第９章　経済評価および財務分析

第9章　経済評価および財務分析

第9章　経済評価および財務分析

本プロジェクトは電力系統の諸設備のうち超高圧直流送電線と変換所および138 kV交流送電線の設備計画であり，Tongonan 地熱エネルギーを電力需要地のルソン島に送電するための流通基幹設備計画である。

経済的価値評価の本質は計画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を決めることである。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Tongonan地熱エネルギーを電力に変換するに必要なコストも含め，電力需要の中心地であるマニラにおける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5．3項で述べた如く本プロジェクトと比較対象となる代替設備計画はAC 500 kVおよびAC 230kV送電計画である。調査団は，両交流送電計画のうち，明らかに工事費の高いAC 500kV 送電計画は経済比較の対象からは除き、AC 230kV 送電計画を代替送電設備計画とした。

9.1.1　経済比較のための基本的な考察

本プロジェクトの工事範囲はTongonan 開閉所からNaga変換所までの総亘長455kmの区間である。しかし，Tongonan地熱エネルギーの電力需要地はルソン島のマニラ市であり，したがってマニラ市郊外に位置するSan Jose 変電所までの総亘長789km に亘ってTongonanの地熱エネルギーを送電するに必要な工事費が対象となる。しかしHVDC案およびAC 230kV案のいづれに対してもSan Jose変電所とNaga変換所間の500kV 送電線は共通のコストであるので除くものとする。ただしHVDC送電線計画案に比較し，AC 230KV送電計画は前述のSan Jose－Naga間を最初から500kV運転を必要とするのに対し，HVDC案では1991年に昇圧すれば良い。このように昇圧時期の相違による建設費の評価は考慮する。なお両案の間には送電線損失が異なるのでこの評価も加える。

(1)　経済評価のためのコストの範囲

Table 9－1に示す如く，第5章のTable 5－4に示す比較案のコストはいづれも直接工事費であるので必要な間接費（ただし建設中利息は除く）を加え年度別にキャシュ・フローの展開を行う。

(2)　送電損失の評価

本プロジェクトはルソン島の電源開発計画の中において既設の石油火力発電設備に置換

Table 9-1 Economic Evaluation of the Project
(Economic Cost)

	HVDC			AC 230 kV		
	Capital cost		O & M	Catital cost		O & M
	1st stage	2nd stage	cost	1st stage	2nd stage	cost
1982	2.3			2.2		
83	32.8			91.4		
84	161.0			199.6		
85	43.3			43.8		
86			5.4			7.1
87			5.4			7.1
88		36.8	5.4		36.7	7.1
89		92.0	5.4		91.8	7.1
90		55.1	5.4		55.0	7.1
91			7.8			11.2
92			7.8			11.2
93			7.8			11.2
94			7.8			11.2
Total	239.4	183.9		337.0	183.5	

Note	HVDC		AC 230 kV	
	1982-1985	1988-1990	1982-1985	1988-1990
- Direct cost	213.0	*172.3	307.0	167.0
- Physical contingency	16.0	7.0	23.0	12.5
- Engineering & adm.	10.2	4.5	7.0	4.0
- NPC's Eng. education	0.2	0.1	0	0
Total	239.4	183.9	337.0	183.5

Note * including voltage step-up costs from AC 230 kV to AC 500 kV

るものである。すなわちTongonan地熱エネルギーを電力需要の中心地であるマニラ市周辺に送電することにより，石油燃料焚きの火力発電所を停止することが可能である。

この意味において送電損失の評価に際しては kWh のみを評価し，kW 評価は除くものとする。石油燃料価格は経済評価の基準時点である 1981 年 3 月価格を採用するものとし次の如く想定した。

