

第9章 環境影響評価

9.1 調査の背景

本調査は、ジャワ島西部を流れるチラキ川において新型流れ込み式水力発電を建設し、これをモデル事業として今後この新型流れ込み式水力発電を普及促進する事を目的とする調査である。

モデル事業として計画されたチラキ川における水力発電所の計画地点は、西ジャワ州南部のバンドン県及びガルット県にまたがる地域であり、上流部は茶のプランテーションが広がり、下流部の両岸には棚田が形成され稲作を中心とした農業が営まれている。西ジャワ州及びバンドン県、ガルット県における主要土地利用状況を下表に示す。

Summary of the area (km²) of major land use types in the regencies of Java

Area	Forest	Scrub	Fields/Gardens	Perm. Upland cult.	Sawah
Bandung	678	388	181	464	626
Garut	760	661	0	734	160
West Java	4,997	8,445	1,968	7,713	9,958

Area	Tree crops and estates	Water	Settlements	Total (km ²)	% of total Java area
Bandung	300	48	494	3,305	2.39
Garut	507	0	187	3,034	2.20
West Java	7,788	780	4,331	46,463	33.62

Source : "The ecology of Java and Bali" (Periplus Editions, 1996)

本調査対象地域は、バンドン県のパンガレンガン地区、ガルット県のシセウ地区、タレゴン地区である。これら地区の面積、人口及びその他のデータを以下の表に示す。

Summary of the area (km²) and population in the project area

Regency	District	No. of Village	Area (km ²)	Population	Density (persons/km ²)
BANDUNG	Pangalengan	13	341.78	117,175 [1994]	343
GARUT	Cisewu	10	234.16	46,776 [1995]	200
	Talegong	6	132.93	25,367 [1995]	191

Source : "Kabupaten Bandung Dalam Angka" (1994), "Garut Dalam Angka" (1995)

計画地点上流の一部地域は、保護区である Protection Forest (保護林) 及び Limited Production Forest (生産林) に属している。

本モデル事業の計画地点は、上記に述べたとおり比較的人口密度も高く農業を主体とした産業活動が営まれている地域であるが、一方では保護区域といった豊かな自然が残されている地域でもある。本事業計画は流れ込み式水力発電のため水没家屋もなく、大きな社会環境及び自然環境への影響は想定しにくい、現在この地域に生活している人々の社会環境を維持するとともに、残された自然環境を保全するための対策を講じる必要があると考えられる。

本章では、収集資料及び現地踏査により得た調査結果を基にモデル事業の環境面での妥当性を検討するとともに、今後の流れ込み式水力発電導入にあつたての留意点について記載する。今後、本章を参考とすると共に保護林や灌漑の状況に関する詳細な調査を実施し、法令に従った影響評価を行うことが望まれる。

9.2 関係する法令及び規則

環境面から事業の内容を審査する必要があると認められるプロジェクトについては、環境影響評価（AMDAL）の実施が求められる。発電所建設事業の場合は、その出力により AMDAL 実施の有無が決められるが、流れ込み式水力発電所の場合は、出力 50MW 以上がその対象となる。50 MW 未満のプロジェクトの場合は、鉱山エネルギー省（DGEED）のガイドラインに基づく影響評価である UKL 及び UPL（No. 78-12/008/600.2/1995）が適用されることとなる。ただし、50 MW 未満のプロジェクトであっても計画地点が国立公園や森林保護区内等で実施される場合は AMDAL を行う必要がある。

AMDAL に関する法規制は、以下のとおりとなっている。

1. The Act of Republic of Indonesia Number 23, 1997 Regarding Environmental Management
2. Government Regulation Number 51, 1993 Regarding Environmental Impacts Assessment (AMDAL)
3. Decree of State Ministry of Environment Number 39, 1996 Regarding List of Activities for Environment Impacts
4. Enclosed of procedures Approval Environmental Impacts Assessment (AMDAL)

AMDAL の対象となるプロジェクトの場合には、国家レベルの Steering Committee によりその環境影響評価の審査及び承認が行われる。一方、AMDAL の対象外のプロジェクトの場合には必要書類を鉱山エネルギー省に提出し、省内の委員会で審査が行われる。環境影響評価の手続きフロー図を Fig.9.2-1 に示す。

インドネシア共和国では、環境影響評価（AMDAL）または UKL・UPL のいずれの場合もその審査を受けるにはライセンスを取得している業者により作成されたインドネシア語によるレポートが必要となる。

9.3. プロジェクトの概要

- | | |
|----------|---|
| (1) 計画地域 | : 西ジャワ州, チラキ川流域 |
| (2) 計画内容 | : 流れ込み式水力発電所（上流より No.1 ~ No.3 の 3 つの発電所が計画されている。） |

- (3) 流域面積 : No.3 計画地点にて約 205 km²
- (4) 各施設, 建設計画, 工期及びその他の詳細については第 2 部の第 4 章 ~ 第 8 章を参照のこと。

9.4 環境の現況

9.4.1. 気 象

(1) 気象タイプ

気象庁より入手した西ジャワ地区における気候区分図を Fig. 9.4-1 に示す。この図によれば、計画地点周辺の気候区分は温暖湿潤気候 (Cf) 及び熱帯雨林気候 (Af) に属している。

(2) 気 温

気象庁より入手した資料によると、1996 年のバンドン市における気象の状況は Table 9.4-1 に示す通りである。年平均気温は 23.1℃であり、最高は 9 月に 31.4℃、最低は 8 月に 16.2℃が記録されている。年平均湿度は 62%である。

(3) 降水量

気象庁より入手した資料によると、1996 年のバンドン市における降雨の状況は Table 9.4-2 の通りである。年間の降雨量は 3,074.3 mm で、降雨時間は年間 224 時間である。

9.4.2. 地形・地質

(1) 地 勢

計画地点は標高 1,200m から 400m の火山地帯に位置する。計画地点より約 15km 北西に Patuha 山が、約 6 km 東北東に Windu 山が存在し、いずれも火山ではあるが近い将来プロジェクトに直接影響するような活動を開始する可能性は低いと

考えられる。

計画の発電所 No.1 計画の上流より急流となり、深い谷を形成しながら山地を流下し、大きな支流 Tjikahoperipan と合流する。この急流区間約 20 km が本プロジェクトの計画地点となる。支流 Tjikahoperipan と合流した後は、河川勾配が緩やかに、また、川幅も広くなり丘陵地及び台地を流下しインド洋に注いでいる。

(2) 地 質

計画地点は 2,000m 級の火山が多く見られる Parahyangan Highland と呼ばれる山岳地帯に位置する。計画地点の地質は、基盤岩が第三紀中新世～鮮新世の堆積岩類 (Tmpb), その基盤岩を覆う火山岩類及び被覆層から成っている。チラキ川の中～下流には主に中硬質の砂岩・凝灰岩・泥岩・礫岩からなるタービダイト相をなす基盤の堆積岩類が広く分布している。

(3) 斜面崩壊

計画地点の上流部 (No.1 水圧管路ルート of 西側) には、地滑り多発地帯が広く分布していることが確認されている。

9.4.3. 水文及び水質

(1) 河川形態

チラキ川は、西ジャワ州バンドン市の南側、約 30 km の東西に広がる標高 2,000 ~ 2,500 m の高原を源とし、インド洋に注ぐ総延長 54 km, 流域面積 400 km² の河川である。計画地点はその最上流部に位置し、No.3 発電計画では河道延長約 28 km, 流域面積 205 km² となっている。河川勾配が約 1/30 と急峻な山腹であり、多くの支川が流れ込んでいる河川である。

なお、最上流部の約 70 km² の流域から流出する水の全てが、流域変更されて Cipanunjang 湖に集められ、Cisankuy 川流域にある Plengan 水力発電所及びバンドン市の都市用水に利用されているため、本計画の集水可能流域は約 135 km² である。

(2) 水量・水質

44

各発電計画の取水地点における水量については、1年のうち185日はこの水量よりも減少することのない水量（平水量）で示すと以下のとおりである。

Quantity of Water (Day-185) at Each Locations

Locations	Day-185
Site - 1	2.05 m ³ /s
Site - 2	2.92 m ³ /s
Site - 3 (Up - Stream)	4.30 m ³ /s
Site - 3 (Down - Stream)	5.41 m ³ /s

バンドン市にある Water Quality Institute より入手した資料によると、計画地点から約5 km 北方に位置する Tjileuntja 湖での水質は Table 9.4-3 の通りである。この湖とチラキ川は流域が違うが、一部水路でつながっている。DO の値が比較的低く、窒素含有量がやや高いことより、汚濁が進行していることを示している。

また、チラキ川の現地調査において降雨の後に河川の濁度がかなり上昇しており、転石や河床に水草類が少ないことが確認された。従って、河川水にシルト分が多く含まれる時期が長いと推定される。

なお、計画地周辺は茶のプランテーション及び稲作を中心とした農業地域であり、大きな水質汚染源となる工場等は認められない。

(3) 流域面積

計画地点におけるチラキ川の面積は、河道延長に河幅を乗じて算出した結果、0.23 km²であった。また、この区間に流入する主な支川の面積は、0.68 km²であり、支川が多く流入していることを示している。

各発電計画の流域面積は、以下のとおりとなっている。ただし、表中の流域面積は、Plengan 既設水力発電所の取水が行われている流域面積 (70 km²) を除いた値である。

Catchment Area at Each Locations

Locations	C.A.
Site - 1	30.2 km ²
Site - 2	53.3 km ²
Site - 3 (Up - Stream)	96.7 km ²
Site - 3 (Down - Stream)	135.1 km ²

(4) 河川利用

チラキ川流域は急な斜面の山々に囲まれており、その斜面を利用した田畑が営まれている。関係村落への聞き取り調査によると、これら田畑への灌漑用水の主な水源はわき水であるが、チラキ川及びその支流からも取水している場合がある。

現地踏査によりチラキ川に数カ所の石や竹、粘土を利用した簡易的な取水堰及び灌漑用水路の存在が確認されているが、これらの施設は村または個人による灌漑設備であると考えられる。この灌漑制度は Simple Irrigation System と呼ばれ、現場で容易に入手できる材料で作られる水量の調節や計量機能をもたない簡素な施設であり、水は自由に流れ、従って灌漑効率は非常に低いものである。聞き取り調査によると、周辺の水田は年に2回収穫を行う2期作である。水田では不規則ながら常に水が流れ込む状態にあり、7月から10月にかけての乾期の間はその水が少量となる状態にある。これら田畑への灌漑用水は、聞き取り調査によるとわき水を利用していると答えた村が多数を占めたが、チラキ川及びその支流に石や竹で造られた簡易的な堰から取水している場合もあり、現地踏査では4～5ヶの堰が確認された。

一方、計画地点上流部周辺には茶のプランテーションが広がっているが、これらプランテーションで用いられている水は約4 km はなれた Padaringan 山よりパイプを通して供給されており、チラキ川からの取水は行っていない。

また、聞き取り調査によると、計画地点周辺の住民は飲料水及び生活用水としてわき水及び井戸水を利用している。

さらに、チラキ川及びその支流で漁業は営まれておらず、交通手段としての船舶

等の航行は認められない。

(5) 浸食・堆積

河床堆積物は主に砂礫からなっており、層厚は下流に行くほど厚くなる傾向にある。発電所 No.1 計画の取水口付近で約 1~2 m, No.3 の取水口付近で 3 m 以上と見積もられる。また、河床部には所々に直径数 m の溶岩の転石が認められるため、洪水時などでは多量の土砂や巨礫が移動するものと考えられる。現地調査時に行った目視調査では、降雨後に流水が褐色に濁ることから、ある程度の浸食があるものと考えられる。また、河川勾配が急（平均勾配 1/30）であるため、流水に含まれる浮遊物が沈殿することなく下流に流れるものと思われる。

9.4.4. 土 地

(1) 土地利用将来計画

計画地点上流部は森林に覆われており、中・下流は棚田や畑が広がる地域である。この地域における将来の土地利用計画については報告されていない。

(2) 土地利用状況

計画地点は標高が比較的高い山岳地帯である。計画地点の北方周辺は、企業により管理された茶のプランテーションが広がっている。また、計画地点の上流部から東側には中程度の密度の森林があり、この地域は森林保護区となっている。Fig. 9.4-2 にこの保護区の状況を示す。計画される発電所の No.1 計画周辺は Protection Forest または Limited Production Forest に属している。中・下流部は山岳地帯の急な斜面を利用した棚田が広がり、稲作を中心とした典型的な農村地帯となっている。

(3) 土地所有

計画地点周辺は森林及び田畑が広がる地域である。これらの土地所有者は、森林については森林省が、田畑や民家は個人所有となっている。また、道路については公共事業省が管理しており、その他一部地域によっては私企業が所有している

場合もある。

(4) 鉱物資源

聞き取り調査によると、計画地点周辺に鉱物資源の存在は報告されていない。

(5) 文化財等

計画地点周辺に文化財及びレクリエーション施設の存在は認められない。

9.4.5. 動植物

(1) 植物

森林省より入手した資料によると、計画地点から約 10 km 西方に設定されている Gunung Tilu 森林保護区で見られる植物は Table 9.4-4 の通りである。この森林保護区内では 56 種の植物が報告されているが、貴重な植物の存在は認められない。また、計画地点で見られる植物相は多種多様であるが周辺に多く分布する種であり、貴重な植物が分布するという報告はない。

(2) 動物

a. 陸上動物

森林省より入手した資料によると、計画地点から約 10 km 西方に設定されている Gunung Tilu 森林保護区で見られる動物相は Figs.9.4-5 ~ 7 の通りである。この森林保護区内で見られる動物は、ほ乳類が 13 種、鳥類が 13 種、は虫類が 3 種報告されており、その内のほ乳類 7 種、鳥類 6 種が保護動物に指定されている。なお、計画地点は人家が多く存在し、農業等の活動が活発な地域であるため、動物相は上記保護区に比べ少ないと考えられ、計画地点周辺における貴重な動物の生息を示す報告はない。

b. 水生生物

チラキ川と同様にインド洋へ注ぐチブニ川において Pajajaran 大学が行った

魚類の調査結果を Table 9.4-8 に示す。チブニ川では 8 種の魚類が確認されているが、貴重な魚種の存在は認められない。なお、チラキ川において、現地踏査期間中に魚類の生息は確認されなかった。また、チラキ川に貴重な水生生物の生息を示す報告はない。

9.4.6. 社会環境

(1) 人口動態

計画地点はパンガレンガン地区の 3 村、シセウ地区の 1 村及びタレゴン地区の 5 村の計 9 つの村（以下「関係村落」という）にまたがっている。現地調査時の各村長等からの聞き取りによると、これら関係村落の集落数、面積、人口及び人口密度は Table 9.4-9 の通りである。聞き取り調査によると、9 つの関係村落の内、Sukaluyu を除いた他の全ての集落が 100%スンダ人で構成されている。Sukaluyu は、人口の 5 %がジャワ人であり、その他の住民はスンダ人である。

(2) 教 育

統計局から入手した「Kabupaten Bandung Dalam Angka (1994)」及び「Garut Dalam Angka (1995)」によると、計画地点が位置するバンドン県パンガレンガン地区、ガルット県シセウ地区及びタレゴン地区の教育施設の設置状況は Table 9.4-10 の通りである。

関係村落での聞き取り調査によると、各村落の教育施設の設置状況は Table 9.4-11 の通りである。各村落で歩いて通える範囲内に小学校が設置されている。

(3) 宗 教

聞き取り調査によると、全ての関係村落でイスラム教を信仰している。

(4) 職 業

ジャワ島は、ビルマ山系に属する火山より形成された肥沃な土壌と大量の雨により古くから農業が盛んな土地である。計画地点周辺も主な経済活動は茶や稲作を

中心とする農業である。計画地点上流部には企業により管理された茶のプランテーション（エステート）が広がる。その面積は、聞き取り調査によると、パンガレンガン地区の Sukaluyu 村で約 300 ha, Banjarsari 村で約 2,000 ha である。各村における茶の生産に関係する労働者の割合は、それぞれの人口の 30%と 60%を占めている。

