

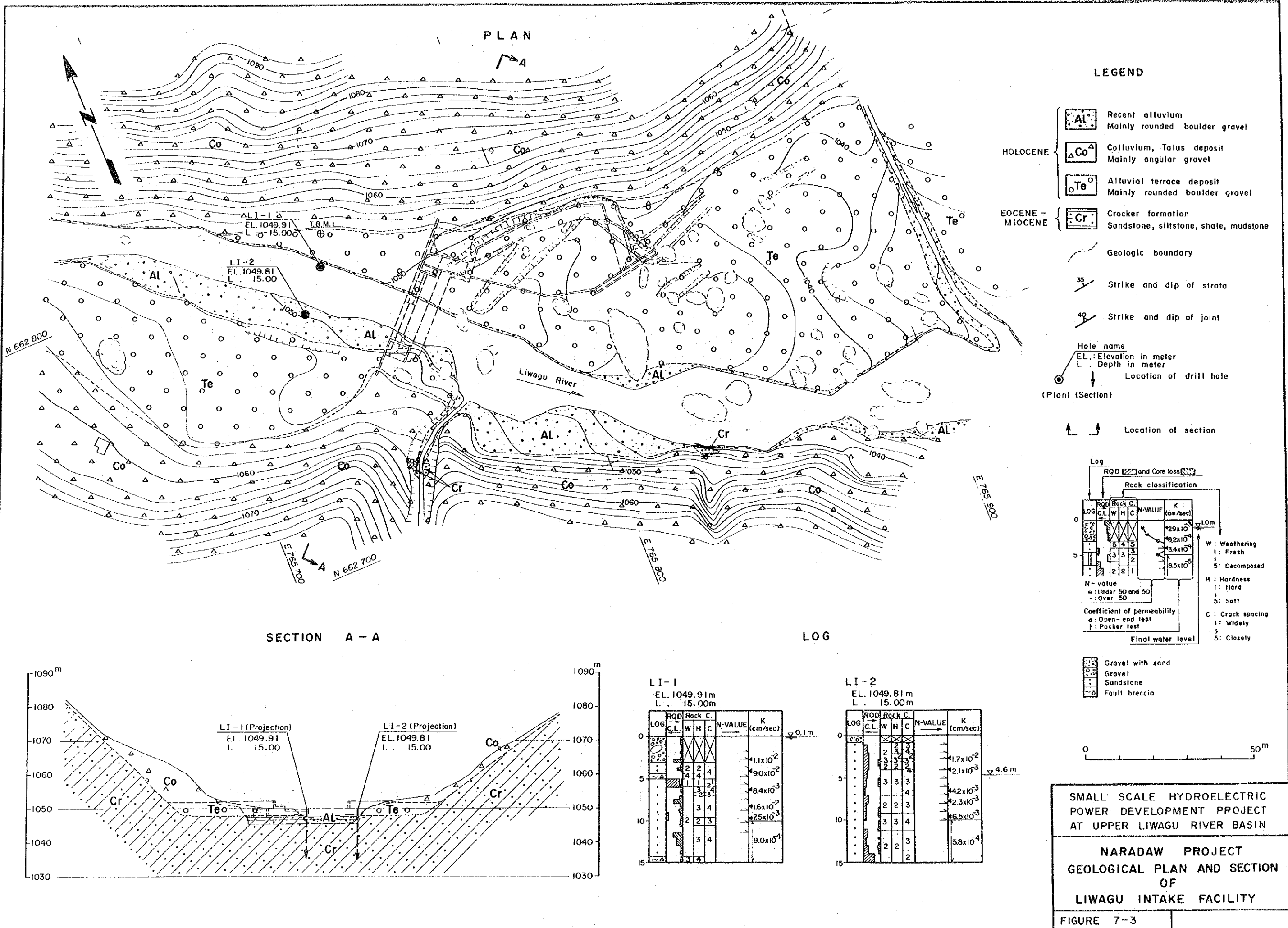
LEGEND

- HOLOCENE**
 - Al** Recent alluvium
Mainly rounded boulder gravel
 - Co** Colluvium, Landslide deposit, Talus deposit
Mainly angular gravel
 - Te** Alluvial terrace deposit
Mainly rounded boulder gravel
- PLEISTOCENE**
 - Pn** Pinosuk gravels
Poorly consolidated unsorted gravel
- EOCENE - MIOCENE**
 - Cr** Crocker formation
Sandstone, siltstone, shale, mudstone
- Geologic boundary
- 35° Strike and dip of strata
- 40° Strike and dip of joint
- Recent landslide scarp
- Old landslide scarp
- Hole name
- EL: Elevation in meter
- L: Depth in meter
- Location of drill hole

SMALL SCALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

**NARADAW PROJECT
GEOLOGICAL MAP
OF
NARADAW AREA**

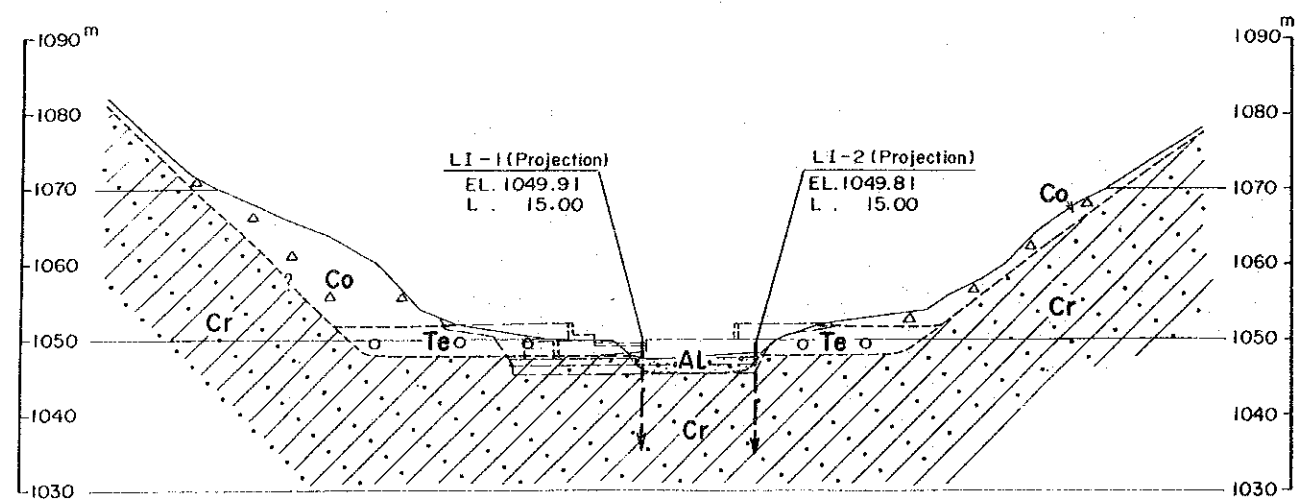
FIGURE 7-2



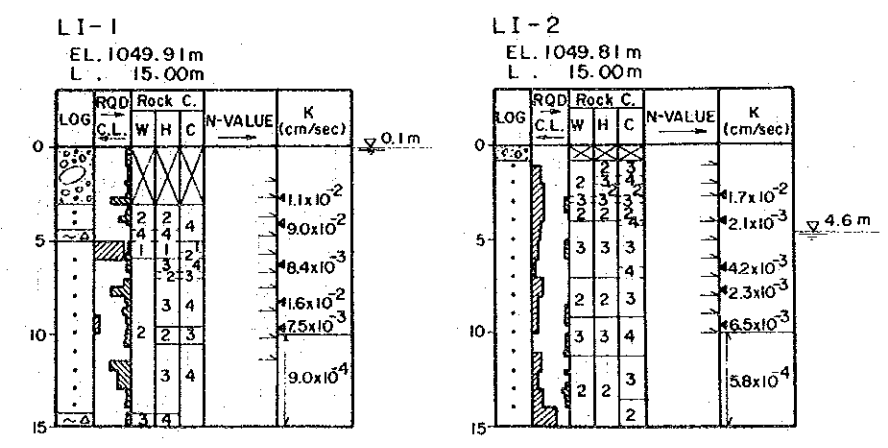
LEGEND

- HOLOCENE**
 - AL** Recent alluvium
Mainly rounded boulder gravel
 - Co^A** Colluvium, Talus deposit
Mainly angular gravel
 - Te^O** Alluvial terrace deposit
Mainly rounded boulder gravel
- EOCENE - MIOCENE**
 - Cr** Cracker formation
Sandstone, siltstone, shale, mudstone
- Geologic boundary
- Strike and dip of strata
- Strike and dip of joint
- Hole name
EL.: Elevation in meter
L.: Depth in meter
Location of drill hole
(Plan) (Section)
- Location of section

SECTION A - A



LOG

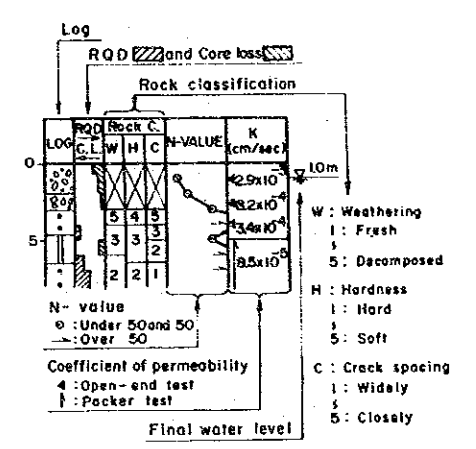
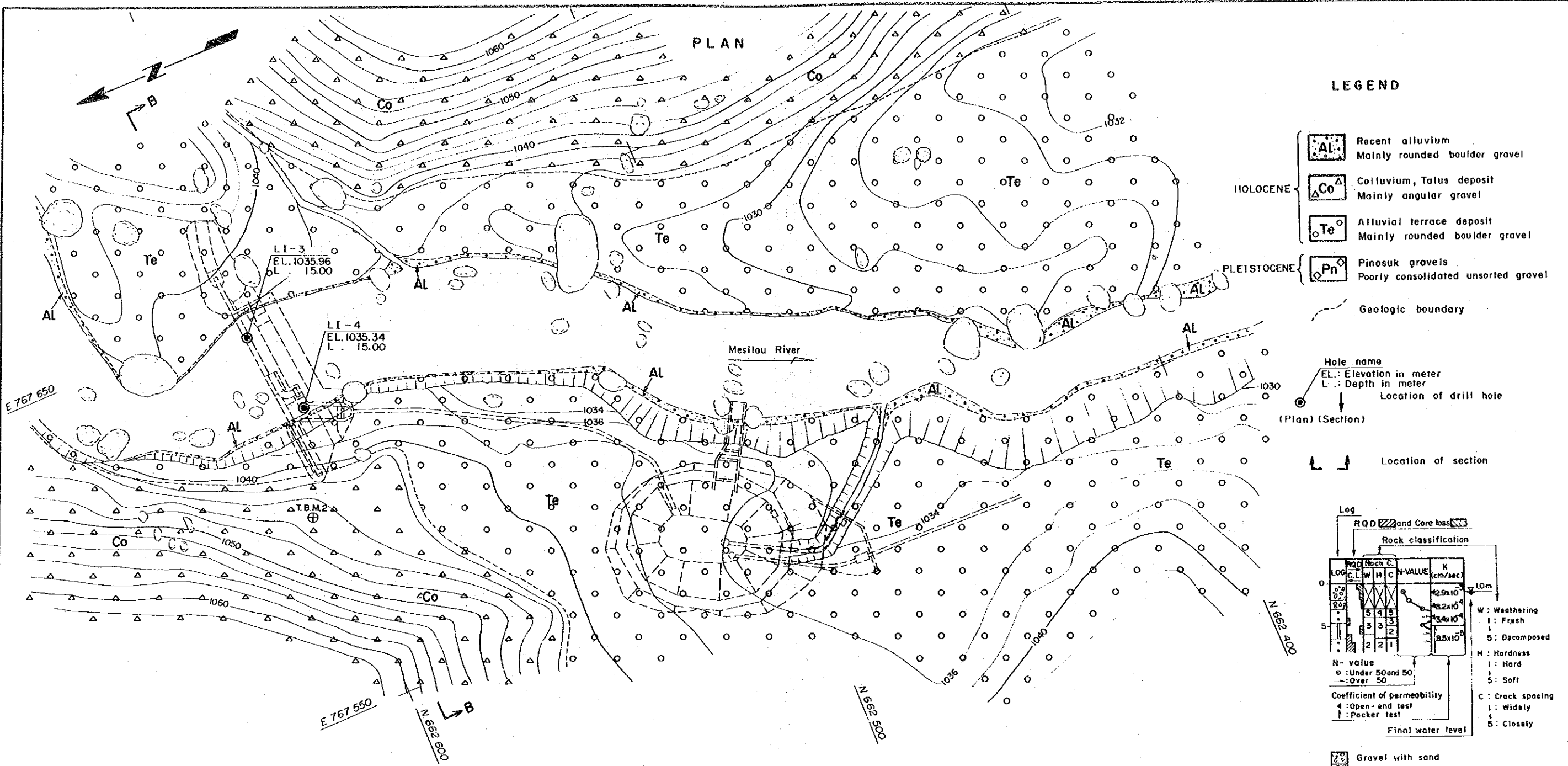


SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

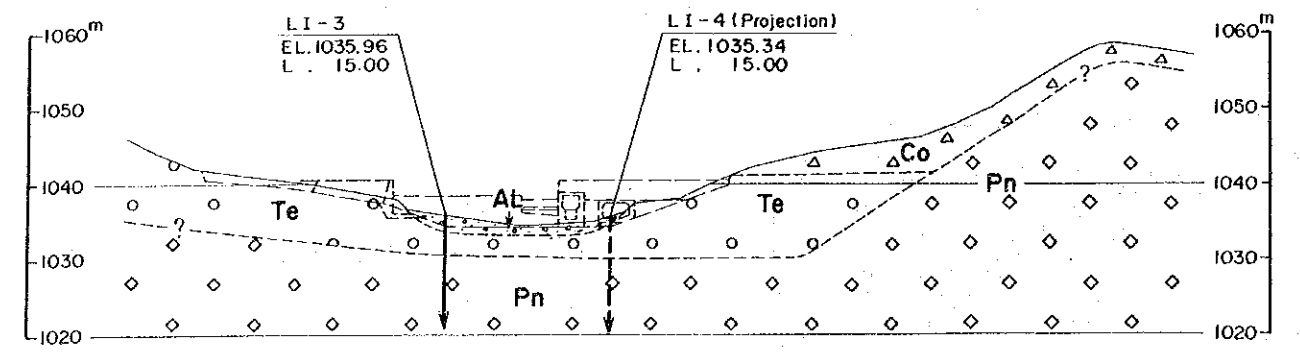
NARADAW PROJECT

GEOLOGICAL PLAN AND SECTION OF LIWAGU INTAKE FACILITY

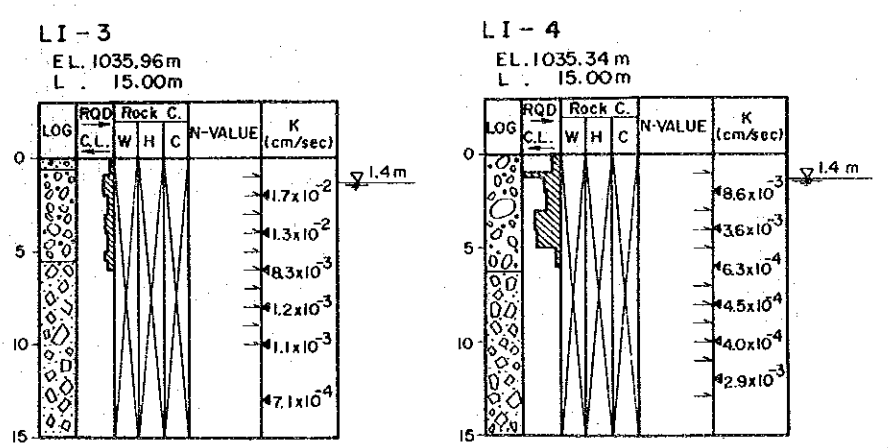
FIGURE 7-3



SECTION B - B



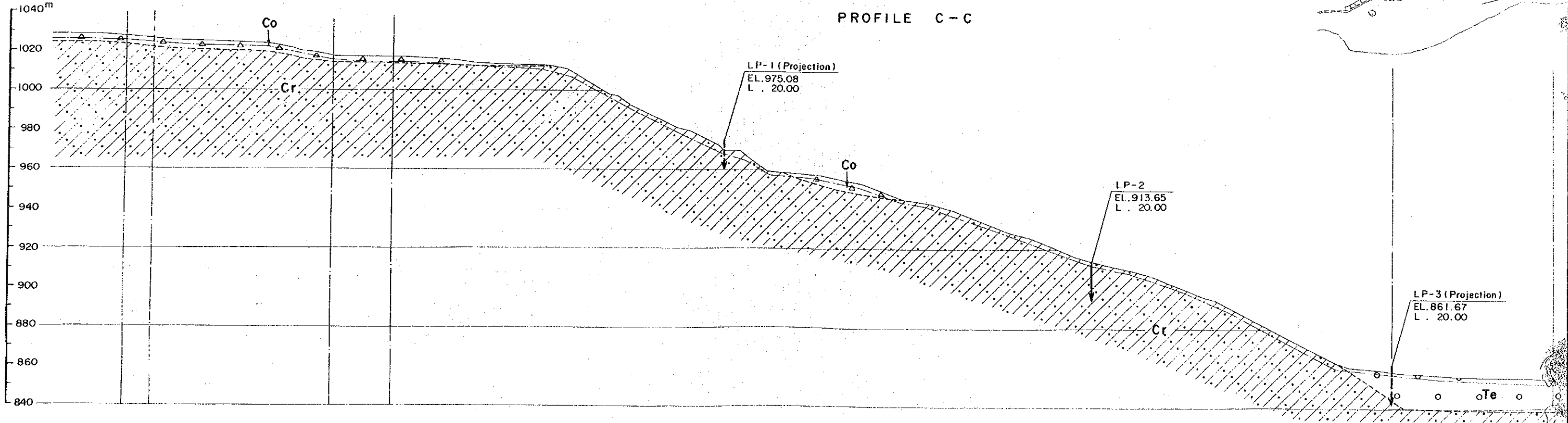
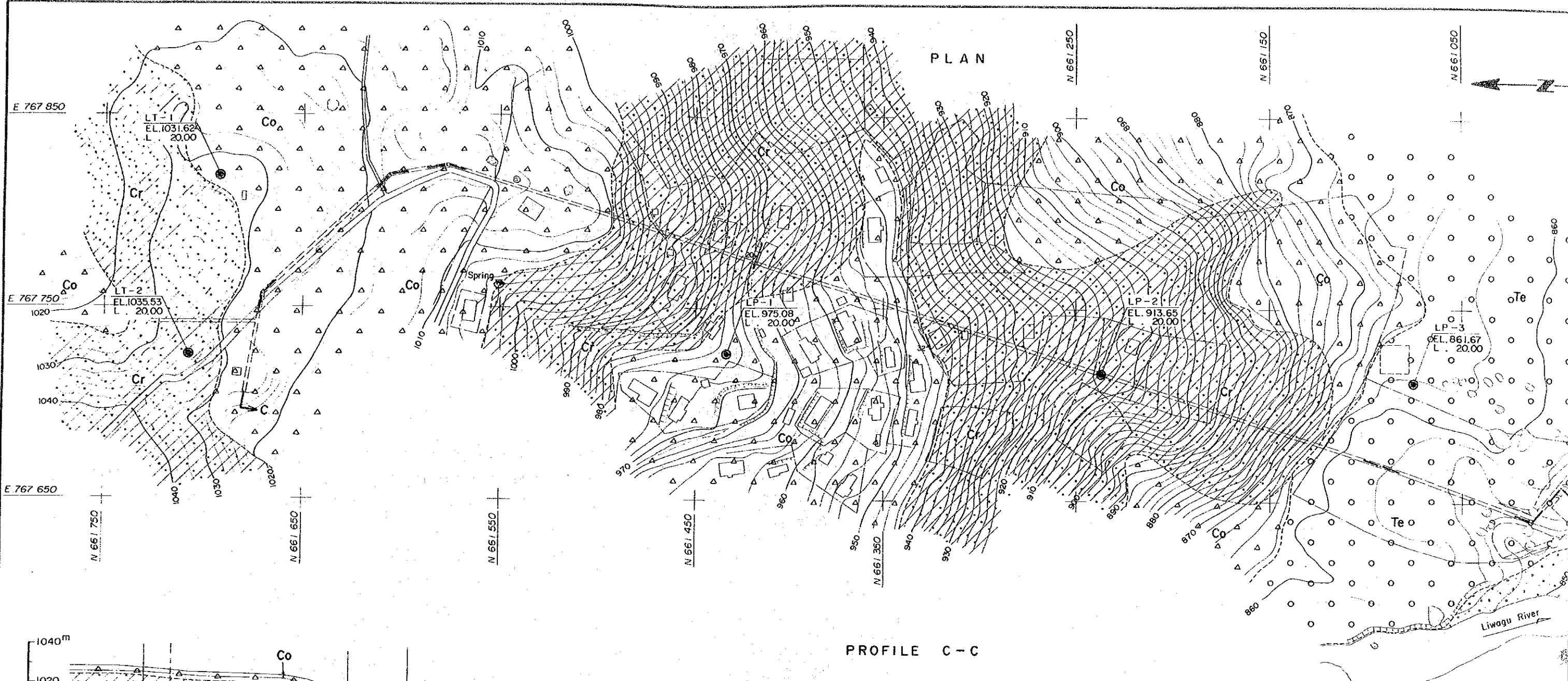
LOG

