

第11章 經濟評估

第11章 経済評価

11.1 評価の方法

第3章で述べた電力需要予測の結果は、1992/93年に出力約150MWの新規発電所の建設が必要であることを示しており、また、系統負荷曲線の形状と既存発電所の電力供給能力から見て当該新規発電所は68%前後の高い設備利用率で運転することが必要と考えられる。

1991～1995年に運転開始すべき発電所として、IRIIEの“開発基本計画”では本石炭火力計画とEsti-Barrigon水力開発計画が考えられているが、運開年次の優先順位は決まっていない。Esti-Barrigon計画(2B案)は設備出力114MW、年間可能発電量642GWh、設備利用率64%の有望プロジェクトであるが、幾つかの代案があって最終案は未だ決定されていないし、また、建設費が巨額であるため資金調達面の難点が伝えられているので本石炭火力発電計画と直接的な経済比較を行うのは妥当ではない。

従って、本石炭火力発電計画の経済評価は、これと同じ電力供給能力を持つその他形式の火力発電計画—重油火力発電所、コンバインド・サイクル発電所、ガスタービン発電所等—との費用比較という形で行う。評価の方法は、“節分け曲線法”(Screening curves method)および“内部収益率法”(等価割引率法)の2通りの方法を用いる。

節分け曲線法による解析は以下の順序に従って行われる。

- a) 石炭火力、重油火力、コンバインド・サイクル、ガスタービンの各種発電形式について、送電端出力1kW当りの年間固定費(金利・償却等の資本費、および運転維持、管理費)および送電端1kWh当りの燃料費を算出する。
- b) 上記の固定費および燃料費を用いて、年間運転時間に伴って変化する各発電形式の送電端1kWの“時間—費用曲線”をグラフ上にプロットする。
- c) 2通りの発電形式の“時間—費用曲線”の交点は、これらの発電形式間の“損益分岐点”を示す。発電形式AとBの間の損益分岐点に対応する年間運転時間を“ x ”とすれば、“ x ”は次の式から求めることができる。

$$x(A, B \text{のkWh 当り燃料費の差}) = (A, B \text{のkW当り年間固定費の差})$$

- d) 上記の損益分岐点に対応する年間運転時間数から、各発電形式それぞれの経済運転の限界点としての設備利用率が求められる。これらの設備利用率と、新規発電所に期待される設備利用率約68%との関連において、どの火力発電計画が最適である

かを判定する。

上記の方法は所与の金利を前提として各発電形式の平準化された年経費を比較するものである。これに対し、内部収益率は、所与の年間運転時間または設備利用率を前提とし、本石炭火力発電計画の現価換算された総費用が代替火力発電所のそれと等しくなるような割引率を算出し、これを資本の機会費用を反映する割引率（一般に10～12%）と比較することによって本石炭火力発電計画の経済性を判定する。

11.2 評価のための前提条件

経済評価を行うに当たって適用した前提条件は以下の通りである。

11.2.1 価格

経済評価の原則に従って、燃料費以外の全ての費用項目は1986年の実勢価格で表し、将来の物価上昇は織込まないものとする。

11.2.2 利子率

経済評価を行う場合に問題となるのは、割引率または利子率として如何なる値を用いるかということである。これについて、現在、大部分の国々では10%～12%という数字が用いられており、IRHEにおいても、“電力開発基本計画”の中で各種プロジェクトを評価するに当たって12%の割引率が用いられている。従って、本経済評価では、各種発電所の資本費を算出するに当たって、12%の利子率を適用する。

11.2.3 燃料価格

原油価格は1982年をピークとして以後漸次下落してきたが、1986年3月以降急激に下落した。原油価格の下落に伴って石炭価格も下落したが、その変動状況は原油ほど大きくはない。因みに、1982年以降現在までの原油、石炭の価格変動を示すと次の通りである。

	原油 (US\$ / barrel)	石炭 (US\$ / ton)
1982年	34.07	54.07
1983年	29.66	52.88
1984年	29.14	48.43
1985/1月～1986/2月	29.10～27.34	47.44～42.00
1986/5月～1986/12月	13.0～14.0	42.0

1986年5月から12月まで、原油価格は、ほぼUS\$13.0~14.0/barrelの横這い状態にあったが、同年12月、ジュネーブで開催されたOPEC総会で、1987年1月以降、原油の固定価格をUS\$18.0/barrelに引き上げることが決議された。

Panamaにおいても、1986年10月現在輸入価格はUS\$13.29/barrel(CIF)であったが、上記のOPEC総会の決議を考慮し、1987年1月の輸入原油価格はUS\$18.50/barrelと想定されている。

原油に対するC重油およびディーゼルオイルの価格比は国によって異なるが、Panamaにおいては、上記の予想原油価格US\$18.50/barrelに対して、C重油価格は、US\$15.0/barrel、ディーゼルオイルの価格はUS\$19.0/barrelと想定されている。従って、原油に対するC重油の価格比は0.81、ディーゼルオイルの価格比は1.027である。

従って、経済評価における“基本study”のベースとしてのC重油およびディーゼルオイルの価格は上記の1987年1月現在Panamaでの期待価格とする。また、“感度分析”においては将来、燃料価格が、過去において比較的価格が安定していた1984~85年頃の価格水準に回復した場合を想定し、原油価格をUS\$29.1/barrel、石炭価格をUS\$48.4/tonと仮定する。また、C重油およびディーゼルオイルの価格はこの原油価格に前記の価格比を乗じたものとする。

従って、“基本study”および“感度分析”に用いる燃料価格を要約対比すると次の通りである。

	基本study	感度分析
原油 (US\$/barrel)	18.5 (1)	29.1 (2)
C重油 (US\$/barrel)	15.0 (1)	23.6
ディーゼル・オイル(US\$/barrel)	19.0 (1)	29.9
石炭 (US\$/ton)	42.0	48.4 (2)

注 (1) Panamaにおける1987年1月の予想価格

(2) 1984~85年の実績価格

11.2.4 所内消費率

発電所の補機その他に消費される電力および電力量の消費率を次のように想定する。

	<u>電力消費率</u>	<u>電力量消費率</u>
石炭火力	6.0 %	7.1 %
重油火力	4.5 %	5.6 %
コンバインド・サイクル	1.25 %	1.5 %
ガスタービン	0.65 %	0.8 %

11.2.5 定検および事故による発電所の停止率

定期点検および事故による発電所の停止率を次のように想定する。

石炭火力および重油火力発電所：

定検停止 30.00 日

事故停止 $(365 - 30) \times 3\% = 10.05$ 日

合計 40.05 日

コンバインド・サイクルおよびガスタービン発電所：

定検停止 40.00 日

事故停止 $(365 - 40) \times 5\% = 16.25$ 日

合計 56.25 日

従って、コンバインド・サイクルおよびガスタービン発電所の停止率は、石炭火力および重油火力発電所の停止率よりも4.44%高くなる。

$$\frac{(56.25 - 40.05)}{365} = 0.0444$$

11.2.6 ガスタービンの出力低下率

発電所地点の年平均気温は約28℃である。この気温条件のもとで、ガスタービンのISO ratingの出力は約16%低下する。

11.2.7 発電所の熱効率

Fig7.3.1に示したように、計画発電所は年間 4,200時間を full load運転 3,600時間を half load運転するものと想定している。この場合各形式別発電所の発電端および送電端熱効率を次のように想定する。

	<u>発電端熱効率</u>	<u>送電端熱効率</u>
石炭火力	35%	$35\% \times (1 - 0.071) = 32.5\%$ (2,645kcal/kWh)
重油火力	36%	$36\% \times (1 - 0.056) = 34.0\%$ (2,530kcal/kWh)
コンバインド・サイクル	40.3%	$40.3\% \times (1 - 0.015) = 39.7\%$ (2,166kcal/kWh)
ガスタービン	29.4%	$29.4\% \times (1 - 0.008) = 29.2\%$ (2,945kcal/kWh)

11.2.8 発電所の耐用年数

各形式別発電所の耐用年数を次のように想定する。

石炭火力	25年
重油火力	25年
コンバインド・サイクル	20年
ガスタービン	13年

11.2.9 運転維持・管理費の経費率

統計的に見て、発電所の建設費に対して運転維持・管理費の割合は以下の通りである。従って、これを本経済評価に適用する。

石炭火力発電所	: 4.5%
重油火力発電所	: 4.5%
コンバインド・サイクル発電所	: 4.5%
ガスタービン発電所	: 4.0%

11.3 節分け曲線法による経済評価

11.3.1 送電端1kW当りの年間固定費

(1) 資本費

第10章に示したように、本計画の石炭火力発電所の建設費は147.30百万B/と見積られる。従って、設備出力1kW当りの建設単価は982B/である。これに対して、

重油火力、コンバインド・サイクル、ガスタービン発電所等の建設単価は、次のよう
に見積られる。

石炭火力発電所	:	B/	982/kW
重油火力発電所	:	B/	750/kW
コンバインド・サイクル 発電所	:	B/	550/kW
ガスタービン発電所	:	B/	290/kW

資本費の年度額は建設費に次の資本回収係数を乗じて算出される。

$$\text{資本回収係数} = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

ただし、 r : 金利

n : 耐用年数

金利12%を用いて算出される資本回収係数は次の通りである。

発電所	耐用年数	資本回収係数
石炭火力	25年	0.12750
重油火力	25年	0.12750
コンバインド・サイクル	20年	0.13388
ガスタービン	13年	0.15568

従って、所内消費率、停止率、ガスタービン出力低下率等を考慮すると、各発電形
式毎の送電端1kW当りの年間資本費は次の通りとなる。

$$\text{石炭火力} : 982 \times \frac{1}{(1-0.06)} \times 0.12750 = \text{B/} 133.20/\text{kW}$$

$$\text{重油火力} : 750 \times \frac{1}{(1-0.045)} \times 0.12750 = \text{B/} 100.13/\text{kW}$$

$$\text{コンバインド・サイクル} : 550 \times \frac{1}{(1-0.0125)(1-0.16)} \times 1.0444 \times 0.13388 = \text{B/} 92.71/\text{kW}$$

$$\text{ガスタービン} : 290 \times \frac{1}{(1-0.0065)(1-0.16)} \times 1.0444 \times 0.15568 = \text{B/} 56.50/\text{kW}$$

(2) 運転維持費

送電端 1 kW 当りの年間運転維持費は次のように見積られる。

$$\text{石炭火力} : 982 \times \frac{1}{(1-0.06)} \times 0.045 = \text{B/} . 47.01/\text{kW}$$

$$\text{重油火力} : 750 \times \frac{1}{(1-0.045)} \times 0.045 = \text{B/} . 35.34/\text{kW}$$

$$\text{コンバインド・サイクル} : 550 \times \frac{1}{(1-0.0125)(1-0.16)} \times 1.0444 \times 0.045 = \text{B/} . 31.16/\text{kW}$$

$$\text{ガスタービン} : 290 \times \frac{1}{(1-0.0065)(1-0.16)} \times 1.0444 \times 0.04 = \text{B/} . 14.52/\text{kW}$$

(3) 年間固定費

上記(1)、(2)の費用を合計すると、

$$\text{石炭火力} : 133.20 + 47.01 = \text{B/} . 180.21/\text{kW}$$

$$\text{重油火力} : 100.13 + 35.34 = \text{B/} . 135.47/\text{kW}$$

$$\text{コンバインド・サイクル} : 92.71 + 31.16 = \text{B/} . 123.87/\text{kW}$$

$$\text{ガスタービン} : 56.50 + 14.52 = \text{B/} . 71.02/\text{kW}$$

11.3.2 送電端1kWh当りの燃料費

11.2.2項に示した燃料価格は、11.2.6項に示した発電所の熱効率を基として、各発電形式別の送電端1kWh当りの燃料費を求めると次の通りである。

項 目	石 炭 火 力	重 油 火 力	コンバインド・サイクル	ガスタービン
使用燃料	石 炭	C 重 油	ディーゼル・オイル	ディーゼル・オイル
燃料発熱量	6,600kcal/kg	9,700kcal/lt	9,570kcal/lt	9,570kcal/lt
送電端燃料消費率	2,645kcal/kWh	2,530kcal/kWh	2,166kcal/kWh	2,945kcal/kWh
燃料価格：				
基本study	US\$ 42.00/ton (B/. 0.0420/kg)	US\$ 15.0/b (B/. 0.09434/lt)	US\$ 19.0/b (B/. 0.1195/lt)	US\$ 19.0/b (B/. 0.1195/lt)
感度分析	US\$ 48.4/ton (B/. 0.0484/kg)	US\$ 23.6/b (B/. 0.1484/lt)	US\$ 29.90/b (B/. 0.1881/lt)	US\$ 29.90/b (B/. 0.1881/lt)
送電端kWh当り燃料費				
基本study	B/. 0.01683/kWh	B/. 0.02461/kWh	B/. 0.02705/kWh	B/. 0.03677/kWh
感度分析	B/. 0.01940/kWh	B/. 0.03871/kWh	B/. 0.04257/kWh	B/. 0.05788/kWh

11.3.3 節分け曲線（時間—費用曲線）

以上の年間固定費と、kWh当り燃料費に基づいて、年間運転時間に伴って変化する送電端1kWh当りの年間発電費を求めると Table 11.3.3に示す通りである。

また、この表の数字をグラフ上にプロットすると、Fig. 11.3.3(1)およびFig. 11.3.3(2)の節分け曲線（時間—費用曲線）の通りとなる。図の各費用曲線の交点に対応する年間運転時間は、当該発電所の経済運転の損益分岐点を表す。

11.3.4 損益分岐点としての設備利用率

11.1.(c)項で述べたように、発電形式AとB間の損益分岐点に対応する年間運転時間を“x”とすれば、“x”は次の式から求めることができる。

$$x (A, B \text{のkWh当り燃料費の差}) = (A, B \text{のkWh当り年間固定費の差})$$

この式に基づいて、本石炭火力発電所とその代替火力発電所との間の損益分岐点となる年間運転時間および設備利用率を算出すると次の通りである。

(1) 基本study

a) 石炭火力と重油火力

$$x (0.02461 - 0.01683) = (180.21 - 135.47)$$

$$x = 5.750 \text{ 時間} \quad \text{設備利用率} = 65.6\%$$

b) 石炭火力とコンバインド・サイクル

$$x (0.02705 - 0.01683) = (180.21 - 123.87)$$

$$x = 5.513 \text{ 時間} \quad \text{設備利用率} = 62.9\%$$

c) 石炭火力とガスタービン

$$x (0.03677 - 0.01683) = (180.21 - 71.02)$$

$$x = 5.476 \text{ 時間} \quad \text{設備利用率} = 62.5\%$$

d) 重油火力とガスタービン

$$x (0.03677 - 0.02461) = (133.47 - 71.02)$$

$$x = 5.300 \text{ 時間} \quad \text{設備利用率} = 60.5\%$$

経済運転のための上記の限界設備利用率とFig. 11.3.3(i)の“時間—費用曲線”から見て、現在の原油価格US\$ 18.50/barrel、石炭価格US\$ 42.00/tonの燃料価格体制においては、発電所形式の選定について次の結論が得られる。

設備利用率約60.5%以下の運転に対しては、ガスタービン発電所が最も経済的である。

設備利用率約60.5%～65.6%で運転に対しては重油火力発電所が最も経済的である。

約65.6%以上の設備利用率で運転を計画する場合は石炭火力発電所が最も経済的である。

(2) 感度分析

a) 石炭火力と重油火力

$$x (0.03871 - 0.01940) = (180.21 - 135.47)$$

$$x = 2.317 \text{ 時間} \quad \text{設備利用率} = 26.5\%$$

b) 石炭火力とコンバインド・サイクル

$$x (0.04257 - 0.01840) = (180.21 - 123.87)$$

$$x = 2.432 \text{ 時間} \quad \text{設備利用率} = 27.8\%$$

c) 石炭火力とガスタービン

$$x (0.05288 - 0.0194) = (180.21 - 71.02)$$

$$x = 2.838 \text{ 時間} \quad \text{設備利用率} = 32.4\%$$

経済運転のための上記の設備利用率とFig. 11.3.3(2)の“時間—費用曲線”から見て、将来原油価格US\$ 29.1/barrel、石炭価格がUS\$ 48.4/tonという1984～85年頃の価格体制に回復した場合には、発電所形式の選定について次の結論が得られる。

設備利用率32.4%以下の運転を計画する場合はガスタービン発電所、それ以上の設備利用率の場合は石炭火力発電所を建設するのが最も経済的である。

Table 11.3.3 Annual Generation Cost Per KW at Sending-End

(B/.)

