

11 フィジビリティ設計

11.1 ダムおよび付属構造物

ダム地点は、Wangdue Phodrangから下流約10 kmに位置し、兩岸斜面が急峻なV字型地形となっている。谷幅は河床部で約50 mと狭く、ダムクレスト部で約200 m (HWL. 1,161 m) となっている。

基盤岩石の力学特性は、露出岩から判断してCM~CH級の岩盤が期待できると思われ、ダム高140 m程度 (HWL.1,161 m) のコンクリート重力ダムを構築するに十分なせん断強度を有する岩盤であると推定される。

ダム地点での地形・地質条件および流域における水文特性を考慮すると、コンクリート重力ダムの採用は妥当である。ダムの基本形状は、基礎岩盤のせん断強度等、想定した設計条件を基にダム安定計算を行い、ダム法面勾配を上流面鉛直（フィレット付き）、下流面 1:0.80とした。

洪水吐の型式はゲートを有する中央越流型とし、設計洪水量は、可能最大洪水量 (PMF) の13,900 m³/sとした。洪水吐ゲート閉鎖時の洪水量の流下を想定して、洪水吐ゲートの両サイドにフラップゲート4門を設置させるとともに、最終的には洪水吐ゲート天端部の越流を含めてGLOF洪水量 4,600 m³/sを緊急的に流下できる構造とした。

河床部におけるダム基礎掘削に先立って、仮締切ダムおよび仮排水路トンネル（2条、標準馬蹄形D=7.8 m）を設け河川の切替えを行う。

排砂方式としては頂部ゲート方式および底部排砂設備双方をダムに設置する方式とする。頂部ゲート方式は、頂部ゲート敷までの堆砂位の上昇は許容したとしても、洪水時のゲート開放により流下土砂のフラッシングにより堆砂位の上昇を避け、有効調整池容量を確保するものである。また河川維持用水放流のための放流設備 (6 m³/s) を設置する。

11.2 水路系および発電所

取水口に続き水室をもつ4基の地下式沈砂池を設置する。沈砂池は導水路トンネルとの接続部を含む長さ130 m、幅20 m、高さ37~41 mの主要空洞、排砂トンネルおよびアクセストンネルからなる。沈砂池の必要長さは流水から除去する土粒子径を0.3 mm以上と仮定して設定した。

導水路トンネル条数としては以下の理由により、2条案を採用することにする。

- 1条案の場合はトンネル内径が10.5 mとなり、掘削径は11.9~12.3 mにまで及ぶ大断面掘削となることから、施工上のリスクが増す。特に、地質不良部に対しては施工がより困難になることが予想される。

- 2条案の場合は発電運用上の有利性が高く、万が一トンネルに事故が発生したとしても発電が完全に停止する事は無く、1条案の場合は供給信頼性の点でかなり劣る。

トンネルは最大使用水量348 m³/sに対し円形内空断面・2条で計画し、延長約7 km、内径D=7.4 mとした。なお、トンネルの内径については建設費から求められる年経費と損失落差から求められる年便益損失の合計が最小となるよう、最適径を7.4 mとした。

一方、導水路は圧力トンネルとして設計する必要があることからトンネル覆工としては巻立コンクリート構造を基本とする。覆工パターンは現地踏査結果等、現段階での地質調査結果からトンネル覆工タイプを3タイプ設定し、地質状況に応じてこれを適用した。

調圧水槽タイプは、可能な限りコンパクトなものにするため制水孔型調圧水槽とする。調圧水槽の内径は静的安定条件、微小振動に対する安定条件により決定されるが、現段階では下記のサージング条件による静的安定条件のみから内径(D=15 m)と設定した。

水圧管路は導水路と同様に2条で計画し、調圧水槽以降、立坑により水車中心標高まで下がり、そこから水平管により水車まで導水する。分岐管は下部水平部に設置され、3分岐により水車に接続される。水圧管路トンネルは最大使用水量348 m³/sに対し円形断面・2条で計画し、延長約453 m、内径D=5.6 mとした。

発電所位置は十分な地山被り厚を持つように選定されるが、上部破碎層の厚さが深いことを考慮し、現段階では水圧管路を立坑構造とし、発電所をできるだけ山側に位置させるレイアウトとした。

空洞の断面形状は高さ約38 m、幅20 m、長さ114 mの弾頭型形状とした。地下発電所本体以外の関連構造物として主機搬入のための搬入路トンネル、開閉所までの電力ケーブル引き出しのためのケーブルトンネル、ドラフトゲート室等がある。なお、主要変圧器は発電所本体直下流に空洞を隣接させて地下に設置させるレイアウトとした。

放水路はドラフト管の下流側に円形内空断面・2条(D=7.4 m)放水口は、取水口と同じく水平吐口構造とし、前面にスライドゲートを設置した。

開閉所設置予定地点は、発電所位置直上流の左岸緩斜面部の現在農地として利用されている崖錐堆積部であるが、施工計画によると同敷地は土捨場としての利用が予定されていることから、開閉所は盛土後に構築されることになる。なお、開閉所に隣接して発電制御のための発電所本館も建設される予定である。

11.3 電気機器

水車発電機の最適単機出力は、電力システムに対する容量比率、開発投入時期、輸送制限などにより決定する。一般的に、より大型の単機出力が経済的にスケール・メリットがある。

検討結果から、輸送条件が一番大きな要素と判明した。また、土木設計条件として6台案が、2条の主水圧鉄管からの分岐がそれぞれ3条となり、土木工作物としてのバランス

上適当である。よって、単機出力は150 MWクラス、6 台案を基本設計とする。

(1) 水車

- 水車出力と台数
水車出力は定格有効落差 286.30 m、100 %開度で148.5 MW、6 台とした。
- 水車形式
本計画の落差と水車出力を考慮して、立軸フランシス単輪水車とする。
- ランナー材質とスペア
ランナー材質は、シルトに対する高耐摩耗材として13 Cr.4Ni.ステンレス・スチールを仕様する。ランナー補修取り替えのためのランナー予備を1 台用意する。
- 有効落差
計算の結果、摩擦損失は23 m、よって有効落差は $309.30 - 23 \text{ m} = 286.30 \text{ m}$ となる。
- 回転数
計算により求めた比速度Ns: 96.9 m-kWを基に定格回転数を求めると300 rpmとなる。

(2) 発電機

発電機形式は立軸、3相交流ブラッシュ・レス同期発電機、励磁装置 (AVR) 付で定格出力は161.7 MVA、90 %遅れ力率とする。発電機の回転子 (ローター) と固定子 (ステーター) の巻線はF種エポキシ絶縁とする。閉鎖循環通風方法で水冷熱交換器 (エアークーラー) とリムダクト・ファンにより冷却する。

(3) 主要変圧器

地下発電所の変圧器室に6 台の主要変圧器を設置する。

主要変圧器の形式は、単相、普通3相および特別3相式があり、輸送制限、効率、地下据え付けスペースを考慮して設計される。検討の結果、プロジェクトへの輸送重量は最大60 t (トレーラー重量を含む) であり、普通3相変圧器は重量制限で採用不可能である。

特別3相式は単相式に比べて1) 経済的、2) 高効率、3) 省スペースで優位である。特別3相式は、3または6分割可能であり、輸送後現地にて組み立てる。従って、本計画においては、特別3相式変圧器を採用する。

(4) 屋外開閉機器

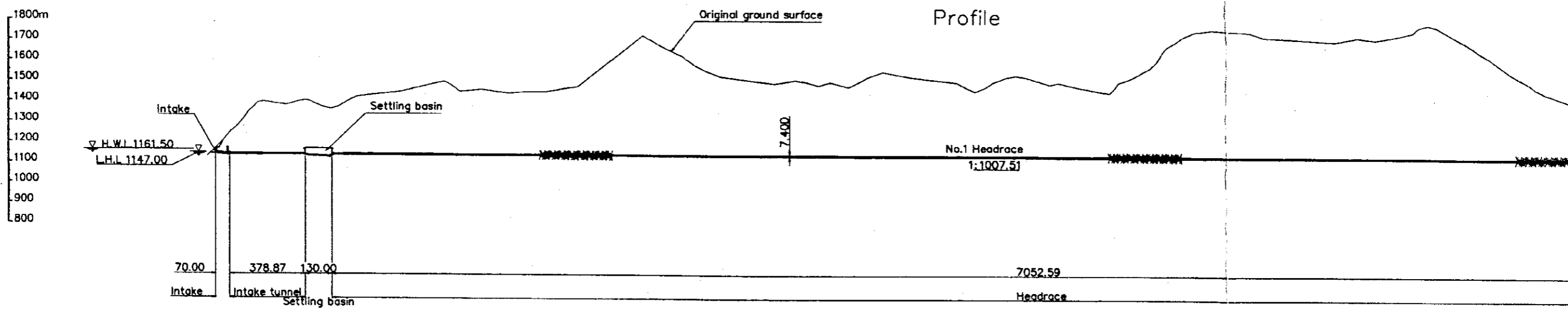
屋外開閉所はEL. 895 m盤に位置し、地下発電所に設置された主要変圧器の2次側は、400 kVの電力ケーブル約300 mで結ばれる。開閉所の屋外フェンス範囲は、150 m×195 mで、この敷地内に電気機器制御室を含めた、発電所管理事務所を設置する。

屋外開閉所と発電所を結ぶケーブル・トンネルに電力ケーブル、制御ケーブル等が敷設される。屋外開閉所は、空気絶縁（コンベンショナル・タイプ）、400 kV二重母線方式でガスしゃ断器、開閉器他の機器から構成される。屋外引出し線は400 kV送電線の第1鉄塔に結ばれ、この2回線送電線でインド国の電力系統に送電される。