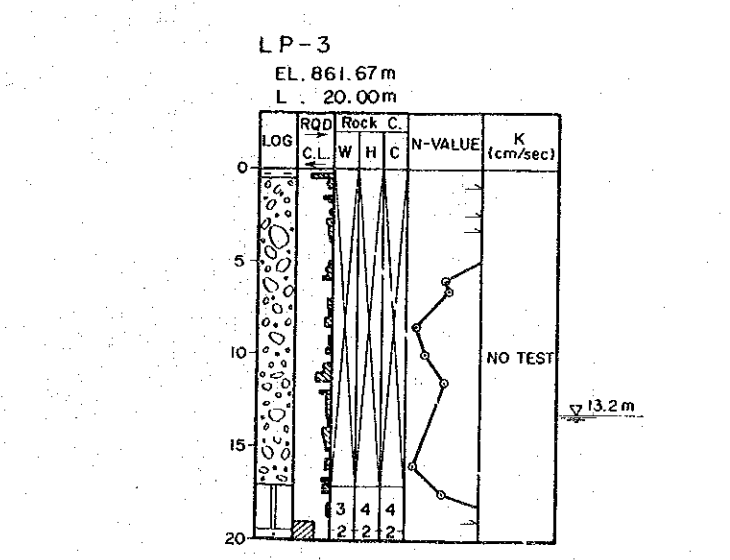
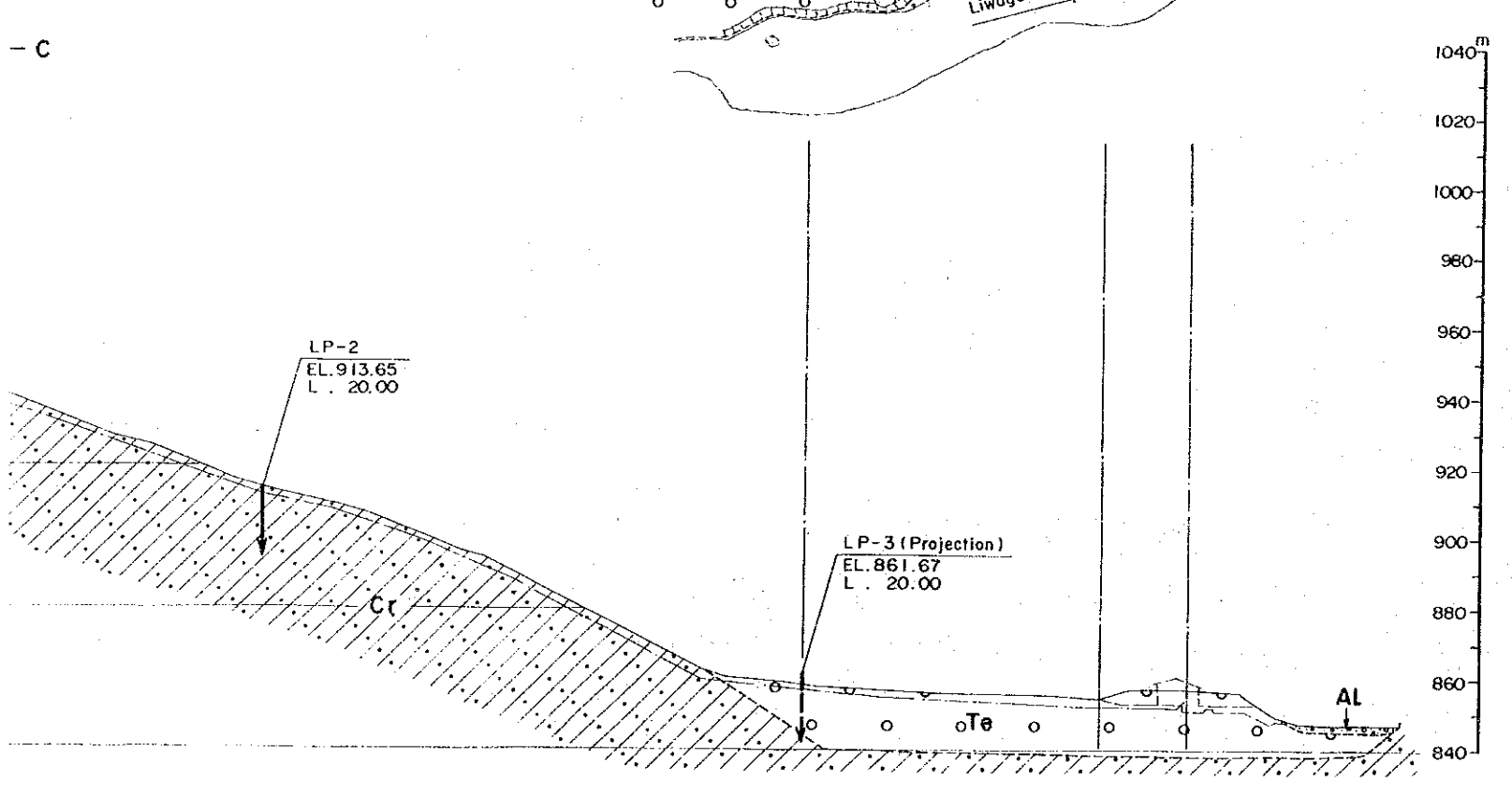
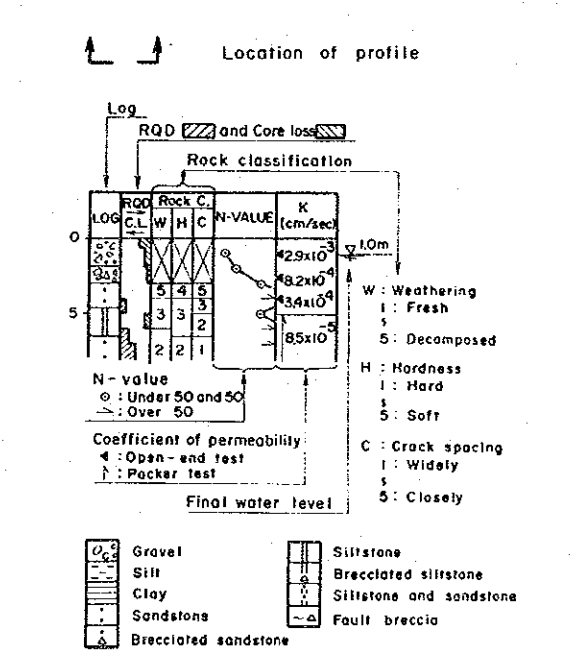
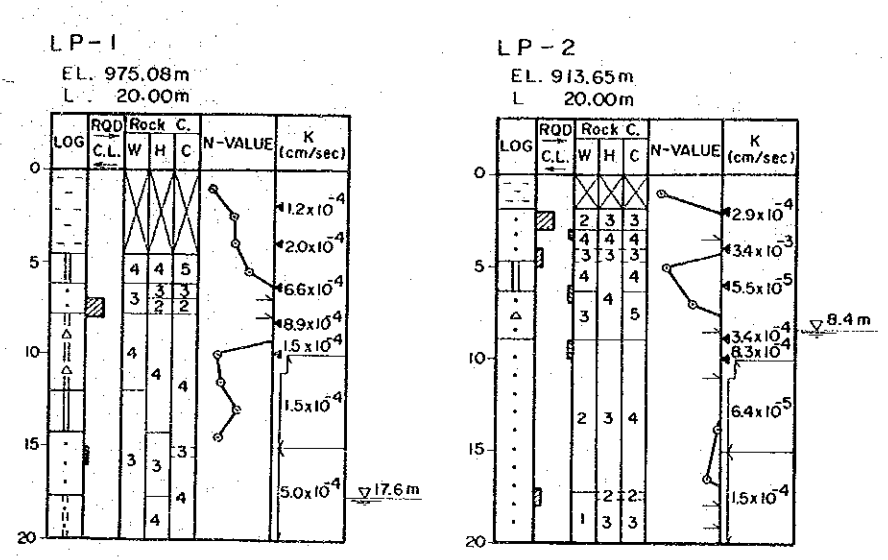
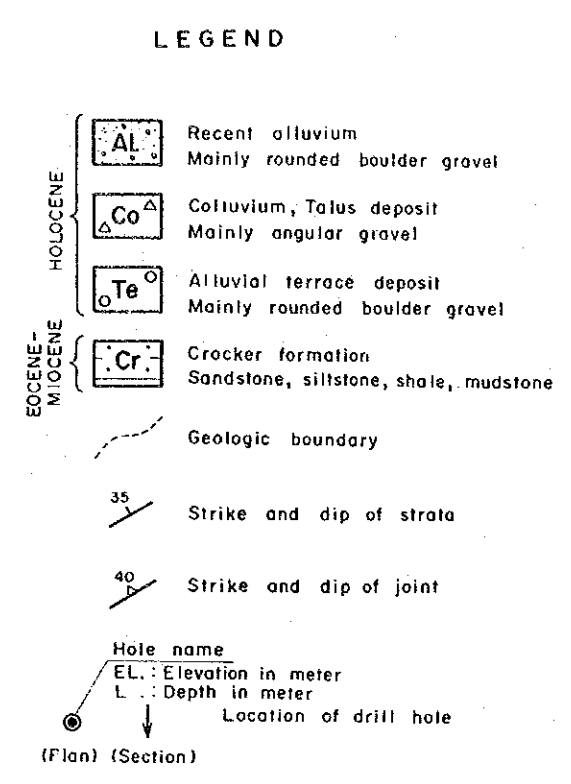
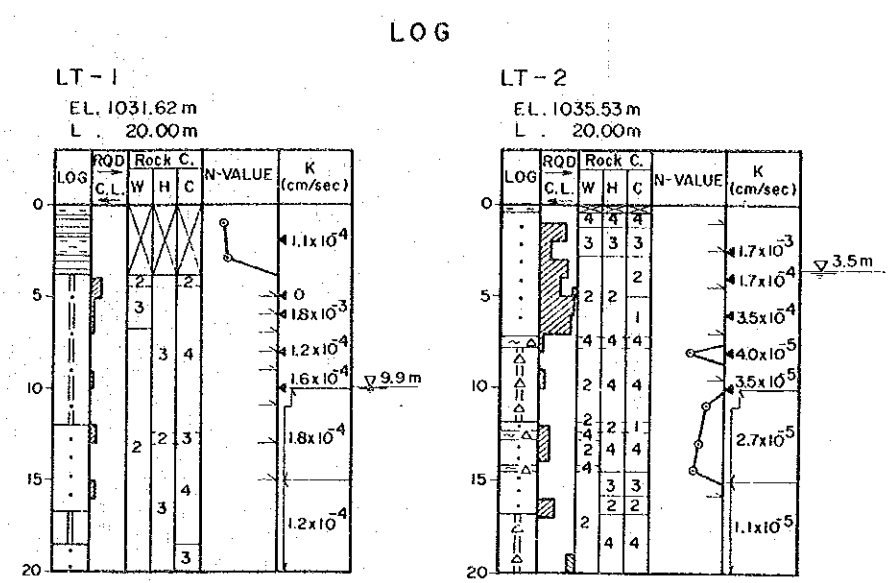
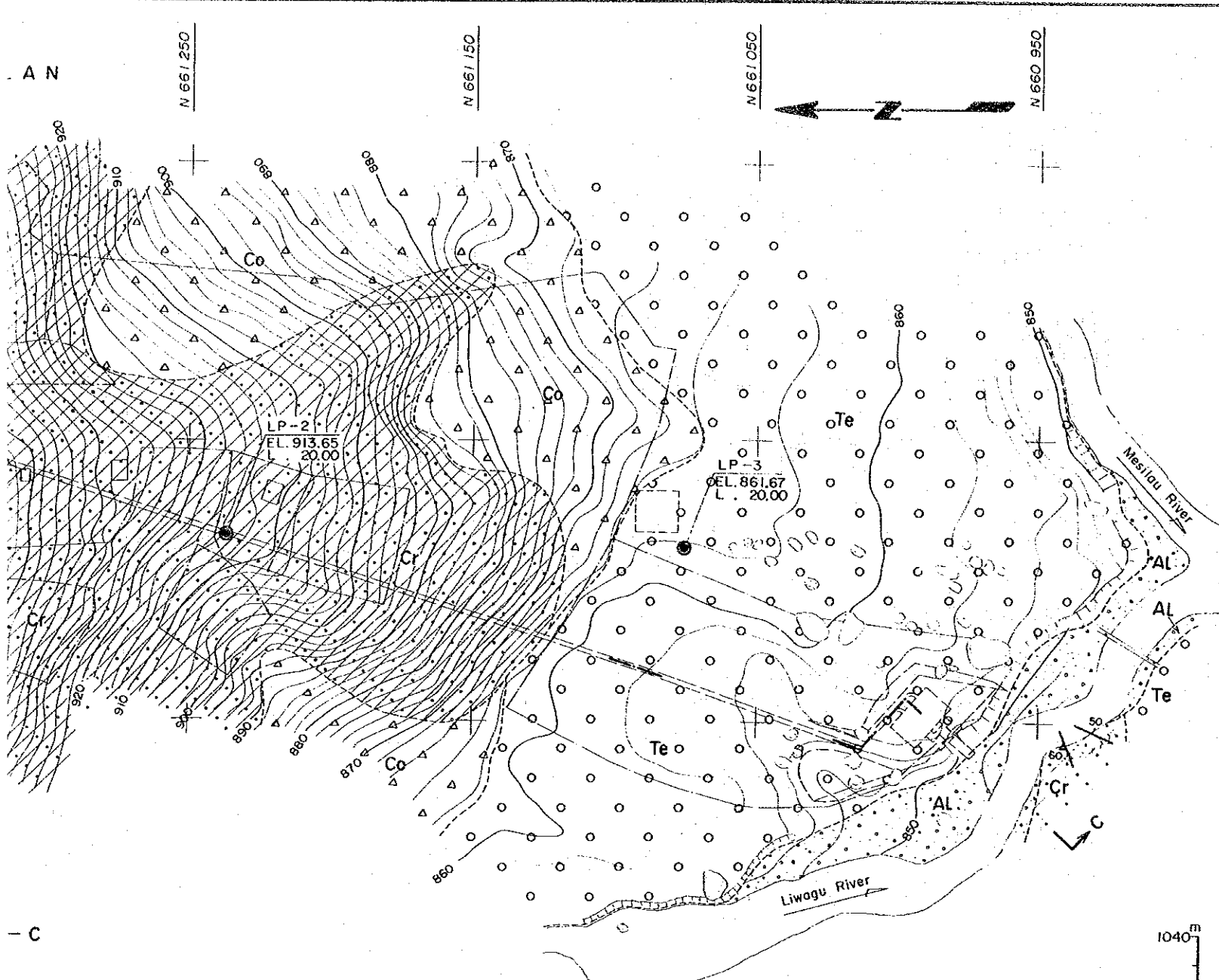


SMALL SCALE HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

NARADAW PROJECT
GEOLOGICAL PLAN AND SECTION
OF
MESILAU INTAKE FACILITY

FIGURE 7-4





SMALL SCALE HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT AT UPPER LIWAGU RIVER BASIN

NARADAW PROJECT

GEOLOGICAL PLAN AND PROFILE OF PENSTOCK AND POWERHOUSE

FIGURE 7-5

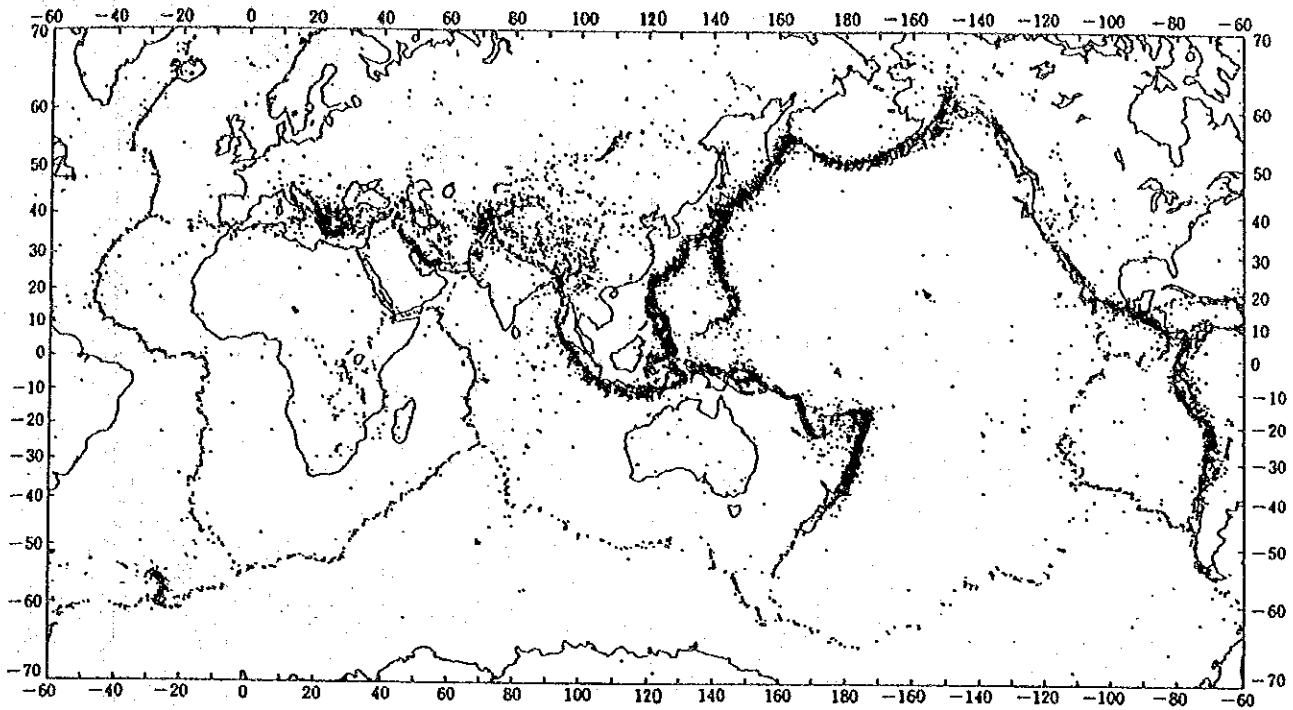


Figure 7-6 Distribution of Earthquake Epicenters of Magnitude: $M \geq 4$ and Focal Depth : $H \leq 100\text{km}$ during the Period from 1970 to 1985 in the World (National Astronomical Observatory of Japan, 1990)

