

## 12. 建設工程および事業実施計画

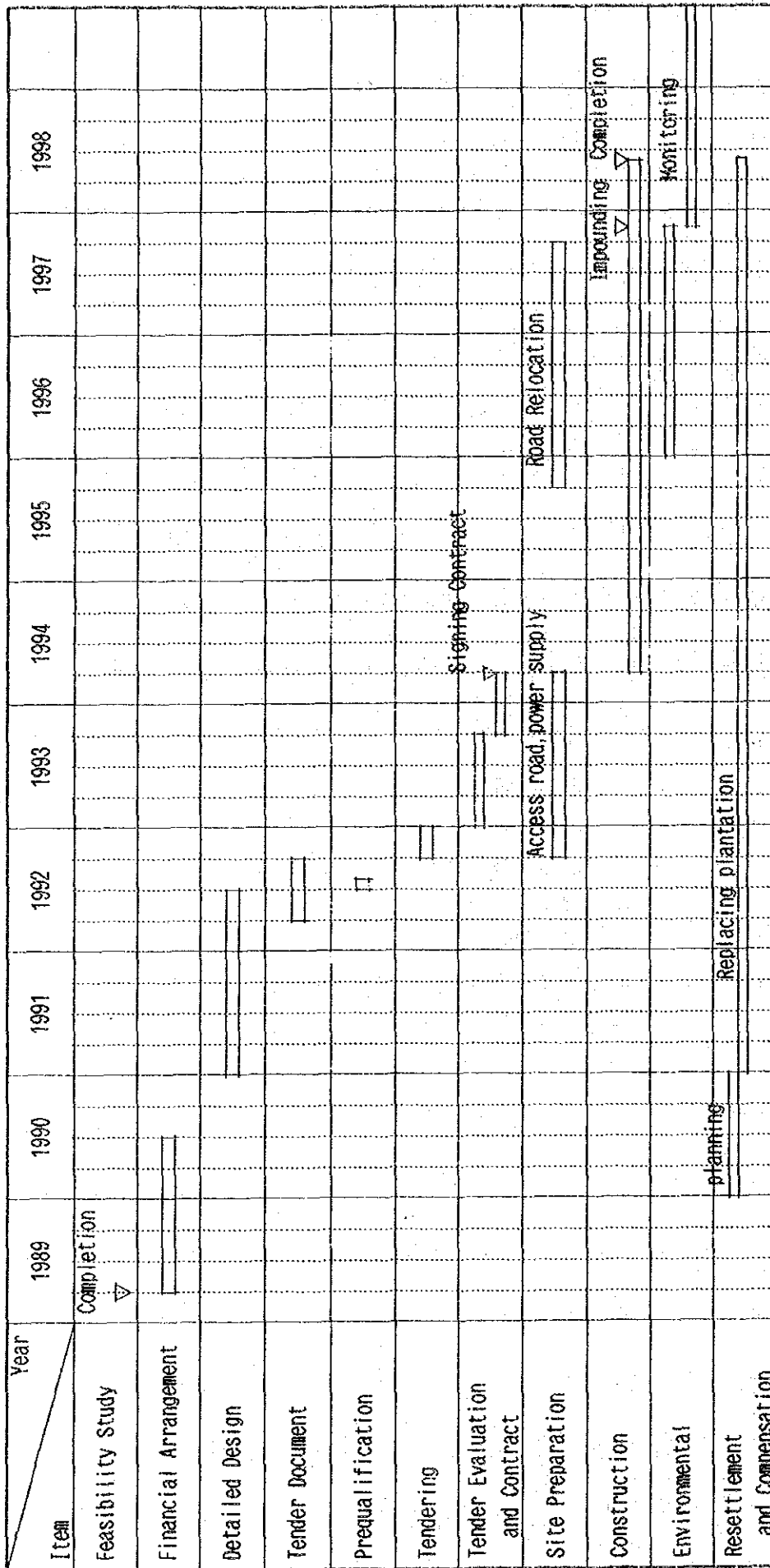


## 12. 建設工程および事業実施計画

本プロジェクトの実施計画の提案を以下に示す。事業実施工程表をFig. 12-0-1に示す。プロジェクト完成まで各年の主な活動をあげると次のとおりである。

年	活動項目
1989	F/S レポートのレビュー, 事業実施の決定
1990	事業資金手配, 詳細設計コンサルタントの手配 上流水没農業プランテーション移転計画
1991	詳細設計と本工事入札図書の準備 準備工事の設計 上流水没農業プランテーション移転準備開始
1992	本工事契約入札者資格審査および入札の実施 準備工事の開始
1993	本工事契約入札書の審査と契約交渉 準備工事の実施
1994	本工事着工
1995	本工事の実施
1996	本工事の実施 付替道路工事の実施 環境対策工事の実施
1997	ダム湛水開始
1998	発電所運転開始 環境モニタリング開始

Fig. 12-0-1 Lebir Dam Project Implementation Programme



## 12.1 詳細設計と入札図書を作成

本工事に対する詳細設計と入札図書の作成は、1991年1月より開始し、21カ月で完了する予定である。ここでいう本工事とは次のような工事を含む。

- 主ダム工事（含、洪水吐、仮排水路トンネル、原石山）
- サドルダム工事（サドルダムⅠ，サドルダムⅡ）
- 水路・発電所・開閉所工事
- 発電電気機械工事
- 関連送電線工事
- 水圧鉄管・ゲート・バルブ工事
- 水文テレメーターおよび下流放流警報システム

これらの設計作業の実施に当っては、マレーシア国の事業実施機関が、外国コンサルタントと国内コンサルタントを雇用する計画である。作業工程をFig. 12-1-1に示す。主な作業項目は次のとおりである。

### ○現地調査

- ・航空写真測量図の作製（410km<sup>2</sup>）  
1979年製の航測図が存在するが、その後の土地利用の変化があり、水没池再開発計画のために新調する。
- ・地形測量図の作製（1.0km<sup>2</sup>，7km<sup>2</sup>）  
本工事構造物に関する1987年測量図の補足を行なう。関連送電線ルート of 測量を含む。
- ・ボーリング地質調査（104孔 4,300m）
- ・横坑地質調査（7坑 360m）  
主ダム，サドルダムⅠ，原石山で実施する。
- ・試験室試験  
建設材料（岩石，土，セメント，コンクリート，水等）の試験。
- ・水理模型実験  
発電取水口と洪水吐に対して実施する。

### ○各種解析計算

詳細設計に必要な構造，水理，電気等に関する解析

### ○詳細設計図面の作成

### ○数量明細書と見積工事費内訳書の作成

○入札者資格審査の実施

○入札図書を作成

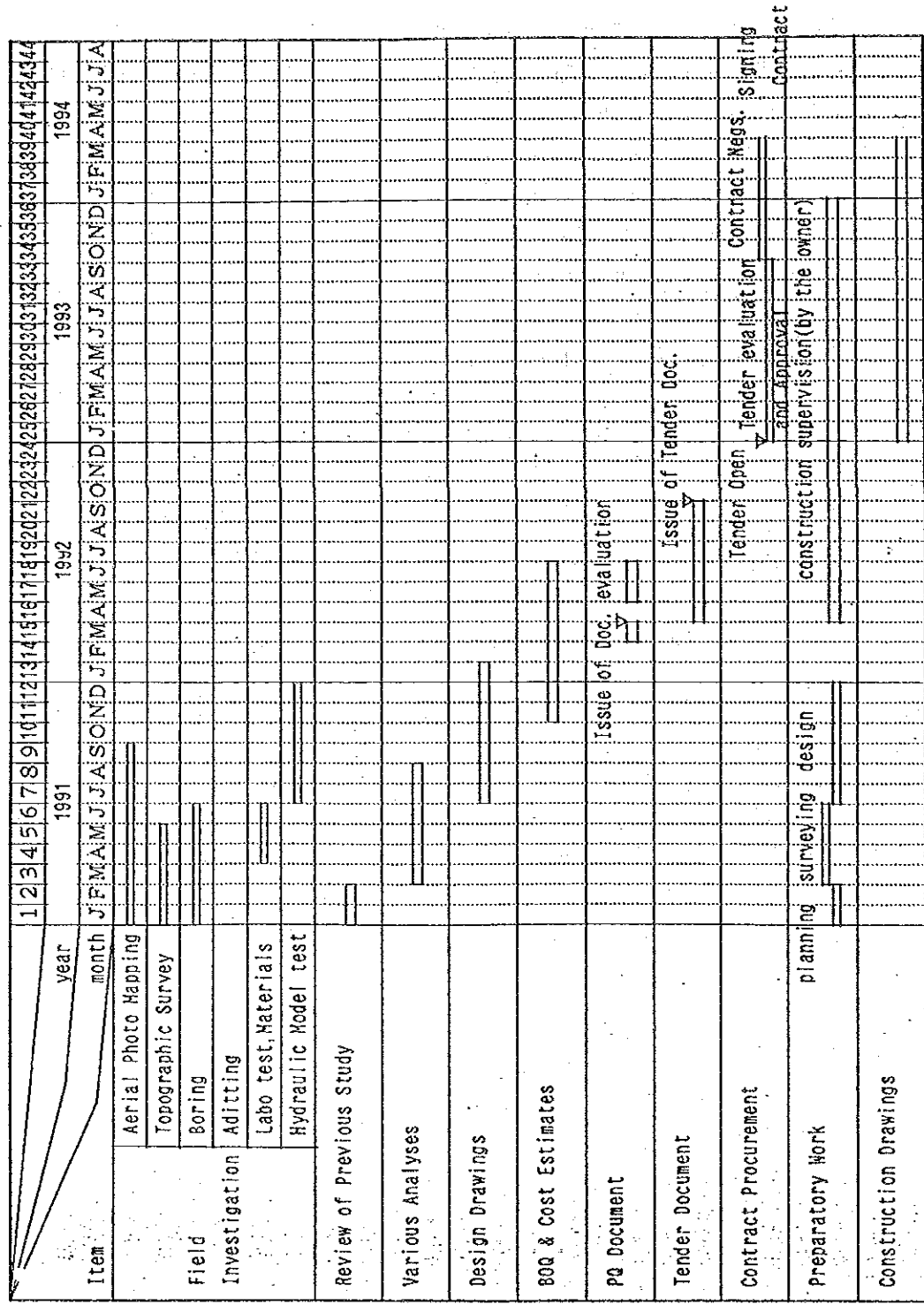
- ・入札指示書
- ・一般契約条件書
- ・特別契約条件書
- ・技術仕様書
- ・数量明細書
- ・現地調査資料

## 12.2 準備工事

本工事の着工以前に完了すべき工事である。準備工事に関する設計は、事業実施機関が国内コンサルタントを雇用し、実施する計画である。本工事を設計する外国コンサルタントは、作業の過程で助言を与える。準備工事の工事監理は事業実施機関が実施する。準備工事の工程をFig. 12-1-1に示す。項目は次のとおりである。

○アクセス道路（トワランダム左岸）	3 km
○原木運搬道路付替	8 km
○工事用電力線の建設（クアラクライーサイト）	60km
○事業者用ベースキャンプ施設	2,500㎡（建物）
○通信施設（域外，域内）	1 式

Fig. 12-1-1 Time Schedule for Detail Design and Preparation for Lebir Dam Project and Contract Procurement



詳細設計・入札図書 ← ○ → 工事監理  
の準備



### 12.3 請負者の調達

本工事の施工は国際競争入札によって選ばれた請負者によって実施する計画である。このために必要な入札図書を12.1節で述べたような方法で作成する。本工事は大規模工事であり、かつサイトの地質条件、気象条件、河川水文条件は複雑であるので、類似条件で類似の工事を施工した経験の豊かな請負者を雇用するのが望ましい。この点に関し、事前に入札者の資格審査を行なう。

準備工事は国内請負者を雇用する。また、環境対策工事も同様とする。

## 12.4 本工事施工計画

本工事施工計画の概要についてのべる。本工事の着工は、1994年4月の計画であり、50ヵ月目に発電機2台の運転が可能となる。本工事の主要項目と工程をFig. 12-4-1に示す。本工事施工期間中の主なイベントは次のとおりである。

○1994年4月	本工事着工
○1995年9月(18ヵ月目)	水路トンネル内張管据付開始
○1996年2月(22ヵ月目)	河川転流開始
○1996年7月(27ヵ月目)	本ダム盛立開始
○1996年10月(30ヵ月目)	発電所天井クレーン据付開始
○1997年11月(44ヵ月目)	ダム湛水開始
○1998年4月(49ヵ月目)	発電機1号運転開始
○1998年6月(50ヵ月目)	発電機2号運転開始

### (1) アクセス道路と仮設備

12.3節でのべた準備工事が1994年4月本工事着工以前に完成していると、請負者はすみやかに本工事施工に必要な工事用道路と仮設備の建設に着手することが出来る。

工事用道路の主なものは、仮排水路トンネル呑口、吐口への進入、原石山への進入、発電所サイトから取水口への進入および原石山、土取場からダムへの運搬道路である。仮設備の主なものは骨材製造プラント、コンクリート製造プラントおよび機械組立・修理工場である。1995年2月(10ヵ月目)にはこれらの作業は完了する計画である。

### (2) 原石山の開発

原石山候補地点はレビル川右岸に位置し、ダムサイトの北東約1.5kmにある。すそ野EL. 85m付近を原木運搬道路が通っている。頂部標高は230mである。ここで約16ha(400m×400m)の開発を行ない、EL. 115mまで採取して、5.0百万 $m^3$ の原石を得る計画である。

ベンチ高は15mで最大6段である。最底盤EL. 115mでの採取面積は幅325m、長さ300mである。

着工後、準備1ヵ月後2ヵ月でAccess road とstripping & clearingを行なう。その後1,250,000 $m^3$ のcommon excavation 5ヵ月後、原石採集を開始する。採取期間は40ヵ月である。

$$5,000,000m^3 / 40ヵ月 = 125,000m^3/month$$

ピーク時、250,000 $m^3/month$ となる。

従って、10,000 $m^3/day$ のアウトプットが必要である。

(3) 仮排水路トンネル

仮排水路トンネルはダム右岸アバットメントに建設され、延長約 580m 2本、掘削断面は円形で直径14m、154㎡である。上半断面工法で工期短縮のため、上下流2方向から、1号、2号トンネル同時掘削を行なう(4切羽)。

着工後、準備1ヵ月、Access road 1ヵ月、Open excavation 3ヵ月のうち、後期1ヵ月を坑口工事として、5ヵ月後に Tunnel 掘削を開始する。

上半掘削 (upper half tunnel excavation)

5 booms jumboを上・下流1台ずつで1ラウンド = 3.0mで、1台のjumboで2発破/dayとなる。(No.1, No.2トンネル1回宛)

月進 75 m / 切羽・月×4切羽 = 300m / 月  
日進 3.0 m / 切羽・月×4切羽 = 12 m / 月  
工期 4ヵ月

下半掘削 (Lower half tunnel excavation)

同上であるが、1台のjumboで4発破/dayとなる。

月進 150 m / 切羽・月×4切羽 = 600m / 月  
日進 6 m / 切羽・月×4切羽 = 24 m / 月  
工期 2ヵ月

Concrete

10mシャッターを2基で行なう。

concrete 打設 (453㎡/shift)	15hr
養生 (curing)	33hr
脱型	1 day
組立	2 day
1サイクル	5 day
月進	60 m / シャッター・月×2シャッター = 120m / 月
工期	9.7ヵ月

(4) サドルダム工事

サドルダムⅠは掘削87万㎡、盛立140万㎡、サドルダムⅡは掘削20万㎡、盛立74万㎡の工事である。両ダムとも仮排水路工事の必要がない。本ダムの仮排水路工事が軌道に乗るであろう着工後9ヵ月目からサドルダムⅡの掘削に着手し、盛立が可能となるとサドルダムⅠの掘削を開始し、この掘削土をサドルダムⅡの盛立材料として流用する。両ダムとも盛立は主ダム盛立開始以前に完了する計画である。

