

## 第9章 経済分析および財務分析



## 第9章 経済評価および財務分析

本プロジェクトは現在NAPOCRが進めているLuzon-Leyte送電計画とレイテ島のTongonanで連系することにより、Luzon-Samar-Leyte-Mindanaoの各島が、送電線によって連系され、Visayas諸島の一部を除いてフィリピン電力系統全体の一貫運用を可能にする。

この意味において、本プロジェクトの経済評価および財務分析は本プロジェクトの単独評価のみにとどまらず、連系送電設備全体を構成するNaga HVDC 5/8よりJaro HVDC 5/8を経由してButuan HVDC 5/8までのDC±350kV、767kmの直流送電設備を対象にした検討も併せ行うものとする。

プロジェクトの経済的価値評価の方法として、プロジェクトがその代替案以上に資本の有効利用が可能であるかどうかで決める方法もあるが、本プロジェクトの経済評価にあたっては、本プロジェクトの性格からみてLuzon電力系統およびMindanao電力系統に与える効果を便益として評価するものとする。なお本案の選定にあたっては、第1段階として代替案との間でのコスト比較を行い、第2段階の評価として前述の両電力系統に与える効果を評価するものとする。

一方財務的な観点からは、本送電計画が単なる流通設備であるため投下資本に対し、本設備単独で収益を生じるものでないことは明らかである。したがって財務的な評価は、Luzon-Mindanaoを結ぶDC±350kV送変電設備およびTongonan地熱発電所のコストも含め、電力需要地であるルソン島およびミンダナオ島におけるTongonan地熱エネルギーの売電による料金収入とコストとの間で評価するものとする。

### 9.1 経済評価

第5章、5.2項で述べた如く本案であるDC±350kV 3端子方式と代替案であるDC±250kV 2端子方式およびAC 230kV送電方式のコスト比較を行った結果、最小コストであるDC±350kV 3端子方式を選定した。

#### 9.1.1 経済比較のための基本的な考慮

本プロジェクトは現在NAPOCORが建設計画を進めているLuzon-Leyte送電計画に連系されるプロジェクトである。したがって既にフィジビリティが立証されているLuzon-Leyte送電計画の便益と本プロジェクトの便益が二重計上されることのないよう留意すると共に、プロジェクト単独評価の場合と、総合評価(Naga HVDC 5/8よりButuan HVDC 5/8までの直流連系送電設備全体を含む)とに分けて評価を行うものとする。

本プロジェクトのコスト(C)および便益(B)の算定にあたっては経済コスト(関税等

の直接税および補助金は除く)を用いるが、労働、外貨、財等のシャットアウトプライスはフィリピン経済の現状からみて算定が困難なため用いないものとする。

なお世界銀行 (IBRD) はフィリピン国内のプロジェクトに対して受入れうる経済的内部収益率 (EIRR) は 14% 以上であるとしている。これは最近のフィリピン経済の現状より資本の機会費用の観点から判断されたものと思われる。したがって調査団は本プロジェクトの経済評価にあたっては、この点に留意し評価を行った。

本プロジェクトの経済評価の上で不確定要素である石油および石炭燃料費については、現在の OPEC 基準価格である 29.0 USドル / 1 バレルをベースに、また、割引率については  $i = 14\%$  / 年をベースにこれらの評価係数をパラメータにし評価を行うものとする。

#### (1) 単 独 評 価

a) Luzon-Leyte 送電計画は Tongonan 地熱発電所で発電される電力は全て Luzon 電力系統に送電することによってプロジェクトの経済性が立証されている。すなわち、Luzon 電力系統内の既設石油火力発電所の燃料費よりも、地熱発電コストに送電コストを加えたコストとの比較において経済性が立証されている。このことは Luzon-Leyte 送電計画が完成すると既存の石油火力発電設備 1,925 MW が予備力 (stand-by) することを意味する。

一方、Mindanao 電力系統の電源開発計画の上では、Luzon 電力系統と Mindanao 電力系統とを連系しないことを前提に 1992 年および 1993 年に夫々、Bislig 地点に石炭火力 No. 3 (100 MW) および No. 4 (100 MW) の建設が予定されている。したがって Leyte-Mindanao 連系送電計画が実現すれば Luzon 電力系統内の石油火力発電所の燃料費が上述の石炭火力の発電コストより低廉であれば石炭火力の開発を延期することによる便益が計算可能である。

b) Leyte-Mindanao 送電計画により Luzon 電力系統と Mindanao 電力系統が連系されると、いずれかの電力系統の発電設備に事故が生じた時、健全な電力系統の発電予備力を利用し事故の生じた電力系統に予備力融通を可能にする。このことは、両電力系統の供給信頼度を維持する上で必要な予備力の節減を可能にする。

c) Bislig No. 3 (100 MW) および No. 4 (100 MW) ユニットの代わりに Luzon 電力系統の石油火力の燃料の増量は、Tongonan 地熱発電所の Luzon 電力系統への送電電力のうちから Mindanao 電力系統に 200 MW を送電することを意味し、このことは Luzon-Leyte 送電計画の送電損失の減少をもたらす。

#### (2) 総 合 評 価

a) 本プロジェクトは Luzon 電力系統と Mindanao 電力系統とを連系するプロジェクトの一部を担うものであるが、その特徴は連系送電線としての役割であり、また Luzon-Leyte 送電計画の延長として考慮すべきプロジェクトである。したがって、この意味において

Luzon-Leyte-Mindanao 送電計画として総合的な評価を行うものとする。

- b) 総合評価にあたっては、送電線の役割を Tongonan 地熱発電所の発生電力を Luzon 電力系統および Mindanao 電力系統に送電するための送電線の評価だけにとどめ単独評価で考慮した両電力系統間の予備力の低減効果は評価から除いた。

### 9.1.2 経済評価の結論

(1) 経済評価のための基本的な仮定

- a) 全てのコストおよび便益は 1983 年 3 月価格で示される。  
 b) 交換レートは 1983 年 3 月現在の下記数値を用いる。

1 US ドル = 9.6056 Pesos

1 US ドル = 230 円

c) 石油火力および石炭火力の燃料費

石油価格	kWh 当りの 石油火力	燃料費 (US mills/kWh) 石炭火力
25.0 US ドル / バーレス	41.2	24.7
29.0        "	* 47.8	28.7
34.0        "	56.0	33.6

d) Tongonan 地熱発電所の kW 当り建設費および蒸気コストは NAPOCOR が実施した Tongonan 地熱開発計画 (第 2 期) の評価レポートの下記数値を用いる。

建設費 : 745 US ドル / kW

PNOC よりの購入スチームコスト

財務コスト : 25.1 US ミル / kWh ( 0.241 Peso / kWh )

経済コスト : 15.3 US ミル / kWh ( 0.147 Peso / kWh )

e) 代替石炭火力の建設費 : 1,087 US ドル / kW

f) 耐用年数

i) 本プロジェクトの耐用年数 : 50 年

ii) 地熱および代替石炭火力の耐用年数 : 20 年

(注: Tongonan 地熱のポテンシャルは、1,000 MW、25 年と云われている。)

g) 予備力削減メリットの評価のために用いた kW 価値は次のとおりである。

ディーゼル評価 : 89.1 US ドル / kW

\*\* 石炭火力評価 : 163.1 US ドル / kW

\* NAPOCOR の実績値である。なお石炭火力の燃料費について、NAPOCOR は石油火力の燃料費の 65 % としているが、調査団は検討の結果 60 % を適用した。

\*\* 石炭火力評価は参考までに行った。

h) 評価はコストと便益のキャッシュ・フローを割引くことで行われるが、この場合、評価対象期間は30年とする。

(2) 結 論

本プロジェクトの単独評価結果は次のとおりである。

便 益(B) :  $230,501 \times 10^3$  USドル

コスト(C) :  $219,348 \times 10^3$  USドル

B/C : 1.05

B-C :  $11,153 \times 10^3$  USドル

EIRR : 21.3 %

なお本プロジェクトと Luzon-Leyte 送電計画を併せ評価した総合評価結果、EIRR は 14.4 % である。

以上のことから本プロジェクトは単独での評価においても、或いは総合評価においても、経済的にみてフィジブルなプロジェクトであると云える。

## 9.2 財務分析

### 9.2.1 財務分析のための基本的考察

本節では本プロジェクトの財務的内部収益率 (FIRR) の算定、損益計算書および資金計画表の作成を行うことにより、財務分析を行う。

FIRR の算定に当っては、前節の経済評価で行ったと同様に、本プロジェクトの単独評価のみならず、Luzon-Leyte 送電計画をも包含した総合評価をも併せ行うこととする。

#### (i) 財務的内部収益率 (FIRR)

##### a) FIRR の算定のための基本的な仮定

i) 1983 年 3 月価格で見積られた工事費はそのまま財務分析でも用いられたが、現地賃コストについては移転費用である税金など (20% を想定) を含んだ金額を財務的コストとした。

なお、工事費には建設期間中の利子を含まない。

ii) インフレによる価格上昇は下記を見込んだ。

	1983	1984	1985	1986	1987~96
現地賃	14% p.a.	24	18	12	8
外賃	4% p.a.	3.75	3.5	3.0	3.0

iii) 経済評価と同様、30 年間を対象期間としたが、地熱エネルギーの賦存量は 1,000 MW - 25 年であり、2012 年で枯渇すると想定して、単独評価は 1988 年 ~ 2012 年の 25 年間、総合評価では 1984 年 ~ 2012 年の 29 年間で評価期間となっている。

iv) Tongonan で NAPOCOR が PNOG から購入する蒸気代は 25.1 US ミル/kWh (0.241 ペソ/kWh) を想定する。また、Tongonan 地熱発電所の建設費は 745 US ドル/kW と想定する。これら蒸気代および建設費単価は NAPOCOR が実施した「Tongonan 地熱開発計画 (第 2 期) 評価レポート」に依る。

v) Tongonan 地熱発電所および送電線の運転維持費は夫々建設費に対して 2.5% および 1.5% と想定する。

vi) 送電ロス は経済評価と同じ。

vii) 財務的便益である売電収入は 1982 年実績の全フィリピン平均電力料金 42.99 センタボ/kWh を基に、インフレによる上昇分を加え、46.3 US ミル/kWh で算定する。

viii) ペソ・US ドル交換レートは経済評価と同じ。

##### b) FIRR の算定

###### i) 単独評価

単独評価では、本プロジェクトである Leyte - Mindanao 送電計画のみをとりあげて

FIRRを算定する。すなわち、最大200 MW分の蒸気代、Tongonan地熱発電所（最大200 MW分）の建設費とその運転維持費の合計がコストとなる。一方最大200 MW分の売電収入が便益となる。

## ii) 総合評価

総合評価ではLeyte - Mindanao送電計画とLuzon - Leyte送電計画とを結合してFIRRを算定する。すなわち最大880 MW分の蒸気代金、第7号機から第22号機までの合計880 MW（ルソン島およびミンダナオ島向け）のTongonan地熱発電所の建設費とその運転維持費およびLuzon - Leyte送電線とLeyte - Mindanao送電線の建設費とその運転維持費の合計がコストとなる。便益としては880 MW全ての売電収入が便益となるが、Luzon電力系統とMindanao電力系統との間に必要な予備力融通電力を考慮してミンダナオ島向けを先ず先取りして（最大200 MW）、残りをルソン島向けに送電すると想定する。

## c) FIRRの算定結果

FIRRの算定結果はTable 9-5およびTable 9-6に示すとおり

FIRR：単独評価 = 7.8 %

総合評価 = 12.5 %である。

感度分析は上記計算に用いた電力料金（1983年3月想定ベース）46.3 USミル/kWhの他に10%ダウンさせた41.7 USミル/kWhおよび10%アップさせた50.9 USミル/kWhについて行った。結果はFig 9-3に示すとおりである。

## (2) 財務諸表

### a) 財務諸表作成上の基本的仮定

損益計算書および資金収支表作成に当たっては次のような基本的仮定を行っている。これら財務諸表は単独評価のケースについてのみ作成する。

i) 工事費のうち外貨部分は、本プロジェクトが公共的性格を有すること、工事開始から実際に収益が発生するまでの資本の懐妊期間が長いことから長期・低利の政府ベース援助資金を想定し、

金 利 年率 3 %

返済期間 30年（うち据置期間10年）とする。

ii) 工事費のうち、現地貨部分は政府出資を想定する。第2期工事費のうちの現地貨分は毎年の営業収益から支弁されると想定する。

iii) 感度分析は外貨借入金利年3%のほか5%、7%の場合について行なった（Table 9-11）。

### b) 損益計算書

前述の諸仮定を基に作成した損益計算書をTable 9-9に示す。



通常運転を開始した年以降についての経常収入と経常支出を比べると経常収支ベースでは初年度から黒字であることが判る。運転中の資本設備価値に対する経常収入の比率（同表最右欄）をみると運転開始後6年目には、NAPOCORの標準的目標である8%を超えることが判る。

c) 資金収支表

資金収支表では本プロジェクト（Leyte - Mindanao 送電計画）のために借入れる外貨の返済可能性を検討する（Table 9-10）。前述の損益計算書の経常収入から本プロジェクト貢献分を抽出するために全投下資金に対する本プロジェクト用投下資金の比率を用いた。同表から判るように第1期工事期間中の金利支払いの為および第2期工事期間中の現地貨分調達のために赤字が出ているが、累計でみると第1期運転開始後は、借入外貨分の元利返済して後も毎年黒字を示している。

また、毎年の経常収入に内部留保する減価償却を加えた内部資金総額を毎年の元利返済額で割った指数（Debt Service Coverage）は、地熱エネルギーが固濁する2013年以降の5年間以外はいずれの年も2.0以上あり、資金返済に困難がないことを示している。

### 9.2.2 財務分析の結果

前節で検討したところから本プロジェクトの財務的内部収益率および財務諸表のいずれも問題はないと云える。ただし、本プロジェクトの財務分析は前述の如く長期・低利の外貨資金調達と、原価に基づき、かつ適正利潤を加えた電力料金が前提となっていることに留意すべきであろう。

Fig. 9-1 Leyte-Mindanao Power Transmission Project  
(Economic evaluation)

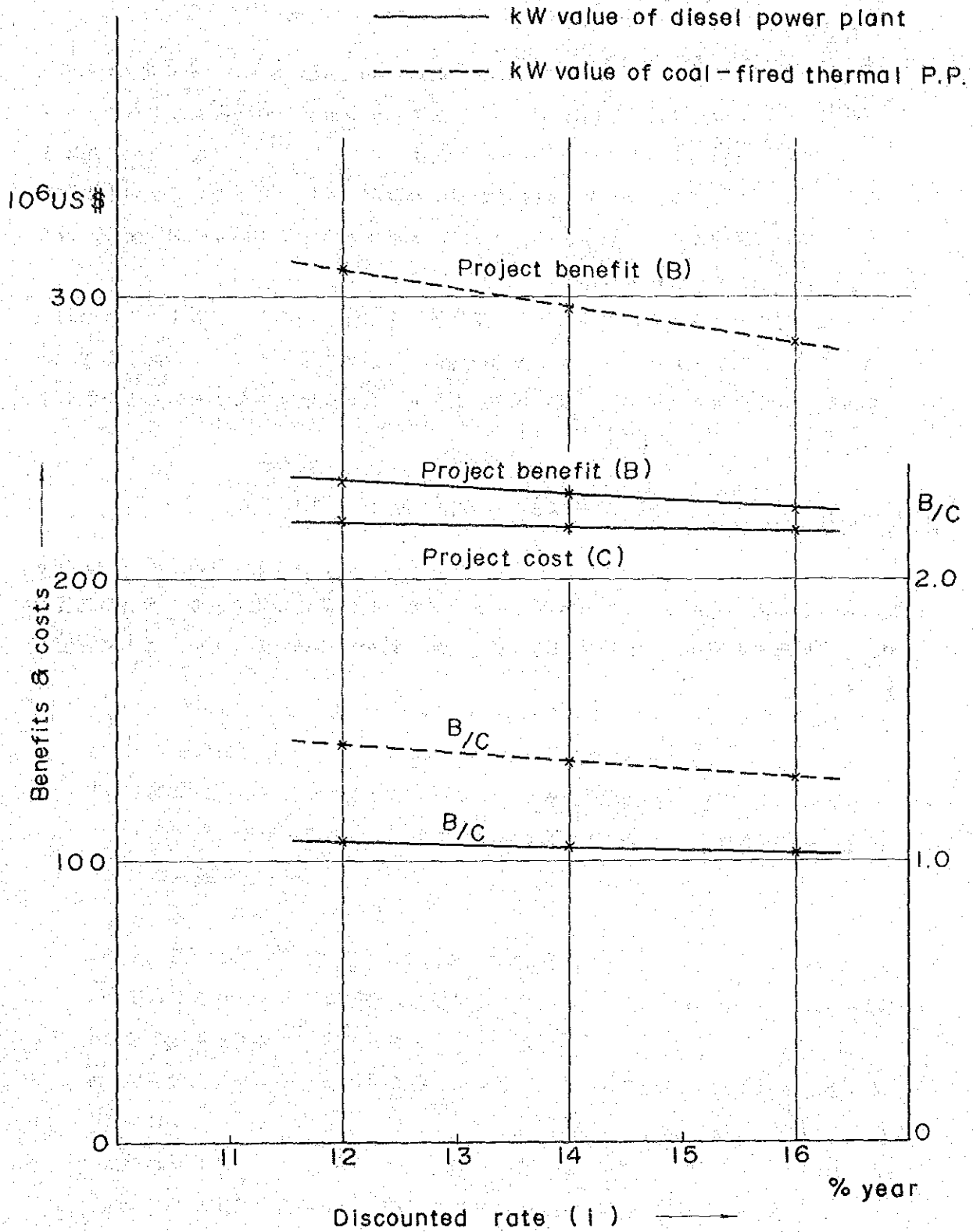


Fig. 9-2 Leyte-Mindanao Power Transmission Project

(Economic evaluation at discounted rate  $i = 14\%$ )

