

10.2.3 工程計画

本工程計画は、EPC 契約を 2005 年 6 月末に結ぶ条件で作成している。建設前スケジュールを含めた工程計画表を図 10.2.1 に示す。

次の作業あるいはイベントは、全事業工程の流れの中でクリティカルパス上にある。

表 10.2.17 工程上のクリティカルパス

No.	作業/イベント	予定日
1.	現地調査及び入札用図面作成	2003 年
2.	EPC 契約	2005 年 06 月末
3.	永久並びに仮設のアクセス道路建設	2005 年 06 月末
4.	仮排水路トンネル建設	2006 年 01 月末
5.	転流工	2007 年 09 月末
6.	本体ダムスラブコンクリート打設	2008 年 09 月末
7.	貯水池湛水開始	2010 年 04 月末
8.	発電機の有水試験	2010 年 06 月末
9.	1号発電機の運開	2010 年 09 月末
10.	2号発電機の運開	2010 年 10 月末

10.3 積算

10.3.1 基本条件及び仮定

本事業のベースコストは、①建設費、②環境対策費、③SPC の運営費、④価格予備費(物価上消費)で構成する。積算時の基本条件及び仮定は次の通りである。

- ① 積算の価格水準は、現地調査を実施した 2002 年 7 月とする。
- ② コスト要素となる労務者、材料、建設機械のほとんど全てを外国から調達することから、本事業費は US\$のみで明示する。
- ③ 建設費は原則として単価見積り方式で見積もる。各工事数量は予備設計から算出する。
- ④ 主要な土木工事の各単価は、単価内訳を作成して決定する。一方メタルワーク、発電機器、送電線、及び変電所の費用は、製造業者からの見積りデータ、またアジア諸国における類似プロジェクトの近年の入札単価データを参照して見積もる。
- ⑤ 価格予備費は、最新の米国消費者物価指数を参照し、年率 1.3 % の物価上昇率を仮定して算出する。
- ⑥ 関連する全ての税金類は当積算に含まれない。

10.3.2 積算方法

各工事項目の積算は次の通りである。

(1) 仮設備及びパーマネントアクセス道路

仮設備は、仮設道路(L=33.6 km)、電話線(L=51.0 km)、電力線(L=31.0 km)、ベースキャンプ、その他(機材動員費等)で構成する。一方、パーマネントアクセス道路は、ダムサイトへのアクセス道路(L=12.1 km)、既設道路の改善(L=21.0 km)、橋梁設置(3基)で構成する。これら工事項目の内、仮設及びパーマネントアクセス道路建設の費用は、詳細な工事数量及び単価に基づき見積る。一方、その他建設費用は、延長あるいは面積を基に見積る。

(2) 土木工事

各土木工事に対する建設費用は、原則として工事数量と単価の掛算で算出する。主要な土木工事の単価は、前項で述べた通り各単価の単価内訳を作成して決定する。単価内訳のコスト要素は、労務者、材料、建設機械、及び請負業者の間接費で構成する。各コスト要素について以下の通り説明する。

① 労務賃金

熟練及び半熟練工のほとんどはタイ国からの雇用となる。労務賃金は全ての労務者に対して1シフト当たり8時間の基本日当とする。各労務賃金を以下に示す。

表 10.3.1 労務賃金(単位：US\$)

労務者	単位	賃金(US\$)
現場監督	日	21.00
重機オペレータ	日	18.00
ダンプトラック運転手	日	10.00
コンクリート工	日	11.00
大工	日	11.00
配管工	日	11.00
機械工	日	13.00
電気工	日	13.00
溶接工	日	13.00
熟練工	日	8.00
未熟練工	日	6.00

② 材料費

前述の 10.2 施工計画及び工程で述べたとおり、燃料及び木製材を除くほとんど全ての材料は外国から調達する。一方、細骨材を含むコンクリート骨材は原石山で生産する。したがって粗骨材及び細骨材は、原石山開発費、骨材製造設備を用いた生産費、及びサイトまでの運搬費に基づき見積もる。各材料費を以下に示す。

図 10.2.1 ナムニアップ-I 水力発電プロジェクト工程計画

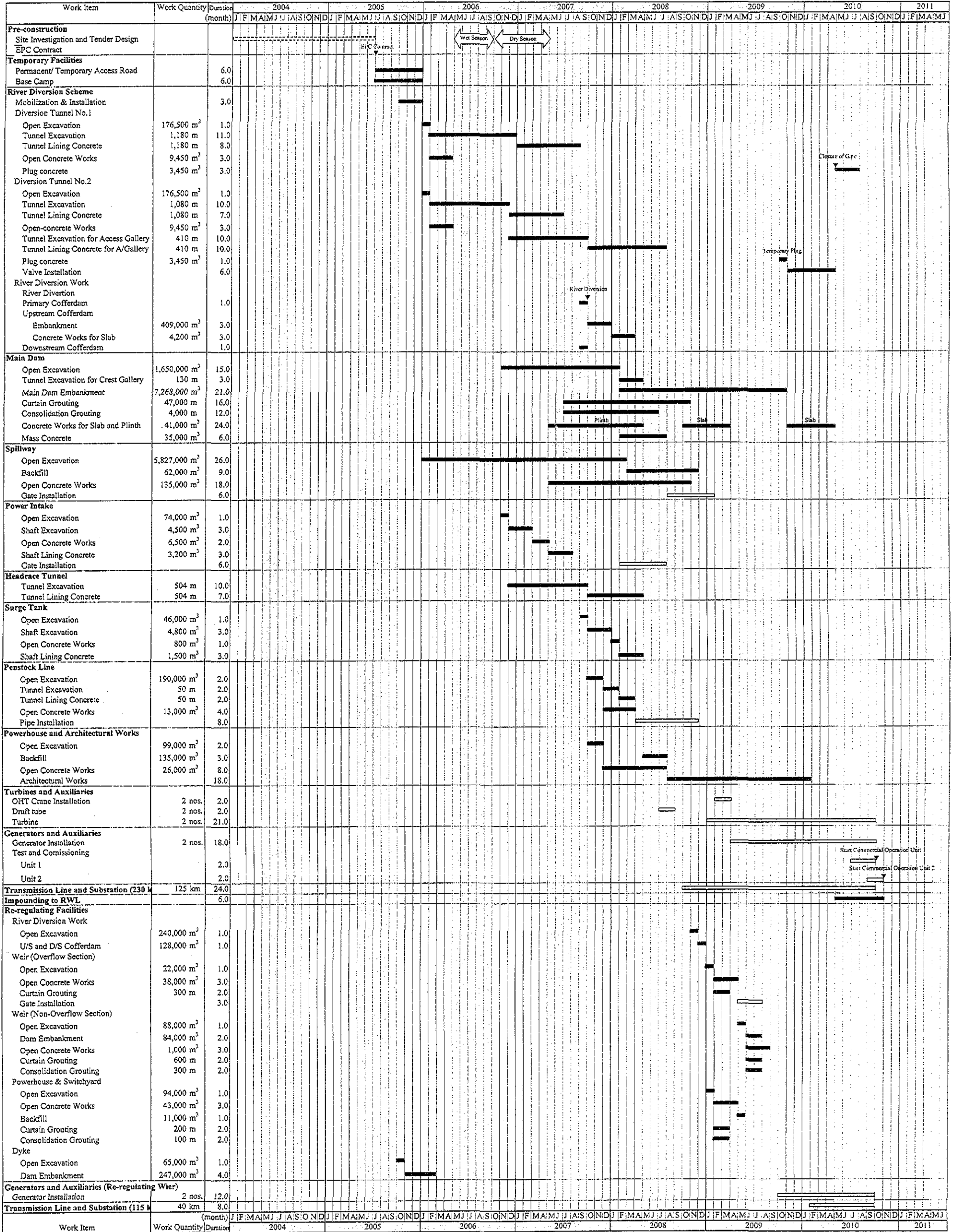


表 10.3.2 材料費(単位：US\$)

材料	単位	材料費(US\$)
軽油	liter	0.31
ガソリン	liter	0.36
セメント	ton	73.00
異形鉄筋	ton	345.00
型枠用木材	m ³	157.56
型枠用合板	m ³	136.55
ダイナマイト	kg	2.90
電力料金	kWh	0.05
粗骨材	ton	7.85
細骨材	ton	10.22

③ 建設機械経費

建設機械経費は、機械損料、維持修理費及び年間管理費で構成する。時間当たりあるいは日当りの建設機械費は、日本国内で利用される公認のガイドラインを参照し、基礎価格、標準使用年数、維持修理費率及び年間管理費率を設定して見積る。

④ 請負業者の間接費

現場・本社経費及び利益は各工事単価に含む。これら経費は、直接費(労務賃金、材料費、建設機械経費)の25%で見積る。

⑤ 主要土木工事の単価

基礎処理工を除く主要土木工事の各単価は、上記基礎価格並びに施工計画に基づく建設機械及び労務者の歩係を用いて作成する。各単価は以下の通りである。

表 10.3.3 主要土木工事の単価(単位：US\$)

工種	単位	単価(US\$)
明り掘削(土塊)	m ³	4.8
明り掘削(岩)	m ³	10.0
トンネル掘削 ^{a)}	m ³	46.8
ダム盛立て	m ³	3.3
明りコンクリート構造物 ^{b)}	m ³	79.6
トンネル巻立てコンクリート ^{b)}	m ³	92.0
鉄筋	ton	584.3
基礎処理グラウト ^{c)}	m	114.1

注; a) トンネル掘削の単価には全てのトンネル支保工の費用が含まれる。

b) コンクリート工の単価には型枠工の費用が含まれる。

c) グラウト工の単価は7つの類似プロジェクトの平均契約単価を用いている。

(3) メタル工事

メタル工事の費用は、CIF バンコク着価格、内陸輸送費及び据付費で構成する。鋼構造の各タイプ別重量当り単価は、類似業務における近年の入札単価を参照して決定する。各単価を以下に示す。

その内訳を表 10.3.7 及び表 10.3.8 に示す。

表 10.3.5 ベースコスト(単位：US\$)

番号	項目	費用
1.	建設費	291,781,840
1.1	土木工事	178,411,440
1.2	メタル工事	20,287,000
1.3	発電機器	59,137,400
1.4	送電線及び変電所	33,946,000
2.	環境費	16,473,260
2.1	環境モニタリング及びプランニング	9,669,000
2.2	移転費	6,804,260
3.	SPC の運営費	10,290,100
3.1	現地調査及び入札図面	4,125,000
3.2	SPC の管理費	6,165,100
小計	(1 to 3)	318,545,200
4.	価格予備費(物価変動費)	25,167,410
総計	ベースコスト (1 to 4)	343,712,610

10.3.4 年間支出計画

年間支出計画は、ベースコスト及び工程計画に応じて以下の通りとする。またその内訳を表 10.3.9 に示す。

表 10.3.6 年間支出計画(単位：千 US\$)

年	集計(千US\$)
2005	26,481.9
2006	23,007.0
2007	83,929.6
2008	86,533.4
2009	72,418.4
2010	51,342.3
合計	343,712.6

表 10.3.7 事業費一覽

Unit: US\$

Particular	Draft Final
C1. Temporary Facilities	8,674,000
C2. Permanent Access Road	8,052,000
C3. River Diversion Works	22,459,610
C4. Main Dam	47,060,350
C5. Spillway	63,400,860
C6. Bottom Outlet and Plug for Diversion Tunnel	1,414,010
C7. Power Intake	1,849,650
C8. Headrace Tunnel	3,893,340
C9. Surge Tank	808,320
C10. Penstock Line	2,918,490
C11. Power Station (Main Dam)	4,886,220
C12. Re-regulating Weir and Dykes	8,047,580
C13. Power Station (Re-regulating Weir)	4,947,010
Sub-total for Civil Works (C1 to C13)	178,411,440
C14. Metal Works for Power Station (Main Dam)	19,594,000
C15. Metal Works for Power Station (Re-regulating Weir)	693,000
C16. Generating Equipment for Power Station (Main Dam)	46,968,900
C17. Generating Equipment for Power Station (Re-regulating Weir)	12,168,500
C18. Transmission Line and Substation for Power Station (Main Dam)	31,146,000
C19. Transmission Line and Substation for Power Station (Re-regulating Weir)	2,800,000
Sub-total for M & E Works (C14 to C19)	113,370,400
Total Construction Cost (C1 to C19)	291,781,840
E1. Environmental Monitoring and Planning	9,669,000
E2. Resettlement Cost	6,804,260
Total Environmental Cost (E1 to E3)	16,473,260
O1. Site Investigation and Tender Design	4,125,000
O2. Administration of SPC	6,165,100
Total Operation Cost for SPC (O1 to O2)	10,290,100
Total Project Cost (w/o Price Contingency)	318,545,200

表10.3.8 事業費の内訳 (1/3)