損失コスト　：　50 US mills／kWh

但し，　32.0 US $／Barrel

(3) 資本の機会費用と割引率

本プロジェクトの評価に当ってはNAPOCOR との打合せにより割引率10%と定めている。

この割引率は資本の側からみた資本の機会費用とみなされ，通常世界銀行が貸付する場合の期待されるプロジェクトの最低の報酬率である。

したがって，HVDC 計画案と AC 230 kV 代替案のキャッシュ・フロー資本の機会費用で割引いた上で両案のコスト比較を行うものとする。

(4) 評価期間

本プロジェクトは耐用年数の異なる電力設備で構成されている。又 Tongonanの地熱発電設備の耐用年数は20年と定められている。したがって，Tongonan 発電設備の耐用年数も考慮し，経済評価対象の期間は30年とした。なおこの評価期間30年については調査団と NAPOCOR との間で了解されている。

9.1.2 経済評価の結論

Table 9－2 に示す如く HVDC 案および AC 230 kV 案の両案について建設費，運転維持費および送電線損失コストを含めたキャッシュ・フローを資本の機会費用である10 %で割引いた結果便益，費用比率（B／C Ratio）は次の如くなった。

便益（AC 230KV のコスト）：786.9×10^6 US $

費用（HVDC のコスト）　：711.2×10^6 US $

B／C＝786.9×10^6 US $／$711.2 \times 10^6$ US $＝1.106

AC 230kV 送電計画案は送電線回線数が最終的には 3 ルートとなり，現実の問題としては用地取得の面から工事費がさらに増加する可能性があり上述の便益・費用比率（B/C）はさらに大きくなり，HVDC送電計画の経済性はさらに大きくなるものと思われる。

Table 9-2 Economic Evaluation of the Project

n	Year	Discounted rate i=10%	Available supply energy (GWh)	*1 COST OF HVDC							*2 BENEFIT = COST OF AC 230 kV						
				Loss factor (%)	Loss energy (GWh)	Capital investment (10^6US$)	O & M cost (10^6US$)	Loss cost (10^6US$)	Total cost (10^6US$)	Present value (10^6US$)	Loss factor (%)	Loss energy (GWh)	Capital investment (10^6US$)	O & M cost (10^6US$)	Loss cost (10^6US$)	Total cost (10^6US$)	Present value (10^6US$)
-4	1982	1.331				2.3			2.3	3.1			2.2			2.2	2.9
-3	1983	1.210				32.8			32.8	39.7			91.4			91.4	102.4
-2	1984	1.100				161.0			161.0	177.1			199.6			199.6	219.6
-1	1985	1.000				43.3			43.3	43.3			43.8			43.8	43.8
1	1986	0.909	3.338	11.6	387	0	5.4	19.3	24.7	22.5	5.5	184	0	7.1	9.2	16.3	14.8
2	1987	0.826	3.323	11.6	385	0	5.4	19.2	24.6	20.3	5.5	183	0	7.1	9.2	16.3	13.5
3	1988	0.751	3.305	11.6	383	36.8	5.4	19.1	61.3	46.0	5.5	182	36.7	7.1	9.1	52.9	39.7
4	1989	0.683	3.286	11.6	381	92.0	5.4	19.0	116.4	79.5	5.5	181	91.8	7.1	9.1	108.0	73.8
5	1990	0.620	3.263	11.6	378	55.1	5.4	18.9	79.4	49.2	5.5	179	55.0	7.1	9.0	71.1	44.1
6	1991	0.564	4.832	7.7	371	0	7.8	18.5	26.3	14.8	6.1	295	0	11.2	14.8	26.0	14.7
7	1992	0.513	6.392	8.4	936	0	7.8	26.8	34.6	17.7	7.5	479	0	11.2	24.0	35.2	18.1
8	1993	0.466	7.165	9.2	659	0	7.8	32.9	40.7	19.0	8.5	609	0	11.2	30.5	41.7	19.4
9	1994	0.424	7.137	9.2	656	0	7.8	32.8	40.6	17.2	8.5	07	0	11.2	30.4	41.6	17.6
10	1995	0.385	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	15.6	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	15.9
11	1996	0.350	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	14.1	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	14.5
12	1997	0.318	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	12.8	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	13.2
13	1998	0.289	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	11.7	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	12.0
14	1999	0.263	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	10.6	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	10.9
15	2000	0.239	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	9.7	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	9.9
16	2001	0.217	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	8.8	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	9.0
17	2002	0.197	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	8.0	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	8.2
18	2003	0.179	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	7.2	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	7.4
19	2004	0.163	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	6.6	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	6.7
20	2005	0.148	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	6.0	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	6.1
21	2006	0.135	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	5.5	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	5.6
22	2007	0.122	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	4.9	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	5.1
23	2008	0.111	7.100	9.2	653	18.6	7.8	32.6	59.0	6.5	8.5	604	24.3	11.2	30.2	65.7	7.3
24	2009	0.101	7.100	9.2	653	46.6	7.8	32.6	87.0	8.9	8.5	604	40.5	11.2	30.2	81.9	8.3
25	2010	0.092	7.100	9.2	653	27.9	7.8	32.6	68.3	6.3	8.5	604	16.2	11.2	30.2	57.6	5.3
26	2011	0.083	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	3.4	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	3.4
27	2012	0.076	7.100	9.2	653	0	7.8	32.6	40.4	3.1	8.5	604	0	11.2	30.2	41.4	3.1
28	2013	0.069	7.100	9.2	653	14.1	7.8	32.6	54.5	3.8	8.5	604	9.0	11.2	30.2	50.4	3.5
29	2014	0.063	7.100	9.2	653	35.3	7.8	32.6	75.7	4.8	8.5	604	22.5	11.2	30.2	63.9	4.0
30	2015	0.057	7.100	9.2	653	21.1	7.8	32.6	61.5	3.5	8.5	604	13.5	11.2	30.2	54.9	3.1
										711.2							786.9

