10.2 Mae Lama Luang計画

10.2.1 ダムおよび付属構造物

Mae Lama Luang計画のダム形式は、ダムサイトの地形および地質条件を考慮し、DWG.10-13 、10-14 に示すとおり中央しゃ水壁型ロックフィルダムを選定した。

洪水吐の配置については、発電所の配置と考え合わせて検討した結果左岸側に配置した。ダムの設計洪水量は、ＰＭＦを対象として5,200m³/sec とし、建設中の河流処理対象流量は100 年確率洪水量に対応する1,780m³/sec とした。

(1) ダム形式の比較

Mae Lama Luang地点における高さ120 m級のダムとして最も適当なダム形式は、地形地質条件および材料の採取条件から判断してロックフィルダムである。

ロックフィルダムには、中央土質しゃ水壁型ロックフィルダムおよび表面しゃ水壁型ロックフィルダムがある。そこで、中央土質しゃ水壁型ロックフィルダムとコンクリート表面しゃ水壁型ロックフィルダムの２タイプについて概略検討を行った。なお、コンクリート表面しゃ水壁ロックフィルダムの設計図はDWG.10-15 および10-16 に示してある。

各ダムにおけるダムの堤体積、掘削量およびそれに関する概略工事費は次表の通りである。

Comparison of Dam Type

Item	Unit	中央土質しゃ水壁型	表面しゃ水壁型
Dam Volume ※	10^3 m³	3,820	3,300
Excavation Volume	10^3 m³	650	300
Constructin Cost	M.B.	576	582

(注) ※上流仮締切ダムを含む。

ダム工事費を比較すると、中央土質しゃ水壁型ロックフィルダムとコンクリート表面しゃ水壁型ロックフィルダムも大差なく、どちらのタイプも選定可能である。

このダムサイト近傍には、コア、フィルターおよびロック材料が質的、量的に十分得られるので、本報告書では、Mae Lama Luang地点のダム型式として中央土質しゃ水壁型を採用した。

(2) 河流処理

Mae Lama Luang地点の建設中の河流処理に対する設計洪水量は、100 年確率洪水量に対応する1,780m³/sec とした。

河流処理は、地形および各構造物の配置を考えトンネル方式とし、左岸に2条配置することとした。上流仮締切ダムはフィルタイプとし、その位置はダム本体上流端に本体の一部として計画するのが経済的である。仮締切ダムの天端標高は年間6ヶ月間の乾期における盛土可能量と、仮排水トンネルの通水能力を勘案して決定された。これにより仮締切ダムの天端標高を97mとし、延長818m (No.1) 、675m (No.2) 、内径9mの標準馬蹄形の仮排水トンネル2条を設置することとした。

仮排水トンネルの覆工は入口および出口付近をコンクリートとし、その他については吹付コンクリートとした。

(3) ダ　ム

Mae Lama Luang地点に築造を計画しているダムは、高さ119 m、堤頂長355 m、総盛立量 3,820×10³ m³ (上流仮締切ダムを含む) の中央土質しゃ水壁型ロックフィルダムである。

ダムサイトの地質は、石英片岩および珪岩からなる非石灰質岩石と、石灰岩、石灰質砂岩、一部砂岩からなる石灰質岩石よりなる。

ダム軸はこれまで得られた地質調査の結果ならびに地形を考慮して決定されている。ダムの法面勾配は設計震度0.10とし、タイ国における過去の実績値から設計値を推定し、上流側法面勾配を1：2.0 、下流側を1：1.8 とした。基礎処理は地質状況を考慮し、グラウトカーテン方式とした。

また、第6.4.2節に記載したとおりダムサイト右岸側には、石灰質片岩の上位に石灰岩が分布し、その地下水位は低い。従って、右岸側に分布する石灰岩は、透水性が高いと考えられ、その分布もダムを上下流に横断する方向であることから、貯水池からの浸透水を防止するため基礎処理が必要である。

(4) 洪 水 吐

洪水吐はDWG.10-17 に示すとおり、Mae Lama Luangダムの地質地形を考慮して、左岸に配置されている。

洪水吐容量は、PMF の流量5,200m³/sec を満水位標高165 mで流下させうるものとし、洪水吐呑口の諸元は越流頂標高151 m、全越流幅（ピア幅12m含む）60mとした。

なお、洪水吐には12m幅のラジアルゲートを4門を設備してある。この洪水吐の減勢はスキージャンプ方式で行い、洪水吐の中心方向および流出端位置は他の構造物に影響を与えないよう選定してある。

(5) 放 流 路

放流路は、2条の仮排水トンネルのうち1条を転用し、下流への放流ならびに緊急時の貯水池低下が可能なように配慮し設置されている。バルブ室より上流側は、コンクリート巻立とし、下流側は、吹付コンクリート（インバートは巻立）構造である。

放流路の呑口部の標高は 116mとし、立坑（内径4m）で、仮排水トンネルに設置されたバルブ室に導水し放流する。なお、バルブ室には内径1.5 mの高圧スライドゲートと内径1.5 mのジェットフローゲートが設備してある。

10.2.2 発電水路および発電所

発電水路および発電所は、DWG.10-13 および10-18 に示すとおり地形条件を考慮し、右岸側に配置されている。

(1) 発電水路

水路系は最大使用水量330m³/sec で設計されている。取水口は右岸、ダム直上流に位置し、その呑口部の標高は堆砂の影響を考慮し、貯水池の低水位においても取水に支障のないよう選定されている。導水路トンネルは延長142m、内径8.60mとし、そのルートは地山の被りを十分とるよう決定されている。水圧管路は、延長337m内径8.60m～4.50mの埋設管とし、その末端付近では3条に分岐し発電所に連結されている。その平面および縦断的なルートは、地形および地質条件を考慮して選定されている。水圧鉄管の分岐方法は損失水頭、構造および経済性を考慮し、F分岐を

採用した。なお、その詳細はAppendixに添付してある。

(2) 発電所および屋外開閉所

発電所は地形条件を考慮し右岸側に配置され、その型式は半地下式とし、放水口からの流水が支障なく流下できるよう選定されている。水車中心および放水口の寸法は、水車およびドラフトがキャビテーションに対して十分安全なように決定され、また発電所の寸法は水車・発電機および付属機器の寸法ならびにレイアウトを考慮したものとなっている。

屋外開閉所は、ダムと発電所との間に標高86mの敷地を造成して、設備する計画とした。この敷地標高は洪水時における下流最高水位約84mを考慮したものである。

10.2.3 電気機器

(1) 主機台数の選定

主機台数の決定要因は、10.1.3 (1)項で述べたことと同様である。Mae Lama Luangプロジェクトの計画諸元は、有効落差85m、最大使用水量330m³/sec 、設備出力240MWであり、主機台数は、2・3・4台の各案が検討の対象となる。

2台案（120MW ×2）は主機が大型化し、施工性に難点があり、3台案（80MW×3）に比較し、運転の自由度が低下する。

4台案（60MW×4）は、運用上及び施工性などの問題は無いものの3台案に比し経済性の面で劣る。

3台案（80MW×3）は、電力系統上、施工上、運用上ともに問題はなく、開発規模から見て妥当な選定であり3台案を採用した。

(2) 主機の選定

Mae Lama Luangプロジェクトの主機台数は3台であり、計画諸元である有効落差85m、単機使用水量 110m³/secより、立軸フランシス水車を採用することが最適であり、これを採用する。以下に主要機器の諸元を示す。

水　　車

型　　式	立軸フランシス水車
台　　数	3　台
基準有効落差	85m
使用水量	110 m^3/s
基準出力	83 MW
回転速度	200 rpm

発　電　機

型　　式	三相交流同期発電機
台　　数	3　台
出　　力	90 MVA
力　　率	0.9 （遅れ）
電　　圧	13.8 kV
周　波　数	50 Hz
回転速度	200 rpm

主要変圧器

型　　式	屋外三相変圧器
台　　数	3　台
出　　力	90 MVA
電　　圧	13.8 kV ： 230 kV

(3) 発電所

Mae Lama Luang発電所は半地下式で計画され、主機間隔が21mで3台の主機が配置される。地下への機器の搬入のために搬入クレーンが組立室上部に設置され、主機室には機器の組立用として天井クレーンを配置した。

地下部分には水車・発電機、各種補機類が設置される。地上部分の建屋には、配電盤室、継電器室など主として監視制御に必要な機器の他、事務所、倉庫、修理工場などが配置される。

(4) 主回路及び屋外開閉所

Mae Lama Luang発電所は、Nam Ngao発電所と同様北部系統における重要電源であることから、主回路は信頼度の高いユニット方式を採用した。

同期方式は、保守性及び所内電源の確保等の条件から低圧同期方式とする。発電機と主要変圧器の間は、相分離形密閉母線で結ばれ、主要変圧器から開閉所間は、230kV CVケーブルで接続される。Mae Lama Luang発電所の近傍には、230kV 屋外開閉所を在来形とした場合に、スペースの確保が難しいことから、屋外開閉所はSF_6ガス絶縁縮少形を採用した。母線はEGATの設計指針および発電所の重要度を考慮し、二重母線方式とした。

DWG.10－19にスケルトンを、また、DWG.10－20にSF_6ガス絶縁縮少形開閉所を、DWG.10－21に在来形開閉所の機器配置を示す。

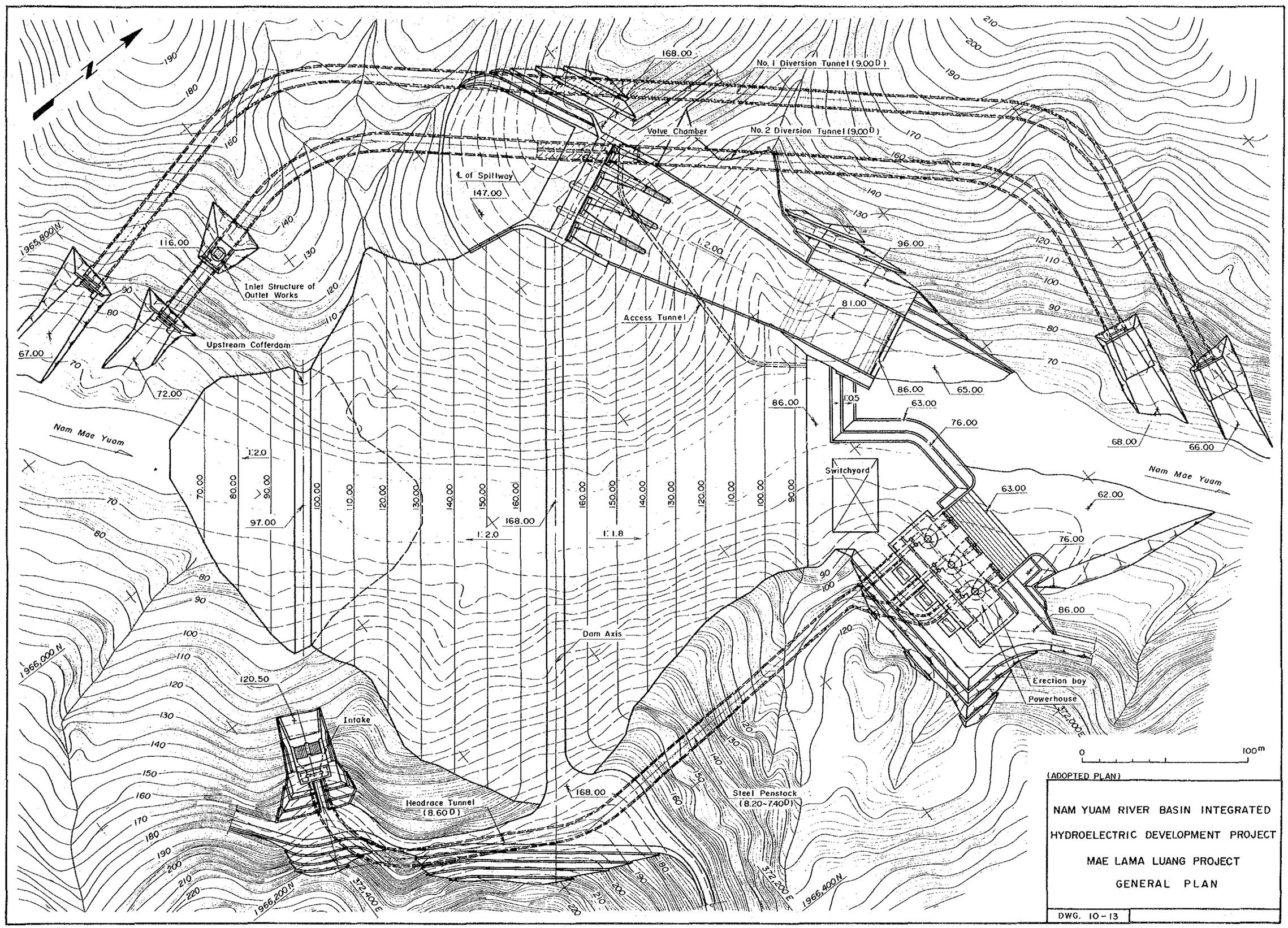
10.2.4 送 電 線

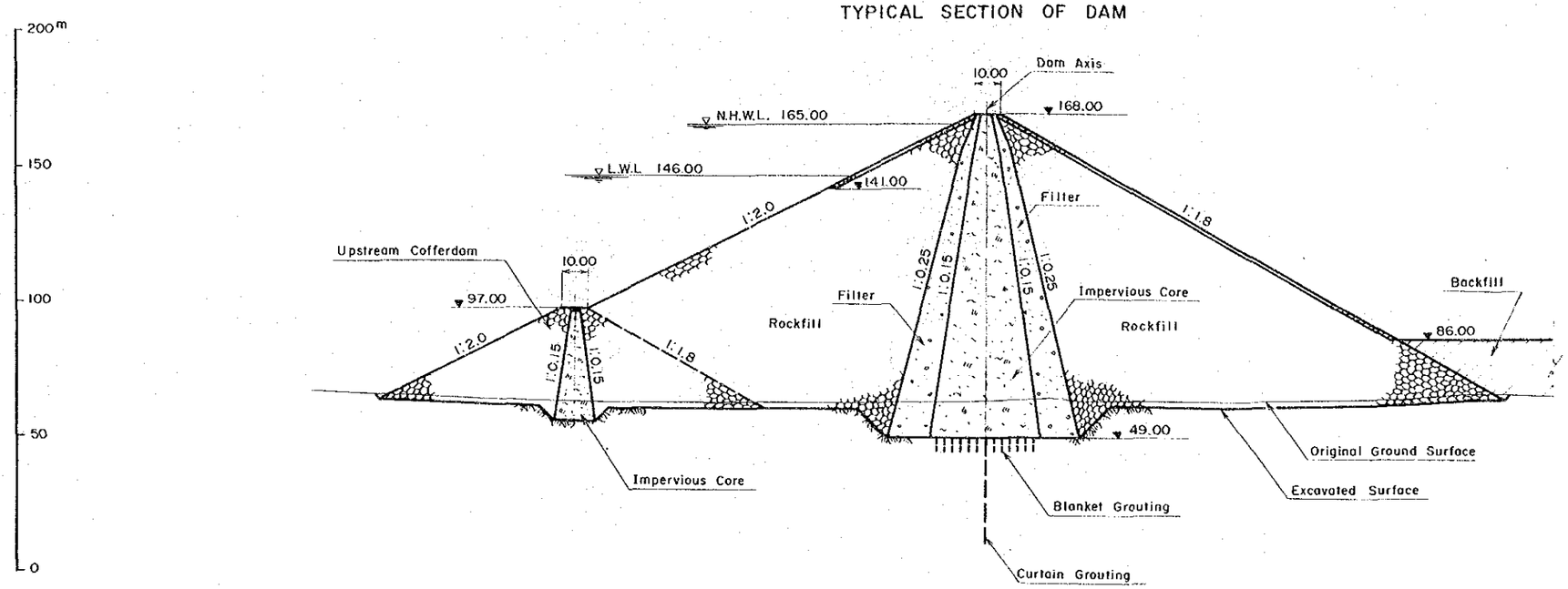
Mae Lama Luang発電所から、Mae Sariang 中間変電所を経由してChiang Mai 3変電所迄約 200km、送電電圧 230kV、2回線、ACSR 1,272 MCM電線で送電線を建設する。

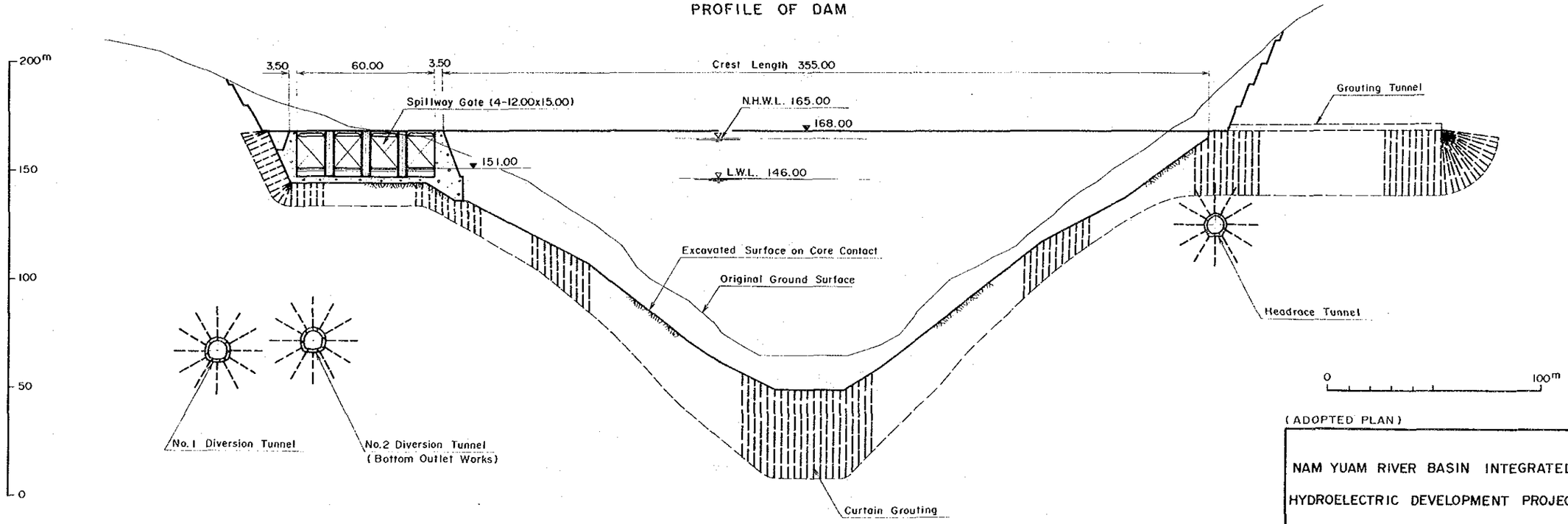
Chiang Mai 3変電所 (230kV/115kV)はMae Lama Luang発電所完成前にすでに完成しているものとする。

