

## 9.1 送電計画

Kalayaan ~ Malaya 間の 230kV送電線 ACSR 795MCM×1は、数年前にACSR 795MCM×4（2回線）に建て替えられており、十分な熱容量（1回線当り 1,200MW）があるため、Kalayaan 第2期増設分についても、この 230kV送電線の開閉所へ引き込む案で検討した。

2000年頃の Luzon島の500kV 送電線踏図を Fig. S9-1 に示す。

## 9.2 系統解析

今回、Kalayaan揚水発電所の増設が予定される翌年の1998年につき、潮流計算と簡易周波数計算および安定度計算を行なった。

### (1) 潮流計算

潮流計算結果を Fig. S9-2 と Fig. S9-3 に示す。第2期計画運転開始後も関連系統で過負荷となる送電線はないが、深夜揚水運転時の電圧維持のため、揚水機力率を95%程度とすることが望ましい。

### (2) 簡易周波数計算

#### (a) 周波数変動の現状

Luzon 系統における周波数調整目標は、 $60 \pm 0.3$  Hz の範囲であるが、現実には、昼間帯で $\pm 0.3$  Hz、系統容量の小さい夜間では $\pm 0.5$  Hz 程度振れている。

因みに、現状系統の深夜帯での系統定数Kを推定する。

$$K = 0.6 \text{ Hz} / 150 \text{ MW} / \Sigma PG$$

ここに、

$$\Sigma PG \text{ (1989年 深夜の系統容量)} \approx 1800 \text{ MW}$$

これより、

$$K = 7.2 \text{ Hz/puMW} \quad \text{となる。}$$

(b) 適正なユニット容量

第2期計画が運転開始した後は現在のような事前の周波数調整なしに、自由に揚水始動、停止できるような設備面での配慮が必要であり、夜間の揚水始動、停止時に周波数変動巾を 0.3Hz以内に抑える必要がある。

この条件を満足するようなユニット容量を求めると、次式に示すように1997年の運開予定年で約150MWとなる。

$$\Delta f = 7.2 \text{ Hz/puMW} \times \text{PM} / \Sigma \text{PG} \leq 0.3 \text{ Hz}$$

上式に、

$\Sigma \text{PG} : 3,500 \text{ MW}$  (1997年 深夜の系統容量) を代入して

$\text{PM} \leq 145 \text{ MW}$  を得る。

(3) 安定度

揚水機は、昼の発電運転時よりも夜間の揚水運転時の方が安定度は厳しくなる。そこで夜間における安定を検討した。

検討結果は、Fig. S9-4に示すように、深夜に Kalayaan 第1期, 第2期共全負荷運転で揚水中に、230kV 送電線至近端で3相短絡故障が発生しても安定度は維持されることが判明した。

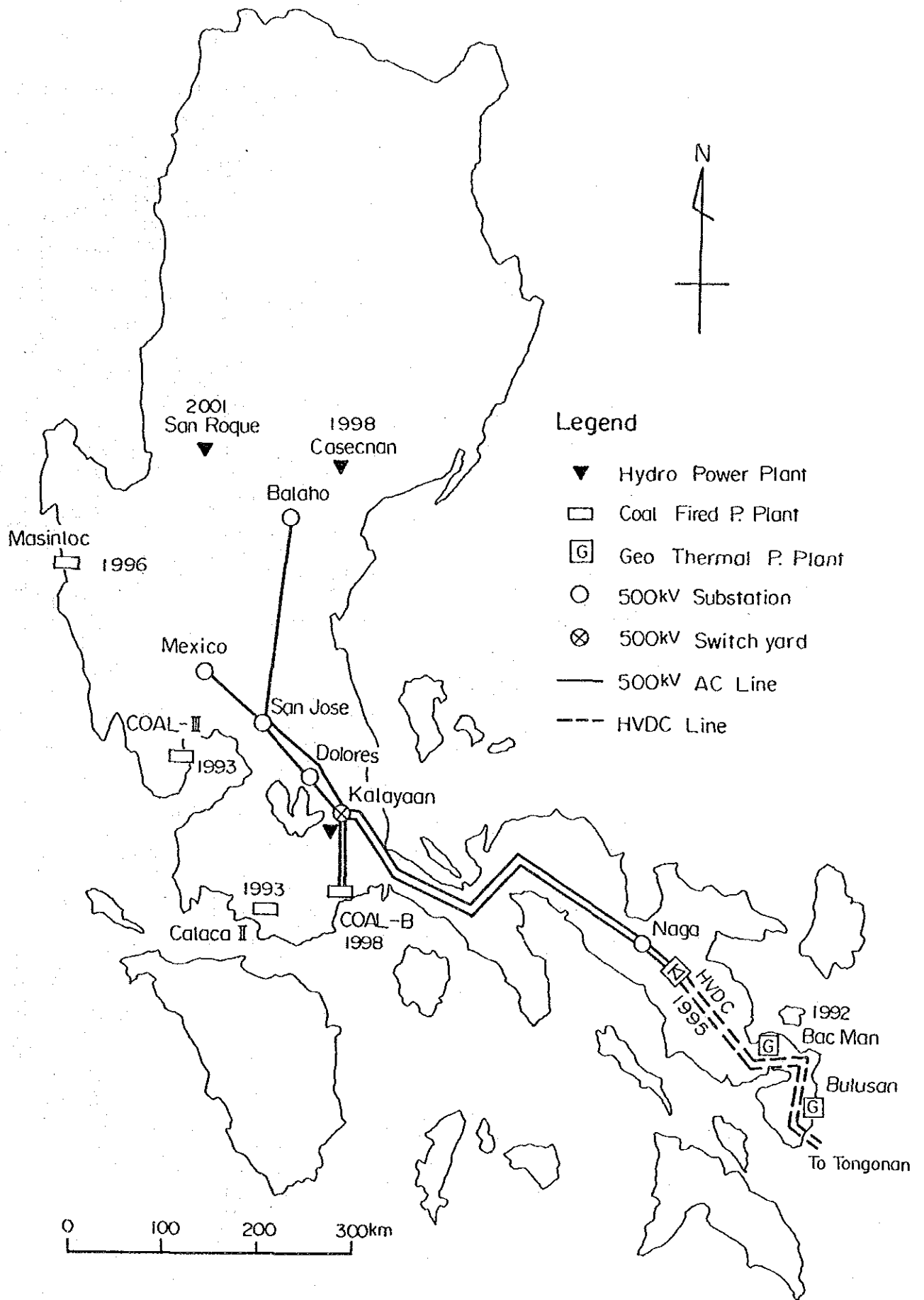


Fig. S9-1 Map of the Luzon Grid in the Late 1990s

# LOAD FLOW IN 1998 PEAK

P+jQ (MW,MVar) VZθ (%∠deg)

LUZON GRID 500/230KV

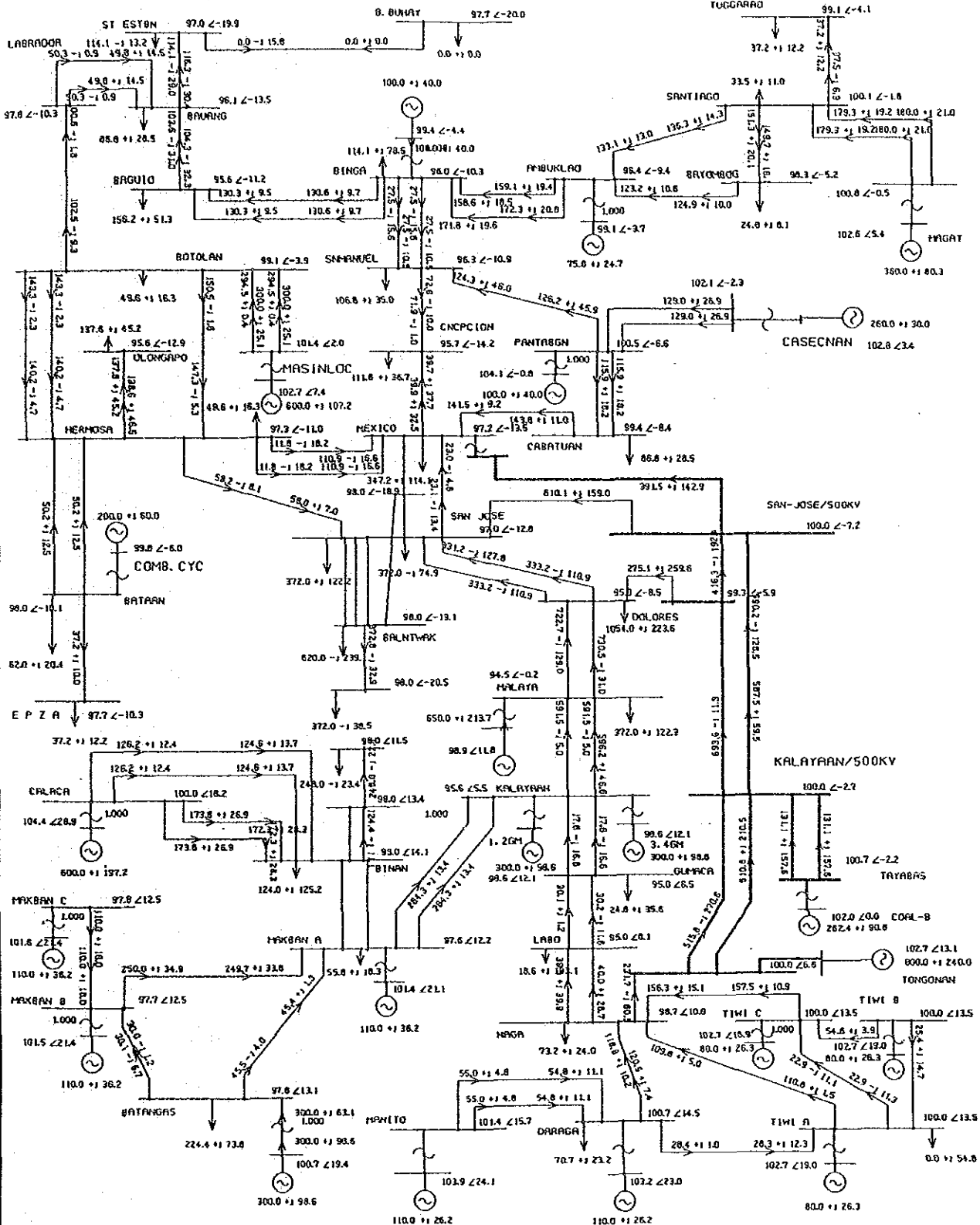


Fig. S9-2 Load Flow in 1998 (peak)

