

Table 9-6-3 IPPが全額資金負担した場合の実際的ケース-1における融資団からの
融資期間中の借入元利返済金カバー率(LLCR)

Year in order	Year	Amount financed by bank- ing group (US\$10 ³)	Balance at the beginning of year (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Balance at the end of year (US\$10 ³)	Revenue (US\$10 ³)	Depreci- ation cost (US\$10 ³)	O/M cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)	GST (US\$10 ³)	Gross balance (US\$10 ³)	Present value of gross balance (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Loan life debt service coverage ratio
1	1998															
2	1999															
3	2000	1,326	0	0	0	0								0	0	
4	2001	62,503	1,326	0	0	1,326								0	0	
5	2002	81,123	63,830	0	0	63,830								0	0	
6	2003	14,522	144,953	0	0	144,953								0	0	
7	2004	279	159,475	10,750	13,555	148,725	65,135	6,695	1,232	31,548	532	25,127	22,843	10,750	13,555	1.1211
8	2005		149,005	11,682	12,665	137,322	65,135	6,695	1,232	31,548	532	25,127	43,609	11,682	12,665	1.1202
9	2006		137,322	12,675	11,672	124,647	65,135	6,695	1,232	31,548	532	25,127	62,488	12,675	11,672	1.1199
10	2007		124,647	13,753	10,595	110,894	65,135	6,695	1,232	31,548	532	25,127	79,650	13,753	10,595	1.1197
11	2008		110,894	14,922	9,426	95,972	65,135	6,695	1,232	31,548	532	25,127	95,252	14,922	9,426	1.1196
12	2009		95,972	16,190	8,158	79,782	64,637	6,695	1,232	31,307	528	24,874	109,293	16,190	8,158	1.1182
13	2010		79,782	17,566	6,781	62,216	64,637	6,695	1,232	31,307	528	24,874	122,058	17,566	6,781	1.1172
14	2011		62,216	19,059	5,288	43,156	64,637	6,695	1,232	31,307	528	24,874	133,662	19,059	5,288	1.0977
15	2012		43,156	20,680	3,668	22,477	64,637	6,695	1,232	31,307	528	24,874	144,211	20,680	3,668	1.0765
16	2013		22,477	22,437	1,911	39	64,637	6,695	1,232	31,307	528	24,874	153,801	22,437	1,911	1.0533
17	2014		39	39	3	0	64,471	6,695	1,232	31,227	527	24,790	162,490	39	3	1.0863
18	2015						64,471	6,695	1,232	31,227	527	24,790	170,389			1.1045
19	2016						64,471	6,695	1,232	31,227	527	24,790	177,570			
20	2017						64,471	6,695	1,232	31,227	527	24,790	184,097			
21	2018						64,471	6,695	1,232	31,227	527	24,790	190,032			
22	2019						64,388	6,695	1,232	31,187	526	24,748	195,418			
23	2020						64,388	6,695	1,232	31,187	526	24,748	200,314			
24	2021						64,388	6,695	1,232	31,187	526	24,748	204,765			
25	2022						64,388	6,695	1,232	31,187	526	24,748	208,811			
26	2023						64,388	6,695	1,232	31,187	526	24,748	212,490			
Total			159,754	83,724								212,490		159,754	83,724	

Table 9-6-4 IPPが資金全額を負担した場合の実際的ケース-2における
プロジェクトの電力価値及び電力量価値

A. Calculation of Power Value (KW-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya (including price contingency)
KW construction cost	US\$/KW	984.3
Plant life	Years	20
Discount rate	%	10.00%
Capital recovery factor		0.11746
Fixed OM cost	US\$/KW.yr	5.82
Power value (KW-value)	US\$/KW	121.44

B. Calculation of Energy Value (KWh-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya
Fuel type		Auto D.O
Fuel price	US\$/Gcal	1,665
Heat content	Kcal/Kg	10,630
Thermal efficiency	%	43.70%
Heat rate	Kcal/KWh	1,968.0
Fuel amount	Kg/KWh	0.18514
Fuel cost	US\$/KWh	0.03277
Variable OM cost	US\$/KWh	0.416
Energy value (KWh-value)	US\$/MWh	36.93

Table 9-6-5 IPPが資金全額を負担した場合の実際的ケース-2における
財務分析用諸元

Item	Unit	Value			
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Costs					
Total financial construction cost	US\$1,000	199,692	-	-	-
(Including price contingency and excluding administration fees)					
Rate of contract amount to ceiling amount above		80%	-	-	-
OM cost	US\$1,000	1,232	-	-	-
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
		(Overall selling price in CEB)	(Selling price from IPP to CEB)	Remarks	
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	3.70	-	Actual case in Sri Lanka:	
Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	Ranging from 3.23 Rs per kWh to 3.67 Rs per kWh	
Estimated electricity price in 2004	Rs/KWh	6.36	3.98	(Average as of 1995 depending on unit price) fuel type.	
Estimated amount of annual sales of CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
	MW	157.0	155.8	155.4	155.2
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Actual sales volume of electricity	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Gross annual revenue in Rs.	Rs.million	5,876	5,831	5,816	5,808
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	92,093	91,389	91,154	91,037
Average selling amount from IPP to CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Unit capacity charge (power charge)	US\$/KW	121.44	-	-	-
Unit energy charge	US\$/MWh	36.93	-	-	-
Selling amount in capacity charge	US\$1,000	19,066	18,920	18,872	18,847
Selling amount in energy charge	US\$1,000	35,553	35,282	35,191	35,146
Financial charge	US\$1,000	5,462	5,420	5,406	5,399
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	60,081	59,622	59,469	59,393
Net revenue of CEB	US\$1,000	32,011	31,766	31,685	31,644
Loan conditions of private banking group for IPP					
Interest rate	%	8.50%	-	-	-
Repayment period	Year	14	-	-	-
Grace period	Year	4	-	-	-
Capital recovery factor		0.15241	-	-	-
Equity rate		20.00%	-	-	-
Capital amount to be loaned	US\$1,000	127,803	-	-	-
Equal annual repayment amount	US\$1,000	19,478	-	-	-

Table 9-6-7 IPPが全額資金負担した場合の実際的ケース-2における融資団からの
融資期間中の借入元利返済金カバー率(LLCR)

Year in order	Year	Amount financed by bank- ing group (US\$10 ³)	Balance at the beginning of year (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Balance at the end of year (US\$10 ³)	Revenue (US\$10 ³)	Depreci- ation cost (US\$10 ³)	O/M cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)	GST (US\$10 ³)	Gross balance (US\$10 ³)	Present value of gross balance (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Loan life debt service coverage ratio
1	1998															
2	1999															
3	2000	1,061	0	0	0	0								0	0	
4	2001	50,003	1,061	0	0	1,061								0	0	
5	2002	64,899	51,064	0	0	51,064								0	0	
6	2003	11,618	115,962	0	0	115,962								0	0	
7	2004	223	127,580	8,600	10,844	118,980	60,081	6,695	1,232	31,548	429	20,177	18,343	8,600	10,844	1.1469
8	2005		119,204	9,346	10,132	109,858	60,081	6,695	1,232	31,548	429	20,177	35,019	9,346	10,132	1.1459
9	2006		109,858	10,140	9,338	99,717	60,081	6,695	1,232	31,548	429	20,177	50,178	10,140	9,338	1.1456
10	2007		99,717	11,002	8,476	88,715	60,081	6,695	1,232	31,548	429	20,177	63,960	11,002	8,476	1.1454
11	2008		88,715	11,937	7,541	76,778	60,081	6,695	1,232	31,548	429	20,177	76,488	11,937	7,541	1.1453
12	2009		76,778	12,952	6,526	63,826	59,622	6,695	1,232	31,307	426	19,962	87,757	12,952	6,526	1.1438
13	2010		63,826	14,053	5,425	49,772	59,622	6,695	1,232	31,307	426	19,962	98,001	14,053	5,425	1.1428
14	2011		49,772	15,248	4,231	34,525	59,622	6,695	1,232	31,307	426	19,962	107,313	15,248	4,231	1.1185
15	2012		34,525	16,544	2,935	17,981	59,622	6,695	1,232	31,307	426	19,962	115,779	16,544	2,935	1.0921
16	2013		17,981	17,950	1,528	31	59,622	6,695	1,232	31,307	426	19,962	123,476	17,950	1,528	1.0632
17	2014		31	31	3	0	59,469	6,695	1,232	31,227	425	19,891	130,447	31	3	1.0901
18	2015						59,469	6,695	1,232	31,227	425	19,891	136,785			1.1254
19	2016						59,469	6,695	1,232	31,227	425	19,891	142,546			
20	2017						59,469	6,695	1,232	31,227	425	19,891	147,784			
21	2018						59,469	6,695	1,232	31,227	425	19,891	152,546			
22	2019						59,393	6,695	1,232	31,187	424	19,855	156,867			
23	2020						59,393	6,695	1,232	31,187	424	19,855	160,795			
24	2021						59,393	6,695	1,232	31,187	424	19,855	164,366			
25	2022						59,393	6,695	1,232	31,187	424	19,855	167,612			
26	2023						59,393	6,695	1,232	31,187	424	19,855	170,564			
Total			127,804	66,979								170,564		127,804	66,979	

Table 9-6-8 IPPを利用しOECFによる抱合わせローンを採用した場合の
実際のケース-1における財務分析用諸元

Item	Unit	Value			
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Costs					
Total financial construction cost	US\$1,000	200,192			
Amount to be subject to OECF loan	US\$1,000	63,090			
(Including common infrastructure : US\$59,580 x 1000)					
Amount to be invested by IPP	US\$1,000	137,102			
(Including price contingency and excluding administration fees)					
OM cost	US\$1,000	1,232	-	-	-
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
		(Overall selling price in CEB)	(Selling price from IPP to CEB)	Remarks	
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	3.70	-	Actual case in Sri Lanka:	
Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	Ranging from 3.23 Rs per	
Estimated electricity price in 2004	Rs/KWh	6.36	3.79	kWh to 3.67 Rs per kWh	
(Average as of 1995 depending on unit price) fuel type.					
Estimated amount of annual sales of CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
	MW	157.0	155.8	155.4	155.2
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Actual sales volume of electricity	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Gross annual revenue in Rs.	Rs.million	5,876	5,831	5,816	5,808
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	92,093	91,389	91,154	91,037
Average selling amount from IPP to CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Unit capacity charge (power charge)	US\$/KW	105.04	-	-	-
Unit energy charge	US\$/MWh	36.93	-	-	-
Selling amount in capacity charge	US\$1,000	16,491	16,365	16,323	16,302
Selling amount in energy charge	US\$1,000	35,553	35,282	35,191	35,146
Financial charge	US\$1,000	5,204	5,165	5,151	5,145
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	57,249	56,812	56,666	56,593
Net revenue of CEB	US\$1,000	34,843	34,577	34,488	34,444
Loan conditions of private banking group for IPP					
Interest rate	%	8.50%	-	-	-
Repayment period	Year	14	-	-	-
Grace period	Year	4	-	-	-
Capital recovery factor		0.15241	-	-	-
Equity rate		20.00%	-	-	-
Capital amount to be loaned	US\$1,000	109,682	-	-	-
Equal annual repayment amount		16,716	-	-	-
Fund to be prepared by IPP					
		OECF loan	Local loan		
Interest rate	%	1.80%	16.00%		
Repayment period	Year	30	8		
Grace period	Year	10	2		
Capital recovery factor		0.05998	0.27139		
Coverage ratio of loan amount	(%)	85%	15%		
Total amount of foreign loan	US\$1,000	64,333	15,410		
Capital amount	US\$1,000	53,627	9,464		
Interest	US\$1,000	10,707	5,946		
Equal annual repayment amount	US\$1,000	3,217	2,568 *		

(Note) * In the case of after completion of loan.

Table 9-6-10 OECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-Iにおける融資団からの
融資期間中の借入元利返済金カバー率(LLCR)

Year in order	Year	Amount financed by bank- ing group (US\$10 ³)	Balance at the beginning of year (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Balance at the end of year (US\$10 ³)	Revenue (US\$10 ³)	Depreci- ation cost (US\$10 ³)	O/M cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)	GST (US\$10 ³)	Gross balance (US\$10 ³)	Present value of gross balance (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Loan life debt service coverage ratio
1	1998															
2	1999															
3	2000	1,326	0	0	0	0	0							0	0	
4	2001	42,086	1,326	0	0	1,326	0							0	0	
5	2002	55,739	43,413	0	0	43,413	0							0	0	
6	2003	10,252	99,152	0	0	99,152	0							0	0	
7	2004	279	109,404	7,375	9,299	102,029	57,249	4,551	1,232	31,548	371	19,547	17,770	7,375	9,299	1.1723
8	2005		102,309	8,020	8,696	94,288	57,249	4,551	1,232	31,548	371	19,547	33,925	8,020	8,696	1.1709
9	2006		94,288	8,702	8,014	85,586	57,249	4,551	1,232	31,548	371	19,547	48,611	8,702	8,014	1.1704
10	2007		85,586	9,442	7,275	76,144	57,249	4,551	1,232	31,548	371	19,547	61,962	9,442	7,275	1.1702
11	2008		76,144	10,244	6,472	65,900	57,249	4,551	1,232	31,548	371	19,547	74,100	10,244	6,472	1.1701
12	2009		65,900	11,115	5,602	54,785	56,812	4,551	1,232	31,307	368	19,354	85,024	11,115	5,602	1.1685
13	2010		54,785	12,060	4,657	42,725	56,812	4,551	1,232	31,307	368	19,354	94,956	12,060	4,657	1.1673
14	2011		42,725	13,085	3,632	29,640	56,812	4,551	1,232	31,307	368	19,354	103,984	13,085	3,632	1.1665
15	2012		29,640	14,197	2,519	15,443	56,812	4,551	1,232	31,307	368	19,354	112,192	14,197	2,519	1.1658
16	2013		15,443	15,404	1,313	39	56,812	4,551	1,232	31,307	368	19,354	119,654	15,404	1,313	1.1653
17	2014		39	39	3	0	56,666	4,551	1,232	31,227	367	19,289	126,414	39	3	1.2310
18	2015						56,666	4,551	1,232	31,227	367	19,289	132,560			1.1744
19	2016						56,666	4,551	1,232	31,227	367	19,289	138,148			
20	2017						56,666	4,551	1,232	31,227	367	19,289	143,227			
21	2018						56,666	4,551	1,232	31,227	367	19,289	147,845			
22	2019						56,593	4,551	1,232	31,187	367	19,256	152,035			
23	2020						56,593	4,551	1,232	31,187	367	19,256	155,845			
24	2021						56,593	4,551	1,232	31,187	367	19,256	159,308			
25	2022						56,593	4,551	1,232	31,187	367	19,256	162,457			
26	2023						56,593	4,551	1,232	31,187	367	19,256	165,319			
Total			109,683	57,482								165,319		109,683	57,482	

