

## 7. 送電計画及び系統解析

### (1) 送電ルート

Mae Lama Luang、Nam Ngao両発電所からChiang Maiまでの区間の踏査ならびに技術検討の結果、送電ルートを以下の通りとした。

- Mae Lama Luang、Nam Ngao両発電所の発生電力は Fig.7-1に示すとおり Mae Sariang中間変電所を経由し、Chiang Mai 3変電所に送電される。
- Mae Lama Luang発電所からMae Sariang 中間変電所まで 230kv(50km)、2回線、ACSR 1,272MCMの送電線を建設する。
- Mae Sariang 中間変電所からChiang Mai 3変電所まで 230kv(150km)、2回線、ACSR 1,272MCMの送電線を建設する。
- Nam Ngao発電所から Mae Sariang中間変電所まで115kv(50km)、2回線、ACSR 795MCM の送電線を建設する。

### (2) 汐流計算

本プロジェクトが投入されない場合は、Chaing Mai地区への電力供給はMae Moh 3発電所から行われるので、両地点を結ぶ115 kv送電線の次の区間が重汐流となる。

Mae Moh 3 (発) — Mae Moh 2 (発) : 277MW/2CCT

Mae Moh 2 (発) — Lampang 2 (変) : 187MW/2CCT

Mae Moh 2 (発) — Lampang 1 (変) : 135W/CCT

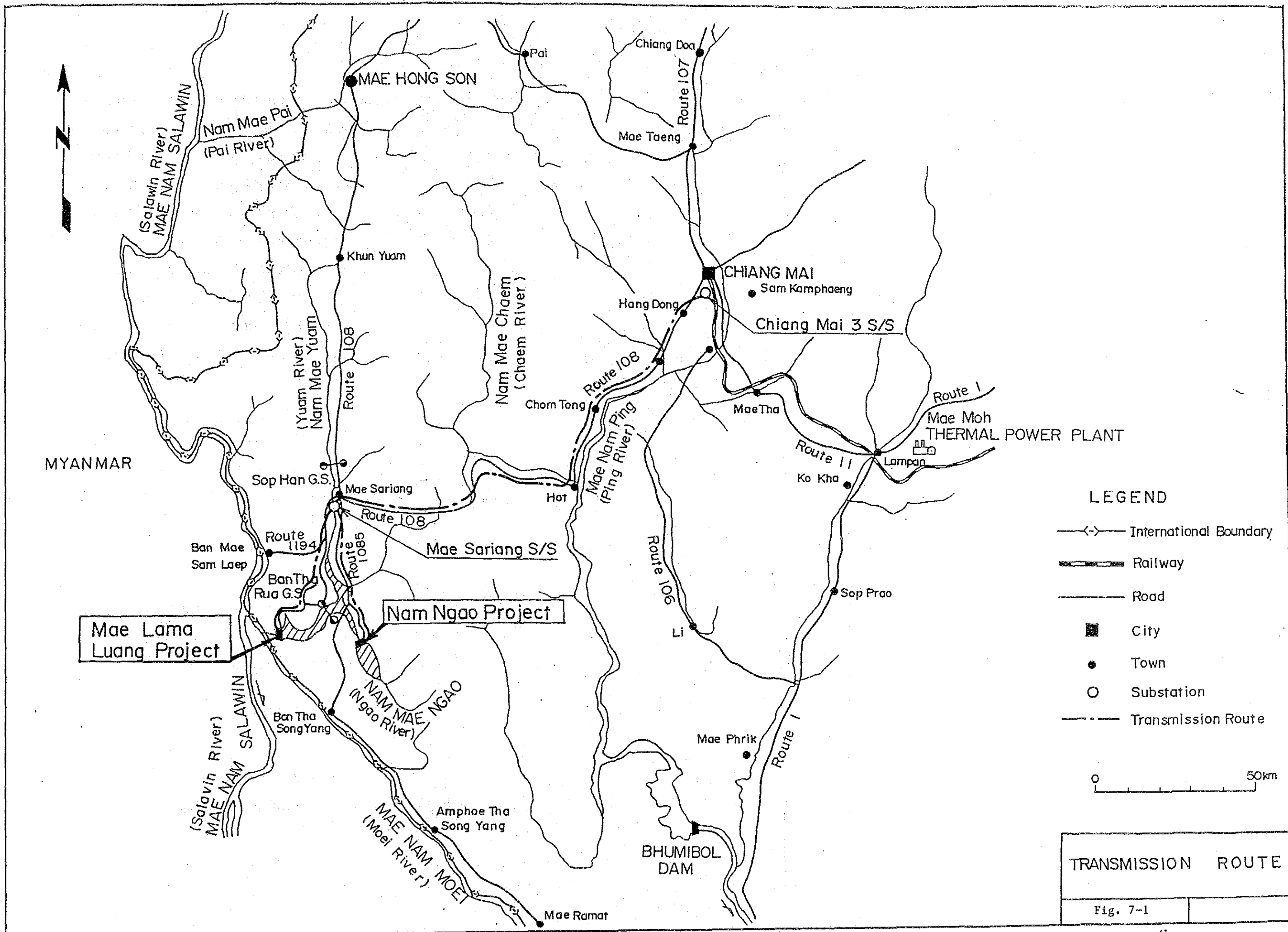
Lampang 1 (変) — Lamphun 1 (変) : 131MW/CCT

本プロジェクトが投入されると、Chaing Mai地区への電力供給は Mae Moh 3とは逆方向から行われることになり、上記の重汐流区間はいずれも改善される。この場合、本プロジェクトの運開に伴って、Chaing Mai 3変電所と Lamphun 2変電所間に115KV 1回線の増設が必要となる。

### (3) 安定度計算

安定度計算の結果は3相短絡事故に対して安定であり、他の発電所の出力は制限されることなく送電を継続できる。従って、本プロジェクトの送電方法として問題ない。





TRANSMISSION ROUTE

Fig. 7-1



## 8. 予 備 設 計

### (1) Nam Ngao計画

- (a) Nam Ngaoダムサイトにおける最も適したダム型式は、地形、地質および建設材料を考慮した、ロックフィルダムである。中央土質しゃ水壁型ロックフィルダム（土質コア型）とコンクリート表面しゃ水壁型ロックフィルダム（コンクリートフェーシング型）について比較検討が行われ、経済性からコンクリート表面しゃ水壁型が採用された。なお、詳細設計段階において、タイの建設業者の技術能力、施工能力等の要因も考慮に入れてダム型式の最終決定がなされるべきである。

採用されたダムの標準断面の法面勾配は設計条件を基に決定され、1 : 1 : 4である。ダムの主要諸元は以下のとおりである。

ダム高さ 123m , 堤頂長 655m

ダム体積  $5.380 \times 10^3 \text{ m}^3$  (締切ダムを除く)

### (b) 洪水吐

洪水吐は、地質および地形を考慮して左岸に配置した。

洪水吐の能力は、満水位 270mでPMFの  $2,100 \text{ m}^3/\text{sec}$ のピーク流量を流下させるよう設計されている。洪水吐には幅13.5mのラジアルゲート2門を配置してある。

### (c) 水路

水路は、最大使用水量  $170 \text{ m}^3/\text{sec}$ に対し設計されている。取水口は、ダムの直上流に設ける。導水路は、延長 204m, 内径 7.4mの1条のトンネルからなる。

水圧管路は延長 525m, 内径 7.4m ~ 3.9mで、トンネル構造の部分と地表に露出している部分からなる。水圧管路は2分岐され、2台の水車に接続される。

### (d) 発電所および開閉所

発電所は半地下式で、ドラフトからの発電放流水の水流方向を考慮した位置が選定されている。開閉所は、ダムと発電所間のスペースに配置されている。なお、開閉所は在来型が採用されている。

(e) 電気機器

水車の型式、機器台数等の検討の結果、次の諸元の主要機器2台が採用されている。

水車

型式 立軸 フランシス

基準有効落差 96.1m

最大使用水量 85 m<sup>3</sup>/sec

基準出力 72 MW

回転数 231 rpm

発電機

型式 3相交流同期発電機

電圧 13.8KV

出力 78 MVA

回転数 231 rpm

(f) 送電線および Mae Sariang中間変電所

115KV, 2回線の送電線が Nam Ngao 発電所から Mae Sariang中間変電所間に設けられる。この送電線は、Mae Sariang中間変電所において、Mae Lama Luang 発電所と Chiang Mai 3変電所間の 230KV送電線に連結される。

(2) Mae Lama Luang計画

(a) Mae Lama Luangダムサイトにおける最も適したダム型式は、地形、地質および建設材料から判断してロックフィルダムである。中央土質しゃ水壁型およびコンクリート表面しゃ水壁型ロックフィルダムの比較検討の結果、中央土質しゃ水壁型ロックフィルダムが採用された。標準断面の法面勾配は、設計条件をもとに上流側 1 : 2.0, 下流側 1 : 1.8と決定されている。ダムの主要諸元は以下のとおりである。

ダム高さ 119m, 堤頂長 355m

ダム体積  $3,820 \times 10^3$  m<sup>3</sup>

(b) 洪水吐

洪水吐は地形および地質を考慮して、左岸側に配置した。

洪水吐の能力は満水位 165mで 5,200m<sup>3</sup>/secのピーク流量を流下させるよう設計されている。洪水吐には4門の幅12.0mのラジアルゲートを配置してある。

(c) 水路

水路は最大使用水量 330m<sup>3</sup>/secに対し設計されている。

取水口はダム直上流に設ける。導水路は延長 142m、内径 8.6mの1条のトンネルからなる。水圧管路は、延長 337m、内径 8.6m～4.5mの埋設式である。これは3分岐後、3台の水車に接続される。

(d) 発電所および開閉所

発電所は半地下式で、ドラフトからの発電放流水の水流方向を考慮して位置が決められている。開閉所はダムと発電所間のスペースに配置されている。なお、開閉所はスペースが限られるのでGIS型が採用されている。

(e) 電気機器

水車型式、機器台数等の検討結果、次の諸元の主要機器3台が選択されている。

水 車

型 式	立軸 フランシス
基準有効落差	85m
最大使用水量	110m <sup>3</sup> /sec
基 準 出 力	83MW
回 転 数	200rpm

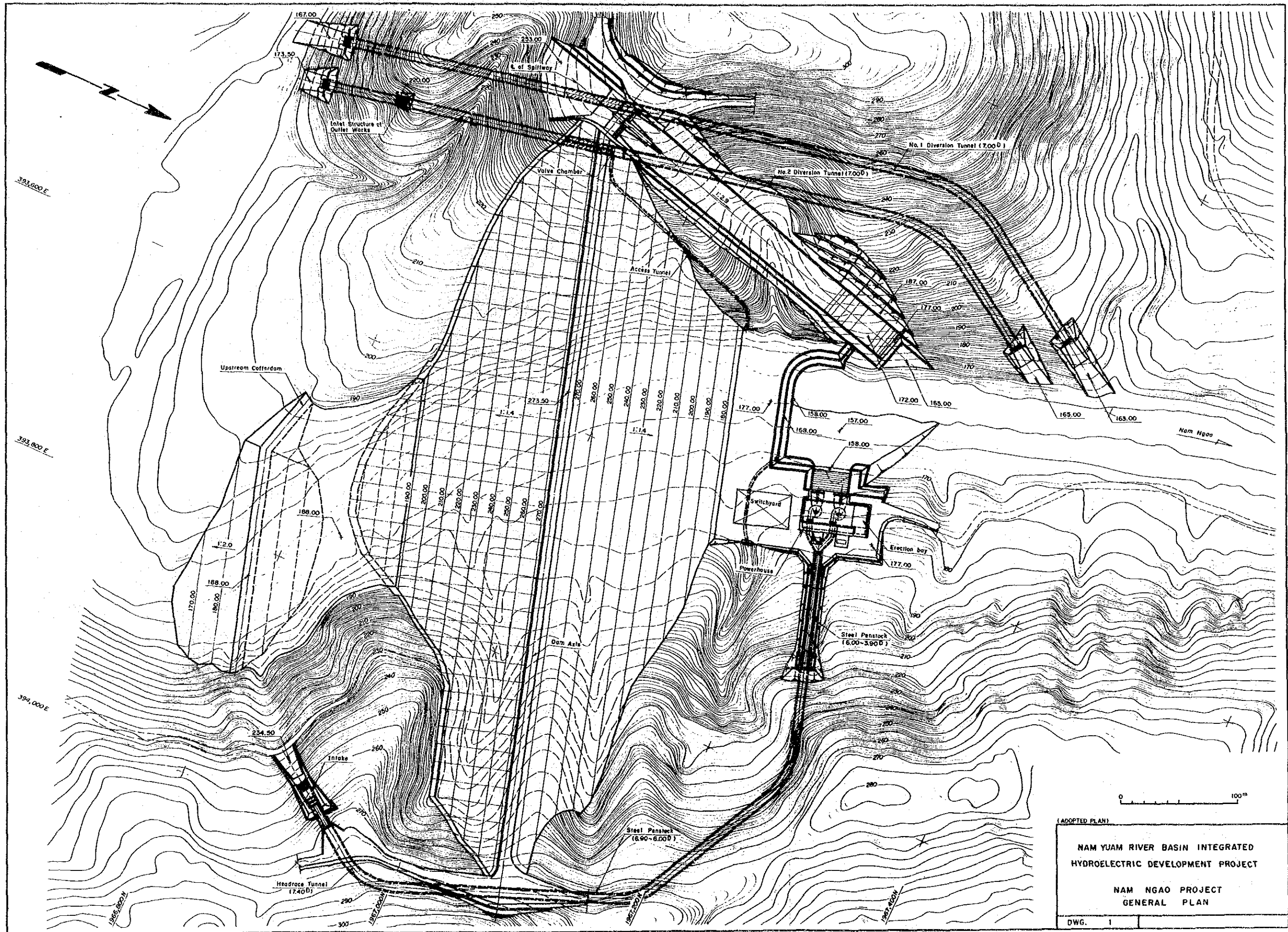
発 電 機

型 式	3相交流同期発電機
電 圧	90MVA
回 転 数	200 rpm

(f) 送電線

230KV, 2回線送電線が Mae Lama Luang 発電所から Chiang Mai 3変電所間の  
200kmに設けられ、途中 Mae Sariang中間変電所を経由する。