EPOC

# LOAD FLOW IN 1998 NIGHT

P+JQ [MW,MVar] VZB [%∠deg]

LUZON GRID 500/230KV

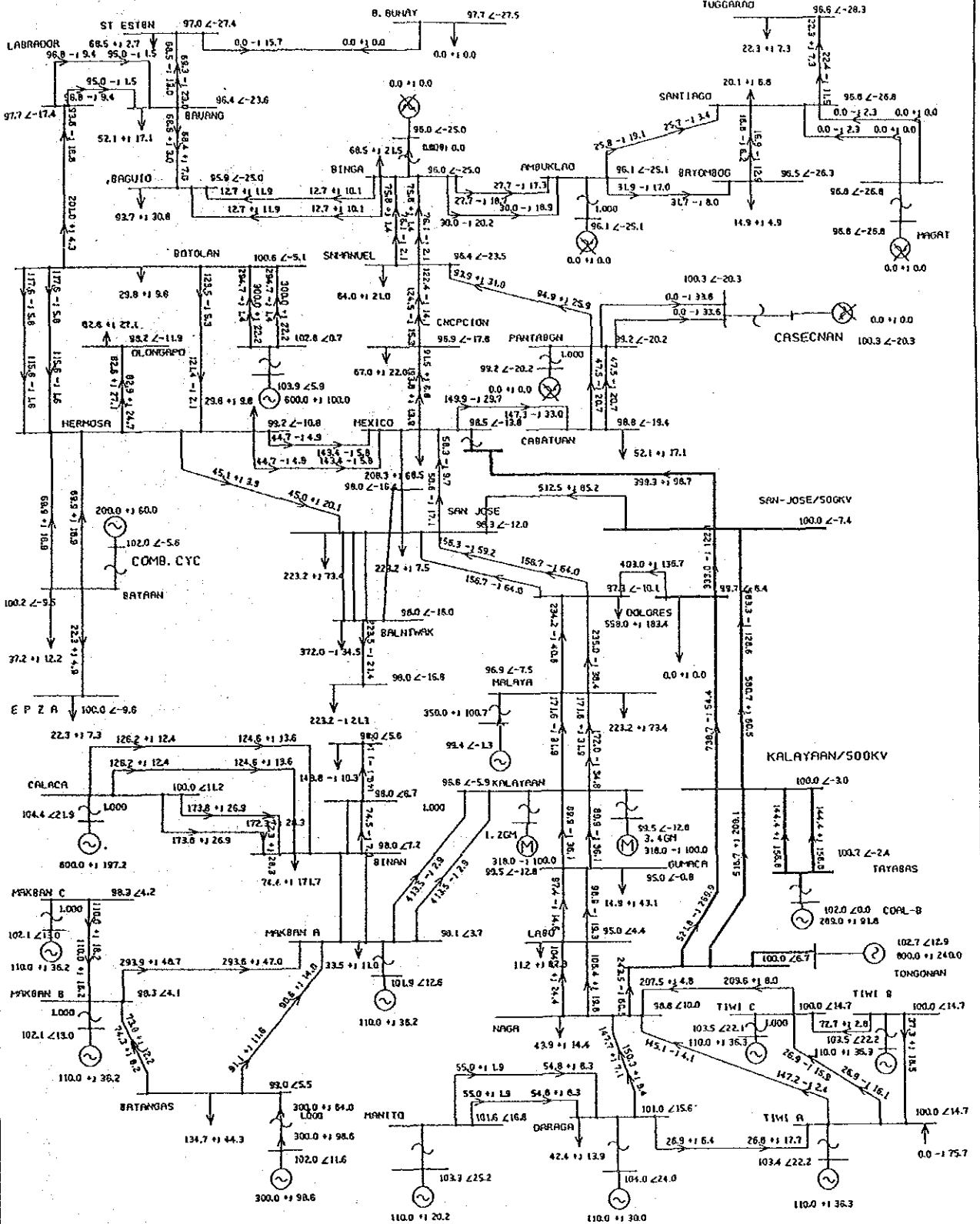


Fig. S9-3 Load Flow in 1998 (night)

EPDC

3-LINES TO GROUND FAULT AT KALAYAAN 230KV BUS

#1L Kalayaan-Malaya tripped after 4 cycl

	Code	Term	Case	Type	Max	Min
1	⊖ KLYAN-G1	ANG	AVRNONE	G	-25.913	-132.993
2	△ MASIN-G	ANG	AVRNONE	G	20.564	6.684
3	⊢ TIWI-AG	ANG	AVRNONE	G	24.391	15.918
4	⊗ MANITO-G	ANG	AVRNONE	G	31.040	22.357

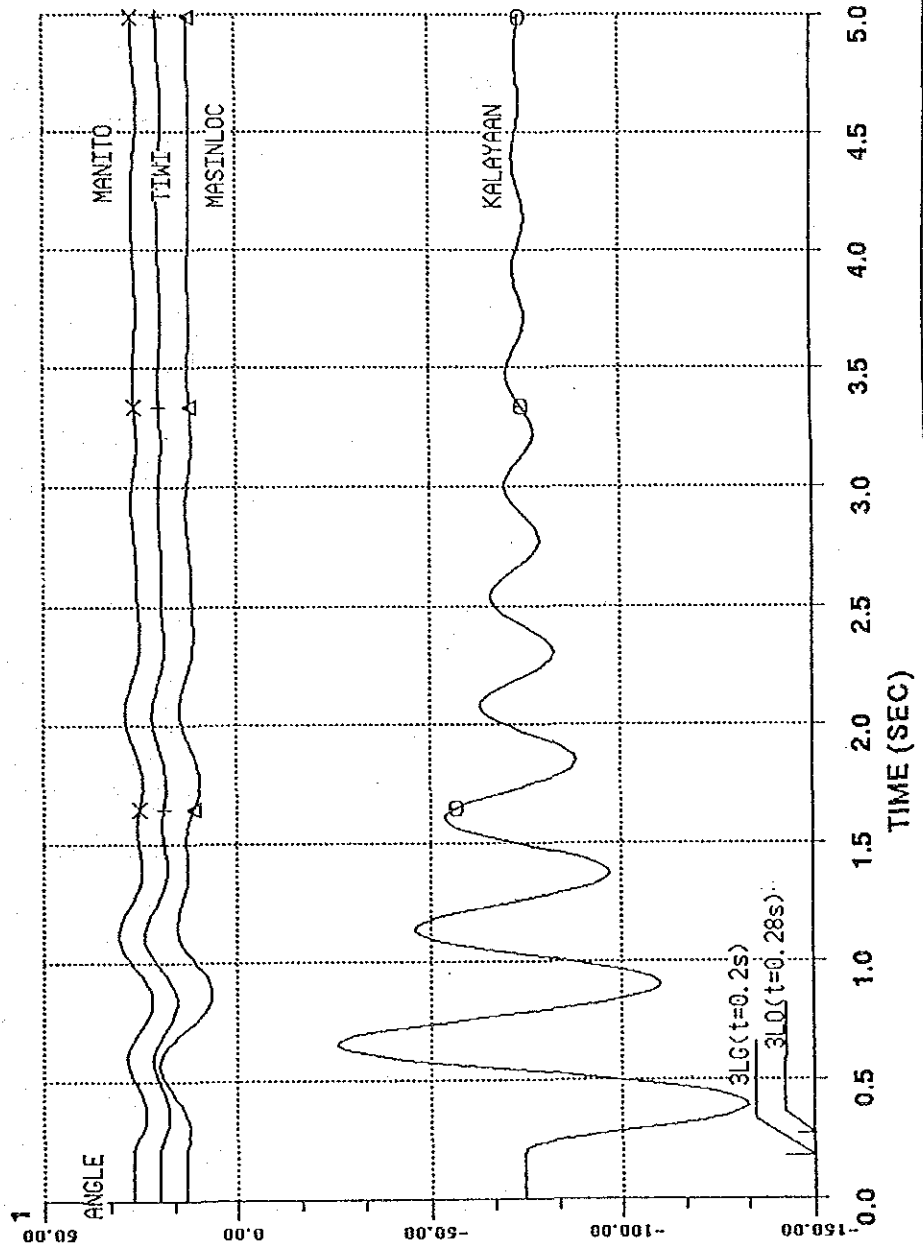


Fig. S9-4 Result of Stability Study

## 第10章 概略設計

### 10.1 既設構造物の現状

#### 10.1.1 Caliraya 貯水池

約50年前に築造されたもので、水際斜面に小規模の侵食が、貯水池全周にわたって見られる。これは発電、揚水の繰り返しによる水位の変動によるものと思われる。

現在洪水吐で修復工事が実施されており、近い将来、ダムの修復も実施される計画である。

#### 10.1.2 上部水路と取水口

コンクリートライニングの水路終端部分も良好な状態にある。

水路右岸上部の地山に地すべりの跡がある。この滑りに対する対策が取られているが現在滑動中かどうかはよくわからないので、今後この滑りに対する監視を続ける必要がある。

一方、1988年、NAPOCOR により上部水路、および Caliraya貯水池の堆砂状態確認のための測量が実施され、取水口直上流に堆砂が確認できる。

取水口構造物について、潜水夫による水中検査を含めて詳細に調査した。その結果、増設に関して特に障害となるものは発見されなかった。

しかし、第2期工事の実施にあたっては、既設取水口全般にわたって簡易な補修が必要である。

#### 10.1.3 水圧鉄管路

水圧鉄管用トレンチは、縦断的にほぼ水平な部分の全長にわたって、その左側に第2期用の水圧鉄管据え付けにも十分な幅を有して設けられている。

また、アンカーブロックについては、増設用として鉄管路の水平部分の終端のブロックが既に施工されている。

#### 10.1.4 発電所ならびに放水路

既設発電所について、特別な問題はなく、また報告もされていない。

第2期計画のために必要な工事は、既設発電所に隣接して第2期計画用の発電所立坑を設けること、放水路については第2期計画用の放水路を設けることである。

### 10.1.5 サービスビルおよびコントロールビル

主機組立用ガントリークレーンが収容されているサービスビルは、良好な状態にあり、新しい機器の組立てに利用することができる。コントロールビルも良好な状態にメンテナンスが行なわれている。

