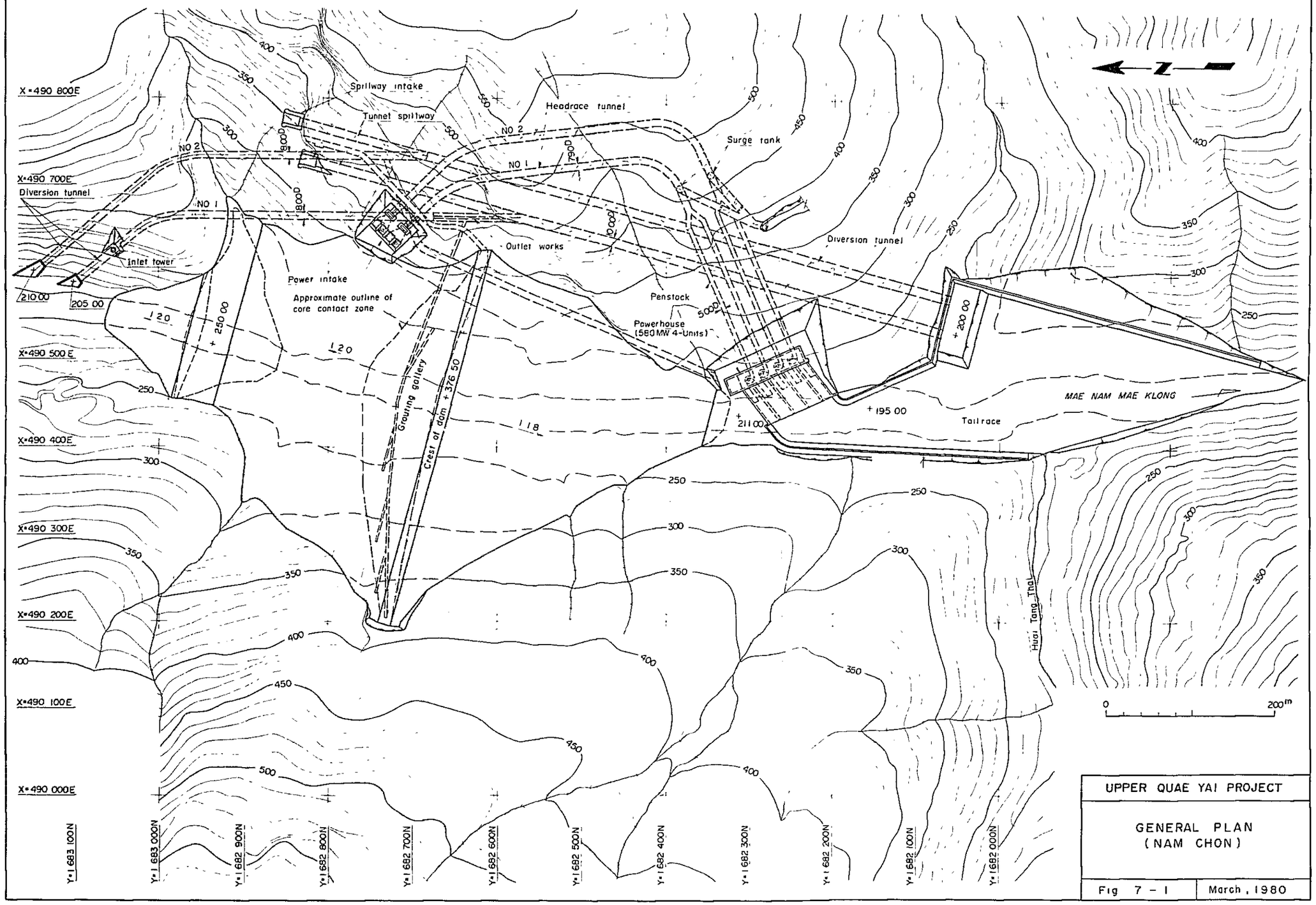
当計画地点はNam Chon ダム地点より約 8km下流に位置し，右岸側で約 25°，左岸側は約30°の傾斜を示すが，崖錐堆積物は逆に右岸で約 4m，左岸で約 8mで良好基盤に達する。

構造物の配置としてはFig.7－5に示すように，洪水時に約 2,800㎥/s もの流量をすみやかに流下させるため現河心に洪水吐を配置し，崖錐が浅い右岸側に発電所を配置するのが最良であると判断した。

発電所構造物は鉄筋コンクリート構造で巾 20m，長さ 65mである。なお，ケーシングは経済性を考慮してコンクリート構造とした。

洪水吐はダム洪水吐とし，土砂吐ゲートも含めて 4門のローラーゲート（巾 11m，高さ 13～15m）で計画洪水量約 2,800㎥/s を流下させる。

GENERAL PLAN FOR NAM CHON PROJECT

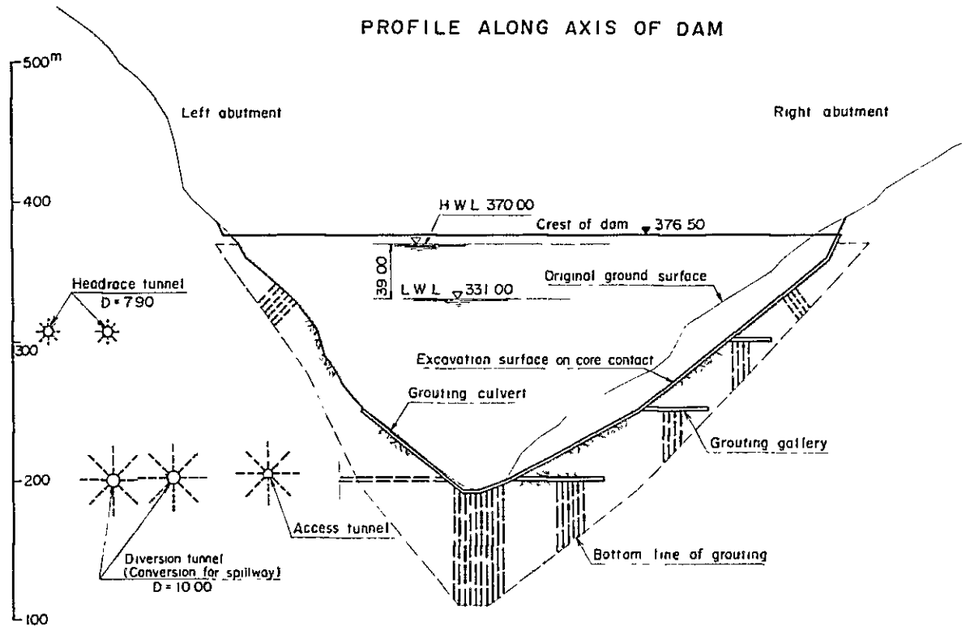


UPPER QUAE YAI PROJECT

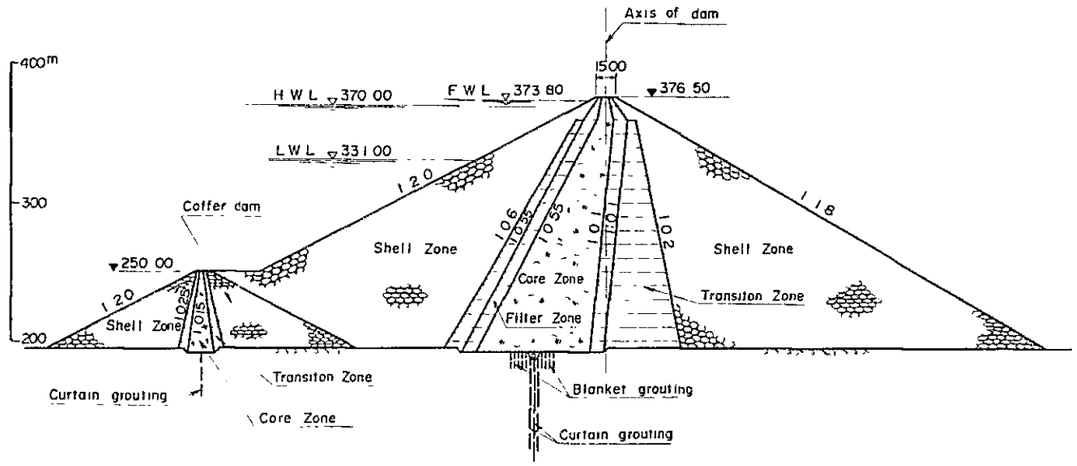
GENERAL PLAN
(NAM CHON)

Fig 7 - 1 | March, 1980

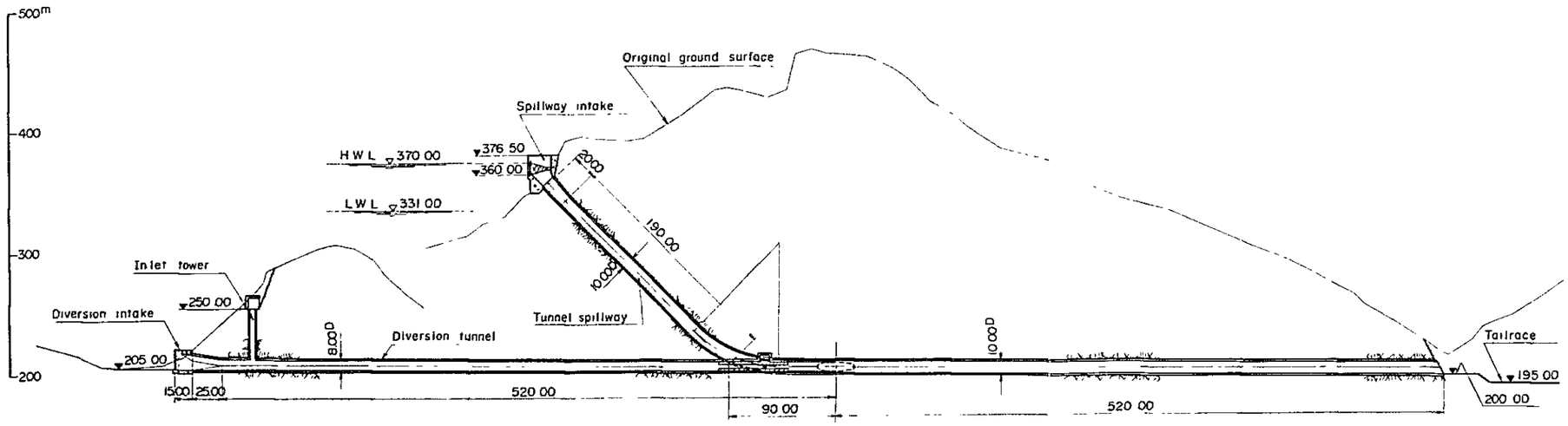
PROFILE ALONG AXIS OF DAM



TYPICAL SECTION OF DAM

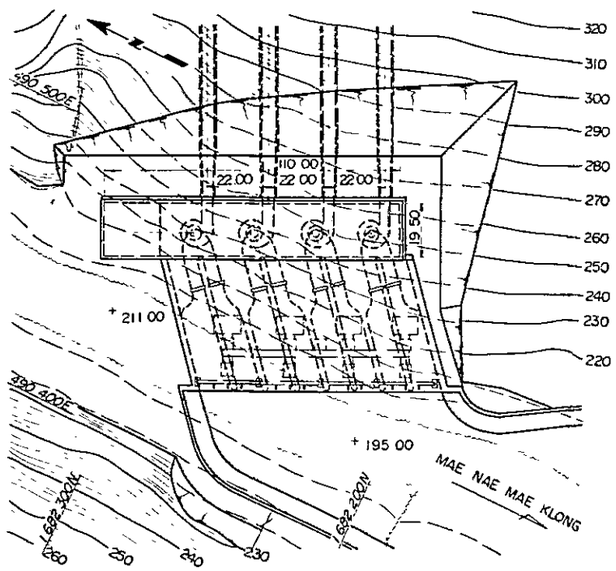


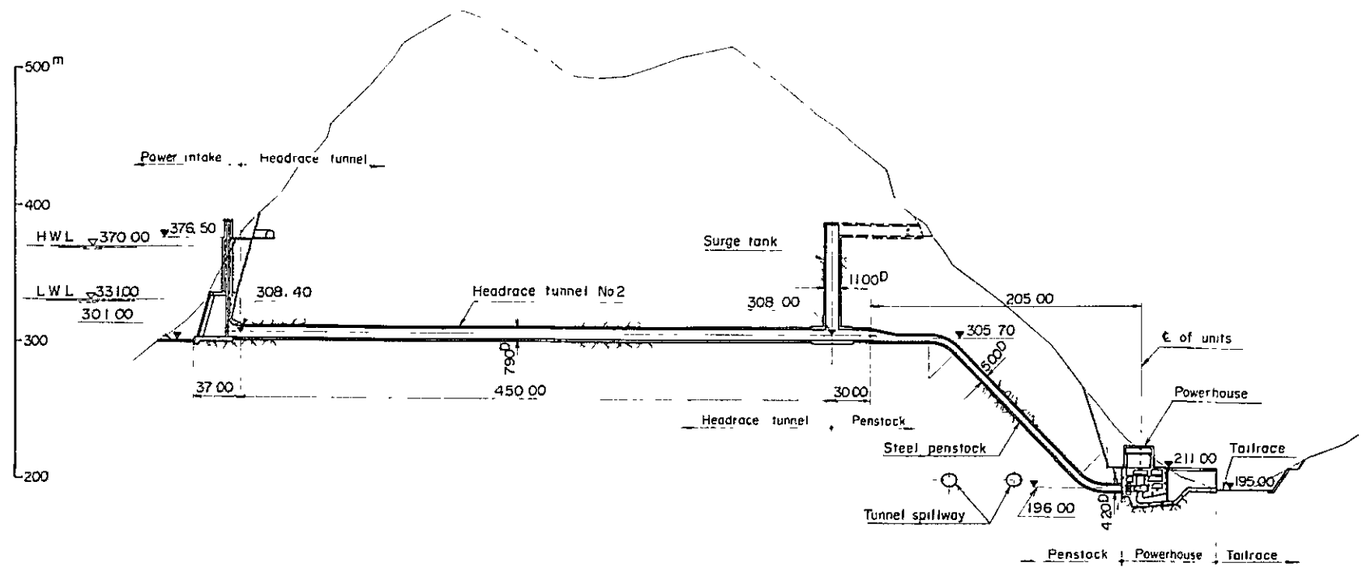
PROFILE OF DIVERSION TUNNEL NO.1 AND TUNNEL SPILLWAY NO. 1

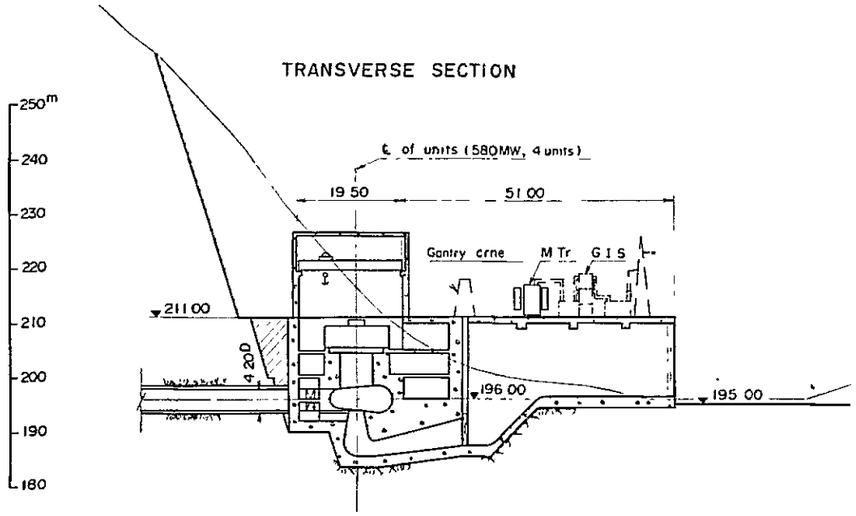


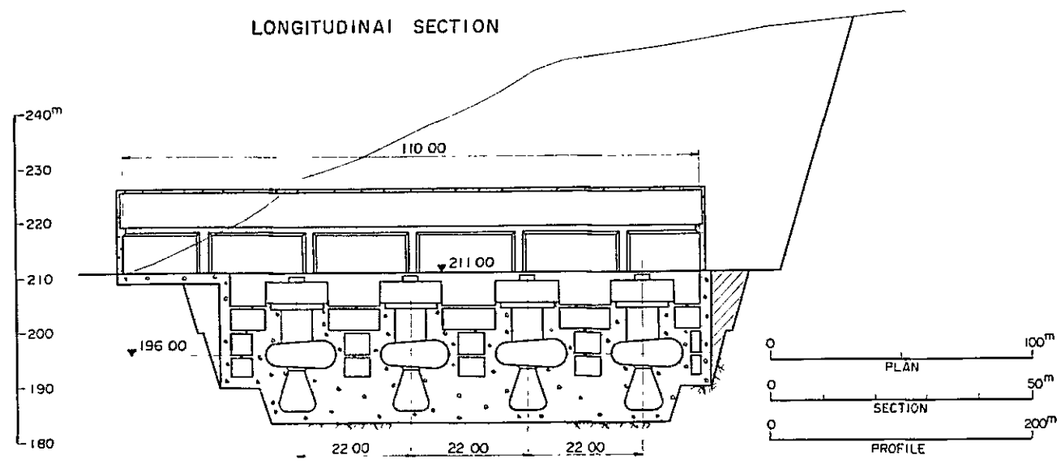
0 200m

UPPER QUAE YAI PROJECT	
TYPICAL PROFILE & SECTION PRINCIPAL STRUCTURE (NAM CHON)	
Fig 7 - 2	March , 1980



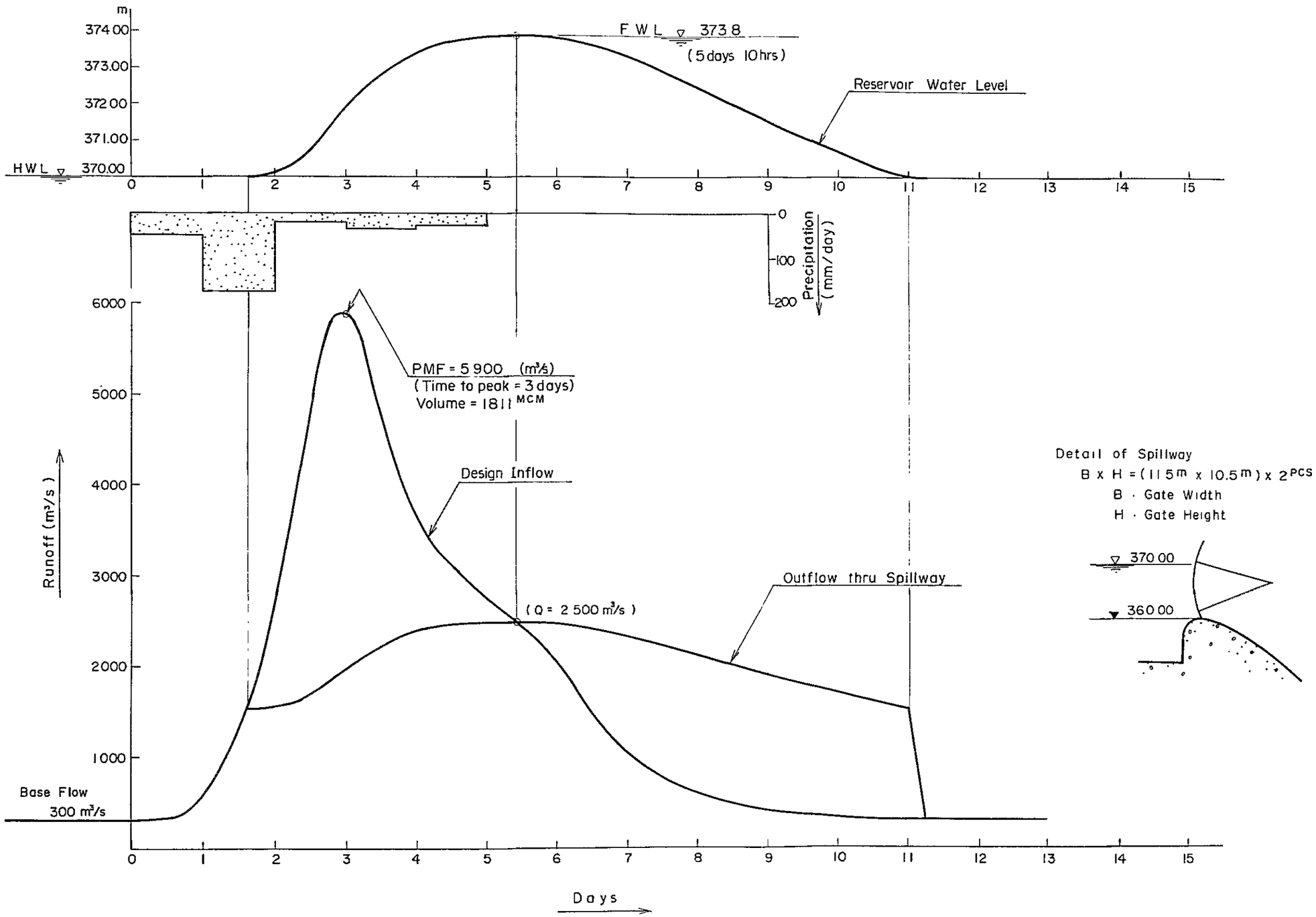


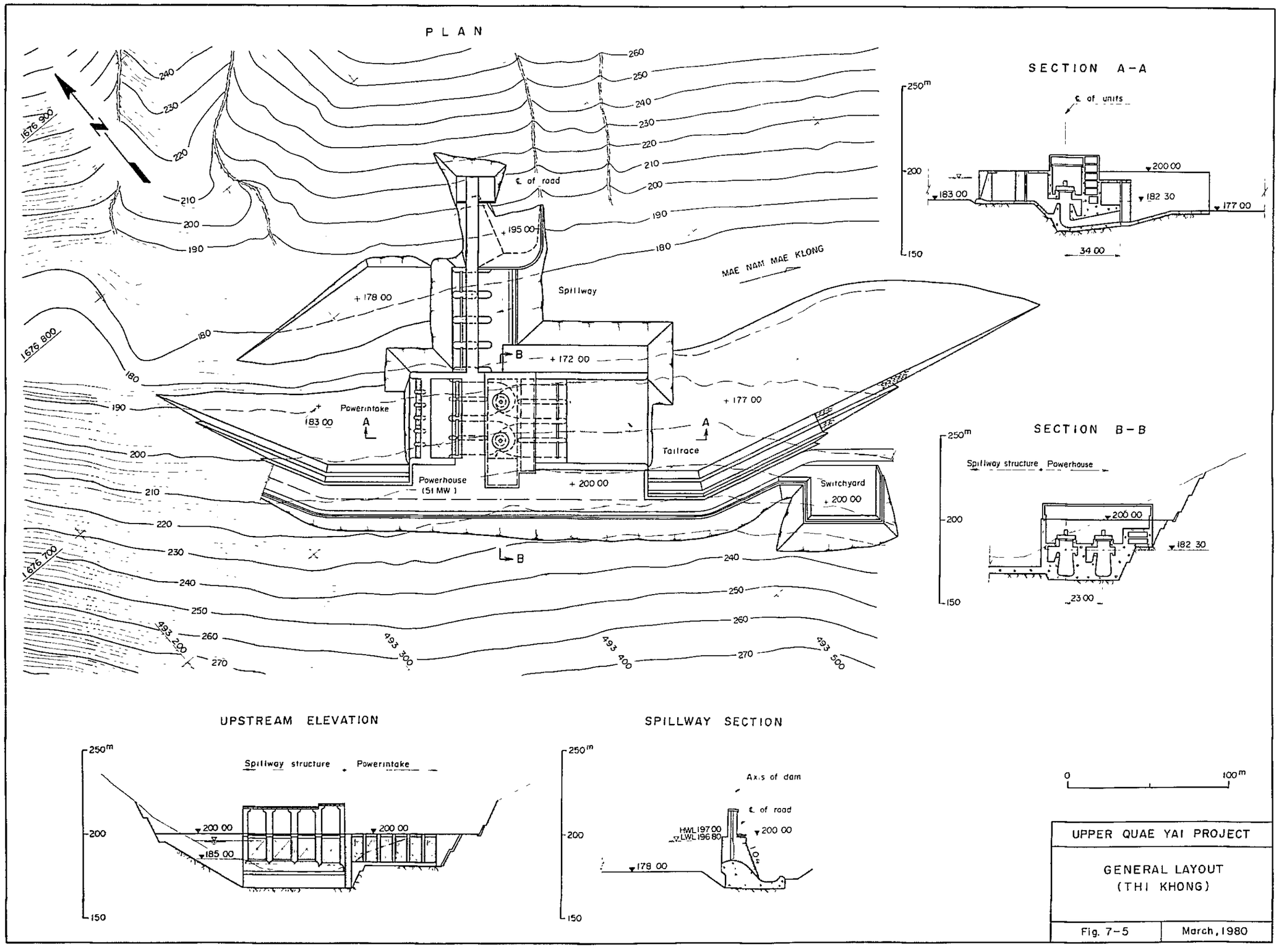




UPPER QUAE YAI PROJECT	
PLAN, PROFILE & SECTION POWER INTAKE~POWER HOUSE (NAM CHON)	
Fig. 7-3	March, 1980

Fig. 7-4 Nam Chon Reservoir — Flood Routing —




PLAN
SECTION A-A
SECTION B-B
UPSTREAM ELEVATION
SPILLWAY SECTION
MAE NAM MAE KLONG
Spillway
Powerintake
Powerhouse (51 MW)
Tailrace
Switchyard
℄ of units
℄ of road
Axis of dam
Spillway structure
Powerintake
HWL 197 00
LWL 196 80
+ 178 00
+ 172 00
+ 177 00
+ 200 00
+ 195 00
+ 183 00
200 00
182 30
177 00
183 00
34 00
23 00
185 00
178 00
1676 900
1676 800
1676 700
493 200
493 300
493 400
493 500
0
100m
UPPER QUAE YAI PROJECT
GENERAL LAYOUT
(THI KHONG)
Fig. 7-5
March, 1980

