

## 第 8 章

### 開 発 計 画

## 第8章 開発計画

### 8.1 開発計画地点の選定

#### 8.1.1 基本的な考え方

Sao Tome 全島の各河川から Mini Hydro-power Project 成立の可能性があると思われる地点を選定し、これ等地点の内から最も高位な有望地点を選定する。この選定された地点についてフィージビリティスタディーのための調査、すなわち地形測量 (1/1,000) および地質調査 (ボーリング) を実施することとする。

各河川の Mini Hydro-power Project Site の選定は集水面積が  $10\text{km}^2$  前後以上で、総落差は 40 m 以上が得られるサイトを選定することとした。

検討対象に選定した河川は Do Ouro 川、Manuel Jorge 川、Abade 川、Cantador 川、Io Grande 川および Lemba 川の 6 河川である。

なお、もう一つの Contador 川については既設発電所 ( $P=1,920\text{kW}$ ) が在り、この取水水位はヘッドタンクで標高 560 m と高位置に在るため、これより下流域に於ける残流域は小さく、適当な落差を得る好位置もない。また、発電所放水口の標高は約 80 m と低く、これより下流にも計画地点が得られる適当な地形が無いため除外した。

以上の 6 河川において選定した発電計画地点と既設水力発電所および送電線位置と年間降雨量等高線を Fig. 8-1 に示す。

#### 8.1.2 比較検討の方法

第一次現地調査で入手出来た諸資料でその発電計画地点選定のために利用出来たものは 1/75,000、1/25,000 および一部河川沿いの 1/10,000 地形図と 1952 年から 20 年間観測し、その間の 5 年間で平均して作成されている the average annual rainfall in Sao Tome Island である。

これ等を以下の要領で用い、各 Mini Hydro-power Site の Index Value を算出し、その値が高いものから今回のフィージビリティスタディー調査候補地点を選定するものとする。

なお、この Index Value 算定にはサイトへのアクセス道路および送電線工事的要素は含んでいない。

この算定には発電の収益側要素のうち集水面積を  $A (\text{km}^2)$  とし、河川流量に代表するものとして年間平均降雨量を  $R (\text{mm})$  とし、また、落差としては取水口と放水口との標高差を  $H (\text{m})$  とした。

一方、経費側要素としては導水路の工事費が Mini Hydro-power では土木工事費の大部分を占める割合が高いため、その延長を  $L (\text{m})$  とし、また導水路の地形的条件から工事量的要素を持つ山腹の平均開削断面積を  $E (\text{m}^3/\text{m}=\text{m}^2)$  とし、以下のごとく Benefit/Cost 的な考え方により Index Value をそれぞれの計画地

点について次の式で計算した。

$$I.V = A \times R \times H / (L \times E)$$

なお、集水面積については、1/25,000 地形図よりプランメーターにより求め、年間平均降雨量については雨量等高線図を 1/75,000 図に拡大し、それぞれの地点の集水域を記入のうえ、重心的年間降雨量を加重計算した。

総落差 H (m) については 1/25,000 または 1/10,000 図により取水地点と発電所放水口地点の標高差を求めた。

導水路の延長 L (m) については、1/25,000 または 1/10,000 図上に於ける導水路の中心線に沿った距離を図上測定した。

山腹の導水路の平均開削断面積 (m<sup>2</sup>) は 1/25,000 または 1/10,000 図の変化点ごとに 20 m 毎の等高線間水平距離から山腹の勾配を読み取り、導水路区間全体の加重平均勾配を計算して、その平均勾配に於ける掘削断面を計算した。

### 8.1.3 各計算地点の検討結果

基礎調査段階以降に於ける調査地点は前記の検討内容より 1 ヶ所選定することとする。

上記条件と方法に依って算定した各計画地点の Index Value を Table. 8-1 に示す。この結果を見ると高数値を示す川は第 1 位および第 2 位が Manuel Jorge 川と Abade 川である。

特に Manuel Jorge No. 4 と Abade No. 1 地点が他と比べて顕著で大きな値を示していることが判る。これより両地点が開発に最良な地点と云える。しかし、その差は小さい。

このうち、Manuel Jorge No. 4 地点については他河川のサイトに比べ取水ダムから発電所間のサイト全体へのアクセスには既存道路および小径が工事に都合よく存在している。Abade No. 1 については既設道路から発電所地点に至る新設アクセス道路が最低 500 m が必要になる。

他方、発生電力は Sao Tome 市地区に送電することとなり送電線が必要である。Manuel Jorge No. 4 地点は Sao Tome 市に 12k m と比較的近く、また接続予定の既設 Trindade 変電所まで約 5 k m 程しか離れていない。

Abade No. 1 の場合は Sao Tome 市から道路沿いに約 21k m 離れており、送電線距離を比較すると Manuel Jorge No. 4 地点の約 3.0 倍の 16k m となる。このため送電線工事費の全体建設費に占める割合が Manuel Jorge No. 4 地点に比較して非常に大きい。

なお、第一回現地調査で判明したことであるが Manuel Jorge No. 4 地点の取水地点近傍左岸には Milagrosa および Santa Clara 地区等における灌漑および

生活用水が取水されており、これについてはフィージビリティー調査段階において充分考慮する。

これ等のことから基礎調査段階以降での地形および地質調査を伴ってフィージビリティー調査を実施する地点は Manuel Jorge No.4 地点とする。

## 8.2 Manuel Jorge No.4 地点

### 8.2.1 地点概要

本地点は Manuel Jorge 川の中上流で川床標高が 380~510 m 付近に位置する。この地域は Milagrosa 地区に属し首都 Sao Tome からは南西に約 12k m の距離に在り、車では 20 分程度で発電所地点（川床標高 365~385 m）に到る。この付近の河川勾配は標高 380 m 辺りから Manuel Jorge 橋までの 500 m 間は 1/11 で、この上流約 650 m の川床標高 470 m 上部に存在する高さ約 18 m の滝下までの 650 m は 1/20 から 1/15 の勾配で川幅も 15 m 前後と比較的広く両岸も比較的緩やかである。高さ 18 m の滝頭右岸からは流域面積約 0.9km<sup>2</sup> の小沢が流入している。この小沢は滝の下から見上げると滝頭が 2 つに割れて落下している様に見え、小沢が合流していることは見つけ難い。この滝の上流の標高 530 m 辺りまでの約 240 m 間は 2~17 m の滝が 7 段在り、川幅も 4 m~10 m と狭まり流路の岩盤は流水で磨耗し、滝壺では鍋底状を呈し川沿いの歩行が困難なところが標高 502 m 付近の下流に在る。この付近の両岸は岩盤が 60~70 度の傾斜で切り立っている所が随所に見られる。

### 8.2.2 取水ダム地点

取水ダム地点には地形地盤の状況から候補地点として Fig.8-2 および 8-3 に示す通り Case A、B および C の 3 ケ所が挙げられる。その位置とその概略の地形は次の通りである。

#### (1) Case A 地点

この位置は川床標高 470~488 m にある高さ 18 m の滝の上流約 250 m の河床標高 522 m 付近である。この位置の平均河川勾配は約 1/15 で、ダム軸下流約 15 m 付近には高さ約 4 m の小滝が在る。このサイトの上流は流路が S 字形に蛇行し、約 130 m 程上流には高さ 17 m の滝が在る。ダム軸の川床幅は 16 m 程で右岸下流 4~5 m には玄武岩の露頭が川岸に見られる。ダム軸左岸の上部には露頭が 10 m 以上に亘ってみられる。右岸の斜面は約 37~38 度で比較的緩く上部に 20 m 程続いている。右岸は玄武岩の岩壁が河床から約 60 度で上部に 20 m に亘って急崖となっている。

(2) Case B 地点

この地点は Case A 地点の下流約150mで、河床標高約507mである。川幅は11m前後と狭くボーリング調査結果では河床から深さ1.5m前後で基岩に到達しているが、河床には1 m<sup>3</sup>前後の丸みを帯びた転石が堆積している。川の兩岸から上部には左右岩共に玄武岩の露頭が上部に約6～7 m辺りまで見られ、その勾配は左岸で47度前後であるが岩盤はやや風化が進んでいる。右岸は堅硬な岩盤が70度前後の急崖を成している。

(3) Case C 地点

この取水ダムサイト位置は河床標高470 mの滝の下流約30 mで、この直上流左岸には下流集落の Milagrosa と Santa Clara 地区の農業企業体が取水給水している用水の取入口があり、ダムサイト川岸から2～3 mの所には幅0.35 m、深さ0.40 mのコンクリート開渠が山腹沿に通っている。

このサイトの川床幅は10 m程度で、右岸川岸から上部への勾配は35度前後で、川岸部では崖錐堆積物に覆われているが直上流部には露岩が見られる。河床部は1 m<sup>3</sup>前後の転石から約10 cm以下の砂礫層からなる荒瀬状をなしているが、ボーリング調査結果では基岩までは15 m以上の深さで大小の礫層となっている。これはこの位置が上流18 mの滝の古い時代の滝壺跡と推定される。左岸直上部は比較的急な52度前後の斜面となっている。植生は右岸では雑草から小雑木が川岸上部2 m辺りより密生している崖錐堆積層となっている。このことから、このダムサイトは比較的小水量を取入れる取水ダムサイトとしては深い砂礫層の河床および右岸アバットのため漏水防止対策と前述の Case A および B 地点より多量のダムコンクリートを必要とするため上流2地点と比べ不利である。

### 8.2.3 導水路経過地

3カ所の取水ダム候補地点の位置の違いに伴い水路経過地は Fig.8-2 および 8-3 に示す通り Manuel Jorge 川左岸の標高520 mから標高465 m前後の山腹を水路が縦断勾配1/300～1/500で山腹を幅約3 mベンチカットした内側に内幅55 cm前後のコンクリート開渠をトレンチカットした内部に設けるが、山腹斜面の勾配は河床標高470 m上部にある滝の上流部は河床から上部に30～40 m以上は45度～60度の急峻な斜面を呈し、河床部に近い斜面には玄武岩の比較的新鮮な露頭が見られる。また植生のある処でも45度前後の所の表土の覆りは浅いと推測される。

これより下流部の山腹は北側に右廻りに大きく湾曲状を呈するが湾曲が始まる付近から斜面の勾配は次第に緩くなり45～20度前後となる。それぞれのケー

スの沈砂池は概ねこの地形が湾曲を始める斜面の走向が北北東方向に変る位置の比較的緩斜面に設ける。その余水吐は Manuel Jorge 川左岸に最も近いルートを通して放流する。この沈砂池の辺りから斜面の走行が西北向となり、下流方向の山腹から尾根一帯は緩斜面となり、この一帯はカカオ畑となっている。この緩斜面の地層はボーリング調査の結果からは 10 m 前後の比較的締まった風化残留土となっている。更に下流部に標高 520~500 m を北東から東へ進むと 100~200 m と幅広い尾根の西側に至るが、山腹から尾根部に変わる部分で 40 度程のやや急な斜面を通る。尾根部は 1/10~1/30 の緩斜面が広がっている。この尾根部の表層も玄武岩の風化残留土が厚さ 10 m 前後となっている。ヘッドタンクはこの尾根の Manuel Jorge 川側の緩斜面に設けられる。

水圧管路は標高 515~465 m の尾根部から Manuel Jorge 川の左岸山腹をほぼ直角に Manuel Jorge 川に向けて下る。この斜面は尾根近くでは斜面は 10~15 度前後と緩いが標高 490~460 m 辺りから下側は 40 度前後の比較的急な斜面となり、山腹には玄武岩の露頭が所々に見られる。この斜面では植生のある所でも表土の厚さは 0.5~1.0 m 程度と推定される。なおこの斜面にはカカオの木や樹齢が 100 年以上を経たと思われる大木も所々に見られる。

#### 8.2.4 発電所位置

発電所は Manuel Jorge 川左岸沿いに東西に通る幅 4 m 前後の一般道路の川側で、河床から 5~6 m の計画洪水位の直上部付近に設けることとする。しかし、一般道路と河床部との距離はこの付近は上下流に亘って適当なスペースが少ない。

Case A および B の場合の発電所位置は河床標高 385 m 付近で小尾根状を呈する地表標高 395 m を開削して設けることとする。この地点の直上部に在る道路と Manuel Jorge 川洪水位 390.4 m の地表との間は 20 m 程と狭い。なお発電所山側から道路の路肩までの部分はカカオが植えられている。Case C の発電所位置は Case A、B 地点の下流約 450 m の河床標高 365 m の上部 5 m で、Case A、B と同様に道路の直下に設ける。発電所は道路との距離が狭く基礎掘削の法面が道路面まで及ぶためこの部分の道路 40~50 m 区間は路面を数メートル山側に追い込むこととなる。

### 8.3 発電計画の検討

#### 8.3.1 検討条件

Fig. 8-2 および Fig. 8-3 に示す Case A、B、C 3 案のルートの検討を次の条件で行った。

- 発電型式は流域面積、河川流況、取水地点上流の地形、水路経過地の地形等

を勘案して基本的に 355 日流量と 35~95 日流量の差 ( $0.005\text{m}^3/\text{sec}$  及び  $0.3\text{m}^3/\text{sec}$ ) が大きい ため 濁水流量時の無効放流 (発電停止) を生じさせない ため、1 つはヘッドタンクに濁水流量の 12 時間程度の貯水容量を設け、1 日 12 時間程度を 発電停止して取水した発電用水をヘッドタンクで貯溜調整し、ピーク時間帯に 常時尖頭 (Firm peak) 運転させる場合と、水車発電機を 2 台 据え付け濁水時にはその内の 1 台を運転させる方式の 2 方式について検討を 行う。

取水方法は、堤頂から取水するチロリアン方式とする。取水堰は基礎の岩盤 が浅い個所は着岩させる。深い個所は岩盤に着けないフローティング式とす る。

- 導水路の勾配は各々次の通りとした。

A 案：地形形状が取水ダム地点とヘッドタンク地点を結ぶ間に既設林道が導水 路盤とほぼ並行する所に在るため、この道のほぼ山側に開渠を設けるこ ととする。この道路盤に水路勾配を合わせるため取水ダムから約 80 m は水路勾配を 1/20 の勾配で下り、以降ヘッドタンクまでは 1/300 とす る。

B 案：水路の最適勾配は概算では 1/250~1/200 であるが、水路延長が 1.2 km を越えるのに対し勾配による落差損失が 5 m 前後となるで、水資源有効 活用の観点から落差損失を極力押えるため 1/500 (落差損失約 2.3 m) とした。

なお 1/300 と 1/500 勾配との電力量の差はおおよそ 25,000kWh (約 2%) である。

C 案：ダムサイトは前述の河床標高 470 m の滝の下流約 25 m で、この位置の 直上流左岸には既設用水の取入口があり、ダムサイト左岸から 5 m にはコンクリート開渠が斜面直上部に通っている。

この既設用水路もほぼ 1/500 の勾配となっているところから、本案も B 案と同様に 1/500 の勾配とした。

- 導水路の有効通水断面は正方形とし、最大使用水量時の水位上に 0.15 m の余 裕高さを設けることとした。水路はコンクリートとし、その粗度係数は  $n=0.015$  とした。なお、開渠天端にはプレキャストコンクリート製のカバーブ レートを設置することとした。
- 水路を設置する盤は山腹をベンチカット状に掘削し、その山側にトレンチカ

ットした中に水路を設ける。開渠川側には幅 2 m の工事用兼保守点検用道路を設ける。

- ヘッドタンクの容量は湯水流量の 12 時間容量を持つこととするが、タンクの有効水深は 3 ケースそれぞれの地形が緩いので比較的そのスペースが得られ易いところから水槽側壁のコンクリート断面を減らすこととし、その高さは一律に 1.5 m とした。
- 水圧管路の管径は最大使用水量時に流速 2 m/sec として計算した。粗度係数は  $n=0.012$  とした。
- 水車型式は各ケースの有効落差と使用水量 ( $H_e=119\sim 94$  m、 $Q_{max}=0.30\sim 0.32\text{m}^3/\text{sec}$ ) の関係からクロスフローとした。
- 放水水位は出来るだけ落差を得るため Manuel Jorge 川の平水位より上の確率 1/100 年計画洪水水位よりマイナス 2 m とした。
- 年間発電発生電力量の計算については第 7 章で述べている Piam piam G.S の 1989~1991 年 3 年間の  $10\text{ km}^2$  当り平均流量をそれぞれの検討ケースの流域面積で換算し、各案共、最大使用水量には 3 年平均流況のほぼ 35 日流量を採用し、また常時使用水量 (Firm Discharge) は 365 日のうちの 355 日間が確保される流量とした。
- 水車効率は標準的クロスフロー水車の効率曲線を用い、発電機効率は発電出力規模 100~500kVA 規模の標準的効率曲線を用いた。
- 建設費は 1996 年 1 月時点の単価で積算したが、その費目には準備工事費、土木、水力機器、発電機器および送電線建設費、技術経費を含む工事管理費を見込んだ。この他に計画地点取水ダム近傍には既設 Milagrosa 地区等への用水路の取入口が在り、現状では  $0.06\text{m}^3/\text{sec}$  程度が取水導水されている。然し、下流の Milagrosa 集落入口部では水路からの漏水のため  $0.02\text{m}^3/\text{sec}$  程となっており、当該地区も  $0.02\text{m}^3/\text{sec}$  があれば可としているところから、これを優先的に確保させることとし、この取入口が湯水時でも機能出来よう、また水路からの漏水が生じないように約 1.5km のうちの必要部分について補修を行うこととし、その費用を建設費に計上する。
- 予備費には土木関係および工事管理費関係は 10% を、ゲート鉄管および発電機器等については 5% を見込んだ。なお、建設中利子については年率 8% を見込んだ。  
また、建設期間は 1 カ年とした。
- 経済性の収益 (Benefit) については 1,000kW ディーゼル発電所を代替火力と

