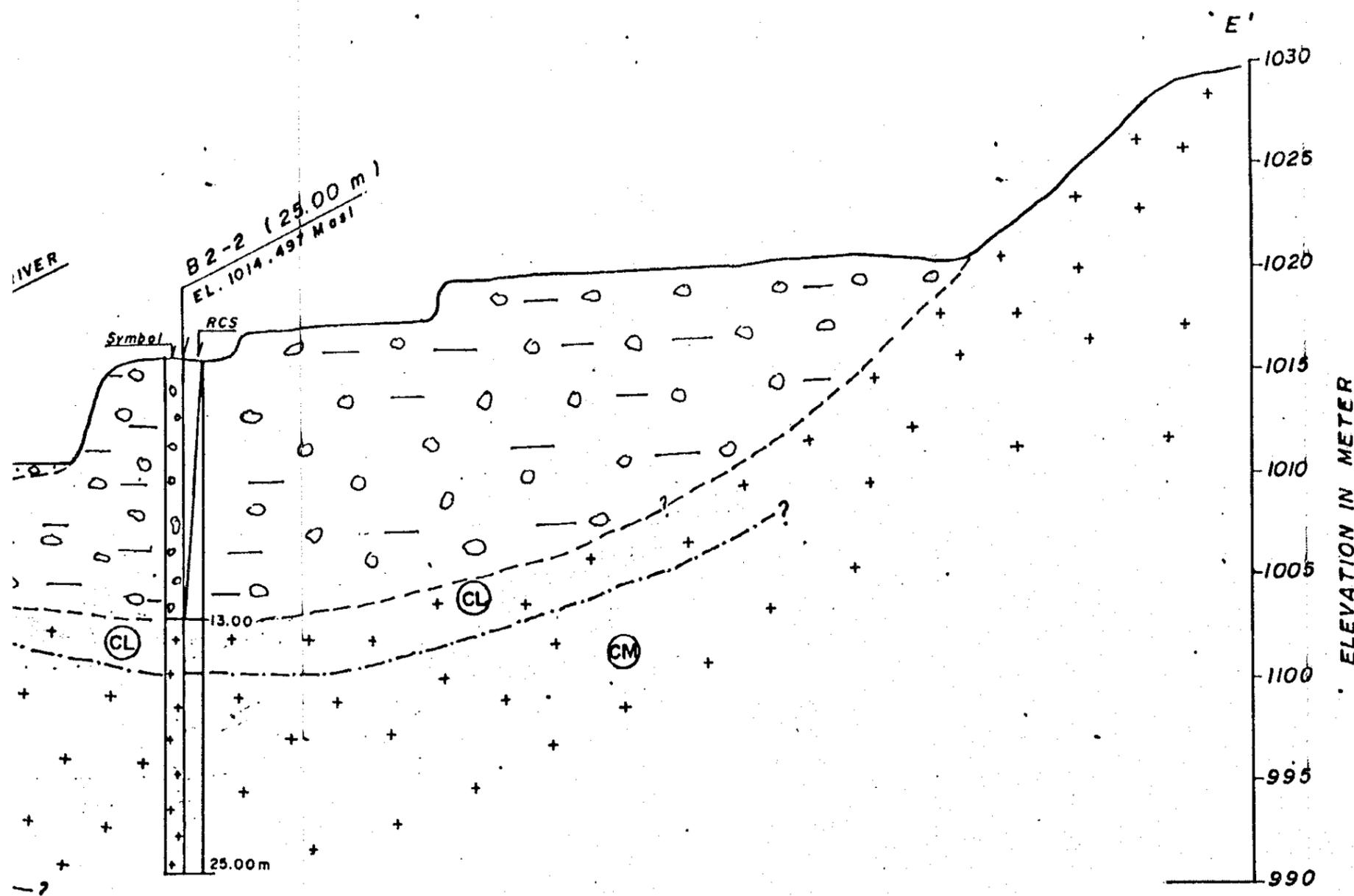
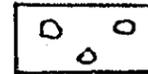
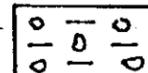
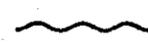
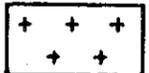
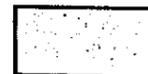
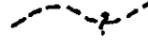
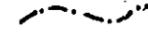
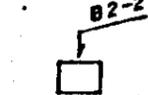


LOG	RCS	SPT
0	50	10
10	100	20
15	150	30
0	0	0
1	1	1
2	2	2
3	3	3
4	4	4
5	5	5
6	6	6
7	7	7
8	8	8
9	9	9
10	10	10
11	11	11
12	12	12
13	13	13
14	14	14
15	15	15

LOG	RCS	SPT
0	50	10
10	100	20
20	150	30
25	200	40
0	0	0
1	1	1
2	2	2
3	3	3
4	4	4
5	5	5
6	6	6
7	7	7
8	8	8
9	9	9
10	10	10
11	11	11
12	12	12
13	13	13
14	14	14
15	15	15
16	16	16
17	17	17
18	18	18
19	19	19
20	20	20
21	21	21
22	22	22
23	23	23
24	24	24
25	25	25



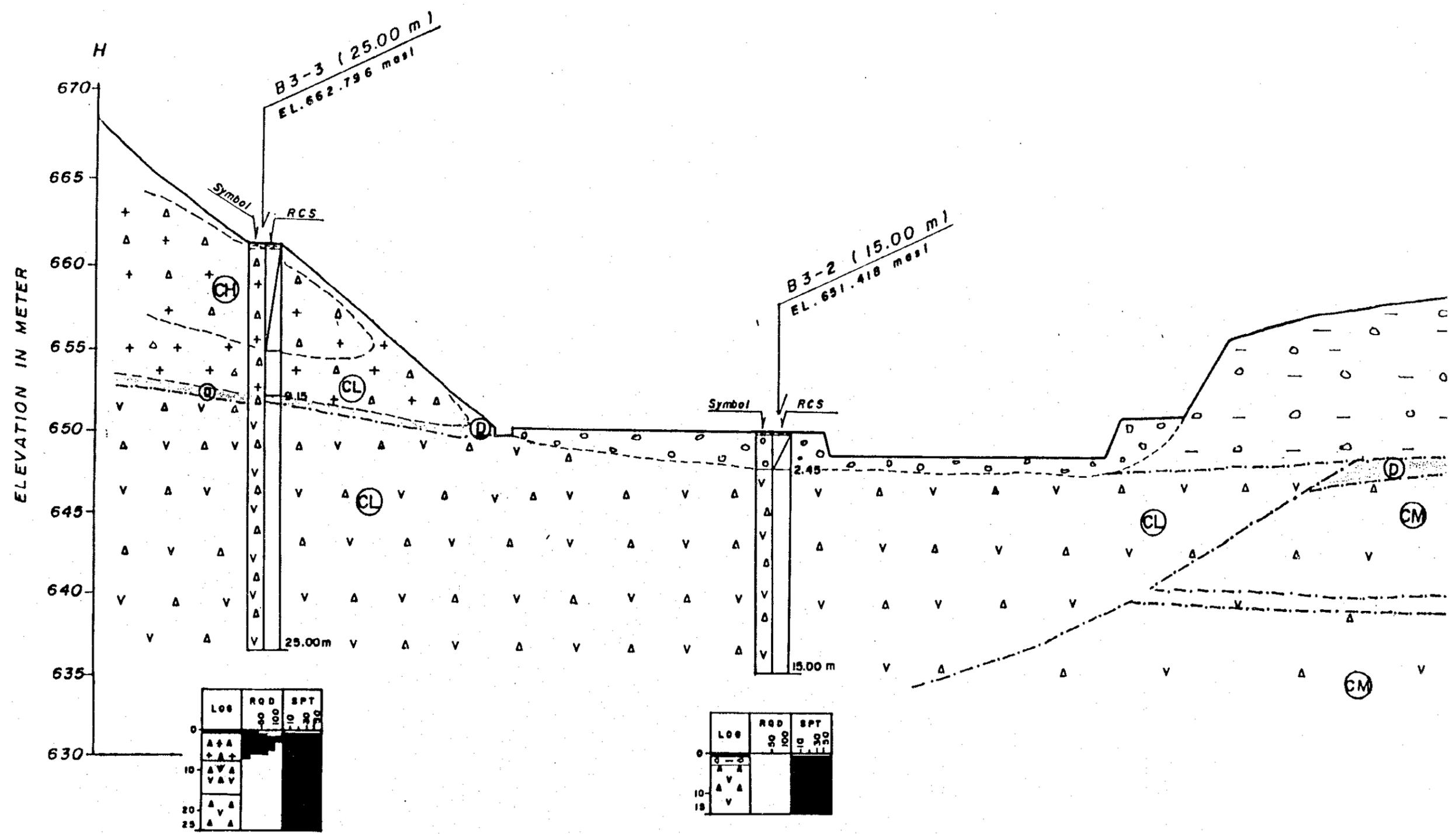
LEGEND :

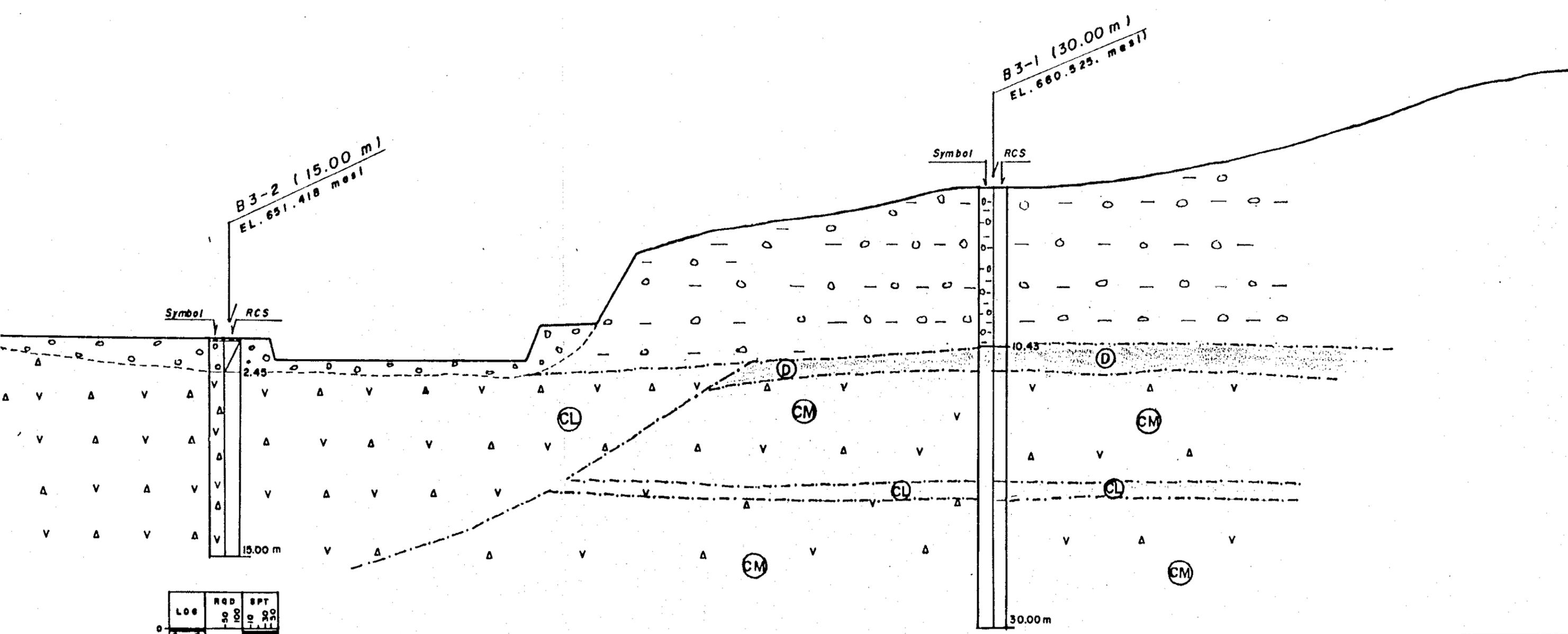
-  River Deposit
-  Unconformity
-  Terrace Deposit
-  Unconformity
-  Andesite
-  CL
-  CM
-  CH
-  Boundary of Lithology
-  Boundary Rock Classification System
-  Location of Drilling Hole

LOG	RCS	SPT
0		
10		
20		
25		

Fig.7-12

 NEWJEC ENGINEERING CONSULTANTS	
GEOLOGICAL INVESTIGATION FOR FEASIBILITY STUDY OF INTRODUCTION AND DEVELOPMENT OF ADVANCED RUN-OF-RIVER POWER STATIONS	
GEOLOGICAL CROSS SECTION E-E'; SITE 2 INTAKE B	
 ENGINEERING SERVICES DESIGN CONSULTANTS	Scale 1:250 II-7-21