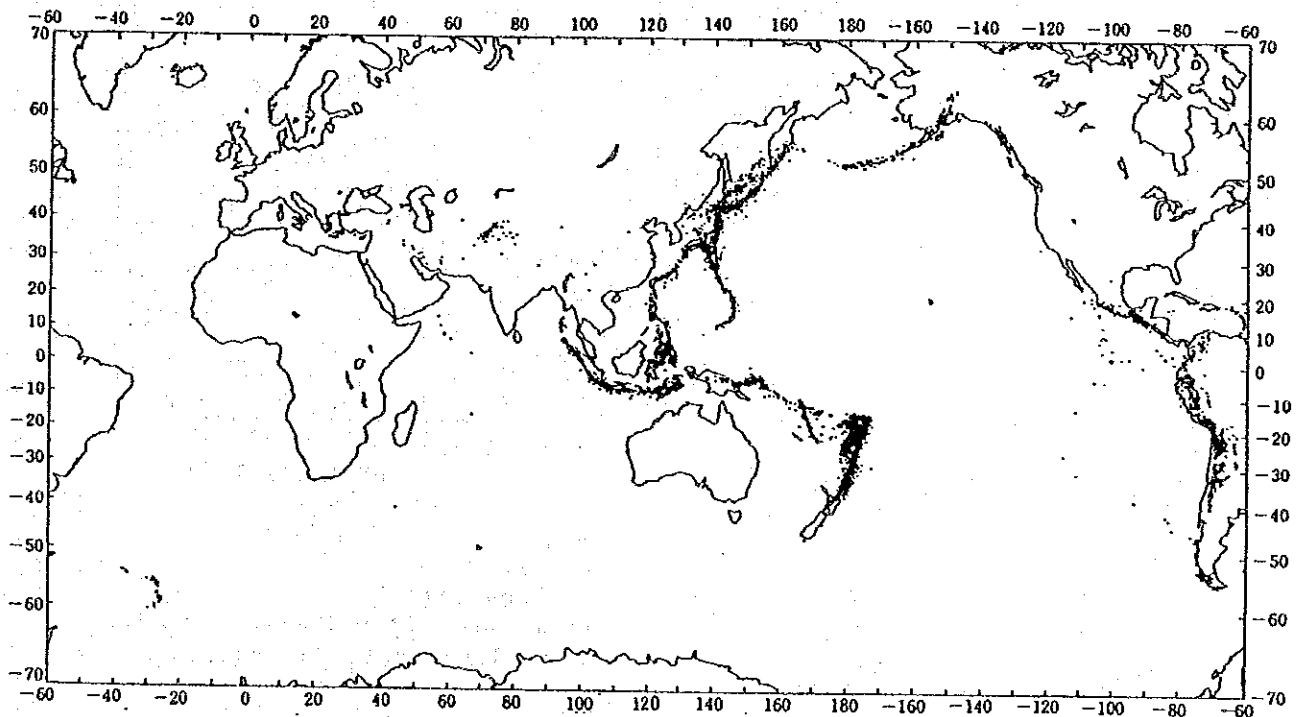
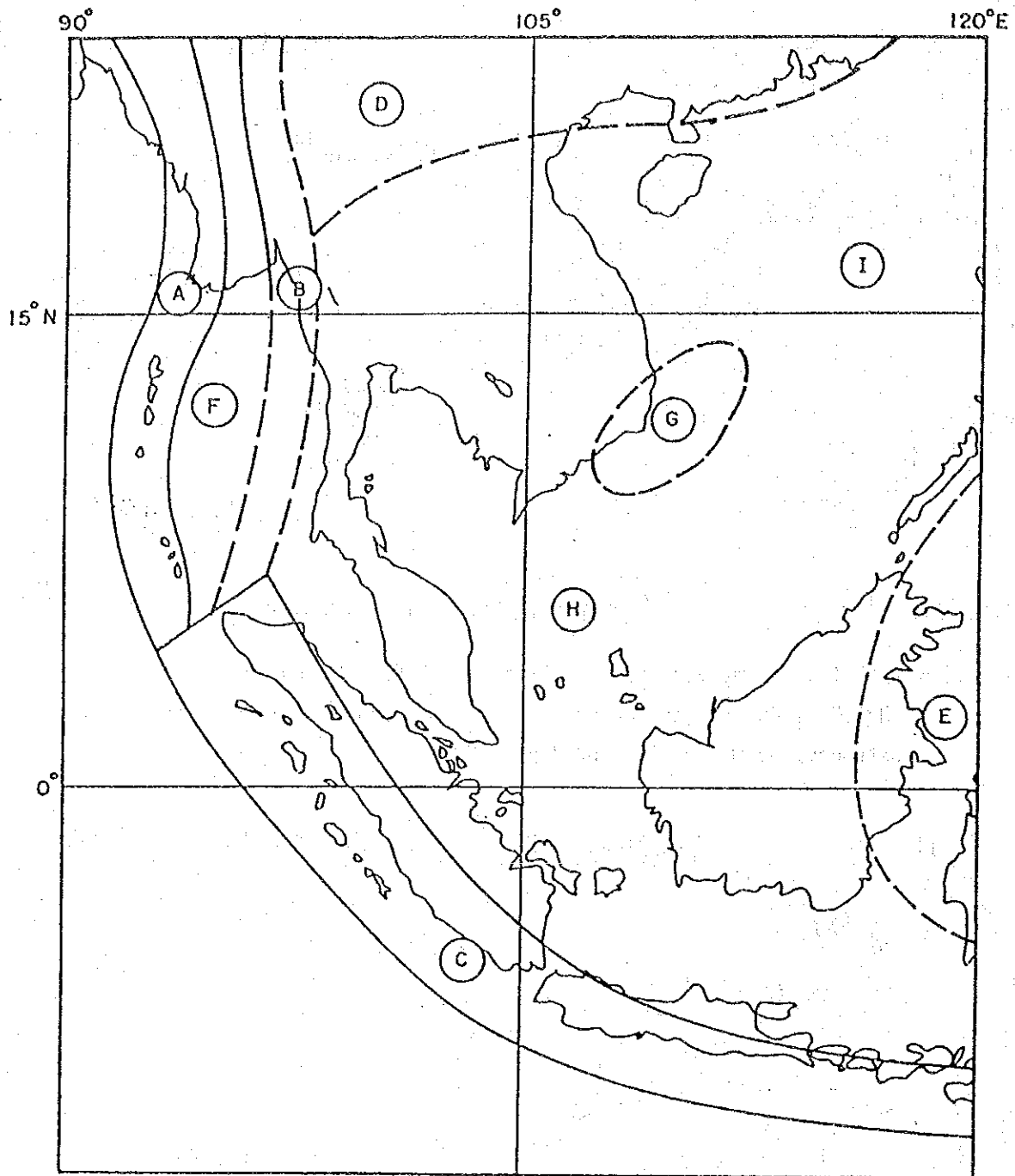


Figure 7-7 Distribution of Earthquake Epicenters of Magnitude: $M \geq 4$ and Focal Depth : $H \geq 100\text{km}$ during the Period from 1970 to 1985 in the World (National Astronomical Observatory of Japan, 1990)



Strongly Active :

- A. Outer Burmese Arc.
- B. Inner Burmese Arc.
- C. Indonesian Arc.

Moderately Active :

- D. Shan Plateau
- E. Sabah and East Kalimantan

Active :

- F. Irrawaddy / Andaman Trough

Weakly Active :

- G. Junction of South China Sea and Sunda Shelf

Stable :

- H. Sunda Shelf
- I. South China Sea

Broken Lines Indicate Uncertain Position and not Doubt that the Feature Exists

Figure 7-8 Seismotectonic Setting Map of Malaysia (Southeast Asia Association of Seismology and Earthquake Engineering, 1985)

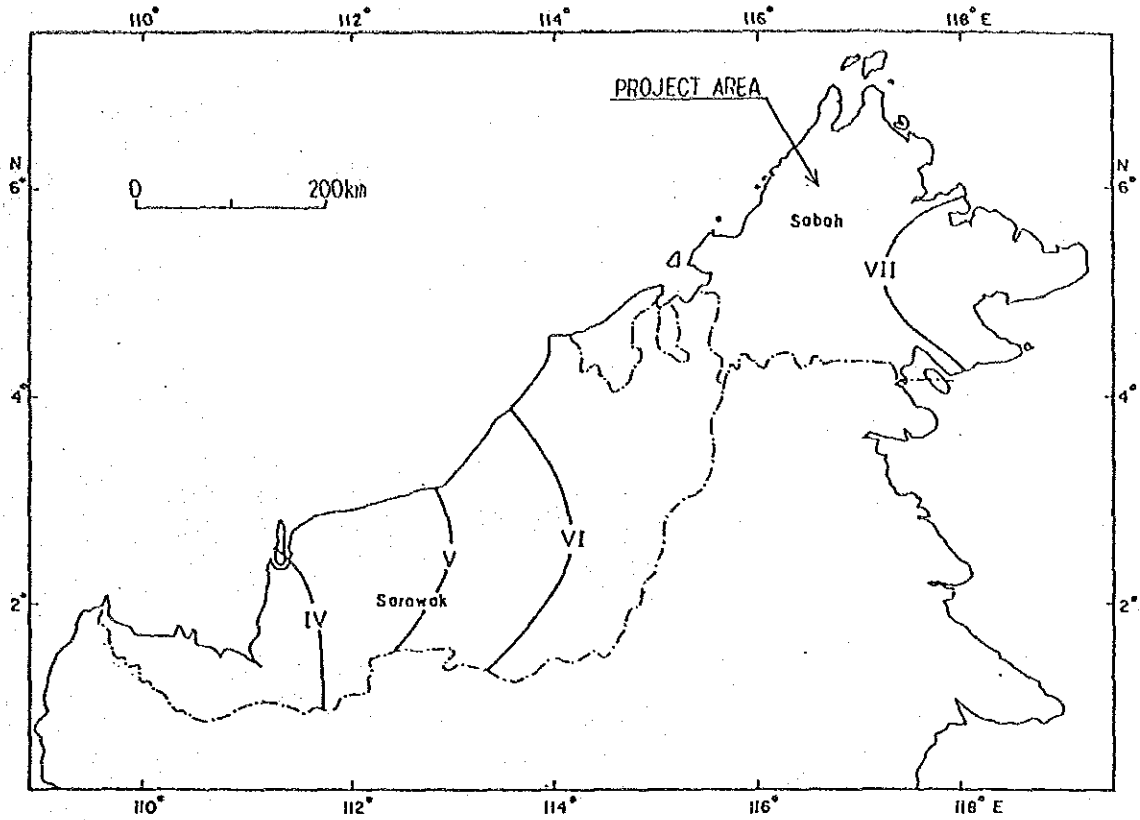


Figure 7-9 Maximum Observed Intensity (MM Scale) of Sabah and Sarawaku (1875-1983)
 (Southeast Asia Association of Seismology and Earthquake Engineering, 1985)

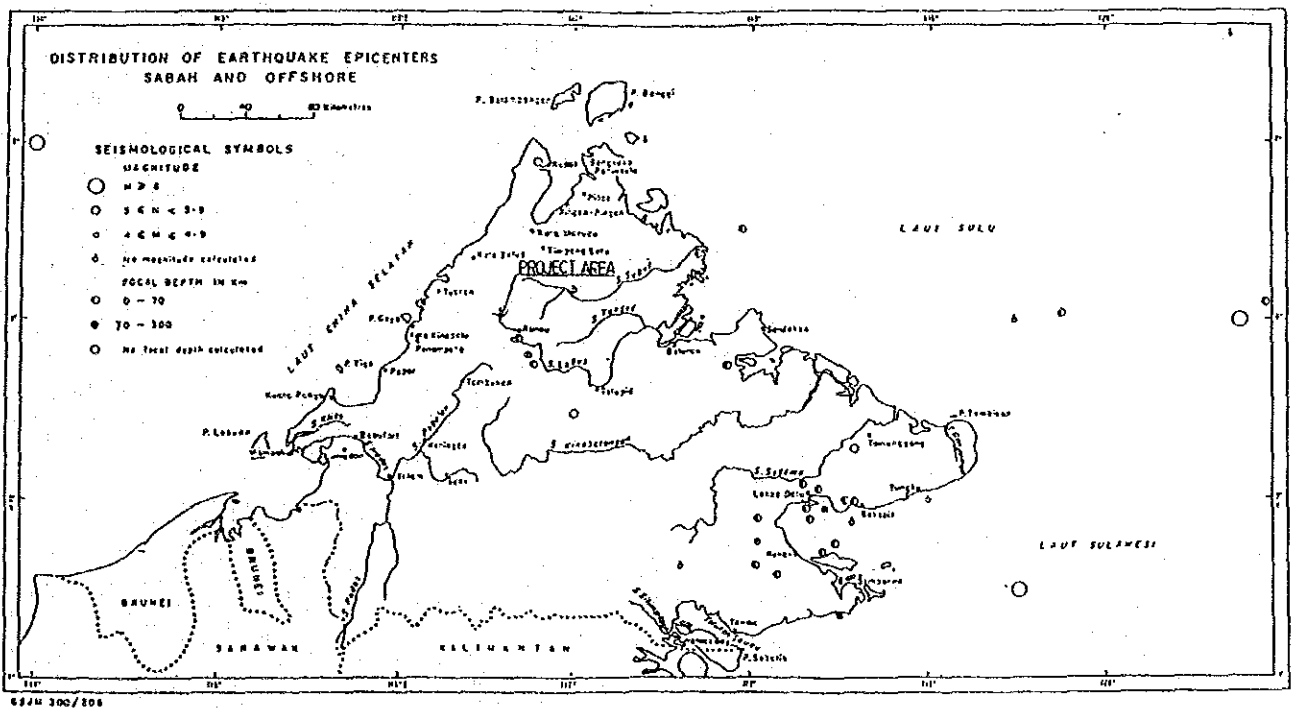


Figure 7-10 Distribution of Earthquake Epicenters, Sabah and Offshore (Lim, P.S., 1991)

第 8 章 気象および水文

第 8 章 気象および水文

	頁
8.1 サバ州の気象	8-1
8.1.1 サバ州の一般概況	8-1
8.1.2 サバ州の降雨量および気温	8-2
8.2 Liwagu川上流域の気象および水文	8-2
8.2.1 流域の概況	8-2
8.2.2 流域内および周辺での気象・水文調査	8-3
8.2.3 流域の降雨量	8-3
8.3 計画地点の流量	8-4
8.3.1 流量算定方法	8-4
8.3.2 Bedukan 測水所の流量データ	8-4
8.3.3 流量データ補完結果	8-5
8.3.4 流量算定結果	8-5
8.4 計画地点の洪水量	8-7
8.4.1 洪水量算定方法	8-7
8.4.2 洪水量算定結果	8-7
8.5 計画地点の堆砂量	8-8
8.5.1 Liwagu川上流域の堆砂成分供給源の概況	8-8
8.5.2 堆砂成分流入量の推定	8-8

List of Tables

Table 8-1	Outline of Rainfall Gauging Stations
Table 8-2	Outline of River Gauging Stations
Table 8-3	Gauged Period of Rainfall Gauging Stations
Table 8-4	Gauged Period of River Gauging Stations
Table 8-5	Monthly Rainfall at Kundasang Rainfall Gauging Station (1970-1979)
Table 8-6	Number of Missing Data of Daily Mean Discharge at Bedukan Gauging Station (1970-1979)
Table 8-7	Monthly Discharge at Bedukan Gauging Station (1970-1979)
Table 8-8	Flood Discharge at Mesilau and Liwagu Intake Dam Sites, and Naradaw Power Station Site

List of Figures

Figure 8-1	Wind Movement over South-East Asia
Figure 8-2	Monthly Mean Rainfall (1981-1989)
Figure 8-3	Monthly Mean Temperature (1981-1989)
Figure 8-4	Location of Naradaw Scheme
Figure 8-5	Location of Observatory
Figure 8-6	Monthly Rainfall at Kundasang Rainfall Gauging
Figure 8-7	Monthly Discharge at Bedukan Gauging Station
Figure 8-8	Discharge Duration Curve at Bedukan Gauging Station
Figure 8-9	Relation between Specific Discharge and Catchment Area
Figure 8-10	Flood Discharge at Bedukan Gauging Station

第8章 気象および水文

Liwagu川流域の気象・水文特性は、Kundasang雨量観測所での降雨量データ、Bedukan測水所での流量データ、Labuk川のPorog測水所での浮遊土砂量データにより解析した（Appendix 3 参照）。得られた観測結果を基に算出したMesilauおよびLiwagu取水ダム地点、Naradaw発電所地点での流量、洪水量および堆砂量は以下の通りである。

項 目	Mesilau 取水ダム地点	Liwagu 取水ダム地点	Naradaw 発電所地点
流域面積 (km ²)	28	31	34
平均流量 (m ³ /s)	1.06	1.18	—
95%保証流量 (m ³ /s)	0.21	0.24	—
50年確率洪水量 (m ³ /s)	180	200	220
堆砂量 (m ³ /年)	470	520	—

なお、Scope of Workで提案されていた測水所の結果および測水はAppendix 9で述べられている理由により、実施されなかった。

8.1 サバ州の気象

8.1.1 サバ州の一般概況

東マレーシアのサバ州はアジアモンスーン気候帯に属している。このサバ州の気象は5月から8月にかけての南西モンスーン季と11月から3月にかけての北東モンスーン季に分けられる。（Fig. 8-1 参照）

西海岸（Kota Kinabalu）および南海岸（Tawau）では南西モンスーン季が雨期となり東海岸（Sandakan）では北東モンスーン季が雨期となる。

年間降雨量は地域によって2,000mmないし4,000mmと大きな差がある。降雨量はサバ州の北西部のCrocker山脈周辺に集中している。

気温は海岸地区では一年を通じてほぼ27°Cと一定で、季節による変化は見られないが、サバ州全体では場所と天候による気温の差は大きい。

8.1.2 サバ州の降雨量および気温

8.1.1で述べたようにサバ州の気象は一般的には東海岸および南海岸では5月から8月にかけて雨期となり、東海岸では11月から2月にかけて雨期となっているが、最近では明確な区別がつかなくなっている。すなわちサバ州全域が南西モンスーンと北東モンスーンの両方の影響を受け5月から2月が雨期、2月から4月が乾期となっている。

雨期には通常、一過性の雷雨が午後から夕方に発生し、乾期には全く雨が降らない日が数週間続くことも珍しくない。

特に1972～1973年、1983年および1986～1987年の干ばつによって農作物、上水道への影響や山火事の発生が報告されている。

西海岸 (Kota Kinabalu) 東海岸 (Sandakan) 南海岸 (Tawau) およびKinabalu山の南側斜面 (Ranau) の1981～1989年の降雨量および気温をFig. 8-2～3に示す。

日平均気温は海岸地区では各地域共年間を通じて一定で27℃となっている。最高気温および最低気温も日平均気温と同様な傾向を示し、それぞれ34℃、20℃となっている。また湿度は80～85%と高く典型的な熱帯性気候である。

8.2 Liwagu川上流域の気象および水文

8.2.1 流域の概況

Liwagu川はRanau郡とTuaran郡の境界にあるCrocker山脈の標高4101mのKinabalu山の南東～南斜面をその水源とし、東方のSulu海に注ぐ河川である。

途中Tampias測水所付近でKegibangan川と合流し名称を変えLabuk川となる。水源から河口までの距離は約200kmである。ここでいうLiwagu川上流域とはRanauより上流側の地域である。

Liwagu川上流域は以前は原始林が密生していたが、一部は農耕のために切り開かれ、近年は流域での伐採が進み原始林は二次的森林に置き換っている。

特に1982年9月のTamparuli-Ranau Highwayの開通に伴い流域内の開発は進み、KundasangとRanauの間では高原野菜栽培のための農耕地、山頂付近まで点在する住居、二次的森林が広く見られ原始林はほとんど見ることはできない。また流域内ではゴルフ場の開発が進んでいる。

計画地点はFig. 8-4に示すようにKundasangの南東4kmのリワグ川上流域のほぼ中央に位置している。

計画地点でのLiwagu川およびMesilau川の基本的諸元は以下の通りである。

	Liwagu 取水ダム地点	Mesilau取水ダム地点
流域面積	31 km ²	28 km ²
平均河川勾配	1/12	1/6
河床標高	EL 1045 m	EL 1035 m

8.2.2 流域内および周辺での気象・水文調査

Liwagu川流域内およびその周辺地域で気象・水文観測が実施されている地点の位置を Fig. 8-5、雨量観測所、測水所の観測諸元及び期間を Table 8-1~4に示す。このうちLiwagu川上流域の気象、水文特性を分析するに当たって特に重要なのは、Kundasang雨量観測所での降雨量データ、Ranau下流10kmのBedukan測水所での流量データ、Labuk川のPorog測水所での浮遊土砂量データである。

