

ラオス国
エネルギー鉱業省

ラオス国

ナムグム第一発電拡張事業準備調査

ファイナルレポート

平成 22 年 1 月
(2009 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

 日本工営株式会社
 電源開発株式会社

産業

JR

10-001



独立行政法人 国際協力機構



ラオス国エネルギー鉱業省

ラオス国

ナムグム第一発電拡張事業準備調査

ファイナルレポート

平成 22 年 1 月



日本工営株式会社



電源開発株式会社

序 文

日本国政府は、ラオス国政府の要請に基づき、同国ナムグム第一発電拡張事業準備調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成 21 年 2 月から平成 21 年 11 月までの間、5 回にわたり日本工営株式会社および電源開発株式会社からなる共同企業体の片岡琢士氏を団長とし、水力拡張計画、電力需給分析、水文 / 貯水池運用、地質、電力土木、電気設備、機械設備、系統運用、経済・財務分析、環境社会配慮の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ラオス電力公社およびエネルギー鉱業省等のラオス国関係機関と協議を行うとともに、現地調査を実施し、国内作業を経てここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、同国の電力供給能力の増強に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 22 年 1 月

独立行政法人 国際協力機構
理 事 黒田 篤郎

平成 22 年 1 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 黒田 篤郎 殿

伝 達 状

ラオス国ナムグム第一発電拡張事業準備調査を終了致しましたので、ここに最終報告書を提出致します。日本工営株式会社および電源開発株式会社からなる共同企業体は、貴機構との契約により平成 21 年 1 月から同 22 年 1 月まで約 13 ヶ月にわたり本調査を実施しました。

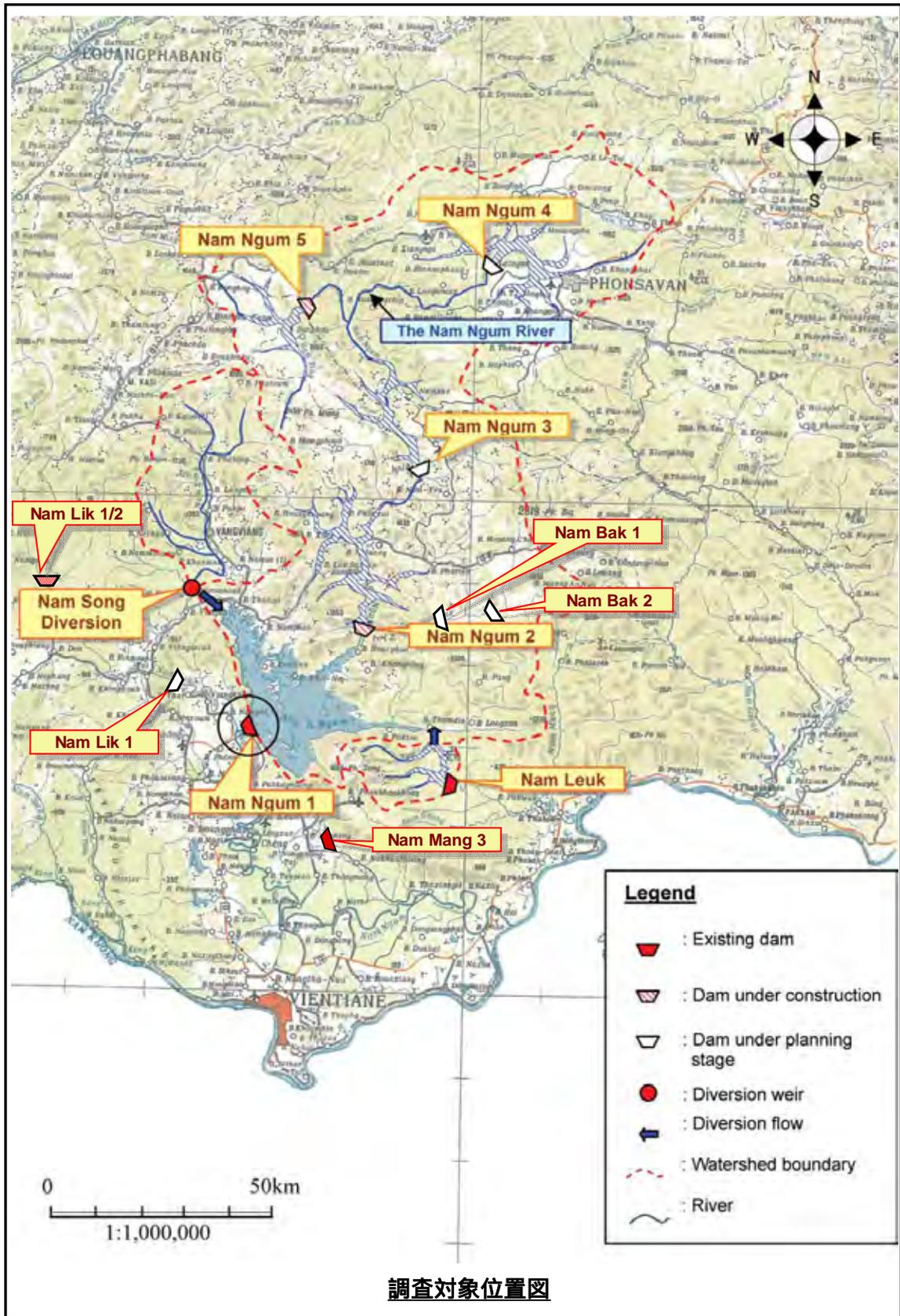
本調査では、平成 21 年 2 月に合意された調査内容に基づき、電力需要予測、発電計画および拡張に関する基本設計を行い、既設ナムグム第一発電所の拡張計画を策定しました。

本調査の実施にあたっては、ラオス電力公社、エネルギー鉱業省等のカウンターパートとの様々な共同作業や関係機関が参加するステアリングコミッティー会議を通じて技術移転に努めました。さらに、発電拡張実施例の説明会を行い、今後の拡張事業実施に参考となる技術の紹介も行いました。

本報告書が、電力の安定供給を通じたラオス国の経済社会発展の一助となることを祈念致します。

本調査期間を通じてラオス電力公社、エネルギー鉱業省を初めとするラオス国の関係組織から多大なご協力とご支援を頂いたことをご報告致します。また、在ラオス国日本国大使館、貴機構本部、同ラオス事務所・専門家の皆様より貴重なご助言とご協力を賜りましたことに厚く御礼申し上げます。

ラオス国
ナムグム第一発電拡張事業準備調査団
総括 片岡 琢士





Nam Ngum 1 Dam and Power Station

(February 2009)



Downstream View from Nam Ngum 1 Dam

(February 2009)

Salient Features of Nam Ngum 1 Hydropower Station Expansion Project

		Descriptions	Dimensions	
1.	Reservoir (Existing)	River System	Nam Ngum river	
		Catchment Area	8,460 km ² (Completion Report 1972)	
		Max. Flood Level	El. 215.0 m	
		Full Supply Level (FSL)	El. 212.0 m	
		Minimum Operation Level (MOL)	El. 196.0 m	
		Gross Storage Capacity at FSL	7,030 x 10 ⁶ m ³	
		Active Storage Capacity	4,700 x 10 ⁶ m ³	
		Annual Average Inflow	375 m ³ /s (*)	
		Flood Inflow Peak (PMF)	8,800 m ³ /s	
2.	Dam (Existing)	Type	Concrete gravity dam	
		Dam Crest Level	El. 215.0 m	
		Max. Height of Dam	75 m	
		Length of Dam Crest	468 m	
		Volume of Dam	358,000 m ³	
3.	Spillway (Existing)	Type	Open channel with flip bucket	
		Width of Chute Channel	57.5 m	
		Length of Chute Channel	95.2 m	
		Overflow Crest Level	El. 202.5 m	
		Gates (radial type)	4 nos. @W12.5 m x H10.0 m	
4.	Intake (Existing Units)	Type	Horizontal bell-mouth	
		Diameter of Penstock	3.4 m (for Units 1 & 2) 6.0 m (for Units 3, 4 & 5)	
		Center Elevation of Penstock	El. 189.0 m (for Units 1 & 2) El. 186.0 m (for Units 3, 4 & 5)	
		Trashrack	Removable type	
		Staoplogs	Inserted in trashrack slot	
		Type of gate	Rope-hoisted fixed wheel gate	
		(Expansion)	Type	Horizontal bell-mouth installed in a hole excavated in dam
	Diameter of Penstock		5.5 m	
	Center Elevation of Penstock		El. 185.25 m	
	Trashrack		Removable type	
	Staoplogs		Inserted in trashrack slot	
	Type of gate		Bonnnet type (with hydraulic hoist)	
	5.		Powerhouse (Existing Units)	Type
		Height (Bottom to Roof)		42.1 m
Width x Length		43.95 m x 138.4 m		
(Expansion)		Type	Surface type concrete building	
		Height (Bottom to Roof)	42.1 m	
		Width x Length	42.45 m x 25.74 m	
6.	Tailrace	Type	Open Channel	
		Water Level (no flow)	El. 164.0 m	
		Water Level (Units 1 to 5)	El. 168.0 m	
		Water Level (Units 1 to 6)	El. 168.4 m (after expansion)	

Descriptions		Dimensions	
7.	Turbine (Expansion)	Type	Vertical Shaft Francis Type
		Number	1
		Rated Output	40.90 MW
		Revolving Speed	142.9 rpm
		Rated Net Head	40.0 m
		Rated Discharge	111.2 m ³ /s
8.	Generator (Expansion)	Type	Umbrella Type
		Rated Output	50.00 MVA
		Frequency	50 Hz
		Voltage	11 kV
		Power Factor	0.8
9.	Transformer (Expansion)	Type	Single-phase, oil-immersed type
		Capacity	50 kVA (for three phase)
		Voltage	11kV / 115kV
		Cooling	ONAF
10.	Switchyard (Expansion)	Type	Conventional type on roof
		Voltage	115 kV
		Bus	HDCC 725 mm ²
11.	Generation (Expansion)	Incremental Capacity	35 MW (95% dependable)
		Incremental Energy Production	56 GWh/year
12.	Project Cost for Expansion		US\$ 7,006 million (**)
	Construction Period (including Bid Preparation)		5 years

(*): Including inflow from Nam Song and Nam Luek diversions

(**): US\$ 1.0 = JPY 95.0 = Kip 8,510

用語表

略語	英語表記	日本語表記
Lao PDR agencies	ラオス国機関名	
DMH	Department of Meteorology and Hydrology	ラオス国農林省水文気象局
CDEP	Committee for Development of Electric Power	ラオス国電力開発委員会
CPC	Committee for Planning and Cooperation	ラオス国計画・協力委員会
DOE	Department of Electricity, MEM	ラオス国エネルギー・鉱業省電力局
EDL	Electricite du Laos	ラオス国家電力公社
FIMC	Foreign Investment Management Committee	ラオス国投資事業・対外経済協力委員会
GOL	Government of Lao PDR	ラオス国政府
LNCE	Lao National Committee for Energy	ラオス国国家エネルギー委員会
LWU	Lao Women's Union	ラオス女性連合
MEM	Ministry of Energy & Mines	ラオス国エネルギー・鉱業省
STEA	Science, Technology & Environment Agency	ラオス国科学・技術・環境局
WREA	Water Resources and Environment Agency	ラオス国水資源環境庁
Foreign organizations	国際機関名	
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
EGAT	Electricity Generation Authority of Thailand	タイ国電力公社
EVN	Electricity of Vietnam	ベトナム国電力公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IUCN	World Conservation Union (Switzerland)	国際自然保護連合
JICA	Japan International Cooperation Agency (Japan)	国際協力機構
MOI	Ministry of Industry of Vietnam	ベトナム国工業省
MPI	Ministry of Planning and Investment of Vietnam	ベトナム国計画・投資省
NEPO	National Energy Policy Office of Thailand	タイ国電力政策局
NTEC	Nam Theun 2(NT2) Electricity Company	ナムテン 2 発電会社 (コンソーシアム)
NTPC	Nam Theun 2(NT2) Power Company	ナムテン 2 電力会社 (SPC)
PEA	Provincial Electricity Authority in Thailand	タイ国県電力局
PRGF	Poverty Reduction and Growth Fund	貧困削減基金
UNDP	United Nations Development Program	国連開発計画
WCD	World Commission on Dams	世界ダム委員会
Others	その他	
AAU	Assigned Amount Unit	初期割当量に相当する CO2 削減クレジット
B.	“Ban” Village in Laotian language	村落名
BOT	Built-Operate-Transfer	建設・操業・移譲
CA	Concession Agreement	事業権契約
CDM	Clean Development Mecah	京都メカニズムにおけるクリーン開発制度
CER	Certified Emission reduction	JI を通じて発行される CO2 削減クレジット
COD	Commercial Operation Date	運開予定日
ECA	Export Credit Agencies	輸出信用機関
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EMMP	Environmental Management & Monitoring Plan	環境管理計画
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計・調達・建設包括工事契約
EPMs	Environmental Protection Measures	環境保護対策
ERU	Emission Reduction Unit	CDM を通じて発行される CO2 削減クレジット
ET	Emission Trading	GHG の排出量取引
FS	Feasibility Study	実施可能性調査
FARD	Focal Area for Rural Development	開発重点地区
GHG	Green House Gas	温室効果ガス
GIS	Geographic Information System	地理情報システム
GMS	Greater Mekong Sub-region	大メコン圏流域諸国
GPS	Global Positioning System	全球測位システム
HEPP	Hydroelectric Power Project	水力発電計画
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IPDP	Indigenous Peoples Development Plan	土着民族に関する政策
IPP	Independent Power Producer	独立電力生産者
IWRM	Integrated Water Resources Management	統合水資源管理
JI	Joint Implementation	京都メカニズムにおける共同実施制度
LA	Loan Agreement	借款協定
LEPTS	Lao Electric Power Technical Standard	ラオス電力技術基準

用語表

略語	英語表記	日本語表記
LLDC	Least Less-Developed Countries	後発発展途上国
MOU	Memorandum of Understanding	(開発権)協議覚書
NBCA	National Biodiversity Conservation Area	国立生物保護区
NEM	New Economic Mechanism	ラオス国新経済メカニズム
NGOs	Non Governmental Organizations	非政府団体
NNRB	Nam Ngum River Basin	ナムグム川流域
O&M	Operation and Maintenance	操業・維持管理
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PDA	Project Development Agreement	開発実施協定
PDP	Power Development Plan	電力開発計画
PPA	Power Purchase Agreement	売電契約
S/W	Scope of Works	実施調査細則
SIA	Social Impact Assessment	社会環境影響調査
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社
SPP	Small Power Producer	小電力生産者
TOR	Terms of Reference	実施項目
Unit/Technical Terms 単位/技術用語		
B-C, B/C	B: Benefit and C: Cost	B: 便益 C: 費用
EIRR, FIRR	Economic/Financial Internal Rate of Return	経済/財務内部収益率
EL() m	Meters above Sea level	標高(m)
FSL	Full Supply Level of Reservoir	常時満水位
GDP	Gross Domestic Product	国民総生産
GWh	Giga Watt Hour (one billion watt hour)	百万キロワット(10億ワット)時
IRR	Internal Rates of Return	内部収益率
LWL	Low Water Level of Reservoir	低水位
MAP	Mean Annual Precipitation	年平均降雨量
MAR	Mean Annual Runoff	年平均流量
MOL	Minimum Operation Level of Reservoir	最低運転水位
MW	Mega Watt (one million watt)	キロワット、百万ワット
PMF	Probable Maximum Flood	可能最大洪水流量
PMP	Probable Maximum Precipitation	可能最大降水量
US\$	US Dollar	米国通貨(ドル)

ラオス国
ナムグム第一発電拡張事業準備調査
ファイナルレポート
目 次

調査対象位置図

第 1 章	序論	1-1
1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的	1-2
1.3	調査対象地域	1-2
1.4	相手国関係機関	1-2
1.5	調査団員	1-2
1.6	現地再委託調査	1-3
1.7	ステアリングコミッティー会議	1-4
第 2 章	電力セクターの現況	2-1
2.1	電力セクターの概要	2-1
2.1.1	概要	2-1
2.1.2	EdL の現況および組織体制.....	2-1
2.1.3	ナムグム第一発電所組織体制	2-3
2.2	電力需給の現況	2-4
2.2.1	ラオス国内総発電電力量およびピーク電力.....	2-4
2.2.2	セクター別電力消費量	2-5
2.2.3	国際電力融通の現況	2-5
2.3	電力需要予測	2-7
2.3.1	PDP における電力需要予測	2-7
2.3.2	PDP における電源開発計画	2-8
2.3.3	ラオス国全土における電力需要予測	2-9
2.3.4	対象地域 (北部、C1 地域) における電力需要予測	2-14
2.4	電力需給分析	2-14
2.4.1	概要	2-14
2.4.2	現在の需給バランス	2-15
2.4.3	現在の日負荷変動傾向	2-15
2.4.4	将来の需給バランス	2-16
2.4.5	将来の日負荷変動予測	2-18
第 3 章	ナムグム第一発電所およびナムグム水系電力開発の現状	3-1
第 3 章	ナムグム第一発電所およびナムグム水系電力開発の現状.....	3-1

3.1	ナムグム第一発電所の現況	3-1
3.1.1	ナムグム発電所の発電実績	3-1
3.1.2	ナムグム発電所の維持管理	3-4
3.2	ナムグム水系の水力開発計画の現況	3-7
3.2.1	ナムグム発電所上流域内の水力発電計画.....	3-8
3.2.1	ナムグム流域近傍に位置する国内電力供給発電計画.....	3-10
3.2.2	「Nam Ngum River Basin Development Sector Project」の調査結果概要.....	3-13
第4章	ナムグム第一発電所拡張事業の位置づけおよび運用方針.....	4-1
4.1	ナムグム第一発電所に係る外部条件	4-1
4.1.1	電力需要（日負荷）の夜間ピーク電力の伸び.....	4-1
4.1.2	ナムグム第一発電所上流域開発による流況の変化.....	4-1
4.1.3	既存発電設備の老朽化と将来の維持管理計画.....	4-2
4.1.4	近隣国との電力融通における連系送電容量.....	4-2
4.2	発電所運転方針	4-3
4.2.1	概要	4-3
4.2.2	現在の運転パターン	4-3
4.2.3	2015年における運転パターンの考察.....	4-4
4.2.4	2020年における運転パターンの考察.....	4-5
4.2.5	2025年における運転パターンの考察.....	4-6
4.3	電力送電方針	4-7
4.3.1	ナムグム第一発電所周辺の系統構成	4-7
4.3.2	基本的な技術基準及び運用条件	4-9
第5章	水文および貯水池運用計画	5-1
5.1	水文解析	5-1
5.1.1	概要	5-1
5.1.2	水文資料の収集	5-4
5.1.3	水文解析	5-8
5.2	常時使用水量の算定	5-23
5.2.1	流量累加曲線（マスカーブ）による常時使用水量の推定.....	5-23
5.2.2	常時使用水量と可能拡張規模の検討	5-25
5.2.3	雨季の発電パターン	5-30
5.3	現状のナムグム1貯水池及び水系貯水池運用.....	5-32
5.3.1	ナムグム1貯水池運用実績	5-32
5.3.2	過去貯水池最適運用調査	5-33
5.3.3	現在のナムグム1貯水池運用ルール	5-36
5.3.4	貯水池内の堆砂	5-37
5.3.5	ナムグム水系既設水力発電所の貯水池運用.....	5-38

5.4	各代替案の貯水池運用検討	5-40
5.4.1	概要	5-40
5.4.2	代替案選定のためのナムグム 1 貯水池運用検討条件	5-40
5.4.3	各拡張代替案の貯水池運用ルール	5-45
5.5	ナムグム 2 水力発電事業の影響	5-48
5.6	ナムグム第一発電所拡張後のナムグム 1 貯水池およびナムグム水系水力発電運用計画	5-51
5.6.1	概要	5-51
5.6.2	ナムグム水系統合水資源管理	5-51
5.6.3	貯水池運用検討方針	5-53
5.6.4	ナムグム水系水力発電運用検討方針	5-54
5.6.5	検討に用いる電力需要	5-55
5.6.6	経済・財務評価のための貯水池運用計画（案）	5-55
5.6.7	売電収益を考慮した貯水池運用計画（案）（ナムグム 1 貯水池のみ）	5-75
5.6.8	売電収益を考慮したナムグム水系水力発電運用計画（案）（ナムグム 1 貯水池、ナムマン 3 貯水池、ナムルック貯水池）	5-83
5.6.9	売電収益を考慮したナムグム水系水力発電運用計画（ナムグム 1 貯水池、ナムマン 3 貯水池、ナムルック貯水池、ナムリック 1/2 貯水池）	5-89
5.6.10	貯水池運用計画のまとめ	5-98
第 6 章	環境社会配慮	6-1
6.1	環境行政体制と環境法規制	6-1
6.1.1	環境関連行政機関	6-1
6.1.2	環境法規制	6-2
6.1.3	環境アセスメント手順	6-4
6.2	拡張計画地域にかかる環境概要	6-8
6.2.1	自然環境	6-8
6.2.2	社会環境	6-14
6.3	初期環境社会調査 (IESE)	6-19
6.3.1	拡張事業の主要な環境社会影響	6-19
6.3.2	拡張事業の環境社会影響の詳細検討	6-23
6.3.3	代替案の検討	6-32
6.3.4	環境社会管理計画 (ESMP)	6-34
6.3.5	住民参加	6-43
6.4	本拡張事業にかかる CO2 排出抑制効果	6-45
第 7 章	地形・地質	7-1
7.1	地形	7-1
7.2	地質	7-2

第 8 章	最適拡張計画の検討	8-1
8.1	最適案選定方針	8-1
8.2	代替案一次スクリーニング	8-2
8.2.1	代替案候補	8-2
8.2.2	スクリーニング選定基準	8-3
8.2.3	代替案一次スクリーニング	8-4
8.3	最適拡張案の選定	8-6
8.3.1	比較代替案のレイアウト	8-6
8.3.2	水路構造物	8-7
8.3.3	発電所および放水路	8-11
8.3.4	電気設備	8-12
8.3.5	機械設備	8-23
8.3.6	系統解析	8-32
8.3.7	代替案の技術的考察	8-41
8.3.8	代替案の概略工事費	8-43
8.3.9	代替案の経済比較	8-44
8.3.10	最適案選定	8-47
第 9 章	最適拡張計画の基本設計	9-1
9.1	発電所および放水路	9-1
9.1.1	増設 6 号機の定格貯水池水位	9-1
9.1.2	増設 6 号機ペンストックの最適管径	9-5
9.1.3	増設 6 号機取水口中心標高	9-7
9.2	取水口およびペンストック	9-8
9.2.1	取水口	9-8
9.2.2	堤体穴あけ	9-8
9.2.3	水位制約と仮締切	9-8
9.2.4	ダム安定性の検討	9-11
9.3	発電所及び放水路	9-12
9.3.1	発電所レイアウト	9-12
9.3.2	発電所建屋の安定	9-14
9.3.3	放水路レイアウト	9-15
9.4	電気設備	9-15
9.4.1	水車	9-15
9.4.3	主要変圧器	9-21
9.4.4	115 kV 屋外開閉所設備	9-21
9.4.5	所内電源設備	9-22
9.4.6	直流電源設備	9-22

9.5	機械設備	9-24
9.5.1	取水設備の配置	9-24
9.5.2	取水口スクリーン	9-25
9.5.3	取水口ストップログ	9-26
9.5.4	取水口ガントリークレーン	9-27
9.5.5	取水口ゲート	9-27
9.5.6	水圧鉄管路	9-29
9.5.7	放水口ストップログおよびガントリークレーン	9-29
第 10 章	放水庭水位低下の検討	10-1
第 10 章	放水庭水位低下の検討	10-1
10.1	放水庭水位の現状	10-1
10.2	放水庭水位低下の可能性検討	10-2
10.3	既存水車への影響	10-5
10.3.1	既存水車の比速度	10-5
10.3.2	キャピテーション係数	10-5
10.3.3	水車中心位置	10-6
10.3.4	既存水車のキャピテーション発生状況	10-7
10.3.5	検討結果	10-7
10.4	放水庭水位低下の便益およびコスト	10-8
第 11 章	実施計画及び事業費積算	11-1
第 11 章	実施計画及び事業費積算	11-1
11.1	事業概要	11-1
11.2	拡張事業実施体制	11-1
11.3	施工計画と工事工程	11-3
11.4	事業費積算	11-8
第 12 章	経済・財務分析	12-1
12.1	経済分析	12-1
12.1.1	評価方法	12-1
12.1.2	前提条件	12-1
12.1.3	事業の経済費用	12-2
12.1.4	本事業の経済便益	12-3
12.1.5	EIRR の算定	12-7
12.1.6	感度分析	12-9
12.2	財務分析	12-9
12.2.1	評価方法	12-9
12.2.2	財務費用	12-9
12.2.3	事業の財務便益	12-11

12.2.4	FIRR の算定.....	12-11
12.2.5	感度分析.....	12-13
12.2.6	電気料金改定計画.....	12-13
12.3	放水庭低下の効果.....	12-15
12.3.1	放水庭低下の費用と便益.....	12-15
12.3.2	EIRR、FIRR の計算結果.....	12-16
12.4	電力輸出入収支の推計.....	12-16
第 13 章	運転維持管理.....	13-1
13.1	電気設備.....	13-1
13.1.1	増設設備の運転.....	13-1
13.1.2	追加設備の点検保守.....	13-2
13.1.3	予備品.....	13-2
13.2	機械設備.....	13-2
第 14 章	結論と勧告.....	14-1
14.1	結論.....	14-1
14.1	勧告.....	14-6
第 15 章	事業実施に向けた提言.....	15-1
15.1	事業実施のための確認事項.....	15-1
15.1.1	C1 地域および北部地域の電力需給計画の状況確認.....	15-1
15.1.2	近傍水力発電事業開始後の河川流況の確認.....	15-1
15.2	ラオス国電気料金の推移.....	15-2
15.3	詳細設計における留意点.....	15-2
15.3.1	地形・地質・材料調査.....	15-2
15.3.2	環境調査.....	15-3
15.3.3	設計に関する事項.....	15-3
15.3.4	既存構造物に関する影響検討.....	15-5

