

ラオス国
エネルギー鉱業省電力局
ラオス電力公社

ラオス国
電力系統計画調査
ファイナルレポート

平成 22 年 1 月
(2010 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
東京電力株式会社
日本工営株式会社

産業
JR
09-089

序 文

日本国政府は、ラオス国政府の要請に基づき、同国の電力系統計画調査を実施することを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施いたしました。

当機構は、平成 20 年 10 月から平成 22 年 1 月までの間、東京電力株式会社の餘語正晴氏を団長とし、同社と日本工営株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣いたしました。

調査団は、ラオス国政府関係者と協議を行うとともに、調査対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

本調査では、ラオス国の電力セクターの概況及び既存設備の状況を整理したうえで、2030 年までの電力系統計画の策定を行いました。また、電力系統整備における優先プロジェクトの評価を行い、最も優先されるプロジェクトについては、設備設計や事業の妥当性の確認、概算工事費の検討を行いました。

この報告書が、ラオス国の電力系統計画の策定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戴いた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

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

ラオス国電力系統計画調査を終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。本報告書は、ラオス国エネルギー鉱業省電力局、ラオス電力公社をはじめ、同国関係機関から表明された意見を反映させ、かつ、日本国側関係諸機関の助言も反映させております。

本報告書は、2030 年までのラオス国の電力系統計画策定において、最優先プロジェクトを提言し、また電力系統計画に関する提言を実施しております。本報告書で提言された最優先プロジェクトを実現することで、ラオス国の豊富な水力資源を活用した電力を自国内の電源の不足する地域へ安定・効率的に広範囲に供給することができ、高価な輸入電力の削減による経済発展への寄与、および地方電化の推進を、環境に負担をかけない形で実現することができると確信しております。これに加え長期的な電力系統計画および系統運用のためのルールの設定など、本調査で得られ、提言された成果がラオス国の電力セクターの政策および電力開発計画の策定に反映され、ラオス国の民生の向上、および産業の発展に大きく寄与するものと信ずるところであります。

この機会をお借りいたしまして、貴機構、外務省、経済産業省各位のご支援、ご指導に心より感謝申し上げます。また、ラオス国政府、ラオス国エネルギー鉱業省電力局、ラオス電力公社をはじめとする関係諸機関各位、ならびに JICA ラオス事務所、在ラオス国日本大使館から、私どもの調査実施に際し、戴きましたご協力、ご支援に対しまして、厚く御礼申し上げます。

ラオス国

電力系統計画調査団

総括 餘語 正晴

目	次	
目	次	i
図	表	目
添	付	資
略	号	表
Existing Laos Transmission System in 2009		xxxii
第1章	序	論
1.1	調査の背景と目的	1-1
1.1.1	当該調査の背景	1-1
1.1.2	調査の目的	1-1
1.1.3	調査対象地域	1-1
1.2	調査の方法	1-2
1.3	調査団員およびカウンターパート	1-2
1.4	技術移転	1-3
第2章	ラオス人民民主共和国の概要	2-1
2.1	国の概要	2-1
2.1.1	地勢と人口	2-2
2.1.2	気候	2-3
2.1.3	行政組織・政治体制	2-4
2.2	経済・社会の状況	2-5
2.2.1	全般的な社会状況	2-5
2.2.2	全般的な経済状況	2-6
2.2.3	国の開発計画	2-8
2.2.4	国家財政	2-9

2.3 エネルギー部門の概要	2-11
2.3.1 エネルギー資源	2-11
2.3.2 エネルギーの需要と供給	2-14
第3章 電力セクターの現況	3-1
3.1 概要	3-1
3.2 電力セクターの組織体制	3-1
3.2.1 電力セクターの組織概要	3-2
3.3 電力需要と供給量の実績	3-4
3.3.1 電力消費量の実績	3-4
3.3.2 最大電力の実績	3-4
3.3.3 セクター別電力消費量	3-4
3.3.4 ラオス国内系統の総発電電力量（輸出入・IPP含む）	3-6
3.4 国際系統連系の動向	3-7
3.4.1 タイとの連系計画	3-7
3.4.2 ベトナムとの連系計画	3-7
3.4.3 中国との連系計画	3-8
3.5 電力法	3-10
3.5.1 一般事項	3-10
3.5.2 電力法の改訂	3-10
3.5.3 本案件の関連事項	3-11
3.6 電力規格	3-13
3.6.1 供給信頼度基準	3-13
3.6.2 送変電技術基準	3-14
3.7 電力料金制度	3-14
3.7.1 国内向け小売料金	3-15
3.7.2 EDL の輸出入電力単価	3-17
3.7.3 国内卸売料金	3-18
3.8 環境法令	3-18
3.8.1 環境行政実施機関	3-18

3.8.2 法令の主要条項	3-21
3.8.3 環境クリアランス制度に係る承認手続き	3-25
3.8.4 環境社会配慮のスコーピング	3-26
3.9 EDL の財務状況	3-30
3.9.1 現状	3-30
3.9.2 EDL の財務安全性評価	3-34
3.9.3 結論 ～課題と考察～	3-35
第4章 既存送変電設備	4-1
4.1 系統の構成	4-1
4.1.1 国内系統	4-1
4.1.2 国際連系線	4-1
4.2 既存発電設備	4-2
4.3 送電設備	4-2
4.4 変電設備	4-4
4.5 電力通信設備・給電所	4-5
4.6 送電系統の運転と保守	4-6
4.6.1 EDL の運転・保守組織の現状	4-6
4.6.2 電力設備の運転・保守マニュアル	4-7
4.6.3 EDL 従業員の教育・訓練	4-7
4.6.4 送電系統の運転・保守経費	4-8
4.6.5 送変電設備運転・保守の問題点	4-8
4.7 送変電設備マスタープラン調査（2002年）にて選定された優先プロジェクト ..	4-9
第5章 送変電設備の予備設計	5-1
5.1 設計基準	5-1
5.1.1 国家基準・規定	5-1
5.1.2 気象条件	5-1
5.1.3 送電線の設計条件	5-2

5.1.4 変電機器の設計条件	5-3
5.2 送電線の予備設計	5-4
5.2.1 電線および地線の選定	5-4
5.2.2 がいし設計	5-6
5.2.3 電線の地上高	5-7
5.2.4 鉄塔形状	5-8
5.2.5 鉄塔の概略設計	5-10
5.2.6 鉄塔基礎の予備設計	5-11
5.2.7 概略工事数量の算出	5-12
5.3 ラオス国 500kV 送電線の設計例	5-21
5.3.1 電線および地線	5-21
5.3.2 がいし設計	5-22
5.3.3 電線の地上高	5-23
5.3.4 鉄塔形状	5-23
5.3.5 基礎設計	5-26
5.4 変電所の予備設計	5-27
5.4.1 設計コンセプト	5-27
5.4.2 母線構成	5-28
5.4.3 主変圧器	5-30
5.4.4 開閉機器およびその他の機器	5-31
第 6 章 電力需要予測	6-1
6.1 既存の電力需要予測	6-1
6.2 既存の需要予測の手法	6-1
6.3 本件における需要想定の方針	6-2
6.4 経済成長とエネルギー強度間のマクロ分析結果	6-3
6.5 マクロ分析と EDL 需要想定と比較	6-5
6.5.1 経済成長の仮定	6-5
6.5.2 人口予測	6-5

6.5.3 送配電ロス率の設定	6-6
6.5.4 システム負荷率の設定	6-7
6.5.5 PDP2007-2016 の電力需要予測の評価.....	6-7
6.6 需要予測シナリオケース	6-8
6.6.1 特殊需要	6-8
6.6.2 DSM の導入の可能性と目標値.....	6-9
6.6.3 最大電力の予測結果	6-10
6.6.4 地域別需要結果	6-11
6.7 変電所別需要予測	6-12
6.7.1 変電所別需要予測の方法	6-12
6.7.2 電力需要実績	6-13
6.7.3 115/22kV 変電所から供給するラオス国全体の電力需要.....	6-14
6.7.4 ラオス国全体の電力需要	6-14
6.7.5 115/22kV 変電所の需要想定	6-15
6.7.6 変電所別需要予測の結果	6-15
第7章 電力系統計画のレビュー	7-1
7.1 電源開発計画（IPP 含む）	7-1
7.1.1 国内向け電源開発計画	7-1
7.1.2 輸出向け電源開発計画	7-2
7.2 電力系統計画の検討方法	7-4
7.3 基本需給シミュレーション	7-4
7.3.1 需給シミュレーションの概要	7-4
7.3.2 解析ツール	7-5
7.3.3 基本需給シミュレーションの検討条件	7-6
7.3.4 検討ケース	7-9
7.3.5 需給シミュレーション解析結果	7-9
7.4 基本系統解析	7-13
7.4.1 概説	7-13
7.4.2 解析ツール	7-14

7.4.3 基本的な技術基準および検討条件	7-14
7.4.4 電力潮流・電圧解析	7-17
7.5 長期電力系統計画における環境社会配慮	7-23
7.5.1 自然環境	7-23
7.5.2 社会環境	7-25
7.5.3 送電線事業に係る環境社会配慮項目	7-30
7.6 系統運用面の留意事項	7-32
7.6.1 2011 年および 2012 年の系統運用状況	7-32
7.6.2 2011 年の系統の状況	7-33
7.6.3 2012 年の系統の状況	7-33
7.6.4 2011 年および 2012 年の系統運用の課題の対策	7-34
7.6.5 中央給電指令所	7-35
7.7 地方電化計画	7-37
第 8 章 最優先プロジェクトの選定	8-1
8.1 優先プロジェクトの選定基準	8-1
8.2 優先プロジェクトの選定	8-1
8.3 優先プロジェクトショートリスト	8-4
8.4 最優先プロジェクトの選定基準	8-5
8.5 最優先プロジェクトの選定	8-7
8.6 最優先プロジェクトの効果	8-14
8.7 最優先プロジェクトに対する事業評価	8-16
8.8 最優先プロジェクトを考慮した場合の電力潮流・電圧解析	8-18
8.8.1 最優先プロジェクトの電線サイズ	8-18
8.8.2 電力潮流・電圧解析	8-20
8.8.3 送電ロス	8-22
8.8.4 短絡電流解析	8-23
8.8.5 概略安定度評価	8-23
8.9 最優先プロジェクトの建設区間	8-26