Particular	Unit	Unit Price (US\$)	Qty	Amount (US\$)	Draft Final
C1. Temporary Facilities					8,674,000
Temporary Road to Dam Site (L=9.9km)	LS			1,955,000	
Temporary Road to Quarry Site (L=23.7km)	LS			4,589,000	
Telecommunication Line	km	10,000	51	510,000	
Power Distribution Line	km	20,000	31	620,000	
Base Camp	m ²	50.0	10,000	500,000	
Other miscellaneous (Mobilization, etc.)	LS			500,000	
C2. Permanent Access Road					8,052,000
Permanent Access Road to Dam Site (L=12.1km)	LS			5,452,000	
Existing Road Betterment	km	100,000	21	2,100,000	
Bridge Installation (3 nos.)	m ²	1,000	500	500,000	
C3. River Diversion Works					22,459,610
Open Excavation in Common	m ³	4.8	316,000	1,516,800	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	37,000	370,000	
Cofferdam Embankment	m ³	3.3	409,000	1,349,700	
Open-Concrete Works for Inlet and Outlet	m ³	79.6	18,900	1,504,440	
Open Concrete Works for Cofferdam Slab	m ³	79.6	4,200	334,320	
Tunnel Excavation	m ³	46.8	206,000	9,640,800	
Tunnel Lining Concrete	m ³	92.0	56,100	5,161,200	
Re-bar	ton	584.3	3,300	1,928,190	
Other miscellaneous	-	3.0%		654,160	
C4. Main Dam					47,060,350
Open Excavation in Common	m ³	4.8	1,650,000	7,920,000	
Main Dam Embankment	m ³	3.3	7,268,000	23,984,400	
Tunnel Excavation	m ³	46.8	1,000	46,800	
Curtain Grouting	m	114.1	47,000	5,362,700	
Consolidation Grouting	m	114.1	4,000	456,400	
Open Concrete Works for Slab and Plinth	m ³	79.6	41,000	3,263,600	
Mass Concrete	m ³	79.6	35,000	2,786,000	
Re-bar	ton	584.3	3,200	1,869,760	
Other miscellaneous (measuring apparatus, etc.)	-	3.0%		1,370,690	
C5. Spillway					63,400,860
Open Excavation in Common	m ³	4.8	1,935,000	9,288,000	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	3,892,000	38,920,000	
Backfill	m ³	3.3	62,000	204,600	
Open Concrete Works	m ³	79.6	135,000	10,746,000	
Re-bar	ton	584.3	4,100	2,395,630	
Other miscellaneous (slope protection, etc.)	-	3.0%		1,846,630	
C6. Bottom Outlet and Plug for Diversion Tunnel					1,414,010
Plug Concrete	m ³	92.0	6,900	634,800	
Tunnel Excavation for Access Gallery	m ³	46.8	10,000	468,000	
Tunnel Lining Concrete for Access Gallery	m ³	92.0	2,300	211,600	
Re-bar for Access Gallery	ton	584.3	100	58,430	
Other miscellaneous	-	3.0%		41,180	
C7. Power Intake					1,849,650
Open Excavation in Common	m ³	4.8	61,000	292,800	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	13,000	130,000	
Shaft Excavation	m ³	46.8	4,500	210,600	
Open Concrete Works	m ³	79.6	6,500	517,400	
Shaft Concrete	m ³	92.0	3,200	294,400	
Re-bar	ton	584.3	600	350,580	
Other miscellaneous	-	3.0%		53,870	
C8. Headrace Tunnel					3,893,340
Tunnel Excavation	m ³	46.8	44,300	2,073,240	
Tunnel Lining Concrete	m ³	92.0	12,200	1,122,400	
Re-bar	ton	584.3	1,000	584,300	
Other miscellaneous	-	3.0%		113,400	
C9. Surge Tank					808,320
Open Excavation in Common	m ³	4.8	42,000	201,600	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	4,000	40,000	
Shaft Excavation	m ³	46.8	4,800	224,640	
Open Concrete Works	m ³	79.6	800	63,680	
Shaft Lining Concrete	m ³	92.0	1,500	138,000	
Re-bar	ton	584.3	200	116,860	
Other miscellaneous	-	3.0%		23,540	
C10. Penstock Line					2,918,490
Open Excavation in Common	m ³	4.8	150,000	720,000	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	40,000	400,000	
Tunnel Excavation	m ³	46.8	3,600	168,480	
Tunnel lining Concrete	m ³	92.0	1,100	101,200	
Open Concrete Works	m ³	79.6	13,000	1,034,800	

表10.3.8 事業費の内訳 (2/3)

Particular	Unit	Unit Price (US\$)	Qty	Amount (US\$)	Draft Final
Re-bar	ton	584.3	700	409,010	
Other miscellaneous	-	3.0%		85,000	
C11. Power Station (Main Dam)					4,886,220
Open Excavation in Common	m ³	4.8	87,000	417,600	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	12,000	120,000	
Backfill	m ³	3.3	135,000	445,500	
Open Concrete Works	m ³	79.6	26,000	2,069,600	
Re-bar	ton	584.3	1,000	584,300	
Building, Utilities, and Electrical Works	LS	50% of P/H substructure		1,106,900	
Other miscellaneous	-	3.0%		142,320	
C12. Re-regulating Weir and Dykes					8,047,580
Open Excavation in Common	m ³	4.8	345,000	1,656,000	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	70,000	700,000	
Embankment	m ³	3.3	459,000	1,514,700	
Open-Concrete Works	m ³	79.6	39,000	3,104,400	
Curtain Grouting	m	114.1	900	102,690	
Consolidation Grouting	m	114.1	300	34,230	
Re-bar	ton	584.3	1,200	701,160	
Other miscellaneous	-	3.0%		234,400	
C13. Power Station (Re-regulating Weir)					4,947,010
Open Excavation in Common	m ³	4.8	75,000	360,000	
Open Excavation in Rock	m ³	10.0	19,000	190,000	
Embankment	m ³	3.3	11,000	36,300	
Open-Concrete Works	m ³	79.6	43,000	3,422,800	
Curtain Grouting	m	114.1	200	22,820	
Consolidation Grouting	m	114.1	100	11,410	
Re-bar	ton	584.3	1,300	759,590	
Other miscellaneous	-	3.0%		144,090	
Sub-total for Civil Works (C1 to C13)				178,411,440	178,411,440
C14. Metal Works for Power Station (Main Dam)					19,594,000
Diversion Tunnel Gates					
Gate leaf	ton	5,000	110	550,000	
Guide frame	ton	5,000	32	160,000	
Spillway Stoplogs					
Stoplog leaf	ton	5,000	90	450,000	
Guide frame	ton	6,000	40	240,000	
Gantry crane	ton	8,000	30	240,000	
Spillway Gates					
Gate leaf	ton	6,000	360	2,160,000	
Guide frame	ton	6,000	30	180,000	
Hoist	ton	8,000	90	720,000	
Anchorage	ton	5,000	110	550,000	
Intake Bulkhead Gates					
Gate leaf	ton	6,000	70	420,000	
Guide frame	ton	6,000	20	120,000	
Hoist	ton	8,000	18	144,000	
Intake Screen	ton	3,000	68	204,000	
Bottom Outlet, Howell-bunger Valve					
Howell-bunger valve	ton	8,000	40	320,000	
Hydraulic unit	ton	12,000	10	120,000	
Bottom Outlet, Emergency Gate					
High pressure gate	ton	8,000	75	600,000	
Outlet pipe	ton	4,000	110	440,000	
Bottom Outlet Intake Screen	ton	3,000	90	270,000	
Penstock Steel	ton	4,000	2,100	8,400,000	
Tailrace Gates					
Gate leaf	ton	5,000	30	150,000	
Guide frame	ton	6,000	18	108,000	
Gantry crane	ton	8,000	9	72,000	
Re-Regulating Weir, Stoplog for Check Gates					
Stoplog leaf	ton	5,000	40	200,000	
Guide frame	ton	6,000	40	240,000	
Monorail hoist	ton	8,000	12	96,000	
Re-Regulating Weir, Check Gates					
Gate leaf	ton	6,000	265	1,590,000	
Guide frame	ton	6,000	55	330,000	
Hoist	ton	8,000	65	520,000	
Other miscellaneous	-			0	
C15. Metal Works for Power Station (Re-regulating Weir)					693,000

表10.3.8 事業費の内訳 (3/3)

Particular	Unit	Unit Price (US\$)	Qty	Amount (US\$)	Draft Final
Trashrack	ton	3,000	52	156,000	
Inlet Gate					
Gate leaf	ton	5,000	48	240,000	
Guide frame	ton	6,000	20	120,000	
Outlet Gate					
Gate leaf	ton	5,000	13	65,000	
Guide frame	ton	6,000	8	48,000	
Gantry crane	ton	8,000	8	64,000	
Other miscellaneous	-			0	
C16. Generating Equipment for Power Station (Main Dam)					46,968,900
Hydraulic Turbines and Auxiliary Equipment	LS			14,669,000	
Generators and Associated Equipment	LS			13,545,000	
Transformers	LS			6,035,700	
Switchgears and Control Equipment	LS			8,145,800	
Associated Equipment and Materials	LS			4,573,400	
Other miscellaneous	-			0	
C17. Generating Equipment for Power Station (Re-regulating Weir)					12,168,500
Hydraulic Turbines and Auxiliary Equipment	LS			5,872,800	
Generators and Associated Equipment	LS			3,947,400	
Transformers	LS			403,000	
Switchgears and Control Equipment	LS			973,500	
Associated Equipment and Materials	LS			971,800	
Other miscellaneous	-			0	
C18. Transmission Line and Substation for Power Station (Main Dam)					31,146,000
Transmission Line	km	230,000	125.2	28,796,000	
Substation	LS			2,350,000	
Other miscellaneous	-			0	
C19. Transmission Line and Substation for Power Station (Re-regulating Weir)					2,800,000
Transmission Line	km	50,000	40	2,000,000	
Substation	LS			800,000	
Other miscellaneous	-			0	
Sub-total for M & E Works (C14 to C19)				113,370,400	113,370,400
Total Construction Cost (C1 to C19)				291,781,840	291,781,840
E1. Environmental Monitoring and Planning					9,669,000
Completion of EIA Study to International Standards				726,000	
Completion of Resettlement Action Plan(RAP) & Social Action Plan(SAP)				825,000	
Organization of Environmental Management Unit (EMU) and Committee				500,000	
Measures during Construction Phase (5 years)				5,230,000	
Measures during Reservoir Filling Phase				510,000	
Measures during Initial Operation Phase (year 1-5)				579,000	
Measures during Concession Period (year 6-25)				420,000	
Other miscellaneous	-	10%		879,000	
E2. Resettlement Cost					6,804,260
Resettlement				975,000	
Livelihood Component				2,159,000	
Community Development & Management				1,624,220	
Possible Population Growth (30% of Total)				1,427,470	
Other miscellaneous	-	10%		618,570	
Total Environmental Cost (E1 to E3)				16,473,260	16,473,260
O1. Site Investigation and Tender Design					4,125,000
Site Investigation	LS			1,500,000	
Tender Design	M/M	15,000	150	2,250,000	
Other miscellaneous	-	10%		375,000	
O2. Administration of SPC during Construction					6,165,100
Administration of SPC during Construction	-	2% of C & E		6,165,100	
Total Operation Cost for SPC (O1 to O2)				10,290,100	10,290,100
Total Project Cost (w/o Price Contingency)				318,545,200	318,545,200

表 10.3.9 年間支出計画

(Unit: US\$)

Description	Amount	Year									Total	
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
1. Temporary Facilities/ Permanent Access Road	16,726,000				16,726,000							16,726,000
2. Civil Works												
2.1 : River Diversion Works	22,459,610					11,229,805	11,229,805					22,459,610
2.2 : Main Civil Works	139,225,830					6,961,292	41,767,749	48,729,041	34,806,458	6,961,292		139,225,830
3. Metal Works	20,287,000						4,057,400	5,071,750	5,071,750	6,086,100		20,287,000
4. Generating Equipment	59,137,400						11,827,480	14,784,350	14,784,350	17,741,220		59,137,400
5. Transmission Line and Substation	33,946,000						6,789,200	8,486,500	8,486,500	10,183,800		33,946,000
Sub-total (1 to 5)	291,781,840				16,726,000	18,191,097	75,671,634	77,071,641	63,149,058	40,972,412		291,781,840
6. Environmental Monitoring and Planning	9,669,000				2,030,490	1,063,590	1,063,590	1,063,590	1,063,590	3,384,150		9,669,000
7. Resettlement Cost	6,804,260				1,360,852	1,360,852	1,020,639	1,020,639	1,020,639	1,020,639		6,804,260
8. Site Investigation and Tender Design	4,125,000				4,125,000							4,125,000
9. Administration of SPC	6,165,100				1,233,020	1,233,020	924,765	924,765	924,765	924,765		6,165,100
Sub-total (1 to 8)	318,545,200				25,475,362	21,848,559	78,680,628	80,080,635	66,158,052	46,301,966		318,545,200
10. Price Contingency	25,167,410				1,006,511	1,158,472	5,248,951	6,452,847	6,260,331	5,040,295		25,167,410
Total project cost	343,712,610				26,481,873	23,007,031	83,929,579	86,533,482	72,418,383	51,342,261		343,712,610

第 11 章 経済財務分析

11.1 概要

ナムニアップ-I 水力発電計画は、ラオス国全体を裨益する重要な国家プロジェクトとして計画されている。しかし、その事業実施方法は伝統的公共事業方式ではなく民間資金を活用した BOT 方式である。これはラオス政府の政策に則ったものである。従って本章で展開する事業評価では 2 つの異なった視点から本計画の妥当性を検討する。一つはプロジェクト会社からみた財務評価、もう一つはラオス国民全体からみた経済評価である。

この 2 つの評価方法を比較すると表 11.1.1 のようになる。

表 11.1.1 財務評価と経済評価の比較

評価方法	視点	便益とコスト	評価指標	評価基準
財務評価	プロジェクト会社	便益: 電力販売収益 コスト: 資本コスト、OM コスト、税金	FIRR	12%以上及び資本調達コスト ^(注) を上回ること
経済評価	ラオス国家経済全体	便益: 配当金、水利使用料、税金 コスト: ラオス政府の資本支出及び資本金拠出額	EIRR	資本の機会費用 12%以上(ADB 基準)

(注)資本調達コストは株主期待収益率(資本金)と借入金利の加重平均金利

プロジェクト評価に用いた分析方法は予想キャッシュ・フローに基づく費用・便益分析である。発電量のほとんどを周辺国に輸出することを目的とした本計画は、外貨創出以外に国家経済へ大きなインパクトを与える要素はみあたらない。従って経済評価では便益として配当金、水利使用料及び税金として入ってくる外貨収益を便益として採用し、コストとしてラオス政府の資本支出及び資本金拠出額を採用する。財務評価では電力販売収益を便益とみなし、資本支出、OM コスト及び税金をコストとみなす。

評価指標即ち投資効率性を示す指標として内部収益率(IRR)を用いる。IRR は、事業のプロジェクト・ライフ間におけるコストと便益の流れの現在価値を同等にする割引率を意味する。経済評価では、EIRR(経済的内部収益率)を用いる。財務評価では 2 つの IRR に注目してみる。1 つは FIRR(財務的内部収益率又は全資本収益率)であり、もう 1 つは ROE(株主資本収益率)である。これらの 3 つの IRR が定められた基準値を全て上回った場合にのみ、本計画は実施する価値がある。

11.2 基本前提条件

収益率(EIRR、FIRR 及び ROE)を算定するためのキャッシュ・フローは、本事業の運開年としている 2011 年の固定価格で表示する。ベースケースの算定に当たっての諸条件は以下の通りである。これらの条件はテンヒンブン水力やナムテン 2 水力等の類似先行プロジェクトで採用された条件を参考にして設定された。建設コスト等については第 10 章の検討結果に基づいている。

