

タイ王国

ユアム川

水力発電開発計画

調査報告書

要約

1984年3月

国際協力事業団

鉅計資

84-39(1/1)

RY

タイ王国

ユアム川

水力発電開発計画

調査報告書

要約

JICA LIBRARY

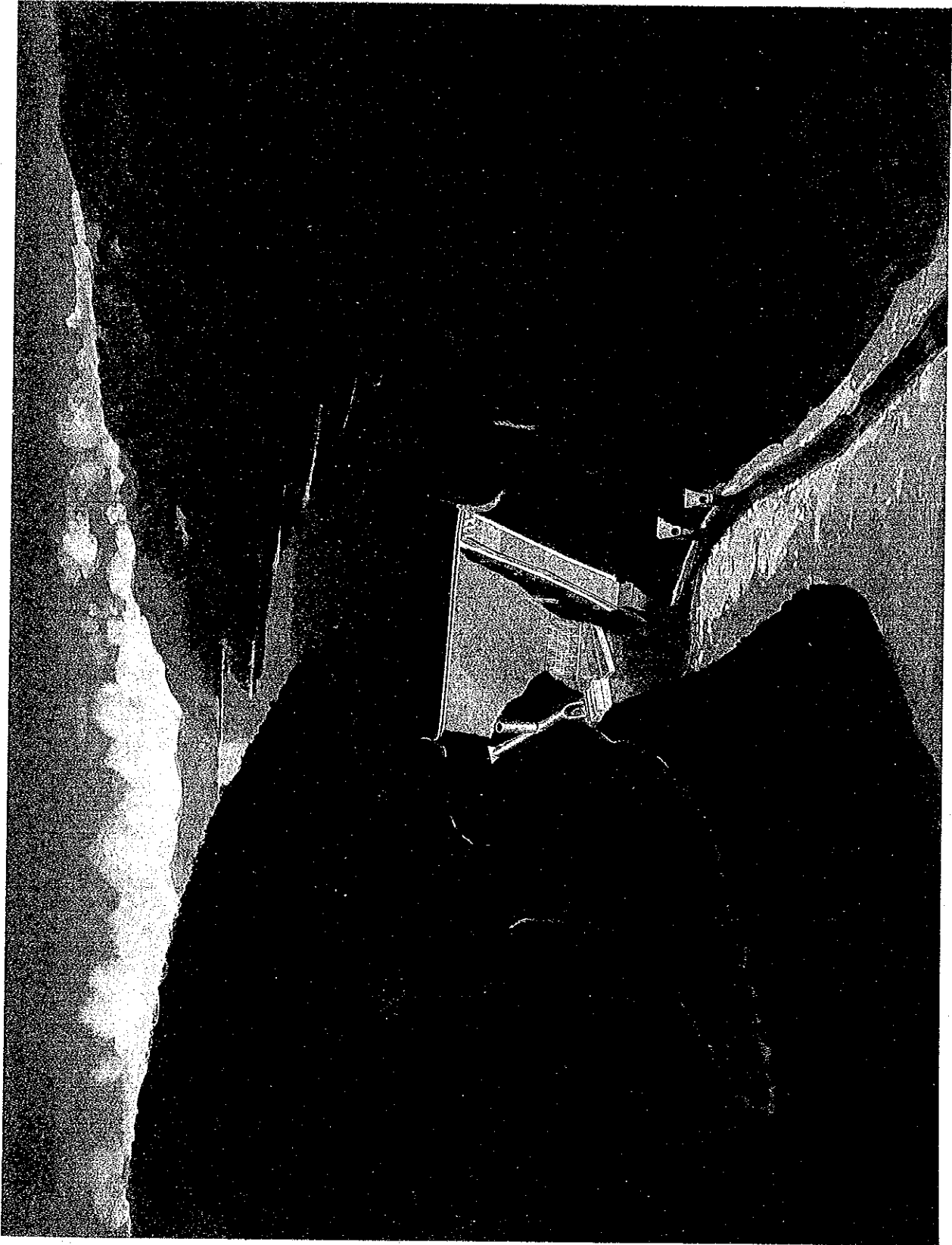


1030823[7]

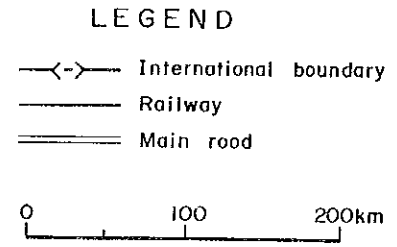
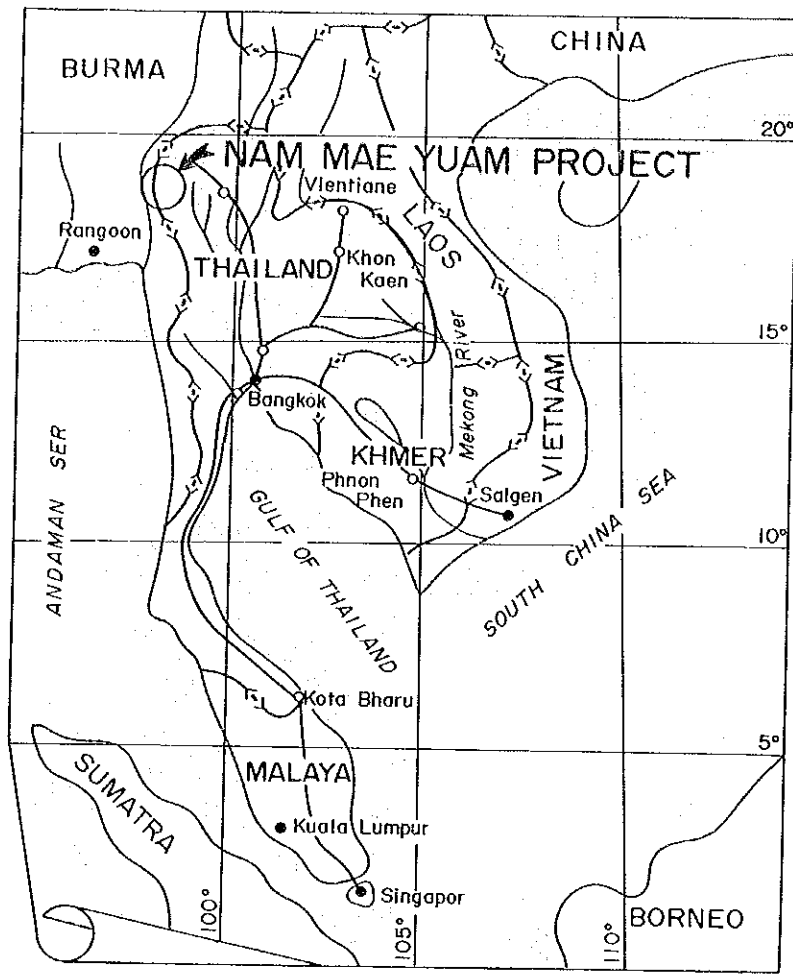
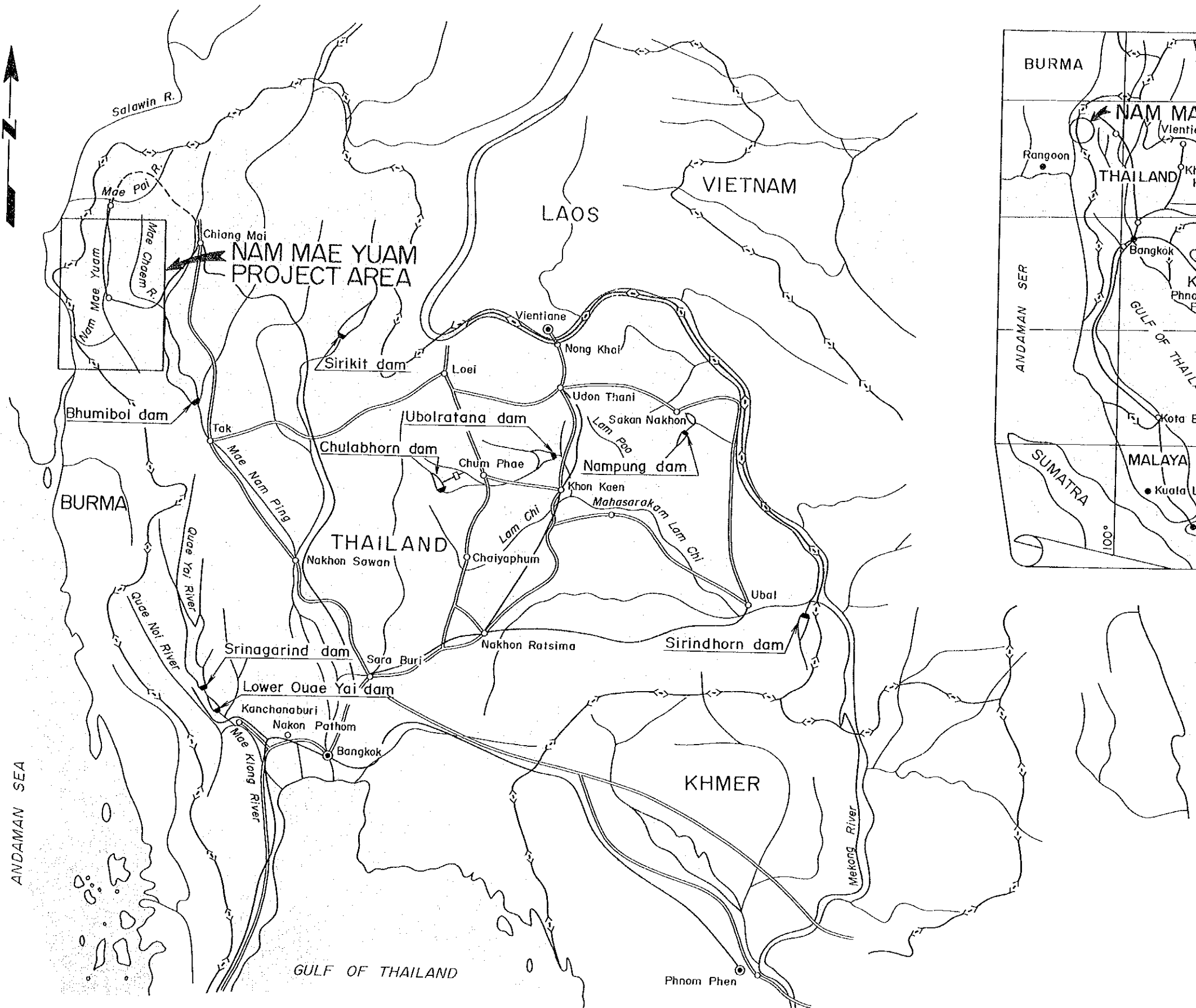
1984年3月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 6. 13	122
	643
登録No. 10377	MPN



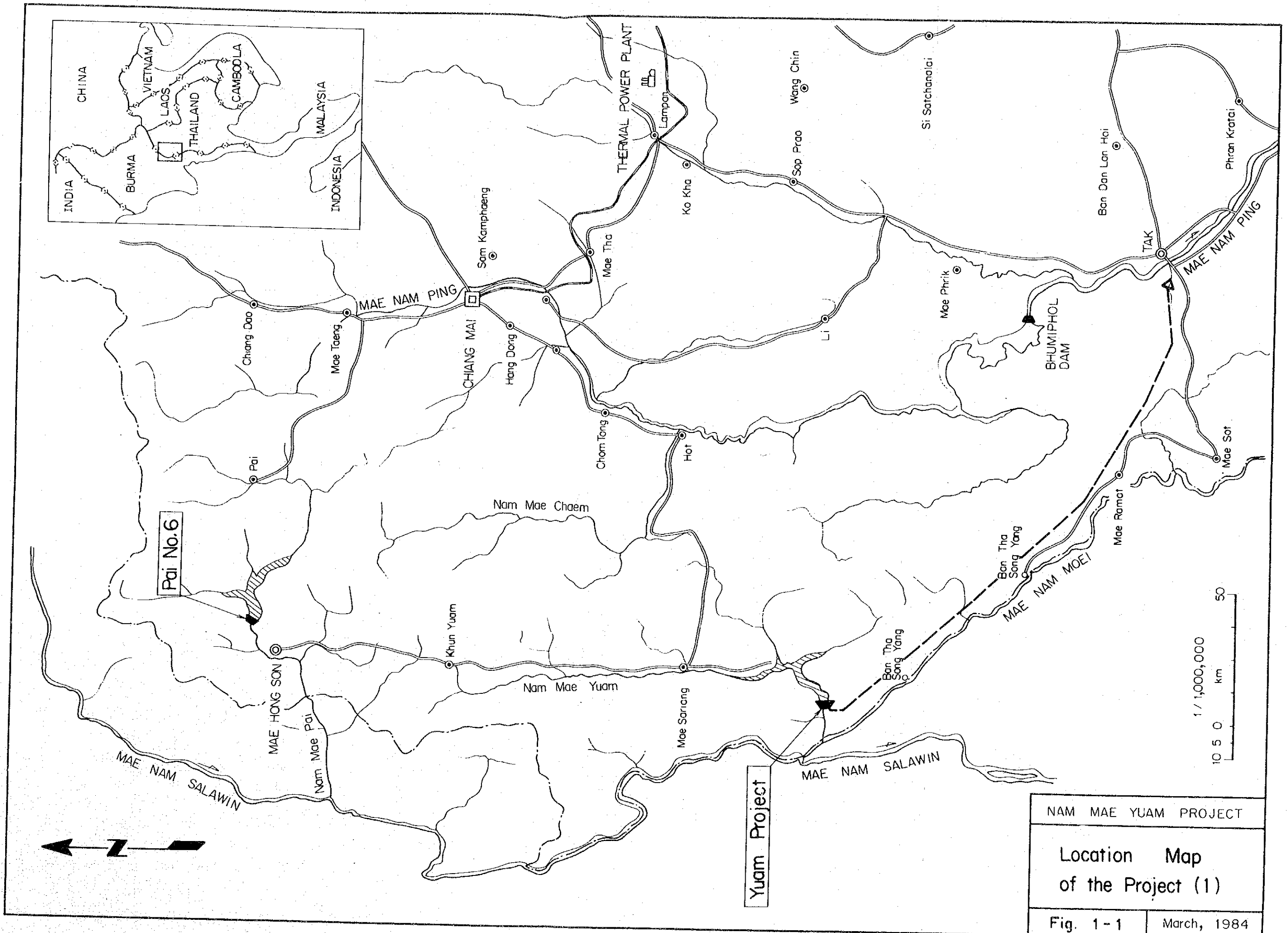




NAM MAE YUAM PROJECT

KEY AND LOCATION MAP

March, 1984



Pai No.6

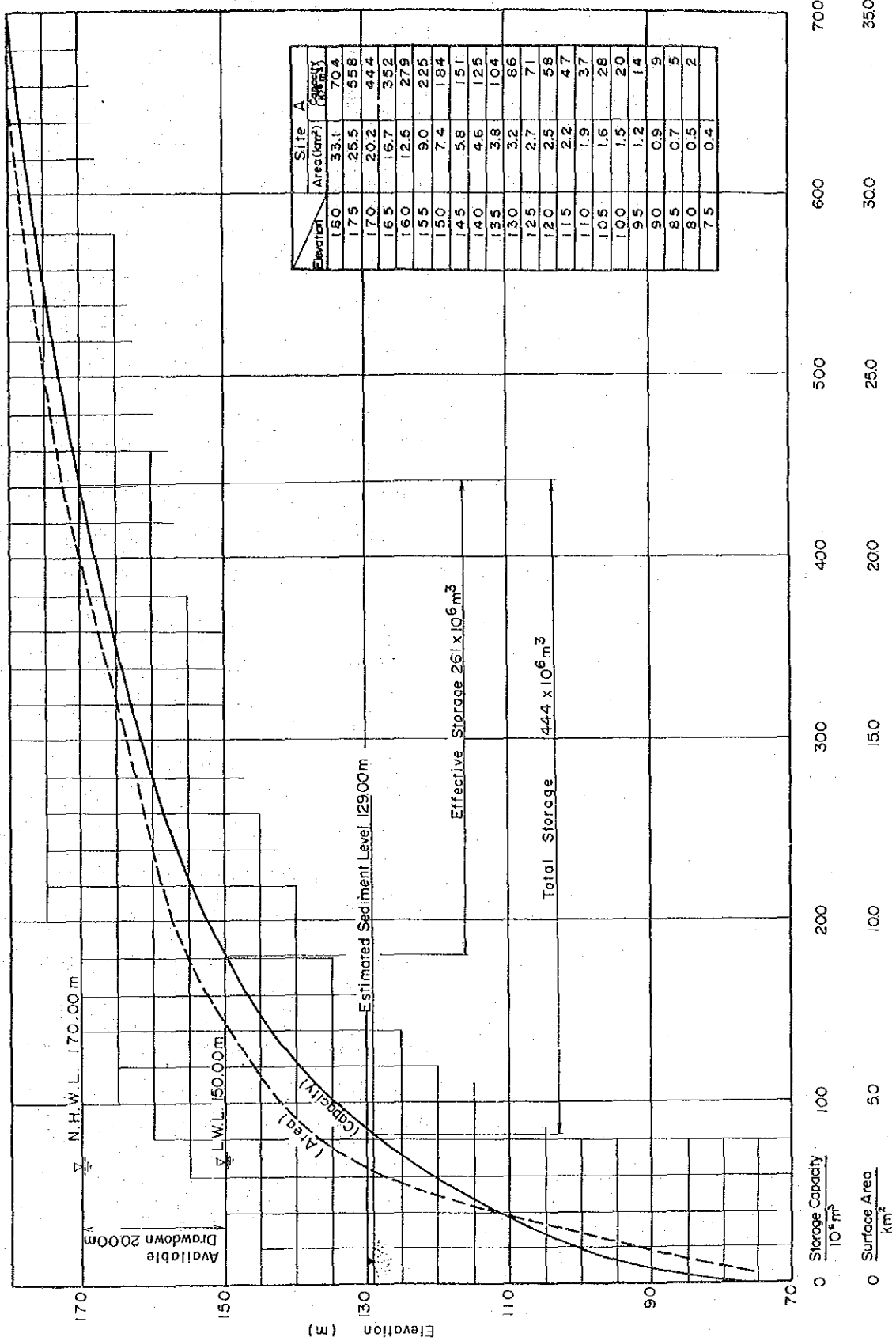
Yuam Project

NAM MAE YUAM PROJECT	
Location Map of the Project (1)	
Fig. 1-1	March, 1984

計 画 諸 元

発 電 方 式	:	貯水池式
流 域 面 積	:	5,920km ²
年間平均総流入量	:	2,800 × 10 ⁶ m ³
貯 水 池	常 時 満 水 位	: 170m
	総 貯 水 容 量	: 444 × 10 ⁶ m ³
	有 効 貯 水 容 量	: 261 × 10 ⁶ m ³
	利 用 水 深	: 20m
電 力	基 準 有 効 落 差	: 87.30 m
	最 大 使 用 水 量	: 215 m ³ /s
	設 備 出 力	: 162 MW
	年 間 発 生 電 力 量	: 565 GWH
ダ ム	型 式	: 中央シャ水壁型ロックフィル
	高 さ × 提 頂 長	: 120 m × 350 m
	体 積	: 4,650 × 10 ³ m ³
水 路	導水路トンネル(φ×L)	: 7.80m × 240m
	水 圧 管 路(φ×L)	: 7.80m × 186m × 1条
	" (φ×L)	: 5.50 ~ 4.40m × 112m × 2条
洪 水 吐	設 計 洪 水 量	: 6,200m ³ /s (P.M.F)
	洪 水 吐 容 量	: 4,770m ³ /sec
	減 勢 方 式	: スキージャンプ式
水 車	形 式	: 立軸フランス水車
	台 数	: 2 台
発 電 機	形 式	: 3相交流同期発電機
	台 数	: 2 台
送 電	区 間	: Yuam発電所 - Tak変電所
	電 圧 × 距 離	: 230kV × 185km
工 事 費	主要構造物及び発電機器	: 3,977.8 × 10 ⁶ Baht
	送電線, その他	: 1,770.2 × 10 ⁶ Baht
	総 額	: 5,748 × 10 ⁶ Baht
経 済 性 指 標	kwh 当り発電単価 (第1次変電所入口)	: 1.24 B/kWh
	便 益 費 用 比 率	: 1.105
	年 超 過 便 益	: 70 × 10 ⁶ Baht
	内 部 収 益 率	: 11.4 %
	割 引 率	: 10 %

