

#### 6.4 発電所地点の比較

発電所地点については、次のA・B・C3案について比較を行なった(図6-4-1)

A案：最上流にあるので落差は最も小さい。既設のHuallanca発電所(156KW)の取水口の直上流に発電所を設ける。水圧管路と平行して断層が走っており、かつ、発電所地点の地形・地質が悪い。発電所への進入道路の建設が困難であり、工事そのものも困難である。既設発電所への影響は全く無いので、B案・C案についてElectro Peruの合意がえられない場合には必然的にこの案を採択せざるをえなくなる。

B案：A案とC案の中間地点に位置し、Huallanca町の上流端、既設発電所の対岸に発電所を設ける。水圧管路地点の地形は非常に良い。1981年の洪水で町の中心の橋が流され、写真で見ると現在は兩岸の護岸も流失している。橋は現在復旧工事中である。

(第二編・第1.2.3項の写真参照)

C案：最下流で発電所はHuallanca町の下流端に設ける。水路・水圧管路がかなり長くなる。

以上の3案について現地を入念に踏査し、検討を重ねた結果、下記の理由からB案の採用を決定した。

- (1) 護岸工事費を見込んでも、工事費が三案の中で最も安い。護岸工事は町の発展に寄与することとなる。
- (2) Electro Peruは本発電所完成後は、既設発電所(156KW)は廃止したいという希望を持っている。
- (3) 水圧管路発電所の地形・地質が最も良く、アクセスも容易である。
- (4) 農牧地が少なく、土地の取得も容易と思われる。

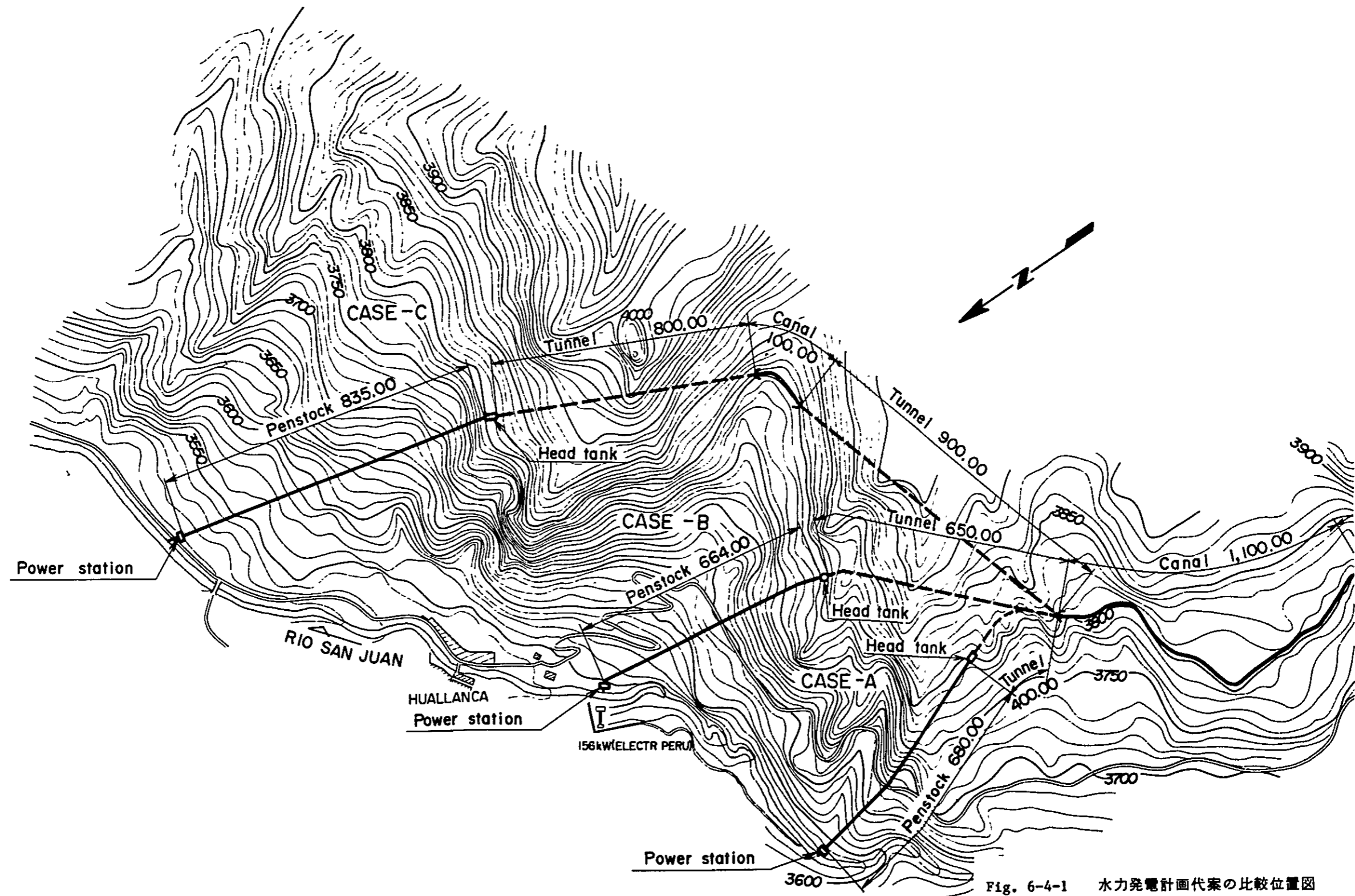


Fig. 6-4-1 水力発電計画案の比較位置図

1.  $\sum_{k=1}^n k^2 = \frac{n(n+1)(2n+1)}{6}$

2.  $\sum_{k=1}^n k = \frac{n(n+1)}{2}$

3.  $\sum_{k=1}^n k^3 = \left(\frac{n(n+1)}{2}\right)^2$

4.  $\sum_{k=1}^n k^4 = \frac{n(n+1)(2n+1)(3n^2+3n-1)}{30}$

5.  $\sum_{k=1}^n k^5 = \frac{n^2(n+1)^2(2n^2+5n+3)}{12}$

6.  $\sum_{k=1}^n k^6 = \frac{n(n+1)(2n+1)(3n^3+6n^2-3n-1)}{42}$

## 6.5 鉱山専用水力発電所を建設するケース

本プロジェクトの経済性を比較評価するために、民生用を考慮しない鉱山専用水力発電所を建設する場合を想定する。この水力発電所は4,200KWから民生用に提供する800KWを差引いた3,400KWとして、この場合も鉱山用需要にあわせてディーゼル発電所との併列運転方式を採用する(図6-5-1)。この場合も6.2節と同様の手法で、ディーゼル発電機の設備更新計画を策定した。

この場合の需給バランスは表6-5-1の通りである。

Fig. 6-5-1 鉱山専用発電計画 (3,400KW) による需給バランス

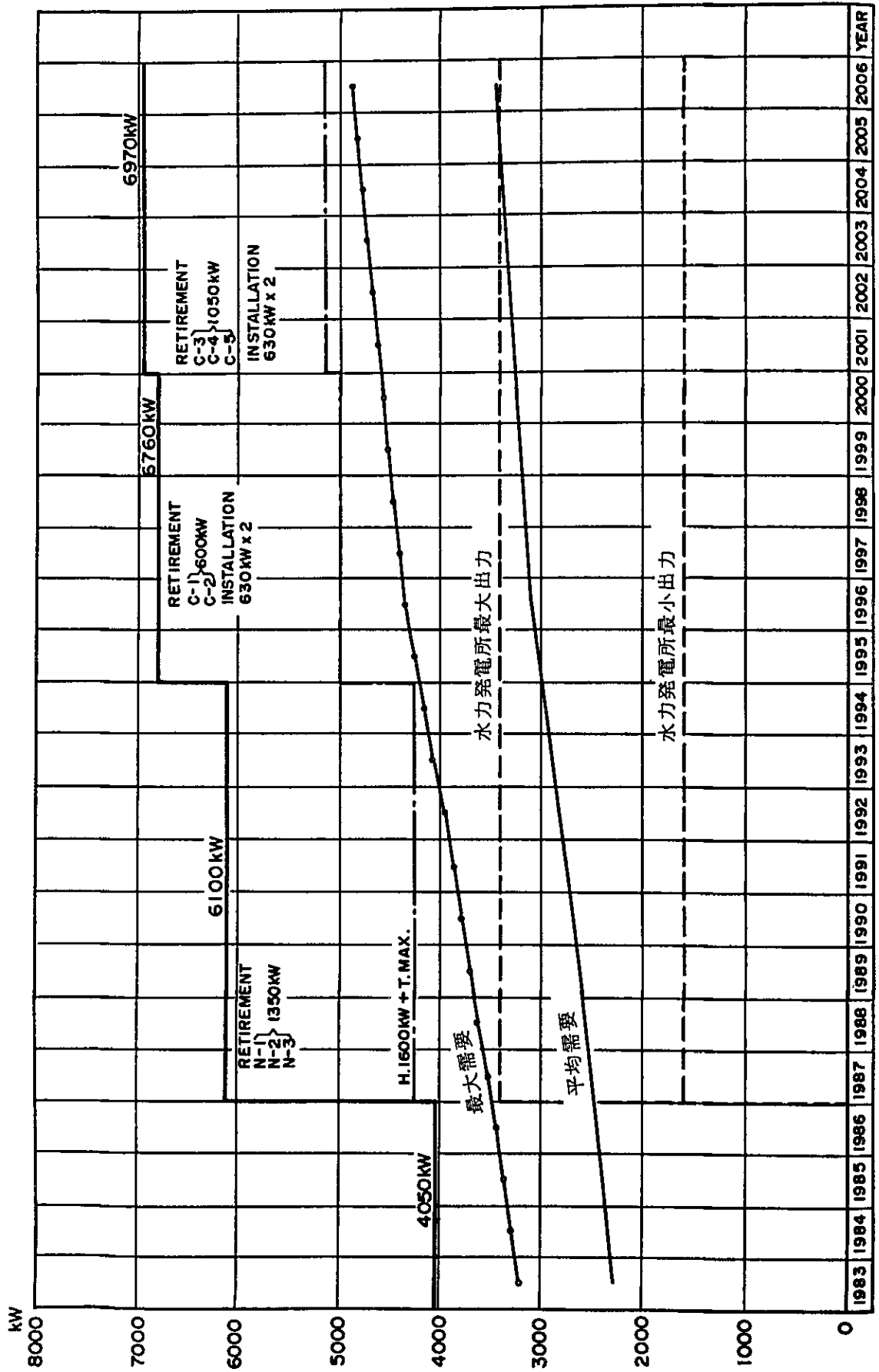


Table 6-5-1 ワンサラ鉱山の需給バランス  
(3,400 KW鉱山専用水力開発のケース)

年	最大KW 需要 (kW)	平均KW 需要 (kW)	KWh 需要 (MWh)	ディーゼルによる補給発電分			水力発電分 (MWh)	備考
				豊水期 (MWh)	渇水期 (MWh)	計 (MWh)		
1983	3,200	2,281	20,000					
1984	3,267	2,337	20,475					
1985	3,354	2,394	20,962					
1986	3,434	2,450	21,463					
1987	3,516	2,509	21,977	16	780	796	21,181	
1988	3,601	2,569	22,503	49	872	921	21,582	水力発電所 運転開始
1989	3,687	2,631	23,045	100	969	1,069	21,976	
1990	3,777	2,694	23,601	172	1,072	1,244	22,357	
1991	3,868	2,759	24,171	265	1,179	1,444	22,727	
1992	3,961	2,826	24,757	380	1,293	1,673	23,084	
1993	4,057	2,895	25,359	522	1,414	1,936	23,423	
1994	4,157	2,966	25,978	693	1,543	2,236	23,742	
1995	4,258	3,038	26,613	890	1,684	2,574	24,039	
1996	4,362	3,112	27,265	1,119	1,839	2,958	24,307	10th year
1997	4,402	3,141	27,515	1,214	1,899	3,113	24,402	
1998	4,443	3,171	27,775	1,315	1,964	3,279	24,496	
1999	4,487	3,201	28,045	1,428	2,031	3,457	24,586	
2000	4,532	3,234	28,326	1,549	2,103	3,652	24,674	
2001	4,578	3,267	28,618	1,677	2,179	3,856	24,762	
2002	4,627	3,302	28,922	1,820	2,261	4,081	24,841	
2003	4,678	3,338	29,238	1,974	2,346	4,320	24,918	
2004	4,730	3,375	29,566	2,138	2,436	4,574	24,992	
2005	4,785	3,414	29,908	2,319	2,532	4,851	25,057	
2006	4,842	3,455	30,264	2,514	2,633	5,147	25,117	20th year
合計	-	-	533,446	22,154	35,029	57,182	476,263	
平均	-	-	26,672	1,108	1,751	2,859	23,813	

The first part of the document  
 discusses the general principles  
 of the system. It is divided into  
 several sections, each dealing  
 with a different aspect of the  
 overall design. The first section  
 covers the basic concepts and  
 the second section discusses the  
 implementation details.

The second part of the document  
 describes the specific components  
 of the system. It includes a  
 detailed description of the  
 hardware and software  
 requirements. The third section  
 discusses the testing and  
 validation procedures.

The third part of the document  
 discusses the future work and  
 conclusions. It includes a  
 summary of the findings and  
 a list of references. The  
 fourth section discusses the  
 impact of the system and the  
 potential for further research.

The fourth part of the document  
 discusses the implementation  
 details. It includes a  
 detailed description of the  
 hardware and software  
 requirements. The fifth section  
 discusses the testing and  
 validation procedures.

The fifth part of the document  
 discusses the future work and  
 conclusions. It includes a  
 summary of the findings and  
 a list of references.

## 第7章 予備設計及び建設費



1970 10 15

## 第 7 章 予備設計及び建設費

7.1 発電所の諸元	7-1
7.2 建設費	7-5
7.3 建設スケジュール	7-5
7.4 詳細設計段階での検討事項	7-8
7.5 将来の検討事項	7-8



## 第 7 章 予 備 設 計

### 7.1 発電所の諸元

今回建設する発電所（Huanzala 水力発電所と仮称する）の計画諸元は表 7-1-1 に示す通りである。

Table 7-1-1 計 画 諸 元

#### 1. 一 般

河 川 名	;	Rio San Juan
流 域 面 積	;	153.7 km <sup>2</sup>

#### 2. 発 電 計 画

取水位（標高）	;	3802.5 m
ヘッドタンク水位（標高）	;	3796.5 m
水車中心標高	;	3547.3 m
総 落 差	;	249.2 m
有 効 落 差	;	242.0 m
最大使用水量	;	2.2 cu.m/sec
出 力	;	4200.0 kW
年間可能発生電力量	;	32187 × 10 <sup>3</sup> kWh

#### 3. 取 水 ダ ム

形 式	;	重力式コンクリート
越流部標高	;	3802.5 m
越流堤長	;	15.0 m
高 さ	;	3.5 m

#### 4. 沈砂池

巾 ; 3.5 m  
長さ ; 40.0 m  
高さ ; 1.7 ~ 3.5 m

#### 5. 導水路

##### (1) 開水路

形式 ; 台形石張り (Type I), コンクリート矩形  
(Type II) 又はコンクリート暗渠 (Type III)  
亘長 ; 3000 m  
巾 × 高 ; Type I : 1.2 × 1.8 m (1:0.3)  
Type II : 1.2 × 1.8 m  
Type III: 1.2 × 1.7 m  
勾配 ; 1:1000

##### (2) トンネル

形式 ; 巻立 (Type II) 又は無巻 (Type I)  
上部円形底部角形  
亘長 ; 1650 m  
巾 × 高 ; Type I : 2.0 × 2.3 m  
Type II : 1.6 × 2.1 m  
勾配 ; 1:1000

#### 6. ヘッドタンク

形式 ; 円筒形  
直径 ; 9.0 m  
高さ ; 5.5 m

#### 7. 水圧管路

形式 ; 全熔接鋼管, 露出形  
長さ ; 664.0 m

直 径 ; 1.10 m ~ 0.55 m

## 8. 発 電 所

形 式 ; 地 上 形

長 × 巾 × 高 ; 23.0 m 10.0 m 8.3 m

## 9. 電 気 設 備

設 備 出 力 ; 4,200 kW

水 車

形 式 ; 横軸1ランナ, 2ノズル, ベルトン水車

台 数 ; 1

有 効 落 差 ; 242.0 m

最大使用水量 ; 2.2 cu.m/sec

回 転 速 度 ; 450 r.p.m.

発 電 機

形 式 ; 横軸三相交流同期発電機

台 数 ; 1

出 力 ; 5,200 kVA

電 圧 ; 6.6 kV

力 率 ; 0.82 (おくれ)

周 波 数 ; 60 Hz

主要変圧器

形 式 ; 屋外三相油入変圧器

台 数 ; 1

容 量 ; 5,200 kVA

電 圧 ; 6.6/33 ± 5% kV

10. 送電線

回線数	; 1
電線	; A.C.S.R. 120 mm <sup>2</sup>
碍子連	; 250 mm 懸垂碍子 4ヶ連
架空地線	; 38 mm <sup>2</sup> GSC, 1 條
支持物	; コンクリート柱
電圧	; 33 kV
亘長	; 10 km

11. ワンサラ鉾山側変電所 Substation

変圧器

形式	; 屋外三相油入変圧器
台数	; 1
容量	; 5,200 kVA
電圧	; 33 ± 5%/2.2 kV

## 7.2 建設費

本プロジェクトで建設せんとする4,200kWの水力発電所の工事費、(1983年価格)を表7-2-1に示す。

## 7.3 建設スケジュール

Santa Luisa社の、JICAの融資が決定すれば直ちに詳細設計及び準備工事にかゝりたいという意向を考慮して建設スケジュールを作成した。

すなわち、1984年前半で融資が決定し、後半で準備工事と詳細設計を平行して行なり。本工事着工は1985年1月とし、運転開始は1987年1月で所要工事期間は2年である(図7-3-1)。



Table 7-2-1 建設費

単位(1000ドル)

1. 土木工事費	
(1) 取水設備 (ダム, 取水口, 沈砂池)	5 7 8
(2) 開水路	1, 0 5 7
(3) 導水トンネル	1, 7 6 5
(4) ヘッドタンク	5 1 7
(5) 水圧管路 (水圧管および基礎)	1, 0 4 0
(6) 発電所 (取付道路, 建家, 機器基礎)	5 0 4
(7) 雑工事 (工事用道路, 護岸よう壁)	5 5 7
2. 電気設備	
(1) 発電所機器 (水車, 発電機, 変圧器その他)	4, 0 0 0
(2) ワンサラ鉦山側変電所	2 8 7
(3) 送電線	4 1 7
3. 補償費	3 0 4
4. 技術費	1, 2 1 8
5. 管理費	4 3 5
6. 予備費	3 0 4
7. 建中利子	5 8 5
合計	1 3, 5 6 8

Fig. 7-3-1 ワンサラ水力発電計画建設工事工程表

I T E M	Year Month	1984			1985			1986			1987		
		1 4	7	10	1 4	7	10	1 4	7	10	1 4	7	
詳細設計及び準備工事	Approx. Volume	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 25%;"> <p>詳細設計</p> <p>工事開始 (1985-1) Access Roads</p> </div> <div style="width: 25%;"> <p>運転開始 (1987-1)</p> </div> </div>											
		ダム及び取水設備	Ex. 13,000m <sup>3</sup> Conc. 1,800m <sup>3</sup>				Ex. Conc.						
開水路	Ex. 34,000m <sup>3</sup> Conc. 800m <sup>3</sup> Masonry 14,000m <sup>2</sup>												
No. 1 トンネル	Ex. 5,000m <sup>3</sup> Conc. 700m <sup>3</sup>				Ex.				Conc.				
No. 2 トンネル	Ex. 3,300m <sup>3</sup> Conc. 400m <sup>3</sup>				Ex.				Conc.				
ヘッドタンク及び余水吐	Ex. 3,600m <sup>3</sup> T-Ex. 300m <sup>3</sup> Conc. 900m <sup>3</sup> Masonry 700m <sup>2</sup>								Ex. Conc.				
ベンストック	Ex. 1,000m <sup>3</sup> Conc. 1,300m <sup>3</sup> Inst. 660m								Ex. Inst. Conc.				
発電所	Ex. 8,000m <sup>3</sup> Conc. 300m <sup>3</sup> House 300m <sup>2</sup>				Ex. Conc.				House				
電気機器									Inst.				Operation
送電線													Test

#### 7.4 詳細設計段階での検討事項

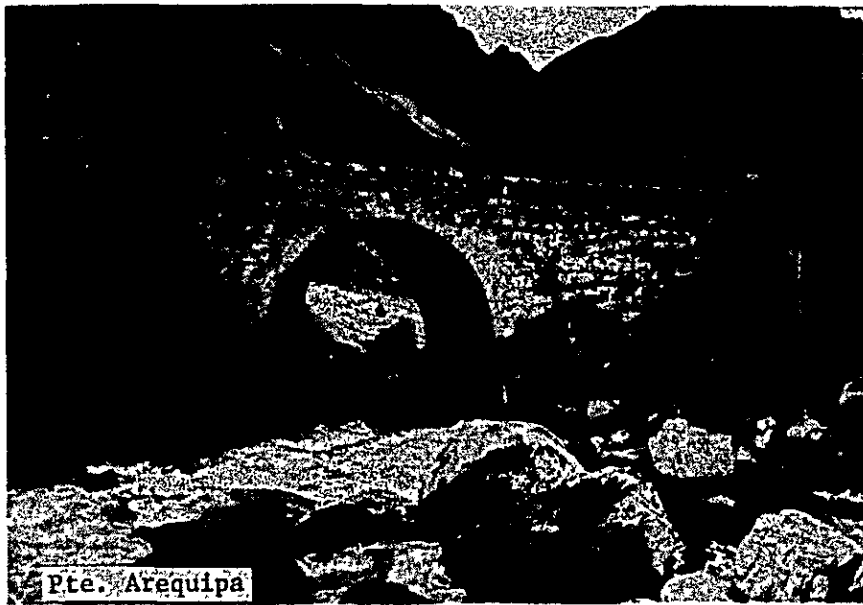
このフィージビリティスタディーは、1/500の地形図が用意されたので、通常のF/Sよりも精度が高くなっている。したがって、詳細設計段階においては、下記の事項を除き大巾な設計変更は必要ない。

- (a) Santa Luisa 社が、ペルーの測量会社に作らせた1/5,000および1/500の地形図については、精度が悪いため、詳細設計段階では実際の地形と照合して再チェックする必要がある。
- (b) 本発電所は流れ込み式の発電所であるから、負荷の調整のため豊水期にたえず、ヘッドタンクから溢水を生じるので、詳細設計の段階では余水路のタイプ、ルート等について再検討する必要がある。
- (c) 現段階では水圧鉄管は溶接継手鋼管としたが、基礎の地質が砂礫層であるから、より安全性を高めるために、現在日本で研究開発がすすめられているメカニカルジョイント鋼管や、グラスファイバー管の採用についても比較検討した方がよい。
- (d) Electro Peru と既設発電所の取扱いおよび民生用電力の供給方法等について協議する必要がある。
- (e) 発電所の下流の護岸工事の必要性については、町村当局と協議する必要がある。