Items	Base study			Sensitivity analysis		
	2,000 hours	5,000 hours	7,000 hours	2,000 hours	5,000 hours	7,000 hours
<u>Coal-fired</u>						
Fuel cost	33.66	84.15	117.81	38.80	97.00	135.80
Fixed cost	180.21	180.21	180.21	180.21	180.21	180.21
Total	213.87	264.36	298.02	219.01	277.21	316.01
<u>Oil-fired</u>						
Fuel cost	49.22	123.05	172.27	77.42	193.55	270.97
Fixed cost	135.47	135.47	135.47	135.47	135.47	135.47
Total	184.69	258.52	307.74	212.89	329.02	406.44
<u>Combined-cycle</u>						
Fuel cost	54.10	135.25	189.35	85.14	212.85	297.99
Fixed cost	123.87	123.87	123.87	123.87	123.87	123.87
Total	177.97	259.12	313.22	209.01	336.72	421.86
<u>Gas turbine</u>						
Fuel cost	73.54	183.85	257.39	115.76	289.40	405.16
Fixed cost	71.02	71.02	71.02	71.02	71.02	71.02
Total	144.56	254.87	328.41	186.78	360.42	476.18

Fig. 11.3.3 (1) Time-cost curves and Break-Even Points for Economic Operation (Base Study)

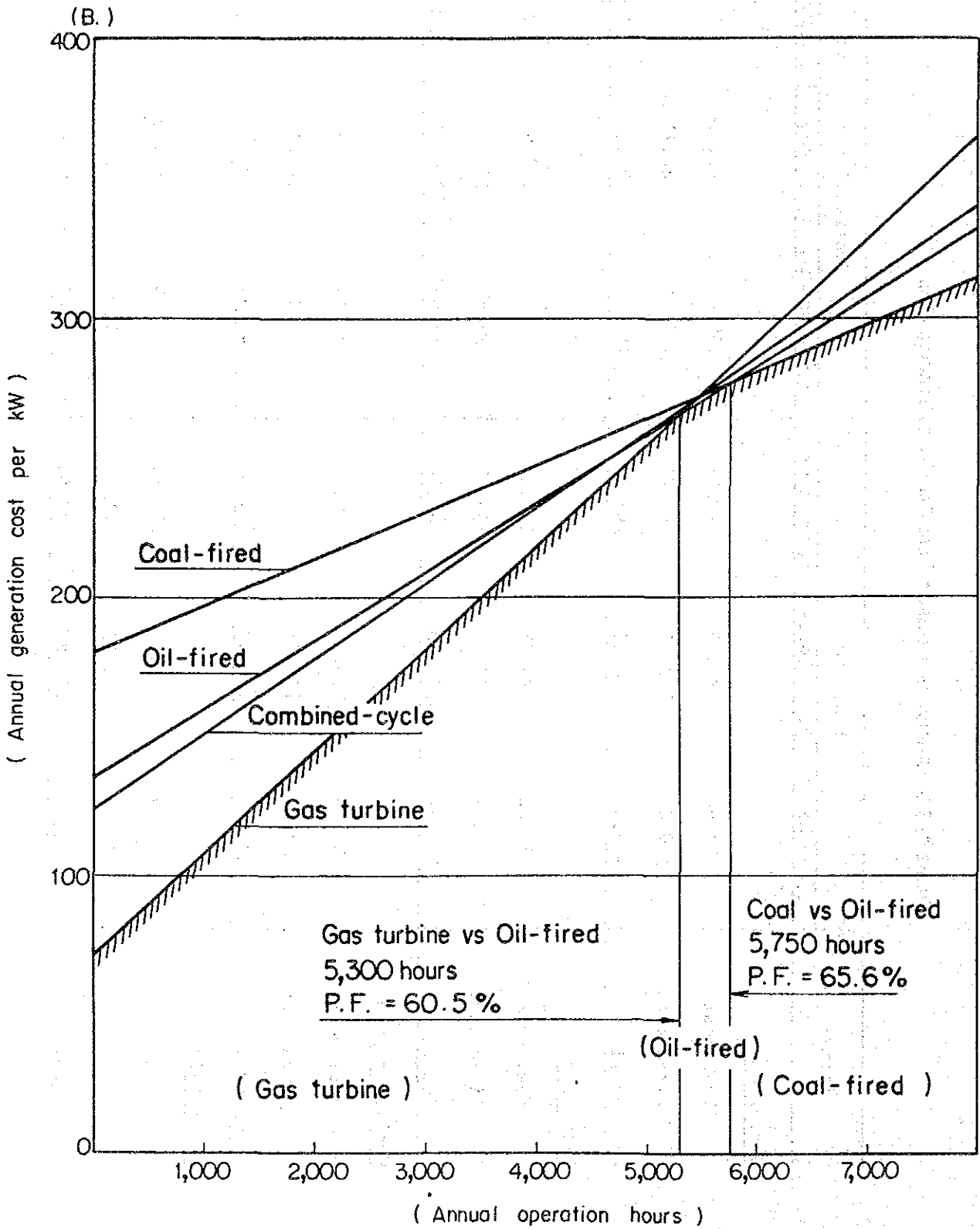
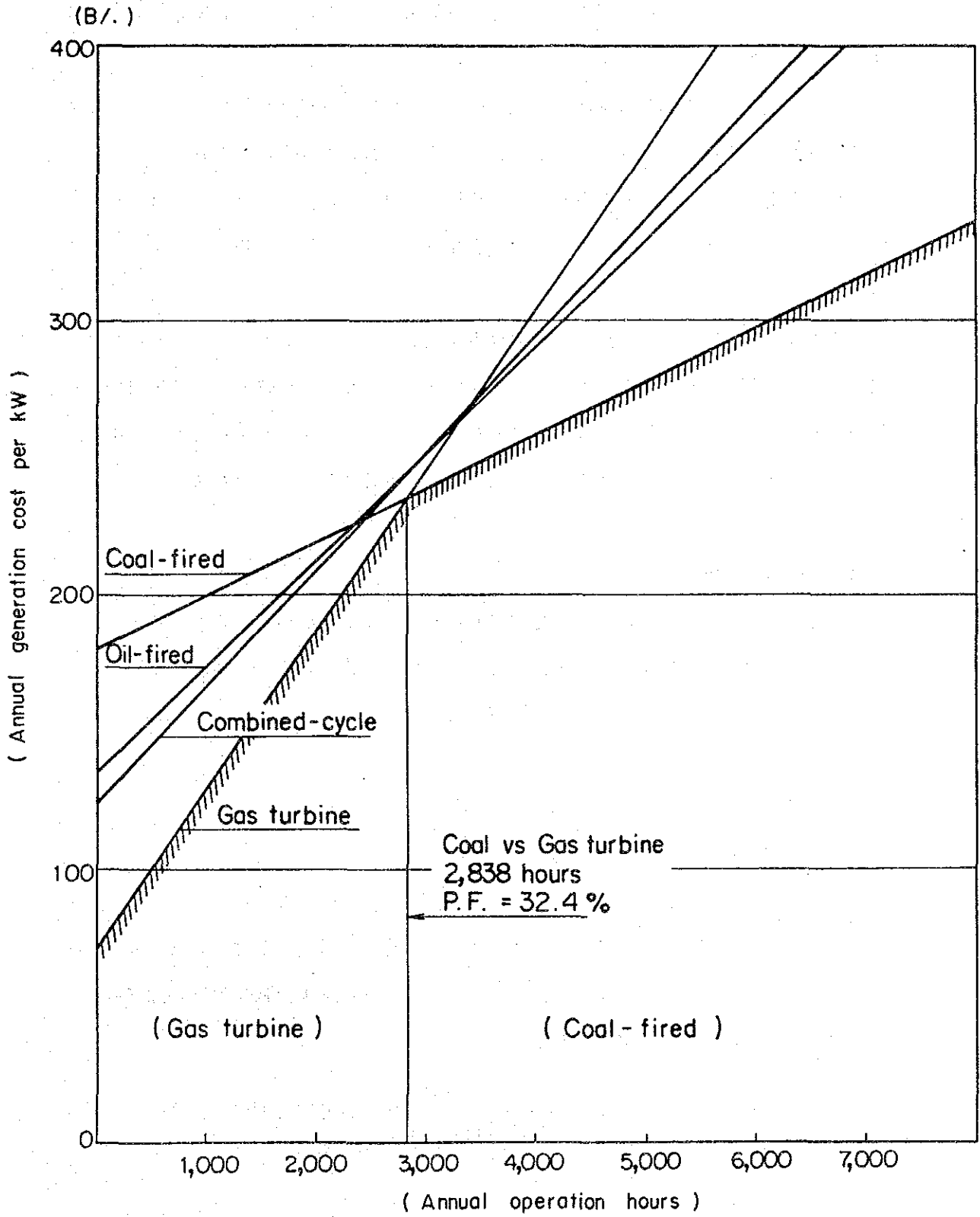


Fig. 11.3.3 (2) Time-Cost Curves and Break-Even Points for Economic Operation (Sensitivity Analysis)



11.4 内部収益率法による経済評価

11.3項の“節分け曲線法”による経済評価は、所与の利子率のもとに、運転時間に伴って変化する各代替火力発電所の年間発電費を算出し、これによって各型式別発電所の経済運転の限界点としての設備利用率を求めた。

これに対して、“内部収益率法”（等価割引率法）による経済評価は、本プロジェクトの石炭火力発電所の現価換算された総費用がその代替火力発電所のそれと等しくなるような割引率を算出し、これを資本の機会費用を反映する割引率（パナマでは12%とされている）と比較することによって本石炭火力発電計画の経済性を評価せんとするものである。

発電所の耐用年数は、石炭火力と重油火力発電所は25年、コンバインド・サイクル発電所は20年、ガスタービン発電所は13年と見積られるので、各発電所とも13年間の運転期間を対象として割引計算を行う。この計算において、ガスタービン以外の発電所の建設費は、最初13年間の運転に対応する現価換算額に調整されなければならない。

11.4.1 発電所建設費

火力発電所間の経済比較は、送電端における同一の電力供給能力をベースとして行われなければならないが、本石炭火力発電計画の計画諸元は以下の通りである。

建設費	:	147.30百万 B/.
設備出力	:	150.0MW
送電端出力	:	$150.0 \times (1 - 0.06) = 141.0 \text{ MW}$
発電端年間電力量	:	900GWh
送電端年間電力量	:	$900 \times (1 - 0.071) = 836.16 \text{ GWh}$

従って、この石炭火力発電所に対する代替火力発電所の建設費は、それぞれの所内消費率（11.2.4項）、停止率（11.2.5項）、ガスタービン出力低下率（11.2.6項）を考慮すると、次のように見積られる。

$$\text{重油火力} : \text{B/} . 750/\text{kW} \times \frac{141\text{MW}}{(1 - 0.045)} = 110.73 \text{ 百万 B/} .$$

$$\text{コンバインド・サイクル} : \text{B/} \cdot 550/\text{kW} \times \frac{141\text{MW}}{(1-0.0125)(1-0.16)} = 97.63\text{百万 B/}$$

$$\text{ガスタービン} : \text{B/} \cdot 290/\text{kW} \times \frac{141\text{MW}}{(1-0.0065)(1-0.16)} = 51.19\text{百万 B/}$$

11.4.2 運転維持・管理費

建設費に対する運転維持・管理費の割合は、石炭火力、重油火力およびコンバインド・サイクル発電所の場合は4.5%、ガスタービンの場合は4%である。従って、各発電所の年間の運転維持・管理費は次の通りとなる。

$$\text{石炭火力} : 147.30 \times 0.045 = 6.63\text{百万 B/}$$

$$\text{重油火力} : 110.73 \times 0.045 = 4.98\text{百万 B/}$$

$$\text{コンバインド・サイクル} : 97.63 \times 0.045 = 4.39\text{百万 B/}$$

$$\text{ガスタービン} : 51.19 \times 0.040 = 2.05\text{百万 B/}$$

11.4.3 燃料費

各発電所に要求される送電端の年間電力量は836.16kWhである。従って、11.3.2項の送電端1kWh当りの燃料費を用いて各発電所の年間燃料費を算出すると次の通りとなる。

発電所	基本 study		感度分析	
	燃料単価 (B./kWh)	年間燃料費 (百万 B/.)	燃料単価 (B./kWh)	年間燃料費 (百万 B/.)
石炭火力	0.01683	14.07	0.01940	16.22
重油火力	0.02461	20.58	0.03821	32.37
コンバインド・サイクル	0.02705	22.62	0.04257	35.59
ガスタービン	0.03677	30.74	0.05738	48.39

11.4.4 合計年間費用

各発電所について、運転維持・管理費と燃料費を合計すると次の通りとなる。

発電所	基本 study (百万 B/.)	感度分析 (百万 B/.)
石炭火力	20.70	22.85
重油火力	25.56	37.35
コンバインド・サイクル	27.01	39.98
ガスタービン	32.79	50.44

11.4.5 当初13年間の運転に対応する建設費の現価換算額

石炭火力発電所の耐用年数を25年とし、利子率 $r\%$ のもとに平準化された資本費の年度額を求めるには、建設費に次の資本回収係数を乗ずればよい。

$$\frac{r(1+r)^{25}}{(1+r)^{25}-1} \quad (\text{資本回収係数})$$

割引率 $r\%$ のもとに、13年間の運転に対応する建設費を求めるためには、上記資本費年度額に次の累積現価係数を乗ずればよい。

$$\frac{(1+r)^{13}-1}{r(1+r)^{13}} \quad (\text{累積現価係数})$$

従って、割引率 $r\%$ のもとに算出される当初13年間の運転に対応する建設費は次の通りとなる。

石炭火力および重油火力発電所：

$$\text{建設費} \times \frac{r(1+r)^{25}}{(1+r)^{25}-1} \times \frac{(1+r)^{13}-1}{r(1+r)^{13}}$$

コンバインド・サイクル発電所：

$$\text{建設費} \times \frac{r(1+r)^{20}}{(1+r)^{20}-1} \times \frac{(1+r)^{13}-1}{r(1+r)^{13}}$$

11.4.6 当初13年間の運転維持・管理費および燃料費の累積現価額

運転開始後13年間の運転維持・管理費、および燃料費の現価換算合計額を求めるためには、各発電所のこれら年度費用合計額に次の累積現価係数を乗ずればよい。

$$\frac{(1+r)^{13}-1}{r(1+r)^{13}} \quad (\text{累積現価係数})$$

11.4.7 各代替発電所の現価換算総費用

11.4.1項の建設費と、11.4.4項の運転維持・管理費および燃料費の合計年度額に対して、幾つかの割引率のもとに算出される上記資本回収係数および累積現価係数を乗ずると、Table 11.4.7(1)および Table 11.4.7(2)に示されるような各発電所の現価換算総費用が得られる。

11.4.8 経済的内部収益率（等価割引率）

Table 11.4.7(1)および Table 11.4.7(2)に示された石炭火力発電所とその他代替火力発電所の現価換算総費用の差額を割引率に対応してグラフ上にプロットすると、Fig. 11.4.8(1)および Fig. 11.4.8(2)に示す通りとなる。これらの図上で、重油火力、コンバインド・サイクルおよびガスタービン発電所のそれぞれと石炭火力発電所との間で、現価換算総費用の差がなくなるときの割引率が、これら代替火力発電所に対する石炭火力発電所の等価割引率、所謂“経済的内部収益率”である。