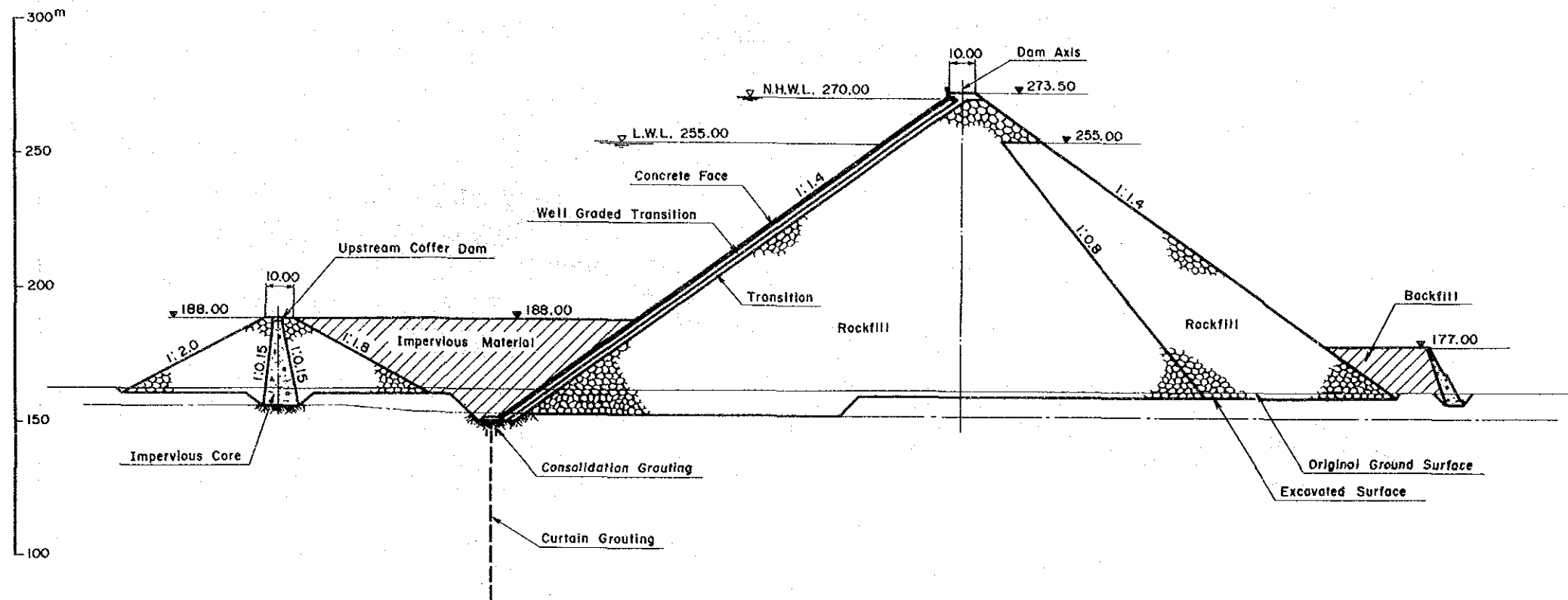




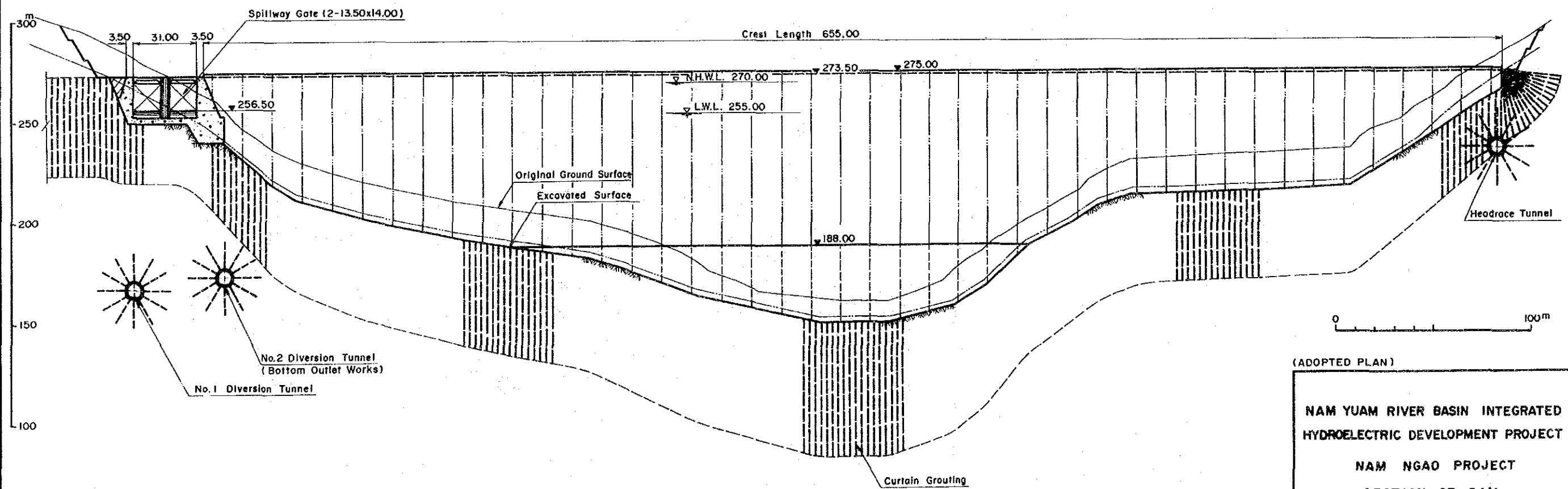
(ADOPTED PLAN)  
 NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
 HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
 NAM NGAO PROJECT  
 GENERAL PLAN  
 DWG. 1



TYPICAL SECTION OF DAM



PROFILE OF DAM

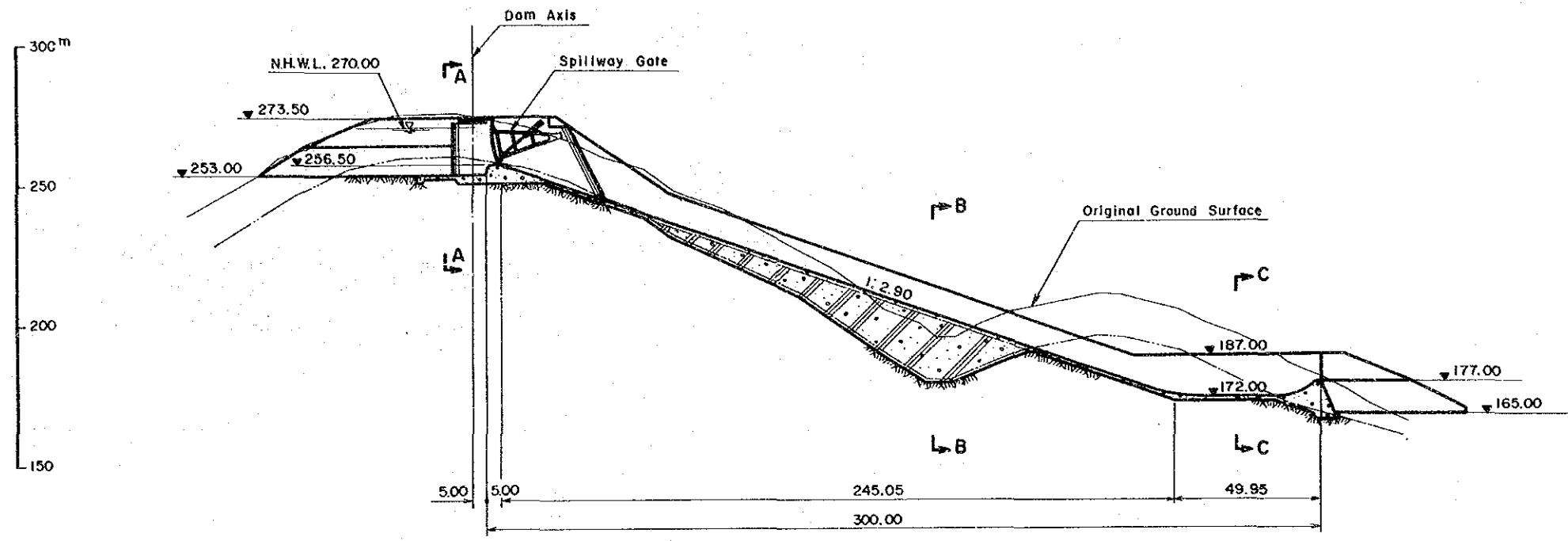


(ADOPTED PLAN)  
 NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
 HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
 NAM NGAO PROJECT  
 SECTION OF DAM

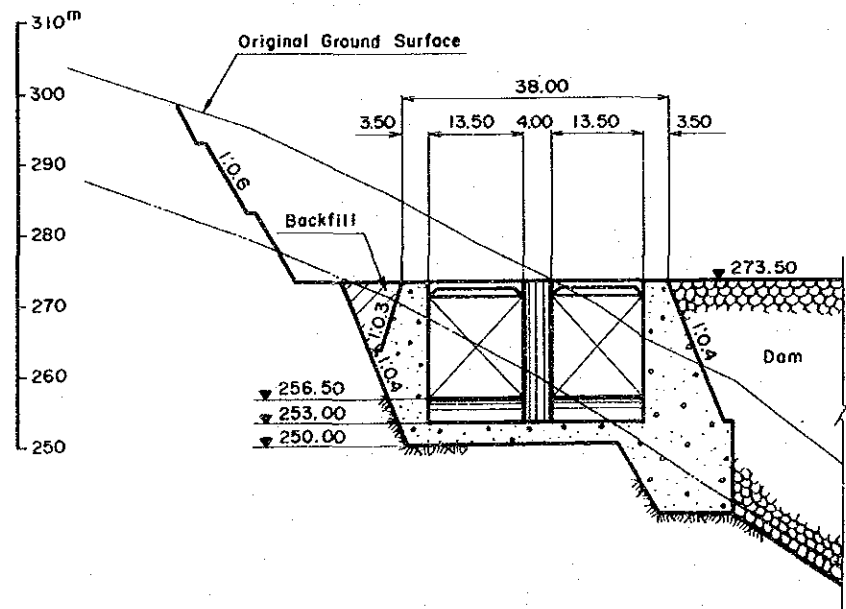
DWG. 2



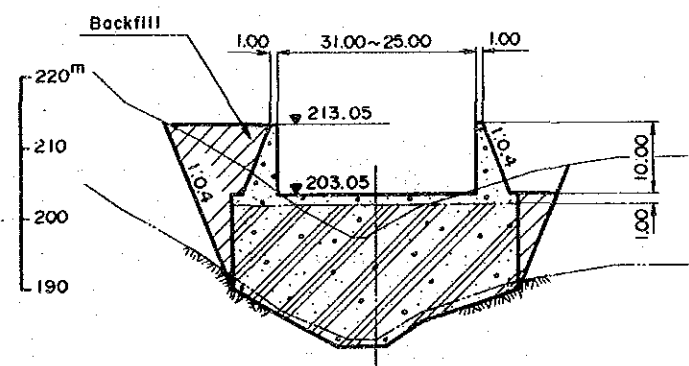
PROFILE



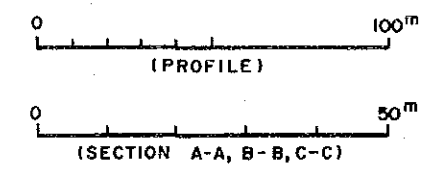
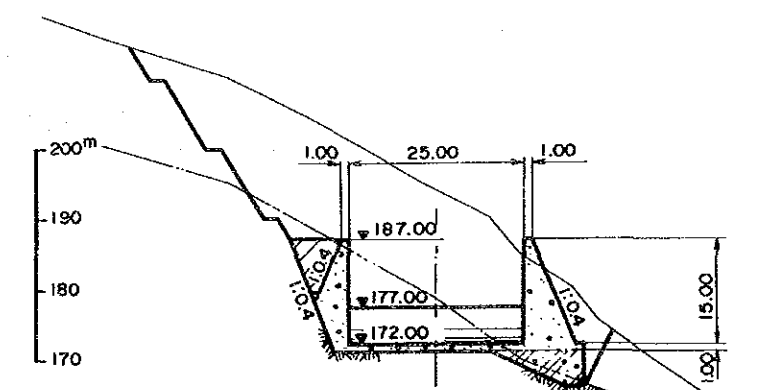
SECTION A - A



SECTION B - B



SECTION C - C



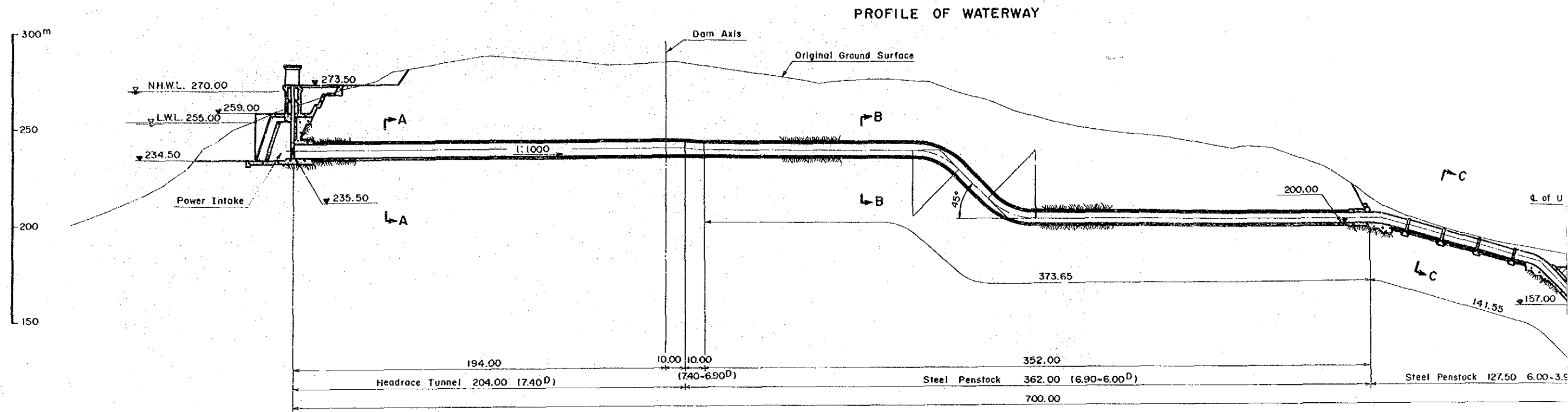
(ADOPTED PLAN)

NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

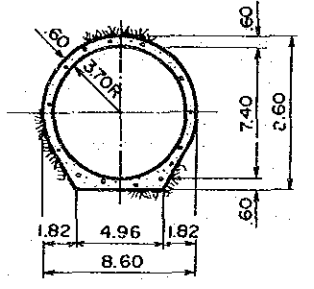
NAM NGAO PROJECT  
SPILLWAY

DWG. 3

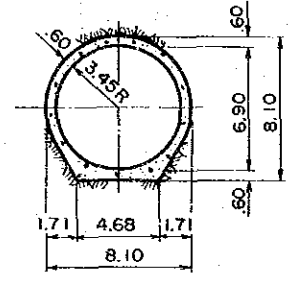




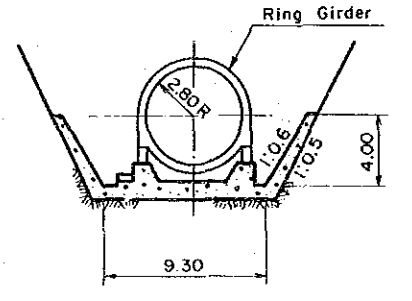
SECTION A - A



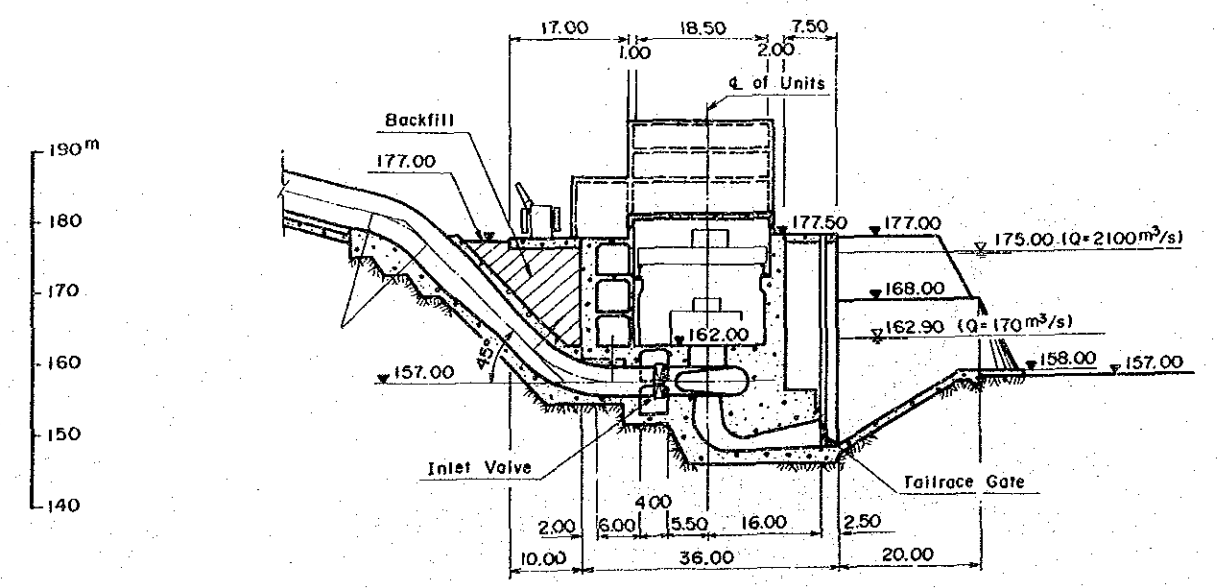
SECTION B - B



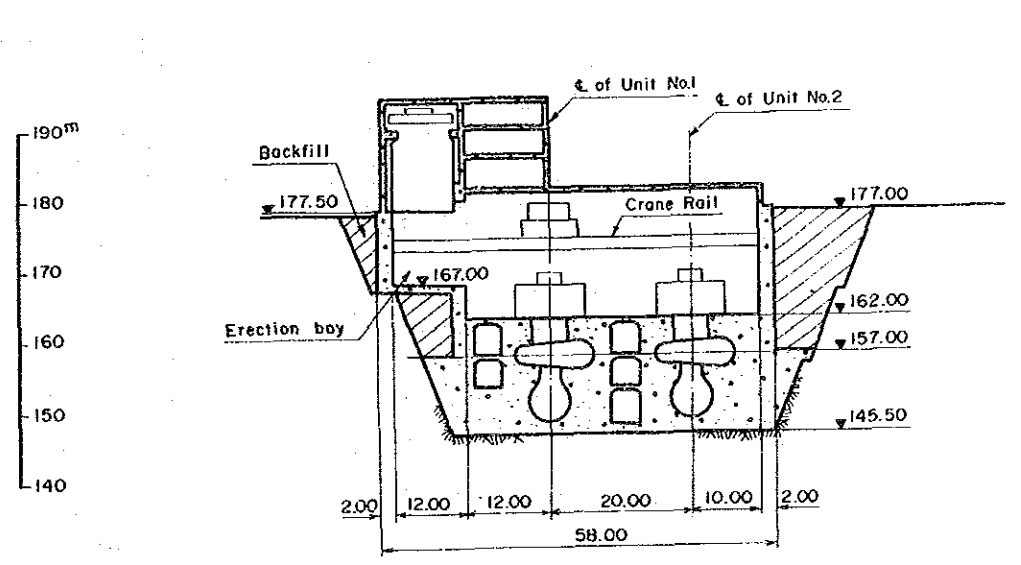
SECTION C - C



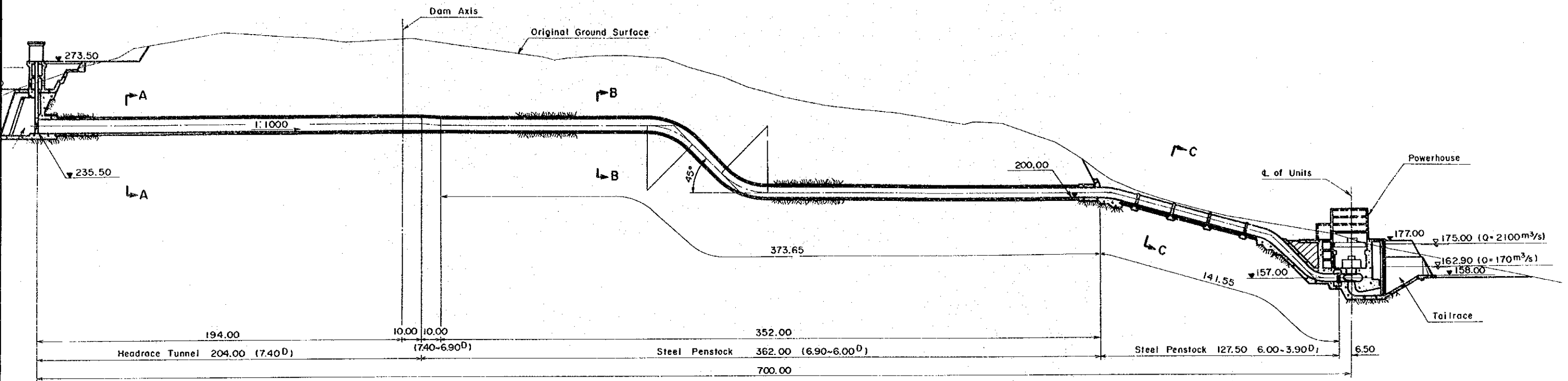
TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE



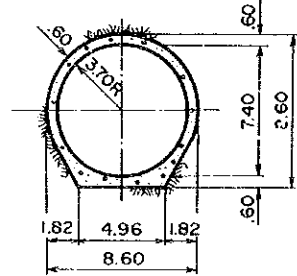
LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE



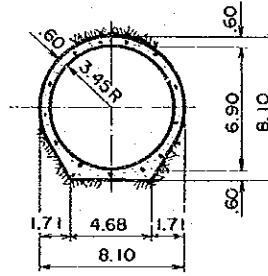
PROFILE OF WATERWAY



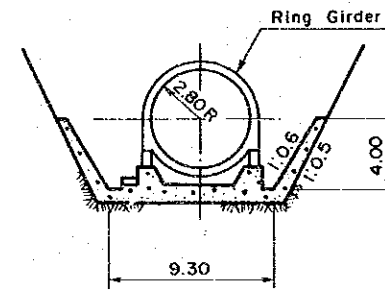
SECTION A - A



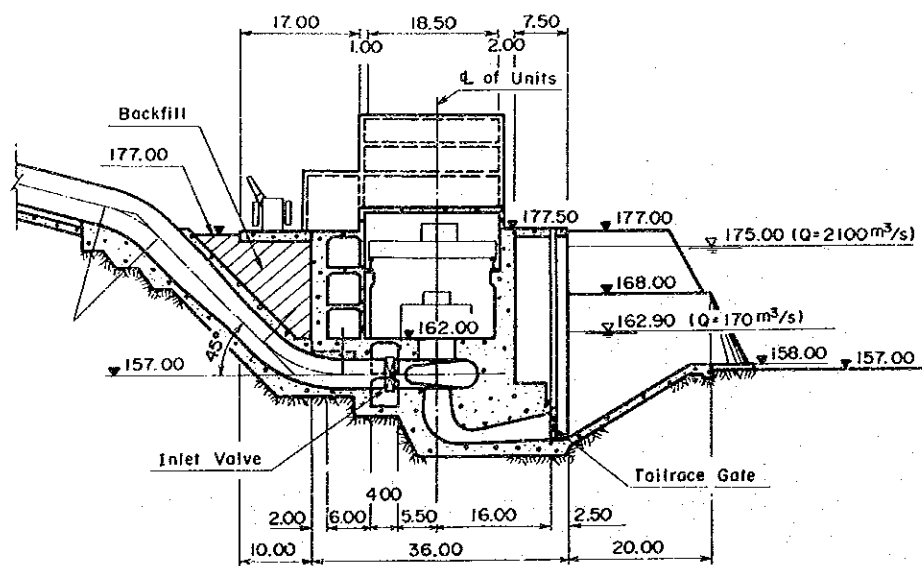
SECTION B - B



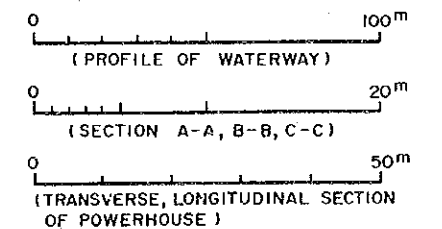
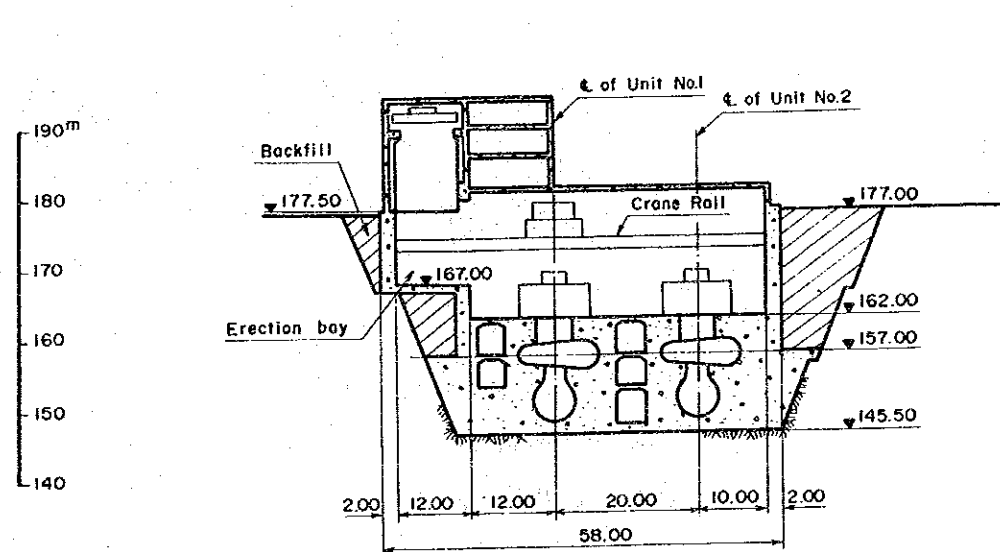
SECTION C - C



TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE



LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE



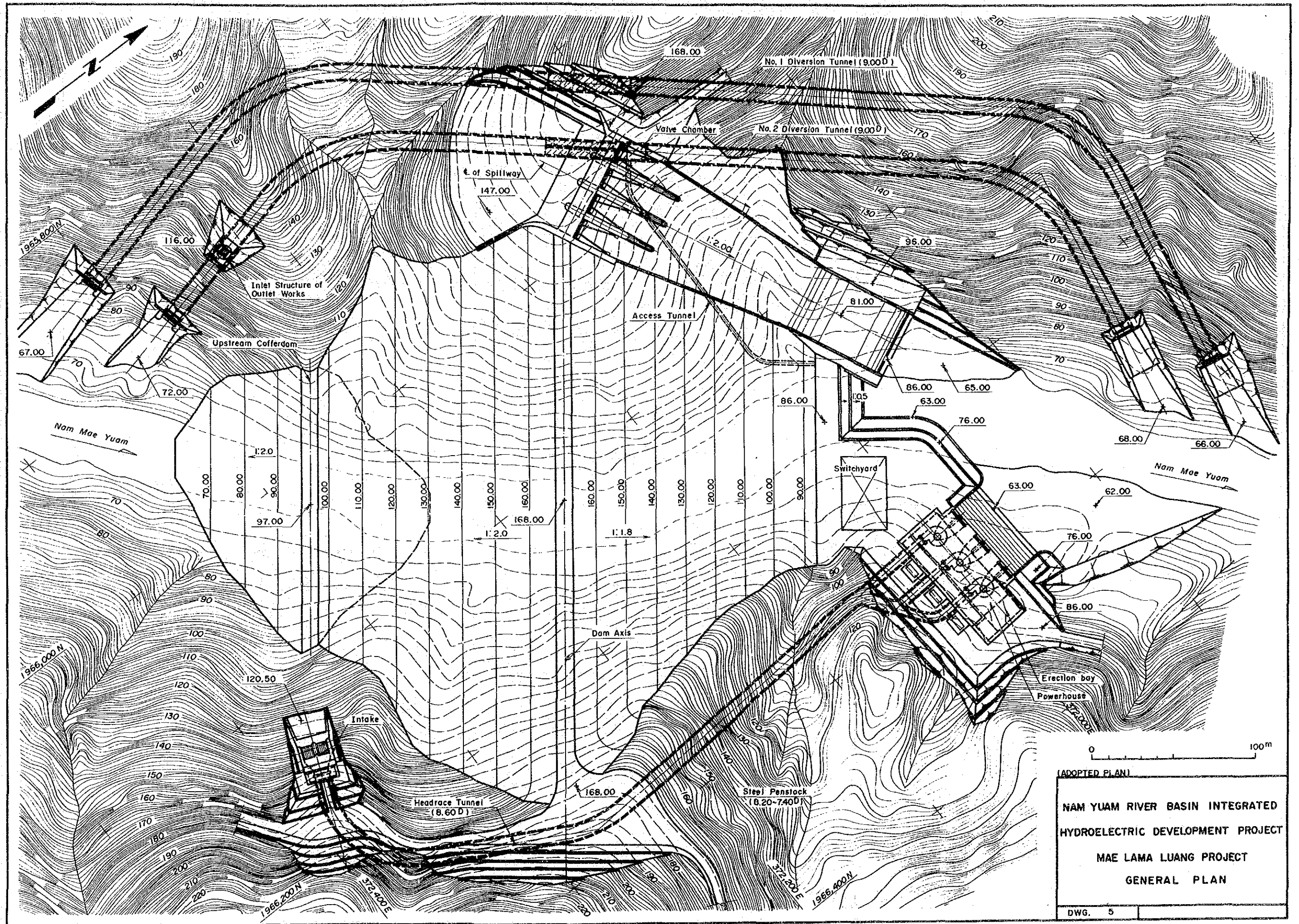
(ADOPTED PLAN)

NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
NAM NGAO PROJECT  
WATERWAY

DWG. 4





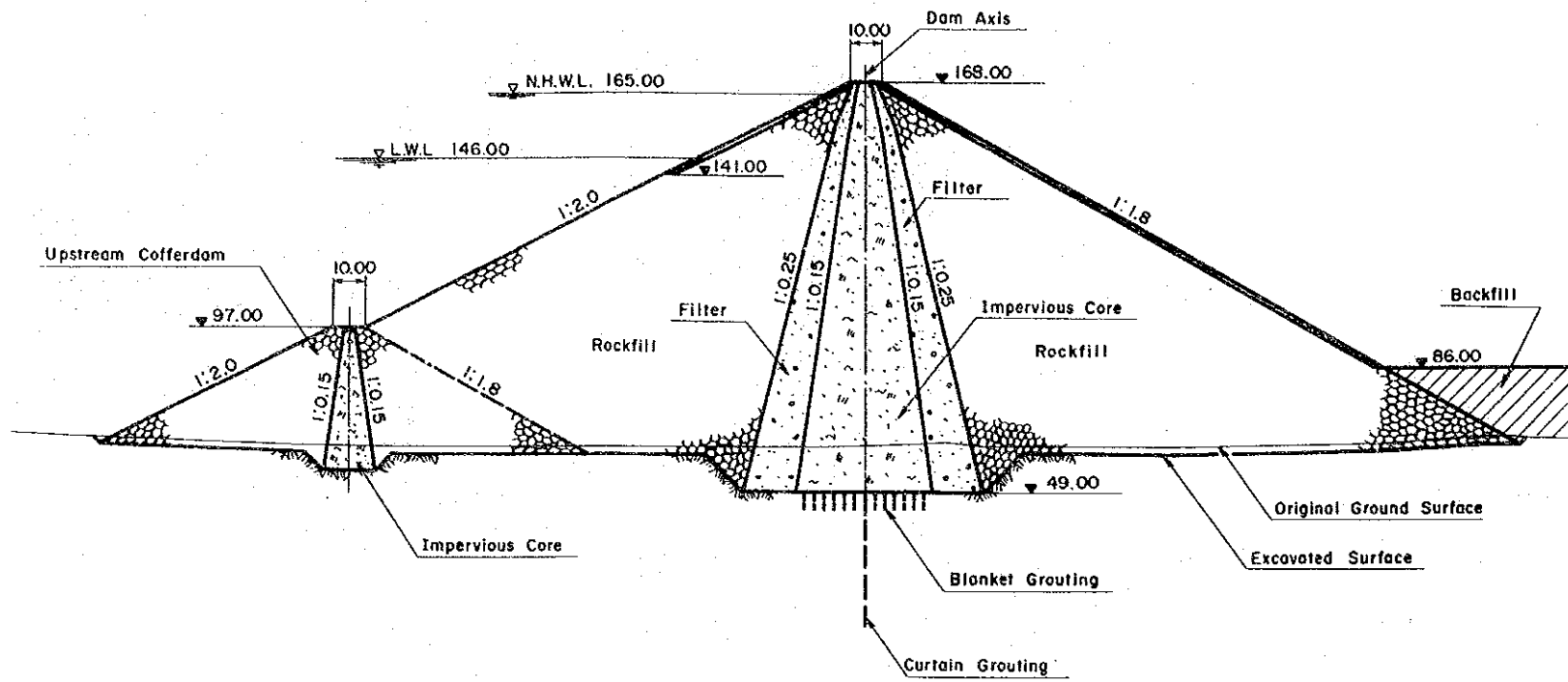


ADOPTED PLAN  
 NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
 HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
 MAE LAMA LUANG PROJECT  
 GENERAL PLAN  
 DWG. 5