して、その kW および kWh コストを本計画水力の kW および kWh 価値 (Value) とした。

- なお、kW 価値評価は常時出力 (Firm Output) または常時尖頭出力 (Firm Peak Output) に対して行った。
- 経済性は代替火力の kW 及び kWh の Unit Cost を水力の kW、kWh 価値とし、水力の出力 (kW) と年間電力量 (kWh) に掛かる値を便益とし、一方費用は水力の建設費に対し 8.147% の減価償却費と 1% の維持管理を見込み、これらから年収益 (Annual Benefit) と年経費 (Annual Cost) の比率の関係である B/C と、その差 B-C を求めた。

### 8.3.2 最適ルートと発電方式

以上 8.3.1 に述べた条件をもとに Case A、B、C の 3 案について湯水流量の 12 時間分の貯水容量 (2,400m<sup>3</sup>) をヘッドタンクに持たせた場合と、当該容量を持たせないで水車発電機 2 台を設け、湯水時にも発電が出来るようにする案の 2 方式の 6 ケースについて電力量、建設工事費をそれぞれ計算ならびに積算し、代替火力の kW および kWh のコストを水力の価値 (Value) とし、水力の出力 (kW) と年間電力量 (kWh) に掛かる便益 (B) を算定し、一方、水力のコスト (C) は建設費に対し 8.147% (減価償却期間 50 年、割引率 8%) の減価償却費と 1% の運転維持管理費を見込み、これらによつて通常的に算定する費用 (C) を算定し、収益 (B) と費用 (C) の比である B/C と、収益と費用の差である B-C の経済性指標値を求めた。

この結果、6 計画案すべての値が大幅に低いことが判明した (Table. 8-3 参照)。これらの内で Case B のヘッドタンクに湯水時調整容量 (Ve=2,400m<sup>3</sup>) を持つ案 (with Storage Capacity) が僅差ではあるが B/C=0.215、B-C=-317,543US\$ で次位の Case A の B/C=0.213 および B-C=-343,014 US\$ より優れている。但し、これら低経済性の Manuel Jorge No 4 に妥当投資額相当額または建設費相当額を補助や無償援助がなされた場合、発電所運営費用を運転維持費 (O&M コスト) だけで見ると Case B については B/C=1.974、B-C=42,951US\$ となり十分に発電所運営が可能である。また、クリーンエネルギーで、循環エネルギーである水資源有効利用の観点から本地点の開発が行われれば、従来から輸入消費されている化石エネルギーの油代の節約が年間 380kl で 80,000 US\$ 程度出来ることとなり Sao Tome and Principe 国の財政を軽減出来る。

従つて以上の観点から 3 ルート 6 ケースの中で B/C、B-C の値が最も高い Case B の with Storage Capacity 案を採用することとし、この案の最大使用水量の検討を行うこととした。

なお、上記検討で算出された建設費は比較建設費であり、Table. 11-1 に示すものを若干下回っている。

### 8.3.3 最大使用水量

前述の最適ルートのご検討結果では Case B の with storage capacity 案が最も経済指標値が高い。このルートの発電計画の最適使用水量については以下の条件のもとに検討を行った。

- 最大使用水量は Manuel Jorge No. 4 地点の 3 ヶ年の平均流量の 15 日、20 日、25 日、30 日、35 日、55 日とほぼ 5 日刻みの流量について検討を行う。
- 建設費については最適ルートのご検討と同様な費目について最大使用水量毎に積算した。
- 電力量についても最適ルートのご検討と同様に使用水量による損失落差を計算すると共に Cross Flow 水車の標準水車効率と発電機効率を用いた。なお水圧管の管径については最大使用水量時の管内流速を  $v = 2 \text{ m/sec}$  とした。

この結果、建設費については Table. 8-5 に、発生電力については Table. 8-6 ~ 8-11 に示す。

これ等を代替出力のディーゼル発電のコストを水力の収益 (B) とし、水力の費用 (C) は建設費に対し減価償却費および発電維持管理費 (O & M コスト) を見込んで比較した結果、Fig. 8-4 の B-C 曲線に示されるように最大使用水量 0.306 ~ 0.31  $\text{m}^3/\text{sec}$  付近が最適であることを得た。この結果を基に最大使用水量は  $Q_{\text{max}} = 0.31 \text{ m}^3/\text{s}$  とした。Table. 8-12 に最大使用水量毎の計画諸元とそれぞれの経済性指標値および建設費を示す。

### 8.3.4 最適管径

最大使用水量のご検討で選定した最大使用水量  $Q_{\text{max}} = 0.31 \text{ m}^3/\text{sec}$  について水圧管の管径を 1 cm 毎に、管路 1 m 当りの工事費およびロス発電量および年間損失電力量について算定し、代替火力コストを水力価値として、マイナス便益 (コストと見做す) と建設費に対する減価償却費と発電維持管理費 (O & M コスト) のコストの総和が最小となる廻りの管径を求めた。その結果 Table. 8-15(2/2) と Fig. 8-5 に示す如く  $D = 0.36 \text{ m}$  付近がコストの最小の値を示し、最適であることを得た。

この管径の領域の鋼管は工業国では一般構造用鋼管として規格製品があり、

市場で既製々造されており、これを使用する場合は新規製作するより数 10%の割安が期待される。

なお、本計画設計水圧は 150 m 前後である処から設計々算管厚は設計最小板厚より小さい  $t < 6$  mm 以下となる。

よって日本の工業規格では管径が 0.36 m に近い内径 0.343 m と 0.394 m とがあるが、損失落差が小さい内径 0.394 m、管厚 6.4mm の一般構造用鋼管を採用することとする。

Table. 8-15(1/2) に各径別発電規模を、Table. 8-15(2/2) に建設工事費とその経済性を示す。

### 8.3.5 最適規模の発電計画

以上 8.3.2 から 8.3.4 の結果をもとに Table. 8-16 に示すように最大使用水量  $Q_{max} = 0.31 \text{ m}^3/\text{sec}$ 、および水圧管径  $D = 0.394$  m に基づいた損失落差と有効落差及び水車発電機効率から最大出力、常時出力および常時尖頭出力と年間発生電力量を算定し、最大出力  $P_{max} = 230 \text{ kW}$ 、常時出力  $P_f = 36 \text{ kW}$ 、常時尖頭出力  $P_{fp} = 73 \text{ kW}$  および年間発生電力量  $E = 1,253 \text{ MWh}$  の結果を得た。

従って、本計画は補助や援助が得られる場合は十分に発電所運営が成り立ち開発するに値し、Sao Tome and Principe 国の財政に寄与できる。

なお、今回の計画検討に於いて電力量計算にわずか 3 カ年間の流量資料が使用出来たのに止まっており、通常発電計画に於いては少なくとも最近 10 カ年間の流量データを使用することが望ましい。また、本発電計画の最大使用水量  $Q_{max} = 0.31 \text{ m}^3/\text{sec}$  は平均流況の 30 日相当流量であり、取水面積  $8.32 \text{ km}^2$  程度の河川の流況と比べると 30 日流量はもう少し高い値を示すものと推測される。尚また、今回使用した流量の使用期間は最近 10 カ年降水データからは平均年と比べやや渇水年に位置している処から年間発生電力量は今回算定した値より数%は上廻ると推定される。これ等のことから今後とも計画の確実性を更に高めるため当該河川の流量観測を幅広い流量で出来るだけ頻繁に、また長期に亘って行われることが期待される。

## 8.4 Abade 川の開発計画

### 8.4.1 経緯

Abade River の開発計画については従来からフランス等によってスタディが行われて開発規模が示されているものの未だ開発されるに至っていない。

一方、今回のミニ水力発電開発計画調査を行うに当って調査河川の選定の検討を 8.1 で行ったが、その結果は Manuel Jorge No.4 とほとんど優劣が付かない優れた Index Value の値を示す河川であるので、今回のフィージビリティ調

査河川とした Manuel Jorge No.4 地点の F/S 調査を行う一方で Abade 川に於ける開発可能な規模と建設費並びに経済性の検討を概略行い、今後の電力開発計画への可能性をさぐることにした。

#### 8.4.2 基礎資料

本地点検討に用いた資料は以下のとおりである。

地形図：1/10,000、1/25,000 計画地点全域

流量資料：1989～1992 年の 4 ケ年間の日流量から作成した平均流況表

#### 8.4.3 計画検討ケース

当該 Abade 川に於ける水力開発に適す好地形を示す位置は Abade 川河床標高 400 m で支流 Bomba 川が本流に合流する廻りから本流上流に河川勾配が 1/2～1/30 と急激に急峻となり標高 500 m 廻りまでの、いわゆる Bombaim 地区である。この付近の地形、流域面積からは Fig.8-9 および 8-10 に示す如く 3 ルート 7 ケースの開発方式が考えられる。

それぞれの開発ケースは Table.8-18 に示す通りである。発電方式はその年間流入量に関係する流域面積が約 10km<sup>2</sup> と小さいことに関連して年平均流量も約 0.45m<sup>3</sup>/sec と小さい上、取水予定地点上流部は河川勾配が 1/10 と急で、川幅も 20 m 程度と狭いため川流の貯溜効果が期待出来ない。また、導水路経過地となる山腹斜面は 3 ケース共に全体的には緩斜面であり、ベンチカット状に掘削した盤にトレンチカットして設ける開渠は施工が比較的容易であり、また各ケースはヘッドタンクまで 1.5km 未満の導水で 80 m から 170 m の発電落差が得られる恵まれた地形を呈しているところから流れ込式で各案の比較を行った。

各比較ケースの概要を Table.8-18 に示す。

Case A：Abade 川の標高約 550 m 付近に存在する廃棄既設取水ダム跡に取水ダムを再構築し、取水した発電用水を Abade 川右岸山腹沿に導水し、Bombaim 集落の西側の緩斜面を水圧管路で経て Abade 川右岸支流の Bomba 川左岸の標高 375 m に発電所を設けるが、この位置は Bomba 川の河口より約 1,500 m 上流である。この発電計画の概要は最大使用水量  $Q_{max} = 0.78\text{m}^3/\text{sec}$ 、有効落差  $H_e = 167.60\text{ m}$ 、ペルトン水車を用いて最大出力  $P_{max} = 940\text{ kW}$ 、年間発生電力量  $E = 4,850\text{ MWh}$  を発電し、Bomba 川に放流する。

なお、導水路は山腹を林道状にベンチカットし、矩形のコンクリート開渠を設け上流部の沈砂池を経てヘッドタンクに入るが、沈砂池、ヘッドタンクにはそれぞれ余水吐を設ける。

Case B: Case B-1 の発電用水は取水口からヘッドタンクおよび水圧管路上部までは Case A とまったく同一経路であるが 1 段目の Case B-1 の発電所は水圧管路が Bombaim 集落西側の山麓からの緩斜面が Bomba 川に向かい更に急斜面となる手前に設ける。その発電放流水は東側にある Abade 川右岸の斜面に向かつて導水し水圧管路となる急斜面直上部に設けるヘッドタンクを経て Abade 川右岸の標高 318 m に設ける発電所に導水し Case B-1、B-2 発電所の合計最大出力  $640\text{kW}+600\text{kW}=1,240\text{kW}$  を発電する。このケースの最大使用水量は  $0.78\text{m}^3/\text{sec}$ 、合計有効落差  $113.7\text{ m}+107.30\text{ m}=221.00\text{ m}$  で、年間発生電力量は  $6,400\text{Mwh}$  である。

なお、Case B に於いては Case B-2' として Case B-2 に支流 Bomba 川の川流を標高 432 m 付近に設ける取水ダムにより取水し約 1,000 m を導水して第 1 発電所放流水に合流させヘッドタンク、水圧管路を経て最大使用水量  $Q_{\text{max}}=1.12\text{m}^3/\text{sec}$ 、有効落差  $H_e=106.00\text{ m}$ 、最大出力  $P_{\text{max}}=850\text{kW}$  で Case B-2 より出力で  $250\text{kW}$ 、年間発生電力量で  $1,300\text{Mwh}$  の増電を図るものとした。

Case C: Case C-1 の第 1 発電所取水ダムは本流 Abade 川河床標高 520 m 付近で左右岸の川床部に露頭が見られる個所に高さ 2 m、堤長 20 m のコンクリートダムを設けチロリアン式で堤体越流部に設ける取水口より取水し Abade 川右岸沿いに 520 m をコンクリート開渠で導水し、標高 510 m 付近の比較的平坦な地形に設けるヘッドタンクから緩斜面を約 670 m の比較的長い水圧管路を経て Bombaim 集落最寄りの南東部に設ける第 1 発電所で最大  $P_{\text{max}}=390\text{kW}$  の発電を行う。

更に第 1 発電所直下に設ける第 2 発電所ヘッドタンクを経て Case B-2 (第 2 発電所) と同様のルートを経て標高 318 m に設ける第 2 発電所で Case B-2 とほぼ同規模の発電を行い Abade 川に放流する。

なお、Case C-2' として Case B-2' とまったく同様に支流 Bomba 川の川流を取水導水し、発生電力の増量を図るものとした。

#### 8.4.4 各計画案の経済性

上述の 3 ルート 5 ケースの発電計画は Table. 8-18 および 8-19 に示すが、この案について検討した結果では通常的な経済指標値は全てのケースが  $B/C < 1$ 、 $B-C < 0$  である。

然し、補助金や無償援助を受けて本地点を開発し発電所運営費を維持管理費 (O & M Cost) のみに限って、その場合の経済指標値を見た場合は Table. 8-19 中

に示す如く全ての案が高い値の  $B/C > 1$  (4.124 以上)、 $B-C > 0$  (246,434 US\$以上)で十分に発電所運営が可能である。

これら各案のうち最も経済性の高い案は Case C の C-1 と C-2' の組合せで通常の発電コストを見込んだ場合は  $B/C=0.488$ 、 $B-C=-455,018$  US\$であるが、維持管理費のみのコストで見た場合は  $B/C=4.475$   $B-C=336,577$  US\$となる。

これは Case C-1 の水車が Cross Flow 水車を使用でき格安であるのに対し他の発電所は全て Pelton タイプで Cross Flow 水車に比べ2倍強の価格高となっていることが影響している。

なお、このケースを開発した場合の代替火力(ディーゼル発電)の油の節約可能量は年間約 1,650 ton でその油代は 400,000 US\$ 程となる。

今回の検討は 1/10,000 の既存地形図と簡単な現地踏査と既存4カ年間の流量資料を用いて行ったものである。今後は更なる流量観測調査の継続と共に地形地質調査等を行い、十分な基礎資料に基づいた計画の検討が必要である。

なお、1段開発案の Case A について Fig.8-11 から Fig.8-14 を参考設計図として示した。

Table 8-1 Comparative Study on Mini Hydro Power Projects in Sao Tome Island

Name of River and Name of Project	Catchment Area A: (km <sup>2</sup> ) (1)	I.W.L (EL.m) (2)	T.W.L (EL.m) (3)	Gross Head H: (m) (4)=(2)-(3)	Length of Headrace L: (m) (5)	Avg. Annual Rainfall in the site, R: (mm) (6)	Avg. Excavation Area on Waterway, E: (m <sup>2</sup> /m) (7)	Value of Project (A*R*H)/(L*E)=(8) (1)*(6)*(4)/((5)*(7))	Ranking
Do Ouro River									
Do Ouro No.1	14.74	400	320	80	1,020	2,030	11.4	206	10
Do Ouro No.2	15.61	300	220	80	1,550	2,030	2.1	779	6
Manuel Jorge River									
Manuel Jorge No.4	9.45	480	380	100	1,250	2,400	1.4	1,296	1
Manuel Jorge No.3	9.45	380	250	130	1,990	2,400	1.8	823	5
Abade River									
Abade No.1	15.81	440	310	130	2,650	2,780	1.7	1,268	2
Abade No.2	19.44	315	190	125	2,480	2,780	5.8	470	8
Cantador River									
Cantador	9.65	230	90	140	1,900	2,890	10.4	198	11
Cantador(alternative)	9.78	220	80	140	1,920	2,890	9.7	212	9
Io Grande River									
Io Grande (Ane Chaves River)	10.35	405	230	175	1,330	3,330	4.6	986	3
Lemba River									
Lemba	33.26	70	30	40	2,060	4,330	3.1	902	4
Lemba (alternative)	32.71	80	30	50	2,760	4,330	4.2	611	7