各代替火力発電所に対する本石炭火力発電所の内部収益率を上記の図から求めると次の通りである。

			基本study	感度分析
石炭火力	対	重油火力	12.60%	39.30%
石炭火力	対	コンバインド・サイクル	13.25%	34.30%
石炭火力	対	ガスタービン	13.40%	29.10%

11.5 結 論

各種火力発電計画の中で、石炭火力発電計画は建設費が最も高くつくが、燃料費は最も安くなる。1986年3月以降、石油価格が大幅に下落したため、現在、石炭火力発電所の経済的優位性は従来ほど高くはなくなった。しかし乍ら、barrel当りUS\$ 18.5の原油価格をベースとして成立している現在の燃料価格体制のもとでも、設備利用率が約66%以上ならば、各種火力発電型式の中で本石炭火力発電所が最も経済的である（基本studyの結論）。また、原油価格が上昇し、barrel当りUS\$ 29.1になった場合に予想される燃料価格体制の下では、石炭火力発電所は現在よりも遥かに有利となり、設備利用率が33%以上ならば、本石炭火力発電所はその他如何なる型式の火力発電所よりも経済的である（感度分析の結論）。従って、1992/93年に運転開始する新規発電所に対して電力系統が期待する設備利用率が68%前後であることを考慮すると、本石炭火力発電計画は経済的に極めてフィージブルであると結論できる。

上記の結論は、各代替火力発電所の資本費算出のための利子率を12%とした場合のものであるが、このほか、もう一つの経済評価によって得られた次のような結論を示すのが適当である。

代替火力発電所は本石炭火力発電所と同じ送電端電力および送電端電力量を供給しなければならない。この場合、本石炭火力発電所の総費用と代替火力発電所の総費用が等しくなるときの割引率、すなわち経済的内部収益率（EIRR）は、現在の燃料価格体制のもとでは12.60%～13.40%であり（基本studyの結論）、また、barrel当りUS\$ 29.1の原油価格をベースとした場合に予想される燃料価格体制のもとでは29.1%～39.3%である（感度分析の結論）。従って、Panamaにおいて資本の機会費用を反映する割引率として12%が適用されていることを考慮すると、本石炭火力発電計画は極めてフィージブルな計画であると結論できる。

**Table 11.4.1 (1) Costs Converted to Present Worth and Difference
of Costs Between Coal-Fired and Alternatives
(Base Study)**

Items	Coal-fired	Oil-fired	Combined- cycle	(B/.million)
				Gas turbine
<u>Discount rate: 12%</u>				
Construction cost	120.64	90.69	83.96	51.19
O & M and fuel costs	132.97	164.18	173.50	210.63
Total	253.61	254.87	257.46	261.82
Alternative - Coal-fired	-	+1.26	+3.85	+8.21
<u>Discount rate: 13%</u>				
Construction cost	122.99	92.46	85.11	51.19
O & M and fuel costs	126.72	156.47	165.35	200.73
Total	249.71	248.93	250.46	251.92
Alternative - Coal-fired	-	-0.78	+0.75	+2.21
<u>Discount rate: 14%</u>				
Construction cost	125.22	94.13	86.13	51.19
O & M and fuel costs	120.94	149.33	157.80	191.57
Total	246.16	243.46	243.93	242.76
Alternative - Coal-fired	-	-2.70	- 2.23	-3.40

**Table 11.4.1 (2) Costs Converted To Present Worth and Difference
of Costs Between Coal-Fired and Alternatives
(Sensitivity Analysis)**

Items	(B/.million)			
	Coal-fired	Oil-fired	Combined- cycle	Gas turbine
<u>Discount rate: 28%</u>				
Construction cost	141.65	106.49	94.36	51.19
O & M and fuel costs	78.31	128.01	137.02	172.87
Total	219.96	234.50	231.38	224.06
Alternative - Coal-fired	-	+14.54	+11.42	+4.10
<u>Discount rate: 30%</u>				
Construction cost	142.61	107.21	94.90	51.19
O & M and fuel costs	73.65	120.38	128.86	162.57
Total	216.26	227.59	223.76	213.76
Alternative - Coal-fired	-	+11.33	+7.50	-2.50
<u>Discount rate: 32%</u>				
Construction cost	143.45	107.83	95.34	51.19
O & M and fuel costs	69.47	113.56	121.56	153.36
Total	212.92	221.39	216.90	204.55
Alternative - Coal-fired	-	+8.47	+3.98	-8.37
<u>Discount rate: 34%</u>				
Construction cost	144.11	108.33	95.74	51.19
O & M and fuel costs	65.71	107.41	114.97	145.05
Total	209.82	215.74	210.71	196.24
Alternative - Coal-fired	-	+5.92	+0.89	-13.58
<u>Discount rate: 40%</u>				
Construction cost	145.48	109.36	96.52	51.19
O & M and fuel costs	56.41	92.20	98.69	124.51
Total	201.89	201.56	195.21	175.70
Alternative - Coal-fired	-	-0.33	-6.68	-26.19

Fig. 11.4.8 (1) Economic Internal Rate of Return
(Base Study)

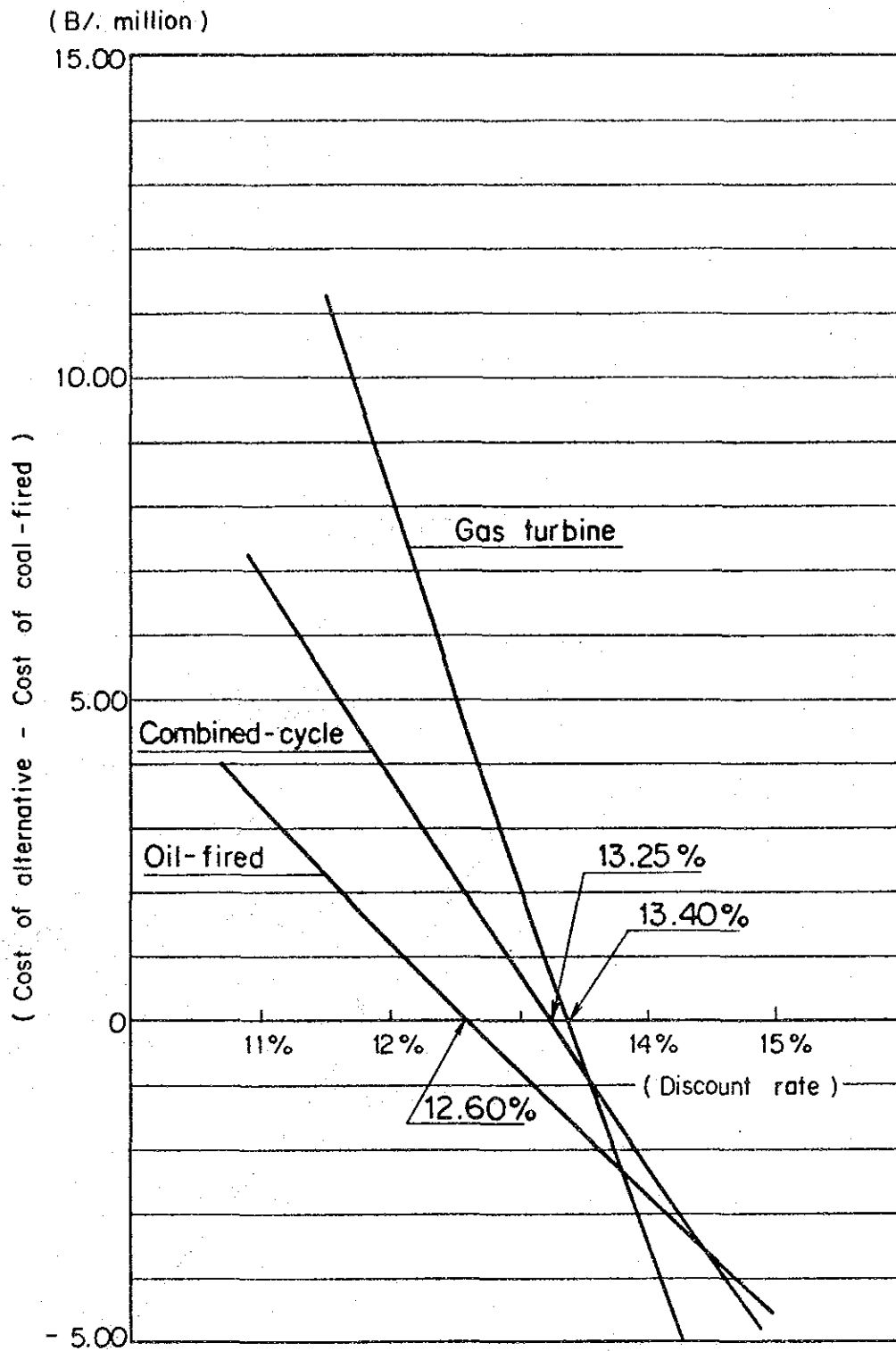
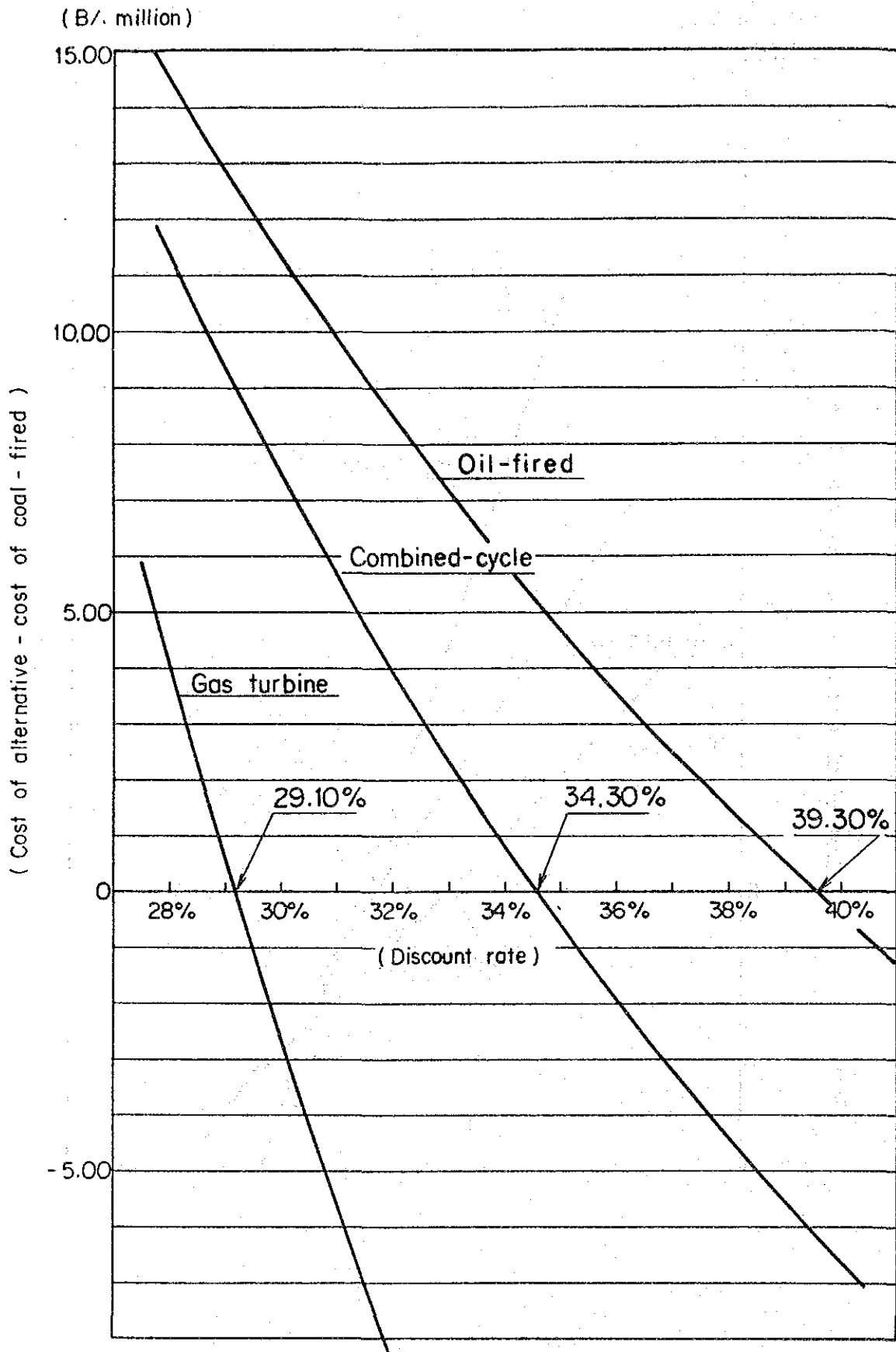


Fig. 11.4.8 (2) Economic Internal Rate of Return
(Sensitivity Analysis)



第12章 財務分析

第12章 財務分析

12.1 分析方法

財務分析は次の2通りの方法を用いて行う。

a) 損益計算および収益率の算定

- ・ 適当と思われる資金調達条件を仮定し、借入金の返済計画表を作成する。
- ・ プロジェクトの損益計算を行い、収益率（稼動固定資産に対する営業利益の比率）を算定する。
- ・ キャッシュ・フロー・シートを作成し、資金の収支バランスを検討する。

b) 収支の等価割引率（所謂“財務的内部収益率”）の算定

- ・ 発電所の全運転期間を通じて、売電収入および総費用のそれぞれの現在価値換算額が等しくなるような割引率を算定し、これをPanamaにおける資本の機会費用を反映する社会的割引率と比較してプロジェクトの財務的健全度と評価する。

12.2 前提条件

プロジェクトの財務分析に用いられた前提条件は以下の通りである。

12.2.1 建設資金の調達条件

プロジェクトの計画段階において、二国間政府ベースのソフト・ローンをもとにして財務分析を行うのは適当でない。プロジェクトの財務的健全度は、商業ベースの資金調達条件のもとにおいて確認されなければならない。この場合、参考となる最近のプロジェクト融資条件として次のものが挙げられる。

米州開発銀行（IDB）

金利 : 9.5% (1985年度)

返済期間 : 15~25年

OECD輸出信用ガイド・ライン

下限金利 : 11.20% (1985/1月~1986/1月)

10.15% (1986/1月~1986/7月)

8.75% (1986/7月~)

返済期間 : 8.5~10年

市中銀行 (US\$ 建て)

金 利 : 10~12% (1985年度)

8.3% (1986年度)

返済期間 : 10年

1986年に入り、適用金利は全般的に低下したが、将来再び上昇することも予想される。本プロジェクトでは、将来の金利上昇も考慮し、資金調達条件を次のように仮定する。

外貨建て工事費	: 総合金利	10%
	返済期間	25年 (運転開始後)
内貨建て工事費	: 総合金利	8%
	返済期間	10年 (運転開始後)

12.2.2 建設費

1986年価格の建設費をベースとし、外貨建て工事費については年率2.0%、内貨建て工事費については年率3.5%の価格上昇を見込む。また、輸入機材については一律35%の輸入税を見込む。

12.2.3 その他費用および収益の価格

a) 営業収益のベースとしての売電単価

- 1985年の売電単価12.72cents/kWh を用い、将来の価格上昇は見込まない。この売電単価のうち、プロジェクトの発・送変電部門に配賦すべきシェアを65%と見積る。

b) 燃料価格

- 1986年の石炭価格US\$ 42.00/ton を用い、将来の石炭価格上昇は見込まない。

c) 運転維持・管理費

- 運転維持・管理費は工事費に対して、発電部門は4.5%、送変電部門は2.3%とする。運転後の価格上昇は見込まない。

d) 減価償却費

- 減価償却費は建中利子を含む総工事費から算定される。耐用年数は発電所25年、送変電設備35年とし、残存価格なしの定額償却とする。

12.3 損益計算および収益率の算定

12.3.1 年度別工事費および建中利子

輸入税を含めた工事費、建中利子、総工事費の年度展開は次の通りである。

(百万B/.)