### サドルダムⅡの掘削

V = 195,100 m<sup>3</sup>                      工期7ヵ月  
2,800 m<sup>3</sup>/month

### サドルダムⅠの掘削とサドルダムⅡの盛立

V = 868,100 m<sup>3</sup>                      工期11ヵ月  
月アウトプット 79,000 m<sup>3</sup>/month  
日アウトプット 3,200 m<sup>3</sup>/day

### サドルダムⅠの盛立

V = 1,395,500 m<sup>3</sup>                      工期10ヵ月  
月アウトプット 140,000 m<sup>3</sup>/month  
日アウトプット 5,600 m<sup>3</sup>/day

## (5) 主ダム工事

主ダムの一部となる上流コファードムは掘削13万 m<sup>3</sup>、盛立50万 m<sup>3</sup>また下流コファードムは掘削5万 m<sup>3</sup>、盛立15万 m<sup>3</sup>の工事である。これらの工事を河川転流を行なう1996年2月(22ヵ月目)より開始し、5ヵ月で完了する(乾期中)。

主ダムの掘削は河川転流後1.5ヵ月目から開始し、3.5ヵ月で盛立が開始できるよう36万 m<sup>3</sup>の掘削を行う。

### 掘削

V = 356,200 m<sup>3</sup>                      工期3.5ヵ月  
月アウトプット 100,000 m<sup>3</sup>  
日アウトプット 4,000 m<sup>3</sup>

### 盛立

コア                      V = 91,600 m<sup>3</sup>                      工期14.5ヵ月  
月アウトプット 27,000 m<sup>3</sup>  
日アウトプット 1,100 m<sup>3</sup>

フィルター                      V = 321,200 m<sup>3</sup>                      工期16.5ヵ月  
月アウトプット 19,500 m<sup>3</sup>  
日アウトプット 800 m<sup>3</sup>

ロック                      V = 1,649,200 m<sup>3</sup>                      工期16.5ヵ月  
月アウトプット 100,000 m<sup>3</sup>  
日アウトプット 4,000 m<sup>3</sup>

(6) 水路・発電所工事

発電所掘削24万㎡と取水口前面の掘削 104万㎡を最初に着手する。取水口前面掘削の完了後、水路トンネルを2本同時に上流側より掘削する。この上部トンネルは2本で計 370mの延長がある。 発電所掘削がEL.17.4 mに達した段階で、下部トンネル延長33m (2本分)を掘削し、引続き斜坑 101m (2本分)を掘削し、水路トンネルの掘削を完了する。

上部および下部トンネル掘削 延長 403m

仮排水路トンネルで使用する 5-boom jumbo を 0.5ヵ月で水路トンネル用に改造して1台を使用する。

1ラウンド 3.0mで1日1ラウンドをトンネル2本で実行する。

月 進 75 m / 切羽・月 × 2切羽 = 150 m

日 進 3 m / 切羽・日 × 2切羽 = 6 m

工 期 3ヵ月

斜坑掘削 延長 101m

パイロット孔 0.5 ヲ月

斜坑切掘げ 0.5 ヲ月

ゲート堅坑掘削 延長 88m

パイロット孔 0.5 ヲ月

堅坑切掘げ 0.5 ヲ月

クローラードリルを使用して1切羽 3m/dayの進捗とする。

2本の堅坑を同時掘削する。

鉄管据付

計 (2本分) 141 m

下部水平 33 m

曲 管 70 m

斜 坑 31 m

上部水平 7 m

発電所掘削に関係なく、据付作業と裏込めコンクリート工事を下流側から上流へ向って進める。

月 進 26 m/month 工期 5.5 ヲ月

### トンネルコンクリート

コンクリート巻立部の延長は2本のトンネルで245mである。

6mシャッターを2台使用し、1サイクル5日の計画である。

$$245 / 6 \times 5 / (2 \times 25) = 4.1 \text{ ヶ月}$$

### 発電所

#### 掘削

common	73,700 m <sup>3</sup>	} total 235,000 m <sup>3</sup>
rock	161,300 m <sup>3</sup>	

工期 17 ヶ月

月アウトプット 14,000 m<sup>3</sup>/month      日アウトプット 553 m<sup>3</sup>/day

common excavation

月アウトプット 66,000 m<sup>3</sup>/month

(8 hr × 330 m<sup>3</sup>/hr × 25 days = 66,000 m<sup>3</sup>/month)

工期 2 ヶ月

rock excavation

月アウトプット 18,000 m<sup>3</sup>/month

工期 9 ヶ月 (フロート 6 ヶ月)

### コンクリート

V = 74,000 m<sup>3</sup>のうち、V = 56,000 m<sup>3</sup>がクレーンガーダー梁までのコンクリートである。月アウトプット 4,700 m<sup>3</sup>/month, 190 m<sup>3</sup>/day、工程12カ月でクレーンガーダー梁までを完了する。

### (7) 電気機器据付工事

(発電所電気設備)

ドラフトチューブの据付後、発電所建物上屋の完成をまって天井クレーンが据付けられる。このクレーンによってスパイラルケーシングの搬入、据付が可能になる。

ケーシングの据付後、発電機基礎までのコンクリート打設をおこない水車本体の組立が開始される。組立ベイにおいて発電機ステータおよびロータが組立てられ、所定の位置に吊り込んで発電機が組立てられる。その間に主要変圧器および275kV 屋外機器が据付けられ、最後に、調整・試運転試験を実施して竣工となる。以上の電気機器据付工程のクリティカル工期は、天井クレーン据付が2 ヶ月、1 台目ケーシング据付開始から2 台目竣工までが18 ヶ月の計画である。

(275kV送電線)

275kV送電線2回線互長約7kmを建設し、既設275kV幹線の至近点へ $\pi$ 接続する。現地の据付工事工期は7カ月である。

(8) 水門、バルブ据付

取水口ゲート

湛水開始までの6ヵ月間の工程とする。

ドラフトゲート

水車の無水試験の前までの6ヵ月間の工程とする。

底部排水管

乾期にNo.1仮排水路トンネルをストップログにて閉鎖し、(3月中旬)湛水開始前の8ヵ月間で行なう。

(9) 湛水と試運転

湛水開始を11月中旬とし、有水試験まで3.5ヵ月である。平均年でこの時の水位WL. 77.0が期待でき、また5ヵ月目である4月中旬には満水位(WL. 80.0)が期待できる。





Fig. 12-4-1 Construction Schedule of Main Works

Item	Quantity	1994												1995												1996												1997												1998												Remarks
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
Mobilization		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.6]																																																												
Site Installation		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																												
Quarry	Common	1 250,500 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Rock Product	5 000,000 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1998.12]																																																											
Diversion Tunnel	Open Ex.	141,200 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Tunnel Ex.	189,100 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Upstream Cofferdam	Ex.	127,300 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Em.	503,500 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Downstream Cofferdam	Ex.	45,700 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Em.	154,000 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Main Dam	Ex.	356,200 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Grouting	13,050 m	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Em.	2 362,000 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Saddle Dam I	Ex.	868,100 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Grouting	8,820 m	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Saddle Dam II	Em.	1 395,500 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Ex.	195,100 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Spillway	Em.	741,700 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Ex.	1 318,800 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Bottom Outlet	Con.	121,600 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Tunnel Ex.	3,600 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Power Intake	Con.	1,500 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Facility Inst.		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Open Ex.	1 042,100 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Tunnel Ex.	2,600 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Shaft Ex.	14,700 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Penstock Tunnel	Con.	12,270 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Gate & Screen		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Tunnel Ex.	31,100 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Power house	Con.	8,100 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Steel Liner	920 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Ex.	238,000 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Con.	74,000 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Tailrace	Draft Gate		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Over Head Crane		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Unit # 1		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	# 2		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	M.T. # 1		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Switchyard	# 2		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Ex.	437,300 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Transmission Line	Con.	12,300 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Ex.	74,900 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
	Con.	4,000 m <sup>3</sup>	[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											
Hydrological Telemetry & Downstream Warning System	E / M		[Gantt bar from 1994.1 to 1994.12]																																																											



## 12.5 工 事 監 理

工事監理は、本工事の入札書の審査から以後の作業を含む計画である。施工図面の作成は、入札金額が公開された後、本工事着工までの約1年間に実施する計画とする。

工事監理は事業者が、外国コンサルタントおよび国内コンサルタントを雇用して、これに当らせる計画である。入札書公開から契約調印までの工程はFig. 12-1-1 に示し、また本工事着工後の工程は、Fig. 12-4-1 に従う。

工事監理の主な項目は次のとおりである。

- 入札書の審査報告書
- 契約交渉の援助
- 施工図面の作成
- 月間出来高書の作成
- 工程管理月報の作成
- 工事費管理季報の作成
- 品質管理月報の作成
- 工場、現場立会検査
- 現場設計変更

## 12.6 環境対策

本プロジェクトは上流水没農地を含む種々の環境問題を有しており、これらの問題の適切な解決が必須と考えられる。これらの問題の取り扱いには事業者が主体となって他の関係諸機関と共同あるいは協力し合って実施していくべきである。事業者が環境問題を専門とする国内コンサルタントおよび外国コンサルタントを雇用することも有効であろう。以下に主な環境問題解決のための予備的アプローチについてのべる。

### a) 上流水没農業プランテーションの移転

新調する貯水池航測図によって、水没農地の詳細調査を行ない、移転すべき面積を決定する。

移転先を調査のうえ決定し、移転実施計画を立案する。実施計画承認後ただちに実施にうつる。農業プランテーションの造成には時間がかかるので、実施に7年間をあてる。

このための実施機関を決定する必要がある。

### b) 養魚事業の開発

水没移住者のインパクトを軽減する目的で貯水池を利用した養魚事業の開発を早期に計画する。専門家に計画の作成を委託し、計画が承認され次第、実施機関を決定し、漁民の訓練とパイロット事業に着手する。

貯水池の水位変動が障害になると予想される場合には、上流支流に小ダム群を建設することを検討する。

### c) 環境対策トレーニング

本プロジェクト関係者に対し、環境保全に関する知識と技術を付与するトレーニングを実施する。このために、国内、国外の専門家を招へいする。また、適切な機関で研修を受ける。

### d) 水没動植物の詳細調査の実施

国内専門家に詳細調査を委託する。

### e) 水没森林地の伐採

新調する貯水池航測図にもとづき、未伐採森林地からの原木搬出計画をケランタン州森林局の主導で作成し、実施に移す。同時に貯水池内雑木のクリアーも計画し、実施する。

- f) 湖岸保全林の植林  
湖岸の保全林を決定し、植林の必要箇所を決定し、保全林計画を作成する。実施機関を決定し、実施に移す。
- g) 水質モニタリング  
水質モニタリングを実施する機関を決定し、建設開始前より実行に移し、プロジェクト完成後も引続き担当し、事業者ならびに関係機関へ勧告を与える。
- h) 堆砂問題の詳細調査の実施  
ダム上流域における土地のエロージョン問題の詳細調査を国内専門家に委託し、必要な対策に関する勧告を得る。
- i) 医療モニタリング  
医療モニタリングを実施する機関を決定し、建設前より実行に移し、プロジェクト完成後も引続き担当し、事業者ならびに関係機関へ勧告を与える。勧告を実行する実施機関を決定し、実行に移す。
- j) 水没補償  
事業者が関係機関とも協力して補償物件の詳細調査を行ない、物件数量目録を作成する。また補償単価の基準を作成する。金銭補償はできるだけ避け、現物補償とする。雇用を失うものには新しい雇用をあっせんする。そのために必要な訓練を与える。
- k) 付替道路の建設  
上流水没地の森林および農業プランテーション再開発計画にもとづき、付替道路計画を事業者が関係機関の協力を得て決定する。付替道路の実施機関が、国内コンサルタントに設計を委託し、工事監理を行なう。
- l) 魚道の建設  
事業者が国内専門家に設計を委託し、工事監理を行なって実施に移す。
- m) 逆調整池の建設  
事業者が国内コンサルタントに設計を委託し、工事監理を行なって実施に移す。



## 13. 事業費





## 13. 事業費

### 13.1 算定項目

事業費は、次の項目に分類して算出する。

- (1) 準備費 (Preliminaries)
- (2) 土木・メタル工事費 (Civil and Metal Works)
- (3) 電気機器工事費 (Electrical and Mechanical Works)
- (4) 移転・補償費 (Resettlement and Compensation)
- (5) その他 (Others)

各項目の内訳は次のとおりである。

#### (1) 準備費

##### ① 準備工事費

土木・メタル工事、電気・機械工事等の本工事を実施するために必要な準備工事であり、アクセス道路、付替道路、工事用電力線、通信設備、事業者およびエンジニア用の事務所・宿舍等を含む。

##### i) アクセス道路

Tualang ～ダムサイト間レビル川左岸にアクセス道路を新設する。  
(延長3 km)

##### ii) 原木運搬道路付替

サドルダムIのバイパス道路を新設する。(レビル川右岸, 延長8 km)

##### iii) 工事用電力線

Kuala Kerai ～ダムサイト間、延長60km, 33 kV の工事用送電線および変電所を設置する。

##### iv) 工事用通信設備

外部とプロジェクト内部の通信設備

##### v) 事務所・宿舍等仮建物

##### ② 道路移設費

ダム湛水により、移設する既設道路の付替え費用であり、計画最高貯水位 FWL. 88.1 m に対する計画道路延長は、75m である。

③ 環境対策費

- i) 水文テレメーターおよび下流放流警報装置（1式）
- ii) 動物移転費
- iii) 湛水池内伐採費
- iv) 魚道建設費
- v) 逆調整池建設費
- vi) その他（植林、水質モニタリング等）

(2) 土木・メタル工事費

- ① ダム（Dam）
- ② 水路（Waterway）
- ③ 発電所・開閉所（Powerhouse/Switchyard）
- ④ メタル工事（Metal Work）

(3) 電気機器工事費（据付費を含む）

- ① 水車（Turbine）
- ② 発電機（Generator）
- ③ 主変圧器・開閉装置（Transformer/Switchgear）
- ④ 関連送電線（Transmission Line）

(4) 移転補償費

湛水による家屋移住補償や農業プランテーション、公共施設等の移転。

(5) その他

本計画を実施に移すための現地調査、詳細設計、入札および工事の施工監理に要するエンジニア費および事業者の必要とする費用である。

① エンジニア費

- i) 詳細設計費（Pre-construction Engineering）
  - ・ 現地調査（Field Investigation）
  - ・ 各種解析（Various Analyses）
  - ・ 設計図面（Design Drawing）
  - ・ 入札資格審査用図書（P.Q. Document）
  - ・ 入札図書（Tender Document）
  - ・ 準備工事の設計（Design of Preparatory Works）

ii) 工事監理

- ・入札書審査および契約交渉援助
- ・施工図面 (Construction Drawings )
- ・本工事期間50カ月の施工監理

② 事業者事務費

本プロジェクトを実施するに当たっての事業者の事務費であり、特に水没物件調査、補償基準確立、農業プランテーション移転計画及びその他の環境対策に係る費用を含む。

③ 建設中利子

計上せず。

④ 予備費について

各項目について予備費を計上しているが、これらは工事の物理的な変化に対処するものであり、価格変動に対処するものは含まない。

## 13.2 算定基準と算定方法

### 1) 算定基準

1. 価格基準年：1987年
2. 国内調達品目
  - ・現地労務
  - ・建設材料（セメント、鉄筋、木材、火薬、動力燃料等）
  - ・諸役務（測量、試験、調査等）
  - ・軽車両
3. 国外調達品目
  - ・外国人労務、役務
  - ・大型建設機械
  - ・特殊資機材

### 2) 土木工事の算定方法

土木工事請負契約金額の構成は Table 13-2-1 のとおりとする。

土木工事費の見積は、主要工種に対して直接工事費（direct cost）を求め、これより、間接工事費と一般管理費を過去の実績から直接工事費に対する比率を見積ることによって求めた。これらの比率は次のとおりである。