### 10.1.6 開閉所

開閉所は、第2期計画に必要なスペースが確保されており、ケーブルギャラリーも既に施工済である。

開閉所機器基礎および第1期工事中に建設し使用されたプラント機器荷揚げ用ドックには、かなりの水平変位と不等沈下が生じており、また開閉所のケーブルギャラリーでその継目が（水平に5cm程度、不等沈下2cm程度）変位し、止水板が破壊されたところから漏水が生じていた。

現在では、変位は既に完全に発達し終わっている。従って、これらのギャラリーは、継目が正しく補修された後は使用に際して何等問題とはならないと考える。

## 10.2 代替案

### 10.2.1 基本条件と代替案

Kalayaan発電所のフィジビリティ調査報告書(May, 1973, ELC)には、総合的な代替レイアウトの検討が行なわれており次の点が特に留意されている。

- 揚水発電所の位置
- ステージ開発を考慮した上部水路の設計
- 取水口の位置と構造
- 発電所タイプ：Laguna湖岸での半地下式、および他の位置での地下式
- 発電所位置に伴う水圧鉄管路のレイアウト検討

これらの検討の結果によって選定されたレイアウトは、最終的に採用され詳細設計、施工を経て既設の構造物となっている。

第2期計画用の代替案の検討に際して、下記の点を考慮した。

- 第2期の施工にあたって既設発電設備の運用に支障がないようにすべきである。
- 第2期の合計出力は300MW、150MW 2台が設置される。
- 水路構造物についても既設設備の設計を参考とする。
- 第2期計画竣工後もCaliraya貯水池の水位運用範囲は変更されない。



その結果次の3つの基本的なレイアウトが考えられた。

Alternative A : 第2期計画の基本レイアウト

Alternative B : 水圧鉄管の終端部が鉛直立坑に埋め込まれたもの  
— 立坑型発電所

Alternative C : 地下発電所

### 10.2.2 Alternative A

この案は、第1期計画時に考えられた第2期計画用の原設計で、Fig.S10-1に示されている。主な特長は以下の通りである。

- 取水口 ; ゲートを設置し、既設取水口を使用する。
- 水圧鉄管路 ; 基本的には地表式水圧鉄管路で、既設鉄管路にほぼ平行している。
- 発電所は既設から50m離れた立坑式で、150MWの可逆式ポンプ水車、発電電動機が2台設置される。
- 放水路は、原設計で考えられたもの。
- 既設のコントロールビルおよび開閉所に第2期計画用に必要な機器を設置する。

### 10.2.3 Alternative B

この代替案は Fig.S10-2に示されている。主な特長は以下の通りである。

- 取水口 ; ゲートを設置し、既設取水口を使用する。
- 水圧鉄管路 ; 基本的には、地表式水圧鉄管路で既設鉄管路にほぼ平行しているが、第5アンカーブロック後、2分岐し間隔15mの2本の平行な立坑に水圧鉄管が設置される。また、立坑の末端から発電所入口までの区間で間隔15mの2本の平行な水平坑に水圧鉄管が設置される。
- 発電所立坑ならびに放水路 ; Alternative Aに同じ。
- 既設のコントロールビルおよび開閉所に第2期用に必要な機器を設置する。

#### 10.2.4 Alternative C

この代替案は Fig. S10-3に示されている。主な特長は以下の通りである。

- 取水口； ゲートを設置し、既設取水口を使用する。  
これは、Alternative A ならびに B と同様である。
- 水圧鉄管路； 部分的には、地表式水圧鉄管路で既設鉄管路にほぼ平行している。
- 地下発電所； 地山内約 250m の深さに位置し、150MW のユニット 2 台が設置され、専用の組立て室およびサービスエリアを有する。また主変圧器は隣接する地下空洞に設置される。
- 進入路の坑口； 既設のサービスビル付近に設け、組立て室に達する。
- ケーブルギャラリー； 別に設け、既設発電所に達する。管理棟と開閉所へのケーブルルートは、既設発電所立坑内に設けられる。
- 放水路圧力トンネル； 直径 6.00m 延長 220m
- 放水路； 他の代替案と同じである。
- 既設のコントロールビルおよび開閉所に第 2 期用に必要な機器を設置する。

#### 10.2.5 代替案の経済比較

添付した図面に基づき、主要工事について工事費を積算した。

3つの代替案それぞれについての土木工事、ゲート、鉄管および電気機器を含めた工事費の比較を、次表に示す。

(単位：US\$M)

Alternative	A	B	C
土木工事費	28.5	30.5	40.0
ゲート鉄管費	31.2	30.3	24.2
電気機器費	66.2	66.2	69.0
管理費	7.5	7.6	8.0
予備費	8.6	8.6	9.0
裸工事費	142.0	143.2	150.2

### 10.2.6 代替案の検討結果

経済比較の結果と、上記に述べた技術的な面を考慮に入れれば第2期計画の最適な計画はAlternative Aであるといえる。

このA案は既設との連系も容易にでき、第3期計画以降の将来の増設に対しても基本的に有利と考えられる。

さらに、A案は詳細設計や施工計画の立案の際も第1期計画で得られた経験を十分に生かすことができ、大規模な地下工事に伴う不確定要素が少ない利点がある。

## 10.3 土木構造物の設計

最適なレイアウトAlternative Aを設定した後、設計が水理的にも構造的にも妥当であることを確かめ主構造物を最適化するための検討を実施した。

### 10.3.1 上部開水路

上部開水路の通水量増加に対する水理的な挙動は、既に検証されている(Completion Report July 1983)。

これらの結果から上部開水路は第2期計画を増設して使用しても問題はないと考えられる。しかし水圧鉄管へ空気が入る危険を避けるためには水車を同時に起動することを避けることが望ましい。特に貯水池の水位が低い時には注意しなければならない。

### 10.3.2 取水口

既設の取水口を使用する。第2期計画の工事は次の通りである：

- 幅2.80m、高さ6.00mの取水口ゲート2門の設置。
- 漸変部の埋設鉄管と露出管の一部設置。

### 10.3.3 水圧鉄管

水圧鉄管の各区間の経済的な直径を決めるため、水圧鉄管の総工事費と発電所の耐用年数期間中の水頭損失による電力ロス(揚水、発電とも)の和を最小にするという通常の方法で経済評価を行った。その結果は次に示す通りである。

区 間	経済直径 (m)
取水口 , 第2アンカーブロック間	4.8
第2アンカーブロック , 第3アンカーブロック間	4.5
第3アンカーブロック , 第5アンカーブロック間	4.3
第5アンカーブロック , 第6アンカーブロック間	4.1
第6アンカーブロック , 道路横断部間	4.0
地下部 (2条)	2.9

これらの直径に対して出力変動による水車の安定性を検証する必要がある。出力変動による水車の安定性を許容できる範囲に保つため、下記の如く定義される管路時定数  $T_c$  は、一般に 2.0程度に保たれるべきである。

$$T_c = (L_1 V_1 + L_2 V_2 + L_3 V_3 + \dots + L_n V_n) / g H$$

ここに、 $L_i$  ,  $V_i$  : それぞれ水圧鉄管の各区間の長さ と 流速

$g$  : 重力の加速度

$H$  : 最低落差

この場合、前述の経済的な直径が採用されたならば、管路時定数は約3.75となり、これは水車の安定性の観点から、また Luzon系統におけるKalayaan発電所の重要性をも考慮すると、はるかに高過ぎるものである。

各区間の長さは地形的な条件によって決まるものであるから、許容できる値まで管路時定数を小さくするためには、流速を減じる必要があり、従って直径を増さねばならない。そこで第2期計画についても第1期計画と同じ直径を採用すれば、管路時定数は2.10に減じられ、これは許容できると考えられる。従って、第2期計画の水圧鉄管には既設の水圧鉄管と同じ直径を採用することとする。

#### 10.3.4 Lumban-Kalayaan 国道の迂回トンネル

工事期間中のある時期 Lumban-Kalayaan国道沿いに継続的に安全な交通を保つためにバイパストンネルを設けることが必要である。

このバイパストンネルは幅5m、高さ5mで1車線、片側に歩道を設ける。交通を管理するため出入口に信号を設置する。トンネルの底面はコンクリート舗装とする。原則として出入口および安定上必要とされる場所を除いてはライニングはしない計画とする。

### 10.3.5 発電所

新設発電所は、既設発電所から50m離れて位置し、その中に150MWの可逆式ユニット2台が設置される。

掘削工法は第1期に用いられたものと本質的に同じものとし、掘削に先立って、表面まで地中壁を設け、地中壁で囲まれた部分の土砂を排除し、岩盤部はグラウチングを行ないながら所要の深さまでの掘削する計画とした。

Kalayaan第2期計画の施工にあたって、重要な技術上の問題は、土木構造物および第1期の設備に対する損傷を防ぐため、新しい発電所立坑掘削中に実施する発破の管理である。これについては、第6章で述べた通りである。

また、将来の増設計画時（第3期）の発電所掘削工事における発破作業を減らし発電所の工事を容易にするため、第2期発電所の左側に標高6.00mの敷地を第3期発電所用として拡張しておくことを提案する。この敷地は、第2期計画作業スペースとしても非常に有用である。

### 10.3.6 放水路

開水路の大部分は第1期計画に既に浚渫されているので、工事は新しい立坑の直下流に実質的に限られるが、新たに堆積したシルトを水路底面まで除去する必要がある。

しかしいずれにしても、第2期計画運開後にも定期的に浚渫を実施することにより開水路を維持管理する必要がある。

### 10.3.7 開閉所

開閉所における土木工事は、既設ギャラリーのジョイント修繕と、増設機器の基礎の施工である。

### 10.3.8 荷揚げ設備

既に述べたように、第1期計画工事に使用された荷揚げ設備は、第2期計画にも使用できるよう改修工事が必要である。ガントリークレーンは長期間にわたって使用されておらず、また保修もされていないので使用にあたってはよく検査し、必要ならば修理しなければならない。