年次	工 事 費			建 中 利 子			総 工 事 費		
	外 貨	内 貨	合 計	外 貨	内 貨	合 計	外 貨	内 貨	合 計
1988	0.85	0.46	1.31	0.04	0.02	0.06	0.89	0.48	1.37
1989	0.80	0.48	1.28	0.13	0.05	0.18	0.93	0.53	1.46
1990	36.33	24.81	61.14	1.99	0.71	2.70	38.32	25.52	63.84
1991	66.41	41.79	108.20	7.12	2.31	9.43	73.53	44.10	117.63
1992	25.52	19.63	45.15	11.72	3.71	15.43	37.24	23.34	60.58
合計	129.91	87.17	217.08	21.00	6.80	27.80	150.91	93.97	244.88

また、発電所および送変電設備それぞれの総工事費は次の通りである。

	工 事 費 (百万B/.)	建 中 利 子 (百万B/.)	総 工 事 費 (百万B/.)
発 電 所	197.01	24.75	221.76
送 変 電 設 備	20.07	3.05	23.12
合 計	217.08	27.80	244.88

12.3.2 営業収益 (売電収入)

1985年の売電単価は12.72cents/kWhである。また、1984年および1985年のIRHEの営業費用を総合した部門別の内訳は概ね次の通りである。

発 電	59%
送 変 電	6%
配 電	23%
一般管理	12%
合 計	100%

従って、発電および送変電部門が営業費用のうちに占める割合は65%と見積られる。
 また、1980から1985年までの6年間の送・配電損失率は18.4~15.8%の間を上下していたが、今後、徐々に改善されるものと予想される。本studyでは損失率を15%と想定する。

本プロジェクトの発電所の送電端電力量は、第3章および第11章に示したように、年間836.1GWhと計算されるので、本プロジェクトによる年間の売電収入は次のように見積られる。

$$12.72\text{cents/kWh} \times 0.65 \times 836.1\text{GWh} \times 0.85 = 58.76 \text{ 百万 B/}$$

12.3.3 営業費用

(1) 運転維持・管理費

運転維持・管理費は、工事費（建中利子を含まず）に対して、発電部門は4.5%送変電部門は2.3%である。従って、

$$\text{発 電} \quad 197.01 \times 0.045 = 8.87 \text{ 百万 B/}$$

$$\text{送 変 電} \quad 20.07 \times 0.023 = 0.46 \text{ 百万 B/}$$

$$\text{合 計} \quad \underline{9.33 \text{ 百万 B/}}$$

(2) 燃料費

第11章の11.3.2項に示すように、石炭価格をUS\$ 42.00/tonとした場合の本石炭火力発電所の燃料単価は、送電端で B/ 0.01683/kWh である。従って年間の所要燃料費は次の通りとなる。

$$\text{B/ } 0.01683/\text{kWh} \times 836.1\text{GWh} = 14.07 \text{ 百万 B/}$$

(3) 減価償却費

発電所および送変電設備を含めた年間の減価償却費は次のように見積られる。

$$\text{発 電} \quad 221.76/25 = 8.87 \text{ 百万 B/}$$

$$\text{送 変 電} \quad 23.12/35 = 0.66 \text{ 百万 B/}$$

$$\text{合 計} \quad \underline{9.53 \text{ 百万 B/}}$$

12.3.4 借入金返済計画

12.2.1項の条件に基づく調達資金の返済計画は Table 12.3.4 に示す通りである。

12.3.5 プロジェクトの損益計算

以上の営業収益および営業費用、並びに Table12.3.4で算定された財務費用（支払利息）を基として、本プロジェクトの損益計算を行うと Table12.3.5に示す通りとなる。

12.3.6 プロジェクトの収益率

Table12.3.5の損益計算書を基として、運転当初10年間および全運転期間25年の総合平均の収益率（稼働固定資産に対する営業利益の比率）および純利益率（稼働固定資産に対する純利益の比率）を求めると次の通りとなる。

a) 運転開始後10年間

- 稼働固定資産累計			1,972.35百万B/.
- 営業利益累計	25.83×10	=	258.30百万B/.
- 収益率	$258.30 / 1,972.35 =$		13.1%
- 純利益累計			65.70百万B/.
- 純利益率	$65.70 / 1,972.35 =$		3.3%

b) 運転全期間25年

- 稼働固定資産累計			3,144.00百万B/.
- 営業利益累計			645.75百万B/.
- 収益率	$645.75 / 3,144.00 =$		20.5%
- 純利益累計			347.33百万B/.
- 純利益率	$347.33 / 3,144.00 =$		11.1%

12.3.7 キャッシュ・フローおよび収支バランス

Table12.3.4および Table12.3.5を基として、プロジェクトの着手時点から運転期間25年の終期に至るまでのキャッシュ・フローを作成すると Table12.3.7に示す通りとなり、次の結論が得られる。

- 年毎の収支バランスは運転初年度から10年間は毎年8.06百万B/。の黒字となり、以後15年間は毎年21.05百万B/。の黒字となる（最終年は21.00百万B/。の黒字）。
- 建中利子27.80百万B/。のため、累計のバランスは運転後3年目（1985

Table 12.3.4 Procurement of Fund and Repayment Schedule

(Millions of Balboas)

No.	Year	Fund procurement			Repayment schedule										
		Foreign currency	Local currency	Total	Foreign currency			Local currency							
					Interest	Principal	Total	Interest	Principal	Total					
					Outstanding balance	Outstanding balance	Interest	Principal	Total	Outstanding balance					
	1988	0.85	0.46	1.13	(0.04)	1.32	12.99	14.31	14.31	0.85	(0.02)	6.97	6.02	12.99	81.15
	1989	0.80	0.48	1.28	(0.13)	1.45	12.86	14.31	14.31	1.65	(0.05)	6.49	6.50	12.99	74.65
	1990	36.33	24.81	61.14	(1.99)	1.60	12.71	14.31	14.31	37.98	(0.71)	5.97	7.02	12.99	67.63
	1991	66.41	41.79	108.20	(7.12)	1.76	12.55	14.31	14.31	104.39	(2.31)	5.41	7.58	12.99	60.05
	1992	25.52	19.63	45.15	(11.72)	1.93	12.38	14.31	14.31	129.91	(3.71)	4.80	8.19	12.99	51.86
	1993					2.12	12.19	14.31	14.31			4.15	8.84	12.99	43.02
	1994					2.34	11.97	14.31	14.31			3.44	9.55	12.99	33.47
	1995					2.57	11.74	14.31	14.31			2.68	10.31	12.99	23.16
	1996					2.83	11.48	14.31	14.31			1.85	11.14	12.99	12.02
	1997					3.11	11.20	14.31	14.31			0.97	12.02	12.99	0
	1998					3.42	10.89	14.31	14.31						
	1999					3.76	10.55	14.31	14.31						
	2000					4.14	10.17	14.31	14.31						
	2001					4.55	9.76	14.31	14.31						
	2002					5.01	9.30	14.31	14.31						
	2003					5.51	8.80	14.31	14.31						
	2004					6.06	8.25	14.31	14.31						
	2005					6.67	7.64	14.31	14.31						
	2006					7.33	6.98	14.31	14.31						
	2007					8.07	6.24	14.31	14.31						
	2008					8.87	5.44	14.31	14.31						
	2009					9.76	4.55	14.31	14.31						
	2010					10.74	3.57	14.31	14.31						
	2011					11.81	2.50	14.31	14.31						
	2012					13.18	1.18	14.31	14.31						
	2013														
	2014														
	2015														
	2016														
	2017														
	Total	129.91	87.17	217.08	227.89	129.91	227.89	357.80	357.80	42.73	87.17	129.90	129.90	129.90	0

Note: Figures in parenthesis show interest during construction.
Capital recovery factors: 0.110168 for foreign loan and 0.149029 for local loan.

Table 12.3.5 Profit and Loss Statement, and Fixed Assets in Operation

No.	Year	Operating revenue	Operating expenses			Operating income	Interest	Net income		(Millions of Balboas)	
			O & M, admn- nistration	Fuel cost	Deprecia- tion			Total	Yearly amount	Accumulated amount	Yearly
	1988						0.06	-0.06			
	1989						0.18	-0.18			
	1990						2.70	-2.70			
	1991						9.43	-9.43			
	1992						15.43	-15.43			
1	1993	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	19.96	5.87	-21.93	210.12	240.12
2	1994	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	19.35	6.48	-15.45	230.59	470.71
3	1995	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	18.68	7.15	-8.30	221.06	691.77
4	1996	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	17.96	7.87	-0.43	211.53	903.30
5	1997	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	17.18	8.65	8.22	202.00	1,105.30
6	1998	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	16.34	9.49	17.71	192.47	1,297.77
7	1999	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	15.41	10.42	28.13	182.94	1,480.71
8	2000	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	14.42	11.41	38.54	173.41	1,654.12
9	2001	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	13.33	12.50	52.04	163.88	1,818.00
10	2002	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	12.17	13.66	65.70	154.35	1,972.35
11	2003	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	10.89	14.94	80.64	144.82	2,117.17
12	2004	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	10.55	15.28	95.92	135.29	2,252.46
13	2005	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	10.17	15.66	111.58	125.76	2,378.22
14	2006	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	9.76	16.07	127.65	116.23	2,494.45
15	2007	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	9.30	16.53	144.18	106.70	2,601.15
16	2008	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	8.80	17.03	161.21	97.17	2,698.32
17	2009	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	8.25	17.58	178.79	87.64	2,785.96
18	2010	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	7.64	18.19	196.98	78.11	2,864.07
19	2011	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	6.98	18.85	215.83	68.58	2,932.65
20	2012	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	6.24	19.59	235.42	59.05	2,991.70
21	2013	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	5.44	20.39	255.81	49.52	3,041.22
22	2014	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	4.55	21.28	277.09	39.99	3,081.21
23	2015	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	3.57	22.26	299.35	30.46	3,111.67
24	2016	58.76	9.53	14.07	9.53	32.93	2.50	23.33	322.68	20.93	3,132.60
25	2017	58.76	9.33	14.07	9.53	32.93	1.18	24.65	347.33	11.40	3,144.00
	Total	1,469.00	233.25	351.75	238.25	823.25	298.42	347.33			

Table 12.3.7 Cash flow

(Millions of Balboas)

No.	Year	Cash inflow			Cash outflow			Balance	
		Fund procurement	Net income	Depreciation	Construc- tion works	Repayment of principal	Local	Yearly	Accumulated
				Total	Foreign	Local	Total		
	1988	1.31	-0.06	1.25	1.31		1.31	-0.06	-0.06
	1989	1.28	-0.18	1.10	1.28		1.28	-0.18	-0.24
	1990	61.14	-2.70	58.44	61.14		61.14	-2.70	-2.94
	1991	108.20	-9.43	98.77	108.20		108.20	-9.43	-12.37
	1992	45.15	-15.43	29.72	45.15		45.15	-15.43	-27.80
1	1993		5.87	15.40		6.02	7.34	8.06	-19.74
2	1994		6.48	16.01		6.50	7.95	8.06	-11.68
3	1995		7.15	16.68		7.02	8.62	8.06	-3.62
4	1996		7.87	17.40		7.58	9.34	8.06	4.44
5	1997		8.65	18.18		8.19	10.12	8.06	12.50
6	1998		9.49	19.02		8.84	10.96	8.06	20.56
7	1999		10.42	19.95		9.55	11.89	8.06	28.62
8	2000		11.41	20.94		10.31	12.88	8.06	36.68
9	2001		12.50	22.03		11.14	13.97	8.06	44.74
10	2002		13.66	23.19		12.02	15.13	8.06	52.80
11	2003		14.94	24.47		3.42	3.42	21.05	73.85
12	2004		15.28	24.81		3.76	4.76	21.05	94.90
13	2005		15.66	25.19		4.14	4.14	21.05	115.95
14	2006		16.07	25.60		4.55	4.55	21.05	137.00
15	2007		16.53	26.06		5.01	5.01	21.05	158.05
16	2008		17.03	26.56		5.51	5.51	21.05	179.10
17	2009		17.58	27.11		6.06	6.06	21.05	200.15
18	2010		18.19	27.72		6.67	6.67	21.05	221.20
19	2011		18.85	28.38		7.33	7.33	21.05	242.25
20	2012		19.59	29.12		8.07	8.07	21.05	263.30
21	2013		20.39	29.92		8.87	8.87	21.05	284.35
22	2014		21.28	30.81		9.76	9.76	21.05	305.40
23	2015		22.26	31.79		10.74	10.74	21.05	326.45
24	2016		23.33	32.86		11.81	11.81	21.05	347.50
25	2017		24.65	34.18		13.18	13.18	21.00	368.50
	Total	217.08	347.33	802.66	217.08	129.91	434.16	368.50	

年)までは赤字となり、4年目(1986年)以降黒字となる。

12.4 等価割引率(財務的内部収益率)の算定

所謂“財務的内部収益率(FIRR)”はプロジェクトの収益と、プロジェクトの開始から耐用年数の終期までに生ずる総費用のそれぞれの現在価値換算額が等しくなる割引率をいい、このような等価割引率は以下の割引計算によって求められる。

12.4.1 キャッシュ・フロー

割引計算の場合には、金利はキャッシュ・フローから除かれなければならない。この目的のために用いられる本計画のキャッシュ・フローは次の通りである。

(百万B/.)

年次	収益	費用			費用合計
		建設費	運転維持・管理	燃料費	
1988	—	1.31	—	—	1.31
1989	—	1.28	—	—	1.28
1990	—	61.14	—	—	61.14
1991	—	108.20	—	—	108.20
1992	—	45.15	—	—	45.15
1993~2017 (25年)	58.76	—	9.33	14.07	23.40

12.4.2 現在価値換算

運転開始後25年間の収益(58.76百万B/.)および費用(23.40百万B/.)は毎年一定額なので、これをプロジェクト着手年の初頭に現在価値換算するためには、これらの収益および費用に次の累積現価係数を乗ずればよい。

$$\frac{(1+r)^{25}-1}{r(1+r)^{25}} \times \frac{1}{(1+r)^5}$$

ただし、r : 割引率

いま、割引率を13%、14%、15%として、これらの収益および費用のそれぞれの累積現価換算額を算出し、両者の差額を求めると次の通りとなる。

(百万B/.)