Note : *1, 2 These figures mean transmission lines from Tongonan S/Y to San Jose S/S
: Energy loss cost = 50 US mills/kWh B/C = 786.9/711.2 = 1.106

9.2 財務分析

本プロジェクトのように大電力を長距離に亘って送電するためには巨額の投資が必要となる。また投資をしても数年にわたる建設期間を必要とし投資による見返りとしての収入は，数年後から始まる。完成した設備の耐用年数は一般の耐久設備と比較してかなり長い。

このようなことは投資を行って得られる収入から元本・金利の返済は長期にわたらざるを得ないことを意味する。

従って低金利，据置期間が長く，かつ返済期間の長い資金を調達することが電力設備の建設にとって不可欠の条件と云える。フィリピン国内での資金調達の可能性は，本プロジェクトの必要投資額および低金利にて償還期間の長い資金を必要とすることからかなり困難と思われる。しかしながら一般的にいって開発途上国における電力設備計画に対する国際間の資金協力はプロジェクトの必要資金の外貨分については，政府間の開発援助或いは世界銀行，アジア開発銀行といった国際金融機関からの借入は可能である。

9.2.1 財務分析のための基本的な考察

財務分析は収入について Tongonan 地熱エネルギーを電力需要地の中心である San Jose 変電所において売電可能な電力量に電気料金を乗じて求め，一方費用は本プロジェクトの EHV 送電計画のコストに San Jose 変電所と Naga 変換所との間の 500 kV 送電線の工事費の一部を負担するものとし，さらに Tongonan の発電コストを加え求めるものとする。すなわち Tongonan の発電コストとしては NAPOCOR が PNOC から購入するスチーム・コストと，さらに発電設備のコストに分けて求めるものとする。更に財務状況をチェックするため借入外貨の利率および電気料金についての感度を求める。

(1) 財務分析

本プロジェクトのために，特定の事業主体があり，この事業主体に下記条件の資金調達が可能であるとした場合の財務分析を行えば次の如くなる。

a) 資金調達条件

外貨分：

金　　利：4 %，6 %，8 %，10 % / 年

償還期間：　30 年（10 年据置を含む）

内貨分：フィリピン政府の出資によるものとし，償還条件なし

b) 電気料金

1 kWh 当り 65，70，75，80 US mills をそれぞれ運開から 20 年間維持されると仮定した。

c) 本プロジェクトの運転経費

AC 500 kV 送電線の工事費アロケーションより生じる運転維持及び償却を含むもの

とする。なおこれらの数値は Table 9－3 及び Table 9－4 に示されている。

d) Tongonan 地熱発電所の発電経費

発電経費は NAPOCOR か PNOC から購入するスチーム・コストと発電設備のコストとからなる。発電設備コストについは Table 9－5 に示されている。なおスチーム・コストは経済評価と同じく 1 kWh当りの単価として 35 USmills をもった。

