

マレーシア

リワグ川小水力発電開発計画調査

最終報告書

要約版

1992年10月

国際協力事業団

ARY

鉦 調 資
C R (3)
92 - 177

マレーシア

リワグ川小水力発電開発計画調査

最終報告書

要約版

JICA LIBRARY



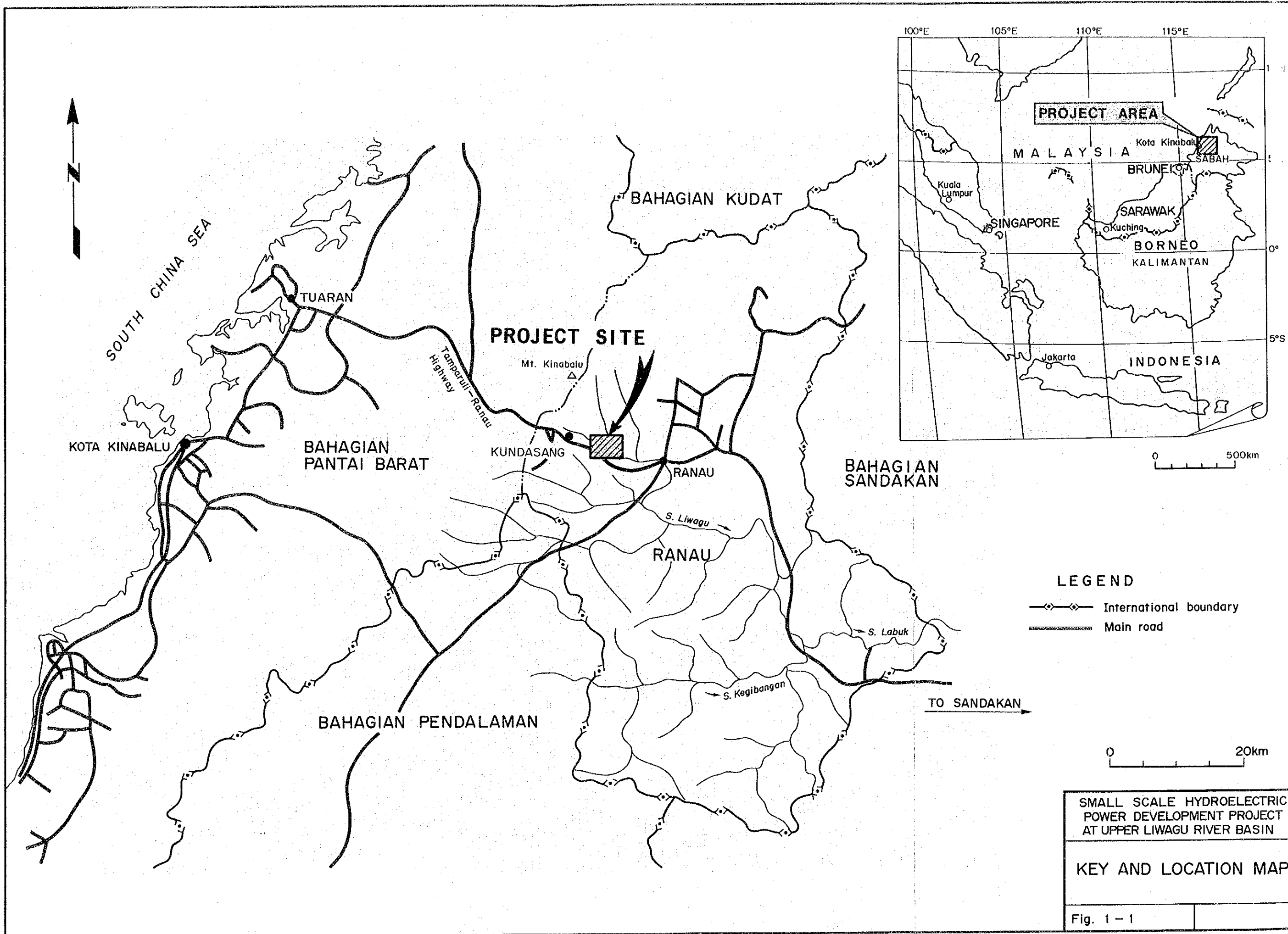
1100994(1)

24325

1992年10月

国際協力事業団

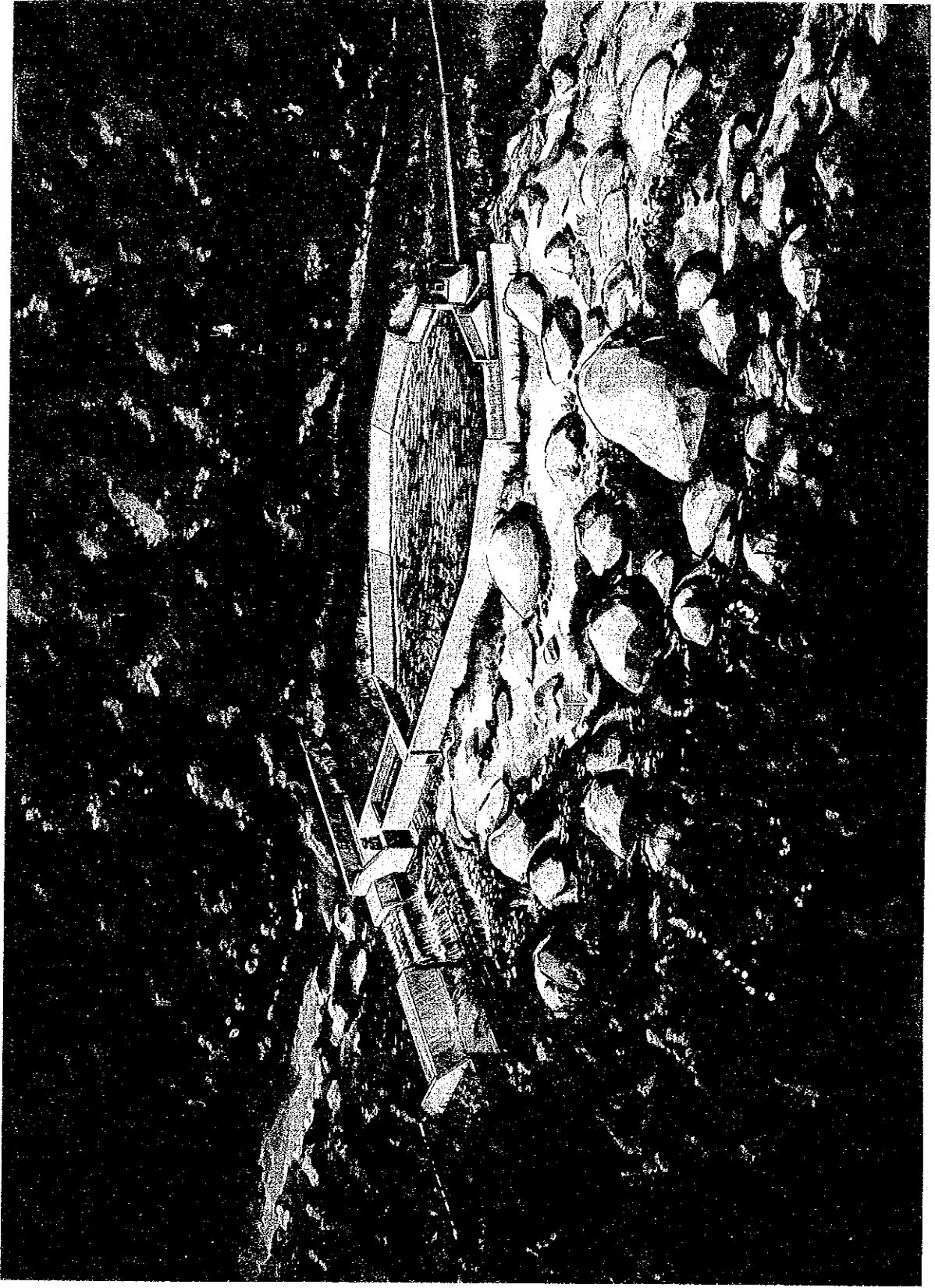




SMALL SCALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

KEY AND LOCATION MAP

Fig. 1 - 1



Liwagu Intake Facility



Penstock and Powerhouse



Photo-1 Liwagu Intake Dam
(View from upstream)

