

第4章

電力需要想定

第4章 電力需要想定

4.1 需要想定の目的

本計画はCulusian川に建設される最大出力6,000kW の水力発電所の発生電力を、電圧69 kV、長さ38kmの送電線により、Rio Tuba鉱山へ供給することを目的としている。さらに、そのうちの一部を、PALECOへ供給して地域の電化促進を計り、低廉な電気を安定的に供給することにより、地方電化計画および民生の向上に貢献することを合わせて目的としている。従って電力需要想定は、次の2点を主眼とする。

- i) 供給対象地の民生電力需要を想定し、Rio Tuba鉱山とPALECOとの電力配分を決定する。
- ii) Rio Tuba鉱山の電力需要に関して、水力発電の有用性を確認する。

4.2 民生用電力の需要想定

(1) 現況

パラワン島の電力事情は2.2.2 で述べた通り現在は、Quezon郡、Bataraza郡および Marcos郡は電化されていないがこのうちQuezon郡は1986年迄に電化される予定である。Bataraza郡とMarcos郡については、PALECOも具体的な電化計画を持っていない。しかし本計画が実施されれば、送電線を建設して Bataraza 郡および Brooke's Point へ至る Brooke's Point郡の電化に努める意向を持っている。ただ、Quezon付近より南の西海岸側については、人口が少ないこと、道路が未整備なこと等から、現在のところは、送配電線建設の計画はPALECOにはない。

なお、PALECOは配電線からの引込み亘長 45mと積算電力計の費用を負担している。配電線から離れていても 45m×受電申込軒数の引込み線の費用は、PALECOが負担するといった住民が電化し易い施策を実施している。更に、PALECOはNEA の財政援助により、一般住民の電化促進の為の低利借款を供与していたが、財政事情の悪化により現在はその制度が無く、最低所得層の電化は遅延している。

(2) 住民の要望

Marcos郡、Quezon郡、Narra 郡、Brooke's Point郡の22町村で、高、中、低所得世帯に対する各所得層の年間収入、燃料消費及び電化に対する要望等についての聴取調査を実施した。

詳細は第 9章 9.2に譲るが、最低所得層でも月に平均 5.5ℓのケロシンを使用し、約 64ペソを照明用として支出していた。照明用のケロシンの他にも、全世帯の約60%がトランジスタ・ラジオを所有しており、平均月10個のバッテリー、約47.5ペソを消費していた。また、電気が供給されれば引き込み利用したいと希望する声が多かった。一方、PALECOの最低料金は現在50ペソ(12kWhまで)であることから、電気料金の支払い能力は十分に持っていると思われる。ケロシンから電気に転換することにより、この最低電気料金にてランプに比べ 2~ 3倍、長時間の照明が可能である。

(3) 需要想定

電力需要想定の方法には大別して、次の 2つの方法がある。

i) マクロ手法

長期あるいは大規模な想定を、GNP、経済成長率、鉱工業生産指数等の経済指数を用いて行なう。

ii) 積上げ手法

マクロ手法が用いられないような時に、電灯、業務用電力、大口電力等を積上げて想定を行なう。

本計画では下記の条件の下に、郡ごとに需要を積上げて想定を行なう。

1) 需要想定を行なうBarangayの範囲は次の通りとする。

Aborlan 郡	全域
Narra 郡	全域
Brooke's Point郡	全域
Quezon郡	Quezon, Tabon, Pinaglabanan, Panitian
Bataraza郡	Bataraza, Inogbong, Bonobono, Malihud, Bulalacao,

Tarusan, Sandoval, Culandanum, Ocayan,

Rio Tuba (Rio Tuba Townを除く)

Marcos郡

Culasian, Candawaga

- 2) 水力発電所の運転開始は、1989年 8月とし、向う20年間にわたり需要想定を行う。
- 3) 住宅用電力の需要想定は次の条件により行う。

i) 人口： 1980年の人口調査をもとに人口の伸び率を、1975年から1980年の人口伸び率、道路整備、土地の開発状況、移住の可能性等を考慮して郡ごとに想定する。

表 4-1 に示すように、人口伸び率は 4.5%~1.2 %を用いる。

ii) 世帯数：人口を1980年の人口調査の 1世帯当りの人数で除して求める、1世帯当りの人数は次の通りとする。

Aborlan 郡	5.4 人	Bataraza郡	4.7 人
Narra 郡	5.6 人	Quezon郡	5.0 人
Brooke's Point郡	5.2 人	Marcos郡	5.0 人

iii) 電化率：郡ごとに全世帯に対し20%~50%の当初電化率および50%~70%の最終電化率を想定する。それぞれ毎年 5%ずつ伸び最終電化率に至るものとする。町村の中心部から離れた山間部の小さな集落あるいは単独家屋に対する電気の供給の難かしいことを考慮して最終電化率を想定した。

iv) 電化世帯数：世帯数に電化率を乗じて求める。

v) 世帯当りの尖頭負荷：所得階層別に使用する電気器具を想定し、1世帯当りの当初平均尖頭負荷を 80Wとした。また、尖頭負荷の伸び率は年4 %とする。

vi) 負荷率：住宅用電力の使用状況を想定して負荷率を25%とした。

- 4) 商業需要および公共建物、街路灯、軽工業等の電力需要は、住宅用需要と同様に、需要家数と需要家当りの尖頭負荷より想定した。

i) 需要家数：住宅用需要に対する割合を郡ごとに想定する。10%~30%の割合とする。

ii) 需要家当りの尖頭負荷 : 需要家当り当初平均170Wとし、尖頭負荷の伸び率は年 5%とした。

iii) 負荷率 : 使用状況を想定して35%とした。

以上のような条件で算出した1989年から2008年までの20年間の民生用電力の需要想定の結果を表 4-2 から表 4-8 に示す。これによると、5年目の1993年には2,129kW、7,100MWh、10年目の1998年には3,278kW、11,010MWhの電力需要があると想定された。

4.3 Rio Tuba 鉱山用電力の需要想定

(1) 現況

Rio Tuba 鉱山の電力事情は3.2 で述べた通りである。Rio Tuba 鉱山は1977年の操業開始以来、ニッケル鉱石の生産コストの低減のために種々の施策を実施してきた。鉱石をドライヤーによる乾燥から1983年には天日による乾燥に切替えたこと、およびディーゼル発電設備の燃料をディーゼル油から1982年にはバンカーCへ切替えたことにより、生産コストの低減に成功している。ディーゼル発電設備に対する保守状態は、全般的に良好であり、補修技術もかなり高いものを持っている。また、鉱石採掘用の重機類に対する保守技術も高く、若干の技術的追加により十分に水力発電所を運転保守する力はあるものと思われる。

(2) 需要想定

Rio Tuba 鉱山は、ニッケル鉱石の付加価値を高めるために精鉱設備の建設を計画している。精鉱設備のうち電気機器の主なものは、キルン用モーター、ボールミル、コンプレッサーなどで総設備容量は約 8,500kWである。また、この設備用の電源として、ディーゼル発電設備(5,000kW 3台)を計画している。新設のディーゼル発電設備は、既設のディーゼル発電設備(700kW 3台)とは接続されない。精鉱設備の性格上、年間を通じ連続的に運転する計画である。

本計画は、Rio Tuba 鉱山の精鉱設備のために検討されているものである。電氣的に切り離される既設ディーゼル発電設備に接続されている負荷(現在の採掘設備や事務

所、住宅用機器)による需要想定は行なわないものとする。

Rio Tuba鉱山の新設精鉱設備の電力需要は、最大需要が 8,500kW、年間電力量は74,460MWh である。また、Rio Tuba社の計画に基づき年を追った需要の伸びはないものとした。

4.4 民生用電力と鉱山用電力の配分

4.2.2 及び4.3.2 で想定した民生用およびRio Tuba鉱山用の電力需要想定のとめを表4-9 に示す。

本計画の水力発電所は、雨期には最大出力 6,000kWに近い出力が常時得られるが、乾期には出力が減少し、最も水量の少ない時には 780kWの出力となる。Rio Tuba鉱山に設備されるディーゼル発電機は 2台を常用、1台は予備とする計画である。すなわち、ディーゼル発電設備では常時10,000kWまでの発電が可能であり、乾期でも水力発電と合わせて、最低10,780kWの電力が得られる。

従って最渇水時にはRio Tuba鉱山で必要とする 8,500kWを除くと民生用には2,280 kWとなり、この分がPALECOが利用できる限度となる。なお、2,280 kWのうち水力発電で不足する分については、Rio Tuba社では、適正な料金によりディーゼル発電によって供給してもよいとの意向である。

従って、若干の余裕を考え、本水力発電計画の最大出力6,000kW の35%にあたり、かつ、ほぼ1993年の最大需要に相当する2,100 kWを民生用電力とする。この場合PALECOが利用可能な電力量は7,100MWhとなり、Candawaga 川水力発電計画の可能発生電力量32,100MWh の22.1%に相当する。

PALECOは、発電端で、最大2,100 kW、7,100MWhを限度として利用できることになる。このことは対象供給区域の1983年までの電力需要に対して電力供給能力をもつことを意味する。

4.5 鉱山用電力の需給バランス

Rio Tuba鉱山の電力の需給バランスは、下記の条件を想定して検討した。

- i) 本計画の水力発電所の運転開始は1989年 8月とする。
- ii) 民生用電力として、1992年までは想定した電力を供給し、それ以降については電力として2,100 kW、使用電力量として年間7,100MWhを供給する。
- iii) 水力発電所の停止率および所内用電力を考慮する。
- iv) 変圧器および送電線による損失を考慮する。
- v) 既設のRio Tuba鉱山のディーゼル発電設備は、新規需要に対する供給源として考慮しない。

Rio Tuba鉱山が利用可能な水力発電所およびディーゼル発電設備の電力量は表 4-10の通りである。

初年度は水力発電所の利用期間が 5ヶ月間しかないので、水力分15,680MWh、ディーゼル分56,920MWh となる。それ以降は、民生需要を考慮し水力分24,940MWh ~22,600MWh、ディーゼル分47,660MWh ~50,000MWh の電力供給となる。Rio Tuba鉱山の精鉱設備の電力需要に対し水力発電で34.4%~31.1%供給することができる。

4.6 PALECO の需給バランス

PALECOは、需要想定を行なった範囲の NarraおよびBrooke's Pointに現在合計 1,200kWのディーゼル発電設備を保有している。本計画実施後1989年から1992年までは想定需要値である 1,127~ 1,886kW、1994年以降は 2,100kWの電力がRio Tuba社から供給される。従って、PALECOは1988年までは、自社分の 1,200kWを、1989年からは 2,327kW~ 3,086kW、1993年以降は 3,300kWの電力を供給できることになる。事業実施後10年目の1998年には本計画によって、約15,000戸の住宅および 3,700件の商業需要に対して新規に電力が供給されることになる。

第5章

水力発電開発計画

第5章 水力発電開発計画

5.1 計画地域の概要

5.1.1 地形・地質

(1) 地形

パラワン島はNE-SN 方向に細長い形状を呈し、その中央よりやや東側に脊梁山脈が走っている。この脊梁山脈はMantalingajan 山系と呼ばれ、同山系の主峰Mantalingajan 山(EL.2,086m) は本島の最高峰である。

調査地周辺の水系は前述のMantalingajan 山系にその源を発し、分水嶺の東側ではほぼ南東方向に流下しSulu海に注ぎ、西側では北西方向に流下して南シナ海に注いでいる。これらの水系は脊梁から海までの距離が短いためその流路がかなり短く、今回の調査地のCandawaga 川およびCulasian川ではそれぞれ29km、27km程度にすぎない。またこれらの河川は山岳部における勾配がかなり急なため、大きな支流の合流はほとんど見られず、流域面積も小さいものとなっている。

図 5-1 にCandawaga 川およびCulasianの河川縦断図を示す。Candawaga 川は全長29 kmのうち山岳部を貫流するのが約21km、標高100m以下での河川勾配は1/80程度、100m以上では1/40程度の勾配となっているが、上流区間では更に急勾配になる。またCulusian 川では全長17kmのうち約10kmが山岳地を流れるが河川勾配はCandawaga 川よりも緩やかであり、標高 60m付近の河川勾配は1/120 程度の値が得られている。

植生は熱帯雨林が主体となっているが、山岳地の急斜面では岩盤が露出し疎林または草地となっていることが多い。

(2) 地質

Candawaga 川およびCulasian川流域の地質は大きく次のとおりに分類とされる。即ち、急峻な地形の脊梁山地を形成する超塩基性貫入岩類、中流部より下流へ向けて広く分布し砂岩・頁岩から構成されるパナス累層、および海岸平野の氾濫原を形成する沖積層である。図 5-2 に全体一般地質図を示す。

発電計画における取水ダムはCandawaga 川の河床標高255m付近に計画され、その規模は堤高約13.5m、堤長 51mである。Candawaga 川沿い取水地点付近のアバット部は新鮮な硬質頁岩の露頭が多く見られ、現河床には主に玄武岩～砂岩の巨礫～砂に至る各種サイズの上流から運ばれて堆積した未固結砂礫層が層厚 4～5mで分布する。両アバット部及び砂礫層の基盤である硬質頁岩は、本計画における堤高 15m弱の取水堰基礎としての岩盤強度及び透水性に関して全く問題のない地層である。