第8章　電 気 機 器

第8章 電 気 機 器

第8章　電　気　機　器

8.1 Nam Chon Project（ナムチョン発電所）

(1) 発電所主要機器

当発電所は基準有効落差1465m，最大使用水量460㎥/sで発電所出力580MWで計画される。

この開発規模に対応して，主機台数は4台で，各ユニットは，150MWの立軸フランシス水車，162MVAの同期発電機および162MVAの主要変圧器の組合せで構成される。

主回路には，4台の発電機及び主要変圧器が夫々各1台づつ接続される，いわゆるユニット・システムが採用され，発電機と屋外に設置される主要変圧器は密閉母線にて接続される。

(2) 開閉所機器

屋外開閉所には，4組の主要変圧器と所要の機器を設置する。

GIS（SF_6ガス絶縁開閉装置）型のもので計画される。230kV母線は，二重母線方式で構成されて計4回線の送電線が接続される。

GIS型の採用にあたっては，当発電所近辺には，従来型開閉所の所要面積を満足する敷地を確保することが困難であるということが考慮された。

以上を総合したNam Chon発電所の主要機器の概略設計の諸元は次のとおりであり，発電所の単線結線図及び平面断面図をFig.8－1，Fig.8－2及びFig.8－3に示す。

Nam Chon 発電所電気設備概略諸元

発電所出力	580,000kW
水　車	
形　式	立軸フランシス水車
台　数	4　台
基準有効落差	1465m
使用水量	115㎥/sec
基準出力	150,000kW
回転速度	188 rpm
発電機	
形　式	3相交流同期発電機
台　数	4　台
出　力	162,000kVA（力率0.9遅れ）
周波数	50Hz

主要変圧器	
形　式	3相屋外用油入変圧器
台　数	4　台
容　量	162,000 kVA
電　圧	230/138 kV
開閉所機器	
形　式	屋外用，SF_6ガス絶縁開閉装置
母線接続方式	二重母線方式
接続線数	4回線

8.2 Thi Khong Project（チコン発電所）

(1) 発電所主要機器

当発電所は基準有効落差 12.5 m，最大使用水量 480 ㎥/s で発電所出力 51 MWで計画される。

当発電所の主機台数は 2 台で，各ユニットは，26.4 MWの立軸カプラン水車，27 MVAの周期発電機及び 27 MVA の主要変圧器の組合せで構成される。

主回路には，Nam Chon 発電所と同じくユニット・システムが採用され，2 台の発電機と屋外に設けられる 2 組の主要変圧器は各々密閉母線によって接続される。

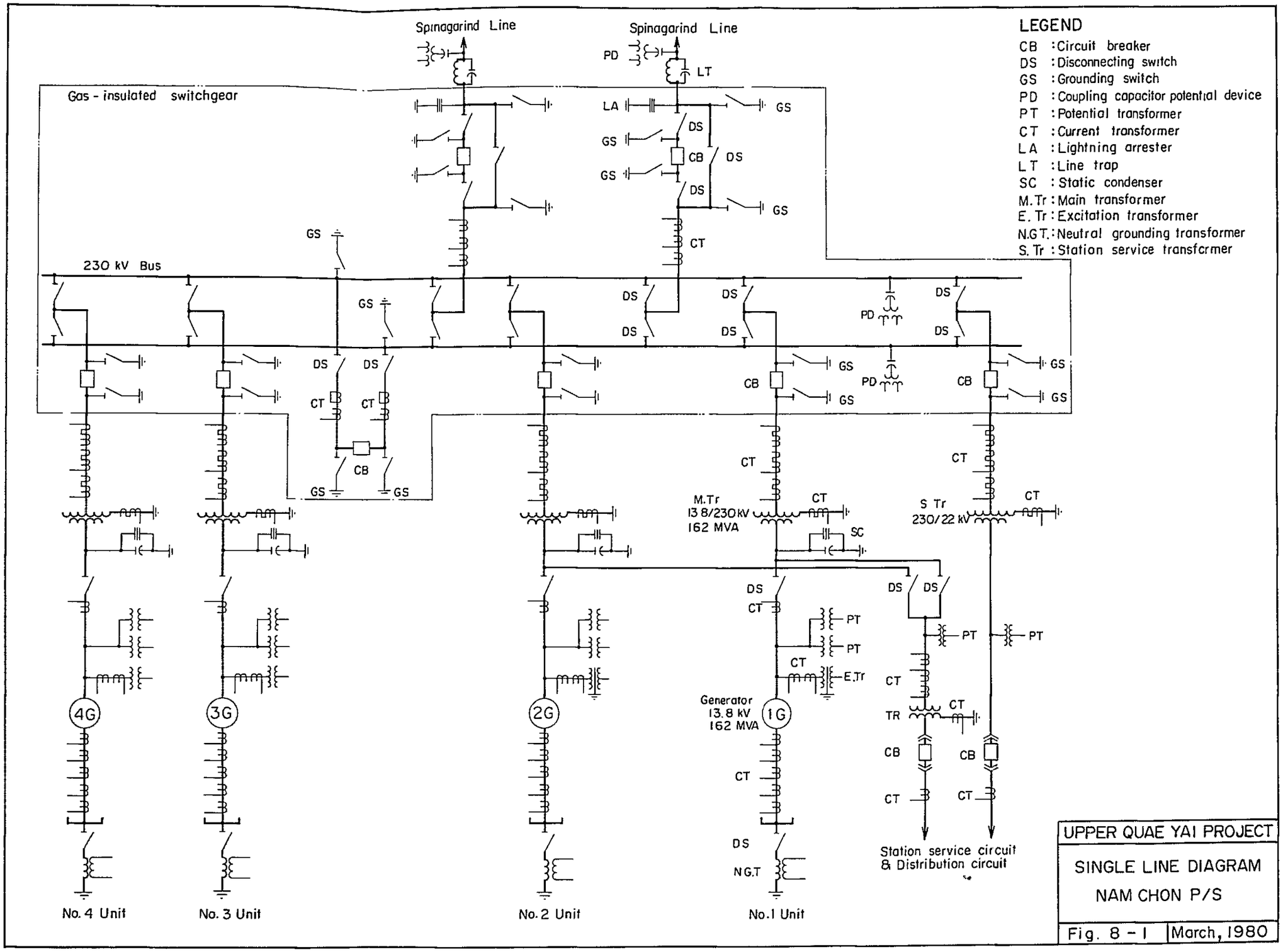
(2) 開閉所機器

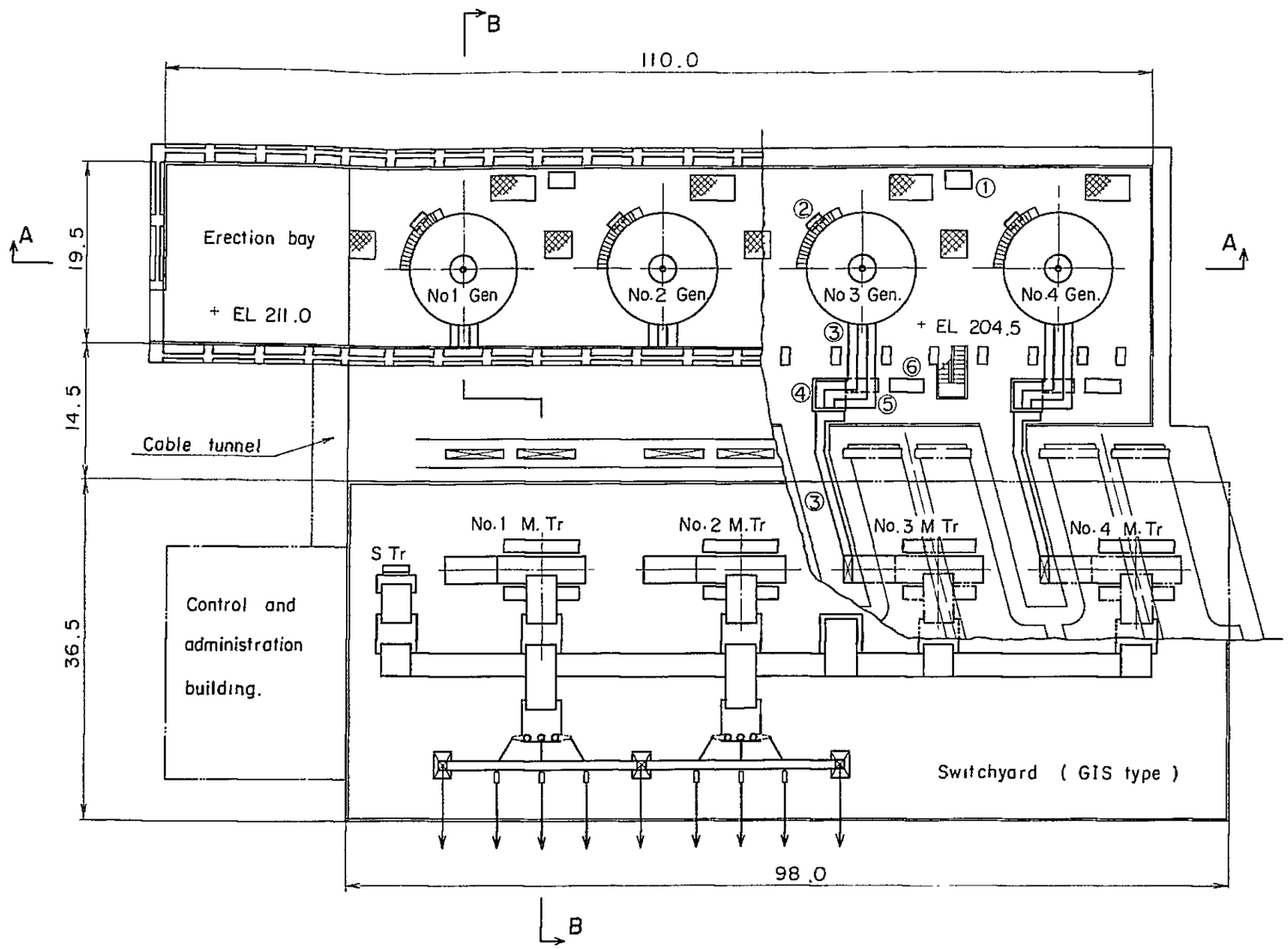
発電所に近接しての右岸に屋外開閉所を設ける。開閉所機器は，標準電圧が 230 kVの従来型のもので計画され，発電所側に設置される 2 組の主要変圧器と，そして開閉所から約 5 km 離れた地点を経由するところのNam Chon 開閉所 — Srinagarind 開閉所間の送電線に各々架空線にて接続される。

以上を総合した Thi Khong 発電所の主要機器の概略設計の諸元は次のとおりであり，発電所の単線結線図及び平面・断面図を各々 Fig.8－4 及び Fig.8－5 に示す。

Thi Khong 発電所電気設備概略諸元

発電所出力	51,000 kW
水　車	
形　式	立軸カプラン水車
台　数	2　台
基準有効落差	12.5 m
使用水量	240 m³/sec
基準出力	26,400 kW
回転速度	94 rpm
発電機	
形　式	3相交流同期発電機
台　数	2　台
出　力	27,000 kVA（力率 0.95 遅れ）
周波数	50 Hz
主要変圧器	
形　式	3相屋外用油入変圧器
台　数	2　台
容　量	27,000 kVA
電　圧	230／138 kV
開閉所機器	
形　式	屋外用，気中絶縁形
母線接続方式	単母線方式
接続線数	1回線


LEGEND
CB : Circuit breaker
DS : Disconnecting switch
GS : Grounding switch
PD : Coupling capacitor potential device
PT : Potential transformer
CT : Current transformer
LA : Lightning arrester
LT : Line trap
SC : Static condenser
M.Tr : Main transformer
E. Tr : Excitation transformer
N.G.T. : Neutral grounding transformer
S. Tr : Station service transformer
Spinagarind Line
Spinagarind Line
Gas - insulated switchgear
230 kV Bus
M.Tr
13.8/230 kV
162 MVA
S Tr
230/22 kV
Generator
13.8 kV
162 MVA
Station service circuit
& Distribution circuit
No. 4 Unit
No. 3 Unit
No. 2 Unit
No. 1 Unit
UPPER QUAE YAI PROJECT
SINGLE LINE DIAGRAM
NAM CHON P/S
Fig. 8 - 1
March, 1980



LEGEND

SIGN	DESCRIPTION
①	Carbon dioxide extinguisher cubicle
②	Neutral grounding transformer cubicle
③	15kV metal enclosed bus
④	15kV metal enclosed cubicle
⑤	Excitation transformor cubicle
⑥	Exciter cubicle

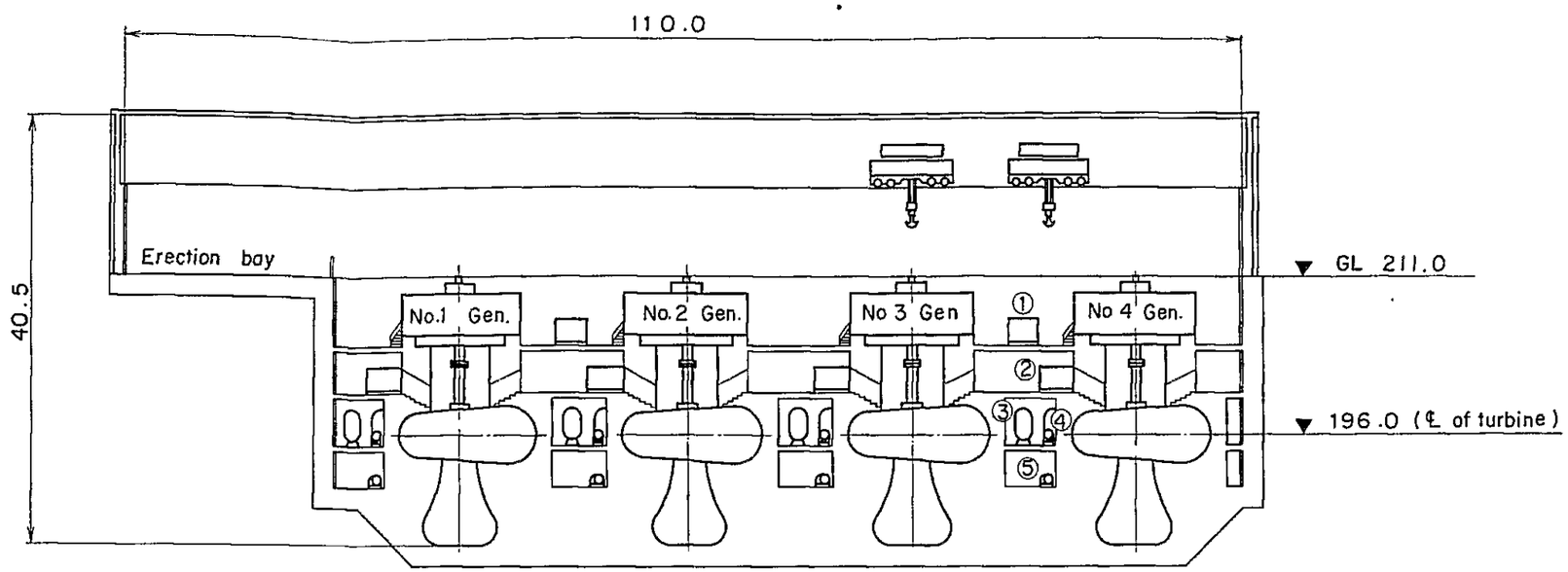
UPPER QUAE YAI PROJECT

PIAN

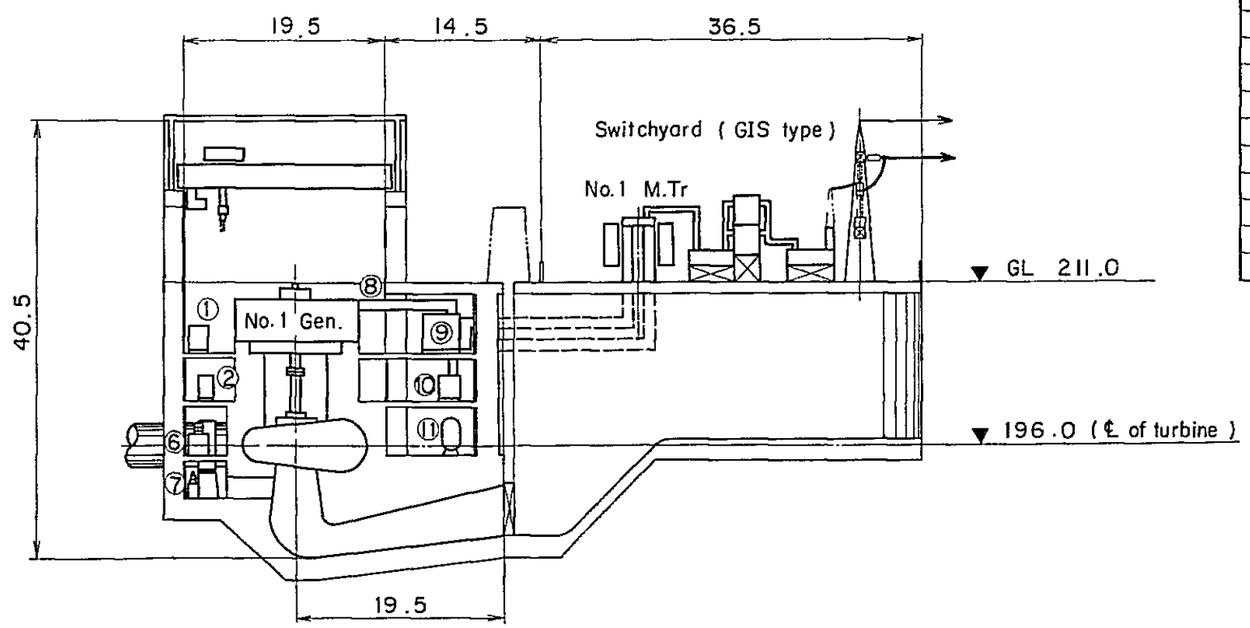
NAM CHON P/S

Fig. 8-2 | March, 1980

SECTION A - A



SECTION B - B



LEGEND

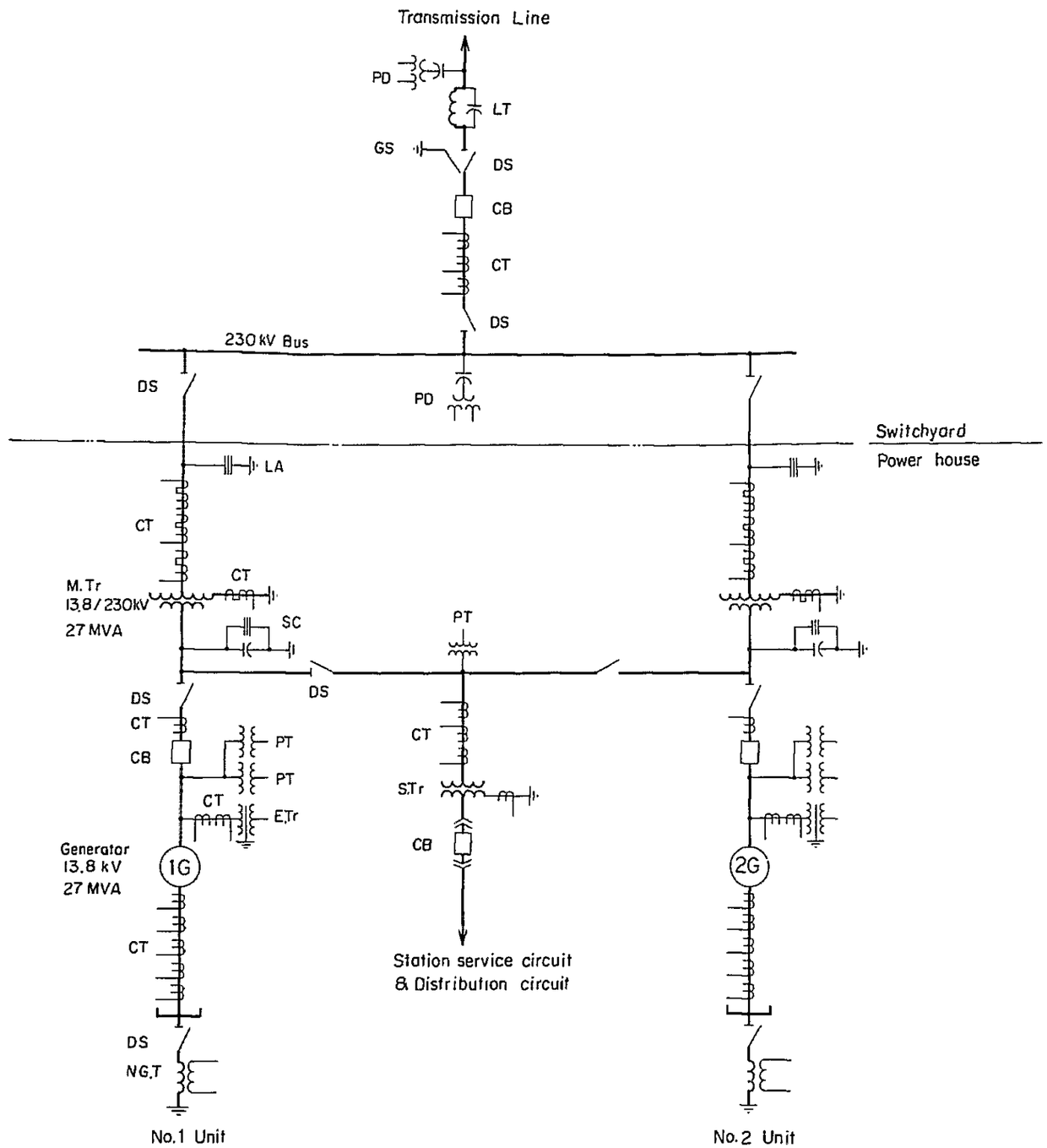
SIGN	DESCRIPTION
①	Carbon dioxide extinguisher cubicle
②	Governor and turbine control board
③	Pressure oil tank
④	Stationary washing strainer
⑤	Water pump
⑥	Oil sump tank
⑦	Leaked oil tank and pump
⑧	15kV metal enclosed bus
⑨	15 kV metal enclosed cubicle
⑩	11 kV metal enclosed cubicle
⑪	Main air tank