Appendices

Appendix A Power Flow and Voltage Regulation Analysis

Appendix B Hydrology and Reservoir Operation

Appendix C Environment

Appendix D Geology

Appendix E Alternative Plans

Appendix F Dam Stability Analysis

Appendix G Basic Design Drawings

Appendix H Tailrace Hydrology Analysis

Appendix I Implementation Plan and Cost Estimate

Figures

Figure 1.1.1 Category of Electricity Demand Areas in Lao PDR 1-1

Figure 2.1.1 Number of Customers 2-2

Figure 2.1.2 Organization Chart of EdL..... 2-3

Figure 2.1.3 Organization Chart of NN1 Hydropower Station..... 2-3

Figure 2.2.1 Peak Demand and Energy Demand..... 2-4

Figure 2.2.2 Trend of Power Consumption by Sector 2-5

Figure 2.2.3 Domestic Power Demand and Supply..... 2-5

Figure 2.2.4 History of NN1 Operation..... 2-6

Figure 2.3.1 Peak Demand Forecast in PDP 2-8

Figure 2.3.2 Electricity Intensity and GDP 2-10

Figure 2.3.3 Assumption of Population 2-11

Figure 2.3.4 Assumption of Real GDP and Growth Rate..... 2-11

Figure 2.3.5 Assumption of Population 2-11

Figure 2.3.6 Assumption of Load Factor..... 2-11

Figure 2.3.7 Power Demand Forecast 2-12

Figure 2.3.8 Specific Demand..... 2-13

Figure 2.3.9 Peak Demand Forecast (N,C1)..... 2-14

Figure 2.4.1 Situation of Power Import and Export 2-15

Figure 2.4.2 Daily Load Curve(2008)..... 2-16

Figure 2.4.3 Daily Load Curve(Jan.2004-2008) 2-16

Figure 2.4.4 Daily Load Curve (Jun.2004-2008) 2-16

Figure 2.4.5 Peak Demand Forecast with Power Development Plan 2-17

Figure 2.4.6 Daily Load Curve (2015, Weekday) 2-18

Figure 2.4.7 Daily Load Curve (2015, Holiday) 2-19

Figure 2.4.8 Daily Load Curve (2020, Weekday) 2-19

Figure 2.4.9 Daily Load Curve (2020, Holiday) 2-19

Figure 2.4.10 Daily Load Curve (2025, Weekday) 2-20

Figure 2.4.11 Daily Load Curve (2025, Holiday) 2-20

Figure 3.1.1 Present Rule Curve of Nam Ngum 1 Hydropower Station 3-2

Figure 3.1.2 Historical Energy Output of Nam Ngum 1 Power Station..... 3-2

Figure 3.1.3 Power Generation Plan with Combination of Nam Ngum 1, Nam Leuk and Nam Mang 3
(Typical case in Rainy Season)..... 3-3

Figure 3.1.4 Power Generation Plan with Combination of Nam Ngum 1, Nam Leuk and Nam Mang 3
(Typical Case in Dry Season) 3-4

Figure 3.1.5 Power Outage Record of NN1 Power Station due to Yearly Maintenance and Overhaul... 3-5

Figure 3.2.1 Location Map of Existing and Planned Hydropower Development Plan 3-7

Figure 3.2.2 Diagrams of Existing and Planned Hydropower Development Plan	3-8
Figure 4.1.1 Power Interchange in 2016	4-2
Figure 4.2.1 Operation Records in Jan.2008	4-4
Figure 4.2.2 Operation Records in June.2008	4-4
Figure 4.2.3 Expected Operation Pattern in Apr.2015 (Dry Season).....	4-5
Figure 4.2.4 Expected Operation Pattern in Sep.2015 (Rainy Season)	4-5
Figure 4.2.5 Expected Operation Pattern in Apr.2020 (Dry Season).....	4-6
Figure 4.2.6 Expected Operation Pattern in Sep.2020 (Rainy Season)	4-6
Figure 4.2.7 Expected Operation Pattern in Apr.2025 (Dry Season).....	4-7
Figure 4.2.8 Expected Operation Pattern in Sep.2025 (Rainy Season)	4-7
Figure 4.3.1 System Configuration of C1 Area, Vientiane Municipality, 2009.....	4-8
Figure 4.3.2 System Configuration of C1 Area, Vientiane Municipality, 2016.....	4-9
Figure 5.1.1 Monthly Rainfall and Temperature at Xieng Khouang and Vanvieng	5-2
Figure 5.1.2 Monthly Rainfall Observed at NN1 Dam Site	5-2
Figure 5.1.3 River Basin Boundaries and Locations of Hydropower Scheme	5-3
Figure 5.1.4 Organization Chart of WREA and DMH	5-4
Figure 5.1.5 Meteorological Stations in the Nam Ngum River Basin	5-5
Figure 5.1.6 Duration of Hydrological Data Available for the Survey	5-9
Figure 5.1.7 Annual Rainfall and 5-year Moving Average.....	5-11
Figure 5.1.8 Location of the Rainfall Gauging Station, Monthly Rainfall and Thiessen Polygon.....	5-12
Figure 5.1.9 Comparison of Hydrograph between Hinhuep and NN1 Hydropower Station.....	5-14
Figure 5.1.10 Discharge Duration Curves	5-15
Figure 5.1.11 Simulated Monthly Outflow from NN 2 Hydropower Station.....	5-18
Figure 5.1.12 Hydrograph of the Inflow into the NN1 Reservoir from year 1972 to 2007.....	5-20
Figure 5.1.13 Comparison of Inflow into the NN1 Reservoir before and after NN2 Hydropower Completion	5-21
Figure 5.1.14 Discharge Duration Curve before and after NN 2 Hydropower Completion.....	5-21
Figure 5.1.15 Land Use Map in the Nam Ngum River Basin	5-22
Figure 5.2.1 Mass Curve Analysis for the NN1 Reservoir	5-24
Figure 5.2.2 Power Discharge Duration Curve given by Mass Curve Analysis.....	5-24
Figure 5.2.3 Firm Discharge and Maximum Peak Discharge.....	5-25
Figure 5.2.4 Duration Curve of NN1 HP Power Output	5-26
Figure 5.2.5 Relation Between Expansion Capacity and Off-peak Power	5-26
Figure 5.2.6 Operation Pattern of NN1 after Expansion with Firm Discharge (Night Peak).....	5-27
Figure 5.2.7 Typical Operation Pattern for Night and Day time	5-27
Figure 5.2.8 Operation Pattern of NN1 after Expansion with Firm Discharge	5-28
Figure 5.2.9 Operation Pattern of NN1 after Expansion for each Alternatives	5-29

Figure 5.2.10 Expected Power Discharge in the Rainy Season.....	5-30
Figure 5.2.11 Typical Operation Pattern in Rainy Season without Expansion.....	5-30
Figure 5.2.12 Typical Operation Pattern in Rainy Season with Expansion.....	5-31
Figure 5.3.1 Daily Water Level Record of NN1 Reservoir (1982 - 2007)	5-32
Figure 5.3.2 Reservoir Switching Curve Produced by LITHO in 1995	5-34
Figure 5.3.3 Current Reservoir Operation Rule for NN1 Reservoir.....	5-37
Figure 5.3.4 Current Reservoir Operation Rule and Actual Operation Statistics	5-37
Figure 5.3.5 Monthly Sediment Load into the NN1 Reservoir	5-38
Figure 5.3.6 Sediment Monitoring Result of the NN1 Reservoir.....	5-38
Figure 5.3.7 Operation Rule of Nam Mang 3 and Nam Leuk Reservoir.....	5-39
Figure 5.3.8 Reservoir Water Level Record of Nam Mang 3 and Nam Leuk Reservoir.....	5-40
Figure 5.4.1 Study Flow of Selection of the Best Option from the Alternatives	5-41
Figure 5.4.2 Simplified Load Curve for Modeling of Dynamic Programming.....	5-42
Figure 5.4.3 Reservoir Area, Volume and Area Curves.....	5-43
Figure 5.4.4 Tail Water Level Curves.....	5-44
Figure 5.4.5 Turbine Efficiency Curves	5-44
Figure 5.4.6 Study Flow of the Reservoir Optimization in the NN1 Expansion Survey.....	5-44
Figure 5.4.7 Optimum Reservoir Water Level for Each Expansion Scale	5-46
Figure 5.4.8 Comparison of Water Level between Simulation and Actual Record.....	5-47
Figure 5.5.1 Reservoir Optimum Operation Presented by Dynamic Programming for without-NN2 Case5-49	
Figure 5.5.2 Reservoir Optimum Operation Presented by Dynamic Programming for with-NN2 Case5-49	
Figure 5.5.3 Comparison of Optimum Reservoir Operation between with and without NN2	5-50
Figure 5.5.4 Optimum Reservoir Operation with and without NN2 Studied by PARSIFAL.....	5-50
Figure 5.6.1 Concept of Integrated Water Resources Management to the Nam Ngum River basin.....	5-52
Figure 5.6.2 Optimized Reservoir Operation Curve for After Expansion Case	5-58
Figure 5.6.3 Optimized Reservoir Operation Curve for Before Expansion with NN2 Case.....	5-59
Figure 5.6.4 Optimized Reservoir Operation Curve for Before Expansion without NN2 Case.....	5-60
Figure 5.6.5 Result of Optimization for Each Case in Each Year	5-63
Figure 5.6.6 Monthly Average Power Output of the NN1 Hydropower Station	5-66
Figure 5.6.7 Combined Power Output of the NN1, Nam Mang 3 and Nam Leuk Hydropower Station for After Expansion Case	5-67
Figure 5.6.8 Combined Power Output of the NN1, Nam Mang 3 and Nam Leuk Hydropower Station for Before Expansion with NN2 Case.....	5-68
Figure 5.6.9 Combined Power Output of the Nam Ngum 1, Nam Mang 3 and Nam Leuk Hydropower Station for Before Expansion without NN2 Case.....	5-69
Figure 5.6.10 Comparison of Current Rule and Switch Curve to Average of Optimum Reservoir Water	

Level	5-70
Figure 5.6.11 Comparison of Current Rule Curve to Average of Optimum Reservoir Water Level of Nam Leuk Reservoir	5-71
Figure 5.6.12 Comparison of Current Rule Curve to Average of Optimum Reservoir Water Level of Nam Mang 3 Reservoir	5-72
Figure 5.6.13 Current and Revised Switch Curve and Water Level for the year 2015.....	5-73
Figure 5.6.14 Current and Revised Switch Curve and Water Level for the year 2020.....	5-73
Figure 5.6.15 Current and Revised Switch Curve and Water Level for the year 2025.....	5-74
Figure 5.6.16 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2015 (NN1 Only)	5-79
Figure 5.6.17 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Only)	5-79
Figure 5.6.18 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2020 (NN1 Only)	5-80
Figure 5.6.19 Trend of the Relation of Average Import Energy and Annual Balance	5-81
Figure 5.6.20 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Only)	5-81
Figure 5.6.21 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2025 (NN1 Only)	5-82
Figure 5.6.22 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Only)	5-83
Figure 5.6.23 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)	5-84
Figure 5.6.24 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)	5-85
Figure 5.6.25 Relation of Average Import Energy and Annual Balance in the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)	5-86
Figure 5.6.26 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)	5-87
Figure 5.6.27 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)	5-88
Figure 5.6.28 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk)	5-89
Figure 5.6.29 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-91
Figure 5.6.30 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-91
Figure 5.6.31 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-93
Figure 5.6.32 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-93
Figure 5.6.33 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-95
Figure 5.6.34 Reservoir Average and Standard Deviation Water Level for the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-95

Figure 5.6.35 Comparison of Reservoir Average Water Level for with and without Nam Lik 1/2	5-97
Figure 6.1.1 Organizational Structure of WREA	6-1
Figure 6.1.2 Environmental Office.....	6-2
Figure 6.1.3 EA Processes and Project Cycle.....	6-4
Figure 6.1.4 Procedure for Environmental Assessment for Hydropower Project	6-6
Figure 6.2.1 Conceptual Layout of River, Dam, and Gauging Station in NNRB.....	6-9
Figure 6.2.2 H-Q Curve, Rating Curve, and 10-years-Discharge at Hinheup Station.....	6-10
Figure 6.2.3 H-Q Curve, Rating Curve, and 10-years-Discharge at Pakkagnoung Station.....	6-10
Figure 6.2.4 Location of Monitoring Station.....	6-11
Figure 6.2.5 Land Use in NNRB	6-12
Figure 6.2.6 Distribution of Forests and Protected Areas.....	6-14
Figure 6.2.7 Ethnicity Distribution around NN1.....	6-14
Figure 6.2.8 Poverty Rate in Lao PDR.....	6-15
Figure 6.2.9 Location of villages situated at the Downstream 50 km from NN1	6-16
Figure 6.2.10 Location of Irrigation Intake and Irrigated Areas in NNRB	6-19
Figure 6.3.1 Concept of Expansion plan and Discharge from Nam Ngum 1 Power Station.....	6-21
Figure 6.3.2 Affect of Water Level Fluctuation in Dry Season to Downstream People	6-21
Figure 6.3.3 Affecting Water Level Fluctuation to Downstream Residents	6-24
Figure 6.3.4 Affecting Discharge and Water Level for Increase and Decrease	6-25
Figure 6.3.5 Cross Section of the Nam Ngum River from Dam Site (CR1) to 10 km Downstream (CR25)6-27	
Figure 6.3.6 Result of Non-uniform Flow Calculation: Output Increase at Peak Time	6-28
Figure 6.3.7 Result of Non-uniform Flow Calculation: Output Decrease at Off-Peak Time	6-29
Figure 6.3.8 Conceptual Figure of Irrigation Pump and River Cross Section.....	6-30
Figure 6.3.9 Monthly Average Discharge of Hinheup and Nam Lik 1/2 before and after Construction of Nam Lik 1/2.....	6-30
Figure 6.3.10 Peak Discharge Affect from Nam Lik 1/2.....	6-31
Figure 6.3.11 Environmental Management Frameworks	6-37
Figure 7.2.1 Geological Regions of Kampucha, Laos and Vietnam.....	7-2
Figure 7.2.2 Regional Geology	7-3
Figure 7.2.3 Topography and Geological structure	7-4
Figure 7.2.4 Location of Drill Holes	7-5
Figure 7.2.5 Point Diagram of Specific Gravity and Total Unit Weight	7-10
Figure 7.2.6 Point Diagram of Young's Module of Dam Foundation Rock.....	7-11
Figure 7.2.7 Point Diagram of Unconfined Compressive Strength.....	7-12
Figure 7.2.8 Point Diagram of Unconfined Compressive Strength of Dam Concrete	7-14
Figure 7.2.9 Point Diagram of Splitting Tensile Strength	7-14

Figure 7.2.10 Point Diagram of Lugeon Value.....	7-16
Figure 7.2.11 Pattern of Grout Hole Arrangements.....	7-17
Figure 7.2.12 Geological Plan.....	7-18
Figure 7.2.13 Geological Matters on Each Alternative Options.....	7-19
Figure 7.2.14 Geological Profile (A1).....	7-20
Figure 7.2.15 Slope Failure Types.....	7-21
Figure 7.2.16 Geological Profile (A4).....	7-22
Figure 7.2.17 Geological Profile (B2).....	7-23
Figure 7.2.18 Geological Profile (D2).....	7-23
Figure 8.1.1 Flow Chart for Selection of Optimum Plan	8-1
Figure 8.3.1 Concept of Steel Enclosure (Square Type).....	8-8
Figure 8.3.2 Conditions of Dam to be Analyzed for Stability (Example of No.20 Block).....	8-9
Figure 8.3.3 115 kV Transmission Line Connection Diagram for Nam Ngum 1	8-16
Figure 8.3.4 Existing Stop Log.....	8-25
Figure 8.3.5 Example of Location of Inlet Valve	8-27
Figure 8.3.6 Pipe Arrangement for the Case of Sharing Existing Drainage Facility.....	8-31
Figure 8.3.7 Study Flow of Power System Analysis	8-32
Figure 8.3.8 Interrelationships among System Analysis Study Items	8-33
Figure 8.3.9 Transmission Lines and Substations in C1 area intended for the Analysis	8-34
Figure 9.1.1 NN1 Reservoir Storage Curve	9-1
Figure 9.1.2 Reservoir WL under Existing Condition (Actually Observed in 1982-2007).....	9-2
Figure 9.1.3 Simulated Reservoir WL with 40MW Expansion (with NN2)	9-2
Figure 9.1.4 Reservoir WL Frequency Before and After Expansion.....	9-3
Figure 9.1.5 NN1 Power Station Tail Water Rating Curve.....	9-4
Figure 9.2.1 Reservoir WL Variation without WL Restriction	9-9
Figure 9.2.2 Reservoir WL Variation with WL Restriction in Mach-June	9-10
Figure 9.2.3 States of Dam to be Analyzed on Stability (No. 20 Block).....	9-11
Figure 9.3.1 Plan and Section of Powerhouse	9-13
Figure 9.4.1 Station-Service Power Supply System for Unit 6	9-23
Figure 9.5.1 Arrangement of Intake Facilities	9-24
Figure 9.5.2 Experience Data for Approximate Determination of Clear Openings in Francis Runners	9-25
Figure 10.2.1 Tailrace Water Level Rating Curve After Riverbed Excavation	10-4
Figure 12.1.1 Per kWh Value of Diesel Power Plants.....	12-6

Tables

Table 1.5.1 Staff of Survey Team	1-3
Table 2.2.1 Existing Power Plant	2-4
Table 2.2.2 TOU Tariff Rate	2-7
Table 2.2.3 Excess Charge Tariff.....	2-7
Table 2.3.1 Power Development Plan (2030).....	2-9
Table 3.1.1 Principal Features of the Nam Ngum River Basin and NN1 Hydropower Station.....	3-1
Table 3.1.2 Operation Ratio Recorded at NN1 Power Station	3-6
Table 3.1.3 Power Outage for Yearly maintenance	3-6
Table 3.2.1 Project Feature of IPP Project Located in the Upstream of Nam Ngum 1 Dam.....	3-8
Table 3.2.2 Project Feature of Hydropower Project related with Nam Ngum 1 Power Generation.....	3-11
Table 4.3.1 Allowable Maximum fault Current.....	4-10
Table 4.3.2 Fault Clearing Times by Main Protection Relays.....	4-10
Table 4.3.3 Allowable Current and Transmission Capacity of Standard Conductors.....	4-11
Table 4.3.4 Standard Impedance of Power Supply Transformers.....	4-11
Table 5.1.1 Catchment Area and Annual Precipitation of Hydropower Schemes in NNRB	5-2
Table 5.1.2 List of Rainfall Stations in Nam Ngum River Basin	5-6
Table 5.1.3 List of Discharge and Water Level Measuring Stations.....	5-7
Table 5.1.4 List of Available Discharge Data from the Past Studies	5-8
Table 5.1.5 List of the Operation Data Available for the Survey.....	5-8
Table 5.1.6 Observed Rainfall Data at NN1 Hydropower Station.....	5-10
Table 5.1.7 List of Rainfall Station Used in the Survey	5-11
Table 5.1.8 Area of Thiessen Polygon.....	5-12
Table 5.1.9 Correlation of Rainfall Data	5-13
Table 5.1.10 Correlation of Discharge Data.....	5-14
Table 5.1.11 Monthly Discharge at the Discharge Measuring Stations.....	5-15
Table 5.1.12 Runoff Coefficient of the Nam Ngum River Basin	5-16
Table 5.1.13 Estimated Monthly Average Discharge from Nam Ngum 2 Hydropower Station.....	5-17
Table 5.1.14 Water Use in the NNRB.....	5-22
Table 5.1.15 Irrigated Area in the Nam Ngum River Basin	5-23
Table 5.3.1 Principal Feature of NN1 Reservoir	5-32
Table 5.3.2 Statistics of Water Level Record of the NN1 Reservoir	5-33
Table 5.3.3 Record of Maximum and Minimum Water Level of the NN1 Reservoir	5-33
Table 5.3.4 Principal Features of LITHO and PARSIFAL	5-36
Table 5.3.5 Principal Features of the Existing/Under Construction Hydropower Station Considered in the Survey.....	5-39
Table 5.4.1 Method and Conditions for the Reservoir Operation Optimization for the Selection of	

Alternatives.....	5-42
Table 5.4.2 Maximum Plant Discharge and Head Loss Coefficient.....	5-48
Table 5.4.3 Result of Simulation: Annual Energy, Peak Energy and Off-Peak Energy.....	5-48
Table 5.6.1 Method and Conditions for the Reservoir Operation Optimization for the Economic Evaluation	5-56
Table 5.6.2 Result of Optimization for Each Case in Each Year.....	5-61
Table 5.6.3 Monthly Average Water Level for Each Case.....	5-64
Table 5.6.4 Calculated Annual Energy and Dependable Power.....	5-75
Table 5.6.5 Study Case for Reservoir Operation for the Revenue Maximization.....	5-77
Table 5.6.6 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2015 (NN1 Reservoir Only)5- 78	
Table 5.6.7 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2020 (NN1 Reservoir Only)5- 80	
Table 5.6.8 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2025 (NN1 Reservoir Only)5- 82	
Table 5.6.9 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk).....	5-84
Table 5.6.10 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk).....	5-86
Table 5.6.11 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2025 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, and Nam Leuk).....	5-88
Table 5.6.12 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2015 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-90
Table 5.6.13 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2020 (NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-92
Table 5.6.14 Summary Table of Revenue Maximization Operation in the year 2025(NN1 Reservoir, Nam Mang 3, Nam Leuk and Nam Lik 1/2).....	5-94
Table 6.1.1 Environmental Law and Regulation related to Expansion Project (1).....	6-3
Table 6.1.2 Environmental Law and Regulation related to Expansion Project (2).....	6-4
Table 6.1.3 Environmental Assessment Process Responsibilities.....	6-5
Table 6.1.4 Institutional Framework for Project Implementation.....	6-5
Table 6.2.1 Numbers of Species of Wild Life in Each Category.....	6-12
Table 6.2.2 Common Plants in NNRB.....	6-13
Table 6.2.3 Purpose of the Categorized Forest.....	6-13
Table 6.2.4 Estimated Provincial Population in NNRB.....	6-15
Table 6.2.5 Farmer’s Income of NNRB.....	6-16
Table 6.2.6 Summary of Socio-economic Survey in Downstream Riverside Households.....	6-17
Table 6.2.7 Summary of Socio-economic Survey in Downstream Villages of Nam Ngum 1.....	6-17

Table 6.3.1 Description of Overall Environment and Social Impacts and Pollution.....	6-20
Table 6.3.2 Possible Negative Impact	6-22
Table 6.3.3 Possible Positive Impact.....	6-22
Table 6.3.4 Category and Number of the Affected.....	6-23
Table 6.3.5 Case Pattern and Discharge Condition	6-28
Table 6.3.6 Concept of Expansion plan and Discharge from Nam Ngum 1 Power Station	6-32
Table 6.3.7 Advantage, Disadvantage and Environmental Impact of Alternative Plans	6-33
Table 6.3.8 Cost for Compensation of Alternative Plans.....	6-34
Table 6.3.9 Advantage and Disadvantage of the Case without Expansion Project.....	6-34
Table 6.3.10 Environmental Management and Mitigation Plan	6-36
Table 6.3.11 Management Arrangements for ESMP of Expansion Project.....	6-38
Table 6.3.12 CEMP Requirement.....	6-40
Table 6.3.13 Environmental and Social Monitoring Plan.....	6-41
Table 6.3.14 Cost Estimation for Environmental Management.....	6-43
Table 6.3.15 Implementation Schedule for ESMP	6-43
Table 6.4.1 Amount of Emission Reduction by NN1 Expansion Project	6-46
Table 6.4.2 Emission Reduction and Revenue from CER.....	6-47
Table 7.2.1 List of Geological Drawings.....	7-6
Table 7.2.2 List of Existing Investigation Drillings	7-6
Table 7.2.3 List of Investigations for the construction materials	7-6
Table 7.2.4 List of Geological Mapping and Drawings Prepared in This Study	7-7
Table 7.2.5 List of Investigation Drillings Carried Out in This Study	7-7
Table 7.2.6 List of Laboratory Tests Carried Out in This Study.....	7-7
Table 7.2.7 Rock Mass Classification in This Study	7-8
Table 7.2.8 List of Specific Gravity and Total Unit Weight	7-10
Table 7.2.9 List of Loading Test of Dam Foundation Rock	7-11
Table 7.2.10 Mechanical Strength of Dam Safety Design for Nam Ngum 1	7-11
Table 7.2.11 Mechanical Strength Estimated with Unconfined Compressive Strength and Tensile Strength	7-12
Table 7.2.12 List of Unconfined Compression Test	7-13
Table 7.2.13 List of Unconfined Compression Test on Dam Concrete	7-14
Table 7.2.14 List of Splitting Tensile Strength Test.....	7-15
Table 7.2.15 List of Standard Penetration Test.....	7-15
Table 7.2.16 List of Water Pressure Test (Lugeon type).....	7-16
Table 7.2.17 Criterion on Curtain Grouting	7-17
Table 7.2.18 Total Cement Injection on Curtain Grouting	7-17
Table 8.2.1 NN1 Expansion Alternative Plans for Initial Screening	8-2

Table 8.2.2 Assessment Criteria in Initial Screening	8-3
Table 8.2.3 Engineering Assessment in Initial Screening of Alternative Plans	8-4
Table 8.3.1 Alternative Plans for Final Comparison	8-6
Table 8.3.2 Principal Features of Intake	8-7
Table 8.3.3 Principal Features of Steel Enclosure	8-8
Table 8.3.4 Principal Features of Piercing Dam.....	8-9
Table 8.3.5 Results of Dam Stability Analysis (40MW Case).....	8-10
Table 8.3.6 Results of Dam Stability Analysis (60MW Case).....	8-10
Table 8.3.7 Major Features of Powerhouse and Tailrace for Each Alternative Plan	8-11
Table 8.3.8 Selection in Turbine Speed for Alternative Plans	8-17
Table 8.3.9 Required Conductor Size for 115 kV Main Bus for Alternative Plans	8-21
Table 8.3.10 Prospective Maximum Current in 115 kV Bus for Thalat Substation	8-23
Table 8.3.11 Comparison of Screen for Alternative Plans.....	8-24
Table 8.3.12 Comparison of Intake Gate Layout Plan (1).....	8-28
Table 8.3.13 Comparison of Intake Gate Layout Plan (2).....	8-29
Table 8.3.14 Comparison of Drainage Facility Plans	8-31
Table 8.3.15 Results of Load Flow of Transmission Line (around Nam Ngum 1 P/S)	8-35
Table 8.3.16 Results of Load Flow of Transmission Line (around Vientiane).....	8-35
Table 8.3.18 Percentage on Current Carrying Capacity of Conductors.....	8-37
Table 8.3.19 Short Circuit Fault Current for each Expansion Plan	8-38
Table 8.3.20 Analysis cases for Stability	8-39
Table 8.3.21 Generator Model for the unknown Planned Generator: GENSAL.....	8-39
Table 8.3.22 Exciter Model: SEXS	8-39
Table 8.3.23 Generators with PSS	8-39
Table 8.3.24 PSS Model : IEEEEST.....	8-39
Table 8.3.25 Results of Stability Analysis	8-40
Table 8.3.26 Engineering Assessment of Each Alternative	8-41
Table 8.3.27 Summary of Estimated Construction Costs of Alternatives	8-44
Table 8.3.28 Annual Economic Benefits of Alternatives.....	8-45
Table 8.3.29 Annual Financial Benefits of Alternatives	8-45
Table 8.3.30 Project Costs of Alternatives	8-46
Table 8.3.31 Benefit-Cost Ratio (B/C) of Each Alternative	8-46
Table 9.1.1 Reservoir Water Level Rise after Expansion	9-3
Table 9.1.2 Construction Cost of Waterway (in 1,000 US\$)	9-6
Table 9.1.3 Reduction of Annual Energy and Dependable Output.....	9-6
Table 9.1.4 Economic Comparison	9-7
Table 9.2.1 Principal Features of Intake	9-8