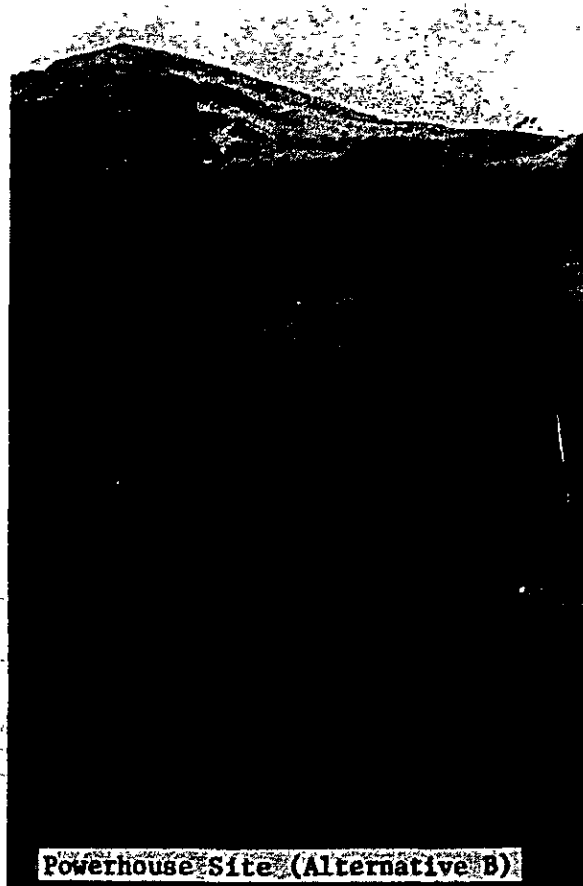
#### 7.5 将来の検討事項

本Huanzala発電所では最大使用水量が $2.2 \text{ m}^3/\text{sec}$ であるのに対して、最濁水時には $0.83 \text{ m}^3/\text{sec}$ と大巾に少なくなる。濁水期は発電用水量を補給してやることが出来れば、ディーゼル発電所の運転は大巾に軽減されよう。それ故、将来上流にある自然湖を調整池として利用して、濁水補給する方法を提案する。

アレキパ橋（ダムサイト直下流）



発電所地点（B案）

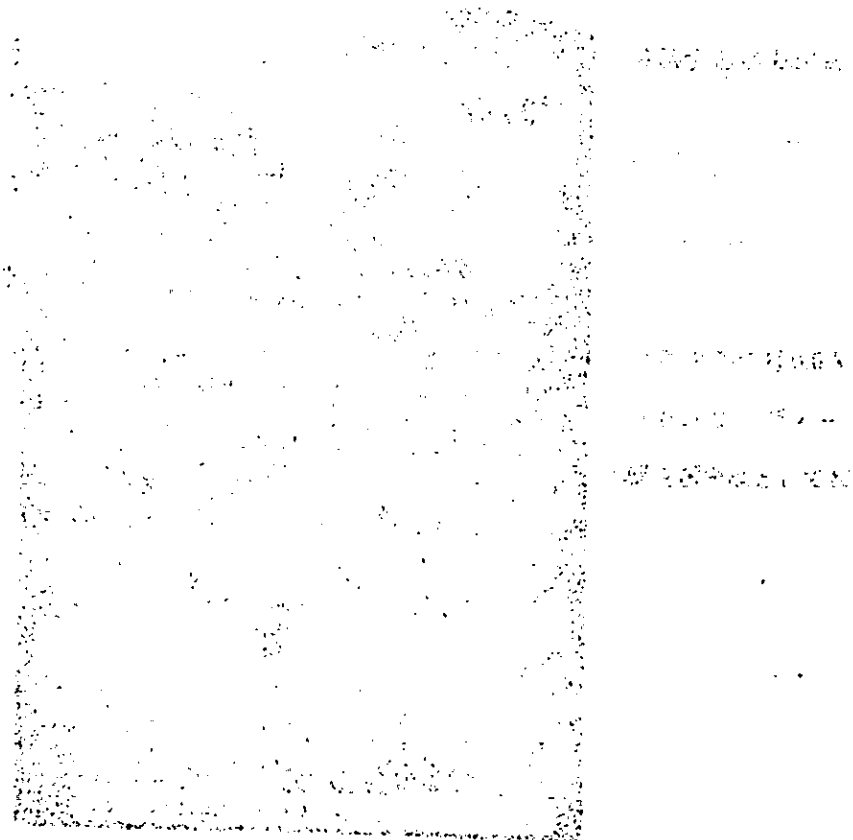


1950-1951



1952-1953

1954-1955



## 第 8 章 財務評価

第 1 卷 第 1 期

## 第 8 章 財 務 評 価

8.1	財務評価の考え方	8-1
8.2	ディーゼル発電による電力コストの検討	8-2
8.3	水力発電所建設の経済的意義	8-7
8.4	所要資金および資金計画	8-8
8.4.1	所要資金	8-8
8.4.2	資金計画	8-9
8.5	経費	8-13
8.5.1	水力発電所を建設するケース（鉱山用・民生用，設備出力 4,200KW）	8-13
8.5.2	水力発電所を建設しないケース（鉱山用，最終ディーゼル 設備出力5,670KW）	8-20
8.6	収入	8-25
8.6.1	水力発電所を建設するケース（鉱山用・民生用，設備出力 4,200KW）	8-25
8.6.2	水力発電所を建設しないケース（鉱山用，最終ディーゼル 設備出力5,670KW）	8-25
8.7	資金返済計画	8-25
8.8	財務的内部収益率（FIRR）	8-26
8.9	鉱山専用水力発電所（設備出力3,400KW）を建設するケース （民生用電力を供給しない場合）	8-30
8.9.1	概説	8-30
8.9.2	鉱山用専用水力発電所の概要	8-30
8.9.3	財務的内部収益率（FIRR）	8-31
8.10	損益計算書および資金繰り表	8-33
8.11	将来の発電単価の検討	8-43
8.12	感度分析	8-48
8.13	財務評価結果	8-55





## 第8章 財務評価

### 8.1 財務評価の考え方

プロジェクトの財務評価は、プロジェクトの収入と支出を推計することから始まる。通常の水力発電プロジェクトであれば、収入は電力売上で計上され、支出は、設備投資、維持運転等に要する費用である。ところが、Huanzala 水力発電プロジェクトは通常の水力プロジェクトとは異なる性格を持っており、収入、支出の測定方法について通常の場合とは違ったアプローチをとる必要がある。すなわち、本プロジェクトは、発生電力の一部を周辺村落へ Electro Peru を通じて供給するが、大部分の電力は自家用として Huanzala 鉱山内で消費するという性格を有している。前者については、一般民生用としての電力料金収入額をプロジェクトの収入として考えることができるものの、後者については、電力料金収入という形では収入が把握できない。なぜなら、水力発電所は、Huanzala 鉱山における鉱業活動のいわばコストの一項目であり、電力売上というものが存在しないからである。

そこで、Huanzala 水力発電所（鉱山用、民生用電力供給・設備出力 4,200 kW）の便益、費用については、以下のように考えるのが妥当と思われる。なお、本報告書の経済評価においても基本的には同じ考え方に従うものとする。

- (a) 民生用に供給する電力については、需要家への電力販売による収入を便益とみなす。
- (b) 鉱山内で使用される電力、すなわち自家用消費電力については、水力発電所を建設することにより、水力発電所を建設せずにディーゼル発電のみを動力源として用いた場合より増加した鉱山の利益をもって、Huanzala 水力発電所のもたらす便益とみなす。いかえれば、水力発電所を建設することによって、建設しない場合に比べて節約できた諸費用を便益と見なしうる。
- (c) 一方、本プロジェクトの便益に対応する投資支出は、たんに水力発電所の建設投資額ではなく、下記の二つのケースの投資額の差額とする。

- 鉱山用・民生用電力供給を目的とし、設備出力4,200KWの水力発電所を建設する場合。この場合水力による供給力が不足する時期があるので、既存ディーゼル発電および更新ディーゼル発電設備による補給発電を併せ行う必要がある。
- 上記の目的をもつ水力発電所を建設しない場合。この場合、鉱山の電力需要増に合わせてディーゼル発電設備を増強し、最終出力5,670KWのディーゼル発電設備をもうけるものとする。

以上が財務・経済評価を行なうに当たっての最も基本的な考え方である。財務評価の実際の計算過程においては、まず水力発電所を建設するケースと、建設しないケースについて、それぞれSanta Luisa社全体の20年間のキャッシュフローを求める。

次いで、(a)~(c)の考え方により、プロジェクトの支出、便益額を算定したあと算定された支出、便益をもとに収益性を調べる。

収益性の分析に関しては、内部収益率法（IRR法）、便益・費用比率法（B/C Ratio法）、現在価値法（NPV法）等があるが、本プロジェクトの分析にあたっては、このうち、IRR法を採用する。その理由は、この報告書の主たる目的が、Huanzala水力発電プロジェクトがJICAの融資案件として、適切かどうかを調査することであり、プロジェクトの収益性をパーセンテージで表わすIRR法の場合には、JICAの融資適格性を判断するのに都合がよいからである。これに対してB/C Ratio法やNPV法は、複数プロジェクトの中の最適案を検討するような場合にはよいが、融資適格性の検討という命題からみると必ずしも適当ではない。

## 8.2 ディーゼル発電による電力コストの検討

Huanzala 鉱山には、現在新潟鉄工製ディーゼル発電機3台（出力1,350KW）、キャタピラー製ディーゼル発電機8台（出力2,700KW）の計11台（合計出力4,050KW）が設置されている。このうち新潟鉄工製の3台は、ほぼ寿命が尽きており、すぐにも更新を考えなければならない時期にきている。この節では、財務評価のための前提として、これ

ら11台のディーゼル発電機による電力コストの現状につき、2～3の財務的側面よりみた検討を行なう。

Huanzala鉱山のディーゼル発電に関する財務的考察の第1点は、発電コストに関するものである。表8-2-1はHuanzala 鉱山の発電部門の経費構成を示したものである。これからわかるように、発電コストの大宗は燃料代、すなわち軽油と潤滑油によって占められている。総発電コストに占める燃料費のウェイトは1981年76.0%、1982年80.3%と圧倒的である。つまり、Huanzala鉱山の発電コストは、燃料費によって左右されるといってよい。

次に重要なことは、発電コストの大部分を占める燃料費の価額自体が燃料単価の上昇を主因として、近年大幅に上昇していることである。表8-2-2は燃料油単価（軽油単価）の近年の価格推移を示したものであり、特に1977年以降、単価の値上がりが激しい。

こうした燃料単価の急上昇、その結果としての燃料費の大幅アップにより、発電単価も近年大幅に上昇した。表8-2-3はその傾向を示したものである。1973年には、US 2.6セント/MWhであった発電単価が、1982年には、US 9.1セント/MWhと約4倍にはね上がっている。

ディーゼル発電による電力コストの現状に関する考察の第2点は、発電コストと鉱山の生産原価の関係である。表8-2-4は、この関係をみるため、鉱山の生産原価に占める各部門のコストのシェアを示している。鉱山という性格上、採鉱コストが最も大きなウェイトを占めるのは当然であるが、電力部門のコストも1982年で15.7%とかなりのシェアを占めている。ここで注意すべきは、燃料費のアップをうけて、生産原価に占める電力コストあるいは生産原価に占める燃料費の割合が近年急上昇してきていることである。表8-2-5からわかるように、生産原価に占める燃料費のウェイトは、1973年の4.0%から、1982年の12.2%へと大幅に上がっており、このことを如実に証明している。

以上の考察から、Huanzala 鉱山の発電コストは、基本的には燃料費の変化に左右される。ところが、その燃料費が近年急上昇しているため、発電コストの上昇はもちろんのこと、鉱山の生産原価上昇の要因としても大きく働いているといえることができる。したがって鉱山運営上も、発電コストの動向は重要な要素の一つになっている。

Table 8-2-1 電力部門コスト構成

(Unit: 10<sup>3</sup> ソーレス)

	1981		1982	
	経費	パーセント	経費	パーセント
労務費	22,132	4.2	51,667	3.9
物品費	475,309	90.0	1,160,603	88.6
(燃料費)	(401,425)	(76.0)	(1,052,196)	(80.3)
諸費	30,633	5.8	97,789	7.5
合計	528,074	100.0	1,310,059	100.0

Table 8-2-2 燃料単価の推移

(Unit: ソーレス, %)

	燃料費	エスカレーション
1973	6.38	-
1974	6.41	4.7
1975	6.98	8.9
1976	8.87	27.1
1977	16.40	84.9
1978	50.63	87.2
1979	90.44	78.6
1980	125.46	38.7
1981	259.44	67.9
1982	535.08	106.2

Table 8-2-3 発 電 単 価

(Unit: セント/KWh)

	発電単価
1973	2.6
1974	4.2
1975	3.4
1976	4.2
1977	5.4
1978	4.4
1979	7.0
1980	8.5
1981	8.4
1982	9.1

(償却費は含まず)

Table 8-2-4 生産原価の部内別内訳

(Unit: ソーレス, %)

	1981		1982	
	経 費	パーセント	経 費	パーセント
採 鉱 費	1,443,020	37.9	3,414,620	41.0
選 鉱 費	544,239	14.3	1,037,239	12.5
維 持 費	346,872	9.1	745,235	9.0
管 理 費	758,081	19.9	1,338,151	16.1
電 力 費	528,073	13.9	1,310,059	15.7
そ の 他	186,843	4.9	476,287	5.7
合 計	3,807,128	100.0	8,321,591	100.0

Table 8-2-5 生産単価に占める燃料費

(Unit: 10<sup>3</sup> ソーレス, %)

	燃料費 (A)	生産単価 (B)	比率 (%)
1973	9,404	234,758	4.0
1974	10,576	284,717	3.7
1975	16,072	388,048	4.1
1976	17,553	411,720	4.3
1977	30,861	722,252	4.3
1978	86,259	1,037,330	8.3
1979	154,015	1,731,214	8.9
1980	190,777	2,862,011	6.7
1981	401,425	3,897,227	10.3
1982	1,052,196	8,633,644	12.2

### 8.3 水力発電所建設の経済的意義

水力発電所の建設の目的は、Huanzala 鉱山に対し、長期安定的な電力供給を可能にすることであり、同時に、その建設により Huanzala 鉱山が一流の優良鉱山というイメージを持つのに役立つことは前述したとおりである。加えて、水力発電所を建設することにより生産原価に占める電力コストが低下するならば、経済上の観点からも、Santa Luisa社の経営に大きなインパクトを与えることになる。

前節でみたように、Huanzala 鉱山の既存ディーゼル発電設備による電力コストは kWh 当たり US 9 セントを超えており、生産原価に占めるウェイトは 15% 以上である。Huanzala 鉱山は海拔 4,000 m の高地にあるため、燃料の燃焼効率が平地に比べ約 30% 低下することや、メンテナンス費用が一般的水準以上にかかるといった事情があり、電力コストが多少割高になるのはやむを得ない。ところが、Huanzala 鉱山の生産物は、国際商品でありその価格はコスト・プラス・マージンで決まるのではなく、国際マーケットにおける需給で決まる。したがって、Huanzala 鉱山の特殊事情で生じる通常レベル以上の諸経費を価格に上乘せすることは、製品の競争力からみて不可能であり、製品価格の変動にたえうるためには、常に生産コストの低減を図る努力が必要とされる。この意味で、生産原価の 15% 以上のシェアをしめる電力コストの低減を図ることは重要なことである。

ちなみに、Santa Luisa社の出資会社である三井金属の所有する神岡鉱山をみると、発電原価は US 3.4 セント/kWh (1982年実績) である。神岡鉱山と Huanzala 鉱山の電力コストの単純な比較はやや乱暴な議論ではあるが、kWh 当たり 5.7 セントもの差額は大きすぎるとみざるをえない。

水力発電を推進すべきいま一つの大きな理由は、燃料費の上昇トレンドである。電力コストを決める主要因が燃料費であり、それが急上昇し、電力コストをおし上げていることは既に詳述した。ここで懸念されることは、この上昇トレンドが今後も続くのではないかということである。それはペルーにおける石油情勢と関連している。

ペルーでは近年約 20 万バレル/日の石油生産が行なわれ、約 6 万バレル/日が輸出に廻されている。石油の輸出代金は 1982年には 7 億ドルを超え、総輸出の 22% を占め、最大の外貨獲得商品である。ところが、1983年の水害で、現在は、生産レベル



が17～18万バーレル／日に落ちているといわれ、また、探鉱活動も活潑ではなく、数年後には石油の輸入国へ転ずる危険性もある。このような今後のペルーにおける石油生産見通しのもとでは、燃料油の価格上昇の問題のみか、量的確保の問題も懸念される。これらのことを考えると、ディーゼル発電のみに頼っていくことは、生産原価の構成要素である電力コストをさらに押し上げていく可能性が強い。

## 8.4 所要資金および資金計画

### 8.4.1 所要資金

- (a) 水力発電所を建設するケース（鉱山用・民生用，設備出力4,200KW）
- 投資額は、電力部門投資と非電力部門投資に分けられる。電力部門はさらに水力発電所建設費と、ディーゼル発電設備の更新費用に分けられる。水力発電所の建設コストは、1983年価格で1,356.8千\$，時価では1,460.5千\$であり、この設備投資は1985年，1986年の2年で行なわれる（表8-4-1，詳細は表7-2-1）。ディーゼル発電設備の更新投資は、既存ディーゼル設備の老朽化と、Huanzala 鉱山および周辺村落の需要の伸びに対応して、5・4節で検討した如く、1991年半ばと1996年々頭の二回予定されている。この電力両部門に必要な20年間の投資額は、1983年価格で1,446.8千\$，時価で1,584.0千\$である（表8-4-2）。

一方、非電力部門の投資としては、社宅、学校、鉱滓堆積場等があり、必要投資額は1983年価格で5,149千\$，時価で5,933千\$となる（表8-4-2）。

なお、時価の算定にあたっては、ペルー国内の近年のドルベースインフレ率にもとずき、インフレ率を3%とした（図2-4-1 参照）

(b) 水力発電所を建設しないケース（鉱山用，最終ディーゼル設備出力5,670KW）  
 投資額は(a)と同様，電力部門投資と非電力部門投資に分けられる。水力発電所を建設しない場合，電力部門では既存ディーゼル発電機の更新投資が1986年，1992年，1995年，1998年の四回にわたり行なわれることとなる（図8-4-1）。投資額合計は，1983年価格で2,700千\$，時価で3,556千\$である（表8-4-3）。

他方，非電力部門の投資は(a)ケースと同じく1983年価格で5,149千\$，時価で5,933千\$となる（表8-4-3）。

#### 8.4.2 資金計画

水力発電所の建設に必要な資金は，すべて借入金にたよるとし，資金調達条件を次のように想定した。

所要資金の70%：金利3%/年，返済期間20年　うち据置5年

所要資金の30%：金利8%/年，返済期間7年　据置なし

水力発電以外の投資（ディーゼル発電設備の更新投資及び非電力部門投資）については，水力発電所を建設するケース，しないケースいずれにおいても，自己資金で賄うこととし外部からの借入金は利用しない。

Table 8-4-1 ワンサラ水力発電所建設所要資金

		US 10 <sup>3</sup> ドル	
		1983年価格	建設時点価格
土	木	6,018	6,480
電	気	4,704	5,065
そ	の	2,261	2,435
	他		
	計	12,983	13,980
建	中	585	625
	利		
	息		
合	計	13,568	14,605

Table 8-4-2 設備投資表（水力発電所を建設する場合）

（ US 10<sup>3</sup> ドル ）

	1983年価格による 投資額		建設時点価格による 投資額	
	電力部門	非電力部門	電力部門	非電力部門
1983		150		150
1984		1,159		1,194
1985	6,930	590	7,352	626
1986	6,638	250	7,253	273
1987				
1988				
1989				
1990		3,000		3,690
1991	300		380	
1992				
1993				
1994				
1995	600		855	
1996				
1997				
1998				
1999				
2000				
2001				
2002				
2003				
2004				
2005				
2006				
<b>Total</b>	<b>14,468</b>	<b>5,149</b>	<b>15,840</b>	<b>5,933</b>

Fig. 8-4-1 鉱山専用ディーゼル発電のみによる需給バランス

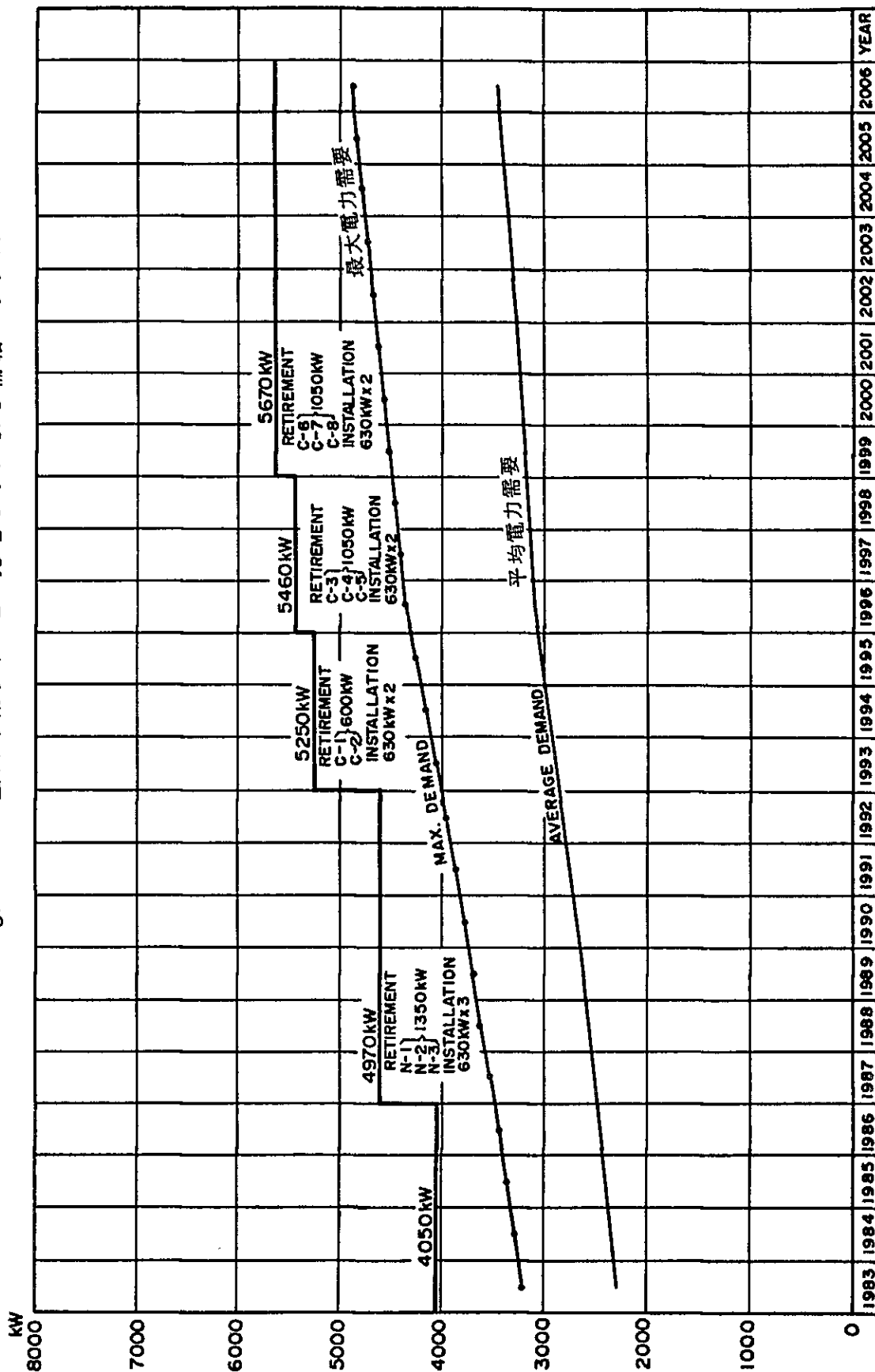


Table 8-4-3 設備投資表（水力発電所を建設しないケース）

US 10<sup>3</sup> ドル

	1983年価格による 投資額		建設時点価格による 投資額	
	電力部門	非電力部門	電力部門	非電力部門
1983		150		150
1984		1,159		1,194
1985		590		626
1986	900	250	983	273
1987				
1988				
1989				
1990		3,000		3,690
1991				
1992	600		783	
1993				
1994				
1995	600		855	
1996				
1997				
1998	600		935	
1999				
2000				
2001				
2002				
2003				
2004				
2005				
2006				
<b>Total</b>	<b>2,700</b>	<b>5,149</b>	<b>3,556</b>	<b>5,933</b>