・ 共通仮設費	……………	直接工事費の 9.0 %
・ 現場管理費	……………	純工事費の 13.2 %
・ 一般管理費	……………	工事原価の 9.3 %

これらを合計すると、土木工事費は直接工事費の35 %増しとなる。また、各工費要素の総計に対する比を示すと、次のようになる。

・ 直接工事費	74.1 %
・ 共通仮設費	6.7 %
・ 現場管理費	10.7 %
小 計	91.5 %
・ 一般管理費	8.5 %
計	100 %

### 3) 主要資材単価

土木工事の直接工事費見積りに使用した主要資材の単価は次のとおりである。

<u>労 務</u>	Man-day (M\$)	per hr (M\$)
Foreman	73.00	10.01
Carpenter	43.00	5.91
Electrician	38.00	5.23
Pneumatic driller	38.00	5.23
Ganger	35.00	4.81
Truck lorry driver	25.00	3.44
Steel bar bender	24.00	3.30
General labour	18.00	2.48

### 材 料

	<u>M \$</u>
Cement (bag/40kg)	9.10
Cement (bulk)	178.00/ton
Steel bar	901.00/ton
Dynamite	14.58/kg
An-Fo	0.96/kg
Detonator	1.70/piece
Electricity	0.20/kWh

### 建設機械

土木工事に使用される建設機械の経費は、機械の基礎価格をもとに、過去の実績による標準損料率と運転経費より見積った。本工事に使用される同種の主要機械の基礎価格を Table 13-2-2 に示す。

### 4) 主要土木工事単価

主要工種 27 項目に関する単位数量当りの工事費（一般管理費まで含む）を Table 13-2-3 に示す。また、その内訳を Appendix Table 13-1 に示す。

### 5) メタル工事の単価

メタル工事のトン当り単価を Table 13-2-4 に示す。

6) 電気機器工事費  
第10章 10.9節参照

7) 準備費

上流湛水池内付替道路に関しては、第11章 Table 11-13-8, 環境対策費に関しては、11.14節参照。

また、準備工事費に関しては、Table 12-2-5に示す。

8) 水没移転・補償費  
第11章 11.13.2 節参照。

9) エンジニアリング費

エンジニアリングの主要項目と見積額は次のとおりである。

	F/C (10 <sup>3</sup> M\$)	L/C (10 <sup>3</sup> M\$)	total (10 <sup>3</sup> M\$)
現地調査費	—	4,886	4,886
詳細設計費	5,980	1,149	7,129
工事監理費	32,182	6,651	38,833
計	38,162	12,686	50,848

ただし、予備費を含まない金額である。

10) 事業者事務費

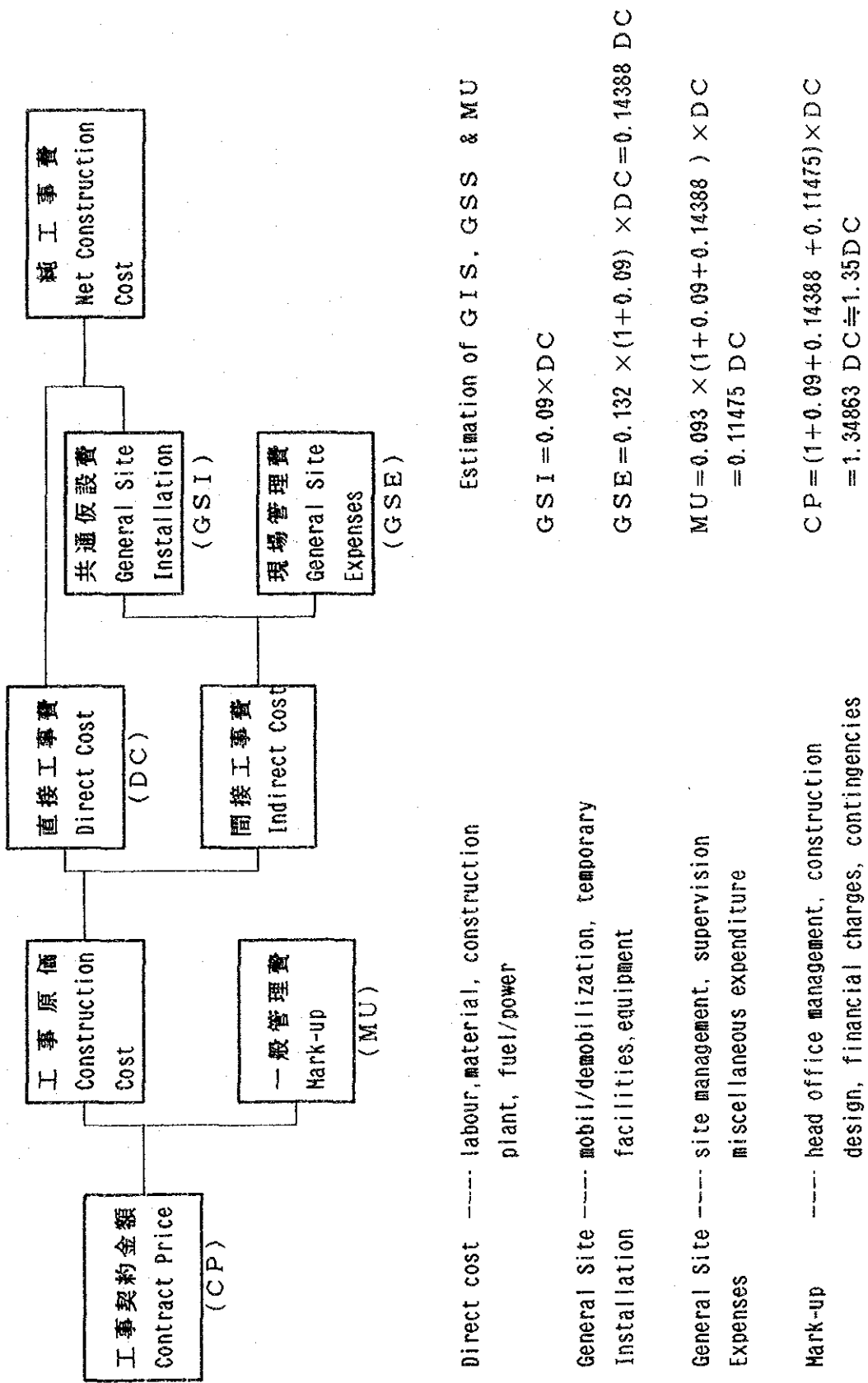
予備費を含まない事業費計  $565,726 \times 10^3$  マレイシアドルの2.25%を計上する。

11) 予備費

フィジカルコンティンジェンシーとして、各項目で次のパーセンテージを計上する。

・準備費	10%
・土木工事費	15%
・メタル工事費	10%
・電気機器工事費	5%
・移転・補償費	10%
・エンジニアリング費	10%
・事業者事務費	10%

Table 13-2-1 Breakdown of Contract Price of Civil Work



Direct cost ---- labour, material, construction plant, fuel/power

General Site ---- mobil/demobilization, temporary facilities, equipment

General Site Expenses ---- site management, supervision miscellaneous expenditure

Mark-up ---- head office management, construction design, financial charges, contingencies

Estimation of G I S, G S S & M U

$GSI = 0.09 \times DC$

$GSE = 0.132 \times (1 + 0.09) \times DC = 0.14388 DC$

$MU = 0.093 \times (1 + 0.09 + 0.14388) \times DC = 0.11475 DC$

$CP = (1 + 0.09 + 0.14388 + 0.11475) \times DC = 1.34863 DC \approx 1.35 DC$

Table 13-2-2 Base Price of Major Construction Equipment

<u>Description</u>	<u>Base price (Ringgit)</u>
1. Bulldozer D 8	498,600
2. Tractor Shovel 988 B	719,400
3. Dump Truck 769 B	333,300
4. Tractor Shovel 915 H	356,900
5. Crawler Drill	110,600
6. Compressor	113,500
7. Truck Crane 25 ton	404,200
8. Boring Machine 5.5 kW	30,200
9. Grouting Machine	15,300



Table 13-2-3 Unit Price for main works

1.	Quarry rock extraction	m <sup>3</sup>	4.62
2.	Aggregate production	ton	4.33
		m <sup>3</sup>	8.66
3.	Cement (bulk)	ton	202.66
4.	Cement (bag)	ton	229.98
5.	Concrete-Batching plant	m <sup>3</sup>	94.86
6.	Formworks	m <sup>2</sup>	12.77
7.	Excavation, common	m <sup>3</sup>	4.50
8.	Excavation, rock	m <sup>3</sup>	7.98
9.	Embankment, rock	m <sup>3</sup>	16.29
10.	Embankment, re-used rock	m <sup>3</sup>	5.28
11.	Embankment, filter	m <sup>3</sup>	15.48
12.	Embankment, outer shell	m <sup>3</sup>	16.56
13.	Embankment, core	m <sup>3</sup>	7.98
14.	Protection dyke	m <sup>3</sup>	2.34
15.	Backfill	m <sup>3</sup>	2.79
16.	Foundation treatment	m <sup>3</sup>	6.87
17.	Excavation, tunnel	m <sup>3</sup>	58.78
18.	Rock bolt	ton	2,744.20
19.	Concrete, open	m <sup>3</sup>	153.05
20.	Concrete, tunnel	m <sup>3</sup>	169.26
21.	Re-bar	ton	1,920.00
22.	Shotcrete, open	m <sup>3</sup>	349.12
23.	Shotcrete, tunnel	m <sup>3</sup>	368.47
24.	Grouting hole, curtain	m	58.77
25.	Grouting hole, consolidation	m	14.01
26.	Cement grouting	ton	31.66
27.	Steel rib	ton	2,498.94

Table 13-2-4 Estimated Cost for Metal Work (as of 1987)

1. Steel Pipe (per ton)		
1. FOB	M\$	4,600
2. OG & I	M\$	305
3. Erection	M\$	1,995
<hr/>		
Total	M\$	6,900
2. Gate/Valve (per ton)		
1. FOB	M\$	6,085
2. OG & I	M\$	420
3. Erection	M\$	2,195
<hr/>		
Total	M\$	8,700
3. Trashrack, Stoplog (per ton)		
50% of Gate/Valve	M\$	3,500

Table 13-2-5 Estimated Cost for Site Preparation

a. Access Road		
length	3 km × 300,000 Ringgit/km	= 0.9 × 10 <sup>6</sup> Ringgit
b. Relocation Road of Logging Track		
length	8 km × 300,000 Ringgit/km	= 2.4 × 10 <sup>6</sup> Ringgit
c. Construction Power		
— 式		7.2 × 10 <sup>6</sup> Ringgit
d. Telecommunication		
— 式		0.8 × 10 <sup>6</sup> Ringgit
e. Base Camp Facilities		
2,500 m <sup>2</sup> × 400 Ringgit/m <sup>2</sup>		1.0 × 10 <sup>6</sup> Ringgit
total		12.3 × 10 <sup>6</sup> Ringgit

### 13.3 項目別事業費

(1) 各項目別の事業費は次のとおりである。

	<u>予備費除外</u>	<u>予備費含</u>
	10 <sup>6</sup> M\$	10 <sup>6</sup> M\$
① 準備費	54.1	59.5
② 土木工事費	218.7	251.5
③ メタル工事費	19.6	21.6
④ 電気機器工事費	141.8	148.9
⑤ 移転・補償費	80.7	88.7
⑥ エンジニアリング費	50.8	55.9
⑦ 事業者事務費	12.7	14.0
計	578.4	640.1

事業費の総括は Table 13-3-1 に、また土木・メタル工事費の内訳を Table 13-3-2 に示す。

(2) 内外貨の区分

各工事項目毎に外貨と内貨の割合を Table 13-3-3 に示す。外貨 US\$と内貨 Ringgitの交換レートは1987.3時点での値 US\$1 = Ringgit 2.5 を用いた。

事業費の内外貨の所要額は次のとおりである。

	<u>予備費除外</u>	<u>予備費含</u>
	10 <sup>6</sup> M\$	10 <sup>6</sup> M\$
内 貨	290.7	325.2
外 貨	287.7	314.9
計	578.4	640.1

各項目別の内外貨は Table 13-3-1 に示されている。

(3) 事業目的別事業費

事業費を目的別にみると次のとおりである。

区 分	予備費除外	予備費含
	10 <sup>6</sup> M\$	10 <sup>6</sup> M\$
ダ ム	210.4	238.9
電 力	241.7	262.2
環 境	126.3	139.0
計	578.4	640.1

この配分内訳についてはTable13-3-4 に示す。

事業費のコストアロケーションを行うことは、本調査の範囲および目的からはずれるものであるが、受益者である電力、洪水および農業灌漑にコストアロケーションを行うとすれば、どの程度のものになるかを、ごく予備的に計算した結果を参考のため Appendix Attachment 13-1 に示す。

Table 13-3-1 Estimated Project Cost

F.W.L (m) 88.1		TOTAL AMOUNT (Ringgit)	FOREIGN CURRENCY (Ringgit)	LOCAL CURRENCY (Ringgit)
N.W.L (m) 80	Fmax (MW) 267.6			
Qf (m <sup>3</sup> /s.day) 80	GRAND TOTAL 640,125,400 (Ringgit)			
Qmax (m <sup>3</sup> /s) 640				
Qmax/Qf 8				
ITEM	TOTAL AMOUNT (Ringgit)	FOREIGN CURRENCY (Ringgit)	LOCAL CURRENCY (Ringgit)	
<b>1. Preliminaries</b>				
(1) Site Preparation	12,300,000	0	12,300,000	
(2) Road Relocation	26,250,000	0	26,250,000	
(3) Environment	15,549,000	9,329,400	6,219,600	
(4) Contingencies	5,409,900	932,940	4,476,960	
Subtotal	59,508,900	10,262,340	49,246,560	
<b>2. Civil and Metal Works</b>				
(1) Dam	149,262,200	74,631,100	74,631,100	
(2) Waterway	18,588,700	6,727,932	11,860,768	
(3) Powerhouse / Switchyard	50,711,100	15,720,441	34,990,659	
(4) Metal Works	19,616,000	15,692,600	3,923,200	
(5) Contingencies	34,760,900	16,131,201	18,629,699	
Subtotal	273,038,900	128,903,474	144,135,425	
<b>3. Electrical &amp; Mechanical Works</b>				
(1) Turbine	45,400,000	39,190,000	6,210,000	
(2) Generator	75,315,000	69,321,000	6,994,000	
(3) Transformer / Switchgear	16,960,000	15,773,000	1,187,000	
(4) Transmission line	4,120,000	3,180,000	940,000	
(5) Contingencies	7,090,000	6,373,200	716,800	
Subtotal	148,885,000	133,837,200	15,047,800	
4. (1) Resettlement / Compensation	80,706,000	0	80,706,000	
(2) Contingencies	8,070,600	0	8,070,600	
Subtotal	88,776,600	0	88,776,600	
<b>5. Others</b>				
(1) Engineering	50,848,000	38,136,000	12,712,000	
(2) Owners' Administration	12,712,000	0	12,712,000	
(3) Interest During Construction	0	0	0	
(4) Contingencies	6,356,000	3,813,600	2,542,400	
Subtotal	69,916,000	41,949,600	27,966,400	
GRAND TOTAL	640,125,400	314,952,614	325,172,786	