以上の条件のもとで予想されるインカム・ステートメントおよびキャッシュ・フロー・ステートメントを Table 9－6 から Table 9－9 に示す。

9.2.2 財務分析の結果

本プロジェクトはエスカレーションを含め第 1 期工事費として 1985 年末までに 352.4 百万USドルを必要とするが,第 1 期工事に必要な外貨分 243.2 USドルについては長期低利の政府間の開発援助資金の融資が望ましく，一方内貨部分についてはフィリピン政府の出資が望ましい。

第 2 期工事については運転収入による内部留保があるので，内貨分についてフィリピン政府の出資は必要としない。

本プロジェクトは Tongonan 地熱エネルギーをルソン島の電力需要地に送電するためには不可欠なものであるが特に第 1 期工事が完成すれば，第 2 期工事の資金調達は営業収入からその一部が可能となる。

(1) インカム・ステートメント

Table 9－6 には平均電力料金を 75 USmills/kWh としたときのキャッシュ・フローを示してあり，これによると，運開後数年間については，収益率 6 ～ 7 %であるが，その後は徐々に回復して，8 %以上になることがわかる。

更に電気料金を 70US mills および 65USmills としたときは，それぞれ妥当な目標とされる 8 %をこえるのに 12 年および 24 年かかることが推定される。

(2) キャッシュ・フロー・ステートメント

借入れる外貨の利率を年 6 %としたときの 25 年間のキャッシュ・フローを Table 9－8 に示してあり，これによると運転開始後数年間は毎年赤字となるが，その後は順調に回復して，黒字となり徐々に増加する。

更に Table 9－9 に示すように，資金の利率によりキャッシュ・フローが変り，出来るだけ低利率の資金が望ましいことがわかる。

Table 9-3 DC ±350 kV Transmission Line Cost

Unit: 10^6 US$

	* Economic Cost			* Financial Cost		
	Capital investment	O & M cost	Total cost	Capital investment	O & M cost	Total cost
1982	2.3		2.3	2.6		2.6
1983	31.9		31.9	40.6		40.6
1984	160.0		160.0	221.6		221.6
1985	42.3		42.3	71.3		71.3
1986		5.4	5.4		8.1	8.1
1987		5.4	5.4		8.7	8.7
1988	9.2	5.4	14.6	16.9	9.3	26.2
1989	73.7	5.4	79.1	153.7	9.9	163.6
1990	19.9	5.4	25.3	57.0	10.6	67.6
1991		7.8	7.8		16.0	16.0
1992		7.8	7.8		16.0	16.0
1993		7.8	7.8		16.0	16.0
Total	339.3	50.4	389.7	563.7	94.6	658.3

Note: Without interest during construction

Table 9-4 AC 500 kV Transmission Line Allocated Cost
(Naga – San Jose)

Year	Allocated capital investment (10^6 US$)	Allocated O & M cost (10^6 US$)	Total cost (10^6 US$)
1982	2.0		2.0
1983	24.3		24.3
1984	60.7		60.7
1985	36.1		36.1
1986		3.1	3.1
1987		3.3	3.3
1988		3.5	3.5
1989		3.8	3.8
1990		4.1	4.1
1991		4.1	4.1
1992		4.1	4.1
1993		4.1	4.1
Total	123.1	30.1	153.2

Naga — Kalayaan: 237 km

Kalayaan — San Jose: 97 km

Total 334 km

Justifiable expenditure:

Construction cost of ±350 kV HVDC line

149.6×10^6 US$/406 km × 334 km = 123.1×10^6 US$

O & M cost

$123.6 \times 0.025 \times 10^6 = 3.1 \times 10^6$ US$

Table 9-5 Power Plant Cost for Tongonan & Others
(Financial cost)