また、計画地点中・下流部は急な斜面を利用した棚田及び畑が広がる典型的な農村地帯である。聞き取り調査によると、主な産物は米、バナナ、タピオカ、ココナツ等である。この地域の水田の栽培形態は年間 2 回収穫する二期作であり、通常第 1 期稲は 9 月に作付けを行い 2～3 月に収穫され、第 2 期稲の作付けは第 1 期稲の収穫の直後に行い、7～8 月にかけて収穫される。

さらに、家庭によっては淡水養魚池による鯉の養殖や養牛等を行っている。聞き取り調査によると、関係村落におけるこれら経済活動からの月平均収入は約 Rp.50,000～150,000 程度である。

関係村落には、漁業、鉱業及び工業等の経済活動は行われていない。

(5) 公衆衛生施設

統計局から入手した「Kabupaten Bandung Dalam Angka (1994)」及び「Garut Dalam Angka (1995)」によると、計画地点が位置するバンドン県パンガレンガン地区、ガルット県シセウ地区及びタレゴン地区の公衆衛生施設の設置状況は Table 9.4-12 の通りである。

関係村落での聞き取り調査によると、計画地点周辺でマラリアを含む伝染性の疫病は発生していない。

9.5 環境影響の予測評価

本計画が環境に及ぼす影響の予測評価は、建設前、建設中、供用中、供用終了後の 4 段階に分けて行った。予測評価結果を以下に示す。

9.5.1 建設前

建設前の主要な作業としては、調査、土地収用及び住民移転が行われる。

(1) 調査

建設に先立ち詳細設計のための地形、地質、水文調査等が行われる。これら調査を行うに際して、樹木や下草の伐採が必要となり、植生が傷つけられたり、種の多様性が減少するといった植物への影響が考えられる。しかしながら、伐採により影響を受ける範囲は数百 m²程度であり、伐採された植物も短期間で再生することを考えれば、植物への影響は小さいと予測される。また、調査員が森林の中で活動するため、動物相も一時的に攪乱されることが予測されるが、限られた期間であるため重大な影響を与えるものではないと考えられる。

調査活動は、多少ではあるが地元住民の雇用が予測されている。地形測量には 20 人程度、地質調査には 15 人程度、水文調査には 5 人程度の地元住民が雇われる予定となっている。これらのことは、地元労働者の収入が増加することを意味する。

(2) 土地収用及び住民移転

当計画に必要な用地は、発電所施設用地が 5.5 km²、倉庫等関連施設用地が 1.0 km²、新設道路用地が 0.35 km²を予定している。各発電所計画において収用が必要となる土地の面積の詳細は Table 9.5-1 に示す。土地収用の結果、地元住民は補償金を得ることとなり、地元経済は活性化されるものと思われる。補償費が法令に従って適切に支払われない場合はプロジェクト進行に支障が出たり、争議が起こる可能性がある。

本プロジェクトの関係施設は極力住民が生活している場所を避けて設計される。

しかしながら、一部鉄管路が通過する地域で少数ではあるが、住民の移転が必要となる。移転に関しては、現在居住している地域のごく近傍に移転可能であるため、生活基盤が揺らぐものではないと思われる。住民移転は No.1 計画で約 10 世帯、No.3 計画で約 20 世帯と予測される。No.2 計画に関しては住民移転の必要はないものと思われる。住民移転に際しては移転住民の職業等を考慮し生活レベルを保てるよう配慮する必要がある。土地収用及び住民移転にあたっては、住民の納得する補償が行われることが望まれる。

9.5.2 建設中

建設中の主要な作業としては、作業員の採用、資機材の搬入、整地作業、採石、インフラストラクチャー及び関連施設の建設、主要施設の建設が行われる。

(1) 作業員の採用

発電所建設のために、地元及び外部から約 400 人の作業員が必要となる。これら作業員の流入により、地域の水質、雇用機会、経済活動、収入、住民の健康に影響を及ぼす可能性がある。

作業員の採用により、住居や衛生設備が必要となるが、これらが適切に設置されなかった場合には、作業員が出す汚水や家庭ゴミによる水質の悪化が考えられる。

地元からの雇用は 200 人程度と見込まれている。この雇用により地元集落の収入は上昇することが推測される。また、作業員の食事や日用品を提供する店が開かれ、収入の増加につながるものと考えられる。

外部から多数の作業員が流入することにより、水を介した病気が地元住民にひろがる可能性が考えられるが、これら作業員の採用にあたっては一般的に健康診断が行われるため、その可能性は少ないと推測される。

(2) 資機材の搬入

当計画に必要とされる資機材は、ジャカルタまたはスラバヤからバンドンを経由して陸路現地へ搬入される予定である。

資機材の搬入作業に伴う工事車両の通行により大気中のほこりが増加するなどの大気汚染の可能性がある。しかしながら、本計画の工事規模は小さく、工事車両の台数も比較的少ないことから資機材の搬入作業が周辺の大気環境に重大な影響を与えることはないと予測される。

計画地点の現況の騒音レベルは 40 dBA 程度であるが、工事用車両の通行が開始された場合、騒音レベルは 70～80 dBA 程度に上昇すると考えられる。しかしながら、道路沿いに住居は密集していないこと、工事車両が通行するのは一時的であることより、騒音レベルの上昇が住民に重大な影響を与えることはないと推測される。

また、工事車両の通行による交通妨害や交通事故発生の可能性もあるが、交通規則やマナーの徹底及び計画的な運行を行うことにより未然に防ぐことができると思われる。

さらに、車両による騒音や振動により動物の生息が脅かされる恐れもあるが、影響を受ける範囲は比較的小さいこと、現状でも交通量が既にあること、また、この影響は建設期間中に限られることから重大な影響を与えることはないと推測される。

(3) 整地作業

施設建設のための整地作業が必要な場所は、主に水圧管路及び発電所建設予定地である。

水路の大部分はトンネル工法により地中を進むため、地表の樹木等には影響を与えることはない。ヘッドタンクから発電所までの水圧管路については樹木の伐採が行われるが、その幅は約 5 m 程度と小さく、予定地域には同種の植物が多数生えており、また、貴重な植物の報告は認められないため、植物相への重大な影響はないと考えられる。また、発電所建設予定地は、河川敷の平地に位置し、既に開発されているかあるいは下草が生えている状況であり、またその面積は各発電所で約 600 m² 程度と小さい範囲であるため、植物相への影響はないと推定される。

整地作業に伴う電動ノコギリや樹木の搬出の際の騒音により付近の動物が一時

的に影響を受ける可能性があるが、移動能力を有するため動物相への重大な影響はないと考えられる。

(4) 採石

採石については、必要コンクリート量が少ないため、採石場は設けず市販品を使う予定である。市販品の購入により多少ではあるが地元経済に貢献するものと考えられる。

特定の採鉱作業については、地方自治体との調整が必要である (Penda Tk I/II)。

(5) インフラストラクチャー及び関連施設の建設

当計画では、作業員用宿舎や作業用道路等の関連施設が建設される。新たに建設される道路は Table 9.5-2 に示すとおり 3 つの発電計画の合計で約 3.5 km である。

これら建設作業に伴い騒音及び埃の発生が考えられる。予測される騒音のレベルは最大で 80 ~ 90 dBA 程度であるが、夜間に工事を極力行わない等の対策をたてる。埃に対しては頻繁に散水することによりその影響を軽減することが可能であると考えられる。また、これらの発生は限られた期間であり連続的なものではないため、周辺環境に重大な影響を与えるものではないと考えられる。

関連施設を建設するにあたり、現地交通を一時的ではあるが妨げる恐れがある。既存道路を遮断してしまうと物資の輸送に支障をきたし、住民との間で争議を引き起こしかねない。しかしながら、工事管理を徹底させることによりこれらの問題を未然に防ぎ、影響を軽減することが可能と考えられる。

新たに道路を建設することにより、その地域の樹木伐採及び作業による動物相への影響が懸念される。しかしながら、その範囲は合計で 3.5 km と非常に小さく、工事期間も短いことより、動植物への影響は小さいものと考えられる。

一度工事が終了すると、現状よりもアクセスが良くなり、人の移動や物資の流通が迅速になることから、地域経済が活性化されて住民の収入は増加するものと推測される。

(6) 主要施設の建設

当計画では、取水口、鉄管路、発電所建屋、放水口といった主要施設が建設される。

取水口や放水口の建設に際しては、水質（特に濁度）が悪化する恐れがある。しかしながら、これらの影響は建設期間中の一時的なものであり、建設終了後は速やかに回復するものである。また、周辺住民は飲料水を湧水や井戸水から得ているため重大な影響を与えるものではないと考えられる。

主要施設の建設作業により短期間に限られた地域ではあるが、騒音が発生する。発生する騒音レベルは、最大 80～90 dBA 程度と予測される。しかしながら、このような騒音は連続的に発生するものではなく、また、極力夜間の工事は行わないことにより周辺住民に与える影響は少ないと予測される。さらに、騒音により付近に生息する動物相への影響が考えられるが、発生する騒音は工事期間に限定され連続的なものではないため、重大な影響は与えないものと考えられる。

建設工事に伴い埃の発生が考えられる。この埃の発生は、短期間に限られた地域であり、適宜散水することにより影響を軽減することが可能と考えられる。

9.5.3 供 用 中

(1) 減水区間の発生

当発電所建設に伴い、No.1 発電計画で約 5 km, No.2 計画で約 9 km, No.3 計画で約 5 km, 合計約 19 km の減水区間が出現する。

減水区間の出現により、この区間に生息する動植物や灌漑用水の不足による農業への影響、水質の悪化や疾病の発生が考えられる。これらは維持流量の設定及び灌漑用水の確保により影響を少なくすることが可能である。

インドネシア国において、河川維持流量に関する法律等は定められていない。したがって、本プロジェクトにおいて維持流量を決める際には、チラキ川の自然及び社会環境の状況を考慮して設定することとした。

a. 維持流量

減水区間の発生により特に影響を受ける動植物は、魚類である。チラキ川に生息する魚類の調査は行われていないが、Pajajaran 大学によりチラキ川に比較的近いチブニ川における魚類相が調査されている。本大学の調査者によると、両河川の魚類相はほぼ同一であるということである。チブニ川における魚類調査結果によると、8 種の魚類が確認されているが、貴重な魚種の存在は認められない。植物については、計画地点に支川や沢が多く存在することから、大きな影響は受けないと考えられる。

日本においては、維持流量に関する通達が出されており、多くの既設水力発電所で採用されている。これによると、既設発電所に対する維持流量は、集水面積 100 km² あたり概ね 0.1 ~ 0.3 m³/sec 程度としている。

チラキ川発電計画では、維持流量を 0.3 m³/sec と設定し発電計画を行っている。この計画に基づくと、No.1 ~ No.3 の各発電計画における取水堰直下でそれぞれ約 0.09 m³/sec, 0.16 m³/sec, 0.4 m³/sec が年間を通して維持されることになる。流域面積 135 km² のチカドゥ地点においてその流量は約 0.4 m³/sec となり、水深は約 45 cm と予測される。

発電所建設後における減水区間においても、これら維持流量をはじめ、以下に示す灌漑用水の保持及び多くの支川からの流入により、かなりの水量が流れることになる。したがって、減水区間の発生によりチラキ川の動植物に与える影響は少ないと予測される。

b. 灌漑用水

減水区間の発生に伴い、現在利用されている農業用水の不足が懸念される。計画地点周辺における聞き取り調査によると灌漑用水は主に支流からの水や湧き水に頼っており、チラキ川から引いていることはまれである。しかし、現地調査を行った結果、簡易なものであるが幾つかの灌漑用堰がチラキ川で確認されている。減水区間の発生によりこれら灌漑用水が不足すると、住民の生活を脅かす可能性があるため、最低限必要な灌漑用水量は発電所建設後も維持していく必要がある。

本発電計画においては、過去に使用された灌漑用水の実績を考慮した設計となっており、灌漑用水を放流した後の水を発電用に使用する計画となってい

る。したがって、発電所建設が灌漑用水の取水に影響を与えることはないと言
予測される。

一方、実際に建設する段階では、実際に米作に必要な灌漑用水量を把握する
必要がある。聞き取り調査等により現状での使用量を示す1次データの収集
を試みたが、利水権が定かでないこの地域では、全ての関係村落においてこ
のような記録は存在しなかった。そこで、ここでは灌漑水量を把握するため
の1つの例として、従来より最も多く用いられる方法である、耕地面積を中
心とした方法により灌漑必要水量を試算することとした。

灌漑に必要となる水量は、(a) 米作に必要な単位面積当たりの水量から (b)
有効雨量を引いた値に (c) 耕地面積を掛けて求められる。(a) 米作に必要な
単位面積当たりの水量は、東南アジアにおける蒸発発散量や土壌浸透量も考
慮すると 15 mm/day 程度が必要となる。(b) 有効雨量については、計画地点
に一番近いチカドゥ観測所の 1984 ~ 1995 年の平均年間降雨量より 2,400
mm/year とした。(c) 耕地面積は、計画地点周辺でチラキ川から取水してい
ると思われる耕地面積を地形図から推測した結果 Fig.9.5-1 に示す約 1.52 km²
(No.1 : 0.13 km², No.2 : 0.80 km², No.3 : 0.59 km²) とした。これらのパラ
メータを用いて下記の式にしたがって計算した結果、減水区間で灌漑用水と
して必要な水量は、総計で約 0.15 m³/sec と試算された。

$$\text{灌漑必要水量} = (\text{米作必要水量} - \text{有効雨量}) \times \text{耕地面積}$$

実際の建設にあたっては、各発電計画の区間における灌漑用水の取水量、灌
漑位置、支川からの流入量等に関する詳細な調査を実施し、各取水堰からの
放流量を決定する必要がある。

c. 水質悪化の懸念

減水区間の発生に伴い、水質が悪化する可能性がある。しかしながら、減水
した後も維持流量を流すことにより水深約 45 cm, 流速約 10 cm/sec は確保で
きるものと予測される。また、住民は飲料水及び生活用水をチラキ川から得
ていない。さらに、計画地点周辺には汚染源となる大きな工場等は存在しな
い。以上のことより、BOD の値は多少増加する可能性があるが、重大な影
響はないと考えられる。なお、発電所において薬品等化学物質の注入は行わ
ない。

d. 疾 病

計画地点においてマラリア等の疾病は発生していないということであるが、減水することにより静水域が発生し、マラリア蚊の産卵場所になる可能性がある。これら疾病の発生を促す要因をなくす対策として、定期的に水門を解放し河川水の停滞を防ぐことが必要であろう。

(2) 発電所の運転

発電所の稼働に伴い運転要員及び日勤者、臨時人夫等が地元より雇用されることになる。これらの作業要員は合計約 50 名の予定である。工事用に建設された関連施設は、運転用施設へ転用することとなる。

また、発電所の建設により地元住民に電力を供給するばかりでなく、工業等の他のセクターの成長も刺激して、地域の雇用機会を増大させる可能性がある。また、家庭への電力の供給によって、住民は新たなビジネスを始めることもできるようになり、収入が増加するであろう。

9.5.4 供用終了後

当計画が終了して関連施設が撤去された後には、裸地が残る。これらの裸地は周囲と同種の植物によって再緑化する必要がある。また、裸地の一部は農業に利用することも可能であろう。

9.6 環境管理計画案

当計画に対する環境管理計画案を建設前、建設中、供用中、供用終了後の4段階に分けて行った。その結果を以下に示す。

9.6.1 建設前

建設前段階に対する環境管理計画では、土地収用及び移転が必要となる住民の生活レベルを下げない対策を検討することが望まれる。このためには、プロジェクトへの反感を防止・和らげるため、土地所有者と充分協議して補償単価や補償方法を検討することが必要である。必要に応じて土地収用委員会及び移転問題を取り扱う専門チームを結成し、地元住民が納得するよう協議に当たることが望まれる。

9.6.2 建設中

建設段階に対する環境管理計画では、建設作業員としてできる限り地元住民の雇用機会を増やし、職業訓練を実施することが望まれる。作業員には基準に基づく賃金を支払い、また、その人数を報告するよう施行業者に義務づける。

建設期間中は、大型車両による資機材の運搬や工事作業によって、騒音や埃が発生することが予測される。また、交通事故の発生が危惧される。これらによる地元住民への影響の対策として、住宅地を通過する場合の減速や交通ルールへの遵守、交通量の規制等が必要である。また、必要に応じて水の散布を行い埃の多量発生を防ぐ対策を講じる。なお、建設及び輸送の時間帯を管理し、夜間の工事は極力行わないこととする。