B3-2 (15.00 m)
EL. 651.418 m asl

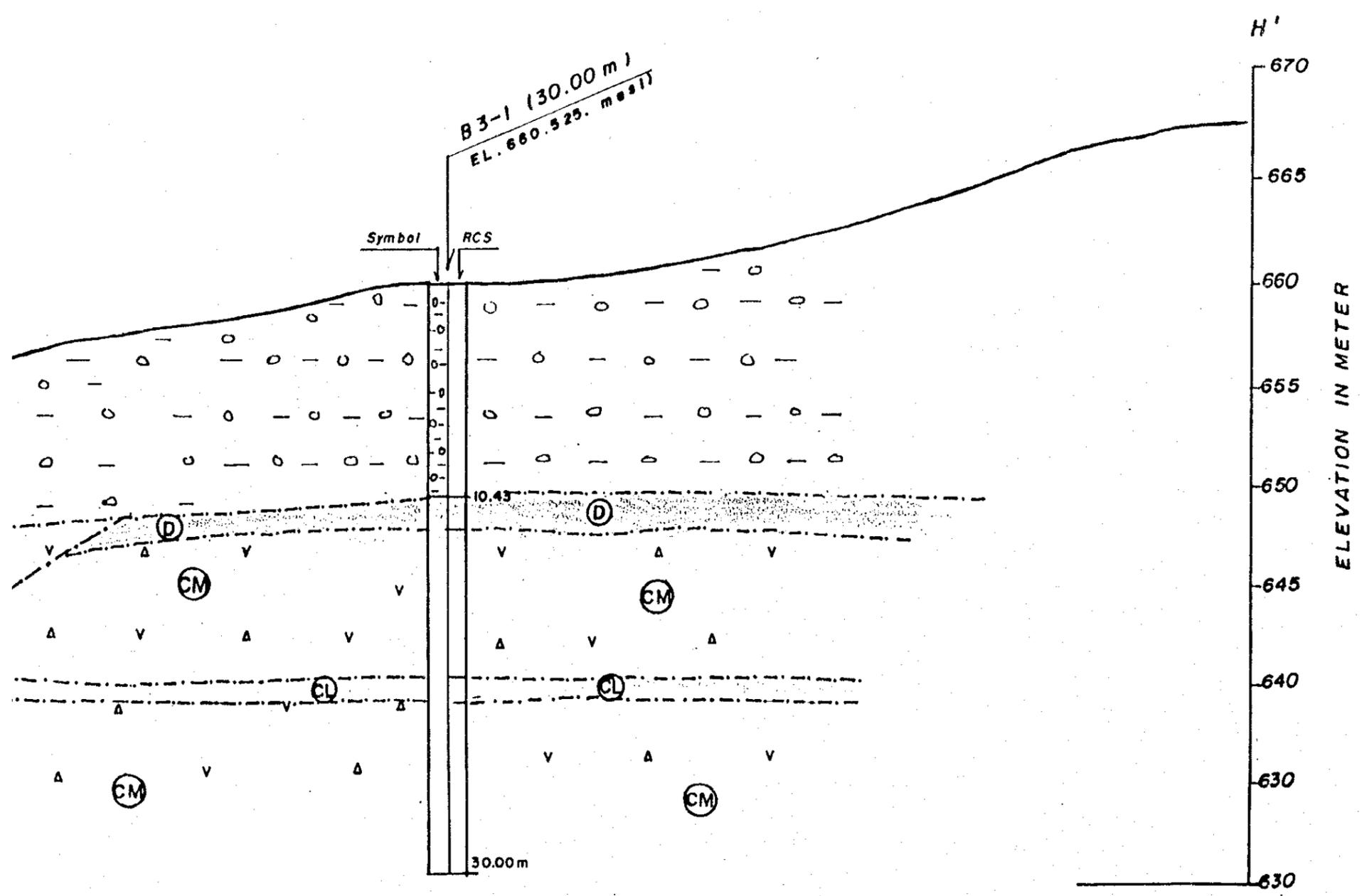
B3-1 (30.00 m)
EL. 660.525 m asl

Symbol RCS

Symbol RCS

LOG	RQD	SPT
0-2.45		
2.45-10		
10-15		

LOG	RQD	SPT
0-10		
10-20		
20-30		



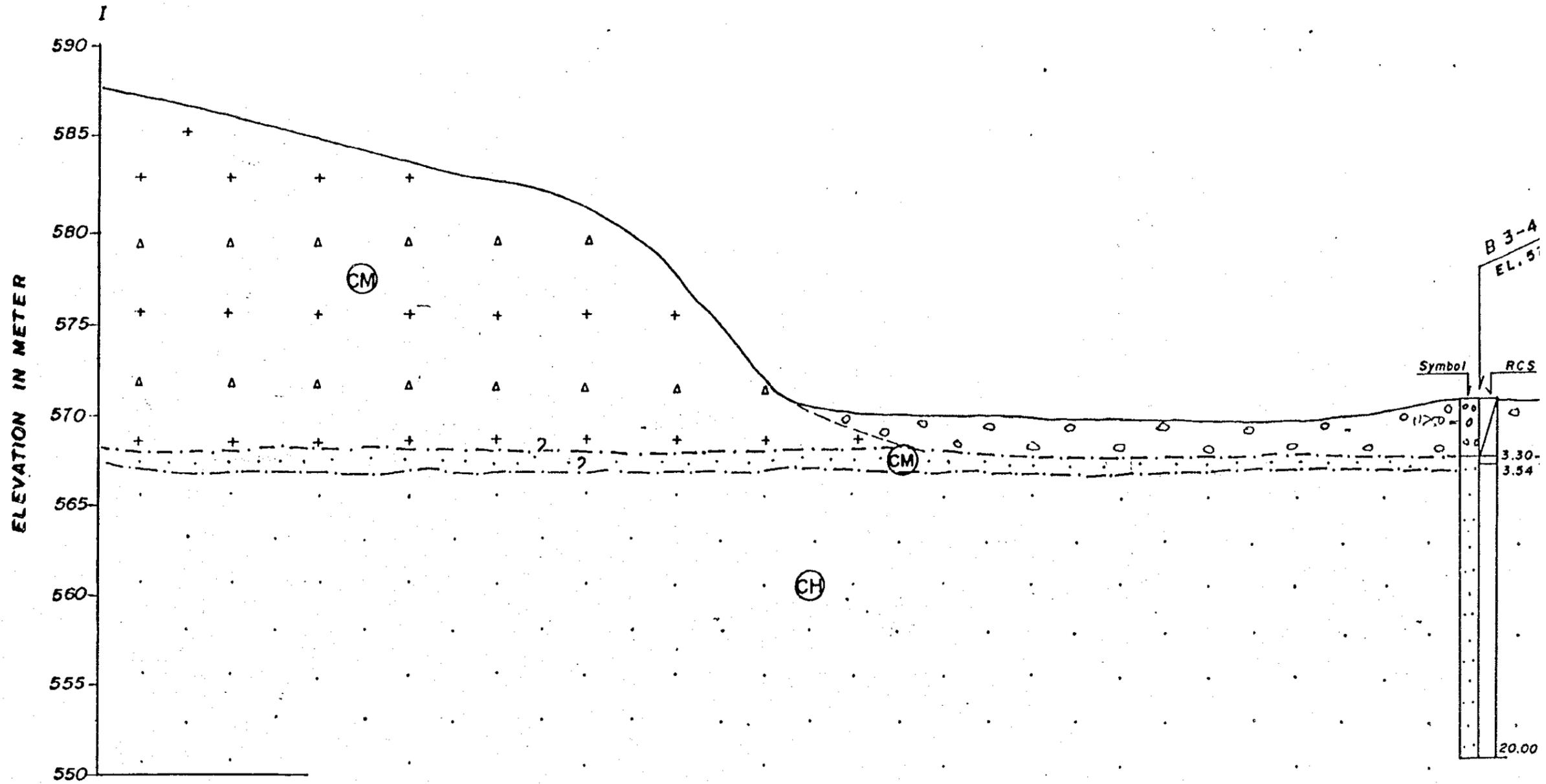
LEGEND:

- River Deposit
- Unconformity
- Terrace Deposit
- Unconformity
- Tuff
- Tuff Breccia
- Volcanic Breccia
- (D)
- (CL)
- (CM)
- (CH)
- Boundary of Lithology
- Boundary of Rock Classification
- Location of Drilling Hole

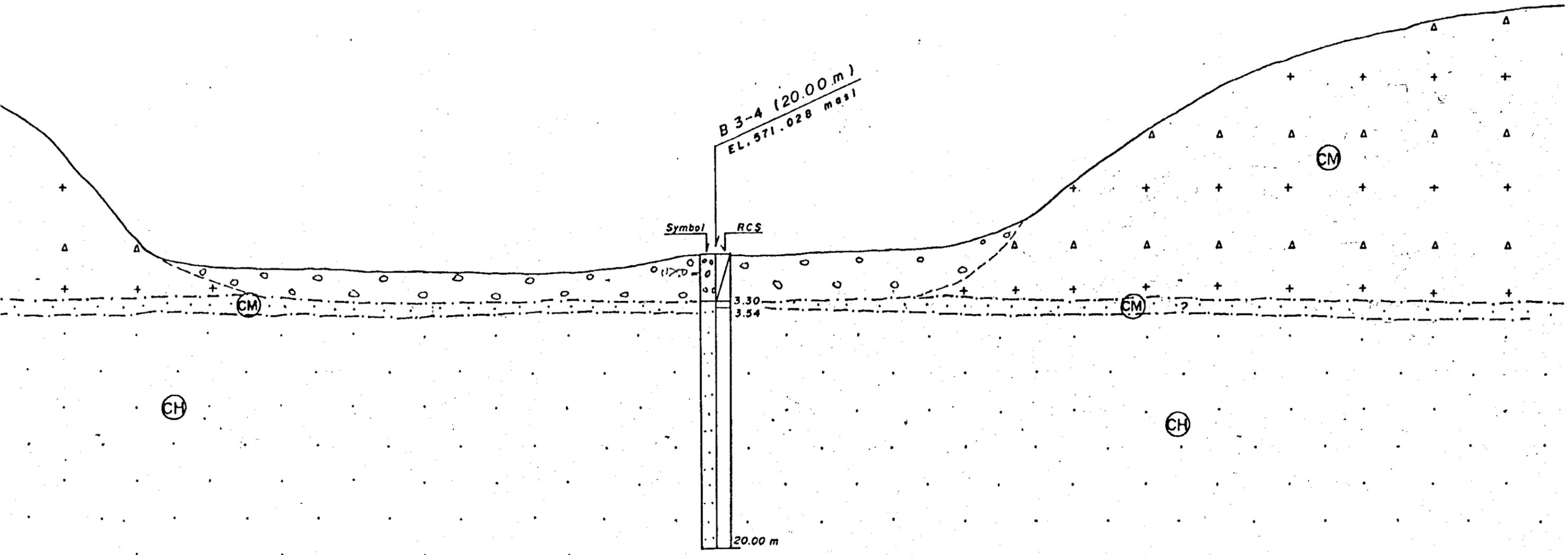
Fig.7-13

LOG	RCD	SPT
	0 100	0 10 20 30
0		
5		
10		
15		
20		
25		
30		

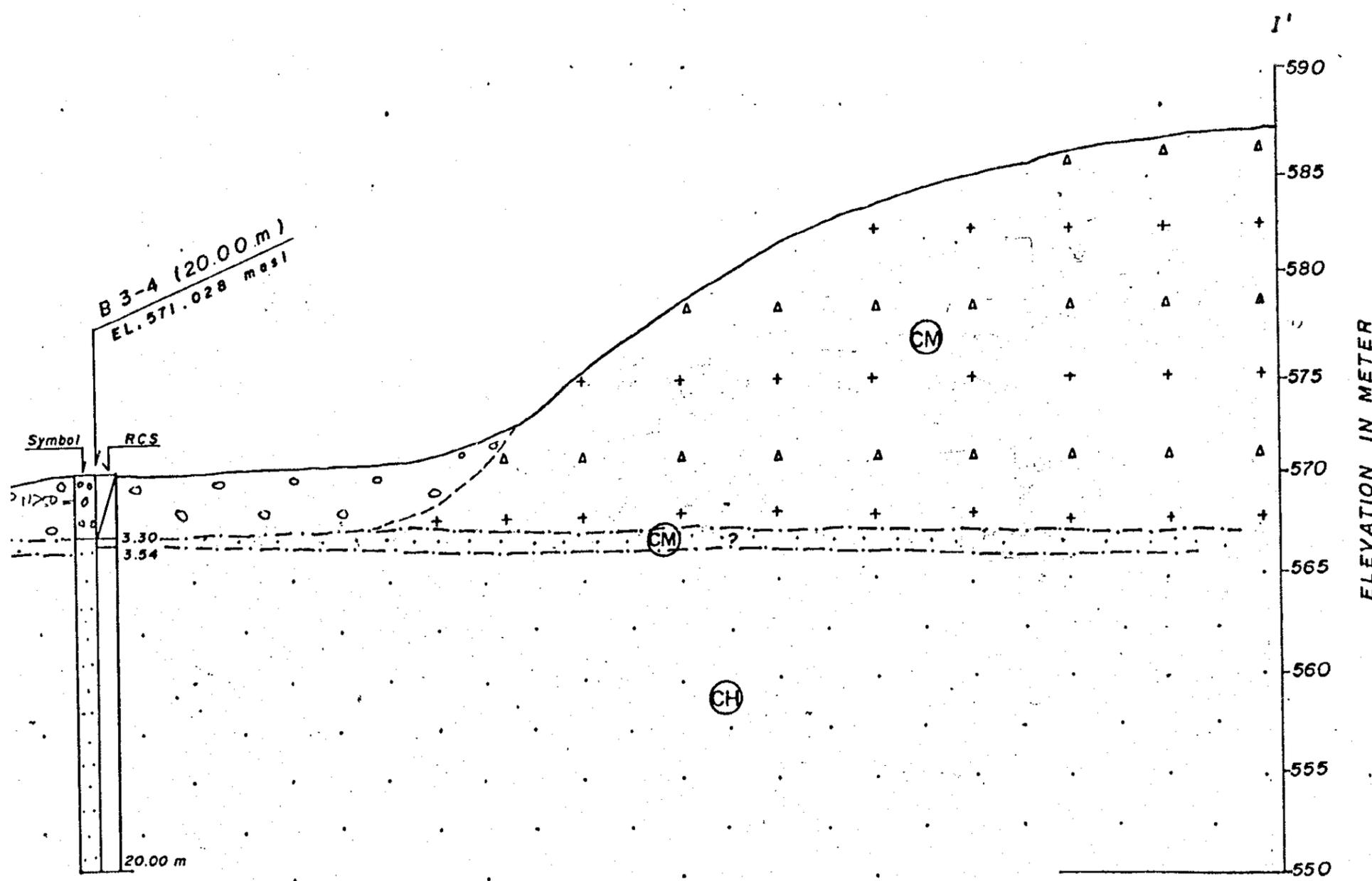
NEWJEC ENGINEERING CONSULTANTS	
GEOLOGICAL INVESTIGATION FOR FEASIBILITY STUDY OF INTRODUCTION AND DEVELOPMENT OF ADVANCED RUN-OF-RIVER POWER STATIONS	
GEOLOGICAL CROSS SECTION H-H'; SITE 3 INTAKE A	
	Scale 1:250
II-7-22	



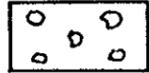
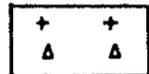
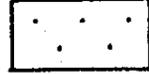
LOG	RQD		SPT	
	50	100	10	50
0	0	0	1	1
10	0	0	1	1
20	0	0	1	1



LOS	RQD		SPT	
	50	100	10	50
0				
10				
20				



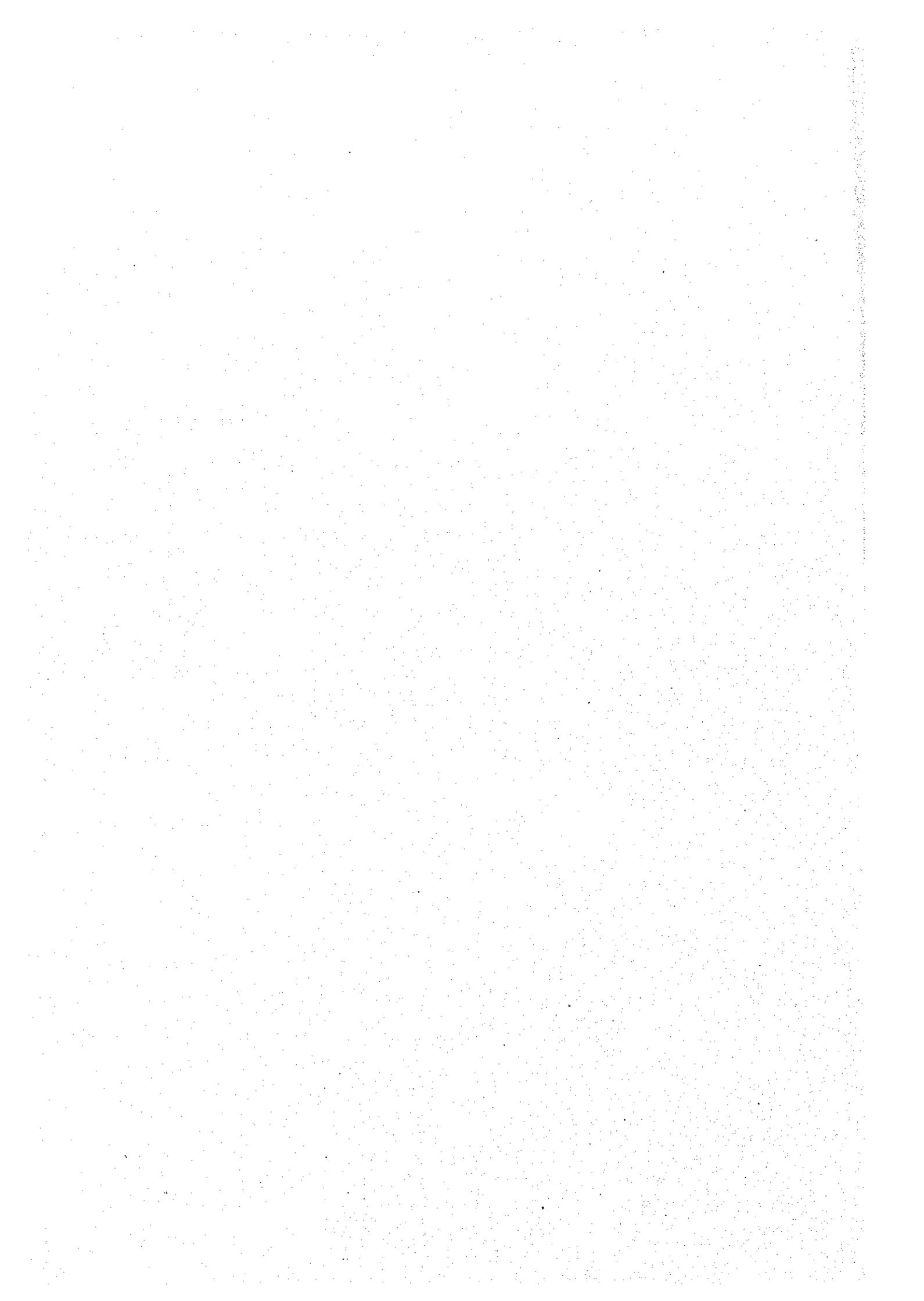
LEGEND:

-  River Deposits
-  Unconformity
-  Volcanic Breccia
-  Unconformity
-  Sandstone
-  CM
-  CH
-  Boundary of Lithology
-  Boundary of Rock Classification System
-  Location of Drilling Hole

LOS	RQD	SPT
0-50	50-100	10-50
50-100	100-150	50-150
100-150	150-200	150-300

Fig.7-14

NEWJEC ENGINEERING CONSULTANTS	
GEOLOGICAL INVESTIGATION FOR FEASIBILITY STUDY OF INTRODUCTION AND DEVELOPMENT OF ADVANCED RUN-OF-RIVER POWER STATIONS	
GEOLOGICAL CROSS SECTION I-I'; SITE 3 INTAKE B	
ENGINEERING SERVICES DESIGN CONSULTANTS GEIACE	Scale 1:250 II-7-23