(1) 発電容量

設備容量は輸出用 260MW プラス国内供給用 16.8MW、計 276.8MW である。輸出用主発電所は 130MW×2 units で構成される。

(2) 通貨と物価上昇

主要建設材料及び発電機器の多くは輸入される。また売電収益は外貨(ドルとタイバーツ)で入ってくる。従って、本分析ではキャッシュフローを外貨建て(US ドル)とする。物価上昇率は 1.3%と仮定した。これは最近の米国消費者物価指数(CPI)¹の動向に基づいている。このエスカレ率は、各年のキャッシュフローを 2011 年価格に換算する際の割引率として用いる。

(3) プロジェクトベースコストと年度支出展開

建中利子と初期運転資本を含まないプロジェクト・ベースコストは、第 10 章で見積もられた 343.7 百万ドルである。ベースコストの年度支出展開を表 11.2.1 に示す。建設期間は 6 年で、2005 年に設計と準備工事をもって開始され、2010 年に完工する。商業運転は 1 号機が 2010 年 10 月 1 日に、2 号機が 2010 年 11 月 1 日にそれぞれ開始の予定である。

表 11.2.1 プロジェクト・ベースコストの年度支出展開

年(注)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
支出額(百万ドル)	26.5	23.0	83.9	86.5	72.4	51.4	343.7
(パーセント)	(8 %)	(7%)	(24%)	(25%)	(21%)	(15%)	(100%)

(注)運開年ベース、2005 年は 2004 年 10 月～2005 年 9 月をカバー、以降同様。

(4) 初期運転資本

初期運転資本として、年固定 OM コストの 6 ヶ月分(主として人件費)が運開年の 1 年前 2010 年に発生すると仮定した。

(5) 資本コスト資金調達方法

総事業費は、表 11.2.1 に示したベースコストに建中利子と融資手数料(フロント・エンド・フィーとコミットメント・フィー)等を加えたものである。

資金は、プロジェクト・ファイナンス方式で調達される。資金源は、資本金と借入金(ローン)

¹ 2001 年の CPI エスカレ率 1.6%と 2001 年 6 月～2002 年 6 月のエスカレ率 1.1%の平均をとって 1.3%とした。

資金は、プロジェクト・ファイナンス方式で調達される。資金源は、資本金と借入金(ローン)の2つから成り、総事業費のうち30%は資本金でカバーされ、残り70%は借入金で賄われる。また、資本金のうちラオス政府の持分は既往 IPP 水力に準じて30%と想定している。

資金調達スキームは、ラオス国で実現している先行プロジェクトの例を参考に、図 11.2.1 に示すようなスキームが本計画で採用されるとの想定に基づき組み立てた。

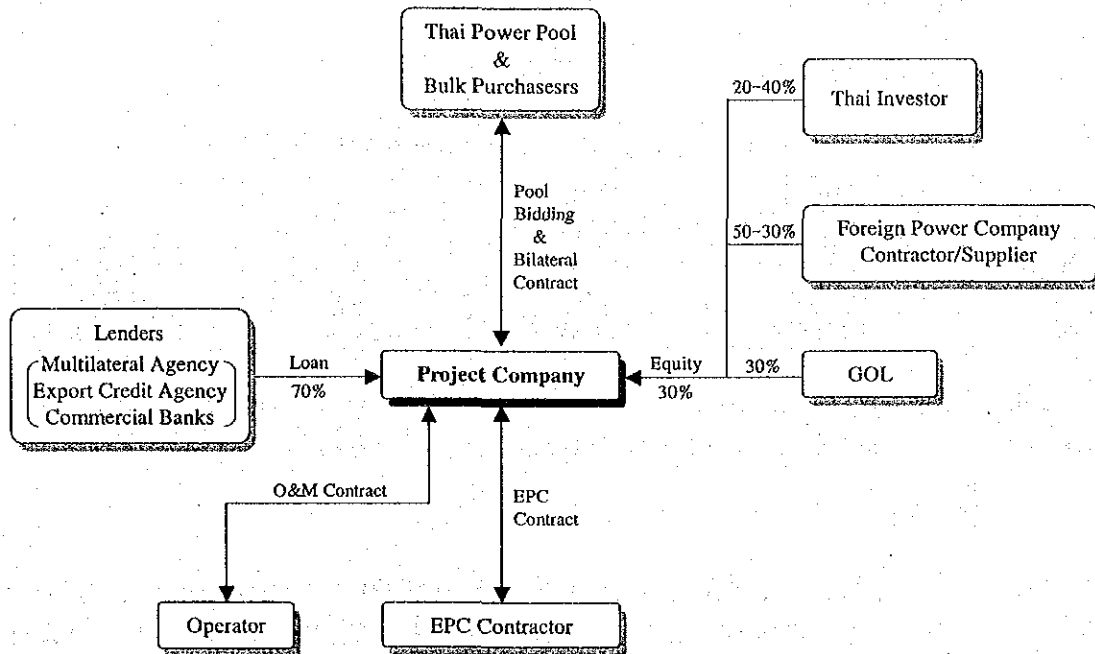


図 11.2.1 本計画の事業スキーム

建設期間中の資金手当は、以下のように想定した。

- ① レンダーはローンの実行前に資本金の払込みを求めるものと想定。従って、まず所要資金(ベースコスト)はまず資本金で賄われ、払込みが完了した後、ローンが実行されるものと仮定。さらに金融手数料と初期運転資本は資本金で賄われるものとする。
- ② 借入先として3つのソースを想定。国際金融機関、輸出信用機関及び商業銀行(主としてタイ)の3つである。貸付条件は種々の要素によって決まる。中でも LIBOR 等の基準金利水準とプロジェクト固有のリスク要素が主な決定要因である。もちろん想定されるレンダーの固有の取り組み方針や慣行も決め手となる。これらの諸条件を考慮し、本計画では表 11.2.2 に示す条件で借入可能と想定した。

表 11.2.2 借入条件

レンダー	分担率 (%)	金利 (%)	返済期間 (年)	フロント・エンド・フィー (%)	コミットメント・フィー (%)
国際金融機関	40	6	15	2.0	0.5
輸出信用機関	30	8	12	0	0.5
商業銀行	30	12	8	1.0	0.5

(Notes) 1. フロント・エンド・フィーは融資契約を締結する際に支払う手数料。コミットメント・フィーは約定融資額から融資実行額を差し引いた融資未実行額に一定率をかけて建設期間中に支払われる手数料。
 2. 建設期間中と運営期間との金利は同一と仮定。

(6) コンセッション期間

コンセッション期間とは、事業会社による運営保守期間、即ち売電収益が得られる期間と定義される。コンセッション終了後、プロジェクト資産は無償でラオス政府に譲渡される。本計画では他の類似プロジェクトの例を参考に 25 年と仮定している。

(7) 発電量及び販売電力量

年間発電量及び販売電力量は表 11.2.3 に示す通りである。

表 11.2.3 年間発電量及び販売電力量

項目	輸出用 (一次エネルギー)	輸出用 (二次エネルギー)	国内供給	合計
発電量	1,173 GWh	154 GWh	108 GWh	1,435 GWh
ロス率	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
販売電力量	1,138 GWh	149 GWh	105 GWh	1,392 GWh

但し、2011 運転年では 2 号機の運開が 1 ヶ月遅れるので、同年の電力量は表に示すフル稼働年の値の 23/24(=0.958)となる。2012 運転年以降はフル稼働となる。

(8) 売電料金

第 7.5.5 章で述べたように、タイ国では 2011 年には、中間ロード価格は少なくとも 6~7¢ /kWh に達するものと想定される。ここでは一次エネルギーの輸出販売価格として控え目な 6¢ /kWh を採用する。二次エネルギーの価格は、一次エネルギーのその 50%とする。また、売電料金の年間引き上げ率は、ドルのインフレ率 1.3%に連動すると仮定している。

国内供給用価格は 2008 年以後の想定値 5.2¢ /kWh を用いる。この値はナムマン 3 水力等、現在交渉中の国内供給用発電計画で想定されている価格を反映している。

このよう算定された料金表を表 11.2.4 に示す。

表 11.2.4 売電料金表

売電料金	輸出用 (一次エネルギー)	輸出用 (二次エネルギー)	国内供給
初年度料金(2001 年)	6.0 ¢/kWh	3.0 ¢/kWh	5.2 ¢/kWh
年上昇率	1.3%	1.3%	1.3%

(9) 年間運営保守費用

年間運営保守(O&M)コストは、固定要因と変動費用に分けられる。これらのコストは類似プロジェクトのデータを参考にして以下のように想定した。

表に示した費用は 2002 年価格表示である。従って、2011 年以降の名目費用は年 1.3%の率で上昇するものと仮定している。

表 11.2.5 年間運営保守費用(2002年価格レベル)

項目	固定費用	変動費用
単位コスト	-	0.2ドル/MWh
フル稼働年のコスト	プロジェクトベースコストの1%	0.3百万ドル
年上昇率	1.3%	1.3%

(注)年間変動コスト=単位コスト×年間発電量

(10) 水利使用料

プロジェクト会社はラオス政府に対し、年売電収益の一定割合を水利使用料として支払わなければならない。ここでは借入金完済するまでは年売電収益の5%、その後は15%のライセンス料を支払うものと仮定した。これらは最近のラオス政府の取り決めに基づいている。

(11) 減価償却費

減価償却費は下表のように算定する。

表 11.2.6 減価償却費

項目	融資手数料	固定資産
償却期間	5年	25年
残存価値	ゼロ	ゼロ
償却方法	定額法	定額法

総事業費のうちベース・コストと建中利子は固定資産額とみなし、コンセッション期間と同じ25年の定額法で償却する。融資手数料は運開後5年間の定額法で償却する。

(12) 税金

プロジェクト会社は他の類似プロジェクトと同様に、以下のような税制上の優遇措置を受けられるものと仮定した。

- ① 輸入関税は免除。
- ② 運開後5年間の法人税は免除。その後の法人税率は15%とする。

(13) デット・サービス引当金

BOTプロジェクトでは、レンダーはプロジェクト会社に対し年間元利支払額の6ヶ月分をデット・サービス引当金としてエスクロー勘定に積み立てることを要求するのが一般的である。したがって、本計画でもこの要件を順守する。

(14) 配当金

配当金は当期利益の90%とする。但し、上記のデット・サービス引当金積み立て要件を満たすことを前提とする。

11.3 基本ケース分析結果

上述の基本ケースに対する経済・財務分析結果を以下の図表に示す。

図 11.3.1 売電収益内訳の推移	表 11.3.3 EIRR 計算キャッシュフロー
図 11.3.2 資金使途内訳の推移	表 11.3.4 FIRR 計算キャッシュフロー
表 11.3.1 建中利子及び融資手数料計算表	表 11.3.5 ROE 計算キャッシュフロー
表 11.3.2 見積キャッシュフロー計算表	表 11.3.6 資金調達コスト算定キャッシュフロー

表 11.3.1 から総事業費と資金調達方法がわかる。まとめると以下ようになる。総事業費は 380 百万ドルで、資金源は借入金 266 百万ドル(70%)と資本金 114 百万ドル(30%) である。

事業費			資金調達案		
ベースコスト	343.7 百万ドル	(90.5%)	資本金	113.7 百万ドル	(30%)
融資手数料	5.5 百万ドル	(1.4%)	借入金	265.9 百万ドル	(70%)
建中利子	28.7 百万ドル	(7.6%)	総資金	379.6 百万ドル	(100%)
初期運転資本	1.8 百万ドル	(0.5%)			
総事業費	379.6 百万ドル	(100.0%)			

収益性については以下の通りである。まず、EIRR は 19.5%となった。これはラオス国における資本の機会費用(10%)及び ADB の基準(12%以上)を大きく超えている。すなわち、ナムニアップ発電計画はラオス国民経済全体にとって実施する価値のあるプロジェクトとして高く評価される。

次に、投資家の立場からみて、本計画が BOT として推進するに値するかどうか見てみよう。BOT 適格性は FIRR、ROE 及び DSCR の 3 つの指標により検証される。

FIRR は第 11.1 章で述べたように、全資本収益率を意味する。FIRR 計画のためのキャッシュフローを表 11.3.4 に示す。コストとして資本費用、O&M コスト及び税金が含まれ、便益として売電収益が含まれる。キャッシュフローは 2011 年価格で表示されている。資本コストには建中利子とエスカレ分は含まれない。

ROE は株主資本収益率を意味する。表 11.2.5 は ROE 計算のためのキャッシュフロー表である。コストとして資本金が含まれ、便益として配当金及び利益留保金が含まれる。キャッシュフローはここでも 2011 年価格で表示されている。

DSCR はデット・サービス・カバー比率の略語である。この比率は各年における元利返済額に対する支払に充当可能なキャッシュの倍率を表わす。DSCR はレンダーが本計画の融資返済能力をチェックする指標として最も重視するものである。DSCR は次の式で求められる。

$$DSCR = \frac{\text{当該年の金利払前・減価償却前・法人税引後利益}}{\text{当該年元利返済額}}$$

さて我々の関心は、BOT としてフィージブルであるためにはこれら 3 つの指標の値がどのくらいあれば良いかにある。基準値は資本市場状況、ローンの条件、プロジェクトリスクなど諸々の要素に左右される。ここではラオス国における類似 BOT プロジェクトで得られた指標値を参考にして、以下のような判定基準を設けた。

- ① FIRR は、12%以上が望ましい。もちろん、資本調査コストを上回することは必須要件である。
- ② ROE(実質ベース)は、15%以上が求められる。
- ③ DSCR は、1.3以上が望まれる。

本計画の基本ケースでは、FIRR は 13.1%、ROE(実質)は 16.3%、DSCR の最小値は 1.4 (2011年) が得られた。全ての指標は基準値を超えており、本計画は財務的観点からみても BOT 事業として実施に値するものとして評価される。