## 10.4 電気設備の設計

電気機器の諸元、機器配置などは、共用設備の有効活用、運転保守の容易性等を考慮してでき得る限り第1期計画に準じた設計とする。

### 10.4.1 主要機器概要

#### (1) ポンプ水車

型式：可逆式立軸フランス型ポンプ水車

台数：2台

#### (a) 水車運転

	(最高)	(基準)	(最低)
有効落差 (m)	: 287.2	282.0	278.4
流量 (m <sup>3</sup> /s)	: 60.7	62.0	61.6
出力 (MW)	: 154.0	154.0	150.0
回転速度 (r.p.m)	: 360.0	360.0	360.0
比速度 (m-KW)	: 119.4	122.3	122.6

(注) 流量は概数である。

#### (b) ホンプ運転

	(最高)	(最低)
全揚程 (m)	: 291.4	283.8
揚水量 (m <sup>3</sup> /s)	: 47.4	49.9
入力 (MW)	: 152.0	155.0
回転速度 (r.p.m)	: 360.0	360.0
比速度 (m-m <sup>3</sup> /S)	: 35.1	36.8

(注) 流量は概数である。

## (2) 発電電動機

型 式	:	三相交流同期発電電動機
台 数	:	2台
発電機出力 (MVA)	:	167
電動機出力 (MW)	:	155
電 圧 (KV)	:	13.8
周 波 数 (Hz)	:	60
回 転 速 度 (r. p. m)	:	360
極 数	:	20
力 率	:	発電機 0.90(遅れ)
	:	電動機 0.95(進み)
短 絡 比	:	1.0

## (3) 主要変圧器

型 式	:	屋外三相、送油風冷式
台 数	:	2台
容 量 (MVA)	:	167
電 圧 (KV)	:	230 / 13.8

負荷時タップ電圧切換器付

## 10.4.2 揚水始動方式

第1期同様、ポニーモータ始動方式をメインに、同期始動方式をバックアップとして採用する。

ポニーモータの諸元を以下に示す。

型 式	:	三相誘導電動機
台 数	:	2台
電動機出力 (MW)	:	11
電 圧 (KV)	:	4.16
周 波 数 (Hz)	:	60
回 転 速 度 (r. p. m)	:	400
極 数	:	18

#### 10.4.3 制御・保護リレー装置

自動運転制御装置は、デジタル化されたシーケンス制御装置 (programmable logic controller : PLC) を採用する。また、水車調速機制御装置 (GOV)、発電機励磁制御装置 (AVR) および保護リレー装置には、従来形 (静止形アナログ) を採用する。

運転モードは第1期同様以下の通りとする。

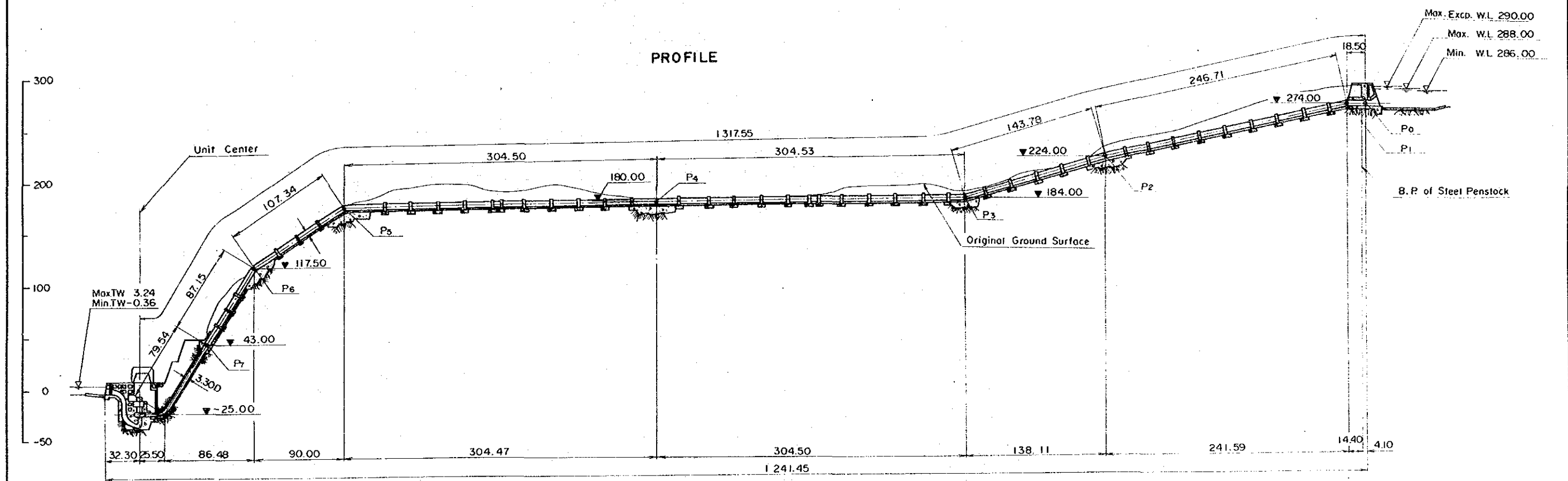
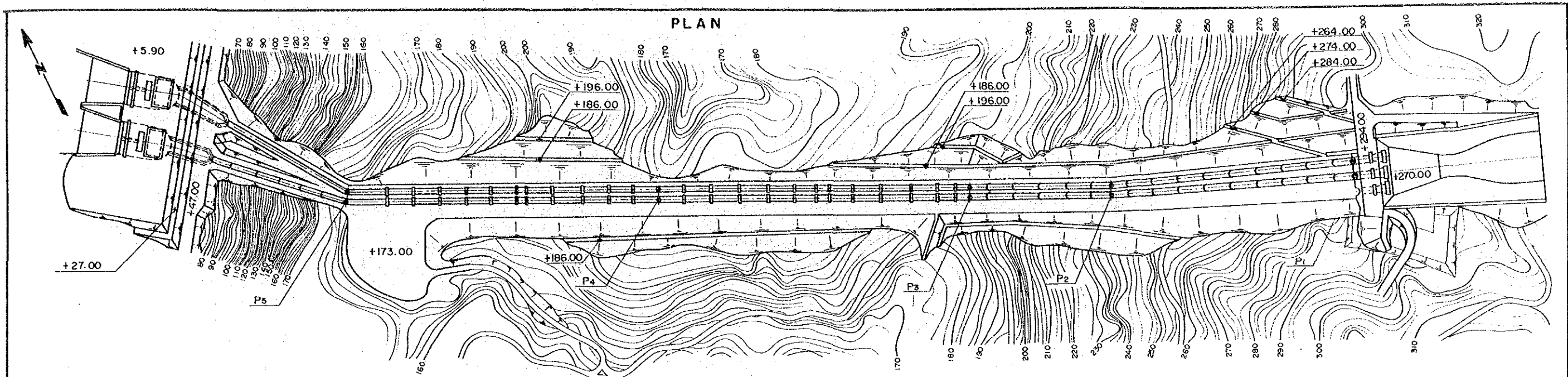
- (i) 発電運転
- (ii) 調相運転
- (iii) 揚水運転 (ポニーモータ始動および同期始動)
- (iv) 揚水待機運転 ( 同 上 )
- (v) 発電-揚水 (揚水-発電) 切替運転

#### 10.4.4 輸 送

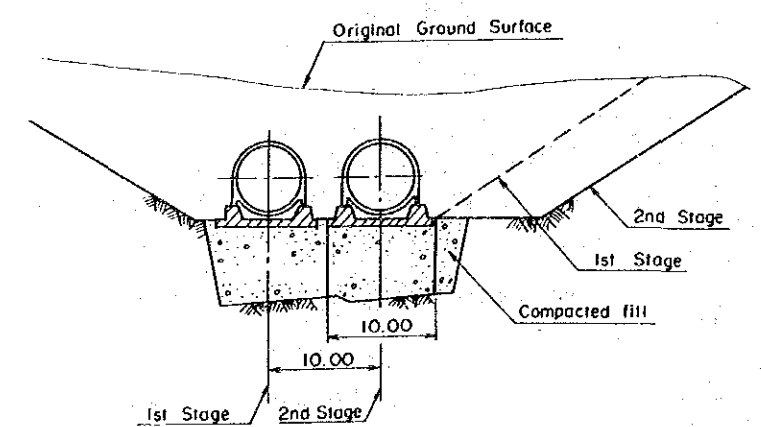
かつ大品の輸送は、第1期工事同様、下池のLaguna湖から Manila 湾に注いでいる Pasig川をバージ船を利用して行う。