第8章 最適開発計画

8.1. 概要

開発計画地点の選定第4章で策定された3つのカスケードタイプ、No.1, No.2, No.3 発電計画において各種の比較検討を行い、最適開発計画を策定した。

各発電計画における2つの水路ルート代替案、合計6計画について最大使用水量を変化させ、最適な発電規模を求めた。また、建設工事費に大きな比重を占める導水路、水圧管路について最適な水路徑を求めた。

検討の結果、第2B発電計画が最もよい経済性を示し、最大出力12,900 kWの発電規模となった。

8.2. 基礎資料

検討に使用した材料は以下の通りである。

- (1) 地形図 : 1/5000 地形図
- (2) 流量資料 : Cikadu 測水所 (CA=210 km²)
1985~1988, 1992~1994 の7年間の日平均流量
平均比流量 : 5.26 m³/s/100km² (灌漑用水に使用された後の流量)

8.3. 比較検討の基本条件

8.3.1. 発電可能使用水量

発電に利用できる河川流量を定める際に、自然河川流量に影響をおよぼす灌漑用水と河川維持流量を考慮した。

(1) 灌漑用水

当計画地点流域には、多くの水田があり、灌漑用水としてチラキ本流の河川水を利用している。このため、既得利水権であるこれらの灌漑用水が確保可能なように、取水堰から必要な流量を下流に放流する計画とした。

水文解析によって得られた当計画地点の流量はすでに過去に使用した灌漑用水が引かれた流量であるため、この河川流量を電力量計算に使用することは、灌漑用水のための堰からの放流が考慮されていると考えられる。

(2) 河川維持流量

生態系の保護のために必要な最低の流量を取水堰より放流する。

放流量の設定には取水堰下流域の生態調査、堰下流の支流からの流入量の調査、灌漑用水取水箇所等詳細な現地調査が必要となる。ここでは日本で良く用いられている河川維持流量である $0.3 \text{ m}^3/\text{s}/100\text{km}^2$ の放流を取水堰より行なうもととした。各取水堰における放流量は以下の通りとなった。

No. 1 取水堰	0.09 m^3/s	(流域 30.2 km^2 として)
No. 2 取水堰	0.16 m^3/s	(流域 53.3 km^2 として)
No. 3A 取水堰	0.29 m^3/s	(流域 96.7 km^2 として)
No. 3B 取水堰	0.40 m^3/s	(流域 135.1 km^2 として)

8.3.2. 発生電力量

(1) 発生電力量の計算方法

各取水ダム地点の日流量を基にした流況曲線を作成した。設定した最大使用水量をこの流況曲線に当てはめ、維持流量を考慮して年間発電可能使用水量を求めた。この使用水量と有効落差、水車・発電機効率より年間発生電力量を求めた。

流況曲線に最大使用水量、ファーム流量、維持流量を示した図を Fig. 8-1 ~ 8-3 に示す。

(2) 第1次電力量と第2次電力量の便益特性

第1次電力量と第2次電力量に分けて計算する。第1次電力量は渇水期においても供給できる電力量である。第2次電力量はその他の電力量である。

言い換えると、第1次電力量は、需給バランス上、供給計画に組込むことができる電力量であり、第2次電力量はベース負荷を受け持つ火力発電所の供給すべき電力量を肩代わりする効果があり、既設火力発電所の燃料の焚き減らし効

果がある。

(3) 電力量計算結果

チラキ川水力発電プロジェクトはファーム出力がごくわずかであり、それゆえ第1次電力量は少ない。ほとんどが第2次電力量である。

流れ込み式発電プロジェクトのため、河川水を貯留する水槽を有さず、河川の流入水をそのまま使用する。また、維持流量を堰より放流するため渇水期の水量はさらに少なくなり、ファーム流量は微少なものとなる。

運転状況を見ると、最大出力により発電できる期間は、年間のうち30%前後であり、残りの日数は最大出力以下の発電となる。そして渇水期になるとほとんど発電ができなくなる。

8.3.3. 建設工事費算定条件

(1) 総建設費の構成

建設工事費は、準備工事費（工事用道路、補償費を含む）、土木工事費、ゲート鉄管工事費、電気機器工事費、工事数量予備費、技術経費及び管理費を含む。なお、開発規模検討のための建設工事費算定であるので、送電線工事費は含まない。

(2) 建設工事数量の算定

主要土木構造物は、1/5,000 地形図を用いて基本設備諸元を定め、これに基づいて工事数量を算出した。

(3) 工事費単価

建設工事費については、インドネシアにおける他の発電計画の事例を精査し、当地点の地域性を考慮して主要工種単価を設定しこれを適用した。

(4) その他

その他の項目については下記の基準を適用する。

数量予備費 : 準備工事費及び土木工事費の10%、ゲート鉄管及び電気機器の5%

技術経費 : 直接工事費の5%

管理費 : 直接工事費の3%

建設工事費は1998年度価格により算出しており、インフレーション等による価格予備費は含まない。また建設工事期間中の利息も含まない。

8.3.4. 経済性評価指数

最適開発計画における比較検討ケースの経済性の評価に当たっては、代替火力法を用いる。費用(C)と便益(B)の50年のキャッシュフローを作成し、これらの現在価値を求める。これにより純現在価値(B-C)、便益費用比率(B/C)を算定し、評価指数として用いた。また、簡易的な評価指数である発生電力当りの建設工事費(Cost/kWh)も算定した。

(1) 基本条件

- 割引率

割引率はPLNが通常使用している12%を使用する。

- 費用(C)

プロジェクト費用はチラキ発電所の建設費と運転維持費からなる。

- 便益(B)

プロジェクトの便益は代替火力発電所の費用とする。代替火力発電所の費用は建設費と運転維持費と燃料費からなる。

(2) 代替火力発電所の選定

Cilaki 発電計画の便益は代替火力発電所の費用で表す。Cilaki 発電所の代替火力は石炭火力発電所とした。

発電出力規模はジャワ・バリ系統で一般に建設される大型の600 MW ユニットの考える。これを基に、費用を算出するための代替火力変換係数や燃料費算出の諸条件を定めた。Cilaki 発電所が投入されることにより石炭火力発電所運転時間が低減できると考えた。

すなわち、流れ込み式発電所であるチラキ発電プロジェクトはファーム出力がごくわずかであり、電力量もほとんどが第2次電力量である。チラキ発電計画

は、ジャワ系統における新規発電所の投入計画を軽減できる役割はほとんどなく、既設発電所の燃料の焼き減らしの役割を担うこととなる。

(3) B-C と B/C の評価指数としての位置付け

B-C の最大値を得る開発計画は、プロジェクトの純益が最大となることを意味する。この開発規模は、水力資源が希少で、かつ電力の供給責任を果たすために大きな開発規模が必要とされ、また資金調達が比較的容易な場合における最適投資となる。

B/C の最大値を得る開発計画は、プロジェクトの投資効率が最大になることを意味する。この最適、水力資源が豊富で、資金調達に制約がある場合における最適投資となる。

つまり、最適開発計画案選定において、B-C の経済評価指数を用いると、B/C の指標を用いるのに比べて開発規模は大きくなる。

B-C と B/C の評価指数としての位置付けの説明図を Fig.8-1 に示す。

8.4. 発電設備の策定

最適開発計画策定にあたり、建設工事費及び電力量を算出するのに必要な発電設備の諸元を設定した。以下にその内容について述べる。

(1) 取 水 堰

取水方式としては、水位を一定に保つために、河川などを横断して堰を設けて取水する堰上げ取り入れと、堰を設けず、河川の自然水位から直接取水する自然取り入れがある。当計画では、安定的な取水をするため堰を設けて取水するタイプを採用する。

堰は基本的に、岩盤を基礎とする。ただし河床堆積物の厚さが深い地点 (No.3A 取水堰) は必要な対策を行なうことによりこの透水性地盤を堰の基礎とする。

透水性地盤上に取水堰を設ける場合には、パイピング防止のため浸透路長を長くとり、浸透路長を確保するために必要な長さのエプロンを堰本体下流側に設ける。

(2) 取水口

当計画地点は河床勾配が急なために流量の増減が急激で、多量の土砂、石レキの流下による河床変動が激しい。この様な河川から取水する場合には、安定した取水量の確保と維持管理の容易さが最も重要な課題である。

取水設備の具備すべき要件は次の通りである。

- 急激な流量変動にかかわらず安定した計画取水ができる
- 堆砂土砂等による取水障害が起こりにくいこと
- 流石、流木などの流下物に対して堅ろうであること
- 構造が簡単で維持管理が容易であり、その費用が低廉であること

また、当計画では流量調整用取水口ゲートを設け、最大使用水量以上の取水を防ぎ、洪水時の土砂流の流入を防ぐこととする。

(3) 沈砂池

土砂が浮遊したまま導水路へ流入し、導水路内に沈殿して流積を狭めたり、水圧管や水車を摩耗させる原因となるので沈砂池を設け、流入土砂を沈殿させて排除する。沈砂土砂の排除が容易にできる水理構造とする。

(4) 導水路

導水路は無圧トンネルとした。ただし地形が急峻な No.1A 計画はヘッドタンクを設けるスペースがないため圧力トンネルとした。

導水路断面の大きさと勾配を決めた。できるだけ落差損失を少なくするためには、水路勾配をゆるくする方がよいが、その代わり流速が遅くなるので断面が大きくなり、工事費が増大する。一般には、勾配が 1/1,000 ~ 1/2,000 ぐらいに対応する導水路断面が多く用いられているが、今回、エネルギー損失と工事費の関係から経済的に有利な断面を検討した。

現在掘削可能なトンネルの最小断面は、作業の制約から高さ 1.8m ぐらいが最小限必要とされている。この最適発電計画では、トンネルの最小掘削断面の高さ、幅を 1.8m とした。このため無圧トンネルで通水量が少ない場合 (2 ~ 4m³/s 以下) は、必要以上に大きな断面となり無駄を生じる。

(5) 水圧管路

水圧管路ルートは尾根の地形、地質状況がよほど劣悪でない限り、一般的にはトンネル案より明り案が経済的である。チラキ発電計画でも、地形、地質状況を検討した結果、すべての計画案を明り式とした。

水圧管路は一般に管内流速が 5 m/sec に対応する断面が多く用いられているが、今回、導水路と同様に経済的に有利な断面を検討した。

(6) ヘッドタンク

流水中の土砂及び塵芥等を最終的に除去する。また負荷が変動し、急に水車の使用水量が増える場合、水路の流れがそれに追従しないため、その差を調整する役目をする。負荷の微小変動を調整も行なう。

(7) 余水路

ヘッドタンクの余水路の役割は、取水口からの取水が使用水量を越えた場合や発電停止等の場合、その余水を安全に排除する水路である。当計画においては、工事費節減のため余水路の省略工夫をした。

取水時の余水に対しては、取水口に流量調節ゲートを設けることにより、最大使用水量以上の取水がないようにする。

発電停止に対して、ペルトン水車の場合には、ディレクターにより流水の切り換えを行なう。またフランシス水車の場合には水車にバイパスパイプを設けることにより対処する。

(8) 発電所及び開閉所

フランシス水車の場合の水車中心標高は、放水位と水車の特性から要求される吸出し高さから決める。ペルトン水車の場合には、水車ランナーの下端が放水庭水面に接触しないように決める。

洪水時に設備が水没しないよう、洪水位に対する配慮が必要である。

開閉所施設は発電所に近接して設置する計画とした。屋外型主要変圧器、送電線及び 20 kV 配電線の引き出し設備がおかれる。

(9) 水車及び発電機

水車の選定は、落差及び使用水量により決定される。今回、水車選定に用いたダイアグラムを Fig. 8-5 に示す。

チラキ各発電計画はフランス水車またはペルトン水車の領域に入る。第 1A 計画、第 2A, 2B 計画はペルトン水車、第 1B 計画、第 3A, 3B 計画はフランス水車とした。

(10) 水車台数

水車台数は複数台数の必要性和経済性に着目し、下記の点を検討することにより決定した。

- － 大規模グリッドシステムに連系された運転または小規模孤立システムにおける運転
- － 当該発電所の事故時系統に与える影響の度合い
- － 使用水量の運転領域の下限が与える影響

本プロジェクトは大規模なジャワーバリ グリッドシステムへ連系して運転される。発電所として周波数調整の要求はないため周波数調整を効率的に行うために水車を複数化する必要はない。また事故遮断による系統への影響は非常に小さいので問題はないと考えられる。これらにより水車台数は 1 台とした。

8.5. 比較案検討ケース

各発電計画において策定した計画ルートと比較及び最大使用水量の比較を行った。計画ルート代替案のレイアウトを Drw. 1~3 に示す。

8.5.1. 水路径の比較

流れ込み式発電計画においては、水路工事費が建設工事に大きな割合を占める。このため経済的に最適な水路内径について検討を行った。

導水路では、勾配を急にすると経済性が向上する結果となり、1/1,000 の勾配の水路断面を採用した。

水圧管路では、流速 5 m/s に対応する水路断面が経済的に有利となった。

以下に示す計画ルート、最大使用水量の比較において水路断面は、1/1,000 勾配に対応する導水路断面 (No. 1A 計画を除く)、管内流速 5 m/s に対応する水圧管路断面により検討を実施した。

8.5.2. 計画ルートの比較

— No.1 発電計画

水圧管路を地形、地質状況を考慮して 2 ルート計画した。下流のルートを A 案とし、上流のルートを B 案とした。これに伴い、導水路ルート、発電所位置も変更になる。

— No.2 発電計画

No.1 発電計画の発電所に合わせて、取水堰の位置を 2 ヶ所設定する。下流ルートを A 案、上流ルートを B 案とした。

— No.3 発電計画

取水ダムが上流に位置する A 案と下流に位置する B 案を設定した。これは取水ダムを下流に設置すると大幅に流域面積が増えるため、落差が減っても経済性が向上する可能性があるからである。

導水路は A 案がトンネルと開渠、B 案が開渠とした。

8.5.3. 最大使用水量の比較

以上に述べた各計画案について、設備利用率 45—70% を目処に最大使用水量を 5 ケース設定し、経済比較を実施し規模決定を行った。

No. 1 発電計画では 2~6 m³/s, No. 2 発電計画では 3~7 m³/s, No. 3 発電計画では 4~8 m³/s の最大使用流量を検討した。

8.6. 最適開発計画検討結果

検討結果の最適開発計画を Table 8-1 及び 8-2 に示し、検討内容を Table 8-1A ~ 8-3B 及び Fig. 8-1A ~ 8-3B に示す。

最適開発計画の選定に用いた 3 つの経済評価指標 — 現在価値による B-C, B/C 及び発

生電力量当り建設工事費 (Cost/kWh) はほとんどのケースで同じ傾向を示した。流れ込み式発電計画では、ファーム出力及びこれに伴う第 1 次電力量が小さいため、簡易的な指標である Cost/kWh により判断される最適開発計画の選定に問題が生じなかった。

3 つの経済評価指標を総合的に判断して、3 つのカスケード式発電計画の最適案を選定した。No.1A と No.2A, No.1B と No.2B は計画ルートの連続性から見てペアと考えた。

上流より No.1B 計画、No.2B 計画、No.3A 計画が選定された。3 つのカスケード式チラキ川発電計画の中で一番経済性が有利と考えられるのは No. 2B 計画で、その計画概要は以下のとおりとなった。

チラキ No. 2B 発電計画

導水路延長	4,900m
水圧管路延長	880 m
満水位	1,005 m
有効落差	320 m
最大使用水量	5.0 m ³ /s
最大出力	12,900 kW
発生電力量	65.3 GWh
設備利用率	58%

Table 8 - 1 Optimam Cilaki Projects Features

Schemes		No.1	No.2	No.3
		B scheme	B scheme	A scheme
Slient Features				
Average Inflow	m ³ /s	3.0	4.3	6.3
Headrace Length	m	2,700	4,900	3,000
Penstock Length	m	860	880	590
Maximum Discharge	m ³ /s	4.0	5.0	6.0
High Water Level	m	1235	1005	650
Effective Head	m	189	320	163
Installed Capacity	MW	6.1	12.9	8.1
Energy	GWh	29.3	65.3	46.7
Plant Factor	%	55	58	66
Economic Evaluation Index				
Construction Cost	10 ³ \$	6,996	10,044	7,728
Const. Cost per kWh	c/kWh	23.9	15.4	16.5
Const. Cost per kW	\$/kW	1,147	779	954
B - C	10 ³ \$	-2,994	386	-338
B / C	-	0.66	1.03	0.96

Note : Construction cost does not include transmission line cost

Average Inflow shows the remaining river flow after utirization for the irrigation