Table 9-6-11 IPPを利用し抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2
 におけるプロジェクトの電力価値及び電力量価値

A. Calculation of Power Value (KW-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya (including price contingency)
KW construction cost	US\$/KW	675.8
Plant life	Years	20
Discount rate	%	10.00%
Capital recovery factor		0.11746
Fixed OM cost	US\$/KW.yr	5.82
Power value (KW-value)	US\$/KW	85.20

B. Calculation of Energy Value (KWh-Value)

Item	Unit	Planned Combined Cycle Power Plant in Kerawarapitiya
Fuel type		Auto D.O
Fuel price	US\$/Gcal	1.665
Heat content	Kcal/Kg	10,630
Thermal efficiency	%	43.70%
Heat rate	Kcal/KWh	1,968.0
Fuel amount	Kg/KWh	0.18514
Fuel cost	US\$/KWh	0.03277
Variable OM cost	US\$/KWh	0.416
Energy value (KWh-value)	US\$/MWh	36.93

Table 9-6-12 IPPを利用しOEFCによる抱合わせローンを採用した場合の
 実際のケース-2における財務分析用諸元

Item	Unit	Value			
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Costs					
Total financial construction cost	US\$1,000	200,192			
Amount to be subject to OECF loan	US\$1,000	63,090			
(Including common infrastructure : US\$59,580 x 1000)					
Amount to be invested by IPP	US\$1,000	137,102	-	-	-
(Including price contingency and excluding administration fees)					
Rate of contract amount to ceiling amount above		80%			
OM cost	US\$1,000	1,232	-	-	-
Fuel cost	US\$1,000	31,548	31,307	31,227	31,187
Electricity Price					
		(Overall selling price in CEB)	(Selling price from IPP to CEB)	Remarks	
Estimated electricity price in 1995	Rs/KWh	3.70	-	Actual case in Sri Lanka:	
Envisaged annual price increase	%	7.00%	-	Ranging from 3.23 Rs per	
Estimated electricity price in 2004	Rs/KWh	6.36	3.57	kWh to 3.67 Rs per kWh	
			(Average unit price)	as of 1995 depending on fuel type.	
Estimated amount of annual sales of CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Annual generated energy	MW	157.0	155.8	155.4	155.2
Annual generated energy	GWh	962.72	955.37	952.91	951.69
Transmission/leakage loss	%	4.00%	4.00%	4.00%	4.00%
Actual sales volume of electricity	GWh	924.22	917.15	914.80	913.62
Gross annual revenue in Rs.	Rs.million	5.876	5.831	5.816	5.808
Exchange rate as of May 1998	Rs/US\$	63.80	63.80	63.80	63.80
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	92,093	91,389	91,154	91,037
Average selling amount from IPP to CEB					
		(2004-2008)	(2009-2013)	(2014-2018)	(2019-2023)
Unit capacity charge (power charge)	US\$/KW	85.20	-	-	-
Unit energy charge	US\$/MWh	36.93	-	-	-
Selling amount in capacity charge	US\$1,000	13,376	13,274	13,240	13,223
Selling amount in energy charge	US\$1,000	35,553	35,282	35,191	35,146
Financial charge	US\$1,000	4,893	4,856	4,843	4,837
Gross annual revenue in US\$	US\$1,000	53,823	53,411	53,274	53,206
Net revenue of CEB	US\$1,000	38,270	37,977	37,880	37,831
Loan conditions of private banking group for IPP					
Interest rate	%	8.50%	-	-	-
Repayment period	Year	14	-	-	-
Grace period	Year	4	-	-	-
Capital recovery factor		0.15241	-	-	-
Equity rate		20.00%	-	-	-
Capital amount to be loaned	US\$1,000	87,745	-	-	-
Equal annual repayment amount		13,373	-	-	-
Fund to be prepared by IPP					
		OECF loan	Local loan		
Interest rate	%	1.80%	16.00%		
Repayment period	Year	30	8		
Grace period	Year	10	2		
Capital recovery factor		0.05998	0.27139		
Coverage ratio of loan amount	(%)	85%	15%		
Total amount of foreign loan	US\$1,000	64,333	15,410		
Capital amount	US\$1,000	53,627	9,464		
Interest	US\$1,000	10,707	5,946		
Equal annual repayment amount	US\$1,000	3,217	2,568 *		

(Note) * In the case of after completion of loan.

Table 9-6-14 OECFによる抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2における融資団からの
融資期間中の借入元利返済金カバー率(LLCR)

Year in order	Year	Amount financed by bank- ing group (US\$10 ³)	Balance at the beginning of year (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Balance at the end of year (US\$10 ³)	Revenue (US\$10 ³)	Dpreci- ation cost (US\$10 ³)	O/M cost (US\$10 ³)	Fuel cost (US\$10 ³)	GST (US\$10 ³)	Gross balance (US\$10 ³)	Present value of gross balance (US\$10 ³)	Pay- ment of principal (US\$10 ³)	Pay- ment of interest (US\$10 ³)	Loan life debt service coverage ratio
1	1998															
2	1999															
3	2000	1,061	0	0	0	0	0							0	0	
4	2001	33,669	1,061	0	0	1,061	0							0	0	
5	2002	44,591	34,730	0	0	34,730	0							0	0	
6	2003	8,202	79,322	0	0	79,322	0							0	0	
7	2004	223	87,523	5,900	7,439	81,623	53,823	4,551	1,232	31,548	301	16,191	14,719	5,900	7,439	1.2138
8	2005		81,847	6,416	6,957	75,431	53,823	4,551	1,232	31,548	301	16,191	28,100	6,416	6,957	1.2123
9	2006		75,431	6,962	6,412	68,469	53,823	4,551	1,232	31,548	301	16,191	40,265	6,962	6,412	1.2118
10	2007		68,469	7,553	5,820	60,915	53,823	4,551	1,232	31,548	301	16,191	51,323	7,553	5,820	1.2116
11	2008		60,915	8,195	5,178	52,720	53,823	4,551	1,232	31,548	301	16,191	61,377	8,195	5,178	1.2114
12	2009		52,720	8,892	4,481	43,828	53,411	4,551	1,232	31,307	299	16,023	70,421	8,892	4,481	1.2097
13	2010		43,828	9,648	3,725	34,180	53,411	4,551	1,232	31,307	299	16,023	78,644	9,648	3,725	1.2085
14	2011		34,180	10,468	2,905	23,712	53,411	4,551	1,232	31,307	299	16,023	86,119	10,468	2,905	1.2076
15	2012		23,712	11,358	2,016	12,354	53,411	4,551	1,232	31,307	299	16,023	92,914	11,358	2,016	1.2069
16	2013		12,354	12,323	1,050	31	53,411	4,551	1,232	31,307	299	16,023	99,091	12,323	1,050	1.2063
17	2014		31	31	3	0	53,274	4,551	1,232	31,227	298	15,967	104,688	31	3	1.2743
18	2015						53,274	4,551	1,232	31,227	298	15,967	109,775			1.2158
19	2016						53,274	4,551	1,232	31,227	298	15,967	114,400			
20	2017						53,274	4,551	1,232	31,227	298	15,967	118,604			
21	2018						53,274	4,551	1,232	31,227	298	15,967	122,427			
22	2019						53,206	4,551	1,232	31,187	298	15,938	125,895			
23	2020						53,206	4,551	1,232	31,187	298	15,938	129,049			
24	2021						53,206	4,551	1,232	31,187	298	15,938	131,915			
25	2022						53,206	4,551	1,232	31,187	298	15,938	134,521			
26	2023						53,206	4,551	1,232	31,187	298	15,938	136,891			
Total			87,747	45,986								136,891		87,747	45,986	

Table 9-6-15 IPPの出資率に対する出資利益率(ROE)、全投下資金利益率(ROI)及び融資期間中の借入元利返済金カバー率(LLCR)の感度分析

Equity ratio	Base case						Probable case in full cost borne by IPP						Probable case in combined loan by OECF with IPP					
	Full cost borne by IPP			Combined loan by OECF with IPP			Probable case-1 of full contract amount			Probable case-2 of 80 % of contract amount			Probable case-1 of full contract amount			Probable case-2 of 80 % of contract amount		
	ROE	ROI	LLCR	ROE	ROI	LLCR	ROE	ROI	LLCR	ROE	ROI	LLCR	ROE	ROI	LLCR	ROE	ROI	LLCR
10%	22.09%	10.67%	0.7647	29.03%	13.68%	0.7659	46.62%	21.37%	0.9818	53.94%	24.56%	1.0004	60.42%	27.37%	1.0439	71.44%	32.18%	1.0808
11%	20.66%	10.31%	0.7733	26.97%	13.16%	0.7746	42.96%	20.43%	0.9928	49.61%	23.44%	1.0116	55.51%	26.10%	1.0556	65.53%	30.65%	1.0929
12%	19.47%	10.00%	0.7820	25.25%	12.70%	0.7834	39.91%	19.59%	1.0041	46.00%	22.45%	1.0231	51.41%	24.97%	1.0676	60.60%	29.28%	1.1053
13%	18.46%	9.72%	0.7910	23.80%	12.29%	0.7924	37.33%	18.84%	1.0157	42.95%	21.56%	1.0349	47.94%	23.95%	1.0799	56.42%	28.05%	1.1180
14%	17.59%	9.47%	0.8002	22.55%	11.91%	0.8016	35.11%	18.16%	1.0275	40.34%	20.75%	1.0469	44.97%	23.03%	1.0925	52.85%	26.94%	1.1310
15%	16.84%	9.24%	0.8097	21.47%	11.58%	0.8110	33.20%	17.54%	1.0396	38.07%	20.02%	1.0592	42.40%	22.20%	1.1053	49.75%	25.93%	1.1443
16%	16.19%	9.04%	0.8193	20.52%	11.27%	0.8207	31.52%	16.98%	1.0519	36.09%	19.36%	1.0718	40.15%	21.44%	1.1185	47.03%	25.02%	1.1579
17%	15.61%	8.85%	0.8292	19.69%	11.00%	0.8305	30.04%	16.47%	1.0646	34.34%	18.75%	1.0847	38.16%	20.75%	1.1319	44.64%	24.18%	1.1719
18%	15.10%	8.68%	0.8393	18.95%	10.74%	0.8407	28.72%	16.00%	1.0766	32.79%	18.19%	1.0980	36.39%	20.11%	1.1458	42.51%	23.41%	1.1862
19%	14.64%	8.52%	0.8496	18.29%	10.51%	0.8511	27.55%	15.57%	1.0909	31.40%	17.67%	1.1115	34.81%	19.52%	1.1599	40.61%	22.69%	1.2008
20%	14.22%	8.38%	0.8603	17.69%	10.29%	0.8617	26.49%	15.17%	1.1045	30.14%	17.20%	1.1254	33.39%	18.98%	1.1744	38.90%	22.03%	1.2158
21%	13.85%	8.24%	0.8711	17.15%	10.09%	0.8726	25.53%	14.80%	1.1185	29.01%	16.75%	1.1397	32.10%	18.48%	1.1893	37.35%	21.42%	1.2312
22%	13.51%	8.12%	0.8823	16.66%	9.90%	0.8838	24.65%	14.45%	1.1329	27.98%	16.34%	1.1543	30.93%	18.01%	1.2045	35.94%	20.85%	1.2470
23%	13.19%	8.00%	0.8938	16.21%	9.73%	0.8953	23.86%	14.13%	1.1476	27.04%	15.96%	1.1693	29.86%	17.57%	1.2202	34.65%	20.32%	1.2632
24%	12.91%	7.90%	0.9055	15.80%	9.57%	0.9070	23.13%	13.83%	1.1627	26.18%	15.60%	1.1846	28.88%	17.16%	1.2362	33.47%	19.83%	1.2798
25%	12.65%	7.80%	0.9176	15.42%	9.41%	0.9191	22.46%	13.55%	1.1782	25.38%	15.27%	1.2004	27.98%	16.78%	1.2527	32.39%	19.36%	1.2969
26%	12.40%	7.70%	0.9300	15.07%	9.27%	0.9316	21.84%	13.28%	1.1941	24.65%	14.95%	1.2167	27.15%	16.42%	1.2696	31.39%	18.93%	1.3144
27%	12.18%	7.61%	0.9427	14.75%	9.14%	0.9443	21.27%	13.04%	1.2105	23.97%	14.65%	1.2333	26.38%	16.08%	1.2870	30.46%	18.51%	1.3324
28%	11.97%	7.53%	0.9558	14.45%	9.01%	0.9574	20.73%	12.80%	1.2273	23.35%	14.37%	1.2505	25.66%	15.76%	1.3049	29.60%	18.13%	1.3509
29%	11.78%	7.45%	0.9693	14.17%	8.89%	0.9709	20.24%	12.58%	1.2445	22.76%	14.11%	1.2681	25.00%	15.46%	1.3233	28.80%	17.76%	1.3700
30%	11.60%	7.38%	0.9831	13.91%	8.78%	0.9848	19.77%	12.37%	1.2623	22.21%	13.86%	1.2862	24.37%	15.17%	1.3422	28.05%	17.41%	1.3895
31%	11.43%	7.31%	0.9974	13.67%	8.68%	0.9991	19.34%	12.17%	1.2806	21.70%	13.62%	1.3048	23.79%	14.90%	1.3616	27.35%	17.09%	1.4097
32%	11.27%	7.24%	1.0121	13.44%	8.58%	1.0138	18.93%	11.98%	1.2995	21.22%	13.40%	1.3240	23.25%	14.64%	1.3816	26.69%	16.77%	1.4304
33%	11.12%	7.18%	1.0272	13.22%	8.48%	1.0289	18.55%	11.80%	1.3188	20.77%	13.18%	1.3438	22.74%	14.40%	1.4023	26.08%	16.48%	1.4518
34%	10.98%	7.12%	1.0427	13.02%	8.39%	1.0445	18.19%	11.63%	1.3388	20.35%	12.98%	1.3641	22.25%	14.17%	1.4235	25.50%	16.20%	1.4738
35%	10.85%	7.06%	1.0588	12.83%	8.30%	1.0605	17.86%	11.47%	1.3594	19.95%	12.79%	1.3851	21.80%	13.95%	1.4454	24.95%	15.93%	1.4964
36%	10.72%	7.01%	1.0753	12.65%	8.22%	1.0771	17.54%	11.32%	1.3807	19.57%	12.60%	1.4068	21.37%	13.74%	1.4680	24.43%	15.67%	1.5198
37%	10.60%	6.96%	1.0922	12.48%	8.14%	1.0942	17.23%	11.17%	1.4026	19.21%	12.43%	1.4291	20.96%	13.53%	1.4913	23.94%	15.43%	1.5439
38%	10.49%	6.91%	1.1100	12.32%	8.07%	1.1119	16.95%	11.03%	1.4252	18.87%	12.26%	1.4521	20.58%	13.34%	1.5154	23.48%	15.20%	1.5688
39%	10.39%	6.86%	1.1282	12.17%	8.00%	1.1301	16.68%	10.90%	1.4486	18.55%	12.10%	1.4760	20.21%	13.16%	1.5402	23.04%	14.97%	1.5946
40%	10.29%	6.82%	1.1470	12.02%	7.93%	1.1489	16.42%	10.77%	1.4727	18.25%	11.95%	1.5006	19.87%	12.98%	1.5659	22.62%	14.76%	1.6211
41%	10.19%	6.78%	1.1664	11.88%	7.86%	1.1684	16.17%	10.64%	1.4977	17.96%	11.80%	1.5260	19.54%	12.81%	1.5924	22.23%	14.55%	1.6486
42%	10.10%	6.73%	1.1866	11.75%	7.80%	1.1885	15.94%	10.53%	1.5235	17.68%	11.66%	1.5523	19.22%	12.65%	1.6199	21.85%	14.36%	1.6770
43%	10.01%	6.69%	1.2074	11.62%	7.74%	1.2094	15.72%	10.41%	1.5502	17.42%	11.52%	1.5795	18.93%	12.50%	1.6483	21.49%	14.17%	1.7065
44%	9.93%	6.66%	1.2289	11.50%	7.68%	1.2310	15.50%	10.30%	1.5779	17.17%	11.39%	1.6077	18.64%	12.35%	1.6777	21.14%	13.99%	1.7369
45%	9.85%	6.62%	1.2513	11.39%	7.63%	1.2534	15.30%	10.20%	1.6066	16.92%	11.27%	1.6370	18.37%	12.20%	1.7082	20.82%	13.81%	1.7685
46%	9.77%	6.59%	1.2745	11.28%	7.57%	1.2766	15.10%	10.10%	1.6363	16.69%	11.14%	1.6673	18.11%	12.07%	1.7398	20.50%	13.64%	1.8013
47%	9.70%	6.55%	1.2985	11.18%	7.52%	1.3007	14.92%	10.00%	1.6672	16.47%	11.03%	1.6987	17.85%	11.93%	1.7727	20.20%	13.48%	1.8352
48%	9.63%	6.52%	1.3235	11.08%	7.47%	1.3257	14.74%	9.91%	1.6993	16.26%	10.92%	1.7314	17.62%	11.80%	1.8068	19.91%	13.33%	1.8705
49%	9.56%	6.49%	1.3494	10.98%	7.42%	1.3517	14.57%	9.82%	1.7326	16.06%	10.81%	1.7654	17.39%	11.68%	1.8422	19.63%	13.18%	1.9072
50%	9.50%	6.46%	1.3764	10.89%	7.38%	1.3787	14.40%	9.73%	1.7673	15.87%	10.70%	1.8007	17.16%	11.56%	1.8790	19.37%	13.03%	1.9454

