

第Ⅲ部 流れ込み式水力発電開発促進政策のための提言調査



第Ⅲ部 流れ込み式水力発電開発促進政策のための提言調査

目 次

第1章	序 論	Ⅲ-1 - 1
第2章	エネルギー政策上の流れ込み式水力発電	Ⅲ-2 - 1
2.1.	流れ込み式水力発電の位置付け	Ⅲ-2 - 1
2.2.	政策上の再検討	Ⅲ-2 - 1
2.2.1.	包蔵水力	Ⅲ-2 - 1
2.2.2.	開発計画	Ⅲ-2 - 2
第3章	流れ込み式水力発電に対する経済性評価手法	Ⅲ-3 - 1
3.1	流れ込み式水力発電の特性	Ⅲ-3 - 1
3.1.1.	技術上の特性	Ⅲ-3 - 1
3.1.2.	経済上の特性	Ⅲ-3 - 2
3.1.3.	環境上の特性	Ⅲ-3 - 2
3.2.	通常手法による経済評価	Ⅲ-3 - 2
3.2.1.	With and Without 手法	Ⅲ-3 - 2
3.2.2.	分析上の条件	Ⅲ-3 - 4
3.2.3.	プロジェクトの諸元と条件	Ⅲ-3 - 5
3.2.4.	代替えプラント	Ⅲ-3 - 5
3.2.5.	計算結果と感度分析（炭素税）	Ⅲ-3 - 7
3.3.	経済評価手法の代替え案	Ⅲ-3 - 8
3.3.1.	EIRR と流れ込み式水力の供用期間	Ⅲ-3 - 8
3.3.2.	NFV 手法の提案	Ⅲ-3 - 10
3.3.3.	提案手法による経済分析の結果	Ⅲ-3 - 10
3.4.	経済性評価手法の結論	Ⅲ-3 - 11
3.5.	補 遺	Ⅲ-3 - 12
第4章	流れ込み式水力発電開発促進手法	Ⅲ-4 - 1
4.1.	現 状	Ⅲ-4 - 1
4.1.1.	独自制度	Ⅲ-4 - 1
4.1.2.	日本等の協力	Ⅲ-4 - 2

4.2.	促進計画案.....	Ⅲ-4 - 2
4.2.1.	基本的考え方.....	Ⅲ-4 - 2
4.2.2.	アドバンス型流れ込み式水力発電.....	Ⅲ-4 - 3
4.3.	おわりに.....	Ⅲ-4 - 7
第5章	新技術，ローカル技術導入の可能性評価	Ⅲ-5 - 1
5.1	新技術導入の可能性評価.....	Ⅲ-5 - 1
5.2.	ローカル技術導入の可能性評価.....	Ⅲ-5 - 9
第6章	流れ込み式水力発電開発地点選定条件の抽出	Ⅲ-6 - 1
6.1	一 般.....	Ⅲ-6 - 1
6.2	流れ込み式水力発電開発地点選定条件	Ⅲ-6 - 1
6.2.1	地 形.....	Ⅲ-6 - 1
6.2.2	流域面積と水文.....	Ⅲ-6 - 2
6.2.3	その他の要因.....	Ⅲ-6 - 2
6.2.4	選定条件.....	Ⅲ-6 - 3

List of Tables

Table 2-1	Results of Survey on Potential Hydropower Reservoirs
Table 2-2	Overview of Main Existing Hydropower Stations
Table 2-3	Overview of General Hydropower Development Plans Until the Year 2003
Table 3-1 (1)	Cash Flow for Economic Evaluation of Site 1B
Table 3-1 (2)	Cash Flow for Economic Evaluation of Site 2B
Table 3-1 (3)	Cash Flow for Economic Evaluation of Site 3A
Table 3-2	Current Status of Carbon Tax and Its Taxables
Table 3-3 (1)	Cash Flow for Economic Evaluation of Site 1B (Imposition of Carbon Tax)
Table 3-3 (2)	Cash Flow for Economic Evaluation of Site 2B (Imposition of Carbon Tax)
Table 3-3 (3)	Cash Flow for Economic Evaluation of Site 3A (Imposition of Carbon Tax)
Table 3-4	Cash Flow for Economic Evaluation of Site 1B (NFV Inclusive)
Table 4-1	Ages of Existing Hydropower Plants
Table 5-1	Works Record for Hydroelectric Power Plant

List of Figures

Fig.3-1	EIRR and Service Period (Site 1B)
Fig.4-1	Economic-Technical Cooperation from the Japanese Government
Fig.4-2	Concept of Policy Plan
Fig.4-3	Progressively Prolific-Training of Human Resource
Fig.4-4	Power Generating System Energy Balance
Fig.4-5	Global Warning Effects of Power Generating Systems
Fig.5-1	Typical Section of Rubber Dam
Fig.5-2	Typical Section of Inflatable Gate
Fig.5-3	Diagram for Selection of Water Turbine
Fig.5-4	Comparison of induction Generator and Synchronous Generator
Fig.5-5	Integrated Switch-board
Fig.5-6	Example of Spilling Pipe
Fig.5-7	System Configuration of Outlet Valve

第Ⅲ部 流れ込み式水力発電開発促進政策のための提言調査

第1章 序 論

インドネシアにおける商業的な電気の導入は、今から 100 年余り前の 1894 年の水力発電に遡る。宗主国オランダによるもので、数 10 kW 程度の小規模な流れ込み式発電であった。その後の流れ込み式発電を中心とした経緯は、

- ① 上記の約 30 年後（1925 年）、一基 6 MW の発電機を 2 台備え、出力 13 MW、使用水量 4 トン弱、落差が 216 m にも及ぶ新鋭流れ込み式水力発電所が建設されている。
- ② これより後、第二次大戦勃発前（1939 年）までの 14 ヶ年間に、同技術レベルの発電所が 7 ヶ所建設されている（流れ込み式水力発電の第一次最盛期）。
- ③ その後、オランダからの独立、混乱等でしばらく停滞、1955 年から 1964 年の 10 年間で 7 ヶ所の発電所が建設されている（第 2 次最盛期）。
- ④ 1965 年以降 1990 年頃までは、この型式に代わって、貯水池式水力発電所の最盛期である。また、貯水池式の建設と併行して 5 MW 以下の流れ込み式小水力の建設が盛んであった。
- ⑤ 近年は、電力系統に連携しない分散型流れ込み式水力（100 kW 級の豆規模）の建設が広まっているが、量的には小さい。また、貯水池式水力の開発も低調であった。
- ⑥ 要するに、今から 30 年前から、ポテンシャルに富んだ流れ込み式水力開発候補地点があっても、その建設は低調となり、発電容量の大きい石油火力を主に、貯水池式水力を従とする建設に傾注するようになった。これは特に 1970 年代よりインドネシア経済の急速な発展とそれに伴う急激な電力需要の伸びに対処するため、単機容量が大きく建設期間が比較的短い火力発電設備拡充に重点が置かれた為である。
- ⑦ そして、昨今の大規模石炭、LNG 火力主体の隆盛を見るところとなった。この間に、ジャワ島を中心に 500, 15, 70 kVA の幹・支送電線の建設もはかばかしく進んだ。

これら設備の増強テンポは、年率 10 数%に近い電力需要の伸びに対応したものであった。

これは、過去の蓄積設備規模に相当の新規設備を僅か 5 ヶ年間で大規模集中的に整備することと同じ様を示すものである。このため、火力についても、水力についても新たに

環境問題が持ち上がり、早急な解決が求められている。

このような状況下で、本来継続的な努力が払われるべき中小規模の水力開発が認識されるようになった。

- ⑧ また、近年、水力資源の有効活用方法、なかんずく流れ込み式水力発電の電力系統（150, 70 kV）への投入を通じた電力の質対策等（停電、周波数、電圧）供給基盤強化策の重要性について議論が始まった。

こうした経緯の後、1997 年の後半に発生した経済危機は今もそのまま続いており、これまでの電力供給の手直しが必要となっている。つまり、現在の落ち込んだ電力需要では、建設継続の問題と大規模集中電源の操作並びに一層の電気の質の確保（周波数及び電圧）対策が重要だからである。本来、もう少し、電力系統の発展と併せて、流れ込み式水力発電の系統への投入を実施して来ていれば、そうした対応もある程度は容易ではなかったかと推定される。

述べるまでもなく、本調査は、経済危機発生 1 年前に、増大していた電力重要に対して、電気の質（電圧）の向上と併せて供給力の強化を図るために着手したものであった。

この経済危機中、CILAKI 川での発電所建設のタイミングを計ることは、直ぐには難しいが、関係者間でモデル CILAKI やこの種流れ込み式水力の役割が深く、広がりをもって理解され、電力需給計画にはもとより、経済再生ビジョンの検討へも持ち込まれて行く努力が望まれる。

以下、趣旨に則して、流れ込み式水力発電政策、裏付けの包蔵水力、流れ込み式水力発電開発促進手法、そしてその核となるアドバンス型流れ込み式水力発電技術とその活用、その他必要な事柄を提言する。

第2章 エネルギー政策上の流れ込み式水力発電

2.1. 流れ込み式水力発電の位置付け

スハルト政権下で策定された第二次 25 ヶ年計画（1994 年～2019 年）中の第一期計画期に当たる第 6 次五ヶ年計画（「レプリタ VI」と言う。）で、各種電源の開発プライオリティが掲げられている。

それによると、

- ① 第一位は、使い減りしない資源によるクリーンな電源とし、水力発電、とりわけ環境に優しい流れ込み式水力の開発や地熱発電を取り上げている。また、国土のほぼ全域に賦存する水力資源は地域エネルギーとしての観点から活用が重視されている。
- ② 第二位は、国内で埋蔵量の豊富な石炭、天然ガスの利用であり、
- ③ 第三位が石油、太陽・風力・バイオマス等の新エネルギー、原子力である。

しかし、現実には、プライオリティ第一位電源の文字どおりの量的確保は困難であり、逼迫した電力需給バランスから、第二位の石炭、ガス火力発電所を積極的に開発すべきとなって、国営電力会社(PLN)と言わず卸電力会社 (IPP) によっても供給基盤を整えるものであった。

ただし、今日の経済危機を考えると、需要の落ち込みにより、火力発電所等の整備は、スローダウンが余儀なくされると考えられる。

2.2. 政策上の再検討

今後、レプリタ VI に代わって新需給計画が策定されようが、そこでは流れ込み式水力発電が、電力需要の伸びと併行的な投資が可能であることや以下に述べる特徴等が理解され、需給への組み込みが従来に増して検討されるべきと考える。

2.2.1. 包蔵水力

インドネシアの包蔵水力の豊富なことは世界で知られるところである。

現在、代表的な包蔵水力調査といわれているものは、1983 年に纏められた「HYDRO POWER POTENTIAL STUDY」である。この調査は、PLN が世銀の融資を得て 1981 年 6 月から 1983 年 3 月までの約 2 年間で行ったものであり、全国で地点数約 1,300、

出力約 75,000 MW、電力量約 401,000 GWh という膨大な包蔵水力が得られている (Table 2-1)。

地域別では、イリアンジャヤが最も多く 210 地点、約 22,400 MW、次いでカリマンタンの 176 地点、約 21,600 MW であり、電力需要の少ないインドネシア東部に全包蔵水力の約 6 割が在る。需要の多い島では、残り 4 割と少ない勘定にはなるが、その量は膨大であり、有効利用が十分可能。また、流れ込み式水力についてもある程度は想定されており、出力、電力量は全体の 1~2 割程度を占めると思われる。

また、PLN は 1996 年世銀の融資を得て 1983 年～近年迄の間の地形、地質新情報を取り込み、更に、電算機の活用化を含めて上記調査をレビュー中である。

いずれにしても、これら調査は、河川勾配の小さい中・下流部の貯水池式水力調査を中心としたものであり、本件調査のように、河川勾配の大きな上・中流部での流れ込み式水力発電に調査の焦点を当てたものではない。

なお、主な既設水力発電所は、Table 2-2 のとおりであり、出力は約 3,080 MW となっている。この値は包蔵水力に対し僅か 4% 程度の開発であり、世界平均水準のその値が 20% に近いものに比べて相当低位にある。

また、低位にあるのは、その初期発電原価が火力と比べ 10 年余りの期間において高いとの意識の結果と考えられるが、更に水力開発はその計画から実現迄の長期間を要することや消費地から遠く、アクセスが困難であったり、長距離の送電線を伴うことが多い等不利な点も原因としてあげられる。

2.2.2. 開発計画

(1) 経済危機前

経済危機前の 1997 年 3 月末の開発計画は、2005 年迄に 4,654 MW の開発を予定としていた (Table 2-3)。PLN による建設が 36 ヶ地点 4,414 MW (揚水 1,000 MW を含む)、IPP が 2 ヶ地点 240 MW であった。

IPP は、ASAHAN1, ISAI であり、既存ダムやその他設備が直ちに活用できるなど良い条件の地点が計上されていた。

開発地点を地域別に見ると（PLN、IPP の合計）、需要の大きいジャワ島での規模は最大であり、9ヶ地点 2,146 MW、次いでスマトラ島で 13ヶ地点 1,864 MW、スラウエシ島で 7ヶ地点 304 MW、カリマンタンで 3ヶ地点 154 MW となっている。これらの中で流れ込み式水力は、10ヶ地点 602 MW であった。

なお、5 MW 以下の流れ込み式水力についても世銀等の融資を得て建設を進める方針とされていた。

(2) 現 状

経済危機の最中にある現在、政府でまとめられた開発計画大幅に落ち込んでおり、2003 年度目標は、1,338 MW となっている（Table 2-3）。

（注意） インドネシアでは、日調整容量程度の調整池を持った場合も含めて流れ込み式水力発電所と称している。通常、流れ込み式水力と言え、調整池を持たない場合を指すので、インドネシアでの流れ込み式水力の出力等の統計は通常の場合に比べ多くでる。なお、この調査では、通常の区分にこだわってはいないが、調整池を持たない所謂、流れ込み式水力を核としている。

なお、通常の種類は、次のとおり。

- ① 機能区分—貯水池式（ピークパワー）
 - 調整池式（ピークパワー）
 - 流れ込み式（ベースパワー）
 - 純揚水式（ピークパワー）
 - 混合揚水式（ピークパワー）
- ② 構造区分—ダム式（混合揚水式はこのタイプ）
 - ダム水路式（純揚水式はこのタイプ）
 - 水路式

Table 2-1 Results of Survey on Potential Hydropower Reserves

Region	Number of Location	Output (MW)
Aceh	154	5,063
Northern Sumatra	109	3,814
Central Sumatra	96	3,607
Southern Sumatra	110	3,103
Western Kalimantan	83	4,737
Eastern/Southern Kalimantan	93	16,844
Northern Sulawesi	57	3,969
Southern Sulawesi	57	6,214
Maluko	53	430
Irian Jaya	210	22,371
Bali/Nusatenggara	124	624
East Java	32	525
Central Java	38	813
West Java	59	2,862
Total	1,275	74,976

Note: The energy amount is estimated at roughly 401,000GWh.