UPPER QUAE YAI PROJECT

SECTION

NAM CHON P/S

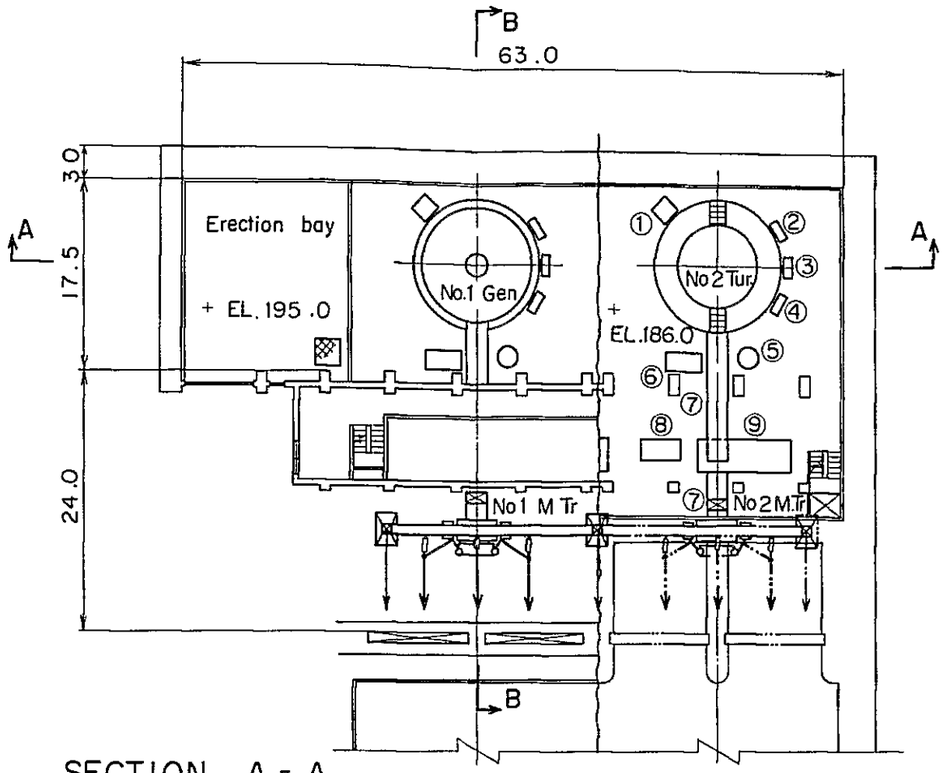
Fig. 8-3 | March, 1980



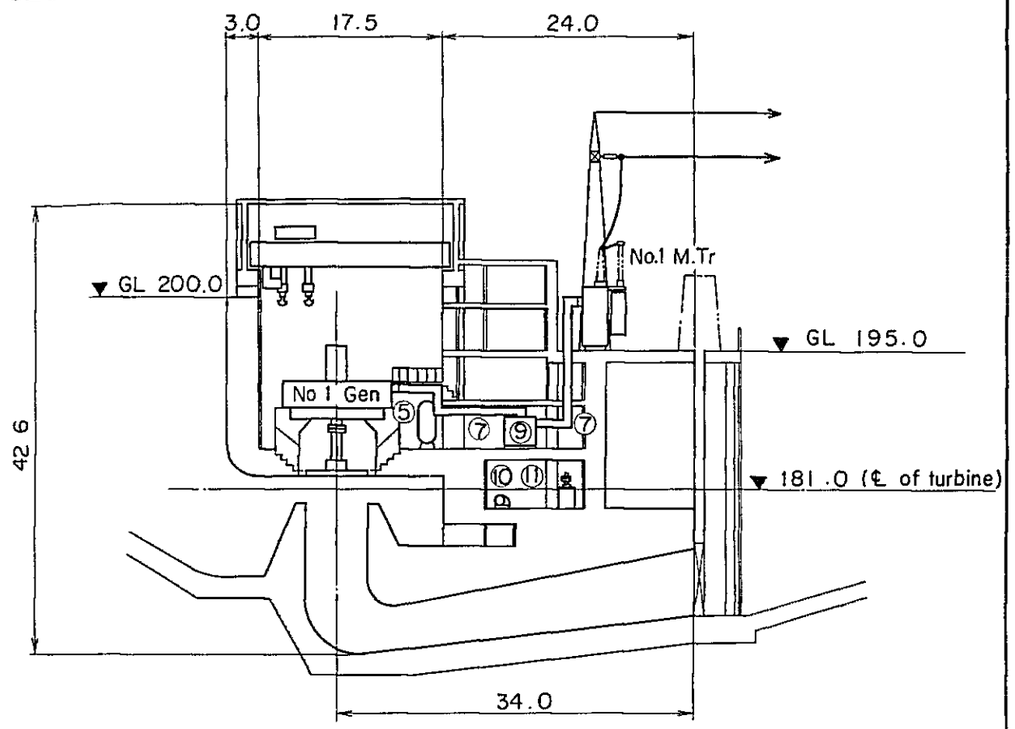
LEGEND

CB : Circuit breaker
DS : Disconnecting switch
GS : Grounding switch
PD : Coupling capacitor potential device
PT : Potential transformer
CT : Current transformer
LA : Lightning arrester
LT : Line trap
SC : Static condenser
M.Tr : Main transformer
E.Tr : Excitation transformer
N.G.T : Neutral grounding transformer
S.Tr : Station service transformer

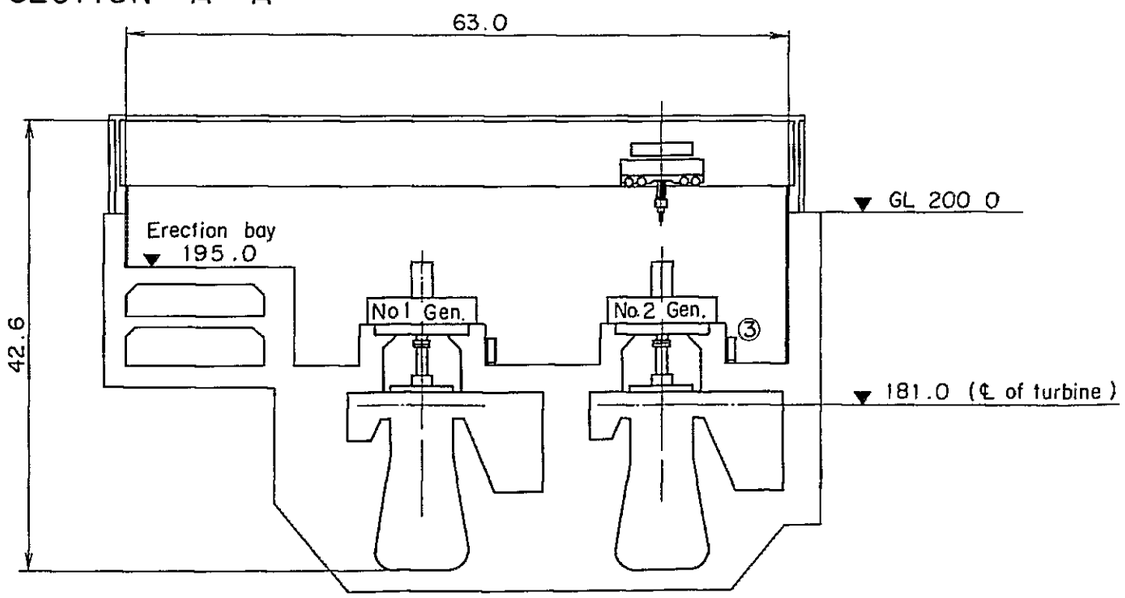
UPPER QUAE YAI PROJECT	
SINGLE LINE DIAGRAM THI KHONG P/S	
Fig. 8-4	March, 1980



SECTION B - B



SECTION A - A



LEGEND

SIGN	DESCRIPTION
①	Neutral grounding transformer cubicle
②	External heat exchanger
③	Oil lifter cubicle
④	Grease pump tank
⑤	Oil pressure tank
⑥	Governor and turbine control board
⑦	15 kV metal enclosed bus
⑧	Exciter cubicle
⑨	15 kV metal enclosed cubicle
⑩	Water pump
⑪	Oil sump tank and pump

UPPER QUAE YAI PROJECT

PLAN & SECTION

THI KHONG P/S

Fig. 8-5 | March, 1980

第9章　電力系統解析，送電線および通信設備

第9章　電力系統解析，送電線および通信設備

第9章　電力系統解析，送電線および通信システム

9.1　アッパークアイヤイ計画に必要な送電系統

タイ国送電系統の中でアッパークアイヤイ計画の開発の影響が及ぶ部分は，主要系統であるRegion 1およびRegion 4である。系統概要をFig.9－1に，また将来の電源計画および各変電所の需要予測をFig.9－2に示す。アッパークアイヤイ計画が開発される前の送電系統を信頼度，汐流および安定度の観点から検討した結果，下記のことが確認された。

- Srinagarind～Ban Pong 2間を230kV，4回線（電線はACSR1272MCMを使用）の送電線で接続し，Ban Pong 2～Sai Noi間を230kV，3回線（電線はACSR1272MCMを使用）で接続する必要がある。
- また，Ang ThongとAng Thong 2を結ぶ230kV，1回線（電線はACSR1272MCM×2を使用）の送電線を建設するのが供給信頼度，電圧，汐流面から望ましい。

上記の系統増強が施された系統をアッパークアイヤイ計画が開発される前の系統として，これをベースにアッパークアイヤイ計画に必要な送電系統の増強を検討する。

(1)　送電計画案の選定

アッパークアイヤイ計画が電力系統に併入される場合に必要な増強設備を検討するに当って考慮すべき点は以下の事項である。

- アッパークアイヤイ計画によって発生する電力は需要中心であるバンコックに送電すること。
- 送電線は建設費，保守点検の便および送電損失など総合的にみて最も有利なものであり，1回線事故停止の際でも支障なく送電できること。
- アッパークアイヤイ計画についで1990年代前半に開発が計画されているQuae Yai（クアイヤイ）揚水計画（最約出力1,000MW）の送電方法も考慮し，総合的に有利な送電系統を立案すること。

アッパークアイヤイ計画により発生する電力をバンコックに送電する場合送電距離は270km以上になり230kV，2回線送電線だけでは安定度面から高信頼度の送電は不可能である。

したがってアッパークアイヤイ計画の電力の送電方法としてはバンコックまで230kV，3回線送電線を建設するか，230kV，2回線送電線を建設する場合には中間地点に開閉所を設置するなどの方法をとる必要がある。

具体的にはつぎの3種類の案について検討を行った。

A.　230kV送電線のみを建設する案

①　Nam ChonよりSrinagarindおよびAng Thong 2に夫々230kV，2回線，1272MCM ACSRの送電線を建設する。（EGATの案）

②　Nam ChonよりSrinagarindへ230kV，2回線，2×1272MCM ACSRの送電線を建設

し，Srinagarind ～ Sai Noi 間を 230kV 送電線で増強する。

B. 500kV送電線を建設する案

Nam Chon より Srinagarind へ 230kV，2回線，2×1272MCM ACSR の送電線を建設し，かつ Srinagarind ～ Sai Noi 間に Quae Yai 揚水発電所（EGAT'S Power Development Plan によると 1990 年に開発予定になっている。）の電力の送電のために考えた 500kV送電線を先行して建設し，230kVで運用する。

(a) 230kV送電線のみを建設する案

A－②案における Srinagarind ～ Sai Noi 間の増強方法はいろいろと考えられる。

A－①案とA－②案の各種増強パターンについて経済比較を行った結果は Table 9－1のとおりである。

A－①案は汐流および安定度の点では問題はないが建設費が高く，また送電線の保守上に問題がある。

A－②－a 案は Nam Chon ～ Srinagarind 間に 230kV，2回線，2×1272MCM ACSR の送電線を建設し，Srinagarind ～ Sai Noi 間の送電線は増強して Srinagarind ～ San Pong 2 間は 230kV，5回線，1272MCM ACSR送電線とし，Ban Pong 2～Sai Noi 間は 230kV，4回線，1272MCM ACSR送電線とするものである。

A－②－c 案は Nam Chon ～ Srinagarind 間および Ban Pong 2 ～ Sai Noi 間の送電系統は，A－②－a と同じであるが Srinagarind ～ Ban Pong 2 間は 230kV，2回線，2×1272 MCM ACSR送電線を増設するものである。

A－②－b 案は，前2者の中間的増強方法である。

A－②－a 案は建設費が最も安く，汐流，安定度の面でも問題がない。しかし送電損失は最も多い。一方，A－②－c 案は送電損失の点ではかなり改善されているが建設費が高い。

送電損失を含めた年経費で比較するとA－①案が最も高くなり，ついでA－②－a 案が高くA－②－c 案が最も安くなる。

しかし，送電損失として Energy Loss のみを考慮すると送電損失を含めた年経費はA－①案が最も高くなり，ついでA－②－c 案が高く，A－②－a 案が最も安くなる。供給予備力が十分あるならば，送電損失を Energy Loss のみで評価するのが実際的である。その場合現在時点ではA－②－a 案の方が有利となっている。しかしながら将来とも石油価格の高騰が続くことによって送電損失の経費がさらに大きくなることは十分予想されるところであり，したがってA－②－c 案の方が結局は経済的に有利であると判断される。

A－②－c 案およびA－②－a 案による系統増強の概要は下記のとおりである。

○ Nam Chon 発電所と Srinagarind 発電所の開閉所とを 230kV，2回線，2×1272MCM ACSRの送電線で接続する。この場合，現在の Srinagarind 発電所の Switch Yardはス

ペースがないため拡張するか付近の適当な個所に第2開閉所を新設する必要がある。

- Thi Khong 発電所は上記送電線より1回線のT分岐（使用電線はACSR 795 MCM)で接続する。
- 第2開閉所を新設した場合は，これと Srinagarind 発電所の Switch Yard とを 230 kV，2回線，2×1272MCM ACSR で連絡する。

  この場合 Khao Laem 送電線の2回線π接続により連絡することが考えられる。
- Srinagarind 発電所の Switch Yard と Ban Pong 2 変電所の間に 230 kV，2回線，2×1272MCM ACSR の送電線を建設する（A－②－c案），あるいは 230 kV，1回線 1272 MCM ACSR の送電線を建設する。（A－②－a案）
- Ban Pong 2 変電所～Sai Noi 開閉所間に 230 kV，1回線，1272 MCM ACSR の送電線を建設する。

  なお，この案の場合将来 Quae Yai 揚水が開発される時点で当揚水発電所の電力を送るために単独の 500 kV 送電線を計画することになる。建設設備の概要は Table 9－2に示すとおりである。各案に対応するアッパークアイヤイ計画運開時の送電系統図を Fig.9－3 および Fig.9－4 に示す。

(b) 500 kV 送電線を建設する案

系統増強の概要は下記の通りである。

- Srinagarind 発電所付近の適当な個所に Srinagarind 第2開閉所を新設する。当開閉所は将来 Quae Yai 揚水発電所が開発される時点で 500 kV 変電所とする。
- Nam Chon 発電所と Srinagarind 第2開閉所とを 230 kV，2回線，2×1272MCM ACSR の送電線で接続する。
- Thi Khong 発電所は上記送電線より1回線のT分岐（使用電線は 795 MCM ACSR）で接続する。
- Srinagarind 発電所の Switch Yard と Srinagarind 第2開閉所とを 230 kV，2回線，2×1272MCM ACSR で連絡する。この場合 Khao Laem 送電線の2回線π接続により連絡することが考えられる。
- Srinagarind 第2開閉所と Sai Noi 開閉所間に 500 kV，2回線送電線を建設し，両端開閉所の 230 kV 母線に接続する。

  使用電線はタイ国内 230 kV 系で最も広く使用され，かつ送電線損失の面で有利であるので 3×1272 MCM ACSR とする。この案の場合 Srinagarind～Sai Noi 間に新設する 500 kV 送電線は，当初は 230 kV で運用されるが，Quae Yai 揚水発電所が開発される時点で Srinagarind および Sai Noi の開閉所に 500 kV/230 kV の変圧器を設置し，500 kV に昇圧される。500 kV 送電線は既存の 230 kV 送電線とループ運用されることになる。

  建設設備の概要は Table 9－2 に示すとおりである。

アノパークアイヤイ計画運開時の送電系統図をFig.9--5に示す。

(2) 系統解析

前節で述べた230kV送電線のみを建設する案（A－②－a，A－②－c）と500kV送電線を建設する案（B）について汐流計算および安定度計算を行った結果，上記3案とも機能を満足することが確認された。

230kV送電線のみを建設する案の中では最も系統増強量の少ないA－②－a案が系統特性面で最も裕度が小さいのでこれを主体にした検討を行った。A－②－c案に関する安定度計算はA－②－a案が安定であることが確認されたので行っていない。

(a) 電圧，汐流面での検討

EGATによる1987年度の供給計画および需要想定にもとづいて汐流計算を行った。その結果をFig.9－6～Fig.9－10に示す。汐流計算ではRangsitおよびPhit Sanulokの230kV母線の電圧を102%に設定したため，両変電所の必要調相容量はかなり大きくなった。

しかしBangkok Areaの各変電所の230kV母線電圧は95%以上に維持され，また，遠方発電所の送電端電圧は105%以下におさまる。

タイ国全体の系統の電圧調整については，本スタディの範囲外であるので，充分な検討はしていない。これは別途Studyする必要があろう。3案ともUpper Quae Yai（Nam Chon）～Sai Noi間の送電線の1回線事故停止時でも過負荷となる部分は生じない。

(b) 安定度面の検討

A－②－aおよびBの両案について1987年度のピーク時の過度安定度計算を行った結果，両案とも安定であることが確認された。1987年度のオフピーク時の過度安定度計算は行っていない。

1986年のオフピーク時の過度安定度計算結果は安定度上の問題はない。

1987年度の系統はさらに増強されているので，安定度はさらに向上しており全く問題にならないはずである。過度安定度計算では安定度上最もきびしい事故条件として下記の地点で1回線の3相地絡を発生させ，5c/s後に事故除去した場合の各発電機の位相角動揺を計算している。

○ A－②－a案の場合

Nam Chon～Srinagarind間の230kV送電線のNam Chon発電所端およびSrinagarind～Banpong 2間の230kV送電線のSrinagarind発電所端

○ B案の場合

Srinagarind～Sai Noi 500kV送電線のSrinagarind発電所端

計算結果のスイングカーブをFig.9－11－a，bおよびFig.9－12に示す。

(3) 経済性の検討

アッパークアイヤイ計画開発時の系統増強として230kV送電線のみを建設する案（A－②－a，A－②－bおよびA－②－C）と500kV送電線を建設する案（B）について送電線と発変電所の開閉設備の建設費，年経費，送電損失を計算すると下記のようになる。1987年度における建設費はA－②－a案が約880M฿，A－②－c案では約1,170M฿であるが500kV送電線を建設するB案ではこれよりも約1,300M฿高く2,500M฿になる。送電損失を含めた年経費ではB案が最も高く，他の2案より約140M฿高くなる。

(a) 230kV送電線のみを建設する案（A－②－a，A－②－bおよびA－②－C）

	A－②－a	A－②－b	A－②－c
1987年度における送電線，開閉設備の建設費	(M฿) 882	(M฿) 999	(M฿) 1,169
年経費	107	121	141
送電損失の年経費 kW 価値	73	67	59
kWh 価値	128	115	102
年経費合計	308	303	302
（kW価値を含めない場合）	(235)	(236)	(243)

(b) 500kV送電線を建設する案（B）

1987年度における送電線開閉設備の建設費	2,504M฿
年経費	302M฿
送電損失の年経費 kW 価値	50
kWh 価値	89
年経費合計	441
（kW価値を含めない場合）	(391)

Quae Yai 揚水発電所を開発する際には，A－②－aおよびA－②－c案では当揚水発電所とSai Noi間（166km）に当揚水発電所専用の500kV送電線を建設する必要があるが，一方，B案の場合は当揚水発電所とSrinagarind間に数kmの500kV送電線を建設すれば十分である。

しかしながら，B案ではSrinagarind～Sai Noi間の230kV送電線の容量が不十分であるので500kV送電線との並列運用を行う必要がある。そのためSrinagarind変電所に連系変圧器（400MVA×2台とした）を設置しなければならず他の2案より総工費はむしろ高くなる。Quae Yai 揚水発電所の開発に伴う系統増強についてはEnergy Lossを含む経済的検討の結果Quae Yai 揚水発電所が1990年度に開発されるとしても，アッパークアイヤイ計画の開発時（1987年）に500kV送電線を建設するのは経済的に不利である。アッパークアイヤイ計

画開発時には230kV送電線のみで増強する方が得策であり，Srinagarind～Ban Pong 2間の増強方法については，将来の石油価格上昇を考えれば230kV，2回線，2×ACSR 1272MCMの送電線を建設する案（A－②－c案）が有利である。

(4) 結　論

アッパークアイヤイ計画の開発に伴って必要な系統増強としては下記を推奨する。

(a) Nam Chon発電所よりSrinagarind地点まで230kV，2回線，2×1272MCM ACSRの送電線を建設する。

(b) Thi Khong発電所は当送電線より1回線のT分岐（電線は795MCM ACSRとする）で接続する。

(c) Srinagarind発電所のSwich Yardは空きスペースがないので拡張するか，付近の適当な個所に第2開閉所を設置してNam Chon発電所から来る上記の230kV，2回線送電線を引込むこととする。

(d) また新設するSrinagarindの第2開閉所と既設のSwitch Yardとを230kV，2回線，2×1272MCM送電線で連絡する。

この際，Khao Laem送電線の一部を使用することが考えられる。

(e) Srinagarind～Sai Noi間の230kV送電系統を下記により増強する。

○ Srinagarind～Ban Pong 2間の既設送電線（1986年時点）230kV，4回線，1272 MCMACSRに並行して230 KV，2回線2×ACSR 1,272 MCM の送電線を建設して合計6回線をする。

○また Ban Pong 2－Sai Noi の既設送電線（1986 年時点）230 KV，3回線，ACSR 1,272 MCM を増強して 230 KV，4回線，ACSR 1,272 MCMとする。

なお，Nam ChonよりSrinagarindおよびAng Thong 2に夫々230kV，2回線，1272MCM ACSRの送電線を建設する案は上記に比較して年経費が高く，また送電線の保守上に問題があり推奨できない。

9.2 送電線の建設及び保守

アッパークアイヤイ計画によって発生する電力をバンコック近郊の外輪変電所へ送るための送電線ルートとしては，前節で述べたように2つの案が考えられた。1つの案はNam Chon発電所からSrinagarind貯水池の右岸に現在建設中のアッパークアイヤイ計画のための工事用道路に沿ってSrinagarind発電所に至り，そのあとは既設送電線と同じくBan Pong 2変電所を経由してバンコック外輪変電所であるSai Noi変電所に至るルートある。

もう一つの案は，アッパークアイヤイ計画の発生電力を2分割して別のルートで送るものである。その内1本の送電線ルートは，上述のSrinagarind発電所経由Sai Noi変電所に至るものであり，もう1本の送電線ルートは，Nam Chon発電所から約11km前者の送電に平行したの

ち東に分かれてクアイヤイ河を横断し，Huai Hae Phhi 沿いに山岳部を通過したのち平地に出て東進し，Ang Thong 2 変電所に至るものである。

これら送電線ルートにおける建設および保守のための優劣は次のとおりである。

Nam Chon 発電所から Srinagarind を結ぶ送電線ルートは，アッパークアイヤイ計画のための工事用道路に沿って選定することが可能であり，また Srinagarind から Ban Pong 2 変電所を経由して Sai Noi 変電所に至る間は Srinagarind 発電所の既設送電線に平行するものであり，建設および保守ともに容易である。