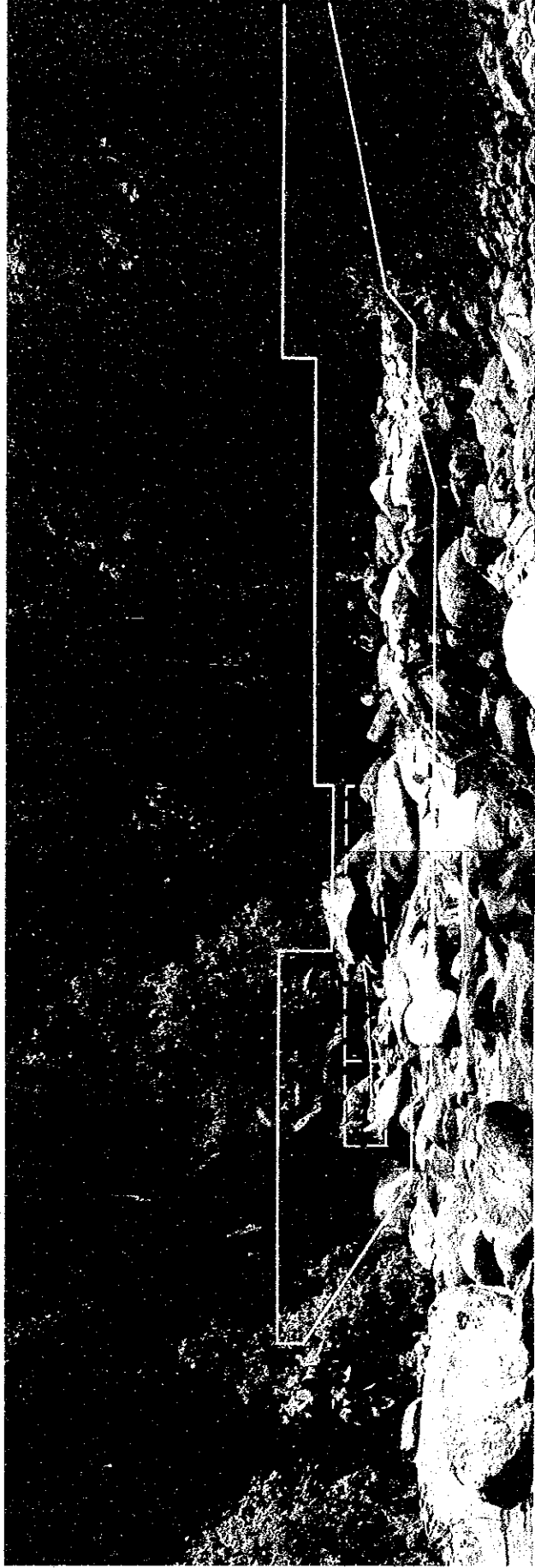


Photo-2 Mesilau Intake Dam
(View from downstream)

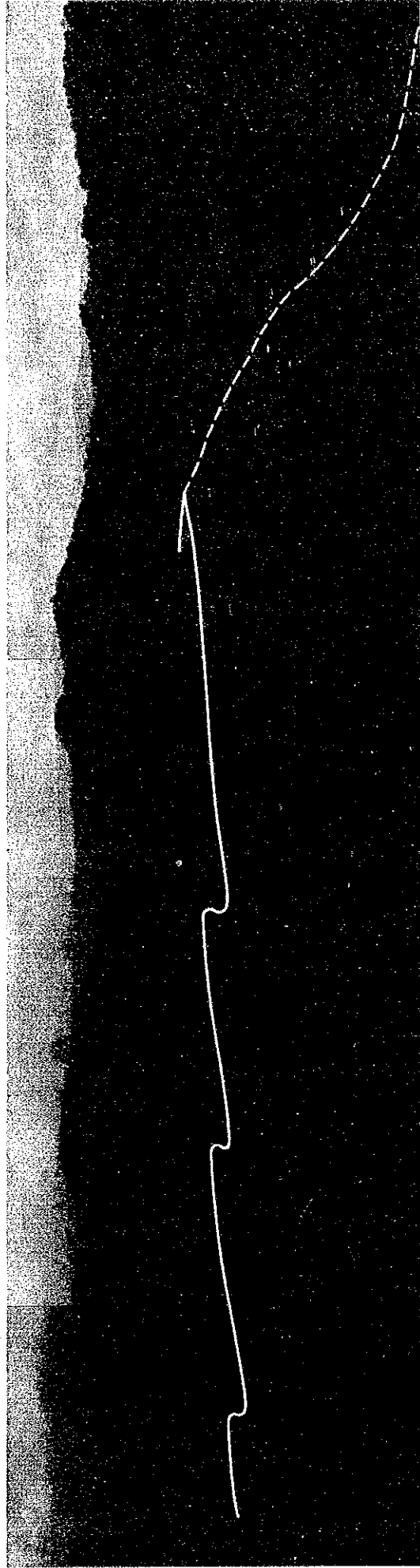


Photo-3 Liwagu Pipeline and Penstock

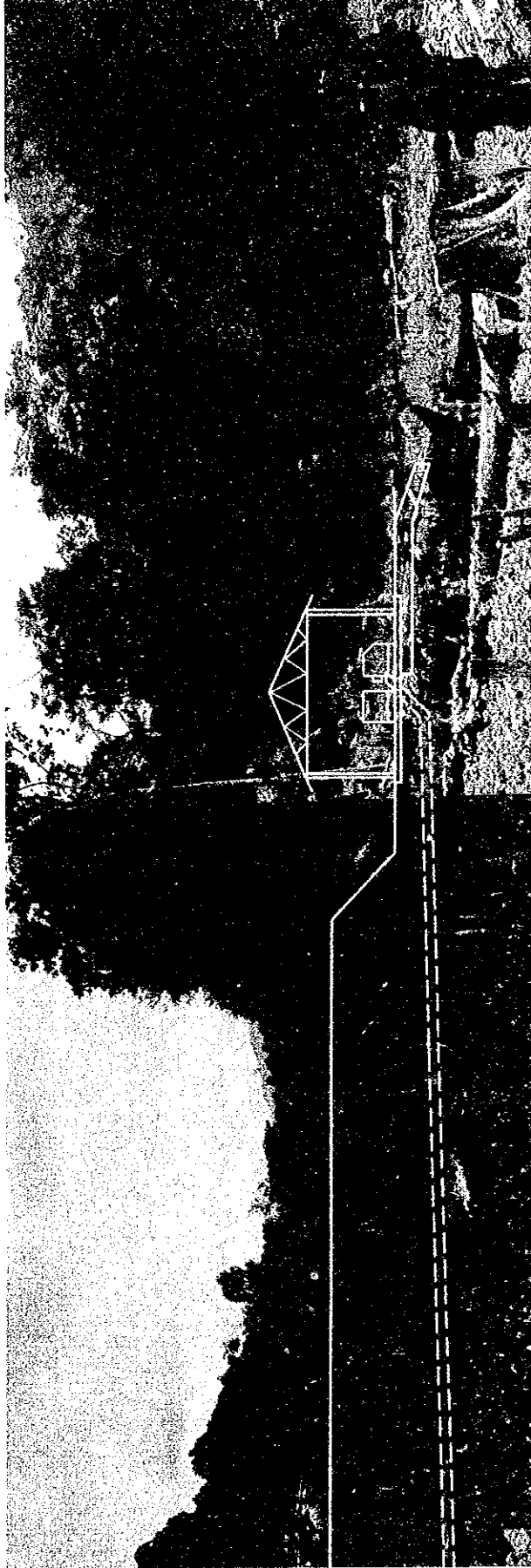


Photo-4 Powerhouse

目 次

	頁
1. 序 論	S-1
2. 調 査 結 果	S-1
2.1 Ranau地域の電力事情	S-1
2.2 電力需要想定	S-2
2.3 開発計画地点の選定	S-3
2.4 地 形 図	S-3
2.5 地 質	S-4
2.6 気象および水文	S-4
2.7 最適開発計画案の選定	S-5
2.8 送 電 線	S-5
2.9 予 備 設 計	S-5
2.10 工 事 計 画	S-9
2.11 工事費積算	S-9
2.12 環境影響調査	S-9
2.13 経済評価および財務分析	S-9
3. 結 論	S-11
4. 勧 告	S-13

List of Tables

- Table 1 Power Demand Foerecast for Ranau-Kundasang Grid
Table 2 Summary of Construction Cost

List of Figures

- Figure 1 Peak Power Demand in Ranau-Kundasang Grid
Figure 2 Construction Schedule

List of Drawings

- Drawing 1 General Plan
Drawing 2 Liwagu Intake Facility, Plan
Drawing 3 Mesilau Intake Facility, Plan
Drawing 4 Penstock, Plan, Typical Section and Details
Drawing 5 Powerhouse, Plan and Sections

1. 序 論

この報告書はマレーシア国サバ州のリワグ川小水力発電開発計画調査のスタディ結果を要約したものである。

本調査はマレーシア政府から日本政府への要請に応じて実施されたものである。本調査のためのScope of Workはマレーシア経済企画庁 (Economic Planning Unit : EPU) と国際協力事業団 (Japan International Cooperation Agency : JICA) との間で1992年3月13日に合意された。

JICAは本調査を実施することとし、電源開発株式会社にその業務を委託した。

本業務を実施するため、手塚徳治 (電源開発) を団長とするJICA調査団は1991年7月に調査の国内作業を開始した。調査団は最初に、インセプションレポートを作成提出した。このインセプションレポートには調査の方針、方法、EPU側とJICA側の業務分担区分が含まれている。このインセプションレポートで調査団は業務の期間をIdentification Stage, Field Investigation StageおよびPreliminary Design Stageの3 stageに区分した。第二に、調査団は開発計画の最適地点を選定するため現地踏査を実施した。その結果は1991年9月、中間報告書として提出した。第三に、選定された開発地点で測量、地質調査、環境影響調査等の現地調査工事を実施した。さらにプログレスレポートを1992年3月に提出した。最後に、最適開発計画案の選定および予備設計を実施した。すべての調査は1992年7月に完了した。

本調査業務は主としてサバ電力庁 (Sabah Electricity Board : SEB) においてSEBのカウンターパートと共に実施された。現地での調査業務期間を通じてSEBのエンジニアに対して技術移転が実施された。その間JICAおよび調査団による2回のセミナーが実施された。

2. 調査結果

2.1 Ranau地域の電力事情

本小水力発電開発計画の対象となるRanau地域は、独立した電力系統内にあり、この地域はKinabalu山 (標高 4,101m) の南東に広がりを持ち、標高 1,500mのKundasang町から標高 500mに位置するRanau町を中心とした約170km²の面積を有している。この地域の人口は1990年末で約32,600人と想定されるので、このうち電力の供給を受けている人口15,100人より電化率を算定すれば46.3%となる。

単独系統を構成しているRanau-Kundasang電力系統の電力需要は、1990年末で1,330kW、需要家数は2,960軒である。これらの電力需要家は11kV HV線とさらに415V/240V 配電線をとおして電力が供給されている。