8.10 優先プロジェクトの補足解析	8-26
第9章 2030年までの系統計画	9-1
9.1 2030年までの系統計画の検討方法	9-1
9.2 2030年までの電源開発計画（IPP含む）	9-1
9.2.1 国内向け電源開発計画	9-1
9.2.2 輸出向け電源開発計画	9-3
9.3 詳細需給シミュレーション	9-5
9.3.1 詳細需給シミュレーションの検討条件	9-5
9.3.2 詳細需給シミュレーションの検討ケースの設定	9-7
9.3.3 詳細需給シミュレーションの検討結果	9-13
9.4 電源開発計画上の提言	9-14
9.5 予備的な系統計画	9-15
9.5.1 県別需給バランス	9-15
9.5.2 2020年までの予備的な系統計画	9-16
9.5.3 2030年までの予備的な系統計画	9-17
9.6 2020年の系統解析	9-17
9.6.1 電力潮流・電圧解析	9-17
9.6.2 送電ロス	9-24
9.6.3 短絡電流解析	9-24
9.6.4 概略安定度評価	9-24
9.7 2030年の基幹送電網の系統解析	9-27
第10章 電力系統プロジェクトの評価	10-1
10.1 送電設備のサブプロジェクト	10-1
10.2 変電設備のサブプロジェクト	10-3
10.3 事業費積算	10-8
10.3.1 送電線プロジェクトの事業費	10-8
10.3.2 変電設備プロジェクトの事業費	10-10

10.3.3 送変電設備の総事業費	10-11
10.4 実施スケジュールおよび支出予定	10-11
10.4.1 実施スケジュール	10-11
10.4.2 投資額の支出計画	10-12
10.5 長期電力系統計画における環境社会配慮	10-14
10.6 最適システムに対する事業評価	10-15
10.6.1 前提および仮定条件	10-16
10.6.2 経済便益	10-17
10.6.3 経済費用	10-20
10.6.4 分析ならびに評価結果	10-21
10.6.5 感度分析	10-21
10.6.6 財務分析	10-24
第 11 章 最優先プロジェクトに対する設備設計の概要.....	11-1
11.1 対象設備の選定	11-1
11.2 設計方針一般	11-2
11.2.1 設計基準	11-2
11.2.2 変電所位置	11-3
11.2.3 送電線のルート選定	11-3
11.2.4 気象条件	11-4
11.2.5 環境	11-5
11.3 系統運用の設備信頼度.....	11-5
11.3.1 設計の結果	11-6
11.4 基本計画	11-6
11.4.1 プロジェクト実施の根拠と設備の基本計画.....	11-6
11.4.2 実施に至る過程	11-6
第 12 章 最優先プロジェクトの送電設備.....	12-1
12.1 送電線ルート	12-1

12.1.1	ルート概要	12-1
12.1.2	用地と環境	12-2
12.2	送電線の設計	12-3
12.2.1	設計条件の設定	12-4
12.2.2	電線および地線設計	12-5
12.2.3	がいし設計	12-6
12.2.4	電線の地上高	12-8
12.2.5	鉄塔形状	12-9
12.2.6	鉄塔設計	12-11
12.2.7	鉄塔基礎設計	12-12
12.2.8	115kVPakbo-Kengkok 送電線との交差	12-13
12.2.9	資材数量の算出	12-13
第 13 章	最優先プロジェクトの変電設備	13-1
13.1	変電所の建設方針	13-1
13.2	変電所の位置	13-2
13.2.1	Pakbo 変電所	13-2
13.2.2	Taothan 変電所	13-3
13.2.3	Saravan 変電所	13-3
13.3	Pakbo 変電所の設計	13-4
13.3.1	概要	13-4
13.3.2	設計および工事内容	13-5
13.4	Taothan 変電所の設計	13-6
13.4.1	概要	13-6
13.4.2	設計および工事内容	13-7
13.5	Saravan 変電所の設計	13-8
13.5.1	概要	13-8
13.5.2	設計および工事内容	13-9
13.6	主要機器	13-10
13.6.1	共通仕様	13-10

13.6.2 主要機器の仕様および数量	13-10
13.6.3 保護リレーシステム	13-13
13.6.4 スペアパーツおよび工具	13-14
第 14 章 最優先プロジェクトの施工計画／運営・維持計画	14-1
14.1 施工／調達方針	14-1
14.1.1 施工方針	14-1
14.1.2 調達方針	14-3
14.2 施工上／調達上の留意事項	14-3
14.3 施工区分／調達区分	14-4
14.4 施工・調達監理計画	14-5
14.5 品質管理計画	14-6
14.6 実施工程	14-7
14.7 運営・維持管理の組織	14-7
14.7.1 現在の組織	14-7
14.7.2 高圧送変電運用案	14-8
14.8 運転・保守マニュアルと訓練	14-10
第 15 章 最優先プロジェクトの初期的環境影響評価	15-1
15.1 環境社会配慮調査の概要（初期的環境影響評価（IEE）実施概要）	15-1
15.1.1 代替案の検討	15-1
15.1.2 事業予定域の自然環境	15-3
15.1.3 事業予定域の社会経済環境	15-5
15.1.4 主な環境社会影響に対する回避・緩和策（EMP）	15-5
15.1.5 環境社会影響に関するモニタリング（実施体制、方法等）	15-12
15.1.6 補償算定および手続き	15-17
15.1.7 現地ステークホルダーとの協議結果	15-25
15.1.8 IEE 実施結果	15-26
15.2 相手国政府との協議結果および今後の留意点	15-26

第 16 章 最優先プロジェクトの概算事業費	16-1
16.1 用地・UXO	16-1
16.1.1 環境社会配慮に係る費用	16-1
16.1.2 UXO 調査・撤去費.....	16-4
16.2 送電線設備の建設費	16-5
16.3 変電所設備の建設費	16-6
16.4 総事業費	16-7
16.5 事業費の支出計画	16-8
第 17 章 最優先プロジェクトの経済財務評価	17-1
17.1 評価の基準	17-1
17.1.1 経済評価の基準	17-1
17.1.2 財務評価の基準	17-2
17.2 評価の結果と感度分析	17-3
17.2.1 経済評価の感度分析	17-3
17.2.2 財務評価の感度分析	17-5
17.3 最優先プロジェクトの資金計画	17-13
17.3.1 日本による援助の現況	17-13
17.3.2 他ファイナンスおよび他ドナー国の動向	17-13
17.3.3 資金調達スキームの検討	17-14
17.3.4 資金計画	17-15
第 18 章 結論と提言	18-1
18.1 最優先プロジェクト	18-1
18.2 系統計画	18-2
18.3 系統運用	18-3
18.4 電源開発計画	18-3

参考文献

図表目次

<表>

表 1.3-1 各要員.....	1-2
表 2.1-1 国の各種指標.....	2-2
表 2.1-2 ラオス国の主要河川一覧.....	2-2
表 2.1-3 ラオス国の気象データ（2007年）.....	2-3
表 2.2-1 ラオス国の社会開発指標.....	2-5
表 2.2-2 世帯当たりインフラ普及率.....	2-5
表 2.2-3 世帯当たりインフラ普及率の推移.....	2-5
表 2.2-4 経済主要指標サマリー.....	2-7
表 2.2-5 ラオス国輸出入推移.....	2-7
表 2.2-6 インドシナ5カ国の国内総生産指標.....	2-8
表 2.2-7 財政収支.....	2-10
表 2.2-8 外国直接投資とODAのフロートレンド.....	2-10
表 2.3-1 インドシナ半島のエネルギー推定資源量.....	2-11
表 2.3-2 主要なメコン河支流の包蔵水力.....	2-12
表 2.3-3 褐炭の生産量と販売量（2000年～2006年）.....	2-13
表 2.3-4 ラオス国エネルギー需給推移.....	2-14
表 2.3-5 世帯別調理用エネルギー源シェア.....	2-14
表 3.3-1 ラオス総発電電力量.....	3-6
表 3.4-1 ベトナムとラオスとの連系線の現状.....	3-7
表 3.4-2 ベトナムとラオスとの連系線の計画.....	3-7
表 3.5-1 ラオス国電気事業関連法規一覧.....	3-10
表 3.5-2 現行の電力法と改訂案の比較.....	3-11
表 3.6-1 供給信頼度基準.....	3-13
表 3.7-1 国内向けEDL小売料金.....	3-15
表 3.7-2 オフグリッド電気料金の一例.....	3-16
表 3.7-3 輸入単価.....	3-17
表 3.7-4 輸出単価.....	3-18

表 3.8-1 環境社会配慮に係る法令	3-24
表 3.8-3 事業計画および建設段階における影響項目	3-29
表 3.8-4 事業供用段階における影響項目	3-30
表 3.9-1 主な資金調達源	3-33
表 3.9-2 ローン・ポリシー	3-35
表 3.9-3 PDP による計画値	3-35
表 3.9-4 EDL の損益計算	3-35
表 3.9-5 EDL の貸借対照表	3-36
表 4.1-1 既存の国際連系線	4-2
表 4.2-1 ラオス国の既設発電所	4-2
表 4.4-1 既設 115/22kV 変電所・開閉所	4-5
表 4.6-1 2009 年訓練コース概要	4-8
表 4.6- 2 JICA ラオス国送変電設備マスタープラン調査（2002 年）における最優先プロジェクト候補	4-9
表 5.1-1 絶縁設計	5-3
表 5.1-2 機器設計への適用規格	5-4
表 5.2-1 電線の技術的特性	5-5
表 5.2-2 地線の技術的特性	5-5
表 5.2-3 電線・地線の安全率	5-6
表 5.2-4 電線の最過酷時張力および常時張力	5-6
表 5.2-5 地線の最過酷時張力および常時張力	5-6
表 5.2-6 がいし形状	5-7
表 5.2-7 がいしの安全率	5-7
表 5.2-8 最小電線地上高	5-8
表 5.2-9 115kV 送電線絶縁距離	5-8
表 5.2-10 230kV 送電線絶縁距離	5-8
表 5.2-11 電線横振れ角および適用絶縁間隔	5-9
表 5.2-12 115kV 送電線クリアランス図の数値	5-9
表 5.2-13 230kV 送電線クリアランス図の数値	5-9
表 5.2-14 鉄塔形状の検討結果	5-10

表 5.2-15 鉄塔形状の検討結果.....	5-10
表 5.2-16 荷重条件および安全率.....	5-11
表 5.2-17 115kV 鉄塔重量および鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重.....	5-11
表 5.2-18 230kV 鉄塔重量および鉄塔から鉄塔基礎への伝達荷重.....	5-11
表 5.2-19 115kV 送電線直接基礎のコンクリート量.....	5-12
表 5.2-20 230kV 送電線直接基礎のコンクリート量.....	5-12
表 5.2-21 10km 当たりの 115,230kV 送電鉄塔型および鉄塔基数.....	5-12
表 5.2-22 10km 当たりの 115kV 送電線の概略数量.....	5-13
表 5.2-23 10km 当たりの 230kV 送電線の概略数量.....	5-13
表 5.3-1 電線の技術的特性.....	5-21
表 5.3-2 地線の技術的特性.....	5-21
表 5.3-3 電線・地線の安全率.....	5-22
表 5.3-4 がいし形状.....	5-22
表 5.3-5 がいしの安全率.....	5-22
表 5.3-6 最小電線地上高.....	5-23
表 5.3-7 電線横振れ角および適用絶縁間隔.....	5-23
表 5.3-8 115kV 送電線クリアランス図の数値.....	5-23
表 5.4-1 母線の絶縁間隔標準値.....	5-30
表 5.4-2 新設 115kV 変電所の変圧器.....	5-31
表 5.4-3 遮断器の定格容量.....	5-31
表 5.4-4 電力用コンデンサの標準容量.....	5-32
表 6.5-1 ラインロス率の設定.....	6-7
表 6.5-2 負荷率の設定.....	6-7
表 6.6-1 シナリオケースの設定条件.....	6-8
表 6.6-2 ラオス国の将来の特殊需要一覧.....	6-9
表 6.6-3 2020,2030 年の最大電力予測結果.....	6-10
表 6.6-4 地域区分と県の関係.....	6-11
表 6.7-1 2007 年のセクター別の電力需要実績.....	6-13
表 6.7-2 2007 年および 2008 年の変電所別のピーク電力需要.....	6-13