Year	Installed capacity (MW)	Capital investment (10^6 US$)	O & M cost (10^6 US$)	Total cost (10^6 US$)	Remarks
1983		84.0		84.0	
1984		209.0		209.0	
1985		125.0		125.0	
1986	440 MW		10.5	10.5	No.4 to No.11
1987			11.2	11.2	
1988		62.0	12.0	74.0	
1989		218.7	12.8	231.5	
1990		281.6	13.7	295.3	
1991	220 MW	172.0	21.5	193.5	No.12 to No.15
1992	220 MW	46.7	29.3	76.0	No.16 to No.19
1993	110 MW		33.2	33.2	No. 20 to No. 21
Total	990 MW	1,199.0	144.2	1,343.2	

Unit construction cost : 725 US$/kW at 1981 price

725 × 1.31 = 950 US$/kW for Unit No.4 to No.11

725 × 1.96 = 1,420 US$/kW for Unit No.12 to No.21

Operation and maintenance cost :

Construction cost × 0.025

Table 9-6 Projected Income Statement and Return Rate

Power Rate = 75 U.S. Mills

Year	Power Sales	Ave. Power Rate (U.S. Mills)	Operating Revenue	Trans. Lines Operation		Tongonan Steam	Generation Expense		Operating Income	Ave. Plant in Service	Return Ave. P.I.S.
				O & M Cost	Depreciation		O & M Cost	Depreciation			
1986	2957	75	221.33	11.2	11.98	116.8	10.5	16.72	54.13	763.25	7.09
1987	2938	75	220.35	12.0	11.98	116.3	11.2	16.72	52.15	734.55	7.10
1988	2922	75	219.15	12.8	11.98	115.7	12.0	16.72	49.95	705.85	7.08
1989	2905	75	217.88	13.7	11.98	115.0	12.8	16.72	47.68	677.15	7.04
1990	2885	75	216.38	14.7	11.98	114.2	13.7	16.72	45.08	648.45	6.95
1991	4461	75	334.58	20.1	15.41	168.8	21.5	29.22	79.55	1,026.99	7.75
1992	5856	75	439.20	20.1	15.41	223.7	29.3	41.72	108.97	1,288.51	8.46
1993	6501	75	487.58	20.1	15.41	250.8	33.2	47.97	120.10	1,384.46	8.67
1994	6481	75	486.08	20.1	15.41	249.9	33.2	47.97	119.50	1,321.08	9.05
1995	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	1,257.70	9.41
1996	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	1,194.32	9.91
1997	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	1,130.94	10.46
1998	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	1,067.56	11.09
1999	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	1,004.18	11.79
2000	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	940.80	12.58
2001	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	877.42	13.49
2002	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	814.04	14.54
2003	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	750.66	15.79
2004	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	687.28	17.22
2005	6447	75	483.53	20.1	15.41	248.5	33.2	47.97	118.35	623.90	18.97

Table 9-7 Sensitivity of Return Rate on Average Power Rate

Unit : %

Year \ Power Rate (US Mill/kwh)	65	70	75	80
1986	3.28	5.21	7.09	9.09
1987	3.10	5.10	7.10	9.10
1988	2.94	5.01	7.08	9.15
1989	2.75	4.90	7.04	9.19
1990	2.50	4.73	6.95	9.18
1991	3.40	5.57	7.75	9.92
1992	3.91	6.18	8.46	10.73
1993	3.98	6.33	8.67	11.02
1994	4.14	6.59	9.05	11.50
1995	4.28	6.85	9.41	11.97
1996	4.51	7.21	9.91	12.61
1997	4.76	7.61	10.46	13.31
1998	5.05	8.07	11.09	14.11
1999	5.37	8.58	11.79	15.00
2000	5.73	9.15	12.58	16.01
2001	6.14	9.81	13.49	17.16
2002	6.62	10.58	14.54	18.50
2003	7.18	11.47	15.79	20.06
2004	7.84	12.53	17.22	21.91
2005	8.64	13.80	18.97	24.13