Table 9-6-16 各種ケーススタディ結果の要約及びその順位評価

Item	Unit	Base case				Probable case in full cost borne by IPP				Probable case in combined loan by OECF with IPP															
		Full cost borne by IPP		Combined loan by OECF with IPP		Probable case-1 of full contract amount		Probable case-2 of 80 % of contract amount		Probable case-1 of full contract amount		Probable case-2 of 80 % of contract amount													
Unit electricity price ⁽¹⁾ of CEB to customers																									
	Rs./kWh	6.36		6.36		6.36		6.36		6.36		6.36													
	US cent/kWh	9.97		9.97		9.97		9.97		9.97		9.97													
Unit sales price of electricity of IPP to CEB																									
	Rs./kWh	3.92		3.45		4.32		3.98		3.79		3.57													
	US cent/kWh	6.14		5.41		6.77		6.24		5.94		5.60													
Specific cost (levellized cost) during project life ⁽²⁾																									
	Rs./kWh	3.92		3.58		4.32		3.98		3.92		3.70													
	US cent/kWh	6.15		5.61		6.77		6.24		6.15		5.79													
Repayability of CEB for OECF loan		Repayable		Repayable		Repayable		Repayable		Repayable		Repayable													
Payability of CEB to IPP		Payable		Payable		Payable		Payable		Payable		Payable													
Capability of IPP to invest to the Project		Eqyuty	ROE	ROI	LLCR	Eqyuty	ROE	ROI	LLCR	Eqyuty	ROE	ROI	LLCR	Eqyuty	ROE	ROI	LLCR	Eqyuty	ROE	ROI	LLCR				
Model case		20.00%	8.38%	8.55%	0.8603	20.00%	17.69%	10.29%	0.8616	20.00%	26.49%	15.17%	1.1045	20.00%	30.14%	17.20%	1.1254	20.00%	33.39%	18.98%	1.1744	20.00%	38.90%	2.03%	1.2158
Loan recoverable case		31.18%	7.30%	10.86%	1.0000	31.06%	13.65%	8.67%	1.0000	11.64%	40.95%	19.88%	1.0000	(Out of calculation. Equity ratio : less than 10 %)											
Negotiable case		50.84%	13.32%	13.32%	1.4000	50.76%	10.82%	6.43%	1.4000	36.89%	17.27%	11.19%	1.4000	35.69%	19.63%	12.66%	1.4000	32.89%	23.79%	14.43%	1.4000	30.52%	27.68%	17.42%	1.3999
Evaluation of case study																									
Repayability of IPP to banking group																									
In model case		0		0		1		1		1		1		1		1		1		1					
Most suitable case		1		1		1		1		1		1		1		1		1		1					
Negotiable case		1		1		1		1		1		1		1		1		1		1					
Unit sales price of electricity of IPP to CEB		3		6		1		2		4		5		3		4		5		6					
Specific cost (levellized cost) during project life		3		5		1		2		3		4		5		6		5		4					
Cash balance of IPP during loan repayment		1		2		3		4		5		6		5		4		5		4					
Negotiability of IPP with banking group		1		2		3		4		5		6		5		4		5		4					
Total points		10		17		11		17		20		22		20		22		20		22					

(Note) 1. Based on overall average of tariff as of 1995 estimating the tariff in 2004 by annual increasing rate of 7.0 %.

2. 30 years after completion of construction works of the facilities.

Figure 9-6-1 IPPが全額資金負担した場合の実際的ケース-1
 における資金繰りモデル

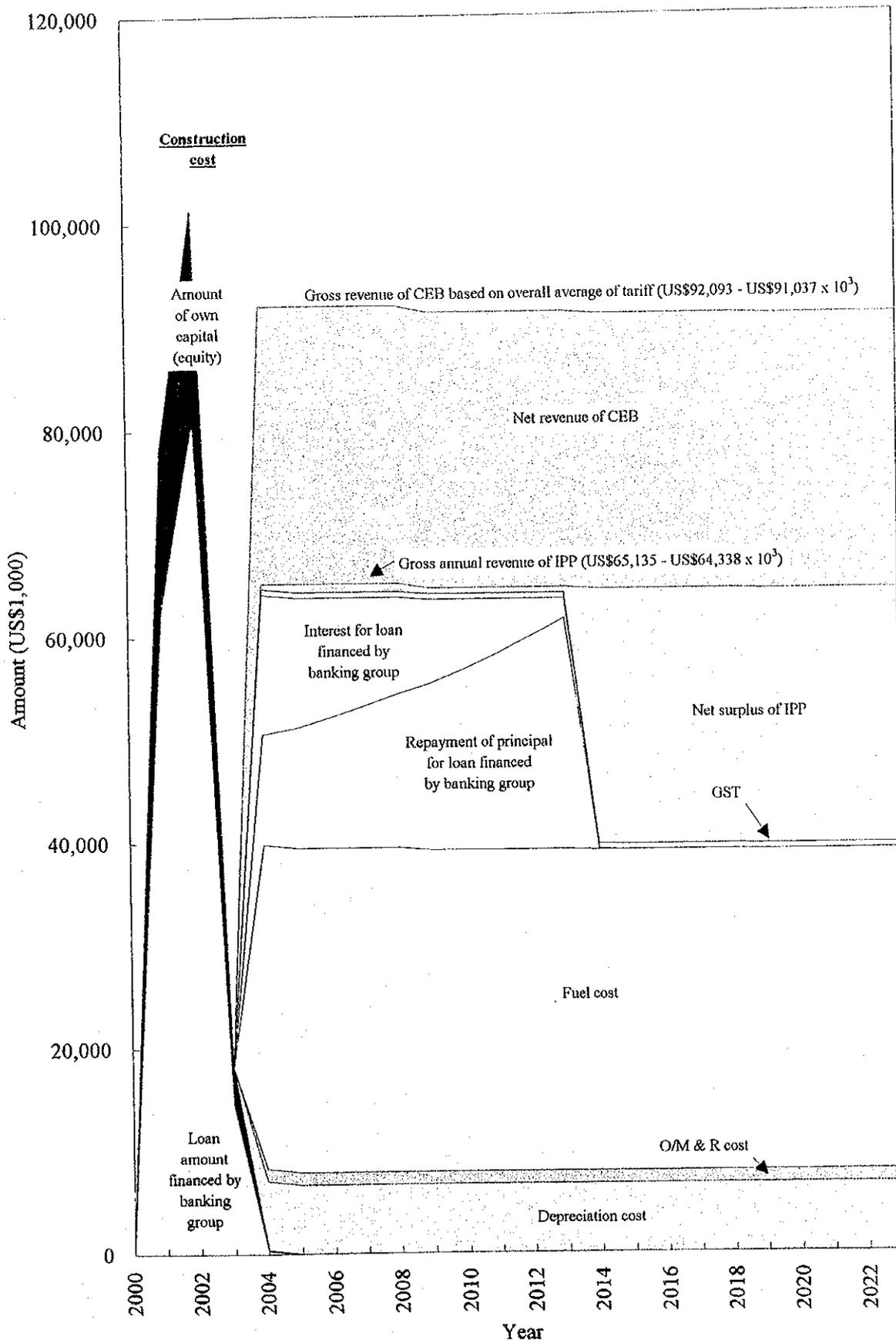


Figure 9-6-2 ROEならびにROIとLLCRの関係
(IPPが資金全額を負担した場合の実際的ケース-1)