これに対し，Nam Chon 発電所から Ang Thong 2 変電所を結ぶ送電線ルートのクアイヤイ河を横断する付近約 55m は道路が存在せず，特にこの内約 40km は起伏のはげしい山岳地帯である。したがって送電線建設のための工事用道路の新設及び保守のためのこの道路の維持管理には多額の経費を必要とする。なおこの送電線ルートは Srinagarind 貯水池で保守作業が 2 分されるという欠点もある。以上の諸条件を考察すると Nam Chon および Thi Khong 発電所からの発生電力を送電するための送電線ルートとしては，Nam Chon 発電所から Srinagarind，Ban Pong 2 変電所を経由して Sai Noi へ至るルートが建設及び保守上推奨される。

送電線の建設費およびロスを含めた経済評価は 9.1 (a)および Table 9—1 に総括して述べられている。

9.3 通信設備

本計画に必要な通信設備は以下の条件に基づいて設計する。

- Nam Chon 発電所への給電指令は North Bangkok 発電所より発せられるものとする。
- 送電線保守のための Office は Nam Chon 発電所ならびに Srinagarind 発電所に設置される。
- EGAT の既設システムならびに Khao Laem Project との連繋を計る。

通信設備の概要は以下の通りである。

(1) 多重無線設備

経済的・技術的比較検討の結果，Nam Chon 発電所～North Bangkok 発電所及び Nam Chon 発電所～Srinagarind 発電所間に多重無線回線を構成し，Nam Chon 発電所の給電指令ならびに保安用電話回線として使用する。

このために North Bangkok 発電所～Srinagarind 発電所間の既設 UHF 多重無線設備の増強と Nam Chon 発電所までの回線延長を行う。

(2) 電力線搬送設備

本計画により建設される送電線を利用して電力線搬送回線を構成する。区間及び回線用途は次の通り。

- Nam Chon 発電所～Thi Khong 発電所

Thi Khong 発電所の運転に必要な給電保安用ならびに情報伝送回線として使用する。

o Nam Chon 発電所～Srinagarind 発電所

同区間の多重無線回線の予備回線として使用する。

(3) 搬送保護継電設備

本計画により建設される送電線の保護のために次の各区間に電力線搬送保護継電設備を設置する。

o Nam Chon 発電所～Thi Khong 発電所～Srinagarind 発電所

この区間には3端子形の電力線搬送保護継電設備を使用する。

o Srinagarind 発電所～Bang Pong 2 変電所

o Bang Pong 2 変電所～Sai Noi 変電所

(4) 送電線故障点標定設備

本計画により建設される送電線の事故復旧の迅速性を計るため Srinagarind 発電所及び Bang Pong 2 変電所に Pulse Rader 方式の故障点標定設備を設置し，下記区間の故障点標定を行う。

o Srinagarind 発電所～Nam Chon 発電所

Thi Khong 発電所が途中T分岐されるため，標定範囲は分岐点までとなる。

o Srinagarind 発電所～Bang Pong 2 変電所

o Bang Pong 2 変電所～Sai Noi 変電所

(5) 移動無線通信設備

Nam Chon 発電所及び Srinagarind 発電所よりこの間の送電線沿線の保守員との通話を可能ならしめるため，VHFによる移動無線回線を構成する。

このためのVHF基地局をUHF多重無線回線のHuai Mun Sae 中継局に設置し，既設 Ban Takian Duan 基地局と合わせて送電線沿線全域にわたるサービスエリアを確保する。

(6) 情報伝送設備

(a) Nam Chon 発電所にEGATの情報伝送システム（REDAC）の端末装置を設置し，(1)項で述べた多重無線回線を使用してNorth Bangkok 発電所との間に情報伝送回線を構成する。

(b) Nam Chon 発電所及び Thi Khong 発電所にサイクリック・ディジタルテレメータ方式による情報伝送装置を設置し，この間に Thi Khong 発電所の Nam Chon発電所からの遠方制御による運転に必要な情報伝送回線を構成する。

(7) その他の通信設備

Nam Chon 発電所及び Thi Khong 発電所にPAX（Private Automatic Exchanger）及び Paging 設備を設置し，所内の業務用ならびに保守用の通話連絡に使用する。

さらにPAXについては，多重無線回線を経て，EGATにおけるトールダイヤル網を形成する。

Fig. 9-1 Electric Power System of Main Part of Thailand

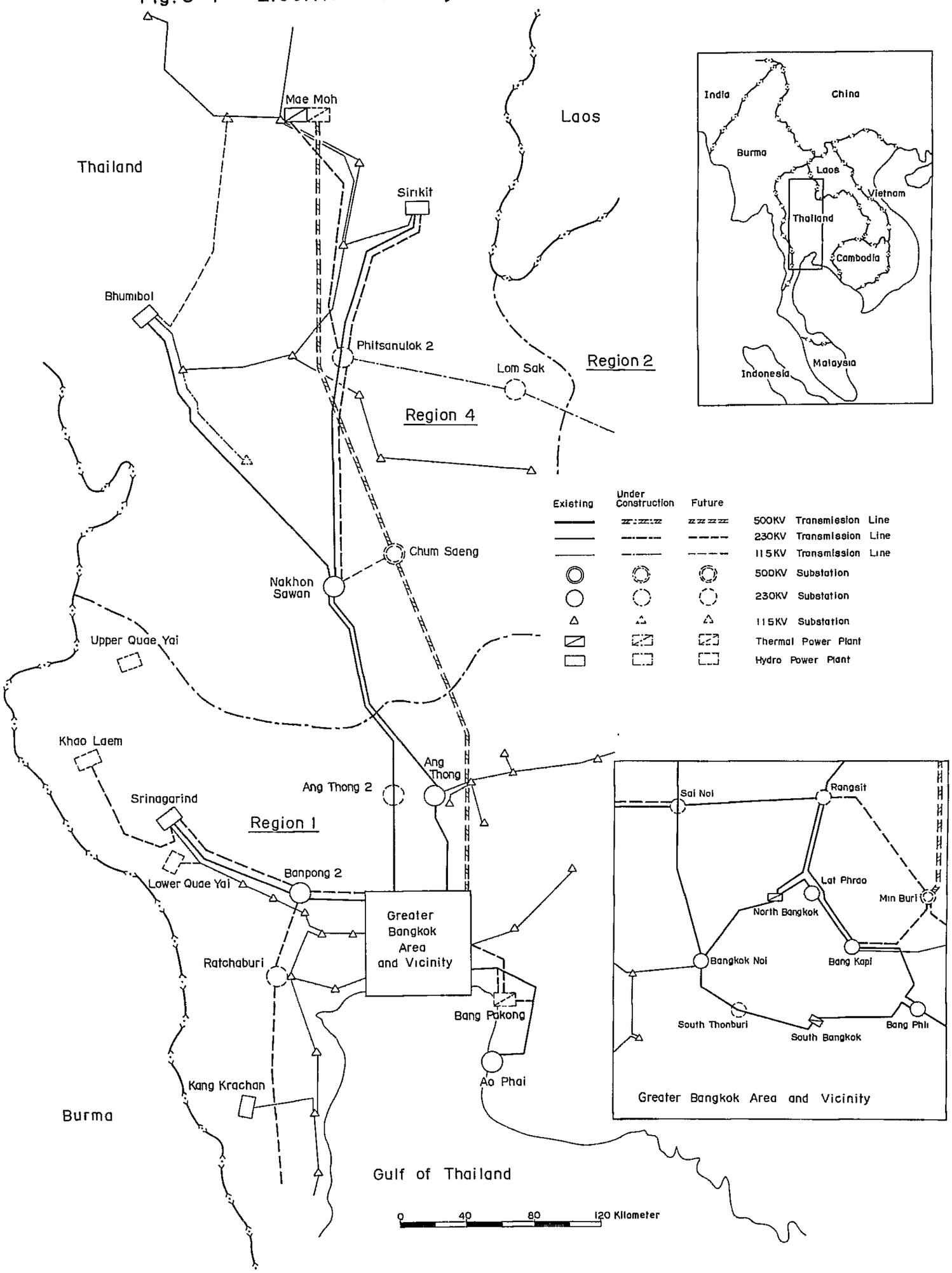


Fig. 9-2 EGAT's Power System Development Plan (1979-1995)