電力供給設備はRanauのディーゼル発電設備（銘板出力1,645kW、有効出力1,120kW）、Kundasangのディーゼル発電設備（銘板出力945kW、有効出力660kW）が主力で、1999年1月に運転開始したCarabau水力発電所（設備出力2,000kW）がある。したがって発電設備の総有効出力は3,780kWである。なお、KundasangにはMesilau小水力発電所3ヶ所（100kW×3）が1983～84年にかけて完成したが、1985年に起きた地すべりが原因で3ヶ所の発電所とも現在停止中である。SEBはこの3ヶ所の水力発電所の改修と、地すべりが原因で放棄されている第2 P. Sの位置変更を含めた改修工事に着手している。これら3ヶ所の水力発電所の改修工事は1992年中に完成することになっている。

2.2 電力需要想定

Ranau-Kundasang電力系統は1990年末現在で需要家数が2,960軒、電化率は46.3%であり潜在需要家数は3,430軒に達するものと思われる。同系統は6,025MWhおよび1,330kWの年間最大需要を有している。

Ranau-Kundasang電力系統の需要想定は原単位（一需要家当りの消費電力量）と対象地域の電化の現状を踏えた電化率の2つのパラメーターをベースに行った。

電力需要想定の結果として以下のような値を得た。（Table 1 参照）。

<u>Year</u>	<u>Number of customers electrified</u>	<u>Annual energy requirement (kWh)</u>	<u>Annual maximum demand (kW)</u>
1995	4,260	11,583	2,520
2000	5,620	18,958	3,930
2005	6,920	27,064	5,620
2010	8,480	36,585	7,590
2015	9,630	43,617	9,050

Naradawプロジェクト（1,600kW）の最適投入時期（運転開始）はFig. 1に示すように電力需要バランス（kWおよびkWh）を考慮して1997年に設定した。

Naradawプロジェクトの運転開始により以下のようなジーゼル発電所の燃料費が節約できるものと期待される。

	1997年	2000年	2009年以降
オイル節約 (M\$)	842,000	1,338,000	1,764,000
Naradaw P/S Generation (MWh)	4,600	7,300	9,500

2.3 開発計画地点の選定

Liwagu川上流域における水力発電計画の地点の選定は以下の2つの基本方針に基づいて実施した。第一は、Liwagu川中流にある大規模水力計画（165MW）の建設の妨げとならないような地点を選定すること。第二に、計画地点および代替案は電力需要、供給、水力とディーゼルの役割を考慮して検討したこと。

調査団は将来のRanau地域の需要に適合する小水力の条件に添って既調査の20ヶ地点をレビューし、その中から5地点、6計画を詳細に検討した。すなわち、Kualuan, Naradaw, Gantong A, Gantong B, Pakai, Lamas 2を抽出した。

これらの検討結果として、最適地点としてNaradaw地点を選定した。以後、本計画をNaradawプロジェクトと称する。

2.4 地形図

本プロジェクトの調査で使用した既存の地形図は縮尺1/50,000、1/12,500および1/2,500である。

選定された地点で予備設計を実施するため、主要構造物の周辺の縮尺1/500の地形図がField Investigation Stageに地形測量により作成された。調査団はこの地形測量のための技術仕様書を作成し、かつこの測量の技術的アドバイスを行った。

縮尺1/500の地形図作成のため以下の範囲が測量された。

- Liwagu川取水ダム地点 0.014 km²
- Mesilau 川取水ダム地点 0.015 km²
- 水圧鉄管および発電所地点 0.115 km²

2.5 地質

Ranau地域および計画地点の地質は既存の地質情報を用いて検討した。主要構造物の予備設計のための地質情報を得るため、選定された地点でドリリング、地質図作成等の地質調査工事をField Investigation Stageに実施した。

地質調査工事の内容は以下のとおりである。

<u>Site</u>	<u>Description</u>	<u>Quantity</u>
Liwagu intake	Drilling	2 holes, 30 m
Mesilau intake	Drilling	2 holes, 30 m
Headpond (Alternative)	Drilling	2 holes, 40 m
Penstock	Drilling	2 holes, 40 m
Powerhouse	Drilling	2 holes, 40 m
Project area	Geological mapping	10 km ²
Liwagu intake	Geological mapping	0.012 km ²
Mesilau intake	Geological mapping	0.017 km ²
Penstock-powerhouse	Geological mapping	0.069 km ²

2.6 気象および水文

水文解析のため、計画地点周辺の気象データおよび水文データを収集した。本解析にはBedukan測水所（1981年閉鎖）の測水データを適用した。

水文解析から得られた計画地点の流量は以下のとおりである。

95 % flow	Liwagu intake	0.24 m ³ /s
	Mesilau intake	0.21 m ³ /s
	Total	0.45 m ³ /s
Return period 50 years (Design flood discharge)	Liwagu intake	200 m ³ /s
	Mesilau intake	180 m ³ /s
	Powerhouse	220 m ³ /s

2.7 最適開発計画案の選定

Naradawプロジェクトは、Ranau地域内の第5番目の流れ込み式所小水力発電所—ジゼルオイルを節約し、かつRanau-Kundasang電力系統に電力を供給することが主要な目的である。

最適計画の選定はNaradaw地点において種々の代替案のコストとその便益を比較することにより、有効落差、最大使用水量、および設備出力を選定することである。

検討の結果、最適計画として、設備出力 1,600kW、最大使用水量 1.20m³/sが選定された。

Naradawプロジェクトの運転開始時期はRanau-Kundasang電力系統の発電設備の供給能力と予測されるピーク需要に起因するkWおよびkWhバランスに依って決まる。特に既設Carabau水力発電所の運転条件によって定まる。

Carabau発電所は2台のユニット(1,000kW×2)から多量の電力を発電する能力をもっているが、この発電所は度々故障し修理されている。将来ともこの2台のユニットが安定して運転されるならばNaradawは2000年運開が適当と考える。一方Carabauの安定運転を1ユニットとするならばNaradawは1997年運開が適当と考えられる。

2.8 送電線ルート

Naradaw小水力発電所の発電所地点はLiwagu川とMesilau川の合流点から約50m上流に位置している。

発電所の屋外にある変圧器から11kV/3kVにステップアップされた11kV HV 巨長1kmの送電線が建設される。この送電線はKundasang～Ranau間の道路沿いにある既設11kV HV送電線に接続される。

2.9 予備設計

Naradawプロジェクトの予備設計は前述の最適開発計画に基づいて実施した。取水設備、ヘッドポンド、水路、発電所、アクセス道路等の土木設備、および水車、発電所等の電気機器について比較検討を行った。

検討の結果、LiwaguおよびMesilau川の取水設備として、沈砂池を含む河床取水方式(チロリアン方式)を選定した。沈砂池下流にはコンクリートフェーシング型のヘッドポンド(調整容量:Liwagu 800m³、Mesilau 600m³)を選定した。低圧パイプライン

(水平ルート)はLiwagu川沿い(直径0.70m、延長2,680m)およびMesilau川沿い(直径0.60m、延長990m)を設計した。水圧鉄管(直径0.80m、延長780m)は地質条件を考慮して埋設型を採用した。水車はTurgo Impulse型を採用した。主要構造物の予備設計はDWG.1 ~DWG.5に示す。

Naradawプロジェクトの主要諸元は以下のとおりである。

Development Plan

(1) Catchment area	Liwagu	31 km ²
	Mesilau	28 km ²
	Total	59 km ²
(2) Design maximum discharge	Liwagu	0.70 m ³ /s
	Mesila	0.50 m ³ /s
	Total	1.20 m ³ /s
(3) Elevation of intake crest	Liwagu	EL. 1,049.55 m
	Mesilau	EL. 1,038.00 m
(4) Headpond water level	Liwagu	EL. 1,048.30 m
	Mesilau	EL. 1,036.50 m
(5) Tailrace water level		EL. 852.00 m
(6) Effective head		170 m
(7) Installed capacity		1,600 kW
(8) Firm peak power		460 kW
(9) Supply capable energy		9.5 GWh

Facilities

(1) Liwagu Intake Facility

Intake dam

Type : overflow type
Dimension : height 3.50 m, over flow crest
length 24.00 m

Intake

Type : stream bed type (Tyolean type)

Desilting basin

Dimension : width 4.00 m, overflow crest

Headpond

Type : concrete facing type

Regulating

Capacity : 800 m³

(2) Mesilau Intake Facility

Intake dam

Type : overflow type
Dimension : height 4.00 m, overflow crest
length 22.00 m

Intake

Type : stream bed type (Tyrolean type)

Desilting basin

Dimension : width 2.50 m, length 11.00 m

Connecting pipe (steel pipe)

Intake diameter : 0.60 m

Length : 90 m

Headpond

Type : concrete facing type

Regulating

Capacity : 600 m³

(3) Liwagu Pipeline

Type : surface type steel pipe

Dimension : internal diameter 0.70m, length 2,680 m

(4) Mesilau Pipeline

Type : surface type steel pipe
Dimension : internal diameter 0.60m, length 990 m

(5) Penstock

Type : buried steel pipe
Dimension : internal diameter 0.80m, length 780 m

(6) Powerhouse

Type : surface type
Dimension : width 11.00m, length 19.00 m

(7) Turbine

Type : Turgo Impulse Turbine
Number : 2 units
Effective head : 170m
Max. discharge : 0.60m³/s

(8) Generator

Type : 3 phase Synchronous Generator
Number : 2 units
Capacity : 890 kVA

(9) Transformer

Type : outdoor 3 phase oil immersed, self-cooled
Number : 2 units
Capacity : 890 kVA

