

3.3 気象および水文

3.3.1 概 説

サラワク州の気候は、熱帯雨林気候帯に位置し年間を通じ湿度は高い。一般に北東貿易風が10月中旬から4月中旬まで、また南西貿易風が4月中旬から10月中旬まで発生する。南西貿易風は北東貿易風に比べ活発でないため、サラワク州の雨期は北東貿易風の発生時期と一致している。サラワク州の南西地域では、この北東貿易風の影響で雨期と乾期が季節的に顕著であるが、サラワク州北東部（特にサバ州との境界付近）では、南西貿易風の影響をも受けるため、雨期と乾期の区別は明確ではない。

サラワク州における年平均降雨量は 3,700mmで、そのうち3割から4割は乾期に降る。

3.3.2 気 象

サラワク州における気象データは、マレーシア気象庁により4観測所において比較的長期にわたって観測されている。

日平均気温は年間を通じて約26℃と一定しており、その変化は15℃程度の日変化に起因している。日平均相対湿度も季節的に微かな変化はあるものの85%から87%で一定している。

日平均日照時間は 5.7時間であり、年間総日照時間は 2,080時間と推定される。

地上最大風速は1964年9月にクチン空港において 31.8m/sを記録している。日平均地上風速は0.9m/sから1.3m/sである。

日蒸発量の観測は、マレーシアかんがい局により、14観測所で実施されている。その中で、ムコ計画区域に最も近い観測所はカピットである。カピットにおける月蒸発量は、120mmから 145mmであり、年間総蒸発量は 1,652mmと推定される。

1986年に発行された「Sarawak Hydrological Year Book (1981~1982)」では、136箇

所の雨量観測所のデータが収録されている。過去20年間におけるサラワク州の年平均降雨量は 3,700mmと推定される。年最大降雨量は1970年の 4,310mmであり、年最小降雨量は1972年の 3,272mmである。

136箇所の雨量観測所のうち、ムコ計画に最も近い観測所はナンガ・バンキットである。このナンガ・バンキットとサラワク州中央部において最も信頼性の高いカピットでの月降雨量データとの相関解析を行なった。結果として、ナンガ・バンキットでの年平均降雨量は 4,038mmと推定された。また、年最大降雨量は1966年の 5,233mm、および年最小降雨量は1972年の 2,408mmであった。

3.3.3 水 文

(1) 概 説

サラワク州における河川水位観測は、マレイシアかんがい局により49箇所の流量観測所で行なわれている。この中で、31箇所が自記水位記録計、また18箇所がスタッフ読み取り式である。しかしながら、ほとんどの観測所は流域面積 1,000km²以上の主要河川に設置されている。

サラワク州を代表する15流量観測所において流域流出高を算定すると、流域平均降雨高と流出高との比は 0.5から0.82である。

(2) 低 水 解 析

流れ込み式発電計画の開発規模の算定にあたっては日流量を大きい順に並び換えた流況曲線を利用した。しかしながら、ムコ河流域には流量観測所がないため、タンクモデルを用いて、取水口予定地点における日流量を生成することとした。

タンクモデルの定数決定にあたっては、ムコ計画流域面積と同規模のカンボン・ギット（流域面積 440km²）およびブアン・ビディ（流域面積 217km²）の同定結果を利用した。

取水口予定地点の流況曲線は同定されたタンクモデルを用いてナンガ・バンキットの6年間の日雨量データをもとに作成した(図-3.2参照)。

また、カピットにおける年降雨量の分布は、正規分布にしたがうと仮定し、加重平均法により、取水口予定地点における代表流況曲線を算定した。推定した取水口予定地点における年平均流量は $19.1\text{ m}^3/\text{s}$ 程度である。

また、算定した代表流況曲線によれば取水口予定地点における保証流量は $6\text{ m}^3/\text{s}$ 程度である。

(3) 高水解析

ナンガ・バンキットにおいて記録された毎年の日最大降雨量をもとに確率計算を行った。計算手法として(i)ガンベル法、(ii)岩井法および(iii)対数ピアソンⅢ型を採用し、降雨記録のプロットングポジションとの整合性を検証した。上記3手法とも整合性は良いので、マレイシアかんがい局の推奨するガンベル法での結果を採用した。

一般に、流域平均雨量はその流域面積が増加するにつれ減少する傾向にある。地点雨量から流域平均雨量を推定するにはDAD解析が必要であるが、統計的手法で流域平均雨量への変換係数を算定するにはデータ量が不足している。したがって、マレイシアかんがい局の推奨する流域面積と変換係数の関係から、ムコ流域における変換係数を0.93と推定した。

雨量継続時間曲線はクチン空港で記録された4豪雨記録より時間雨量分布曲線を推定した。データによれば24時間総降雨量のうちその80%が15時間以内に生起していることが判明した。

雨量継続時間曲線は上記データの算術平均をもって代表値とした。

計画降雨の算定にあたっては、バクン・アイ水力発電計画(流域面積 $1,200\text{ km}^2$)におけ

る計画高水を参考にした。上記計画における確率洪水波形から判断して、洪水の直接流出は30時間程度であり、洪水到達時間を減じると、24時間降雨が確率洪水を生起させると考えられる。

取水口予定地点における単位図は中安総合単位図法を用いた。上流域において洪水発生直前には土壌は飽和していると考え、安全側の立場から初期損失雨量を無視した。また、損失雨量を毎時 2.5mmと仮定した。

取水口予定地点における確率洪水流量は $900\text{m}^3/\text{s}$ (1/50)、 $1,010\text{m}^3/\text{s}$ (1/100) および $1,140\text{m}^3/\text{s}$ (1/200) と算定された。

本調査の流量予測は観測期間の短かい資料、もしくは他流域の資料によってなされた。よって、より精度の高い流量予測を得るために、気象・水文観測が継続して実施されることが望まれる。

3.3.4 流砂および水質

河川流水中に含まれる流砂量測定を1987年6月に実施したが、流量流砂量曲線を推定するにはまだ不十分である。

したがって、年崩壊土砂量 1.0mmをバタン・アイおよびバクンの両水力発電計画を参考にして推定した。取水堰地点における年通過流砂量は29万 m^3 と算定される。

水質サンプリングは流砂量測定と同時に実施された。分析結果によれば水力発電施設に悪影響を及ぼす成分は含まれていない。

3.3.5 水 利 権

取水口予定地点より上流には住居はない。ムコ河に沿う住居のうち最上流端に位置するのは発電所放水口予定地点より 2.0km下流である。

また、木材の伐採は上流域で行なわれているが尾根づたいの木材搬出道路を利用して搬出されている。ムコ河の流水を利用した木材搬出は行なわれていない。

3.4 構造物の主要材料

3.4.1 概 要

このプロジェクトの主要水理構造物は、コンクリート重力ダム、取水口、発電所および放水路のようなコンクリート構造物である。したがって、コンクリート骨材が主な調査対象である。骨材所要量は全量が、約26,000m³であり、うち砂利が約17,000m³、砂が9,000m³である。

現地踏査に基づきコンクリート骨材の採取候補地として7個所を選定・調査した。この中6個所はムコ川およびテカリット川の砂、砂利から成る河床砂れき堆積個所であり、残る1個所は砂岩の採石候補地である。7個所の採取候補地を図3.3に示す。

3.4.2 室内材料試験

現地調査の間に材料の採取候補地よりハンマーによる露頭部からの採取およびテストピットを掘り室内試験用の試料を採取した。試料はクチン市に運びふるい分析、比重および含水比等の室内試験を実施した。

材料採取候補地のテストピットおよび試料採取の技術仕様には、アメリカ合衆国土木学会のコンクリート骨材の材料試験用に定めたASTMを適用した。室内試験用の粗骨材試料の最大粒径は80mmとした。

室内材料試験結果を要約したものを表3.1に示す。ムコ川の砂、砂利は、砂がやや比重が軽く、含水比もやや高い、砂利は若干の軟石を含み、安定性が悪く、すりへり抵抗に弱い特性を示す。しかし、テカリット川の砂、砂利および採石候補地の砂岩は、コンクリート骨材として良い品質を示している。

3.4.3 コンクリート骨材

表3.2にコンクリート骨材の採取可能量、運搬距離等を示す。テカリット川の砂、砂利

はコンクリート骨材とし適切であるが、運搬距離は長く、採取可能量も所要量26,000m³に対して大幅に不足する。その上、テカリット川の河床砂れき堆積物には、多くの玉石を含んでいる。したがって、コンクリート構造物の骨材の全所要量は、ダムサイト直下流左岸にある砂岩山腹より採石することとする。

採石候補地からの試料に対して室内試験が実施され、採石候補地の砂岩はコンクリート骨材として良い品質を示していることが判明しているが、さらに品質確認のための追加試験がSESCOの手により実施される。

主要材料調査については、第二巻の付録Ⅱに詳しく述べている。

3.5 環境状況

3.5.1 概論

大きなプロジェクトを実施する場合、環境に与える影響がサラワク州においても大きな関心事である。この点を考え、ムコ水力開発プロジェクトのフィージビリティ調査の一部として環境調査が実施された。

環境調査の目的はまず第一に開発地点近傍、特にムコ川流域の環境の現状を明らかにすることであり、第二にムコ計画の環境に与える影響を評価することである。本計画がまだ初期の計画段階にあるので、今回の環境評価は予備的なものである。

3.5.2 環境の現状

ムコ川流域の環境の現状は概存データ、報告書、現地聴取、現地踏査等にもとずいて検討された。検討された事項は土地利用、経済活動、公共衛生、水質、植生、野生動物、魚類と漁業、および自然保護等である。

土地利用と植生

ムコ川のほぼ全域は永久森林に覆われている。サラワク州において永久森林は保存森、保護林及び地域共有林の三つのカテゴリーに分けられる。それぞれのカテゴリーの定義は次の通りである。

保存林：現在及び将来の居住者の利益のため永遠に保存する永久森林

保護林：生産林として開発した場合、土壌及び流域の管理が実際むずかしい永久森林で保護が必要なもの。

地域共有林：特定社会の薪炭源とする永久森林

ムコ川流域の森林は保護林に属する。ムコ計画地域の土地は政府によって所有されている。しかし、土着民はプロジェクトの開発に対して習慣上の土地使用权を要求するだろう。

農業活動は河岸に沿ってわずかに住んでいる土着民によって家庭内需要を満す程度で行われている。主な生産物はゴム、胡椒、陸稲、ランブータン、ドリアン、バナナ等の果物である。移動耕作が陸稲に対して行なわれている。

ムコの開発地点より上流には恒久的な家屋はないが、規模は小さいものの、陸稲の栽培が確認されている。これは土着民の活動範囲がムコの開発地点より上流まで広がっていることを意味している。

土着民の生活態度は非常に保守的で、彼達の習慣伝統を至上のものとしている。ムコ計画を実施する場合、土着民の習慣伝統に敬意を払う必要がある。

公共衛生

今日土着民を悩ます病気の多くは伝染病あるいは栄養不足によるものである。最も一般的な病気はマラリヤと結核であり、毎年50人程度が新たに発病している。数は少ないが、

癩病の新患者がときに報告されている。

水力開発によって影響を受ける病気はマラリヤであろう。一方水生かたつむりによって伝染するジストマは調整池がかたつむりにとって良い環境にないので、問題ないであろう。

水 質

水質試験が本調査の一部として本計画地点の近傍で実施された。その結果、にごりなく溶存酸素の多い良質の水であった。

ムコ計画の調整池に貯留される水はせいぜい数日滞留するのみであろう。よって、調整池によってムコ川の水質が低下することはないであろう。

野生動物

ムコ川流域における野生動物に関するデータはない。土着民へのヒアリングによると主な野生動物は次の通り。

哺乳類

いのしし
パーキング鹿
ねずみ鹿
やまあらし
のろまざる
てながざる

爬虫類

へび
とかげ

魚類と魚業

ムコ川の魚類はヤマ、ラバグ、テンガダック、コロソ、スルワン等であり、これらの魚は土着民の主要蛋白源である。又、これらの魚は雨期に清流を求めて上流に移動する習慣をもつ。

3.5.3 環境への影響

ムコ計画の環境への影響評価は自然及び住民に対し有益か影響ありかで次の五段階に分けた。

+H：大きく有益

+L：有益

O：影響なし

-L：影響あり

-H：かなり影響あり

ムコ計画の環境への影響評価は表3.3に示されている。土地補償、堆砂、植生、野生動物及び魚類・漁業に“影響あり”の評価を受けた。しかし、もっと詳細の環境調査が行なわれ、プロジェクトの実施に対し注意深い対策がなされれば“影響あり”の評価は“影響なし”の評価に変わるであろう。

第四章 電力供給及び需要

4.1 電気事業の体制

サラワク電力供給公社（SESCO）はサラワク州において、マレーシア政府により定められた布告に基づき、電力供給に責任を負う唯一の電気事業者であり、その役割は次の通りである。

- (1) 「サラワク電力供給に関する布告」（1962年）により、SESCOに引き継がれた電力設備などの管理、運営を行う。
- (2) SESCOが必要とみなした電力設備を建設し、管理、運営する。
- (3) サラワク州における経済開発を迅速化する為、電力エネルギーの生産を促進し、奨励する。
- (4) 合理的な価格で電力供給を確保する。
- (5) サラワク州内の発電、送配電及びエネルギーの使用に関する全ての事項について政府に諮問する。

さらに、サラワク電力供給公社は政府の政策にもとずき、辺地々域住民の生活レベルの向上を図るべく、地方電化計画を推し進めている。

4.2 既設電力供給システム

4.2.1 サラワク全体

(I) 発電設備

SESCOは増大する電力需要に対応する為、1986年末迄に図4.1に示す如く、60ヶ所（総設備出力 364,642KW）にのぼる発電所を建設し、運転を行っている。主要10ヶ所の需要地域における1975年以降の設備出力の推移は、表4.1に示す通りである。1986年末現在の設備出力を10年前と比較すると、4.5倍に増大している。

これらの発電設備は主に、ディーゼルとガスタービンにより構成されている。しかし、1985年にサラワクで最初の大水力発電所として、108MWの発電出力（27MW×4台）を有す

パタンアイが営業運転に入った。

1986年末現在における発電設備の内訳は次の通りである。

発電設備の内訳

ディーゼル	ガスタービン	水力	計
50%	20%	30%	100%

パタンアイ水力発電所の発電電力は、主としてクチン地域でベース・ロードにあてられており、ガスタービンは、クチン、ミリ及びピントゥル地域に設置されている。本計画の対象地域であるカピットを含む他の地域では、それぞれ独立した送配電網とディーゼルにより電力供給を行っている。