## 8.5 経 費

### 8.5.1 水力発電所を建設するケース（鉱山用・民生用，設備出力4,200KW）

経費の算出にあたっては，Santa Luisa社の財務諸表原則にしたがい，総経費を下記の九項目に分類した。

- (a) 燃 料 費
- (b) 維持運転費
- (c) 人 件 費
- (d) 減価償却費
- (e) 運 搬 費
- (f) 船積費用
- (g) 本 社 費
- (h) 利 息
- (i) その他経費

各項目の経費算出のために使用した前提条件は次のとおりである。

#### (a) 燃 料 費

軽油については，1982年7月から1983年6月の実績にもとづき，消費量は79.9ガロン/㎓，単価は0.80\$/ガロンとした。また，潤滑油については，軽油と同じ基準で，消費量は1.80ガロン/㎓，単価は3.76\$/ガロンとした。総燃料消費量を出すための電力量は，表5-4-1に示した火力補給電力量の数字を用いた。

#### (b) 維持運転費

維持運転費は，ディーゼル発電設備の維持運転費，水力発電設備の維持運転費，その他設備の維持運転費に分けて計算を行った。ディーゼル発電設備の維持運転費については，これをさらに既存ディーゼル設備分と新規購入ディーゼル設備分に分け，費用算出に当っては，Huanzala 鉱山の近年のディーゼル設備についての維持運転費実績をベースにした。すなわち，鉱山の費用実績をみると，年間維持運転費は，既存ディーゼル分については，資産額の17.8%，新規購入ディーゼル分については，資産額の9.2%である。

しかし、水力発電所を建設した場合、ディーゼル発電設備にかかる年間維持運転費は、水力発電所の運転開始後、ディーゼル発電所の運転時間が大巾に減少するので、上記の50%と考え、既存分については資産額の8.9%、新規分については資産額の4.6%とした。水力発電設備については、立地条件を勘案して資産額の2%を年間維持運転費とした。

その他の設備の維持運転費については、Huanzala 鉱山の実績をもとに、資産額の40.9%を年間の維持運転費とした。

(c) 人件費

Huanzala 鉱山の1982年末の従業員数は、日本人6人、スタッフ(現地人管理職)39人、職員66人、オブレロ(労働者)563人、教師25人の計699人である。その後の増加については、Santa Luisa社の計画をもとに、1983年6人、1984年2人、1985年2人、1986年2人、1987年4人の純増を見込み、1988年以降は純増がないものとした。

労賃については、1982年の賃金実績ベースにもとづき半熟練労働者とみなせるオブレロは一人当り年5.7千\$, 熟練労働者は1人当り年8.8千\$とした。

Santa Luisa社の人件費には、正式な従業員への給与の他に、下請け労賃という、日傭い人(非従業員)への人件費がある。この金額については、1982年の実績を勘案して978.7千\$とした。

(d) 減価償却

減価償却の期間については、Santa Luisa社の会計基準にしたがい次のようににした。

Table 8-5-1 減価償却期間及び寿命  
(単位:年)

	償却期間	寿命
水力発電所	20	20年以上
構築物	10	~
機械	5	20
車輛	3	4
ブルドーザー	2.5	5

ペルーの会計では、設備の償却期間が寿命よりかなり短かく決められている。したがって償却が終了しても、それは必ずしも設備更新の必要性を意味しない。そこで、各設備の寿命を上記表の寿命の項に示したように決め、寿命の終了時に設備更新をすることとした。ただし、機械分類に含まれるディーゼル発電設備の寿命については、11台分を個別に調査、寿命及び更新時期を決めた(図6-2-1)。なお、設備の残存価値はSanta Luisa社の会計基準にしたがい、いずれの設備についても0とした。

(e) 運搬費

運搬費は、運搬量に比例するものと考え、1982年の運搬費実績をベースに、トン当たりの運搬費を32\$とした。

(f) 船積費用

船積費用は、商社口銭、MINPECO(鉱石販売会社)への納付、売上税等からなり、これらは契約により、売上高の3%および売上数量トン当たり9.3\$必要となるので、その分計上することにした。

(g) 本社費

本社費は、Santa Luisa社のLima事務所の運営経費であり、人件費、物件費、諸経費よりなる。ここでは、1982年の実績をベースに本社費として750.9千\$かかるものとした。

(h) 利息

水力発電所建設のための借入金の利息、および既存の借入金の利息を計上している。水力発電所建設のための借入金の条件は、8.4.2項の資金計画で想定したとおりである。また、JICAからの借入金、商業銀行からの借入金等既存借入金の利息については、それぞれの約定条件により利息計算を行なった。

なお、短期借入金(資金繰りがショートした場合借入れる)が生じる場合には、金利10%として利息を計算した。



(i) その他経費

その他経費の中には、Santa Luisa社の会計上、営業外費用で処理されている繰延費用の償却等の諸費用が計上されている。

このうち為替差損については、次の理由で将来の発生は見込んでいない。理由の第1は、20年間にわたり為替動向を予測することは困難なためである。また、理由の第2は、Santa Luisa社は為替差損の発生要因となる外貨債務と同時に、為替差益の発生要因となる外貨債権も持っており、長期的にはそれらがバランスすることも考えられるためである。

(j) 税金

ペルーの現行税制上、課税対象額は、税引前利益から再投資引当金、コムニダ（従業員組合）への利益分配等を控除したあとの利益額である。控除率は現行51.5%であり、本計算でも同じ比率を用いた。また、法人所得税率は、現行通り55%を用いた。

以上の諸前提に立ち、水力発電所を建設するケースのSanta Luisa社の総営業経費を計算すると表8-5-2のようになる。

Table 8-5-2 総営業経費  
(水力発電所を建設するケース)

\*\*\* HUARZALA POWER PROJECT \*\*\*  
PRODUCTION COST STATEMENTS  
WITH CASH

YEAR	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
FUEL COST	1414	1407	1482	1517	64	72	78	86	94	104
DIESEL OIL	1278	1309	1340	1372	58	65	71	78	85	94
LUBRICANT	155	159	142	145	6	7	7	8	9	10
OPERATING & MAINTENANCE COST	4311	4373	4647	5008	5346	5344	5344	5344	6578	6585
DIESEL (NEW)	0	0	0	0	0	0	0	0	154	14
DIESEL (EXISTING)	200	200	200	200	0	0	0	0	250	250
HYDRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	4051	4113	4587	4828	4930	4930	4930	4930	6137	6137
VARIABLE COST	5725	5820	6378	6805	5408	5413	5422	5430	6672	6689
LABOUR COST	5437	5455	5473	5490	5516	5516	5516	5516	5516	5516
DIRECT FIXED COST	5437	5455	5473	5490	5516	5516	5516	5516	5516	5516
CASH FACTORY COST	11102	11275	11801	12095	10924	10932	10938	10946	12188	12205
PLANT COST (HYDRO)	0	0	0	0	649	649	649	649	649	649
DIESEL (NEW)	0	273	273	140	71	42	42	0	30	60
DIESEL (EXISTING)	234	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL (EXISTING)	42	141	141	137	28	42	42	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	651	651	995	995	1138	287	287	143	143	143
PILING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	29	29	29	29	300
VEHICLE & ROLL-OVER	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1326	1274	1412	1574	2087	1207	1207	1021	1351	1381
TOTAL FACTORY COST	12488	12549	13219	13409	13011	12139	12145	11967	13539	13586
TRANSPORTATION COST	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189
SHIPPING COST	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228
SALES EXPENSES	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751
OPERATING EXPENSES	10656	10717	11386	11707	11719	10306	10313	10135	11706	11754
INTEREST ON LONG TERM DEBT A	0	0	0	0	336	288	240	192	144	96
INTEREST ON LONG TERM DEBT B	0	0	0	0	281	281	281	281	281	281
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	70	53	14	6	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	70	53	14	6	617	569	521	473	425	377
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	148	127	48	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT EX	209	148	127	48	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	209	148	127	48	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	1013	1013	1013	499	499	499	499	499	499	499

### HUANZALA POWER PROJECT ###  
 PRODUCTION COST STATEMENTS  
 WITH CASE

(USD 1000)

YEAR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
FUEL COST (LIT.)	105	139	145	143	172	141	193	203	218	228
MAINTENANCE COST	11	12	14	10	16	17	18	19	21	22
DIESEL (EXISTING)	535	525	545	540	656	656	656	656	656	656
DIESEL (NEW)	14	14	14	41	41	41	41	41	41	41
HYDRO	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
GENERAL EQUIPMENT	6701	6714	6730	6759	6768	6777	6787	6788	6814	6824
VARIABLE COST										
LARGE COST	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516
DIRECT FIXED COST	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516	5516
CASH FACTORY COST	12217	12230	12240	12275	12284	12293	12303	12315	12330	12340
PLANT COST (HYDRO)	649	649	649	649	649	649	649	649	649	649
PLANT COST (DIESEL)	60	60	60	150	120	120	120	120	120	120
DIESEL 195	60	60	60	120	120	120	120	120	120	120
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL (BUILDING)	143	143	143	143	500	300	300	300	300	300
GENERAL EQUIPMENT	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
INTEREST DURING CONSTRUCTION	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
VEHICLE & HULLDZER	1481	1381	1331	1471	1298	1298	1298	1298	878	878
DEPRECIATION AND AMORTIZATION										
TOTAL FACTORY COST	13597	13611	13627	13746	13582	13591	13601	13612	13208	13218
TRANSPORTATION COST	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189
SHIPPING COST	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
SALES EXPENSES	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751
OPERATING EXPENSES	17735	17779	17795	17914	17749	17759	17769	17780	17376	17386
INTEREST ON LONG TERM DEBT A	48	0	0	0	189	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT B	263	243	225	206	189	169	150	131	112	94
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	310	243	225	206	187	169	150	131	112	94
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT EX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499

\*\*\* HUARZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 PRODUCTION COST STATEMENTS  
 - WITH CASE -

(USD 1000)

YEAR	2003	2004	2005	2006
FUEL COST	242	258	275	292
DIESEL OIL	219	233	246	265
LUBRICANT	23	25	26	28
OPERATING & MAINTENANCE COST	6596	6500	6590	6596
DIESEL (NEW)	41	47	41	47
DIESEL (EXISTING)	137	127	137	147
HYDRO	200	200	200	200
GENERAL EQUIPMENT	6157	6157	6157	6157
VARIABLE COST	6831	6831	6871	6889
LABOUR COST	5516	5516	5516	5516
DIRECT FIXED COST	5516	5516	5516	5516
CASH FACTORY COST	12254	12370	12387	12406
PLANT COST (HYDRO)	649	649	649	649
PLANT COST (DIESEL)	0	0	0	0
DIESEL 195	0	0	0	0
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0
DIESEL (INCLUDING)	0	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0
PILING	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	20	20	20	20
VEHICLE & MULLOZER	200	200	200	200
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	478	878	878	878
TOTAL FACTORY COST	13252	13247	13265	13283
TRANSPORTATION COST	2189	2189	2189	2189
SHIPPING COST	1228	1228	1228	1228
SALES EXPENSES	3417	3417	3417	3417
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	751	751	751
OPERATING EXPENSES	17400	17415	17433	17451
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	75	56	57	19
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	75	56	57	19
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT EX	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	490	499	499	499

## 8.5.2 水力発電所を建設しないケース（鉱山用，最終ディーゼル設備出力5,670KW）

### (a) 燃料費

圃当たりの燃料消費量，燃料単価については，8.5.1項に述べた通りである。燃料総消費量を算出するための電力量は表5-4-1中の需要電力量に等しいものとする。

### (b) 維持運転費

維持運転費は，ディーゼル設備の維持運転費とその他設備の維持運転費に分けた。更に，ディーゼル設備の維持運転費は，既存ディーゼル分と新規購入ディーゼル分に分け，8.5.1項で述べた考え方により，それぞれ資産額の17.8%，9.2%を年間維持運転費とした。

その他設備についても，8.5.1項と同じく，資産額の40.9%を年間維持運転費とした。

### (c) 人件費

従業員については，Santa Luisa社の計画により，1983年6人，1984年2人，1985年2人，1986年2人の純増があり，その後は純増がないものとした。8.5.1項では，1987年に4人の増加を見込んでいるが，これは，水力発電所の稼働にともなう従業員の増加である。

また，労賃単価は8.5.1項と同じである。

### (d) 減価償却

減価償却については，8.5.1項と同じ考え方で計算を行なった。

(e) 運搬費 8.5.1項と同額を計上した。

(f) 船積費用 8.5.1項と同額を計上した。

(g) 本社費 8.5.1項と同額を計上した。

(h) 利 息

水力発電所を建設しないケースにおいては、新たなディーゼル発電設備に対する投資に必要となる長期借入は生じない。したがって、利息としては、既存借入金の利息と短期借入金が生じた場合の利息を計上した。

(i) その他経費 8.5.1項と同額を計上した。

(j) 税 金

8.5.1項と同じ考え方で計算した。

以上の諸前提にたち、水力発電所を建設しないケースの、Santa Luisa社の総営業経費を計算すると表8-5-3のようになる。

Table 8-5-3 総営業経費

(水力発電所を建設しないケース)

\*\*\* HUANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
PRODUCTION COST STATEMENTS

(US\$ 1000)

YEAR	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
FUEL COST	1414	1307	1322	1317	1554	1591	1473	1668	1529	1528
LUBRICANT OIL	1214	1309	1322	1317	1403	1452	1222	1509	1529	1528
OPERATING & MAINTENANCE COST	431	437	447	50.18	5248	5248	5248	5248	6475	6475
DIESEL (EXISTING)	200	200	200	200	234	234	234	234	234	234
HYDROAL EQUIPMENT	4051	4113	4517	4028	4930	4930	4930	4930	6157	6157
VARIABLE COST	5725	5820	6324	6005	6801	6838	6877	6916	8183	8225
LABOUR COST	5437	5455	5473	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490
DIRECT FIXED COST	5437	5455	5473	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490
CASH FACTORY COST	11162	11275	11801	12095	12291	12328	12367	12406	13673	13715
PLANT COST (HYDRO)	0	223	0	0	0	0	0	0	0	0
PLANT COST (DIESEL)	275	0	223	140	251	222	222	180	180	180
PLANT COST (AG)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL 192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL 195	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL 199	253	121	141	157	28	47	47	143	143	143
DIESEL (EXISTING)	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
DIESEL (BUILDING)	451	851	995	995	1138	287	287	300	300	300
GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PILING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PILE DRIVING CONSTRUCTION	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
INTEREST & ROLLER	1426	1274	1418	1374	1588	709	709	523	823	843
VEHICLE AND AMORTIZATION	1248	1274	1418	1374	1588	709	709	523	823	843
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1248	1274	1418	1374	1588	709	709	523	823	843
TOTAL FACTORY COST	12488	12549	13219	13469	13880	13037	13075	12929	14496	14357
TRANSPORTATION COST	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189	2189
SHIPPING COST	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228	1228
SALES EXPENSES	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751
OPERATING EXPENSES	10656	10717	11346	11037	11847	11205	11243	11096	11864	11525
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	79	53	18	6	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	79	53	18	6	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	148	127	48	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	209	148	127	48	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	209	148	127	48	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	1013	1013	1013	449	499	499	499	499	499	499

\*\*\* HUANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 PRODUCTION COST STATEMENTS  
 - WITHOUT CASE -

(US\$ 1000)

YEAR	1995	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
FUEL COST	1793	1816	1791	1727	1945	1943	1982	2002	2023	2044
OPERATING & MAINTENANCE COST	1621	1691	1701	1745	1759	1775	1793	1811	1829	1849
DIESEL (NEW)	172	179	180	185	186	188	190	192	194	196
DIESEL (EXISTING)	649	647	647	646	649	649	646	646	646	646
HYDRO	134	141	138	133	133	131	131	128	128	128
GENERAL EQUIPMENT	202	212	202	192	145	145	0	0	0	0
VARIABLE COST	815	817	817	817	815	815	815	815	815	815
	8290	8334	8379	8423	8441	8459	8388	8408	8429	8450
LABOUR COST	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490
DIRECT FIXED COST	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490	5490
CASH/FACTORY COST	13780	13824	13869	13913	13931	13949	13878	13898	13919	13940
PLANT COST (HYDRO)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL (NEW)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
DIESEL (EXISTING)	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
DIESEL (NEW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
PLANT COST	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VEHICLE & BULLDOZER	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	763	763	763	763	740	620	740	740	320	320
TOTAL FACTORY COST	14543	14536	14531	14796	14670	14569	14618	14638	14238	14260
TRANSPORTATION COST	2189	2149	2149	2149	2189	2149	2189	2189	2189	2189
SALES EXPENSES	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417	3417
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	751	751	751	751	751	751	751	751	751
OPERATING EXPENSES	15710	14794	14790	14903	14838	14737	14786	14806	14406	14428
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499



\*\*\* HUNZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 PRODUCTION COST STATEMENTS  
 WITHOUT CASE -

(USD '000)

YEAR	2003	2004	2005	2006
FUEL COST	2067	1993	2114	2139
DIESEL OIL	1860	1870	1912	1937
LUBRICANTS	191	200	202	205
OPERATING & MAINTENANCE COST	600	418	600	406
DIESEL (NEW)	748	248	248	248
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0
HYDRO	0	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	8157	6157	6157	6157
VARIABLE COST	8473	6406	8520	8545
LABOUR COST	5490	5490	5490	5490
DIRECT FIXED COST	5490	5490	5490	5490
CASH FACTORY COST	13963	13986	14010	14035
PLANT COST (HYDRO)	0	0	0	0
PLANT COST (MIESFL)	120	0	0	0
DIESEL 196	0	0	0	0
DIESEL 192	0	0	0	0
DIESEL 195	0	0	0	0
DIESEL 198	120	0	0	0
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0
DIESEL EQUIPMENT	0	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0
PILING	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0
VEHICLE & BULLDOZER	200	200	200	200
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	320	200	200	200
TOTAL FACTORY COST	14282	14185	14210	14245
TRANSPORTATION COST	2189	2189	2189	2189
SHIPPING COST	1228	1228	1228	1228
SALES EXPENSES	347	347	347	347
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	751	751	751
OPERATING EXPENSES	18450	18393	18377	18403
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	490	499	499	499

## 8.6 収 入

### 8.6.1 水力発電所を建設するケース（鉱山用・民生用，設備出力4,200KW）

#### (a) 製品売上

Santa Luisa社の製品売上は，鉛および亜鉛精鉱の売上に分けて計算した。生産および売上規模については，Santa Luisa社の将来計画により鉱石生産を年285,000tとし，売上数量は鉛精鉱が年18,200t，亜鉛精鉱が年50,200tとする。単価は，鉛が585.0\$/t，亜鉛が181.0\$/tとする。これら売上数量，売上単価いずれもSanta Luisa社の近年の実績をベースにして想定した。

#### (b) 電力売上

Huallanca および La Union への販売電力量は，表5-3-2の需要想定中の民生用の需要に等しい。一方，電力料金単価については，Huallancaでの聞き取り調査で得た，1983年6月時点の平均支払料金，すなわち2.84セント/㎾を用いた。

### 8.6.2 水力発電所を建設しないケース（鉱山用，最終ディーゼル設備出力5,670KW）

#### (a) 製品売上

8.6.1項と全く同じである。

#### (b) 電力売上

水力発電所を建設しないケースでは民生用電力の供給をする必要はなく，電力設備で発生する全電力量は，鉱山用動力として自己消費される。したがって，電力売上も発生しない。

## 8.7 資金返済計画

8.4.2項の資金計画で述べたように，水力発電所の建設は全額借入金で賄おうということを前提とした。融資条件は投資額（1983年価格）の70%（9,362千\$）に対しては，金利3%，返済20年，うち据置5年の条件で，残り30%（4,206千\$）に対し

ては、金利8%、返済7年、据置なしという条件を適用する。それぞれの利息および返済計画は表8-7-1と表8-7-2に示される。

次に、Huanzala 鉱山にとって、この金利支払および元本の返済が可能であるかの検証を行なう必要がある。返済可能性の検証は、資金繰り表によって行なうことができる。一般的项目プロジェクトであれば、プロジェクトの実施によってプロジェクト自体から収益が生じるので、その収益と費用を調べることで、借入資金の返済可能性を検討することが可能である。ところが、本件の対象プロジェクトである水力発電所は、Huanzala 鉱山運営のコストの一要素であり、それ自身が収益を生むものではない。したがって、借入資金の返済可能性は、Santa Luisa 社全体の資金繰りの中で検証する必要がある。この詳細検討は、8.10節の資金繰り分析で示されるが、検討結果は“借入金返済は可能”と結論づけられている。

水力発電所を建設しないケースにおいては、設備投資のための長期資金の借入れはなく、ディーゼル発電設備の更新等に要する設備投資は自己資金で賄うものとした。したがって特に資金返済計画を検討する必要はない。

## 8.8 財務的内部収益率(FIRR)

8.1節の基本的考え方にもとづいて求めたFIRRの結果が表8-8-1に示されている。この計算の結果、FIRRは税引前で10.76%、税引後で8.91%となる。

Table 8-7-1 長期借入金 - A

\*\*\* HUANZAI A MONEX PROJECT \*\*\*  
 LONG TERM DEBT A  
 WITH CASE - (USD 1000)