Table 8-2 General Scheme Description of 6 Study Cases

Item	Case	Unit	with Strage Capacity			without Strage Capacity			Remarks
			A	B	C	A	B	C	
Catchment Area		km <sup>2</sup>	8.31	8.32	9.23	8.31	8.32	9.23	
Intake Water Level		EL. m	522.00	507.00	470.00	522.00	507.00	470.00	
Head Tank Water Level		EL. m	511.92	503.96	465.98	511.69	503.84	465.86	
Outlet Water Level		EL. m	388.40	388.40	369.00	388.40	388.40	369.00	Minus 2m of F.W.L
Gross Head		m	123.52	115.56	96.98	123.29	115.44	96.86	H <sub>g</sub> =H. T. W. L.-T. W. L
Effective Head		m	119.14	111.87	94.27	118.91	111.75	94.15	
Power Discharge		m <sup>3</sup> /s	0.300	0.300	0.320	0.300	0.300	0.320	
Maximum Discharge		m <sup>3</sup> /s	0.110	0.110	0.110	-	-	-	Q <sub>F</sub> × 24 / 12hrs
Peak Farm Discharge		m <sup>3</sup> /s	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	97% Firm(355days)
Farm Discharge		m <sup>3</sup> /s							
Type of Turbine			Cross flow	Cross flow	Cross flow	Cross flow	Cross flow	Cross flow	
Power Output		kW	242	227	204	241	227	204	
Maximum Output		kW	81.0	76.5	66.9	-	-	-	
Farm Peak Output		kW	38.8	36.4	29.5	39.5	34.6	29.8	
Farm Output		kW							
Annual Energy Production		MWh	1,376	1,292	1,169	1,375	1,289	1,168	
Power structure		m	16 × 2.5	11 × 2.0	20 × 3.0	16 × 2.5	11 × 2.0	20 × 3.0	
Intake Dam (L × H)		m	1,190 × 0.51	1,143 × 0.56	1,469 × 0.57	1,260 × 0.51	1,203 × 0.56	1,479 × 0.57	
Headrace Channel (L × B)		m <sup>2</sup>	1/300	1/500	1/500	1/300	1/500	1/500	
Slop of Headrace Channel		m	2,400	2,400	2,400	-	-	-	12hrs × Q <sub>F</sub> × 3, 600sec v = 2m/s
Head Tank Strage Capacity		m <sup>3</sup>	0.44 × 286	0.44 × 224	0.45 × 140	0.44 × 286	0.44 × 224	0.45 × 140	
Penstock (φ × L)		m							
Electromechanical Equipment									
Type of Turbine		kW	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	Cross Flow	
Installed Capacity of Turbine		kW	266	250	224	265	250	224	
Type of Generator		kVA	3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	3-p Synchronous	
Installed Capacity of Generator		kVA	306	287	258	305	287	258	
Transmission Line (30kV × lct)		km	7.50	7.50	7.05	7.50	7.50	7.05	
Construction Cost		US\$	4,748,856	4,410,253	4,477,753	5,096,362	4,678,683	4,671,787	
Construction Period		year	1	1	1	1	1	1	

Table 8-3 Study for Economical Route of Manuel Jorge No.4

Item	Unit	with Strage Capacity			without Strage Capacity			Remarks
		Case-A	Case-B	Case-C	Case-A	Case-B	Case-C	
1. Major Feature								
Catchment Area	km <sup>2</sup>	8.31	8.32	9.23	8.31	8.32	9.23	
Intake Water Level	EL. m	522.00	507.00	470.00	522.00	507.00	470.00	
Head Tank Water Level	EL. m	511.92	503.96	465.98	511.69	503.84	465.86	
Tailrace Water Level	EL. m	388.40	388.40	369.00	388.40	388.40	369.00	
Gross Head	m	123.52	115.56	96.98	123.29	115.44	96.86	
Effective Head	m	119.14	111.87	94.27	118.91	111.75	94.15	
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /sec	0.30	0.30	0.32	0.30	0.30	0.32	
Maximum Output	kW	242	227	204	241	227	204	
Firm Peak Output	kW	81.0	76.5	66.9	-	-	-	12hrs peak generation
Firm Output	kW	38.8	36.4	29.5	39.5	34.6	29.8	97%(355days) Firm Output
Annual Energy Production	MWh	1,376	1,292	1,169	1,375	1,289	1,168	
Construction Cost (A)	US\$	4,748,856	4,410,253	4,477,753	5,096,362	4,678,683	4,671,787	excl. Interest during Construction
2. Economical Index								
a) Construction Cost per kW	US\$/kW	19,623	19,428	21,950	21,147	20,611	22,901	
b) Construction Cost per kWh	US\$/kWh	3.45	3.41	3.83	3.71	3.63	4.00	
c) Benefit								
Loss Factor of Effective Output	%	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	
Loss Factor of Effective Energy	%	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	
Effective Output	kW	78.7	74.3	65.0	38.4	33.6	28.9	
Effective Energy	MWh	1,308.6	1,228.7	1,111.7	1,307.6	1,225.8	1,110.8	
kW Value	US\$/kW	146.4	146.4	146.4	146.4	146.4	146.4	
kWh Value	US\$/kWh	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	
Benefit of kW	US\$	11,515	10,875	9,510	5,615	4,919	4,236	
Benefit of kWh	US\$	81,132	76,179	68,927	81,073	76,002	68,868	
Total Annual Benefit (B)	US\$	92,646	87,054	78,437	86,688	80,921	73,104	
d) Cost								
Capital Recovery Factor: CRF	%	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	CRF=0.08(1+0.08) <sup>-50</sup> / {(1+0.08) <sup>50</sup> -1}= 0.08174
O & M Cost	%	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	incl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-1)	US\$	435,660	404,597	410,789	467,540	429,222	428,590	excl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-2)	US\$	47,489	44,103	44,778	50,964	46,787	46,718	
c) Benefit Cost Ratio : (B)/(C-1)		0.213	0.215	0.191	0.185	0.189	0.171	
Benefit Cost Ratio : (B)/(C-2)		1.951	1.974	1.752	1.701	1.730	1.565	
d) Benefit - Cost : (B)-(C-1)	US\$	-343,014	-317,543	-332,352	-380,852	-348,302	-355,486	
Benefit - Cost : (B)-(C-2)	US\$	45,158	42,951	33,659	35,724	34,134	26,386	
e) Justifiable Investment Cost	US\$	1,009,878	948,918	854,989	944,930	882,064	796,859	(B)/(0.0874+0.01)
f) Necessary Aid Fund	US\$	3,738,978	3,461,335	3,622,764	4,151,432	3,796,619	3,874,928	(A)-{(B)/(0.08174+0.01)}

Table 8-4 POWER VALUE OF ALTERNATIVE THERMAL POWER PLANT FOR MANUEL JORGE NO. 4 DEVELOPMENT SCHEME

Item	Unit	Description
1. Plant Type		Diesel Power Plant
2. Construction Cost		
Installed Capacity	kW	1,000 kW x 1 unit = 1,000 kW
Annual Plant Factor	%	81%
Service Life	year	15
Generator Terminal Energy	MWh	1,000 kW x 8,760 hrs x 0.97 x 0.81 = 7,096 MWh
Auxiliary Power Use	%	2.5
Annual Energy Production	MWh	7,096 MWh x (1 - 0.025) = 6,919 MWh
Construction Cost	US\$	980 US\$ x 1,000 kW = 980,000 US\$
3. Power Value		
(A) kW Value		
a) Capital Recovery Factor	US\$	C.R.F.=0.08 (1+0.08) <sup>15</sup> /[(1+0.08) <sup>15</sup> -1]= 0.11683
b) Capital Recovery Cost	US\$	Discount Rate = 8%
c) O&M and Administration Cost	US\$	980,000 x 0.11683 = 114,493
d) Total Fixed Cost	US\$	980,000 x 0.03 = 29,400 (Ratio 3%)
e) Unit Fixed Cost per kW	US\$/kW	143,893
f) kW Value	US\$/kW	143,893 ÷ 1,000 kW = 143.89
(B) kWh Value		
a) Diesel Oil Calorific Value	Kcal/kg	10,170, Gas oil
b) Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.255 (Specific gravity of Fuel : 0.848)
c) Fuel Cost	US\$/kWh	0.255 kg/kWh + 0.848 x 0.206\$/l = 0.062
d) kWh Value	US\$/kWh	0.062 + (1-0.025) x 0.97675 = 0.062 (Adjustment factor for kWh value β = 0.97675)

Adjustment Factor for kW and kWh

Item		Loss of kW		Loss of kWh	
		Hydro	Thermal	Hydro	Thermal
Transmission Loss Rate	%	0.1	0.1	0.1	0.1
Forced Outage	%	0.5	2.0	0.5	-
Auxiliary Power Use	%	0.3	2.5	0.3	2.5
Scheduled Outage Rate	%	2.0	-	4.0	-
<b>Total</b>		<b>2.9</b>	<b>4.6</b>	<b>4.9</b>	<b>2.6</b>

kW Adjustment Factor  $\alpha = (1-0.001)(1-0.005)(1-0.003)(1-0.02)/\{(1-0.001)(1-0.02)(1-0.025)\} = 1.01745$

kWh Adjustment factor  $\beta = (1-0.001)(1-0.005)(1-0.003)(1-0.04)/\{(1-0.001)(1-0.025)\} = 0.97675$

Table S-5 Estimated Construction Cost of Manuel Jorge No. 4

Item	with Storage Capacity			without Storage Capacity			Remarks
	Case-A	Case-B	Case-C	Case-A	Case-B	Case-C	
A. Preparation Works	116,504	116,504	119,386	116,504	116,504	119,386	P/H access road
B. Civil Works							
1. Intake Dam	111,981	112,079	172,510	111,981	112,079	172,510	
2. Sedimentation Basin	60,012	61,328	50,349	60,012	61,328	50,349	
3. Headrace Channel	816,924	582,331	793,154	852,028	604,566	795,374	
4. Head Tank	710,893	657,919	613,380	80,170	80,810	77,904	
5. Penstock and Spillway	98,252	86,372	63,998	98,252	86,372	63,998	
6. Powerhouse	230,217	230,217	235,235	285,241	285,241	284,587	
7. Intake & Channel for Local	60,336	60,336	46,952	60,336	60,336	46,952	
Sub-total	2,088,614	1,790,582	1,975,579	1,548,020	1,290,732	1,491,673	
C. Hydraulic Equipment							
1. Trashraks	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	4,950	
2. Gates	31,507	32,349	32,467	31,507	32,349	32,467	
3. Penstock	131,300	102,700	65,650	137,800	107,250	68,900	
Sub-total	167,757	139,999	103,067	174,257	144,549	106,317	
D. Electromechanical Equipment							
1. Turbine and Generator	897,800	927,200	862,900	1,785,810	1,700,000	1,550,000	
2. Transmission Line	258,000	258,000	242,520	258,000	258,000	242,520	
Sub-total	1,155,800	1,185,200	1,105,420	2,043,810	1,958,000	1,792,520	
E. Project Controlling							
1. Engineering Fee	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	
2. Administration Cost	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	
Sub-total	780,000	780,000	780,000	780,000	780,000	780,000	
F. Physical Contingency							
1. Preparation Works	11,650	11,650	11,939	11,650	11,650	11,939	
2. Civil Works	208,861	179,058	197,558	154,802	129,073	149,167	
3. Hydraulic Equipment	83,879	69,999	51,534	87,129	72,274	53,159	
4. Electromechanical Equipment	57,790	59,260	55,271	102,191	97,900	89,626	
5. Project Controlling	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	
Sub-total	440,180	397,968	394,301	433,771	388,898	381,891	
Total (Project Cost)	4,748,856	4,410,253	4,477,753	5,096,362	4,678,683	4,671,787	

Unit:US\$

Table 8-6 Calculation Sheet of Power Energy of Manuel Jorge No. 4 (Case-A, with Storage Capacity)

C. A = 8.31km<sup>2</sup>, Q<sub>max</sub> = 0.300m<sup>3</sup>/sec, Q<sub>min</sub> = 0.055(35days Run-off)

Run-off No.	Netu. Q P <sub>1</sub> m <sup>2</sup> CA=10.00km <sup>2</sup> (X) (m <sup>3</sup> /sec)	MJ No. 4, 8.31km <sup>2</sup> Discharge Q <sub>in</sub> =(X-b. 309/10-0.127) (m <sup>3</sup> /sec)	Effective Head H <sub>e</sub> =123.52-(37.5665Q <sup>2</sup> +1.000) (m)	Ratio of Efficiency Q <sub>use</sub> /Q <sub>max</sub> of Turbine	Ratio of Pt/P <sub>max</sub> Q <sub>use</sub> /Q <sub>max</sub> of Turbine	Efficiency n <sub>t</sub> /n <sub>g</sub> of Generator (%)	Power Output (kW)	Energy Production (kWh)	Remarks
1	1.204	0.873	119.139	1.000	100.0	90.00	241.476	-	P <sub>max</sub> =241.5kW
15	0.555	0.334	119.139	1.000	100.0	90.00	241.476	86,931.3	
25	0.570	0.305	119.139	1.000	100.0	90.00	241.476	57,654.2	
35	0.304	0.292	119.322	0.973	98.2	89.99	237.031	57,420.8	
45	0.491	0.281	119.555	0.937	77.45	89.96	229.364	55,967.4	
55	0.485	0.276	119.699	0.920	77.60	89.92	225.828	54,023.0	
65	0.479	0.271	119.761	0.903	77.70	89.90	222.175	53,766.0	
75	0.470	0.264	119.911	0.878	77.80	89.88	216.545	52,646.4	
85	0.461	0.256	120.057	0.853	77.80	89.85	210.580	51,255.7	
95	0.457	0.253	120.121	0.842	77.75	89.82	207.759	50,201.4	
105	0.452	0.249	120.199	0.829	77.70	89.81	204.923	49,449.8	
115	0.447	0.244	120.276	0.815	77.60	89.77	200.688	48,601.5	
125	0.439	0.238	120.397	0.793	77.40	89.72	194.813	47,450.1	
135	0.431	0.231	120.514	0.770	77.15	89.68	188.854	46,040.1	
145	0.421	0.223	120.655	0.743	76.72	89.59	181.081	44,392.3	
155	0.419	0.221	120.693	0.737	76.65	89.57	179.568	43,277.8	
165	0.411	0.214	120.792	0.715	76.25	89.49	173.263	42,329.6	
175	0.400	0.205	120.926	0.685	75.55	89.35	164.298	40,507.0	
185	0.395	0.201	120.999	0.671	75.15	89.27	160.660	38,922.7	
195	0.389	0.196	121.074	0.654	74.65	89.17	154.977	37,804.5	
205	0.385	0.193	121.122	0.643	74.30	89.08	151.546	36,789.8	
215	0.378	0.187	121.205	0.624	74.15	88.98	146.615	35,779.3	
225	0.367	0.178	121.331	0.593	74.70	88.83	140.395	34,441.2	
235	0.364	0.175	121.364	0.585	74.75	88.78	138.481	33,465.1	
245	0.356	0.169	121.450	0.563	74.80	88.63	133.192	32,600.7	
255	0.346	0.160	121.552	0.535	74.50	88.42	125.936	31,095.3	
265	0.338	0.154	121.631	0.513	74.10	88.22	119.877	29,497.5	
275	0.331	0.148	121.697	0.493	74.69	88.06	116.126	28,320.4	
285	0.324	0.142	121.760	0.474	73.23	87.84	109.156	27,033.9	
295	0.309	0.129	121.896	0.430	71.95	87.66	96.466	24,674.7	
305	0.291	0.115	122.025	0.383	69.93	86.00	82.556	21,482.0	Firm Peak 81.0kW
315	0.275	0.101	121.980	0.522	74.25	89.32	80.079	19,515.4	
325	0.248	0.079	121.535	0.447	72.50	88.32	69.298	16,444.4	
335	0.241	0.073	121.568	0.427	71.85	87.92	55.125	13,850.7	
345	0.236	0.069	121.591	0.414	71.30	87.55	51.393	12,782.2	958Firm51 kW
355	0.219	0.055	121.657	0.367	69.05	85.63	38.757	10,818.0	974Firm 38.8kW
365	0.192	0.033	121.730	0.292	70.75	81.96	22.505	7,351.5	
Total			71.997 m <sup>3</sup> /sec-day					1,375,892	

Table 8-7 Calculation Sheet of Power Energy of Manuel Jorge No. 4 (Case-B, with Storage Capacity)