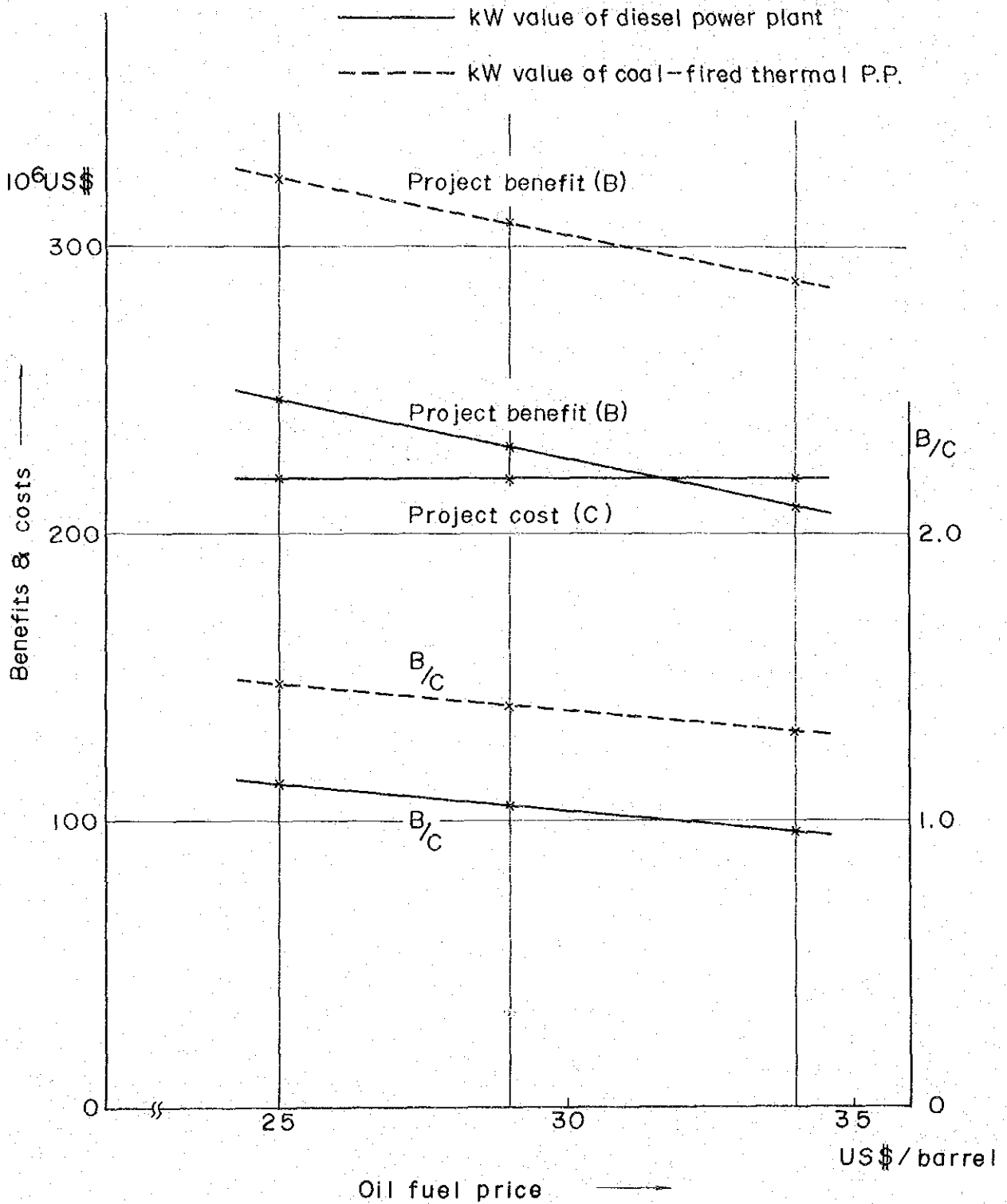




Table 9-1-(1) Economic Evaluation for Leyte - Mindanao Power Transmission Project (Independent)

n	Year	Tongonan geothermal power plants					Bislig No.3 & No.4 coal-fired thermal P.P					Luzon oil-fired thermal P.P				Remarks
		Avail. energy (GWh)	Power demand (GWh)	Surplus energy (GWh)	To Mindanao (GWh)	To Luzon (GWh)	Con. cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Gen. energy (GWh)	Fuel cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Gen. energy (GWh)	Fuel cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Total (10 <sup>3</sup> US\$)	
-3	1988	2,440	938	1,502	0	1,502	—	—	—	—	0	0	0	0	0	
-2	1989	4,028	1,020	3,008	0	3,008	25,327	—	—	—	25,327	0	0	0	0	
-1	1990	4,028	1,101	2,927	0	2,927	75,981	—	—	—	75,981	0	0	0	0	
0	1991	5,616	1,145	4,471	0	4,471	25,327	—	—	—	25,327	0	0	0	0	
1	1992	7,204	1,196	6,008	613	5,395	0	3,165	595	17,076	20,241	613	29,301	1,700	31,001	
2	1993	7,998	1,232	6,766	613	6,153	0	3,165	595	17,076	20,241	613	29,301	1,700	31,001	
3	1994	7,998	1,269	6,729	613	6,116	25,327	3,165	595	17,076	45,568	613	29,301	1,700	31,001	
4	1995	7,998	1,307	6,691	613	6,078	75,981	3,165	595	17,076	96,222	613	29,301	1,700	31,001	
5	1996	7,998	1,346	6,652	613	6,039	25,327	3,165	595	17,076	45,568	613	29,301	1,700	31,001	
6	1997	7,998	1,386	6,612	1,226	5,386		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
7	1998	7,998	1,428	6,570	1,226	5,344		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
8	1999	7,998	1,471	6,527	1,226	5,301		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
9	2000	7,998	1,527	6,471	1,226	5,245		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
10	2001	7,998	1,557	6,441	1,226	5,215		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
11	2002	7,998	1,588	6,410	1,226	5,184		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
12	2003	7,998	1,620	6,378	1,226	5,152		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
13	2004	7,998	1,652	6,346	1,226	5,120		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
14	2005	7,998	1,685	6,313	1,226	5,087		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
15	2006	7,998	1,719	6,279	1,226	5,053		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
16	2007	7,998	1,754	6,244	1,226	5,018		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
17	2008	7,998	1,789	6,209	1,226	4,983		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
18	2009	7,998	1,824	6,174	1,226	4,948		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
19	2010	7,998	1,861	6,137	1,226	4,911		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
20	2011	7,998	1,898	6,100	1,226	4,874		6,331	1,190	34,153	40,484	1,226	58,602	3,400	62,002	
21	2012	0	1,917	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
22	2013	0	1,936	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
23	2014	0	1,956	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
24	2015	0	1,975	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
25	2016	0	1,995	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
26	2017	0	2,015	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
27	2018	0	2,035	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
28	2019	0	2,055	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
29	2020	0	2,076	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
30	2021	0	2,097	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	
Total		175,278	55,370	139,965	21,455	118,510	253,270	110,790	20,825	597,675	961,735	21,455	1,025,535	59,500	1,085,035	

Fuel cost for oil fired thermal 47.8 US mills per kWh

Table 9-1-(2) Economic Evaluation for Leyte - Mindanao Power Transmission Project (Independent)

n	Year	Discounted rate (i=14%)	Cost flow (C)				Benefit flow (B)									
			Cons. cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Present value (10 <sup>3</sup> US\$)	R. P. saving (MW)	*R. P. S benefit (10 <sup>3</sup> US\$)	Surplus energy (GWh)	Loss improve (GWh)	L. I benefit (10 <sup>3</sup> US\$)	Economic energy interchange (10 <sup>3</sup> US\$)			Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Present value (10 <sup>3</sup> US\$)
-3	1988	1.481	2,150		2,150	3,184	0		1,502	0	0	0	0	0	0	0
-2	1989	1.299	20,435		20,435	26,545	0		3,008	0	0	25,327	0	25,327	25,327	32,899
-1	1990	1.140	98,158		98,158	111,900	0		2,927	0	0	75,981	0	75,981	75,981	86,618
0	1991	1.000	35,392		35,392	35,392	0		4,471	0	0	25,327	0	25,327	25,327	25,327
1	1992	0.877		2,342	2,342	2,053	100	8,910	5,395	67	3,202	20,241	31,001	-10,760	1,352	1,185
2	1993	0.769		2,342	2,342	1,800	100	8,910	6,153	77	3,680	20,241	31,001	-10,760	1,830	1,407
3	1994	0.674	4,402	2,342	6,744	4,545	100	8,910	6,116	76	3,632	45,568	31,001	14,567	27,109	18,271
4	1995	0.592	30,489	2,342	32,831	19,435	100	8,910	6,078	75	3,585	96,222	31,001	65,221	77,716	46,007
5	1996	0.519	5,422	2,342	7,764	4,029	100	8,910	6,039	75	3,585	45,568	31,001	14,567	27,062	14,045
6	1997	0.455		2,946	2,946	1,340	200	17,820	5,386	67	3,202	40,484	62,002	-21,518	-496	-225
7	1998	0.399		2,946	2,946	1,175	200	17,820	5,344	66	3,154	40,484	62,002	-21,518	-544	-217
8	1999	0.350		2,946	2,946	1,031	200	17,820	5,301	66	3,154	40,484	62,002	-21,518	-544	-190
9	2000	0.307		2,946	2,946	904	200	17,820	5,245	65	3,107	40,484	62,002	-21,518	-591	-181
10	2001	0.269		2,946	2,946	792	200	17,820	5,215	65	3,107	40,484	62,002	-21,518	-591	-158
11	2002	0.236		2,946	2,946	695	200	17,820	5,184	64	3,059	40,484	62,002	-21,518	-639	-150
12	2003	0.207		2,946	2,946	609	200	17,820	5,152	64	3,059	40,484	62,002	-21,518	-639	-132
13	2004	0.182		2,946	2,946	536	200	17,820	5,120	64	3,059	40,484	62,002	-21,518	-639	-116
14	2005	0.159		2,946	2,946	468	200	17,820	5,087	63	3,011	40,484	62,002	-21,518	-687	-109
15	2006	0.140		2,946	2,946	412	200	17,820	5,053	63	3,011	40,484	62,002	-21,518	-687	-96
16	2007	0.122		2,946	2,946	359	200	17,820	5,018	62	2,963	40,484	62,002	-21,518	-735	-89
17	2008	0.107		2,946	2,946	315	200	17,820	4,983	62	2,963	40,484	62,002	-21,518	-735	-78
18	2009	0.094		2,946	2,946	276	200	17,820	4,948	61	2,915	40,484	62,002	-21,518	-783	-73
19	2010	0.082		2,946	2,946	241	200	17,820	4,911	61	2,915	40,484	62,002	-21,518	-783	-64
20	2011	0.072		2,946	2,946	212	200	17,820	4,874	60	2,868	40,484	62,002	-21,518	-830	-59
21	2012	0.063		2,946	2,946	185	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	1,122
22	2013	0.055		2,946	2,946	162	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	980
23	2014	0.049		2,946	2,946	144	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	873
24	2015	0.043		2,946	2,946	126	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	766
25	2016	0.037		2,946	2,946	109	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	659
26	2017	0.033		2,946	2,946	97	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	588
27	2018	0.029		2,946	2,946	85	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	516
28	2019	0.025		2,946	2,946	73	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	445
29	2020	0.022		2,946	2,946	64	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	392
30	2021	0.019		2,946	2,946	55	200	17,820	0	0	0	0	0	0	17,820	338
Total		—	196,448	85,360	281,808	219,348	—	490,050	118,510	1,323	63,231	961,735	1,085,035	-123,300	429,981	230,501
EIRR = 21.3%																

Note: R. P. saving: Reserve power saving, L. I. benefit: Loss improvement benefit, \* 89.1US\$/kW in diesel plant

Table 9-2-(1) Economic Evaluation for Luzon - Leyte - Mindanao Power Transmission Project (Integrated)

n	Year	HVDC Power Transmission System					Tongonan Geothermal Power Plants								(C) Total cost (10 <sup>3</sup> US\$)
		Luzon - Leyte		Leyte - Mindanao		Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Power flow			Additional installed cap. (MW)	Construction cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Purchased steam cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Total (10 <sup>3</sup> US\$)	
		Cons. cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Cons. cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)		Surplus energy (GWh)	To Mindanao (GWh)	To Luzon (GWh)						
-3	1984	2,252				2,252									2,252
-2	1985	31,876				31,876					16,390			16,390	48,266
-1	1986	159,990				159,990					81,950			81,950	241,940
0	1987	42,379				42,379					114,730			114,730	157,109
1	1988	9,239	3,547	2,150		14,936	1,502	0	1,502	110	65,560	2,048	22,980	90,588	105,524
2	1989	73,680	3,547	20,435		97,662	3,008	0	3,008	220	131,120	6,146	46,022	183,288	280,950
3	1990	19,863	3,547	98,158		121,568	2,927	0	2,927		147,510	6,146	44,783	198,439	320,007
4	1991		5,089	35,392		40,481	4,471	0	4,471	220	81,950	10,243	68,406	160,599	201,080
5	1992		5,089		2,342	7,431	6,008	613	5,395	220	16,390	14,341	91,922	122,653	130,084
6	1993		5,089		2,342	7,431	6,766	613	6,153	110		16,390	103,519	119,909	127,340
7	1994		5,089	4,402	2,342	11,833	6,729	613	6,116			16,390	102,953	119,343	131,176
8	1995		5,089	30,489	2,342	37,920	6,691	613	6,078			16,390	102,372	118,762	156,682
9	1996		5,089	5,422	2,342	12,853	6,652	613	6,039			16,390	101,775	118,165	131,018
10	1997		5,089		2,946	8,035	6,612	1,226	5,386			16,390	101,163	117,553	125,588
11	1998		5,089		2,946	8,035	6,570	1,226	5,344			16,390	100,521	116,911	124,946
12	1999		5,089		2,946	8,035	6,527	1,226	5,301			16,390	99,863	116,253	124,288
13	2000		5,089		2,946	8,035	6,471	1,226	5,245			16,390	99,006	115,396	123,431
14	2001		5,089		2,946	8,035	6,441	1,226	5,215			16,390	98,547	114,937	122,972
15	2002		5,089		2,946	8,035	6,410	1,226	5,184			16,390	98,073	114,463	122,498
16	2003		5,089		2,946	8,035	6,378	1,226	5,152			16,390	97,583	113,973	122,008
17	2004		5,089		2,946	8,035	6,346	1,226	5,120			16,390	97,093	113,483	121,518
18	2005		5,089		2,946	8,035	6,313	1,226	5,087			16,390	96,588	112,978	121,013
19	2006		5,089		2,946	8,035	6,279	1,226	5,053			16,390	96,068	112,458	120,493
20	2007		5,089		2,946	8,035	6,244	1,226	5,018			16,390	95,533	111,923	119,958
21	2008		5,089		2,946	8,035	6,209	1,226	4,983			16,390	94,997	111,387	119,422
22	2009		5,089		2,946	8,035	6,174	1,226	4,948			16,390	94,462	110,852	118,887
23	2010		5,089		2,946	8,035	6,137	1,226	4,911			16,390	93,896	110,286	118,321
24	2011		5,089		2,946	8,035	6,100	1,226	4,874			16,390	93,330	109,720	117,755
25	2012		5,089		2,946	8,035	0	0	0			0	0	0	8,035
26	2013		5,089		2,946	8,035	0	0	0			0	0	0	8,035
27	2014		5,089		2,946	8,035	0	0	0			0	0	0	8,035
28	2015		5,089		2,946	8,035	0	0	0			0	0	0	8,035
29	2016		5,089		2,946	8,035	0	0	0			0	0	0	8,035
30	2017		5,089		2,946	8,035	0	0	0			0	0	0	8,035
Total		339,279	148,044	196,448	73,576	757,347	139,965	21,455	118,510	880	655,600	350,334	2,141,455	3,147,389	3,904,736

Economic steam cost:  
15.3 US mills per kWh  
(0.147 peso per kWh in Mar. 1983)