Table 8 - 2 Detailed Features of Optiman Cilaki Projects

Study Case	unit	No.1		No.2		No.3	
		A scheme	B scheme	A scheme	B scheme	A scheme	B scheme
Hydrology							
Catchment Area	km ²	99.9	99.9	123.0	123.0	166.4	204.8
Average Inflow	m ³ /s	3.0	3.0	4.3	4.3	6.3	8.0
Dam							
Height	m	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Crest Length	m	15.0	15.0	15.0	15.0	30.0	30.0
Waterway							
Headrace Diameter	m	1.6	1.8	1.9	1.9	2.0	1.8
Length	m	3,300	2,700	5,200	4,900	3,000	5,000
Penstock Diameter	m	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.2
Length	m	900	860	700	880	590	270
Development Plan							
Firm Discharge	m ³ /s	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6
Maximum Discharge	m ³ /s	4.0	4.0	5.0	5.0	6.0	6.0
High Water Level	m	1,235	1,235	940	1,005	650	570
Tail Water Level	m	950	1,020	660	660	470	470
Effective Head	m	254	189	258	320	163	87
Installed Capacity	MW	8.0	6.1	10.4	12.9	8.1	4.3
Energy	GWh	38.2	29.3	52.7	65.3	46.7	25.8
Plant Factor	%	55	55	58	58	66	68
Economic Evaluation Index							
Construction Cost	10 ³ \$	8,872	6,996	9,538	10,044	7,728	8,082
Construction Cost per kWh	c/kWh	23	24	18	15	17	31
Construction Cost per kW	\$/kW	1,109	1,147	917	779	954	1,880
Present Value of Cost (C)	10 ³ \$	11,305	8,812	12,007	12,593	9,566	10,350
Present Value of Benefit (B)	10 ³ \$	7,586	5,817	10,473	12,978	9,228	5,170
B - C	10 ³ \$	-3,720	-2,994	-1,534	386	-338	-5,180
B / C	-	0.67	0.66	0.87	1.03	0.96	0.50

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Catchment Area includes the area where the river flow is diverted to Cipanunjang reservoir

Average Inflow shows the remaining river flow after utilization for the irrigation

Table 8 - 1A Maximum Discharge Comparison of Cilaki No.1A Project

Study Case	unit	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
		Q=2 m3/s	Q=3 m3/s	Q=4 m3/s	Q=5 m3/s	Q=6 m3/s
Hydrology						
Catchment Area	km ²	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9
Average Inflow	m ³ /s	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Dam						
Height	m	5	5	5	5	5
Crest Length	m	15	15	15	15	15
Waterway						
Headrace Diameter	m	1.6	1.6	1.6	1.8	2.0
Length	m	3,300	3,300	3,300	3,300	3,300
Penstock Diameter	m	0.7	0.9	1.0	1.1	1.2
Length	m	900	900	900	900	900
Development Plan						
Firm Discharge	m ³ /s	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Maximum Discharge	m ³ /s	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0
High Water Level	m	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235
Tail Water Level	m	950	950	950	950	950
Effective Head	m	247	253	254	257	260
Installed Capacity	MW	3.9	6.0	8.0	10.2	12.3
Energy	GWh	25	33	38	42	46
Plant Factor	%	74	63	55	47	43
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	7,269	8,111	8,872	9,940	10,931
Construction Cost per kWh	c/kWh	28.7	24.6	23.2	23.4	23.9
Construction Cost per kW	\$/kW	1,864	1,352	1,109	975	889
Present Value of Cost (C)	10 ³ \$	9,411	10,406	11,305	12,599	13,800
Present Value of Benefit (B)	10 ³ \$	5,303	6,672	7,586	8,332	8,937
B - C	10 ³ \$	-4,108	-3,734	-3,720	-4,268	-4,863
B / C	-	0.56	0.64	0.67	0.66	0.65

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 8 - 1B Maximum Discharge Comparison of Cilaki No.1B Project

Study Case	unit	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
		Q=2 m3/s	Q=3 m3/s	Q=4 m3/s	Q=5 m3/s	Q=6 m3/s
Hydrology						
Catchment Area	km ²	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9
Average Inflow	m ³ /s	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Dam						
Height	m	5	5	5	5	5
Crest Length	m	15	15	15	15	15
Waterway						
Headrace Diameter	m	1.8	1.8	1.8	1.9	2.0
Length	m	2,700	2,700	2,700	2,700	2,700
Penstock Diameter	m	0.7	0.9	1.0	1.1	1.2
Length	m	860	860	860	860	860
Development Plan						
Firm Discharge	m ³ /s	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Maximum Discharge	m ³ /s	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0
High Water Level	m	1,235	1,235	1,235	1,235	1,235
Tail Water Level	m	1,020	1,020	1,020	1,020	1,020
Effective Head	m	178	185	189	192	194
Installed Capacity	MW	2.9	4.5	6.1	7.8	9.5
Energy	GWh	19	25	29	33	35
Plant Factor	%	74	63	55	48	42
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	5,534	6,313	6,996	7,780	8,573
Construction Cost per kWh	c/kWh	29.4	25.5	23.9	23.9	24.4
Construction Cost per kW	\$/kW	1,908	1,403	1,147	997	902
Present Value of Cost (C)	10 ³ \$	7,075	8,000	8,812	9,750	10,704
Present Value of Benefit (B)	10 ³ \$	3,939	5,015	5,817	6,406	6,868
B - C	10 ³ \$	-3,136	-2,985	-2,994	-3,344	-3,836
B / C	-	0.56	0.63	0.66	0.66	0.64

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 8 - 2A Maximum Discharge Comparison of Cilaki No.2A Project

Study Case	unit	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
		Q=3 m ³ /s	Q=4 m ³ /s	Q=5 m ³ /s	Q=6 m ³ /s	Q=7 m ³ /s
Hydrology						
Catchment Area	km ²	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0
Average Inflow	m ³ /s	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Dam						
Height	m	5	5	5	5	5
Crest Length	m	15	15	15	15	15
Waterway						
Headrace Diameter	m	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1
Length	m	5,200	5,200	5,200	5,200	5,200
Penstock Diameter	m	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Length	m	700	700	700	700	700
Development Plan						
Firm Discharge	m ³ /s	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Maximum Discharge	m ³ /s	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0
High Water Level	m	940	940	940	940	940
Tail Water Level	m	660	660	660	660	660
Effective Head	m	252	255	258	259	260
Installed Capacity	MW	6.1	8.2	10.4	12.6	14.7
Energy	GWh	39	46	53	58	62
Plant Factor	%	72	64	58	52	48
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	7,885	8,642	9,538	10,504	11,401
Construction Cost per kWh	c/kWh	20.5	18.7	18.1	18.2	18.4
Construction Cost per kW	\$/kW	1,293	1,054	917	834	776
Present Value of Cost (C)	10 ³ \$	10,032	10,929	12,007	13,180	14,268
Present Value of Benefit (B)	10 ³ \$	7,958	9,338	10,473	11,353	12,075
B - C	10 ³ \$	-2,073	-1,591	-1,534	-1,827	-2,193
B / C	-	0.79	0.85	0.87	0.86	0.85

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 8 - 2B Maximum Discharge Comparison of Cilaki No.2B Project

Study Case	unit	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
		Q=3 m3/s	Q=4 m3/s	Q=5 m3/s	Q=6 m3/s	Q=7 m3/s
Hydrology						
Catchment Area	km ²	123.0	123.0	123.0	123.0	123.0
Average Inflow	m ³ /s	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Dam						
Height	m	5	5	5	5	5
Crest Length	m	15	15	15	15	15
Waterway						
Headrace Diameter	m	1.8	1.8	1.9	2.0	2.1
Length	m	4,900	4,900	4,900	4,900	4,900
Penstock Diameter	m	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3
Length	m	880	880	880	880	880
Development Plan						
Firm Discharge	m ³ /s	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Maximum Discharge	m ³ /s	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0
High Water Level	m	1,005	1,005	1,005	1,005	1,005
Tail Water Level	m	660	660	660	660	660
Effective Head	m	313	317	320	322	323
Installed Capacity	MW	7.6	10.3	12.9	15.6	18.3
Energy	GWh	48	58	65	72	77
Plant Factor	%	72	64	58	52	48
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	8,204	9,081	10,044	11,085	12,069
Construction Cost per kWh	c/kWh	17.1	15.7	15.4	15.5	15.7
Construction Cost per kW	\$/kW	1,079	882	779	711	659
Present Value of Cost (C)	10 ³ \$	10,396	11,436	12,593	13,851	15,041
Present Value of Benefit (B)	10 ³ \$	9,899	11,635	12,978	14,108	15,008
B - C	10 ³ \$	-497	199	386	257	-33
B / C	-	0.95	1.02	1.03	1.02	1.00

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 8 - 3A Maximum Discharge Comparison of Cilaki No.3A Project

Study Case	unit	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
		Q=4 m3/s	Q=5 m3/s	Q=6 m3/s	Q=7 m3/s	Q=8 m3/s
Hydrology						
Catchment Area	km2	166.4	166.4	166.4	166.4	166.4
Average Inflow	m3/s	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3
Dam						
Height	m	5	5	5	5	5
Crest Length	m	30	30	30	30	30
Waterway						
Headrace Tunnel Diameter	m	1.8	1.9	2.0	2.1	2.3
Length	m	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Headrace Channel Wedth	m	1.3	1.7	1.9	2.1	2.3
Length	m	1,700	1,700	1,700	1,700	1,700
Penstock Diameter	m	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4
Length	m	590	590	590	590	590
Development Plan						
Firm Discharge	m ³ /s	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Maximum Discharge	m3/s	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0
High Water Level	m	650	650	650	650	650
Tail Water Level	m	470	470	470	470	470
Effective Head	m	160	162	163	164	165
Installed Capacity	MW	5.3	6.7	8.1	9.5	10.9
Energy	GWh	35.7	41.8	46.7	50.9	54.8
Plant Factor	%	77	71	66	61	57
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	6,111	6,940	7,728	8,457	9,166
Construction Cost per kWh	c/kWh	17.1	16.6	16.5	16.6	16.7
Construction Cost per kW	\$/kW	1,153	1,036	954	890	841
Present Value of Cost (C)	10 ³ \$	7,601	8,610	9,566	10,450	11,310
Present Value of Benefit (B)	10 ³ \$	7,283	8,364	9,228	9,969	10,658
B - C	10 ³ \$	-318	-246	-338	-481	-652
B / C	-	0.96	0.97	0.96	0.95	0.94

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Table 8 - 3B Maximum Discharge Comparison of Cilaki No.3B Project

Study Case	unit	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5
		Q=2 m ³ /s	Q=4 m ³ /s	Q=6 m ³ /s	Q=8 m ³ /s	Q=10 m ³ /s
Hydrology						
Catchment Area	km ²	204.8	204.8	204.8	204.8	204.8
Average Inflow	m ³ /s	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Dam						
Height	m	5	5	5	5	5
Crest Length	m	30	30	30	30	30
Waterway						
Headrace Channel Wedth	m	1.2	1.6	1.8	2.1	2.2
Length	m	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Penstock Diameter	m	0.7	1.0	1.2	1.4	1.6
Length	m	270	270	270	270	270
Development Plan						
Firm Discharge	m ³ /s	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Maximum Discharge	m ³ /s	2	4	6	8	10
High Water Level	m	570	570	570	570	570
Tail Water Level	m	470	470	470	470	470
Effective Head	m	82	85	87	88	88
Installed Capacity	MW	1.3	2.8	4.3	5.8	7.2
Energy	GWh	10.5	19.1	25.8	30.9	34.6
Plant Factor	%	92	78	68	61	55
Economic Evaluation Index						
Construction Cost	10 ³ \$	4,973	6,694	8,082	9,303	10,392
Construction Cost per kWh	c/kWh	47	35	31	30	30
Construction Cost per kW	\$/kW	3,830	2,390	1,880	1,600	1,440
Present Value of Cost (C)	10 ³ \$	6,560	8,660	10,350	11,840	13,180
Present Value of Benefit (B)	10 ³ \$	2,460	3,990	5,170	6,070	6,720
B - C	10 ³ \$	-4,100	-4,670	-5,180	-5,770	-6,450
B / C	-	0.37	0.46	0.50	0.51	0.51