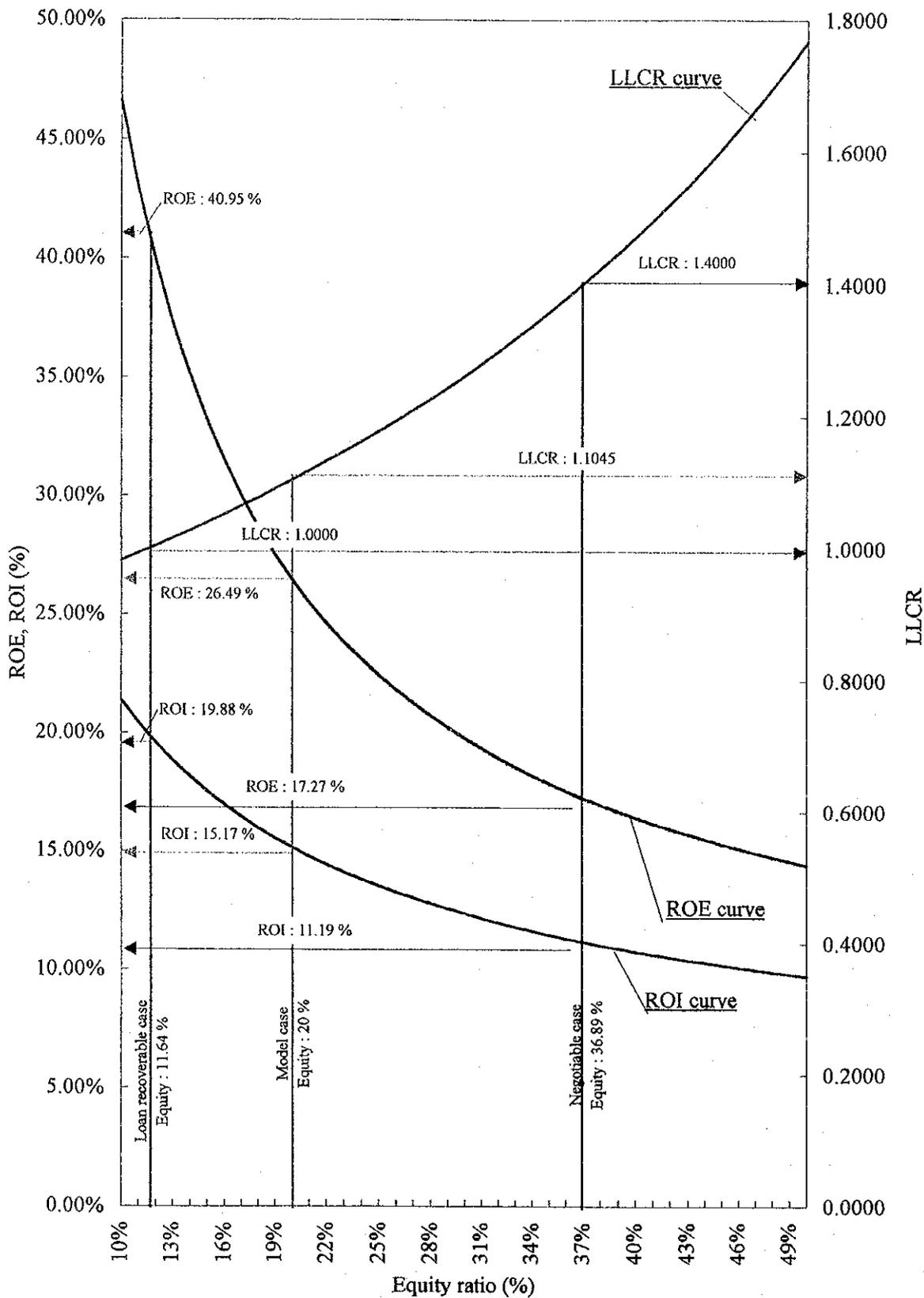


Figure 9-6-3 IPPが全額資金負担した場合の実際的ケース-2
 における資金繰りモデル

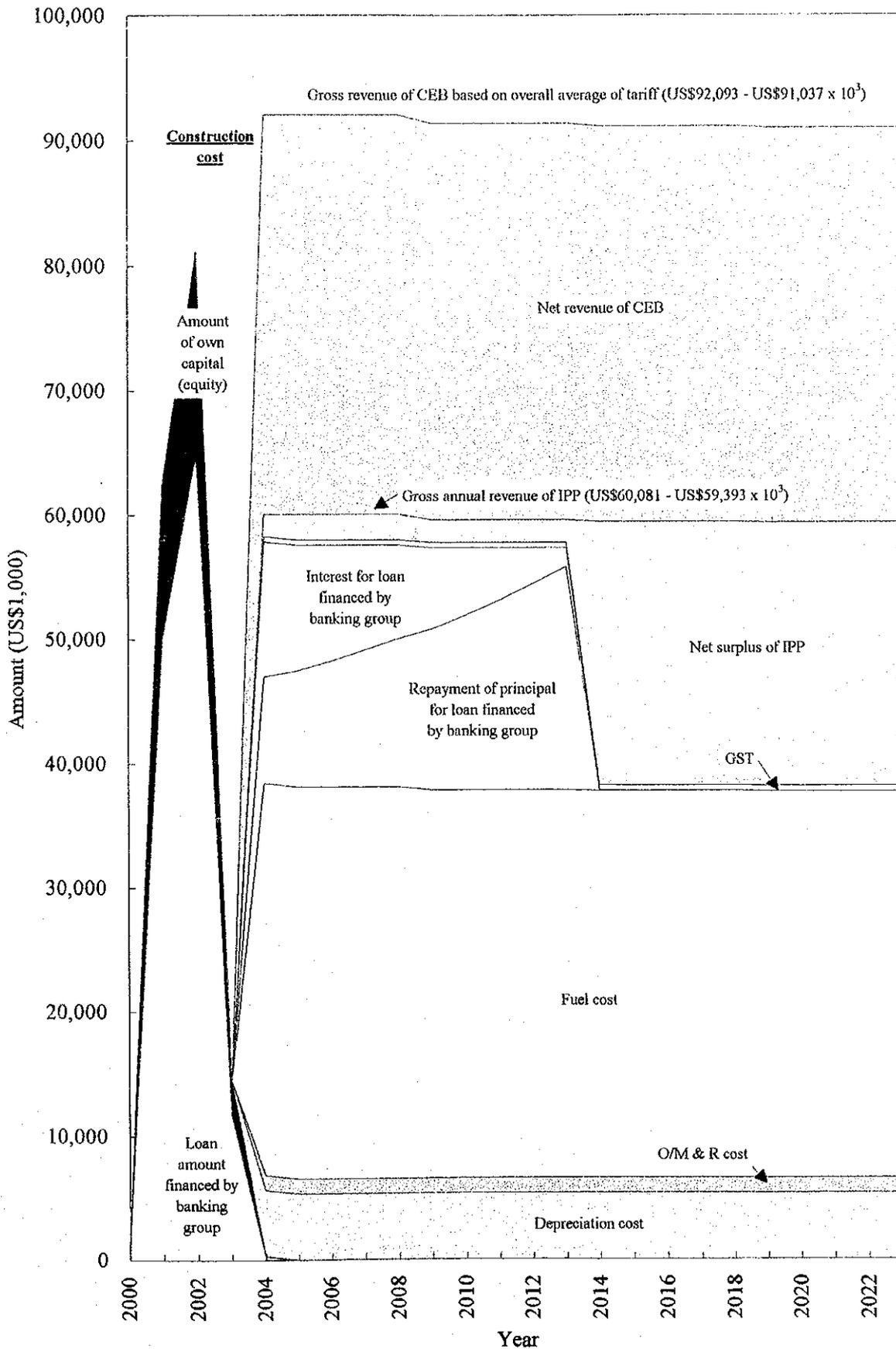


Figure 9-6-4 ROEならびにROIとLLCRの関係
 (IPPが資金全額を負担した場合の実際ケース-2)

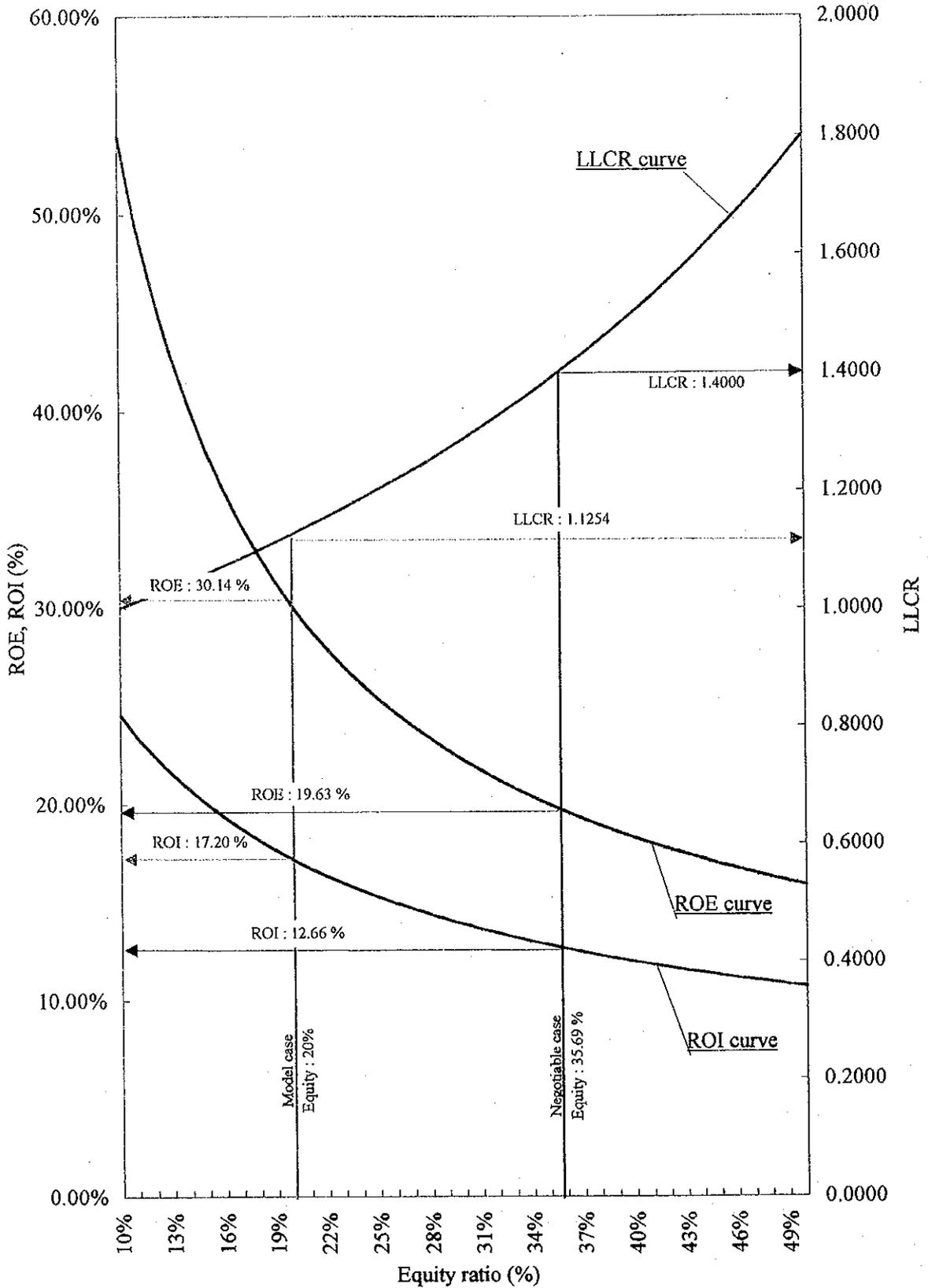


Figure 9-6-5 OECFによる抱合わせローンを採用した場合の
 実際的ケース-1におけるIPPの資金繰りモデル

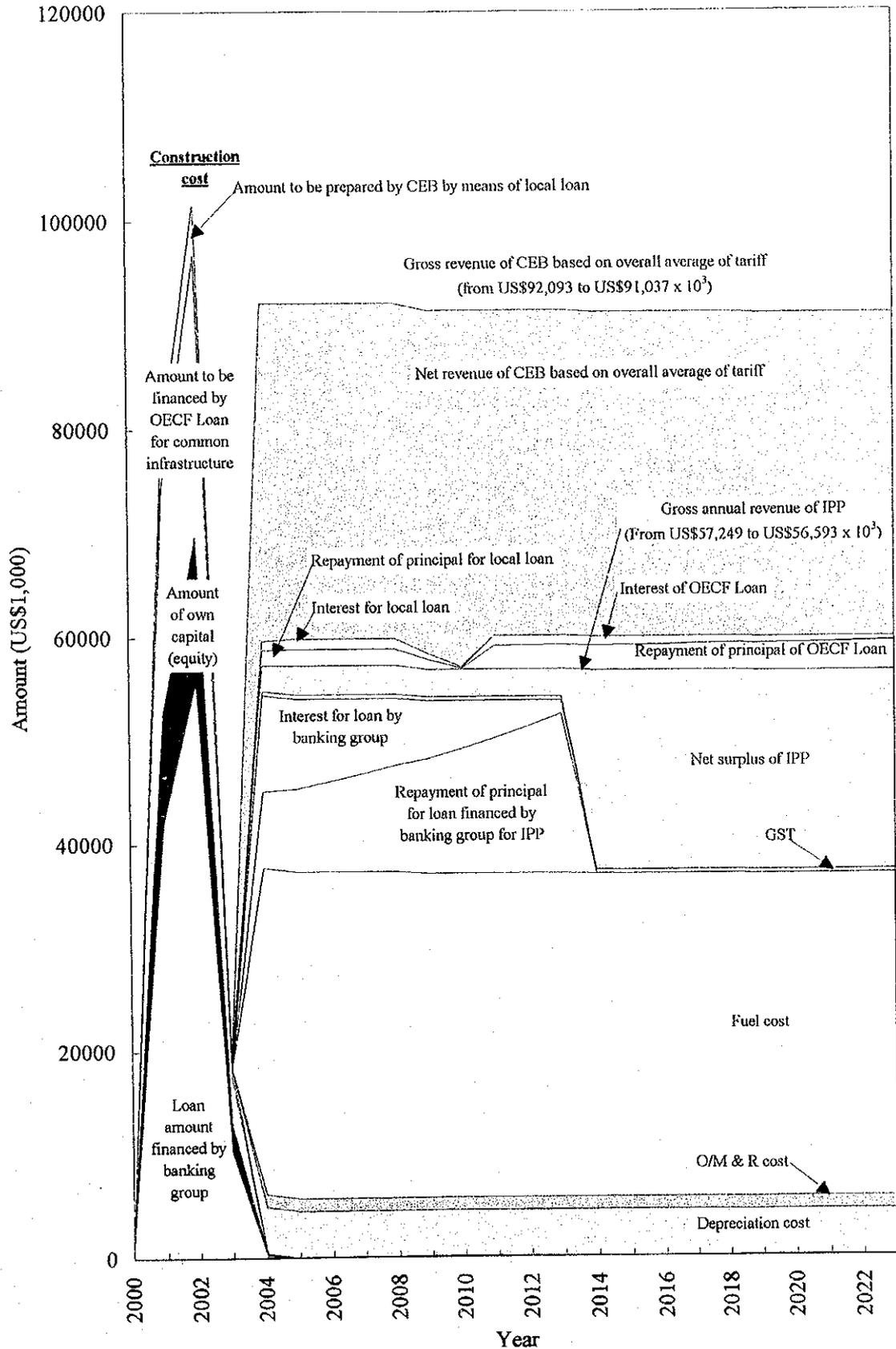


Figure 9-6-6 ROEならびにROIとLLCRの関係
 (IPPを利用し抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-1)