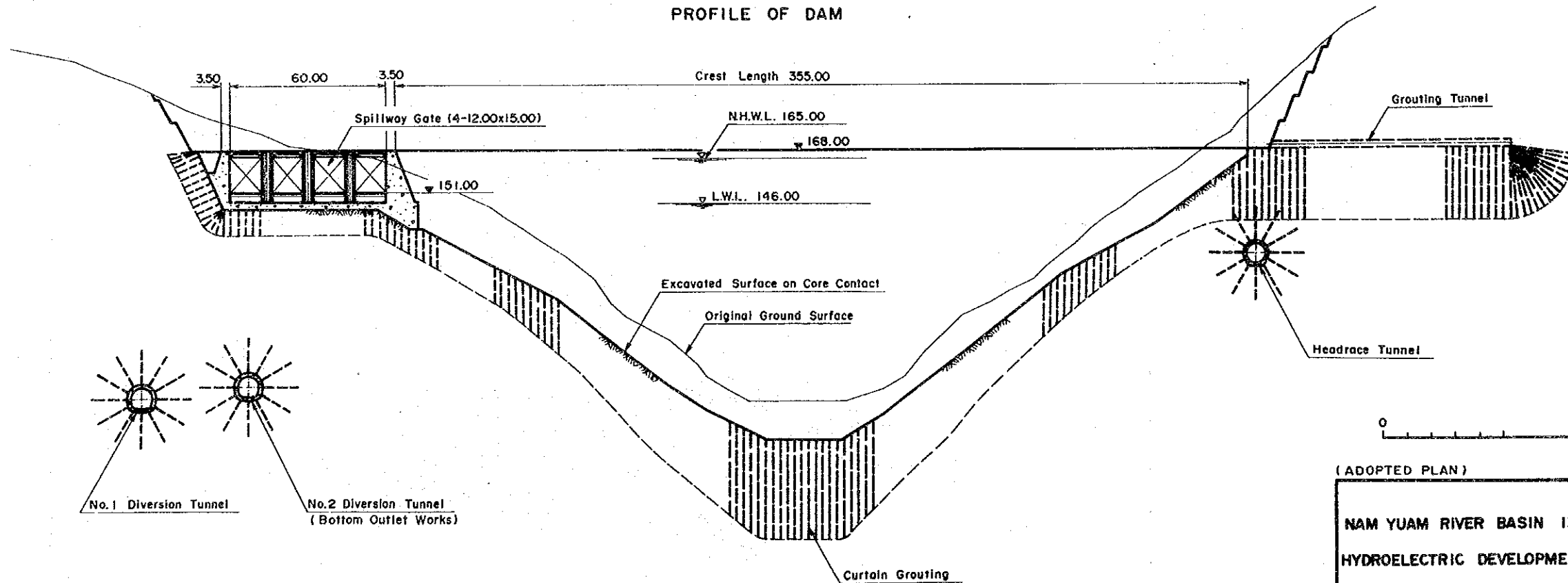
200m  
150  
100  
50  
0

TYPICAL SECTION OF DAM



PROFILE OF DAM

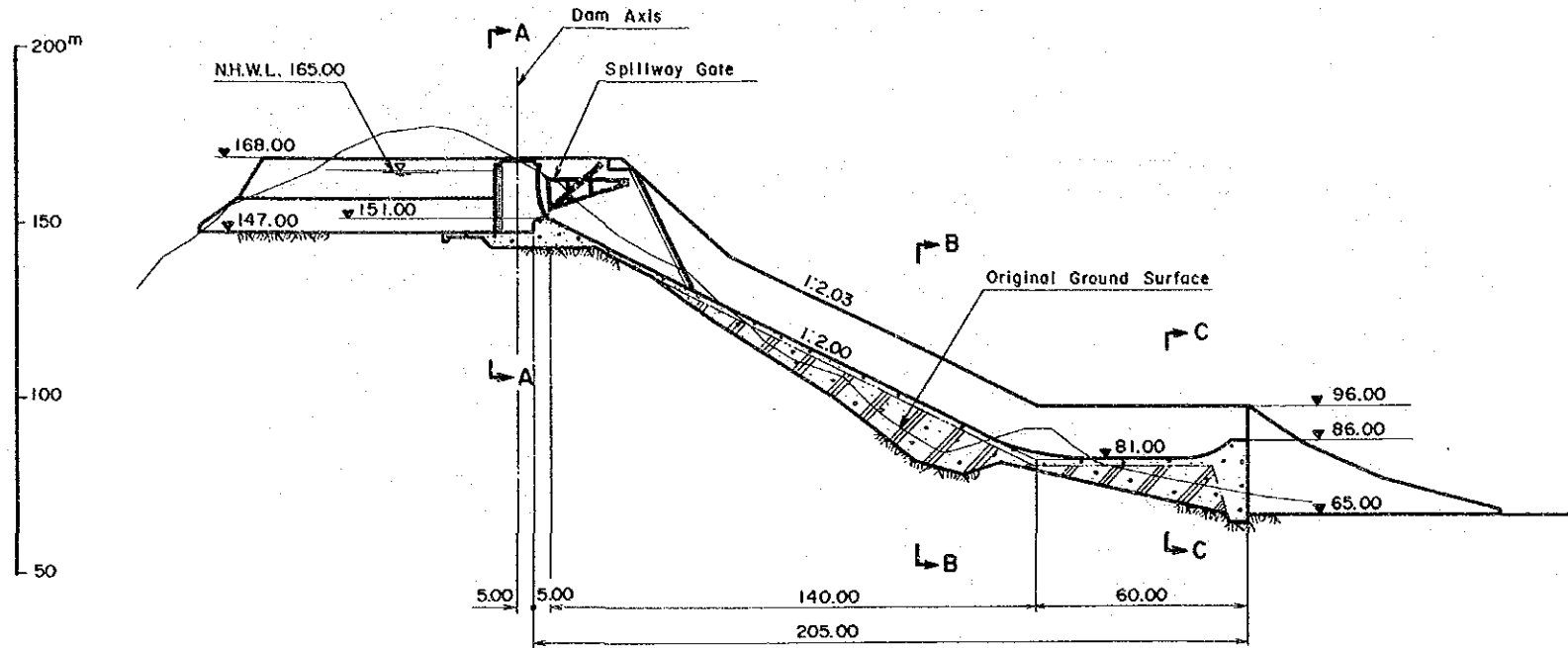
200m  
150  
100  
50  
0



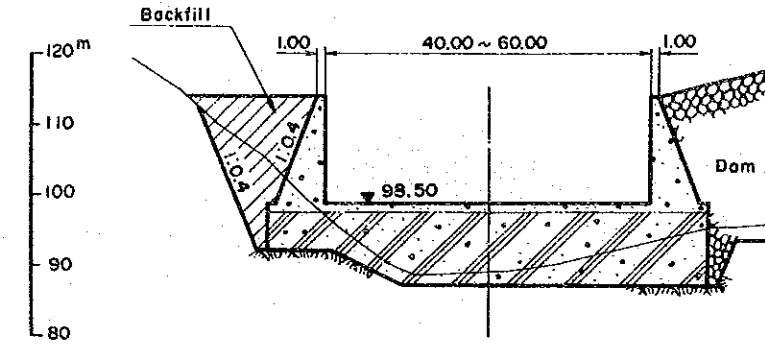
(ADOPTED PLAN)  
**NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
 HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
 MAE LAMA LUANG PROJECT  
 SECTION OF DAM**  
 DWG. 6



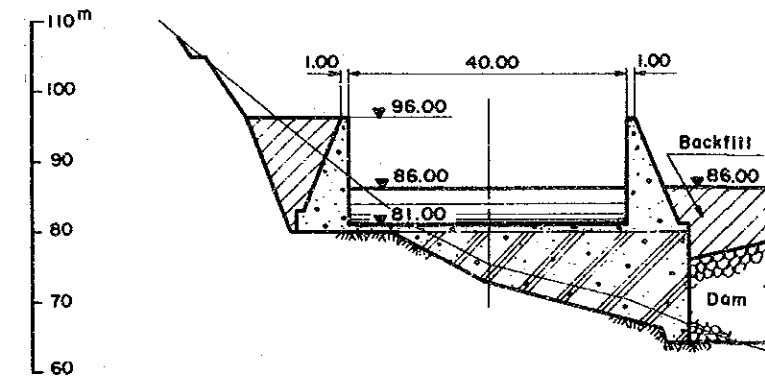
PROFILE



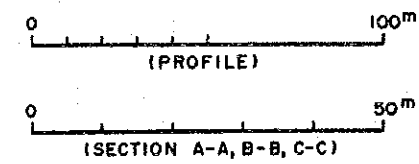
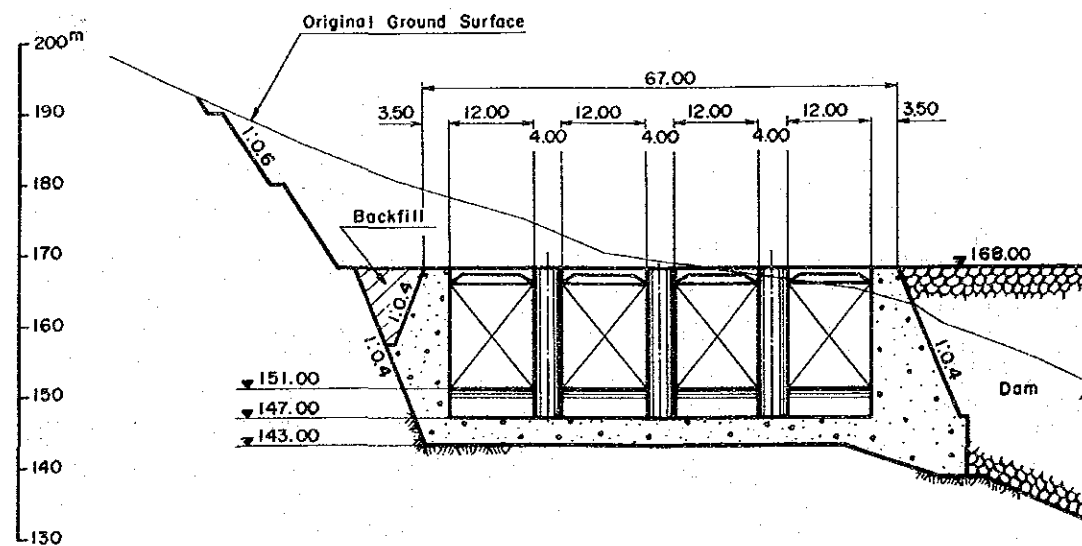
SECTION B - B



SECTION C - C



SECTION A - A



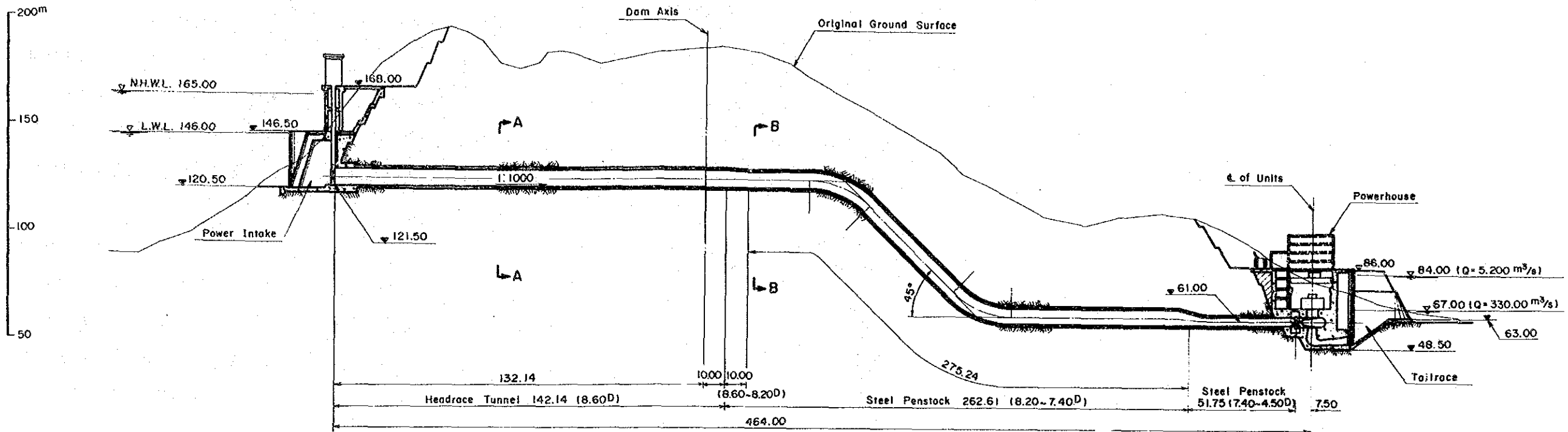
(ADOPTED PLAN)

NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
MAE LAMA LUANG PROJECT  
SPILLWAY

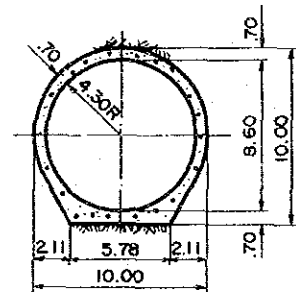
DWG. 7



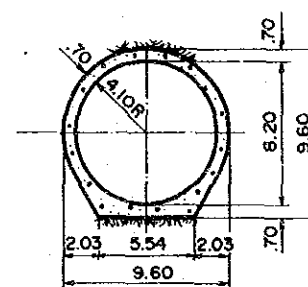
PROFILE OF WATERWAY



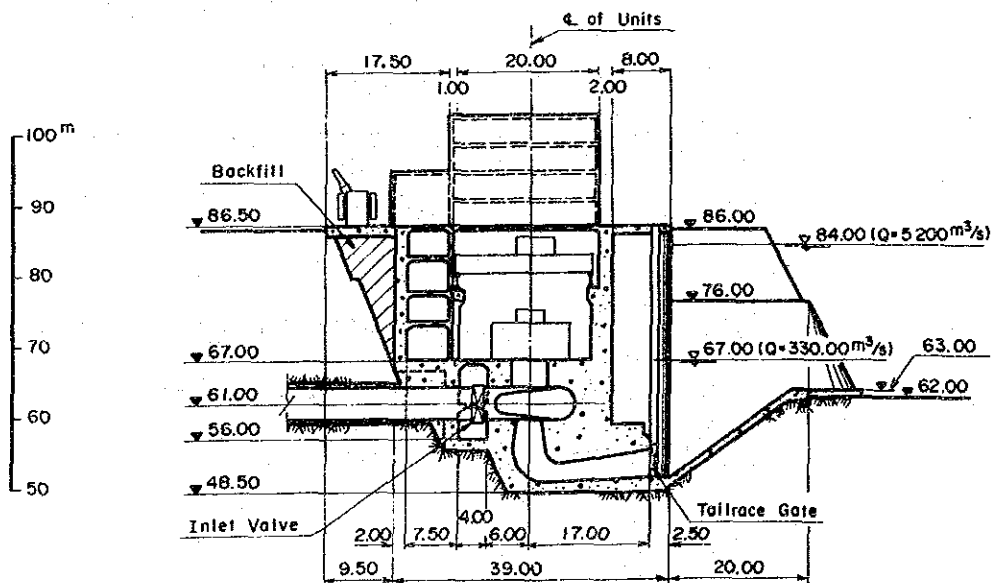
SECTION A - A



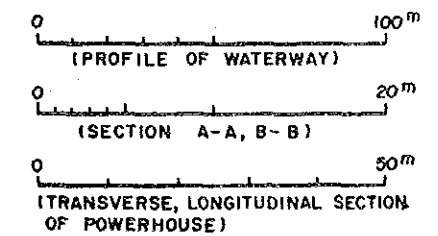
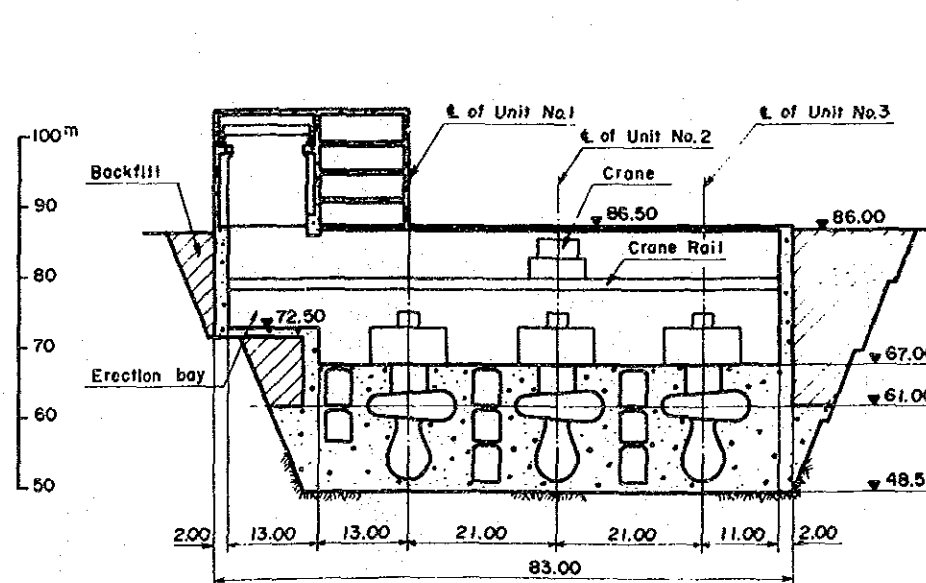
SECTION B - B



TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE



LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE



(ADOPTED PLAN)

NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED  
HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT  
MAE LAMA LUANG PROJECT  
WATERWAY

DWG. B





## 9. 工事計画および工事費

### (1) 工事計画

Nam Ngao計画およびMae Lama Luang計画の工事工程を Fig. 9-1および Fig. 9-2に示す。

工事計画は、工事量、気象条件、道路条件等を考慮のうえ、両計画が1997年に運転を開始されるものとして立案された。施工開始から運転開始まで約5年の期間を要する。主要工事の開始は、以下の通りである。

#### Nam Ngao計画

- 第1年目 : 準備工事, 仮排水路トンネル, ダム
- 第2年目 : 洪水吐, 導水路, 水圧管路, 発電所
- 第3年目 : 電気機械設備, 送電線
- 第4年目 : 開閉所設備

#### Mae Lama Luang計画

- 第1年目 : 準備工事, 仮排水路トンネル, ダム, 洪水吐
- 第2年目 : 発電所
- 第3年目 : 取水口, 導水路, 水圧管路, 電気機械設備, 送電線
- 第4年目 : 開閉所設備

### (2) 工事費積算

統合開発計画の工事費は現時点で期待される技術水準による設計、施工方法および建設材料、製品を摘要するものとし、計画地点の地質条件、地域条件および工事規模等を考慮して積算した。

#### (a) 積算時点および通貨の換算レート

- 積算時点 : 1989年1月時点
- 換算レート : 1 US\$ = 26 Baht (バーツ)

(b) 積算基準

一 準備工事

既往の類似プロジェクトの例を参考に、土木工事費の5%および取付道路の費用を計上した。

一 環境緩和対策

既往の類似プロジェクトの例を参考に、土木工事費、水力機器費、電気機械設備費、送電電線費、輸入税、EGAT管理費および技術費の合計費用の5%および国道の付替費を計上した。

一 土木工事費

予備設計図面より算出された工事数量と工事単価により算出した。工事単価は、想定される施工計画、現地の状況、建設資材の入手難易度を考慮し、最近のタイ国内の水力発電所工事の国際入札による契約単価を参考に決められた。

一 水力機器および電気設備

すべて、外国から輸入するものとし、最近の類似プロジェクトの契約額を参考にし、1989年1月時点に修正のうえ計上した。

一 送電線

送電線費用は、Mae Lama Luang発電所とChiang Mai 3変電所間の230KV送電線についてはMae Lama Luang発電所の工事費に含める。Nam Ngao発電所とMae Sariang 中間変電所間の115KV送電線および中間変電所の費用は、Nam Ngao発電所の工事費に含める。

一 関税

水力機器、電気機械設備、送電設備の外貨分に対しそれぞれ20%、25%および10%を関税とし計上した。

一 EGATの管理費および技術費

既往の類似プロジェクトの実績から、準備工事、環境対策、土木工事、水力機器、送電線の合計費用に対しEGATの管理費は3%、技術費は5%を計上した。

一 数量に対する予備費

現時点で予想できない工事数量の変動に対し準備工事から水力機器までの

10%および電気機械設備から送電線までの項目の合計の費用に対し7%を計上した。

一 物価上昇に対する予備費

積算時点である1989年1月から、工事期間中の各年度までの物価上昇を考慮し、物価上昇に対する予備費を算出した。エスカレーションの率はIBRDバンコク事務所が1988年10月に公表している下記の値を採用した。

年 度	'89.	'90	'91.	'92	'93.	'94	'95.	'96	以降
エスカレーション率(%)	6.3	1.5	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	4.6	

一 建設中利子

以下の資金調達条件のもとに積算する。

外貨分 : 年率8%、コミットメントフィー0.75%

内貨分 : 内貨分の50%に対し年率10%

(3) プロジェクトコスト

(a) プロジェクトコスト

上記の条件のもとに換算された統合開発計画のプロジェクトコストは次のとおりである。

Nam Ngao計画	6,470百万Baht (249百万US\$)
Mae Lama Luang計画	8,350百万Baht (321百万US\$)
合 計	14,820百万Baht (570百万US\$)

その詳細は Table 9-1に示す。

(b) 年度別所要資金

プロジェクトコストの建設期間中におけるNam Ngao計画およびMae Lama Luang 計画の資金をそれぞれ Table 9-2および Table 9-3に示す。

(4) エコノミックコスト

「経済評価」に用いるエコノミックコストは以下のとおりであり、その内訳を Table 9-4 に示す。

なお、エコノミックコストには、プロジェクトコストの積算項目のうち、関税、物価上昇に対する予備費、建設中利子は含まれない。

Nam Ngao計画 4,028百万Baht (155百万US\$)

Mae Lama Luang計画 5,103百万Baht (196百万US\$)

合 計 9,131百万Baht (351百万US\$)

Table 9-1 Project Cost of Integrated Development Plan

(Million Baht)

I t e m	Nam Ngao Project			Mae Lana Luang Project			Overall Project		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
1. Preparation Works Access Road Camp Facility & Others	0 0 0	102.0 16.0 86.0	102.0 16.0 86.0	0 0 0	133.0 55.0 78.0	133.0 55.0 78.0	0 0 0	235.0	235.0
2. Environmental Mitigation Relocation of Road Environmental Mitigation	0 0 0	190.5 0 190.5	190.5 0 190.5	0 0 0	299.4 55.0 244.4	299.4 55.0 244.4	0 0 0	489.9 0	489.9
3. Civil Works Care of River Dam Waterway Powerhouse and Switchyard	963.4 87.8 749.6 46.1 79.9	797.7 89.4 563.0 53.6 91.7	1,761.1 177.5 1,312.6 99.4 171.6	826.6 114.0 531.9 43.2 137.5	773.2 113.1 431.2 48.0 180.9	1,599.8 227.1 963.2 91.2 318.3	1,790.0	1,570.9	3,360.9
4. Hydraulic Equipment Gate, Screen and Valve Penstock	117.3 48.9 68.3	42.2 13.0 29.3	159.5 61.9 97.6	151.8 70.9 80.9	53.4 18.7 34.7	205.2 89.6 115.6	269.1	95.6	364.7
5. Electro-mechanical Equipment Turbine Generator Transformer and Others	836.8 320.6 262.6 253.6	93.2 44.2 36.0 13.0	930.0 364.8 298.6 266.6	1,418.8 549.0 447.8 422.0	171.4 75.8 61.6 34.0	1,590.2 624.8 509.4 456.0	2,255.6	264.6	2,520.2
6. Transmission Line 230 KV Line 115 KV Line Mea Sariang Sub-station	228.0 0 52.0 176.0	74.0 0 21.0 53.0	302.0 0 73.0 229.0	458.0 458.0 0 0	93.0 93.0 0 0	551.0 551.0 0 0	686.0	167.0	853.0
7. Import Duties and Tax	0	340.0	340.0	0	531.8	531.8	0	871.8	871.8
8. EGAT Administration	0	103.4	103.4	0	131.3	131.3	0	234.7	234.7
9. Engineering Service	172.2	0	172.2	218.9	0	218.9	391.1	0	391.1
10. Physical Contingency	182.6	125.0	307.6	229.2	144.5	373.7	411.8	269.5	681.3
11. Price Contingency	596.4	440.3	1,036.7	804.9	553.7	1,358.6	1,401.3	994.0	2,395.3
12. Interest During Construction	741.6	923.4	1,665.0	954.1	403.0	1,357.1	1,695.7	726.4	2,422.1
13. Total Project Cost	3,898.3	2,631.7	6,470.0	5,062.3	3,287.7	8,350.0	8,900.6	5,919.4	14,820.0

Table 9-2 Annual Expenditure Schedule of Project Cost (Nam Ngao Project)

(Million Baht)

	1st year		2nd year		3rd year		4th year		5th year		Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	Total
1.Preparation Works	0	66.0	0	36.0	0	0	0	0	0	0	0	102.0	102.0
2.Environmental Mitigation	0	22.9	0	57.2	0	57.2	0	30.5	0	22.7	0	190.5	190.5
3.Civil Works	20.7	16.7	245.5	187.1	331.7	251.4	333.0	294.7	32.5	47.8	963.4	797.7	1,761.1
4.Hydraulic Equipment	0	0	0	0	45.1	18.7	46.3	16.8	25.9	6.7	117.3	42.2	159.5
5.Electro-mechanical Equipment	0	0	145.4	3.0	334.6	30.2	280.0	32.8	76.8	27.2	836.8	93.2	930.0
6.Transmission Line	0	0	0	0	114.0	22.3	91.4	37.0	22.6	14.7	228.0	74.0	302.0
Sub Total (1)	20.7	105.6	390.9	283.3	825.4	379.8	750.7	411.8	157.8	119.1	2,145.5	1,299.6	3,445.1
7.Import Duties	0	1.0	0	51.9	0	137.5	0	118.9	0	30.7	0	340.0	340.0
8. EGAT Administration	0	3.8	0	20.2	0	36.2	0	34.9	0	8.3	0	103.4	103.4
9.Engineering Service	6.3	0	33.7	0	60.3	0	58.1	0	13.8	0	172.2	0	172.2
Sub Total (2)	27.0	110.4	424.6	355.4	885.7	553.5	808.8	565.6	171.6	158.1	2,317.7	1,743.0	4,060.7
10.Physical Contingency	2.1	10.6	34.7	28.2	69.1	36.4	63.9	39.1	12.8	10.7	182.6	125.0	307.6
11.1 Escalation Ratio	(1.1580)		(1.1997)	(1.1997)	(1.2429)	(1.2429)	(1.2877)	(1.2877)	(1.3469)	(1.3469)			
11.Price Contingency	4.3	17.4	84.8	71.0	215.1	134.4	232.7	162.7	59.5	54.8	596.4	440.3	1,036.7
Sub Total (3)	33.4	138.4	544.1	454.6	1,169.9	724.3	1,105.4	767.4	243.9	223.6	3,096.7	2,308.3	5,405.0
12.1 Interest	2.7	6.9	46.2	29.6	139.8	65.8	228.2	104.2	247.7	115.4	664.6	321.0	986.5
12.2 Commitment Fee	23.3		23.1		19.0		10.1		1.8		77.0	0	77.0
12.Interest During Construction	26.0	6.9	69.3	29.6	158.8	65.8	238.3	104.2	249.5	116.5	741.0	323.4	1,065.7
Total Project Cost	59.4	145.3	613.4	484.2	1,328.7	790.1	1,343.7	871.6	493.4	340.5	3,838.3	2,631.7	6,470.0

Table 9-3 Annual Expenditure Schedule of Project Cost (Mae Lama Luang Project)

(Million Baht)

	1st year		2nd year		3rd year		4th year		5th year		Total		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC	LC	Total
1.Preparation Works	0	100.0	0	33.0	0	0	0	0	0	0	0	133.0	133.0
2.Environmental Mitigation	0	35.9	0	89.8	0	89.8	0	47.9	0	36.0	0	299.4	299.4
3.Civil Works	64.1	54.6	135.9	111.8	341.5	321.9	272.3	267.8	12.8	17.1	826.6	773.2	1,599.8
4.Hydraulic Equipment	0	0	0	0	8.1	3.5	101.6	39.0	42.1	10.9	151.8	53.4	205.2
5.Electro-mechanical Equipment	0	0	166.2	3.4	572.0	55.4	550.4	61.8	130.2	50.8	1,418.8	171.4	1,590.2
6.Transmission Line	0	0	0	0	229.0	28.3	182.6	46.5	46.4	18.2	458.0	93.0	551.0
Sub Total (1)	64.1	190.5	302.1	238.0	1,150.6	498.9	1,106.9	463.0	231.5	133.0	2,855.2	1,523.4	4,378.6
7.Import Duties	0	3.3	0	52.6	0	205.4	0	219.6	0	50.9	0	531.8	531.8
8.EGAT Administration	0	7.6	0	16.2	0	49.5	0	47.1	0	10.9	0	131.3	131.3
9.Engineering Service	12.7	0	27.0	0	82.5	0	78.5	0	18.2	0	218.9	0	218.9
Sub Total (2)	76.8	201.4	329.1	306.8	1,233.1	753.8	1,185.4	729.7	249.7	194.8	3,074.1	2,186.5	5,260.6
10.Physical Contingency	6.4	19.1	25.2	23.7	91.0	47.4	88.7	43.1	17.9	11.2	229.2	144.5	373.7
11.1 Escalation Ratio	(1.1580)	(1.1580)	(1.1997)	(1.1997)	(1.2429)	(1.2429)	(1.2877)	(1.2877)	(1.3469)	(1.3469)			
11.Price Contingency	12.1	31.8	65.7	61.3	299.5	183.1	341.0	209.9	86.6	67.6	804.9	553.7	1,358.6
Sub Total (3)	95.3	252.3	420.0	391.8	1,623.6	984.3	1,615.1	982.7	354.2	273.6	4,108.2	2,884.7	6,992.9
12.1 Interest	7.6	12.6	41.2	32.2	171.1	81.4	300.3	130.5	328.6	144.2	848.8	400.9	1,249.7
12.2 Commitment Fee	30.9		30.1		26.9		14.8		2.7		105.3	0	105.3
12.Interest During Construction	38.5	12.6	71.3	32.2	198.0	81.4	315.1	130.5	331.3	146.3	954.1	403.0	1,357.1
Total Project Cost	133.8	264.9	491.3	424.0	1,821.6	1,065.7	1,930.2	1,113.2	685.5	419.9	5,062.3	3,287.7	8,350.0



Table 9-4 Economic Cost of Integrated Development Plan

(Million Baht)