Reservoir Area and Storage Capacity Curve



結 論 と 勧 告

タイ国経済の成長は著しいものがあって、それに伴い電力需要も1991年には、6,200 MW, 36,900 GWhと現在の2倍以上が見込まれ、以降も6%以上の年間の伸びが予想される。

一方、石油に代替する資源の確保は、タイ国経済の安定成長にとって極めて重要なことで、経済性のある水力発電計画の開発推進は有意義であると思われる。

コアム河は、タイ国西北部、サルウィン河の支流であって、比較的雨量の多い6,000 km²の流域を持ち、本計画地点はチェンマイ西南170 kmのビルマとの国境に程近く位置している。

設備出力162 MW, 年間発生電力量565 GWhの貯水池計画が最適と結論づけられる。また発生した電力は、タークまで185 km, 230 kVの送電線で送り、バンコック周辺の需要に対応させることが適切である。

事業費は $5,748 \times 10^6$ Bであって、十分経済性が得られ、技術的にも特に困難な点はなく、1990年代のなるべく早い時期に開発されることが望ましい。

ダム、発電所周辺の地質は、堅硬な中生代の頁岩であって難点はない。貯水池の湛水区域にはかなりの部分に石灰質の岩石が分布しているが、広汎な調査を行った結果、漏水の問題はないと判断される。ただし、ダム直上流の左岸に分布している石灰質岩石層の処置は若干注意して行う必要がある。本調査の段階では、その処置のため相当な範囲に遮水幕を形成することを考慮し、その経費を工事費に計上しておいたが、実施の段階までにはさらに綿密な調査を行い、検討する必要がある。

ダム盛立に用いる土質材料については、代表的な箇所について試験を行った結果、質的には一応満足出来る成果を得た。しかし、試験箇所の区域だけでは量的に不足すると考えられるため、近傍類似の区域も追加し、さらに調査を進めることが必要である。また、ロック材料採取の際、付帯的に生産される材料を積極的に利用し、これらを混ぜ合わせて使うことが有効であり、ロック材料採取の施工計画を具体化するためにもロック材料区域の調査を速やかに実施することが望ましい。

なお、水没する家屋の移転を含め、環境問題の現況を調査し、影響を考え、その対策を講ずることは開発にとって極めて重要なことである。

今後、実施設計に必要な技術的な調査工事は次の通りである。

(地 質)

ダムサイトA及び主要構造物地点に対し、今後の詳細設計を行うために、Table 2-2, Fig 2-4 に示す追加地質調査が必要と考えられる。

追加調査工事数量は以下に示す通りである。

ボーリング 8孔 800m

(土木材料)

これまでの調査及び試験結果に基づいて、今後の詳細設計を行うために必要と考えられる調査は以下の通りである。

1) 土質しゃ水壁材料

追加調査工事

現在推定されている採取可能量の概略値は、土質しゃ水壁の全量を満足しない恐れがあるため、調査地域を拡大する必要がある。追加調査は、今回調査を実施したA及びB地区と、現地踏査により新規に選定したD地区(ダム地点より約2.3km下流, Nam Mae Yu-amの支流Huai Mae Lama Luangの左岸に位置する)において行うものとし、これらの地区に調査立坑を計画した。調査立坑の位置をFig.4-1及び4-2に示す。また、調査数量は次の通りである。

調査地区名	坑当り掘削深度	坑 数	掘削延長
A 地区	5m	2	10m
B 地区	5	7	35
C 地区	5	12	60

2) ロック及びフィルター材料

ロック及びフィルター材料に関しては、現在まで諸試験は実施されていない。そこで今後必要と思われる調査を考えると次の様になる。

まず、設定された調査区域において調査ボーリングを行い、それにより得られたボーリングコアを観察し、原石山として良好と判断された場合は調査横坑を掘削し、試料を採取し諸試験を実施する。

以下に調査ボーリング及び調査横坑の数量を示す。

調査ボーリング…………… 8孔(位置はFig.4-1に示す)

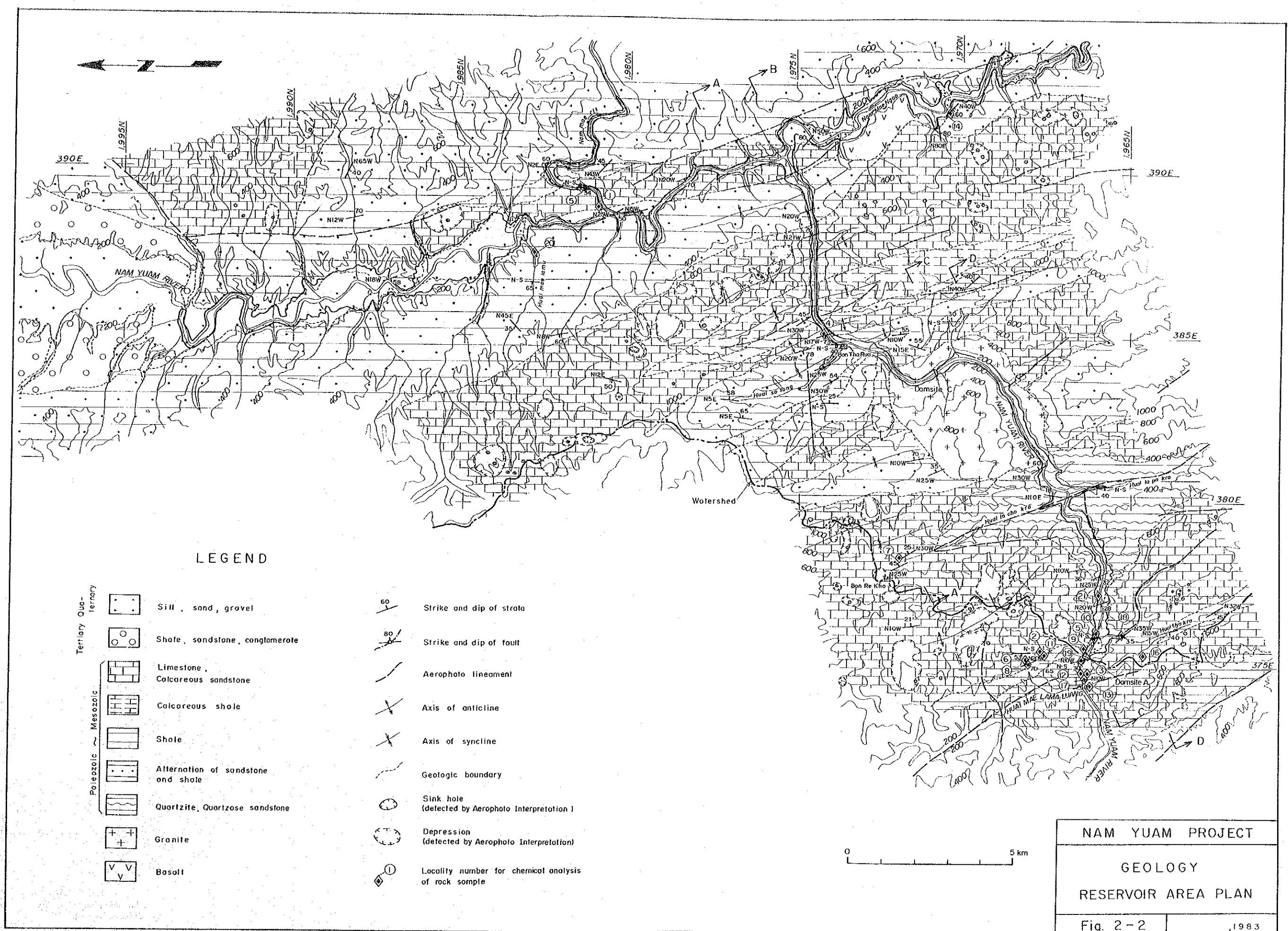
調査横坑…………… 4坑(詳細は調査ボーリングの結果より決定する)

3) コンクリート骨材

(施工計画)

- 1) 地形測量 工事用道路の設計には、縮尺1:2,000もしくは1:5,000の地形図が必要である。
ルート2について航空写真図化により作成することが望ましい。
- 2) 地質調査 予定ルート沿いに、踏査による地質調査の実施が必要である。また、長大橋架設予定ヶ所ではボーリングによる調査が望ましい。

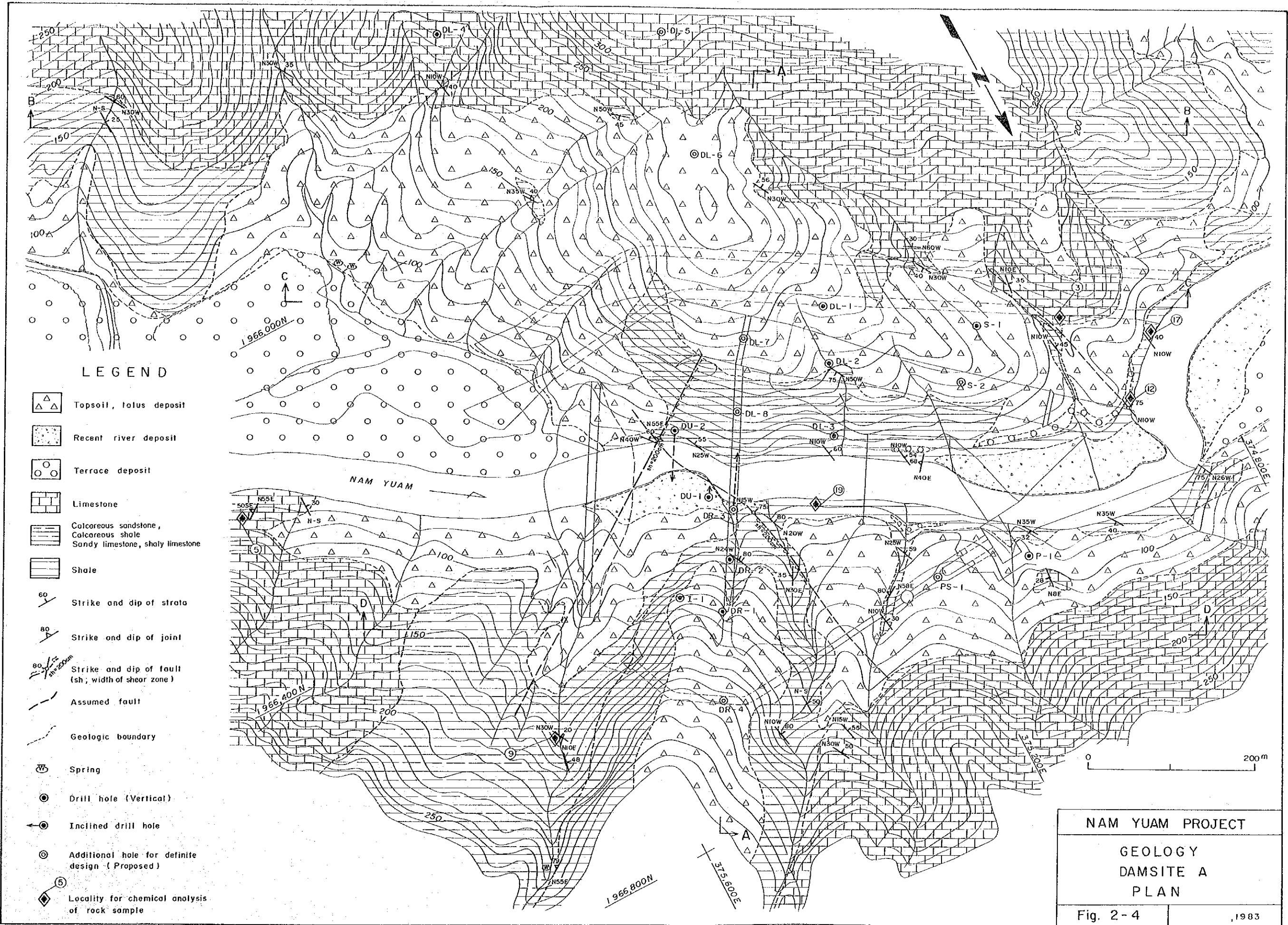
最後に、今回の調査検討には本計画のバイNo.6計画、チェムNo.5計画との比較が要求されている。これらの計画はマスタープラン段階であり、また、開発推進にとって極めて重要な要素である環境問題の調査も行われていない。したがって、正しい優先順位の比較は難しいのであるが、単純に技術的・経済的に比較した結果、バイNo.6計画はユアム計画より若干優れており、開発順位として、まずバイNo.6を開発し、2、3年遅れてユアム計画を開発することが有利と判断される。一方、チェムNo.5計画は至近年の経済性では、その開発はかなり困難と判断される。



LEGEND

- | | | | | |
|---------------------|--|------------------------------------|--|--|
| Tertiary Quaternary | | Silt, sand, gravel | | Strike and dip of strata |
| | | Shale, sandstone, conglomerate | | Strike and dip of fault |
| Paleozoic Mesozoic | | Limestone, Calcareous sandstone | | Aerophoto lineament |
| | | Calcareous shale | | Axis of anticline |
| | | Shale | | Axis of syncline |
| | | Alternation of sandstone and shale | | Geologic boundary |
| | | Quartzite, Quartzose sandstone | | Sink hole (detected by Aerophoto Interpretation) |
| | | Granite | | Depression (detected by Aerophoto Interpretation) |
| | | Basalt | | Locality number for chemical analysis of rock sample |

NAM YUAM PROJECT	
GEOLOGY	
RESERVOIR AREA PLAN	
Fig. 2-2	,1983


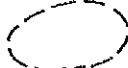




LEGEND

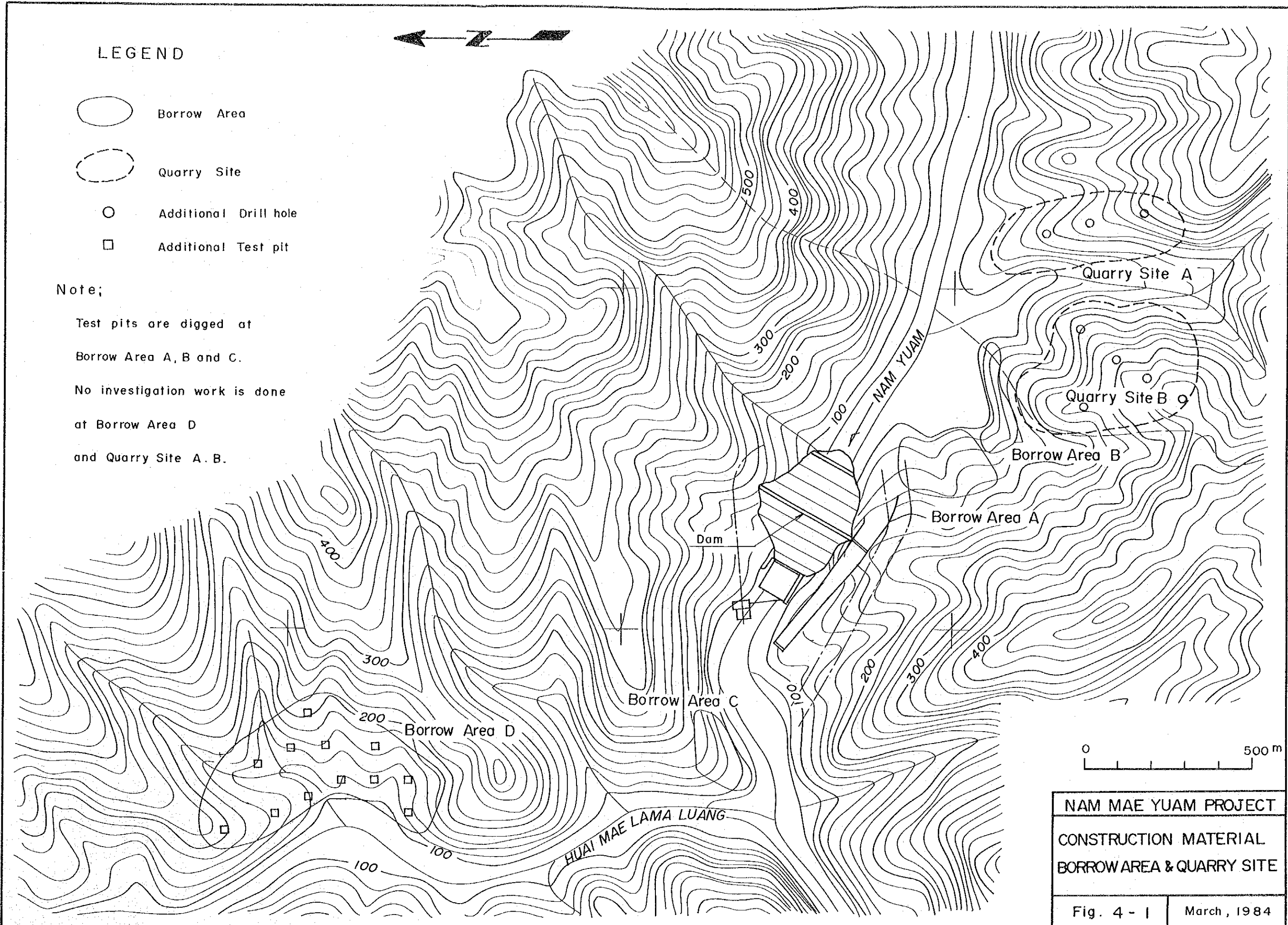
- Topsoil, talus deposit
- Recent river deposit
- Terrace deposit
- Limestone
- Calcareous sandstone, Calcareous shale, Sandy limestone, shaly limestone
- Shale
- Strike and dip of strata
- Strike and dip of joint
- Strike and dip of fault (sh; width of shear zone)
- Assumed fault
- Geologic boundary
- Spring
- Drill hole (Vertical)
- Inclined drill hole
- Additional hole for definite design (Proposed)
- Locality for chemical analysis of rock sample

NAM YUAM PROJECT	
GEOLOGY DAMSITE A PLAN	
Fig. 2-4	1983

LEGEND

-  Borrow Area
-  Quarry Site
-  Additional Drill hole
-  Additional Test pit

Note;
 Test pits are dug at
 Borrow Area A, B and C.
 No investigation work is done
 at Borrow Area D
 and Quarry Site A, B.