Table 13-3-2 Breakdown of Cost for Civil and Metal Works

Lebir Dam Project Feasibility Study		GRAND TOTAL				
		(Ringgit)				
Cost Breakdown of Civil and Metal Works		(1/2)				
1. Civil Works						
(1) Dam	ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	UNIT RATE (Ringgit)	AMOUNT (Ringgit)
(1)-1	Main dam	(a) Clearing & Stripping	(m <sup>2</sup> )	125,800	1.50	188,700
		(b) Excavation, common	(m <sup>3</sup> )	249,300	4.50	1,121,850
		(c) Excavation, rock	(m <sup>3</sup> )	106,900	7.98	853,062
		(d) Embankment, rock	(m <sup>3</sup> )	1,088,100	16.29	17,725,149
		(e) Embankment, re-used Rock	(m <sup>3</sup> )	400,000	5.28	2,112,000
		(f) Embankment, fine filter	(m <sup>3</sup> )	160,600	15.48	2,486,088
		(g) Embankment, coarse filter	(m <sup>3</sup> )	160,600	15.48	2,486,088
		(h) Embankment, core	(m <sup>3</sup> )	391,600	7.98	3,124,968
		(i) Embankment, outer shell	(m <sup>3</sup> )	181,100	16.56	2,967,816
		(j) Foundation treatment	(m <sup>2</sup> )	21,000	6.87	144,270
		(k) Grouting hole, curtain	(m)	9,980	58.77	586,525
		(l) Grouting hole, consolidation	(m)	3,070	14.01	43,011
		(m) Cement grouting	(m)	13,050	31.66	413,163
		(n) Instrumentation	L.S.	1	2,000,000.00	2,000,000
		(o) Miscellaneous ((a)to(n))*3%	L.S.	1	1,078,580.70	1,078,581
	Subtotal				37,031,271	
(1)-2	Upstream & Downstream Cofferdams	(a) Excavation, common	(m <sup>3</sup> )	121,100	4.50	544,950
		(b) Excavation, rock	(m <sup>3</sup> )	51,900	7.98	414,162
		(c) Embankment, rock	(m <sup>3</sup> )	384,300	16.29	6,260,247
		(d) Embankment, fine filter	(m <sup>3</sup> )	34,100	15.48	527,868
		(e) Embankment, coarse filter	(m <sup>3</sup> )	34,100	15.48	527,868
		(f) Embankment, core	(m <sup>3</sup> )	50,400	7.98	402,192
		(g) Embankment, outer shell	(m <sup>3</sup> )	154,500	16.56	2,560,176
		(h) Foundation treatment	(m <sup>2</sup> )	8,900	6.87	61,143
		(i) Riprap	(m <sup>3</sup> )	50,400	16.56	834,624
		(j) Grouting hole, curtain	(m)	1,700	58.77	99,909
		(k) Cement grouting	(m)	1,700	31.66	53,822
		(l) Miscellaneous ((a)to(k))*3%	L.S.	1	368,608.83	368,609
			Subtotal			
(1)-3	Spillway	(a) Clearing & Stripping	(m <sup>2</sup> )	124,900	1.50	187,350
		(b) Excavation, common	(m <sup>3</sup> )	1,259,600	4.50	5,668,200
		(c) Excavation, rock	(m <sup>3</sup> )	59,200	7.98	472,416
		(d) Concrete	(m <sup>3</sup> )	121,600	153.05	18,610,880
		(e) Re-bar	(ton)	3,500	1,920.00	6,720,000
		(f) Shotcrete	(m <sup>3</sup> )	420	349.12	146,630
		(g) Backfill	(m <sup>3</sup> )	255,500	2.79	712,845
		(h) Miscellaneous ((a)to(g))*3%	L.S.	1	975,549.63	975,550
			Subtotal			
(1)-4	Diversion tunnels	(a) Excavation, common	(m <sup>3</sup> )	94,700	4.50	426,150
		(b) Excavation, rock	(m <sup>3</sup> )	46,500	7.98	371,070
		(c) Tunnel excavation	(m <sup>3</sup> )	189,100	58.78	11,115,298
		(d) Open concrete	(m <sup>3</sup> )	13,200	153.05	2,020,260
		(e) Tunnel concrete	(m <sup>3</sup> )	57,800	169.25	9,783,228
		(f) Re-bar	(ton)	1,750	1,920.00	3,360,000
		(g) Rock bolt (tunnel)	(ton)	128	2,744.20	351,258
		(h) Shotcrete (tunnel)	(m <sup>3</sup> )	4,200	368.47	1,547,574
		(i) Steel rib	(ton)	495	2,498.94	1,236,975
		(j) Open shotcrete	(m <sup>3</sup> )	480	349.12	167,578
		(k) Plug concrete	(m <sup>3</sup> )	8,500	169.25	1,438,710
		(l) Protection dyke	(m <sup>3</sup> )	17,200	2.34	40,248
		(m) Miscellaneous ((a)to(l))*3%	L.S.	1	955,750.47	955,750
	Subtotal				32,814,099	
(1)-5	Saddle dam 1	(a) Clearing & Stripping	(m <sup>2</sup> )	91,900	1.50	137,850
		(b) Excavation, common	(m <sup>3</sup> )	868,100	4.50	3,906,450
		(c) Embankment, rock	(m <sup>3</sup> )	914,400	16.29	14,895,576
		(d) Embankment, fine filter	(m <sup>3</sup> )	110,100	15.48	1,704,348
		(e) Embankment, coarse filter	(m <sup>3</sup> )	110,100	15.48	1,704,348
		(f) Embankment, core	(m <sup>3</sup> )	260,900	7.98	2,081,982
		(g) Foundation treatment	(m <sup>2</sup> )	15,600	6.87	107,172
		(h) Grouting hole, curtain	(m)	6,520	58.77	389,057
		(i) Grouting hole, consolidation	(m)	2,200	14.01	30,822
		(j) Cement grouting	(m)	8,820	31.66	279,241
		(k) Embankment, Outer shell	(m <sup>3</sup> )	136,400	16.56	2,258,784
		(l) Miscellaneous ((a)to(k))*3%	L.S.	1	824,868.90	824,869
			Subtotal			
(1)-6	Saddle dam 2	(a) Clearing & Stripping	(m <sup>2</sup> )	68,800	1.50	103,200
		(b) Excavation, common	(m <sup>3</sup> )	195,100	4.50	877,950
		(c) Earthfill(from Saddle dam 1)	(m <sup>3</sup> )	653,100	2.79	1,822,149
		(d) Riprap	(m <sup>3</sup> )	63,300	16.56	1,048,248
		(e) Embankment, coarse filter	(m <sup>3</sup> )	15,800	15.48	244,584
		(f) Toe fill	(m <sup>3</sup> )	9,500	16.29	154,755
		(g) Miscellaneous ((a)to(f))*3%	L.S.	1	127,526.58	127,527
			Subtotal			
(1)-7	Bottom outlet	(a) Tunnel excavation	(m <sup>3</sup> )	3,600	58.78	211,608
		(b) Tunnel concrete	(m <sup>3</sup> )	1,600	169.26	253,890
		(c) Re-bar	(ton)	46	1,920.00	86,400
		(d) Miscellaneous ((a)to(c))*3%	L.S.	1	16,556.94	16,557
			Subtotal			
	TOTAL				149,262,178	

Table 13-3-2 ( continued )

Cost Breakdown of Civil and Metal Works (2/2)						
(2) Power Waterway						
ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	UNIT RATE (Ringgit)	AMOUNT (Ringgit)	
(2)-1 Power intake	(a) Excavation, common	(m3)	502,900	4.50	2,263,050	
	(b) Excavation, rock	(m3)	539,200	7.98	4,302,816	
	(c) Concrete	(m3)	3,600	153.05	550,980	
	(d) Shotcrete (open)	(m3)	8,700	349.12	3,037,344	
	(e) Rock bolt	(ton)	25	2,744.20	68,605	
	(f) Intake tunnel excavation	(m3)	2,600	58.78	152,828	
	(g) Intake tunnel concrete	(m3)	670	169.26	113,404	
	(h) Gate shaft excavation (tunnel)	(m3)	14,700	58.78	864,066	
	(i) Gate shaft concrete (tunnel)	(m3)	8,000	169.26	1,354,080	
	(j) Re-bar	(ton)	688	1,920.00	1,320,960	
	(k) Miscellaneous ((a)to(j))*3%	L.S.	1	420,843.99	420,844	
	Subtotal					14,448,977
	(2)-2 Penstock tunnel	(a) Tunnel excavation	(m3)	31,100	58.78	1,828,058
(b) Tunnel concrete		(m3)	8,100	169.26	1,371,006	
(c) Shotcrete (tunnel)		(m3)	1,240	368.47	456,903	
(d) Rock bolt		(ton)	17	2,744.20	46,651	
(e) Steel rib		(ton)	81	2,498.94	202,414	
(f) Re-bar		(ton)	110	1,920.00	211,200	
(g) Miscellaneous ((a)to(f))*3%		L.S.	1	123,486.96	123,487	
Subtotal					4,239,719	
TOTAL						
(3) Powerhouse / Switchyard						
ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	UNIT RATE (Ringgit)	AMOUNT (Ringgit)	
(3)-1 Powerhouse	(a) Excavation, common	(m3)	73,700	4.50	331,650	
	(b) Excavation, rock	(m3)	161,300	7.98	1,287,174	
	(c) Shotcrete	(m3)	670	349.12	233,910	
	(d) P.S. tendon	(m)	7,750	127.51	988,203	
	(e) Backfill	(m3)	19,600	2.79	54,684	
	(f) Concrete (Substructure)	(m3)	48,600	153.05	7,438,230	
	(g) Concrete, draft	(m3)	25,400	153.05	3,887,470	
	(h) Re-bar	(ton)	5,440	1,920.00	10,444,800	
	(i) Architectural work	L.S.	1	17,500,000.00	17,500,000	
	(j) Miscellaneous ((a)to(i))*3%	L.S.	1	1,264,983.63	1,264,984	
Subtotal					43,431,105	
(3)-2 Tailrace	(a) Excavation, common	(m3)	277,500	4.50	1,248,750	
	(b) Excavation, rock	(m3)	241,700	7.98	1,928,766	
	(c) Concrete	(m3)	12,300	153.05	1,882,515	
	(d) Re-bar	(m3)	370	1,920.00	710,400	
	(e) Miscellaneous ((a)to(d))*3%	L.S.	1	173,112.93	173,113	
Subtotal					5,943,544	
(3)-3 Switchyard	(a) Excavation, common	(m3)	63,100	4.50	283,950	
	(b) Excavation, rock	(m3)	11,800	7.98	94,164	
	(c) Concrete	(m3)	4,000	153.05	612,200	
	(d) Re-bar	(ton)	160	1,920.00	307,200	
	(e) Miscellaneous ((a)to(d))*3%	L.S.	1	38,925.42	38,925	
Subtotal					1,336,439	
TOTAL						
Civil Works Total					218,661,962	

2. Metal Works					
(1) Metal Works					
ITEM	DESCRIPTION	UNIT	QUANTITY	UNIT RATE (Ringgit)	AMOUNT (Ringgit)
(1)-1	Penstock steel	(ton)	920	6,900.00	6,348,000
(1)-2	Diversion tunnel stoplog	(ton)	650	3,500.00	2,275,000
(1)-3	Gates	(ton)	400	8,700.00	3,480,000
	Intake gate & screen	(ton)	420	3,500.00	1,470,000
	Rake	(ton)	86	3,500.00	301,000
(1)-4	Tailrace gates	(ton)	300	8,700.00	2,610,000
(1)-5	Bottom outlet valve	(ton)	360	8,700.00	3,132,000
Metal Works Total					19,616,000

Table 13-3-3 Ratio between Foreign Currency and Local Currency of  
Each Cost Item

	F/C	L/C
1. Preliminaries		
(1) Site Preparation	0	100
(2) Road Relocation	0	100
(3) Environment	60	40
2. Civil and Metal Works		
(1) Dam	50	50
(2) Waterway	36	64
(3) Powerhouse/switch yard	31	69
(4) Metal Works	80	20
3. Electrical and Mechanical Works		
(1) Turbine	86	14
(2) Generator	92	8
(3) Transformer/Switchgear	93	7
(4) Transmission Line	77	23
4. Resettlement		
(1) Resettlement/Compensation	0	100
5. Others		
(1) Engineering	75	25
(2) Owner's Administration	0	100



Table 13-3-4 Project Cost for Major Project Component

Unit : Million M\$

I t e m	Without contingency				With contingency		
	Total	Dam	Power	Env.	Dam	Power	Env.
(1) Site Preparation	12.3	4.902 (0.4)	7.380 (0.6)	0	5.412	8.118	0
(2) Road Relocation	26.25	0	0	26.250	0	0	28.875
(3) Environment	15.549	0	0	15.549	0	0	17.104
(4) Dam	149.262	149.262	0	0	171.651	0	0
(5) Waterway	18.689	0	18.689	0	0	21.492	0
(6) Powerhouse	50.711	0	50.711	0	0	58.318	0
(7) Penstock Metal	6.348	0	6.348	0	0	6.983	0
(8) Power Gates	7.861	0	7.861	0	0	8.647	0
(9) Diversion Metal	2.275	2.275	0	0	2.503	0	0
(10) Bottom Outlet Metal	3.132	3.132	0	0	3.445	0	0
(11) Bottom Outlet Civil	0	0	0	0	0	0	0
(12) Power E/M	141.795	0	141.795	0	0	148.885	0
(13) Resettle./Camp.	80.706	0	0	80.706	0	0	88.776
(14) Engineering	50.848	43.221 0.85	7.627 0.15	0	47.543	8.390	0
(15) Administration	12.712	7.627 (0.6)	1.271 (0.1)	3.814 (0.3)	8.390	1.398	4.195
<b>Total</b>	<b>578.438</b>	<b>210.437</b>	<b>241.682</b>	<b>126.319</b>	<b>238.944</b>	<b>262.231</b>	<b>138.950</b>
<b>Grand Total</b>	<b>578.438</b>				<b>640.125</b>		

#### 13.4 年度別支出計画

第12章 Fig. 12-0-1 Implementation Programme, Fig. 12-1-1 Time Schedule for Detail Design and Preparation of tender Document および Fig. 12-4-1 Construction Schedule of Main Works に従って、年度別工事進捗率を見積り、これにもとづいて年度別支出計画を作成した。

工事進捗率を Fig. 13-4-1に示す。年度別支出を予備費含みの事業費に関して示すと次のとおりである。

年	イベント	F/C	L/C	Total
		10 <sup>6</sup> M\$	10 <sup>6</sup> M\$	10 <sup>6</sup> M\$
1990	農地移転計画	0	2.05	2.05
1991	詳細設計開始	9.23	12.65	21.88
1992	入札実施、準備工事開始	2.52	18.92	21.44
1993	農地移転実施	2.10	20.83	22.93
1994	本工事着工	26.52	49.25	75.77
1995		58.35	55.41	113.76
1996		56.65	65.02	121.67
1997	ダム湛水開始	104.48	73.35	177.83
1998	発電所運転開始	46.51	19.79	66.30
1999		8.60	7.91	16.51
計		314.96	325.18	640.14

各項目に関する年度別支出の詳細内訳を Table 13-4-1に示す。

Fig. 13-4-1 Progress Rate of Project Implementation

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1. Preliminaries												
(1) Site Preparation	-	-	-	30	40	30	-	-	-	-	-	-
(2) Road Relocation	-	-	-	-	-	0	20	30	50	-	-	-
(3) Environment	-	-	-	-	-	0	0	50	40	10	-	-
(4) $\{(1)+(2)+(3)\} \times 10\%$												
2. Civil and Metal Works												
(1) Dam	-	-	-	-	0	20	20	20	25	10	5	-
(2) Waterway	-	-	-	-	0	20	20	20	25	10	5	-
(3) Powerhouse/switch yard	-	-	-	-	0	20	20	20	25	10	5	-
(4) Metal Works	-	-	-	-	-	-	20	30	35	10	5	-
(5) $\{(1)+(2)+(3)\} \times 15\% + (4) \times 10\%$												
3. Electrical & Mechanical Works												
(1) Turbine	-	-	-	-	-	0	20	27	32	20	1	-
(2) Generator	-	-	-	-	-	0	20	5	49	25	1	-
(3) Transformer/Switchgear	-	-	-	-	-	0	20	0	59	20	1	-
(4) Transmission Line	-	-	-	-	-	-	0	0	79	21	-	-
(5) $\{(1)+(2)+(3)+(4)\} \times 5\%$												
4. Resettlement												
(1) Resettlement/Compensation	-	2	10	15	15	15	15	18	10	-	-	-
(2) $(1) \times 10\%$												
5. Others												
(1) Engineering	-	0	22	6	5	10	15	20	15	5	2	-
(2) Owner's Administration	-	2	5	5	10	18	18	18	17	5	2	-
(3) Interest During Construction	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(4) $\{(1)+(2)+(3)\} \times 10\%$												