8.2.3 流域の降雨量

リワグ川流域の中央部に位置するKundasang雨量観測所での月降雨量データを Table 8-5、Fig. 8-6に示す。

上記観測データの1970~1979年の10年間の年平均降雨量は約2,300mmである。年降雨量の最大は2,760mm (1975年)、最小は1,912mm (1976年)と年による降雨量の差は小さい。

日平均降雨量の最大は279mm (10月)、最小は120mm (2月)となり、流域の降雨特性は東海岸のSandakanと同じように北東モンスーンの影響を受けている。月降雨量の最大は542mm (1977年2月)、最小は21mm (1973年2月)と乾期における降雨量データのバラツキが大きい。1973年から1月から3月にかけて月降雨量は20~30mmと他の月に比較して極端に少なく雨の降らない日が続いている。

8.3 計画地点の流量

8.3.1 流量算定方法

Naradaw計画地点周辺には、流量算定のための測水所としてKinabalu National Park測水所とBedukan測水所が設置されている。

Kinabalu National Park測水所は、Kinabalu山の山麓のKinabalu National Park内に設置されており公園管理事務所によって維持管理されている。この測水所は、流域面積が11km²と小さく、その結果観測される水位から得られる流量のバラツキが大きい。また測水所へのアクセスが良くないため欠測データ数が多い。

Bedukan測水所はNaradaw計画地点の下流17kmに位置しており、流域面積は200km²と大きい。また、Bedukan測水所へのアクセスは容易なため、欠測データ数はKinabalu National Park測水所に比較して少ない。しかしBedukan測水所は1981年10月に閉鎖されている。両測水所の観測状況から判断して計画地点の流量はBedukan測水所の1970～1979年の10年間の流量をベースとして計画地点とBedukan測水所の流域面積比により算出した。

8.3.2 Bedukan測水所の流量データ

Bedukan測水所の1970年から1979年までの10年間の流量データで欠測している期間はTable 8-6に示すように1974年12月から1976年1月に集中している。10年間の欠測日数の総計は491日である。

この欠測期間の流量データを補完するため以下の手法を採用して解析した。

- 1974年12月から1976年1月以外の比較的短期間の欠測期間については、周期解析等の統計的手法により、欠測期間の流量データを補完する。
- 1974年12月から1976年1月の長期間の欠測期間については、Bedukan測水所の下流45kmのTampias測水所、70km下流のTomboloi測水所の流量データとBedukan測水所の流量データとの相関により欠測期間の流量データを補完する。

8.3.3 流量データ補完結果

Bedukan測水所とTampias測水所およびTomboloi測水所での流量データの相関結果を以下に示す。

	Bedukan G/S - Tampias G/S	Bedukan G/S - Tomboloi G/S
データ期間	1977-1980年	1970-1977年
R	0.689	0.776
A	0.06	0.05
B	2.53	0.70

ここに、

$$Y = AX + B$$

R : 相関係数

Y : Bedukan測水所流量データ

X : Tampias測水所またはTomboloi測水所流量データ

データ補完後のBedukan測水所の流量データをFig. 8-7、Table 8-7に示す。

10年間の日平均流量は $3.80 \text{ m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$ 、最大日平均流量は $165.20 \text{ m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$ (1971年2月7日)、最小日平均流量 $0.02 \text{ m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$ (1975年4月19日) となっている。

この10年間における最大月平均流量および最小月平均流量はいずれも2月に出現している。特に1973年1月から3月にかけては流量は極端に少なく、このことは8.2.3で述べたように流域内の降雨量と密接に関係している。

8.3.4 流量算定結果

8.3.3で求められたBedukan測水所での1970~1979年の10年間の流量データを基にしてNaradaw計画のLiwagu取水ダム地点およびMesilau取水ダム地点の流量を以下の手順により算定した。

- Bedukan測水所での10年間の流量データの平行平均によりDuration Curveを作成する。(Fig. 8-8 参照)

- Liwagu取水ダム地点およびMesilau取水ダム地点のDischarge Durationを各取水ダム地点とBedukan測水所地点との流域面積比により作成する。

計画地点の流量を算定するに当たってBedukan測水所、Liwagu取水ダム地点およびMesilau取水ダム地点の流域面積をプランメーターにより計算した。

	流 域 面 積 (km ²)	
	Hydrological Year Book by DID	Planimetry 1:25000 maps (This Report)
Bedukan 測水所	440	200
Liwagu 取水ダム地点	—	31
Mesilau 取水ダム地点	—	28

Bedukan測水所でのDischarge Durationから算定されたLiwagu取水ダム地点およびMesilau取水ダム地点でのDischarge Durationを以下に示す。

Duration (%)	日平均流量 (m ³ /s/100km ²)	日 平 均 流 量 (m ³ /s)	
	Bedukan 測水所 流域面積 200km ² A	Liwagu 取水ダム地点 流域面積 31km ² A × 0.31	Mesilau 取水ダム地点 流域面積 28km ² A × 0.28
10	7.16	2.22	2.00
20	5.25	1.63	1.47
30	4.06	1.26	1.14
40	3.33	1.03	0.93
50	2.72	0.84	0.76
60	2.20	0.68	0.62
70	1.77	0.55	0.50
80	1.38	0.43	0.39
90	0.97	0.30	0.27
95	0.76	0.24	0.21

8.4 計画地点の洪水量

8.4.1 洪水量算定方法

洪水量の算定については、以下の手順により算定した。

- Bedukan測水所の1970～1979年の各年における最大流量を用いてGumbel分布およびLog-Normal分布により5, 10, 20, 50, 100年確率洪水量を算出する。
- 上記で算出した洪水量をベースにして、Liwagu取水ダム地点、Mesilau取水ダム地点および発電所地点での洪水量を流域面積一比洪水量関係曲線 (Fig. 8-9 参照) により算出する。

解析に使用したBedukan測水所での1970～1979年の各年における最大流量は以下の通りである。

発 生 期 日	最 大 流 量(m ³ /s)
1970年12月 3日	83
1971年11月18日	235
1972年 1月18日	123
1973年 9月15日	153
1974年 2月13日	543
1975年 2月24日	85
1976年 5月23日	159
1977年 2月21日	299
1978年 1月13日	120
1979年10月18日	79

8.4.2 洪水量算定結果

洪水量算定結果をTable 8-8、Fig. 8-10に示す。

8.5 計画地点の堆砂量

8.5.1 Liwagu川上流域の堆砂成分供給源の概況

Liwagu川上流域は大部分が標高500～4100mの山地または丘陵地となっている。この中をLiwagu川とMesilau川が西北西から東南東へ蛇行しながら流下している。Liwagu川上流域は開発が進み、原始林が少なく小規模な集落が点在し2次森林も広く見られる。計画地点でのLiwagu川の河川勾配は約1/19、Mesilau川の河川勾配は約1/15である。

斜面は一般に20～45度の傾斜を示し、斜面の一部には、古い地すべり地形ないし新しい崩壊地が認められる。

Liwagu取水ダム地点およびMesilau取水ダム地点には、直径数mの巨礫が点在していること、さらに1991年10月に実施した第2回現地調査ではMesilau川は多量の土砂を含んだ流れを呈していることから、計画地域内の古い地すべり地形ないし新しい崩壊地から多量の土砂が供給されていると考えられる。このことは既設Carabau発電所の取水ダムの堆砂状況からも推察される。

8.5.2 堆砂成分流入量の推定

Naradaw計画は大規模な貯水池を持たない流れ込み式の発電計画であり、小規模な取水ダムによって河川水を取水する形になる。この場合、取水ダム上流の貯水容量は、河川水の流入量に対して極めて小さいため、河川水の貯留によって浮遊土砂が沈澱し大量に堆積することはない。しかし粒径の大きな砂礫からなる掃流砂成分は取水ダムによって移動を阻害され、上流側に堆積することになる。したがって本計画の取水ダムの設計に当たっては、粒径の大きな掃流砂成分の流入を考慮する必要がある。

(1) 浮遊土砂量の推定

Liwagu川およびMesilau川で浮遊砂が観察されるのは出水時だけであるが、出水時の浮遊砂の観察記録はないため、直接、砂・砂礫の流入量を推定することはできない。したがって、このレポートでは、Labuk川のPorog測水所のデータを参考にして推定を行う。Porog測水所の浮遊土砂量データは以下の通りである。

河川名	観測所名	流域面積 (km ²)	年間浮遊土砂量	
			10 ³ ton/年	ton/年/km ²
Labuk	Porog	3,240	374	115

出典： National Water Resources Study, Malaysia
(Sectoral Report Vol.2 Meteorology and Hydrology 1982.), JICA

Liwagu川上流域の浮遊土砂量を115ton/km²/年とすると、Mesilau取水ダム地点(28km²) およびLiwagu取水ダム地点(31km²)での土砂流入量はそれぞれ3,220ton/年、3,565ton/年となる。

粘土・シルト・砂混合物の平均堆積密度を1.0ton/m³と仮定して、この量がすべて沈澱するとすれば、それぞれ3,220m³/年および3,565m³/年が取水ダム上流に堆積することになる。ただし前述のように、浮遊土砂の大部分は洪水とともに下流に流下し、取水ダム上流に大量に沈澱し堆積することはないと考えられる。

(2) 掃流砂量の推定

自然河川での掃流砂量の観測は事実上難しく、定量的に正確な予測は出来ないものの、リワグ川上流域は掃流が大きいことを考慮すると、取水ダム地点に流入する砂礫、岩塊の量はその貯水容量に対して無視できない量である可能性が大きいと考えられる。

掃流砂成分が浮遊砂量の25%を越えることはほとんどないと言われており、ここではリワグ川上流部の掃流力が大きいことを考慮して、掃流砂量が浮遊土砂流入量の25%相当の量であると仮定すると、Mesilau取水ダムおよびLiwagu取水ダムは年間の掃流砂流入量はそれぞれ、805ton/年、891ton/年と算出される。砂礫の粒度分布にもよるが、平均堆積密度を1.7ton/m³と仮定すると、流入量がすべて堆積するとしてその容量は約470m³/年および520m³/年となる。

河床を移動する掃流砂が取水ダムによって流下を阻害されれば、かなりの割合が取水ダム上流に堆積することになる。

Mesilau取水ダムおよびLiwagu取水ダムによる貯水容量はそれぞれ900m³および400m³となっているため400m³/年を越す砂礫が流入した場合、取水ダムは1年から2年で満砂状態になってしまうことになる。

ここでの推定値はあくまでLabuk川のPorog地点でのデータをもとに類推した参考値であり、実際はこの値を下回っていることも考えられる。しかしながら、将来この流域内の開発が進めば土砂供給源が増加する可能性も十分考えられ、この場合には取水ダムに流入する土砂量も増加することになる。したがって、取水ダムの設計にあたっては流入する砂礫や土砂の排出に十分配慮しておく必要がある。

Table 8-1 Outline of Rainfall Gauging Stations

Ref. No.	Station Name	Altitude m	Latitude ° ' N	Longitude ° ' E	Gauged Period
6065001	Kambarangan	2,146	06 02	116 33	1957 - 1983
6065002	Kinabalu National Park	1,623	06 02	116 32	1971 - 1990
5966002	Kundasang	1,372	05 58	116 40	1961 - 1986
5966001	Ranau Agriculture	548	05 56	116 39	1954 - 1986
5966001	Ranau JPT	549	05 58	116 42	1980 - 1990
5968001	Tampias	220	05 42	116 51	1978 - 1989

Table 8-2 Outline of River Gauging Stations

Ref. No.	Station Name	Altitude m	Latitude ° ' " N	Longitude ° ' " E	Catchment Area km ²
6065401	Kinabalu National Park	1,460	60 00 05	116 09 10	11
5966401	Bedukan	390	05 55 00	116 09 10	200
5768401	Tampias	220	05 43 05	116 51 35	2,010
5770401	Tomboloi	98	05 44 25	117 03 00	2,460
5872401	Porog	17	05 51 15	117 13 40	3,240

Table 8-3 Gauged Period of Rainfall Gauging Stations

Ref. No.	Station Name	Gauged Period	Year																	Remarks				
			'70	'71	'72	'73	'74	'75	'76	'77	'78	'79	'80	'81	'82	'83	'84	'85	'86		'87	'88	'89	'90
6065001	Kambaragan	'57-'83																						
6065002	Kinabalu N.P.	'71-'90																						
5966002	Kundasang	'61-'86																						
5966001	Ranau IPT	'80-'90																						
5966001	Ranau Agriculture	'54-'90																						
5968001	Tampias	'78-'87																						

Table 8-4 Gauged Period of River Gauging Stations

Ref. No.	Station Name	Catchment Area kda	Gauged Period	Year														Remarks							
				'70	'71	'72	'73	'74	'75	'76	'77	'78	'79	'80	'81	'82	'83		'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90
6065401	Kinabalu N.P.	11																							Water Level
5966401	Bedukan	200	'70-'80																						
5769401	Tampias	2,010	'77-'87																						
"	"	2,010																							Water Level
5770401	Tomboloi	2,460	'64-'77																						
5872401	Porog	3,240	'63-'89																						
"	"	3,240																							Water Level

Table 8-5 Monthly Rainfall at Kudasang Rainfall Gauging Station (1970-1979)

(Unit:mm)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	TOTAL
1970	200.10	35.20	183.30	168.20	244.90	275.20	120.50	206.40	187.80	253.00	204.20	205.80	2284.60
1971	173.40	455.00	86.70	42.52	69.40	170.10	71.90	329.40	193.00	273.90	311.60	166.60	2343.52
1972	213.30	149.80	254.90	46.30	279.60	69.60	26.90	212.40	329.60	208.40	247.20	181.30	2219.30
1973	32.70	20.80	26.90	217.90	177.70	111.80	233.30	119.50	463.60	256.90	254.30	159.60	2075.00
1974	178.80	421.00	177.30	140.60	256.90	252.30	134.90	204.50	177.60	236.10	118.30	277.35	2575.65
1975	284.40	190.30	89.10	79.80	331.20	85.00	201.10	260.20	231.70	264.90	389.20	353.20	2760.10
1976	281.90	96.60	73.50	71.30	228.10	68.20	226.20	185.10	98.40	237.40	208.70	136.60	1912.00
1977	272.00	541.50	47.10	103.30	139.90	251.20	164.00	184.80	134.20	314.50	249.00	218.90	2620.40
1978	131.80	107.90	107.40	146.80	160.00	294.70	149.40	110.00	179.10	280.30	253.70	191.00	2112.10
1979	28.50	25.60	149.50	67.00	180.30	223.10	238.10	140.60	260.00	467.10	193.30	189.50	2162.60
TOTAL	1796.90	2043.70	1195.70	1083.72	2068.00	1801.20	1566.30	1952.90	2255.00	2792.50	2429.50	2079.85	23065.27
MEAN	179.69	204.37	119.57	108.37	206.80	180.12	156.63	195.29	225.50	279.25	242.95	207.98	2306.53

Table 8-6 Number of Missing Data of Daily Mean Discharge at Bedukan Gauging Station (1970-1979)

Gauging Station	Gauged Period	Month	Year															
			1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979						
Bedukan	1970-1980	Jan.	1~29	1~5							1~29	1~31						
		Feb.											1~6, 12					
		Mar.					11~18, 28~31				17~31							
		Apr.	7, 8								1~30					6		
		May				1	26~31				1~31	18						
		Jun					1~30				1~30							
		Jul.					1~9				1~31							
		Aug.					22~31				1, 15~21					1~10		
		Sep.					1~10				22~30							
		Oct.					11~31				1~31							
		Nov.		2~4	7~14						1~30							
		Dec.		22~31							1~31							
Number of Missing Data		Total	41	8	8	1	113	265	39	0	16	0						

Total 491 days

Table 8-7 Monthly Discharge at Bedukan Gauging Station (1970-1979)

(Unit: $10^6 \text{ m}^3/100\text{km}^2$)

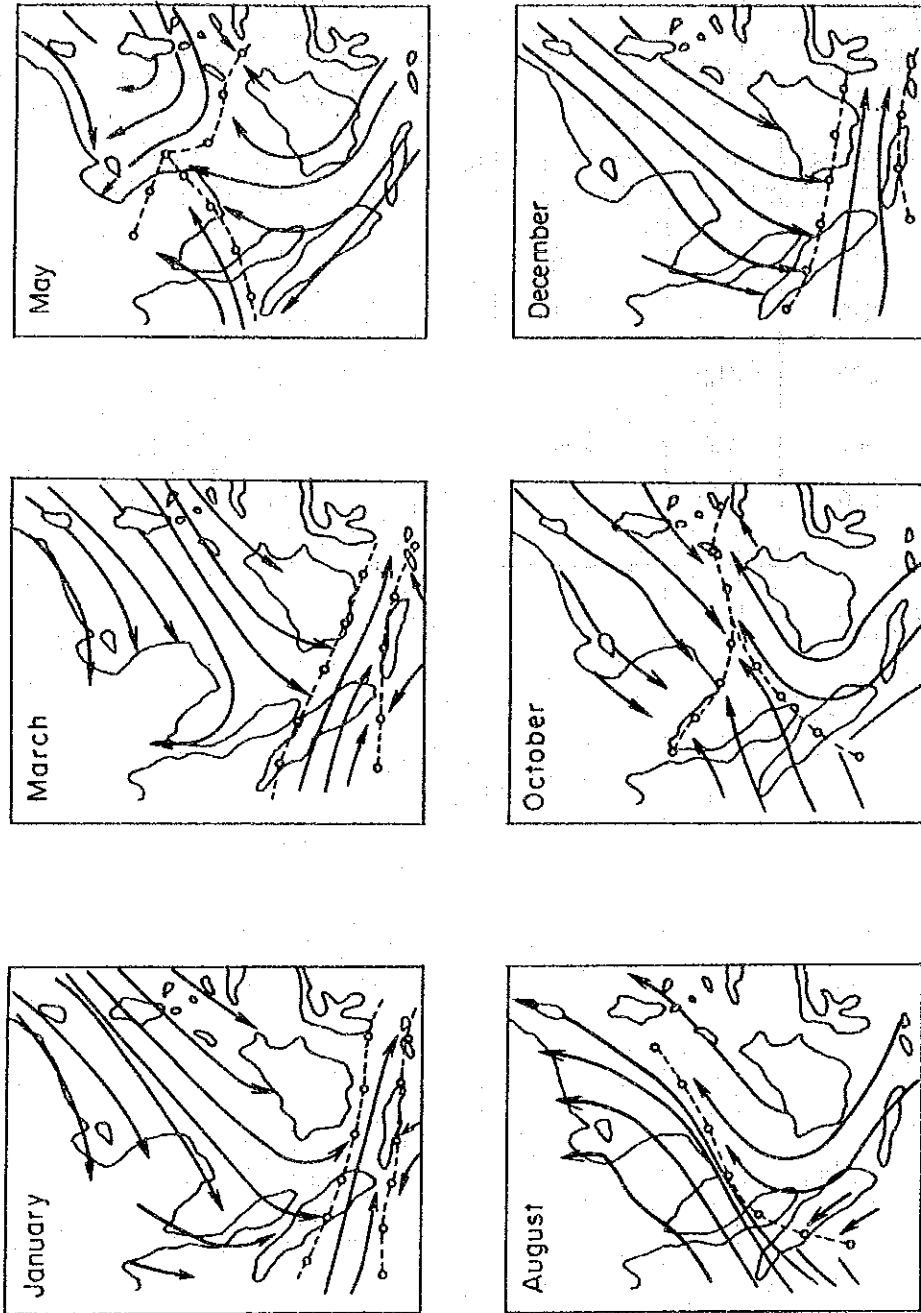
Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1970	13.77	4.41	3.29	5.30	7.09	11.49	8.34	9.43	8.96	14.84	12.76	13.31	112.98
1971	12.31	68.65	17.13	4.61	4.05	5.52	3.73	13.71	11.18	15.95	21.66	9.47	187.98
1972	18.06	11.61	10.04	8.11	7.80	4.22	1.90	4.28	9.05	11.56	8.57	8.57	103.78
1973	2.98	1.12	2.18	4.23	6.38	5.62	6.92	6.70	15.41	8.81	13.28	9.38	83.01
1974	17.85	38.56	10.03	5.63	11.69	7.93	7.26	7.95	3.39	5.73	3.77	6.10	125.88
1975	15.29	9.37	8.37	1.33	19.67	7.86	8.42	12.35	15.18	12.56	11.96	16.60	138.97
1976	17.65	6.53	4.43	3.26	7.16	3.08	4.85	5.48	4.00	9.40	13.05	8.32	87.20
1977	16.05	35.31	8.02	4.22	6.60	11.83	9.28	8.35	4.86	14.62	15.28	10.54	144.95
1978	11.28	5.36	4.66	6.50	7.77	13.57	10.23	6.54	6.46	11.91	14.17	13.06	111.51
1979	5.73	2.63	6.30	3.29	5.54	11.20	11.68	6.12	12.56	19.78	16.43	15.10	116.37
Total	130.97	183.53	74.46	46.48	83.73	82.33	72.60	80.90	91.05	125.16	130.95	110.45	1212.61
Mean	13.10	18.35	7.45	4.65	8.37	8.23	7.26	8.09	9.11	12.52	13.09	11.04	121.26