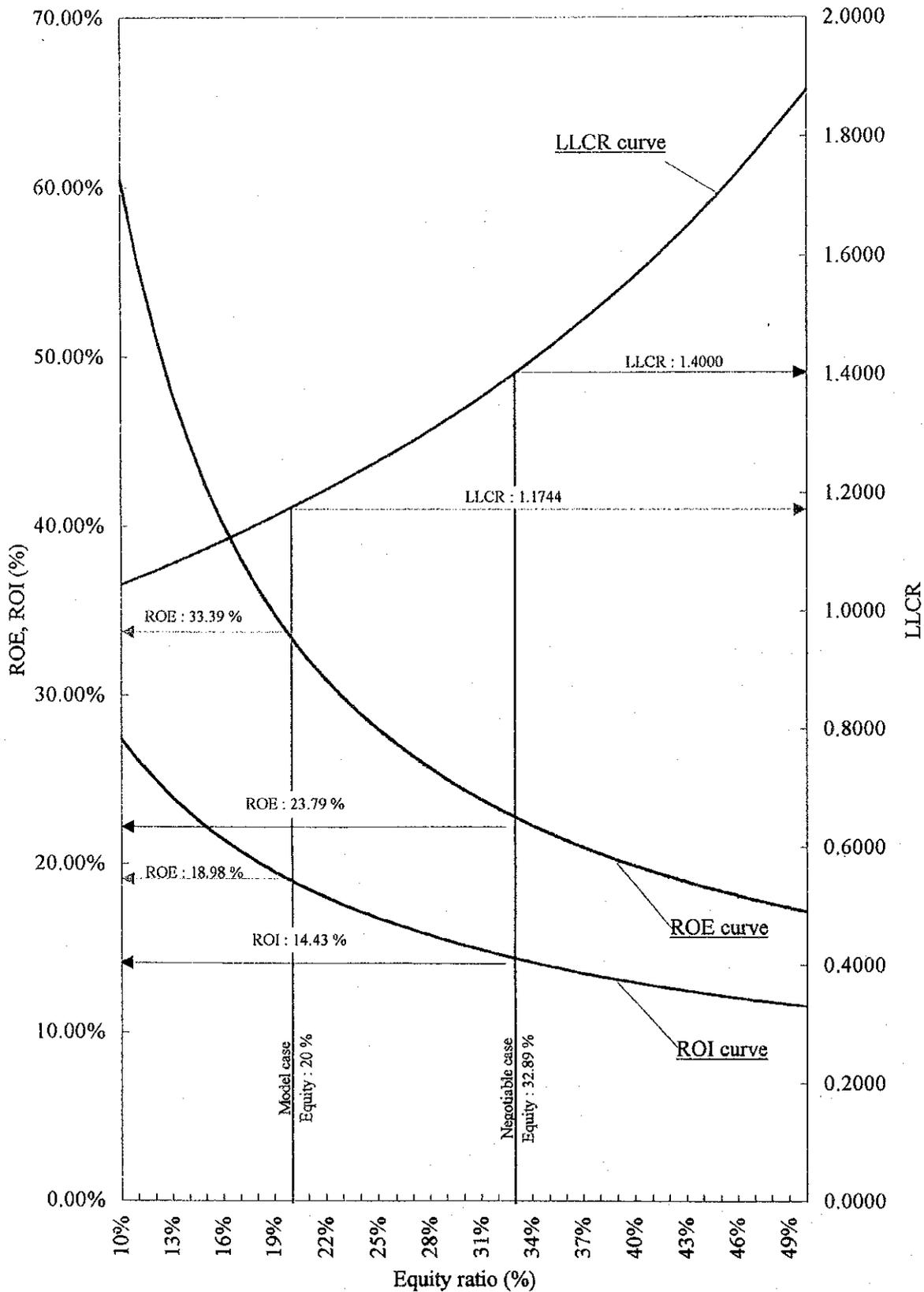


Figure 9-6-7 OECFによる抱合わせローンを採用した場合の
 実際のケース-2におけるIPPの資金繰りモデル

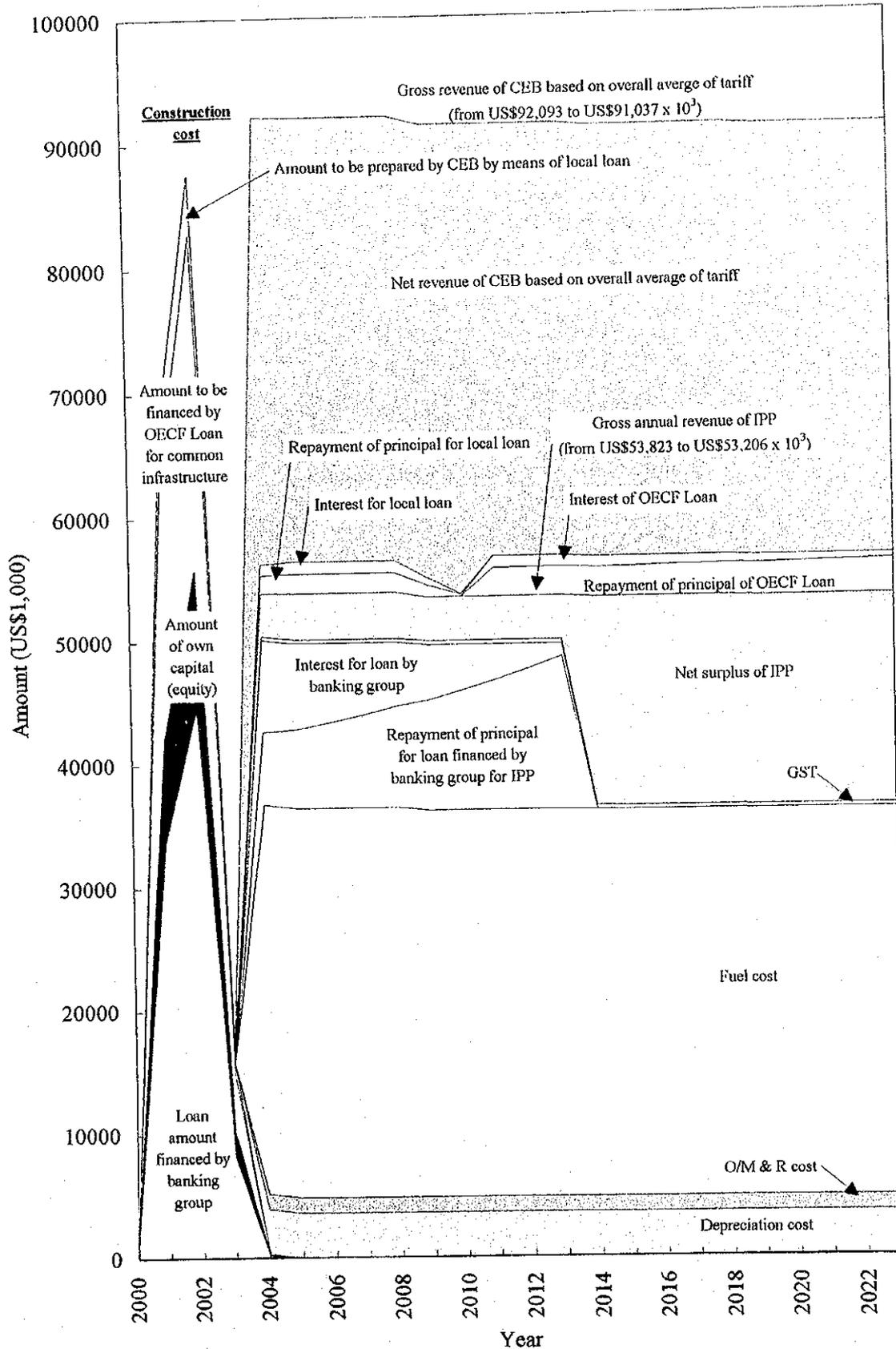
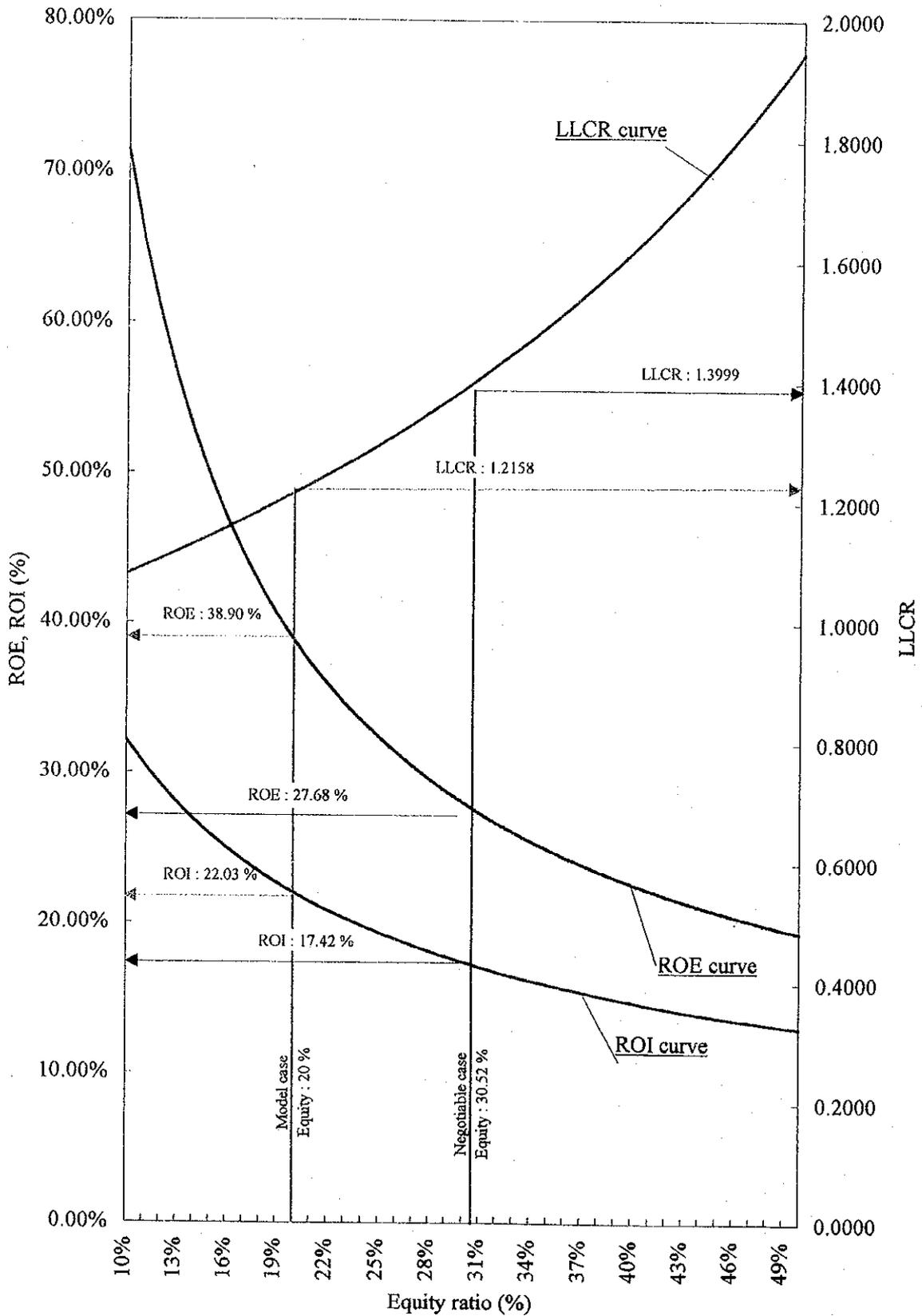
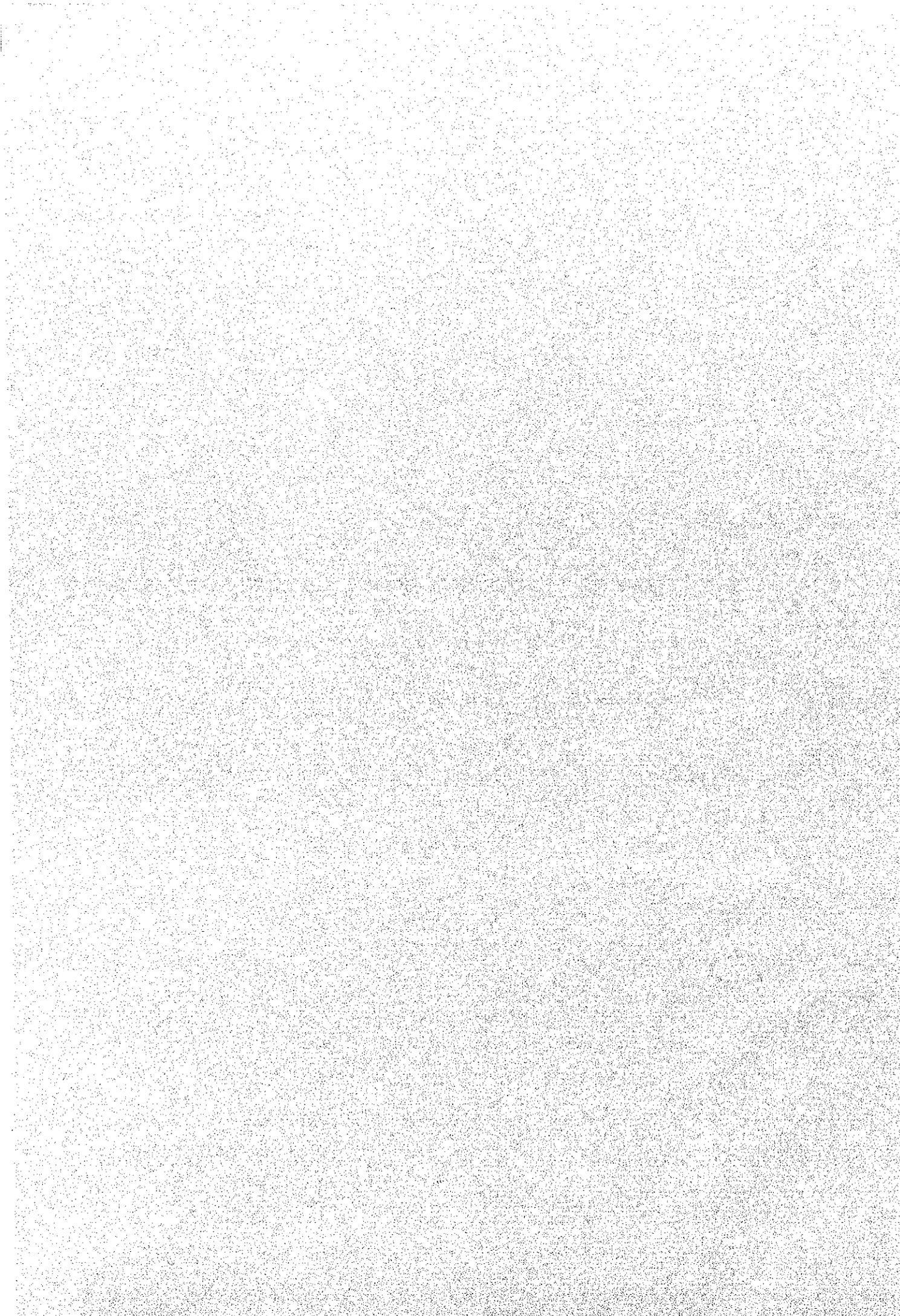


Figure 9-6-8 ROEならびにROIとLLCRの関係
 (IPPを利用し抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2)



第10章 現地調達



第10章 現地調達

10.1 資機材の調達

土木、建築工事に係わる資機材の調達は現地調査の結果以下の事項が明らかになった。

(1) 資材

土木、建築工事に係わる資材のほとんどは輸入である。特に鉄筋コンクリート工事に必要なセメント、鉄筋も全て輸入材料であり、工事用の型枠も精度ならびに水密性を要求される構造物の型枠は海外調達となる。現地で手に入るものもあるが、ほとんどのものが輸入品で、コストが割高となる。大量に使用する場合は全て輸入品となることを考えておく必要がある。

(2) 工事用機械

工事用の機械については道路土工、アスファルト舗装等に必要となる機械は以前供与された事例もあることから問題はないと思われる。しかし、掘削機械（バックホー、クラムシエル）、クレーン、コンクリートミキサー車、コンクリートポンプ車等はコロombo市内の工事現場でも見受けられるが、保有台数が限られており、発電所建設時の工程に合わせてこれ等機械を調達できるかは現時点では分からない。

又、基礎工事用の杭打機械等（ディーゼルハンマー）はないため、外国から持ち込むことを考えなければならない。

従って、発電所工事前（ES-1の時期）に再度調査を行い、どの機械が使用できるかを調べる必要があると考える。

尚、海洋工事に必要となる機械（浚渫船、クレーン台船、土運搬船）等は、特殊工事用機械のため、ほとんど海外から持ち込むことを考えなければならないが、コロombo港等の港湾工事業者もこれら工事用機械を多少保有しているため、発電所工事前に再度調査を行う必要がある。

10.2 現地土木、建築コンサルタント

現地土木、建築コンサルタントは大小含めると約 60 社程ある。しかしながら大規模プロジェクトの経験のある会社、特に火力発電所の調査、設計、工事監理等の経験のあるローカルコンサルタントは現地ヒアリングの結果ほとんど見あたらない。

従って、今後の火力発電所の調査、設計、工事監理等においては、外国の経験のあるコンサルタント（電力関係）の下にサブとして参加し、技術移転をしながら育成していくことが必要と考える。

又、調査（単独）に関しては各職種毎にローカルコンサルタントがあり、これ等ローカルコンサルタントは個々には技術力があるので活用できるものとする。

10.3 現地土木、建築会社

現地の土木建築会社については現地調査の結果組合組織があり、スリ・ランカ国の比較的大きい会社は組合に入っているが、外国資本の建設会社は組合には入れないとのことである。(Table 10-3-1 参照)

現地調査でローカルの土木建築会社の状況をヒアリングした結果、今回の火力発電所建設の様なプロジェクトに直接参加した会社はなく、外国資本の建設会社の下にサブコントラクターとして参加し、その外国資本の建設会社が技術指導しながら専属に使用していることが多いことが判明した。

今回の火力発電所の建設においては、資金力、技術力等、総合力が要求される。特に発電所建設には機器側との取り合い部分が多くなるため、経験の豊富なコントラクターが必要となる。