(10) Transmission Line

Voltage : 11 kV HV
Length : 1 km

(11) Access Road

New construction
Length : 5,460 m
Improvement
Length : 1,450 m

2.10 工事計画

Naradawプロジェクトの建設工事はアクセス道路、取水設備、パイプライン、水圧鉄管、発電所および電気機器から成立つ。

工事工程は全期間を2.5年として計画した。取水ダムおよび発電所に通じるアクセス道路は最初に着手するものとする。パイプラインはLiwagu川沿いおよびMesilau川沿い共同時に数ヶ所から据付るものとする。

Naradawプロジェクトの工事工程はFig. 2に示すとおりである。

2.11 工事費積算

Naradawプロジェクトの建設工事には土木工事、電気機器、送電線、補償費、技術・管理費等のすべての費用が含まれる。

工事費は1992年6月時点で積算した。工事単価はSEBの類似小水力発電所の実績およびPublic Works Department (PWD) の積算基準を参考にしてサバ州の市場単価を採用した。特殊工種については一部外国の単価を参考にして積算した。

Naradawプロジェクトは小水力発電開発計画であるため、現地調査工事材料を出来るかぎり採用し、工事費の低減を計った。

Naradawプロジェクトの全体工事費は M\$ 11,500,000である。工事費の総括表はTable 1に示す。工事費は内貨と外貨に分けて積算した。

2.12 環境影響調査

本プロジェクトの環境影響調査 (EIA) はマレイシア国立大学 (University Kebangsaan Malaysia) によって実施された。調査団はこの調査のための技術仕様書を作成すると共に評価のアドバイスをを行った。

調査の結果、適切な影響緩和、低減措置が講じられているならば、本計画の環境に対する影響は少ないものと予測される。

2.13 経済評価および財務分析

経済評価はNaradawプロジェクトの全体工事費およびOM費の現在価値を“コスト”とし、その代替ジーゼル発電所の全体工事費、OM費、燃料費の現在価値を“便益”として比較した。

財務分析はNaradawプロジェクトの全体工事費およびOM費の現在価値を“コスト”とし、その発生電力による売電収入の現在価値を“便益”として比較した。

計算期間はNaradawプロジェクトの耐用年数である25年とした。

解析の結果、以下のようなEBDRとFEDRを得た。

$$\text{EBDR} = 10.71 \%$$

$$\text{FEDR} = 10.86 \%$$

発電コスト

(25年間の平均コスト)

	ケース1	ケース2
	(全額連邦政府ローン)	(全額連邦政府グラント)
コスト	M\$ 0.122/kWh	M\$ 0.068/kWh

3. 結 論

- (1) 1990年におけるRanau-Kundasang電力系統内の年間必要電力量および年最大需要電力はそれぞれ6,025MWhおよび1,330kWであった。電力需要予測によればこれらの数字は2000年には18,958MWhおよび3,930kWに増加する。

この電力需要に合わせるため、同系統内には電源の開発が必要である。

現在、この電力系統内には2ヶ所のジーゼル発電所 (Ranau 1,120kW、Kundasang 660kW) およびCarabauミニ水力発電所 (設備出力 2,000kW)が現在、運転中である。Mesilauミニ水力発電所 (設備出力 300kW) は現在修理中である。

Naradawプロジェクトは既設ジーゼル発電所のジーゼルオイルの節約とRanau-Kundasang電力系統の電力供給を目的とするLiwagu川上流地域の小水力発電計画として提供される。

- (2) Naradawプロジェクト (1,600kW) の最適投入時期 (運転開始) は電力需要バランス (kWおよびkWh) を考慮して1997年に設定した。

一方、本プロジェクトを含む系統内の水力発電所の常時尖頭出力 (firm peak output) をベースにしたkWバランスにおいては、本プロジェクトの運転開始の前後にピーク負荷に対応するディーゼル発電所の増設によるバックアップが必要となろう。

- (3) Naradawプロジェクトは既に予備調査されている20ヶ地点から選定された。この計画地点で地形測量、地質調査および環境影響評価が実施された。調査団はこれらの調査の技術仕様書を作成すると共に調査のアドバイスを行った。

- (4) 本プロジェクトはLiwagu取水設備、Mesilau取水設備、Liwaguパイプライン、Mesilauパイプライン、水圧鉄管および発電所 (2ユニットのTurgo Impulse Turbine) から成る設備出力 1,600kWで計画されている。また、取水ダムおよび発電所に通じるアクセス道路も計画されている。発電所から既設送電線間には短距離の送電線が計画されている。

- (5) 本プロジェクトの工事期間は2.5年として計画した。また、本プロジェクトの全体工事費はM\$ 11,500,000である。

(6) 適切な影響緩和、低減措置が講じられるならば本計画の環境に対する影響は少ないものと予測される。

(7) 経済評価および財務分析の結果、EEDRおよびFEDRは以下のとおりである。

EEDR = 10.71 %

FEDR = 10.86 %

4. 勧告

- (1) Naradawプロジェクトは技術的、経済的および財務的にフィージブルである。本プロジェクトは1997年の年初に運転を開始することを勧告する。
- (2) 本レポートでは予備設計を示すのでアクセス道路を含む各構造物に対して実施設計が必要である。
- (3) 工事着手前には、実施設計のため以下の調査が必要である。
 - パイプサポートを含むパイプラインおよびアクセス道路の詳細なルート選定および中心線測量
 - 取水ダム位置の河川横断測量
 - 水圧鉄管ルート沿いの弾性波探査
- (4) 実施設計時および工事期間中にはパイプラインに沿った急傾斜部分の掘削法面の保護には特別な配慮が必要である。
- (5) 水圧鉄管のルートにおける工事期間、その周辺に住んでいる住民に対する安全を配慮する必要がある。

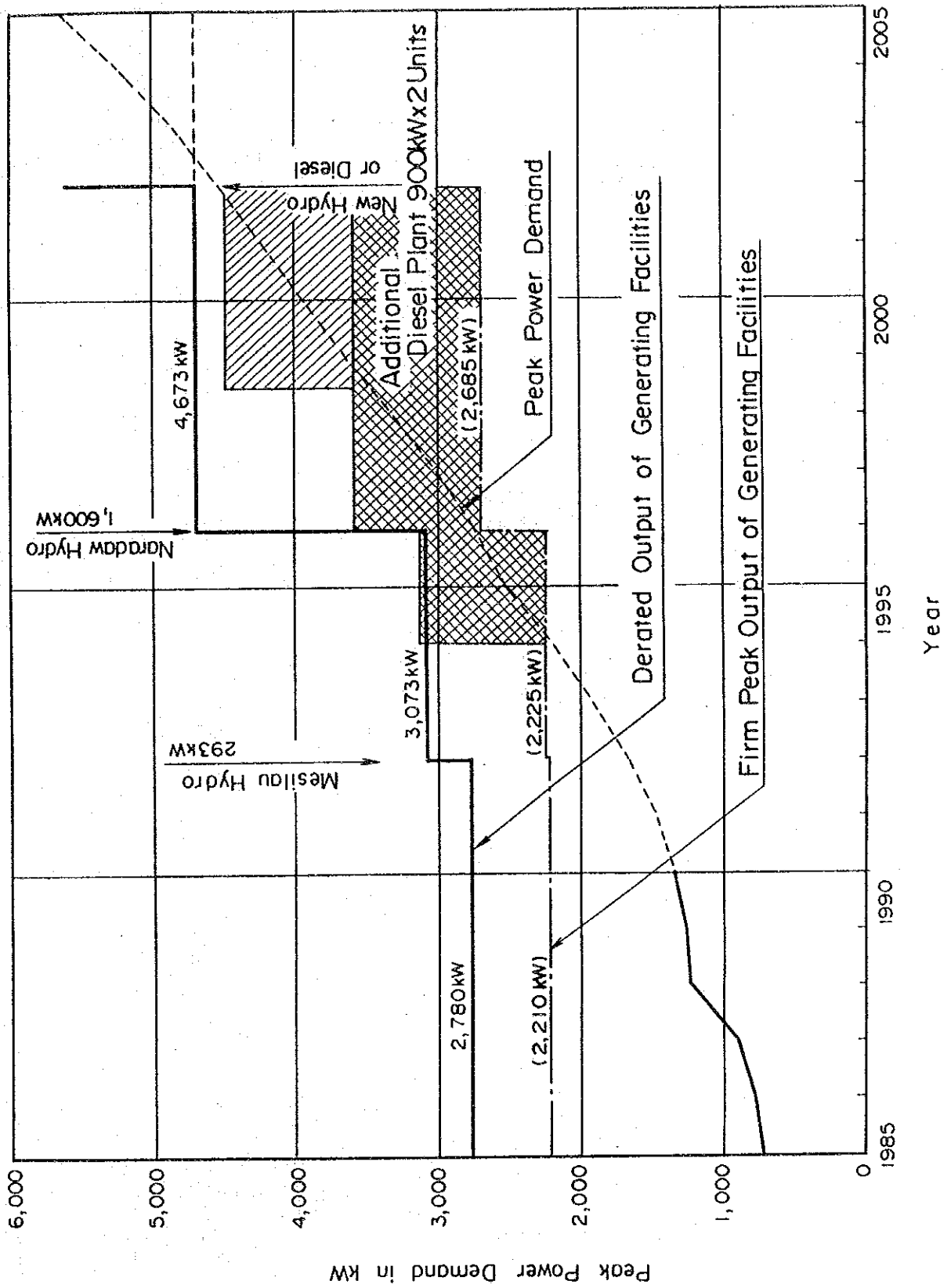
Table 1 Power Demand Forecast for Ranau-Kundasang Grid from 1991 to 2015