地滑りの発生が危惧される地点については、斜面の安定化を図り、定期的に地域の調査点検を行うことが望ましい。地滑りが発生した場合には、二次的地滑りの防止のため適切な対策を実施する。

施設建設のための整地作業に伴い発生する土壌の浸食、堆積に対する監視を行い、適切な対策を実施することが望まれる。

9.6.3 供 用 中

減水区間の出現により動植物への影響や灌漑用水の不足が懸念される。これらの影響を極力少なくするための対策としては、計画に盛り込まれている維持流量及び灌漑用水の確保を適切に実行されることが望まれる。

9.6.4 供用終了後

供用終了後は、関連施設を撤去し、その後の裸地については、周囲と同種の植物によって再緑化することが望まれる。

9.7 環境モニタリング計画案

当計画に対する環境モニタリング計画案を建設前、建設中、供用中、供用終了後の 4 段階に分けて行った。その結果を以下に示す。

9.7.1 建設前

土地収用及び住民移転に対する補償額が地元住民が期待した額に近づかなかった場合は、本計画に対する否定的な感情が高まる恐れがある。補償金の支払い等に関する土地収用及び住民移転作業の進捗状況を監視するため、土地収用委員会等から情報を収集するとともに、本計画に対する地元住民の受け止め方を聞き取り調査によって監視することが必要であろう。また、移転後の収入及び福祉のレベルを数年にわたり監視することが望まれる。

9.7.2 建設中

建設期間中はできる限り地元から労働者を雇用するが、労働者数と賃金水準の監視をする必要があるであろう。

大型車両の通行が増して、交通事故の危険性や現地輸送交通の妨害が増加する可能性がある。また、建設作業による事故の発生や健康被害が生ずる恐れもある。聞き取り調査により、事故や健康被害の状況を確認する必要がある。

建設機械からの騒音や埃の発生レベルについて調査を行い、地元住民の生活を妨害していないか確認する必要がある。

地滑りの発生が危惧される地域については、対策が有効に機能しているかどうか監視する必要がある。

9.7.3 供用中

減水区間の発生により灌漑用水の不足が懸念される。聞き取り調査により灌漑用水が必要量に達しているかどうか適宜確認する必要がある。また、減水による水質の悪化を監視するために、定期的な水質調査の実施が望まれる。さらに、減水区間における

河川水の分布状況調査を行うことが望まれる。

9.7.4 供用終了後

関連施設を撤去した跡地は、周囲と同種の植物によって再緑化することが望まれる。
再緑化の定着具合を確認することが必要であろう。

9.8 流れ込み式水力発電所建設に係る一般的環境配慮事項

本項では、流れ込み式水力発電所建設に際し、環境に関して特に留意すべき点について記載する。

流れ込み式水力発電所の大きな特徴は、ダム式水力発電所と比較して大きな貯水池が必要ないという点である。この特徴は、大きな貯水池の出現による大規模な住民の移転や森林地帯の水没、生態系の破壊といった問題が発生しにくいということである。また、一般的にダム式に比較して流れ込み式はその規模が小さいため、影響を受ける範囲が小さいことも特徴の一つである。例えば、流れ込み式水力発電所の場合、建設範囲が小さいことから、住民居住区域を極力避けた建設計画が可能である。住民移転が必要となる場合でも、その数は少なく、ごく近傍に移転が可能であるため、生活基盤を大きく変えることは少ない。大きなダムの建設により従来そこにあった社会の地域交通や、人間の往来、物資の流通等に阻害を与え、コミュニケーションの分断が起こる可能性もほとんどない。

一方、流れ込み式水力発電所の建設にあつた環境上問題となる主な点は、河川ルートの変更による減水区間の出現である。現状流れている河川のルートを人工的に変更することにより減水区間が出現するため、この区間で生息する動植物への影響及び住民による水利用への影響等が発生する可能性がある。そこで、河川から全く水をなくしてしまうのではなく、必要とする水量を流すことによりこれらの影響を低減する対策（維持流量の設定）をたてる必要が生じる。維持流量を設定するにあたっては、計画地点の自然及び社会環境の状況を考慮して検討する必要がある。

日本において、維持流量を設定する際に検討すべき項目として上げられているものは、計画河川における舟運、漁業、景観、塩害の防止、河口閉塞の防止、河川管理施設の保護、地下水位の維持、動植物の保護、流水の清潔の保持、流水の占有の10項目である。また、OECDガイドラインにより定められている検討項目は、動植物の保護及び下流域での水利用への配慮が挙げられている。計画地点においてこれらの項目の検討を行い維持流量の設定を行うことが求められる。ただし、計画地点によって明らかに影響がないと判断される項目については、検討を省略することができる。

検討すべき項目の内、動植物の保護については、減水の影響が特に魚類において強く現れるということを考慮して、特に魚類を対象として検討することが望まれる。ただ

し、魚類以外で特定動植物の保護が重要と認められる河川においては、それらの動植物についても検討項目に含めるものとする。評価方法としては、対象とする動植物が必要とする水深と流速が維持できるかどうかの検討とする。

計画河川から農業用水が取水されている場合は、灌漑用水の確保が必要となる。灌漑用水の設定を行うに際して、現状における灌漑用水の取水量及び将来における需要が把握できることが望ましい。しかし、これらのデータが入手困難な場合は、水田面積、畑地灌漑面積などをベースとし、これに単位用水量、灌漑日数、有効雨量等の諸要素を加味して需要量を算出する方法が一般的にとられる。耕地面積と各条件における単位面積当たり使用水量との積として求められる全体使用水量から全取水量を推算する方法であり、従来最も多く用いられた方法である。水稻における単位面積当たりの使用水量は、蒸発発散量、土壌浸透量等を考慮した 1 日あたりの使用水量を水深で表す値である。東南アジアでは、蒸発発散量が 8 mm/day 程度あり、その他の条件を考慮すると 15 mm/day 程度が 1 日に必要な水量といえる。

なお、日本においては維持流量に関する通達が出されており、多くの既設水力発電所で採用されている。これによると、既設発電所に関する維持流量は、発電所取水口等における集水面積 100 km² あたり概ね 0.1 ~ 0.3 m³/sec 程度としている。ただし、灌漑用水などで当該流量以上必要がある場合はその値を設定することが望ましい。

河川の利用状況や周辺環境を考慮し、適切な流量を維持することにより減水区間の出現による影響は軽減されるものと考えられる。

Table 9.4-1 Temperature and Humidity at Bandung (1996)

Month	Temperature (°C)			Relative Humidity (%)
	Max.	Min.	Average	
January	27.5	19.5	22.5	39
February	28.3	20.1	23.1	54
March	29.0	19.9	23.6	68
April	28.9	19.5	23.3	65
May	29.4	19.0	23.6	76
June	29.0	19.0	23.1	66
July	29.4	18.6	23.1	85
August	29.2	18.4	23.0	75
September	29.7	18.7	23.7	79
October	28.7	19.2	23.2	46
November	28.2	19.1	22.5	43
December	27.4	19.1	22.6	48
Average	—	—	23.1	62

* : Temperature Maximum Absolute ; 31.4°C recorded on 21 September 1996.

Temperature Minimum Absolute ; 16.2°C recorded on 6 August 1996.

Table 9.4-2 Rainfall Data at Bandung (1996)

Month	Rainfall (mm)	Hours with Rain (hr)
January	292.4	26
February	583.4	22
March	229.7	19
April	315.6	21
May	99.0	19
June	52.8	9
July	89.7	9
August	107.6	10
September	172.0	14
October	292.3	22
November	610.2	28
December	229.6	25
Total	3074.3	224

Table 9.4-3 Water Quality at Badaksinga

Place	pH	Do	Ca	Mg	Cl	Organic Substance
Inlet Badaksinga	6.9	3.40	13.37	6.59	20.55	7.94
Outlet Badaksinga	6.9	2.72	15.19	2.56	26.80	3.51

Place	NH ₄	NO ₂	NO ₃	Fe	Mn	Turbidity
Inlet Badaksinga	0.37	0.054	0.7	0.17	0.70	21.00
Outlet Badaksinga	0.35	0.004	0.7	1.06	0.20	2.00

Table 9.4-4 Flora Found in the Gunung Tilu Forest Protection Area

No.	Indonesian/Local Name	Scientific Name
1	Pasang	<i>Quercus lineata</i>
2	Riunganak/Jaralakanak	<i>Castanopsis acuminatissima</i>
3	Puspa	<i>Schima walichii</i>
4	Hiur	<i>Castanopsis javanica</i>
5	Huru	<i>Machilus mikosa</i>
6	Kareumbi	<i>Kamalactus populixus</i>
7	Nonggong	<i>Macaranga rhizioides</i>
8	Paku tiang	<i>Cythea letifera</i>
9	Kuray	<i>Trema amboinensis</i>
10	Rasamala	<i>Altangia exelsa</i>
11	Kisireum	<i>Cleistocaly cererculata</i>
12	Saninten	<i>Castanopsis argentea</i>
13	Kihuut	<i>Artdeama montanan</i>
14	Kitamiang	<i>Ciltis cennamones</i>
15	Kijangkar	<i>Engenia amplifira</i>
16	Hamperu badak	<i>Tabernaemontana sphaerocarpa</i>
17	Padali	<i>Bademachera gigantea</i>
18	Kawagang	<i>Pygeum latifolium</i>
19	Kiendog	<i>Drypetes longigalia</i>
20	Pingka	<i>Dysoxylon excelsum</i>
21	Kileho	<i>Souria bractiosa</i>
22	Nangsi	<i>Villabruna rubensena</i>
23	Cangcaratan	<i>Nauclea supdisa</i>
24	Kijeruk	<i>Acronychia pedunculata</i>
25	Walen/Kisimeut	<i>Ficus ribes</i>
26	Katulampa	<i>Elaeocarpus glaber</i>
27	Kiputri	<i>Podocarpus neriifolius</i>
28	Kitambaga	<i>Eugenia cuprea</i>
29	Baros	<i>Garcinia balica</i>
30	Beleketebe	<i>Sloanea sigum</i>
31	Beunying	<i>Ficus fistulosa</i>
32	Kihujan	<i>Engelhardia rigida</i>
33	Kindang	<i>Ficus fariegata</i>
34	Jamuju	<i>Podocarpus imbricatus</i>
35	Kibeusi	<i>Memecylon excelsum</i>
36	Manglid	<i>Manglitia glauca</i>
37	Hamirung	<i>Vernonia arborea</i>
38	Ipis Kulit	<i>Kibissia asurea</i>
39	Angrid	<i>Adisa palysephala</i>
40	Akasia	<i>Acacia confusa</i>
41	Marengneng	<i>Macaranga javanica</i>
42	Beringin	<i>Ficus benyamina</i>
43	Purut	<i>Paractocarpus penenosus</i>
44	Salam	<i>Eugenia macromyctus</i>
45	Heas	<i>Acmena acuminatissima</i>
46	Kibanen	<i>Creypionia paniculata</i>
47	Gantri	<i>Elaeocarpus sphaeracis</i>
48	Ramogiling	<i>Scheffiera arcata</i>
49	Kihoe	<i>Calophyllum teysmami</i>
50	Kiharendong	<i>Astronia macrophylla</i>
51	Kicangkudu	<i>Terrena incerta</i>
52	Tunggeureuk	<i>Castanopsis tunggeureut</i>
53	Jalupang	<i>Calana javanica</i>
54	Cerem	<i>Macropanax dispermum</i>
55	Kandaka	<i>Platea litifolia</i>
56	Suren	<i>Toora mreni</i>

Table 9.4-5 Mammals Found in the Gunung Tilu Forest Protection Area

No.	Indonesian/Local Name	Scientific Name	Protection	SITES
1	Macan Tutul	Panthera pardus	○	I
2	Ajag	Cuon alpinus javanicus	○	II
3	Babi Hutan	Susu vitatus	—	—
4	Kijang	Muntiacus muncak	—	—
5	Landak	Achantium brahiurum	—	—
6	Tando	Cynocephalus variegatus	○	—
7	Jeralang	Ratufa bicolor	○	II
8	Bajing/Tupai	Callociurus notatus	—	—
9	Musang	Raguma larvata	—	—
10	Lutung	Presbytes criscata	—	—
11	Surili	Presbytes aygula	○	II
12	Kucing Hutan	Manis javanica	○	II
13	Macan Kumbang	Pnthera	○	I

Table 9.4-6 Birds Found in the Gunung Tilu forest Protection Area

No.	Indonesian/Local Name	Scientific Name	Protection	SITES
1	Elang Ruyul	Silornis cheela	—	—
2	Elang Hitam	Inchnatus malayensia	—	—
3	Rangkoang	Bucerus rhinoceros	○	—
4	Alap-Alap	Falcon moluecensis	—	—
5	Jantingan	Nectarinia jigularis	○	—
6	Br. Madu Gunung	Reopyga eximia	—	—
7	Br. Kipas Merak	Rhipidura phoeniccura	○	—
8	Cakahkeh	Helcion chloris	—	—
9	Titiran	Streptopelia cinensistrigina	—	—
10	Kutilang	Picnonotus auregaster	○	—
11	Tulungtungpuk	Megalaima javanensis	○	—
12	Gagak	Lycocorax sp	—	—
13	Saeran	Fregeta androwei	○	I

Table 9.4-7 Reptiles Found in the Gunung Tilu Forest Protection Area

No.	Indonesian/Local Name	Scientific Name	Protection	SITES
1	Ular Phyton	Phyton reticulatus	—	—
2	Ular Pohon		—	—
3	Kadal		—	—

Table 9.4-8 Aquatic Fauna Found in the Cibuni River

No.	Indonesian/Local Name	Scientific Name
1	Genggehek	Mystacaleucos marginatus
2	Beunteur	Puntius binotatus
3	Lubang/sidat	Anguilla sp
4	Paray	Rasbora argyrotaenia
5	Jeler	Nemachilus fasciatus
6	Lele	Clarias batrachus
7	Soro	Labacobarbus soro
8	Menga	—

Table 9.4-9 Characteristics of the Related villages

District	Village	No. of Sub-village	Area (km ²)	Population	Pop. Density (person/km ²)
Pangalengan	Sukaluyu	10	12.7	6,485	511
	Margaluyu	13	8.6	7,016	816
	Banjarsari	7	23.1	5,320	230
Cisewu	Nyalindung	25	4.5	3,250	722
Talegong	Selaawi	30	9.1	5,230	575
	Mekarmulya	20	6.6	3,229	489
	Sukamulya	9	17.2	5,618	327
	Sukamaju	25	21.6	4,876	226
	Sukalaksana	35	70.5	4,622	66

Table 9.4-10 Educational Facilities in Bandung and Garut Regencies

Regency	District	No. of Elementary School	No. of Junior High School	No. of High School
Bandung	Pangalengan	92	8	3
Garut	Cisewu	48	3	1
	Talegong	23	1	0

Table 9.4-11 Educational Facilities in the Related Villages

District	Village	No. of Kindergarten	No. of Elementary School
Pangalengan	Sukaluyu	6	1
	Margaluyu	5	0
	Banjarsari	6	1
Cisewu	Nyalindung	No data	No data
Talegong	Selaawi	6	1
	Mekarmulya	4	0
	Sukamulya	15	6
	Sukamaju	3	0
	Sukalaksana	5	0

Table 9.4-12 Medical Aid Facilities in Bandung and Garut Regencies

Regency	District	No. of Hospital	No. of Medical Aid Facilities
Bandung	Pangalengan	1	9
Garut	Cisewu	0	5
	Talegong	0	5