NAM MAE YUAM PROJECT	
CONSTRUCTION MATERIAL BORROW AREA & QUARRY SITE	
Fig. 4 - 1	March, 1984

第 5 章 開 発 計 画

5.3 開発計画の選択

Yuan 河本流の計画地点としては、ダムサイト A と C が考えられる。最適計画はこの A、C あるいはその組合せにおいて、ダムの高さ、有効貯水量、出力規模、発電型式、並びに開発時点を追求することにより求められる。さらに、パイ No. 6 計画、チェム No. 5 計画と優先順位を比較することが要求されている。

最適計画は予想される将来の需給想定において系統の経費を最小にするという原則に立脚されるべきであって、これは当該計画を開発することによって節減されるであろう他の供給力の経費から当該計画の経費を差引いた額、即ち節減額が最も大きくなる計画が最適計画となる。

この検討は当該地点の耐用年数間にわたり、かつ需給想定の背景に適合しなければならない。しかしながら、考えられるすべての比較案について、すべての検討を行うことはいたずらに計算を複雑にするのみであるので、結論に大きな誤りを生じない範囲で経験的に省略し、順次精度を上げていくこととした。

節減されるであろう他の供給力としては、タイ国のようにすでに電力系統の内の大きな部分を火力発電に依存している国では火力発電が対象となる。勿論火力発電にもいろいろな種類があるが、ここでは輸入石炭を燃料とする火力発電を用いた。ただし、これだけではピーク時等の負荷変動に耐え得ないので、需要最大の 14 % 程度のガス・タービン火力を準備しておかねばならない。採用されたガス・タービンおよび輸入炭火力発電の諸元を Table 5-2 に示した。

Fig.9-2 EGAT Power Development Plan

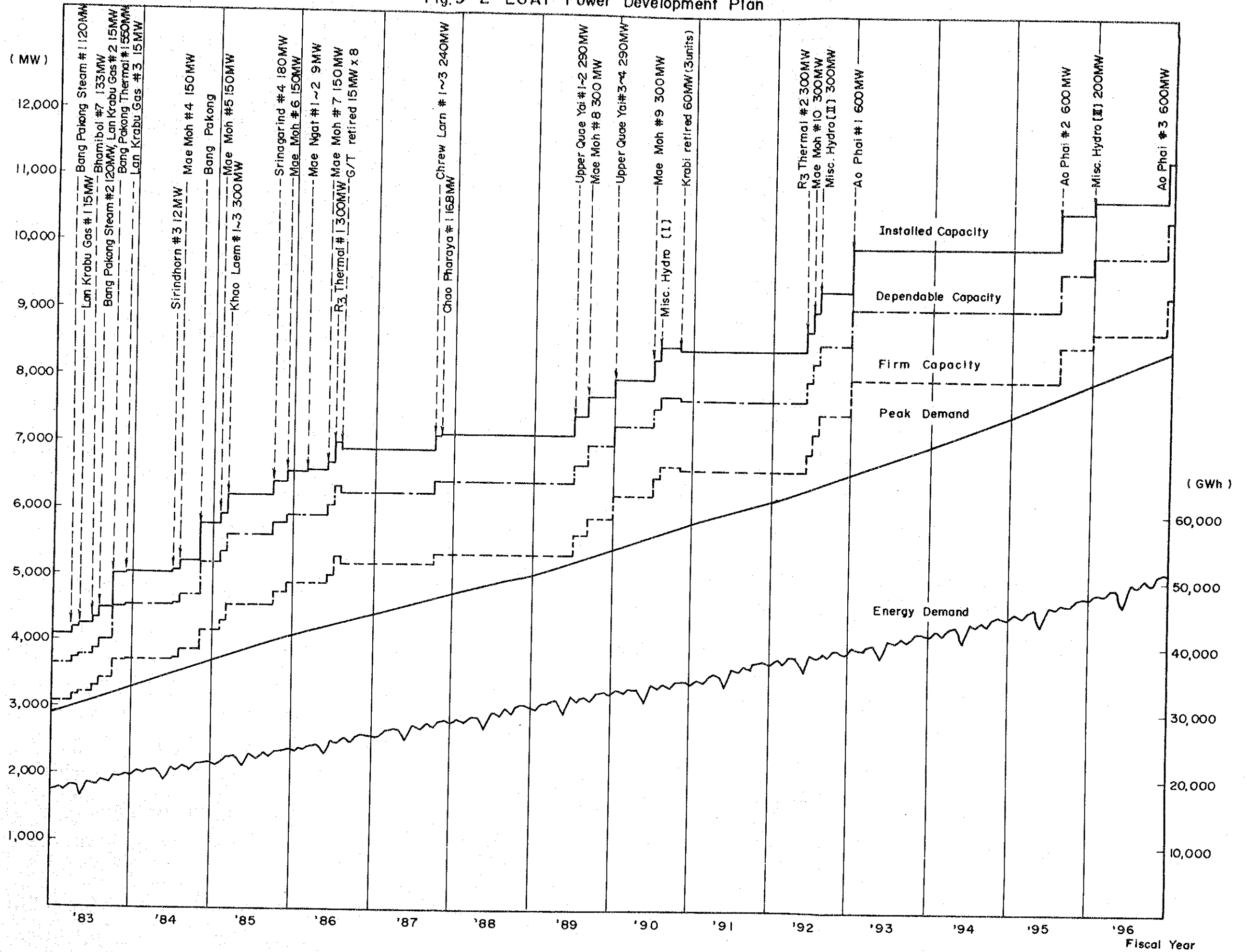


Fig. 9-3 Reserved Capacity Ratio in Peak Balance

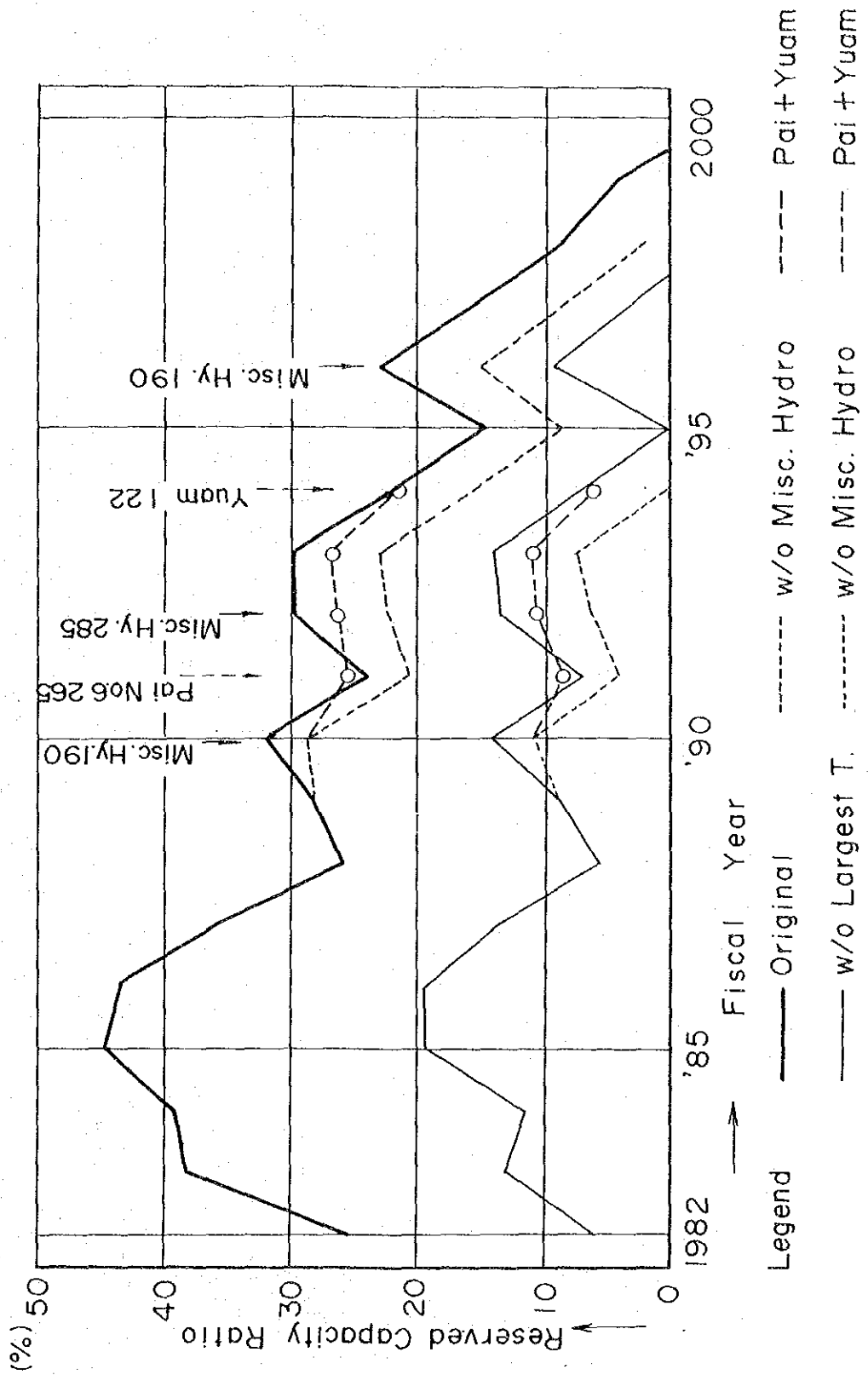


Fig. 5-5 Reservoir Area and Storage Capacity Curve

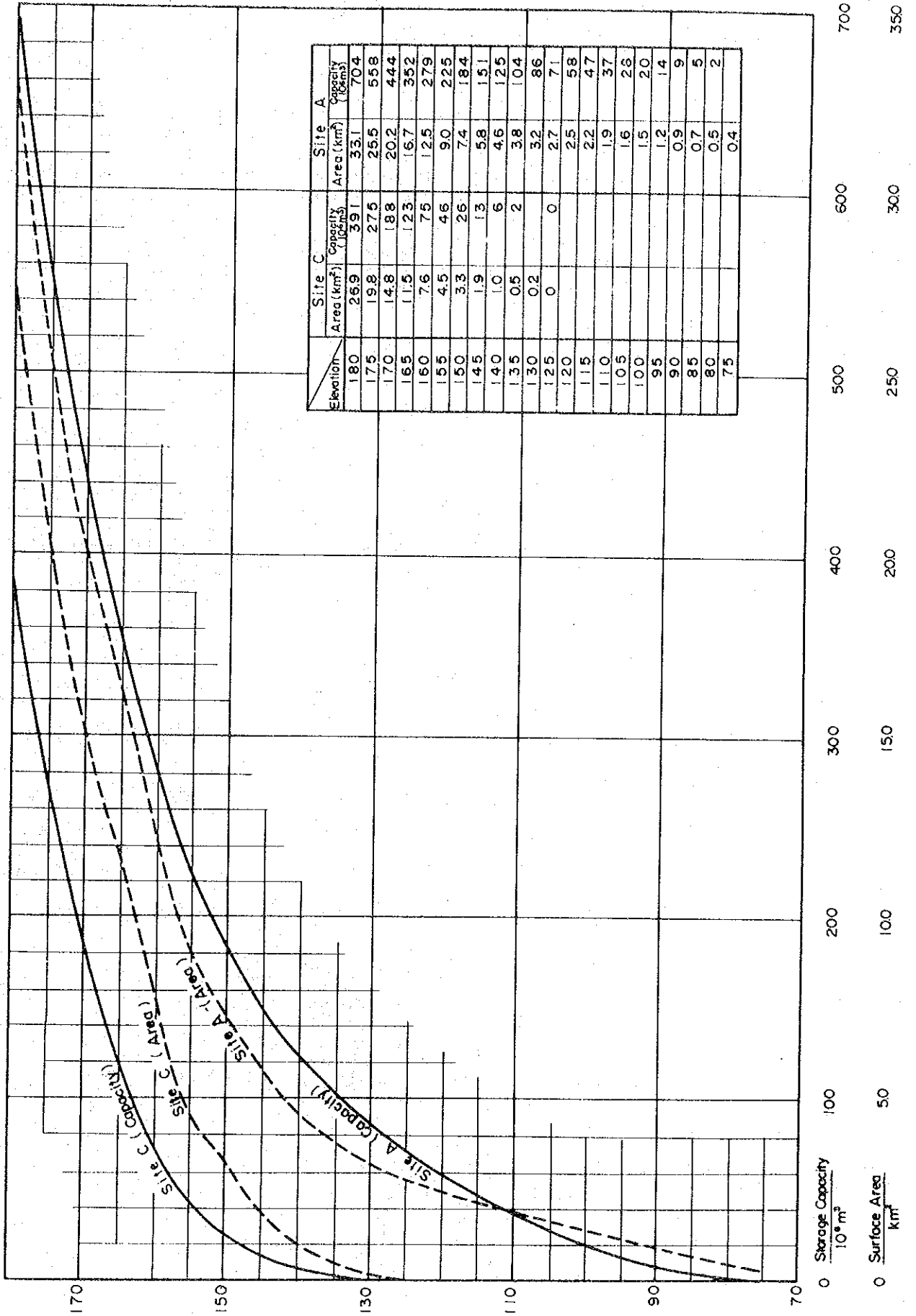


Fig. 5-1 Mass Curve of Runoff in Nam Mae Yuam at Ban Tha Rua G.S.

$V_e = 261 \times 10^6 \text{ m}^3$

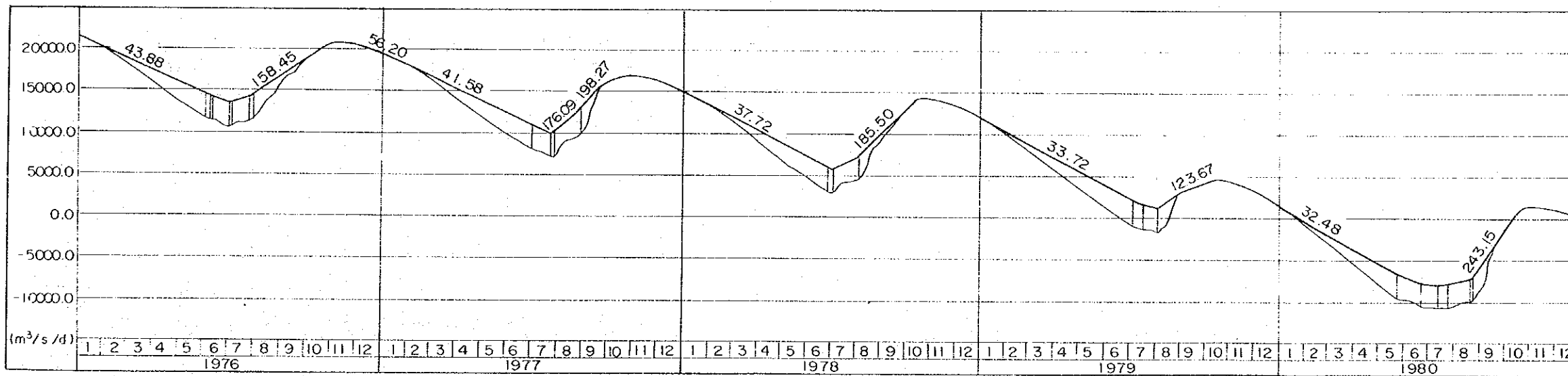
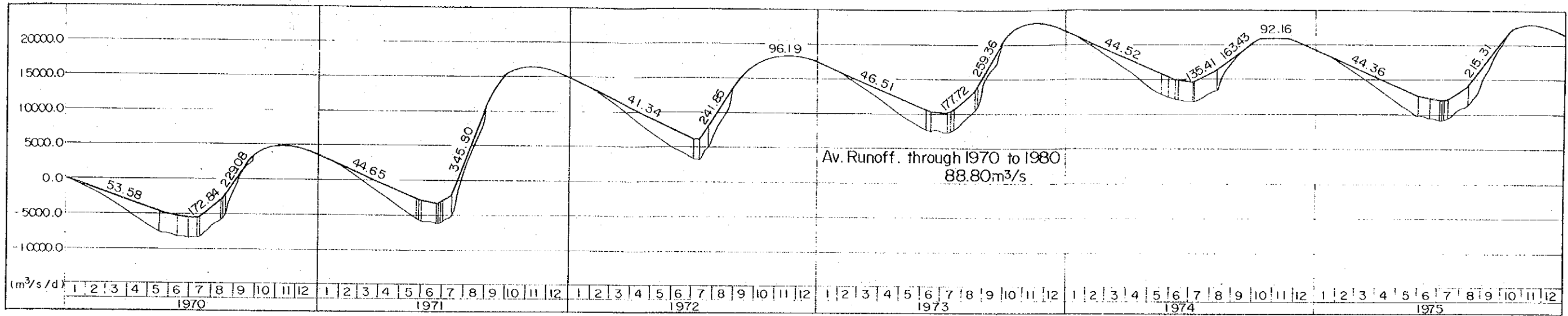


Table 5-1 Comparison of Project Features between Previous and Presently Proposed Schemes

	Unit	Previous (1976)	Presently Proposed
H.W.L.	m	170	170
Total Storage Capacity	10 ⁶ m ³	450	444
Available Drowdown	m	30	20
Effect. Storage Capacity	10 ⁶ m ³	375	261
Max. Discharge	m ³ /s	160	215
Normal Effect. Head	m	88	87.3
Installed Capacity	MW	120	162
Annual Energy	GWh	578	565

Table 5-3 Cased examined in the Study

		Damsite N.H.W.L. (m)	A					C			
			175	170	165	155	119	180	175	170	155
Reservoir Type	(10 ⁶ m ³)										
	Eff. Storage 319	○	○				○				
	- ditto - 290	○	○	○			○				
	- ditto - 261	○	○	○			○				
	- ditto - 232	○	○	○			○	○			
Pondage Type	(m ³ /s)										
	Max. Disc. 88			○	○			○	○	○	
	- ditto - 106			○	○			○	○	○	
	- ditto - 123			○	○			○	○	○	
	- ditto - 140			○		*○		○	○		

Note: "*" indicates combination of damsite A, N.H.W.L. 119 m, and damsite C

Table 5-2 Benefit and Cost Rate for Studying Optimum Scale of Development

Interest Rate: 10%
1982 Price level

		Gas Turbine	Coal-fired Thermal	
Thermal	Construction Cost	₪/kW	6,200	19,300
	Fuel Price at Plant	(%)	8.17 (B/1)	70 (US\$/t)
	Annual Cost Rate	(%)	14.0	14.0
	Station Service Power Use	(%)	6.0	6.0
	Forced Outage Rate	(%)	4.0	4.0
	Overhaul Rate	(%)	12.0	-
	Unit kW benefit	(₪/kW)	1,100	3,000
	Unit kWh benefit	(₪/kWh)	3.21	0.68
Hydro	Annual Cost Rate of Hydro	(%)		11.6
	Annual Cost Rate of Transmission Line	(%)		11.7
	Annual Plant Factor of Hydro	(%)		97.0
	Transmission line Loss Rate (%)			4.8