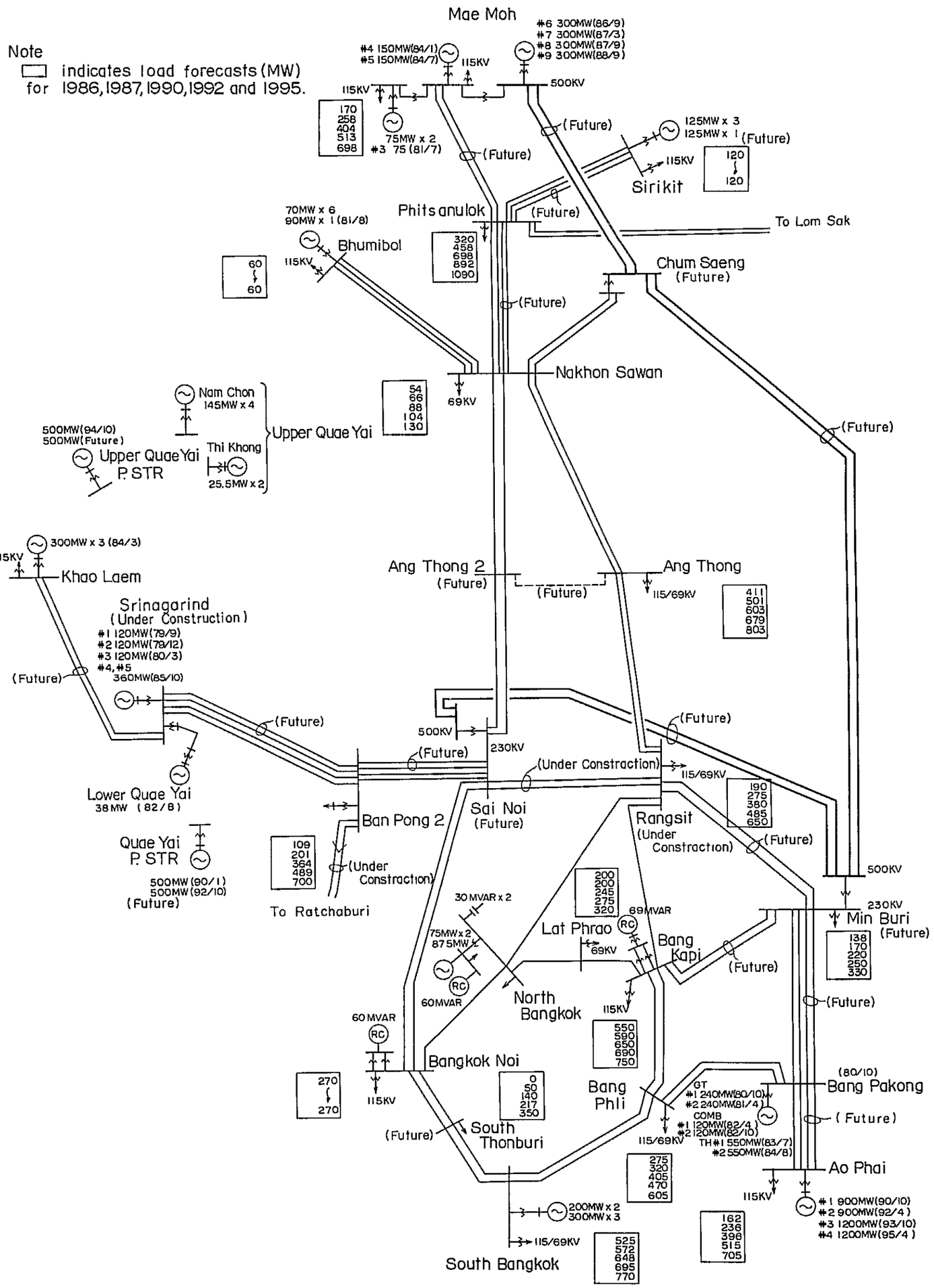


Fig. 9-3 Transmission System for Upper Quae Yai Project

Scheme A-②-a

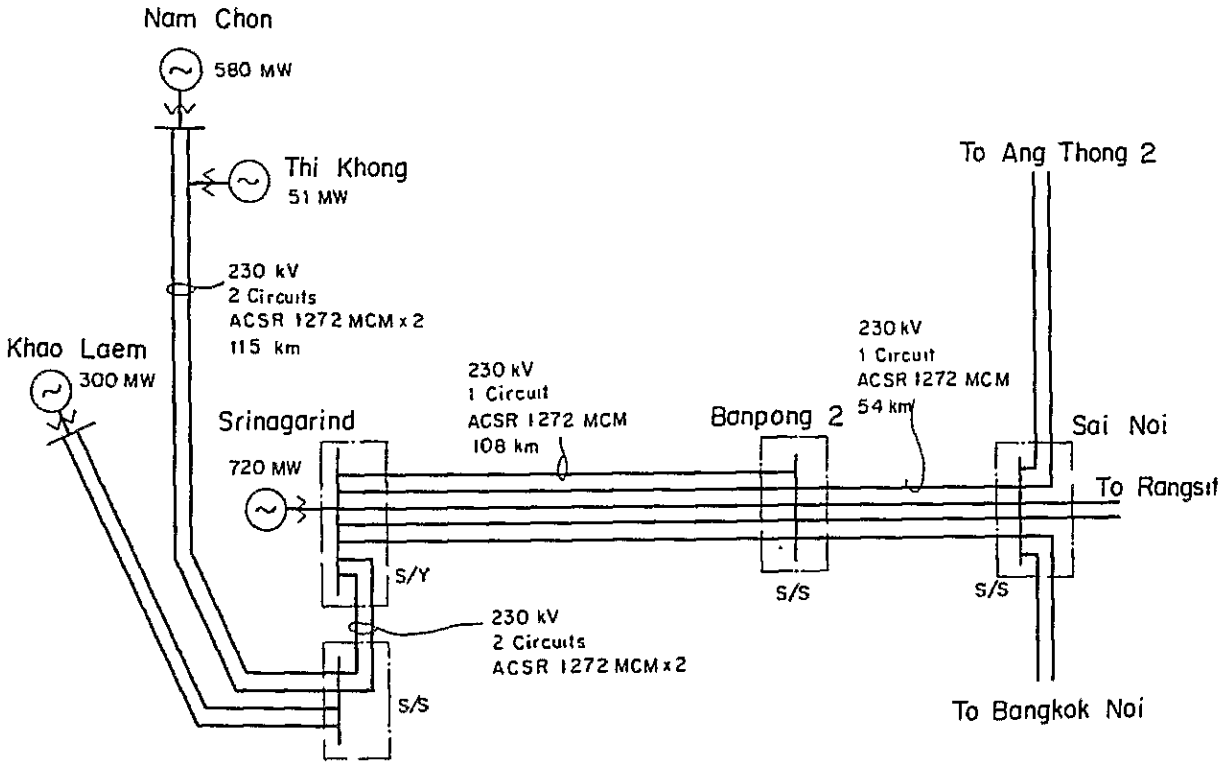


Fig. 9-4 Transmission System for Upper Quae Yai Project

Scheme A-②-c

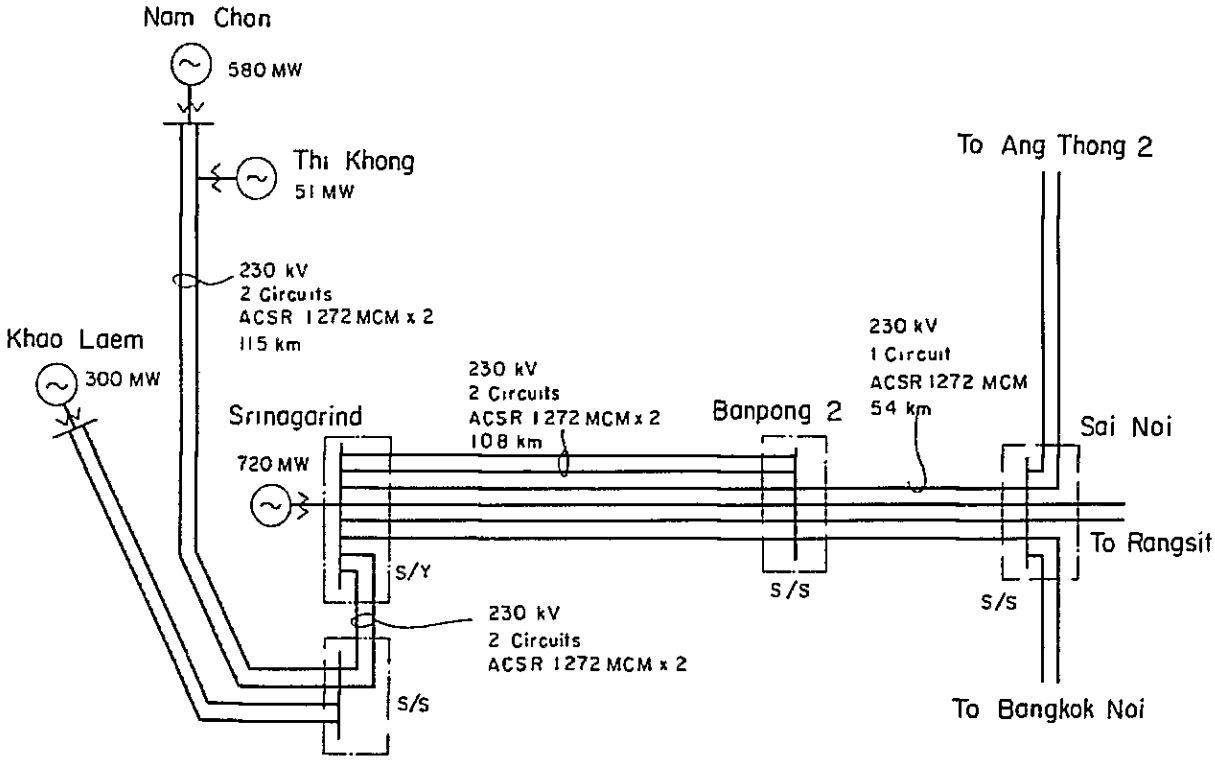


Fig. 9-5 Transmission System for Upper Quae Yai Project

Scheme B

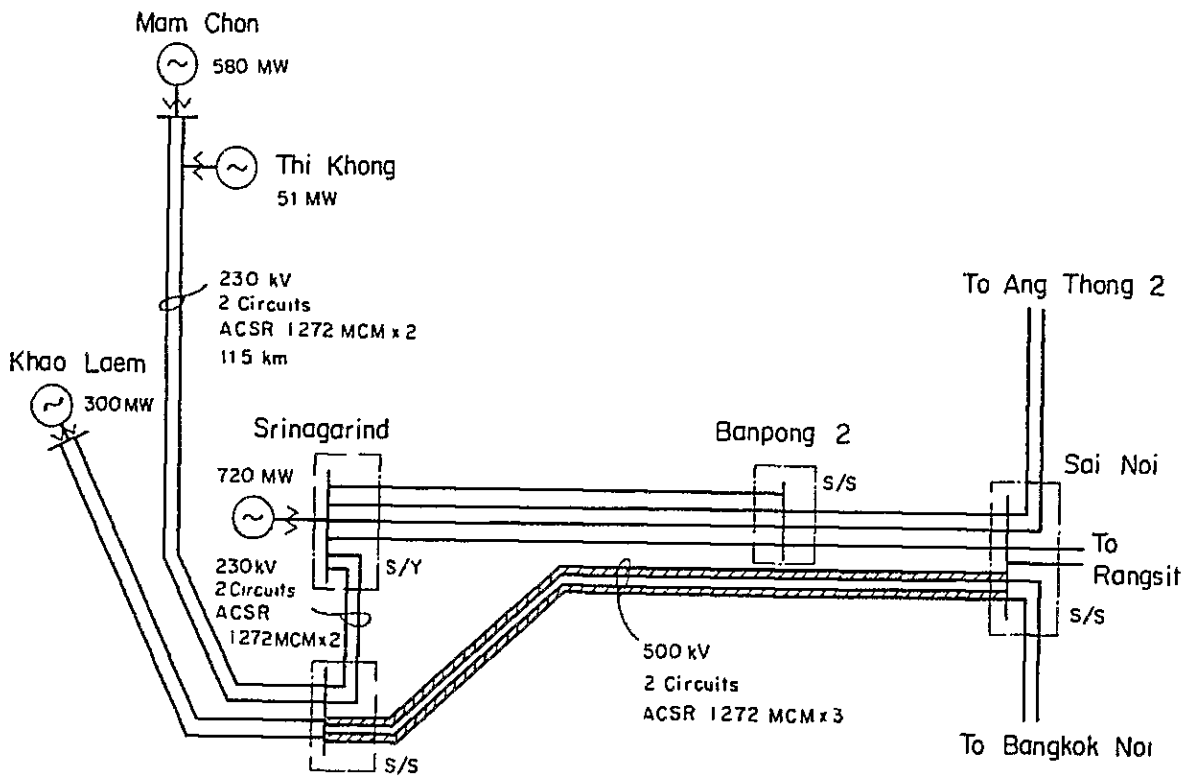


Fig. 9-6 Power Flow - Peak Time in Sept., 1987

Scheme A-②-a

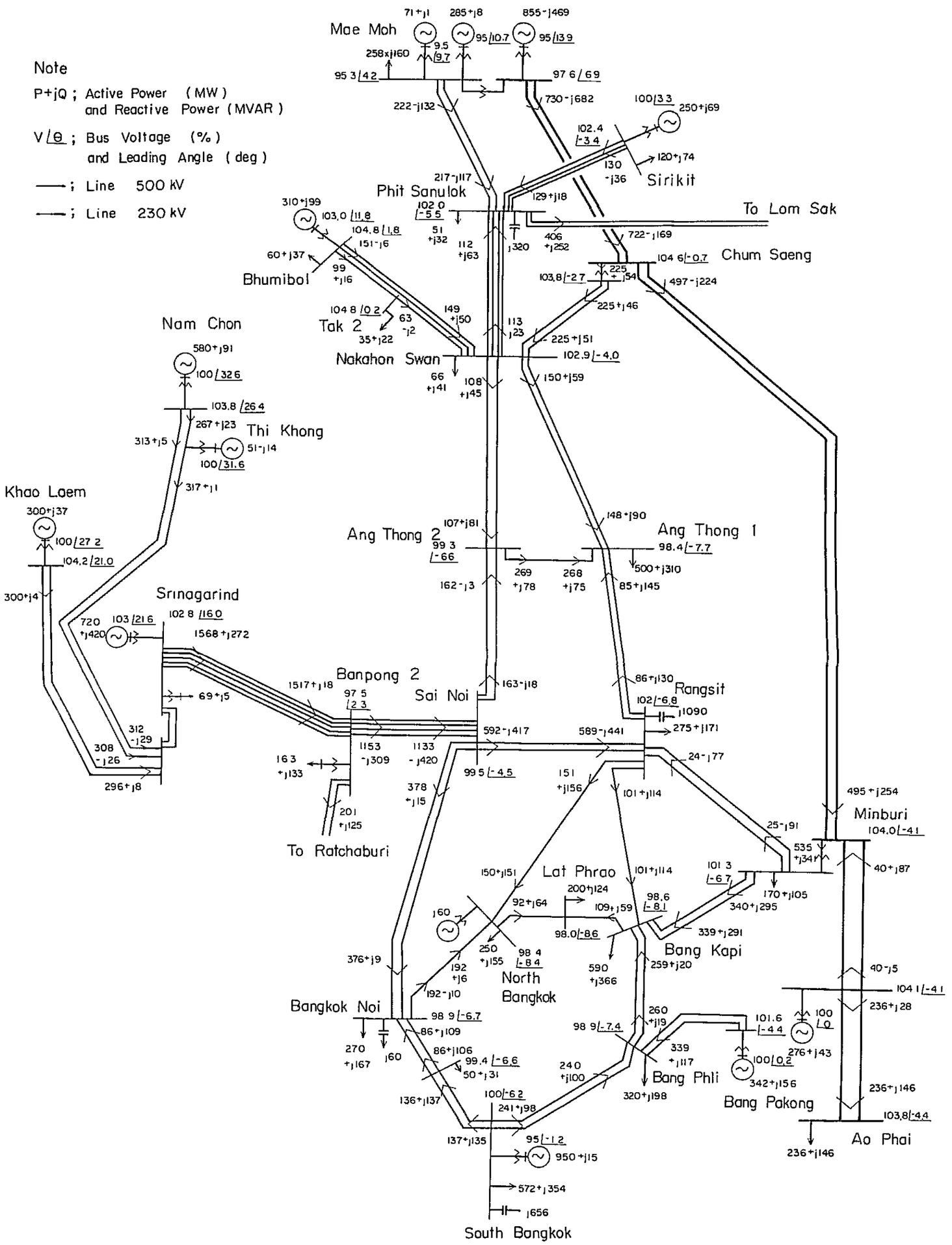


Fig. 9-7 Power Flow-Peak Time in Sept., 1987

Scheme A-②-c

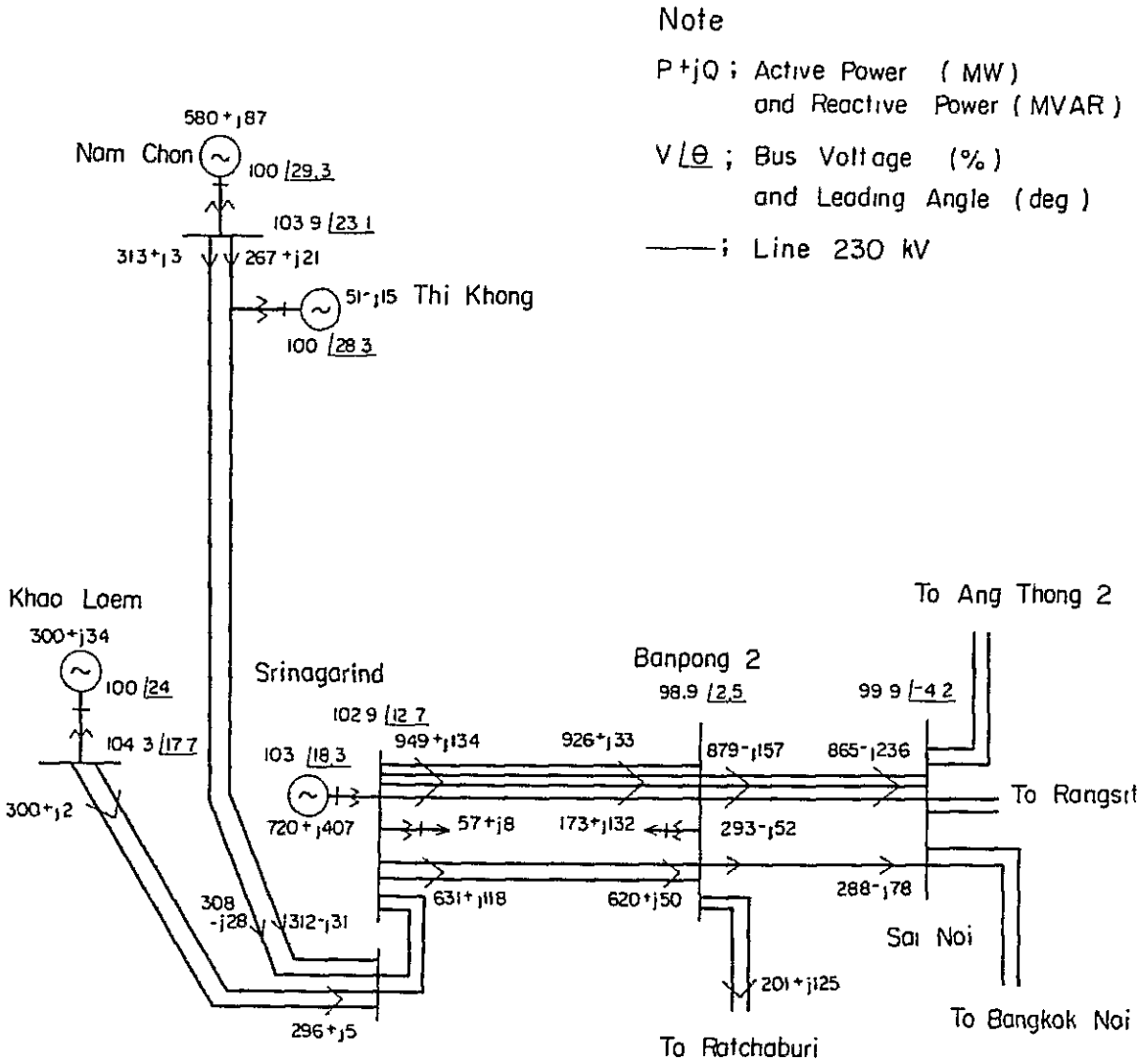


Fig. 9 - 8 Power Flow - Peak Time in Sept., 1987

Scheme B

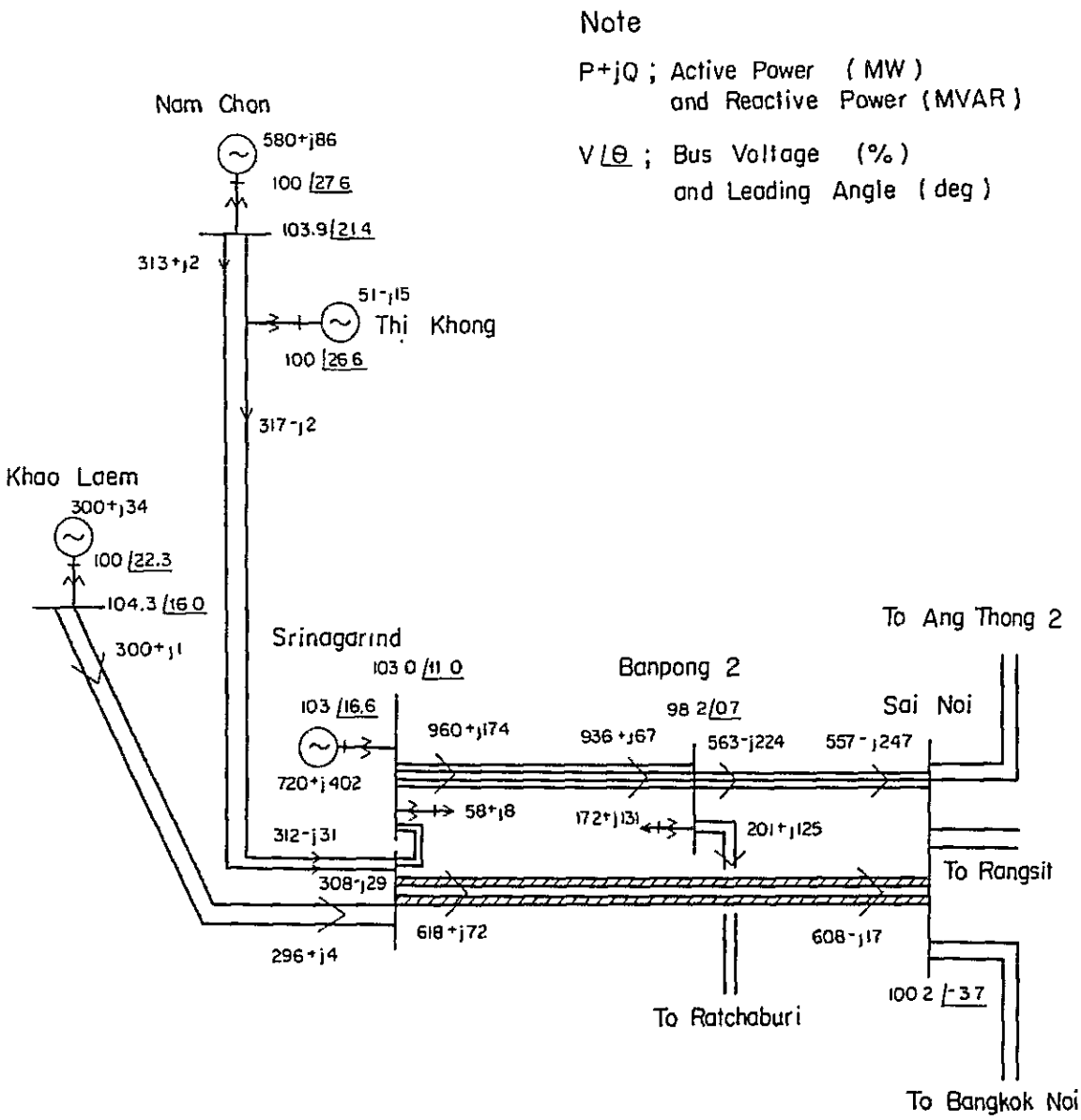


Fig. 9-9 Power Flow-Off-peak Time in Sept., 1987

Scheme A-②-a

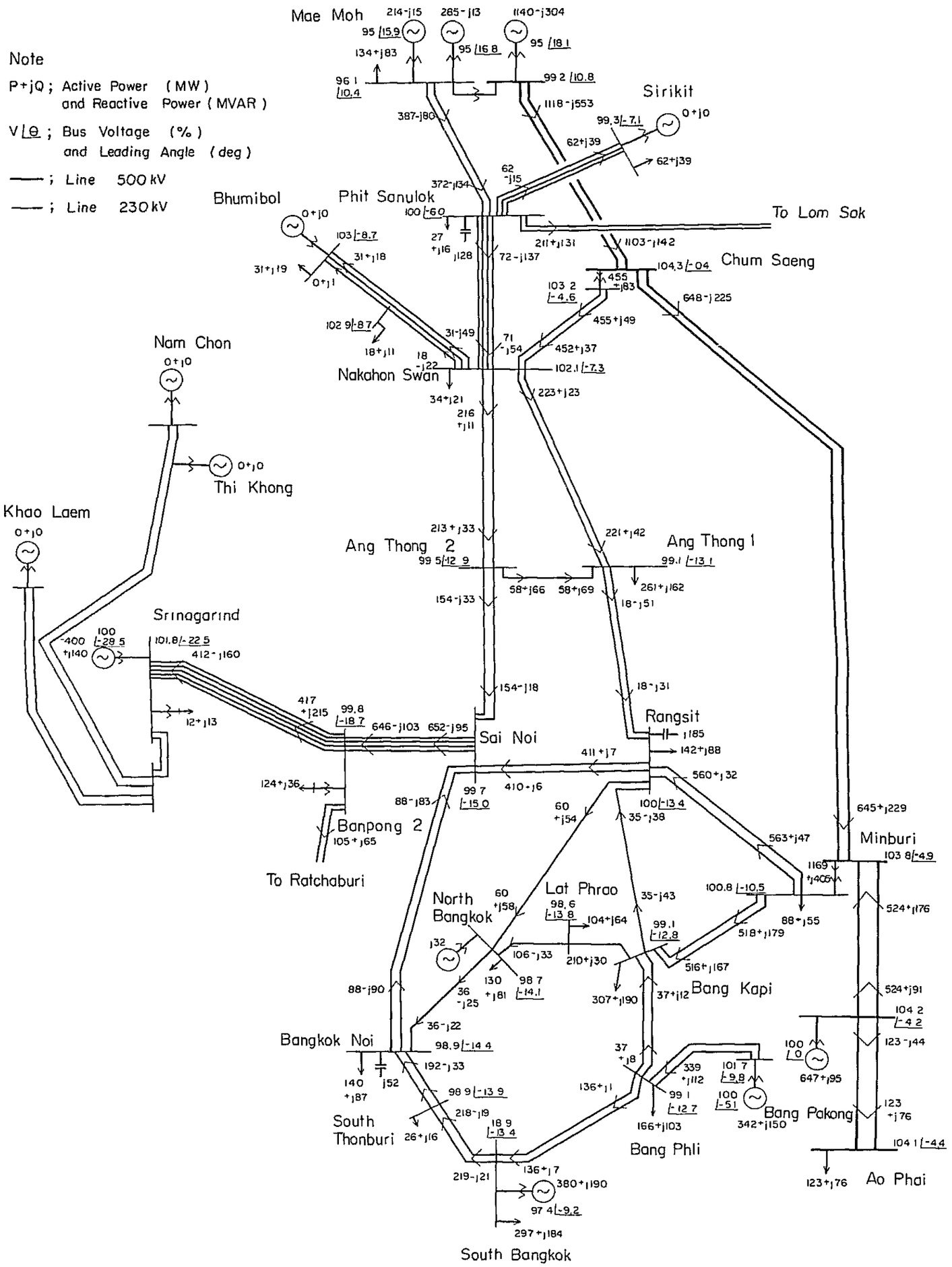


Fig. 9-10 Power Flow - Off-peak Time in Sept., 1987

Scheme B

Note

P+jQ ; Active Power (MW)
and Reactive Power (MVAR)

V∠θ ; Bus Voltage (%)
and Leading Angle (deg)

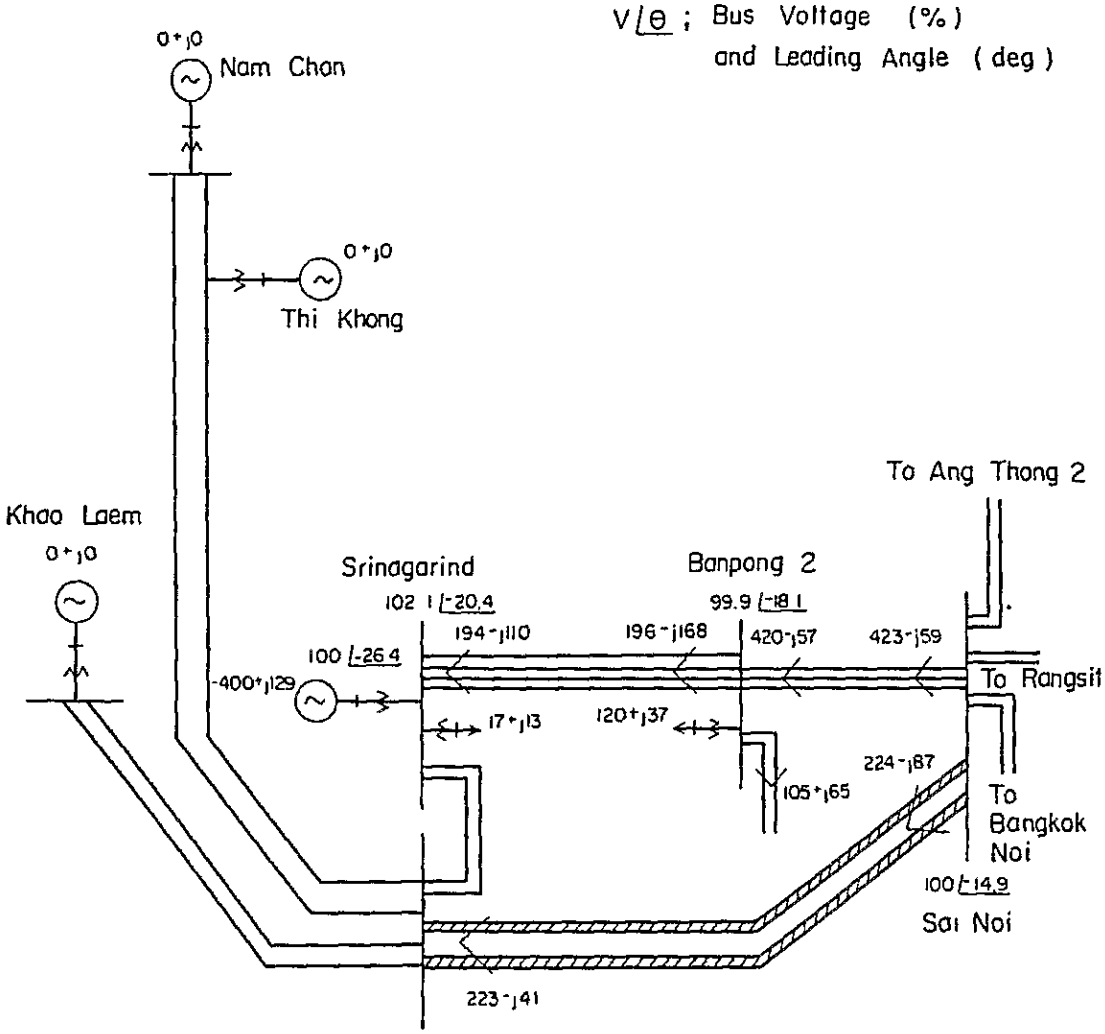


Fig. 9-11-a Transient Stability Study for Upper Quae Yai - Bangkok Transmission System
Scheme A-②-a

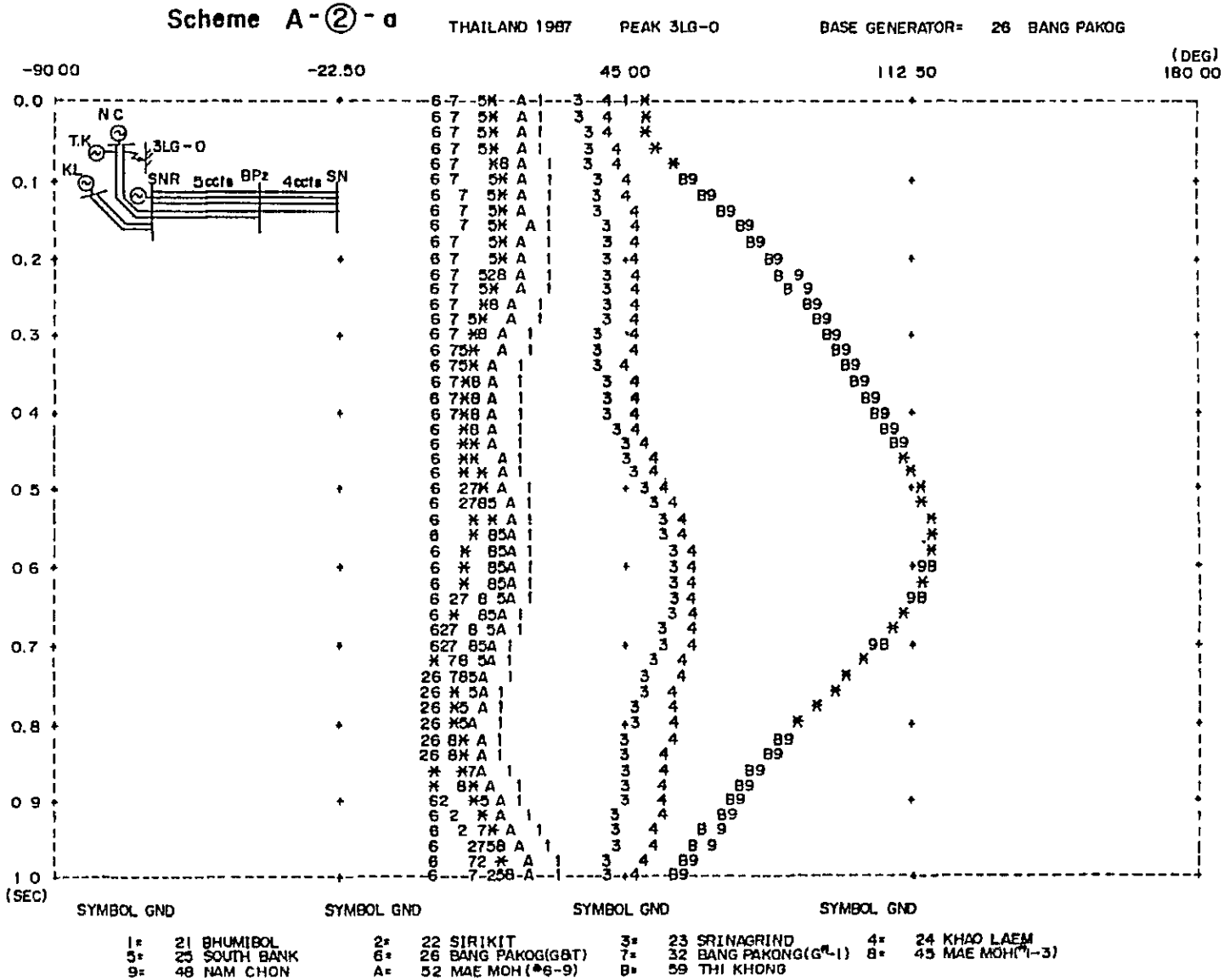
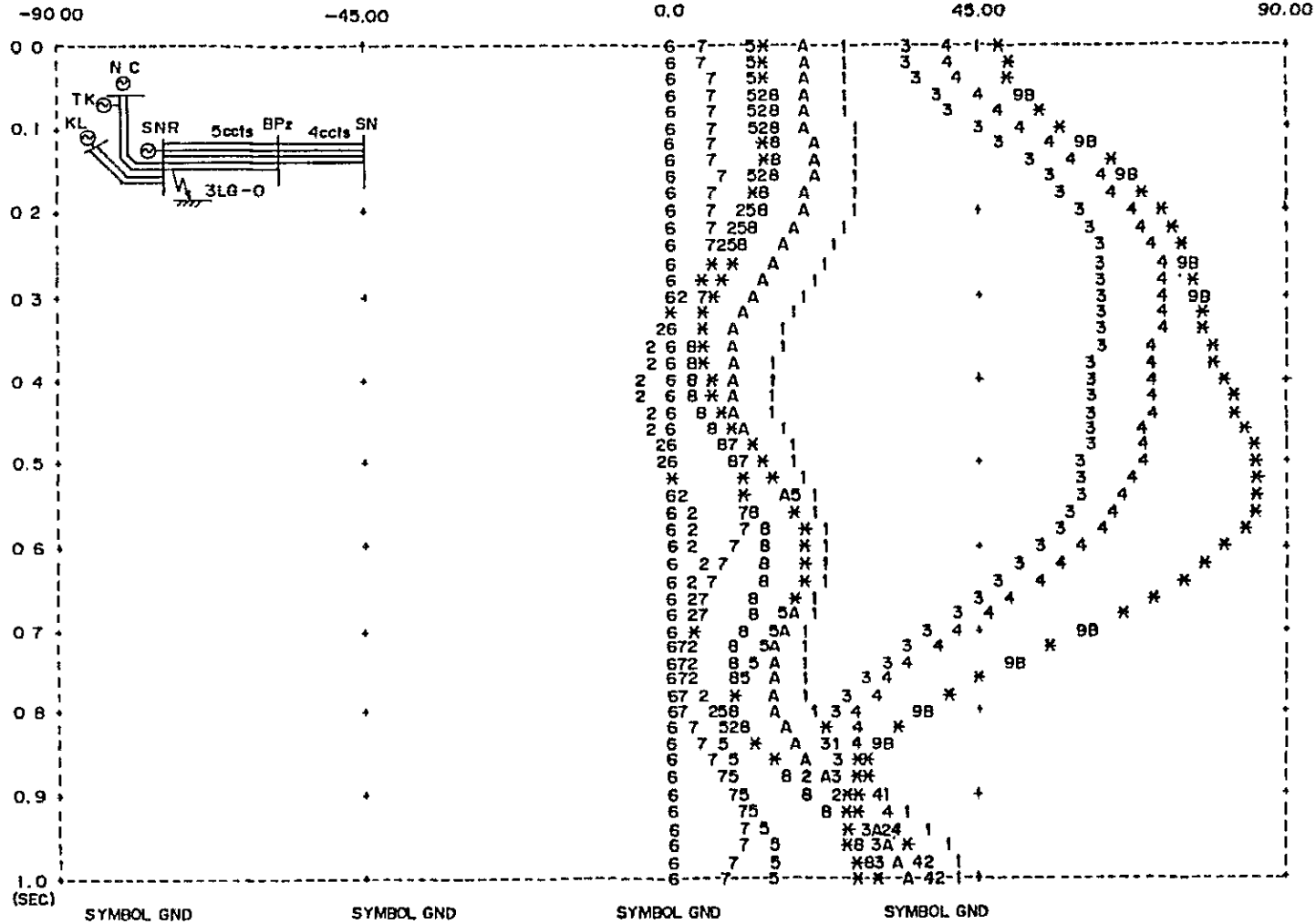