YEAR	SER.NO	AMOUNT OF DEBT		PRINCIPAL	INTEREST	DEBT SERVICE	BALANCE AFT. PAYMENT
		INTEREST RATE	PER CENT/YEAR				
1983	1		9362	0	0	0	0
1984	2			0	0	0	4740
1985	3			0	0	0	9362
1986	4			0	281	281	9362
1987	5			0	281	281	9362
1988	6			0	281	281	9362
1989	7			0	940	940	8119
1990	8			0	940	940	7485
1991	9			0	244	244	7485
1992	10			624	244	868	6241
1993	11			624	244	868	5963
1994	12			624	244	868	5963
1995	13			624	244	868	4374
1996	14			624	244	868	4374
1997	15			624	150	774	3124
1998	16			624	112	736	2492
1999	17			624	94	714	2148
2000	18			624	56	694	1624
2001	19			624	37	680	1624
2002	20			624	19	663	1624
2003	21			624			0
2004	22			624			
2005	23			624			
2006	24			624			
TOTAL				6362	3651	13013	0

Table 8-7-2 長期借入金 - B

\*\*\* IJUANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 LONG TERM DEBT B  
 WITH CASH -

(USD 1000)

YEAR	SER.NO	AMOUNT OF DEBT		7 YEAR-EQUAL-INSTALLMENT-REPAYMENT (ANNUAL REPAYMENT)	PRINCIPAL	INTEREST	DEBT SERVICE	BALANCE AFT. PAYMENT
		INTEREST RATE	PER CENT/YEAR					
1984	1		4206		0	0	0	0
1985	2				0	0	0	2181
1986	3				0	0	0	4206
1987	4				601	336	937	3605
1988	5				601	240	841	3003
1989	6				601	192	793	2403
1990	7				601	144	745	1802
1991	8				601	96	697	1201
1992	9				601	48	649	0
1993	10				0	0	0	0
1994	11				0	0	0	0
1995	12				0	0	0	0
1996	13				0	0	0	0
1997	14				0	0	0	0
1998	15				0	0	0	0
1999	16				0	0	0	0
2000	17				0	0	0	0
2001	18				0	0	0	0
2002	19				0	0	0	0
2003	20				0	0	0	0
2004	21				0	0	0	0
2005	22				0	0	0	0
2006	23				0	0	0	0
2007	24				0	0	0	0
TOTAL					4206	1340	5552	0

Table 8-8-1 財務的内部收益率

YEAR	FIXED CAPITAL EXPEND.	CHANGE IN WORKING CAPITAL	CHANGE IN (1) GROSS CAPITAL EXPENDITURE	OPERATING PROFIT	DEPRECIATION (2)	GROSS CASH IN-FLOW	(3) X INCL. TAX (COCUM)	INCOME (4) BFR-TAX NET IN-FLOW	(5) AFT-TAX NET IN-FLOW
1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1984	6491	0	6491	0	0	0	0	0	-6491
1985	550	0	550	0	0	1517	745	1585	1307
1986	0	-42	-42	839	49H	1417	142	1449	1307
1987	0	-2	-2	916	49H	1417	142	1449	1307
1988	0	-2	-2	911	42H	1502	144	1203	1024
1989	300	0	300	805	52H	1543	142	1389	1261
1990	-60	-10	-70	960	73H	1572	142	1389	1261
1991	0	-2	-2	999	61H	1618	151	1450	1363
1992	0	-2	-2	1070	61H	1648	151	1450	1363
1993	0	-2	-2	1116	55H	1675	151	1450	1363
1994	0	-2	-2	1115	52H	1693	151	1450	1363
1995	-60	0	-60	1047	52H	1806	151	1627	1366
1996	0	0	0	1059	55H	1806	151	1627	1366
1997	0	0	0	1059	55H	1806	151	1627	1366
1998	0	0	0	1069	55H	1838	151	1627	1366
1999	0	0	0	1079	55H	1848	151	1627	1366
2000	0	0	0	1079	55H	1848	151	1627	1366
2001	0	0	0	948	67H	1804	151	1627	1366
2002	0	0	0	947	67H	1807	151	1627	1366
2003	0	0	0	947	67H	1807	151	1627	1366
2004	0	0	0	947	67H	1807	151	1627	1366
2005	0	52	52	947	67H	1807	151	1627	1366
2006	-1115	0	-1115	14979	11767	31747	4974	20564	15590

INTERNAL RATE OF RETURN

ON (4) BFR-TAX NET IN-FLOW (2)-(1) 10,76 PER CFMT

ON (5) AFT-TAX NET IN-FLOW (4)-(3) 8,91 PER CFMT

## 8.9 鉦山専用水力発電所（設備出力 3,400KW）を建設するケース

（民生用電力を供給しない場合）

### 8.9.1 概 説

8.8節までの部分では、4,200KW規模の水力発電所を建設し、発生電力をHuanzala 鉦山および周辺村落の民生用電力需要のために供給するという立場から、プロジェクトの経済性等を検討してきた。それに対し、本節ではHuanzala 鉦山のみの方の今後の需要に合わせた能力しか持たない水力発電所（鉦山専用発電所、設備出力3,400KW）を仮定し、その経済性を考えてみる。この検討目的は、Santa Luisa社が上記鉦山専用発電所を建設すると仮定した場合、周辺村落への民生電力供給も含めた規模の水力発電所を作る本プロジェクトの場合に比べて、どの程度の経済的格差がでるかを見るものである。鉦山専用水力発電所建設の経済性の測定は、前節と全く同様の手順・方法により、FIRRを算定することで行った。

### 8.9.2 鉦山専用水力発電所の概要

#### (a) 規 模

6.5節で検討したように、鉦山専用発電所の規模は3,400KWとする。

#### (b) 所要資金および資金計画

鉦山専用水力発電所の建設所要資金は表8-9-1に示されるように、1983年価格ベースで1,240.6千\$、時価で1,335.1千\$となる。

Table 8-9-1 所 要 資 金

（単位：千\$）

	1983年価格	時 価
土 木 工 事	5,535	5,960
電 気 工 事	3,735	4,022
そ の 他	2,217	2,387
小 計	11,487	12,369
建 中 利 子	919	982
合 計	12,406	13,351

資金計画については、全額コマーシャルベースでの借入れ、すなわち、金利8%、期間7年、据置なしという前提を適用した。

(c) 経 費

人件費、燃料費、維持運転費等経費はすべて設備出力4,200KWの水力発電所建設のケースと同じ考え方である。なお、燃料費算定のベースとなる発生電力量は、表6-5-1に示されている電力量に同じである。

(d) 売 上

鉱石売上については、設備出力4,200KWの水力発電所建設のケースと全く異なるところがない。電力料金収入は、周辺村落への電力供給を行なわないため発生しない。

### 8.9.3 財務的内部収益率(FIRR)

鉱山専用水力発電所の場合のFIRRは、鉱山専用発電所を建設するケースと、発電所を建設せず、ディーゼル設備の更新のみにより鉱山の電力需要を賄うケースの二つのケースにつき、その投資、収益の差額から求めることができる。こうして求めた結果が表8-9-2である。この検討結果によると、鉱山専用水力発電所のケースのFIRRは税引前で12.52%、税引後で10.17%となる。

周辺村落へ民生用電力供給を行なう設備出力4,200KWの水力発電所を建設するケースでは、FIRRが税引前で10.76%、税引後で8.91%であった。したがって、この両ケースの間では、税引前で1.76%、税引後で1.26%の違いが生じる。すなわち、Santa Luisa社は、周辺村落への民生用電力供給を行なうに十分な設備出力をもった水力発電所を建設することで、鉱山専用の水力発電所を建設する場合に比べ、1ポイント以上低い収益性の投資を余儀なくされるということになる。

上記計算においては、周辺村落への民生用電力の供給から生じる電力料収入の算定には、Huallancaにおける現行支払い電力料金単価を使用した。しかし実際には、電力の卸売先となるElectro Peruとの話し合いの結果によっては、電力料金をもっと低い水準に押えられる可能性が強い。そうした場合、上記の収益性の差はさらに大きなものとなる。



Table 8-9-2 財務的内部收益率

YEAR	*** HUANZALA POWER PROJECT *** FINANCIAL RATE OF RETURN (IN CURRENT PRICE) (USD 1000)				
	FIXED CAPITAL EXPEND.	CHANGE IN (1) GROSS WORKING CAPITAL CAPITAL EXPENDITR	OPERATING PROFIT	DEPRECIATN (2) GROSS CASH IN-FLOW	(3) INCOME (4) BFR-TAX (5) AFT-TAX TAX (INCL. NET IN-FLOW NET IN-FLOW COCOMI) NET (2)-(1) (4)-(3)
1983	0	0	0	0	0
1984	5743	0	0	0	0
1985	4843	5743	913	1352	-5743
1986	0	-5222	1040	1487	1267
1989	0	-21	1067	1487	1267
1990	0	-119	1093	1514	1316
1992	-600	-190	1097	1577	1316
1994	600	-593	1120	1608	1316
1996	-600	-80	1120	1622	1316
1998	-600	-62	1165	1625	1316
1999	600	514	1183	1645	1316
2000	0	140	1205	1656	1316
2003	0	0	921	1567	1316
2004	0	60	851	1571	1316
2005	0	60	969	1569	1316
2006	-987	47	969	1569	1316
	987	0	20529	31033	5348
			10504	21046	15698

INTERNAL RATE OF RETURN  
 ON (4) BFR-TAX NET IN-FLOW (2)-(1) 12.52 PER CENT  
 ON (5) AFT-TAX NET IN-FLOW (4)-(3) 10.17 PER CENT

### 8.10 損益計算書および資金繰り表

水力発電所を建設するケースと水力発電所を建設しないケースの損益計算書が表8-10-1, 表8-10-2に示してある。これによると、いずれのケースにおいても Santa Luisa社の収益は、期間損益では毎期黒字となる。しかしながら、前述のFIRRの数字からも予測できる通り、収益額は水力発電所を建設するケースのほうが大きく、その差は後年ほど大きくなる。税引後利益を例にとってみると、1987年に於ける両ケースの差額は210千\$であるが、10年後の1996年には、1,056千\$に、20年後の2006年には、1,611千\$へと拡大している。また、水力発電所を建設するケースについてだけみても、プロジェクト期間中後年に進むほど収益力は高まる。たとえば、税引後利益の売上高比でみると、1987年5.6%, 1996年5.1%であったものが、2000年には、6.0%, 2006年には7.3%と上昇する。

一方、水力発電所を建設するケースについてのプロジェクト期間中の資金繰りは表8-10-3に示されている。この表では、もしプロジェクト期間中資金繰りにマイナスが生じた場合には、短期資金の導入で賄うようになっている。ところが、資金繰り表をみればわかるとおり、プロジェクト期間中、短期資金の借入れは不要であり、資金繰りにショートをきたすことはない。つまり、水力発電所建設資金を8.7節でのべた融資条件で全額借入に依ったとしても、元本および利息の返済には何ら支障をきたさない。

Table 8-10-1 損益計算書  
(水力発電所を建設するケース)

HWA HUANKZALA POWER PROJECT \*\*\*  
INCOME STATEMENTS (FOR FINDING DECEMBER 31)  
WITH CASE

(USD 1000)

YEAR	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
OPERATING INCOME	14754	20325	20955	21563	22230	22898	23586	24295	25025	25778
TOTAL SALES REVENUE (1)	14754	20325	20955	21563	22230	22898	23586	24295	25025	25778
OTHER OPERATING INCOME (2)	0	0	0	0	2210	22	24	76	28	50
COST OF SALES	12454	12871	13395	14577	14466	15989	14334	14562	16834	17467
VARIABLE COST	5725	5995	6714	7218	6074	6265	6461	6664	8437	8713
FIXED COST	5417	5619	5306	5359	2201	6302	6586	6784	6988	7167
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1325	1280	1458	1396	2375	1502	1309	1126	1541	1586
(LESS) INC. IN PRODUCT INVENTORY	0	22	1458	36	-9	-27	22	12	131	29
GROSS PROFIT ON SALES	7300	7454	7040	6986	7764	6910	9252	9733	8192	8311
SALES EXPENSES	5417	5619	5306	5359	3846	5961	4080	4202	4328	4458
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	773	797	521	845	870	897	924	951	980
OPERATING PROFIT	2132	4142	2619	2432	3074	4078	4276	4607	2912	2873
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	1362	1229	1189	595	1226	1191	1156	1123	1089	1056
INTEREST ON LONG TERM DEBT	70	53	11	6	664	613	561	509	458	406
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	260	128	127	44	0	0	0	613	632	651
NON-OPERATION EXPENSES	1013	1028	1044	545	561	578	595	613	632	651
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	1771	1933	1450	1837	1848	2887	3119	3484	1823	1816
INCOME TAX	473	516	332	490	493	771	833	930	487	485
(LFS) CREDIT	-115	-176	-93	-119	-120	-188	-203	-226	-118	-118
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	1183	1202	947	1224	1234	1924	2084	2328	1218	1213
DIVIDENDS	386	421	312	400	403	629	680	760	397	396
RETAINED EARNINGS	797	860	635	824	831	1299	1404	1568	820	817

Note : (1) Production sales  
(2) Energy sales

\*\*\* HUANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 INCOME STATEMENTS (FOR ENDING DECEMBER 31)  
 - WITH CASE -  
 (USD 1000)

YEAR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
OPERATING INCOME	20553	27351	28175	29020	29893	30792	31718	32673	33656	34669
TOTAL SALES REVENUE	20520	27315	28135	28979	29848	30743	31666	32616	33594	34602
OTHER OPERATING INCOME	33	36	38	42	45	49	53	57	62	67
COST OF SALES	17969	18487	19024	19723	20115	20684	21283	21901	22036	22662
VARIABLE COST	1090	4278	9579	9909	10219	10561	10873	11218	11582	11946
FIXED COST	7413	7635	7865	8101	8344	8504	8752	9117	9391	9672
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1544	1602	1610	1752	1772	1581	1590	1600	1070	1080
(LOSS) INC. IN PRODUCT INVENTORY	-21	29	30	39	21	32	33	34	6	36
GROSS PROFIT ON SALES	6583	8863	9149	9298	9779	10108	10436	10771	11620	12006
SALES EXPENSES	4592	4730	4872	5018	5168	5323	5483	5648	5817	5992
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	1009	1039	1071	1103	1136	1170	1205	1241	1278	1317
OPERATING PROFIT	2982	3094	3207	3177	3474	3615	3748	3883	4524	4698
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	1004	952	953	954	956	958	962	965	970	975
INTEREST ON LONG TERM DEBT	334	282	242	222	202	181	161	141	121	101
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATIONAL EXPENSES	670	670	711	732	754	777	800	824	849	874
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	1978	2142	2254	2223	2518	2657	2786	2917	3554	3723
INCOME TAX	528	572	602	594	672	709	744	779	949	994
(LOSS) CREDIT	-129	-134	-146	-145	-164	-173	-181	-190	-231	-242
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	1321	1431	1505	1485	1682	1775	1861	1949	2374	2487
DIVIDENDS	431	467	491	485	549	579	607	636	775	812
RETAINED EARNINGS	890	964	1014	1000	1133	1196	1254	1313	1599	1675

### INJANZALA POWER PROJECT ###  
 INCOME STATEMENTS (FOR FINANCIAL STATEMENTS) WITH CASE (USD 1000)

YEAR	2003	2004	2005	2006
OPERATING INCOME	35712	36787	37895	39046
TOTAL SALES REVENUE	35690	36709	37811	38945
OTHER OPERATING INCOME	22	78	84	101
COST OF SALES	23366	24052	24785	25543
VARIABLE COST	14331	12729	13144	13575
DIRECT FIXED COST	19083	10261	10409	10480
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1091	110	1112	1126
(LFS) INC. IN PRODUCT INVENTORY	3A	39	40	42
GROSS PROFIT ON SALES	12366	12735	13110	13493
SALES EXPENSES	6171	6356	6547	6744
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	1356	1397	1436	1462
OPERATING PROFIT	4839	4981	5124	5267
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	981	988	996	1004
INTEREST ON LONG TERM DEBT	81	60	40	20
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	900	928	956	984
NON-OPERATION EXPENSES	3857	3993	4128	4263
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	1030	1066	1102	1138
INCOME TAX (LFS) COCIMI	-751	-260	-268	-277
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	257	267	275	2848
DIVIDENDS	641	871	900	929
RETAINED EARNINGS	1736	1707	1854	1918

00  
 1  
 00

Table 8-10-2 損益計算書  
(水力発電所を建設しないケース)

	(US\$ 1000)									
	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
OPERATING INCOME	1733	2035	2035	2153	2210	2276	2352	24269	24997	25747
TOTAL SALES REVENUE	1733	2035	2035	2153	2210	2276	2352	24269	24997	25747
OTHER OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COST OF SALES	12433	12871	13895	14577	15425	15078	15507	15822	18142	18636
VARIABLE COST	5725	5995	6714	7215	7952	7922	8203	8494	10352	10714
FIXED COST	5437	5614	5406	5999	6176	6465	6526	6752	6935	7183
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1328	1210	1453	1398	1641	788	775	593	999	780
(GROSS) INC. IN PRODUCT INVENTORY	55	122	158	56	47	25	26	17	134	21
GROSS PROFIT ON SALES	7300	7454	7040	6960	6785	7708	8055	8447	6856	7111
SALES EXPENSES	517	510	325	334	345	361	480	4202	4328	4458
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	751	773	997	921	845	870	897	924	951	980
OPERATING PROFIT	3132	3162	2614	2432	2094	2967	3079	3321	1576	1673
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	1362	1229	1189	595	561	578	595	613	632	651
INTEREST ON LONG TERM DEBT	79	53	14	6	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	269	148	127	44	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	1013	1028	1044	545	561	578	595	613	632	651
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	1771	1933	1440	1837	1533	2389	2483	2708	944	1023
INCOME TAX	473	518	382	490	409	648	663	723	252	273
(LFS) COCUMI	-115	-128	-93	-119	-100	-155	-161	-176	-61	-66
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	1183	1287	947	1224	1024	1596	1659	1809	631	683
DIVIDENDS	380	421	312	400	334	521	541	590	206	223
RETAINED EARNINGS	797	860	635	824	690	1075	1118	1218	425	460

\*\*\* HILANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 INCOME STATEMENTS (FOR FINANCIAL STATEMENTS) (USD 1000)  
 (MINIMUM CASE)

YEAR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
OPERATING INCOME	26520	27315	28135	28979	29848	30743	31666	32616	33594	34602
TOTAL SALES REVENUE	26520	27315	28135	28979	29848	30743	31666	32616	33594	34602
OTHER OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COST OF SALES	19398	20025	20665	21484	21992	22406	23207	23907	24117	24832
VARIABLE COST	11118	11507	11912	12327	12716	13119	13389	13814	14254	14709
FIXED COST	7374	7600	7826	8053	8308	8553	8810	9074	9347	9627
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	944	952	961	966	988	981	1047	1057	1057	1057
(LESS) INCR. IN INVENTORY	43	34	33	46	27	28	40	38	10	41
GROSS PROFIT ON SALES	7122	7290	7470	7495	7856	8248	8459	8709	9477	9770
SALES EXPENSES	492	710	472	508	516	523	543	548	587	592
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	1009	1039	1071	1103	1136	1170	1205	1241	1278	1317
OPERATING PROFIT	1521	1521	1528	1574	1552	1755	1711	1820	2382	2462
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	670	600	711	732	754	771	800	824	849	874
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	670	600	711	732	754	771	800	824	849	874
NON-OPERATION EXPENSES	551	830	817	642	798	978	971	996	1533	1587
NET PROFIT OR (LOSS) BEFORE TAX	227	222	218	171	213	261	259	266	409	424
INCOME TAX (LES) CREDIT	-55	-44	-53	-42	-52	-64	-63	-65	-100	-103
NET PROFIT OR (LOSS) AFTER TAX	568	545	546	429	533	651	648	665	1024	1060
DIVIDENDS	185	181	178	140	174	213	212	217	334	346
RETAINED EARNINGS	383	374	368	289	359	440	437	448	690	714

RMR HUANZALA PAPER PROJECT \*\*\*  
 INCOME STATEMENTS (FOR ENDING DECEMBER 31) (USD 1000)

YEAR	2003	2004	2005	2006
OPERATING INCOME	35640	56709	37011	38945
TOTAL SALES REVENUE	35640	56709	37011	38945
OTHER OPERATING INCOME	0	0	0	0
COST OF SALES	25602	26221	27053	27004
VARIABLE COST	15181	15670	16176	16701
DIRECT FIXED COST	4910	10213	10520	10935
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	547	371	532	592
(LESS) INC. IN PRODUCT INVENTORY	42	34	45	47
GROSS PROFIT IN SALES	10038	10419	10778	11061
SALES EXPENSES	8171	8356	6547	6744
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	1356	1397	1439	1482
OPERATING PROFIT	2511	2715	2792	2836
NON-OPERATING INCOME	0	0	0	0
NON-OPERATING EXPENSES	901	928	956	964
INTEREST IN LONG TERM DEBT	0	0	0	0
INTEREST IN SHORT TERM DEBT	901	928	956	964
NON-OPERATION EXPENSES	1610	1808	1830	1852
NET PROFIT (OR LOSS) BEFORE TAX	430	413	490	194
INCOME TAX (LFS) CORMI	-106	-118	-119	-120
NET PROFIT (OR LOSS) AFTER TAX	1076	1208	1227	1247
DIVIDENDS	351	304	400	404
RETAINED EARNINGS	725	813	826	853



Table 8-10-3 資金繰り表

\*\*\* HUANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
FUNDS FLOW STATEMENTS (FOR FINING DECEMBER 31)  
(USD 1000)

YEAR	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
SOURCE OF FUNDS										
CASH GENERATION	4358	4031	10317	3423	4073	5845	3953	3963	3216	3205
PROFIT NET, TAX, GER INT.	2857	2702	2525	2670	4073	5845	3953	3963	3216	3205
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1531	1432	1092	1274	1899	2541	2645	2837	1875	1619
FINANCIAL RESOURCES	1481	1230	7792	7253	2175	1302	1909	1126	1541	1586
SHARE CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LONG TERM DEBT	1481	1269	7440	7253	0	0	0	0	0	0
SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTHER CASH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-CASH FUNDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USES OF FUNDS										
FIXED CAPITAL EXPENDITURE	4422	4031	10317	8894	1930	2095	2148	5863	2266	2410
NON-DEPRECIABLE ASSETS	350	1309	8189	7744	225	231	258	3935	633	260
DEPRECIABLE FIXED ASSETS	350	1309	7724	7588	225	231	258	3935	633	260
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	465	160	0	0	0	0	0	0
CHANGE IN WORKING CAPITAL	0	22	58	36	-9	-27	22	12	131	29
DEBT SERVICES	1686	2158	1758	713	1311	1259	1208	1156	1104	1724
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	344	506	340	223	647	647	647	647	647	1319
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	2094	1451	1269	440	664	613	561	509	458	406
INTEREST ON LONG TERM DEBT	79	53	14	6	66	613	561	509	458	406
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	269	148	127	44	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDS	786	421	312	400	403	629	680	760	397	396
CASH INCREASE OR (DECREASE)	-84	-0	-0	1029	2143	1750	1806	-1900	950	795
RESIDUING CASH BALANCE	84	-0	-0	-0	1029	5173	4923	6729	4829	5779
FINING CASH BALANCE	-0	-0	-0	1029	3173	4923	6729	4829	5779	8574