表 6.7-3 2030 年までの変電所需要想定	6-16
表 6.7-4 2030 年までのラオス国全体の需要想定	6-17
表 6.7-5 変電所毎の需要予測（中央部 1）	6-18
表 6.7-6 変電所毎の需要予測（中央部 2 および南部）	6-19
表 6.7-7 変電所毎の需要予測（北部）	6-20
表 6.7-8 特殊需要予測	6-21
表 7.1-1 ラオスの電源開発計画	7-1,2
表 7.1-2 ラオス輸出用電源開発計画	7-3
表 7.3-1 検討に使用した需要データ	7-6
表 7.3-2 基本需給シミュレーション用電源計画	7-7,8
表 7.3-3 連系送電容量（2016 年）	7-8
表 7.4-1 許容事故電流最大値	7-15
表 7.4-2 主保護遮断時間	7-15
表 7.4-3 EDL で使用される標準的な電線の送電容量	7-16
表 7.4-4 線路定数	7-16
表 7.4-5 基準インピーダンス	7-17
表 7.4-6 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果（乾季）	7-18
表 7.4-7 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果（雨季）	7-18
表 7.5-1 ラオス国における国、県および郡別保全および保護区数と面積	7-23
表 7.5-2 カテゴリー別絶滅危惧種数	7-25
表 7.6-1 2011 年および 2012 年の EDL 系統の状況	7-33
表 7.7-1 電化世帯数の目標	7-37
表 7.7-2 EDL による 2016 年までの電化世帯数の目標の内訳	7-37
表 8.2-1 EDL_PDP 送電プロジェクトリスト(2008-2011)	8-2
表 8.2-2 EDL_PDP 送電プロジェクトリスト(2012-2016)	8-3
表 8.2-3 EDL_PDP 変電プロジェクトリスト(2008-2016)	8-4
表 8.3-1 優先プロジェクト	8-5
表 8.5-1(a) 優先プロジェクトの比較(1)	8-11
表 8.5-1(b) 優先プロジェクトの比較(2)	8-12

表 8.6-1 優先プロジェクトが実施された場合の年間融通電力の変化	8-15
表 8.7-1 評価に用いた数値	8-17
表 8.7-2 経済性分析結果	8-18
表 8.8-1 検討条件	8-19
表 8.8-2 年経費が最小となる電線サイズと潮流の関係	8-19
表 8.8-3 電力潮流・電圧解析実施ケース	8-20
表 8.8-4(a) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果 (PF-D2)	8-20
表 8.8-4(b) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果 (PF-D3)	8-20
表 8.8-4(c) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果 (PF-D4)	8-21
表 8.8-5(a) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果 (PF-W2-80)	8-21
表 8.8-5(b) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果 (PF-W3-80)	8-21
表 8.8-5(c) 単一設備事故時の潮流・電圧解析結果 (PF-W4-80)	8-22
表 8.8-6 ラオス国内供給系統全体の送電ロス	8-22
表 8.8-7 最大3相短絡電流値と発生箇所	8-23
表 8.8-8 安定度解析の検討ケース	8-24
表 8.8-9 計画発電機に適用した発電機モデル	8-24
表 8.8-10 励磁系モデル : SEXS	8-24
表 8.8-11 PSS を適用した発電機	8-24
表 8.8-12 PSS モデル : IEEEEST	8-24
表 8.8-13 安定度解析結果	8-25
表 8.9-1 接続パターン毎の建設費比較結果	8-26
表 9.2-1 国内供給用電源開発計画 (既設)	9-2
表 9.2-2 国内供給用電源開発計画 (2009-2016)	9-2
表 9.2-3 国内供給用電源開発計画 (2017-2030)	9-3
表 9.2-4 ラオス輸出用電源開発計画	9-4
表 9.3-1 詳細需給シミュレーションの需要想定 (Base Case)	9-5
表 9.3-2 詳細需給シミュレーションの需要想定 (High Case)	9-5
表 9.3-3 連系送電容量 (2030年)	9-6
表 9.3-4 ラオス南部水力開発可能量	9-11

表 9.3-5	ラオス石炭賦存量.....	9-11
表 9.3-6	2030 年までに開発が必要な火力電源.....	9-13
表 9.6-1	単一設備事故時の潮流・電圧解析結果（2020 年、雨季）.....	9-21
表 9.6-2	ラオス国内供給系統全体の送電ロス.....	9-24
表 9.6-3	最大 3 相短絡電流値と発生箇所.....	9-24
表 9.6-4	安定度解析の検討ケース.....	9-25
表 9.6-5	PSS およびガバナを適用した発電機.....	9-26
表 9.6-6	ガバナモデル：HYGOV.....	9-26
表 9.6-7	安定度解析結果.....	9-27
表 9.7-1	安定度解析の検討ケース.....	9-30
表 9.7-2	円筒機モデル：GENROU.....	9-30
表 9.7-3	PSS を適用した発電機.....	9-31
表 9.7-4	安定度解析結果.....	9-31
表 10.1-1	2010 年から 2011 年までの送電サブプロジェクト.....	10-1
表 10.1-2	2012 年から 2016 年までの送電サブプロジェクト.....	10-2
表 10.1-3	2017 年から 2030 年までの送電サブプロジェクト.....	10-3
表 10.2-1(a)	変圧器の増設・取替・移設計画（北部地域）.....	10-末
表 10.2-1(b)	変圧器の増設・取替・移設計画（中央 1 地域）.....	10-末
表 10.2-1(c)	変圧器の増設・取替・移設計画（中央 2 地域）.....	10-末
表 10.2-1(d)	変圧器の増設・取替・移設計画（南部地域）.....	10-末
表 10.2-2	北部地域の変電設備サブプロジェクト.....	10-5
表 10.2-3	中央 1 地域の変電設備サブプロジェクト.....	10-6
表 10.2-4	中央 2 地域・南部地域の変電設備サブプロジェクト.....	10-7
表 10.3-1	115kV, 230kV 送電線の km 当たりの概略建設コスト.....	10-8
表 10.3-2(1)～(8)	送電線コスト積算単価.....	10-末
表 10.3-3	積算項目の外貨・現地貨の振分け率.....	10-9
表 10.3-4	送電線プロジェクトの事業費積算.....	10-10
表 10.3-5	2010-2030 年の送電線開発計画.....	10-末
表 10.3-6	変電コスト積算単価.....	10-末

表 10.3-7 変電設備プロジェクトの積算事業費	10-11
表 10.3-8 電力系統プロジェクトの総事業費	10-11
表 10.4-1 事業費の支出計画	10-13
表 10.4-2 送電線工事における各工事項目の支出計画	10-13
表 10.4-3 2010-2030 年の変電所開発計画	10-末
表 10.4-4 送変電設備建設の年度毎の投資計画	10-14
表 10.6-1 ラオス国の支払い意思額 (WTP)	10-17
表 10.6-2 長期電力計画 (PDP2007-2016) に基づく EDL の長期限界費用	10-18
表 10.6-3 建設中案件の事業支出計画	10-21
表 10.6-4 分析に用いた支払い意思額 (WTP)	10-22
表 10.6-5 経済評価およびその感度分析の結果	10-22
表 10.6-6 現行料金制度により試算された将来平均小売料金	10-25
表 10.6-7 提案されている新料金制度 (平均小売料金)	10-25
表 10.6-8 財務評価およびその感度分析の結果	10-26
表 10.6c-1 最適電力系統プロジェクトの経済内部収益率の計算	10-27
表 10.6c-2 最適電力系統プロジェクトの経済内部収益率の計算 (感度分析結果)	10-28
表 10.6c-3 最適電力系統プロジェクトの財務内部収益率の計算	10-29
表 10.6c-4 最適電力系統プロジェクトの財務内部収益率の計算の感度分析結果 (左: 新料金制度適用、右: 修正新料金制度適用)	10-30
表 12.2-1 電線・地線の設計条件	12-5
表 12.2-2 電線・地線の技術的特性	12-6
表 12.2-3 最過酷時張力および常時張力 (径間長:650m)	12-6
表 12.2-4 がいし形状	12-7
表 12.2-5 がいし連数	12-7
表 12.2-6 重要横断箇所	12-8
表 12.2-7 がいし装置寸法	12-8
表 12.2-8 最小電線地上高	12-9
表 12.2-9 絶縁距離	12-9
表 12.2-10 電線横振れ角および適用絶縁間隔	12-9
表 12.2-11 クリアランス図の数値	12-10

表 12.2-12 標準的な鉄塔下相腕金高	12-10
表 12.2-13 鉄塔形状の検討結果	12-11
表 12.2-14 標準径間長および適用最大径間長	12-11
表 12.2-15 荷重条件および安全率	12-12
表 12.2-16 鉄塔設計結果	12-12
表 12.2-17 荷重条件および安全率	12-13
表 12.2-18 基礎設計結果	12-13
表 12.2-19 鉄塔基数および鉄塔重量	12-14
表 12.2-20 電線・地線数量	12-14
表 12.2-21 がいしおよびがいし装置数量	12-15
表 12.2-22 電線・地線付属品数量	12-15
表 12.2-23 鉄塔基礎コンクリート数量	12-16
表 13.6-1 主要機器の数量	13-12
表 14.3-1 施工区分	14-5
表 15.1-1 代替案比較表	15-2
表 15.1-2 事業予定域の土地利用	15-4
表 15.1-3(a) 設計および建設時における環境社会影響スコーピング項目調査結果（社会環境）	15-7
表 15.1-3(b) 設計および建設時における環境社会影響スコーピング項目調査結果（自然環境）	15-7
表 15.1-3(c) 設計および建設時における環境社会影響スコーピング項目調査結果（公害）	15-8
表 15.1-4 供用時における環境社会影響スコーピング項目調査結果	15-8
表 15.1-5 主要な影響項目に対する回避・緩和策	15-9
表 15.1-6 モニタリング実施機関とその役割	15-14
表 15.1-7 環境モニタリング計画	15-15
表 15.1-8 Environmental Check List	15-16
表 15.1-9 損失の種類、PAP の定義および補償の種類	15-19
表 15.1-10 RAP 作成手順	15-23
表 16.1-1 RAP 費用を含む詳細測量調査費の内訳	16-2
表 16.1-2 鉄塔用用地取得に伴う農地等補償	16-2