Table 8-8 Flood Discharge at Mesilau and Liwagu Intake Dam Sites, and Naradaw Power Station Site

再現期間	洪水量 (m ³ /s)							
	Bedukan 測水所 (C. A. =200km ²)		Mesilau 取水地点 (C. A. =28km ²)		Liwagu 取水地点 (C. A. =31km ²)		Naradaw 発電所地点 (C. A. =34km ²)	
	Gumbel	Log-Normal	Gumbel	Log-Normal	Gumbel	Log-Normal	Gumbel	Log-Normal
5 年	340	260	90	70	100	80	110	90
10 年	440	340	120	90	130	100	140	110
20 年	540	430	150	120	160	130	180	140
50 年	670	560	180	150	200	160	220	180
100 年	770	660	210	180	230	190	250	210

Gumbel分布の値を採用

Figure 8-1 Wind movement over South - East Asia



LEGEND

- Wind movement
- o-o- Wind boundary

Figure 8-2 Monthly Mean Rainfall (1981-1989)

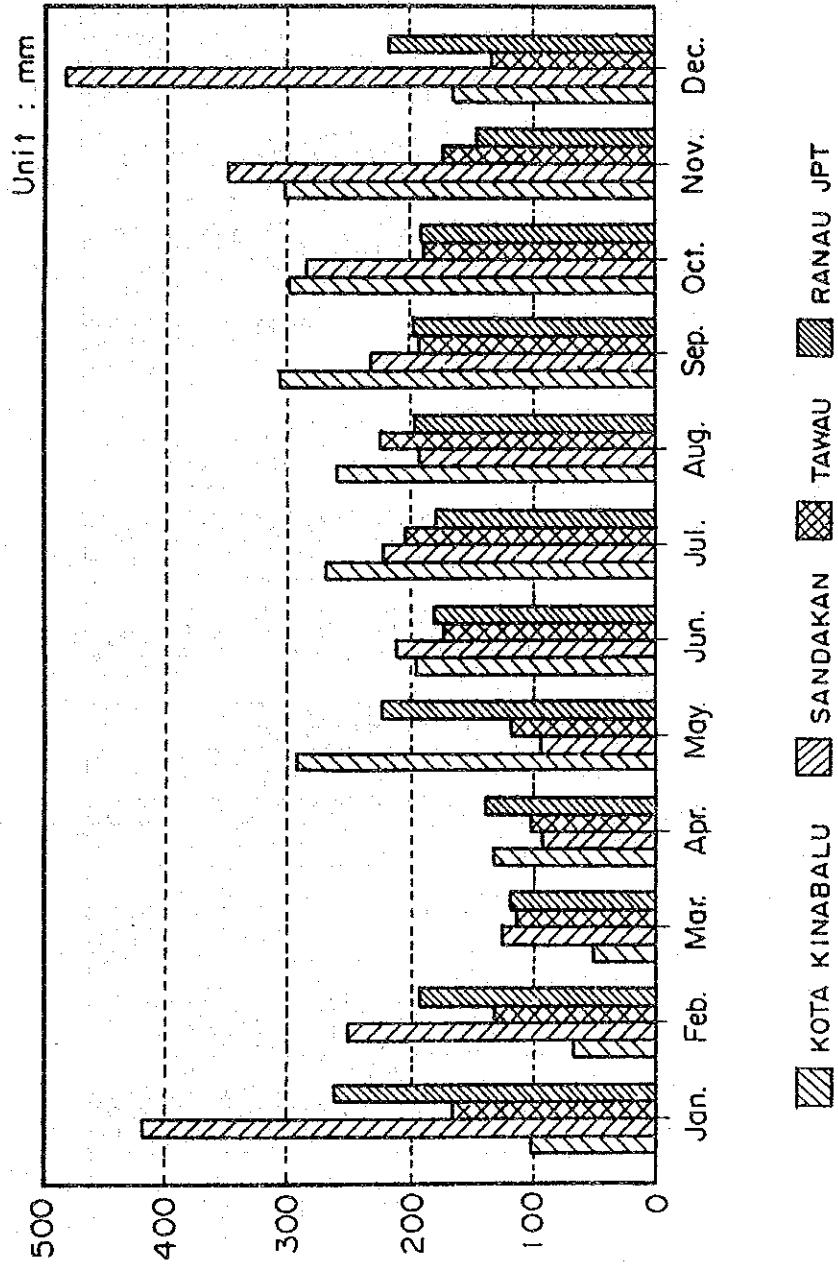


Figure 8-3 Monthly Mean Temperature (1981-1989)

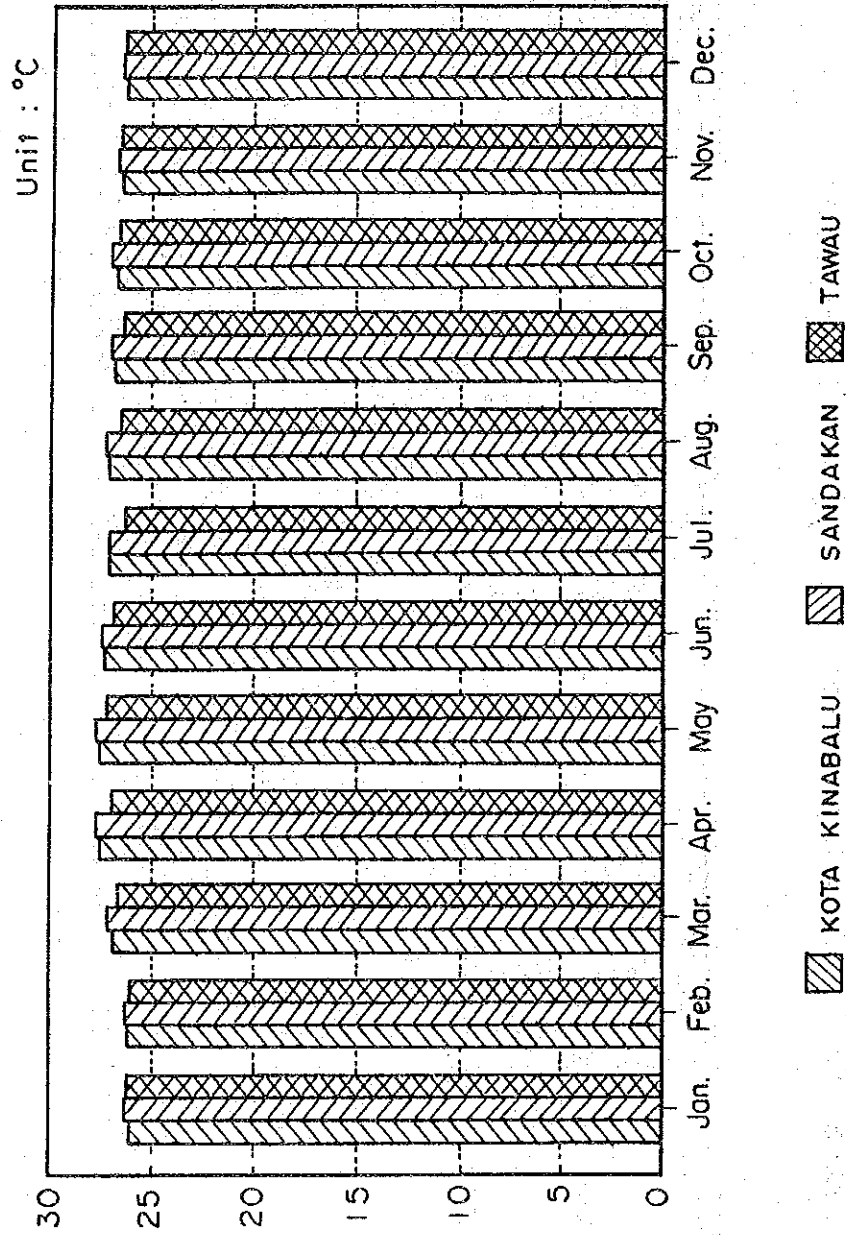
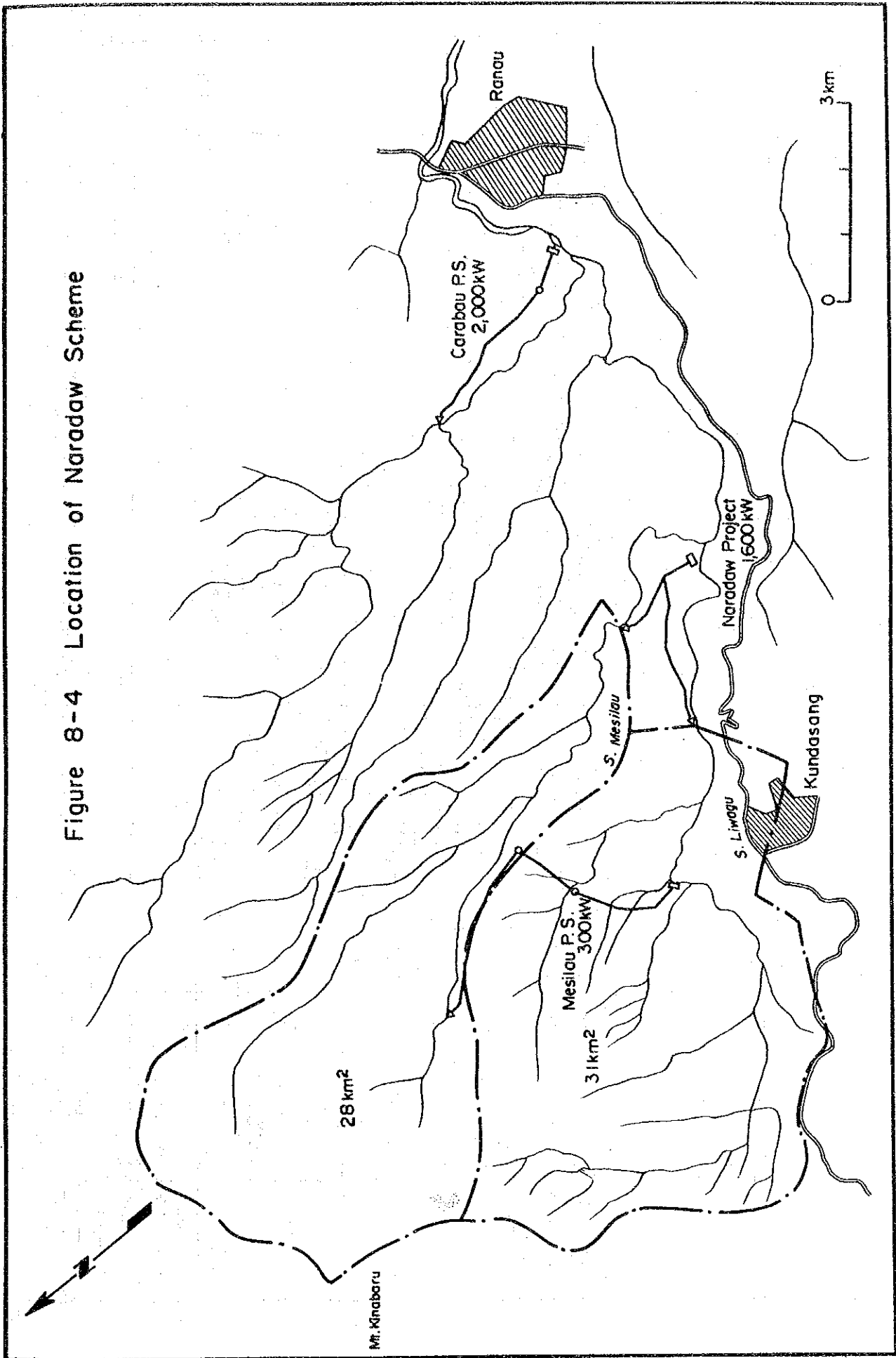


