Table 12.1 Weather in the Project Site

Month	Monthly Rainfall (mm)	Temperature (°C)		
		Average	Max.	Min.
Jan	20.1	16.8	21.2	0.9
Feb	12.6	18.3	21.4	2
Mar	13.4	22.3	27.2	5.7
Apr	43.1	26	29.4	7.7
May	37.1	27.9	31.3	13.9
Jun	107.1	28.7	32.6	16.6
Jul	128.5	28.5	31.6	18
Aug	156.2	28.5	31.8	18.6
Sept	84.7	27.4	30.5	15.7
Oct	10.0	25.9	28.9	7.5
Nov	14.1	21.8	26.8	4.9
Dec	8.1	19.1	22.2	1.1

Table 12. 2 Monthly Discharge at Damsite

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Max	Min	Average
Jan		71.7	71.1	78.9	71	78	77.4	78.9	71	74.7
Feb		62.3	67.9	67.2	67.1	66.1	66.5	67.9	62.3	66.2
Mar		91.3	62.9	78.2	87.7	81.5	87.2	91.3	62.9	81.5
Apr		123.4	104.7	103	115.5	124.8	104.8	124.8	103	112.8
May		168.4	232.2	206.9	255.4	228.9	212.1	255.4	168.4	217.3
Jun		325.2	239.3	418.6	532.3	449.3	463.7	532.3	239.3	404.7
Jul		602.9	546.9	447.8	773.2	833.8	663.5	833.8	447.8	644.7
Aug		727	831.9	621.4	697.8	730.8	693.8	831.9	621.4	717.1
Sept	696.9	447.9	546.5	474.9	486	678.5	603	696.9	447.9	561.9
Oct	256.2	229.2	297.6	304.1	295.7	326.5	237.4	326.8	229.2	278.1
Nov	133.3	126.5	150.8	125.5	173.7	156	132.1	173.7	125.5	142.6
Dec	92.3	87.3	103.5	89.3	95.9	103.9	95.2	103.9	87.3	95.3
Max	696.9	727	831.9	621.4	773.2	833.8	693.8	833.8	621.4	717.1
Min	92.3	62.3	62.9	67.2	67.1	66.1	66.5	67.9	62.3	66.2
Average	294.7	255.3	271.3	251.3	304.3	321.5	286.4	343.1	222.2	283.1

Annual Inflow : 8,927,000 m^3

Table 12.3 Project Cost

Punatsangchhu Hydropower Project

Unit: US$ thousand

Item	Local Currency	Foreign Currency	Total
1 Preparatory Works	33,849	3,761	37,610
2 Civil Works	23,594	313,464	337,058
3 Hydromechanical Equipment	9,650	86,848	96,498
4 Electromechanical Equipment	15,410	138,690	154,100
5 Transmission Line	4,200	37,800	42,000
Total Direct Cost (A)	86,703	580,562	667,266
6 Engineering & Administration Cost	13,345	53,381	66,727
7 Land Acquisition & Compensation	5,000	0	5,000
8 Physical Contingency	10,505	63,394	73,899
Total Indirect Cost (B)	28,850	116,776	145,626
Total Construction Cost (A+B)	115,553	697,339	812,892
9 Interest during Construction	0	0	0
Total Project Cost (A+B+9)	115,553	697,339	812,892
Percentage (%)	14.2	85.8	100

Table 12.4 Disbursement Schedule

Unit : US$ thousand

Year	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	Total
				▼ Award of Contract (Main Civil Works)							
Preparatory Works	0	0	7,000	26,699	3,181	430	300	0	0	0	37,610
Civil Works	0	0	0	45,466	43,760	95,061	78,359	39,601	1,105	33,706	337,058
Hydromechanical Equipment	0	0	0	0	9,650	480	21,778	36,293	18,648	9,650	96,498
Electromechanical Equipment	0	0	0	0	23,115	2,937	37,282	45,825	29,532	15,410	154,100
400 kV Transmission Line	0	0	0	0	6,300	16,000	15,500	0	0	4,200	42,000
Total Direct Cost	0	0	7,000	72,165	86,006	114,908	153,218	121,719	49,285	62,966	667,266
Engineering & Administration Cost	0	0	700	8,007	10,009	12,678	16,682	13,345	5,305	0	66,727
Land Acquisition & Compensation (LC)	0	0	5,000	0	0	0	0	0	0	0	5,000
Physical Contingency	0	0	1,270	8,017	9,601	12,759	16,990	13,506	5,459	6,297	73,899
Total Construction Cost	0	0	13,970	88,189	105,616	140,344	186,890	148,570	60,050	69,262	812,892
LC	0	0	12,584	31,694	13,018	12,670	18,202	15,018	6,552	5,814	115,553
FC	0	0	1,386	56,495	92,598	127,674	168,688	133,552	53,498	63,448	697,339

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
	Preparatory Works	LS	1		37,610,000
	Civil Works				
	Care of River	LS	1		19,528,800
	Dam	LS	1		119,441,300
	Power Intake	LS	1		14,371,823
	Settling Basin	LS	1		35,971,635
	Headrace Tunnel	LS	1		102,780,590
	Surge Tank	LS	1		5,374,530
	Penstock Tunnel	LS	1		7,499,288
	Powerhouse	LS	1		19,781,380
	Tailrace Tunnel	LS	1		5,804,965
	Outlet	LS	1		1,938,750
	Switchyard	LS	1		1,764,620
	Disposal Area	LS	1		2,800,000
	Total of Civil Works	LS	1		337,057,681
	Hydromechanical Equipment	LS	1		96,498,000
	Electromechanical Equipment	LS	1		154,100,000
	Transmission Line	LS	1		42,000,000
	Grand Total				667,265,681
A	**Preparatory Works**				
1.1	**Road Improvement**	LS	1		7,500,000
1.2	**Road Relocation (Damsite Area)**	m	361		9,629,000
1.3	**Temporary Access Roads**				
	Right Bank Upstream of Dam	m	1,815	454	824,010
	Left Bank Upstream of Dam	m	1,280	454	581,120
	Right Bank Downstream of Dam	m	300	454	136,200
	Left Bank Downstream of Dam	m	200	454	90,800
	Road to Midway Adit	m	1,820	454	826,280
	Road to Downstream Adit	m	2,710	454	1,230,340
	Road to Surge Tank Top	m	550	454	249,700
	Road to Penstock Shaft	m	250	454	113,500
	Road to Outlet	m	200	454	90,800

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
	Sub-total	m	9,125		4,142,750
1.4	**Temporary Bridge**				
	Temporary Bridge (Upstream of Dam)	m	105	17,763	1,865,115
	Temporary Bridge (Downstream of Dam)	m	90	17,763	1,598,670
	Bridge to Midway Adit	m	97	17,763	1,723,011
	Road to Switchyard (Bridge)	m	110	17,763	1,953,930
	Sub-total				7,140,726
1.5	**Permanent Bridge**				
	To Powerhouse	m	104	35,525	3,694,600
1.6	**Construction Power Supply**				
	33 kV Line	LS	1		500,000
1.7	**Permanent Facilities for Employer and Engineer (Camp etc.)**	LS	1		5,002,924
	Total				37,610,000
B	**Civil Works**				
1	**Care of River**				
1.1	**Coffer Dam**				
	Common Excavation	m^3	18,000	3	54,000
	Embankment	m^3	119,500	3	358,500
					412,500
	Others	LS	20 %		82,500
	Sub-total				495,000
1.2	**Diversion Tunnel D=7.8m, L_1=822m, L_2=933m Total length = 1,755m**				
	Tunnel Excavation	m^3	121,300	63	7,641,900
	Lining Concrete	m^3	28,900	148	4,277,200
	Plug Concrete	m^3	3,200	122	390,400
	Lining Form	m^2	33,200	34	1,128,800
	Mortar Injection	m^3	880	140	123,200
	Reinforcing Bar	ton	1,440	1,250	1,800,000
	Gate	set	2	250,000	500,000
					15,861,500
	Others	LS	20 %		3,172,300
	Sub-total				19,033,800

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
	Total				19,528,800
2	**Dam**				
	Common Excavation	m^3	1,776,100	3	5,328,300
	Rock Excavation	m^3	543,700	13	7,068,100
	Dam Concrete (RCC)	m^3	411,200	60	24,672,000
	Dam Concrete	m^3	416,200	100	41,620,000
	Concrete, Pier and Wall	m^3	86,300	122	10,528,600
	Reinforcing Bar (70 kg/m^3)	ton	6,100	1,175	7,167,500
	Drilling, Consolidation	m	27,800	180	5,004,000
	Drilling, Curtain	m	16,000	180	2,880,000
	Grouting, Consolidation	ton	1,390	1,550	2,154,500
	Grouting, Curtain	ton	1,600	1,350	2,160,000
					108,583,000
	Others	LS	10 %		10,858,300
	Total				119,441,300
3	**Power Intake**				
	Common Excavation (10%)	m^3	9,700	3	29,100
	Rock Excavation (90%)	m^3	87,500	13	1,137,500
	Tunnel Excavation	m^3	52,000	63	3,276,000
	Concrete	m^3	24,900	122	3,037,800
	Lining Concrete	m^3	17,900	148	2,649,200
	Lining Form	m^2	22,900	34	778,600
	Mortar Injection	m^3	750	139	104,250
	Reinforcing Bar	ton	2,140	1,250	2,675,000
					13,687,450
	Others	LS	5 %		684,373
	Total				14,371,823
4	**Settling Basin**				
4.1	**Access Tunnel**		L=898 m		
	Tunnel Excavation	m^3	24,800	63	1,562,400
	Lining Concrete	m^3	5,000	93	465,000
	Lining Form	m^2	11,300	34	384,200
	Mortar Injection	m^3	450	140	63,000
	Reinforcing Bar	ton	250	1,250	312,500
					2,787,100
	Others	LS	5 %		139,355
	Sub-total				2,926,455
4.2	**Settling Basin**				

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
	Arch Excavation	m^3	38,600	63	2,431,800
	Cavern Excavation	m^3	376,900	36	13,568,400
	Wall Concrete	m^3	42,100	157	6,609,700
	Invert Concrete	m^3	4,400	114	501,600
	Shotcrete t=15cm	m^2	15,200	29	440,800
	Reinforcing Bar	ton	2,320	1,170	2,714,400
	PC Anchor L =10m	pcs	1,470	1,070	1,572,900
	PC Anchor L =20m	pcs	530	2,140	1,134,200
					28,973,800
	Others	LS	5%		1,448,690
	Sub-total				30,422,490
4.3	**Flushing Tunnel L =755m**				
	Tunnel Excavation	m^3	22,600	63	1,423,800
	Lining Concrete	m^3	4,400	93	409,200
	Lining Form	m^2	9,900	34	336,600
	Mortar Injection	m^3	380	140	53,200
	Reinforcing Bar	ton	220	1,250	275,000
					2,497,800
	Others	LS	5 %		124,890
	Sub-total				2,622,690
	Total				35,971,635
5	**Headrace Tunnel**				
5.1	**Work Adits (Upstream, Midstream, Downstream) L =455+600+250= 1,305m**				
	Tunnel Excavation	m^3	46,500	63	2,929,500
	Tunnel Invert Concrete	m^3	2,400	93	223,200
	Plug Concrete	m^3	7,600	122	927,200
	Reinforcing Bar	ton	120	1,250	150,000
					4,229,900
	Others	LS	10 %		422,990
	Sub-total				4,652,890
5.2	**Headrace Tunnel**				
	Tunnel Excavation	m^3	740,700	71	52,589,700
	Lining Concrete	m^3	128,000	164	20,992,000
	Invert Concrete	m^3	8,000	164	1,312,000
	Lining Form	m^2	188,900	27	5,100,300
	Mortar Injection	m^3	4,200	140	588,000
	Reinforcing Bar	ton	6,900	1,250	8,625,000
					89,207,000

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
	Others	LS	10%		8,920,700
	Sub-total				98,127,700
	Total				102,780,590
6	**Surge Tank**				
	Common Excavation	m^3	15,700	3	47,100
	Rock Excavation	m^3	15,700	13	204,100
	Shaft Excavation	m^3	29,600	92	2,723,200
	Tunnel Excavation	m^3	7,600	59	448,400
	Shaft Lining Concrete	m^3	5,200	164	852,800
	Filling Concrete	m^3	1,700	164	278,800
	Lining Form (Shaft)	m^2	4,800	29	139,200
	Reinforcing Bar	ton	340	1,250	425,000
					5,118,600
	Others		5 %		255,930
	Total				5,374,530
7	**Penstock Tunnel**				
7.1	**Shaft for Steel Liner Installation (h=60m x 2)**				
	Common Excavation	m^3	6,000	3	18,000
	Shaft Excavation	m^3	8,700	93	809,100
	Lining Concrete	m^3	1,800	164	295,200
	Lining Form	m^2	1,700	29	49,300
	Reinforcing Bar	ton	90	1,250	112,500
					1,284,100
	Others	LS	5 %		64,205
	Sub-total				1,348,304
7.2	**Work Adit (Lower Portion) L = 426m, 4m x 4m**				
	Tunnel Excavation	m^3	8,100	63	510,300
	Lining Concrete	m^3	2,000	164	328,000
	Lining Form	m^2	4,400	34	149,600
	Mortar Injection	m^3	220	139	30,580
	Reinforcing Bar	ton	100	1,250	125,000
					1,143,480
	Others	LS	5 %		57,174
	Sub-total				1,200,654
7.3	**Penstock Tunnel**				
	Tunnel Excavation	m^3	16,400	63	1,033,200

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
	Shaft Excavation	m^3	18,600	93	1,729,800
	Concrete	m^3	11,900	164	1,951,600
					4,714,600
	Others	LS	5 %		235,730
					4,950,330
	Total				7,499,288
8	**Powerhouse**				
8.1	**Cable Tunnel L = 342m, 4m x 4m**				
	Tunnel Excavation	m^3	6,500	66	429,000
	Lining Concrete	m^3	1,600	93	148,800
	Lining Form	m^2	3,600	34	122,400
	Mortar Injection	m^3	180	140	25,200
	Reinforcing Bar	ton	80	1,250	100,000
					825,400
	Others	LS	5 %		41,270
	Sub-total				866,670
8.2	**Access Tunnel L = 477m, 6m x 6m**				
	Tunnel Excavation	m^3	18,600	63	1,171,800
	Lining Concrete	m^3	3,300	93	306,900
	Lining Form	m^2	7,400	34	251,600
	Mortar Injection	m^3	240	140	33,600
	Reinforcing Bar	ton	170	1,250	212,500
					1,976,400
	Others	LS	5 %		98,820
	Sub-total				2,075,220
8.3	**Drainage Tunnel L = 56m**				
	Tunnel Excavation	m^3	1,100	63	69,300
	Lining Concrete	m^3	300	93	27,900
	Lining Form	m^2	600	34	20,400
	Mortar Injection	m^3	30	140	4,200
	Reinforcing Bar	ton	20	1,250	25,000
					146,800
	Others	LS	5 %		7,340
	Sub-total				154,140
8.4	**Powerhouse**				
	Cavern Excavation (Arch Portion)	m^3	10,100	63	636,300

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
	Cavern Excavation	m^3	57,500	36	2,070,000
	Concrete, Column	m^3	600	157	94,200
	Concrete, Wall and Base	m^3	26,300	157	4,129,100
	Concrete, Slab	m^3	3,000	162	486,000
	Reinforcing Bar	ton	1,490	1,250	1,862,500
	PC Anchor, L=10m	pcs	320	1,070	342,400
	PC Anchor, L=20m	pcs	130	2,140	278,200
					9,898,700
	Others	LS	5 %		494,935
	Sub-total				10,393,635
8.5	**Transformer Room**				
	Cavern Excavation (Arch Portion)	m^3	1,100	63	69,300
	Cavern Excavation	m^3	12,800	36	460,800
	Floor Concrete	m^3	1,200	114	136,800
	Gate Shaft Concrete	m^3	2,800	157	439,600
	Reinforcing Bar	ton	140	1,250	175,000
					1,281,500
	Others	LS	5 %		64,075
	Sub-total				1,345,575
8.6	**Bus Bar Tunnel L =30m x6**				
	Tunnel Excavation	m^3	3,400	66	224,400
	Lining Concrete	m^3	900	93	83,700
	Lining Form	m^2	1,900	34	64,600
	Mortar Injection	m^3	90	140	12,600
	Reinforcing Bar	ton	50	1,250	62,500
					447,800
	Others	LS	5 %		22,390
	Sub-total				470,190
8.7	**Draft Tunnel L = 204m**				
	Tunnel Excavation	m^3	5,200	66	343,200
	Lining Concrete	m^3	1,900	93	176,700
	Lining Form	m^2	3,300	39	128,700
	Mortar Injection	m^3	110	140	15,400
	Reinforcing Bar	ton	60	1,250	75,000
					739,000
	Others	LS	5 %		36,950
	Sub-total				775,950
8.8	**Architectural Works**	LS			3,700,000
	Total				19,781,380

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
9	**Tailrace Tunnel L=856m**				
9.1	**Work Adit L=203m, 6m x 6m**				
	Tunnel Excavation	m^3	6,900	63	434,700
	Invert Concrete	m^3	400	90	36,000
	Plug Concrete	m^3	2,500	90	225,000
	Reinforcing Bar	ton	20	1,250	25,000
					720,700
	Others	LS	5 %		36,035
	Sub-total				756,735
9.2	**Tailrace Tunnel L=856m**				
	Tunnel Excavation	m^3	40,200	59	2,371,800
	Lining Concrete	m^3	10,700	93	995,100
	Lining Form	m^2	17,400	28	487,200
	Mortar Injection	m^3	430	140	60,200
	Reinforcing Bar	ton	540	1,250	675,000
					4,589,300
	Others	LS	10%		458,930
	Sub-total				5,048,230
	Total				5,804,965
10	**Outlet**				
	Common Excavation	m^3	23,700	15	355,500
	Rock Excavation	m^3	23,700	50	1,185,000
	Structural Concrete	m^3	2,900	50	145,000
	Reinforcing Bar	ton	110	700	77,000
					1,762,500
	Others	LS	10%		176,250
	Total				1,938,750
11	**Switchyard**				
	Common Excavation	m^3	48,600	4	194,400
	Rock Excavation	m^3	48,600	13	631,800
	Structural Concrete	m^3	4,000	132	528,000
	Reinforcing Bar	ton	200	1,250	250,000
					1,604,200
	Others	LS	10%		160,420
	Total				1,764,620

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

	Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
12	**Disposal Area**	LS	1		2,800,000
	Total of Civil Works				**337,057,681**
C	**Hydromechanical Equipment**				
1	Intake				
	Intake Gate	ton	110	6,500	715,000
	Trash Racks	ton	130	6,500	845,000
2	Dam				
	Spillway Gate	ton	2,192	8,000	17,536,000
	Sluiceway gate	ton	372	10,000	3,720,000
	Sluiceway Steel Liner	ton	519	8,000	4,152,000
3	Settling Basin				
	Flushing Gates (4x3 sets)	ton	370	8,000	2,960,000
4	Surge Tank				
	Steel Liner (Tunnel)	ton	300	5,000	1,500,000
	Steel Liner (Shaft)	ton	230	5,000	1,150,000
5	Penstock				
	Steel Liner	ton	10,360	6,000	62,160,000
6	Draft Gates (Bonnet type)	sets	6	200,000	1,200,000
7	Outlet Gates	ton	70	8,000	560,000
	Total				96,498,000
D	**Electromechanical Equipment**				
	Overhead Travelling Crane	LS	1		2,400,000
	Turbine & Generator	LS	1		122,200,000
	Switchyard Equipment	LS	1		29,500,000
	Total				154,100,000
E	**400 kV Transmission Line (2 circuits)**				
	In Bhutan	km	80	300,000	24,000,000

Table 12.5 Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project

Description	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)	Amount (US$)
In India	km	60	300,000	18,000,000
Total				42,000,000

Table 12.6 The Road Conditions from Phuentsholing to the Site

Location	Distance from Phuentsholing (km)	Altitude (m)	Description
Phuentsholing	0	390	
	16 – 20	1,180-1,350	Sliding Area
Tala	57	2,030	Junction to Tala Project
	73	1,920	Sliding Area
Chhukha	82	1,600	Wangchu Bridge, 70 ton
Chhukha	83	1,630	Junction to Chhukha P/S
	88	2,180	200 m Sliding Area
Chhukha Dam	95	2,160	Junction to Chhukha Dam
	107	2,180	Overhanging Place
	114	2,150	Tenalum Bridge, 70 ton
Chapcha	118	2,450	
Chhuzom	142	2,100	Junction to Paro
Simtokha	167	2,310	Junction to Thimphu
Hongtsho	178	2,860	Check Point
Dochu La	184	3,116	Ridge
Lobeysa	222	1,380	Junction to Punakha
Wangdi Bridge	228	1,208.2	Check Point
Hesothangkha	231	1,200	Mini Hydro P/S
Layalum Chhu	237	1,200	Bridge L=33m, 24ton
Proposed Damsite	238	1,190	
Basochu	242	1,050	Maza Falls, Bridge L=20m
Rurichu	244	1,010	Bridge L=17m, 18ton
Suspention Bridge	246	920	To Jala
Proposed P/S Site	248	910	Punatsangchhu P/S

Table 12.7 Major Bridges in the Transporting Route from Phuentsholing to the Site