Table 9-2-(2) Economic Evaluation for Luzon - Leyte - Mindanao Power Transmission Project (Integrated)

n	Year	Energy saving in Luzon Grid				Bislig No.3 & No.4 coal-fired thermal P.P					(B)	(B) - (C)	Economic internal rate of return (i=14.4%)	
		Energy saving (GWh)	Saving oil fuel (10 <sup>3</sup> US\$)	Saving O&M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Generating energy (GWh)	Construction cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Fuel cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Total benefit (10 <sup>3</sup> US\$)			
-3	1984										0	-2,252	-3,368	
-2	1985										0	-48,266	-63,123	
-1	1986										0	-241,940	-276,683	
0	1987										0	-157,109	-157,109	
1	1988	1,435	68,593	2,382	70,975						70,975	-34,549	-30,211	Transmission line loss
2	1989	2,875	137,425	4,772	142,197		25,327			25,327	167,524	-113,426	-86,729	from Tongonan to San Jose,
3	1990	2,798	133,744	4,644	138,388		75,981			75,981	214,369	-105,638	-70,631	Luzon: 4.4%
4	1991	4,274	204,297	7,094	211,391		25,327			25,327	236,718	35,638	20,836	
5	1992	5,157	246,504	8,560	255,064	595	0	17,076	3,165	20,241	275,305	145,221	74,244	Fuel cost for oil fired
6	1993	5,882	281,159	9,764	290,923	595	0	17,076	3,165	20,241	311,164	183,824	82,178	thermal: 47.8 US mills
7	1994	5,846	279,438	9,704	289,142	595	25,327	17,076	3,165	45,568	334,710	203,534	79,564	per kWh
8	1995	5,810	277,718	9,644	287,362	595	75,981	17,076	3,165	96,222	383,584	226,902	77,561	
9	1996	5,773	275,949	9,583	285,532	595	25,327	17,076	3,165	45,568	331,100	200,082	59,805	
10	1997	5,149	246,122	8,547	254,669	1,190		34,153	6,331	40,484	295,153	169,565	44,319	
11	1998	5,108	244,162	8,479	252,641	1,190		34,153	6,331	40,484	293,125	168,179	38,438	
12	1999	5,067	242,202	8,411	250,613	1,190		34,153	6,331	40,484	291,097	166,809	33,337	
13	2000	5,014	239,669	8,323	247,992	1,190		34,153	6,331	40,484	288,476	165,045	28,843	
14	2001	4,985	238,283	8,275	246,558	1,190		34,153	6,331	40,484	287,042	164,070	25,072	
15	2002	4,955	236,849	8,225	245,074	1,190		34,153	6,331	40,484	285,558	163,060	21,789	
16	2003	4,925	235,415	8,175	243,590	1,190		34,153	6,331	40,484	284,074	162,066	18,937	
17	2004	4,894	233,933	8,124	242,057	1,190		34,153	6,331	40,484	282,541	161,023	16,452	
18	2005	4,863	232,451	8,072	240,523	1,190		34,153	6,331	40,484	281,007	159,994	14,295	
19	2006	4,830	230,874	8,017	238,891	1,190		34,153	6,331	40,484	279,375	158,882	12,413	
20	2007	4,792	229,057	7,954	237,011	1,190		34,153	6,331	40,484	277,495	157,537	10,762	
21	2008	4,763	227,671	7,906	235,577	1,190		34,153	6,331	40,484	276,061	156,639	9,357	
22	2009	4,730	226,094	7,851	233,945	1,190		34,153	6,331	40,484	274,429	155,542	8,125	
23	2010	4,694	224,373	7,792	232,165	1,190		34,153	6,331	40,484	272,649	154,328	7,049	
24	2011	4,659	222,700	7,733	230,433	1,190		34,153	6,331	40,484	270,917	153,162	6,117	
25	2012	0	0	0	0	0		0	0	0	0	-8,035	-281	
26	2013	0	0	0	0	0		0	0	0	0	-8,035	-245	
27	2014	0	0	0	0	0		0	0	0	0	-8,035	-215	
28	2015	0	0	0	0	0		0	0	0	0	-8,035	-188	
29	2016	0	0	0	0	0		0	0	0	0	-8,035	-164	
30	2017	0	0	0	0	0		0	0	0	0	-8,035	-143	
Total		113,278	5,414,682	188,031	5,602,713	20,825	253,270	597,675	110,790	961,735	6,564,448	2,659,712	403	



**Table 9-3 kW Value for Reserve Power Saving due to Power System Interconnection**

(1) In case of diesel power plant

- a) Unit construction cost: 550 US\$/kW
- b) Useful project life: 15 years
- c) Discounted rate: 14 % per year

$$\text{kW value: } 550 \text{ US\$} \times 0.162 = 89.1 \text{ US\$/kW}$$

(2) In case of coal-fired thermal power plant

- a) Unit construction cost: 1,087 US\$/kW
- b) Useful project life: 20 years
- c) Discounted rate: 14 % per year

$$\text{kW value: } 1,087 \text{ US\$} \times 0.150 = 163.1 \text{ US\$/kW}$$

Table 9-4 Alternative Coal-fired Thermal Power Plants

- (1) Unit construction cost: 1,087 US\$/kW based on the completed cost of the Naga Thermal I
- (2) Coal fuel cost: 28.7 US mills per kWh based on 60% of fuel oil cost assumed at 29 US\$ per barrel
- (3) Installed capacity:  $100 \text{ MW} \times 2 \text{ unit} \times 1.165 = 233 \text{ MW}$
- (4) Useful project life: 20 years
- (5) Disbursement of construction investment

			Unit: $10^3$ US\$
Year	No. 1 Unit	No. 2 Unit	Total
1988	25,327	—	25,327
1989	75,981	—	75,981
1990	25,327	—	25,327
1991	0	—	0
1992	0	—	0
1993	0	—	0
1994	0	25,327	25,327
1995	0	75,981	75,981
1996	0	25,327	25,327
	126,635	126,635	253,270

- (6) Operation and maintenance cost:  $6,331 \times 10^3$ US\$/year

Table 9-5 FIRR Computation (Independent)

Unit: US\$ 10<sup>3</sup>

No.	Year	Benefit			Cost					Benefit-Cost	
		Energy Sales <sup>/1</sup> (GWh)	Power Rate (US mil/ kWh)	Benefit	Geothermal P/S		Leyte-Mindanao T/L		Steam <sup>/4</sup>		Total
					Capital <sup>/5</sup>	O&M <sup>/2</sup>	Capital	O&M <sup>/3</sup>			
1	1988	-	-	-	-	-	2,774	-	-	2,774	-2,774
2	1989	-	-	-	27,447	-	33,446	-	-	60,893	-60,893
3	1990	-	-	-	101,571	-	165,656	-	-	267,227	-267,227
4	1991	-	-	-	122,804	-	64,604	-	-	187,408	-187,408
5	1992	595	137.3	81,701	48,745	3,943	0	4,317	45,607	102,612	-20,911
6	1993	595	148.2	88,238	-	4,258	0	4,662	49,256	58,176	30,062
7	1994	595	160.1	95,297	-	4,599	8,575	5,035	53,196	71,405	23,892
8	1995	595	172.9	102,920	-	4,967	62,851	5,438	57,452	130,708	-27,788
9	1996	595	186.7	111,154	-	5,364	13,577	5,873	62,048	86,862	24,292
10	1997	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
11	1998	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
12	1999	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
13	2000	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
14	2001	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
15	2002	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
16	2003	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
17	2004	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
18	2005	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
19	2006	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
20	2007	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
21	2008	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
22	2009	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
23	2010	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
24	2011	1,190	201.7	240,092	-	11,470	-	7,720	134,024	153,214	86,878
25	2012	655	201.7	132,188	-	6,244	-	7,720	73,713	84,377	47,811

FIRR = 7.8%

- Note: <sup>/1</sup> Transmission loss of 2.9% was deducted.  
<sup>/2</sup> O&M cost was assumed at 2.5% of the total capital cost.  
<sup>/3</sup> O&M cost was assumed at 1.5% of the total capital cost.  
<sup>/4</sup> Steam cost was derived by unit cost (financial) of US mil 25.10/kWh (= 0.241 Peso/kWh) multiplied by generation volume at Tongonan power station.

- <sup>/5</sup> Generation capacity of 100 MW was assumed from No. 17 through No. 20 plants (with total capacity of 220 MW) and another 100 MW from No. 21 and No. 22 (with total capacity of 110 MW). Unit cost of US\$745/kW was adopted from the study of Tongonan II Project prepared by NAPOCOR.

Table 9-6 FIRR Computation (Integrated)

Unit: US\$10<sup>3</sup>

No.	Year	Benefit				Cost						Benefit-Cost			
		Energy Sales (GWh) <sup>/1</sup>			Power Rate (US mil/kWh)	Benefit	Geothermal P/S		Leyte-Mindanao T/L		Leyte-Luzon T/L		Steam	Total	
		Luzon	Mindanao	Total			Capital <sup>/2</sup>	O & M	Capital <sup>/3</sup>	O & M	Capital <sup>/3</sup>				O & M
1	1984	-	-	-	-	-	-	-	-	2,499	-	-	2,499	-2,499	
2	1985	-	-	-	-	23,859	-	-	-	44,567	-	-	68,426	-68,426	
3	1986	-	-	-	-	115,323	-	-	-	226,752	-	-	342,075	-342,075	
4	1987	-	-	-	-	175,832	-	-	-	68,463	-	-	244,295	-244,295	
5	1988	645	-	645	100.9	142,851	3,470	2,774	-	12,557	5,545	36,919	204,116	-139,011	
6	1989	1,936	-	1,936	109.0	211,339	11,097	33,446	-	112,549	5,989	119,618	494,038	-283,097	
7	1990	1,936	-	1,936	117.7	287,301	11,985	165,656	-	38,480	6,468	129,187	639,077	-411,260	
8	1991	3,227	-	3,227	127.1	185,741	21,148	64,604	-	-	9,635	232,537	513,665	-103,595	
9	1992	3,931	595	4,526	137.3	53,620	31,515	0	4,317	-	10,406	351,597	451,455	169,833	
10	1993	4,576	595	5,171	148.2	-	38,626	0	4,662	-	11,238	433,971	488,497	278,156	
11	1994	4,576	595	5,171	160.1	-	41,716	8,575	5,035	-	12,137	468,688	536,151	291,834	
12	1995	4,576	595	5,171	172.9	-	45,052	62,851	5,438	-	13,108	506,183	632,632	261,591	
13	1996	4,576	595	5,171	186.7	-	48,658	13,577	5,873	-	14,157	546,678	628,943	336,818	
14	1997	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
15	1998	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
16	1999	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
17	2000	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
18	2001	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
19	2002	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
20	2003	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
21	2004	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
22	2005	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
23	2006	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
24	2007	3,990	1,190	5,180	201.7	-	52,550	-	7,720	-	15,290	590,412	665,972	378,904	
25	2008	3,341	1,190	4,531	201.7	-	45,614	-	7,720	-	15,290	516,611	585,235	328,724	
26	2009	2,050	1,190	3,240	201.7	-	32,010	-	7,720	-	15,290	369,008	424,028	229,832	
27	2010	2,050	1,190	3,240	201.7	-	32,010	-	7,720	-	15,290	369,008	424,028	229,832	
28	2011	762	1,190	1,952	201.7	-	18,991	-	7,720	-	15,290	221,405	263,406	130,355	
29	2012	0	655	655	201.7	-	6,244	-	7,720	-	15,290	73,802	103,056	29,132	

Notes: /1 Transmission loss was deducted by 2.9% for Mindanao and 4.4% for Luzon grids power transmission.

FIRR = 12.5%

/2 The capital cost corresponds to the construction of No.7 through No.22 plants of Tongonan geothermal power station, the breakdown of which is presented in Table 9-5.

/3 The breakdown into foreign currency and local currency is presented in Table 9-6.

**Table 9-7 Construction Schedule and Capital Cost of Tongonan Geothermal P/S**

Unit: US\$ 10<sup>3</sup>

Year	Accumulated Generation Capacity (Plant No.) (MW)		Capital Cost					
			#7, 8	#9 - 12	#13 - 16	#17 - 20	#21, 22	Total
			(110 MW)	(220 MW)	(220 MW)	(220 MW)	(110 MW)	
1985			23,859					23,859
1986			64,068	51,255				115,323
1987			40,576	135,256				175,832
1988	#7 - #8	110		85,710	57,141			142,851
1989	#7 - #12	330			150,956	60,383		211,339
1990	#7 - #12	330			95,767	159,611	31,923	287,301
1991	#7 - #16	550				101,313	84,428	185,741
1992	#7 - #20	770					53,620	53,620
1993	#7 - #22	880						

**Table 9-8 Capital Cost of Transmission Line Projects**

Unit: US\$ 10<sup>3</sup>

Year	Leyte-Luzon Transmission Line			Leyte-Mindanao Transmission Line		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
	1984	2,322	177	2,499		
1985	25,255	19,312	44,567			
1986	142,563	84,189	226,752			
1987	34,039	34,424	68,463			
1988	10,234	2,323	12,557	2,502	272	2,774
1989	77,736	34,813	112,549	19,896	13,550	33,446
1990	16,936	21,544	38,480	100,548	65,108	165,656
1991				36,128	28,476	64,604
1992				0	0	0
1993				0	0	0
1994				5,316	3,259	8,575
1995				37,661	25,190	62,851
1996				6,085	7,492	13,577

Table 9-9 Projected Income Statement

Unit: US\$10<sup>3</sup>

No.	Year	Power Sales (GWh)	Power Rate (US mil/kWh)	Operating Revenue	Transmission Lines Operation		Steam Cost	Generation Expense		Total Operating Expense	Operating Income	Plant in Service	Return on P.I.S. (%)
					O&M Cost	Depreciation		O&M Cost	Depreciation				
1	1992	595	137.3	81,701	4,317	5,330	45,607	3,943	7,302	66,499	15,202	412,529	3.7
2	1993	595	148.2	88,238	4,662	5,330	49,256	4,258	7,302	70,808	17,430	392,171	4.4
3	1994	595	160.1	95,297	5,035	5,330	53,196	4,599	7,302	95,297	19,835	371,813	5.3
4	1995	595	172.9	102,920	5,438	5,330	57,452	4,967	7,302	80,489	22,431	351,455	6.4
5	1996	595	186.7	111,154	5,873	5,330	62,048	5,364	7,302	85,917	25,237	331,097	7.6
6	1997	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	160,522	64,820	557,987	11.6
7	1998	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	535,929	12.1
8	1999	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	513,871	12.6
9	2000	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	491,813	13.2
10	2001	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	469,755	13.8
11	2002	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,228	175,272	64,820	447,697	14.5
12	2003	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	425,639	15.2
13	2004	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	403,581	16.1
14	2005	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	381,523	17.0
15	2006	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	359,465	18.0
16	2007	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	337,407	19.2
17	2008	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	315,349	20.6
18	2009	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	293,291	22.1
19	2010	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	271,233	23.9
20	2011	1,190	201.7	240,092	7,720	7,030	134,024	11,470	15,028	175,272	64,820	249,175	26.0
21	2012	655	201.7	132,188	7,720	7,030	73,713	6,244	7,726	102,433	29,755	234,419	12.7

Table 9-10 Projected Cash Flow Statement

Unit: US\$10<sup>3</sup>

Year	Income before Interest	Income from T/L	Depreciation	Foreign Loan	Government Equity	Total Source	Capital Cost		Debt Service		Total Application	Increase in Cash	Cash at End	Debt Service Coverage
							F.C.	L.C.	Interest	Principal				
1 1988				2,502	272	2,774	2,502	272			2,774	0	0	
2 1989				19,896	13,550	33,446	19,896	13,550	75		33,521	-75	-75	
3 1990				100,548	65,108	165,656	100,548	65,108	672		166,328	-672	-747	
4 1991				36,128	28,476	64,604	36,128	28,476	3,688		68,292	-3,688	-4,435	
5 1992	15,202	8,194	5,330	0		13,524	0	0	4,772		4,772	8,752	4,017	2.8
6 1993	17,430	9,395	5,330	0		14,725	0	0	4,772		4,772	9,953	13,970	3.1
7 1994	19,835	10,691	5,330	5,316		21,337	5,316	3,259	4,772		13,347	7,990	21,960	3.4
8 1995	22,431	12,090	5,330	37,661		55,081	37,661	25,190	4,932		67,783	-12,702	9,258	3.5
9 1996	25,237	13,603	5,330	6,085		25,018	6,085	7,492	6,062		19,639	5,379	14,637	3.1
10 1997	64,820	34,938	7,030			41,968			6,244		6,244	35,724	50,361	6.7
11 1998	64,820	34,938	7,030			41,968			6,244	7,746	13,990	27,978	78,339	3.0
12 1999	64,820	34,938	7,030			41,968			6,012	7,978	13,990	27,978	106,318	3.0
13 2000	64,820	34,938	7,030			41,968			5,772	8,218	13,990	27,978	134,296	3.0
14 2001	64,820	34,938	7,030			41,968			5,526	8,464	13,990	27,978	162,274	3.0
15 2002	64,820	34,938	7,030			41,968			5,272	8,718	13,990	27,978	190,252	3.0
16 2003	64,820	34,938	7,030			41,968			5,010	8,980	13,990	27,978	218,230	3.0
17 2004	64,820	34,938	7,030			41,968			4,741	9,249	13,990	27,978	246,208	3.0
18 2005	64,820	34,938	7,030			41,968			4,464	9,527	13,990	27,978	274,186	3.0
19 2006	64,820	34,938	7,030			41,968			4,178	9,812	13,990	27,978	302,164	3.0
20 2007	64,820	34,938	7,030			41,968			3,883	10,107	13,990	27,978	330,142	3.0
21 2008	64,820	34,938	7,030			41,968			3,580	10,410	13,990	27,978	358,120	3.0
22 2009	64,820	34,938	7,030			41,968			3,268	10,722	13,990	27,978	386,098	3.0
23 2010	64,820	34,938	7,030			41,968			2,946	11,044	13,990	27,978	414,076	3.0
24 2011	64,820	34,938	7,030			41,968			2,615	11,375	13,990	27,978	442,054	3.0
25 2012	29,755	20,669	7,030			27,699			2,274	11,716	13,990	13,709	470,032	2.0
26 2013	0	0	7,030			7,030			1,922	12,068	13,990	-6,960	463,072	0.5
27 2014	0	0	7,030			7,030			1,560	12,430	13,990	-6,960	456,112	0.5
28 2015	0	0	7,030			7,030			1,187	12,803	13,990	-6,960	449,152	0.5
29 2016	0	0	7,030			7,030			803	13,187	13,990	-6,960	442,192	0.5
30 2017	0	0	7,030			7,030			407	13,583	13,990	-6,960	435,232	0.5