Fig. 5 - 4 Longitudinal Section of Yuam River

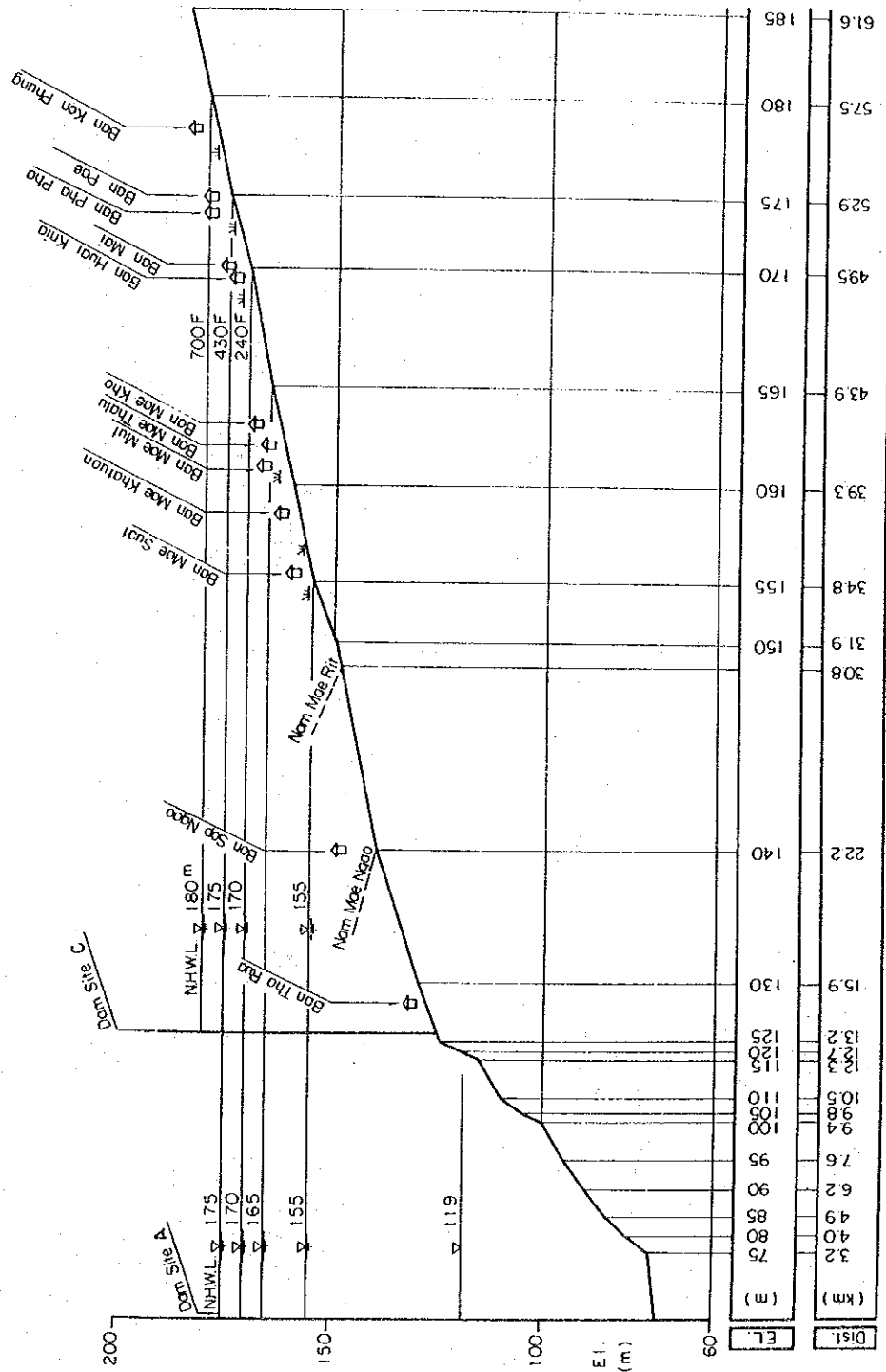


Fig. 5-7 B-C. Unit Energy Cost to Annual Cost

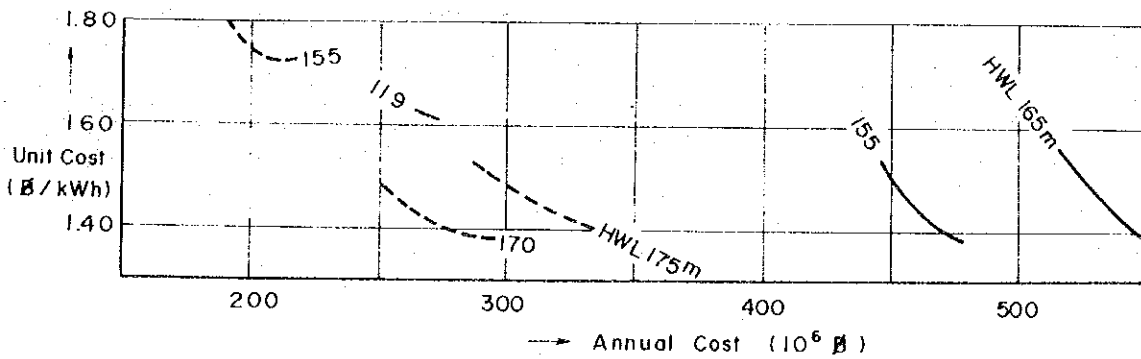
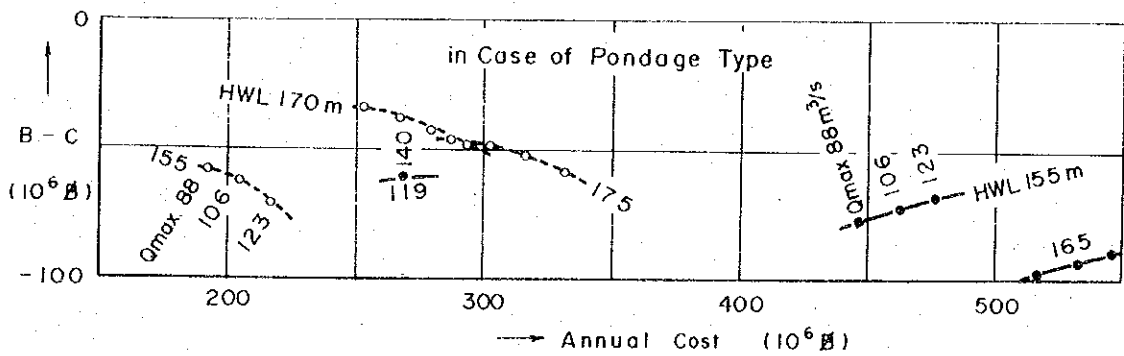
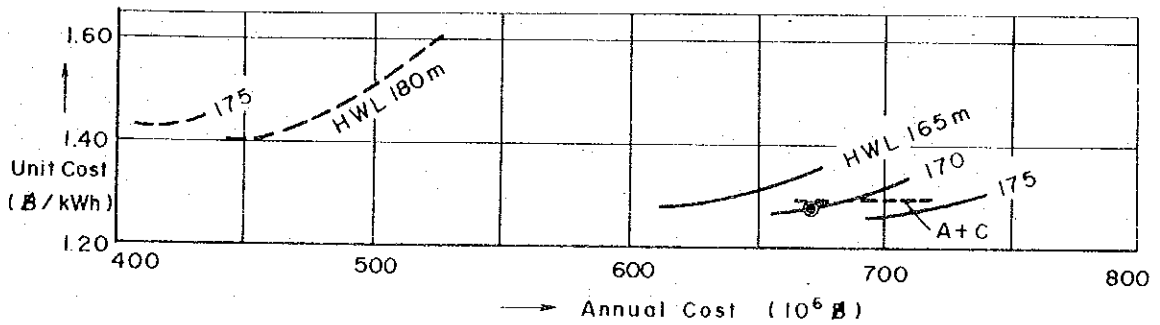
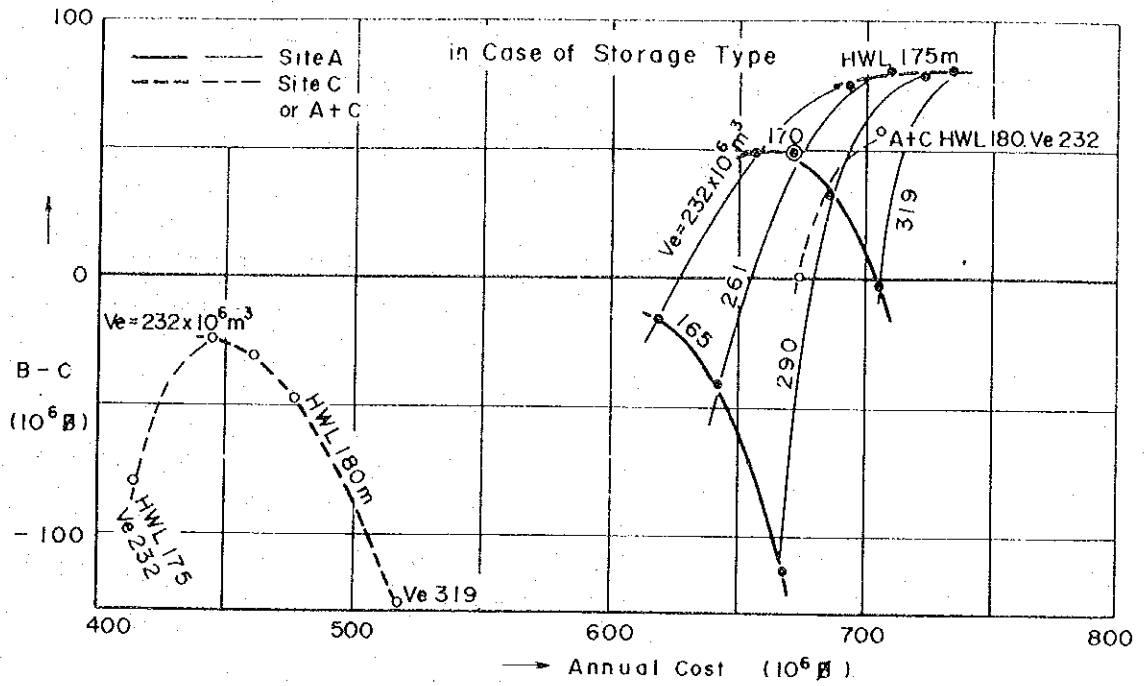


Table 5-6 Comparison on Capacities of the Project

	Site A, H.W.L. 170 m, Effective Storage 261 x 10 ⁶ m ³			
	MW	162	137	103
	m ³ /s	215	182	137
Dependable Capacity	MW	128	107	80
Equivalent Peak Duration Time	hr	5.04	6.0	8.0
Annual Energy	GWh	565	541	483
Construction Cost	10 ⁶ B	5,787	5,492	5,160
Annual Cost	10 ⁶ B	672	638	600
Unit Price	B/kWh	1.29	1.27	1.32
Discount Rate 10%, Not considered implementation time. Considered pattern of demand only and not considered magnitude thereof.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10 ⁶ B/Y	44	8	-6
Benefit Cost Ratio		1.07	1.01	0.90
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 6%/Y, Implementation Time 1991 Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10 ⁶ B/Y	40	10	-59
Benefit Cost Ratio		1.06	1.02	0.90
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 3%/Y, Implementation Time 1991Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10 ⁶ B/Y	31	4	-60
Benefit Cost Ratio		1.05	1.01	0.90

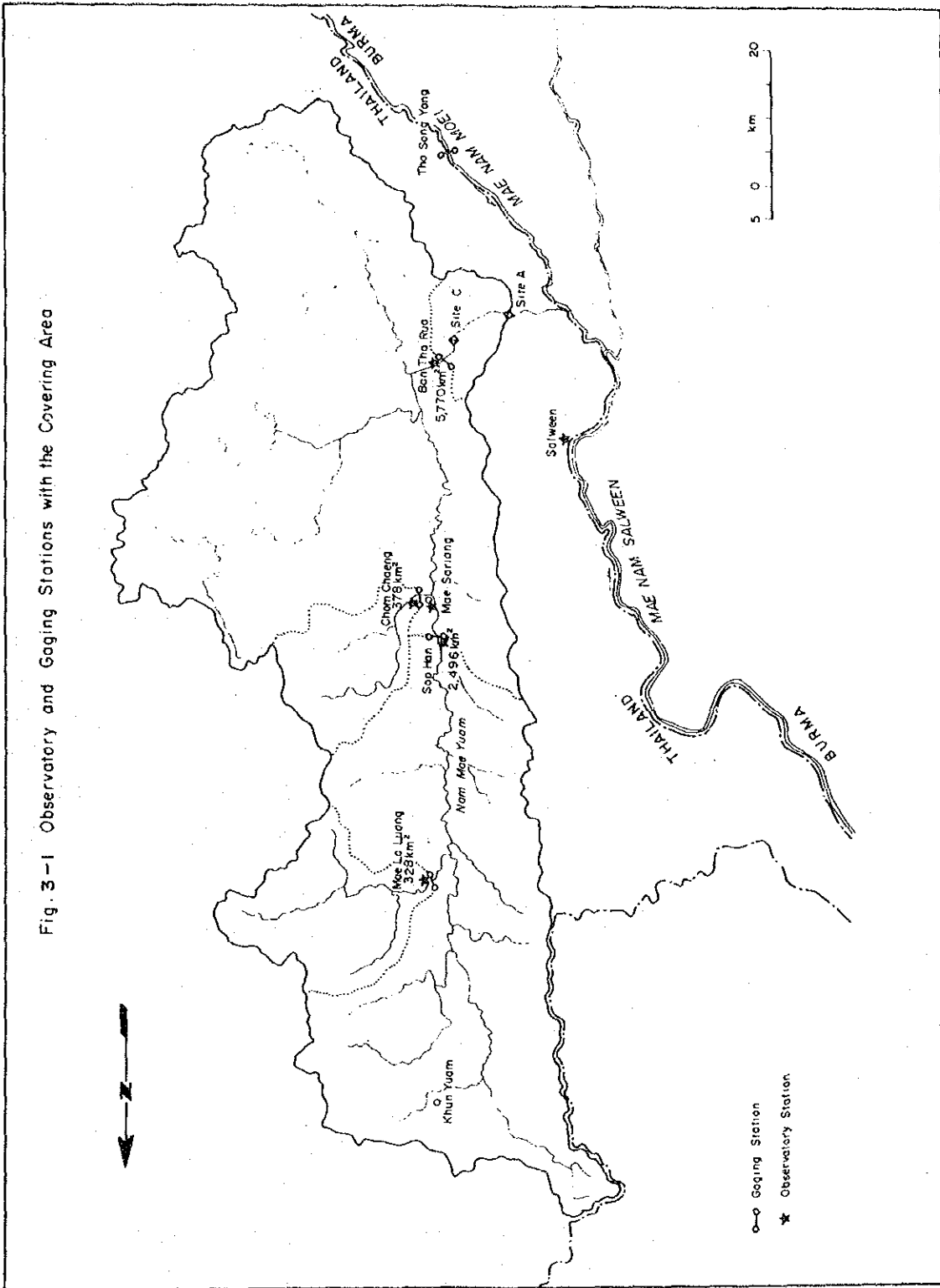


Fig. 3-1 Observatory and Gaging Stations with the Covering Area

Table 5 - 7 Monthly Inflow

(Unit : m³/s)

Month Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
70	48.9	35.2	25.6	25.1	50.1	70.4	147.6	251.3	267.1	148.3	78.5	56.7	100.8
71	36.3	26.0	20.3	15.0	30.3	85.4	329.0	365.8	272.7	144.5	77.3	48.8	121.8
72	33.7	24.5	19.5	19.5	17.5	37.0	200.5	315.8	198.4	130.8	97.0	61.3	96.8
73	40.7	27.0	22.3	16.3	32.2	65.2	135.5	269.0	294.0	183.2	89.8	56.3	103.1
74	35.9	25.5	17.4	16.5	31.6	73.4	129.8	231.4	177.8	118.0	84.6	42.1	82.4
75	39.5	26.1	21.7	15.5	25.4	72.6	143.1	208.6	279.5	186.0	87.4	51.1	96.7
76	36.6	26.7	19.0	14.2	27.2	51.8	117.4	224.9	191.8	157.5	84.4	49.2	83.7
77	53.6	25.2	18.7	17.9	20.4	29.8	72.2	173.4	295.5	117.7	73.7	45.2	78.8
78	32.9	23.9	16.1	11.9	22.3	23.7	135.9	248.3	214.7	143.3	59.9	35.3	81.2
79	25.3	19.5	13.5	12.3	19.3	23.6	59.6	245.1	118.3	110.0	48.0	28.7	60.7
80	18.3	13.5	11.1	9.2	33.4	52.5	96.3	146.2	332.9	188.4	84.0	53.5	86.6
Av.	36.5	24.8	18.7	15.8	28.1	53.2	142.5	243.6	240.2	148.0	78.6	48.0	90.2

Table 5 - 8 Monthly Available Discharge

(Unit : m³/s)

Month Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Annual
70	48.9	41.2	31.8	30.5	55.5	76.4	183.1	176.4	192.0	144.4	78.5	56.7	93.4
71	36.3	32.4	30.0	30.0	30.0	84.7	193.0	201.0	190.4	132.8	77.3	48.8	91.0
72	33.8	31.0	30.0	30.0	30.0	30.0	182.2	199.5	183.8	130.8	95.9	61.3	86.8
73	40.7	33.0	30.0	30.0	30.0	70.2	173.9	182.5	200.3	164.2	89.8	56.3	92.1
74	35.9	32.0	30.0	30.0	30.0	72.6	168.5	164.0	175.9	116.9	84.6	42.1	82.2
75	39.6	31.9	30.4	30.0	30.0	68.7	181.8	160.6	195.7	165.7	87.4	51.1	89.8
76	36.6	32.9	30.0	30.0	30.0	45.6	156.1	187.5	158.9	150.2	84.4	49.2	82.9
77	53.6	31.4	30.0	30.0	30.0	30.0	97.4	175.8	176.1	117.5	73.7	45.2	74.5
78	34.5	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	151.2	176.2	193.9	139.5	59.9	35.3	78.8
79	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	65.2	170.1	149.4	97.4	30.0	31.1	60.5
80	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	120.5	129.8	188.4	175.7	84.0	53.5	77.9
Av.	38.2	32.3	30.2	30.1	32.3	51.7	152.1	174.9	182.3	139.6	76.9	48.2	82.7

Table 5 - 9 Monthly Energy

(Unit : GWh)

Month Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec	Annual
70	29.4	22.3	18.9	17.9	32.3	42.7	98.9	97.2	111.5	86.6	45.6	34.0	637.3
71	21.8	17.5	17.8	16.8	17.1	47.3	112.6	120.5	110.5	79.6	44.9	29.3	635.8
72	20.3	17.3	17.7	16.9	17.1	16.5	100.1	119.5	106.7	78.3	55.7	36.8	603.0
73	24.4	17.8	17.8	16.9	17.3	39.2	93.4	99.0	116.2	98.5	52.2	33.8	626.6
74	21.5	17.3	17.7	16.8	17.1	40.5	90.6	93.8	102.1	70.0	49.1	25.3	561.8
75	23.8	17.2	18.0	16.9	17.2	38.4	98.6	87.2	113.5	99.4	50.8	30.7	611.6
76	22.0	18.4	17.7	16.8	17.1	25.4	84.6	102.8	90.9	90.0	49.0	29.5	564.3
77	32.2	17.0	17.7	16.8	17.0	16.4	51.8	94.3	100.0	70.1	42.8	27.2	503.4
78	20.7	16.2	17.7	16.7	16.8	16.0	81.2	100.4	112.6	83.7	34.8	21.2	537.8
79	18.0	16.1	17.4	16.4	16.4	15.5	34.3	95.2	85.2	55.8	17.3	18.7	406.2
80	17.8	16.3	16.9	15.7	15.4	15.6	64.1	69.1	108.3	105.5	48.8	32.1	525.7
Av.	22.9	17.6	17.8	16.8	18.3	28.5	82.7	98.1	105.2	83.4	44.6	29.0	564.9

Fig. 5-6 Load Duration Curve on Heavy Load Day

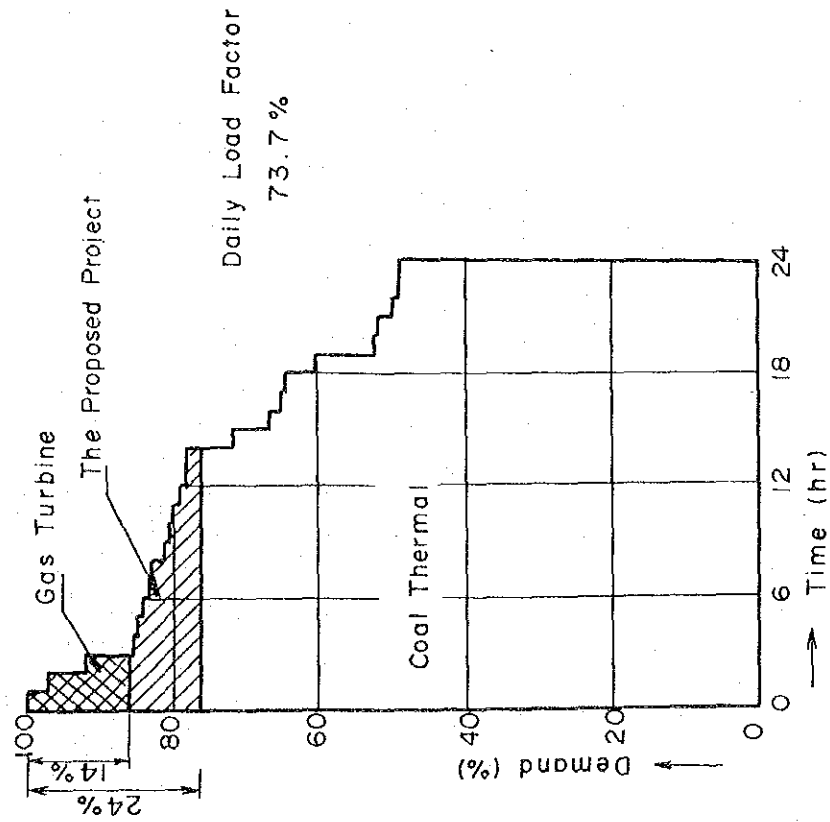


Fig. 5-9 Comparison between Yuam and Pal No.6 Project on the Implementation Priority and the Time Lag between them