Source: PLN - Hydro Power Potentials Study, 1983 - Vol. 1 Executive Summary

Table 2-2 Overview of Main Existing Hydropower Stations

Region	Name of Power Plant	Name of River	Type	Year Commissioned	Output (MW)	Electric Energy (GWh)	Flow rate (m ³ /S)	Head (m)	Owned by
Sumatra	Sigura Gura	Asahan	RES	1982	286.00	1868.00	126.70	230.00	PT.Inalum
	Tangga	Asahan	RES	1983	317.00	2054.00	135.20	237.40	PT.Inalum
	Batang Agam #1	Bt.Agam	ROR	1976	7.00	14.00	4.49	90.80	PLN
	Batang Agam #2	Bt.Agam	ROR	1981	3.50	7.00	4.49	90.80	PLN
	Maninjau	Bt.Antokan	LOT	1983	68.00	270.00	8.73	226.00	PLN
	Tes-1	A.Ketaun	ROR	1987	16.00	68.00			PLN
Kalimantan	Riam Kanan #1	Riam Kanan	RES	1973	20.00	90.67	30.34	39.80	PLN
	Riam Kanan #2	Riam Kanan	RES	1980	10.00	45.33	30.34	39.80	PLN
Suwalesi	Tonseal Lama #1	Tondano	ROR	1950	4.44	18.13	6.40	96.00	PLN
	Tonseal Lama #2	Tondano	ROR	1970	4.50	18.13	6.49	89.50	PLN
	Tonseal Lama #3	Tondano	ROR	1981	5.44	21.76	6.77	93.25	PLN
	Tangguri-1	Tondano	ROR	1986	16.60	90.00	16.00	---	PLN
	Larona	Larona	ROR	1978	165.00	680.00	---	---	PT.Inco
	Bakaru #1	Sadang	ROR	1990	126.00	703.20	---	---	PLN
East Java	Mendalan #1	Brantas/Konto	ROR	1930	5.60	18.65	5.25	152.50	PLN
	Mendalan #2	Brantas/Konto	ROR	1955	17.40	58.00	5.30	152.50	PLN
	Siman #1	Brantas/Konto	ROR	1931	3.60	18.00	4.50	98.00	PLN
	Siman #2	Brantas/Konto	ROR	1955	7.20	36.00	4.50	98.00	PLN
	Karung Kates #1	Brantas	RES	1973	70.00	325.00	53.50	78.00	PLN
	Karung Kates #2	Brantas	RES	1976	35.00	162.50	53.50	78.00	PLN
	Wlingi	Brantas	RES	1979	54.00	166.60	143.00	22.00	PLN
	Sengguruh	Brantas/Lesti	ROR	1990	29.00	98.60	---	---	P.U
	Tulung Agung	Brantas	ROR	1993	36.00	136.00	---	---	P.U
	Lahor #1	Brantas	RES	1973	35.00	72.00	---	---	P.U
Central Java	Lahor #2	Brantas	RES	1976	---	---	---	---	P.U
	Jelok #1	Tuntang	ROR	1938	15.36	72.70	4.48	144.00	PLN
	Jelok #2	Tuntang	ROR	1962	5.12	24.25	4.48	144.00	PLN
	Katenger	Banjaran	ROR	1939	7.04	30.80	1.60	272.50	PLN
	Timo	Tuntang	ROR	1963	12.00	31.00	4.60	103.00	PLN
	Curung	Serayu/Menjer	RES	1982	26.40	47.70	7.92	195.00	PLN
	Wonogiri	Bengawan Solo	RES	1983	12.40	28.20	36.70	20.40	P.U
	Mrica	Serayu	RES	1988	184.50	600.00	---	---	P.U
	Kedungombo	Seraug	RES	1992	23.00	74.40	---	---	P.U
	Wadaslintang	Badegolan	RES	1988	16.00	92.00	---	---	P.U
Western Java	Plengan #1	Cilaki	RES	1922	3.15	13.80	1.66	90.00	PLN
	Plengan #2	Cilaki	RES	1962	2.00	8.76	---	---	PLN
	Ubruk #1	Citatih	ROR	1924	10.80	35.00	11.59	74.00	PLN
	Ubruk #2	Citatih	ROR	1950	6.30	20.45	11.59	74.00	PLN
	Lamajan #1	Cisangkuy	ROR	1925	12.80	47.10	3.60	216.00	PLN
	Lamajan #2	Cisangkuy	ROR	1934	6.40	23.60	3.60	216.00	PLN
	Kracak #1	Cianten	ROR	1927	11.05	39.70	8.90	104.00	PLN
	Kracak #2	Cianten	ROR	1958	5.52	19.80	8.90	104.00	PLN
	Parakan Kondang	Cimanuk	ROR	1955	9.92	52.80	6.00	52.60	PLN
	Cikalong	Cisangkuy	ROR	1961	19.20	65.30	5.50	140.00	PLN
	Jatiluhur #1	Citarum	RES	1968	125.00	658.33	45.00	66.00	Jatiluhur
	Jatiluhur #2	Citarum	RES	1981	25.00	131.67	45.00	66.00	Jatiluhur
	Saguling #1,2,3,4	Citarum	RES	1985	700.00	1974.00	56.00	335.70	PLN
	Cirata #1,2	Citarum	RES	1988	500.00	1332.00	---	---	PLN

Source: PLN data

Table 2-3 Overview of General Hydropower Development Plans Until the Year 2005

Developer Development area, Name of location	* Planned output (MW)	FY When Commissioned						
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PLN Development Location	4,414.4	801.4	19.0	82.0	90.0	346.0		
Sumatra area	1,683.5	289.0	175.0	82.0	90.0	346.0		
Peusangan I, II	86.0					86.0		
Peusangan IV	30.0							
Asahan III	400.0							
Renun	82.0			82.0				
Sipansihaporas	50.0					50.0		
Wampu	84.0							
Singkarak	175.0	175.0						
Kotopanjang	114.0	114.0						
Merangin	338.5							
Musi	210.0					210.0		
Batutege	24.0							
Besai	90.0				90.0			
Kalimantan area	154.0							
P. Kembayung	30.0							
Kusan	68.0							
Kelai	56.0							
Suwalesi area	303.7		19.0					
Poigr I	16.0							
Poigr II	13.0							
Tanggari II	19.0		19.0					
Palu	60.5							
Bakaru II	126.0							
Bili-Bili	16.2							
Poko	53.0							
Java area	2,146.2	512.4						
Cimandiri	351.0							
Cirata II	500.0	500.0						
Jatigede	175.0							
P. Storage	1,000.0							
Rajamandala	55.0							
Tulis	13.0	12.4						
Wonorejo	6.2							
Kesamben	33.0							
Lesti	13.0							
Nusatenggara area	46.0							
Putih	19.0							
Iralalaro	27.0							
Irian Jaya area	81.0							
Genyem	23.0							
Tami	27.0							
Warsamson	31.0							
Private	240.0							
Sumatra area	180.0							
Asahan I	180.0							
Maruca area	60.0							
Isal	60.0							
Total	4,654.4	801.4	19.0	82.0	90.0	346.0		

Source: PLN data

* Base of at May 1997 (before Economy Crisis)

第3章 流れ込み式水力発電に対する経済性評価手法

本章では3つ課題について触れている。最初の課題は流れ込み式水力の特徴を技術、経済、環境面から述べ、第2の課題として、第II部の第8章で提案されたチラキ川の3開発案について、“With and Without”手法による通常の経済評価を実施し、そして、流れ込み式水力発電の経済評価の代替案の提案を第3の課題としてとりあげている。

3.1 流れ込み式水力発電の特性

流れ込み式水力発電の評価方法を検討するに先立ち、流れ込み式水力発電の他の発電プラントと比較した場合の特性を明らかにすることが肝要と思われる。流れ込み式発電の特性は技術上、経済上、そして環境上の3つの観点から述べられる。

3.1.1. 技術上の特性

(a) ローカル技術の利用

一般に流れ込み式水力の出力規模は小さいので、石炭火力や貯水池式水力発電などで使われるような高度の技術は必ずしも要求されず、電力設備の製造・据付にはローカル技術で対応可能と思われる。

以下の表はインドネシアで調達された水力設備の事例を示す。

Examples of Hydropower Equipment Procured in Indonesia

Year	Project Title	Scope of Work	Name of Equipment
	Colo Intake Weir Project (- MW)	F. E. T. C.	Intake Scouting Gate Intake Gate Intake Trash Discharge Valve
1992	Tess-1 HEPP (16 MW)	D. P. F. E. T. C.	Steel Penstock (D:1.25 m ~2.75 m x L:600 m)
1992	Singkarak HEPP (175 MW)	F.	Manufacturing of generator components
U.C.	Renun Hydroelectric P.P. (82 MW)	P. F. E. T. C.	Sand Flush Gate Hoist for Sluice Stoplog Inlet Gate River Outlet Facilities Draft Tube Gate

Note: The above information are given by P.T. Boma Bisma Indra (Persero)
D:Design P:Procurement F:Fabrication E:Erection T:Test C:Commissioning
U.C. : Under Construction

この表から、発電機器を除いて流れ込み式水力発電に必要なほとんどの設備がインドネシア国内で調達可能であることが読み取れる。より詳細な事項は第Ⅲ部の第5章で述べられている。

3.1.2. 経済上の特性

(a) 長期の供用期間

流れ込み式水力の供用期間は維持・点検が適切に行われれば50年から100年が期待できる。下記の表は他の電力設備の一般的な供用期間を示す。

Service Period of Power Facilities (years)

Power Facility	Run-of-river Type Hydro.	Reservoir Type Hydro.	Coal-fired Thermal	Combined Cycle
Service Period	50 - 100	40 - 50	25 - 30	20 - 25

(b) 燃料費ゼロ

流れ込み式水力発電の燃料費は再生可能資源のため、他の水力発電方式と同様に燃料費はゼロである。一方石炭、天然ガス、石油などの化石燃料の場合は燃料費はゼロではない。

3.1.3. 環境上の特性

流れ込み式水力発電の環境上の特性は火力発電や貯水池式発電と比較して以下の2点に代表される。

- (a) 大気汚染が無い。
- (b) 水没域や移転問題が無い

3.2. 通常手法による経済評価

3.2.1. With and Without 手法

With and Without 手法は発展途上国の電力セクターで良く使われる手法で“With”は本プロジェクトを意味し、“Without”は電力需要を満足させるために、発電所出口で本プロジェクトと等価な出力、電力量を有する代替え発電プラントを意味する。

経済的内部収益率 (EIRR), 便益—費用比 (B/C), 現在価値 (NPV)などの経済用語が経済分析では使われる。

経済的内部収益率 (EIRR)

プロジェクトの EIRR は割引後の総便益と総コストが等しくなる割引率と定義され、数学的には下記に示す式で定義される。

$$\sum_{k=1}^n \frac{B_k}{(1+i)^k} = \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+i)^k}$$

ここで, B_k = k 年の便益

C_k = k 年の費用

i = 割引率

東南アジアの開発途上国では通常 12%を超える EIRR が得られれば充分とみなされている。EIRR が 10%に満たない場合には、プロジェクトの実現には社会経済的に余程の理由付けが要求される。

費用—便益比(B/C)

費用—便益比は便益と費用の流れを現在価値に割り戻した値を基に下式で計算される。

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Present Value of Benefit}}{\text{Present Value of Cost}} = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{B_k}{(1+i)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{C_k}{(1+i)^k}}$$

B/C が 1 もしくは 1 を上回る場合には、プロジェクトの実現は受入られる。

現在価値(NPV)

これは最も直接的にプロジェクトの割引後の価値を測る方法で、下記の式に示すように割引後の便益から割引後の費用を差し引いてその総和を求める方法である。

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{B_k - C_k}{(1+i)^k}$$

NPV が正であれば、プロジェクトは受け入れられる。

3.2.2. 分析上の条件

経済分析は以下の仮定の基に実施する。

- (1) 電力量と一次出力（95%信頼度）を代替火力の建設で経済評価する。
- (2) US\$で表現されているプロジェクトの費用は経済価格（国境価格）とみなす。
- (3) エンジニア料と発注者の事務所運営費用は代替火力の費用と同一レベルに合わせるため、プロジェクト費用に含めない。
- (4) 経済分析を発電所出口端で行うという理由から、送電線費用もプロジェクト費用から除外する。
- (5) 物価上昇（インフレ）、補助金、税金等は経済分析では考慮しない。
- (6) 代替プラント（石炭火力）のキロワット価値の補正を考慮する。

$$\text{kW 価値} = \frac{(1 - \frac{H1}{365})(1 - H2)(1 - H3)(1 - H4)}{(1 - \frac{T1}{365})(1 - T2)(1 - T3)(1 - T4)}$$

ここで、 H1 = 水力の計画点検日数（日）

H2 = 水力の事故率（%）

H3 = 水力の所内利用率（%）

H4 = 水力の送電線ロス（%）

T1 = 代替プラントの計画点検日数（日）

T2 = 代替プラントの事故率（%）

T3 = 代替プラントの所内利用率（%）

T4 = 代替プラントの送電線ロス（%）

- (7) 代替プロジェクトのキロワットアワー価値の補正を考慮する。

$$\text{kWh 価値} = \frac{(1 - H3)(1 - H4)}{(1 - T3)(1 - T4)}$$

- (8) 12%の割引率を経済分析では使用する。

3.2.3. プロジェクトの諸元と条件

プロジェクトの検討過程で明らかになったプロジェクトの諸元は以下の通りで、これらの諸元、条件を経済分析に使用する。

Project Characteristics and Assumed Conditions

Items	Unit	Site 1B	Site 2B	Site 3A
Installed Capacity	MW	6.1	12.9	8.1
Firm Output (95%)	MW	0.4	0.9	0.6
Annual Energy	GWh	29.3	65.3	46.7
Total Construction Cost	M.US\$	7.00	10.05	7.73
Engineering & A.D.Cost	M.US\$	0.49	0.70	0.54
Economic Cost	M.US\$	6.51	9.35	7.19
Hydraulic Equipment	M.US\$	0.59	0.97	0.54
E/M Equipment	M.US\$	2.57	3.36	3.13
Service Period	years	100		
Planned Outage Rate	days/yr	7		
Forced Outage Rate	%	0.5		
Station Use	%	0.5		
O/M Cost	\$/kW/year	1.3 % of Economic Cost		
Operation Start	year	2005		
Disbursement Schedule	%/year	19.0, 13.5, 38.8, 28.7		