(2) 送配電網

パタンアイ発電所の開発に関連し、同発電所—クチン間総延長 215km の 275KV 送電線が時を同じく建設された。本送電線のシブへの拡張工事は、現在進行中であり、計画の概略を図 4.2 に示す。SESCO はさらにピントゥルまで延ばすべく計画であり、これは将来サラワク州の電力系統の大動脈となるであろう。

電力は、33KV、11KV 及び 6.6KV の各電圧で送、配電されており、一般需要家の受電端は、交流 50Hz、400/230V (3相/単相) で配線されている。1983年度の SESCO 年次報告書によると、既設送、配電線の合計延長は 3,757km であり、内訳を以下に記す。

送、配電線の内訳

電 圧	(単位：km)			
	33KV	11KV	6.6KV	400/230V
架 空 線	140	702	95	1,864
埋設ケーブル	22	474	114	346
計	162	1,176	209	2,210

河川横断部と市街化区域を除き、架空配電線の大部分に木柱 (Belian) が採用されている。

4.2.2 カピット地域

(1) 発電設備

1986年末時点のカピット発電所の設備出力は、表4.1に示す如く、合計2,363KW（ディーゼル9台）であり、各発電機出力は図4.3のカピット地域電力系統図に記載された通りである。

(2) 配電網

この地域の既設配電網は、11KV、400/230Vの架空線と埋設ケーブル並びに、16KVAから500KVAの容量からなる配電用変圧器より構成されており、1983年末における線路巨長は、以下のとおりである。

カピット地域の線路巨長

(単位：km)

電 圧	11KV	400/230V
架空ケーブル	13.5	42.5
埋設ケーブル	4.4	0.2
計	17.9	42.7

系統図に示めされた配電用トランスの容量を見れば、電力消費は市街地区に、集中されているのがわかる。

4.3 電力需要の現状と推移

4.3.1 サラワク全体

(1) 発電及び売電々力量

1986年におけるサラワク全体の発電及び売電々力量は各々706.5GWh、568.6GWhであり、1975年以降の推移を表4.2、4.3及び図4.4に示す。1980年を基準とすると、発電及び売電々力量の年平均伸び率は、それぞれ12.1%及び10.9%となっており、サラワクの主要4需要地域の伸び率を要約すると、次の通りである。

年平均伸び率 (1980~1986)

(%)

需要地域	クチン	シブ	ミリ	ピントゥル
発電々力量	12.1	7.7	11.2	25.6
売電々力量	9.8	7.2	9.9	24.9

上表より、ピントゥルにおいてはLNG生産及び工業化計画（肥料工場等）により、他地域に比べ急速に成長していることを、知ることが出来る。

一方、所内電力を含む送電損失は、電力系統の拡張に伴ない、14.2%（1980年）から19.5%（1986年）に増大した。

(2) 最大電力

1986年のサラワク全体での最大電力は 141.4MWを記録した。1975年以降の推移は表 4.4 に示された通りであり、最大電力は年率12.9%で伸びている。また、設備出力と最大電力の関係は図 4.5 に示すが、バタンアイ発電所が投入されたことにより、1985年以降は供給予備力に余裕が生じている。

過去6年の年負荷率は51.2%（1982年）から57.0%（1986年）の間で変動しており、実績を以下に示す。

年 負 荷 率

(%)

年	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
サラワク全体	55.1	54.1	51.2	54.7	55.0	56.1	57.0

(3) 電力消費

電力消費については、(a)住宅用、(b)商業用、(c)工業用、(d)公共照明用の4つの分野に大別される。1986年の総消費電力量568.5GWhに対する各比率は次の通りである。

部門別消費電力量 (1986年)

(%)

部 門	住宅用	商業用	工業用	公共照明用	計
比 率	30.2	48.3	20.2	1.3	100

図4.6に1980年、1983年及び1986年の各部門における消費電力量の実績を示す。1980年から1986年までのこれら各部門の年平均増加率は、住宅用12.8%、商業用11.1%、工業用8.4%及び公共照明用9.3%である。

(4) 需要家数と需要家当りの消費電力量

1975年からの需要家数の動向については、表4.5に詳述する通りであり、1986年末時点における総需要家数は136,041であった。過去6年の平均伸び率は約11%であるが、ピントール及びリンパン地域では各々21.7%、12.0%と平均値をうわまわる伸びを示している。

主要需要地域と本プロジェクト対象地域であるカピットにおける需要家当りの平均消費電力量は図4.7に示す通りである。

特にピントールにおいては、大口需要家の進出により、需要家当りの年間消費電力量は、2,000KWh(1975年)から6,700KWh(1986年)にと飛躍的な伸びをしめしている。クチン及びミリ等の主要地域では、1985年で5,700KWhのレベルに達しており、リンパン、カピットでは3,500KWhから3,800KWhとなっている。

4.3.2 カピット地域

(1) 発電及び売電々力量

カピットにおける1986年の発電及び売電々力量は、表4.2及び4.3に示す如く、各々5,528MWh及び5,045MWhである。過去6ヶ年の平均増加率は、それぞれ発電々力量14.5%及び売電々力量15.3%である。この2つの高い伸び率より、カピット地域は電化の初期の段階にあると判断される。

カピットの既設電力システムにおける送電損失(所内電力を含む)は、1980年からの平均で見ると10.5%となっている。

(2) 最大電力

1986年の最大電力は、1980年の529KWから1,358KWに増加しており、17%(表4.4参照)の年平均伸び率を示している。この成長率は、サラワクの他の需要地域のそれに比べ、非

常に高い。設備出力と最大電力の関係については、図4.8に示す通りであり、1986年には、74%という十分な供給予備力を有することを、明らかにしている。

1975年からの平均年負荷率は約50.6%である。クチンとミリ地域と比較した年負荷率の変化は、図4.9に示す通りであり、カピットにおける年負荷率は、ここ4年間は、低下の傾向を見せている。

(3) 電力消費

1980年からの各部門における消費電力量の実績は、表4.6に示す通りであり、1986年の売電々力量に対する各比率を以下にまとめた。

部門別消費電力量 (1986年)

(部 門)	住宅用	商業用	工業用	公共照明用	計
(比 率)	15.8%	67.5%	15.4%	1.3%	100%

過去6ヶ年の各部門の年平均伸び率は、各々住宅用17.4%、商業用13.4%、工業用26.7%、公共照明 2.6%である。

電力消費の月別変化及び日負荷曲線を、各々図4.10と4.11に示す。

当該日の日負荷率は63%であった。

(4) カピットにおける大口需要家

カピットでは、(a)水処理場、(b)連邦庁舎、(c)揚水場、(d)VHF局及び(e)メリガイ・ホテルが、主要な需要家である。これら需要家の1987年前半における売電々力量(消費電力量)に占める割合は、約25%であり、年々増加する傾向を見せている。

(5) 需要家数

カピット地域の需要家数は、毎年徐々にではあるが増加している。1986年末時点の各部門における需要家数は次の通りである。

カピット地域の需要家数
(1986年末時点)

住宅用	商業用	工業用	公共照明用	計
723	431	5	13	1,172

4.4 電力需要予測

4.4.1 目的

本調査における電力需要予測の目的は、計画された小水力発電所に連系される予定需要地域の将来における需要を確認し、本計画の適正な開発時期及び開発規模を策定することである。

4.4.2 方法

通常、10年以上の長期にわたる電力需要想定については、GDP（国内総生産）との相関を考慮して、電力需要の想定を行なうマクロ手法が適用される。

しかしながら、上記手法は、今回の対象需要地域の様に、それぞれ独立した単独系統により運営されている場合、電力需要と経済活動の間に密接した相関関係を見いだすことは出来ず、本調査に採用することは、大変むずかしい。

従って、需要予測にあたり、需要家を住宅用、商業用、工業用、公共照明用の4つの部門に分け、これらを積上げることにより行なう。

各部門における予測手順を以下に詳述する。

(1) 住宅用

住宅用需要電力量は、電化率及び1戸当りの年間平均消費電力量を要素とし、その伸び率を推定することにより想定する。これら伸び率の予測手順は次の通りである。

— まず、当該地域の人口を、統計資料及びマレーシア第5次国家計画（1986～1990）

で予測された人口増加率を参照し、想定する。

- 一 第2に、当該地域における住宅数を、統計資料を基にし、求める。
- 一 第3に、電化率を、州内の主要地域であるクチン、シブの電化率の動向実績を参考にし、当該地域での過去のすう勢を基に予測する。
- 一 第4に、1戸当りの年間消費電力量を、前述のクチン、シブのそれらの伸び率を目安とし、対象地域における傾向をもとに推定する。
- 一 最後に、住宅用需要電力量を、SESCOから電力供給をうける住宅数に、1戸当りの年間消費電力量を乗ずることにより求める。

(2) 商業用

商業用需要電力量は、住宅用と同様、当該部門の需要家数に、1需要家当りの年間消費電力量を乗ずることにより求める。

尚、一需要家当りの消費電力量は、クチン、シブにおける消費量のレベル及び伸び率を参照し、対象地域における過去の実績をベースに見積ることとする。

(3) 工業用

本調査による市場調査及び質問状に対する回答によれば、本対象地域においては、特に掲げる様な大口需要家の投入計画はない。従って、工業用需要電力量については、過去の傾向から想定するにとどめる。

(4) 公共照明用（街灯）

公共照明に使用される電力は、他の部門に比べ極めて少ない。従って、過去の実績をもとに需要電力量の計算をする。

上記により積上げられた需要電力量に対し、必要となる発電々力量は、送電損失及び所内電力を考慮し推定する。

4.4.3 需要予測に関する既存調査

(1) SESCOによる電力需要予測

1986年に行なわれたものが最新であり、2010年迄の長期予測を、クチン、シブ、ミリ、ピントゥル、サリケイ、スリアマン、リンパンの州内主要需要地域とその他（50以上の小需要地域を、一つにまとめてある）に対し、需要予測を行ってある。

SESCOの説明によれば、各部門の消費電力量の実績を注視し、想定されており、工業用部門においては、特に大口需要の投入は、見込んでいないとのことであった。

サラワクの需要想定に関し、SAMAコンソーシアム（西独）は2つの報告書の中で、言及している。しかし、カピットの電力需要想定は含まれていない。

4.4.4 カピット地域に対する電力需要予測

(1) 住宅用部門の電力需要

人口動向、電化率、1戸当りの年間消費電力量の想定に使用した基本データ及び諸元を以下にまとめる。これらは、主にサラワクの統計資料及びSESCOから提出された資料及び情報による。

(a) 人口の動向

主要管区（州内は25の管区に分かれている）及び対象需要地域であるカピットの人口は次の通りである。

管区	1970	1980	伸び率 (%)
クチン	215	315	3.9
シブ	98	139	3.6
ミリ	58	101	5.7
ピントゥル	39	58	4.0
サリケイ	34	44	2.6
リンパン	20	25	2.3
カピット	30	38	2.4
サラワク全体	976	1,308	3.0

上表より、工業化計画が進んでいる地域、例えばピントゥル等で人口急増の傾向が顕著である。

カピット地域における将来の住宅数を推定するにあたり、当該地域の人口増加率を、表4.6に示めされる如く、各々、1985年 2.5%、及び1990、2000、2010年 2.4%と見積った。将来の人口増加率の予測は、マレイシア第5次国家計画を参照した。

(b) カピット地域の電化率予測

1980年と1985年のカピット及び主要2地域のクチン、シブにおける電化率の実績は、以下の通りである。

電 化 率			
年	カピット	クチン	シブ
1980	5.5%	47%	51%
1985	8.7%	64%	61%

カピット地域の電化率は、政策によりSESCOが実施する地方電化計画、並びに電化率の進展の両方を考えると、各々1990年10%、2000年12%、2010年14%に達するものと考察される。

(c) SESCOより電力供給をうける住宅数

SESCOより電力供給をうける住宅数は、以下の如く概算される。

SESCOより電力供給をうける住宅数

年	1980	1990	2000	2010
人口 (x 1,000)	43.4	48.4	61.4	77.8
推定住宅数	7,230	8,070	10,230	12,970
SESCOより電力供給をうける住宅数	630	810	1,230	1,820

1世帯当りの家族人数は、1984年統計資料より、6人と設定した。

(d) 1戸当りの年間平均消費電力量

調査団により収集された資料(表4.7参照)によれば、1戸当りの年間平均消費電力量は、各々1984年 1.14MWh、1985年 1.17MWh、1986年 1.18MWhである。ついては、これらの概数1.2MWhを住宅用部門の需要電力量計算のベースとして用いること

とする。

一方、1戸当りの年間平均消費電力量の増加率については、表4.8に示すクチン及びシブ地域における伸び率の実績を参考にし、年率5%から2%の範囲になるであろうと見積った。

特に電化の初期の段階においては、テレビ、冷蔵庫、エアコン、扇風機等家庭電化製品の普及により、電力消費は高い伸びを示すが、それらの普及後は、ゆるやかになるものと考えられる。

(e) 住宅用需要電力量

上で述べた手順により、カピット地域の住宅用年間需要電力量を計算し、まとめると次の通りである。

住宅用としての年間需要電力量

(MWh)

年	年間需要電力量
1984	575
85	685
86	799
87	918
88	996
89	1,083
90	1,175
95	1,795
2000	2,583
05	3,480
10	4,659

詳細を表4.9に示す。

(2) 商業用部門の電力需要

(a) 商業用部門における需要家数

当該部門の需要家数は、住宅数と緊密な関係を有している。SESCOの資料より、住宅数に対する商業用部門の需要家数の割合を求めると、次の様になる。

商業用部門における需要家数の比率
(住宅用=100)

年	カピット	クチン	シブ
1980	81.3	22.3	23.9
1982	77.0	22.4	22.9
1984	72.7	(22.0)	(22.2)
1986	59.6	21.8	21.3

カッコ内は、推定値である。

上表より、この比率を、カピット需要地域の規模等を考察し、各々、1990年55%、2000年40%、2010年30%と予測する。従って、推定需要家数は、それぞれ、1990年 450、2000年 500、2010年 550となる。

(b) 1 需要家当りの年間平均消費電力量

当該部門における1 需要家当りの年間平均消費電力量は、表4.7より計算すると、各々1984年 7.16MWh、1985年 7.93MWh、1986年 7.92MWhであり、最新の7.92MWhを電力需要予測の基準値としてあつかう。

又、表4.8にクチンとシブにおける1 需要家当りの年間平均電力量と、その増加率の実績を示す。これらを基に、カピットのこの部門における伸び率を下表のごとく予測した。