以下に今回の土木工事の代表施設計画概要を示す。

(1) 一点係留ブイならびに燃料受入れパイプライン工事

一点係留ブイ	: 1set	設置水深	-16m
燃料受入パイプライン	: 海底パイプライン工事	L=	4400m
	陸上パイプライン工事	L=	700m
	HDDパイプライン工事	L=	800m

(2) 取放水設備工事

a. 取水設備工事

海底部	……	取水塔	:	水深	-7m
			:	直径	φ7.3m、高さ約8.0m
		海底パイプライン	:	直径	φ2.4m、L=500m
陸上部	……	ボックスカルバート	:	内空	2.7m×2.7m
			:	延長	L=1170m
			:	Hamilton Canal 推進工事	L=30m
			:	掘削深さ	6.2m/7.6m
			:	シートパイル打設深さ	L=20m

b. 放水設備

陸上部 …… ボックスカルバート : 内空 2.5m×2.5m
延長 L=1300m
Hamilton Canal 推進工事
L=30m
掘削深さ 4.2m/4.9m
シートパイル打設深さ L=14.0m

放水口 …………… 幅 5.9m、長さ 11.0m
深さ 3.3m
海上締切工事(鋼矢板二重締切)
延長約 33m

(3) スクリーンポンプ室工事

幅 15.2m 長さ 25.3m 深さ 8m
掘削深さ 約 8.3m
シートパイル打設深さ L=25m

(4) 燃料タンク基礎工事 (1500kl×2 基、8000kl×2 基)

タンク基礎杭 : 1100 本 L=15m
タンク基礎 (コンクリートスラブ) : φ 39m×3 基

以上、今回のプロジェクトにおける代表的な土木工事について述べたが、これら工事を実施していくためには火力発電所土木工事にかかなりの経験があり、工事内容に精通した工事会社でないと実施は困難であると考え。 (限られた工事期間、機器メーカーとの調整等が発生するため)

従って、今回のプロジェクトにおける主要土木工事については、以上述べた火力発電所土木工事には十分経験のある外国資本のコントラクターを主体とし、サブコントラクターとしてスリランカのコントラクターが参加しながら、これ等工事を通じて技術指導を受け、実施していくことが望ましいと考える。

又、建築工事に関しても機器メーカーとの取り合い、調整等が発生するため、上記土木工事と同様、火力発電所建築工事にかかなりの経験があり工事内容に精通した工事会社を主体とし、スリランカのコントラクターがサブコントラクターとして参加し、技術指導を受けながら実施していくことが必要である。

Table 10-3-1 スリランカの現地施工会社一覧表

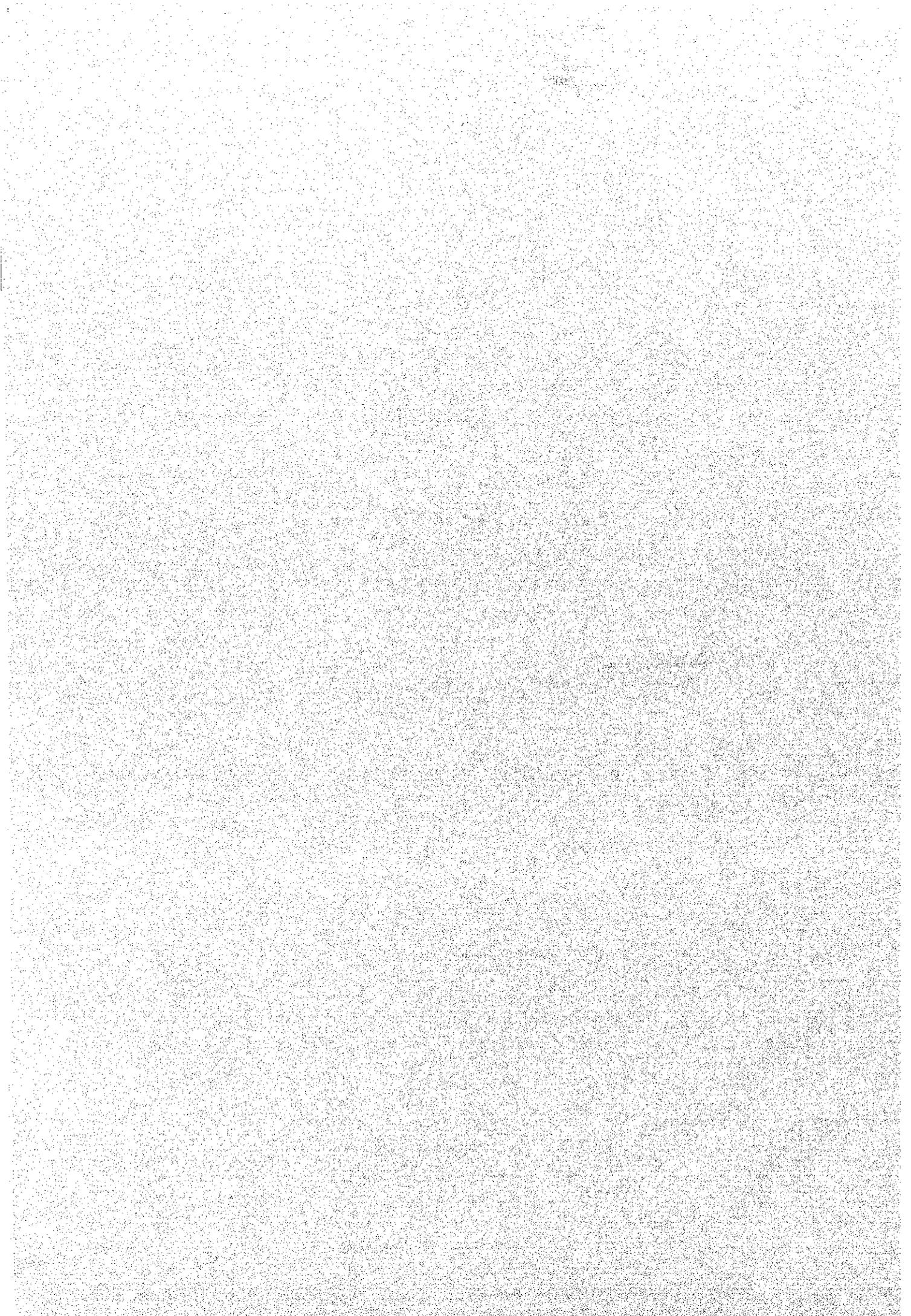
【GRADE M-1】

Business Name & Address	Exp. Date
INTERNATIONAL CONSTRUCTION CONSRTIUM LTD. 291, MODERA STREET COLOMBO 15. 522101	06/05/98
LINK ENGINEERING (PVT) LTD. 97A, GALLE ROAD COLOMBO 3. 447577	15/09/98
MAGA ENGINEERING (PVT) LTD. 200, MAWALA ROAD, NARAHENPITA COLOMBO 05. 866306	12/12/98
STATE ENGINEERING CORPORATION 130, W A D RAMANAYAKE MAWATHA COLOMBO 02. 430061	21/11/98
SAMUEL SONS & CO. LTD. 164, MESSENGER STREET, P.O. BOX COLOMBO 12. 448069	13/07/99
TUDAWE BROTHERS LTD. * 505/2, ELVITIGALA MAWATHA, COLOMBO 05. 584494	14/03/98

[GRADE M-2]

Business Name & Address	Exp. Date
DAYA CONSTRUCTIONS (PVT) LTD. 171, KESBEWA ROAD BORALESGAMUWA. 509190	12/02/99
ELEMETCH ENGINEERS (PTE) LTD. 5, MALLIKA MAWATHA MOUNT LAVINIA. 575757	04/09/98
HOVALE CONSTRUCTION (PVT) LTD. 100, HAVELOCK ROAD, COLOMBO 05. 503195	13/08/99
SOUTHERN GROUP CIVIL CONSTRUCTION (PVT) 155/5, CASTLE STREET COLOMBO 8. 865971	29/04/98
STATE DEVELOPMENT & CONSTRUCTION CORP. 7, BORUPANA ROAD, RATMALANA. 611516	04/04/98
U N GUNASEKERA 16/7C DE FONSEKA PLACE COLOMBO 05. 586067	02/03/99
WALKER SONS & COMPANY (PVT) LTD 250, SRI RAMANATHAN MAWATHA. COLOMBO 15. 432845	07/10/98

第 11 章 発電所建設工工程



第 11 章 発電所建設工程

11.1 主要発電設備の建設工程

第 1 号機主要発電設備の建設工程は、一例として Figure 11-1-1 に示すようにプラントメーカーとの契約から営業運転開始まで 29 ヶ月を要する。各主要機器の建設工程は、概ね以下の通りである。

- ガスタービン及び附属設備 : 20 ヶ月 (プラントメーカーとの契約～営業運転開始)
- 排熱回収ボイラ及び附属設備 : 22 ヶ月 (プラントメーカーとの契約～据付完了)
- 蒸気タービン及び附属設備 : 22 ヶ月 (同上)
- 電気・制御設備 : 22 ヶ月 (同上)

なお、取放水設備及び燃料受入設備の建設工程は含んでいない。

11.2 ケラワラピティヤ発電所の建設工程

11.2.1 ケラワラピティヤ発電所の建設工程

発電所全体の建設工程（案）は、Figure 11-2-1 に示すようにスリランカ及び日本政府間のローン締結から運転開始まで 49 ヶ月を要すると考えられる。

なお、主要工程は以下の通りである。

- Loan Agreement ～ コンサルタントの決定 : 5 ヶ月
- Tender Document の作成、他 : 6 ヶ月
- 入札 ～ メーカー決定 : 7 ヶ月
- 着工 ～ 運転開始 : 31 ヶ月
- 合計(Loan Agreement ～ 運転開始) : 49 ヶ月

11.2.2 工程上配慮すべき事項

(1) 燃料受入設備ならびに取水設備の海上工事工程

海上工事については、11 月から翌年の 4 月までの 6 ヶ月間以外はモンスーンシーズンのため、海上作業が出来ない。従って、実質的な海上工事のスタートが 10 月または 11 月になるように、海上工事業者の Award の時期および全工程を配慮する必要がある。

(2) 進入路工事

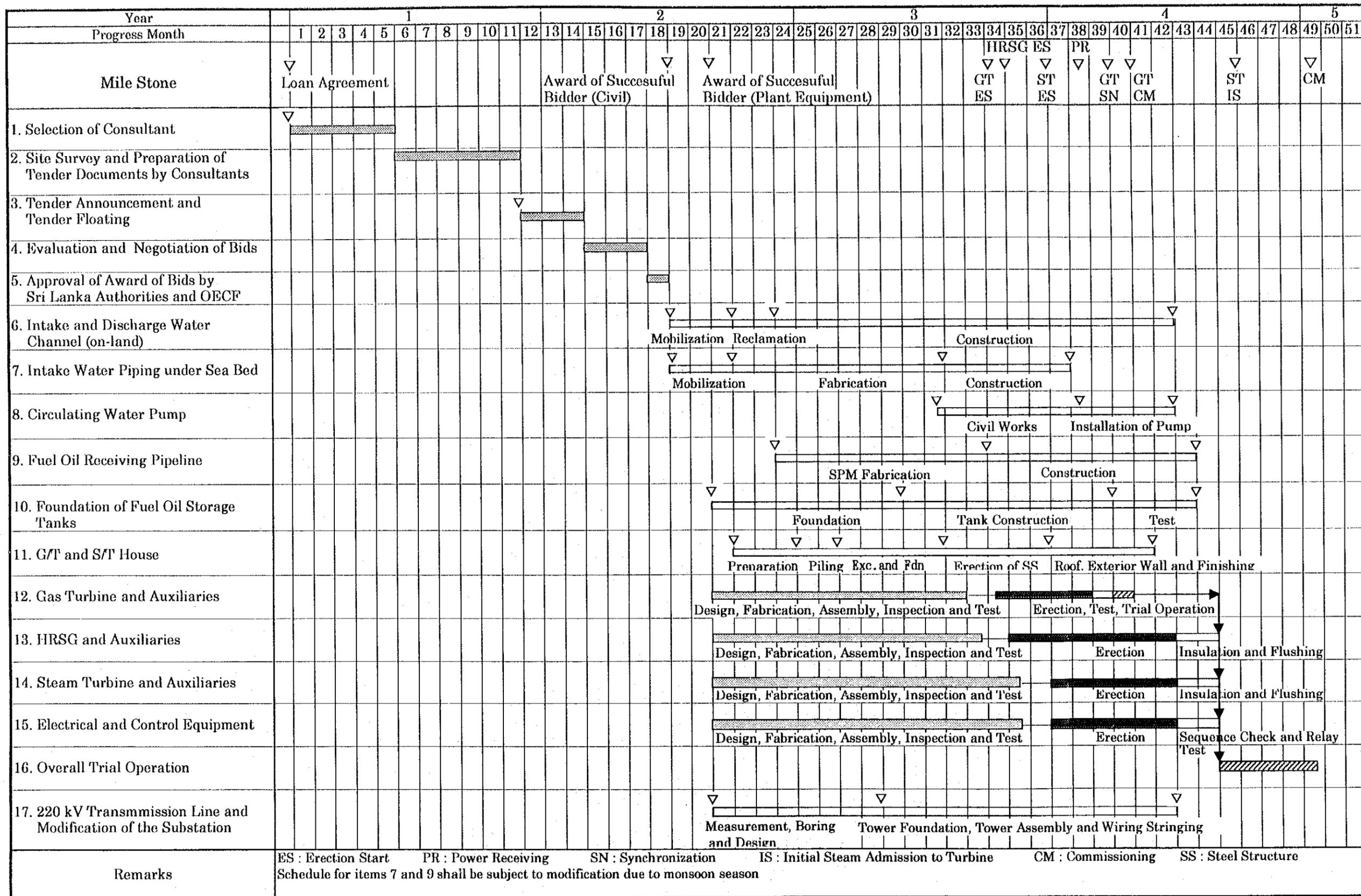
進入路工事は約 8 ヶ月程度の工事期間が必要となるため、大物機器搬入時期まで完了する計画とした。

(3) 取放水路工事(陸上部)

取放水路の延長が約 2,500m となるため、取放水路用地の埋立、造成及び準備工事等を含めて 24 ヶ月の工程として計画した。

(4) ES-1(詳細設計)において海上部分の調査工事(海上ボーリング)が必要となるため、ES-1 の工程をモンスーン時期を考慮して計画する必要がある。(調査期間約 30 日)

Figure 11-2-1 ケラワラピティヤ・コンバインドサイクル発電所建設工程表



第 12 章 結論及び勧告

12. 結論と勧告

12.1 結論

本調査は CEB (カウンターパート) が計画しているケラワラピティヤ・コンバインドサイクル発電所 (150MW) 建設に関する F/S 及び環境影響評価 (以下: EIA) を実施し、併せて関係技術分野のカウンターパートへの技術移転を行うものである。