流れ込み式水力発電の供用期間を 100 年とし、水理施設や E/M 機器（水車や発電機）は 100 年の共有期間を全うするため、35 年毎に更新するものと仮定した。

3.2.4. 代替えプラント

プロジェクトから産み出される電力量がベース負荷対応となるので、石炭火力発電所を代替え発電プラントと想定した。

代替え石炭火力発電所の諸元を下表に示す。

Alternative Coal-fired Thermal Plant

Items	Unit	Site 1B	Site 2B	Site 3A
Equivalent Installed Capacity	MW	25		
Equivalent Annual Generation	GWh	31.4	69.9	50.0
Construction Cost *	\$/kW	1790 + 10%	As FGD	= 1970
Planned Outage Rate	days	42		
Forced Outage Rate	%	8		
Station Use	%	7		
O/M Cost	\$/kW-yr	3 % of Construction Cost		
Fuel Price **	\$/ton	33.4		
Heat Content	kcal/kg	5,300		
Heat Efficiency	%	37		
Fuel Cost ***	\$/MWh	14.65		
Life Time	years	25		
Residual Value	%	0		
Fuel Price Escalation	%	0		
kW adjustment ****		1.28		
kWh adjustment		(1 - 0.5 %)	/ (1 - 7 %)	= 1.07
Disbursement Schedule	years			

* Construction Cost Calculation :

Construction Cost (25 MW class) = $2300 \times 874 / 1124 = 1790$ \$/kW

where : A standard price for 25 MW class referred to PLN Base Cost as of 1994 = 2300 \$/kW is

A standard price for 400 MW class quoted from PLN Base Cost as of 1994 = 1124 \$/kW is

The contract price for Paiton #3 and #4 (400 MW x 2 units) as of 1990 = 874 \$/MW is

Flue Gas Desulphurizer (FGD) of 10 % of construction cost is considered. 10 % is referred to Ujung Pandang Coal-fired Thermal Project F/S Report.

** Referring to the "Statistik Pertambangan Non Minyak dan Gas 1995" published by BPS.

*** Fuel Cost Calculation

Fuel Cost = $860 \text{ kcal/kWh} / 37\% / 5300 \text{ kcal/kg} \times 0.0334 \text{ US$/kg} = 14.65 \text{ US$/MWh}$

**** kW adjustment = $(1 - 7/365)(1 - 0.005)(1 - 0.005) / \{(1 - 42/365)(1 - 0.08)(1 - 0.07)\} = 1.28$

3.2.5. 計算結果と感度分析（炭素税）

(1) 計算結果

各サイトの計算は Table 3-1 に示し、結果の要約は下記の通りである。

Results of Calculation

Site	Site 1B	Site 2B	Site 3A
EIRR	6.7 %	12.0 %	10.8 %
B - C at 12 % Discount Rate	-3.0 M.US\$	0 M.US\$	-0.8 M.US\$
B/C	0.6	1.0	0.9

上記の結果から、サイト 2B では EIRR が計算利子率の 12%以上あるので、現在の計算条件下で経済的に実行可能と判断される。

(2) 感度分析（炭素税）

流れ込み式水力発電のクリーンエネルギーを評価するために、温室ガス排出抑制を目的として、世界中で広く論議されている炭素税の導入¹を感度分析として取り上げた。

気候変化に関する政府間会議 (IPCC)の国際温室ガスガイドラインによれば石炭から排出される炭素排出量は約 25.8 炭素トン/テラジュール (t C/Tera Joule)と報告されている。

1 kWh は 860 キロカロリー、 3.6×10^6 ジュールに相当するので、石炭燃料 1 GWh から発生する炭素量は約 93 炭素トン ($= 3.6 \times 10^{12}$ Joule $\times$ 25.8 t C/Tj = 93 tC) と推定される。

1 炭素トンあたりの炭素税をノルウェーで実施されている 620 クローネから 1,290 クローネの平均値の 950 クローネ ($= 18,000$ 円/tC = 150 US\$/tC) と仮定すると、1 GWh あたりの炭素税は 0.014 百万ドルとなる。

下記の表は炭素税を導入した場合の感度分析の結果で、計算は Table 3-3 に示す。

¹ フィンランド(1990),オランダ(1990),ノルウェー(1991),スウェーデン(1991),デンマーク(1992)ではすでに炭素税の導入を行っている (Table 3-2 参照)。

Results of Sensitivity Test (Carbon Tax inclusive)

Site	Site 1B	Site 2B	Site 3A
EIRR	13.1 %	21.2 %	19.3 %
B - C at 12 % Discount Rate	0.7 M.US\$	20.1 M.US\$	14.2 M.US\$
B/C	1.1	1.7	1.6

もし、炭素税が将来世界的に導入された場合には、流れ込み式水力発電に対する経済評価は今より高く評価されるようになり、全ての開発案は経済的に実行可能になることが期待できる。

3.3. 経済評価手法の代替案

3.3.1. EIRR と流れ込み式水力の供用期間

下記の表はサイト 1B について 20 年, 40 年, 50 年及び 100 年の供用期間に対する EIRR を示している。

EIRR and Service Period for Site 1B

Service Period	20-year	40-year	50-year	100-year
EIRR	3.58 %	6.03 %	6.42 %	6.68 %
EIRR(i)/EIRR(100)	54 %	90 %	96 %	100 %

上記の表によれば、EIRR の 96% までが、50 年の供用期間で既に計算されてしまい、残りの 50 年間では僅か 4% しか寄与しないことが読み取れる。EIRR と供用期間の関係は Fig.3-1 に図示している。

現在発展途上国の電力セクターで広く使われている経済分析 (With and Without) 手法は割引率 (10 ~ 12 %) を使って現在価値 (NPV²) に変換することを前提としている。この手法はプロジェクトが将来産み出す価値 (費用) を現時点の価値に換算して評価しようとするものであり、割引率は社会の「時間選好」³ のような概念である。従って、もし、価値が同じであれば、遠い将来に発生する価値は近い将来に発生する価値より低く評価される。次表はプロジェクトの寿命を 20 年と仮定して異なった割引率

² Net Present Value

³ 詳しくは “Measuring Economic Benefits for Water Investments and Policies”, World Bank Technical Paper No. 338 を参照

を使った場合の価値の累加パーセントを示している。

Cumulative Percentage of Worth Value by Various Discount Rate

Discount Rate	3 %	5 %	10 %	15 %
5 years	31 %	35 %	45 %	54 %
10 years	57 %	62 %	72 %	80 %
15 years	80 %	83 %	89 %	93 %
20 years	100 %	100 %	100 %	100 %

Note: Annual benefit is assumed to be 100 from year 0 to year 19.

上記の表によれば、割引率が 10% の場合、15 年まででプロジェクト価値の 90% が評価され、15 年以降に発生する価値は全プロジェクト価値のわずか 10% にしか評価されないこととなる。

更に、OECD 各国の割引率は現在 5 ~ 8% 程度⁴であることを考慮すると、10% の割引率を 50 年を超えるような供用期間が長いプロジェクトに適用することは、50 年後においても、その国が未だ発展途上国の一員に留まっていること暗黙のうちに了解しているように思われる。

このような理由から、現在広く使われている NPV 手法で供用期間が 50 年以上期待できる流れ込み式水力の経済評価を行うことに疑問を感じる。

また、NPV 手法そのものにも以下の理由から疑義を抱かざるを得ない。

NPV 手法はプロジェクトの価値を現世代から評価するものであり、現世代の経済活動で産み出される負の価値を現世代に代わって負担することになるかもしれない次世代との世代間格差の公正を満足させるものではないからである⁵。

環境に与える影響を経済評価に取り組もうとする試みは幾つか行われている。大気汚染を防ぐために石炭火力の建設費には脱硫装置 (FGD) の費用を考慮したり、化石燃料については燃料費の価格上昇という形で枯渇費用を経済評価では取り込んでいる。しかし、これらの対策も NPV 手法を使う限り、世代間の公正を満足させるものではないと思われる。

⁴ 例えば、カナダ 4 ~ 6 %、フランス 8 %、日本 5 %、英国 8 %、米国 5 % (出典: Projected Costs of Generating Electricity, OECD, Paris 1989, page 69)

⁵ 同様な意見は "Economic Valuation Techniques for the Environment", John A. Dixon and Maynard M. Hufschmidt, 1986 & 1990 にも見られる。

3.3.2. NFV⁶手法の提案

世代間の公正を満足させるために NFV 手法を追加することをここで提案する。NFV 手法はプロジェクトが遠い将来産み出す価値が現世代にはそれほど意味を持たないのと同様に、遠い過去に産み出されたプロジェクトの価値は次世代にはそれほど意味を持たないという考えである。

NPV と同様に NFV は以下の式で定義される。

$$NFV = \sum_{i=1}^n \frac{Bi - Ci}{(1+r)^{(n-i)}}$$

ここで、Bi は i 年での便益

Ci は i 年での費用

r は割引率

n は供用期間 (年)

上記の式中、割引率 (r) は供用期間終了時を基とする増分資本費用 (利子率) であり、NFV=0 となる EIRR はプロジェクトの実施により、将来の世代が負担すべき等価な資本費用 (利子率) を意味する。従って、NFV 手法で導かれる EIRR が高い程、将来の世代の負担が大きくなり、将来の世代にとってプロジェクトの実行は不利となる。

プロジェクトの価値は以下のように提案する。

$$\text{プロジェクトの価値} = 0.5 \times (NPV + NFV)$$

これは、現世代から見た現在価値と次世代から見た最終価値の平均をプロジェクト価値と見なすことで、世代間の公正を保とうとする試みである。

3.3.3. 提案手法による経済分析の結果

Table 3-4 は Cilaki 川サイト 1B の経済評価を NFV 手法⁷を追加して行った場合を示しており、結果は以下の通りである。

⁶ 最終価値法 (Net Final Value)

⁷ ここでは 50 年後には開発途上国から先進国に移行するとの仮定で割引率 6 % を使っている。

Result of Economic Analysis for Site 1B

Evaluation Method	NPV Method	NFV Method	0.5 x (NPV+ NFV)
EIRR	6.7 %	Negative	-
B – C at 12 % Discount Rate	-2.98 M.US\$	7.81 M.US\$	2.42 M.US\$
B/C	0.60	4.94	2.77

上記の表で NFV 手法の EIRR が負となっているが、これは将来の世代がプロジェクトの資本費用（利子率）を負担しなくても良いことを意味している。

提案する手法によれば、NPV 手法では否定されたサイト 1B の経済価値は流れ込み式水力発電の長期にわたる燃料費ゼロのおかげで経済的に実行可能と評価される。

もし、提案する手法が有効なら、以下の現象が観察される。

初期投資額の位置付けが低くなり、代わって供用期間中に発生する運転費用（又は追加費用）の位置付けが今より大きくなり、下記に示すような電力プロジェクトは経済評価では不利となる。

a) 化石燃料を使う電力設備

— 将来に亘って著しい熱効率の改善（技術上の進歩）が期待できないプロジェクト（燃料費が一定もしくは増加する）。

b) 貯水池型の水力発電

— 貯水池内の堆砂の浚渫や下流への水質補償など、供用期間中に定期的、もしくは供用期間の後半に、追加費用の発生を伴うプロジェクト。

c) 原子力発電

— 供用期間終了後に発生する発電所解体費用や廃棄燃料処理費用の高いプロジェクト。

3.4. 経済性評価手法の結論

- (1) NPV 手法によるチラキ川の 3 つ開発計画を NPV 手法で評価した場合、サイト 2B のみが経済的に実行可能であるとの結果になった。他の開発案、特にサイト 1B は経済的には実行無理と思われる。

(2) 化石燃料を使用する発電プラントに将来炭素税が導入される場合には、流れ込み式水力発電の経済的評価は今より高く評価されるようになり、全ての開発案は経済的に実行可能になることが期待できる。

(3) 流れ込み式水力の特徴、特に長期間に亘る燃料費ゼロ、を経済評価に反映させるために追加 NFV 手法を一つの試みとして提案した。この手法は同時に NPV 手法では考慮できない世代間の公正という概念を導入している。勿論、提案した手法は世界銀行、アジア開発銀行、海外経済協力基金といった関係機関に認められたものではない。しかしながら、環境資源や化石燃料が現世代のためだけに有るのではなく、次世代のためにも有るということ、また、開発費用一部は債務支払いという形で次世代に重くのしかかるかも知れないということ等を勘案すれば、次世代の価値を反映させた経済評価に近い将来要求されるのではないだろうか。

3.5. 補 遺

最終価値 (NFV) を考慮した事例として、Anderson (1992)の GHG (Greenhouse Gas) 排出を押さえるための炭素税算定手法が挙げられる⁸。彼によれば GHG 一単位を減少させる価値を危機的状態に至る期間を時間一単位伸ばすに十分な長期間に展開される低排出技術に係わる費用と推定し、以下の計算式を提案している。

C_t : t 年における炭素税

n_T : T 年における非化石系の善後策(backstop)技術の限界費用

f_T : T 年における化石系技術の限界費用

T : 通常の経済活動で危機的蓄積に遭遇するであろう年

r : 実質上の割引率

$$C_t = (n_T - f_T)(1 + r)^{-(T-t)}$$

C_t は危機的状態に遭遇するのを遅らせる尺度のシャドウ価格を代表している。また上記の式中の $(1 + r)^{-(T-t)}$ が最終価値法 (NFV) そのものである。

⁸ 詳しくは "Implementing the Framework Convention on Climate Change Incremental Costs and the Role of the GEF" Working Paper Number 4, released by The Global Environmental Facility, 1993 を参照。