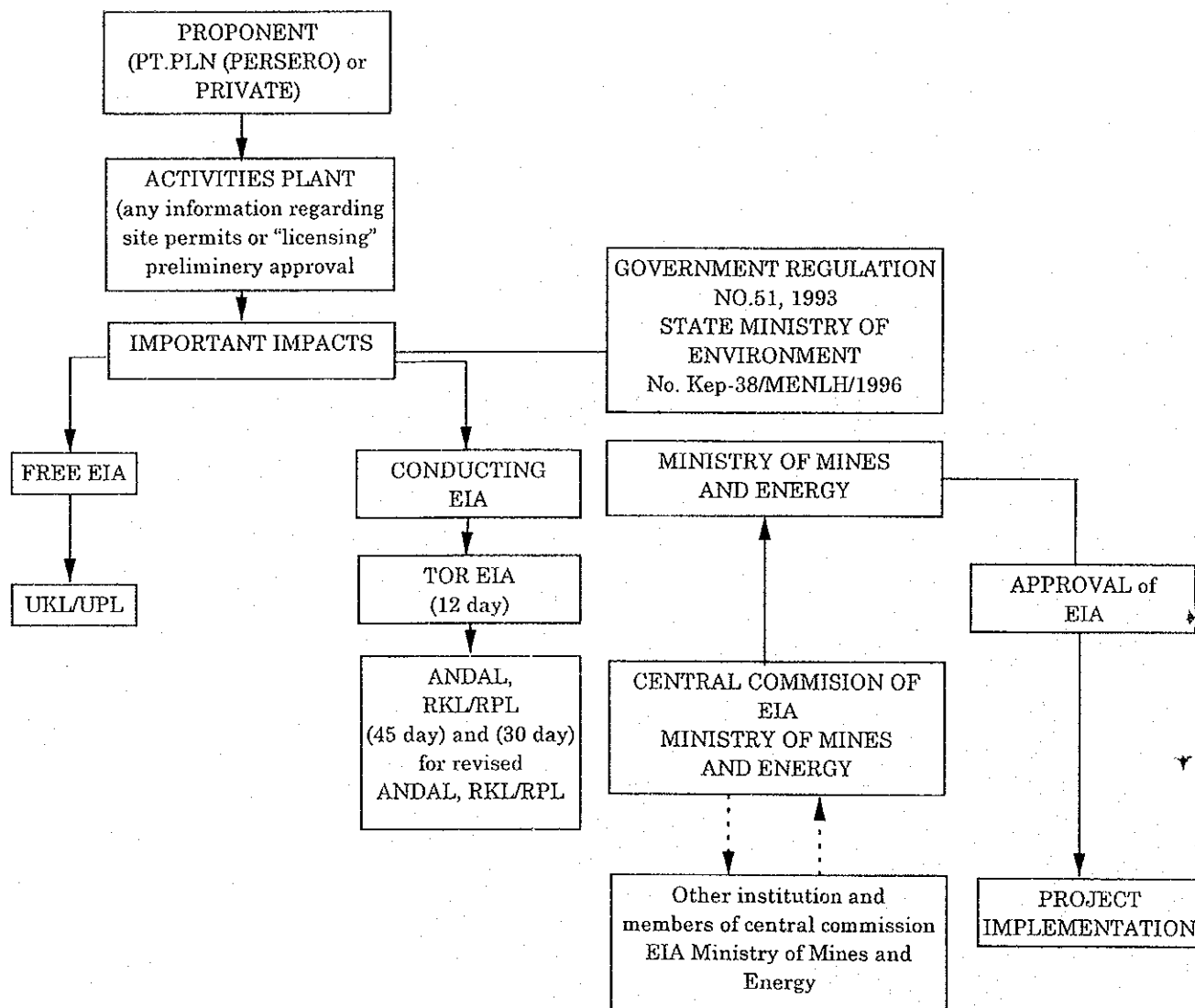
**Table 9.5-1 Estimated Area for Land Acquisition and
No. of Resettlement Family**

Item	Site - 1	Site - 2	Site - 3	Total
Plant Facilities (km ²)	1.5	2	2	5.5
Related Facilities (km ²)	1.0	-	-	1.0
Newly constructed Road (km ²)	0.05	0.1	0.2	0.35
No of Resettlement Family	10	-	20	30

Table 9.5-2 Distance of Newly Constructed Roads

	Site - 1	Site - 2	Site - 3	Total
Newly Constructed Roads	0.5 km	1.0 km	2.0 km	3.5 km

Figure 9.2-1 Flow Chart of Approval EIA
Ministry of Mines and Energy



ANDAL = ENVIRONMENTAL IMPACT ANALYSIS
 RKL = MANAGEMENT OF ENVIRONMENT IMPACT
 RPL = MONITORING OF ENVIRONMENT IMPACT
 UKL = ACTIVITY OF MANAGEMENT ENVIRONMENT
 UPL = ACTIVITY OF MONITORING ENVIRONMENT
 Approval by Directorate General of Electricity and Energy
 Development (DGEED)