Run-off No.	Natu. $Q$ Plan <sup>2</sup> (X) (m <sup>3</sup> /sec)	MJ No. 4, 8.32km <sup>2</sup> Discharge $Q_{in}$ (X=8.32/10=0.127) (m <sup>3</sup> /sec)	Effective Head $H_e=115.56-(29.89+3.90^2) \pm 1.000$ (m)	Ratio of Efficiency $\frac{Q_{out} \times H_e}{Q_{in} \times H_{max}}$ (%)	Ratio of Pt/Pmax $\frac{n \times Q_{in} \times H_e}{n \times Q_{in} \times H_{max}}$ (%)	Efficiency of Generator (%)	Power Output (kW)	Energy Production (kWh)	Remarks
1	1.204	0.875	111.870	1.000	100.0	90.00	226.741	-	Peak=226.74kW
15	0.555	0.335	111.870	1.000	100.0	90.00	225.741	81.676.8	
25	0.570	0.306	111.870	1.000	100.0	90.00	226.741	54.417.9	
35	0.504	0.292	112.065	0.974	98.1	89.99	222.341	53.889.9	
45	0.491	0.282	112.191	0.938	95.2	89.96	215.651	52.559.1	
55	0.485	0.277	112.274	0.922	93.7	89.95	212.371	51.362.7	
65	0.470	0.272	112.356	0.905	92.2	89.93	208.912	50.553.9	
75	0.470	0.264	112.476	0.880	89.9	89.91	203.584	49.499.4	
85	0.461	0.257	112.592	0.855	87.4	89.86	197.905	48.178.6	
95	0.457	0.253	112.643	0.844	86.3	89.85	195.278	47.182.0	
105	0.452	0.249	112.706	0.830	84.9	89.82	192.063	46.481.0	
115	0.447	0.245	112.767	0.816	83.4	89.80	188.873	45.688.3	
125	0.439	0.238	112.863	0.794	80.9	89.75	183.008	44.601.8	
135	0.431	0.232	112.957	0.772	78.5	89.70	177.415	43.250.8	
145	0.421	0.223	113.070	0.744	75.4	89.62	170.173	41.710.5	
155	0.419	0.222	113.092	0.739	74.7	89.61	168.743	40.669.9	
165	0.411	0.215	113.179	0.717	72.2	89.53	162.757	39.780.0	
175	0.400	0.208	113.294	0.680	68.5	89.40	154.330	38.050.5	
185	0.395	0.202	113.345	0.672	66.8	89.32	150.342	36.560.6	
195	0.389	0.197	113.404	0.655	64.8	89.22	145.558	35.598.0	
205	0.385	0.193	113.443	0.644	63.4	89.16	142.377	34.532.1	
215	0.378	0.187	113.509	0.625	61.4	89.03	137.688	33.607.8	
225	0.367	0.178	113.609	0.594	58.9	88.88	131.833	32.342.5	
235	0.364	0.176	113.636	0.586	58.1	88.82	130.017	31.421.9	
245	0.356	0.169	113.704	0.564	56.0	88.71	125.100	30.614.0	
255	0.346	0.161	113.786	0.536	53.0	88.48	118.249	29.201.9	
265	0.338	0.154	113.849	0.514	50.6	88.28	112.555	27.696.5	
275	0.331	0.148	113.902	0.495	49.1	88.16	109.083	26.596.6	
285	0.324	0.143	113.952	0.475	46.3	87.87	102.475	25.387.1	
295	0.308	0.129	114.061	0.431	41.3	87.17	90.617	23.171.1	
305	0.291	0.115	114.164	0.384	35.8	86.12	77.583	20.184.0	Flow peak 76.5 kW
315	0.275	0.102	113.190	0.523	66.6	89.32	74.891	18.296.9	
325	0.248	0.079	113.494	0.448	50.8	88.32	56.472	15.763.6	
335	0.241	0.074	113.487	0.428	46.6	87.92	51.647	12.974.3	
345	0.236	0.069	113.522	0.415	43.7	87.53	48.152	11.975.9	558Fit= 48kW
355	0.219	0.055	113.628	0.307	33.7	85.66	36.363	10.141.7	574Fit= 36.4kW
365	0.192	0.033	113.746	0.292	20.5	81.96	21.165	6.903.3	
Total								1,292.403	

Table 8-8 Calculation Sheet of Power Energy of Manuel Jorgy No. 4 (Case C with Storage Capacity)

$C_A = 9.23 \text{ hr}^2$ ,  $Q_{\text{max}} = 0.320 \text{ m}^3/\text{sec}$ ,  $Q_f = 0.055$  (55 days Run-off)

Run-off No.	Natu. $Q$ Plan $^2$ ( $\text{m}^3/\text{sec}$ )	MJ No. 4, 9.23hr $^2$ Discharge $Q_A = X \times 9.23 / 10 - (0.127 \times 0.027) + 1.000$ ( $\text{m}^3/\text{sec}$ )	Effective Head $H_e = 96.98 - (16.66 / 990) \times 2$ ( $\text{m}$ )	Ratio of Efficiency $Q_{\text{use}} / Q_{\text{max}}$ of Turbine (%)	Ratio of $P_u / P_{\text{max}}$ $Q_{\text{use}} / Q_{\text{max}}$ of Generator (%)	Efficiency (%)	Power Output Energy Production ( $\text{kWh}$ )	Remarks
1	1.204	0.9414	94.273	1.000	76.60	100.0	203.815	Peak=203.81kW
15	0.555	0.305	94.273	1.000	76.60	100.0	203.815	73.373.4
25	0.520	0.333	94.273	1.000	76.60	100.0	203.815	48.315.6
35	0.504	0.318	94.293	0.994	76.70	99.5	202.947	48.811.4
45	0.491	0.306	94.417	0.957	77.25	96.6	196.911	47.082.9
55	0.485	0.301	94.473	0.940	77.46	95.2	193.968	46.905.5
65	0.479	0.295	94.578	0.922	77.80	93.7	190.830	46.175.8
75	0.470	0.287	94.609	0.896	77.75	91.3	185.913	45.209.1
85	0.461	0.279	94.687	0.870	77.80	88.8	180.713	43.995.1
95	0.457	0.275	94.721	0.859	77.78	87.6	178.316	43.083.5
105	0.452	0.270	94.763	0.844	77.75	86.1	175.273	42.430.7
115	0.447	0.266	94.804	0.830	77.70	84.7	172.205	41.697.4
125	0.439	0.258	94.869	0.807	77.55	82.2	167.114	40.718.3
135	0.431	0.251	94.932	0.784	77.30	79.6	161.829	39.473.2
145	0.421	0.242	95.007	0.755	76.90	76.4	155.087	38.079.8
155	0.419	0.240	95.072	0.740	76.85	75.8	153.808	37.067.4
165	0.411	0.232	95.090	0.726	76.25	72.9	147.862	36.198.2
175	0.400	0.222	95.157	0.694	75.75	69.3	140.371	35.386.4
185	0.395	0.218	95.191	0.680	75.40	67.6	136.777	33.237.8
195	0.389	0.212	95.231	0.663	74.90	65.5	132.304	32.289.8
205	0.385	0.208	95.256	0.651	74.50	64.0	129.240	31.385.3
215	0.378	0.202	95.301	0.631	74.05	61.7	124.352	30.431.0
225	0.367	0.192	95.367	0.599	74.60	59.0	118.832	29.187.0
235	0.364	0.189	95.385	0.591	74.75	58.3	117.333	28.339.8
245	0.356	0.182	95.430	0.567	74.80	56.1	112.700	27.603.9
255	0.346	0.172	95.485	0.539	74.55	53.1	106.410	26.293.2
265	0.338	0.165	95.526	0.516	74.15	50.6	101.108	24.902.2
275	0.331	0.159	95.561	0.495	73.70	48.3	96.365	23.686.8
285	0.324	0.152	95.595	0.475	73.25	46.1	91.665	22.563.5
295	0.308	0.137	95.666	0.422	71.95	40.9	80.668	20.679.9
305	0.291	0.127	95.734	0.380	69.70	35.1	68.356	17.882.9
315	0.275	0.107	94.850	0.668	75.10	65.9	66.578	16.192.1 Firm peak 66.91kW
325	0.248	0.082	95.006	0.512	74.10	49.9	49.856	13.972.1
335	0.241	0.075	95.040	0.472	73.20	45.4	45.145	11.400.1
345	0.236	0.071	95.063	0.443	72.30	42.1	41.648	10.415.2 Firm 41kW
355	0.219	0.055	96.120	0.345	67.70	30.7	29.538	8.542.3 Firm 29.5kW
365	0.192	0.030	96.200	0.189	65.30	16.3	14.865	5.328.3
Total		76.551 $\text{m}^3/\text{sec} \cdot \text{day}$					1,169.012	

Table 8-9 Calculation Sheet of Power Energy of Manuel Jorgo No. 4 (Case-A, without Storage Capacity)

Run-off No.	Hctu. Q Plan 2 (m <sup>3</sup> /sec)	MJ No. 4, 8.31kw2 Discharge Q <sub>in</sub> =(Kx8.309/10-0.127) (m <sup>3</sup> /sec)	Effective Head He=123.29-(37.56262q <sup>2</sup> +1.000) (m)	Ratio of Efficiency η <sub>0</sub> =Q <sub>in</sub> He <sup>0.8</sup> /Q <sub>max</sub> He <sup>0.8</sup> η <sub>0</sub> /P <sub>max</sub> of Turbine (%)	Ratio of P <sub>0</sub> /P <sub>max</sub> P <sub>0</sub> =Q <sub>in</sub> He <sup>0.8</sup> η <sub>0</sub> /P <sub>max</sub> of Generator (%)	Efficiency (%)	Power Output (kW)	Energy Production (kWh)	Remarks
1	1.204	0.873	118.999	1.000	76.60	100.0	90.00	241.010	Years=241.0kWh
15	0.555	0.334	118.999	1.000	76.60	100.0	90.00	241.010	86,762.5
25	0.520	0.305	118.999	1.000	76.60	100.0	90.00	241.010	57,842.3
35	0.504	0.292	118.999	0.973	77.10	98.0	89.99	236.211	57,266.5
45	0.401	0.281	119.325	0.917	77.45	95.0	89.96	228.923	55,816.1
55	0.485	0.276	119.429	0.920	77.60	93.6	89.92	225.394	54,518.0
65	0.479	0.271	119.531	0.903	77.70	92.1	89.90	221.748	53,657.0
75	0.470	0.264	119.681	0.878	77.90	89.8	89.88	216.130	52,545.3
85	0.461	0.256	119.827	0.853	77.80	87.4	89.85	210.182	51,137.4
95	0.457	0.255	119.891	0.842	77.75	86.2	89.82	207.361	50,105.2
105	0.452	0.249	119.969	0.829	77.70	84.8	89.81	203.932	49,355.2
115	0.447	0.244	120.046	0.815	77.60	83.3	89.77	200.304	48,508.3
125	0.439	0.238	120.167	0.793	77.40	80.9	89.72	194.441	47,369.4
135	0.431	0.231	120.284	0.770	77.15	78.5	89.68	188.404	46,982.2
145	0.421	0.223	120.455	0.745	76.72	75.3	89.59	180.736	44,307.6
155	0.419	0.221	120.453	0.737	76.65	74.7	89.57	179.225	43,195.3
165	0.411	0.214	120.562	0.715	76.25	72.2	89.49	172.933	42,239.0
175	0.400	0.205	120.708	0.685	75.55	68.5	89.35	163.983	40,429.9
185	0.395	0.201	120.769	0.671	75.15	66.8	89.27	159.756	38,848.7
195	0.389	0.196	120.844	0.654	74.65	64.8	89.17	154.683	37,732.7
205	0.385	0.193	120.892	0.643	74.30	63.4	89.08	151.258	36,712.0
215	0.378	0.187	120.975	0.624	74.15	61.4	88.94	146.337	35,711.4
225	0.367	0.178	121.101	0.591	74.70	58.9	88.83	140.120	34,375.9
235	0.364	0.175	121.134	0.585	74.75	58.1	88.78	138.218	33,401.6
245	0.356	0.169	121.260	0.563	74.80	56.0	88.63	132.940	32,539.0
255	0.346	0.160	121.322	0.535	74.50	53.1	88.42	125.697	31,036.5
265	0.338	0.154	121.401	0.510	74.10	50.6	88.22	119.651	29,441.7
275	0.331	0.148	121.467	0.493	74.68	49.1	88.08	115.907	28,256.9
285	0.324	0.142	121.530	0.474	73.23	46.3	87.84	108.950	26,982.8
295	0.308	0.129	121.605	0.430	71.95	41.3	87.06	96.284	24,628.1
305	0.291	0.115	121.795	0.383	69.93	35.8	86.00	82.400	21,442.1
315	0.275	0.101	121.903	0.677	75.30	68.2	89.38	81.698	19,681.0
325	0.248	0.079	122.055	0.527	74.35	52.5	88.46	62.199	17,256.8
335	0.241	0.073	122.088	0.488	73.55	48.1	88.06	56.761	14,275.2
345	0.236	0.069	122.111	0.461	72.85	45.0	87.72	52.837	13,151.8
355	0.219	0.055	122.177	0.366	69.95	34.4	85.82	39.509	9,976.5
365	0.192	0.033	122.290	0.217	67.80	19.7	81.72	21.595	7,332.5
Total			71.597	0.3/sec-day				1,374.947	

Table 8-10 Calculation Sheet of Power Energy of Manuel Jorge No. 4 (Case-B, without Storage Capacity)

$C_A = 8.32 \text{ km}^2$ ,  $Q_{\text{max}} = 0.300 \text{ m}^3/\text{sec}$ ,  $Q = 0.055 (0.55 \text{ days Run-off})$

Run-off No.	Natu. $Q$ $P_{\text{max}}^2$ $(\text{m}^3/\text{sec})$	MJ No. 4, $8.32 \text{ km}^2$ Discharge $Q_{\text{in}} = (8.32/10 = 0.127)$ $(\text{m}^3/\text{sec})$	Effective Head $H_e = 115.44 - (29.894330^2 / 2) + 1.000$ $(\text{m})$	Ratio of Efficiency $\eta = Q_{\text{use}} / Q_{\text{max}}$ $(\%)$	Ratio of $P/P_{\text{max}}$ $\eta_1 / \eta_2 = \eta_1 / \eta_2$ $(\%)$	Efficiency of Generator $(\%)$	Power Output $(\text{kW})$	Energy Production $(\text{kWh})$	Remarks
1	1.204	0.875	111.750	1.000	76.60	100.0	90.00	226.498	Heat=226.5kW
15	0.555	0.335	111.750	1.000	76.60	100.0	90.00	226.498	81,539.3
25	0.520	0.305	111.750	1.000	76.60	100.0	90.00	226.498	54,359.5
33	0.504	0.292	111.933	0.974	77.00	98.1	89.89	222.198	53,843.5
45	0.491	0.282	112.115	0.938	77.45	95.2	89.56	215.506	52,524.5
55	0.485	0.277	112.197	0.922	77.60	93.8	89.55	212.225	51,327.7
65	0.479	0.272	112.277	0.905	77.70	92.2	89.53	208.765	50,518.5
75	0.470	0.264	112.355	0.880	77.80	89.9	89.51	203.437	49,464.3
85	0.461	0.257	112.509	0.855	77.80	87.4	89.86	197.759	48,143.5
95	0.457	0.253	112.559	0.844	77.75	86.3	89.85	195.133	47,147.0
105	0.452	0.249	112.620	0.830	77.73	84.9	89.82	191.918	46,446.1
115	0.447	0.245	112.681	0.816	77.63	83.4	89.80	188.528	45,633.6
125	0.439	0.238	112.725	0.794	77.38	81.0	89.75	182.865	44,567.2
135	0.431	0.232	112.807	0.772	77.15	78.5	89.70	177.273	43,210.6
145	0.421	0.223	112.978	0.744	76.75	75.4	89.62	170.034	41,676.9
155	0.419	0.222	112.999	0.739	76.67	74.8	89.61	168.605	40,636.7
165	0.411	0.215	113.085	0.717	76.25	72.2	89.53	162.622	39,747.2
175	0.400	0.206	113.198	0.685	75.55	68.5	89.40	154.199	38,018.5
185	0.395	0.202	113.247	0.672	75.15	66.8	89.32	150.213	36,529.4
195	0.389	0.197	113.306	0.655	74.65	64.8	89.22	145.432	35,477.4
205	0.385	0.193	113.344	0.644	74.30	63.4	89.16	142.252	34,522.1
215	0.378	0.187	113.409	0.625	74.15	61.4	89.03	137.566	33,578.2
225	0.367	0.178	113.507	0.594	74.70	58.9	88.88	131.714	32,313.6
235	0.364	0.175	113.533	0.586	74.75	58.1	88.82	129.899	31,393.6
245	0.356	0.169	113.600	0.564	74.80	56.0	88.71	124.985	30,586.2
255	0.346	0.161	113.681	0.536	74.50	53.1	88.48	118.140	29,175.0
265	0.338	0.154	113.742	0.514	74.10	50.6	88.28	112.450	27,670.7
275	0.331	0.148	113.794	0.495	74.70	49.1	88.16	108.980	26,571.6
285	0.324	0.143	113.844	0.475	73.25	46.3	87.87	102.378	25,363.0
295	0.308	0.129	113.950	0.431	71.95	41.3	87.17	90.529	23,148.8
305	0.291	0.115	114.051	0.384	69.95	35.8	86.12	77.507	20,164.3
315	0.275	0.102	114.136	0.679	75.40	34.1	85.72	73.595	18,132.2
325	0.248	0.079	114.255	0.329	74.40	26.3	83.62	55.206	15,463.3
335	0.241	0.074	114.281	0.490	73.65	24.1	83.00	50.328	12,671.3
345	0.236	0.069	114.299	0.462	72.90	22.5	82.53	46.738	11,647.9
355	0.219	0.055	114.351	0.368	69.10	17.0	80.97	34.615	9,762.4
365	0.192	0.033	114.409	0.218	68.00	9.9	78.82	19.677	6,515.1
Total			71,736 $\text{m}^3/\text{sec-day}$					1,289,517	

