

第9章 建設工事

第9章 建設工事

9.1 工事工程	9 - 1
9.1.1 一般	9 - 1
9.1.2 年度別工事実施概要	9 - 1
9.2 施工計画	9 - 6
9.2.1 地域条件および輸送路	9 - 6
9.2.2 建設用設備	9 - 11
9.2.3 建設用資機材の調達	9 - 14
9.2.4 主要構造物の施工	9 - 14
9.3 建設工事費	9 - 16
9.3.1 概要	9 - 16
9.3.2 工事費積算項目	9 - 16
9.3.3 直接工事費	9 - 18
9.3.4 間接工事費	9 - 20
9.3.5 内貨(L.C)と外貨(F.C)の区分	9 - 21
9.3.6 建設工事費	9 - 21

TABLE LIST

	Page
Table 9-1 Construction Schedule of Chespi Hydro-Power Project	9-3
Table 9-2 Plan of Transmission Line	9-12
Table 9-3 Compensation Cost	9-20
Table 9-4 Estimated Construction Cost	9-22
Table 9-5 Annual Investment Cost	9-23

FIGURE LIST

Fig. 9-1 Road Map of Ecuador	9-7
Fig. 9-2 Construction Scheme	9-9

第 9 章 建設 工 事

9.1 工 事 工 程

9.1.1 一 般

Chespi水力発電計画は、第3章電力需要供給計画で述べたように、1995年に運転開始されるのが妥当である。

上記の年次に運転開始を行うためには建設工事期間が5カ年と見積もられるので地形測量、地質調査工事、水文、気象等の資料収集を早急に終了させ、直ちに詳細設計および仕様書を作成し、引き続きTender and Contractに必要な手続を完成して1990年1月には本工事を着工する必要がある。

なお、工事に必要な準備工事としてPuente-Peruchoからダム地点を通り発電所地点までの約32kmの道路は1989年12月までに完成させておく必要がある。

以上の条件を前提として本計画の工事工程をTable 9-1の通り立案した。

9.1.2 年度別工事実施概要

1) 工事開始第1年目

約6ヶ月間で連絡道路、工事用送配電線および事務所、宿泊設備等の準備工事を行う。

ダム工事は仮排水トンネルの大部分を完成させる。この仮排水トンネルの設計対象洪水量は第2年目6月のダム掘削開始からダムコンクリートが排砂設備まで打設される第4年目6月までの3年間に対応できる洪水量の450m³/秒を設定した。

導水路トンネルはNo.1、No.2作業坑を完成させ本トンネルの掘削を行う。

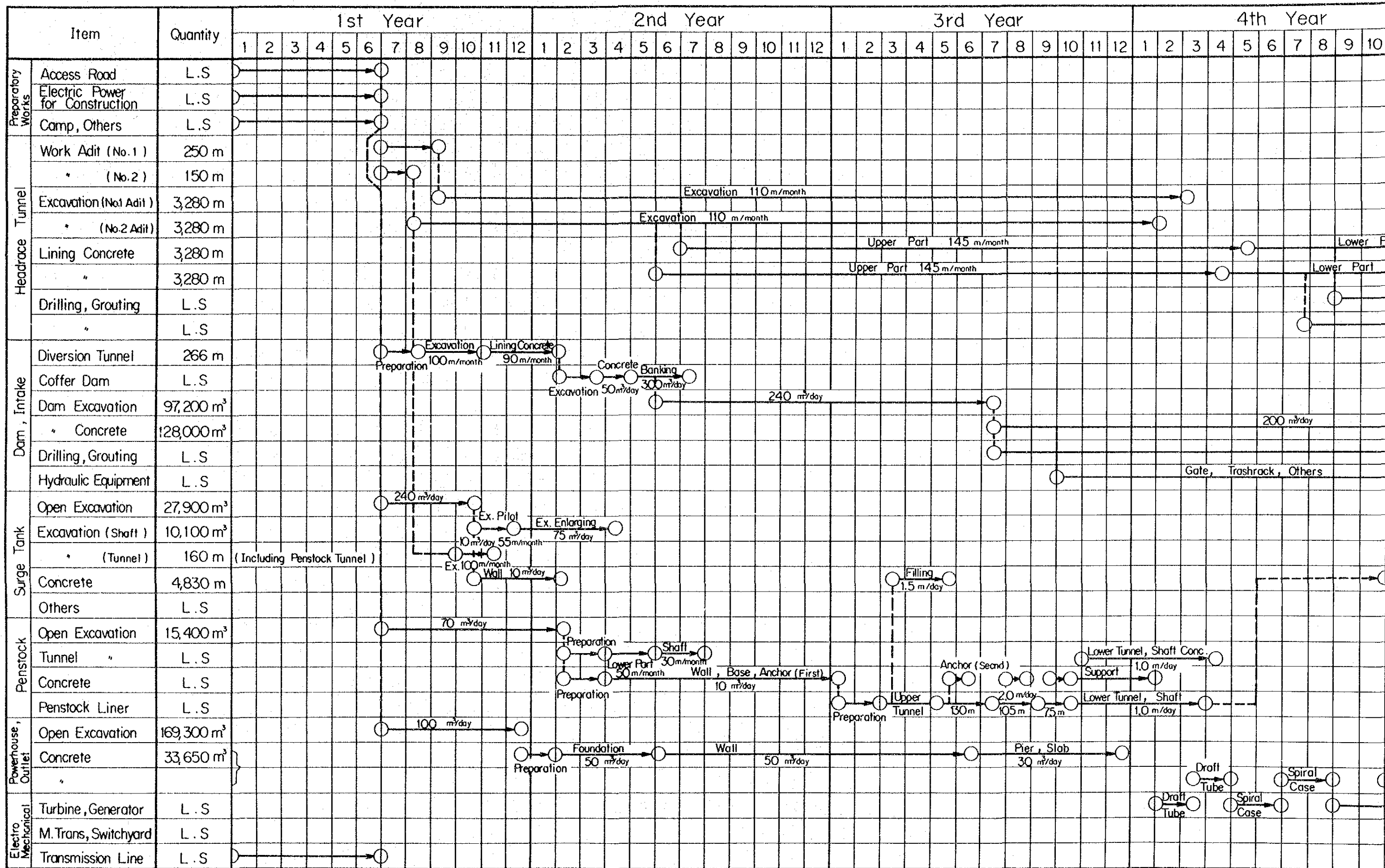
調圧水槽は上部堅坑を明り掘削で施工し、擁壁コンクリートを打設する。また、堅坑部は先進導坑(Pilot Shaft)を貫通させ、トンネル部はNo.2作業坑から掘削を完成させる。

水圧管路は明り掘削の大半を完了する。

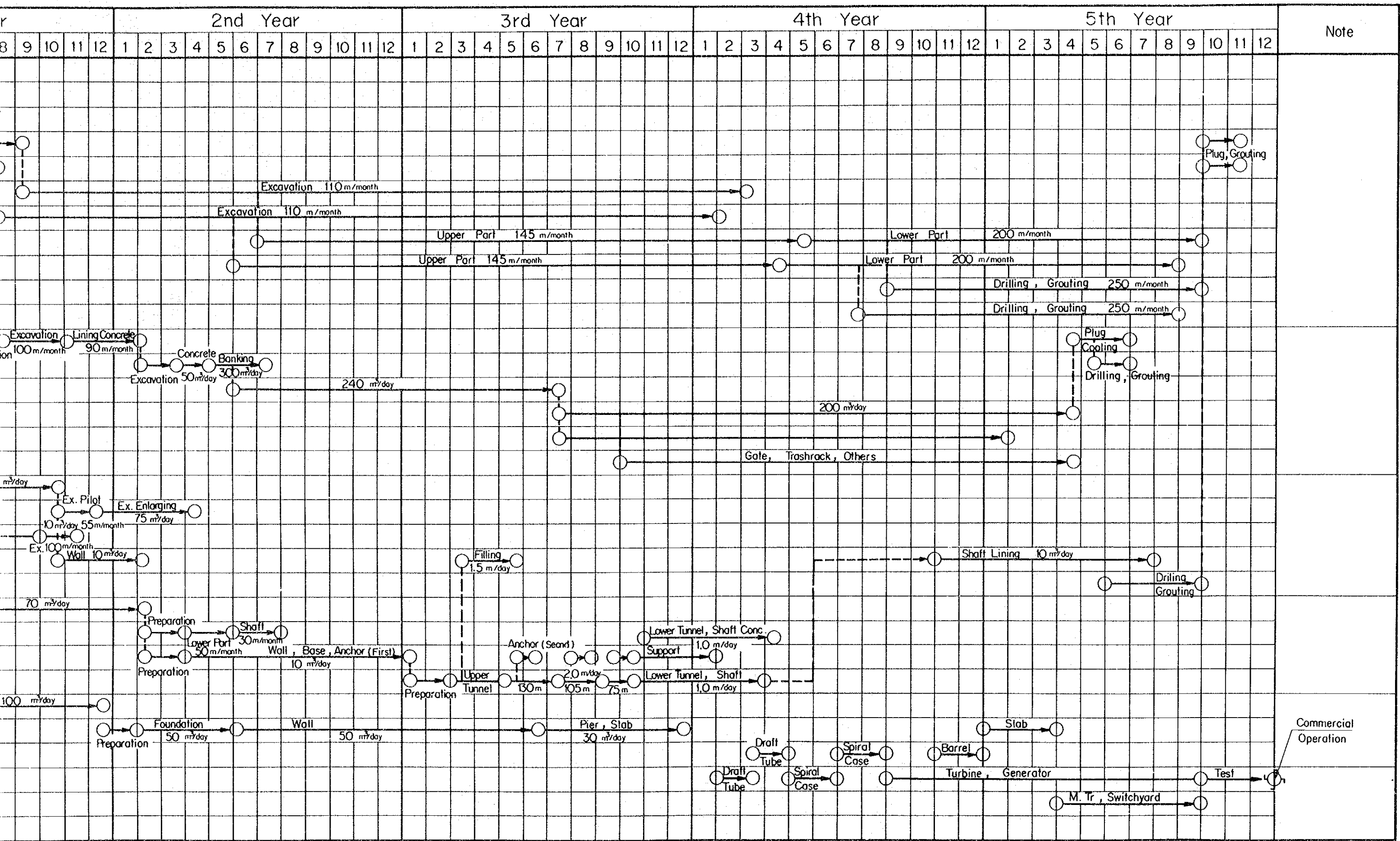
発電所は明り掘削を完成させ、コンクリート工事に必要な締切工事に着工する。

コンクリート打設設備は10月までに完成させる。

Table 9-1 Construction Schedule of Chespi Hydro-Power Project



Construction Schedule of Chespi Hydro-Power Project



2) 工事開始2年目

ダム工事は上流および下流の締切工事を完成させ、6月には河流を切り替えて、ダム掘削を約50%完成させる。

導水路トンネルはNo.1およびNo.2作業坑からの掘削を実施すると同時に両作業坑からの巻立コンクリートを開始する。(インバートコンクリートは掘削ズリの搬出のため掘削完了後コンクリート打設を行う。)

調圧水槽については堅坑の掘削を完成させる。

水圧管路については明り掘削、トンネル掘削、堅坑掘削を完成させ、明り部のコンクリートを完成させる。

発電所については締切工を完成させ、基礎コンクリートの打設を行う。側壁コンクリートは全体の約50%を完成させる。

3) 工事開始第3年目

ダム工事は掘削を7ヶ月で完了し、ダムコンクリートの打設を開始すると同時にボーリンググラウトも並行して開始する。また排砂設備の内張管、ゲート戸当り等の据付けを行う。

導水路トンネルは、ダム掘削終了後斜坑部の掘削および巻立コンクリートを完成させる。水平トンネルについては前年度に引き続きトンネル掘削および巻立コンクリートを施工する。

調圧水槽はトンネル部の内張管部の据付けおよび詰込みコンクリートを施工する。

水圧管路工事は上部水平トンネルおよび明り部の水圧鉄管据付けを完成させ固定台コンクリートの打ち込みを完了すると同時に下部水平トンネルの水圧鉄管据付けを約50%完成させる。

発電所については、前年度に引き続き側壁コンクリートおよびピアー、スラブコンクリートを打設し完成させる。

4) 工事開始等4年目

ダム工事は前年度に引き続きダムコンクリートの打設、ボーリンググラウトの実施と取水口の制水ゲート、表面取水設備用ゲートの据付けを行う。また、排砂ゲートの据付けも完了させる。

導水路トンネルはトンネル掘削および巻立コンクリートを完成させインバートコンクリートの打設も約50%を完成させる。巻立コンクリートおよびインバートコン

クリートの打設後所定の強度が出た地点からボーリンググラウトを開始し、その約20%を完成させる。

調圧水槽豎坑の巻立コンクリートを開始する。

水圧管路は水圧鉄管の据付け、コンクリートおよびその他総ての工事を完成させる。

発電所は天井走行クレーン、ドラフトチューブ、ケーシングの据付けを完了し、機械廻りのコンクリートを終了させる。また、水車発電機の組立を約30%完了する。

5) 工事開始等5年目

ダム工事および取水口工事は、4月までにダムコンクリート、ボーリンググラウトおよびゲート据付けの総てを終わり、直ちに仮排水トンネルの閉塞コンクリート、ボーリンググラウトを施工する。5月から10月までの河流は排砂路を全開して流下させる。