Table 3-1 (1) Cash Flow for Economic Evaluation of Site 1B

(M.US\$)

Year	Cost				Benefit (Alternative Coal Thermal)				Net Benefit	PRESENT VALUE as of Year 0		
	Installed Capacity		6.1	MW	Installed Capacity		7.8	MW		Discount Rate = 12.00%		
	Firm Output		0.4	MW	Firm Output		0.5	MW				
	Annual Energy		29.3	GWh	Annual Energy		31.4	GWh				
	Construction Cost		6.51	M.US\$	Construction Cost		1,970	\$/kW				
	O/M Cost		0.08	M.US\$/yr	O/M Cost		0.03	M.US\$/yr				
	Hydraulic & E/M Co		3.16	M.US\$	Fuel Cost		14.65	\$/MWh				
	Const. Cost	T.Line Cost	O&M Cost	Total Cost	Const. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Total Cost	(B-C)	Coefficien	Cost	Benefit
-5	0	0		0.00	0			0.00	0.00			
-4	0	0		0.00	0			0.00	0.00			
-3	1.24	0		1.24	0			0.00	-1.24	1.4050	1.74	0.00
-2	0.88	0		0.88	0.30			0.30	-0.58	1.2540	1.10	0.38
-1	2.53	0		2.53	0.39			0.39	-2.14	1.1200	2.83	0.44
0	1.87	0		1.87	0.30			0.30	-1.57	1.0000	1.87	0.30
1			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.8930	0.07	0.44
2			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.7970	0.06	0.39
3			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.7120	0.06	0.35
4			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.6360	0.05	0.31
5			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.5670	0.05	0.28
6			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.5070	0.04	0.25
7			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.4520	0.04	0.22
8			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.4040	0.03	0.20
9			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.3610	0.03	0.18
10			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.3220	0.03	0.16
11			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2870	0.02	0.14
12			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2570	0.02	0.13
13			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2290	0.02	0.11
14			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2050	0.02	0.10
15			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1830	0.01	0.09
16			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1630	0.01	0.08
17			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1460	0.01	0.07
18			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1300	0.01	0.06
19			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1160	0.01	0.06
20			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1040	0.01	0.05
21			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0930	0.01	0.05
22			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0830	0.01	0.04
23			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0740	0.01	0.06
24			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.88	0.80	0.0660	0.01	0.06
25			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0590	0.00	0.05
26			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0530	0.00	0.03
27			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0470	0.00	0.02
28			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0420	0.00	0.02
29			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0370	0.00	0.02
30			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0330	0.00	0.02
31			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0300	0.00	0.01
32			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0270	0.00	0.01
33			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0240	0.00	0.01
34	1.58		0.08	1.66		0.03	0.46	0.49	-1.17	0.0210	0.03	0.01
35	1.58		0.08	1.66		0.03	0.46	0.49	-1.17	0.0190	0.03	0.01
36			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0170	0.00	0.01
37			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0150	0.00	0.01
38			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0130	0.00	0.01
39			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0120	0.00	0.01
40			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0110	0.00	0.01
41			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0100	0.00	0.00
42			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0090	0.00	0.00
43			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0080	0.00	0.00
44			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0070	0.00	0.00
45			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0060	0.00	0.00
46			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0050	0.00	0.00
47			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0050	0.00	0.00
48			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0040	0.00	0.00
49			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.88	0.80	0.0040	0.00	0.00
50			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0030	0.00	0.00
97			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0000	0.00	0.00
98			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0000	0.00	0.00
99			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.88	0.80	0.0000	0.00	0.00
100			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0000	0.00	0.00
	12.84	0.00	8.00	20.84	4.95	3.00	46.00	53.95	33.11		8.24	5.26

EIRR= 6.68%

B - C = -2.98

B / C = 0.60

Cost (C) = 8.24

Benefit (B) = 5.26

Table 3-1 (2) Cash Flow for Economic Evaluation of Site 2B

(M.US\$)

Year	Cost				Benefit (Alternative Coal Thermal)				Net Benefit (B-C)	PRESENT VALUE as of Year 0 Discount Rate = 12.00%		
	Installed Capacity		12.9	MW	Installed Capacity		16.5	MW				
	Firm Output		0.9	MW	Firm Output		1.2	MW				
	Annual Energy		65.3	GWh	Annual Energy		69.9	GWh				
	Construction Cost		9.35	M.US\$	Construction Cost		1.970	\$/kW				
	O/M Cost		0.12	M.US\$/yr	O/M Cost		0.07	M.US\$/yr				
	Hydraulic & E/M Co		4.33	M.US\$	Fuel Cost		14.65	\$/MWh				
	Const. Cost	T.Line Cost	O&M Cost	Total Cost	Const. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Total Cost		Coefficien	Cost	Benefit
-5	0	0		0.00	0			0.00	0.00			
-4	0	0		0.00	0			0.00	0.00			
-3	1.78	0		1.78	0			0.00	-1.78	1.4050	2.50	0.00
-2	1.26	0		1.26	0.71			0.71	-0.55	1.2540	1.58	0.89
-1	3.63	0		3.63	0.95			0.95	-2.68	1.1200	4.07	1.06
0	2.68	0		2.68	0.71			0.71	-1.97	1.0000	2.68	0.71
1			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.8930	0.11	0.97
2			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.7970	0.10	0.87
3			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.7120	0.09	0.78
4			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.6360	0.08	0.69
5			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.5670	0.07	0.62
6			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.5070	0.06	0.55
7			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.4520	0.05	0.49
8			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.4040	0.05	0.44
9			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.3610	0.04	0.39
10			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.3220	0.04	0.35
11			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.2870	0.03	0.31
12			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.2570	0.03	0.28
13			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.2290	0.03	0.25
14			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.2050	0.02	0.22
15			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.1830	0.02	0.20
16			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.1630	0.02	0.18
17			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.1460	0.02	0.16
18			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.1300	0.02	0.14
19			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.1160	0.01	0.13
20			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.1040	0.01	0.11
21			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0930	0.01	0.10
22			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0830	0.01	0.09
23			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	1.80	1.68	0.0740	0.01	0.13
24			0.12	0.12	0.95	0.07	1.02	2.04	1.92	0.0660	0.01	0.13
25			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	1.80	1.68	0.0590	0.01	0.11
26			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0530	0.01	0.06
27			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0470	0.01	0.05
28			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0420	0.01	0.05
29			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0370	0.00	0.04
30			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0330	0.00	0.04
31			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0300	0.00	0.03
32			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0270	0.00	0.03
33			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0240	0.00	0.03
34	2.17		0.12	2.29		0.07	1.02	1.09	-1.20	0.0210	0.05	0.02
35	2.17		0.12	2.29		0.07	1.02	1.09	-1.20	0.0190	0.04	0.02
36			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0170	0.00	0.02
37			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0150	0.00	0.02
38			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0130	0.00	0.01
39			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0120	0.00	0.01
40			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0110	0.00	0.01
41			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0100	0.00	0.01
42			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0090	0.00	0.01
43			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0080	0.00	0.01
44			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0070	0.00	0.01
45			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0060	0.00	0.01
46			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0050	0.00	0.01
47			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0050	0.00	0.01
48			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	1.80	1.68	0.0040	0.00	0.01
49			0.12	0.12	0.95	0.07	1.02	2.04	1.92	0.0040	0.00	0.01
50			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	1.80	1.68	0.0030	0.00	0.01
97			0.12	0.12		0.07	1.02	1.09	0.97	0.0000	0.00	0.00
98			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	1.80	1.68	0.0000	0.00	0.00
99			0.12	0.12	0.95	0.07	1.02	2.04	1.92	0.0000	0.00	0.00
100			0.12	0.08	0.71	0.07	1.02	1.80	1.72	0.0000	0.00	0.00
	18.03	0.00	12.00	29.99	11.85	7.00	102.00	120.85	90.86		11.90	11.89

EIRR= 12.00%

B - C = -0.01

B / C = 1.00

Cost (C) 11.90

Benefit (B) 11.89

Table 3-1 (3) Cash Flow for Economic Evaluation of Site 3A

(M.US\$)

Year	Cost				Benefit (Alternative Coal Thermal)				Net Benefit (B-C)	PRESENT VALUE as of Year 0 Discount Rate = 12.00%		
	Installed Capacity		8.1	MW	Installed Capacity		10.4	MW		Coefficient	Cost	Benefit
	Firm Output		0.6	MW	Firm Output		0.8	MW				
	Annual Energy		46.7	GWh	Annual Energy		50.0	GWh				
	Construction Cost		7.19	M.US\$	Construction Cost		1,970	\$/kW				
	O/M Cost		0.09	M.US\$/yr	O/M Cost		0.05	M.US\$/yr				
	Hydraulic & E/M Co		3.67	M.US\$	Fuel Cost		14.65	\$/MWh				
	Const. Cost	T.Line Cost	O&M Cost	Total Cost	Const. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Total Cost				
-5	0	0		0.00	0			0.00	0.00			
-4	0	0		0.00	0			0.00	0.00			
-3	1.37	0		1.37	0			0.00	-1.37	1.4050	1.92	0.00
-2	0.97	0		0.97	0.47			0.47	-0.50	1.2540	1.22	0.59
-1	2.79	0		2.79	0.63			0.63	-2.16	1.1200	3.12	0.71
0	2.06	0		2.06	0.47			0.47	-1.59	1.0000	2.06	0.47
1			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.8930	0.08	0.70
2			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.7970	0.07	0.62
3			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.7120	0.06	0.56
4			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.6360	0.06	0.50
5			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.5670	0.05	0.44
6			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.5070	0.05	0.40
7			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.4520	0.04	0.35
8			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.4040	0.04	0.32
9			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.3610	0.03	0.28
10			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.3220	0.03	0.25
11			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.2870	0.03	0.22
12			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.2570	0.02	0.20
13			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.2290	0.02	0.18
14			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.2050	0.02	0.16
15			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.1830	0.02	0.14
16			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.1630	0.01	0.13
17			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.1460	0.01	0.11
18			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.1300	0.01	0.10
19			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.1160	0.01	0.09
20			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.1040	0.01	0.08
21			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0930	0.01	0.07
22			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0830	0.01	0.06
23			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	1.25	1.16	0.0740	0.01	0.09
24			0.09	0.09	0.63	0.05	0.73	1.41	1.32	0.0660	0.01	0.09
25			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	1.25	1.16	0.0590	0.01	0.07
26			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0530	0.00	0.04
27			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0470	0.00	0.04
28			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0420	0.00	0.03
29			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0370	0.00	0.03
30			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0330	0.00	0.03
31			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0300	0.00	0.02
32			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0270	0.00	0.02
33			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0240	0.00	0.02
34	1.84		0.09	1.93		0.05	0.73	0.78	-1.15	0.0210	0.04	0.02
35	1.84		0.09	1.93		0.05	0.73	0.78	-1.15	0.0190	0.04	0.01
36			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0170	0.00	0.01
37			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0150	0.00	0.01
38			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0130	0.00	0.01
39			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0120	0.00	0.01
40			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0110	0.00	0.01
41			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0100	0.00	0.01
42			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0090	0.00	0.01
43			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0080	0.00	0.01
44			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0070	0.00	0.01
45			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0060	0.00	0.00
46			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0050	0.00	0.00
47			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0050	0.00	0.00
48			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	1.25	1.16	0.0040	0.00	0.01
49			0.09	0.09	0.63	0.05	0.73	1.41	1.32	0.0040	0.00	0.01
50			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	1.25	1.16	0.0030	0.00	0.00
97			0.09	0.09		0.05	0.73	0.78	0.69	0.0000	0.00	0.00
98			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	1.25	1.16	0.0000	0.00	0.00
99			0.09	0.09	0.63	0.05	0.73	1.41	1.32	0.0000	0.00	0.00
100			0.09	0.08	0.47	0.05	0.73	1.25	1.17	0.0000	0.00	0.00
	14.55	0.00	9.00	23.54	7.85	5.00	73.00	85.85	62.31		9.12	8.35

EIRR= 10.75%

B - C = -0.77

B / C = 0.90

Cost (C) 9.12

Benefit (B) 8.35

Table 3-2 Current Status of Carbon Tax and Its Taxables

Countries	Taxable (Upper Row) and Tax Rate (Lower Row)	Non-Taxable	Preferential Treatment
Denmark (May, 1992)	All CO ₂ emission sources (excluding gasoline, natural gas, and bio-fuel). Tax is charged on power consumption and not on power fuel. In case of room heating (industry sector), about 14,000 (1996) → 41,800 yen/t C (2000) including energy tax. 59 yen/l for gasoline.	Fuels for aviation and shipment of which activities are engaged in international trade, and fuel for power sector produced in a refinery.	2 ~ 4% deduction of tax rate (room heating) is applied to heavy industry. 15 ~ 20% deduction of tax rate (room heating) is applied to light industry. Further deduction is available if a company invested in order to save the energy in accordance with the agreement with the Government.
Finland (January, 1991)	All fossil fuels About 3,500 yen/t C. 3.1 yen/l for gasoline included energy tax (tax revenue consists of energy : carbon = 40:60) Energy sources to be used as fuel (fuel to be used as raw material is exempted)	Fuels for aviation and shipment of which routes are international. Raw material to be used in production, and fuels for an oil refinery.	
Netherlands (December, 1990)	About 2,600 yen/t C consisting of energy : carbon = 50:50 1.7 yen/l for gasoline is imposed. Mineral oil, burning gas at oil wells in the sea, coal, and coke	Residual fuel of which consumption is less than a certain amount. All residual fuel for own use (effective up to 1998)	58% deduction of tax rate (energy tax) is applied to natural gas of which consumption is exceeded more than one million cubic meter.
Norway (January, 1991)	11,800 ~ 24,500 yen/t C and 16 yen/l for gasoline	All residual fuel (energy tax portion is exempted). Mineral oil for shipments, and aviation of which activities are out of territory, or engaged in intentional trade. Coal and coke to be used as raw material in industry sector. Coal and coke to be used in cement and lime industry sector. Fuels for oil refinery	Preferential treatment is applied to fishing vessels and marine transportation in the country (non-taxable actually) 50% deduction of tax rate is applied to fuels to be used for pulp and fish meal industries.
Sweden (January, 1991)	Oil, gas oil, heavy oil, light oil, LPG, methane, natural gas, coal, and coke About 22,000 yen/t C and 14 yen/l for gasoline.	Fuels for locomotives, and aviation & shipment of which activities are out of territory. Coal and coke to be used in the course of iron manufacturing. Fuels for power sector.	25% of tax rate is applied to industry fuel and commercial gardening fuel (energy tax is exempted). Preferential treatment cannot be applied to fuels for automobiles, buses, and trucks.