Note : Construction cost does not include transmission line and IDC

Fig. 8-1 River Inflow Duration of Cilaki No.1B Project

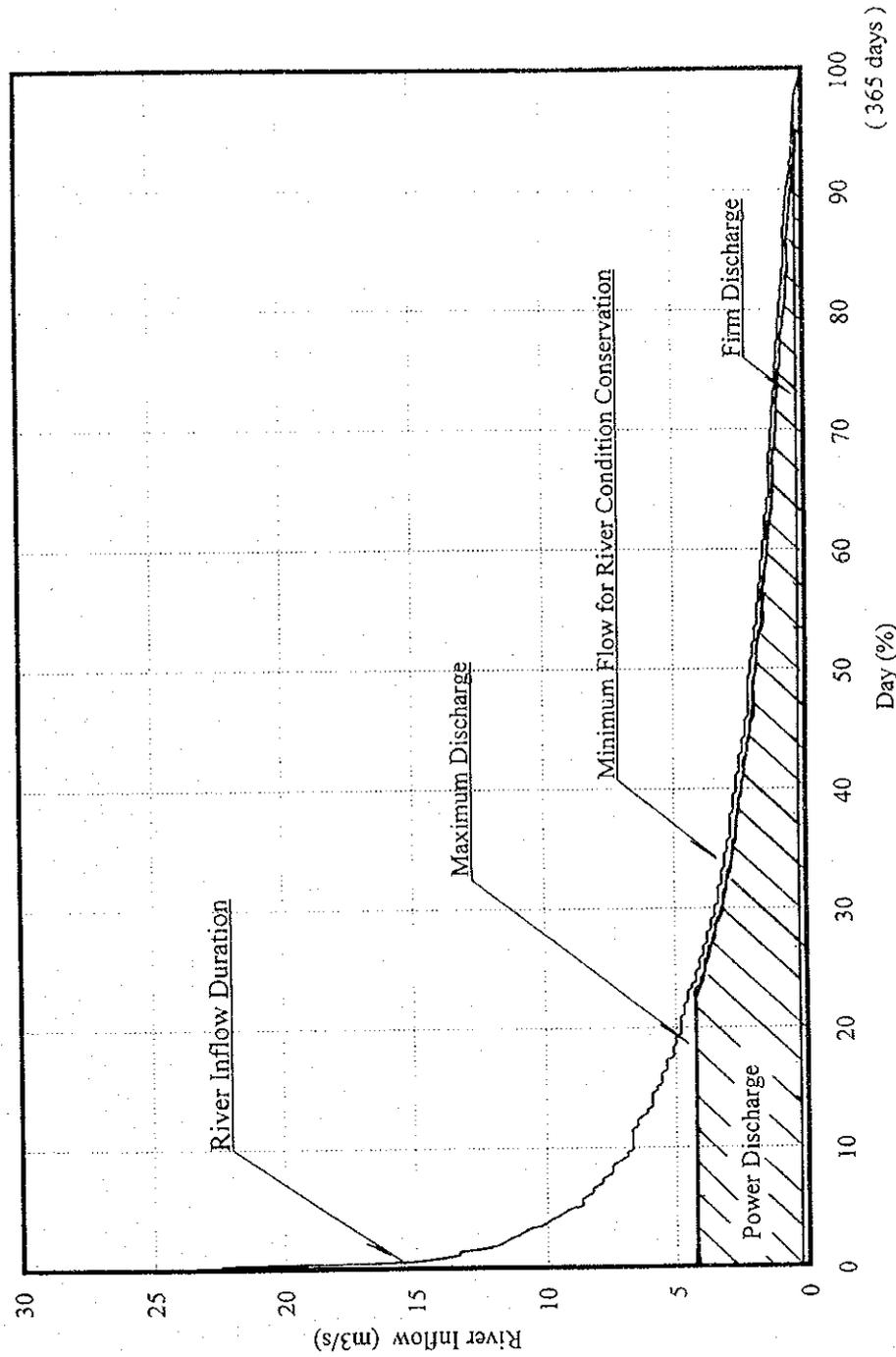


Fig. 8-2 River Inflow Duration of Cilaki No.2B Project

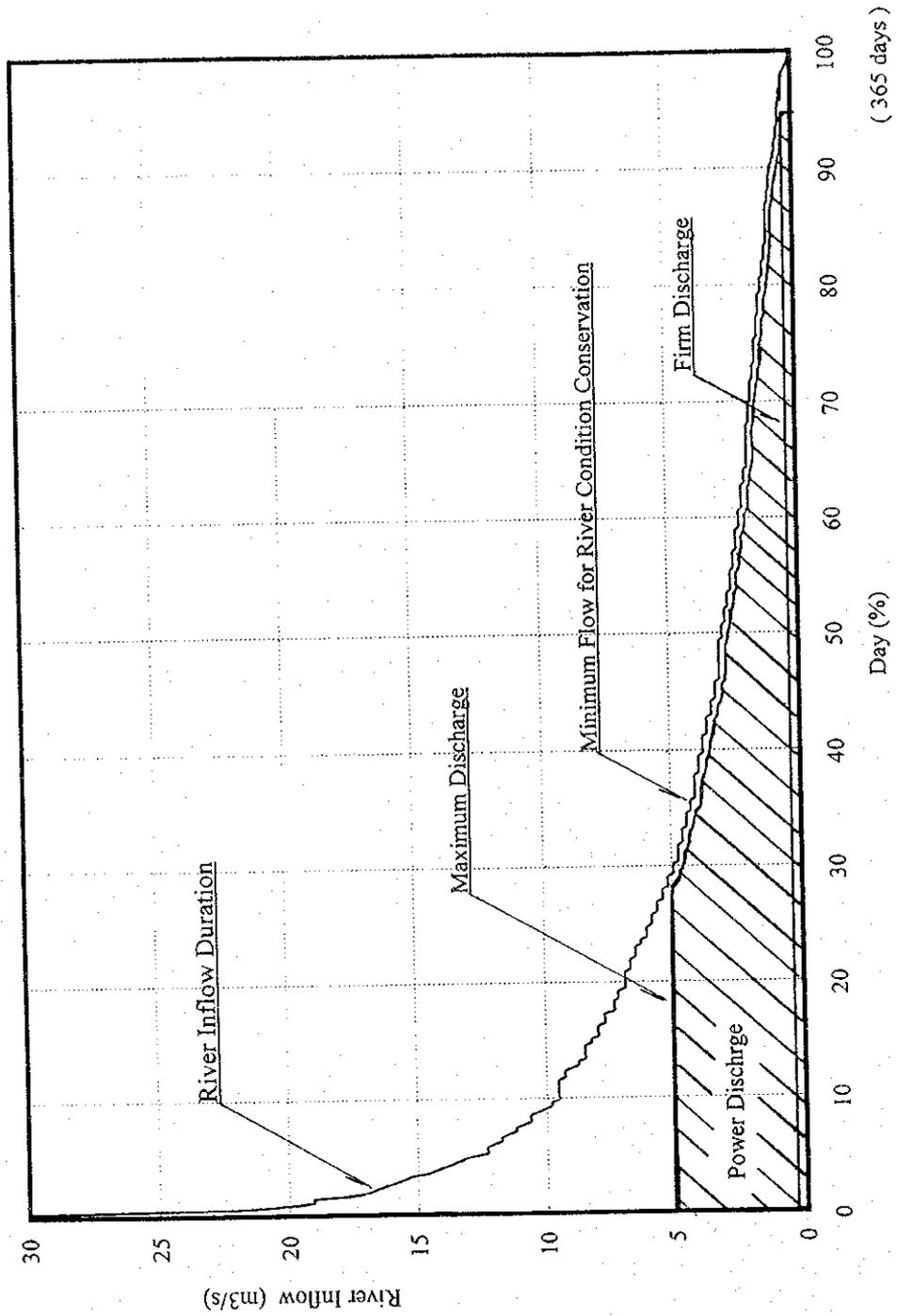


Fig. 8-3 River Inflow Duration of Cilaki No.3A Project

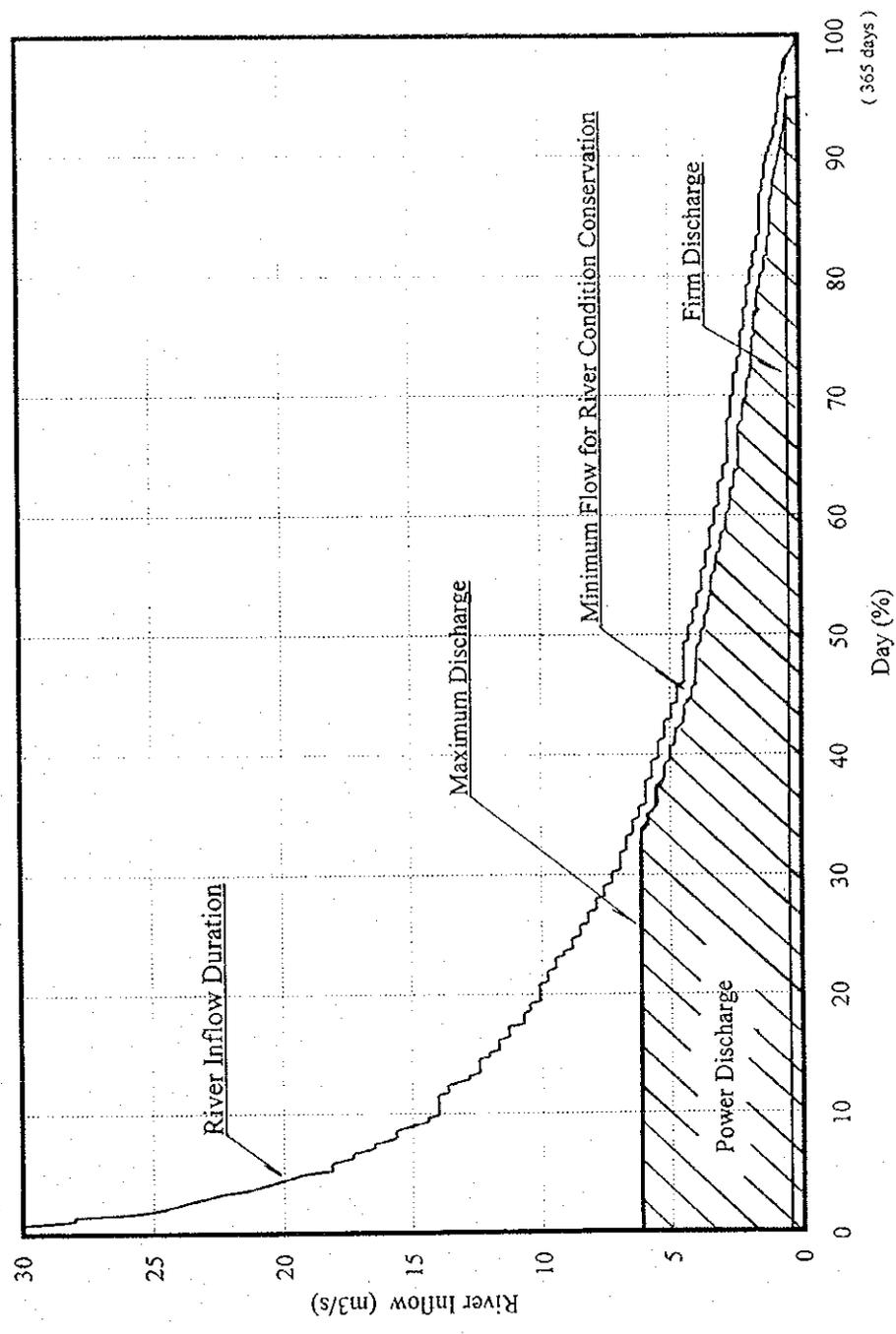
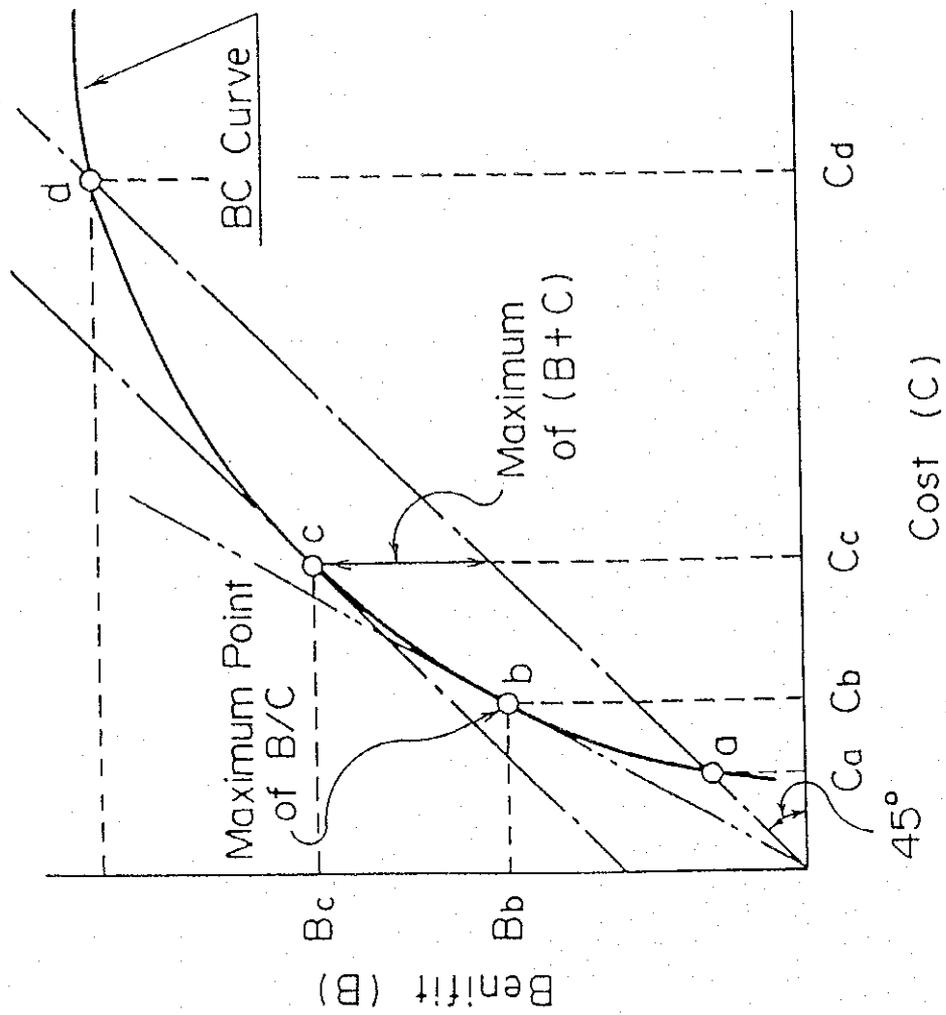


Fig. 8-4 Idea of Optimization of Development Plan



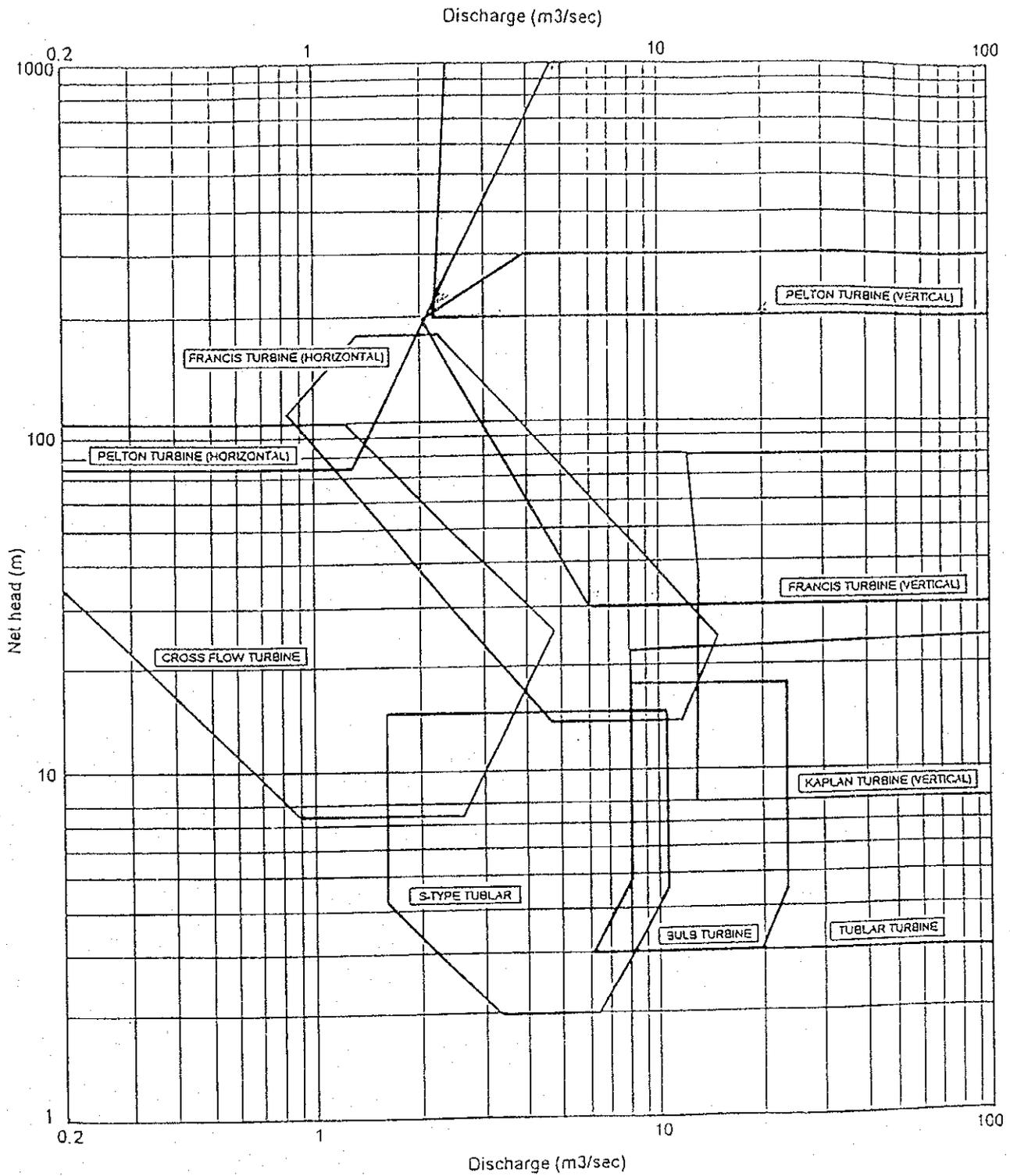


Fig. 8-5 Turbine Selection Diagram

Fig. 8 - 1A Maximum Discharge Comparison of Cilaki No. 1A Project

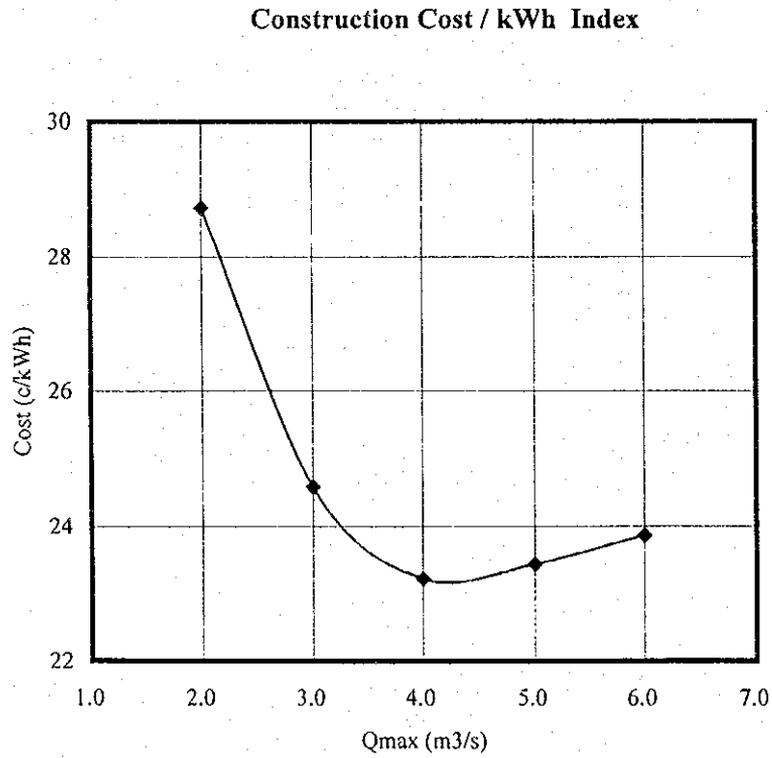
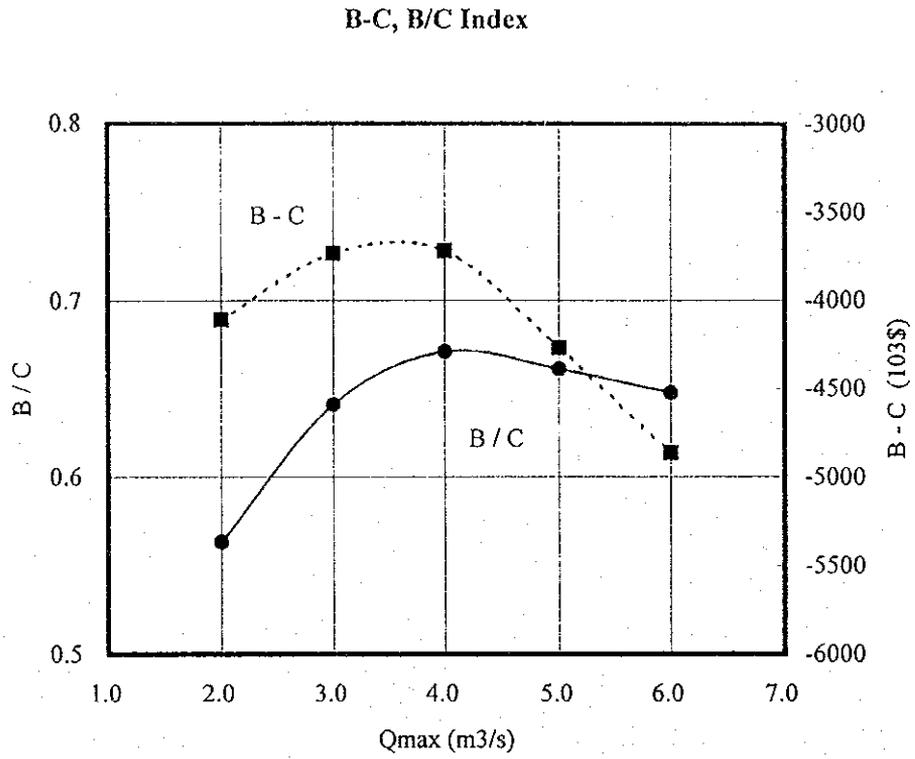