年間平均消費電力量の伸び率

年	1990	2000	2010
伸び率	4%	3%	1.5%

(c) 商業用需要電力量

前述(a)、(b)で設定した条件により、商業用の年間需要電力量を概算すると、以下の通りである。

商業用としての年間需要電力量

(MWh)

年	年間需要電力量
1984	2,691
85	3,352
86	3,407
87	3,570
88	3,757
89	3,938
90	4,136
95	5,159
2000	6,110
05	6,946
10	7,876

詳細を表 4.9 に示す。

(3) 工業用部門の電力需要

工業用部門における電力需要は、建設及び進出の予定されている工業化計画がないところから、過去の推移をもとに予測する。

1986年の消費実績775MWh（表 4.6 参照）を起点にとり計算を行ない、結果を以下に示す。

工業用部門における伸び率と需要電力量

年	1986	1990	2000	2010
伸 び 率	—	10%	8%	6%
需要電力量 (MWh)	775	1,135	2,450	4,388

(4) 公共照明部門における電力需要

表 4.6 よりわかる通り、公共照明に使用される消費電力量は、1986年においては全消費量の 1.3%と微々たるものである。従って、工業用部門と同様に過去のトレンドより推定し、その結果を以下にまとめる。

公共照明部門における伸び率と需要電力量

年	1986	1990	2000	2010
伸び率	—	5%	4%	3%
需要電力量(MWh)	64	78	115	155

4.4.5 検討結果

本項では、前項4.4.4で述べた基礎資料及び緒言を基に行った電力需要予測の結果を述べる。この結果は、いわゆる「ノーマル」な成長を表わすものである。

さらに、仮定した各数値の不確定要素を考え合せ、需要の伸びが高い場合（最大）と低い場合（最小）の両ケースについても、各々需要想定を行った。

1. 需要予測（ノーマル）の結果

カピット地域の電力消費量（売電々力量）は、住宅用、商業用、工業用及び公共照明用の各部門における需要電力量を、総計することにより求める。さらに、発電々力量と最大電力は、推定された需要電力量を基に予測する。以下にカピット需要地域の需要予測の要約を示す。

需要予測結果（ノーマル）

年	需要電力量 (MWh)	発電々力量 (MWh)	最大電力 (KW)	年負荷率 (%)
1984	3,689	4,209	948	50.7
1985	4,611	5,038	1,184	48.6
1986	5,045	5,528	1,358	46.5
1987	5,410	6,150	1,430	49.0
1988	5,760	6,545	1,490	50.0
1989	6,130	6,970	1,590	"
1990	6,520	7,410	1,690	"
1995	8,710	9,900	2,260	"
2000	11,260	12,800	2,810	52.0
2005	13,840	15,730	3,450	"
2010	17,080	19,410	4,260	"

上述の需要電力量に対し必要となる発電々力量は、送電損失と所内電力を加味し、求めた。この値は過去の送電損失と所内電力の実績により12%であり、この比率を適用する。

一方年負荷率については、サラワク州内主要需要地域の過去の実績を参照し、かつ当該地域の推移より設定した。

2. 最大及び最小予測

電化率と工業用部門の需要電力量の各伸び率を変えることにより、相方のケースについて需要想定を行う。何故ならば、この2つの項目については、他に比べ、より高い不確定部分を含むためである。

(a) 電化率

最大及び最小予測に使用した電化率は、次の通りである。

最大及び最小予測における電化率

(単位：%)

年	原案 (ノーマル)	最大	最小
1990	10	10	10
2000	12	15	11
2010	14	20	12

(b) 工業用部門の需要電力量の伸び率

本部門の電力需要予測は、過去の推移をもとにしている。前に述べた様に、他の部門に比べ不確実な要素が多いところから、下記の伸び率を適用し、相方のケースについて検討した。

工業用需要電力量の伸び率

(単位：%)

年	原案 (ノーマル)	最大	最小
1990	10	12	8
2000	8	10	7
2010	6	8	6

両最大及び最小予測については、「ノーマル」のケースで用いた手順により行った。想定結果は図4.12及び4.13に示す通りであり、原案（ノーマル）に比べ最大予測では、各々23%（2000年）、32%（2005年）高くなっており、一方最小予測では、2000年で13%、2005年で16%低くなる。

4.4.6 既存調査との比較

4.4.3項で述べた如く、対象需要地域であるカピットについては、1986年にSESCOが行った予測が最近の需要予測である。需要電力量と最大電力についての、既存調査との比較を以下にまとめる。

図4.14及び4.15に見られる様に、需要電力量と最大電力に関しては、両者間に著るしい差はない。需要電力量と最大電力の平均伸び率の比較を以下に示す。

平均伸び率の比較

(単位：%)

年	需要電力量		最大電力	
	SESCO	JICA	SESCO	JICA
1986 - 1990	4.9	6.6	3.4	5.6
1990 - 2000	5.0	5.6	5.0	5.2
2000 - 2010	5.0	4.3	5.0	4.2

カピットの電力需要は、予定されている地方電化計画を考慮に入れたとしても、ゆるやかな伸びになると予想される。

4.5 需給バランス

前節で述べた需要予測に従うと、カピットの最大電力は1986年の1.4MWから、1.7MW（1990年）、2.3MW（1995年）、2.8MW（2000年）及び4.3MW（2010年）に増大すると予想され、一方必要となる年間発電々力量は、1986年の5.5GWhから、7.4GWh（1990年）、9.9GWh（1995年）、12.8GWh（2000年）、19.4GWh（2010年）になるであろうと推定できる。

さらに、供給信頼度を保つ為に予備力が必要となる。最大出力のディーゼルユニット又は、最大電力の20%のどちらか大きい方を予備力として考えると、合計設備出力は、各々 2.3 MW (1990年)、2.9MW (1995年)、3.4MW (2000年) 及び 5.1MW (2010年) に達するであろう。

カピット系統における現在の供給力は、2.4MWであり、1991年には2.7MW迄増大する。

新規発電所の投入は、1994年以降必要となる。本ムコ水力発電所は、政府のエネルギー転換政策に基づき、ディーゼルに代り、カピット系統に投入される有望な計画である。

第五章 計画決定検討

5.1 最適規模策定

5.1.1 概 説

ムコ計画の最適開発規模及び最適開発時期は系統の最適長期設備計画におけるムコ計画の開発時期及び規模を見出すことによって決定される。電力負荷曲線における水力とディーゼルとの給電分担をパラメーターにして、ムコ計画を含む長期電力設備計画に必要な資本費および燃料費を含めた運転維持費の合計の現在価値を最小ならしめる設備計画を見出すことである。

ムコ計画の最適開発規模はムコの開発代替案を含む多くの長期投入計画のうちで純便益最大を与える長期投入計画に現われるムコ計画の開発規模と定義する。便益は次節に述べる通り最適代替電力源と考えられるディーゼルプラントによって作られる最適長期投入計画にかかわるコストとする。一方、コストはムコ計画を含む長期投入計画のうちで最小費用を与えるものから算定される。

比較のためのムコ計画の開発代替案は最大使用水量及びダム高さ（常時満水位）を組み合わせることにより作られた。ムコ計画の売電量の算定、水力とディーゼルとの給電分担の検討に日電力負荷曲線及び365日間の日流量（1975年）を用いた。

5.1.2 長期投入計画検討の為の条件及び入力データ

長期投入計画検討に当たっていくつかの条件を設定した。それらは次の通りである。

(1) 割引計算に適用されるパラメータ

－ 割引率 : 10%

－ 投資期間 : 1987年から2010年までの24年間

一 評価期間 : 1987年から2036年までの50年間

主割引率として10%の割引率を設定した。割引率を変化させた場合の検討は感度分析に含めた。

(2) 電力需要は高低需要を含めて西暦2010年までを予測した。以降は2010年の需要のみを対象とした。

(3) 電力需要の予備力

最大ディーゼルプラントもしくは年最大需要の20%の大きい方を所要予備力とした。

(4) 電力負荷曲線及び負荷率

電力量需要の形を表わす電力負荷曲線は日電力負荷記録及び電力予測にもとずいて想定した。図5.1はカピット電力システムの投資期間に適用される日負荷曲線を示す。考慮されたプラントで電力量需要が満されるか否かはこの日負荷曲線による。

システムの年負担率を次の通り予測した。

1987年	:	49%
1988年から1999年まで	:	50%
2000年から2010年まで	:	52%

長期電力投入計画における水力計画の電力は日負荷曲線と日流量に基づくシミュレーションによって得られる発生電力のうちで最小のものとして定義される保障電力(濁水期最大水力)で評価される。この保障電力は負荷の大きさによっても異なり、負荷の増大に伴って保障電力も大きくなる。これは、所要補助ディーゼルの容量を年毎に一定化することによる。

水力計画から発生する電力は保障電力を増大させる為に乾期においては負荷曲線のピー

運転維持費	:	0.97
燃料費	:	0.86

世界銀行、アメリカのエネルギー省等によって原油価格は1990年代以後徐々に上昇するであろうと予測されている。これは最適規模を決定する本検討においても考慮される。表5.2に投資期間中における燃料費の上昇率をも示す。

(7) ディーゼルプラントの移転及びコールドリザーブ

ディーゼルプラントはムコ計画の投入により三年以上連続して使用されずさらに系統がムコ計画の一台が使用不能の場合でも需要に見合うだけの発電規模を有している場合、他の系統に移転させられる。移転ディーゼルはムコを含む長期設備計画において負のコストとして算定され、その価値は投入費用の80%と算定した。

一方、三年以内に再度使用されるディーゼルプラントは系統内にコールドリザーブとして残され、その間の固定運転維持費を零とした。

(8) 建設に先立って必要とされる先行期間は1987年の初めから5年と想定した(図7.1参照)。その内分けは次の通り。

フィージビリティ・スタディ	:	17ヵ月(1988年5月まで)
詳細設計及び建設の資金調達	:	12ヵ月(1988年6月から1989年5月まで)
コンサルタントの選択を含め詳細設計	:	18ヵ月(1989年6月から1990年11月まで)
建設に対する入札及び契約	:	12ヵ月(1990年12月から1991年12月まで)

ムコ計画の建設は建設に先立つ諸々の作業に続いて1992年に開始されると想定される。したがって、ムコ計画の商業運転は1995年の初めと仮定した。

長期投入計画において用いられる経済コストは第八章の検討に基づき建設費の0.85であると算定される。さらに、建設費の年度別支出比率は、各年12.0%、53.6%及び34.3%と算定された。

ムコ計画の最適開発規模を見出す検討では、同計画の投入時期を工程上、最も早い1995とした。そして、最適投入時期は最適とされた規模に対して、投入年をずらすことによって検討した。

(9) 感度分析は将来のコストや想定に含まれる不確実性を検討するために実施し、次のケースが感度分析を実施するケースとして選ばれた。

- 割引率の変化；10%の割引率に加え、4%、5%、8%、12%及び14%
- 高低電力需要予測
- ムコ計画に対して10%資本費増加
- ディーゼルプラントの燃料費を10%増減
- ディーゼルプラントの燃料費を1987年価格に固定

5.1.3 開発代替案

ムコ計画は元々いくつかの急峻な流れを利用した流れ込み式として考えられていた。しかし、ダムによって作られる貯水池は流量を季節調節する容量（貯水容量曲線図-5.2参照）を有しているため、今次検討では本計画を日調節池をもつ流れ込み式のほか、貯水池型として開発する場合も、併せ検討した。

図-5.3に示す通りムコ計画の水力開発に対して三つの代替開発案が考えられる。これらの三代替案の基本的開発概念は次の通り。

代替案-1 : ダム直下に発電所を持ちダムによって作られた落差を用いて発電する案

代替案-2 : ダムによって作られた落差のほか、1,120mの導水路により急峻な流れによって得られる落差、約13mをも取り込む案

代替案-3 : さらに導水路を長くして(1,740m)、落差を増加させる案

これら三代替案の主要諸元は次の通り。

単位 : m

代 替 案	代替案-1	代替案-2	代替案-3
常 時 満 水 位	89-110	89-110	89-110
最 低 水 位	87	87	87
放 水 位	73	60	56
導水路トンネル長	0	1,120	1,740
ベンストック長	50	50	70

最低水位は排砂門により標高87mに固定せしめた。

貯水池シミュレーションは有効貯水量と常時使用水量の関係を見出す為を実施された。

図-5.4はムコ川の計画地点での有効貯水量と常時使用水量との関係を示す。

最適化すべきパラメータの一つである最大使用水量は常時使用水量の1.33倍(18時間ピーク運転)から4倍(6時間ピーク運転)の範囲で変化させた。水車発電機の総合効率は0.84とした。

建設費は各々の代替案に対して最大使用水量、ダム高さ、落差等をもとに算定した。各構造物の工事数量は各構造物の諸元を求めて算定した。各構造物の建設費は表5.3に示す単価に工事数量をかけて求めた。建設費は1987年12月価格とし、米ドル・マレイシアドル間の通貨交換率を次の通りとした。

$$US \$ 1.00 = M \$ 2.50$$

直接建設費の他、技術費、政府管理費及び予備費がプロジェクト実施上必要費用として計上されており、技術費及び政府管理費は直接建設費の15%、予備費は直接建設費、技術

費及び政府管理費の合計の15%と想定した。

5.2 最適開発案及び最適投入時期

ムコ計画の最適開発規模を求める検討結果を表-5.4及び図-5.5に示す。代替開発案-1において最大使用水量を18.8m³/sec、常時満水位を標高90.0mにした場合、最大純便益1.7百万マレイシアドル及び経済的内部収益率11.3%が得られた。この開発案をムコ計画の最適開発規模とする。開発の概要は次の通りである。

開発代替案	: 代替案-1
常時満水位	: 標高90.0m
最低水位	: 標高87.0m
放水水位	: 標高73.0m
ダムタイプ	: コンクリート重力式
ペンストック長	: 50m
最大使用水量	: 18.8m ³ /sec
常時使用水量	: 6.3m ³ /sec
常時使用水量に対する	
ピーク運転時間	: 8時間
定格落差	: 14.98 m
最大出力	: 2.32MW
年間発生電力量	: 13.0GWh
建設費	: M\$ 27.5百万
総純便益	: M\$ 1.7百万
経済的内部収益率	: 11.3%

最適開発規模及び全ディーゼルに対するコスト流れ図を表-5.5及び5.6に示す。最適開発規模を開発するのに必要な費用は第七章の表-7.1に示すごとく27.5百万マレイシアドルである。