Note : 1) 1 t C = 3.67 t CO₂ = 1,555 liter gasoline equivalent

2) DKr = 19 Japanese Yen, FMk = 25 yen, DGL = 66 yen, NKr = 19 yen, and SKr = 16 yen (as of March 31, 1997)

3) Source : "Introduction for Environmental Economy", Nekkei Bunko, written by Norihiro Mitsuhashi

Table 3-3 (1) Cash Flow for Economic Evaluation of Site 1B
(Imposition of Carbon Tax)

(M.US\$)

Year	Cost				Benefit (Alternative Coal Thermal)				Total Cost	Net Benefit (B-C)	PRESENT VALUE as of Year 0		
	Installed Capacity		6.1	MW	Installed Capacity		7.8	MW			Discount Rate = 12.00%		
	Firm Output		0.4	MW	Firm Output		0.5	MW			Coefficient	Cost	Benefit
	Annual Energy		29.3	GWh	Annual Energy		31.4	GWh					
	Construction Cost		6.51	M.US\$	Construction Cost		1,970	\$/kW					
	O/M Cost		0.08	M.US\$/yr	O/M Cost		0.03	M.US\$/yr					
	Hydraulic & E/M Co		3.16	M.US\$	Fuel Cost		14.65	\$/MWh					
					Carbon Tax		0.014	M.US\$/GWh					
	Const. Cost	T.Line Cost	O&M Cost	Total Cost	Const. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Carbon Tax					
-5	0	0		0.00	0				0.00	0.00			
-4	0	0		0.00	0				0.00	0.00			
-3	1.24	0		1.24	0				0.00	-1.24	1.405	1.74	0.00
-2	0.88	0		0.88	0.30				0.30	-0.58	1.254	1.10	0.38
-1	2.53	0		2.53	0.39				0.39	-2.14	1.120	2.83	0.44
0	1.87	0		1.87	0.30				0.30	-1.57	1.000	1.87	0.30
1			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.893	0.07	0.83
2			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.797	0.06	0.74
3			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.712	0.06	0.66
4			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.636	0.05	0.59
5			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.567	0.05	0.53
6			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.507	0.04	0.47
7			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.452	0.04	0.42
8			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.404	0.03	0.38
9			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.361	0.03	0.34
10			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.322	0.03	0.30
11			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.287	0.02	0.27
12			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.257	0.02	0.24
13			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.229	0.02	0.21
14			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.205	0.02	0.19
15			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.183	0.01	0.17
16			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.163	0.01	0.15
17			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.146	0.01	0.14
18			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.130	0.01	0.12
19			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.116	0.01	0.11
20			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.104	0.01	0.10
21			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.093	0.01	0.09
22			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.083	0.01	0.08
23			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.44	1.23	1.15	0.074	0.01	0.09
24			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.44	1.32	1.24	0.066	0.01	0.09
25			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.44	1.23	1.15	0.059	0.00	0.07
26			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.053	0.00	0.05
27			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.047	0.00	0.04
28			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.042	0.00	0.04
29			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.037	0.00	0.03
30			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.033	0.00	0.03
31			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.030	0.00	0.03
32			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.027	0.00	0.03
33			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.024	0.00	0.02
34	1.58		0.08	1.66		0.03	0.46	0.44	0.93	-0.73	0.021	0.03	0.02
35	1.58		0.08	1.66		0.03	0.46	0.44	0.93	-0.73	0.019	0.03	0.02
36			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.017	0.00	0.02
37			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.015	0.00	0.01
38			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.013	0.00	0.01
39			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.012	0.00	0.01
40			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.011	0.00	0.01
41			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.010	0.00	0.01
42			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.009	0.00	0.01
43			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.008	0.00	0.01
44			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.007	0.00	0.01
45			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.006	0.00	0.01
46			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.005	0.00	0.00
47			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.005	0.00	0.00
48			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.44	1.23	1.15	0.004	0.00	0.00
49			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.44	1.32	1.24	0.004	0.00	0.01
50			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.44	1.23	1.15	0.003	0.00	0.00
97			0.08	0.08		0.03	0.46	0.44	0.93	0.85	0.000	0.00	0.00
98			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.44	1.23	1.15	0.000	0.00	0.00
99			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.44	1.32	1.24	0.000	0.00	0.00
100			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.44	1.23	1.15	0.000	0.00	0.00
	12.84	0.00	8.00	20.84	4.95	3.00	46.00	44.00	97.95	77.11		8.24	8.93

EIRR= 13.05%

B - C = 0.69

B / C = 1.10

Cost (C) = 8.24

Benefit (B) = 8.93

**Table 3-3 (2) Cash Flow for Economic Evaluation of Site 2B
(Imposition of Carbon Tax)**

(M US\$)

Year	Cost				Benefit (Alternative Coal Thermal)				Total Cost	Net Benefit (B-C)	PRESENT VALUE as of Year 0		
	Installed Capacity		12.9 MW		Installed Capacity		16.5 MW				Discount Rate = 12.00%		
	Firm Output		0.9 MW		Firm Output		1.2 MW						
	Annual Energy		65.3 GWh		Annual Energy		69.9 GWh						
	Construction Cost		9.35 M US\$		Construction Cost		1,970 \$/kW						
	O/M Cost		0.12 M US\$/yr		O/M Cost		0.07 M US\$/yr						
	Hydraulic & E/M Co		4.33 M US\$		Fuel Cost		14.65 \$/MWh						
	Carbon Tax		0.014 M US\$/GWh										
	Const. Cost	T.Line Cost	O&M Cost	Total Cost	Const. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Carbon Tax					
-5	0	0		0.00	0				0.00	0.00			
-4	0	0		0.00	0				0.00	0.00			
-3	1.78	0		1.78	0				0.00	-1.78	1.405	2.50	0.00
-2	1.26	0		1.26	0.71				0.71	-0.55	1.254	1.58	0.89
-1	3.63	0		3.63	0.95				0.95	-2.68	1.120	4.07	1.06
0	2.68	0		2.68	0.71				0.71	-1.97	1.000	2.68	0.71
1			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.893	0.11	1.85
2			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.797	0.10	1.65
3			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.712	0.09	1.47
4			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.636	0.08	1.32
5			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.567	0.07	1.17
6			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.507	0.06	1.05
7			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.452	0.05	0.94
8			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.404	0.05	0.84
9			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.361	0.04	0.75
10			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.322	0.04	0.67
11			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.287	0.03	0.59
12			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.257	0.03	0.53
13			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.229	0.03	0.47
14			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.205	0.02	0.42
15			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.183	0.02	0.38
16			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.163	0.02	0.34
17			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.146	0.02	0.30
18			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.130	0.02	0.27
19			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.116	0.01	0.24
20			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.104	0.01	0.22
21			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.093	0.01	0.19
22			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.083	0.01	0.17
23			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	0.98	2.78	2.66	0.074	0.01	0.21
24			0.12	0.12	0.95	0.07	1.02	0.98	3.02	2.90	0.066	0.01	0.20
25			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	0.98	2.78	2.66	0.059	0.01	0.16
26			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.053	0.01	0.11
27			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.047	0.01	0.10
28			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.042	0.01	0.09
29			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.037	0.00	0.08
30			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.033	0.00	0.07
31			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.030	0.00	0.06
32			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.027	0.00	0.06
33			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.024	0.00	0.05
34	2.17		0.12	2.29		0.07	1.02	0.98	2.07	-0.22	0.021	0.05	0.04
35	2.17		0.12	2.29		0.07	1.02	0.98	2.07	-0.22	0.019	0.04	0.04
36			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.017	0.00	0.04
37			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.015	0.00	0.03
38			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.013	0.00	0.03
39			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.012	0.00	0.02
40			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.011	0.00	0.02
41			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.010	0.00	0.02
42			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.009	0.00	0.02
43			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.008	0.00	0.02
44			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.007	0.00	0.01
45			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.006	0.00	0.01
46			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.005	0.00	0.01
47			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.005	0.00	0.01
48			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	0.98	2.78	2.66	0.004	0.00	0.01
49			0.12	0.12	0.95	0.07	1.02	0.98	3.02	2.90	0.004	0.00	0.01
50			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	0.98	2.78	2.66	0.003	0.00	0.01
97			0.12	0.12		0.07	1.02	0.98	2.07	1.95	0.000	0.00	0.00
98			0.12	0.12	0.71	0.07	1.02	0.98	2.78	2.66	0.000	0.00	0.00
99			0.12	0.12	0.95	0.07	1.02	0.98	3.02	2.90	0.000	0.00	0.00
100			0.12	0.08	0.71	0.07	1.02	0.98	2.78	2.70	0.000	0.00	0.00
	18.03	0.00	12.00	29.99	11.85	7.00	102.00	98.00	218.85	188.86		11.90	20.05

EIRR= 21.24%

B - C = 8.15

B / C = 1.70

Cost (C) = 11.90

Benefit (B) = 20.05

**Table 3-3 (3) Cash Flow for Economic Evaluation of Site 3A
(Imposition of Carbon Tax)**

(M.US\$)

Year	Cost				Benefit (Alternative Coal Thermal)				Total Cost	Net Benefit (B-C)	PRESENT VALUE as of Year 0		
	Installed Capacity		8.1 MW		Installed Capacity		10.4 MW				Discount Rate = 12.00%		
	Firm Output		0.6 MW		Firm Output		0.8 MW						
	Annual Energy		46.7 GWh		Annual Energy		50.0 GWh						
	Construction Cost		7.19 M.US\$		Construction Cost		1,970 \$/kW						
	O/M Cost		0.09 M.US\$/yr		O/M Cost		0.05 M.US\$/yr						
	Hydraulic & E/M Co		3.67 M.US\$		Carbon Tax		0.014 M.US\$/GWh						
	Const. Cost	T.Line Cost	O&M Cost	Total Cost	Const. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Carbon Tax				Cost	Benefit
-5	0	0		0.00	0				0.00	0.00			
-4	0	0		0.00	0				0.00	0.00			
-3	1.37	0		1.37	0				0.00	-1.37	1.405	1.92	0.00
-2	0.97	0		0.97	0.47				0.47	-0.50	1.254	1.22	0.59
-1	2.79	0		2.79	0.63				0.63	-2.16	1.120	3.12	0.71
0	2.06	0		2.06	0.47				0.47	-1.59	1.000	2.06	0.47
1			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.893	0.08	1.32
2			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.797	0.07	1.18
3			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.712	0.06	1.05
4			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.636	0.06	0.94
5			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.567	0.05	0.84
6			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.507	0.05	0.75
7			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.452	0.04	0.67
8			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.404	0.04	0.60
9			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.361	0.03	0.53
10			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.322	0.03	0.48
11			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.287	0.03	0.42
12			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.257	0.02	0.38
13			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.229	0.02	0.34
14			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.205	0.02	0.30
15			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.183	0.02	0.27
16			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.163	0.01	0.24
17			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.146	0.01	0.22
18			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.130	0.01	0.19
19			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.116	0.01	0.17
20			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.104	0.01	0.15
21			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.093	0.01	0.14
22			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.083	0.01	0.12
23			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	0.7	1.95	1.86	0.074	0.01	0.14
24			0.09	0.09	0.63	0.05	0.73	0.7	2.11	2.02	0.066	0.01	0.14
25			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	0.7	1.95	1.86	0.059	0.01	0.12
26			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.053	0.00	0.08
27			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.047	0.00	0.07
28			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.042	0.00	0.06
29			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.037	0.00	0.05
30			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.033	0.00	0.05
31			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.030	0.00	0.04
32			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.027	0.00	0.04
33			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.024	0.00	0.04
34	1.84		0.09	1.93		0.05	0.73	0.7	1.48	-0.45	0.021	0.04	0.03
35	1.84		0.09	1.93		0.05	0.73	0.7	1.48	-0.45	0.019	0.04	0.03
36			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.017	0.00	0.03
37			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.015	0.00	0.02
38			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.013	0.00	0.02
39			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.012	0.00	0.02
40			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.011	0.00	0.02
41			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.010	0.00	0.01
42			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.009	0.00	0.01
43			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.008	0.00	0.01
44			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.007	0.00	0.01
45			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.006	0.00	0.01
46			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.005	0.00	0.01
47			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.005	0.00	0.01
48			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	0.7	1.95	1.86	0.004	0.00	0.01
49			0.09	0.09	0.63	0.05	0.73	0.7	2.11	2.02	0.004	0.00	0.01
50			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	0.7	1.95	1.86	0.003	0.00	0.01
97			0.09	0.09		0.05	0.73	0.7	1.48	1.39	0.000	0.00	0.00
98			0.09	0.09	0.47	0.05	0.73	0.7	1.95	1.86	0.000	0.00	0.00
99			0.09	0.09	0.63	0.05	0.73	0.7	2.11	2.02	0.000	0.00	0.00
100			0.09	0.08	0.47	0.05	0.73	0.7	1.95	1.87	0.000	0.00	0.00
	14.55	0.00	9.00	23.54	7.85	5.00	73.00	70.00	155.85	132.31		9.12	14.17