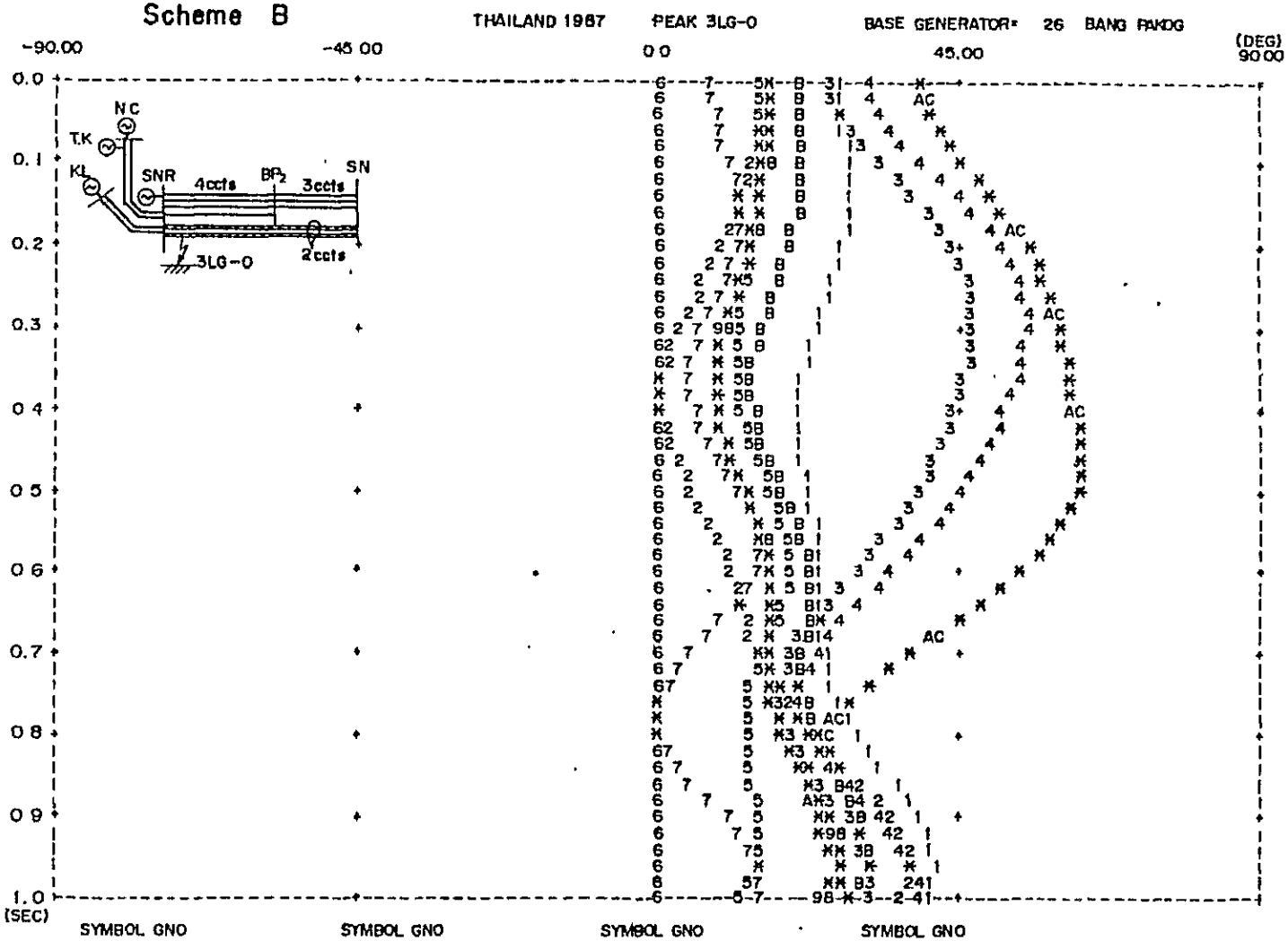
Fig. 9-11-b Transient Stability Study for Upper Quae Yai - Bangkok Transmission System

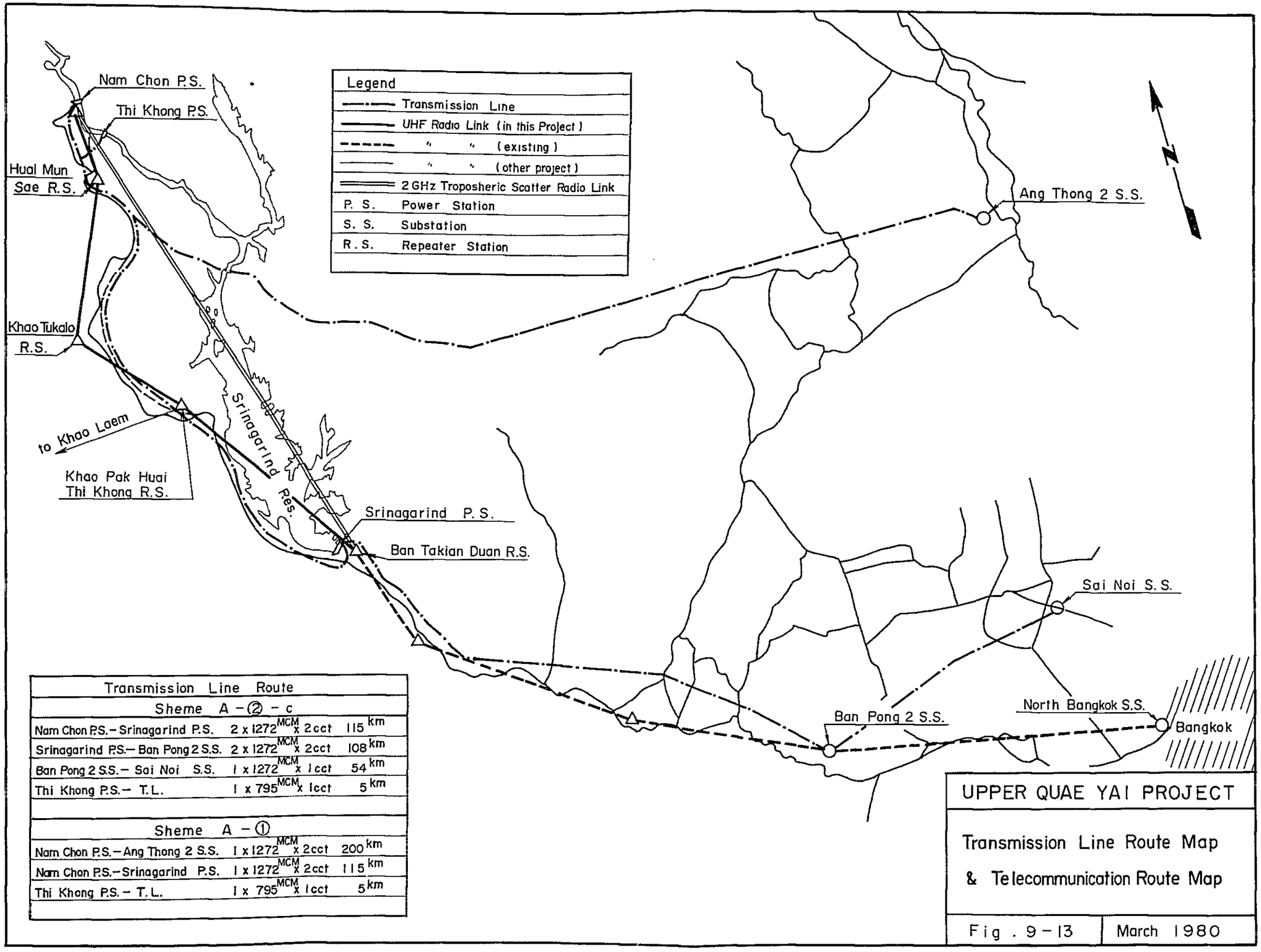
Scheme A-②-a THAILAND 1987 PEAK 3LG-0 BASE GENERATOR= 26 BANG PAKDG



1= 21 BHUMIBOL 2= 22 SIRIKIT 3= 23 SRINAGRIND 4= 24 KHAO LAEM
5= 25 SOUTH BANK 6= 26 BANG PAKOG (GBT) 7= 32 BANG PAKONG (G#1) 8= 45 MAE MOH (#1-3)
9 48 NAM CHON A= 52 MAE MOH (#6-9) B= 59 THI KHONG

Fig. 9-12 Transient Stability Study for Upper Quae Yai - Bangkok Transmission System
Scheme B



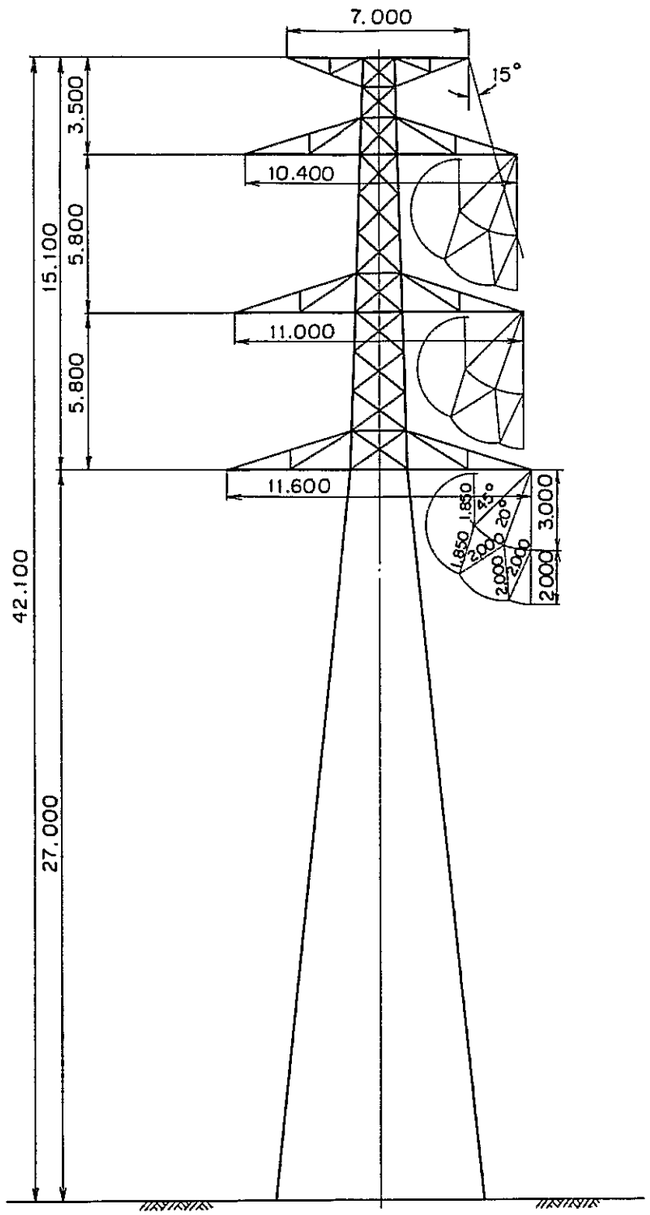


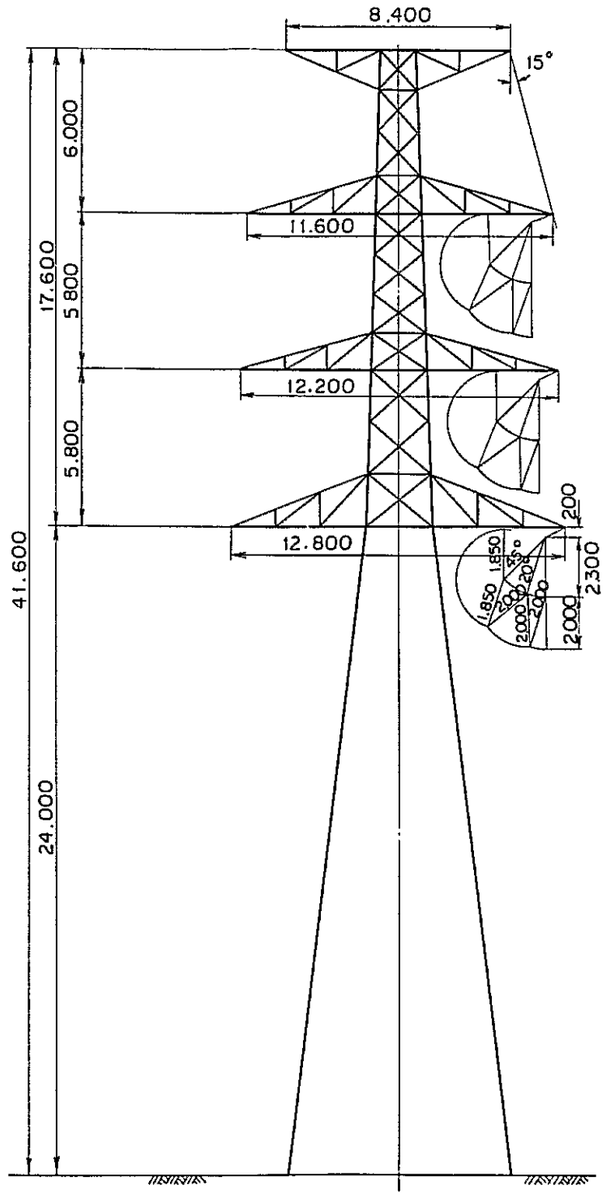
Transmission Line Route			
Sheme A – ② – c			
Nam Chon P.S. – Srinagarind P.S.	2 x 1272 MCM	x 2cct	115 km
Srinagarind P.S. – Ban Pong 2 S.S.	2 x 1272 MCM	x 2cct	108 km
Ban Pong 2 S.S. – Sai Noi S.S.	1 x 1272 MCM	x 1cct	54 km
Thi Khong P.S. – T.L.	1 x 795 MCM	x 1cct	5 km
Sheme A – ①			
Nam Chon P.S. – Ang Thong 2 S.S.	1 x 1272 MCM	x 2cct	200 km
Nam Chon P.S. – Srinagarind P.S.	1 x 1272 MCM	x 2cct	115 km
Thi Khong P.S. – T.L.	1 x 795 MCM	x 1cct	5 km