項 目	割 引 率		
	13%	14%	15%
収 益 (A)	233.79	209.76	188.85
費 用 (B)	228.51	214.45	201.84
建設費	(135.41)	(130.92)	(126.63)
運転維持・管理	(93.10)	(3.53)	(75.21)
燃料費			
差 額 (A) - (B)	5.28	4.69	12.99

12.4.3 等価割引率

12.4.2項で算出された現価換算収益と現価換算費用の差額を、それぞれの割引率に対応させてグラフ上にプロットするとFig. 12.4.3に示す通りとなり、13.5%が収益と費用を等しくする割引率（財務的内部収益率）であることがわかる。

12.5 結 論

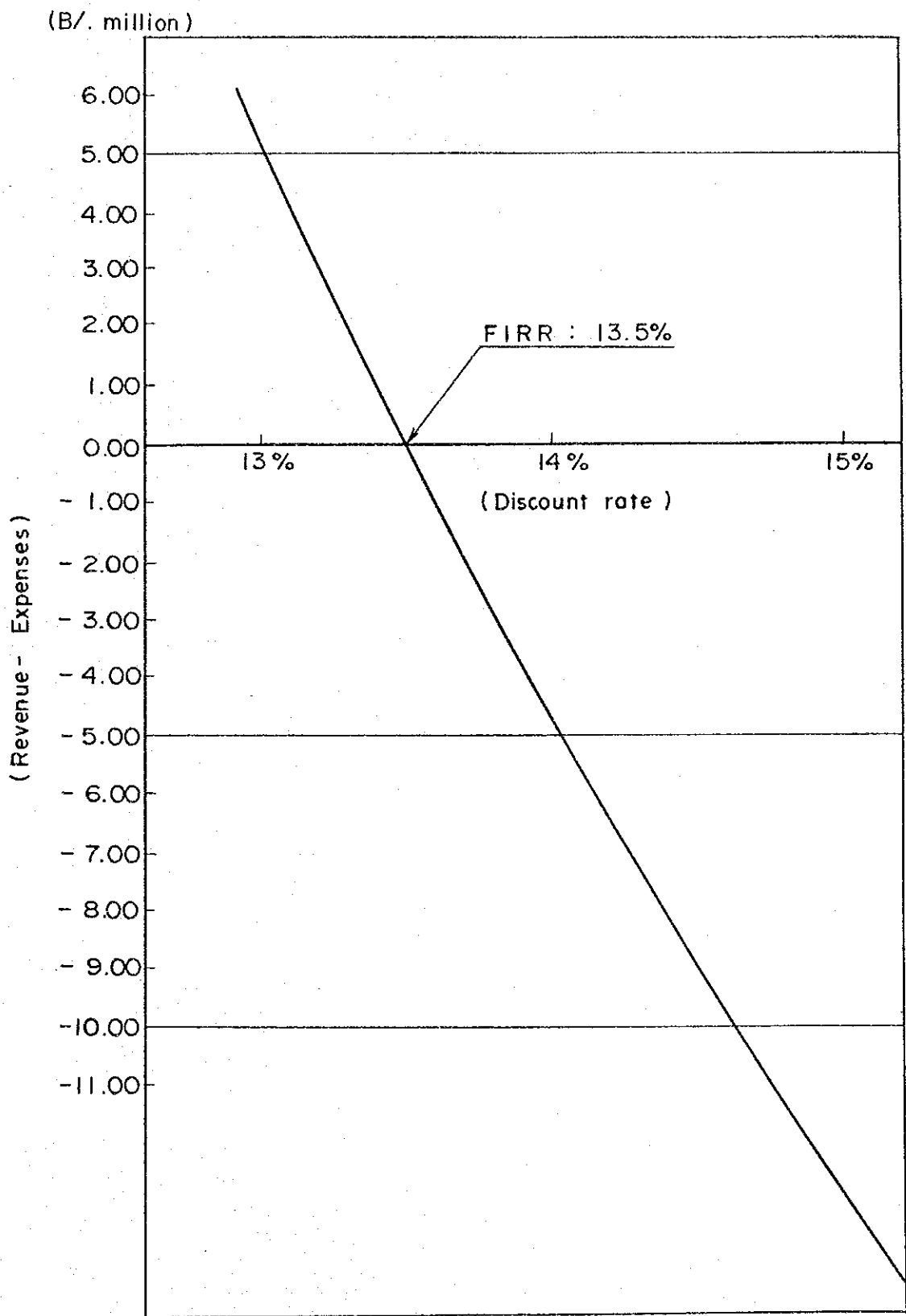
本プロジェクトは、建設費の調達条件を、外貨建て工事費については金利10%、内貨建て工事費については金利8%という、現在の金融市場の実勢から見てやゝ厳しい条件を仮定してみても、その財務的效果は以下に示すように極めて高いものとなる。

- 収益率（稼働固定資産に対する営業利益の比率）は、運開当初10年間で平均13.1%、25年全期間平均で20.5%となる。
- 純利益率（稼働固定資産に対する純利益の比率）は、運開当初10年間で平均3.3%、25年全期間平均で11.1%となる。
- 年毎の収支バランスは運開初年度から全期間黒字となり、運開前の建中利子も含めた累計でも、赤字は運開後3年目までで、4年目からは黒字に転ずる。

また、プロジェクトの収益と費用が等しくなるような等価割引率（財務的内部収益率）は13.5%であり、Panama国で考えられている社会的割引率12.0%よりも高い。

従って、本プロジェクトは財務的にもファイジブルであると判断される。

Fig. 12.4.3 Equalizing Discount Rate (Financial Internal Rate of Return (FIRR))



第13章 環境対策と評価

第13章 環境対策と評価

13.1 環境評価の概要

13.1.1 環境対策に対する基本的な考え方

Telfers islandに、石炭火力発電所建設を計画するに当たって、環境対策上、最も考慮しなければならない点は、

- (1) 石炭火力発電所が、Panama運河の運行に悪影響を与えない事
 - (2) 石炭火力発電所が、周辺地域の環境に悪影響を与えない事
- である。

JICA調査団は、上記の基本的な考えを基に次の項目について検討を行った。

- (1) 石炭船運行による影響
- (2) 温排水による影響
- (3) 大気汚染による影響
- (4) Panama運河浚渫に対する影響

各項目の検討の結果、下記の説明に示す通り石炭火力発電所が、Panama運河の運用および周辺地域の環境に悪影響を与えないと推定される。

13.2 検討結果

13.2.1 石炭船運行による影響

発電所の運転に伴って、10,000DWT級の石炭船が、平均10日に1回、入出港を含め4～5日間発電所棧橋に停泊し、揚炭作業を行う。

石炭船は、船型 (Capacity of Coal Vessel)も小さく、寄港回数も少ない上、揚炭作業はむろん入出港時の操船もFig. 4.3.1.(3)のターニングベースン内で行なえるため、Panama運河の運用には支障はない。

13.2.2 温排水による影響

発電所で使用される冷却水 ($8 \text{ m}^3/\text{s}$) はCristobal 港から取水され、French Canalに放出される。この冷却水は、流量が少ない上、温度上昇も低く (7°C) 抑えられているため、Panama運河の運用はもとよりCristobal 港全体の温度上昇にはならない。逆に現在、定常的な、水の流れがなくよどんでいるFrench Canalの清掃効果が期待さ

れる。

13.2.3 大気汚染による影響

発電所には、高性能の電気集塵機 (ESP) Low NOx用に設計されたボイラの他、排ガスの拡散を大きくし、Pollutant matterの着地濃度を下げること、高煙突が設置される。従って、最大高地濃度地点に於いても、世界、特にUSAの環境基準 (Ambient air quality standard) を大きく下廻る。また、最大濃度発生地点 (Place of max. ground level concentration) は発電所より、6.4 kmであり、Cristobal 港のanchorage areaおよびColon 市の外側となるため周辺への環境の悪影響はない。

	Ambient air quality standard in USA	Max. ground level concentra- tion from the power plant (each unit)
SOX	0.14ppm (D)	0.009ppm (D)
NOX	0.05ppm (A)	0.004ppm (D)
Dust	0.26mg/Nm ³ (D)	0.004 mg/Nm ³ (D)
備考	(D) : Daily average value (A) : Annual average value	

粉じん発生の防止に関しては、貯炭場、揚炭機には、水スプレーが設置され、石炭粉じんの発散を抑える。

又、石炭コンベアには防じん用カバーを取付られる。

燃焼が終わった乾灰 (Dry ash) は、水スプレーにより加湿され、粉じんの発散を抑える。

又、灰捨場には、スプリンクラーを設置する他、積上げが終わった所から土をかぶせ、粉じんの発散を防止する。

13.2.4 Panama運河浚渫に対する影響

現在、Cristobal 港近くのPanama運河浚渫の排砂を、道路路盤材等に使用するため、Telfers islandに揚げ一時的に積上げているが、これらの作業は、発電所隣接地で行なえるため互に支障なく運用出来る。

Fig. 13.2.3 (1) Max. Ground Level Concentration Line

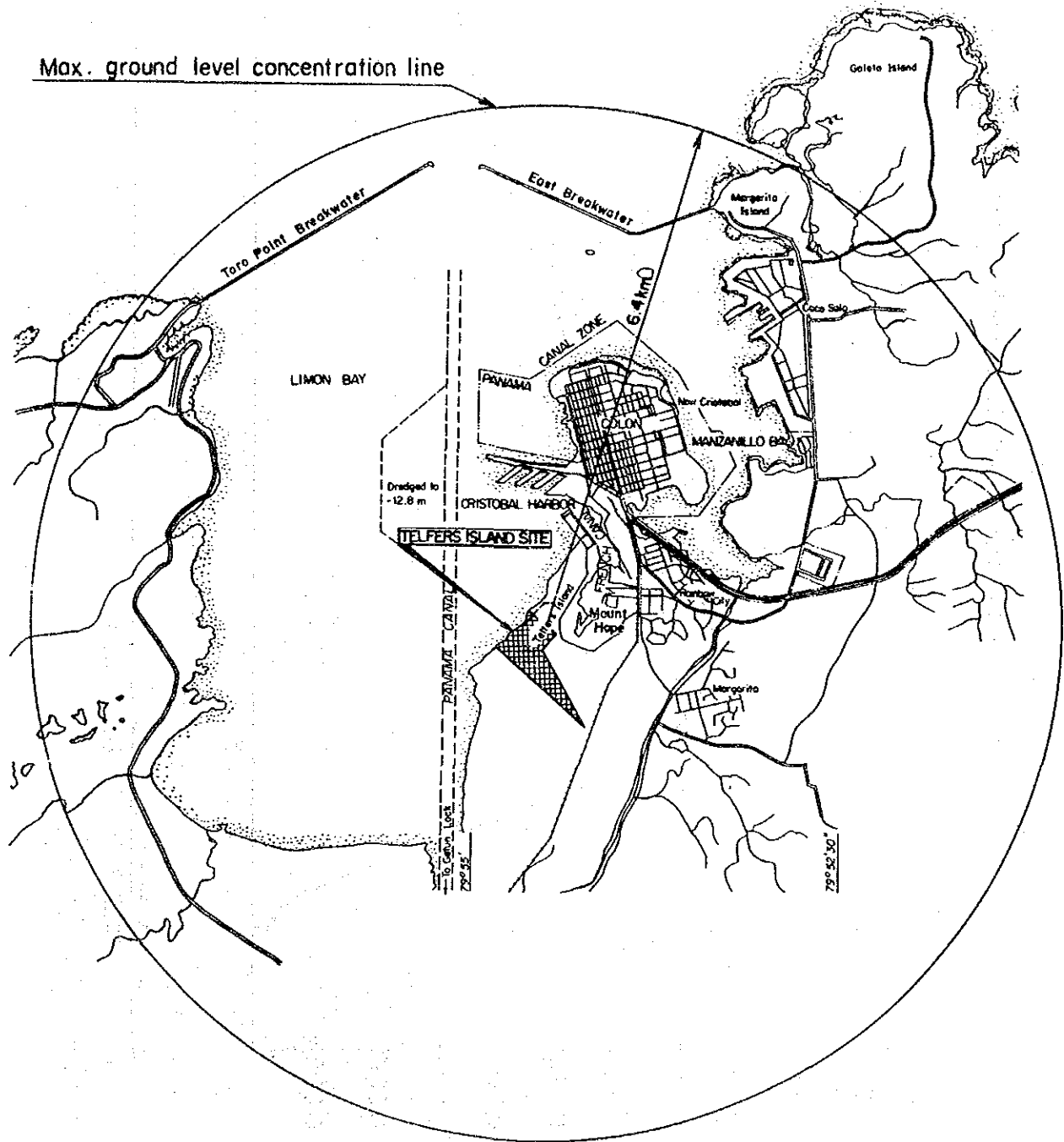
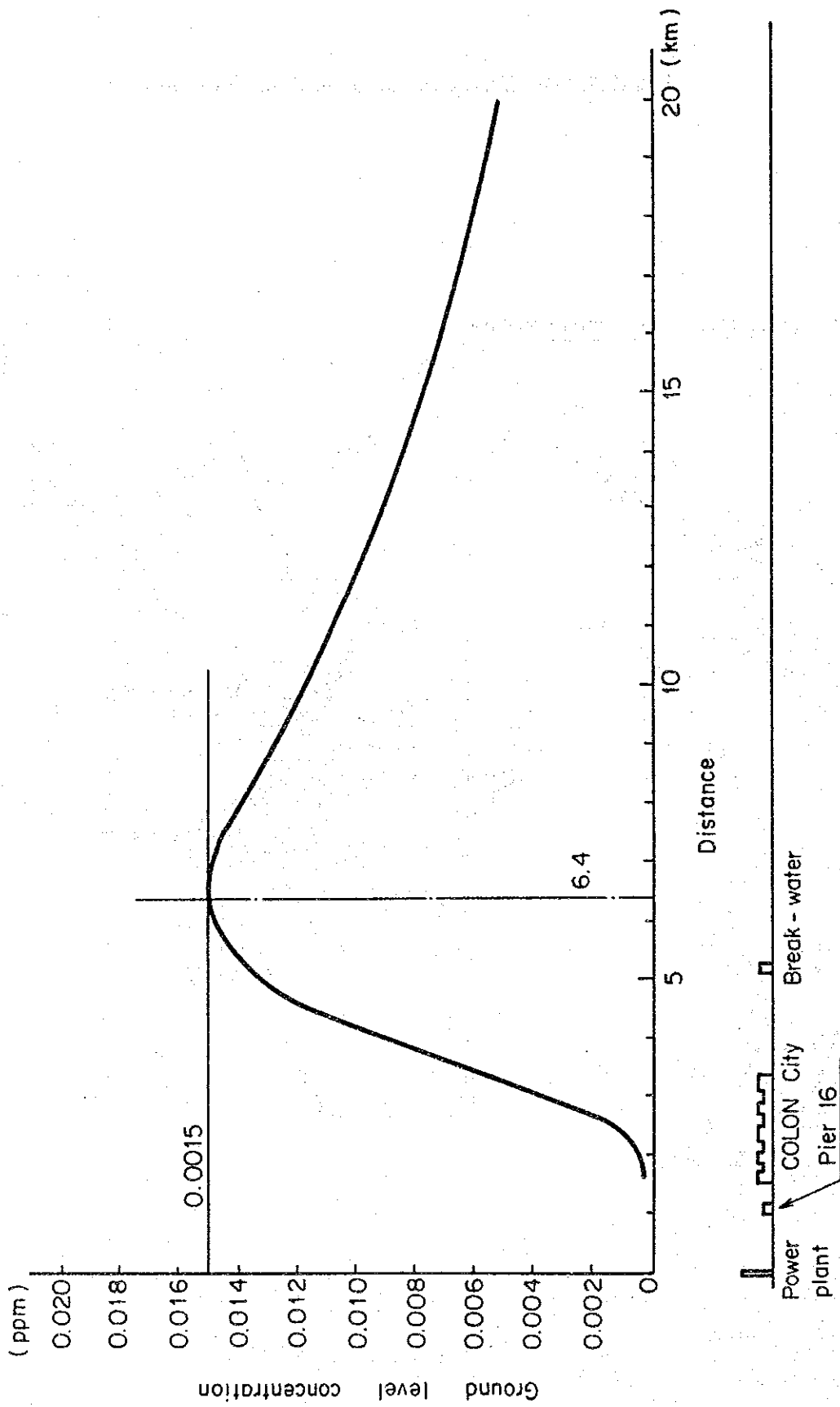


Fig. 13.2.3 (2) Ground Level Concentration Curve



13.3 環境対策設備の設計値

13.3.1 世界の環境排出基準

世界各国のEmission standardはTable13.3.1に示す通り、各々国の事情によって異なっており、International standardはない。

13.3.2 計画に対する考え方

良く知られている通り、高性能の環境対策設備は、地域住民にとっては好ましい。しかし、一方では、設備費運転維持費が非常に高く、発電コストを引き上げる。

JICA調査団は、環境対策設備の計画に当たって発電コストに十分注意を払いながらPanama国およびsite周辺地区の事情に合ったシステムを計画した。

13.3.3 Panamaの状況

JICA調査団は、現地調査を通してPanama国の事情、Proposed siteの周辺状況を調査した。その結果Panama国の事情は、日本の沖縄地区に良く似ている。