開削水路・トンネル・ペンストックの通過する山腹斜面の大部分はPanas 累層の硬質な砂岩及び頁岩を基盤とし、上流側にはIrahauan Metavolcanicsの玄武岩及び同質の凝灰角礫岩が分布する。これらの地層は現河床からの比高が小さい区間では殆ど新鮮な岩盤であるが、屋根部または高標高部では、元位置風化によるラテライトとなり軟質な風化帯を伴っている。

発電所が計画される斜面脚部は全体にCL～CM級の風化頁岩あるいは崖錐層が分布するが、本計画で考えられる施設の規模から見ると発電所建設予定地の選定を大きく左右するような地質状況は見当たらない。

山岳地と平野部の境には扇状地性の砂礫層が分布する。砂礫層は、山岳地の谷沿いにも分布するが規模が小さく、又供給源に近い理由から巨礫～100m/m以上の径のものが多。対象区域内の扇状地性砂礫は緻密・堅硬な岩質で、骨材としての強度を十分持っていると判断された。

5.1.2 気象・水文

(1) 一般気象

フィリピンの気象は卓越風に大きく影響され、年間大きく、12月～1月の北東モンスーンと4月の貿易風および7月～9月の南西モンスーンに分けられる。コロナス氏による気象区分によると計画地域の位置するパラワン島西海岸沿いは、Type Iに属し、“明瞭な雨期・乾期があり、乾期は11月から4月、残りが雨期”という区分に入っている。

Rio Tuba鉱山での観測によると、月平均気温は27.4℃、月別変化は少なく月平均最高

年は4月の28.9℃、最低値は8月の26.4℃となっている。湿度は、年平均75.3%で、7月に最高値81.7%、3月に最低値67.1%とこれも変化が少ない。風は前述のモンスーンの影響を受けて年間11月～5月は北～北東風、6月～12月は南西～南東風が卓越している。

(2) 降雨量

地区周辺の降雨量観測は島の東側に集中しており、計画地区の位置する西海岸においてはデータが少ない。現地での聴取りおよびProvincial Profile of Palawanによると、雨期をもたらす南西モンスーンの影響で島の西側は東側と比べ相対的に降雨量が多いといわれる。

計画地点周辺の主要観測地点における年平均降雨量は次のとおりである。

年 平 均 降 雨 量

	標 高	年平均 降雨量(mm)	年平均 降雨日数	算出期間
Brooke's Point	EL. 10m	1,559	95	1975.1.1～1984.12.31
Pier Area, Rio Tuba	EL. 0m	1,635	132	“
Guintalunan, Rio Tuba	EL. 63m	1,737	147	“
S.Bulanjao, Rio Tuba	EL. 610m	3,794	161	1983.1.1～1984.12.31

(3) Candawaga 川流況

Candawaga 川の水位観測は河床標高60m 地点付近でRio Tuba社により1984年6月から実施されているが、観測期間が短いこと、流量観測回数が少ないこと等からこの水位観測結果に基づいた流出解析は信頼性が乏しい。

従って、Candawaga 川流況の推定は、昨年 of Tamlang川開発計画で行なった流出解析を参考に、類似流域状況を示すTamlang 川と同じモデルを採用したタンク・モデル法により行った。降雨量は前述の方法で、流域降雨量をPier Area を基に推定して用いた。

推定したCandawaga 川の渇水期流量は現地調査期間中に測定した1985年4月の流量でチェックを行った。推定された1975年から1984年10年平均の流況曲線を図5-3に示す。

(4) 河川利用状況

Candawaga 流域内低平地部の現況水田面積は現地での聴取り、1/50,000地形図を基に約200ha弱と推定される。一方、パラワン島全体に亘るPalawan Integrated Area Development Project(PIADP)下で、Candawaga 川流域内に新規200haのCommunal Irrigation Project(CIP: 村落共同かんがいプロジェクト)の開発が可能であるとされている。

Candawaga 川流域内のかんがい開発ポテンシャルはこのように約400haと想定されるが、本計画発電用取水地点下流の残流域ではほぼ所要かんがいピーク用水量に足りる流量が得られる。

(5) 水質

Candawaga 川の流水の水質は高水時に採取した試料を分析した結果発電機器を対象にした基準値に入っており問題ない。

5.2 最適開発計画

5.2.1 開発の基本構想

第1章 1.3に記述したようにRio Tuba鉱山の新規精鉱設備計画には安価な電源を得ることが必要である。その現実的電力供給計画としてディーゼル発電と鉱山近傍から得られる安価な水力発電との組合せにより成立つことが期待されている。

Candawaga 川計画流域の河川勾配は計画地域に於いては1/1,000～1/31で、特に取水計画地点の上流部では1/40～1/31(図5-1参照)と急流である。このため豊水期の高水を貯溜するダム計画は貯溜効率が低いものとなり経済的でない。このため発電方式は貯水池を持たない流れ込み発電方式を採らざるを得ないとの結論となった。

また本河川では鉱山側が精鉱用に必要としている年間フラットな8,500kWの需要を満たし得るような水量と落差が得られず、出力、発生電力量ともこれを下廻るものとなる。従ってCandawaga 川水力発電開発計画に当たってはRio Tuba鉱山が計画している新規ディーゼル発電との組合せを前提として行なう必要がある。その場合、水力発電はディーゼル発

電の代替電源となるものではなく、主にディーゼル発電の燃料費の軽減を図るものとなる。

本計画ではディーゼル発電の燃料コストの低減を目的とする水力開発であるので、水力発電の便益は次のとおりとする。即ち、ディーゼル発電のみで精鉱用電力を供給する場合のkWh コストを便益の単価とし、これに水力発電の受電端における年間発生電力量を乗じた値を便益とする。最適開発規模の決定は、年間コストの差(B-C) を基に行なう。

5.2.2 ディーゼル発電のkW価値、kWh 価値の決定

Candawaga川水力発電計画の最適規模選定のための検討に用いるべきディーゼル発電のコストは、ディーゼル発電計画 (5,000 kW× 3台) の固定費と可変費(燃料費)のうちそれぞれのkW、kWh 当り単価から kWh単価のみを有効価値と判断して用いる。kW価値を見込めない理由は、本計画では流れ込み式を適用するため渇水期には豊水期の最大出力の約13%程度まで低下し、ディーゼル発電で約87%を補完する必要があり、ディーゼル発電出力を軽減することができないためである。

以下にRio Tuba鉱山が予定しているディーゼル発電概要と1985年 3月末時点のkW、kWh コストを示す。kW及び kWh価値の計算は表 5-1 に示すとおりである。

i) ディーゼル発電設備概要

機 器 容 量 5,000kW × 3基 (うち 1基は予備) V 型16気筒、720rpm

使 用 燃 料 バンカーC、9,660kcal/kg、消費量193g/kWh

運 転 条 件 常用 2台、予備 1台、24時間フラット運転

定 検 期 間 3,000 時間毎、(30 日間/ 回)

ii) 総建設費 1,200 百万円

iii) 減価償却 17カ年、定額法、残存率10%

iv) 資金金利 8 %

v) 使用燃料単価 71.01 円/ ℓ (バンカーC 4.9076ペソ/ ℓ、

その他油脂 6.6%= 0.3241ペソ/ ℓを含む、1 ペソ= 13.573円)

vi) kWおよびkWh 単価 10,940 円/ kW、14.86 円/ kWh

5.2.3 最適開発計画

(1) 取水ダム、発電所地点の選定

水力発電の取水地点は現地調査の結果、集水面積、地形、地質の条件からみて、Candawaga 川の上流部に 3候補地点が選定される。その取水ダム標高は①280m、②260m、③235mである。一方、発電所地点の候補地は導水するルートと、河川勾配を考慮して選定するとCandawaga 川本流筋に 2候補地点、即ち、放水位標高①72m、②101m地点が考えられ、更にCandawaga 川とほぼ平行してその南部を流下するCulasian川へ分水し、より落差を得る 2つの発電所地点、即ち、放水位標高①63m、②79m 地点が考えられる。これらの位置関係は図 5-4 に示す。

ここでは、3つのダム候補地点について前記の発電所 4候補地点の組合せを考え、その経済性を比較検討することにした。検討に当り、最大取水量は 3つの取水ダム候補地点につき、比較検討の結果最も便益の高い $3.85 \text{ m}^3/\text{s}$ とした。最大使用水量 $3.85 \text{ m}^3/\text{s}$ は、取水ダム①280mの取水位計画では10カ年平均流況の90日流量、②260m取水位計画では95日流量、③235m取水位計画では 110日流量に相当する。流況よりみると各取水地点の渴水量は $0.56 \sim 0.61 \text{ m}^3/\text{s}$ であり、最大使用水量 $3.85 \text{ m}^3/\text{s}$ と比較すると15%程度まで低下する。このため渴水量でも発電を可能にするため水車台数を 2台にし、更に軽負荷水車を適用した。工事費の積算は1985年 3月時点での物価、労務費、資機材費、機器費等を基にした。

その結果、表 5-2 に示す通り、取水ダムをケース②、すなわち、取水位260m、発電所地点は分水してCulasian川に設け放水位63m とし、最大出力6,000 kWを得る計画案が最も経済的であるとの結論を得た。更にCandawaga 川本流筋に発電所を設ける諸案の中ではケース①、すなわち、取水位280mで、発電所の放水位を101mとする計画が最も経済性がよい。しかし、上記のケース②に比してその経済性は劣る。

(2) 発電規模の検討

(1)項で検討した結果得た最も経済性の高い計画、すなわちCandawaga 川260m取水・Culasian川63m 放水案について使用水量を 3.5、3.7、3.85、4.1、4.3 m^3/s (5,450

-6,710kW) の 5段階に変化させた場合の経済を検討した。又、Candawaga 川280m取水・Candawaga 川101m放水案についても同様の検討をした。

その結果、表 5-3、図 5-5 および図 5-6 に示すとおり分水してCulasian川筋に発電所を設け最大使用水量を $3.85\text{m}^3/\text{s}$ とするときが、kWh 当り建設費、B/C、B-C のいずれにおいても、他のいずれのケースよりも経済性において優れているとの結果を得た。一方、Candawaga 川筋に発電所を設けるケースにおいてはCulasian川に分水する案より経済性は劣るが、その場合も最大使用水量を $3.85\text{m}^3/\text{s}$ とする場合が最も有利である。

(3) 最適計画の決定

前述の取水ダム・発電所地点の検討および発電規模の検討結果から、本計画は Candawaga 川の標高260mに取水ダムを設け取水し、7.7km の水路でCulasian川に分水して標高63m で放水する計画とした。発電諸元は、最大使用水量 $3.85\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差185.1 m、最大出力6,000 kWとする。

年間可能発生電力量は1975年から1984年まで10年間の日単位発生電力量を求め平均した結果、年間32.1GWh となった。各年の月別可能発生電力量は表 5-4 に示すとおりである。

計画に必要な建設費は1985年 3月時点の単価を基に積算した結果 3,950百万円となった。水力によってディーゼル発電におきかえられる受電端電力量は送電損失などを考えると29.0GWh/年であり、これに相当する現時点での燃料費(14.86円/kWh) は430.9 百万円/年、一方水力の経費は 399.9百万円/年となるので、その差の 31.0 百万円/年が水力によって得られる節減額となる。

開発計画の概要は次ページに示す。

開発計画の概要

項 目	諸 元	備 考
取 水 河 川	Candawaga 川	
発 電 所 位 置	Culasian川筋	
放 水 河 川	Culasian川	
流 域 面 積	km ² 30.8	
発 電 諸 元	流れ込み式 取水位 m 260 放水位 m 63 総落差 m 197 最大出力 kW 6,000 最大使用水量 m ³ /S 3.85 有効落差 m 185.1 常時出力 kW 780 年間可能発生電力量 GWh 32.1	1975-84年流量10年平均 " "
施 設 諸 元	取水ダム タイプ 堰高×堤長 m m 13.5× 51 水路延長 m 7,400 開水路部 m 300 トンネル部 m 552 ペンストック部 m 3.15MW× 2台 発電機 km 38 送電線 unit 2 変電所 m 9,500 取付道路 m 2,800 管理道路	コンクリート重力式 φ1650~620mm 横軸フランシス水車 69kV
建 設 費	10 ⁶ ¥ 3,950	
kWh 当り 建設費	¥/ kWh 123.1	
便 益 / 費 用 比	B/C 1.078	年経費率10.13 %
便 益 - 費 用	10 ⁶ ¥ 31.1	

一方、将来のCandawaga 川下流のかんがい用水計画（現時点不確定）を考慮した Candawaga 川筋に発電所を設ける案（取水位280m・放水位101m）では、最大使用水量 $3.85\text{m}^3/\text{s}$ 、有効落差168.8m、最大出力5,470 kWで年間可能発生電力量28.8GWh となる。この発電計画は建設費 4,051百万円、水力によっておきかえられる受電端電力量は26.0 GWh/年で、これに相当する燃料費は387 百万円/ 年、一方水力の経費は410.4 百万円/ 年であり、燃料の節減費 -23.4百万円/ 年で、発電原価は15.76 円/ kWh であるところから前記計画に比して劣る。この場合の計画諸元は表 5-5 に示すとおりとなる。