Fig. 8 - 1B Maximum Discharge Comparison of Cilaki No. 1B Project

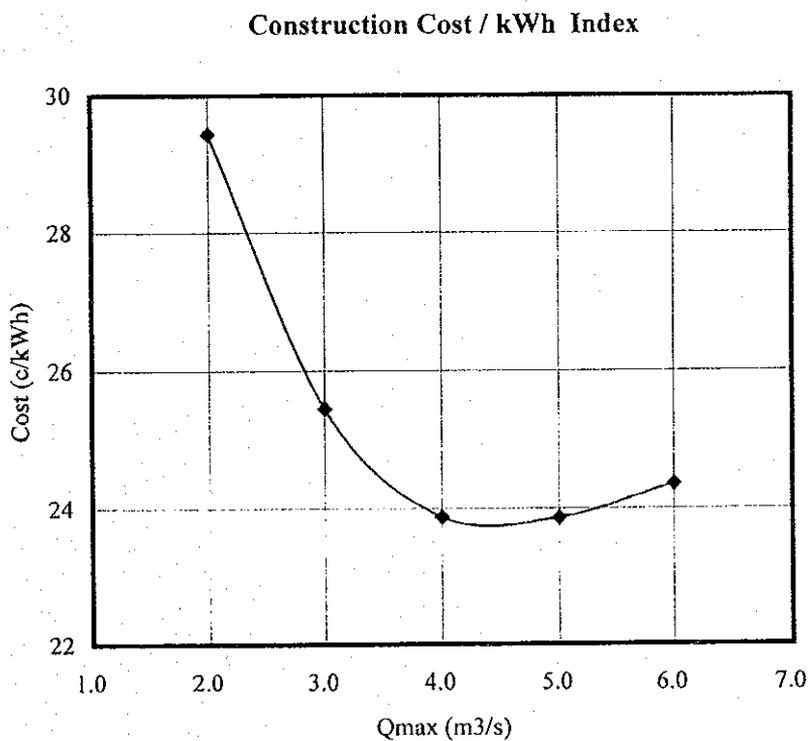
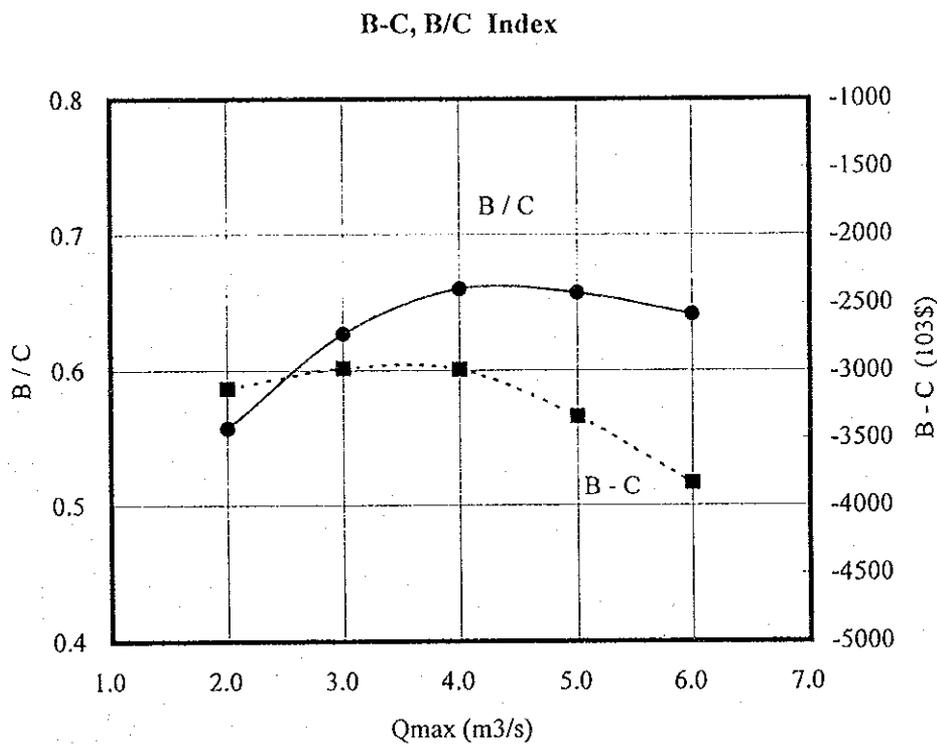


Fig. 8 - 2A Maximum Discharge Comparison of Cilaki No. 2A Project

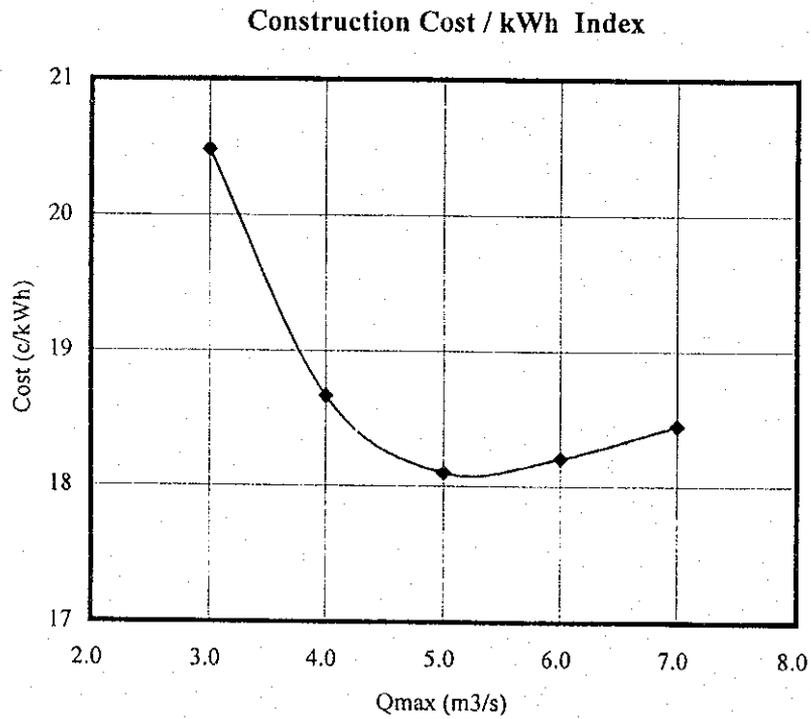
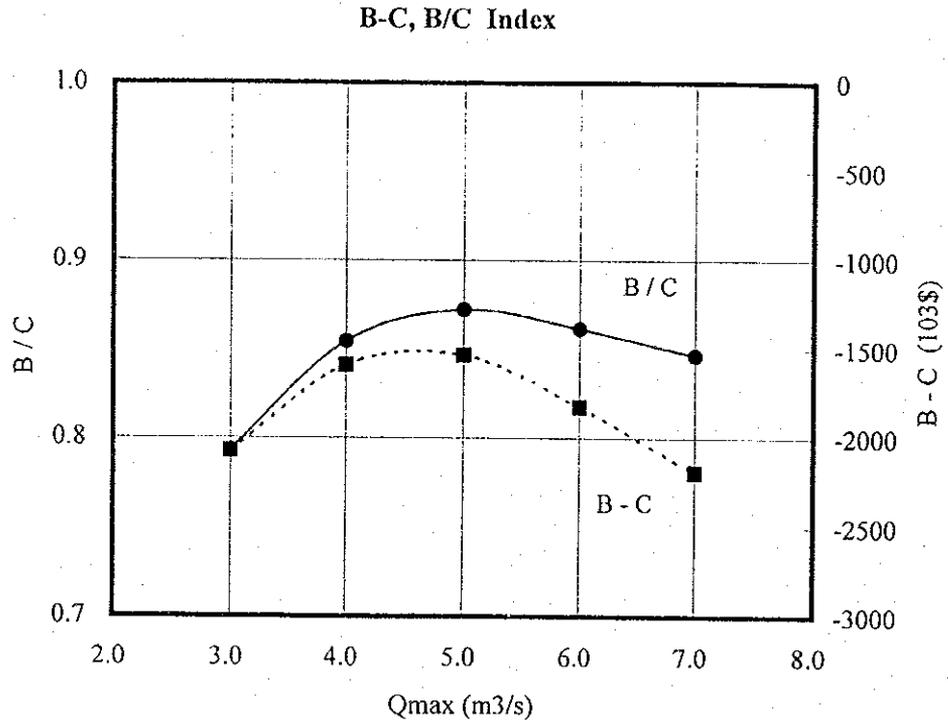


Fig. 8 - 2B Maximum Discharge Comparison of Cilaki No. 2B Project

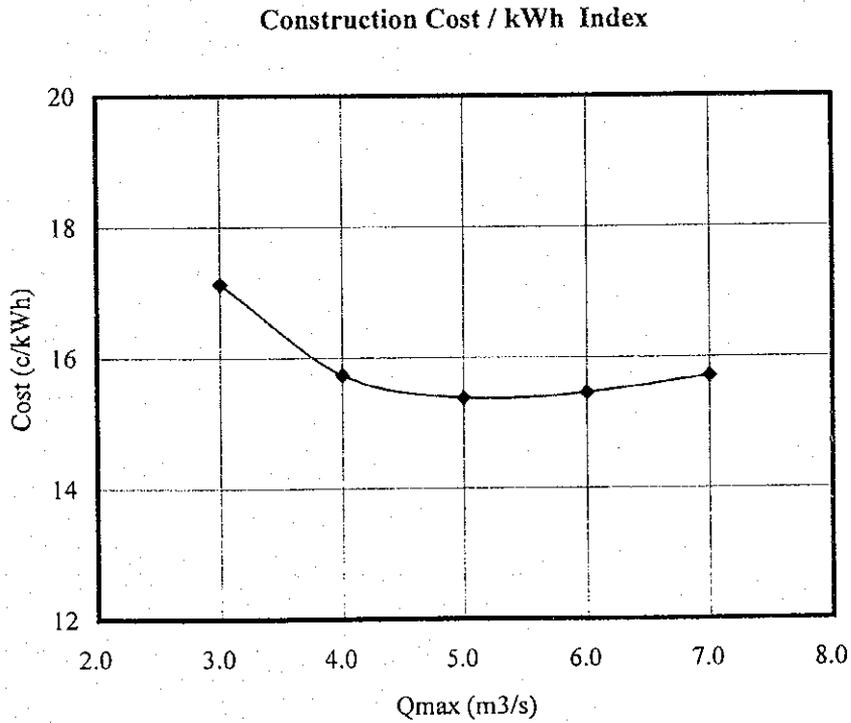
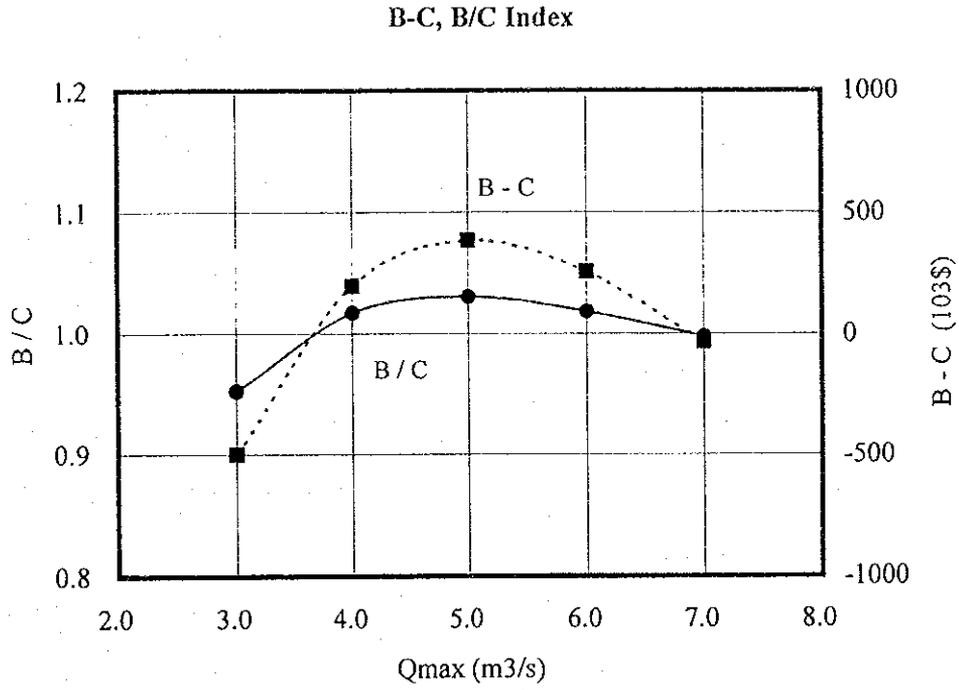
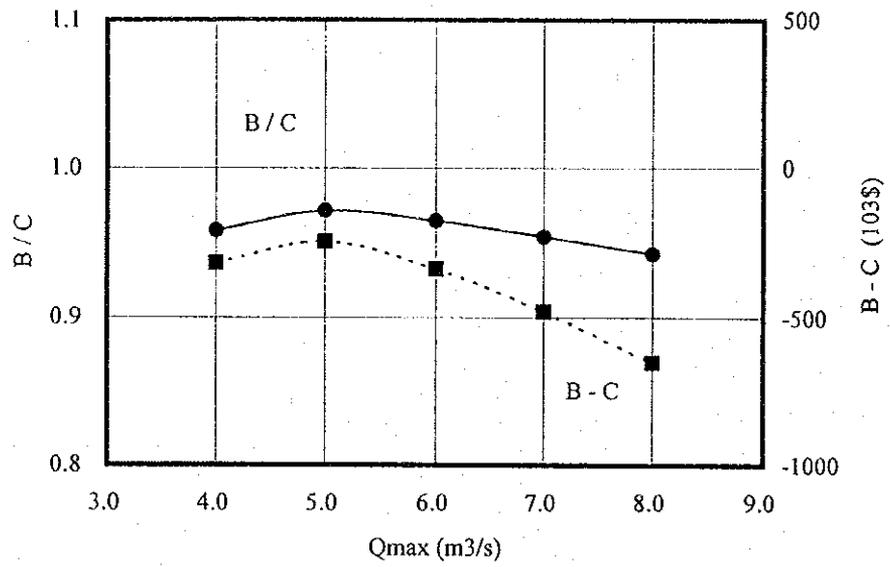