図-5.6及び5.7は1987年から2010年までのカピット電力系統の電力需要を満たすようにムコ計画とディーゼルプラントの組合わせによる最適長期電力設備計画を示す。2台の水車発電機は保障電力を出来る限り大きくするために1995年に同時に投入される。図-5.8及び5.9は全ディーゼルプラントによる電力需給関係を示す。

ムコ計画の最適投入時期の検討は最適開発規模とされた2.32MWの開発規模に対して投入年をずらすことによって行なった。その結果は次の通りである。

投 入 年	10%割引率における 純便益、M\$百万	内部収益率 %
1995	1.74	11.3
1996	2.13	11.9
1997	2.22	12.1
1998	2.17	12.3

1997年にムコ計画を投入した場合に最大純便益2.22百万マレイシアドルを得たが、純便益の変化は投入年を変化させてもほとんどかわりなかった。

1997年の投入において最大純便益が得られた理由はディーゼルプラントの燃料費を上昇させたことによる。すなわち、燃料費を上昇させた場合最適投入年はうしろに動く傾向がある。しかし、ムコ計画は投入年を変化させても高い実施可能性を示していることから、早期の開発が望まれよう。

ムコ計画の早期投入の正当性は、後節8.2.3で述べられている様に本計画の財務表を作成することにより、財務面からも検討された。ムコ計画の投入年をずらすことによる財務表の変化は内貨分が実施主体、外貨分がソフトローンによって融資される条件のもと次の通り計算された。

投 入 年	収入と元利支払いの バランスが正になる年	満期期間内 における累加
1995	2008	6,866,370
1996	2009	5,891,348
1997	2011	4,809,960
1998	2013	3,617,710

満期期間内における収入と元利支払いのバランスの累加はムコ計画が1995年に投入された場合最大となった。よって、ムコ計画の早期投入の正当性は財務面からも裏付けられた。

長期投入計画検討の為の条件及び入力データにおいて討議された様に、ムコ計画のもっとも早い投入年は建設に先立って必要とされる資金調達、詳細設計さらに建設に対する入札及び契約が原則的に順次行なわれるものとして1995年年頭とされた。

ムコ計画の実施可能性の検討は建設に先立って必要とされる資金調達、詳細設計さらに建設に対する入札及び契約の一部が平行して行なわれ投入時期が早められる場合、すなわち1993年及び1994年に投入が可能な場合においても評価した。ムコ計画が1993年に投入可能な場合、内部収益率が10.5%、純便益が0.76百万マレーシアドルとなった。1994年に投入が可能な場合において、内部収益率が10.9%、純便益が1.35百万マレーシアドルとなった。よって、ムコ計画は投入時期が早められても実施可能性を維持していると判断される。

5.3 感度分析

感度分析はムコ計画の投入を最も早い投入年である1995年に設定して実施した。感度分析を実施したケースは次の通りである。

- 割引率の変化 ; 10%の主割引率に加え、4%、5%、8%、12%及び14%
- 高低電力需要予測
- ムコ計画に対して10%資本費増加
- ディーゼルプラントの燃料費を10%増減
- ディーゼルプラントの燃料費を1987年価格に固定

割引率の変化による感度分析の結果は次の通りである。

割 引 率、%	純便益、M\$百万
4	27.6
5	19.6
8	6.0
10	1.7
12	- 0.7
14	- 2.0

需要予測に含まれる不確定性に対する感度分析の結果は次の通り。

需要予測	割引率10%における 純便益、M\$百万	経済的内部 収益率、%
高	3.0	12.4
中間	1.7	11.3
低	0.9	10.7

ムコ計画は高需要予測に対して経済的内部収益率12%以上となり高い実施可能性を示している。一方、低需要予測においても10.7%の経済的内部収益率を保持している。

ムコ計画の資本費を10%増加させた場合、経済的内部収益率は10.4%となった。ディーゼルプラントの燃料費を10%上げた場合、内部収益率は12.2%となる。反対に燃料費を10%下げた場合でも、内部収益率は10.5%を維持した。ディーゼルプラントの燃料費を1987年価格に固定した場合、7.5%の内部収益率となる。

将来の建設費や仮定に含まれる不確定性に対する感度分析の結果として、ムコは開発するに値する計画と結論づけられる。

第六章 基本設計

6.1 概要

本章に於いて先に選定したムコ水力発電計画の主要構造物の予備設計について述べる。当設計はフィージビリティスタディにおいて建設費算定上必要な精度にて行われた。

プロジェクトの基本諸元は前章での最適計画の検討結果より以下の通り得られている。

－取水池の満水位	：	標高90.0m
－取水池の最低取水水位	：	標高87.0m
－常時使用水量	：	6.3m ³ /秒
－最大使用水量	：	18.8m ³ /秒
－最大使用水量時の放水水位	：	標高73.0m
－最大使用水量時の総落差	：	17.0m
－発電設備容量	：	2.32MW (1.16MW×2)

当プロジェクトは取水口を内包してムコ川に築造する高さ23mのゲート付き取水ダム、長さ44mの鉄管路及び設備容量2.32MWの発電設備を含む。発電機器台数は系統の信頼性及び水車・発電機の補修を考慮し2台とした。当プロジェクトは更にカピット変電所まで電力を送る延長35km、電圧33kVの送電線及び既設の道路とダム地点を結ぶ延長7kmの進入道路を建設する。

6.2 主要構造物の設計

6.2.1 計画地点の状況

ダム地点は狭窄部の上流120mに位置し、河川幅約40m、河床標高約72.0mである。計画地点の地山勾配は左岸側で約40°、右側で30°から50°である。急流が2ヶ所にあり、

1つはダム軸の上流約40mに、もう1つは下流60mの位置にある。

主要構造物となる取水ダムや発電所の基礎は薄い砂岩の層をはさんだ頁岩より成り、表土の深さは左岸で約10m、右岸で5mである。この地質状況は狭窄部とダム上流にある急流との区間に於いては同じ状況にあると思われる。基礎となる頁岩は僅かに風化しているか新鮮で、十分良好な地質状況にある。従って地質の面から見て工事の上で大きな問題はないであろう。

6.2.2 取水ダム

取水ダムはムコ川の河川水を貯留・日調整して発電に供することを目的とする。取水ダムの位置は左岸の緩やかな斜面を発電所とする様に決められた。余水吐は自然河道内に設け、余水吐から放流された高速流によって川岸の斜面崩壊などの被害を与えないものとした。又基礎処理としてカーテン、コンソリデーショングラウトを考慮に入れた。

図6.1に取水ダム及び付帯構造物の一般概要を示してある。

設計概念

取水ダム及び関連構造物の設計は以下の概念により進められた。

- a) 構造物の基礎は堅固で水密性を有する。
- b) 取水ダムにゲート付きオリフィス（排砂門）を設け、その敷高は現河床標高として湛水池内の堆砂位を出来る限り低く抑える。
- c) 取水池内の堆積土砂は洪水時に排砂門ゲートを開いて排砂する。
- d) 大きな洪水は越流余水吐より放流する。

取 水 ダ ム

満水位標高90.0mは5.2節で述べた如く出力2.32MWを8時間ピーク運転するのに必要な貯水容量360,000m³を基にして決定された。

余水吐の型式は経済性の比較検討よりゲートを有する越流せきとした。

以上の結果に基き取水ダムの基本諸元は次の通り求められた。

a) ゲート天端標高：満水位 + 0.5m = 標高90.5m

b) ダム天端標高：満水位 + 2.0m = 標高92.0m

c) 余水吐ゲート：12.5m幅、8.5m高、2門

上記ダム天端標高は200年再起確率の設計洪水量1,135m³/s（第二巻付録Ⅲ参照）が余水吐上を越流する時の洪水位標高90.601mに対して約1.4mの余裕高を有する。

更に取水ダム下流の河床はコンクリート護床工で保護し、ダムの安定を損う余水吐からの越水による洗掘に対処する。

取水ダムの安定

取水ダムの安定は転倒、滑動及び基礎の地耐力に対して検討した。転倒に対しては合成力の作用点がダム基礎幅の中央3分の1内に入るよう検討した。更に滑動に対して取水ダムは十分な抵抗力を持たせて設計した。これ等の安定計算に於いて水平地震係数0.05gを考慮した。

取 水 口

取水口は左岸側取水ダムの直上流に設け、ダム低部の開口部より定期的に排砂し、取水

口近傍の堆砂位を出来る限り低く抑える。

取水口敷高は、取水水位が低水位87.0m迄下がっても鉄管への空気連行が生じないだけの水深がとれる様標高79.0mとした。

転流工

本計画の施工法は半川締切り工法による。

一次転流は仮締切ダムの盛立てにより左岸側の作業領域を囲んで行い、残った右岸側の河川断面を転流用水路として使用する。

2次転流は一次工事で築造されたダムの低部開口部を通して行い、右岸側の作業領域はコンクリート及び盛立てによる仮締切ダムで囲む。エプロン上の隔壁は2次締切ダムの一部として利用する。

転流工は小規模なコンクリート構造とし、2年再起頻度に当る設計洪水量 273m³/秒 (第二巻付録Ⅲ参照) に対して計画した。

6.2.3 鉄管

鉄管は取水口から水車中心まで延長44mであり、その中心は余水吐の左岸導流壁から9m離して設けてある。鉄管は支持・保護の為コンクリートで被覆し、水車2台に合計18.8m³/sの水を導水する。

鉄管径は次の要素を考慮した経済比較の上で決定した。

- a) 建設コスト
- b) トンネル内の損失水頭により生ずる損失エネルギー価値
- c) 維持管理費

比較した結果設計通水量 $18.8\text{m}^3/\text{s}$ に対する経済的管径は 3.0m と決定された。

当鉄管の板厚は、水撃圧を含めた最大水圧が 26m と小さいため、内圧によらず、据付、運搬時の変形の面から規定した最小板厚により決定されている。鉄管にはSMクラスが使用され、内径 3.0m 、板厚 10mm である。

6.2.4 発 電 所

発電所は取水ダム直下流の左岸に位置する。開閉所は発電所背面の埋戻した上に設けられている。発電所は合計 2.32MW で2機の発電設備を収納しており、鉄筋コンクリート構造の半地下式である。コンクリート工事に続き発電機器をモノレール巻上げ機により据付ける。放水路は隔壁を持ったボックスカルバート構造でその上を埋戻しする。

発電所の概要を図6.1に示し、より詳細を図6.2に示す。

6.3 機 械 設 計

6.3.1 ゲート及びトラッシュラック

固定ローラー型は最も一般的であり中規模ゲートの典型的なもので、かつローラーゲートやフラットゲートなど他の型式に比べコストはほとんど変わらない。従って当フィージビリティスタディでは本プロジェクトのゲートに固定ローラー型を採用した。以下にゲート、トラッシュラック及びバルヴの型式及び諸元を示す。

余水吐ゲート

型 式 : 固定ローラー型
門 数 : 2 門
寸 法 : 8.5m 高、 12.5m 幅
巻上げ機 : 固定型ワイヤロープ巻上げ機

土砂吐ゲート

型 式 : 固定ローラーゲート
門 数 : 1 門
寸 法 : 6 m高、5 m幅
巻上げ機 : 固定型ワイヤロープ巻上げ機

取水口ゲート

型 式 : 固定ローラーゲート
門 数 : 1 門
寸 法 : 3.0m高、3.0m幅
巻上げ機 : 固定型ワイヤロープ巻上げ機

ドラフトチューブゲート

型 式 : スライドゲート
門 数 : 1 門
寸 法 : 2.1m高、2.5m幅
巻上げ機 : 走行型モノレール巻上げ機

トラッシュラック

型 式 : 固定型
組 数 : 1 組
寸 法 : 12m高、6 m幅
バー間隔 : 50mm

入 口 弁

型 式 : 蝶形弁

台 数 : 2
直 径 : 1.75m
作 動 : 油圧シリンダー型

6.3.2 鉄 管

取水口から水車2台の入口弁に至る間1条の鉄管を設ける。鉄管は延長44.0mで管本体、漸縮管、分岐管、曲管、マンホール、水止め及びスラストカラーその他より成る。

概要は次の通りである。

型 式 : コンクリートで被覆され、Y分岐を有する
条 数 : 1 条
管 径 : 3.0m (Y分岐後は 2.1m-1.75m)
長 さ : 44.0m

6.4 発電機器設計

6.4.1 発電機器及び付属機器

発電機器の設計緒元は以下の通りである。

(1) 満 水 位 : E L. 90.00m
(2) 最低運転水位 : E L. 87.00m
(3) 最大使用水量 : 18.8m³/sec
(4) 放水路水位 (最大使用水量時) : E L. 73.00m
(5) 基 準 落 差 : 14.98m

水車及び発電機を、上記条件を基に設計した結果を、以下にまとめる。

(1) 水 車

付与された設計諸元より、この領域ではプロペラ水車が、一般的に採用される。プロペ

ラ水車は、カプラン型とチューブラ型に分類される。さらに、チューブラ水車は、バルブ型とS型チューブラ型水車に分けられる。各水車の価格及び保守の容易性等から判断し、下記を採用することとした。

(a) 型式	:	横軸、S型チューブラ
(b) 台数	:	2
(c) 定格出力	:	1,210KW
(d) 定格回転数	:	429rpm

(2) 発電機

(a) 型式	:	横軸、回転界磁形交流発電機
(b) 台数	:	2
(c) 定格出力	:	1,160KW
(d) 発電機容量	:	1,500KVA
(e) 定格電圧	:	6.6KV

発電所に設置する主な付属機器は、次の通りである。

- 10トンモノレール・ホイスト 3台、及び
- ゲート及び発電所補機の非常用予備ディーゼル発電装置 1台

6.4.2 屋外開閉所

セントラル方式とし、発電機2台に対し、3,000KVAの主要変圧器1台を設置する。

さらに、関連33KV開閉所機器（しゃ断器、断路器、避雷器等）も、開閉所に据付けることとする。

6.5 送電線及び変電所

6.5.1 送電線

カビット電力系統は現在、他の系統とは連系されておらず単独系統となっている。ディ

ーゼルにより発電された電力は、11KV配電線で供給されており、配電線はカピット市街の周辺にのみ、設置されている。

33KV送電線をムコ発電所と、図6.3に示す如く、カピットの南5kmにあるロング・ハウス（ルマ・タジョク）近くに計画される変電所の間に建設する。電力系統は図6.4に示す通りである。送電線長は35km、このうちムコ発電所からの15kmはムコ川に沿い、ジャン川を横断する。変電所までの残り20kmはゴラム山の北側山ろくに広がる平坦地のルートをとる。送電線の最高点は、標高600mである。