Figure 8-4 Location of Naradaw Scheme



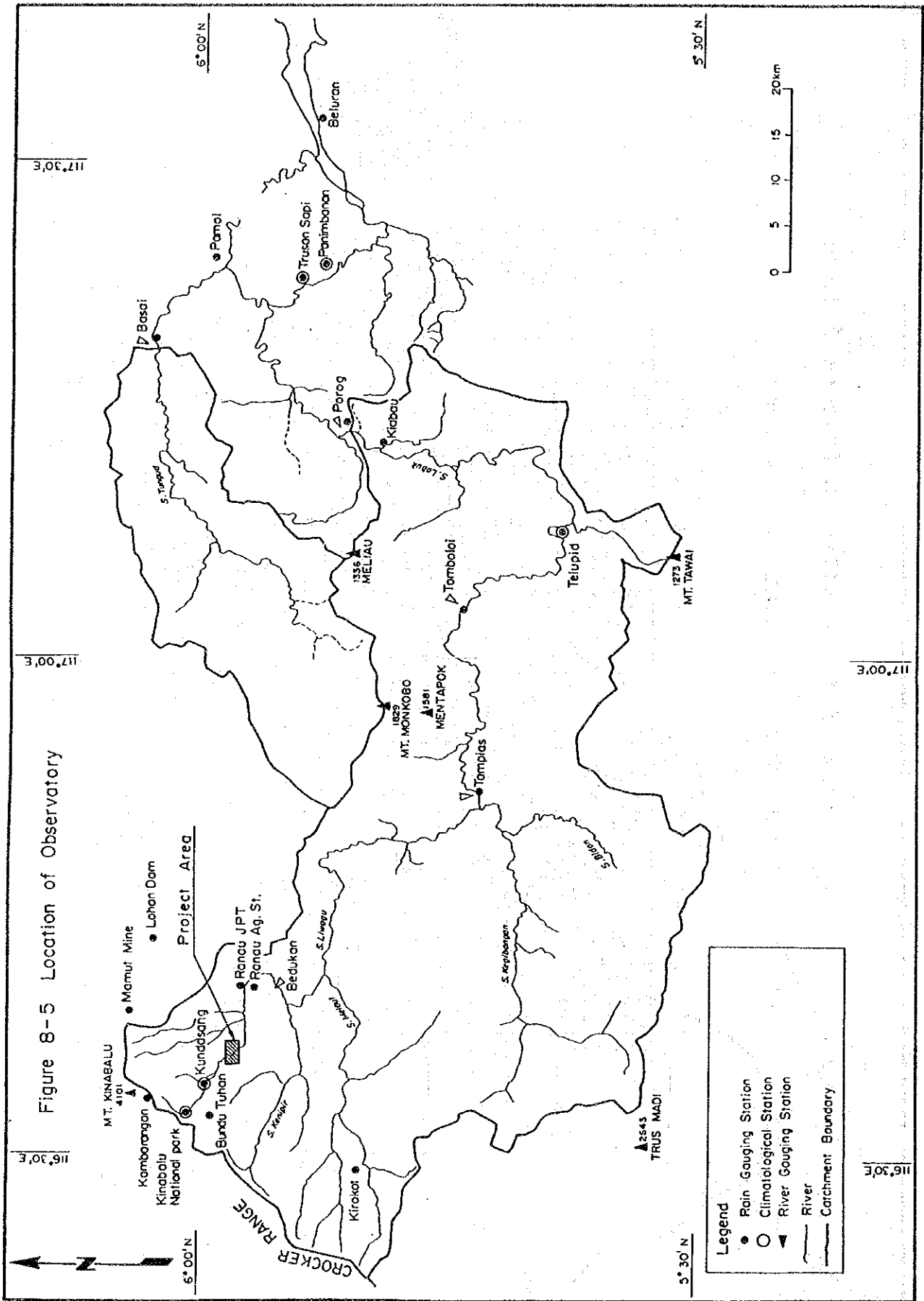


Figure 8-6 Monthly Rainfall at Kundasang Rainfall Gauging Station

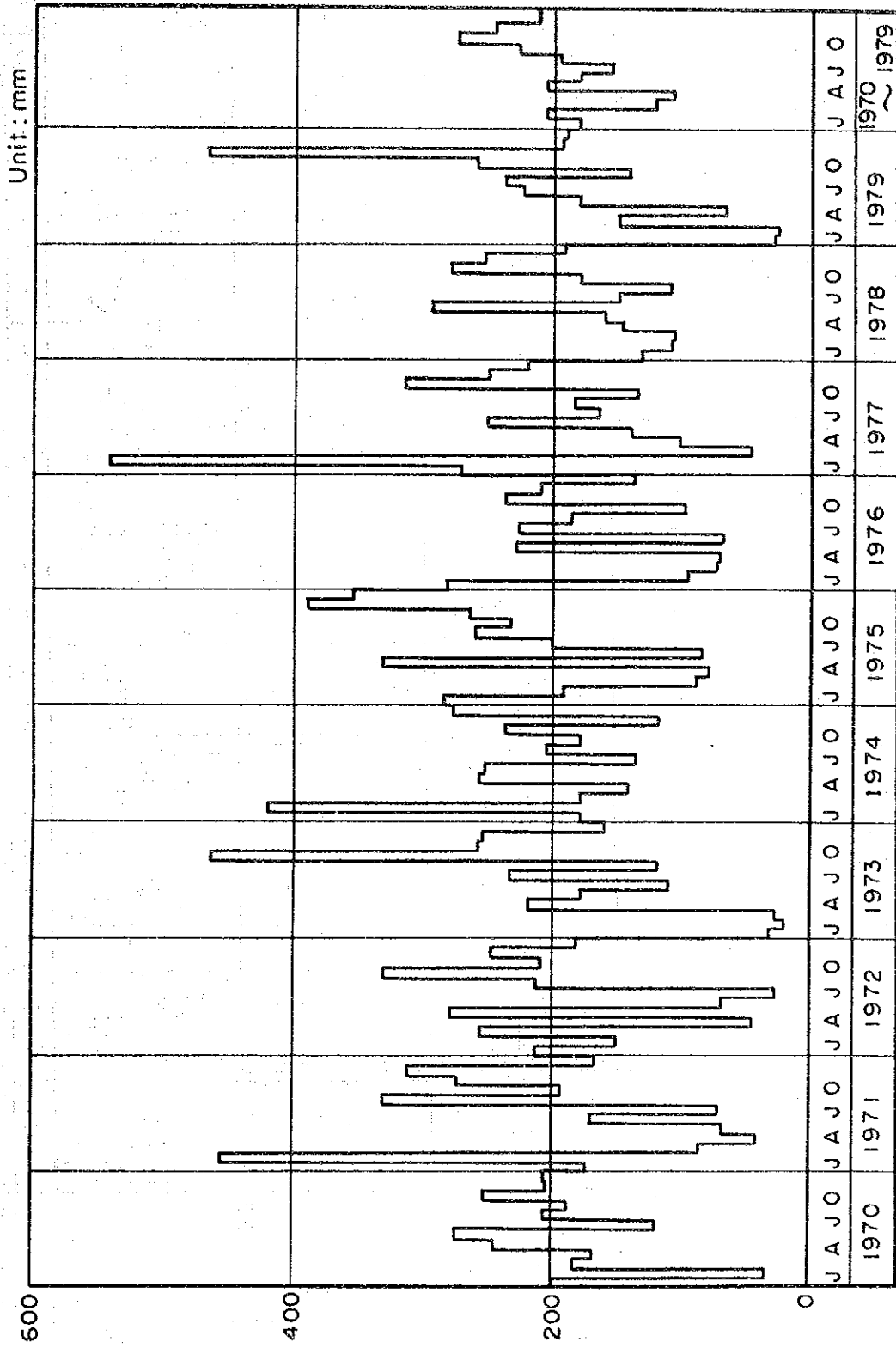


Figure 8-7 Monthly Discharge at Bedukan Gauging Station

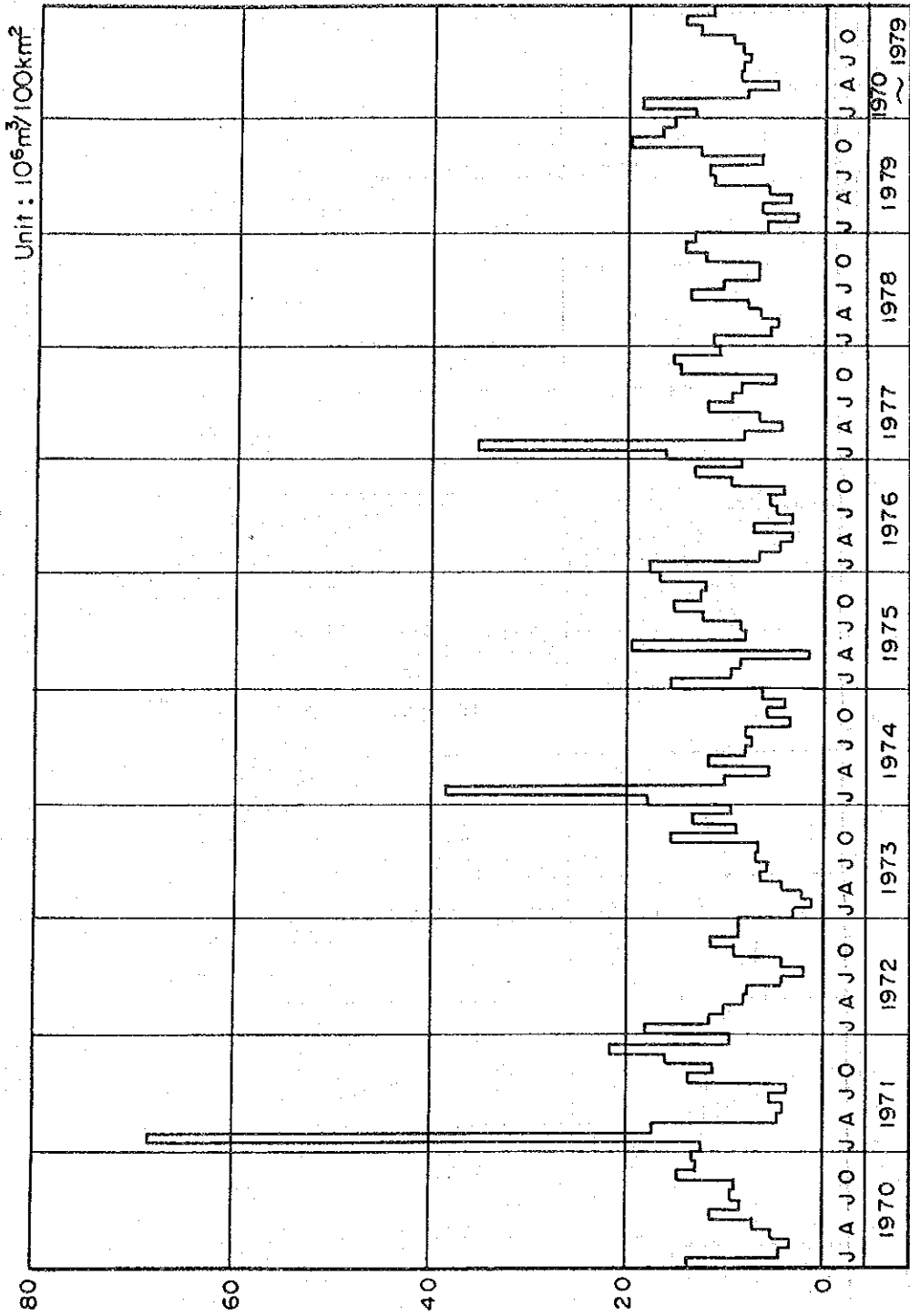


Figure 8-8 Discharge Duration Curve at Bedukan Gauging Station

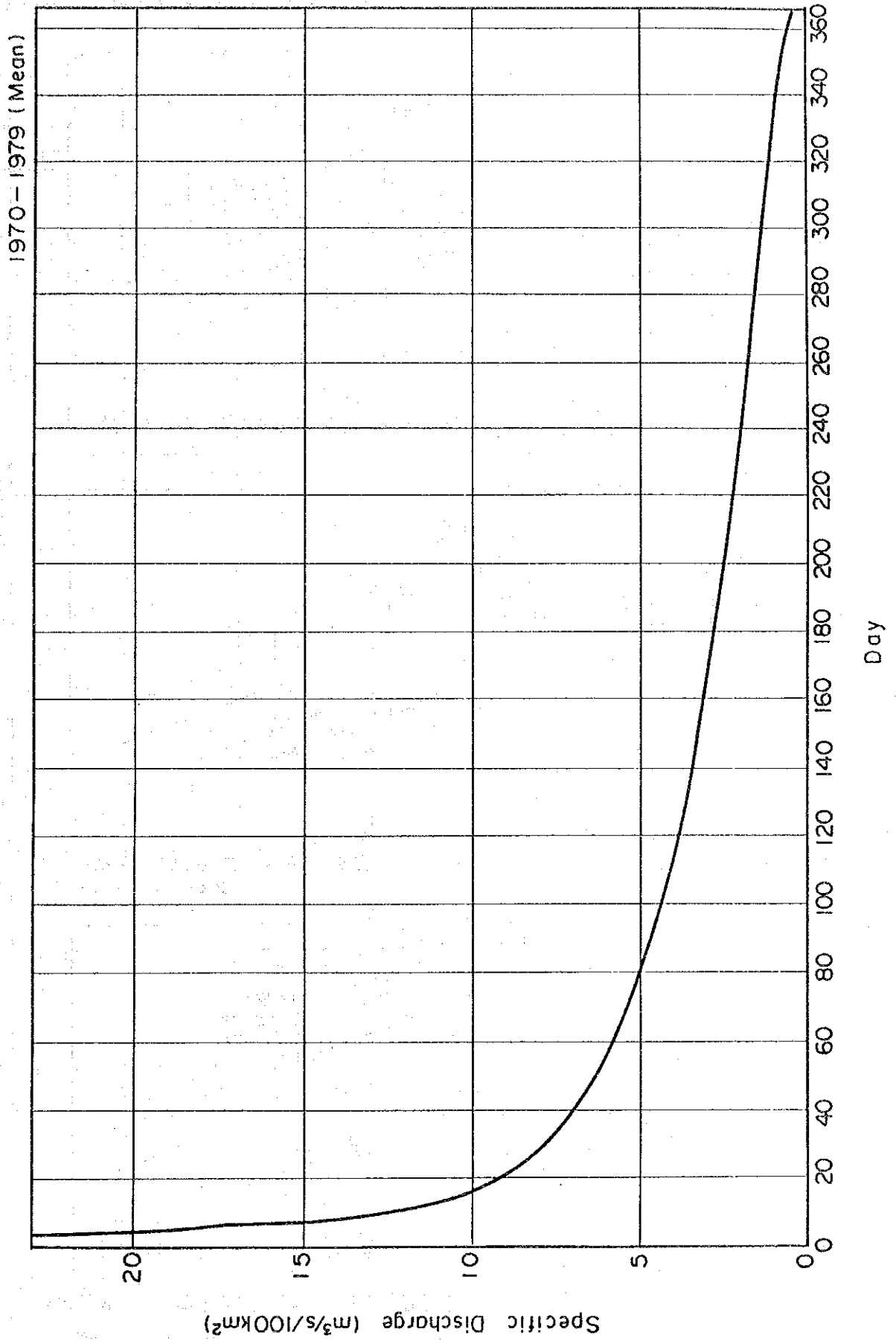


Figure 8-9 Relation between Specific Discharge and Catchment Area

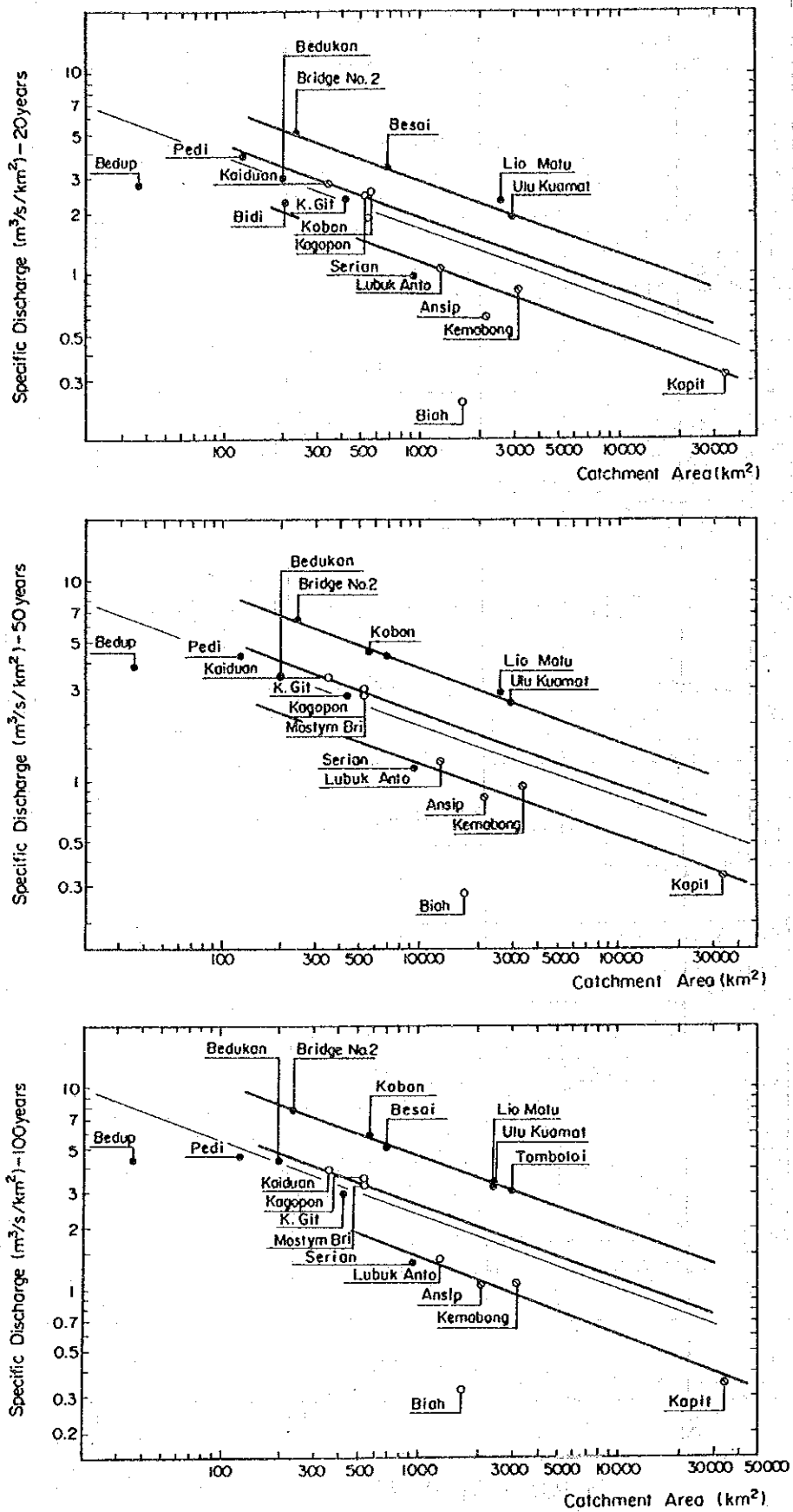
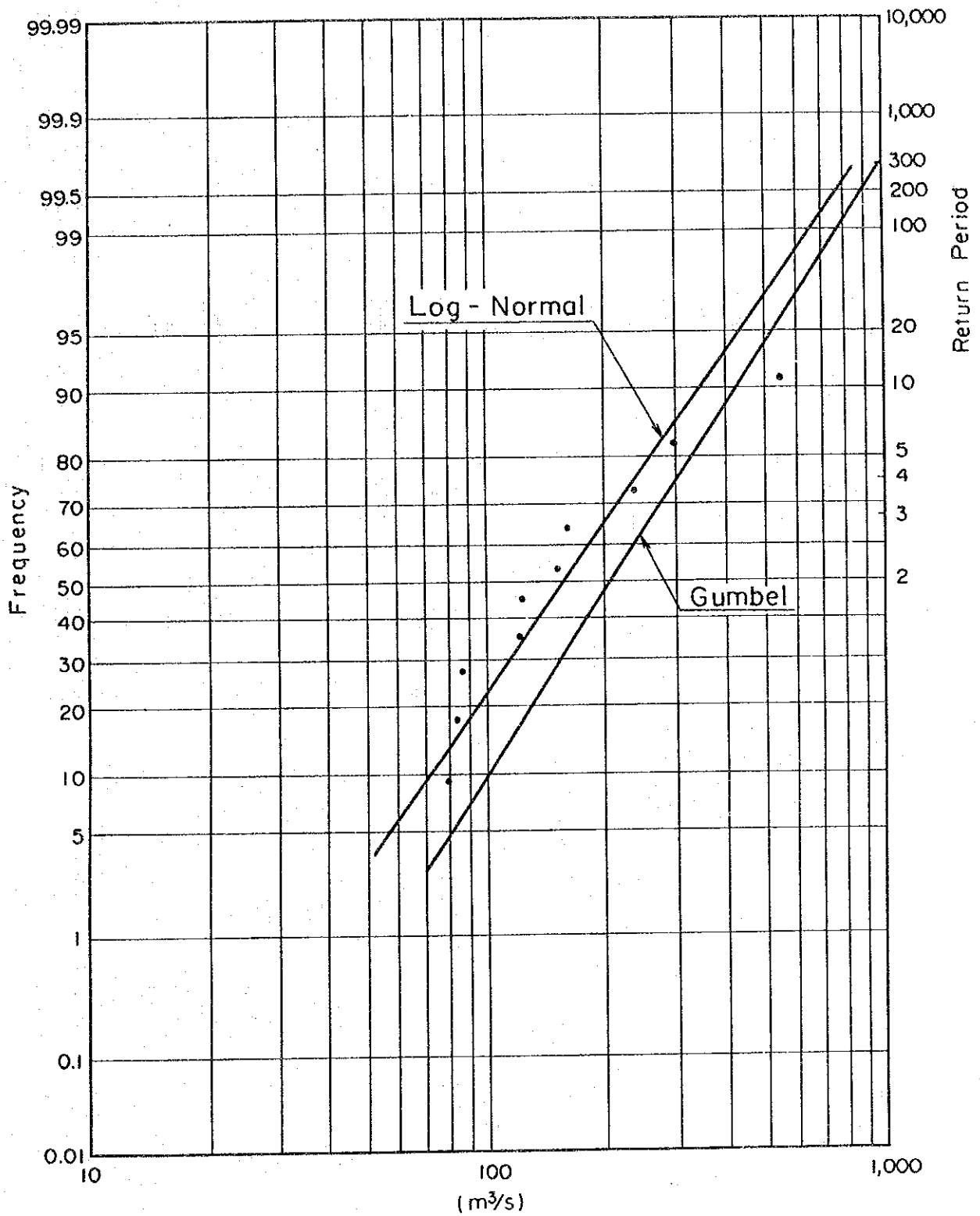


Figure 8-10 Flood Discharge at Bedukan Gauging Station



第 9 章 最適開発計画の選定

第 9 章 最適開発計画の選定

	頁
9.1 概要	9-1
9.2 開発の考え方	9-3
9.3 最適化の方法	9-3
9.4 最適開発計画	9-6
9.4.1 最適有効落差	9-6
9.4.2 最適最大使用水量、設備出力	9-6
9.4.3 検討事項	9-7
9.5 出力と電力量の特長	9-10
9.5.1 Naradaw 計画の売電電力量	9-10
9.5.2 水力の供給可能出力	9-10
9.5.3 Naradaw の月および年間電力量	9-11

List of Tables

Table 9-1	Optimization Procedure at Naradaw Site
Table 9-2	Comparison of Alternative Plans
Table 9-3	Calculation Conditions of Output and Energy
Table 9-4	Calculation Assumption for Optimization
Table 9-5	Saleable Energy of Hydro (In case of Carabau 2,000kW, Naradaw 1,600kW)
Table 9-6	Saleable Energy of Hydro (In case of Carabau 1,000kW, Naradaw 1,600kW)
Table 9-7	Hydro Power Supply Capability
Table 9-8	Energy Generated from Naradaw Scheme

List of Figures

Figure 9-1	Naradaw Project Area
Figure 9-2	Naradaw Alternative Plans
Figure 9-3	Discharge Duration and Intake Water at Naradaw Site
Figure 9-4	Optimization of Installed Capacity (Saleable Energy)
Figure 9-5	Optimization of Installed Capacity (Benefit Cost Ratio)
Figure 9-6	Commencement of Power Operation
Figure 9-7	Hydro Power Supply Capability in a Year
Figure 9-8	Daily Output Generated from Naradaw Scheme (1970-1979)

第9章 最適開発計画の選定

9.1 概要

最適開発計画の選定とはNaradaw地点で複数の代替案を作成し、それらの便益費用を比較することにより、最適な有効落差、最大使用水量および設備出力を決めることである。

有効落差が115mおよび170mである2つの代替案を比較し、170mをこの地点の最適有効落差とした。次に、有効落差を170mとし最大使用水量と設備出力を変化させた4つの代替案を比較した結果、 $1.20\text{ m}^3/\text{s}$ を最適な最大使用水量、1600kWを最適な設備出力として選定した。 $1.20\text{ m}^3/\text{s}$ は年間の64%流量である。

この最適開発計画は、1990年後半から2000年代始めの需要に良く対応するので、4つの代替案の中で経済性において最も有利であり、かつディーゼル発電機と同等の経済性を有している。

各代替案の便益と費用は、10ヶ年平均の河川流量、計画流域内での水利用状況、環境保全、Ranau-Kundasang系統の需要供給、各代替案の発電力と電力量及び建設費を考慮し予測した。

本章における最適化検討と後章で実施した予備設計等に基づき、Naradaw最適計画を要約すると次となる。

Naradaw最適計画はRanau-Kundasang系統で第5番目の流れ込み式水力であり、開発の主目的は発電用ディーゼル油を低減し系統の経済性に寄与することである。

Naradaw計画はRanau町西方6kmに位置し、流域面積 59 km^2 から最大 $1.20\text{ m}^3/\text{s}$ を取水し有効落差170mを利用して最大1,600kWを発電する。

Liwagu、Mesilau両河川に2つの取水口を設置する。 $1,400\text{ m}^3$ の有効容量を有する調整池を取水口直下流に設ける。地表に敷設する2条の鋼製導水路（Liwagu川ルート直径0.7m、延長約2,680m、Mesilau川ルート直径0.6m、延長約990m）で水圧鉄管に送水する。さらに1条の水圧鉄管（直径0.7m、延長約780m）で発電所に導水する。発電所は両河川の合流点付近のLiwagu川に架るつり橋の直上流に配置される。

2基のターボインパルス型水車・発電機を11kVの既設送電線に連系しRanau-Kundasang系統へ電力を供給する。

Naradaw計画は、環境調査により勧告された $0.15\text{ m}^3/\text{s}$ の河川維持流量を遵守した上で

9. 5GWhの年間供給可能電力量と460kWの保証尖頭出力を供給する能力を有し、系統のベースロード及びミドルロードに対応する電源である。

Naradaw計画諸元

1. 設備出力	1,600 kW		
2. 年間供給可能電力量	9.5 GWh		
3. 開発計画	(Tot.)	(Liwagu R.)	(Mesilau R.)
(1) 流域面積	59 km ²	31 km ²	28 km ²
(2) 最大使用水量	1.2 m ³ /s	0.7 m ³ /s	0.5 m ³ /s
(3) 取水位		1,050 m	1,038.5 m
(4) 放水位	852 m		
(5) 総落差	198		
(6) 損失水頭	28		
(7) 有効落差	170		
(8) 保証出力	290 kW (95% in a year)		
(9) 保証尖頭出力	460 kW (95% in a year)		
4. レイアウト			
(1) 取水口	コンクリート製		
(2) 低圧パイプ導水路	(Liwagu R.)	(Mesilau R.)	
	L: 2,680 m	990	
	D: 0.7 m	0.6	
(3) 調整池	2,000 m ³		
(4) 水圧鉄管	D: 0.8 m	L: 780 m	
(5) 発電所建屋	鋼製建屋		
(6) 水車	ターゴインパルス型水車×2台		
(7) 発電機	890 kVA × 2台, 1,000 RPM		
(8) 変圧器	890 kVA × 2台, 3φ 0A		
(9) 送電線	鉄柱型		
	HAL 0.166 sq. in		
	11 kV. 長さ 1.0 km		