Table 9.2.2 Principal Feature of Piercing Dam	9-8
Table 9.2.3 Restriction of Reservoir Water Level	9-8
Table 9.2.4 Principal Feature of Steel Enclosure.....	9-9
Table 9.2.5 Estimation of Decreased Benefit and Cost	9-11
Table 9.2.6 Result of Dam Stability Analysis (No.20 Block, Case2)	9-12
Table 9.3.1 Major Equipment to be Installed in Powerhouse.....	9-13
Table 9.3.2 Analysis Cases for Powerhouse Stability.....	9-14
Table 9.3.3 Analysis Results for Powerhouse Stability	9-14
Table 9.3.4 Main Features of Tailrace Channel	9-15
Table 9.4.1 Selection in Turbine Speed for Unit 6	9-17
Table 9.4.2 Comparison of Turbine Operating Conditions and Ratings.....	9-18
Table 9.4.3 Types and Ratings of Drainage and Dewatering Pumps.....	9-20
Table 9.4.4 Generator Rated Power Factors for Other Hydropower Stations in Lao PDR	9-20
Table 9.4.5 Comparison of Generator Rated Power Factor between 0.8 and 0.9	9-20
Table 10.1.1 Yearly Minimum Tail Water Levels	10-2
Table 10.2.1 Hydraulic Analysis Results for Current Condition	10-3
Table 10.2.2 Hydraulic Analysis Results for Condition After Riverbed Excavation.....	10-4
Table 10.2.3 Difference of Tailrace Water Level Before and After Riverbed Excavation.....	10-4
Table 10.2.4 Difference of Water Velocity Before and After Riverbed Excavation	10-5
Table 10.3.1 Specific Speed of Existing Turbines.....	10-5
Table 10.3.2 Cavitation Coefficient of Existing Turbines	10-6
Table 10.3.3 Turbine Centerline Elevation of Existing Turbines	10-6
Table 12.1.1 Initial Investment Cost (Economic Price).....	12-2
Table 12.1.2 Operation and Maintenance Cost (Economic Price).....	12-3
Table 12.1.3 Reinvestment Cost (Economic Price)	12-3
Table 12.1.4 Adjustment Factors of Thermal Plant	12-4
Table 12.1.5 Calculation of kW Value.....	12-5
Table 12.1.6 Calculation of kWh Value.....	12-5
Table 12.1.7 Annual Energy and Capacity Benefits	12-6
Table 12.1.8 Operation Time Rate and O&M Cost Saving	12-7
Table 12.1.9 Calculation of EIRR	12-8
Table 12.1.10 Results of Sensitivity Analysis	12-9
Table 12.2.1 Initial Investment Cost (Financial Price).....	12-10
Table 12.2.2 Operation and Maintenance Cost (Financial Price).....	12-10
Table 12.2.3 Reinvestment Cost (Financial Price)	12-10
Table 12.2.4 Financial Benefit (Electricity Revenue)	12-11
Table 12.2.5 Operation Time Rate and O&M Cost Saving	12-11

Table 12.2.6 Calculation of FIRR.....	12-12
Table 12.2.7 Results of Sensitivity Analysis	12-13
Table 12.2.8 Results of Sensitivity Analysis with Electricity Tariff Increase.....	12-14
Table 12.3.1 Cost Increase by Excavation (Economic Price).....	12-15
Table 12.3.2 Cost Increase by Excavation (Financial Price).....	12-15
Table 12.3.3 Incremental Benefit by Excavation	12-16
Table 12.3.4 Results of EIRR and FIRR Calculation	12-16
Table 12.4.1 Electricity Trade Tariff with EGAT	12-17
Table 12.4.2 EdL Trade Deficit and Surcharge Payment.....	12-18

第1章 序論

1.1 調査の背景

ラオス国では、国内における電力需要の拡大等により 2000 年から 2006 年までの国内消費電力と消費電力量は共に平均年率 10%以上の高い増加率を記録している。ラオス政府が掲げている今後の世帯電化率向上政策による需要増や銅・ポーキサイト等の鉱山開発に伴う需要増も期待され、今後も急速な電力及び電力量需要の高まりが想定される。既存発電供給源ではこのように増大する国内需要を満たすことができないため、電力供給源の増設が必要になっている。

また、近隣国への電力輸出は外貨獲得のための有効な手段であるが、IPP を除いた電力輸出量は 2005 年までは輸入量を上回っていたが、国内需要の増大により 2006 年以降輸入量が輸出量を上回っている。輸入電力量単価は輸出単価より高く設定されているために、対外収支赤字額縮小の面からもラオス国における電源開発は重要となってきた。さらに、タイからの年間電力輸入量がタイへの年間電力輸出量を上回る場合は、電力量単価がさらに高く設定されており、ラオス国における電力開発が早急な課題となっている。

ラオス国政府は十分な電力供給に基づく社会開発と隣国への電力輸出による外貨獲得を電源開発の主な目標として、上述の現状に対して 2006 年に国家電力開発計画（2007-16 年を対象：PDP）を策定した。同計画は IPP を積極的に導入し、主として豊富な水力資源を活用した電源開発を実施していく方針を提示した。しかしながら、首都圏地域（C1 地域）を中心とした需要の予想以上の伸びや PDP に対する実施案件の進捗の遅れ等により、C1 地域に対する電力供給能力の早期増強が必要になっている。首都圏地域への電力供給はナムグム第一発電所（155 MW）、ナムルック発電所（60 MW）及びナムマン第三発電所（40 MW）によりなされており、余剰電力はタイ国に輸出されている。しかし、乾季のピーク時には逆にタイ国からの電力輸入に依存しており、国内電力需要の増加に従い 2010 年には雨季のピーク時にも輸入に依存せざるを得なくなることが予想されている。



Figure 1.1.1 Category of Electricity Demand Areas in Lao PDR

以上の背景から、ラオス国の水力発電計画において豊富な協力経験を有する日本に対し、ラオス国側からナムグム第一発電所のかかる拡張事業への協力の要請があった。同要請を受け、国際協力機構は2009年2月10日にナムグム第一発電所拡張事業準備調査の調査内容を確認、署名を行った。本調査は、合意された調査内容に基づき実施された。

最新のPDPの水力開発計画にはナムグム第一発電所の拡張計画は位置づけされていなかったが、EdLは本調査が終了後、採択される増設規模をPDPに記載する予定である。1995年に世銀による協力資金によってフィジビリティースタディーが行われており、また昨今のラオス国内の電力需要の高まりや電力輸出による外貨獲得益を考慮すると、大需要地に近い本拡張事業の優先度は高いことが想定される。

1.2 調査の目的

ラオス国首都ビエンチャンの北方約65km、ナムグム水系の最下流部に位置するナムグム第一水力発電所(計画出力155MW)を対象として、同発電所拡張事業の協力準備調査を実施し、本事業の具体化にかかるラオス政府側の方針確認を行うとともに、我が国資金協力による本拡張事業の具体化を支援する。

1.3 調査対象地域

対象地域はラオス国ビエンチャン県ナムグム水系ナムグム第一発電所及びその周辺地域ならびにナムグム水系全体である。また、ビエンチャン市周辺の既設及び計画中の変電所も調査対象に含む。

1.4 相手国関係機関

本調査の主たるカウンターパート(CP)機関はラオス電力公社(EdL)であり、エネルギー鉱業省電力局(DOE)の技術的判断も受けながら調査を実施する。ナムグム第一発電所を管轄しているのはEdLである。

1.5 調査団員

本調査の調査団員は、電力需要予測、発電計画および拡張に関する基本設計という幅広い調査内容を詳細に検討するために、下記のような体制とした。特に、本拡張にて採用される有力な新規水路の確保である、ダム堤体に穴を開ける技術については、日本国内でその経験を持つ担当を配置し、適宜ラオス側にその手法について説明することとした。

Table 1.5.1 Staff of Survey Team

担当	氏名
1. 総括 / 水力発電計画	片岡 琢士
2. 水力拡張計画	新沢 正之
3. 電力需要分析	江川 等
4. 水文 / 貯水池運用	植松 創平
5. 地質	天野 格
6. 電力土木 A (発電設備)	上田 雄一
7. 電力土木 B (水路構造物)	池田 典之
8. 電力土木 C (積算・施工計画)	山崎 清人
9. 電気設備	中戸 直司
10. 機械設備	瀬戸 憲司
11. 系統運用	徳永 良介
12. 経済・財務分析	蒔田 勇作
13. 環境社会配慮	中川 由香
14. 業務調整	江原 昌彦

Prepared by JICA Survey Team

1.6 現地再委託調査

本調査において、最適拡張計画案を選定し、また、選定した案についての基本設計を実施することを目的として、ナムグムダム近傍の地形測量および、拡張計画案の水路ルート沿いにて、ボーリング調査を現地再委託調査として実施した。さらに、拡張に伴い、発電所から下流河川に放流する流量が増加することとなり、この流量増加量に対する下流河川での水位変動が、下流河川の水利用者に与える影響を確認する必要がある。これらの確認を主目的とした河川横断測量および環境調査 (IEE) を、現地再委託調査にて実施した。現地再委託調査内容は、それぞれ下記に示すとおりであった。

(1) 地形測量

代替案の選定及び最適案についての基本設計の為の地形調査を行った。地形測量の調査項目は、以下の通りである。

- (i) 発電設備増設案である 4 案のレイアウトに必要な地形測量
 測量範囲面積：13.5 ha (134,200 m²)
 ダム天端上流側の線形測量、側線長：0.5 km
- (ii) AutoCAD による地形図作成 (縮尺 1:500、等高線間隔 1 m)
- (iii) 下流河川横断測量および断面図作成 (25 断面) および河岸縦断測量および縦断図作成 (総延長 23.5 km)
- (iv) 下流河床露頭区間の河川横断測量 (15 断面)
- (v) 簡易量水標の設置 (発電所直下流に 1 箇所)

(2) 地質調査

代替開発案の設計検討のために下記の調査ボーリングおよび室内岩石試験查を実施した。

- (i) 右岸左岸の両トンネル案 (A4 案、B2 案、D2 案) での地上式発電所位置で基礎新鮮岩確認のため 25 m のボーリングを実施 (合計 2 本)、左岸トンネル位置で風化深度

の確認のため 25 m のボーリングを実施（1 本）

- (ii) 既設発電所および洪水吐きの間のスペースに発電所を増設する案（A1 案、A2 案）の放水口止水壁基礎で基盤岩の透水性確認のため 20 m のボーリングを実施（1 本、透水試験 3 回@5 m）
- (iii) 右岸トンネル案（D 案）の取水塔位置で風化深度の確認および止水壁基礎部の透水性確認のため 55 m のボーリングを実施（1 本、EL. 160 m で掘止め、透水試験を下端部で 4 回@5 m）
 - ・ 上記コアボーリングとともに、その目的に応じて孔内透水試験（ルジオン試験）、標準貫入試験とボーリングコア室内試験（比重・吸水率試験及び 1 軸圧縮試験、圧裂引張試験）を実施した。
 - ・ 上記コアボーリング、孔内透水試験（ルジオン試験）、標準貫入試験及びボーリングコア室内岩石試験は、十分な実施能力を有する調査業者に再委託して実施した。

(3) 環境調査

IEE レベルの環境社会配慮調査の実施支援として、拡張事業の影響評価として、JICA ガイドラインおよび環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン（平成 14 年）に即し、ラオス側の実施する IEE レベルの環境社会配慮調査の実施支援を行った。

現地再委託による IEE の調査項目は、以下の通りである。

- (i) 既存データの収集分析
- (ii) ナムグム川流域における質問票インタビュー調査
- (iii) 拡張事業により影響を受ける地域の現場踏査、簡易水位計の設置と水位観測
- (iv) 公聴会・ステークホルダーミーティングの実施
- (v) 環境管理計画(案)および環境モニタリング計画の策定
- (vi) IEE 報告書の作成

特に、ナムグム第一発電所下流域における環境社会影響は重要であるので、現地調査において、水位変化が住民の生活に及ぼす影響について重点を置いた。

1.7 ステアリングコミッティー会議

本準備調査の調査内容、プロセスおよび調査結果について関係機関との情報共有および意見交換を目的として、ステアリングコミッティーを設立し、重要な調査内容に関する協議および情報共有を目的として、ステアリングコミッティー会議を開催した。主なステアリングコミッティーのメンバーは、下記のとおりであった。

1	Electricite du Laos
2	Department of Energy, Ministry of Energy and Mines
3	Department of Environmental and Social Impact Assessment, WREA
4	Department of Water Resources, WREA
5	Ministry of Public Works and Transport
6	Vientiane Provincial Office

また、ステアリングコミッティー会議は、下記の時期に開催された。

第1回	インセプションレポートの説明・協議	2009年2月（実施済み）
第2回	最適拡張案検討結果説明・協議	2009年6月（実施済み）
第3回	ドラフトファイナルレポートの説明・協議	2009年11月（実施済み）

第2章 電力セクターの現況

2.1 電力セクターの概要

2.1.1 概要

現在、エネルギー鉱業省 (MEM) の電力局 (DOE) の監督の下、国営電気事業者であるラオス電力公社 (EdL) は発・送・配電に係るラオス国内の電力供給、および電力輸出入の管理を行っている。

1959年にラオス電力公社 (EdL) が設立された当初は、小規模発電を主体とした組織であり、フランス軍基地やビエンチャン市の一部への配電を行っていた。EdLは、1966年から1971年の間にその規模を大きくし、1966年に締結されたナムグム開発資金合意に基づき、ナムグム水力発電所が建設され30 MWの電力供給が可能となった。また同時期に10 MWの容量を有する Sokpaluang トレーニングセンターも開設された。タケック (Thakek)、ルアンブラバン (Luangprabang)、サバナケット (Savanaket)、パクセ (Pakse) 等の地域では送電線の整備が順次行われ、首都ビエンチャン市内の送電線についても、1973年から1975年に亘りリハビリが実施された。

1975年に共和制へ政治体制が移行し、ラオス人民民主共和国が設立された当初は、ラオス国全土でもわずか42 MWの電力供給能力しかなかった。ビエンチャン首都の電力需要に対しては、ナムグム水力発電所からの30 MWの電力と、トレーニングセンターに設置された10 MWのディーゼル発電機により、電力供給を行っていた。一方、2.0 MWの容量のセラバム (Xelabam) 水力はパクセ (Pakse) を中心に、北部では0.9 MWの容量のナムドン (Namdong) 水力発電所がルアンブラバン (Luangprabang) を中心に電力供給を行っていた。当時、契約需要家数は、ラオス国全土でも19,000世帯程度であり、EdLの販売電力量は241百万 kWh程度であった。

1976年から1979年に亘ってナムグム水力発電所拡張工事が行われ、発電可能容量が30 MWから110 MWに増設され、ラオス国全土の発電可能容量は122 MWとなった。また、1983年から1990年の間にナムグム水力発電所の追加増設の為に工事が行われ、総発電可能容量は150 MWとなった。さらに、2004年に日本の無償資金協力により、1号機および2号機につきオーバーホールおよび出力の適正化が図られ、現在の155 MWの出力となった。

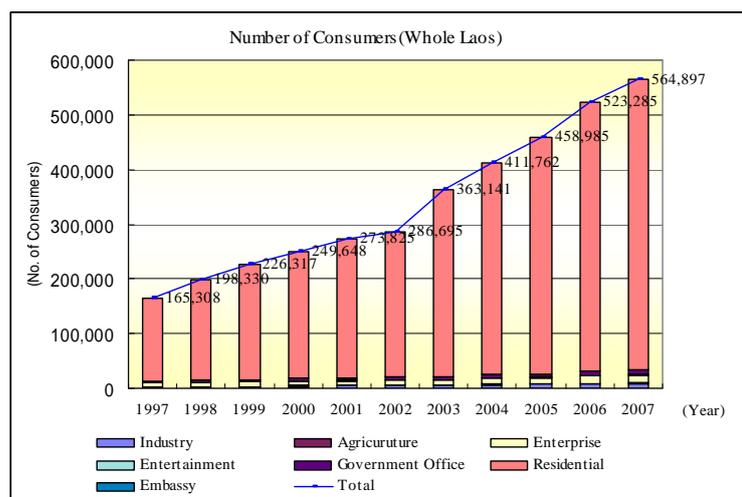
現在、首都圏への電力供給はナムグム第一発電所 (155 MW)、ナムルック発電所 (60 MW) およびナムン第三発電所 (40 MW) によりなされている。

2.1.2 EdLの現況および組織体制

本事業準備調査のカウンターパート機関であるEdLは、DOEを監督官庁とする発・送・配電一貫体制の国営電気事業者であり、ラオス国内の電力供給、および電力輸出入の管理を行っている。2009年6

月現在、ラオスにおいては、北部、中央1、2 (C1、C2) および南部と4つの地域で送電線の連系が完了しておらず、地域毎単独で需要家に電力供給している状況である。電力不足が生じた場合には、EdLを介しタイ、ベトナムおよび中国からの電力輸入に依存している。その中でも取り扱い量が大いなのはタイのEGATとの電力取引である。

2007年現在のラオス全土で、EdLが電力供給を行っている需要家は約56万件である。最近10年間の推移を見ると、契約数は約2.5倍に増加しており、増加傾向は著しい (Figure 2.1.1)。その中でも、特に一般世帯数の新規契約者が大きく増加している。全体の契約顧客の内、一般家庭の顧客が94%を占めている。



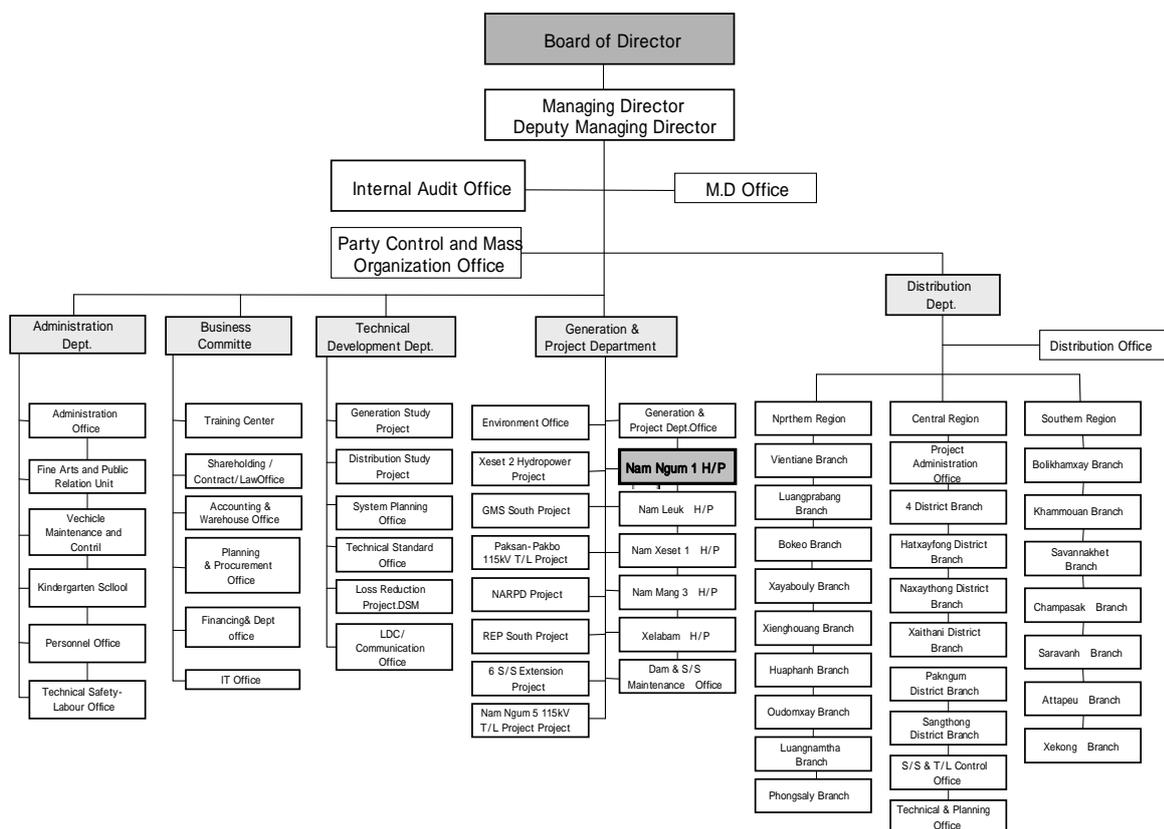
Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.1.1 Number of Customers

2008年現在、EdL全体で3,008人の職員を有しており、職員の性別構成は、男性2537人、女性471人との報告がある。職員の学歴は下表に示すとおりの内訳である。

Academic Background	persons
Master Degree	145
Bachelors Degree	307
High Diplomas	555
Medium Diplomas	1,118
Primaries	533
Others	350

Figure 2.1.2 に EdL 組織体制を示す。既存発電所の運転、維持・管理は Generation & Project Department が行っており、本プロジェクトの対象のナムグム第一発電所についても同部署が管理・監督を行っている。

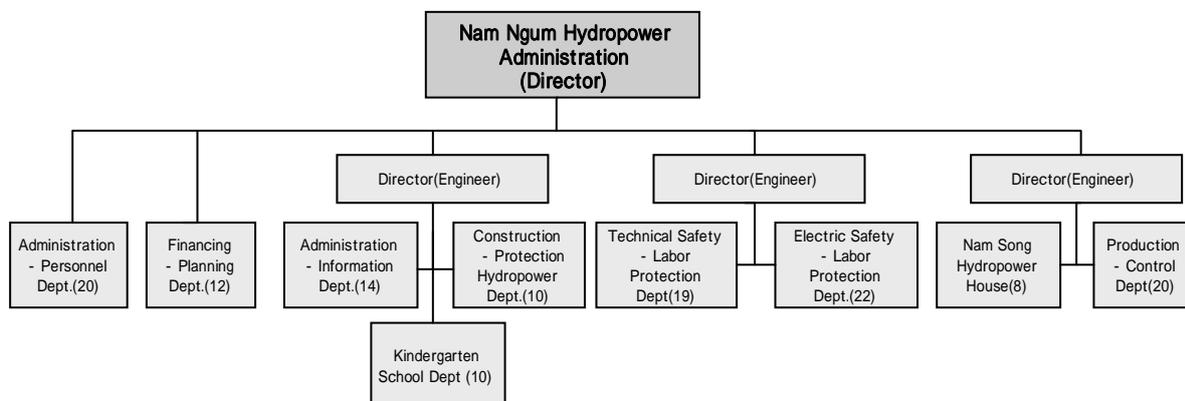


Source: EdL

Figure 2.1.2 Organization Chart of EdL

2.1.3 ナムグム第一発電所組織体制

Figure 2.1.3 にナムグム第一発電所組織体制を示す。同組織は Director 以下関連する 9 部署から構成されており、その中にナムグム第一発電所関連の業務を行う部署が存在する。また、同組織内には、ナムソン転流施設業務に係る部署も存在し、8 名が業務に携わっている。ナムソン転流施設関連業務の人員を含め約 140 名のスタッフがこの組織を構成している。



Source:EdL

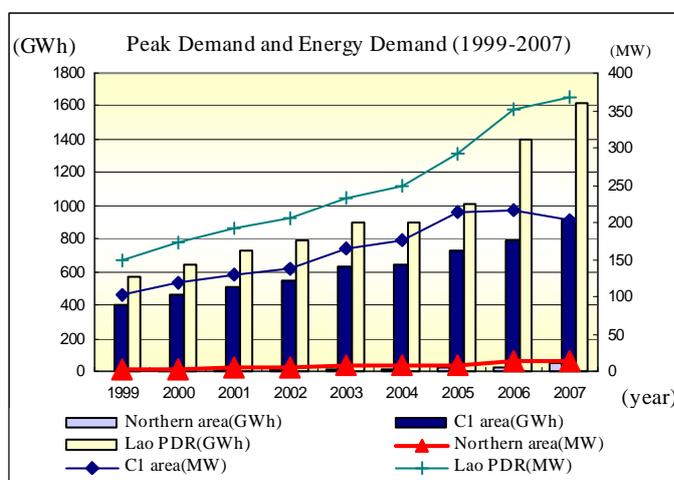
Figure 2.1.3 Organization Chart of NN1 Hydropower Station

2.2 電力需給の現況

2.2.1 ラオス国内総発電電力量およびピーク電力

ラオスでは、国内における電力需要の拡大等により、2000年から2007年までの国内消費電力と消費電力量は共に平均年率10%以上の高い増加率を記録している。

2007年時点では、ラオス全国のピーク電力需要は369 MWに達している。その内訳はC1地域が259 MWの設備容量に対して203 MW、その他北部地域、C2および南部地域が夫々14 MW、116 MW、36 MWに達している (Figure 2.2.1)。C1でのピーク電力需要は、2006年の217 MWから微減しているが、1999年から2007年間は約2.5倍に成長しており、平均成長率は12%を超えている。ラオス国全国の同年年間総発電電力量は3,935 GWhと記録しており、このうちIPPを除いた設備容量は330 MWであり、年間発電電力量は1,640 GWhである。また、2007年では、年間を通じた総量で輸入量が輸出量を超過するという結果となった。なお、ナムグム第1水力発電所の情報によると、2009年4月には既にC1地域でピーク電力需要は263 MWに達している。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.2.1 Peak Demand and Energy Demand