本計画においてCandawaga 川の水をCulasian川に分水することにより、Candawaga 川筋の下流では河川流量が減少する。Candawaga 川下流域では現在約200ha の水田を対象に数箇所のかんがい取水堰を設けている。河川流量の減少による水位低下に伴いかんがい取水が困難になる恐れがあるため、取水箇所の河床に止水壁工を設けて取水量の維持を計ることとする。また、将来Candawaga 川平野部での農業開発が進んだとしてもかんがい面積は 400ha程度であり発電用取水地点下流の残流域の水量で賄い得るものと判断される。

5.3 送変電計画

(1) 送電線計画

Culusisan 川に建設される水力発電所から、Rio Tuba鉱山までの送電線は、次の諸点を考慮して計画する。

- i) 電圧の選定や、電線、支持物等の設計に当っては、送電損失が少なく、かつ経済的であること。
- ii) 送電線の長さはできるだけ短くすること。
- iii) 道路および河川等の横断箇所を少なくすること。
- iv) 建設時の資機材の運搬および保守の容易さを考慮すること。

このような点を考慮し、電圧は69kVを送電ルートは、巻頭計画一般図に示すとおりとした。送電線の長さは38kmで、発電所から約 3kmは、Culasian川に沿って下り、そこか

ら約24km南下してSandovalに至る。経過ルートは全体的に、雑木林であり、若干の高低差はあるがほぼ平坦地である。

(2) Rio Tuba鉱山変電所計画

新設されるRio Tuba鉱山の電力系統と水力発電所からの送電線を連系するために、新設のディーゼル発電所の近傍にコンベンショナルタイプの屋外変電所を設置する。

この変電所では、送電電圧69kVから、ディーゼル発電設備の母線電圧4.16kVに降圧して連系する。そのために必要な6,600kVAの三相変圧器を設置する。69kV及び4.16kVとも真空しゃ断器を採用して、保守の軽減を計る。また、4.16kV側は屋内メタルクラッド形とし、制御保護盤とともに新設のディーゼル発電所の配電盤室に設置する。操作用電源は新設のディーゼル発電設備用と共用する。

(3) PALECOとの連系計画

本計画では、PALECOに対して、初年度(1989年)に1,127kW、その後徐々に増して、5年後に2,100kWの電気を民生用として供給する。そのためにSandoval(Bataraga郡)に変電所を設け、34.5kVに降圧して、PALECOへ引渡すものとする。民生用の送電線の建設はPALECOに期待することにして本計画からは除く。

(4) 配電線計画

CulasianおよびCandawaga(Marcos郡)両地区に対しては、地元対策として13.2kV配電線を建設する。発電所からCulasian川に沿ってCulasian地区まで配線し、さらにCandawaga地区に至る約13kmの配電線を設ける。発電所から数kmは69kV送電線の本柱に共架する。

第6章

工事工程及び概算工事費

第6章 工事工程および概算工事費

6.1 主要構造物及び設備

本計画に必要な土木構造物および電気設備のうち主要なものは次に示すとおりである。
設計図面集は巻末に添付する。

(1) 主要構造物

1) 取水ダム

取水位：EL. 260m

ダム形式及び寸法：コンクリート重力式ダム、高さ 13.5m、長さ 51m

洪水吐：計画洪水量 610 m^3/s 、越流頂幅 40.0m、越流水深 3.5m

取水口：最大取水量 3.85 m^3/s 、呑口幅 4.4m、制水ゲート幅 1.5m × 高さ 1.7m

沈砂池：長さ 22.5m、有効幅 7.8m、有効水深 1.65m

2) 導水路

形式及び延長：開水路延長 7,400m、トンネル延長 300m、勾配 1/1000

開水路断面：水路幅 1.5m、高さ 1.95m

トンネル断面：上部半円矩形断面 高さ 2.5m、幅 2.0m

全断面コンクリート巻立、巻厚 20cm

維持管理道路：有効幅員 4.0m

3) ヘッドタンク

寸法：幅 5 m、有効水深 2m、長さ 231m

4) 水圧管路

寸法及び延長： ϕ 1.65m \sim ϕ 0.62m、管路延長 52m (FRPM472m、鉄管80m)

5) 発電所

地上屋内式（一部耐水構造）

寸法：発電機室、幅 10m、長さ 22m、高さ 8m

(2) 主要電気設備

1) 水車

形式及び台数：横軸フランシス水車（軽負荷型）、2台

最大出力、最大使用水量：3,110kW、3.85m³/sec

回転数：1,200rpm

ガバナ閉鎖時間：6秒

2) 発電機

形式及び台数：横軸三相交流同期発電機 2台

出力：3,320 kVA

電圧：4,160 V

力率：0.9

周波数：60 Hz

3) 主要変圧器（発電所地点及びRio Tuba鉱山側）

形式及び台数：屋外三相油入自冷変圧器 2台

容量：6,600 kVA

電圧：4.16/69±5%kV

4) PALECO連系用変圧器

形式及び台数：屋外三相油入自冷変圧器 1台

容量：2,200 kVA

電圧：69 ± 5%/34.5 kV

5) 送電線

電圧、距離、回線数：69 kV、38km、1回線

電線：ACSR（鋼心アルミより線）110.8MCM（56.14 mm²）

架空地線：亜鉛鍍鋼より線 AWG2（33.62 mm²）

碍子：250mm懸垂碍子 5個

支持物：木柱

6.2 工事工程

次ページに添付した工事工程表に示すとおりである。

6.3 概算工事費

(1) 前提条件

工事費は次のとおり積算した。

- i) 積算は前項記述の施工計画および計画地点の自然条件、工事規模、施工技術水準等を考慮して行った。
- ii) 工事積算の範囲は土地、補償費、取水ダム、水路、発電所を含む土木設備と発電設備、およびRio Tuba鉱山までの送電線、関連変電設備と発電所近傍民需用配電線の外に着工前に必要な経費、仮設備、管理費、調査設計費を含む全ての費用とした。
- iii) 工事の数量は基本設計図により積算した。
- iv) 土木及び電気機器類の主要資機材は外国から輸入されるものとし、建設用機械類は該国既存のものを使用することとした。
- v) 発電、送電、変電各設備機器は外国に於いて設計、製作され供給されるものとした。
- vi) 工事単価は1985年3月末日時点の当該国内単価、日本国内単価を使用し、1ペソ= 13.573円を換算率とした。
- vii) 管理費には実施設計委託費、実施調査費、工事主体者側の仮設備、維持費、人件費および工事監理費を計上した。
- viii) 予備費は10%を計上した。
- ix) 建設中利子は年率 5.9%とし、工事工程及び年別所要資金により積算した。

(2) 概算工事費

以下の通りである。

1) 建設費	単位：百万円
1. 土木工事費	<u>1,922.3</u>
(1) 取水ダム	179.0
(2) 取水口	48.2
(3) 沈砂池	37.0
(4) 導水路	828.6

(5) ヘッドタンク (余水吐を含む)	255.3
(6) 水圧管路	137.3
(7) 発電所 (建屋、機械基礎)	192.6
(8) 雑工事 (発電所進入路、工事用道路その他)	244.3
2. 電気設備費	<u>811.3</u>
(1) 発電所機器 (水車、発電機、変圧器その他)	555.4
(2) Rio Tiba鉱山側変電所 (Sandoval変電所含む)	103.8
(3) 送配電線	152.1
3. 土地、補償費	<u>41.8</u>
4. 管理費 (実施設計費等含む)	<u>589.2</u>
5. 予備費	<u>325.4</u>
6. 建設中利子	<u>260.0</u>
合計	<u>3,950.0</u>

6.4 年度別工事資金計画

年度別工事資金計画は次のとおりである。

単位：百万円

項目	年度				計
	1986	1987	1988	1989	
土木工事費	0	426.9	932.2	563.2	1,922.3
電気設備費	0	52.7	442.4	316.2	811.3
土地補償費	0	25.8	0	16.0	41.8
管理費	132.0	237.0	124.4	95.8	589.2
予備費	0	68.6	68.0	188.8	325.4
建設中利子	0	0	0	260.0	260.0
合計	132	811	1,567	1,440	3,950

代替比較案である Candawaga川に発電所を設けた場合の建設費は、表 6-1 に示しておりである。

第7章

発電コスト

第7章 発電コスト

7.1 水力発電

本報告書における水力発電コストはディーゼル発電と対比させるため、Rio Tuba鉱山の受電端における kWh 当たり経費をもって表示することとする。即ち、Rio Tuba 鉱山までの送変電施設を含む本発電計画の総建設費に係る年間の支払金利、償却、固定資産税、人件費、修繕費、諸費、一般管理費の合計額を年間の受電端電力量（可能発生電力量－停止電力量－所内消費電力量－送変電損失電力量）で除したものを受電端での発電コストとした。

本計画の水力発電の発電コストの算定条件は下記のとおりである。

- (1) 建設費 本計画の総建設費は39億 5千万円とする。
- (2) 金利 5.9 %とする。発電所出力6,000 kWのうち、民生用2,100 kWに相当する分に対し、JICAからの融資が得られものとする。残りは、他の金融機関から 8%の金利で融資を受けるものとする。
- (3) 減価償却 建設費の 2%の定額とする。設備による償却の期間に違いはあるが、45年で償却するものとする。その時の残存価値は10%とする。
- (4) 固定資産税 フィリピン税制により、帳簿価格の 55%に対して 2.5%かかるものとする。また、フィリピンの税制では優先投資分野のパイオニア企業に対して所得税を除くすべての税に対して減免措置がある。1977年の鉱山操業開始後の13年目に当る1989年から15年目に当る1991年の 3年は10% 減免されるものとする。
- (5) 人件費 年間 1,143万円とする。現在のRio Tuba 鉱山のディーゼル設備の運転保守の人数と同数とする。
- (6) 修繕費 建設費の 0.4%とする。修繕費には、設備の維持、修繕に必要な材料費、請負工事費等が含まれる。
- (7) 諸費 建設費の 0.1%とする。これには、消耗品費、賃借料、損害保険料などの運転保守のための雑経費が含まれる。

(8) 一般管理費 人件費、修繕費およびその他の費用の合計に対する 8%とする。当該発電所に係るRio Tuba鉱山およびRio Tuba社の管理経費である。

(9) 電力量 29,020MWh とする。この電力量は水力発電の可能発生電力量(32,16MWh)より停止率、所内用電力および変圧器損失、送電損失等を差し引いたもので、Rio Tuba鉱山が精鉱設備に利用できるものである。

上記条件を基に、耐用年数45年間の各年につき算出した発電コストが表7-1と図7-1の Fixed unit costであり、同表に示すとおり、初年度 13.61円/kWh、10年度 12.01円/kWh、20年度 10.03円/kWh、耐用年数の最終年度の45年度で 5.07 円/kWhと、年を追って低減する。この各年の発電コストを割引率(利率 5.6%)により現在価値に換算し、それを累計して、その累計値に初年度から各年度までの期間の資本回収係数を乗じたものが初年度から各年度までの期間の平均発電コスト(表7-1の Capital Recovery Cost)である。即ち、各年度までの累計値を初年度に用意することと、各年度まで毎年一定額(Capital Recovery Cost)を回収することが同価値であるからである。

このようにして計算された各年度までの Candawaga川発電の平均発電コストは次のとおりとなる。

i) 初年度	13.61 円/kWh
ii) 対象とするディーゼル発電の耐用期間である17年間平均	12.43 円/kWh
iii) 水力発電の耐用期間 45年間平均	11.14 円/kWh

7.2 ディーゼル発電

Rio Tuba鉱山が新規設備として計画しているディーゼル発電計画(5,000kW × 3基)について発電コストを下記条件により算出した。この場合の電力量は、Rio Tuba鉱山が電力需要として見込んでいる 8,500kW年間フラット運転による発生電力量から所内損失(3%)を差し引いた 72,600MWhを対象とした発電コストである。即ち、固定費は 5,000kW、3基分に係るものであり、可変費は 8,500kW年間フラット運転に係るものである。また、この場合は水力発電との組合せを考慮しない場合の発電コストである。

- (1) 建設費 Rio Tuba鉱山で計画している5,000 kW× 3基の総建設費12億円とする。
- (2) 金利 8%とする。
- (3) 原価償却 建設費の 5.3%の定額とする。Rio Tuba鉱山で予定している17年で10%の残存価値を残して償却するものとする。
- (4) 固定資産税 帳簿価格の 95%に対し年間 2.5%とする。1977年の鉱山操業開始後の11年目に当る1987年から12年目に当る1988年までの 2年間は20%、13年目から15年目は10%の減免措置があるものとする。
- (5) 人件費 1,600 万円とする。現在の設備に比べて、新設されるディーゼル発電設備が大きいことを考慮して、現在の運転保守の人数の40%増とする。
- (6) 修繕費 建設費の2.09%とする。
- (7) 諸費 建設費の 0.1%とする。
- (8) 一般管理費 人件費、修繕費およびその他の費用の合計に対する 8%とする。
- (9) 電力量 72,600MWh とする。この電力量は、8,500kW × 365日×24時間から 3%の所内用電力等を考慮したもので、精鉱設備に利用できるものである。
- (10) 燃料費 1985年は 71.01円/ ℓとし、毎年 1.3% 価格が上昇するものとする。現在のRio Tuba鉱山でのバンカーCの価格4.9076ペソ/ ℓ (66.01円/ ℓ: 輸送経費を含む) に、潤滑油およびディーゼル油を含めて現在価格を決定する。
- (11) 可変費 (燃料費) 1kWh 当り0.204 ℓのバンカーCを消費し、負荷率による割増しを考慮して、前述の燃料費に乗じて算出する。
- (12) 設備の更新 17年ごとに一括して行なわれるものとする。