すなわち、両地区とも、亜熱帯海洋性気候で高温多湿である上、発電電力規模も大略同じである。

PANAMAと沖縄の類似点

項目	PANAMA	沖縄
気候	亜熱帯海洋性気候	同左
	北緯約10°	北緯約26°
月平均気温	25～30℃	16～28℃
月平均湿度	75～90%	60～74%
月平均海水温度	27～29℃	18～33℃
人口密度	240人/km ²	490人/km ²
合計既設発電設備	850MW	800MW

13.3.4 環境対策の設計値

Panamaの周辺事情は、前述の通り、日本の沖縄に非常に良く似ていることから、JICA調査団は、日本の沖縄地区の排出基準値を、このProjectの設計値とした。

具体的、数値をTable 13.3.4に示す。

Noise level, Vibration levelについては、両方のProject siteとも、工場地域に属しているため、工場地域の値を採用する。

[参考]

日本はPanama国に比して人口密度が高く、工業国であるため、規制値も世界レベルに於いてはきびしい値と言えるが、将来Panama国の大いなる発展を予想期待し、日本の規制値と同一としたい。

Fig. 13.3.1 National Emission Standard

1. Air Pollution (in case of 75 MW x 2 u Coal Fired Power Plant)

	Japan	USA	West Germany	Sweden	Others
SOx	K-Value control method $q = K \times 10^{-3} \times \text{He}^2 \text{ Nm}^3/\text{h}$ $K = 3.0 - 17.5$	520 ng/J	400 mg/Nm ³	100 ng/J	Canada 245 ppm
		433 ppm	140 ppm	100 ppm	Holland 192 ppm
NOx	300 ppm	260 ng/J	800 mg/Nm ³	280 ng/J	Canada 299 ppm
		301 ppm	389 ppm	325 ppm	Australia 350 ppm Holland 313 ppm
Suspended Particulate Matter	100 mg/Nm ³	13 ng/J	50 mg/Nm ³	36 mg/Nm ³	Canada 116 mg/Nm ³
		31 ng/Nm ³			Australia 250 mg/Nm ³ Belgium 150 mg/Nm ³

Note; q: The hourly volume of sulphur oxides emitted (Nm³/h)
He: Effective stack height (m)

2. Waste Water in Japan (in Case of Sea)

PH : 5 - 9
COD : 160 mg/l
BOD : Out of regulation
SS : 200 mg/l
Normal-hexane extract : 5 mg/l

3. Noise Level in Japan

Unit: dB (A)

Category	Day time	Morning & Evening	Night time
1st zone (limited zone)	45 - 50	40 - 45	40 - 45
2nd zone (residential zone)	50 - 60	45 - 50	40 - 45
3rd zone (residential and commercial zone)	60 - 65	55 - 65	50 - 55
4th zone (industrial zone)	65 - 70	60 - 70	55 - 60

4. Vibration Level in Japan

Unit: dB

Category	Day time	Mid night
1st zone (residential zone)	60 - 65	55 - 60
2nd zone (commercial and industrial zone)	65 - 70	60 - 65

Table 13.3.4 Design Valuse of Environment Protection

(1) Air Pollution Countermeasures

(a) SO_x

Control method: Ground level concentration control
 Maximum ground level concentration = 0.015 ppm
 (It is called K-value control method in Japan.)

Therefore, the value corresponds to $K = 9.0$
 ($C_{max} = K \times 1.72 \times 10^{-3}$)

(b) NO_x

Control method: Emission concentration control (at top of stack)
 Maximum concentration = 300 ppm

(c) Dust

Control method: Emission concentration control (at top of stack)
 Maximum concentration = 0.1 g/Nm³

(2) Water Pollution Countermeasures

Control method: Emission concentration control (at outlet)

(a) Maximum waste water concentration

SS (Suspended Solids)	= 200 mg/t
COD (Chemical Oxygen Demand)	= 160 mg/t
Normal Hexane Extract (oil)	= 5 mg/t
PH (Hydrogen Ion concentration)	= 5 - 9

(b) Heated effluent for cooling water

Maximum temperature rise = 7°C

(3) Noise Countermeasures

Control method: Impact level control (at the boundary)
 Maximum impact level: Day time = 65 dB (A)
 Night time = 60 dB (A)

(4) Vibration Countermeasures

Control method: Impact level control (at the boundary)
 Maximum impact level: Day time = 65 dB
 Night time = 65 dB

13.4 環境影響評価

13.4.1 環境影響への予測と評価

前記設計値で、環境対策を実施した場合の周辺へのEnvironment Impactの予測と評価を Table13.4.1(1)に示す。

同表中に説明の通り、本発電所が与える周辺環境へのImpactは、世界の生活環境基準値 (Table13.4.1(2) Ambient air quality standard参照)、とりわけUSAや日本の値に比較して、充分小さい値であり、周辺環境への悪影響はないものと推定される。

又、温排水により、表面海水温度が2℃以上上昇する範囲は、Fig.13.4.1に示す範囲でその面積は約 $680 \times 10^3 \text{ km}^2$ である。

13.4.2 環境影響予測手法

上記環境影響への予測は、下記の手法によった。

(1) 排煙拡散予測

排煙拡散予測に当たっては、世界的に良く知られているボサンケ サットンの式により、計算した。詳細は Appendix Iを参照。

(2) 温排水拡散予測

温排水の拡散予測に当たっては日本の電力中央研究所が開発した予測手法により電子計算機による予測シミュレーションを実施した。

詳細は Appendix IIを参照。

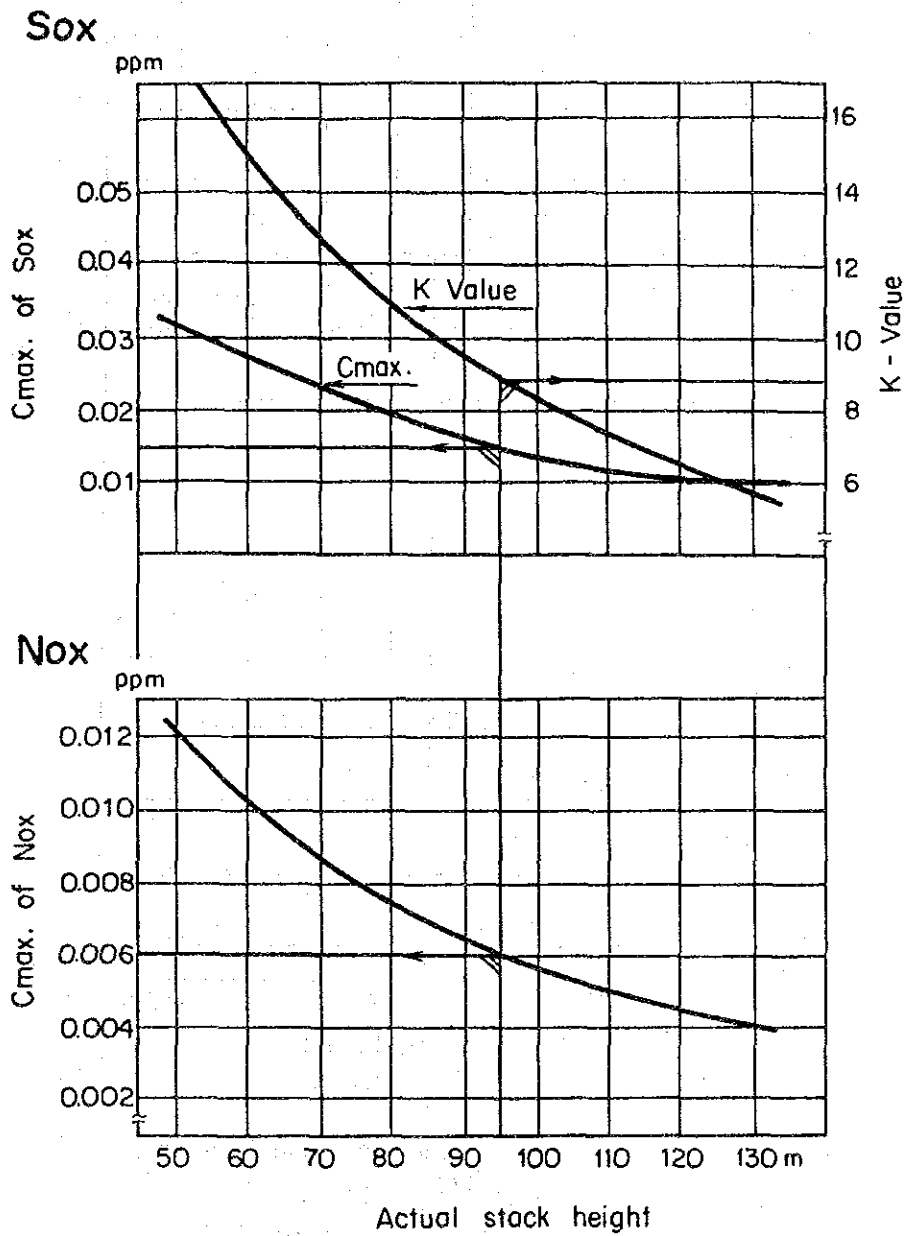
Table 13.4.1 (1) Prediction and Evaluation of Environment Impact

Item	Design	Description
<p>1. General</p> <p>Name of power plant</p> <p>Rated capacity</p> <p>Power plant efficiency (100% load)</p> <p>Kind of fuel</p> <p>Fuel consumption (air dry)</p> <p>Gross calorific value</p> <p>Sulfur content</p> <p>Flue gas quantity (Dry)</p> <p>Flue gas temperature</p> <p>Actual stack height</p> <p>Effective stack height</p> <p>Flue gas speed at top of stack</p>	<p>Coal-fired P.S.</p> <p>75.0 MW</p> <p>36.0 %</p> <p>Steam coal</p> <p>28.5 t/h</p> <p>6,600 kcal/kg</p> <p>1.0%</p> <p>266 x 10³Nm³/h</p> <p>140°C</p> <p>95.0 m</p> <p>151.0 m</p> <p>30.0 m/s</p>	<p>Basic design vlaue</p> <p>Boiler design value: 140°C</p> <p>Stack design height 95 m</p> <p>Actual height 95 m + momentum rise effective 23.7 m</p> <p>+ buoyancy rise effective 32.3 m</p>
<p>2. Air pollution countermeasure</p> <p>(1) SOx</p> <p>SOx emission concentration</p> <p>SOx emission quantity</p> <p>Maximum ground level concentration * (H)</p> <p>ditto * (D)</p> <p>Corresponds to K-value</p> <p>Distance, maximum concentration occur</p> <p>(2) NOx</p> <p>NOx emission concentration</p> <p>NOx emission quantity</p> <p>NOx ground level concentration * (H)</p> <p>ditto * (D)</p> <p>Distance, maximum concentration occur</p>	<p>752 ppm</p> <p>200 Nm³/h</p> <p>0.015 ppm</p> <p>0.009 ppm</p> <p>8.77</p> <p>6.4 km</p> <p>300 ppm</p> <p>80 Nm³/h</p> <p>0.006 ppm</p> <p>0.004 ppm</p> <p>6.4 km</p>	<p>Depends on fuel sulfur content</p> <p>Ambient air quality in Japan : 0.1 ppm</p> <p>: 0.09 ppm In USA : 0.14 ppm</p> <p>Standard in Japan: K = 3.0 - 17.5 At Okinawa: K = 9.0</p> <p>Outside of anchorage area of the Panama Canal and Colon City</p> <p>Boiler design value: 300 ppm</p> <p>Ambient air quality in West Germany: 0.1 ppm</p> <p>in Japan : 0.04 - 0.06 ppm</p> <p>in USA : 0.05 ppm</p> <p>(Annual Average)</p> <p>Same as SOx</p>

Item	Design	Description
(3) Dust	0.1 g/Nm ³ 26.6 kg/h 0.002 mg/Nm ³ 0.001 mg/Nm ³	Electro-static precipitator design value : 0.1 g/Nm ³ Ambient air quality in Sweden: 0.1 mg/m ³ in Japan : 0.1 mg/m ³ in USA : 0.26 mg/m ³ Same as SOx
Distance, maximum concentration occur	6.4 km	
3. Water Pollution Countermeasure		
(1) Waste water	200 mg/lt 160 mg/lt 5 mg/lt 5 - 9	Emission standard in Japan : 200 mg/lt " : 160 mg/lt " : 5 mg/lt " : 5 - 9
(2) Heated effluent for cooling water	7°C 4.0 m ³ /s	General value in Japan: 7°C Out of regulation in Japan 8.0 m ³ /s in total for No.1 and No.2 units Cooling water is discharged into French Canal
4. Noise Countermeasure	65 dB (A) 60 dB (A)	Standard of Japan: 65 - 70 dB (A) at industrial zone impact " : 55 - 60 dB (A)
Maximum impact level		
Day time		
Night time		
5. Vibration Impact Level	65 dB 65 dB	Standard of Japan: 65 - 70 dB at industrial zone impact " : 60 - 65 dB
Day time		
Night time		

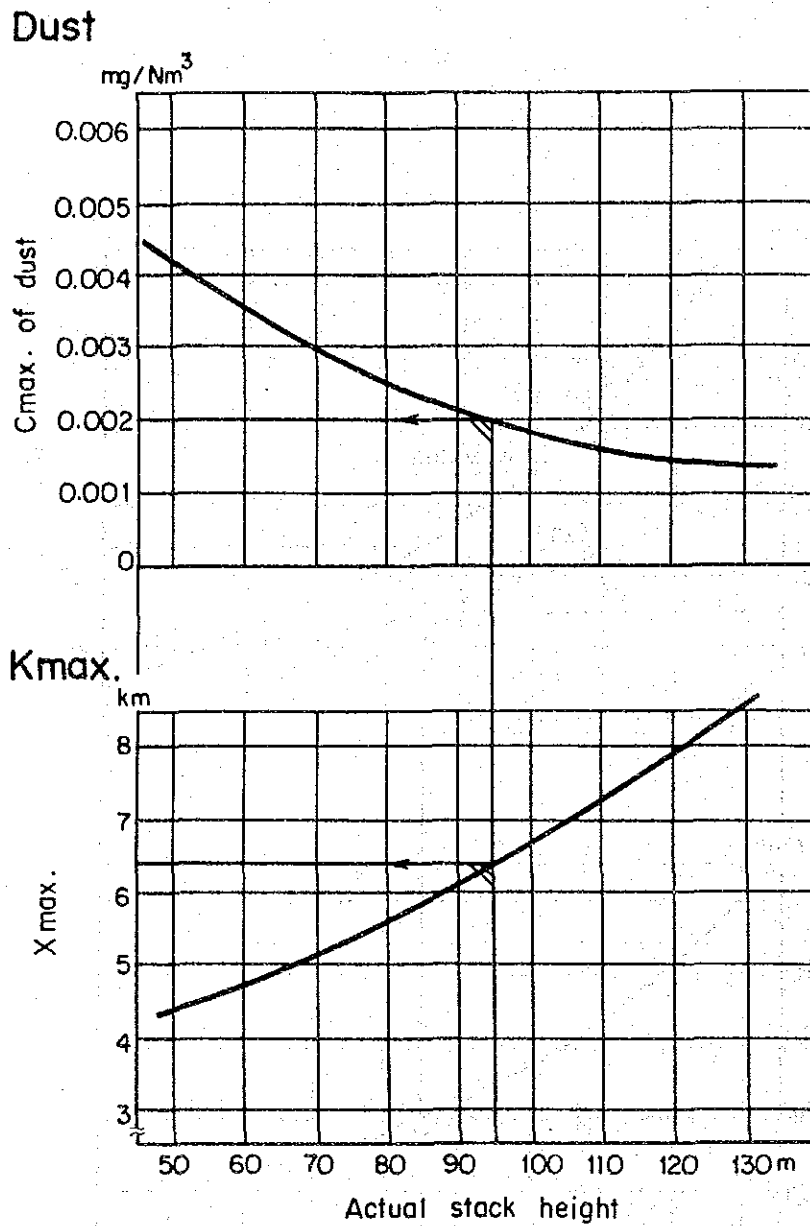
Note: *(H) : Hourly value
*(D) : Daily average value