Table 13-4-1 Disbursement of Project Cost  
(Total Amount)

		( Ringgit )												
		AMOUNT												
ITEM		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
F.W.L (m)	88.1													
N.W.L (m)	80													
Pmax (MW)	267.6													
Qf (m <sup>3</sup> /s.day)	80													
Qmax (m <sup>3</sup> /s)	640													
Qmax/Qf	8													
1. Preliminaries														
(1) Site Preparation		0	0	0	0	3690	4920	3690	0	0	0	0	0	0
(2) Road Relocation		0	0	0	0	0	0	0	5250	7875	13125	0	0	0
(3) Environment		0	0	0	0	0	0	0	0	7775	6220	1555	0	0
(4) Contingencies		0	0	0	0	369	492	369	525	1565	1935	156	0	0
Subtotal		0	0	0	0	4059	5412	4059	5775	17215	21280	1711	0	0
2. Civil and Metal Works														
(1) Dam		0	0	0	0	0	0	29852	29852	29852	37316	14926	7463	0
(2) Waterway		0	0	0	0	0	0	3738	3738	3738	4672	1869	934	0
(3) Powerhouse / Switchyard		0	0	0	0	0	0	10142	10142	10142	12678	5071	2536	0
(4) Metal Works		0	0	0	0	0	0	3923	5885	5885	6866	1962	981	0
(5) Contingencies		0	0	0	0	0	0	6560	6952	7148	8887	3476	1738	0
Subtotal		0	0	0	0	0	0	50292	54607	56165	70419	27304	13652	0
3. Electrical & Mechanical Works														
(1) Turbine		0	0	0	0	0	0	0	9080	12258	14528	9080	454	0
(2) Generator		0	0	0	0	0	0	0	15063	3766	35904	18825	753	0
(3) Transformer / Switchgear		0	0	0	0	0	0	0	3392	0	10006	3392	170	0
(4) Transmission line		0	0	0	0	0	0	0	0	0	3255	865	0	0
(5) Contingencies		0	0	0	0	0	0	0	1377	801	3235	1608	69	0
Subtotal		0	0	0	0	0	0	0	28912	16825	67928	33774	1446	0
4. (1) Resettlement / Compensation		0	0	1614	8071	12106	12106	12106	12106	14527	8071	0	0	0
(2) Contingencies		0	0	161	807	1211	1211	1211	1211	1453	807	0	0	0
Subtotal		0	0	1775	8878	13317	13317	13317	13317	15980	8878	0	0	0
5. Others														
(1) Engineering		0	0	0	11187	3051	2542	5085	7627	10170	7627	2542	1017	0
(2) Owners' Administration		0	0	254	636	636	1271	2288	2288	2288	2161	636	254	0
(3) Interest During Construction		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(4) Contingencies		0	0	25	1182	369	381	737	992	1246	979	318	127	0
Subtotal		0	0	279	13005	4056	4194	8110	10907	13704	10767	3496	1398	0
GRAND TOTAL		0	0	2054	21883	21432	22923	75778	113518	120489	179272	6285	16496	0

Table 13-4-1 ( Continued )  
( Foreign Currency )

( Ringgit )		( 10 <sup>3</sup> Ringgit )												
		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ITEM		AMOUNT												
F.W.L (m)	88.1													
N.W.L (m)	80													
Pmax (MW)	267.6													
Qf (m <sup>3</sup> /s.day)	80													
Qmax (m <sup>3</sup> /s)	640													
Qmax/Qf	8													
GRAND TOTAL		314,952,614												
1. Preliminaries														
(1) Site Preparation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(2) Road Relocation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(3) Environment	9,329,400	0	0	0	0	0	0	0	4665	3732	933	0	0	0
(4) Contingencies	932,940	0	0	0	0	0	0	0	467	373	93	0	0	0
Subtotal	10,262,340	0	0	0	0	0	0	0	5132	4105	1026	0	0	0
2. Civil and Metal Works														
(1) Dam	74,631,100	0	0	0	0	0	14926	14926	14926	18658	7463	3732	0	0
(2) Waterway	6,727,932	0	0	0	0	0	1346	1346	1346	1682	673	336	0	0
(3) Powerhouse/Switchyard	15,720,441	0	0	0	0	0	3144	3144	3144	3930	1572	786	0	0
(4) Metal Works	15,692,800	0	0	0	0	0	3139	4708	5492	1569	1569	785	0	0
(5) Contingencies	16,31,201	0	0	0	0	0	2912	3226	3383	4190	1613	807	0	0
Subtotal	128,903,474	0	0	0	0	0	22328	25781	27507	33952	12890	6446	0	0
3. Electrical & Mechanical Works														
(1) Turbine	39,190,000	0	0	0	0	0	0	7838	10581	12541	7838	392	0	0
(2) Generator	69,321,000	0	0	0	0	0	0	13854	3465	33967	17330	693	0	0
(3) Transformer/Switchgear	15,773,000	0	0	0	0	0	0	3155	0	9306	3155	158	0	0
(4) Transmission line	3,180,000	0	0	0	0	0	0	0	0	2512	668	0	0	0
(5) Contingencies	6,373,200	0	0	0	0	0	0	1243	702	2916	1450	62	0	0
Subtotal	133,837,200	0	0	0	0	0	0	26100	14749	61242	30441	1305	0	0
4.(1) Resettlement/Compensation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(2) Contingencies	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Others														
(1) Engineering	38,136,000	0	0	0	8390	2288	1907	3814	5720	7627	5720	1907	763	0
(2) Owners' Administration	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(3) Interest During Construction	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(4) Contingencies	3,813,600	0	0	839	839	229	191	381	572	763	572	191	76	0
Subtotal	41,949,600	0	0	9229	9229	2517	2098	4195	6292	8390	6292	2098	839	0
GRAND TOTAL	314,952,614	0	0	0	9229	2517	2098	26523	58173	55778	105591	46455	8590	0

Table 13-4-i ( Local Currency )

		( Ringgit )												
		1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ITEM		AMOUNT												
1. Preliminaries														
	(1) Site Preparation	12,300,000	0	0	0	3690	4920	3690	0	0	0	0	0	0
	(2) Road Relocation	26,250,000	0	0	0	0	0	0	5250	7875	13125	0	0	0
	(3) Environment	6,219,600	0	0	0	0	0	0	0	3110	2188	622	0	0
	(4) Contingencies	4,476,960	0	0	0	369	492	369	525	1099	1561	62	0	0
	Subtotal	49,246,560	0	0	0	4059	5412	4059	5775	12084	17174	684	0	0
2. Civil and Metal Works														
	(1) Dam	74,631,100	0	0	0	0	0	14976	14926	14926	18558	7453	3732	0
	(2) Waterway	11,960,768	0	0	0	0	0	2392	2392	2392	2990	1196	598	0
	(3) Powerhouse/ Switchyard	34,990,659	0	0	0	0	0	6998	6998	6998	8748	3499	1750	0
	(4) Metal Works	3,923,200	0	0	0	0	0	0	785	1177	1373	392	196	0
	(5) Contingencies	18,629,639	0	0	0	0	0	3647	3726	3765	4697	1863	932	0
	Subtotal	144,135,426	0	0	0	0	0	27963	28827	29258	36468	14413	7208	0
3. Electrical & Mechanical Works														
	(1) Turbine	6,210,000	0	0	0	0	0	0	1242	1677	1987	1242	62	0
	(2) Generator	5,994,000	0	0	0	0	0	0	1199	300	2937	1499	60	0
	(3) Transformer/ Switchgear	1,187,000	0	0	0	0	0	0	237	0	700	237	12	0
	(4) Transmission line	940,000	0	0	0	0	0	0	0	0	743	197	0	0
	(5) Contingencies	716,800	0	0	0	0	0	0	134	99	318	159	7	0
	Subtotal	15,047,800	0	0	0	0	0	0	2812	2076	6685	3334	141	0
	4. (1) Resettlement/ Compensation	80,706,000	0	1614	8071	12106	12106	12106	12106	14527	8071	0	0	0
	(2) Contingencies	8,070,600	0	161	807	1211	1211	1211	1211	1453	807	0	0	0
	Subtotal	88,776,600	0	1775	8878	13317	13317	13317	13317	15980	8878	0	0	0
5. Others														
	(1) Engineering	12,712,000	0	0	0	2797	763	1271	1907	2542	1907	636	254	0
	(2) Owners' Administration	12,712,000	0	0	254	636	1271	2288	2288	2288	2161	636	254	0
	(3) Interest During Construction	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	(4) Contingencies	2,542,400	0	25	343	140	191	356	420	483	407	127	51	0
	Subtotal	27,966,400	0	279	3776	1539	2098	3915	4615	5313	4475	1399	559	0
	GRAND TOTAL	325,172,786	0	2054	12654	18915	20827	49254	55346	64711	73678	19830	7908	0

## 1 4 . 經濟 · 財務分析





## 14. 経済・財務分析

レビル水力発電所の経済および財務分析は、原則として次の条件で実施する。  
(経済分析の手法の詳細は Appendix Attachment 14-1 に示す)

- 貨幣価値は、1987年の価格を基準とする。
- 現在価値換算の基準年は、1998年とする。
- ディスカウントレートは、年率 6~20%とする。

### 14.1 経済・財務分析の考え方

レビル水力発電所の経済分析の基本的な考え方は、次のとおりとする。

- レビル水力発電所と最も安価な代替電源と考えられるCCYW (西部コンバイントサイクル) とを比較する。(代替電源の最終の情報に基づく追加検討の結果は Appendix Attachment 14-2に示す)
- レビル水力発電所の発電端出力は、基本的には267.6 MWとするが、湯水を考慮して、240.5 MWの場合についても検討する。
- 洪水軽減便益は、1986年実績をもとにした便益想定額 ( $8.155 \times 10^6$  \$) に対して、価格修正、人口増加率および1人当たりのGDP増加率を考慮して算出した  $16.133 \times 10^6$  \$/yearおよび「ケランタン川流域治水計画調査」に基づき算出した  $27.3 \times 10^6$  \$/yearについて検討する。
- 農業便益は、経済価格によって算定するものとし、例えば、ディスカウントレート10%において、 $14.994 \times 10^6$  \$/yearである。
- 感度分析は、次の条件で行う。

△ レビル水力発電所およびCCYWともに建設費が、±10%変動した場合。

また、レビル水力発電所の竣工が、6ヵ月遅延した場合。

△ CCYWの燃料費は、基本的には  $3.538$  \$/MBTUとするが、国際価格を考慮して、 $5.0$ 、 $7.5$  および $10.0$  \$/MBTUとした場合。

また、レビル水力発電所の財務分析の基本的な考え方は、次のとおりである。

- 年負荷率68%の電力需要に、レビル水力発電所および既設コンバイントサイクルまたは既設汽力発電所の焚き増しで電力供給する場合の合計費用と、販売電力量収入とを比較する。

- レビル水力発電所の発電端出力は、経済分析の場合と同様に考える。
- 感度分析は、レビル水力発電所の建設費が、±10%変動した場合および竣工が6ヵ月遅延した場合を考慮して行う。
- 洪水軽減便益や農業便益は、マレーシア国にとっては、便益であるが、NEB にとっての便益ではない。

したがって、財務分析では、これらは考慮しないが、参考までに市場価格による農業便益を算定した。その値はディスカウントレート10%において $14.485 \times 10^6$  \$/yearである。

Table 14-1は、経済・財務分析における前提条件を示したものである。

Table 14-2は、経済・財務分析に使用する主な計算式である。

## 14.2 費用・便益の計算

Table 14-3は、レビル水力発電所の固定費年額を計算したものである。

Table 14-4は、CCYWの固定費年額単価を計算したものであり、Table 14-5は、Table 14-4の計算結果を用いて、レビル水力発電所と等価な送電端電力に相当する固定費年額を計算したものである。

また、Table 14-6は、CCYWの可変費単価を計算したものであり、Table 14-7は、Table 14-6の計算結果を用いて、レビル水力発電所と等価な年間発電電力量（送電端）に相当する可変費年額を計算したものである。Table 14-8およびTable 14-9は、別に詳しく検討した農業関係の費用、便益の現在価値の計算結果を示したものである。

また、Table 14-10 は、Table 14-8およびTable 14-9の計算結果を用いて、等価な純便益年額を計算したものである。

### 14.2.1 経済検討

経済検討は、レビル水力発電所の費用と、レビル水力発電所の出力および発電電力量を代替する電源の費用とを対比する。

なお、レビル水力発電所は、洪水を調整し、被害を軽減する効果があり、また、灌漑による農産物の増収効果があるので、これらの便益を考慮する。

Table 14-11(1)～(2) は、Table 14-3で求めたレビル水力発電所の固定費年額から、洪水軽減便益および農業便益を段階的に差し引きした結果である。

Table 14-12(1)～(2) は、レビル水力発電所の発電端出力をそれぞれ267.6 および240.5 MWと見なしたときの代替電源の等価費用（固定費+可変費）の年額である。Fig. 14-1, Fig. 14-2 (1)～(2) およびFig. 14-3 (1)～(2) には、Table 14-3およびTable 14-11 (1)～(2) のすべてのケースと、Table 14-12(1)の内、燃料価格が3.538\$/MBTUのケースだけを示してある。

これらの曲線の交点の横軸座標に相当するディスカウントレートは、レビル水力発電所の経済的内部収益率（EIRR）である。このような手法で、EIRRを求めた結果をTable 14-13 に示す。

Table 14-13 から、レビル水力発電所および代替電源の建設費の変動を考えないときのEIRRを抜粋して示すと次のとおりである。

出力 (MW)	燃料費 (\$/MBTU)	EIRR (%)		
		電力	電力+洪水	電力+洪水農業
267.6	3.538	6.7	10.0 (11.7)	11.8 (13.2)
267.6	7.5	9.5	12.3 (13.9)	13.6 (14.8)
267.6	10.0	11.2	13.6 (15.1)	14.6 (15.8)
240.5	3.538	< 6.0	9.0 (10.7)	11.1 (12.4)
240.5	7.5	8.6	11.3 (12.8)	12.8 (13.9)
240.5	10.0	10.2	12.6 (14.0)	13.8 (14.9)

Note :

( ) 外の数値は、洪水軽減便益が $16.133 \times 10^6$  M\$/year

( ) 内の数値は、洪水軽減便益が $27.3 \times 10^6$  M\$/year と見なしたときのEIRRである。

#### 14.2.2 財務検討

財務検討は、レビル水力発電所と他の既設電源との組み合わせによって、年負荷率68%の電力需要に対して、電力供給する場合の費用と、電気料金収入とを比較する。その検討の過程について説明する。

発電端出力 (MW)	267.6	240.5	
送電端出力 (MW)	265.46	238.58	事故率、所内率を考慮
送電端需要電力量 (GWh)	1,581.3	1,421.2	年負荷率68%
レビル発電電力量 (GWh)	372.2	372.2	所内率を考慮
既設電源電力量 (GWh)	1,209.1	1,049.0	
販売電力量 (GWh)	1,401.0	1,259.2	ロス率を考慮
電気料金収入 ( $10^6$ M\$)	311.86	280.30	収入単価を考慮

すなわち、レビル水力発電所の送電端出力に相当する年負荷率68%の電力需要に電力供給するものとし、送電端需要電力量を計算する。この送電端需要電力量をレビル水力発電所だけでは、充足できないので、既設電源で不足分が満たされる。販売電力量は、送電端需要電力量と、送変配電ロス率とから計算される。また電気料金収入は、販売電力量に、平均電気料金収入単価を乗じて求められる。