230KV 送電鉄塔はＥＧＡＴにおける標準も考慮して、設計した。

DWG.10-22 に主要寸法を示す。


No. 1 Diversion Tunnel (9.00 D)
No. 2 Diversion Tunnel (9.00 D)
Valve Chamber
℄ of Spillway
Inlet Structure of Outlet Works
Upstream Cofferdam
Access Tunnel
Switchyard
Nam Mae Yuam
Dam Axis
Intake
Headrace Tunnel (8.60 D)
Steel Penstock (8.20~7.40 D)
Erection bay
Powerhouse
1:2.0
1:1.8
1:0.5
1,965,800 N
1,966,000 N
1,966,200 N
1,966,400 N
372,400 E
372,200 E
0
100m
(ADOPTED PLAN)
NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED
HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT
MAE LAMA LUANG PROJECT
GENERAL PLAN
DWG. 10-13





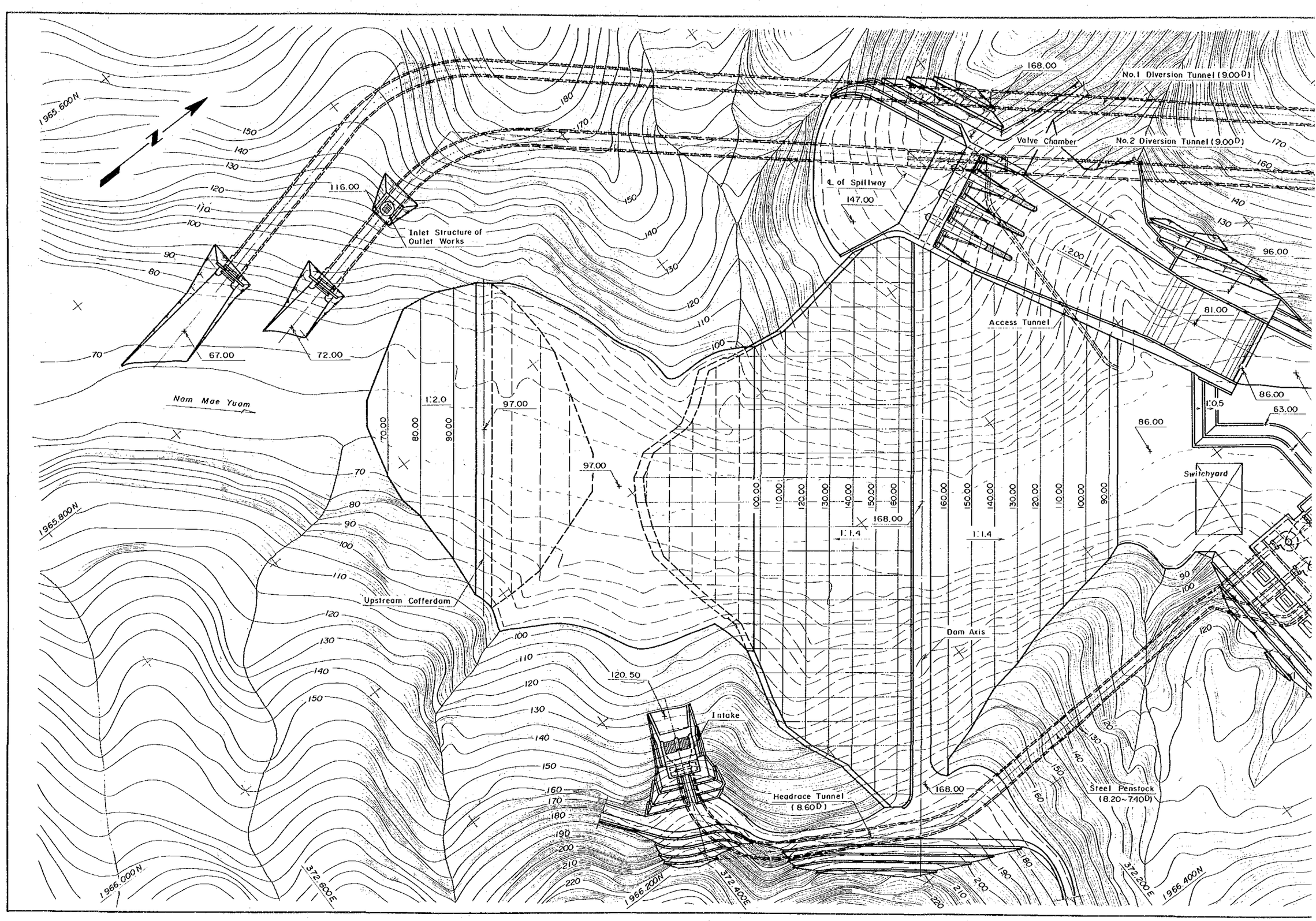
(ADOPTED PLAN)

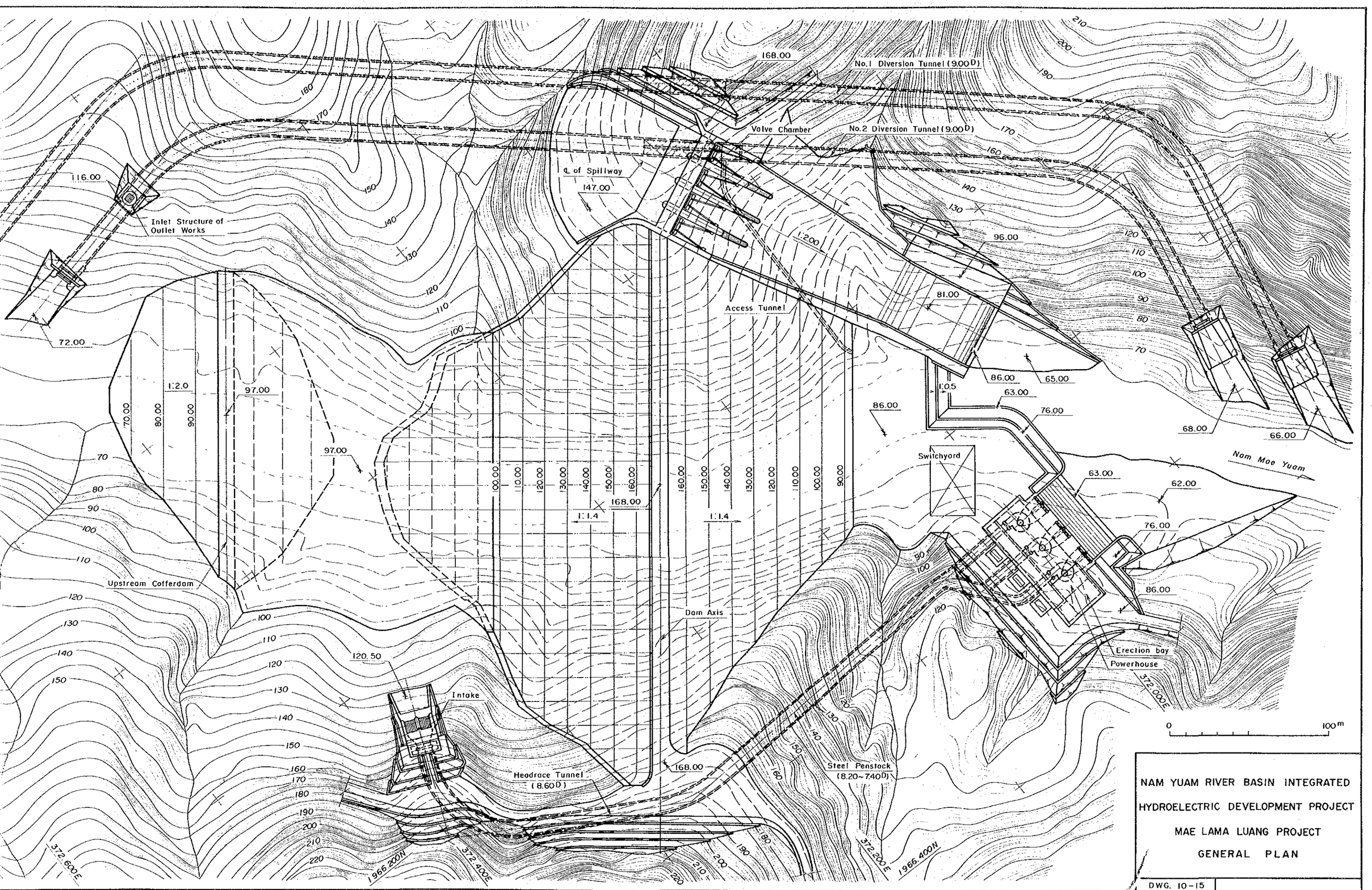
NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT

SECTION OF DAM

DWG. 10-14


N
1,965,600N
1,965,800N
1,966,000N
1,966,200N
1,966,400N
372,600E
372,400E
372,200E
Nam Mae Yuam
Inlet Structure of Outlet Works
116.00
67.00
72.00
Upstream Cofferdam
1:2.0
97.00
70.00
80.00
90.00
℄ of Spillway
147.00
168.00
No.1 Diversion Tunnel (9.00D)
No.2 Diversion Tunnel (9.00D)
Valve Chamber
1:2.00
Access Tunnel
96.00
81.00
86.00
1:0.5
63.00
Switchyard
100.00
110.00
120.00
130.00
140.00
150.00
160.00
1:1.4
Dam Axis
120.50
Intake
Headrace Tunnel
(8.60D)
Steel Penstock
(8.20~7.40D)

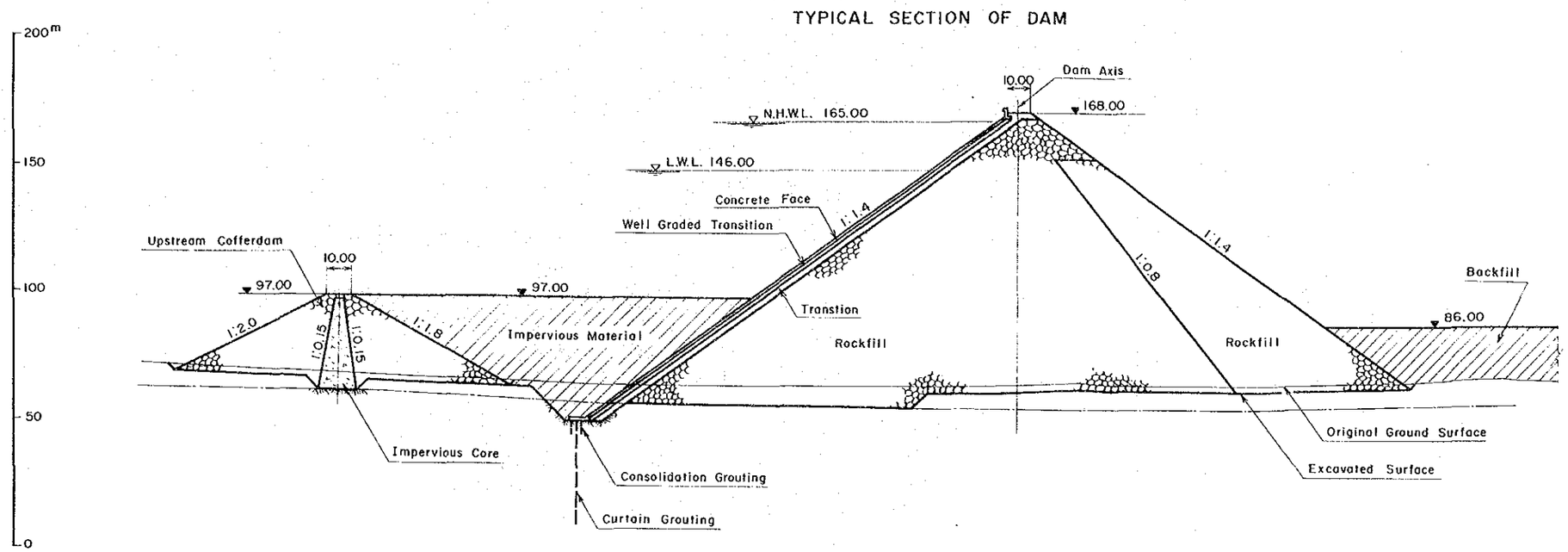


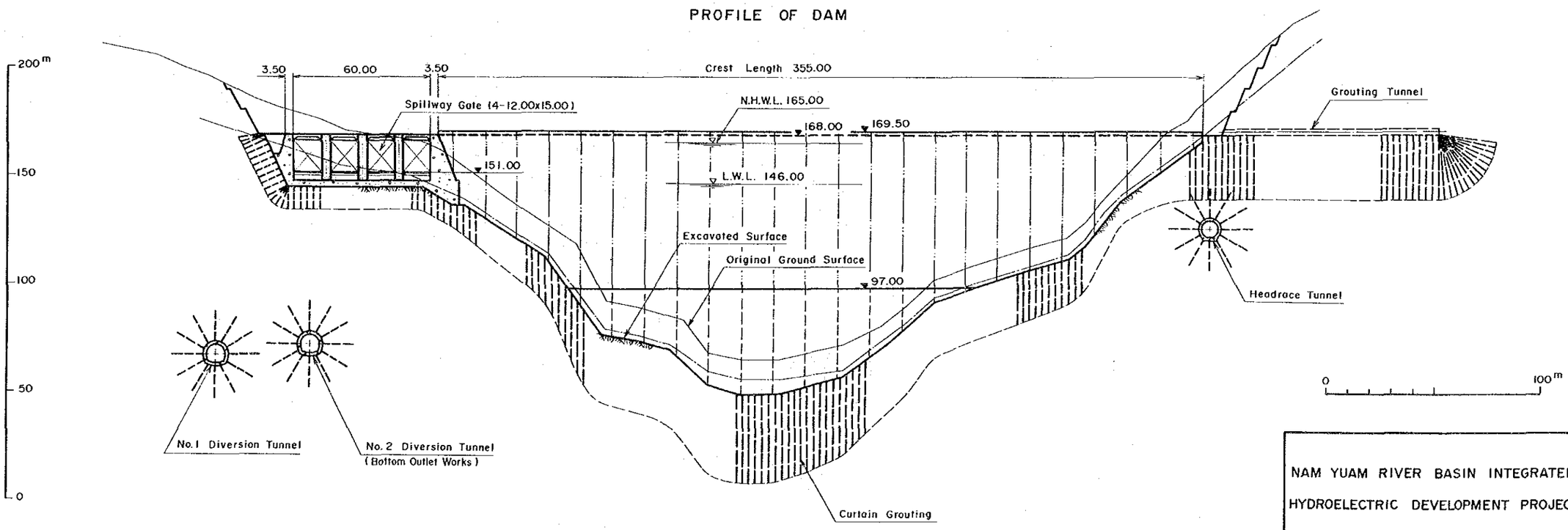
NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT

GENERAL PLAN

DWG. 10-15





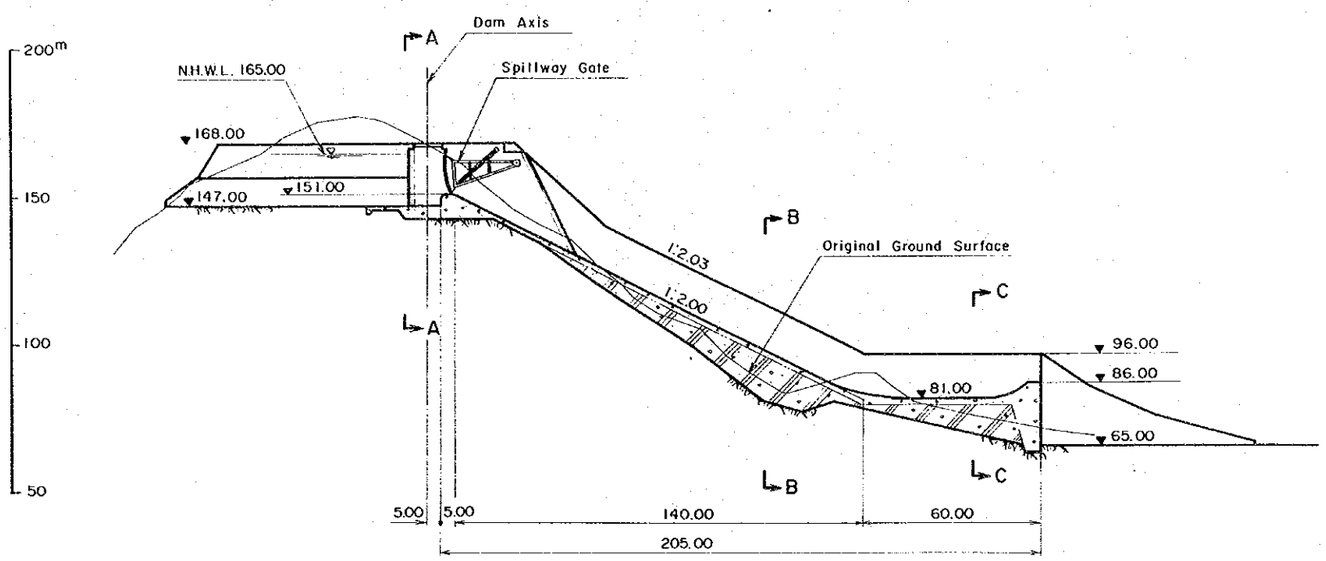
NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT

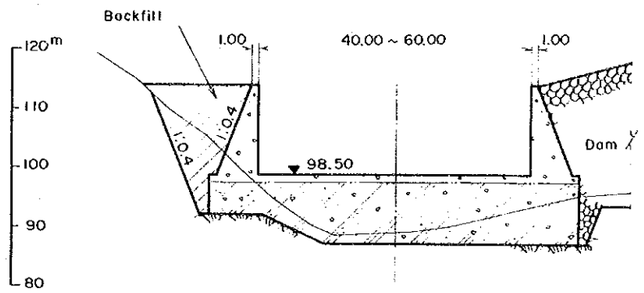
SECTION OF DAM

DWG. 10-16

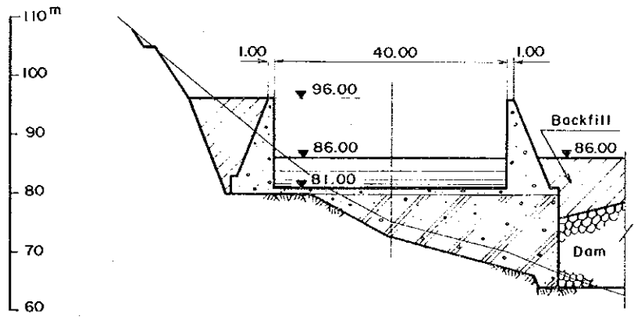
PROFILE



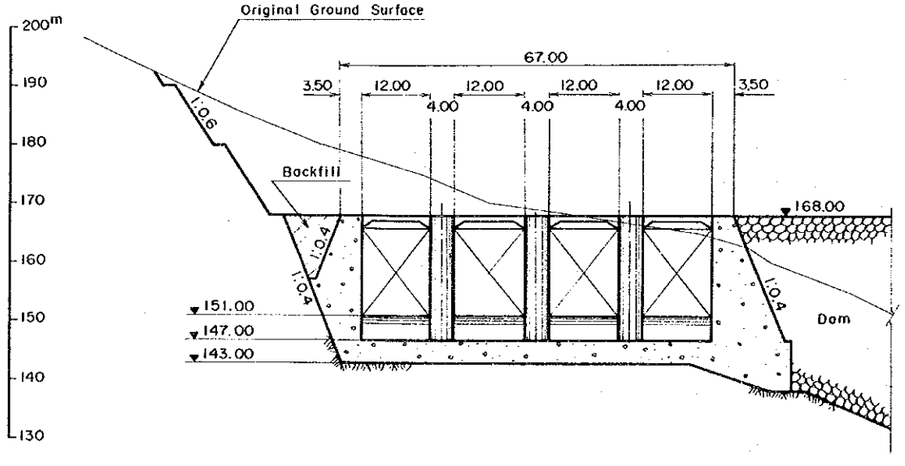
SECTION B - B



SECTION C - C



SECTION A - A



0 100m
(PROFILE)