Bridge Name	Dzongkhag	Type	Length(m)	Width(m)	Load(ton)
	Chhukha	Composite	9	4.5	30
	Chhukha	RC T Beam	9	4.5	30
	Chhukha	RC T Beam	9	4.5	30
Wangchu	Chhukha	Pre-stressed Concrete	74	7.5	70
	Chhukha	RC T Beam	10	4.5	30
Tenalum	Thimphu	Pre-stressed Concrete	74	7.5	70
Horongchu	Thimphu	Composite	10	4.5	30
Babesa	Thimphu	Composite	12	4.5	30
Olaranachu	Thimphu	Composite	10.5	4.5	30
Hesothangka	Wangdue	SS Bailey	10	3.76	24
Lawakha	Wangdue	DSR Bailey	33	3.76	24
Basochu	Wangdue	SS Bailey	20	3.76	18
Rurichu	Wangdue	SS Bailey	17	3.76	18

Fig. 12.1 Temperature in the Project Site (1991-1997)

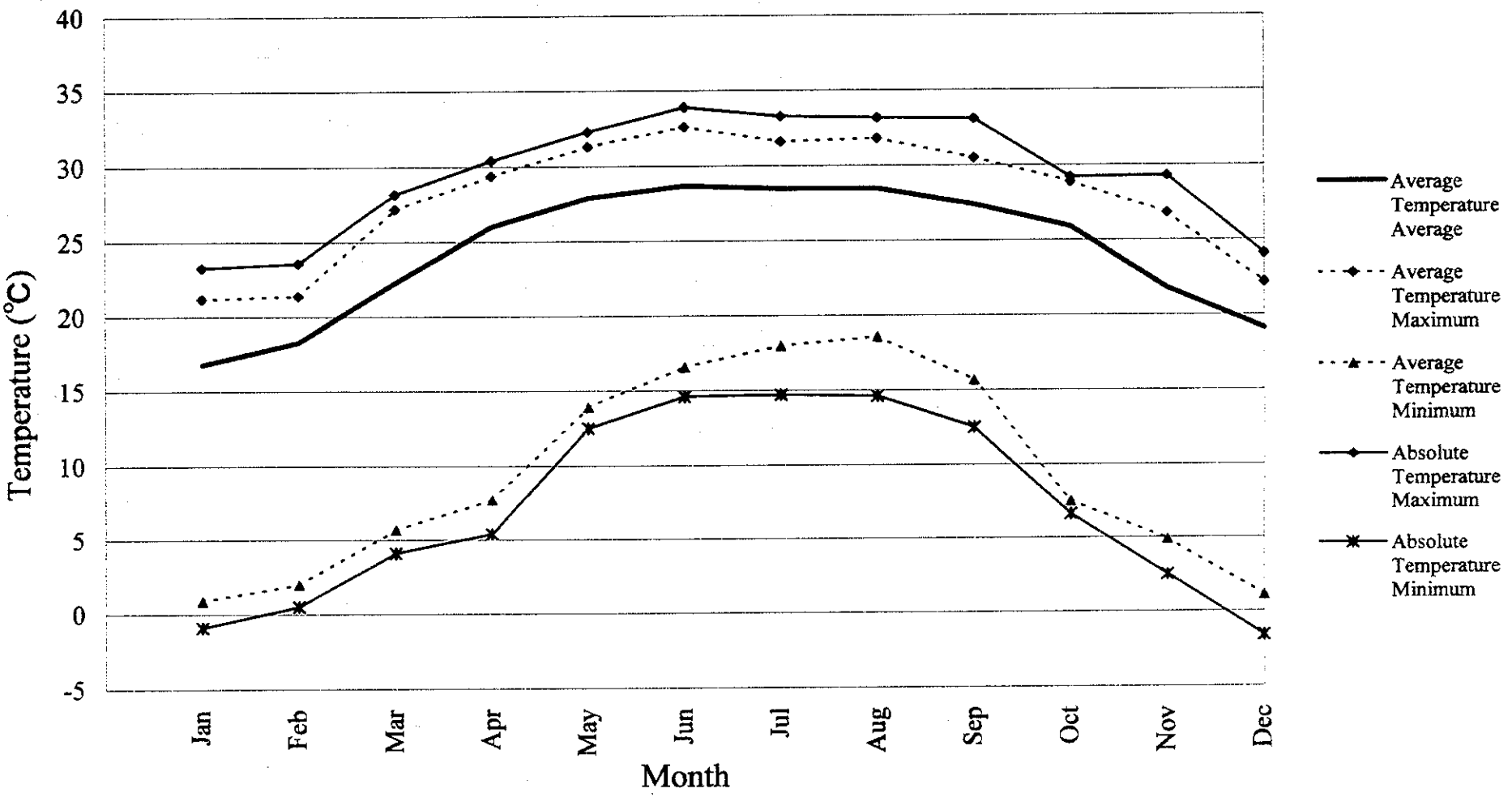


Fig. 12.2 Rainfall at Wandi Meteorological Observatory (1991-1997)

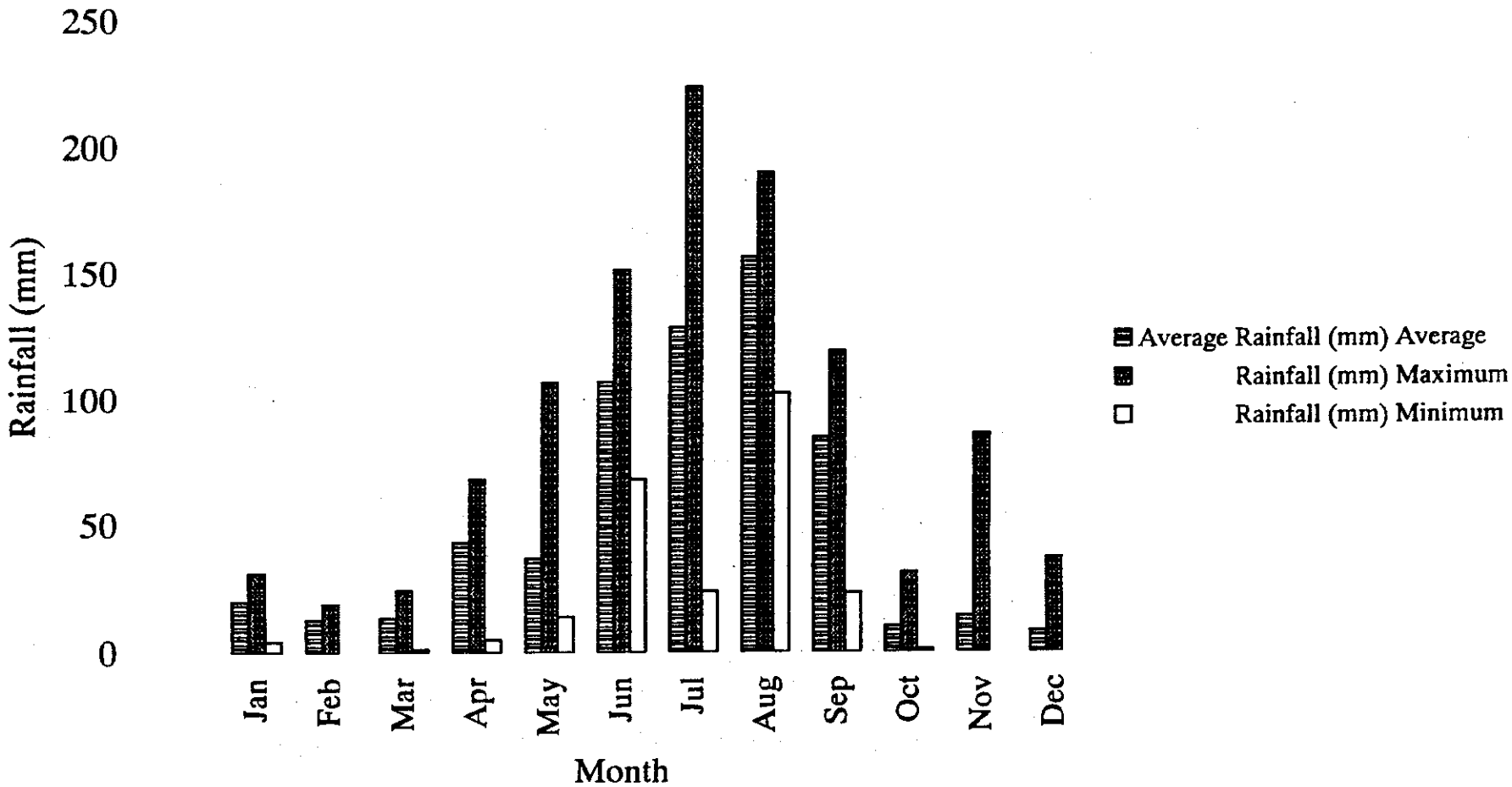


Fig. 12.3 Monthly Discharge at Damsite (1991-1997)

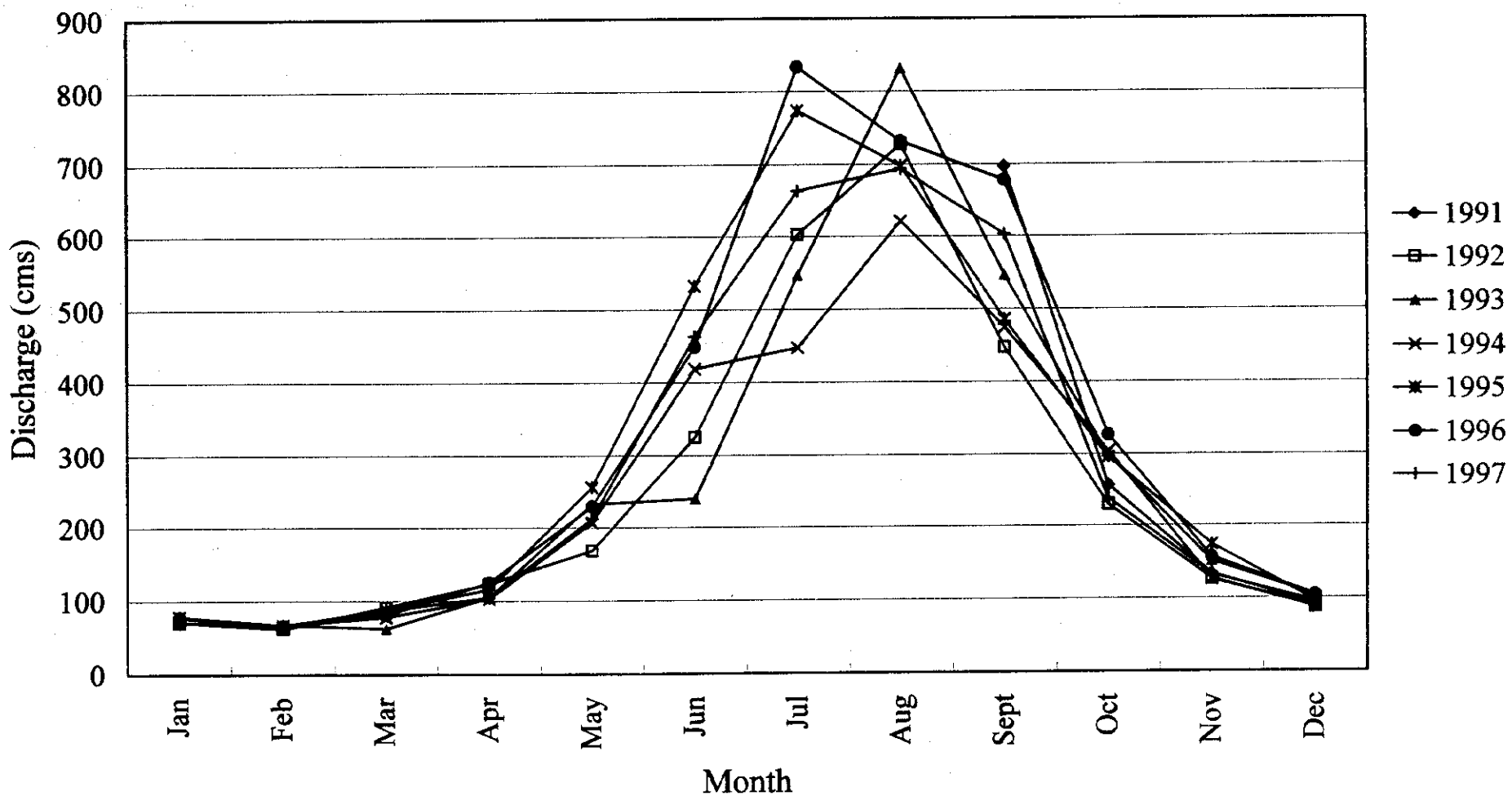
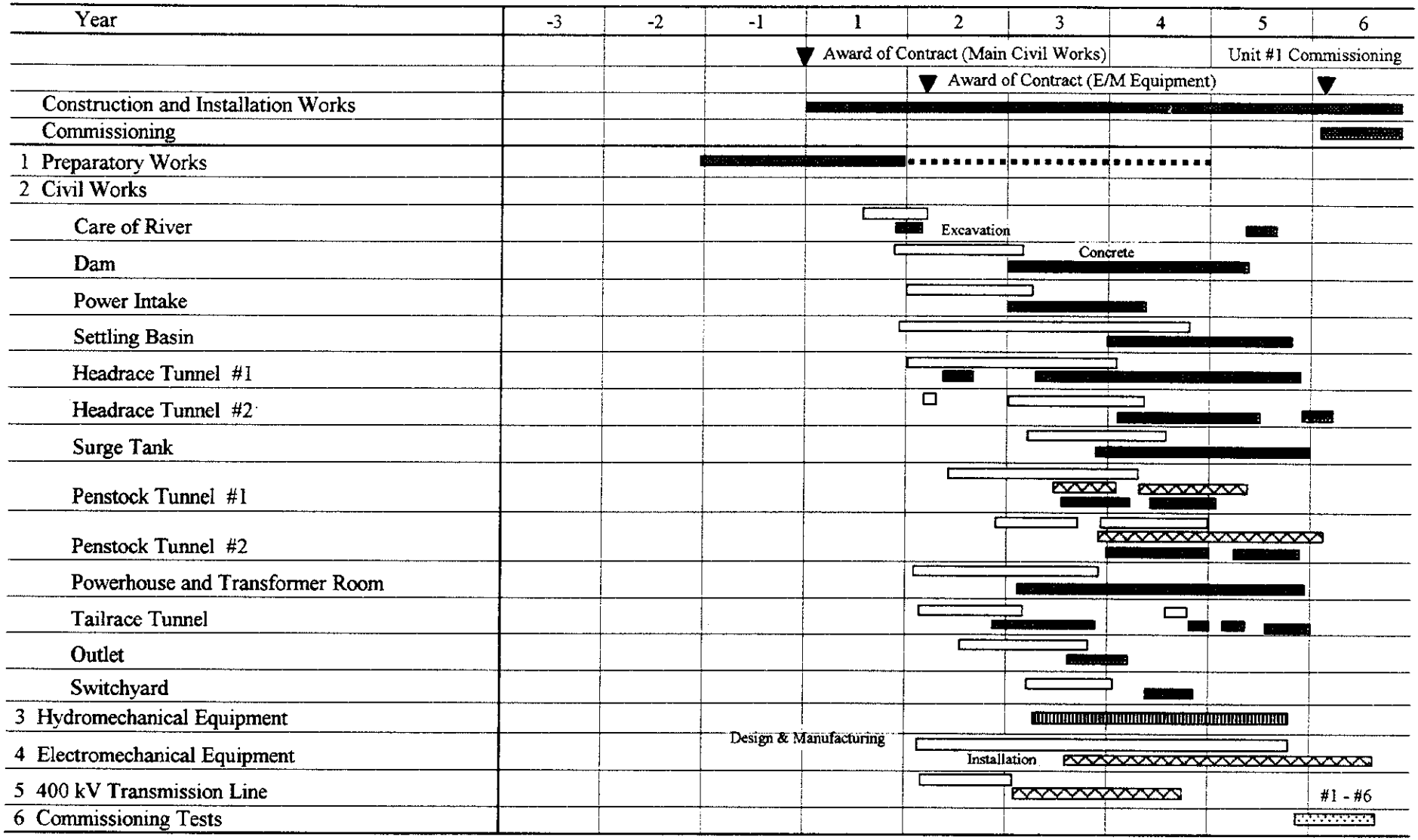


Fig. 12.4 Project Construction Schedule



第13章　環境に関する影響評価

目　次

頁

第13章　環境に関する影響評価 13-1
13.1　環境影響評価書の作成 13-1
13.2　プロジェクトの概要 13-1
13.3　環境の現況 13-2
13.4　予測される環境への影響 13-2
13.4.1　物理環境 13-2
13.4.2　生物環境 13-3
13.4.3　社会環境 13-3
13.5　影響緩和対策 13-3
13.6　環境対策費用 13-4
13.7　結　論 13-4

第13章　環境に関する影響評価

13.1　環境影響評価書の作成

本プロジェクトの環境影響評価書は、ブータン国の電力局（DoP）及び国際協力事業団(JICA)で作成した。作成にあたっては、初期環境調査（IEE）の調査結果を基に、DoP及び国家環境委員会（NEC）と協議した結果決定した実施計画書（TOR）（Table 13.1）に沿って行った。

調査団は、プロジェクト実施に伴う環境への影響を調査し、環境影響評価書を作成するにあたり、1999年5月～2000年3月にかけて現地の自然および社会環境の詳細調査を実施した。現地調査を含めた環境影響調査は、インド国のコンサルタントであるWAPCOSに現地再委託し、社会環境調査を担当したブータン国のローカルコンサルタントを含めた調査体制で進められた。

環境影響現地調査は、2000年3月に終了し、この結果をドラフト報告書としてまとめてDoPに提出した。この後調査団は最終報告書(プナチャンチュ水力発電事業計画調査環境影響評価書：別添APPENDIX)をを2000年7月に提出した。DoPはこれに基づいて2000年7月20日、21日にわたって計画地域および周辺住民への説明(Public Consultation)を行った。Public Consultationにおける説明と計画地域および周辺住民の意見は添付ANNEX 2に収録されている。

13.2　プロジェクトの概要

ブータン国は、今後産業を活性化し、社会経済と国民の生活の向上を図る上で、豊富な水力エネルギー源の開発が不可欠となっている。同国政府は石油類に対する依存体質を減少させ、特に電力については水力開発を優先する政策をとることとなった。また、ブータン国にとって近隣国への電力輸出による外貨獲得は、重要な施策のひとつである。

本プロジェクトは、ピーク発電ができる流込み式発電のためのダム、導水路トンネル、水圧管路、地下発電所および放水路等の発電設備をブータン国中西部のWangdue Phodrangを流れるPunatsangchhuの中流域に建設するものである。計画地点の位地図をFig. 13.1に示す。本開発計画は、最大出力870 MW、年間4,330 GWhの水力発電開発であり、本計画の実施がブータン国の社会経済及び国民生活の向上に大きく貢献するものと考えられる。

本計画におけるダム高さは河床から81 m、基礎岩盤からの高さ141 mのコンクリート重力式であり、流込み式発電計画であるために満水時の湛水面積は53 haである。この水を導水路トンネルによって約8 km下流に送水し、地下発電所に設置される６台の水車発電機により発電する。

本計画で発電される電力は輸出用であるため、環境への影響が少ないルートで設置される400 kVの送電線によりインド国へ送電される（Fig. 13.2）。

13.3 環境の現況

発電所計画地点は、Punatsangchhuの中流域であり、Wangdue PhodrangにあるWangdue Phodrang町から南約10～18 kmの範囲である。

計画されるダムサイトの標高は約1,120 m、発電所の放水口計画位置の標高は約800 mであり、その間の距離は約8 kmである。本計画地点及びその周辺は、比較的高い山に囲まれた急峻な地形となっている。気候は年間降雨量550～800 mm程度、月平均気温が6～28℃前後の地域となっている。

環境影響評価のための調査範囲は、自然環境項目については、ダム計画地点から上流10 km及び発電所計画地点から下流20 kmまでの範囲とし、Punatsangchhuの両岸それぞれ2.5 kmの幅とした。調査結果によれば、計画地点周辺の大気や河川の水質の状況は、大きな汚染の発生源もなく清浄であった。また、植物については、河川両岸に沿って河床に近い場所では広葉樹林が、山の中腹から上に向かって松林が支配的になっていることが確認された。陸上動物では、多様かつ固有な動物の生息が報告されており、現地での目視調査、足跡調査及び聞き取り調査等の結果、計画地点周辺には絶滅危惧種や保護動物種等として指定されている動物が数種生息するものと思われる。河川に生息する魚類は、3種確認されており、コイ科の一種であるAsalaがその大半を占めた。

社会環境の調査範囲については、Wangdue橋の南約2 kmの地点から約38 km南下したPinsa村付近までの河川に沿った両岸各2.5 kmの幅とした。調査範囲内には35の村落があり、その人口は約4,200人である。住民のほとんどがDzongkha語を話すブータン人であり、多くの人が農業に従事している。

13.4 予測される環境への影響

13.4.1 物理環境

発電所及び関連施設の建設に当たり砂利の採取や整地作業による土壌侵食や斜面の崩壊が考えられるが、斜面の覆土及び緑化により安定化を図る。

建設段階においては、工事作業からの埃の発生による影響が考えられるが、この影響を極力低減するために、サイクロン・フィルターの取り付けや散水を行う対策を講ずる。稼動後の発電所は、大気汚染物質を発生するものはない。