本調査で技術、経済、財務及び環境面からの評価を実施した結果、本発電所の建設計画は実施可能であるとの結論を得た。

結論内容は次の通りである。

12.1.1 スリランカ国の電力需要は 1995 年現在電力量で 4800GWh、ピーク需要で 980MW の規模にあり、その伸び率は経済成長に呼応して 1970 年代末期から 1980 年代の初頭にかけて 10%を超えた。ここ 20 年間において発電電力量の伸びは平均 7.6%を示し、ピーク負荷も、1996 年以外は発電電力量の伸びと同様に伸びており、20 年間の同平均伸び率は 7.1%を示している。

一人当たりの電力消費量は増加の一途を辿ってきているが、それが一人当たりの GDP が似かよった他のアジア諸国に比べて低いので今後も益々増加するものと考えられる。

また、一般家庭の電力消費も電化が推進されているため増大している。1996 年時点の電化率は 46.8%で、政府は 2005 年までに 80%の電化を計画している。この様に、スリ・ランカ国において電力の需要は大きく伸びて来ている。

スリ・ランカ国の電力供給態勢は典型的な“水主火従”である。豊水年にはほぼ 100%の電力が水力から確保されて来た。周期的に起る干ばつ時は火力が補完してきたが、近年は補完しきれない状態にある。従って、降雨量に左右されない火力設備の早急な充実が望まれる。

12.1.2 電力開発計画は、IAEA (International Atomic Energy Agency) が開発したコンピュータソフト WASP (Wien Automatic System Planning Package) を利用して作成されている。

WASP により得られた電力開発計画結果によると、2012 年までの計画として、水力設備増設は 70MW、火力設備増設は 2588.5MW、火力設備除却は 116MW となっている。

この電力開発計画の中では、石炭火力建設推進が停滞していることもあって、

“水主火従”を是正するためにも本プロジェクトは 2001 年には完成することが期待されている。

12.1.3 スリ・ランカ国において、燃料の輸入・精製・供給は同国の法に基づき、CPC (Ceylon Petroleum Corporation) が独占的に実施している。

従って、CEB が必要とする燃料は、全面的に CPC から供給されている。

しかし、CPC の供給容量に限界があり、本プロジェクトは輸入燃料に頼らざるを得ない。

燃料として、LNG、LPG、ナフサ、ヘビーディーゼル油およびオートディーゼル油のオプションが考えられるが、下記に述べるようなことから輸入オートディーゼル油が最適である。

なお、オートディーゼル油の硫黄分は、当初は最も流通している 0.5%とするが、本発電所の増設に伴い、環境値を守れる硫黄分を選定するものとする。

- (1) LNG を受入れるためにはプロジェクト開発時点から参画していなければならず、取引上硬直性が強い上、本プロジェクトの消費量は LNG プロジェクトの容量に比べ、非常に少ない。
- (2) LPG は世界市場が一社に握られており、その市場性・価格安定性が懸念され、また Shell Gas Lanka 社からの供給も期待できない。
- (3) ナフサは実績あるガスタービンメーカーは限られている上、一般的にナフサでガスタービンを起動することはできないため、起動用の燃料を用意する必要がある。更に、コスト的に割高である。
- (4) ヘビーディーゼル油は、ガスタービン用燃料としては適用可能であるが、一般市場にでまわっておらず、CPC は 1996 年からこの燃料の供給を止めている。
- (5) オートディーゼル油は、ガスタービン用燃料として問題なく、世界的に広く流通しているので容易に入手できる。

更に、効率的燃料調達のため CPC に頼らず、CEB が自から調達するか、あるいは新たな組織を設けて調達するかが考えられるが、CEB として少なくとも自から調達することは好まないため、今後 CEB が関係当局と協議の上検討する必要がある。

12.1.4 燃料の荷揚げ方法はコロンボ港内の既設揚油バースの改造ならびに増設案、あるいは同湾内に揚油バースの新設案もあったが、いずれも実施不可能ということで、発電所予定地前面海域に新たに揚油バースを新設することにした。

燃料船の規模は3万トンタンカーとし、係留方式は一点係留式ブイ (Single Point Mooring Buoy) を採用することにした。

ブイの設置は海岸線から4.6km 沖合いで、燃料はこのブイから海底に埋設した配管を通して、発電所内の貯蔵タンクに、タンカー内のポンプを使用して移送するものとした。

類似の方法がこの埋立地に建設予定の Shell Gas Lanka 社の LPG プラントでも採用されるので、相互に邪魔にならないようにブイの位置、配管ルートは協議・確認した。

尚、本海域は5月～9月のモンスーン時期は荒れるが、タンカーの保留期間が充分確保できることが確認された。

- 12.1.5 復水器冷却水系統は海水による直接冷却方式、冷却塔を使った間接冷却方式、更に空気冷却方式が考えられるが、最も有利と思われる海水による直接冷却方式を採用する。

現地近傍の海は遠浅であることまた環境影響を最小限にする必要があることを考慮して、取水地点は海岸から460m程沖合いの海底より取水し、陸地迄は海底の地下配管を通して、陸地以降は暗渠を通して発電所まで移送される。冷却水ポンプは発電所内に設ける。

また放水路も暗渠とし、海岸線にて放流されるものとした。

- 12.1.6 発電所計画の主要諸元・設計条件は次の通りである。

- (1) 電力出力と基数 : 150MW クラス コンバインドサイクル ユニット1基
- (2) ガスタービン入口ガス温度 : 1,200°C クラス
- (3) 蒸気条件 : 蒸気圧力 高圧 5~7MPa、低圧 0.5~0.7MPa
蒸気温度 高圧 480~500°C、低圧 150~200°C
蒸気流量 高圧 95~120t/h、低圧 50~60t/h
- (4) プラント年間利用率 : 70%
- (5) 最低負荷 : コンバインドサイクルとして定格の10%
- (6) 燃料貯蔵量 : 45日間分
- (7) 大気条件 : 大気湿度 30°C (乾球)、26.7°C (湿球)
相対湿度 78%
大気圧力 1.033bar
- (8) 冷却水温度 : 27.5°C
- (9) 復水器冷却方式 : 海水による一過流式直接冷却方式
- (10) 適用規格 : 国際的に通用している規格を適用する。
- (11) NO_x 制御 : 蒸気噴射 (コンバインドサイクル運転時) あるいは水噴射

(シフト外稼働時)により、NO_xをガスタービン出口で70ppm以下(15%O₂)とする。

- | | | |
|--------------|--|-----------------------------|
| (12) 高度 | : 海面レベル | |
| (13) 排出ガス基準 | : SO ₂ | 340mg/MJ |
| | : NO _x | 130mg/MJ |
| | : バイジン | 40mg/MJ |
| | : リンゲルマンばい煙濃度 | 20% |
| (14) 排水基準 | : TSS | 150mg/l |
| | : TSSの粒径 | 浮遊物 3mm 以下
浮遊物 850ミクロン以下 |
| | : pH | 6.0~8.5 |
| | : BOD | 100mg/l |
| | : Oil&Grease | 20mg/l |
| | : 排水温度 | 45°C |
| | : COD | 250mg/l |
| | : 残留塩素 | 1.0 mg/l |
| | (15) 騒音レベル(SPL) | : 機側 1m |
| : 発電所境界線上 | | 60dB(A) |
| (16) 冷却水温度上昇 | : 10°C | |
| (17) 運用条件 | : ガスタービン単独運転可能とする。従って、ガスタービンと排熱回収ボイラの間にはバイパス煙突を設置する。 | |
| (18) 煙突高 | : 80m(主煙突及びバypass煙突共) | |
| (19) 敷地面積 | : 550m×500m | |
| (20) 共通設備容量 | | |
| ① 燃料荷揚げ設備 | : 30,000t を 12 時間にて揚油出来る容量
(150MW×5 基分に使用可能) | |
| ② 復水器用取放水設備 | : 300MW(150MW クラス×2 基分) | |
| ③ 燃料貯蔵タンク設備 | : 150MW 1 基分 | |
| ④ 海水淡水化設備 | : 150MW 1 基分 | |
| ⑤ 送電線設備 | : 300MW (150MW×2 基分) | |

12.1.7 コンバインドサイクルプラントの構成は運用性、保守性、性能、主機緊急停止時の電力系統網への影響、プラント建設費、市場性および本発電所の将来の容量増強能力等の観点から検討した結果、次のようなものとする。

- (1) 市場競争を狭めないようにするためガスタービンの台数は1台あるいは2台のいずれかとする。
- (2) 排熱回収ボイラーは各ガスタービンに1台とする。
- (3) 蒸気タービンの台数はガスタービンの台数に関係なく1台とする。
- (4) プラント運用性を考慮して、ガスタービン軸と蒸気タービン軸は別軸とする。
- (5) プラント熱効率は蒸気噴射 (NO_x対策) を行った油燃料燃焼時 44~46%が期待できる。
- (6) ガスタービン1台 (100MW×1) 案の場合、オフピーク時に本プラント (150MW) がトリップすると電力系統の周波数が 47.5Hz(限界 48.5Hz) 近傍まで下がることが予想され、その結果約 100MW の系統負荷が選択遮断されることがある。
- (7) ガスタービン2台 (50MW×2) 案の場合、建設費は割高となるが、ガスタービン1台がトリップしても電力系統への影響もなく、2台同時にトリップしない限り発電所の全停も回避される。

12.1.8 発電プラントの主要設備は諸条件を検討の上、下記形式を最適なものとして選定した。

(1) ガスタービン

- a. 型式 単純開放サイクル重構造1軸
- b. 単機出力 ISO条件で50MW級または100MW級(メーカーの型番による)
- c. 数量 1台又は2台(プラント構成による)
- d. 資格実績 24,000時間運転実績のユニット3台以上

(2) 排熱回収ボイラー

- a. 型式 排熱回収複圧式ボイラー
- b. ガス流れ方向 縦方向
- c. 数量 1台又は2台(プラント構成による)

(3) 蒸気タービン

- a. 型式 混圧単流排気復水、発電機直結
- b. 数量 1台
- c. 出力 約50,000kW
- d. 回転数 3,000rpm
- e. 真空度 約8kPa
- f. 排気方向 軸流

(4) 発電機	ガス-ベン用	蒸気-ベン用
a. 型式	閉鎖空冷円筒回転界磁同期交流発電機	
b. 数量	1台又は2台	1台
c. 皮相出力	118MVA	59MVA
d. 実効出力	100MW	50MW
e. 電圧	11kV	
f. 力率	0.85	
g. 回転数	3,000rpm	
h. 極数	2	
i. 短絡比	0.58~0.64	
j. 絶縁	F種 (温度上昇: B種相当)	
k. 励磁方式	サイリスタ励磁	

(5) 海水淡水化装置

- a. 数量 1基
- b. 形式 多重効用法
- c. 容量 1,500t/day

(6) 燃料貯蔵タンク (Untreated Oil)

- a. 数量 2基
- b. 形式 固定屋根円筒形
- c. 容量 15,000kl/基

(7) 油浄化装置

- a. 数量 3台
- b. 形式 遠心分離型 (Self-Cleaning Type)
- c. 容量 15ton/h/基

(8) 燃料貯蔵タンク (Treated Oil)

- a. 数量 2基
- b. 形式 固定屋根円筒形
- c. 容量 8,000kl/基

(9) 計装・制御システム

① 制御システムはコンバインドサイクル発電プラントのニーズに対応して次のようなシステムを組込んだものとする。

- a. 統一的で、階層化された管理・監視・制御システム
- b. コンパクトな中央盤制御システム
- c. 負荷運用・台数運用システム
- d. 主機の寿命管理システム

- ② 運転・監視は統括制御盤の CRT オペレーション装置で起動・停止を全自動にて行うものとする。データログ、運転日誌、各種性能計算は管理用計算機にて実施するものとする。

12.1.9 送変電設備

本発電所の電力を既存系統へ送電するための送電設備は経済的で環境影響の最も少いルートを選択して、既設コツゴダ変電所につなぎ込むことにした。

(1) 送電設備

送電距離 18km、220kV 架空送電線 2 回線

(2) 変電設備

引き込み方式	:	架空
220kV 母線方式	:	二重主母線 1 ブスタイ方式
220kV 開閉設備	:	従来形開放形

12.1.10 ケラワラピティヤ発電所から既設コツゴダ変電所までの新設送電線計画に対して下記条件で電力系統解析を行ったところ、潮流面、故障電流面、安定度面のすべてにおいて問題になる箇所はないことが分かった。

- (1) 発電設備 : 本プロジェクトの 150MW コンバインドサイクルと同時完成を期待されている BOO/BOT 方式による 150MW コンバインドサイクル。
- (2) 解析対象年度 : ケラワラピティヤ発電所運転開始年度の 2001 年と 4 年後の 2005 年
- (3) 系統解析ツール : PSS/E
- (4) 計算条件及び評価基準 : 全国送電網整備計画調査 1997 年 1 月に依る。

12.1.11 本プラント運転に伴う周辺環境への影響予測を行い、次の結果が得られた。

- (1) 大気汚染物質である SO₂、NO₂ 及び SPM の排出は、スリランカの環境基準を下回る値である。
- (2) 工事用車両及び稼働設備からの騒音は、敷地境界において騒音の基準を下回るレベルである。
- (3) 発電所からの排水は、スリ・ランカの水質基準を下回る値である。
- (4) 発電所から海域に排水される温排水による水温の上昇は、環境水温に比べて 10°C 以下の上昇である。温度が上昇する範囲は、温排水が急速に海水と混合しその温度が減少するために非常に小さい範囲となっている。したがって、重大な影響は予測されない。

- (5) 送電線は湿地帯保護区域の境界線に沿って建設される計画である。送電線鉄塔の建設による影響を最小限とするために、詳細な動植物調査を建設工事前に実施することが望まれる。
- (6) 大気質及び発電所からの排水に関するモニタリングを実施し、関係機関にその報告を行うものとする。
- (7) 土地の取得、住民移転または住宅の一部改造等に対しては当事者に充分配慮し、適切な補償を行うものとする。

12.1.12 発電所配置計画は下記条件の元でガスタービン2台案とガスタービン1台案の2つのケースについて実施した。

- (1) 敷地内に最も多くのユニットが配置出来るように計画する。
結果として5基設置するものとした。
- (2) 発電用燃料および復水器冷却水は発電所予定地の北西から供給されるものとする。
- (3) 送電ルートを考え開閉所は敷地内の南東部に配置するものとする。
- (4) ガスタービン、蒸気タービン及び発電機は屋内設置とする。

12.1.13 コンバインドサイクル発電設備の運転・保守に関してはガスタービン以外は比較的容易であり、既に習熟していると考えられるので、ガスタービンに注目して、下記事項を提言する。