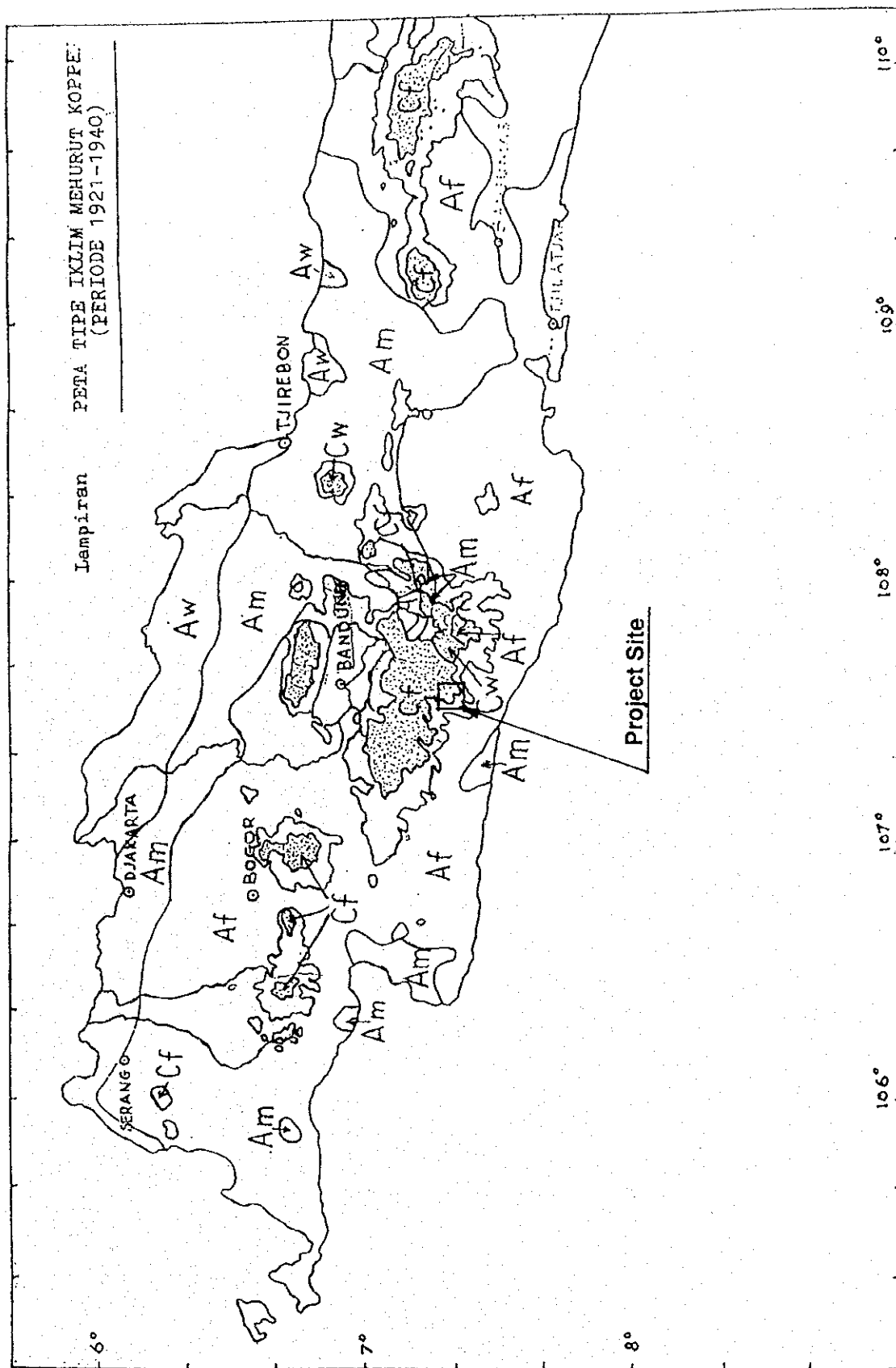


Figure 9.4-1 Type of Climate

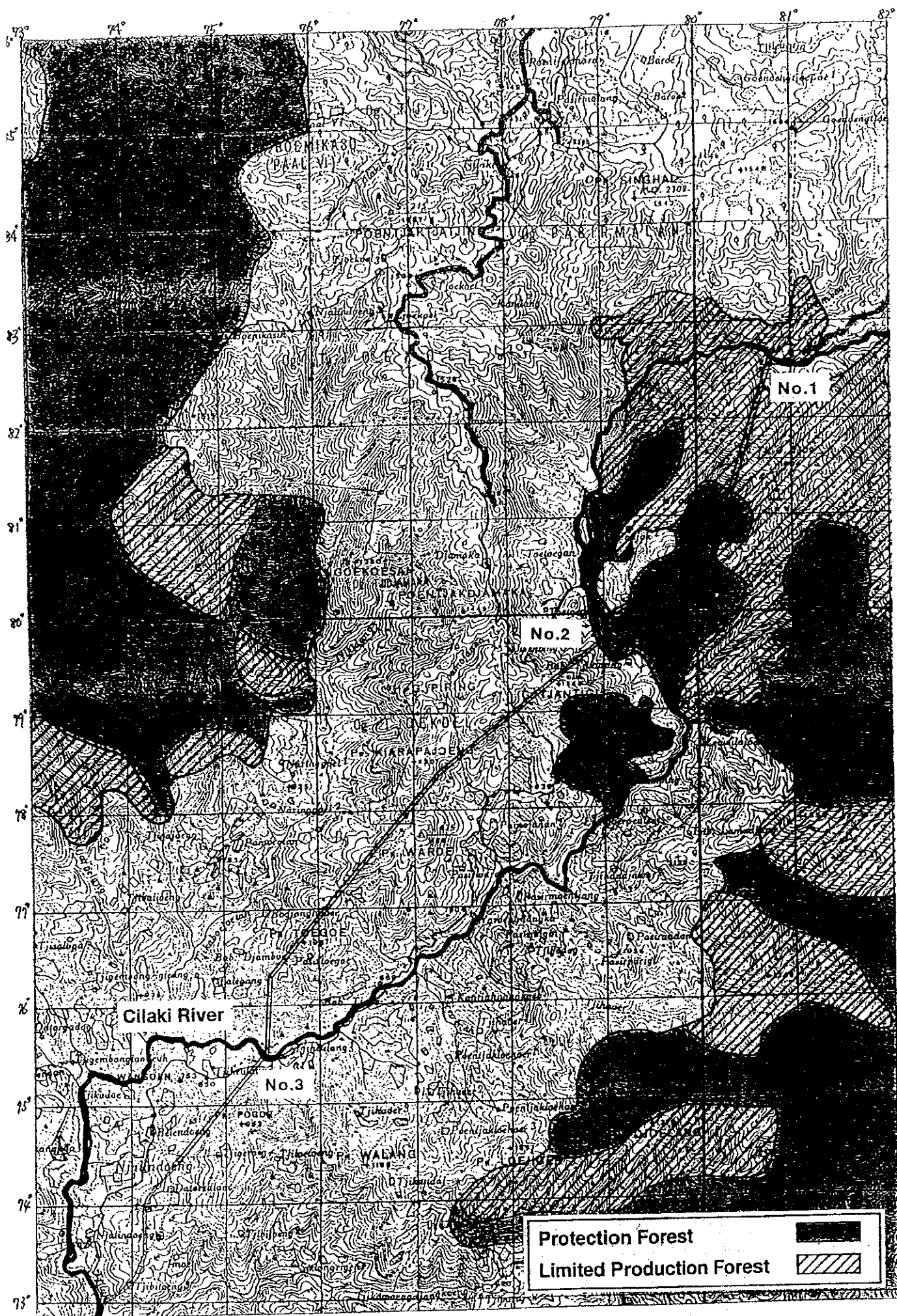


Figure 9.4-2 Protection Area Around the Project Site

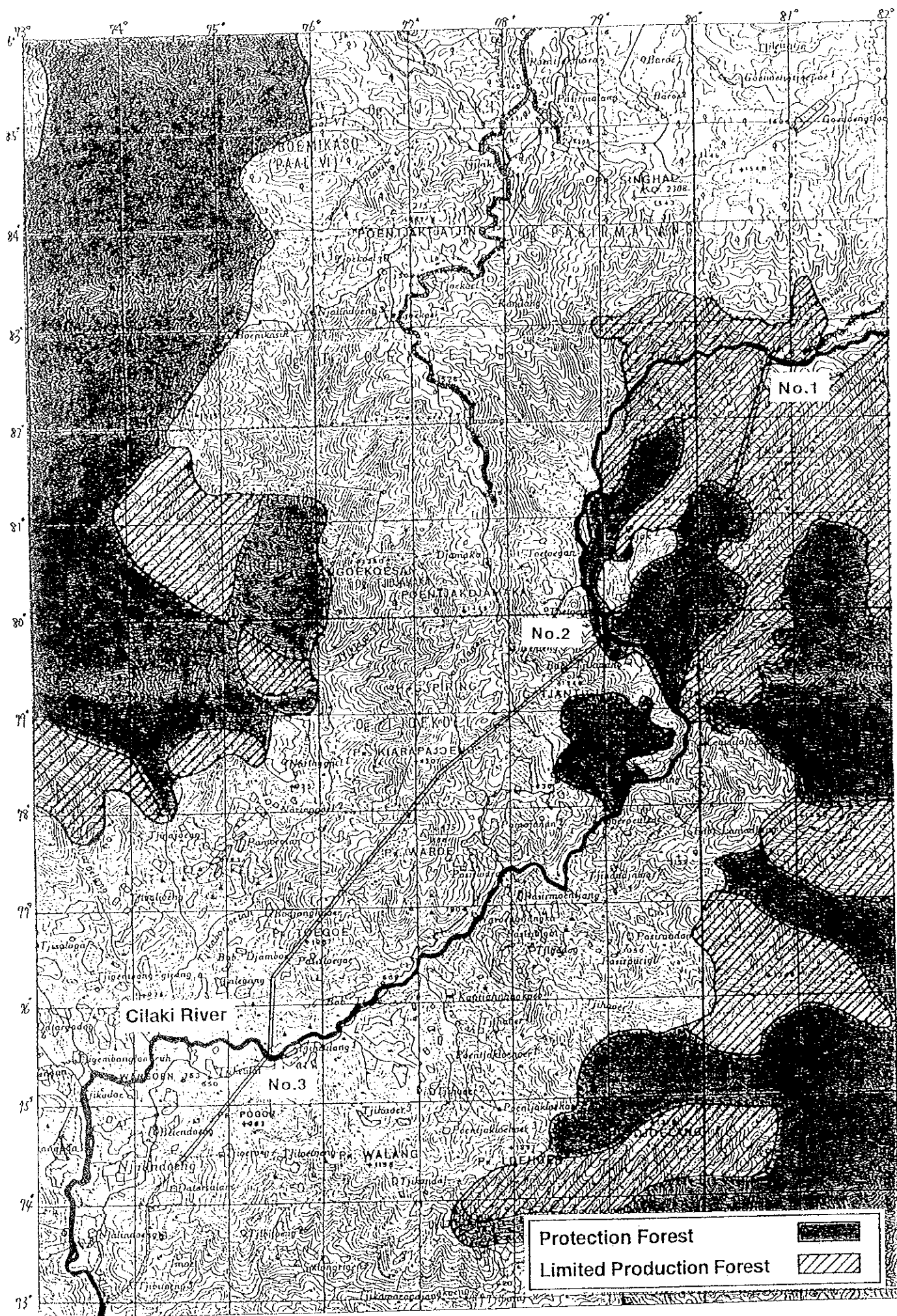


Figure 9.4-2 Protection Area Around the Project Site
 II-9 - 34

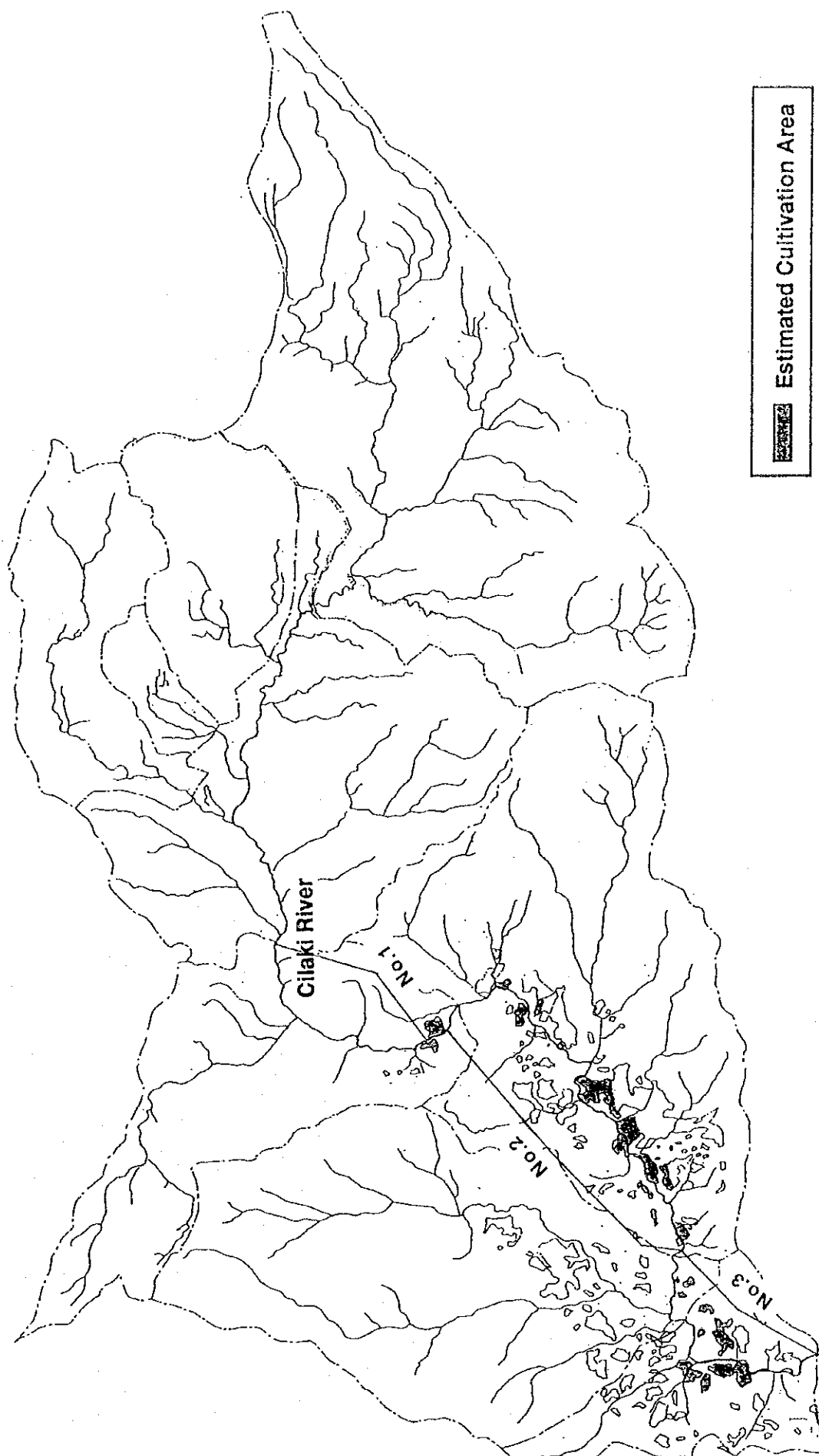


Figure 9.5-1 Estimated Cultivation Area Irrigated by Cilaki River

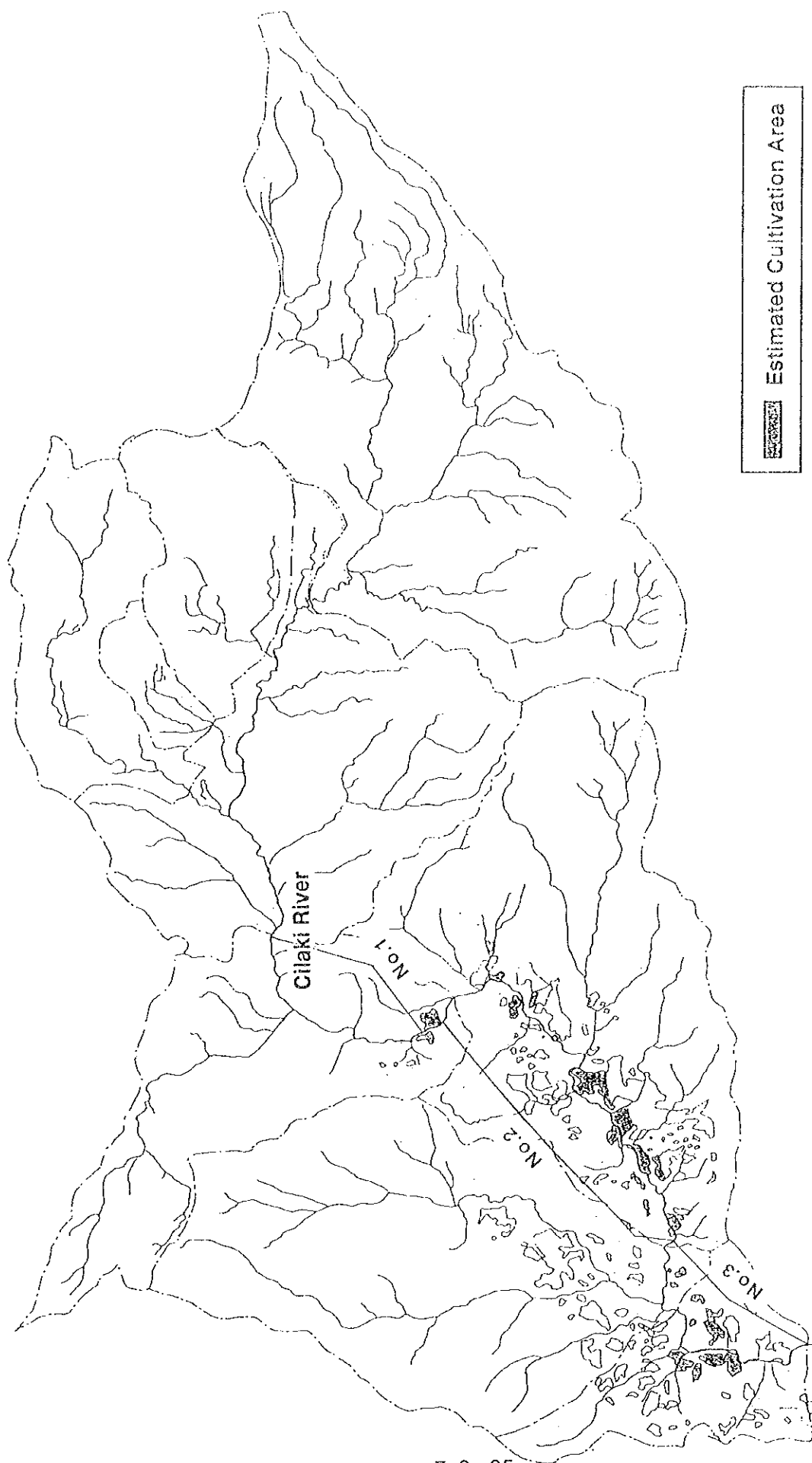


Figure 9.5-1 Estimated Cultivation Area Irrigated by Cilaki River

第10章 財務検討

10.1 概要

1997 年中頃に起こった経済危機のため、1998 年現在の平均電気料金 230 Rp/kWh¹ は為替レート 10,000 Rp/US\$ (Fig.10-1 参照)を使うとわずか 2.3 c/kWh にしかない。本章は経済危機後においても、第 8 章で検討された Site 1B, Site 2B 及び Site 3A が財務的に成り立つかどうかの概略検討を行うものである。

PLN Average Power Tariff

Year	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994	1995
Rp/kWh	92.03	114.11	113.17	129.05	137.12	151.99	154.28	163.01
Rp/US\$	1685.7	1770.1	1842.8	1950.3	2029.9	2087.1	2160.7	2248.6
cent/kWh	5.46	6.45	6.14	6.62	6.76	7.28	7.14	7.25

Note: (1) Rp/kWh is quoted from "STATISTIK PLN 1995"

(2) Rupiah exchange rate against US\$ (Rp/US\$) is quoted from "Monthly Overseas Economic Data 1997,Dec." compiled by Economic Planning Agency in Japan

上記の表によれば、1990/91 から 1995 までの間に平均電気料金は US\$ 表示で年率 3 %, ルピア表示で年率 7.6 % の伸びで推移してきたことが分かる。

10.2 計算条件

10.2.1 チラキプロジェクトサイトの建設費と出力

各プロジェクト地点の建設費は第Ⅱ部の第 8 章で使用された概略費用を引用した。

Construction Cost & Output for Site 1B

	Cilaki Site 1B (6.1 MW)	Remarks
Construction Cost as of 1998	6,996,000 US\$	excluding T/L cost
Transmission Line Cost	$98,000 \times (1+0.05) \times (1+0.08)$ = 111,100 US\$	7,000 \$/km x 14 km + 5% Physical Contingency + 8 % Engineering & Administration Cost
Total	7,107,100 US\$	1,165 US\$/kW
Installed Capacity	6.1 MW	
Production Energy	29.3 GWh per year	Firm : 3.6 GWh, Sec. : 25.7 GWh

¹ P.T. PLN からの情報 (1998 年 10 月)

Construction Cost & Output for Site 2B

	Cilaki Site 2B (12.9 MW)	Remarks
Construction Cost as of 1998	10,044,000 US\$	excluding T/L cost
Transmission Line Cost	$56,000 \times (1+0.05) \times (1+0.08)$ = 63,500 US\$	7,000 \$/km x 8 km + 5% Physical Contingency + 8 % Engineering & Administration Cost
Total	10,107,500 US\$	784 US\$/kW
Installed Capacity	12.9 MW	
Production Energy	65.3 GWh per year	Firm : 8.0 GWh, Sec. : 57.3 GWh

Construction Cost & Output for Site 3A

	Cilaki Site 3A (8.1 MW)	Remarks
Construction Cost as of 1998	7,728,000 US\$	excluding T/L cost
Transmission Line Cost	$35,000 \times (1+0.05) \times (1+0.08)$ = 39,700 US\$	7,000 \$/km x 5 km + 5% Physical Contingency + 8 % Engineering & Administration Cost
Total	7,767,700 US\$	959 US\$/kW
Installed Capacity	8.1 MW	
Production Energy	46.7 GWh per year	Firm : 5.5 GWh, Sec. : 41.2 GWh

その他の主要な条件及び仮定は以下の通り。

- 計画点検日数 : 7 日/年
- 事故率 : 0.5 %
- 所内利用率 : 0.5 %
- 送電線ロス : 12 %
- 所得税 : 30 %
- 維持修理費 : 建設費の 1.3 % で年率 2.8 % の物価上昇
- 減価償却方法 : 耐用年数 40 年の直線方式

10.2.2 財務検討で使用する語句の定義

財務的内部収益率 (FIRR) は財務分析の中で最も一般に使われる手法である。FIRR はプロジェクトの内部収益率 (Project IRR) と資金源に応じて資本株主収益率 (ROE) に分類される。プロジェクト IRR は全て自己資金で調達した場合の投資額に対する期待収益率を示す。一方、ROE は自己資本分に対する期待収益率を示す。従って、前者は財務（融資）条件に左右されず、プロジェクトそのものの財務的特性を示すものであり、後者は外部資金の導入によるプロジェクトの財務的改善を示す

ものである。Project IRR も ROE も経済分析で使われる E I R R と同じ公式から算出する。世界銀行の論文²によると、「電源開発者は通常最低、投資額に対して 20 から 30 % の収益率を要求する。」と報告されている。

FIRR 基本的には下式から算出する。

$$\sum_{k=1}^n \frac{B_k}{(1+i)^k} = \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+i)^k}$$

ここで、上式の等号を満足させる i を FIRR と呼ぶ。

B_k = k 年の便益

C_k = k 年の費用

i = 割引率

債務返済比 (DSCR) は財務指標の一つで銀行側が最も関心を持つ指標である。世界銀行の資料によれば、1.5 以上の DSCR が望ましいとされている。DSCR は以下の式で算出される。

$$DSCR = \frac{\text{電力売上利益}}{(\text{元本返済} + \text{利子返済})}$$

ここで、電力売上利益 = 売上収入 - 運転費用 - 所得税

年均等化生産費用は年均等化した電力料金と一般的には比較され、下式で計算される。

$$\text{年均等化生産コスト} = \frac{12\% \text{の割引率による総費用の NPV}}{12\% \text{の割引率による総売電量の NPV}}$$

10.2.3 資金計画

OECP³からの融資条件が以下に示すように非常に有利であるので、OECP を必要資金の有力な融資元と仮定した。

金利 (IDC も同率) : $0.75\% + 0.5\% = 1.25\%$ (0.5% はインドネシア政府による追加利子)

² "Submission and Evaluation of Proposals for Private Power Generation Projects in Developing Countries", 1994

³ 海外経済協力基金 (The Overseas Economic Cooperation Fund)

⁴ 0.75% は流れ込み式水力発電プロジェクトのように環境に優しいプロジェクトに適用される特別金利

事務手数料	:	0.25 %
据置期間	:	10 年
返済期間	:	30 年（据置期間を含む）
貸出額	:	総プロジェクト費用の 75 %

Table 10-1 に資金計画／支出計画を示す。また建設費には年率 2.8 % の物価上昇を考慮している。商業運転は 2005 年と仮定した。

10.2.4 2005 年時点の電気料金

Fig.10-1 に見られるように、ルピアの為替変動率が激しいため、現時点で、US ドル表示での電気料金を予測することは困難なので、以下の 2 つの電気料金のシナリオを想定した。

(1) ベース シナリオ

2005 年時点の電気料金を 6.0 c/kWh、その後年率 3 % で電気料金が高騰するというシナリオである。

6 c/kWh の電気料金は経済状態が 1990 ~ 1991 年の電気料金の水準まで回復した場合を想定したものである。

もし、前述の年率 7.6 % の電気料金の伸びが期待出来るなら、2005 年での電気料金は 384⁵ Rp/kWh となり、これはルピア為替レートで 6,500⁶ Rp/US\$ に相当する。

(2) ローシナリオ

2005 年時点の電気料金を 4.5 c/kWh、その後年率 1.5 % で電気料金が高騰するというシナリオである。

4.5 c/kWh の電気料金は西暦 2005 年まで徐々に回復するという想定であり、この場合の為替レートは約 8,500 Rp/US\$ に相当する。

⁵ 384 Rp/kWh = $(1 + 0.076)^7 \times 230 \text{ Rp/kWh}$

⁶ 384 Rp/kWh / 6.0 c/kWh = 6,400 Rp/US\$ = 6,500 Rp/US\$

10.3 計算結果と感度分析

10.3.1 計算結果

Table 10-2 に Site 2B ベース シナリオ の場合を事例として示し、プロジェクト各サイトの結果を下表に示す。

Results of Financial Calculation for Cilaki 1B

Scenario	Project IRR %	ROE %	DSCR times	LPC c/kWh
Base Scenario	12.6	28.0	4.6	4.2
Low Scenario	8.7	20.3	2.7	3.5

Results of Financial Calculation for Cilaki 2B

Scenario	Project IRR %	ROE %	DSCR times	LPC c/kWh
Base Scenario	17.3	38.3	7.2	3.5
Low Scenario	12.8	30.1	4.1	2.7

Results of Financial Calculation for Cilaki 3A

Scenario	Project IRR ⁷ %	ROE %	DSCR times	LPC c/kWh
Base Scenario	16.4	36.4	6.8	3.6
Low Scenario	12.1	28.4	3.9	2.8

ROE : 株主資本利益率, ROE > 20 % が通常要求される。
DSCR : 債務返済指数, DSCR > 1.5 倍が通常要求される。
LPC : 年均等化生産費用

$$DSCR = \frac{\text{Net Sales Revenue}}{(\text{Capital Repayment} + \text{Interest Payment})}$$

$$\text{Levelised Production Cost} = \frac{\text{NPV of Total Cost with 12\% Discount Rate}}{\text{NPV of Salable Energy with 12\% Discount Rate}}$$