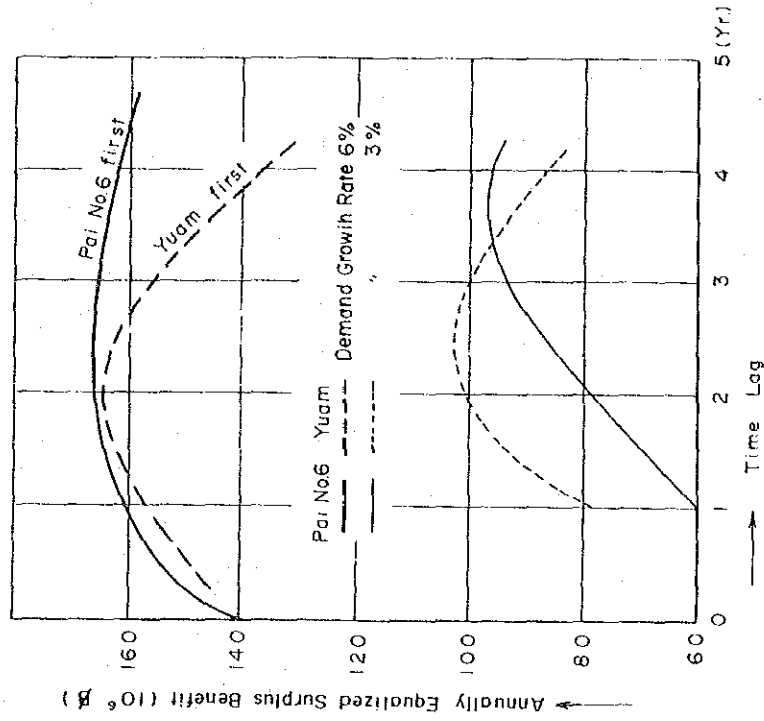


Table 5-10 Comparison among Yuam, Pai No.6 and Chaem No.5

		Yuam H.W.L.170 m Effective Storage 261 x 10 ⁶ m ³ Installed Cap. 162 MW	Pai No.6 H.W.L.400 m Effective Storage 571 x 10 ⁶ m ³ Installed Cap. 291 MW	Chaem No.5 H.W.L.430 m Effective Storage 500 x 10 ⁶ m ³ Installed Cap. 92 MW
Dependable Capacity	MW	128	273	80
Equivalent Peak Duration Time	hr	5.04	6.88	7.10
Annual Energy	GWh	565	620	258
Construction Cost	10 ⁶ B	5,748	8,897	5,971
Annual Cost	10 ⁶ B	672	1,032	692
Unit Price	B/kWh	1.29	1.77	2.82
Discount Rate 10%, Not considered implementation time. Considered pattern of demand only and not considered magnitude thereof.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10 ⁶ B/Y	44	155	-298
Benefit Cost Ratio		1.07	1.15	0.58
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 6%/Y, Implementation Time 1991 Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10 ⁶ B/Y	40	134	
Benefit Cost Ratio		1.06	1.13	
Discount Rate 10%, Demand Growth Rate 3%/Y, Implementation Time 1991 Yr.				
Annually Equalized Surplus Benefit	10 ⁶ B/Y	31	87	
Benefit Cost Ratio		1.05	1.08	

第 6 章 予 備 設 計

6.1 主要構造物

(i) 仮排水路

設計洪水量	1,300 m ³ /sec (20年確率)
型 式	標準馬蹄型圧力式
条 件	2
内 径	9.00 m
延 長	No.1 730 m No.2 840 m

(ii) 仮締切ダム

・上流仮締切ダム

型 式	中央遮水壁型ロックフィルダム
天端標高	95.00 m
堤頂幅	10.00 m
堤頂長	290.00 m

(iii) ダ ム

型 式	中央遮水壁型ロックフィルダム
天端標高	EL. 176.00 m
堤頂長	350.00 m
堤頂幅	10.00 m
ダム体積	4,650,000 m ³
常時満水位	EL. 170.00 m
最高水位	EL. 170.90 m

(iv) 洪水吐

設計洪水量	6,200 m ³ /s (P.M.F)
洪水吐容量	4,770 m ³ /sec
越流頂標高	EL. 158.00 m
越流幅	60.00 m (ピア巾を含む)
減勢方式	スキージャンプ式

(v) 取水口

取水口数	1
最大取水量	215 m ³ /sec

呑口部標高 EL. 130.00 m

(v) 導水路トンネル及び水圧管路

条 数 1 → 2
最大流量 215 m³/sec
内 径 7.80 m (導水路)
7.80 ~ 5.50 ~ 4.40 m (水圧管路)
全 長 538.00 m

(vii) 調圧水槽

型 式 差動調圧水槽

(viii) 発電所

型 式 半地下式
水車形式 立軸フランス型
水車中心標高 EL. 69.00 m

6.2 電気機器

(i) 発電所出力 162,000 kW

(ii) 水 車

形 式 立軸フランス水車
台 数 2 台
基準有効落差 87.3 m

使用水量 107.5 m³/sec
基準出力 82,800 kW
回転速度 188 rpm

(iii) 発 電 機

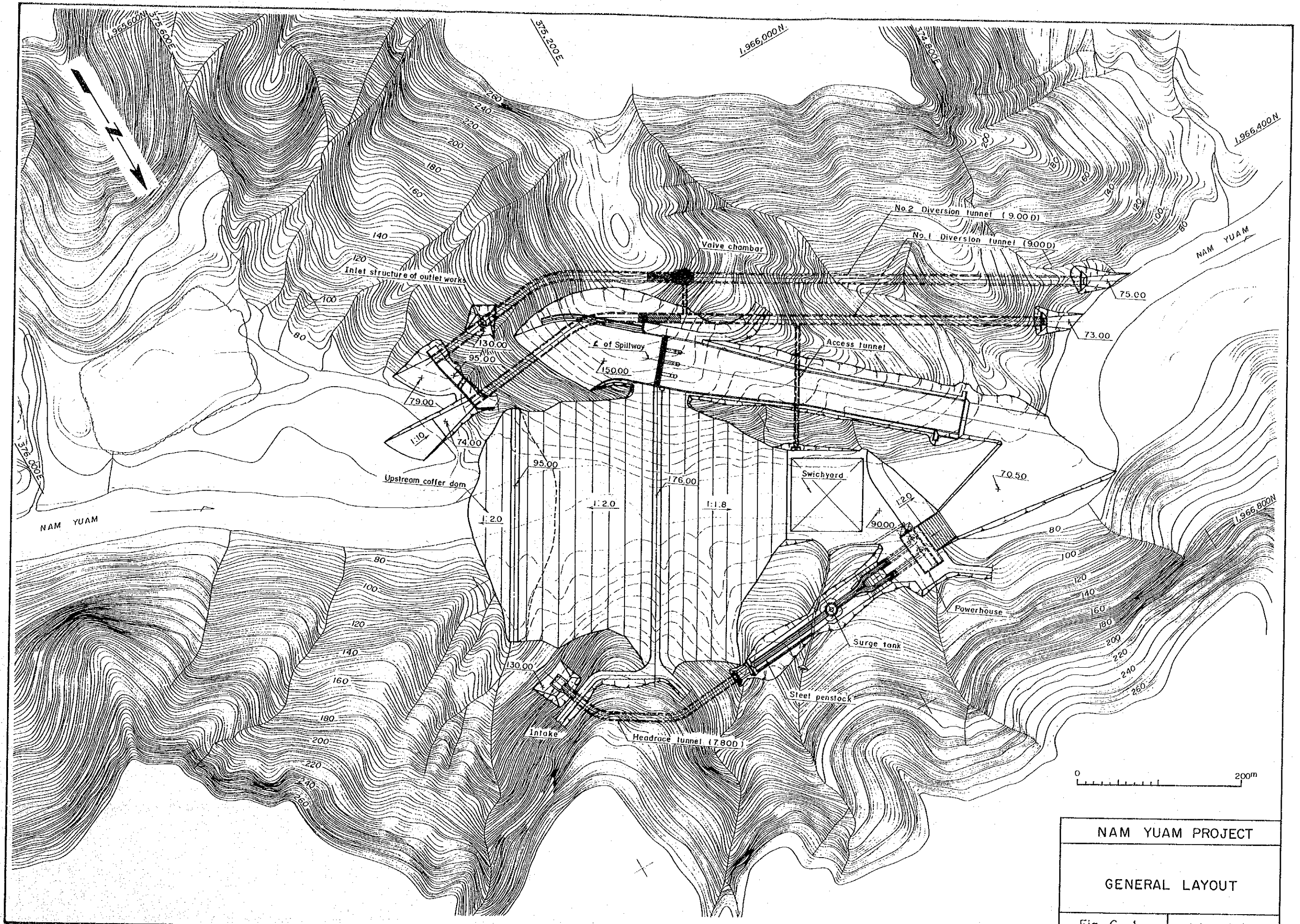
形 式 3相交流同期発電機
台 数 2 台
出 力 90,000 KVA (力率 0.9 遅れ)
周 波 数 50 Hz