33KV送電線には、ペリアン（鉄木）と呼ばれる木柱を採用する。ペリアン材は100年以上の使用に耐え、現地調達でき、かつ据付けが簡単である。

送電々力 2,320KWと35kmの送電距離より、下記事項を考慮し、33KVの送電々圧を選定する。

- (1) S E S C O送配電線の標準電圧は、11、33、132及び275KVであること。
- (2) 送電線ルート上に近在するロングハウスに対し、柱上変圧器により、33KVから11KVに分岐をとることが出来る。

6.5.2 変電所

カピットの南5kmのサイトを、新設変電所の候補地点とする。

ムコ発電所よりの発生電力を受電するため、新規に11KV配電線を本変電所に引込むこととする。変電所主要機器は以下の通りである。

— 3,000KVA 変圧器	1 台
— 33KV開閉機器（CB、DS及びLA）	— 式
— 11KV配電線用屋外キュービクル	— 式
— 制御盤（直流盤を含む）	— 式

変電所の機器配置の概略を図6.5に示す。

第七章 施工計画と積算

7.1 施工計画と工程

7.1.1 一般

ムプロジェクトに関するエンジニアリング・サービスを除く全ての業務は基本的には事前資格審査を含む国際競争入札によって選定された業者により行われる。

プロジェクト業務の実施形態は次の通りである。

- 主要土木工事 : 国際競争入札
(河流処理、ダムと取水口、水路、
発電所(建屋を含む)、放水路、
排水路と道路)
- 金物工事 : 国際競争入札
(ダム、取水口と水圧管路)
- 発電設備 : 国際競争入札
- 送電線と変電所 : 国際競争入札
- エンジニアリング・サービス : 特 命
(詳細設計と施工監理)

7.1.2 工程

1. 建設期間

プロジェクトの建設期間は1987年初めより起算して8年と計画されている。最初の5年間で、建設資金の調達、エンジニアリング・コンサルタントの選定、詳細設計と入札が行われ後半の3年で建設工事が行われる。

建設資金の調達は、サラワク電力公社プライムミニスター部経済計画局により行われる。プロジェクトを完成させるためには、次の基本的な工程が守られなければならない。

- a) 資金調達 : 12ヶ月

(1988年6月～1989年5月)

b) エンジニアリング・サービスの契約	:	3ヶ月	(1989年6月～1989年8月)
c) エンジニアリング・サービス (詳細設計)	:	15ヶ月	(1989年9月～1990年11月)
d) 事前資格審査(入札、契約)	:	3ヶ月	(1990年12月～1991年2月)
e) 入札と契約	:	10ヶ月	(1989年3月～1991年12月)
f) 建設工事	:	36ヶ月	着工 1992年1月 竣工 1994年12月
g) 発電開始	:	1995年1月始め	

プロジェクトの全体工程と仮設備一般平面を図7.1と7.2に示す。プロジェクトの建設に対して要求される補償は、工事開始前に、SESCOによって解決されていることが必要である。

2. 各年毎の工事実施概要

a) 工事第一年(1992年1月～12月)

最初の約6ヶ月で進入道路、宿泊設備の建設、ディーゼル発電機の据付け等の準備工事が行われる。

準備工事終了後直ちに転流のための河床拡幅をするためにダム右岸の掘削を開始する。同時にダム左岸上部の掘削も行われる。

b) 工事第二年(1993年1月～12月)

河床拡幅後、河流処理のため、コファードムとコンクリートよう壁が建設される。ダム左岸と水圧鉄管、発電所、放水路など構造物の基礎の掘削は、最初の9ヶ月で完了する。引続いてダム左側部分と他の構造物のコンクリートが打設され、続いて水圧鉄管、取水口ゲートと土砂吐ゲートが据付けられる。

ダムの左側部分を完成後、河流処理のため、新たにコファードムが建設され、ダム右側

部分の締切りと河流の土砂吐き通過による左岸側への転流が行われる。

ダム右岸側の掘削は、第二年第十一月（1993年11月）までには、完了する。引続いてダム右側部分のコンクリート打設が開始される。

発電設備、送電線と変電所の工事は、第二年第十一月（1993年11月）より始まる。

c) 工事第三年（1994年1月～1994年12月）

ダム右岸部分は、第三年第五月（1994年5月）までには完成される。引続いてコファードムが取り除かれる。

発電設備、送電線と変電所は、第三年第十月（1994年10月）までには、完成される。

貯水池湛水は、第三年第十一月（1994年11月）に開始される。引続いて水路充水と有水試験が開始され第三年の末までに終了する。

商業運転は、1995年1月始めより開始される。

7.1.3 施工計画と方法

1. 進入道路

ラジャン川沿いで、ソン町の約10km上流に木材積み出し港がある。この港までは舟運により建設資材、機械、設備の輸送が可能である。

木材搬出用道路がこの港よりプロジェクトサイト6kmの地点まで伸びている。木材搬出用道路は建設資材、機械、設備を運搬するには、十分広い幅を持っており、また、維持監理が良く行われているため、この道路はプロジェクトサイト側1.5kmを除いて、改良することなく、プロジェクトの運搬道路として、使用可能である。

木材搬出用道路からプロジェクトサイトまで、7kmの進入道路が建設される。

—— 進入道路の建設	: 7 km
—— 既設道路の改良	: 1.5 km
—— 橋梁の建設	: 20m × 1 10m × 1

2. 工事プラント

総コンクリート量は、約25,000m³である。コンクリート打設量と工程より、骨材及びコンクリートプラントは、次のようになる。

プラント	能力	数量
骨材プラント	30 t / hr	1台
コンクリートプラント	24 m ³ / hr	1台

3. 河 流 処 理

取水ダムの規模と河川の地形状況を考慮すると工事期間中の河流処理は、半川締切で行われるだろう。

河川処理計画は図7.3に示す。

4. 取 水 ダ ム

取水ダムの建設順序は、図7.3に示す通りである。

ダムの右岸は、河流処理を行うために掘削される。

コfferダムで左岸を締切り、河流を右側に転流後、左側の全ての掘削工事と大部分のコンクリート工事が行われる。次にコfferダムで右岸を締切ることにより右側の掘削とコンクリート工事が行われる。右岸の締切り中、河流は土砂吐門を通して転流される。

掘削量は約30,000 m³である。この掘削工事は約11ヶ月で行われる。この工事に使用される重機は、リッパー付き21トンクラスブルドーザー、0.7 m³クラスバックホー、10 m³クラスローラードリルとレッグハンマーである。

取水ダムのコンクリート量は約17,000 m³であり、この打設は約12ヶ月で完了する。

ダム本体コンクリート及びその他構造物のコンクリートは20トンクラストラッククレーン及び60 m³ / hrクラスコンクリートポンプによりそれぞれ打設される。

ダム打設ブロックは、幅10 m、リフト高1 mから2 mを標準とする。

ゲート据付けは、コンクリート打設期間内に20トンクラストラッククレーンによって行われる。

5. 水 圧 鉄 管

水圧鉄管の掘削は、ダム掘削と同じ機械を使用して行われる。コンクリートは、60 m³ / hrクラスコンクリートポンプにより打設される。

水圧鉄管の据付けは、コンクリートの打設に合わせて行われ、約3ヶ月で完了する。

6. 発 電 所

発電所の掘削は、ダム掘削と同じ機械を使用して行われる。基礎と側壁コンクリートは、先に打設され、発電設備機器の設置を容易にするための空間が発電所周辺に確保される。柱と床コンクリートは、後に打設される。

水車や発電機のような発電機器は、天井クレーンによって据付けられる。

7.2 積 算

7.2.1 建設工事費

1. 一 般

ムコプロジェクトの建設工事費は、最近の建設技術が使用されるという条件の他に更に、プロジェクト地点の地質状況、工事規模、工程を基に積算されている。

工事費の積算は、パタンアイプロジェクト（108MW、1985年）、ミニハイドロプロジェクト（50～1,000KW、1982年～1989年）とマレイシアにおける他のプロジェクトを参考にして行われた。

2. 建設工事費

a) 積算基準

積算は、次の基準により行われた。

—— 積算時点は、1987年12月とした。

外貨交換レートは、1987年12月マレイシアにおける一般的なレートであるU

S \$ 1.00 = M \$ 2.50としている。

—— 建設工事費は内貨と外貨に分けられている。内貨部分は、主に労務費、国産資材費、国内輸送費と据付費である。

一方、外貨部分は、主に輸入資材、設備、機械費とエンジニアリング・サービス費用である。

—— 洪水吐ゲート、水圧鉄管等の水理設備、電気・機械設備等には、輸入税は免税となるものとする。

—— エンジニアリング・サービスと管理費は、それぞれ直接工事費の10%と5%とする。

—— 予備費は、直接工事費、エンジニアリング・サービス費と管理費の合計の15%とする。

—— 土地代は必要ないものとするが、土着民の慣習権利に対する補償費は、全プロジェクト地域を対象に見積られている。更にまた送電線のための優先権費用も見積られている。

b) 積算

(1) 準備工事

—— 進入道路

道路建設費と道路改善費は、サラワクにおける道路建設の契約書を参考にして積算された。

—— 宿泊設備

SESCOの職員とコンサルタント技術者のための宿泊設備費用は、宿泊設備建設の契約を参考にして積算された。

—— 現地調査

詳細設計のための地質調査と地形調査の費用は、このフィージビリティ調査において実施されたボーリング、地形図作成、弾性波探査等の工事費を参考に積算された。

(2) 土木工事

マレーシアにおける類似プロジェクトの建設工事費を調査・検討した結果、サラワク州で建設完了あるいは建設中のバタンアイプロジェクトとミニハイドロプロジェクトの建設工事費を主として参考にして、土木工事費の積算を行った。ムコプロジェクトにこれらプロジェクトの建設工事費を参考にするに際しては、現場状況、建設条件、労務費、資材費、機械費等を考慮した。

土木工事の主要工種の費用は、数量を基に計算した。

予備設計段階では、雑項目の工事費は、一式で加えられた。

(3) 水理設備

ゲート、スクリーン、除塵機、水圧鉄管などのすべての水理設備は、輸入される、また、これら設備の供給にかかる費用は、各設備の数量と単価より積算された。単価には、材料、加工、輸送と据付にかかわるすべての費用が含まれている。

(4) 電気・機械設備

水車と発電機は輸入され、これら設備の費用には、輸送、保険と据付に関する費用が含まれている。一方、変圧器と付属設備については、国内産が使用される。

(5) 送電線と変電所

送電線と変電所の設備の大部分には、国内産が使用される。

c) 建設工事費

プロジェクトの建設工事費は、外貨M\$ 18,255,497、内貨M\$ 9,222,563、合計M\$ 27,478,060と見積られる。建設工事費と詳細見積りを、それぞれ表7.1と表7.2に示す。

7.2.2 建設工事費の年資金展開

工程にもとづいて外貨と内貨で建設工事費の年資金展開が算定されている。資金展開は表7.3に示されているが、要約すると以下ようになる。

年	外貨分 (M\$)	内貨分 (M\$)	合計 (M\$)
1992	2,227,777	2,433,139	4,660,916
1993	9,185,620	4,270,468	13,456,088
1994	6,842,100	2,518,966	9,361,066
合計	18,255,497	9,222,563	27,478,060

第八章 プロジェクト評価

8.1 経済評価

8.1.1 評価方針

ムコ小水力発電計画の評価は、従来の代替火力法を使用せず、本計画が将来一つの電力供給源になるカピット電力供給システムに基づく。在来法、つまり最適代替火力による評価はその選定の適宜性に問題があったが、本計画の評価では、小水力が投入される場合の将来におけるカピット電力供給システム形成に必要な投資を費用とみなし、小水力が投入されない、つまりディーゼル・プラントからなる同システム形成に必要な投資を便益とする。便益算定の根拠を小水力を実施する場合におけるディーゼル・プラントからなる供給システムに必要な投資金額の費用節約にもとめているので、在来法と考え方は同一であるが、在来法より有利な点は評価をシステム全体で検討することによって、最適代替火力の選定という問題を考慮する必要もない上に、評価基盤が将来のある一定した投入計画期間に基づいているので費用-便益分析の精度がより高い点にある。

第五章における本計画最適規模の策定で記述したように、ムコ小水力を投入しない場合とする場合のカピット電力供給システムを形成するディーゼルプラントの組み合わせ、及びディーゼルと小水力の組み合わせは、1987年から2010年までの電力需要に見合うように選定されている。評価期間は、小水力の経済寿命（プロジェクト・ライフ）を考慮に入れて、1987年から50年間とする。評価過程として次に示す手順に従った。

- (1) 先ず、最小費用法に基づきディーゼル・プラントからなるシステムを形成する各ディーゼル・プラントの組み合わせの中から最小費用のシステムを選定する。
- (2) 次に、小水力が投入されるシステムでは、最適規模策定の後、その投入時期を替えることによってそのコスト・パフォーマンスを検討し、便益と費用の差を最大とするシステムを最小コストのシステムとして選定する。

(2)の段階で純便益がプラスである限り、ムコ小水力を将来投入する妥当性が証明できる。システムに基づく経済評価は、資本の機会費用が10%であることを仮定して、それと経済内部収益率との比較で検討する。

即ち、第五章で感度分析をも含む評価が記述されているので、本章では経済評価に必要な基本事項に絞って述べる。

8.1.2 条件・仮定

(1) 経済費用算定のガイドライン

外貨分の資機材の価格算定は、基本的にそれらのマレーシア国内における生産能力を考慮して輸入することが必須であることを前提条件として、クチン港到着価格(c i f)に基づいている。

内貨分の中で輸出入の実績をもつ資機材は貿易材とみなし、それ以外の範中に入る物を非貿易材と考慮した。従って、表8.1に示す市場価格から経済価に調整する交換係数の使用に関して、貿易材では輸出入の実績に応じて係数の選択をして、両方の実績がある場合は“合成”の欄にある係数を使用した。

本章で規定する市場価格は、移転収支項目(税)を除いた価格とする。

未熟練労働者の経済費用は、プロジェクト地区に住むイバン族に焦点をあて、彼らの生存維持に必要な食費に相当する賃金を経済費用とした。

ムコ小水力計画実施によって予想される経済補償費用は、踏査の結果、プロジェクトによって地域経済に逸失対象となる市場性をもつ物が見あたらないので経済補償費用は零と決定した。

(2) 経済費用算定

第七章で算定した本小水力の建設費用を資機材、建設用の材料、及び労務費に再分解し、先ず税金を控除する作業から始めた。税金控除の対象は内貨分の建設用材料で、材料費の中で相応分を占める材料とその他に分けて、税率を各々に応じて適用して税額分