EIRR= 19.33%

B - C = 5.05

B / C = 1.60

Cost (C) = 9.12

Benefit (B) = 14.17

**Table 3-4 Cash Flow for Economic Evaluation of Site 1B
(NFV Inclusive)**

										(M.US\$)					
Year	Cost				Benefit (Alternative Coal Thermal)				Net Benefit (B-C)	Present Value as of Year 0			Final Value as of Year 100		
	Installed Capacity		6.1	MW	Installed Capacity		7.8	MW		Discount Rate = 12.00%			Discount Rate = 6.00%		
	Firm Output		0.4	MW	Firm Output		0.5	MW							
	Annual Energy		29.3	GWh	Annual Energy		31.4	GWh							
	Construction Cost		6.51	M.US\$	Construction Cost		1,970	\$/kW		Discount Index	Cost	Benefit	Discount Index	Cost	Benefit
	O/M Cost		0.08	M.US\$/yr	O/M Cost		0.03	M.US\$/yr							
	Hydraulic & E/M Co		3.16	M.US\$	Fuel Cost		14.65	\$/MWh							
	Const. Cost	T.Line Cost	O&M Cost	Total Cost	Const. Cost	O&M Cost	Fuel Cost	Total Cost							
-5	0	0		0.00	0			0.00	0.00						
-4	0	0		0.00	0			0.00	0.00						
-3	1.24	0		1.24	0			0.00	-1.24	1.4050	1.74	0.00	0.002	0.00	0.00
-2	0.88	0		0.88	0.30			0.30	-0.58	1.2540	1.10	0.38	0.003	0.00	0.00
-1	2.53	0		2.53	0.39			0.39	-2.14	1.1200	2.83	0.44	0.003	0.01	0.00
0	1.87	0		1.87	0.30			0.30	-1.57	1.0000	1.87	0.30	0.003	0.01	0.00
1			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.8930	0.07	0.44	0.003	0.00	0.00
2			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.7970	0.06	0.39	0.003	0.00	0.00
3			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.7120	0.06	0.35	0.004	0.00	0.00
4			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.6360	0.05	0.31	0.004	0.00	0.00
5			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.5670	0.05	0.28	0.004	0.00	0.00
6			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.5070	0.04	0.25	0.004	0.00	0.00
7			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.4520	0.04	0.22	0.004	0.00	0.00
8			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.4040	0.03	0.20	0.005	0.00	0.00
9			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.3610	0.03	0.18	0.005	0.00	0.00
10			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.3220	0.03	0.16	0.005	0.00	0.00
11			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2870	0.02	0.14	0.006	0.00	0.00
12			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2570	0.02	0.13	0.006	0.00	0.00
13			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2290	0.02	0.11	0.006	0.00	0.00
14			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.2050	0.02	0.10	0.007	0.00	0.00
15			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1830	0.01	0.09	0.007	0.00	0.00
16			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1630	0.01	0.08	0.007	0.00	0.00
17			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1460	0.01	0.07	0.008	0.00	0.00
18			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1300	0.01	0.06	0.008	0.00	0.00
19			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1160	0.01	0.06	0.009	0.00	0.00
20			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.1040	0.01	0.05	0.009	0.00	0.00
21			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0930	0.01	0.05	0.010	0.00	0.00
22			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0830	0.01	0.04	0.011	0.00	0.01
23			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0740	0.01	0.06	0.011	0.00	0.01
24			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.88	0.80	0.0660	0.01	0.06	0.012	0.00	0.01
25			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0590	0.00	0.05	0.013	0.00	0.00
26			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0530	0.00	0.03	0.013	0.00	0.01
27			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0470	0.00	0.02	0.014	0.00	0.01
28			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0420	0.00	0.02	0.015	0.00	0.01
29			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0370	0.00	0.02	0.016	0.00	0.01
30			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0330	0.00	0.02	0.017	0.00	0.01
31			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0300	0.00	0.01	0.018	0.00	0.01
32			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0270	0.00	0.01	0.019	0.00	0.01
33			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0240	0.00	0.01	0.020	0.00	0.01
34	1.58		0.08	1.66		0.03	0.46	0.49	-1.17	0.0210	0.03	0.01	0.021	0.03	0.01
35	1.58		0.08	1.66		0.03	0.46	0.49	-1.17	0.0190	0.03	0.01	0.023	0.04	0.01
36			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0170	0.00	0.01	0.024	0.00	0.01
37			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0150	0.00	0.01	0.025	0.00	0.01
38			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0130	0.00	0.01	0.027	0.00	0.01
39			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0120	0.00	0.01	0.029	0.00	0.01
40			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0110	0.00	0.01	0.030	0.00	0.01
41			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0100	0.00	0.00	0.032	0.00	0.02
42			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0090	0.00	0.00	0.034	0.00	0.02
43			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0080	0.00	0.00	0.036	0.00	0.02
44			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0070	0.00	0.00	0.038	0.00	0.02
45			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0060	0.00	0.00	0.041	0.00	0.02
46			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0050	0.00	0.00	0.043	0.00	0.02
47			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0050	0.00	0.00	0.046	0.00	0.02
48			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0040	0.00	0.00	0.048	0.00	0.04
49			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.88	0.80	0.0040	0.00	0.00	0.051	0.00	0.04
50			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0030	0.00	0.00	0.054	0.00	0.04
51			0.08	0.08		0.03	0.46	0.49	0.41	0.0030	0.00	0.00	0.058	0.00	0.03
99			0.08	0.08	0.39	0.03	0.46	0.88	0.80	0.0000	0.00	0.00	0.943	0.08	0.83
100			0.08	0.08	0.30	0.03	0.46	0.79	0.71	0.0000	0.00	0.00	1.000	0.08	0.79
										8.24	5.26		1.98	9.79	
Economic Value of the Project										Cost (C) =		8.24	Cost (C) =		1.98
Cost (0.5 x (NPV+NFV))				5.11	Benefit (B) =					Benefit (B) =		5.26	Benefit (B) =		9.79
Benefit (0.5 x (NPV+NFV))				7.53	B - C =					B - C =		-2.98	B - C =		7.81
B - C				2.42	B / C =					B / C =		0.60	B / C =		4.94
B / C				1.47	EIRR =					EIRR =		6.68%	EIRR =		Negative

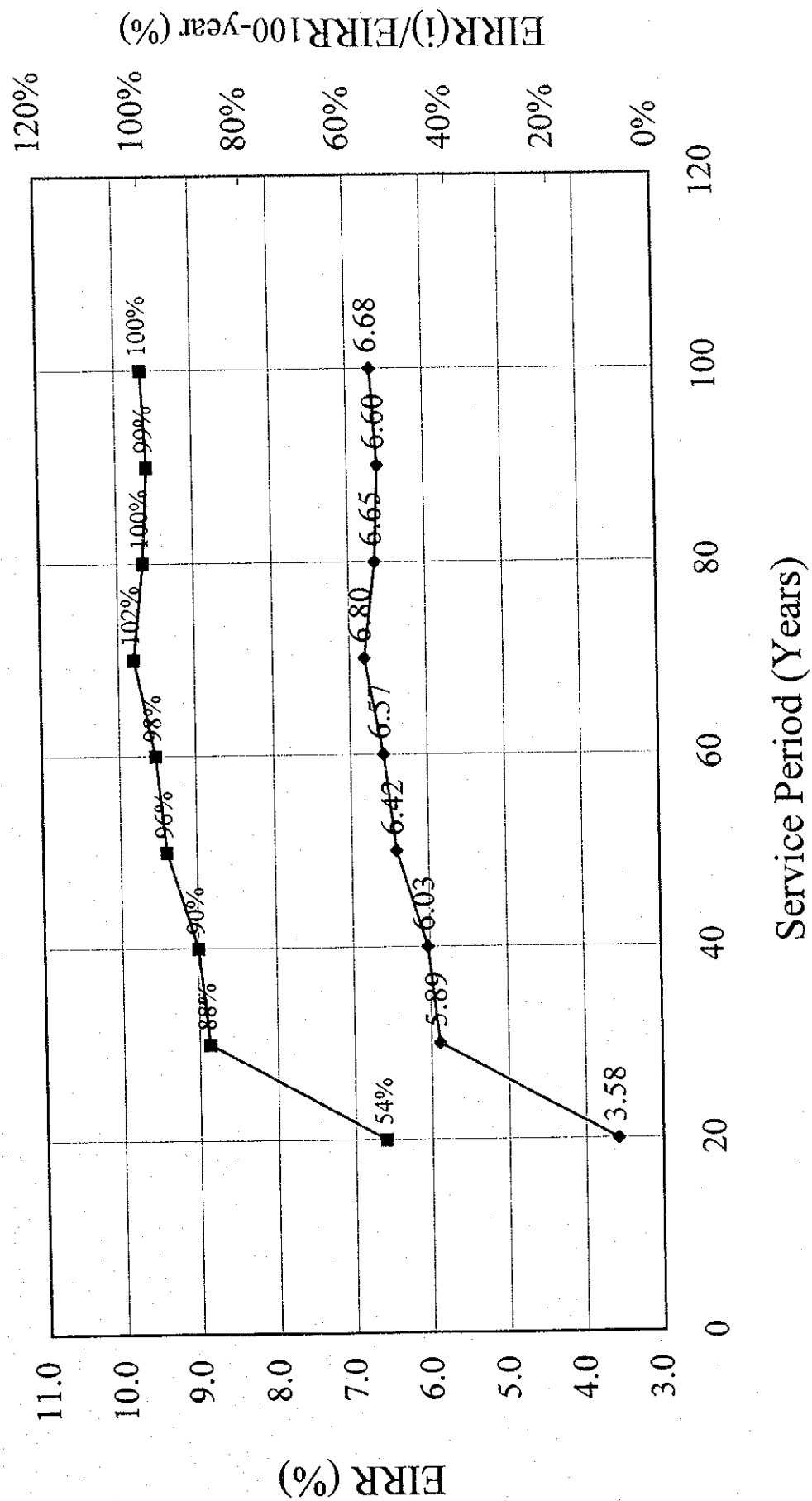


Fig. 3.-1 EIRR and Service Period (Site 1B)

第4章 流れ込み式水力発電開発促進手法

4.1. 現 状

4.1.1. 独自制度

流れ込み式水力発電の開発促進については、1994年4月策定のレプリタVIで明らかにされ、その後、鉱山エネルギー省は、具体策について検討し、1995年8月、PLNに開発促進制度を作らせている。

このような、具体的な開発促進制度はこれまで見られなかったものであり、評価されるべきものがある。

その骨子は次のとおり。

- PLNは卸電力会社の電気の購入義務がある。
- 電源購入のプライオリティがあって、そのトップは、水力、風力、太陽等再生エネルギー。また、これらは比較的小規模なものが対象となる。
- 水力の場合、ジャワバリシステムへの投入については30 MW以下、ジャワ島以外では15 MW以下の規模のものである。

また、PLNの義務として、

- ジャワバリシステムにおいてはピーク負荷に予備力を加えた分の5%内で、今後8年間、どの年においても購入すること。
- ジャワ島以外では、10%以内で同様の期間、どの年においても、購入するものとする。

また、対象の主要系統は、

- メダンシステム (Region II)
- パダンシステム (Region III)
- パレンバンシステム (Region IV)
- ポンティアナクシステム (Region V)
- バリトシステム (Region VI)
- ミナハサシステム (Region VII)
- ウジュンパンダンシステム (Region VIII)
- ジャワバリシステム

とし、電力購入単価について、主要系統別、電圧別、ピーク・オフピーク別等の仕分けを行って決めている。例として、購入単価の最高は、Region III, IV, VI, VII系統においてピークが 176 Rp/kWh, オフピークが 130 Rp/kWh である。

なお、この制度の推進途上、経済危機が生じ、そのままの推進は困難となっている。

4.1.2. 日本等の協力

インドネシアに対する日本政府からの技術協力（研修、専門家、調査団、協力隊、機材供与、プロジェクト技術、開発調査によるもの）規模は、人数・金額とも累計で、他のどの国に対するよりも多い。また、経済技術協力のうち、電力セクターで見ると、日本が 2 割弱、他の国が 8 割強の協力をそれぞれ行っている。更に、水力発電について見ると、日本が 45%その他の国が 55%となっており、これについての日本の関わりが非常に大きいことが分かる (Fig.4-1)。なお、この水力は、大規模貯水池式の開発を中心としたものであり、スケールメリットを優先するものであった。

こうしたことから、流れ込み式水力発電に対する双方の関心は低く、インドネシアが協力を求めたのはつい最近のことであった。しかしながら、5 MW 以下と小規模になると、世銀の協力を得て促進するなど関心は高い。今後は、歩を強め、包蔵水力、開発価値、地球環境に貢献等特徴の認識を通じて更なる協力を得ていく方向であると考えられ、先進国や援助機関の適切な対応が期待される。

4.2. 促進計画案

4.2.1. 基本的考え方

水力開発は、途上国の社会、経済発展に大きく寄与するものであることがこれまでの経験によって明らかとなっている。

例えば、

① 外貨保有準備

水力開発は、土木工事のウエイトが高く、所要資金のなかで内貨比率が高い。外貨が貴重であるインドネシアにおいては、こうした面での対応が重要と言える。特に、流れ込み式水力はその構造上、水路トンネルが長く、土木工事のウエイト

は他の電源よりも高く、雇用が増進される。

また、火力を代替することにより、石油、石炭、天然ガス等の使用を節減、その分の輸出を通じて外貨保有を高め得る。

② インフラ基盤技術

水力は、他電源と比較して、域内資源の活用が多く行える。また、地元技術者は、そうした資源活用からの道路・橋梁、索道・トンネル、通信・機械、電気、建築、水道、測量、製図、積算、施工、品質管理、調査・設計等の技術を取得し、基盤技術を培える。中でも、流れ込み式水力発電の場合は、技術の取得が円滑に出来る。また、こうした基盤は、多くの分野の様々な技術の進歩を支える。

③ 地域発展への貢献

地域社会は、若年の都市部への進出等によって過疎化が進行、問題となっている。このままでは、都市と地方の社会、経済格差を更に広げることとなる。水力発電による所謂、地域経済効果には、道路等インフラや雇用機会、地方財政力の向上等を創出すること等が考えられ、地域と都市のそうしたアンバランスの是正の上で極めて有効な手段となる。また、流れ込み式水力は、立地し易い型式であるのでそうした振興をより細かに広範に行える。

4.2.2. アドバンス型流れ込み式水力発電

本発電技術は、特に、流れ込み式水力の初期発電原価を抑えるよう、今日の廉価なソフト、ハードの技術に着目、この利用を通じて旧来の技術域を拡大し、開発や運営がより効率的に行われ、建設コストは在来技術比較で1~2割安いものを得るべく、個々の地点を対象に工夫、検討する手法を言う。

ソフトでは、

- ① 系統への連携に伴う検討
- ② 一貫開発計画
- ③ 調査、計画等簡便技術の採用
- ④ 地質判定手法
- ⑤ 電算ソフト（水文への活用を含む）の活用
- ⑥ ローカルプロダクトの活用法

また、ハードでは、

- ① 高落差管路技術
- ② ゴムダム、ノンライニングトンネル等の技術
- ③ 余水路省略技術
- ④ 水車・機器の簡素化技術
- ⑤ 建屋簡素化技術
- ⑥ リニューアル技術
- ⑦ 新施工法