上記条件により、各年度の発電コスト及び運開初年度から各年度までの期間の平均発電コストを計算し、表7-2と図7-1に示した。この場合、水力発電の発電コストと対比させるため、ディーゼル発電は17年毎に更新して、45年間の年別コストを算出した。

算定結果の概要は次のとおりである。

	発電コスト	各年度までの期間平均発電コスト
i) 初年度	18.67円/kWh	18.67円/kWh
ii) 17年度	20.81円/kWh	19.45円/kWh
iii) 45年度	29.65円/kWh	20.68円/kWh

なお、45年目のディーゼル発電の残存価値は初期投資額の 41.7 %となる。

7.3 水力とディーゼルの併用

水力発電とディーゼル発電との組合せにより、Rio Tuba鉱山の新規精鉱設備に必要な電力とパラワン島南部の民生用電力を供給する場合の発電コストを算出する。この場合の発電コストは PALECO への供給地点における Sandoval 変電所地点での電力コストである。また、この場合、供給開始を水力発電の運転開始が予定されている1989年 8月 1日として水力発電の耐用年数期間について水力とディーゼルの組合せの発電コストを算出した。

供給電力量は次のものを見込んだ。

1989年 8~12月の供給分			
i) 対 Rio Tuba鉱山		年間 72,600MWh	(29,027MWh)
ii) 対 民生用	1993年以降	年間 6,420MWh	(2,633MWh)

供給電力量は1989年~1993年の間は民生用需要が十分に発生しないので、年度毎に次のようになる。

	ディーゼル供給電力量 (MWh)	水力供給電力量 (MWh)	供給量合計 (MWh)
1989年	14,570	17,090	31,660
1990年	47,660	29,020	76,680
1991年	48,430	29,020	77,450
1992年	49,270	29,020	78,290
1993年	50,000	29,020	79,020
1994以降	(1993年と同量)		

本項における発電コストの算定にあたって前述 7.1及び 7.2と異なる点として、ディーゼル発電設備について下記のように仮定した。

(1) ディーゼル発電設備の償却期間

ディーゼル発電のみの場合に比べて1台当たりの運転時間が約32%短縮されるので、ディーゼル発電機の耐用年数を17年から19年に延長し、同償却期間を19年とした。なお、19年目の残存価格は初期投資額の10%とした。

(2) 設備の更新

水力発電の耐用年数45年間の間に、ディーゼル発電は上記理由により19年毎に更新することとした。その結果、45年目のディーゼル発電設備の残存価格は初期投資額の66.8%となる。

(3) 人件費、修繕費、諸費

ディーゼル設備の稼働が単独運転の場合に比べて32%の減少となるので、7.2で述べたディーゼル発電だけの場合の85%とした。

(4) ディーゼル発電の燃料費

水力を組み合わせることにより、ディーゼル発電の稼働率が悪くなり、発電効率が減少することになるので、燃料費は負荷率による割増しを行った。

上記条件により、各年度の発電コスト及び運開初年度から各年度までの期間のディーゼル発電コストを表7-3に、平均発電コストを表7-4と図7-1に示した。その概要は下記のとおりとなる。

	発電コスト	各年度までの期間平均発電コスト
i) 初年度	16.47円/kWh	16.47円/kWh
ii) 17年度	17.99円/kWh	17.87円/kWh
iii) 45年度	22.09円/kWh	18.16円/kWh

7.4 PALECO への売電単価

民生用電力としてPALECOへ供給する分について、水力発電のみで賄いきれない分につい

では、4.4でも述べたように、Rio Tuba鉱山は、適正な料金でPALECOへ電気を供給してもよいとの意向を持っている。また、長期的に安定した料金でPALECOへ電気を供給することは、PALECOの経営にとって有益なことであろう。よって、7.3で検討した、水力発電とディーゼル発電を併用した時の19年間均等化した発電コスト17.87円/kWhをPALECOへの売電単価とする。

PALECOは、Sandoval (Bataraga 郡) の変電所で供給を受けた電気を送電線を建設して、Brooke's Point、あるいは、さらに北部へ送電しなければならない。また、数ヶ所の変電所が必要になる。これらの費用は概算 2億 1,500万円となる。これらの設備の保守費として、19年間均等化すれば6.40円/kWhとなる。従って、PALECOは、Rio Tuba鉱山より電力供給を受けることにより、24.27円/kWhの支出をしなければならないことになる。2.2.2で述べたように、1984年のPALECOの発電コストは35.95円/kWhなので、この価格は十分にPALECOの経営に対して長期的に寄与するものと思われる。

第8章

財務評価想定

第8章 財務評価

8.1 財務評価の考え方

フィージビリティ・スタディ（以下 F/S）における財務評価の目的は、結論的に言えば、プロジェクト自体もしくはプロジェクトの実施主体の立場から、当該プロジェクトを実施した場合、そのプロジェクト・ライフを通じて費用（支出）を上回る便益（収入）が得られるか否か、換言すれば、プロジェクトの収益性についての判断材料を提供することである。ここで「プロジェクト自体もしくはプロジェクトの実施主体の立場から」ということは、融資を考慮に入れず全くの“手金”でプロジェクトを実施した場合と同義であり、この前提から導き出された収益性を基礎に実施主体がプロジェクト実施についての意思決定を下し、必要とあらば融資機関にたいして借款を要請するわけである。

一方、借款の要請を受けた融資機関は融資する立場から、プロジェクト全体の内容、収益性の再検討を行うとともに、プロジェクト実施主体が融資を受けた後の元本返済、利息支払いを充分に行えるか否か（資金繰り計画、返済計画）のアプレイザル（プロジェクト審査）を実施、検討する。この融資機関によって実施される資金繰り、返済計画等の検討も広義における財務評価の重要な側面ではあるが、F/S には本来含まれない。

しかるに我が国のF/S においては、近年この返済計画の検討もアプレイザルを先取りする形で財務評価の構成項目の中に入れられる傾向にある。その理由として、第一に我が国ではプロジェクト評価の歴史が比較的浅く、国際機関のアプレイザル・レポートを財務、経済分析の教科書として用いて来たこと、第二に、プロジェクト・エコノミストとして銀行もしくは銀行出身のエコノミストが少なからず登用され、且つ影響力があったこと、最後に我が国の融資機関側もF/S 段階における返済計画の検討を望む傾向にあること等が挙げられる。

しかしながら、返済計画は内・外貨の配分及び各々の融資条件等によって決まるものであり、F/S 段階におけるそれは様々な想定の上に検討せざるを得ない。その結果得られた返済計画はある程度の参考には成り得ても、現実とは乖離したものになる可能性が強い。

更に、返済計画は、プロジェクト実施主体全体の損益計算書、資金繰り表等から導き出されるものであるが、融資と直結したF/Sであればともかく、実施主体の中には自らの経営全体を曝け出すことに抵抗を示す所も多い。又、抵抗を示さないまでも、今回の計画のように経営全体をプロジェクト実施前に押し量ることが不可能な場合もある。

本計画の究極の目的は、後述するように、電力そのものではなく、それを主にニッケル精鉱プラントに投入することにより、精鉱ニッケルの売り上げ収入を増やすことである。ここでは、電力から得られる収入は微々たるもので、この収入を基に本計画に要するコストを返済することは出来ない。他方、経営全体からみれば、費用についても、電力に要する設備投資、運転・維持費（以下 O&Mコスト）の他に、精鉱プラントに要する同種の費用、会社全体の管理費等を計上しなければならない。

しかしながら、本計画の実施主体である大平洋金属(株)= Rio Tuba社は、精鉱プラントそのものが未だに研究・検討段階であるが故に、プラントに要する諸費用を確定しておらず、又、精鉱ニッケルの価格も設定していない。従って、この様に収支についての不確定要素が多い段階で、経営全体を押し量り、返済計画を導き出すことは不可能である。この意味からも本報告書では返済計画に関する分析は行わないこととした。

前述した通り、F/Sにおける財務評価は、プロジェクトの実施主体が全くの“手金”で建設・運営することを前提とする。従って、建設期間中、建設後のプロジェクト稼働の期間も金利は考慮しない。自らの“手金”を投資し、金利を考慮にいれないが故に、内部収益性という用語を用いるのである。こうして得られた内部収益性は、資本の機会費用と比較され、プロジェクトを実施する価値があるか否かが判断される。例えばプロジェクトに投資する金額を、銀行預金、国債購入等、別な、且つ次善と想定されるプロジェクトへの投資、等の他の機会に廻した場合に得られる収益性よりも、当該プロジェクトへの収益性が上廻った場合は、当該プロジェクト実施の価値があると判断される。

近年、我が国では、プロジェクト建設期間中の金利、いわゆる、「建中金利」を含めた形で財務評価を行う傾向がある。これは建設期間中の価格のエスカレーションと共に、プロジェクト運開に要するコストを出来る限り実際の価格に近づけたいとの希望による所が

大きい。なぜならば、建設終了時点に実際に要した費用は、フィージビリティ・スタディーにおける積算を大幅に上回る場合が殆どであるからである。しかしながら、このことはフィージビリティ・スタディーの前提条件(“手金”による実施)から当然であり、むしろフィージビリティ・スタディーにおける積算を実際の費用と混同するところに原因がある。上述の通り、フィージビリティ・スタディーにおける財務評価の目的は、資本の機会費用の比較である。建中金利を含めた場合に得られる収益率は「内部」の原則が歪められ、資本の機会費用比較の為の客観的基準とするには不適切である。

一方、インフレ等による費用のエスカレーションは、通常、プロジェクトの便益もエスカレートし、費用上昇を相殺することを前提とする。コスト積算の各項目の将来の価格を正確に予想できるのであればともかく、それが不可能な以上、フィージビリティ・スタディー実施時点もしくはプロジェクト建設開始時点の固定価格を用いるのが通例である。但し積算等において、ある特定の項目の価格が他の殆どの項目のそれに対し明らかに上昇すると予測される場合、その根拠を示した上で、エスカレートさせることは一般的に許されている。

このようにフィージビリティ・スタディーにおけるコスト積算は、そもそもの前提から建中金利及び価格のエスカレーションを入れていないが為に、そして積算時の固定価格を用いているが故に、繰り返して言うならば、建設に要する実際のコストとは異なるものである。もし、実施主体なり融資機関の側に、なるべく実際に近い費用を知りたいとの希望が強い場合には、フィージビリティ・スタディーの中で財務評価とは別途、建中金利、エスカレーションを見込んだ費用の予測をすべきである。

8.2 本計画における財務評価の前提

(1) 使用通貨単位

プロジェクトの財務評価は、プロジェクトの便益と費用を積算することから始まる。この積算には、通常現地通貨(ペソ)もしくは国際通貨としての米国ドルが用いられる。しかしながら、本報告書では財務評価のみならず経済評価においても以下の理由から、

円を用いて積算することとする。

第一に、本計画の実施主体は、将来、日本からの円借款を前提として計画を実施しようとしていること、第二にフィリピンは第2章の経済動向でも述べたとおり年間数十%のインフレに悩んでおり、ペソで表示した場合大幅な修正が必要になってくること、他方、国際通貨でもある円で表示した場合は、インフレの影響が余り無いこと、等である。

(2) 便益・費用の特殊性

財務評価は実施主体の立場からの内部収益性の検討を目的とすることから、プロジェクト建設及び運転・維持に要する支出が費用であり、プロジェクト運開後に得られる収入が便益である。支出、収入は当然のことながら市場価格で表示される。一般に電力案件は、国家ないしは公社によって実施される場合が多く、支出はダム、発電所、送配電線、変電設備、等に関わる設備投資及びそれらの O&M コストであり、又、収入は電力売上げによる料金収入である。

しかしながら、今回の計画は Rio Tuba 社という一私企業が、発生電力の一部を民生用として供給はするものの、その多くは自家用電力として消費するという点で、便益に関して特殊性を有する。民生用供給については、一般電力案件と同様、PALECO への売電による料金収入があるが、ニッケル精鉱プラント用としての電力供給については料金収入は全く無く、むしろ鉱山活動全体における費用の一項目である。

一般的に水力発電は、他の代替電力源に比較し、建設コストは相対的に膨大なものであるが O&M コストは極めて少なくて済むという特徴を持つ。第7章で検討したとおり、今回の計画でも、最も妥当と考えられる代替施設たるディーゼル発電と比較した場合、水力発電の O&M の低コストは明らかであり、加えて長期的にみたディーゼル燃料価格の上昇及び燃料供給の不安定性から、水力発電の方が優位性を持った。Rio Tuba 鉱山が自家用電力としてディーゼル発電機のみならず水力発電を建設、利用する便益は、ディーゼル燃料を中心とする O&M コストの節約に他ならない。