Table 8-11 Calculation Sheet of Power Energy of Manuel Jorge No. 4 (Case-C, without Storage Capacity)

$C_A = 9.23 \text{ kg}^2, Q_{max} = 0.32 \text{ m}^3/\text{sec}, Q = 0.065 \text{ (355 days Run-off)}$

Run-off No.	Natu. $Q$ $P_{in}^2$ $CA=10.00 \text{ kg}^2$ (X)	Discharge $Q_{in} = X = 9.23/10 = (0.127 \times 0.065)$ ( $\text{m}^3/\text{sec}$ )	Effective Head $H_e = 96.86 - (16.66699 Q^2 + 1.000)$ ( $\text{m}$ )	Ratio of Efficiency $\frac{Q_{use}}{Q_{max}} = \frac{n_t}{P_{max}}$ (%)	Ratio of $P_t/P_{max}$ $\frac{Q_t \cdot H_t}{Q_{max} \cdot H_{max}}$ (%)	Efficiency of Generator (%)	Power Output (kW)	Energy Production (kWh)	Remarks
1	1.204	0.954	94.153	1.000	100.0	90.00	203.556	203.556	$P_{max} = 203.6 \text{ kW}$
15	0.555	0.365	94.153	1.000	100.0	90.00	203.556	73.280	0
25	0.520	0.333	94.153	1.000	100.0	90.00	203.556	48.853	3
35	0.504	0.318	94.173	0.994	99.6	89.99	202.669	48.749	3
45	0.491	0.306	94.297	0.957	96.5	89.97	196.661	47.921	9
55	0.485	0.301	94.353	0.940	95.1	89.96	193.722	45.845	9
65	0.479	0.295	94.408	0.922	93.6	89.95	190.587	46.117	1
75	0.470	0.287	94.489	0.896	91.2	89.92	185.677	45.191	7
85	0.461	0.279	94.567	0.870	88.7	89.88	180.484	43.979	4
95	0.457	0.275	94.601	0.859	87.5	89.87	178.090	43.028	9
105	0.452	0.270	94.643	0.844	86.0	89.84	175.051	42.376	9
115	0.447	0.266	94.684	0.830	84.6	89.82	171.987	41.644	6
125	0.439	0.258	94.749	0.807	82.1	89.77	165.903	40.666	8
135	0.431	0.251	94.812	0.784	79.5	89.72	161.624	39.423	3
145	0.421	0.242	94.887	0.755	76.9	89.66	154.891	37.981	8
155	0.419	0.240	94.902	0.749	75.7	89.65	153.614	37.020	6
165	0.411	0.232	94.960	0.726	72.8	89.56	147.662	36.193	2
175	0.400	0.222	95.037	0.694	69.2	89.43	140.194	34.542	8
185	0.395	0.218	95.071	0.680	67.5	89.37	138.605	33.215	8
195	0.389	0.212	95.111	0.663	65.4	89.26	132.137	32.249	1
205	0.385	0.208	95.136	0.651	63.9	89.19	129.077	31.245	7
215	0.378	0.202	95.181	0.631	61.6	89.06	124.195	30.392	7
225	0.367	0.192	95.247	0.599	59.0	88.89	118.682	29.145	3
235	0.364	0.189	95.265	0.591	58.2	88.86	117.185	28.304	1
245	0.356	0.182	95.310	0.567	56.0	88.72	112.558	27.569	2
255	0.346	0.172	95.365	0.539	53.0	88.50	106.276	26.266	1
265	0.338	0.165	95.406	0.516	50.5	88.29	100.981	24.870	9
275	0.331	0.159	95.441	0.495	48.3	88.08	96.244	23.667	0
285	0.324	0.152	95.475	0.475	46.0	87.85	91.549	22.535	2
295	0.308	0.137	95.546	0.429	40.8	87.17	80.567	20.654	0
305	0.291	0.122	95.614	0.380	35.1	85.97	68.271	17.860	5
315	0.275	0.107	95.670	0.668	66.4	89.31	67.131	16.248	2
325	0.248	0.082	95.748	0.512	50.3	88.27	50.234	14.083	9
335	0.241	0.075	95.765	0.472	45.7	87.78	45.463	11.483	7
345	0.236	0.071	95.776	0.443	42.5	87.37	42.023	10.408	4
355	0.219	0.055	95.809	0.345	31.0	84.95	29.773	8.615	6
365	0.192	0.030	95.845	0.189	16.4	80.77	14.938	5.367	7
Total		76.551						1,168.065	

Table 8-12 Study of Optimum Water Discharge of Manuel Jorge No.4

Item	Unit	Maximum Power Discharge					Remarks
		0.277m <sup>3</sup> /sec	0.292m <sup>3</sup> /sec	0.300m <sup>3</sup> /sec	0.320m <sup>3</sup> /sec	0.335m <sup>3</sup> /sec	
1. Major Feature							
Catchment Area	km <sup>2</sup>	8.32	8.32	8.32	8.32	8.32	
Intake Water Level	EL.m	507.00	507.00	507.00	507.00	507.00	
Head Tank Water Level	EL.m	503.96	503.96	503.96	503.96	503.96	
Outlet Water Level	EL.m	388.40	388.40	388.40	388.40	388.40	
Gross Head	m	115.56	115.56	115.56	115.56	115.56	
Effective Head	m	111.634	111.767	111.881	112.000	112.102	
Maximum Discharge	m <sup>3</sup> /sec	0.277	0.292	0.300	0.320	0.335	
Maximum Output	kW	208.9	220.5	226.7	242.3	253.7	
Firm Peak Output	kW	76.4	76.5	76.5	76.5	76.6	12hrs peak generation
Firm Output	kW	36.3	36.3	36.4	36.4	36.4	97%(365days) Firm Output
Annual Energy Production	MWh	1,274.8	1,287.5	1,292.4	1,295.9	1,301.5	
Construction Cost (A)	US\$	4,399,907	4,407,404	4,410,253	4,412,233	4,422,594	excl. Interest during Construction
2. Economical Index							
a) Construction Cost per kW	US\$/kW	21,062	19,988	19,454	19,076	17,433	
b) Construction Cost per kWh	US\$/kWh	3.45	3.42	3.41	3.40	3.38	
c) Benefit							
Loss Factor of Effective Output	%	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	
Loss Factor of Effective Energy	%	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	
Effective Output	kW	74.2	74.3	74.3	74.3	74.4	
Effective Energy	MWh	1,212.3	1,224.4	1,229.1	1,232.4	1,243.9	
kWh Value	US\$/kW	146.4	146.4	146.4	146.4	146.4	
kWh Value	US\$/kWh	0.062	0.062	0.062	0.062	0.062	
Benefit of kW	US\$	10,861	10,875	10,875	10,875	10,889	
Benefit of kWh	US\$	75,163	75,911	76,203	76,408	77,125	
Total Annual Benefit (B)	US\$	86,023	86,786	87,077	87,283	88,014	
d) Cost							
Capital Recovery Factor: CRF	%	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	CRF=0.08(1+0.08) <sup>-50</sup> /
O & M Cost	%	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	{(1+0.08) <sup>-50</sup> -1} = 0.08174
Total Annual Cost (C-1)	US\$	403,647	404,335	404,597	404,783	405,179	incl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-2)	US\$	43,999	44,074	44,103	44,123	44,227	excl. Capital recovery cost
c) Benefit Cost Ratio : (B)/(C-1)		0.2131	0.2146	0.2152	0.2156	0.2169	
Benefit Cost Ratio : (B)/(C-2)		1.955	1.969	1.974	1.978	1.990	
d) Benefit - Cost : (B)-(C-1)	US\$	-317,624	-317,549	-317,519	-317,500	-317,724	
Benefit - Cost : (B)-(C-2)	US\$	42,024	42,712	42,975	43,160	43,787	
e) Justifiable Investment Cost	US\$	937,684	946,001	949,177	951,420	959,380	(B)/(0.08174+0.01)
f) Necessary Aid Fund	US\$	3,462,223	3,461,403	3,461,076	3,460,863	3,463,314	(A)-{(B)/(0.08174+0.01)}

Table 8-13 Estimated Construction Cost of Munuel Jorge No. 4

Unit:US\$

Item	Maximum Power Discharge					Remarks
	0.277m <sup>3</sup> /sec	0.292m <sup>3</sup> /sec	0.300m <sup>3</sup> /sec	0.306m <sup>3</sup> /sec	0.320m <sup>3</sup> /sec	
A. Preparation Works	116,504	116,504	116,504	116,504	116,504	116,504 P/H access road
B. Civil Works						
1. Intake Dame	112,079	112,079	112,079	112,079	112,079	112,079
2. Sedimentation Basin	57,944	60,138	61,328	62,219	64,242	66,305
3. Headrace Channel	570,108	578,061	582,331	585,275	592,282	599,697
4. Head Tank	657,919	657,919	657,919	657,919	657,919	657,919
5. Penstock and Spillway	84,719	85,864	86,372	86,899	87,891	88,938
6. Powerhouse	214,592	224,797	230,217	234,293	243,774	253,900
7. Intake & Channel for Local	60,336	60,336	60,336	60,336	60,336	60,336
Sub-total	1,757,698	1,779,194	1,790,582	1,799,019	1,818,522	1,839,173
C. Hydraulic Equipment						
1. Trashraks	4,770	4,860	4,950	5,040	5,130	5,265
2. Gates	31,947	32,211	32,349	32,470	32,683	6,028
3. Penstock	98,800	101,400	102,700	103,675	105,950	108,550
Sub-total	135,517	138,471	139,999	141,185	143,763	146,749
D. Electromechanical Equipment						
1. Turbine and Generator	958,200	938,600	927,200	918,600	898,600	878,500
2. Transmission Line	258,000	258,000	258,000	258,000	258,000	258,000
Sub-total	1,216,200	1,196,600	1,185,200	1,176,600	1,156,600	1,136,500
E. Project Controlling						
1. Engineering Fee	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000	720,000
2. Administration Cost	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Sub-total	780,000	780,000	780,000	780,000	780,000	780,000
F. Physical Contingency						
1. Preparation Works	11,650	11,650	11,650	11,650	11,650	11,650
2. Civil Works	175,770	177,919	179,058	179,902	181,852	183,917
3. Hydraulic Equipment	67,758	69,235	69,999	70,592	71,881	73,375
4. Electromechanical Equipment	60,810	59,830	59,260	58,830	57,830	56,825
5. Project Controlling	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000	78,000
Sub-total	393,988	396,635	397,968	398,975	401,214	403,767
Total (Project Cost)	4,399,907	4,407,404	4,410,253	4,412,283	4,416,604	4,422,694

Table 8-14 Calculation Sheet of Energy Production for Optimization on Maximum Discharge (Case-B, With Storage Capacity)

Item	15days Qmax	25days Qmax	35days Qmax (Qmax=0.30)	45days Qmax	55days Qmax	65days Qmax	75days Qmax	85days Qmax	95days Qmax
Maximum Discharge:Qmax (m <sup>3</sup> /s)	0.335	0.306	0.300	0.282	0.277	0.272	0.264	0.257	0.253
Firm Discharge-Qf-045 (m <sup>3</sup> /s)	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110	0.110
Firm Discharge-Qf-355 (m <sup>3</sup> /s)	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055
1. Energy Production									
Annual Power Discharge (m <sup>3</sup> /s-d)	72.505	71.925	71.736	71.506	70.855	70.555	69.995	69.435	69.075
Penstock Diameter:D (m)	0.462	0.441	0.440	0.431	0.420	0.416	0.410	0.404	0.401
D <sup>5</sup> I.33333	0.25715	0.33567	0.30466	0.32556	0.31853	0.31054	0.30459	0.29866	0.29371
Ratio of (0.33466/D <sup>5</sup> I.33333) (A)	0.93702	0.99698	1.00000	1.02794	1.06063	1.07765	1.09873	1.12054	1.13173
Gross Head (115.56-113.112)*A (m)	115.560	115.560	115.560	115.560	115.560	115.560	115.560	115.560	115.560
Loss Head (m)	2.294	2.441	2.448	2.516	2.605	2.638	2.690	2.743	2.770
Effective Head (m)	113.266	113.119	113.112	113.044	112.955	112.922	112.870	112.817	112.790
Efficiency of kWh (η <sub>tg</sub> )	0.6771967	0.6771967	0.6771967	0.6771967	0.6771967	0.6771967	0.6771967	0.6771967	0.6771967
Energy Production (kWh)	1,308,038	1,295,893	1,292,403	1,287,462	1,274,763	1,268,990	1,258,342	1,247,684	1,240,914
2. Power Output									
1). Maximum Output (η <sub>tg</sub> =0.6894)									
He=115.560-(A)*3.690 (m)	112.102	111.881	111.870	111.767	111.663	111.583	111.506	111.425	111.384
Peak (kW)	253.7	231.3	226.7	220.5	212.8	205.1	198.9	193.5	190.4
2). Pf-045 (η <sub>tg</sub> =0.62142)									
He=115.56-(A)*1.362 (m)	114.284	114.202	114.198	114.160	114.111	114.092	114.064	114.034	114.019
Pf-045 (kW)	76.6	76.5	76.5	76.5	76.4	76.4	76.4	76.4	76.4
3). Pf-355 (η <sub>tg</sub> =0.59373)									
He=115.56-(A)*1.932 (m)	113.750	113.694	113.628	113.574	113.530	113.478	113.427	113.395	113.373
Pf-355 (kW)	36.4	36.4	36.4	36.3	36.3	36.3	36.3	36.3	36.3

Table 8-15 Study of Optimum Inner Diameter of Penstock Pipe (1/2)

Item	Unit	Inner Diameter : D (m)														
		0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45
Rated Generating Discharge :Qg	m <sup>3</sup> /sec	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310	0.310
Annual Power Discharge	m <sup>3</sup> /s-day	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03	72.03
Average Power Discharge (72.03/365)	m <sup>3</sup> /sec	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734	0.19734
Efficiency of T/G : ηg (Avg. per annum)	hrs	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677	0.677
Generating Hour per annum :Tg	hrs	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Manning's Roughness Coefficient of Penstock Steel Lining : n		0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120	0.0120
Fraction Loss Head at Generating		0.02960	0.02516	0.02135	0.01821	0.01560	0.01343	0.01160	0.01006	0.00876	0.00765	0.00671	0.00590	0.00520	0.00460	0.00408
HLg=(124.5m <sup>2</sup> /D <sup>5</sup> )*1.535)*v <sup>2</sup> /(2g)		0.039	0.033	0.028	0.024	0.020	0.018	0.015	0.013	0.011	0.010	0.009	0.008	0.007	0.006	0.005
Loss Power/Energy due to Friction	kW	342	288	245	209	173	154	133	115	100	88	77	68	60	53	47
Loss Power: P <sub>f</sub> =9.8ηgHLg*ηg	kW	342	288	245	209	173	154	133	115	100	88	77	68	60	53	47
(Quantities of Penstock per Meter)																
Thickness of Penstock Pipe t=0.066m	m	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006
Weight of Penstock, W=(D+0.006)π*0.06*7.85*1.0665	t	0.050	0.051	0.053	0.055	0.056	0.058	0.059	0.061	0.062	0.064	0.066	0.067	0.069	0.070	0.072
Common Excavation of Penstock Line	m <sup>3</sup>	2.660	2.670	2.680	2.690	2.700	2.710	2.720	2.730	2.740	2.750	2.760	2.770	2.780	2.790	2.800
Vexc=((D+1.35+0.5)*(D+1.35+1.0+0.5))/2*1.0*0.5	m <sup>3</sup>	2.660	2.670	2.680	2.690	2.700	2.710	2.720	2.730	2.740	2.750	2.760	2.770	2.780	2.790	2.800
Rock Excavation of Penstock Line	m <sup>3</sup>	2.660	2.670	2.680	2.690	2.700	2.710	2.720	2.730	2.740	2.750	2.760	2.770	2.780	2.790	2.800
V <sub>exc</sub> =(D+1.35+0.5)*(D+1.35+1.0+0.5))/2*1.0*0.5	m <sup>3</sup>	2.660	2.670	2.680	2.690	2.700	2.710	2.720	2.730	2.740	2.750	2.760	2.770	2.780	2.790	2.800
Saddle Concrete	m <sup>3</sup>	0.046	0.047	0.047	0.048	0.049	0.050	0.050	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.055	0.055	0.056
V <sub>exc</sub> =(D+0.15)*0.58*0.4*((D+0.35)+(D+0.53))/0.5*0.6*1/12	m <sup>3</sup>	0.046	0.047	0.047	0.048	0.049	0.050	0.050	0.051	0.052	0.052	0.053	0.054	0.055	0.055	0.056
Anchor Block Concrete	m <sup>3</sup>	0.338	0.344	0.349	0.354	0.360	0.365	0.370	0.375	0.380	0.384	0.389	0.394	0.399	0.403	0.408
V <sub>exc</sub> =(D/0.43702)*0.5*0.0/224	m <sup>3</sup>	0.338	0.344	0.349	0.354	0.360	0.365	0.370	0.375	0.380	0.384	0.389	0.394	0.399	0.403	0.408
Cutter Concrete	m <sup>3</sup>	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
V <sub>exc</sub> =0.053	m <sup>3</sup>	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053
Masonry Wall	m <sup>3</sup>	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789
Abm=1.789	m <sup>3</sup>	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789	1.789
Form Works	m <sup>2</sup>	1.278	1.299	1.319	1.339	1.358	1.378	1.397	1.415	1.434	1.452	1.470	1.488	1.506	1.523	1.540
A <sub>f</sub> =(D/0.43702)*0.5*0.0/224	m <sup>2</sup>	1.278	1.299	1.319	1.339	1.358	1.378	1.397	1.415	1.434	1.452	1.470	1.488	1.506	1.523	1.540
Weight of reinforcement steel bar	t	0.012	0.012	0.012	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014
W <sub>exc</sub> =0.04+V <sub>exc</sub> *0.02	t	0.012	0.012	0.012	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014