工事に伴い濁水が発生するが、沈砂池等を設置する対策を講じることにより、影響を低減する。発電所稼動後には約8 kmの減水区間が出現するが、適切な維持流量を流すことにより影響を低減する。また、計画される貯水池は水の交換が比較的早いため、水質の悪化につながる可能性は低いと考えられる。

工事に伴う騒音については、極力低騒音型の機器を利用すると共に、基準適合車両の利用や交通量の規制等の対策を講じることにより、影響を低減する。また、夜間の工事は極力行

わないこととする。

13.4.2 生物環境

発電所建設及び貯水池の出現に伴い必要となる樹木の伐採又は水没については、その範囲を可能な限り小さくなるよう設計した。土捨場及びその他建設用地で工事終了後に裸地に戻される土地については、周囲と同種の植物により再緑化する計画である。

建設工事に伴う騒音が周辺に生息する動物に影響をあたえることも考えられるが、一時的なものである。種の保存を脅かすものではないと考えられるが、貴重な動物の報告もあるため慎重に工事を進めることが望まれる。

発電所稼動後には約8 kmの減水区間が出現するが、適切な維持流量を流すことにより影響を低減する。

13.4.3 社会環境

発電所建設に伴い、住民の移住及び用地取得が必要となる。移転が必要となる住民の数は6世帯であり、私有地である27.1 haが用地取得の対象である。建設に対する住民の理解を得るために、移住及び用地取得に当たっては適切な補償を行うと共に充分に計画された移住計画に基づき実施するものとする。

13.5 影響緩和対策

本プロジェクトが環境に与える影響を削除、削減又は減少させるための主な影響緩和対策を以下に示す。

項　目	影響緩和対策
地形、地質及び土壌	斜面を覆土及び緑化し安定化する。
大気質	工事作業から発生する埃は、サイクロン・フィルターの取り付けや頻繁な散水により削減する。
水質	沈砂池等の適切な方法により水質処理対策を実施する。
騒音	発生する騒音を軽減するため、極力低騒音型の機器を利用すると共に、基準適合車両の利用や交通量の規制等を行う。夜間における工事作業を制限する。
生物	工事終了後の裸地は周囲と同種の植物により再緑化する。減水区間には適切な維持流量を確保する。不法な樹木の伐採や密猟等を防止するために、監視所を設置する。
社会環境	切な補償を行うと同時に充分に計画された移住計画に基づき実施する。

13.6 環境対策費用

環境対策に関連する費用としては、影響緩和対策実施費用及び環境モニタリング計画実施費用がある。

影響緩和対策実施費用（Table 13.2）には、動植物、大気、水質、土壌、衛生の保全対策や住民移転に伴い発生する対策費用等が含まれ、総額Nu 211.56 million（約US$ 5.04 mil）が予定されている。

環境モニタリング計画実施費用（Table 13.3）には、水質や生態系、公衆衛生等をモニタリングする費用として、年間Nu 1.92 million（約US$ 0.046 mil.）が予定されている。

13.7 結 論

プロジェクトを実施する場合には、ブータン国が目指している国内産業の活性化による社会経済及び国民生活の向上に不可欠な、豊富な水力によるエネルギー源の開発を行うことが可能である。本計画を実施することにより、年間4,330 GWhの電力を創出し、約6,900,000,000 Nu／年（1.5 Nu/kwh計算）の電力収入がみこまれることとなる。また、雇用の創出や道路整備、工業等の他のセクターの成長を刺激することなど、地元経済に貢献するものである。

プロジェクト実施による環境への影響は、極力低減された設計となっており、最新の技術により緩和される。建設段階における影響は最小であると予測され、また、必要な影響緩和対策は全て実施される計画である。

一方、本プロジェクトを実施しない場合は、ブータン国にとって重要な施策のひとつである、インド国への電力輸出による外貨獲得のひとつの機会が失われることになるだろう。

Table 13.1 Final TOR for the Environmental Impact Assessment on Punatsangchhu Hydropower Project

Final TOR	Remarks
1. Executive Summary The summary will be a concise non-technical description of the salient features of the project, its alternatives if any, existing environment, anticipated environmental impacts and mitigation measures adequately and accurately covered.	An alternative of "doing nothing" will be compared with the proposed to see the merits and demerits between the two cases.
2. Policy, Legal and Administrative Framework - Government policy regarding power development - Legal and administrative framework for environmental assessment of a hydropower project	The item "Government policy regarding power development" may be omitted, if the same subject will have been covered by other part of the Feasibility Study.
3. Description of the Proposed Project Provide information on the following: a. Location of project-related development sites b. General layout of facilities at project-related development sites c. Main design specifications of the project d. Pre-construction activities e. Construction activities f. Project schedule g. Staffing and support system for construction and operation h. Facilities and services	To provide maps at appropriate scales to illustrate the general setting of project-related development sites, as well as surrounding areas likely to be environmentally affected. These maps will include topographic contours, as available, as well as locations of major surface waters, roads, town center and concerned villages, parks and preserves, and political boundaries, if any. Also to provide, as available, maps to illustrate existing land use, including industrial, residential, commercial and institutional development, agriculture, etc. The facility and services will mean those required for project staff members and workers during construction and operation. Examples are the dwellings, health services, etc. The access road(s) will also be described, if it would be constructed.

Final TOR	Remarks
4. Description of the Environment a. Physical Environment (a) Geology, Topography and Soils (b) Meteorology (c) Hydrology (d) Air Quality (e) Water Quality (f) Noise (g) Sediments b. Biological Environment (a) Terrestrial Flora and Fauna (b) Aquatic Flora and Fauna (c) Rare, endangered or protected species in the project areas and its vicinity c. Socioeconomic and Cultural Environment (a) Population Characteristics and Demographics (b) Occupation/Economic Activities (c) Land Use Pattern (d) Community structure (e) Employment and labor market (f) Recreation (g) Public health (h) Education (i) Cultural properties (j) Indigenous or ethnic peoples	To present, evaluate and assemble the baseline data on the environmental characteristics of the study area. The study area will include the project site area and its vicinity. The power transmission line route will also be covered to the extent meaningful and possible. It is noted that the area to be covered by each item listed in the left column will be defined on the required and meaningful basis. Therefore, the area for one item will be different from that of other item. The details will be clarified in the detailed scope of work for the EIA.

Final TOR	Remarks
5. Anticipated Environmental Impacts Potential environmental impacts will be identified for both of construction and operation phase3s. Also to be covered will be the potential impacts in connection with the power transmission line. a. Construction Phase a) Physical Environment (a) Geology, Topography and Soils (b) Air Quality (c) Hydrology and Water Quality (d) Noise b) Biological Environment (a) Terrestrial and aquatic flora/fauna c) Socioeconomic and Cultural Environment (a) Concerned Villages (b) Employment Issue (c) Economic Activities (d) Land Use (e) Public Health (f) Recreation/Cultural Properties b. Operation Phase a) Physical Environment (a) Geology, Topography and Soils (b) Hydrology (c) Water Quality (d) Sediment b) Biological Environment (a) Terrestrial and aquatic flora/fauna	Identify all significant changes which the project would incur. These would include changes in the following : employment opportunities, wastewater effluents, air emissions, land use, infrastructure, exposure to potential water-borne diseases, noise, traffic, socio-cultural behavior. Assess the impacts from changes brought about by the project on baseline environmental conditions as described above under section 4. In this analysis, distinguish between significant positive and negative impacts, direct and indirect impacts and immediate and long-term impacts. Also identify potential impacts which may occur in connection with the followings : (1) Potential impacts in connection with quarrying activity, construction of access road(s) and power transmission line (2) Potential impacts in connection with construction and operation of dwellings for project staff members and workers (3) Potential issues in connection with occupational health and safety (4) Potential air pollution during construction (5) Potential soil erosion (6) Potential impact analysis in connection with hypothetical dam failure or overflow due to extreme flooding

Final TOR	Remarks
c) Socioeconomic and Cultural Environment (a) Local Communities (b) Employment Issue (c) Economic Activities (d) Land Use (e) Public Health (f) Recreation/Cultural Properties c. Other Impacts During Construction and Operation Phase (a) Transmission Line (b) Dwellings and access road(s) (c) Hypothetical dam failure or overflow due to extreme flooding	
6. Mitigation Measures and Plans a. Measures and plans for potential physical impacts b. Measures and plans for potential biological impacts c. Measures and plans for potential socioeconomic and cultural impacts 1) People resettlement plan when deemed necessary 2) Compensations 3) Others	For the proposed project, will recommend feasible and cost-effective measures to prevent or mitigate potential significant negative impacts. Will also include the measures to address emergency response requirements for potential accidental events, if any. It must be noted that the "People resettlement and compensation plans" shall be prepared by the project proponent, i.e. the Hydrology Unit, Division of Power, Ministry of Trade & Industry, the Government of Bhutan. The JICA Study Team will assist the DOP for the preparation of the plans. It should also be noted that the plan(s) will usually become a key issue of the EIA which will be paid attention by potential funding organization(s) in future.
7. Environmental Monitoring Plan Prepare a basic plan to monitor the implementation of mitigation measures and the potential impacts of the project during construction and operation.	

Final TOR	Remarks
8. Cost-Benefit Analyses for taking certain measures which would require balance between cost and benefit	
9. Comparison between the Project and the "doing nothing" cases for their merits and demerits	
10. Conclusion and Recommendations	
11. List of References	

Table 13.2 Cost for implementing Environmental Management Plan

S. No.	Item	Cost (Nu million)
1	Maintenance of Environmental Cell	31.08
2	Stabilization of muck disposal sites	25.00
3	Environmental Management in road construction	10.00
4	Construction of settling tanks	0.50
5	Sanitary facilities in labor camps	5.25
6	Control of air pollution	2.00
7	Solid waste collection & disposal system	3.00
8	Compensatory afforestation	20.35
9	Wildlife conservation	38.58
10	Sustenance of riverine fisheries	8.00
11	Resettlement and Rehabilitation (R&R)	2.20
12	Control of water-related diseases	61.00
	Sub-total	206.96
(13)	*Area development activity (ADA)	4.60
	Total	211.56

* - Cost for ADA is just a sample and may categorised as a part of additional support item.

Table 13.3 Cost for implementing Environmental Monitoring Program

S. No.	Item	Cost (Nu million/year)
1	Soil quality	0.10
2	Water quality	0.08
3	Ecology	0.50
4	Riverine fisheries and aquatic ecology	0.50
5	Public health	0.50
	Sub-total	1.68
(6)	*Scholarship to students (as part of ADA)	0.24
	Total	1.92

* - Cost for scholarship is just a sample and may categorised as a part of additional support item.

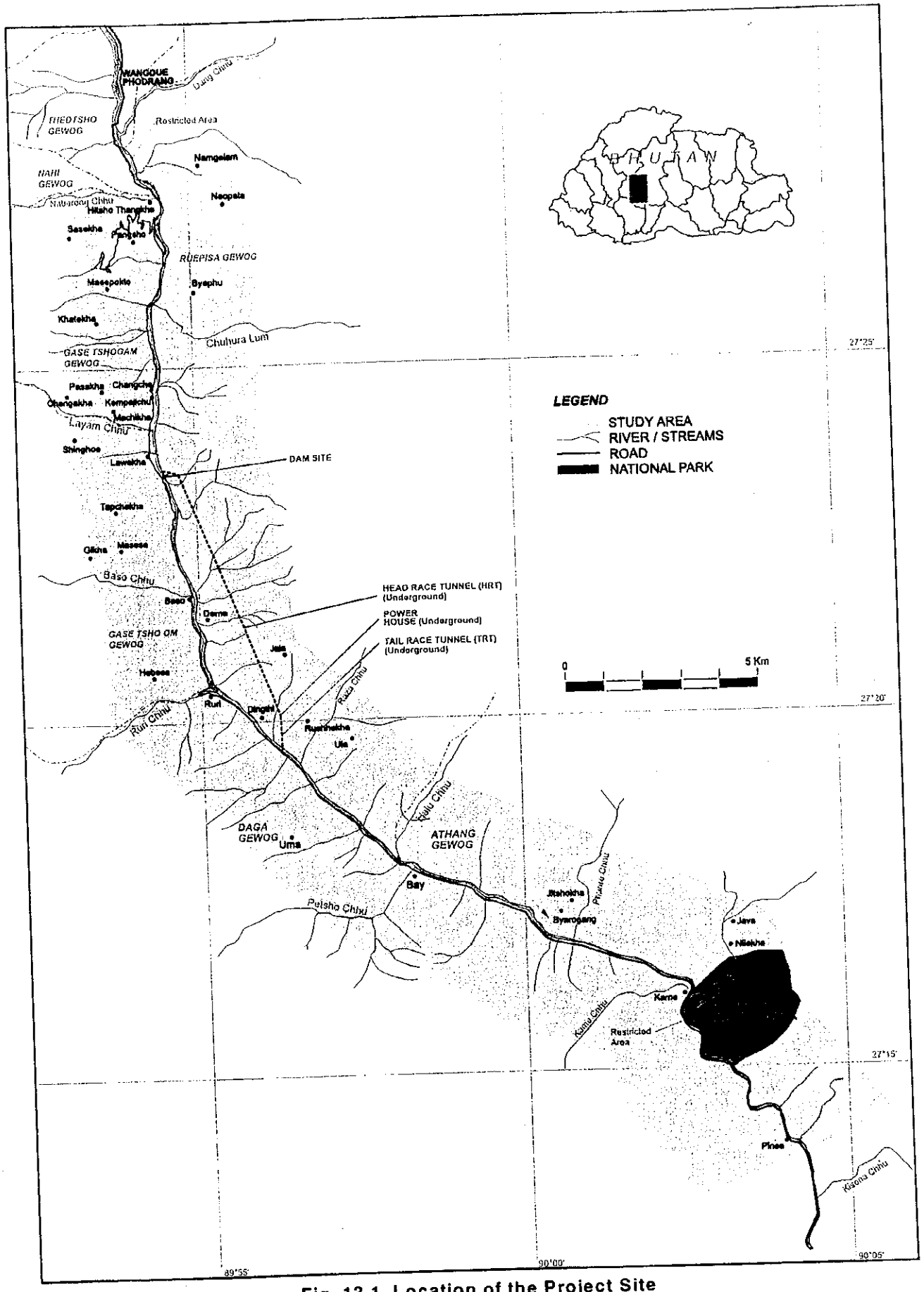
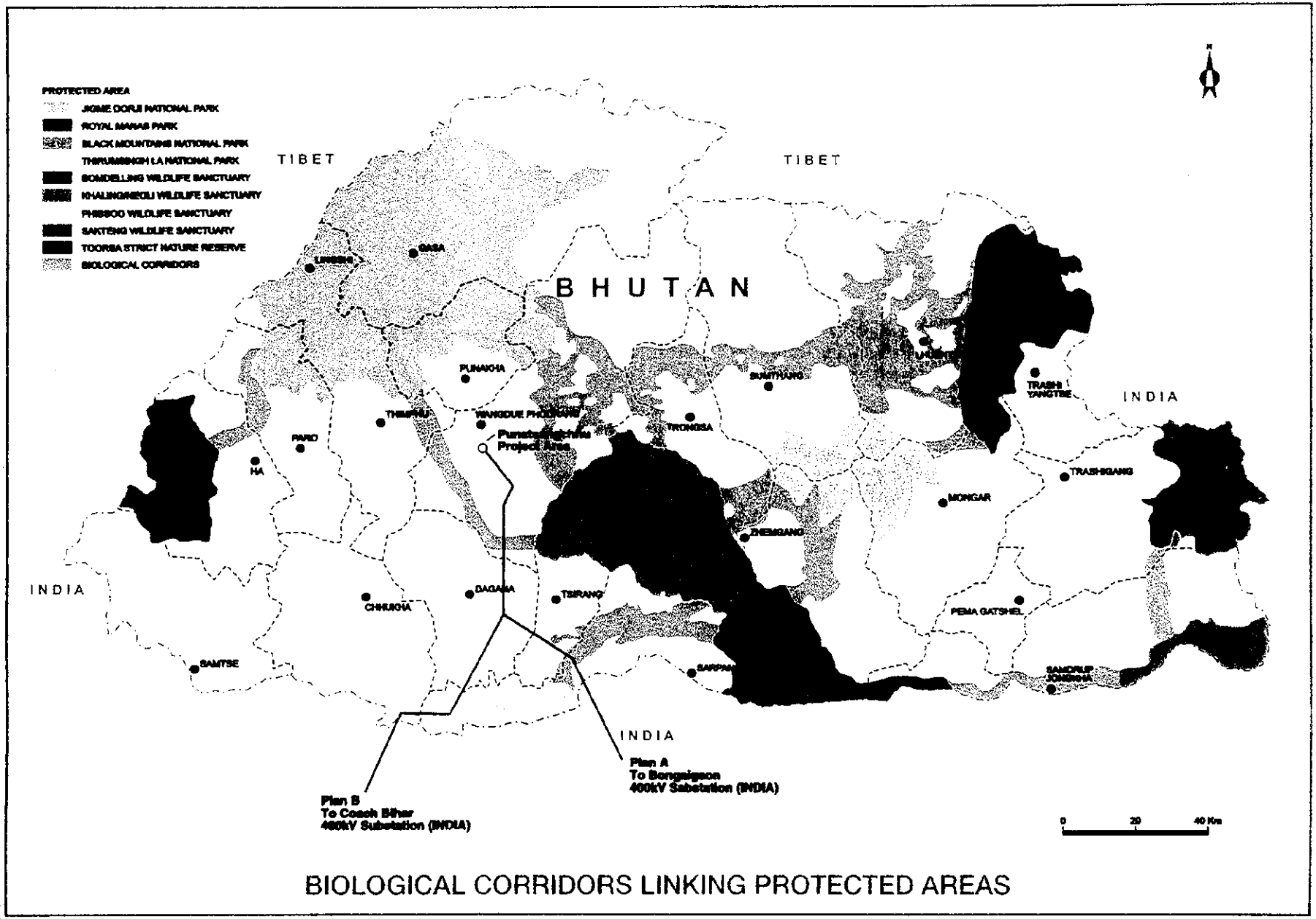


Fig. 13.1 Location of the Project Site



BIOLOGICAL CORRIDORS LINKING PROTECTED AREAS

Fig. 13.2 Transmission Line Route

第14章　経済および財務評価

目　次

頁

第14章　経済および財務評価 14-1
14.1　経済評価 14-1
14.1.1　評価手法 14-1
14.1.2　本計画の経済費用 14-2
14.1.3　本計画の経済便益 14-4
14.1.4　経済評価 14-7
14.2　財務評価 14-8
14.2.1　評価手法 14-8
14.2.2　本計画の財務費用および便益 14-8
14.2.3　財務評価 14-8
14.3　感度分析 14-9
14.3.1　便益：売電収入 14-9
14.3.2　便益：代替火力費用 14-10

第14章　経済および財務評価

14.1　経済評価

14.1.1 評価手法

(1)　経済評価手法

経済評価はある計画を実施することに伴う経済的インパクトを国家経済の観点から計測することを目的としている。本計画では通常使用されているキャッシュ割引フロー法により経済価格によって表わされた費用と便益の比較を行なう。

本手法による基本的なアプローチは以下の通りである。まずキャッシュアウトフロー（費用）およびインフロー（便益）をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度に支出される費用・便益を、割引率を使用してプロジェクト初年度における現在価値を算出し、プロジェクト期間における現在価値の総費用と総便益を比較する。

評価指標は純現在価値、便益費用比率、および経済的内部収益率（EIRR）とする。EIRRは二つのキャッシュフローの現在価値が同額になるように設定された割引率であり、プロジェクトから期待される収益率を表わす。EIRRは以下の式により表わされる。

$$\sum_{t=0}^{n} C_t / (1+r)^t - \sum_{t=0}^{n} B_t / (1+r)^t = 0$$

ここで、　Ct　＝費用
　　Bt　＝便益
　　t　＝年
　　n　＝プロジェクト期間（年）
　　r　＝割引率（＝ＥＩＲＲ）

(2)　前提条件

DoPとの協議の結果、ブータンにおける他電力案件における数値を参考にし、以下の数値を本計画の評価にあたっての前提条件として使用した。

■　資本の機会費用

資本の機会費用とは投資を行なう際の基準となる利子率である。ここではPower System Master Planでも使用されている10%を採用する。

■ 割引率

割引率は10%とする。なお、感度分析として、8%および12%を使用する。

■ シャドウプライス

本計画において、シャドウプライスを算出するための標準変換係数は1.0を採用する。その理由は、以下の通りである。ブータンにおける産業は充分に成熟しておらず、本計画実施に当たり必要とされる建設資材のほとんどはインドを始め諸外国からの輸入となる。これに加えて、内貨分の主要項目の一つである未熟練労働者については、ブータン国民の伝統的な雇用および生活形態をできるだけ守るため、一時的な建設工事へのブータン人の雇用は限られたものとなっており、その多くはインドから調達されているという実態がある。この様な状況を考慮すると、ほとんどのインプットが外国からの調達ということになり、大部分のインプットは国境価格で表示されていると見なすことができるためである。