このような、電気料金収入を得るためには、当然のことながら、レビル水力発電所の費用のほかに、既設電源によって補われる電力量のために費やされる追加可変費を考慮しなければならない。

その追加可変費は、次のとおり計算される。

			備考
発電端出力 (MW)	267.6	240.5	
既設電源電力量 (GWh)	1,209.1	1,049.0	Heat Rate
追加可変費 (10 <sup>6</sup> M\$)	45.087	39.117	..... 2413 kcal/kWh
	(54.848)	(47.586)	..... 2965 kcal/kWh

Table 14-14(1)~(2) は、Table 14-3で求められたレビル水力発電所の固定費に、この追加可変費を加えたものである。

先に求めた電気料金収入は、Table 14-14(1)~(2) に示したいずれの費用よりも上回っている。レビル水力発電所の建設費が110%に増加し、かつ、濁水および追加可変費が比較的高価な条件のもとでも、財務的には十分妥当性がある。Fig. 14-4は、最も過酷な想定条件での計算結果を示したものである。この場合のレビル水力発電所の財務的内部収益率を外挿法によって求めると、次のとおりである。

出力 (MW)	FIRR (%)
267.6	約 21.5
240.5	約 20.1

### 14.3 経済・財務分析結果

経済分析によれば、レビル水力発電所は、CCYW相当のコンバインドサイクルに比べて、燃料費価格が、10\$/MBTU程度るとき、10%を超えるEIRRとなるが、7.5\$/MBTU程度であれば、そのEIRRは、10%に満たない。

しかし、レビル水力発電所を開発すると、下流域の洪水被害を軽減することができ、また灌漑による農産物の増収が期待できる。これらの点を考慮すると、燃料費価格が、3.538\$/MBTUでもEIRRは、10%を超える。

したがって、マレーシア国経済の観点からは、レビル水力発電所開発の妥当性は十分にある。一方、財務分析によれば、レビル水力発電所の建設見積り額が、10%増加した場合でも、FIRRは、20%を超えるので、この水力発電所の開発は、NEBの電気料金を高騰させる要因にはならないといえる。

Table 14-1 Input Variables for Economic and Financial Analyses

Analysis	Constant Prices in 1987		Financial Analysis		Remarks
	Economic Analysis	CCW Project	Costs	Benefits	
Prices					
Base Year of Present worth calculation	1998 (Commissioning : June 1998)				
Discount Rate (%)	6, 8, 10, 12, 14, 16, 18 and 20				
Plant	Lebir Project	CCW Project			
Construction Cost (M\$ 10 <sup>3</sup> )	640, 125.4 (±10%)	345, 000 (±10%)	640, 125.4 (±10%)	—	
Construction Period (years)	10 (+6months)	3	10 (+6months)	—	
Life Time (years)	50	20	50	—	
Residual Value Rate (%)	0	0	0	—	
Generating Capacity (MW)	267.6 (240.5)	300	267.6 (240.5)	—	
Annual Generation (GWh)	373.28	—	—	373.28	
Forced Outage Rate (%)	0.5	10	0.5	—	
Maintenance Outage Days/year (days)	—	36	—	—	
Station Use Rate (%)	0.3	4	0.3	0.3	
Fixed O&M Cost (M\$/kW-month)	1.45	1.15	1.45	—	
Heat Rate (Kcal/kWh)	—	2,413	2,413 (2,965)	—	Thermal Efficiency 35.7% (29.0%)
Fuel Cost (M\$/MBTU)	—	3,538 (5.0, 7.5, 10.0)	3,538	—	3.3 (at 1995), 3.6 (at 2000)
Variable O&M cost (M\$/MWh)	—	2	2	—	
Load Factor (%)	—	—	—	68	
Transmission Distribution Losses (%)	—	—	—	11.4	at 1985
Average Revenue from Sales (Cents/kWh)	—	—	—	22.26	at 1985
Benefit from Flood Control (M\$ 10 <sup>6</sup> /year)	16, 133 (27, 300)	—	—	[ 16, 133 ]	
Benefit from Improved Irrigation	14, 994	—	—	[ 14, 485 ]	at 10% Discount Rate
					(M\$ 10 <sup>6</sup> /year)

Table 14-2 Equations Used for Economic and Financial Analyses

$$\text{Annual Levelized Fixed Cost of Lebir Hydro Project} = (P.W. (\text{RS } 10^6)) \times \frac{i+(1+i)^{50}}{(1+i)^{50}-1} + \text{Generating Capacity (MW)} \times \text{Fixed O\&M Cost (RS/KW-month)} \times 12 \times 10^{-3} \dots\dots (\text{RS } 10^6 \text{ /year})$$

$$\text{Annual Levelized Unit Fixed Cost of CCYW Project} = [\text{Construction Unit Cost (RS/KW)} \times \frac{(1+i)^{20} - 1}{3i} \times \frac{i(1+i)^{20}}{(1+i)^{20}-1} + \text{Fixed O\&M Cost (RS/KW-month)} \times 12]$$

$$\div [(1-\text{Forced Outage Rate (P.U)})(1-\text{Maintenance Outage days per year/365})(1-\text{Station Use Rate (P.U)})] \dots\dots (\text{RS/KW-year})$$

Annual Levelized Fixed Cost of CCYW Project Assuming  
 Generating Capacity is Equal to that of Lebir Project = Generating Capacity of Lebir Project (MW)  $\times$  (1-Forced Outage Rate (P.U))  $\times$  (1-Station Use Rate (P.U))  
 $\times$  Unit Fixed Cost of CCYW Project (RS/KW-year)  $\times 10^{-3}$  ..... (RS 10<sup>6</sup> /year)

$$\text{Unit Variable Cost of CCYW Project} = \text{Heat Rate (Kcal/KWh)} \times \text{Fuel Cost (RS/MBTU)} \div [251.996 \times (1-\text{Station Use Rate (P.U)})] + \text{Variable O\&M Cost (RS/KWh)} \dots\dots (\text{RS/KWh})$$

Annual Variable Cost of CCYW Project Assuming  
 Net Generation is Equal to that of Lebir Project = Annual Generation of Lebir Project (GWh)  $\times$  (1-Station use Rate (P.U))  
 $\times$  Unit Variable Cost of CCYW Project  $\times 10^{-3}$  ..... (RS 10<sup>6</sup> /year)

P.W. : Present Worth Value of construction cost  
 i : Discount rate

Table 14-3 Annual Levelized Fixed Cost of Lebir Project

<u>Discount Rate(%)</u>	<u>Construction Cost (M\$ 10<sup>6</sup> /year)</u>			
	<u>( 90 % )</u>	<u>( 1 0 0 % )</u>	<u>(+6months)</u>	<u>( 1 1 0 % )</u>
6	46.652	51.319	52.698	55.985
8	61.374	67.675	70.148	73.977
10	78.040	86.193	90.173	94.347
12	96.563	106.775	112.729	116.987
14	116.949	129.426	137.874	141.903
16	139.267	154.224	165.746	169.181
18	163.633	181.297	196.537	198.961
20	190.191	210.806	230.482	231.421

Table 14-4 Annual Levelized Unit Fixed Cost of CCYW Project

<u>Discount Rate(%)</u>	<u>Construction Cost (M\$/kW-year)</u>		
	<u>( 90 % )</u>	<u>( 1 0 0 % )</u>	<u>( 1 1 0 % )</u>
6	140.679	154.341	168.003
8	164.199	180.474	196.750
10	189.954	209.091	228.228
12	217.849	240.086	262.322
14	247.783	273.346	298.908
16	279.656	308.760	337.864
18	313.375	346.226	379.076
20	348.860	385.654	422.447



Table 14-5 Annual Levelized Fixed Cost of CCYW Project Assuming Its  
Generating Capacity is Equal to that of Lebir Project

In case of 267.6 MW :

<u>Discount Rate(%)</u>	<u>Construction Cost (M\$ 10<sup>6</sup> /year)</u>		
	<u>( 90 % )</u>	<u>( 1 0 0 % )</u>	<u>( 1 1 0 % )</u>
6	37.345	40.972	44.599
8	43.589	47.909	52.230
10	50.426	55.506	60.586
12	57.831	63.734	69.637
14	65.777	72.563	79.349
16	74.238	81.964	89.690
18	83.190	91.910	100.631
20	92.609	102.377	112.144

In Case of 240.5 MW :

<u>Discount Rate(%)</u>	<u>Construction Cost (M\$ 10<sup>6</sup> /year)</u>		
	<u>( 90 % )</u>	<u>( 1 0 0 % )</u>	<u>( 1 1 0 % )</u>
6	33.563	36.823	40.082
8	39.175	43.057	46.941
10	45.319	49.885	54.451
12	51.974	57.280	62.585
14	59.116	65.215	71.313
16	66.720	73.664	80.607
18	74.765	82.602	90.440
20	83.231	92.009	100.787

Table 14-6 Unit Variable Cost of CCYW Project

<u>Fuel Price</u> <u>(M\$/MBTU )</u>	<u>Fuel Cost</u> <u>(M\$/MWh)</u>	<u>Variable O&amp;M Cost</u> <u>(M\$/MWh)</u>	<u>Total Unit Cost</u> <u>(M\$/MWh)</u>
3.538	35.290	2.0	37.290
5.0	49.873	2.0	51.873
7.5	74.809	2.0	76.809
10.0	99.745	2.0	101.745

Table 14-7 Annual Variable Cost of CCYW Project Assuming Its Net Generation is Equal to that of Lebir Project

<u>Fuel Price</u> <u>(M\$/MBTU )</u>	<u>Total Unit Cost</u> <u>(M\$/MWh)</u>	<u>Annual Variable Cost</u> <u>(M\$ 10<sup>6</sup> /year)</u>
3.538	37.290	13.878
5.0	51.873	19.305
7.5	76.809	28.585
10.0	101.745	37.865

Table 14-8 Present Worth Value of Benefit from Improved Irrigation  
(Calculated in the Economic Price)

Discount Rate (%)	Project Cost	O&M Cost	Replacement Cost	Benefit	(M\$ 10 <sup>6</sup> )
					Net Benefit
6	116.129	40.059	2.874	517.350	358.288
8	110.991	29.669	1.761	371.429	229.008
10	106.719	22.429	1.098	278.913	148.667
12	103.199	17.587	0.696	217.199	95.717
14	100.333	14.204	0.448	174.200	59.215
16	98.043	11.753	0.292	143.115	30.027
18	96.261	9.922	0.193	119.937	13.561
20	94.929	8.517	0.129	102.200	△1.375

Table 14-9 Present Worth Value of Benefit from Improved Irrigation  
(Calculated in Market Price)

Discount Rate (%)	Project Cost	O&M Cost	Replacement Cost	Benefit	(M\$ 10 <sup>6</sup> )
					Net Benefit
6	134.714	51.318	2.941	551.474	362.501
8	128.752	37.082	1.802	395.477	227.841
10	123.795	28.033	1.124	296.571	143.619
12	119.710	21.980	0.712	230.599	88.197
14	116.385	17.753	0.458	184.637	50.041
16	113.729	14.689	0.299	151.418	22.701
18	111.661	12.400	0.198	126.655	2.396
20	110.117	10.644	0.132	107.712	△13.181

Table 14-10 Annual Levelized Net Benefit from Improved Irrigation

Discount Rate (%)	(M\$ 10 <sup>6</sup> /year)	
	Calculated in Economic Price	Calculated in Market Price
6	22.731	22.999
8	18.720	18.624
10	14.994	14.485
12	11.526	10.620
14	8.302	7.016
16	4.807	3.634
18	2.442	0.431
20	△0.275	△2.636

Note : The Figures are Levelized over 50 Years from 1999 to 2048.  
The independent internal rate of return of the irrigation project can be obtained from these figures as follows ;

EIRR  $\hat{=}$  19.8 %

FIRR  $\hat{=}$  18.3 %

Table 14-11 (1) Annual Levelized Fixed Cost of Lebif Project Less Benefit from Flood Control and Improved Irrigation  
 (Benefit from Flood Control = M\$ 16.133 × 10<sup>6</sup> /Year)

Discount Rate(%)	Less Benefit from Flood Control :		(M\$ 10 <sup>6</sup> /Year)		Less Benefit from Flood Control and Improved Irrigation :		(M\$ 10 <sup>6</sup> /Year)	
	( 90 % )	( 10.0 % )	( 10.0 % )	( 11.0 % )	( 90 % )	( 10.0 % )	( 10.0 % )	( 11.0 % )
			Construction Cost (+6 Mos)			Construction Cost (+6 Mos)		
6	30.519	35.186	36.565	39.852	7.788	12.455	13.834	17.121
8	45.241	51.542	54.015	57.844	26.521	32.822	35.295	39.124
10	61.907	70.060	74.040	78.214	46.913	55.066	59.046	63.220
12	80.430	90.642	96.596	100.854	68.904	79.116	85.070	89.328
14	100.816	113.293	121.741	125.770	92.514	104.991	113.439	117.468
16	123.134	138.091	149.613	153.048	118.327	133.284	144.806	148.241
18	147.500	165.164	180.404	182.828	145.058	162.722	177.962	180.386
20	174.058	194.673	214.349	215.288	174.333	194.948	214.624	215.563

Table 14-11 (2) Annual Levelized Fixed Cost of Lebir Project Less Benefit from Flood Control and Improved Irrigation  
 (Benefit from Flood Control = M\$ 27.3 × 10<sup>6</sup> /Year)

Discount Rate(%)	Less Benefit from Flood Control :		(M\$ 10 <sup>6</sup> /Year)		Less Benefit from Flood Control and Improved Irrigation :		(M\$ 10 <sup>6</sup> /Year)	
	( 90 % )	( 100 % )	Construction Cost (+6 Mos)	( 110 % )	( 90 % )	( 100 % )	Construction Cost (+6 Mos)	( 110 % )
6	19.352	24.019	25.398	28.685	△3.379	1.288	2.667	5.954
8	34.074	40.375	42.848	46.677	15.354	21.655	24.128	27.957
10	50.740	58.893	62.873	67.047	35.746	43.899	47.879	52.053
12	69.263	79.475	85.429	89.687	57.737	67.949	73.903	78.161
14	89.649	102.126	110.574	114.603	81.347	93.824	102.272	106.301
16	111.967	126.924	138.446	141.881	107.160	122.117	133.639	137.074
18	136.333	153.997	169.237	171.661	133.891	151.555	166.795	169.219
20	162.891	183.506	203.182	204.121	163.166	183.781	203.457	204.396

Table 14-12 (1) Annual Levelized Fixed and Variable Costs of CCYW Project Assuming Its Generating Capacity and Annual Generation are Equal to Those of Lebir Project (In Case of 267.6MW) (M\$ 10<sup>6</sup> /Year)

Discount Rate(%)	At Fuel Cost of M\$3.538/MBTU:		At Fuel Cost of M\$5.0/MBTU:		At Fuel Cost of M\$7.5/MBTU:		At Fuel Cost of M\$10.0/MBTU:				
	(90%)	(100%)	(90%)	(100%)	(90%)	(100%)	(90%)	(100%)			
6	51.223	54.850	58.477	60.277	63.904	65.930	69.557	73.184	75.210	78.837	82.464
8	57.467	61.787	66.108	67.214	71.535	72.174	76.494	80.815	81.454	85.774	90.095
10	64.304	69.384	74.464	74.811	79.891	79.011	84.091	89.171	88.291	93.371	98.451
12	71.709	77.612	83.515	83.039	88.942	86.416	92.319	98.222	95.696	101.599	107.502
14	79.655	86.441	93.227	85.082	91.868	94.362	101.148	107.934	103.642	101.428	117.214
16	88.116	95.842	103.568	93.543	101.269	102.823	110.549	118.275	112.103	119.829	127.555
18	97.068	105.788	114.509	102.495	111.215	111.775	120.495	129.216	121.055	129.775	138.496
20	106.487	116.255	126.022	111.914	121.682	121.194	130.962	140.729	130.474	140.242	150.009