を削除した。

経済費用は、(1)のガイドラインに基づき次のように算定した。

- 資機材価格は、第七章でもクチン港到着価格で積算しているので、経済費用に交換する必要はない。
- 建設材料に適用される交換係数は、(1)のガイドラインで述べた通りである。
- 内貨分に入る資機材に関しては、表 8.1 に示す“投資材”に相応する交換係数 0.85 を使用した。
- 経済労務費用は、(1)のガイドラインに基づき、一日当りの労賃を市場賃金の 20% に相応する M\$.6 とした。
- 未熟練労働以外の労務コストは、非貿易材サービスの“建設”の欄に相応する交換係数の 0.77 を使用した。
- 管理費用に適用される交換係数は 0.8 とした。
- 最後に、維持・運転費用は、直接経済建設費用の 1% とした。

ムコ小水力の経済建設費用の一覧表を表 8.2 に示す。

ディーゼル・プラントに適用される交換係数は以下に示す考え方に基づき決定した。

- プラントの資本費用に適用される表 8.1 に示す“投資材”に相応する 0.85 を使用した。
- プラント運転に必要な燃料費は“原油”の欄に示す交換係数 0.86 を使用した。
- 維持・運転費用に適用される交換係数は、同費用を構成する労務・必要資機材そして燃料費の割合とその交換係数を検討して、0.97 と仮定した。

上記の経済費用は 1987 年価格で算定し、特に燃料費に関しては将来における実質伸び率も考慮して、国際復興銀行の“商品の価格予想”を参照して将来の価格を 1987 年価格レベルで算定した。

(3) リード・タイム及び建設期間

便益・費用の評価基盤をシステムに置く上で重要なことは、本計画が物理的にいつ運転開始可能か、又運転開始までに至る諸作業への考慮である。

本計画建設開始までの期間（リード・タイム）に必要な作業として、F/S調査、詳細設計、入札に必要な諸手続きが挙げられる。更に3年の建設期間を加えるとムコ小水力の運転開始は1995年と予想される。

8.1.3 便益分析

8.1.1節で前述したように、便益は最小費用法によって選定されたディーゼル・プラントからなるカピット電力供給システムに基づく。選定された同システムの投入計画（投入時期と各プラントの規模）は以下に示す通りである。

No	運転開始年	規 模
1	1989	0.3 MW
2	1991	0.4 MW
3	1994	0.5 MW
4	1996	0.5 MW
5	1997	0.5 MW
6	2001	0.5 MW 3台
7	2003	0.5 MW
8	2004	0.5 MW
9	2006	0.5 MW
10	2007	0.5 MW
11	2009	0.5 MW
12	2010	0.5 MW

プラント番号1と2は、実施機関（SESCO）で既に計画案に載っている。ディーゼル・プラント償却期間15年を考慮に入れて、投資期間（1987～2010）内に償却対象となる

プラントは更新するよう上記プログラムに組み入れている。

評価期間は50年間（1987～2036）に及び長い期間なので、投資期間内に新規設置されるプラントの更新費用を2010年以降に発生させた。更新費用は初期投資の90%と仮定した。以上の仮定に基づいて算定された最小費用法による同システムの現在価格は、割引率10%で38.18マレイシア百万ドルとなる。

8.1.4 費用分析

費用は、最小費用法に基づいて選定されたムコ小水力が投入されるカピット電力供給システムに基づく。同プロジェクトの運転可能開始年が1995年からなので、同最適規模計画の投入時期を1995年から1998年までの4年間に焦点を当て最適投入時期を検討した。

各投入年毎の同計画が投入されるカピット電力供給システムにおける投入プログラムを表8.3に示す。割引率10%を採用した場合での各投入年毎のシステムの現在価値は以下の通りに算定された。

1995年	36.44マレイシア百万ドル
1996年	36.05マレイシア百万ドル
1997年	35.96マレイシア百万ドル
1998年	36.01マレイシア百万ドル

上記の結果より、最小費用となる投入年度は1997年で、その費用は35.96マレイシア百万ドルである。

8.1.5 経済評価

便益と費用の差は、より正確に言えば、ディーゼル・プラントからなるシステムと本計画が投入されるシステムの各々の現在価値の差である。割引率10%以下における便益と費用の差を以下の表に示す。

投入年	差	E I R R (%)
1995	1.74	11.3
1996	2.13	11.9
1997	2.22	12.1
1998	2.17	12.3

ムコ小水力の最適投入時期は、既に8.1.4節で検討したように1997年であるが、これは、便益と費用の差を最大にさせる年でも正当化される。

しかし、各投入年毎の便益と費用の差が僅差であることが上記の表で判明したので、最適投入年の概念に必ずしも固執する必要がない。本計画の早期実施が望まれる以上、1995年に運転開始を設定することに異論はない。実際、上記の表の結果では、同年運転開始の場合の経済内部収益率は11.3%で資本の機会費用（10%）より高いので経済性の妥当性は保障される。1995年を投入時期とするカピットシステムのコストと便益のキャッシュ・フローを表8.4に示す。

以上述べた便益・費用を算定する上で重要な仮定の一つとして、将来の燃料費の実質伸び率を考慮に入れていた。表8.4に示すように便益のキャッシュ・フローの中で、燃料費の割合が大きいため、燃料費が現状価格で推移すると仮定する場合、E I R Rに与える影響は多大であると考えられる。以下に示す表では、燃料費が上昇する場合、しない場合に分け、各割引率毎の便益と費用の現在価値を算定した。

割引率	便 益		費 用	
	上 昇	現 状	上 昇	現 状
7 %	60.2	45.1	50.8	44.1
8 %	51.1	38.8	50.0	39.6
9 %	43.9	33.8	40.3	35.8
10 %	38.2	29.8	36.4	32.7
11 %	33.5	26.5	33.1	36.0
12 %	29.8	23.8	30.4	27.7
13 %	26.6	21.5	28.1	25.8

上記の表より明らかなことは、便益の減少率が費用のそれより大きいことである。従って、燃料費が現状価格で推移するという仮定は、最終の経済評価に悪影響を及ぼす。算定されたEIRRは7.5%という結果に終わった。

8.2 財務評価

8.2.1 財務分析の目的

本節では、ムコ小水力発電計画の財務上の妥当性と、本計画建設に要する外貨及び内分を実施主体（SESCO）が借款及び自己融資する場合における返済能力及び融資能力を検討する。財務上の妥当性は財務内部収益率（FIRR）で、返済及び融資能力は、種々の条件を仮定して検討し、また実施主体の財務健全性に及ぼす影響も考察する。

以上述べた財務分析を行うに当り、同分析に必要な条件と仮定を設定する必要がある。以下、その主な項目を次節に列記する。

8.2.2 条件・仮定

(1) 建設費用

第七章で本計画建設及びその運転・維持（直工費の1%）に必要な費用を1987年価格で積算しているため、本節では、財務分析上必要な運転開始年までの物価上昇率を外貨と内貨とに分けて検討する。外貨及び内貨に適用される将来の物価上昇率は以下の通りである。

単位：%

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
外貨	1.0	1.0	1.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
内貨	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

外貨に適用される物価上昇率は国際復興銀行推定に基づき、先進工業国の主要製造業品目の物価上昇率インデックスの加重平均を参照した。内貨分に適用される物価上昇率は、サラワク州の消費者物価指数とその変動に影響を及ぼす要素、特にマネー・サプライの動向に焦点をあてて検討した。現状下で考えられる連鎖反応、原油価格の下落→公共予算・投資の縮小→マネー・サプライの変動→消費者物価指数の変動を考慮に入れて、単純に、消費者物価指数の動向は、原油価格の変動に影響されるとの仮定で内貨分に適用される物価上昇率を検討した。

以上を検討し試算した結果、本小水力計画の財務コストは、M\$ 30,687,420でその内物価上昇変動費はM\$ 3,209,360である。財務コストの外貨と内貨の内訳は、前者はM\$ 21,040,990で後者はM\$ 9,646,430と算定された。

(2) 電力料金設定

将来時点の電力料金設定は本計画の財務妥当性（FIRR）に大きく影響を及ぼすので現状下における料金設定の背景を熟知しておく必要がある。先ず以下に示す表にサラワク州全体及びカピット地区における過去数年の平均電力料金の推移を表記する。

	単位：M\$/kWh						
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
カピット	0.29	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.32
サラワク	0.23	0.29	0.29	0.29	0.29	0.30	0.28

上記の表より、カピットとサラワク全体における1980年代初期5年間に亘る平均電力料金はM\$ 0.34/kWh, M\$ 0.29/kWh を中心に推移している。カピット地区の平均電力料金がサラワク全体のそれよりも高い原因として、一つにはディーゼル・プラント運転に必要な軽油が比較的高いこと、その他の原因として、カピットは大消費地区ではないので、経済学上の“規模の経済”が適応しにくく、勢い平均電力コストが高いと思われる。

以上の電力料金の背景を理解した上で、将来の料金設定を2～3の推定方法で算定してみよう。先ず消費者が支払うべき費用回収方法が挙げられる。費用回収方式で設定する料金はカピットシステムに投入される全てのプロジェクトの総計コストの現在価値を電力販売量の現在価値で除した値である。以下の表に各割引率毎のコストと電力販売量の現在価値と料金を示す。

割引率 (%)	コストの現在価値 (M\$)	電力販売量の84 現在価値 (kWh)	平均コスト (M\$/kWh)
4	89,759,210	249,744,226	0.36
6	65,022,290	168,109,712	0.39
8	45,894,956	120,388,307	0.41
10	39,997,210	90,805,538	0.44

上表より理解できることは、例えば将来の電力料金がM\$ 0.44/kWh である場合、本小

水力の財務内部収益率 (FIRR) は10%である。

SESCO自身の財務健全性を維持する一つの指標として、ROR (稼働下の平均固定試算に対する投資回収率) を最低10%維持する方針がある。RORとFIRRは投資回収率という意味では同一線上にあるので、もし本計画の投資回収率 (FIRR) を少なくとも10%にするためには、料金設定は自動的にM\$0.44/kWhとなる。しかし、M\$0.44/kWhは現行料金体系と比較すると非常に高いので再度別の料金推定方法で検討する必要がある。

2番目の推定方法として、現行料金を原油価格又は国内消費者物価指数の上昇率に比例させて上げる方式である。この方法で算定された電力料金はそれぞれM\$0.42/kWh、M\$0.42/kWhと試算された。

しかし、以上の方法で算定された電力料金が本計画に適用できる料金設定であるか否かを実施主体の将来における財務状況 (表8.5) を考慮に入れて判断する必要がある。

1995年時点での財務状況予測はSESCO内のシステムプランニングディビジョンシミュレーションに基づいている。この予測結果は将来の電力料金が現行のそれと同じであることが基本条件であり、同年時点における基本財務指標RORとデット・サービス・レーシオがそれぞれ10%及び1.5倍以上の結果に落ち着いているので、将来の料金は現行レベルでも十分納得いく結果となっている。ここで一つ付け加えておくべき重要な仮定は、予測財務表にバクン水力発電計画が組み入れられていないことである。以上の考察より、将来電力料金が上がる可能性は、非常に少ないことが理解できる。

従って、電力料金をM\$0.44/kWh、又はM\$0.42/kWhに設定する適宜性はないと判断、料金体系は現行レベルで推移し、その上限をM\$0.34/kWhに設定した。

(3) 資金源と融資上の条件

実施主体が今まで関与したいくつかの水力発電プロジェクトへの資金源は、国際機関、2国間援助、そしてマレーシア政府等である。内貨融資先の主な機関はマレーシア連邦政府と非金融機関 (例えば厚生年金と社会保障費を資金源とする非金融団体) が挙げら

れる。外貨融資先としては、国際復興銀行、アジア開発銀行、海外経済協力基金、そして民間融資団が挙げられる。以下の表に融資先別のローンに関連する条件を列記する。

資 金 源	条 件			
	金利 (%)	猶予期間 (年)	返済期間 (年)	満期期間 (年)
内貨融資				
マレーシア連邦政府	7.5	5	20	25
非金融団体	8.0	5	15	20
外貨融資				
A D B	8.0	5	15	20
O E C F	4.0	7	18	25
民間融資 (円クレジット)	5.8	2	6	8
民間融資 (その他)	5.5	2.5	5	7.5

上表の各融資機関のローンに関連する条件は1987年時点のものである。財務分析に当り、これら各種の条件が将来も同じと仮定する。ムコ小水力の内貨分はわずか9.7マレーシア百万ドルなので、内貨分に関しては融資先を考えず実施主体で十分融資できる範囲内にある。外貨分に関しては複数の融資先を考慮するほどの投資金額でない。従って、外・内貨の両方に対して融資先を選定する上での問題はないと考えられる。

8.2.3 財務分析

(1) 財務内部収益率

本計画の費用発生は前渡金等の財務条件を考慮に入れて配分している。販売電力量は、発電所内電力量と送電ロス(12%)を、電力供給量から差し引いて算定した。ムコ水

力計画による電力販売収入は、1995年より始まるとして、その時点での料金（M\$0.32/kWh）がプロジェクト・ライフ（2036年まで）中、同一であるとする。評価期間は1987年から2036年までの50年間とする。表8.6に示す収入と費用のキャッシュ・フローよりEIRRは6.7%と算定された。

もし、内貨と外貨がそれぞれマレーシア連邦政府とOECFより融資されるならば上記のFIRRは内貨に適用される金利（7.5%）より低く、一方OECFの貸出し金利よりは高い結果となる。外・内貨を一緒にした場合、FIRR（6.7%）は、外・内貨に対する総合金利（5.2%）より高い結果となる。さて、内貨が実施主体によって融資される場合は、本プロジェクトの財務上の妥当性は保障できることが判断できる。

感度分析を以下に示す条件で試算した。

		F I R R
ケース 1	料金がM\$0.34/kWhの場合	7.2%
ケース 2	費用増加 10%	5.9%

ケース2の場合FIRRが5.9%と低くなるが、総合金利よりも多少高いので、財務上の妥当性は維持できる。

(2) 返済能力と財務管理能力

返済能力は収入と元利支払い金とのバランスで判断できる。表8.7に示す財務表は、内貨がマレーシア連邦政府に、外貨がソフトローンによって融資される場合を想定している。このケースでは、収入と元利支払いのバランスが一部猶予期間を除いて負の状態が続くことが予想される。従って、累積バランスは満期期間内にプラスに転じる可能性がないと判断される。