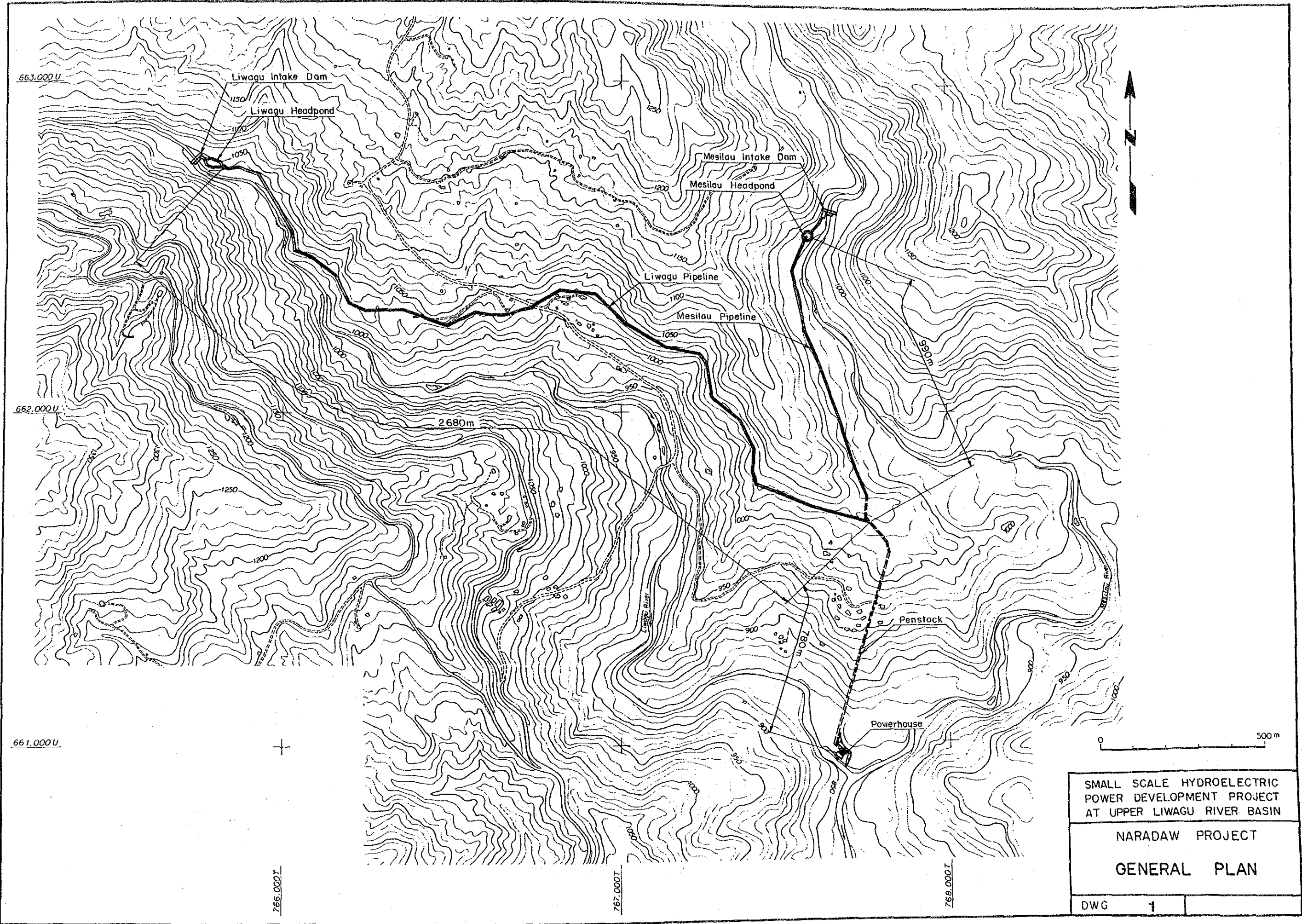
No.	Year	Estimated Population in Kundasang -Ranau Grid	Potential Number of Consumers	Electrification Ratio (%)	Number of Consumers Electrified	*1Monthly Average Consumption Per Customers (kWh)	Annual Energy Requirement at Consumers End (MWh)	Energy Loss Factor (%)	at Generating End			Remarks
									Annual Load Factor (%)	Annual Energy Requirement (MWh)	Annual Maximum Demand (kW)	
Historical Data	1985	26,900	5,270	38.7	2,038	116	2,836	11.7	50.1	3,210	730	Note *1 Growth Rate : 1990~1995 : 6 % 1995~2000 : 4 % 2000~2005 : 3 % 2005~2010 : 2 % 2010~2015 : 1 % Power demand in National Park is included from 1992.
	1986	28,000	5,490	41.7	2,288	113	3,103	12.1	51.0	3,530	790	
	1987	29,100	5,700	44.0	2,507	128	3,863	6.9	50.9	4,150	930	
	1988	30,200	5,920	44.6	2,640	154	4,875	8.1	49.2	5,303	1,230	
	1989	31,400	6,160	44.1	2,722	152	4,971	10.1	50.1	5,532	1,260	
	1990	32,600	6,390	46.3	2,960	154	5,484	9.0	51.7	6,025	1,330	
1	1991	33,900	6,650	47.0	3,130	163	6,122	10.0	52.0	6,734	1,480	
2	1992	35,200	6,900	49.0	3,380	173	7,017	10.0	52.0	7,719	1,690	
3	1993	36,600	7,180	51.0	3,660	183	8,037	11.0	53.0	8,921	1,920	
4	1994	38,000	7,450	53.0	3,950	194	9,196	11.0	53.0	10,208	2,200	
5	1995	39,500	7,750	55.0	4,260	206	10,530	11.0	53.0	11,583	2,520	
6	1996	41,000	8,040	56.0	4,500	214	11,556	12.0	54.0	12,943	2,740	
7	1997	42,600	8,350	57.0	4,760	223	12,738	12.0	54.0	14,267	3,020	
8	1998	44,300	8,690	58.0	5,040	232	14,031	12.0	54.0	15,715	3,320	
9	1999	46,000	9,020	59.0	5,320	241	15,385	12.0	54.0	17,201	3,640	
10	2000	47,800	9,370	60.0	5,620	251	16,927	12.0	55.0	18,958	3,930	
11	2001	49,000	9,610	61.0	5,860	258	18,143	12.0	55.0	20,320	4,220	
12	2002	50,300	9,860	62.0	6,110	266	19,503	12.0	55.0	21,843	4,530	
13	2003	51,600	10,120	63.0	6,380	274	20,977	12.0	55.0	23,494	4,880	
14	2004	53,000	10,390	64.0	6,650	282	22,504	12.0	55.0	25,204	5,230	
15	2005	54,300	10,650	65.0	6,920	291	24,164	12.0	55.0	27,064	5,620	
16	2006	55,800		66.0		296		12.0	55.0			
17	2007	57,200		67.0		302		12.0	55.0			
18	2008	58,700		68.0		308		12.0	55.0			
19	2009	60,200		69.0		315		12.0	55.0			
20	2010	61,800	12,120	70.0	8,480	321	32,665	12.0	55.0	36,585	7,590	
21	2011	63,400		70.0		324		12.0	55.0			
22	2012	65,000		70.0		327		12.0	55.0			
23	2013	66,700		70.0		331		12.0	55.0			
24	2014	68,500		70.0		334		12.0	55.0			
25	2015	70,200	13,760	70.0	9,630	337	38,944	12.0	55.0	43,617	9,050	
Annual Growth Rate (%)		3.1	3.1	—	4.8	3.1	8.2	—	—	8.2	8.0	