導水路トンネルは、8月までに総ての土木工事を完成し、10月までに各作業坑の閉塞工事を完了させる。

調圧水槽、水圧管路も総ての工事を10月までに完成させる。

発電所は発電機器類の据付けを含む総ての工事を10月までに完了し、11月、12月で総ての試験を終了する。

なお、貯水池の湛水開始を11月始めに行い、水路の通水および有水試験を12月末までに終了させ、6年目の1月より営業運転に入るものとする。

9.2 施工計画

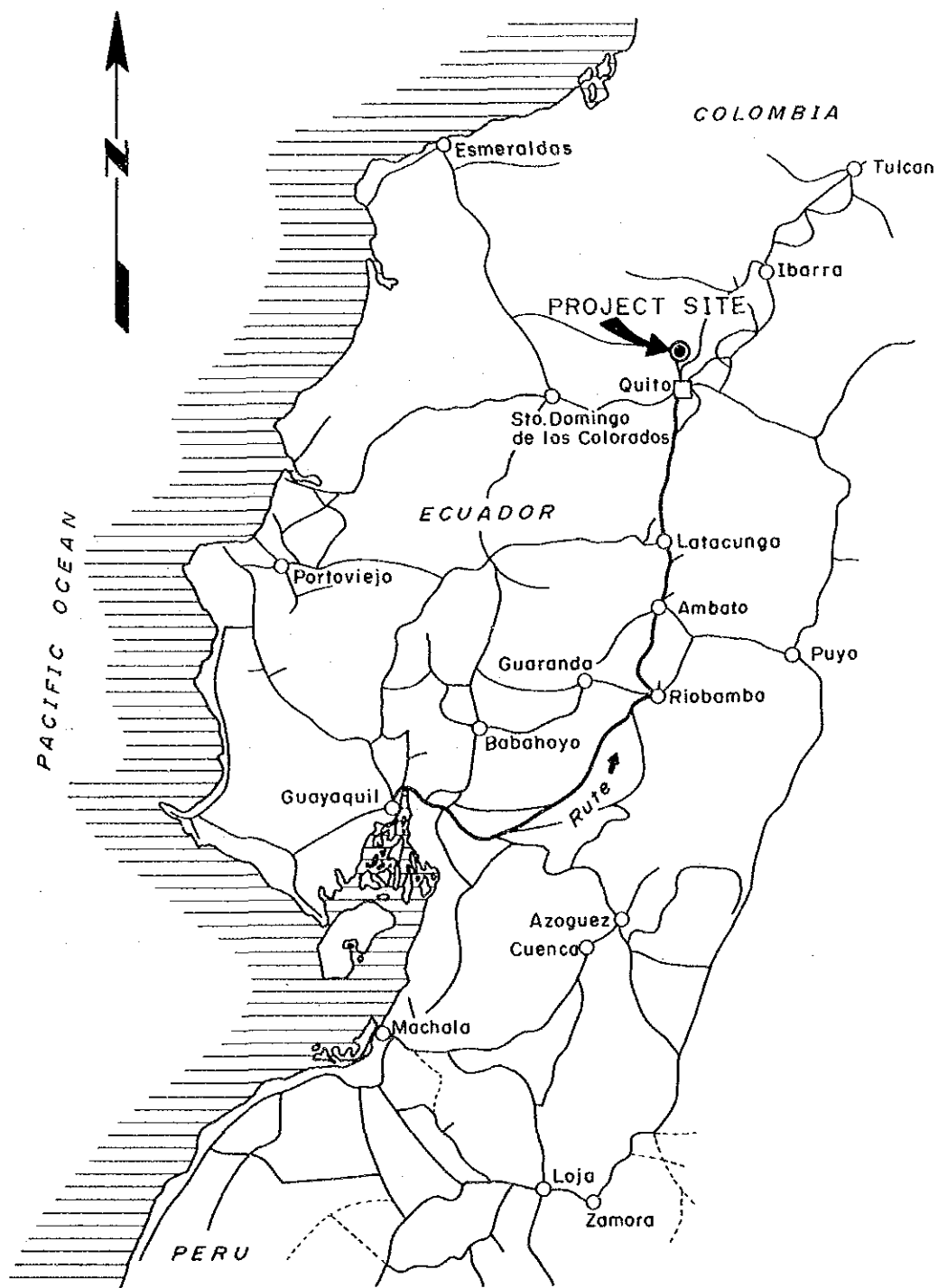
9.2.1 地域条件および輸送路

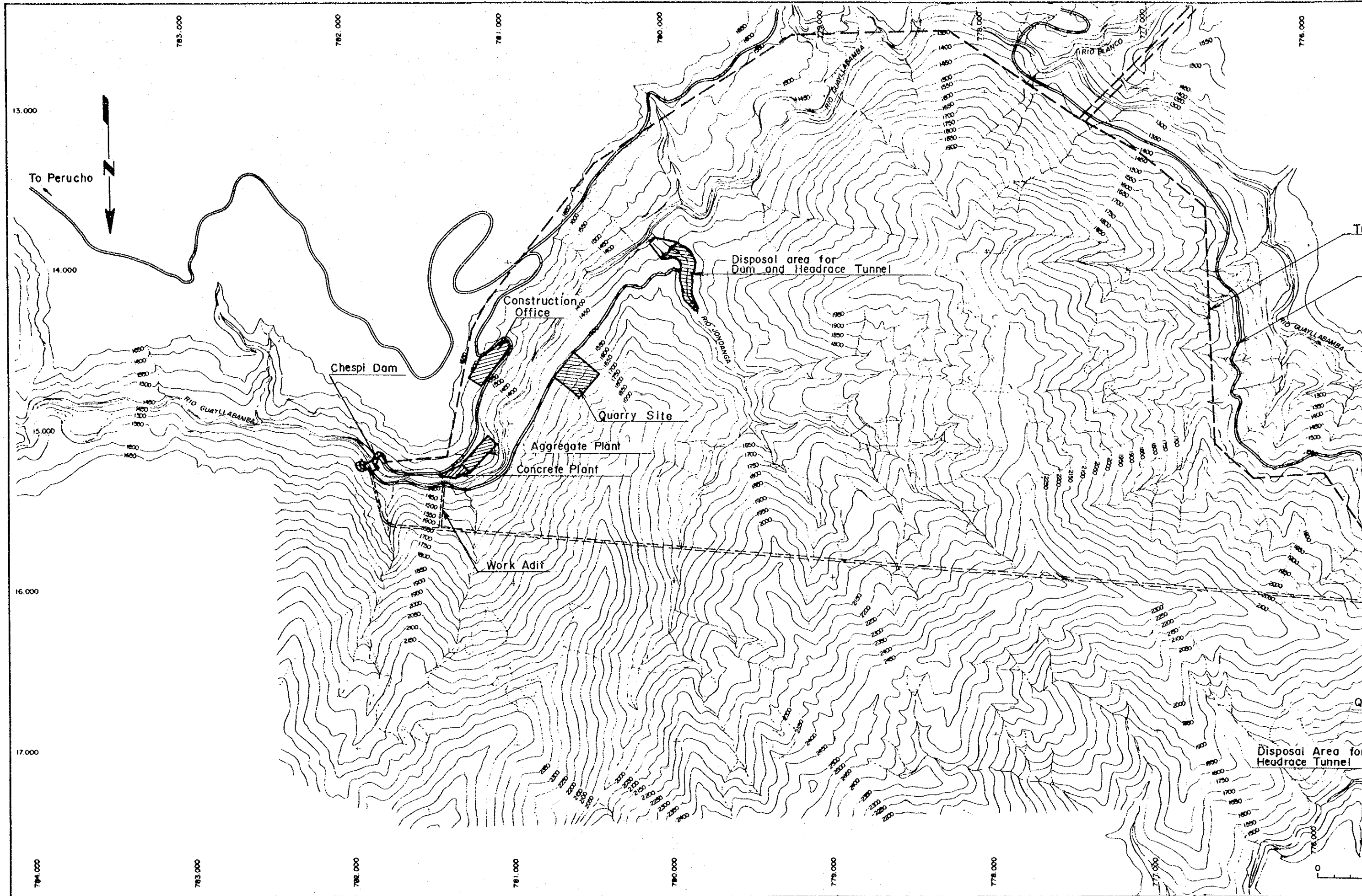
本計画地点はQuito市の北方、道路距離にして約60kmの地点にダムサイトが位置しており、建設工事に必要な一般資機材の調達および輸送の中心地となるQuito市と至近距離にあるため立地条件に恵まれている。

資機材の輸送路となるアクセス道路としてQuito市よりSan Antonioを經由して、Peruchoへ至る既設の道路を利用し、途中のPerucho橋付近左岸(Guayllabamba川左岸)より分岐して工事用道路を新設し、ダムおよび発電所地点に至るものとする。

上記の道路状況は下記に示す通りである。

Fig. 9-1 Road Map of Ecuador





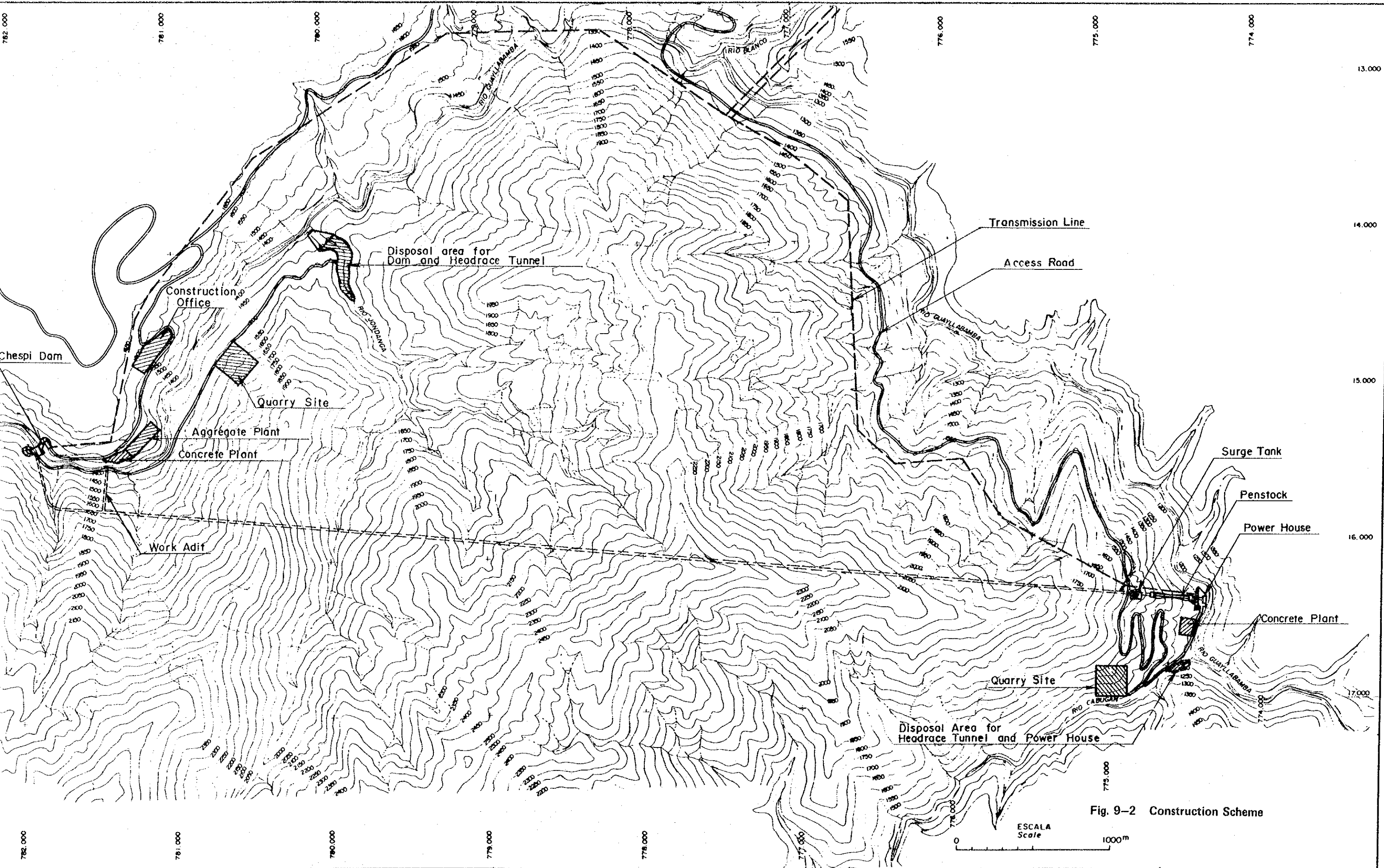


Fig. 9-2 Construction Scheme

道 路 状 況

区 間	延 長 (km)	幅 員 (m)	備 考
1) Quito市～S. Antonio	20	16.0	(既設)アスファルト舗装
2) S. Antonio～Perucho 左岸	24	8.5	(既設)砂 利 道
3) Perucho左岸～ダムサイトト	14	9.0	(新設)砂 利 道
4) ダムサイト～発電所サイト	18	9.0	(新設)砂 利 道

なお、新設の工事用道路については建設工事完成後、ダムおよび発電所設備の運転および保守のため使用することとなるため、電気機器等の重量物搬入後にアスファルト舗装を実施するものとするのが好ましい。

さらに、輸入機械（電気機器および水力機器）および資器材等の重量物輸送については現在建設工事中の Agoyan Project (INCEC プロジェクト、水力P = 231MW)で機器類の荷揚げおよび輸送路として使用しているGuayaquil 港と輸送道路（Guayaquil～Rio Bamba～Ambato、延長 310km、アルファルト舗装道路）を利用するのが最も安全かつ経済的である。AmbatoからQuito 市への区間（延長80km）はPan American High Wayを利用出来るため輸送上の問題はない。

Fig. 9 - 1、およびFig. 9 - 2に上記輸送路ルートをしめす。

9. 2. 2 建設用仮設備

建設用仮設備は立地条件および構造物の規模、工事工程、地形地質条件等によって設備の種類、規模等が決定されるが主要な設備の概要についてFig. 9 - 2のように立案した。

a) 工事用道路

ダム地点および発電所地点への工事用道路は幅員、勾配、曲線半径等の構造条件について工事用資器材の輸送に支障のない構造とし、道路の使用開始（アスファルト舗装を除く）本工事工程に支障のないよう施工するものとする。

また、ダム下流右岸の骨材用原石採取地（予定地）および土捨場への取付道路、さらにダム左岸から右岸への工事用資器材および作業員等の輸送のための索道、仮橋等の渡河設備を設ける必要がある。

b) 工事用電力

Chespi発電所建設に必要な電力は最大約 5,000kWと推定される。この工事用電力のためにTable 9-2に示す如く送電線および開閉所を設ける。

Table 9-2 Plan of Transmission Line

Station	Capacity	Length	Remark
San Antonio Substation	138 kV	-	Permanent facil.
San Antonio to Infiernillo	138 kV	22 km	Permanent facil.
Infiernillo Substation	138 kV/13.8 kV	-	Temporarily facil.
Chespi P/S to Dam Site	13.8 kV	10 km	Permanent facil.

Table 9-2に示すように San Antonio変電所、San Antonio ~Infiernillo間の送電線および発電所～ダム間の送電線を建設工事着手前に先行して施工することにより仮設備と送電線の重複をさせることとした。なお、この送電線の工事は建設工事の開始までに完了しておく必要がある。

Chespi発電所～ダム線についてはInfiernillo 開閉所より各地点に13.8kVにより供給する計画である。

c) コンクリート設備

コンクリートの総量はダム側で約 180,000m³、発電所側で約90,000m³である。コンクリート骨材はダム掘削および導水路トンネル掘削の岩石を流用するのが最も経済的であるが、当地点においては今回の現地調査 (F/S)結果でコンクリート用骨材に適合する性質のものが少ないと判断されるため、別途計画地域内に原石山を選定しそこから採取することとする。

Fig. 9-2に示すようにダム地点および発電所地点にそれぞれ原石山の候補地点を地質学的考慮を加えて選定した。どちらを選定するかは今後のコンクリート諸試験の結果により判断すべきである。

骨材プラントについては原石山の位置決定後、最も経済的な容量をもつプラントをダム地点または発電所地点に設置すべきである。現段階では地形的条件よりダム地点左岸に骨材プラントを設置した。

コンクリートプラントはコンクリート打設箇所への輸送を考慮してダム側および発電所側に設けることとした。

骨材プラントおよびコンクリートプラントの所要能力はコンクリート打設工程等を勘案すると各々50 T/hr、30m³/hr級が経済的であろう。

d) 給 気 設 備

工事に必要な圧縮空気の供給は定置式およびポータブル式を併用する。定置式はダム、取水口および導水路トンネル上口等のダム側と導水路トンネル下口、調圧水槽、水圧管路および発電所等の発電所側に各々必要な容量の設備を設ける予定であり、その他の工事にはポータブル式を使用する予定である。

e) 給 水 設 備

工事用水、飲料水の水源としてはダム側は左岸のダム上、下流の沢水を貯水槽を設けて貯留し使用する。また、発電所についてはCambugan川の水を貯水槽へ導き貯留して使用する。

それぞれの貯水槽の水はダム、取水口、導水路トンネル、調圧水槽、水圧管路および発電所等の工事現場へ給水するほか骨材プラント、コンクリートプラント等への給水をも行うものとする。また、各事務所および宿舎等の飲料水もそれぞれの貯水槽から給水するものとする。

f) 仮 建 物

準備工事で設備する仮建物としては、INCECの建設事務所および付属建物の他、請負人の事務所、資材倉庫、修理工場等が必要となるがそれらはダム側および発電所側にそれぞれ設置することとなる。

また、職員宿舎、労務宿舎等の宿泊設備は一部を工事用道路の近傍に設置するが一部はQuito 市からの通勤も可能である。

医療施設、厚生施設等の通常的な施設は現場に設けるが特別な施設はQuito 市の設備を利用することが可能である。

g) そ の 他 設 備

水圧鉄管仮工場等その他設備はQuito 市から各現場までの工事用道路の近くに敷地造成を行い設ける予定である。

9. 2. 3 建設用資機材の調達

建設工事に用いる主要な材料の必要量はおよそセメント 110,000 ton、鉄筋 7,500 ton、軽油、ガソリン、重油等の油脂類である。

これらの材料のうち鉄筋以外のものはエクアドル国内において生産されており国産品を使用する。また、ゲート、水圧鉄管等の水力機器、水車、発電機等の電気機器、鉄筋、鋼製型枠、支保工、ロックボルトおよびロッド、ピット等の建設資材は輸入品を使用することとする。

9. 2. 4 主要構造物の施工

a) ダムおよび取水口

まず、現河流をそのまま Guayllabamba 川の左岸に仮排水トンネルを設ける。掘削は全断面工法で行いトンネル入口、出口部等はコンクリートを打設して完成させ、直ちに上、下流の締切りを施工する。締切りの盛立材料はダム掘削ズリの一部を利用して河床部に堆積させショベル、ブルドーザー等で所定の位置に運搬し盛立てる。仮排水トンネルが完成したら、河流の水廻しを行いダム掘削を左右岸共標高の高い部分から順次切り下げを行う。最後に河床掘削を実施してダム掘削を完了する。掘削した岩石等は土捨場へ運搬し捨土する。

掘削土量は全体で約 97,000 m³ を約 13 ヶ月で完成させる。このために必要な重機は 15~20 ton 級ブルドーザー、1.5 ~ 3.0 m³ 級のショベルおよび 10~20 ton 級のダンプトラック等が考えられる。

掘削完了面に対して直ちにコンソリデーショングラウティングを行いグラウト完了後ダムコンクリートの打設を行う。ダムおよび取水口コンクリートは約 128,000 m³ でありこれを 200 T-m 級の Jib Crane で打設する計画である。また、このクレーンはゲートの据付けにも併用される。コンクリートの打設期間およびゲート類の据付け期間は約 21 カ月で完了する。

ダムブロックは 15 m を標準とし、1 リフトは 2 ~ 3 m を標準として施工する。コンクリート打設およびカーテングラウトが完了後仮排水トンネルの閉塞を行い、湛水に備えるものとする。仮排水トンネルの入口に角落しを挿入し、排砂路より河流を流下させている間に中央部に閉塞コンクリートの打設とカーテングラウトを施工する。

b) 導水路トンネル

延長約 7.4kmの導水路トンネルの施工は取水口側と調圧水槽側の両方から実施する。すなわち両坑口側に作業坑を設け、各作業坑間延長の約半分の 3.3kmづつをレール工法により施工する。

トンネル掘削は全面的に機械化して行う計画であり全断面掘削工法が採用出来る見込みである。

トンネル掘削と平行して掘削完了区間の巻立コンクリートを施工する。コンクリートは鋼製移動型枠を用いて（インバート部を除く）打設する。鋼製移動型枠は門型構造とし内部を掘削ズリの運搬用貨車が通行可能な構造とする。掘削および巻立コンクリート（アーチ部）が完了したら巻立コンクリート終了地点から坑口へ向かってインバートコンクリートの打設を行う。

インバートコンクリート打設後養生期間をおいてモルタル注入および高圧グラウティングを順次施工する。

c) 調 圧 水 槽

調圧水槽の掘削は上部立坑（E.L 1455.00 m上部）を明り掘削で行い下部立坑はまず導水路トンネル側より上部へ先進導坑（Pilot Shaft）を掘削し、上部立坑へ貫通後、先進導坑をズリ出し坑に利用し下方へ拡幅掘削を行う。したがって、下部立坑掘削のズリ出しに利用する。導水路トンネルの掘削は上部立坑掘削と平行して行う。

上部立坑のコンクリートは掘削完了後下部立坑掘削と平行して立坑上部より打設する。下部トンネルおよびポート部周辺の内張鉄管部は水圧鉄管上部トンネル部の鉄管掘付、詰込みコンクリート施工時期に合わせて施工する。また、内張鉄管より上部の巻立コンクリートは下部から上部へ向かってコンクリートポンプにより打設する。

d) 水 圧 管 路

上部トンネル部の掘削は調圧水槽トンネル部の掘削に引き続き施工する。明り掘削は標高の高い部分から立坑部に向かって掘削する。トンネル部および立坑部の掘削は発電所下部からトンネル掘削を最初に完成させ続いて立坑下部より上部に向かって全断面掘削を行う。

掘削完了後固定台、小支台等のコンクリートの打設を行う。

水圧鉄管の据付けは、4カ所より開始する。1カ所は上部トンネル部のNo 1 明り部固定台から調圧水槽側へ向かって据付け、2カ所目は立坑上部のNo 2 明り部固定台からNo 1 明り部固定台へ向かって据付ける、3カ所目は立坑下部から上部へ向かって据付け、最後は立坑下部から水車方向に向かって据付けられる。