一方費用は、便益と同じような考え方に立てば、水力発電を利用することによる追加的投資（追加的費用）、即ち水力発電とディーゼル火力を併用するケースとディーゼル

火力のみにて発電するケースとの投資額の差額である。初期投資に限って言えば、前者、後者の差額は水力発電設備に関わるコストである。次に、設備更新に関わる費用をキャッシュ・フローでみると、発電機等の交換時期が各々のケースで異なり、年によっては負のコストが生ずる。この負のコストは水力発電を建設することによって、その年に避けられる投資であり、本来は便益の一種と考えるべきものである。

(3) プロジェクト・ライフの設定

水力発電のプロジェクト・ライフは通常50年前後とされているが、本計画はRio Tuba 鉱山の鉱山活動の一環として実施するもので財務的には鉱山活動期間がプロジェクト・ライフである。もし鉱山活動が10年で終るとすれば、実施主体からみた水力発電設備の価値は10年間の O&Mコスト節約と料金収入、及び10年目における設備の残存価値に過ぎない。

しかるにRio Tuba 鉱山の1983年現在における採鉱可能量は、高品位のGuintalunan 鉱区のみ限定しても 2,300万 WMT有り、現在の年産50万 DMTの体制で将来とも推移した場合、45年近くの操業が可能である。更に今回のニッケル精鉱プラントの導入計画により、より低品位のニッケルを現地精鉱した上で輸出することが可能になり、開発対象区が広がるといわれている。このような理由、及び諸施設の耐用年数にかんがみ、本計画のプロジェクト・ライフは建設完了後45年間に設定した。

8.3 便益の積算

前項で述べたとおり、本計画の便益は、民生用供給についてはPALECOに対する売電収入、そして自家用電力についてはディーゼル発電機のみを運転した場合とディーゼル発電・水力発電併用の場合との O&Mコストの差額、即ち節約額である。以下、各々の便益を詳細に検討する。

(1) 売電収入

発電・電力供給は世界的に、国営の公社、もしくは、政府によって管理された電力会社によってされるのが通例である。このような国家管理下にある電力会社は我が国及び

一部の例外（中国、等）を除いて、最近は長期的限界費用（LRMC）を基に料金を設定することが一般的である。この料金決定システムは国民経済的観点からの資源の有効配分を目指したものである。一方、我が国の料金設定は会計的方式と呼ばれ、投下資本の回収（新規のみならず過去の投資をも含めた回収）に主眼を置いたものである。先進国、発展途上国を問わず、昔はこの会計的方式を採用していたが、現在ではLRMC方式が主流を占めている。

しかしながら、本計画では一私企業が自家用電力の一部を民生用として供給する故、我が国の料金設定と同様に投下資本の回収を電力の利用者が分担するという原則に立つ会計的方式を採ることとする。従って、第7章7.3及び7.4で検討した如く、Rio Tuba社からPALECOへの売電単価は17.87 円/kWhとする。この単価は、PALECOがRio Tuba社より供給を受ける為に必要とされる送電線等の経費(6.40 円/kWh)を考慮しても、PALECOの現在の発電単価である35.95 円/kWhに比較してかなり安価であり、PALECOの現在の赤字軽減と長期料金の安定と低減にも寄与することが期待できる。

なお、Rio Tuba社の売電収入に対しては、事業税が課税される場合も想定される、この場合、又、Rio Tuba社のニッケル採掘、精鉱によって得られる収入、利潤と総合した上で最終的に法人所得税が課税されよう。このように、電力収入に課税される場合は、上述の発電単価に税金分を上乗せする必要がある。但し、Rio Tuba社にとっては、上積された税金分が徴収され支出として出て行くので、財務評価の側面からは無視することが可能である。このような理由から、本計画の売電収入は税引後の収入と同額とみなす。

(2) O&Mコストの節約

水力発電を併用することによって期待されるO&Mコストの節約額は、その殆どが併用によって節約されるディーゼル燃料（バンカーC）代である。世界銀行（WB/IFC）の長期物価予測によれば、石油関連エネルギーの価格は、1983年固定価格では、短期的には下落し、1990年頃に現在と同じ程度のレベルに回復、以降1995年迄は年平均12.3%の価

格高騰を見込んでいる。1985年から1995年迄の10年間の平均予測でみると、このエネルギー関連¹⁾の価格が2.1%ずつ上昇するのに対し、エネルギー関連を除く総合物価は年平均0.8%の伸びを示すに過ぎない。このことは、エネルギー関連の価格が、総合物価に対し、毎年1.3%ずつ相対的に上昇することを物語っている。本章の8.1で述べた通り、財務評価では、或る財、サービスの価格が諸物価に対し、明らかに上昇すると予測され、その予測を裏付ける確固たる根拠があれば、その価格に限り、エスカレートさせるのが一般的である。世銀予測はプロジェクト評価で最も信頼を得ている予測であり、本報告書においてもこれを採用する。

しかしながら、世銀レポートはエネルギー関連品目の価格の短期的低下を予測し、現に現行価格での世界的需給バランスが崩れ、値下りの傾向を示している。今後、世界的な規模で省エネルギー化が進行し、且つOPECの協定等で石油減産を強いられている各産油国が財政的な理由から増産に向かったならば、かなりの長期にわたり石油価格の高騰が無い可能性もあり得る。このような可能性を考慮し、本報告書では、「感度分析」の項において、石油関連品目の価格も他の総合物価と同率で上昇するケース（即ち、相対的上昇が無いケース）の評価を行う。

ディーゼル燃料代節約以外のO&Mコストの差額は、補修費、税金（固定資産税）、人件費等であり、当然のことながら併用した場合の方が多くの費用を要する。従って、この差額はディーゼル燃料代の節約額と異なり負の値を示す。負の差額は負の便益、即ち費用である。

8.4 費用の積算

上述のとおり、本計画の便益を売電収入及び2つのケース間（水力・ディーゼル併用とディーゼル発電のみの場合）のO&Mコストの差額としたので、費用も同じ考え方から2つ

1) Half-Yearly Revision of Commodity Price Forecasts & Quarterly Review of Commodity Markets for Dec. 1984, World Bank, January 1985, pp2 ~26

のケースの建設及び設備更新に係る費用の差額とした。なお、ディーゼル発電設備は両ケース共、同額が計上されるので設備更新時期を除いて差額は発生しない。

(1) 建設費

フィージビリティ・スタディー実施時点の市場価格を参考に1985年3月における固定価格として積算した。固定価格であるということは本章の8.1で述べた通り、日本、フィリピン両国のインフレーションを見込んでいないので、建設開始時もしくは完成時に実際に要する費用とは異なる。

この建設費中、外国から輸入される資機材の費用が20%弱を占めるが、フィリピンにおいてRio Tuba社は輸出志向型企業の範疇に分類され、大統領令第1,789号により、これらの資機材の輸入に本来課せられる関税は免除される。従って、輸入資機材の積算には関税は含まれていない。

(2) 設備更新費

ダム、水路、発電所機器、送配電線等の水力発電設備は、プロジェクト期間中 O&M コストより補修費を賄い、プロジェクト最終年の残存価値は10%とした。次にディーゼル発電機設備についても、併用のケースでは19年毎に更新することとし、19年目に撤去した時点での残存価値を当初の費用の10%とした。更にこの10%の残存価値は設備更新に振り向けられると仮定し、キャッシュ・フローには更新費用として90%を計上した。同じようにディーゼル発電単独のケースでは17年毎に更新し、残存価値10%を差し引いた額を更新費用とした。いずれのケースでも最終更新設備は定額法で減価償却し、プロジェクト最終年に残存価値として計上した。但し、この残存価値はキャッシュ・フローではコストの欄に計上されるが、これは負のコストであり、前述(8.2)の更新時期が異なることによる負のコストの出現と同じく、その性質は明らかに便益である。

8.5 財務的内部収益率 (FIRR) と感度分析

以上の基本方針、前提条件に基づいて得られたFIRRは10.55%である。(章末表CASE-1参照) 又、水力・ディーゼル併用のケースで、Rio Tuba鉱山が全電力量を自家用に消費

し、民生用に全く供給しない場合を想定した際のFIRRは10.66 %である。(章末表CASE-2参照) 更に、より「安全サイド」を重視しつつ、下記のケースについて感度分析を行なった。この場合のキャッシュ・フローは表8-1 から表8-13に示す。

(1) 設備投資額の増減 (但し、固定資産税、補修費等の増減は無視する。)

a. インフレ外の何らかの要因で投資額全体が 5%上昇した場合 : FIRR 10.11 %
(表8-1)

b. 同じく15%上昇した場合 (表8-2) : FIRR 9.32 %

c. 水力発電設備について予備費等が積算を大幅に下廻る等の
要因により、設備投資額が 5%少なくて済んだ場合 (表8-3) : FIRR 11.04 %
(但し、最低値にて積算したディーゼル発電設備額は変化しないものとする。)

d. 同じく種々の要因で積算より10%少なくて済んだ場合 : FIRR 11.58 %
(表8-4)

(2) ディーゼル燃料 (バンカーC) 費の上昇もしくは停滞

a. 世銀予測とは異なり、総合物価に対し年率 0.5%の割合で
しか上昇しない場合 (表8-5) : FIRR 9.46 %

b. 他の総合物価に対する相対的な上昇が無い場合 (表8-6) : FIRR 9.02 %

(3) 電力売上げ

a. 電力需給が伸び悩み、売上げが予測よりも10%減の場合 : FIRR 10.31 %
(表8-8) (Rio Tuva 鉱山の自家用供給分は変わらないものとする)

b. 同じく20%減の場合 (表8-8) : FIRR 10.08 %

(4) 上記(1)c.、(2)b.及び(3)a が同時に生じた場合 : FIRR 8.29 %

次に、財務評価の前提、基本的考え方から逸脱するものの、下記の事項を考慮し感度分析的な作業のうえ、投資収益率 (FIRRではない) を求めた。

(1) 日本の諸物価、及びフィリピンの円貨換算諸物価について、プロジェクト建設期間中に 3.5%のインフレーションを見込んだ場合の収益率は9.64%である (表8-10)。

(2) 建設中金利 5.9%を見込んだ場合の収益率は9.59%である (表8-11)。

(3) 同じく、建設中金利 8.0%を見込んだ場合の収益率は9.29%である(表8-12)。

(4) (1) と(2) を併せた場合の収益率は8.74%である(表8-13)。

8.6 財務評価結果

前節までで行った財務分析の結果をまとめると以下の通りである。

- i) 水力発電併用のケースのFIRRは10.55%である。また、感度分析の結果、石油関連品目の相対的価格上昇が無い場合のFIRRは9.02%へと下がる。
- ii) Rio Tuba鉱山が電力の一部をPALECOを通じての民生供給に向ける為、自家用としてのみ利用するケースに比べ、FIRRは0.1%強低下する。
- iii) インフレ以外の理由による設備投資の増減は、15%増加した場合がFIRR1.23%の下落、逆に10%減の場合が同じく、1.03%の上昇と、それ程大きな増減を示さないが、資金借入条件によっては大きな影響を被る。
- iv) 民生供給についての電力収入の増減は、原価にて供給する為に、FIRRに対して差程の影響を与えない。
- v) 建設期間中、インフレにより諸物価が3.5%上昇し、便益が変わらない場合(ディーゼル燃料価格の上昇が無く、且つPALECOへの売電価格を変えない場合)は、収益率は約1%下がり、9.64%となる。
- vi) v) に加え、建設中金利5.9%を見込んだ場合、収益率は8.74%となる。

これらの分析結果から、下記の結論に達する。

第一に本計画の実施は生産経費、取り分け燃料費の節約効果が大きく、財務的見地からみてフィージブルなプロジェクトである。しかしながら、石油関連品目の価格停滞もしくは下降の可能性もなきにしもあらず、その際の内部収益率は下がる。更に、ニッケルの国際市場価格の停滞、フィリピンにおける政情不安等の要因を考慮すると、全く商業ベースで実施し得る程十分な収益性、安定性を有するプロジェクトであるとは言えない。

第二に、本計画ではPALECOを通じての民生用電力供給を含めるため、Rio Tiba鉱山が全発電量を自家用消費するケースに比べ、若干ながらも収益性が低下する。PALECOに対して

は契約に基づいて供給されようが、フィリピンの経済的、政治的不安定さより、PALECOが確実に住民より電力料金を集めることができるとの保証は無く、その際は Rio Tuba 社にとっても収入が予定を下廻ることになり、収益率は更に低下する。然しながら、本計画に対する地域住民の期待は非常に大きく、この期待に応えることにより、本邦企業出資による Rio Tuba 鉱山の地域への貢献が評価されることになろう。