IPPを含むラオス全国の設備容量は691.9 MWを有している (Table 2.2.1)。本事業準備調査の対象としているC1および北部供給用の水力発電所は、ナムグム第1発電所の155 MWを含めると、比較的規模の大きい発電所の総容量として258.7 MWとなる。

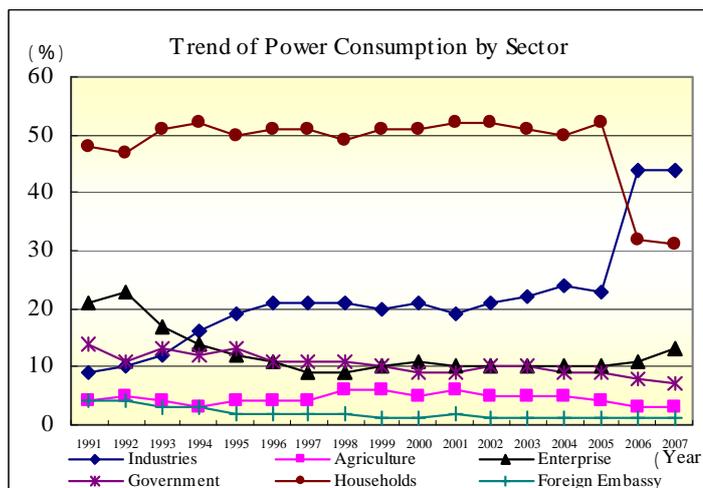
Table 2.2.1 Existing Power Plant

Power Plants	Location (province)	Installed Capacity (MW)	Energy Production (GWh p.a.)	Owners	Year of comm.
Selabam(H)	Champasak(S)	5.0	21.5	EDL	1969
NamDong(H)	Luangprabang(C1)	1.0	5.0	EDL	1970
Nam Ngum 1(H)	Vientiane(C1)	155.0	1002.0	EDL	1971
Xset1(H)	Saravan(S)	45.0	133.9	EDL	1971
Nam Ko	Oudomxay(N)	1.5	7.9	EDL	1996
Thuen Hinboun(H)	Khammouane(C2)	210.0	1620.0	IPP	1998
Houay HO	Attapeu(S)	152.1	617.0	IPP	1999
Nam Leuk(H)	Vientiane(C1)	60.0	218.0	EDL	2000
Nam Mang3(H)	Vientiane(C1)	40.0	150.0	EDL	2005
Nam Ngay(H)	Phonsaly(N)	1.2	2.0	EDL	2006
Micro-hydro	(37 locations)	6.6		Provincial	
Solar	(106 locations)	0.2		Provincial	
Diesel	(48 locations)	14.3		Provincial	
Total		691.9	3,777.3		

注：網掛けはC1および北部地域の発電所を示す Source: EdL

2.2.2 セクター別電力消費量

2007年のエネルギー消費実績では、全電力消費量のうち、鉱工業向けの電力消費量が全体の44%と最も多く、次いで一般家庭が31%、企業13%、大使館を含む政府庁舎の順となる。カテゴリー別の契約件数では最多を占める一般家庭向け電力消費量は、全体の電力消費量の中での消費量も最大であったが、2007年には鉱工業関連と一般家庭での電力消費量が逆転し、鉱工業関連向け電力消費量が一般家庭分を抜きトップとなっている。

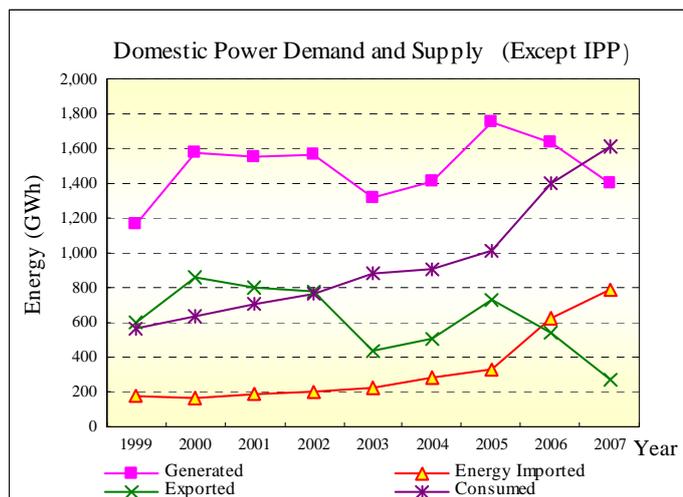


Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.2.2 Trend of Power Consumption by Sector

2.2.3 国際電力融通の現況

ラオスでは、近隣国への電力輸出は外貨獲得のための有効な手段であり、IPPを除いた電力輸出量は、2005年までは輸入量を上回っていたが、国内需要の増大により2006年には年間の総量では輸入量が輸出量を上回る実績となった (Figure 2.2.3)。近隣国との電力融通はタイ、中国、ベトナムと行っているが、その中でも取引量が大きいのはタイとの電力融通取引である。



Prepared by JICA Survey Team

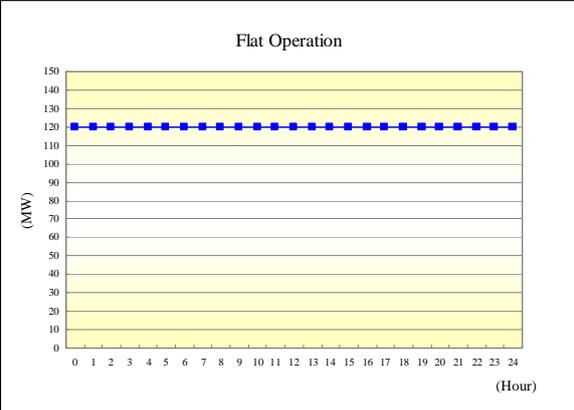
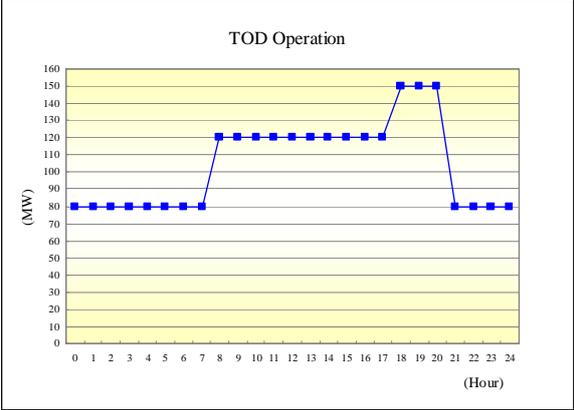
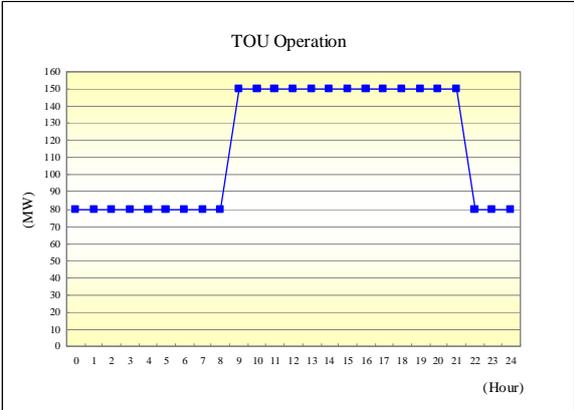
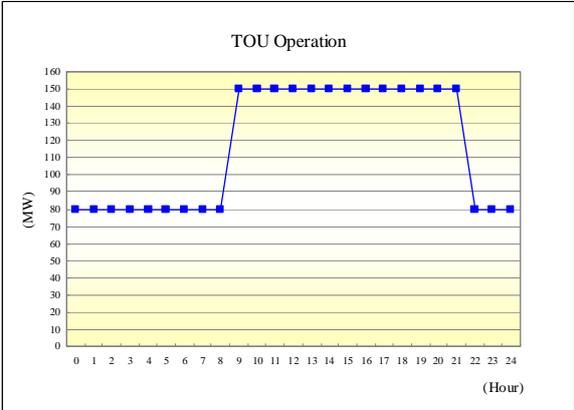
Figure 2.2.3 Domestic Power Demand and Supply

ラオス政府が掲げている今後の世帯電化率向上政策による需要増や銅・ボーキサイト等の鉱山開発に伴う需要増が見込まれ、今後も急速な電力及び電力量需要の高まりが想定される。当面はこの傾向が継続すると推測されるが、輸入電力量単価は輸出単価より高く設定されており、しかも燃料の高騰がタイでの火力発電による電力末端価格に基づき毎年見直され、エクセス料金を決定する輸入単価に反映されるような契約となっていることから、輸入超過になることはEdLの財政を逼迫させる原因に直結する。現状では、既存発電供給源では年々増大する国内需要を満たすことができないため、ラオス国内における電源の増設が急務となっている。

タイのEGATとの国際電力融通取引は、北部、C1、C2および南部を含め、EdLが行っている。C2エリアに属するセボン鉱山等の鉱工業関連の大口需要家への販売は、EdLにて事実上立替払いした額と同額の電力料金にて需要家から電気料金を徴収している。ただ、EdLの送・変電設備を使用していることから、EdLは年に1度電力託送に使用している設備のメンテナンス費に係る実費を需要家から徴

収している。

Figure 2.2.4 に現在までのナムグム第一水力発電所における基本とする運転パターンの変遷を示す。2006年3月2日からは、オフピークとピークの2つの時間帯に分けた TOU (Time of Use) レンジを基に運転している。ただし、現状でも貯水池運用の基となるルールカーブを、TOU 運転用に改定する作業が完了していない為、TOD (Time of Day) に近い運転を実施している。

Year and Operation Name	Operation
<p><u>Before 1990</u></p> <p>Flat Operation</p>	
<p><u>1990-2000</u></p> <p>TOD Operation (Peak 18:00 ~ 21:00h、 Partial Peak 7:30 ~ 18:00h、 Off Peak 21:00 ~ 7:30h)</p>	
<p><u>2000-2005</u></p> <p>TOD Operation (Peak 18:00 ~ 21:30h、 Off Peak 21:30 ~ 18:00h)</p>	
<p><u>Present</u> (From March 2006)</p> <p>TOU Operation (Peak 9:00 ~ 22:00h、 Off Peak 22:00 ~ 9:00h)</p>	

Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.2.4 History of NN1 Operation

電力輸料金算定方法は、Table2.2.2 の通り Peak、Off Peak レンジの夫々において、異なる輸出入単価を用い EGAT と電力取引を行っている。通常 (Regular) 取引において、年間に亘り同量の電力量を取引する場合は、kWh あたりの輸入単価は、0.19 THB 程度輸出単価より高額に設定されている。また、年間の取引量において EGAT からの輸入が輸出を超過した場合は、Table2.2.3 に示す超過用の電力料金が適用され、タイにおける火力発電供給における末端価格も加味されて超過用の単価が算出される。これに年間を通じた最大電力量使用月の輸入ピーク電力や電力輸入総量と共に、超過輸入量を乗じて超過料金が算定される。現行の PPA での電力融通量に対する電気料金算定方法では、EdL から EGAT への輸出については、輸出可能時においても余りメリットは無く、送電システムの整備を行い国内消費向けに利用する方が便益が大きいという不公平な取引状況となっている。

Table 2.2.2 TOU Tariff Rate

(THB/kWh)

Time	EGAT imported from EdL	EGAT exported to EdL	
		Regular	Emergency
Peak	1.60	1.79	1.60
Off Peak	1.20	1.39	1.20

Source: EdL

Table 2.2.3 Excess Charge Tariff

Voltage Level	Peak Demand Charge (THB/kW)	Energy Charge(THB/kWh)		Service Charge (THB/month)
		Peak	Off Peak	
115 kV	74.14	2.7595	1.3185	228.17

Source: EdL

「TOU(Time of Use) Range」

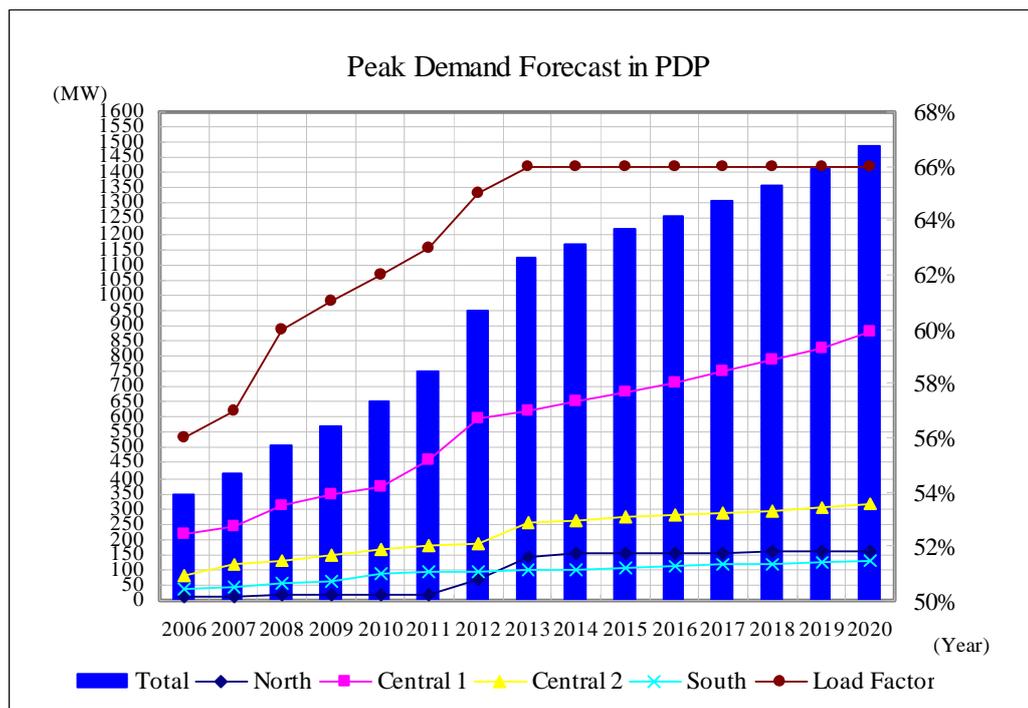
- Peak 09:00-22:00 (Monday-Friday)
- Off peak 22:00-09:00 (Monday-Friday)
00:00-24:00 (Saturday,Sunday)

2.3 電力需要予測

2.3.1 PDP における電力需要予測

EdL は、ラオス国全土および地域毎の電力エネルギー需給の将来計画を策定し、PDP (Power Development Plan) にて公表しており、最新の PDP は PDP2007-16 である。同 PDP において、ラオス国全土のみならず北部、C1、C2 および南部での電力消費の実績、電源開発計画について集計し取りまとめている。また、EdL は独自で需要予測を行っており、最新 PDP では 2007 年から 2020 年までに亘り、各地域における変電所での電力消費量の想定に加え、工場や鉱工業関係業者の大規模需要を加味し、積み上げ方式を用いて 2020 年までの需要想定を行っている。既存の予測手法は、JICA「送変電設備マスタープラン調査」(2002 年) にて導入された方法を現在も踏襲し Province 単位の需要予測を家庭、工業用、農業およびサービス業に分けて行い、その結果を合算しラオス国全土の需要予測を行っている。

PDP の需要結果について、EdL は大規模需要家の動向に変更があれば逐次見直しを行っており、傾向として将来の想定需要は上方修正が行われている。下記は現在の EdL が実施した 2020 年までの需要予測結果である。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.3.1 Peak Demand Forecast in PDP

EdL の需要予測結果によると、2020 年時点でラオス全国で 1486.8 MW になると予測しており、2007 年の需要予測時点より約 3.5 倍の伸びを予測している。地域別みると、C1 地域が 880.6 MW、北部地域が 163.0 MW、C2 地域が 313.7 MW、南部地域については 129.5 MW の需要があると予測している。負荷率は、2012 年以降 2020 年まで 66%で推移すると予測している。現在判明している範囲で新規鉞山などの特殊需要を加算している為、直近の需要の伸びが大きくなっている。

2.3.2 PDP における電源開発計画

Table 2.3.1 は、ナムグム第 1 水力発電所の主な電力供給対象である北部地域および C1 地域に関する 2030 年までの電源計画を、最新の PDP (2007-2016) からアップデートした 2009 年 6 月時点の最新計画である。現在の北部地域および C1 地域を合わせた発電設備容量の 258.7 MW に対して、2030 年までには輸出用 IPP を除いた北部地域および C1 地域向けに想定される電源容量は 2,375 MW になる計画としている。ただし、開発計画の多くは IPP 案件であり、経済状況に左右されやすい為、実現に当たり不確定要素が多い。

Table 2.3.1 Power Development Plan (2030)

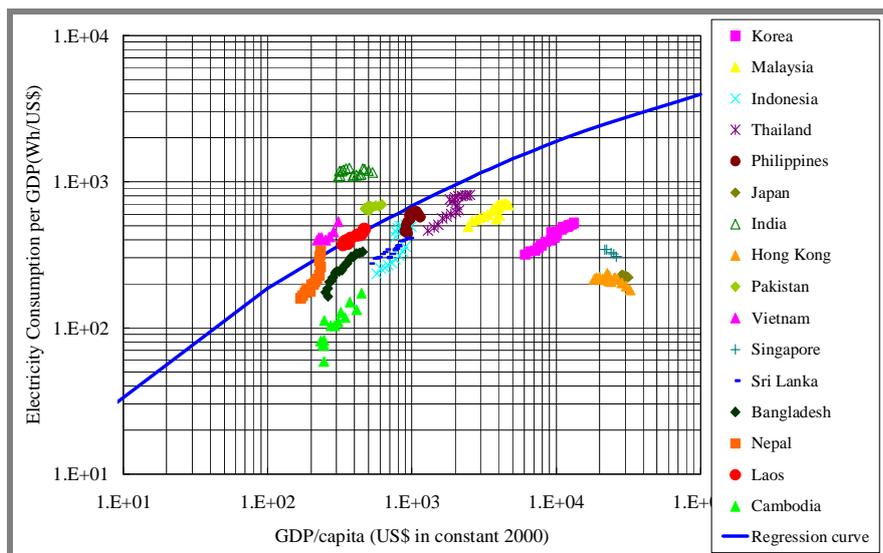
No.	Power Plant	Installed Capacity(MW)	Plant Factor(%)	Com.Year	Type	Status
1	Nam Ko	1.5	60.0	1966	Run of river	Existing
2	Nam Ngay	1.2	18.7	2006	Run of river	Existing
3	Nam Dong	1.0	53.7	1961	Run of river	Existing
4	Nam Ngum1	155.0	74.0	1971	Reservoir	Existing
5	Nam Leuk	60.0	41.5	2000	Reservoir	Existing
6	Nam Mang 3	40.0	42.8	2005	Reservoir	Existing
7	Nam Nhon	2.4	43.8	2010	Run of river	Under Construction
8	Nam Ham 2	3.5	60.3	2010	Run of river	Prepare for Construction
9	Nam Lik1/2	100.0	49.7	2010	Reservoir	Under Construction
10	Nam Ngum 5	120.0	47.6	2011	Reservoir	Under Construction
11	Nam lik 1	60.0	47.3	2011	Reservoir	MOU
12	Nam Sim	8.0	49.9	2012	Run of river	PDA
13	Nam tha 1	168.0	49.0	2012	Reservoir	PDA
14	Nam Ngum1 ext					
15	Nam Mang 1	50.0	44.7	2015	Reservoir	Planned
16	Hongsai Lignite TPP	100.0	80.0	2015	Thermal	Planned
17	Nam Boun	8.0		2015	Run of river	Planned
18	Nam Long	5.0	51.3	2016	Run of river	MOU
19	Nam Bak 2	80.0	47.0	2016	Reservoir	Planned
20	Mekong Luangpravang	140.0		2016	Run of river	Planned
21	Nam Ma 1	60.0	52.5	2016	Run of river	Planned
22	Nam San3	48.0	75.2	2016	Reservoir	MOU
23	Nam Ma 2	24.0	52.5	2016	Run of river	Planned
24	Nam Ma 3	36.0	52.5	2016	Run of river	Planned
25	Nam Ngiep Regulating	20.0		2017	Reservoir	PPA
26	Nam Theun 1(Local)	13.0	42.0	2017	Reservoir	Planned
27	Nam Ou 6(Local)	90.0	50.0	2017	Reservoir	Planned
28	Nam Ngiep 2	180.0	56.3	2017	Reservoir	MOU
29	Nam Khan 2	145.0	51.1	2018	Reservoir	MOU
30	Nam Khan 3	66.0	53.9	2018	Reservoir	Planned
31	Nam Ngum 4	50.0	34.9	2019	Run of river	Planned
32	Nam Beng	45.0	43.2	2020	Run of river	MOU
33	Nam Nga	60.0	49.9	2020	Reservoir	MOU
34	Nam Mo 1	60.0	44.7	2020	Reservoir	Planned
35	Nam Phay	50.0		2021	Reservoir	Planned
36	Nam Peun 1,2	70.0	60.0	2021	Reservoir	Planned
37	Nam Souang 1	31.0		2026	Run of river	MOU
38	Nam Feung 1	28.0	46.1	2026	Run of river	Planned
39	Nam Feung 2	25.0	50.2	2027	Run of river	Planned
40	Nam Feung 3	20.0	50.2	2028	Run of river	Planned
41	Viengphukha Lignite	60.0	99.9	2030	Thermal	Planned
42	Nam Phouan	90.0		2030	Reservoir	Planned

Prepared by JICA Survey Team

2.3.3 ラオス国全土における電力需要予測

本事業準備調査と同時期に、先行して調査が行われている「ラオス国電力系統計画調査」（以下系統計画調査）ではラオス国全土の電力需要予測手法として、経済成長とエネルギー強度との関係をマクロ的に分析し、ラオス国の GDP/capita とエネルギー強度の関係を回帰分析し次図のとおり関数を導出している。この方法はマクロ手法として妥当な方法であるので、本調査でも同手法を踏襲し需要予測値を検証する。

Figure 2.3.2 は、ラオス国並びに周辺国の GDP/capita とエネルギー強度（電力消費量/GDP）の関係を示しており、GDP は 2000 年の物価指標と為替レートに基づく実質 GDP である。国が経済発展するにつれて GDP/capita は増加し、エネルギー強度もある一定量まで増加するが、頭打ちとなりむしろ日本と同程度のレベルになると減少傾向が見られる。このデータを回帰分析すると系統計画調査が導出したものと同様の関係式が導出される。本調査においてもこの関係式を需要予測に適用する。

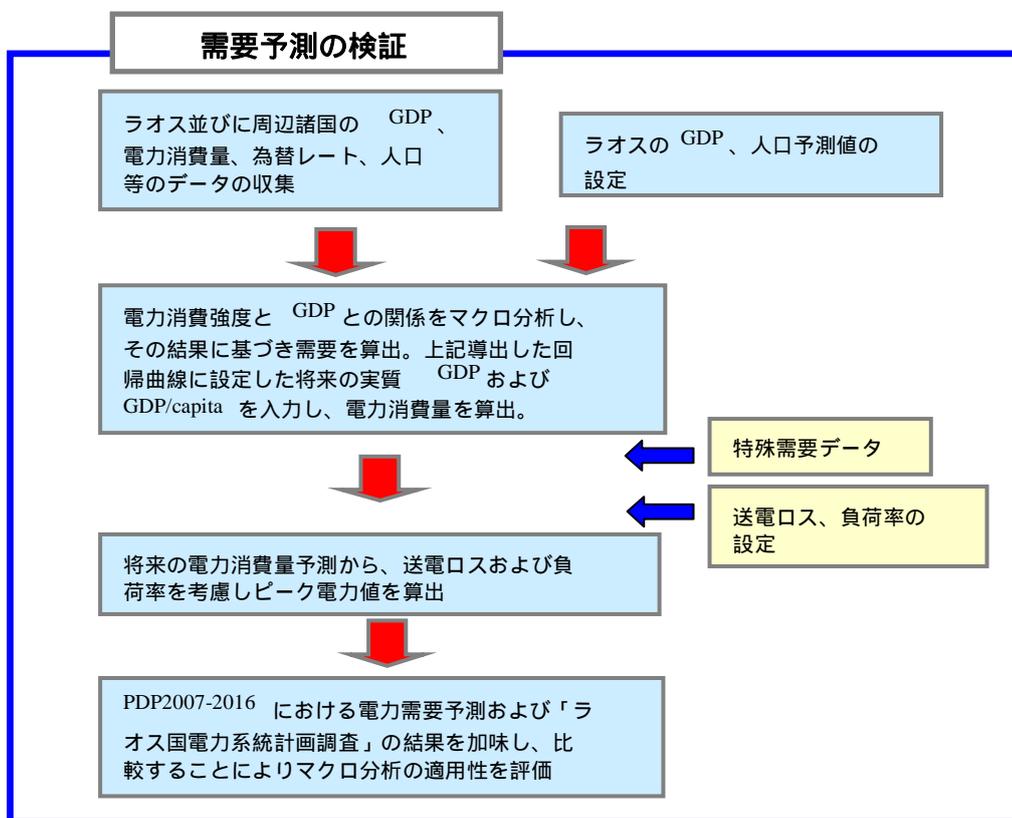


Source Key Indicator ADB, Government Information regarding Lao PDR & Japan

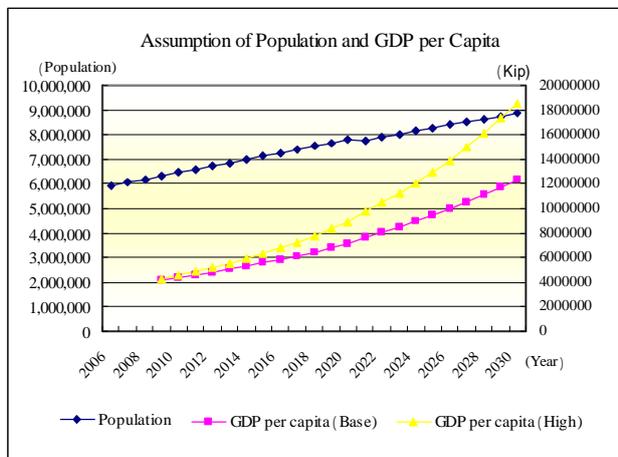
Figure 2.3.2 Electricity Intensity and GDP

$$\log(\text{Elec. Consumpt}/\text{GDP})=0.777+0.865\log(\text{GDP}/\text{capita})-0.060\log(\text{GDP}/\text{capita})^2$$