詰込みコンクリートは水圧鉄管の据付けが15~20m完了した時点でその区間をコンクリートポンプ等で打設し完了後引き続き水圧鉄管を据付ける。

c) 発電所

発電所の掘削は、1リフトの高さが1.5~2.0 mで順次上部より掘削を行う。掘削した岩石は発電所地点から下流のCambugan川へ運搬して捨土する。最下段の約10 m区間の掘削は河床より低くなるため掘削に先立って放水口出口付近に高さ約5 m程度の締切りが必要となる。

コンクリートは基礎コンクリートおよび側壁コンクリートを先行して打設し発電所周辺の広場を確保して発電機器の搬入を容易にする。その後ピアー、スラブコンクリートを施工する。

発電機器の据付けは天井クレーンを最初に据付け、その天井クレーンを使用して水車、発電機等を据付けるものとする。

9.3 建設工事費

9.3.1 概要

Chespi計画の工事費は現時点で期待される技術水準による予備設計、施工方法、および材料、製品を適用するものとし、計画地点の地質条件、地域条件、工事規模および工事工程等を考慮して積算した。積算時点は1985年12月とした。また、現在INECELが建設中のPaule (Fase. C)プロジェクト(500MW)およびAgoyanプロジェクト(231MW)の工事費を参考とした。

9.3.2 工事費積算項目

工事費積算の項目は以下のとおりとした

- (1) 準備工事 : 工事用道路、INECELキャンプ(事務所、宿舎設備を含む)、詳細調査工事、工事用電力設備および電力料金、その他工

事

(2) 土木工事

- 河 流 処 理 : 仮排水トンネルおよび仮締切ダム等
ダムおよび取水口 : Chespiダムおよび取水口
水 路 構 造 物 : 導水路トンネル、調圧水槽、鉄管路および作業坑トンネル(ゲート、鉄管を除く)
発電所、放水口 : 発電所(建築工事を除く)、放水口(ゲートを除く)
及び屋外開閉所 : および屋外開閉所
建 築 工 事 : 発電所建物および付属建物
そ の 他 工 事 : 上記の工事費積算項目以外に必要と予想される工事費としてダムおよび取水口工事費の3%、水路構造物工事費の4%を計上する。

- (3) 水力機械設備 : 洪水吐ゲート、表面取水ゲート、取水口ゲート、放水口ゲート及び水圧鉄管等
(4) 電気機械設備 : 水車、発電機、変圧器、補機、開閉所機器およびその他機器
(5) 送電線設備 : 送電線建設に必要な全ての設備
(6) 管 理 費 : 建設工事に係わる設計、調査及び管理運営費等
(7) 補 償 費 : ダム調整池区域内および永久構造物周辺の土地買収費等
(8) 予 備 費 : 上記の各工事費および設備費に対する予備費
(9) 建 中 利 子 : 建設期間中の利子

9.3.3 直接工事費

(1) 準備工事費

建設工事の本格的開始前に準備しなければならない設備工事として、工事用道路、現場事務所および宿舍設備等を含む INECBL のキャンプ設備、詳細調査工事と材料試験および工事用電力設備などの概算費用を計上した。なお、工事用電力設備については本設備の一部分を準備工事として建設し、工事用に使用するため設備費用は(5)項送電線へ計上した。また、工事用電力料金については、類似規模のプロジェクトで使用した電力量(kWh)実績を基準にして、予想電力量を算出し、INECBL提示の料金単価により積算した。

(2) 土木工事費

工事費単価は INECBL (Programacion y Control) より提示された労務者基準賃金、資材単価、輸入資器材の関税率および Paute (Fase-C) プロジェクトの工事単価、間接経費等を基準にして概略積算した。

なお、土木工事の間接経費は Paute (Fase-C) プロジェクトで使用している経費率を適用し、内貨分 (Local Currency) に対して 68%、外貨分 (Foreign Currency) に対して 105% を工事単価に含めた。

工事費積算に使用した工事数量は 7 章、予備設計に示す図面にもとづいて算出した。

建設資器材のうち、セメント、骨材、木材、燃料油脂、その他の国内生産資材を品質の許す範囲で出来るだけ多く使用することとし、鉄筋、鋼製型枠、H-型鋼(トンネル支保工)等の鋼材および建設用機械類は輸入資器材を使用することとした。

(3) 水力機械

ゲート、スクリーンおよび水圧鉄管(内張鉄管を含む)は、すべて外国から輸入するものとし、これらの設備費は 1985 年時点の日本国における FOB 価格、輸送費(海上)および据付費を基準にして概略積算した。

なお、水圧鉄管(内鉄張管を含む)は現場仮工場において曲げ加工および溶接組立を行って完成品とし、現場据付を行う。また、ゲートおよびスクリーンは完成品を輸送し、据え付けるものとする。内陸輸送費は現在建設中の Agoyan プロジェクトの機器輸送費実績を基準にして積算した。輸入関税は INECBL より提示された算定式

により、各々の機器について積算した。

(4) 電気機器設備費

水車、発電機、変圧器および補機類はすべて外国から輸入するものとし、これらの設備費は1985年12月時点の日本国におけるFOB価格、輸送費（海上および内陸）および据付費を基準にして積算した。

輸入関税はINECELより提示された算定式により各々の機器について積算した。

(5) 送電線設備費

送電線（138kV、22km）、ダム配電線（13.8kV、10km）、変電所および工所用変電所の各設備はすべて外国から輸入するものとし、これらの設備費は1985年12月時点の日本国におけるFOB価格、輸送費（海上および内陸）および据付費を基準にして積算した。輸入関税はINECELより提示された算定式により各々の機器について積算した。

(6) 補償費

建設工事に必要な土地（ダム、調整池、取水口、発電所等の地上構造物、工所用道路、骨材採取地、土捨場およびキャンプ等の工所用土地）およびこの区域内の地上物件（畑、立木等）の補償費についてINECELが調査、積算した費用を計上した。

Table 9-3 に内容を示す。

Table 9-3 Compensation Cost

Unit: 10³S/.(Sucre)

	Unit	Area	Unit Price	Total Price	Remark
1. Camp "Nariguera"	ha.	41.	70.0	2,870.0	Estimated by INECEL
2. Camp "Cambugan"	ha.	4.	52.5	210.0	"
3. Dam and Reservoir	ha.	43.	49.0	2,107.0	"
4. Powerhouse (Lower portion)	ha.	21.	59.5	1,249.5	"
5. Powerhouse (Upper portion)	ha.	34.	52.5	1,785.0	"
6. Access Road	ha.	10.	49.0	490.0	A=2,000(m)*50(m)
7. Quarry Site	ha.	12.	49.0	588.0	A=300(m)*200(m)*2
8. Disposal Area and Others	ha.	15.	49.0	735.0	
Total				10,034.5	

9.3.4 間接工事費

(1) 工事管理費

建設工事を実施するに当たって必要となる INECEL の工事管理費として前項 3 直接工事費の 10% を計上した。この内技術管理費（技術コンサルタント費を含む）として 50%、一般管理費として 50% を計上した。また、技術管理費については、大半が技術コンサルタント費用であるため、75% を外貨分 (F. C) とし、25% を内貨分 (L. C) とした。一般管理費については、全て INECEL の一般管理費となるため、内貨分 (L. C) とした。

(2) 予備費

建設工事の実施に伴って、設計変更および条件変更等による工事数量の増加が予想されるため、その費用として直接工事費の 10% を予備費として計上した。

(3) 建設中利子

建設工事期間中の各年度所要資金に対する支払い金利は、内貨分(L.C)に対し15%、外貨分(F.C)に対し5%の年利率により積算した。

9.3.5 内貨(L.C)と外貨(F.C)の区分

準備工事費は、工事に必要な労務費および資器材等をすべて国内調達とするため全額を内貨とした。

土木工事費は、労務費および国内で調達できる材料費(セメント、木材、油脂燃料等)は内貨とし、鋼材(鉄筋、H-型鋼等)および工事用機械等の輸入資器材については、外貨とした。

電気機械費、水力機械費および送電線設備費は機器類をすべて輸入するためCIF価格および据付費の一部(電気機械60%、水力機械40%、送電線設備60%)を外貨とし、輸入関税、内陸輸送費および据付費の一部を内貨とした。

9.3.6 建設工事費

総建設工事費は内貨および外貨に区分し、単価をUS\$表示とした。積算に使用する為替レートは1US\$=96.5sucre(s/)とした。総建設工事費をTable 9-4、年度別所要資金をTable 9-5に示す。

Table 9-4 Estimated Construction Cost

Unit : 10³US\$

Work Item		Local Currency	Foreign Currency	Total	Remark
1.	Preparation Work	9,340	—	9,340	
	— Access Road	5,012	—	5,012	
	— Survey Works	1,310	—	1,310	
	— Camp for INCECEL	1,220	—	1,220	
	— Power Supply for Construction	1,350	—	1,350	
	— Miscellaneous Work	448	—	448	
2.	Civil Work	66,496	63,193	129,689	
	— Dam and Intake	12,713	11,080	23,793	
	— Headrace Tunnel	42,019	39,741	81,760	
	— Surge Tank	1,864	1,739	3,603	
	— Penstock	1,429	1,195	2,624	
	— Power House	4,408	5,265	9,673	
	— Architecture	962	1,516	2,478	
	— Adit for Tunnel	872	593	1,465	
	— Miscellaneous Work	2,229	2,064	4,293	
3.	Hydraulic Equipment	7,765	13,803	21,568	
4.	Electro-Mechanical Equipment	7,057	26,549	33,606	
5.	Transmission Line	1,477	4,189	5,666	
6.	Compensation	104		104	
	Total (1~6)	92,239	107,734	199,973	
7.	Engineering Service	2,500	7,500	10,000	about 5% of (1~6)
8.	Administration Cost	10,000	—	10,000	- ditto -
	Total (1~8)	104,739	115,234	219,973	
9.	Physical Contingency	10,474	11,523	21,997	about 10% of (1~8)
10	Interest during Construction	43,570	13,590	57,160	L.C (15%) F.C (5%)
	Grand Total	158,783	140,347	299,130	

Table 9-5 Annual Investment Cost

Unit: 10³ US\$

Work Item	Year	1st	2nd	3rd	4th	5th	Total	Remarks
1. Preparation Works	L.C	7,494	386	446	356	1,592	10,274	9,340 x 1.1 -
	F.C	0	0	0	0	0	0	
	(Total)	(7,494)	(386)	(446)	(356)	(1,592)	(10,274)	
2. Civil Works	L.C	7,798	19,339	22,271	17,290	6,448	73,146	66,496 x 1.1 63,193 x 1.1
	F.C	7,147	18,109	20,893	17,278	6,085	69,512	
	(Total)	(14,945)	(37,448)	(43,164)	(34,568)	(12,533)	(142,658)	
3. Hydraulic Equipment	L.C	0	0	4,271	3,417	854	8,542	7,765 x 1.1 13,803 x 1.1
	F.C	0	0	7,592	6,073	1,518	15,183	
	(Total)	(0)	(0)	(11,863)	(9,490)	(2,372)	(23,725)	
4. Electro-Mechanical Equipment	L.C	0	0	0	3,881	3,881	7,762	7,057 x 1.1 26,549 x 1.1
	F.C	0	0	0	14,602	14,602	29,204	
	(Total)	(0)	(0)	(0)	(18,483)	(18,483)	(36,966)	
5. Transmission Line	L.C	1,300	0	0	0	325	1,625	1,477 x 1.1 4,189 x 1.1
	F.C	3,687	0	0	0	921	4,608	
	(Total)	(4,987)	(0)	(0)	(0)	(1,246)	(6,233)	
Total (1 - 5)	L.C	16,592	19,725	26,988	24,944	13,100	101,349	
	F.C	10,834	18,109	28,485	37,953	23,126	118,507	
	(Total)	(27,426)	(37,834)	(55,473)	(62,897)	(36,226)	(219,856)	
6. Engineering Service	L.C	165	550	1,100	770	165	2,750	2,500 x 1.1 7,500 x 1.1
	F.C	495	1,650	3,300	2,310	495	8,250	
	(Total)	(660)	(2,200)	(4,400)	(3,080)	(660)	(11,000)	
7. Administration Cost	L.C	1,320	1,980	4,400	2,640	660	11,000	10,000 x 1.1
	F.C	0	0	0	0	0	0	
	(Total)	(1,320)	(1,980)	(4,400)	(2,640)	(660)	(11,000)	
8. Compensation	L.C	114	0	0	0	0	114	104 x 1.1
	F.C	0	0	0	0	0	0	
	(Total)	(114)	(0)	(0)	(0)	(0)	(114)	
Total (6 - 8)	L.C	1,599	2,530	5,500	3,410	825	13,864	
	F.C	495	1,650	3,300	2,310	495	8,250	
	(Total)	(2,094)	(4,180)	(8,800)	(5,720)	(1,320)	(22,114)	
Interest during Construction Period	L.C	1,364	4,398	8,504	13,066	16,238	43,570	Interest L.C = 15% F.C = 5%
	F.C	283	1,060	2,349	4,149	5,749	13,590	
	(Total)	(1,647)	(5,458)	(10,853)	(17,215)	(21,987)	(57,160)	
Grand Total	L.C	19,555	26,653	40,992	41,420	30,163	158,783	
	F.C	11,612	20,819	34,134	44,412	29,370	140,347	
	(Total)	(31,167)	(47,472)	(75,126)	(85,832)	(59,533)	(299,130)	

第10章 環 境

第10章 環 境

10. 1	一般状況	10 - 1
10. 1. 1	気 候	10 - 1
10. 1. 2	地 形	10 - 1
10. 1. 3	自然度	10 - 2
10. 1. 4	社会状況	10 - 2
10. 2	自然環境	10 - 2
10. 2. 1	景 観	10 - 2
10. 2. 2	植 生	10 - 3
10. 2. 3	動 物	10 - 3
10. 2. 4	水 質	10 - 3
10. 3	社会環境	10 - 4
10. 3. 1	人 口	10 - 5
10. 3. 2	産業活動	10 - 5
10. 3. 3	交 通	10 - 5
10. 3. 4	水系利用	10 - 7
10. 3. 5	遺跡・文化	10 - 7
10. 4	ダムおよび発電所の建設が環境に与える影響	10 - 7
10. 4. 1	一 般	10 - 7
10. 4. 2	調整池による直接的影響	10 - 8
10. 4. 3	地域振興に対する影響	10 - 8
10. 5	総合評価	10 - 8

FIGURE LIST

	Page
Fig. 10-1 Route of Road	10-6

第10章 環 境

本章では、当計画に係わるダム、発電所、調整池、送電線および関連工事の施工および運用が、立地地域周辺の自然および社会環境へ与える影響を予測し、講ずべき対策を前提とした総合評価を行なうものである。

従ってここでは環境に関連する一般状況、自然および社会環境の現状と影響予測、ダム、発電所建設による効果予測および総合評価について述べ、あわせて今後必要となる追加調査を勧告するものである。

10.1 一般状況

10.1.1 気 候

気候については、第4章水文と気象で述べた如く、当エクアドル国は赤道直下に位置しているにもかかわらず、多様な地勢とフンボルト海流（寒流）や中米海流（暖流）の影響を受け、地域により様々な気候が見られる。すなわち太平洋側北部の一部とアマゾン流域の西半分に見られる高温多湿気候（平均気温25℃、年間降雨量3,000～6,000mm以上）、太平洋側平地のやや内陸部とアマゾン流域の他の半分に見られる熱帯性高温多湿気候（平均気温14～24℃、年間降雨量2,000mm以上）、太平洋の一部の熱帯性高温乾燥気候（平均気温20～26℃、雨量は少ないが湿度は80%前後）、標高3,000m以上の高地の赤道高山気候（降雨量1,000～2,000mm、雨期には毎日雨が降り、湿度は60～80%）それに当Chespi計画地点の属する標高3,000m前後の高地の赤道温暖気候（雨期と乾期がはっきり分かれている）等である。

当Chespi計画地点はQuito市の北方約30kmでEsmeraldas川の支流Guayllabamba川に位置し、標高1,500m以上の高地の温暖準多湿気候と、3,000m以上の高地の赤道高山気候とに属し、年平均降雨量は600～1,600mmである。

10.1.2 地 形

Chespi計画地点周辺は、標高2,500～3,000mの急峻な山地よりなりGuayllabamba川およびその支流沿いの標高1,500～1,700m付近にかけては、火山噴出物の堆積による平坦面が数段見られる。

また、一般にダム、貯水池、調整池地点にかけてのGuayllabamba川の両岸は浸蝕作

用のため、高さ30~40mのほぼ垂直な崖となっている。

10. 1. 3 自然度

本地域は、10. 1. 1で述べた気候条件下にありダム、調整池付近並に導水路トンネル通過地点は、雑草ならびに高さ1~3mの雑木で覆われており、所々岩盤の露出した場所が見られる他、小さな沢には崩落の形跡がある。調圧水槽地点、水圧管路地点の傾斜部は高さ5~10mの雑木で密林化されているが、発電所地点の平坦部ではバナナ、砂糖きびの栽培が一部で行われている。

10. 1. 4 社会状況

本地域周辺は典型的な農山村地域であり、これとした産業は見当たらないが、発電所計画地点上流約2.5kmのGuayllabamba川沿いに約30戸の集落があり、山の斜面を利用して砂糖きび、とうもろこし等の栽培を一部で行っている他、牛、羊等の放牧も見られるが、これもいたって小規模なものである。集落には生徒数約20人のAgoyan小、中学校があるが他にはこれといった公共施設はない。首都Quito市からSan Antonioを経て、Peruchoに至る自動車道路が、ダム計画地点上流約9kmの所を通過している。