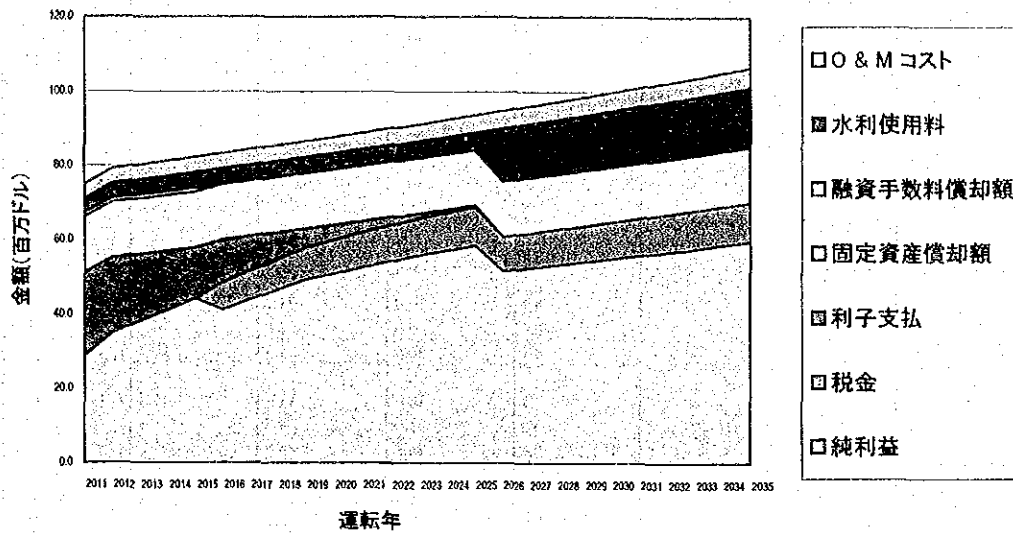


図 11.3.1 売電収益内訳の推移

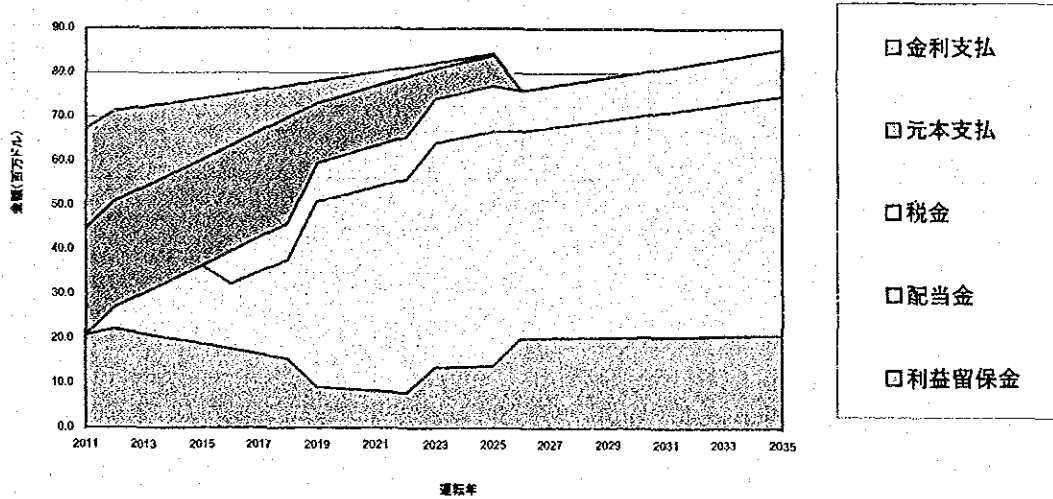


図 11.3.2 資金使途内訳の推移

表 11.3.1 建中利子及び融資手数料計算表

Financing Terms

Source	Interest	Front-end fee	Commitment fee	Repayment period (years)	Share
Bank A	6.0%	2.0%	0.5%	15	40.0%
Bank B	8.0%	0.0%	0.5%	12	30.0%
Bank C	12.0%	1.0%	0.5%	8	30.0%
Total					

Bank A: Multilateral loan facility

Bank B: Export credit facility

Bank C: Commercial loan facility

Interests during Construction (IDC)

Year	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Disbursement of Base Cost							
Ratio	8%	7%	24%	25%	21%	15%	100%
Amount (M\$)	26.5	23.0	83.9	86.5	72.4	51.4	343.7
Equity (excl. fees and IWC)							
Ratio							
Amount (M\$)	26.5	23.0	57.0				106.5
Loan (M\$)							
Bank A							
Disburse			10.8	34.6	29.0	20.6	94.9
Interest			0.0	0.6	2.8	4.7	8.1
Total			10.8	35.2	31.7	25.2	102.9
Bank B							
Disburse			8.1	26.0	21.7	15.4	71.2
Interest			0.0	0.6	2.8	4.7	8.2
Total			8.1	26.6	24.5	20.2	79.3
Bank C							
Disburse			8.1	26.0	21.7	15.4	71.2
Interest			0.0	1.0	4.2	7.3	12.5
Total			8.1	26.9	25.9	22.7	83.6
Total Loan (M\$)							
Disburse			26.9	86.5	72.4	51.4	237.2
Interest			0.0	2.3	9.7	16.7	28.7
Total			26.9	88.8	82.1	68.1	265.9
Equity (excl. fees) + Loan							
	26.5	23.0	83.9	88.8	82.1	68.1	372.4
Front-end Fee							
Bank A			2.1				2.1
Bank B			0.0				0.0
Bank C			0.8				0.8
Total			2.9				2.9
Commitment Fee							
Bank A			0.5	0.3	0.2	0.1	1.2
Bank B			0.4	0.2	0.1	0.0	0.7
Bank C			0.4	0.2	0.1	0.0	0.7
Total			1.2	0.8	0.4	0.1	2.6
Total of Fees							
			4.1	0.8	0.4	0.1	5.5
Initial working capital (IWC)							
						1.8	1.8
Equity + Loan + Fees + IWC							
	26.5	23.0	88.0	89.6	82.6	70.0	379.6

Equity/(Equity + Loan) ratio = 30.0% (Equity includes financing fees and IWC)

表 11.3.2 見積キャッシュフロー計算表

Item	Unit	Year																											
		2005-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035		
Operating Statement	Operating Revenue	Use																											
	Energy sales	GW/h	1,354	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392	1,392		
	Export (primary)	GW/h	1,060	1,124	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	
	Export (secondary)	GW/h	144	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	
	Domestic	GW/h	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
	Power tariff	c/kWh	6.0	6.1	6.2	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.8	7.9	8.0	8.1	8.2	8.3	8.4	
	Export (primary)	c/kWh	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8	3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.1	
	Export (secondary)	c/kWh	3.2	3.2	3.3	3.4	3.5	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	
	Domestic	c/kWh	3.2	3.2	3.3	3.4	3.5	3.5	3.6	3.7	3.8	3.9	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	
	Operating Revenue	M\$	74.9	79.2	80.2	81.0	82.3	83.4	84.5	85.6	86.7	87.8	89.0	90.1	91.3	92.5	93.7	94.9	96.1	97.4	98.7	99.9	101.2	102.6	103.9	105.2	106.6	108.0	
	Export (primary)	M\$	65.4	69.2	70.1	71.0	71.9	72.8	73.7	74.7	75.7	76.7	77.7	78.7	79.7	80.8	81.8	82.9	83.9	85.0	86.1	87.3	88.4	89.5	90.7	91.9	93.1	94.3	
	Export (secondary)	M\$	4.3	4.3	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.9	5.0	5.0	5.1	5.2	5.2	5.3	5.4	5.4	5.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	6.1	6.2	
	Domestic	M\$	5.2	5.5	5.6	5.7	5.7	5.8	5.9	6.0	6.0	6.1	6.2	6.3	6.4	6.4	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	
	O & M Cost	M\$	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6	4.7	4.8	4.8	4.9	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	5.8	
	Fixed cost	M\$	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.3	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8	
Variable cost	M\$	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5		
Royalty fee	M\$	3.7	4.0	4.0	4.1	4.1	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.8	4.9	5.0	5.1	5.2	5.3	5.4	5.5	5.6	5.7		
Amortization (financial fees)	M\$	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1		
Depreciation (capital assets)	M\$	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9		
Total	M\$	23.6	23.9	24.0	24.1	24.2	24.2	24.3	24.4	24.5	24.7	24.9	25.2	25.4	25.7	26.0	26.3	26.6	26.9	27.2	27.5	27.8	28.1	28.4	28.7	29.0	29.3		
Operating Income	M\$	51.3	55.3	56.2	57.2	58.1	59.2	61.2	62.2	63.2	64.2	65.2	66.2	67.3	68.4	69.5	70.6	71.7	72.8	73.9	75.0	76.1	77.2	78.3	79.4	80.5	81.6		
Interest Payments	M\$	22.6	20.4	18.2	16.0	13.8	11.6	9.4	7.2	5.0	4.1	3.1	2.2	1.2	0.8	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Bank A	M\$	6.2	5.8	5.4	4.9	4.5	4.1	3.7	3.3	2.9	2.5	2.1	1.6	1.2	0.8	0.4													
Bank B	M\$	6.2	5.8	5.4	4.8	4.3	3.7	3.2	2.6	2.1	1.6	1.1	0.5																
Bank C	M\$	10.0	8.8	7.5	6.3	5.0	3.8	2.5	1.3																				
Short-term interest payments	M\$																												
Non-operating income	M\$																												
Total	M\$	22.6	20.4	18.2	16.0	13.8	11.6	9.4	7.2	5.0	4.1	3.1	2.2	1.2	0.8	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
Profit before tax	M\$	28.7	35.0	38.1	41.2	44.3	47.4	50.5	53.6	56.7	59.8	62.9	66.0	69.1	72.2	75.3	78.4	81.5	84.6	87.7	90.8	93.9	97.0	100.1	103.2	106.3	109.4		
Income Tax	M\$																												
Net Profit	M\$	28.7	35.0	38.1	41.2	44.3	47.4	50.5	53.6	56.7	59.8	62.9	66.0	69.1	72.2	75.3	78.4	81.5	84.6	87.7	90.8	93.9	97.0	100.1	103.2	106.3	109.4		
Cumulative Net Profit	M\$	28.7	63.7	101.8	140.0	187.3	234.7	272.2	319.4	366.8	413.9	460.7	507.2	553.3	600.0	647.2	694.9	743.1	791.8	841.0	890.7	940.9	991.6	1,042.8	1,094.5	1,146.7	1,209.4		
Source	Operating Income	M\$	51.3	55.3	56.2	57.2	58.1	59.2	61.2	62.2	63.2	64.2	65.2	66.2	67.3	68.4	69.5	70.6	71.7	72.8	73.9	75.0	76.1	77.2	78.3	79.4	80.5		
	Amortization (financial charges)	M\$	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1		
	Depreciation (capital assets)	M\$	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	14.9	
	Non-operating income	M\$																											
	Loan Capital	M\$	265.9																										
	Equity Capital	M\$	113.7																										
	Total	M\$	379.6	46.3	71.3	72.2	73.2	74.1	75.1	76.1	77.1	78.1	79.1	80.1	81.1	82.1	83.1	84.1	85.1	86.1	87.1	88.1	89.1	90.1	91.1	92.1	93.1		
	Use	Interest Payments	M\$	22.6	20.4	18.2	16.0	13.8	11.6	9.4	7.2	5.0	4.1	3.1	2.2	1.2	0.8	0.4											
		Bank A	M\$	6.2	5.8	5.4	4.9	4.5	4.1	3.7	3.3	2.9	2.5	2.1	1.6	1.2	0.8	0.4											
		Bank B	M\$	6.2	5.8	5.4	4.8	4.3	3.7	3.2	2.6	2.1	1.6	1.1	0.5														
		Bank C	M\$	10.0	8.8	7.5	6.3	5.0	3.8	2.5	1.3																		
		Loan Repayments	M\$	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9
		Bank A	M\$	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
		Bank B	M\$	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
		Bank C	M\$	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3
Short-term Debt Service		M\$																											
Income Tax		M\$																											
Capital Expenditure		M\$	379.6																										
Total		M\$	379.6	46.3	44.3	42.1	39.9	37.7	35.5	33.3	31.1	28.9	26.7	24.5	22.3	20.1	17.9	15.7	13.5	11.3	9.1	6.9	4.7	2.5	0.3	0.0	0.0	0.0	
Cash Surplus		M\$	20.8	27.0	30.1	33.2	36.4	39.5	42.7	45.8	49.0	52.1	55.3	58.4	61.6	64.7	67.8	71.0	74.1	77.3	80.4	83.6	86.7	89.9	93.0	96.2	99.3	102.5	
Cumulative Cash Surplus		M\$	20.8	47.8	78.0	111.2	147.7	179.9	214.9	252.8	290.5	328.0	365.3	402.4	439.3	476.0	512.5	548.8	584.9	620.8	656.5	692.0	727.3	762.4	797.3	832.0	866.5	900.8	
Debt Service Reserve Account		M\$	20.8	22.1	21.0	20.0	18.9	17.8	16.7	15.6	14.5	13.4	12.3	11.2	10.1	9.0	7.9	6.8	5.7	4.6	3.5	2.4	1.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	
Dividend Payment	M\$	0.0	4.9	9.1	13.1	17.4	21.5	25.3	29.1	32.8	36.5	40.1	43.7	47.2	50.7	54.2	57.7	61.2	64.7	68									

表 11.3.3 EIRR 計算キャッシュフロー

Year	Total Dividend (\$ million)	GoL's Dividend/ Receipt (\$ million)	Royalties (\$ million)	Taxes (\$ million)	Total Cash Inflow (\$ million)	GoL's Capital Contribution (\$ million)	Government Equity Investment (\$ million)	Net Cash Flow (\$ million)
2005							8.0	-8.0
2006							6.9	-6.9
2007							18.3	-18.3
2008							0.2	-0.2
2009							0.1	-0.1
2010							0.6	-0.6
2011	0.0	0.0	3.7	0.0	3.7			3.7
2012	4.9	1.5	3.9	0.0	5.4			5.4
2013	9.1	2.7	3.9	0.0	6.6			6.6
2014	13.3	4.0	3.9	0.0	7.9			7.9
2015	17.6	5.3	3.9	0.0	9.2			9.2
2016	14.5	4.4	3.9	6.8	15.1			15.1
2017	18.3	5.5	3.9	7.2	16.6			16.6
2018	22.1	6.6	3.9	7.5	18.1			18.1
2019	41.6	12.5	3.9	7.9	24.3			24.3
2020	43.8	13.1	3.9	8.0	25.1			25.1
2021	45.9	13.8	3.9	8.2	25.9			25.9
2022	48.1	14.4	3.9	8.3	26.7			26.7
2023	50.5	15.2	3.9	8.5	27.6			27.6
2024	51.7	15.5	3.9	8.6	28.0			28.0
2025	52.8	15.8	3.9	8.6	28.4			28.4
2026	46.7	14.0	11.7	7.5	33.3			33.3
2027	47.5	14.2	11.7	7.6	33.5			33.5
2028	48.2	14.5	11.7	7.6	33.8			33.8
2029	49.0	14.7	11.7	7.6	34.0			34.0
2030	49.8	14.9	11.7	7.6	34.3			34.3
2031	50.6	15.2	11.7	7.7	34.6			34.6
2032	51.4	15.4	11.7	7.7	34.8			34.8
2033	52.2	15.7	11.7	7.7	35.1			35.1
2034	53.0	15.9	11.7	7.7	35.4			35.4
2035	53.9	16.2	11.7	7.7	35.6			35.6
Economic internal rate of return (EIRR)					=	19.5%		
Net present value (10% discount rate)					=	62.7	MS	

Note: Government equity investment includes interest during construction.
 All cash flows are expressed in 2011 price terms.
 The share of government equity of the total equity is assumed 30%.