0  
1  
4  
0

\*\*\* HUANTZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 FUND FLOW STATEMENTS (FOR FINING DECEMBER 31)  
 - WITH CASE - (USD 1000)

YEAR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
SOURCE OF FUNDS										
CASH GENERATED	3249	3205	3354	3459	3456	3537	3613	3690	3565	3668
PROFIT AFTER TAX, PER INT.	3249	3295	3354	4459	3456	3537	3613	3690	3565	3668
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1855	1693	1747	1767	1894	1956	2022	2090	2495	2588
FINANCIAL RESOURCES	1594	1602	1610	1752	1372	1581	1590	1600	1070	1080
SHARE CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OTHER CASH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-CASH FUNDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USES OF FUNDS										
FIXED CAPITAL EXPENDITURE	2379	1705	2574	1710	1745	1775	1794	1813	1913	1970
NON-DEPRECIABLE ASSETS	268	276	1140	293	302	311	320	330	340	350
DEPRECIABLE ASSETS	208	270	1140	293	302	311	320	330	340	350
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHANGE IN WORKING CAPITAL	28	29	50	39	21	32	33	34	6	36
DEBT SERVICES	1852	934	914	994	873	853	833	813	793	773
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	1310	672	072	672	672	672	672	672	672	672
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	356	262	242	222	202	182	161	141	121	101
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDS	451	487	491	485	549	579	607	636	775	812
CASH INCREASE OR (DECREASE)	870	1589	783	1749	1711	1762	1819	1877	1652	1698
BEGINNING CASH BALANCE	9574	7444	9034	9817	11565	13277	15039	16858	18735	20387
ENDING CASH BALANCE	7444	9034	9817	11565	13277	15039	16858	18735	20387	22084

\*\*\* HUANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 FUNDS FLOW STATEMENTS (FOR FINANCIAL PERIODS) (USD 1000)

YEAR 2003 2004 2005 2006

SOURCE OF FUNDS

CASH GENERATED	3740	4829	5910	4992
PROFIT AFTER TAX, PER INC.	3740	4829	5910	4992
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	2657	2728	2798	2468
FINANCIAL RESOURCES	1091	1101	1112	1124
SHARE CAPITAL	0	0	0	0
LONG TERM DEBT	0	0	0	0
SHORT TERM DEBT	0	0	0	0
OTHER CASH	0	0	0	0
NON-CASH FUNDS	0	0	0	0

USES OF FUNDS

FIXED CAPITAL EXPENDITURE	1091	2013	2035	2057
NON-DEPRECIABLE ASSETS	300	371	382	394
DEPRECIABLE FIXED ASSETS	300	371	382	394
INTEREST DURING CONSTRUCTION	30	39	40	42
CHANGE IN WORKING CAPITAL	752	732	712	692
DEBT SERVICES	672	672	672	672
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	410	400	400	400
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	262	262	262	262
INTEREST ON LONG TERM DEBT	410	400	400	400
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	262	262	262	262
DIVIDENDS	841	871	900	929

CASH INCREASE (OR DECREASE)

BEGINNING CASH BALANCE	24084	23841	25257	27533
ENDING CASH BALANCE	25941	24657	27535	29468

### 8.1.1 将来の発電単価の検討

本プロジェクトの意義は、発電コストを下げることにあり、発電コストの低下は、Huanzala 鉱山の経営にとって大きな意味を持つことは既に述べた。それでは、プロジェクトの実施によって電力単価がどの程度下がるのか、その検証のため、水力発電所を作らないケースとの比較において発電単価を年次展開したものが図8-11-1～4である。この発電単価の算出にあたっては、FIRRの算出で用いた経費支出をベースに、電力部門のみに要する年経費を求めて全発電量で除して発電単価を計算した。なお、資金計画については、水力発電所の建設のみ全額借入によるものとし、残りの電力設備の購入（ディーゼル機器の更新費用）は自己資金で賄うものとした。したがって、水力発電所を建設する場合についてのみ、金利という金融支出が発生する。

図8-11-1（インフレ率が3%の場合）の発電単価プロジェクションによると、鉱山用・民生用電力を供給する4,200kWの水力発電所を建設する場合の単価は、1987年9.3セント/kWhから2006年には7.4セント/kWhへと低下する。他方、ディーゼル発電設備のみによった場合、単価は1987年の11.2セント/kWhから2006年には16.0セント/kWhになる。この間、両ケースの発電単価の差は、1.9セント/kWhから8.6セント/kWhへと拡大する。インフレ率が5%のケースでは、この格差はさらに大きくなる（図8-11-2）。

また、図8-11-3および4は、インフレ率3%のケースについて、燃料費が一般インフレ率を上廻り、更にそれぞれ10%、20%アップした時の発電単価の推移を示している。燃料費が10%アップしたケースでは、水力発電所を建設するケースと、しないケースの発電単価の差は、1987年2.7セント/kWhであり、2006年が9.9セント/kWhとなる。すなわち、諸要素がすべて3%で上昇するベースケースに比べ、発電単価の格差はさらに大きくなる。

Fig. 8-11-1 発電単価プロジェクション  
(エスカレーション 3%)

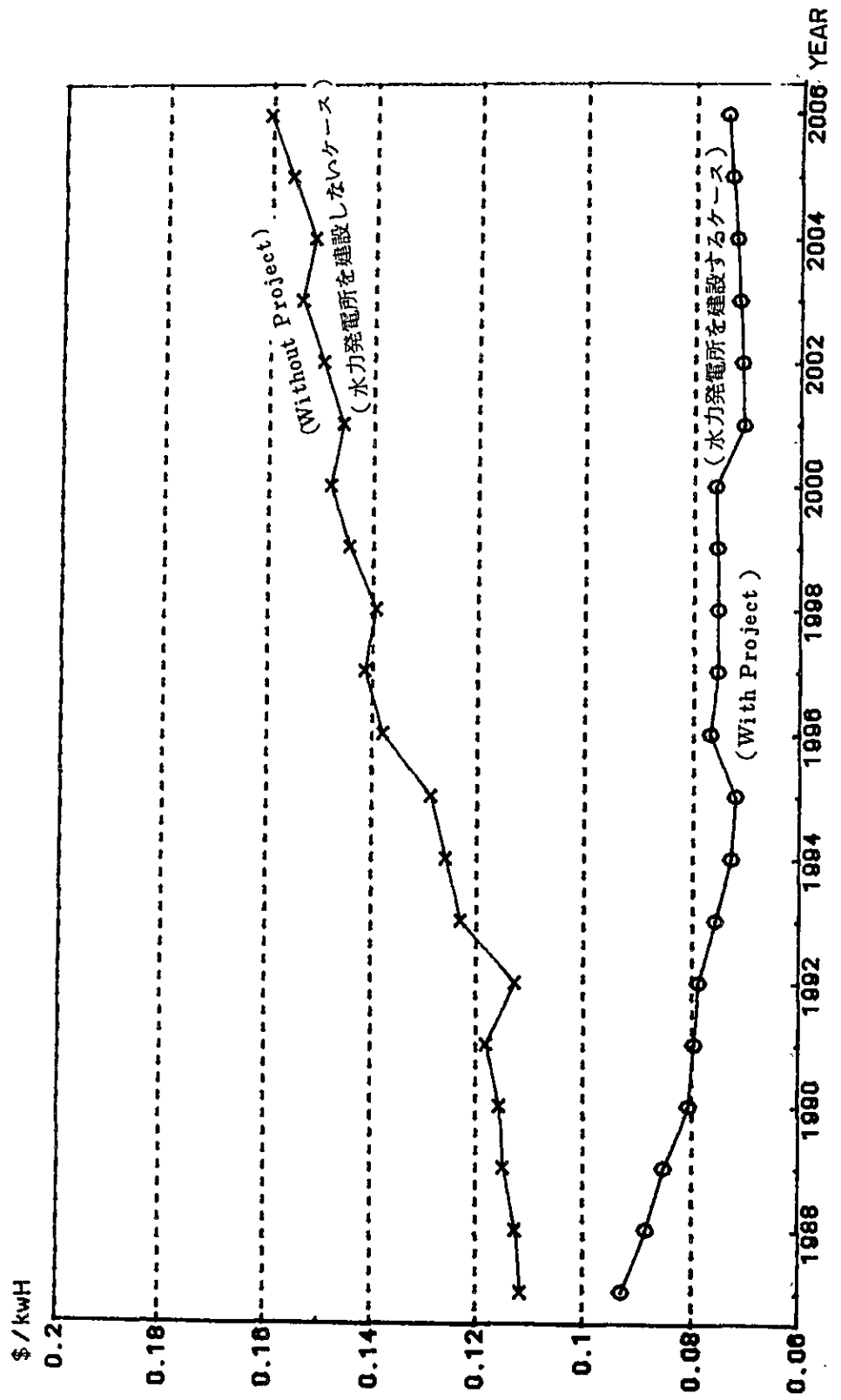


Fig. 8-11-2 発電単価プロジェクト  
 (エスカレーション 5%)

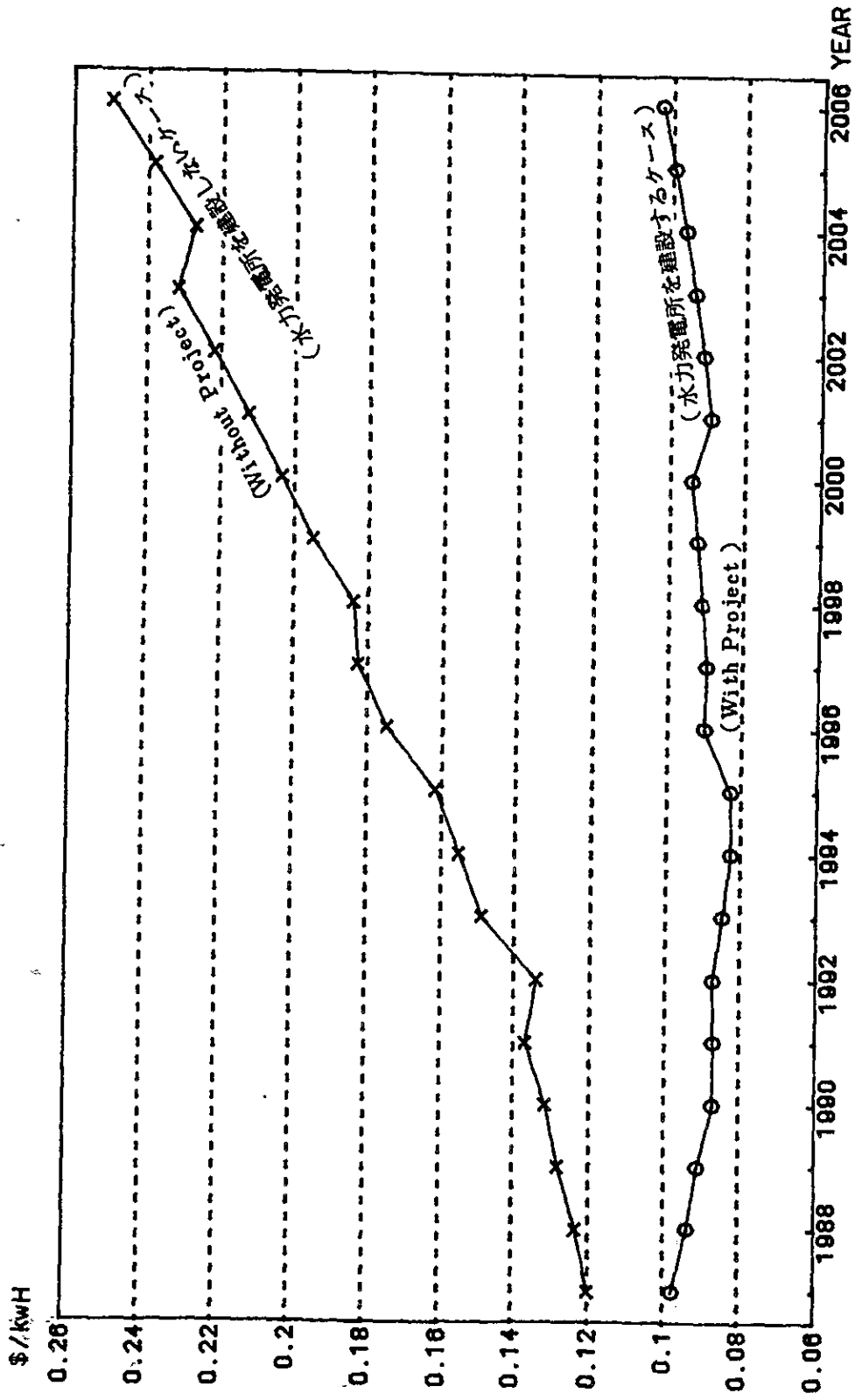


Fig. 8-11-3 発電単価プロジェクト  
 (燃料費：10%上昇)

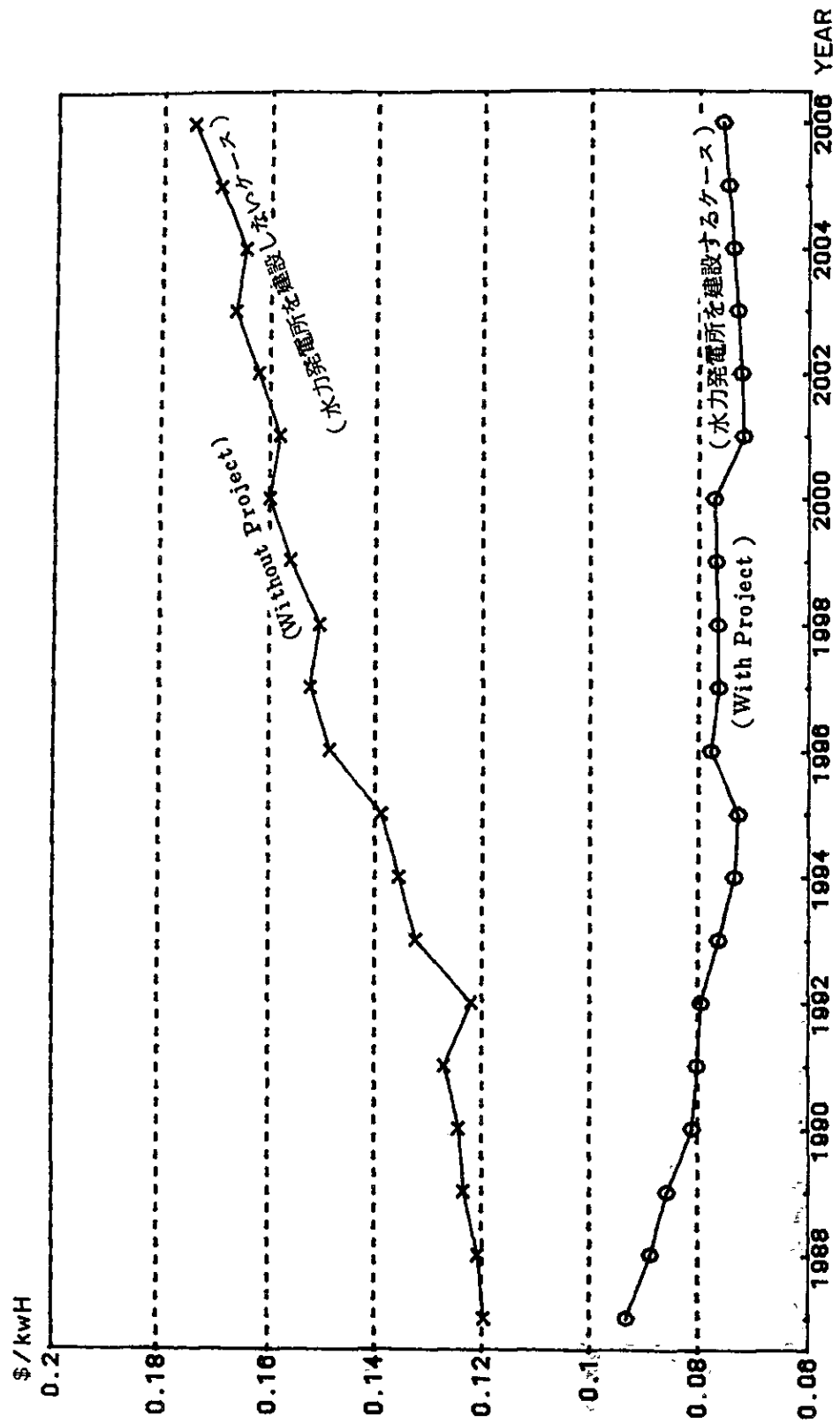
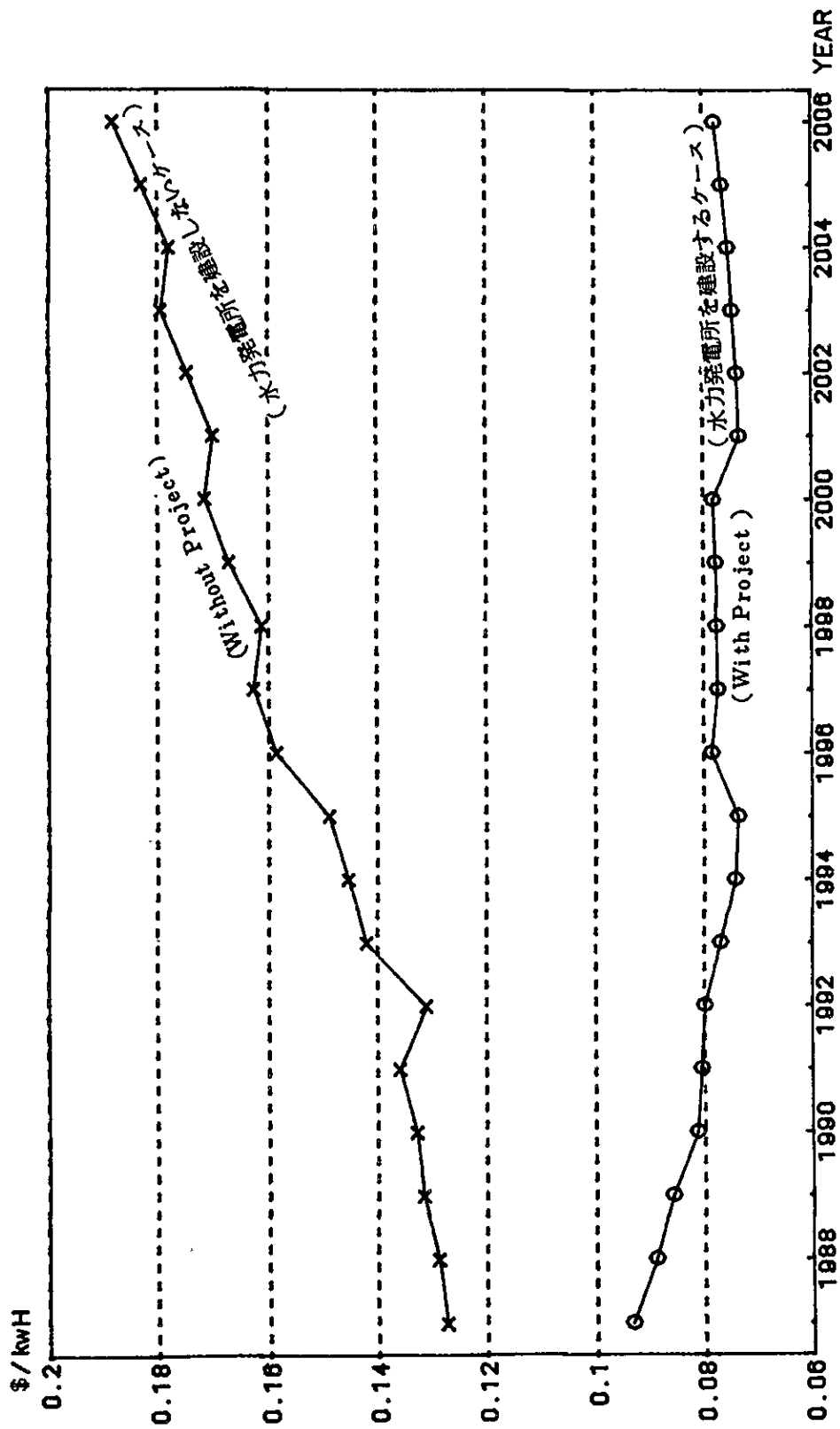


Fig. 8-11-4 発電単価プロジェクト  
 (燃料費：20%上昇)





## 8.12 感度分析

感度分析は次のケースについて行なった。

### (1) FIRRに関して

Table 8-12-1 感度分析

	変 化 度 (%)				
設備投資額	-20	-10	0	+10	+20
燃料費	-20	-10	0	+10	+20
電力売上	-20	-10	0	+10	+20

### (2) 資金繰りに関して

#### (a) 鉱石売上

銀価格：5%、10%及び20%低下

#### (b) 金融条件

i. 設備投資額の50%：金利3% 期間20年 うち据置5年

設備投資額の50%：金利8% 期間7年 据置なし

ii. 設備投資額の30%：金利3% 期間20年 うち据置5年

設備投資額の70%：金利8% 期間7年 据置なし

FIRRに関する感度分析の結果は図8-12-1に表わされている。電力売上は金額的に少ないために、その変化がFIRRに及ぼす影響度は小さい。一方、設備投資額の変化はFIRRに大きく影響する。投資額が10%上がると、FIRRは8.91%から7.77%へと低下し、プロジェクトの採算は大きく悪化する。したがって、インフレの昂進が激しい状況では、プロジェクトのスタートが遅れること等で、設備投資額が上昇することに特に留意すべきである。

資金繰りに最も大きな影響を及ぼすのは、鉱石の売上げである。現在のHuanzala 鉱山の収益を支配しているのは銀価格である。図4-4-2にみるように、銀価格は過去10年で4.4 \$/Toz から20.6 \$/Toz まで変化している。現在は約8 \$/Tozである。銀の現行価格の変化と資金繰りに及ぼす影響を、たとえば、銀価格が20%下がったケースについてみたのが表8-12-2である。このケースでは、損益的にも赤字が続くため、資金繰りの的にも苦しく、短期借入金に頼らざるを得ない。

次に、金融条件の変化がプロジェクトに与える影響をみてる。金融条件の変化はプロジェクトの資金繰りに影響を与えるが、ここでは、資金繰り表による分析ではなく、いま一つの見方、すなわち、デッド・サービス・レイシオ (D.S.R) で測ることにした。D.S.Rは返済余裕度を示すものであり、ここでは(税引後利益+利息+減価償却)を(返済元本+利息)で除して算出している。返済負担の大きい1987年から1993年までをみると、鉱山用・民生用電力を供給する4,200kWの水力発電所を8.4.2節でのべた資金条件で建設する場合、ベースケースのD.S.Rは、ほぼ3を保っているが、上記(2)-b)の両ケースではD.S.Rはベースケースに比べて、概ね1ポイント以上低下している(表8-12-3)。

これで見ると、高金利部分の融資割合が50%以上になると、返済の面では、安全性を欠くといわねばならない。

Fig. 8-12-1 感度分析 ( FIRR )