Plan



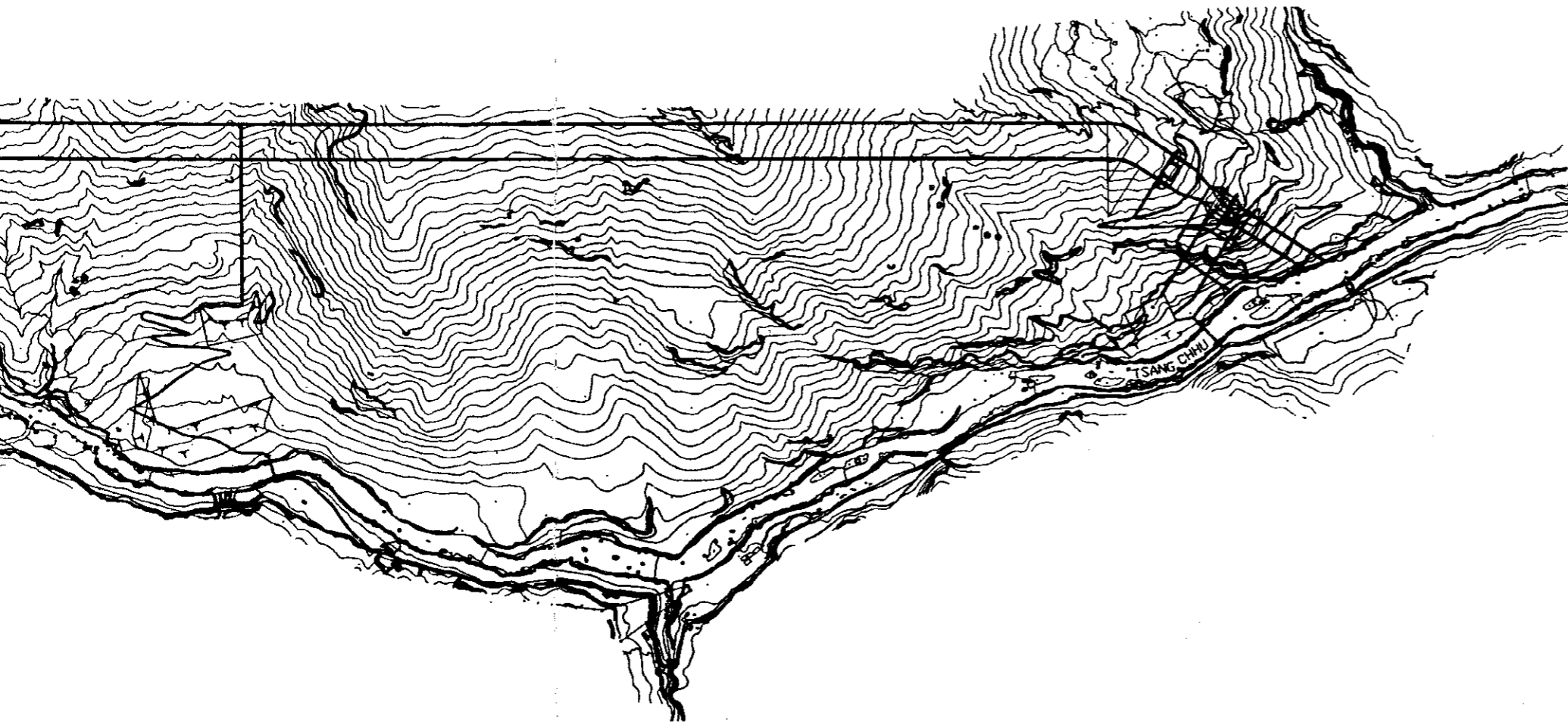
Profile



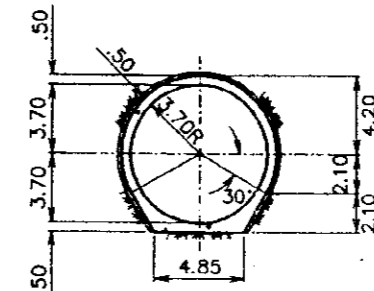
60
30
1
1

30
1
1

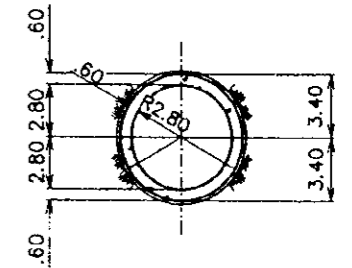
Plan



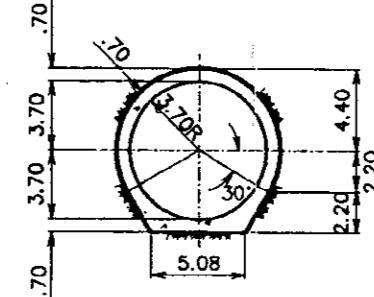
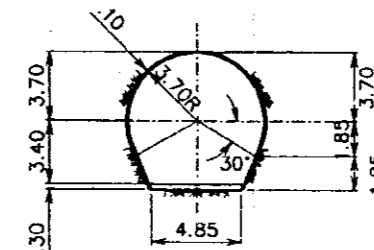
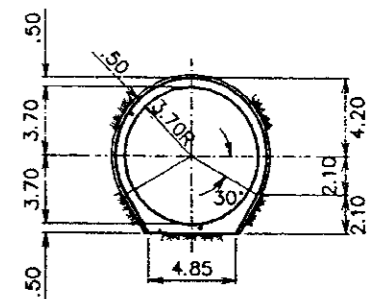
Headrace