NPV: 現在価値

上記の表から分かるように、OECD の特別ローンを適用した場合、3 つのサイトいずれも両シナリオに対して財務的に実行可能であると思われる。

⁷ プロジェクト IRR (または投資収益率 (ROI)) は自己資本 100% の投資に対する期待収益率を意味し、費用の現在価値と便益の現在価値が等しくなる利子率を示す。

10.3.2 感度分析

財務評価で取り上げた建設費は前述のごとく概略費用であり、建設費の変動が充分有り得るとの考えから建設費が 20%上昇した場合をローシナリオについて行った。結果は以下の通りである。

Results of Sensitivity Test (Construction Cost 20 % up) for Low Scenario

Scenario	Project IRR %	ROE %	DSCR times	LPC c/kWh
Site 1B	7.4	16.8	2.1	3.9
Site 2B	11.0	26.1	3.4	3.0
Site 3A	10.4	24.3	3.2	3.1

この結果によれば、Site 2B 及び Site 3A は依然として財務的に実行可能であるが、Site 1B では財務上の採算性はほぼ期待できない。

その他の感度分析として金利を取り上げた。上記の計算結果は OECF の特別低利の金利を適用した場合であり、各プロジェクトサイトはその低利子を享受しているからである。世界銀行も OECF と並んで有力な融資元であり、1997⁸ 時点では以下の融資条件である。

- 金 利.....7.5 % + 0.5 % 上乗せ
- 据 置 期 間.....5 年
- 事務手数料.....0.25 %
- 返 済 期 間.....20 年（据置期間を含む）
- 貸 出 し 額.....原則として外貨部分（プロジェクト費用 40 %と仮定）

Site 2B に対する感度分析の結果を下表に、また Table 10-3 に参考として、計算書を示す。

⁸ PLN (KDP)からの情報

Result of Sensitivity Test for World Bank Loan (Site 2B)

Scenario	Project IRR %	ROE %	DSCR times	LPC c/kWh
Base Scenario	17.3	20.2	6.2	4.9
Low Scenario	12.8	14.4	4.0	4.1

Site 2B ではベースシナリオに対しては依然として財務的に実行可能であることが伺える。他の地点 Site 1B 及び Site 3A の財務特性は Site 2B の結果から以下のように推定される。

Cilaki 1B (World Bank Loan: Estimated Figures)

Scenario	Project IRR %	ROE %	DSCR times	LPC c/kWh
Base Scenario	12.6	9.9	3.6	5.6
Low Scenario	8.7	4.6	2.6	4.9

Cilaki 3A (World Bank Loan: Estimated Figures)

Scenario	Project IRR %	ROE %	DSCR times	LPC c/kWh
Base Scenario	16.4	18.3	5.8	5.0
Low Scenario	12.1	12.7	3.8	4.2

以上の表から各プロジェクトサイトが世界銀行やアジア開発銀行⁹（1997 年時点で 6.5 % ~ 7.0 % + 0.5 % 金利）などの他の公的機関から融資を受ける場合には Site 2B と Site 3A はベースシナリオに対して財務的に実行可能であるが、Site 1B についてはベースシナリオでも財務的実行可能性は期待できないと思われる。

10.4 結 論

- (1) 概略の財務評価の結果から、Site 2B は3つのプロジェクトサイトの中でも最も有利でベースシナリオ下では OECF や世界銀行、アジア開発銀行などの公的ローンを使っても財務的実行可能性は極めて高いと思われる。もし OECF の特別ローンが適用されるなら、Site 2B はローシナリオでも充分採算性が期待できる。

⁹ Asian Development Bank

- (2) **Site 3A** は 2 番目に有利な計画地点であり、ベースシナリオ下では何処の公的ローンを使っても財務的実行可能性はあると思われる。もし OECF の特別ローンが適用されるなら、**Site 3A** はローシナリオでも充分採算性が期待できる。
- (3) **Site 1B** はあまり有利とは言えない計画地点であり、OECF の特別ローンが適用される条件下でのみ財務的実行可能性はあると思われる。ただし、建設費が 20% 高騰した場合にはたとえ OECF の特別ローンであっても、ローシナリオ下では採算が合わないと思われる。
- (4) 両シナリオに相当する 2005 年の為替レートは 1998 年 10 月現在での為替変レートが 8,500 Rp/US\$ から 7,000 Rp/US\$、最低レートから約 50% 高騰 (16,650 Rp/US\$, 1998 年 6 月 17 日) で推移していることから、可能性が高い為替レートである。
- (5) プロジェクトを実現を考える上で、財務上の評価と別に経済危機によるジャワバリ系統における現在の P.T. PLN の電力の供給過剰も考慮されなければならない問題である。

Table 10 - 1 Expenditure and Financing Arrangement (OECF Loan)

Case : Site 2B

	Const. Cost M.US\$	Constr. Cost before Esc	Construction Period						Total
			2000	2001	2002	2003	2004	2005	
Construction Cost		11.67	0.00	2.22	1.56	4.53	3.35	0.00	11.66
Own Finance	23.4%		0.00	0.52	0.37	1.06	0.78	0.00	2.73
Commercial Loan	76.6%		0.00	1.70	1.19	3.47	2.57	0.00	8.93
Loan Cumulative			0.00	1.70	2.89	6.36	8.93	0.00	
Financing Cost									
IDC	1.25%		0.00	0.01	0.03	0.06	0.10	0.00	0.20
Commitment Fee	0.25%		0.00	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00	0.05
Front End Fee	0.0%		0.00						0.00
Other Fee									
Advisory Fee etc.	0.0%		0.00						0.00
Total Disbursement			0.00	2.25	1.61	4.60	3.45	0.00	11.91
Own Finance	M.US\$		0.00	0.55	0.42	1.13	0.88	0.00	2.98
Commercial Loan	M.US\$		0.00	1.70	1.19	3.47	2.57	0.00	8.93
Own Investment									25.0%

Note: Own Investment = Own Finance + IDC + Commitment Fee + Front End Fee + Advisory Fee

IDC of 1.25 % includes the premium of 0.5 % charged by the Indonesia Government.

Escalation of 2.8 % per annum is PLN's recommendation.

Gilaki Site 2B Hydropower Project

Project Cost	11.66 MUS\$
Production Energy Firm	64.6 GWh
Secondary	7.2 GWh
Loan Effective	57.4 GWh
Construction Start	2001
Operation Start	2005
Initial Year Operation	100.0%
Construction Period	4 years

Table 10 - 2 (1) Income and Loss Statement (OECF LOAN)

Project Cost										Station Use										O & M		1.0%	
11.66 MUS\$										T/L Loss										Annual Escalation		2.8%	
Production Energy										Salable Energy										Royalty		Royalty	
Firm										Power Tariff										Tax Holiday		0 years	
7.2 GWh										6.00/cKWh										Royalty		0 years	
Secondary										Escalation										Income Tax		0 years	
57.4 GWh										3.0% per year										Tax Holiday		30.0%	
2000										Constant Price (Years)										40		40	
2001										Depreciation										40		40	
2005										Constant Price (Years)										40		40	
100.0%										Constant Price (Years)										40		40	
4 years										Constant Price (Years)										40		40	

Year	Production Energy		Salable Energy		Power Tariff	Sales Revenue	Operation Expenses		Earning After Operation	Depreciation	Earning Before		Interest Expense	Income Tax	Net Profit
	GWh	GWb	Firm	Secondary			O & M	Royalty			Total	11.91			
2005	64.6	6.2	64.6	6.2	6.00	3.91	0.12	0.00	0.12	0.30	-0.02	0.11	0.00	-0.14	0.00
2006	64.6	6.2	64.6	6.2	6.18	3.41	0.12	0.00	0.12	0.30	2.96	0.11	0.86	2.02	0.86
2007	64.6	6.2	64.6	6.2	6.37	3.52	0.12	0.00	0.12	0.30	3.10	0.11	0.90	2.09	2.09
2008	64.6	6.2	64.6	6.2	6.56	3.62	0.13	0.00	0.13	0.30	3.19	0.11	0.92	2.16	2.16
2009	64.6	6.2	64.6	6.2	6.75	3.73	0.13	0.00	0.13	0.30	3.30	0.11	0.96	2.23	2.23
2010	64.6	6.2	64.6	6.2	6.96	3.84	0.13	0.00	0.13	0.30	3.41	0.11	0.99	2.31	2.31
2011	64.6	6.2	64.6	6.2	7.16	3.95	0.14	0.00	0.14	0.30	3.51	0.11	1.02	2.38	2.38
2012	64.6	6.2	64.6	6.2	7.38	4.07	0.14	0.00	0.14	0.30	3.63	0.10	1.06	2.47	2.47
2013	64.6	6.2	64.6	6.2	7.60	4.20	0.15	0.00	0.15	0.30	3.75	0.10	1.10	2.55	2.55
2014	64.6	6.2	64.6	6.2	7.83	4.32	0.15	0.00	0.15	0.30	3.87	0.09	1.13	2.65	2.65
2015	64.6	6.2	64.6	6.2	8.06	4.45	0.15	0.00	0.15	0.30	4.00	0.09	1.17	2.74	2.74
2016	64.6	6.2	64.6	6.2	8.31	4.59	0.16	0.00	0.16	0.30	4.13	0.08	1.22	2.83	2.83
2017	64.6	6.2	64.6	6.2	8.55	4.72	0.16	0.00	0.16	0.30	4.26	0.08	1.25	2.93	2.93
2018	64.6	6.2	64.6	6.2	8.81	4.86	0.17	0.00	0.17	0.30	4.39	0.07	1.30	3.02	3.02
2019	64.6	6.2	64.6	6.2	9.08	5.01	0.17	0.00	0.17	0.30	4.54	0.06	1.34	3.14	3.14
2020	64.6	6.2	64.6	6.2	9.35	5.16	0.18	0.00	0.18	0.30	4.68	0.06	1.39	3.23	3.23
2021	64.6	6.2	64.6	6.2	9.63	5.32	0.18	0.00	0.18	0.30	4.84	0.05	1.44	3.35	3.35
2022	64.6	6.2	64.6	6.2	9.92	5.48	0.19	0.00	0.19	0.30	4.99	0.05	1.48	3.46	3.46
2023	64.6	6.2	64.6	6.2	10.21	5.64	0.19	0.00	0.19	0.30	5.15	0.04	1.53	3.58	3.58
2024	64.6	6.2	64.6	6.2	10.52	5.81	0.20	0.00	0.20	0.30	5.31	0.04	1.58	3.69	3.69
2025	64.6	6.2	64.6	6.2	10.84	5.98	0.20	0.00	0.20	0.30	5.48	0.03	1.64	3.81	3.81
2026	64.6	6.2	64.6	6.2	11.16	6.16	0.21	0.00	0.21	0.30	5.65	0.03	1.69	3.93	3.93
2027	64.6	6.2	64.6	6.2	11.50	6.35	0.21	0.00	0.21	0.30	5.84	0.02	1.75	4.07	4.07
2028	64.6	6.2	64.6	6.2	11.84	6.54	0.22	0.00	0.22	0.30	6.02	0.01	1.80	4.21	4.21
2029	64.6	6.2	64.6	6.2	12.20	6.73	0.23	0.00	0.23	0.30	6.20	0.01	1.86	4.33	4.33
2030	64.6	6.2	64.6	6.2	12.56	6.93	0.23	0.00	0.23	0.30	6.40	0.00	1.92	4.48	4.48
2031	64.6	6.2	64.6	6.2	12.94	7.14	0.24	0.00	0.24	0.30	6.60	0.00	1.98	4.62	4.62
2032	64.6	6.2	64.6	6.2	13.33	7.36	0.25	0.00	0.25	0.30	6.81	0.00	2.04	4.77	4.77
2033	64.6	6.2	64.6	6.2	13.73	7.58	0.25	0.00	0.25	0.30	7.03	0.00	2.11	4.92	4.92
2034	64.6	6.2	64.6	6.2	14.14	7.81	0.26	0.00	0.26	0.30	7.25	0.00	2.18	5.07	5.07
2035	64.6	6.2	64.6	6.2	14.56	8.04	0.27	0.00	0.27	0.30	7.47	0.00	2.24	5.23	5.23
2036	64.6	6.2	64.6	6.2	15.00	8.28	0.27	0.00	0.27	0.30	7.71	0.00	2.31	5.40	5.40
2037	64.6	6.2	64.6	6.2	15.45	8.53	0.28	0.00	0.28	0.30	7.95	0.00	2.39	5.56	5.56
2038	64.6	6.2	64.6	6.2	15.91	8.78	0.29	0.00	0.29	0.30	8.19	0.00	2.46	5.73	5.73
2039	64.6	6.2	64.6	6.2	16.39	9.05	0.30	0.00	0.30	0.30	8.45	0.00	2.54	5.91	5.91
2040	64.6	6.2	64.6	6.2	16.88	9.32	0.31	0.00	0.31	0.30	8.71	0.00	2.61	6.10	6.10
2041	64.6	6.2	64.6	6.2	17.39	9.60	0.32	0.00	0.32	0.30	8.96	0.00	2.69	6.29	6.29
2042	64.6	6.2	64.6	6.2	17.91	9.89	0.32	0.00	0.32	0.30	9.27	0.00	2.76	6.49	6.49
2043	64.6	6.2	64.6	6.2	18.45	10.18	0.33	0.00	0.33	0.30	9.55	0.00	2.87	6.68	6.68
2044	64.6	6.2	64.6	6.2	19.00	10.49	0.34	0.00	0.34	0.30	9.85	0.00	2.96	6.89	6.89
2045	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2046	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2047	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2048	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	246.83	8.41	0.00	8.41	238.42	12.00	224.64	67.46	157.18	1.78	224.64	67.46	157.18	1.78	224.64

Table 10 - 2 (2) FIRR , ROE and Debt Service Coverage Ratio (OECD LOAN)