■ 耐用年数

各設備の耐用年数は以下の通りとする。

項　目	年
土木設備	50年
水力機器、電気機器	35年
送 電 線	30年

■ 計算期間

計算期間については57年間とする。これは土木設備の耐用年数である50年プラス建設期間（準備工事期間を含む）7年である。

14.1.2 本計画の経済費用

本計画の経済費用は第12章で市場価格により積算されているプロジェクト費用から計算される。建設費に加え運転維持費が費用ストリームに計上される。経済価格算出方法は以下の通りである。

外貨分（輸入品）

税金および補助金（輸入税、付加価値税）等の移転項目の除外。

内貨分１（貿易財）

輸出価格の適用

税金および補助金（輸入税、付加価値税）等の移転項目の除外。

内貨分２（非貿易財）

市場価格に標準変換係数を適用

税金および補助金（輸入税、付加価値税）等の移転項目の除外。

ただし、第12章記載の工事費にはこれらの移転項目が計上されていないことから、内貨分に1.0の標準変換係数を適用することにとどめる。従って、本計画においては、第12章で見積もられた工事費をそのまま経済価格とみなして評価を行なう。

1) 初期投資額

各設備ごとの初期投資額をTable 14.1に示す。主な項目ごとの年別投資額は以下の通りである。この中には技術管理費および予備費を含む。（ただし、７年目は保留金解除に伴う支払い額である。）

(単位：1000US$)

	土木設備	水力・電気機器	送 電 線
－１年目	13,970	0	0
１年目	84,326	3,308	554
２年目	58,048	40,176	7,392
３年目	113,290	8,996	18,058
４年目	97,601	71,857	17,432
５年目	52,728	95,843	0
６年目	4,572	55,478	0
７年目	37,034	27,566	4,662
合　計	461,570	303,224	48,098

2) 運転維持費

運転維持費は各工事の建設費に一定の率をかけて年間所要金額を算出する。

(単位：1000US$)

項　目	建　設　費	経費率	金　額
土木工事費	461,570	0.5%	2,307.9
発電所工事費	303,224	1.5%	4,548.4
送電線工事費	48,098	1.5%	721.5

14.1.3 本計画の経済便益

本計画のようなプロジェクトにおいて適切であろうと考えられる以下二種類の便益を使用した。一つはインドへの売電収入であり、もう一つは"with project"と"without project"の観点から計測される代替火力費用である。

1) 売電収入

本計画の目的は発生電力をインドへ輸出することであり、それによってブータンとしては外貨獲得が可能となる。従って、売電収入額を本計画の直接的な経済的便益として計測することができる。

現時点において、同様にインドへの売電を目的としたChhukha水力発電所が存在し、Nu. 1.5 /kWhの単価により電力輸出を行なっている。従って、ここではChhukha発電所のキロワット時あたりの電力料金単価をインドへの輸出単価として採用する。なお、ドル貨への換算は直近の料金改定が行なわれた1999年6月の平均為替レートUS$1 = Nu. 43.08を使用した（Nu.1.5 /kWh = US3.482 cents/kWh）。

基準として採用したNu.1.5 /kWhの価格は、Chhukha発電所の現行売電単価（1999年改定）である。Chhukha発電所の特徴は、その建設に当たり、建設費の60 %相当の無償資金がインドから供与されていることであり、「発電原価」は低くなっている。一方、インドへの売電単価については、当初一次電力と二次電力の二本立て料金だったものを1990年に一本化し、1993年以降２年毎に料金改定を行なっている。

(単位Chetrum/kWh)

改定年月	一次電力	二次電力	備　考
1998年	27	13.5	4年間有効
1990年1月	27	27	一　本　化
1993年1月	37	37	
1995年5月	50	50	
1997年4月	100	100	
1999年6月	150	150	

1990年から1999年の値上げを年率に換算すると、約20%にも及ぶ。今後とも同様な率での改定が行なわれるかどうかは不明であるが、当初Chhukha発電所売電契約書によると料金改定は主にO&M費の上昇およびインド東部・北東地域の発電コスト上昇を考慮して行われる、とされている。従って、Nu.1.5 /kWhは現時点におけるインドへの輸出単価としては、その下限値であると推定することができる。

なお、販売可能電力量は所内率等およびインドの変電所までの送電損失を差し引いたものとする。また、ここでは5年目に半分（初号機から3号機）が、6年目に4から6号機が運転を開始するという前提で計算を行なった。全号機運転開始後の年間予想収入額は以下の通りとなる。

項　目	内　容
売　電　単　価	US$0.03482 /kWh
発 生 電 力 量	4,330 GWh
損　失　率	4.55 %
販売可能電力量	4,133 GWh
売 電 収 入 額	143,933千ドル

2) 代替火力計画費用

本計画が実現されない場合、その代わりとしてインドへの売電を目的として建設されるであろう本計画と同等のサービスを提供し得る代替発電計画の経済費用をもって本計画の経済的便益とする。コストとして代替発電所建設費、O&M費（燃料費込み）を見積もる。本計画の電力供給パターン特性を反映して、ガスタービン発電所および石炭火力発電所を代替火力プラントとして選定した。なお、代替火力発電設備の設置場所はインドとの国境付近かつインドへの送電線への接続が容易な場所と仮定した。

技術諸元を以下に示す。詳しくはTable 14.2参照。

項 目	ガスタービン発電所	石炭火力発電所
設備出力	118 MW	876 MW
建 設 費	44,669千ドル	788,406千ドル
耐用年数	15年	25年
設備利用率	22.8 % (2000 h)	56 % (4900 h)

なお、評価地点についてはインドの一次変電所入り口とした。従って、国境から変電所までの送電線費用（亘長はプナチャンチュ計画と同じ60 kmと仮定した。）を見積もった。

a) 代替火力発電設備等建設費

代替火力設備および関連送電線の初期投資費用は以下の通りである。

(単位：1000 US$)

項 目	GT発電所	石炭火力発電所	送電線
1年目	20,101	39,420	—
2年目	24,568	78,841	3,405
3年目	—	157,681	7,739
4年目	—	236,522	7,471
5年目	—	275,942	—
7年目	—	—	1,998

b) 代替火力発電設備等のO & M費

代替火力設備の年間O & M費は建設費に比率を乗じて算出する。

(単位：1000 US$)

項 目	建設費	比 率	O & M費
ガスタービン発電所	44,669	3 %	1,340
石炭火力発電所	788,406	5 %	39,420
送 電 線	20,613	1.5 %	309

c) 代替火力の燃料費

代替火力設備の年間燃料費は以下の通りである。

(単位：1000 US$)

項　目	単　価	燃料費
ガスタービン発電所	0.0064 /GJ	16,529
石炭火力発電所	0.0225 /ton	52,213

14.1.4 経済評価

計画開始年の経済費用の総現在価値は571,421千ドルである(割引率10%、以下同じ)。売電収入を便益とした場合の経済便益の総現在価値は769,240千ドルである。従って純現在価値（B－C）は197,819千ドル、B/Cは1.35と計算される。経済的内部収益率（EIRR）は13.1 %となった。(Table 14.3参照)

一方、代替火力費用を便益とした場合の経済便益の総現在価値は1,131,015千ドルである。従って純現在価値(B－C)は571,421千ドル、B/Cは1.98と計算される。経済的内部収益率(EIRR)は29.8 %となった。(Table 14.4参照)

純現在価値（NPV: B－C）、便益費用比率（B/C）および経済的内部収益率（EIRR）の各指標をまとめると以下に示す通りである。

	便　益		評価基準	割引率
	売電収入	代替火力		
NPV	430,524	812,385	＞ 0	8 %
	197,819	559,594	＞ 0	10 %
	55,789	395,264	＞ 0	12 %
B/C	1.67	2.27	＞ 1	8 %
	1.35	1.98	＞ 1	10 %
	1.11	1.76	＞ 1	12 %
EIRR	13.1 %	29.8 %	＞ 資本の機会費用	

ここで注目されるのは、売電収入を便益とした場合の指標が、代替火力のそれと比較して、低めの数値を示していることである。これは上記「売電収入」の項目で説明されているように、輸出単価の下限値と想定される単価を採用していることに起因するものとものと思われる。いずれにせよ、この低めに算出された値を含め、どの指標も評価基準値を超えており、本計画は経済的に健全なプロジェクトであると判断される。

14.2 財務評価

14.2.1 評価手法

財務評価はある計画が企業会計の立場から見て成立するかどうかを検討する。分析手法としては キャッシュ割引フロー法を採用する。本手法による基本的なアプローチは以下の通りである。ここでは市場価格による建設・O&M費を費用、売電収入を便益とし、キャッシュ・アウトフロー（費用）およびインフロー（便益）をプロジェクト期間全体にわたり年別に展開する。次に各年度の費用を計画初年度における現在価値に直し、プロジェクト期間の総費用と総便益を比較する。評価指標として資金調達形態にかかわらずプロジェクト本来の収益性を評価するための、総資本財務的内部収益率（FIRR on investment）を算出する。

14.2.2 本計画の財務費用および便益

(1) 財務費用

本計画の財務費用は市場価格による初期投資額、機器更新費用およびO＆M費である。このうち初期投資額および機器更新費用については第12章記載の工事費を採用した。

O＆M費については初期投資額に一定に比率を乗じて算出した。

(2) 財務便益

本計画の財務便益は電力販売収入である。ここではChhukha発電所のキロワット時あたりの現行電力料金単価をインドへの輸出単価として採用する。なお、ドル貨への換算は料金改定が行なわれた1999年6月の平均為替レートUS$1 = Nu. 43.08を使用した（Nu.1.5 /kWh = US 3.482 cents/kWh）。これに販売可能電力量（4,133.6 GWh）を乗じて得られる年間の売電収入額143,933千ドルを年間の財務便益として使用する。

14.2.3 財務評価

総資本に対する財務的内部収益率(FIRR)を財務収入に基づき計算した（Table 14.5参照）。財務評価の結果を以下に示す。なお、本計画の場合、14.1.2「経済費用」の項目で説明されている通り、建設関連インプットのほとんどを輸入する必要があり、移転項目も無いことから財務価格と経済価格の違いがない。従って、結果的にFIRRについては電力輸出に伴う収入を経済便益とした場合のEIRRと同じものとなっている。

項　目	計算結果	評価基準
FIRR	13.1 %	＞　借入金利

財務的に本計画は財務的に健全なプロジェクトであると判断される。

14.3 感度分析

経済分析および財務分析の各指標に関して、前提条件が悪い方向に変化した場合の感度分析を行なった。検討を行なった項目は以下の通りである。なお、売電単価については採用した単価が下限値であるとの理解から、感度分析の対象からは外した。

検討項目

- 発生電力量の減少
- 代替火力便益（建設費・O＆M費・燃料費）の減少
- 建設費の増加

14.3.1 便益：売電収入

売電収入を便益とした場合に関し、以下のケースを想定して感度分析を行なった。なお、割引率は10％を使用した。

1) 発生電力量が10％減少した場合
2) 発生電力量が20％減少した場合
3) 建設費が10％増加した場合
4) 建設費が20％増加した場合
5) 発生電力が10％減少し、建設費が10％増加した場合
6) 発生電力が10％減少し、建設費が20％増加した場合

項　目	NPV	B／C	EIRR	FIRR
ケース1	120,895	1.21	12.0％	12.0％
ケース2	43,971	1.08	10.7％	10.7％
ケース3	141,203	1.22	12.1％	12.1％
ケース4	84,587	1.12	11.2％	11.2％
ケース5	64,279	1.10	11.0％	11.0％
ケース6	7,663	1.01	10.1％	10.1％

以上から、前提条件が悪化した場合においても本計画は経済･財務的に健全なプロジェクトであると判断できる。

14.3.2 便益：代替火力費用

代替火力費用を便益とした場合に関し、以下のケースを想定して感度分析を行なった。なお、割引率は10％を使用した。

1) 代替便益が10％減少した場合
2) 代替便益が20％減少した場合
3) 建設費が10％増加した場合
4) 建設費が20％増加した場合
5) 代替便益が10％減少し、建設費が10％増加した場合
6) 代替便益が10％減少し、建設費が20％増加した場合

項　目	NPV	B／C	EIRR
ケース1	303,975	1.59	25.1％
ケース2	212,677	1.41	20.8％
ケース3	345,068	1.61	25.7％
ケース4	294,872	1.48	22.4％
ケース5	253,644	1.45	21.7％
ケース6	203,317	1.33	18.9％

以上から、前提条件が悪化した場合においても本計画は経済･財務的に健全なプロジェクトであると判断できる。

Table 14.1 Initial Investment Cost

(unit: 1000 US dollars)

Item		-1st year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year	6th year	7th year	Total
1. Civil Works (including Preparatory Works and Land Acquisition)										
a) Subtotal	FC	700	44,953	41,015	88,450	72,904	36,829	1,028	31,346	317,225
	LC	11,300	27,212	5,926	7,041	5,755	2,772	77	2,359	62,443
	Total	12,000	72,165	46,941	95,491	78,659	39,601	1,105	33,706	379,668
b) Eng & Admin	FC	560	3,597	4,496	5,056	7,157	6,667	2,441	0	29,973
	LC	140	898	1,124	1,264	1,789	1,666	611	0	7,493
	Total	700	4,495	5,620	6,320	8,947	8,333	3,051	0	37,467
c) Contingency	FC	126	4,855	4,757	10,507	9,107	4,350	347	3,101	37,149
	LC	1,144	2,811	730	973	888	444	69	228	7,287
	Total	1,270	7,666	5,487	11,479	9,996	4,793	416	3,329	44,435
d) Total	FC	1,386	53,405	50,268	104,012	89,169	47,845	3,815	34,447	384,347
	LC	12,584	30,921	7,780	9,278	8,433	4,882	757	2,587	77,223
	Total	13,970	84,326	58,048	113,290	97,601	52,728	4,572	37,034	461,570
2. Hydraulic Equipment										
a) Subtotal	FC	0	0	8,685	432	19,600	32,664	16,783	8,685	86,848
	LC	0	0	965	48	2,178	3,629	1,865	965	9,650
	Total	0	0	9,650	480	21,778	36,293	18,648	9,650	96,498
b) Eng & Admin	FC		926	1,158	1,467	1,930	1,544	695	0	7,720
	LC		232	289	367	482	386	174	0	1,930
	Total		1,158	1,447	1,833	2,412	1,930	868	0	9,650
c) Contingency	FC		93	984	190	2,153	3,421	1,748	868	9,457
	LC		23	125	41	266	402	204	96	1,158
	Total		116	1,110	231	2,419	3,822	1,952	965	10,615
d) Total	FC	0	1,019	10,827	2,089	23,683	37,628	19,226	9,553	104,025
	LC	0	255	1,380	456	2,926	4,417	2,242	1,061	12,738
	Total	0	1,274	12,207	2,545	26,609	42,045	21,468	10,615	116,763
3. Electromechanical Equipment										
a) Subtotal	FC	0	0	20,804	2,643	33,554	41,243	26,579	13,869	138,690
	LC	0	0	2,312	294	3,728	4,583	2,953	1,541	15,410
	Total	0	0	23,115	2,937	37,282	45,825	29,532	15,410	154,100
b) Eng & Admin	FC		1,479	1,849	2,342	3,082	2,466	1,110	0	12,328
	LC		370	462	586	771	616	277	0	3,082
	Total		1,849	2,312	2,928	3,853	3,082	1,387	0	15,410
c) Contingency	FC		148	2,265	499	3,664	4,371	2,769	1,387	15,102
	LC		37	277	88	450	520	323	154	1,849
	Total		185	2,543	586	4,113	4,891	3,092	1,541	16,951
d) Total	FC	0	1,627	24,918	5,484	40,299	48,079	30,457	15,256	166,120
	LC	0	407	3,051	967	4,949	5,719	3,554	1,695	20,341
	Total	0	2,034	27,969	6,451	45,248	53,798	34,010	16,951	186,461
4. Transmission Line										
a) Subtotal	FC	0	0	5,670	14,400	13,950	0	0	3,780	37,800
	LC	0	0	630	1,600	1,550	0	0	420	4,200
	Total	0	0	6,300	16,000	15,500	0	0	4,200	42,000
b) Eng & Admin	FC		403	504	1,277	1,176			0	3,360
	LC		101	126	319	294			0	840
	Total		504	630	1,596	1,470			0	4,200
c) Contingency	FC		40	412	412	412			412	1,687
	LC		10	50	50	50			50	212
	Total		50	462	462	462	0	0	462	1,898
d) Total	FC	0	444	6,586	16,088	15,538	0	0	4,192	42,847
	LC	0	111	806	1,970	1,894	0	0	470	5,252
	Total	0	554	7,392	18,058	17,432	0	0	4,662	48,098
5. Grand Total	FC	1,386	56,495	92,599	127,673	168,688	133,552	53,498	63,448	697,338
	LC	12,584	31,693	13,018	12,671	18,202	15,018	6,553	5,814	115,554
	Total	13,970	88,188	105,617	140,344	186,890	148,570	60,051	69,262	812,892

Table 14.2 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification

Item	Unit	Gas Turbine		Coal-fired Thermal		Punatsangchhu Hydro	
Installed Capacity	MW	117.6		876.0		870.0	
Dependable Capacity	MW	117.6		876.0		859.0	
Losses	%					5.5%	
Effective Dependable Capacity	MW	92.5		719.2		811.7	
Annual Energy Production	MWh	234,781		4,297,336		Firm	1,268,000
	MWh					Sec.	3,062,000
Losses		kW	kWh	kW	kWh	kW	kWh
Station Service Use	%	5.0%	5.0%	8.0%	9.0%	0.3%	0.3%
Forced outage	%	10.0%	-	3.0%	-	0.3%	0.3%
Scheduled outage	%	8.0%	-	8.0%	-	2.0%	2.0%
Transmission loss	%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	2.0%
Annual Available Energy	GWh	223.0		3,910.6		4,133.6	
(Firm Energy)	GWh	223.0		987.4		1,210.5	
(Secondary Energy)	GWh	0		2,923.1		2,923.1	
Annual Plant Factor	%	22.8		56.0		46.7	
Service life	year	15		25		50 (civil)	
						35 (equipment)	
Fuel consumption ratio		11 MJ/kWh		0.54 kg/kWh		-	
Unit fuel price	US$	0.0064 /MJ		0.0225 /kg		-	
Unit construction cost	US$/kW	380		900		-	
Constrcution cost	1000US$	44,669		788,406		-	
O&M cost ratio	%	3.0		5.0		-	
O&M cost per year	1000US$	1,340		39,420		-	
Fuel cost per year	1000US$	16,529		52,213		-	

Table 14.3 Economic Evaluation (Tariff)

(Unit: 1000 US dollars)

No.	COST				BENEFIT			B - C
	Construction Cost	T/L Cost	O & M Cost	Total	Energy Generation (MWh) Firm	Energy Generation (MWh) Secondary	Total	
-7	13,970	0		13,970			0	-13,970
-6	87,635	554		88,189			0	-88,189
-5	98,224	7,392		105,616			0	-105,616
-4	122,286	18,058		140,344			0	-140,344
-3	169,458	17,432		186,890			0	-186,890
-2	148,571	0		148,571			0	-148,571
-1	60,050	0	3,789	63,839	605,246	1,461,563	71,966	8,128
1	64,600	4,662	7,578	76,840	1,210,491	2,923,127	143,933	67,093
2			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
3			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
4			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
5			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
6			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
7			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
8			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
9			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
10			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
11			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
12			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
13			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
14			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
15			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
16			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
17			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
18			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
19			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
20			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
21			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
22			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
23			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
24		554	7,578	8,132	1,210,491	2,923,127	143,933	135,801
25		7,392	7,578	14,970	1,210,491	2,923,127	143,933	128,963
26		18,058	7,578	25,636	1,210,491	2,923,127	143,933	118,297
27		17,432	7,578	25,010	1,210,491	2,923,127	143,933	118,923
28		0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
29	0	0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
30	32,765	4,662	7,578	45,004	1,210,491	2,923,127	143,933	98,928
31	3,417		7,578	10,994	1,210,491	2,923,127	143,933	132,938
32	59,059		7,578	66,637	1,210,491	2,923,127	143,933	77,296
33	82,118		7,578	89,695	1,210,491	2,923,127	143,933	54,237
34	48,180		7,578	55,757	1,210,491	2,923,127	143,933	88,175
35	25,060		7,578	32,637	1,210,491	2,923,127	143,933	111,295
36			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
37			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
38			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
39			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
40			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
41			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
42			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
43			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
44			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
45			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
46			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
47			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
48			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
49			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
50	-107,399	-32,066	7,578	-131,887	1,210,491	2,923,127	143,933	275,820
Total	907,992	64,131	382,673	1,354,796	61,129,818	147,617,903	7,268,596	5,913,799

i = 10%	PV (Cost):	571,421		PV (Benefit):	769,240	197,819
					NPV	**197,819**
		Firm	Secondary		**B/C**	**1.35**
	Tariff (US$/MWh):	34.82	34.82		**EIRR**	**13.1%**

Table 14.4 Economic Evaluation (Alternative Thermal)

(Unit: 1000 US dollars)

No.	Cost: Punatsangchhu Hydropower				Benefit: Alternative Thermal Power Project							B - C
	Construction Cost	T/L Cost	O & M Cost	Total Cost	Gas Turbine Plant			Coal fired Power Plant *			Total	
					Construction Cost	O & M Cost	Fuel Cost	Construction Cost	O & M Cost	Fuel Cost		
-7	13,970	0		13,970							0	-13,970
-6	87,635	554		88,189							0	-88,189
-5	98,224	7,392		105,616				42,826			42,826	-62,790
-4	122,286	18,058		140,344				86,580			86,580	-53,764
-3	169,458	17,432		186,890				165,152			165,152	-21,738
-2	148,571	0		148,571	20,101			236,522			256,623	108,052
-1	60,050	0	3,789	63,839	24,568	670	8,264	275,942	19,865	26,106	355,415	291,577
1	64,600	4,662	7,578	76,840		1,340	16,529	1,998	39,729	52,213	111,809	34,969
2			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
3			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
4			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
5			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
6			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
7			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
8			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
9			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
10			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
11			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
12			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
13			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
14			7,578	7,578	20,101	1,340	16,529		39,729	52,213	129,912	122,334
15			7,578	7,578	24,568	1,340	16,529		39,729	52,213	134,379	126,801
16			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
17			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
18			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
19			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
20			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
21			7,578	7,578		1,340	16,529	39,420	39,729	52,213	149,231	141,653
22			7,578	7,578		1,340	16,529	78,841	39,729	52,213	188,651	181,073
23			7,578	7,578		1,340	16,529	157,681	39,729	52,213	267,492	259,914
24		554	7,578	8,132		1,340	16,529	236,522	39,729	52,213	346,332	338,200
25		7,392	7,578	14,970		1,340	16,529	279,348	39,729	52,213	389,158	374,188
26		18,058	7,578	25,636		1,340	16,529	7,739	39,729	52,213	117,550	91,914
27		17,432	7,578	25,010		1,340	16,529	7,471	39,729	52,213	117,281	92,272
28		0	7,578	7,578		1,340	16,529	0	39,729	52,213	109,811	102,233
29	0	0	7,578	7,578	20,101	1,340	16,529	0	39,729	52,213	129,912	122,334
30	32,765	4,662	7,578	45,004	24,568	1,340	16,529	1,998	39,729	52,213	136,377	91,372
31	3,417		7,578	10,994		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	98,816
32	59,059		7,578	66,637		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	43,174
33	82,118		7,578	89,695		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	20,115
34	48,180		7,578	55,757		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	54,053
35	25,060		7,578	32,637		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	77,173
36			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
37			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
38			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
39			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
40			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
41			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
42			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
43			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
44			7,578	7,578	20,101	1,340	16,529		39,729	52,213	129,912	122,334
45			7,578	7,578	24,568	1,340	16,529		39,729	52,213	134,379	126,801
46			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
47			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
48			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
49			7,578	7,578		1,340	16,529		39,729	52,213	109,811	102,233
50	-107,399	-32,066	7,578	-131,887	-29,779	1,340	16,529		39,729	52,213	80,031	211,918
Total	907,992	64,131	382,673	1,354,796	148,897	67,674	834,694	1,618,038	1,946,735	2,558,419	7,312,371	5,957,574

i = 10% PV (Cost) 571,421 PV (Benefit): 1,131,015 559,594

NPV	559,594
B/C	1.98
EIRR	29.8%

* Note: Coal fired plant cost includes transmission line cost.