9.2 開発の考え方

流れ込み式水力であるNaradaw計画の目的は、将来発電用ジーゼルを減少し経済的なシステムを実現することである。

この目的を踏まえNaradaw計画の開発の基本的考え方は次の通りである。

- Sabah州の水力資源を効果的に利用する発電計画とする。
- Ranau-Kundasang系統のベース及びミドル負荷対応電源として十分な電力量を発電する計画とする。これによりジーゼル価格の上昇による影響を受けず、本システムに利益をもたらす。設備出力はシステムの需要増加や既設水力発電所の供給能力を考慮し、適切なものとする。
- 本計画は経済性において、本計画の代替プロジェクトとなるであろうジーゼル発電計画を下廻らないものとする。
- 本計画は1999年末までに竣工し、2000年より発電を開始するものと仮定し、最適化を検討する。本計画は可能な限り早期に開発すべきである。既設水力発電所（CarabauとMesilau）が設備出力相当の発電が可能な状態であっても、1990年代末にはディーゼルによる発電量が大幅に増加すると予測されるからである。しかし、2000年がNaradawの限界的な便益費用比となるためのタイムリミットである。とは言え、将来のディーゼルオイルの物価上昇を繰り込めばNaradawはより大きな便益をもたらすと考えられるので、便益費用費がギリギリの状態になる様運転開始時期を早めることが得策である。仮に既設水力がフル発電出来る状況にないとなればNaradawの運転開始時期はより早まるであろうが、現時点でこれを予測することは難しい。（Naradawの運転開始時期を9.4節で検討する）

9.3 最適化の方法

計画基本諸元である有効落差、最大使用水量及び設備出力を次の手順により最適化する。（Table 9-1 参照）

(1) 代替案

Sabah State Land and Survey Departmentより提供された2,500分の1地形図を用い、複数の代替案を作成する。有効落差を比較検討するため2つの代替案を作成する。これらは取水口、導水路、水圧管路などのレイアウトと落差が異なる。次に、最大使

用水量を比較検討するため4つの代替案を作成する。これら代替案の最大使用水量は河川流量の変動を考慮して年間の45%流量から77%流量の範囲をカバーする。また、有効落差として最適有効落差を用いる。(Fig. 9-1, 9-2及びTable 9-2を参照)

(2) 取水量

代替案の出力・電力量を推定するため、次の河川流量資料を用いる。(Fig. 9-3参照) 1970年から1979年にBedukan測水所で観測した河川流量資料を用い365日の日間河川流量の10ヶ年平均値を計算する。河川の利水及び環境保全を考慮して取水口から取水する平均日取水量を計算する。利水としては、Mesilau発電所群がMesilau川の水をLiwagu川へ分水し、更にRural Development Co., がMesilau発電所設備から最大 $0.1\text{ m}^3/\text{s}$ の農業用水と生活用水を分水している。取水ダムと発電所間の河川を維持するため、両取水ダムよりそれぞれ少なくとも $0.05\text{ m}^3/\text{s}$ (計 $0.1\text{ m}^3/\text{s}$) の河川維持流量を放流する。(最小流量計 $0.1\text{ m}^3/\text{s}$ は最適化検討のための仮定である。後日SEBが実施した環境調査では最小流量はMesilau川で $0.05\text{ m}^3/\text{s}$ 、Liwagu川で $0.1\text{ m}^3/\text{s}$ (計 $0.15\text{ m}^3/\text{s}$) と結論されている。これらに基づく電力量は15章の経済評価に用いるが、その計算を9.5.節に記載する。)

(3) 出力と電力量

上記の平均日取水量を用い、各計画の日々の出力を計算する。鋼製導水管のサビにより、各計画の最大出力は設備出力の90%と仮定する。

年間発電々力量(発電端)は出力×運転時間により算定する。供給可能電力量は発電々力量(発電端)から所内消費電力量及び発電停止中の損失分を差引くことにより求める。供給可能電力量を売電電力量と無効電力量に分割する。売電電力量は系統で消費される電力量である。無効電力量は系統で消費されず、水はそのまま排水路から放流される。

保証出力は1年の内95%の期間発電が可能な出力である。保証尖頭出力は調整池に貯留した水を点灯ピーク時間帯に発電して得られる出力を保証出力に加えて算定する。

(4) 建設費

各代替案の建設費は、準備工事、土木工事、水車発電機、予備費、エンジニアリングに要する費用を含む。建設費は1991年価格であって、1991年以降の物価上昇や建設中利子は含まない。

建設費は簡易な方法によって推定している。土木工事に必要となる労務、資材、建設機械の大部分はマレーシアで調達できるので、土木工事費はCarabauプロジェクト計画に用いられた1986年時点の工事価格により推定する。工事価格は1986年から1991年間の物価上昇を考慮して補正した他、工事仕様の若干の改善を繰り込んでいる。輸入される水車発電機費は国際価格に基づき概略的に推定する。(本章で用いた工事価格は13章に記載する最適開発計画の予備設計に基づいて評価する工事価格とは異なるものである。)

(5) 評価手法

代替案は建設費、売電電力量、耐用年間のキャッシュフローにそれぞれ特徴をもつことから、それらの便益費用比によって代替案を評価し比較する。便益費用比は便益と費用を10%の割引率でNaradaw計画の建設開始年(1997年)に割り戻すことにより求める。

Naradaw計画の費用は、建設比と耐用年間(25年)の運転維持費で構成される。

Naradaw計画の便益は、代替ジーゼル発電所に要する費用で評価する。代替ジーゼル発電所は、ジーゼル発電と水力との相異(耐用年数、事故率などでTable 9-4 参照)を考慮した上で、Naradaw計画に等しい売電電力量と保証ピーク出力を発生するものと仮定している。便益は代替ジーゼル発電所の建設費と耐用年数25年間の運転維持費と燃料費で構成される。

9.4 最適開発計画

9.4.1 最適有効落差

有効落差が115m、170mである2つの代替開発案を作成する。両案の発電所は同一位置にあるが、取水口は異なる位置に設ける。有効落差115m案は、5.2節に述べるNaradaw A計画に類似し、有効落差169m案はNaradaw D計画に類似している。両計画の発電量、建設費、費用便益比など諸元の比較をTable 9-2に示す。

両計画の比較から有効落差が大きくなる程、計画の便益費用比が良くなるので、有効落差170m案が有利と見られる。

地形から判断し170m案は妥当な建設費で必要調整容量を満たす調整池を設置する可能性が有るが、これより高標高に同等の調整池を設けることは困難と思われる。これは170mがNaradaw地点での最も大きい有効落差であることを意味する。

以上の検討結果、170mがNaradaw地点での最適な有効落差と考えられる。

9.4.2 最適最大使用水量・設備出力

有効落差170mを条件として異なる設備出力をもつ代替案を作成し、最大使用水量と設備出力の最適化を検討する。

代替案の設備出力は1,200kW、1,600kW、2,000kW、2,400kWである。代替案の最大使用水量は0.89m³/s、1.20m³/s、1.48m³/s、1.78m³/sであって、それぞれ年間流況の77%流量、64%流量、54%流量、45%流量に対応する。(Table 9-2 参照)

4つの代替案の便益費用比は売電々力量と建設費に直接的な影響を受ける。各代替案の建設費は単純に設備出力の大きさに比例する。一方、各代替案の売電々力量は次の3つの特性を示す。第1、売電々力量は年々増加し、建設終了後8年から13年で供給可能電力量に達する。第2、設備出力が小さい程、売電々力量は早く供給可能電力量に達する。設備出力が大きい程、供給可能電力量が多い。(Table 9-2, Fig.9-4, 9-5 参照)

これら3つは小電力系統で小水力を連続的に開発する場合の典型的な特性であって、十分に検討する必要がある。

各代替案の便益費用比は売電々力量に存在するこれら3つの特性を反映する。便益費用比は1,200kWで0.99、1,600kWで1.01、2,000kW案で0.97、2,400kWで0.94である。

これらの比較は次のことを示唆している。

- 1,600kW案は2000年代初期の需要にうまく適合する。この案は、2000年又は2000年代初期の運転開始とする場合、4代替案の中で経済的に有利である。
- 1,200kW案は2000年代に開発される水力としてはやや規模が小さい。
- 2,000kW案、2,400kW案はやや規模大きすぎる。この2案はより多くの電力量を生ずる物理的能力があるが、2000年初期の需要は小さく、これら能力の一部を消費するにとどまる。本プロジェクトへの投資の一部しか有効化されない結果となる。(仮に運転開始後直ちに電力量が消費されたり、又これが需要に無関係な包蔵水力調査であるならば、2案とも1,600kW案より有利となるが現実はそのようにならない)

この結果、Naradaw siteでは1,600kWを最適な設備出力、1.20m³/sを最適な最大使用水量として選定する。

9.4.3 検討事項

(1) 最適化検討における運転開始年の仮定

この最適化検討ではNaradaw計画は1999年末に建設が完了し、2000年の初めに発電を開始するものと仮定している。その理由は次である。

- ディーゼル油費の低減は本系統の最優先課題であるので、Naradaw計画は可能な限り早期に開発する必要がある。

例えば、Naradaw計画が開発されない場合、Canabauの2ユニットが稼動する条件下でディーゼル発電による電力量は1999年に6GWhを越す。これはCarabau水力が開発される前のディーゼル発電量に相当し、燃料費が系統にとり大きな負担となる。

- Naradawの便益費用比は1を上廻る必要がある。2000年はこれを実現するためのギリギリの年である。Naradawの運転開始が早くなればなる程、その便益費用比が次の通り小さくなるからである。

設備出力	1,200kW	1,600kW	2,000kW	2,400kW
便益費用比 (2000年運開)	0.99	1.01	0.97	0.94
便益費用比 (2003年運開)	1.07	1.12	1.09	1.07

- Naradawには1.1の様に大きな便益費用比は必要ないであろう。Naradawの第1の目的はディーゼル油の使用量を低減することで、連邦政府が小水力の建設費全てを供与する条件下では、便益費用費は単なる経済性の尺度にすぎないと考えられるからである。

(2) Carabau水力と関連したNaradawの運転開始年

Carabau水力は多くの電力を発生する能力があり、系統の需要の多くを受け持つ。Carabauの2ユニットは時々修理されたが、将来2台とも安定継続して発電するか否かは定かでない。Carabauの2ユニットが正常に稼動する場合と1ユニットのみ稼動する場合のNaradaw 1,600kW案の運転開始年についてより細部を検討する。水力が発電する電力量はkWhバランスと水力・ディーゼルの役割を考慮し、需要に対しMesilau、Carabau、Nadaraw、ディーゼルの順で対応することとして、水力の売電々力量を推定する。

Carabauの2ユニットが稼動する場合

Carabauの2ユニットは年間 9.5×10^6 kWhを発動する能力がある。1992年にはその能力の50%を消費し（売電々力量として）、1998年には能力の90%を消費するものと予測されている。

Naradawは河川維持流量を $0.10 \text{ m}^3/\text{s}$ と仮定して年間 9.7×10^6 kWhを発電する能力がある（河川流量を $0.15 \text{ m}^3/\text{s}$ とすると 9.5×10^6 kWh）。しかし、その売電々力量は1990年末は僅か、2000年に能力の50%、2007年に能力の90%を消費するものと予測されている。（Table 9-5 参照）

Naradawの便益費用比（B/C）は売電々力量に比例するので運点開始時期が遅れるとB/Cが良くなる。一方、Naradawが開発されない場合、ディーゼル発電による電力量は2000年に系統の電力量の50%となり年とともに増加する。Carabauの2ユニットが正常に稼動する場合、B/Cが1に近づく2000年が運転開始年となるものと考えられる。（Fig. 9-6 参照）

Naradaw 計画の便益費用比
(Carabau 2000kW の場合)

運転開始年	売電電力量 (GWh)	建設費 (1000M\$)	便益/費用
2000	7.4	11,500	1.01
2001	7.8	11,500	1.05
2003	8.6	11,500	1.12

- 注 ; (1) 売電電力量は運転開始年以降10ヶ年間の平均値である。
 (2) 河川維持流量は計 0.1m³/sと仮定。
 (3) 建設費11,500,000M\$は最適化のために簡単な手法で推定したものである。

Carabauの1ユニットが稼動する場合

Carabau 1ユニットは年間 6.1×10⁶kWhの電力量を発生する能力をもつ。1990年代中期にその大部分が消費される。Naradawの売電電力量は1997年にその能力の50%、2002年に能力の90%になる。もしNaradawが開発されない場合、ディーゼル発電機が発電する電力量は1990年代後半に系統全体の50%を超え、年とともに増加する。Carabauの1ユニットが稼動する場合、B/Cが限界となる1997年がNaradawの運転開始年となると考えられる。

Naradaw 計画の便益費用比
(Carabau 1000kW の場合)

運転開始年	売電電力量 (GWh)	建設費 (1000M\$)	便益/費用
1996	7.1	11,500	0.98
1997	7.7	11,500	1.03
2000	8.9	11,500	1.15

- 注 ; (1) 売電電力量は運転開始年以降10ヶ年間の平均値である。
 (2) 河川維持流量は計 0.1m³/sと仮定。
 (3) 建設費11,500,000M\$は最適化のために簡単な手法で推定したものである。

9.5 出力と電力量の特長

流れ込み式発電所の日々の出力は一般的に河川流量に応じ変動する。水力の出力と電力量の把握は、本系統の水力とディーゼル発電機の運用に重要となる。

本検討においては、河川維持流量を $0.15\text{m}^3/\text{s}$ として出力と電力量を予測した。

河川維持流量は最適化検討では $0.1\text{m}^3/\text{s}$ と仮定していたが、その後の環境調査ではLiwagu川で $0.1\text{m}^3/\text{s}$ 、Mesilau川で $0.05\text{m}^3/\text{s}$ 、計 $0.15\text{m}^3/\text{s}$ を勧告したことによる。

9.5.1 Naradaw計画の売電電力量

最初に365日の河川流量と河川維持流量 $0.15\text{m}^3/\text{s}$ を用いNaradaw計画の平均年における供給可能電力量を予測する。次に系統のkWhバランス及び水力とディーゼル発電機の役割を考慮し、つまり需要に対しMesilau, Carabau, Naradaw、ディーゼル発電機の順に発電することとして売電電力量を予測する。

Naradawの年間供給可能電力量は、河川維持流量を $0.15\text{m}^3/\text{s}$ とすると9.5GWhである。(河川維持流量が $0.10\text{m}^3/\text{s}$ の場合は9.7GWhである。)

Naradawの売電電力量は9.4節で述べたと同様の特長を示す。Carabauの2ユニットが稼動する場合、売電電力量は1990年後半では可能量9.5GWhの少量にすぎないが、2000年には可能量の50%、2007年には可能量の90%となって年とともに増加する。Carabauの1ユニットが稼動する場合、売電電力量は1995年に可能量9.5GWhの30%、1997年に可能量の50%、2003年に可能量の90%となり、Carabau 2ユニットの場合より早い年に増加する。この売電電力量は15章の経済評価に用いられる。

9.5.2 水力の供給可能出力

平均年における水力の供給可能出力を365日の河川流量と河川維持流量 $0.15\text{m}^3/\text{s}$ に基づき予測する。

Naradaw計画は年間の56%の期間最大出力を発生する可能性があり、残余の期間河川流量に応じ出力が低減する。年間の95%の期間に発生する出力である保証出力は290kWと予測される。保証尖頭出力は調整池容量 $1,400\text{m}^3$ とピーク需要特性を考慮し460kWと評価する。

Mesilauの3発電所は年間の56%の期間最大出力を発生することが可能である。一方、Carabau発電所は2ユニットが稼動する場合、年間の20%の期間最大出力を発生するが、

残余の期間は出力が低減する。その保証出力は185kWと予測される。保証尖頭出力は調整池容量2000m³を考慮し430kWと評価する。

9.5.3 Naradawの月および年間電力量

1970から1979の3650日の河川流量を用い大型電子計算機でNaradaw計画の発電端における10年間の日出力、月及び年間電力量を予測する。(発電端電力量はTable 9-3で定義する様に、供給可能電力量とは異なる。)この予測結果は、長期間Naradawを運転する上で有用な情報となる。

10年間の年平均電力量(発電端)は10.7GWhであり、最大は1977年の11.9GWh、最小は1973年及び1976年の9.1GWhである。月間電力量(発電端)は月間中最大出力で運転した場合に発生する1.2GWhから、1973年3月に発生した0.2GWhの間で変動する。乾期である2月、3月、4月における月間電力量は、雨期のそれに比べ少ない。(Table 9-8, Fig. 9-8 参照)

Table 9-1 Optimization Procedure at Naradaw Site

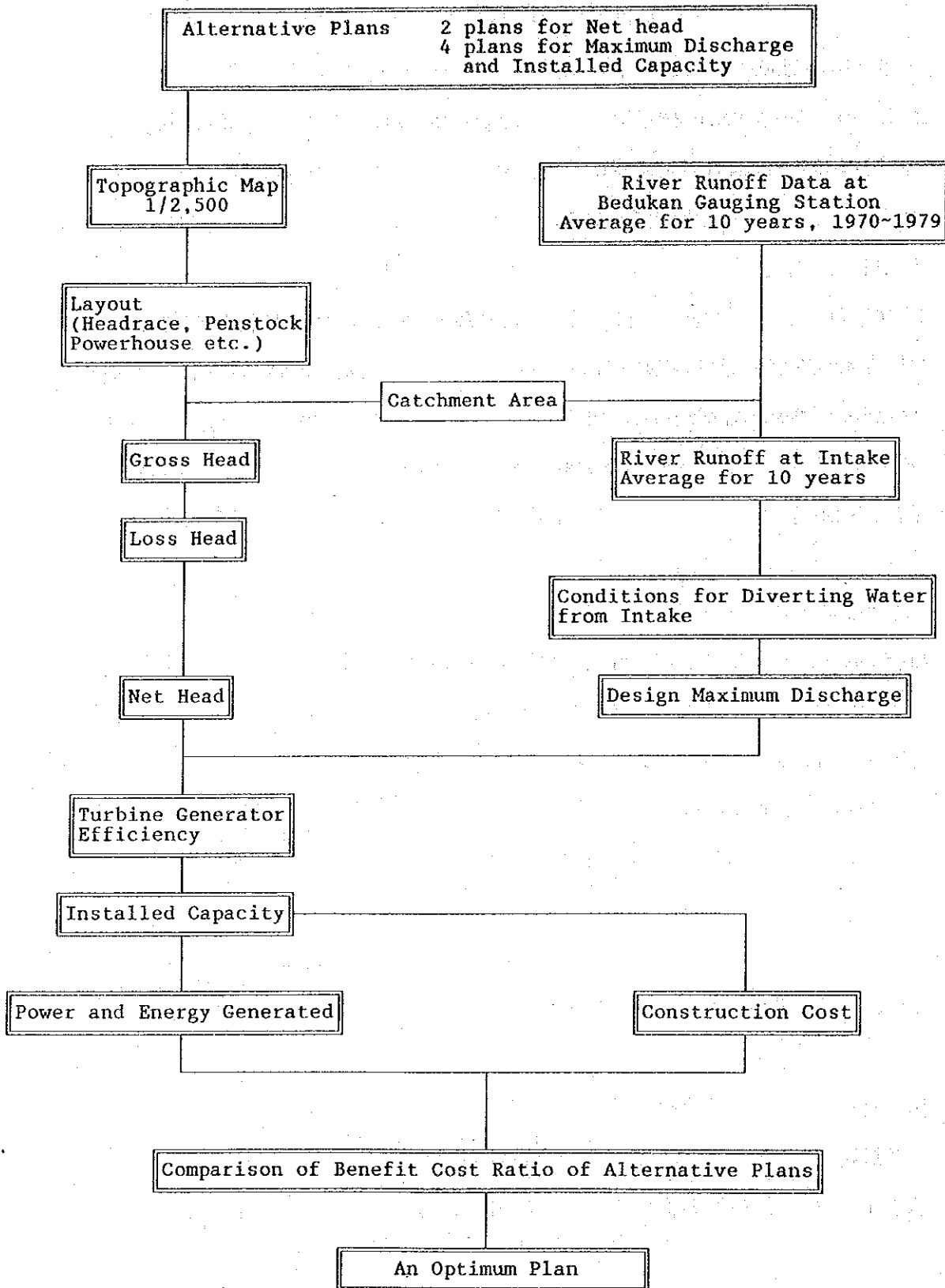


Table 9-2 Comparison of Alternative Plans

Parameter	Unit	Net Head		Installed Capacity (Max. Discharge)			
		115m	170m	1,200kW	1,600kW	2,000kW	2,400kW
(1) Catchment area	km ²	60.3	59	59			
(2) Net head	m	115	170	170			
(3) Design max. discharge	m ³ /s	1.33	1.20	0.89	1.20	1.48	1.78
(percent in a year)	%			(77)	(64)	(54)	(45)
(4) Installed capacity	kW	1,220	1,600	1,200	1,600	2,000	2,400
(5) Firm peak power (95%)	kW	400	560	560	560	560	560
(6) Supply capable energy	GWh	7.2	9.7	7.8	9.7	11.3	12.8
(7) Saleable energy	GWh	6.7	8.7	7.2	8.7	9.9	10.8
(8) Construction cost	10 ⁶ M\$	10.6	11.5	10.2	11.5	13.1	14.3
(9) Benefit/Cost (Commission in 2000)		0.85	1.01	0.99	1.01	0.97	0.94
Benefit/Cost (Commission in 2003)		0.92	1.12	1.07	1.12	1.09	1.07

- (Note)
- Saleable energy at the parameter
 - (7) is average for 25 years (2000-2024)
 - Benefit/cost at the parameter (9) is calculated by (7) and (8)
 - Minimum water requirement at the river between the intakes and the powerhouse is assumed to be 0.1 m³/s in total.