(iv) 主要変圧器

形 式 3相屋外用油入変圧器
台 数 2 台
容 量 90,000 KVA
電 圧 230/13.8 kV

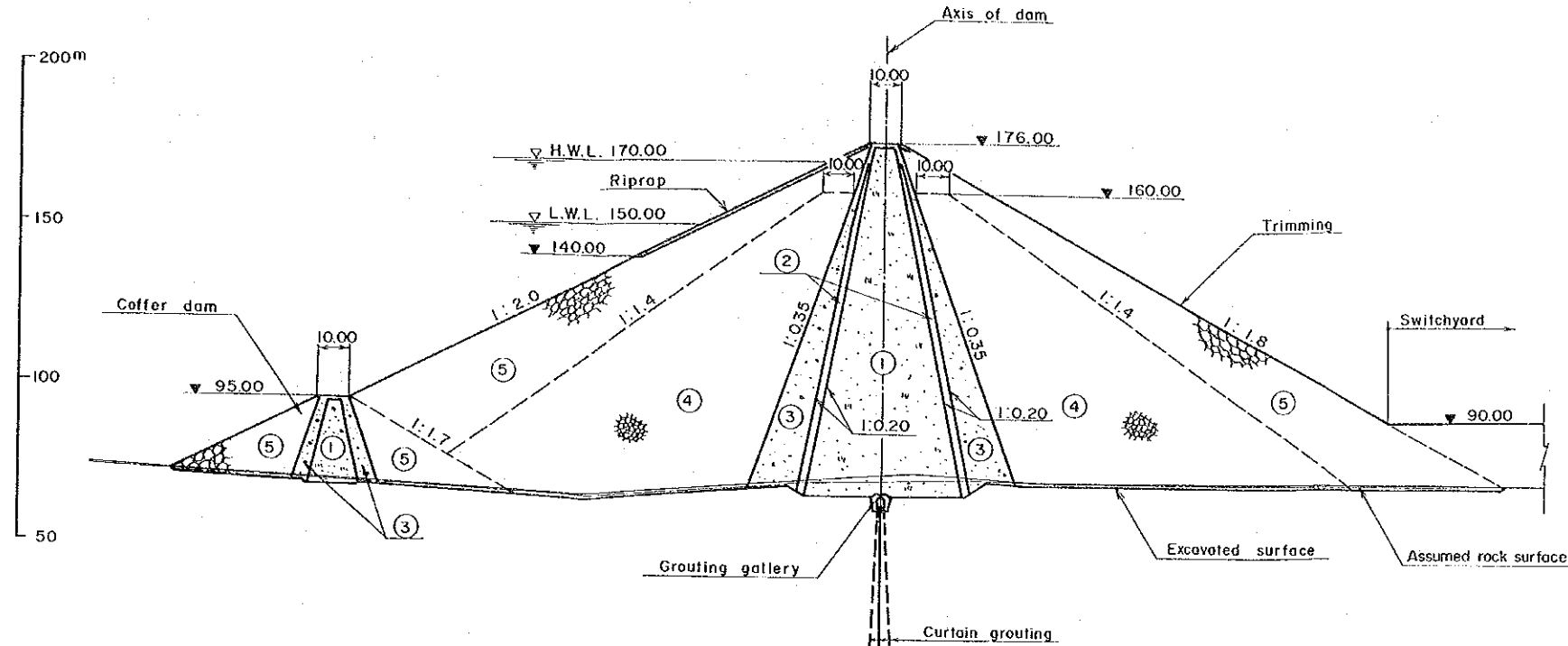
(v) 開閉所機器

形 式	屋外用
母線接続方式	二重母線方式
接 続 線 数	230 kV 2 回線 69 kV 1 回線

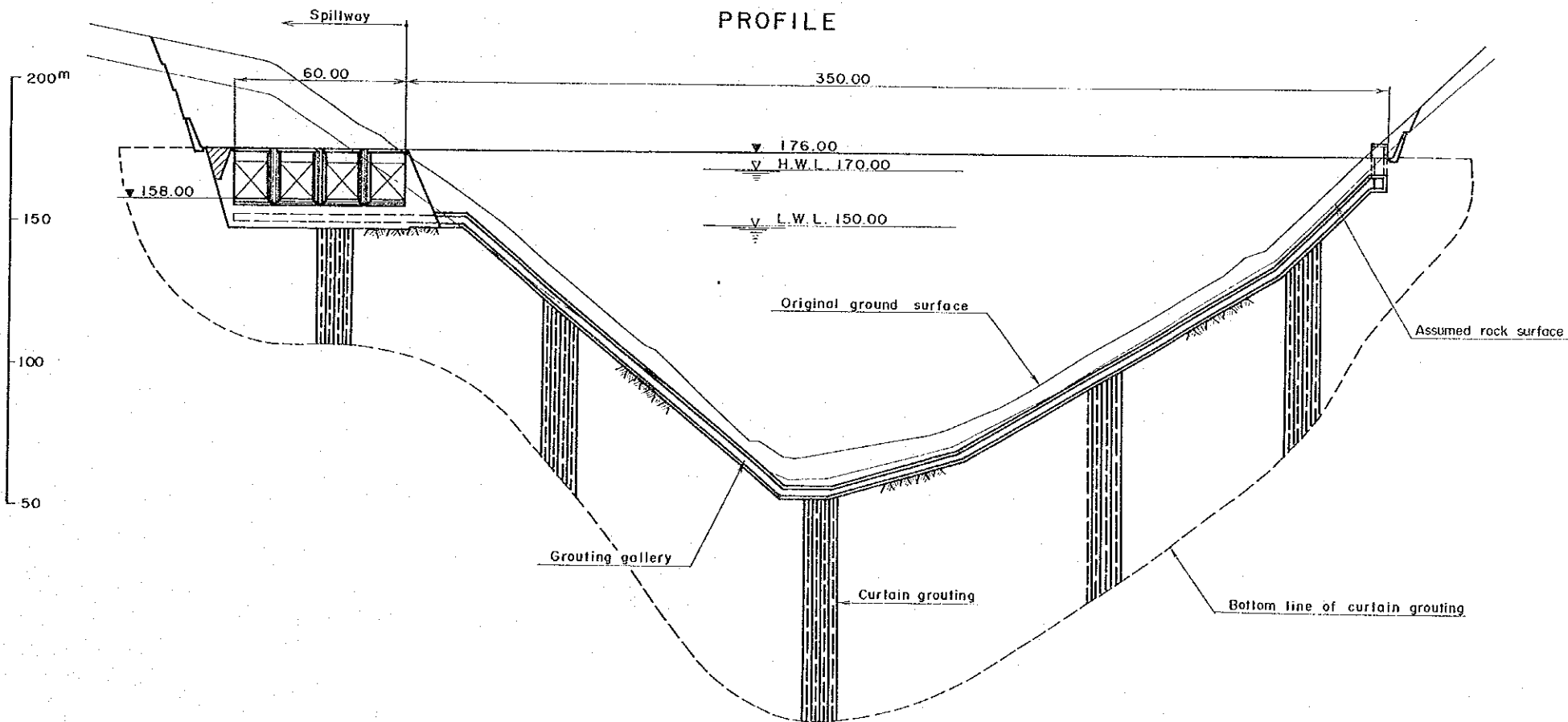


NAM YUAM PROJECT	
GENERAL LAYOUT	
Fig. 6-1	July, 1983

TYPICAL SECTION OF DAM



PROFILE

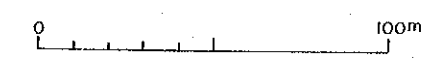
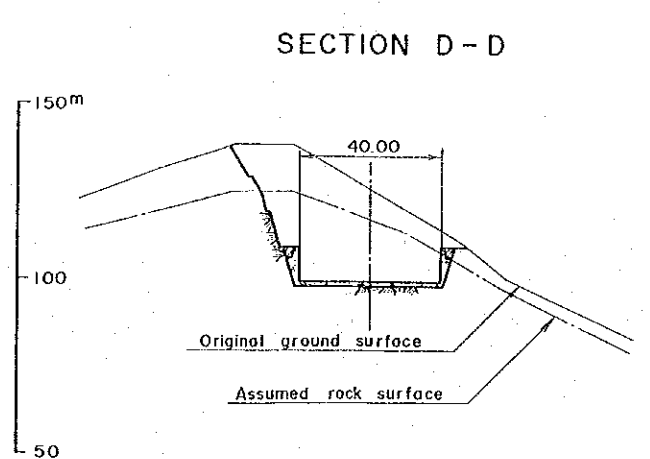
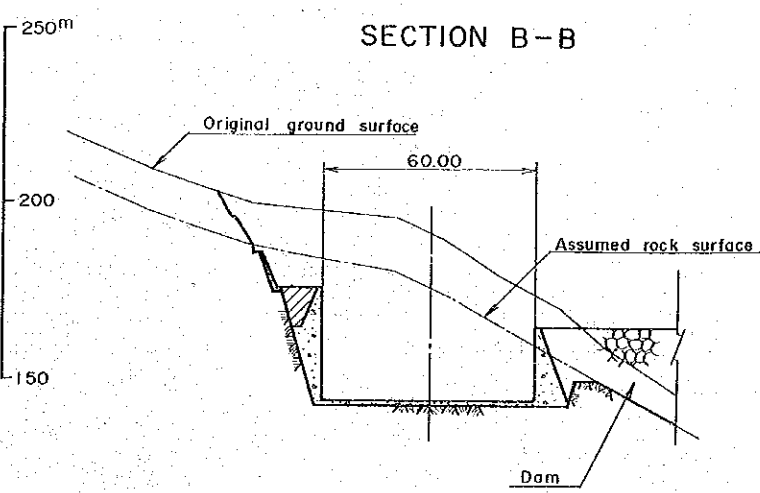
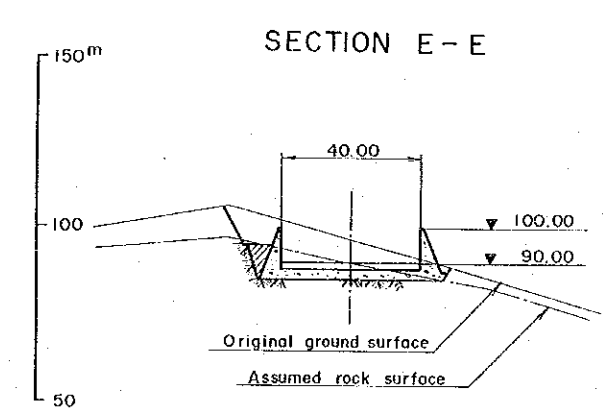
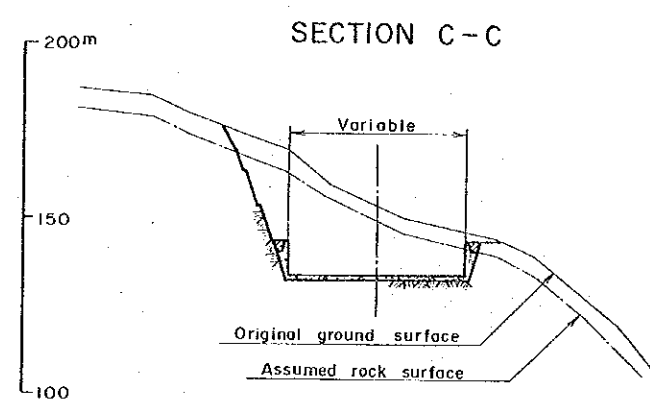
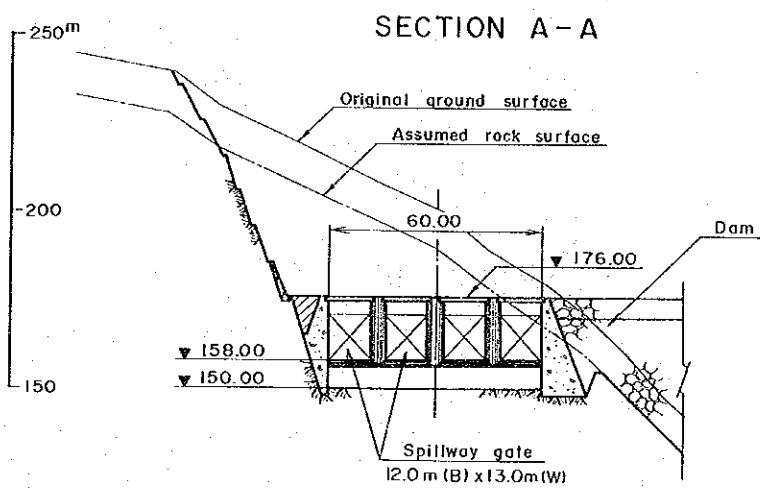
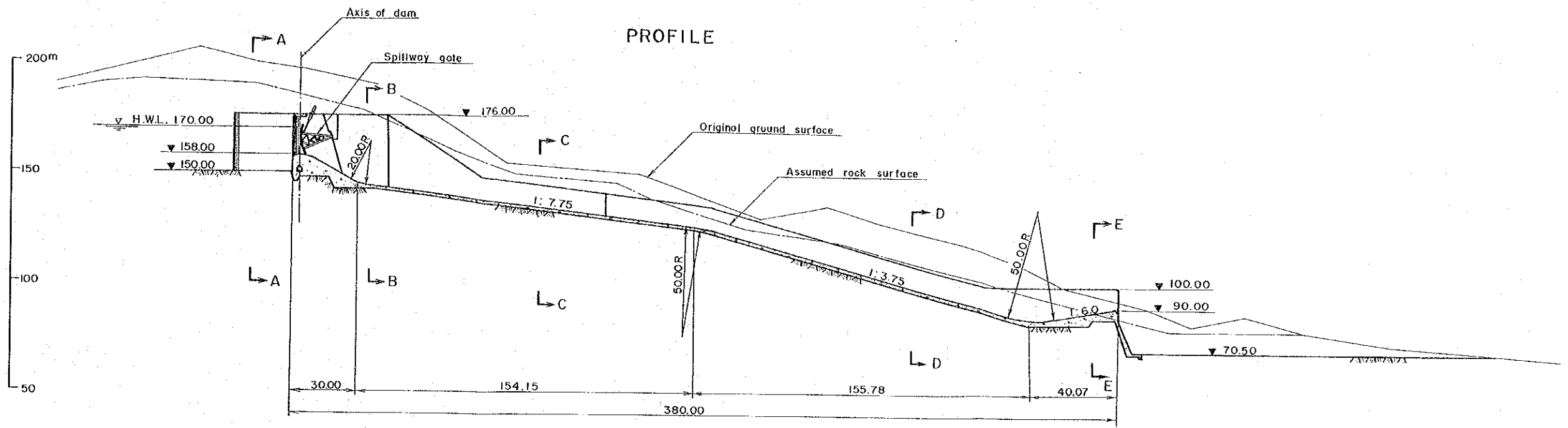


LEGEND

①	Impervious core
②	Filler fill
③	Transition fill
④	Smaller size rock fill
⑤	Larger size rock fill

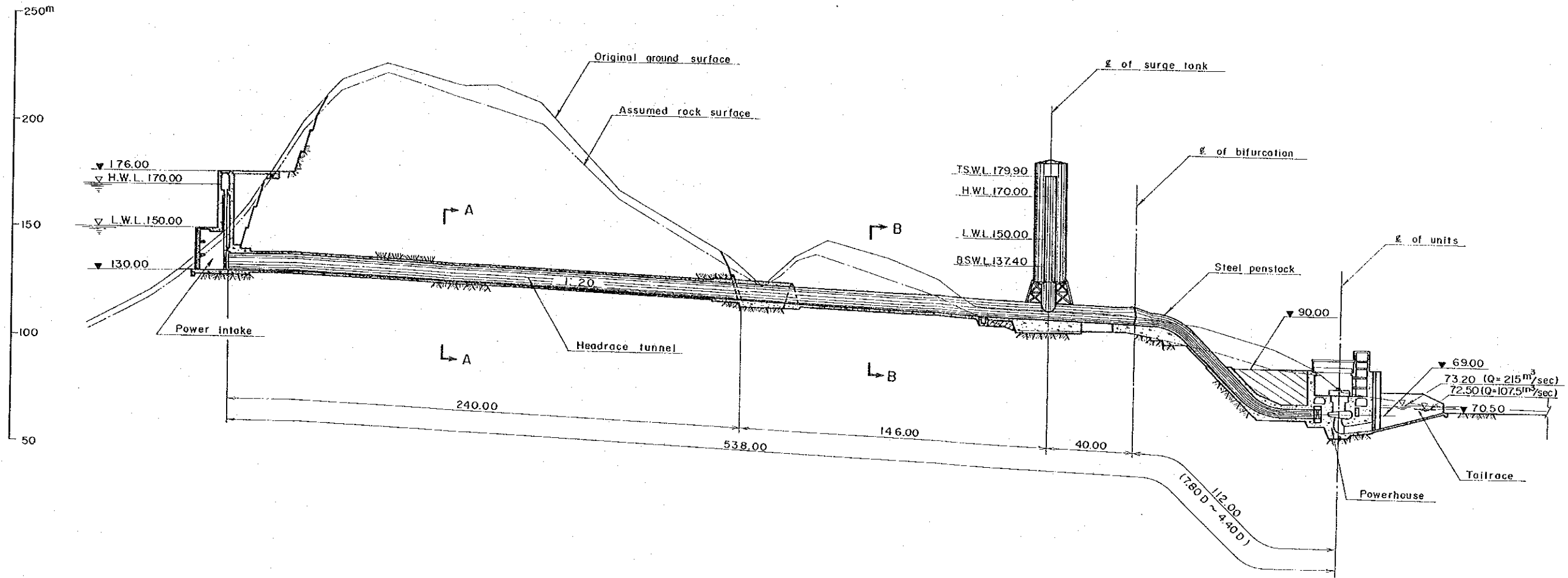


NAM YUAM PROJECT
DAM
TYPICAL SECTION & PROFILE
Fig. 6 - 2 July ,1983

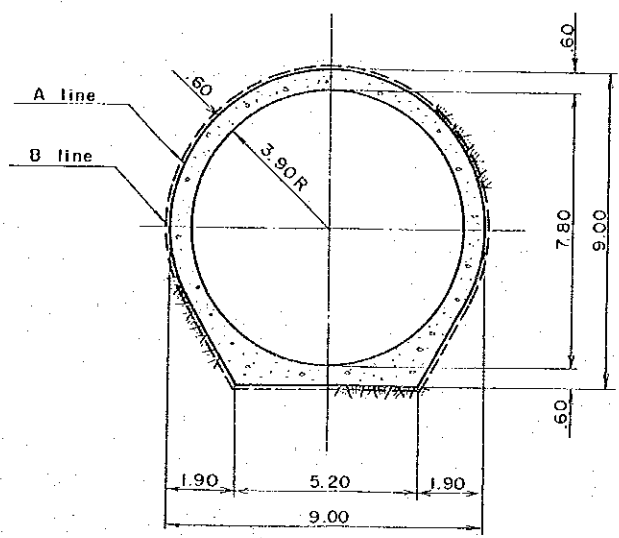


NAM YUAM PROJECT	
SPILLWAY	
PROFILE & SECTIONS	
Fig. 6-3	July, 1983

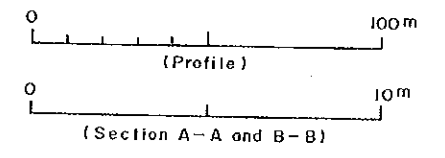
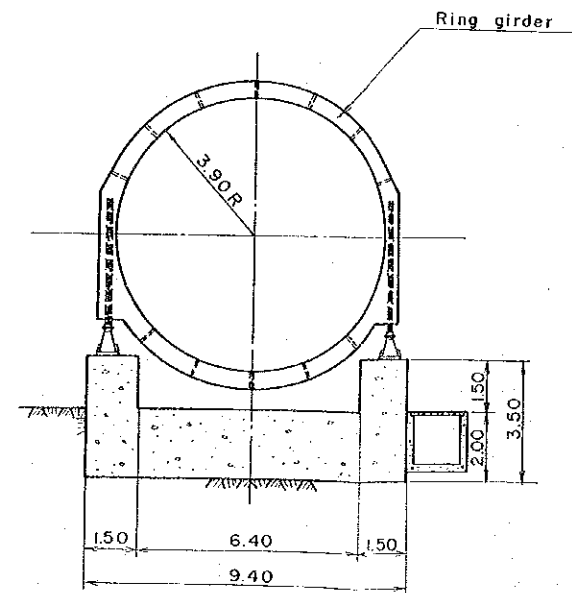
PROFILE



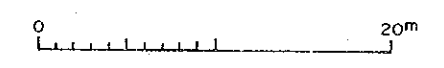
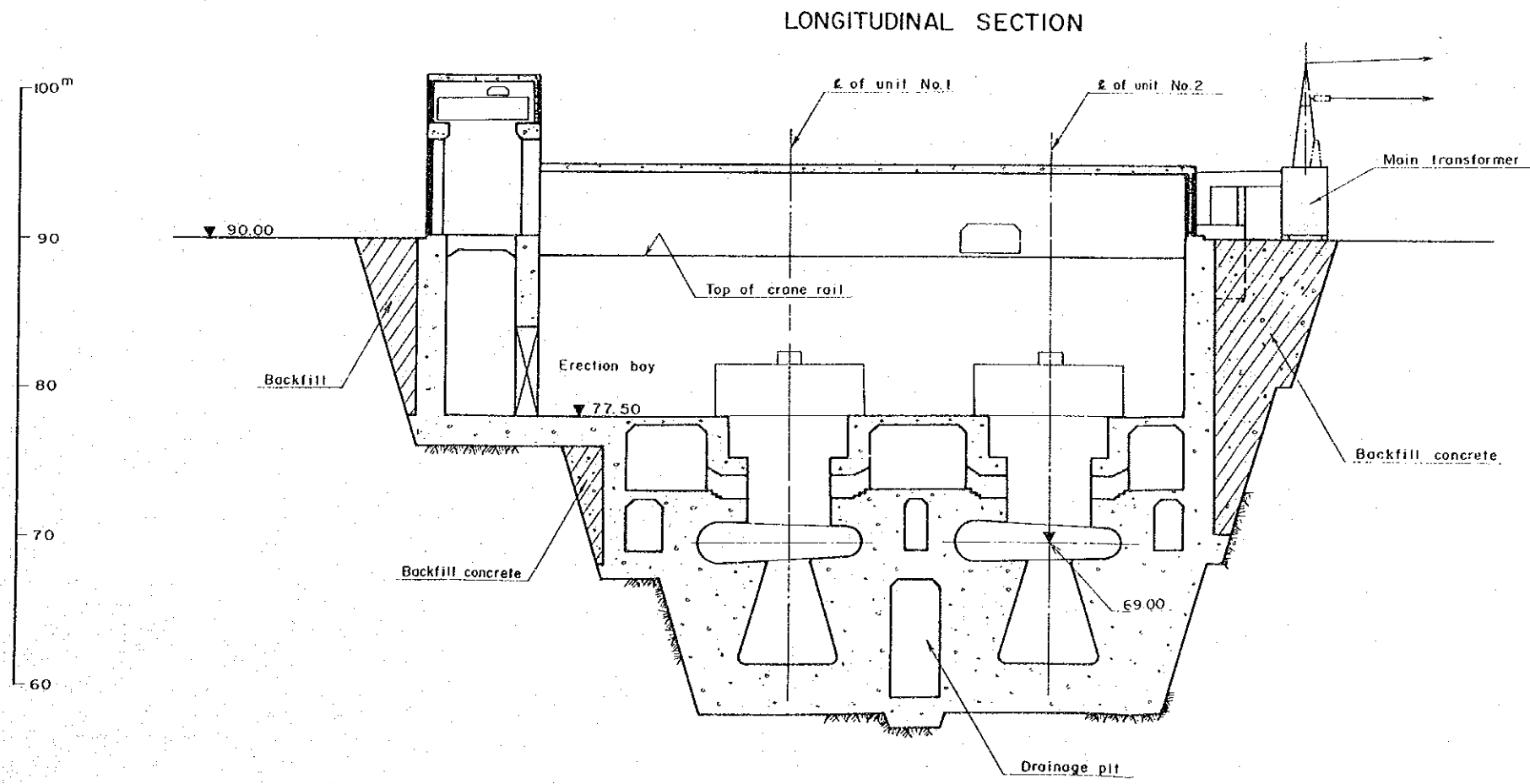
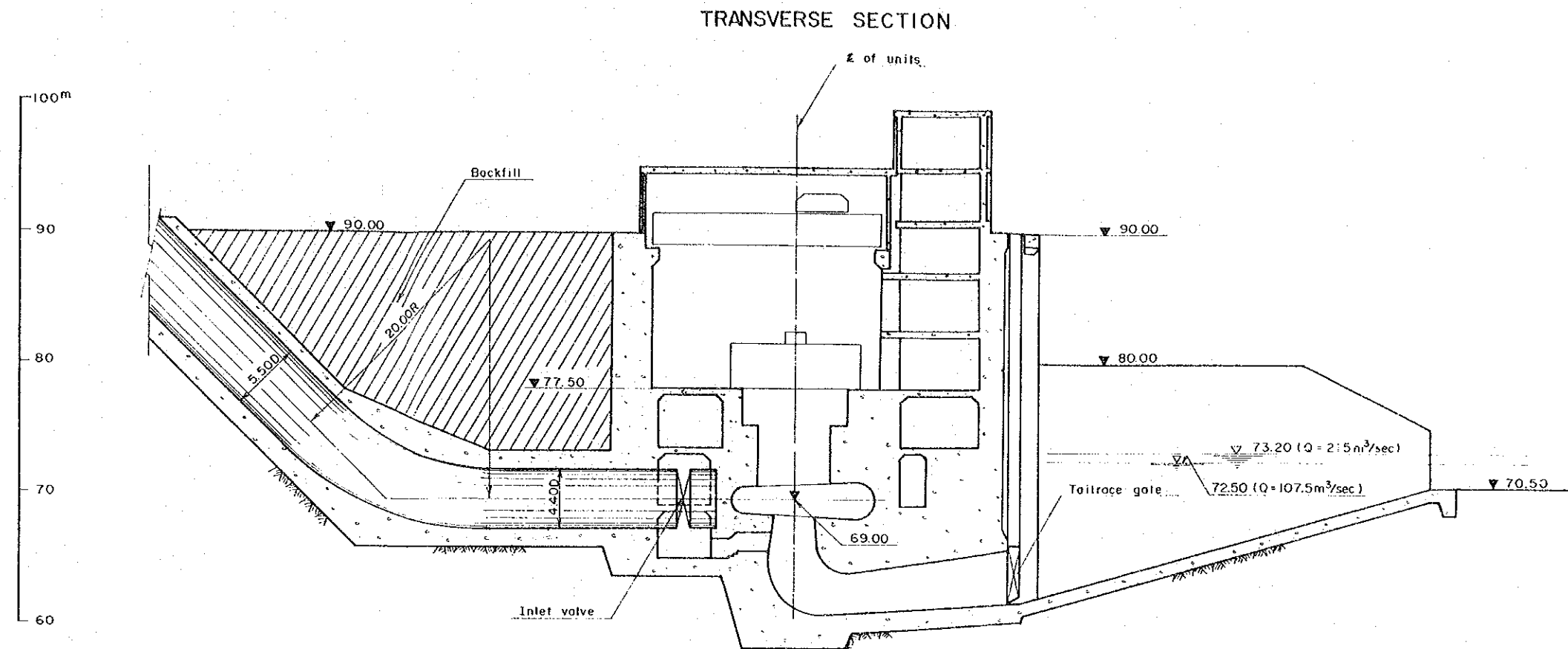
SECTION A-A