一方、表8.8に示す財務表は内貨分を実施主体が自己融資することを想定した予測財務表で、実施主体の内貨融資及び外貨分金利支払い能力に関連する諸問題は、現状下におけるキャッシュ発生量をみる限り、重大な財務上の問題に発展することはないと判断する。バランス及びその累積が早期にプラスに転じる以上、実施主体に与える本計画の

財政上のインパクトは殆どないものと思われる。

表 8.9 に示す財務表は内貨分を実施主体が自己融資し、外貨分がハードローン(8%)によって融資される場合を想定して作成した。収入と元利支払いのバランスが一部猶予期間を除いて負の状態が続いており、表 8.7 に示した外貨がソフトローンによって融資されるケースと比較しても、累積バランスの負債状況が著しく増大することが予想される。

上記財務表はどれも本計画に対する返済状況を分析したが、以下に示す財務表は将来のカピット電力供給システムが全てディーゼルプラントで形成される場合と本計画とディーゼルプラントの組み合わせで形成される場合の2ケースでの収入と費用のバランスを示している。費用項目は運転維持費用及び定額法で算定した減価償却費、そして水力に対しては表 8.8 に示した融資条件に準じた。財務表を作成するに際して燃料費が上昇する場合と現状維持の場合に分けて予測した。

表 8.10 ; 全ディーゼルプラント	燃料費が上昇するケース
表 8.11 ; 全ディーゼルプラント	燃料費が一定のケース
表 8.12 ; 本計画を投入する場合	燃料費が上昇するケース
表 8.13 ; 本計画を投入する場合	燃料費が一定のケース

上記財務表で kWh 当りの電力料金を2セント上げた場合の年ベースでの収入と費用の正味収益を算定したが、全れのケースも負の状態、現行料金の場合と比較しても負債状況が減少する度合いが少ない。財務表から判断できる重要事項は、燃料費の上昇又は一定という仮定条件にも係らず、正味収益及びその累積バランスの結果が本計画を投入する場合の方が有利であるという点にある。この有利性は、全ディーゼルプラント又は本計画が投入される場合における燃料消費量の差異に原因があると判断する。

(3) 財務分析の結果

(1)と(2)の分析結果より、内貨は実施主体で、外貨はソフトローンを供与する融資機関で融資されることが望ましい。実施主体からみて、年ベースで推定した内貨融資と外貨

分金利の合計は最高5.0マレイシア百万ドルで、この額自体十分SESCOの財務管理能力下にある。この状況下で、満期最終年に累積額は11マレイシア百万ドルに達することが予想される。

またFIRR(6.7%)は外貨分金利(4%)よりも高いので財務上の妥当性は十分確証できる。FIRR自体が実施主体のROR目標値(10%)より極端に低いが、本計画実施に要する建設費用が多大ではないゆえSESCO全体の財務状況に及ぼす影響は僅少であると判断する。

更に本小水力の実施が有利又は、ディーゼルプラントよりも望ましいという結論は、カピット電力供給システム全体における財務状況から判断できる。

第九章 今後の調査検討

9.1 概 括

前章で述べた通り、ムコ水力発電計画は経済的にも財務的にも高い実施可能性をもつものとして評価された。そしてムコ計画は施工計画検討結果にもとずき1995年の初めに運開されることが推奨される。

プロジェクトの運開を1995年年頭とするためには資金調達後1989年9月までには詳細設計を開始しなければならない。ポスト・フィージビリティスタディ調査は詳細設計を円滑に実施するために詳細設計に先立って実施されることが望まれる。

9.2 ポストフィージビリティスタディ調査

長期流量観測を目的として量水板が開発地点近くに立てられた。水位観測は設置以来毎日定期的に行われている。さらに、水位-流量曲線を作成するために流量観測がD I D及びS E S C Oの共同チームのもと定期的に実施されている。

水文観測を増強し、信頼出来る流量データを蓄積するために、自記水位計を量水板近くに設置することが望まれる。自記水位計による水位記録は日2回の量水板観測によって裏付けられる。さらに、流量観測は水位-流量曲線の信頼おける範囲を広げるために高水時期にも実施されることが望まれる。

手動式雨量計が量水板近くに設置された。熱帯地方の降雨が局所的に起こることを考慮して、もう二つ自記雨量計が開発地点より上流のムコ川流域に設置されることが望ましい。

詳細設計は比較的短い期間で実施される。この点を考慮して、1/10,000の地形図が送電線ルートに沿って航空図化により詳細設計に先立って作成されることが望まれる。航空写真の撮影縮尺は1/25,000程度であろう。

本調査においては、コンクリート骨材の供給源として、河床堆積物および原石山開発案の2案を検討し、その利用可能量、運搬距離および物理特性を考慮して原石山開発案を提案している。しかし、本計画に対する、骨材の必要量は比較的少ない事から、市場販売ルートよりの買付けによる供給案に対する詳細調査・検討が必要と考えられる。

9.3 詳細設計

9.3.1 目的

このフィージビリティスタディ完了に引き続いてムコ計画の開発に向けて詳細設計が開始される。詳細設計に対する技術サービスの目的は次の通りである。

- (イ) 最新のデータ及び情報を集めて計画の最適開発規模決定の見直しを行なう。
- (ロ) 設計に必要なデータを得るために追加調査を実施する。
- (ハ) 建設に向けて設計図面、設計報告書、技術仕様書、予備審査及び入札書の作成、建設費算定、さらに建設の施工工程表の作成を行なう。
- (ニ) 詳細設計実施中に S E S C O 職員に対して技術移転を行なう。

9.3.2 作業範囲

詳細設計に対する技術サービスは S E S C O 職員と緊密な関係をもって実施される。

(1) 既存データの見直し

既存データの見直しとは最新の情報を集め、これに基づいてフィージビリティスタディ報告書を見直し、必要な場合は開発案及び開発規模の修正を実施することである。

(2) インセプションレポート作成

インセプションレポートは次の点を述べることになる。

- (イ) 技術サービスに対する検討及び調査方法を述べた上で作業計画を示す。

(ロ) フィージビリティスタディの見直し。

(3) 現地調査の入札書類作成

現地調査は現地業者によって実施され、次の様な作業が実施される。

(イ) 試験ボーリング及び試験グラウティング

(ロ) 弾性波探査

(ハ) 現場岩石剪断試験

(ニ) 骨材に対する剪断試験

(ホ) 材料採集場での材料収集及び試験削掘を含むコンクリート試験

(ヘ) 地形図作成

(ト) ボーリング及び貫入試験

(4) 詳細設計のための現地作業及び試験

上記(3)の(イ)から(ト)までの現地作業及び試験作業はコンサルタントの技術指導及び監督のもと現地業者によって実施される。

(5) 基本設計及び建設費見積り

基本設計及び建設費見積りは次の作業を含む。

(イ) 手法、解析方法等を考慮して詳細設計のための設計基準を作成

(ロ) 項目(4)の調査結果に基づき最適開発規模及び構造物の最終見直し及び修正

(ハ) ダム、取水口、ペンストック、発電所、発電機器、水門やペンストックの鋼構造物、送電線等の全構造物の設計の見直し

(ニ) 基本設計レベルでの建設作業工程の検討

(ホ) 基本設計レベルでの建設費見積り

(ヘ) 計画の経済的実施可能性の確認

(6) 詳細設計

詳細設計、建設作業工程及び建設費見積りは次の作業を含む。

(イ) 宿舎、修理工場、倉庫等の設計や水道、電気の設備を含めた準備作業案の作成

(ロ) 橋を含めた建設用道路の設計

(ハ) 下流への洪水予報システムを含めた仮排水路、ダム、取水口、pensストック、放水路を含めた発電所、開閉所等の構造物の詳細な設計

(ニ) 発電機器及び周辺機器の詳細な設計

(ホ) 水門、pensストック及びバルブの鋼構造物の詳細な設計

(ヘ) 木柱を含めた送電線と電機機器を含めた変電所の詳細な設計

(ト) 詳細な作業工程図の作成

(チ) 詳細な建設費見積り

(リ) 必要な場合、環境調査等の実施

(7) 入札書の作成

入札書は次の項目に対して作成される。

- (イ) 予備審査書類
- (ロ) 土木工事入札書類
- (ハ) 発電機器の入札書類
- (ニ) 鋼構造物に対する入札書類
- (ホ) 送電線及び変電所の入札書類
- (ヘ) 準備作業及び建設用道路に対する入札書類

(8) 報告書

次の報告書が作成される。

- (イ) インセプションレポート
- (ロ) 上項(3)の現地調査のための入札書類
- (ハ) 現地調査のデータブック
- (ニ) 設計基準書
- (ホ) 図面を含む設計書
- (ヘ) 建設費見積り

(9) 技術移転

コンサルタントは作業期間中 S E S C O 職員及び現地業者への技術移転に努める。

(10) 予備審査での援助

コンサルタントは業者選択の予備審査において S E S C O を援助する。

参 考 文 献

The following are a list of literatures mainly referred through the study:

1. Malaysian Meteorological Service, Micro-seismic of Malaysia and Adjacent Areas, 1983
2. Wolfender, E. B., The Geology and Mineral Resources of Lower Rajang and Adjoining Area, Sarawak Memoir II, Geological Survey Department, British Territories in Borneo, 1960
3. Drainage and Irrigation Department, Sarawak Hydrological Year Book, 1962 - 1982
4. Drainage and Irrigation Department, Estimation of the Design Rainstorm (Hydrological Procedure No. 1), 1973
5. Drainage and Irrigation Department, Estimation of Design Rainstorm in Sabah and Sarawak (Hydrological Procedure No. 26), 1982
6. ENEX Mini-Hydro Consultants, Final Report on Hydrological Study in Sarawak, March 1982
7. M+R International, Prefeasibility Study Limbang River Basin, January 1980
8. SAMA Consortium, Feasibility Report on Bakun Hydro-electric Project, November 1983
9. Snowy Mountains Engineering Corporation, Feasibility Report on Batang Ai Hydroelectric Project, December 1978
10. Toshio Takenouchi (JICA), Hydrological Characteristics of Sarawak, October 1982
11. WMO, Manual for Estimation of Probable Maximum Precipitation (Operational Hydrology Report No.1), WMO-No. 322, 1973
12. M. Sugawara, On the Analysis of Runoff Structure about Several Japanese Rivers, Japanese Journal of Geophysics Vol. 2 No. 4, March 1961
13. Department of Environment, A Handbook of Environment Impact
14. Annual Report of the Forest Department, Sarawak (1980 to 1985)
15. Kapit District Annual Report (1978 to 1980 and 1985)

16. Land Code (Sarawak Chapter 81)
17. Annual Statistical Bullentin, Sarawak
18. SAMA Consortium, Pelagus/Bakun Hydro-electric Project, Ecological Impact, July 1982
19. SESCO, 21st Annual Report, 1983
20. SESCO, 22nd Annual Report, 1984
21. SESCO, Data and Information on Small-scale Hydroelectric Power Project in Sarawak, Malaysia September 1986
22. SAMA Consortium, Master Plan for Power System Development, April 1981
23. SAMA Consortium, Recommendation for Sarawak Hydropower Development, February 1983
24. Snowy Mountains Engineering Corporation, Ulu Ai Hydroelectric Project, Feasibility Report, July 1985
25. SAMA Consortium, Bakun Hydroelectric Project Detailed Design, August 1986

付 表

表 1.1 サラワク州における設備容量、発電電力量および電力消費量

Year	Installed Capacity (KW)	Generated Energy (MWh)	Number of Consumer	Consumption (GWh)			Total
				Domestic	Industrial	Street	
1975	80,885	199,924	46,631	41,662	125,450	2,924	170,034
1976	86,602	228,555	50,138	47,337	142,415	3,432	193,183
1977	102,184	258,155	53,477	53,137	164,217	3,271	220,625
1978	138,362	301,193	61,433	56,458	198,411	3,412	258,280
1979	147,387	343,178	65,722	69,034	227,240	3,688	299,962
1980	152,755	383,319	73,212	93,270	232,502	4,194	329,965
1981	156,002	429,201	83,358	107,655	259,026	4,396	371,077
1982	189,246	483,059	94,200	120,788	286,658	4,807	412,253
1983	203,499	551,852	106,102	147,464	328,066	5,408	408,938
1984	228,508	601,987	116,107	148,295	356,279	5,806	510,379

Source : Annual Statistical Bulletin Sarawak, 1984

表3.1 材料試驗結果 (1/2)

Item of tests	Places			Value in General
	Mukoh River (TMK-6)	Tekalit River (TMK-1 - TMK-7)	Quarry (TMK-7)	
a. Fineness Modulus of Gravel (F.M.)	8.29	8.00	-	6.5 - 9.0
Fineness Modulus of Sand (F.M.)	2.95	3.10	-	2.3 - 3.5
b. Specific Gravity of Gravel	2.484	2.529	2.500	2.5 - 2.7
Specific Gravity of Sand	2.602	2.516	-	2.5 - 2.7
c. Absorption of Gravel (%)	3.53	1.34	2.49	less than 3.0
Absorption of Sand (%)	4.02	1.35	-	less than 3.0
d. Organic Impurities of Sand	passed	passed	-	
e. Scratch Hardness of Gravel (%)	38.1	7.8	2.4	less than 5.0

表 3.1 材料試驗結果 (2/2)

Item of tests	Places			Value in General
	Mukoh River (TMK-6)	Tekalit River (TMK-1 - TMK-7)	Quarry (TMK-7)	
f. Soundness of Gravel (%)	15.3	6.4	1.9	less than 12.0
Soundness of Sand (%)	16.6	8.1	-	less than 10.0
g. Abrasion of Gravel (%)	35.4	24.1	25.1	less than 40.0
h. Unit weight of Gravel (t/m ³)	1.759	1.775	-	1.5 - 1.9
Unit weight of Sand (t/m ³)	1.761	1.590	-	1.4 - 1.8

表 3. 2 調査孔およびサンプリング位置図

Sampling No.	Distance from the dam site (km)	Volume of River Deposit (m ³)	Maximum Size of particles (cm)	Type of rock	Sampling weight (Kg)
TMK-1	Down 15 Left bank	600 (400) ^{1/}	10 - 20	Shale and Sandstone	90
TMK-2	Down 22 Right bank	2,000 (1,500)	10 - 20	Shale and Sandstone	180
TMK-3	Down 25 Right bank	1,200 (800)	10 - 20	Shale and sandstone	180
TMK-4	Down 27 Left bank	1,500 (6,000)	10 - 20	Shale and Sandstone	90
TMK-5	Down 32 Right bank	1,500 (7,000)	10 - 20	Shale and Sandstone	90
TMK-6	Down 25 Right bank	3,000 (1,500)	30 - 50	Shale and Sandstone	180
	Total Volume of River Deposits	9,800 (6,200)			
TMK-7 (Rock samples from Quarry)	Left bank of damsite			Shale and sandstone	50