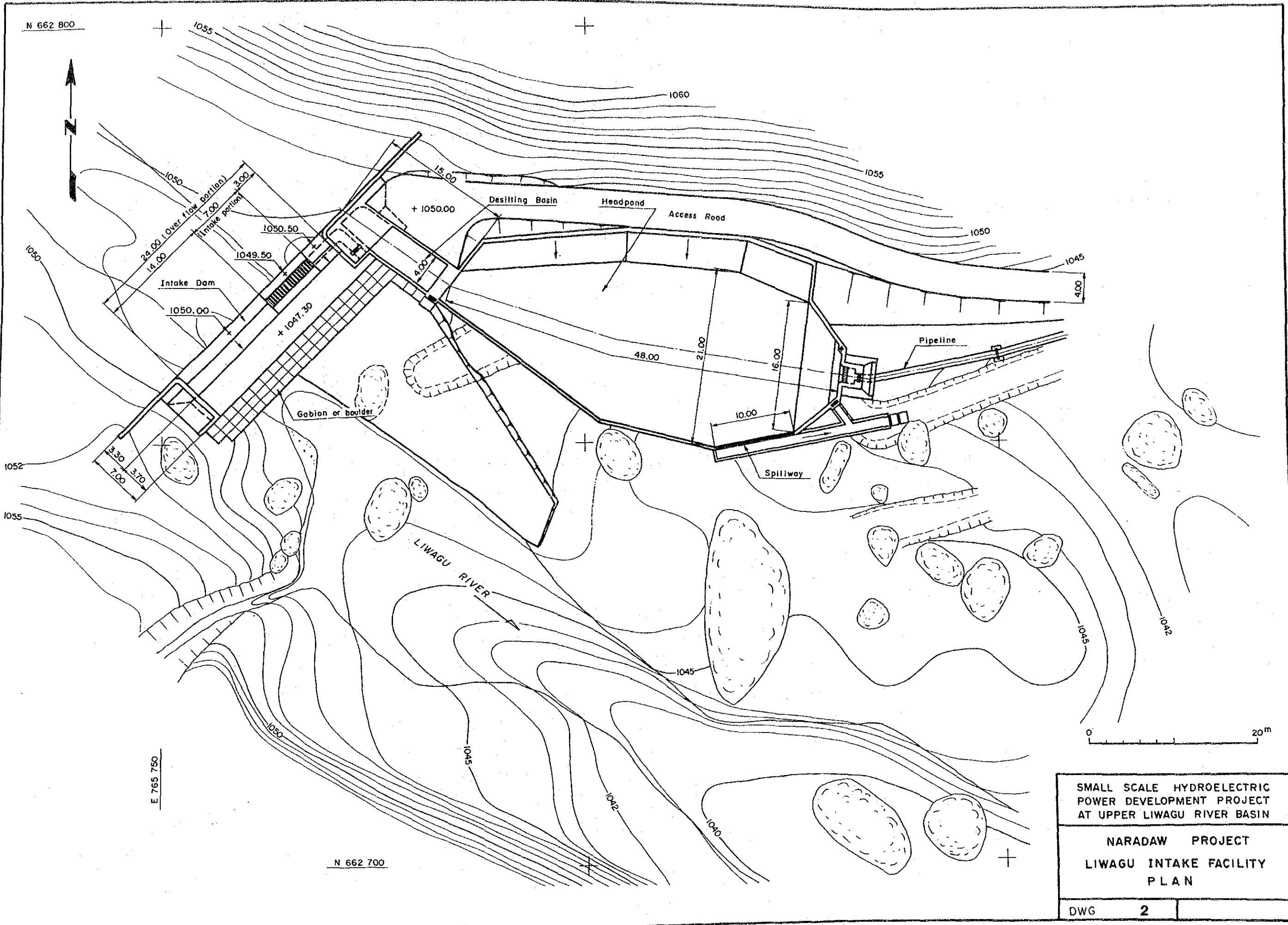
Table 2 Summary of Construction Cost

	<u>Local Currency (M\$)</u>	<u>Foreign Currency (M\$)</u>	<u>Amount (M\$)</u>
1. Civil Engineering Works	6,099,000	○	6,099,000
1.1 Preliminaries	200,000	○	200,000
1.2 Liwagu Intake Facilities	509,000	○	509,000
1.3 Mesilau Intake Facilities	647,000	○	647,000
1.4 Liwagu Pipeline	2,284,000	○	2,284,000
1.5 Mesilau Pipeline	543,000	○	543,000
1.6 Penstock	813,000	○	813,000
1.7 Powerhouse	175,000	○	175,000
1.8 Access Road	928,000	○	928,000
2. Electrical and Mechanical Works	400,000	2,750,000	3,150,000
3. Transmission Line	140,000	○	140,000
4. Project Land Cost and Compensations	250,000	○	250,000
5. Engineering and Management (10% of above total)	690,000	275,000	965,000
6. Contingencies	731,000	165,000	896,000
10% of Civil Engineerings Works	610,000	○	610,000
5% of Electrical and Mechanical Works	20,000	138,000	158,000
5% of Transmission Lines	7,000	○	7,000
10% of Project Land Cost and compensations	25,000	○	25,000
10% of Engineering, Management and Commissioning	69,000	27,000	96,000
Grand Total	8,310,000	3,190,000	11,500,000