Table 14.5 Financial Evaluation

(Unit: 1000 US dollars)

No.	COST				BENEFIT			B - C
	Construction Cost	T/L Cost	O & M Cost	Total	Energy Generation (MWh) Firm	Energy Generation (MWh) Secondary	Total	
-7	13,970	0		13,970			0	-13,970
-6	87,635	554		88,189			0	-88,189
-5	98,224	7,392		105,616			0	-105,616
-4	122,286	18,058		140,344			0	-140,344
-3	169,458	17,432		186,890			0	-186,890
-2	148,571	0		148,571			0	-148,571
-1	60,050	0	3,789	63,839	605,246	1,461,563	71,966	8,128
1	64,600	4,662	7,578	76,840	1,210,491	2,923,127	143,933	67,093
2			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
3			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
4			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
5			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
6			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
7			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
8			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
9			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
10			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
11			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
12			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
13			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
14			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
15			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
16			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
17			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
18			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
19			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
20			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
21			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
22			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
23			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
24		554	7,578	8,132	1,210,491	2,923,127	143,933	135,801
25		7,392	7,578	14,970	1,210,491	2,923,127	143,933	128,963
26		18,058	7,578	25,636	1,210,491	2,923,127	143,933	118,297
27		17,432	7,578	25,010	1,210,491	2,923,127	143,933	118,923
28		0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
29	0	0	7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
30	32,765	4,662	7,578	45,004	1,210,491	2,923,127	143,933	98,928
31	3,417		7,578	10,994	1,210,491	2,923,127	143,933	132,938
32	59,059		7,578	66,637	1,210,491	2,923,127	143,933	77,296
33	82,118		7,578	89,695	1,210,491	2,923,127	143,933	54,237
34	48,180		7,578	55,757	1,210,491	2,923,127	143,933	88,175
35	25,060		7,578	32,637	1,210,491	2,923,127	143,933	111,295
36			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
37			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
38			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
39			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
40			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
41			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
42			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
43			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
44			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
45			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
46			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
47			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
48			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
49			7,578	7,578	1,210,491	2,923,127	143,933	136,355
50	-107,399	-32,066	7,578	-131,887	1,210,491	2,923,127	143,933	275,820
Total	907,992	64,131	382,673	1,354,796	61,129,818	147,617,903	7,268,596	5,913,799
i = 10%			PV (Cost):	571,421		PV (Benefit):	769,240	197,819
					Firm	Secondary		
			Tariff (US$/MWh):		34.82	34.82	FIRR	13.1%

第15章　資　金　調　達

目　次

頁

第15章　資金調達 15-1
15.1　概　要 15-1
15.2　資金調達における課題 15-2
15.2.1　所要資金 15-2
15.2.2　調達における課題 15-2
15.3　資金調達シナリオ 15-3
15.3.1　想定される資金ソース 15-3
15.3.2　資金調達シナリオ 15-4
15.4　ケーススタディー 15-7
15.4.1　検討方法 15-7
15.4.2　シナリオA（既設水力発電所方式） 15-8
15.4.3　シナリオB（BOT/IPPベース） 15-9
15.4.4　シナリオC（地域対象ODA） 15-10
15.4.5　感度分析 15-11
15.5　電力セクターに関する提言 15-13
15.6　開発シナリオのまとめ 15-13

第15章　資金調達

15.1　概　要

プナチャンチュ水力発電計画は、ブータン国における現有発電設備(356.67 MW、1998/99年)の約2.5倍に相当する設備出力870 MWの発電所建設によって、年間4,330 GWhの電力をインド国に輸出することで外貨収入を得て、国家の財政基盤の強化を目的とした国家プロジェクトである。

この計画は、これまでの検討から技術的、経済的にフィジブルであり、いろいろな面でブータン国およびインド国にとって、非常に優れたプロジェクトであるということが出来る。その主なものは、次の通りである。

- 建設コストに関しては、kWh当たりの発電コストは、現在運転中のChhukha水力発電所の発電コストおよび2006/2007年に運転開始される予定のTala水力発電所の発電コストと比較しても十分競争できるレベルである。
- 調整池の規模が小さく、従って水没面積は少ない、住民移転がほとんどないことなど、環境面でも計画実施上の問題が極めて少ない、極めて稀なプロジェクトである。
- また、地球温暖化ガス削減に関しても、この計画を実施することにより、インド国における火力発電による発電電力量を削減できるので、結果として二酸化炭素（CO_2）、硫黄酸化物（SO_X）、窒素酸化物（NO_X）等の削減に寄与することが出来る。
- この電力輸出計画による売電収入によってブータン国の経済基盤を強化することで、国民の生活水準向上に向けた様々な施策の実施に弾みをかけることが期待出来る。
- インド国としては、インド東部電力系統へのピーク電力の供給源として重要な役割を果たすと共に、豊水期の安価な電力供給は、インド国の電力コストを引き下げるという役割を担うこととなる。
- インド国の超高圧送電線網が整備されれば、電力不足が深刻なウッタルプラディッシュ州を代表とする北部地域、さらに西部地域との系統連系が実現し、系統で不足しているへの電力供給が出来るようになる。

しかしながら、ブータン国の経済規模に比較して、巨大資金を必要とするプナチャンチュ水力発電計画を実施する為には、解決すべき課題が多く、計画実施への道は、かなり厳しいものがある。

以下、これらの問題点について述べ、解決に向けた施策の検討を行うこととする。具体的な可能性に関しては、今後、関係機関における政策検討と実施が行われる中で適宜、修正と改善を加える必要があると考えられる。

15.2 資金調達における課題

15.2.1 所要資金

本計画の実施に必要とされる所要資金は、準備工事、土木工事、水門機器、電気機器、送電線工事等の直接工事費と、建設工事管理費、用地補償費および数量変動に対する予備費（Physical Contingency）などの間接費を含み、総額813百万US$（西暦2000年ベース）である。

この所要資金額には、物価上昇に対する予備費（Price Contingency）および建設中利子を含まない。一方、送電線費用は、本計画地の発電所からブータン国境を越えて、インド国の第一次変電所（Bongaigaon）まで費用を含むものである。

本計画の総事業費は、1999年のブータン国政府の歳入（推定値）と比べると約5倍の規模に相当する。従って、本計画の資金調達は、ブータン国全体の長期的な経済を視野に入れ、想定されるいくつかのケースを融資と返済計画を検討し、実現可能と考えられるシナリオを策定する必要がある。

このため、本計画実施の上で、従来通りの資金調達の他に、BOT/IPPなどの水力ビジネスモデルおける新しい資金調達、これを可能にする為に必要と考えられる組織改革や政策等を検討することが重要である。

15.2.2 調達における課題

本計画の実施にあたっては、以下に述べるような資金調達における特徴を考慮し、調達方法、調達における法制度および投資環境におけるさまざまな課題が整理されなければならない。

1) 資金調達における特徴（課題）

- ブータン国が本計画を独自に実施するのには、資金規模が大きすぎて容易に資金調達が出来るとは考えられない。
- 今日まで、ブータン国の水力発電開発計画にインド国政府がかなりのグラント（プロジェクトコストの60％）を出していた。インド国における経済環境の変化から今後、このようなグラントが必ずしも期待出来るとは限らない。
- ブータン国の経済規模から、本計画規模の二国間または多国間の政府開発援助(ODA)は、到底期待出来る額ではない。
- アジア開発銀行など国際金融機関は、貧困救済に取り組んでおり、途上国の経済的独立を支えるための支援策として特別な融資が設けられているが、規模は大きくない。
- 建設、運転および移転（BOT）方式またはIPPの参加による計画実施が現実的な選択肢の一つではあるが、ブータン国の法整備が遅れており、現状では対応できない。

2) 制度における課題

- 電力産業の健全なる発展と技術レベルの維持増強を考えると、電気事業法、電源開発促進法、電気技術基準等電力に関する法制の整備が望まれる。
- 電源開発のように大規模な投資を伴うプロジェクトへの投資を誘引する為に、海外投資家がプロジェクトにより得た収益の一部の国外移転への保証など、魅力的な投資環境の整備が望まれる。
- 一方、外国企業が電気事業に参入した場合に、売電収益に課税できる様に法人税法の整備が必要となる。
- 現在、DoPは、Chhukha水力発電会社(CHC)を含めて発電、送電、輸出等を一括管理しているが、今後、開発規模の増大と発送変配電設備の増強により、管理が困難となることが予想されるので、将来を見据えて、ブータン国電力組織の改革が必要である。

15.3 資金調達シナリオ

15.3.1 想定される資金ソース

アジア開発銀行(ADB)、世界銀行などの国際金融機関および先進各国の二国間、多国間開発援助は資金ソースの候補であるが、各国、各機関の累積コミット額は約156百万US$であり、これに比べ、プナチャンチュ水力発電計画が必要とする資金が極めて大きい。

従ってブータン国の自己資金限度や債務負担能力から、計画実施においては、在来型(Indian Aid)を選択肢として残しつつも、利用可能と考えられる制度、金融および民間資金の導入のケースも考慮しながら検討するものとする。以下は利用可能な資金ソースの概要である。

<u>インド国の開発援助</u>

インド国から資金調達は、Chhukhaの完成と運用、KurichhuとTalaの建設（工事中）等の実績がある。これらの資金構成は、60 %をグラント、40 %を運転開始後12年の均等払いローンとなっている。

このスキームのメリットは、インド国を買電側（オフティカー）の立場でプロジェクトに参加させることができることである。

しかし、近年、インド国電力セクターにおける自由化等の政策転換および料金交渉におけるブータン国側の自由な立場が保持できない等、ブータン国が改善したいと感じている条件をそのまま受け継ぐことになる。

世界銀行グループ（IDA,IFC等）

世界銀行は、植林、技術協力、カーバイド工場、初等教育等６つの事業に約34百万US$コミットしており、電力セクターに対する協力としては、プナチャンチュ水力発電計画を含む電力マスタープラン計画を実施している。世界銀行グループの融資プログラムとしては、拡大協調融資業務（ECO：Expansion Co-financing Operation）、IFC（国際金融公社）の民間企業対象の開発投融資、IDA（国際開発協会）の開発融資がある。

アジア開発銀行

アジア開発銀行（ADB）は、ADF（Asian Development Fund）開発貸付、Private Sector Investmentなどの制度がある。ADBは道路、金融、農業、下水、職業訓練、電力など11事業に対してコミットしてきたが、ブータン国の債務返済能力、借款借入額を極力抑える方針に沿う協力を行っている。すなわち、技術協力を通じて、制度・能力強化や事業形成を計り、他ドナーからの協調供与を引き出す目的で、①マクロ経済運営と開発行政の能力強化、②インフラ強化、③環境保護の三つが柱となっている。

二国間援助（ODA）

インド国以外の二国間援助(ODA)の実績として、オーストリア国(ACB)、ノルウェー国(NORAD)、日本(JICA)等が援助している。

日本政府のブータン国への援助は、通信、道路（橋梁）など、主に社会基盤の整備への無償援助が行われている。電力セクターに関しては、1985年～1986年に小規模水力発電施設整備への無償援助を行っている。また、通信設備整備のため1991年度～1998年度に、無償資金援助が行われている。日本の援助プログラムとしては、JICA鉱工業開発調査（フィジビリティ調査）、JBICによる途上国開発援助円借款等がある。

その他（民間資本による水力BOT、IPP）

必要資金の一部または大部分を、自己資金と国際金融機関からの借り入れによる自己資本（Equity）とし、残りを民間資金で賄い事業者（政府）の財政負担を軽くする方法である。BOT（水力BOT）による開発方式である。ラオスにおける水力発電所BOTの場合、自己資金を含む融資を60%、民間資金を40%としている。

15.3.2 資金調達シナリオ

プナチャンチュ水力発電計画実施のための資金調達方法として、在来型であるインド国による開発援助資金、BOT/IPPによる資金調達、および地域を対象としたODAによる資金調達の３つのシナリオを検討した。

(1) シナリオA(既設水力発電所方式)

このシナリオは、既設のChhukha水力発電所と建設中のTala水力発電所のケースを参考にしたもので、インド国政府からのグラントを60 %とし、残りの40 %をサプライヤーズ・クレジット等で実施する方法である。

この調達方法は既に実績があり、グラント提供者がインド国であることから電力引取りに対する不安材料がなく、それらの発電プロジェクトが順調に運営されていることから、信頼性は高く、不安材料が極めて少ない。

しかし、インド国が今後とも同様のグラントを提供できるかどうか、電力取引契約においてインド国の立場が強くブータン国の主体性がやや霞むのではないかという懸念が残る。しかしながら、このシナリオによる開発が最も発電原価が安い。

(所要資金総額US$ 813M調達の例)

グラント	(60 %)	:	488 M
ローン	(40 %)	:	325 M

(2) シナリオB(BOT/IPPベース)

Private Sector Financingによる開発方式で、Equity（事業者の自己資本；事業者 発電会社への投資資金）と、不足分をローンにより賄い、プロジェクト収益で負債を返済する、所謂プロジェクト・ファイナンス方式である。

この方法は、現在ラオスで進行中の水力発電プロジェクトと同様で、いかにプロジェクトの信用性を高めてEquityを集めるかと、いかにして長期かつ低金利のプロジェクト・ローンを調達するかということが主な課題である。

Equityに関しては、プロジェクトの主体性をはっきりさせるためブータン国がその３分の１程度を出資し、国際金融機関と先進国の政府開発援助を合わせて３分の１程度の投資を、残りの３分の１は民間からの投資を考える。

国際金融機関が計画に直接投資することで、計画の信頼性が高まり、残りの70 %の資金調達が比較的容易になる。しかしながら、発電プロジェクトとはいっても、一般的には、長期かつ低金利のローンを見つけることは非常に難しく、出来る限り、国際金融機関や政府開発援助によるソフトローンを多く取り込むことが必要である。

(所要資金総額US$ 813M調達の例)

Equity (30 %)	245 M	
Bhutan Gov.	80 M	
ADB or so	40 M	(Private Sector Investment)
JBIC or so	40 M	(Private Sector Investment)
Others	85 M	(Other Private Investors)

ローン（70 %）	568 M
ADB or so	200 M
JBIC or so	200 M
Others	168 M

(3) シナリオC（地域を対象としたODA）

本計画を、東インド地域とブータン国を視野に入れた国境を超えた地域開発プロジェクトであると考えることで、開発における経済性と合理性および地球規模の環境を考慮した計画と捉える方法である。

多国を対象としたODAは、例が少なく手続きも大変で複雑であると考えられるが、グローバルな観点から、ADBなどの地域開発国際金融機関をリーダーとした開発援助によりプロジェクトを実施するという開発方式が考えられる。

電力民営化が進んできている国では、長期かつ低金利のODAローンが利用できず、火力発電に比べ資金規模が大きく、資本回収に時間がかかることから水力発電計画は進まず、地球温暖化ガスを排出する火力発電所が増加している。

従って水力開発においても、グローバルな観点から、物事を吟味し、水力発電計画への投資について再考すべき時代になっているのではなかろうか。したがって、安価な発電原価を達成するためにも、インド国と協調し、長期低金利の資金を調達すべく努力することが必要であると考えられる。

（所要資金総額US$ 813M調達の例）

自己資金（10 %）	83 M	（自己：$ 43 M、インド国分担：$ 40 M）
ローン	730 M	
ADB or so	200 M	（25 %）Loan by Int'l Financial Institutes
JBIC or so	200 M	（25 %）ODA Loan
Others'	330 M	

15.4 ケーススタディー

15.4.1 検討方法

前項で想定した３つのシナリオに基づいて、それぞれのケースにおける融資条件を考慮したプロジェクトの採算性を評価するため、キャッシュフロー分析を実施した。検討にあたっては、以下に示す債務返済比率、融資返済期間債務比率、および財務的発電コストの３つの指標を求めた。

1) 債務返済比率（DSCR）
債務返済比率は各年度ごとの元利返済前キャッシュフローが当該年度に計画されている支払い元利金の何倍に相当するかを示し、各年度の元利金支払いを計画通り行い得るかどうかを測るための指標である。

DSCR ＝（年間元利金返済前キャッシュフロー）/（当該年度の返済元利金）

判断基準：DSCR>1.0(ただし、世界銀行等の国際金融機関では返済期間の平均値で1.5以上が望ましいとされている。)

2) 融資返済期間債務比率（LLCR）
LLRCは借入期間にわたる元利金返済前のキャッシュフローの現在価値合計額が借入金元本の何倍に相当するかを示し、プロジェクト収入による借入元本の返済が可能かどうかを測るための指標である。ここで、現在価値を求めるための割引率には借入金利を使用する。

LLCR＝ΣPV（元利金返済前キャッシュフロー）/（借入元本）

判断基準：LLCR>1.0

3) 財務的発電コスト（FGC）
財務的発電コストはプロジェクトコストの現在価値合計額を販売電力量の現在価値で除したもので、コストを回収するために必要最低限の販売電力料金を求めるものである。プロジェクトコストには自己資本投資額、借入金元本支払額、利子支払額、O&M費、ロイヤリティー支払額を含む。ここでは運転開始年における現在価値を求め、発電コストを計算した。

FGC ＝ ΣPV (プロジェクトコスト) / ΣPV (販売電力量)

ちなみに全額自己資金を使用してプロジェクトが建設・運営される場合のFGCは次の通り計算された。

(Cent/kWh)

	8 %	10 %	12 %
FGC	2.08	2.59	3.14

なお、ケーススタディー実施にあたり、以下の前提条件を使用した。

- 物価上昇率については所要資金がすべてドル建てで積算されているところから内貨、外貨ともに2 %とした。
- 売電単価は、現行単価の3.48 cent/kWhを基準とし、建設期間 7 年間の物価上昇を上記同様2 %と仮定し、発電開始時点の単価を3.92 cent/kWhとし、以後は固定価格とした。
- 二国間援助機関、多国間援助機関のいずれの融資を利用した場合においてもブータン国内での転貸が行われるものと仮定し、金利の上乗せを行い、7 %の金利を設定した。
- 借入金の融資条件についてはブータン国における過去のプロジェクト融資例、および最近の発電プロジェクト例を参考にして設定した。

15.4.2 シナリオA（既設水力発電所方式）

所要資金総額

- グラント（60 %）
- ロ ー ン（40 %）

融資条件

- 金　利：10 %
- 返済期間：12年
- 返済猶予： 4年

評価指標計算結果は以下の通りである。

DSCR（平均値）	2.68		
LLCR	2.03		
割引率	8 %	10 %	12 %
FGC(1)	0.96	1.05	1.12
FGC(2)	2.26	2.74	3.25