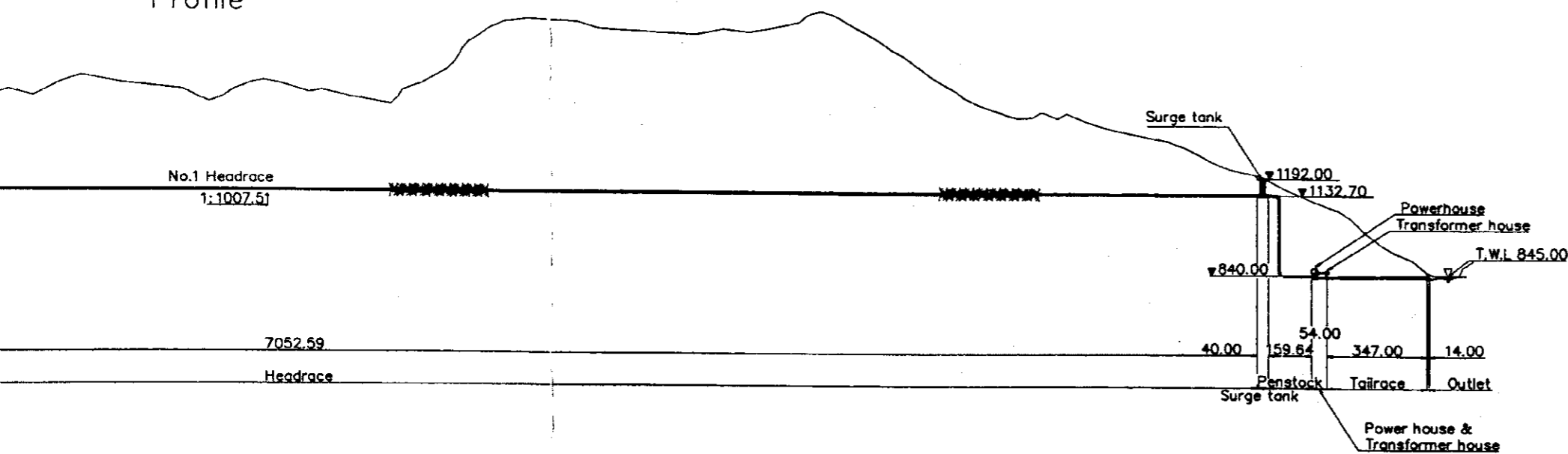
Penstock



Tailrace

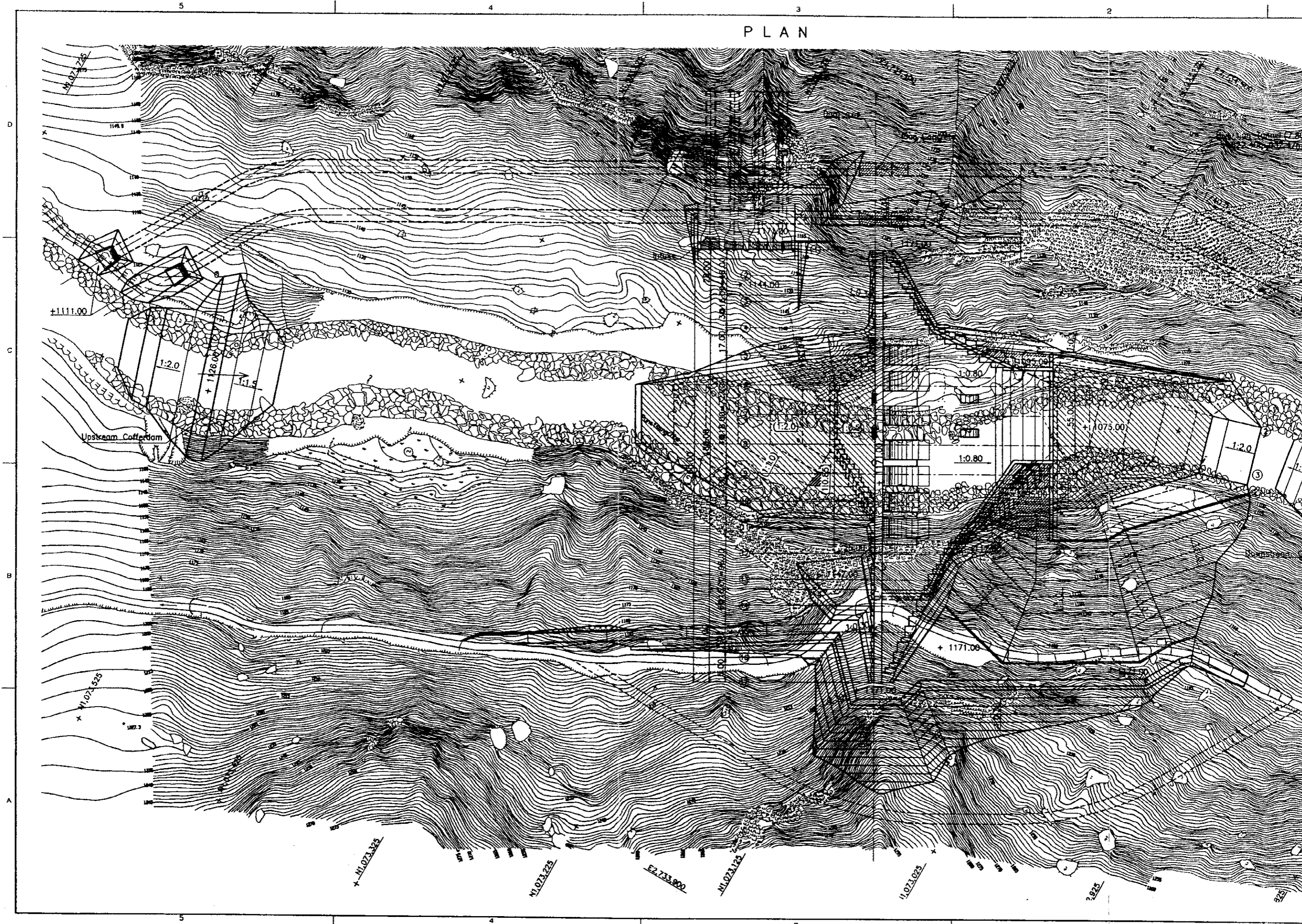


Profile



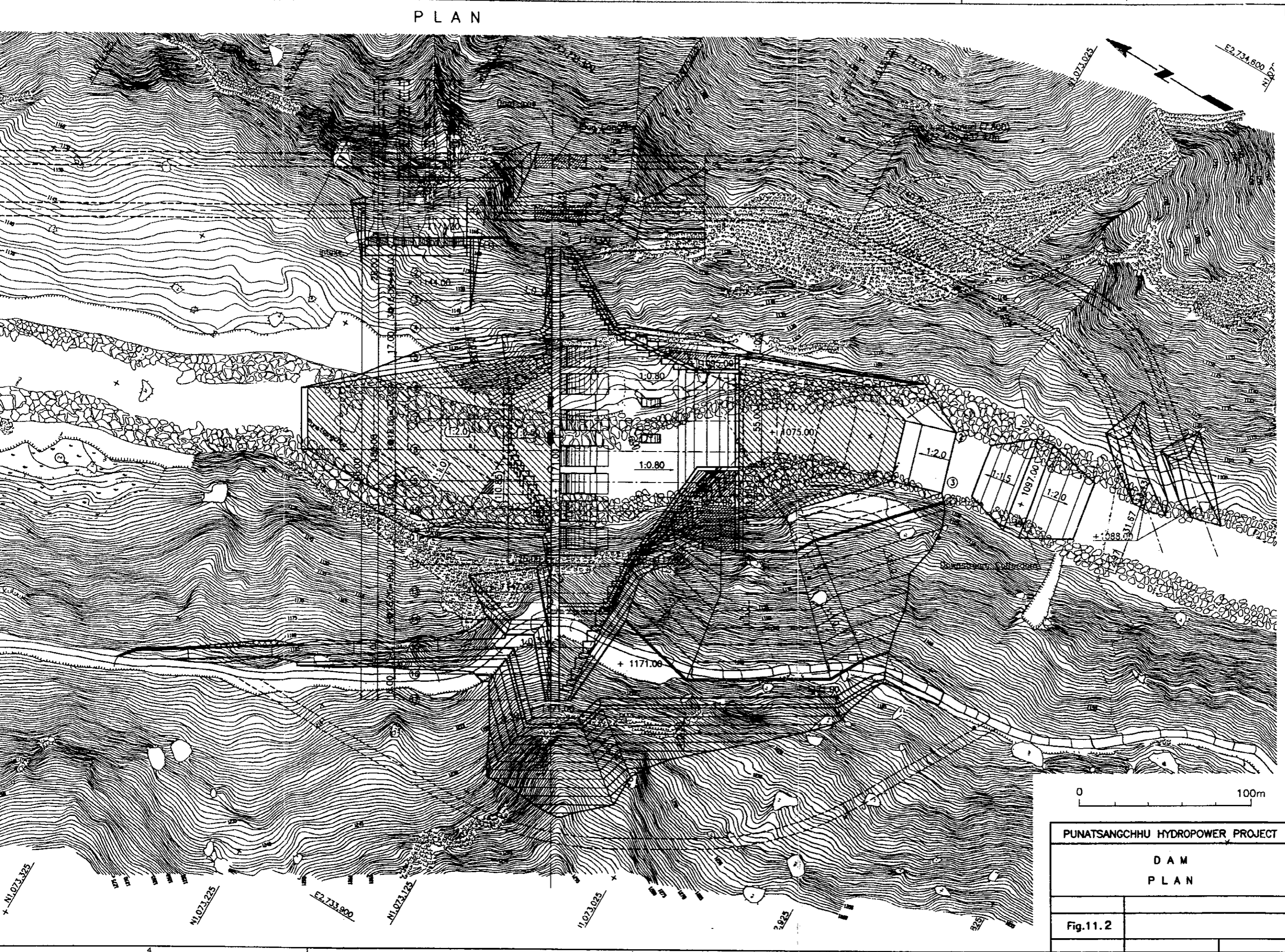
PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT	
WATERWAY	
GENERAL PLAN OF PROJECT	
Fig.11.1	

PLAN



Handwritten notes or signature in the bottom left corner.

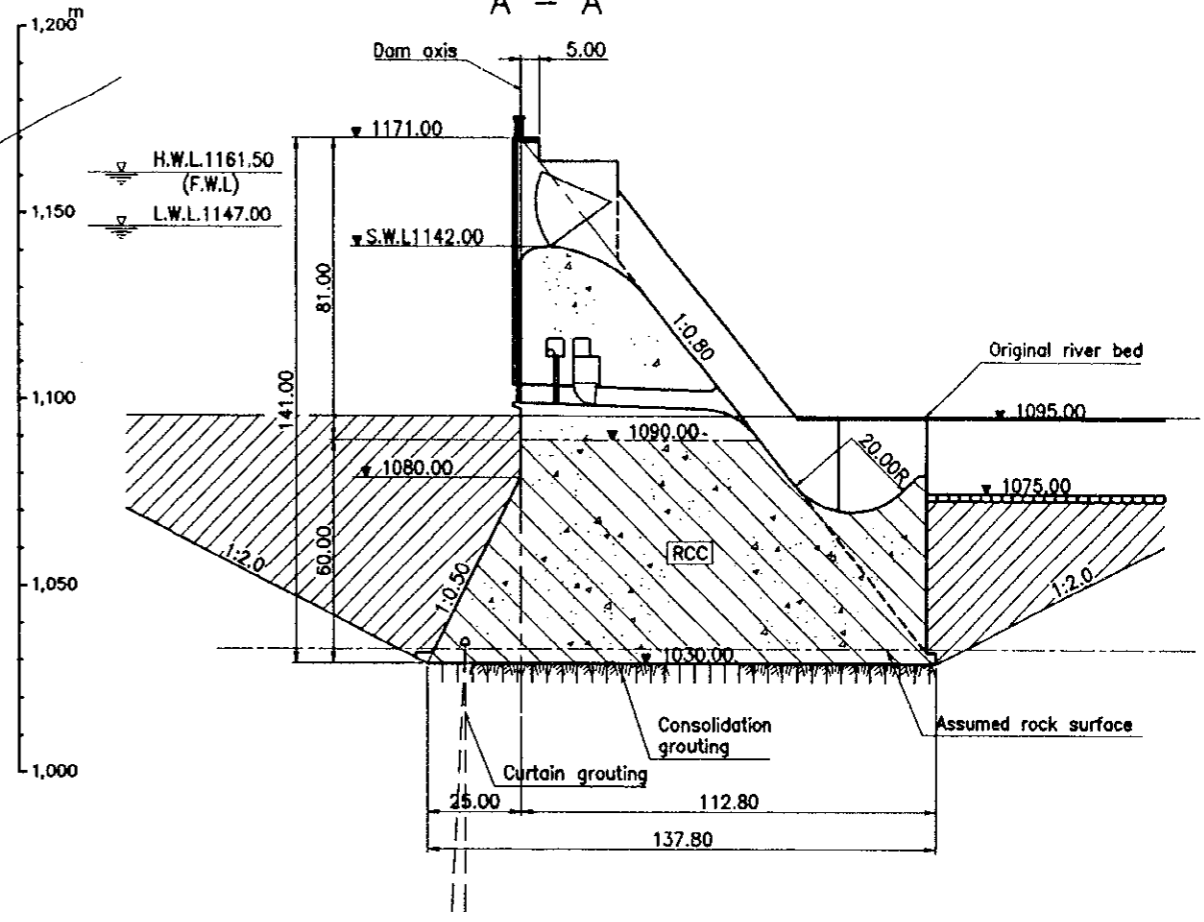
PLAN



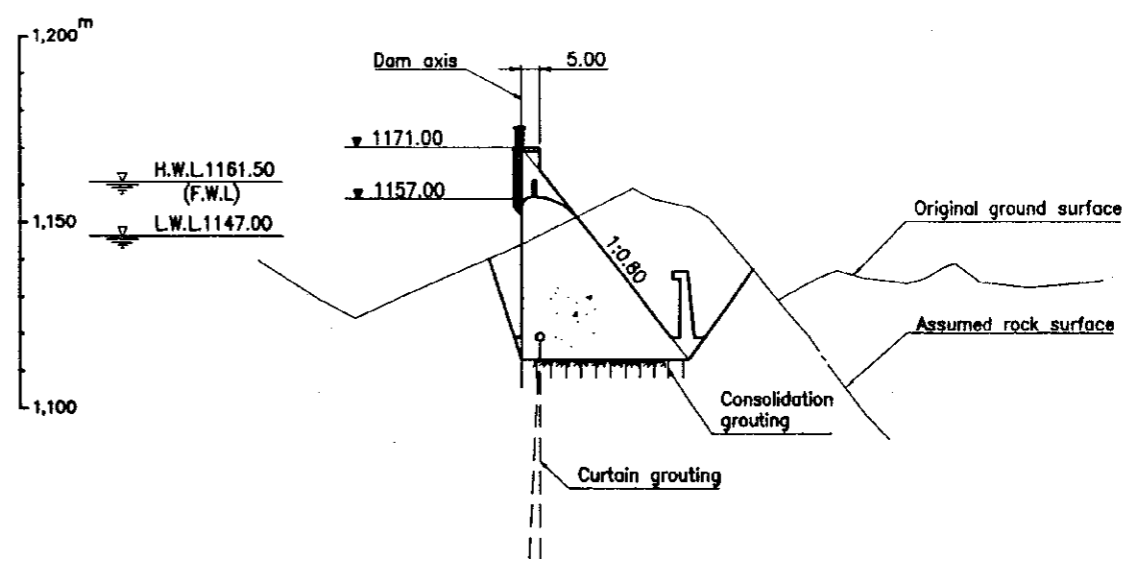
PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT	
DAM	
PLAN	
Fig.11.2	