I t e m	Nam Ngso Project			Mae Lama Luang Project			Overall Project		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
	1. Preparation Works	0	102.0	102.0	0	133.0	133.0	0	235.0
2. Environmental Mitigation	0	190.5	190.5	0	299.4	299.4	0	489.9	489.9
3. Civil Works	963.4	797.7	1,761.1	826.6	773.2	1,599.8	1,790.0	1,570.9	3,360.9
4. Hydraulic Equipment	117.3	42.2	159.5	151.8	53.4	205.2	269.1	95.6	364.7
5. Electro-mechanical Equipment	836.8	93.2	930.0	1,418.8	171.4	1,590.2	2,255.6	264.6	2,520.2
6. Transmission Line	228.0	74.0	302.0	458.0	93.0	551.0	686.0	167.0	853.0
7. EGAT Administration	0	103.4	103.4	0	131.3	131.3	0	234.7	234.7
8. Engineering Service	172.2	0	172.2	218.9	0	218.9	391.1	0	391.1
9. Physical Contingency	182.6	125.0	307.6	229.2	144.5	373.7	411.8	269.5	681.3
Economic Cost	2,500.3	1,528.0	4,028.3	3,303.3	1,799.2	5,102.5	5,803.6	3,327.2	9,130.8

Fig. 9-1 Construction Schedule of Nam Ngao Project

Description	Item	1st Yr (1993)		2nd Yr (1994)		3rd Yr (1995)		4th Yr (1996)		5th Yr (1997)		6th Yr															
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D		
Preparation Works																											
Road Access																											
Camp Facilities																											
Clearing																											
Civil Works																											
Care of River																											
Diversion Tunnel	Ex(Open)																										
	Ex(T)																										
	Con(T)																										
Dam	Ex																										
	Grout																										
	Em																										
Spillway	Ex																										
	Con																										
	Gate																										
Outlet Works	Ex																										
	Con																										
	Valve																										
Intake	Ex																										
	Con																										
	Gate																										
Headrace and Penstock	Ex																										
	Con																										
	S. Pipe																										
Power House	Ex																										
	Con																										
	S.S																										
Tailrace	Ex																										
	Con																										
	Gate																										
Electrical Equipment																											
Transmission Line																											
Switchyard Equipment																											

Fig. 9-2 Construction Schedule of Mae Lama Luang Project

Description	Item	1st Yr (1993)		2nd Yr (1994)		3rd Yr (1995)		4th Yr (1996)		5th Yr (1997)		6th Yr															
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D		
Preparation Works																											
Road Access																											
Camp Facilities																											
Clearing																											
Civil Works																											
Core of River																											
Diversion Tunnel	Ex(Open)																										
	Ex(T)																										
	Con(T)																										
Dam	Ex																										
	Grout																										
	Em																										
Spillway	Ex																										
	Con																										
	Gate																										
Outlet Works	Ex																										
	Con																										
	Valve																										
Intake	Ex																										
	Con																										
	Gate																										
Headrace and Penstock	Ex																										
	Con																										
	S.Pipe																										
Power House	Ex																										
	Con																										
	S.S																										
Tailrace	Ex																										
	Con																										
	Gate																										
Electrical Equipment																											
Transmission Line																											
Switchyard Equipment																											

## 10. 経済評価および財務分析

### 10.1 経済評価

#### (1) 経済評価の手法および基本条件

本計画の経済評価に当たっては、本計画とこれに対応する代替火力発電所の経済費用を積算し評価する代替設備アプローチ法を採用しており、基本条件は以下のとおりである。

— 水力発電施設の運転維持費、耐用年数、所内率、補修率および事故率に関してはTable 10-1に示す各々の数値を採用した。

— 本計画の便益評価のため、ガス・タービン、一般火力およびリグナイト火力の三つのタイプの火力発電所を代替火力として採用し、この三つのタイプの火力発電所の組み合わせに“Screening Curve Method”を適用することにより、本計画の便益評価の対象として最も適切な発電特性並びに設備利用率を有する代替火力発電所としてガス・タービンを選定した。これら三つのタイプの代替火力発電所の基本条件をTable 10-1に、またこれらの代替火力発電所の年経費（年均等固定費+変動費）と設備利用率との関係をFig. 10-1に示す。

— 送電ロス率

電力ロス率 : 4.4%

電力量ロス率 : 2.1%

— 割引率 : 12%

#### (2) 経済評価

前述の基本条件および「9. 工事計画および工事費」に示したエコノミックコストに基づく便益および費用のフローはTable 10-2に示すとおりであり、本計画の超過便益（ $B - C$ ）、便益・費用比率（ $B / C$ ）および等価割引率（EDR）は以下のとおりである。

$B - C$  : 950百万Baht

$B / C$  : 1.13

EDR : 14.02%

本計画の経済性を（ $B - C$ ）および $B / C$ から判断すると本計画を建設し運用することは、同等のサービスを提供しうる代替火力発電所を設置するよりも費用

面で優位であり、また資本の機会費用を反映する社会的割引率が 14.02%に達するまではこの優位性が維持されると言える。

### (3) 感度分析

本計画の感度分析を建設費の上昇、燃料価格の変動およびNam Ngao計画の建設中止の場合を想定して実施した。建設費の上昇および燃料価格の変動に係わる感度分析結果はFig. 10-2およびFig. 10-3に示すとおりであり、その結果から本計画は建設費が14.7%上昇するまで、また代替火力発電所の燃料価格が19.8%下落するまではフィージブルであると言える。また、Table 10-3に示すとおり仮に Nam Ngao計画が中止になった場合でもEDRは 16.78%であり、本計画はフィージブルであると結論できる。

## 10.2 財務分析

### (1) 財務分析の手法および基本条件

本計画の財務分析に当たっては「総投下資本から見た財務分析－財務的内部収益率（FIRR）の算定」および「プロジェクト・エクイティ（Project Equity）から見た財務分析－デット・サービス・レーシオ（Debt Service Ratio）の算定」の二つの手法により分析・評価した。財務分析を実施するに当たっての基本条件は以下のとおりである。

- － 資金調達条件およびエスカレーション：「9. 工事計画および工事費」に示した条件と同じ数値を採用。
- － 売電収入：EGATの荷重売電平均単価
- － 減価償却：定額償却
- － 運転維持費：経済評価と同じ経費率を採用。

### (2) 財務分析

前述の基本条件に基づく費用のフロー及び売電収入のフローはTable 10-4に示すとおりであり、FIRRは13.39%と計算され、本計画は財務的に健全なプロジェクトであると結論できる。

また、本計画の資金調達条件に基づく借入金返済計画、損益計算書、キャッシュ・フロー並びにデット・サービス・レーシオの計算結果をTable 10-5からTable 10-8に示す。20年間における平均デッド・サービス・レーシオは2.43であり、本計画は収益性の面からみて健全と結論づけることができる。



Table 10-1 Economic Criteria and Basic Cost of Thermal Power Plants

	Unit	Hydro Power Plant	Gas Turbine		Thermal		Lignite (50 years)		
			Natural Gas (1st 25 years)	Diesel Oil (2nd 25 years)	Natural Gas (1st 25 years)	Imported Coal (2nd 25 years)			
			H	G	G	T	T	L	
a.	Installed capacity	MW		100	100	600	600	600	
b.	Standard unit capacity	MW		$X_g$	$X_g$	$X_t$	$X_t$	$X_l$	
c.	Standard plant factor	%	Xh	15	15	20	25	25	
d.	Economic life length adopted	Years	50	2	2	7	7	7	
e.	Station service rate	%	1	4	4	12	12	12	
f.	Scheduled outage rate	%	2	4	4	10	12	12	
g.	Forced outage rate	%	0.5	3	3	2.5	3	2	
h.	Annual fixed O&M rate	%	*	9,100	9,100	15,800	22,400	22,400	
	Unit construction cost (Economic Cost)	₪/kW							
	(Fuel)			Natural gas	Diesel oil	Natural gas	Imported coal	Lignite	
i.	Fuel calorific value			1,000 Btu/cu.ft	8,900 kcal/Lit	1,000 Btu/cu.ft	5,700 kcal/kg	2,900 kcal/kg	
j.	Thermal efficiency	%		25	25	36	36	36	
k.	Energy equivalence	kcal/kWH		3,440 kcal/kWH	3,440 kcal/kWH	2,388.9kcal/kWH	2,388.9kcal/kWH	2,388.9kcal/kWH	
l.	Plant heat value	Btu/kWH		13,651 Btu/kWH	13,651 Btu/kWH	9,480 Btu/kWH	9,480 Btu/kWH	9,480 Btu/kWH	
m.	Fuel consumption			13.651 cu.ft/kWH	0.3865 Lit/kWH	9.480 cu.ft/kWH	0.4191 kg/kWH	0.8238 kg/kWH	
n.	Unit fuel price			0.0745 ₪/cu.ft	3.9384 ₪/Lit	0.0745 ₪/cu.ft	1.0959 ₪/kg	0.4961 ₪/kg	
o.	Unit fuel cost	₪/kWH		1.0170	1.5222	0.7063	0.4593	0.4087	
p.	Effective capacity	MW	0.98H	0.92G	0.92G	0.78T	0.76T	0.76L	100-(e+f)/100xInstalled capa.
q.	Send-out capacity	MW	0.97H	0.90G	0.90G	0.73T	0.71T	0.71L	p x (1-d/100)
r.	Energy production	MWH		$G X_g H_r$	$G X_g H_r$	$T X_t H_r$	$T X_t H_r$	$L X_l H_r$	
s.	Send-out energy	MWH	0.97 $H X_h H_r$	$0.90 G X_g H_r$	$0.90 T X_t H_r$	$0.73 T X_t H_r$	$0.71 T X_t H_r$	$0.71 L X_l H_r$	
t.	Capital investment cost	₪		9,100G	9,100G	15,800T	22,400T	22,400L	h x installed capacity
u.	Annual O&M cost	₪		273	273	395	672	672	c x g
v.	Daily O&M cost	₪		0.7479	0.7479	1.0822	1.8411	1.8411	u/365
w.	Fuel cost	₪		$1.0170 G X_g H_r$	$1.5222 G X_g H_r$	$0.7063 T X_t H_r$	$0.4593 T X_t H_r$	$0.4087 L X_l H_r$	r x o

\* Dam & Reservoir : 1%  
Hydro Power Station : 2%





Table 10-2 Benefit Flow and Cost Flow of the Adopted Development Plan

(Unit: Million ¥)

Serial Number	No. after Completion	Cost			Total (N.P.V.)	Benefit			B - C		
		Investment Cost	OSM Cost	Total		Investment Cost	OSM Cost	Total			
1		0.00		0.00	0.00			0.00	0.00	0.00	
2		449.50		449.50	401.34	0.00		0.00	0.00	-449.50	
3		1423.20		1423.20	1134.57	0.00		0.00	0.00	-1423.20	
4		3327.10		3327.10	2368.16	1351.60		1351.60	962.05	-1975.50	
5		3185.80		3185.80	2024.63	1689.51		1689.51	1073.71	-1496.29	
6		745.60		745.60	423.07	337.90		337.90	191.73	-407.70	
7	1		120.30	120.30	60.95		101.37	989.41	1090.78	552.62	970.48
8	2		120.30	120.30	54.42		101.37	989.41	1090.78	493.41	970.48
9	3		120.30	120.30	48.59		101.37	989.41	1090.78	440.55	970.48
10	4		120.30	120.30	43.38		101.37	989.41	1090.78	393.35	970.48
11	5		120.30	120.30	38.73		101.37	989.41	1090.78	351.20	970.48
12	6		120.30	120.30	34.58		101.37	989.41	1090.78	313.57	970.48
13	7		120.30	120.30	30.88		101.37	989.41	1090.78	279.98	970.48
14	8		120.30	120.30	27.57		101.37	989.41	1090.78	249.98	970.48
15	9		120.30	120.30	24.62		101.37	989.41	1090.78	223.20	970.48
16	10		120.30	120.30	21.98		101.37	989.41	1090.78	199.28	970.48
17	11		120.30	120.30	19.62		101.37	989.41	1090.78	177.93	970.48
18	12		120.30	120.30	17.52		101.37	989.41	1090.78	158.67	970.48
19	13		120.30	120.30	15.64	1351.60	101.37	989.41	2442.39	317.61	2322.09
20	14		120.30	120.30	13.97	1689.51	101.37	989.41	2780.29	322.81	2659.99
21	15		120.30	120.30	12.47	337.90	101.37	989.41	1428.68	148.11	1308.38
22	16		120.30	120.30	11.13		101.37	989.41	1090.78	100.96	970.48
23	17		120.30	120.30	9.94		101.37	989.41	1090.78	90.15	970.48
24	18		120.30	120.30	8.88		101.37	989.41	1090.78	80.49	970.48
25	19		120.30	120.30	7.93		101.37	989.41	1090.78	71.86	970.48
26	20		120.30	120.30	7.08		101.37	989.41	1090.78	64.16	970.48
27	21		120.30	120.30	6.32		101.37	989.41	1090.78	57.29	970.48
28	22	365.70		486.00	22.79		101.37	989.41	1090.78	51.15	604.78
29	23	1141.03		1261.33	52.81		101.37	989.41	1090.78	45.67	-170.55
30	24	1063.75		1184.05	44.26		101.37	989.41	1090.78	40.78	-93.27
31	25	327.75		448.05	14.95		101.37	989.41	1090.78	36.41	642.73
32	26		120.30	120.30	3.59		101.37	1480.91	1582.28	47.15	1461.98
33	27		120.30	120.30	3.20		101.37	1480.91	1582.28	42.10	1461.98
34	28		120.30	120.30	2.86	1351.60	101.37	1480.91	2933.88	69.70	2813.58
35	29		120.30	120.30	2.55	1689.51	101.37	1480.91	3271.78	69.40	3151.48
36	30		120.30	120.30	2.28	337.90	101.37	1480.91	1920.18	36.37	1799.88
37	31		120.30	120.30	2.03		101.37	1480.91	1582.28	26.76	1461.98
38	32		120.30	120.30	1.82		101.37	1480.91	1582.28	23.89	1461.98
39	33		120.30	120.30	1.62		101.37	1480.91	1582.28	21.33	1461.98
40	34		120.30	120.30	1.45		101.37	1480.91	1582.28	19.04	1461.98
41	35		120.30	120.30	1.29		101.37	1480.91	1582.28	17.00	1461.98
42	36		120.30	120.30	1.15		101.37	1480.91	1582.28	15.18	1461.98
43	37		120.30	120.30	1.03		101.37	1480.91	1582.28	13.56	1461.98
44	38	452.60		572.90	4.38		101.37	1480.91	1582.28	12.10	1009.38
45	39	411.20		531.50	3.63		101.37	1480.91	1582.28	10.81	1050.78
46	40	117.20		237.50	1.45		101.37	1480.91	1582.28	9.65	1344.78
47	41		120.30	120.30	0.65		101.37	1480.91	1582.28	3.61	1461.98
48	42		120.30	120.30	0.58		101.37	1480.91	1582.28	7.69	1461.98
49	43		120.30	120.30	0.52	1351.60	101.37	1480.91	2933.88	12.73	2813.58
50	44		120.30	120.30	0.47	1689.51	101.37	1480.91	3271.78	12.58	3151.48
51	45		120.30	120.30	0.42	337.90	101.37	1480.91	1920.18	5.64	1799.88
52	46		120.30	120.30	0.37		101.37	1480.91	1582.28	4.89	1461.98
53	47		120.30	120.30	0.33		101.37	1480.91	1582.28	4.36	1461.98
54	48		120.30	120.30	0.30		101.37	1480.91	1582.28	3.90	1461.98
55	49		120.30	120.30	0.26		101.37	1480.91	1582.28	3.48	1461.98
56	50		120.30	120.30	0.24		101.37	1480.91	1582.28	3.11	1461.98
		13010.43	6015.00	19025.43	7041.27	13516.04	5068.52	61758.01	80342.56	7991.03	61317.13

B - C 949.75718  
 B / C 1.1348843  
 E D R 0.1401851

Table 10-3 Benefit Flow and Cost Flow of Sensitivity Analysis  
(Nam Ngao Project suspension)

(Unit: Million B)