Fig. 8 - 3A Maximum Discharge Comparison of Cilaki No. 3A Project

B-C, B/C Index



Construction Cost / kWh Index

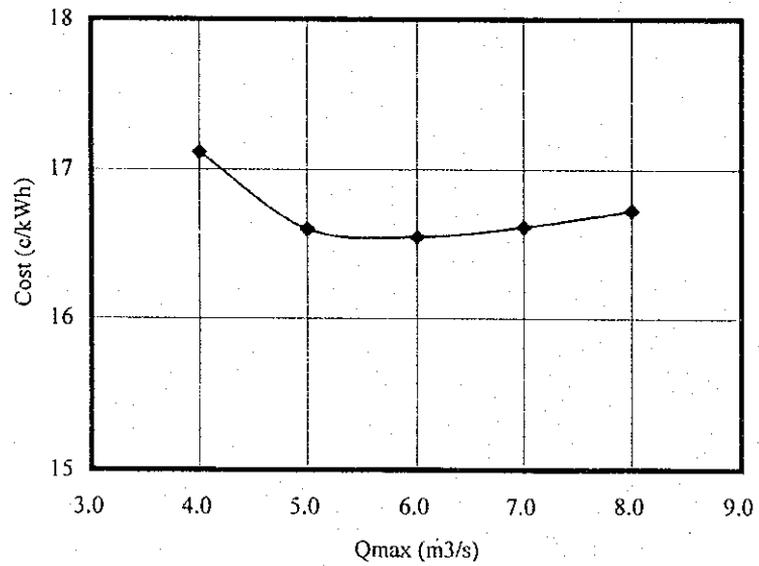
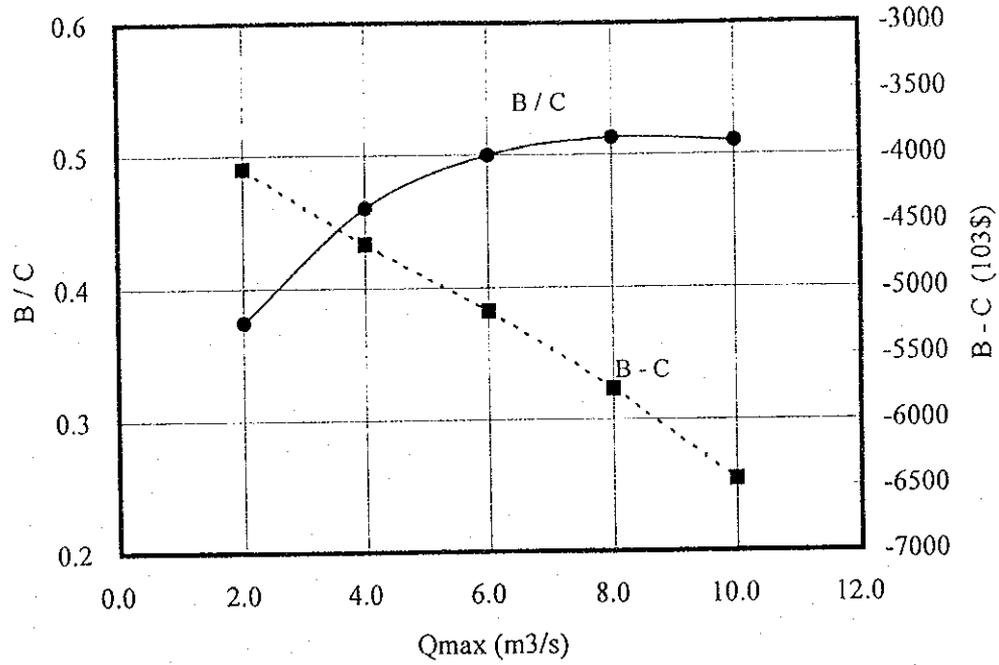
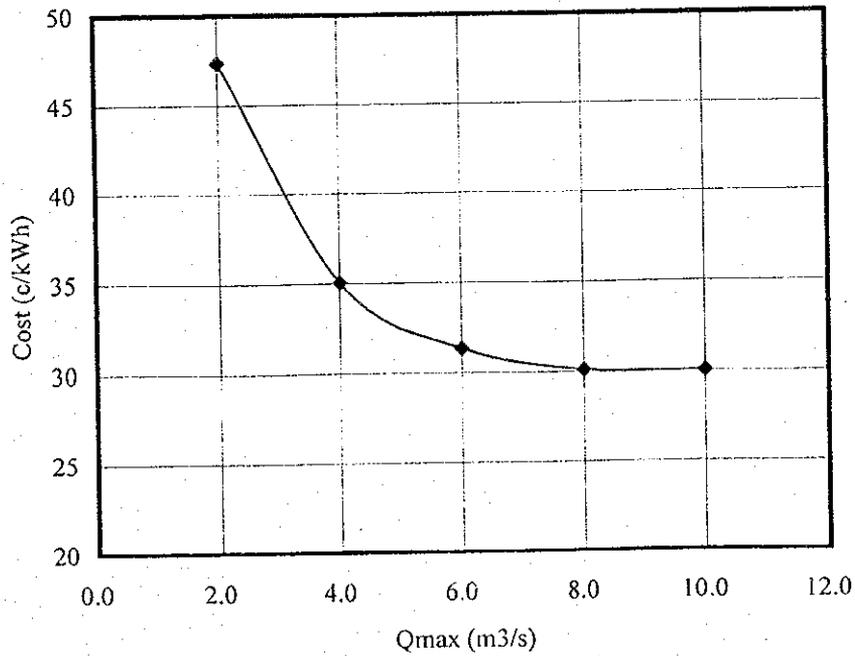


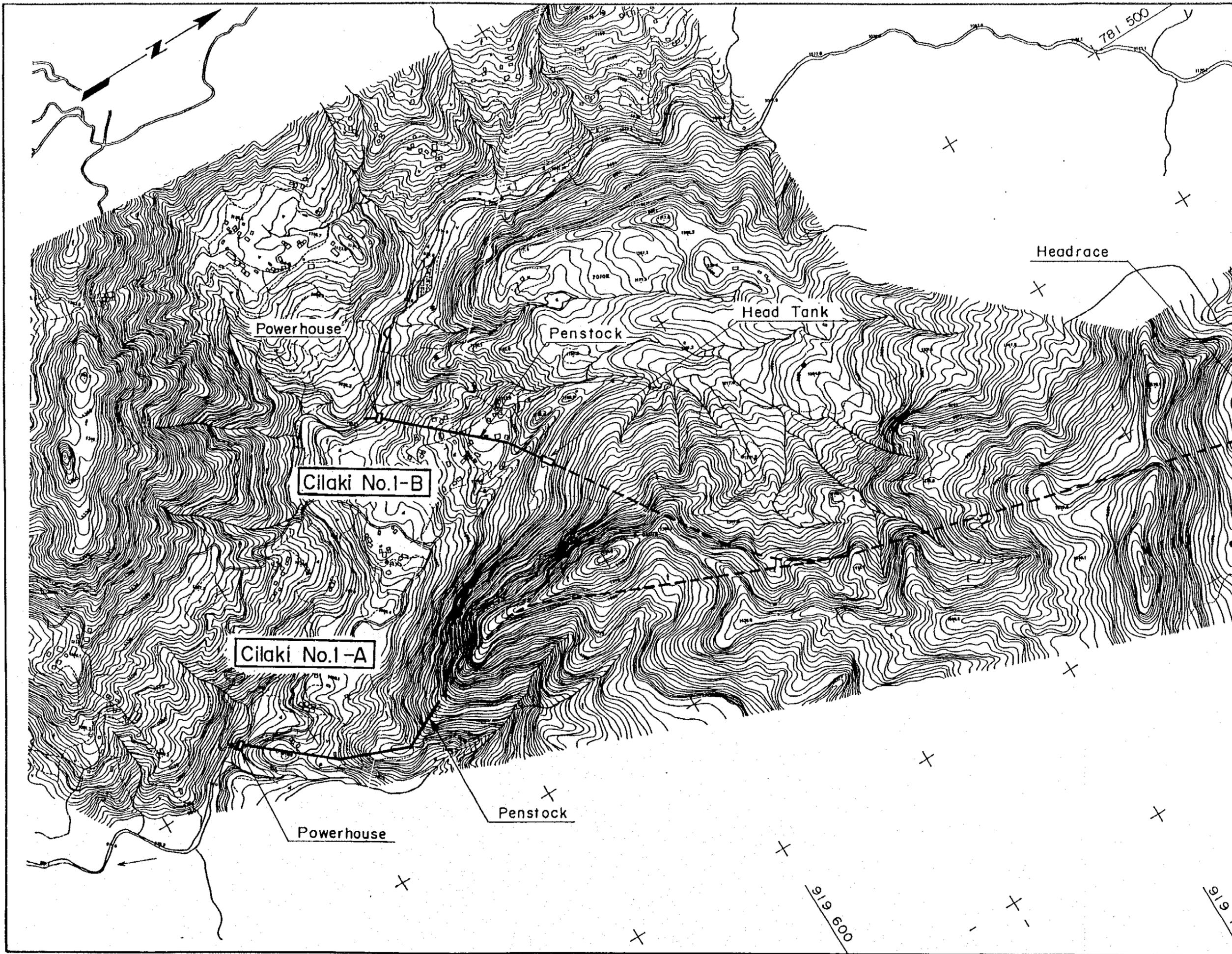
Fig. 8 - 3B Maximum Discharge Comparison of Cilaki No. 3B Project

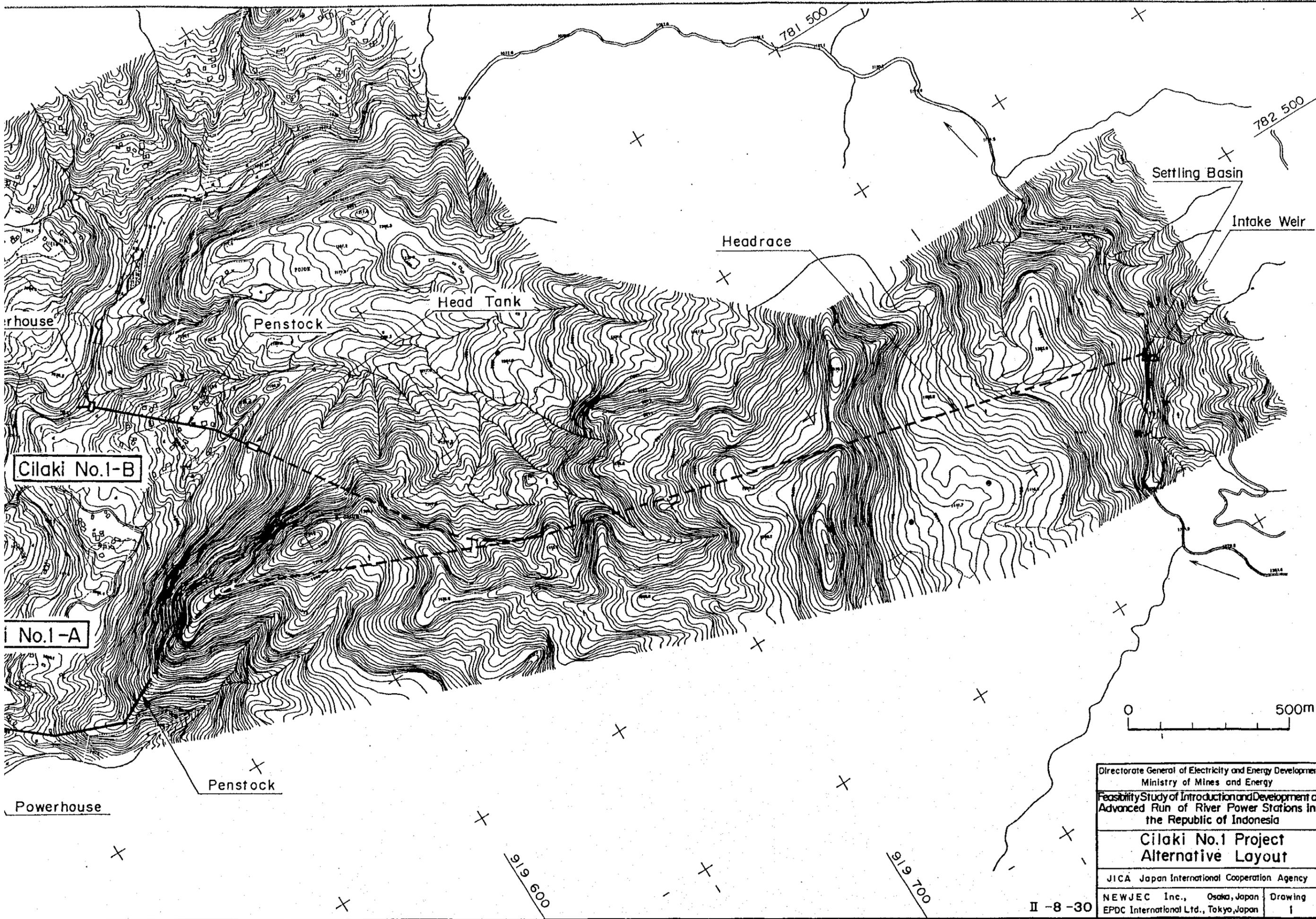
B - C, B / C Index



Construction Cost / kWh Index







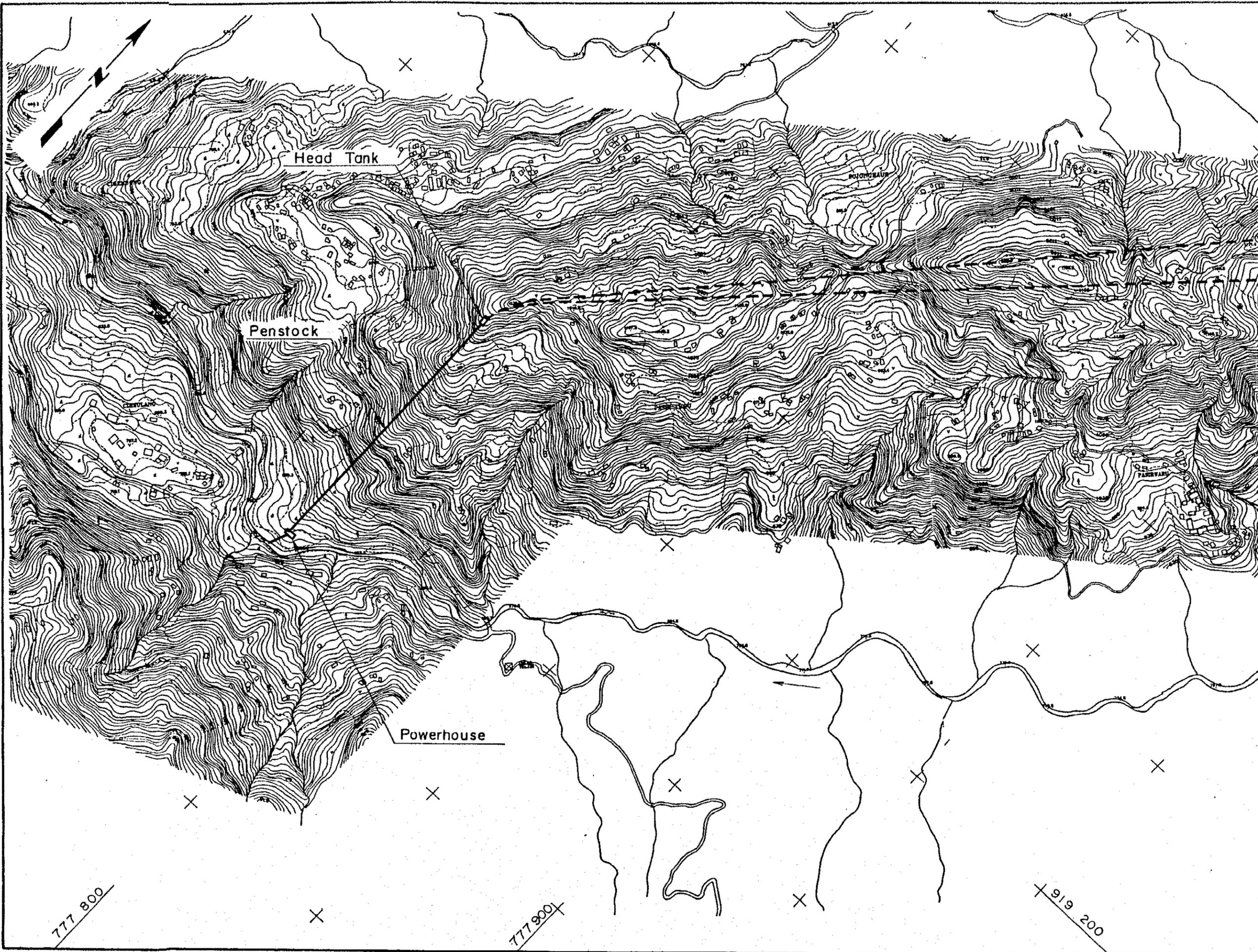
Directorate General of Electricity and Energy Development
Ministry of Mines and Energy