注： FGC(1)はグラント分金額をコストとして計算に入れない場合。
FGC(2)はグラント分金額を自己資金分とみなして計算をした場合。

シナリオAにおいては当然のことながら、建設資金の60%がグラントであるという非常に有利な条件が反映されて、非常に安価な発電コストを得られる。また、DSCR、LLCRともに基準値を上回っており、採算の点からも問題のないことが確認された。

15.4.3 シナリオB（BOT/IPPベース）

所要資金総額

- エクイティ　(30 %)
  - ブータン国政府　(10 %)
  - 多国間援助機関
  - 二国間援助機関　(20 %)
  - そ　の　他

- ロ ー ン　(70 %)
  - 多国間援助機関　(21 %)　(*1)
  - 二国間援助機関　(21 %)　(*1)
  - そ　の　他　(28 %)　(*2)

融資条件（*1）

- 金　利：7 %
- 返済期間：25年
- 返済猶予：6年

融資条件（*2）

- 金　利：10 %
- 返済期間：12年
- 返済猶予：4年

ロイヤルティー：収入額の15 %

評価指標計算結果は以下の通りである。

DSCR(平均値)	3.62(*1)	1.45(*2)	
LLCR	1.73(*1)	1.42(*2)	
割引率	8 %	10 %	12 %
FGC	2.74	3.08	3.41

注：＊１および＊２はそれぞれの融資条件（融資期間）に対応するもの。

また、感度分析としてブータン国政府の出資額の半分を国際金融機関から借り入れる場合の計算をした。（融資条件は＊１に準ずるものとした。）

DSCR(平均値)	2.99(*1)	1.29(*2)	
LLCR	1.30(*1)	1.51(*2)	
割引率	8 %	10 %	12 %
FGC	2.83	3.15	3.47

注：＊１および＊２はそれぞれの融資条件（融資期間）に対応するもの。

シナリオBはBOT/IPPを想定したものである。このケースにおいても発電コストは現行売電単価に比べて安い発電コストを得られる。また、DSCR、LLCRともに基準値を上回っており、採算の点からも問題のないことが確認された。

15.4.4 シナリオC（地域対象ODA）

所要資金総額

- 資金　(10 %)
- ローン　(90 %)
  - 多国間援助機関　(25 %)　(*1)
  - 二国間援助機関　(25 %)　(*1)
  - その他　(40 %)　(*2)

融資条件（*1）

- 金　利：7 %
- 返済期間：25年
- 返済猶予：6年

融資条件（*2）

- 金　利：10 %
- 返済期間：12年
- 返済猶予：4年

評価指標計算結果は以下の通りである。

DSCR(平均値)	3.87(*1)	1.51(*2)	
LLCR	1.65(*1)	1.24(*2)	
割引率	8%	10%	12 %
FGC	2.14	2.43	2.70

注：＊１および＊２はそれぞれの融資条件（融資期間）に対応するもの。

また、感度分析としてブータン国政府の自己資金分の半額について国際金融機関より借入を行った場合の計算をした。（融資条件は＊１に準ずるものとした。）

評価指標計算結果

DSCR(平均値)	3.52(*1)	1.44(*2)	
LLCR	1.56(*1)	1.20(*2)	
割引率	8 %	10 %	12 %
FGC	2.37	2.69	3.00

注：＊１および＊２はそれぞれの融資条件（融資期間）に対応するもの。

以上から、シナリオCにおいても現行単価に比べて安い発電コストを得られる。また、DSCR、LLCRともに基準値を上回っており、採算の点からも問題のないことが確認された。

15.4.5 感度分析

上記の各シナリオ(ベーシック)に対して、発生電力量が20%減少した場合の採算性を検討した。その結果、シナリオCのLLCR(*2)のみが基準値を若干下回る結果となった。これについてはローン構成を見直すことで対応可能と考えられる。これ以外はDSCR、LLCRともに基準値を上回ることが確認された。

	Scenario A	Scenario B	Scenario C
DSCR (*1)	2.12	2.85	3.05
DSCR (*2)	---	1.14	1.19
LLCR (*1)	1.54	1.28	1.23
LLCR (*2)	---	1.06	0.93

注：＊１および＊２はそれぞれの融資条件（融資期間）に対応するもの。

15.5 電力セクターに関する提言

本水力発電計画を実施する前提として、まず、電力セクターの組織改革および関連法制の整備が重要であり、早急に着手すべきである。関連する主な法規は、所得税法、投資法、電源開発促進法、電気事業法、電気安全に関する技術基準等である。

現行の電力セクターの組織改革を行うことは、運営および経済効率の観点から、また、資金調達における従来型の調達方法に加えて、BOT/IPPなど新たなビジネスモデルに対応する調達方法によって、ブータン国の財政負担を軽減した形で計画実施を行う選択肢を持つことで重要である。

産業貿易省MTIにおいては、Kurichhu, Basochhu, Talaの運転開始が始まる2005年頃には電力輸出収入の国家歳入にしめる割合が高まることから、組織改革は今後進められると考えられる。

役割の重複をさけ効率的運営のために、発電、送配電、電力輸出、国内電力供給を分離することが考えられる。なお、各組織の役割については法制により、明確にしておく必要がある。

15.6 開発シナリオのまとめ

本計画は、技術的、経済的にフィジブルであり、環境面においても大きな問題はなく、計画の実施は、大規模な電力輸出によって国の財政を豊かにし、ブータン国民の生活水準の向上に貢献できると考えられる。

本計画の資金量が、ブータン国の経済規模に比べ膨大であることから、資金ソースを想定し、ケーススタディによって融資返済計画を検討した。その結果、キャッシュフローの債務に対する割合を表す債務返済比率（DSCR）と融資返済期間債務比率（LLCR）、および財務的発電コスト（FGC）とも基準値を上回っており、採算の点からも問題がないことが確認された。

本計画の実施は、どのような場合でもインド国との売電契約（PPA）の締結することが前提である。従って計画推進のために、インド送電公社(GOI/PGCI)、西ベンガル州電力庁(WBSEB)へのアプローチおよび広報活動が必要である。またインド国内の超高圧送変電網整備という物理的な条件が整うことが前提となる。

売電収入確保に関しては、PPAのほかに、ブータン国政府とインド国政府の二国間協定が必要である。この場合、支払の一部または全部が国際機軸通貨で行われる合意ができれば資金調達の選択の幅を拡げることになる。さらに両国に強い影響を与える国際金融機関の保証をとりつけることは、プロジェクトを進める上で大切である。

ブータン国政府とインド国政府および国際金融機関を含めた共同実施プロジェクトとすることにより、プロジェクトの信頼性はより高く評価されると考えられる。

民間事業者を参入させることによって事業者(政府)の債務負担を軽減するBOT/IPP方式を選択肢として持つべきである。 このために、電力セクターの機構改革および電気事業法等の法整備による、先進国および民間投資家の投資インセンティブ、資金セキュリティの確保、投資環境の整備は重要である。

電力セクターにおける民営化が進んでいる国でも、長期・低金利の資金が利用できないため、たとえ開発可能な水力資源に恵まれていても、資金規模や資金回収期間の問題で火力電源の開発に拍車がかかる実態がある。インド国における至近年の実態がそれである。

地球規模の環境保全の面から、二酸化炭素（CO_2）の排出権取引やクリーン開発メカニズム（CDM）等が話題になっているなか、水力発電がふたたび見直されつつある。

本計画が実施されるとすると、代替火力発電所からのCO_2排出を年間約100万t（炭素）削減することが可能である。

従って、生活水準の向上と地球規模の環境への貢献という二つの面を強調して、関係機関の理解を得ることにより好条件の資金調達の可能性を高めることが重要である。

Table 15.1 Financial Analysis (A-1): Summary

Scenario: AAA
Construction Cost 934.36 US$/kW

Finance Proportion	Bhutan	Others
Equity Share	100%	0%
Debt/Equity	Debt	Equity
	60%	40%

Installed Capacity		870.00 MW
Energy Generation		4,330.00 GWh
Salable energy		4,133.62 GWh
	Firm	1,210.49 GWh
	Secondary	2,923.13 GWh

Construction cost
- Before price escalation 812.89 M.US$
- After price escalation 876.26 M.US$

Financial Budget 945.13 M.US$

Financial Items	Bhutan	Private
Own Finance	350.50	0.00
Loan amount	525.75	0.00
IDC	68.88	0.00
Royalty	0.00	0.00
Total	945.13	0.00

Export/Domestic Ratio for salable energy
- Export 100%
- Domestic 0%

Initial Power Tariff
- Firm 39.21 US$/MWh
- Secondary 100% 39.21 US$/MWh

Power Tariff Escalation
- Firm
- Secondary

Inflation (in terms of US dollar)
- Foreign 2.0%
- Domestic 2.0%

Financial Condition (I)
- Interest rate for IDC 10.0%
- Interest after operation 10.0%
- Repayment Period(net) 8
- Grace Period (years) 4
- Gov't Own finance 100.0%

Financial Condition (II)
- Interest rate for IDC 0.0%
- Interest after operation 0.0%
- Repayment Period(net) 0
- Grace Period (years) 0

Royalty for Construction Period 0%

Royalty from Operation onwards 0%

Financial Indices

Debt Service Coverage Ratio
- Average for Finance (I) 2.68
- Average for Finance (II) –

Loan Life Coverage Ratio
- For Finance (I) 2.03
- For Finance (II) –

Financial Generation Cost at Year 1
2.82 cent/kWh
(Discount rate= 10%)

Table 15.2 Financial Analysis (A-2): Disbursement and Loan Amount

Scenario:	AAA		Equity Proportions			Price Escalation per annum		Finance Condition (I)	100%		Total Construction Cost (M.US$)			
Capacity:	870	MW		Bhutan	Private	F/C Portion	2.00%	Interest	10%		Finance Items	Bhutan	Private	Total
Energy Generation	4,330	GWh		100%	0%	L/C Portion	2.00%	Repayment Period	12	years	Own finance	525.75	0.00	525.75
Salable energy	4,133.62	GWh		Debt	Equity			Grace Period	4	years	Principal Loan	350.50	0.00	350.50
Project cost	934.36	US$/kW		40%	60%			Bhutan Own Finance	100%		IDC	68.88	0.00	68.88
F/C	697.34	M.US$	Royalty					Finance Condition (II)	0%		Total	945.13	0.00	945.13
L/C	115.55	M.US$	for construction		0%	Firm Price($/MWh)	39.21	Interest			Equity/Royalty fee	0		0.00
Total	812.89	M.US$	from operation		0%	Sec. Price($/MWh)	39.21	Repayment Period		years				
								Grace Period		years				

Year	Disbursement before escalation		Price Index		Disbursement after escalation		Total Disburse	Debt/Equity Share 40%	60%	Equity Portion incl. Equity financed by Loan			Debt Portion		Loan Cumulative		IDC		Royalty Fee
													Finance I	Finance II	Finance I	Finance II	Finance I	Finance II	
	for F/C	for L/C	for F/C	for L/C	for F/C	for L/C		Debt	Equity	Bhutan	B by Loan	Private	100%	0%			10%	0%	
	M.US$	M.US$	2.00%	2.00%	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$
-7	1.39	12.58	1.0000	1.0000	1.39	12.58	13.97	0.00	13.97	13.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
-6	56.49	31.69	1.0200	1.0200	57.62	32.33	89.95	0.00	89.95	89.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
-5	92.60	13.02	1.0404	1.0404	96.34	13.54	109.88	0.00	109.88	109.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
-4	127.67	12.67	1.0612	1.0612	135.49	13.45	148.93	0.00	148.93	148.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
-3	168.69	18.20	1.0824	1.0824	182.59	19.70	202.30	39.28	163.02	163.02	0.00	0.00	39.28	0.00	39.28	0.00	1.96	0.00	0
-2	133.55	15.02	1.1041	1.1041	147.45	16.58	164.03	164.03	0.00	0.00	0.00	0.00	164.03	0.00	203.31	0.00	12.13	0.00	0
-1	53.50	6.55	1.1262	1.1262	60.25	7.38	67.63	67.63	0.00	0.00	0.00	0.00	67.63	0.00	270.94	0.00	23.71	0.00	0
1	63.45	5.81	1.1487	1.1487	72.88	6.68	79.56	79.56	0.00	0.00	0.00	0.00	79.56	0.00	350.50	0.00	31.07	0.00	0
	697.34	115.55			754.01	122.24	876.26	350.50	525.76	525.76	0.00	0.00	350.50	0.00			68.88	0.00	0.00

Table 15.3 Financial Analysis (A-3): Income Statement

Scenario	AAA	Financial condition (I)		Firm Energy (GWh)	1,210.49	OM cost	7.58	Income tax	30%	Initial F.A. (M.US$)	945.13
Capacity	870 MW	Interest rate	10%	Sec. Energy (GWh)	2,923.13					Life time (years)	50
Energy Generation	433000% GWh	Repayment (Years)	8	Firm Price ($/MWh)	39.21	Principal repayment	M.US$	Royalty from operatio	0%	Initial dep. (M.US$)	18.90
Salable Energy	4133.62 GWh	Financial condition (II)		Sec. Price ($/MWh)	39.21	for Bhutan	43.81			F/C escalation	2.0%
		Interest rate	0%	Firm Escalation	0%	for Private	0.00			L/C escalation	2.0%
Construction cost	812.89 M.US$	Repayment (Years)	0	Sec. Escalation	0%	Total	43.81			Equiv. Escalation	2.0%

Year	Selling Revenue: Salable energy Firm GWh	Salable energy Secondary GWh	Selling price Firm $/MWh	Selling price Secondary $/MWh	Sales Revenue M.US$	OM Cost M.US$	Royalty M.US$	Year start Fixed Asset M.US$	Depreci-ation M.US$	Year end Fixed Asset M.US$	Net Operation Income M.US$	Principal Repay-ment M.US$	Cum. of Principal Repayment M.US$	Interest Payment M.US$	Income before tax M.US$	Income tax M.US$	Net Income after tax M.US$	Current Asset in cash M.US$	Debt Service Ratio M.US$
-1	605.2	1461.6	39.21	39.21	81.04	3.79	0.00	472.57	9.45	463.12	67.80				67.80	20.34	47.46	77.25	
1	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.58	0.00	945.13	18.90	926.23	135.60	43.81	43.81	30.67	104.93	31.48	73.45	154.50	2.07
2	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.73	0.00	944.76	19.28	925.48	135.07	43.81	87.63	26.29	108.78	32.63	76.15	154.35	2.20
3	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.88	0.00	943.99	19.67	924.32	134.53	43.81	131.44	21.91	112.62	33.79	78.84	154.20	2.35
4	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.04	0.00	942.81	20.06	922.75	133.98	43.81	175.25	17.53	116.45	34.94	81.52	154.04	2.51
5	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.20	0.00	941.20	20.46	920.74	133.42	43.81	219.06	13.14	120.27	36.08	84.19	153.88	2.70
6	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.37	0.00	939.15	20.87	918.28	132.84	43.81	262.88	8.76	124.08	37.22	86.86	153.71	2.92
7	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.53	0.00	936.65	21.29	915.36	132.26	43.81	306.69	4.38	127.88	38.36	89.51	153.55	3.19
8	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.70	0.00	933.67	21.71	911.96	131.66	43.81	350.50	0.00	131.66	39.50	92.16	153.37	3.50
9	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.88	0.00	930.20	22.15	908.05	131.05	0.00	350.50	0.00	131.05	39.32	91.74	153.20	
10	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.06	0.00	926.21	22.59	903.62	130.43	0.00	350.50	0.00	130.43	39.13	91.30	153.02	
11	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.24	0.00	921.69	23.04	898.65	129.80	0.00	350.50	0.00	129.80	38.94	90.86	152.84	
12	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.42	0.00	916.62	23.50	893.12	129.15	0.00	350.50	0.00	129.15	38.75	90.41	152.66	
13	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.61	0.00	910.98	23.97	887.01	128.50	0.00	350.50	0.00	128.50	38.55	89.95	152.47	
14	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.80	0.00	904.75	24.45	880.30	127.82	0.00	350.50	0.00	127.82	38.35	89.48	152.28	
15	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.00	0.00	897.90	24.94	872.96	127.14	0.00	350.50	0.00	127.14	38.14	89.00	152.08	
16	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.20	0.00	890.42	25.44	864.98	126.44	0.00	350.50	0.00	126.44	37.93	88.51	151.88	
17	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.40	0.00	882.28	25.95	856.33	125.73	0.00	350.50	0.00	125.73	37.72	88.01	151.68	
18	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.61	0.00	873.45	26.47	846.99	125.00	0.00	350.50	0.00	125.00	37.50	87.50	151.47	
19	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.82	0.00	863.93	27.00	836.93	124.26	0.00	350.50	0.00	124.26	37.28	86.98	151.26	
20	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.04	0.00	853.67	27.54	826.13	123.50	0.00	350.50	0.00	123.50	37.05	86.45	151.04	
21	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.26	0.00	842.65	28.09	814.56	122.73	0.00	350.50	0.00	122.73	36.82	85.91	150.82	
22	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.49	0.00	830.85	28.65	802.20	121.94	0.00	350.50	0.00	121.94	36.58	85.36	150.59	
23	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.71	0.00	818.25	29.22	789.03	121.14	0.00	350.50	0.00	121.14	36.34	84.80	150.36	
24	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.95	0.00	804.81	29.81	775.00	120.32	0.00	350.50	0.00	120.32	36.10	84.23	150.13	
25	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.19	0.00	790.50	30.40	760.09	119.49	0.00	350.50	0.00	119.49	35.85	83.64	149.89	
26	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.43	0.00	775.30	31.01	744.28	118.64	0.00	350.50	0.00	118.64	35.59	83.04	149.65	
27	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.68	0.00	759.17	31.63	727.54	117.77	0.00	350.50	0.00	117.77	35.33	82.44	149.40	
28	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.93	0.00	742.09	32.26	709.82	116.88	0.00	350.50	0.00	116.88	35.06	81.82	149.15	
29	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.19	0.00	724.02	32.91	691.11	115.98	0.00	350.50	0.00	115.98	34.79	81.18	148.89	
30	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.46	0.00	704.93	33.57	671.36	115.05	0.00	350.50	0.00	115.05	34.52	80.54	148.62	
31	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.73	0.00	684.79	34.24	650.55	114.11	0.00	350.50	0.00	114.11	34.23	79.88	148.35	
32	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.00	0.00	663.56	34.92	628.64	113.15	0.00	350.50	0.00	113.15	33.95	79.21	148.08	
33	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.28	0.00	641.21	35.62	605.59	112.18	0.00	350.50	0.00	112.18	33.65	78.52	147.80	
34	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.57	0.00	617.70	36.34	581.37	111.18	0.00	350.50	0.00	111.18	33.35	77.82	147.51	
35	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.86	0.00	592.99	37.06	555.93	110.16	0.00	350.50	0.00	110.16	33.05	77.11	147.22	
36	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.15	0.00	567.05	37.80	529.25	109.12	0.00	350.50	0.00	109.12	32.74	76.38	146.92	
37	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.46	0.00	539.83	38.56	501.27	108.06	0.00	350.50	0.00	108.06	32.42	75.64	146.62	
38	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.77	0.00	511.30	39.33	471.97	106.98	0.00	350.50	0.00	106.98	32.09	74.89	146.31	
39	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.08	0.00	481.41	40.12	441.29	105.88	0.00	350.50	0.00	105.88	31.76	74.12	146.00	
40	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.40	0.00	450.11	40.92	409.19	104.76	0.00	350.50	0.00	104.76	31.43	73.33	145.68	
41	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.73	0.00	417.38	41.74	375.64	103.61	0.00	350.50	0.00	103.61	31.08	72.53	145.35	
42	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.07	0.00	383.15	42.57	340.58	102.44	0.00	350.50	0.00	102.44	30.73	71.71	145.01	
43	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.41	0.00	347.39	43.42	303.97	101.25	0.00	350.50	0.00	101.25	30.37	70.87	144.67	
44	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.76	0.00	310.05	44.29	265.76	100.03	0.00	350.50	0.00	100.03	30.01	70.02	144.32	
45	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.11	0.00	271.07	45.18	225.89	98.79	0.00	350.50	0.00	98.79	29.64	69.15	143.97	
46	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.47	0.00	230.41	46.08	184.33	97.52	0.00	350.50	0.00	97.52	29.26	68.27	143.61	
47	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.84	0.00	188.01	47.00	141.01	96.23	0.00	350.50	0.00	96.23	28.87	67.36	143.24	
48	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	19.22	0.00	143.83	47.94	95.89	94.92	0.00	350.50	0.00	94.92	28.47	66.44	142.86	
49	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	19.60	0.00	97.81	48.90	48.90	93.57	0.00	350.50	0.00	93.57	28.07	65.50	142.48	
50	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	20.00	0.00	49.88	49.88	-0.00	92.20	0.00	350.50	0.00	92.20	27.66	64.54	142.08	
Total	60,524.5	146,156.5			8,103.96	640.92	0.00				5,864.27	350.50		122.68	5,741.59	1,722.48	4,019.12	7,463.05	