Serial Number	No. after Completion	Cost				Benefit				B - C	
		Investment Cost	O&M Cost	Total	Total (N.P.V.)	Investment Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Total		
1		0.00		0.00	0.00	0.00			0.00	0.00	0.00
2		300.40		300.40	268.21	0.00			0.00	0.00	-300.40
3		632.20		632.20	303.99	0.00			0.00	0.00	-632.20
4		1919.90		1919.90	1366.55	850.28			850.28	605.21	-1069.62
5		1827.30		1827.30	1161.28	1062.84			1062.84	675.45	-784.45
6		422.70		422.70	239.85	212.57			212.57	120.62	-210.13
7	1		69.30	69.30	35.11		63.77	652.89	716.66	363.08	647.36
8	2		69.30	69.30	31.35		63.77	652.89	716.66	324.18	647.36
9	3		69.30	69.30	27.99		63.77	652.89	716.66	289.45	647.36
10	4		69.30	69.30	24.99		63.77	652.89	716.66	258.43	647.36
11	5		69.30	69.30	22.31		63.77	652.89	716.66	230.75	647.36
12	6		69.30	69.30	19.92		63.77	652.89	716.66	205.02	647.36
13	7		69.30	69.30	17.79		63.77	652.89	716.66	183.95	647.36
14	8		69.30	69.30	15.88		63.77	652.89	716.66	164.24	647.36
15	9		69.30	69.30	14.18		63.77	652.89	716.66	146.64	647.36
16	10		69.30	69.30	12.66		63.77	652.89	716.66	130.93	647.36
17	11		69.30	69.30	11.30		63.77	652.89	716.66	116.90	647.36
18	12		69.30	69.30	10.09		63.77	652.89	716.66	104.38	647.36
19	13		69.30	69.30	9.01	850.28	63.77	652.89	1566.94	203.76	1497.64
20	14		69.30	69.30	8.05	1062.84	63.77	652.89	1779.50	206.51	1710.20
21	15		69.30	69.30	7.18	212.57	63.77	652.89	929.23	96.33	859.93
22	16		69.30	69.30	6.41		63.77	652.89	716.66	66.33	647.36
23	17		69.30	69.30	5.73		63.77	652.89	716.66	59.23	647.36
24	18		69.30	69.30	5.11		63.77	652.89	716.66	52.88	647.36
25	19		69.30	69.30	4.57		63.77	652.89	716.66	47.22	647.36
26	20		69.30	69.30	4.08		63.77	652.89	716.66	42.16	647.36
27	21		69.30	69.30	3.64		63.77	652.89	716.66	37.64	647.36
28	22	195.04	69.30	264.34	12.40		63.77	652.89	716.66	33.61	452.32
29	23	721.51	69.30	790.81	33.11		63.77	652.89	716.66	30.01	-74.15
30	24	704.03	69.30	773.33	28.91		63.77	652.89	716.66	26.79	-56.67
31	25	208.15	69.30	277.45	9.26		63.77	652.89	716.66	23.92	439.21
32	26		69.30	69.30	2.07		63.77	977.22	1040.99	31.02	971.69
33	27		69.30	69.30	1.84		63.77	977.22	1040.99	27.70	971.69
34	28		69.30	69.30	1.65	850.28	63.77	977.22	1891.27	44.93	1821.97
35	29		69.30	69.30	1.47	1062.84	63.77	977.22	2103.83	44.63	2034.53
36	30		69.30	69.30	1.31	212.57	63.77	977.22	1253.56	23.74	1184.26
37	31		69.30	69.30	1.17		63.77	977.22	1040.99	17.60	971.69
38	32		69.30	69.30	1.05		63.77	977.22	1040.99	15.72	971.69
39	33		69.30	69.30	0.93		63.77	977.22	1040.99	14.02	971.69
40	34		69.30	69.30	0.83		63.77	977.22	1040.99	12.53	971.69
41	35		69.30	69.30	0.74		63.77	977.22	1040.99	11.19	971.69
42	36		69.30	69.30	0.66		63.77	977.22	1040.99	9.99	971.69
43	37		69.30	69.30	0.59		63.77	977.22	1040.99	8.92	971.69
44	38	295.90	69.30	365.20	2.79		63.77	977.22	1040.99	7.96	675.79
45	39	263.50	69.30	332.80	2.27		63.77	977.22	1040.99	7.11	708.19
46	40	74.30	69.30	143.60	0.88		63.77	977.22	1040.99	6.35	897.39
47	41		69.30	69.30	0.38		63.77	977.22	1040.99	5.67	971.69
48	42		69.30	69.30	0.34		63.77	977.22	1040.99	5.06	971.69
49	43		69.30	69.30	0.30	850.28	63.77	977.22	1891.27	8.21	1821.97
50	44		69.30	69.30	0.27	1062.84	63.77	977.22	2103.83	8.15	2034.53
51	45		69.30	69.30	0.24	212.57	63.77	977.22	1253.56	4.34	1184.26
52	46		69.30	69.30	0.21		63.77	977.22	1040.99	3.22	971.69
53	47		69.30	69.30	0.19		63.77	977.22	1040.99	2.87	971.69
54	48		69.30	69.30	0.17		63.77	977.22	1040.99	2.56	971.69
55	49		69.30	69.30	0.15		63.77	977.22	1040.99	2.29	971.69
56	50		69.30	69.30	0.14		63.77	977.22	1040.99	2.04	971.69
		7564.93	3465.00	11029.93	3943.57	8502.76	3188.50	40752.75	52444.01	5174.56	41414.08

B - C 1230.9847  
B / C 1.3121495  
E D R 0.1678305

Table 10-4 Cost Flow and Flow of Revenue of Adopted Development Plan

(Unit: Million ¥)

Serial Number	Year	Cost			Revenue	B - C
		Investment Cost	O&M Cost	Total		
1	1992	0.00		0.00		0.00
2	1993	519.40		519.40		-519.40
3	1994	1810.50		1810.50		-1810.50
4	1995	4502.10		4502.10		-4502.10
5	1996	4470.60		4470.60		-4470.60
6	1997	1095.30		1095.30		-1095.30
7	1998		167.30	167.30	1617.68	1450.38
8	1999		175.00	175.00	1692.09	1517.10
9	2000		183.05	183.05	1769.93	1586.89
10	2001		191.47	191.47	1851.35	1659.88
11	2002		200.27	200.27	1936.51	1736.24
12	2003		209.49	209.49	2025.59	1816.10
13	2004		219.12	219.12	2118.77	1899.64
14	2005		229.20	229.20	2216.23	1987.03
15	2006		239.74	239.74	2318.18	2078.43
16	2007		250.77	250.77	2424.81	2174.04
17	2008		262.31	262.31	2536.35	2274.05
18	2009		274.37	274.37	2653.03	2378.65
19	2010		287.00	287.00	2775.07	2488.07
20	2011		300.20	300.20	2902.72	2602.52
21	2012		314.01	314.01	3036.24	2722.24
22	2013		328.45	328.45	3175.91	2847.46
23	2014		343.56	343.56	3322.00	2978.44
24	2015		359.36	359.36	3474.81	3115.45
25	2016		375.89	375.89	3634.66	3258.76
26	2017		393.19	393.19	3801.85	3408.66
27	2018		411.27	411.27	3976.74	3565.46
28	2019	1624.96	430.19	2055.16	4159.67	2104.51
29	2020	5179.02	449.98	5628.99	4351.01	-1277.99
30	2021	4982.01	470.68	5452.69	4551.16	-901.54
31	2022	1552.32	492.33	2044.65	4760.51	2715.86
32	2023		514.98	514.98	4979.49	4464.52
33	2024		538.67	538.67	5208.55	4669.88
34	2025		563.44	563.44	5448.14	4884.70
35	2026		589.36	589.36	5698.76	5109.39
36	2027		616.47	616.47	5960.90	5344.43
37	2028		644.83	644.83	6235.10	5590.27
38	2029		674.49	674.49	6521.92	5847.42
39	2030		705.52	705.52	6821.92	6116.40
40	2031		737.97	737.97	7135.73	6397.76
41	2032		771.92	771.92	7463.98	6692.06
42	2033		807.43	807.43	7807.32	6999.89
43	2034		844.57	844.57	8166.46	7321.88
44	2035	3616.25	883.42	4499.68	8542.11	4042.44
45	2036	3368.48	924.06	4292.54	8935.05	4642.51
46	2037	994.11	966.57	1960.67	9346.06	7385.39
47	2038		1011.03	1011.03	9775.98	8764.95
48	2039		1057.54	1057.54	10225.68	9168.14
49	2040		1106.18	1106.18	10696.06	9589.88
50	2041		1157.07	1157.07	11188.08	10031.01
51	2042		1210.29	1210.29	11702.73	10492.44
52	2043		1265.97	1265.97	12241.05	10975.09
53	2044		1324.20	1324.20	12804.14	11479.94
54	2045		1385.11	1385.11	13393.13	12008.02
55	2046		1448.83	1448.83	14009.22	12560.39
56	2047		1515.47	1515.47	14653.64	13138.17
		33715.06	30823.60	64538.66	298044.07	233505.41

F I R R 0.133866

Table 10-5 Repayment Schedule of Debt

(Unit: Million ¥)

No.	Year	Const.		Cost		Repayment of F.C.			Repayment of L.C.					
		F.C.	L.C.	Total	L.C.	Total	Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance
1	1993	128.7		519.4	390.7									2596.50
2	1994	964.1		1810.5	846.4									2433.58
3	1995	2793.5		4502.1	1708.6									2254.37
4	1996	2720.5		4470.6	1760.1									2057.24
5	1997	598.1		1095.3	497.2									1840.40
6	1998						576.39	157.44	733.83	7204.9				1601.87
7	1999						563.80	170.04	733.83	7047.46				1339.49
8	2000						550.19	183.64	733.83	6877.42				1050.87
9	2001						535.50	198.33	733.83	6693.78				733.38
10	2002						519.64	214.20	733.83	6495.44				384.15
11	2003						502.50	231.34	733.83	6281.24				0.00
12	2004						483.99	249.84	733.83	6049.91				
13	2005						464.01	269.83	733.83	5800.07				
14	2006						442.42	291.42	733.83	5530.24				
15	2007						419.11	314.73	733.83	5238.82				
16	2008						393.93	339.91	733.83	4924.09				
17	2009						366.73	367.10	733.83	4584.18				
18	2010						337.37	396.47	733.83	4217.08				
19	2011						305.65	428.19	733.83	3820.62				
20	2012						271.39	462.44	733.83	3392.43				
21	2013						234.40	499.44	733.83	2929.99				
22	2014						194.44	539.39	733.83	2430.55				
23	2015						151.29	582.54	733.83	1891.16				
24	2016						104.69	629.15	733.83	1308.62				
25	2017						54.36	679.48	733.83	679.48				
	Total	7204.9	5193.0	12397.9	7471.80	7204.90	14676.70	1529.18	2596.50	4235.68				

Table 10-6 Statement of Profit and Loss

(Unit: Million ¥)

No.	Year	Revenue	Business Expenses			Business Profit	Financial Cost		Net Profit
			O&M Cost	Depreciation	Total		I.D.C.	Interest	
	1993						83.80		-83.80
	1994						202.30		-202.30
	1995						503.90		-503.90
	1996						788.10		-788.10
	1997						840.40		-840.40
1	1998	1617.68	167.30	407.60	574.90	1042.78		836.04	206.74
2	1999	1692.09	175.00	407.60	582.60	1109.50		807.15	302.34
3	2000	1769.93	183.05	407.60	590.65	1179.29		775.63	403.65
4	2001	1851.35	191.47	407.60	599.07	1252.28		741.23	511.06
5	2002	1936.51	200.27	407.60	607.87	1328.64		703.68	624.96
6	2003	2025.59	209.49	407.60	617.09	1408.50		662.69	745.82
7	2004	2118.77	219.12	407.60	626.72	1492.04		617.94	874.10
8	2005	2216.23	229.20	407.60	636.80	1579.43		569.09	1010.34
9	2006	2318.18	239.74	407.60	647.34	1670.83		515.76	1155.07
10	2007	2424.81	250.77	407.60	658.37	1766.44		457.52	1308.92
11	2008	2536.35	262.31	407.60	669.91	1866.45		393.93	1472.52
12	2009	2653.03	274.37	407.60	681.97	1971.05		366.73	1604.32
13	2010	2775.07	287.00	407.60	694.60	2080.47		337.37	1743.10
14	2011	2902.72	300.20	407.60	707.80	2194.92		305.65	1889.27
15	2012	3036.24	314.01	407.60	721.61	2314.64		271.39	2043.24
16	2013	3175.91	328.45	407.60	736.05	2439.86		234.40	2205.46
17	2014	3322.00	343.56	407.60	751.16	2570.84		194.44	2376.40
18	2015	3474.81	359.36	407.60	766.96	2707.85		151.29	2556.56
19	2016	3634.66	375.89	407.60	783.49	2851.16		104.69	2746.47
20	2017	3801.85	393.19	407.60	800.79	3001.06		54.36	2946.71
	Total	51283.78	5303.75	8152.00	13455.75	37828.03	2418.50	9100.98	26308.55

Table 10-7 Cash Flow

(Unit: Million ¥)

No.	Year	Cash Inflow		Total	Cash Outflow		Total	Balance	
		Financing	Net Profit		Depreciation	Investment		Repayment of Princ.	Year
	1993	519.40	-83.80	435.60	519.40		519.40	-83.80	-83.80
	1994	1810.50	-202.30	1608.20	1810.50		1810.50	-202.30	-286.10
	1995	4502.10	-503.90	3998.20	4502.10		4502.10	-503.90	-790.00
	1996	4470.60	-788.10	3682.50	4470.60		4470.60	-788.10	-1578.10
	1997	1095.30	-840.40	254.90	1095.30		1095.30	-840.40	-2418.50
1	1998		206.74	614.34		320.36	320.36	293.98	-2124.52
2	1999		302.34	709.94		349.25	349.25	360.70	-1763.83
3	2000		403.65	811.25		380.77	380.77	430.48	-1333.34
4	2001		511.06	918.66		415.18	415.18	503.48	-829.87
5	2002		624.96	1032.56		452.73	452.73	579.83	-250.03
6	2003		745.82	1153.42		492.72	492.72	659.70	409.67
7	2004		874.10	1281.70		538.45	538.45	743.24	1152.91
8	2005		1010.34	1417.94		587.31	587.31	830.62	1983.53
9	2006		1155.07	1562.67		640.65	640.65	922.03	2905.56
10	2007		1308.92	1716.52		698.88	698.88	1017.64	3923.20
11	2008		1472.52	1880.12		339.91	339.91	1540.21	5463.41
12	2009		1604.32	2011.92		367.10	367.10	1644.82	7108.23
13	2010		1743.10	2150.70		396.47	396.47	1754.23	8862.46
14	2011		1889.27	2296.87		428.19	428.19	1868.69	10731.15
15	2012		2043.24	2450.84		462.44	462.44	1988.40	12719.55
16	2013		2205.46	2613.06		499.44	499.44	2113.62	14833.17
17	2014		2376.40	2784.00		539.39	539.39	2244.61	17077.78
18	2015		2556.56	2964.16		582.54	582.54	2381.62	19459.39
19	2016		2746.47	3154.07		629.15	629.15	2524.93	21984.32
20	2017		2946.71	3354.31		679.48	679.48	2674.83	24659.15
	Total	12397.90	26308.55	46858.45	12397.90	9801.40	22199.30	24659.15	

Table 10-8 Calculation of Debt Service Ratio

(Unit: Million ¥)