表 11.3.4 FIRR 計算キャッシュフロー

Unit: \$ million

Year	Capital Cost	Initial Working Capital	Total Capital Outlay	Total Revenue	O & M Cost	Royalty Fee	Income Tax	Internal Cash Generation	Net Benefits
2005	28.6		28.6						-28.6
2006	24.5		24.5						-24.5
2007	88.3		88.3						-88.3
2008	89.9		89.9						-89.9
2009	74.3		74.3						-74.3
2010	52.1	1.8	53.8						-53.8
2011				74.9	3.9	3.7		67.3	67.3
2012				78.2	3.9	3.9		70.4	70.4
2013				78.2	3.9	3.9		70.4	70.4
2014				78.2	3.9	3.9		70.4	70.4
2015				78.2	3.9	3.9		70.4	70.4
2016				78.2	3.9	3.9	6.9	63.5	63.5
2017				78.2	3.9	3.9	7.2	63.1	63.1
2018				78.2	3.9	3.9	7.6	62.8	62.8
2019				78.2	3.9	3.9	7.9	62.5	62.5
2020				78.2	3.9	3.9	8.0	62.4	62.4
2021				78.2	3.9	3.9	8.2	62.2	62.2
2022				78.2	3.9	3.9	8.3	62.1	62.1
2023				78.2	3.9	3.9	8.5	61.9	61.9
2024				78.2	3.9	3.9	8.6	61.8	61.8
2025				78.2	3.9	3.9	8.6	61.8	61.8
2026				78.2	3.9	11.7	7.5	55.0	55.0
2027				78.2	3.9	11.7	7.6	55.0	55.0
2028				78.2	3.9	11.7	7.6	55.0	55.0
2029				78.2	3.9	11.7	7.6	55.0	55.0
2030				78.2	3.9	11.7	7.6	54.9	54.9
2031				78.2	3.9	11.7	7.7	54.9	54.9
2032				78.2	3.9	11.7	7.7	54.9	54.9
2033				78.2	3.9	11.7	7.7	54.9	54.9
2034				78.2	3.9	11.7	7.7	54.8	54.8
2035				78.2	3.9	11.7	7.7	54.8	54.8
Financial Internal Rate of Return				=	13.1%				
Net Present Value (at 10% discount rate)				=	78.8		M\$		

Note: Capital cost excludes interest during construction.

All costs and benefits are expressed in 2011 year price terms.

Current costs and revenues are discounted with a US CPI price escalation rate of 1.3%.

表 11.3.5 ROE 計算キャッシュフロー

Unit: \$ million

Year	Equity Capital	Dividend (nominal)	Cash Surplus (nominal)	Total Income (nominal)	Total Income (real)	Net Benefits (nominal)	Net Benefits (real)	
2005	26.5					-26.5	-28.6	
2006	23.0					-23.0	-24.5	
2007	61.1					-61.1	-64.3	
2008	0.8					-0.8	-0.8	
2009	0.4					-0.4	-0.4	
2010	1.9					-1.9	-1.9	
2011		0.0	20.8	20.8	20.8	20.8	20.8	
2012		4.9	22.1	27.0	26.7	27.0	26.7	
2013		9.1	21.0	30.1	29.4	30.1	29.4	
2014		13.3	20.0	33.3	32.0	33.3	32.0	
2015		17.6	18.9	36.4	34.6	36.4	34.6	
2016		14.5	17.8	32.3	30.3	32.3	30.3	
2017		18.3	16.7	35.0	32.4	35.0	32.4	
2018		22.1	15.6	37.7	34.4	37.7	34.4	
2019		41.6	9.2	50.9	45.9	50.9	45.9	
2020		43.8	8.8	52.5	46.8	52.5	46.8	
2021		45.9	8.3	54.2	47.6	54.2	47.6	
2022		48.1	7.8	55.9	48.5	55.9	48.5	
2023		50.5	13.6	64.2	55.0	64.2	55.0	
2024		51.7	13.8	65.4	55.3	65.4	55.3	
2025		52.8	13.9	66.7	55.7	66.7	55.7	
2026		46.7	20.1	66.8	55.0	66.8	55.0	
2027		47.5	20.2	67.6	55.0	67.6	55.0	
2028		48.2	20.3	68.5	55.0	68.5	55.0	
2029		49.0	20.3	69.3	55.0	69.3	55.0	
2030		49.8	20.4	70.2	54.9	70.2	54.9	
2031		50.6	20.5	71.1	54.9	71.1	54.9	
2032		51.4	20.6	72.0	54.9	72.0	54.9	
2033		52.2	20.7	72.9	54.9	72.9	54.9	
2034		53.0	20.8	73.8	54.8	73.8	54.8	
2035		53.9	20.9	74.8	54.8	74.8	54.8	
Rate of Return on Equity (nominal)				=	17.8%			
Rate of Return on Equity (real)				=	16.3%			
Net Present Value (at 10% discount rate)				=	101.2 M\$			

Note: Real costs and benefits are expressed in 2011 price terms.

表 11.3.6 資本調達コスト算定キャッシュフロー

Unit: \$ million

A. Average Cost of Borrowing						
Year	Loan Drawdown	Debt Service			Principal Repayment	Net Cash Inflow
		Front-end Fee	Commitment Fee	Interest		
2005						0.0
2006						0.0
2007	26.9	2.9	1.2			-22.8
2008	88.8		0.8			-88.0
2009	82.1		0.4			-81.7
2010	68.1		0.1			-68.0
2011				22.6	23.9	46.5
2012				20.4	23.9	44.3
2013				18.2	23.9	42.1
2014				16.0	23.9	39.9
2015				13.8	23.9	37.7
2016				11.6	23.9	35.5
2017				9.4	23.9	33.3
2018				7.2	23.9	31.1
2019				5.0	13.5	18.5
2020				4.1	13.5	17.5
2021				3.1	13.5	16.6
2022				2.2	13.5	15.6
2023				1.2	6.9	8.1
2024				0.8	6.9	7.7
2025				0.4	6.9	7.3
2026						
2027						
2028						
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
Total	265.9	2.9	2.6	135.8	265.9	
Real Interest Rate =				6.7%		
B. Weighted Average Cost of Capital						
				<u>% p.a.</u>	<u>Weight</u>	
	Real Cost of Borrowing			6.7%	70.0%	
	Rate of Return on Equity			16.3%	30.0%	
	Weighted Average Cost of Capital			9.6%		

11.4 感度分析

第 2.2.3 章で論じたように、本計画は収益性を低下させる様々なリスクにさらされる。その論点を踏まえ、最悪のシナリオとして以下の4つのケースを想定した。

表 11.4.1 感度分析対象のシナリオ

シナリオ	リスクケース	原因と結果
ケース1	6ヶ月の工期遅延	雨期湛水開始が出来ず、発電運開の6ヶ月遅れをきたす。
ケース2	事業費の10%超過	工事数量増、盛立材の単価高騰及び追加工事等に起因する。
ケース3	売電単価の10%低下	電力プール価格の低下に伴う予期せざる価格の低下をきたす。
ケース4	運開後3年間における出力の2%低下	運開直後に異常渇水年に遭遇し、使用水量の大幅低下を被る。

この4つの逆境ケースに対し、収益率がどの程度反応するか感度分析を行った。その結果を表 11.4.2 に示す。ケース2と3の FIRR が限界的レベルまで低下するものの、ほぼ全てのケースで本計画の採算性は確保されている。主要な財務指標(ROE と DSCR)の感度分析結果も併せて表示した。

表からわかるように、収益性に敏感なリスク要因は事業費の10%超過及び売電価格の10%低下である。したがって、これらのリスク要因に対する特段のウォッチが必要である。

表 11.4.2 感度分析結果

ケース	シナリオ	FIRR (%)	SI ^a	EIRR (%)	SI ^a	ROE (%)	最小 DSCR
基本ケース	正常運開	13.1	-	19.5	-	16.3	1.4
ケース1	6ヶ月工期遅延	12.6	0.5	17.9	0.8	14.7	1.3
ケース2	事業費10%超過	11.9	0.9	17.7	0.9	14.5	1.3
ケース3	売電価格10%低下	11.8	1.0	17.6	1.0	14.3	1.3
ケース4	運開後3年間出力20%低下	12.2	-	18.9	-	14.8	1.1

^a SI (感度指標)とは感度パラメーターのパーセント変化率に対する収益率のパーセント変化の比率(一種の弾性値)である。

11.5 プロジェクトリスク

本計画に関連する主なリスクは、ラオス国での民間 BOT 事業に対する商業銀行の貸し渋りであろう。この課題に対処するためには、テンヒンブン水力のような成功した先例から教訓を学ぶことが肝要である。同プロジェクトの成功要因として、以下のものが挙げられる。

- ① 豊かな経験と能力を有するスポンサーとオペレーター(EdL、タイ MDX、ノルディック水力の参加)
- ② アジア開発銀行(ADB)の資金協力及び中核的アドバイザーとしての役割
- ③ タイ発電公社(EGAT)による買電コミット(PPAによる売電収益の安定的確保)
- ④ 為替リスク軽減措置の導入(電力購入支払はドル50%とタイバーツ50%)

表 11.5.1 リスク分担マトリックス

段階	リスクの種類	リスクの原因 及び リスク発生の結果	リスクテーカー							
			投資 スホウ	デベロッパー	電力購入者	EPC コントラクター	オペレーター	保険会社	プロジェクト会社	レンダー
運転前	投資リスク	資本金不払い	0	0						
	計画リスク	用地取得不能	0							
		地元民反対	0	X						
		地質不良	X	0						
		水文不良(洪水と干ばつ)	X	0						
	建設リスク	設計の瑕疵				0				
		コスト超過		X		0				
		工期超過		X		0				
		不完成		X		0				
		第3者への損害						0		
仕立渡	運営リスク	O&M不良				0				
		出力低下(水不足のため)						0	0	
		送電線不良					0			
	市場リスク	購入者不払い			0			X		
		出力低下(需要不足のため)							0	0
		料金引下げ							0	0
	財源リスク	物価高騰							0	0
		為替レート引下げ							0	0
		金利上昇							0	0
	開封	環境リスク	環境面のマイナス効果		0			0		
不可抗力		自然災害による損害	0	X			0			
政治リスク		資産収用、利益送金禁止など	0				0			

(注) "0" は主たるリスク・テーカー及び "X" はそのサポーター

11.6 経済的インパクト及び社会的便益

マクロ経済効果

本事業のような輸出用水力発電事業のマクロ経済効果は、主にラオス政府にとっての外貨獲得額の増加である。それは国の経済発展の糧になる貴重なものである。ラオス国にとって外貨は国民生活を維持し、産業活動の発展にとって不可欠な財・サービスの調達に必要な原資である。このように外貨の獲得はラオス政府が標榜している貧困削減と社会開発目標を達成するために必要な資源である。

電力輸出から得られる国の収益はロイヤルティーと所得税から得られるネット収益と事業会社への出資の見返りに入ってくる配当金よりなる。これらの収益は出資額という政府の資金負担により割り引かれなければならない。これらの項目の流れは、表 11.3.3 に示した通りである。外貨収益(2011年価格表示)は、2011年の3.8百万ドルから2015年には9.6百万ドルに達する。翌2016年には15.4百万ドルにジャンプしその後は徐々に上昇し2020年には25.1百万ドルに達する。この額は2000年の電力輸出額が112百万ドルであったことから見るとかなりの額である。

第12章 調査過程の記録

12.1 中央公聴会

12.1.1 第1回中央公聴会

(1) 概要

当初の予定通り、全体で約100名を超える参加者を得て開催した。公聴会の議長団として Mr.Somboun Rasantombath(工業・手工芸省副大臣)、Mr.Khamvone Phanouvong (外務省広報局長代理)、Mr.Soukanta Vichith (環境省局長)、青木 JICA ラオス事務所長、大竹 JICA 資源開発調査課長、足立技術アドバイザーの6名が参加した。国際機関からは、UNDP とメコン河委員会からの参加を得た。また予定貯水池上流、中流、及び下流域の村落から、住民代表者として約30名が参加した。その他、先方政府関係者、在ラオス JICA 専門家、関連調査団員等が参加したものの、NGO 機関からの参加者は得られなかった。

(2) プログラム

LIST OF PROGRAM
1st General Workshop for Inception Report

First Day (June 26, Tuesday, 2001)			
No.	Time	Program	Presented By
1.	08:30 - 09:00	Registration	All participants
2.	09:00 - 09:30	Opening Speech	MIH, JICA/Tokyo
3.	09:30 - 10:30	Introduction (S/Team, Background) Phase I Study Results, Phase II Study Schedule	Study Team, Leader
4.	10:30 - 11:00	Coffee Break	All participants
5.	11:00 - 12:00	Detailed presentation for PFI Planning	S/Team, PFI Planner
6.	12:00 - 13:30	Lunch Time	All participants
7.	13:30 - 14:30	Detailed presentation for Hydropower Planning	S/Team, Hydropower Planner
8.	14:30 - 15:30	Detailed presentation for EIA Issues	S/Team, Environmentalist
9.	15:30 - 16:00	Coffee Break	All participants
10.	16:00 - 17:30	General Discussion (I)	All participants
11.	17:30 - 18:00	Break Time (Collection of Suggestion Papers)	All participants
12.	18:00 - 20:00	Dinner Time	All participants