10. 2 自然環境

10. 2. 1 景観

ここでは自然景観と人工物のあり方の面から本計画の影響を評価するものとする。

本計画は高さ63m、長さ126mのコンクリートダムで調整池は長さ約3km、面積0.2km²とあまり大きな人造湖ではない。しかしながら、その出現は従来の自然環境を一変させるものである。また自然の地形を巧みに利用して作られたコンクリートダムおよびその他の構造物、露出部を無くした導水路等の配慮の結果、新たに創出される景観は安定感と力感にあふれたものとなることが予想される。

調整池の利用水深が12mとなり、水位が低い時は満水位以下の地肌が露出し見苦しくなる恐れがあるが、10. 1. 2で述べた如く、調整池内の殆どの両岸は、高さ30~40mのほぼ垂直な崖となっており、問題はないものと予想される。調圧水槽、水圧管路から発電所に至る傾斜部も、自然を巧みに利用した水圧鉄管の配置等により、新たな景観が見られるであろう。アクセス道路、送電線ルートを選定に当たっては、必要

に応じ、建設や保守が極端に不便とならない範囲で、主要道路や集落からの視野外に設置するよう配慮する。

以上を総合すれば、本計画が景観に与える影響は問題にならないものと判断される。

10.2.2 植 生

計画地域周辺において、植物の貴重種は現在までに特に報告されていないが、今後専門の研究者による調査を実施し、問題が発生すれば必要に応じて対策を講ずる事が望ましい。

10.2.3 動 物

計画地域周辺の動物については現在までの所、貴重種の存在を含め特に問題となるものは報告されていないが、今後専門の研究者による調査を実施し、必要に応じて適切な対策を講ずることが望ましい。

10.2.4 水 質

Guayllabamba川の Cubi 測水所地点で採取した6ヶのサンプルの平均分析結果は以下に示す通りである。

項目 試料	PH	浮遊物質 ss (mg/ℓ)	Si (mg/ℓ)	Al (mg/ℓ)	Fe (mg/ℓ)	Ca (mg/ℓ)	Mg (mg/ℓ)
Cubi 地点	8.00	113	21.7	ND	0.3	22.8	27.5
検 出 限 界			6.2	0.62	0.11	0.32	0.026

項目 試料	Na (mg/ℓ)	K (mg/ℓ)	Cl (mg/ℓ)	SO ₄ (mg/ℓ)	平均水温 (℃)
Cubi 地点	46.1	7.3	18.8	14.8	18.2
検出 限界	0.053	0.060	1.8	4.1	—

※ 現地で採取したサンプルを日本において分析した。

※ 水温は現地採取時の温度である。

※ NDは検出限界以下を示す。

分析結果から判断すれば、水質がコンクリートや金属の腐食作用に及ぼす影響は考えられない。又、当河川が常時濁水状態にあること、当地の習慣として生水を直接飲用に供さないこと等から、濁水の影響が社会的問題になることは少ないものと想定される。なお、河川のいたる所において洗剤等化学物質の影響で泡状になった物が付着している。これは基本的には Quito市等の下水道の不備からくる問題であり、早急な対策が望まれる。

10.3 社会環境

社会環境については、調査団が入手した資料が少なく、本計画の実施が社会情勢に与える影響を正確に予測評価することは困難である。従ってここでは極く一般的な考察を加えるに止め、最終的な評価は今後の詳細調査に委ねることとする。

10. 3. 1 人 口

1983年現在エクアドル国の総人口は 925万人で人口密度は32.6人である。しかしながら、アンデス山脈の西に広がる海岸地帯に総人口の48%が、キトー(Quito)、アンバト(Ambato)、イバラ(Ibarra)、リオバンバ(Rio Bamba)、クエンカ(Cuenca)およびロハ(Loja)といったアンデスの間に広がる都市に49%が居住しており、その他の山岳地帯はわずか3%が居住するのみの未開発地域である。当計画地域も首都キトー(Quito)、サンアントニオ(San Antonio)から近いところに位置しているものの、状況は10. 1. 4で述べた通りである。

10. 3. 2 産業活動

Guayllabamba川沿いの住民は、とうもろこし、砂糖きび、バナナ等の栽培と、牛、羊、鶏豚等の家畜の飼育を行っており、ほとんど自給自足に近い生活を送っている。林業については、計画地域全般に亘って、小雑木が植生しており、これといった物は見当たらない。漁業についてもGuayllabamba川が常時濁水状態にあり、一部の支流のみで小規模に行われている様子である。したがってこの地域に漁業権的なものは設定されていない。

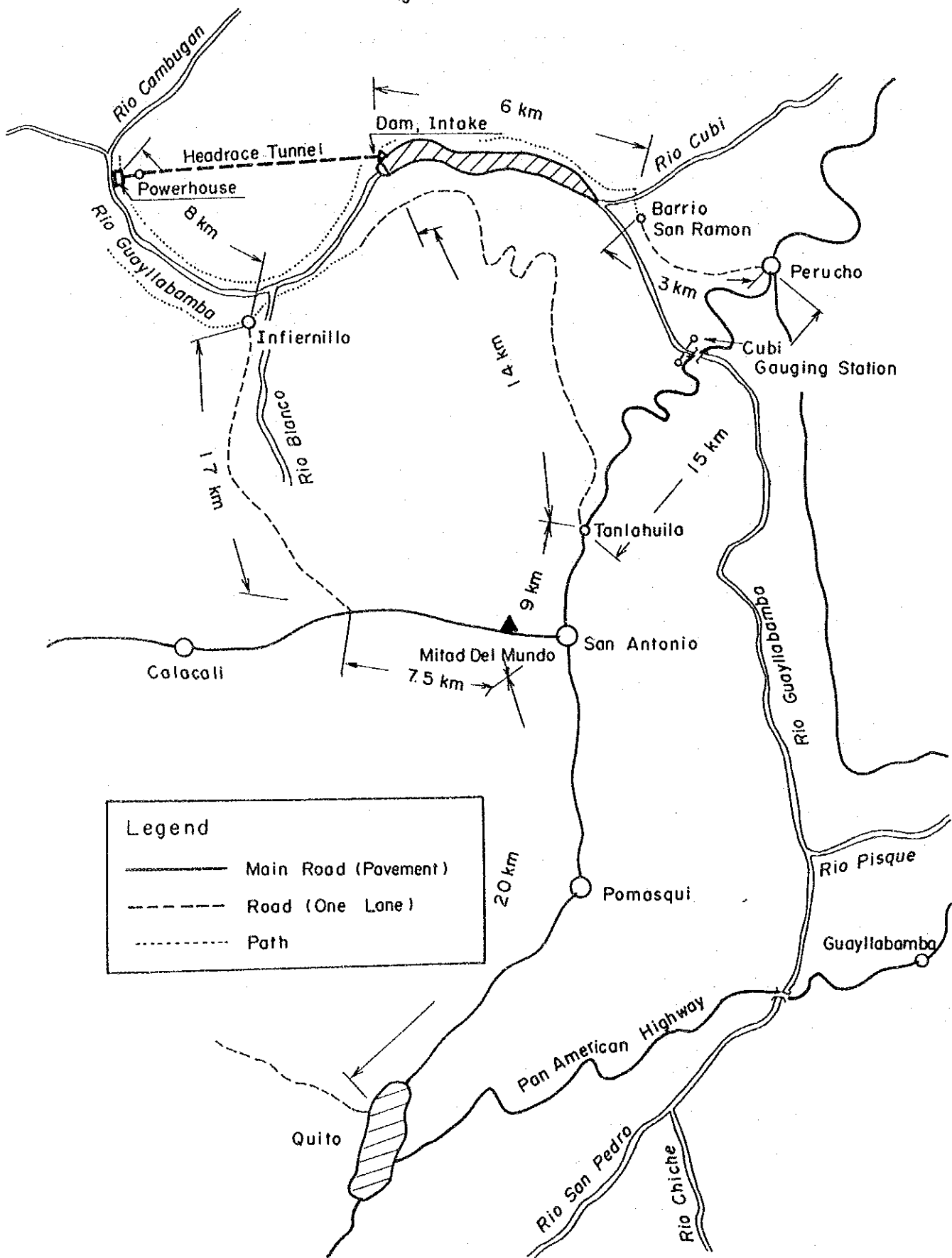
また、本計画地域には工場や事業場などは存在しない。

10. 3. 3 交 通

本計画地域への到達手段としては Fig10-1 に示すように、首都キトー(Quito)よりサンアントニオ(San Antonio)を経由してペルーチョ(Perucho)からサンロモン(San Romon) それより徒歩でダム地点右岸側に、また、タンラフィーラ(Tanlahuila)からダム地点左岸側に至る道路がある。一方サンアントニオ(San Antonio)よりインフェルニージョ(Infiernillo)を経由して徒歩にて発電所地点に至る事が出来る。

キトー(Quito)、サンアントニオ(San Antonio)、ペルーチョ(Perucho)間の道路は、現在も良く整備されており、将来クビ(Cubi)測水所付近より、Guayllabamba川左岸沿いに、ダム地点に至る約7kmの道路ならびにダム地点より発電所地点に至る道路を利用する事により、建設資材輸送等に十分使用しうるものと考えられる。現在本計画地域の物資運搬や移動のための交通手段は、徒歩や馬の使用のみであり、この道路

Fig. 10-1 Route of Road



建設が地域開発に大きく貢献するものと期待される。現在当計画地域内において舟運による交通手段は見当たらない。

10.3.4 水系利用

(1) 生活用水

本計画地域の住民は、飲用として渓流水を利用し、Guayllabamba川、Cambugan川やBlanco川の水は濁度が高いため、飲用に供していない。

(2) 工業用水

本計画地域には、工場や事業所が存在しないことから工業用水として、前記の川の水は利用されていない。

(3) 農業用水

今回の調査からは、河川より農業のための水を取水している状況は見当たらなかった。Guayllabamba川兩岸の地域においては、河川周辺の集落農地の状況などから判断すると、河川の水が直接農業水に利用されている実態はないものと考えられる。

(4) 舟 運

交通の項で述べたように、本地域内において、人および物の輸送のための舟運は見当たらない。

(5) 漁 業

社会環境の項で述べたように、本地域内において、一部で住民による魚類の採取が行われているが、周辺住民の食糧が主体で産業としての漁業と言えるほどのものは存在しない。

10.3.5 遺跡・文化財

本計画地域内には、遺跡、文化財などはないものと考えられる。

10.4 ダムおよび発電所の建設が環境に与える影響

10.4.1 一 般

Guayllabamba川におけるダム・発電所の建設が、その直接の目的（水力発電）により、エクアドル国の国民経済、社会の発展に大きく貢献することはもちろんであるが、一方当地域におけるこの建設が、この地域の開発の引金になり、経済、社会の発展お

よび民生の安定化に寄与するという開発効果も極めて大きいものと言える。

10.4.2 調整池による直接的影響

本地域の社会は、川を軸にして成立しており、川に沿った一定の幅の低地、平坦部で、農業、放牧などで生活を営むという自給自足的な人間居住地が形成されている。水没予定地の大部分は雑木地、草地ならびに荒地などの自然地であり、一部に農耕地、放牧地が含まれているが、集落地は含まれていない。

(1) 経済的、社会的環境への影響

この地域の産業的資源とみられるものは、農地、放牧地などが付近住民の自給の生活基盤となっているに過ぎない。ダム建設による調整地面積も僅かなものであり、ダム建設による損失は何らないものと考えられる。

(2) 自然環境への影響

計画地域およびその周辺には、貴重な動・植物として指定されているものは報告されていない。また、ここにしかないという動・植物の存在も認められていない。

10.4.3 地域振興に対する影響

本地域にダム・発電所を建設することは、その地域に地域振興上の大きな貢献をもたらすこととなる。即ち、直接的には建設工事によってもたらされる経済効果（地域現住民の雇用など）がある共に、建設サイトまでの広域幹線道路の整備による大幅な交通条件の改善、電力の利用（農村電化）を可能にする。

10.5 総合評価

今回の調査段階で得られた環境の現況に関する基礎資料は必ずしも十分なものでないため、環境に与える影響を正確に予測し難い点がある。しかしながら、現在までに得られた所見を総合するならば、適切な対策を講ずることにより、本計画の実施が環境に対し悪影響を与え、それが社会的に問題となることは考えられない。一方、本計画の実施が社会開発投資としての副次効果をもたらす事が認められる。

本計画の今後の進展に合わせ、さらに精度を上げた自然および社会環境の現況把握、影響予測および対策措置を実施する必要がある。

第11章 財務・経済評価

第11章 財務・経済評価

11. 1	INECELの財務状況	11 - 1
11. 1. 1	損益資産状況	11 - 1
11. 1. 2	資金繰り状況	11 - 6
11. 2	財務分析	11 - 10
11. 2. 1	方法論	11 - 10
11. 2. 2	分析の諸前提	11 - 10
11. 2. 3	収益性分析	11 - 20
11. 2. 4	感度分析	11 - 28
11. 3	経済分析	11 - 37
11. 3. 1	方法論	11 - 37
11. 3. 2	経済便益	11 - 37
11. 3. 3	経済費用	11 - 42
11. 3. 4	経済的収益	11 - 43
11. 3. 5	感度分析	11 - 43
11. 4	総合評価	11 - 47

TABLE LIST

	Page
Table 11-1 Income Statement	11-4
Table 11-2 Balance Sheet (1984 end)	11-5
Table 11-3 Use and Source of Funds	11-8
Table 11-4 Electricity Tariff by Regional Electric Companies (Sep. 1985)	11-12
Table 11-5 Monthly Change of Electricity Tariff	11-13
Table 11-6 Sales Volume of Electricity	11-14
Table 11-7 Construction Cost (1995 Price)	11-15
Table 11-8 Depreciation Period	11-16
Table 11-9 Forecast of Inflation	11-18
Table 11-10 Forecast of Foreign Exchange Rate	11-19
Table 11-11 Financial Rate of Return (In Current Price) - Base Case (1) -	11-21
Table 11-12 Income Statement (For Ending December 31) - Inflated Price -	11-22
Table 11-13 Funds Flow Statements (For Ending December 31) - Inflated Price --	11-29
Table 11-14 Loan-Foreign - Inflated Price -	11-34
Table 11-15 Loan-Local - Inflated Price -	11-35
Table 11-16 Electricity Demand by Categories	11-38
Table 11-17 Generation and Fuel Consumption of Thermal Power Plant (1984)	11-40
Table 11-18 Data on Construction and Operation Cost for Thermal Power Plants	11-41
Table 11-19 Economic Cost (1985 Price)	11-44
Table 11-20 Financial Rate of Return (In Current Price) - Economic Analysis -	11-45

FIGURE LIST

	Page
Fig. 11-1 Comparison of Revenue and Cost	11-2
Fig. 11-2 Change of Cost	11-3
Fig. 11-3 Comparison of Revenue and Disbursement	11-9
Fig. 11-4 Curve of Revenue and Expenses	11-27
Fig. 11-5 Analysis of Sensitivity	11-36
Fig. 11-6 Analysis of Sensitivity	11-46

第 1 1 章 財 務 ・ 経 済 評 価

11. 1 INECBLの財務状況

11. 1. 1 損 益 資 産 状 況

INECBLの損益状況を見ると、1980年には利益が出ているものの、1981年から1984年までは赤字となっている（Table 11-1）。しかもFig 11-1からわかるように収入と費用のギャップ、すなわち、赤字の額が年とともに急速に拡大している。

それでは、なぜ赤字がふくらんでいるのか。これを見るために、費用の内訳を図示したものがFig 11-2である。これからわかる通り、近年INECBLの収益を悪化させている原因は、金融費用と減価償却費の増大である。

金融費用が増大しているのは、近年の電力設備の拡充により対外債務がふえたことと、借入金利が上昇したことによる。他方、減価償却費の増大は、電力資産が増えたことで償却額が増大したという要因も一部あるが、より重要な要因は、資産の再評価で償却額が増大したということである。エクアドルでは、近年高率でインフレーションが昂進してきたため、固定資産について近年再評価が行われている。この再評価により資産の評価額が上昇するため、減価償却額が増大、損益を悪化させることとなる。

しかし、この資産再評価による減価償却の増加分というのは、実際には資金の流失を伴うものではなく、いわば架空の経費である。したがって、INECBLはその分を内部留保として扱うことができる。INECBLの会計処理上これは資産再評価引当金として自己資本の一部に入れられる。

1984年のバランスシートを見ると、総資産は、154,184百万スークレであるが、このうち資本勘定（自己資本）は111,493百万スークレに達している（Table 11-2）。自己資本比率（資本勘定/総資産）は実に72.3%という高さである。そこで自己資本の内容についてみると、資本金は127百万スークレと小さく、また、4,539百万スークレの欠損金を有する一方で、資産の再評価による留保性の再評価積立金が71,508百万スークレとなっている。つまり、INECBLの自己資本比率が高いのは、資産の価値が再評価されることで、再評価引当金という内部留保が蓄積されているためといえる。

収支実績からみると、INECBLの損益状況は芳しくない。しかしインフレーションによって資産価値が上昇しているため、資産の構成は損益状況の悪さをカバーしているといえる。もし、INECBLの借入が国内借入のみであれば、上のことがそのままでは