表 16.1-3 鉄塔用用地取得に伴う商業用樹木補償	16-2
表 16.1-4 建設工事に伴う一時的補償	16-3
表 16.1-5 モニタリング・評価費	16-3
表 16.1-6 PEMC 活動費	16-4
表 16.1-7 環境に係る費用概算見積もり	16-4
表 16.2-1 積算項目の外貨・現地貨の振分け率	16-6
表 16.2-2 送電線設備の建設費	16-6
表 16.2-3 送電線建設費積算結果	16-末
表 16.3-1 変電所設備の建設費	16-7
表 16.3-2(a) Pakbo 変電所の建設費	16-末
表 16.3-2(b) Taothan 変電所の建設費	16-末
表 16.3-2(c) Saravan 変電所の建設費	16-末
表 16.4-1 本送変電プロジェクトの総事業費	16-8
表 16.5-1 総事業費の支出計画	16-9
表 17.2-1 経済評価結果の概要	17-4
表 17.2-2 財務評価結果の概要	17-7
表 17.2c-1 経済評価のキャッシュフロー	17-9
表 17.2c-2 経済評価のキャッシュフロー（感度分析結果）	17-10
表 17.2c-3 財務評価のキャッシュフロー	17-11
表 17.2c-4 財務評価のキャッシュフロー（感度分析結果）	17-12
表 17.3-1 主な資金調達スキーム	17-14
表 17.3-2 主な資金調達スキームとリスク	17-14
表 18.1-1 最優先プロジェクトの総事業費	18-2
 <図>	
図 1.3-1 ステアリングコミッティーおよびカウンターパート構成図	1-3
図 2.1-1 ラオス国地図	2-1
図 2.1-2 ラオス国の人口ピラミッド	2-3
図 2.1-3 ラオス国各地の月別降水量	2-4
図 2.1-4 行政組織図	2-4

図 2.2-1 ライフライン・インフラの普及状況（左：電気、右：飲料水）	2-6
図 2.2-2 ラオスの実質 GDP 成長率の推移	2-7
図 2.2-3 ラオス通貨キップの対米ドルレート推移	2-7
図 2.2-4 ラオス産業構造の推移	2-8
図 2.2-5 物価上昇率	2-8
図 2.2-6 ラオス国政府財政収支推移	2-10
図 2.3-1 インドシナ諸国の資源量分布図	2-11
図 2.3-2 ラオス国褐炭の生産状況	2-13
図 2.3-3 薪生産量推移	2-13
図 2.3-4 個々のエネルギーの消費量の推移と CO2 排出量推移	2-15
図 2.3-5 ラオス国のエネルギー・チェーン	2-15
図 3.2-1 電力セクター関連の組織体制図	3-2
図 3.3-1 電力消費量の推移	3-4
図 3.3-2 最大電力の推移	3-5
図 3.3-3 需要家別電力消費量の推移	3-5
図 3.3-4 セクター別消費量の成長率推移	3-5
図 3.3-5 ラオス電力需給実績（IPP、電力輸出含む）	3-6
図 3.4-1 タイとの連系線とラオスの既設 115kV 送電線	3-9
図 3.6-1 LOLE の定義と予備率	3-13
図 3.7-1 EDL 平均電力料金の推移	3-16
図 3.7-2 対 EGAT の電力輸出入単価	3-18
図 3.8-1 WREA 組織図	3-19
図 3.8-2 DOE および社会環境課組織図	3-20
図 3.8-3 EDL 環境室組織図	3-20
図 3.8-4 IEE および EIA の手続きの流れ	3-27
図 3.8-5 IEE 様式	3-28
図 3.9-1 EDL の売上高と利益推移	3-31
図 3.9-2 EDL の売上高内訳推移	3-31
図 3.9-3 主なコストならびに未収電気料金の推移	3-32

図 3.9-4 長期借入金が負債に占める比率推移	3-32
図 3.9-5 ラオス国政府財政収支推移	3-33
図 3.9-6 主要財務指標の推移	3-34
図 4.3-1 Nam Ngum 115kV 送電系統図	4-4
図 4.6-1 EDL 訓練センター組織図	4-7
図 5.2-1 送電線の予備設計フロー	5-4
図 5.2-2 115,230kV 送電線クリアランス図	5-14
図 5.2-3 115kV,1cct:ACSR 240sq.mm,410sq.mm,Suspension Tower	5-15
図 5.2-4 115kV,1cct:ACSR 240sq.mm,410sq.mm,Tension Tower	5-16
図 5.2-5 115kV,2cct:ACSR 240sq.mm,410sq.mm,Suspension Tower	5-17
図 5.2-6 115kV,2cct:ACSR 240sq.mm,410sq.mm,Tension Tower	5-18
図 5.2-7 230kV,2cct:ACSR 610sq.mm,Suspension Tower	5-19
図 5.2-8 230kV,2cct:ACSR 610sq.mm,Tension Tower	5-20
図 5.3-1 500kV,2cct:ACSR 410sq.mm,410sq.mm*4,Suspension Tower	5-24
図 5.3-2 500kV,2cct:ACSR 410sq.mm,410sq.mm*4,Tension Tower	5-25
図 5.3-3 500kV, Tower Foundation	5-26
図 5.4-1 115kV 複母線 (Main and Transfer) 方式	5-29
図 5.4-2 115kV 単母線方式	5-29
図 5.4-3 230kV 1-1/2 遮断器母線方式	5-29
図 6.1-1 EDL の需要想定	6-1
図 6.2-1 既存の電力需要予測の作業フロー	6-2
図 6.3-1 本件の需要想定の大略方針	6-3
図 6.4-1 GDP per Capita とエネルギー強度の関係	6-4
図 6.4-2 回帰分析結果	6-4
図 6.5-1 GDP 成長率の仮定	6-5
図 6.5-2 ラオス国の人口予測値	6-6
図 6.5-3 マクロ分析による需要想定と EDL 需要想定と比較	6-7
図 6.6-1 特殊需要の累計値	6-8
図 6.6-2 最大電力の予測結果	6-10

図 6.6-3 地域別の需要予測（ベースケース）	6-11
図 6.6-4 地域別の需要予測（ハイケース）	6-11
図 6.6-5 地域別の需要予測（ベース+SLACO ケース）	6-12
図 7.3-1 系統連系のない場合	7-4
図 7.3-2 系統連系のある場合	7-5
図 7.3-3 連系系統構成（2016 年）	7-9
図 7.3-4 単独系統での LOLE と予備力の関係	7-10
図 7.3-5 連系系統での LOLE と予備力の関係	7-10
図 7.3-6 ラオス北部中部 1 系統の月別需給バランス（2016 年）	7-10
図 7.3-7 ラオス中部 2 系統の月別需給バランス（2016 年）	7-11
図 7.3-8 ラオス南部系統の月別需給バランス（2016 年）	7-11
図 7.3-9 ラオス北部中部 1 系統の月別電力量バランス（2016 年）	7-12
図 7.3-10 ラオス中部 2 系統の月別電力量バランス（2016 年）	7-12
図 7.3-11 ラオス南部系統の月別電力量バランス（2016 年）	7-12
図 7.4-1 系統解析の検討フロー	7-13
図 7.4-2 系統解析関連事項の相互関係	7-14
図 7.4-3(a) 潮流・電圧解析結果（2016 年乾季、ピーク負荷：北部および中央-1） ..	7-19
図 7.4-3(b) 潮流・電圧解析結果（2016 年乾季、ピーク負荷：中央-2 および南部） .	7-20
図 7.4-4(a) 潮流・電圧解析結果（2016 年雨季、ピーク負荷：北部および中央-1） ..	7-21
図 7.4-4(b) 潮流・電圧解析結果（2016 年雨季、ピーク負荷：中央-2 および南部） .	7-22
図 7.5-1 ラオスにおける国保全区（NBCA） および国保護林	7-24
図 7.5-2 人口密度分布図	7-27
図 7.5-3 不発弾（UXO） 汚染地域図	7-28
図 7.5-4 ラオスにおける少数民族の分布図	7-29
図 7.6-1 2012 年の中央部 2 の系統状況	7-34
図 8.5-1 最優先プロジェクト位置図	8-13
図 8.6-1 優先プロジェクトが実施された場合の年間の融通電力	8-15
図 8.6-2 優先プロジェクトが実施された場合の年間の融通電力の変化	8-15
図 8.6-3 優先プロジェクトが実施された場合の連系容量と供給予備力削減	8-16

図 8.7-1 主な電力潮流図（2015 年）	8-17
図 8.8-1 潮流と年経費の関係	8-19
図 8.10-1 2016 年雨季、タイとの間の輸出入がほぼ 0MW となる潮流状態	8-28
図 8.10-2 Nam Leuk - Nam Mang 3 - Khoksaat - Thanaleng - Nong Khai 間：1 回線 Nam Leuk - Nam Mang 3 間で 1 回線事故時の潮流図	8-29
図 8.10-3 Nam Leuk - Nam Mang 3 - Khoksaat - Thanaleng - Nong Khai 間：1 回線 Nam Mang 3 - Khoksaat 間で 1 回線事故時の潮流図	8-30
図 8.10-4 Nam Leuk - Nam Mang 3 - Khoksaat - Thanaleng - Nong Khai 間：1 回線 Khoksaat - Thanaleng 間で 1 回線事故時の潮流図	8-31
図 8.10-5 Nam Leuk - Nam Mang 3 - Khoksaat - Thanaleng - Nong Khai 間：1 回線 Thanaleng - Nong Khai 間で 1 回線事故時の潮流図	8-32
図 9.3-1 連系系統構成（2030 年）	9-6
図 9.3-2 ラオス系統の供給信頼度の状況（2030 Base Case）	9-7
図 9.3-3 ラオス北部中央部 1 系統の月別需給バランス（2030 Base Case）	9-8
図 9.3-4 ラオス中央部 2 系統の月別需給バランス（2030 Base Case）	9-8
図 9.3-5 ラオス南部系統の月別需給バランス（2030 Base Case）	9-9
図 9.3-6 ラオス北部中央部 1 系統の月別需給バランス（2030 High Case）	9-9
図 9.3-7 ラオス中央部 2 系統の月別需給バランス（2030 High Case）	9-10
図 9.3-8 ラオス南部系統の月別需給バランス（2030 High Case）	9-10
図 9.3-9 ラオス中央部 2 系統とラオス南部系統の連系容量と供給予備力削減量	9-14
図 9.5-1 2020 年のピーク需要時の県別の需給バランス	9-16
図 9.6-1(a) 潮流図 2020 年乾季：北部および中央部 1 地域	9-19
図 9.6-1(b) 潮流図 2020 年乾季：中央部 2 および南部地域	9-20
図 9.6-2(a) 潮流図 2020 年雨季：北部および中央部 1 地域	9-22
図 9.6-2(b) 潮流図 2020 年雨季：中央部 2 および南部地域	9-23
図 9.7-1(a) 2030 年における送電系統（北部および中央部 1 地域）	9-28
図 9.7-1(b) 2030 年における送電系統（中央部 2 および南部地域）	9-29
図 10.1-1 ラオス国 UXO 分布マップ	10-末
図 10.4-1 標準的な送電線建設の実施スケジュール	10-12
図 10.4-2 標準的な変電所建設の実施スケジュール	10-12
図 10.6-1 2010 年から 2030 年のラオス国需要家カテゴリー別電力需要予測	10-18