Table 9-11 Sensitivity of Debt Service Coverage by Interest Rate

Year \ Interest Rate (%)	3%	5%	7%
1992	2.8	1.7	1.2
1993	3.1	1.9	1.3
1994	3.4	2.0	1.4
1995	3.5	2.1	1.5
1996	3.1	1.9	1.3
1997	6.7	4.0	2.9
1998	3.0	2.5	2.1
1999	3.0	2.5	2.1
2000	3.0	2.5	2.1
2001	3.0	2.5	2.1
2002	3.0	2.5	2.1
2003	3.0	2.5	2.1
2004	3.0	2.5	2.1
2005	3.0	2.5	2.1
2006	3.0	2.5	2.1
2007	3.0	2.5	2.1
2008	3.0	2.5	2.1
2009	3.0	2.5	2.1
2010	3.0	2.5	2.1
2011	3.0	2.5	2.1
2012	2.0	1.7	1.4
2013	0.5	0.4	0.4
2014	0.5	0.4	0.4
2015	0.5	0.4	0.4
2016	0.5	0.4	0.4
2017	0.5	0.4	0.4



Fig. 9-3 Sensitivity Analysis of FIRR

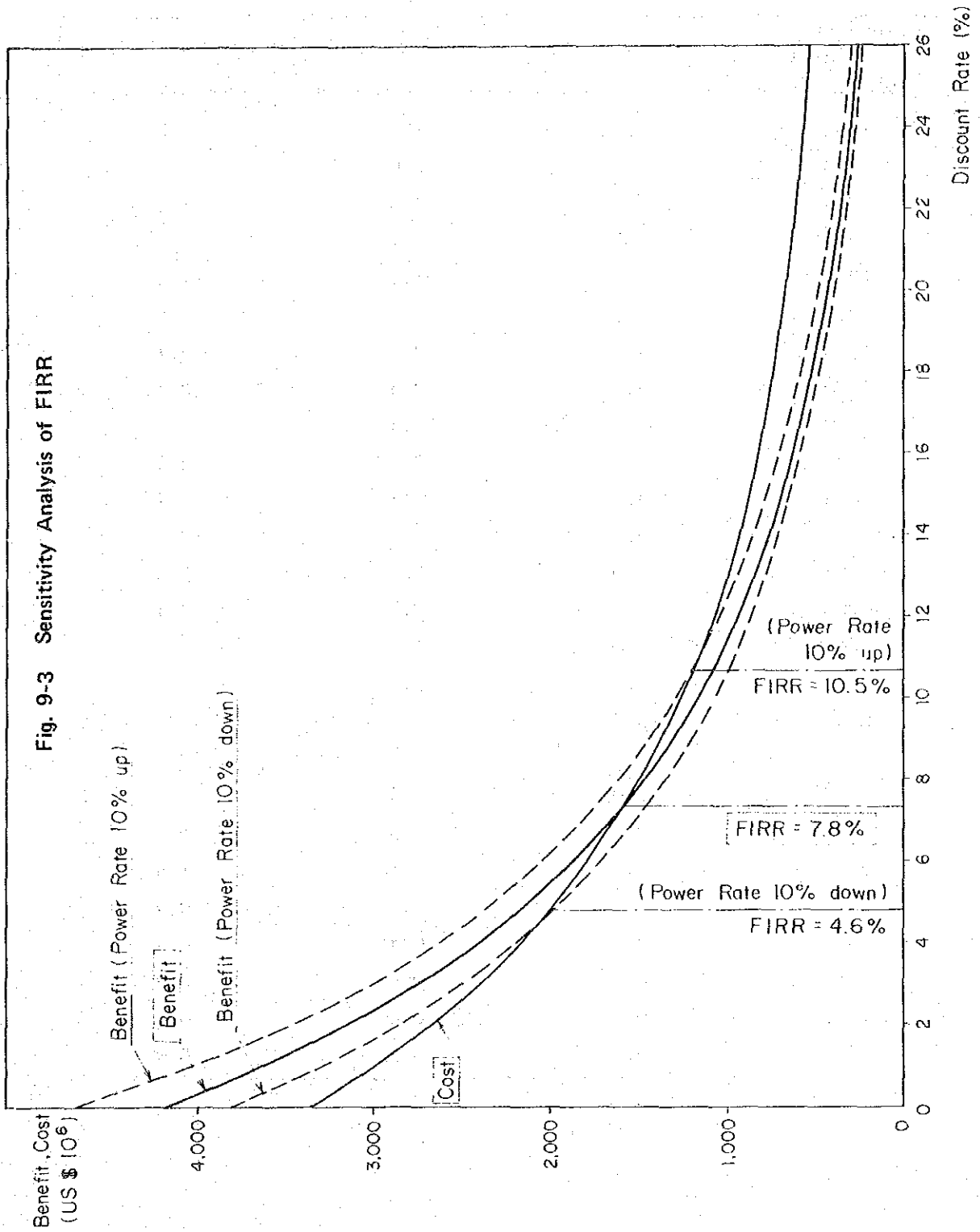
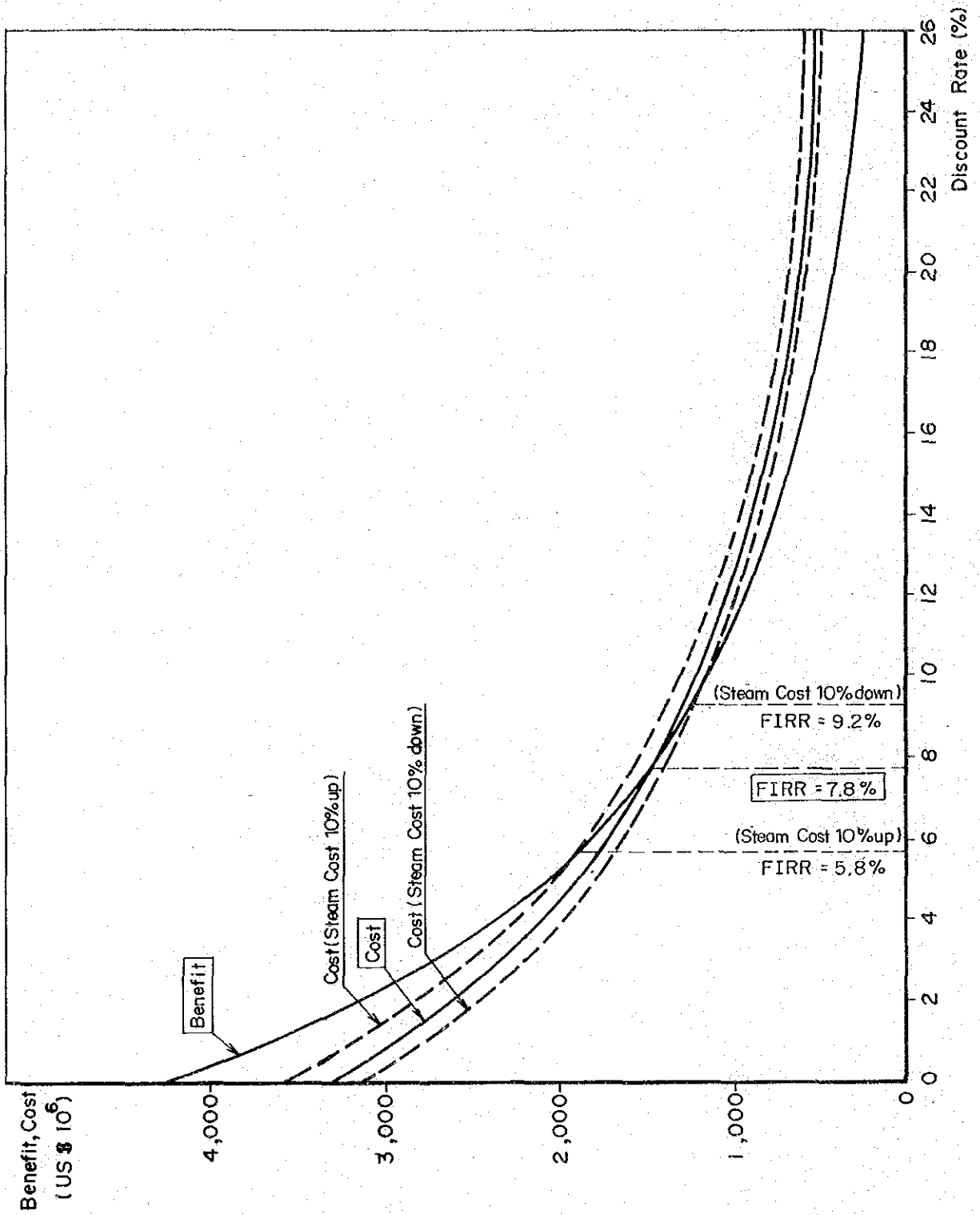


Fig. 9-4 Sensitivity Analysis of FIRR due to Steam Cost of PNOC





## APPENDIX

A-1 計画地域の気象と設計風速

A-2 第2回海底ケーブル調査結果

A-3 FIRRの計算

(NAPOCOR提示のエスカレーション使用のケース)

A-4 経済評価の一考察



## A-1 計画地域の気象と設計風速



## A-1 計画地域の気象と設計風速

### 1. フィリピンの気象

フィリピン諸島は約5°Nから21°Nの間にまたがる大小7,000以上の島から成って居り、これ等は、ルソン地域、ビサヤス地域およびミンダナオ地域に大別される。

フィリピンは低緯度に位置しているので、その気候は高い山地を除くと熱帯気候の特色を示し、年間の温度変化に乏しく、多湿である。降雨量も一般に多くその分布は、季節風の影響を受ける。

これ等フィリピンの気候を支配する要因は主として次の4つの型に分けることが出来る。

#### 1) 南西モンスーン ( Southwest Monsoon )

南半球の冬季に発生したインド洋高気圧から吹くインド洋貿易風よるものでフィリピン附近では南西寄りの気流となる。此の風は6月初頃に吹き始め、8月に最強となって、9月末頃まで吹き、時には10月末迄持続することもある。

フィリピン西海岸側一帯に6月から9月にかけて強雨をもたらす、いわゆる雨期となる。この6月から9月までの期間、Project (レイテ島、Dinagat 島およびミンダナオ島北部) 地域では、SWが主風でSSWからW迄変化し風速は概ね4~6 ktである。

#### 2) 北東モンスーン ( Northeast Monsoon )

アジア性の冬季高気圧による強い寒気流であり、フィリピンでは、北東寄りの風となる。10月末頃吹き始めて、1月に最強となり、通常4月末頃迄吹く、この気流の影響で比較的气温が低く、12月、1月、2月に東海岸 (太平洋側) 地域に強雨がある。Project (レイテ島、Dinagat 島、およびミンダナオ島北部) 地域では概ね、NEの風向で風速は4~6 ktである。

#### 3) 北太平洋貿易風 ( The North Pacific Trades )

北太平洋高気圧からの気流で、フィリピンでは、一般にNやEの方向から吹いて来る。4月、5月、10月に優勢となり、東部地域で北東モンスーンの気団を抑える。フィリピンに影響を及ぼす最も暖かい気流であることが特長で、晴天をもたらす、時には積雲から雷雨がある。

#### 4) 南太平洋貿易風

南半球で発生する南太平洋高気圧から来る気流で、フィリピンでは6月に南西寄りの風となる。これは暖い気流であり、下層は湿度が高いが上層では比較的乾燥しており、前述の南西モンスーンと同様の特長である。

フィリピンの気候を特長付けるのは、以上の4種の気流の他に南洋性台風があるが、周囲を海面で囲まれた列島であるので海流の影響も大きい。



## 2. Project (レイテ島, Dinagat島及びミンダナオ島)地域の気象

此の地方の気象観測地点, Tacloban (レイテ島), Surigao, Butuan, Cagayan de Oro 及び Davao (ミンダナオ島)に於ける気象データを Table A-1-1 に示す。これ等のデータから此の地域の気象について次の通り要約できる。

### 1) 気 温

年平均気温は 27.3 °C である。最高は Surigao で 9 月の 37.2 °C 最低は Tacloban で 2 月の 17.8 °C であるが, Project Area の地域差標高差等を考慮すると此の地域としては最高 40 °C, 最低 10 °C 程度の気温と考えられる。

### 2) 降雨量は年間平均 2,300 mm である

Project Area の太平洋岸は, 乾, 雨期の区別がなく, 冬期 (11~1 月) に北東モンスーン依り多量の雨が降る。特に Surigao では年間 3,600mm に達する。

### 3) I K L は Tacloban 市で 70 日, Surigao 市で 83 日といずれも多雷地帯に属している。

12~3 月は少ないが年間を通じて発雷がみられる。

## 3. 台 風

フィリピンは特にその北部において, 世界でも有数の台風地域である。フィリピンに影響するゾーンに入る台風は年平均 20 件であり, その中の 31~40 % がレイテ島以北を通過する。更に 21~30 % がレイテ北部を 10 % が Panay 北部, Negros 西部を, 他の地区で 11~20 % 各々台風のコースとなっている。此の中, 年平均 4.8 件の台風がフィリピンの何処かに被害を及ぼして居るが Project Area では比較的少なくその中の 0.3 件程度が人的, 経済的な損害をもたらしているに過ぎない。

台風は相対的に 6 月~12 月に多いが年間を通じて発生して居り, Project Area では 11 月~5 月にかけて発生している。月別の台風頻度は Table A-1-2 の通りである。

次にレイテ, ミンダナオ島又はその付近を通過した過去の台風データから最大風速, 最低気圧及び最大雨量が求められ Table A-1-3 に示される。その観測極値は次の通りである。

最大風速 : 195 KPH ( 54 m/S ) ( at Tacloban 1966 年 )

最低気圧 : 956 mb ( at Surigao 1968 年 )

最大 24 時間降水量 : 565 mm ( at Surigao 1968 年 )

これに依れば, Project Area ではレイテ島より Surigao に至る Area は台風の影響を受けるが, Surigao を除くミンダナオ島内はその影響が少ない事が判る。

## 4. 設計風速の推定

送電線路は長期に亘って信頼性をもって運転される事が必要であり, その為には, ある程度大きな荷重を想定して設計しなければならないが, 一方過大な荷重を想定すれば建設費が大き

くなって、経済性が損なわれる。此の為設計にどの様な風速を用いるか非常に重要な問題である。設計風速を推定する方法として次のケースがある。

- 1) 過去に於いてその地域で記録された最大風速を用いる方法
- 2) 強風の発生確率の分布を解析し、風速値を推定する方法

ケース i) はその地点の記録年数の差の影響が出る欠点がある。その為、近年はケース ii) の手法が一般的に採用されている。即ち送電線の信頼度により 50 年間の再現期間を決め、その時の推定風速を設計風速とする手法である。気象データの解析によって毎年の最大風速の分布は Gumbel の I 型式に適合する場合が多いことが確められている。

これに依れば、風速がある風速  $V$  を超過する確率  $P(V)$  は次式で表わされる。

$$P(V) = 1 - \exp \left\{ - \exp \left\{ \frac{\pi}{\sqrt{6} \sigma_V} (V - \bar{V} + 0.45 \sigma_V) \right\} \right\}$$

ここに  $P(V)$  : 風速が  $V$  を超過する確率  $(= \frac{1}{T})$ ,  $T$  : 再現期間)

$\bar{V}$  : 年間最大風速の平均値

$\sigma_V$  : 年間最大風速の標準偏差

これより Table A-1-4 に示す近傍観測地点の年間最大風速データ (1 分間評価) に基き、再現期間と風速 ( $V$ ) の関係を求めると Fig A-1-1 に示すとおりとなる。

これより、50 年間再現期間値はレイテ島 Tacloban で 105 knots

ミンダナオ島 Surigao で 86 knots

Davao で 51 "

を得た。

一方、フィリピンの気象庁 PAGASA の Dr. Roman L. Kintar に依り 1963 年統計解析されたフィリピン全国の最大風速 (1 分間評価値) の 50 年間 R.P の風速値が Fig A-1-2 に示される。これに依れば Project Area の値は 90 knot ミンダナオで 70~80knot と前述の試算値にほぼ近い値となっている。

設計風速は送電線の経済性と信頼性に直接影響を与える要素であり本計画送電線に採用する設計風速はこれ等風速データの解析結果とフィリピン国内の実績を総合判断して、風速 52m/s (185 KPH) を適用する。