Fig. 11-1 Comparison of Revenue and Cost

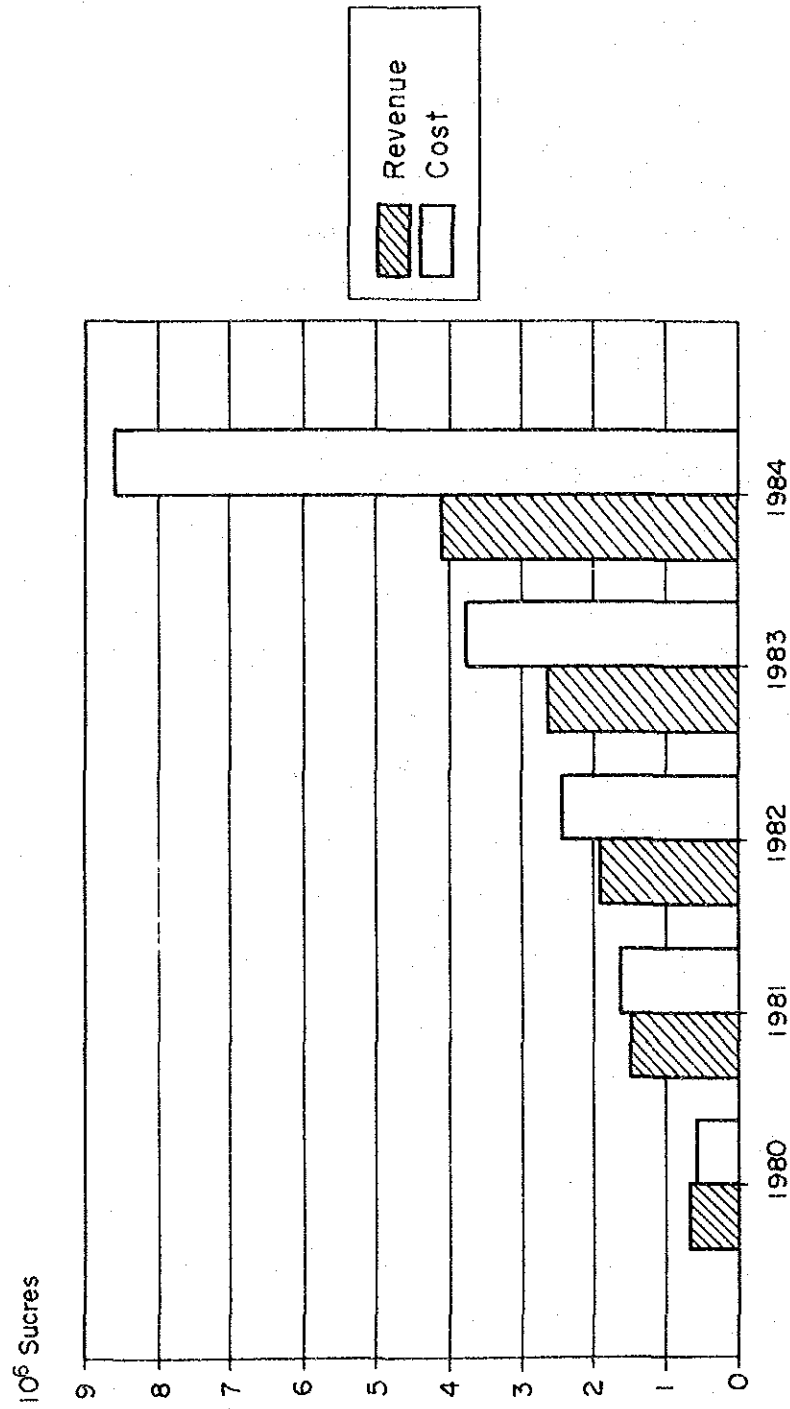


Fig. 11-2 Change of Cost

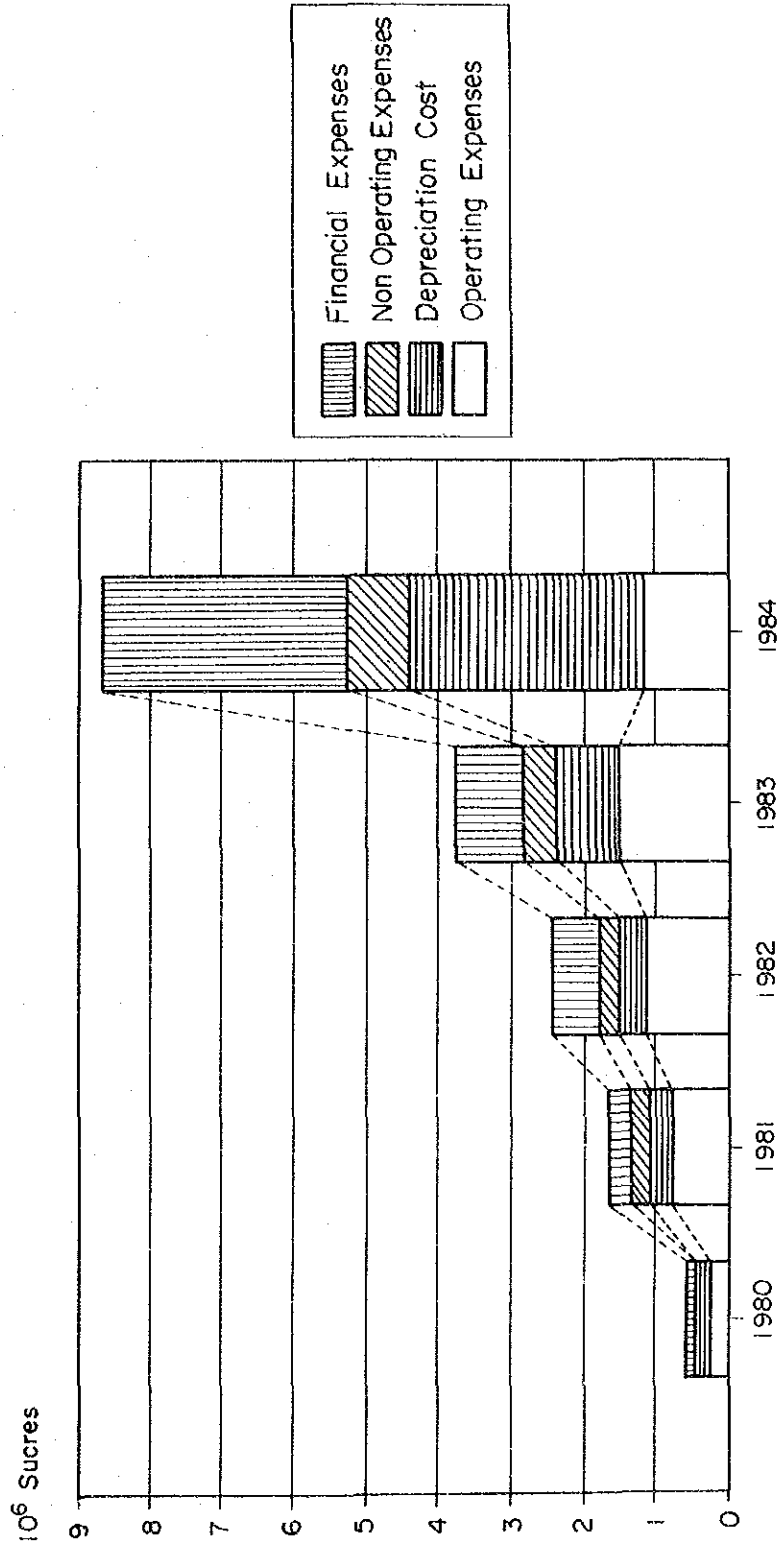


Table 11-1 Income Statement

(Unit: Million Sucre)

	1980	1981	1982	1983	1984
Operating Revenue	661,365	1,104,188	1,616,609	2,430,760	3,933,529
Electricity Sale	661,365	1,104,188	1,616,609	2,430,760	3,933,529
Operating Expenses	382,645	1,067,458	1,507,242	2,365,184	4,402,351
Generation Expense				1,202,633	943,071
Distribution and Transmission Expense				676,063	112,997
Public Service Expense	243,489	762,262	1,084,283	95	
Sales Expense				88,021	
Depreciation	139,156	303,870	392,752	858,675	3,250,802
Operation Profit	278,720	36,730	109,367	65,576	Δ 468,822
Non-Operating Revenue	1,965	377,050	273,376	205,189	196,144
Non-Operating Expense	50,965	279,503	255,341	477,998	867,905
Non-Operating Profit	49,000	97,547	18,035	Δ 272,809	Δ 671,761
Financial Expense	131,999	271,507	670,443	930,180	3,398,420
Net Profit	97,741	Δ 137,230	Δ 543,041	Δ1,137,413	Δ4,539,003

By INECEL

Table 11-2 Balance Sheet (1984 end)

(Unit: Thousand Sure)

Assets		Liabilities and Capital	
Fixed Assets	130,010,090	Capital	111,493,173
Equipment on Operation	62,308,905	Financial Allocation	44,397,451
Rural Electrification Equipment	183,456	Reserve for Revaluation	71,508,202
Equipment for Lent	28,471	Equity	126,523
Sub-Total	62,520,853	Retained Loss	4,539,003
Depreciation	Δ 2,752,067		
Revaluation	62,744,235	Liabilities	42,690,495
Depreciation of Revalued Assets	Δ 6,595,251	Long-Term Liabilities	37,204,644
Total	115,917,769	Borrowing	31,688,004
Equipment under Construction	13,705,791	Others	5,516,641
Unused Equipment	386,529	Current Liabilities	4,680,506
		Account Payable	1,707,482
Investment, etc.	11,221,134	Accrued Expenses	2,102,220
Current Assets	8,521,733	Short-Term Debt	75,608
Cash and Deposit	3,251,840	Accrued Interest	776,686
Account Receivable, etc.	3,686,622	Accrued Expense for Employees	12,206
Inventories	1,235,097	Others	6,305
Others	348,173	Deferred Liabilities	805,345
		Deferred Liabilities	603
Deferred Charges	4,430,712	Trust	79,941
R & D Expenses	372,472	Others	724,802
Research for Projects	2,240,638		
Others	1,817,602		
Total	154,183,668	Total	154,183,668

まり、INECELの実質的な財務の状況はよいといえる。ところが、INECELの借入の多くはむしろ海外借入であり、国内借入れは少ない。これは、INECELがインフレーションで資産の評価益を得る一方で、為替の変動による為替差損をこうむる危険性があるということの意味する。エクアドルのインフレーションは今後かなり沈静化するとしても、当分海外とのインフレーション格差は存在すると見通されている（詳細次項）。このため、エクアドルとしては、今後とも為替レートを切り下げていかざるを得ないと考えられる。もし、実際に為替レートが切り下がると、INECELは既存、新規ともすべての対外債務について為替差損を計上していくことになる（もし政府がこの損を引き受けるなら、話しは別だが）。したがって、この点を考えると、INECELの債務体質はみかけほど強くないと考えたほうがよい。将来的にはINECELとしては、損益の赤字を資産の評価益でうめるという現在のパターンから、損益自体の収支バランスを一致させる方向（たとえば料金値上げ）へもっていくのが好ましい。

11. 1. 2 資金繰り状況

INECELの1983年と1984年の資金繰りを示したのがTable 11-3である。

これによると、いずれの年も、INECELの資金繰りは資金余剰となっている。しかし、これはINECELの資金繰りに不安がないということの意味するものではない。

まず、支出面では最も大きいのがSNI 関係費用である。これは電力設備のための投資であり、1983年で全支出の47%、1984年でも41.1%を占める。

つまり、INECELの現金支出の約半分近くは新規設備投資に使われていることになる。

支出面で次に大きいのは金融費用である。この金融費用は、その大半が設備投資のために借入れた資金の元本および利息の返済であり、設備投資付随支出とみることができる。そこでSNI 費用と金融費用を設備投資支出とし、その他をオペレーション費用とすると、設備投資支出の全支出に占める割合は、1983年で73.4%、1984年で67.7%になる。これより、INECELの支出は大半が設備投資資金とみることができる。

他方、収入面をみると、電力売上による営業収入の全収入に占めるウェイトが非常に小さいことがわかる。この収入では、オペレーション費用すらまかなうことができない。そこで、INECELとしては、設備投資支出を中心とする全支出をまかなっていくためには、政府からの助成に大いに頼らざるを得ないのである（Fig 11-3）。

このように、INECELは投資支出が大きな一方で、電気料金が押さえられ、したがっ

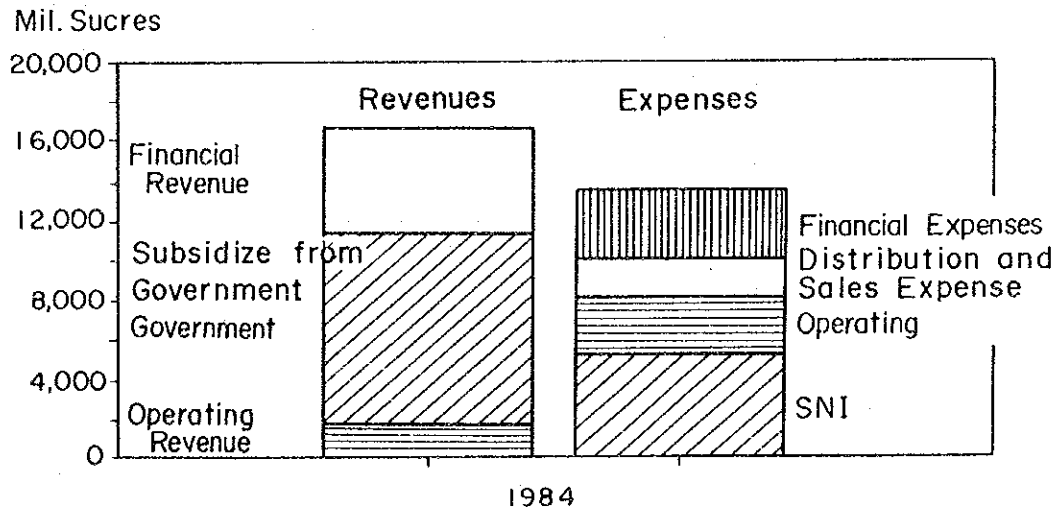
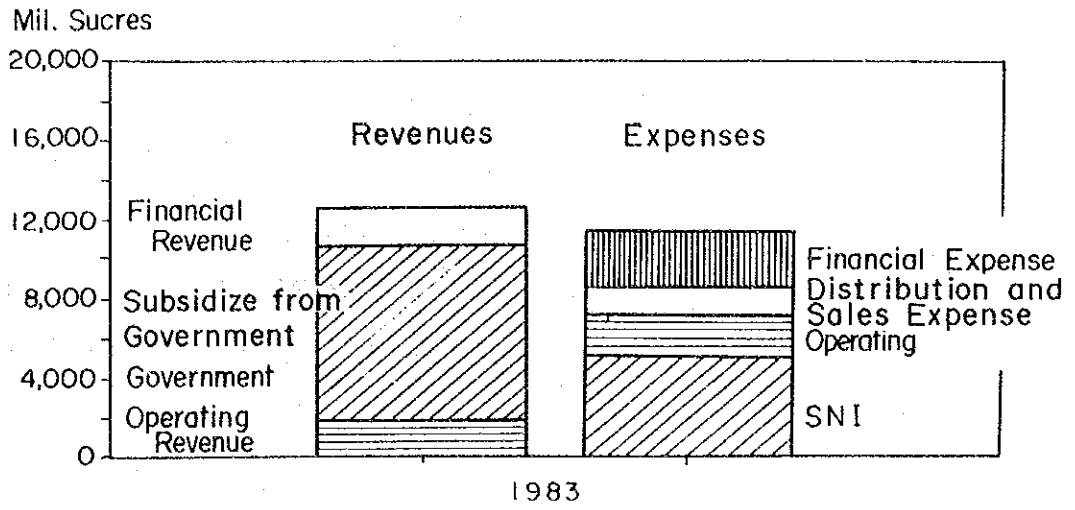
て営業収入が少ないことから、政府補助なしには資金がまわっていかない状況にある。今後とも新規プロジェクトが実施されていくこと、全体の資金フローに占める営業収入のウェイトがあまりに小さいことを考えると、当面INECELの資金繰りは政府依存にならざるを得ないと思われる。

Table 11-3 Use and Source of Funds

(Unit: Thousand Sucre)

	1983	1984
Revenues (A)		
Operating Revenues	1,718,861	1,807,847
Subsidize from government	8,805,256	9,492,265
Financial Revenues	1,932,921	5,310,307
Total	10,524,117	16,610,419
Expenses (B)		
General Expense	396,531	462,709
SNI Expense	4,893,735	5,190,442
Study and Design	413,225	495,132
Generation	3,383,849	3,439,404
Transmission	1,096,661	1,255,906
Operation	1,544,079	1,607,145
Distribution and Others	835,154	2,013,483
Financial Expense	2,732,308	3,357,373
Total	10,401,807	12,631,152
Balance (A - B)	122,310	3,979,267

Fig. 11-3 Comparison of Revenue and Disbursement



11. 2 財 務 分 析

11. 2. 1 方 法 論

前章までに見たように、チェスビ水力発電計画の建設コストは、1985年価格で241,970千ドル（建中金利を除く）であり、建設は1990年から始まり、1995年から運転を開始する予定である。

本項以降では、このプロジェクトについての財務的および経済的フィージビリティを検討する。財務的フィージビリティの検討、すなわち、財務分析は、売上単価、人件費等についての諸前提をもとに、プロジェクト期間中の収入、支出のキャッシュフロー予測を行い、これに基づいて収益性、資金繰り等を判断する。この財務分析はINCECLという経済主体からみたプロジェクトのフィージビリティ判断であるのに対し、経済分析は、エクアドルという国全体で見て、チェスビ水力発電計画がフィージブルかどうかを見るものである。実務的には、さきの財務分析に用いたキャッシュフローに経済分析を行うに必要な諸修正を加えたものを基礎にして行う。

プロジェクトのフィージビリティを測る指標としては、内部収益率、便益・費用比率（B/C Ratio）等幾つか考えられる。これらのうち、ここでは財務分析、経済分析ともに、内部収益率を用いることとする。その理由は、チェスビ水力発電計画を見る時の最も重要な点の一つは、本プロジェクトに対する将来のファイナンスをいかに組成すべきか、換言すれば、どの程度の金利負担能力を持つかを見ることにあるからだ。このためにはプロジェクトの利回りを示す内部収益率を用いるのが便利である。