TYPICAL SECTION

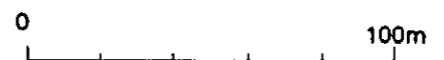
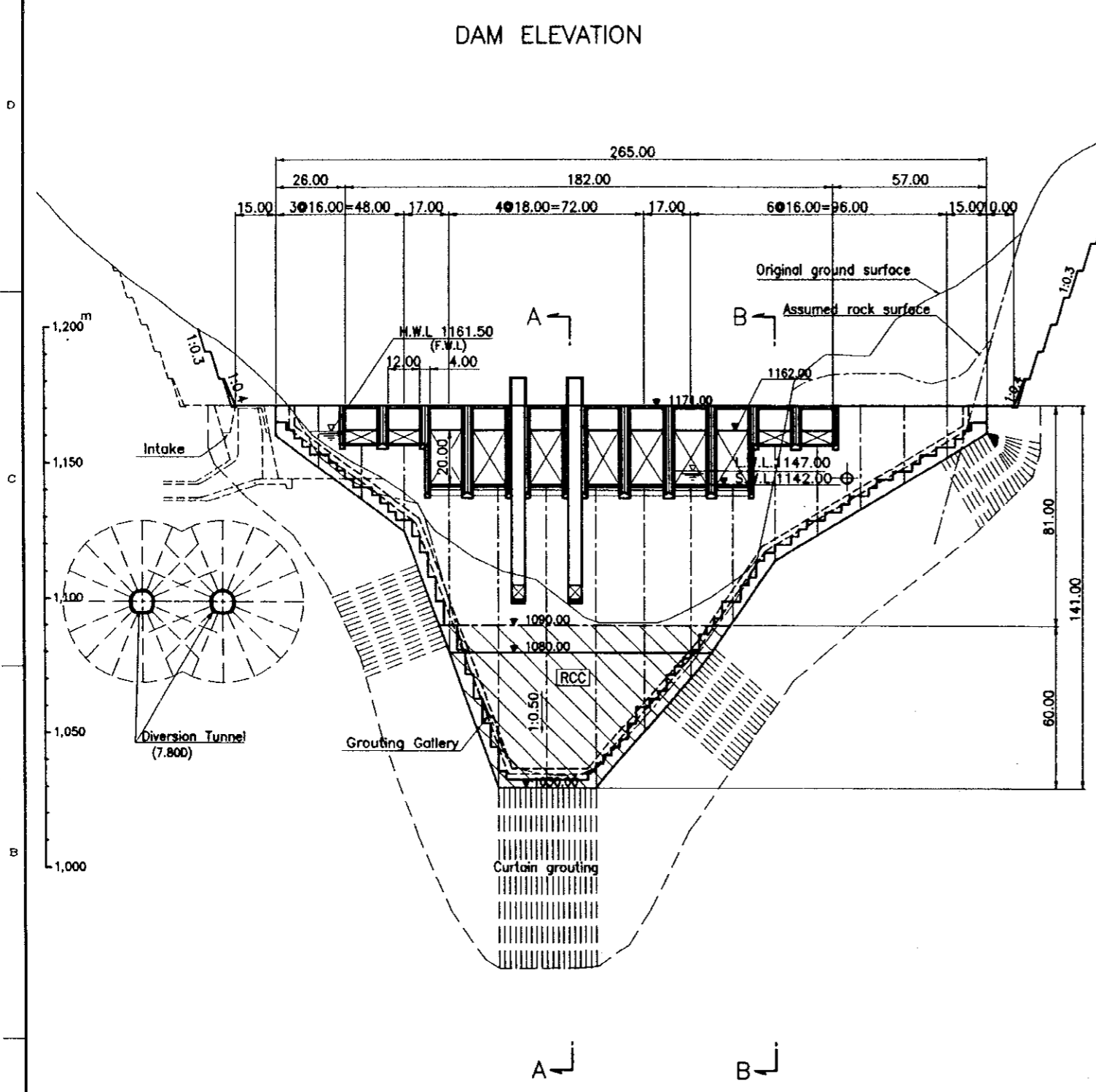
A - A



B - B



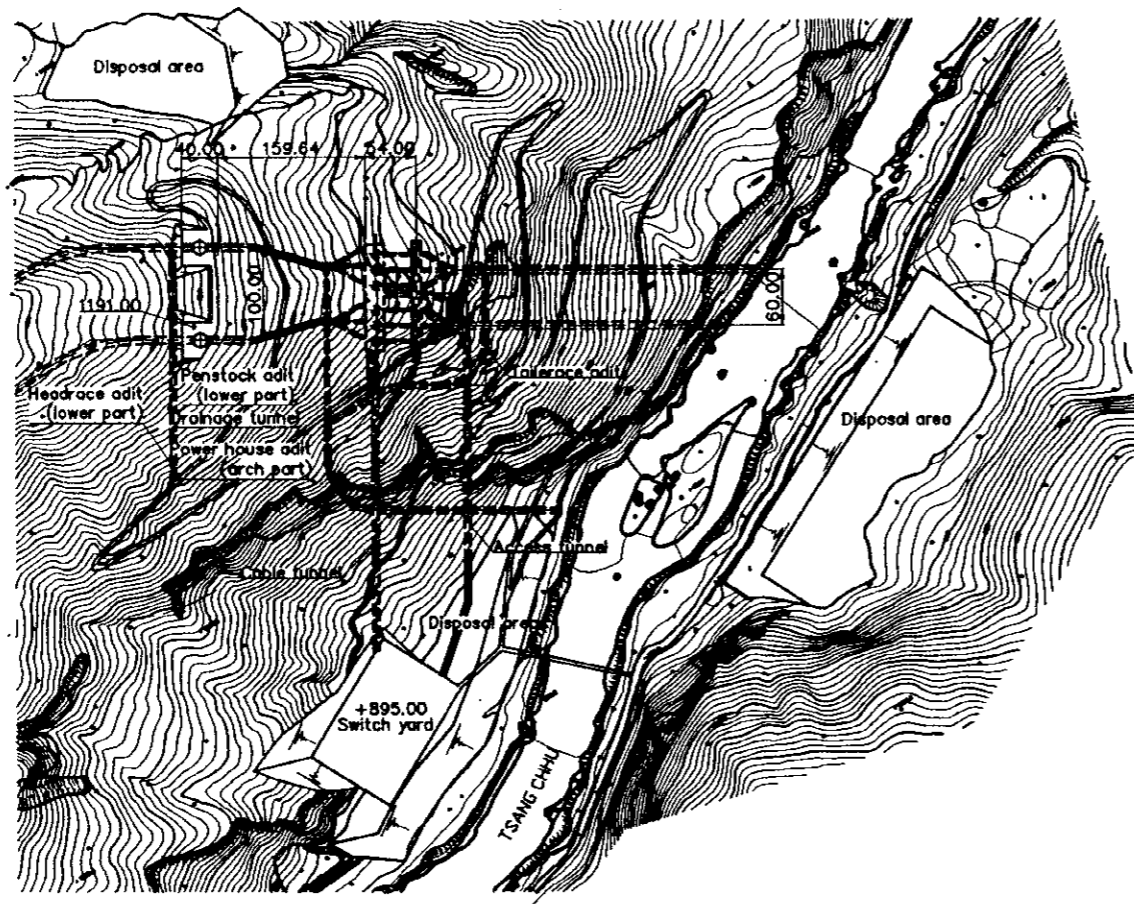
DAM ELEVATION



PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT	
D A M	
ELEVATION AND SECTIONS	
Fig.11.3	



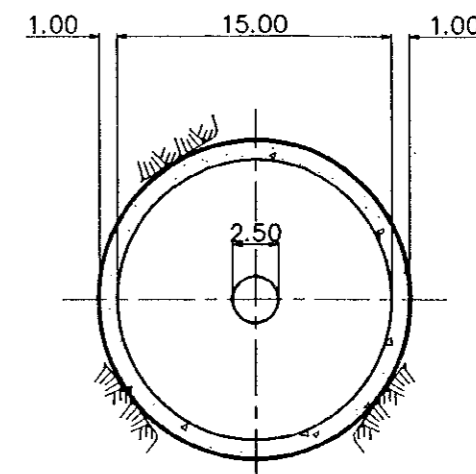
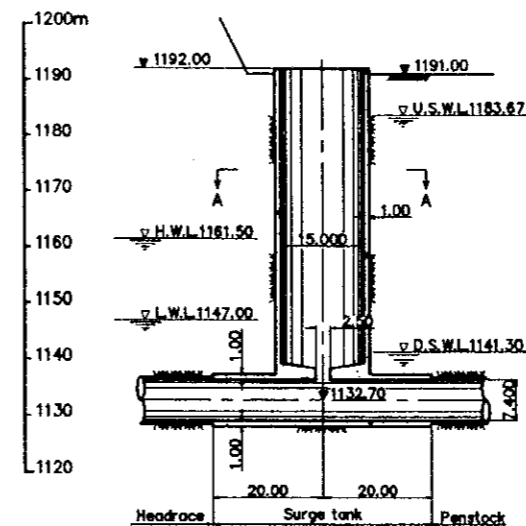
Plan



Surge tank

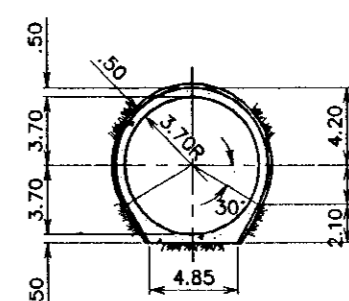
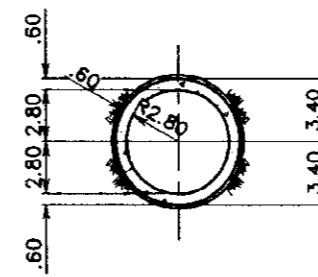
Profile

A-A



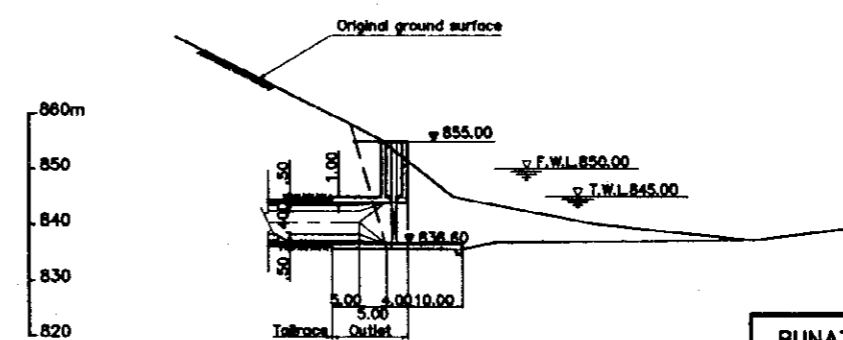
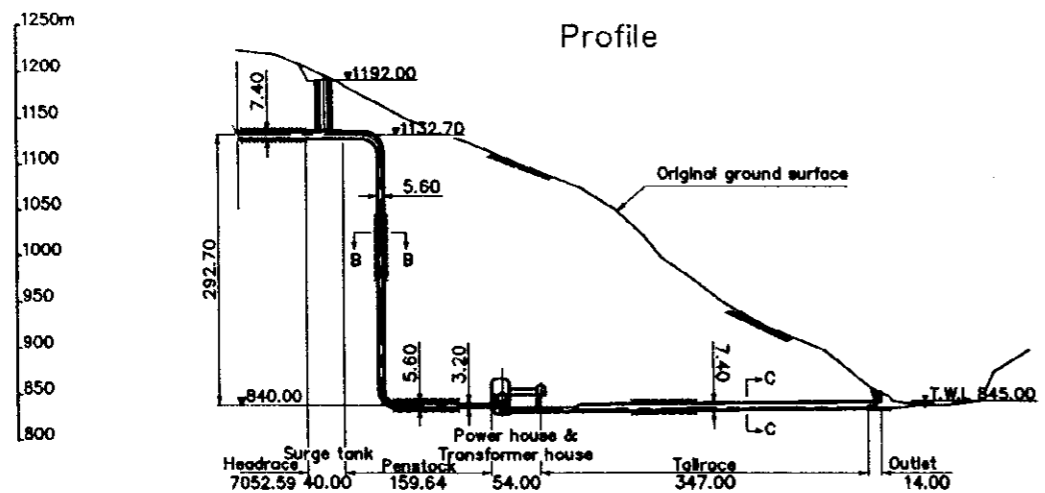
B-B