Table A-1-1 Climatic Data in the Project Area

Item	Station	Months												Annual variation period	
		Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May.	Jun.	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.		
Temperature (°C)	Tacloban	25.8	26.1	26.7	27.6	28.0	27.9	27.9	28.0	27.9	27.8	27.2	26.4	27.3	17
	Surigao	25.7	25.7	26.2	27.1	28.1	28.1	28.0	28.1	28.1	27.1	26.8	26.2	27.1	13
	Butuan	26.0	26.2	27.2	28.0	28.7	28.1	28.2	27.9	28.3	27.7	26.9	26.4	27.4	16
	Cagayan de oro	25.8	26.0	26.6	27.3	28.1	27.7	27.3	27.3	27.4	27.1	26.8	26.4	27.1	8
	Davao	26.3	26.7	27.5	28.3	28.1	27.6	27.3	27.4	27.6	27.4	27.4	26.8	27.4	8
	Tacloban	33.0	34.4	34.4	36.1	36.1	36.1	35.6	35.6	36.1	35.6	34.4	33.3	36.1	16
	Surigao	31.1	32.2	32.2	33.3	35.0	36.1	34.4	35.5	37.2	34.4	33.3	32.8	37.2	15
	Tacloban	28.9	29.1	30.0	31.1	31.3	31.2	31.1	31.5	31.4	31.1	30.4	29.4	30.5	17
	Surigao	28.5	28.9	29.8	31.1	32.4	32.5	31.9	32.3	32.2	31.0	30.1	29.4	30.8	13
	Butuan	30.0	31.3	32.2	33.2	34.1	33.3	33.2	32.9	33.7	32.5	31.6	30.7	32.4	16
	Cagayan de oro	30.5	30.6	31.5	32.5	33.0	32.5	32.2	32.4	32.3	31.7	31.4	30.8	31.7	8
	Davao	30.8	31.4	32.6	33.6	32.9	32.1	31.8	32.0	32.5	32.2	32.3	31.4	32.1	8
	Tacloban	22.6	22.8	23.1	24.2	24.6	24.6	24.5	24.6	24.6	24.3	23.9	23.5	23.9	17
Surigao	22.7	22.3	22.5	23.1	23.6	23.7	23.7	23.9	24.1	23.3	23.0	23.0	23.3	13	
Butuan	22.0	22.0	22.2	22.7	23.3	23.0	23.0	22.9	22.9	23.0	22.4	22.2	22.6	16	
Cagayan de oro	21.0	21.3	21.7	22.4	23.2	22.8	22.8	22.3	22.4	22.5	22.2	21.9	22.4	8	
Davao	21.8	22.0	22.4	22.9	23.3	23.1	23.1	22.7	22.7	22.6	22.4	22.0	22.6	8	
Tacloban	18.9	17.8	17.8	20.0	22.2	22.2	22.2	21.7	21.7	21.7	20.0	17.8	17.8	16	
Surigao	19.4	20.0	20.0	20.5	21.1	21.1	21.1	22.2	22.2	21.1	21.1	18.9	18.9	15	
Tacloban	1,011	1,012	1,012	1,010	1,009	1,009	1,008	1,008	1,009	1,009	1,009	1,011	1,010	15	
Surigao	1,101	1,011	1,011	1,010	1,010	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,010	1,010	10	
Cagayan de oro	1,011	1,011	1,010	1,010	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	1,009	8	
Davao	1,011	1,011	1,011	1,010	1,010	1,010	1,010	1,010	1,009	1,010	1,010	1,010	1,010	8	
Tacloban	83	83	80	81	81	82	81	79	81	83	85	86	82	15	
Surigao	87	87	85	84	83	82	81	80	80	83	86	88	84	10	
Cagayan de oro	81	81	77	74	77	81	80	80	79	81	81	83	80	8	
Davao	82	80	78	77	81	82	82	81	80	81	81	81	81	8	
Tacloban	251	206	147	133	142	189	179	131	135	189	322	329	2,310	18	
Surigao	597	488	351	235	129	144	163	130	137	275	432	560	3,641	14	
Cagayan de oro	53	82	38	21	73	221	213	266	208	204	152	91	1,622	8	
Davao	143	81	59	125	257	155	155	169	189	134	151	90	1,725	8	
Tacloban	1	1	2	5	10	11	10	8	9	8	3	2	70	10	
Surigao	0	0	1	3	8	12	12	10	14	14	7	2	83	20	

Table A-1-2 Number of Tropical Cyclone

Month	Cyclones which affected the Philippines	Disastrous cyclone	
		Philippines	Project area
Jan.	17	3	2
Feb.	9	1	0
Mar.	8	0	0
Apr.	12	2	1
May	25	5	2
June	48	10	0
July	100	14	0
Aug.	108	19	0
Sept.	97	17	0
Oct.	77	21	0
Nov.	74	35	3
Dec.	41	17	1
Total	616	144	9
Mean	20	4.8	0.3
Period	1948 - 1978	1948 - 1978	

Reference: Tropical cyclone summaries from 1948 to 1978  
PAGASA (Dec. 1978)

Table A-1-3 Tropical Cyclone in Project Area (1948 - 1978)

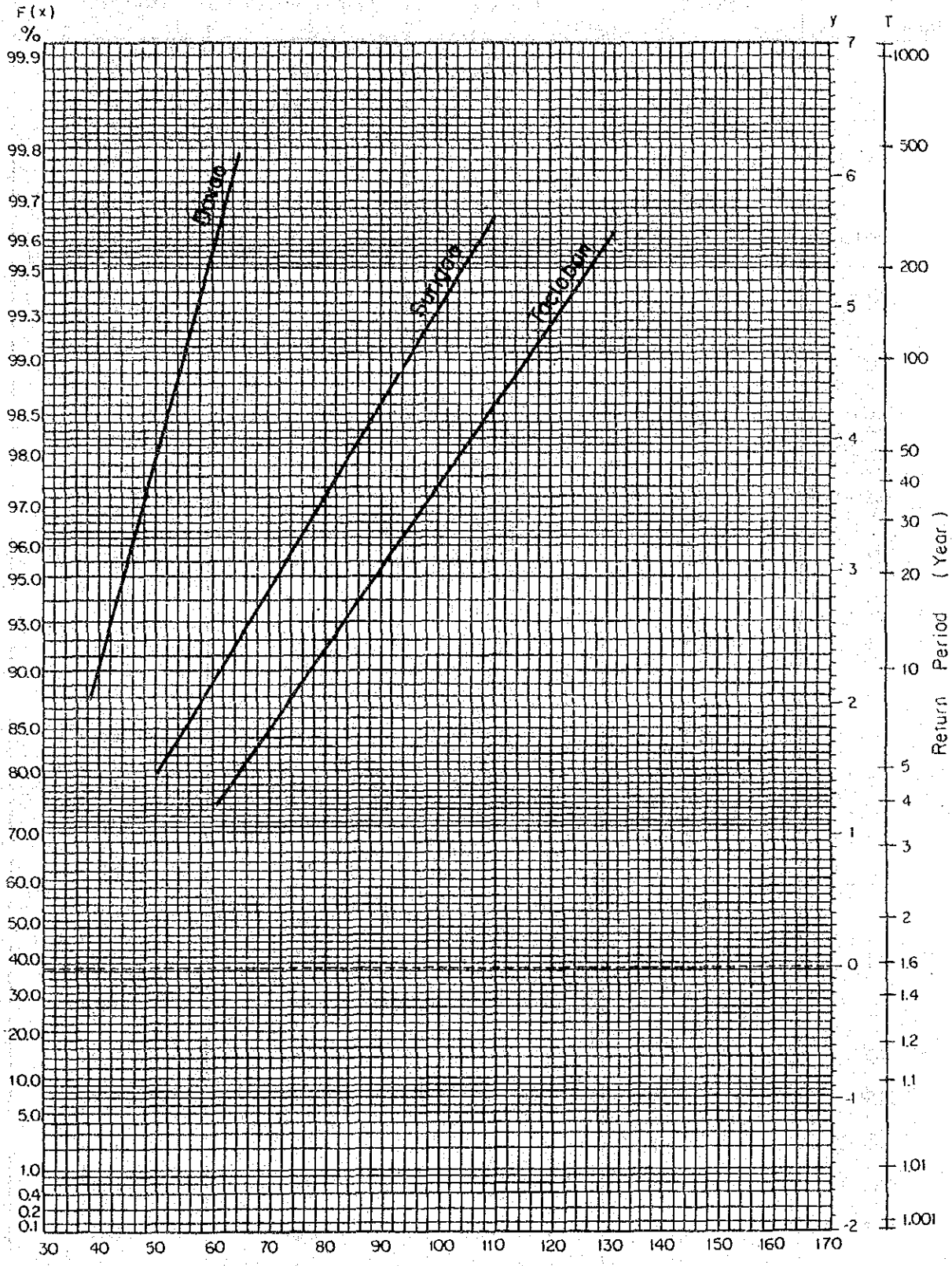
Station	Max. Wind Speed (KPH)	Min Pressure (mb)	Max. 24 Hours Rainfall (mm)	Reference
Tacloban	195	967	287	1,966/May
(Leyte)	160	987	69	1,971/Apr.
	104	993	187	1,972/Jan.
	93	996	198	1,962/May
	85	1,003	—	1,971/Mar.
	41	1,006	65	1,965/Mar.
Surigao	167	956	565	1,968/Nov.
(Mindanao)	121	1,000	355	1,950/Nov.
	120	1,001	94	1,967/Mar.
	112	1,003	356	1,954/May
	111	1,001	170	1,969/Apr.
	65	1,002	173	1,960/Apr.
	45	1,005	55	1,971/Nov.
Hinatuan	93	1,002	240	1,955/Jan.
	84	986	215	1,954/Dec.
	39	1,008	177	1,954/Mar.
	88	1,004	391	1,949/Nov.

Table A-1-4 Ranks of Annual Max. Wind Speed

( in Knots )

Station Rank	Surigao	Davao	Cagayan de Oro	Tacloban
1	19	22	9	25
2	21	24	9	26
3	22	25	10	30
4	24	25	10	30
5	26	25	10	32
6	28	26	10	34
7	32	26	10	36
8	32	26	10	36
9	34	27	10	37
10	35	28	10	37
11	38	28	10	38
12	40	28	11	38
13	48	28	12	40
14	52	30	13	42
15	52	30	14	43
16	56	35	15	44
17	58	60	18	47
18	60		20	50
19	90		20	52
20			20	52
21			20	55
22			22	56
23			22	56
24			22	61
25			22	72
26			25	84
27			26	90
28			26	102
29				105

Fig. A-1-1. Wind and Return Period

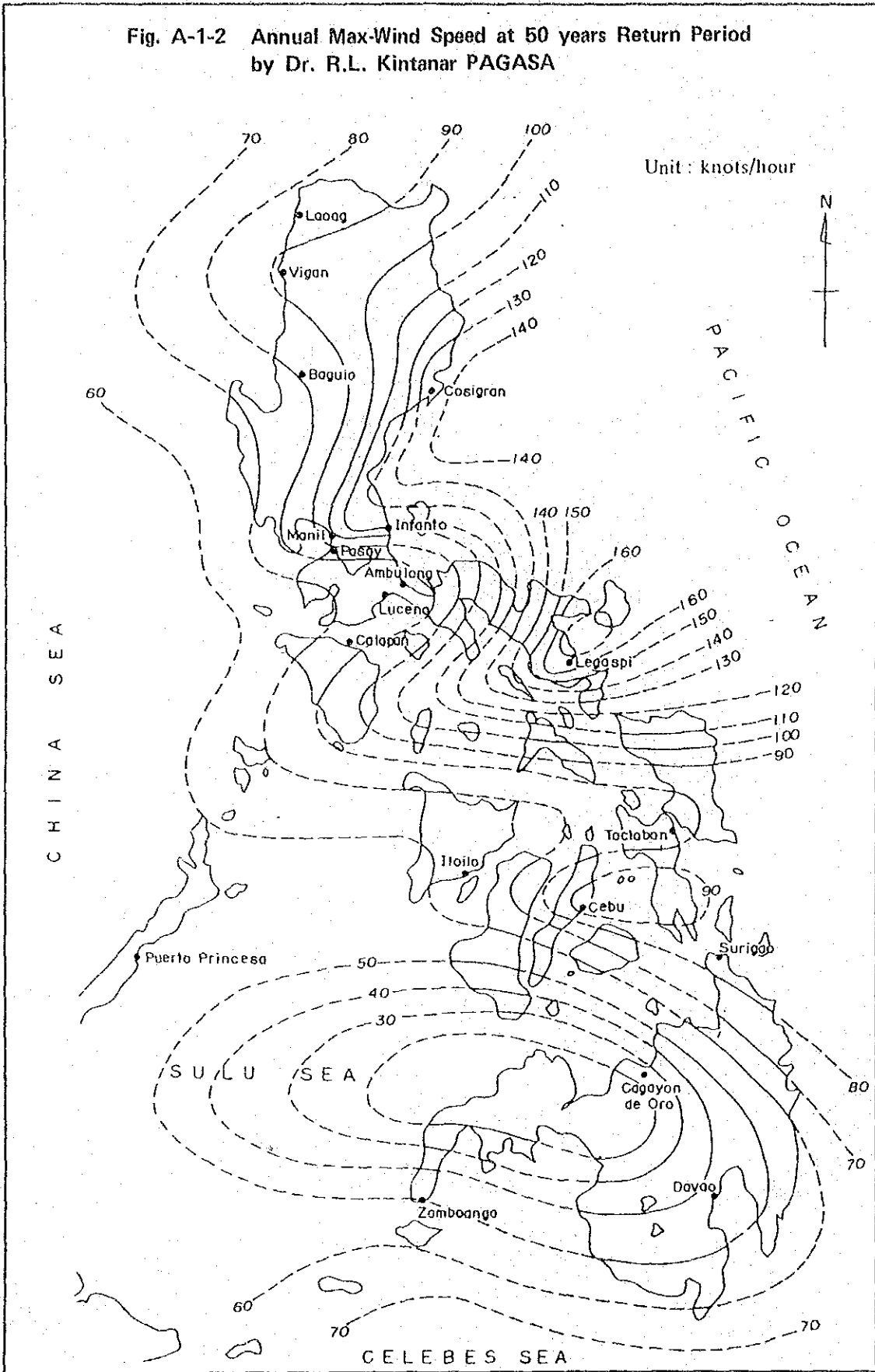


X Wind Speed (Knots)

$$F(x) = \exp\{-\exp(-y)\}, y = a(x-u), T = 1 / \{1 - F(x)\}$$



Fig. A-1-2 Annual Max-Wind Speed at 50 years Return Period  
by Dr. R.L. Kintanar PAGASA





## A-2 第2回海底ケーブル調査結果



## A-2 第2回海底ケーブル調査結果

### 1. 補足調査実施の経緯

レイテ・ミンダナオ送電線の海底ケーブル・ルートに関する海底調査は1983年6月中旬から8月中旬の2ヶ月間で行なわれた。

Nonoc島とミンダナオ島 Surigao間の Hinatuan Passage についてはケーブル布設に適当なルートが見付かった。一方、レイテ島と Dinagat 島間の Surigao Strait については、深さ200mの海峡中央部で数km巾で起伏の多い岩質の地帯があることが確認された。海底表面は小さな起伏が多く、ケーブル布設後長期間使用中に損傷される可能性が高い。しかしながら測量期間を十分にとることができなかつたこと及び測量器具の制約(通常のフィージビリティ調査に使用される音響測深器のみを使用した。)によりこの海峡の海底状況の詳細を把握することができず、又、このルートの技術上のフィージビリティも確認することはできなかった。

詳細調査のための海底調査器材を追加して Surigao Strait については、この海峡を横断する適当なルートを見付け出すために補足調査が計画され、1983年11月28日より1984年1月26日の2ヶ月間実施された。

### 2. 海底調査の方法

#### (1) 使用した調査用器材

前回の第1回調査で使用した音響測深器及び電波測距儀の他に下記の2種類の調査器具を使用した。

- a) 海底面の視覚的確認のためのサイド・スキャン・ソナー。
- b) 海底面上の汐流の方向及び速さを測定するためのアンデラー流速計及び音響切り離し装置。

#### (2) Surigao Straitの調査

前回の調査の際に行なった予定ルートの近傍6km(両側3kmずつ)の他に、北及び南方向の広い範囲について音響測深を実施した。サイド・スキャン・ソナーによる探査は音響測深の結果を参照して選定されたルートについて行なった。

海底面の汐流測定及び海底試料の採取も上記と並行して行なった。

調査を実施した項目は下記の通りである。

- a) 音響測深…………… 1,050 km ( 前回は 405 km )
- b) サイド・スキャン・ソナーによる探査…………… 393 km
- c) 海底汐流測定…………… 3 日間測定 — 4 地点  
15 日間測定 — 1 地点 ( 2 点設置したが 1 点分は器材流失 )

d) 海底試料採取…………… 8 地点

(3) Hinatuan Passage の調査

前回の調査で岩質海底と予想された水路の中央部で、選定ルートと平行及び直角方向の数ルートについて音響測深及びサイド・スキャン・ソナーによる探査を行なった。

海底汐流の測定は全ルート中で最も海流の速い Hikdop 島と Hanigad 島間の海峡の出口の所で 2 日間に亘って実施した。

3. 海底調査の結果

(1) Surigao Strait の調査

この海峡の中央部の深海に、岩石が広い地域に亘って析出していることが判明した。海底面には全般的に凹凸が激しく、ごく限られた地域を除き海底ケーブル・ルートとして適当ではない。岩の表面にある砂は海流によって移動して南部の深所に運ばれ帰って来ないものと推定される。

海底海流の測定データは、A-2-1 図から A-2-3 図に示す通りである。A-2-1 及び 2 図は大汐時期を含む 3 日間測定データであり、A-2-3 図は海峡南部での 15 日間測定データである。大汐時の汐流速度は毎秒 1 m 余りで、この海峡の中央部の最大汐流はケーブルが動く危険流速の毎秒 1.5 m 以内と思われる。又、A-2-5 図から、海流が北から流れる時には水温が高いが、海流が北流する時は、深海の冷たい海水が逆流して温度が大幅に下がることがわかる。最高温度(26℃)と最底温度(12℃)の差は 14℃であった。

調査の結果選定された最良のルートは、当初選定されたルートの南、中央部で約 5 km の所を通り Hinundayan の南と Balete-Cove の南 Libjo 湾に面した地点を結ぶルートである。このルートの中には 5 つの変曲点があり、全長は地上部を含めてルート全長約 32.5 km である。全長 32.5 km 中 13 km は岩盤地帯になっている。しかし起伏は全般的に急峻な個所は無く最大傾斜角は許容範囲内の 16° 程度である。

レイテ島側のケーブル揚陸地点は前回選定された地点の 4 km 余り南、Sagbuk 部落の南側である。ターミナル地点は海岸から約 200 m の椰子林の中である。Dinagat 島側の揚陸地点は 1979 年に行なわれた予備調査の際に選定した地点と同一地点である。ターミナル地点は海岸から約 300 m の丘の上で、北側の屋根で、北及至北東の強風から遮蔽されている。