経済成長率 7%をベースとし、高成長ケース 9%をハイケースとして 2030 年までの需要予測を検証する。南部地域に SLACO という 1000MW 程度の負荷を有するアルミ精錬工場が 2014 年ごろから稼働する計画があり、その特殊需要を別シナリオとして需要想定を行うことも考えられるが、南部地域の需要なので、本検証から外す。需要想定検証作業は下記フローに示すとおりである。

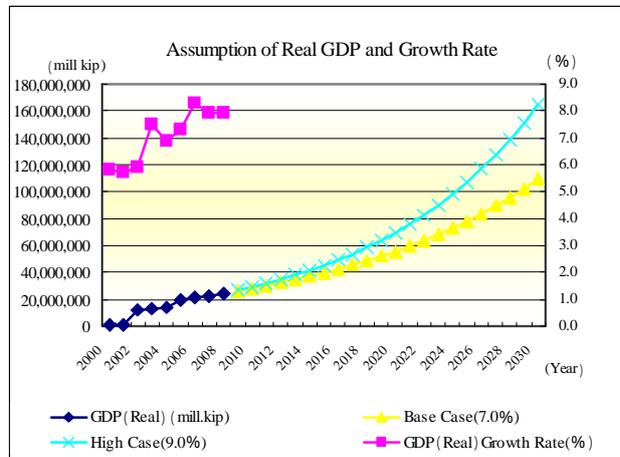


需要予測作業に用いる人口データについて、2020 年までは 2005 年 3 月に実施されたセンサスの報告書である “Results from the Population and Housing Census 2005” を適用し、2021 年以降のデータについては “World Population Prospects”(The 2008 revision) (United nations Population division) のデータを適用する。それによると 2030 年時点で 8,854,000 人に達すると予想されている。(Figure2.3.3)。



Prepared by JICA Survey Team

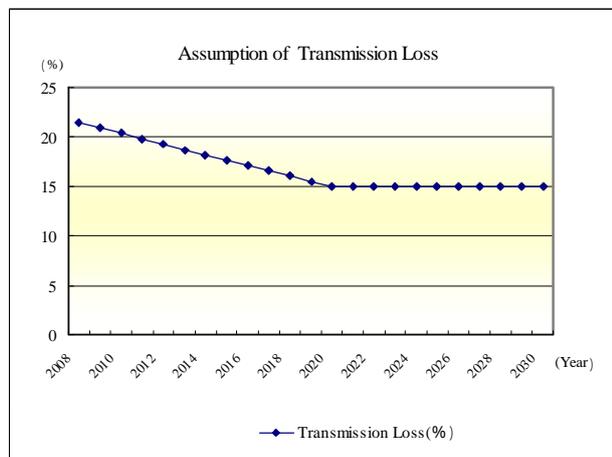
Figure 2.3.3 Assumption of Population



Prepared by ICA Survey Team

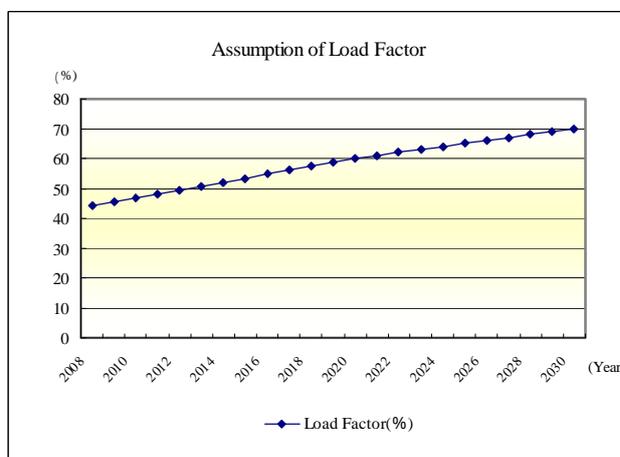
Figure 2.3.4 Assumption of Real GDP and Growth Rate

送電ロスおよび負荷率は夫々Figure2.3.5、 Figure2.3.6 に示すとおり設定した。送電線ロスは 2020 年以降 15%で 2030 年まで推移し、負荷率については年々増加すると仮定し、系統計画調査と同様に 2030 年には 70%としている。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.3.5 Assumption of Population



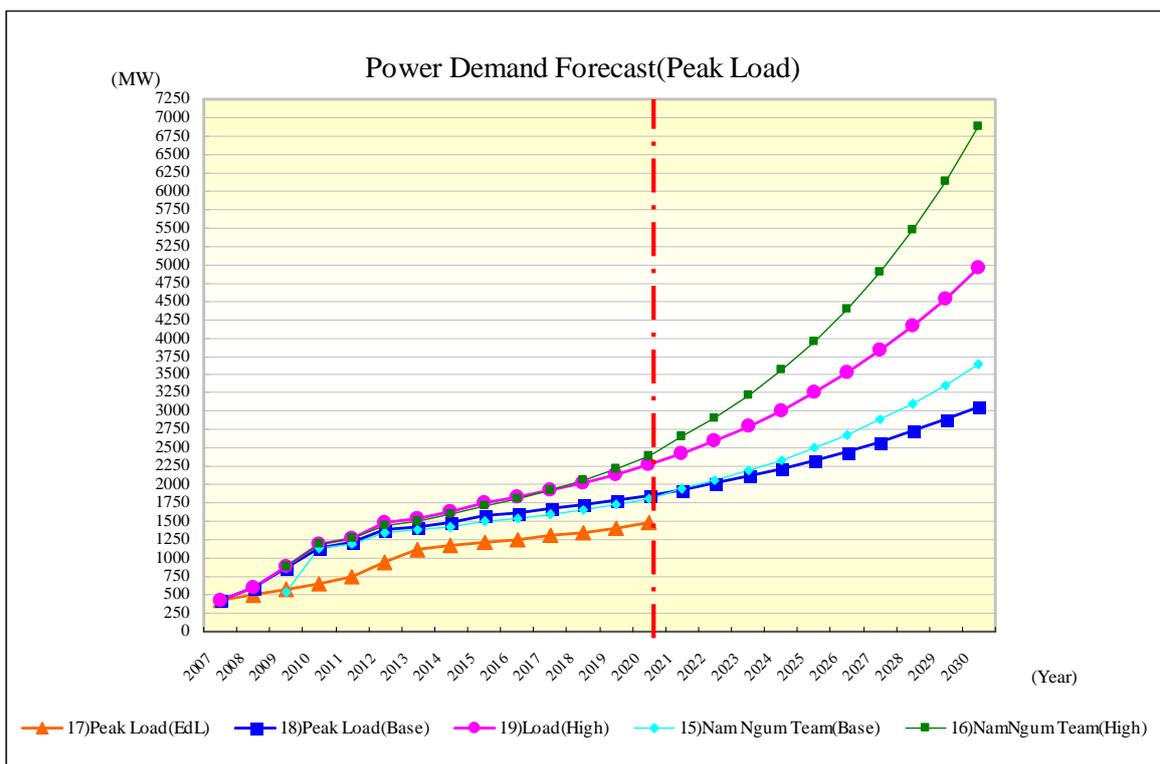
Prepared by ICA Survey Team

Figure 2.3.6 Assumption of Load Factor

Figure 2.3.7 に需要予測結果を示す。EdL の需要予測は橙色にて示す。本調査にて予測した需要は、同図の緑色にて示すハイケース (GDP9%) および水色で示すベースケース (GDP7%) である。2020 年ではベースケースで 1,812 MW、ハイケースで 2,398 MW との結果となった。2030 年については、ベースケースで 3,637 MW、ハイケースで 6,892 MW との予測である。この結果は、2020 年以降の青および桃色の点で示す系統計画調査の結果と大きく乖離がある。特にハイケースでは顕著である。この理由として、2021 年以降に適用した人口予測データ値が異なり、その違いが電力需要予測結果に如実に現れていると考えられる。双方のデータの出所は前述のとおり同じであるが、予測年が異なるだけで、2030

年時点の人口の予測値で 100 万人程度の乖離が発生している。

本調査における電力需給計画の参考とするベースケースの需要予測値については、2023 年頃からの乖離はそれほど大きくはない。最新の人口予測データを用いて 2030 年まで GDP 7%で推移すると仮定した場合、本調査における需要結果となるが、現時点の経済危機等の外部状況だけを考慮しても、このまま 2030 年まで GDP が 7%の伸びを維持するとは考えにくい。2030 年ごろは需要の伸びが多少とも飽和傾向を示すと考えられるため、系統計画調査の需要値を示す線形の方が実際の需要伸びの傾向に近いと考えられる。対象地域である北部、C1 地域の需要予測については、この結果を適用する。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.3.7 Power Demand Forecast

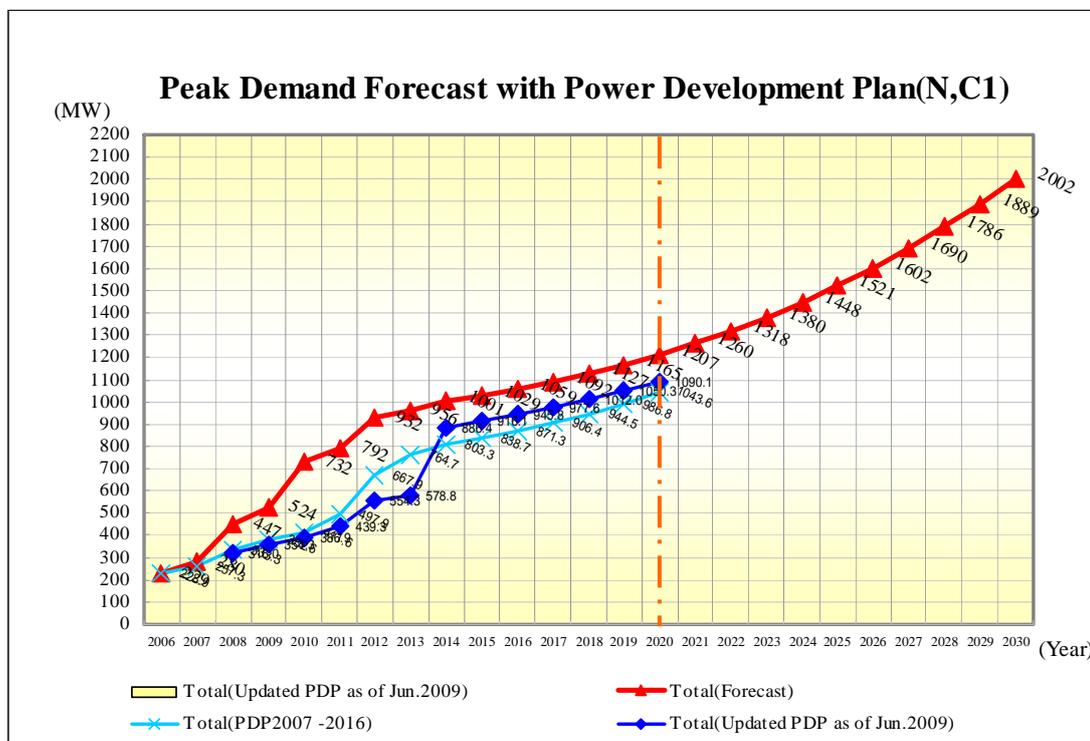
Company or Project Name	MW	Year		Year													
				2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Phou Bear Mining	49.1	2008	C1		49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1
Sinno Lao	20	2008	C1		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Lao Younesin Mining Development	5	2008	N		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Iron/coal Mining	12	2008	C1		12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0
Steel Making Plant	64.5	2008	C1		64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5	64.5
Lao-China Development Mining	10	2009	N			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Vinakomin Lao Co.	10	2009	C1			10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Vang Vient Mining Co.	12	2009	C1			12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Vientiane Commerce	5	2009	C1			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Iron/coal Mining	13.5	2009	C1			13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5	13.5
Steel Making Plant	85.5	2009	C1			85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5
UC Xaunglong Co. Laos	10	2010	N				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Cement factory	9.5	2010	C1				9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
United	10	2010	C1				10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Iron/coal Mining	34	2010	C1				34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Steel Making Plant	224	2010	C1				224	224	224	224	224	224	224	224	224	224	224
Deuktian	40	2011	C1					40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Chinhourdow Chinher	25	2012	C1						25	25	25	25	25	25	25	25	25
Phou Bear Mining	52	2012	C1						52	52	52	52	52	52	52	52	52
Dow Lao	40	2012	C1						40	40	40	40	40	40	40	40	40
C Xaune Koden Element Chemical	10	2012	N						10	10	10	10	10	10	10	10	10
Unan Mining Copper Industry Oudomxay M	20	2012	N						20	20	20	20	20	20	20	20	20
Toun Haung Lao-China Mining	10	2012	N						10	10	10	10	10	10	10	10	10
Lao Jongxaig Mine and Magnet	10	2012	C1						10	10	10	10	10	10	10	10	10
UC Xaunglong Co. Laos	20	2014	N							20	20	20	20	20	20	20	20
	801.1				-	150.6	286.6	574.1	614.1	781.1	781.1	801.1	801.1	801.1	801.1	801.1	801.1
Lao cement industry	17	2008	C2		17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
Many companies	20	2009	C2			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Lanxang Mineral	74	2009	C2			74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0	74.0
Chaugyan EC Unan	25	2009	S			25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
Lao Aluminium Industries	40	2009	S			40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Lao cement industry	60	2010	C2				60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Shinoma	20	2012	S						20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Shinoma	8	2012	S						8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
Army Mining company	50	2015	S								50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
	314				17.0	176.0	236.0	236.0	264.0	264.0	264.0	314.0	314.0	314.0	314.0	314.0	314.0
	1,115.1				167.6	462.6	810.1	850.1	1,045.1	1,045.1	1,065.1	1,115.1	1,115.1	1,115.1	1,115.1	1,115.1	1,115.1

Source: EDL

Figure 2.3.8 Specific Demand

2.3.4 対象地域 (北部、C1 地域) における電力需要予測

前述のマクロ手法にて求めた系統計画調査のベースケースにおける電力需要値および伸び率の結果を踏まえ、各地域に設置されている変電所の将来負荷を予測した上で、地域毎の特殊需要を合算し北部、C1、C2、南部夫々の将来需要を求めた。ナムグム第1発電所が主に電力供給を担う、C1および北部地域の2030年までの電力需要値はFigure2.3.9に示すとおりである。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.3.9 Peak Demand Forecast (N,C1)

北部およびC1を併せた需要は、2020年時点で1,207 MWと予測しており、2030年時点では2,002 MWと予測している。本調査での予測結果は、EdLがPDP(2007-2016)にて需要予測し、2020年時点で水色にて示す値の1,044 MWと近い値を示している。また、最近では特殊需要の計画を見直し、青色で示す需要予測を上方修正し、2020年時点での需要を1,090 MWと予測しさらに本調査における需要予測値と近い予測結果となっている。この予測結果を用いて将来の日負荷曲線を想定する。

2.4 電力需給分析

2.4.1 概要

2006年からタイのEGATとの国際電力融通取引において、それまでの輸入量と輸出量のバランスが転じ、輸入量が輸出量を超過している。将来的にこの状態が継続し、現行のPPA(Power Purchase Agreement)にてEGATと電力取引が継続した場合には、EdLの財政に負担となってくる。

EGATとのPPAにおいて、EGATに有利な条件下で取引が行われている中にあり、電源開発は急務で

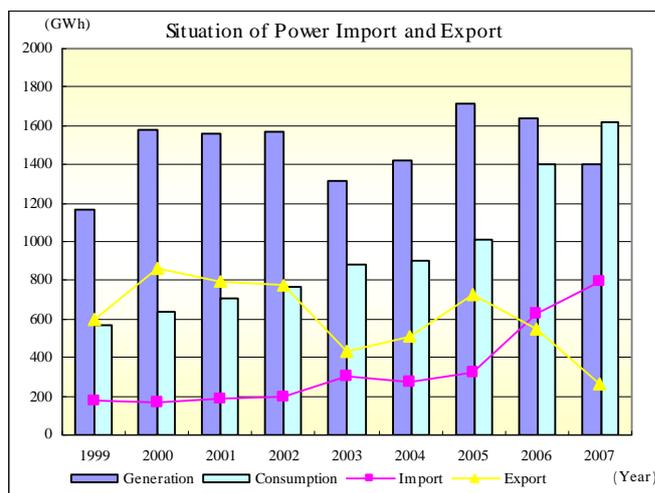
あるが、ラオス国内の電源開発計画は経済状況に容易に左右される IPP 案件を中心として、軒並みスケジュールが遅れ気味となっている。このことからナムグム第一水力発電所拡張に際して、将来の需要を的確に掴み、これに的確に呼応するような最適発電所運転パターンを考察し、最適拡張規模を踏まえた便益を最大化するような運転パターンを提案する必要がある。

まず、想定方法として、現在の日負荷傾向および需給バランスを踏まえた上で、前項にて求めた将来需要値を用いて将来の日負荷傾向を想定する。また、想定した日負荷曲線に対し、最適な貯水池運用反映した上で、将来の有望な電源計画とともに拡張後のナムグム第1発電所の運転を考察・検討する。

2.4.2 現在の需給バランス

C1 地域における電力供給は、ナムグム第1発電所 (155 MW)、ナンマン第3水力発電所 (40 MW)、ナムルック水力発電所 (60 MW) が行っており、C1 内の需要に対しこれら3発電所間で連携し出力を調整し供給を行っている。一方で北部地域については数 MW の小規模であるがナムドン水力発電所、ナムコ水力発電所およびナムガイ水力発電所が、分散化している小規模需要を賄っている状態である。2007 年の実績では、ラオス国内での発電量が 1,398 GWh、鉱工業を含めた輸入量が 792 GWh であり、輸出量が 269GWh となっている。

2008 年のデータから、乾季は出力不足であり輸入に大きく依存している傾向があり、一方で、雨季においては発電余剰電力があり輸出向けに送電している。現在通年ベースでは輸入超過となっている。乾季における出力減の分をまかなうための電力輸入 (特にピーク時間帯) が雨季における発電余剰電力輸出量を大幅に上回っている。

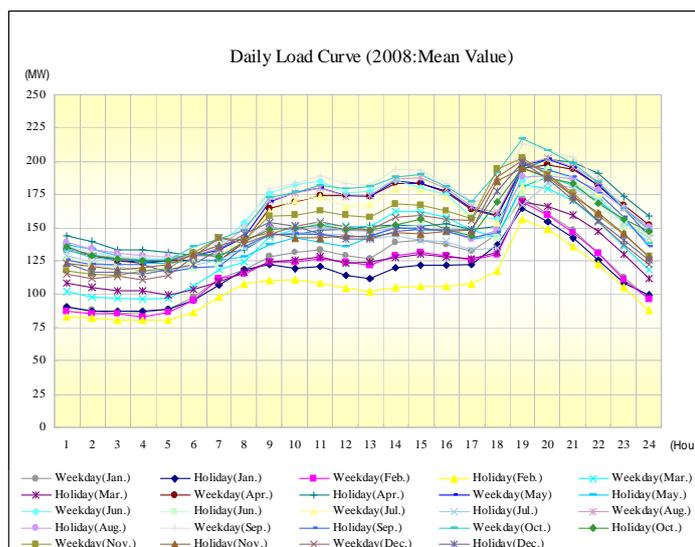


Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.1 Situation of Power Import and Export

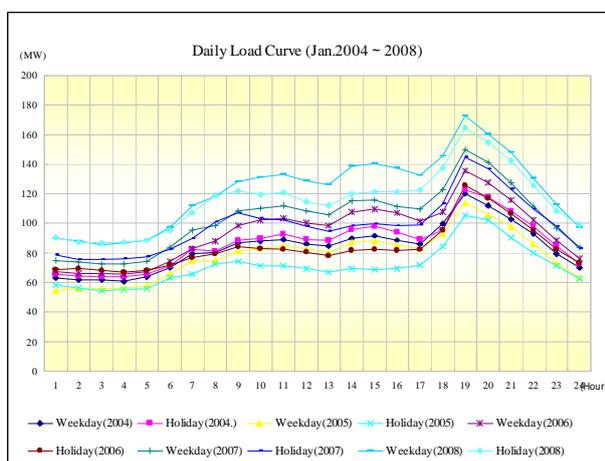
2.4.3 現在の日負荷変動傾向

Figure 2.4.2 に 2008 年現在の日負荷曲線を示す。一日のピークは、電灯負荷の利用の多い夜間に発生し、一方で、企業・工場等での電力利用から昼間にミドルピークが発生している。昼間のミドルピークについては、月曜から金曜までの平日に現れるが、休日では顕著ではない。夜間のピークは、乾季、雨季で異なり 19:00 から 20:00 の間で移動している。Figure 2.4.3 および Figure 2.4.4 から判るとおり、乾季の 1 月では 19:00 に発生し、雨季の 6 月では 20:00 に発生する傾向があり、6 月のピークは 1 月と比較し、なだらかな線形となっている。日負荷曲線の傾向を把握する為に全負荷データの整理を行った 2004 年から毎月のピーク電力値が増加している。



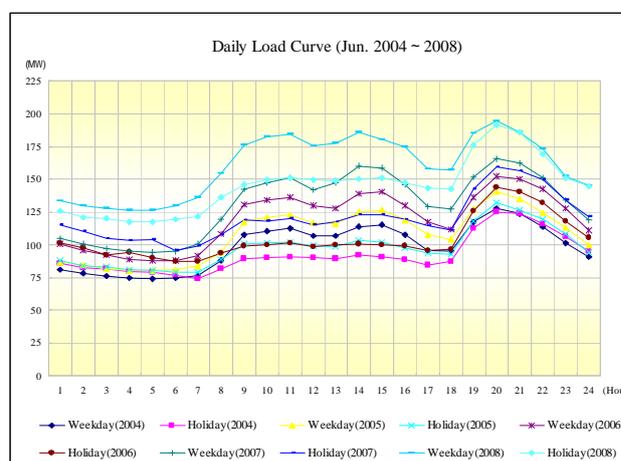
Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.2 Daily Load Curve(2008)



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.3 Daily Load Curve(Jan.2004-2008)

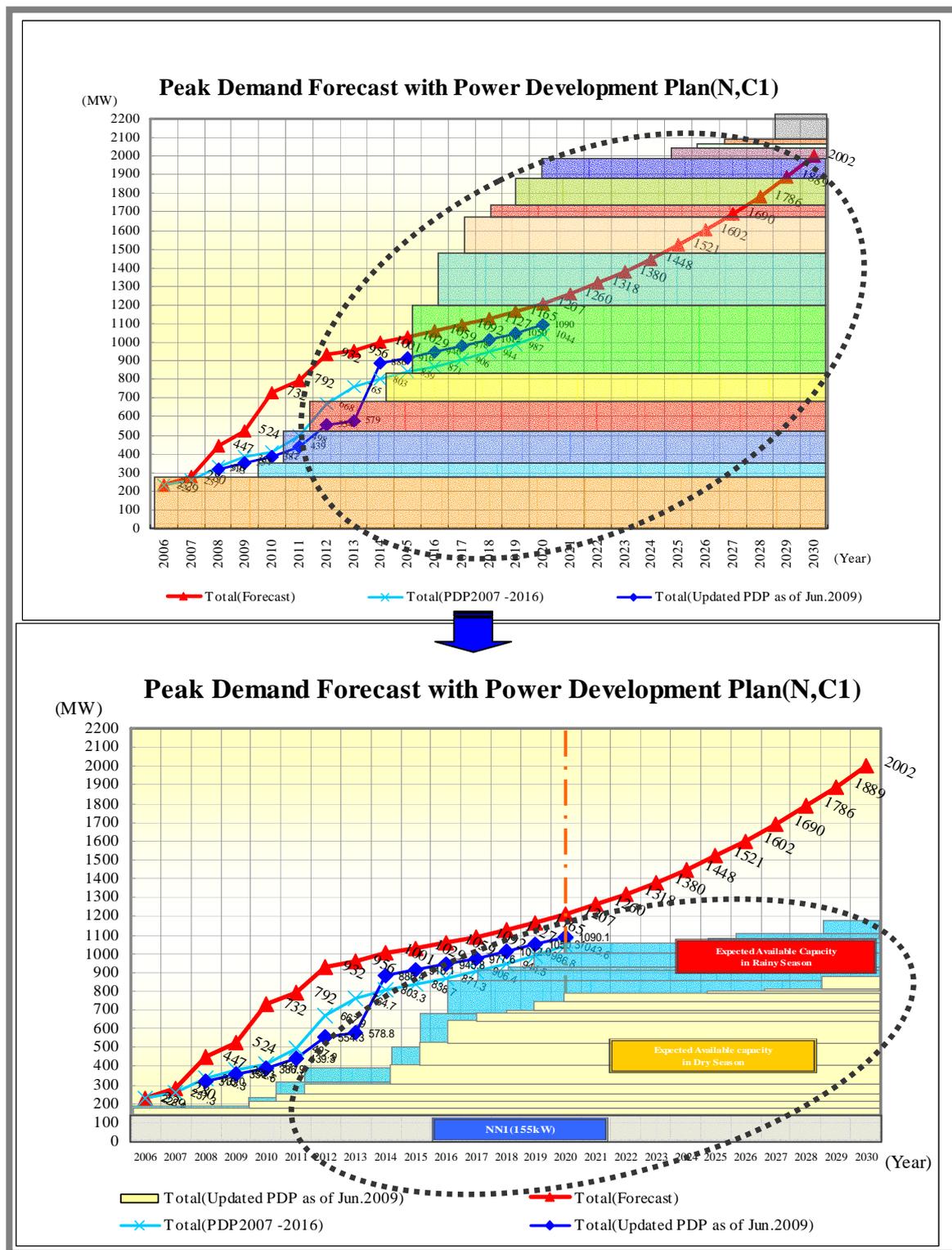


Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.4 Daily Load Curve (Jun.2004-2008)

2.4.4 将来の需給バランス

2030年までの需給バランスを Figure 2.4.5 に示す。最新の PDP における北部および C1 地域の電源計画を積み上げると Figure 2.4.5 の上図の通りとなり、2016 年には需要に対して供給能力が追いつく計画となっている。この電力計画のほとんどが水力発電電源計画であることから、火力発電と異なり、流れ込み式、貯水池式を問わず発電は乾季、雨季の雨量に大きく影響を受ける。従って利用可能水量確率曲線等から判断すると、常時設備容量限度までは供給不可能となり、年間を通じたラオス水力発電全体の供給能力は雨季でも 50%、乾季になると 30%と推定可能である。実際の平均的な供給能力は MW ベースで下図のとおりと想定できる。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.5 Peak Demand Forecast with Power Development Plan