2.68 Average DSCR

Table 15.4 Financial Analysis (A-4): Financial Generation Cost

Scenario: A

Year	Own Finance	IDC	Principal Repayment	Interest Payment	Royalty	O&M Cost	Total Cost	Energy Generation	PV Index	PV Cost	PV Energy
	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	GWh	10%	M.US$	GWh
-7	13.97	0.00					13.97	0	1.9487	27.22	0
-6	89.95	0.00					89.95	0	1.7716	159.36	0
-5	109.88	0.00					109.88	0	1.6105	176.97	0
-4	148.93	0.00					148.93	0	1.4641	218.05	0
-3	163.02	1.96					164.98	0	1.3310	219.59	0
-2	0.00	12.13					12.13	0	1.2100	14.68	0
-1	0.00	23.71			0.00	3.79	27.50	2,067	1.1000	30.25	2,273
1	0.00	31.07	43.81	30.67	0.00	7.58	113.13	4,134	1.0000	113.13	4,134
2			43.81	26.29	0.00	7.58	77.68	4,134	0.9091	70.62	3,758
3			43.81	21.91	0.00	7.58	73.30	4,134	0.8264	60.58	3,416
4			43.81	17.53	0.00	7.58	68.92	4,134	0.7513	51.78	3,106
5			43.81	13.14	0.00	7.58	64.53	4,134	0.6830	44.08	2,823
6			43.81	8.76	0.00	7.58	60.15	4,134	0.6209	37.35	2,567
7			43.81	4.38	0.00	7.58	55.77	4,134	0.5645	31.48	2,333
8			43.81	0.00	0.00	7.58	51.39	4,134	0.5132	26.37	2,121
9					0.00	7.58	7.58	4,134	0.4665	3.54	1,928
10					0.00	7.58	7.58	4,134	0.4241	3.21	1,753
11					0.00	7.58	7.58	4,134	0.3855	2.92	1,594
12					0.00	7.58	7.58	4,134	0.3505	2.66	1,449
13					0.00	7.58	7.58	4,134	0.3186	2.41	1,317
14					0.00	7.58	7.58	4,134	0.2897	2.19	1,197
15					0.00	7.58	7.58	4,134	0.2633	2.00	1,089
16					0.00	7.58	7.58	4,134	0.2394	1.81	990
17					0.00	7.58	7.58	4,134	0.2176	1.65	900
18					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1978	1.50	818
19					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1799	1.36	743
20					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1635	1.24	676
21					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1486	1.13	614
22					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1351	1.02	559
23					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1228	0.93	508
24	0.55				0.00	7.58	8.13	4,134	0.1117	0.91	462
25	7.39				0.00	7.58	14.97	4,134	0.1015	1.52	420
26	18.06				0.00	7.58	25.64	4,134	0.0923	2.37	382
27	17.43				0.00	7.58	25.01	4,134	0.0839	2.10	347
28	0.00				0.00	7.58	7.58	4,134	0.0763	0.58	315
29	0.00				0.00	7.58	7.58	4,134	0.0693	0.53	287
30	37.43				0.00	7.58	45.00	4,134	0.0630	2.84	261
31	3.42				0.00	7.58	10.99	4,134	0.0573	0.63	237
32	59.06				0.00	7.58	66.64	4,134	0.0521	3.47	215
33	82.12				0.00	7.58	89.70	4,134	0.0474	4.25	196
34	48.18				0.00	7.58	55.76	4,134	0.0431	2.40	178
35	25.06				0.00	7.58	32.64	4,134	0.0391	1.28	162
36					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0356	0.27	147
37					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0323	0.25	134
38					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0294	0.22	122
39					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0267	0.20	111
40					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0243	0.18	100
41					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0221	0.17	91
42					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0201	0.15	83
43					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0183	0.14	75
44					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0166	0.13	69
45					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0151	0.11	62
46					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0137	0.10	57
47					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0125	0.09	52
48					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0113	0.09	47
49					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0103	0.08	43
50					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0094	0.07	39
Total	824.45	68.88	350.50	122.68	0.00	382.67	1,749.18	208,748		1,336.19	47,356

Financial Generation Cost: 2.82 cent/kWh
at Year 1 (I = 10%)

Table 15.5 Financial Analysis (B-1): Summary

Scenario: BBB
Construction Cost 934.9 US$/kW

Finance Proportion	Bhutan	Others
Equity Share	33%	67%
Debt/Equity	Debt	Equity
	70%	30%

Installed Capacity		870.00	MW
Energy Generation		4,330.00	GWh
Salable energy		4,133.62	GWh
	Firm	1,210.49	GWh
	Secondary	2,923.13	GWh

Construction cost

Before price escalation	813.40	M.US$
After price escalation	876.26	M.US$
Financial Budget	1,051.67	M.US$

Financial Items	Bhutan	Private
Own Finance	86.75	176.13
Loan amount	202.42	410.96
IDC	117.18	58.23
Royalty	0.00	0.00
Total	406.35	645.32

Export/Domestic Ratio for salable energy

Export	100%
Domestic	0%

Initial Power Tariff

Firm		39.21	US$/MWh
Secondary	100%	39.21	US$/MWh

Power Tariff Escalation

Firm	
Secondary	

Inflation (in terms of US dollar)

Foreign	2.0%
Domestic	2.0%

Financial Condition (I)

Interest rate for IDC	7.0%
Interest after operation	7.0%
Repayment Period (net)	25
Grace Period (years)	6
Gov't Own finance	100.0%

Financial Condition (II)

Interest rate for IDC	10.0%
Interest after operation	10.0%
Repayment Period (net)	12
Grace Period (years)	4

Royalty for Construction Period 0%

Royalty from Operation onwards 15%

Financial Indices

Debt Service Coverage Ratio

Average for Finance (I)	3.62
Average for Finance (II)	1.45

Loan Life Coverage Ratio

For Finance (I)	1.73
For Finance (II)	1.42

Financial Generation Cost at Yeat 1
3.07 cent/kWh
(Discout rate= 10%)

Table 15.6 Financial Analysis (B-2): Disbursement and Loan Amount

Scenario	BBB	Equity Proportions			PriceEscalation per annum		Finance Condition (I)	60%	Total Construction Cost (M.US$)			
Capacity:	870 MW		Bhutan	Private	F/C Portion	2.00%	Interest	7%	Finance Items	Bhutan	Private	Total
Energy Generation	4330 GWh		33%	67%	L/C Portion	2.00%	Repayment Period	25 years	Own finance	86.75	176.13	262.88
Salable energy	4133.62 GWh		Debt	Equity			Grace Period	6 years	Principal Loan	202.42	410.96	613.38
Project cost	934.94 US$/kW		70%	30%			Bhutan Own Finance	50%	IDC	139.52	58.23	139.52
F/C	697.34	Royalty					Finance Condition (II)	40%	Total	428.69	645.32	1074.01
L/C	115.55	for construction		0%	Firm Price($/MWh)	39.21	Interest	10%	Equity/Royalty fee	0		0.00
Total	812.89	from operation		15%	Sec. Price($/MWh)	39.21	Repayment Period	12 years				
							Grace Period	4 years				

Year	Disbursement before escalation		Price Index		Disbursement after escalation		Total Disburse	Debt/Equity Share 70%	30%	Equity Portion incl. Equity financed by Loan			Debt Portion Finance I	Finance II	Loan Cumulative Finance I	Finance II	IDC Finance I	Finance II	Royalty Fee
	for F/C	for L/C	for F/C	for L/C	for F/C	for L/C		Debt	Equity	Bhutan	by Loan	Private	60%	40%			7%	10%	
	M.US$	M.US$	2.00%	2.00%	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$
-7	1.39	12.58	1.0000	1.0000	1.39	12.58	13.97	9.78	4.19	0.69	0.69	2.81	11.16	0.00	11.16	0.00	0.39	0.00	0
-6	56.49	31.69	1.0200	1.0200	57.62	32.33	89.95	62.97	26.99	4.45	4.45	18.08	71.87	0.00	83.03	0.00	3.30	0.00	0
-5	92.60	13.02	1.0404	1.0404	96.34	13.54	109.88	76.92	32.96	5.44	5.44	22.09	87.80	0.00	170.83	0.00	8.89	0.00	0
-4	127.67	12.67	1.0612	1.0612	135.49	13.45	148.93	104.25	44.68	7.37	7.37	29.94	119.00	0.00	289.83	0.00	16.12	0.00	0
-3	168.69	18.20	1.0824	1.0824	182.59	19.70	202.30	141.61	60.69	10.01	10.01	40.66	100.75	60.89	390.58	60.89	23.81	3.04	0
-2	133.55	15.02	1.1041	1.1041	147.45	16.58	164.03	114.82	49.21	8.12	8.12	32.97	16.24	114.82	406.82	175.71	27.91	11.83	0
-1	53.50	6.55	1.1262	1.1262	60.25	7.38	67.63	47.34	20.29	3.35	3.35	13.59	6.69	47.34	413.51	223.05	28.71	19.94	0
1	63.45	5.81	1.1487	1.1487	72.88	6.68	79.56	55.69	23.87	3.94	3.94	15.99	41.26	22.30	454.78	245.35	30.39	23.42	0
Tota	697.34	115.55			754.01	122.24	876.26	613.38	262.88	43.37	43.37	176.13	454.78	245.35			139.52	58.23	0.00

Table 15.7 Financial Analysis (B-3): Income Statement

Scenario	BBB	Financial condition for Bhutan		Firm Energy (GWh)	1,210.49	OM cost	7.58	Income tax	30%	Initial F.A. (M.US$)	1051.67
Capacity	870 MW	Interest rate	7%	Sec. Energy (GWh)	2,923.13					Life time (years)	50
Energy Generation	4,330.00 GWh	Repayment (Years)	25	Firm Price ($/MWh)	39.21	Principal repayment	M.US$	Royalty		Initial dep. (M.US$)	21.03
Salable Energy	4,133.62 GWh	Financial condition for Private		Sec. Price ($/MWh)	39.21	for Bhutan	14.72	from operation	15%	F/C escalation	2.0%
		Interest rate	10%	Firm Escalation	0%	for Private	20.45			L/C escalation	2.0%
Construction cost	812.89 M.US$	Repayment (Years)	12	Sec. Escalation	0%	Total	35.17			Equiv. Escalation	2.0%

Yea	Selling Revenue: Salable energy Firm GWh	Salable energy Secondary GWh	Selling price Firm $/MWh	Selling price Secondary $/MWh	Sales Revenue M.US$	OM cost M.US$	Royalty M.US$	Year start Fixed Asset M.US$	Depreci-ation M.US$	Year end Fixed Asset M.US$	Net Operation Income M.US$	Principal Repay-ment M.US$	Cum. of Principal Repayment M.US$	Interest Payment M.US$	Income before tax M.US$	Income tax M.US$	Net Income after tax M.US$	Current Asset in cash M.US$	Debt Service Ratio M.US$	
-1	605.2	1461.6	39.21	39.21	81.04	3.79	12.16	525.84	10.52	515.32	54.58				54.58	16.37	38.20	65.09		
1	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.58	24.31	1,051.67	21.03	1,030.64	109.16	50.04	50.04	39.43	69.72	20.92	48.81	130.19	1.46	
2	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.73	24.31	1,051.25	21.45	1,029.80	108.58	50.04	100.08	35.93	72.65	21.80	50.86	130.04	1.51	
3	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.88	24.31	1,050.39	21.88	1,028.51	108.00	50.04	150.12	32.43	75.57	22.67	52.90	129.88	1.57	
4	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.04	24.31	1,049.08	22.32	1,026.76	107.41	50.04	200.16	28.93	78.48	23.54	54.94	129.73	1.64	
5	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.20	24.31	1,047.29	22.77	1,024.53	106.80	50.04	250.19	25.42	81.37	24.41	56.96	129.57	1.72	
6	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.37	24.31	1,045.02	23.22	1,021.79	106.18	50.04	300.23	21.92	84.26	25.28	58.98	129.40	1.80	
7	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.53	24.31	1,042.23	23.69	1,018.54	105.55	50.04	350.27	18.42	87.13	26.14	60.99	129.23	1.89	
8	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.70	24.31	1,038.91	24.16	1,014.75	104.90	50.04	400.31	14.91	89.99	27.00	62.99	129.06	1.99	1.45
9	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.88	24.31	1,035.05	24.64	1,010.40	104.24	19.37	419.68	13.56	90.69	27.21	63.48	128.89	3.91	Average
10	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.06	24.31	1,030.61	25.14	1,005.46	103.57	19.37	439.05	12.20	91.37	27.41	63.96	128.71	4.08	DSCR
11	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.24	24.31	1,025.58	25.64	999.94	102.89	19.37	458.42	10.85	92.04	27.61	64.43	128.53	4.25	
12	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.42	24.31	1,019.94	26.15	993.79	102.19	19.37	477.79	9.49	92.70	27.81	64.89	128.35	4.45	
13	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.61	24.31	1,013.67	26.68	986.99	101.48	19.37	497.16	8.14	93.35	28.00	65.34	128.16	4.66	
14	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.80	24.31	1,006.73	27.21	979.52	100.76	19.37	516.53	6.78	93.98	28.19	65.78	127.96	4.89	
15	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.00	24.31	999.11	27.75	971.36	100.02	19.37	535.90	5.42	94.59	28.38	66.21	127.77	5.15	
16	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.20	24.31	990.79	28.31	962.48	99.26	19.37	555.27	4.07	95.19	28.56	66.64	127.57	5.44	
17	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.40	24.31	981.73	28.87	952.85	98.49	19.37	574.64	2.71	95.78	28.73	67.05	127.36	5.77	
18	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.61	24.31	971.91	29.45	942.46	97.70	19.37	594.01	1.36	96.35	28.90	67.44	127.16	6.14	
19	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.82	24.31	961.31	30.04	931.27	96.90	19.37	613.38	0.00	96.90	29.07	67.83	126.94	6.55	3.62
20	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.04	24.31	949.89	30.64	919.25	96.09	0.00	613.38	0.00	96.09	28.83	67.26	126.73		Average
21	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.26	24.31	937.64	31.25	906.38	95.25	0.00	613.38	0.00	95.25	28.58	66.68	126.51		DSCR
22	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.49	24.31	924.51	31.88	892.63	94.40	0.00	613.38	0.00	94.40	28.32	66.08	126.28		
23	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.71	24.31	910.48	32.52	877.97	93.54	0.00	613.38	0.00	93.54	28.06	65.47	126.05		
24	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.95	24.31	895.52	33.17	862.36	92.65	0.00	613.38	0.00	92.65	27.80	64.85	125.82		
25	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.19	24.31	879.60	33.83	845.77	91.75	0.00	613.38	0.00	91.75	27.52	64.22	125.58		
26	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.43	24.31	862.69	34.51	828.18	90.83	0.00	613.38	0.00	90.83	27.25	63.58	125.34		
27	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.68	24.31	844.74	35.20	809.55	89.89	0.00	613.38	0.00	89.89	26.97	62.92	125.09		
28	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.93	24.31	825.74	35.90	789.84	88.93	0.00	613.38	0.00	88.93	26.68	62.25	124.83		
29	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.19	24.31	805.63	36.62	769.01	87.95	0.00	613.38	0.00	87.95	26.39	61.57	124.57		
30	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.46	24.31	784.39	37.35	747.04	86.96	0.00	613.38	0.00	86.96	26.09	60.87	124.31		
31	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.73	24.31	761.98	38.10	723.88	85.94	0.00	613.38	0.00	85.94	25.78	60.16	124.04		
32	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.00	24.31	738.36	38.86	699.50	84.91	0.00	613.38	0.00	84.91	25.47	59.43	123.77		
33	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.28	24.31	713.49	39.64	673.85	83.85	0.00	613.38	0.00	83.85	25.15	58.69	123.49		
34	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.57	24.31	687.33	40.43	646.90	82.77	0.00	613.38	0.00	82.77	24.83	57.94	123.20		
35	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.86	24.31	659.84	41.24	618.60	81.67	0.00	613.38	0.00	81.67	24.50	57.17	122.91		
36	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.15	24.31	630.97	42.06	588.90	80.55	0.00	613.38	0.00	80.55	24.16	56.38	122.61		
37	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.46	24.31	600.68	42.91	557.78	79.40	0.00	613.38	0.00	79.40	23.82	55.58	122.31		
38	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.77	24.31	568.93	43.76	525.17	78.24	0.00	613.38	0.00	78.24	23.47	54.77	122.00		
39	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.08	24.31	535.67	44.64	491.03	77.05	0.00	613.38	0.00	77.05	23.11	53.93	121.69		
40	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.40	24.31	500.85	45.53	455.32	75.83	0.00	613.38	0.00	75.83	22.75	53.08	121.36		
41	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.73	24.31	464.43	46.44	417.98	74.59	0.00	613.38	0.00	74.59	22.38	52.22	121.04		
42	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.07	24.31	426.34	47.37	378.97	73.33	0.00	613.38	0.00	73.33	22.00	51.33	120.70		
43	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.41	24.31	386.55	48.32	338.23	72.04	0.00	613.38	0.00	72.04	21.61	50.43	120.36		
44	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.76	24.31	345.00	49.29	295.71	70.73	0.00	613.38	0.00	70.73	21.22	49.51	120.01		
45	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.11	24.31	301.63	50.27	251.35	69.39	0.00	613.38	0.00	69.39	20.82	48.57	119.66		
46	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.47	24.31	256.38	51.28	205.11	68.02	0.00	613.38	0.00	68.02	20.41	47.61	119.29		
47	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.84	24.31	209.21	52.30	156.91	66.62	0.00	613.38	0.00	66.62	19.99	46.64	118.92		
48	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	19.22	24.31	160.04	53.35	106.70	65.20	0.00	613.38	0.00	65.20	19.56	45.64	118.55		
49	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	19.60	24.31	108.83	54.41	54.41	63.75	0.00	613.38	0.00	63.75	19.12	44.62	118.16		
50	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	20.00	24.31	55.50	55.50	0.00	62.27	0.00	613.38	0.00	62.27	18.68	43.59	117.77		
	60,524.5	46,156.5			8,103.96	640.92	1,215.59				4,468.46	613.38		291.97	4,176.49	1252.95	2,923.54	6,247.45		

Table 15.8 Financial Analysis (B-4): Financial Generation Cost

Year	Own Finance	IDC	Principal Repayment	Interest Payment	Royalty	O&M Cost	Total Cost	Energy Generation	PV Index	PV Cost	PV Energy
	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	GWh	10%	M.US$	GWh
-7	4.19	0.34					4.53		1.9487	8.83	
-6	26.99	2.89					29.87		1.7716	52.92	
-5	32.96	7.78					40.75		1.6105	65.63	
-4	44.68	14.13					58.81		1.4641	86.10	
-3	60.69	23.64					84.33		1.3310	112.25	
-2	49.21	35.25					84.46		1.2100	102.20	
-1	20.29	43.36			12.16	3.79	79.60	2,067	1.1000	87.55	2,273
1	23.87	48.01			24.31	7.58	103.77	4,134	1.0000	103.77	4,134
2			50.04	39.43	24.31	7.58	121.36	4,134	0.9091	110.33	3,758
3			50.04	35.93	24.31	7.58	117.86	4,134	0.8264	97.40	3,416
4			50.04	32.43	24.31	7.58	114.36	4,134	0.7513	85.92	3,106
5			50.04	28.93	24.31	7.58	110.85	4,134	0.6830	75.71	2,823
6			50.04	25.42	24.31	7.58	107.35	4,134	0.6209	66.66	2,567
7			50.04	21.92	24.31	7.58	103.85	4,134	0.5645	58.62	2,333
8			50.04	18.42	24.31	7.58	100.35	4,134	0.5132	51.49	2,121
9			50.04	14.91	24.31	7.58	96.84	4,134	0.4665	45.18	1,928
10			19.37	13.56	24.31	7.58	64.82	4,134	0.4241	27.49	1,753
11			19.37	12.20	24.31	7.58	63.46	4,134	0.3855	24.47	1,594
12			19.37	10.85	24.31	7.58	62.11	4,134	0.3505	21.77	1,449
13			19.37	9.49	24.31	7.58	60.75	4,134	0.3186	19.36	1,317
14			19.37	8.14	24.31	7.58	59.39	4,134	0.2897	17.20	1,197
15			19.37	6.78	24.31	7.58	58.04	4,134	0.2633	15.28	1,089
16			19.37	5.42	24.31	7.58	56.68	4,134	0.2394	13.57	990
17			19.37	4.07	24.31	7.58	55.33	4,134	0.2176	12.04	900
18			19.37	2.71	24.31	7.58	53.97	4,134	0.1978	10.68	818
19			19.37	1.36	24.31	7.58	52.62	4,134	0.1799	9.46	743
20			19.37	0.00	24.31	7.58	51.26	4,134	0.1635	8.38	676
21					24.31	7.58	31.89	4,134	0.1486	4.74	614
22					24.31	7.58	31.89	4,134	0.1351	4.31	559
23					24.31	7.58	31.89	4,134	0.1228	3.92	508
24	0.55				24.31	7.58	32.44	4,134	0.1117	3.62	462
25	7.39				24.31	7.58	39.28	4,134	0.1015	3.99	420
26	18.06				24.31	7.58	49.95	4,134	0.0923	4.61	382
27	17.43				24.31	7.58	49.32	4,134	0.0839	4.14	347
28	0.00				24.31	7.58	31.89	4,134	0.0763	2.43	315
29	0.00				24.31	7.58	31.89	4,134	0.0693	2.21	287
30	37.43				24.31	7.58	69.32	4,134	0.0630	4.37	261
31	3.42				24.31	7.58	35.31	4,134	0.0573	2.02	237
32	59.06				24.31	7.58	90.95	4,134	0.0521	4.74	215
33	82.12				24.31	7.58	114.01	4,134	0.0474	5.40	196
34	48.18				24.31	7.58	80.07	4,134	0.0431	3.45	178
35	25.06				24.31	7.58	56.95	4,134	0.0391	2.23	162
36					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0356	1.13	147
37					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0323	1.03	134
38					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0294	0.94	122
39					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0267	0.85	111
40					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0243	0.78	100
41					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0221	0.70	91
42					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0201	0.64	83
43					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0183	0.58	75
44					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0166	0.53	69
45					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0151	0.48	62
46					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0137	0.44	57
47					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0125	0.40	52
48					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0113	0.36	47
49					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0103	0.33	43
50					24.31	7.58	31.89	4,134	0.0094	0.30	39
Total	258.69	175.07	150.12	107.79	109.40	34.10	835.17	18,601		1,455.95	47,356