Fig. 13.4.1 (1) Relation Between Stack Height and Ground Level Concentration



Note: Cmax : Maximum ground level concentration (Hourly)
 $C_{max.} \text{ (of Sox)} = k \times 1.72 \times 10^{-3} \text{ ppm}$

Fig. 13.4.1 (2) Relation Between Stack Height and Ground Level Concentration



Note: Xmax. Distance, maximum concentration occur

$$X_{max.} = H_e^{1.143} \times 20.8 \times 10^{-3}$$

$$H_e = H_o + 0.65 H_m + 0.65 H_t$$

H_e : Effective stack height

H_m : Momentum rise effective height

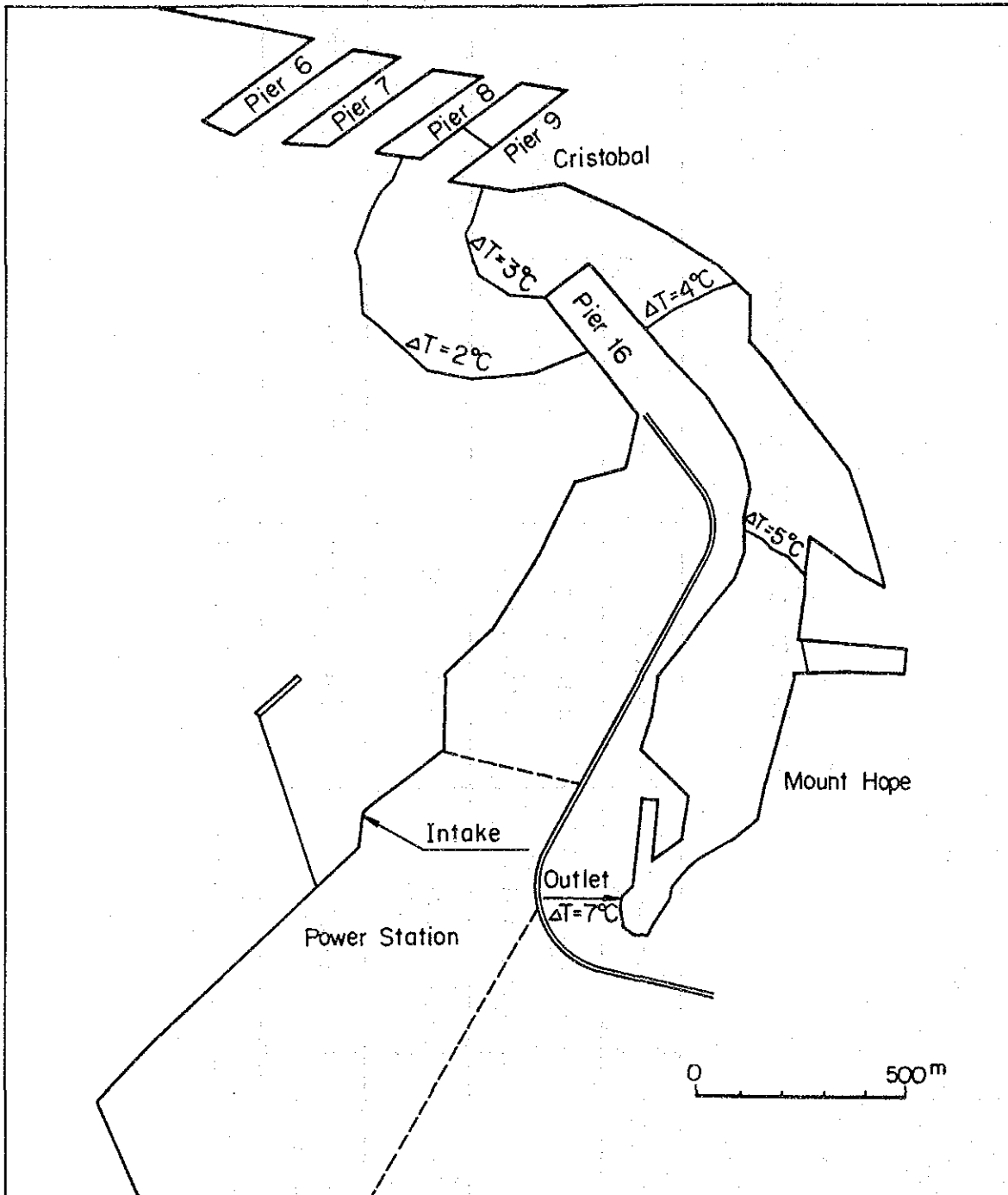
H_t : Buoyancy rise effective height

Table 13.4.1 (2) Ambient Air Quality Standard

Kind of Pollutant	Japan	U.S.A.	West Germany	France	Sweden
SO _x	0.1 ppm (H)	0.14 ppm (D)	0.16 ppm	0.38 ppm (D)	0.1 ppm (D)
	0.04 ppm (D)	0.003 ppm (A)			
NO _x	0.04 - 0.06 ppm (D)	0.05 ppm (A)	0.1 ppm	-	-
Suspended Particulate Matter	0.1 mg/m ³ (D)	0.26 mg/m ³ (D)	0.1 mg/m ³	0.35 mg/m ³ (D)	0.1 mg/m ³ (H)

Note; (H): Hourly (D): Daily Average (A): Annual Average

Fig. 13.4.2 (2) Prediction Result of the Discharged Warm Water Diffusion Range



13.5 環境対策設備の概要

本石炭火力発電所の環境対策設備の概要を Table 13.5.1 に示す。

13.6 環境影響のモニタリング

発電所運転に伴う周辺環境への予測は、前述の通りである。しかしながら、直接発電所運転にたずさわらない周辺住民および関係官庁から見れば、これら予測値に対する実証が望まれるであろう。

上記の事から、IRHEは、これら関係者に対する理解と信頼を得るために、発電所運転開始前と後の周辺環境のモニタリングを行い、その変化、影響度を調査する事が望ましい。

望ましいモニタリングの項目、周期、場所を Table 13.6.1 に示す。又、モニタリングの開始は、発電所運転開始前、後の比較を行う必要から 1 号機運転開始の 18ヶ月前 (Initial firing の約 1 年前) から行う事が望ましい。

モニタリング項目の内、大気汚染測定は、予測着地濃度、風向、および人口密度を考慮して Fig. 13.6.1 に示す地点とし、又、測定は 1 台の自動車に全項目のモニタリング装置を搭載した、移動測定により、1 週間毎 4ヶ地点をそれぞれ測定する方法が経済的である。

尚、全てのモニタリング地点は、自動車の排ガス影響を受けない所で、かつ、測定値の変化を見る事から、固定した場所を選ぶべきである。

**Table 13.5.1 Main Features of Environment Countermeasure Equipment
Summary of Dust Emission Item**

(1) Air Pollution Countermeasure

(a) For SO_x

- Coal blending system to average sulfur content
- High and fast gas speed stack: 95 m and 30 m/s to reduce ground level concentration

(b) For NO_x

- Two stage combustion systems
- Flue gas mixing system
- Low NO_x burner
Boiler outlet NO_x concentration: less than 300 ppm
- High and fast gas speed stack: same as SO_x

(c) For Dust

- Electro-static precipitater (low temperature gas type 140°C)
Outlet gas concentration : less than 0.1 g/Nm³
Dust collecting efficiency: more than 99.25%
- High and fast gas speed stack: Same as SO_x

(2) Water Pollution Countermeasure

(a) For Waste Water

- SS : Sedimentation and filtration equipment
Outlet SS concentration: less than 200 mg/l
- Oil: Oil separator equipment
Outlet oil concentration: less than 5 mg/l
- PH : PH-Neutralization equipment
Outlet PH value: 5 - 9

(b) For Heated Effluent for Cooling Water

- Large cooling area condenser
Maximum temperature : 7°C
Cooling water quantity: 4.0 m³/s for each unit

- Outlet of cooling water will be located at French Canal to well diffuse.

(3) Noise Countermeasure

- Main equipment will be installed in powerhouse located far from boundary to reduce noise level.
- Low noise equipment will be used.
Impact noise level at boundary will be:
Day time (Coal unloader operation) : less than 65 db (A)
Night time (Coal unloader stop) : less than 60 db (A)

(4) Vibration Countermeasure

- Main equipment will be installed far from boundary.
Impact vibration level at boundary: less than 65 db (All time)

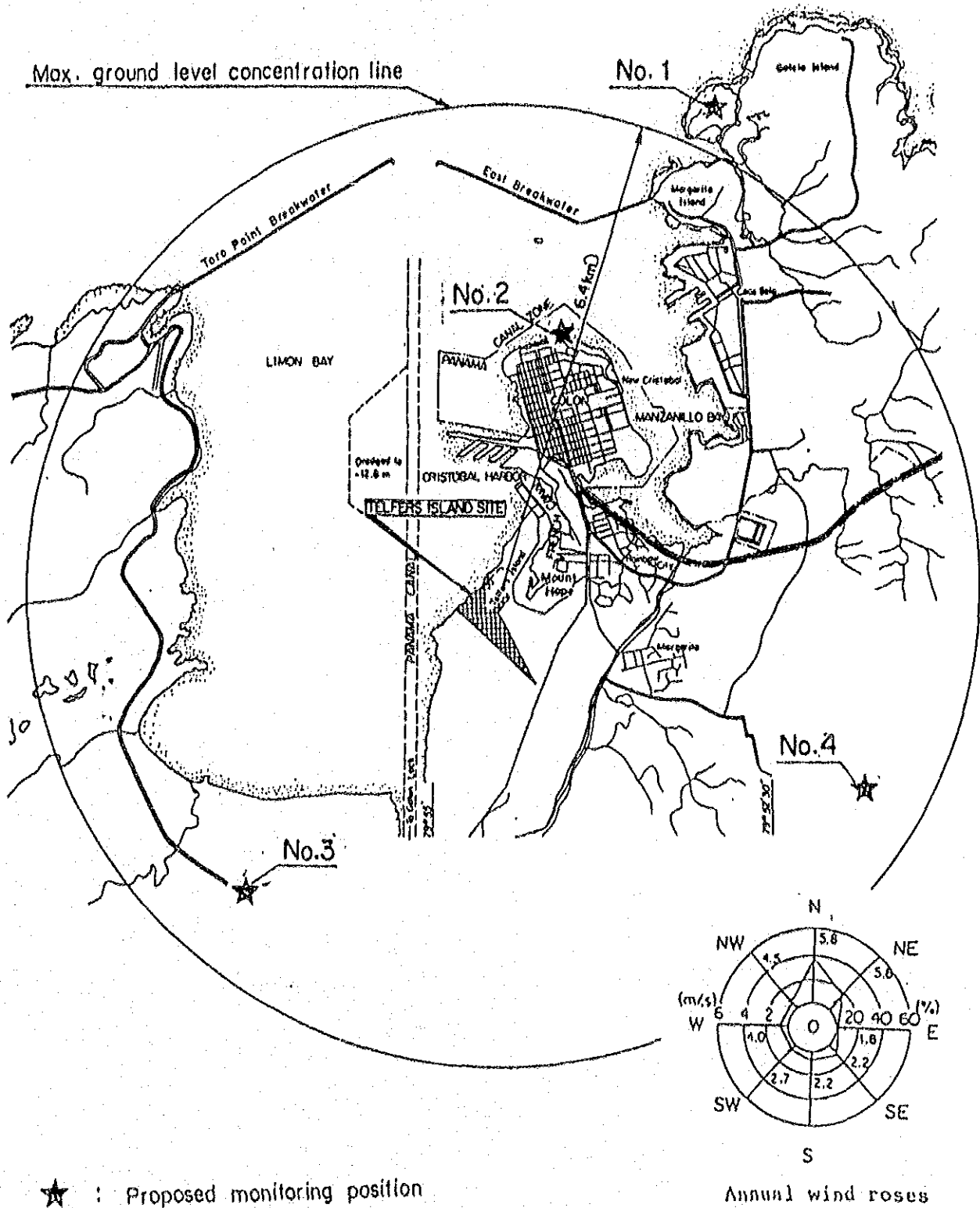
(5) Miscellaneous

- Water sprays will be equipped at coal storage yard and coal unloader to restrain dust emission.
- Outdoor type belt conveyer will be covered.
- Dry ash will be wetted by water spray and disposed ash will be covered with soil to restrain dust emission.

Table 13.6.1 モニタリング項目

区 分	項 目	場 所	周 期	備 考
大 気	SOx NOx Dust 風 向 風 速 気 温	別図の4地点	各地点各々 1回/月 {各地点毎 1週間連続 記録}	移動測定局による
水 質	P. H SS 水 温	取水口 放水口 French Canal (中 央) 灰捨場排水	1回/月	手分析
騒 音	—	発電所敷地境界 10地点	1回/月 昼間および (夜間)	手分析
振 動		同 上	1回/年	同 上
排 ガ ス	SOx NOx Dust ガス温度	煙突又は煙道	連続記録	発電所にて 常時監視

Fig. 13.6.1 Monitoring Position for Air Pollution



APPENDIX I

排煙諸元要約一覧表

		計 算 値
出 力	MW	7.5
燃料使用量 (湿炭)	kg / h	30.1
排出ガス量 (湿り)	N m ³ / h	282 × 10 ³
“ (乾き)	“	266 × 10 ³
排出ガス温度	℃	140
排出ガス速度	m / s	30
煙突高さ	m	95
煙突有効高さ	m	151
排ガス中O ₂ 濃度	%	6
SO _x 排出量	N m ³ / h	200
SO _x 排出濃度	ppm	752
SO _x 地上最大濃度	“	0.015
地上最大濃度出現距離	km	6.44
相当K値	—	8.77
NO _x 排出量	N m ³ / h	80
NO _x 排出濃度	ppm	300
NO _x 地上最大濃度	“	0.004
ばいじん排出量	kg / h	26.6
ばいじん排出濃度	g / N m ³	0.1
ばいじん地上最大濃度	mg / N m ³	0.001

排 出 ば い 煙

設計炭性狀

項	目	單位	設計炭	分析條件
	乾炭高位發熱量	kcal/kg	6,600	恒濕
	表面水分	%	5.2	到著
工業分析	固有水分	%	4.0	恒濕
	灰分	%	13.0	"
	揮發分	%	35	"
	固定炭素	%	48	"
	全硫黃分	%	1.0	"
	全矽素分	%	1.5	"
元素分析	C分	%	69.8	無水
	H分	%	4.2	"
	N分	%	1.56	"
	O分	%	9.7	"
	S分	%	1.04	"
	灰分	%	13.7	"

排煙の計算

<p>諸元</p>	<p>出力 = 75 MW MCR / ECR = 1.05</p> <p>排ガス O_2 = 6 %</p> <p>プラント効率 (乾炭高位ベース) = 36.0 %</p> <p>石炭性状</p> <p>発熱量 (乾炭高位) = 6,600 kcal/kg (恒湿ベース)</p> <p>水分 W_1 = 5.2 % (到着ベース)</p> <p>灰分 = 13.0 % (恒湿ベース)</p> <p>固有水分 W_2 = 4.0 % (")</p> <p>炭素 C = 69.8 % (無水ベース)</p> <p>水素 H = 4.2 % (")</p> <p>窒素 N = 1.56 % (")</p> <p>酸素 O = 4.2 % (")</p> <p>硫黄分 S = 0.9 % (")</p> <p>灰分 = 13.7 % (")</p> <p>乾炭 $F_{cd} = \frac{75 \times 10^3 \times 860}{6,600 \times 0.36} \times 1.05 \times 10^{-3} = 28.5 \text{ t/h}$</p> <p>湿炭 $F_{cw} = 28.5 \times \frac{1}{1 - 0.052} = 30.1 \text{ t/h}$</p>
<p>燃料使用量 (F)</p>	