11. 2. 2 分析の諸前提

1) 収 入

INCECLの収入は、電力売上および政府補助金からなる。

電力売上をプロジェクト期間について予測するには、販売単価と販売電力量の想定が必要である。

最新時点（1985年9月）のINCECLの平均販売単価は、1.952スクレ/kWhである（Table 11-4）。INCECLの1985年の値上げ状況をみると、月平均約2%の割合で上げられている（Table 11-5）。この値上げ率は政府によって認められたものでもある。そこで、1985年10～12月も月2%で値上げされたものと考えると、1985年末の販売単価は2.071スクレ/kWhとなる。これを分析の計算時点である1995年価格

に修正すると、9,201.45千スクレ/GWh、すなわち、28.73千ドル/GWhとなる。なお、1985年価格から1995年までの価格の上昇およびドル価格への変更には、それぞれ後述する予想国内インフレ率 (Table 11-9)、予想為替レート (Table 11-10) を適用した。

次に INECBL の販売電力量は、需要見通しでチェスピ水力発電に対する需要量が予測されているので (Table 11-6)、その数字を用いた。

一方、INECBL は政府から石油輸出額の約 1% を補助金として得ている。INECBL 全体のキャッシュフローをみるうえでは、補助金は重要な収入アイテムである (前項参照)。ところが、この収入は、プロジェクトの実施によって生じるものではなく、また、プロジェクトにリンクして特定の比率で政府から与えられるものでもない。そこで、チェスピ水力発電計画の財務分析上は、政府補助金は収入としてカウントしないこととする。

2) 建設コスト

(Table 9-5) にみるごとく、1985年末時点価格によるチェスピ水力発電の建設コストは、外貨部分 126,757千ドル、内貨部分 115,213千ドルの計 241,970千ドルである。

これに対して、1995年までのインフレ率、建中金利を入れた運開時におけるコストでみると、外貨部分 206,474千ドル、内貨部分 187,925千ドルの計 394,399千ドルとなる (Table 11-7)。

3) プロジェクトライフ

プロジェクトライフは、水力発電所の物理的寿命に合わせて50年とする。

4) 償却期間

エクアドルにおける法定耐用年数にしたがって Table 11-8 のように設定した。

このうち建中金利は、総建中金利のうち、償却期間35年のものにかかる分と、償却期間50年のものにかかる分の比率で按分した。また、水力機器、電気・機械、送電線については、プロジェクトライフ中に寿命が尽きることから、35年目で機器の更新がなされるものとした。

償却方法はいずれの設備についても定額で行われるものとし、残存価格はいずれも 0 とした。これも INECBL の会計規則にしたがうものである。

5) インフレーション

**Table 11-4 Electricity Tariff by Regional Electric Companies
(Sept., 1985)**

Empresas	Septiembre		
	kWh	Valor Planilla	Precio Medio (s/kWh)
1. Emelec	107,073,869	210,625,090.00	1.967
2. EEQ. S.A	66,343,110	131,452,870.68	1.991
3. Manabi	17,730,050	27,599,034.35	1.557
4. Centro Sur	4,433,500	9,468,487.35	2.136
5. Ambato	6,735,644	14,233,331.35	2.113
6. Rio-Bamba	722,642	3,218,641.70	4.454
7. Emp. R. Norte	7,410,000	13,198,906.37	1.761
8. Milagro	7,261,389	13,216,996.70	1.820
9. Esmeraldas	5,291,000	11,736,128.66	2.217
10. Cotopaxi	2,539,000	5,832,632.08	2.297
11. Emp. R. Sur	14,772,384	28,892,967.72	1.956
12. Santo Domingo	5,285,200	11,243,497.16	2.127
13. Emp. R. Rios	5,382,960	10,959,036.37	2.636
TOTAL	251,880,748	491,670,620.49	1.952

Each tariff represents wholesale price to regional electric companies from INECEL.

Table 11-5 Monthly Change of Electricity Tariff

(Unit: Sucre/kWh)

1985, 1	1.640
2	1.716
3	1.692
4	1.764
5	1.791
6	1.836
7	1.841
8	1.903
9	1.952

1. The tariff shows the averaged price from INECEL to 13 regional electric companies.
2. The averaged rate of increase from January to Septiembre is 2.2y.

Table 11-6 Sales Volume of Electricity

(Unit: GWh)

Year	Sales Volume
1995	555.5
1996	655.4
1997	708.4
1998	755.3
1999	842.1
2000	920.4
2001	939.8
∫	∫
2044	939.8

Table 11-7 Construction Cost (1985 price)

(Unit: 10³ US\$)

	Foreign Cost	Local Cost	Total
Preparation Work	0	11,252	11,252
Civil Work	97,755	84,397	182,152
Hydraulic Equipment	22,010	10,173	32,183
E/M Equipment	44,226	9,659	53,885
Transmission Line	6,134	1,776	7,910
Engineering	11,667	3,194	14,862
Administration	0	12,693	12,693
Compensation	0	119	119
Sub-total	181,793	133,264	315,057
Interest During Construction	24,680	54,662	79,342
Grand Total	206,474	187,925	394,399

Table 11-8 Depreciation Period

Preparation Work	50 years	
Civil Work	50	
Hydraulic Equipment	35	
E/M Equipment	35	
Transmission Line	35	
Engineering	50	
Administration	50	
Compensation	50	
Interest During Construction	35	(20% of Total Interest)
	50	(80% of Total Interest)

1985年から1992年まではINECELからの勧告（覚書 No DP-1220）によっている（Table 11-9）。また、1993年から2044年については、上記期間の傾向を勘案して、外貨部分は年率5%、内貨部分は年率15%のインフレーションを想定した。

6) 外国為替

1985年から1992年まではインフレーションにおけるのと同様、INECELからの勧告（覚書 No DP-1220）によっている（Table 11-10）。また、1993年以降2044年については、毎年年率9.5%の割合で通貨の切り下げが行われるものと想定した。これは、エクアドル政府が1993年以降もそれまでと同様、為替レートの切り下げによって、内外インフレ隔差が貿易に与える影響を吸収するような政策をとるだろうという仮定に基づく。1993年以降エクアドルには10%の内外インフレ隔差が続くと想定されているが、この隔差を吸収するための切り下げ率は年率9.5%となる。

7) 資金調達

11.1でみたように、INECELの資金繰りは決して楽ではない。また、自己資金もみかけほどは潤沢ではない。したがって、チェスピ水力発電計画に必要な資金の一部について自己資金で賄おうというのは不可能と思われる。そこで、建設資金はすべて借入に依存するという前提をおき、次のようにその条件を想定した。

① 外貨部分	金利	5%
	返済	7年据置 18年返済
② 内貨部分	金利	12%
	返済	5年据置 15年返済

なお、①、②共に返済は毎年元本均等で行われるものとする。

両方の資金共、通常の民間ベースの借入条件よりかなり緩和された条件の資金となっているが、これは以下の2つの考え方に基づいている。一つは、本プロジェクトの収益性があまり高くは見込まれないこと、二つめは、INECELの過去の実績を考慮したことによる。INECELがこれまで実施してきたプロジェクトの多くは、外国政府の援助資金および国際融資機関の融資が中心となっている。

また、建設資金の調達とは別に、運転開始後、借入金返済等でキャッシュフロー上資金不足を生じる場合には、短期資金の借入れを行うこととした。短期資金の借入期間は1年間とし、金利は国内のインフレ率に合わせて年15%とした。

8) 運転開始

Table 11-9 Forecast of Inflation

	Foreign Cost	Local Cost
	(%)	(%)
1985	5.0	28.0
1986	5.0	21.0
1987	5.0	19.0
1988	5.0	16.0
1989	5.0	15.0
1990	5.0	15.0
1991	5.0	15.0
1992	5.0	15.0
1993	5.0	15.0
2044	5.0	15.0

Table 11-10 Forecast of Foreign Exchange Rate

(Unit: Sucre/\$)

Year	Exchange Rate
1985	96.5
1986	118.8
1987	141.2
1988	163.6
1989	185.9
1990	203.5
1991	222.8
1992	243.9
1993	
	Devaluation by 9.5% a year
2044	

チェスピ水力発電所の運転開始は、エクアドルの電力需要の伸びに合わせて1995年とする。したがって、発電所の寿命は50年後の2044年までとなる。

11. 2. 3 収益性分析

1) 内部収益率

11.2.2の諸前提にたってチェスピ水力発電計画の内部収益率を計算すると、6.19%となる (Table 11-11)。

2) 損益計算書

プロジェクトライフ中の損益計算書は、Table 11-12に示されている。

これによると、運転開始後しばらくの間は、損益上は赤字続きであり、収支は苦しい。これは借入金の金利負担が大きいためである。

ところが、プラントがスタートして11年目の2005年目以降、収支は好転する。これは、電力収入がインフレーションによる単価上昇と販売数量の増加により毎年増えていくことで、借入金の金利負担が相対的に軽くなっていくのが主因である。2018年には総ての借入金の返済が完了し、翌年以降金利負担がゼロとなるので、黒字が一層拡大し、収益率はますますよくなる。Fig 11-4にはこの間の収支のトレンドが表されている。

3) 資金繰り表

Table 11-13では、損益計算書について、本プロジェクトの資金繰りが展開されている。

INECELの資金繰りの構造をみると、資金源泉は純利益、減価償却、借入金からなり、使金使途は設備投資、借入金返済からなる。チェスピ水力発電運開後の資金繰り予測では、純利益は毎年拡大していくものの、純利益と減価償却の合計は借入金の返済をするまではいかず、そのギャップをうめるために短期借入金を導入せざるを得ない。この短期借入金は、長期借入金の返済が終了する2018年の直前まで必要である。すなわち、INECELは長期資金の借入期間中は、返済に十分な内部資金を生み出すことはできないということになる。これは、本プロジェクトの資金調達ではかなり低金利の資金が想定されているものの、50年というプロジェクトの償却期間に比べ、借入期間が25年程度と短いことが原因である。したがって、INECELは長期借入金返済期間中は、資金ショートをおこさないよう、短期借入金、政府補助等何

Table 11-11 Financial Rate of Return (In Current Price)
 - Base Case (1) -

YEAR	ORIGINAL CAPITAL	CHANGE IN BOOKING CAPITAL	OPERATING AND CAPITAL PROFIT	DEPRECIATION	TOTAL PROFIT	TAX	LOCAL (4) PROFIT (5) AFTER TAX	NET FLOW (6) AFTER TAX	ATT-TAX
1990	33515	0	0	0	0	0	33515	-	33515
1991	50966	0	0	0	0	0	50966	-	50966
1992	32277	0	0	0	0	0	32277	-	32277
1993	33006	0	0	0	0	0	33006	-	33006
1994	54306	0	0	0	0	0	54306	-	54306
1995	14621	0	4930	0	14621	0	14621	-	14621
1996	17401	0	4930	0	17401	0	17401	-	17401
1997	19013	0	4930	0	19013	0	19013	-	19013
1998	20321	0	4930	0	20321	0	20321	-	20321
1999	22955	0	4930	0	22955	0	22955	-	22955
2000	25104	0	4930	0	25104	0	25104	-	25104
2001	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2002	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2003	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2004	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2005	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2006	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2007	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2008	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2009	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2010	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2011	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2012	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2013	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2014	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2015	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2016	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2017	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2018	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2019	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2020	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2021	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2022	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2023	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2024	25661	0	4930	0	25661	0	25661	-	25661
2025	7747	0	4930	0	7747	0	7747	-	7747
2026	18084	0	4930	0	18084	0	18084	-	18084
2027	43460	0	4930	0	43460	0	43460	-	43460
2028	34532	0	4930	0	34532	0	34532	-	34532
2029	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2030	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2031	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2032	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2033	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2034	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2035	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2036	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2037	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2038	0	0	4930	0	4930	0	4930	-	4930
2039	-102607	0	4930	0	-102607	0	-102607	-	-102607
TOTAL	316266	0	398605	724632	1120738	0	803075	-	803075

INTERNAL RATE OF RETURN 6.19 %

Table 11-12(1) Income Statement (For Ending December 31)

— Inflated Price —

YEAR	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
OPERATING INCOME	0	0	0	0	15067	15067	10770	22452	25141	20438
TOTAL SALES REVENUE	0	0	0	0	15067	15067	10770	22452	25141	20438
OTHER OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COST OF SALES	0	0	0	0	10168	10168	10236	10306	10381	10458
VARIABLE COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FULLY FIFO COST	0	0	0	0	1230	1230	1406	1477	1551	1629
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	0	0	0	0	5930	5930	8630	8870	8890	8930
INC. IN PRODUCT INVENTORY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GROSS PROFIT ON SALES	0	0	0	0	5794	5794	9533	12146	14760	18970
SALES EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL AND ADMIN. EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING PROFIT	0	0	0	0	5794	5794	9533	12146	14760	18970
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	32875	32875	32787	34558	35237	35820
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	32875	32875	32875	32875	32875	32875
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	913	1483	2362	2945
OTHER NON-OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	0	0	0	0	-27081	-27081	-24244	-22412	-20477	-15340
INCOME TAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-TAXABLE INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	0	0	0	0	-27081	-27081	-24244	-22412	-20477	-15840
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RETAINED EARNINGS	0	0	0	0	-27081	-27081	-24244	-22412	-20477	-15840

Table 11-12(2) Income Statement (For Ending December 31)

YEAR	(\$ IN 1,000)									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OPERATING INCOME	31701	35236	39067	39069	41076	44084	46292	49524	51066	53631
TOTAL SALES REVENUE	31701	35236	39067	39069	41076	44084	46292	49674	51066	53631
OTHER OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COST OF SALES	10540	13625	10715	10311	10911	11015	11125	11740	11361	11489
VARIABLE COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT COST	1711	1797	1827	1982	2091	2124	2295	2411	2532	2659
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	8090	4833	4830	830	899	890	890	890	890	890
INC. IN PRODUCT INVENTORY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GROSS PROFIT ON SALES	23251	25510	27340	29157	31065	33069	35173	37383	39705	42142
SALES P.ENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL AND ADMIN. P.ENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING PROFIT	23251	25510	27340	29157	31065	33069	35173	37383	39705	42142
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING P.ENSES	35343	34620	33762	32764	31626	30336	29981	27748	25422	23390
INTEREST ON LONG TERM DEBT	31371	29869	27791	25714	23637	21550	19483	17406	15329	13252
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	3072	4761	5971	7050	7989	8776	9398	9841	10093	10134
OTHER NON-OPERATING P.ENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	-17092	-9010	-6422	-3608	-561	2733	6292	10136	14282	18752
INCOME TAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-TAXABLE INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	-17092	-9010	-6422	-3608	-561	2733	6292	10136	14282	18752
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RETAINED EARNINGS	-17092	-9010	-6422	-3608	-561	2733	6292	10136	14282	18752

Table 11-12(3) Income Statement (For Ending December 31)

PAGE 3

YEAR	(\$ IN 1,000)									
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2010
— Inflated Price —										
OPERATING INCOME	54224	51184	60122	65248	62623	71264	75579	79375	82362	87540
TOTAL SALES LESS DUES	54224	51184	62178	65248	62623	71264	75579	79375	82362	87540
OTHER OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COST OF SALES	11620	11762	11210	12064	12227	12308	12577	12765	12963	13170
VARIABLE COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	2793	2933	3040	3235	3327	3568	3747	3935	4133	4361
INC. IN PRODUCTIVITY	4526	5032	5030	5030	5030	5030	5030	5030	5030	5030
GROSS PROFIT ON SALES	44703	47331	50215	53181	56206	59567	63002	66610	70399	74379
SALES EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL AND ADMIN. EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING PROFIT	44703	47331	50215	53181	56206	59567	63002	66610	70399	74379
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	21134	18617	15881	12845	9510	6730	3646	1147	574	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	11175	9098	7922	4845	2868	2234	1721	1147	574	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	9959	9539	7959	7901	6643	4435	1926	0	0	0
OTHER NON-OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX INCOME TAX	23560	28755	34335	40336	46785	52837	59356	65463	69826	74379
NON-TAXABLE INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	23560	28755	34335	40336	46785	52837	59356	65463	69826	74379
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RETAINED EARNINGS	23560	28755	34335	40336	46785	52837	59356	65463	69826	74379

Table 11-12(4) Income Statement (For Ending December 31)

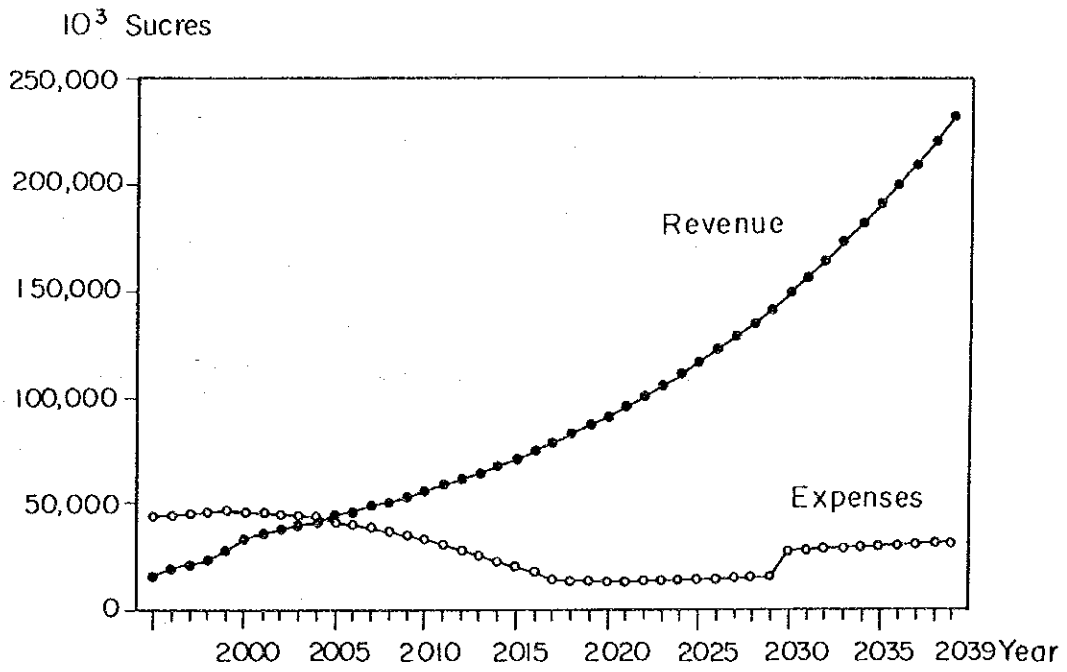
PAGE 4

YEAR	(\$ IN 1000)									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	— Inflated Price —									
OPERATING INCOME	91947	96568	101615	106592	111852	117473	123378	129575	136084	142919
TOTAL SALES REVENUE	91947	96568	101615	106592	111852	117473	123378	129575	136084	142919
OTHER OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COST OF SALES	12390	13617	13859	14110	14374	14654	14947	15254	15577	15916
VARIABLE COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT FIXED COST	4559	5733	5929	5993	5745	5825	6117	6424	6747	7086
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	8230	3430	8930	9030	9430	8820	8830	8930	8830	8830
INC. IN PRODUCT INVENTORY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GROSS PROFIT ON SALES	79557	82948	87557	92482	97478	102819	108431	114321	120507	127004
SALES EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL AND ADMIN. EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING PROFIT	79557	82948	87557	92482	97478	102819	108431	114321	120507	127004
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTHER NON-OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX INCOME TAX	79557	82948	87557	92482	97478	102819	108431	114321	120507	127004
NON-TAXABLE INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	79557	82948	87557	92482	97478	102819	108431	114321	120507	127004
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RETAINED EARNINGS	79557	82948	87557	92482	97478	102819	108431	114321	120507	127004