C-C



Profile

Outlet



PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT	
SURGE TANK, PENSTOCK AND TAILRACE PLAN, PROFILE AND SECTIONS	
Fig.11.4	

12 工事計画および工事費の積算

12.1 概要

この計画で建設される主要構造物は、高さ141 mの重力式ダム、2条の内径7.40 mの導水路および地下発電所である。水路には、幅20 m、高さ39 m、長さ130 mの地下沈砂池4条が含まれている。これらの構造物を建設するための掘削量は合計約4,480,000 m³、コンクリート量はダム本体が約830,000 m³、その他の構造物が約460,000 m³である。ダム工事はプロジェクトの工事の中のクリティカルパスである。ダムコンクリートの施工期間を短くするため、EL. 1,090 m以下の河床部分（高さ60 m）はRCC工法により施工する。

導水路トンネルは2条で計画され長さはそれぞれ7,023 mおよび6,959 mで、導水路建設のための作業坑が上流、中流、下流の3個所に設けられている。1切羽当りの掘削受け持ち長さは約1,900 mである。

立坑部はプレライニング・コンクリート、吹付けコンクリートにより壁面を補強しながら切り下がる。水圧管路の上部水平部は導水路下流作業坑よりアクセスし、立坑部（長さ286 m）は、調圧水槽立坑下流60 mのEL. 1160 m地点に作業用立坑を設け掘削、鉄管搬入およびコンクリートの打設を行う。

ケーブルトンネルから作業坑を発電所上部に接続し、地下空洞掘削を開始する。

発電所の掘削は、ベンチカット方式により行われ、発電所の壁面は、ロックボルト、吹付けコンクリート等で補強される。

水圧管路下部作業坑より放水路に作業坑を取り付け、放水路トンネルの掘削を行う。

1号機のドラフトチューブの据え付けは、42ヶ月目に開始される。水車および発電機の据え付けは、OHTクレーンを用い58ヶ月で完成し62ヶ月目に1号発電機の営業運転が開始される。1号発電機の営業運転開始後、2ヶ月間隔で残りの発電機の発電がそれぞれ開始される。最終の発電機の営業運転は土木工事着手後72ヶ月目となる。

計画の400 kV送電線2回線、延長140 kmの送電線の建設は2年目に開始され、4年目始めに完成する。

12.2 工事工程

Fig.12.1に工事工程を示した。本計画の工事工程は準備工事1年、本体工事6年を含め、合計7年である。

12.3 工事費

- 工事費の単価を構成する労務費、機械費、材料費の積算時点は2000年の7月とした。通貨の換算レートは下記の通りである。

換算レート： 1 US\$=44,682 Ngultrum. = 105.900 Yen

- 管理費および技術経費は直接費の10%と見積もった。
- 予備費はそれぞれの積算項目費用の10%を見積もった。
- すべての費用は、内貨、外貨に分けて算出し、US\$で示した。
- 工事単価と一式工事費にはそれぞれの国で必要な税金を含み、輸入材料及び機械に対するブータン国における税金、輸入関税等は含まれていない。
- 工事費には物価上昇による費用及び建設工事中の利子は含まれていない。

上記基準により積算したプロジェクトの工事費は次のとおりである。

工事費： US\$ 812,892,000.-

工事費の内訳をTable 12.1に、プロジェクトの年度別所要資金をTable 12.2に示した。

Table 12.1 Project Cost**Punatsangchhu Hydropower Project**

Unit: US\$ thousand

<u>Item</u>	<u>Local Currency</u>	<u>Foreign Currency</u>	<u>Total</u>
1 Preparatory Works	33,849	3,761	37,610
2 Civil Works	23,594	313,464	337,058
3 Hydromechanical Equipment	9,650	86,848	96,498
4 Electromechanical Equipment	15,410	138,690	154,100
5 Transmission Line	4,200	37,800	42,000
Total Direct Cost (A)	86,703	580,562	667,266
6 Engineering & Administration Cost	13,345	53,381	66,727
7 Land Acquisition & Compensation	5,000	0	5,000
8 Physical Contingency	10,505	63,394	73,899
Total Indirect Cost (B)	28,850	116,776	145,626
Total Construction Cost (A+B)	115,553	697,339	812,892
9 Interest during Construction	0	0	0
Total Project Cost (A+B+9)	115,553	697,339	812,892
Percentage (%)	14.2	85.8	100

Table 12.2 Disbursement Schedule

Unit : US\$ thousand

Year	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	Total	
				▼ Award of Contract (Main Civil Works)								
Preparatory Works	0	0	7,000	26,699	3,181	430	300	0	0	0	37,610	
Civil Works	0	0	0	45,466	43,760	95,061	78,359	39,601	1,105	33,706	337,058	
Hydromechanical Equipment	0	0	0	0	9,650	480	21,778	36,293	18,648	9,650	96,498	
Electromechanical Equipment	0	0	0	0	23,115	2,937	37,282	45,825	29,532	15,410	154,100	
400 kV Transmission Line	0	0	0	0	6,300	16,000	15,500	0	0	4,200	42,000	
Total Direct Cost	0	0	7,000	72,165	86,006	114,908	153,218	121,719	49,285	62,966	667,266	
Engineering & Administration Cost	0	0	700	8,007	10,009	12,678	16,682	13,345	5,305	0	66,727	
Land Acquisition & Compensation (LC)	0	0	5,000	0	0	0	0	0	0	0	5,000	
Physical Contingency	0	0	1,270	8,017	9,601	12,759	16,990	13,506	5,459	6,297	73,899	
Total Construction Cost	0	0	13,970	88,189	105,616	140,344	186,890	148,570	60,050	69,262	812,892	
LC	0	0	12,584	31,694	13,018	12,670	18,202	15,018	6,552	5,814	115,553	
FC	0	0	1,386	56,495	92,598	127,674	168,688	133,552	53,498	63,448	697,339	

13 環境に関する影響評価

13.1 環境影響評価書の作成

本プロジェクトの環境影響評価書は、ブータン国の電力局（DoP）および国際協力事業団（JICA）で作成した。作成にあたっては、初期環境調査（IEE）の調査結果を基に、DoP および国家環境委員会（NEC）と協議した結果決定した実施計画書（TOR）（Table 13.1）に沿って行った。

調査団は、プロジェクト実施に伴う環境への影響を調査し、環境影響評価書を作成するにあたり、1999年5月～2000年3月にかけて現地の自然および社会環境の詳細調査を実施した。

環境影響現地調査は、2000年3月に終了し、この結果をドラフト報告書としてまとめてDoPに提出した。この後調査団は最終報告書（ブナチャンチュ水力発電事業計画調査環境影響評価書：別添APPENDIX）を2000年7月に提出した。DoPはこれに基づいて2000年7月20日、21日にわたって計画地域および周辺住民への説明（Public Consultation）を行った。Public Consultationにおける説明と計画地域および周辺住民の意見は添付ANNEX 2に収録されている。

13.2 環境の現況

計画されるダム地点の河床標高は約1,090 m、発電所の放水口位置の標高は約840 mであり、その間の距離は約8 kmである。本計画地点およびその周辺は、比較的高い山に囲まれた急峻な地形となっている。気候は年間降雨量550～800 mm程度、月平均気温が6～28℃前後の地域となっている。

調査結果によれば、計画地点周辺の大気や河川の水質の状況は、大きな汚染の発生源もなく清浄であった。また、植物については、河川兩岸に沿って河床に近い場所では広葉樹林が、山の中腹から上に向かって松林が支配的になっていることが確認された。陸上動物では、多様かつ固有な動物の生息が報告されており、現地での目視調査、足跡調査および聞き取り調査等の結果、計画地点周辺には絶滅危惧種や保護動物種等として指定されている動物が数種生息するものと思われる。河川に生息する魚類は、3種確認されており、コイ科の一種であるAsalaがその大半を占めた。

社会環境の調査範囲については、Wangdue橋の南約2 kmの地点から約38 km南下したPinsa村付近までの河川に沿った兩岸各2.5 kmの幅とした。調査範囲内には35の村落があり、その人口は約4,200人である。住民のほとんどがDzongkha語を話すブータン人であり、多くの人が農業に従事している。

13.3 予測される環境への影響

(1) 物理環境

発電所および関連施設の建設に当たり砂利の採取や整地作業による土壌侵食や斜面の崩壊が考えられる。建設段階においては、工事作業からの埃の発生による影響が考えられる。稼働後の発電所は、大気汚染物質を発生するものはない。

工事に伴い濁水が発生する。発電所稼働後には約8 kmの減水区間が出現するが、また、計画される貯水池は水の交換が比較的早いため、水質の悪化につながる可能性は低いと考えられる。

(2) 生物環境

発電所建設および貯水池の出現に伴い必要となる樹木の伐採又は水没についても検討した。建設工事に伴う騒音が周辺に生息する動物に影響をあたえることも考えられるが、一時的なものである。種の保存を脅かすものではないと考えられるが、貴重な動物の報告もあるため慎重に工事を進めることが望まれる。発電所稼働後には約8 kmの減水区間が出現する。

(3) 社会環境

発電所建設に伴い、住民の移住および用地取得が必要となる。移転が必要となる住民の数は6世帯であり、私有地である27.1 haが用地取得の対象である。

13.4 影響緩和対策と費用

(1) 緩和対策

本プロジェクトが環境に与える影響を軽減するための主な影響緩和対策を以下に示す。

項目	影響緩和対策
地形、地質および土壌	斜面を覆土および緑化し安定化する。
大気質	工事作業から発生する埃は、サイクロン・フィルターの取り付けや頻繁な散水により削減する。
水質	沈砂池等の適切な方法により水質処理対策を実施する。
騒音	発生する騒音を軽減するため、極力低騒音型の機器を利用すると共に、基準適合車両の利用や交通量の規制等を行う。夜間における工事作業を制限する。
生物	工事終了後の裸地は周囲と同種の植物により再緑化する。減水区間には適切な維持流量を確保する。不法な樹木の伐採や密猟等を防止するために、監視所を設置する。
社会環境	適切な補償を行うと同時に十分に計画された移住計画に基づき実施する。

(2) 環境対策費用

環境対策に関連する費用としては、影響緩和対策実施費用および環境モニタリング計画実施費用がある。影響緩和対策実施費用 (Table 13.2) には、動植物、大気、水質、土壌、衛生の保全対策や住民移転に伴い発生する対策費用等が含まれ、総額Nu 211.56 百万(約US\$ 5.04百万)が予定されている。

環境モニタリング計画実施費用 (Table 13.3) には、水質や生態系、公衆衛生等をモニタリングする費用として、年間Nu 1.92百万 (約US\$ 0.046百万)が予定されている。