LIST OF PROGRAM
1st General Workshop for Inception Report

Second Day (June 27, Wednesday, 2001)			
No.	Time	Program	Presented By
1.	08:30 - 09:00	Registration	All participants
2.	09:00 - 09:15	Review of 1st Day Workshop	Study Team, Leader
3.	09:15 - 09:30	Power Policy and Market Situation	MIH/DOE
4.	09:30 - 10:00	ODA Policy of Japan	JICA/Laos Office
5.	10:00 - 10:30	Coffee Break	All participants
6.	10:30 - 11:00	Answer to Suggestion Papers	Study Team, Leader
7.	11:00 - 12:00	Review of Answer to Previous Questionnaires	S/Team, Environmentalist
8.	12:00 - 13:30	Lunch Time	All participants
9.	13:30 - 15:00	General Discussion (II)	All participants
10.	15:00 - 15:30	Coffee Break	All participants
11.	15:30 - 16:00	Gender Thinking in Project	Gender Specialist
12.	16:00 - 16:10	Orientation of Site Workshop	S/Team & Gender Specialist
13.	16:10 - 16:15	Advance Billing of 2nd Workshop	Study Team, Leader
14.	16:15 - 16:30	Closing Speech	MIH

(3) 出席者リスト

ATTENDANCE LIST
1st General Workshop for Inception Report

No.	Name	Position	Organization	26th	27th
I. Chairman					
1.	Mr. Somboun RASASOMBATH	Vice Minister	Ministry of Industry and Handicrafts	○	○
2.	Mr. Soukata VICHITH	Director	STEA	○	○
3.	Mr. Khamvone PHANOUVONG	Director	Ministry of Foreign Affair	○	○
4.	Mr. Yuji OTAKE	Director	JICA/Tokyo	○	○
5.	Mr. Hayao ADACHI	Adviser	JICA/Tokyo	○	○
6.	Mr. Makoto AOKI	Resident Representative	JICA/Laos	○	X
II. Central Government					
1.	Mr. Sayasak VONGSACK	Engineer	EDL	○	○
2.	Mr. Visiane SONGHAPHUP	Engineer	EDL	○	○
3.	Mr. Phouvieng KEOBOUPHA	Head of Division	Ministry of Industry and Handicrafts	○	○
4.	Mr. Khamchane KHONSAY	Engineer	Ministry of Industry and Handicrafts	○	○
5.	Ms. Lathdavane Southammavong	Engineer	Ministry of Industry and Handicrafts	○	○
6.	Ms. Southsada MOUANGKAO	Engineer	Ministry of Justice	○	○
7.	Mr. Soumontha Somchanmavong	Engineer	Ministry of communication Transport	○	○
8.	Mr. Kam PHALAKHONE	Engineer	Ministry of Agriculture & Forestry	○	○
9.	Mr. Outhai PHATHPHONE	Engineer	National Assembly	○	○
10.	Mr. Vilayvong	Engineer	National Assembly	○	○
11.	Mr. Anousack PHONGSAVATH	Deputy Chief of Division	Division of Rural Electrification	○	○
12.	Mr. Oudomsack PHILAVONG	Engineer	LNMC	○	○
13.	Mr. Thongkhane Vongphachang	Head of Division	Department of Handicraft	○	○
14.	Mr. Somdy INMISAY	Deputy Director	Department of Industry	○	○
15.	Mr. Aravane BOUNYAPHALOM	Head of Division	Department of Mine	○	○
16.	Ms. Thongsy BOUNYAPANYO	-	National Front	○	○
17.	Mr. Bouathep MALAYKHAM	Head of Division	Division of Rural Electrification	○	○
18.	Ms. Bounkham VORACHITH	Engineer	STEA	○	○
19.	Mr. Phouvong ONSYSALEUM	Engineer	STEA	○	○
20.	Mr. Ounheane	Chief of Division	STEA	○	○
21.	Mr. Chansanouk Khonnavong	Engineer	STEA	○	○
22.	Mr. Chantho Milathanapheng	Chief of Division	Division of Development	○	○
23.	Dr. Tayphasavane	-	Ministry of Public Health	○	○
24.	Mr. Sythang VANG OUTHAI	-	Lao Youth Union	○	○

No.	Name	Position	Organization	26th	27th
25.	Mr. Khampheth VILAPHONDETH	Engineer	Price Minister Office	○	○
26.	Mr. Phonpaseth PHOULIKHAM	-	SPC	○	○
27.	Ms. Khammanh THAVONGLATH	Engineer	Lao Women Union	○	○
28.	Mr. Sounthone SAYASING	Engineer	Lao Union Trade	○	○
29.	Ms. Anouphone KITHILATH	-	Ministry of Foreign Affair	○	○
30.	Mr. Phanomkhone Daralathsamy	-	CIC	○	○
31.	Mr. Bounkhong KEODALIN	-	Ministry of Defend	○	○
32.	Ms. Vanida	-	Ministry of Finance	○	○
33.	Mr. Bounsalong	Chief	Nam Theun 2	○	○
34.	Mr. Phetsavanh Lathanathonggasy	Deputy Chief of Division	MIH/DOE	○	○
35.	Mr. Voradeth PHONEKEO	Engineer	MIH/DOE	○	○
36.	Mr. Viengsay CHANTHA	Engineer	MIH/DOE	○	○
37.	Mr. Seumkham Thoummanvongsa	Engineer	MIH/DOE	○	○
38.	Mr. Chansaveng BOUNGONG	Deputy Head of Division	MIH/DOE	○	○
41.	Mr. Khammanh SOPASEATH	Engineer	MIH/DOE	○	○
42.	Mr. Sanya SOMVICHITH	Engineer	MIH/DOE	○	○
43.	Mr. Sengdeane VONG-IN	Engineer	MIH/DOE	○	○
44.	Mr. Inthila CHANTHAVISOUK	Engineer	MIH/DOE	○	○
45.	Mr. Lithanoulok RASAPHO	Engineer	MIH/DOE	○	○
46.	Mr. Vithounlabundith	Engineer	MIH/DOE	X	○
47.	Ms. Viengkham SAYASOUK	Engineer	MIH/DOE	○	○
III. Local Government/Local People					
1.	Mr. Somdy KEODALAVINE	Head of Cabinet	Khetpiseth Saysomboun	○	○
2.	Mr. Singkham SIVONGKHAM	Head of Division	Khetpiseth Saysomboun	○	○
3.	Ms. Phetnakhon NAMAVONG	Engineer	Khetpiseth Saysomboun	○	○
4.	Mr. Vilayvone	Chief	Thaviang	○	○
5.	Mr. Khammang	Head of Village	Thaviang	○	○
6.	Mr. Douangta	Head of Village	Thaviang	○	○
7.	Mr. Xienglot	Head of Village	Thaviang	○	○
8.	Mr. Phao	Head of Village	Thaviang	○	○
9.	Mr. Inta	Head of Village	Thaviang	○	○
10.	Mr. Line	Head of Village	Thaviang	○	○
11.	Mr. Khamphane	Head of Village	Thaviang	○	○
12.	Ms. Singphone	Head of Village	Thaviang	○	○
13.	Mr. Bounkeo	Head of Village	Thaviang	○	○
14.	Ms. Phomvisay	Chief	Hom District	○	○
15.	Mr. Kongkham	Head Office	Hom District	○	○
16.	Mr. Yearlongvang	Head of Village	B. Houaypamom	○	○
17.	Mr. Songvang	Head of Village	B. Soppouan	○	○
18.	Mr. Yearto	Head of Village	B. Namyouak	○	○
19.	Mr. Vanvilay DENEPHOULUANG	Deputy Head of Cabinet	Bolikhamsay Province	○	○
20.	Mr. Phonethilat SITHSATHONE		Bolikhamsay Province	○	○
21.	Mr. Thongma Sisouvannasane	Deputy Head of Bolikhan	Bolikhamsay Province	○	○
22.	Mr. Khamsay THONGLATH	Deputy Director of Division	Bolikhamsay Province	○	○
23.	Mr. Phouviang	Head of Village	B. Hattheun (Hatkhamb)	○	○
24.	Mr. Xiengmai PHIAXEO		B. Hattheun (Hatkhamb)	○	○
25.	Mr. Phonesy	Head of Village	B. Thahua	○	○
26.	Mr. Samai		B. Muangmai (Somseun)	○	○
27.	Mr. Bounsou SAYAVONG	Head of Village	B. Nam Pa	○	○
28.	Mr. Sythane		B. Nam Pa	○	○
29.	Mr. Oudong Phongphaypadith	Deputy Director of Division	Vientiane Province	○	○
30.	Mr. Khammuan Thongmanivong		Vientiane Province	○	○
31.	Mr. Hath SYSOMBATH	Head of Division	Vientiane Province	○	○

No.	Name	Position	Organization	26th	27th
32.	Ms. Saykeo SISOMSAY	Deputy Head	Vientiane Province Lao Women Union	○	○
33.	Mr. Niphone SAYSANAVONG	Deputy Head of Division	Vientiane Province	○	○
IV. International Organization					
1.	Mr. Shusaku HIRATAMA		Embassy of Japan	X	○
2.	Dr. S. KURODA		JICA/STEP	○	X
3.	Mr. T. TADA		JICA/STEP	○	X
4.	Mr. T. OTA		JICA/STEP	○	X
5.	Mr. K. NAKAJIMA		JICA T/L M/P Study Team, T/Leader	○	○
6.	Mr. T. SAKUMA		JICA T/L M/P Study Team	○	X
7.	Mr. Takamaru HORIUCHI		JICA T/L M/P Study Team	X	○
8.	Mr. Kenichi KITAMARA		JICA T/L M/P Study Team	X	○
9.	Mr. N. IKEDA		JICA/Laos	○	○
10.	Mr. Miori OGAWA		JICA/Laos	○	X
11.	Ms. Vilakhone		JICA/Laos	X	○
12.	Mr. Hatsadong		JICA/Laos	X	○
13.	Mr. Koichi MOTOMURA		JICA/Laos	X	○
14.	Mr. H. KOBAYASHI		JICA/Tokyo	○	○
15.	Mr. K. MIYASAKI		JICA/Tokyo(METI)	○	○
16.	Mr. Abe		JICA Expert (MIH)	○	○
17.	Mr. K. SATO		JICA Expert (EDL)	○	○
18.	Mr. Hirijuki GOTO		JICA Expert (STEA)	○	X
19.	Mr. Derek RATCUFF	Adviser	STEA	○	○
20.	Ms. Robin ENDERRIN	Adviser	UNDP	○	○
21.	Ms. San Hee Hong		UNDP	○	○
22.	Mr. Xedeg THIBAULT		UNDP	○	X
23.	Mr. T. ISHIHATA		MRCs	○	○
V. NGOs in Lao PDR					
1.	Mr. Chanhom pheanephayvong	-	Cross-red	○	○
2.	Dr. Kideng THAMMALUNGSY	Chief	Cross-Red Lao	○	○
VI. NGOs Overseas in Lao PDR					
	None	-	-	X	X
VII. Facilitator, Media & Interpreter					
1.	Mr. Thongphet DOUANGNEN	Facilitator	-	○	○
2.	Mr. Soradeth BANNAVONG	Translator	-	○	○
4.	Mr. Detmahinh SOUPHANH	Translator	-	○	○
5.	Mr. Soulivanh SITHPHRASAY	Translation	-	○	○
6.	Mr. So SAYMONTY	-	Viantiane Mai	○	○
7.	Mr. Khambong	-	TV	○	X
8.	Mr. Phetsavanh	-	TV	○	X
9.	Mr. Phonesay	-	Business Newspaper	○	○
10.	Mr. Bounkong RASAVONG	-	Lao Newspaper	○	○
11.	Mr. Vongdeane	-	Lao Newspaper	○	○
VIII Study Team					
1.	Mr. Ichiro ARAKI	Team Leader	JICA Study Team	○	○
2.	Mr. Nobuhiro MORI	PFI Planner	JICA Study Team	○	○
3.	Mr. Masaki WADA	Hydropower Planner	JICA Study Team	○	○
4.	Mr. Jack PROSSER	Natural Envir. Expert	JICA Study Team	○	○
5.	Mr. Nejat IMECE	Hydropower Planner	JICA Study Team	○	○
6.	Mrs. Kesone SYASONE	Gender Specialist	JICA Study Team	○	○

Ground Total : 128 participants

1st day (June 26)

: 120 participants

2nd day (June 27)

: 118 participants

(4) 議事録

(i) 開会スピーチ

ラオス側を代表して Mr.Somboun Rasasombath(工業・手工芸省副大臣)、日本側から大竹資源開発調査課長が開会に際してスピーチが行なわれた。副大臣は、本案件における情報公開の重要性、これまでの調査経緯、本公聴会を含めたフェーズⅡに係る関係者の協力要請を趣旨としてスピーチされた。一方、大竹課長からは、環境重視の方針と、情報公開、住民参加に基づく調査の実施方針、世界の動向として WCD レポートの紹介と、同レポートに記載された考え方と本調査方針の類似性、更に今後の調査における同レポートを含めた国際動向への更なる配慮の必要性が述べられた。

(ii) 本格調査団による説明

荒木調査団長は、これまでの調査経緯、実施体制と結果、特に第1フェーズで中規模案を最適開発計画として提案した経緯が説明し、更に第2フェーズ調査の実施方針が説明した。ここでは、メコン河委員会との連携実績と必要性、本フェーズには含まれていないものの、今後の作業としてボーリングによる地質調査の実施が必要不可欠となる旨も付言した。コンピューターを活用し、図、写真、ビデオ等、プレゼンテーションには工夫を凝らした。

盛団員は、PFIの基本概念と、本プロジェクトで想定される IPP による事業化の在り方について説明した。また、タイ国の電力プール制導入と域内電力融通(ASIA Power Grid)を見据えた検討の必要性について詳細な説明が加えた。