Cilaki Site 2B Hydropower Project

Year	Project Cashflow				Equity Cashflow						Debt Service Coverage Ratio
	Cashflow of Investment	Cashflow Before Debt Service	Cashflow of Income Tax	Project Cashflow	Cashflow of Equity	Cashflow Before Debt Service	Cashflow of Income Tax	Principle Repayment	Interest Payment	Equity Cashflow	
1997				0.00						0.00	0.00
1998	0			0.00	0					0.00	0.00
1999	0.00		0.00	0.00	0	0.00			0	0.00	0.00
2000	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00			0.00	0.00
2001	-2.22		0.00	-2.22	-0.55		0.00			-0.55	0.00
2002	-1.56	0.00	0.00	-1.56	-0.42	0.00	0.00	0	0	-0.42	0.00
2003	-4.53	0.00	0.00	-4.53	-1.13	0.00	0.00	0	0	-1.13	0.00
2004	-3.35	0.00	0.00	-3.35	-0.88	0.00	0.00	0	0	-0.88	0.00
2005	0.00	0.27	0.01	0.28	0.00	0.27	0.00	0	-0.11	0.16	0.00
2006	0.00	3.29	-0.90	2.39	0.00	3.29	-0.86	0	-0.11	2.32	0.00
2007	0.00	3.40	-0.93	2.47	0.00	3.40	-0.90	0	-0.11	2.39	0.00
2008	0	3.49	-0.96	2.53	0.00	3.49	-0.92	0	-0.11	2.46	0.00
2009		3.60	-0.99	2.61		3.60	-0.96	0	-0.11	2.53	0.00
2010		3.71	-1.02	2.69		3.71	-0.99	0	-0.11	2.61	0.00
2011		3.81	-1.05	2.76		3.81	-1.02	-0.45	-0.11	2.23	4.98
2012		3.93	-1.09	2.84		3.93	-1.06	-0.45	-0.10	2.32	5.22
2013		4.05	-1.13	2.92		4.05	-1.10	-0.45	-0.10	2.40	5.36
2014		4.17	-1.16	3.01		4.17	-1.13	-0.45	-0.09	2.50	5.63
2015		4.30	-1.20	3.10		4.30	-1.17	-0.45	-0.09	2.59	5.80
2016		4.43	-1.24	3.19		4.43	-1.22	-0.45	-0.08	2.68	6.06
2017		4.56	-1.28	3.28		4.56	-1.25	-0.45	-0.08	2.78	6.25
2018		4.69	-1.32	3.37		4.69	-1.30	-0.45	-0.07	2.87	6.52
2019		4.84	-1.36	3.48		4.84	-1.34	-0.45	-0.06	2.99	6.86
2020		4.98	-1.40	3.58		4.98	-1.39	-0.45	-0.06	3.08	7.04
2021		5.14	-1.45	3.69		5.14	-1.44	-0.45	-0.05	3.20	7.40
2022		5.29	-1.50	3.79		5.29	-1.48	-0.45	-0.05	3.31	7.62
2023		5.45	-1.55	3.90		5.45	-1.53	-0.45	-0.04	3.43	8.00
2024		5.61	-1.59	4.02		5.61	-1.58	-0.45	-0.04	3.54	8.22
2025		5.78	-1.64	4.14		5.78	-1.64	-0.45	-0.03	3.66	8.63
2026		5.95	-1.70	4.25		5.95	-1.69	-0.45	-0.03	3.78	8.88
2027		6.14	-1.75	4.39		6.14	-1.75	-0.45	-0.02	3.92	9.34
2028		6.32	-1.81	4.51		6.32	-1.80	-0.45	-0.01	4.06	9.83
2029		6.50	-1.86	4.64		6.50	-1.86	-0.45	-0.01	4.18	10.09
2030		6.70	-1.92	4.78		6.70	-1.92	-0.45	0.00	4.33	10.62
2031		6.90	-1.98	4.92		6.90	-1.98	0	0.00	4.92	0.00
2032		7.11	-2.04	5.07		7.11	-2.04	0	0.00	5.07	0.00
2033		7.33	-2.11	5.22		7.33	-2.11	0	0.00	5.22	0.00
2034		7.55	-2.18	5.37		7.55	-2.18	0	0.00	5.37	0.00
2035		7.77	-2.24	5.53		7.77	-2.24	0	0	5.53	0.00
2036		8.01	-2.31	5.70		8.01	-2.31	0	0	5.70	0.00
2037		8.25	-2.39	5.86		8.25	-2.39	0	0	5.86	0.00
2038		8.49	-2.46	6.03		8.49	-2.46	0	0	6.03	0.00
2039		8.75	-2.54	6.21		8.75	-2.54	0	0	6.21	0.00
2040		9.01	-2.61	6.40		9.01	-2.61	0	0	6.40	0.00
2041		9.28	-2.69	6.59		9.28	-2.69	0	0	6.59	0.00
2042		9.57	-2.78	6.79		9.57	-2.78	0	0	6.79	0.00
2043		9.86	-2.87	6.98		9.85	-2.87	0	0	6.98	0.00
2044		10.15	-2.96	7.19		10.15	-2.96	0	0	7.19	0.00
2045		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
2046		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
2047		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
2048		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
Total	-11.66	238.42	-67.95	158.81	-2.98	238.42	-67.46	-9.00	-1.78	157.20	7.17
Project IRR=				17.26%	ROE=						38.30%

Table 10 - 2 (3) Levelised Production Cost and B - C (OECD LOAN)

Cilaki Site 2B Hydropower Project

Year	Cash Outflow (Cost)							C.Inflow Sales Revenue	Discount Rate 12%	Net Present Value as of 1998		Salable Energy	Discounted Salable Energy as of 1998
	Equity	O & M	Royalty	Principle Payment	Interest Payment	Income Tax	Total Cash Outflow			Cost	Benefit		
1997	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1200	0.00	0.00	0.0	0.0
1998	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00	0.0	0.0
1999	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.8929	0.00	0.00	0.0	0.0
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7972	0.00	0.00	0.0	0.0
2001	0.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	0.00	0.7118	0.39	0.00	0.0	0.0
2002	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.00	0.6355	0.27	0.00	0.0	0.0
2003	1.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.13	0.00	0.5674	0.64	0.00	0.0	0.0
2004	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.88	0.00	0.5066	0.45	0.00	0.0	0.0
2005	0.00	0.12	0.00	0.00	0.11	0.00	0.23	0.39	0.4523	0.10	0.18	55.2	25.0
2006	0.00	0.12	0.00	0.00	0.11	0.86	1.09	3.41	0.4039	0.44	1.38	55.2	22.3
2007	0.00	0.12	0.00	0.00	0.11	0.90	1.13	3.52	0.3606	0.41	1.27	55.2	19.9
2008	0.00	0.13	0.00	0.00	0.11	0.92	1.16	3.62	0.3220	0.37	1.17	55.2	17.8
2009	0.00	0.13	0.00	0.00	0.11	0.96	1.20	3.73	0.2875	0.35	1.07	55.2	15.9
2010	0.00	0.13	0.00	0.00	0.11	0.99	1.23	3.84	0.2567	0.32	0.99	55.2	14.2
2011	0.00	0.14	0.00	0.45	0.11	1.02	1.72	3.95	0.2292	0.39	0.91	55.2	12.7
2012	0.00	0.14	0.00	0.45	0.10	1.06	1.75	4.07	0.2046	0.36	0.83	55.2	11.3
2013	0.00	0.15	0.00	0.45	0.10	1.10	1.80	4.20	0.1827	0.33	0.77	55.2	10.1
2014	0.00	0.15	0.00	0.45	0.09	1.13	1.82	4.32	0.1631	0.30	0.70	55.2	9.0
2015	0.00	0.15	0.00	0.45	0.09	1.17	1.86	4.45	0.1456	0.27	0.65	55.2	8.0
2016	0.00	0.16	0.00	0.45	0.08	1.22	1.91	4.59	0.1300	0.25	0.60	55.2	7.2
2017	0.00	0.16	0.00	0.45	0.08	1.25	1.94	4.72	0.1161	0.23	0.55	55.2	6.4
2018	0.00	0.17	0.00	0.45	0.07	1.30	1.99	4.86	0.1037	0.21	0.50	55.2	5.7
2019	0.00	0.17	0.00	0.45	0.06	1.34	2.02	5.01	0.0926	0.19	0.46	55.2	5.1
2020	0.00	0.18	0.00	0.45	0.06	1.39	2.08	5.16	0.0826	0.17	0.43	55.2	4.6
2021	0.00	0.18	0.00	0.45	0.05	1.44	2.12	5.32	0.0738	0.16	0.39	55.2	4.1
2022	0.00	0.19	0.00	0.45	0.05	1.48	2.17	5.48	0.0659	0.14	0.36	55.2	3.6
2023	0.00	0.19	0.00	0.45	0.04	1.53	2.21	5.64	0.0588	0.13	0.33	55.2	3.2
2024	0.00	0.20	0.00	0.45	0.04	1.58	2.27	5.81	0.0525	0.12	0.31	55.2	2.8
2025	0.00	0.20	0.00	0.45	0.03	1.64	2.32	5.98	0.0469	0.11	0.28	55.2	2.6
2026	0.00	0.21	0.00	0.45	0.03	1.69	2.38	6.16	0.0419	0.10	0.26	55.2	2.3
2027	0.00	0.21	0.00	0.45	0.02	1.75	2.43	6.35	0.0374	0.09	0.24	55.2	2.1
2028	0.00	0.22	0.00	0.45	0.01	1.80	2.48	6.54	0.0334	0.08	0.22	55.2	1.8
2029	0.00	0.23	0.00	0.45	0.01	1.86	2.55	6.73	0.0298	0.08	0.20	55.2	1.6
2030	0.00	0.23	0.00	0.45	0.00	1.92	2.60	6.93	0.0266	0.07	0.18	55.2	1.4
2031	0.00	0.24	0.00	0.00	0.00	1.98	2.22	7.14	0.0238	0.05	0.17	55.2	1.3
2032	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	2.04	2.29	7.36	0.0212	0.05	0.16	55.2	1.2
2033	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	2.11	2.36	7.58	0.0189	0.04	0.14	55.2	1.0
2034	0.00	0.26	0.00	0.00	0.00	2.18	2.44	7.81	0.0169	0.04	0.13	55.2	0.9
2035	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	2.24	2.51	8.04	0.0151	0.04	0.12	55.2	0.8
2036	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	2.31	2.58	8.28	0.0135	0.03	0.11	55.2	0.7
2037	0.00	0.28	0.00	0.00	0.00	2.39	2.67	8.53	0.0120	0.03	0.10	55.2	0.6
2038	0.00	0.29	0.00	0.00	0.00	2.46	2.75	8.78	0.0107	0.03	0.09	55.2	0.5
2039	0.00	0.30	0.00	0.00	0.00	2.54	2.84	9.05	0.0096	0.03	0.09	55.2	0.4
2040	0.00	0.31	0.00	0.00	0.00	2.61	2.92	9.32	0.0086	0.03	0.08	55.2	0.3
2041	0.00	0.32	0.00	0.00	0.00	2.69	3.01	9.60	0.0076	0.02	0.07	55.2	0.2
2042	0.00	0.32	0.00	0.00	0.00	2.78	3.10	9.89	0.0068	0.02	0.07	55.2	0.1
2043	0.00	0.33	0.00	0.00	0.00	2.87	3.20	10.18	0.0061	0.02	0.06	55.2	0.1
2044	0.00	0.34	0.00	0.00	0.00	2.96	3.30	10.49	0.0054	0.02	0.06	55.2	0.1
2045	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0049	0.00	0.00	0.0	0.0
2046	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0043	0.00	0.00	0.0	0.0
2047	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0039	0.00	0.00	0.0	0.0
2048	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0035	0.00	0.00	0.0	0.0
Total	2.98	8.41	0.00	9.00	1.78	67.46	89.63	246.83	10.42	7.97	16.68	2208.00	230.5
										B - C	8.71	Lev. Cost	3.4

Table 10 - 3 (3) Levelised Production Cost and B - C (World Bank Loan)

Cilaki 2B: Base Scenario

Year	Cash Outflow (Cost)							C.Inflow Sales Revenue	Discount Rate 12%	Net Present Value as of 1998		Salable Energy	Discounted Salable Energy as of 1998
	Equity	O & M	Royalty	Principle Payment	Interest Payment	Income Tax	Total Cash Outflow			Cost	Benefit		
1997	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.1200	0.00	0.00	0.0	0.0
1998	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.0000	0.00	0.00	0.0	0.0
1999	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.8929	0.00	0.00	0.0	0.0
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7972	0.00	0.00	0.0	0.0
2001	1.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.32	0.00	0.7118	0.94	0.00	0.0	0.0
2002	1.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.01	0.00	0.6355	0.64	0.00	0.0	0.0
2003	2.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.82	0.00	0.5674	1.60	0.00	0.0	0.0
2004	2.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.26	0.00	0.5066	1.14	0.00	0.0	0.0
2005	0.00	0.15	0.00	0.00	0.40	0.00	0.55	0.42	0.4523	0.25	0.19	55.8	25.2
2006	0.00	0.16	0.00	0.33	0.38	0.78	1.65	3.45	0.4039	0.67	1.39	55.8	22.5
2007	0.00	0.16	0.00	0.33	0.36	0.82	1.67	3.55	0.3606	0.60	1.28	55.8	20.1
2008	0.00	0.16	0.00	0.33	0.33	0.86	1.68	3.66	0.3220	0.54	1.18	55.8	18.0
2009	0.00	0.17	0.00	0.33	0.30	0.90	1.70	3.77	0.2875	0.49	1.08	55.8	16.0
2010	0.00	0.17	0.00	0.33	0.28	0.94	1.72	3.88	0.2567	0.44	1.00	55.8	14.3
2011	0.00	0.18	0.00	0.33	0.25	0.98	1.74	4.00	0.2292	0.40	0.92	55.8	12.8
2012	0.00	0.18	0.00	0.33	0.22	1.02	1.75	4.12	0.2046	0.36	0.84	55.8	11.4
2013	0.00	0.19	0.00	0.33	0.20	1.06	1.78	4.24	0.1827	0.33	0.77	55.8	10.2
2014	0.00	0.19	0.00	0.33	0.17	1.11	1.80	4.37	0.1631	0.29	0.71	55.8	9.1
2015	0.00	0.20	0.00	0.33	0.15	1.15	1.83	4.50	0.1456	0.27	0.66	55.8	8.1
2016	0.00	0.21	0.00	0.33	0.12	1.20	1.86	4.64	0.1300	0.24	0.60	55.8	7.3
2017	0.00	0.21	0.00	0.33	0.09	1.25	1.88	4.77	0.1161	0.22	0.55	55.8	6.5
2018	0.00	0.22	0.00	0.33	0.07	1.30	1.92	4.92	0.1037	0.20	0.51	55.8	5.8
2019	0.00	0.22	0.00	0.33	0.04	1.35	1.94	5.07	0.0926	0.18	0.47	55.8	5.2
2020	0.00	0.23	0.00	0.33	0.01	1.40	1.97	5.22	0.0826	0.16	0.43	55.8	4.6
2021	0.00	0.24	0.00	0.00	0.00	1.45	1.69	5.37	0.0738	0.12	0.40	55.8	4.1
2022	0.00	0.24	0.00	0.00	0.00	1.50	1.74	5.54	0.0659	0.11	0.37	55.8	3.7
2023	0.00	0.25	0.00	0.00	0.00	1.54	1.79	5.70	0.0588	0.11	0.34	55.8	3.3
2024	0.00	0.26	0.00	0.00	0.00	1.59	1.85	5.87	0.0525	0.10	0.31	55.8	2.9
2025	0.00	0.26	0.00	0.00	0.00	1.64	1.90	6.05	0.0469	0.09	0.28	55.8	2.6
2026	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	1.70	1.97	6.23	0.0419	0.08	0.26	55.8	2.3
2027	0.00	0.28	0.00	0.00	0.00	1.75	2.03	6.42	0.0374	0.08	0.24	55.8	2.1
2028	0.00	0.29	0.00	0.00	0.00	1.80	2.09	6.61	0.0334	0.07	0.22	55.8	1.9
2029	0.00	0.29	0.00	0.00	0.00	1.86	2.15	6.81	0.0298	0.06	0.20	55.8	1.7
2030	0.00	0.30	0.00	0.00	0.00	1.92	2.22	7.01	0.0266	0.06	0.19	55.8	1.5
2031	0.00	0.31	0.00	0.00	0.00	1.98	2.29	7.22	0.0238	0.05	0.17	55.8	1.3
2032	0.00	0.32	0.00	0.00	0.00	2.04	2.36	7.44	0.0212	0.05	0.16	55.8	1.2
2033	0.00	0.33	0.00	0.00	0.00	2.11	2.44	7.66	0.0189	0.05	0.14	55.8	1.1
2034	0.00	0.34	0.00	0.00	0.00	2.17	2.51	7.89	0.0169	0.04	0.13	55.8	0.9
2035	0.00	0.35	0.00	0.00	0.00	2.24	2.59	8.12	0.0151	0.04	0.12	55.8	0.8
2036	0.00	0.36	0.00	0.00	0.00	2.31	2.67	8.37	0.0135	0.04	0.11	55.8	0.8
2037	0.00	0.37	0.00	0.00	0.00	2.38	2.75	8.62	0.0120	0.03	0.10	55.8	0.7
2038	0.00	0.38	0.00	0.00	0.00	2.46	2.84	8.88	0.0107	0.03	0.10	55.8	0.6
2039	0.00	0.39	0.00	0.00	0.00	2.54	2.93	9.15	0.0096	0.03	0.09	55.8	0.5
2040	0.00	0.40	0.00	0.00	0.00	2.61	3.01	9.42	0.0086	0.03	0.08	55.8	0.5
2041	0.00	0.41	0.00	0.00	0.00	2.69	3.10	9.70	0.0076	0.02	0.07	55.8	0.4
2042	0.00	0.42	0.00	0.00	0.00	2.78	3.20	9.99	0.0068	0.02	0.07	55.8	0.4
2043	0.00	0.43	0.00	0.00	0.00	2.87	3.30	10.30	0.0061	0.02	0.06	55.8	0.3
2044	0.00	0.45	0.00	0.00	0.00	2.95	3.40	10.60	0.0054	0.02	0.06	55.8	0.3
2045	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0049	0.00	0.00	0.0	0.0
2046	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0043	0.00	0.00	0.0	0.0
2047	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0039	0.00	0.00	0.0	0.0
2048	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0035	0.00	0.00	0.0	0.0
Total	7.41	10.94	0.00	4.95	3.37	67.00	93.67	249.55	10.42	11.31	16.85	2232.00	233.00
										B - C	5.54	Lev. Cost	4.85