Financial Generation Cost: 3.07 cent/kWh
(I = 10%)

Table 15.9 Financial Analysis (C-1): Summary

Scenario	CCC	
Construction Cost	934.9 US$/kW	

Finance Proportion	Bhutan	Others
Equity Share	100%	0%
Debt/Equity	Debt	Equity
	90%	10%

Installed Capacity		870.00	MW
Energy Generation		4,330.00	GWh
Salable energy		4,133.62	GWh
	Firm	1,210.49	GWh
	Secondary	2,923.13	GWh

Construction cost		
Before price escalation	813.40	M.US$
After price escalation	876.26	M.US$
Financial Budget	1,086.31	M.US$

Financial Items	Bhutan	Private
Own Finance	87.63	0.00
Loan amount	788.63	0.00
IDC	125.84	84.21
Royalty	0.00	0.00
Total	1002.10	84.21

Export/Domestic Ratio for salable energy			
Export		100%	
Domestic		0%	
Power Tariff			
Firm		39.21	US$/MWh
Secondary	100%	39.21	US$/MWh
Power Tariff Escalation			
Firm			
Secondary			

Inflation (in terms of US dollar)	
Foreign	2.0%
Domestic	2.0%
Financial Conditions (I)	
Interest rate for IDC	7.0%
Interest after operation	7.0%
Repayment Period (years)	25
Grace Period (years)	6
Gov't Own finance	100.0%
Financial Conditions (II)	
Interest rate for IDC	10.0%
Interest after operation	10.0%
Repayment Period (years)	12
Grace Period (years)	4
Royalty for Construction Perioc	0%
Royalty from Operation onward	0%

Financial Indices

Debt Service Coverage Ratio	
Average for Finance (I)	3.87
Average for Finance (II)	1.51
Loan Life Coverage Ratio	
For Finance (I)	1.65
For Finance (II)	1.24
Financial Generation Cost at Year 1	
	2.44 cent/kWh
(Discount rate=	10%)

Table 15.10 Financial Analysis (C-2): Disbursement and Loan Amount

Scenario:	CCC	Equity Proportions			PriceEscalation per annum		Finance Condition (I)	50%	Total Construction Cost (M.US$)		
Capacity:	870 MW		Bhutan	Others	F/C Portion	2.00%	Interest	7%	Finance Items	Bhutan	Private	Total
Energy Generation	4,330 GWh		100%	0%	L/C Portion	2.00%	Repayment Period	25 years	Own finance	87.63	0.00	87.63
Salable energy	4,133.62 GWh		Debt	Equity			Grace Period	6 years	Principal Loan	788.63	0.00	788.63
Project cost	934.94 US$/kW		90%	10%			Bhutan Own Finance	100%	IDC	125.84	84.21	125.84
F/C	697.34	Royalty					Finance Condition (II)	50%	Total	1002.10	84.21	1086.31
L/C	115.55	for construction		0%	Firm Price($/MWh)	39.21	Interest	10%	Equity/Royalty fee	0		0.00
Total	812.89	from operation		0%	Sec. Price($/MWh)	39.21	Repayment Period	12 years				
							Grace Period	4 years				

Year	Disbursement before escalation		Price Index		Disbursement after escalation		Total Disburse	Debt/Equity Share 90%	10%	Equity Portion incl. Equity financed by Loan			Debt Portion Finance I	Finance II	Loan Cumulative Finance I	Finance II	IDC Finance I	Finance II	Royalty Fee
	for F/C	for L/C	for F/C	for L/C	for F/C	for L/C		Debt	Equity	Bhutan	B by Loan	Private	50%	50%			7%	10%	
	M.US$	M.US$	2.00%	2.00%	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$
-7	1.39	12.58	1.0000	1.0000	1.39	12.58	13.97	0.00	13.97	13.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0
-6	56.49	31.69	1.0200	1.0200	57.62	32.33	89.95	16.30	73.66	73.66	0.00	0.00	16.30	0.00	16.30	0.00	0.57	0.00	0
-5	92.60	13.02	1.0404	1.0404	96.34	13.54	109.88	109.88	0.00	0.00	0.00	0.00	109.88	0.00	126.18	0.00	4.99	0.00	0
-4	127.67	12.67	1.0612	1.0612	135.49	13.45	148.93	148.93	0.00	0.00	0.00	0.00	148.93	0.00	275.11	0.00	14.05	0.00	0
-3	168.69	18.20	1.0824	1.0824	182.59	19.70	202.30	202.30	0.00	0.00	0.00	0.00	119.21	83.09	394.32	83.09	23.43	4.15	0
-2	133.55	15.02	1.1041	1.1041	147.45	16.58	164.03	164.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	164.03	394.32	247.12	27.60	16.51	0
-1	53.50	6.55	1.1262	1.1262	60.25	7.38	67.63	67.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	67.63	394.32	314.75	27.60	28.09	0
1	63.45	5.81	1.1487	1.1487	72.88	6.68	79.56	79.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	79.56	394.32	394.31	27.60	35.45	0
	697.34	115.55			754.01	122.24	876.26	788.63	87.63	87.63	0.00	0.00	394.32	394.32			125.84	84.21	0.00

Table 15.11 Financial Analysis (C-3): Income Statement

Scenario	CCC	Financial condition for Bhutan		Firm Energy (GWh)	1,210.49	OM cost	7.58	Income tax	30%	Initial F.A. (M.US$)	1086.31
Capacity	870 MW	Interest rate	7%	Sec. Energy (GWh)	2,923.13			Royalty		Life time (years)	50
Energy Generation	4,330 GWh	Repayment (years)	25	Firm Price ($/MWh)	39.21	Principal repayment	M.US$	from operation	0%	Initial dep. (M.US$)	21.73
Salable Energy	4,133.82 GWh	Financial condition for Private		Sec. Price ($/MWh)	39.21	for Bhutan	15.77			F/C escalation	2.0%
		Interest rate	10%	Firm Escalation	0%	for Private	32.86			L/C escalation	2.0%
Constuction cost	812.89 M.US$	Repayment (years)	12	Sec. Escalation	0%	Total	48.63			Equiv. Escalation	2.0%

Year	Selling Revenue: Salable energy Firm	Salable energy Secondary	Selling price Firm	Selling price Secondary	Sales Revenue	OM cost	Royalty	Year start Fixed Asset	Depreciation	Year end Fixed Asset	Net Operation Income	Principal Repayment	Cum. of Principal Repayment	Interest Payment	Income before tax	Income tax	Net Income after tax	Current Asset in cash	Debt Service Ratio	
	GWh	GWh	$/MWh	$/MWh	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	
-1	605.2	1461.6	39.21	39.21	81.04	3.79	0.00	543.15	10.86	532.29	66.39				55.39	19.92	46.47	77.25		
1	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.58	0.00	1,086.31	21.73	1,064.58	132.78	70.04	70.04	50.30	82.47	24.74	57.73	154.50	1.28	
2	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.73	0.00	1,085.87	22.16	1,063.71	132.19	70.04	140.09	45.40	86.79	26.04	60.75	154.35	1.34	
3	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	7.88	0.00	1,084.99	22.60	1,062.38	131.59	70.04	210.13	40.50	91.10	27.33	63.77	154.20	1.39	
4	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.04	0.00	1,083.63	23.05	1,060.57	130.98	70.04	280.17	35.59	95.39	28.62	66.77	154.04	1.46	
5	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.20	0.00	1,081.79	23.52	1,058.27	130.36	70.04	350.22	30.69	99.67	29.90	69.77	153.88	1.53	
6	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.37	0.00	1,079.43	23.99	1,055.45	129.73	70.04	420.26	25.79	103.94	31.18	72.76	153.71	1.60	
7	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.53	0.00	1,076.56	24.47	1,052.09	129.08	70.04	490.30	20.88	108.20	32.46	75.74	153.55	1.69	
8	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.70	0.00	1,073.13	24.96	1,048.17	128.42	70.04	560.34	15.98	112.44	33.73	78.71	153.37	1.78	1.51
9	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	8.88	0.00	1,069.14	25.46	1,043.68	127.75	20.75	581.10	14.53	113.22	33.97	79.25	153.20	4.34	Average
10	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.06	0.00	1,064.56	25.98	1,038.59	127.06	20.75	601.85	13.07	113.98	34.20	79.79	153.02	4.52	DSCR
11	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.24	0.00	1,059.36	26.48	1,032.88	126.36	20.75	622.61	11.62	114.74	34.42	80.32	152.84	4.72	
12	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.42	0.00	1,053.54	27.01	1,026.52	125.64	20.75	643.36	10.17	115.47	34.64	80.83	152.66	4.94	
13	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.61	0.00	1,047.05	27.55	1,019.50	124.91	20.75	664.11	8.72	116.20	34.86	81.34	152.47	5.17	
14	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	9.80	0.00	1,039.89	28.11	1,011.78	124.17	20.75	684.87	7.26	116.91	35.07	81.84	152.28	5.44	
15	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.00	0.00	1,032.02	28.67	1,003.35	123.41	20.75	705.62	5.81	117.60	35.28	82.32	152.08	5.72	
16	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.20	0.00	1,023.42	29.24	994.18	122.64	20.75	726.37	4.36	118.28	35.48	82.80	151.88	6.05	
17	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.40	0.00	1,014.06	29.83	984.24	121.85	20.75	747.13	2.91	118.95	35.68	83.26	151.68	6.41	
18	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.61	0.00	1,003.92	30.42	973.50	121.05	20.75	767.88	1.45	119.59	35.88	83.72	151.47	6.82	
19	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	10.82	0.00	992.97	31.03	961.94	120.23	20.75	788.64	0.00	120.23	36.07	84.16	151.26	7.29	3.87
20	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.04	0.00	981.18	31.65	949.53	119.39	0.00	788.64	0.00	119.39	35.82	83.57	151.04		Average
21	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.26	0.00	968.52	32.28	936.23	118.54	0.00	788.64	0.00	118.54	35.56	82.97	150.82		DSCR
22	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.49	0.00	954.96	32.93	922.03	117.66	0.00	788.64	0.00	117.66	35.30	82.37	150.59		
23	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.71	0.00	940.47	33.59	906.88	116.78	0.00	788.64	0.00	116.78	35.03	81.74	150.36		
24	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	11.95	0.00	925.02	34.26	890.76	115.87	0.00	788.64	0.00	115.87	34.76	81.11	150.13		
25	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.19	0.00	908.57	34.95	873.63	114.95	0.00	788.64	0.00	114.95	34.48	80.46	149.89		
26	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.43	0.00	891.10	35.64	855.46	114.00	0.00	788.64	0.00	114.00	34.20	79.80	149.65		
27	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.68	0.00	872.57	36.36	836.21	113.04	0.00	788.64	0.00	113.04	33.91	79.13	149.40		
28	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	12.93	0.00	852.93	37.08	815.85	112.06	0.00	788.64	0.00	112.06	33.62	78.44	149.15		
29	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.19	0.00	832.17	37.83	794.34	111.06	0.00	788.64	0.00	111.06	33.32	77.74	148.89		
30	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.46	0.00	810.23	38.58	771.65	110.04	0.00	788.64	0.00	110.04	33.01	77.03	148.62		
31	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	13.73	0.00	787.08	39.35	747.72	109.00	0.00	788.64	0.00	109.00	32.70	76.30	148.35		
32	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.00	0.00	762.68	40.14	722.54	107.94	0.00	788.64	0.00	107.94	32.38	75.56	148.08		
33	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.28	0.00	736.99	40.94	696.04	106.85	0.00	788.64	0.00	106.85	32.06	74.80	147.80		
34	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.57	0.00	709.97	41.76	668.20	105.75	0.00	788.64	0.00	105.75	31.73	74.03	147.51		
35	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	14.86	0.00	681.57	42.60	638.97	104.62	0.00	788.64	0.00	104.62	31.39	73.24	147.22		
36	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.15	0.00	651.75	43.45	608.30	103.47	0.00	788.64	0.00	103.47	31.04	72.43	146.92		
37	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.46	0.00	620.46	44.32	576.15	102.30	0.00	788.64	0.00	102.30	30.69	71.61	146.62		
38	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	15.77	0.00	587.67	45.21	542.46	101.11	0.00	788.64	0.00	101.11	30.33	70.78	146.31		
39	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.08	0.00	553.31	46.11	507.20	99.89	0.00	788.64	0.00	99.89	29.97	69.92	146.00		
40	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.40	0.00	517.35	47.03	470.32	98.64	0.00	788.64	0.00	98.64	29.59	69.05	145.68		
41	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	16.73	0.00	479.72	47.97	431.75	97.38	0.00	788.64	0.00	97.38	29.21	68.16	145.35		
42	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.07	0.00	440.38	48.93	391.45	96.08	0.00	788.64	0.00	96.08	28.82	67.26	145.01		
43	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.41	0.00	399.28	49.91	349.37	94.76	0.00	788.64	0.00	94.76	28.43	66.33	144.67		
44	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	17.76	0.00	356.36	50.91	305.45	93.41	0.00	788.64	0.00	93.41	28.02	65.39	144.32		
45	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.11	0.00	311.56	51.93	259.63	92.04	0.00	788.64	0.00	92.04	27.61	64.43	143.97		
46	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.47	0.00	264.83	52.97	211.86	90.64	0.00	788.64	0.00	90.64	27.19	63.45	143.61		
47	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	18.84	0.00	216.10	54.02	162.07	89.21	0.00	788.64	0.00	89.21	26.76	62.45	143.24		
48	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	19.22	0.00	165.31	55.10	110.21	87.75	0.00	788.64	0.00	87.75	26.33	61.43	142.86		
49	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	19.60	0.00	112.41	56.21	56.21	86.27	0.00	788.64	0.00	86.27	25.88	60.39	142.48		
50	1,210.5	2,923.1	39.21	39.21	162.08	20.00	0.00	57.33	57.33	0.00	84.75	0.00	788.64	0.00	84.75	25.43	59.33	142.08		
Total	60,524.5	146,156.5			8,103.96	640.92	0.00				5,625.46	788.64		345.03	5,280.43	1,584.13	3,696.30	7,463.05		

Table 15.12 Financial Analysis (C-4): Financial Generation Cost

Scenario C

Year	Own Finance	IDC	Principal Repayment	Interest Payment	Royalty	O&M Cost	Total Cost	Energy Generation	PV Index	PV Cost	PV Energy
		M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	M.US$	GWh	10%	M.US$	GWh
-7	13.97	0.00					13.97	0	1.9487	27.22	0
-6	73.66	0.57					74.23	0	1.7716	131.50	0
-5	0.00	4.99					4.99	0	1.6105	8.03	0
-4	0.00	14.05					14.05	0	1.4641	20.56	0
-3	0.00	27.58					27.58	0	1.3310	36.72	0
-2	0.00	44.11					44.11	0	1.2100	53.38	0
-1	0.00	55.70			0.00	3.79	59.48	2,067	1.1000	65.43	2,273
1	0.00	63.06			0.00	7.58	70.63	4,134	1.0000	70.63	4,134
2			70.04	50.30	0.00	7.58	127.92	4,134	0.9091	116.29	3,758
3			70.04	45.40	0.00	7.58	123.02	4,134	0.8264	101.67	3,416
4			70.04	40.50	0.00	7.58	118.12	4,134	0.7513	88.74	3,106
5			70.04	35.59	0.00	7.58	113.21	4,134	0.6830	77.33	2,823
6			70.04	30.69	0.00	7.58	108.31	4,134	0.6209	67.25	2,567
7			70.04	25.79	0.00	7.58	103.41	4,134	0.5645	58.37	2,333
8			70.04	20.88	0.00	7.58	98.50	4,134	0.5132	50.55	2,121
9			70.04	15.98	0.00	7.58	93.60	4,134	0.4665	43.67	1,928
10			20.75	14.53	0.00	7.58	42.86	4,134	0.4241	18.18	1,753
11			20.75	13.07	0.00	7.58	41.41	4,134	0.3855	15.96	1,594
12			20.75	11.62	0.00	7.58	39.95	4,134	0.3505	14.00	1,449
13			20.75	10.17	0.00	7.58	38.50	4,134	0.3186	12.27	1,317
14			20.75	8.72	0.00	7.58	37.05	4,134	0.2897	10.73	1,197
15			20.75	7.26	0.00	7.58	35.60	4,134	0.2633	9.37	1,089
16			20.75	5.81	0.00	7.58	34.14	4,134	0.2394	8.17	990
17			20.75	4.36	0.00	7.58	32.69	4,134	0.2176	7.11	900
18			20.75	2.91	0.00	7.58	31.24	4,134	0.1978	6.18	818
19			20.75	1.45	0.00	7.58	29.78	4,134	0.1799	5.36	743
20			20.75	0.00	0.00	7.58	28.33	4,134	0.1635	4.63	676
21					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1486	1.13	614
22					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1351	1.02	559
23					0.00	7.58	7.58	4,134	0.1228	0.93	508
24	0.55				0.00	7.58	8.13	4,134	0.1117	0.91	462
25	7.39				0.00	7.58	14.97	4,134	0.1015	1.52	420
26	18.06				0.00	7.58	25.64	4,134	0.0923	2.37	382
27	17.43				0.00	7.58	25.01	4,134	0.0839	2.10	347
28	0.00				0.00	7.58	7.58	4,134	0.0763	0.58	315
29	0.00				0.00	7.58	7.58	4,134	0.0693	0.53	287
30	37.43				0.00	7.58	45.00	4,134	0.0630	2.84	261
31	3.42				0.00	7.58	10.99	4,134	0.0573	0.63	237
32	59.06				0.00	7.58	66.64	4,134	0.0521	3.47	215
33	82.12				0.00	7.58	89.70	4,134	0.0474	4.25	196
34	48.18				0.00	7.58	55.76	4,134	0.0431	2.40	178
35					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0391	0.30	162
36					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0356	0.27	147
37					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0323	0.25	134
38					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0294	0.22	122
39					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0267	0.20	111
40					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0243	0.18	100
41					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0221	0.17	91
42					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0201	0.15	83
43					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0183	0.14	75
44					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0166	0.13	69
45					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0151	0.11	62
46					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0137	0.10	57
47					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0125	0.09	52
48					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0113	0.09	47
49					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0103	0.08	43
50					0.00	7.58	7.58	4,134	0.0094	0.07	39
Total		210.05	788.64	345.03	0.00	382.67	2073.68	208747.72		1156.53	47,356

Financial Generation Cost: 2.44 cent/kWh
(I = 10%)

第１６章　今後の調査

目　次

頁
第16章　今後の調査……16-1

第16章　今後の調査

本調査の実施設計に先立ち、次の追加調査を行うことが重要である。

追加調査項目は本計画の特殊性や地点特性を考慮して、計画地点における現地調査だけでなく、氷河湖決壊洪水（GLOF）調査など流域全体を含む調査項目を含めた。

(1)　水文調査

本調査の水文データは、1992～1999年の解析結果に基づくものであり、十分信頼できるデータ母集団である。しかし信頼性をさらに高めるための水文調査を継続すべきである。

計画流域の源流域における氷河湖観測、モレーンからの流出量、気象、降水調査を合わせて行うことは、GLOFの予測の資料を得るために重要であり、継続すべきである。可能ならば、GLOFによる土砂移動の実態調査を行うべきである。

(2)　地質調査

ダム地点：ダム右岸岩盤における透水性および地下水位をより詳細に調査する必要がある。更に基盤岩石の岩盤物性を詳細に調査する必要もある。従って、詳細設計段階におけるコアボーリング、透水試験、調査横坑を中心とし各種の原位置試験を含む調査を行うことが望まれる。

導水路トンネル：導水路トンネルは、地山被りは200 mから600 mに達するところもあり、アクセスも困難であるがトンネル沿いの地質条件を把握するための弾性波探査を主とした調査が必要と考えられる。

調圧水槽及び発電所地点：ボーリング調査を中心として、５孔、計1,000 m程度の調査を行い、片理面に沿う攪乱帯の分布と性状をより詳細に調査する必要がある。

(3)　送電線ルート

本計画の送電線は、可能な範囲の踏査と既往資料、地図情報および衛星画像解析によってＡルート（発電所－Sarpang－Bongaigaon）およびＢルート（発電所－Kerabari－Coach Bihar）の比較検討の結果、Ａルートを選定した。しかし、今後の調査によって詳細検討を行って、最適案を選定すべきである。

JICA