和田団員は、開発計画の最適化プロセスと CFRD を想定した当該ダムの開発計画について説明した。また、これまでに得られた水文等の各種データも紹介し、最適運用計画の考え方についての説明も行った。

プロッサー団員は、第1フェーズでの自然・社会環境に係る影響調査と評価の経緯、結果について紹介した。また同じく、第1フェーズで提案された移転計画の考え方を説明した。更に、本フェーズ後の作業に関して、移転実施計画と社会開発計画策定の必要性について述べた。

(iii) 配布資料と公聴会実施体制

本公聴会の招待状送付時に、インセプションレポートの要約(英文語・ラオス語)を同封して配布したが、当日も全参加に同要約、プログラム、招待者リスト、発表用英語版スライドの写し、ジェンダー関連資料を一冊にまとめた資料を配布した。

会場には3ヵ所にスクリーンを設置し、パワーポイントを利用した効果的且つ聴講しやすさに配慮したプレゼンテーションを行った。国内外様々な参加者の理解を促す配慮に留意し、スライドは英文とラオス語によるものを準備した。また、会場には、これまでに作成されたレポートを展示し、参加者の自由な閲覧を可能とした。

説明・協議は英語・ラオス語の同時通訳により進められた。通訳者は2名配置したが、通訳者への負担が大きく、聞きづらさも散見された。しかしながら、全体として、住民を含めた参加者への配慮の行き届いた実施体制は評価された。今後の課題としては、住民を含めた多くの参加者がそうであるように、専門的知識が豊富でない人々を対象とする公聴会において、技術的検討過程を解りやすく説明するための工夫が更に必要である。

(iv) 質疑概要

住民による質疑を中心として活発な意見の提示がなされたが、プロジェクトが社会環境に与える影響や移転に係る事項等、住民生活に近い視点からの意見が多数を占めた。また、タイ国、ベトナム国を想定した売電可能性に係る質疑、国内への給電可能性に係る質疑等が主になされた。基本的には、ほぼ全ての発言者から、本開発の方針や開発そのものに関する賛同の声が聞かれており、更に配慮が求められた。主な質疑は以下の通りである。

① 水没するピエンチャン県ホム郡代表の総合的なコメント

ダム高を低くしても水没を免れないピエンチャン県ホム郡の住民代表は、この計画が政府の決定である限り、彼らとしてもその推進に同意する旨述べた。しかし、例えば十分な移住措置が執られたとしても不安が残ることを指摘し、特に、移住後の収入の確保を最大の関心事として上げた。移住による社会経済的な変化に対応して、確実な収入の手段を確保出来ることと、病気などの特別の出費に対応するシステムの確立が必要との点を指摘した。

また、プロジェクト実現までの時間を考えると、家屋の増強など今後の生活基盤の変化に対して、永久の家屋を臨時に建てられた仮の家屋とをどのように区別して補償を行うのか、具体的な質問も出た。特にこの地区は少数民族であるモン族によって占められていることから、彼らの基本的な特質、例えば高地民族であり高温を嫌うことなど、十分考慮して移住地を決定する必要のあることや、移住地の選択に関しては、当事者も参加しながら議論が行われる必要のあることを主張した。

② 計画貯水池上流域タピアン地区に関連したコメント

第1フェーズ調査で水没させるべきでない判断されたタピアン地区の住民代表から、FSL320m案を支持するとの表現があった。また、さらに上流のシンクワン地区の代表からは、タピアン地区を水没から救うことによって経済性が低下し着工に至らない場合には、彼らがタピアン地区住民のために住民移転地を提供してでもプロジェクトに協力したいとの協力的な表現があった。さらに、水没しない地域の住民の代表として、地域の交通網整備を要望する発言があった。

③ 移転住民受入れの可能性が高い地区代表のコメント

移住地の候補を有するポリカン郡代表は、移住を受け入れる準備も進めていると説明した。さらに、800世帯程度の受入可能とし、人口が増えることによる環境阻害を懸念して、焼畑農業の防止を主眼に、移住民全体や関連住民の収入の確保のためにインフラの整備が必要で、

この点でのプロジェクト側の協力が必要と主張した。このための手段として、池を利用した漁業の振興や換金作物の経営が重要と考えていると発言した。

④ ダムサイト下流住民のコメント

下流の住民代表から、工事中の水質の悪化についての懸念が示された。調査団は、近代的な環境を重視した工事の方法や契約の例を説明した。また、農業省の代表も交えて、下流の灌漑施設も含むインフラ整備について質問がなされた。

この点については、先の周辺道路網整備と関連して、調査団からは、補償と地域開発との関連が明確に出来ない現段階での詳細な説明は行わなかった。しかし、今後のダム計画の推進にとっては極めて重要な問題であり、地元への便益の還元という観点からも、更に真摯に対応して行く必要がある。この場合、重要なことは、地元自体が、主体性を持った地域開発への青写真を持つことが必要である。

⑤ 売電対象としての国際的な電力市場の問題

MIH や財務省の代表からは、タイ国のみを買電対象とした電力市場の難しさが指摘され、ベトナム国やマレーシア国までも視野に入れた国際市場の開発が議論された。調査団は、タイ国だけでなくベトナム国をも視野に入れた調査を実施している旨説明した。フンボン局長より、マレーシア国については、ASEAN 連携が見込まれている 2020 年以降の問題として可能性があることが説明された。

⑥ 計画推進に於ける財源の問題

財務省の代表から、世界銀行や JBIC も含めた国際的な融資機関の協力の可能性について質問が出された。調査団は、この計画が民間資本を根拠にしている旨説明し、今後の公聴会においては、特に日本側の民間資本を代表すると思われる関連企業の招待を考えている旨説明した。

⑦ ラオス国内の需要と関連と市場の問題

ソンブン副大臣から、今後増大が予想されるラオス国内市場との連携の重要性が強調された。現在計画している設備の 5%を国内向けに発電することだけでは不十分であり、海外市場と同じ立場で、国内の需要予測も含めた柔軟な電力市場の調査が必要との指摘があった。調査団は、国内需要の問題については、別の JICA 調査団によって行われている国内送電網設備に関する全国需要想定を参照すると共に、必要であれば国内向けの発電設備を付加するなどの対策をとる旨説明した。

12.1.2 第2回中央公聴会

(1) 概要

平成14年3月6日～9日の4日間、ピエンチャンから120km離れたパクサンで第2回中央公聴会を開催した。目的は、中間報告書の発表と最終報告に向けての意見徴集である。参加者はラオス国内外から約100名でイヤホンによる同時通訳で進行した。会場では、受付時に名札・ノート・ペン・発表スライド印刷冊子を手渡すと共に、日本工営からの記念品として、日本で製作して持ち込んだ公聴会記念ロゴ入りタオルを全員に配布した。

また、別室では既往報告書の閲覧、航空写真測量成果品の陳列(航空写真、水没標高別土地利用区分図、地形図など)を行った。中でも、赤と緑の色眼鏡で立体視出来る航空写真の加工品は、参加者の興味を引いた。従来、山村からの参加者は大型ヘリにより送迎していたが、今回は2月24日に実施された国民総選挙の影響でヘリ使用が許可されず、止む無く4WD車8台を2日かけて現地往復させた。会期中の日程は以下の通りである。

- ・ 第1日目：調査団による中間報告書の発表、住民代表による現況報告。
- ・ 第2日目：地域住民及び移転住民対象：既設IPPテンヒンボン水力発電所見学会。
- ・ 第2日目：中央政府、地方政府対象：詳細協議。
- ・ 第3日目：各グループによる第2日目の結果報告。
- ・ 第4日目：ナムニアップダムサイト見学会(中央政府、地方政府を対象)。

なお、第2日目の詳細協議は、下記議題に基づき行った。

- ・ ラオスにおける電力セクターの現況：国内電源開発状況、他のIPP事業進捗状況(ナムテン2水力、ナムグム2&3水力)、ベトナム輸出向けIPP事業状況(ナンモ水力、パンラ水力)。
- ・ 事業実施形態：ラオス政府の開発順序、SPC設立、資本参加(ラオス政府、日本連合)
- ・ 資金調達計画：資本比率、ラオス政府資本へのJBIC/ADB融資適用、ハイブリッド事業適用
- ・ 国内電源開発：設置場所(本ダム・逆調整池ダム)、最適設備容量
- ・ 京都メカニズムの導入：METIでのヒアリング、電力各社の取組み研究
- ・ 第3年次調査での追加要請：タイ電力セクター調査、JBIC/ADB調査、住民移転計画更新、ラオス政府公式ホームページ開設
- ・ 第3回中央公聴会開催要領：[場所]ピエンチャン、[日程]2002年9月18日～20日、[招待者]ラオス側国家代表者、Lender(JBIC/ADB/市中銀行)、民間投資者(日本電力各社、外国投資家)、国内外NGO代表

(2) プログラム

LIST OF PROGRAM
2nd General Workshop for Interim Report

First Day (March 6, Wednesday, 2002)				
No.	Time		Program	Presented By
1.	08:30 - 09:00	0:30	Registration at MIH, Vientiane	All participants
2.	09:00 - 11:00	2:00	Trip to Pakxan	
3.	11:00 - 13:00	2:00	Lunch Time at Restaurant	All participants
4.	13:00 - 13:30	0:30	Registration at Prefectural Office, Pakxan	
5.	13:30 - 14:00	0:30	Opening Address	MIH, JICA/Tokyo
6.	14:00 - 15:00	1:00	Introduction (S/Team, Background) Phase II Study Interim Results	Study Team, Leader
7.	15:00 - 15:30	0:30	Coffee Break	All participants
8.	15:30 - 16:10	0:40	Detailed presentation for PFI Planning	S/Team, PFI Planner
9.	16:10 - 16:50	0:40	Detailed presentation for Power Planning	S/Team, Power Planner
10.	16:50 - 17:30	0:40	Detailed presentation for Environmental Issues	S/Team, Environmentalist
	17:30 - 17:35	0:05	Orientation of Theun Himbon HEPP	Study Team, Leader
	17:35 - 17:40	0:05	Orientation of Nam Ngiep Dam Site Visit	Study Team, Leader
11.	17:40 - 18:00	0:20	Break Time (Move to Restaurant)	All participants
12.	18:00 - 20:00	2:00	Dinner Time at Restaurant	All participants
GROUP-A Second Day (March 7 Thursday, 2002)				
No.	Time		Program	Presented By
1.	07:30-08:00	0:30	Registration at Prefectural Office, Pakxan	All participants (Group-A)
2.	08:00-11:00	3:00	Trip to Theun Hinboune HEPP	All participants (Group-A)
3.	11:00-11:30	0:30	General Explanation at Meeting Room	All participants (Group-A)
4.	11:30-12:00	0:30	Inspection (Powerhouse)	All participants (Group-A)
5.	12:00-13:30	1:30	Lunch at Canteen	All participants (Group-A)
6.	13:30-14:30	1:00	Inspection (R/R Dam & Resettlement Area)	All participants (Group-A)
7.	14:30-15:00	0:30	Trip to Intake Dam	All participants (Group-A)
8.	15:00-15:30	0:30	Inspection (Intake Dam)	All participants (Group-A)
9.	15:30-19:00	3:30	Trip to Pakxan	All participants (Group-A)
10.	19:00-20:30	1:30	Dinner at Restaurant	All participants (Group-A)
GROUP-B Second Day (March 7 Thursday, 2002)				
No.	Time		Program	Presented By
1.	08:30 - 09:00	0:30	Registration at Prefectural Office, Pakxan	All participants (Group-B)
2.	09:00 - 10:00	1:00	Discussion I	Study Team
3.	10:00 - 10:30	0:30	Coffee Break	All participants (Group-B)
4.	10:30 - 12:00	1:30	Discussion II	Study Team
5.	12:00 - 14:00	2:00	Lunch Time at Restaurant	All participants (Group-B)
6.	14:00 - 15:00	1:00	Discussion III	Study Team
7.	15:00 - 15:30	0:30	Coffee Break	All participants (Group-B)
8.	15:30 - 17:00	1:30	Discussion IV	Study Team
9.	17:00 - 18:00	1:00	Break Time	All participants (Group-B)
10.	18:00 - 20:00	2:00	Dinner Time	All participants (Group-B)
Third Day (March 8, Friday, 2002)				
No.	Time		Program	Presented By
1.	08:30 - 09:00	0:30	Registration at Prefectural Office, Pakxan	All participants
2.	09:00 - 09:15	0:15	Review of 1st & 2nd Day Workshop	Study Team, Leader
3.	09:15 - 09:30	0:15	Report of Site Visit	Leader of Group-A
4.	09:30 - 10:00	0:30	Report of Discussion	Leader of Group-B
5.	10:00 - 10:30	0:30	Coffee Break	All participants
6.	10:30 - 11:00	0:30	Answer to Suggestion Papers	Study Team
7.	11:00 - 11:30	0:30	Orientation of Site Workshop	Study Team
8.	11:30 - 12:00	0:30	Advance Billing of 3rd Workshop	Study Team
9.	12:00 - 12:30	0:30	Closing Speech	MIH
10.	12:30 - 14:30	2:00	Lunch Time	All participants
11.	14:30 - 18:00	3:30	Break Time	All participants (Special day)
12.	18:00 - 20:00	2:00	Dinner Time	All participants (Special day)

Special Day			Forth Day (March 9, Saturday, 2002)	
No.	Time		Program	Presented By
1.	08:00-08:30	0:30	Registration at Rose Garden, Pakxan	All participants
2.	08:30-10:00	1:30	Trip to B.Hatkham	All participants
3.	10:00-10:30	0:30	Trip to Dam Site	All participants
4.	10:30-11:00	0:30	Rest at Dam Site	All participants
5.	11:00-11:30	0:30	Trip to B.Hatkham	All participants
6.	11:30-13:00	1:30	Lunch at B.Hatkham	All participants
7.	13:00-14:30	1:30	Trip to Pakxan	All participants
8.	14:30-16:30	2:00	Trip to Vientiane	All participants