Table 11--12(5) Income Statement (For Ending December 31)

YEAR	— Inflated Price —									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
OPERATING INCOME	15000	18237	16569	17376	16269	19175	20149	21157	22149	23307
TOTAL SALES REVENUE	15000	18237	16569	17376	16269	19175	20149	21157	22149	23307
LESS OPERATING EXPENSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COST OF SALES	2129	2849	2493	2300	2171	3013	2666	3117	3194	3227
VARIABLE COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT FIXED COST	742	791	828	841	866	958	986	1047	1104	1157
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	2062	2343	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060
INC. IN PRODUCT INVENTORY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GROSS PROFIT ON SALES	12107	12214	12667	14670	15297	16158	17072	18035	19055	20100
SALES EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL AND ADMIN. EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING PROFIT	12107	12214	12667	14670	15297	16158	17072	18035	19055	20100
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTHER NON-OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	12107	12214	12667	14670	15297	16158	17072	18035	19055	20100
INCOME TAX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-TAXABLE INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	12107	12214	12667	14670	15297	16158	17072	18035	19055	20100
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RETAINED EARNINGS	12107	12214	12667	14670	15297	16158	17072	18035	19055	20100

Fig. 11-4 Curve of Revenue and Expenses



らかの資金措置をとらなければならない。

借入金の返済が完了する2019年以降はINECELの資金繰りは非常に楽である。2027年から2029年の間に、耐用年数のきた送電線設備、電気機器等の更新が行われるが、これは十分に自己資金でまかなうことができる。

4) 資金返済表

本プロジェクトでは外貨部分、内貨部分すべて借入金に依存するという想定にたつことから、外貨みあいとして206,475千ドル、内貨見合いとして187,726千ドルの借入れが必要である。Table 11-14、Table 11-15に示されているのはそれらの返済スケジュールである。

外貨みあい借入れについては、2001年以降2018年までに、また内貨みあい借入れについては、1999年以降2013年までにいずれも元本均等方式で償還される。

ここで想定された借入条件は、金利、期間ともに相当にソフトなものである。しかし、上でみたようにINECELは自己資金のみで、返済および金利支払を行っていくことはできない。ただ、これらの条件よりさらに緩和された借入条件を想定することは、あまり現実的でないことから、INECELにとって返済のための資金措置を講じていかざるを得ないのは必至である。

11. 2. 4 感 度 分 析

上記のケースをベースケースとし、次に感度分析を行う。感度分析は、プロジェクトの経済性に特に強い影響を与えると思われる2つの要素、すなわち、電力の販売単価と建設コストについて試みる。

まず、営業収入の変化の影響度をみると、販売単価が30%アップすると、内部収益率はベースケースの6.19%から8.11%へ上昇するが、逆に30%ダウンすると、内部収益率は3.91%まで低下する。また、建設コストの変化の影響度をみると、コストが30%アップすると、内部収益率は4.58%へと低下するが、逆に30%ダウンすれば、内部収益率は8.73%になる。これらの関係を図示すると、Fig 11-5のようになる。

このFig 11-5からわかるように、内部収益率の向上のためには建設コストの変化のほうが影響度が大きいですが、逆に内部収益率が悪化するのは、販売単価の変化のほうが影響度が大きい。

Table 11-13(1) Funds Flow Statements (For Ending December 31)

— Inflated Price —

PAGE 1

YEAR	1991	1992	1993	1994	1995	1997	1998	1999
SOURCE OF FUNDS								
CASH GENERATED FROM OPERATIONS	36526	58548	97365	117600	84363	32975	52039	69224
PROFIT AFTER TAXES AND AMORTIZATION	0	0	0	0	0	14623	19373	29976
FINANCIAL RESOURCES	36526	58548	97365	117600	84363	5704	2543	12146
SHARE CAPITAL	36526	58548	97365	117600	84363	0	8830	8830
LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0
SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	18251	33666	47249
USGS OF FUNDS								
FIXED CAPITAL EXPENDITURE	36526	58548	97365	117600	84363	32975	52039	69224
NON-DEPRECIABLE ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIABLE FIXED ASSETS	32515	52965	82277	92906	54304	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	3010	7582	15088	23694	29967	0	0	0
CHANGE IN WORKING CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0
DEBT SERVICES	0	0	0	0	0	32975	52039	69224
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	18251	33666
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	32975	32975	47249
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	14623
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0
CASH INCREASE OR (DECREASE)	0	0	0	0	0	0	0	0
BEGINNING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	0	0	0
ENDING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	0	0	0

Table 11-13(2) Funds Flow Statements (For Ending December 31)

YEAR	(\$ IN 1000)									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2009
- Inflated Price -										
SOURCE OF FUNDS	127307	153855	177176	197770	215409	229850	240831	249076	251294	250139
CASH GENERATED FROM OPERATIONS	32000	34240	26170	37086	30996	41908	44002	46212	48534	50972
PROFIT NET, TAX, AND INT.	23251	25610	27360	29157	31065	33060	35173	37383	39705	42142
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	8830	8830	8830	8830	8830	8830	8830	8830	8830	8830
FINANCIAL RESOURCES	35227	112415	141005	150784	175515	187951	196829	201863	202750	199167
SHARE CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LONG TERM DEBT	95227	112415	141005	150784	175515	187951	196829	201863	202750	199167
SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USES OF FUNDS	127307	153855	177176	197770	215409	229850	240831	249076	251294	250139
FIXED CAPITAL EXPENDITURE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-DEPRECIABLE ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIABLE FIXED ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHANGE IN WORKING CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEBT SERVICES	127307	153855	177176	197770	215409	229850	240831	249076	251294	250139
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	12528	24099	23999	23999	23999	23999	23999	23999	23999	23999
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	79436	95227	110415	141005	150784	175515	187951	196829	201863	202750
INTEREST ON LONG TERM DEBT	31371	23268	197781	25712	23237	21560	19483	17406	15323	13252
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	3972	4761	5971	7050	7089	9776	9398	9841	10033	10138
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASH INCREASE OR (DECREASE)	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
BEGINNING CASH BALANCE	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
ENDING CASH BALANCE	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0

Table 11--13(3) Funds Flow Statements (For Ending December 31)

PAGE 2

SOURCE OF FUNDS	INFLATED PRICE -- (IN 1000)									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CASH CONTRIBUTED FROM OPERATIONS	264300	233404	217063	194863	153833	126909	71832	75440	79229	83208
PROFIT AFTER TAXES	53559	55321	59345	62011	65125	68406	71832	75440	79229	83208
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	44703	47331	50015	51131	55704	59547	63002	66510	70309	74370
FINANCIAL RESOURCES	190768	177182	159018	132952	80708	38512	0	0	0	0
LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHORT TERM DEBT	190768	177182	159018	132952	80708	38512	0	0	0	0
USES OF FUNDS	264300	233404	217063	194863	153833	126909	52620	17618	17044	0
FIXED CAPITAL EXPENDITURE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-DEPRECIABLE ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIABLE FIXED ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHANGE IN WORKING CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEBT SERVICES	264300	233404	217063	194863	153833	126909	52620	17618	17044	0
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	23999	33999	23999	23999	11471	11471	11471	11471	11471	0
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	192167	190768	177183	158018	132852	88708	32512	11471	574	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	11175	9098	7022	5045	2868	2294	1721	1147	574	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	9069	9538	8859	7301	6643	4435	1926	0	0	0
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASH INCREASE OR (DECREASE)	-0	-0	-0	-0	-0	0	18203	62822	67185	83208
BEGINNING CASH BALANCE	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	18203	81025	148209
ENDING CASH BALANCE	-0	-0	-0	-0	-0	-0	18203	81025	148209	231418

Table 11-13(4) Funds Flow Statements (For Ending December 31)
 - Inflated Price -

SOURCE OF FUNDS	(\$ IN 1000)									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
CASH GENERATED FROM OPERATIONS	27200	31777	62287	101228	106312	111453	117261	202517	385826	317508
PROFIT (LOSS) IN THE	37320	31777	62287	101228	106312	111453	117261	173151	173337	135933
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	70550	83448	87557	92309	97493	102023	106432	114321	120507	127024
FINANCIAL RESOURCES	9920	8830	8830	8830	8830	8830	8830	86366	255559	181675
SHARE CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	95366	255559	181675
SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USES OF FUNDS	0	0	0	0	0	0	0	86366	255559	181675
NET CAPITAL EXPENDITURE	0	0	0	0	0	0	0	86366	255559	181675
NON-DEPRECIABLE ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIABLE FIxed ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	86366	255559	181675
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHANGE IN WORKING CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEBT SERVICES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASH INCREASE OR (DECREASE)	87288	31777	62287	101228	106312	111453	117261	173151	129337	135933
BEGINNING CASH BALANCE	231418	318905	410503	506970	608198	714511	826166	943425	1066576	1195913
ENDING CASH BALANCE	318806	413583	506970	608198	714511	826166	943425	1066576	1195913	1331746

Table 11-13(5) Funds Flow Statements (For Ending December 31)

— Inflated Price —

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
(\$100,000)																			
SOURCE OF FUNDS																			
CASH GENERATED FROM OPERATION	142656	142821	157346	165250	173550	182267	191422	201037	211135	221739									
PROFIT AFT. TAX PER INV.	142656	142821	157346	165250	173550	182267	191422	201037	211135	221739									
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	121976	121142	136667	144870	152870	161587	170742	180357	190455	201060									
FINANCIAL RESOURCES	20680	20680	20680	20680	20680	20680	20680	20680	20680	20680									
SHARE CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
USES OF FUNDS																			
NET CAPITAL EXPENDITURE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
NON-DEPRECIABLE ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
DEPRECIABLE FI FD ASSETS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
CHANGE IN WORKING CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
DEBT SERVICES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0									
CASH INCREASE OR (DECREASE)	142656	142821	157346	165250	173550	182267	191422	201037	211135	221739									
BEGINNING CASH BALANCE	1331746	147402	1624223	1781569	1946819	2120369	2302636	2494058	2695095	2906229									
ENDING CASH BALANCE	1474402	1624223	1781569	1946819	2120369	2302636	2494058	2695095	2906229	3127969									

Table 11-14 Loan-Foreign -- Inflated Price --

(USD 1000)

YEAR	SER. NO	PRINCIPAL	INTEREST	DEBT SERVICE	BALANCE AFT. PAYMENT
1990	1	0	0	0	15183
1991	2	0	0	0	43745
1992	3	0	0	0	92899
1993	4	0	0	0	159999
1994	5	0	0	0	206475
1995	6	0	10324	10324	206475
1996	7	0	10324	10324	206475
1997	8	0	10324	10324	206475
1998	9	0	10324	10324	206475
1999	10	0	10324	10324	206475
2000	11	1471	9750	21775	1995004
2001	12	1471	9750	21775	183533
2002	13	1471	8603	20674	172059
2003	14	1471	8030	19500	149121
2004	15	1471	7456	18927	137650
2005	16	1471	6882	18353	126179
2006	17	1471	6309	17780	114708
2007	18	1471	5735	17206	103237
2008	19	1471	5162	16633	91766
2009	20	1471	4588	16059	80295
2010	21	1471	4015	15486	68824
2011	22	1471	3441	14912	57354
2012	23	1471	2868	14339	45883
2013	24	1471	2294	13765	34412
2014	25	1471	1721	13191	22941
2015	26	1471	1147	12618	11470
2016	27	1471	574	12044	0
2017	28	0	0	0	0
2018	29	0	0	0	0
2019	30	0	0	0	0
2020	31	0	0	0	0
2021	32	0	0	0	0
2022	33	0	0	0	0
2023	34	0	0	0	0
2024	35	0	0	0	0
2025	36	0	0	0	0
2026	37	0	0	0	0
2027	38	0	0	0	0
2028	39	0	0	0	0
2029	40	0	0	0	0

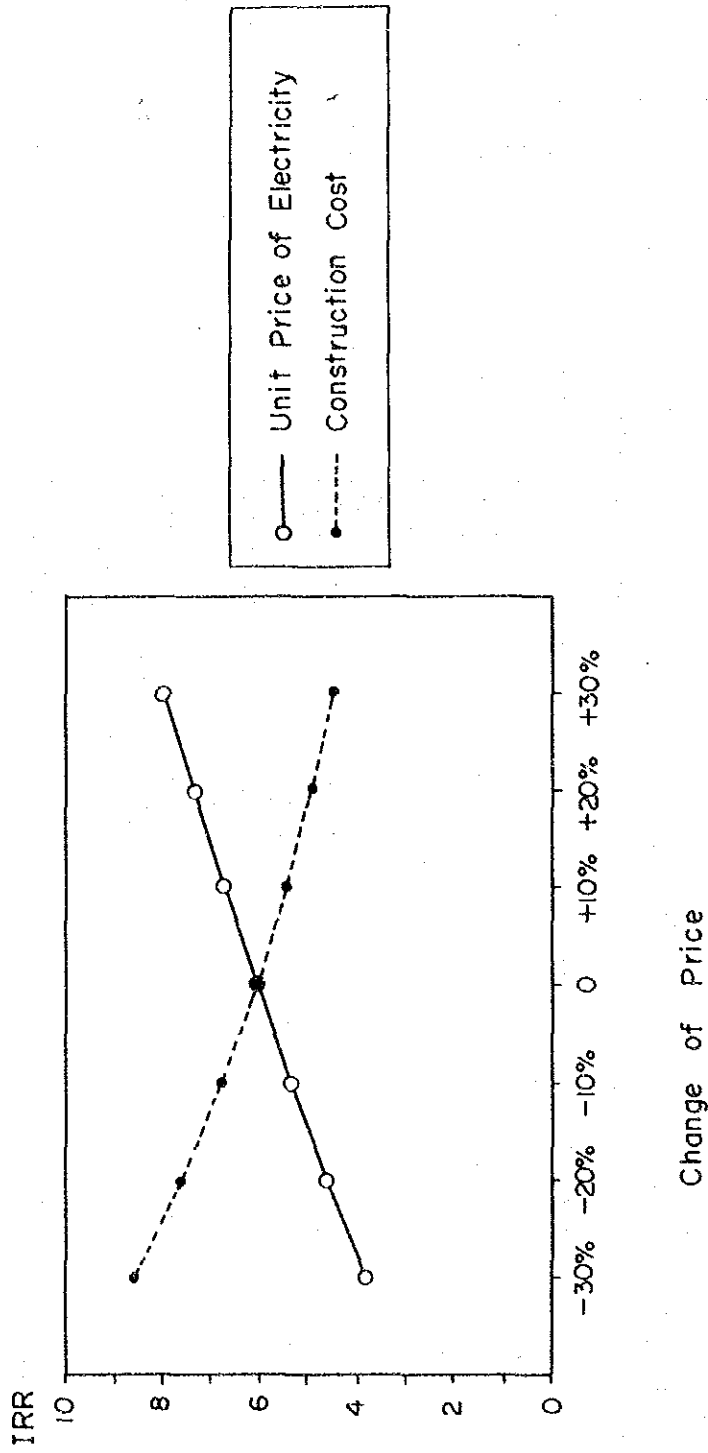
Table 11--15 Loan-Local -- Inflated Price --

(USD 1000)

YEAR	SER. NO	AMOUNT OF DEBT	INTEREST RATE	15 YEAR-EQUAL-INSTALLMENT-REPAYMENT (ANNUAL REPAYMENT)	PRINCIPAL	INTEREST	DEBT SERVICE	BALANCE AFT. PAYMENT
1990	1	187926	12.000	PER CENT/YEAR	0	0	0	21342
1991	2				0	0	0	51328
1992	3				0	0	0	99545
1993	4				0	0	0	150039
1994	5				0	0	0	187926
1995	6				0	0	0	187926
1996	7				0	22551	22551	187926
1997	8				0	22551	22551	187926
1998	9				0	22551	22551	187926
1999	10				0	35080	35080	175398
2000	11	12528			21048	33576	33576	162869
2001	12	12528			19544	36573	36573	150341
2002	13	12528			18041	39569	39569	137287
2003	14	12528			16537	42566	42566	125287
2004	15	12528			15034	45562	45562	110227
2005	16	12528			13531	48559	48559	87599
2006	17	12528			12027	51556	51556	75170
2007	18	12528			10524	54552	54552	62642
2008	19	12528			9020	57549	57549	50113
2009	20	12528			7517	60545	60545	37585
2010	21	12528			6014	18542	18542	32508
2011	22	12528			4510	17039	17039	12528
2012	23	12528			3007	15535	15535	0
2013	24	12528			1503	14032	14032	0
2014	25	0			0	0	0	0
2015	26	0			0	0	0	0
2016	27	0			0	0	0	0
2017	28	0			0	0	0	0
2018	29	0			0	0	0	0
2019	30	0			0	0	0	0
2020	31	0			0	0	0	0
2021	32	0			0	0	0	0
2022	33	0			0	0	0	0
2023	34	0			0	0	0	0
2024	35	0			0	0	0	0
2025	36	0			0	0	0	0
2026	37	0			0	0	0	0
2027	38	0			0	0	0	0
2028	39	0			0	0	0	0
2029	40	0			0	0	0	0