同図の青で示す箇所は設備容量の50%程度と想定した雨季の平均供給出力であり、一方黄色で示す箇所は設備容量の30%程度と想定した乾季の平均供給出力を示している。この結果に基づくと、雨季と乾季も含め、年間を通じて発電量は、国内需要を満たすことが不可能であることが予想され、輸出入取引について一部の年を除き、総体的に輸入量が輸出量以上になると予測できる。

2.4.5 将来の日負荷変動予測

拡張後のナムグム水力発電所の最適運転パターンについて検討を行うため、将来の日負荷変動傾向を予測した。予測にあたり 2004 年から 2008 年までの過去 5 年間の日負荷傾向を踏まえ、将来的にも傾向が大きく変わらないと仮定して、将来のピーク電力の予測値を概略日負荷パターンの併せていく方法を採用した。具体的には 2004 年から 2008 年までの実測データを平均化しピーク電力値にて除して係数化し、その上で前章にて予測した北部地域および C1 地域の 2025 年までの各想定年の需要予測値を乗じて下記に示すフローの通り 2009 年から 2025 年まで 17 年間分の月、平・休日別日負荷曲線を求めた。

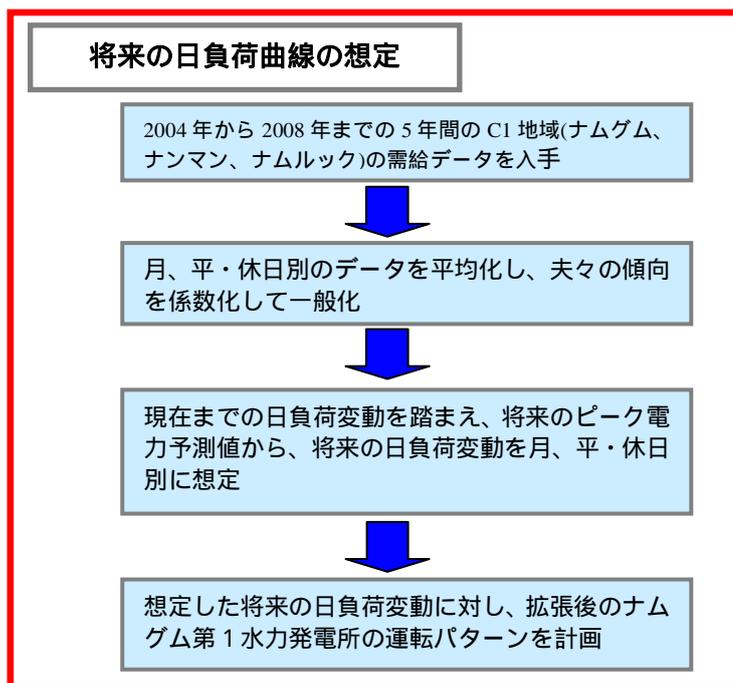
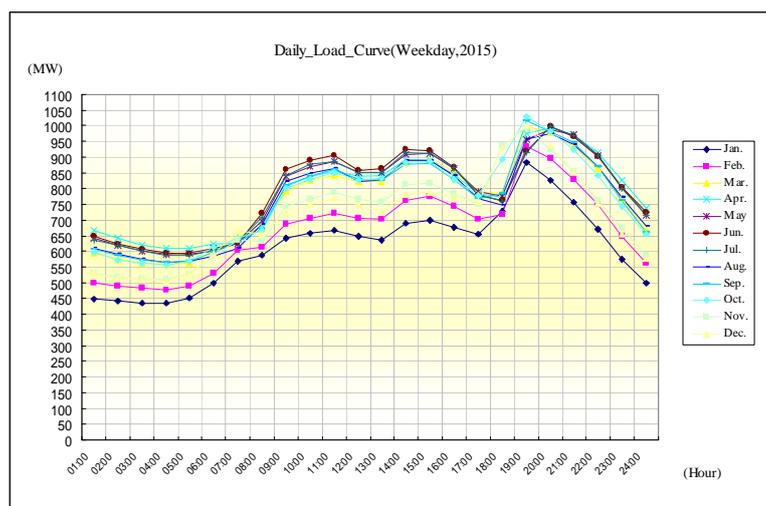


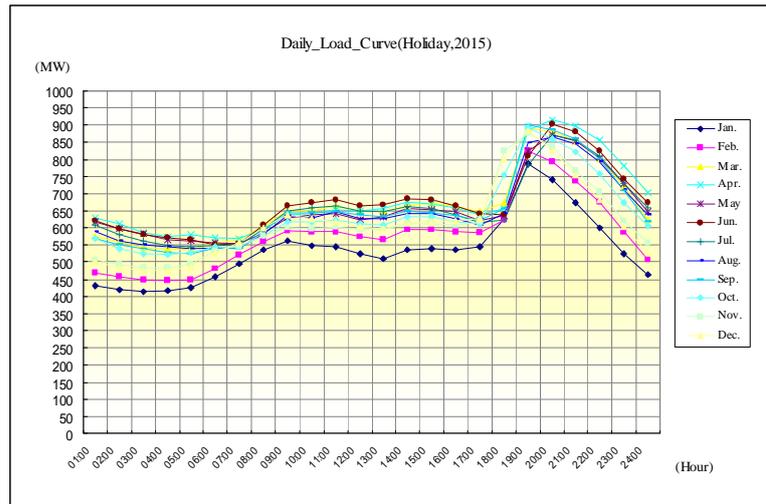
Figure 2.4.6 から Figure 2.4.11 に 2015 年、2020 年および 2025 年時点での平・休日別の日負荷曲線を示す。2015 年は、ナムグム第一発電所の拡張工事の完了年と想定している。負荷曲線の線形は同形の傾向を示しており、商用向けの電力需要が大きくなりピーク、オフピークとの格差が更に広がると考えられる。



Prepared by JICA Survey Team

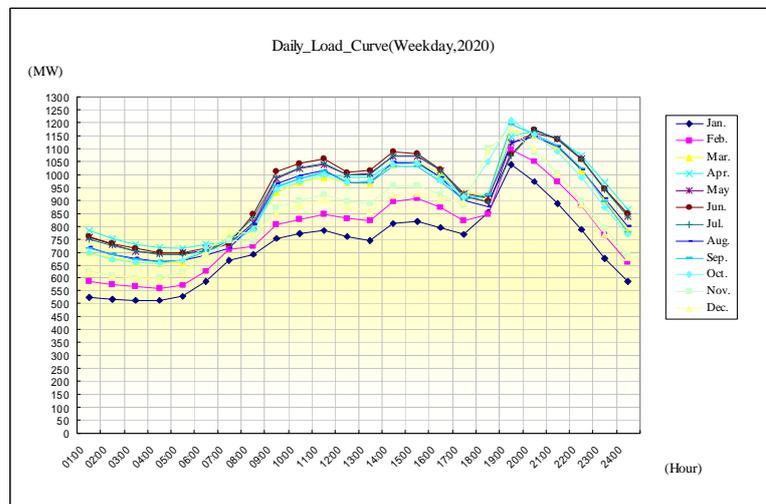
Figure 2.4.6 Daily Load Curve (2015, Weekday)

この需要曲線に対して、ナムグム第一水力発電所の最適な貯水池運用を踏まえ、便益が最大となるような発電所最適運転計画を策定することが重要である。



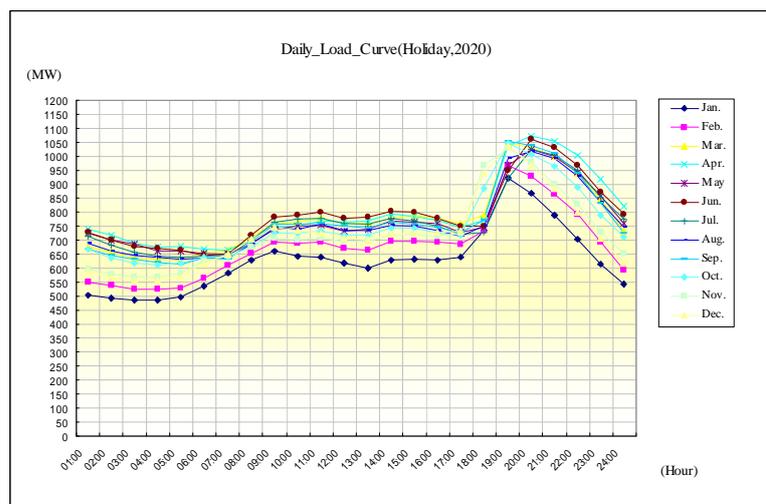
Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.7 Daily Load Curve (2015, Holiday)



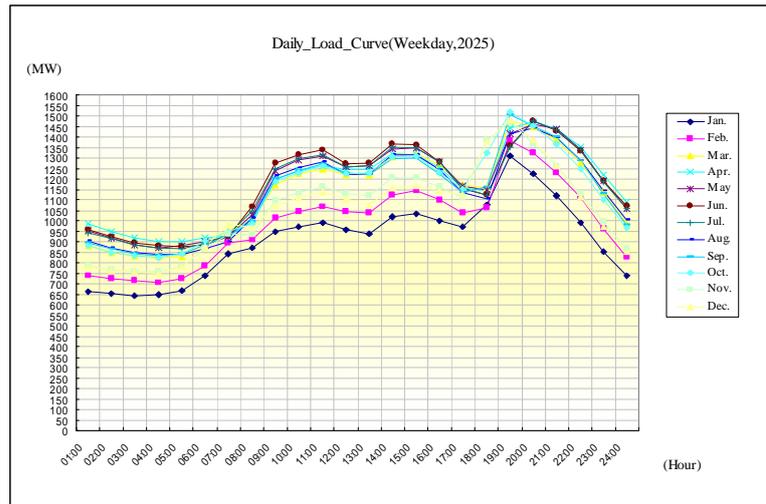
Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.8 Daily Load Curve (2020, Weekday)



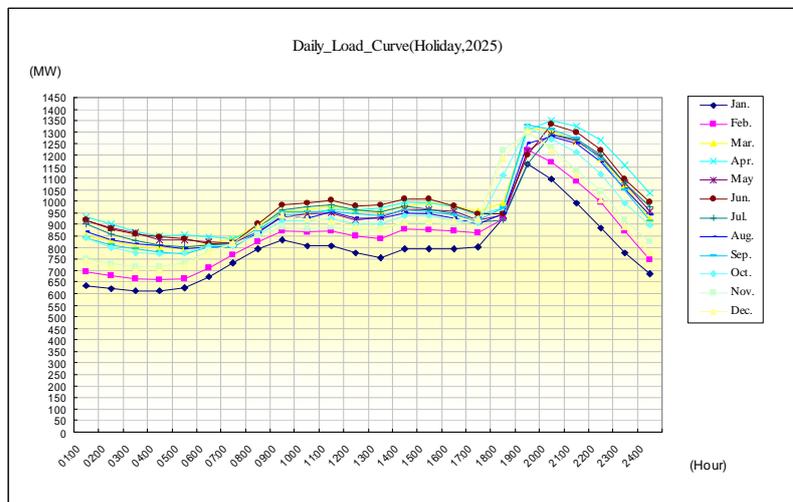
Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.9 Daily Load Curve (2020, Holiday)



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.10 Daily Load Curve (2025, Weekday)



Prepared by JICA Survey Team

Figure 2.4.11 Daily Load Curve (2025, Holiday)

第3章 ナムグム第一発電所およびナムグム水系電力開発の現状

3.1 ナムグム第一発電所の現況

3.1.1 ナムグム発電所の発電実績

ナムグム第一発電所は 1971 年に運転開始された国内最大の 70 億立方メートルの貯水池を有する貯水池式の水力発電所である。首都圏地域（C1 地域）に対する主要な電源としてナムグム水系にて段階的に拡張され、現在の出力は 155 MW である。ナムグム第一発電所の設備利用率は当初 66% 程度であったが、1995 年に開発されたナムソン転流工、2000 年に開発されたナムルック発電所からの転流でそれぞれ平均 65 m³/s、15 m³/s の流量が増加し、設備利用率は 74% まで高まっている。ナムグム第一発電所の流域および既存設備の基本諸元を Table 3.1.1 に示す。

Table 3.1.1 Principal Features of the Nam Ngum River Basin and NN1 Hydropower Station

項目	諸元	備考
流域面積	8,460 km ² ¹	ナムグム本流のみ
年平均流入量	382 m ³ /s	ナムソン転流工およびナムルック発電所からの転流を含む (2001 年～2008 年の平均)
設備容量	155 MW	1, 2 号機 17.5 MW x 2, 3, 4, 5 号機 40 MW x 3
貯水容量	70.3 億 m ³	水位 212.0 masl
貯水池面積	370 km ²	水位 212.0 masl
ダム高	75 m	コンクリートダム
堤頂長	468 m	-
堤体積	360,000 m ³	-

Prepared by JICA Survey Team

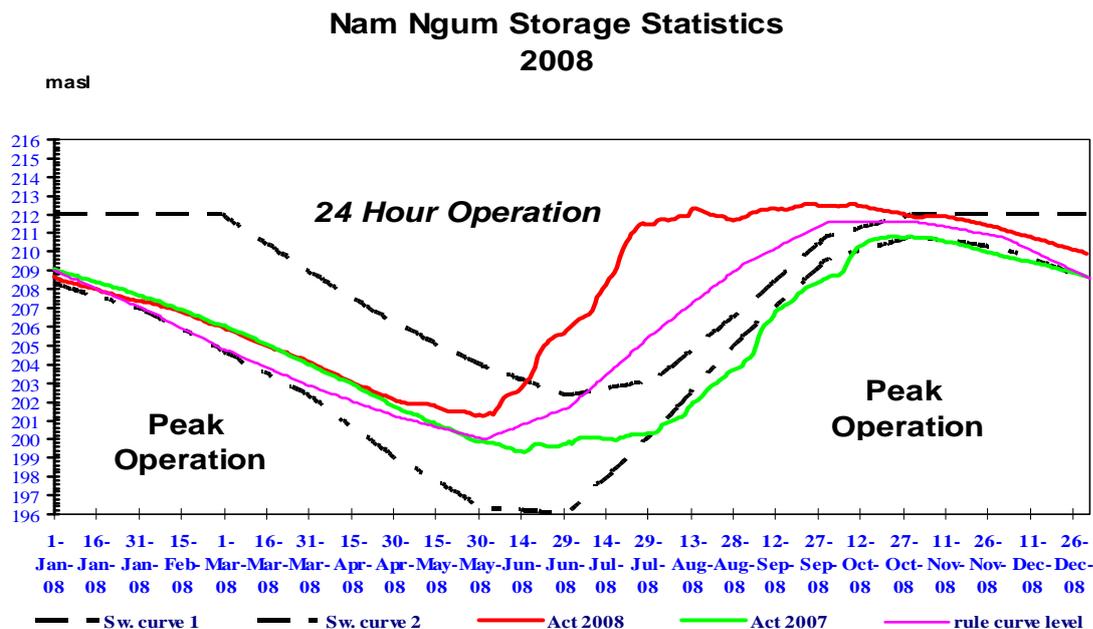
ナムグム第一発電所の発電は、ナムルック発電所およびナンマン第三発電所とともに C1 地域および北部地域の電力需要を満たすように運用されており、年間を通じた各発電所の発電能力を組み合わせることにより、可能な限り 1 日の電力負荷変動に見合った電力の供給を目指している。また、ナムグム第一発電所自体の運転計画は、Figure 3.1.1 に示す貯水池運用ルールカーブに従うことで貯水池の最適運用を目指しており、時期と貯水池水位に基づいてピーク時およびオフピーク



ナムグム第一発電所

時の発電量および継続時間を決定している。ただし、実際の貯水池水位は、各年のナムグム 1 貯水池への流入量により大きく左右され、Figure 3.1.1 に示す 2007 年及び 2008 年の例のようにルールカーブから大きく外れ、年間発生電力量にも影響することとなる。

¹ 流域面積 8,460 km² は NN1 Completion Report (1972) に依る。 NNRBDSP Report (2009) では 8,275 km²。

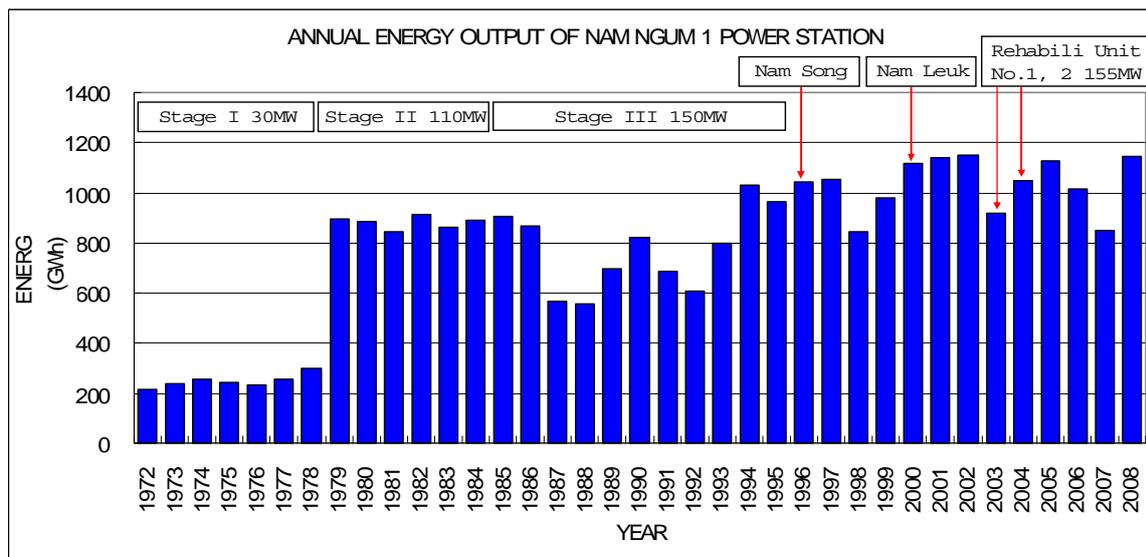


Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 3.1.1 Present Rule Curve of Nam Ngum 1 Hydropower Station

(1) 発電実績

ナムグム第一発電所は、1971年に運転を開始し、現在に至るまで Figure 3.1.2 に示すような発電実績を持っている。発電開始当初は、設備容量 30 MW であったが、1979年の増設で設備容量 110 MW、1985年には設備容量 150 MW となった。その後、1996年のナムソン川からの転流、2000年のナムルック発電所の運転開始による流入量の増加に伴い、年間発生電力量の増加が図られてきた。さらに、2003年から2004年にかけて第1号機および2号機の補修が実施され、合計出力は合計 155 MW となっている。近年では、2007年の渇水年を除き、年間発生電力量は 1,000~1,150 GWh となっている。

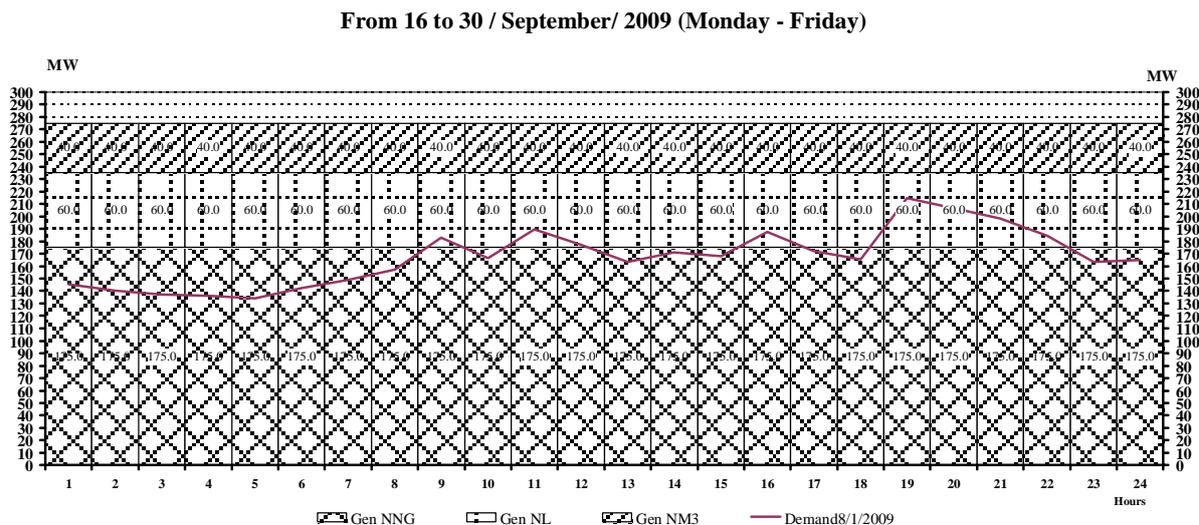


Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 3.1.2 Historical Energy Output of Nam Ngum 1 Power Station

(2) 日負荷に対する発電所運転パターン

上述のとおりナムグム第一発電所の発電は、ナムルック発電所およびナンマン3発電所とともにC1地域および北部地域の電力需要を満たすように運用されている。ただし、3つの発電所とも水力発電所であり、発電パターンは、雨季にフル運転し乾季には貯水池の貯留量を考慮した運転となる。雨季と乾季の3発電所の基本的な運転パターンを Figure 3.1.3 および Figure 3.1.4 に示す。Figure 3.1.3 の雨季の運転パターンに示すように、3発電所のフル運転による合計出力は 275 MW であり、図中の日負荷曲線を 1 日中上回ることとなっている。この場合の余剰電力は、タイ国へ輸出されている。

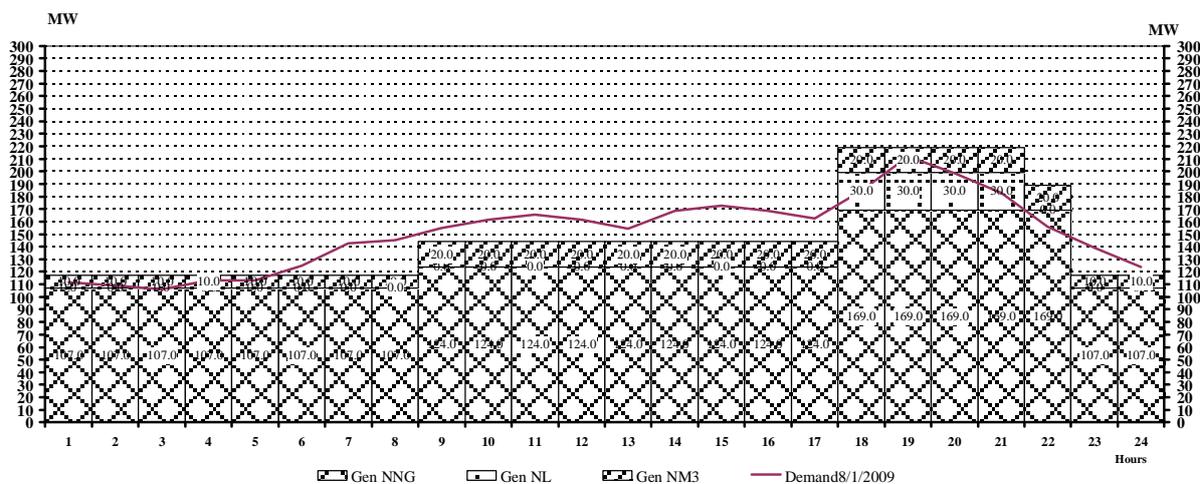


Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 3.1.3 Power Generation Plan with Combination of Nam Ngum 1, Nam Leuk and Nam Mang 3 (Typical case in Rainy Season)

Figure 3.1.4 に示す乾季の運転パターンにおいては、貯水池の小さいナムルック発電所は夜間のピーク電力需要のみに当てられ 4 時間の運転に留めている。また、ナムグム1発電所は、夜間オフピーク、昼間および夜間ピークの電力需要に出来るだけ合致する形で運転されている。ただし、3発電所の合計出力は、図中の日負荷曲線を下回る時間帯があり、不足分はタイ国から電力を輸入している状況である。ここで、タイ国からの電力輸入限界はタイ国側の送電能力により 100 MW 程度に限られており、ナムグム1発電所は乾季における日負荷に沿った形での電力供給のための調整機能が求められている。今後、日負荷が経年的に順調に伸びていくことが想定され、また、オフピーク電力需要を今後開発される国内 IPP で受け持つことを想定すると、ナムグム1発電所が夜間ピークを受け持つことを可能とするために増設が必要であると判断される。

From 7 to 15 / January / 2009 (Monday - Friday)



Source: NN-1 Hydropower Station

Figure 3.1.4 Power Generation Plan with Combination of Nam Ngum 1, Nam Leuk and Nam Mang 3 (Typical Case in Dry Season)

3.1.2 ナムグム発電所の維持管理

ナムグム発電所は、発電開始当初、1号機および2号機のみによる30 MWの出力であったが、段階開発の末、現在155 MWの出力を有している。1号機および2号機は、2003年から2004年にわたるリハビリによって整備され現在順調に運転されている。年間メンテナンスは年に一度20日程度の日数で実施されている。これに対し、3号機および4号機は、1979年の運転開始以降、オーバーホールが実施されていないが、2010年および2011年の乾季に実施される見通しである。1985年の運転が開始された5号機のオーバーホールは、2009年2月中旬から6月中旬の4ヶ月間で実施された。また、3号機、4号機および5号機の年間メンテナンスは、年間約30日間の予定で毎年乾季に実施されている。

発電所スタッフの意見によると、年間メンテナンスを乾季の限られた時間にしか実施できず、メンテナンス時期を柔軟に設定できない運転状況が続いているとのことである。

(1) 既存発電設備の維持管理実績

1997年から2008年までの発電停止期間をFigure 3.1.5に取りまとめた。この発電停止期間は、主に年間メンテナンスを目的としており、2003年および2004年においては、1号機および2号機のオーバーホールが夫々5ヶ月間にわたり実施されたことが記録されている。基本的に年間メンテナンスは、貯水池への流入量が少ない乾季に当てることが多く、無効放流を伴わないメンテナンスを実施している。ただし、今後ナムグム第二発電所の運転開始によりナムグム1貯水池への流入量が平滑化され、乾季にも一定の流入量を確保できるようになった場合、年間を通して貯水位を比較的高く保つことができ、これまで貯水池水位を考慮して設定されていたメンテナンス時期の状況も変わってくるのが予想される。