0 50m
(SECTION A-A, B-B, C-C)

(ADOPTED PLAN)

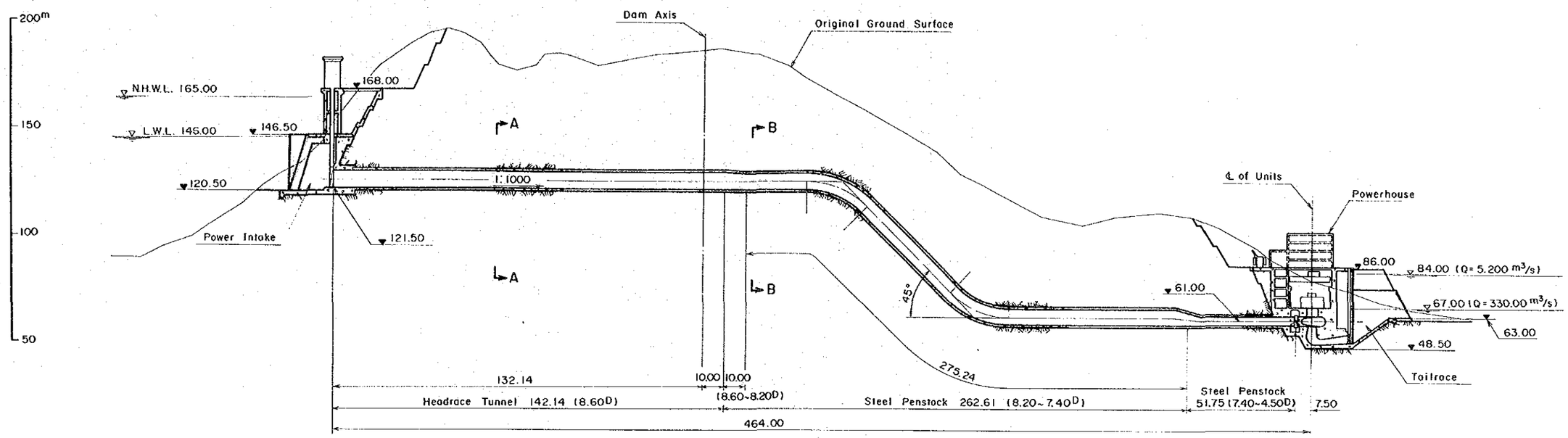
NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT

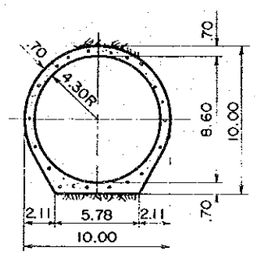
SPILLWAY

DWG. 10-17

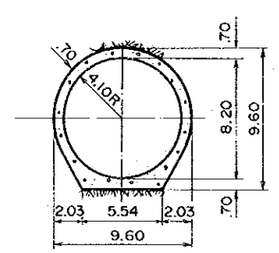
PROFILE OF WATERWAY



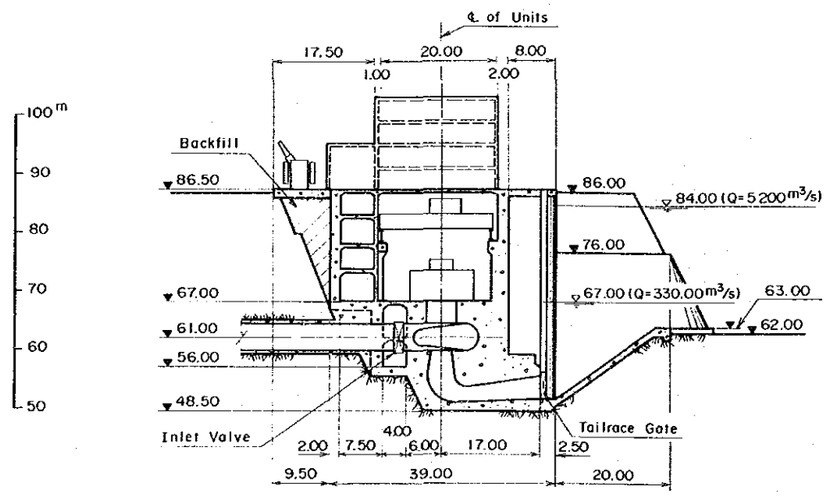
SECTION A – A



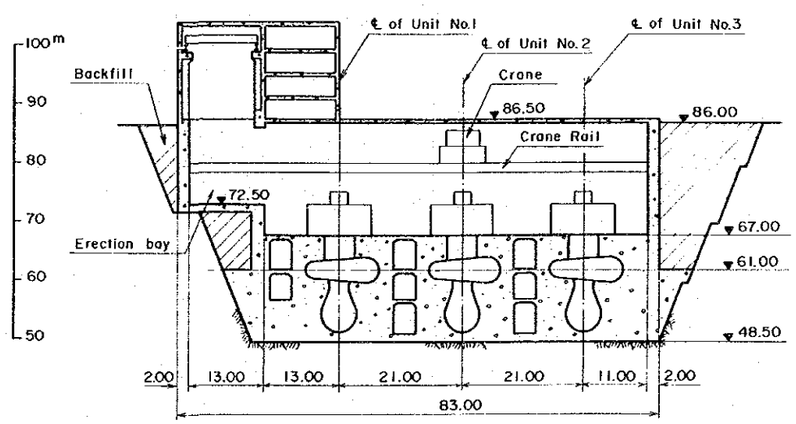
SECTION B – B

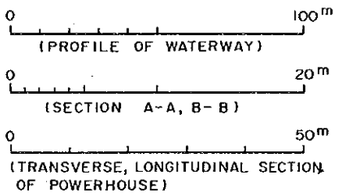


TRANSVERSE SECTION OF POWERHOUSE



LONGITUDINAL SECTION OF POWERHOUSE





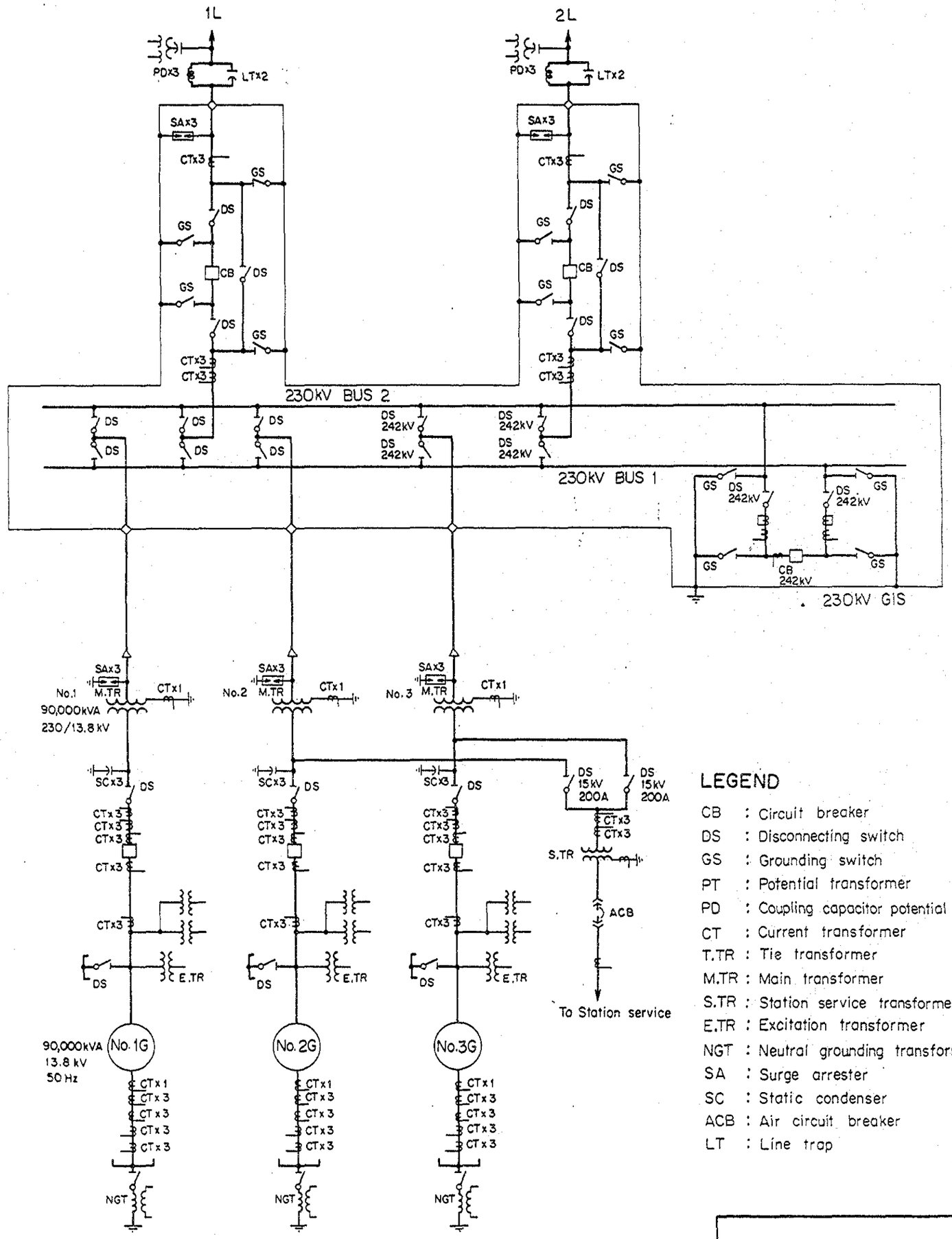
(ADOPTED PLAN)

NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT

WATERWAY

DWG. 10 – 18



LEGEND

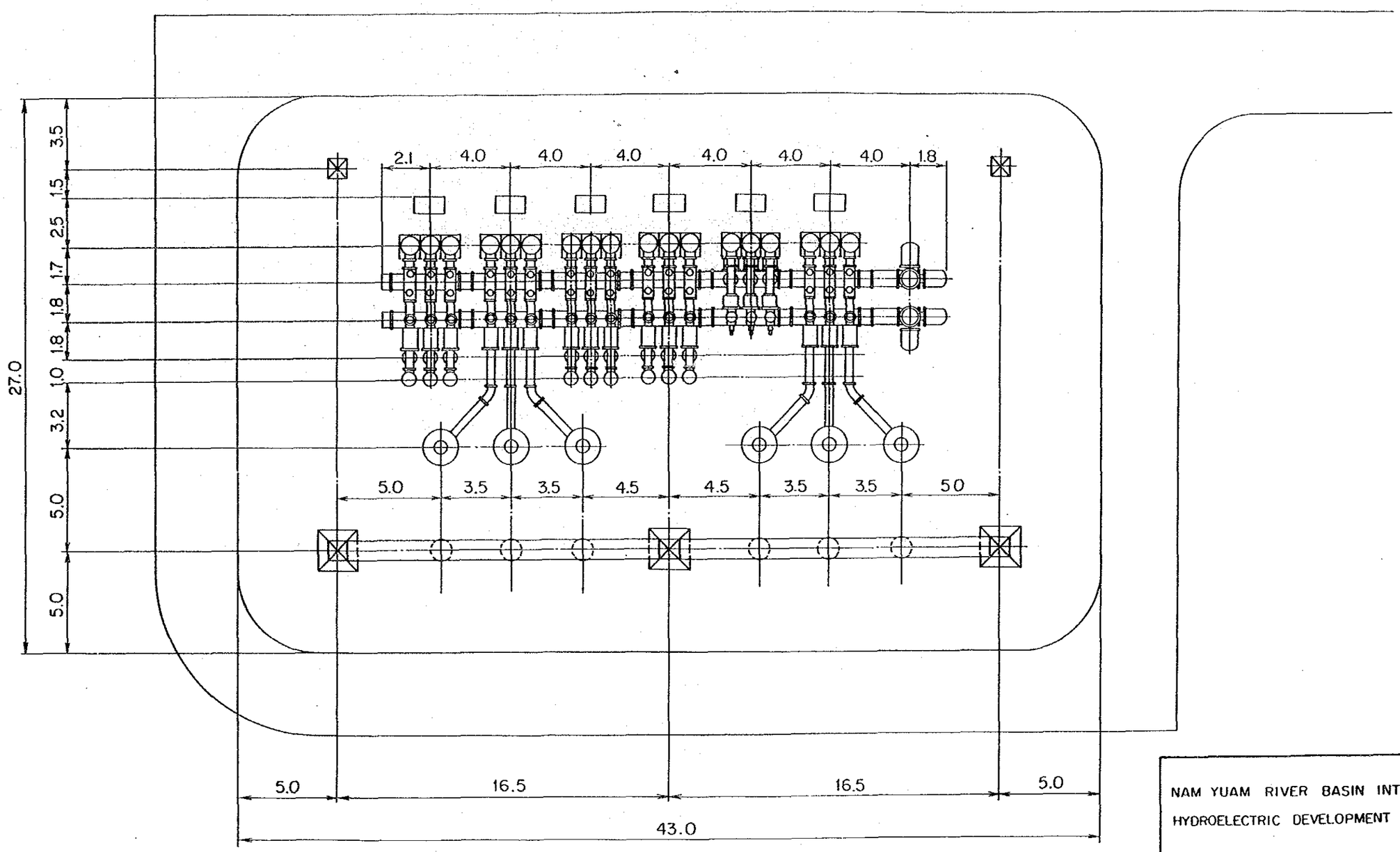
CB	:	Circuit breaker
DS	:	Disconnecting switch
GS	:	Grounding switch
PT	:	Potential transformer
PD	:	Coupling capacitor potential device
CT	:	Current transformer
T.TR	:	Tie transformer
M.TR	:	Main transformer
S.TR	:	Station service transformer
E.TR	:	Excitation transformer
NGT	:	Neutral grounding transformer
SA	:	Surge arrester
SC	:	Static condenser
ACB	:	Air circuit breaker
LT	:	Line trap

NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT

SINGLE LINE DIAGRAM

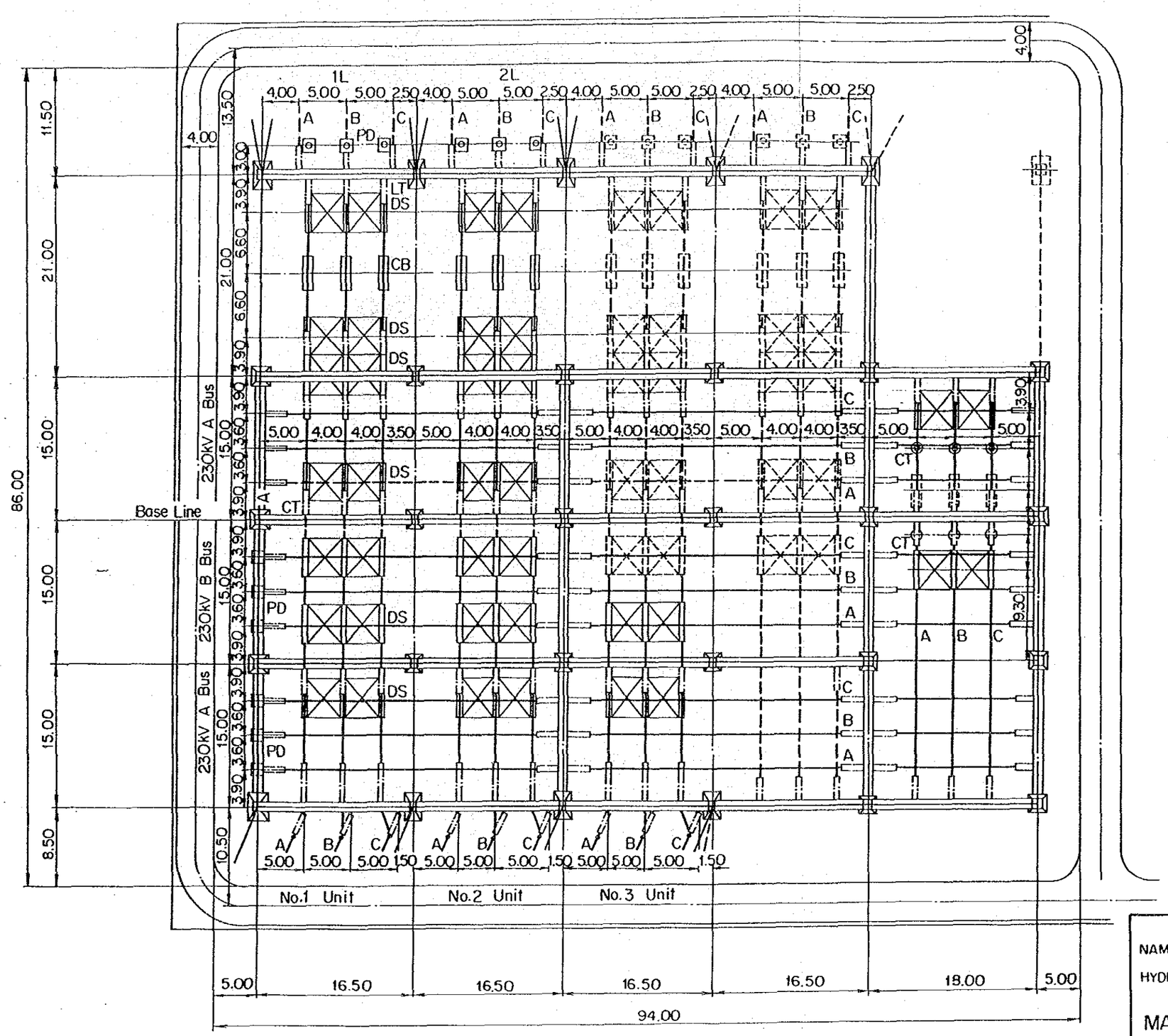
DWG. 10-19



NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT SWITCHYARD (GIS)