No.	Year	Internal Business Profit	Fund Depreciation	Procured		Accumulated	Debt Total	of		Debt Total	Accumulated	Debt Service Ratio (A)/(B)
				Total	Total			Interest	Principal			
	1993					(A)					(B)	
1	1998	1042.78	407.60	1450.38	1450.38	1450.38	1156.40	836.04	320.36	1156.40	1156.40	
2	1999	1109.50	407.60	1517.10	2967.48	2967.48	1156.40	807.15	349.25	1156.40	2312.81	
3	2000	1179.29	407.60	1586.89	4554.37	4554.37	1156.40	775.63	380.77	1156.40	3469.21	
4	2001	1252.28	407.60	1659.88	6214.25	6214.25	1156.40	741.23	415.18	1156.40	4625.61	
5	2002	1328.64	407.60	1736.24	7950.49	7950.49	1156.40	703.68	452.73	1156.40	5782.02	1.38
6	2003	1408.50	407.60	1816.10	9766.59	9766.59	1156.40	652.69	493.72	1156.40	6938.42	
7	2004	1492.04	407.60	1899.64	11666.23	11666.23	1156.40	617.94	538.46	1156.40	8094.82	
8	2005	1579.43	407.60	1987.03	13553.26	13553.26	1156.40	569.09	587.31	1156.40	9251.23	
9	2006	1670.83	407.60	2078.43	15731.69	15731.69	1156.40	515.76	640.65	1156.40	10407.63	
10	2007	1766.44	407.60	2174.04	17905.73	17905.73	1156.40	457.52	698.88	1156.40	11564.03	1.55
11	2008	1866.45	407.60	2274.05	20179.78	20179.78	733.83	393.93	339.91	733.83	12297.87	
12	2009	1971.05	407.60	2378.65	22558.43	22558.43	733.83	366.73	367.10	733.83	13031.70	
13	2010	2080.47	407.60	2488.07	25046.50	25046.50	733.83	337.37	396.47	733.83	13765.54	
14	2011	2194.92	407.60	2602.52	27649.02	27649.02	733.83	305.65	428.19	733.83	14499.37	
15	2012	2314.64	407.60	2722.24	30371.26	30371.26	733.83	271.39	462.44	733.83	15233.21	1.99
16	2013	2439.86	407.60	2847.46	33218.71	33218.71	733.83	234.40	499.44	733.83	15967.04	
17	2014	2570.84	407.60	2978.44	36197.16	36197.16	733.83	194.44	539.39	733.83	16700.88	
18	2015	2707.85	407.60	3115.45	39312.61	39312.61	733.83	151.29	582.54	733.83	17434.71	
19	2016	2851.16	407.60	3258.76	42571.37	42571.37	733.83	104.69	629.15	733.83	18168.55	
20	2017	3001.06	407.60	3408.66	45980.03	45980.03	733.83	54.36	679.48	733.83	18902.38	2.43
	Total	37828.03	8152.00	45980.03	-	-	18902.38	9100.98	9801.40	18902.38		



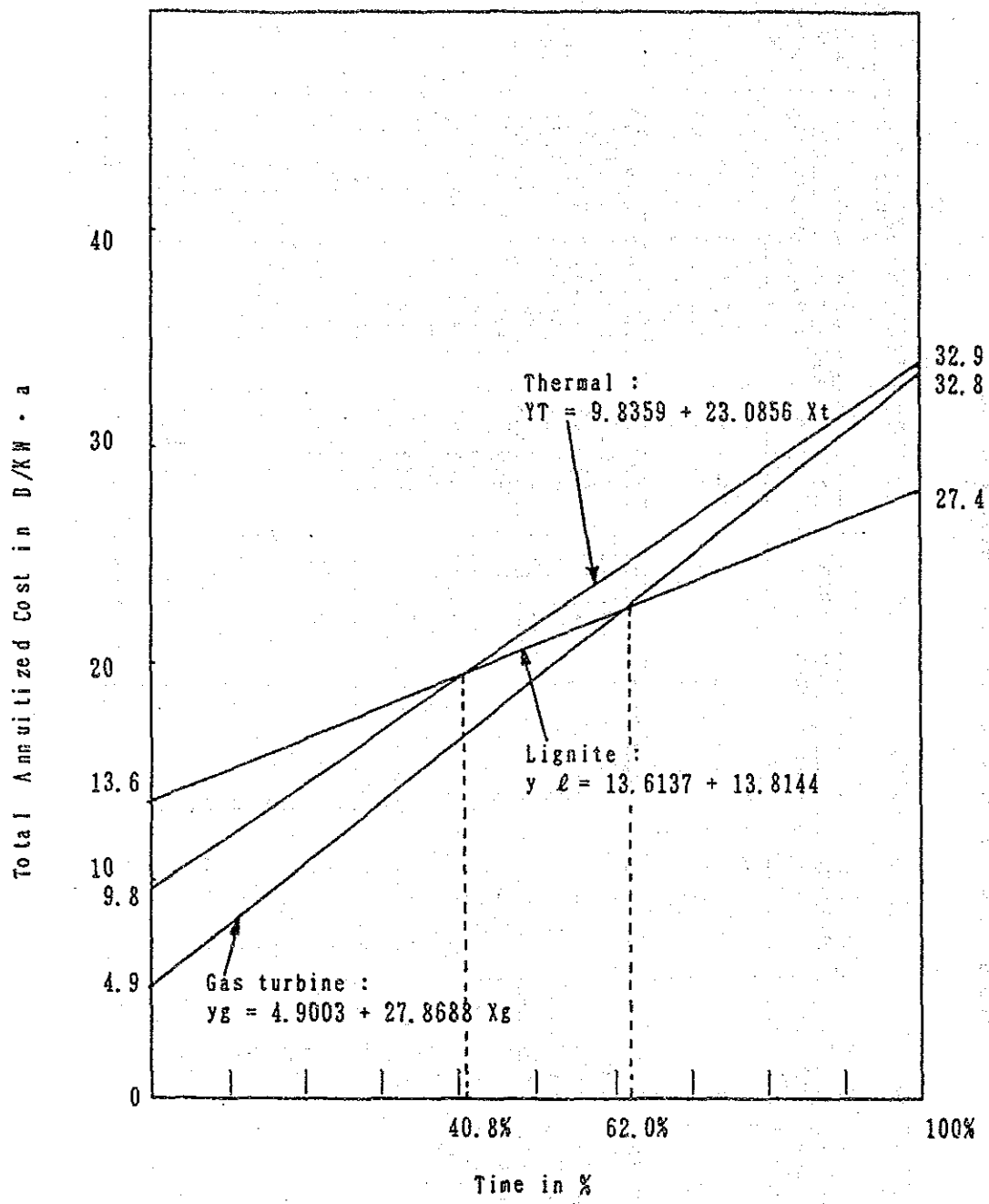


Fig. 10-1 Relation between Annuitized Cost and Capacity Factor of Alternating Thermal Power Plants

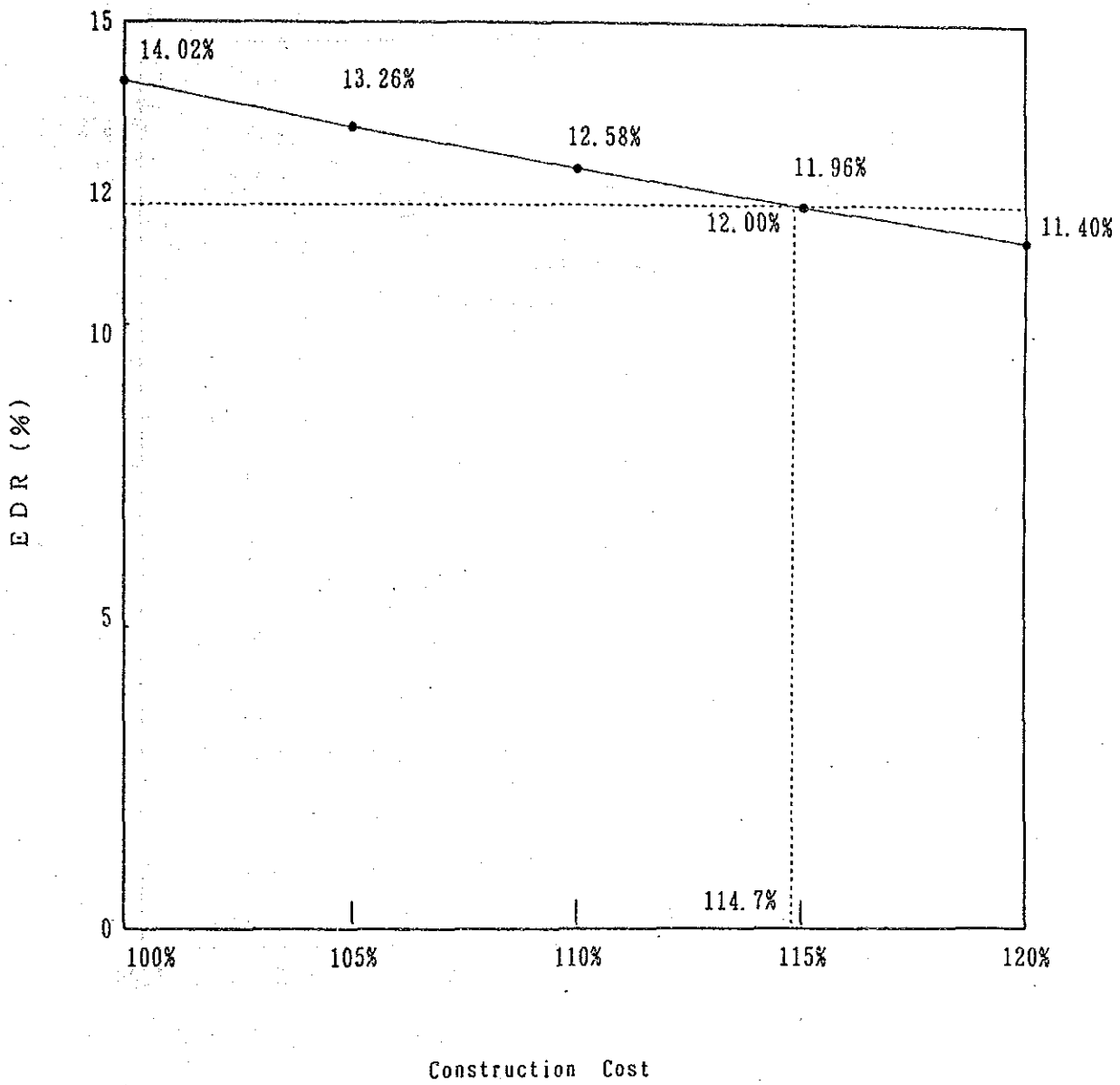


Fig. 10-2 Sensitivity Analysis - Construction Cost

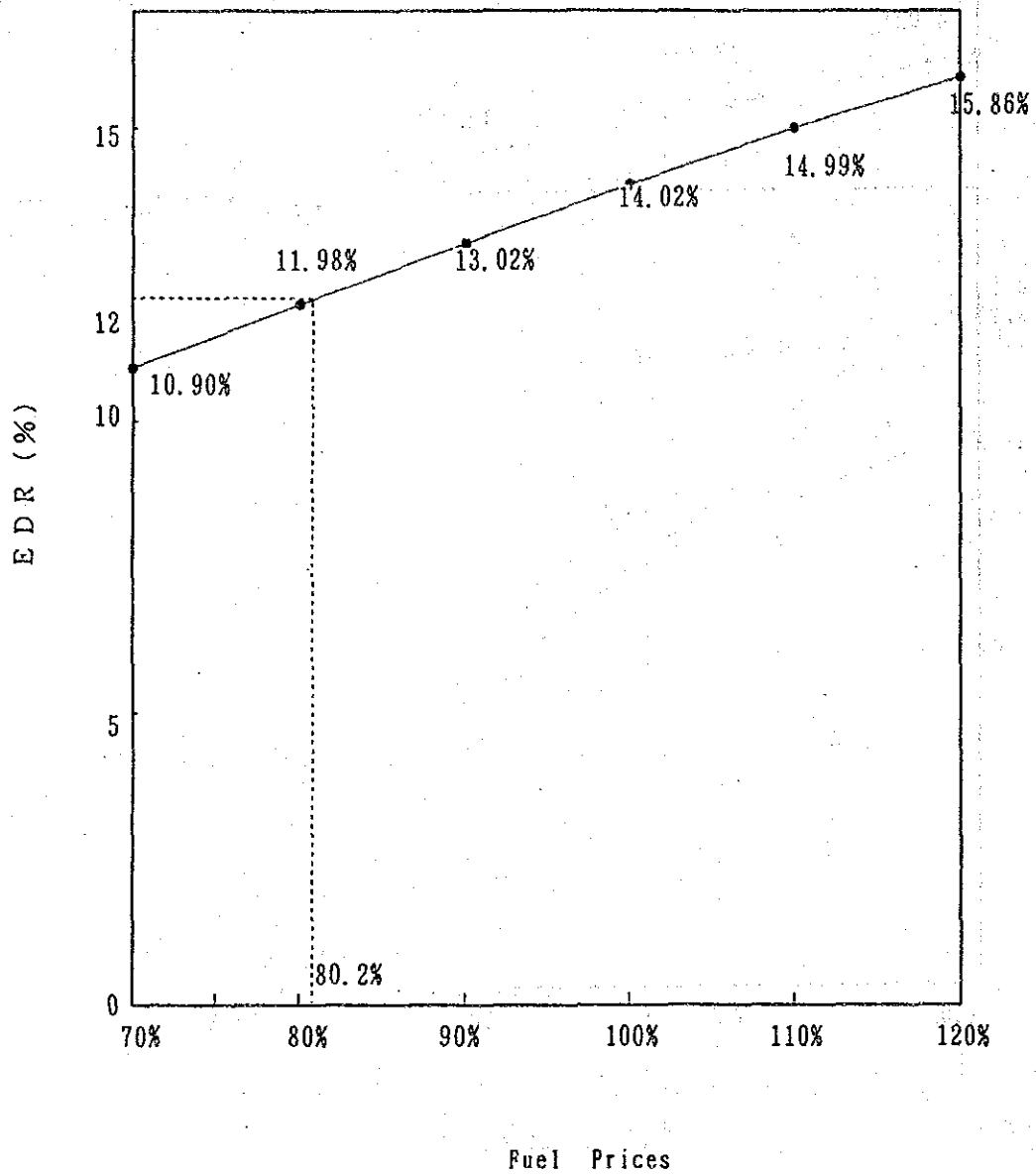


Fig. 10-3 Sensitivity Analysis - Fuel Prices

## 11. 環境影響評価

EGATは、1984年以来、本計画にかかわる自然・社会経済的な側面から環境調査を実施してきており、1989年8月には最新の情報・データを織りこんだ環境レポートを作成している。

この環境調査の目的は次の通りである。

- (i) プロジェクト地域の自然・社会経済的環境の現況を調査する。
- (ii) プロジェクト実施によって発生する種々の環境に対するポテンシャルインパクトを検討する。
- (iii) 環境の変化に対する緩和対策を検討する。

上記の調査の結果は、このフィジビリティ・レポートの環境部門の現地調査・検討に対し有用な情報やデータを提供している。

更にEGATは、自ら実施した調査結果にもとづいて、タイ環境庁（NEB）のガイドラインに則って、NEBの認可を受けた第三者調査機関あるいはコンサルタントに、より詳細なアセスメント（Environmental Impact Assessment, 略称 EIA）を委託すべく、必要な調査内容や問題点などを検討している。

Nam Ngao計画とMae Lama Luang計画のダム・貯水池ともNational Reserve Forests（Nam Yuam左岸、Nam Yuam右岸、Omkoï及び The Song Yang）内に位置している。貯水池域内の森林は、混生落葉樹林、熱帯雨林及びフタバガキ科の樹林で覆われている。

Yuam川沿いの平地・低地は農耕地に利用されている。プロジェクト地域内では種々の野性動物・魚類が散見されている。

プロジェクトの実施によって、特にMae Lama Luang貯水池内で著るしいインパクトを受けるのは Sop Moei 地区の三村落（Ban Mae Ko, Ban Mae Kha TuanおよびBan Mae Suat）であり、この三村落の農地や家屋などに大きな影響が生じることとなる。

この問題を克服するためEGATは種々の環境緩和プログラムや観測調査と同時にプロジェクトの構成要素の一つとして、影響を受ける農家に対する入植プログラムを準備している。即ち、このフィジビリティ調査に於いてもMae Lama Luang貯水池によって

影響を受ける前記三村落の農家約 500戸が移転する可能性もあることを仮定して、Sop Moei地区内でYuan川の左岸の丘陵地に入植候補地域を選定している。

本プロジェクトは National Reserve Forest内に位置しており、プロジェクトの技術的・経済的な妥当性および環境評価に対する政府の承認が得られ次第プロジェクト実施の段階に進むことが出来よう。









JICA