Table Power Outage Record of NN1 Power Station due to Yearly Maintenance and Overhaul												
Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
1997												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
1998												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
1999												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2000												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2001												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2002												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2003												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2004												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2005												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2006												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2007												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												
2008												
Unit No.1												
Unit No.2												
Unit No.3												
Unit No.4												
Unit No.5												

Source: NN1 Power Station
Figure 3.1.5 Power Outage Record of NN1 Power Station due to Yearly Maintenance and Overhaul

また、発電所の運転履歴より近年における各号機の運転稼働時間率を集計し、Table 3.1.2 に取りまとめた。表中に示すとおり、2003年と2004年の運転稼働時間率は、75%から78%でありさほど高くないが、これは1号機と2号機のリハビリテーションを実施した影響と考えられる。2007年は、極端に貯水池への流入量が少ない渇水年であったため、68%程度に留まったと見られる。それ以外の2005年、2006年および2008年を平均的な年と想定すると、運転稼働時間率は83%から85%の高い値を示している。

Table 3.1.2 Operation Ratio Recorded at NN1 Power Station

	Unit %					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Jan.	80.8	55.1	77.3	83.9	65.7	62.5
Feb.	69.5	54.2	87.8	88.5	63.1	63.9
Mar.	72.3	69.1	100.0	81.8	70.4	74.9
Apr.	86.6	74.6	96.3	80.8	83.1	85.3
May	90.0	72.6	66.1	89.0	84.0	94.5
Jun.	89.6	90.6	56.9	95.7	73.0	97.0
Jul.	77.9	89.1	55.1	95.6	88.9	100.0
Aug.	90.0	99.4	97.3	100.0	66.0	99.9
Sep.	63.6	100.0	99.9	71.5	54.0	99.8
Oct.	64.0	84.9	99.8	71.4	47.3	98.3
Nov.	58.3	74.4	85.0	72.3	56.2	71.6
Dec.	58.5	72.4	80.0	67.0	66.2	69.6
Ave.	75.1	78.0	83.5	83.1	68.2	84.8
Note	Rehabilitation of Unit No.1 and No.2		Normal Year	Normal Year	Dry Year	Normal Year

Source: NN1 Power Station

既存発電機器は、年に一度のメインテナンスは実施しているとはいえ、発電開始からの現在までにオーバーホールもしくはリハビリテーションを実施した回数は限られており、発電機器の老朽化も考慮した、今後のメンテナンス計画を策定することが重要である。また、6号機を1台増設することにより発電機器1台当たりの稼働時間が減少し、メンテナンスを実施する機会を必要に応じて柔軟に持つことが出来るようになる。また、稼働時間の減少により発電機器の消耗品などの部品交換頻度が低下し、年間のメンテナンス費用の削減につながるものと考えられる。

(2) 発電設備の維持管理計画

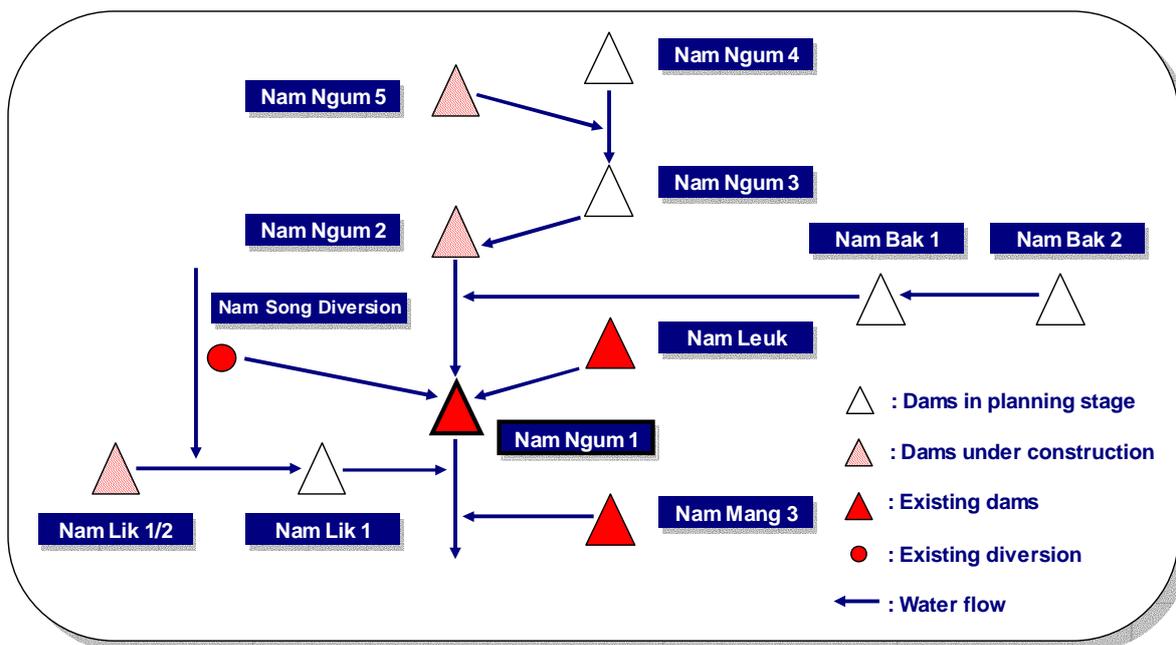
発電所管理者によると、年に一度のメンテナンスのために必要となる発電停止期間はTable 3.1.3に示すとおりとなる。現時点ではこの時期を乾季に割り当てることにより、無効放流量を減じる方針である。この年間メンテナンスから逆算すると最大運転稼働時間率は、92.6%となり、現状の通常年の同比率は限界に近いレンジに位置していると判断できる。

Table 3.1.3 Power Outage for Yearly maintenance

	Period required for yeary maintenance (days)	Preparation Period	Period of Power Outage
Unit No. 1	18	3	21
Unit No. 2	18	3	21
Unit No. 3	28	3	31
Unit No. 4	28	3	31
Unit No. 5	28	3	31
Total			135

Source: NN1 Power Station

2011年に運転を開始予定であるナムグム第2発電所の貯水池の湛水が完了した後、貯留効果によりナムグム1貯水池に流入する流況が大幅に平滑化することにより、現在の雨季と乾季の流況の差が小さくなることとなる。従い、メンテナンスの時間確保が課題となることが予想される。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 3.2.2 Diagrams of Existing and Planned Hydropower Development Plan

3.2.1 ナムグム発電所上流域内の水力発電計画

ナムグム第一発電所の上流域に位置する水力発電計画は、Table 3.2.1 に示すとおりである。

Table 3.2.1 Project Feature of IPP Project Located in the Upstream of Nam Ngum 1 Dam

Items \ Project	Nam Ngum 2	Nam Ngum 3	Nam Ngum 4	Nam Ngum 5	Nam Bak 1	Nam Bak 2
Purpose	IPP (Export)	IPP (Export)	IPP (Export)	IPP (Domestic)	IPP (Export)	IPP (Domestic)
Status	Under construction	Under PPA negotiation	Pre-F/S	Under construction	Pre-F/S	Pre-F/S
Main Developer	Southeast Asia Energy Limited	GMS Power	Saigon Invest Group	NN5PC	Southeast Asia Energy Limited	Southeast Asia Energy Limited (Thailand)
Planned Commencement of Power Generation	2011 January	-	-	2011	-	2016
Principal Feature						
Catchment area (km ²)	5,640	3,888		483	597	320
Storage at FSL (MCM)	6,774	1,407		314	250	190
Average annual inflow (MCM)	6,270	3,090		719	750	400
Type of dam	CFRD	RCC		RCC	RCC	RCC
Dam Height (m)	181	220	125	99	83	85
Design flood of spillway (m ³ /s)	10,855	7,900		3,231	1800	963
Powerhouse	Above ground	Underground		Semi-ground	Semi-ground	Semi-ground
Rated output (MW)	615	440	185	120	115	68
Average annual energy (GWh)	2,310	1,919	748	400	600	357

Prepared by JICA Survey Team

上表の発電水力計画について、ナムグム第一発電所への影響についての考察を下記に取りまとめた。

(1) ナムダム2 発電計画

ナムダム2 発電計画は、ナムダム第一発電所貯水池末端部のナムダム本川上流部に建設中であるダム高 181m のコンクリート表面遮水ロックフィルダムを有する計画であり、2011 年初めに運転開始を予定している。設備容量は 615 MW と大きく、電力はタイ国の EGAT との PPA に従って 100% タイ国へ輸出される。その流域面積はナムダム第一発電所の流域面積の 67% を占め、有効貯水容量は 2,994 MCM と大きいためにその貯留効果により、発電開始後はナムダム1 貯水池への流入量が年間を通して平滑化することとなる。ただし、ナムダム2 貯水池の 2010 年 4 月から 2011 年 2 月にかけて実施予定の湛水により、ナムダム1 貯水池への流入量は一時的に減少する。

ナムダム第一発電所拡張計画の完成予定時期は 2015 年と想定されており、ナムダム第二発電所が運転を開始する 2011 年の 4 年後にあたり、本拡張計画は、ナムダム2 貯水池により調整され年間を通して平滑化された流入量を基礎データとした。

また、ナムダム第二発電所の運転開始後にナムダム1 貯水池への流入量が年間を通して平滑化するために貯水池運用カーブを変更する必要がある。この結果、年間発生電力量は、貯水池水位を比較的高く保つこと及び洪水吐きからの無効放流量を削減することにより増大する。この状況で、追加発電所を増設する場合の年間発生電力量の変化について、詳細に検討した。検討結果は、第5章に示す。

(2) ナムダム3 発電計画

ナムダム3 発電計画は、ナムダム2 計画地点のさらに上流域に計画されており、その流域面積は、ナムダム2 計画の 69% 程度となる。本計画の詳細設計は終了しているが、デベロッパーと EGAT の PPA の再交渉の過程にあり、運転開始時期は未定である。ナムダム3 の有効貯水容量は、979 MCM であり、ナムダム2 の有効貯水容量の 33% である。運転開始のナムダム3 ダム直下流の河川流況は、建設前に比べて年間を通してかなり平滑化したものになると推察されるが、その河川流況の平滑化の度合いは、ナムダム2 発電開始によるナムダム1 貯水池への流入量の平滑化に比べると影響が小さいと推測される。ナムダム3 ダム下流部の流況安定による影響は、ナムダム2 発電所の乾季流入量の安定に繋がると考えられる。

(3) ナムダム第4 発電所計画

ナムダム4 発電計画は、ナムダム3 計画地点のさらに上流域に計画されており、現在までに Pre-FS が実施されているが、その建設位置および建設時期は確定していない。ただし、ナムダム4 発電計画が実施された場合には、その貯水池もしくは調整池の貯留効果により、下流側への放流の流況を年間を通して平滑化させ、ナムダム3 貯水池への流入量が安定することが予想される。

(4) ナムダム5 発電計画

ナムダム5 発電計画は、ナムダム3 発電計画地点のさらに上流の右支川のナムティン川に建設中であるダム高 99 m の RCC ダムで貯水する水路式発電計画であり、ナムダム2 の運転開始と同じ 2011 年中の運転開始を予定している。流域面積は 413 km²、有効貯水容量は 314 MCM であり、ナムダム2 発電計画に比べると小規模なものである。また、設備容量 120 MW に対

し、年間の70%の時間にあたる乾季を含んだ期間では、出力が45 MWとなる見通しである。貯水池による貯留効果の規模が小さく、またナムダム1貯水池から離れた上流域にあることより、ナムダム5の発電による河川流況の変化はナムダム1の発電に殆ど影響しないものと考えられる。

ただし、ナムダム5発電計画は国内電力供給を目的としたIPPである。年間を通じた発生電力は、PPAに基づいてEdLの管理下の置かれ、既存発電設備であるナムダム1、ナムルック、ナンマン3の発電設備からの放流量と調整されることにより、国内のC1地域および北部地域への電力供給にあてられることになる。

(5) ナムバック1発電計画

ナムバック1発電計画は、ナムダム2水力発電のデベロッパーにより計画されており、ナムダム2開発後にナムダム川の左支川であるナムバック川にダム高83 mのRCCダムを建設し、輸出用の発電を行うものである。後述の上流域開発のナムバック2とのカスケード計画により発電効率を上げることが計画されている。設備容量は115 MWと中規模である。

ナムバック1発電計画は、ナムバック川から取水して、ナムダム川のナムダム第二発電所の下流地点に放流することによる発電計画である。建設後の年間を通じたナムダム1貯水池への流入量は年間を通して平滑化されることになるが、NN1貯水池への全体の流入量の流況としては大差が生じないものと考えられる。

(6) ナムバック2発電計画

ナムバック2発電計画は、ナムバック1発電計画と同様に、ナムダム2のデベロッパーによるものであり、ナムダム2開発後にナムバック1の計画地点のさらに上流地点にダム高85 mのRCCダムを建設し、国内電力を供給することを目的としている。前述の下流域開発のナムバック1とのカスケード計画となっており、ナムバック川からの取水で同河川へ放流する計画となっている。設備容量は68 MWである。このダム貯留で平滑化した流況は、下流のナムバック1でその効果を発揮し、ナムダム1貯水池に流れ込むことになる。ナムバック1の発電計画同様、ナムダム1貯水池への流入量流況として大きな変化はもたらさないと考えられる。

3.2.1 ナムダム流域近傍に位置する国内電力供給発電計画

ナムダム流域近傍に位置する国内電力供給発電計画は、Table 3.2.2 に示すとおりである。

Table 3.2.2 Project Feature of Hydropower Project related with Nam Ngum 1 Power Generation

Items \ Project	Nam Leuk	Nam Mang 3	Nam Lik 1/2	Nam Lik 1
Purpose	IPP (Domestic & Export)	IPP (Domestic & Export)	IPP (Domestic)	IPP (Domestic)
Status	Existing	Existing	Under construction	F/S
Main Developer	EdL	EdL	China International Water & Electric Corp.	Hydro Engineering Co.
Planned Commencement of Power Generation	2000	2004	2010	2011
Principal Feature				
Catchment area (km ²)	274	65	1,993	5,050
Storage at FSL (MCM)	154	45	1,095	61.3
Average annual inflow (MCM)	438	-	2,690	5,786
Type of dam	Rockfill	RCC	CFRD	Rockfill
Dam Height (m)	46.5	22	101.4	21
Design flood of spillway (m ³ /s)	2,100	57	2,080	9,150
Powerhouse	Above ground	Above ground	Above ground	Above ground
Rated output (MW)	60	40	100	61
Average annual energy (GWh)	230	134	395	249

Prepared by JICA Survey Team

上表の発電水力計画について、ナムグム第一発電所の発電計画との係りについて下記に取りまとめた。

(1) ナムルック(Nam Leuk) 発電所

ナムルック発電計画は、ナムグム川流域に隣接するナンマン川の左支川ナムルック川にダム高 46.5 m のコンクリートダムを建設し、貯水池末端部よりナムグム流域内のナムサン川に転流することにより 181 m の落差を確保し、60 MW の発電を行うものであり、2000 年に発電を開始している。また、ナンマン川流域よりナムグム川流域内に転流することにより、ナムグム 1 貯水池への流入量（平均 15 m³/s）を増加させることにより、ナムグム 1 発電所の発電量増加にも寄与している。

ナムルック発電所は、ナムグム第一発電所およびナンマン第三発電所と連携することで、国内 C1 地域および北部地域の電力需要に対する電力供給体制を構築している。ナムルック発電所の電力は、まず近傍地区に供給され、余剰電力はナムグム第一発電所を經由してビエンチャン市街地に送電される仕組みとなっている。

ただし、貯水池規模が小さいために乾季においては、夜間ピーク時間に対する 4 時間だけの運転となる。雨季は 24 時間 60 MW でフル運転を行っている。

ナムルック発電所は円借款とアジア開発銀行との協調融資による支援を受け、ダム、発電所および送電線（85 km）が建設され、電力供給体制の強化に大いに貢献している。

(2) ナンマン第3発電所 (Nam Mang 3)

ナンマン第3発電計画は、ナムダム川流域に隣接するナンマン川の最上流支川ナムニョン川にダム高22 mのRCCダムを建設し、貯水池末端部からナムダム川下流域に位置する小河川ナムダム川に転流することにより、40 MWの発電を行うものであり、2004年に運転を開始している。この転流計画の主目的は上記の水力発電であるが、ナムダム川に転流された水は、2,900 haの水田地帯に導水され有効利用する計画も併せ持った総合開発計画であった。

ナンマン第三発電所は、上記のとおりナムダム第一発電所およびナムリック発電所と連携し、国内電力需要にたいする供給を行っている。ナムリック発電所と同様に貯水池規模が小さいため、乾季の発電能力は半分以下に低減する。

ナンマン第三発電事業は、中国の援助により建設され、土木工事および発電機器も中国のコントラクターによって実施された。

(3) ナムリック 1/2 発電計画 (Nam Lik 1/2)

ナムリック 1/2 発電計画は、ナムダム発電所の3.5 km程度下流地点でナムダム川に合流する支川ナムリック川中流域にダム高101 mのコンクリート表面遮水式ダムを建設し、ダム直下型発電所により100 MWの発電を行うものである。2010年上半期の発電開始を目指して、現在建設中である。発電した電力は、EdLと締結したPPAに従い、国内電力の供給のために使用される。貯水容量は1,095 MCMと中規模であり、既存の国内電力供給のナムリック発電所およびナンマン3発電所に比べ大きく、将来の国内用電源として重要な発電所である。

ナムリック 1/2 発電計画は国内IPPであるが、その規模の大きさよりナムダム1発電所と協調した運用が検討される可能性がある。

ナムリック 1/2 は、中規模な貯水容量を持つことより年間を通したダム下流域の流況は平滑化され乾季流量は増加することが見込まれる。ナムリック 1/2 からの放流水は、ナムソン川と合流しその後ナムダム第一発電所からの放流水と合流することになる。本ナムダム1拡張計画によるナムダム第一発電所からの放流量の変化による下流域の河川水位日変動の検討に際して、ナムリック 1/2 による年間を通した流況の安定および放流量の日変動等を考慮した。本拡張計画による下流河川の水位変動についての検討内容は第6章に示す。

(4) ナムリック 1 発電計画(Nam Lik 1)

ナムリック 1 発電計画は、ナムリック川とナムソン川との合流点の下流地点にダム高21 mのコンクリートダムを建設し、流れ込み式発電所により出力61 MWの発電を行うものであり、2011年中の発電開始を予定している。ナムリック 1 発電計画は、2008年にF/Sが終了したところである。本発電計画は、ナムリック 1/2 発電計画のダム貯水池で調整された河川流量とナムソン川からの流入量により発電を行うものである。ただし、ナムソン川からナムリック川へ流れ込む流量は、1996年から開始されているナムソン川転流計画によるナムダム1貯水池への転流の影響により限定されており、洪水時期以外は年間を通して小さい流量となっている。

以上、ナムグム水系における水力開発計画について記載した。本拡張計画検討においてはナムグム1貯水池流入量算定、および電力供給計画におけるナムグム第一発電所と各発電設備との関連性を踏まえたうえで、ナムグム第一発電所の貯水池運用計画およびナムグム水系貯水池運用の検討を実施した。検討結果は第5章に示す。

3.2.2 「NAM NGUM RIVER BASIN DEVELOPMENT SECTOR PROJECT」の調査結果概要

現在のナムグム水系では ADB 及び AFD の資金によりナムグム川流域の統合水資源管理を目指した「Nam Ngum River Basin Development Sector Project」が実施された。当該事業では水資源管理機関「Water Resources Coordination Committee(WRCC)」の機能強化、ナムグム1貯水池運用とナムグム水系水力発電最適運用、および流域管理能力の強化を目的としていた。このうちナムグム1貯水池運用とナムグム水系水力発電最適運用についての検討結果は、本調査に密接に関連することから、2009年3月にファイナライズされた最終報告書を入手の上、内容を検討した。

該当する検討結果は報告書の Component 2 にてまとめられており、検討結果内容は次に示すとおりである。

2.1 Data Base and Monitoring Network

NNRB の既存の気象・水文データの収集および分析、データベース作成が実施され、雨量データを基本とした流量データの確認および修正の末、モデリングに使用する流量データが構築された。

2.2 River Basin Modeling

NNRB の水文解析、流域モデルの構築、水力発電開発計画および管理計画のシナリオ作成が実施された。報告書の中に、雨量データから流量データを計算するタンクモデルによる流出解析について詳細に説明されている。

2.3 Reservoir Management

既存発電設備の最適運用計画の解析を目的とした、PERCIFAL という Dynamic Program を利用した汎用プログラムが作成され、詳細に紹介されている。同プログラムを使用した、ナムグム1、ナムルックおよびナンマン3の統合運用の解析例などが示されている。また、ナムグム第二発電所の運転開始後のナムグム1貯水池運用カーブの検討結果も示してある。また、ナムグム2の貯水池湛水時の EdL の発電損失およびその後の発電便益についての検討も解析事例として示されている。ただし、ナムグム第一発電所の拡張の検討については触れられていない。

2.4 Capacity Building

上記の3つの段階において、共同作業を実施することをおして技術移転が実施された。また、最終的な成果品となった、流出解析モデル MORDOR および発電設備の最適運用計画解析プログラム PERCIFAL については、その使用方法について、DOE および EdL(発電所を含む)に対し、詳細説明およびトレーニングが実施された。

上記の最終報告書の内容を確認した結果、既存貯水池および計画中の水力発電計画を考慮した最適統合計画の提案はされておらず、PERCIFAL というプログラムにより解析が可能であることが示されているのみである。従い、本準備調査においては独自に開発したプログラムを使用した「ナムグム1貯水池管理」及び「ナムグム流域における水力発電統合運用計画」についての検討を実施した。

第4章 ナムグム第一発電所拡張事業の位置づけおよび運用方針

4.1 ナムグム第一発電所に係る外部条件

4.1.1 電力需要（日負荷）の夜間ピーク電力の伸び

Figure 2.4.3 及び 2.4.5 に示す通り、近年、夜間におけるピーク電力の伸びは、月ベースで増加傾向にある。平日に至っては、夜間のみならず昼間のミドルピーク電力の増加も著しく、夜間のピーク電力値に近付いている。前述した将来の需要想定からも、今後とも同傾向が続くと予想される。

隣国タイからの電力輸入単価が高く、また電力輸入国としての諸事情から、タイ国が原因で停電したり、電力供給制限等が行われるなどの影響がラオス国に及ぼす影響が多大となることが危惧される。エネルギーセキュリティーの面からも電力需要のピーク時には可能な限りラオス国自国の電源により電力供給を行うことが求められる。ナムグム第一発電所は、その役割の一つとしてピーク電力需要に対する電力供給を優先的に行うことが期待されている。

4.1.2 ナムグム第一発電所上流域開発による流況の変化

ナムグム第一発電所は 1971 年より発電を開始して現在に至っている。前述のとおり、ナムグム 1 貯水池への流入量を増加させ、ナムグム第一発電所での発生電力量を増加させるために、1996 年のナムソン転流計画および 2000 年のナムルック水力発電計画が実行に移され、渇水年と豊水年の変動はあるものの、年間発生電力量は徐々に増加してきた。これに加え、今後はナムグム 1 貯水池の上流域のダム建設を伴う水力発電計画が継続的に進められる予定であり、その第 1 号として、2011 年にナムグム第二発電所が運転を開始する。前章にて記載したように、このナムグム第二発電所の貯水池による貯留効果により、ナムグム 1 貯水池への流入量が雨季と乾季で平均化されることとなり、ナムグム第一発電所の年間を通じた比較的高い水位での運転の実現、洪水吐きからの無効放流量の低減により、年間発生電力量が 6 % 程度増加するという恩恵をこうむることになる。

NN1 発電所が 1971 年に発電を開始した時点で予測出来なかった現状の下で、NN2 発電所の発電開始による安定した流況を有効利用する目的として拡張計画が進められることになった。NN2 発電開始後の NN1 拡張時に新たな貯水池運用ルールカーブを設定することにより、さらなる貯水池の効率よい運用と無効放流量の低減を徹底し、貴重な天然資源の有効利用も目指すことは重要である。

直近の流況の変化をもたらすナムグム川上流域における水力発電計画は、ナムグム 2 発電計

画であるが、その後、ナムグム5、ナムグム3、ナムグム4他、上流域の開発も進行中である。ナムグム川上流域の貯留効果はすい水力発電開発とともに高まることになり、特に乾季におけるラオス本国での発電量の拡大の可能性を大いに秘めている。

本調査においては、ADB および AFD の資金による「Nam Ngum River Basin Development Sector Project」の検討結果を把握し、データを有効利用することにより、水力発電計画を実施した。

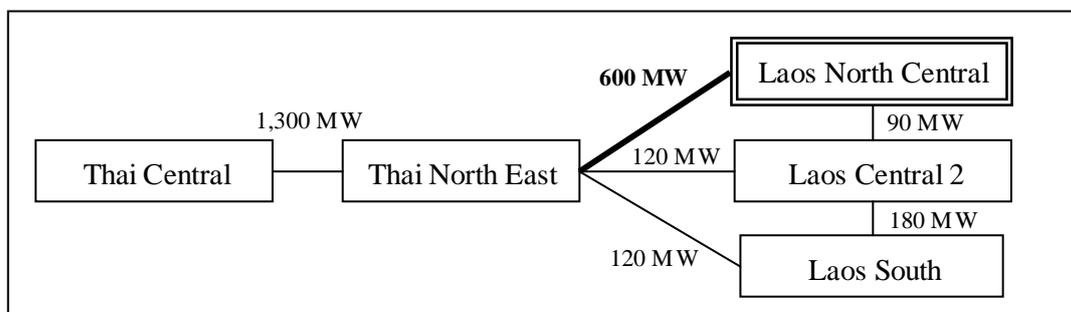
4.1.3 既存発電設備の老朽化と将来の維持管理計画

本増設計画の主な便益は、前述のとおり、オフピーク電力をピーク電力に置き換えることにより将来の日負荷曲線の夜間ピークに対応することである。これを主目的としながら、比較的高い水位での運転と無効放流量の低減による年間発生電力量の増加も、便益と考慮することができる。しかし、ナムグム2の運転開始による流況の安定による年間発生電力量の増加は、別の視点から見ると、無効放流を避けるために乾季に限って実施されているメンテナンスの実施可能期間が、上昇する設備利用率のためにさらに短縮される結果を生み出すことになる。発電所スタッフからは、ラオス国の最重要発電施設であるナムグム第一発電所の運転をより長く継続するために、十分なメンテナンスの時間を将来にわたり確保したいという意見も確認されている。