(6) 結論

プロジェクトを実施する場合には、ブータン国が目指している国内産業の活性化による社会経済および国民生活の向上に不可欠な、豊富な水力によるエネルギー源の開発を行うことが可能である。本計画を実施することにより、年間4,330 GWhの電力を創出し、約6,900,000,000 Nu/年 (1.5 Nu/kWh計算) の電力収入が見込まれることとなる。また、雇用の創出や道路整備、工業等の他のセクターの成長を刺激することなど、地元経済に貢献するものである。

プロジェクト実施による環境への影響は、極力低減された設計となっており、最新の技術により緩和される。建設段階における影響は最小であると予測され、また、必要な影響緩和対策は全て実施される計画である。

一方、本プロジェクトを実施しない場合には、ブータン国にとって重要な施策のひとつである、インド国への電力輸出による外貨獲得の一つの機会が失われることになるだろう。

**Table 13.1 Final TOR for the Environmental Impact Assessment on
Punatsangchhu Hydropower Project**

Final TOR	Remarks
<p>1. Executive Summary</p> <p>The summary will be a concise non-technical description of the salient features of the project, its alternatives if any, existing environment, anticipated environmental impacts and mitigation measures adequately and accurately covered.</p>	<p>An alternative of "doing nothing" will be compared with the proposed to see the merits and demerits between the two cases.</p>
<p>2. Policy, Legal and Administrative Framework</p> <ul style="list-style-type: none"> - Government policy regarding power development - Legal and administrative framework for environmental assessment of a hydropower project 	<p>The item "Government policy regarding power development" may be omitted, if the same subject will have been covered by other part of the Feasibility Study.</p>
<p>3. Description of the Proposed Project</p> <p>Provide information on the following:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Location of project-related development sites b. General layout of facilities at project-related development sites c. Main design specifications of the project d. Pre-construction activities e. Construction activities f. Project schedule g. Staffing and support system for construction and operation h. Facilities and services 	<p>To provide maps at appropriate scales to illustrate the general setting of project-related development sites, as well as surrounding areas likely to be environmentally affected. These maps will include topographic contours, as available, as well as locations of major surface waters, roads, town center and concerned villages, parks and preserves, and political boundaries, if any. Also to provide, as available, maps to illustrate existing land use, including industrial, residential, commercial and institutional development, agriculture, etc.</p> <p>The facility and services will mean those required for project staff members and workers during construction and operation. Examples are the dwellings, health services, etc. The access road(s) will also be described, if it would be constructed.</p>

Final TOR	Remarks
<p>4. Description of the Environment</p> <p>a. Physical Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Geology, Topography and Soils (b) Meteorology (c) Hydrology (d) Air Quality (e) Water Quality (f) Noise (g) Sediments <p>b. Biological Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Terrestrial Flora and Fauna (b) Aquatic Flora and Fauna (c) Rare, endangered or protected species in the project areas and its vicinity <p>c. Socioeconomic and Cultural Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Population Characteristics and Demographics (b) Occupation/Economic Activities (c) Land Use Pattern (d) Community structure (e) Employment and labor market (f) Recreation (g) Public health (h) Education (i) Cultural properties (j) Indigenous or ethnic peoples 	<p>To present, evaluate and assemble the baseline data on the environmental characteristics of the study area. The study area will include the project site area and its vicinity. The power transmission line route will also be covered to the extent meaningful and possible.</p> <p>It is noted that the area to be covered by each item listed in the left column will be defined on the required and meaningful basis. Therefore, the area for one item will be different from that of other item. The details will be clarified in the detailed scope of work for the EIA.</p>

Final TOR	Remarks
<p>5. Anticipated Environmental Impacts</p> <p>Potential environmental impacts will be identified for both of construction and operation phase3s. Also to be covered will be the potential impacts in connection with the power transmission line.</p> <p>a. Construction Phase</p> <p>a) Physical Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Geology, Topography and Soils (b) Air Quality (c) Hydrology and Water Quality (d) Noise <p>b) Biological Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Terrestrial and aquatic flora/fauna <p>c) Socioeconomic and Cultural Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Concerned Villages (b) Employment Issue (c) Economic Activities (d) Land Use (e) Public Health (f) Recreation/Cultural Properties <p>b. Operation Phase</p> <p>a) Physical Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Geology, Topography and Soils (b) Hydrology (c) Water Quality (d) Sediment <p>b) Biological Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Terrestrial and aquatic flora/fauna 	<p>Identify all significant changes which the project would incur. These would include changes in the following : employment opportunities, wastewater effluents, air emissions, land use, infrastructure, exposure to potential water-borne diseases, noise, traffic, socio-cultural behavior. Assess the impacts from changes brought about by the project on baseline environmental conditions as described above under section 4.</p> <p>In this analysis, distinguish between significant positive and negative impacts, direct and indirect impacts and immediate and long-term impacts.</p> <p>Also identify potential impacts which may occur in connection with the followings :</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Potential impacts in connection with quarrying activity, construction of access road(s) and power transmission line (2) Potential impacts in connection with construction and operation of dwellings for project staff members and workers (3) Potential issues in connection with occupational health and safety (4) Potential air pollution during construction (5) Potential soil erosion (6) Potential impact analysis in connection with hypothetical dam failure or overflow due to extreme flooding

Final TOR	Remarks
<p>c) Socioeconomic and Cultural Environment</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Local Communities (b) Employment Issue (c) Economic Activities (d) Land Use (e) Public Health (f) Recreation/Cultural Properties <p>c. Other Impacts During Construction and Operation Phase</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Transmission Line (b) Dwellings and access road(s) (c) Hypothetical dam failure or overflow due to extreme flooding 	
<p>6. Mitigation Measures and Plans</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Measures and plans for potential physical impacts b. Measures and plans for potential biological impacts c. Measures and plans for potential socioeconomic and cultural impacts <ul style="list-style-type: none"> 1) People resettlement plan when deemed necessary 2) Compensations 3) Others 	<p>For the proposed project, will recommend feasible and cost-effective measures to prevent or mitigate potential significant negative impacts. Will also include the measures to address emergency response requirements for potential accidental events, if any.</p> <p><u>It must be noted that the "People resettlement and compensation plans" shall be prepared by the project proponent, i.e. the Hydrology Unit, Division of Power, Ministry of Trade & Industry, the Government of Bhutan. The JICA Study Team will assist the DOP for the preparation of the plans. It should also be noted that the plan(s) will usually become a key issue of the EIA which will be paid attention by potential funding organization(s) in future.</u></p>
<p>7. Environmental Monitoring Plan</p> <p>Prepare a basic plan to monitor the implementation of mitigation measures and the potential impacts of the project during construction and operation.</p>	

Final TOR	Remarks
8. Cost-Benefit Analyses for taking certain measures which would require balance between cost and benefit	
9. Comparison between the Project and the "doing nothing" cases for their merits and demerits	
10. Conclusion and Recommendations	
11. List of References	

Table 13.2 Cost for implementing Environmental Management Plan

S. No.	Item	Cost (Nu million)
1	Sanitary facilities in labour camps	5.25
2	Solid waste collection & disposal system	3.00
3	Environmental Management in road construction	10.00
4	Compensatory afforestation	20.35
5	Construction of settling tanks	0.50
6	Wildlife conservation	38.58
7	Control of water-related diseases	61.00
8	Control of air pollution	2.00
9	Stabilization of muck disposal sites	25.00
10	Sustenance of riverine fisheries	8.00
11	Maintenance of Environmental Cell	31.08
12	Area development activity (ADA)	4.60
13	R&R	2.20
	Total	211.56

Table 13.3 Cost for implementing Environmental Monitoring Program

S. No.	Item	Cost (Nu million/year)
1	Water quality	0.08
2	Soil quality	0.10
3	Ecology	0.50
4	Riverine fisheries and aquatic ecology	0.50
5	Public health	0.50
6	Scholarship to students (as part of ADA)	0.24
	Total	1.92

14 経済および財務評価

14.1 検討方法

経済評価はある計画を実施することに伴う経済的インパクトを国家経済の観点から計測することを目的としている。本計画では通常使用されているキャッシュ割引フロー法により経済価格によって表わされた費用と便益の比較を行なう。

各設備ごとの初期投資額、運転維持費、設備更新費（技術管理費および予備費を含む）を本計画の費用とした。本計画のようなプロジェクトにおいて適切であろうと考えられる以下二種類の便益を使用した。

(1) 売電収入

本計画の目的は発生電力をインド国へ輸出することであり、それによってブータン国としては外貨獲得が可能となる。従って、Chhukha発電所のkWh当たりの電力料金単価（Nu.1.5 /kWh = US3.482 cents/kWh）を売電単価として採用する。これに販売可能電力量（4,133 GWh）を乗じて得られる年間の売電収入額143,933千US\$を年間の財務便益として使用する。

(2) 代替火力費用

本計画が実現されない場合、その代わりとしてインド国への売電を目的として建設されるであろう本計画と同等のサービスを提供し得る代替発電計画の経済費用をもって本計画の経済的便益とする。コストとして代替発電所建設費、O&M費（燃料費込み）を見積もる。本計画の電力供給パターン特性を反映して、ガスタービン発電所および石炭火力発電所を代替火力プラントとして選定した。

14.2 経済評価

計画開始年の経済費用の総現在価値は571,421千US\$である（割引率10%、以下同じ）。売電収入を便益とした場合の経済便益の総現在価値は769,240千US\$である。従って純現在価値（B-C）は197,819千US\$、B/Cは1.35と計算される。経済的内部収益率（EIRR）は13.1%となった。（Table 14.1参照）

一方、代替火力費用を便益とした場合の経済便益の総現在価値は1,131,015千US\$である。従って純現在価値（B-C）は571,421千US\$、B/Cは1.98と計算される。経済的内部収益率（EIRR）は29.8%となった。（Table 14.2参照）

純現在価値（NPV: B-C）、便益費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）の各指標をまとめると以下に示す通りである。

	便 益		評価基準	割引率
	売電収入	代替火力		
NPV	430,524	812,385	>0	8%
	197,819	559,594	>0	10%
	55,789	395,264	>0	12%
B/C	1.67	2.27	>1	8%
	1.35	1.98	>1	10%
	1.11	1.76	>1	12%
EIRR	13.1%	29.8%	>資本の機会費用	

14.3 財務評価

財務評価はある計画が企業会計の立場から見て成立するかどうかを検討する。分析手法としてはキャッシュ割引フロー法を採用する。評価指標として資金調達形態にかかわらずプロジェクト本来の収益性を評価するための、総資本財務的内部収益率（FIRR on investment）を算出する。