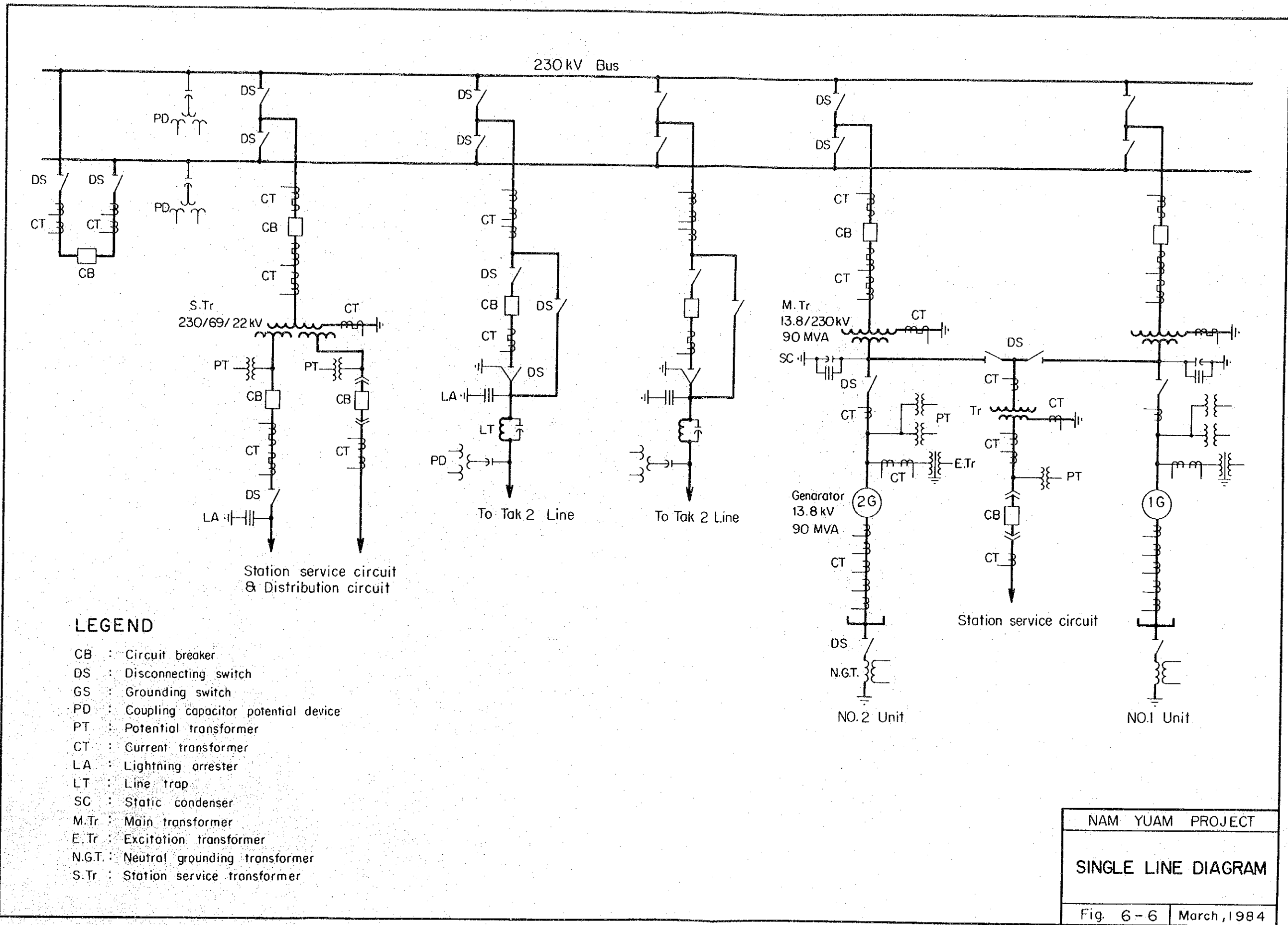
SECTION B-B



NAM YUAM PROJECT
 WATERWAY
 PROFILE & SECTIONS
 Fig. 6-4 July, 1983



NAM YUAM PROJECT	
POWERHOUSE TRANSVERSE & LONGITUDINAL SECTIONS	
Fig. 6-5	July, 1983



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

Fig.7-1 Electric Power System of Main Part of Thailand in 1990

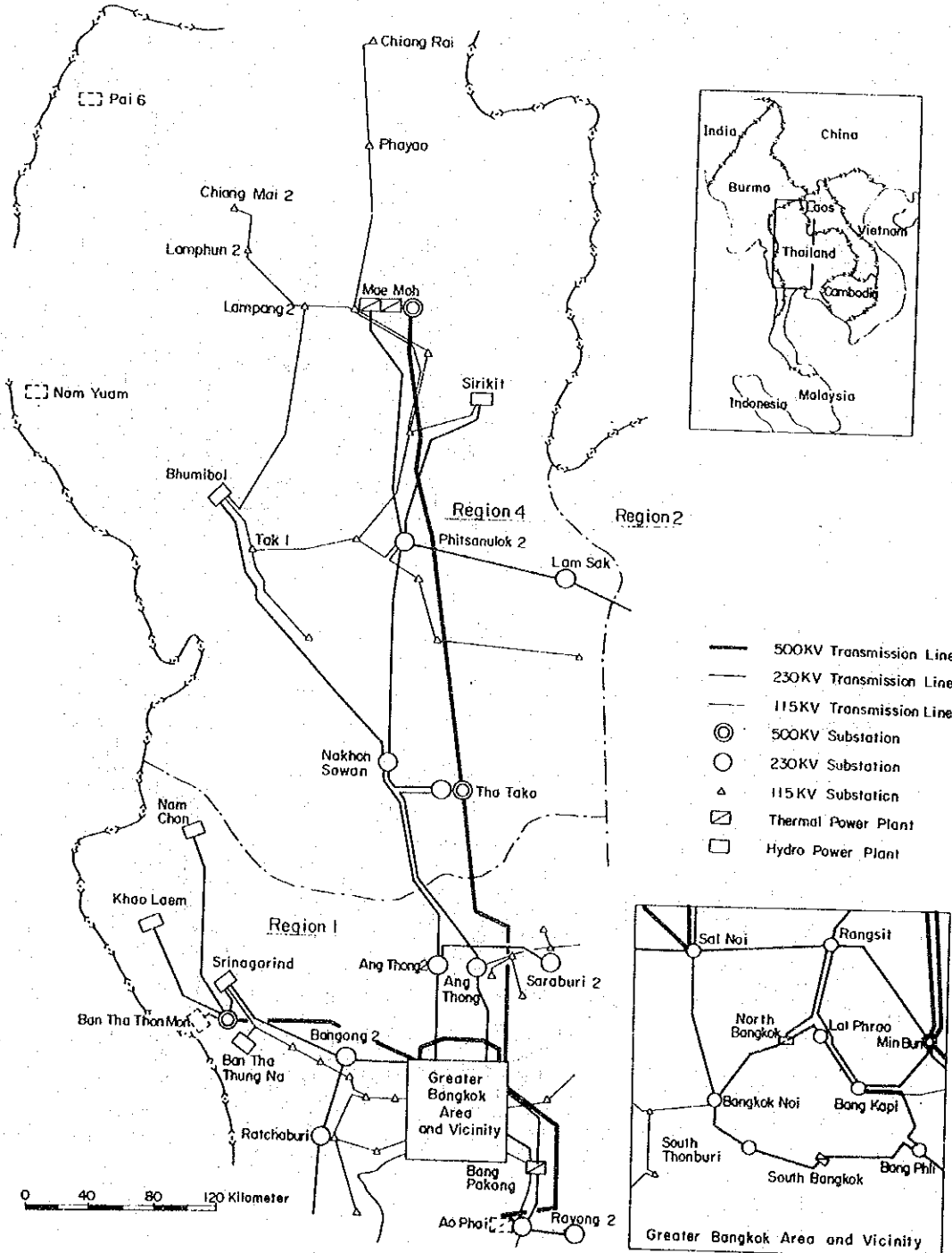


Fig. 7 - 10 230 kV Transmission Line Standard Suspension Tower

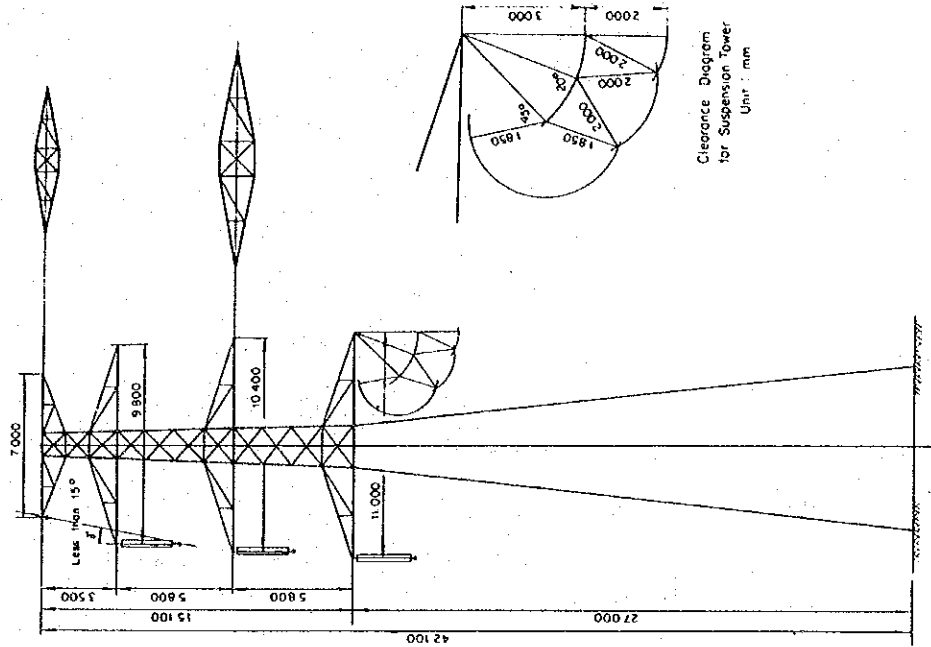
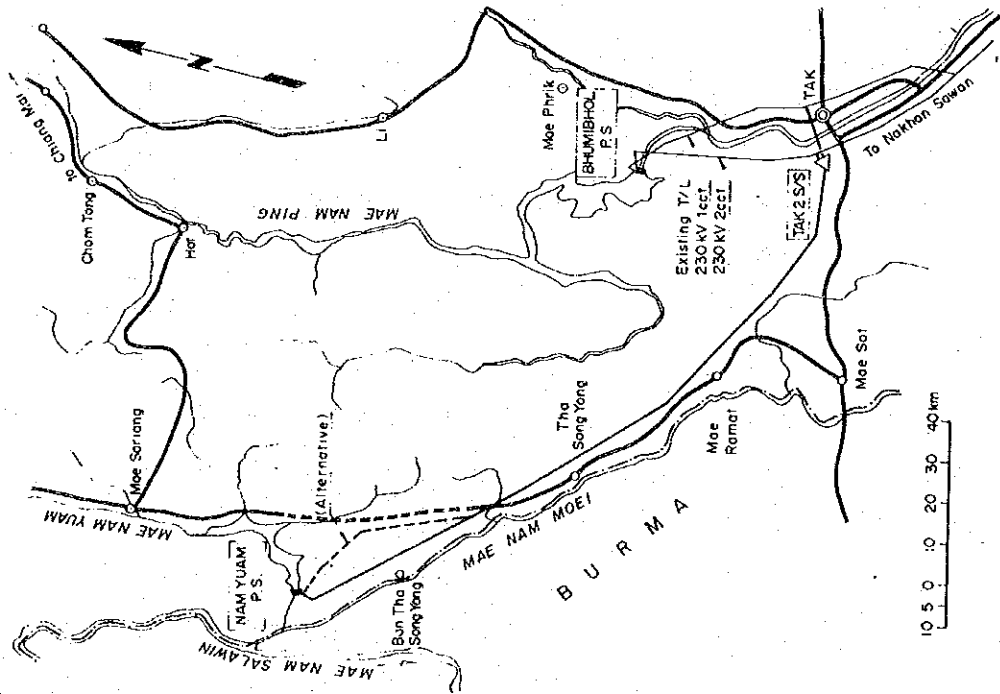


Fig. 7 - 9 230kV Transmission Line Route



第 8 章 施工計画と工事費

8.1 施工計画

Fig.8-1 に本プロジェクトの工事工程を示す。これは工事の規模、施工方法、構造物の位置あるいは気象条件等を考慮して作成されたものである。全工事期間は工事着手から発電所の運転開始まで5年半を要する。この工程を確保する為の前提条件は、着工前における工事用道路の新設とキャンプ設備の整備が完了していることである。

以下に本工事の施工について工事用道路を含め概要を述べる。

Fig.1-2 (Location Map of the Project) に示す如く工事用道路のルートは2つの案が考えられる。

ルート1は Ban Mae Khatuan 付近にて右岸へ渡り (延長 2.1 km) Ban Mae Khatuan より Ban Tha Rua の間は鉸山局にて建設された既設道路 (延長 24.5 km) を改良して使用し、更に右岸沿いに新設される道路 (延長 19.3 km) によってサイトへ至る総延長 45.9 km に及ぶルートである。

ルート2は Ngao 川合流点にて Yuam 川を渡り、右岸側に新設される道路 (延長 11.1 km) により Ban Tha Rua に至った後、ルート1と同ルートによりサイトへ至る総延長 30.4 km のルートである。

両案を比較した場合、ルート1は新設道路延長は短いが既設道路の線形 (alignment) と縦断勾配 (longitudinal gradient) 等が悪い為、改修費が割高であり全体としてルート2より道路建設費が高い。更に標高 800 m の山を越す山岳道路となるので工事中の維持補修を考慮した時、重量物搬入の為には、不相当と判断しルート2を採用することとした。本工事着手時にはこの道路が竣工していなければならない。

仮排水路 (Diversion Tunnel) は初年度の乾期の始めに着手され2年目の乾期の始め迄に完成する。この時点で河流は仮排水路に転流される。ダム基礎の掘削は上部より開始し、河流転流の後、河床部を掘削する。ダムの盛立は上流2次切より開始し逐次本体盛立へと移行する。盛立期間は約3ヶ年を予定し5年目の乾期の開始時点迄に完了する。この間ダムの基礎処理 (Foundation Treatment) 並びに洪水吐工事が平行して進められる。

ロック材料はダム軸上流約1 km 左岸にある石灰質砂岩の原石山を予定している他、洪水吐工事等他の工事から得られる掘削ずりを極力使用することとする。フィルター材料及びコンクリート骨材は天然産の適当なものが付近にないので人工的に製造しなければならない。又コア材料はダムサイトより稍々上流左岸側の頁岩を母岩とする風化堆積物あるいは原石山、洪水吐等の上部表土から十分採取可能である。ダムの盛立完了後、直ちに放流管据付工事に着手し第6年目の乾期終了時点迄に完成させる。

貯水池の湛水について Bam Tha Rua 測水所流量を用いて検討した結果、平均年にて4月より貯水を開始すれば7月中旬に満水位に到達する。

取水口、導水路、調圧水槽、水圧管路、発電所、放水口等の工事は第2年目より着手され、夫々平行して進められる。発電所工事の進捗に伴いクレーンの設置後、水車、発電機の据付作業が開始され約1年半で終了する。貯水池の湛水期間中に種々の試験を実施した後、最終年(6年目)の7月中旬より発電所の運転を開始する。

なおこの間、送電線及び屋外開閉所工事が実施され水車、発電機の据付完了と同時期に工事を終了する計画である。

8.2 工事費と資金計画

本プロジェクトの工事費は1982年12月時点におけるタイ国内の労務賃金、建設資材単価及び類似工事の建設単価等を参考として積算された。このうち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内にて調達可能なものは内貨とし、これ以外のものは外貨とした。

資金計画は工事工程表に基づき各年度毎の工事出来高金額を算出した後、タイ国内における契約上の慣行を考慮して各年次に展開した。水力機器、電気機器等についても同様である。これを Table 8-1 及び 8-2 に示す。

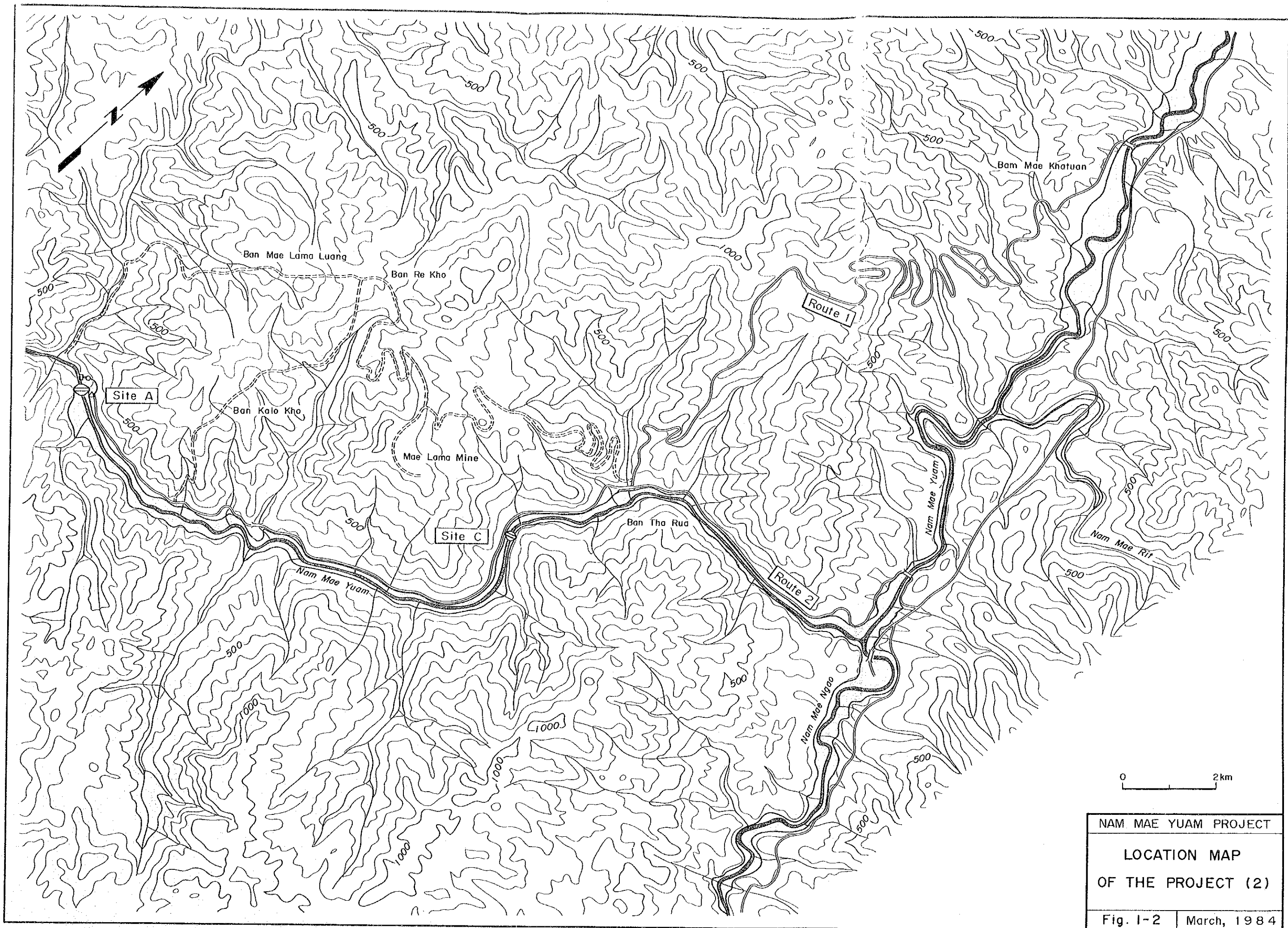


Fig. 8-1 Construction Schedule of Nam Yuam Project

Description	Item	Unit	Quantity	1st Yr			2nd Yr			3rd Yr			4th Yr			5th Yr			6th Yr			Notes													
				J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J		J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J
Preparation Works																																			
Road Replacement		km	23.4																																
Road Access		km	30.4																																
Camp Facilities		L.S	1																																
Clearing		L.S	1																																
Civil Works																																			
Care of River		L.S	1																																
Diversion Tunnel	Ex (Open)	m ³	74,000																																
	Ex (T)	m ³	138,000																																
	Con (T)	m ³	28,000																																
Dam	Ex	m ³	260,000																																
	Graut	L.S	1																																
	Em	m ³	4,652,000																																
Spillway	Ex	m ³	1,497,000																																
	Con	m ³	102,000																																
	Gate	L.S	1																																
Outlet Works	Ex	m ³	14,100																																
	Con	m ³	11,800																																
	Valve	L.S	1																																
Intake	Ex	m ³	19,000																																
	Con	m ³	6,000																																
	Gate	L.S	1																																
Headrace	Ex	m ³	17,000																																
	Con	m ³	5,100																																
	Graut	L.S	1																																
Surge Tank	Ex	m ³	—																																
	Con	m ³	9,000																																
	S. Tank	L.S	1																																
Penstock	Ex	m ³	200,000																																
	Con	m ³	13,500																																
	S. Pipe	L.S	1																																
Power House	Ex	m ³	75,000																																
	Con	m ³	40,000																																
	S. S	L.S	1																																
Tailrace	Ex	m ³	103,000																																
	Con	m ³	6,500																																
	Gate	L.S	1																																
Electrical Equipment		L.S	1																																
Transmission Line		L.S	1																																
Switchyard Equipment		L.S	1																																

Close
 Filling Reservoir
 Commencement of Operation

Draft
 Crane
 Turbine Generator Test

Table 8-1 Construction Cost

Unit: 10⁶ Baht

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
Preparation Works Camp, Road, Compensation Clearing, Contingency	610.0	98.6	511.4
Civil Works			
Diversion & Care of River	261.0	58.9	202.1
Dam	893.0	467.7	425.3
Spillway	519.0	81.0	438.0
Outlet Works	41.0	5.9	35.1
Intake	25.0	2.7	22.3
Head-race	49.0	10.0	39.0
Surge Tank	32.0	2.8	29.2
Penstock	69.0	13.0	56.0
Power Station	213.0	20.9	192.1
Tail-race	31.7	5.2	26.5
Miscellaneous	93.8	35.5	58.3
Contingency	222.5	70.4	152.1
Sub-total	2,450.0	774.0	1,676.0
Hydraulic Equipment			
Diversion Gate	9.8	0.5	9.3
Spillway Gate	43.8	34.2	9.6
Intake Gate	25.4	21.6	3.8
Tail-race Gate	8.0	6.8	1.2
Outlet Valve	19.5	16.6	2.9
Penstock	90.0	67.5	22.5
Surge Tank	66.0	49.5	16.5
Contingency	26.5	19.3	7.2
Sub-total	289.0	216.0	73.0

Item	Total	Currency	
		Foreign	Local
Electrical Equipment	628.8	534.5	94.3
Telecommunication & Transmission Line	606.6	424.6	182.0
Engineering Fee	137.6	82.6	55.0
Total	4,722.0	2,130.3	2,591.7
Interest during Construction	1,026.0	—	1,026.0
Total Project Cost	5,748.0	2,130.3	3,617.7

Table 8-2 Financial Program

Unit: 10⁶ Baht

Year	Total	Foreign	Local	Remark
1st Yr	871.2	166.5	704.7	
2nd Yr	598.0	124.3	473.7	
3rd Yr	1,132.9	361.9	771.0	
4th Yr	1,832.1	742.1	1,090.0	
5th Yr	1,127.5	614.9	512.6	
6th Yr	186.3	120.6	65.7	
Total	5,748.0	2,130.3 (92.62 million \$)	3,617.7	

These amount are based on the price level as of December, 1982.