上記の選定されたルート以外の代案のルートとしては選定されたルートより 10 及至 20 km 北のレイテ島の Hinunangan 部落付近から北寄りに Hibuson 島の南を通り Dinagat 島の Tubajon 湾の Tubajon に至るルートである。このルートの海底の状態は上記の選定されたルートより良いが、海底ケーブル全長が 10 km 余長くなり、架空送電線ルートも数 km

長くなる。又、Hibuson 島と Dinagat 島との狭い水路の海流は非常に速く、大汐の時には渦を巻いて流れている。海図によると、この部分の最大流速は 6 ノットで今回持参した流速計では測定困難であった。岩質の海底上での布設ケーブルの潮力による移動は避けられず、このルートは推薦できない。

上記のように南よりのルートをとるのが一番良いと考えられる。

## (2) Hinatuan Passage の調査

ルート中央部 (Lipata より 7 - 9 km) の最深部の前回の調査で岩質の海底と想定された地帯は岩盤の上に砂が堆積していて、ところどころに岩が露出している海底であることがサイド・スキャン・ソナーによる測定結果から判明した。従って、このルートに海底ケーブルを布設することに特に問題はない。

前回の第 1 回の調査で選定したルートの付近が最良のルートであることが確認された。

潮流測定結果は A-2-6 図に示す通りである。測定された最高流速は大汐時にはずれているが  $0.9 \text{ m/sec}$  で最大  $1.5 \text{ m/sec}$  以内には入るものと考えられる。

DEC./1983

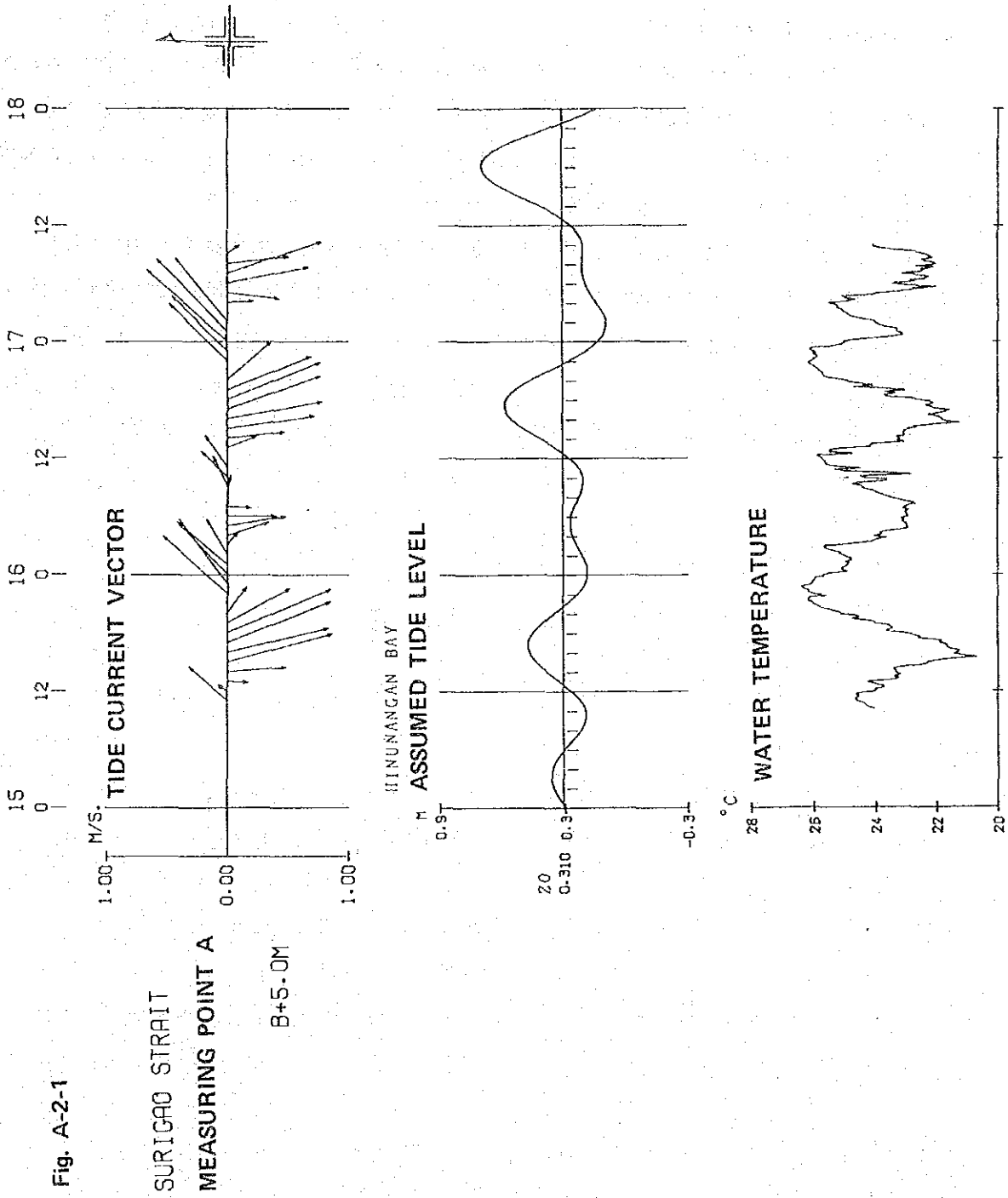


Fig. A-2-1

SURIGAO STRAIT  
MEASURING POINT A  
B+5.0M



DEC./1983

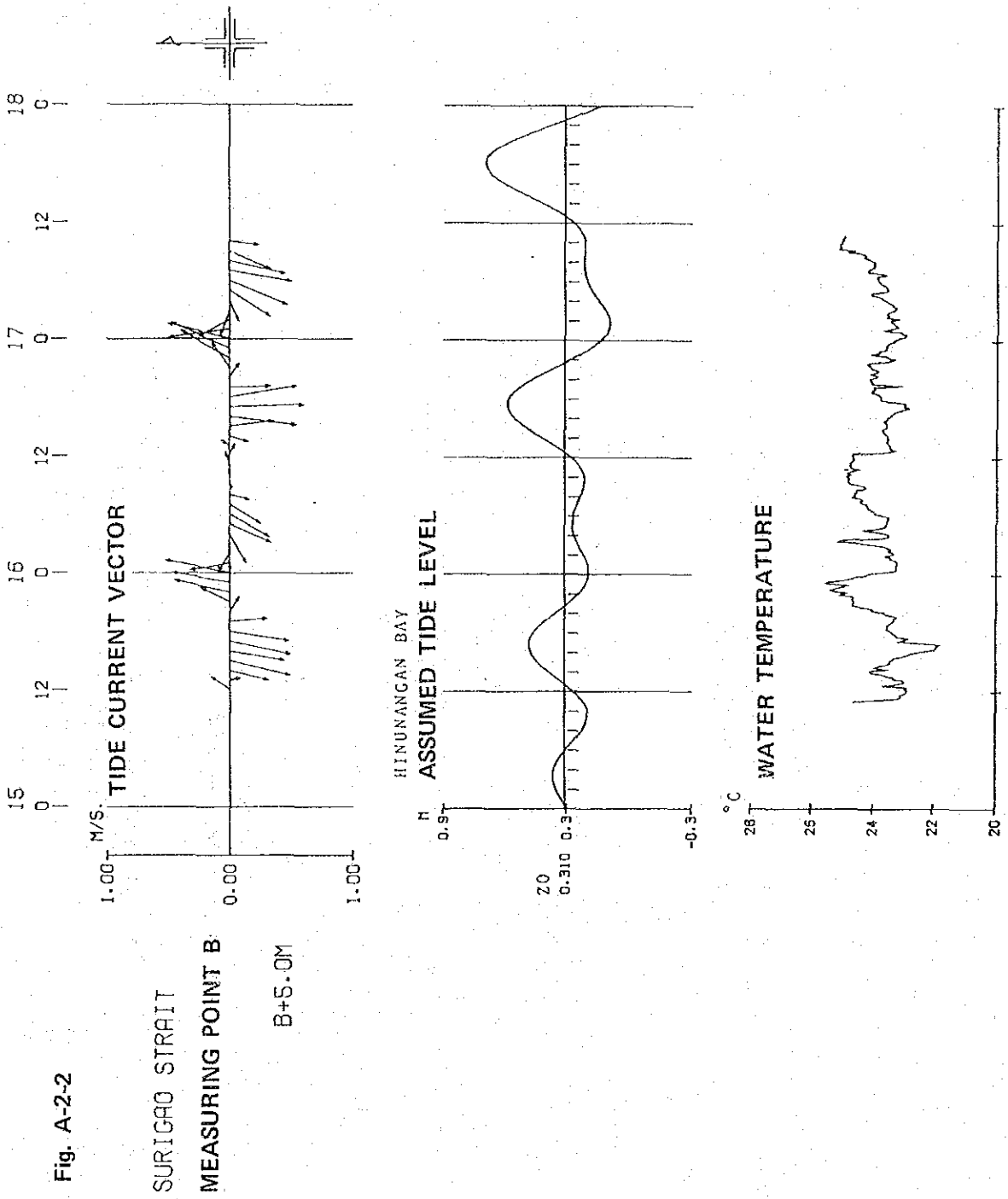
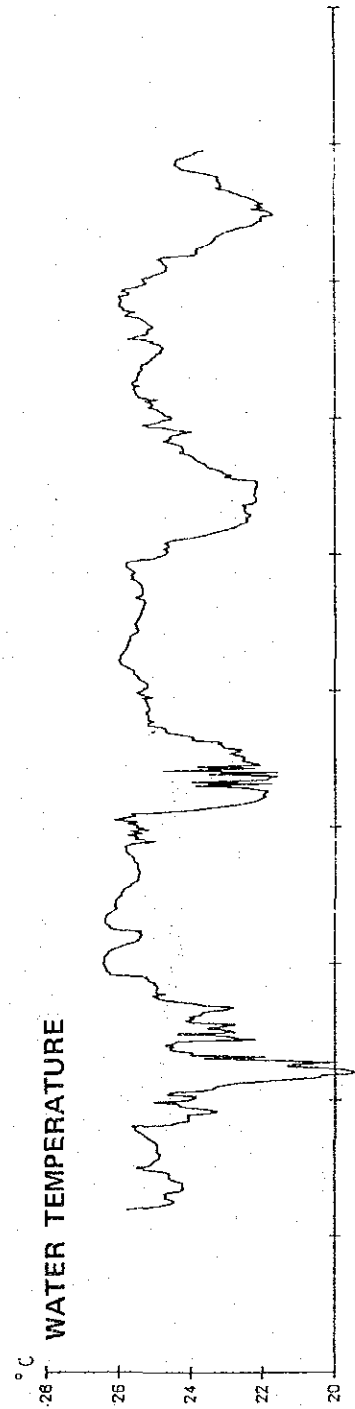
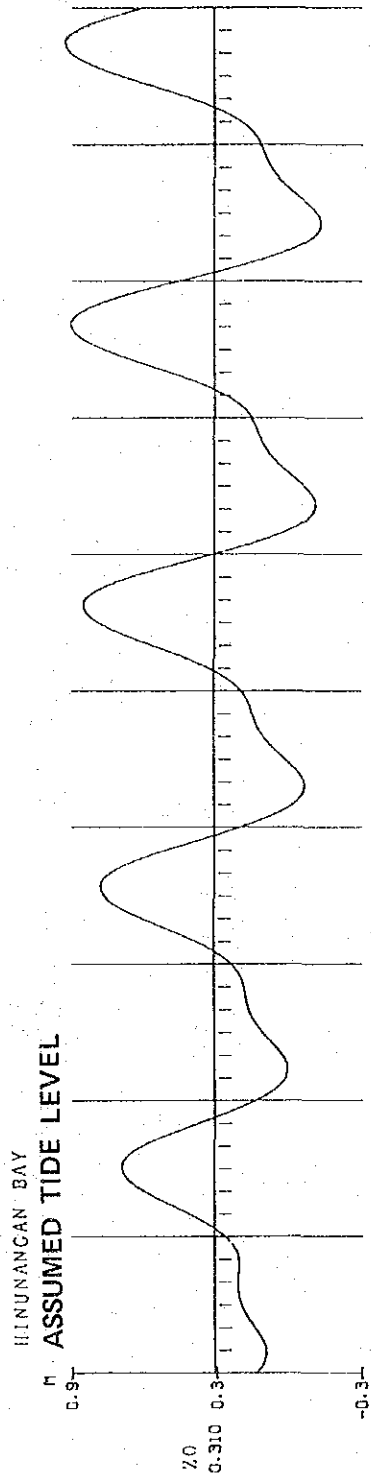
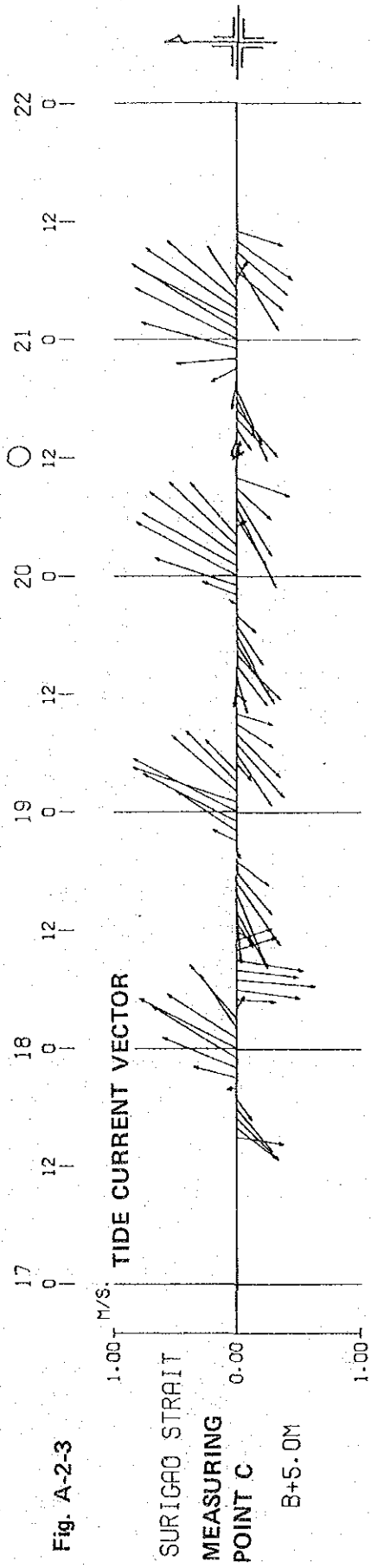