以上のような財務評価の諸結果に立脚すれば、本計画は長期、且つ低利の公的融資にふさわしい計画である。

Million Yen

Project Year	Year	Generation by Hydro and Diesel Power Plants						Diesel Power Generation(w/o Hydro)			Cost	Benefit				Benefit - Cost				
		Investment		Operation and Maintenance				Investment	Operation & Maintenance			Total	Benefit							
		Hydro	Diesel	Hydropower Plant		Diesel Power Plant			Fuel	Tax			Repair /Others	Fuel Saving	Tax Saving		Repair /Others Saving	Turn-over from Energy Sold		
				Tax	Repair /Others	Fuel	Tax												Repair /Others	
1	1986	132.00								132.00					0.00	-132.00				
2	1987	810.00								810.00					0.00	-810.00				
3	1988	1567.00	1200.00							1567.00					0.00	-1567.00				
4	1989	1181.00		49.15	33.67	911.86	25.65	38.94		1181.00	1124.48	25.65	45.66	1181.00	212.62	-49.15	-26.95	25.19	161.71	-1019.29
5	1990			48.16	33.67	773.52	24.43	38.94		0.00	1139.10	24.29	45.66	0.00	365.58	-48.30	-26.95	72.89	363.22	363.22
6	1991			47.18	33.67	810.00	23.22	38.94		0.00	1153.91	22.93	45.66	0.00	343.91	-47.47	-26.95	86.65	356.14	356.14
7	1992			51.33	33.67	832.50	24.45	38.94		0.00	1168.91	23.97	45.66	0.00	336.41	-51.81	-26.95	101.66	359.31	359.31
8	1993			50.24	33.67	843.32	23.10	38.94		0.00	1184.10	22.46	45.66	0.00	340.78	-50.88	-26.95	114.70	377.65	377.65
9	1994			49.15	33.67	854.29	21.75	38.94		0.00	1199.50	20.95	45.66	0.00	345.21	-49.95	-26.95	114.70	383.01	383.01
10	1995			48.06	33.67	865.39	20.39	38.94		0.00	1215.09	19.44	45.66	0.00	349.70	-49.01	-26.95	114.70	388.44	388.44
11	1996			46.96	33.67	876.84	19.04	38.94		0.00	1230.89	17.93	45.66	0.00	354.24	-48.07	-26.95	114.70	393.92	393.92
12	1997			45.87	33.67	888.04	17.69	38.94		0.00	1246.89	16.42	45.66	0.00	358.85	-47.14	-26.95	114.70	399.46	399.46
13	1998			44.78	33.67	899.58	16.34	38.94		0.00	1263.10	14.91	45.66	0.00	363.51	-46.21	-26.95	114.70	405.05	405.05
14	1999			43.69	33.67	911.28	14.99	38.94		0.00	1279.52	13.40	45.66	0.00	368.24	-45.28	-26.95	114.70	410.71	410.71
15	2000			42.59	33.67	923.12	13.64	38.94		0.00	1296.15	11.88	45.66	0.00	373.03	-44.35	-26.95	114.70	416.43	416.43
16	2001			41.50	33.67	935.12	12.29	38.94		0.00	1313.00	10.37	45.66	0.00	377.88	-43.42	-26.95	114.70	422.21	422.21
17	2002			40.41	33.67	947.28	10.94	38.94		0.00	1330.07	8.86	45.66	0.00	382.79	-42.49	-26.95	114.70	428.05	428.05
18	2003			39.32	33.67	959.60	9.59	38.94		0.00	1347.36	7.35	45.66	0.00	387.77	-41.56	-26.95	114.70	433.96	433.96
19	2004			38.23	33.67	972.07	8.24	38.94		0.00	1364.88	5.84	45.66	0.00	392.81	-40.63	-26.95	114.70	439.93	439.93
20	2005			37.13	33.67	984.71	6.89	38.94	1080.00	-1080.00	1382.62	4.33	45.66	0.00	397.91	-39.69	-26.95	114.70	445.97	1525.97
21	2006			36.04	33.67	997.51	5.53	38.94		0.00	1400.59	28.50	45.66	0.00	403.09	-13.07	-26.95	114.70	477.77	477.77
22	2007		1080.00	34.95	33.67	1010.48	4.18	38.94		0.00	1418.80	26.99	45.66	1080.00	408.33	-12.14	-26.95	114.70	483.94	-596.06
23	2008			33.86	33.67	1023.61	28.50	38.94		0.00	1437.25	25.48	45.66	0.00	413.63	-36.88	-26.95	114.70	464.50	464.50
24	2009			32.77	33.67	1036.92	27.15	38.94		0.00	1455.93	23.97	45.66	0.00	419.01	-35.95	-26.95	114.70	470.81	470.81
25	2010			31.67	33.67	1050.40	25.80	38.94		0.00	1474.86	22.46	45.66	0.00	424.46	-35.01	-26.95	114.70	477.20	477.20
26	2011			30.58	33.67	1064.05	24.45	38.94		0.00	1494.03	20.95	45.66	0.00	429.98	-34.08	-26.95	114.70	483.65	483.65
27	2012			29.49	33.67	1077.89	23.10	38.94		0.00	1513.45	19.44	45.66	0.00	435.57	-33.15	-26.95	114.70	490.17	490.17
28	2013			28.40	33.67	1091.90	21.75	38.94		0.00	1533.13	17.93	45.66	0.00	441.23	-32.22	-26.95	114.70	496.76	496.76
29	2014			27.30	33.67	1106.09	20.39	38.94		0.00	1553.06	16.42	45.66	0.00	446.96	-31.27	-26.95	114.70	503.44	503.44
30	2015			26.21	33.67	1120.47	19.04	38.94		0.00	1573.25	14.91	45.66	0.00	452.78	-30.34	-26.95	114.70	510.19	510.19
31	2016			25.12	33.67	1135.04	17.69	38.94		0.00	1593.70	13.40	45.66	0.00	458.66	-29.41	-26.95	114.70	517.00	517.00
32	2017			24.03	33.67	1149.79	16.34	38.94		0.00	1614.42	11.88	45.66	0.00	464.62	-28.49	-26.95	114.70	523.88	523.88
33	2018			22.94	33.67	1164.74	14.99	38.94		0.00	1635.41	10.37	45.66	0.00	470.66	-27.56	-26.95	114.70	530.85	530.85
34	2019			21.84	33.67	1179.88	13.64	38.94		0.00	1656.67	8.86	45.66	0.00	476.78	-26.62	-26.95	114.70	537.91	537.91
35	2020			20.75	33.67	1195.22	12.29	38.94		0.00	1678.20	7.35	45.66	0.00	482.98	-25.69	-26.95	114.70	545.04	545.04
36	2021			19.66	33.67	1210.76	10.94	38.94		0.00	1700.02	5.84	45.66	0.00	489.26	-24.76	-26.95	114.70	552.25	552.25
37	2022			18.57	33.67	1226.50	9.59	38.94	1080.00	-1080.00	1722.12	4.33	45.66	0.00	495.62	-23.83	-26.95	114.70	559.54	1639.54
38	2023			17.47	33.67	1242.44	8.24	38.94		0.00	1744.51	28.50	45.66	0.00	502.06	2.79	-26.95	114.70	592.60	592.60
39	2024			16.38	33.67	1258.60	6.89	38.94		0.00	1767.19	26.99	45.66	0.00	508.59	3.72	-26.95	114.70	600.06	600.06
40	2025			15.29	33.67	1274.96	5.53	38.94		0.00	1790.16	25.48	45.66	0.00	515.20	4.66	-26.95	114.70	607.61	607.61
41	2026		1080.00	14.20	33.67	1291.53	4.18	38.94		0.00	1813.43	23.97	45.66	1080.00	521.90	5.59	-26.95	114.70	615.24	-464.76
42	2027			13.11	33.67	1308.32	28.50	38.94		0.00	1837.01	22.46	45.66	0.00	528.68	-19.15	-26.95	114.70	597.28	597.28
43	2028			12.01	33.67	1325.33	27.15	38.94		0.00	1860.89	20.95	45.66	0.00	535.56	-18.21	-26.95	114.70	605.10	605.10
44	2029			10.92	33.67	1342.56	25.80	38.94		0.00	1885.08	19.44	45.66	0.00	542.52	-17.28	-26.95	114.70	612.99	612.99
45	2030			9.83	33.67	1360.01	24.45	38.94		0.00	1909.59	17.93	45.66	0.00	549.57	-16.35	-26.95	114.70	620.97	620.97
46	2031			8.74	33.67	1377.69	23.10	38.94		0.00	1934.41	16.42	45.66	0.00	556.72	-15.42	-26.95	114.70	629.05	629.05
47	2032			7.65	33.67	1395.60	21.75	38.94		0.00	1959.56	14.91	45.66	0.00	563.95	-14.49	-26.95	114.70	637.21	637.21
48	2033	-369.00	-682.12	6.55	33.67	1413.75	20.39	38.94	-381.18	-669.94	1985.03	13.40	45.66	0.00	571.28	-13.54	-26.95	114.70	645.49	1315.43

財務的内部收益率 (CASE 2)

FIRR= 0.106639

NPV=0.005219

		Million Yen																
Project Year	Year	Generation by Hydro and Diesel Power Plants						Diesel Power Generation(w/o Hydro)			Cost	Benefit				Benefit - Cost		
		Investment		Operation and Maintenance				Investment	Operation & Maintenance			Total	Benefit					
		Hydro	Diesel	Hydropower Plant	Diesel Power Plant				Fuel	Tax			Repair /Others	Fuel Saving	Tax Saving		Repair /Others Saving	Turn-over from Energy Sold
Tax	Repair /Others	Fuel	Tax	Repair /Others	Fuel	Tax	Repair /Others	Fuel	Tax	Repair /Others	Fuel Saving	Tax Saving	Repair /Others Saving	Turn-over from Energy Sold				
1	1986	132.00										132.00					0.00	-132.00
2	1987	810.00										810.00					0.00	-810.00
3	1988	1567.00	1200.00									1567.00					0.00	-1567.00
4	1989	1181.00		49.15	33.67	889.11	25.65	38.94				1181.00	235.37	-49.15	-26.95	0.00	159.27	-1021.73
5	1990			48.16	33.67	707.30	24.43	38.94				0.00	431.80	-48.30	-26.95	0.00	356.55	356.55
6	1991			47.18	33.67	716.49	23.22	38.94				0.00	437.42	-47.47	-26.95	0.00	363.00	363.00
7	1992			51.33	33.67	725.81	24.45	38.94				0.00	443.10	-51.81	-26.95	0.00	364.34	364.34
8	1993			50.24	33.67	735.25	23.10	38.94				0.00	448.86	-50.88	-26.95	0.00	371.03	371.03
9	1994			49.15	33.67	744.80	21.75	38.94				0.00	454.69	-49.95	-26.95	0.00	377.79	377.79
10	1995			48.06	33.67	754.49	20.39	38.94				0.00	460.60	-49.01	-26.95	0.00	384.64	384.64
11	1996			46.96	33.67	764.29	19.04	38.94				0.00	466.59	-48.07	-26.95	0.00	391.57	391.57
12	1997			45.87	33.67	774.23	17.69	38.94				0.00	472.66	-47.14	-26.95	0.00	398.57	398.57
13	1998			44.78	33.67	784.30	16.34	38.94				0.00	478.80	-46.21	-26.95	0.00	405.64	405.64
14	1999			43.69	33.67	794.49	14.99	38.94				0.00	485.03	-45.28	-26.95	0.00	412.80	412.80
15	2000			42.59	33.67	804.82	13.64	38.94				0.00	491.33	-44.35	-26.95	0.00	420.03	420.03
16	2001			41.50	33.67	815.28	12.29	38.94				0.00	497.72	-43.42	-26.95	0.00	427.35	427.35
17	2002			40.41	33.67	825.88	10.94	38.94				0.00	504.19	-42.49	-26.95	0.00	434.75	434.75
18	2003			39.32	33.67	836.62	9.59	38.94				0.00	510.74	-41.56	-26.95	0.00	442.23	442.23
19	2004			38.23	33.67	847.49	8.24	38.94				0.00	517.38	-40.63	-26.95	0.00	449.80	449.80
20	2005			37.13	33.67	858.51	6.89	38.94	1080.00			-1080.00	524.11	-39.69	-26.95	0.00	457.47	1537.47
21	2006			36.04	33.67	869.67	5.53	38.94				0.00	530.92	-13.07	-26.95	0.00	490.90	490.90
22	2007		1080.00	34.95	33.67	880.98	4.18	38.94				0.00	537.82	-12.14	-26.95	0.00	498.73	-581.27
23	2008			33.86	33.67	892.43	28.50	38.94				0.00	544.82	-36.88	-26.95	0.00	480.99	480.99
24	2009			32.77	33.67	904.03	27.15	38.94				0.00	551.90	-35.95	-26.95	0.00	489.00	489.00
25	2010			31.67	33.67	915.78	25.80	38.94				0.00	559.07	-35.01	-26.95	0.00	497.11	497.11
26	2011			30.58	33.67	927.69	24.45	38.94				0.00	566.34	-34.08	-26.95	0.00	505.31	505.31
27	2012			29.49	33.67	939.75	23.10	38.94				0.00	573.70	-33.15	-26.95	0.00	513.60	513.60
28	2013			28.40	33.67	951.97	21.75	38.94				0.00	581.16	-32.22	-26.95	0.00	521.99	521.99
29	2014			27.30	33.67	964.34	20.39	38.94				0.00	588.72	-31.27	-26.95	0.00	530.50	530.50
30	2015			26.21	33.67	976.88	19.04	38.94				0.00	596.37	-30.34	-26.95	0.00	539.08	539.08
31	2016			25.12	33.67	989.58	17.69	38.94				0.00	604.12	-29.41	-26.95	0.00	547.76	547.76
32	2017			24.03	33.67	1002.44	16.34	38.94				0.00	611.98	-28.49	-26.95	0.00	556.54	556.54
33	2018			22.94	33.67	1015.47	14.99	38.94				0.00	619.93	-27.56	-26.95	0.00	565.42	565.42
34	2019			21.84	33.67	1028.67	13.64	38.94				0.00	627.99	-26.62	-26.95	0.00	574.42	574.42
35	2020			20.75	33.67	1042.05	12.29	38.94				0.00	636.16	-25.69	-26.95	0.00	583.52	583.52
36	2021			19.66	33.67	1055.59	10.94	38.94				0.00	644.43	-24.76	-26.95	0.00	592.72	592.72
37	2022			18.57	33.67	1069.32	9.59	38.94	1080.00			-1080.00	652.80	-23.83	-26.95	0.00	602.02	1682.02
38	2023			17.47	33.67	1083.22	8.24	38.94				0.00	661.29	2.79	-26.95	0.00	637.13	637.13
39	2024			16.38	33.67	1097.30	6.89	38.94				0.00	669.89	3.72	-26.95	0.00	646.66	646.66
40	2025			15.29	33.67	1111.56	5.53	38.94				0.00	678.60	4.66	-26.95	0.00	656.31	656.31
41	2026		1080.00	14.20	33.67	1126.01	4.18	38.94				0.00	687.42	5.59	-26.95	0.00	666.06	-413.94
42	2027			13.11	33.67	1140.65	28.50	38.94				0.00	696.35	-19.15	-26.95	0.00	650.25	650.25
43	2028			12.01	33.67	1155.48	27.15	38.94				0.00	705.41	-18.21	-26.95	0.00	660.25	660.25
44	2029			10.92	33.67	1170.50	25.80	38.94				0.00	714.58	-17.28	-26.95	0.00	670.35	670.35
45	2030			9.83	33.67	1185.72	24.45	38.94				0.00	723.87	-16.35	-26.95	0.00	680.57	680.57
46	2031			8.74	33.67	1201.13	23.10	38.94				0.00	733.28	-15.42	-26.95	0.00	690.91	690.91
47	2032			7.65	33.67	1216.75	21.75	38.94				0.00	742.81	-14.49	-26.95	0.00	701.37	701.37
48	2033	-369.00	-682.12	6.55	33.67	1232.57	20.39	38.94	-381.18			-669.94	752.47	-13.54	-26.95	0.00	711.98	1381.92