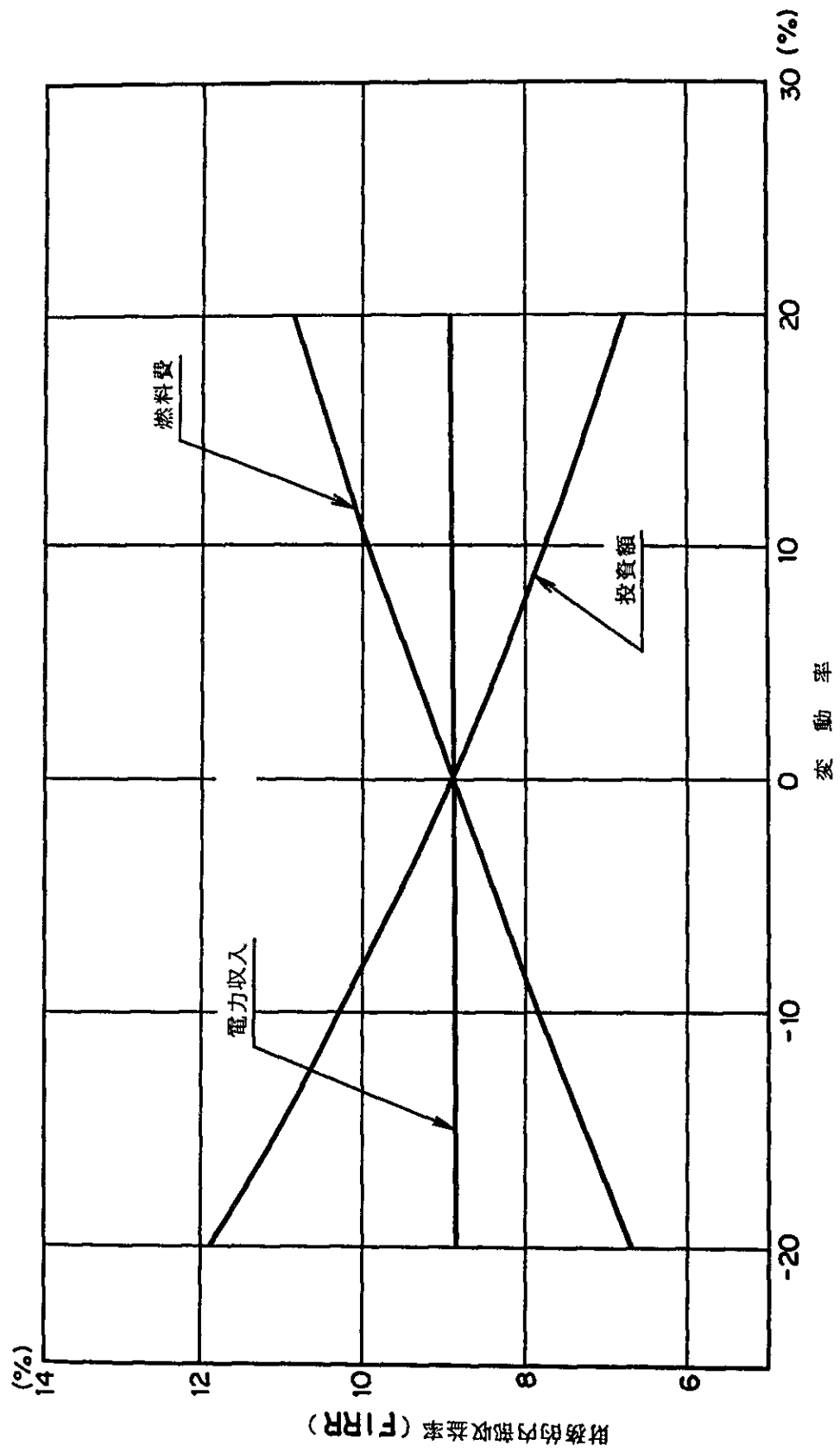


Table 8-12-2 資金繰り表

*** HUANZALA POWER PROJECT *** FUNDS FLOW STATEMENTS (FISK FINDING (FEBRUER 31)) WITH CASE (USD 1000)		1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
YEAR											
SOURCE OF FUNDS											
CASH GENERATED		3952	4789	12480	12085	6346	5835	5367	8508	8648	10145
PROFIT AFTER TAX, RFR INT		1394	1219	850	1051	2393	2349	2399	2345	1256	1170
DEPRECIATION AND AMORTIZATION		77	9	575	345	218	1047	1090	1219	785	416
FINANCIAL RESOURCES		2554	3501	11602	1398	2175	3484	2068	1126	7561	1586
SHARE CAPITAL		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LONG TERM DEBT		2554	3501	7352	7253	5953	5484	2968	6163	7392	8975
OTHER CASH		0	0	4250	4581	0	0	0	0	0	0
NON-CASH FUNDS		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USES OF FUNDS											
FIXED CAPITAL EXPENDITURE		4036	4789	12480	12685	6346	5835	5367	8508	8648	10145
NON-DEPRECIABLE ASSETS		350	1309	8189	7744	225	231	238	3935	633	260
DEPRECIABLE FIXED ASSETS		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION		350	1309	7724	7585	225	231	238	3935	633	260
CHANGE IN WORKING CAPITAL		0	22	58	36	-9	-27	22	12	131	29
DEBT SERVICES		5886	3368	4213	4904	6130	5608	5040	4420	7884	9856
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT		344	516	344	223	647	647	647	647	647	1319
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT		2994	2584	3501	4250	4381	5953	3484	2968	6163	7392
INTEREST ON LONG TERM DEBT		70	53	18	8	967	613	561	509	458	406
INTEREST ON SHORT TERM DEBT		269	255	350	425	438	395	348	297	616	739
DIVIDENDS		0	0	0	0	0	21	66	141	0	0
CASH INCREASE OR (DECREASE)		-84	0	0	-0	0	0	0	-0	-0	-0
RESIDUAL CASH BALANCE		44	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
ENDING CASH BALANCE		-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0

\*\*\* HUAMZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 FUNDS FROM STATEMENTS (FOR PERIODS ENDING DECEMBER 31)  
 WITH CASE (USD 1000)

YEAR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
SOURCE OF FUNDS										
CASH GENERATED	11421	12941	15006	16405	17904	19562	21343	23271	25332	27675
PROFIT AFTER TAX, MER INC.	1182	1192	1206	1216	1207	1236	1258	1277	1226	1275
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	-412	-409	-404	-330	-365	-343	-333	-323	-156	-195
FINANCIAL RESOURCES	1594	1602	1410	1752	1572	1581	1590	1600	1070	1090
SHARE CAPITAL	10640	11748	13400	15189	16897	18325	20086	21994	24106	26400
LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHORT TERM DEBT	10659	11748	13400	15149	16697	18322	20086	21994	24106	26400
OTHER CASH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RUN-CASH FUNDS	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
USES OF FUNDS										
FIXED CAPITAL EXPENDITURE	11421	12941	15006	16405	17904	19562	21343	23271	25332	27675
NON-DEPRECIABLE ASSETS	261	276	1140	293	502	311	320	330	340	350
DEPRECIABLE FIXED ASSETS	264	278	1140	293	502	311	320	330	340	350
INTEREST DURING CONSTRUCTION	28	29	30	39	21	32	33	34	6	36
CHANGE IN WORKING CAPITAL	11525	12637	13436	16074	17587	19270	20990	22907	24986	27289
DEBT SERVICES	1319	672	1172	672	672	672	672	672	672	672
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	339	10839	11272	13406	15186	16697	18325	20086	21994	24106
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	497	1024	1222	222	202	181	151	141	121	101
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	1175	1380	1516	1870	1832	2009	2199	2411
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIVIDENDS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASH INCREASE OR (DECREASE)	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
BEGINNING CASH BALANCE	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
ENDING CASH BALANCE	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0

\*\*\* LUANZALA POWER PROJECT \*\*\*  
 FUNDS FLOW STATEMENTS (FOR FINANCIAL PERIOD 31) (USD 1000)  
 - WITH CASE -

YEAR	2003	2004	2005	2006
SOURCE OF FUNDS	30190	32933	35426	39205
CASH GENERATED	1290	1303	1312	1318
PROFIT / NET TAX, IFR INT	199	201	199	194
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	1091	1101	1112	1124
FINANCIAL RESOURCES	25900	31630	34610	37867
SHARE CAPITAL	0	0	0	0
LONG TERM DEBT	0	0	0	0
SHORT TERM DEBT	20900	31630	34610	37867
OTHER CASH	0	0	0	0
NON-CASH FUNDS	0	0	0	0
USES OF FUNDS	30190	32933	35924	39205
FIXED CAPITAL EXPENDITURE	360	371	382	394
NON-DEPRECIABLE ASSETS	360	371	382	394
DEPRECIABLE FIXED ASSETS	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0
CHANGE IN WORKING CAPITAL	38	39	40	42
DEBT SERVICES	29792	32523	35505	39770
REPAYMENT OF LONG TERM DEBT	672	672	672	672
REPAYMENT OF SHORT TERM DEBT	26400	24900	31630	34610
INTEREST ON LONG TERM DEBT	81	60	40	23
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	2640	2830	3163	3462
DIVIDENDS	0	0	0	0
CASH INCREASE OR (DECREASE)	-0	-0	-0	-0
BEGINNING CASH BALANCE	-0	-0	-0	-0
ENDING CASH BALANCE	-0	-0	-0	-0

Table 8-12-3 返済負担比率 (DSR)

(Unit: %)

	<u>Base Case</u>	<u>Case (2)-(b)-1</u>	<u>Case (2)-(b)-1i</u>
1983	6.11	6.11	6.11
1984	4.68	4.68	4.68
1985	6.62	6.62	6.62
1986	11.48	11.48	11.48
1987	3.11	2.18	1.68
1988	3.05	2.15	1.66
1989	3.27	2.31	1.79
1990	3.43	2.43	1.89
1991	2.91	2.08	1.62
1992	1.86	1.65	1.48
1993	1.97	1.75	1.58
1994	3.53	4.91	8.12
1995	3.67	5.11	8.47
1996	3.87	5.39	8.93
1997	3.96	5.51	9.14
1998	4.15	5.78	9.59
1999	4.34	6.05	10.05
2000	4.54	6.34	10.53
2001	4.50	6.28	10.44
2002	4.75	6.63	11.03
2003	4.98	6.96	11.59
2004	5.23	7.31	12.18
2005	5.49	7.68	12.80
2006	5.77	8.08	13.46

Note: Base Case : ソフトローン 70%  
Case (2)-(b)-1 : # 50%  
Case (2)-(b)-1i: # 30%

### 8.13 財務評価結果

前節までで行なった財務分析の結果をまとめると次のようになる。

- (a) ベースケースでは、FIRRは税引前で10.76%、税引後で8.91%である。
- (b) FIRRの変化に最も大きな影響を及ぼすのは設備投資額の変化であり、設備投資額が10%上昇すればFIRRは7.77%まで落ちる。
- (c) 鉱石売上は、FIRRとは直接の関連はないが、その変化は、Santa Luisa社の資金繰りに大きく影響する。売上げが20%落ち込むと、資金繰りのショートが生ずる。
- (d) 設備資金借入条件がベースケース通りであれば返済は全く問題ない。しかし、条件が悪化すると（たとえば50%以上を商業銀行の高金利資金で賄う）、返済余裕度はほとんどなくなる。
- (e) Huanzala 鉱山のみでなく、周辺村落へも民生用電力が供給できるような発電規模の水力発電所を建設するため、鉱山専用の水力発電所を建設する場合に比べ、FIRRは1ポイント以上低下する。

これらの検討結果から下記の結論に達する。第一に本プロジェクトの実施は、確実に生産経費、特に燃料費の節約効果を持ち、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。

第二に、Huanzala 鉱山経営の持つ不安定要因（製品価格の変動のみならず、労働争議やペルーのポリティカルリスクも含め）を考慮すると、このプロジェクトはそうした不安定要因をカバーして、全くコマーシャルベースで行ないうるほどの十分な収益性、安定性を持ったプロジェクトであるとはいえない。

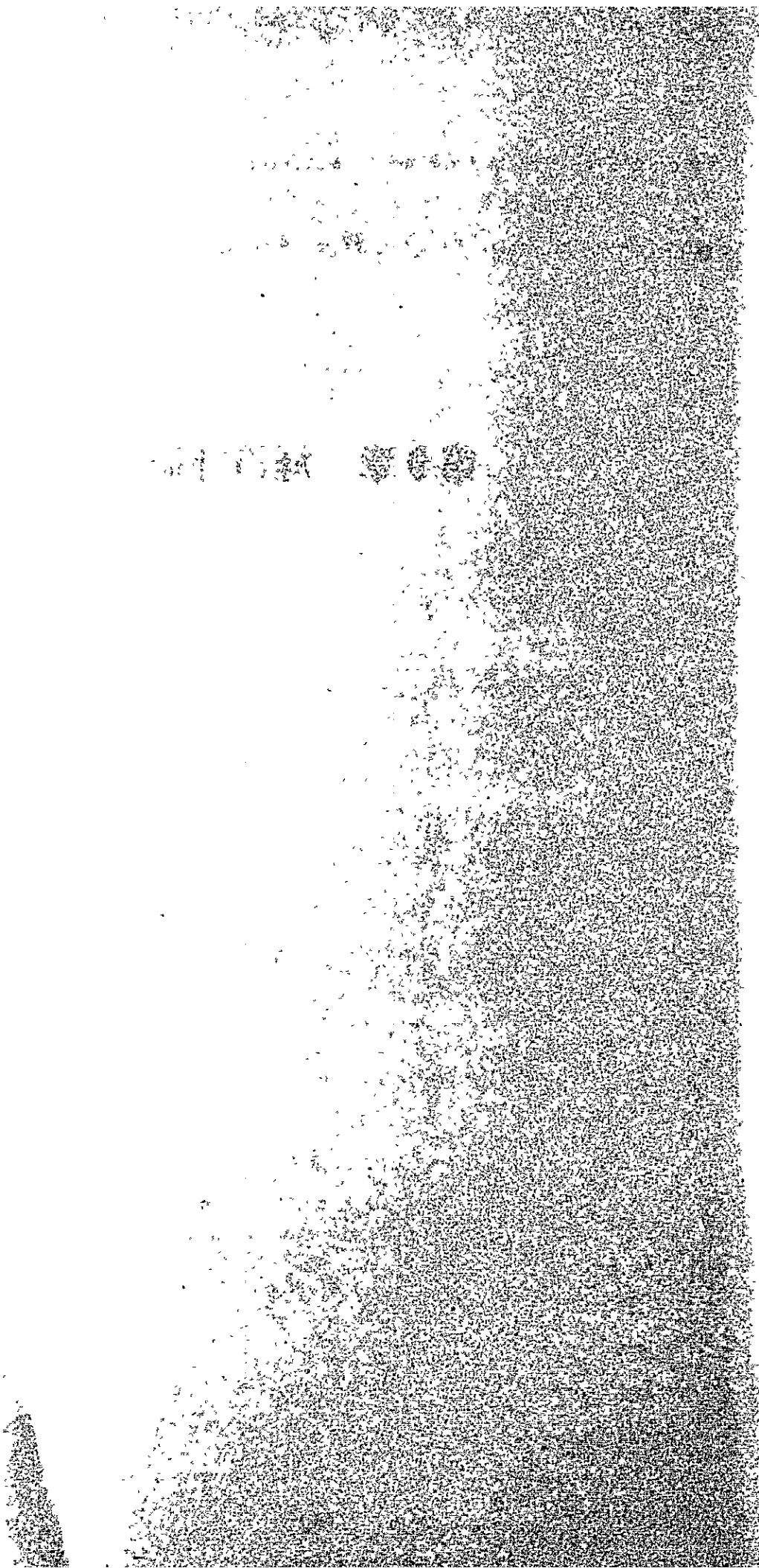
第三に、財務面よりみれば、本プロジェクトは周辺村落への民生電力供給を含めるため、鉱山専用の水力発電所建設のケースに比べ、収益性が低下する。しかしながら、民生用電力供給に対する Huallanca, La Union 住民の期待は非常に大きく、この期待に応えることによ



り、本邦企業出資による Huanzala 鉱山の地域への貢献度が大きく評価されることとなる。

以上の財務評価の諸結果に立脚すれば、本プロジェクトは、将来長期・低利の公的融資対象にふさわしいプロジェクトである。

## 第9章 經濟評估



## 第 9 章 經 濟 評 価

9.1 經濟評價の考え方 .....	9 - 1
9.2 經濟的便益 .....	9 - 1
9.2.1 直接便益 .....	9 - 1
9.2.2 間接便益 .....	9 - 6
9.3 經濟的費用 .....	9 - 7
9.4 設備投資額 .....	9 - 8
9.5 經濟的内部收益率(EIRR) .....	9 - 8
9.6 感度分析 .....	9 - 11
9.7 評 価 .....	9 - 11



## 第9章 経済評価

### 9.1 経済評価の考え方

財務評価が、水力発電プロジェクトを Santa Luisa 社という一企業体の立場から検討するのに対し、経済評価は一国経済全体という立場にたつてプロジェクトを評価する。この経済評価においても、財務評価の場合と同じく、プロジェクトの便益、費用を計測することが基本となる。

本プロジェクトで建設される水力発電所は、前述の如く Huanzala 鉱山の自家用発電所として鉱山用動力を供給すること、周辺村落へ民生用電力を供給することの2つの性格を有している。したがって経済評価に於いて、この2つの部分に分けて費用、便益を考える必要がある。便益のうち直接便益については、財務評価の考え方（8.1節参照）と同様のアプローチをとることができる。また間接便益については、地域産業振興や生活環境の改善等が考えられる。他方、費用についても、財務評価で用いた費用を基礎にして、一国経済全体の費用という観点から経済価格を用いるなどの修正を加えて算出する。

財務評価に於ける収益性が財務的内部収益率（FIRR）によって表現されているので、経済的収益性についても、経済的内部収益率（EIRR）によって検討することとした。

### 9.2 経済的便益

#### 9.2.1 直接便益

本プロジェクトの直接便益は、Huanzala 鉱山に提供する自家用電力部分から生じる便益と、周辺村落への電力供給から生じる便益に分かれる。

##### (1) 自家用電力部分から生じる便益

一般に、経済的便益の評価方法は、プロジェクトの実施により、(i)国内総消費が増加するケース、(ii)国内総消費は一定であるが、輸出の増加または輸入代替効果が生じるケース、(iii)国内総消費は一定であり、外国貿易への影響も

ないが、国内の劣悪施設に対して代替効果が生じるケースの三つに分けて考えられる。

Huanzala 鉱山が、Huanzala 水力発電所を自家用として使用することの意義は、現在高コストのディーゼル発電設備の使用を極力ミニマイズしていくこと、換言すれば、出来るだけ既存のディーゼル発電設備を水力発電所で代替していくことにあり、上記評価方法の区分によれば④に属する。この場合の便益額は、代替される設備の経済的費用で計測する。ところが本プロジェクトの場合、既設のディーゼル設備を渇水期およびピーク時のためにそのまま残しておかねばならない。したがって、便益額は、水力発電所が建設され、ディーゼル設備の運転時間が減少することにより生じる人件費、燃料費等諸経費の節約額（経済価格で表わしたもの）となる。こうして計算した諸経費の節約額、すなわち、自家用電力部分から生じる便益額は表 9-2-1 に示してある。

## (2) 民生用電力供給から生じる便益

周辺村落への電力供給は、村落、ひいては一国全体の総消費の増大につながる。上述の経済的便益の評価方法では、(i)のケースにあたる。この場合、経済的便益は消費者の支払意志 (Willingness to pay) で計るのが適当である。消費者の支払意志と、実際の料金額の間には、消費者余剰と呼ばれる便益の一部が存在するため、便益を現行の電気料金をベースに算定すると、この消費者余剰が無視されることになる。しかし、住民の消費者余剰を含む支払意志を計測することは、現実には不可能に近いので、今回の経済評価に際しては、現行電力料金に基づいて計算される電力売上収入を以って、民生用電力供給の経済的便益とみなした。消費者余剰を便益の中に計測しないとしても、プロジェクト全体の便益にしめるであろう消費者余剰のウエイトが小さいので、国民経済的立場からみたプロジェクトの経済性に影響を与えるものではないと判断される。

Table 9-2-1 直接便益

\*\*\* HUANZALA POWER PROJECT \*\*\*

(USD 1000)

YEAR	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
FUEL COST	0	0	0	0	-1489	-1519	-1551	-1582	-1615	-1646
DIESEL OIL	0	0	0	0	-1344	-1374	-1402	-1431	-1460	-1488
LUBRICANT	0	0	0	0	-143	-145	-148	-151	-153	-158
OPERATING & MAINTENANCE COST	0	0	0	0	-87	-87	-87	-87	-83	-87
DIESEL (NEW)	0	0	0	0	-68	-68	-68	-68	-61	-57
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0	-81	-81	-81	-81	236	236
HYDRO	0	0	0	0	236	236	236	236	0	0
GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VARIABLE COST	0	0	0	0	-1402	-1432	-1464	-1495	-1522	-1547
LABOUR COST	0	0	0	0	26	26	26	26	26	26
DIRECT FIXED COST	0	0	0	0	26	26	26	26	26	26
CASH FACTORY COST	0	0	0	0	-1376	-1406	-1438	-1469	-1496	-1521
PLANT COST (HYDRO)	0	0	0	0	591	591	591	591	591	591
PLANT COST (DIFSEL.)	0	0	0	0	-149	-149	-149	-149	-124	-50
DIESEL 1986	0	0	0	0	-149	-149	-149	-149	0	0
DIESEL 1987	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL 1988	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL 1989	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL (BUILDING)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PILING	0	0	0	0	27	27	27	27	27	27
INTEREST DURING CONSTRUCTION	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VEHICLE & ROLL ONZER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	0	0	0	0	469	469	469	469	494	667
TOTAL FACTORY COST	0	0	0	0	-907	-937	-969	-1000	-1002	-854
TRANSPORTATION COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHIPPING COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALES EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING EXPENSES	0	0	0	0	-907	-937	-969	-1000	-1002	-854
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	562	518	475	431	387	343
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Note : Minus means saving of expenses, and plus means increase of expenses.