各元素の換算 (到着ペーパ)

$$\text{全水分 } W = W_1 + \frac{W_2 (100 - W_1)}{100}$$

$$\text{炭素分 } C = \frac{C' (100 - W)}{100}$$

$$\text{水素分 } H = \frac{H' (100 - W)}{100}$$

$$\text{窒素分 } N = \frac{N' (100 - W)}{100}$$

$$\text{硫黄分 } S = \frac{S' (100 - W)}{100}$$

$$\text{酸素分 } O = \frac{O' (100 - W)}{100}$$

ガス量の算定

理論空気量 (A₀)

$$A_0 = 8.89 \cdot C + 26.7 \left(H - \frac{O}{8} \right) + 3.33 \cdot S$$

理論ガス量 (G₀)

$$G_0 = 0.79 \cdot A_0 + 1.867 \cdot C + 11.2 \cdot H + 0.8 N + 0.7 S + 1.244 W$$

$$W = 5.2 + \frac{4.0 \times (100 - 5.2)}{100} = 9.0 \%$$

$$C = \frac{69.8 \times (100 - 9.0)}{100} = 63.52 \%$$

$$H = \frac{4.2 \times (100 - 9.0)}{100} = 3.82 \%$$

$$N = \frac{1.56 \times (100 - 9.0)}{100} = 1.42 \%$$

$$S = \frac{1.04 \times (100 - 9.0)}{100} = 0.95 \%$$

$$O = \frac{9.7 \times (100 - 9.0)}{100} = 8.83 \%$$

$$A_0 = 8.89 \times 0.6352 + 26.7 \times \left(0.0382 - \frac{0.0883}{8} \right) + 3.33 \times 0.0095 = 6.40 \text{ Nm}^3/\text{kg}$$

$$G_0 = 0.79 \times 6.40 + 1.867 \times 0.6352 + 11.2 \times 0.0382 + 0.8 \times 0.0142 + 0.7 \times 0.0095 + 1.244 \times 0.090 = 6.81 \text{ Nm}^3/\text{kg}$$

空気過剰率係数 (m)

$$m = \frac{21}{21 - O_2}$$

実際湿りガス量 (G_w)

$$G_w = G_o + (m - 1) \cdot A_o$$

実際乾きガス量 (G_d)

$$G_d = G_w - \frac{22.4}{18} \cdot (9H + W)$$

ボイラ出口湿りガス量 (Q_w)

$$Q_w = G_w \times F_{cw}$$

ボイラ出口乾きガス量 (Q_d)

$$Q_d = G_d \times F_{cw}$$

煙突有効高さH。の計算

15℃に於けるガス量 (Q)

$$Q = \frac{Q_w}{3,600} \times \frac{273 + t}{273}$$

$$m = \frac{21}{21 - 6.0} = 1.40$$

$$G_w = 6.81 + (1.40 - 1) \times 6.40 = 9.37 \text{ N m}^3 / \text{kg}$$

$$G_d = 9.37 - \frac{22.4}{18} \times (9 \times 0.0382 + 0.090) = 8.83 \text{ N m}^3 / \text{kg}$$

$$Q_w = 9.37 \times 30.1 \times 10^3 = 282 \times 10^3 \text{ N m}^3 / \text{h}$$

$$Q_d = 8.83 \times 30.1 \times 10^3 = 266 \times 10^3 \text{ N m}^3 / \text{h}$$

$$Q = \frac{282 \times 10^3}{3,600} \times \frac{273 + 15}{273} = 82.6 \text{ m}^3 / \text{s}$$

排水ガス速度 V

$$V = \frac{Q}{A}$$

排出ガス温度

$$T = 273 + t_g$$

Hmの計算

$$Hm = \frac{0.795 \sqrt{Q \cdot V}}{1 + \frac{2.58}{V}}$$

Jの計算

$$J = \frac{1}{\sqrt{Q \cdot V}} \left[1,460 - 296 \times \frac{V}{T - 288} \right] + 1$$

Htの計算

$$Ht = 2.01 \times 10^{-3} \times Q \times (T - 288) \times \left[2.3 \log_{10} J + \frac{1}{J} - 1 \right]$$

$$V = \frac{82.6}{2.75} = 30 \text{ m/s}$$

$$T = 273 + 140 = 413^\circ \text{ K}$$

$$Hm = \frac{0.795 \times \sqrt{82.6 \times 30}}{1 + \frac{2.58}{30}} = 36.4 \text{ m}$$

$$J = \frac{1}{\sqrt{82.6 \times 30}} \times \left[1,460 - 296 \times \frac{30}{413 - 288} \right] + 1 = 28.9$$

$$Ht = 2.01 \times 10^{-3} \times 82.6 \times (413 - 288) \times \left[2.3 \log_{10} 28.9 + \frac{1}{28.9} - 1 \right] = 49.7 \text{ m}$$

Heの計算

$$He = H_0 + 0.65(Hm + Ht)$$

SO_x 排出量 (Q_s)

$$Q_s = 7 \times S \times F_{od}$$

SO_x 排出濃度 q_s

$$q_s = \frac{Q_s}{Q_d} \times 10^6$$

SO_x 地上最大濃度 (C_{max})

$$C_{max} = 1.72 \times \frac{Q_s}{He^2}$$

(1時間値)

$$C_{max}(24) = 0.59 \times C_{max}$$

(24時間値)

$$He = 95 + 0.65 \times (36.4 + 49.7) = 151 \text{ m}$$

$$Q_s = 7 \times 1.0 \times 28.5 = 200 \text{ N m}^3 / \text{h}$$

$$q_s = \frac{200}{266 \times 10^3} \times 10^6 = 752 \text{ ppm}$$

$$C_{max} = 1.72 \times \frac{200}{151^2} = 0.015 \text{ ppm}$$

$$C_{max}(24) = 0.59 \times 0.015 = 0.009 \text{ ppm}$$

最大地上震度出現距離 (X_{max})

$$X_{max} = 20.8 \times H e^{1.143} \times 10^{-3}$$

相当K値 (K)

$$K = \frac{Q_s}{10^{-3} \cdot H e^2}$$

$$X_{max} = 20.8 \times 151^{1.143} \times 10^{-3} = 6.44 \text{ km}$$

$$K = \frac{200}{10^{-3} \times 151^2} = 8.77$$

窒素酸化物排出量の計算

NO_x 排出濃度 (q_N)

$$q_N = \frac{21 - O_2}{21 - 6} \times q_{NOx}$$

q_{NOx} : O₂ 6%換算値

NO_x 排出量 (Q_{NOx})

$$Q_{NOx} = q_N \times Q_d \times 10^{-6}$$

NO_x 地上最大濃度 (C_{max})

$$C_{max} = 1.72 \times \frac{Q_{NOx}}{He^2}$$

(1時間値)

$$C_{max} (24) = 0.59 \times C_{max}$$

(24時間値)

$$q_N = \frac{21 - 6}{21 - 6} \times 300 \text{ppm} = 300 \text{ppm}$$

$$Q_{NOx} = 300 \times 266 \times 10^3 \times 10^{-6} = 80 \text{Nm}^3/\text{h}$$

$$C_{max} = 1.72 \times \frac{80}{151^2} = 0.006 \text{ppm}$$

$$C_{max} (24) = 0.59 \times 0.006 = 0.004 \text{ppm}$$

ばいじん排出量の計算

ボイラ出口ばいじん濃度

$$q'_{ds} = \frac{A_{sd} \times F_{od} \times 10^6}{Q_d}$$

$$q'_{ds} = \frac{0.13 \times 28.5}{266 \times 10^3} \times 10^6 = 13.9 \text{ g/Nm}^3$$

ESP出口ばいじん濃度

$$q_{ds} = q'_{ds} \times (1 - q_{ESP})$$

$$q_{ds} = 13.9 \times (1 - 0.9925) = 0.1 \text{ g/Nm}^3$$

q_{ESP} : ESP効率 99.25%

排出ばいじん量

$$Q_d = q_{ds} \times Q_d \times 10^{-3}$$

$$Q_d = 0.1 \times 266 \times 10^3 \times 10^{-3} = 26.6 \text{ kg/h}$$

最大地上濃度

$$C_{max} = 1.72 \times \frac{Q_d}{H e^2}$$

$$C_{max} = 1.72 \times \frac{26.6}{151^2} = 0.002 \text{ mg/m}^3$$

(1時間値)

$$C_{max} (24) = 0.59 \times C_{max}$$

$$C_{max} (24) = 0.59 \times 0.001 = 0.001$$

(24時間値)

APPENDIX II

A P P E N D I X II ; 温排水の拡散予測

1. 温排水の拡散、冷却の過程

発電所の放水口から海域へ放水される冷却水の温度は、復水器を通過する為に、取水時の海水温度（環境水温）より約7℃程度高く、それだけ密度が小さいので、海の表層部に薄く広がる。この温排水が、拡散冷却する過程は、温排水自身の放出によって生ずる流れによる熱の移動、周囲の冷たい海水との混合稀釈及び大気への放熱の3つの物理現象が複雑に組合わさっている。

温排水の拡散を支配する混合過程の主なものは、下層水の海水加入、渦動拡散および潮汐混合であり、これらの因子の大小によって海域での拡散混合の過程が察知できる。

温排水の冷却過程を、静穏で潮汐の影響のない気象条件下において、前方が開いた半無限状の海域について考えると、まず放水口の周辺では、温排水の放出による流れが支配的であり、この移動効果とともに、下層からの、冷水の連行加入による混合冷却が行われる。放水口から、次第に遠ざかるにつれて、放出水による流れに比べて、海の場の乱れが支配的となり、この乱れによる混合稀釈が盛んに行われるようになり、水温が次第に低下する。一方、この間においても、海面とこれに接する大気との間の熱交換により冷却が行われる。

水温上昇の深さ方向への影響については、理論解析及び現地実測の結果から、温排水の密度流としての特性のために、深さ方向の熱拡散より水平方向の熱拡散がはるかに大きいので、熱は水平方向に海面からせいぜい2～3m前後の厚さで広がる。

以上のような拡散過程で、温排水による水温上昇の影響範囲が形成されるが、その大きさや形状は、付近海域の平面地形、沿岸の流れなどによって変化する。

2. 拡散予測の解析手法

海域に放出された温排水の拡散範囲を予測する手法は、温排水の流れや沿岸流の挙動を支配する流体力学の運動方程式と、連続方程式及び海面と大気間の熱収支を考慮した熱拡散方程式に立脚し、これに関与する多くの因子、すなわち、放出流量、放出流速、放出水温、海象地形、放水口の位置、海域の自然状態の水温構造、海域の乱れ構造、潮汐流を含む沿岸流などの海象条件、風、日照、気温、湿度などの気象条件を前述の基礎方程式におりこんで、大型高速計算機により数値計算を行う方法である。

本手法により解析を実施するに当たっては、対象海域の流れや乱れの特徴を把握して、その対象海域の拡散特性に応じた解析を行う必要がある。

当地点のように冷却水を放出する海域が湾内の場合は、周期性のある潮汐流が卓越していると考えられるが、当海域の潮汐差は、0.3 m程度と非常に小さいことから、潮汐流も小さいものと考えられるので、海域を静水と考え、静水中に冷却水を放出するものとして解析した。

3. 計算条件及び計算結果

計算条件は、Table 1 の通りであり、気象、海象条件は、熱交換の悪い雨期を対象として決定した。拡散係数は、当地点の実測データが無いので、当地点と類似した湾内の実測値を用いた。

計算の結果は、Fig. 13.4.2(2) に示す通りであり、この予測結果から、取水口位置は昇温域外にあり、再循環の可能性が無いことを示している。

Table 1 計 算 条 件

項 目	条 件	備 考
① 気 象 条 件		
・ 季 節	雨期	
・ 平 均 気 温	27℃	
・ 相 对 湿 度	85%	
② 海 象 条 件		
・ 環 境 水 温	28.4℃	
・ 拡 散 係 数	$5 \times 10^9 \text{ cm}^2 / \text{sec}$	
③ 冷 却 水		
・ 冷 却 水 流 量	8 m ³ / sec	
・ 環 境 水 温 と 放 水 温 と の 差	7℃	

第14章 石炭灰の有効利用

第14章 石炭灰の有効利用

14.1 石炭灰の分類

75MW×2基の設備出力を有する本プラントを68.5%の年平均設備利用率で運転した場合、年間約40,000Tonの石炭灰を発生する。

石炭灰は、灰の堆積場所、粒径等から下記の3種類に分類され

Table14.1 石炭灰の分類

分類	場所	生成率 (%)	適用				
クリンカー	ボイラーボトム	10	粒径：0.1～10mm				
シンダーアッシュ	<table border="0"> <tr> <td rowspan="3" style="font-size: 3em; vertical-align: middle;">}</td> <td>ECOホッパー</td> </tr> <tr> <td>GRFホッパー</td> </tr> <tr> <td>AHホッパー</td> </tr> </table>	}	ECOホッパー	GRFホッパー	AHホッパー	10	粒径：ボトムアッシュから フライアッシュの粒径迄
}	ECOホッパー						
	GRFホッパー						
	AHホッパー						
フライアッシュ	EPホッパー	80	粒径：0.005～0.05mm				

14.2 石炭灰の有効利用

現在日本および世界で有効に利用されている方法は以下の通りである。

(1) セメント混和材

球形の微粒子であるフライアッシュは、セメント中に5～30%混入して使用すると次の特長を生ずる。

- 1) コンクリートのWorkabilityが増大する。
- 2) 水和反応が促進され、水和熱は低下する。

3) 温度上昇が少なく、乾燥による収縮が減少する。

4) 長期強度が大となる。

5) 化学抵抗が大となる。とくに耐酸性が強くなる。

6) 仕上がり面が滑らかとなり、外観が良くなる。

7) セメント量の節減により、原料費が安くなる。

フライアッシュをセメントに混和した場合は上記の特長の他

1) コンクリートの養生期間が長くなる。

2) コンクリートの初期強度が弱い。

3) 流動性を増すための A E 剤が多く必要になるなどの利用上の問題もある。

(2) セメント製造原料

セメント製造用の原料には、石灰石を主体として、粘土、ケイ石、石膏、鉄鋼スラグ等が使用されている。

粘土の主成分は二酸化ケイ素および酸化アルミニウムであり、石炭灰はそれと同一成分を含んでいることから多くのセメントメーカーが粘土の一部代替として使用している。

この用途にはフライアッシュ、クリンカーアッシュ、シンダーアッシュのいずれも使用できるが、主としてクリンカーアッシュおよびシンダーアッシュが用いられる。

ただし、石炭灰のけい素の含有率は粘土に比較して少ないので、けい素を補給する必要がある。

(3) アスファルトファイラー

アスファルトコンクリートはアスファルト、碎石、砂および石灰石粉（ファイラー）他から構成されている。

ファイラーは、粒径0.74mm以下でアスファルトコンクリートに占める比率はwt%にて約2～7%程度であり、アスファルトコンクリートの施工性の改良、安定性および耐久性の維持改善の目的で使用される。

石炭灰の性状は石灰石粉ファイラーと類似しており、製造するのに別途にエネルギーを要しない利点がある。

この用途にはクリンカーアッシュが使用される。

(4) 路盤材

路盤材の砂の代替としてシンダーアッシュを使用している。

14.3 石炭灰の処理施設

石炭灰の有効利用は石炭灰の需要がなければ成り立たない。

現時点に於いては、セメントパナマを含む他の企業は早期に石炭灰を使用する考えはないものと推定する。

このため石炭灰は全量捨てることで設備を計画しているので、将来フライアッシュの回収使用が必要な場合には下記の設備の追加設置が必要となる。

- 1) フライアッシュ分級設備
- 2) フライアッシュタンクの容量の増加
- 3) フライアッシュ積出設備の改造

JICA

パナマ共和国 / 石炭火力発電開発計画調査報告書

JICA

87・3 国際協力事業団

618
64.3
MPN