Note: 1/ Figures in parenthesis show the estimated volume of gravel with the grain size under 10 cm

表 3.3 環境影響調查結果 (1/2)

Item	Prediction	Evaluation
Settlement	No submergence is expected in the project area due to no inhabitants in the upstream from the damsite.	0
Land issues and compensation	About 40,000 m ² will have to be secured for the construction of such major facilities as dam, powerhouse and access road in the forest Land issues are not foreseen so far as compensation for native customary rights is properly transacted.	-L
Economic activities and social welfare	large construction labour demand is expected. Electricity will be supplied to the longhouses.	+H
Public health	It is not predicted that a vector of malaria will increase due to the creation of pondage.	0
Sedimentation	Sediment deposited in the pondage will be flushed out by the sand flush gate. Thus, the sedimentation problem is less affected.	-L

表 3.3 環境影響調查結果 (2/2)

Item	Prediction	Evaluation
Vegetation	Since only a limited area of forest is opened, the effect to the vegetation is minimal. However, afforestation will be necessary at the opened areas after construction.	-L
Wildlife	Wildlife will not be affected, since the project area is only limited.	-L
Fish and fisheries	The migration of river fish is affected with the construction of dam. Thus, a fish ladder will be provided.	-L

表 4.1 サラワク州における設備容量

Station	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
1. Kuching	42,758	42,758	42,758	77,414	77,414	77,414	77,414	77,414	91,548*	103,324*	210,908*	212,264*
2. Sibü	15,794	15,794	31,560	31,560	31,560	31,560	31,560	31,560	31,560	31,560	47,560	47,564
3. Miri	10,680	10,680	10,680	10,680	14,550	14,550	14,550	32,150	31,050	41,950	41,950	41,200
4. Bintulu	1,154	1,611	1,611	1,811	3,811	11,551	11,551	22,991	20,664	20,376	19,776	30,890
5. Sarikei	1,775	2,575	2,575	2,575	2,575	2,575	2,575	3,295	4,415	4,415	4,415	6,415
6. Sri Aman	2,095	1,949	2,024	2,078	1,478	1,074	2,474	2,474	2,534	2,534	4,184	4,184
7. Limbang	1,734	1,734	1,735	1,735	1,735	1,935	2,535	2,535	2,310	2,535	3,585	3,585
8. Kapit	437	385	529	529	729	729	654	1,054	1,254	1,164	2,363	2,363
9. Marudi	607	607	607	607	804	804	754	954	879	943	1,280	1,313
10. Lawas	223	367	381	381	536	492	548	655	786	1,775	1,775	1,775
Whole Sarawak	80,435	81,956	98,174	133,575	139,255	148,055	151,102	183,646	196,599	221,518	348,699	364,624

Remarks: (1) * Inclusive of Batang Ai.

(2) These readings do not include generating units which have been retired.

(3) Source: As per SESCO Annual Reports (Commercial Office) and the answers to the Questionnaire

表 4. 2 サラワク州における発電電力量

Station	(Unit : MWh)											
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
1. Kuching	94,998	111,746	127,026	149,736	174,426	109,720	207,674	230,048	261,034	295,458*	344,975*	377,408
2. Sibiu	39,666	43,720	48,188	55,002	60,894	67,017	73,100	80,217	88,018	91,941	101,412	104,842
3. Miri	20,793	24,550	29,255	38,474	44,231	52,338	60,688	70,224	78,053	81,186	92,343	98,901
4. Bintulu	2,678	3,141	4,161	5,618	7,930	13,299	18,631	24,996	33,615	37,908	53,481	52,240
5. Sarikei	3,580	3,962	4,745	5,655	6,418	6,996	7,910	9,016	9,718	10,234	13,375	15,607
6. Sri Aman	3,332	3,713	4,861	5,289	6,092	6,724	7,706	8,372	9,294	9,546	10,223	11,090
7. Limbang	3,253	3,679	3,965	4,526	5,033	5,567	5,993	7,506	8,781	9,462	10,609	11,596
8. Kapit	1,071	1,167	1,475	1,679	2,053	2,454	2,936	3,465	3,838	4,209	5,038	5,528
9. Marudi	1,343	1,465	1,663	1,960	2,198	2,603	2,830	3,091	3,192	3,312	3,614	4,478
10. Lawas	648	814	1,004	1,297	1,288	1,491	1,719	2,024	2,619	2,855	3,544	3,933
Whole Sarawak	176,322	203,425	232,697	277,024	317,540	355,261	398,923	451,242	513,397	563,317	656,593	706,560

Remarks: (1) * 1984, 1985, 1986 for Kuching inclusive of Batang Ai Hydropower Station
 (2) Source: SESCO Annual Reports and the answers to the Questionaire

表 4.3 サラワク州における電力消費量

(Unit : kWh)

Station	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
1. Kuching	77,676	91,590	105,226	125,261	150,888	159,334	175,329	191,954	220,586	239,067	268,351	279,878
2. Sibul	32,347	36,793	40,945	46,216	51,897	57,215	63,401	68,528	78,238	78,597	84,326	86,830
3. Miri	16,938	20,022	25,163	32,749	37,293	44,700	51,737	56,168	65,802	66,403	67,707	78,973
4. Bintulu	2,339	2,733	3,639	4,947	7,237	12,002	16,161	21,441	29,572	32,849	47,845	45,584
5. Sarikei	2,654	3,143	4,120	4,893	5,592	6,436	6,931	8,291	8,863	9,672	10,890	11,908
6. Sri Aman	2,647	3,019	4,053	4,455	5,106	5,554	6,585	7,222	7,966	8,170	8,776	9,460
7. Limbang	3,007	3,137	3,419	3,818	4,265	4,753	5,247	6,331	7,499	8,083	9,239	10,212
8. Kapit	906	987	1,259	1,453	1,779	2,152	2,584	3,038	3,398	3,689	4,611	5,045
9. Marudi	1,070	1,190	1,396	1,620	1,826	2,155	2,350	2,584	2,737	2,834	3,117	3,724
10. Lawas	548	632	776	1,018	1,076	1,254	1,422	1,688	2,175	2,338	2,835	3,058
Whole Sarawak	146,431	168,054	195,496	233,151	274,833	304,952	343,964	382,604	445,518	473,806	535,342	568,562

Source: SESCO Annual Reports and the answers to the Questionnaire

表 4.4 サラワク州における最大電力需要

(Unit : kw)

Station	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
1. Kuching	19,110	24,270	26,990	33,170	38,900	39,500	43,200	54,140	55,600	60,500	68,500	72,800
2. Sibn	8,240	9,300	10,250	11,600	12,490	14,000	15,800	17,050	18,050	19,320	20,450	20,950
3. Miri	4,140	4,840	5,560	7,860	8,210	9,380	11,100	12,350	13,810	15,300	16,500	17,700
4. Bintulu	735	940	1,240	1,468	1,955	3,080	4,197	5,409	6,532	7,200	11,500	11,650
5. Sarikei	804	826	1,000	1,270	1,325	1,505	1,617	1,910	2,060	2,480	3,030	3,260
6. Sri Aman	833	1,025	1,070	1,275	1,210	1,365	1,964	1,751	1,993	1,960	1,971	2,197
7. Limbang	963	759	877	936	1,110	1,098	1,276	1,541	1,659	1,912	2,006	2,502
8. Kapit	258	242	419	362	476	529	612	738	796	948	1,104	1,358
9. Marudi	317	319	428	413	439	499	529	800	569	661	782	925
10. Lawas	173	200	244	295	340	275	435	430	582	585	820	800
Whole Sarawak	37,325	44,693	50,048	61,053	69,070	73,635	84,147	100,580	107,194	116,939	133,507	141,408

Source: SESCO Annual Reports and the answers to the Questionnaire.

表 4.5 サラワク州における電力消費者数

Station	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
1. Kuching	20,386	21,644	23,008	26,751	27,828	30,198	32,519	36,737	40,136	44,261	48,874	49,316
2. Sibü	9,534	10,097	11,153	12,371	13,262	14,496	15,509	16,574	17,923	18,790	19,835	20,610
3. Miri	4,645	5,104	5,543	6,197	6,771	7,580	8,310	8,939	10,234	11,386	12,673	13,690
4. Bintulu	1,141	1,260	1,398	1,656	1,849	2,097	2,454	3,018	4,027	4,756	5,827	6,822
5. Sarikei	1,443	1,555	1,662	1,791	2,065	2,216	2,505	2,760	2,960	3,161	3,522	3,674
6. Sri Aman	1,421	1,568	1,631	1,742	1,878	2,184	2,386	2,637	2,801	2,966	3,203	3,307
7. Limbang	881	973	1,029	1,063	1,168	1,232	1,493	1,753	1,960	2,109	2,289	2,558
8. Kapit	432	461	492	568	649	713	742	742	817	958	1,074	1,172
9. Marudi	714	755	813	856	881	950	1,006	1,032	1,079	1,141	1,193	1,251
10. Lawas	278	311	344	395	407	443	460	595	733	764	787	1,060
Whole Sarawak	45,808	49,315	52,654	60,610	64,899	72,862	82,358	93,200	105,102	115,106	128,949	136,041

Source: SESCO Annual Reports and the answers to the Questionnaire.

表 4. 6 電力消費の内訳 (カピット地区)

(Unit: MWh)

Year	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Domestic	305	360	451	560	575	685	799
Commercial	1,605	1,948	2,249	2,433	2,691	3,352	3,407
Industrial	187	215	279	350	362	510	775
Lighting	55	61	60	55	61	64	64
Total	2,152	2,584	3,039	3,398	3,689	4,611	5,045

表 4.7 家庭および商業用電力消費量の内訳 (カピット地区)

Year	1984						1985						1986					
	No. of Consumers			Sold (kWh/month)			No. of Consumers			Sold (kWh/month)			No. of Consumers			Sold (kWh/month)		
	D	C		D	C		D	C		D	C		D	C		D	C	
January	458	346		42,252	188,109		547	417		53,996	296,078		638	433		59,240	300,074	
February	462	344		47,837	195,465		545	408		61,699	284,236		639	430		62,547	261,317	
March	461	347		42,238	196,535		560	410		45,820	244,991		637	430		59,101	266,304	
April	466	347		48,080	222,006		562	417		56,985	303,251		637	431		59,682	267,998	
May	468	376		47,057	226,534		560	414		58,226	302,252		633	430		69,928	290,002	
June	506	392		48,216	222,481		574	416		54,600	278,830		682	432		67,500	284,849	
July	513	387		46,071	222,730		573	427		54,911	269,604		690	432		69,408	283,718	
August	517	390		52,944	267,284		606	436		60,144	300,848		701	428		72,309	295,515	
September	536	394		50,097	238,755		618	431		62,514	284,712		705	431		72,042	290,023	
October	547	396		49,857	245,827		626	433		58,853	270,095		709	431		71,878	291,153	
November	546	397		52,061	256,148		629	432		57,672	269,425		711	430		71,220	294,387	
December	546	397		48,172	209,591		625	432		59,512	248,043		723	431		64,036	281,957	
Total				574,882	2,691,465				684,932	3,352,365				798,891	3,407,297			

Note: D = Domestic and C = Commercial

表 4.8 消費者あたりの年間電力消費量

(1) Domestic Sector

(unit : kWh)

Year	Average Growth Rate (1980 - 1986)							
	1980	1981	1982	1983	1984			
Kuching	1,428	1,541	1,476	1,660	-	1,686	1,736	3.3%
Sibu	1,429	1,510	1,559	1,808	-	1,782	1,874	4.6%

(2) Commercial Sector

(unit : kWh)

Year	Average Growth Rate (1980 - 1986)							
	1980	1981	1982	1983	1984			
Kuching	12,137	12,166	12,706	13,100	-	13,617	14,567	3.1%
Sibu	9,650	10,183	10,753	11,373	-	11,595	10,736	1.8%

Remarks: Data for the year 1984 not available.

表 4.9 電力消費量の算定 (カピット地区)

Sectors Year	DOMESTIC (MWh)	COMMERCIAL (MWh)	INDUSTRIAL (MWh)	PUBLIC LIGHTING (MWh)	TOTAL (MWh)
1980	305 (358)	1,605 (291)	187 (3)	55 (14)	2,152 (666)
1981	360 (389)	1,948 (367)	215 "	61 "	2,584 (713)
1982	451 (409)	2,249 (315)	279 (4)	60 "	3,039 (742)
1983	560 (454)	2,433 (347)	349 "	56 (12)	3,398 (817)
1984	575 (546)	2,691 (397)	362 "	61 (11)	3,689 (958)
1985	685 (625)	3,352 (432)	511 (5)	64 (12)	4,612 (1,074)
1986	799 (723)	3,407 (431)	775 "	64 (13)	5,045 (1,172)
1987	1.25MWh x 734=918	0.17MWh x 437=3,570	775MWh x (1+0.1)=853	64MWh x (1+0.05) = 67	5,408
1988	1.31MWh x 760=996	8.50MWh x 442=3,757	775MWh x (1+0.1) ² = 938	64MWh x (1+0.05) ² = 71	5,762
1989	1.38MWh x 785=1,083	8.83MWh x 446=3,938	775MWh x (1+0.1) ³ =1,032	64MWh x (1+0.05) ³ = 74	6,127
1990	1.45MWh x 810=1,175	9.19MWh x 450=4,136	775MWh x (1+0.1) ⁴ =1,135	64MWh x (1+0.05) ⁴ = 78	6,524
1995	1.79MWh x 1,000=1,790	10.86MWh x 475=5,159	1,135MWh x (1+0.08) ⁵ =1,668	78MWh x (1+0.04) ⁵ = 95	8,712
2000	2.10MWh x 1,230=2,583	12.22MWh x 500=6,110	1,135MWh x (1+0.08) ¹⁰ =2,450	78MWh x (1+0.04) ¹⁰ = 115	11,258
2005	2.32MWh x 1,500=3,480	13.23MWh x 525=6,946	2,450MWh x (1+0.06) ⁵ =3,279	115MWh x (1+0.03) ⁵ = 133	13,838
2010	2.56MWh x 1,820=4,659	14.32MWh x 550=7,876	2,450MWh x (1+0.06) ¹⁰ =4,388	115MWh x (1+0.03) ¹⁰ = 155	17,078

Note: () shows the number of consumers at the end of years from 1980 to 1986