第1期の放水路下流に荷揚げ用ドックと130tonガントリークレーンが設備されている。ドックからサービスビルディングまでは、トレーラによる運搬となる。

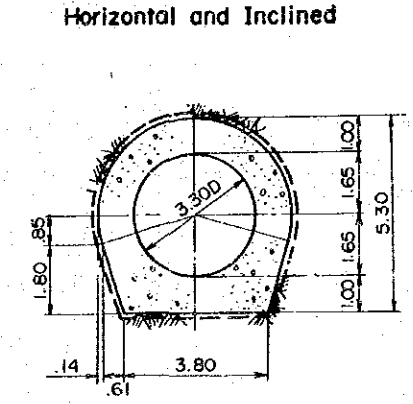




**TYPICAL SECTION (OPEN PART)**

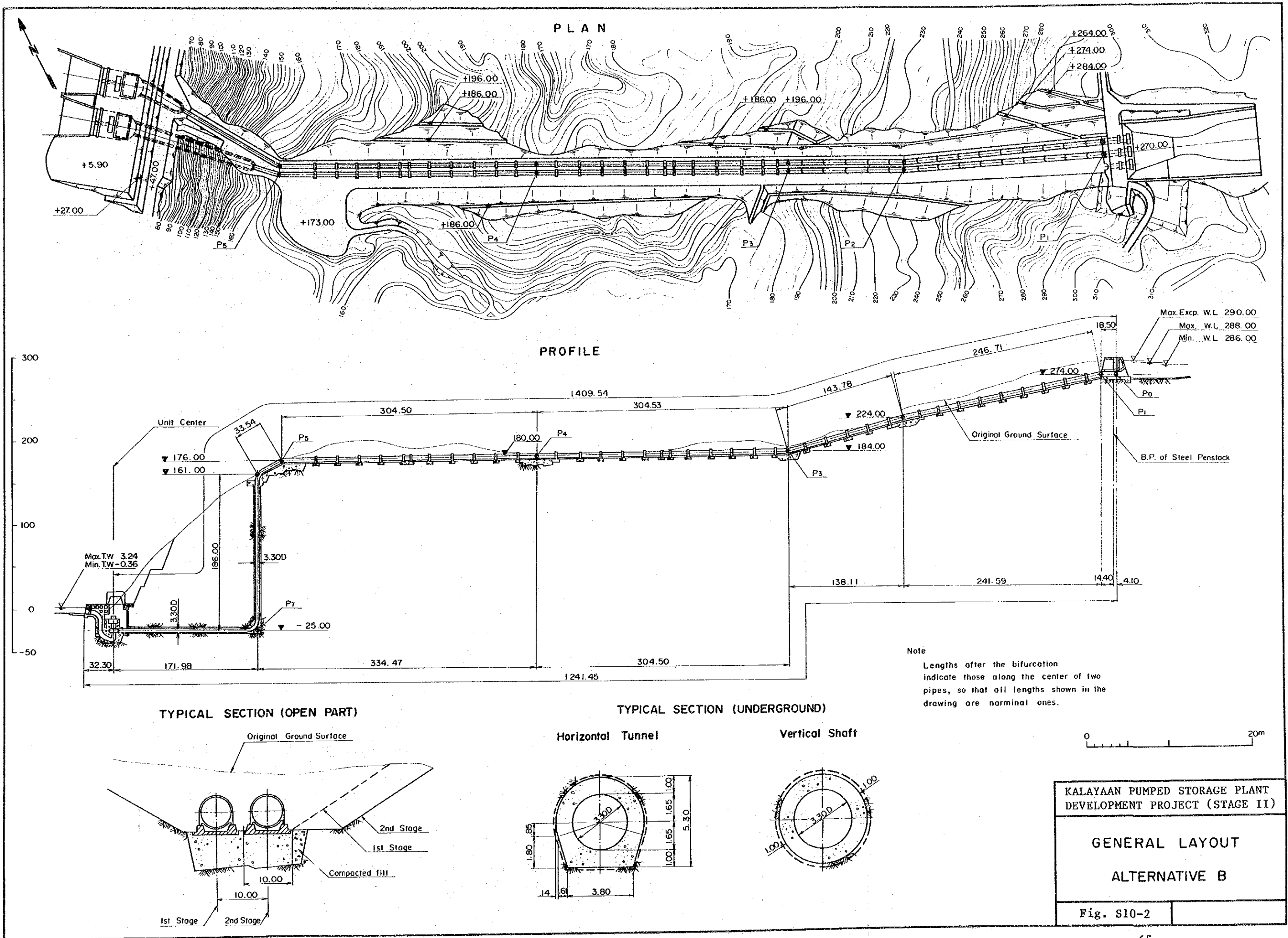


**TYPICAL SECTION (UNDERGROUND)**



**Note**  
 Lengths after the bifurcation indicate those along the center of two pipes, so that all lengths shown in the drawing are normal ones.

KALAYAAN PUMPED STORAGE PLANT DEVELOPMENT PROJECT (STAGE II)	
GENERAL LAYOUT ALTERNATIVE A	
Fig. S10-1	



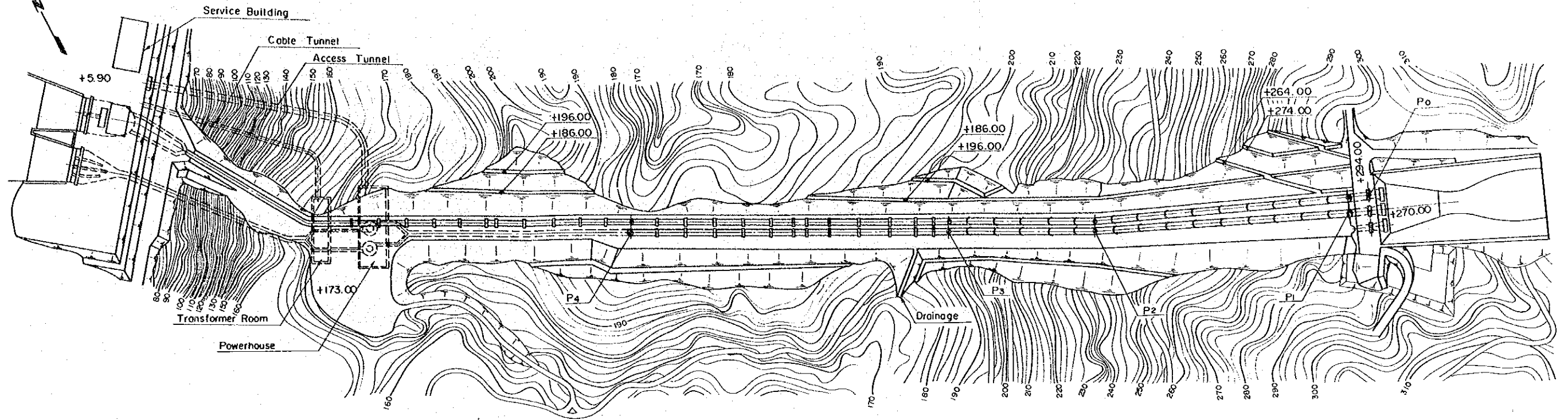
KALAYAAN PUMPED STORAGE PLANT  
DEVELOPMENT PROJECT (STAGE II)

**GENERAL LAYOUT**

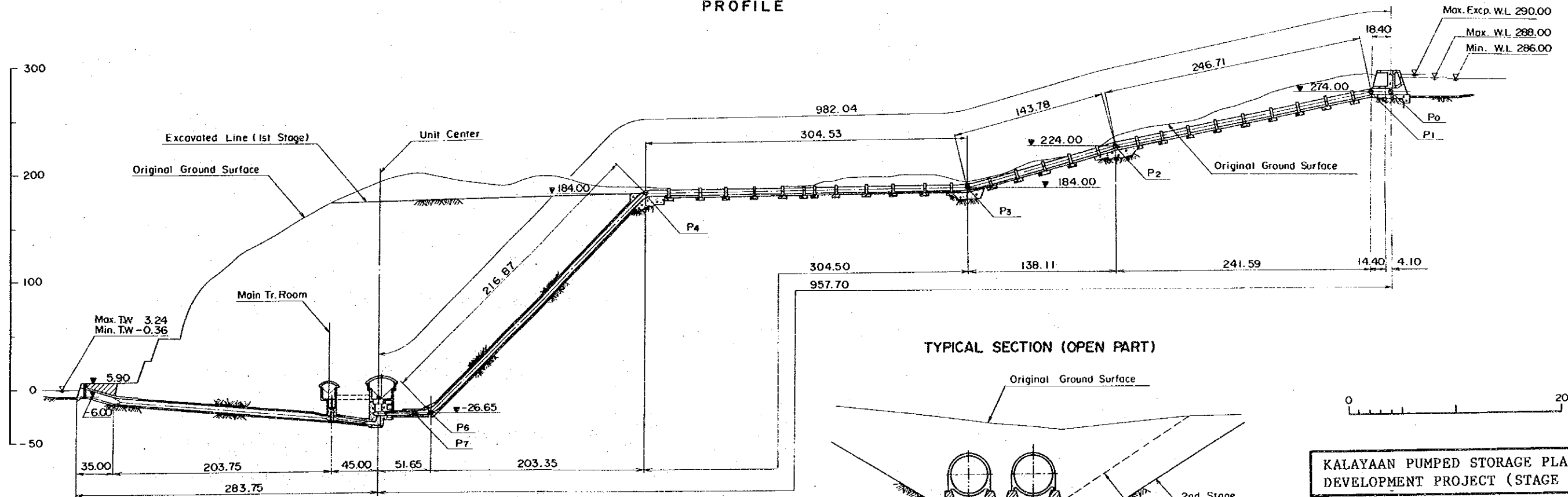
**ALTERNATIVE B**

Fig. S10-2

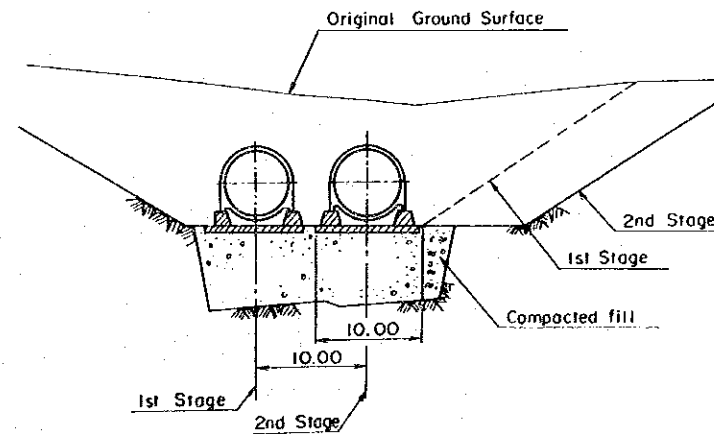
PLAN



PROFILE



TYPICAL SECTION (OPEN PART)



Note  
Lengths after the bifurcation indicate those along the center of two pipes, so that all lengths shown in the drawing are nominal ones.