Table 9-3 Calculation Conditions of Output and Energy

Parameters		Unit	Alternative Plans
Output	P	kW	$9.8 \times nt \times ng \times Q \times H$
Discharge	Q	m ³ /s	365 days Average of 10 years
Net head	H	m	170/115
Turbine efficiency	nt		0.835
Generator efficiency	ng		0.96
Output		kW	$8 \times Q \times H < P_{max}$
Installed capacity		kW	$8 \times Q_{max} \times H$
Maximum output	P _{max}	kW	$8 \times Q_{max} \times H \times (1 - \text{derating rate})$
Firm Power		kW	$8 \times Q_{95} \times H$
Firm Peak Power		kW	$8 \times (Q/0.63) \times H$
Annual energy generated		kWh	$8 \times Q \times H \times \text{operating hours}$
Supply capable Energy		kWh	Energy generated x (1-station service rate) x (1-outage rate)
Saleable Energy		kWh	Saleable energy = supply capable energy - diverted energy from spillway

Table 9-4 Calculation Assumption for Optimization

Description		Unit	Diesel	Hydro
(1)	Service Life	year	15	25
(2)	Station Service rate for kW	%	4	1
(3)	Station service rate for kWh	%	4	1
(4)	Outage rate	%	13	6
(5)	Derating rate	%	20	10
(6)	O&M cost ratio to construction cost (Parameter for Diesel)	%	5	1.5
(7)	Construction cost per kW	M\$/kW	1,395	
(8)	Kind of Fuel		Diesel Oil	
(9)	Fuel price per liter	M\$/ℓ	0.50	
(10)	Specific gravity of fuel	kg/ℓ	0.81	
(11)	Fuel price per kg	M\$/kg	0.62	
(12)	Thermal efficiency	%	30	
(13)	Specific heat consumption	Kcal/kWh	2,867	
(14)	Calorific value of fuel	Kcal/kg	10,000	
(15)	Specific fuel consumption	Kg/kWh	0.287	
(16)	Fuel cost per kWh	M\$/kWh	0.18	

Table 9-5 Saleable Energy of Hydro (In Case of Carabau 2,000kW, Naradaw 1,600kW)

Year	Demand		Before Naradaw Operation						After Naradaw Operation									
	Max. Demand (kW)	Annual Energy (MWh)	Mesilau Saleable 299 kW			Carabau Saleable 2,000 kW			Energy Supplied (MWh)									
			Used		Disch.	Used		Disch.	Naradaw Saleable 1,600 kW		Hydro Total	Diesel						
			Used	Disch.		Used	Disch.		Used	Disch.								
1992	1,690	7,719	1,925	0	4,690	998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	1,920	8,921	1,925	0	3,896	1,407	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1994	2,200	10,208	1,925	0	3,140	1,938	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1995	2,520	11,583	1,925	0	2,449	2,622	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	2,740	12,943	1,925	0	1,871	3,404	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	3,020	14,267	1,925	0	1,371	4,227	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	3,320	15,715	1,925	0	906	5,211	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	3,640	17,201	1,925	0	594	6,385	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	3,930	18,958	1,925	0	383	7,930	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	4,220	20,320	1,925	0	272	9,182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2002	4,530	21,843	1,925	0	174	10,607	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	4,880	23,494	1,925	0	95	12,179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2004	5,230	25,204	1,925	0	37	13,831	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	5,620	27,064	1,925	0	0	15,654	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2006	5,960	28,715	1,925	0	0	17,305	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	6,310	30,467	1,925	0	0	19,057	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	6,690	32,325	1,925	0	0	20,915	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	7,100	34,297	1,925	0	0	22,887	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2010	7,590	36,585	1,925	0	0	25,175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2011	7,860	37,902	1,925	0	0	26,492	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	8,150	39,267	1,925	0	0	27,857	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	8,440	40,680	1,925	0	0	29,270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	8,740	42,145	1,925	0	0	30,735	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	9,050	43,617	1,925	0	0	32,207	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		(1)	(2)		(3)	(1)-(2)-(3)			(4)	(5) = (2)+(3)+(4)	(1)-(5)							

Note (1) Maximum output of Carabau P.S is assumed to be 2,000 kW generated from 2 units.

(2) Minimum water requirement at the river between the intakes and the powerhouse is assumed to be 0.15 m³/s in total.

Table 9-6 Saleable Energy of Hydro (in Case of Carabau 1,000kW, Naradaw 1,600kW)

Year	Demand		Before Naradaw Operation						After Naradaw Operation					
	Max. Demand (kW)	Annual Energy (MWh)	Mesilau Saleable 299 kW			Carabau Saleable 2,000 kW			Naradaw Saleable 1,600 kW			Hydro total		
			Used	Disch.	Used	Disch.	Used	Disch.	Used	Disch.	Used	Disch.		
1992	1,690	7,719	1,925	0	4,616	1,507	1,178	794	8,678	7,335	384			
1993	1,920	8,921	1,925	0	5,268	865	1,728	1,181	8,291	8,374	547			
1994	2,200	10,208	1,925	0	5,656	467	2,627	1,872	7,601	9,452	756			
1995	2,520	11,583	1,925	0	5,862	261	3,796	2,778	6,694	10,565	2,018			
1996	2,740	12,943	1,925	0	5,992	124	5,019	3,670	5,802	11,595	1,348			
1997	3,020	14,267	1,925	0	6,085	38	6,257	4,500	4,972	12,511	1,756			
1998	3,320	15,715	1,925	0	6,123	0	7,667	5,365	4,107	13,413	2,302			
1999	3,640	17,201	1,925	0	6,123	0	9,153	6,233	3,239	14,282	2,919			
2000	3,930	18,958	1,925	0	6,123	0	10,910	7,177	2,295	15,226	3,732			
2001	4,220	20,320	1,925	0	6,123	0	12,272	7,813	1,660	15,861	4,459			
2002	4,530	21,843	1,925	0	6,123	0	13,795	8,276	1,196	16,325	5,518			
2003	4,880	23,494	1,925	0	6,123	0	15,446	8,595	877	16,644	6,850			
2004	5,230	25,204	1,925	0	6,123	0	17,156	8,839	634	16,887	8,317			
2005	5,620	27,064	1,925	0	6,123	0	19,016	9,047	426	17,095	9,969			
2006	5,960	28,715	1,925	0	6,123	0	20,667	9,195	277	17,243	11,472			
2007	6,310	30,467	1,925	0	6,123	0	22,419	9,317	155	17,365	13,102			
		(1)	(2)		(3)		(1)-(2)-(3)	(4)		(5) = (2)+(3)+(4)	(1)-(5)			

Note (1) Maximum output of Carabau P.S is assumed to be 1,000 kW generated from 1 unit.

(2) Minimum water requirement at the river between the intakes and the powerhouse is assumed to be 0.15 m³/s in total.

Table 9-7 Hydro Power Supply Capability

Average for 10 years, 1970 - 1979

Parameter	Unit	Mesilau			Naradaw	Mesilau			Carabau	Naradaw	Total		
		PH-1	PH-2	PH-3		PH-1	PH-2	PH-3				Total	
Catchment Area	km ²	11	11	11	59								
Net Head	m					72	87	161	197	170			
Maximum Discharge	m ³ /s	0.198	0.140	0.098	1.18								
Installed Capacity	kW					105	85	109	299	1,600	3,899		
Runoff Duration													
Day (th)	%	Intake Water (m ³ /s)										Supply Capable Output (kW)	
		Intake Water (m ³ /s)											
37	10	0.198	0.140	0.098	1.27	1.20	88	71	91	250	1,674	1,339	3,263
110	30	0.198	0.140	0.098	1.20	1.20	88	71	91	250	1,583	1,339	3,172
183	50	0.198	0.140	0.098	0.77	1.20	88	71	91	250	1,016	1,339	2,605
256	70	0.195	0.137	0.095	0.47	0.79	88	71	91	250	620	999	1,869
329	90	0.107	0.049	0.007	0.21	0.32	0	29	8	37	277	405	719
347	95	0.084	0.026	0	0.14	0.21	0	15	0	15	185	265	465
365	100	0.040	0	0	0.02	0.02	0	0	0	0	0	0	0

Note 1) Minimum water requirement at the river between the intakes and the powerhouse is 0.15 m³/s at Naaradaw.

2) Supply capable output: $P = 8 \times (\text{net head}) \times (\text{Intake water}) \times 0.9 \times 0.93$

Table 9-8 Energy Generated from Naradaw Scheme

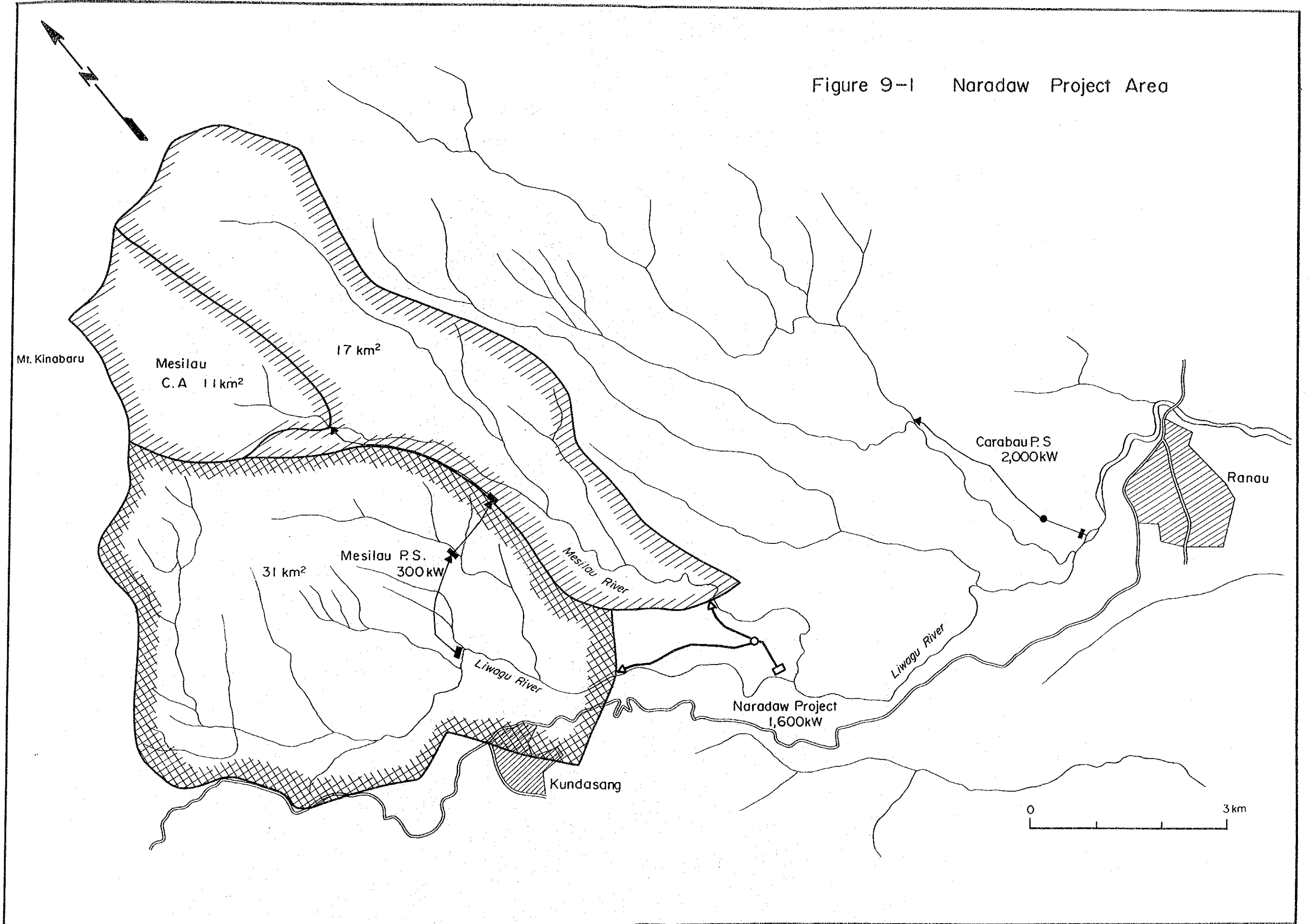
unit: MWh

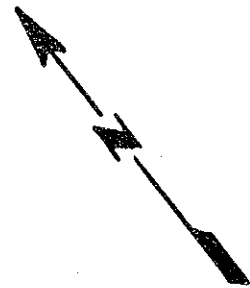
Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total
1970	1170	619	43	722	1029	1066	1092	1171	1030	1160	1150	1118	11764
1971	1182	1075	1190	725	606	858	483	1129	1107	1149	1150	1109	11768
1972	1154	978	1106	836	957	639	154	622	867	1036	995	863	10210
1973	370	36	206	518	939	825	900	863	1133	1089	1152	1025	9062
1974	1190	1075	1036	795	1083	585	906	909	415	647	585	858	10089
1975	1031	547	944	126	1048	875	923	1056	1152	1042	1110	1167	11036
1976	1117	901	603	436	838	413	711	699	423	835	1152	938	9071
1977	1168	1066	1009	587	815	1097	1144	913	580	1190	1152	1180	11906
1978	1101	65	621	652	1009	1118	1190	989	914	990	1152	1180	11586
1979	778	316	803	446	681	1104	1185	923	1067	1190	1152	1190	10841
Total	10266	7281	7952	5849	9009	8585	8692	9290	8693	10332	10751	10632	107338
Average	1026	728	795	584	900	858	869	929	869	1033	1075	1063	10733
Maximum	1190	1075	1190	836	1083	1118	1190	1171	1152	1190	1152	1190	1190
Minimum	370	36	206	126	606	413	154	622	415	647	585	858	36

Note 1) Installed capacity: 800 kW x 2 units
 Maximum discharge : 1.2 m³/s
 Net heads : 170 m

2) Minimum water requirement at the river between the intakes and the powerhouse is 0.15 m³/s based on the recommendation from the environmental investigation.

Figure 9-1 Naradaw Project Area





Legend

- Noradaw Net Head 115m
- Noradaw Net Head 170m

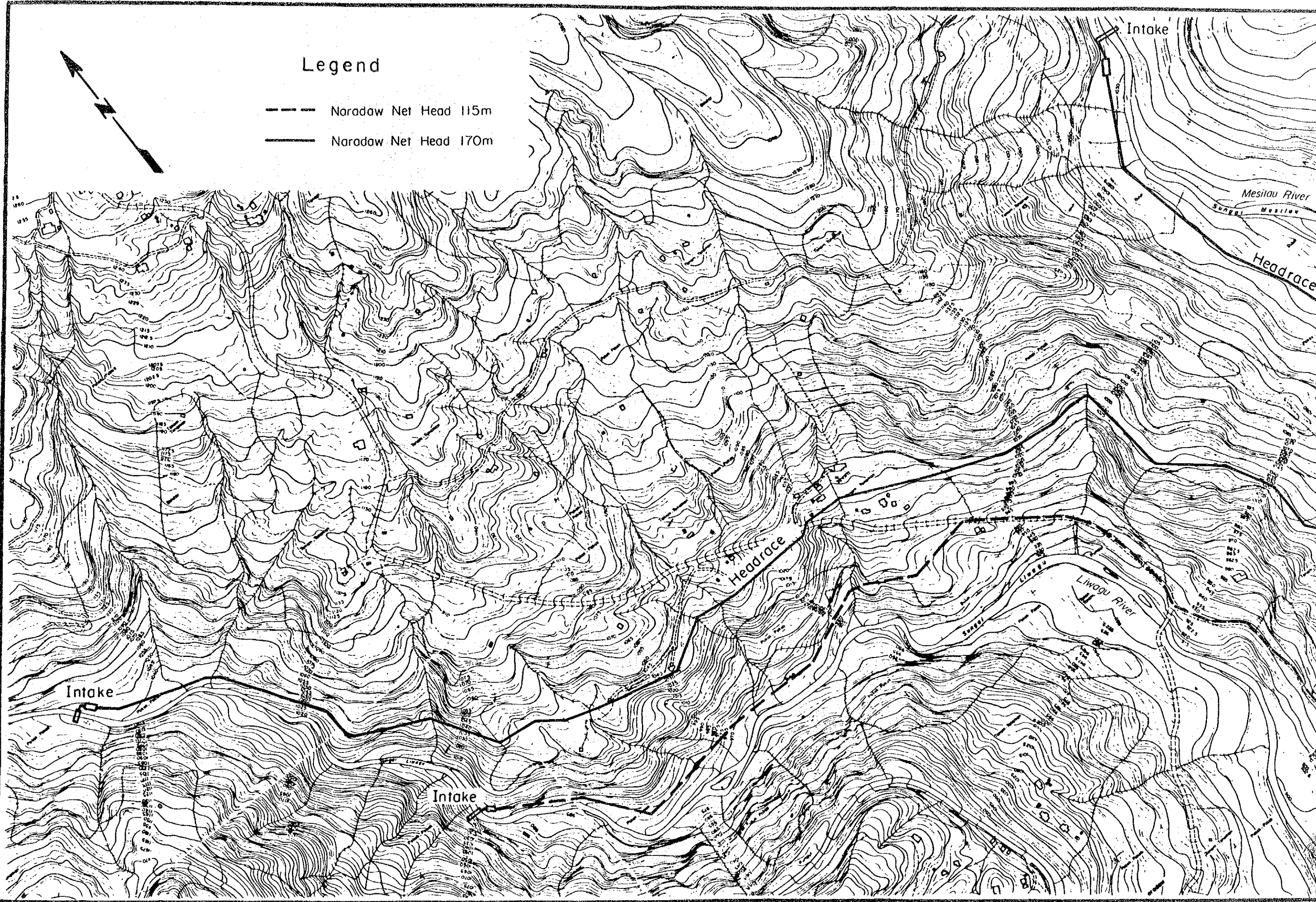


Figure 9-2
Naradaw Alternative Plans