Table 14-12 (2) Annual Levelized Fixed and Variable Costs of CCYW Project Assuming Its Generating Capacity and Annual Generation are Equal to Those of Lebir Project (In Case of 240.5MW)

(M\$ 10<sup>6</sup> /Year)

Discount Rate(%)	At Fuel Cost of M\$5.538/MBTU:		At Fuel Cost of M\$5.0/MBTU:		At Fuel Cost of M\$7.5/MBTU:		At Fuel Cost of M\$10.0/MBTU:					
	(90%)	(110%)	(90%)	(110%)	(90%)	(110%)	(90%)	(110%)				
6	47.441	50.701	53.960	52.868	56.128	59.387	62.148	65.408	68.667	71.428	74.688	77.974
8	53.053	56.935	60.819	58.480	62.362	66.246	67.760	71.642	75.526	77.040	80.922	84.806
10	59.197	63.763	68.329	64.624	69.190	73.756	73.904	78.470	83.036	83.184	87.750	92.316
12	65.852	71.158	76.463	71.279	76.585	81.890	80.559	85.865	91.170	89.839	95.145	100.450
14	72.994	79.093	85.191	78.421	84.520	90.618	87.701	93.800	99.898	96.981	103.080	109.178
16	80.598	87.542	94.485	86.025	92.969	99.912	95.305	102.249	109.192	104.585	111.529	118.472
18	88.643	96.480	104.318	94.070	101.907	109.745	103.350	111.187	119.025	112.630	120.467	128.305
20	97.109	105.887	114.665	102.536	111.314	120.092	111.816	120.594	129.372	121.096	129.874	138.652



Table 14-13 Economic Internal Rate of Return of Lebri Project (EIRR %)

Generating Capacity (MW)	Fuel Cost. Construction Cost of (Rs/HBTU) CCYW Project	Annual Levelized Cost Without Regard to Benefit from Flood Control and Improved Irrigation			Annual Levelized Cost Less Benefit from Flood Control			Annual Levelized Cost Less Benefit from Flood Control and Improved Irrigation												
		Construction Cost			Construction Cost			Construction Cost												
		(90%)	(100%)	(110%)	(90%)	(100%)	(110%)	(90%)	(100%)	(110%)										
267.6	3.538 (90%)	7.1	6.0	< 6	10.5	12.4	9.1	10.8	8.6	10.2	7.9	9.6	12.3	13.8	11.1	12.5	10.5	11.8	10.1	11.3
267.6	3.538 (100%)	8.1	6.7	6.4	11.4	13.5	10.0	11.7	9.3	11.0	8.7	10.3	13.2	14.6	11.8	13.2	11.2	12.4	10.7	11.9
267.6	3.538 (110%)	9.2	7.6	7.1	12.6	14.6	10.9	12.7	10.1	11.7	9.4	11.1	14.1	15.5	12.6	14.0	11.8	13.1	11.3	12.6
267.6	5.0 (100%)	9.3	7.9	7.4	12.5	14.3	10.9	12.5	10.1	11.6	9.5	11.1	13.9	15.3	12.5	13.8	11.8	13.0	11.3	12.5
267.6	7.5 (100%)	11.2	9.5	9.0	14.0	15.8	12.3	13.9	11.4	12.9	10.9	12.4	15.1	16.5	13.6	14.8	12.8	14.0	12.3	13.5
267.6	10.0 (100%)	12.9	11.2	10.4	15.4	17.2	13.6	15.1	12.6	13.9	12.1	13.5	16.1	17.5	14.6	15.8	13.7	14.8	13.2	14.4
240.5	3.538 (90%)	6.2	< 6	< 6	9.5	11.3	8.3	9.9	7.9	9.4	7.3	8.9	11.6	13.0	10.5	11.8	10.0	11.2	9.5	10.7
240.5	3.538 (100%)	7.0	< 6	< 6	10.4	12.2	9.0	10.7	8.5	10.1	7.9	9.5	12.3	13.7	11.1	12.4	10.5	11.7	10.1	11.2
240.5	3.538 (110%)	7.8	6.5	6.2	11.2	13.2	9.7	11.5	9.1	10.8	8.5	10.1	13.0	14.4	11.7	13.1	11.1	12.3	10.6	11.8
240.5	5.0 (100%)	8.2	6.9	6.5	11.3	13.1	9.9	11.5	9.3	10.8	8.7	10.2	13.0	14.3	11.7	13.0	11.1	12.3	10.6	11.8
240.5	7.5 (100%)	10.1	8.6	8.1	12.9	14.5	11.3	12.8	10.6	11.9	10.0	11.4	14.1	15.4	12.8	13.9	12.1	13.2	11.5	12.7
240.5	10.0 (100%)	11.8	10.2	9.6	14.3	15.9	12.6	14.0	11.8	13.1	11.2	12.6	15.2	16.4	13.8	14.9	13.0	14.0	12.6	13.6

Note: "A" figures show EIRRs with the monetary benefit from the flood control estimated to be Rs 16.133 x 10<sup>6</sup>.

"B" figures show EIRRs with the monetary benefit from the flood control estimated to be Rs 27.3 x 10<sup>6</sup>.

Table 14-14 (1) Sum of Annual Levelized Fixed Cost of Lebir Project and Annual Variable Cost for Additional Generation by Existing Thermal Power Plant(s) (Heat Rate = 2.413 kcal/kWh)

Discount Rate(%)	In Case of 267.6 MW :			In Case of 240.5 MW :				
	(MS×10 <sup>6</sup> /Year)			(MS×10 <sup>6</sup> /Year)				
	( 90 % )	Construction Cost (+6 Mos)	( 100 % )	( 90 % )	Construction Cost (+6 Mos)	( 100 % )		
6	91.739	96.406	97.785	101.072	85.769	90.436	91.815	95.102
8	106.461	112.762	115.235	119.064	100.491	106.792	109.265	113.094
10	123.127	131.280	135.260	139.434	117.157	125.310	129.290	133.464
12	141.650	151.862	157.816	162.074	135.680	145.892	151.846	156.104
14	162.036	174.513	182.961	186.990	156.066	168.543	176.991	181.020
16	184.354	199.311	210.833	214.268	178.384	193.341	204.863	208.298
18	208.720	226.384	241.624	244.048	202.750	220.414	235.654	238.078
20	235.278	255.893	275.569	276.508	229.308	249.923	269.599	270.538

Table 14-14 (2) Sum of Annual Levelized Fixed Cost of Lebir Project and Annual Variable Cost for Additional Generation by Existing Thermal Power Plant(s) (Heat Rate = 2.965 kcal/kWh)

Discount Rate(%)	In Case of 267.6 MW :			In Case of 240.5 MW :		
	(M\$×10 <sup>6</sup> /Year)			(M\$×10 <sup>6</sup> /Year)		
	( 90 % )	( 100 % )	Construction Cost (+6 Mos)	( 90 % )	( 100 % )	Construction Cost (+6 Mos)
6	101.500	106.167	107.546	94.238	98.905	100.284
8	116.222	122.523	124.996	108.960	115.261	117.734
10	132.888	141.041	145.021	125.626	133.779	137.759
12	151.411	161.623	167.577	144.149	154.361	160.315
14	171.797	184.274	192.722	164.535	177.012	185.460
16	194.115	209.072	220.594	186.853	201.810	213.332
18	218.481	236.145	251.385	211.219	228.883	244.123
20	245.039	265.654	285.330	237.777	258.392	278.068
			286.269			279.007

Fig. 14-1 Annual Levelized Cost of Lebir Project without Regard to Benefit from Flood Control and Improved Irrigation (Generating Capacity 267.6 MW)

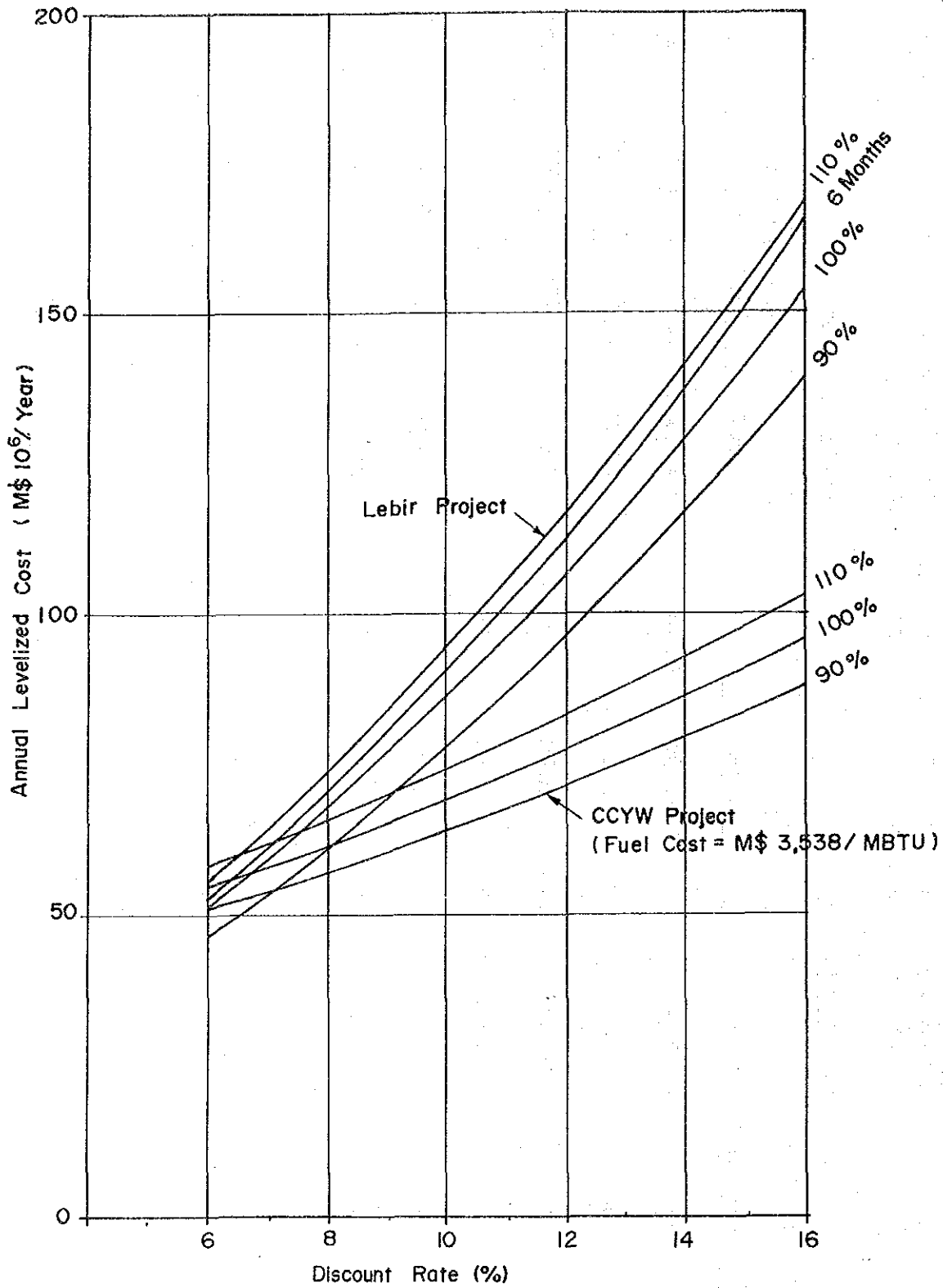


Fig.14-2(II) Annual Levelized Cost of Lebir Project  
 Less Benefit from Flood Control  
 (Generating Capacity : 267.6 MW  
 Benefit from Flood Control : M\$ 16.133 x 10<sup>6</sup>)

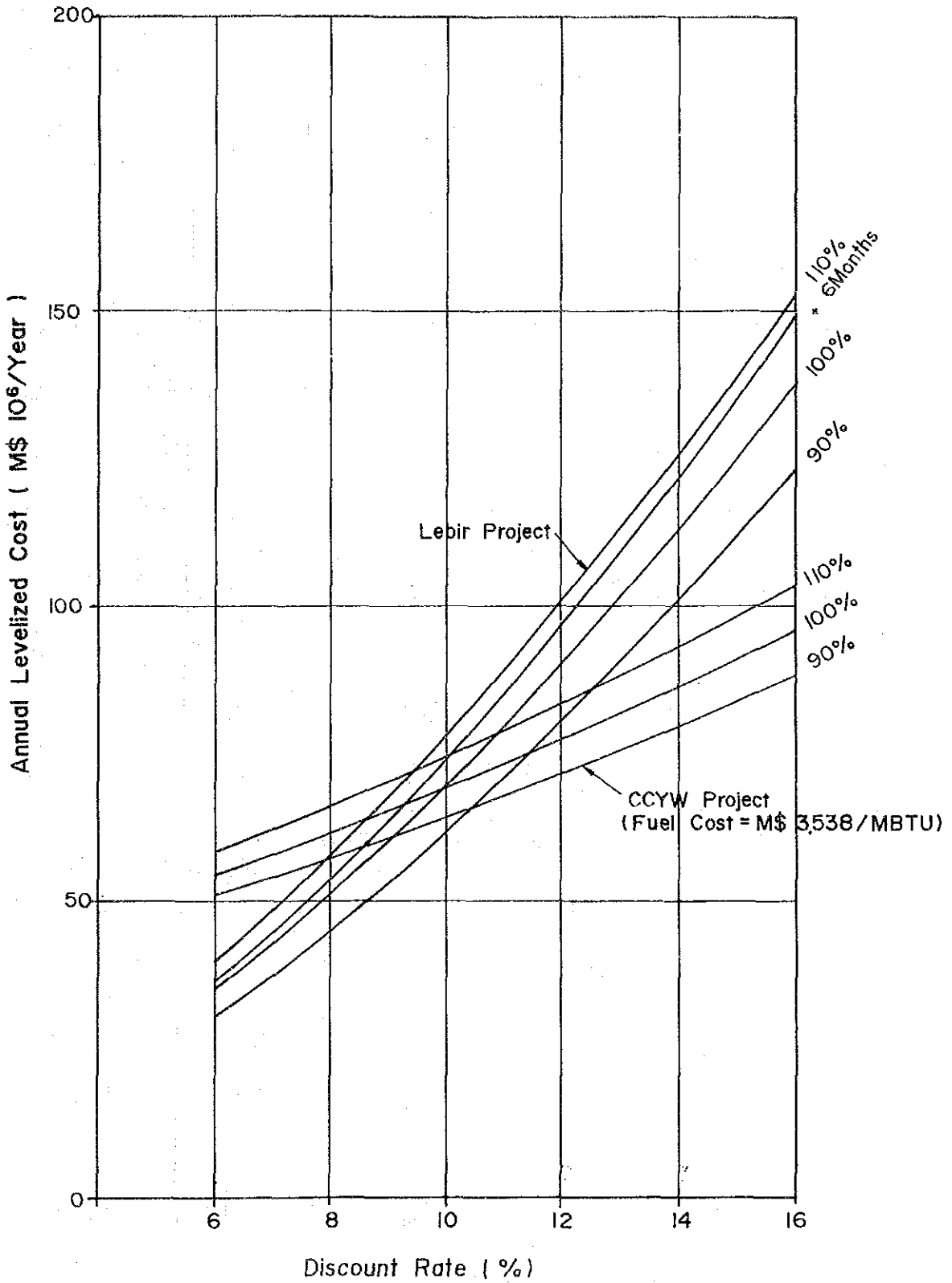


Fig.14-2 (2) Annual Levelized Cost of Lebir Project  
 Less Benefit from Flood Control  
 (Generating Capacity : 267.6 MW  
 Benefit from Flood Control : M\$ 27.3x10<sup>6</sup>)