KALAYAAN PUMPED STORAGE PLANT  
DEVELOPMENT PROJECT (STAGE II)

GENERAL LAYOUT  
ALTERNATIVE C

Fig. S10-3

## 11.1 工事計画および工程

### 11.1.1 工事の特長

第2期計画工事の特長は、既設発電設備に極く隣接した所で行なわれることである。従って、工事の実施に当って最も注意を払わなければならない点は、既設発電所の運転および設備に一切の支障を与えないよう配慮して施工することである。

特に掘削工事に伴う重機械類の運転、取扱いに注意を払うと共に、発破等による振動、岩石の飛散には嚴重な注意が必要である。このためには、発破作業では岩石に対する防護施設を設ける一方、振動については既設構造物に殆ど影響を与えないと云われる低振動速度に止める施工を行なわなければならない。

### 11.1.2 基本的条件

本計画で考えられている構造物は、第1期工事に同時施工された取水口構造物を除き、取水口ゲートの設置、延長約 1,300mの水圧鉄管、放水路、発電所および開閉所からなる構造物である。

#### (1) 工事に必要な国道迂回路

水圧管路の明り急斜面部下端には、国道ルート321が通っている。この斜面部の施工は、設計掘削勾配は約58度の急なものであり、斜面の標高差は90mにも及ぶ。この部分の岩石掘削の量は3万5千 $m^3$ に及び、コンクリートと水圧鉄管の据付工事を含めた施工期間は、約20ヶ月間の長期に亘り、工事中の保安設備との関係によっては国道の交通規制又は交通遮断が、交通安全と工事の施工を両立させる上で必要となる。

迂回路および安全対策には次の4ケースが考えられる。( )内に工事費を示す。

ケースA；国道ルート 321号を迂回し取水口アクセス道路を経て山腹に新設道路約5kmで Kalayaan 部落北方に出る。(160万ドル)

ケースB；水圧管路工事区間山側にトンネルで 265m、1車線の断面 5.5mで迂回する。(75万ドル)

ケースC；発電所の放水路下流に仮設橋梁約90mを設け変電所の湖側を経て新設迂回道路 2,500m經由道路に出る。(120万ドル)

ケースD；時間制限による交通規制(70万ドル)

以上4ケースのそれぞれの問題点は次のことが考えられる。

ケースA；工事費および工事期間共に問題がある。

ケースB；既設水圧管の下部をトンネル掘削するのでその施工は十分な配慮のもとに慎重に行なう必要がある。

ケースC；放水路内を通るため放水路工事と錯綜する。

ケースD；工事作業時間が大幅に低減し、水圧鉄管路全体工期に影響があり、交通安全の面でも100%安全ではない。

以上のことから迂回路工事の施工の難易、工期、工事費および工事現場の管理等を総合的に勘案すると、ケースBが妥当と思料される。

従って、この迂回路および国道安全対策は、ケースBを採用することとする。

## (2) 工事中材料

### (a) セメント

本計画地点の近傍にあるセメント工場は、Manila市の北方約35kmのNorzagaroyとLaguna湖北部西側の半島のBinarconanの2ヶ所の町にある。これらの工場からKalayaan工事地点までの距離は、Laguna湖北側の国道を經由した場合それぞれ約110kmと55kmである。

フィリピンでは近年セメントの需要が多く、供給が間に合わない傾向にもあるので、本計画工事中セメントの供給は、複数のセメント工場から受けることが必要である。

### (b) コンクリート骨材

コンクリート用骨材は、Kalayaanの南西に流れるPagsanjan川の左岸支流のBalanac川の中下流地点で、2支流が合流している付近に堆積している砂礫が利用できる。この場所は、Balanac川の上流域から流出した砂礫が川の両岸に段丘を形成している。この段丘の厚さは、現河床から上方に3～5mの層をなし、その面積は30ha以上と推定される。

この他の骨材採取地点としてはPagsanjan川下流部のLumban地区から河口

部のLaguna湖までにかけて主に集塊岩が細粒化し、河床に堆積している。

この堆積土砂はコンクリート細骨材としてはやや粗粒であるが、他所から得られる砂と混合して使用することは可能である。この堆積土砂は現在、現地業者によって浚渫船等を用いて水中から採取されている。

(c) 鉄筋

鉄筋コンクリート用鋼棒を製造している工場は、Manilaの北東15kmのNovclichesにある。本計画の工事に使用する鋼棒は、主にこの工場で生産されるものが予定される。Novcliches からKalayaan 迄の距離は、Laguna湖北側の国道を通る場合は約85kmである。

11.1.3 工事計画および工事工程

第2期計画の建設工事について、工事の規模、構造物の配置のほか岩石掘削のための特殊工法による施工の進捗性等を考慮して検討した結果、その工期は準備工事を含めて、第3号機の運転開始までは3年3ヶ月、第4号機は3年9ヶ月を必要とすると考えられる。

本計画の運転開始年を1997年とすると概略、下記のスケジュールで着工準備並びに本工事を行う必要がある。

1990-1	~	1990-11	Feasibility Study (11 months)
1990-11	~	1991-3	Provision and Award of Final Design (5 months)
1991-4	~	1992-9	Final Design (18 months)
1992-10	~	1993-3	Finance Formalities (6 months)
1993-4	~	1993-9	Bidding and Award of Contract for Construction (6 months)
1993-10			Start of Construction
1997-1	および	7	Commissioning (No.3 unit : 39 months, No.4 unit 45 months)

本計画の主要土木工事の数量は、Table S11-1に示す通りである。

また、第2期工事の工事工程について Fig.S11-1 に示す。

Table S11-1 Principal Civil Works

Item	Description	Civil Works	
Power Intake		Concrete	540m <sup>3</sup>
Penstock	D = 6.0~3.3m L = 1,300m	Ex. in open	266,300m <sup>3</sup>
		Shaft ex.	4,100m <sup>3</sup>
		concrete	18,500m <sup>3</sup>
Powerhouse	D = 52.1~33.8m L = 45.4m	Ex. in open	166,000m <sup>3</sup>
		Ex. in shaft	46,200m <sup>3</sup>
		Concrete	28,600m <sup>3</sup>
		Drilling & Grouting	17,000m
Tailrace		Ex. in open	41,300m <sup>3</sup>
		Dredging	220,000m <sup>3</sup>
		Concrete	2,000m <sup>3</sup>
		Reinf. conc. Diaphragm	2,000m <sup>2</sup>
Switchyard		Ex. in open	300m <sup>3</sup>
		Concrete	500m <sup>3</sup>

## 11.2 概算工事費

### 11.2.1 基本事項

本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。積算時点は1990年1月時点とし、内外貨の換算レートは US\$1 = P 22.5とする。

本計画の工事積算項目は以下の通りとする。なお、別途にCalirayaダムの修復に必要な工事費を「カリラヤダム修復計画調査報告書」記載の工事費について1986年から1990年1月時点までのインフレーション分の見直しと共に建設利子を算定し第2期工事費に加えて、今回の総工事費を算出する。

#### (1) 工事費積算項目

##### (a) 土木工事

- ・ キャンプ設備 ; 事務所および宿泊設備等
- ・ 仮設備費 ; 工事用道路、国道迂回路、工事用送電線等

- ・ 水路構造物 ; 取水口、水圧鉄管路、放水路
- ・ 発電所および開閉所 ; 土木および建築工事
- (b) 水力機器 ; ゲートおよび水圧鉄管等
- (c) 電気機械設備 ; ポンプ水車、発電電動機、制御装置、開閉所機器等
- (d) 浚渫船 ; ポンプおよび船、輸送パイプ
- (e) 技術・管理費 ; 工事に係わる計画、調査、管理運営等
- (f) 建設中利子 ; 建設期間中の利子

## (2) 積算基準

### (a) 土木工事費

土木工事および水力機器の単価は、NAPOCOR の最近における建設単価、フィリピン国内の建設中および他のフィージビリティ・スタディまた、日本国内の類似地点における建設工事単価の比較検討を行なうと共に、それぞれの工種の建設工事をその施工手順に従って分解し、フィリピンの国状に従い建設に所要の労務費、資材費、機械費等を考慮して算出した。

### (b) 水力機器

水圧鉄管、取水口ゲート等は外国から輸入するものとする。

### (c) 電気機器

ポンプ水車、発電電動機および変圧機器等の電気機器は全て輸入するものとする。また屋外鉄構も外国より輸入するものとする。

### (d) 浚渫船

放水路の下流水路の維持に必要なポンプ浚渫船と土砂の輸送管のうち、ポンプは外国から輸入するものとし外貨とする。船と輸送管は国内産とし内貨とする。

### (e) 技術費および管理費

技術費および管理費は一般的には上記の(a)~(d)工事費計の10~15%程度であるが、本計画には工事費に通常大きな比率を占めるダム工事がなないため、6%とする。

### (f) 補償費

本計画地点の土地は NAPOCOR所有地または国有地である。また、現地調査の結果、水利権および漁業権は存在しない。従って NAPOCORとの協議により補償費は見込まない。



(g) 建設中利子

建設中利子は NAPOCORとの協議により利率は外貨6.33%/年、内貨20%/年で算出する。

(h) 輸入税および諸税

輸入する必要がある工事用機械、ゲート鉄管および水車発電機等の関税は国家プロジェクトであることから見込まない。

なお、これ等関税相当額は別途参考として算出する。

(i) 予備費

NAPOCORとの協議により、予備費は土木工事費については外貨分に対し10%、内貨分に対しては15%を見込む。

ゲート、水圧鉄管および電気機器に対しては外貨分に対してのみ5%を見込むものとする。

### 11.2.2 概算工事費

第2期計画に必要な概算工事費およびCalirayaダム修復工事費の内貨、外貨区分と年度別工事費を Table S11-2、S11-3、S11-4、S11-5 に示す。

Table S11-2 Investment Cost

Unit : 10<sup>3</sup>US\$

Item	Amount		
	F.C	L.C	Total
1. Kalayaan Stage 2 Project	107,351.9	63,621.3	170,973.2
2. Rehabilitation Works on Caliraya dam	4,820	5,598	10,418
Total	112,171.9	69,219.3	181,391.2

Table S11-3 Estimated Construction Cost

Unit : 10<sup>3</sup>US\$

Item	Foreign Currency	Local Currency	Total
<b>Preparation Works</b>			
Camp Facilities	100	900	1,000
Access Road	0	300	300
Temporary Detour Road	380	370	750
Sub-total	480	1,570	2,050
<b>Civil Works</b>			
Upper Canal	62.4	7.6	70
Power Intake	20.4	77.9	98.3
Penstock	1,929	5,070	6,999
Powerhouse	5,487.3	10,054.9	15,542.2
Switchyard	21.2	77.8	99.0
Tailrace and Lower Canal	1,741.9	1,885.1	3,627.0
Sub-total	9,262.2	17,173.3	26,435.5
Hydraulic Equipment	16,701	13,749	30,450
Electromechanical Equipment	60,400	5,800	66,200
Dredger Boat	50	700	750
<b>Project Controlling</b>			
Engineering Fee	4,000	150	4,150
Administration Cost	0	3,400	3,400
Sub-total	4,000	3,550	7,550
<b>Physical Contingency</b>			
Preparation Works	48	235.5	283.5
Civil Works	926.2	2,576	3,502.2
Hydraulic Equipment	835	0	835
Electromechanical Equipment	3,020	0	3,020
Dredger Boat	2.5	0	2.5
Project Controlling	400	532	932
Sub-total	5,231.7	3,343.5	8,575.2
<b>Total (Project Cost)</b>	<b>96,124.9</b>	<b>45,885.8</b>	<b>142,010.7</b>
<b>Interest during Construction</b> (Interest FC:6.33%, LC:20%)	<b>11,227.0</b>	<b>17,735.5</b>	<b>28,962.5</b>
<b>Grand Total (Investment Cost)</b>	<b>107,351.9</b>	<b>63,621.3</b>	<b>170,973.2</b>