UPPER QUAE YAI PROJECT

Transmission Line Route Map & Telecommunication Route Map

Fig. 9-13 | March 1980



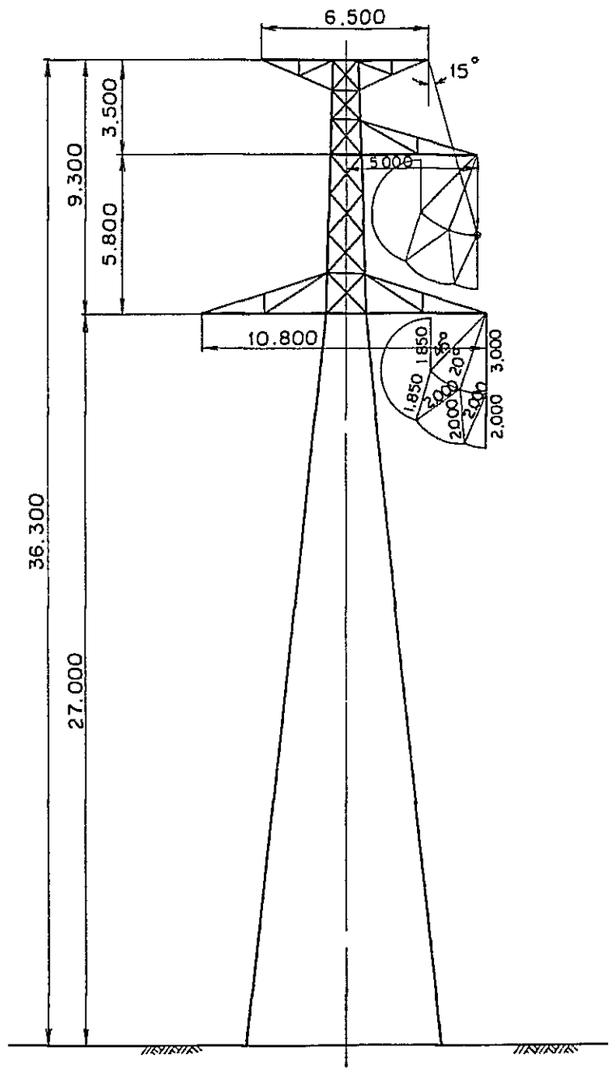


Unit : mm

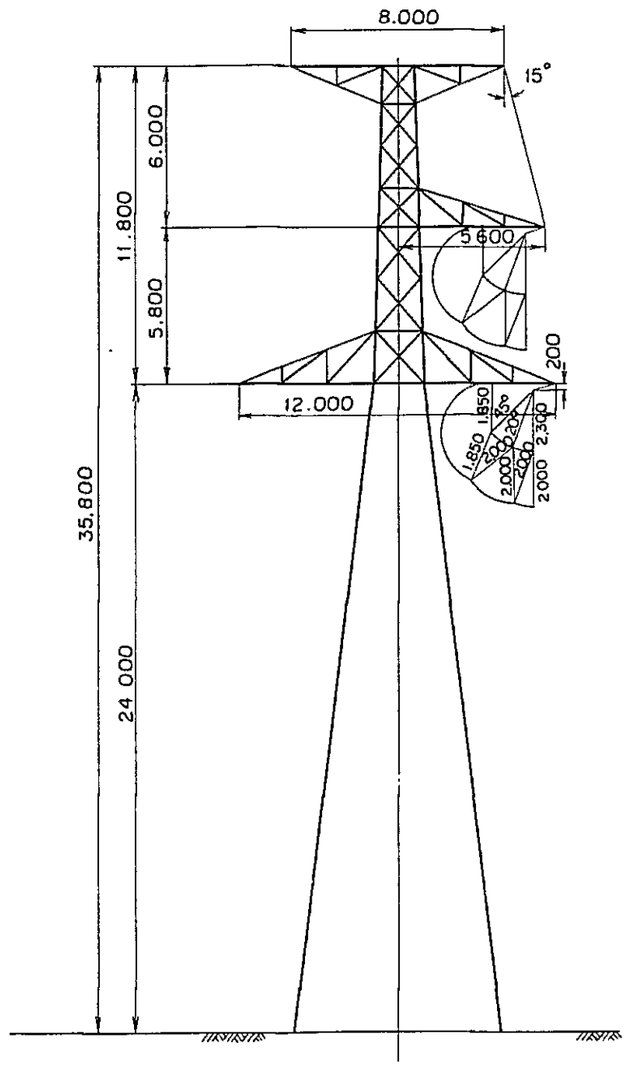
Scale : 1/200

UPPER QUAE YAI PROJECT	
230 kV TRANSMISSION LINE TOWER FOR 1272 MCM x 2	
Fig. 9 - 14	March 1980

SUSPENSION TOWER



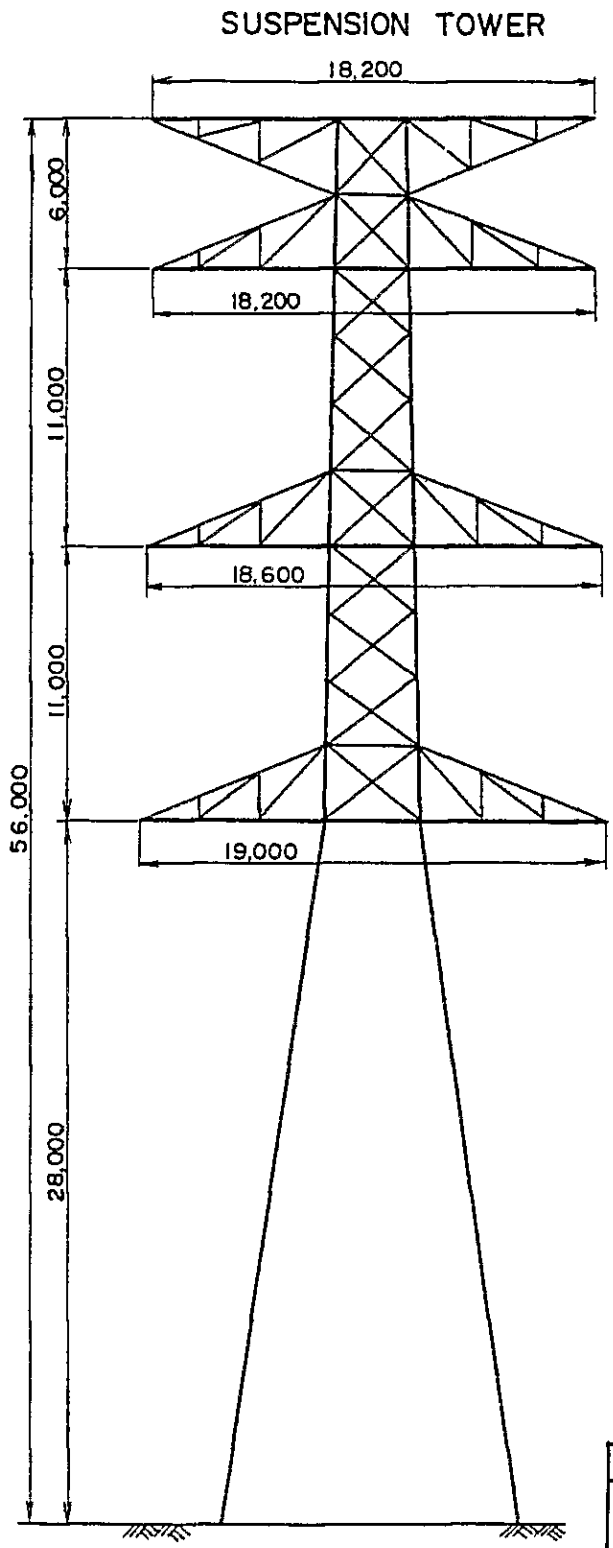
TENSION TOWER



Unit mm

Scale . 1/200

UPPER QUAE YAI PROJECT	
230kV TRANSMISSION LINE TOWER FOR 1272 MCM x 1	
Fig. 9 – 15	March 1980



Unit : mm
Scale : 1/200

UPPER QUAE YAI PROJECT	
500kV TRANSMISSION LINE TOWER FOR 1272MCM x 2	
Fig. 9 - 16	March 1980

Fig. 9 - 17 Telecommunication System Diagram

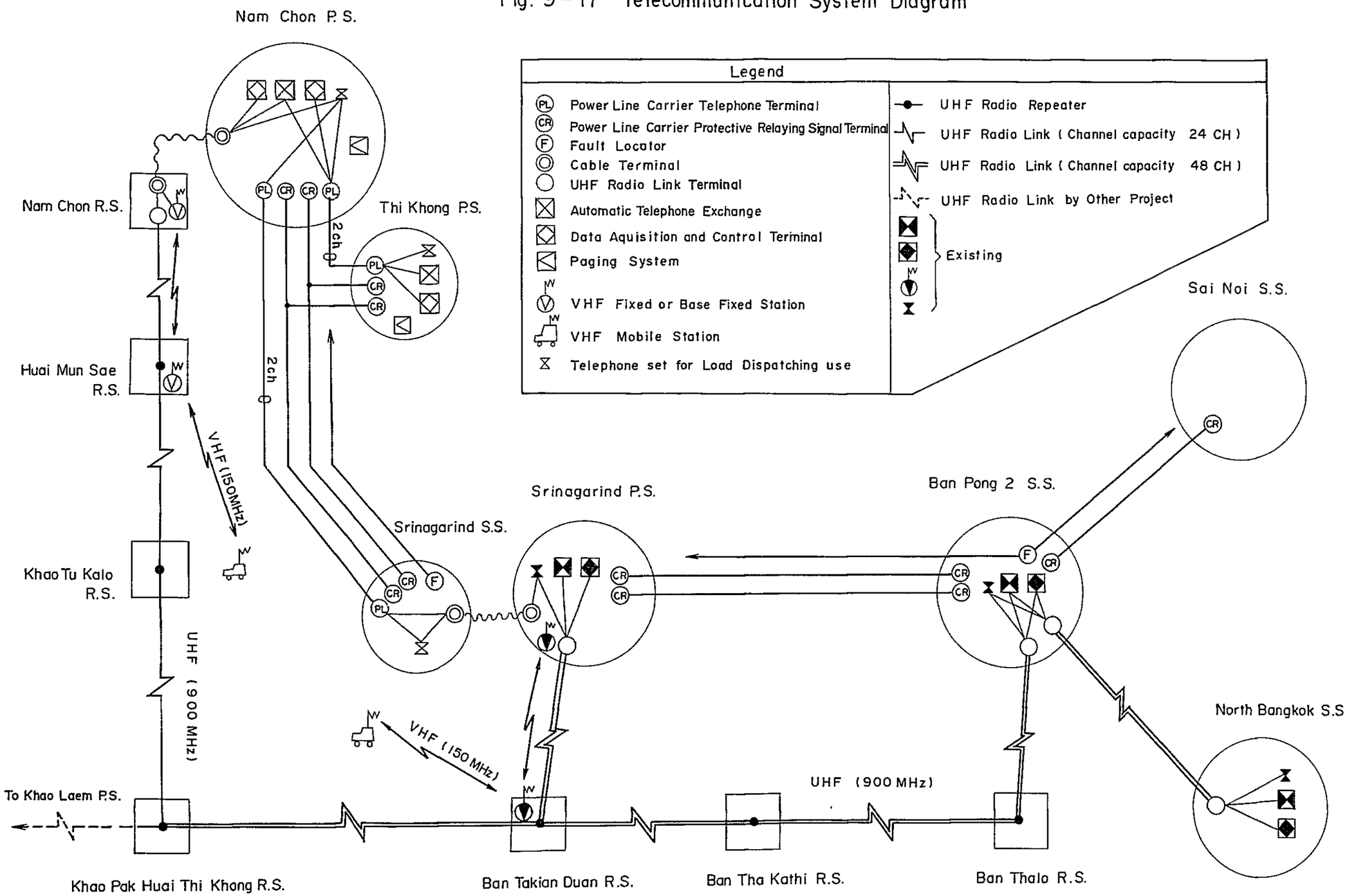
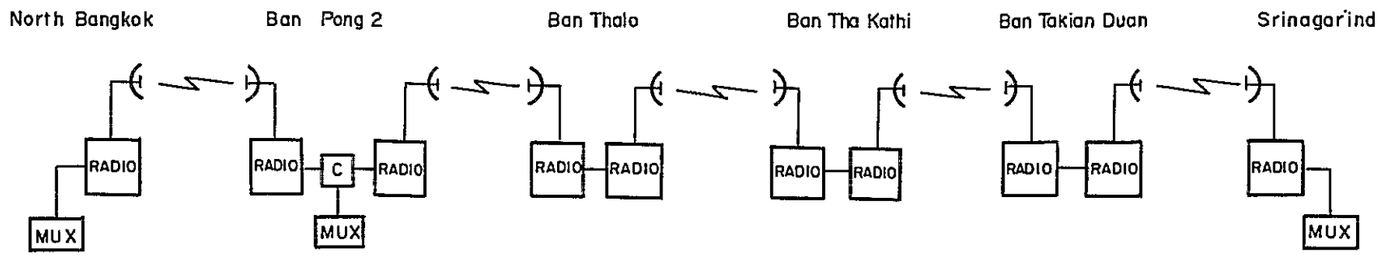
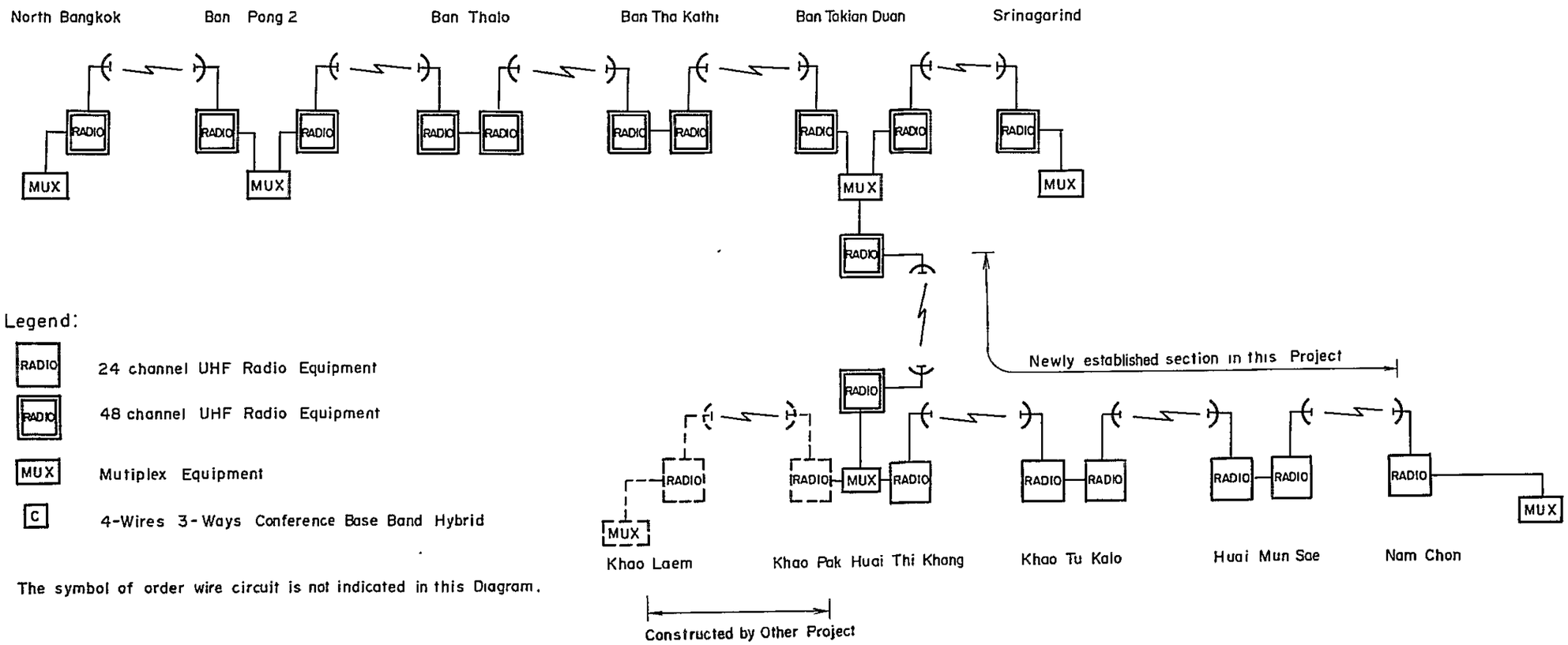


Fig. 9-18 UHF Radio Link System Diagram

Existing UHF Radio Link



UHF Radio Link for Upper Quae Yai Project

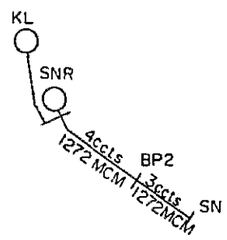
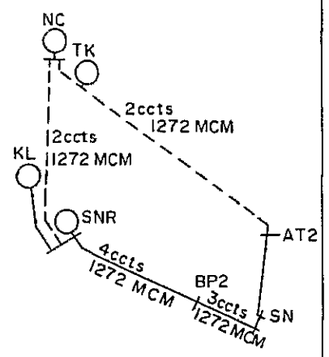
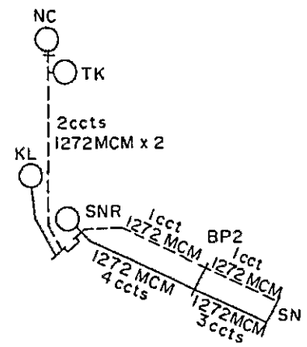
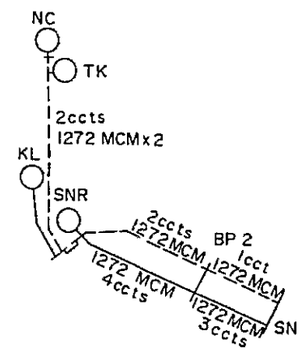
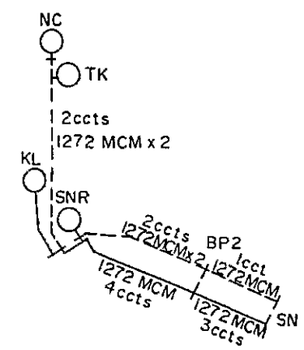


Legend:

- RADIO — 24 channel UHF Radio Equipment
- RADIO — 48 channel UHF Radio Equipment
- MUX — Mutiplex Equipment
- C — 4-Wires 3-Ways Conference Base Band Hybrid

The symbol of order wire circuit is not indicated in this Diagram.

Table 9-1 Economic Comparison for the Selection of 230 kV Power System for Upper Quae Yai Project

Number / Power System Diagram / Items	———	A - ①	A - ② - a	A - ② - b	A - ② - c
	Before 1987 				
(1) Construction Cost (M฿)					
1 Lines		889*	648	731	901
2 Equipments of Stations		184	234	268	268
3 Total		1,073	882	999	1,169
(2) Annual Cost (M฿)		149	107	121	141
(3) Line Losses in 1987					
1 Power (MW)	16.4	47	60	55	48
2 Annual Energy (GWH)	52.6	107	126	114	101
(4) Cost of Losses (M฿)					
1 Power	20	58	73	67	59
2 Annual Energy	53	108	128	115	102
3 Total	73	166	201	182	161
(5) Total Annual Cost Including Line Losses (M฿)					
(2) + (4).3		315	308	303	302
(2) + (4).2		257	235	236	243

Note: 1. * Including 139 M฿ for road construction
2. ---- Planed transmission line for Upper Quae Yai
3. Annual Cost Factor 0.2638 for roads
0.1173 for lines
0.1302 for equipments
4. Construction Cost includes the cost for the line bays of NC and TK.
5. Cost of Losses 1.224 M฿/MW, 1.013 ฿/KWH

Table 9-2 Transmission Lines and Main Equipments of the Power System for Upper Quae Yai Project

Item \ Scheme	A - ② - a	A - ② - c	B
Transmission Lines	Nam Chon-Srinagarind 1 double-circuit line 115 km 230 kV, 2 x ACSR 1272 MCM Thi Khong-Transmission Line 1 single-circuit line 5 km 230 kV, ACSR 795 MCM Srinagarind-Banpong 2 1 single-circuit line 108 km 230 kV, ACSR 1272 MCM Banpong 2-Sai Noi 1 single-circuit line 54 km 230 kV, ACSR 1272 MCM	Nam Chon-Srinagarind 1 double-circuit line 115 km 230 kV, 2 x ACSR 1272 MCM Thi Khong-Transmission Line 1 single-circuit line 5 km 230 kV, ACSR 795 MCM Srinagarind-Banpong 2 1 double-circuit line 108 km 230 kV, 2 x ACSR 1272 MCM Banpong 2-Sai Noi 1 single-circuit line 54 km 230 kV, ACSR 1272 MCM	Nam Chon-Srinagarind 1 double-circuit line 115 km 230 kV, 2 x ACSR 1272 MCM Thi Khong-Transmission Line 1 single-circuit line 5 km 230 kV, ACSR 795 MCM Srinagarind-Sai Noi 1 double-circuit line 162 km 500 kV, 3 x ACSR 1272 MCM
Main Equipments of Substations	Srinagarind 7 230 kV line bays Banpong 2 2 230 kV line bays Sai Noi 1 230 kV line bay	Srinagarind 8 230 kV line bays Banpong 2 3 230 kV line bays Sai Noi 1 230 kV line bay	Srinagarind 2 500 kV line bays 6 230 kV line bays Sai Noi 2 500 kV line bays

第10章　工事工程と施工

第 10 章　工事工程と施工

第10章　工事工程と施工

10.1　Nam Chon Project（ナムチョン発電所）

Nam Chon発電所の運転開始を第2章にて述べた需要想定より決定された1987年10月に目標をおいた工事工程をFig.10－1に示す。

この工程は，工事規模，工事施工方法，構造物ならびに地点の条件等の要因を考慮して作成したものである。この工事工程の要点は，次の通りである。本工事の着手前にSrinagarindからNam Chonまでの工事用道路およびNam Chon地点付近に設置が予定されるCamp等は，できるだけ速やかに整備すべきである。なお，工事用電力はSrinagarindからの距離が遠いので，ディーゼル発電機が必要となろう。

仮排水路トンネルは，1981年の乾期に掘削に着手し，これへの転流は1983年雨期前に完了させる予定である。

ダムの盛立，基礎処理は1983年より開始し，これらの工事は平行して進め，基礎処理は湛水開始の1985年5月までに完了させる。

盛立工事は，1987年前半に完了させる予定である。放流路工事は，1983年に着手し湛水開始前に湛水中下流へ放流するバルブの据付けを完了させておかなければならない。

水車，発電機等電気機器の据付けは1985年より，発電所工事は1982年より行う予定である。洪水吐，取水口，導水路，調圧水槽，鉄管の工事は1983年から1986年の間に行う。各工事で発生する岩の掘削ずりは，できうるかぎりダムの盛立に用いるものとする。

なお，送電線工事は1984年から行い，全ての工事は1987年半ばには完了し，1987年10月より運転開始を行う予定である。

10.2　Thi Khong Project（チコン発電所）

Thi Khong発電所の運転開始を1989年3月に目標をおいた工事工程をFig.10－2に示す。この工事工程は，工事規模，工事施工法，構造物ならびに地点の条件等の要因を考慮して作成したものである。

この工事工程の要点はつぎのとおりである。

本工事の着手前にNam ChonからThi Khongまでの工事用道路は完成しておかなければならない。CampもThi Khong地点付近に完成させておくものとする。

また，工事用電力は，Nam Chonと同じくディーゼル発電機を用いるものとする。

なお経済的見地よりCamp，工事用電力は，できるだけNam Chon工事のものを活用することとする。本工事はNam Chonダムが湛水を開始する1985年5月より右岸側に設ける仮排水路に着手しなければならない。

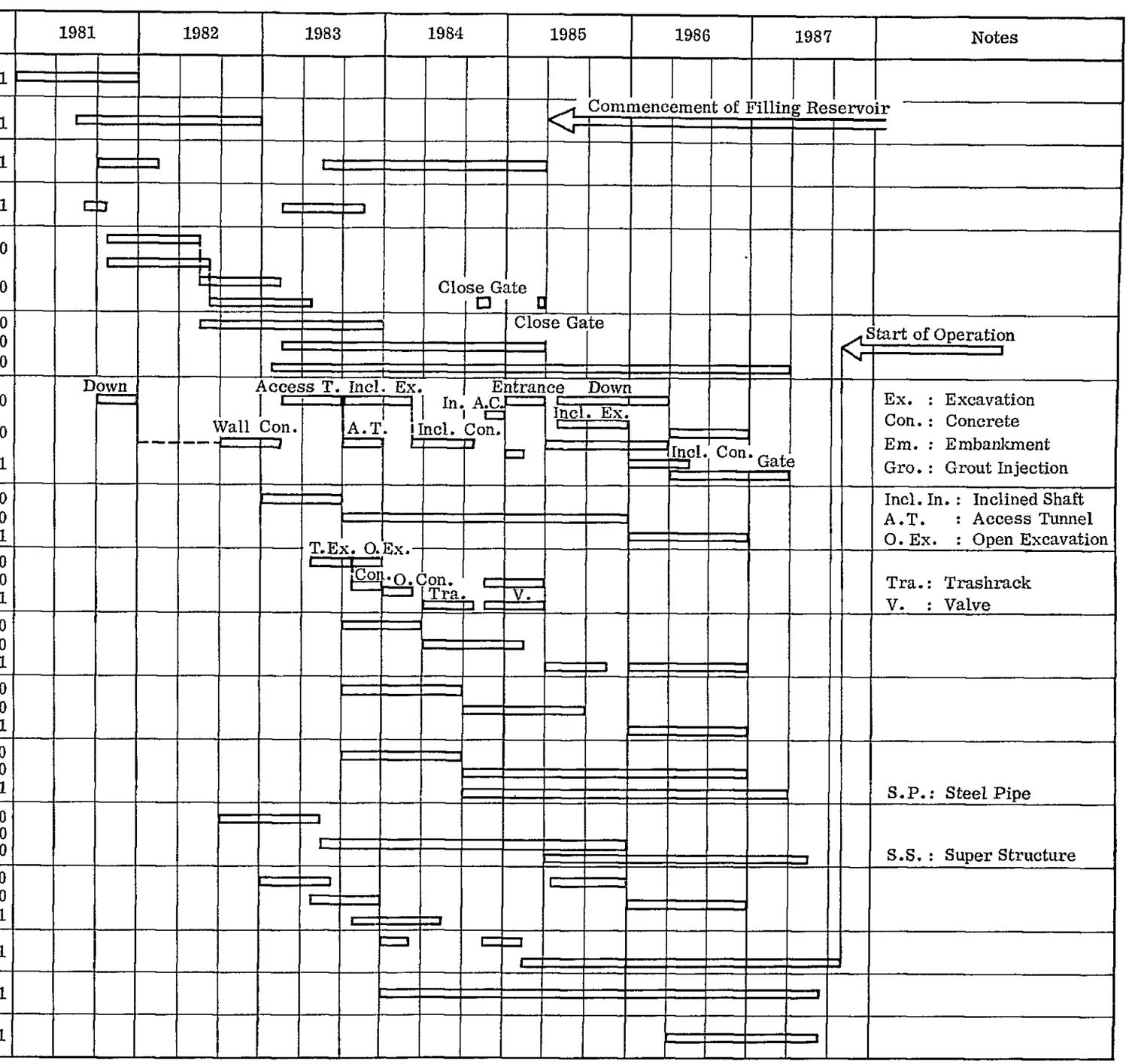
そして河川の流水をこの仮排水路に切り替え，ダムと洪水吐の工事を1985年の後半から1987年の前半にかけて行う。

これらの工事が，完了してから河川の流水を従来のとおりに切り替え右岸側にある取水口，発電所等の工事1988年末までに行う予定である。なお，各工事で発生する掘削ずりは，コンクリート骨材に使用するものとする。

水車，発電機等電気機器の据付けは，1987年より開始し，1989年3月より運転を開始する。

Fig. 10-1 Construction Schedule of Nam Chon Project

Description	Item	Unit	Quantity
Preparation Works		L.S.	1
Construction Facilities		L.S.	1
Clearing		L.S.	1
Care of River		L.S.	1
Diversion Tunnel No. 1	Ex.	m^3	239,000
Diversion Tunnel No. 2	Con.	m^3	72,500
Dam	Ex.	m^3	901,700
	Gro.	m^3	60,000
	Em.	m^3	12,700,000
Spillway	Ex.	m^3	840,000
	Con.	m^3	62,100
	Gate	L.S.	1
Intake	Ex.	m^3	160,000
	Con.	m^3	39,000
	Gate	L.S.	1
Outlet Works	Ex.	m^3	10,300
	Con.	m^3	11,400
	Gate	L.S.	1
Headrace	Ex.	m^3	65,000
	Con.	m^3	21,600
	Gro.	L.S.	1
Surge Tank	Ex.	m^3	38,000
	Con.	m^3	14,000
	Gro.	L.S.	1
Penstock	Ex.	m^3	32,000
	Con.	m^3	10,800
	S.P.	L.S.	1
Powerhouse	Ex.	m^3	261,000
	Con.	m^3	70,000
	Con.(S.S.)	m^3	40,000
Tailrace	Ex.	m^3	243,000
	Con.	m^3	34,500
	Gate	L.S.	1
Electrical Equipment		L.S.	1
Transmission Line		L.S.	1
Switchyard Equipment		L.S.	1



Notes

Ex. : Excavation
Con. : Concrete
Em. : Embankment
Gro. : Grout Injection

Incl. In. : Inclined Shaft
A.T. : Access Tunnel
O. Ex. : Open Excavation

Tra.: Trashrack
V. : Valve

S.P.: Steel Pipe

S.S. : Super Structure

Fig. 10-2 Construction Schedule of Thi Khong Project

Description	Unit	Quantity	1985	1986	1987	1988	1989
Preparation Works	L.S.	1					
Construction Facilities	L.S.	1					
Clearing	L.S.	1					
Care of River	L.S.	1					Start of Operation
Excavation	m^3	720,000					
Concrete (Dam & Spillway)	m^3	46,000					
Concrete (Intake)	m^3	24,000					
Concrete (Powerhouse)	m^3	35,000					
Concrete (Tailrace)	m^3	10,000					
Gate (Spillway)	L.S.	1					
Gate (Intake)	L.S.	1					
Gate (Tailrace)	L.S.	1					
Switchyard	L.S.	1					
Electrical Equipment	L.S.	1					
Transmission Line	L.S.	1					

第11章　工事費と資金計画

第 11 章　工事費と資金計画

第 11 章　工事費と資金計画

11.1 工 事 費

Nam Chon 発電所と Thi Khong 発電所の工事費は Table 11－1 および 11－2 に示すとおりである。この工事費は 1979 年 10 月時点にて積算し，これを 15％アップして 1980 年時点のものとした。

また，工事に必要な労務費，資材費および機械費等のうちタイ国にて調達が可能なものは内貨とし，これ以外のものは外貨として積算した。

(1) Nam Chon 発電所

	Million US$	Million ฿ (換算値)
内　貨	344.8	(7,069)
外　貨	225.6	(4,625)
合　計	570.4	(11,694)

(2) Thi Khong 発電所

	Million US$	Million ฿ (換算値)
内　貨	31.7	(650)
外　貨	24.7	(506)
合　計	56.4	(1,156)

なお，換算レートは 1 US$ ＝ 20.5฿ である。

11.2 資金計画

工事工程表にもとづき各々の年の資金を積算し，Table 11－3 と 11－4 に示した。

Table 11-1 Nam Chon Project Construction Cost

Item	Currency US$ (Million)		Total US$ (Million)
	Foreign	Local	
Preparation Works			
Camp, Road, Compensation and Contingency	14.2	45.7	59.9
Civil Works			
Diversion, Outlet Works and Care of River	6.1	20.1	26.2
Dam	59.5	45.8	105.3
Spillway	5.9	15.5	21.4
Intake, Headrace, Surge Tank and Penstock	4.1	17.0	21.1
Powerhouse and Tailrace	3.4	17.1	20.5
Miscellaneous	2.4	3.5	5.9
Contingency	7.9	11.6	19.5
Sub-total	89.3	130.6	219.9
Hydraulic Equipment			
Spillway Gates	1.5	0.3	1.8
Outlet Valve	1.1	0.3	1.4
Intake Gates	2.0	0.3	2.3
Penstock	6.9	2.3	9.2
Draft Gates	0.8	0.1	0.9
Contingency	0.8	0.8	1.6
Sub-total	13.1	4.1	17.2
Electrical Equipment	56.7	10.0	66.7
Transmission Line and Telecommunication	40.2	16.5	56.7
Engineering Fee	12.1	8.1	20.2
Total	225.6	215.0	440.6
Interest During Construction	-	107.9	107.9
Import Duties	-	21.9	21.9
Total Project Cost (Million US$)	225.6	344.8	570.4
(Million Bahts)	4,625	7,069	11,694

Table 11-2 Thi Khong Project Construction Cost

Item	Currency US$ (Million)		Total US$ (Million)
	Foreign	Local	
Preparation Works			
Camp, Road, Compensation and Contingency	0.9	2.3	3.2
Civil Works			
Dam and Spillway	1.0	4.3	5.3
Intake, Powerhouse, Tailrace and Switchyard	3.2	9.7	12.9
Care of River	0.2	0.2	0.4
Miscellaneous	0.1	0.4	0.5
Contingency	0.5	1.4	1.9
Sub-total	5.0	16.0	21.0
Hydraulic Equipment			
Spillway Gates	1.4	0.3	1.7
Intake Gate, Trashrack and Draft Gate	1.6	0.3	1.9
Contingency	0.1	-	0.1
Sub-total	2.1	0.6	3.7
Electrical Equipment	14.3	2.5	16.8
Engineering Fee	1.4	0.9	2.3
Total	24.7	22.3	47.0
Interest During Construction	-	6.8	6.8
Import Duties	-	2.6	2.6
Total Project Cost (Million US$)	24.7	31.7	56.4
(Million Bahts)	506	650	1,156

Table 11-3 Financial Program of Nam Chon Project

Unit: Million US$ (Million ฿)

Year	Foreign Currency	Local Currency	Total
1981	10.9 (223)	23.2 (477)	34.1 (700)
1982	18.3 (376)	45.3 (928)	63.6 (1,304)
1983	22.5 (462)	51.0 (1,044)	73.5 (1,506)
1984	38.6 (791)	46.7 (957)	85.3 (1,748)
1985	54.4 (1,115)	64.4 (1,320)	118.8 (2,435)
1986	47.7 (977)	57.1 (1,172)	104.8 (2,149)
1987	33.2 (681)	57.1 (1,171)	90.3 (1,852)
Total	225.6 (4,625)	344.8 (7,069)	570.4 (11,694)

Notes: * These prices are based on the level as of 1980.