- (1) 最初の5年間に必要とする予備品を供給範囲に入れる。
- (2) 検査・補修用機器・計器を備えた保守工場を設置する。
- (3) 運転・保守要員を工場および現地にて教育する。
- (4) 運転・保守の技術習熟のために、機械技術者1人、電気・計装技術者1人を1年間駐在させる。
- (5) 運転の記録、運転状況の診断機能等を有する情報監理システムを導入する。

12.1.14 発電所の建設工程として、政府間のローン締結から運転開始迄 49ヶ月を要すると考えられる。主要工程は下記の通りである。

ローン・アグリメント～コンラクト決定	5ヶ月
追加調査から入札図書完成	6ヶ月
入札～メーカ決定	7ヶ月
着工～運転開始	31ヶ月
合計	49ヶ月

但し、下記事項に注意を要する。

- (1) 5月～10月までの6ヶ月間はモンスーンのため、海上作業が出来ない。
- (2) アクセス・ロードの工事には8ヶ月程度の工事期間が必要とする。
- (3) 取放水路(約2.5km)工事には24ヶ月程かかると思われる。
- (4) ES-1(Engineering Service Stage 1)には海上部分の調査工事(30日程度)が入るので、モンスーン時期を避ける必要がある。

12.1.15 プロジェクトのコストは機器のコスト(設計・製作費、輸送費、据え付け費、試運転費、土木、建築費など)、予備品費、エンジニアリング費、予備費、各種課税費、建設中金利、及びCEB側で発生する直接経費から構成されるが、各種課税費、建設中金利を除いた全プロジェクトコストは下記の通りである。

単位：US Dollar

プロジェクトコスト	Unit Cost	Unit Cost modified
コンサルタント費用	5,000,000	5,000,000
発電プラント	85,700,000	82,500,000
土木	46,000,000	20,400,000
据付	8,800,000	8,800,000
アクセスロード	960,000	192,000
送変電設備	8,000,000	3,200,000
補償	800,000	160,000
保証技術者	278,000	278,000
予備費	7,200,000	5,700,000
CEB、直接費用	500,000	400,000
合計	163,238,000	126,720,000

発電プラント費用内訳	Unit Cost	Unit Cost modified
ガスタービン	42,500,000	42,500,000
蒸気タービン/付属費	17,300,000	17,300,000
排熱回収ボイラ/付属費	16,300,000	16,300,000
ミッションモトリング	500,000	500,000
建屋	5,000,000	1,800,000
予備品 5年間分	4,100,000	4,100,000
合計	85,700,000	82,500,000

ここで、unit cost とは1号機を運転するのに必要なすべての設備、施設の費用も包含した費用を意味し、unit cost modified は共通設備の費用をそれがカバーできるユニット数で配分した費用を包含した費用を意味する。

12.1.16 プロジェクトの経済財務評価及び民間資本活用の可能性の検討

(1) プロジェクトの経済財務評価

本件プロジェクトは 150MW 規模の発電機器 1 基の建設を想定したものであるが、CEB の長期電源開発計画ではこの同じ場所に将来全 5 基、総発電電力 750MW 規模の発電機器を増設することとなっている。このようなプロジェクトの場合、いくつかの施設についてはプラント設備建設の最初の段階に準備しておかなければならない。一方、本プロジェクトの便益については、計画そのものが発電機器 1 基を想定したものであるため、発電機器 1 基の場合のものを推定し得るのみである。発電機器 1 基から生み出されるであろう便益と発電機器複数基分の付帯費用を含めた費用とを比較することは一般的な観点からみて不公平と言わざるを得ない。

上記に述べた理由から、経済財務評価は二つの場合について行った。すなわち、ケース-1 は発電機器 1 基から生み出されるであろう便益と発電機器 1 基分の工事費用とを比較したものであり、ケース-2 は発電機器 1 基から生み出されるであろう便益と発電機器複数基分の付帯費用を含めた費用とを比較検討したものである。

経済財務分析の結果、本件プロジェクトは下表のように評価し得ることがわかった。すなわち、

プロジェクト評価結果

Case	IRR (%)	B/C ratio	B- C(US\$1,000)
Economic evaluation			
Case-1	11.50	1.05	11,383
Case-2	8.99	0.97	-9,323
Financial evaluation			
Case-1	14.95	1.17	42,567
Case-2	11.54	1.06	16,518

建設資機材の価格等の変動を念頭において、上記のケース-1 について、便益が各々5%低下した場合、10%低下した場合、及び費用が5%増加した場合、10%増加した場合、ならびにそれらの複合した場合を想定して、ベースケースに加え、さらに8ケースの場合の感度分析を行った。

下表はその要約である。

EIRR の感度分析結果

Cost	Benefit		
	Base case	-5%	-10%
Base case	11.50	9.77	7.90
+5%	9.85	8.09	6.16
+10%	8.26	6.43	4.39

FIRR の感度分析結果

Cost	Benefit		
	Base case	-5%	-10%
Base case	14.95	13.30	11.56
+5%	13.38	11.73	9.98
+10%	11.89	10.23	8.45

上表にみるとおり、ベースケースの場合、経済的內部収益率(EIRR)は 11.50 % という率で、設定した割引率 10%を余裕をもってクリアしており、プロジェクトの経済的実現可能性があることを示している。また、(1)経済便益が 5%低下するが経済費用がベースケースであるような場合、及び(2)経済便益には変化がなくもとのままで、経済費用の方が 5%増加した場合のいずれにおいても、それぞれ設定した割引率 10%を若干下回る 9.77%及び 9.85% という結果となった。つまり、本件プロジェクトは上述の価格変動にきわめて敏感ではあるが、便益、費用ともに物価変動が 5%以内であれば経済的実現性があることを意味している。

一方、財務便益及び財務費用の両方ともがベースケースの場合、経済的內部収益率(FIRR)は 14.95 % という率で、この場合も設定した割引率 10%をかなりの余裕をもってクリアしており、プロジェクトは財務的にも実現可能性があることを示している。また、(1)財務便益が 10%低下し、財務費用の方が 5%増加した場合、及び(2)財務便益が 5%低下し、財務費用の方が 10%増加した場合のいずれにおいても、それぞれ設定した割引率 10%とほぼ同率の 9.98%及びこれを上回る 10.23%という結果となった。これらはこの二つの場合のいずれにおいてもプロジェクトの経済的実現可能性があることを示している。つまり、本件プロジェクトは財務的にも十分実現性があることを意味している。

(2) 民間資本活用の可能性の検討

民間資本活用の可能性を明らかにするためのファクターは、一般的に、出資率に対応する資本利益率(ROE)、投下資金利益率(ROI)及びローンライフ借入金元本カバー率(LLCR)だとされている。

下表は民間資本活用の可能性を明らかにするための分析を、上記の各ファクターについて、ケース別に行った結果を示したものである。

出資率と ROE、ROI ならびに LLCR の関係要約

Case Studies	Equity (%)	ROE(%)	ROI(%)	LLCR
Base Case of Full Cost Borne by IPP with minimum selling price⁽¹⁾ and full ceiling amount⁽²⁾ in contract				
Model case	20.00	14.22	8.38	0.8603
Loan recoverable case	34.94	10.68	10.86	1.0579
Negotiable case in LLCR	50.84	9.45	13.32	1.4000
Base Case of Combined Loan⁽⁴⁾ with minimum selling price⁽¹⁾ and full ceiling amount⁽²⁾ in contract				
Model case	20.00	17.69	10.38	0.8616
Loan recoverable case	35.37	12.76	12.76	1.0666
Negotiable case in LLCR	50.76	10.82	15.13	1.4000
Probable Case-1 of Full Cost Borne by IPP with selling price including financial charge⁽³⁾ and full ceiling amount⁽²⁾ in contract				
Model case	20.00	26.49	15.06	1.1045
Loan recoverable case	36.00	17.53	17.53	1.3814
Negotiable case in LLCR	36.89	17.27	17.66	1.4000
Probable Case-2 of Full Cost Borne by IPP with selling price including financial charge⁽³⁾ and 80 % of the ceiling amount⁽²⁾ in contract				
Model case	20.00	30.14	17.00	1.1254
Loan recoverable case	36.20	19.49	19.49	1.4112
Negotiable case in LLCR	35.69	19.63	19.42	1.4000
Probable Case-1 of Combined Loan⁽⁴⁾ with selling price including financial charge⁽³⁾ and full ceiling amount⁽²⁾ in contract				
Model case	20.00	33.39	18.71	1.1744
Loan recoverable case	36.34	21.23	21.23	1.4758
Negotiable case in LLCR	32.89	23.79	14.43	1.4000
Probable Case-2 of Combined Loan⁽⁴⁾ with selling price including financial charge⁽³⁾ and by 80 % of the ceiling amount⁽²⁾ in contract				
Model case	20.00	38.90	22.03	1.2158
Loan recoverable case	36.52	24.18	24.18	1.5321
Negotiable case in LLCR	30.52	27.68	23.26	1.3999

- (Notes) (1) Minimum selling price of electricity consists of the capacity charge and energy charge only from IPP to CEB.
- (2) Ceiling amount means the Project cost estimated in the Study excluding the administration.
- (3) Financial charge is assumed at 10 % to the total of capacity and energy charges as margins.
- (4) Combined Loan scheme means that the common infrastructure is implemented with OECF loan by the Government of Sri Lanka while the power plant by IPP.

上表によれば、2つのベースケースとも出資率 35%でその LLCR がかるうじて融資団からの借入金の返済をカバーする LLCR の水準(1.0)をクリアしている。しかし、IPP が真に融資団との協議に入る条件を確保するには即ち LLCR を 1.4 以上にするためには、その出資率をプロジェクト所用資金の 50%もしくはそれ以上としなければならない。したがって、この2つのケースはともに实际的であるとはいえない。

一般的に、もっとも適切な出資率は 25%から 30%の範囲と言われている。この観点からすれば、最善のケースは、「IPP を利用し OECF による抱合わせローンを採用した実際的なケース-2」であり、この場合は、本調査で推定したプロジェクトコストである上限額に対してその 80%で契約することになり、かつ出資率 30.5%にする必要がある。

出資率 10%から 50%までの範囲について、これに対応する LLCR の感度分析を上記ケーススタディのタイプ別に実施した。

調査団の日本における間込み調査によれば、実際のプロジェクト市場においては、LLCR の水準が 1.3 レベルで応札している例もある。この観点からすれば、本ケーススタディ中 3 ケース、すなわち(1)IPP が資金全額を負担する場合の実際的なケース-2、(2)IPP を利用し OECF による抱合わせローンを採用した場合の実際的なケース-1 及び(3)同実際的なケース-2 がそれぞれ出資率 31%に対して LLCR1.30、出資率 28%に対して 1.30、出資率 25%に対して 1.30 を示していて、実現可能性が高いことを示している。

この3つのケース中、最後の「IPP を利用し OECF による抱合わせローンを採用した場合の実際的なケース-2」が、出資率の水準からみて最善のケースであると考えられる。また、このケースであれば、プロジェクト実施を民間資本を活用して実現する可能性があると判断し得る。この場合、本ケーススタディでは、LLCR の感度分析の結果、ROE 及び ROI はそれぞれ 32.39%及び 22.41%となっている。また IPP から CEB への売電単価は kWh 当り Rs.3.57(米ドル換算で US cents 5.60)、CEB の側からみたプロジェクトライフ中の平準電力原価は kWh 当り Rs.3.74(米ドル換算で US cents 5.86)となっている。

もしスリランカ政府がプロジェクト実施をどうしても民間資本を活用して行いたいとするなら、上記の「IPP を利用し OECF による抱合わせローンを採用した場合の実際的ケース-2」方式がもっとも採択し得る策であるといえる。ただし、IPP となりたいとする投資家が、本調査で推定したプロジェクトの所要費用の 80%までダウンさせてもプロジェクト実施に参入したいという投資家であることが条件となる。

12.1.17 本建設計画がもたらす社会・経済的影響は次の通りである。

- (1) 典型的“水主火従”の電力供給形態が是正される方向になり、干ばつ時の強制的電力供給制限が回避される方向になる。
- (2) 増加の一途を辿る一般市民・産業界での電力需要に対応した安定した電力供給が期待される。
- (3) 発電事業に関連する建設、鉄鋼、輸送、通信等の各産業の活性化及び拡大化が期待される。
特に、発電所建設に伴う地元雇用の拡大が期待される。
- (4) 本プロジェクト現地が存在する造成地へのアクセス道路、電力供給等が整備されるため、同地の工業団地への投資の促進が期待される。

12.2 勧告

本計画は技術的及び経済的にフィージブルであると共に環境影響評価上も問題ないので、典型的な“水主火従”を是正するという CEB の基本方針のためにもまた 2001 年頃の電力需供バランス予測からしても、本計画の早期実施を勧告する。なお、本計画の早期実施のため、次の事項について早急に対応するか検討する必要がある。

12.2.1 資金手当てが重要ポイントとなるが、早期に国際金融機関の協力を政府ベースで行うことが重要である。

12.2.2 プロジェクト実施の方式として、次の 2 つの方式が考えられる。

(1) プロジェクト全体を CEB 自身のプロジェクトと位置付けし、効率的な実施を策定し、かつプロジェクトコストの出来るだけ大きなパーセントにソフトローンが適用出来るように国際金融機関にアプローチする。

(2) 本プロジェクトは共通インフラ・ストラクチュア部分のコストが大きいので、このコストを 1 号機の発電プラントの便益に頼るのは非常に厳しいので、この部分は発電プラントから切り離し、国家プロジェクトとして取り扱い、これにソフト・ローンを適用出来るようにする。

一方、発電プラントのみは BOO/BOT 方式で IPP 扱いとする。

この方式は国家プロジェクトと IPP プロジェクトの双方の利点を享受出来る可能性がある。

特に、本方式において、発電単価の算出の根拠を電力費用および電力量費用をベースに求めたものに 10%の利益を乗せたものを発電単価とし、IPP の契約金を見積ったプロジェクト・コストの 80%とした場合が民間資金活用が最も選択可能な策である。

12.2.3 環境クリアランスは多岐に亘るので、常時前倒しにかつ横の連けいを密にして、早期に確得する必要がある。特に、居住地の移転や家屋等の移動や改造に対する補償は速かに誠意を持って実行されることが望まれる。

12.2.4 燃料移送配管の施設および取・放水用暗渠施設用の土地が未だ確保されていないので、早急に手当てすることが望まれる。

12.2.5 アクセスロードの改良工事には 8 ヶ月程かかるといわれている。関係当局と充分連けいを計り、機器・材の搬入に支障を期たさぬようにする必要がある。

12.2.6 本プラントの共通インフラストラクチャのコストは非常に大きいので、本プロジェクトを実施した場合は、引続き発電プラントを建設し、上記コストの負担が低減されるようにする必要がある。

12.2.7 更に実施方針が決定したら、無駄な時間を省きつつ、効率的にプロジェクトを進めるため早期にコンサルタントを選定する必要がある。

JICA