DWG. 10-20

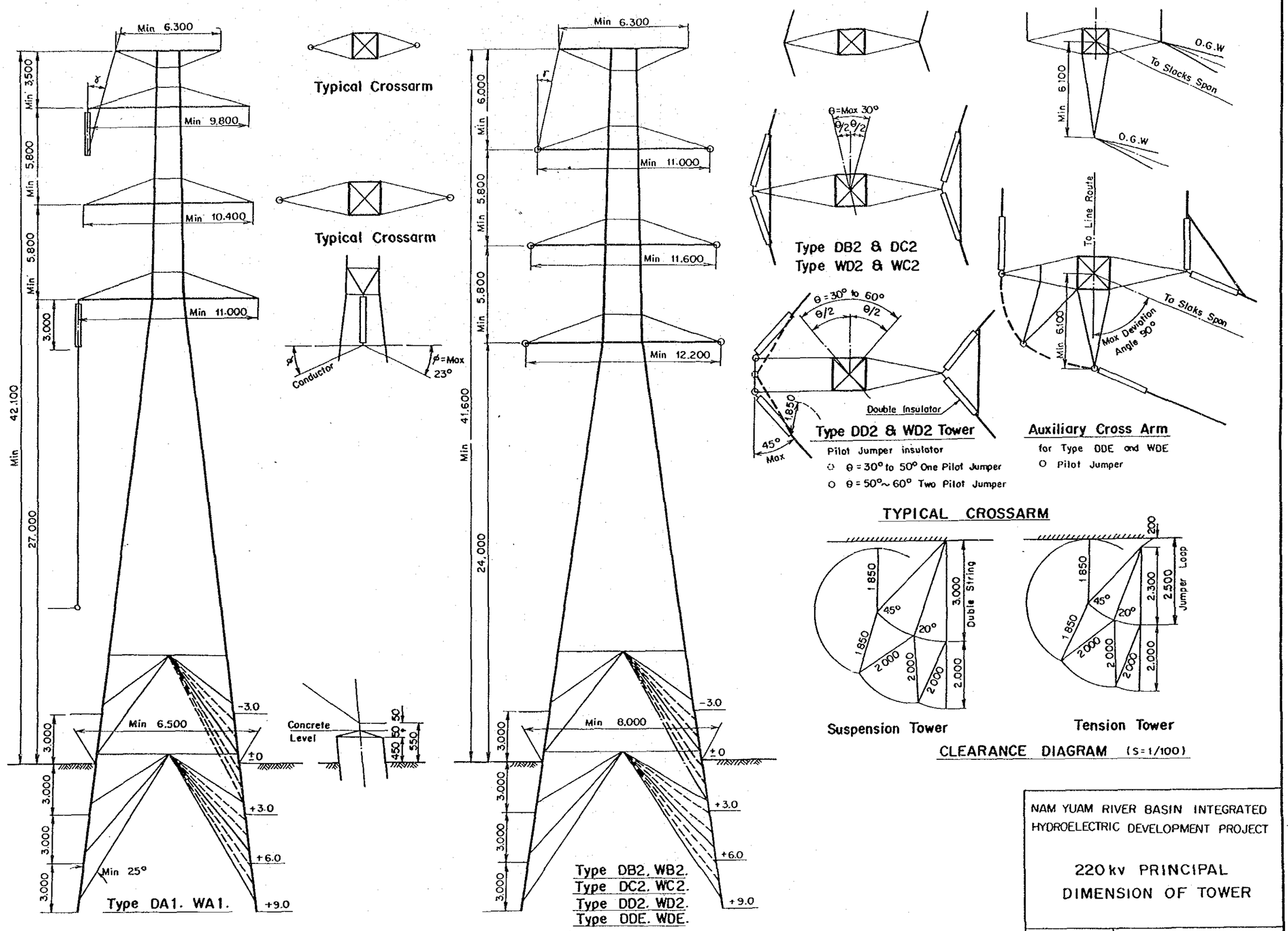


NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

MAE LAMA LUANG PROJECT SWITCHYARD

(CONVENTIONAL)

DWG. 10-21



NAM YUAM RIVER BASIN INTEGRATED HYDROELECTRIC DEVELOPMENT PROJECT

220 kv PRINCIPAL DIMENSION OF TOWER

DWG. 10-22

第11章　工事計画および工事費

第11章　工事計画および工事費

目　次

頁

11.1　工事計画および工程 …… 11 － 1

11.1.1　基本的事項 …… 11 － 1

11.1.2　工事計画および工程 …… 11 － 2

11.2　工 事 費 …… 11 － 7

11.2.1　基本的事項 …… 11 － 7

11.2.2　プロジェクトコスト …… 11 －10

11.2.3　エコノミックコスト …… 11 －10

List of Tables

Table 11-1 Project Cost of Integrated Development Plan

Table 11-2 Annual Expenditure of Project Cost (Nam Ngao Project)

Table 11-3 Annual Expenditure of Project Cost (Mae Lama Luang Project)

Table 11-4 Economic Cost of Integrated Development Plan

Table 11-5 Annual Expenditure of Economic Cost (Nam Ngao Project)

Table 11-6 Annual Expenditure of Economic Cost (Mae Lama Luang Project)

List of Figures

Fig. 11-1 Construction Schedule of Nam Ngao Project

Fig. 11-2 Construction Schedule of Mae Lama Luang Project

第11章　工事計画および工事費

11.1 工事計画および工程

11.1.1 基本的事項

プロジェクトの工事計画および工程に影響を与える事項の概要は次のとおりである。

(1) 気　候

気象条件は、第5章に記述されているとおりであり、工程は、これらの気象条件に従って立てられる。工程に影響を及ぼす雨期は5月から10月迄の6ヶ月間である。

(2) 輸　送

プロジェクトサイトへの道路は、国道 108号線、1085号線および1194号線が利用できる。

Nam Ngao計画ダムサイトへは巻頭図 "General Plan of the Project"に示した通り、Ban Sop Ngao付近から国道1085号線より分岐したアクセス道路が利用できる。Mae Lama Luang計画のダムサイトへは国道1194号から分岐し、ＥＧＡＴが建設するアクセス道路が利用出来る。

(3) 建設資材

— セメント

セメントの主要な供給地は、Nakhon Sawanにあるセメント工場である。(Mae Lama Luang計画サイトから 700kmの距離にある。)

— 鉄筋、鋼材、その他の建設資材

鉄筋、鋼材、火薬類等の建設資材は、主にBangkok から供給される。(Mae Lama Luang 計画サイトから 900kmの距離にある。)

— コンクリート用骨材

骨材は、Mae Lama Luang計画に対しては、Yuam川とMoei川の合流点付近、Nam Ngao計画に対しては、Ngao川とYuam川の合流点付近での河床砂礫を採取し、使用する。不足する場合には、原石山から採取製造する。

— 盛立材料

コア材、フィルター材、ロック材等ダム盛立材料は、プロジェクトサイト付近の採取地、河床堆積物、原石山から供給される。

(4) 工事用電力

工事用電力としては、ディーゼル発電機を使用する。

11.1.2 工事計画および工程

上記の条件および工事数量をもとに工事工程を立案した。

Mae Lama Luang計画およびNam Ngao計画の工程は、Fig.11-1および11-2に示すとおりであり、両計画は1997年に運転開始する。

(1) Nam Ngao計画

— 準備工事

準備工事として、ダムへの取付道路、工事用電力設備、宿舎、事務所設備の建設が行われる。これらの工事は、1993年の初めに開始される。

— 仮排水路トンネル

ダム工事に先だって河川の転流が必要である。仮排水路トンネルの工事は、第1年目に開始し、8ヶ月で完了する必要がある。

— ダ　ム

第1年目、河川の切換えに先だって、河床を除く両岸の掘削、基礎処理を行う。河川の転流後、河床掘削および基礎処理を行う。これに続いて盛立工事およびコンクリート打設を実施する。工事開始後36ヶ月でダム工事を完了する。

— 洪 水 吐

洪水吐の掘削は、ダムのアバットメントの掘削と併行して行う。掘削後、コンクリートの打設、ゲートの据付を湛水開始前までに完了する。

— 取水口、導水路および水圧管路

第2年目に掘削が開始され、第3年目からコンクリートの巻立および鉄管の据付を行う。

— 発電所、放水口、開閉所

発電所、放水口、開閉所はほとんど他の土木工事に関係なく施工できるが、その工程は、機器の据付に要する期間に支配される。ドラフトチューブの据付から運転開始まで30ヶ月必要である。従って、発電所の工事開始は第2年目から実施する必要がある。

— 放流設備

仮排水路トンネルは、最後の乾期である第4年目の7ヶ月の間で放流設備に切り換える必要がある。この期間に土木工事と放流バルブ等の機器据付との十分な工程の調整が必要となる。

— 水車、発電機

電気機器据付用クレーンの据付完了後、第3年目にドラフトチューブの据付を開始する。これに引き続き機器の据付、組立を行う。第4年目末にその試験を実施する。

— 送電線および中間変電所

第3年目に送電線工事を開始し、発電所の運転開始までに工事を完了する。

(2) Mae Lama Luang計画

— 準備工事

準備工事として、ダムへの取付道路、工事用電力設備、宿舎、事務所設備の建設が行われる。これらの工事は、1993年の初めに開始される。

— 仮排水路トンネル

ダム工事に先だって河川の転流が必要である。仮排水路トンネルの工事は、第1年目に開始し、10ヶ月で完了する必要がある。

— ダ　ム

第1年目、河川の転流に先だって、河床を除く両岸の掘削、基礎処理を行う。河川の転流後、河床掘削および基礎処理を行う。これに続いて盛立て工事を実施する。工事開始後36ヶ月でダム工事を完了する。

— 洪 水 吐

洪水吐の掘削は、ダムのアバットメントの掘削と併行して行う。掘削後、コンクリートの打設、ゲートの据付を湛水開始前までに完了する。

— 取水口、導水路および水圧管路

第2年目に掘削が開始され、その後コンクリート打設および鉄管の据付が行われる。

— 発電所、放水口および開閉所

発電所、放水口および開閉所はほとんど他の土木工事に関係なく施工できるが、その工程は、機器の据付に要する期間に支配される。ドラフトチューブの据付から運転開始まで30ヶ月としている。従って発電所の工事開始は第2年目から実施する必要がある。

— 放流設備

仮排水路トンネルは、最後の乾期である第4年目の7ヶ月の間で放流設備に切り換える必要がある。この期間に土木工事と放流バルブの機器据付との十分な工程の調整が必要となる。

— 水車、発電機

電気機器据付用クレーンの据付完了後、第3年目にドラフトチューブの据付を開始する。これに引き続き機器の据付、組立を行う。第4年目末にその試験を実施する。

— 送電線および中間変電所

第3年目に送電線工事を開始し、発電所の運転開始までに工事を完了する。

Fig. 11-1 Construction Schedule of Nam Ngao Project

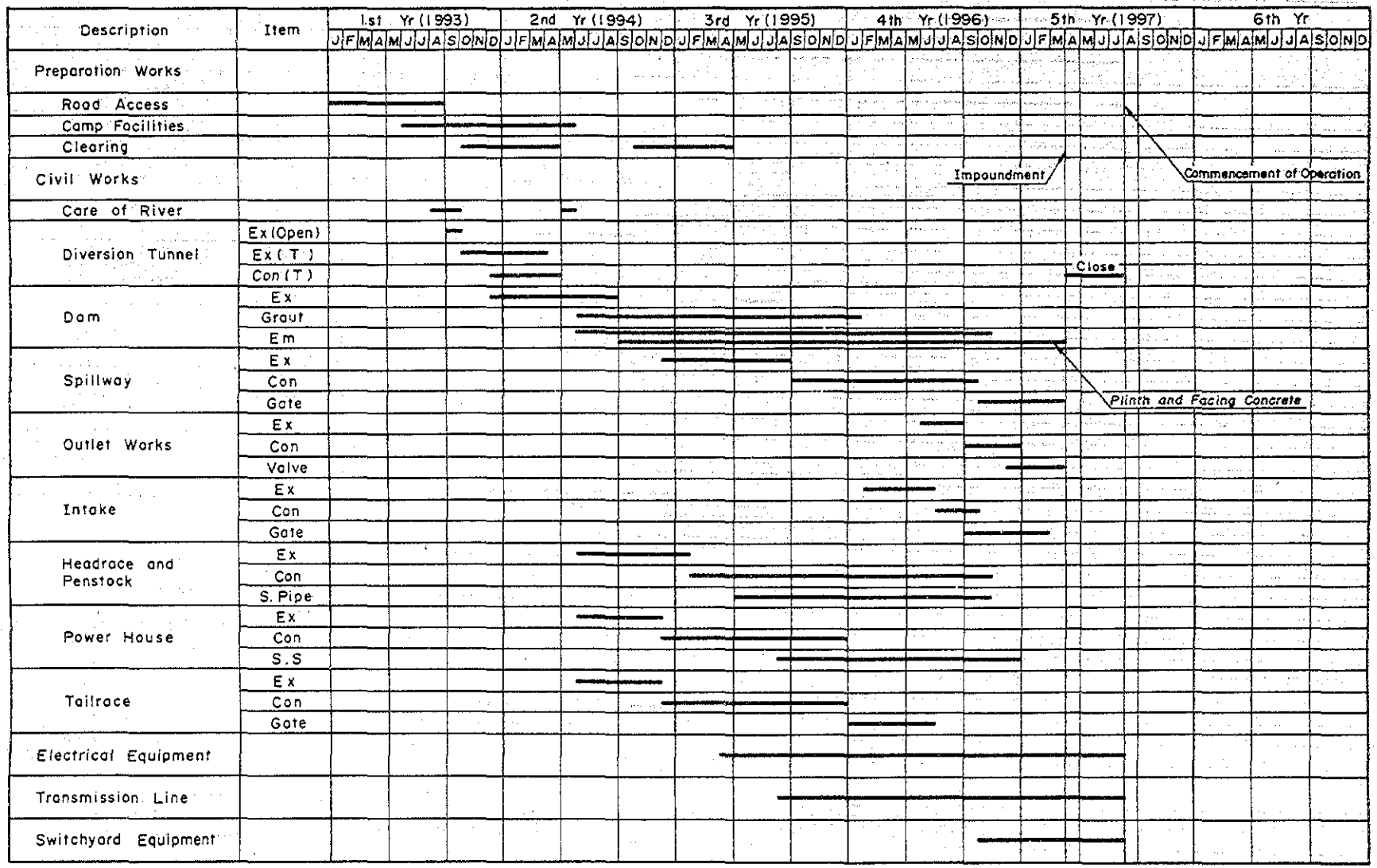
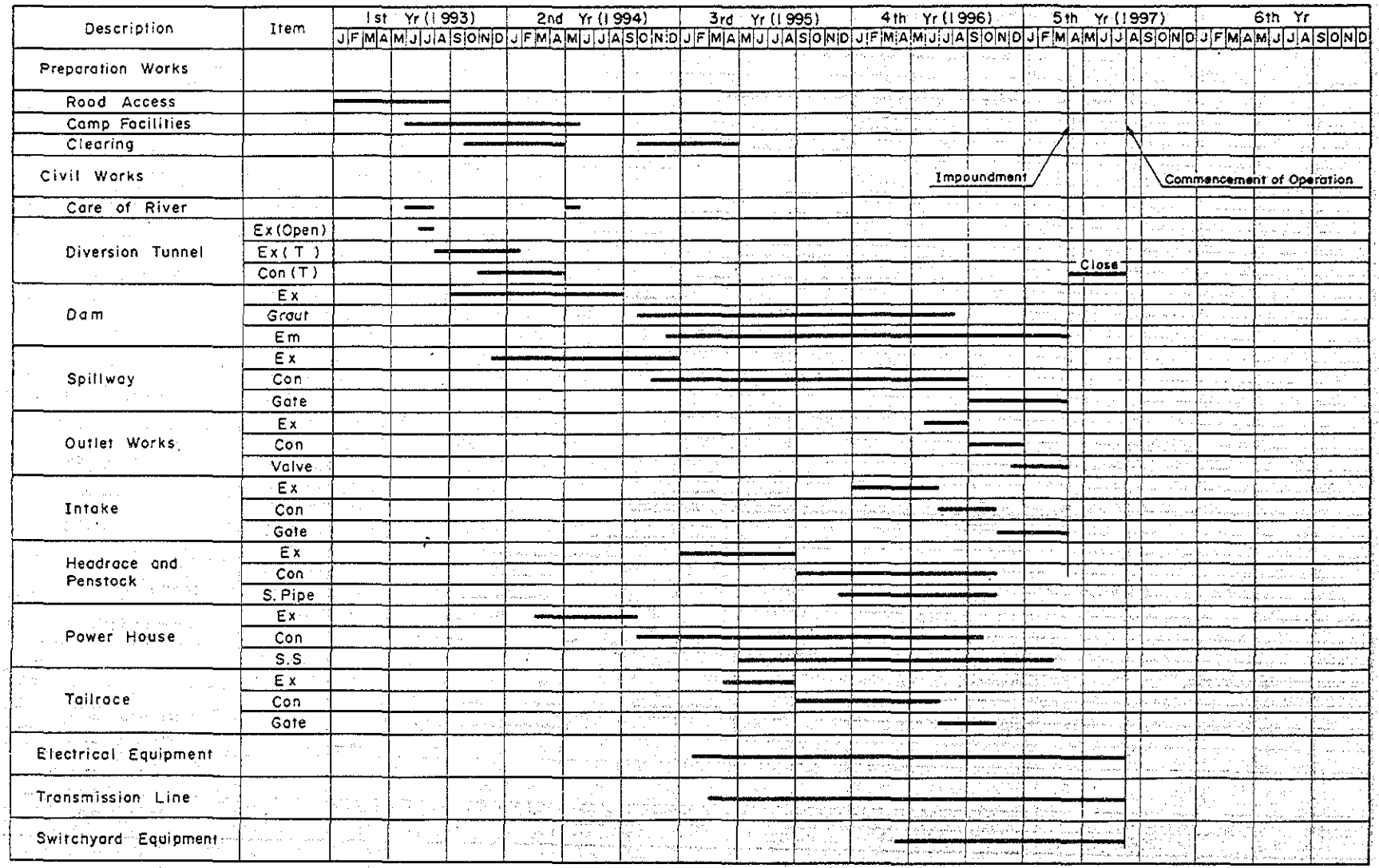


Fig. 11-2 Construction Schedule of Mae Lama Luang Project



11.2 工事費

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、製品を適用するものとし、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。

11.2.1 基本的事項

(1) 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）

(2) 工事費積算項目

積算項目は以下のとおりである。

— 準備工事(Preparation Works)：ＥＧＡＴの宿舎設備および現場設備、取付道路、工事用電力設備など

— 環境対策（Environmental Mitigation）：湛水区域内の土地および建物の補償費、移転費、道路の付替移転費、環境全般への対策費

— 土木工事（Civil Works）

・河流処理：仮排水路トンネル、仮締切ダム

・ダムおよび洪水吐：ダム本体、洪水吐、放流設備

・水路構造物：取水口、導水路、水圧管路等

・発電所および開閉所：土木、建築工事

— 水力機器（Hydraulic Equipment）：ゲート、水圧鉄管等

— 電気機械設備（Electro-mechanical Equipment）：水車、発電機、補機、開閉所機器等

— 送電線（Transmission line）：送電線建設に係わるすべての費用

— 関税(Import Duty)：関税、税金

— ＥＧＡＴの管理費（ＥＧＡＴ Administration）：工事に係わる計画、調整、管理運営費等

— 技術費（Engineering service）：詳細設計費、工事監督費

— 数量に対する予備費 (Physical Contingency)：予期しえない工事数量の変動に対する予備費

— 物価上昇に対する予備費 (Price Contingency)

— 建設中利子 (Interest During Construction)

(3) 積 算 基 準

— 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する。

— 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、送変電線費、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より計上する。

— 土木工事費

第10章の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される。設計内訳は Appendix に添付されている。工事単価は、想定される施工計画、現地の状態、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。なお、主要単価の構成内訳を Appendix に示す。

— 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する。

— 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。

— 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%を関税とし計上する。

— 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％を計上する。

— 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％を計上する。

— 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する。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する。

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

－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%

(4)　内貨と外貨の区分

土木工事の主要資材であるセメント、鉄筋は国内産を用いるものとし内貨とした。鉄骨等の鉄材、洪水吐ゲート等の鉄鋼品、火薬類は外国産を用いるものとし、外貨とした。

土木工事用機械のうち、重ダンプトラック、ブルドーザ、ホイールローダ、振動ローラ等重機械類、および仮設備機械装置であるコンクリートプラント、骨材プラント等は輸入するものとし、外貨により、工事費を算定した。また、ボーリングマシン、グラウトポンプ、コンプレッサー等の特別機械は輸入により調達されるものとし、外貨とした。