Fig. A-2-2

SURIGAO STRAIT  
MEASURING POINT B  
B+5.0M

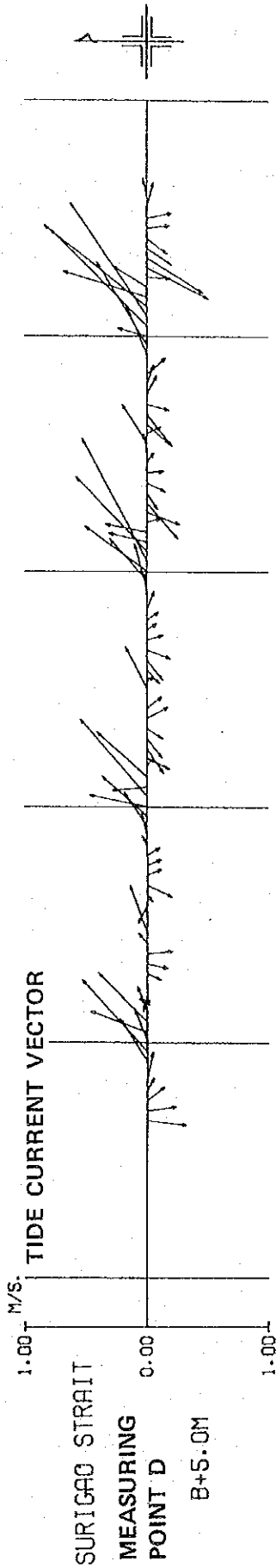
DEC./1983

Fig. A-2-3



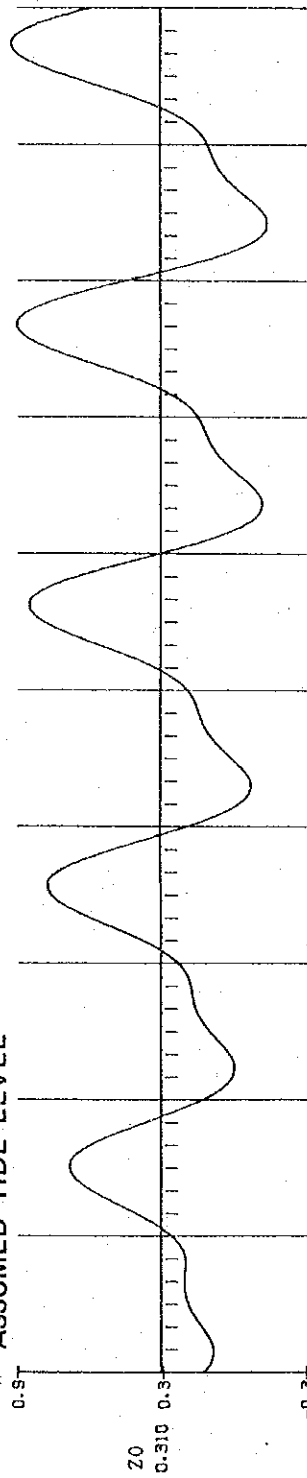
DEC./1983

Fig. A-2-4



HINUNANGAN BAY

**ASSUMED TIDE LEVEL**



°C

**WATER TEMPERATURE**

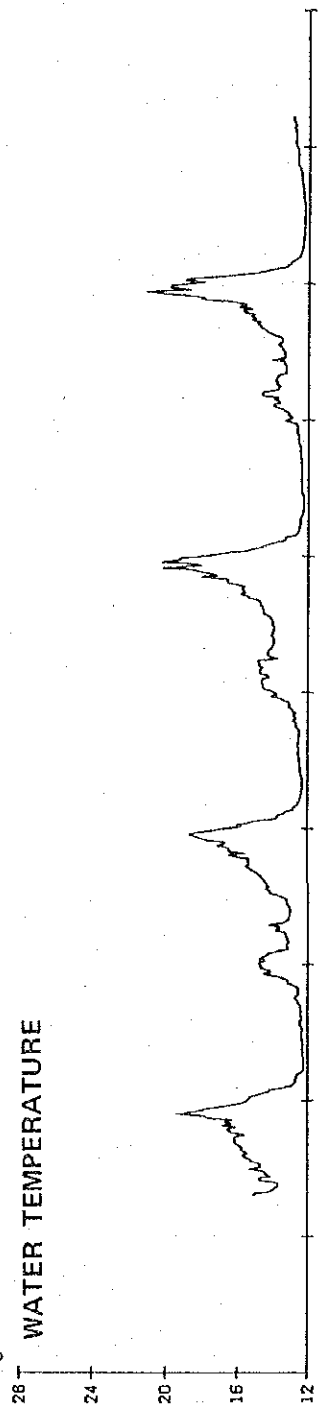
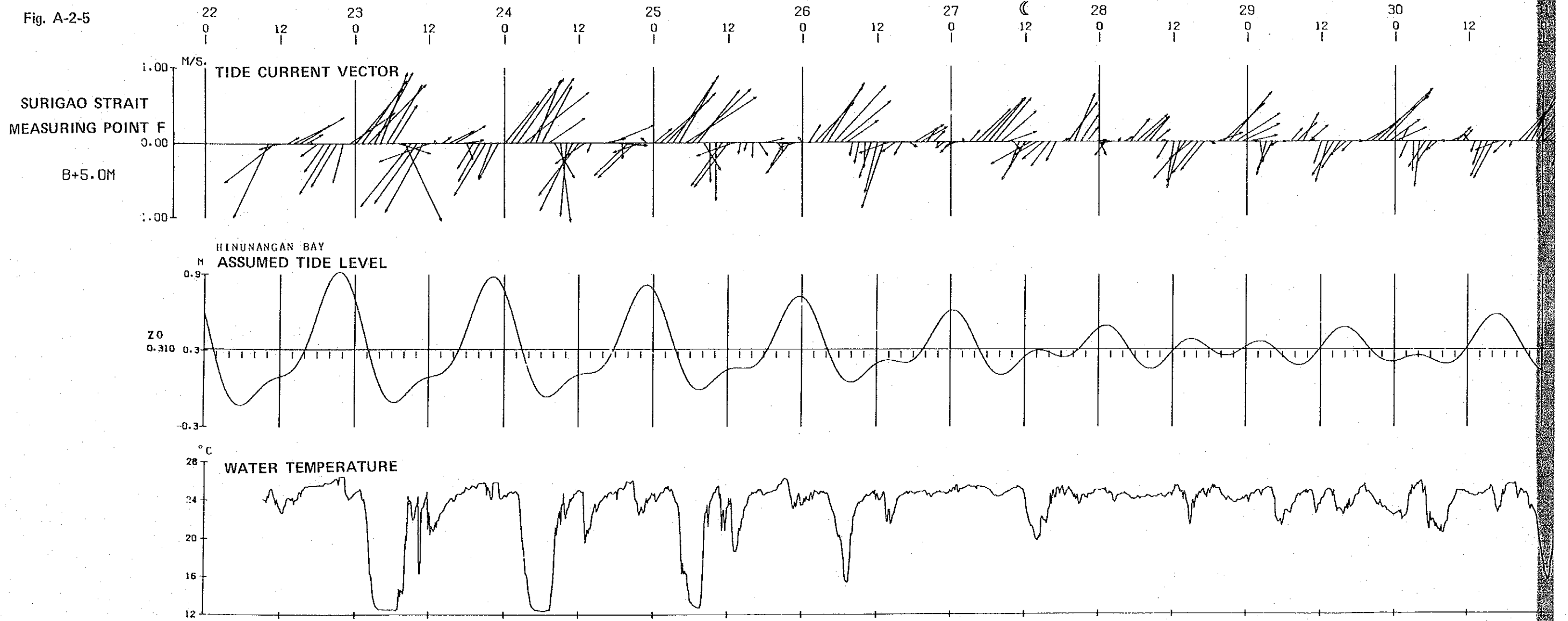




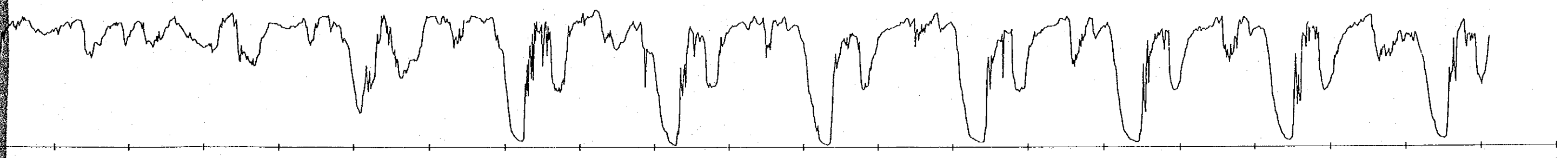
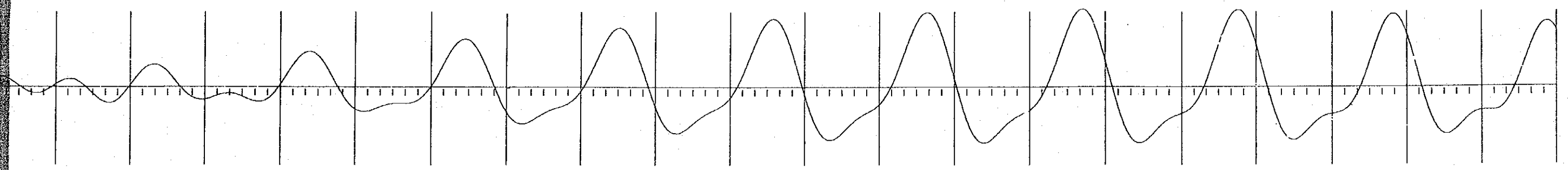
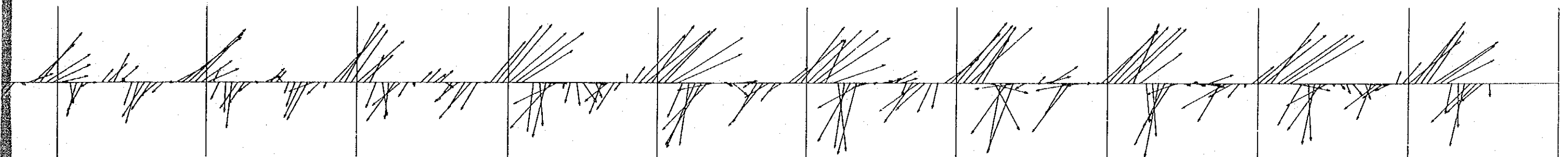
Fig. A-2-5

DEC. /1983



JAN. / 1984

29 0 12 30 0 12 31 0 12 1 0 12 2 0 12 3 0 12 4 0 12 5 0 12 6 0 12 7 0 12 8 0 12



JAN./1984

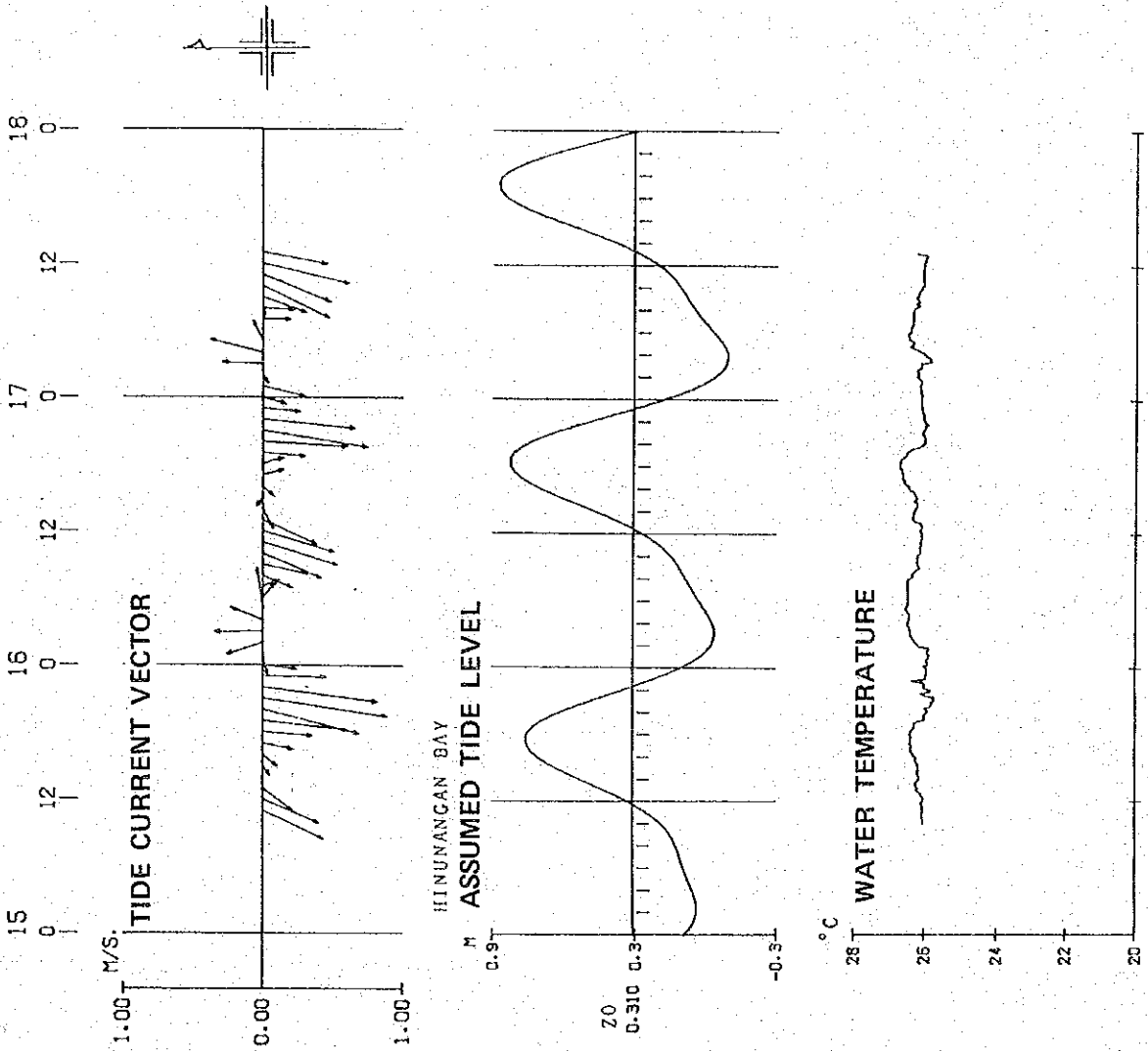


Fig. A-2-6

HINATUAN PASSA.  
MEASURING POINT G  
B+5.0M





## A-3 FIRRの計算

(NAPOCOR提示のエスカレーション使用のケース)



### A-3 FIRRの計算 (NAPOCOR提示のエスカレーション使用のケース)

本文8章において、工事費の積算をした際、建設費のエスカレーションを見込んだが、その際外貨分に関しては世界の最近のインフレーション傾向を考慮しNAPOCOR提示のエスカレーションの1/2の数値を採用した。

ここでは、参考までにNAPOCOR提示のエスカレーションを外貨分についても使用した場合のFIRRの計算結果を単独評価および総合評価それぞれの場合について掲げておく。(Table A-3-1, A-3-2)

	FIRR NAPOCOR提示の エスカレーション使用	FIRR (JICAスタディ)
単 独 評 価	6.0%	7.8%
総 合 評 価	10.6%	12.5%



Table A-3-1 FIRR Computation (Independent) Based on NPC proposed Escalation Rate (Foreign)

Unit: US\$10<sup>3</sup>

No.	Year	Benefit			Cost				Total	Benefit-Cost	
		Energy Sales <sup>/1</sup> (GWh)	Power Rate (US mil/kWh)	Benefit	Geothermal P/S		Leyte-Mindanao T/L				Steam <sup>/4</sup>
					Capital <sup>/5</sup>	O & M <sup>/2</sup>	Capital	O & M <sup>/3</sup>			
1	1988	—	—	—	—	—	3,305	—	—	—	-3,305
2	1989	—	—	—	30,530	—	38,375	—	—	68,905	-68,905
3	1990	—	—	—	114,316	—	194,221	—	—	308,537	-308,537
4	1991	—	—	—	133,619	—	76,219	—	—	209,838	-209,838
5	1992	595	137.3	81,701	56,087	4,278	0	5,056	5,056	111,028	-29,327
6	1993	595	148.2	88,238	—	4,620	0	5,461	49,256	59,337	28,901
7	1994	595	160.1	95,297	—	4,990	10,915	5,898	5,898	74,999	20,298
8	1995	595	172.9	102,920	—	—	5,389	81,015	6,370	150,226	-47,306
9	1996	595	186.7	111,154	—	5,820	16,774	6,879	62,048	91,521	19,633
10	1997	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
11	1998	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
12	1999	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
13	2000	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
14	2001	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
15	2002	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
16	2003	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
17	2004	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
18	2005	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
19	2006	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
20	2007	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
21	2008	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
22	2009	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
23	2010	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
24	2011	1,190	201.7	240,092	—	12,755	—	9,190	134,024	155,969	84,123
25	2012	655	201.7	132,188	—	6,469	—	9,190	73,713	89,372	42,816

FIRR = 6.0%

Note: <sup>/1</sup> Transmission loss of 2.9% was deduced.  
<sup>/2</sup> O & M cost was assumed at 2.5% of the total capital cost.  
<sup>/3</sup> O & M cost was assumed at 1.5% of the total capital cost.  
<sup>/4</sup> Steam cost was derived by unit cost (financial) of US mil 25.10/kWh (=0.241 Peso/kWh) multiplied by generation volume at Tongonan power station.

<sup>/5</sup> Generation capacity of 100 MW was assumed from No. 17 through No. 20 plants (with total capacity of 220 MW) and another 100 MW from No. 21 and No. 22 (with total capacity of 110 MW). Unit cost of US\$745/kW was adopted from the study of Tongonan II Project prepared by NAPOCOR.

Table A-3-2 FIRR Computation (Integrated) Based on NPC proposed Escalation Rate (Foreign)

Unit: US\$10<sup>3</sup>

No.	Year	Benefit				Cost						Benefit-Cost			
		Energy Sales (GWh)		Benefit	Power Rate (US mil/kWh)	Geothermal P/S		Leyte-Mindanao T/L		Leyte-Luzon T/L			Steam	Total	
		Luzon	Mindanao			Capital	O & M	Capital	O & M	Capital	O & M				
1	1984	—	—	—	—	—	—	—	—	2,792	—	—	2,792	-2,792	
2	1985	—	—	—	—	25,225	—	—	—	47,405	—	—	72,630	-72,630	
3	1986	—	—	—	—	123,484	—	—	—	247,393	—	—	370,877	-370,877	
4	1987	—	—	—	—	190,771	—	—	—	74,526	—	—	265,297	-265,297	
5	1988	645	—	645	100.9	65,105	205,303	3,722	3,305	—	14,731	6,028	36,919	270,008	-204,903
6	1989	1,936	—	1,936	109.0	210,941	235,077	13,312	38,375	—	131,808	6,511	119,618	544,701	-333,760
7	1990	1,936	—	1,936	117.7	227,817	323,349	14,377	194,221	—	43,292	7,031	129,187	711,457	-483,640
8	1991	3,227	—	3,227	127.1	410,070	197,862	23,516	70,219	—	—	10,669	232,537	540,803	-130,733
9	1992	3,931	595	4,526	137.3	621,288	61,696	34,808	0	5,056	—	11,523	351,597	464,680	156,608
10	1993	4,576	595	5,171	148.2	766,653	—	42,823	0	5,461	—	12,445	433,971	494,700	271,953
11	1994	4,576	595	5,171	160.1	827,985	—	46,249	10,915	5,898	—	13,440	468,688	545,190	282,795
12	1995	4,576	595	5,171	172.9	894,223	—	49,949	81,015	6,370	—	14,515	506,183	658,032	236,191
13	1996	4,576	595	5,171	186.7	965,761	—	53,945	16,774	6,879	—	15,676	546,678	639,952	325,809
14	1997	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
15	1998	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
16	1999	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
17	2000	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
18	2001	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
19	2002	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
20	2003	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
21	2004	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
22	2005	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
23	2006	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
24	2007	3,990	1,190	5,180	201.7	1,044,876	—	58,260	—	9,190	—	16,931	590,412	674,793	370,083
25	2008	3,341	1,190	4,531	201.7	913,959	—	51,371	—	9,190	—	16,931	516,611	594,103	319,856
26	2009	2,050	1,190	3,240	201.7	653,860	—	34,172	—	9,190	—	16,931	369,008	429,301	224,559
27	2010	2,050	1,190	3,240	201.7	653,860	—	34,172	—	9,190	—	16,931	369,008	429,301	224,559
28	2011	762	1,190	1,952	201.7	393,761	—	20,744	—	9,190	—	16,931	221,405	268,270	125,491
29	2012	0	655	655	201.7	132,188	—	7,116	—	9,190	—	16,931	73,802	107,039	25,149

FIRR = 10.6%

- Notes: <sup>1</sup> Transmission loss was deducted by 2.9% for Mindanao and 4.4% for Luzon grids power transmission.  
<sup>2</sup> The capital cost corresponds to the construction of No. 7 through No. 22 plants of Tongonan geothermal power station, the breakdown of which is presented in Table 9-3.  
<sup>3</sup> The breakdown into foreign currency and local currency is presented in Table 9-4.