第9章

經濟評估

第9章 経済評価

9.1 経済評価の考え方

財務評価が実施主体の立場からプロジェクトの収益性をみるのに対し、経済評価は当該プロジェクトの実施が国民経済にどの程度の便益をもたらすかを検討するものである。そして国民経済にとっての便益とは資金、資機材、労働力等の資源の最適配分である。経済評価においても財務評価同様、便益・費用を数量化するが、財務評価ではそれを市場価格にて表示するのにに対し、経済評価では経済（潜在）価格で表示する。

経済価格もしくは潜在価格は市場価格に対する言葉としてプロジェクト評価において用いられる。通常、特に発展途上国の場合、独占・寡占体制、高関税、恣意的な外貨交換率の設定、高利子、補助金等の存在により、市場価格は完全なる自由競争市場における価格とは大幅に異なる。このように“歪められた”市場価格は、稀少性、真に投入された価値、等の本来の価値とは懸け離れたもので、それによって表示された費用、便益は国民経済にとっての正確な価値を反映したものではない。

市場価格の経済価格への修正は主に二つの作業から構成される。第一が、税金、利子、補助金等の除去である。これらは移転項目と呼ばれ、国家という大きなパイの中での資源の移転に過ぎず真にプロジェクトに用いられた資源では無い。国民経済的観点からは、いわば右のポケットから左のポケットへ入れるようなものであり、費用、便益が相殺される。次に必要な作業は、完全自由競争下における価格と比較した場合の市場価格の“歪み”を修正することである。この為には潜在価格を用いるが、これは財・サービスの機会費用に他ならない。例えば輸入財は（輸入可能な場合も含め）、当該発展途上国の市場価格ではなく、その国の代表的貿易港への CIF価格（国境価格）に国内輸送費を加えた価格を用いる。これは先進国の価格が、必ずしも完全な自由競争市場とは言えないまでも、より競争的な市場価格を反映していると仮定するからである。又、未熟練労働者に対する賃金、土地代等は政府による最低賃金法、土地評価基準の適用等、政策的に決定される場合が多い。このような市場価格は、これらの財、サービスをプロジェクトに投入することによって国

民経済的に損失する価格、即ち機会費用ではない。又、機会費用はプロジェクトに投入する財なりサービスの限界生産性によって算出される。今回の計画地域であるPalawan 県 Marcos郡は住民の殆どが農業に従事しているが、同地域は新しい開墾地であり、水の利用も限定されていること、及び若年労働層も割に土地に残っており労働人口も多いこと等から、農業の限界生産性は低い。ここから労働者を雇用した場合、実際は最低賃金が支払われるが、機会費用たる農業の限界生産性はこの最低賃金を大幅に下廻る。そして国民経済にとっては、プロジェクト投入によって失われる限界生産性そのものが費用である。その潜在価格を用いての経済評価への修正は、財務評価で使われた市場価格の積算の各項目に対し一定の割合を乗じることによって行う場合が多い。この割合がシャドウ・レートであり機会費用/市場価格によって表わされる。

9.2 本計画における経済評価の前提

一般的に電力プロジェクトは公共・ユーティリティ関連プロジェクトの範疇に属する。公共であるが故に、市場が特殊であり、又、ユーティリティであるが故にアウトプットが特殊である。このように特殊な電力プロジェクトの経済評価は、単なる財の生産に関するプロジェクトの経済評価とは異なる工夫が必要である。

電力のようなユーティリティは、それ自体で価値を持つというよりは、利用された後に初めて価値を生むものである。即ち、それが経済活動に投入された場合は、その経済活動が生み出す限界価値が便益である。又、一般家庭で用いられる場合は、効用もしくは灯火用、動力用として容易に利用できる価値（「簡便性」）が便益である。

前者（電力が経済活動の投入財として利用される場合）の便益は、電力の追加的投入による追加的生産価値（限界生産性）を、各経済単位毎に積み上げ、それを合計することによって得られる。しかしながら、この作業を短期間に実施するは不可能に近い。更に、後者（一般住民が消費する電力）の便益たる効用なり「簡便性」をそのまま数量化することは出来ない。従来、我が国のフィージビリティ・スタディーでは、これに代わる算出方法として、次善の代替案のコストをそのまま便益とするいわゆる「代替施設法」なるものが

用いられるケースが多い。この「代替施設法」は資本の機会費用の拡大解釈であり、その内容は当該計画を実施したことにより次善の計画への投資が避けることが出来、この次善の計画のコスト全額が節約になったと考えるものである。しかし、次善の計画に要するコストは避けられたのでは全くない。それに代わって同じ便益を得る為に当該計画を実施したのであるから、もし避け得たとするならば両者のコストの差額である。そしてこの差額が負の値であれば、これは便益では無くむしろ費用の構成要素である。「代替施設法」を用いれば、代替施設が次善（最小費用）のものであっても、殆どのプロジェクトを正当化することが可能である。従って本報告書では、明らかに誤りである「代替施設法」による経済評価を排し、財務評価と同じく本計画の便益を2種類に分け、Rio Tuba鉱山の自家用電力については節約額を経済価格で示したものとし、民生用供給分については、以下に述べる理由によりPALECOの売電による料金収入とする。

電力を使用することによる効用なり「簡便性」そのものの数量化は上述の通り不可能である。これを推し量る一つの方法として消費者の支払意志 (Willingness to Pay :WTP)が通常は用いられる。このWTPの計測は、本来であれば潜在消費者に対し電力の効用を正確に知らせた上で、どの程度の価格にて利用する意志があるかについてのインタビュー調査が必要であるが、限界生産性の積み上げ同様、この種の調査を短期間で実施することは困難である。又、調査を実施せずに地域住民の電力利用度、無灯火地域における灯油、バッテリーの使用等から、WTPを推計することが可能である。

PALECOが現在給電している地域をみると、かなり長さの引込線を自己負担しなければならぬ民家、及び平均500～600ペソを要する屋内配線の費用を一度に調達できない低所得層を除けば、殆どの家庭が電力を利用している。ちなみにPuerto Princesa, Brooke's Point等の市街地ではその率は100%近くに達する。更に、料金徴収上の例えば滞納等の問題もそれ程多くは認められず、Brooke's Point地域では、90%以上の一般消費者が決められた期日に料金を支払っている。この事実から、現行料金は一般消費者のWTPの近似値、あるいはそれ以下と推定することが可能である。

更に、無灯火地域では、山中に住むnativesの一部を除き、全家庭が多かれ少なかれ照

明用の小型ランプ、もしくはペトロマックスと呼ばれる大型ランプを所有している。加えて、60%の近くの家庭がトランジスタ・ラジオを所有し、その為に多くのバッテリーを消費している。この他、数は少ないが高所得層はケロシン冷蔵庫、音響装置等を保有している。一般の消費者は、ランプに必要なケロシンやトランジスタ・ラジオ用バッテリーを各 Sitio (部落) に散在するキオスク、又は毎週決められた日に立つ市にて購入する。その料金は Sitio によって異なるが、ケロシンはウイスキー小瓶(0.375ℓ) 当り平均4.25ペソ (約58円)、バッテリーは1個平均4.75ペソ (約64円) で購入、消費している。又、消費量については最低所得層でもケロシンを平均 5.5ℓ/月、バッテリーを4個/月消費しており、各々の平均月間使用額はケロシン約64ペソ (約 865円)、バッテリー約19ペソ (約 258 円) にも達する。これは最低所得層に限った例であり、当然のことながら所得に応じて消費量は増える。平均はケロシン10ℓ/月、バッテリー10個/月程度である。

他方、1985年3月時点におけるPALECOへの基本最低料金 (12kWh) は50ペソ (約678 円) であり、この基本料金以上の電力を利用している家庭は少ない。従って、現在消費しているケロシン、バッテリーを電力に転換することは、実質的節約にもなり、この意味からも現行料金は WTPの近似値もしくはそれ以下と推定することが可能である。更に、電力利用が可能になればケロシン購入の為に労力と時間の節約になり、この便益も数量化はできないまでも考慮に入れるべきである。

このような理由から、本報告書では、民生供給の経済的便益を効用の総額、即ち WTPの総額とするが、この総額は取りも直さずRio Tuba鉱山が供給する電力量についてのPALECOの料金収入に他ならない。

9.3 便益の積算

前項で述べた通り、本計画の発生電力の便益は二通りあり、一つがニッケル精鉱の為に自家用消費であり、もう一つは民生用供給による地域住民の効用便益である。

(1) 自家用消費

この便益は O&Mコストの節約額を経済価格で示したものである。O&M コストの殆どは

ディーゼル燃料（バンカーC）費で占められ、この経済価格は国境価格にて示される。フィリピンの石油精製能力は大きく、国内消費分は勿論のこと、一部はインドネシアのプラタミナに対して委託精製すら行っている。従ってフィリピンにおけるバンカーCの国境価格は国際価格（シンガポール価格）プラス輸送費ではなく、国際価格そのものとみなすことが可能である。

1985年3月末のシンガポールに於けるバンカーCのFOB価格はUS\$169/t(比重1(注1)とした場合、US\$0.619/ℓ \approx 43円/ℓ)であった(注2)。一方、同じ1985年3月末のRio Tuba鉱山のバンカーC購入価格はBataan価格プラス輸送費、即ち、4.6376ペソ/ℓ+0.27ペソ/ℓ=4.9076ペソ/ℓ \approx 67円/ℓである。上述の国境価格に同じ輸送費を加算すると、Rio Tuba鉱山におけるバンカーCの経済価格は約46円/ℓである。従って経済評価では財務評価で用いたバンカーと価格に係数0.69(46円/67円)を乗じることとする。

なお、第7章の積算では、燃料価格としてリットル当たり71円を使用しているが、これは潤滑油等の油脂類をも含めた価格である。ここでは油脂類もバンカーCと同じ係数を用いて経済価格への修正が可能であると仮定する。

節約額を構成する要素としてその他の費用(例：管理費等)があるが、ディーゼル燃料費に対するこれらの費用の比率は僅少でしかなく、ここでは無視する。他方、水力・ディーゼル併用のケースでは、ディーゼル発電単独のケースと比較すると、水力発電にかかわるO&Mコストが追加的コストとして生ずる。これは負の節約額であり、内容を細分化し貿易財や労賃の経済価格への修正、移転項目の除去等を行う必要がある。

表8-1のキャッシュ・フローからもわかる通り、水力発電にかかわるO&Mコストの中で大きな比重を占める項目は固定資産税であり、残りの補修費、その他は相対的に小さく、無視し得る額と考えられる。従って水力併用により発生する追加的コストの経済価格への修正については、移転項目である固定資産税の除去にとどめる。

<注1> バンカーCの比重は1.021～0.921である。

<注2> Platt's Oilgram Price Report, April 1, 1985, Page 6-A

(2) 民生用供給

民生用供給電力の便益は、一般家庭の支払意志 (WTP)、その反映としてのPALECO設定の電力料金による、Rio Tuba社供給分についてのPALECOの料金収入とした。なお、計画供給地域の商・工業は殆どが小規模企業に属するものであり、民生用供給の中に商・工業用、公共用を含めた。