従い、本調査においては、増設による年間発生電力量の増分などの直接便益を検討する一方、増設が発電所に寄与するであろう、増設によって既存発電設備の設備利用率を低減することによる各発電設備の消耗品などの修復頻度の低減、およびメンテナンス費用の削減などの間接的便益について考慮し、便益として計上することを検討する。

4.1.4 近隣国との電力融通における連系送電容量

現状の送電計画に基づき、2016年時点での想定される系統連系容量はFigure4.1.1に示すとおりである。現在はタイ国からの輸入電力の上限値として100MW程度しか融通できないが、2016年時点では北部、C1地域の総計で600MW程度の電力融通が可能となり、C2地域との間では90MW程度の電力供給が可能となる。ナムグム第一発電所においては、発電電力の価値を少しでも高くして需要地へ供給することが重要である。また、国内および隣国との系統連系の進捗具合が経済性に大きく影響する。従い、電力需給分析を行うに当たり、系統連系状況を十分に踏まえることが重要である。



Source: The Study on Power Network System Plan in Lao People's Democratic Republic

Figure 4.1.1 Power Interchange in 2016

4.2 発電所運転方針

4.2.1 概要

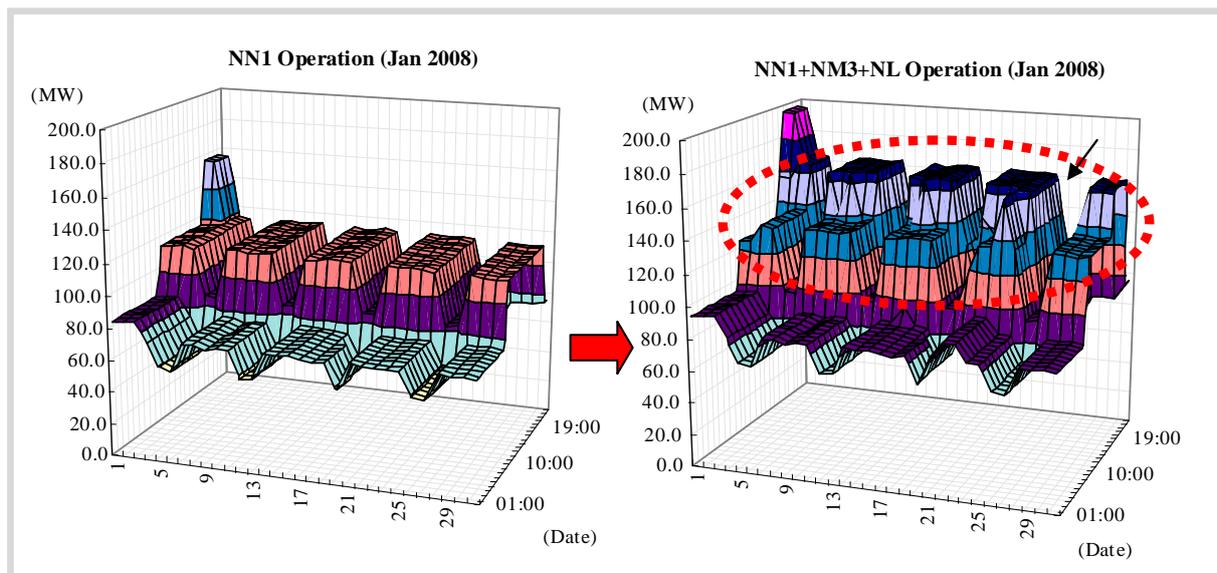
ナムグム第一発電所は、基本的に北部地域およびC1地域の国内電力需要を満たすことを最優先とするが、将来的にC2と系統が連系された際には、C2地域への電力供給をも担うことになることが期待される。

将来に亘り、十分な信頼性を確保しつつ、首都圏地域への電力供給用の発電所として機能を保持することは、拡張後のナムグム第1発電所の運転方針を決める上で重要な必要条件となる。一方で、運転計画策定に当り、経済的便益の最大限の確保が求められる。

現在、ナムグム発電所の運転計画は、直近の需要値を基に、平・休日の2パターンの運転計画が作成されている。参考とする平・休日別の需要値は、運転計画日の1週間前のものを参考としているケースが多く、運転計画の策定に当っては、夜間ピークを第一優先時間帯として発電機を運転し、続いて昼間ピーク、オフピークと、ルールカーブに基づく利用可能水量に従い運転計画が決められる。この方法は、現在のEGATとの電力融通における輸出入単価を考慮した場合、妥当な方法である。将来的には、PPAにおける条件が見直されると考えるが、PPAの条件に応じて運転方法も見直していく必要がある。

4.2.2 現在の運転パターン

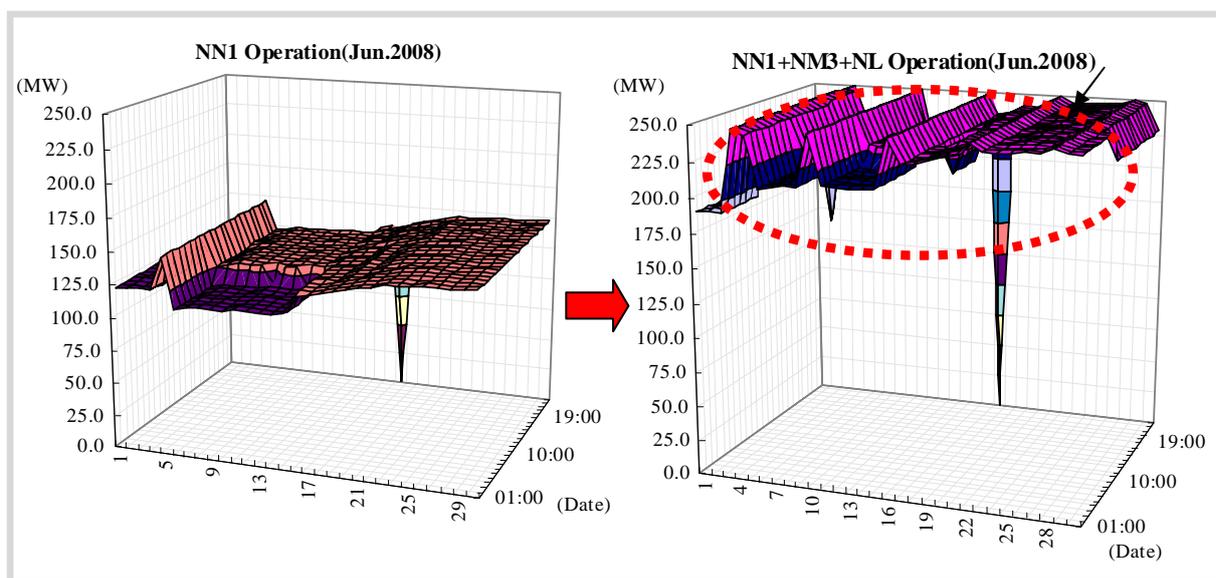
下右図は2008年1月時点でのナムグム第一発電所(NN1)、ナンマン3発電所(NM3)およびナムルック発電所(NL)の運転状況を表したもので、下左図がナムグム単独の運転を示しており、右図は左図にナンマン3発電所、ナムルック発電所の出力を加えたものである。ナムグム発電所は基本的にEGATとのPPAに従い、オフピーク、ピークの2レンジに区分したTOU(Time of Use)運転を行っている。ナムグムにて補完出来ない負荷はピーク時間帯を中心にナンマン3発電所およびナムルック発電所にて補完しているが、両発電所とも貯水池の容量はそれほど大きくない為、乾季においては全ての需要を満たしてはいないのが現状である。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.1 Operation Records in Jan.2008

下図は、2008年6月時点のナムグム第一発電所（NN1）、ナンマン3発電所（NM3）およびナムルック発電所（NL）の運転状況を表したものである。雨季にはナムグム発電所は水が利用可能容量に基づき発電可能出力一杯に発電しており、ほぼオフピーク、ピーク時間帯に無関係の運転である。ナンマン3発電所（NM3）およびナムルック発電所（NL）の運転についても、発電可能水量に応じて最大限運転している状況であり、雨季については輸出用に電力が供給可能である。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.2 Operation Records in June.2008

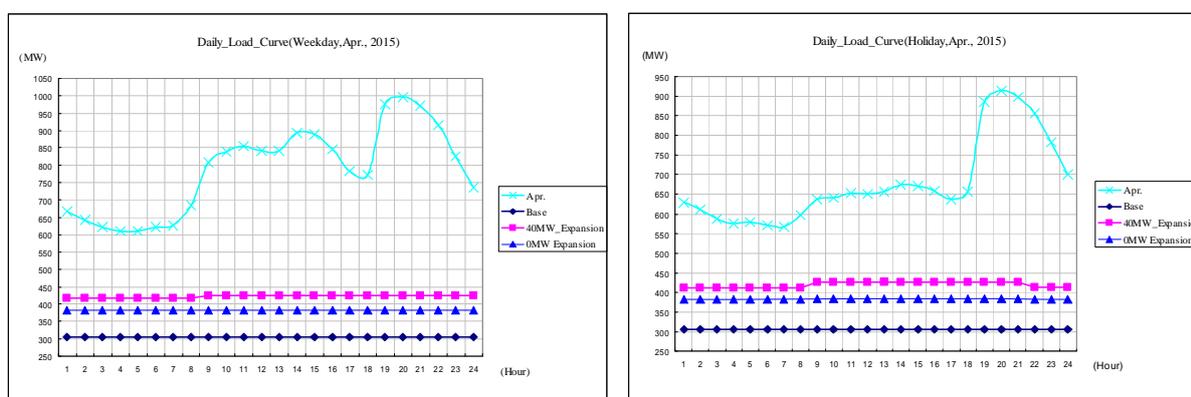
4.2.3 2015年における運転パターンの考察

前章にて想定した将来の日負荷曲線に対し、本プロジェクトにて計画の拡張容量である40 MWについて、経済的便益が最大化されるように、夜間ピーク、昼間ピークに続き、最低放水水量が確保されるようオフピーク時間帯の順に、利用可能水量を割り当てた場合、下図の桃色の線にて示

す日負荷曲線に対する運転パターンが想定される(Figure4.2.3、Figure4.2.4)。結果的に2015年時点では、乾季、雨季に係らず、需要に対して1年間の総量でも供給能力が追いつかない状況が想定される。経済的便益を考慮した場合には、タイからの輸入単価を踏まえた発電所の運転が必要になり、その際の留意事項として以下の実施が必要である。

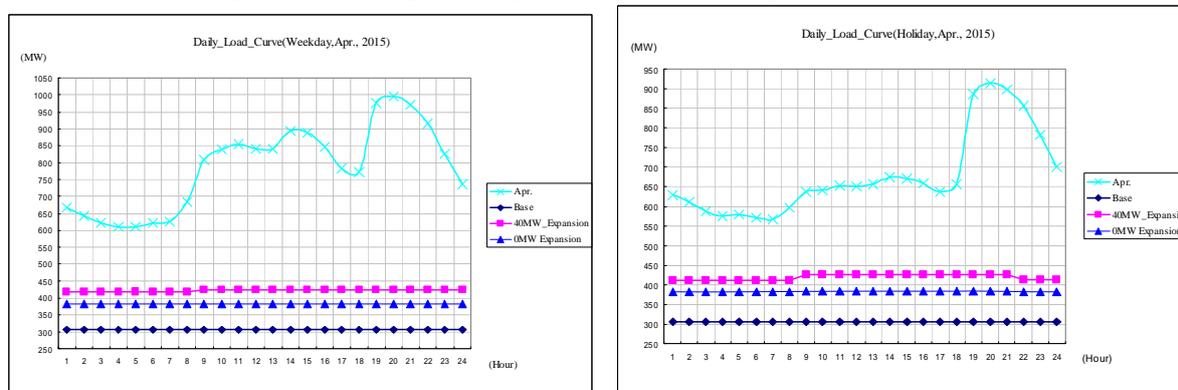
- ・ ピーク時間帯の発電電力を可能な限り増強する運転
- ・ 輸入超過の際のエクセスチャージを減らすために、電力消費量が最大となる乾季の月において、輸入電力幅(MW)を押さえ、かつオフピークにおいても発電電力量を増やす。

2015年時点では、ナムグム第一水力発電所以外の発電所はベース運転を行うと考えて差し支えない為、下記の運転が最適運転となる。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.3 Expected Operation Pattern in Apr.2015 (Dry Season)



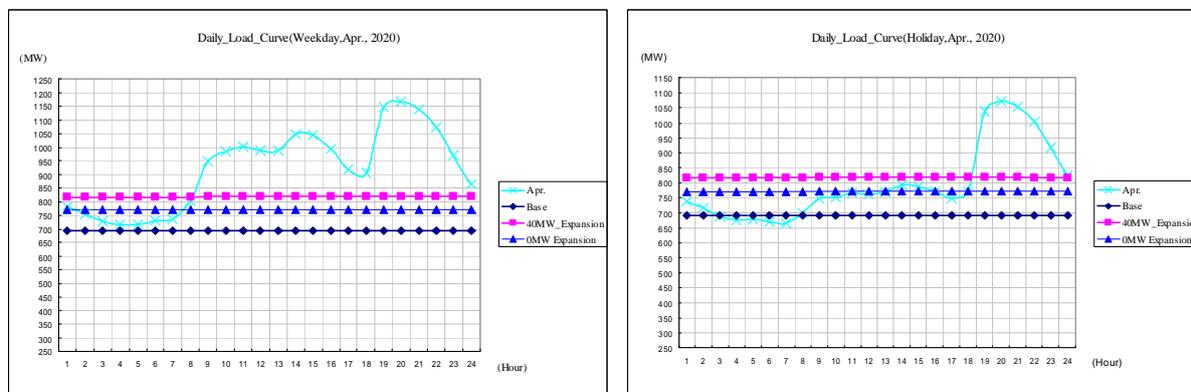
Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.4 Expected Operation Pattern in Sep.2015 (Rainy Season)

4.2.4 2020年における運転パターンの考察

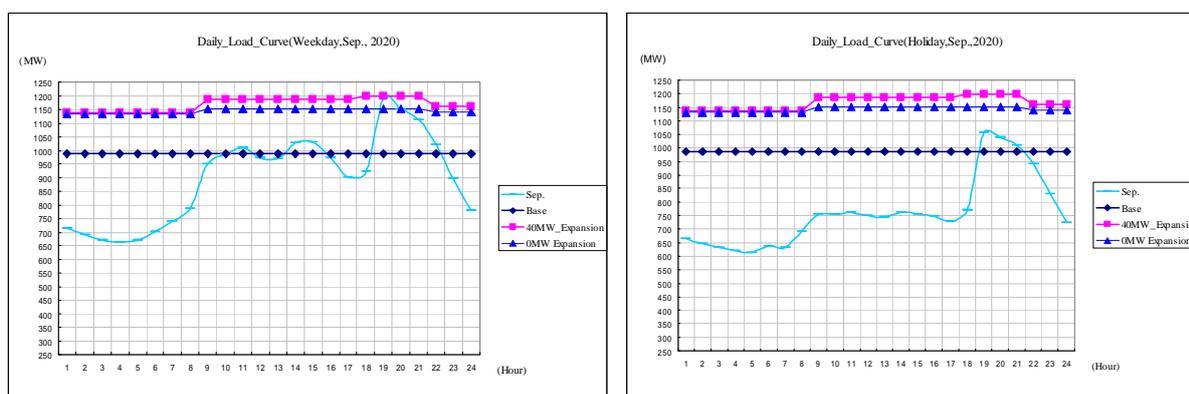
下図(Figure 4.2.5, Figure4.2.6)に2020年時点における想定される日負荷曲線に対する運転パターンを示す。運転パターンの想定については、2015年時点と同じ手法にて求めている。ナムグム第一水力発電所以外は、現時点ではベース電源として想定している。乾季においてはピーク需要に届かないが、オフピーク時間帯に於いては輸出に回せるほどの余裕が生じる。基本的には、国内需要向けに隣接しているC2地域にシステムの容量内で可能な限り供給するほうが経済便益が向上す

る。一方でオフピーク時間帯の余剰分を夜間ピークに輸入に依存している分に割り当てるほうが、便益が増える。従って、特にオフピーク時間帯においては、ナンマン3発電所やナムルック発電所など比較的規模の大きい水力発電所の運転に自由度を持たせた発電所間の連系を考慮した検討作業が必要となる。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.5 Expected Operation Pattern in Apr.2020 (Dry Season)

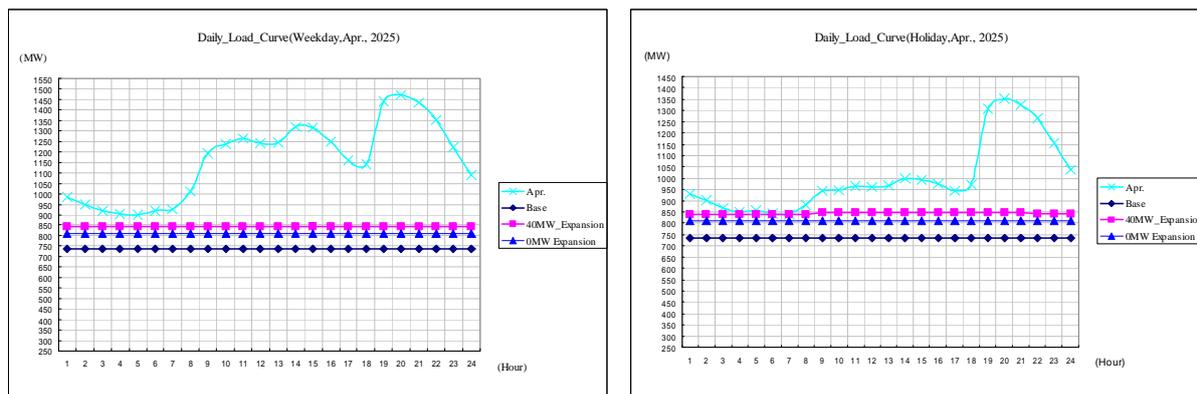


Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.6 Expected Operation Pattern in Sep.2020 (Rainy Season)

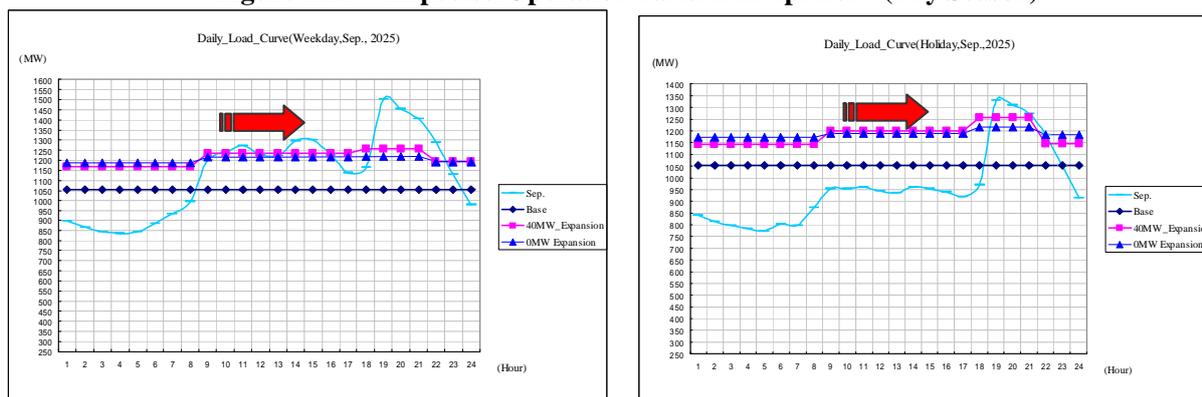
4.2.5 2025年における運転パターンの考察

2025年時点では、2020年時点から更に需要が伸び、乾季に関しては地域内の電力需要に対し供給力が追いつかなくなる。一方で雨季に関しては夜間ピーク時間帯以外の需要に対しては需要を満足させることが可能であると推定できる。現在の系統連系計画では、オフピーク時間帯に発生する供給過剰となる電力の一部は国内のC2地域向けの電力に割り当てることも可能であるが、現状のPPAに基づく契約内容が継続されれば系統の容量および輸出入単価を考慮した場合、ピーク時間帯の輸出向けに割り当てるほうが経済便益は高くなる。実際には、2025年時点では、ラオス国全土の送電網がかなりの整備されていることが想定されることから、オフピーク時間帯の余剰電力はピーク時間帯に回し更なる余剰電力は、C2地域への供給用電力とすることを検討すべきである。



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.7 Expected Operation Pattern in Apr.2025 (Dry Season)



Prepared by JICA Survey Team

Figure 4.2.8 Expected Operation Pattern in Sep.2025 (Rainy Season)

4.3 電力送電方針

4.3.1 ナムグム第一発電所周辺の系統構成

(1) ナムグム第一発電所周辺系統の現況

2009年現在、ナムグム第一発電所には Figure 4.3.1 に示すように 5 回線の 115 kV 送電線が接続されている。このうち 4 回線はピエンチャン首都圏を中心とした C1 地域への電力供給用として接続され、残りの 1 回線はナムルック発電所との相互連系線である。どちらかの発電所の発電機が運転停止状態となった場合、各発電所が供給する電力を補うように運用されている。ピエンチャン首都圏に供給している 4 回線のうち、2 回線はナサイトン変電所（ナムグム第一発電所から約 61 km）に接続され、ナサイトン変電所を經由してピエンチャン市内のフォントン変電所へ電力を供給している。残りの 2 回線はタラット変電所（ナムグム第一発電所から約 5 km）に接続され、フォンスン変電所を經由し、フォントン変電所に電力を供給している。フォントン変電所とタナレーン変電所はタイ電力公社（EGAT）の系統に連系しており、フォントン変電所、およびタナレーン変電所における余剰電力は EGAT との連系線を通じタイへ電力輸出を行っている。

タラット変電所にて分岐した 115 kV、1 回線の送電線は、バンピエン変電所を經由して約 212 km 先のルアンパバーン変電所まで延長されており、送電線は途中シエンゲン開閉所で分岐し、

サヤボリー変電所に至っている。加えてもう1つのタラット変電所で分岐した115 kV、1回線の送電線は、バンドン変電所を経由し、ノンハイ変電所に至っている。



Source: System Planning Office, EdL

Figure 4.3.1 System Configuration of C1 Area, Vientiane Municipality, 2009

(2) 拡張事業後のナムグム第一発電所周辺の系統構成

ナムグム第一発電所拡張事業の竣工後と想定される 2016 年のナムグム第一発電所周辺の系統構成を Figure 4.3.2 に示す。

(1) 潮流

- 1) 設備健全運用時の送変電設備の潮流は、その定格容量以下でなければならない。
- 2) 回線数が2回線以上の区間における1回線事故時において、残回線の潮流は定格容量以内でなければならない。
- 3) 1回線事故時において、発電機の容量が系統規模に比例して十分小さい場合は、その発電所の系統への連系送電線は、1回線を許容する。
- 4) 115/22 kV 変圧器の単一設備事故時において、残りの健全な変圧器群における潮流は定格容量の110%以内でなければならない。
- 5) タイ国への連系変電所において、230/115kV 変圧器が一台分離した場合、発電所側にてタイへの輸出電力を減じた上で残りの変圧器の負荷は定格容量以内に抑える。

(2) 系統電圧

- 1) 設備健全運用時においては、送電系統の母線電圧は公称電圧の95～105%の範囲内で行なければならない。また、単一設備事故時においては、公称電圧の92～108%の範囲内で行なければならない。
- 2) 発電機の力率は、90%（進相）～85%（遅相）の範囲内で行なければならない。

(3) 事故電流

事故電流は、EdLの系統計画基準に基づき、Table4.3.1に示す値以下とした。

Table 4.3.1 Allowable Maximum fault Current

電圧階級	許容事故電流最大値
230 kV	40 ~ 50 kA
115 kV	25 ~ 31.5 kA
22 kV	25 ~ 31.5 kA

Prepared by JICA Survey Team

(4) 安定度

- 1) “1回線3相短絡、主保護遮断、再閉路なし”の事故条件において主要な電源の発電電力制限や供給支障を生ずることなく、電力系統安定度が維持されなければならない。
- 2) 主保護リレーによる事故遮断時間をTable 4.3.2に示す。

Table 4.3.2 Fault Clearing Times by Main Protection Relays

電圧階級	遮断時間
230 kV	100 ms
115 kV	140 ms

Prepared by JICA Survey Team

(5) 送電線及び変電所主母線

定常時及び単一設備事故時（N-1条件時）それぞれの送電線の連続許容電流値と送電容量、また変電所主母線の連続許容電流は、Table4.3.3に示す通りとした。なお、（ ）内温度はコンダクターの許容温度とする。

Table 4.3.3 Allowable Current and Transmission Capacity of Standard Conductors

場所	線種	定常時 (80)		N-1 条件時 (90)	
		A	MVA	A	MVA
送電線	ACSR240	480	96	590	120
変電所 主母線	ACSR240			590	120
	ACSR300x2			1394	278
	HDCC325			875	174
	HDCC400			950	189

Prepared by JICA Survey Team

(6) 変電所

既設変圧器及び EDL から提供された変圧器データ (2009 年から 2016 年断面まで) についてはその値を、提供されたデータ以外の新規計画変圧器については、以下の条件を仮定した。

- 1) 230 kV 母線構成としては、1+1/2CB 方式を基本とするが、変電所の個々の役割によっては、2 重母線方式の採用も考慮する。
- 2) 115/22 kV 変圧器
 - a) 1 変電所変圧器一台当たり最大 30 MVA、3 バンクまでとする。
 - b) 最大負荷は 60 MVA を目標とし、余剰電力を持たず。
- 3) 230/115 kV 変圧器
 - a) 1 次側・2 次側の容量は、予想潮流により決定する。
 - b) 3 次側には 22 kV、結線を適用する。3 次側容量は、1 次側・2 次側容量の 30% を基本とする。
 - c) 負荷時タップ切替え装置を適用する。
- 4) 基準インピーダンス

電源変圧器のインピーダンスは下表に示す通りとする。

Table 4.3.4 Standard Impedance of Power Supply Transformers

電 圧	1 次側と 2 次側間のインピーダンス
230/115 kV	12.5%
115/22 kV	8.5%

Prepared by JICA Survey Team