図 10.6-2 2010 年から 2030 年のラオス国需要予測と便益要素	10-19
図 10.6-3 2010 年から 2040 年のラオス国需要予測（全体）	10-20
図 10.6-4 支払い意思額（WTP）の削減幅と最適系統計画の EIRR.....	10-23
図 10.6-5 経済的妥当性が確保される因子の範囲	10-24
図 10.6-6 便益計算に用いた電気料金の設定	10-26
図 12.1-1 最優先プロジェクトの経過ルート図	12-末
図 12.1-2 経済特区計画地の回避ルート	12-末
図 12.1-3 ルート全般に亘る地質状況	12-末
図 12.1-4 Pakxong District 道路横断箇所における地質状況	12-末
図 12.1-5 Huayxeauk 川横断箇所における地質状況.....	12-末
図 12.2-1 本送電線プロジェクトの設計フロー	12-4
図 12.2-2 ボールソケット型標準磁器がいし	12-末
図 12.2-3 懸垂がいし装置.....	12-末
図 12.2-4 耐張がいし装置.....	12-末
図 12.2-5 A1, A2, B1, B3 型鉄塔形状	12-末
図 12.2-6 C1, D1, DE 型鉄塔形状	12-末
図 12.2-7 鉄塔基礎形状（鉄塔 A, B 型）	12-末
図 12.2-8 鉄塔基礎形状（鉄塔 C, D 型）	12-末
図 12.2-9 鉄塔基礎形状（鉄塔 DE 型）	12-末
図 12.2-10 既設送電線との横過箇所図	12-末
図 13.2-1 既設 Pakbo 変電所位置図	13-2
図 13.2-2 Taothan 変電所予定地の位置図	13-3
図 13.2-3 Saravan 変電所の位置図	13-4
図 13.3-1 Pakbo 変電所の 115kV 開閉設備レイアウトプラン	13-5
図 13.5-1 Saravan 変電所の 115kV 開閉設備レイアウトプラン.....	13-9
図 14.6-1 作業工程計画	14-末
図 15.1-1 送電線ルート代替案位置図	15-3
図 15.1-2 事業予定域の土地利用	15-6
図 17.2-1 経済的妥当性が確保される因子の範囲	17-5

図 17.2-2 便益計算に用いた小売電気料金の設定	17-6
図 17.2-3 財務的妥当性が確保される因子の範囲	17-8

添 付 資 料

NBCA および保護林.....	付録 7.5
潮流・電圧解析結果（2016 年断面）	付録 8.8-1
安定度解析波形（2016 年断面）	付録 8.8-2
2016 年, 2020 年, 2030 年におけるラオス電力系統図	付録 9
潮流図（2020 年）	付録 9.6-1
安定度解析波形（2020 年及び 2030 年）	付録 9.6-2
計画ルート沿いの写真集：Pakbo 変電所～Thaotan 変電所	付録 12
最優先プロジェクトの変電所関連図面	付録 13
初期環境影響評価（IEE）報告書	付録 15.A
環境管理計画（EMP）	付録 15.B
住民移転行動計画（RAP）	付録 15.C

略 語 表

AC	Aluminum Clad Stranded Wire
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced ; 鋼心アルミより線
ADB	Asian Development Bank ; アジア開発銀行
AFTA	ASEAN Free Trading Area ; ASEAN 自由貿易地域
AP(s)	Affected Person (s) ; 被影響者
ASEAN	Association of South East Asian Countries ; 東南アジア諸国連合
ASTM	American Society for Testing and Materials
BS	British Standards
CA	Concession Agreement
cct	Circuit ; 回線
CEPT	Committee Effective Preferential Tariff ; 特惠関税スキーム
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIGRE	International Council on Large Electric Systems
CK/WH	Cooking/Water Heating
COD	Commercial Operation Date
CPI	Consumer Price Index ; 消費者物価指数
CSGC	China Southern Power Grid Company Limited
D/D	Detailed Design ; 詳細設計
DC	Direct Current ; 直流
DCS	Distributed Control System ; 分散制御
deg.	Degree ; 度
DEPD	Department of Energy Promotion and Development
DIN	Deutsches Institut für Normung ; ドイツ規格
DMS	Detailed Measurement Survey ; 詳細測量調査
DOE	Department of Electricity in MEM ; ラオス国鉱業エネルギー省電力局
DPA	District Protected Area ; 郡保護区
DPRA	Development Project Responsible Agency ; 開発事業所轄官庁
DSM	Demand Side Management
EA	Environmental Assessment ; 環境影響評価
EC	Energy Conservation ; 省エネルギー
ECC	Environmental Compliance Certificate ; 環境遵守認定証
EDL	Electricité du Laos ; ラオス電力公社、ラオス持株公社
EDS	Every Day Stress
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand ; タイ発送電公社
EIA	Environment Impact Assessment ; 環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return ; 内部収益率
EMMU	Environmental Management and Monitoring Units ; 環境管理ユニット
EMP	Environmental Management Plan ; 環境管理計画
EMU	Energy Management Unit
EO	Environmental Office ; 環境管理室
EO	Environmental Office
ESCC	Environmental and Social Compliance Certificate ; 環境社会遵守認定証
ESD	Environment and Social Management Division
ESIAD	Environmental and social Impact Assessment Division ; 環境社会影響審査課
EU	Environmental Unit
EVN	Vietnam Electricity ; ベトナム電力公社

F/S	Feasibility Study ; 実施可能性調査
FS	Feasibility Study ; 実施可能性調査
FC	Foreign Currency ; 外貨
FIRR	Financial Internal Rate of Return ; 財務的内部収益率
FOB	Free on Board
FY	Fiscal Year ; 会計年度
GDP	Gross Domestic Product ; 国内総生産
GMPNDP	Greater Mekong Power Network Development Project
GMS	Greater Mekong Sub-Region ; 大メコン圏
GMSPT	Greater Mekong Subregion Power Trade
GMSPTP	Greater Mekong Subregion Power Trade Project
GNI	Gross National Income ; 国民総所得
GNP	Gross National Product ; 国民総生産
GoL	Government of Lao PDR ; ラオス政府
GR	Growth Rate
GSW	Galvanized Steel Stranded Wire
HHPC	Houay Ho Power Company Limited ; ラオスの IPP 事業者
HP	Hydraulic Power ; 水力
HPS	Hydropower Station ; 水力発電所
HV	High Voltage ; 高圧
Hz	Herz ; ヘルツ
ICB	International Competitive Bidding
IDA	International Development Association
IEC	International Electrotechnical Commission
IEE	Initial Environment Examination ; 初期環境影響評価
IESE	Initial Environment and Social Examination
IkL	Isokeraunic Level
IPP	Independent Power Producer ; 独立発電事業者
IRR	Internal Rate of Return ; 内部収益率
ISE	Initial Social Examination
IUCN	International Union for Conservation of Nature ; 国際自然保護連合
JBIC	Japan Bank for International Cooperation ; 国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency ; 国際協力機構
JIS	Japanese Industrial Standards ; 日本工業規格
JPY	Japanese Yen ; 日本円
kN	kilo Newton
kV	Kilo-Volt ; キロボルト
Lao PDR	Lao People's emocratic Republic ; ラオス人民民主共和国
LC	Local Currency ; 内貨
LDC	Load Dispatching Center ; 給電所
LDC	Least Developed Country ; 最貧国
LEPTS	Lao Electric Power Technical Standards ; ラオス国電力技術基準
LHSE	Lao Holding State Enterprise
LLDC	Least among Less Development Countries ; 後発開発途上国
LNG	Liquid Natural Gas ; 液化天然ガス
LOLE	Loss-of- Load Expectation ; 供給不足見込み時間
LPG	Liquefied Petroleum Gas ; 液化石油ガス
LPRP	Lao PDR People's Revolutionary Party
LTE	Local Transportation and Erection

LV	Low Voltage ; 低圧
MAF	Ministry of Agriculture and Forestry
MEM	Ministry of Energy and Mines (Lao PDR) ; ラオス鉱業エネルギー省
MIH	Ministry of Industry and Handicraft
Mil	Million
MOM	Minutes of Meeting
MV	Medium Voltage ; 中圧
MW	Mega Watt
NBCA	National Bio-diversity and Conservation Area ; 生態多様性保全地区
NEM	New Economic Mechanism ; 新経済メカニズム
NEPE	National Poverty Eradication Programme ; 国家貧困削減プログラム
NGO	non-governmental organization
NGPES	National Growth and Poverty Eradication Strategy ; 国家成長・貧困削減戦略
NPA	National Protected Areas
NPEP	National Poverty Eradication Programme
NPV	Net Present Value ; 現在価値
NRA	The National Regulatory Authority for the UXO/Mine Action Sector
NSEDP	National Socio-Economic Development Plan ; 社会経済 5 ヶ年開発計画
O & M	Operation & Maintenance ; 運転維持管理
OCC	Opportunity cost of capital ; 資本機会費用
ODA	Official Development Assistance
ODAF	Oil Directed Air Forced ; 導油風冷式
OJT	On the Job Training
ONAF	Oil Natural Air Forced ; 油入風冷式
OPGW	Optical fiber Ground-wire ; 光ファイバ複合架空地線
PAP	Project Affected Person
PC	Personal Computer
PCB	Poly-Chlorinated Biphenyls
PCTPC	Provincial Communication Transport Post & Communication
PDA	Development Agreement
PDEM	Provincial Department of Energy and Mines ; 県エネルギー鉱業局
PDP	Power Development Plan ; 電力開発計画
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool
PEA	Provincial Electricity Authority of Thailand
PECC4	Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4
PEMC	Project Environmental Management Committee ; 事業環境管理委員会
PLC	Power Line Carrier
PPA	Provincial Protected Area ; 県保護区
PPA	Power Purchase Agreement
PSS	Power System Stabilizer
r.m.s	Root Mean Square
RAP	Resettlement Action Plan ; 住民移転行動計画
REP	Rural Electrification Program
RETICS	Reliability Evaluation Tool for Inter-Connected System
ROW	Right Of Way ; (送電線) 線下用地幅
RUS	Rated Ultimate Strength
S/W	Scope of Work
SCADA	Supervisory Control Data Acquisition
SCF	Standard Conversion Factor
sq.mm	Square Millimeter