Fig. 11-5 Analysis of Sensitivity

(Analysis of Financial)



11. 3 経 済 分 析

11. 3. 1 方 法 論

水力発電所の建設・運転には様々な国内および輸入の財・サービスが用いられる。そして、プラントにより生産されたもの、すなわち、電気は国内で消費される。つまり、プロジェクトの生産物は国際的に取引されることのない国内財であり、自国での消費物である。この意味から、プロジェクトの評価にはUNIDO ガイドラインの採用が便利である。なぜなら、UNIDO ガイドラインでは、国内通貨で表示された消費をニューメレル（計算単位）としているからである。そこで、チェスピ水力発電計画の経済評価もUNIDO ガイドラインに基づいて行う。

11. 3. 2 経 済 便 益

チェスピ水力発電計画の経済的便益として1次便益と2次便益という2つの便益を考えた。1次便益とは発電された電気の消費にかかる便益であり、2次便益とは、本プロジェクトの建設・運転に従事した労働者による新たな消費支出にかかる便益である。それらの詳細は以下の通りである。

1) 1 次 便 益

チェスピ水力発電計画の稼働による発生電力の経費的意味を考えると、これは2つの経済的効果をもたらすことがわかる。1つは、本プロジェクトにより既存の高コストの発電設備を稼働させないですむというコストセービングの効果であり、いま1つは増大する電力需要をみだし、電力消費支出を作り出すという消費拡大効果である。財務分析で用いた需要見通し（Table 11-6）を、上記2つの性格にしたがって区分するとTable 11-16になる。

すなわち、火力節約分で示される数字は、チェスピ水力発電により、既存のディーゼル、ガス発電を使わずにすんだその節約量を示し、新規需要分は、エクアドル全体の新たな電力需要にこたえていった分の電力量を示す。これによると、チェスピ水力発電は、運開当初は主として火力代替として使われるが、数年目からは、むしろ新規需要対応としての意味あいの方がより大きくなる。

経済的便益の量を測定するには、上の2つのカテゴリーについて、それぞれ1単位（GWh）あたりの便益額を決めなければならない。

まず、既存設備の節約分については、単価当たりの便益額として、代表的燃料、

Table 11-16 Electricity Demand by Categories

(Unit: GWh)

	Electricity for Thermal Saving	Electricity for New Demand
1995	537.2	18.3
1996	536.7	118.7
1997	467.6	240.8
1998	427.7	327.6
1999	386.0	456.1
2000	381.5	538.9
2001	386.2	553.6
∫	∫	∫
2044	386.2	553.6

すなわちC重油の国際価格を採用する。この理由は、INECELではチェスピ稼動後も既存の火力電源はピーク用、あるいは緊急用として残し、売却を含む処分はしないと考えられる。したがって、実際に節約されるのは火力燃料（主としてC重油）のみである。この節約された石油は輸出にまわされ、エクアドルに外貨収入をもたらすと考えられるからである。

本プロジェクトの価格算定時点である1985年末のC重油の国際価格はトン当たり137.35ドルである。INECEL資料（Table 11-17）によると、火力設備の燃料効率はKWh 当たり 0.294ℓであるから、これを用いて換算すると、GWh 当たりのC重油価格は34.78千ドルとなる。すなわち、既存設備の節約分についての便益額は、34.78千ドル/GWh（1985年価格）とする。

つぎに、新たな電力消費創出の便益については、理論的には、消費者の支払意志額で測定するのが妥当である。しかし、価格に対する需要曲線等支払意志額を測定するための資料が不足している。そこで、支払意志額のかわりに、本プロジェクトと同じ経済的便益を生み出す他の代替的手段のコスト、すなわち、エクアドルの場合、ディーゼル発電の発電コストを用いることとする。

INECEL資料によると、エクアドルにおけるディーゼル発電の支配的な発電コストは1983年価格で0.05ドル/kWh である（Table 11-18）。

これを1985年価格に修正し、さらにGWh 当たりになおすと、35.8千ドル/GWh となる。すなわち、新たな電力消費創出分の便益額は、35.8千ドル/GWh（1985年価格）とする。

2) 2 次 便 益

1990年から1994年までのプロジェクト建設期間、2025年かち2029年までの水力機器等の更新時期および発電所運転期間中に、建設労働者あるいはINECEL従業員に対し労賃が支払われる。支払われたこれら労賃の一部は、労働者の消費のために使われ、その分だけエクアドル全体の消費水準が上昇することとなる。したがって、労働者賃金のうちの消費支出分は、本プロジェクトの便益とみなすことができる。

INECELでの若干の聞き取り調査によれば、INECEL従業員の消費性向は約80%である。建設労働者の場合はさらに高いものと思われる。今回の2次便益の計測にあたっては、INECELでの聞き取りをもとに、プロジェクト期間中の労賃の80%を算入する。

Table 11-17 Generation and Fuel Consumption of Thermal Power Plants (1984)

Orden	Central	Generacion Bruta MWh	Generacion Neta MWh	Bunker C US Galon	Diesel US Galon
1	Guangopolo	1,362.38	577.76	77.609	27.546
2	Gonzalo Zevallos	406,048.8	382,507.1	29,421.431	35.085
3	Esmeraldas	27,544	19,386.45	1,514.962	32.259
4	Santa Rosa	1,480.73	969.25	—	159.048
	TOTAL	436,435.91	403,440.56	31,014.002	253.938

By INECEL

Table 11-18 Data on Construction and Operation Cost for Thermal Power Plants

Nombre de C/T Item	Estero Salado No.3	Esmeraldas	INECEL Guangopolo	INECEL Gas Quito	EEQ SUR
Capacidad Instrada (kW)	73,000	125,000	31,200	51,000	26,515
Efficiencia Termica (%)	35.4	36.3	37.2	25.1	30.0
Factor de Planta Anual (%)	80	80	60	30	45
Produccion de Energia Anual (GWh)	512	876	164	134	104
Porcentaje de Servicio Auxiliares (%)	6	6	4	2	2 ⁺
Energia Desponsible Anual (GWh)	481	824	157	131	102
Consumo de Combustible por kWh (ℓ/kWh)	0.26	0.25	0.24	0.38	0.31
Precio Unitario de Combustible (a Enero/83) (US/ℓ)	0.19	0.19	0.20	0.28	0.28
Costo Total de Construccion (a Enero/83) (10 ³ US\$)	72,300	110,600	28,800	24,600	22,400
En que ano de Contoruccion DE19...A19	1977-1980 (4)	1979-1982 (4)	1975-1977 (2)	1980-1981 (2)	1973-1974 (1.5)
Costo de Operacion Anual (a Enero/83) (10 ³ US\$)	1,760	2,210	600	520	610
Costo de Mantenimiento Manual (a Enero/83) (10 ³ US\$)	1,320	2,020	390	230	290
Costo de Energia por kWh (a Enero/83) (US\$/kWh)	0.055	0.052	0.054	0.012	0.096
Vidautil Oficial Anos	30	30	15	15	12

by INECEL

3) インタングジブル便益

チェスピ水力発電計画の便益には、上で述べた1次便益、2次便益という計測可能な便益のほかに、計測の困難ないわゆるインタングジブル便益もある。たとえば、電化率の向上による民生の安定度の上昇などがある。しかし、これらについては計測化が困難であり、かりに数量化しても恣意的になるので、今回の経済性の検討からは省いてある。

11. 3. 3 経 済 費 用

本プロジェクトの経済費用は、財務分析で用いた建設、運転費用に必要な修正を加えて得られる。

今回修正に際して考慮した点は次の通りである。

1) 税 金

エクアドルでは輸入資財についてかなり高率の関税がかけられている。財務費用では、この関税も含んだ価格が示されている。しかし、関税はエクアドル内の主体間の資金の移動であることから、経済費用の算定からは除かれる。

2) シャドー為替率

現在のエクアドルの対ドル公定為替レートは、1ドル=96.5スークレである。しかし、自由市場ではドルは1ドル=110～120スークレで取引されている。つまり、スークレの実勢は公定レートより約20%安くなっており、シャドー為替率が存在する。

ところが、INECBLの資料によると、エクアドルでは今後毎年為替の切り下げが予定されている（Table 11-10）。この切り下げ率は内外のインフレ格差を考慮して決められている。この間現在と同じように公定レートと実勢レートは一致しないとみる見方もありえようが、むしろその差は徐々に解消されるとみるほうが自然である。なぜなら、為替の切り下げは、内外インフレ隔差の解消と同時に、公定レートと実勢レートの一致という政策のもとでなされると考えられるからである。

そこで、本プロジェクトの経済費用の算定にあたっては、上の考え方により建設の始まる1990年までには公定レートと実勢レートの差はなくなるとみなし、シャドー為替率は設定しない。

3) シャドー賃金率

エクアドルでは全国的に高い失業率が存在することから、市場賃金率は必ずしも労働の機会費用を反映していないと考えられる。そこで、労働の機会費用、すなわちシャドー賃金率を設定する必要がある。ここでは、シャドー賃金率として、市場賃金率の0.8掛を用いた。これは、INECELからのリコメンデーションによるものである。

4) 経済費用

上で述べた点をふまえて、財務的費用を経済費用に修正すると、Table 11-19のごとく、総経済費用は 217,805千ドルとなる。これは財務費用に比べ10.0%減少する。

11. 3. 4 経済的収益性

12.2.1で述べたように、チェスピ水力発電計画の経済的収益性をみるには、経済的内部収益率を用いる。

12.2.2および12.2.3に示された考え方によって本プロジェクトの経済的内部収益率を求めると、13.50%となる (Table 11-20)。

11. 3. 5 感度分析

次に上で求めたケースをベースケースとして、感度分析を試みる。感度分析は、重油価格と建設コストに関して行う。重油価格は、現在先行き価格動向が見通しにくい一方、それがエクアドル経済に与える影響がすこぶる大きい。また、建設コストは、財務分析における感度分析と同様、この変化が収益性に及ぼす影響が大きい。この意味で、これらの2つの要素を取り上げた。

感度分析の結果はFig 11-6に示されている。

これによると、重油価格が30%ダウンするとEIRRは 11.65%に落ち、逆に30%アップすると、EIRRは 15.28%に上昇する。他方、建設コストが30%ダウンすればEIRRは 18.56%まで上昇するが、30%アップすれば 10.61%まで低下する。

Table 11-19 Economic Cost (1985 price)

(Unit: thousand dollors)

	Foreign Cost	Local Cost	Total
Preparation Work	0	9,897	9,897
Civil Work	69,512	62,906	132,418
Hydraulic Equipment	15,183	2,718	17,901
E/M Equipment	29,204	3,603	32,807
Transmission Line	4,608	810	5,418
Engineering	8,250	2,200	10,450
Administration	0	8,800	8,800
Compensation	0	114	114
Total	126,757	91,048	217,805

Table 11-20 Financial Rate of Return (In Current Price)

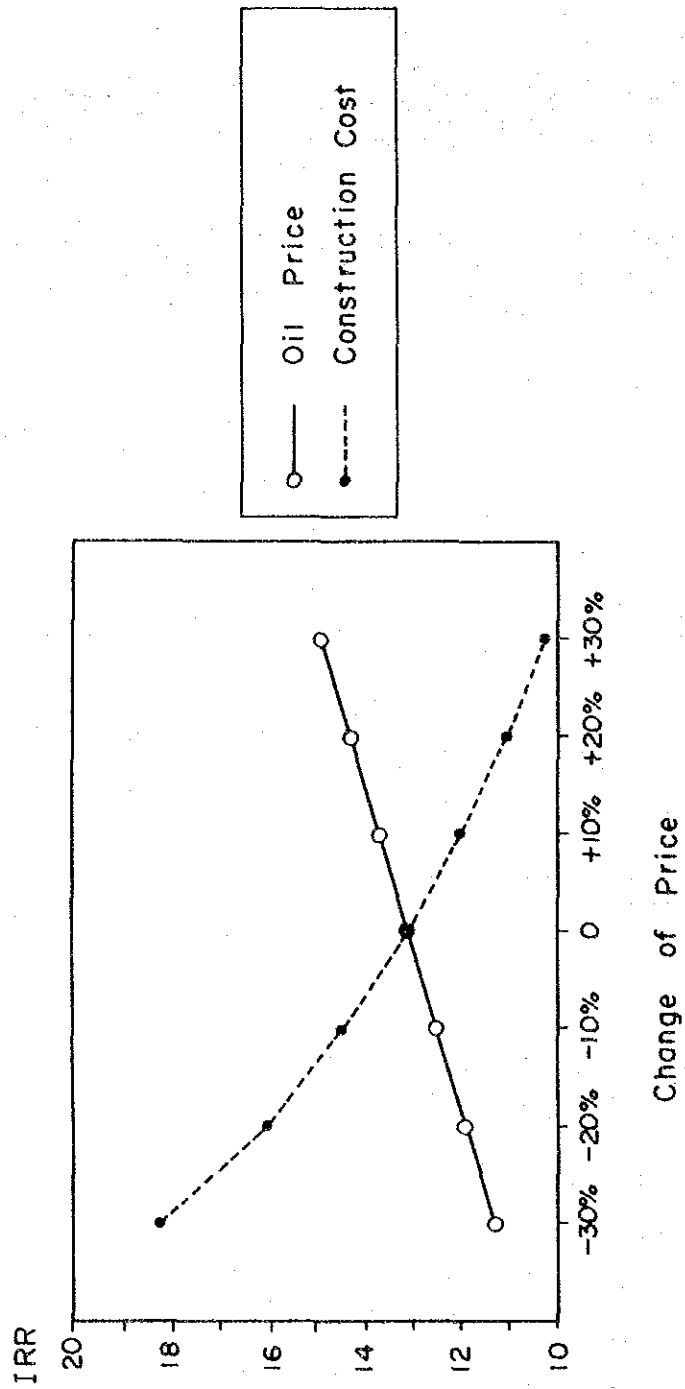
— Economic Analysis —

YEAR	NET TO CAPITAL INVESTMENT	CONSUMPTION	DEPRECIATION	CASH INCOME	INCOME TAX	DEFERRED TAX (4)	DEFERRED TAX (5)	NET TO CAPITAL INVESTMENT (4)-(3)	DEFERRED TAX (5)-(4)
1950	31057	5184	0	4894	0	0	0	-26463	-26463
1951	47431	7910	0	7910	0	0	0	-39521	-39521
1952	74035	12124	0	12124	0	0	0	-61871	-61871
1953	84787	9071	0	9071	0	0	0	-74816	-74816
1954	40342	4333	0	4333	0	0	0	-45049	-45049
1955	0	27423	7920	35352	0	0	0	30562	30562
1956	0	29261	7920	39280	0	0	0	37300	37300
1957	0	31205	7920	42084	0	0	0	37300	37300
1958	0	34057	7920	45790	0	0	0	42706	42706
1959	0	36743	7920	47471	0	0	0	45700	45700
2000	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2001	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2002	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2003	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2004	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2005	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2006	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2007	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2008	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2009	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2010	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2011	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2012	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2013	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2014	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2015	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2016	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2017	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2018	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2019	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2020	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2021	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2022	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2023	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2024	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2025	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2026	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2027	0	38142	7920	47471	0	0	0	47671	47671
2028	14185	40351	7920	45660	0	0	0	34275	34275
2029	44410	41477	7920	43366	0	0	4947	4947	4947
2030	30740	40748	7920	43366	0	0	17927	17927	17927
2031	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2032	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2033	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2034	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2035	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2036	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2037	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2038	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2039	0	39898	7773	47471	0	0	47671	47671	47671
2040	-89926	39898	7773	47471	0	0	47671	137597	137597
2041	286080	177803	355254	213362	0	0	1847577	1847577	1847577

INTERNAL RATE OF RETURN 13.50 % 13.50 %

Fig. 11-6 Analysis of Sensitivity

(Analysis of Economy)



11. 4 総合評価

チェスビ水力発電計画の基本方針の1つは、国内資源の有効活用、すなわち、水資源を開発し、石油資源はできるだけ輸出にまわし、外貨を獲得するということにある。現在石油市況は軟化しているが、やがて1バレルあたり20ドル程度に回復し、安定化すると見込まれる。また中期的には需給は再びタイト化するという見方が多い。こうした観点からして、INECELの基本方針は首肯できるものであり、変更する必要はないと考えられる。

このチェスビ水力発電計画に対する経済性の検討の結果は次のようになった。

財務的内部収益率 6.19%

経済的内部収益率 13.50%

内部収益率から判断すると、このプロジェクトは収益性の高いプロジェクトとはいえない。しかし、エクアドルの社会的割引率（資本の機会費用）は、12%とみなされているので、本プロジェクトはわずかではあるが、それをうわまわっている。この点で、経済的見地からは本プロジェクトはフィージブルと考えてよい。ただし感度分析でもみたように、建設コスト等がアップするようだと、すぐに資本の機会費用を下廻る危険性がある。したがって、コストオーバーラン等については十分に注意を払っていかねばならない。

また、財務的側面では、11.1、11.2で詳しくみたごとく、INECELの現在の財務体質は決して強いとはいえず、また収益性もさほど高くない。ゆえに、本プロジェクトを財務面でうまく運営していくためには、できるだけ条件の緩やかな資金調達をはかるということに最も力点が置かれるべきである。

JICA