Cilaki 2B: Base Scenario

Project Cost	11.87 M US\$
Production Energy	65.3 GWh
Firm	8.0 GWh
Secondary	57.3 GWh
Loan Effective	2000
Construction Start	2001
Operation Start	2005
Initial Year Operation	100.0%
Construction Period	4 years

Table 10 - 3 (1) Income and Loss Statement (World Bank Loan)

Gladi 2B: Base Scenario																		
Project Cost		11.67 MUSS																
Production Energy		65.3 GWh																
Firm		8.0 GWh																
Secondary		57.3 GWh																
Loan Effective		2000																
Construction Start		2001																
Operation Start		2005																
Initial Year Operation		100.0%																
Construction Period		4 years																

Year	Production Energy	Salable Energy		Power Tariff	Sales Revenue	Operation Expenses		Earning After Operation	Depreciation 12.38	Earning Before Inrr. & Tax	Interest Expense	Earning Before Tax	Income Tax	Net Profit
		Firm	Secondary			O & M	Royalty							
2005	65.3	6.8	49	6.00	0.42	0.15	0.00	0.15	0.27	-0.04	0.40	-0.44	0.00	-0.44
2006	65.3	6.8	49.0	6.18	3.45	0.16	0.00	0.16	3.29	2.98	0.38	2.60	0.78	1.82
2007	65.3	6.8	49	6.37	3.55	0.16	0.00	0.16	3.39	3.08	0.36	2.72	0.82	1.90
2008	65.3	6.8	49	6.56	3.66	0.16	0.00	0.16	3.50	3.19	0.33	2.86	0.86	2.00
2009	65.3	6.8	49	6.75	3.77	0.17	0.00	0.17	3.60	3.29	0.30	2.99	0.90	2.09
2010	65.3	6.8	49	6.96	3.88	0.17	0.00	0.17	3.71	3.40	0.28	3.12	0.94	2.18
2011	65.3	6.8	49	7.16	4.00	0.18	0.00	0.18	3.82	3.51	0.25	3.26	0.98	2.28
2012	65.3	6.8	49	7.38	4.12	0.18	0.00	0.18	3.94	3.69	0.22	3.41	1.02	2.39
2013	65.3	6.8	49	7.60	4.24	0.19	0.00	0.19	4.05	3.74	0.20	3.54	1.06	2.48
2014	65.3	6.8	49	7.83	4.37	0.19	0.00	0.19	4.18	3.87	0.17	3.70	1.11	2.59
2015	65.3	6.8	49	8.06	4.50	0.20	0.00	0.20	4.30	3.99	0.15	3.84	1.15	2.69
2016	65.3	6.8	49	8.31	4.64	0.21	0.00	0.21	4.43	4.12	0.12	4.00	1.20	2.80
2017	65.3	6.8	49	8.55	4.77	0.21	0.00	0.21	4.56	4.25	0.09	4.16	1.25	2.91
2018	65.3	6.8	49	8.81	4.92	0.22	0.00	0.22	4.70	4.39	0.07	4.32	1.30	3.02
2019	65.3	6.8	49	9.08	5.07	0.22	0.00	0.22	4.85	4.54	0.04	4.50	1.35	3.15
2020	65.3	6.8	49	9.35	5.22	0.23	0.00	0.23	4.99	4.68	0.01	4.67	1.40	3.27
2021	65.3	6.8	49	9.63	5.37	0.24	0.00	0.24	5.13	4.82	0.00	4.82	1.45	3.37
2022	65.3	6.8	49	9.92	5.54	0.24	0.00	0.24	5.30	4.99	0.00	4.99	1.50	3.49
2023	65.3	6.8	49	10.21	5.70	0.25	0.00	0.25	5.45	5.14	0.00	5.14	1.54	3.60
2024	65.3	6.8	49	10.52	5.87	0.26	0.00	0.26	5.61	5.30	0.00	5.30	1.59	3.71
2025	65.3	6.8	49	10.84	6.05	0.26	0.00	0.26	5.79	5.48	0.00	5.48	1.64	3.84
2026	65.3	6.8	49	11.16	6.23	0.27	0.00	0.27	5.96	5.65	0.00	5.65	1.70	3.95
2027	65.3	6.8	49	11.50	6.42	0.28	0.00	0.28	6.14	5.83	0.00	5.83	1.75	4.08
2028	65.3	6.8	49	11.84	6.61	0.29	0.00	0.29	6.32	6.01	0.00	6.01	1.80	4.21
2029	65.3	6.8	49	12.20	6.81	0.29	0.00	0.29	6.52	6.21	0.00	6.21	1.86	4.35
2030	65.3	6.8	49	12.56	7.01	0.30	0.00	0.30	6.71	6.40	0.00	6.40	1.92	4.48
2031	65.3	6.8	49	12.94	7.22	0.31	0.00	0.31	6.91	6.60	0.00	6.60	1.98	4.62
2032	65.3	6.8	49	13.33	7.44	0.32	0.00	0.32	7.12	6.81	0.00	6.81	2.04	4.77
2033	65.3	6.8	49	13.73	7.66	0.33	0.00	0.33	7.33	7.02	0.00	7.02	2.11	4.91
2034	65.3	6.8	49	14.14	7.89	0.34	0.00	0.34	7.55	7.24	0.00	7.24	2.17	5.07
2035	65.3	6.8	49	14.56	8.12	0.35	0.00	0.35	7.77	7.46	0.00	7.46	2.24	5.22
2036	65.3	6.8	49	15.00	8.37	0.35	0.00	0.35	8.01	7.70	0.00	7.70	2.31	5.39
2037	65.3	6.8	49	15.45	8.62	0.37	0.00	0.37	8.25	7.94	0.00	7.94	2.38	5.56
2038	65.3	6.8	49	15.91	8.88	0.38	0.00	0.38	8.50	8.19	0.00	8.19	2.46	5.73
2039	65.3	6.8	49	16.39	9.15	0.39	0.00	0.39	8.76	8.45	0.00	8.45	2.54	5.91
2040	65.3	6.8	49	16.88	9.42	0.40	0.00	0.40	9.02	8.71	0.00	8.71	2.61	6.10
2041	65.3	6.8	49	17.39	9.70	0.41	0.00	0.41	9.29	8.98	0.00	8.98	2.69	6.29
2042	65.3	6.8	49	17.91	9.99	0.42	0.00	0.42	9.57	9.26	0.00	9.26	2.78	6.48
2043	65.3	6.8	49	18.45	10.30	0.43	0.00	0.43	9.87	9.56	0.00	9.56	2.87	6.69
2044	65.3	6.8	49	19.00	10.60	0.45	0.00	0.45	10.15	9.84	0.00	9.84	2.95	6.89
Total					249.55	10.94	0.00	0.94	238.61	12.40	3.37	222.84	67.00	155.84

Table 10 - 3 (2) FIRR , ROE and Debt Service Coverage Ratio (World Bank Loan)

Cilaki 2B: Base Scenario

Year	Project Cashflow				Equity Cashflow						Debt Service Coverage Ratio
	Cashflow of Investment	Cashflow Before Debt Service	Cashflow of Income Tax	Project Cashflow	Cashflow of Equity	Cashflow Before Debt Service	Cashflow of Income Tax	Principle Repayment	Interest Payment	Equity Cashflow	
1997				0.00						0.00	0.00
1998	0			0.00	0					0.00	0.00
1999	0.00		0.00	0.00	0		0.00		0	0.00	0.00
2000	0.00		0.00	0.00	0.00		0.00		0	0.00	0.00
2001	-2.22		0.00	-2.22	-1.32		0.00		0	-1.32	0.00
2002	-1.56	0.00	0.00	-1.56	-1.01	0.00	0.00	0	0	-1.01	0.00
2003	-4.53	0.00	0.00	-4.53	-2.82	0.00	0.00	0	0	-2.82	0.00
2004	-3.35	0.00	0.00	-3.35	-2.26	0.00	0.00	0	0	-2.26	0.00
2005	0.00	0.27	0.01	0.28	0.00	0.27	0.00	0	-0.4	-0.13	0.00
2006	0.00	3.29	-0.89	2.40	0.00	3.29	-0.78	-0.33	-0.38	1.80	3.54
2007	0.00	3.39	-0.92	2.47	0.00	3.39	-0.82	-0.33	-0.36	1.88	3.72
2008	0	3.50	-0.96	2.54	0.00	3.50	-0.86	-0.33	-0.33	1.98	4.00
2009		3.60	-0.99	2.61		3.60	-0.90	-0.33	-0.30	2.07	4.29
2010		3.71	-1.02	2.69		3.71	-0.94	-0.33	-0.28	2.16	4.54
2011		3.82	-1.05	2.77		3.82	-0.98	-0.33	-0.25	2.26	4.90
2012		3.94	-1.09	2.85		3.94	-1.02	-0.33	-0.22	2.37	5.31
2013		4.05	-1.12	2.93		4.05	-1.06	-0.33	-0.20	2.46	5.64
2014		4.18	-1.16	3.02		4.18	-1.11	-0.33	-0.17	2.57	6.14
2015		4.30	-1.20	3.10		4.30	-1.15	-0.33	-0.15	2.67	6.56
2016		4.43	-1.24	3.19		4.43	-1.20	-0.33	-0.12	2.78	7.18
2017		4.56	-1.28	3.28		4.56	-1.25	-0.33	-0.09	2.89	7.88
2018		4.70	-1.32	3.38		4.70	-1.30	-0.33	-0.07	3.00	8.50
2019		4.85	-1.36	3.49		4.85	-1.35	-0.33	-0.04	3.13	9.46
2020		4.99	-1.40	3.59		4.99	-1.40	-0.33	-0.01	3.25	10.56
2021		5.13	-1.45	3.68		5.13	-1.45	0	0.00	3.68	0.00
2022		5.30	-1.50	3.80		5.30	-1.50	0	0.00	3.80	0.00
2023		5.45	-1.54	3.91		5.45	-1.54	0	0.00	3.91	0.00
2024		5.61	-1.59	4.02		5.61	-1.59	0	0.00	4.02	0.00
2025		5.79	-1.64	4.15		5.79	-1.64	0	0.00	4.15	0.00
2026		5.96	-1.70	4.26		5.96	-1.70	0	0.00	4.26	0.00
2027		6.14	-1.75	4.39		6.14	-1.75	0	0.00	4.39	0.00
2028		6.32	-1.80	4.52		6.32	-1.80	0	0.00	4.52	0.00
2029		6.52	-1.86	4.66		6.52	-1.86	0	0.00	4.66	0.00
2030		6.71	-1.92	4.79		6.71	-1.92	0	0.00	4.79	0.00
2031		6.91	-1.98	4.93		6.91	-1.98	0	0.00	4.93	0.00
2032		7.12	-2.04	5.08		7.12	-2.04	0	0.00	5.08	0.00
2033		7.33	-2.11	5.22		7.33	-2.11	0	0.00	5.22	0.00
2034		7.55	-2.17	5.38		7.55	-2.17	0	0.00	5.38	0.00
2035		7.77	-2.24	5.53		7.77	-2.24	0	0	5.53	0.00
2036		8.01	-2.31	5.70		8.01	-2.31	0	0	5.70	0.00
2037		8.25	-2.38	5.87		8.25	-2.38	0	0	5.87	0.00
2038		8.50	-2.46	6.04		8.50	-2.46	0	0	6.04	0.00
2039		8.76	-2.54	6.22		8.76	-2.54	0	0	6.22	0.00
2040		9.02	-2.61	6.41		9.02	-2.61	0	0	6.41	0.00
2041		9.29	-2.69	6.60		9.29	-2.69	0	0	6.60	0.00
2042		9.57	-2.78	6.79		9.57	-2.78	0	0	6.79	0.00
2043		9.87	-2.87	7.00		9.87	-2.87	0	0	7.00	0.00
2044		10.15	-2.95	7.20		10.15	-2.95	0	0	7.20	0.00
2045		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
2046		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
2047		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
2048		0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0	0	0.00	0.00
Total	-11.66	238.61	-67.87	159.08	-7.41	238.61	-67.00	-4.95	-3.37	155.88	6.15

Project IRR= 17.28%

ROE= 20.16%

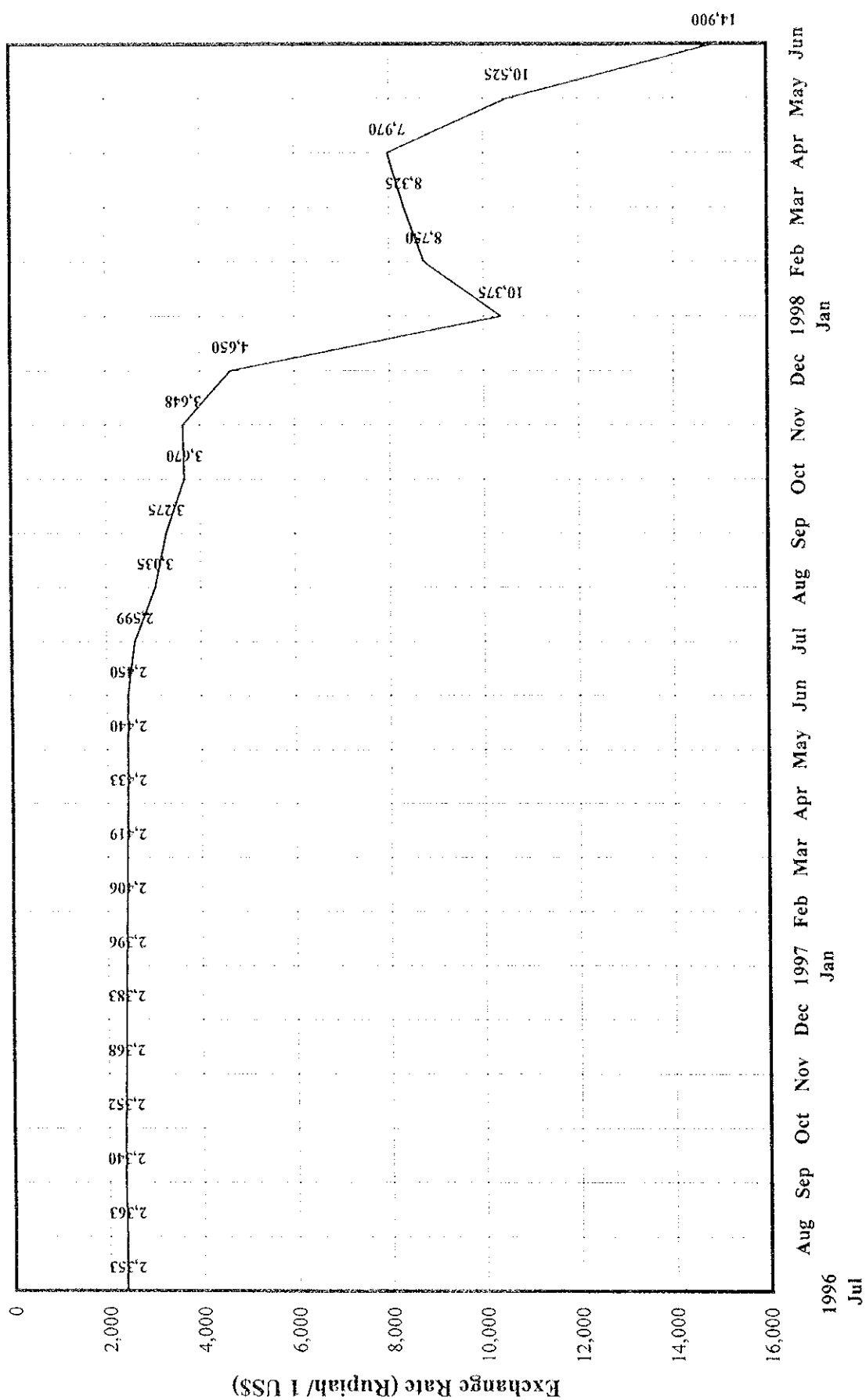


Fig. 10-1 Rupiah Exchange Rate Against US\$ at Bank Indonesia (Middle Rate)