F : Foreign Currency  
 L : Local Currency  
 T : Total

(Unit : 10<sup>6</sup>US\$)

Table S11-4 Fund Requirement in Each Year (1/2)

Item	Year										Remarks
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Total			
Preparation Works	F	0	0	167.9	295.5	7.6	0	9	480		
	L	0	0	675.7	805.9	7.4	0	81	1,570		
	T	0	0	843.6	1,101.4	15.0	0	90	2,050		
Civil Works	F	0	0	7.6	15.7	15.7	15.7	7.7	62.4		
	L	0	0	0.9	1.9	1.9	1.9	1	7.6		
	T	0	0	8.5	17.6	17.6	17.6	8.7	70		
Power Intake	F	0	0	2.08	18.32	0	0	0	20.4		
	L	0	0	8.37	69.53	0	0	0	77.9		
	T	0	0	10.45	87.85	0	0	0	98.3		
Prestock	F	0	0	271.05	992.86	455.15	209.94	0	1,929		
	L	0	0	743.97	2,245.74	1,193.03	887.26	0	5,070		
	T	0	0	1,015.02	3,238.6	1,648.18	1,097.20	0	6,999		
Powerhouse	F	0	0	716.17	3,595.91	910.49	257.31	7.42	5,487.3		
	L	0	0	1,327.66	3,456.26	4,347.49	840.66	42.83	10,054.9		
	T	0	0	2,043.83	7,052.17	5,257.98	1,097.97	50.25	15,542.2		
Switchyard	F	0	0	2.13	0	0	19.07	0	21.2		
	L	0	0	8.38	0	0	69.42	0	77.8		
	T	0	0	10.51	0	0	88.49	0	99		
Tailrace and Lower Canal	F	0	0	174.19	0	860.66	707.15	0	1,741.9		
	L	0	0	186.51	0	929.27	767.32	0	1,885.1		
	T	0	0	360.7	0	1,789.93	1,474.47	0	3,627		
Sub-Total	F	0	0	1,173.22	4,622.79	2,241.9	1,209.17	15.12	9,262.2		
	L	0	0	2,277.79	5,813.43	6,471.69	2,566.56	43.83	17,173.3		
	T	0	0	3,451.01	10,436.22	8,713.59	3,775.73	58.95	26,435.5		

Table S11-4 Fund Requirement in Each Year (2/2)

Item	Year	(Unit : 10 <sup>7</sup> ISS)										Total	Remarks			
		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Foreign Currency		Local Currency					
		F	L	T	F	L	T	F	L	T	F	L	T	F	L	T
Hydraulic Equipment	F	0	0	2,907	2,211.8	3,823.5	6,393.7	1,365	16,701							
	L	0	0	0	2,049.6	3,969	6,260.4	1,470	13,749							
	T	0	0	2,907	4,261.4	7,792.5	12,654.1	2,835	30,450							
Electromechanical Equipment	F	0	0	4,430	5,600	19,600	21,960	8,760	50,400							
	L	0	0	0	0	0	3,300	2,500	5,900							
	T	0	0	4,430	5,600	19,600	25,260	11,260	56,200							
Dredger Boat	F	0	0	0	0	10	40	0	50							
	L	0	0	0	0	140	560	0	700							
	T	0	0	0	0	150	600	0	750							
Total (Direct Cost)	F	0	0	8,728.12	12,730.09	25,683	29,602.87	10,149.12	86,833.2							
	L	0	0	2,953.49	8,668.93	16,588.09	12,686.96	4,094.83	38,992.3							
	T	0	0	11,681.61	21,399.02	36,271.09	42,289.83	14,243.95	125,865.5							
Project Management	F	572	468	486.3	866	761.1	761.1	285.5	4,000							
	L	0	0	250.6	942.7	942.7	942.7	471.3	3,530							
	T	572	468	736.9	1,608.7	1,703.8	1,703.8	756.8	7,530							
Physical Contingency	F	0	104	165.9	576.9	300.3	1,091.5	3,050.1	5,291.7							
	L	0	0	379.1	1,248.8	1,112.1	526.3	77.2	3,943.5							
	T	0	104	545	1,825.7	1,412.4	1,560.8	3,127.3	8,575.2							
Total (Project Cost)	F	572	572	9,380.32	13,972.99	26,744.4	31,398.47	13,484.72	96,124.9							
	L	0	0	3,583.19	10,860.43	12,642.89	14,155.96	4,643.35	45,885.8							
	T	572	572	12,963.51	24,833.42	39,387.29	45,554.43	18,128.05	142,010.7							
Interest during Construction	F	18.1	54.3	369.3	1,198.4	2,397.1	4,237.4	3,042.4	11,227							
	L	0	0	358.3	1,802.7	4,153	6,832.9	4,588.6	17,735.5							
	T	18.1	54.3	727.6	2,911.1	6,550.1	11,070.3	7,631	28,962.5							
Grand Total (Investment Cost)	F	590.1	626.3	9,749.62	15,081.39	29,141.5	35,635.87	16,527.12	107,351.9							
	L	0	0	3,941.49	12,663.13	16,795.89	20,988.86	9,231.93	63,621.3							
	T	590.1	626.3	13,691.11	27,744.52	45,937.39	56,624.73	25,759.05	170,973.2							

Table S11-5 Fund Requirement for Rehabilitation Works of Caliraya Dam

Unit : US\$

Item	Year			-1st year			1st year			2nd year			Total			Remarks
	F. C	L. C	Total	F. C	L. C	Total	F. C	L. C	Total	F. C	L. C	Total	F. C	L. C	Total	
	1. Direct Cost															
Rehabilitation Works for Existing Spillway for Common Use	0	0	0	20,000	159,200	179,200	0	0	0	0	0	0	20,000	159,200	179,200	
Changing of gate	0	0	0	0	0	0	80,000	9,500	89,500	0	0	0	80,000	9,500	89,500	
Build Additional Spillway	0	0	0	875,600	847,800	1,723,400	1,662,400	1,651,100	3,343,500	0	0	0	2,538,000	2,528,900	5,066,900	
Rehabilitation Works for Landslide Place at East Side	0	0	0	0	91,600	91,600	0	0	0	0	0	0	0	91,600	91,600	
Rehabilitation Works for Downstream Surface of Dam	0	0	0	313,200	363,700	676,900	0	0	0	0	0	0	702,000	815,100	1,517,100	
Rehabilitation Works for Upstream Surface of Dam	0	0	0	0	0	0	56,000	305,000	361,000	0	0	0	56,000	305,000	361,000	
T o t a l	0	0	0	1,208,800	1,462,300	2,671,000	2,187,200	2,447,000	4,634,200	0	0	0	3,396,000	3,909,300	7,305,300	
2. Site Investigation Works	0	85,500	85,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	85,500	85,500	
3. Compensation Cost	0	0	0	0	190,000	190,000	0	0	0	0	0	0	0	190,000	190,000	Quarry Site Area 10ha
4. Engineering Fee	118,000	0	118,000	354,000	0	354,000	354,000	0	354,000	0	0	0	826,000	0	826,000	
5. Administration Cost	0	22,400	22,400	0	67,200	67,200	0	67,200	67,200	0	0	0	0	156,800	156,800	
6. Physical Contingency	0	0	0	2,000	25,000	27,000	337,600	365,900	703,500	0	0	0	339,600	390,900	730,500	
7. Interest during Construction	3,700	10,900	14,600	57,000	196,100	253,100	197,700	658,500	856,200	0	0	0	258,400	865,500	1,123,900	F. C : 6.35%, L. C : 20%
8. Grand Total (Investment Cost)	121,700	118,800	240,500	1,621,800	1,940,600	3,562,400	3,076,500	3,538,600	6,615,100	0	0	0	4,820,000	5,598,000	10,418,000	



## 第12章 環境評価

### 12.1 現況

本プロジェクトの環境問題は、Laguna湖やCaliraya湖ならびにその間にある山々と、さらにこの二つの湖の付近にあるすべての経済的基盤を含み、これに関与する総人口は約100万人である。

この地域の基本的な環境問題は、Laguna湖の汚染の増大である。これは周辺の集落や産業および流域全体の農業活動によってもたらされている。この意味で、本プロジェクトの主要な環境上の影響は、（既設の第1期工事とこれからの第2期工事を含め）、このLaguna湖の汚染がCaliraya湖に移転するという問題である。

しかしながら、この点に関しては、すでに既設の発電所によってもたらされた影響に比べれば、第2期工事の環境インパクトは付随的なものであり、第2期計画の運転は、単にこの二つの湖の間を往復する水の量を変更するに過ぎず、Caliraya湖の週間の水位変動は従来通りで変わらない。

上述のように第2期計画による環境問題に支障はないが、2次的な広義の面におけるKalayaan揚水発電所運転（第1期、第2期 計 600 MW）に関する環境への緩和策について提案するものとする。

Laguna湖の現在の状態の下でKalayaan計画の運転により発生する主要な環境問題を解決しようとするならば、第一の目標は、このプロジェクトの影響がおよぶ地域を対策が可能なようなシステムに限定し、その範囲で緩和対策をたてることが有効であろう。

### 12.2 緩和対策

具体的緩和対策即ち管理可能なシステムを作り出す唯一の可能性は、Laguna湖の一部を締切り、これをKalayaan揚水発電所の下池として運用することである。この水に対して水質改善を施せばCaliraya湖との間に循環する水をきれいにすることが可能である。