Feasibility Study of Introduction and Development of
Advanced Run of River Power Stations in
the Republic of Indonesia

**Cilaki No.1 Project
Alternative Layout**

JICA Japan International Cooperation Agency

NEWJEC Inc., Osaka, Japan Drawing
EPDC International Ltd., Tokyo, Japan |



Head Tank

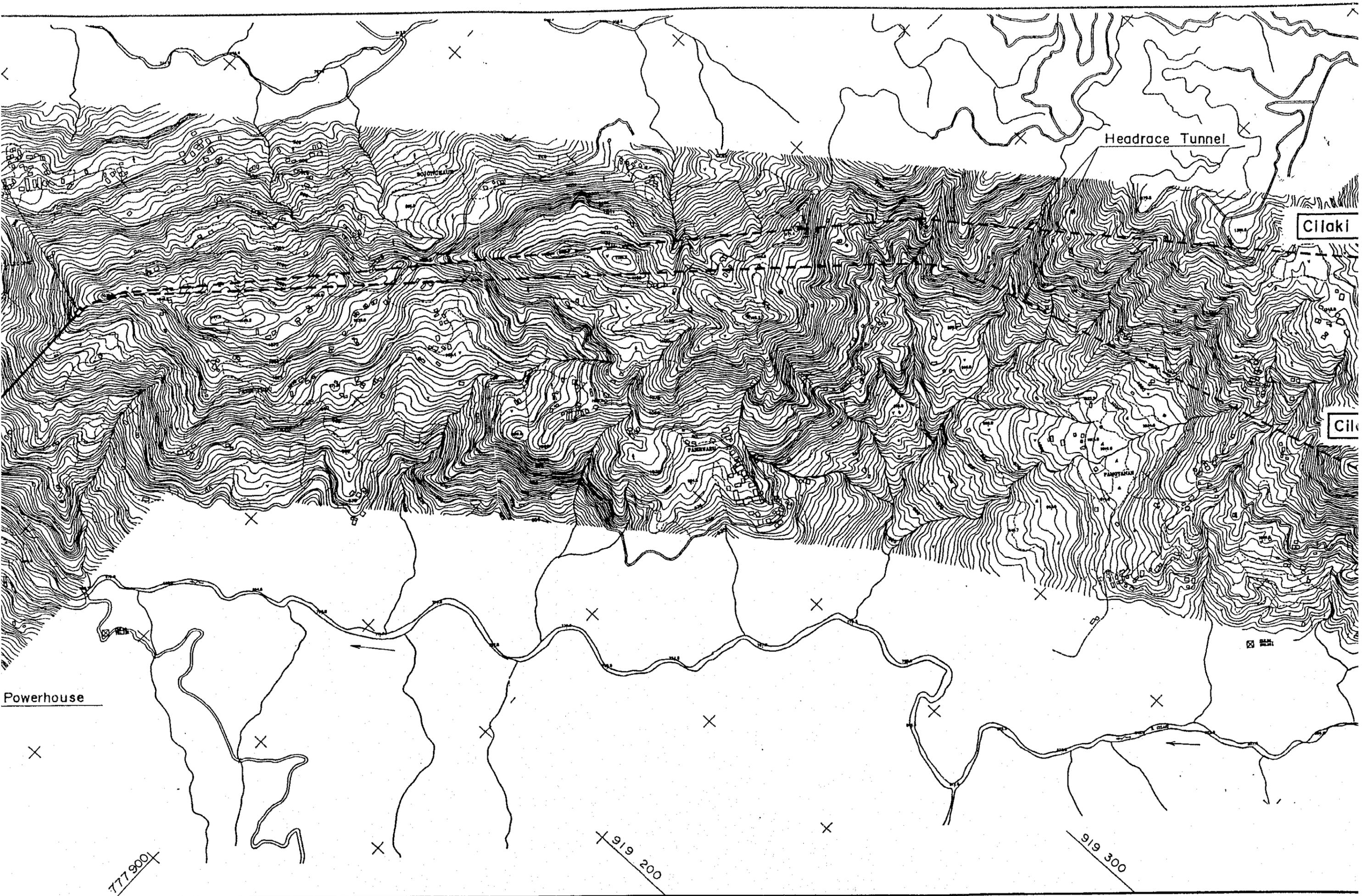
Penstock

Powerhouse

777 800

777 900

919 200



Headrace Tunnel

Cilaki

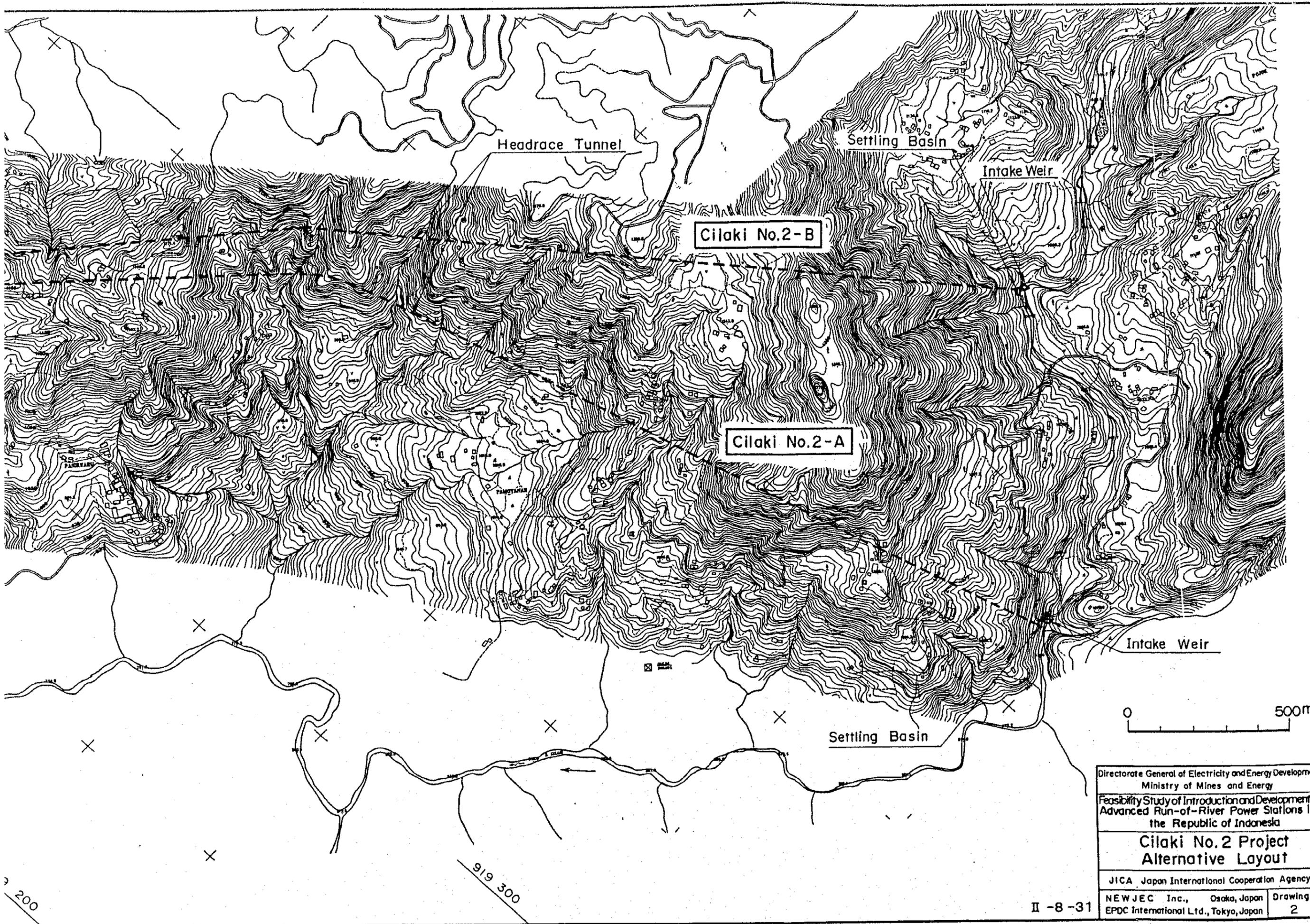
Cilaki

Powerhouse

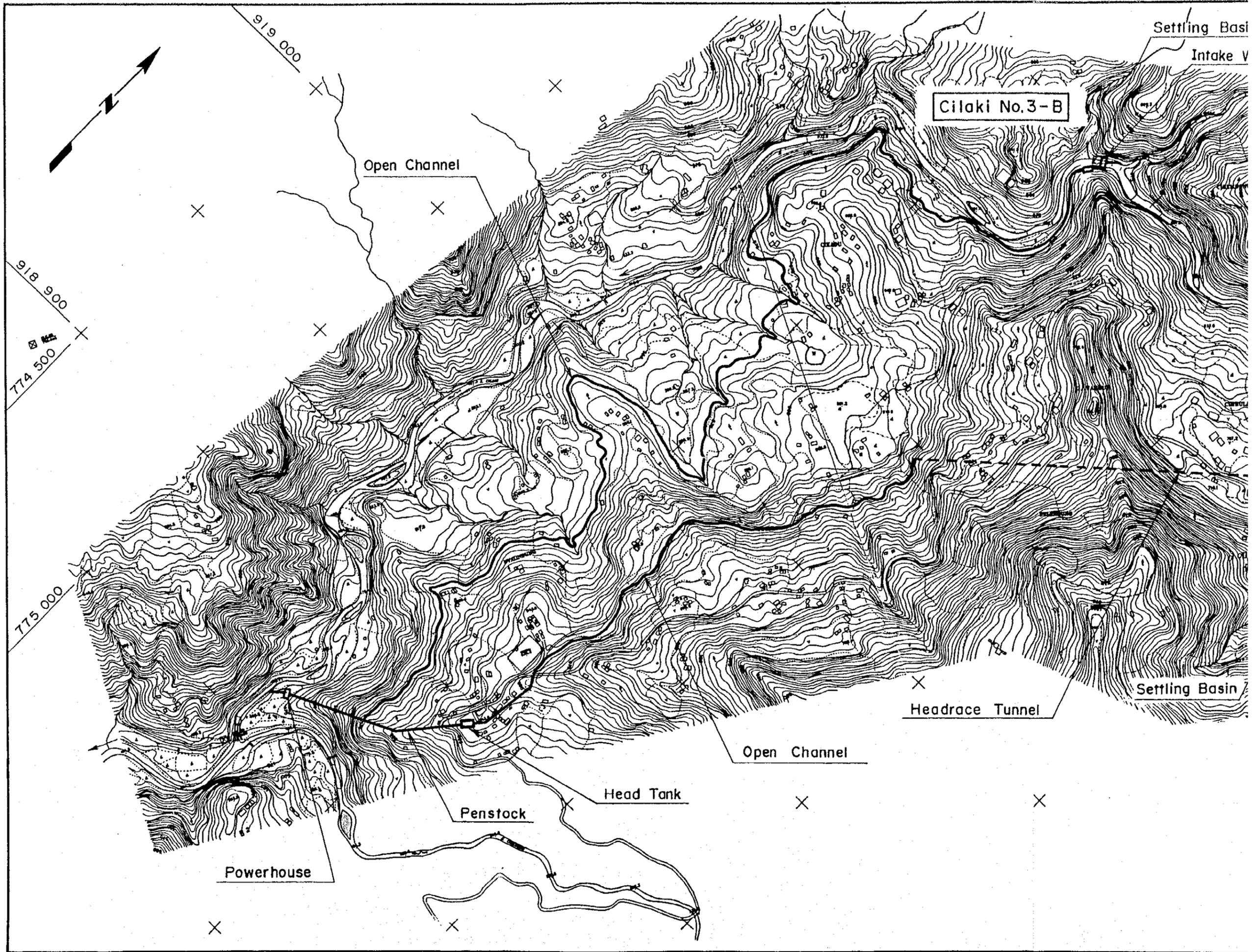
777 900

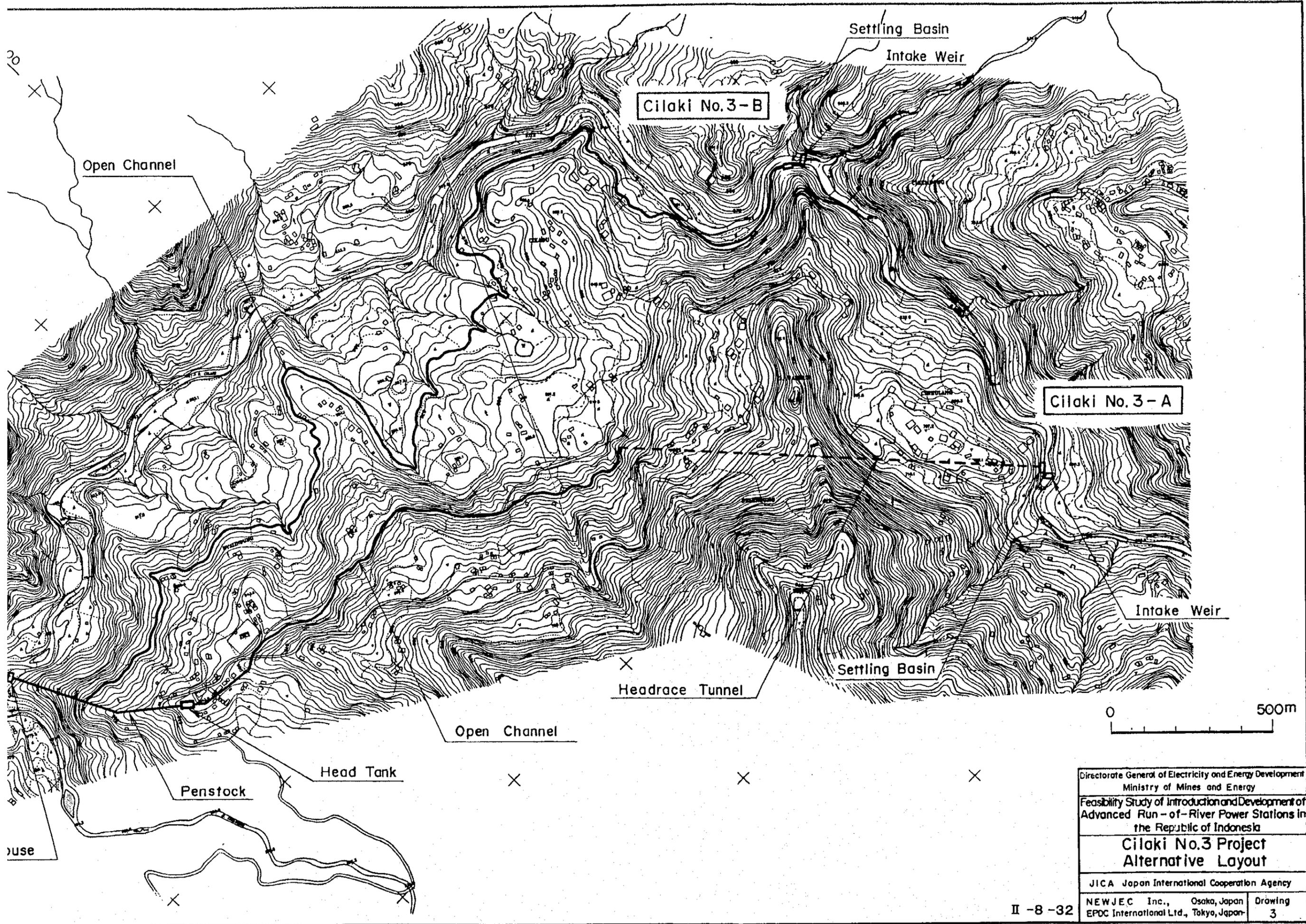
919 200

919 300



Directorate General of Electricity and Energy Development Ministry of Mines and Energy	
Feasibility Study of Introduction and Development of Advanced Run-of-River Power Stations In the Republic of Indonesia	
Cilaki No. 2 Project Alternative Layout	
JICA Japan International Cooperation Agency	
NEW JEC Inc., Osaka, Japan	Drawing
EPDC International Ltd., Tokyo, Japan	2





Directorate General of Electricity and Energy Development Ministry of Mines and Energy		
Feasibility Study of Introduction and Development of Advanced Run-of-River Power Stations in the Republic of Indonesia		
Cilaki No. 3 Project Alternative Layout		
JICA Japan International Cooperation Agency		
NEWJEC Inc., EPDC International Ltd.,	Osaka, Japan Tokyo, Japan	Drawing 3