電気機器及び送電線機材は外貨とし、これらの国内輸送費および据付費は内貨とした。

輸入するものとした土木工事用機械、電気機器および資機材にかかわる輸入税は内貨とした。

11.2.2 プロジェクトコスト

(1) プロジェクトコスト

上記の条件のもとに積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 11-1に示す。

なお単独開発計画案の工事費は Appendix に示す。

(2) 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 11-2および11-3に示す。

11.2.3 エコノミックコスト

(1) エコノミックコスト

第12章「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 11-4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、環境緩和対策費、輸入税、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$)

(2) 年度別エコノミックコスト

Nam Ngao計画およびMae Lama Luang計画の年度別エコノミックコストをそれぞれTable 11-5およびTable 11-6に示した

Table 11-1 Project Cost of Integrated Development Plan

(Million Baht)

Item	Nam Ngao 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	235.0
Access Road	0	16.0	16.0	0	55.0	55.0			
Camp Facility & Others	0	86.0	86.0	0	78.0	78.0			
2. Environmental Mitigation	0	190.5	190.5	0	299.4	299.4	0	489.9	489.9
Relocation of Road	0	0	0	0	55.0	55.0		0	
Environmental Mitigation	0	190.5	190.5	0	244.4	244.4			
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
Care of River	87.8	89.4	177.5	114.0	113.1	227.1			
Dam	749.6	563.0	1,312.6	531.9	431.2	963.2			
Waterway	46.1	53.6	99.4	43.2	48.0	91.2			
Powerhouse and Switchyard	79.9	91.7	171.6	137.5	180.9	318.3			
4. Hydraulic Equipment	117.3	42.2	159.5	151.8	53.4	205.2	269.1	95.6	364.7
Gate, Screen and Valve	48.9	13.0	61.9	70.9	18.7	89.6			
Penstock	68.3	29.3	97.6	80.9	34.7	115.6			
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
Turbine	320.6	44.2	364.8	549.0	75.8	624.8			
Generator	262.6	36.0	298.6	447.8	61.6	509.4			
Transformer and Others	253.6	13.0	266.6	422.0	34.0	456.0			
6. Transmission Line	228.0	74.0	302.0	458.0	93.0	551.0	686.0	167.0	853.0
230 kV Line	0	0	0	458.0	93.0	551.0			
115 kV Line	52.0	21.0	73.0	0	0	0			
Mea Sariang Sub-station	176.0	53.0	229.0	0	0	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	323.4	1,065.0	954.1	403.0	1,357.1	1,695.7	726.4	2,422.1
13. Total Project Cost	3,838.3	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 11-2 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)	(1.1580)	(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 11-3 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 11-4 Economic Cost of Integrated Development Plan

(Million Baht)

Item	Nam Ngao 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	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

Table 11-5 Annual Expenditure Schedule of Economic 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
Preparation Works	0	66.0	0	36.0	0	0	0	0	0	0	0	102.0	102.0
Resettlement and Compensation	0	22.9	0	57.2	0	57.2	0	30.5	0	22.7	0	190.5	190.5
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
Hydraulic Equipment	0	0	0	0	45.1	18.7	46.3	16.8	25.9	6.7	117.3	42.2	159.5
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
Transmission Line	0	0	0	0	114.0	22.3	91.4	37.0	22.6	14.7	228.0	74.0	302.0
EGAT Administration	0	3.8	0	20.2	0	36.2	0	34.9	0	8.3	0	103.4	103.4
Engineering Service	6.3	0	33.7	0	60.3	0	58.1	0	13.8	0	172.2	0	172.2
Sub Total	27.0	109.4	424.6	303.5	885.7	416.0	808.8	446.7	171.6	127.4	2,317.7	1,403.0	3,720.7
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
Economic Cost	29.1	120.0	459.3	331.7	954.8	452.4	872.7	485.8	184.4	138.1	2,500.3	1,528.0	4,028.3

Table 11-6 Annual Expenditure Schedule of Economic 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
Preparation Works	0	100.0	0	33.0	0	0	0	0	0	0	0	133.0	133.0
Resettlement and Compensation	0	35.9	0	89.8	0	89.8	0	47.9	0	36.0	0	299.4	299.4
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
Hydraulic Equipment	0	0	0	0	8.1	3.5	101.6	39.0	42.1	10.9	151.8	53.4	205.2
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
Transmission Line	0	0	0	0	229.0	28.3	182.6	46.5	46.4	18.2	458.0	93.0	551.0
EGAT Administration	0	7.6	0	16.2	0	49.5	0	47.1	0	10.9	0	131.3	131.3
Engineering Service	12.7	0	27.0	0	82.5	0	78.5	0	18.2	0	218.9	0	218.9
Sub Total	76.8	198.1	329.1	254.2	1,233.1	548.4	1,185.4	510.1	249.7	143.9	3,074.1	1,654.7	4,728.8
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
Economic Cost	83.2	217.2	354.3	277.9	1,324.1	595.8	1,274.1	553.2	267.6	155.1	3,303.3	1,799.2	5,102.5

第12章　経　　済　　評　　価

第12章　経　済　評　価

目　次

頁

12.1　経済評価の手法及び基本条件 …… 12－1

12.1.1　経済評価の手法 …… 12－1

12.1.2　基本条件 …… 12－2

12.2　代替火力発電所 …… 12－5

12.3　経　済　評　価 …… 12－14

12.3.1　水力発電所の便益 …… 12－14

12.3.2　水力発電所の費用 …… 12－14

12.3.3　経　済　評　価 …… 12－15

12.4　感度分析 …… 12－17

List of Tables

Table 12-1 Economic Criteria and Basic Cost of Thermal Power Plants

Table 12-2 Cost Stream of Alternative Gas Turbine (Natural gas - Diesel oil)

Table 12-3 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Natural gas - Imported coal)

Table 12-4 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Lignite)

Table 12-5 Intersection Points of Cost Curves

Table 12-6 Benefit Flow and Cost Flow of the Adopted Development Plan

Table 12-7 Benefit Flow and Cost Flow of Sensitivity Analysis (Nam Ngao Project suspension)

List of Figures

Fig. 12-1 Flow Chart of Economic Evaluation of the Project

Fig. 12-2 Relation between Annuitized Cost and Capacity Factor of Alternative Thermal Power Plants

Fig. 12-3 Sensitivity Analysis - Construction Cost

Fig. 12-4 Sensitivity Analysis - Fuel Prices

第12章　経 済 評 価

12.1 経済評価の手法及び基本条件

12.1.1 経済評価の手法

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合、実現しなかった場合に比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えたかを測定することを目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用を Discounted Cash Flow 法を用いて算出した純現在価値、便益・費用比率および経済的内部収益率等の指標が用いられる。

プロジェクトの便益・費用を求める場合、市場価格には、租税、補助金、輸入規制、税関、公共料金、最低賃金制等様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在するので、これらの市場価格を真の便益と費用に変換することが必要である。世界銀行等においては、この解決策として国際市場価格を用いて、プロジェクトにかかる便益と費用を評価する方法が採用されている。

世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価手法は、凡ね次のプロセスを経て行われる。

Phase-1　市場価格から国内所得移転項目を排除する。

Phase-2　市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等各項目別に計算価格への変換を行う。

Phase-3　計算価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較評価する。

Phase-4　更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、Phase-3 までのプロセスをふむこととする（Fig.12-1参照）。

電力開発プロジェクトの経済評価では、便益の計上が可能な場合には、長期限界費用法や料金体系を用いて、当プロジェクト自体に帰属する便益費用を計測・比較する方法が本来的である。

他方、便益の計上が困難な場合、およびその電力プロジェクトが当該国の社会経済

開発政策の一環として将来の電力需要を満たすために、長期電力開発プログラムの中に組み込まれており、若し、当プロジェクトが実現しないときは、発電型式を問わず、それに相当する他の電力の供給が要請される場合、この2つの前提条件をふまえて、当プロジェクトとこれに対応する代替設備プロジェクトの経済的費用を計測し、評価する代替設備アプローチ法が用いられる。

本計画の経済評価では、後者である代替設備アプローチ法を採用する。

通常、水力発電所の出力便益は、この水力と等しい保証出力を持っている代替火力発電所の固定費で評価され、また、電力量便益は同様に等しい電力量を発生する代替火力発電所の変動費に対応するものとして評価される。

12.1.2 基本条件

本プロジェクトの経済評価を実施するに当たっての基本条件は以下の通りである。

(1) 建 設 費

建中利子、輸入税他税金および補助金を除外した経済的費用。建設費は1989年1月の価格ベースにより積算されている。

(2) 通貨交換率

建設費の積算に際しては、US$ 1 ＝26バーツの通貨交換率が採用されている。

(3) 水力発電施設の運転維持費

ダム及び貯水池 ： 建設費の1％

発　電　所 ： 建設費の2％

送　電　線 ： 建設費の1％

(4) 水力発電施設の耐用年数

ダム及び貯水池 ： 50年

発 電 設 備 ： 25年

送 電 設 備 ： 40年

(5) 水力発電所の所内消費率、補修及び事故率

所内消費率

KW 消費率 : 0.8 %

KWh 消費率 : 1.0 %

補 修 率 : 2.0 %

事 故 率 : 0.5 %

(6) 割 引 率

割引率は12%とする。

代替火力発電設備の基本条件については、12.2章において記述する。

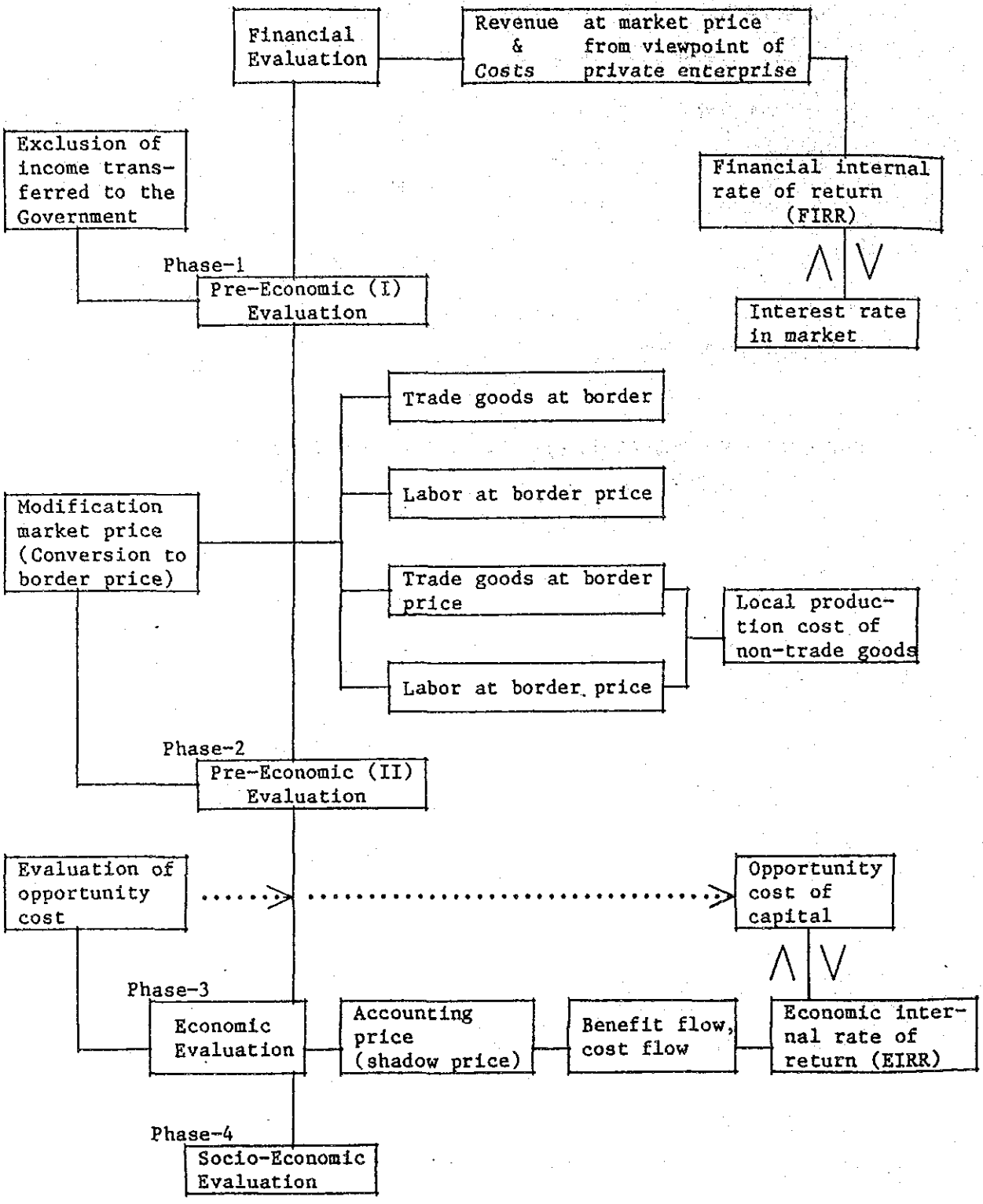


Fig. 12–1 Flow Chart of Economic Evaluation of Project

12.2 代替火力発電所

水力発電所の便益評価のための代替火力発電所として、いくつかのタイプすなわち、ガス・タービン、コンバインド・サイクル、石油火力あるいは石炭火力発電所等が考えられる。

よく知られているように、これらの火力はそれぞれの特性を有しており、例えば、ガス・タービンの場合には、kW当りの建設費は安いがkWh 当りの燃料費は割高である。そのため、このタイプは通常ピーク発電に適している。

一方、新鋭火力発電所の場合は、kW当りの建設費は高いがkWh 当りの燃料費は割安であるので、このタイプの発電所はベース負荷部分を受け持つのが一般的である。

コンバインド・サイクル発電所は上記2者の中間火力として位置付けられている。

さらに、これらの火力発電所はある特定の設備利用率（Capacity factor)の範囲内で運転されることが望ましい。換言すれば、火力発電所は年間を通してその運転が最も経済的となるような、運転時間を有している。

本プロジェクトの便益評価のため、以下の三つのタイプの火力発電所の組合せを代替火力として採用した。これらの三つのタイプの火力発電所の組合せに"Screening Curve Method"を適用することにより、本プロジェクト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を選定するものとする。すなわち、各火力発電所の年経費（Y）は年均等固定費および設備利用率（年間運転時間数：X）に応じた変動費（燃料費）からなり、

年経費（Y）＝年均等固定費＋変動費×年間運転時間数（X）

という一次関数で表わされ、三つのタイプの火力発電所の年経費直線の交点を求めることから、各々の火力発電所の経済運転分岐点となる設備利用率を算出することができる。

（Fig 12-2参照）

o ガス・タービン

燃　料　：　前半25年間は天然ガス使用

後半25年間はディーゼル・オイル使用

o 一　般　火　力

燃　料　：　前半25年間は天然ガス使用

後半25年間は輸入石炭使用

o リグナイト火力

燃　料　：　全期間、50年間に亘り、リグナイト使用

基本的な経済諸元および代替火力発電所の基本コストをTable.12-1に示す。

これらの諸元にもとづき代替火力発電所の各年均等固定費および変動費を、Table.12-2～Table.12-4に示すように年経費法により算出した。

計算結果は次のとおりである。

	kW－コスト B/kW.a	kWh－コスト B/kWh
ガス・タービン	1,788.6	1.1612
一　般　火　力	3,590.1	0.9619
リ　グ　ナ　イ　ト	4,969.0	0.5756

（1989年１月時点価格）

以上の結果を"Screening Curve Method"により、これら三つのタイプの火力発電所の経済運転の分岐点となる設備利用率を求めると、Table.12-5に示すようにガス・タービンと一般火力の境界は 103.2%、ガス・タービンとリグナイトの境界は62.0%となる。

この結果から、Region 4地域のピーク負荷対応として位置付けられている本プロジェクトの便益評価のための代替火力発電所としてガス・タービン火力発電所を選定した。

Table 12-1 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)		
	Installed capacity	MW	H	G	G	T	T	L	
a.	Standard unit capacity	MW		100	100	600	600	600	
b.	Standard plant factor	%	Xh	X_g	X_g	X_t	X_t	X_l	
c.	Economic life length adopted	Years	50	15	15	20	25	25	
d.	Station service rate	%	1	2	2	7	7	7	
e.	Scheduled outage rate	%	2	4	4	12	12	12	
f.	Forced outage rate	%	0.5	4	4	10	12	12	
g.	Annual fixed O&M rate	%	*	3	3	2.5	3	2	
h.	Unit construction cost (Economic Cost)	฿/kW		9,100	9,100	15,800	22,400	22,400	
	(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 B/kg	0.4961 ฿/kg	
o.	Unit fuel cost	B/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		GX_gH_r	GX_gH_r	TX_tH_r	TX_tH_r	LX_lH_r	
s.	Send-out energy	MWH	0.97 HX_hH_r	$0.90GX_gH_r$	$0.90TX_tH_r$	$0.73TX_tH_r$	$0.71TX_tH_r$	$0.71LX_lH_r$	
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	t x g
v.	Daily O&M cost	฿		0.7479	0.7479	1.0822	1.8411	1.8411	u/365
w.	Fuel cost	฿		$1.0170GX_gH_r$	$1.5222GX_gH_r$	$0.7063TX_tH_r$	$0.4593TX_tH_r$	$0.4087LX_lH_r$	r x o

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

Table 12-2 Cost Stream of Alternative Gas Turbine (Natural gas —— Diesel oil)

Year	Single payment worth factor 1)	Capital investment cost					O&M	Fuel Cost		
		Plant 1	Plant 2	Plant 3	Plant 4	Total		for the 1st 25 years	for the 2nd 25 years	Total
n	i = 12%	GMW	GMW	GMW	GMW					
0	1.000	9,100G								
1							273.0G	$1.0170GXgH_r$		
15	0.182696		9,100G							
30	0.033378			9,100G						
45	0.006098				9,100G					
50	0.003460				$-\frac{10}{15}$ 9,100G				$1.5222GXgH_r$	
Present value factor		1.000	0.182696	0.033378	0.006098 0.003460			7.843139 2)	0.461359 3)	
Present value		9,100G	1,662.5G	303.7G	55.5G -21.0G	11,100.7G		$7.9765GXgH_r$	$0.7023GXgH_r$	$8.6788GXgH_r$
Capital recovery factor		0.1204167 4)								
Annuitized cost						1,336.7G	273.0G			$1.0451GXgH_r$

Cost	Unit	Fixed	Varisble
Capital investment	¥	1,336.7G	
O&M	¥	273.0G	
Fuel	¥		$1.0451GXgH_r$
Total	¥	1,609.7G	$1.0451GXgH_r$

	Unit	Cost	
KW-benefit	¥/KW	1,788.6	1,609.7G/0.90G
KWH-benefit	¥/KWH	1.1612	$1.0451GXgH_r/0.90GXgH_r$

Total annuitized fixed & variable cost in ¥/KW: Annual cost ..... $Yg = 1,788.6 + 1.1612 \times 8760Xg = 1,788.6 + 10,172.1Xg$

Daily cost ..... $Yg = 1,788.6/365 + 1.1612 \times 24Xg = 4.9003 + 27.8688Xg$

1) Present worth factor $1/(1+i)^n$

2) Annuity cost factor $= \frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}$