Figure 1 Peak Power Demand in Ranau - Kundasang Grid





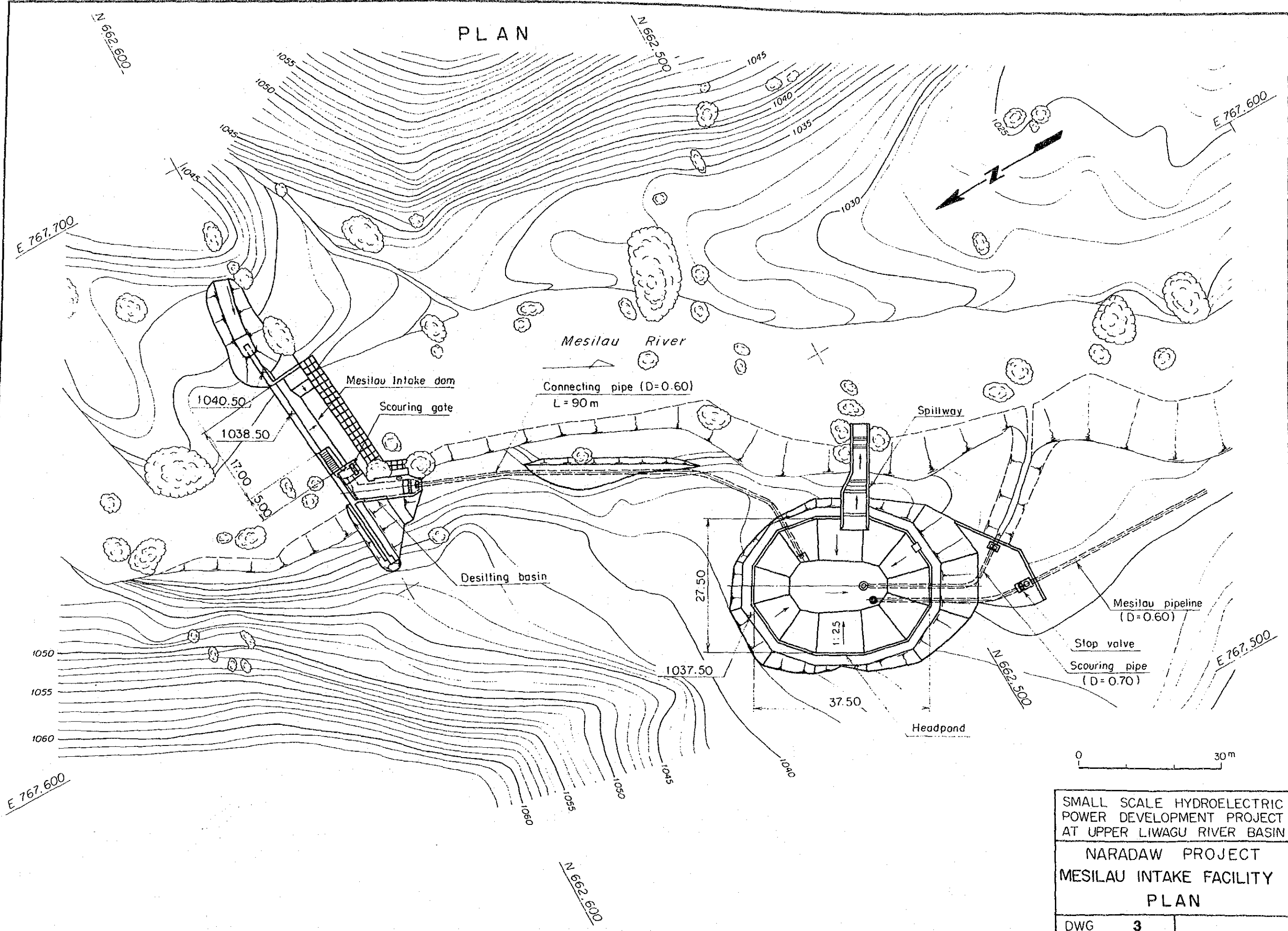


SMALL SCALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

NARADAW PROJECT
LIWAGU INTAKE FACILITY
PLAN

DWG 2

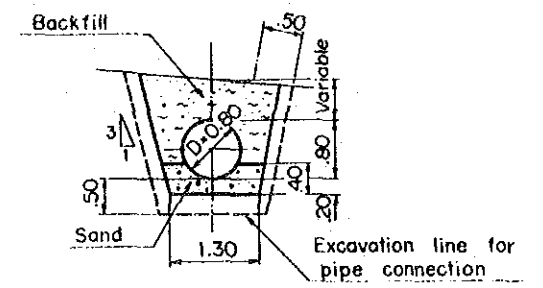
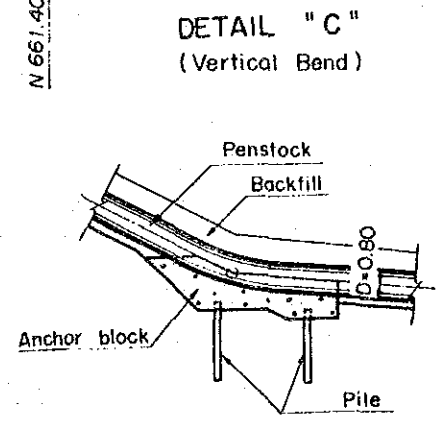
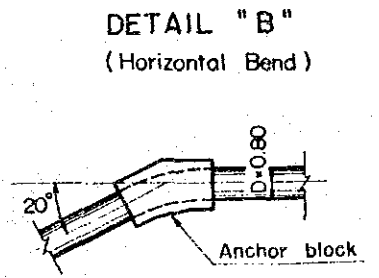
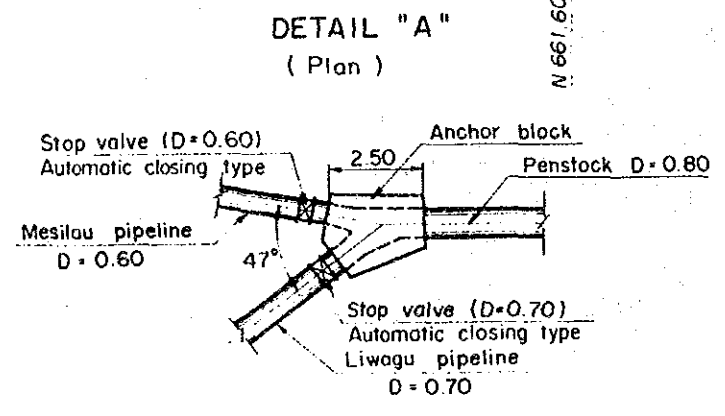
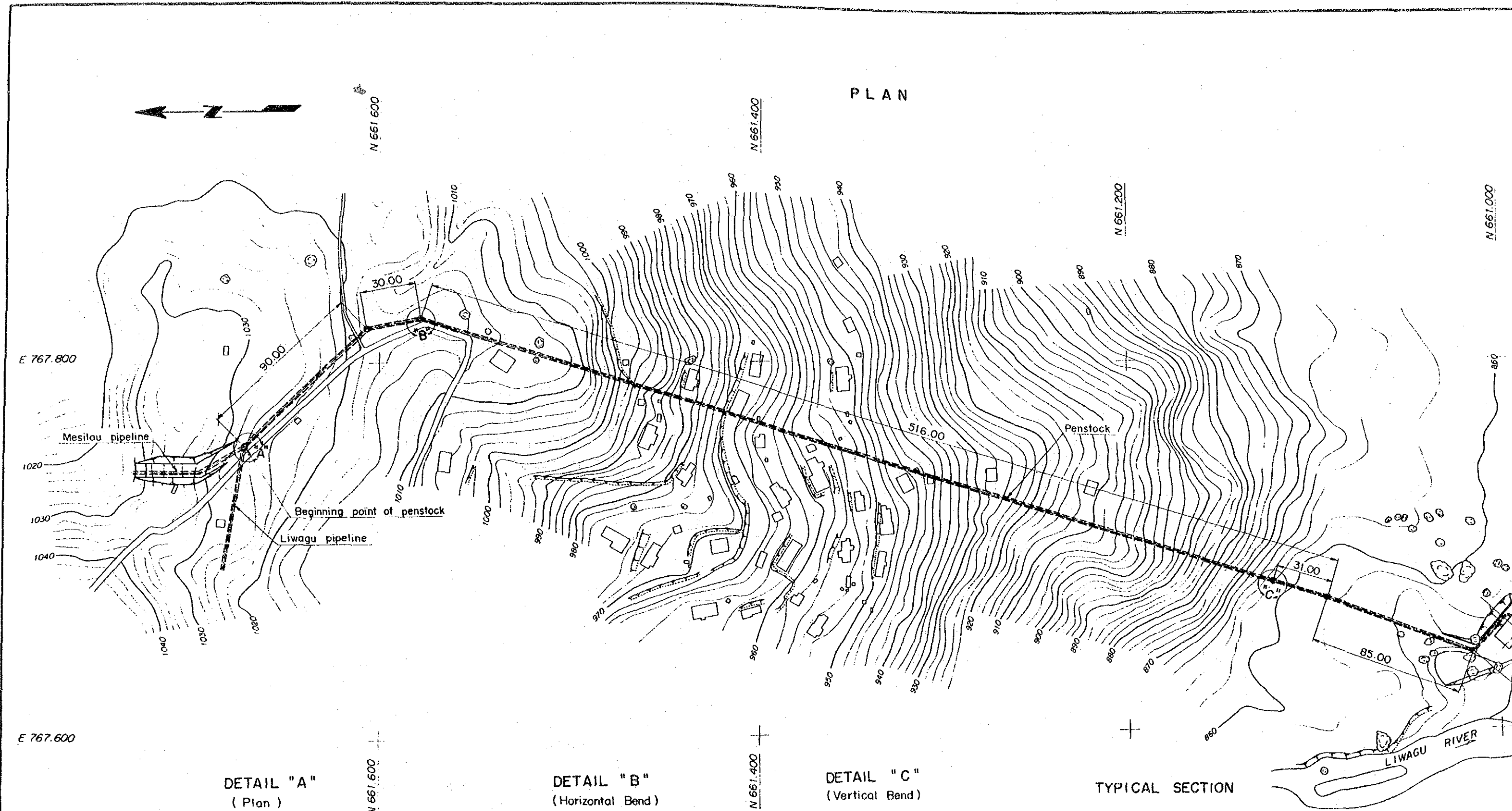
PLAN



SMALL SCALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

NARADAW PROJECT
MESILAU INTAKE FACILITY
PLAN

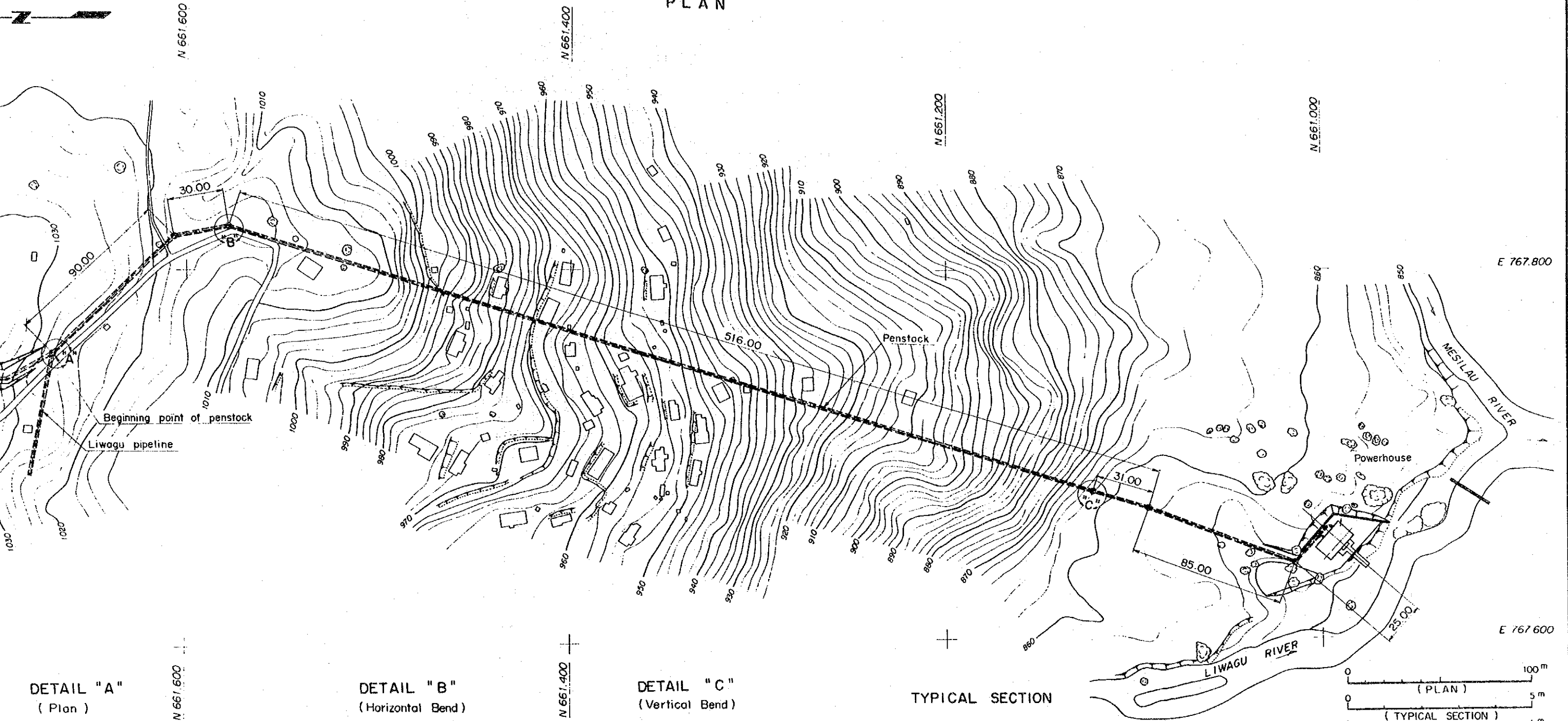
DWG 3



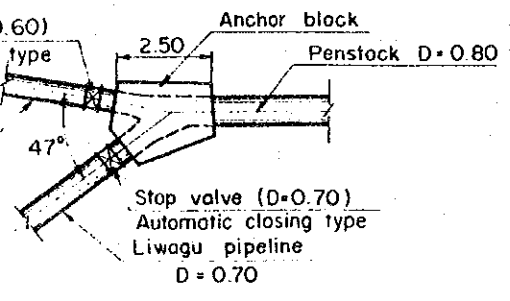
S
P
A

PL
DV

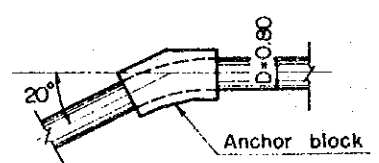
PLAN



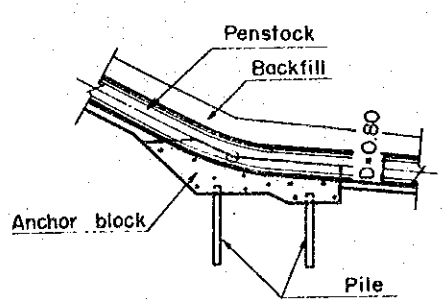
DETAIL "A"
(Plan)



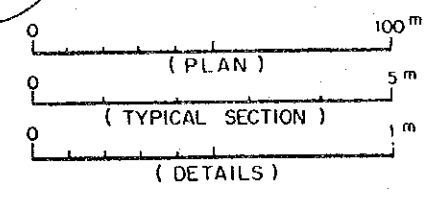
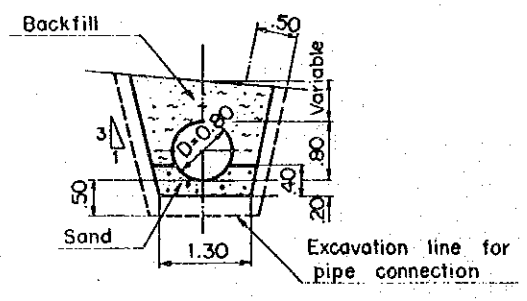
DETAIL "B"
(Horizontal Bend)



DETAIL "C"
(Vertical Bend)