(1) 財務費用

本計画の財務費用は市場価格による初期投資額、機器更新費用およびO&M費である。このうち初期投資額および機器更新費用については第12章記載の工事費を採用した。

(2) 財務便益

本計画の財務便益は電力販売収入である。ここではChhukha発電所のkWh当たりの現行電力料金単価をインド国への輸出単価として採用する。なお、ドル貨への換算は料金改定が行なわれた1999年6月の平均為替レートUS\$1 = Nu. 43.08を使用した（Nu.1.5/kWh = US 3.482 cents/kWh）。これに販売可能電力量（4,133.6 GWh）を乗じて得られる年間の売電収入額143,933千ドルを年間の財務便益として使用する。

総資本に対する財務的内部収益率(FIRR)を財務収入に基づき計算した（Table 14.3参照）。評価の結果、本計画は財務的に健全なプロジェクトであると判断される。

項 目	計算結果	評価基準
FIRR	13.1%	> 借入金利

14.4 感度分析

経済分析および財務分析の各指標に関して、前提条件が悪い方向に変化した場合の感度分析を行なった。検討を行なった項目は以下の通りである。なお、売電単価については採用した単価が下限値であるとの理解から、感度分析の対象からは外した。

(1) 便益：売電収入

売電収入を便益とした場合に関し、以下のケースを想定して感度分析を行なった。なお、割引率は10%を使用した。

- 1) 発生電力量が10%減少した場合
- 2) 発生電力量が20%減少した場合
- 3) 建設費が10%増加した場合
- 4) 建設費が20%増加した場合
- 5) 発生電力が10%減少し、建設費が10%増加した場合
- 6) 発生電力が10%減少し、建設費が20%増加した場合

項目	NPV	B/C	EIRR	FIRR
ケース1	120,895	1.21	12.0%	12.0%
ケース2	43,971	1.08	10.7%	10.7%
ケース3	141,203	1.22	12.1%	12.1%
ケース4	84,587	1.12	11.2%	11.2%
ケース5	64,279	1.10	11.0%	11.0%
ケース6	7,663	1.01	10.1%	10.1%

(2) 便益：代替火力費用

代替火力費用を便益とした場合に関し、以下のケースを想定して感度分析を行なった。
なお、割引率は10%を使用した。

- 1) 代替便益が10%減少した場合
- 2) 代替便益が20%減少した場合
- 3) 建設費が10%増加した場合
- 4) 建設費が20%増加した場合
- 5) 代替便益が10%減少し、建設費が10%増加した場合
- 6) 代替便益が10%減少し、建設費が20%増加した場合

項目	NPV	B/C	EIRR
ケース1	303,975	1.59	25.1%
ケース2	212,677	1.41	20.8%
ケース3	345,068	1.61	25.7%
ケース4	294,872	1.48	22.4%
ケース5	253,644	1.45	21.7%
ケース6	203,317	1.33	18.9%

以上から、前提条件が悪化した場合においても、本計画は経済・財務的に健全なプロジェクトであると判断できる。

Table 14.1 Economic Evaluation (Tariff)

(Unit: 1000 US dollars)

No.	COST				BENEFIT			B - C
	Construction Cost	T/L Cost	O & M Cost	Total	Energy Generation (MWh)		Total	
					Firm	Secondary		
-7	13,970	0		13,970			0	-13,970
-6	87,635	554		88,189			0	-88,189
-5	98,224	7,392		105,616			0	-105,616
-4	122,286	18,058		140,344			0	-140,344
-3	169,458	17,432		186,890			0	-186,890
-2	148,571	0		148,571			0	-148,571
-1	60,050	0	3,789	63,839	605,246	1,461,563	71,966	8,128
1	64,600	4,662	7,578	76,840	1,210,491	2,923,127	143,933	67,093
2			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
3			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
4			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
5			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
6			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
7			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
8			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
9			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
10			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
11			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
12			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
13			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
14			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
15			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
16			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
17			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
18			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
19			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
20			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
21			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
22			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
23			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
24		554	7,578	8,132	1,210,491	2,923,127	143,933	135,801
25		7,392	7,578	14,970	1,210,491	2,923,127	143,933	128,963
26		18,058	7,578	25,636	1,210,491	2,923,127	143,933	118,297
27		17,432	7,578	25,010	1,210,491	2,923,127	143,933	118,923
28		0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
29	0	0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
30	32,765	4,662	7,578	45,004	1,210,491	2,923,127	143,933	98,928
31	3,417		7,578	10,994	1,210,491	2,923,127	143,933	132,938
32	59,059		7,578	66,637	1,210,491	2,923,127	143,933	77,296
33	82,118		7,578	89,695	1,210,491	2,923,127	143,933	54,237
34	48,180		7,578	55,757	1,210,491	2,923,127	143,933	88,175
35	25,060		7,578	32,637	1,210,491	2,923,127	143,933	111,295
36			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
37			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
38			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
39			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
40			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
41			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
42			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
43			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
44			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
45			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
46			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
47			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
48			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
49			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
50	-107,399	-32,066	7,578	-131,887	1,210,491	2,923,127	143,933	275,820
Total	907,992	64,131	382,673	1,354,796	61,129,818	147,617,903	7,268,596	5,913,799
i = 10%				PV (Cost):	571,421	PV (Benefit):	769,240	197,819
				Firm		Secondary	NPV	197,819
				Tariff (US\$/MWh):	34.82		B/C	1.35
							EIRR	13.1%

Table 14.2 Economic Evaluation (Alternative Thermal)

(Unit: 1000 US dollars)

No.	Cost: Punatsangchu Hydropower				Benefit: Alternative Thermal Power Project							B - C
	Construction	T/L	O & M	Total	Gas Turbine Plant			Coal fired Power Plant *			Total	
					Construction	O & M	Fuel	Construction	O & M	Fuel		
Cost	Cost	Cost	Cost	Cost	Cost	Cost	Cost	Cost	Cost	Cost		
-7	13,970	0		13,970							0	-13,970
-6	87,635	554		88,189							0	-88,189
-5	98,224	7,392		105,616				42,826			42,826	-62,790
-4	122,286	18,058		140,344				86,580			86,580	-53,764
-3	169,458	17,432		186,890				165,152			165,152	-21,738
-2	148,571	0		148,571	20,101			236,522			256,623	108,052
-1	60,050	0	3,789	63,839	24,568	670	8,264	275,942	19,865	26,106	355,415	291,577
1	64,600	4,662	7,578	76,840		1,340	16,529	1,998	39,729	52,213	111,809	34,969
2			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
3			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
4			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
5			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
6			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
7			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
8			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
9			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
10			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
11			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
12			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
13			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
14			7,578	7,578	20,101	1,340	16,529		39,729	52,213	129,912	122,334
15			7,578	7,578	24,568	1,340	16,529		39,729	52,213	134,379	126,801
16			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
17			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
18			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
19			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
20			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
21			7,578	7,578		1,340	16,529	39,420	39,729	52,213	149,231	141,653
22			7,578	7,578		1,340	16,529	78,841	39,729	52,213	188,651	181,073
23			7,578	7,578		1,340	16,529	157,681	39,729	52,213	267,492	259,914
24		554	7,578	8,132		1,340	16,529	236,522	39,729	52,213	346,332	338,200
25		7,392	7,578	14,970		1,340	16,529	279,348	39,729	52,213	389,158	374,188
26		18,058	7,578	25,636		1,340	16,529	7,739	39,729	52,213	117,550	91,914
27		17,432	7,578	25,010		1,340	16,529	7,471	39,729	52,213	117,281	92,272
28		0	7,578	7,578		1,340	16,529	0	39,729	52,213	109,811	102,233
29	0	0	7,578	7,578	20,101	1,340	16,529	0	39,729	52,213	129,912	122,334
30	32,765	4,662	7,578	45,004	24,568	1,340	16,529	1,998	39,729	52,213	136,377	91,372
31	3,417		7,578	10,994		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	98,816
32	59,059		7,578	66,637		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	43,174
33	82,118		7,578	89,695		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	20,115
34	48,180		7,578	55,757		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	54,053
35	25,060		7,578	32,637		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	77,173
36			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
37			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
38			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
39			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
40			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
41			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
42			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
43			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
44			7,578	7,578	20,101	1,340	16,529		39,729	52,213	129,912	122,334
45			7,578	7,578	24,568	1,340	16,529		39,729	52,213	134,379	126,801
46			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
47			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
48			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
49			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
50	-107,399	-32,066	7,578	-131,887	-29,779	1,340	16,529		39,729	52,213	80,031	211,918
Total	907,992	64,131	382,673	1,354,796	148,897	67,674	834,694	1,618,038	1,946,735	2,558,419	7,312,371	5,957,574
i = 10%				PV (Cost)	571,421	PV (Benefit):				1,131,015	559,594	
* Note: Coal fired plant cost includes transmission line cost.												
											NPV	559,594
											B/C	1.98
											EIRR	29.8%

Table 14.3 Financial Evaluation

(Unit: 1000 US dollars)

No.	COST				BENEFIT			B - C	
	Construction Cost	T/L Cost	O & M Cost	Total	Energy Generation (MWh)		Total		
					Firm	Secondary			
-7	13,970	0		13,970			0	-13,970	
-6	87,635	554		88,189			0	-88,189	
-5	98,224	7,392		105,616			0	-105,616	
-4	122,286	18,058		140,344			0	-140,344	
-3	169,458	17,432		186,890			0	-186,890	
-2	148,571	0		148,571			0	-148,571	
-1	60,050	0	3,789	63,839	605,246	1,461,563	71,966	8,128	
1	64,600	4,662	7,578	76,840	1,210,491	2,923,127	143,933	67,093	
2			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
3			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
4			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
5			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
6			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
7			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
8			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
9			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
10			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
11			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
12			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
13			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
14			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
15			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
16			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
17			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
18			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
19			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
20			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
21			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
22			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
23			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
24		554	7,578	8,132	1,210,491	2,923,127	143,933	135,801	
25		7,392	7,578	14,970	1,210,491	2,923,127	143,933	128,963	
26		18,058	7,578	25,636	1,210,491	2,923,127	143,933	118,297	
27		17,432	7,578	25,010	1,210,491	2,923,127	143,933	118,923	
28		0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
29	0	0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
30	32,765	4,662	7,578	45,004	1,210,491	2,923,127	143,933	98,928	
31	3,417		7,578	10,994	1,210,491	2,923,127	143,933	132,938	
32	59,059		7,578	66,637	1,210,491	2,923,127	143,933	77,296	
33	82,118		7,578	89,695	1,210,491	2,923,127	143,933	54,237	
34	48,180		7,578	55,757	1,210,491	2,923,127	143,933	88,175	
35	25,060		7,578	32,637	1,210,491	2,923,127	143,933	111,295	
36			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
37			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
38			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
39			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
40			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
41			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
42			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
43			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
44			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
45			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
46			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
47			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
48			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
49			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355	
50	-107,399	-32,066	7,578	-131,887	1,210,491	2,923,127	143,933	275,820	
Total	907,992	64,131	382,673	1,354,796	61,129,818	147,617,903	7,268,596	5,913,799	
i = 10%		PV (Cost):			571,421	PV (Benefit):		769,240	197,819
				Firm	Secondary				
				Tariff (US\$/MWh):	34.82	34.82	FIRR	13.1%	