$i = 0.12 \quad n = 25 \quad 7.843139$

3) $\frac{(1+i)^{50}-1}{i(1+i)^{50}} - \frac{(1+i)^{25}-1}{i(1+i)^{25}}$

$= 8.304498 - 7.843139 = 0.461359$

4) Annuity factor $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}$

Table 12-3 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Natural gas —— Imported coal)

Year	Single payment worth factor 1)	Capital investment cost				O&M cost			Fuel cost		
		Plant 1 Natural gas	Plant 2 Natural gas	Plant 3 Imported coal	Total	Plant 1 & Plant 2	Plant 3	Total	for the 1st 25 years	for the 2nd 25 years	Total
n	i = 12%	T MW	T MW	T MW							
0	1.000	15,800T									
1						395T			$0.7063X_tH_r$		
20	0.103667		15,800T								
25	0.058823		$-\frac{15}{20}$ 15,800T	22,400T			672T			$0.4593TX_tH_r$	
50	0.003460										
Present value factor		1.000	0.103667 0.058823	0.058823		7.843139	0.461359		7.843139	0.461359	
Present value		15,800T	1,637.9T	1,317.6T		3,098.0T	310.0T		$5.5396TX_tH_r$	$0.2119TX_tH_r$	
			-697.1T		18,058.4T			3,408.0T			$5.7515TX_tH_r$
Capital recovery factor		0.1204167									
Annuitized cost					2,174.5T			410.4T			$0.6926TX_tH_r$

Cost	Unit	Fixed	Variable
Capital investment	฿	2,174.5T	
O&M	฿	410.4T	
Fuel	฿		$0.6926TX_tH_r$
Total	฿	2,584.9T	$0.6926TX_tH_r$

	Unit	Cost	
KW-benefit	฿/KW	3,590.1	2,584.9T/0.72T
KWH-benefit	฿/KWH	0.9619	$0.6926TX_tH_r/0.72TX_tH_r$

Total annuitized fixed & variable cost in ฿/KW: Annual cost ..... $Y_t = 3,590.1 + 0.9619 \times 8760X_t = 3,590.1 + 8,426.2X_t$

Daily cost ..... $Y_t = 3,590.1/365 + 0.9619 \times 24X_t = 9.8359 + 23.0856X_t$

Table 12-4 Cost Stream of Alternative Steam Thermal (Lignite)

Year	Single payment worth factor 1)	Capital investment cost			O&M cost			Fuel cost		
		Plant 1	Plant 2	Total	Plant 1	Plant 2	Total	for the 1st 25 years	for the 2nd 25 years	Total
n	i = 12%	L MW	L MW					Lignite	Lignite	
0	1.0	22,400L								
1					672L		672L	$0.4087LX_1H_r$		$0.4087LX_1H_r$
25	0.058823		22,400L			672L			$0.4087LX_1H_r$	
50										
Present value factor		1.0	0.058823							
Present value		22,400L	1,317.6L	23,717.6L						
Capital recovery factor		0.1204167								
Annuitized cost				2,856.0L			672L			$0.4087LX_1H_r$

Cost	Unit	Fixed	Variable
Capital investment	฿	2,856.0L	
O&M	฿	672L	
Fuel	฿		$0.4087LX_1H_r$
Total	฿	3,528.0L	$0.4087LX_1H_r$

	Unit	Cost	
KW-benefit	฿/KW	4,969.0	3,528.0L/0.71L
KWH-benefit	฿/KWH	0.5756	$0.4087LX_1H_r/0.71LX_1H_r$

Total annuitized fixed & variable cost in ฿/KW: Annual cost ..... $Y_1 = 4,969.0 + 0.5756 \times 8760X_1 = 4,969.0 + 5,042.3X_1$

Daily cost ..... $Y_1 = 4,969.0/365 + 0.5756 \times 24X_1 = 13.6137 + 13.8144X_1$

Table 12-5 Intersection Points of Cost Curves

Cost curve of gas turbine

$$y_g = 4.9003 + 27.8688\ X_g \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (1)$$

Cost curve of thermal

$$y_t = 9.8359 + 23.0856\ X_t \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (2)$$

Cost curve of lignite

$$y_\ell = 13.6137 + 13.8144\ X \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (3)$$

Intersection point of (1) and (2),

$$X_{g,t} = \frac{9.8359 - 4.9003}{27.8688 - 23.0856} = 1.0319\ (103.2\%)$$

Intersection point of (2) and (3)

$$X_{t,\ell} = \frac{13.6137 - 9.8359}{23.0856 - 13.8144} = 0.4075\ (40.8\%)$$

Intersection point of (1) and (3)

$$X_{g,\ell} = \frac{13.6137 - 4.9003}{27.8688 - 13.8144} = 0.6200\ (62.0\%)$$

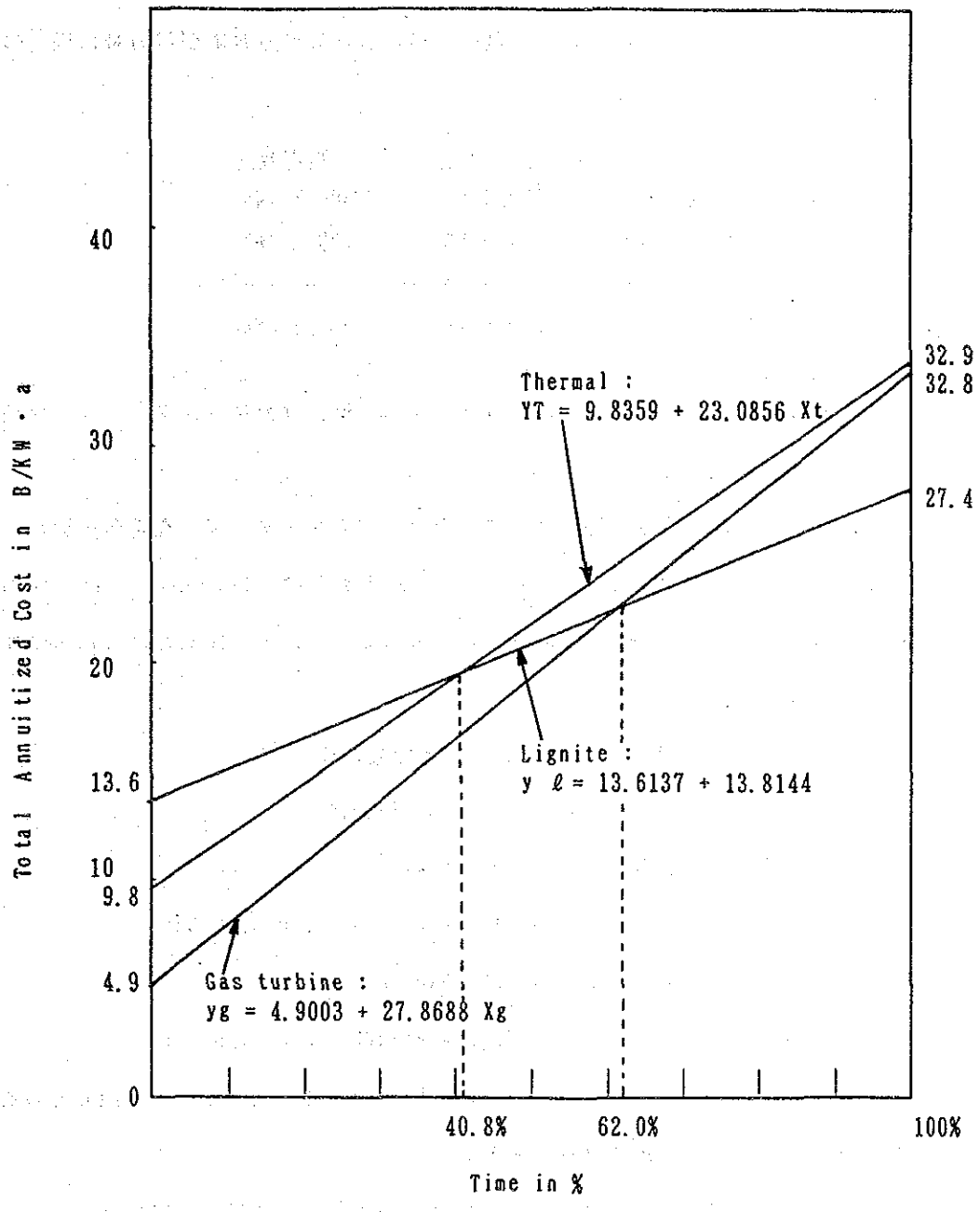


Fig 12-2 Relation between Annuitized Cost and Capacity Factor of Alternative Thermal Power Plants

12.3 経 済 評 価

12.3.1 水力発電所の便益

本プロジェクトの Chiang Mai 3 変電所入口における出力および電力量は以下の通りである。

	出 力	電力量
Nam Ngao 計画	122.4 MW	300.7 GWh
Mae Lama Luang 計画	207.6 MW	583.4 GWh
合 計	330.0 MW	884.1 GWh

なお、送電ロス率については、電力ロス率を 4.4%、電力量ロス率 2.1%を採用している。

本プロジェクトの便益は、12.2章で述べたようにガス・タービン発電所の費用により評価されるものとする。Table.12-1に示したとおりの "Economic Criteria and Basic Cost of Thermal Power Plants" により算定された出力便益並びに電力量便益は以下の通りである。

出力便益 : 9,808 Baht/kW + 運転維持費

(9,100 Baht/kW × 0.97/0.90)

電力量便益 : 前半25年 1.0961 B/kWH

(1.0170 Baht/kWH × 0.97/0.90)

後半25年 1.6406 Baht/kWH

(1.5222 Baht/kWH × 0.97/0.90)

最適開発計画 (Nam Ngao計画 : 140MW 、Mae Lama Luang計画 : 240MW)の便益のフローはTable.12-6に示す通りである。

なお、便益を算定するに当たっての代替火力発電所についても、本プロジェクトと同じ送電ロスが生じることを前提とした。

12.3.2 水力発電所の費用

最適開発計画の経済的費用による建設費は、第11章のTable.11-4から11-6に示した通り 9,131百万 Baht (351百万US$)である。

Nam Ngao 計画	4,028 百万 Baht (155百万 US$)
Mae Lama Luang計画	5,103 百万 Baht (196百万 US$)
計	9,131 百万 Baht (351百万 US$)

本計画の耐用年数期間中の総建設費、及び運転維持費の費用のフローはTable.12-6に示す通りである。

12.3.3 経済評価

最適開発計画の便益及び費用のフロー〔Table.12-6〕に基づき、本プロジェクトの超過便益（B－C）、便益・費用比率（B／C）及び等価割引率（EDR）を計算すると以下の通りである。

B－C　：　950 百万Baht (Discount rate : 12%)

B／C　：　1.13 (Discount rate : 12%)

EDR　：　14.02 %

本プロジェクトの経済性をB－C及びB／Cから判断すると、本プロジェクト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。

Table 12-6 Benefit Flow and Cost Flow of the Adopted Development Plan

(Unit: Million ฿)

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	Total (N.P.V.)	
1		0.00		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	158.87	970.48
19	13		120.30	120.30	15.64	1351.60	101.37	989.41	2442.39	317.51	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	120.30	486.00	22.79		101.37	989.41	1090.78	51.15	604.78
29	23	1141.03	120.30	1261.33	52.81		101.37	989.41	1090.78	45.67	-170.55
30	24	1063.75	120.30	1184.05	44.26		101.37	989.41	1090.78	40.78	-93.27
31	25	327.75	120.30	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	120.30	572.90	4.38		101.37	1480.91	1582.28	12.10	1009.38
45	39	411.20	120.30	531.50	3.63		101.37	1480.91	1582.28	10.81	1050.78
46	40	117.20	120.30	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	8.61	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	12.68	3151.48
51	45		120.30	120.30	0.42	337.90	101.37	1480.91	1920.18	6.64	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	13515.04	5068.52	61758.01	80342.56	7991.03	61317.13

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

12.4 感度分析

本プロジェクトの感度分析を以下の条件により実施した。

(1) 建設費の上昇

(2) 燃料価格の変動

(3) Nam Ngao計画の建設中止

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.12-3 及び Fig.12-4 に示す通りであり、その結果から本プロジェクトは、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、フィージブルであり、かつ代替火力発電所と比較して優位であると言える。

またNam Ngao計画を建設中止した場合の便益および費用のフローは Table 12-7 に示す通りであり、仮に Nam Ngao 計画が中止になった場合でも、ＥＤＲは 16.78%であり、本プロジェクトはフィージブルであると結論できる。

Table 12-7 Benefit Flow and Cost Flow of Sensitivity Analysis
(Nam Ngao Project suspension)

(Unit: Million ฿)

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	Total (N.P.V.)	
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	503.99	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	-764.46
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	206.02	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	206.61	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	14.03	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

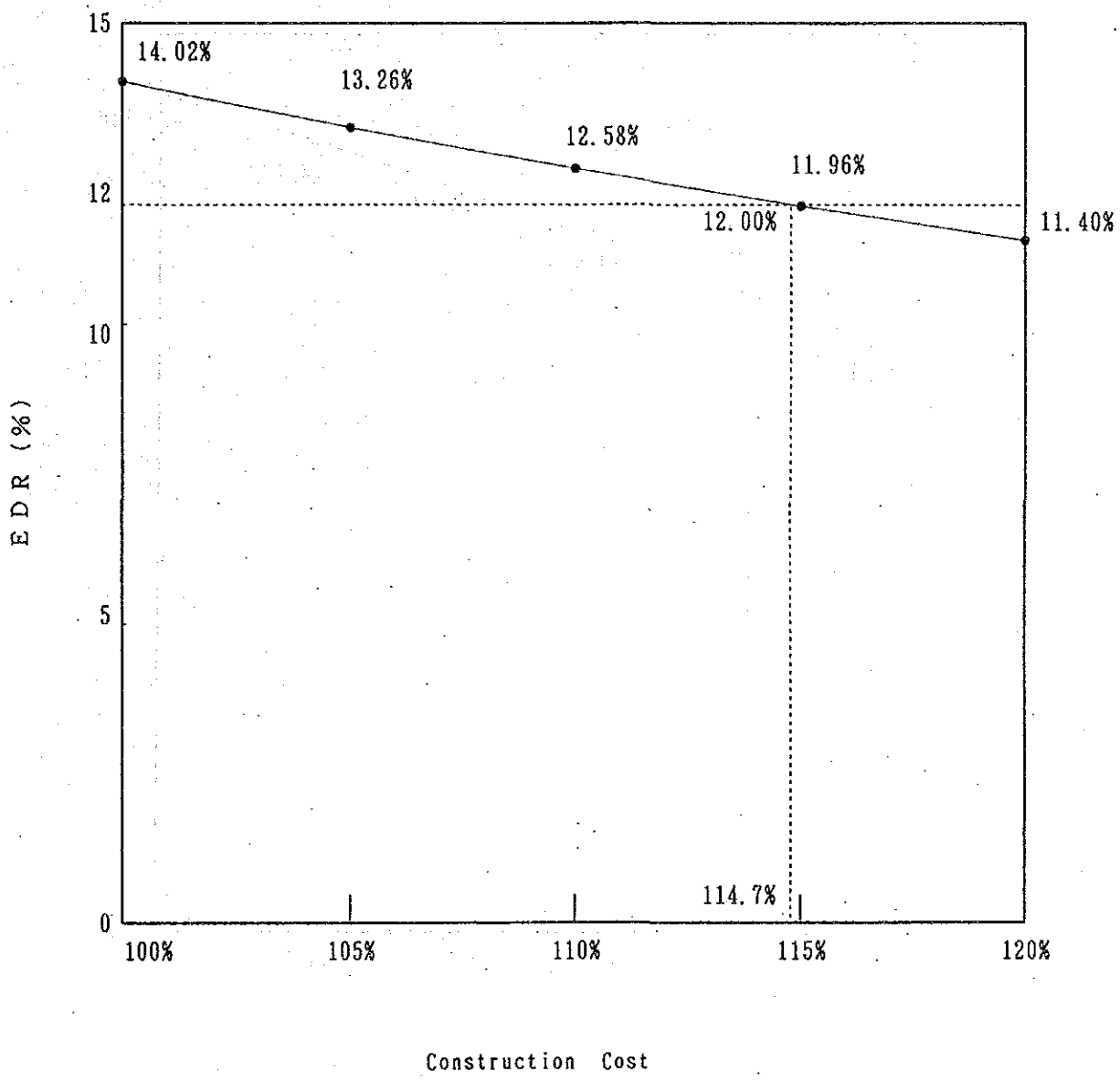


Fig. 12-3 Sensitivity Analysis - Construction Cost

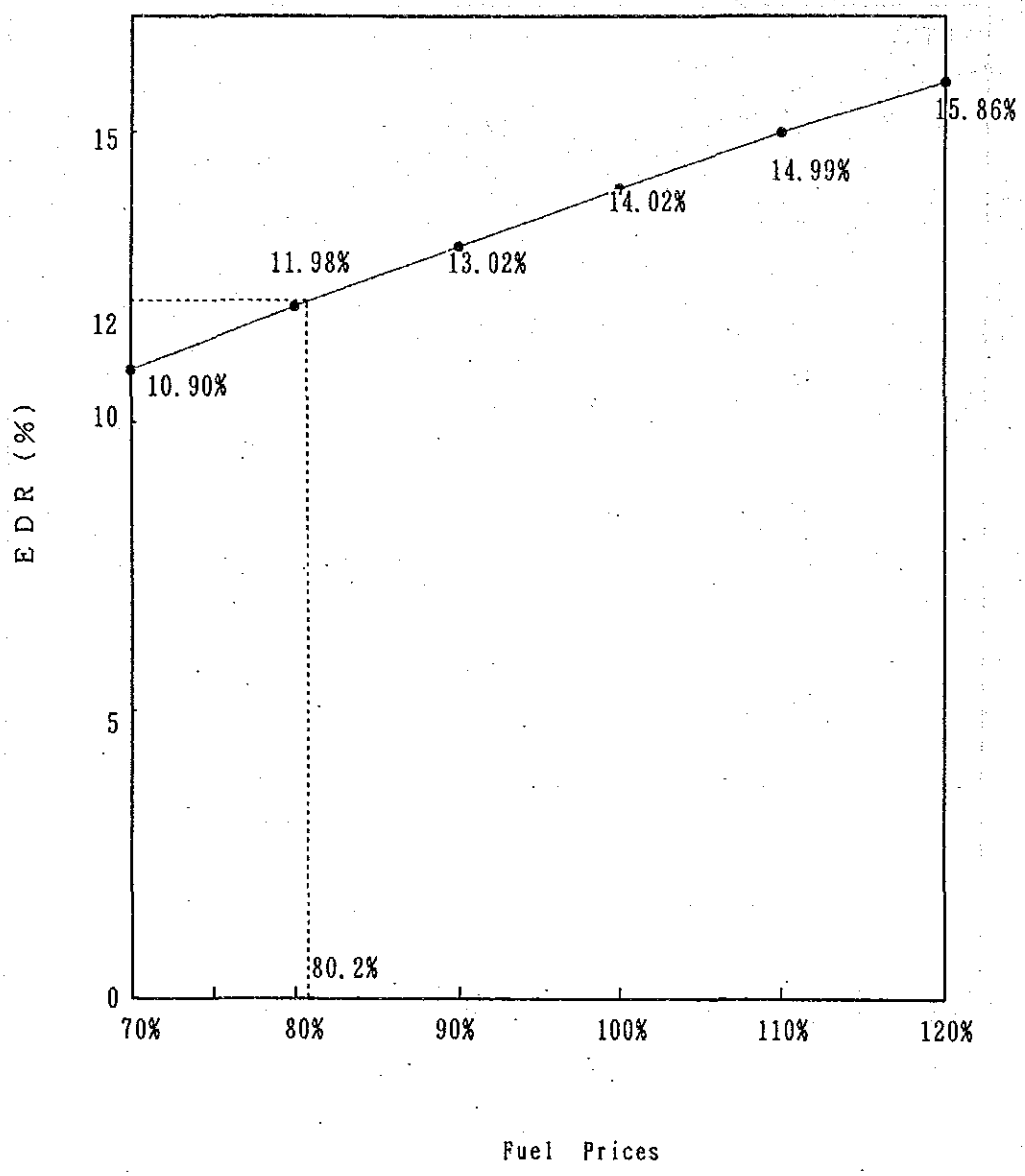


Fig.12-4 Sensitivity Analysis - Fuel Prices

第13章　財　　務　　分　　析

第13章 財務分析

目次

頁

13.1 財務分析の手法及び基本条件 …… 13－1

13.1.1 財務分析の手法 …… 13－1

13.1.2 基本条件 …… 13－2

13.2 財務分析 …… 13－4

13.2.1 財務的内部収益率（FIRR） …… 13－4

13.2.2 デッド・サービス・レーシオ（Debt Service Ratio） …… 13－6

List of Tables

Table 13-1 Cost Flow and Flow of Revenue of Adopted Development Plan

Table 13-2 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 1: Construction Cost 5% up)