Rio Tuba社のPALECOに対する売電価格は kWh当り、日本円換算で17.87 円であり、他方PALECO料金は同じく56.60 円である。PALECOは基本料金制度を採用しているが、既述のとおり一般家庭で基本料金以上支払っている例は少ない。従ってPALECOの料金収入の方がRio Tuba社の売電収入よりも率の上では大きい。しかしながら、何%の家庭が基本料金以内の電力を消費しているかのデータを得られなかったこと、更にいずれにせよRio Tuba社の供給する電力はPALECOを通じて一般家庭で消費されるということから、Rio Tuba社の売電収入とPALECOの料金収入は同一比率と仮定する。そしてその係数を (PALECOのkWh 当り料金 : Rio Tuba社のkWh 当り売電価格)、即ち $56.60 \text{ 円/kWh} \div 17.87 \text{ 円/kWh} = 3.17$ とする。

9.4 経済費用の積算

本計画における経済的費用は、水力・ディーゼル併用のケースとディーゼルのみにて発電するケースとの建設費用の差額を経済価格で表示したものである。建設費用は、外貨で支払われる部分と現地で支払われる内貨部分に分かれる。外貨部分は今回の計画の性質上日本円にて支払われるので、自由競争における経済価格を反映していると仮定する。他方、内貨部分については市場価格の“歪み”を前提とし、経済価格への修正を以下で検討する。

(1) 税金

経済評価における税金の取り扱いは、一国内での資源の移動に過ぎないので、移転項目として費用からこれを差し引く。「財務評価」の 8章3.4. で述べた通り、Rio Tuba社による本計画は関税を免除されるので、積算の中に関税は含まれていない。除去すべき税金は施設に対して課せられる固定資産税で、財務費用からこれを取り除く。

(2) 為替

経済評価において内貨を外貨に転換する際は、公定レートではなく潜在為替レートを用いる。しかしながら、フィリピン政府は1984年に変動相場制を採用し、現にその交換率は日々変化している。従って本計画では1985年3月31日の為替レートをそのまま採用することとし、標準変換係数による潜在レートは用いない。

(3) 労賃

未熟練労働者の賃金についても未熟練労働者雇用の機会費用たる潜在労賃を用いる。フィリピンにおいては未熟練といえども最低賃金法が厳格に適用されることになっており、この最低賃金は1985年3月末現在で、基本賃金37ペソ/日に各種手当で16.5ペソ/日を加えた53.5ペソ(¥726/日)である。しかしながら、この賃金は労働の機会費用としては非常に高額である。計画地域の聴取り調査では、季節労働として最も相場が高くなる米、ココナツの収穫時における1日の賃金が20ペソ程度、通常は10ペソに過ぎない。1日当り10ペソのわずかな賃金でも、多くの住民は臨時労働を望んでいる。この事実は、プロジェクト・サイトの潜在的失業率が高いこと、即ち、労働の限界生産性が低いことを物語っている。計画地域における一般農家の年間粗収入は3,000ペソから15,000ペソと開きはあるが、平均6,000ペソ程度である。

山間部に住む natives はこれよりも更に少ない。一家の働き手を3人としても平均生産性は年間2,000ペソに満たない。限界生産性はこれを更に下廻り、1,500ペソ/年にも達しないものと想定される。但し、小農に属する人々は、年間平均20日程の臨時労働の機会があり、この所得が300ペソ/年程度になること、加えて収入を伴わない経済活動(例:副食の為の漁獲)もあるので、本報告書では未熟練労働力の機会費用を1,800ペソ/年、稼働可能日を300日とし、1日当り6ペソの潜在賃金を用いる。従って、計画地域における潜在賃金率は $6\text{ペソ}/53.5\text{ペソ} = 0.11$ である。

NEDAは未熟練の潜在賃金をここ数年、最低賃金に係数0.80を乗じたものとしている。しかしながら、この係数はフィリピン全体の平均であり(確かに就業機会の多いQuezonの臨時労働の賃金は40ペソ/日であった)、潜在的失業率の高い計画地域に適用はでき

ないと考える。

(4) 土地収用費・補助費

本報告書の積算では、土地収用に要する費用として、わずか1.1百万円を見積もっているに過ぎない。何故ならばダム計画地が国有地であり、しかも水没地域に殆ど人家が無いからである。経済評価においては、土地の機会費用、即ち土地の限界生産性をもって経済価格とする。本計画により水没する地域は現在未利用の灌木、雑木が生い茂るジャングルであり、水没又は仮設工事によって損失する土地の経済的価値は無視し得ると考える。それ以上に例えば道路は仮設ではありながらも、一部、住民の利用も可能であり、損失よりむしろ便益を生ずる項目である。このような理由から、本報告書では何らかの経済的損失を被るとしても、それはわずかであると同時に、損失と相殺して余りある便益を考慮し、土地収用費はゼロとする。

次に補償費関連経費も同じような理由から、わずか約40百万円を計上しているに過ぎない。内訳は立毛補償(約20百万円)、水利補償(15百万円)、残りが公共補償である。この内、立毛補償の9割は木材伐採の補償であり、補償費は実際払ったとしても経済価値に対し払われたものではない。このことを考慮し、立毛補償は5百万円を計上すると定める。又、水利・公共補償は、Sicud地域のかんがい施設200haを建設、維持している農業協同組合員50家族及びその他若干の家族に対する補償である。Culasian川への分水はCandawaga川のかんがい用水をある程度確保した上で計画されているのでこれは妥当な額と考えられ、経済価値を反映したものとみなし、経済評価でもこの数値を用いる。

(5) 燃料

建設に関わる燃料コストは総額115百万円であり、そのほとんどは建設機械及び光熱用のディーゼル・オイル代金である。1985年3月末におけるBataan精油所のディーゼル・オイルのRio Tuba着値段は6.41ペソ/ℓ(¥87.3)であったが、同時期における国際市場価格は前掲のPlatt's ReportによればUS\$18.35/ℓ(¥45.99/ℓ)、これに国内輸送費¥3.66/ℓを加えしRio Tuba着の経済価格は¥49.65/ℓとなる。従って、経済価格

への変換係数は $\yen49.65/\yen87.03 = 0.57$ である。この結果、経済価格表示の燃料コストとして $\yen115 \text{ 百万} \times 0.57 = \yen65.55 \text{ 百万}$ を計上する。

(6) ディーゼル発電設備

今迄述べて来た費用は、水力発電に要する経費であり、ディーゼル発電に関する経費は意図的に無視してきた。なぜならば、ディーゼル発電の初期設備投資はいずれのケースにおいても、同額が同時期に計上されるので、差額はゼロになるからである。但し、設備更新の時期については各々のケースで異なり、更新費用及び残存価値を経済価格でキャッシュ・フロー内に表示する必要がある。設備更新に関わる諸経費中13%が内貨分で、内訳 4.3%が労賃、8.7%が建屋等を含む資機材、その他である。詳細は省くが、労賃、貿易財等を経済価格へ修正した結果、設備更新の総コスト及び残存価値の経済価格への変換係数は0.95である。

(7) PALECO及び消費者が支払う費用

本計画の経済的便益は、Rio Tuba鉱山自家用電力の節約額を経済価格で表示した便益と民生供給分(効用)の便益であるPALECOの料金収入であった。このように便益の一部をPALECOの料金収入とした以上、経済評価では効用を得る為の費用、即ちRio Tuba社から電力供給を受ける為のPALECOの出費(例、送配電線の建設、トランスやメーターの設置等)、及び消費者がPALECOから供給を受けるに際して支払わなければならない経費

(例、屋内配線、電球や蛍光灯の購入等)を併せて考慮しなければならない。これらのほとんど全てが貿易財であるので、経済価格に修正した額を経済評価のキャッシュ・フローのコストの項目に計上する。

9.5 経済的内部収益率 (EIRR) 及び経済評価結果

以上を前提に、経済的内部収益率 (EIRR) を求めた結果、12.60%であり、FIRRよりも高い率を示している(表9-1 参照)。この数値は、間接便益を含んでいない。更に費用の経済価格への修正の過程において、土木工事を細分化し移転項目の除去(例: 建設用重機類に含まれる関税等)、貿易材の国境価格への変換等の作業を厳密には行っていない。これらを考慮すれば、経済的費用は低下し、その分だけ経済内部収益率は上昇する。

以上の経済評価に基づき、本計画の実施は国民経済的観点からもフィージブルであり、地域住民が受ける便益は大きい。

Million Yen

Project Year	Year	Generation by Hydro and Diesel Power Plants								Diesel Power Generation (w/o Hydropower Plant)	Total Cost	Benefit				Benefit - Cost					
		Investment				Operation and Maintenance						Benefit									
		Rio Tuba		PALECO & Consumers		Hydro Power P	Diesel Power Plant		PALECO & Consumers			Investment	Operation & Maintenance		Fuel Saving		Repair /Others Saving	Turn-over from Energy Sold	Total Benefit		
		Hydro	Diesel	PALECO	Consumers		Fuel	Repair /Others					Repair /Others	Fuel						Repair /Others	
1	1986	125.00																			
2	1987	766.00		76.48															0.00	-125.00	
3	1988	1515.00	1140.00	149.63					1140.00										0.00	-842.48	
4	1989	1134.00		142.03	37.36	33.67	629.18	38.94	9.05										0.00	-1664.63	
5	1990			32.78	21.66	33.67	533.73	38.94	9.05										1313.39	190.56	-1122.83
6	1991			32.78	21.66	33.67	558.90	38.94	9.05										54.44	447.31	392.87
7	1992			32.78	21.66	33.67	574.43	38.94	9.05										54.44	475.98	421.54
8	1993			32.78	21.66	33.67	581.89	38.94	9.05										54.44	518.38	463.94
9	1994					33.67	589.46	38.94	9.05										54.44	562.74	508.30
10	1995					33.67	597.12	38.94	9.05										0.00	565.79	565.79
11	1996					33.67	604.88	38.94	9.05										0.00	568.89	568.89
12	1997					33.67	612.75	38.94	9.05										0.00	572.03	572.03
13	1998					33.67	620.71	38.94	9.05										0.00	575.21	575.21
14	1999					33.67	628.78	38.94	9.05										0.00	578.42	578.42
15	2000					33.67	636.96	38.94	9.05										0.00	581.68	581.68
16	2001					33.67	645.24	38.94	9.05										0.00	584.99	584.99
17	2002					33.67	653.62	38.94	9.05										0.00	588.33	588.33
18	2003					33.67	662.12	38.94	9.05										0.00	591.72	591.72
19	2004					33.67	670.73	38.94	9.05										0.00	595.16	595.16
20	2005					33.67	679.45	38.94	9.05										0.00	598.64	598.64
21	2006					33.67	688.28	38.94	9.05	1026.00									-1026.00	602.16	1628.16
22	2007		1026.00			33.67	697.23	38.94	9.05										0.00	605.73	605.73
23	2008					33.67	706.29	38.94	9.05										1026.00	609.34	-416.66
24	2009			183.83		33.67	715.47	38.94	9.05										0.00	613.01	613.01
25	2010					33.67	724.78	38.94	9.05										183.83	616.72	432.89
26	2011					33.67	734.20	38.94	9.05										0.00	620.48	620.48
27	2012					33.67	743.74	38.94	9.05										0.00	624.28	624.28
28	2013					33.67	753.41	38.94	9.05										0.00	628.14	628.14
29	2014					33.67	763.20	38.94	9.05										0.00	632.05	632.05
30	2015					33.67	773.13	38.94	9.05										0.00	636.00	636.00
31	2016					33.67	783.18	38.94	9.05										0.00	640.01	640.01
32	2017					33.67	793.36	38.94	9.05										0.00	644.08	644.08
33	2018					33.67	803.67	38.94	9.05										0.00	648.19	648.19
34	2019					33.67	814.12	38.94	9.05										0.00	652.36	652.36
35	2020					33.67	824.70	38.94	9.05										0.00	656.58	656.58
36	2021					33.67	835.42	38.94	9.05										0.00	660.86	660.86
37	2022					33.67	846.29	38.94	9.05										0.00	665.19	665.19
38	2023					33.67	857.29	38.94	9.05	1026.00									-1026.00	669.58	1695.58
39	2024					33.67	868.43	38.94	9.05										0.00	674.02	674.02
40	2025					33.67	879.72	38.94	9.05										0.00	678.53	678.53
41	2026		1026.00			33.67	891.16	38.94	9.05										0.00	683.09	683.09
42	2027					33.67	902.74	38.94	9.05										1026.00	687.71	-338.29
43	2028					33.67	914.48	38.94	9.05										0.00	692.39	692.39
44	2029					33.67	926.37	38.94	9.05										0.00	697.13	697.13
45	2030			183.83		33.67	938.41	38.94	9.05										183.83	701.94	518.11
46	2031					33.67	950.61	38.94	9.05										0.00	706.80	706.80
47	2032					33.67	962.97	38.94	9.05										0.00	711.73	711.73
48	2033	-354.00	-648.01	-147.06		33.67	975.48	38.94	9.05	-362.12									0.00	716.73	716.73
																			-786.95	721.79	1508.74