等であり、これらを通じ、現地に最適で低廉な開発計画を設定するもの。

(1) モデル CILAKI

インドネシアには、流れ込み式水力開発に適する地点が豊富にあると想定され、調査不足や前述の問題等からその開発は低調であった。また、適切な技術は少なくそうした問題解決法は海外からの技術導入によらざるを得ない。このようなことから、日本で通常となっているアドバンス型流れ込み式水力技術を導入して解決することとした。また、その技術を全土に広め、地球環境対策にも貢献して行くよう考える。そのため、このプロジェクトはデモンストレーション的に実施するのが適切である (Fig.4-2)。

また、その他の重要点は以下のとおり。

- ① プロジェクトサイトは、貯水池式発電には無縁と考えられていた河川とし、アドバンス型流れ込み式水力発電技術が多く導入されるよう、高落差複数地点計画とし、上・中流部一貫の開発計画を考える。
- ② ローカルプロダクトの活用等を円滑に進めるため工業都市の近傍河川で計画する。
- ③ サイト近傍には、70 kVA の送電線があること。系統への連携を通じ、電気の質対策等供給基盤を強化する。
- ④ また、プロジェクトの進展に併せ、鉱山エネルギー省は、スマトラ島等全土に当該技術を普及すべく政策で後押しする。
- ⑤ なお、プロジェクトは全土からの関係者が技術取得出来るようアクセスの良い場所で、即ち、ジャワ島で考えること。

これらから、

- ① ジャワ島西部のインド洋流出河川は、未開発であり、かつ、開発ポテンシャルが大きいこと。
 - ② 更に、そこは、BANDUNG の技術が活用できること。
- 等の理由により、この近傍の CILAKI 川がモデルに最適であるとして選定された。

なお、この計画検討結果は、第2部において述べられたとおり、3地点、合計約 30～40 MW の計画が可能であり、通常の経済状況においての計画であれば、経済性を含む評価は「良好」なものと判断されている。

(2) 経済再生ビジョンでの取り上げ

経済危機対策として、既に、様々な検討や対策が、国内は言うに及ばず、外部関係機関においても実施されているところであり、そこでは、マクロやミクロの観点から経済再生についての議論が進められているものと考えられる。また、電力に関しても同様な状況にあるものと思われる。

こうした中、流れ込み式水力の開発促進が経済の再生にとって、活力を蘇らす上から有効である。

特に、以下を指摘できる。

① 地域における起業化

数 10 kW クラスの流れ込み式水力は、地域社会の創意工夫でかなり実現出来るものであり、起業化（電気利用事業）にも結びつく。

② 供給力の拡充

電力需要の落ち込みの厳しい地域は別として、需給の逼迫している地域が存在している。こうした逼迫地域において、道路等公共部門の投資と併せてより速やかに水力供給力を拡充することは効果的成果が得られる。

③ リノベーション

既設水力は 40 年を経ても手を入れず、効率が低下している。最も古い 7 発電所のみを終えた状況にあり、アドバンス型流れ込み式水力技術を活用し、より合理的なリノベーションを推進し効率向上を図る (Table 4-1)。

④ 流れ込み式包蔵水力調査の実施

スマトラ島、西部ジャワインド洋側、カリマンタンの一部地域、スラウエシ南部等既存及び計画電力系統隣接域で調査を行い、アドバンス型流れ込み式水力開発に繋ぐ。

⑤ 公共投資部門との調整投資の研究

投資タイミング、共同事業のアロケーション調整等が重要である。

なお、日本政府は、昨年、これまでの経済技術協力に加え、流れ込み式水力発電所等の地球環境問題対策に貢献の案件については、従来の円借款条件を緩和している。

これによると、インドネシアにおいては、金利 0.75%、償還期間 40 年（うち 10 年据置）である。この条件は、国際開発協会 (IDA) が実施する無利子融資（金利 0%、手数料 0.75%、償還期間 40 年（うち 10 年据置））と同等であり、国際的に最も優遇されているのでその活用が更に望まれる。

(3) 組織、人材育成

水力の 30 MW 以下（ジャワ島）、15 MW 以下（ジャワ島以外）のものの開発は、1995 年 8 月、卸電気会社にも依存の促進制度を作ったが、今般の経済危機に遭遇し、その制度による進展は当面見込みが無い。従来、PLN が実施している方式を今後も継続、または強化して行くことが重要である。水力開発は、外部経済効果も大きく国営会社の取組みが適当な場合が多々あるからである。

鉱山エネルギー省は、行政の立場からそうした促進スキームの一層の整備に努める必要がある。

以下に、アドバンス型等流れ込み式水力を促進する上で必要な組織、人材養成等について述べる。

① 組 織

担い手は国、即ち、鉱山エネルギー省電力エネルギー開発総局であり、電力供給計画課、電力資金投資課、環境監理課、地方電化課から構成される。このうち地方電化課は分散型豆規模水力の普及を進めている。本調査は、系統

へ連携する流れ込み式水力についてのものであるから、所掌は電力供給計画課となる。今後、こうした水力開発を促進する上からは、PLN との連携を基礎とすることは勿論のこと、電力計画課、地方電化課においても地形図、水文資料によって概算ポテンシャルを把握、そうした成果を基に関係機関への働きかけ等イニシアティブの発揮が必要と思われる。

また、海外機関の専門家を招聘し、適切な指導を受けることも重要である。

② 人材育成

PLN 等国内水力技術者及び民間水力技術者の活用が重要である。また、ローカルプロダクツの利用が増進されるよう工業品メーカーの協力を得ることも重要となる。現段階では、500 kVA～10,000 kVA 級の発電機は鋳鍛造素材、絶縁材料等を輸入し、国産化率が 50～90%の状況である。

なお、アドバンス型流れ込み式水力は、インドネシアの技術の整備、発展を基本に展開するので、国内技術者等のリストアップやそれら技術者の海外等機関の活用（JICA, JEPIC 等）を通じた計画的な教育も重要である。

また、次の「前進・増殖型プロジェクト（3P：－Progressively-Plolific-Project－）」は、日本で構想された人材育成重視プロジェクトの例である。本件とは直接関係無く、また、個々の規模も小さいが、人材育成の考え方が参考になるのでその概要を掲げる。

－概 要－

最初は出力数 200 kW 級のプロジェクトを実践の場とする（第一期、3 年間）。また、この場での技術取得者を次の 2 MW 級複数プロジェクトの夫々のリーダーとして割り振り参画させる。

- これにより、その複数プロジェクトを仕上げる（第二期、3 年間）。
- 同様にして、第三期（10 MW 級他）、第四期（量産）を形成、増産して行く。(Fig.4-3)

4.3. おわりに

インドネシアの 1995 年末における総発電設備（事業用と自家用発電設備の合計）は、20,296 MW、総発電電力量は 68,800 GWh であった。これに対し包蔵水力は、出力 75,000 MW、電力量は 401,000 GWh と目され、現有設備に対し出力規模で 4 倍に近く、電力

量規模で6倍ある。流れ込み式の包蔵水力は、出力や電力量で包蔵水力全体の1~2割を占めると思われ、電力量比較では、現有設備による総発電電力量と同程度となってこれで賄うことが出来る勘定となる。実際には、地点が偏在していて、そのようにはいかないが、利用可能なポテンシャルの膨大さを窺える。また、この型式の発電は、各種発電のエネルギー収支比（水力 50, 石炭 17, LNG 6, 石油 21(Fig.4-4)）で比較してみても抜群の有利性を有することも分かる。

一方で、初期の発電原価が高いという短所もあって、燃料費不要の累積効果や10年余りの経過によって火力発電原価よりも安くなるというメリットの評価がそれ程には取り上げられていない面がある。また、炭酸ガスの排出が最も少なく(Fig.4-5) 環境面で優しい電源であることの取り上げについても同じである。

海外では、日本等でこうした水力の特徴に対し、経験的に、火力発電建設単価の3割~4割増しのケースであってもその開発を進めるコンセンサスがみられる。

また、将来のエネルギー需給を考慮した様々なアイデアが生まれている。そうした中で、水力コストが長期的に安くなることや膨大な未開発包蔵水力があることおよび環境に優しいエネルギーの観点から、直流送電技術を伴った環太平洋電力ネットワーク構想や世界水力債創設の発想等多様なものが出ている。これらは何れもこのエネルギーが有する将来への有望性を示す先行指標と考えられる。

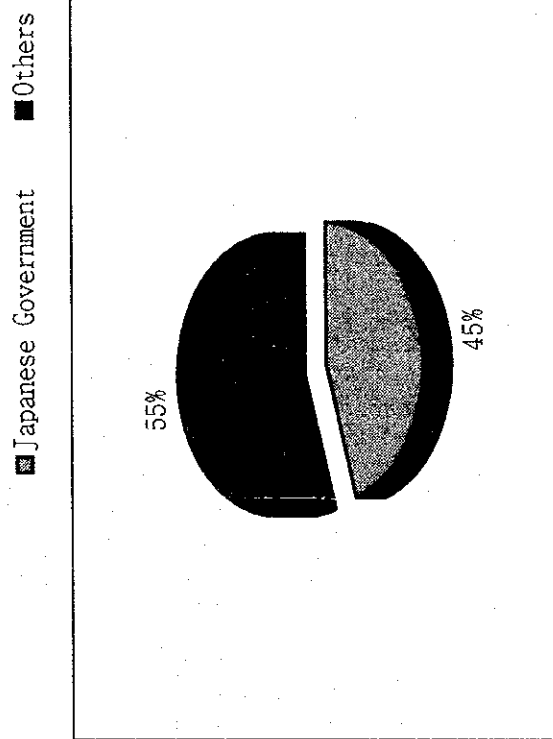
そうした意味からもインドネシアにとって、流れ込み式水力を始めとする取組みは従来のものを超えて重要と考えられる。

Table 4-1 *Ages of Existing Hydropower Plants*

(as of the end of 1997)

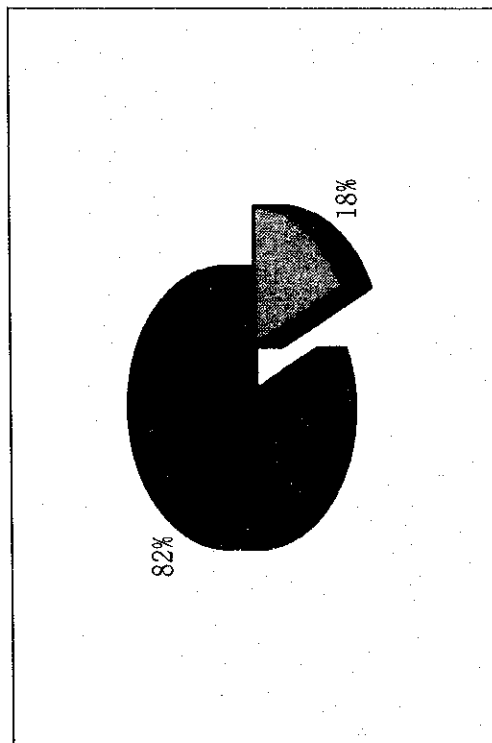
Period in operation	Number of power stations (reservoir type, etc.)	Plant capacity (MW)
Under 10 years	7 (4, 3)	914.5
10 - 19 years	14 (7, 7)	1,705.3
20 - 29 years	8 (6, 2)	296.5
30 - 39 years	5 (1, 4)	43.8
40 - 49 years	5 (0, 5)	45.3
50 years and over	9 (1, 8)	75.8
Total	48 (19, 29)	3,081.2

Note : Of those that have been in operation for 50 years or more, renovation was completed on seven
(one is a reservoir type and six are other types ; output is 66.6MW) in 1995



Hydropower

Equivalent to approx. 45% of hydropower generating capacity



Electric power

Equivalent to approx. 18% of power generating capacity of the National Electric Power Corporation