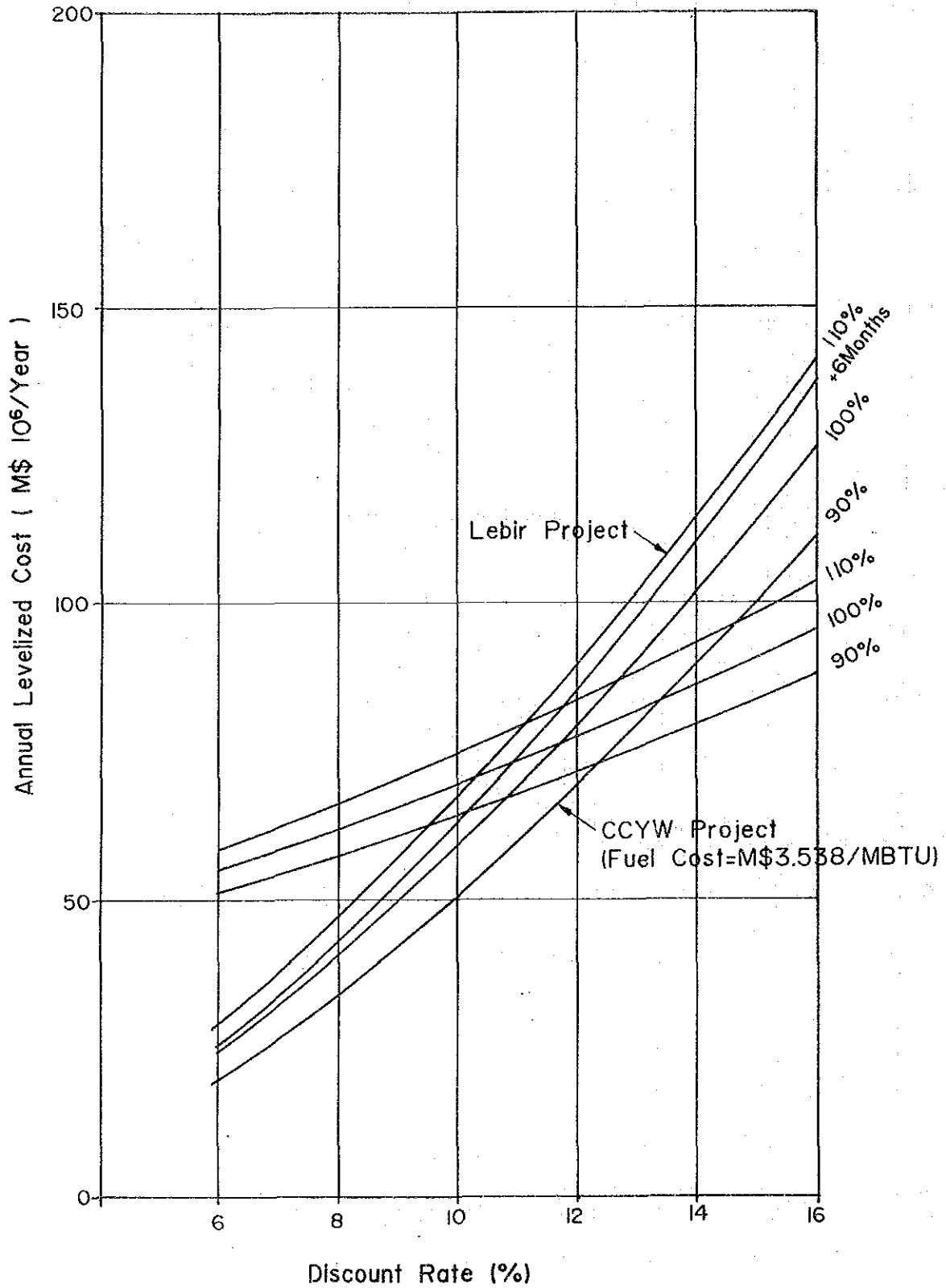


Fig.4.3(1) Annual Levelized Cost of Lebir Project  
 Less Benefit from Flood Control and Improved Irrigation  
 (Generating Capacity : 267.6 MW  
 Benefit from Flood Control : M\$ 16.133 x 10<sup>6</sup>)

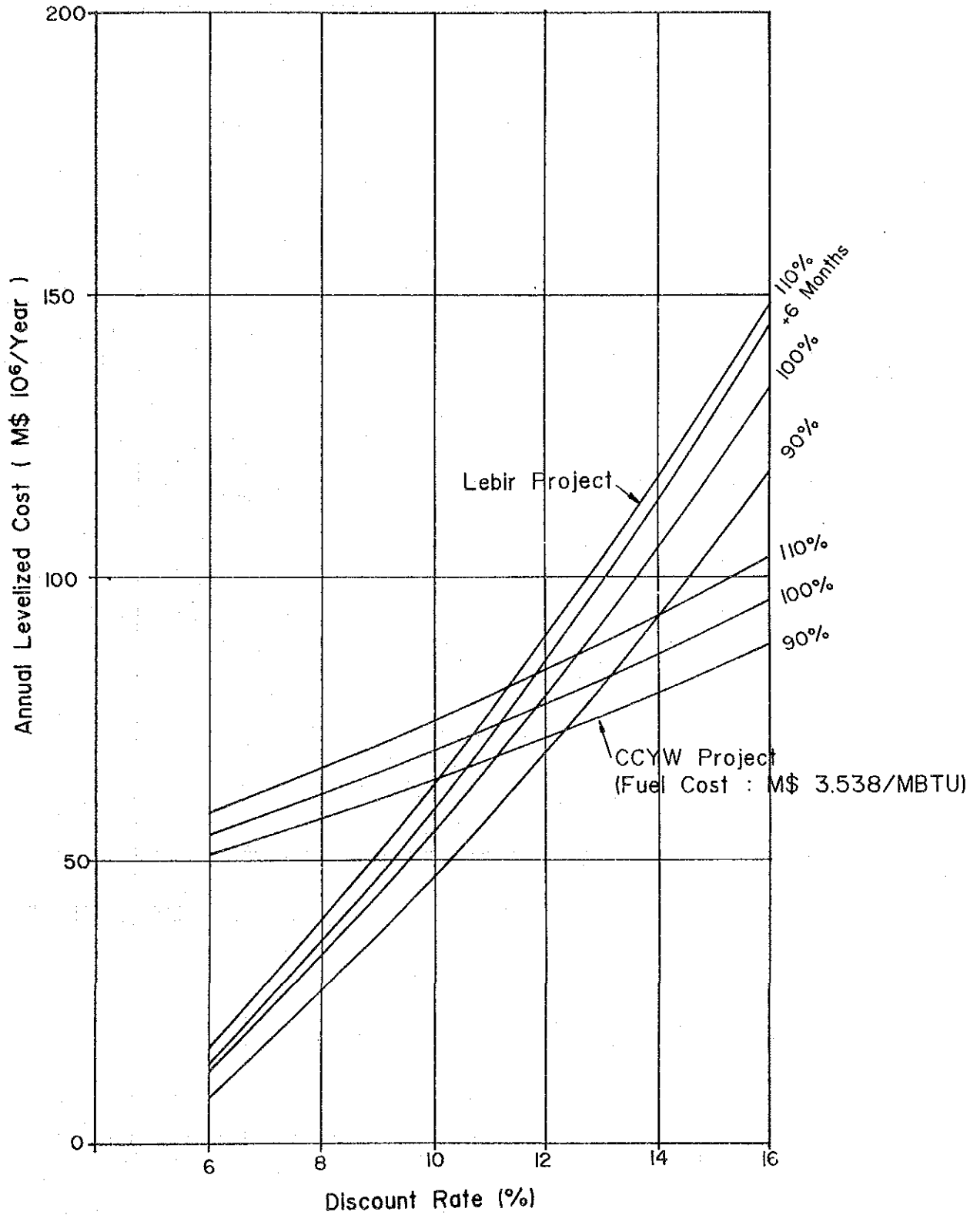


Fig.14-3 (2) Annual Levelized Cost of Leblr Project  
 Less Benefit from Flood Control and Improved Irrigation  
 (Generating Capacity : 267.6 MW  
 Benefit from Flood Control : M\$ 27.3 x10<sup>6</sup>)

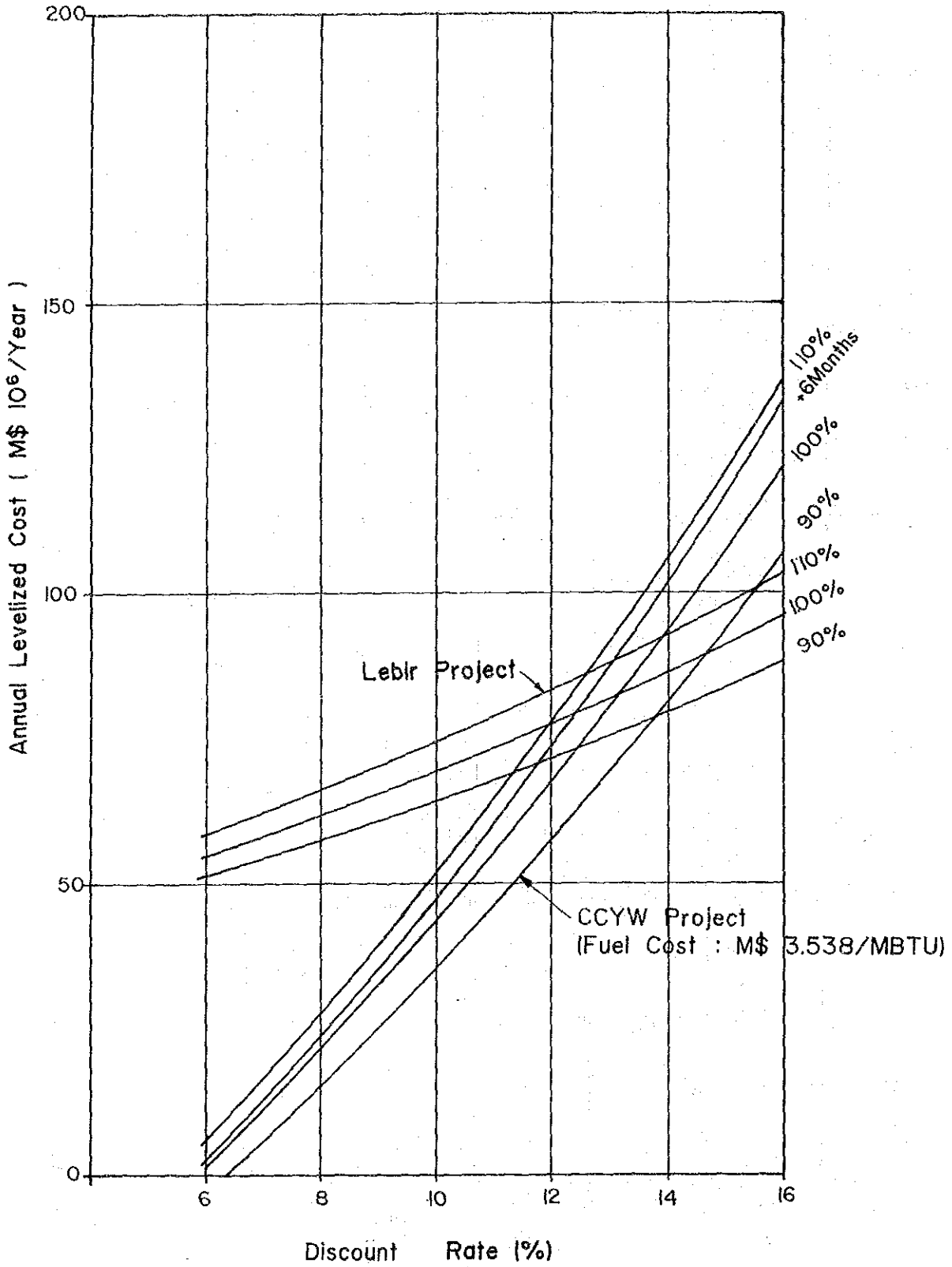
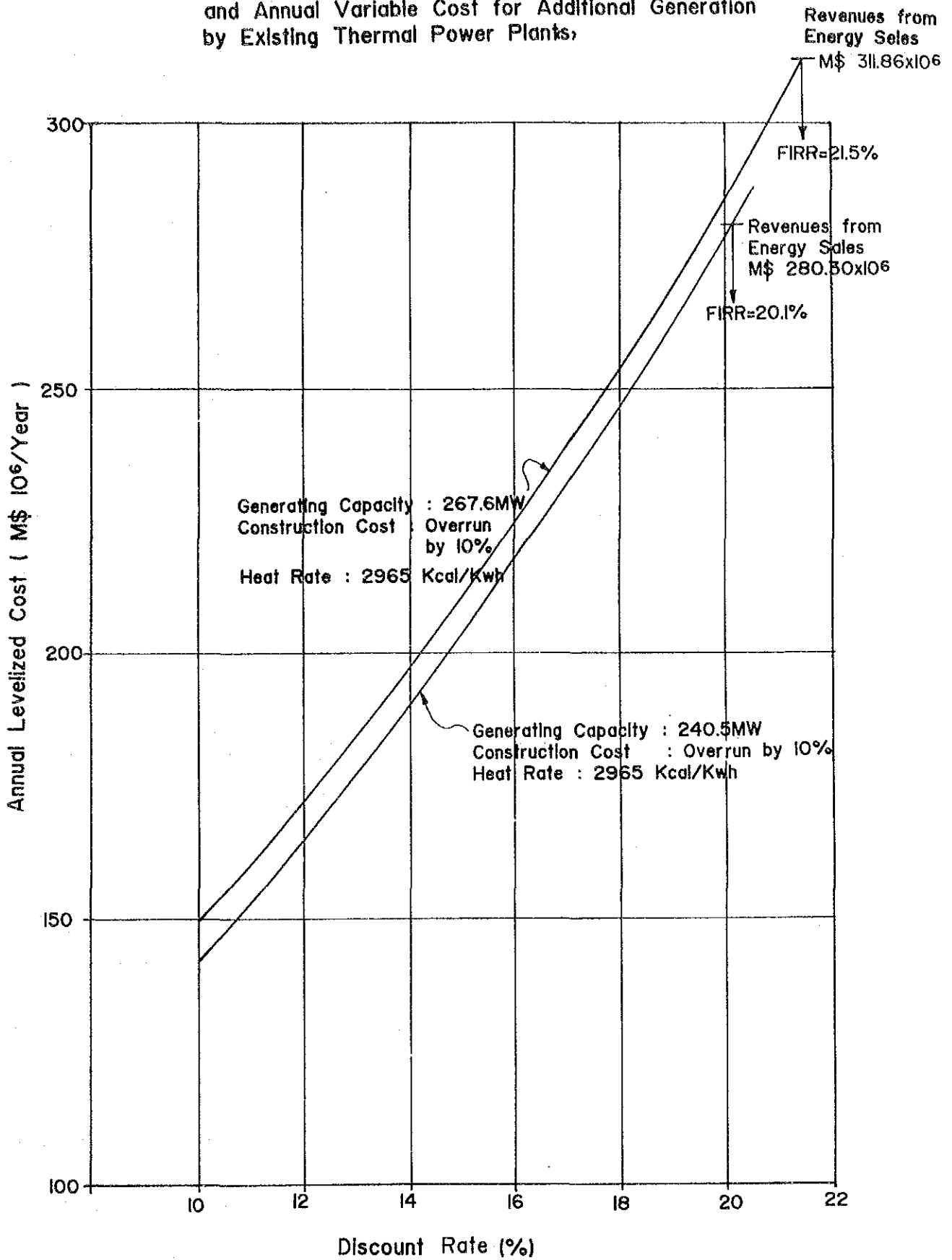




Fig. 14-4 Sum of Annual Levelized Fixed Cost of Leblr Project and Annual Variable Cost for Additional Generation by Existing Thermal Power Plants,







JICA