Table 8-15 Study of Optimum Inner Diameter of Penstock Pipe (2/2)

Item	Unit	Cost	0.1-0.25m		0.25-0.35m		0.35-0.45m		0.45-0.55m		0.55-0.65m		0.65-0.75m		0.75-0.85m		0.85-0.95m		Remarks	
			Q <sup>3</sup>	Amount																
3-Construction Cost																				
(1) Direct Cost																				
Common Excavation	m <sup>3</sup>	2,400	21	2,400	21	2,710	22	2,710	22	2,710	22	2,710	22	2,710	22	2,710	22	2,710	22	2,710
Back Excavation	m <sup>3</sup>	55	2,400	147	2,400	140	2,710	140	2,710	140	2,710	140	2,710	140	2,710	140	2,710	140	2,710	140
Bedding Concrete	m <sup>3</sup>	318	0.047	15	0.047	15	0.047	15	0.047	15	0.047	15	0.047	15	0.047	15	0.047	15	0.047	15
Anchor Block Concrete	m <sup>3</sup>	200	0.250	100	0.250	100	0.250	100	0.250	100	0.250	100	0.250	100	0.250	100	0.250	100	0.250	100
Gate Concrete	m <sup>3</sup>	215	0.052	17	0.052	17	0.052	17	0.052	17	0.052	17	0.052	17	0.052	17	0.052	17	0.052	17
Penstock Concrete	m <sup>3</sup>	27	1.710	48	1.710	48	1.710	48	1.710	48	1.710	48	1.710	48	1.710	48	1.710	48	1.710	48
Penstock Rebar	m	48	1.710	54	1.710	54	1.710	54	1.710	54	1.710	54	1.710	54	1.710	54	1.710	54	1.710	54
Reinforcement Bar	m	900	0.013	11	0.013	11	0.013	11	0.013	11	0.013	11	0.013	11	0.013	11	0.013	11	0.013	11
Stanchion concrete	m <sup>3</sup>	1	41	1	41	1	41	1	41	1	41	1	41	1	41	1	41	1	41	1
Support of (1)																				
(2) Penstock Pipe																				
(3) Administration Cost																				
(4) Physical Contingency																				
(5) Total of (1)-(4)																				
2-Capital Recovery Factor to the Construction Cost																				
(1) C.R.F. = (1+r) <sup>n</sup> / (r(1+r) <sup>n</sup> - 1)																				
(2) C.R. & Rate																				
(3) Annual Cost Rate (C.R.)																				
(4) Annual Cost (C.R. x C.)																				
(5) Annual Slown Benefit (C.R.)																				
(6) Net Present of Output																				
(7) Net Present of NP																				
(8) Net Present and Benefit																				
(9) Same Benefit of Output																				
(10) Same Rate of NP																				
(11) Same Benefit and Benefit																				
(12) Total of (1)-(11)																				

Table 8-16 Optimum Development Plan of Manuel Jorg No.4 Project

Item	Case	Unit	Description	Remarks
1. Catchment Area		km <sup>2</sup>	8.32	
2. Intake Water Level		EL.m	507.00	
3. Head Tank Water Level		EL.m	503.96	
4. Outlet Water Level		EL.m	388.4	Minus 2m of F.W.L
5. Gross Head		m	115.56	Hg=H.T.W.L.-T.W.L
6. Effective Head		m	109.17	
7. Power Discharge				
Maximum Discharge		m <sup>3</sup> /s	0.310	
Peak Firm Discharge		m <sup>3</sup> /s	0.110	Qf × 24/12hrs
Firm Discharge		m <sup>3</sup> /s	0.055	Qf: 97% Firm(355days)
8. Power Output				
Maximum Output		kW	230	
Firm Peak Output		kW	73.1	
Firm Output		kW	35.9	
9. Annual Energy Production		MWh	1,252.6	
10. Power structure				
Intake Dam (L×H)		m	11.0×2.0	
Headrace Channel (L×B)		m	1,150×0.57	
Slop of Headrace Channel			1/500	
Head Tank Storage Capacity		m <sup>3</sup>	2,400	12hrs×Qf×3,600sec
Penstock (Φ×L)		m	0.394×225.6	Maximum v= 2.54m/s
11. Electromechanical Equipment				
Type of Turbine			Cross flow	
Installed Capacity of Turbine		kW	253	
Type of Generator			3-phase synchronous	
Installed Capacity of Generator		kVA	290	
Transmission Line (kV×km)		km	30kV×5.5	lect
12. Construction Period		year	1	

Table 8-17 Calculation Sheet of Energy Production of Manual Jorje No. 4

$C_A=8.32\text{km}^2$ ,  $Q_{\text{max}}=0.310\text{m}^3/\text{sec}$ ,  $Q_f=0.055(355\text{days Run-off})$

Run-off No.	Natu. Q Piar <sup>2</sup> ( $\text{m}^3/\text{sec}$ )	MJ No.4, 8.32km <sup>2</sup> Discharge $Q_{\text{in}}=(1\text{m}^3/10-0.127)$ ( $\text{m}^3/\text{sec}$ )	Effective Head $H_e=115.56-(56.1225Q^2+1.000)$ (m)	Ratio of Efficiency $Q_{\text{use}}/Q_{\text{max}}$ of Turbine 9.84QinH <sup>0.7</sup> /P <sub>max</sub> (%)	Ratio of P <sub>t</sub> /P <sub>max</sub> (%)	Efficiency of Generator (%)	Power Output (kW)	Energy Production (kWh)	Remarks
1	1.204	0.875	109.167	1.000	76.60	90.00	228.638	-	P <sub>max</sub> =228.6kW
15	0.555	0.395	109.167	1.000	76.60	90.00	228.638	82,309.8	
25	0.520	0.306	109.167	0.988	76.93	90.00	226.381	54,602.3	
35	0.504	0.292	109.167	0.943	77.40	89.97	217.784	53,299.8	
45	0.491	0.282	109.167	0.908	77.65	89.95	210.356	51,376.8	
55	0.485	0.277	109.167	0.892	77.75	89.92	206.823	50,061.5	
65	0.479	0.272	109.167	0.876	77.80	89.90	203.175	49,199.8	
75	0.470	0.264	109.167	0.862	77.80	89.85	197.484	46,079.0	
85	0.461	0.257	109.167	0.828	77.70	89.82	191.551	46,684.2	
95	0.457	0.253	109.167	0.817	77.65	89.80	188.903	45,054.5	
105	0.452	0.249	109.167	0.803	77.55	89.77	185.498	44,328.1	
115	0.447	0.245	109.167	0.790	77.35	89.74	181.869	44,084.1	
125	0.439	0.238	109.167	0.769	77.01	89.69	176.057	42,951.1	
135	0.431	0.232	109.167	0.747	76.80	89.67	170.627	41,602.1	
145	0.421	0.223	109.167	0.720	76.35	89.54	163.296	40,070.8	
155	0.419	0.222	109.167	0.715	76.25	89.52	161.831	39,015.3	
165	0.411	0.215	109.167	0.693	75.75	89.42	155.767	38,111.7	
175	0.400	0.206	109.167	0.664	74.95	89.27	147.312	36,369.5	
185	0.395	0.202	109.167	0.650	74.55	89.17	143.403	34,885.8	
195	0.389	0.197	109.167	0.634	73.95	89.07	138.572	33,837.0	
205	0.385	0.193	109.167	0.624	74.15	89.01	136.503	33,009.0	
215	0.378	0.187	109.167	0.605	74.55	88.92	132.970	32,336.8	
225	0.367	0.178	109.167	0.575	74.80	88.74	126.647	31,154.1	
235	0.364	0.176	109.167	0.567	74.80	88.89	125.086	30,208.0	
245	0.356	0.169	109.167	0.546	74.70	88.71	119.947	29,403.9	
255	0.346	0.161	109.167	0.519	74.25	88.80	112.838	27,934.1	
265	0.338	0.154	109.167	0.497	73.75	88.08	107.173	26,401.2	
275	0.331	0.148	109.167	0.479	73.38	87.87	102.363	25,144.4	
285	0.324	0.143	109.167	0.460	72.85	87.58	97.313	23,961.2	
295	0.308	0.129	109.167	0.417	71.45	86.74	85.741	21,966.5	
305	0.291	0.115	109.167	0.371	69.25	85.73	73.112	19,052.4	
315	0.275	0.102	112.647	0.506	72.95	89.42	74.313	17,691.0	
325	0.248	0.079	113.104	0.433	72.05	88.23	55.901	15,625.7	
335	0.241	0.074	113.203	0.415	71.35	87.80	51.090	12,838.9	
345	0.236	0.069	113.270	0.401	70.75	87.42	47.614	11,844.5	95% firm 47.6kW
355	0.219	0.055	113.468	0.356	68.35	85.48	35.868	10,017.8	97% firm 35.9kW
365	0.192	0.039	113.690	0.283	70.80	81.92	21.159	6,843.2	
Total			80.917 m <sup>3</sup> /sec-dry					1,282,566	



Table 8-19 Economical Comparison of Combined Abade River Development Schemes

Item	Unit	Case A	Case B		Case C		Remarks
			(B-1)+(B-2)	(B-1)+(B-2)	(C-1)+(C-2)	(C-1)+(C-2)	
I. Major Feature							
Catchment Area	km <sup>2</sup>	8.10	8.10	13.01	8.13	13.15	
Intake Water Level (No. 1 P/S)	EL. m	551.50	551.50	551.50	551.50	551.50	
Intake Water Level (No. 2 P/S)	EL. m	-	430.00	430.00	430.00	430.00	
Head Tank Water Level (No. 1 P/S)	EL. m	508.00	508.00	508.00	508.00	508.00	
Head Tank Water Level (No. 2 P/S)	EL. m	-	428.00	428.00	428.00	428.00	
Tailrace Water Level (No. 1 P/S)	EL. m	395.00	430.00	430.00	428.00	428.00	
Tailrace Water Level (No. 2 P/S)	EL. m	-	318.00	318.00	318.00	318.00	
Total Gross Head	m	153.00	230.00	230.00	190.00	190.00	d. T. V. L-T. W. L.
Total Effective Head	m	167.00	221.00	219.70	191.00	180.00	
Maximum Discharge (No. 1)	m <sup>3</sup> /sec	0.780	0.780	0.780	0.780	0.780	
Maximum Discharge (No. 2)	m <sup>3</sup> /sec	0.780	0.780	1.120	0.780	1.120	
Firm Discharge (No. 1)	m <sup>3</sup> /sec	0.259	0.259	0.259	0.261	0.261	
Firm Discharge (No. 2)	m <sup>3</sup> /sec	-	0.359	0.373	0.261	0.374	
Maximum Output (No. 1)	kW	840	840	840	390	390	
Maximum Output (No. 2)	kW	-	600	850	600	850	
Total Maximum Output	kW	840	1,240	1,490	990	1,240	
Firm Output (No. 1)	kW	218.4	203.2	203.2	118.3	118.3	87% (355 days) Firm Output
Firm Output (No. 2)	kW	-	180.8	273.5	102.5	281.0	
Total Firm Output	kW	218.4	384	476.7	220.8	399.3	
Total Annual Energy Production	MWh	4,850	5,400	7,700	5,150	6,470	
Construction Cost (A)	US\$	7,288,744	10,316,788	12,001,127	7,763,378	9,484,305	excl. Interest during Construction
II. Economical Index							
a) Construction Cost per kW	US\$/kW	8,312	8,310	8,055	7,812	7,810	
b) Construction Cost per kWh	US\$/kWh	1.63	1.41	1.54	1.51	1.50	
c) Benefit							
Loss Factor of Effective Output	%	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	
Loss Factor of Effective Energy	%	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	
Effective Output	kW	287.8	378.4	458.1	390.3	379.7	
Effective Energy	MWh	4,573.8	6,035.2	7,281.1	4,858.5	6,301.8	
kW Value	US\$/kW	145.23	145.23	145.23	145.23	145.23	
kWh Value	US\$/kWh	0.082	0.082	0.082	0.082	0.082	
Benefit of kW	US\$	41,481	55,103	66,490	43,447	55,145	
Benefit of kWh	US\$	383,260	574,103	650,188	301,160	378,275	
Total Annual Benefit (B)	US\$	525,331	629,206	716,678	344,607	433,420	
d) Cost							
Capital Recovery Factor: CRF	%	8.174	8.174	8.174	8.174	8.174	CRF=0.08(140.00) <sup>50</sup> / (1+0.08) <sup>50</sup> -1=0.08174
O & M Cost	%	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	
Total Annual Cost (C-1)	US\$	523,715	646,482	1,101,657	713,134	888,438	incl. Capital recovery cost
Total Annual Cost (C-2)	US\$	78,888	103,188	110,019	77,432	91,843	excl. Capital recovery cost
e) Benefit Cost Ratio : (B)/(C-1)		0.450	0.454	0.440	0.484	0.488	
Benefit Cost Ratio : (B)/(C-2)		6.324	6.163	6.308	4.438	4.675	
f) Benefit - Cost : (B)-(C-1)	US\$	-598,384	-517,176	-584,979	-368,527	-455,018	
Benefit - Cost : (B)-(C-2)	US\$	246,443	326,118	346,659	267,175	341,577	
g) Justifiable Investment Cost	US\$	3,540,189	4,898,375	5,633,841	3,755,811	4,724,643	(B)/(0.08174+0.03)
h) Necessary Aid Fund	US\$	6,342,849	5,637,414	6,347,285	4,007,287	4,759,662	(A)-{(B)/(0.08174+0.03)}

Table 8-20 POWER VALUE OF ALTERNATIVE THERMAL POWER PLANT FOR ABADA RIVER DEVELOPMENT SCHEME

Item	Unit	Description
1. Plant Type		Diesel Power Plant
2. Construction Cost		
Installed Capacity	kW	1,000 kW x 1 unit = 1,000 kW
Annual Plant Factor	%	81%
Service Life	year	15
Generator Terminal Energy	MWh	1,000 kW x 8,760 hrs x 0.97 x 0.81 = 7,096 MWh
Auxiliary Power Use	%	2.5
Annual Energy Production	MWh	7,096 MWh x (1 - 0.025) = 6,919 MWh
Construction Cost	US\$	980 US\$ x 1,000 kW = 980,000 US\$
3. Power Value		
(A) kW Value		
a) Capital Recovery Factor		C.R.F.=0.08 (1+0.08) <sup>15</sup> /((1+0.08) <sup>15</sup> -1)= 0.11683
b) Capital Recovery Cost	US\$	Discount Rate = 8%
c) O&M and Administration Cost	US\$	980,000 x 0.11683 = 114,493
d) Total Fixed Cost (b)+c))	US\$	980,000 x 0.03 = 29,400 (Ratio 3%)
e) Unit Fixed Cost per kW	US\$/kW	143,893
f) kW Value	US\$/kW	143,893 ÷ 1,000 kW = 143.89
(B) kWh Value		
a) Diesel Oil Calorific Value	Kcal/kg	10,170, Gas oil
b) Fuel Consumption Rate	kg/kWh	0.255 (Specific gravity of Fuel : 0.848)
c) Fuel Cost	US\$/kWh	0.255 kg/kWh ÷ 0.848 x 0.206\$/l = 0.062
d) kWh Value	US\$/kWh	0.062 ÷ (1-0.025) x 0.97675 = 0.062 (Adjustment factor for kWh value β = 0.9689)

Adjustment Factor for kW and kWh

Item		Loss of kW		Loss of kWh	
		Hydro	Thermal	Hydro	Thermal
Transmission Loss Rate	%	0.9	0.1	0.9	0.1
Forced Outage	%	0.5	2.0	0.5	-
Auxiliary Power Use	%	0.3	2.5	0.3	2.5
Scheduled Outage Rate	%	2.0	-	4.0	-
Total		3.7	4.6	5.7	2.6

kW Adjustment Factor  $\alpha = (1-0.009)(1-0.005)(1-0.003)(1-0.02)/[(1-0.001)(1-0.02)(1-0.025)] = 1.0093$

kWh Adjustment factor  $\beta = (1-0.009)(1-0.005)(1-0.003)(1-0.04)/[(1-0.001)(1-0.025)] = 0.9689$