この目標は「Laguna Lake Development Authority - LLDA」によって検討する中長期的なプログラムで取り扱われることが望ましい。

プログラムを達成するためには、二つの工事が必要となる。

- Laguna湖の一部分を締切り、適切な位置に締切りダムを建設し、発電所の下池を形成する。
- 下池で湖の浄化計画を開始し、水質の水生物学的改善を行う。

締切りダムを建設する場合、ダムの中心は、東南部のPila川とSanta Cruz河の出口から、西北のNaglabasとLubo地方を結ぶ線上とする。これによって形成される下池の面積は約 100km<sup>2</sup> (ラグナ湖の総面積の1/9)となり、週間の水位の変動は20cmを超えない。

締切りダムの総延長は、5.5kmとなる。締切りダムの一部には、浮沈式で鋼製の、長さ約 250mの起伏ゲートを設け、大型のバージの通行と、洪水時の放水に使用する。

下池内部の水を浄化する目標を達成するために、Wetlands と呼ばれる生態学的技術を使用することが提案される。この技術は、ある種の植物によって、その根による作用と特定なバクテリアの生育を促して汚染された水を浄化するものである。このシステムの効率は、正しく計画され、運用された場合には、栄養物（窒素と磷）の捕獲率で60~70%に達し、汚濁除去の点では90%に達成する。

この技術が十分に働くためには、水深が浅く、わずかに塩分を含み、わずかな沙の干満作用のあることが必要であり、下池（Laguna湖全体）はこの条件に理想的である。

この計画はLaguna湖全体の汚染問題を解決するためのものでないことは明らかであるが、これが成功すればLLDAの中長期計画に関して、パイロットプラント的な実験として重要な貢献となるであろう。

一方、このようにLaguna湖を締切りダムで分割することによって、別の環境問題が発生する可能性があり、これを十分に検討し、この計画を実施する前に解決しなければならない。この点に関して、以下のような追加の検討が必要である。

- 締切りダムが建設された後のLaguna湖全体の水理学的な挙動と、水質の変化。
- 湖を分割することによって発生する社会経済的問題。
- 現在のLaguna湖の管理機構の見直しと、その強化。
- 締切りダムとその付属構造物の設計。

さらに、水の浄化計画に応用される専門的技術を検討し、大規模な現地試験によって最適化する必要がある。

Laguna湖とCaliraya湖は連続的に監視する必要がある、全体的な湖水評価指標（Lake Evaluation Index - LEI）を使用することを提案する。

以上に述べた水質の問題の他には、プロジェクト全体としての（第1期計画と第2期計画）他の環境インパクトは、重要なものではない。

その他、小さな対策として、湖の岸に植樹すること、水位の変動による土壌の侵食を防止すること、また水圧鉄管の経路の土壌の侵食と、美観、安全を配慮する必要がある。



提案された緩和策を実施するためには、5年の工期が必要であり、そのうち3年は研究、現地調査と実験に費やされる。

この計画の概略費用見積としては、さらに進んだ段階で再見積りすべきであるが、約 US\$6 Millionsと想定される。(外貨30%、内貨70%)。この費用は、第2期工事の投資の約4%である。

## 第13章 経済評価

### 13.1 評価の手法

本計画の経済評価は、

- 1) 便益 (Benefit)・費用 (Cost) 比率法
- 2) 等価割引率 (Economic Equalizing Discount Rate)法

により行った。

すなわち、第2期計画とその代替プロジェクトのそれぞれについて、第2期計画に係る業務着手時点から、運転開始後一定期間（着手時点から耐用年数末期に至るまで）に発生する総費用を計上し、双方の総費用の現在価値累計をもとめ、この比率が1.0よりも大きいか否かを見極めるいわゆる“便益 (Benefit)・費用 (Cost) 比率法”により比較を行うとともに、第2期計画とその代替プロジェクトの業務着手時点から、一定の運転期間に発生する総費用の現在価値累計額が等しくなる等価割引率を求める“等価割引率法”によった。このようにして得られた割引率が、フィリピン国のPower Sector用に定められた資本の機会費用を反映する社会的割引率（15%）を上廻るか否かを検討することとした。

### 13.2 便益 (Benefit)・費用 (Cost) 計算の諸元

経済評価のための諸計算を行なうに当って採用した諸元は以下の通りである。

Table S13 - 1 便益・費用計算の諸元

項 目	第 2 期 計 画	ガ ス タ ー ビ ン 発 電 計 画
設 備 出 力	300 MW (150MW×2)	376 MW (注1)
年 間 運 転 時 間	1,500 時間 (6.0時間×250日)	1,500 時間
年 間 発 電 電 力 量	450.0 GWh	441 GWh (注2)
所 内 消 費 率		
KW 消費率	0.5 %	0.6 %
KWH 消費率	0.6 %	0.7 %
送 電 損 失 率		
(揚 水)	2 %	0 %
(発 電)	2 %	0 %
事 故 率	0 %	8 %
保 修 停 止 率	3.8 %	3.8 %
揚 水 総 合 効 率	70 %	— %
気 温 に よ る 低 下 率	0 %	13.2 % (外気温37℃)
耐 用 年 数	50 年	15 年
建 設 費 (US\$M)	141.50	137.24
年 度 別 建 設 費 (US\$M)		
1991年	0.57	
1992年	0.57	
1993年	12.91	
1994年	24.75	
1995年	39.12	54.90
1996年	45.46	61.76
1997年	18.13	20.58

### 13.3 便益・費用比率（割引率：15%）

フィリピン国でPower Sectorのプロジェクトに用いられる割引率は15%である。これを用いた場合の第2期計画の便益・費用比率を得るための計算結果は以下のとおりである。

Table S13 - 2 便益・費用計算

項 目	単 位	第 2 期 計 画	ガスタービン発電計画
(1) 1日当り運転時間	時 間	6.0	6.0
(2) 年間発電時間	時 間	1,500	1,500
(3) 年間発電電力量	G W H	450.0	441.0
(4) 建設費	US\$M	141.50	137.24
(5) 運転保守費	"	1.70	1.60
(6) 燃料費	"	13.17	17.30
(7) 年間経費 (= (5)+(6))	"	14.87	18.91
(8) 年間経費累積現価額 (= (7) × 2.357)	"	35.05	44.56
(9) 建設費現価額	"	74.77	66.50
(10) 第2期計画調整 建設費現価額 (= (9) × 0.878)	"	65.65	—
(11) 総費用	US\$M	(8)+(10) 100.70	(8)+(9) 111.06

Table S13-2 から便益 (B)/費用 (C) および便益 (B) - 費用 (C) は、それぞれ次のようになる。

$$B/C = 111.06/100.70 = 1.10$$

$$B - C = 111.06 - 100.70 = 10.36 \text{ (US\$M)}$$

従って、フィリピン国で定められている資本の機会費用を反映する割引率15%のもとで、便益・資本比率が1.0を上廻っている。

参考までに第2期計画及び代替ガスタービン発電計画の外貨支出分に対し、フィリピン計画担当機関の定めている外国為替のシャドーレート 1.2をそれぞれ乗じ、経済価格を算出し、社会的割引率15%のもとでの Benefit/Cost ratio を求めた所、市場価格での Benefit/Cost ratio 1.10を上回り1.13を示した。

#### 13.4 等価割引率 (EIRR)

等価割引率 (EIRR) は、第2期計画の総費用 (C) とガスタービン発電計画総費用 (B) より求めると、21.15%となり、フィリピン国のPower Sector用に定められた資本の機会費用を反映する社会的割引率15%を上回っている。

以上の結果から、カラヤン揚水発電第2期計画は経済的に妥当と判断される。

## 第14章 財務分析

### 14.1 資金調達条件

本案および3つの参考案を含む計4ケースについて、外貨、内貨別に資金調達条件を設定し、借入金の返済計画表を作成した。

○ 本案（国際金融機関A）

外貨建て融資：利 率	6.33%/年
コミットメントチャージ	0.75%/年
借款期間	20年（L/A締結後）
返済猶予期間	7年
返済期間	13年

○ 参考ケース1（二国間公的金融機関）

外貨建て融資：利 率	2.7%/年
サービスフィー	0.1%（対融資額）
借款期間	30年（L/A締結後）
返済猶予期間	10年
返済期間	20年

○ 参考ケース2（国際金融機関B）

外貨建て融資：利 率	7.75%/年
コミットメントチャージ	0.75%/年
借款期間	20年（L/A締結後）
返済猶予期間	7年
返済期間	13年

○ 参考ケース3（輸出入銀行）

外貨建て融資：利 率	7.3%/年
コミットメントチャージ	0.5%/年
借款期間	14年（L/A締結後）
返済猶予期間	7年
返済期間	7年

以上各ケースともそれぞれ内貨分建設費は利率20%/年、運転開始後10年にて返済する資金調達条件を設定した。

為替レートはUS\$ 1 = P22.50とした。

#### 14.2 50年間の累計収支バランス

以上の4ケースのそれぞれについて借入金返済計画、損益計算表、キャッシュ・フローシートを作成した。検討結果は以下の通りである。

本 案	累計収支バランス (50年間)	+ US\$74,045 Millions
参考ケース1	"	+ US\$94,184 Millions
参考ケース2	"	+ US\$59,481 Millions
参考ケース3	"	+ US\$94,042 Millions

#### 14.3 稼働固定資産と営業利益との比率

営業期間中の稼働固定資産と営業利益との比率は以下の通りである。

(%)

期 間 項 目	10年間	20年間	30年間	40年間	50年間	順 位
	平 均	平 均	平 均	平 均	平 均	
本 案	2.363	2.658	3.038	3.545	4.253	3
参考ケース1	2.604	2.962	3.385	3.950	4.740	1
参考ケース2	2.298	2.585	2.954	3.447	4.136	4
参考ケース3	2.423	2.726	3.116	3.635	4.362	2

#### 14.4 財務的等価割引率 (FIRR) 15%を得るための電力単価

営業開始後50年間、各年の収益および費用を一定と設定した。まず、50年間の建設費および、維持管理費および燃料費からなる費用を第2期計画業務開始年の1991年初頭に累積現在価値換算を行ない、費用としてUS\$114.70 Millionsを得た。便益がこの費用の累積現在価値と同額となるためには、電力売電単価は発電端電力量450GWhの場合、P2.13584/kWhとなる。



JICA