## 直接便益

## \*\*\* HUANZALA POWER PROJECT \*\*\*

(USD 1000)

YEAR	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
FUEL COST OIL	-1677	-1707	-1736	-1764	-1773	-1782	-1791	-1800	-1805	-1816
LUBRICANT	-1516	-1543	-1570	-1595	-1604	-1612	-1620	-1627	-1632	-1643
OPERATING & MAINTENANCE COST	-185	-182	-189	-169	-170	-171	-171	-172	-173	-174
DIESEL (NEW)	-103	-103	-103	-125	-103	-103	-103	-103	-103	-103
DIESEL (EXISTING)	-48	-48	-48	-8	-8	-8	-17	-17	-17	-17
HYDRO	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VARIABLE COST	-159	-1621	-1650	-1661	-1670	-1679	-1588	-1597	-1602	-1614
LABOUR COST	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
DIRECT FIXED COST	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
CASH FACTORY COST	-1565	-1595	-1625	-1635	-1644	-1653	-1562	-1571	-1576	-1588
PLANT COST (HYDRO)	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591
PLANT COST (DIESEL)	-50	-50	-50	-74	-99	0	-99	-99	-99	-99
DIESEL '86	-50	-50	-50	25	0	99	0	0	0	0
DIESEL '92	-99	-99	-99	-99	-99	-99	-99	-99	-99	-99
DIESEL '98	0	0	0	-99	0	0	0	0	0	0
DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DIESEL (BUILDING)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PILING	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST DURING CONSTRUCTION	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
VEHICLE & BULLDOZER	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DEPRECIATION AND AMORTIZATION	568	568	568	543	519	618	519	519	519	519
TOTAL FACTORY COST	-997	-1027	-1056	-1092	-1126	-1035	-1044	-1053	-1057	-1069
TRANSPORTATION COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHIPPING COST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALES EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPERATING EXPENSES	-997	-1027	-1056	-1092	-1126	-1035	-1044	-1053	-1057	-1069
INTEREST ON LONG TERM DEBT EX	282	222	205	188	171	153	136	119	102	85
INTEREST ON LONG TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INTEREST ON SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NON-OPERATION EXPENSES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## 直接便益

		*** HUANZALA POWER PROJECT ***				(USD 1000)
YEAR		2003	2004	2005	2006	
	FUEL COST	-1824	-1832	-1839	-1846	
	DIESEL OIL	-1650	-1657	-1663	-1669	
	LUBRICANT	-175	-175	-176	-177	
	OPERATING & MAINTENANCE COST	203	203	203	203	
	DIESEL (NEW)	-171	-171	-171	-171	
	DIESEL (EXISTING)	137	137	137	137	
	HYDRO	236	236	236	236	
	GENERAL EQUIPMENT					
	VARIABLE COST	-1622	-1630	-1638	-1643	
	LABOUR COST	26	26	26	26	
	DIRECT FIXED COST	26	26	26	26	
	CASH FACTORY COST	-1596	-1604	-1611	-1617	
	PLANT COST (HYDRO)	591	591	591	591	
	PLANT COST (DIESEL)	-99	0	0	0	
	DIESEL '86	0	0	0	0	
	DIESEL '92	0	0	0	0	
	DIESEL '95	0	0	0	0	
	DIESEL '98	-99	0	0	0	
	DIESEL (EXISTING)	0	0	0	0	
	DIESEL (BUILDING)	0	0	0	0	
	GENERAL EQUIPMENT	0	0	0	0	
	PILING	0	0	0	0	
	INTEREST DURING CONSTRUCTION	27	27	27	27	
	VEHICLE & ROLL-OVER	0	0	0	0	
	DEPRECIATION AND AMORTIZATION	519	618	618	618	
	TOTAL FACTORY COST	-1077	-986	-993	-999	
	TRANSPORTATION COST	0	0	0	0	
	SHIPPING COST	0	0	0	0	
	SALES EXPENSES	0	0	0	0	
	GENERAL ADMINISTRATIVE EXP.	0	0	0	0	
	OPERATING EXPENSES	-1077	-986	-993	-999	
	INTEREST IN LONG TERM DEBT EX	0	0	0	0	
	INTEREST IN LONG TERM DEBT	68	51	34	17	
	INTEREST IN SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	
	INTEREST IN SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	
	INTEREST IN SHORT TERM DEBT	0	0	0	0	
	NON-OPERATION EXPENSES	0	0	0	0	

## 9.2.2 間接便益

### (1) 地域産業の振興

JICA 調査団によって行なわれたヒアリング調査の結果では, Huallanca, La Union の主要産業は農牧業と商業であるが, 今後自然資源を利用してチーズ工場や木材工場を振興させたいという希望が強い。こうした工場の操業運転には三相電源を必要とするが, Electro Peru は, 現状程度の一般家庭用の電力供給を続けるのが精一杯であり, 近い将来工業用電力まで供給するようになるとは思えない。

このような状況下で, Huanzala 鉱山の水力発電所により, 工業用電力の供給が可能となれば徐々に工業化が進み, 雇用状況も改善され, 所得水準が上がり, ひいては地域全体の発展が期待されることになるだろう。

### (2) 生活環境の改善

Huallanca, La Union とも高地に位置するため, 熱帯特有の風土病といったものはない。しかし, 上水道・医療施設面では整備がかなりおくれており, その一因には必要な電力の供給力が充分でないため, 近代的な諸施設が導入できないと云う事情もある。

これに対して, Huanzala 鉱山内の社宅・キャンプでは, 上下水道は整備されており, 医療施設もかなり整っている。また, 生活環境改善の一つとして, 近く Huanzala 鉱山内ではテレビ放送を始める予定である。

La Union, Huallanca としては早く Huanzala 鉱山並みの生活環境にもっていきたいと希望している。Huanzala 水力発電所の建設によって十分な電気が供給されるようになれば, 生活環境の改善が大いに促進されるものと思われる。

Huanzala 水力発電所建設がもたらす間接便益は, 上記の地域産業の振興・雇用の増大・生活水準の向上や生活環境の改善にとどまらないであろう。しかしながら, 経済評価のためにこれらの便益を数値的に把握することは困難である。本プロジェクトの EIRR の計算にあたっては, これらの間接便益を考慮していないので, プロジェクトの便益はむしろ保守的に見積られていると云えよう。

### 9.3 経済的費用

#### (1) 一般

経済的費用とは、いわゆる経済価格で測定された費用のことである。経済価格とは、国の経済全体が競争状態にあるという想定のもとで決まる価格であり、これは財務評価で求めた市場価格に所定の修正を加えることにより算定される。本プロジェクトの経済的費用の測定のために行なった市場価格に対する修正、および一般的修正項目の取り扱いは次のとおりである。

#### (2) 税金

税金は一国内での資源の移動にすぎないのでプロジェクトコストより除外した。

#### (3) 為替

ペルーは現在、大幅な平価切下げが進行しており、為替の変動は大きく、為替レートの切下げは当分続く可能性がある。しかし為替の制限はほとんどなく、外貨交換は自由であり、ブラックマーケットも存在しない。したがって、現在の為替レートの切下げは、ほぼ実勢に沿って行なわれており、為替レートは適正交換率を示しているとみなしうる。そこで本計算においては潜在為替率（シャドーエクステンジレート）は用いていない。

#### (4) 労賃

現在のペルーの経済状態は悪く、首都Limaにおける失業率は約50%であるといわれている。労賃の経済価格は、労働者の機会費用で測定するが、この機会費用は、失業率が高い時には一般に実際の支払賃金を下まわることが多い。ところが、Huanzala 鉱山は標高4,000メートルに位置し、住環境としては決して良好ではないし、近くには大きな都市はない。Limaにおける失業率が高いとはいえ、Huanzala 鉱山では、労働者が、現行より低い労賃で自由に集められるという状況にはない。また、オブレロといわれる一般労働者でも、Santa Luisa 社では、鉱山での就業経験を持つ者を原則として採用している。

従って、こうした Huanzala 鉱山の特殊事情や実態を考慮すると、財務評価で用いた労賃の市場価格は、労働者の機会費用を示しているとみなすことができる。ゆえに、労賃の経済価格としては、財務評価で用いた市場価格をそのまま用いることにし、潜在賃金率（シャドウウエイジレート）は用いていない。

#### 9.4 設備投資額

前節の経済的費用の考え方により求めた本プロジェクトの電力設備投資額は、表9-4-1に示す通りである。

#### 9.5 経済的内部収益率(EIRR)

これまでの基本的な考え方、諸前提により、経済的内部収益率(EIRR)を計算すると、11.93%となる。(表9-5-1)

Table 9-4-1 電力設備投資額（経済価格）

（US 10<sup>3</sup>ドル）

	<u>水力発電所を建設する場合</u>	<u>水力発電所を建設しない場合</u>
1983		
1984		
1985	6,311	
1986	6,045	744
1987		
1988		
1989		
1990		
1991	248	
1992		496
1993		
1994		
1995	469	496
1996		
1997		
1998		496
1999		
2000		
2001		
2002		
2003		
2004		
2005		
2006		
合計	<u>13,100</u>	<u>2,232</u>

Table 9-5-1 經濟的内部收益率

YFAR	*** HUANZALA POWER PROJECT *** FINANCIAL RATE OF RETURN (IN CURRENT PRICE) (USD 1000)						
	FIXED CAPITAL EXPEND.	CHANGE IN (1) WORKING CAPITAL	GROSS CAPITAL EXPENDIT.	OPERATING PROFIT	DEPRECIATION (2)	GROSS CASH IN-FLOW	NET IN-FLOW (2)-(1)
1983	0	0	0	0	0	0	0
1984	591	0	591	0	0	0	-591
1985	516	0	516	0	0	0	-516
1987	0	-50	-50	875	469	1343	1394
1988	0	-22	-22	987	469	1456	1456
1989	0	-22	-22	1019	494	1488	1490
1991	248	0	248	1024	568	1522	1590
1992	-496	0	-496	1051	568	1582	1674
1993	0	0	0	1052	568	1619	1652
1995	0	0	0	1052	568	1650	1674
1996	0	0	0	1052	568	1667	1689
1997	0	0	0	1071	568	1689	1740
1998	-496	0	-496	1076	568	1689	1689
1999	0	0	0	1093	568	1689	1689
2000	0	0	0	1093	568	1689	1689
2001	0	0	0	1107	568	1689	1689
2002	0	0	0	1116	568	1689	1689
2003	0	0	0	1135	568	1689	1689
2004	0	0	0	1038	568	1689	1689
2005	0	55	55	1045	568	1689	1689
2006	0	0	0	1045	568	1689	1689
	10335	0	10335	20828	10867	31695	21360

INTERNAL RATE OF RETURN ON (4) NET IN-FLOW (2)-(1) 11.93 PER CENT

## 9.6 感度分析

経済的内部収益率 (EIRR) に関する感度分析は、次の要領で行なった。

	変化度 (%)
設備投資額	-20%, -10%, 0, +10%, +20%
燃料費	-20%, -10%, 0, +10%, +20%

感度分析の結果は図9-6-1に示されている。両ファクターともEIRRにかなり影響を及ぼすが、設備投資額の影響度がより大きい。設備投資額が20%上昇するとEIRRはベースケースの11.93%から8.95%まで落ち、逆に20%低下すると、EIRRは11.93%から16.03%まで上昇する。

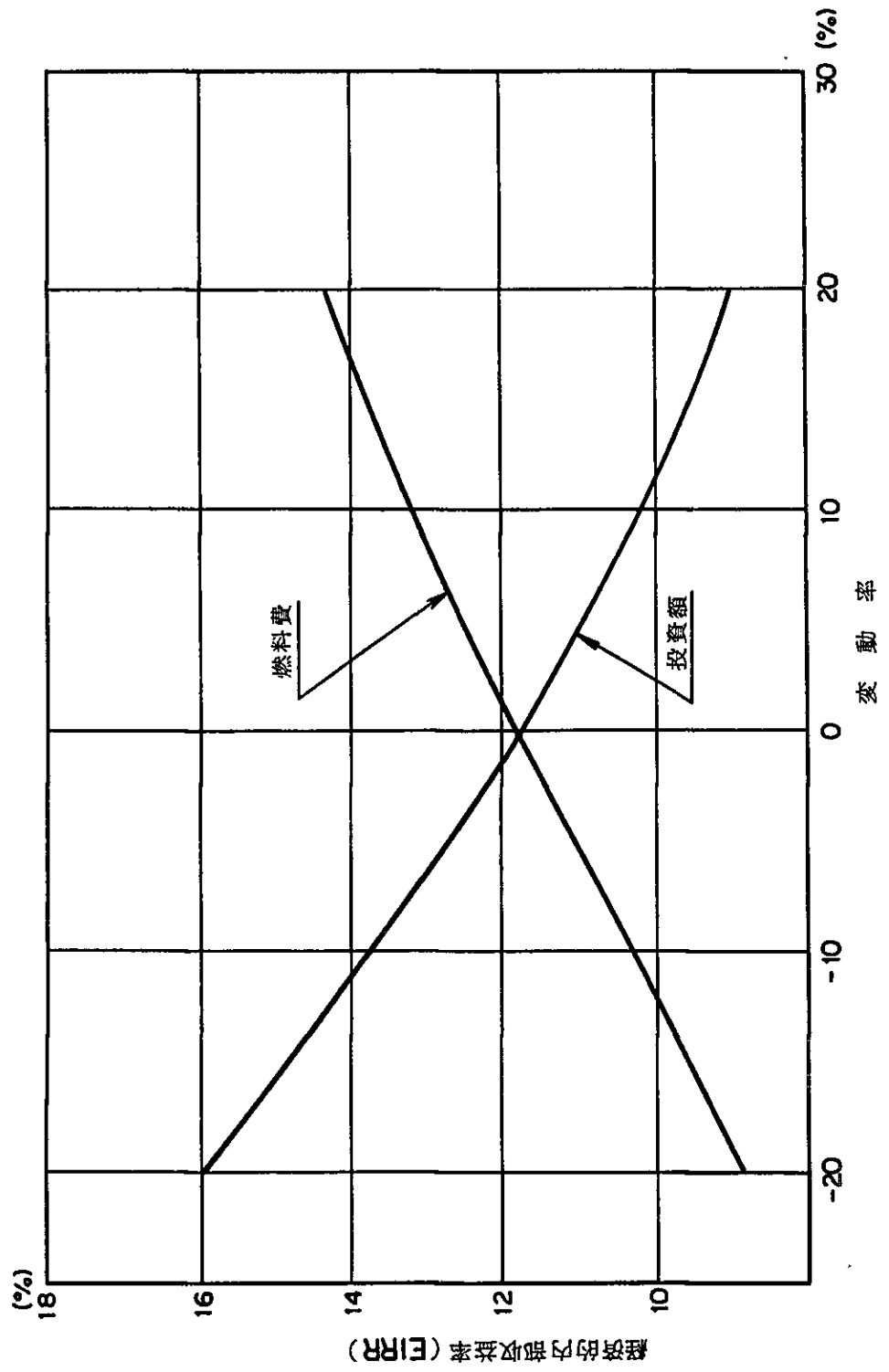
## 9.7 評価

Huanzala 水力発電プロジェクトの経済性は、EIRRで計ると、ベースケースで11.93%である。かりに建設費が10%アップすれば、EIRRは10.34%に下がるが、燃料費が10%アップすればEIRRは13.38%に上がる。

プロジェクトの経済評価の基準として、たとえば世銀は現在EIRRを12%としている。これから考えると、本プロジェクトは必ずしも収益性の非常によいプロジェクトとはいいがたい。しかし、間接便益の除外、燃料油の値上がり傾向等考えると、実際のEIRRは11.93%より高い可能性があり、また世銀のクライテリアをもほぼ満たしており、かかる点から判断すれば、本プロジェクトは国民経済的立場からみてもフィージブルとみなすことができる。

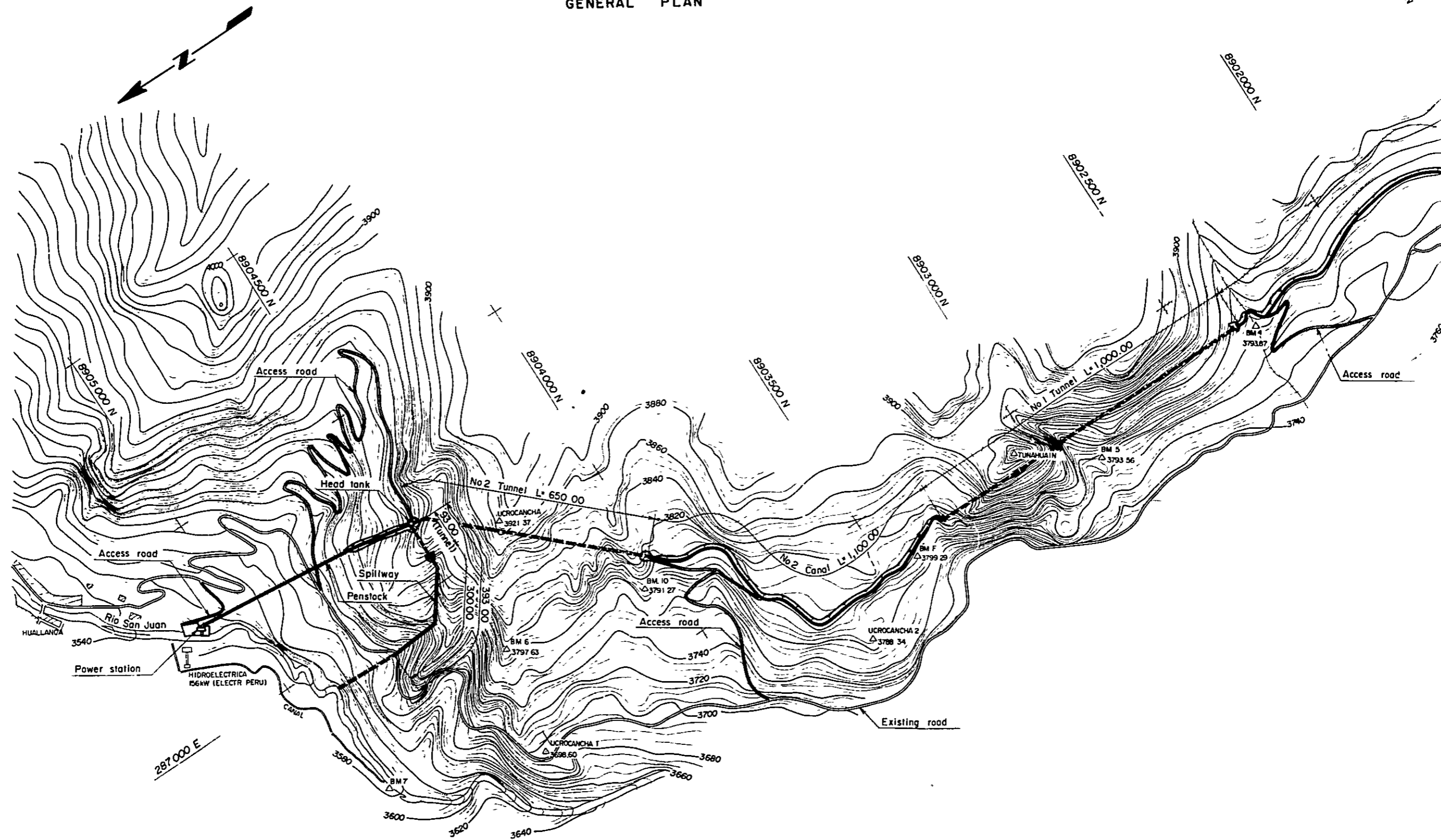


Fig. 9-6-1 感度分析 (EIRR)

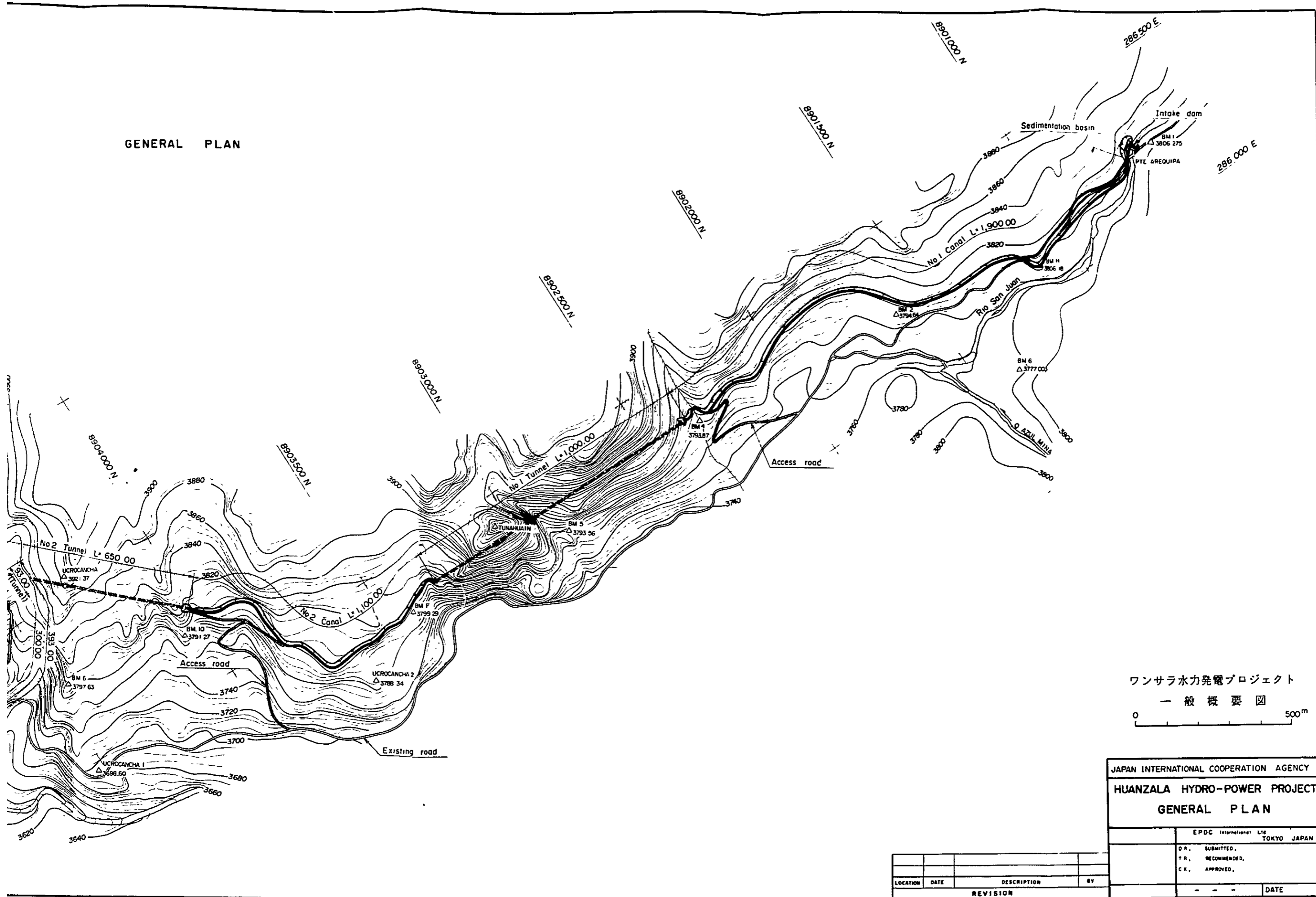




GENERAL PLAN



GENERAL PLAN



ワンサラ水力発電プロジェクト  
一般概要図

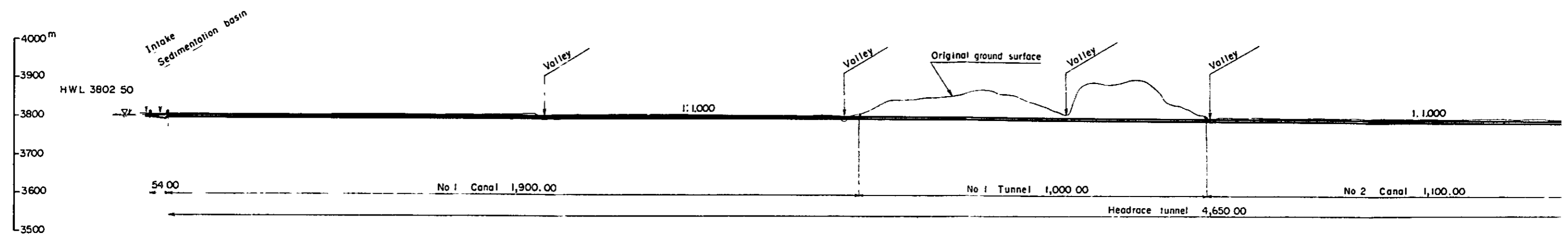


JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY  
HUANZALA HYDRO-POWER PROJECT  
GENERAL PLAN

EPDC International Ltd TOKYO JAPAN	
D.R.	SUBMITTED.
T.R.	RECOMMENDED.
C.K.	APPROVED.
- - -	DATE