Table 8-21 Estimated Cost of Small Hydropower Projects in Abade River

Item	Case A			Case B			Case C			Remarks		
	Amount (US\$)	B-1	B-2	(B-1)+(B-2)	B-2'	(B-1)+(B-2')	C-1	C-2	C-2'		(C-1)+(C-2)	(C-1)+(C-2')
1. Preparation Works (Access Road)	66,990	11,121	88,726	99,847	88,726	99,847	21,835	88,726	88,726	110,561	110,561	Access Road of P/N
2. Civil Works												
(1) Intake Dam	92,494	92,494	0	92,494	92,494	184,987	92,494	0	92,494	92,494	184,987	
(2) Sedimentation Basin	93,104	93,104	0	93,104	93,104	184,484	93,104	0	71,360	93,104	164,464	
(3) Roadrace	549,461	549,461	368,063	917,524	735,816	1,285,277	272,913	0	584,983	272,913	857,897	
(4) Head Tank	155,265	155,265	155,265	310,530	179,988	335,253	157,685	157,685	179,988	315,370	337,673	
(5) Penstock and Spillway	201,916	172,029	80,422	252,451	84,827	266,856	151,828	82,347	86,477	234,175	238,304	
(6) Powerhouse	116,143	94,846	92,808	187,654	126,959	221,805	75,043	92,808	126,959	167,851	202,002	
(7) Tailrace	2431	2465.1	2431	4,896	3558.5	6,024	2157.1	2431	3558.5	4,588	5,716	
Sub-total	1,210,813	1,159,663	698,990	1,295,001	1,295,001	2,454,665	845,224	335,271	1,145,818	1,180,495	1,991,042	
3. Hydraulic Equipment												
(1) Trashracks & Gates	9,800	9,800	6,650	16,450	8,000	17,800	9,800	6,650	8,000	16,450	17,800	
(2) Penstock	403,000	279,500	182,500	442,000	175,500	455,000	481,000	162,500	175,500	643,500	656,500	
Sub-total	412,800	289,300	189,150	458,450	183,500	472,800	490,800	169,150	183,500	659,950	674,300	
4. Electromechanical Equipment												
(1) Turbine and Generator	4,200,000	2,940,000	2,770,000	5,710,000	3,730,000	6,670,000	940,000	2,770,000	3,730,000	3,710,000	4,670,000	
(2) Transmission Line	567,600	560,720	30,960	591,680	30,960	591,680	560,720	10,320	10,320	571,040	571,040	
Sub-total	4,767,600	3,500,720	2,800,960	6,301,680	3,760,960	7,261,680	1,500,720	2,780,320	3,740,320	4,281,040	5,241,040	
5. Project Controlling												
(1) Engineering Fee	720,000	360,000	360,000	720,000	360,000	720,000	360,000	360,000	360,000	720,000	720,000	
(2) Administration Cost	60,000	30,000	30,000	60,000	30,000	60,000	30,000	30,000	30,000	60,000	60,000	
Sub-total	780,000	390,000	390,000	780,000	390,000	780,000	390,000	390,000	390,000	780,000	780,000	
6. Physical Contingency												
(1) Preparation Works	6,699	1,112	8,873	9,985	8,873	9,985	2,184	8,873	8,873	11,056	11,056	10% of the Works
(2) Civil Works	121,081	115,966	69,899	185,865	129,500	245,465	84,522	52,527	114,562	118,049	199,104	10% of Civil Works
(3) Hydraulic Equipment	206,400	144,650	84,575	229,225	91,750	296,400	245,400	84,575	91,750	329,975	337,150	10% of H.E
(4) Electromechanical Equipment	238,380	175,036	140,048	363,084	188,048	363,084	75,036	139,016	187,016	214,052	262,062	10% of E.E
(5) Project Controlling	78,000	39,000	39,000	78,000	39,000	78,000	39,000	39,000	39,000	78,000	78,000	10% of P.C
Sub-total	650,560	475,764	342,395	818,159	457,171	932,935	446,142	304,991	441,220	751,133	887,362	
Total (Project Cost)	7,888,764	5,826,569	4,490,220	6,175,358	6,175,358	12,001,927	3,694,720	4,068,458	5,969,585	7,763,178	9,684,305	
7. Interest during Construction	252,440	186,450	143,687	330,137	197,611	384,062	118,231	130,191	191,667	248,422	309,898	0.4KT=0.4x0.08x1
Grand Total (Investment Cost)	8,141,204	6,013,019	4,633,907	6,572,970	6,572,970	12,385,989	3,812,951	4,198,649	6,181,251	8,011,600	9,994,203	x=0.08, T=1 year

Table 8-22 Calculation Sheet of Power Energy of Abade River Development Scheme (Case A)

Run-off No.	Abade Discharge (m <sup>3</sup> /s)		Effective Head H <sub>e</sub> =173-(8.93439673Q <sup>2</sup> ) (m)	Ratio of		Efficiency		Ratio of P <sub>t</sub> /P <sub>tmax</sub>	Efficiency of Generator (%)	Power Energy (kW)	Energy Production (kWh)
	10km <sup>2</sup>	9.1km <sup>2</sup>		Q <sub>use</sub> /Q <sub>max</sub>	of Turbine (%)	of Pelton turbine)					
1	4.161	3.787	167.564	1.000	81.50	1.000	90.00	939.5			
15	1.329	1.209	167.564	1.000	81.50	1.000	90.00	939.5	338,224.3		
25	1.019	0.927	167.564	1.000	81.50	1.000	90.00	939.5	225,482.9		
35	0.910	0.828	167.564	1.000	81.50	1.000	90.00	939.5	225,482.9		
45	0.822	0.748	168.001	0.959	82.00	0.967	89.97	908.6	221,770.9		
55	0.756	0.688	168.771	0.882	82.80	0.903	89.89	846.9	210,656.9		
65	0.694	0.632	169.437	0.810	83.00	0.834	89.77	781.3	195,389.0		
75	0.659	0.600	169.787	0.769	83.00	0.793	89.70	742.9	182,909.0		
85	0.628	0.571	170.082	0.733	82.85	0.756	89.60	707.1	174,000.5		
95	0.605	0.551	170.292	0.706	82.80	0.729	89.52	681.0	166,576.9		
105	0.579	0.527	170.520	0.676	82.70	0.698	89.42	651.1	159,858.2		
115	0.564	0.513	170.647	0.658	82.65	0.680	89.35	633.8	154,195.5		
125	0.552	0.502	170.746	0.644	82.60	0.665	89.28	619.9	150,443.8		
135	0.533	0.485	170.898	0.622	82.50	0.642	89.17	597.6	146,093.7		
145	0.506	0.460	171.106	0.590	82.35	0.609	88.97	565.7	139,595.6		
155	0.495	0.450	171.187	0.578	82.30	0.596	88.91	553.0	134,239.8		
165	0.476	0.433	171.324	0.555	82.15	0.572	88.77	530.4	129,997.7		
175	0.464	0.422	171.407	0.541	82.05	0.557	88.67	516.0	125,565.3		
185	0.455	0.414	171.468	0.531	82.00	0.547	88.61	505.5	122,588.2		
195	0.443	0.403	171.548	0.517	81.85	0.531	88.51	491.0	119,583.5		
205	0.432	0.393	171.619	0.504	81.80	0.518	88.42	478.2	116,303.7		
215	0.415	0.378	171.726	0.484	81.60	0.497	88.23	457.6	112,293.9		
225	0.415	0.378	171.726	0.484	81.60	0.497	88.23	457.6	109,816.8		
235	0.399	0.363	171.822	0.466	81.45	0.477	88.03	438.4	107,512.8		
245	0.388	0.353	171.886	0.453	81.30	0.463	87.92	425.1	103,619.7		
255	0.375	0.341	171.960	0.438	81.20	0.447	87.72	409.6	100,169.4		
265	0.357	0.325	172.057	0.417	81.00	0.425	87.43	387.9	95,705.9		
275	0.344	0.313	172.124	0.401	80.80	0.409	87.22	372.1	91,207.4		
285	0.332	0.302	172.184	0.387	80.60	0.394	86.93	357.2	87,519.0		
295	0.322	0.293	172.233	0.376	80.45	0.381	86.73	345.1	84,274.3		
305	0.312	0.284	172.280	0.364	80.20	0.368	86.48	332.5	81,306.9		
315	0.304	0.277	172.316	0.355	80.00	0.358	86.32	322.6	78,608.2		
325	0.299	0.272	172.339	0.349	79.90	0.352	86.17	316.4	76,679.3		
335	0.285	0.259	172.399	0.333	79.55	0.334	85.80	299.1	73,855.5		
345	0.285	0.259	172.399	0.333	79.55	0.334	85.80	299.1	71,777.1		
355	0.276	0.251	172.436	0.322	79.25	0.322	85.55	287.8	70,419.3		
365	0.260	0.237	172.500	0.303	78.70	0.302	85.10	267.9	66,675.9		
Total										4,850,399.5	

Table 8-23 Calculation Sheet of Power Energy of Abade River Development Scheme (Case B-1)

Run-off No.	Abade 10km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Abade 9.1km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Effective Head He=118-(7.1289073Q <sup>2</sup> ) (m)	(Pelton turbine)				Efficiency of Generator (%)	Power Energy (kW)	Energy Production (kWh)
				Qmax=0.78m <sup>3</sup> /s, Qf=0.26m <sup>3</sup> /s	Ratio of Quse/Qmax	Efficiency of Turbine (%)	Ratio of Pt/Ptmax			
1	4.161	3.787	113.663	1.000	81.50	1.000	90.00	637.3	-	
15	1.329	1.209	113.663	1.000	81.50	1.000	90.00	637.3	229,425.4	
25	1.019	0.927	113.663	1.000	81.50	1.000	90.00	637.3	152,950.3	
35	0.910	0.828	113.663	1.000	81.50	1.000	90.00	637.3	152,950.3	
45	0.822	0.748	114.011	0.959	82.10	0.969	89.98	617.4	150,564.7	
55	0.756	0.688	114.626	0.882	82.75	0.903	89.90	574.9	143,078.8	
65	0.694	0.632	115.157	0.810	83.00	0.835	89.80	531.2	132,735.0	
75	0.659	0.600	115.436	0.769	83.00	0.795	89.72	505.2	124,369.7	
85	0.628	0.571	115.672	0.733	82.90	0.758	89.65	481.5	118,399.0	
95	0.605	0.551	115.839	0.706	82.80	0.731	89.56	463.5	113,391.6	
105	0.579	0.527	116.021	0.676	82.70	0.700	89.45	443.2	108,796.7	
115	0.564	0.513	116.122	0.658	82.65	0.682	89.38	431.5	104,955.8	
125	0.552	0.502	116.201	0.644	82.60	0.667	89.32	422.0	102,419.6	
135	0.533	0.485	116.323	0.622	82.50	0.644	89.22	407.0	99,481.8	
145	0.506	0.460	116.489	0.590	82.35	0.611	89.02	385.3	95,079.6	
155	0.495	0.450	116.554	0.578	82.30	0.598	88.94	376.6	91,435.2	
165	0.476	0.433	116.662	0.555	82.15	0.575	88.80	361.3	88,545.3	
175	0.464	0.422	116.729	0.541	82.05	0.560	88.71	351.6	85,540.6	
185	0.455	0.414	116.778	0.531	82.00	0.549	88.63	344.4	83,514.0	
195	0.443	0.403	116.841	0.517	81.85	0.534	88.53	334.5	81,463.5	
205	0.432	0.393	116.898	0.504	81.80	0.520	88.42	325.7	79,226.3	
215	0.415	0.378	116.983	0.484	81.60	0.499	88.24	311.7	76,497.1	
225	0.415	0.378	116.982	0.484	81.60	0.499	88.24	311.7	74,818.0	
235	0.399	0.363	117.060	0.466	81.45	0.479	88.05	298.7	73,255.9	
245	0.388	0.353	117.111	0.453	81.30	0.465	87.92	289.7	70,605.1	
255	0.375	0.341	117.170	0.438	81.20	0.449	87.71	279.1	68,247.1	
265	0.357	0.325	117.248	0.417	81.00	0.427	87.42	264.3	65,207.7	
275	0.344	0.313	117.301	0.401	80.80	0.411	87.15	253.4	62,126.9	
285	0.332	0.302	117.349	0.387	80.60	0.395	86.89	243.3	59,607.4	
295	0.322	0.293	117.388	0.376	80.45	0.383	86.65	235.0	57,397.6	
305	0.312	0.284	117.425	0.364	80.20	0.370	86.37	226.3	55,356.6	
315	0.304	0.277	117.454	0.355	80.00	0.360	86.17	219.5	53,499.6	
325	0.299	0.272	117.472	0.349	79.90	0.353	86.05	215.4	52,184.9	
335	0.285	0.259	117.520	0.333	79.55	0.336	85.65	203.5	50,265.2	
345	0.285	0.259	117.520	0.333	79.55	0.336	85.65	203.5	48,843.3	
355	0.276	0.251	117.550	0.322	79.25	0.324	85.37	195.8	47,911.8	
365	0.260	0.237	117.601	0.303	78.70	0.303	84.80	182.0	45,327.7	
Total									3,299,475.0	

Table 8-24 Calculation Sheet of Power Energy of Abade River Development Cheme (Case 9-2)

Run-off No.	Abade 10km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Abade 9.1km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Effective Head He=110.6-(5.4165746Q <sup>0.2</sup> ) (m)	Q <sub>max</sub> =0.78m <sup>3</sup> /s, Q <sub>f</sub> =0.259m <sup>3</sup> /s	(Pelton Turbine)				
					Ratio of Q <sub>use</sub> /Q <sub>max</sub>	Efficiency of Turbine (%)	Ratio of P <sub>t</sub> /P <sub>tmax</sub>	Efficiency of Generator (%)	Power Energy (kW)
1	4.161	3.787	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	-
15	1.329	1.209	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	216,591.5
25	1.019	0.927	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	144,394.4
35	0.910	0.828	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	144,394.4
45	0.822	0.748	107.569	0.959	82.00	0.967	89.98	581.8	142,015.3
55	0.756	0.688	108.036	0.882	82.80	0.902	89.90	542.2	134,880.7
65	0.694	0.632	108.140	0.810	83.00	0.833	89.79	500.2	125,083.4
75	0.659	0.600	108.652	0.769	83.00	0.793	89.71	475.5	117,075.5
85	0.628	0.571	108.831	0.733	82.85	0.755	89.64	452.7	111,374.1
95	0.605	0.551	108.958	0.706	82.80	0.728	89.55	435.9	106,626.5
105	0.579	0.527	109.096	0.676	82.70	0.697	89.44	416.7	102,307.5
115	0.564	0.513	109.173	0.658	82.65	0.679	89.36	405.6	98,667.0
125	0.552	0.502	109.233	0.644	82.60	0.664	89.30	396.6	96,262.9
135	0.533	0.485	109.326	0.622	82.50	0.641	89.18	382.3	93,476.0
145	0.506	0.460	109.452	0.590	82.35	0.608	88.98	361.9	89,308.3
155	0.495	0.450	109.501	0.578	82.30	0.595	88.90	353.7	85,868.5
165	0.476	0.433	109.584	0.555	82.15	0.572	88.76	339.2	83,142.8
175	0.464	0.422	109.634	0.541	82.05	0.557	88.67	330.1	80,309.7
185	0.455	0.414	109.671	0.531	82.00	0.546	88.58	323.2	78,395.2
195	0.443	0.403	109.720	0.517	81.85	0.531	88.48	313.9	76,459.0
205	0.432	0.393	109.763	0.504	81.80	0.517	88.36	305.6	74,347.7
215	0.415	0.378	109.827	0.484	81.60	0.496	88.18	292.5	71,774.1
225	0.415	0.378	109.827	0.484	81.60	0.496	88.18	292.5	70,193.7
235	0.399	0.363	109.886	0.466	81.45	0.476	87.99	280.2	68,723.8
245	0.388	0.353	109.925	0.453	81.30	0.463	87.82	271.6	66,215.2
255	0.375	0.341	109.969	0.438	81.20	0.447	87.63	261.7	63,990.4
265	0.357	0.325	110.028	0.417	81.00	0.424	87.33	247.8	61,137.3
275	0.344	0.313	110.069	0.401	80.80	0.408	87.02	237.4	58,225.9
285	0.332	0.302	110.106	0.387	80.60	0.393	86.77	228.0	55,819.8
295	0.322	0.293	110.135	0.376	80.45	0.381	86.55	220.2	53,784.5
305	0.312	0.284	110.163	0.364	80.20	0.368	86.27	212.1	51,874.7
315	0.304	0.277	110.185	0.355	80.00	0.357	86.07	205.7	50,131.7
325	0.299	0.272	110.199	0.349	79.90	0.351	85.95	201.8	48,897.8
335	0.285	0.259	110.236	0.333	79.55	0.333	85.55	190.7	47,096.4
345	0.285	0.259	110.236	0.333	79.55	0.333	85.55	190.7	45,762.1
355	0.276	0.251	110.258	0.322	79.25	0.322	85.23	183.3	44,877.9
365	0.260	0.237	110.297	0.303	78.70	0.301	84.70	170.5	42,453.9
Total									3,101,969.5