Table 9-8 Projected Cash Flow Statement

Unit = 10^6 US$ Interest = 6%

Year	Income before Interest	Depreciation	Foreign Loan	Gov't Equity	Total Source	Capital Cost		Debt Service		Total Application	Increase in Cash	Cash at End
						F.C.	L.C.	Interest	Principal			
1982			2.5	0.1	2.6	2.5	0.1			2.6	0	0
1983			28.0	13.4	41.40	28.0	13.4	1.8		43.2	-1.8	-1.80
1984			165.6	61.3	226.90	165.6	61.3	11.8		238.7	-11.8	-13.60
1985			47.1	34.3	81.40	47.1	34.3	14.6		96.0	-14.6	-28.20
1986	54.13	28.70			82.83			14.6		14.6	68.23	40.03
1987	52.15	28.70			80.85			14.6		14.6	66.25	106.28
1988	49.95	28.70	14.6	0	93.25	14.6	0	15.5		30.1	63.15	169.43
1989	47.68	28.70	115.8	0	192.18	115.8	0	22.4		138.2	53.98	223.41
1990	45.08	28.70	30.2	0	103.98	30.2	0	24.2		54.4	49.58	272.99
1991	79.55	44.63			124.18			24.2	0.1	24.3	99.88	372.87
1992	108.97	57.13			166.10			24.2	1.5	25.7	140.40	513.27
1993	120.10	63.38			183.48			24.2	9.8	34.0	149.48	662.75
1994	119.50	63.38			182.88			23.5	12.1	35.6	147.28	810.03
1995	118.35	63.38			181.73			22.8	12.2	35.0	146.73	956.76
1996	118.35	63.38			181.73			22.1	12.2	34.3	147.43	1,104.19
1997	118.35	63.38			181.73			21.4	12.8	34.2	147.53	1,251.72
1998	118.35	63.38			181.73			20.6	18.7	39.3	142.43	1,394.15
1999	118.35	63.38			181.73			19.5	20.2	39.7	142.03	1,536.18
2000	118.35	63.38			181.73			18.3	20.3	38.6	143.13	1,679.31
2001	118.35	63.38			181.73			17.0	20.3	37.3	144.43	1,823.74
2002	118.35	63.38			181.73			15.8	20.3	36.1	145.63	1,969.37
2003	118.35	63.38			181.73			14.6	20.3	34.9	146.83	2,166.20
2004	118.35	63.38			181.73			13.4	20.3	33.7	148.03	2,264.23
2005	118.35	63.38			181.73			12.1	20.3	32.4	149.33	2,413.56
	1,978.96	1,069.20	403.8	109.1	3,561.06			413.2	221.4	1,147.5	2,413.56	

Table 9-9 Sensitivity of "Increase in Cash" on the Interest Rate

Unit : 10^6 US$

Year \ Interest Rate (%)	4	6	8	10
1982	0	0	0	0
1983	-1.2	-1.8	-2.4	-3.1
1984	-7.8	-11.8	-15.7	-19.6
1985	-9.7	-14.6	-19.5	-24.3
1986	73.1	68.2	63.3	58.5
1987	71.2	66.2	61.4	56.6
1988	68.4	63.2	58.1	52.9
1989	61.5	54.0	46.5	39.0
1990	57.6	49.6	41.5	33.4
1991	107.9	99.9	91.8	83.7
1992	148.4	140.4	132.3	124.2
1993	157.6	149.5	141.5	133.5
1994	155.1	147.3	139.4	131.6
1995	154.3	146.7	139.1	131.5
1996	154.8	147.4	140.1	132.7
1997	154.7	147.5	140.4	133.3
1998	149.3	142.4	135.6	128.7
1999	148.5	142.0	135.5	129.1
2000	149.2	143.1	137.1	131.0
2001	150.0	144.4	138.7	133.0
2002	150.9	145.6	140.3	135.0
2003	151.7	146.8	141.9	137.1
2004	152.5	148.0	143.6	139.1
2005	153.3	149.3	145.2	141.1

JICA