SS, S/S	Substation ; 変電所
STEA	Science, Technology, and Environment Agency ; 科学技術環境庁
SWER	Shield Wire Earth Return
SWL	Shield Wire Line
THPC	Theun-Hinboun Power Company Limited ; ラオスの IPP 事業者
UNOSAT	United Nations Operational Satellite Applications Programme
USD	United States Dollar ; 米ドル
UXO	Unexploded Ordnance ; 不発弾
WACC	Weighted Average Cost of Capital ; 資本コスト
WB	World Bank ; 世界銀行
WREA	Water Resource & Environment Administration ; 水資源開発庁
WTO	World Trade Organization ; 世界貿易機関



Existing Laos Transmission System in 2009

第1章 序論

第1章 序論

1.1 調査の背景と目的

1.1.1 当該調査の背景

ラオス国内の電力供給は4地域(北部、中央部1、中央部2および南部)に分けられており、それぞれの地域で孤立した形で行われている。ラオス国エネルギー鉱業省(MEM)電力局(DOE)はラオス電力公社(EDL)との協力のもと国内4地域の電力系統網を相互接続することによる電力系統の最適化と安定化に取り組んできた。「JICA ラオス国送変電設備マスタープラン(2001-2002)」にて計画策定に協力した中央部1と中央部2の間の送変電施設整備が現在、円借款により進められている。〔円借款メコン地域電力ネットワーク整備事業〕これにより、中央部1系統の電力を中央部2系統へ国内系統によって供給することが可能となり、コストの高いタイからの電力輸入削減が期待されている。

一方、中央部系統と南部系統は基幹接続されておらず、早急に基幹送電網を南部まで延伸させ、国内で発電した安価な電力を効率よく安定的に国内に融通するためのナショナルグリッドを完成させることが強く期待されている。これにより、全国大での電力融通を通じた電気事業経営の改善が図れるだけでなく、国の経済活動の活性化、国民のベーシック・ヒューマン・ニーズの充足、生活燃料の転換による環境の保全など国のエネルギー政策に貢献することが期待される。

以上の背景からラオス国の送変電分野に関し豊富な協力経験を持つ日本国に対し本事業への支援が要請された。同要請を受け、国際協力機構は2008年7月に事前調査を実施し調査範囲等について先方と協議、合意した後、2008年8月28日にS/Wの署名を行った。

本調査はこのS/Wに基づき実施するものである。

1.1.2 調査の目的

調査の目的は、下記の業務を指定スケジュールに従って行うことにある。

- ラオス国全土を対象にした2011年から向こう20年間の最適な電力系統計画の策定
- 上記計画策定により選定される最優先プロジェクトの基本設計
- 相手国実施機関に対する電力系統計画策定に係る技術移転

1.1.3 調査対象地域

調査対象地域はラオス国全域である。

1.2 調査の方法

調査業務は「電力系統計画策定段階」、「最優先プロジェクト基本設計段階」および「最終段階」に分けて実施した。それぞれの段階で下表の現地調査、国内作業を実施した。本調査ではラオス国内供給用の送変電系統に特化して調査を行ない、その中での最優先プロジェクトとして系統連系送電線を提案した。

[A] 電力系統計画策定段階	[B] 最優先プロジェクト基本設計段階
<ul style="list-style-type: none"> ・ 国内準備作業 ・ 第1次現地調査 (2008年11月下旬～12月上旬) ・ 第1次国内作業 (2008年12月中旬) ・ 第2次現地調査 (2009年1月下旬～2月下旬) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 第2次国内作業 (2009年4月下旬) ・ 第3次現地調査 (2009年5月中旬～5月下旬) ・ 第3次国内作業 (2009年6月上旬) ・ 第4次現地調査 (2009年7月下旬～8月下旬)
	[C] 最終段階
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 第4次国内作業 (2009年9月下旬) ・ 第5次現地調査 (2009年10月上旬) ・ 第5次国内作業 (2009年11月上旬) ・ ファイナルレポートの作成・提出 (2010年1月)

1.3 調査団員およびカウンターパート

各要員と担当は表 1.3-1 の通りであった。電力需要想定担当および電力供給計画担当はともに電力系統計画の前提となる情報・データを取り扱った。送電設備設計担当、変電設備設計担当および環境社会配慮担当は「最優先の電力プロジェクトの基本設計段階」において現地詳細調査を実施し最優先プロジェクトの基本設計・環境影響評価を実施した。調査チームを組織的にスムーズに運用できるよう、総括および業務調整が適宜連絡および調整を行う体制とした。

表 1.3-1 各要員

担 当	氏 名
1. 総括／電力系統計画	餘語 正晴
2. 電力需要想定	篠原 弘之
3. 電力供給計画	横澤 康浩
4. 系統解析	佐藤 泰東
5. 送電設備設計	小川 正浩
6. 変電設備設計	福永 淳一
7. 経済財務分析	酒井 敦正
8. 環境社会配慮	後藤 真由美
9. 業務調整	秋田 知美、小林 悟

ラオス国実施機関はエネルギー鉱業省(Ministry of Energy and Mines (MEM))電力局(Department of Electricity (DOE))およびラオス電力公社(Electricite du Laos (EDL))であった。ステアリングコミッティーはDOEが主催し、DOE、EDL、エネルギー振興開発局(Department

of Energy Promotion and Development (DEPD)), 水資源環境庁(Water Resource & Environmental Agency (WREA))および JICA 調査団で構成された。ステアリングコミッティーおよびカウンターパートの構成は図 1.3-1 の通りである。

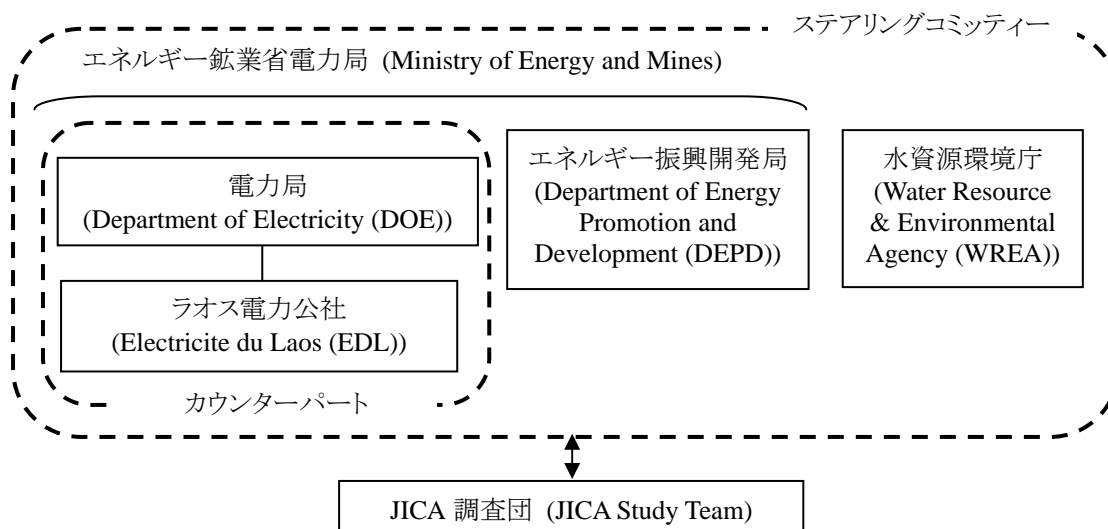


図 1.3-1 ステアリングコミッティーおよびカウンターパート構成図

1.4 技術移転

カウンターパートへの技術移転は当調査の主業務の一つであった。インセプションおよびインテリムレポートの説明、ワークショップ、現地における協同作業などを通じて、調査団は調査の目的、システムの解析方法、電力システムのマスタープランの策定、送変電設備の設計手法、その他の技術・知識の移転に努めた。

また、電力局職員および EDL の当調査関係者に対し、平成 21 年 6 月に約 2 週間本邦でのカウンターパート研修を実施した。研修内容は、電力システムの計画の範囲に限らず、日本における送変電設備の建設方法、実際の設備の見学を通じた電力系統設備の運転・保守の実情の把握、資機材の製造工程、および電力システムの運用方法などが含まれていた。研修生は帰国後、研修内容を活かしそれぞれ水力発電所の FS 業務、および電力用コンデンサの設置計画・工事に従事することとなった。また、将来、電力系統計画業務に関する技術を教えていく講師の立場になることが期待される。

平成 21 年 8 月に EDL において、2 日間の技術移転セミナーを開催した。研修内容は一般的な系統計画の手法のみならず、系統の詳細な解析方法、および系統保護装置の整定などを含んでいた。このセミナーへの参加者は EDL 本部の各プロジェクトオフィスのみならず、変電所、発電所、支店など全国の複数の事業所、および近い将来 EDL に設立される中央給電所・系統運用部門で系統運用業務に従事するスタッフの候補者たちを含んでいた。本技術移転は EDL の設備保守・運転員の電力系統解析技術の向上にも資することが期待される。

第2章 ラオス人民民主共和 国の概要

第2章 ラオス人民民主共和国の概要

2.1 国の概要

ラオス国は東南アジアに位置する内陸国で、日本の本州と同程度の国土面積を有している。国土は南北に細長く、東にベトナム、西にタイ、南はカンボジア、北は中国、ミャンマーに国境を接している。国土の約7割が山岳地帯や高原で、北から南へメコン河が1,900 kmにわたって貫流している。こうした地形を活かした豊富な包蔵水力が国の経済の原動力になっている。気候は雨季乾季のある熱帯性気候に属し、年間を通じて高温多湿である。政治面では、1975年12月に王制を廃止してラオス人民民主共和国が成立し、現在までラオス人民革命党による集権的な一党支配体制が続いている。経済面では計画経済を進めていたが、1986年に導入した新経済メカニズム（New Economic Mechanism (NEM)）の下、市場経済への移行が徐々に進行している。近隣 ASEAN 諸国の高度経済成長に伴い、ラオスも1997年のアジア通貨危機でいったん落ち込んだものの、順調に経済成長を続け、過去5年間は年率7%前後のGDP成長率を達成している。一方で未だ一人あたり国民総所得（Gross National Income(GNI)）が580米ドルの最貧国でもあり、ラオス政府は「2020年までにLDC（最貧国）からの脱却」を目指している。社会面では、国民の大半は出典によれば9割以上が仏教徒であり、一般に温厚な国民性である。表2.1-1にラオス国の主要指標を示す。



図 2.1-1 ラオス国地図

(出典：United Nations)