Table 13-3 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 2: Construction Cost 10% up)

Table 13-4 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 3: Construction Cost 15% up)

Table 13-5 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 4: Nam Ngao Project Suspension)

TAble 13-6 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 5: Using the Tariff for PEA)

Table 13-7 Repayment Schedule of Debt

Table 13-8 Statement of Profit and Loss

Table 13-9 Cash Flow

Table 13-10 Calculation of Debt Service Ratio

第13章　財務分析

13.1 財務分析の手法及び基本条件

13.1.1 財務分析の手法

本プロジェクトの財務分析を実施するに当たっては、以下の2つの手法により分析の上評価するものとする。

(1) 総投下資本から見た財務分析

この財務分析の手法は、当該プロジェクトの現価換算された営業収益（売電収益）と現価換算された総費用が等しくなるような財務的内部収益率（FIRR）を求め、これを資本の機会費用を反映する社会的割引率と対比して比較する方法である。

この評価のために使用される費用は、総投下資本（輸入税を含む建設費）並びに運転維持費であり、総投下資本には金利、元本返済、返済期間等の資金調達条件を勘案しないものとする。

この評価により投下資本の収益性が資金調達条件の如何にかかわらず評価される。

(2) プロジェクト・エクイティ（Project Equity）から見た財務分析

一般的に企業の立場から見て、あるプロジェクトを実施する場合には、このプロジェクトのため資金調達をする必要があり、企業体において一般的に重視される指標は次の通りである。

— 収益率（Rate of Return）

正味稼動固定資産に対する営業利益の比率。この営業利益で借入金の支払利息を賄い、その残金が純利益となる。

— デッド・サービス・レーシオ（Debt Service Ratio）

営業利益と現価償却費を合せた内部調達資金の返済元本と支払利息を合せた支払債務に対する割合。

これら指標の算定のために以下の手続きが用いられる。

資金調達条件の設定

⇩

借入金返済計画の作成

⇩

損益計算書及びキャッシュフローの作成

⇩

収益率及びデッド・サービス・レーシオの算定

この評価のために使用される費用は、運転維持費及び減価償却費であり、減価償却費は輸入税及び建設中利子を含んだ建設費をもとにして算定される。

なお、本章においては、収益率の算定は行わず、デッド・サービス・レーシオの算定のみを行う。

13.1.2 基本条件

本プロジェクトの財務分析を実施するに当たっての基本条件は以下の通りである。

(1) 資金調達条件

(a) 外 貨 分 ： 利率８％、Commitment Fee：0.75%
運開後元利均等20年払いとする。

(b) 内 貨 分 ： 利率は内貨分の50%に対して10%。
運開後元利均等10年払いとする。

(2) 売電収入

売電収入は、ＥＧＡＴの販売電気加重平均料金により算定されるものとする。なお、ＰＥＡ向け電気料金による感度分析を実施する。

(3) 建 設 費

輸入税を含む建設費を使用する。

(4) 減価償却

定額償却を採用する。

(5) 運転維持費

ダム及び貯水池 ： 建設費の１％

発　電　所 ： 建設費の２％

送　電　線 ： 建設費の１％

(6) エスカレーション

本プロジェクトの費用は、ＩＢＲＤの決定したエスカレーション・レートを勘案して積算されるものとする。

13.2 財務分析

13.2.1 財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）

(1) 建設費

ＦＩＲＲ計算のための建設費は以下の通りである。

Nam Ngao 計画	:	5,405 百万 Baht (208百万US$)
Mae Lama Luang 計画	:	6,993 百万 Baht (269百万US$)
計		12,398 百万 Baht (477百万US$)

(2) 運転維持費

上述の建設費に基づく運転維持費は以下の通りである。

Nam Ngao計画

発電所	(建設費×２％)	31.9 百万 Baht/年
その他	(建設費×１％)	38.1 百万 Baht/年

Mae Lama Luang 計画

発電所	(建設費×２％)	54.7 百万 Baht/年
その他	(建設費×１％)	42.6 百万 Baht/年
合計		167.3 百万 Baht/年

(3) 売電収入

本プロジェクトの Chiang Mai 3 変電所入口における電力量は次の通りである。

Nam Ngao 計画	300.7Gwh
Mae Lama Luang 計画	583.4Gwh
合計	884.1Gwh

本プロジェクトの売電収入は送電ロス率を勘案した上述の年間発生電力両とEGATの1987年版アニュアルレポートに基づく荷重平均売電単価の積により積算され、エスカレーションを勘案した積算結果は以下の通りである。

884.1 GWh × 1.2988 ฿/KWh ×1.4088＝ 1,617.7百万Baht/年

(1998年時点価格)

(4) 財務的内部収益率（ＦＩＲＲ）

上述の計算に基づく費用のフロー及び売電収入のフローは、Table 13-1に示す通りであり、ＦＩＲＲは13.39%と計算される。

このＦＩＲＲの計算結果から見て、本プロジェクトは財務的に健全なプロジェクトであると結論できる。

(5) 感度分析

本プロジェクトの感度分析を以下のケースにつき実施した。

— 建設費の上昇

ケース①　：　5％上昇

ケース②　：　10%上昇

ケース③　：　15%上昇

— Nam Ngao計画の建設中止：ケース④

— ＰＥＡ向売電単価の採用：ケース⑤

各々のケースのＦＩＲＲの計算結果は下表に、また費用のフロー及び売電収入のフローはTable 13-2から13-6に示されている。

	ケース①	ケース②	ケース③	ケース④	ケース⑤
ＦＩＲＲ(%)	12.95	12.55	12.17	15.00	11.26

ＦＩＲＲの計算結果から判断して本プロジェクトは、ケース①からケース④の場合において、財務的に健全であり、またケース⑤の場合でも概ね財務的に健全であると結論できる。

(6) 発電原価

第11章 Table 11-2 および11-3に示したプロジェクト・コストに基づき、IBRDのエスカレーションを勘案した1997年時点の発電原価は以下の通りである。

なお、年平均等建設費の算定に当たっての資本回収係数の割引率として外貨分建設費、内貨分建設費の50%および内貨分建設費の残りの50%について、各々８%、10%、12%を採用した。

Nam Ngao計画	2.25 ฿/HWh
Mae Lama Luang計画	1.50 ฿/HWh
Nam Yuam統合計画	1.76 ฿/HWh

13.2.2 デッド・サービス・レーシオ (Debt Service Ratio)

(1) 借入金返済計画

13.1.2に示した資金調達条件に基づく借入金返済計画をTable 13-7に示す。

Table 11-2及び11-3に示した建設中利子は、借入金の算定の基礎となる建設費に含まれていない。但し、建設中利子は減価償却費の一部として算定され、回収されるものとする。

(2) 損益計算書及びキャッシュ・フロー

損益計算書及びキャッシュ・フローをTable 13-8および13-9各々示す。

減価償却費は建設中利子を算入した建設費を基礎に算出されており、その計算結果は以下の通りである。

Nam Ngao 計画

ダム及び貯水池（耐用年数：50年）

4,005.5百万 Baht ÷ 50 年 ＝ 80.1 百万 Baht/年

発電設備（耐用年数：25年）

1,916.0百万 Baht ÷ 25 年 ＝ 76.6 百万 Baht/年

送電設備（耐用年数：40年）

547.0百万 Baht ÷ 40 年 ＝ 13.7 百万Baht/ 年

Mae Lama Luang 計画

ダム及び貯水池（耐用年数：50年）

4,074.8 百万 Baht ÷ 50 年 ＝ 81.5 百万 Baht/年

発電設備（耐用年数：25年）

3,263.2 百万 Baht ÷ 25 年 ＝130.5 百万 Baht/年

送電設備（耐用年数：40年）

1,009.9 百万 Baht ÷ 40 年 ＝ 25.2 百万 Baht/年

(3) デッド・サービス・レーシオ (Debt Service Ratio)

デッド・サービス・レーシオの計算結果をTable 13-10 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、本プロジェクト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 13-1 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 13-2 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 1: Construction Cost 5% up)

(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	545.37		545.37		-545.37
3	1994	1901.03		1901.03		-1901.03
4	1995	4727.21		4727.21		-4727.21
5	1996	4694.13		4694.13		-4694.13
6	1997	1150.07		1150.07		-1150.07
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	1706.21	430.19	2136.40	4159.67	2023.26
29	2020	5437.97	449.98	5887.95	4351.01	-1536.94
30	2021	5231.11	470.68	5701.79	4551.16	-1150.64
31	2022	1629.94	492.33	2122.27	4760.51	2638.24
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	3797.07	883.42	4680.49	8542.11	3861.62
45	2036	3536.91	924.06	4460.97	8935.05	4474.08
46	2037	1043.81	966.57	2010.38	9346.06	7335.68
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
		35400.81	30823.60	66224.41	298044.07	231819.66

F I R R 0.129522

Table 13-3 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 2: Construction Cost 10% up)

(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	571.34		571.34		-571.34
3	1994	1991.55		1991.55		-1991.55
4	1995	4952.31		4952.31		-4952.31
5	1996	4917.66		4917.66		-4917.66
6	1997	1204.83		1204.83		-1204.83
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	1787.46	430.19	2217.65	4159.67	1942.01
29	2020	5696.92	449.98	6146.90	4351.01	-1795.89
30	2021	5480.21	470.68	5950.89	4551.16	-1399.74
31	2022	1707.55	492.33	2199.88	4760.51	2560.63
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	3977.88	883.42	4861.30	8542.11	3680.81
45	2036	3705.33	924.06	4629.39	8935.05	4305.66
46	2037	1093.52	966.57	2060.08	9346.06	7285.98
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
		37086.56	30823.60	67910.17	298044.07	230133.91

F I R R 0.125487

Table 13-4 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 3: Construction Cost 15% up)

(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	597.31		597.31		-597.31
3	1994	2082.08		2082.08		-2082.08
4	1995	5177.42		5177.42		-5177.42
5	1996	5141.19		5141.19		-5141.19
6	1997	1259.59		1259.59		-1259.59
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	1868.71	430.19	2298.90	4159.67	1860.77
29	2020	5955.87	449.98	6405.85	4351.01	-2054.84
30	2021	5729.31	470.68	6199.99	4551.16	-1648.84
31	2022	1785.17	492.33	2277.50	4760.51	2483.01
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	4158.69	883.42	5042.11	8542.11	3500.00
45	2036	3873.76	924.06	4797.81	8935.05	4137.24
46	2037	1143.22	966.57	2109.79	9346.06	7236.27
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
		38772.31	30823.60	69595.92	298044.07	228448.15

F I R R 0.121723

Table 13-5 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 4: Nam Ngao Project Suspension)

(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	347.60		347.60		-347.60
3	1994	811.80		811.80		-811.80
4	1995	2607.90		2607.90		-2607.90
5	1996	2597.80		2597.80		-2597.80
6	1997	627.80		627.80		-627.80
7	1998		97.30	97.30	1067.48	970.18
8	1999		101.78	101.78	1116.58	1014.80
9	2000		106.46	106.46	1167.94	1061.48
10	2001		111.35	111.35	1221.67	1110.31
11	2002		116.48	116.48	1277.86	1161.39
12	2003		121.83	121.83	1336.65	1214.81
13	2004		127.44	127.44	1398.13	1270.69
14	2005		133.30	133.30	1462.45	1329.14
15	2006		139.43	139.43	1529.72	1390.29
16	2007		145.85	145.85	1600.09	1454.24
17	2008		152.56	152.56	1673.69	1521.13
18	2009		159.57	159.57	1750.68	1591.11
19	2010		166.91	166.91	1831.21	1664.30
20	2011		174.59	174.59	1915.45	1740.85
21	2012		182.62	182.62	2003.56	1820.93
22	2013		191.02	191.02	2095.72	1904.70
23	2014		199.81	199.81	2192.12	1992.31
24	2015		209.00	209.00	2292.96	2083.96
25	2016		218.62	218.62	2398.44	2179.82
26	2017		228.67	228.67	2508.77	2280.09
27	2018		239.19	239.19	2624.17	2384.98
28	2019	866.50	250.19	1116.70	2744.88	1628.18
29	2020	3273.32	261.70	3535.03	2871.14	-663.88
30	2021	3298.26	273.74	3572.00	3003.22	-568.78
31	2022	984.71	286.33	1271.04	3141.37	1870.33
32	2023		299.51	299.51	3285.87	2986.36
33	2024		313.28	313.28	3437.02	3123.74
34	2025		327.69	327.69	3595.12	3267.43
35	2026		342.77	342.77	3760.50	3417.73
36	2027		358.54	358.54	3933.48	3574.94
37	2028		375.03	375.03	4114.42	3739.39
38	2029		392.28	392.28	4303.68	3911.40
39	2030		410.32	410.32	4501.65	4091.33
40	2031		429.20	429.20	4708.73	4279.53
41	2032		448.94	448.94	4925.33	4476.39
42	2033		469.59	469.59	5151.90	4682.30
43	2034		491.19	491.19	5388.88	4897.69
44	2035	2368.33	513.79	2882.12	5636.77	2754.65
45	2036	2164.68	537.42	2702.10	5896.06	3193.96
46	2037	632.72	562.15	1194.87	6167.28	4972.41
47	2038		588.00	588.00	6450.98	5862.97
48	2039		615.05	615.05	6747.72	6132.67
49	2040		643.34	643.34	7058.12	6414.77
50	2041		672.94	672.94	7382.79	6709.85
51	2042		703.89	703.89	7722.40	7018.50
52	2043		736.27	736.27	8077.63	7341.36
53	2044		770.14	770.14	8449.20	7679.06
54	2045		805.57	805.57	8837.86	8032.29
55	2046		842.62	842.62	9244.40	8401.78
56	2047		881.38	881.38	9669.65	8788.26
		20581.42	17926.70	38508.12	196673.35	158165.24

F I R R 0.150002

TAble 13-6 Cost Flow and Flow of Revenue
(Case 5: Using the Tariff for PEA)

(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	1295.22	1127.92
8	1999		175.00	175.00	1354.80	1179.80
9	2000		183.05	183.05	1417.12	1234.07
10	2001		191.47	191.47	1482.30	1290.84
11	2002		200.27	200.27	1550.49	1350.22
12	2003		209.49	209.49	1621.81	1412.33
13	2004		219.12	219.12	1696.42	1477.29
14	2005		229.20	229.20	1774.45	1545.25
15	2006		239.74	239.74	1856.08	1616.33
16	2007		250.77	250.77	1941.46	1690.68
17	2008		262.31	262.31	2030.76	1768.45
18	2009		274.37	274.37	2124.18	1849.80
19	2010		287.00	287.00	2221.89	1934.89
20	2011		300.20	300.20	2324.10	2023.90
21	2012		314.01	314.01	2431.01	2117.00
22	2013		328.45	328.45	2542.83	2214.38
23	2014		343.56	343.56	2659.80	2316.24
24	2015		359.36	359.36	2782.15	2422.79
25	2016		375.89	375.89	2910.13	2534.24
26	2017		393.19	393.19	3044.00	2650.81
27	2018		411.27	411.27	3184.02	2772.75
28	2019	1624.96	430.19	2055.16	3330.49	1275.33
29	2020	5179.02	449.98	5628.99	3483.69	-2145.31
30	2021	4982.01	470.68	5452.69	3643.94	-1808.75
31	2022	1552.32	492.33	2044.65	3811.56	1766.91
32	2023		514.98	514.98	3986.89	3471.91
33	2024		538.67	538.67	4170.29	3631.62
34	2025		563.44	563.44	4362.12	3798.68
35	2026		589.36	589.36	4562.78	3973.42
36	2027		616.47	616.47	4772.67	4156.19
37	2028		644.83	644.83	4992.21	4347.38
38	2029		674.49	674.49	5221.85	4547.36
39	2030		705.52	705.52	5462.06	4756.54
40	2031		737.97	737.97	5713.31	4975.34
41	2032		771.92	771.92	5976.12	5204.20
42	2033		807.43	807.43	6251.03	5443.60
43	2034		844.57	844.57	6538.57	5694.00
44	2035	3616.25	883.42	4499.68	6839.35	2339.67
45	2036	3368.48	924.06	4292.54	7153.96	2861.41
46	2037	994.11	966.57	1960.67	7483.04	5522.37
47	2038		1011.03	1011.03	7827.26	6816.23
48	2039		1057.54	1057.54	8187.31	7129.78
49	2040		1106.18	1106.18	8563.93	7457.75
50	2041		1157.07	1157.07	8957.87	7800.80
51	2042		1210.29	1210.29	9369.93	8159.64
52	2043		1265.97	1265.97	9800.95	8534.98
53	2044		1324.20	1324.20	10251.79	8927.59
54	2045		1385.11	1385.11	10723.37	9338.26
55	2046		1448.83	1448.83	11216.65	9767.82
56	2047		1515.47	1515.47	11732.62	10217.14
		33715.06	30823.60	64538.66	238632.61	174093.95

F I R R 0.112640

Table 13-7 Repayment Schedule of Debt

(Unit: Million ฿)