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

PROFILE



TYPICAL SECTIONS

SECTION OF CANALS

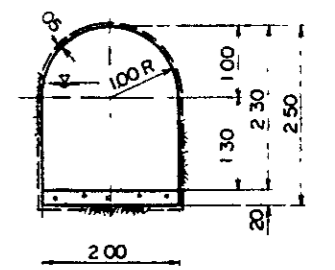
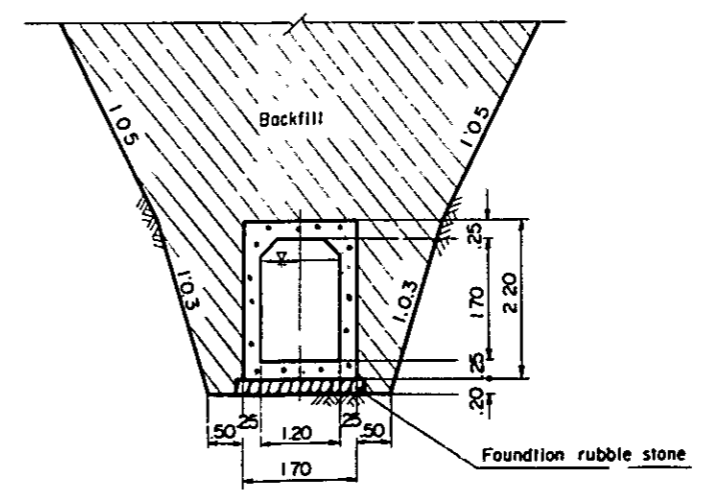
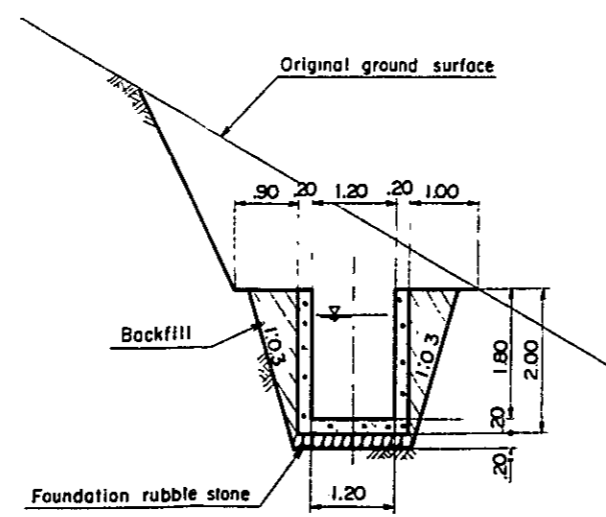
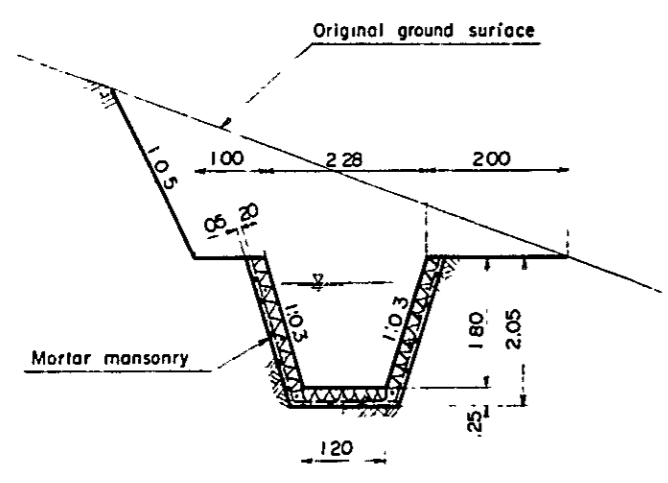
SECTION

TYPE - I

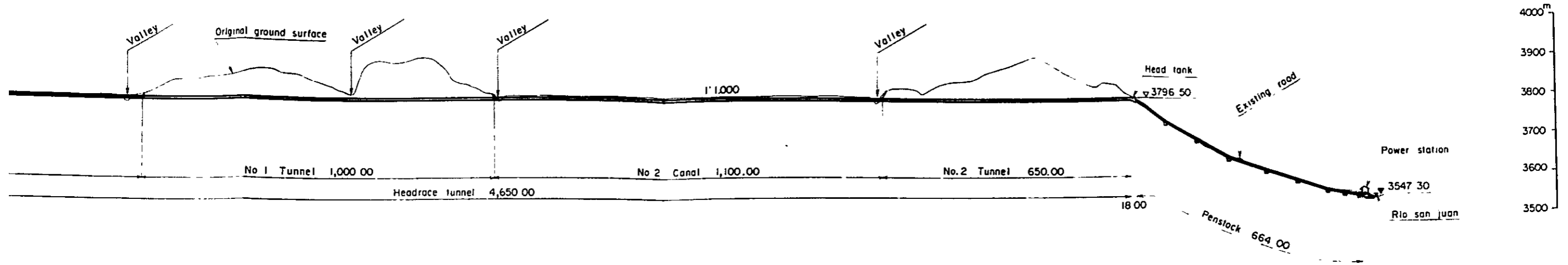
TYPE - II

TYPE - III

TYPE - I



PROFILE

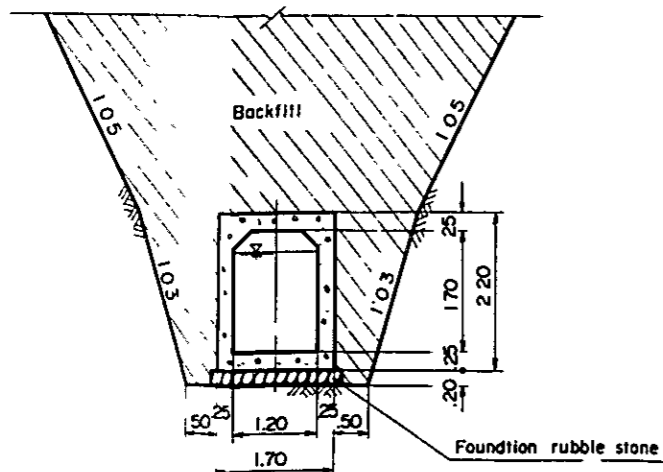


TYPICAL SECTIONS

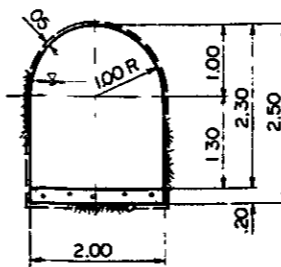
ALS

SECTION OF TUNNEL

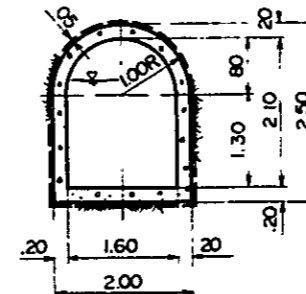
TYPE - III



TYPE - I

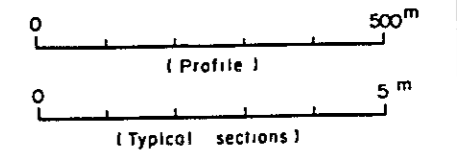


TYPE - II



ワンサラ水力発電プロジェクト

導水路縦断及び横断



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

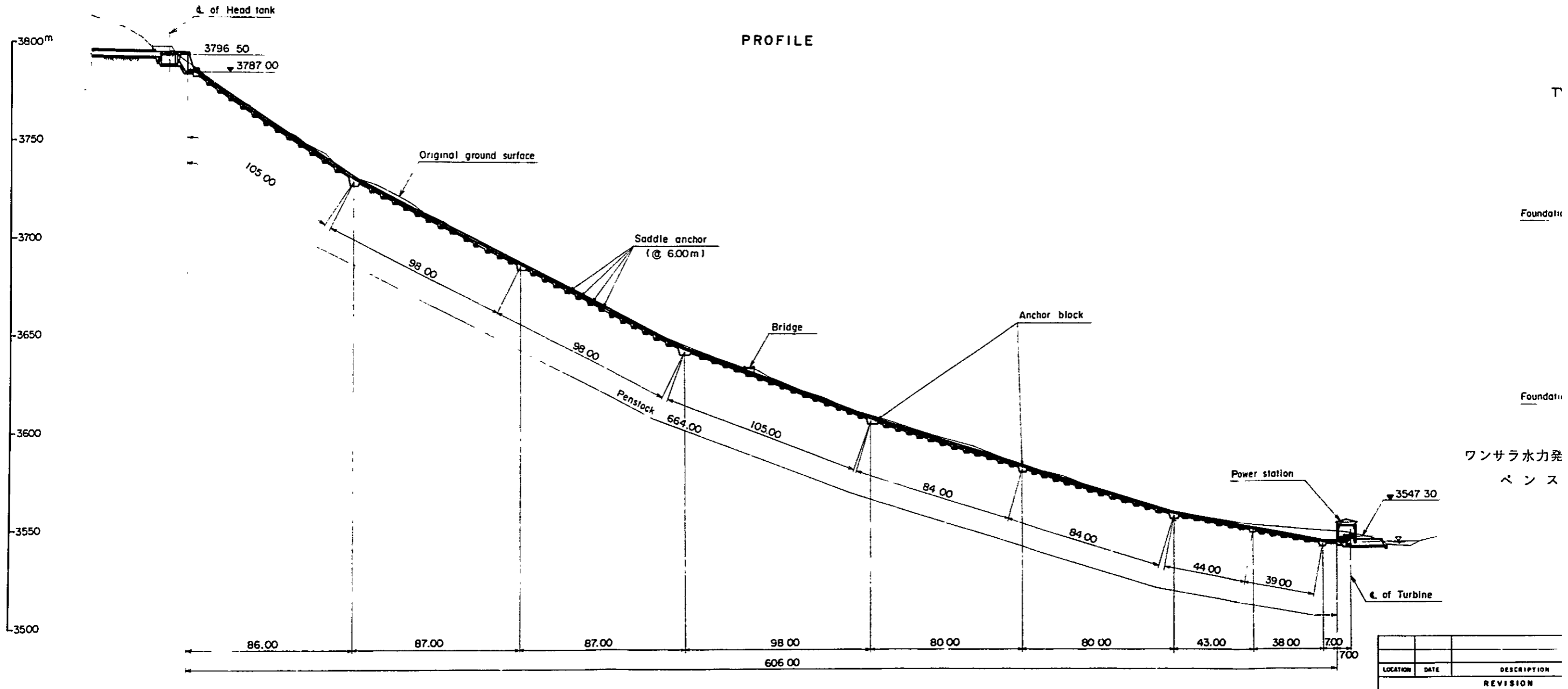
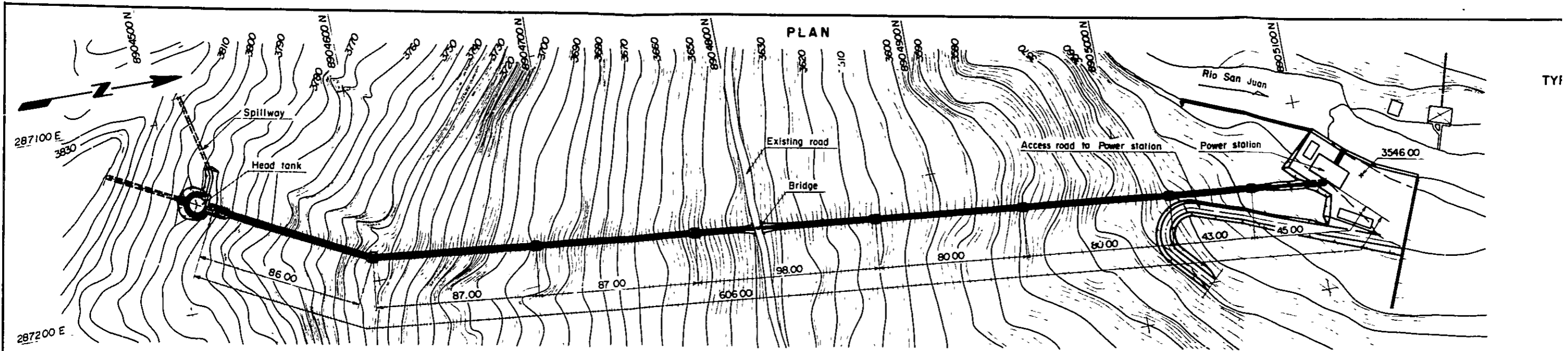
HUANZALA HYDRO-POWER PROJECT  
WATERWAY  
PROFILE, TYPICAL SECTIONS

EPDC International Ltd  
TOKYO JAPAN

D.R. SUBMITTED,  
T.R. RECOMMENDED,  
C.R. APPROVED.

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

REVISION	DATE
- - -	



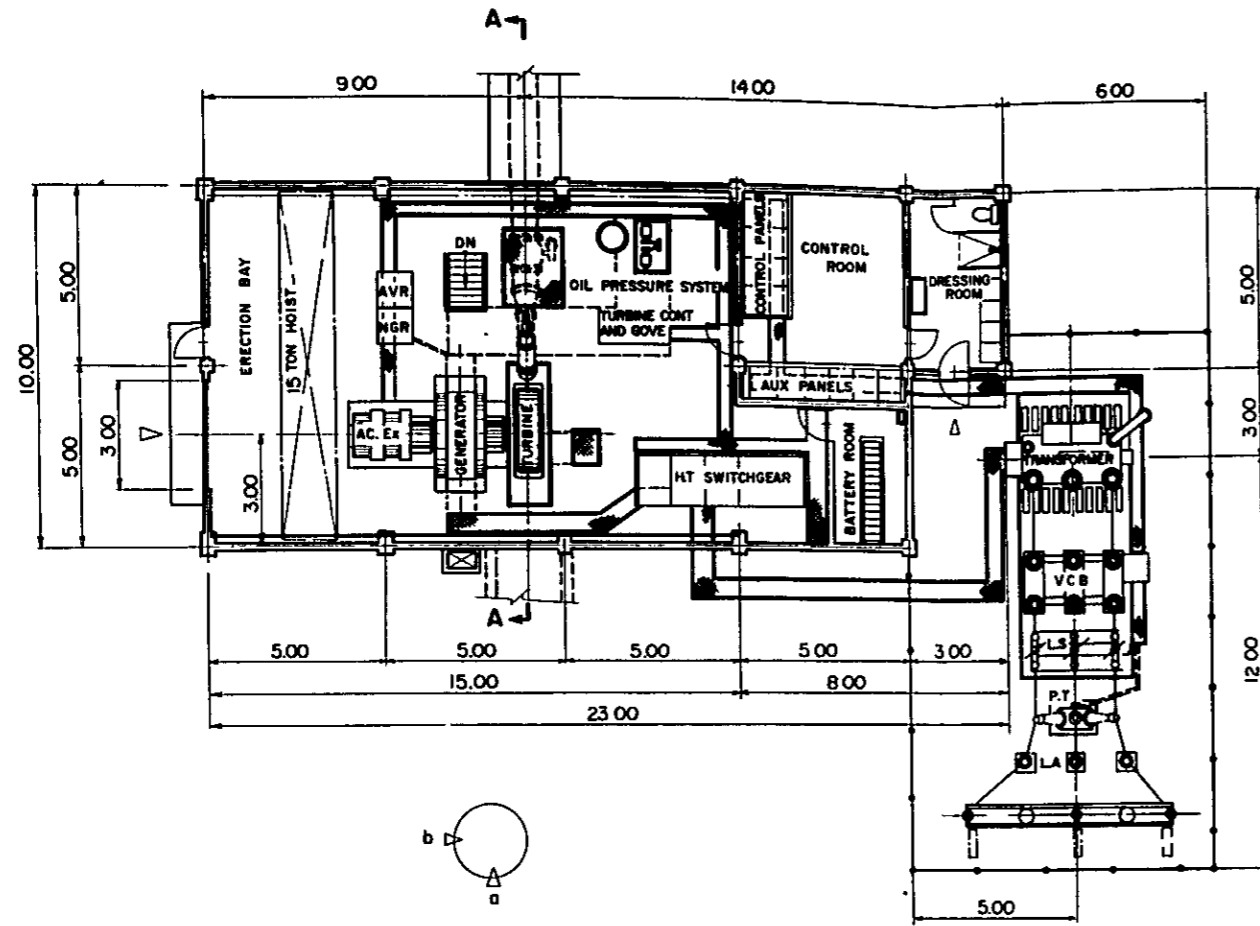
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	REVISION

ワンサラ水力発  
ベンス

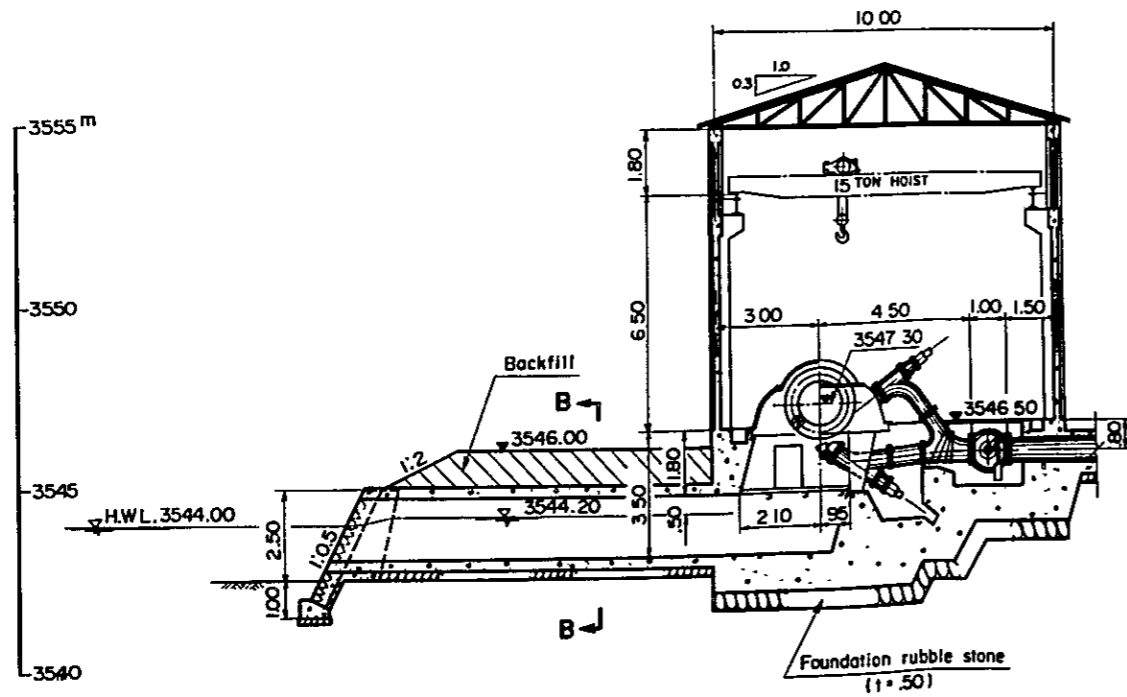




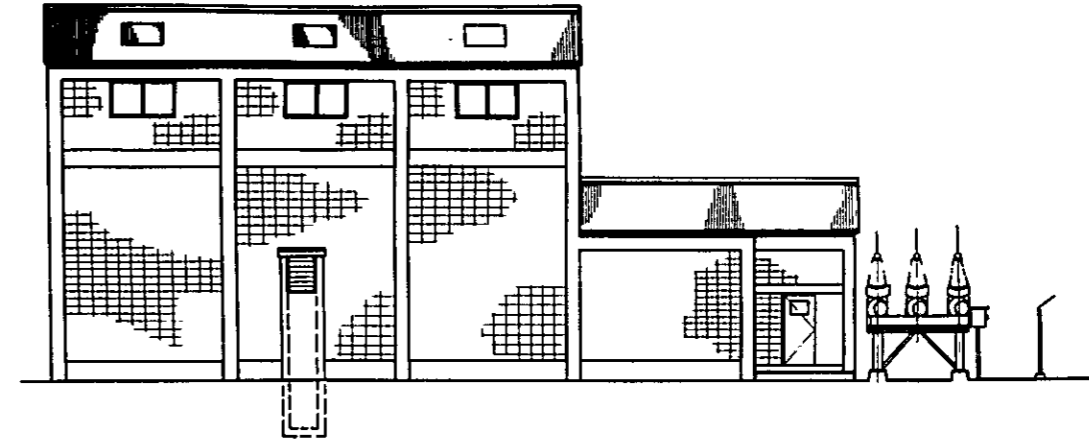
PLAN



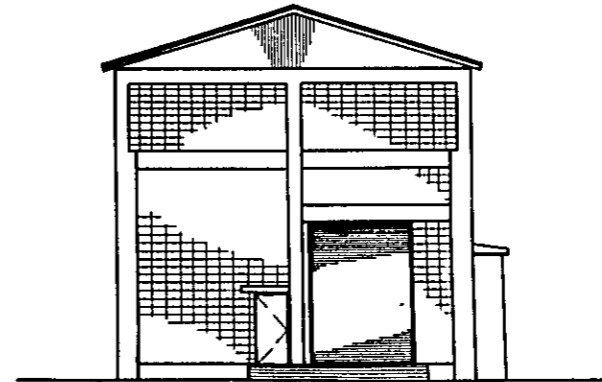
SECTION A - A



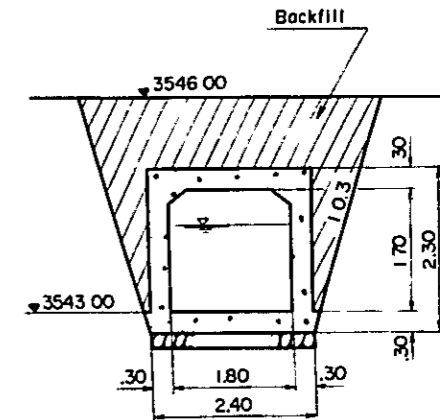
ELEVATION a



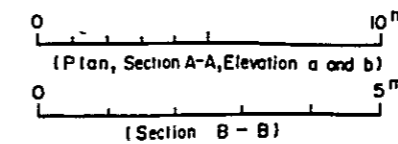
ELEVATION b



SECTION B - B



ワンサラ水力発電プロジェクト  
発電所



JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY  
HUANZALA HYDRO-POWER PROJECT  
POWER STATION  
PLAN, ELEVATIONS AND SECTIONS

EPDC International Ltd. TOKYO JAPAN

DR. SUBMITTED,  
TR. RECOMMENDED,  
CR. APPROVED.

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

DATE

JICA