表 2.1-1 国の各種指標

国土	面積	: 236,800km ² (日本の本州に相当)
	首都	: ビエンチャン (Vientiane)
	気候	: 雨季・乾季のある熱帯性気候、年間を通じて高温多湿
人口	総人口	: 5,873,616 人
	増加率	: 年間 2.4%
	人口密度	: 25 人/km ²
平均寿命	予想寿命	: 62.5 歳
	出生率	: 人口 1,000 人当たり 32.6 人
	小児死亡率	: 人口 1,000 人当たり 64.4 人
労働力	総労働人口	: 277.7 万人 (2006 年)。内、8 割が農業に従事 (2005 年)。
	増加率	: 1.5%/年 (2006 年と 2001 年比較)
民族	: ラオ・ルーム族 (低地居住: ラオ族、黒タイ族、白タイ族他) 56%、 : ラオ・トゥン族 (山岳中部居住: ムオン族、ルー族他) 34% : ラオ・スーン族 9% (山岳高地居住: モン族、ヤオ族他) : その他約 60 の少数民族	
宗教	: 仏教 (95%)、原始宗教など	
言語	: 公式言語はラオ語	
就学率	: 小学校就学率 84%、中等学校就学率 38%、成人識字率 68.7%	
識字率	: 73% (15 歳以上)	
通貨	: キップあるいはキープ (Kip)	
国内総生産	2007 年ベース	: 39,284,200 百万キップ (GDP at market prices)
	GDP/capita	: 6,694 千キップ
	平均増加率	: 7.5% (2007 年)
飲料水普及	: 35% (世帯当たり)	
医師の数	: 人口 1,000 人当たり 1.3 人	
病院のベッド数	: 人口 1,000 人当たり 1.18 台	

(出典: 在ラオス日本大使館ウェブサイト並びに「ラオスの社会・経済基盤」から調査団作成)

2.1.1 地勢と人口

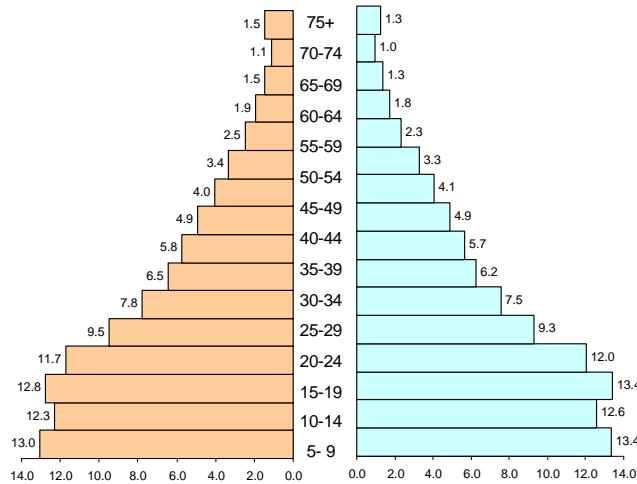
同国には山岳地帯が多く、主に国の北部と東部を覆っている。国土面積は日本の本州に相当する 236,800 km² である。中国のタングラ山脈に源を發するメコン河が国の領土を縦断し、人々に自然の恩恵を与えている。特に包蔵水力による水力発電所開発は隣国へ輸出することにより貴重な同国の外貨獲得手段となっている。表 2.1-2 にラオス国の主要河川一覧を示す。

表 2.1-2 ラオス国の主要河川一覧

河川名称	流域	距離(km)
Mekong	Laos	1,898
内、	Laos-Thailand	919
Nam ou	Phongsaly-Luangprabang	448
Nam ngum	Xiengkhuang-Vientiane	354
Nam xebanghieng	Savannakhet	338
Nam tha	Luangnamtha-Bokeo	325
Nam xekong	Saravane-Sekong-Attapeu	320
Nam xebangphay	Khammuane-Savannakhet	239
Nam beng	Oudomxay	215
Nam xedone	Saravane-Champasak	192
Nam xekhanong	Savannakhet	115
Nam kading	Borikhamxay	103
Nam khane	Huaphanh-Luangprabang	90

(出典: Statistical Yearbook 2005 Lao PDR)

国の人口は2007年時点でおおよそ590万人であった。その内首都ビエンチャン特別市は全人口の12%、電力統計のための地域分けによる北部、中央1、中央2および南部地域の人口は、それぞれ18%、41%、21%および20%であった。国全体の人口密度は25人/km²と、日本の343人/km²（日本国統計局、2005年時点）と比べても極めて低い。図2.1-2にラオス国の年齢別人口構成を示す。



左：女性、右：男性、単位 縦軸:才 横軸:%

図 2.1-2 ラオス国の人口ピラミッド

(出典：Statistical Yearbook 2007 Lao PDR)

2.1.2 気候

ラオスの気候は、典型的な熱帯モンスーン性であり、5月から9月までの雨季と10月から4月までの乾季の2シーズンに分かれている。表2.1-3にラオス各地の気象データを、図2.1-3に月別降水量を示す。年間を通して温暖であるが、北部の山岳地帯は相対的に気温が低い場所も多い。平均降雨量は南部で比較的に多く記録されている。

表 2.1-3 ラオスの気象データ (2007)

項目	ルアンプラバン (北部)	ビエンチャン (中部1)	サバナケット (中部2)	パクセー (南部)
平均気温(°C)	25.6	26.5	26.2	27.2
最高気温(°C)	31.2	31.0	31.3	31.8
最低気温(°C)	20.0	21.9	21.1	22.7
年間降雨量(mm)	1,295.0	1,667.5	1,444.7	1,967.5

(出典：Statistical Yearbook 2007 Lao PDR)

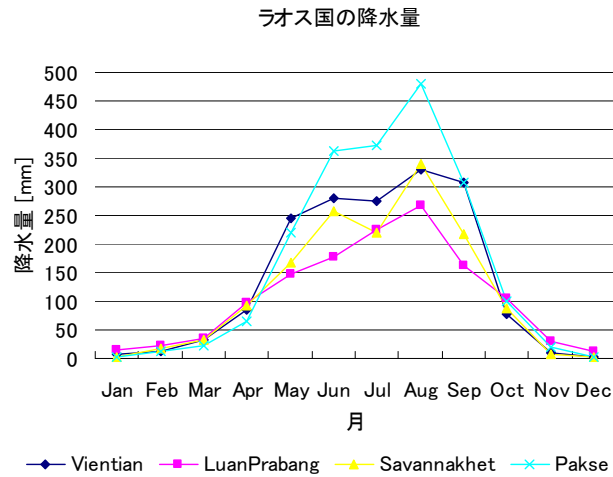


図 2.1-3 ラオス国各地の月別降水量

(出典：Statistical Yearbook 2007 Lao PDR)

2.1.3 行政組織・政治体制

ラオスの政治形態は一院制で、国家元首である大統領制の人民民主共和国である。行政権は首相、副首相、大臣、国家委員会の議長から成る内閣に委ねられている。国家主席（もしくは大統領）は、国会の承認を得て首相を任命することになっている。現在の国の行政組織を図 2.1-4 に示す。ラオス全土は行政上、16 県および首都ビエンチャンに分けられている。

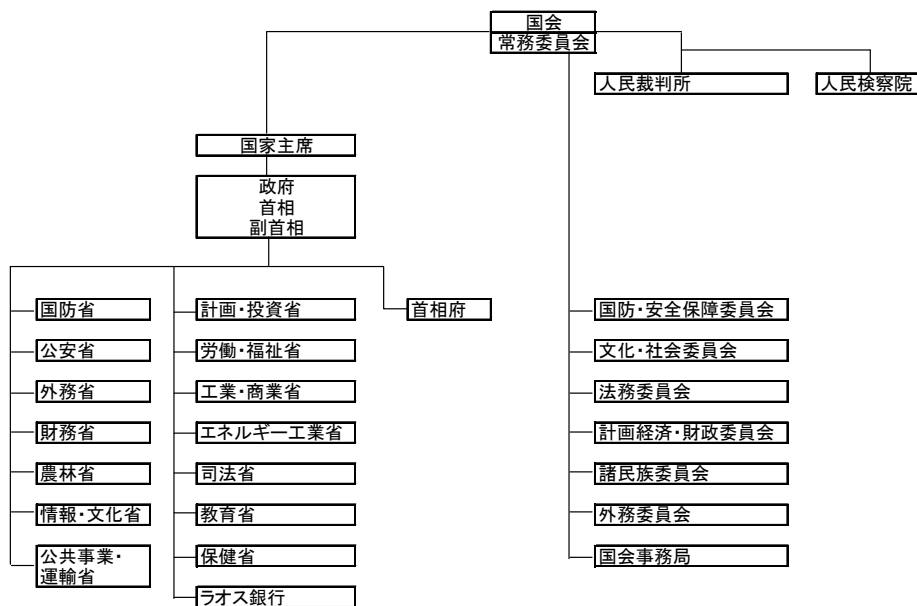


図 2.1-4 行政組織図

(出典：「ラオスの社会・経済基盤」)

2.2 経済・社会の状況

2.2.1 全般的な社会状況

経済は1986年の経済改革「新経済メカニズム」による市場経済の導入と開放経済政策が奏功し、2007年のGDPが前年比7.1%の伸びを記録するに至っているが、同年の一人当たりGNIは未だ約580米ドルと低く、東南アジア地域でも最貧国の一つである（表2.2-1）。

表 2.2-1 ラオス国の社会開発指標

人口増加率	2.4%
HDI ランク('04)	133 位
平均寿命('05)	男性:59 歳、女性:63 歳
貧困人口('04)	32.7%
ジニ係数('04)	0.37

(出典：“Results from the Population and Housing Census 2005”)

農業が主要産業であり、国内総生産の約4割を占めている。社会状況も全般的に改善の兆しが見られており、1999年に54歳だった平均余命は2006年に女性で63歳まで延び、乳幼児死亡率も同年140人（正常出産1,000人当たり）から65人にまで減少した。世界銀行の報告書に東アジアで最も貧しく開発の遅れた国の一つと区分されたラオス国であるが、このように社会生活レベルは着実に向上している。今後より一層の基本的な社会開発ニーズを満足させるためには、質の高い基本医療や教育サービスの拡充が必要である。表2.2-2に世帯当たりのライフライン・インフラの普及率を、表2.2-3に同インフラ普及率の改善状況を示す。インフラは1995年から2005年までの10年間で大幅に改善されている。

表 2.2-2 世帯当たりインフラ普及率(%)

	飲料水	電気
全国平均	35	60
都会	67	90
地方(道路アクセス有り)	27	43

(出典：“Results from the Population and Housing Census 2005”)

表 2.2-3 世帯当たりインフラ普及率の推移(%)

年	飲料水	電気
1995	15	25
2005	35	60

(出典：“Results from the Population and Housing Census 2005”)

地域別に見ると、ラオス国の中央部は南部および北部と比較して概ね豊かである。ADB資料を基に作成された資料によれば、地域別貧困率('97/98年)は、ラオス全体が38.6%なのに対し、首都ビエンチャンは12.2%、北部地域は52.5%、中部地域は34.9%、南部地域は38.4%