15 資金調達と開発シナリオ

15.1 調達シナリオ

本計画の実施に必要とされる所要資金は、直接工事費と間接費を含み、総額813百万US\$（西暦2000年ベース）である。

この所要資金額には、物価上昇に対する予備費（Price Contingency）および建設中利子を含まない。

このため、本計画実施の上で、従来通りの二国間・多国間援助による資金調達の他に、BOT/IPPなどの水力ビジネスモデルにおける新しい資金調達、これを可能にする為に必要と考えられる組織改革や政策等を検討することが重要である。

1) シナリオA(既設水力発電所方式)

このシナリオは、既設のChhukha水力発電所と建設中のTala水力発電所のケースを参考にしたもので、インド国政府からのグラントを60%とし、残りの40%をサプライヤーズ・クレジット等で実施する方法である。

この調達方法は既の実績があり、グラント提供者がインド国であることから電力引取りに対する不安材料がなく、それらの発電プロジェクトが順調に運営されていることから、信頼性は高く、不安材料が極めて少ない。

しかし、インド国が今後とも同様のグラントを提供できるかどうか、電力取引契約においてインド国の立場が強くブータン国の主体性がやや霞むのではないかと懸念が残る。

2) シナリオB(BOT/IPPベース)

Private Sector Financingによる開発方式で、Equity（事業者の自己資本；事業者発電会社への投資資金）と、不足分をローンにより賄い、プロジェクト収益で負債を返済する、所謂プロジェクト・ファイナンス方式である。

この方法は、現在ラオスで進行中の水力発電プロジェクトと同様で、いかにプロジェクトの信用性を高めてEquityを集めるかと、いかにして長期かつ低金利のプロジェクト・ローンを調達するかということが主な課題である。

3) シナリオC(地域を対象としたODA)

本計画を、東インド地域とブータン国を視野に入れた国境を超えた地域開発プロジェクトであると考え、開発における経済性と合理性および地球規模の環境を考慮した計画と捉える方法である。

多国を対象としたODAは、例がすくなく手続きも大変で複雑であると考えられるが、グローバルな観点から、ADBなどの地域開発国際金融機関をリーダーとした開発援助によりプロジェクトを実施するという開発方式が考えられる。

15.2 まとめ

本計画の資金量が、ブータン国の経済規模に比べ膨大であることから、資金ソースを想定し、ケーススタディによって融資返済計画を検討した。その結果、キャッシュフローの債務に対する割合を表す債務返済比率（DSCR）と融資返済期間債務比率（LLCR）、および財務的発電コスト（FGC）とも基準値を上回っており、採算の点からも問題がないことが確認された。

本計画の実施は、どのような場合でもインド国との売電契約（PPA）を締結することが前提である。またインド国内の超高压送変電網整備という物理的な条件が整うことが前提となる。

売電収入確保に関しては、PPAのほかに、ブータン国政府とインド国政府の二国間協定が必要である。この場合、支払いの一部または全部が国際機軸通貨で行われる合意ができれば、資金調達の選択の幅を広げることになる。さらに両国に強い影響を与える国際金融機関の保証をとりつけることは、プロジェクトを進める上で大切である。

従って計画推進のために、資金調達のための具体的活動を開始することが必要であるが、インド送電公社（GOI/PGCI）、西ベンガル州電力庁（WBSEB）へのアプローチおよび広報活動は重要である。

民間事業者を参入させることによって事業者（政府）の債務負担を軽減するBOT/IPP方式を選択肢として持つべきである。このために、電力セクターの機構改革および電気事業法等の法整備による、先進国および民間投資家の投資インセンティブ、資金セキュリティの確保、投資環境の整備は重要である。

Table 15.1 Financial Analysis (A-1): Summary

Scenario:	AAA																			
Construction Cost	934.36 US\$/kW																			
Finance Proportion	<table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr> <td></td> <td>Bhutan</td> <td>Others</td> </tr> <tr> <td>Equity Share</td> <td>100%</td> <td>0%</td> </tr> <tr> <td>Debt/Equity</td> <td>Debt</td> <td>Equity</td> </tr> <tr> <td></td> <td>60%</td> <td>40%</td> </tr> </table>			Bhutan	Others	Equity Share	100%	0%	Debt/Equity	Debt	Equity		60%	40%						
	Bhutan	Others																		
Equity Share	100%	0%																		
Debt/Equity	Debt	Equity																		
	60%	40%																		
Installed Capacity	870.00 MW																			
Energy Generation	4,330.00 GWh																			
Salable energy	4,133.62 GWh																			
	Firm	1,210.49 GWh																		
	Secondary	2,923.13 GWh																		
Construction cost																				
Before price escalation	812.89 M.US\$																			
After price escalation	876.26 M.US\$																			
Financial Budget	945.13 M.US\$																			
	<table border="1" style="margin-left: 20px;"> <thead> <tr> <th>Financial Items</th> <th>Bhutan</th> <th>Private</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Own Finance</td> <td>350.50</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>Loan amount</td> <td>525.75</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>IDC</td> <td>68.88</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>Royalty</td> <td>0.00</td> <td>0.00</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>945.13</td> <td>0.00</td> </tr> </tbody> </table>		Financial Items	Bhutan	Private	Own Finance	350.50	0.00	Loan amount	525.75	0.00	IDC	68.88	0.00	Royalty	0.00	0.00	Total	945.13	0.00
Financial Items	Bhutan	Private																		
Own Finance	350.50	0.00																		
Loan amount	525.75	0.00																		
IDC	68.88	0.00																		
Royalty	0.00	0.00																		
Total	945.13	0.00																		
Export/Domestic Ratio for salable energy																				
Export	100%																			
Domestic	0%																			
Initial Power Tariff																				
Firm	39.21 US\$/MWh																			
Secondary	100%	39.21 US\$/MWh																		
Power Tariff Escalation																				
Firm																				
Secondary																				

Inflation (in terms of US dollar)	
Foreign	2.0%
Domestic	2.0%
Financial Condition (I)	
Interest rate for IDC	10.0%
Interest after operation	10.0%
Repayment Period(net)	8
Grace Period (years)	4
Gov't Own finance	100.0%
Financial Condition (II)	
Interest rate for IDC	0.0%
Interest after operation	0.0%
Repayment Period(net)	0
Grace Period (years)	0
Royalty for Construction Period	0%
Royalty from Operation onwards	0%

<i>Financial Indices</i>	
Debt Service Coverage Ratio	
Average for Finance (I)	2.68
Average for Finance (II)	-
Loan Life Coverage Ratio	
For Finance (I)	2.03
For Finance (II)	-
Financial Generation Cost at Year 1	
	2.82 cent/kWh
(Discount rate=	10%)

Table 15.2 Financial Analysis (B-1): Summary

Scenario:	BBB		Inflation (in terms of US dollar)																		
Construction Cost	934.9 US\$/kW		Foreign	2.0%																	
			Domestic	2.0%																	
Finance Proportion			Financial Condition (I)																		
Equity Share		<table border="1"><tr><th>Bhutan</th><th>Others</th></tr><tr><td>33%</td><td>67%</td></tr></table>	Bhutan	Others	33%	67%	Interest rate for IDC	7.0%													
Bhutan	Others																				
33%	67%																				
Debt/Equity		<table border="1"><tr><th>Debt</th><th>Equity</th></tr><tr><td>70%</td><td>30%</td></tr></table>	Debt	Equity	70%	30%	Interest after operation	7.0%													
Debt	Equity																				
70%	30%																				
			Repayment Period (net)	25																	
Installed Capacity	870.00 MW		Grace Period (years)	6																	
Energy Generation	4,330.00 GWh		Govt Own finance	100.0%																	
Salable energy	4,133.62 GWh																				
	Firm	1,210.49 GWh	Financial Condition (II)																		
	Secondary	2,923.13 GWh	Interest rate for IDC	10.0%																	
			Interest after operation	10.0%																	
Construction cost			Repayment Period (net)	12																	
Before price escalation	813.40 M.US\$		Grace Period (years)	4																	
After price escalation	876.26 M.US\$																				
Financial Budget	1,051.67 M.US\$		Royalty for Construction Period	0%																	
			Royalty from Operation onwards	15%																	
	<table border="1"><tr><th>Financial Items</th><th>Bhutan</th><th>Private</th></tr><tr><td>Own Finance</td><td>86.75</td><td>176.13</td></tr><tr><td>Loan amount</td><td>202.42</td><td>410.96</td></tr><tr><td>IDC</td><td>117.18</td><td>58.23</td></tr><tr><td>Royalty</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr><tr><td>Total</td><td>406.35</td><td>645.32</td></tr></table>	Financial Items	Bhutan	Private	Own Finance	86.75	176.13	Loan amount	202.42	410.96	IDC	117.18	58.23	Royalty	0.00	0.00	Total	406.35	645.32		
Financial Items	Bhutan	Private																			
Own Finance	86.75	176.13																			
Loan amount	202.42	410.96																			
IDC	117.18	58.23																			
Royalty	0.00	0.00																			
Total	406.35	645.32																			
Export/Domestic Ratio for salable energy																					
Export	100%																				
Domestic	0%																				
Initial Power Tariff																					
Firm	39.21 US\$/MWh																				
Secondary	100%	39.21 US\$/MWh																			
Power Tariff Escalation																					
Firm																					
Secondary																					

<i>Financial Indices</i>	
Debt Service Coverage Ratio	
Average for Finance (I)	3.62
Average for Finance (II)	1.45
Loan Life Coverage Ratio	
For Finance (I)	1.73
For Finance (II)	1.42
Financial Generation Cost at Yeat 1	3.07 cent/kWh
(Discout rate=	10%)

16 今後の調査

次の追加調査を行うことが重要である。

(1) 水文調査

信頼性をさらに高めるための水文調査を継続すべきである。計画流域の源流域における氷河湖観測、モレーンからの流出量、気象、降水調査を行うこと。可能ならば、GLOFによる土砂移動の実態調査を行うべきである。

(2) 地質調査

ダム地点：ダム右岸岩盤における透水性及び地下水位、基盤の物性値を詳細に把握する必要がある。詳細設計段階におけるコアボーリング、透水試験、調査横坑を中心とし各種の原位置試験を含む調査を行うことが望まれる。

導水路トンネル：導水路トンネルに沿う調査は、アクセスも困難であるが弾性波探査を中心とした調査が考えられる。

調圧水槽及び発電所地点：片理面に沿う攪乱帯の分布と性状をより詳細に調査する必要がある。

(3) 送電線ルート

A（発電所-Sarpang-Bongaigaon）、B（発電所-Kerabari-Coach Bihar）ルートの詳細比較検討のための調査。

JICA