* 1US$ = 20.5฿

Table 11-4 Financial Program of Thi Khong Project

Unit: Million US$ (Million ฿)

Year	Foreign Currency	Local Currency	Total
1985	1.9 (39)	4.3 (88)	6.2 (127)
1986	2.9 (59)	5.2 (108)	8.1 (167)
1987	6.1 (125)	9.4 (192)	15.5 (317)
1988	12.3 (253)	10.6 (217)	22.9 (470)
1989	1.5 (30)	2.2 (45)	3.7 (75)
Total	24.7 (506)	31.7 (650)	56.4 (1,156)

Notes: * These prices are based on the level as of 1980.

* 1US$ = 20.5฿

第12章　経 済 評 価

第12章　経済評価

第12章　経済評価

12.1　経済評価の方法

発電計画の経済評価は当該プロジェクトと同等のサービスを提供する代替プロジェクトとの比較という形で行われる。水力発電計画の場合，世界的に認められている手法は，代替プロジェクトとして，火力発電設備を選定し，その発電コストを対象水力発電プロジェクトの便益と考え，これとプロジェクトの発電コストを比較検討することによるものであり，本プロジェクトの経済評価もこれにならった。

アッパークアイヤイ計画の発電所はピーク負荷供給用の発電所であることから，代替火力発電設備もこの発電特性に合せてピーク即応性のあるガスタービン発電設備と燃料費の安い重油専焼火力発電設備の組合せを考えた。

経済評価の対象としては，Nam Chon（ナムチョン）発電所およびThi Khong（チコン）発電所の同時開発とNam Chon発電所の単独開発の2ケースについて行った。Thi Khong発電所の単独開発は技術的，経済的にみて問題外であるのでとりあげなかった。またThi Khong発電所をNam Chon発電所完成後に着手することは，この建設工事のための迂廻水路建設に莫大なる費用を要し，現実的ではないので検討をしなかった。

経済評価は，ディスカウンテッド・キャッシュ・フロー法（現金割引法）により行い，EGATとの合意により，シャドウプライス係数を考慮したものを基本ケースとして行った。最近の燃料費および割引率は予測し難いので，基本ケースの他に，これらの変化が本計画の経済性にどのような影響をおよぼすかということを検討するために，これらに関する感度分析をも実施した。Table 12－1に経済評価に用いた規準を示す。

12.2　代替発電設備の選定

本計画により発電される電力は，タイ国の電力系統においてピーク負荷供給にあてられるので，代替発電設備は，タイ国最大の需要地である首都バンコックの周辺に設置するものと考えた。ガスタービン発電設備の単機容量は，メーカーでも実積の多い60MWとし，重油専焼火力発電設備との組合せについて総合発電原価を検討した結果をTable 12－2に示す。この検討に当っては代替設備の年間発生電力量（230kVループにおいて）を本計画のそれに相当する必要上，バンコックの230kV外輪線で1,160×10⁶kWh（Nam Chon発電所とThi Khong発電所同時開発の場合）と想定し，ガスタービンおよび重油専焼火力発電設備の年間発電設備利用率をそれぞれ5％以上および80％以下と実際の運転を考えにいれ制限した。

この結果を参考にし，本計画の開発規模の検討は，60MWユニットのガスタービン6基と200MWユニットの重油専焼火力1基からなる代替設備から求めたkW便益，kWh便益および超過

kWh 便益の単価をもとに行った（Table 12－3参照）。

また，選定された本計画の経済分析には，この表から求められる最適組合せの代替設備を参考とした。すなわち，Nam Chon 発電所と Thi Khong 発電所同時開発の場合，代替設備は 60 MWガスタービン8基と 170MWの重油専焼火力発電設備1基からなる組合せを用いた（Table 12－4参照）。

12.3 プロジェクトの費用

第11章「工事費」で述べたごとく，本計画の総工事費は，Nam Chon 発電と Thi Khong 発電所の同時開発の場合，626.8 million US$である。

経済分析の期間は，57年間として，その間の各年の設備投資額および運転維持費の総額をプロジェクトの年費用とし，これを現在価値に換算し，その57年分の合計をプロジェクトの費用とした。この場合，現価換算に用いる割引率は10％を用いた。

本計画にかかる電力設備の年間運転維持費は当該設備の工事費に対する割合より求めつぎのとおりである。

設　　備	運転維持費率
ダムおよび貯水池	1.0％
発電設備	2.0％
変電設備	2.0％
送電設備	1.5％

12.4 プロジェクトの便益

12.4.1 代替火力発電設備

本計画の経済評価の基準として選定した代替火力発電設備の概要はつぎのとおりである。

(1) 設置場所は需要の中心地バンコック周辺地域とした。

(2) 建設費は国際入札により，EGATが最近契約した同等な火力発電設備の建設単価を参考にして積算した。

(3) 代替設備の規模は，本計画（本計画開発に伴う下流発電所の出力増を含む）と同等な電気出力を出すものとする。

(4) EGATの電力系統における1975年から1978年の火力発電設備の運転実績によれば，火力発電設備（重油／ガス／亜炭）の Dependable Capacity の平均値は，各設備の不等率を考えると95％となている。したがって，本計画の代替設備の全設備容量は，Dependable Capacity ÷ 0.95 により求めた。

以上の条件により選定された代替火力発電設備の諸元を Table 12－4 に示す。

12.4.2 代替火力発電設備の燃料費

このスタディにおいて，我々はEGATのBan Pakong火力発電所の550MWユニットの普通型火力発電設備および同発電所の60MWガスタービン発電設備の燃料単価を参考にして1980年の燃料単価を求めた。

本計画の開発規模の決定のために用いた代替火力発電設備では1980年の燃料単価を重油およびディーゼル油それぞれを2.62 B/ℓおよび3.80 B/ℓと試算し，各種便益単価の算出に当っては，今後の値上りも考えに入れて燃料単価を20％上げて用いた。

1979年6月OPECが原油の輸出価格を1バレル当り16～18US$に値上げしたのに引続き，1979年12月にOPECはCaracas会議でさらに大幅値上げを決定した。現在，原油価格は非常に不安定で，このスタディ中にもいつ大幅に値上げされるわわからないのが実情なのでこのスタディにおいては，EGATが1980年1月我々にサジェストしてきた単価，すなわち重油は3.48 B/ℓ，ディーゼル油は4.8 B/ℓを基準にして選定されたケースについての経済分析を行うと同時に，この燃料単価を基準に単価を5～150％増加した場合，プロジェクトの経済性にどのような影響を与えるかというスタディを行った。今後報告書が完成するまでの間，燃料単価がどのように変るか予想できないが，前記の燃料単価に関するプロジェクトの感度分析により，カバーできると思われる。

12.5 販売可能電力量

本計画の販売可能電力量の算出に当っては1985年および1986年のダム湛水期間中の減電および本プロジェクト完成後の下流出力増を考慮した。送電線は第9章で述べた如く，バンコックへ230kV外輸線に結はれるので，プロジェクトとしては，外輸線までの損失を送電損失として考慮した。

12.6 経済評価

現金割引法を用いて経済評価を行った結果をTable 12－5およびTable 12－6に示す。この表からみられるように，このアノバークアイヤイ計画においてNam Chon発電所とThi Khong発電所とを同時に開発した場合のプロジェクトの内部収益率（IRR）は15.2％であり，割引率10％の場合の便益・費用比（B/C）は145となり，この計画は経済的にみて実施する価値ありと判定された。また，Thi Khong発電所を開発しない場合についても同様にプロジェクトに経済性があると判断される。

割引率を変えた場合および代替火力発電設備の燃料単価を増加させた場合，これが本計画の経済性におよぼす影響をスタディしたのでその結果をFig.12－1，Fig.12－3およびFig.12－4に示す。

Fig. 12 - 1 Sensitivity Analysis (1A)

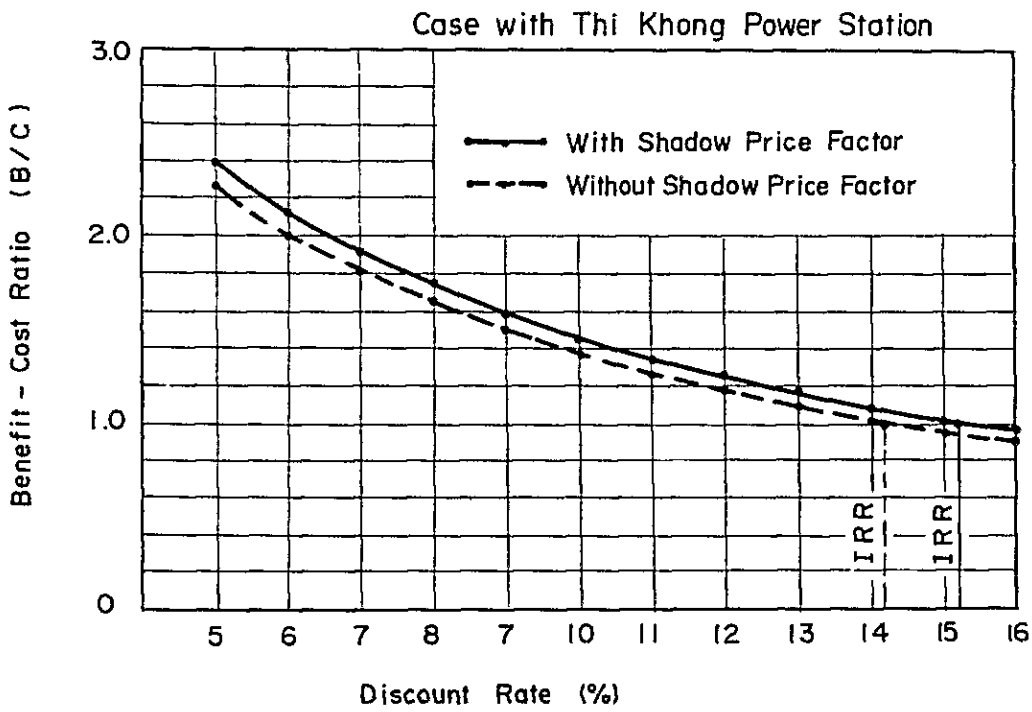


Fig. 12 - 2 Sensitivity Analysis (1B)

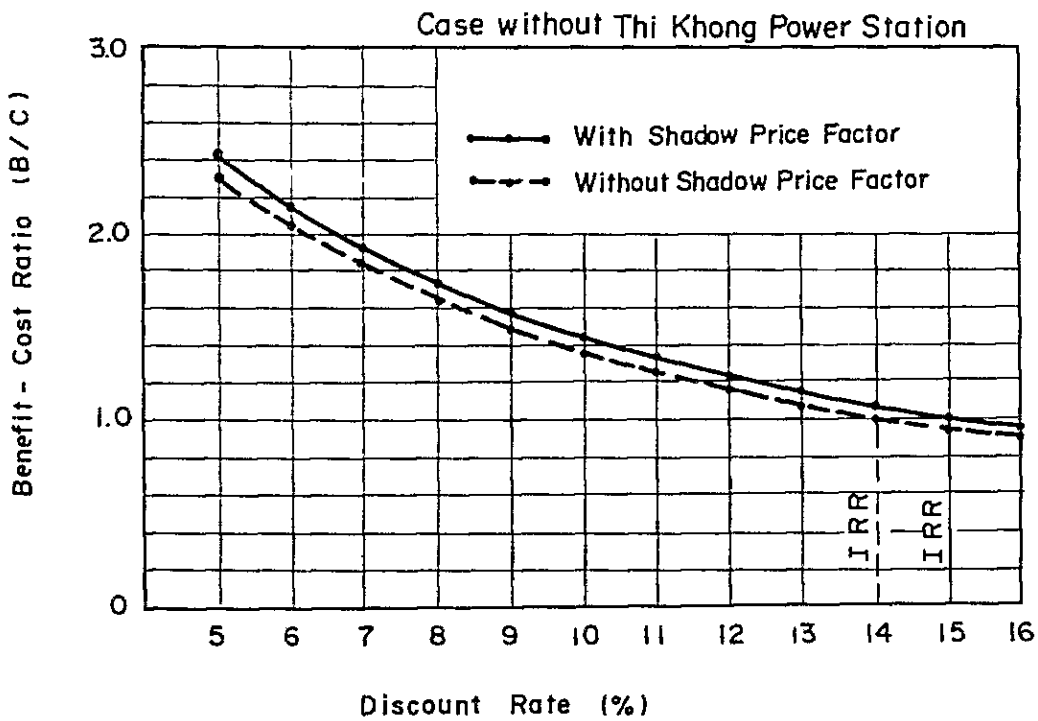


Fig. 12 - 3 Sensitivity Analysis (2 A)

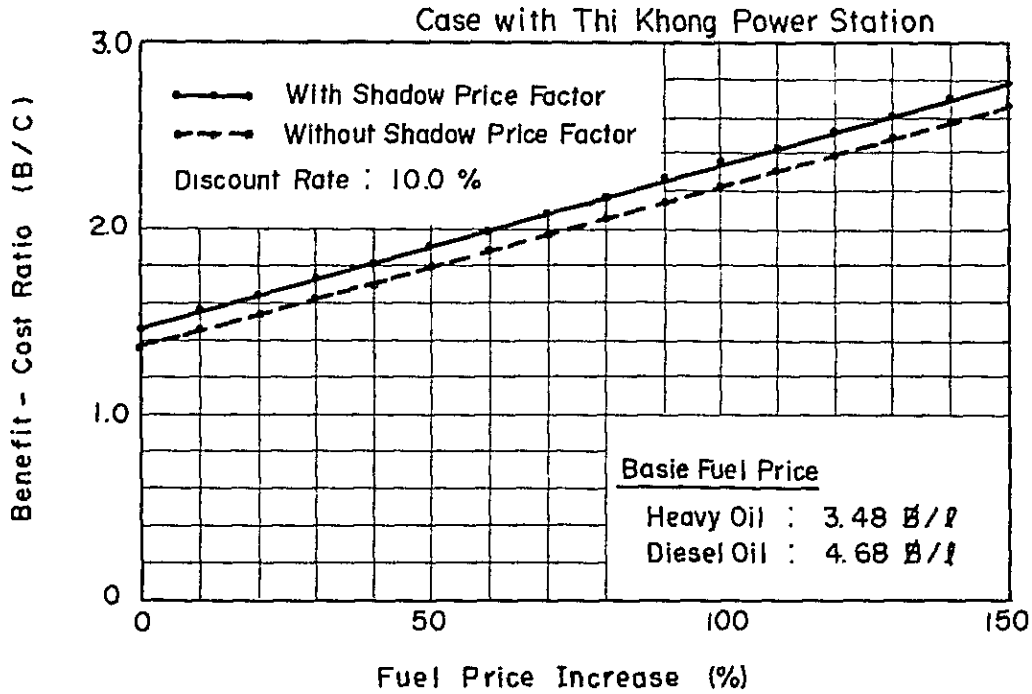


Fig. 12 - 4 Sensitivity Analysis (2 B)

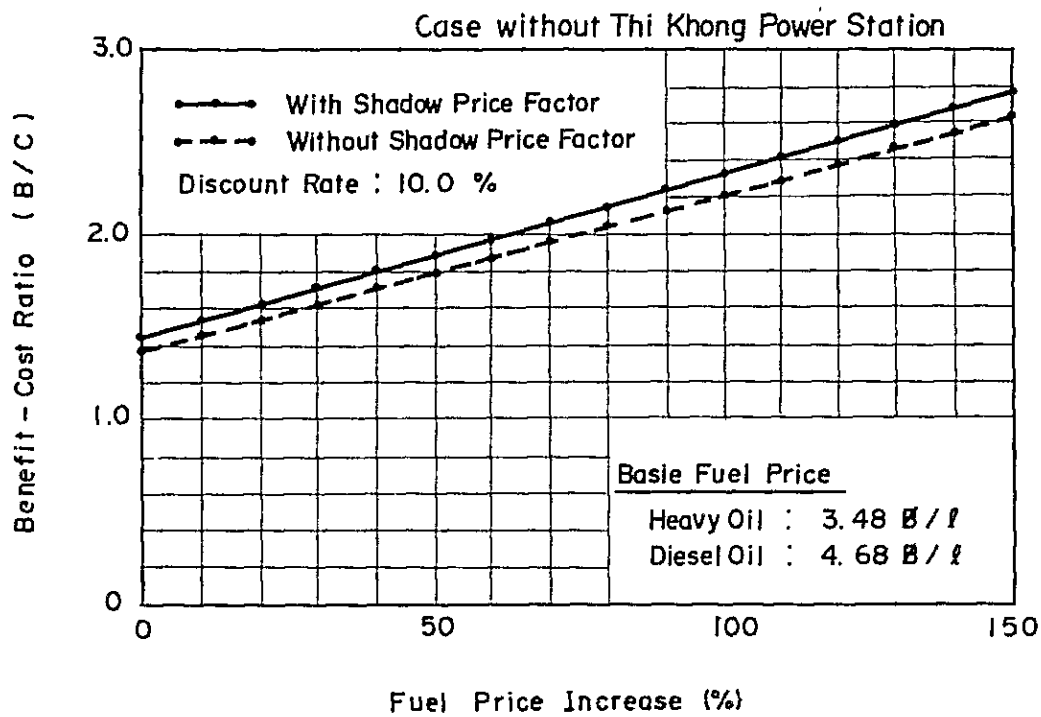


Table 12-1 BASIC CRITERIA FOR ECONOMIC STUDY

Method of Analysis:	Discounted Cash Flow Method
Study Priod:	57 years (1981 - 2012)
Discount Rate:	10%
Escalation:	Not considered
Shadow Price Factor:	
Foreign Currency	1.10
Local Currency for Hydro	0.85
Local Currency for Thermal	0.95
Fuel Price	1.0
Service Life of Facilities:	
Dam & Reservoir	50 years
Hydro Power Plant	25 years
Oil Fired Thermal Plant	25 years
Gas Turbine Plant	20 years
Substation	25 years
Transmission Line	40 years
Conversion Rate of Currency:	US$1.00 = ฿20.5

Table 12-2 GENERATING COST RATIO OF ALTERNATIVE THERMAL PLANT

No. of 60 MW Gas Turbine Unit	Total Installed Capacity of Thermal Power Plants				
	650 MW	600 MW	550 MW	500 MW	450 MW
3	-	-	-	-	94
4	-	-	-	98	94
5	-	-	101	97	95
6	-	104	100	100	-
7	107	103	106	-	-
8	106	111	-	-	-
9	117	-	-	-	-

Note: Annual Available Energy: 1,060 GWh (sending end)

Unit Construction Cost:

Gas Turbine Plant	240$/kW
Oil-fired Thermal	495$/kW

Fuel Cost Per Litre:

Gas Turbine	0.2283$ (4.68¥)
Oil-fired Thermal	0.1698$ (3.48¥)

Fuel Consumption Rate:

Gas Turbine	0.3977 ℓ/kWh
Oil-fired Thermal	0.252 ℓ/kWh

Table 12-3 ALTERNATIVE THERMAL POWER PLANT FOR STUDYING OPTIMUM SCALE OF DEVELOPMENT

Interest Rate: 0.100
1980 Price Level

		Gas Turbine	Oil Fired	Line
Installed Capacity		6 x 60 MW	1 x 200 MW	560 MW
Dependable Capacity	(MW)	342	188	-
Annual Plant Factor	(%)	5	59	22.6
Annual Energy Production	(10^6kWh)	158	1,026	-
Station Service Use	(%)	2	7	-
Annual Available Energy	(10^6kWh)	155	954	1,109
Unit Construction Cost	(US$/kW)	278	574	35
Construction Cost	(10^6US$)	100.1	114.8	19.6
Service Life	(Year)	20	25	40
Capital Recovery Factor	(p.u.)	0.11746	0.11016	0.10226
O & M Cost Rate w/o Fuel	(%)	3.0	2.5	1.5
Fuel Consumption Rate	(l/kWh)	0.3977	0.252	-
Unit Fuel Cost	(US$/l)	0.1854	0.1278	-
Annual Cost	(10^6US$)			
Capital		11.76	12.65	2.00
Fixed O & M cost		2.40	2.30	0.53
Fuel cost		11.65	33.04	-
Variable O & M cost w/o fuel		0.60	0.57	-
Combined Cost (Benefit of hydro project)				
kW cost	(US$/kW)	59.70 (= 1,224฿/kW)		
kWh cost	(US$/kWh)	0.04135 (= 0.848฿/kWh)		
2ry kWh benefit	(US$/kWh)	0.03523 (= 0.722฿/kWh)		
Combined Cost (Fuel 20% up)				
kW cost	(US$/kW)	59.70 (= 1,224฿/kW)		
kWh cost	(US$/kWh)	0.04941 (= 1.013฿/kWh)		
2ry kWh benefit	(US$/kWh)	0.04216 (= 0.864฿/kWh)		

Note:
- Interest during construction is included in the unit construction costs.
- Net construction costs are 240$/kW and 495$/kW for gas turbine and oil-fired thermal power plants, respectively.
- Benefit of secondary energy of hydro is evaluated by the variable cost of oil-fired thermal plant.
- Costs of Fuel 20% up case are used for evalution of the hydro taking the present oil crisis into consideration.

Table 12-4 ALTERNATIVE THERMAL POWER PLANT FOR STUDYING ECONOMIC JUSTIFICATION

Item	Unit	Gas Turbine	Oil-fired Thermal
Installed Capacity	(MW)	480	170
Unit Capacity	(MW)	60	170
Dependable Capacity	(MW)	456	160
Annual Plant Factor	(%)	5	70
Annual Energy Production	(10^6kWh)	200	1,036
Station Service Power Use	(%)	2	7
Annual Available Energy	(10^6kWh)	196	963
Fuel Consumption Rate	(ℓ/kWh)	0.3977	0.252
Unit Fuel Price	(฿/kWh)	4.68	3.48
Construction Cost	(10^6US$)	115.2	84.2
Unit Construction Cost	(US$/kW)	240	495

Table 12-5 ECONOMY OF PROJECT (1)

- with Thi Khong Power Plant -

	Discount Rate (%)	Base Case (with shadow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.45	1.37
B-C	10	152.9 x 10^6US$ (3,134 x 10^6Baht)	129.4 x 10^6US$ (2,653 x 10^6Baht)
IRR	--	15.2%	14.1%

Table 12-6 ECONOMY OF PROJECT (2)

- without Thi Khong Power Plant -

	Discount Rate (%)	Base Case (with shadow price factor)	Alternative Case (without shadow price factor)
B/C	10	1.45	1.36
B-C	10	140.9 x 10^6US$ (2,888 x 10^6Baht)	119.0 x 10^6US$ (2,440 x 10^6Baht)
IRR	--	15.0%	14.0%

JICA