1US\$ = 23 Baht

第10章 経 済 評 価

10.1 経済評価の方法

一般に水力プロジェクトの経済評価はそれと同等の機能を有する代替火力とのコスト比較という形で行なわれるが、この場合代替火力の発電コストは水力プロジェクトの便益として表わせる。

本プロジェクトの経済評価ではこの発電コストと代替火力による便益比較を Discounted Cash Flow Method により行なうこととし、また燃料費および割引率等の変化がこのプロジェクトの経済性にどのような影響を及ぼすのかその感度分析も併せて実施した。

なお代替火力としては Nam Yuam がピーク負荷を対象とした水力発電所であることから、ピーク用としてのガスタービンとベース用としての一般火力の組合せを考えた。Table 10-1, 10-2 にはそれぞれプロジェクトの経済的諸元ならびに経済評価基準を示す。

10.2 プロジェクトの費用

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。年間の運転維持費については工事費に対し、以下の割合より求めた。

設 備	運転維持経費率
ダムおよび貯水池	} 1.5 %
発 電 設 備	
送 電 設 備	

10.3 プロジェクトの便益

1) 代替火力

本計画の経済評価の基準として選定した代替火力の設備概要は次のとおりである。

(i) 一般火力およびガスタービンの設備利用率はそれぞれ次のとおりとした。

一 般 火 力：70 %

ガスタービン： 7 %

(ii) 代替設備の規模は本プロジェクトと同等な供給能力を有するものとする (Table 10-5 参照)。

(iii) 建設費についてはタイ国における最近の火力発電設備の建設単価を参考に積算した (Table 10-4 参照)

なお代替火力の組合せについては以下の理由によりそれぞれ次のとおりとした

ケースA：ディーゼルオイルを燃料とするガスタービンと輸入石炭を燃料とする一般火力

ケースB：天然ガスを燃料とするガスタービンおよび一般火力

- a) リグナイトが最っとも低廉な燃料ではあるが、資源的に余り恵まれていない。
 - b) 石油については1973年以来高騰を続け1983年に入ってはじめて値下げが行なわれたが、价格的には依然として高水準を維持しており、また供給面での不安も残っている。
 - c) 輸入石炭はリグナイトの次に安く、資源的にも豊富で世界各国に散在していることから、安定供給が期待できる。
 - d) シャム湾の天然ガスについては1981年9月から実用化されており、今のところ新規火力への計画はないが、輸入石油の代替としてその利用は広範囲に及ぶ。
- また、これら代替火力の年間の運転維持経費率については次のとおりとした。

石炭火力：3%

天然ガス火力：2.5%

ガスタービン：3%

2) 燃料費

1973年秋以降上昇を続けた原油価格もその後の生産調整の不調と需要の落込みから1983年に入って約15% (FOB価格)の大巾な値下げとなり、その影響は石炭価格にも及んでいるが、このスタディーでは1982年ベースの燃料価格とした (Table 10-3 参照)。

また、石炭価格については豪州炭および南ア炭等の実情を勘案し、CIF価格で70US\$/t (FOB価格45US\$/t, 運賃・滞船費・保険等25US\$/t)と想定した。

なお、燃料価格については今後とも変動が予想されるので、これによるプロジェクトの感度分析も併せて行なうこととした。

10.4 経済評価

キャッシュフローによる経済評価の結果はTable 10-6~11に示すとおりであり、代替火力のいずれの組み合わせに対しても十分経済性を有するものである。

また、感度分析の結果はFig. 10-1~8に示すとおり、割引率・燃料価格等に多少の変動があってもその経済性を保持し得るものである。

また、1983年3月のOPEC基準原油価格の値下げ (34US\$/Barel → 29US\$/Barel)により、石炭価格 (FOB)にも同程度の値下げを考慮すれば、CIF価格では約63.4US\$/t (約9.5%の値下げに相当)となるが、この場合でも十分な経済性を有している。

10.5 財務評価

1982年におけるEGATの山元販売電力料金は0.89 B/kWhである。これは年間負荷率67%、重負荷日負荷率73.7%の全需要の平均的な料金で、これを全部新設火力で供給するものとして、その平均的設備利用率を70%とすれば、発電原価は1.27 B/kWhとなる。一方、ユアム計画に代替する新設火力の発電単価(補正係数も考慮)は1.33 B/kWhで、現行料金をベースとすれば、ユアム計画の電力料収入単価は、

$$0.89 \times \frac{1.33}{1.27} = 0.93 \text{ B/kWh}$$

に相当する。

電力料金ならびに建設・保守コストの上昇率を3%/年としても、Table 10-13のようにユアム計画の投資は耐用年数間において約10%の財務収益率となる。

Table 10-2 Basic Criteria for Economic Study

Method of Analysis	: Discounted Cash Flow Method		
Study Period	: 57 years (1982 - 2038)		
Discount Rate	: 10%		
Escalation			
	<u>Case 1</u>	<u>Case 2</u>	<u>Case 3</u>
O & M Cost	: not considered	not considered	not considered
Fuel Cost	: not considered	3%	3%
Replacement Cost	: not considered	not considered	5%
Shadow Price Factor			
Foreign Currency		: 110%	
Local Currency for Hydro		: 85%	
Local Currency for Thermal		: 95%	
Fuel Price		: 100%	
Service Life of Facilities			
Dam & Reservoir		: 50 years	
Hydro Power Plant		: 25 years	
Thermal Power Plant		: 25 years	
Gas Turbine Power Plant		: 20 years	
Transmission Line		: 40 years	
Conversion Rate of Currency		: US\$1.00 = ¥23.0	

Table 10-3 Fuel Cost of Alternative Thermal Power Plants

	Steam Turbine		Gas Turbine	
	Imported Coal	Natural gas	Diesel oil	Natural gas
Fuel calorie	6,300 (kcal/kg)	8,000 (kcal/m ³)	10,800 (kcal/kg) (9,300 kcal/kl)	8,000 (kcal/m ³)
Annual thermal efficiency	36% x 0.96	37% x 0.96	25%	25%
Required calorie	2,488 (kcal/kWh)	2,421 (kcal/kWh)	3,440 (kcal/kWh)	3,440 (kcal/kWh)
Fuel consumption rate	0.395 (kg/kWh)	0.303 (m ³ /kWh)	0.37 (l/kWh)	0.43 (m ³ /kWh)
Fuel price (FOB)	45 (US\$/t)	-	-	-
Fuel price (CIF)	70 (US\$/t)	-	-	-
Fuel price at plant	0.07 (US\$/kg)	2.79 (B/m ³)	6.70 (B/l)	2.79 (B/m ³)
Fuel cost of power generation	0.636 (B/kWh)	0.845 (B/kWh)	3.02 (B/kWh)	1.2 (B/kWh)

Table 10-4 Unit Construction Cost of Alternative Thermal Power Plants

Imported coal-fired thermal	840 (US\$/kW)
Natural gas-fired thermal	560 (US\$/kW)
Gas turbine (diesel oil, Natural gas)	270 (US\$/kW)

Note: Interest during construction is not included in the above cost.

Table 10-5 Alternative Thermal Power Plant

Item	Unit	Gas Turbine	Steam Thermal
Required Installed Capacity	(MW)	89	64
Firm Capacity of Hydro Nam Yuam	(MW)	74	51
Annual Energy Production	(10 ⁶ kWh)	55	515
Station Service Power Use	(%)	2	6
Annual Available Energy	(10 ⁶ kWh)	54	483

Note: Required installed Capacity

$$= \text{Firm Capacity of Hydro Nam Yuam} \times \frac{1}{(1-\text{SSt})} \times \frac{1}{(1-\text{FOt})} \times \frac{1}{(1-\text{Oht})}$$

where,

SSt : Station service power use = 2,6%
 FOt : Forced outage rate = 4%
 Oht : Overhaul rate = 12%

Fig. 10-1 Sensitivity Analysis

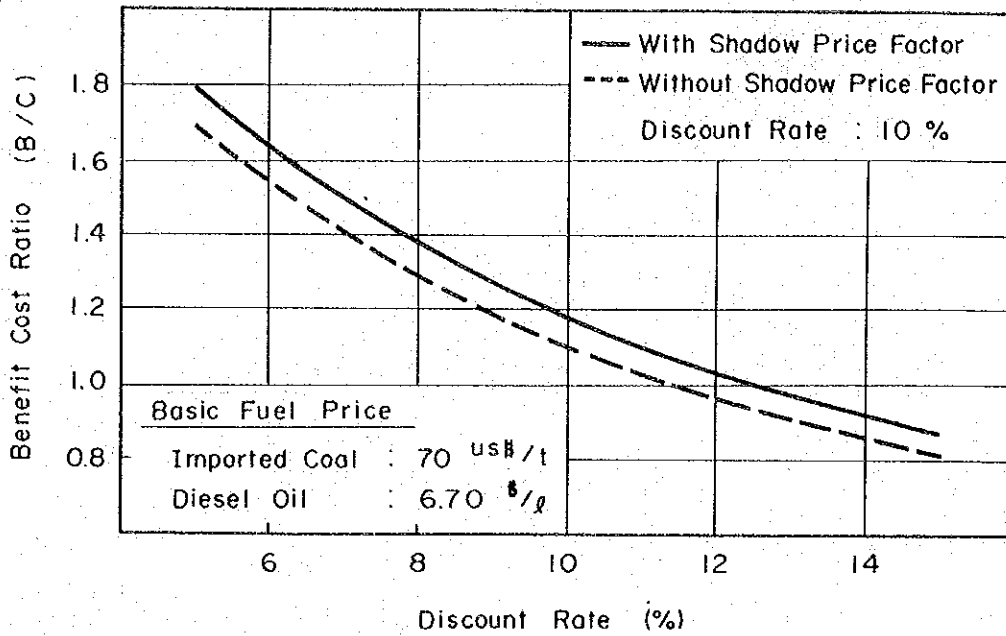


Fig. 10-2 Sensitivity Analysis

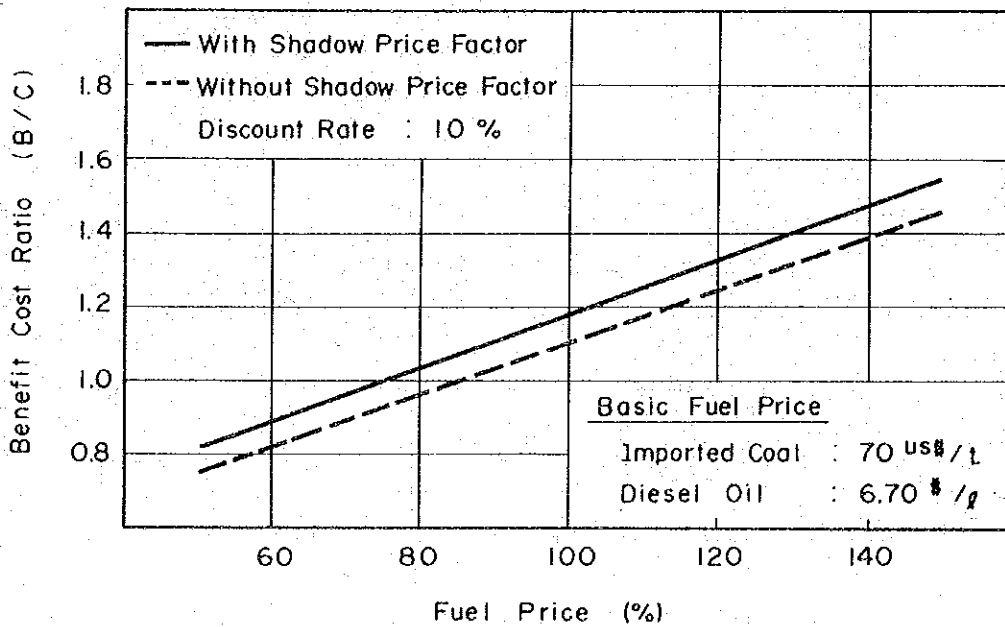


Fig. 10-3 Sensitivity Analysis

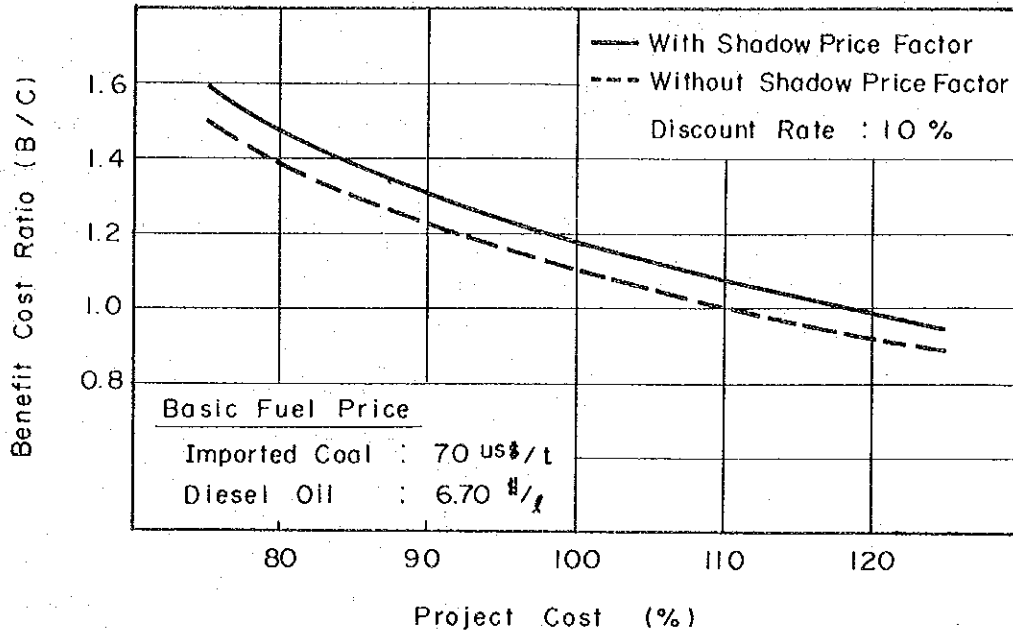
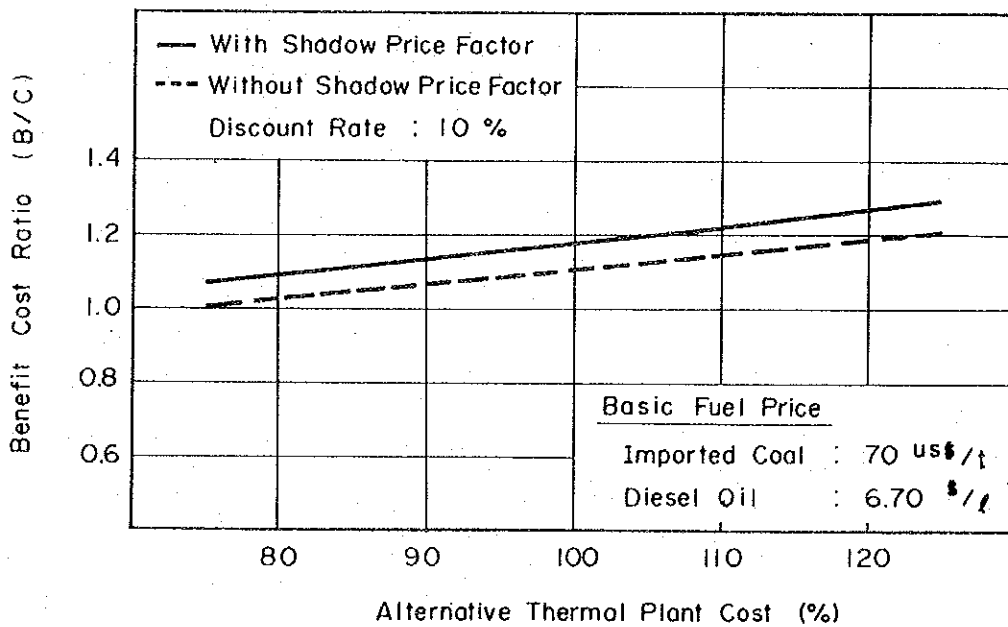


Fig. 10-4 Sensitivity Analysis



第11章 環境問題

近年、開発活動の拡大に伴ない、世界的趨勢として、開発による環境への影響を考慮する事の重要性が認識されて来ている。

初期において、その認識は大規模な開発による環境に対する有害な影響の指摘であって、開発と環境保全とは互いに相対立するというものであった。しかし、現在は両者は互いに両立し、また両立させるべきものであるという見方が支配的になって来ている。

一般に、開発の環境に与える影響は、極めて多岐にわたり、その調査と評価には多くの労力と時間を要する。しかも現状では、その方法論は十分に体系化されていないように思われる。原則的に言えば、環境問題には次のような作業が含まれる。すなわち、十分な資料の収集により現況を把握するとともに、当該の開発計画を充分理解し、それによる影響を収集した資料を基に考察する。好ましくない影響があれば、その対策を考え、さらにその結果を評価する。もし、計画に変更が必要であるならば、その変更が技術的、経済的に可能かどうかを評価する。このような作業を最終的にまとめ、全体としてその開発計画が許容されるかどうか判断される。

Nam Yuam Pojectの環境に関する調査および評価は、本F.Sの範囲に含まれないが内外の諸資料を基に大規模なダム築造、貯水池を伴う開発において一般に考慮される必要のある諸点を列挙すれば以下の通りである。

(1) 地球物理学的影響

- (i) 浸 喰
- (ii) 浮遊砂，掃流砂および堆積
- (iii) 洪 水
- (iv) 斜面の安定
- (v) 地 下 水
- (vi) 地震の誘発

(2) 水資源に対する影響

- (i) 物理，化学的特性
- (ii) 水 温
- (iii) 濁 度
- (iv) 河流及び河川水位
- (v) 水の損失
- (vi) 蒸 発

(3) 植生，動物生態に対する影響

- (i) 森 林

- (ii) 魚 類
 - (iii) 獣, 鳥, 昆虫, 爬虫類, 両生類
 - (iv) 貴重な種
 - (v) 植物性および動物性プランクトン
- (4) 補償および移転
- (i) 土地獲得
 - (ii) 移 転
 - (iii) 補 償
- (5) 社会経済的な影響
- (i) 雇 用
 - (ii) 収入および支出
 - (iii) 人口および産業構成
 - (iv) 運輸・通信
 - (v) 景観・観光およびレクリエーション
 - (vi) 厚生および公衆衛生
- (6) 考古学的影響

JICA