(3) 出席者リスト

ATTENDANCE LIST

2nd General Workshop for Interim Report

No.	Name	Position	Organization	6th	7th	8th	9th
I. Chairman							
1.	Mr. Somboun RASASOMBATH	Vice Minister	Ministry of Industry and Handicrafts	0	0	0	0
2.	Mr. Soukata VICHITH	Director	STEA	0	0	0	0
3.	Mr. Khamvone PHANOUVONG	Director	Ministry of Foreign Affair	0	0	0	0
4.	Mr. Hayao ADACHI	Adviser	JICA/Tokyo	0	0	0	0
5.	Mr. Makoto AOKI	Resident Representative	JICA/Laos	0	0	0	0
II. Central Government							
1.	Mr. Sayasak VONGSACK	Engineer	EDL	0	0		
2.	Mr. Visiane SONGHAPHUP	Engineer	EDL	0	0		
3.	Mr. Phouvieng KEOBOUPHA	Head of Division	Ministry of Industry and Handicrafts	0	0		
4.	Mr. Khamchane KHONSAY	Engineer	Ministry of Industry and Handicrafts	0	0		
5.	Ms. Lathdavane Southamnavong	Engineer	Ministry of Industry and Handicrafts	0	0		
6.	Ms. Southsada MOUANGKAO	Engineer	Ministry of Justice	0	0		
7.	Mr. Soumontha Somchannavong	Engineer	Ministry of communication Transport	0	0		
8.	Mr. Kam PHALAKHONE	Engineer	Ministry of Agriculture & Forestry	0	0		
9.	Mr. Outhai PHATHPHONE	Engineer	National Assembly	0	0		
10.	Mr. Vilayvong	Engineer	National Assembly	0	0		
11.	Mr. Anousack PHONGSAVATH	Deputy Chief of Division	Division of Rural Electrification	0	0		
12.	Mr. Oudomsack PHILAVONG	Engineer	LNMC	0	0		
13.	Mr. Thongkhane Vongphachang	Head of Division	Department of Handicraft	0	0		
14.	Mr. Somdy INMISAY	Deputy Director	Department of Industry	0	0		
15.	Mr. Aravane BOUNYAPHALOM	Head of Division	Department of Mine	0	0		
16.	Ms. Thongsy BOUNYAPANYO	-	National Front	0	0		
17.	Mr. Bouatthep MALAYKHAM	Head of Division	Division of Rural Electrification	0	0		
18.	Ms. Bounkham VORACHITH	Engineer	STEA	0	0		
19.	Mr. Phouvong ONSYSALEUM	Engineer	STEA	0	0		
20.	Mr. Ounheane	Chief of Division	STEA	0	0		
21.	Mr. Chansanouk Khonnavong	Engineer	STEA	0	0		
22.	Mr. Chantho Milathanapheng	Chief of Division	Division of Development	0	0		
23.	Dr. Tayphasavane	-	Ministry of Public Health	0	0		
24.	Mr. Sythang VANG OUTHAI	-	Lao Youth Union	0	0		
25.	Mr. Khampheth VILAPHONDETH	Engineer	Price Minister Office	0	0		
26.	Mr. Phonpaseth PHOULIKHAM	-	SPC	0	0		
27.	Ms. Khammanh THAVONGLATH	Engineer	Lao Women Union	0	0		
28.	Mr. Sounthone SAYASING	Engineer	Lao Union Trade	0	0		
29.	Ms. Anouphone KITHILATH	-	Ministry of Foreign Affair	0	0		
30.	Mr. Phanomkhone Daralathsamy	-	CIC	0	0		
31.	Mr. Bounkhong KEODALIN	-	Ministry of Defend	0	0		
32.	Ms. Vanida	-	Ministry of Finance	0	0		
33.	Mr. Bounsalong	Chief	Nam Theun 2	0	0		

ATTENDANCE LIST
2nd General Workshop for Interim Report

No.	Name	Position	Organization	6th	7th	8th	9th
34.	Mr. Phetsavanh Lathanathonggasy	Deputy Chief of Division	MIH/DOE	0	0		
35.	Mr. Voradeth PHONEKEO	Engineer	MIH/DOE	0	0		
36.	Mr. Viengsay CHANTHA	Engineer	MIH/DOE	0	0		
37.	Mr. Seumkham Thoummanvongsa	Engineer	MIH/DOE	0	0		
38.	Mr. Chansaveng BOUNGONG	Deputy Head of Division	MIH/DOE	0	0		
41.	Mr. Khammanh SOPASEATH	Engineer	MIH/DOE	0	0		
42.	Mr. Sanya SOMVICHITH	Engineer	MIH/DOE	0	0		
43.	Mr. Sengdeane VONG-IN	Engineer	MIH/DOE	0	0		
44.	Mr. Inthila CHANTHAVISOUK	Engineer	MIH/DOE	0	0		
45.	Mr. Lithanoulouk RASAPHO	Engineer	MIH/DOE	0	0		
46.	Mr. Vithounlabundith	Engineer	MIH/DOE	X	0		
47.	Ms. Viengkham SAYASOUK	Engineer	MIH/DOE	0	0		
III. Local Government/Local People							
1.	Mr. Somdy KEODALAVINE	Head of Cabinet	Khetpiseth Saysomboun	0	0		
2.	Mr. Singkham SIVONGKHAM	Head of Division	Khetpiseth Saysomboun	0	0		
3.	Ms. Phetnakhon NAMAVONG	Engineer	Khetpiseth Saysomboun	0	0		
4.	Mr. Vilayvone	Chief	Thaviang	0	0		
5.	Mr. Khammang	Head of Village	Thaviang	0	0		
6.	Mr. Douangta	Head of Village	Thaviang	0	0		
7.	Mr. Xienglot	Head of Village	Thaviang	0	0		
8.	Mr. Phao	Head of Village	Thaviang	0	0		
9.	Mr. Inta	Head of Village	Thaviang	0	0		
10.	Mr. Line	Head of Village	Thaviang	0	0		
11.	Mr. Khamphane	Head of Village	Thaviang	0	0		
12.	Ms. Singphone	Head of Village	Thaviang	0	0		
13.	Mr. Bounkeo	Head of Village	Thaviang	0	0		
14.	Ms. Phomvisay	Chief	Hom District	0	0		
15.	Mr. Kongkham	Head Office	Hom District	0	0		
16.	Mr. Yearlongvang	Head of Village	B. Houaypamom	0	0		
17.	Mr. Songvang	Head of Village	B. Soppouan	0	0		
18.	Mr. Yearto	Head of Village	B. Namyouak	0	0		
19.	Mr. Vanvilay DENEPHOULUANG	Deputy Head of Cabinet	Bolikhamsay Province	0	0		
20.	Mr. Phonethilat SITHSATHONE		Bolikhamsay Province	0	0		
21.	Mr. Thongma Sisouvannasane	Deputy Head of Bolikhan	Bolikhamsay Province	0	0		
22.	Mr. Khamsay THONGLATH	Deputy Director of Division	Bolikhamsay Province	0	0		
23.	Mr. Phouviang	Head of Village	B. Hattheun (Hatkhamb)	0	0		
24.	Mr. Xiengmai PHIAXEO		B. Hattheun (Hatkhamb)	0	0		
25.	Mr. Phonesy	Head of Village	B. Thahua	0	0		
26.	Mr. Samai		B. Muangmai (Somseun)	0	0		
27.	Mr. Bounsou SAYAVONG	Head of Village	B. Nam Pa	0	0		
28.	Mr. Sythane		B. Nam Pa	0	0		
29.	Mr. Oudong Phongphaypadith	Deputy Director of Division	Vientiane Province	0	0		
30.	Mr. Khammuan Thongmanivong		Vientiane Province	0	0		
31.	Mr. Hath SYSOMBATH	Head of Division	Vientiane Province	0	0		
32.	Ms. Saykeo SISOMSAY	Deputy Head	Vientiane Province Lao W/Union	0	0		
33.	Mr. Niphone SAYSANAVONG	Deputy Head of Division	Vientiane Province	0	0		
IV. International Organization							
1.	Mr. Shusaku HIRATAMA		Embassy of Japan	X	0		
2.	Mr. N. IKEDA		JICA/Laos	0	0		
3.	Mr. KAIMASU		JICA/Laos	0	X		
4.	Ms. Vilakhone		JICA/Laos	X	0		

ATTENDANCE LIST
2nd General Workshop for Interim Report

No.	Name	Position	Organization	6th	7th	8th	9th
5.	Mr. Hatsadong		JICA/Laos	X	O		
6.	Mr. Koichi MOTOMURA		JICA/Laos	X	O		
7.	Mr. Shingo TATEMATSU		JICA/Tokyo	O	O		
8.	Mr. K. SATO		JICA Expert (EDL)	O	O		
9.	Mr. Azuma TSUNODA		JICA Expert (MIH)	O	O		
10.	Mr. Hirijuki GOTO		JICA Expert (STEA)	O	X		
11.	Mr. Derek RATCUFF	Adviser	STEA	O	O		
12.	Ms. Robin ENDERRIN	Adviser	UNDP	O	O		
13.	Ms. San Hee Hong		UNDP	O	O		
14.	Mr. Xedeg THIBAUT		UNDP	O	X		
15.	Mr. T. ISHIHATA		MRCs	O	O		
V. NGOs in Lao PDR							
1.	Mr. Chanhom pheanephayvong	-	Cross-red	O	O		
2.	Dr. Kideng THAMMALUNGSY	Chief	Cross-Red Lao	O	O		
VI. NGOs Overseas in Lao PDR							
	None	-	-	X	X		
VII. Facilitator, Media & Interpreter							
1.	Mr. Thongphet DOUANGNEN	Facilitator	-	O	O		
2.	Mr. Soradeth BANNAVONG	Translator	-	O	O		
4.	Mr. Detmahinh SOUPHANH	Translator	-	O	O		
5.	Mr. Soulivanh SITHPHRASAY	Translation	-	O	O		
6.	Mr. So SAYMONTY	-	Vientiane Mai	O	O		
7.	Mr. Khambong	-	TV	O	X		
8.	Mr. Phetsavanh	-	TV	O	X		
9.	Mr. Phonesay	-	Business Newspaper	O	O		
10.	Mr. Bounkong RASAVONG		Lao Newspaper	O	O		
11.	Mr. Vongdeane		Lao Newspaper	O	O		
VIII Study Team							
1.	Mr. Ichiro ARAKI	Team Leader	JICA Study Team	O	O		
2.	Mr. Nobuhiro MORI	PFI Planner	JICA Study Team	O	O		
3.	Mr. Masaki WADA	Hydropower Planner	JICA Study Team	O	O		
4.	Mr. Jack PROSSER	Natural Envir. Expert	JICA Study Team	O	O		
5.	Mr. Nejat IMECE	Hydropower Planner	JICA Study Team	O	O		
6.	Mrs. Kesone SYASONE	Gender Specialist	JICA Study Team	O	O		

Ground Total : 128 participants 1st day (June 26) : 120 participants
 2nd day (June 27) : 118 participants

(4) 議事録

(i) 中間報告書の概要

本プロジェクトは、メコン河のピエンチャン東北約150km地点で、その左岸に流込む支川ナムニアップ川中流部、流域面積3,700km²の地点に、高さ167m、長さ540mのコンクリート表面遮水壁型ロックフィルダム(CFRD)を築造する。満水位320m、総貯水容量約22億m³、有効容量約12億m³、湛水面積67km²の貯水池にて、年間平均流量147.2m³/sの水を調節して、ダム下流にて最大使用水量230m³/sを生み出す。ダム直下に設けた地上式発電所で最大有効落差125.8m、最大出力252MW、年間発生電力量1,327GWhを得て、この電力を主としてタイ国へ輸出するダム直下型の貯水池式水力発電所計画である。これに要する総工事費は、393百万ドル、経済的內部収益率は17.5%(18.8%)、財務的內部収益率は12.1%である。

(ii) 公聴会での主たる討議事項

① ベトナム国との連携の可能性

従来より、タイとの売電見通しを検討する一方、ベトナム国への輸出が問題となっており、このため中間報告書の中にはベトナム電力セクターの調査結果を盛込んでいる。ソンブン副大臣は、最近のベトナム国との技術交流に関する最近の折衝状況を説明し、今後のベトナム国への売電に少なからず希望を持っていることを強調した。また、タイ国との交渉においては既に、ナムテン2水力、ナムグム第2及び第3水力などがリードしていることから、本計画に関しては、ベトナム国への輸出可能性に期待を示した。

② タイ国電力プール制導入への関心

フンポン電力局長を始めラオス国電力セクターのメンバーは、タイ国電力セクター改革に伴うプール市場の創設構想に、売電の立場から大きな危惧を抱いている。特に、タイ国電力セクター調査では、この点を今後重視するよう希望した。2003年の電力完全民営化を目指すタイ国は、その時点でのプール制導入としているが、これは未だ構想の域を出ず、最近の調査では、プール制については2006年など先送りの構想も流れており、プール制を実質的に稼働させる状況にはないなどの見通しが述べられた。

③ 周辺地域灌漑計画への関心

ダム下流域住民の関心事項は、本計画のダム下流域の灌漑への影響である。具体的な灌漑開発計画は、本プロジェクトには盛込んでいないが、逆調整池の建設など、下流の水需要に十分配慮していることを説明した。この住民の灌漑への関心に対しては、今後、補償を含めた検討が必要であり、地元官庁との協議を更に進めて、貯水池の年間調節効果、逆調整池の日調節効果などを利用して、地元住民の要望に十分な対応を行うこと必要である。

④ 貯水池の環境影響

地元選出のアコム国会議員からは、既設ナムグム貯水池の例を挙げて、ラオスでは従来環境への影響を良好に保ってきており、本プロジェクトについても期待しているとの発言があった。貯水池の水質や堆砂については、他の東南アジアの貯水池に比して極めて良好に保たれている。これは、ラオスの河川の特徴であり、空中からの観察でも、ナムグム貯水池の末端部分は殆ど堆砂による影響が認められず、本プロジェクトについても、この点は問題ないと考えられる。

⑤ 周辺地域道路計画などへの関心

公益事業省などより、本プロジェクトの貯水池建設に伴う道路網への影響に関心が集まった。中間報告書の段階では、逆調整池も含めて工事用道路、原石山など付属設備及び仮設備への検討が十分でない。従って、貯水池による道路網への影響は少ないと考えられているが、地元にとっては、仮設備の影響が大きいと思われる。現在建設中のボーリング調査用仮設道路についても、従来の公聴会では説明されておらず、逆調整池、原石山などの説明も十分行っ