## A-4 経済評価の一考察





#### A - 4 経済評価の一考察

本プロジェクトの単独評価においては、予備力低減効果はディーゼル発電プラントのkW 価値をベースに計算が行われた。一方NAPOCORとのドラフト・レポートの打合せにおいてディーゼル・プラントの投資コストをベースとした評価についての示唆をうけたが、その検討結果は次のとおりである。

すなわち、この場合、BenefitとCostとの関係はFig A-4-1に示されるごとく、割引率=0においてCostが便益より大である。

このことは、Leyte-Mindanao 連系送電線を建設する場合、耐用年数間における収益性が、6.145 %以下であるならば、建設すべきでないことを意味する。逆に云えば6.145 %以上の収益性を期待するならば、本プロジェクトは経済的にもフィジブルであることを意味する。

Table A-4-1 kW Value for Reserve Power Saving due to Power System Interconnection

- a) Unit construction cost: 550 US\$/kW (Diesel power plant)
- b) Useful project life: 15 years
- c) kW compensation factor: 16.5 %
- d) Total investment cost:  
 $550 \text{ US\$/kW} \times 100 \text{ MW} \times 2 \times 1.165 = 128,150 \times 10^3 \text{ US\$}$

Fig. A-4-1 Relation between the Cost and the Benefit

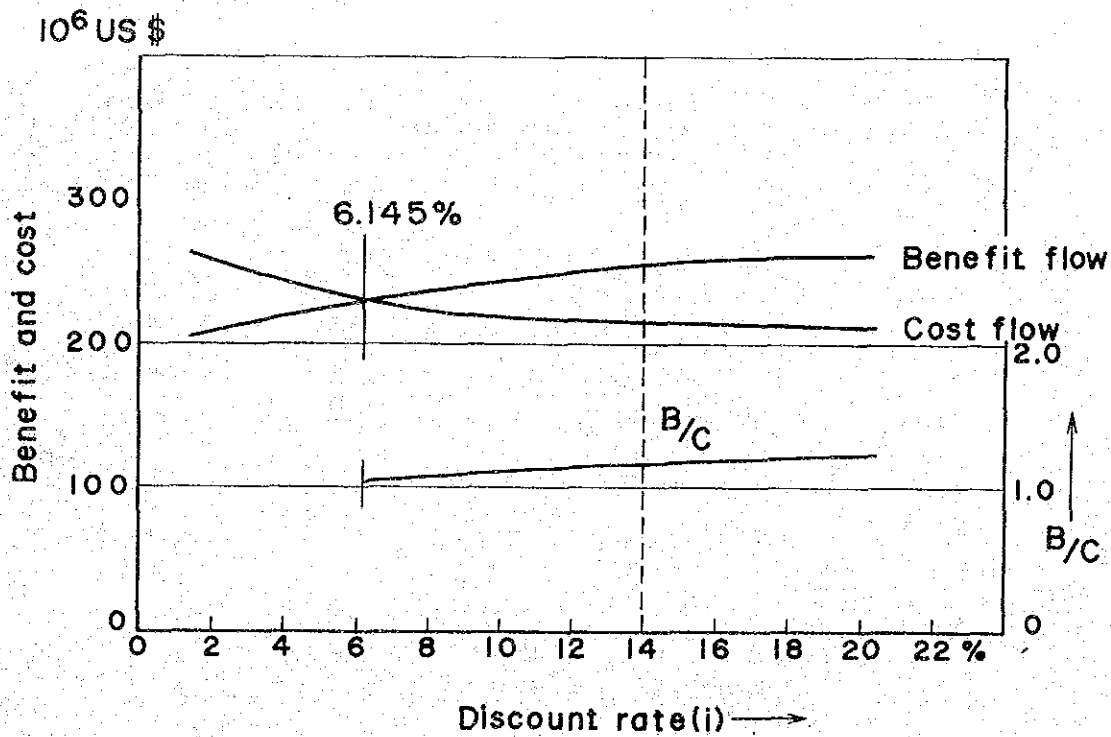


Table A-4-2 Economic Evaluation for Leyte - Mindanao Power Transmission Project (Independent)

n	Year	Discounted rate (i = 14%)	Cost flow (C)				Benefit flow (B)									
			Cons. cost (10 <sup>3</sup> US\$)	O & M cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Present value (10 <sup>3</sup> US\$)	R. P. saving (MW)	*R. P. S benefit (10 <sup>3</sup> US\$)	Surplus energy (GWh)	Loss improve (GWh)	L. I benefit (10 <sup>3</sup> US\$)	Economic energy interchange (10 <sup>3</sup> US\$)			Total (10 <sup>3</sup> US\$)	Present value (10 <sup>3</sup> US\$)
-3	1988	1.481	2,150		2,150	3,184	0		1,502	0	0	0	0	0	0	0
-2	1989	1.299	20,435		20,435	26,545	0		3,008	0	0	25,327	0	25,327	25,327	32,900
-1	1990	1.140	98,158		98,158	111,900	0	32,037	2,927	0	0	75,981	0	75,981	108,018	123,141
0	1991	1.000	35,392		35,392	35,392	0	32,038	4,471	0	0	25,327	0	25,327	57,365	57,365
1	1992	0.877		2,342	2,342	2,053	100		5,395	67	3,202	20,241	31,001	-10,760	-7,558	-6,628
2	1993	0.769		2,342	2,342	1,800	100		6,153	77	3,680	20,241	31,001	-10,760	-7,080	-5,445
3	1994	0.674	4,402	2,342	6,744	4,545	100		6,116	76	3,632	45,568	31,001	14,567	18,199	12,266
4	1995	0.592	30,489	2,342	32,831	19,435	100	32,037	6,078	75	3,585	96,222	31,001	65,221	100,843	59,699
5	1996	0.519	5,422	2,342	7,764	4,029	100	32,038	6,039	75	3,585	45,568	31,001	14,567	50,190	26,049
6	1997	0.455		2,946	2,946	1,340	200		5,386	67	3,202	40,484	62,002	-21,518	-18,316	-8,334
7	1998	0.399		2,946	2,946	1,175	200		5,344	66	3,154	40,484	62,002	-21,518	-18,364	-7,327
8	1999	0.350		2,946	2,946	1,031	200		5,301	66	3,154	40,484	62,002	-21,518	-18,364	-6,427
9	2000	0.307		2,946	2,946	904	200		5,245	65	3,107	40,484	62,002	-21,518	-18,411	-5,652
10	2001	0.269		2,946	2,946	792	200		5,215	65	3,107	40,484	62,002	-21,518	-18,411	-4,953
11	2002	0.236		2,946	2,946	695	200		5,184	64	3,059	40,484	62,002	-21,518	-18,459	-4,356
12	2003	0.207		2,946	2,946	609	200		5,152	64	3,059	40,484	62,002	-21,518	-18,459	-3,821
13	2004	0.182		2,946	2,946	536	200		5,120	64	3,059	40,484	62,002	-21,518	-18,459	-3,360
14	2005	0.159		2,946	2,946	468	200	32,037	5,087	63	3,011	40,484	62,002	-21,518	13,530	2,151
15	2006	0.140		2,946	2,946	412	200	32,038	5,053	63	3,011	40,484	62,002	-21,518	13,531	1,894
16	2007	0.122		2,946	2,946	359	200		5,018	62	2,963	40,484	62,002	-21,518	-18,555	-2,264
17	2008	0.107		2,946	2,946	315	200		4,983	62	2,963	40,484	62,002	-21,518	-18,555	-1,985
18	2009	0.094		2,946	2,946	276	200		4,948	61	2,915	40,484	62,002	-21,518	-18,603	-1,749
19	2010	0.082		2,946	2,946	241	200	32,037	4,911	61	2,915	40,484	62,002	-21,518	13,434	1,102
20	2011	0.072		2,946	2,946	212	200	32,038	4,874	60	2,868	40,484	62,002	-21,518	13,388	964
21	2012	0.063		2,946	2,946	185	200		0	0	0	0	0	0	0	0
22	2013	0.055		2,946	2,946	162	200		0	0	0	0	0	0	0	0
23	2014	0.049		2,946	2,946	144	200		0	0	0	0	0	0	0	0
24	2015	0.043		2,946	2,946	126	200		0	0	0	0	0	0	0	0
25	2016	0.037		2,946	2,946	109	200		0	0	0	0	0	0	0	0
26	2017	0.033		2,946	2,946	97	200		0	0	0	0	0	0	0	0
27	2018	0.029		2,946	2,946	85	200		0	0	0	0	0	0	0	0
28	2019	0.025		2,946	2,946	73	200		0	0	0	0	0	0	0	0
29	2020	0.022		2,946	2,946	64	200		0	0	0	0	0	0	0	0
30	2021	0.019		2,946	2,946	55	200		0	0	0	0	0	0	0	0
Total		---	196,448	85,360	281,808	219,348	---	256,300	118,510	1,323	63,231	961,735	1,085,035	-123,300	196,231	255,230

Note: R. P. saving: Reserve power saving, L. I. benefit: Loss improvement benefit, R. P. S benefit: Investment cost of diesel power plants

Table A-4-3 Computation Sheet

Discounted Cash Flow Method

Discount rate = 14.0000 (%)  
 B/C = 1.163000788  
 B-C = 35767.29685

Year	Serial Number	Cost Flow	Discounted Cost Flow	Benefit Flow	Discounted Benefit Flow
1988	-3	2150	3185.32	0	0.00
1989	-2	20435	26557.33	25327	32914.97
1990	-1	98158	111900.12	108018	123140.52
1991	0	35392	35392.00	57385	57365.00
1992	1	2342	2054.39	-7558	-6629.82
1993	2	2342	1802.09	-7080	-5447.83
1994	3	6744	4552.01	18199	12283.81
1995	4	32831	19438.59	100843	59707.15
1996	5	7764	4032.38	50190	26067.11
1997	6	2946	1342.16	-18316	-8344.52
1998	7	2946	1177.33	-18364	-7338.94
1999	8	2946	1032.75	-18364	-6437.67
2000	9	2946	905.92	-18411	-5681.53
2001	10	2946	794.67	-18411	-4966.25
2002	11	2946	697.07	-18459	-4367.72
2003	12	2946	611.47	-18459	-3831.33
2004	13	2946	536.38	-18459	-3360.82
2005	14	2946	470.51	13530	2160.88
2006	15	2946	412.72	13531	1895.65
2007	16	2946	362.04	-18555	-2280.25
2008	17	2946	317.58	-18555	-2000.22
2009	18	2946	278.58	-18603	-1759.12
2010	19	2946	244.37	13434	1114.33
2011	20	2946	214.36	13388	974.13
2012	21	2946	188.03	0	0.00
2013	22	2946	164.94	0	0.00
2014	23	2946	144.68	0	0.00
2015	24	2946	126.92	0	0.00
2016	25	2946	111.33	0	0.00
2017	26	2946	97.66	0	0.00
2018	27	2946	85.66	0	0.00
2019	28	2946	75.14	0	0.00
2020	29	2946	65.92	0	0.00
2021	30	2946	57.82	0	0.00
2022	31		0.00		0.00
2023	32		0.00		0.00
2024	33		0.00		0.00
2025	34		0.00		0.00
2026	35		0.00		0.00
2027	36		0.00		0.00
2028	37		0.00		0.00
2029	38		0.00		0.00
2030	39		0.00		0.00
2031	40		0.00		0.00
2032	41		0.00		0.00
2033	42		0.00		0.00
2034	43		0.00		0.00
2035	44		0.00		0.00
2036	45		0.00		0.00
2037	46		0.00		0.00
2038	47		0.00		0.00
2039	48		0.00		0.00
2040	49		0.00		0.00
2041	50		0.00		0.00
2042	51		0.00		0.00
2043	52		0.00		0.00
2044	53		0.00		0.00
Total		281808	219430.21	196231	255197.51

**Table A-4-4 Computation Sheet**

Discount rate = 2.0000 (%)  
 B/C = 0.817582736 B=212092.7826  
 B-C = -47321.6750 C=259414.4583

Discount rate = 4.0000 (%)  
 B/C = 0.916641172 B=224286.2175  
 B-C = -20396.4613 C=244682.6787

Discount rate = 6.0000 (%)  
 B/C = 0.995071878 B=233708.1903  
 B-C = -1157.44654 C=234865.6368

Discount rate = 8.0000 (%)  
 B/C = 1.055850141 B=241045.4499  
 B-C = 12750.31545 C=228295.1345

Discount rate = 10.0000 (%)  
 B/C = 1.102208991 B=246822.2614  
 B-C = 22888.08617 C=223934.1752

Discount rate = 12.0000 (%)  
 B/C = 1.137098244 B=251438.1907  
 B-C = 30315.5286 C=221122.6621

Discount rate = 14.0000 (%)  
 B/C = 1.163000786 B=255197.5071  
 B-C = 35767.29685 C=219430.2103

Discount rate = 16.0000 (%)  
 B/C = 1.181921413 B=258331.8055  
 B-C = 39762.44652 C=218569.3589

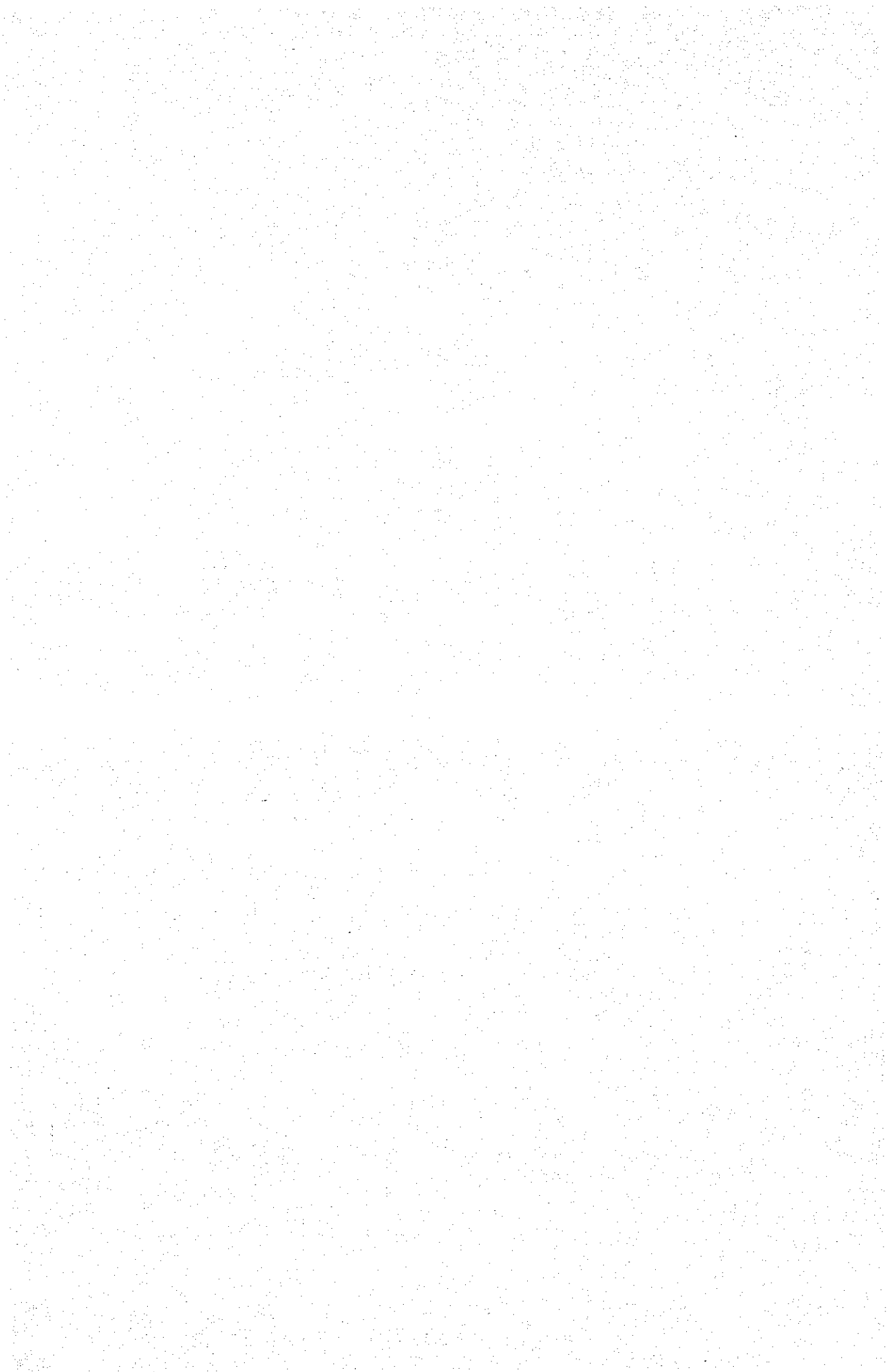
Discount rate = 18.0000 (%)  
 B/C = 1.195443738 B=261017.2959  
 B-C = 42673.85776 C=218343.4381

Discount rate = 20.0000 (%)  
 B/C = 1.204804671 B=263387.9698  
 B-C = 44773.30463 C=218614.6651

Discount rate = 6.1450 (%)  
 B/C = 1.000032568 B=234303.0925  
 B-C = 7.63044135 C=234295.4621









JICA