No.	Year	Const. Cost			Repayment of F.C.				Repayment of L.C.			
		F.C.	L.C.	Total	Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance
	1993	128.7	390.7	519.4								
	1994	964.1	846.4	1810.5								
	1995	2793.5	1708.6	4502.1								
	1996	2720.5	1750.1	4470.6								
	1997	598.1	497.2	1095.3				7204.9				2596.50
1	1998				576.39	157.44	733.83	7047.46	259.65	162.92	422.57	2433.58
2	1999				563.80	170.04	733.83	6877.42	243.36	179.21	422.57	2254.37
3	2000				550.19	183.64	733.83	6693.78	225.44	197.13	422.57	2057.24
4	2001				535.50	198.33	733.83	6495.44	205.72	216.84	422.57	1840.40
5	2002				519.64	214.20	733.83	6281.24	184.04	238.53	422.57	1601.87
6	2003				502.50	231.34	733.83	6049.91	160.19	262.38	422.57	1339.49
7	2004				483.99	249.84	733.83	5800.07	133.95	288.62	422.57	1050.87
8	2005				464.01	269.83	733.83	5530.24	105.09	317.48	422.57	733.38
9	2006				442.42	291.42	733.83	5238.82	73.34	349.23	422.57	384.15
10	2007				419.11	314.73	733.83	4924.09	38.42	384.15	422.57	0.00
11	2008				393.93	339.91	733.83	4584.18				
12	2009				366.73	367.10	733.83	4217.08				
13	2010				337.37	396.47	733.83	3820.62				
14	2011				305.65	428.19	733.83	3392.43				
15	2012				271.39	462.44	733.83	2929.99				
16	2013				234.40	499.44	733.83	2430.55				
17	2014				194.44	539.39	733.83	1891.16				
18	2015				151.29	582.54	733.83	1308.62				
19	2016				104.69	629.15	733.83	679.48				
20	2017				54.36	679.48	733.83	0.00				
	Total	7204.9	5193.0	12397.9	7471.80	7204.90	14676.70		1629.18	2596.50	4225.68	

Table 13-8 Statement of Profit and Loss

(Unit: Million ฿)

No.	Year	Revenue	Business Expenses			Business Profit	Financial Cost		Net Profit
			O&M Cost	Depreci-ation	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 13-9 Cash Flow

(Unit: Million ฿)

No.	Year	Cash Inflow				Cash Outflow			Balance	
		Financing	Net Profit	Depreci-ation	Total	Investment	Repayment of Princi.	Total	Year	Accumlated
	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	407.60	614.34		320.36	320.36	293.98	-2124.52
2	1999		302.34	407.60	709.94		349.25	349.25	360.70	-1763.83
3	2000		403.65	407.60	811.25		380.77	380.77	430.48	-1333.34
4	2001		511.06	407.60	918.66		415.18	415.18	503.48	-829.87
5	2002		624.96	407.60	1032.56		452.73	452.73	579.83	-250.03
6	2003		745.82	407.60	1153.42		493.72	493.72	659.70	409.67
7	2004		874.10	407.60	1281.70		538.46	538.46	743.24	1152.91
8	2005		1010.34	407.60	1417.94		587.31	587.31	830.62	1983.53
9	2006		1155.07	407.60	1562.67		640.65	640.65	922.03	2905.56
10	2007		1308.92	407.60	1716.52		698.88	698.88	1017.64	3923.20
11	2008		1472.52	407.60	1880.12		339.91	339.91	1540.21	5463.41
12	2009		1604.32	407.60	2011.92		367.10	367.10	1644.82	7108.23
13	2010		1743.10	407.60	2150.70		396.47	396.47	1754.23	8862.46
14	2011		1889.27	407.60	2296.87		428.19	428.19	1868.69	10731.15
15	2012		2043.24	407.60	2450.84		462.44	462.44	1988.40	12719.55
16	2013		2205.46	407.60	2613.06		499.44	499.44	2113.62	14833.17
17	2014		2376.40	407.60	2784.00		539.39	539.39	2244.61	17077.78
18	2015		2556.56	407.60	2964.16		582.54	582.54	2381.62	19459.39
19	2016		2746.47	407.60	3154.07		629.15	629.15	2524.93	21984.32
20	2017		2946.71	407.60	3354.31		679.48	679.48	2674.83	24659.15
	Total	12397.90	26308.55	8152.00	46858.45	12397.90	9801.40	22199.30	24659.15	

Table 13-10 Calculation of Debt Service Ratio

(Unit: Million ฿)

No.	Year	Internal Fund Procured				Repayment of Debt				Debt Service Ratio
		Business Profit	Depreci-ation	Total	Accumlated	Interest	Principal	Total	Accumlated	
	1993				(A)				(B)	(A)/(B)
	1994									
	1995									
	1996									
	1997									
1	1998	1042.78	407.60	1450.38	1450.38	836.04	320.36	1156.40	1156.40	
2	1999	1109.50	407.60	1517.10	2967.48	807.15	349.25	1156.40	2312.81	
3	2000	1179.29	407.60	1586.89	4554.37	775.63	380.77	1156.40	3469.21	
4	2001	1252.28	407.60	1659.88	6214.25	741.23	415.18	1156.40	4625.61	
5	2002	1328.64	407.60	1736.24	7950.49	703.68	452.73	1156.40	5782.02	1.38
6	2003	1408.50	407.60	1816.10	9766.59	662.69	493.72	1156.40	6938.42	
7	2004	1492.04	407.60	1899.64	11666.23	617.94	538.46	1156.40	8094.82	
8	2005	1579.43	407.60	1987.03	13653.26	569.09	587.31	1156.40	9251.23	
9	2006	1670.83	407.60	2078.43	15731.69	515.76	640.65	1156.40	10407.63	
10	2007	1766.44	407.60	2174.04	17905.73	457.52	698.88	1156.40	11564.03	1.55
11	2008	1866.45	407.60	2274.05	20179.78	393.93	339.91	733.83	12297.87	
12	2009	1971.05	407.60	2378.65	22558.43	366.73	367.10	733.83	13031.70	
13	2010	2080.47	407.60	2488.07	25046.50	337.37	396.47	733.83	13765.54	
14	2011	2194.92	407.60	2602.52	27649.02	305.65	428.19	733.83	14499.37	
15	2012	2314.64	407.60	2722.24	30371.26	271.39	462.44	733.83	15233.21	1.99
16	2013	2439.86	407.60	2847.46	33218.71	234.40	499.44	733.83	15967.04	
17	2014	2570.84	407.60	2978.44	36197.16	194.44	539.39	733.83	16700.88	
18	2015	2707.85	407.60	3115.45	39312.61	151.29	582.54	733.83	17434.71	
19	2016	2851.16	407.60	3258.76	42571.37	104.69	629.15	733.83	18168.55	
20	2017	3001.06	407.60	3408.66	45980.03	54.36	679.48	733.83	18902.38	2.43
	Total	37828.03	8152.00	45980.03	-	9100.98	9801.40	18902.38		

第14章　環 境 へ の 影 響

第14章 環境への影響

目次

頁

14.1 概要 …… 14－1

14.2 環境の現状 …… 14－1

14.2.1 自然 …… 14－1

14.2.2 生態系 …… 14－2

14.2.3 産業 …… 14－3

14.2.4 社会環境 …… 14－4

14.3 環境の問題 …… 14－8

14.3.1 主な環境への影響 …… 14－8

14.3.2 自然 …… 14－8

14.3.3 生態系 …… 14－8

14.3.4 産業 …… 14－9

14.3.5 社会環境 …… 14－9

14.4 補償及び入植代替の選定 …… 14－13

14.4.1 概要 …… 14－13

14.4.2 自然条件及び社会経済的現状 …… 14－13

14.4.3 湛水地域内の農家及び家屋 …… 14－14

14.4.4 入植代替候補地域の選定 …… 14－14

14.4.5 各候補地域の特性 …… 14－15

14.4.6 移転及び補償に要する費用 …… 14－17

List of Table and Figures

Table 14-1 Main Environmental Effects of Dam Development

Table 14-2 Estimate Number of Households and Village to be Inundated at Different Reservoir Levels

Table 14-3 Public Facilities and Office to be Inundated at Different Reservoir Levels

Fig 14-1 Variety of Tropical Forest Type (in Dry Season)

Fig 14-2 Location of National Reserve Forest

Fig 14-3 Potential Resettlement Areas

Fig 14-4 Affected Area in Sub-district Sop Moei due to Reservoir Water Level of 165m

第14章 環境への影響

14.1 概 要

ダム、発電所の開発に際して生ずる環境への影響は、自然環境および社会環境にまたがり、プロジェクトの成功のためには、その分析評価は重要な課題である。

EGATは1984年以来 Yuam 川流域の水力発電プロジェクトに関連する環境の予備的調査を実施してきている。そして EGAT は1989年８月には環境に関する最新の情報データを織り込んだレポート(「Preliminary Environmental Investigation of the Nam Yuam River Basin Hydroelectric Development Project, Report No.31304-03-3224)を作製している。

この調査の主要目標は次の通りである。

（ｉ）社会・経済的及び生態的側面からみたプロジェクト地域の環境の現状を調査すること。

（ii）プロジェクトによって発生するであろう環境への影響を識別すること。

（iii）入植代替地の候補地域の選定、補償問題と共に可能な環境緩和対策を検討すること。

EGATの上記の調査の結果は、今回のフィージビリティ・レポートの環境部門の検討に対して有用な情報やデータを提供するものである。

本章においては、EGATの実施した環境調査及び1988年、1989年に実施した現地調査結果にもとづいて計画流域の自然環境および社会環境の現状把握と、プロジェクトによる開発が環境に与える影響予測そして環境保全について記述した。

EGATはひきつづき、タイ環境庁（ＮＥＢ）の定めるガイドラインに従って、ＮＥＢの認定を受けたコンサルタントや研究機関によって実行される詳細な環境調査－即ち、環境影響評価（ＥＩＡ）－を実施することとなろう。

14.2 環境の現状

14.2.1 自 然

計画地域は、タイ国北部のミャンマー（旧ビルマ）国境に最も近い区域であり、国際河川 Salawin川の１支流域である。

流域は地形的に２つの流域に分けられる。一つは Moei 川合流点から、 Mae Lama Luang dam サイト、Ngao川合流点を経て、上流 Ban Mae Suat 部落へ至るまでの区域である。この区域は大部分が森林で占められ、その中を Yuam 川が渓谷となって流れる山林地帯であり、Ngao川もYuam川の１支川としてこの地域に含まれる。もう一つは、その上流部の米作地帯を中心とした Mae Sariang平野とそれを囲む山林地帯である。

気候は、熱帯モンスーン気候であり、Mae Sariang に於ける降雨量は年平均約1,300mm である。降雨のほとんどは５月から10月にかけての季節に集中するため、典型的な雨期と乾期が見られる。月平均気温は１年を通じて20°～30℃の範囲にあり、安定している。

河川の主な水質項目は以下の通りである。

ＤＯ値　；　5.5 ～ 8.8mg／ℓの範囲にある。

ＰＨ値　；　7.0 ～ 8.2の範囲にあり、弱アルカリ性を示す。

電導度　；　210 ～ 320μmho/cmの範囲にある。

水質分析結果より、水質の物理化学的特性は、水中生物の成育には充分適しているものの、家庭用水として用いる場合は、濁度の問題等で処理を必要とすることを示している。

14.2.2 生 態 系

(1) 植　生

熱帯の森林型分布は、気候条件、水の条件、土壌条件の差によりさまざまに変化する。（Fig.14-1参照）

計画流域は、降雨量の差により常緑季節林、半落葉季節林、落葉季節林、サバンナ林の範囲に区分される。サバンナ林が広く見られるのは、計画流域の上流部の Mae Sariang盆地の低い標高の区域に多い。

Mae Sariang盆地の標高の高い区域および、下流の渓谷部は季節林が分布し、降雨量、土壌条件の差異により、常緑林、半落葉林、落葉林に区分される。

EGATの環境調査によれば、流域の森林型は以下の３つに分類されている。

(i) Yuam川及び渓流沿いに主に見られる混生落葉樹林。

この森林の主な種は Teak (Tectona grandis Linn.f.) と Pra duu (Pterocarpus macrocarpus Kurz.)であり良好な状態の林である。

(ii) 本流沿いの高地および山岳地帯に主に見られる熱帯雨林。

(iii) 山岳地帯との境界の中間的な標高に見られる、フタバガキ林。

この森林の主な種は Teng, Rang, Dipterocapus tuberculatus Roxb.である。

両者のタイプを比較すると、半落葉および落葉季節林が混生落葉樹林、常緑季節林が熱帯雨林、サバンナ林がフタバガキ林に相当するといえる。

(2) 動　物

タイ国において、野性動物の生息する自然環境は、伐採、焼畑等により年々影響を受けているものの、森林、沼沢地は彼らの良き生息地となっている。

計画地域の野性動物としては、Muntiacus muntjak, deers, wild boars, bears, Capricornis sumatraensis, tigers, elephants, monkeys, Pygathrix spp., gibons, Hystrix brachyura, squirrels, peacocks, wild chickenと、は虫類、鳥類が見られる。

山岳地帯に居住する山岳民族の間では、食料を得るための狩猟が見られ、Deer, wild boars, birds は彼らの好物である。また多種にわたる鳥類は飼育用として捕えられ、売買されている。

タイ国の魚類については、H. M. Smith (The fresh-water fishes of Siam or Thailand. U.S. Govern. 1945 年) の集大成によると 557種があげられるほど多種にわたる。ナマズ、キギのような底生魚類がかなり多いことが特徴である。計画地域には、striped snake-head fish, climbing fish, walking catfish, common silver barb などが見られる。

貝類については、大型のタニシに類する巻貝、多種類のシジミ等が河床に生息し、その生息数も多いことが知られている。

14.2.3 産　業

計画地域の産業形態は、平地部と山岳部で分けられる。

平地部の主な産業は農業である。主な農産物は雨期における米と、米を収穫した後

の大豆、ピーナッツ、ガーリック、タバコ等である。

農業用水の供給は、Yuam川流域の本・支流にＲＩＤ（Royal Irrigation Department)およびＲＡＤ（Rural Accelerated Development)の設置した大小の灌漑施設によって行なわれている。中でもＲＩＤによってYuam川の本流に1976年７月に建設された取水堰は、Mae Sariang 平野のYuam川右岸耕地 12,500Rai（1Rai=1,600m²）を灌漑する中規模なプロジェクトであり、計画取水量３m³／sec を年間を通じて供給する。

河川水を利用する農作地帯は、上記の灌漑区域とYuam川の河岸近傍に限られ、地形的制約から灌漑のできない区域は、雨期の降水を利用した農業をとっている。

山岳部には、Karen 族を中心とした山岳部族が見られ、焼畑農業を行なっている。

Mae Sariang 郡には、２つの地域に鉱山が点在する。まずタングステン（Wolfram）とすず鉱山が Tak州の Tha Song Yang郡に隣接する、Sop Moei副郡の南部に見られる。

ここではYuam川の右岸に Mae La Ma鉱山グループが10ヵ所の鉱山を有し、Yuam川の左岸には Huai Luang 鉱山グループの鉱山がある。

また螢石（Fluorite),重晶石（Barite）そして鉛が Mae Sariang郡のSop Moei副郡の東部に　広く分布するが、操業中のものとしては Yong Pipat 鉱山会社の Nam Mae Ritにおけるfluorite採鉱が見られる程度である。

その他、淡水漁業も小規模ながら行なわれているが、漁獲量は年々減少している。

14.2.4. 社会環境

(1) 社会構造

計画地域の人口は、Lowland Thais と Upland Thais 及び山岳民族からなり、山岳民族は全人口のおよそ65%を占める。ミャンマーからの労働者もこの地域の木材伐採に従事している。

１世帯の平均人口は 5.5人、平均人口密度は 16.24人／km²である。計画地域では北部方言が広く話され、山岳民族の間では部族語が使われている。

(2) 教　育

計画地域の大部分の人口は小学校レベルの教育を受けており、Mae Sariang など

の居住者の中には、さらに高い水準の教育を受けているものもある。

しかし高地および山岳地帯に点在する山岳民族は、学校教育の恩恵を受けることが難しく、教育年齢に達した子供は農業に従事し、家計を助けるのが一般的である。

(3) 経済条件

この地域では農業が主な職業であり、主な生産物は米で、大豆、ピーナッツ、ガーリック、タバコが副生産物である。建設業、林業、鉱業、農業に従事して現金収入を得ることは副業とされている。公務員及び商業従事者は非常に少ない。また大工、左官といった職人も数少なく町部に限られている。

(4) 土地所有

この地域は、農耕に適する平坦地が限られているため、土地所有権をもつ農業従事者は少ない。

1家族当りの所有面積は Mae Sariang郡の平均が 6.5Rai, Sop Moei 副郡の平均が7.76Rai であり、焼畑農業による森林の減少が認められる。

(5) 交　通

計画地域の交通路としては、 Mae Sariangと Mae Sodを結ぶ国道1085号線が主なもので、人・物資の輸送手段として重要である。人口の集中する場所として、Mae Sariangがあり、その周辺のYuam川沿いの多くの村落の経済的中心となっている。

水上交通としては、Ban Sop Ngao (Yuam川とNgao川の合流点) から Moei 川を通って Salawin川までのYuam川下流に見られる。この交通手段はタイ国の物質をSalawin川を通してミャンマーに輸送するのに便利である。しかしSalawin 川は1年を通して船の運行は可能であるが、 Moei 川とYuam川には運行が雨期に限られるところがある。

(6) 公共医療

地方にはそれぞれ公共病院と、村ごとに Health Officeがあり、この地域の医者の数は、人口17,000人に1人といった割合である。

の数は、人口17,000人に1人といった割合である。

Mae Sariang郡の病院の記録によれば、消化器系の病気、眼の伝染病、インフルエンザ、マラリア患者が多いとされている。寄生虫病としては回虫、十二指腸虫、旋毛虫によるものが多い。その中で、Yuam川流域は、環境的にマラリアのような風土病が流行しやすいことがマラリア患者数が多いことから言える。特に山岳地帯では高率である。この区域は Anopheles minimusや A. balabacensisといったマラリアを媒介する蚊の生息に適しており、その上、この区域が遠隔地であるためと、居住者の医療に対する意識の不足のためマラリア予防が効果的に実施できないことが理由である。特に山岳民族に対してマラリア予防教育を徹底することがむずかしい。

予防する側から言えば、実施当局である Malaria Control Office のマンパワー不足も原因とされている。

(7) 考古学上の遺跡および観光資源

計画地域には、重要な観光資源および考古学的に貴重な遺跡は見られない。ただ住民の信仰の対象である僧院として Ban Mae Kha Tuan に Wat Ban Maiがあるのが注目される。

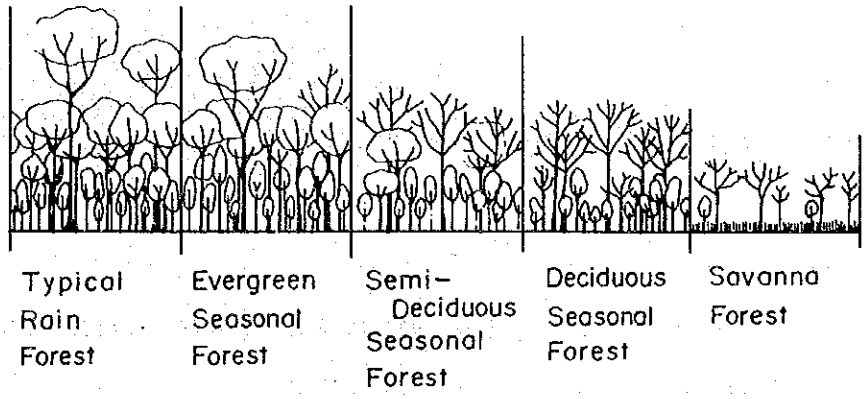


Fig.14-1 Variety of Tropical Forest Type (in Dry Season)