Fig. 4-1 Economic-Technical Cooperation from the Japanese Government

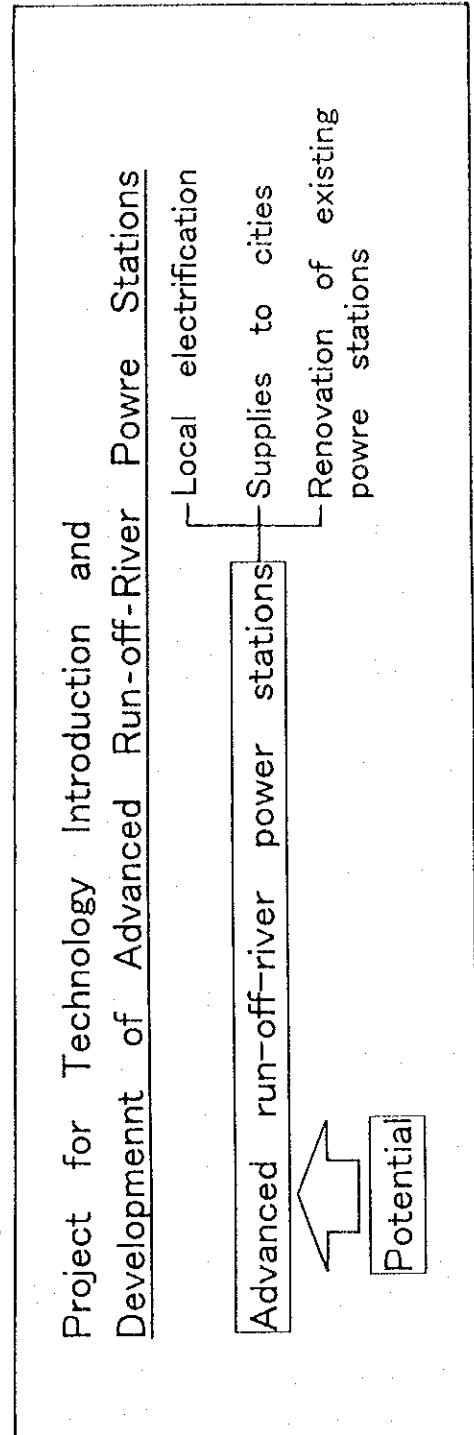
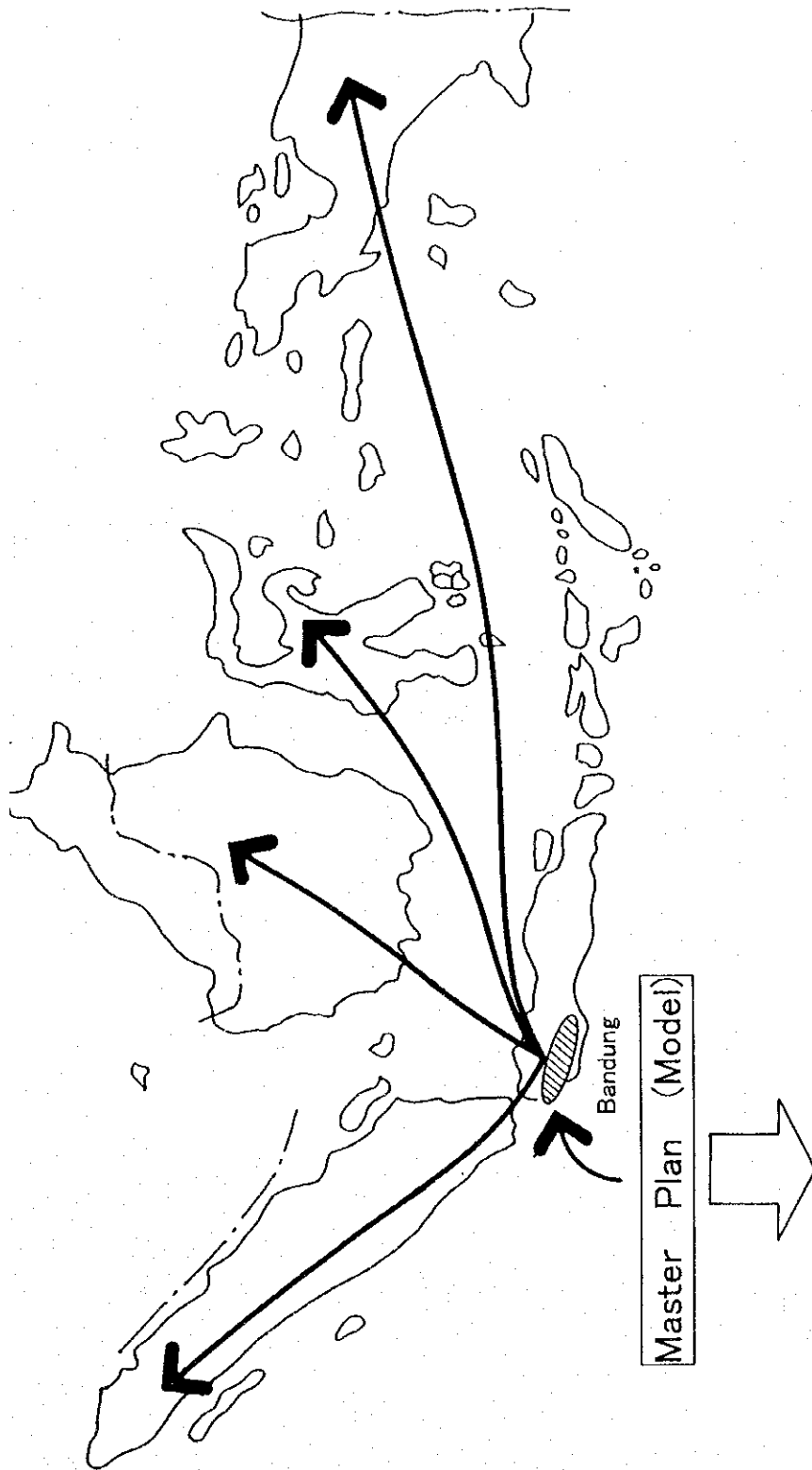


Fig4-2 CONCEPT OF POLICY PLAN

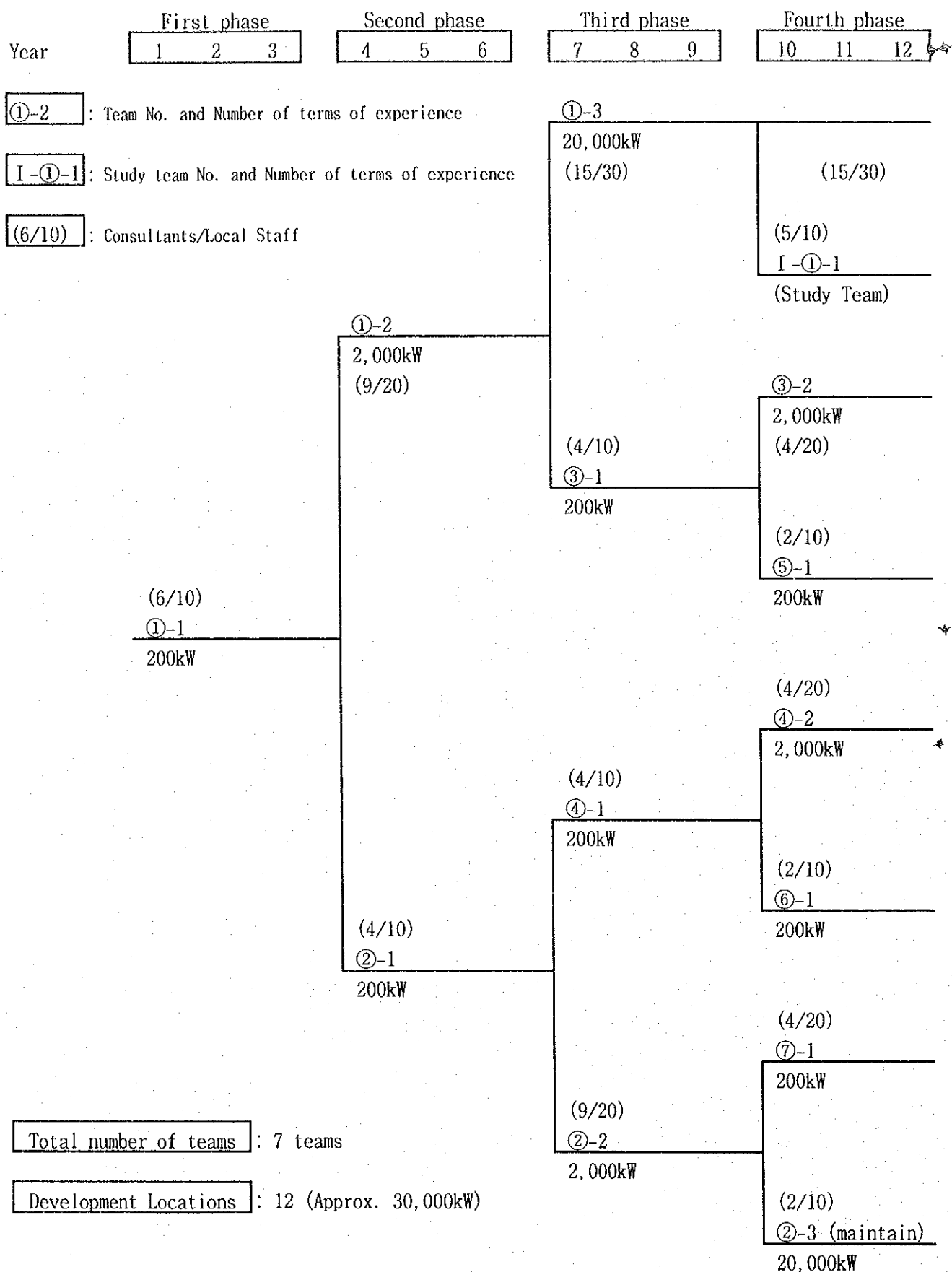
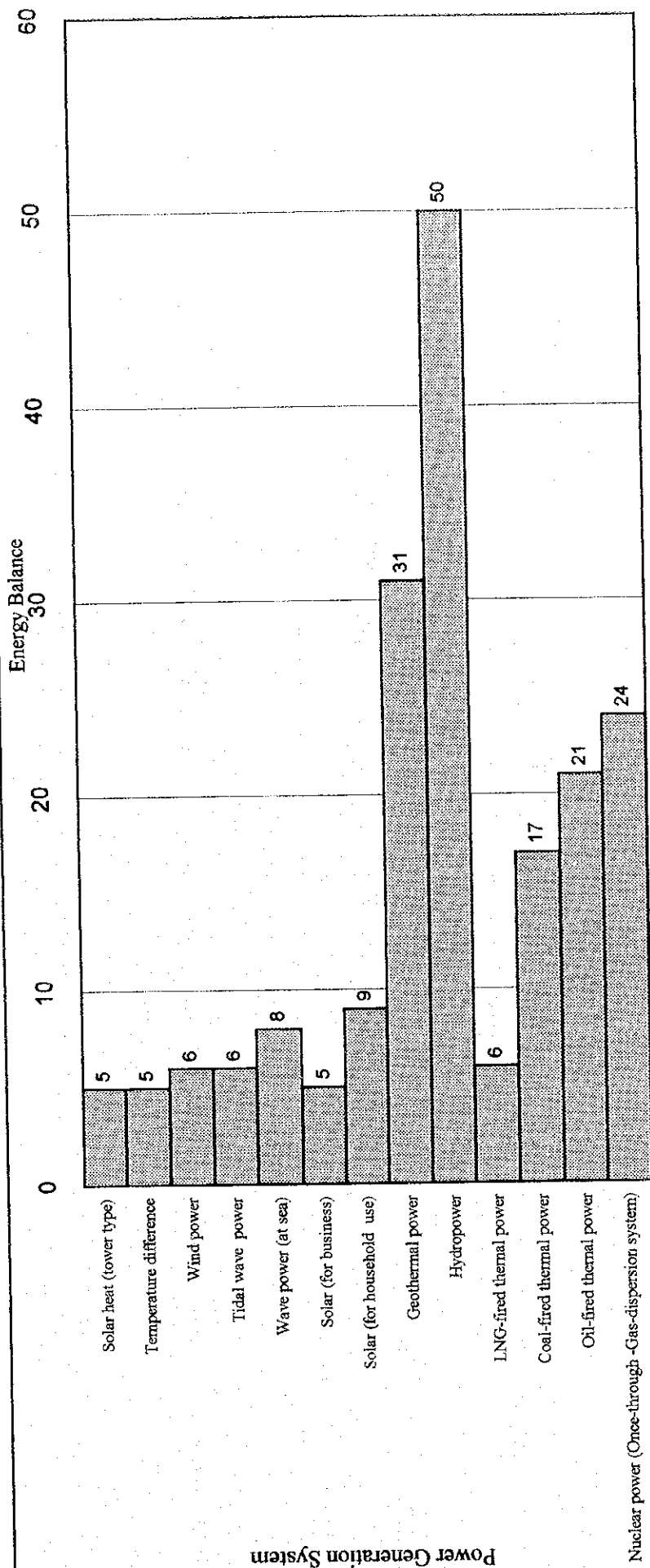


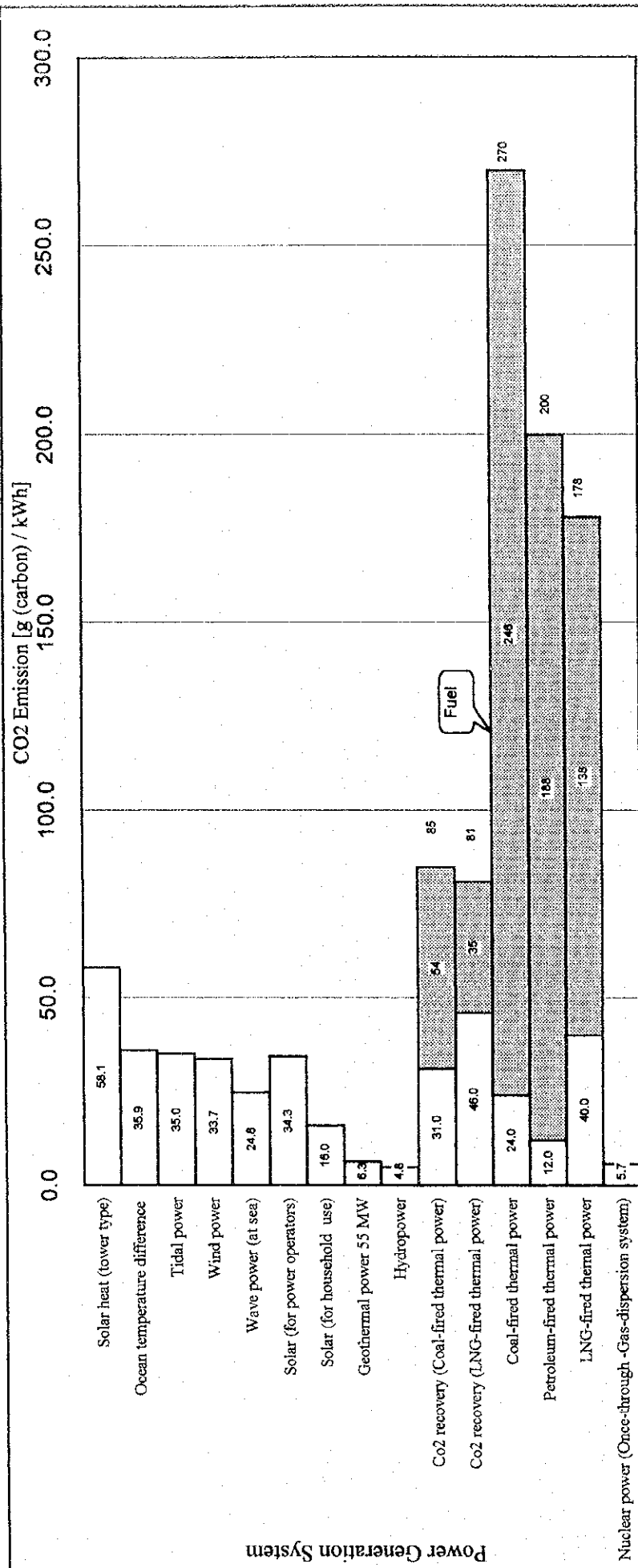
Fig.4-3 Progressively Prolific Project - Training of Human Resource
(Year Plan for 3P Project Development)



Source: Electric Power Research

Energy balance: Index showing the factor by which the generated energy exceeds the in-house consumption of energy in plant construction and operation.

Fig. 4-4 Power Generating System Energy Balance (Life: 30 years)



CO2 emission unit: Calculated by dividing the total amount of CO2 generated during the 30 year life time of the plant by the electric energy produced during this period.

Fig. 4-5 Global Warming Effects of Power Generating Systems