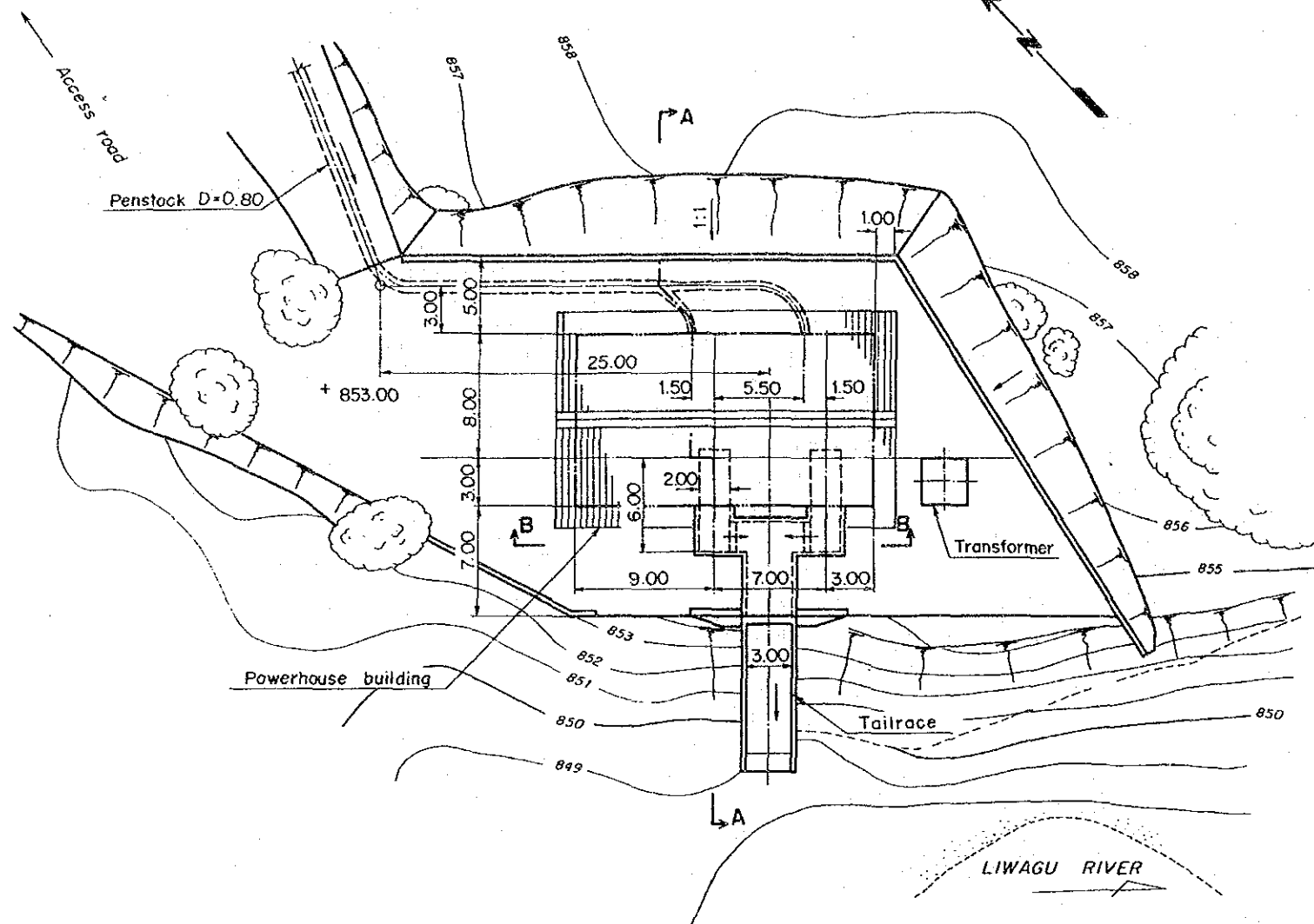


TYPICAL SECTION

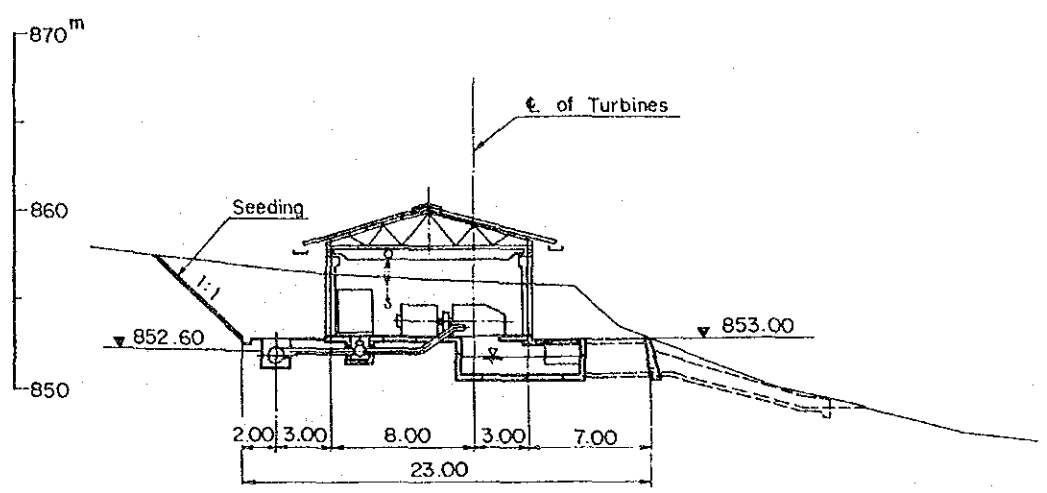


SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN	
NARADAW PROJECT	
PENSTOCK	
PLAN, TYPICAL SECTION & DETAILS	
DWG	4

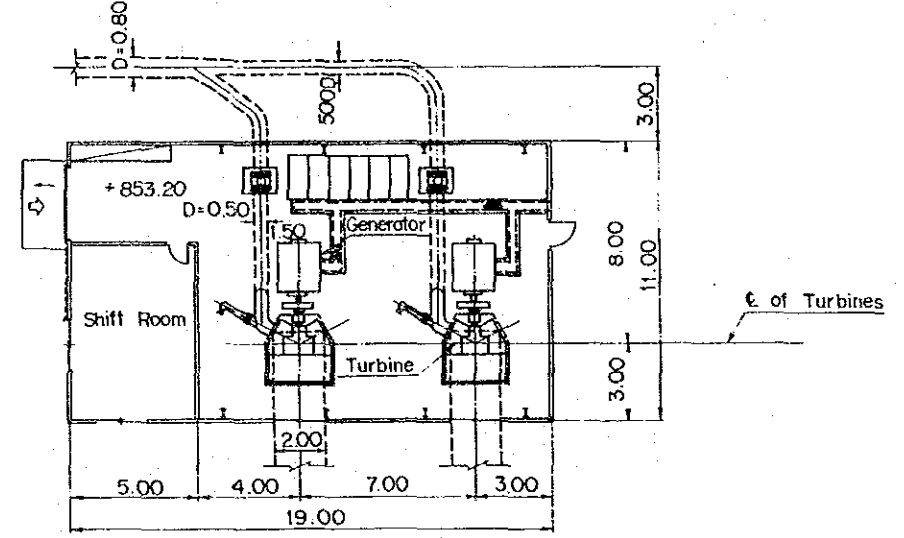
PLAN



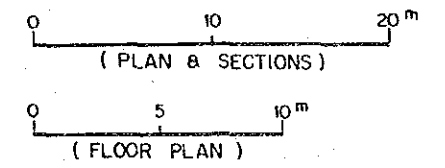
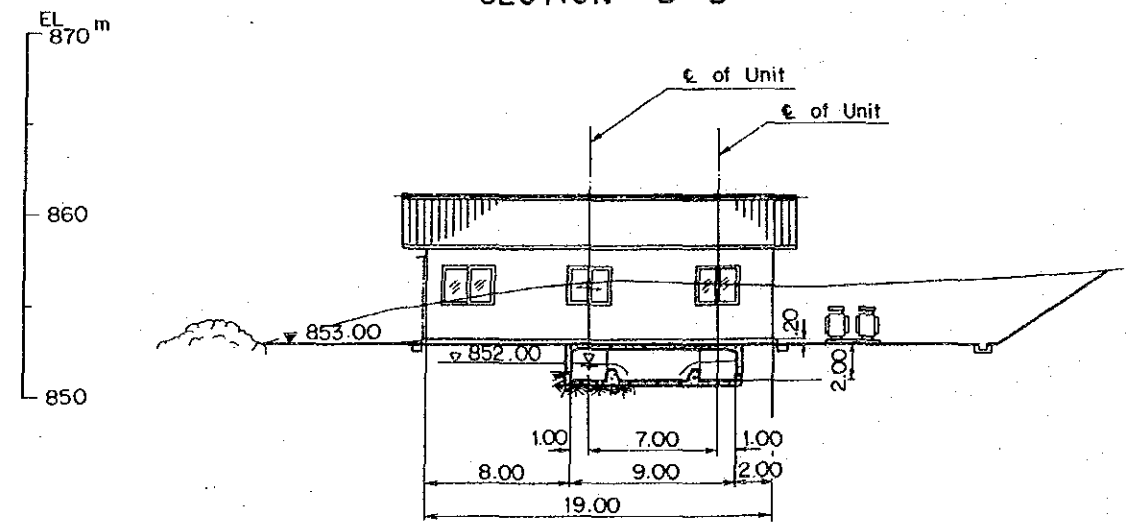
SECTION A - A



FLOOR PLAN



SECTION B - B



SMALL SCALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

NARADAW PROJECT

POWERHOUSE
PLAN AND SECTIONS

DWG 5

JICA