Table 8-25 Calculation Sheet of Power Energy of Abade River Development Cheme (Case B-2')

Run-off No.	Abade 10km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Abade 13.06km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>max</sub> =1.12m <sup>3</sup> /s, Q <sub>f</sub> =0.372m <sup>3</sup> /s (Pelton Turbine)		Efficiency of Turbine (%)	Ratio of Pt/P <sub>tmax</sub>	Efficiency of Generator (%)	Power Energy (kW)	Energy Production (kWh)
			Effective Head He=110.6-(3.6719087Q <sup>2</sup> ) (m)	Ratio of Q <sub>use</sub> /Q <sub>max</sub>					
1	4.161	5.434	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	-
15	1.329	1.736	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	307,204.7
25	1.019	1.331	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	204,803.1
35	0.910	1.188	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	204,803.1
45	0.822	1.074	106.368	0.959	82.00	0.968	89.98	825.7	201,483.4
55	0.756	0.987	107.021	0.882	82.80	0.904	89.89	770.7	191,568.9
65	0.694	0.906	107.584	0.809	83.00	0.837	89.79	712.2	177,946.9
75	0.659	0.861	107.880	0.768	83.00	0.797	89.71	677.5	166,760.9
85	0.628	0.820	108.130	0.732	82.90	0.760	89.67	646.1	158,829.0
95	0.605	0.790	108.308	0.705	82.80	0.732	89.55	621.8	152,148.9
105	0.579	0.756	108.500	0.675	82.70	0.701	89.41	594.5	145,964.1
115	0.564	0.737	108.608	0.658	82.65	0.683	89.36	579.0	140,825.8
125	0.552	0.721	108.692	0.644	82.60	0.669	89.28	565.3	137,437.5
135	0.533	0.696	108.821	0.622	82.50	0.646	89.17	546.1	133,488.1
145	0.506	0.661	108.996	0.590	82.35	0.613	88.98	517.2	127,601.6
155	0.495	0.646	109.065	0.577	82.30	0.600	88.88	505.4	122,720.5
165	0.476	0.622	109.181	0.555	82.15	0.576	88.74	484.9	118,839.9
175	0.464	0.606	109.252	0.541	82.05	0.561	88.64	471.9	114,812.3
185	0.455	0.594	109.303	0.531	82.00	0.550	88.56	462.2	112,093.1
195	0.443	0.579	109.371	0.517	81.85	0.535	88.45	448.9	109,341.8
205	0.432	0.564	109.431	0.504	81.80	0.522	88.35	437.3	106,346.1
215	0.415	0.542	109.521	0.484	81.60	0.501	88.17	418.5	102,606.6
225	0.415	0.542	109.521	0.484	81.60	0.501	88.17	418.5	100,447.3
235	0.399	0.521	109.603	0.465	81.45	0.481	87.96	401.0	98,343.3
245	0.388	0.507	109.657	0.452	81.30	0.467	87.82	388.8	94,775.1
255	0.375	0.490	109.719	0.437	81.20	0.451	87.62	374.7	91,615.3
265	0.357	0.466	109.802	0.416	80.95	0.428	87.28	354.5	87,496.1
275	0.344	0.449	109.859	0.401	80.80	0.412	87.00	340.0	83,337.7
285	0.332	0.434	109.910	0.387	80.60	0.397	86.75	326.5	79,987.2
295	0.322	0.421	109.951	0.375	80.40	0.384	86.48	315.1	76,993.1
305	0.312	0.407	109.990	0.364	80.20	0.372	86.26	303.9	74,269.6
315	0.304	0.397	110.021	0.354	80.00	0.361	86.04	294.7	71,820.5
325	0.299	0.390	110.040	0.349	79.90	0.355	85.91	289.1	70,045.0
335	0.285	0.372	110.091	0.332	79.50	0.337	85.48	272.9	67,434.3
345	0.285	0.372	110.091	0.332	79.50	0.337	85.48	272.9	65,495.3
355	0.276	0.360	110.123	0.322	79.25	0.325	85.19	262.6	64,263.2
365	0.260	0.340	110.177	0.303	78.70	0.304	84.65	244.2	60,825.5
Total									4,424,864.5

Table 8-26 Calculation Sheet of Power Energy of Abade River Development Cheme (Case C-1)

Run-off No.	Abade 10km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Abade 9.19km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Effective Head He=80.3-(9.38408971Q <sup>2</sup> ) (m)	(Cross Flow Turbine)					Power Energy (kW)	Energy Production (kWh)
				Qmax=0.78m <sup>3</sup> /s, Qf=0.261m <sup>3</sup> /s	Ratio of Quse/Qmax	Efficiency of Turbine (%)	Ratio of Pt/Ptmax	Efficiency of Generator (%)		
1	4.161	3.824	74.591	1.000	76.60	1.000	90.00	393.1	-	
15	1.329	1.221	74.591	1.000	76.60	1.000	90.00	393.1	141,507.4	
25	1.019	0.936	74.591	1.000	76.60	1.000	90.00	393.1	94,338.3	
35	0.910	0.836	74.591	1.000	76.60	1.000	90.00	393.1	94,338.3	
45	0.822	0.755	74.945	0.968	77.10	0.979	89.94	384.7	93,337.5	
55	0.756	0.695	75.770	0.891	77.75	0.918	89.87	360.5	89,425.6	
65	0.694	0.638	76.483	0.818	77.65	0.850	89.76	333.2	83,239.8	
75	0.659	0.606	76.858	0.776	77.20	0.806	89.68	315.8	77,880.1	
85	0.628	0.577	77.174	0.740	76.65	0.766	89.57	299.7	73,858.4	
95	0.605	0.556	77.399	0.713	76.20	0.736	89.48	287.6	70,466.9	
105	0.579	0.532	77.643	0.682	75.45	0.699	89.35	272.9	67,259.5	
115	0.564	0.518	77.779	0.665	74.95	0.678	89.37	264.6	64,509.6	
125	0.552	0.507	77.885	0.650	74.50	0.660	89.16	257.2	62,619.4	
135	0.533	0.490	78.048	0.628	74.05	0.635	89.03	247.0	60,503.2	
145	0.506	0.465	78.271	0.596	74.65	0.610	88.88	236.7	58,039.1	
155	0.495	0.455	78.358	0.583	74.80	0.598	88.82	232.1	56,249.2	
165	0.476	0.437	78.504	0.561	74.65	0.576	88.68	223.2	54,638.6	
175	0.464	0.426	78.594	0.547	74.65	0.561	88.58	217.2	52,849.8	
185	0.455	0.418	78.659	0.536	74.50	0.550	88.50	212.5	51,563.7	
195	0.443	0.407	78.745	0.522	74.25	0.534	88.38	206.2	50,242.4	
205	0.432	0.397	78.821	0.509	74.00	0.520	88.28	200.3	48,780.3	
215	0.415	0.381	78.935	0.489	73.60	0.497	88.07	191.2	46,988.5	
225	0.415	0.381	78.935	0.489	73.60	0.497	88.07	191.2	45,896.2	
235	0.399	0.367	79.038	0.470	73.10	0.475	87.83	182.4	44,830.4	
245	0.388	0.357	79.107	0.457	72.75	0.460	87.63	176.2	43,029.6	
255	0.375	0.345	79.185	0.442	72.30	0.443	87.43	169.1	41,433.4	
265	0.357	0.328	79.290	0.421	71.60	0.418	87.03	158.9	39,349.1	
275	0.344	0.316	79.362	0.405	70.90	0.399	86.68	151.1	37,195.6	
285	0.332	0.305	79.426	0.391	70.25	0.382	86.38	144.1	35,426.2	
295	0.322	0.296	79.478	0.379	69.70	0.368	86.10	138.3	33,891.9	
305	0.312	0.287	79.529	0.368	69.05	0.353	85.82	132.4	32,489.3	
315	0.304	0.279	79.568	0.358	68.50	0.342	85.52	127.6	31,205.1	
325	0.299	0.275	79.591	0.352	68.10	0.334	85.35	124.6	30,263.0	
335	0.285	0.262	79.656	0.336	68.50	0.321	85.02	119.1	29,237.9	
345	0.285	0.262	79.656	0.336	68.50	0.321	85.02	119.1	28,577.8	
355	0.276	0.254	79.696	0.325	69.45	0.315	84.85	116.7	28,297.5	
365	0.260	0.239	79.764	0.306	70.35	0.301	84.47	111.0	27,327.6	
Total									2,021,086.2	

Table 8-27 Calculation Sheet of Power Energy of Abade River Development Scheme (Case C-2)

Run-off No.	Abade 10km2 Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Abade 9.19km2 Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Q <sub>max</sub> =0.78m <sup>3</sup> /s, Q <sub>f</sub> =0.261m <sup>3</sup> /s (Pelton Turbine)		Ratio of Q <sub>use</sub> /Q <sub>max</sub>	Efficiency of Turbine (%)	Ratio of P <sub>t</sub> /P <sub>tmax</sub>	Efficiency of Generator (%)	Power Energy (kW)	Energy Production (kWh)
			Effective Head (m)	He-110.6-(5.4165746Q <sup>2</sup> )						
1	4.161	3.824	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	-	
15	1.329	1.221	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	216,591.5	
25	1.019	0.936	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	144,394.4	
35	0.910	0.836	107.305	1.000	81.50	1.000	90.00	601.6	144,394.4	
45	0.822	0.755	107.509	0.968	81.85	0.974	89.98	586.2	142,537.5	
55	0.756	0.695	107.985	0.891	82.65	0.909	89.91	546.4	135,903.6	
65	0.694	0.638	108.397	0.818	83.00	0.841	89.61	503.9	126,032.3	
75	0.659	0.606	108.613	0.776	83.00	0.800	89.72	480.0	118,073.8	
85	0.628	0.577	108.796	0.740	82.95	0.764	89.65	457.6	112,516.1	
95	0.605	0.556	108.926	0.713	82.80	0.735	89.57	440.2	107,731.6	
105	0.579	0.532	109.066	0.682	82.75	0.704	89.47	421.1	103,349.0	
115	0.564	0.518	109.145	0.665	82.65	0.685	89.39	409.6	99,680.2	
125	0.552	0.507	109.206	0.650	82.60	0.671	89.33	400.6	97,222.8	
135	0.533	0.490	109.300	0.628	82.55	0.648	89.22	386.4	94,442.8	
145	0.506	0.465	109.429	0.596	82.40	0.615	89.03	365.8	90,271.9	
155	0.495	0.455	109.479	0.583	82.80	0.605	88.96	359.5	87,040.8	
165	0.476	0.437	109.563	0.561	82.50	0.580	88.82	344.2	84,441.4	
175	0.464	0.426	109.615	0.547	82.10	0.563	88.71	333.6	81,334.8	
185	0.455	0.418	109.653	0.536	82.00	0.551	88.63	326.6	79,221.5	
195	0.443	0.407	109.702	0.522	81.90	0.536	88.52	317.3	77,265.0	
205	0.432	0.397	109.746	0.509	81.80	0.522	88.41	308.8	75,132.8	
215	0.415	0.381	109.812	0.489	81.65	0.501	88.23	295.7	72,536.2	
225	0.415	0.381	109.812	0.489	81.65	0.501	88.23	295.7	70,961.7	
235	0.399	0.367	109.872	0.470	81.50	0.481	88.04	283.3	69,476.2	
245	0.388	0.357	109.911	0.457	81.35	0.467	87.88	274.6	66,944.5	
255	0.375	0.345	109.957	0.442	81.25	0.451	87.72	264.7	64,710.4	
265	0.357	0.328	110.017	0.421	81.00	0.429	87.40	250.4	61,811.4	
275	0.344	0.316	110.059	0.405	80.80	0.412	87.12	240.0	58,853.0	
285	0.332	0.305	110.096	0.391	80.60	0.397	86.87	230.5	56,461.8	
295	0.322	0.296	110.126	0.379	80.45	0.384	86.62	222.6	54,365.2	
305	0.312	0.287	110.155	0.368	80.25	0.372	86.35	214.5	52,444.9	
315	0.304	0.279	110.177	0.358	80.10	0.361	86.15	208.2	50,717.8	
325	0.299	0.275	110.191	0.352	79.95	0.355	86.03	204.1	49,470.2	
335	0.285	0.262	110.228	0.336	79.65	0.337	85.64	193.0	47,650.3	
345	0.285	0.262	110.228	0.336	79.65	0.337	85.64	193.0	46,318.4	
355	0.276	0.254	110.252	0.325	79.35	0.325	85.35	185.6	45,431.6	
365	0.260	0.239	110.291	0.306	78.80	0.304	84.80	172.6	42,981.3	
Total									3,128,712.9	

Table 8-28 Calculation Sheet of Power Energy of Abade River Development Scheme (Case C-2')

Run-off No.	Abade 10km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Abade 13.15km <sup>2</sup> Discharge (m <sup>3</sup> /s)	Effective Head He=110.6-(3.6710087Q <sup>2</sup> ) (m)	(Pelton Turbine)				Efficiency of Generator (%)	Power Energy (kW)	Energy Production (kWh)
				Q <sub>max</sub> =1.12m <sup>3</sup> /s, Q <sub>f</sub> =0.374m <sup>3</sup> /s	Ratio of Q <sub>use</sub> /Q <sub>max</sub>	Efficiency of Turbine (%)	Ratio of Pt/P <sub>tmax</sub>			
1	4.161	5.472	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	-	
15	1.329	1.748	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	307,204.7	
25	1.019	1.340	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	204,803.1	
35	0.910	1.197	105.994	1.000	81.50	1.000	90.00	853.3	204,803.1	
45	0.822	1.081	106.310	0.965	81.90	0.973	89.98	829.9	201,989.7	
55	0.756	0.994	106.971	0.888	82.70	0.909	89.90	774.8	192,567.4	
65	0.694	0.913	107.542	0.815	83.00	0.842	89.80	716.9	179,004.2	
75	0.659	0.867	107.843	0.774	83.00	0.802	89.69	681.8	167,839.5	
85	0.628	0.826	108.096	0.737	82.90	0.765	89.65	650.2	159,834.7	
95	0.605	0.796	108.276	0.710	82.80	0.737	89.55	625.9	153,133.3	
105	0.579	0.761	108.471	0.680	82.75	0.706	89.44	599.0	146,996.2	
115	0.564	0.742	108.580	0.667	82.65	0.688	89.37	582.9	141,834.6	
125	0.552	0.726	108.665	0.648	82.60	0.673	89.31	570.2	138,381.0	
135	0.533	0.701	108.796	0.626	82.50	0.650	89.19	549.9	134,414.3	
145	0.506	0.665	108.974	0.594	82.40	0.618	89.00	521.1	128,520.1	
155	0.495	0.651	109.014	0.581	82.30	0.604	88.91	509.0	123,614.2	
165	0.476	0.626	109.161	0.559	82.20	0.581	88.77	488.6	119,712.6	
175	0.464	0.610	109.233	0.545	82.05	0.565	88.67	475.2	115,658.0	
185	0.455	0.598	109.285	0.534	82.00	0.554	88.59	465.5	112,884.9	
195	0.443	0.583	109.354	0.520	81.90	0.539	88.49	452.4	110,154.3	
205	0.432	0.568	109.415	0.507	81.80	0.526	88.37	440.3	107,132.3	
215	0.415	0.546	109.506	0.487	81.60	0.504	88.20	421.5	103,418.8	
225	0.415	0.546	109.506	0.487	81.60	0.504	88.20	421.5	101,160.2	
235	0.399	0.525	109.589	0.468	81.45	0.484	88.00	403.9	99,047.2	
245	0.388	0.510	109.614	0.456	81.35	0.470	87.87	391.9	95,494.2	
255	0.375	0.493	109.707	0.440	81.25	0.454	87.66	377.6	92,340.2	
265	0.357	0.469	109.791	0.419	81.00	0.432	87.32	357.3	88,184.3	
275	0.344	0.452	109.849	0.404	80.85	0.415	87.07	342.8	84,008.4	
285	0.332	0.437	109.900	0.390	80.65	0.400	86.80	329.2	80,636.9	
295	0.322	0.423	109.942	0.378	80.40	0.387	86.55	317.5	77,595.2	
305	0.312	0.410	109.982	0.366	80.25	0.374	86.30	306.3	74,846.2	
315	0.304	0.400	110.013	0.357	80.05	0.364	86.10	297.1	72,397.0	
325	0.299	0.393	110.032	0.351	79.90	0.357	85.93	291.1	70,577.8	
335	0.285	0.375	110.084	0.335	79.65	0.340	85.57	275.6	67,999.6	
345	0.285	0.375	110.084	0.335	79.65	0.340	85.57	275.6	66,136.4	
355	0.276	0.363	110.116	0.324	79.30	0.328	85.25	264.8	64,841.4	
365	0.260	0.342	110.171	0.305	78.85	0.307	84.72	246.6	61,364.3	
Total									4,450,530.4	