である。一例として、全国大のライフライン・インフラの整備状況を図 2.2-1 に示す。

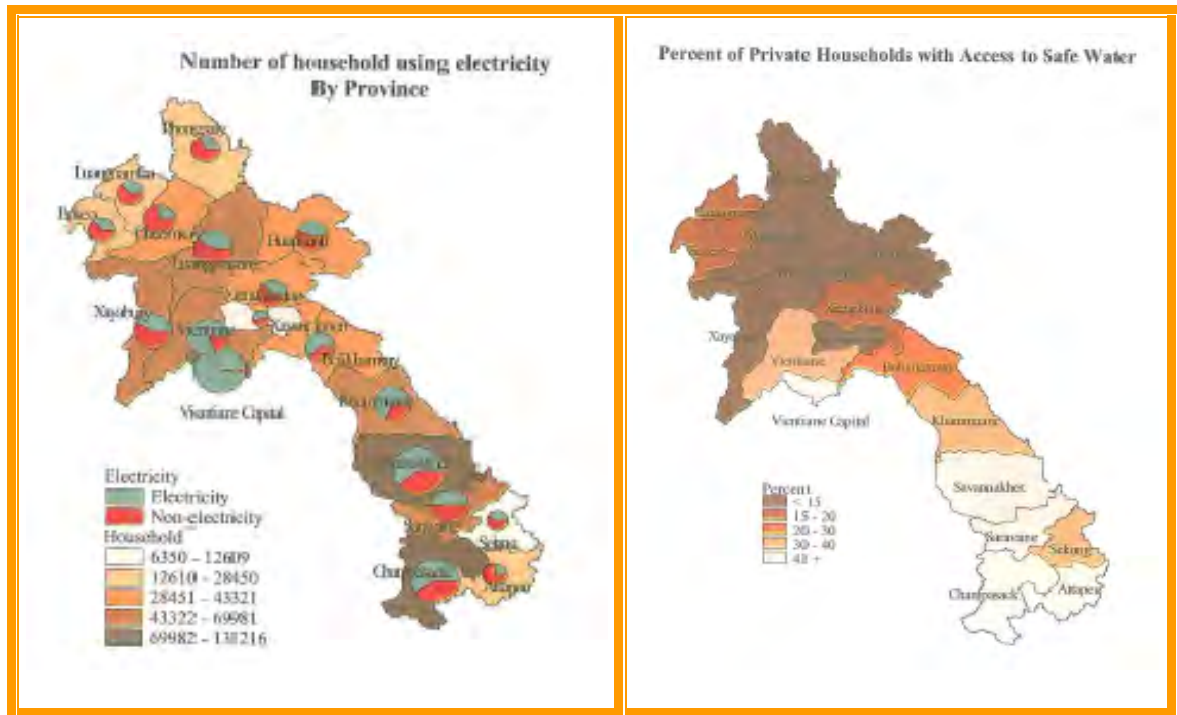


図 2.2-1 ライフライン・インフラの普及状況(左:電気、右:飲料水)

(出典：“Results from the Population and Housing Census 2005”)

こうした貧困状況を改善するため、ラオス国政府は「国家成長・貧困撲滅戦略(NGPES)」（2004年1月）」および「第6次社会経済5カ年計画」（2006年3月）に基づき、「2020年までに後発開発途上国を脱却すること」を最上位目標に社会経済インフラ整備にも注力している。

2.2.2 全般的な経済状況

ラオスは過去10年間に5%以上のGDP成長率を達成してきており、それに伴い一人当たりGDPは2007年に701米ドルに達した。貿易は1997年のASEAN加盟に見られるように、陸続きのタイやベトナム、最近では中国との関係が強く、輸出入の上位3位を占めている。近年は金や銅などの鉱山開発が盛んであり、2007年の貿易収支が黒字になったのもこのおかげと言われている。表 2.2-4 にラオス国の主要経済指標を、表 2.2-5 に同国の輸出入高推移を示す。経済成長率の推移(図 2.2-2)を見ると、1996年以降、1997年のアジア通貨危機時を除き、成長率は6~8%程度と高い値を示している。特に近年の成長は、金、銅などの鉱山開発や水力発電関連の大型プロジェクト等の旺盛な投資が牽引したと考えられている。併せて通貨キップの対米ドルレートの推移を図 2.2-3 に示す。1997年のアジア通貨危機により対米ドルで大きく下落したが、ここ5年間は約10,000キップ/米ドル程度で安定している。

表 2.2-4 経済主要指標サマリー

項目	数 値
名目 GDP	39.3 兆キップ (42 億米ドル)
1 人当たり GDP	712 米ドル
GDP 構成比	農業 40.3%、工業 34.1%、サービス業 25.6%
貿易額	輸出(FOB)9.9 億米ドル、輸入(CIF)10.7 億米ドル
輸出構造	鉱物 59.9%、衣料品 13.7%、木製品 9.7%、電力 9.1%他
主要輸出先	タイ 36.4%、ベトナム 11%、中国 6.3%、ドイツ 3.6%他
輸入構造	機械 16.6%、燃料 16.3%、建材 1.9%、輸送機器 10.9%他
主要輸入先	タイ 70.6%、中国 8.6%、ベトナム 5.5%、シンガポール 2.1%他

(主に 2007 年度値) 1 米ドル=8,544.5 キップ=106.11 円 (2008 年 9 月末現在)

(出典：ADB Key Indicators 2007)

表 2.2-5 ラオス国輸出入推移

(単位: 百万ドル)

暦年	2002-2003 年	2003-2004 年	2004-2005 年	2005-2006 年	2006-2007 年
輸出	352.6	389	455.6	878	925.6
輸入	551.1	607	686	931.4	916.4
収支	-198.5	-218	-230.4	-53.5	9.2

(出典：「ラオスの社会・経済基盤」)

ラオス国の産業構造は図 2.2-4 に見られるように、従来農業が中心だったが、近年は GDP に占めるシェアは低下傾向にあり、代わって鉱工業がシェアを伸ばしている。牽引しているのは、電力輸出と急伸してきた鉱業であり、サービス業も近年の世界遺産ブームも手伝い観光が輸出高では電力産業と拮抗している。

物価 (CPI : Consumer Price Index) 上昇率は 2005 年以降一桁台で推移していたが、2008 年入り後は加速し、5 月に 10.3%に達した (図 2.2-5)。こうした物価高の主因は世界的な資源高・食糧高や外資流入の急増、ラオス中銀による同国通貨キップの売り介入と推測されている。

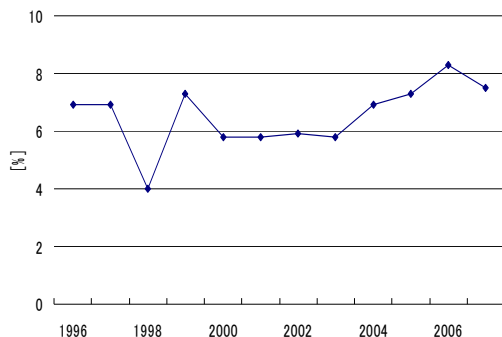


図 2.2-2 ラオスの実質 GDP 成長率の推移

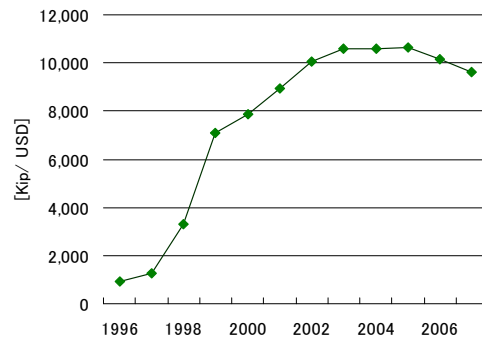


図 2.2-3 ラオス通貨キップの対米ドルレート推移

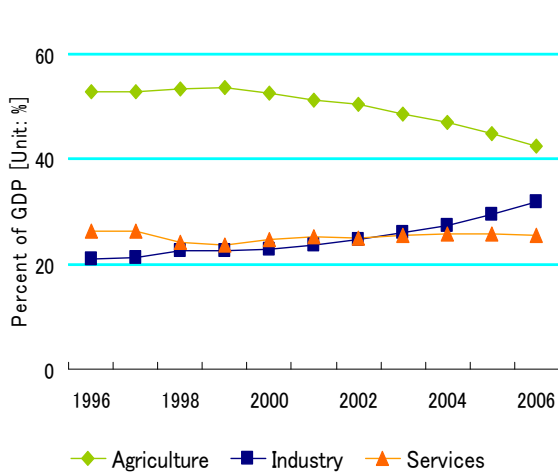


図 2.2-4 ラオス産業構造の推移

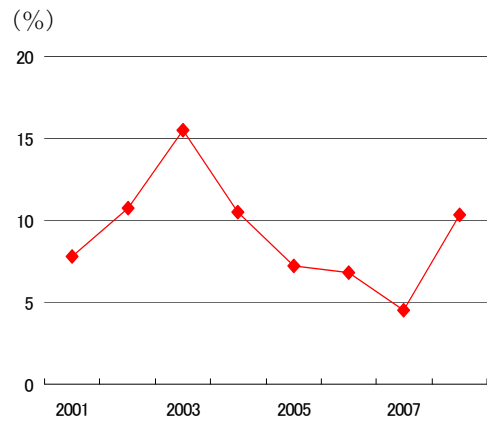


図 2.2-5 物価上昇率

(図 2.2-2～2.2-5 の出典：以下より調査団作成—ADB Key Indicators 2007、「ラオスの社会・経済基盤」、世銀「ラオス経済モニター」)

ASEAN の結び付きが強い同国だが、当初から資本主義経済を選択していたタイやマレーシアらと比べると経済力はまだ弱く、ほぼ同時期に新たに ASEAN に加盟した他 3 カ国（カンボジア、ミャンマー、ベトナム）と同じく一人当たり GDP はまだ低い。これら 4 カ国はその成長可能性からそれぞれの頭文字をとって CVLM 諸国と呼ばれ、経済成長が期待されている（表 2.2-6 参照）。

表 2.2-6 インドシナ 5 カ国の国内総生産指標

	ラオス	タイ	ベトナム	カンボジア	雲南省
名目 GDP(million 米ドル)	656	245,659	70,022	8,604	62,324
GDP/人(米ドル)	656	3,737	818	600	1,385
人口(万人)	614	6,574	8,559	1,434	4,514
面積(平方キロ)	236,800	513,115	331,690	181,035	394,139

(出典：「インドシナ研究最終報告書」)

2.2.3 国の開発計画

ラオスの経済開発は 2003 年に策定された国家貧困削減プログラム（National Poverty Eradication Programme (NPEP)）（後に国家成長・貧困削減戦略（National Growth and Poverty Eradication Strategy (NGPES)）に改称）と 5 年毎に策定される社会経済 5 年開発計画(National Socio-Economic Development Plan (NSEDPP))を基に実施されている。1996 年の第 6 次人民革命党大会において、「2020 年までに後発開発途上国(Less Developed Countries (LLDC))を脱却する」という明確な開発目標が設定されている（「2020 年ビジョン」）。現行の第 6 次計画(2006-2010)では、NGPES を包含し貧困削減に焦点を当てつつ、過去に整備されたインフラによる今後の成長への貢献、電力・鉱物・観光分野への期待等を踏まえ、2010

年時点で経済成長率8%、一人当たりのGDPは800米ドルを目標として掲げている。開発のアプローチとして次の4つをあげている。

- 人材開発を主要な原動力とした持続的経済発展
- ラオスの比較優位を生かしたASEAN、WTO等の枠組みの中での経済競争力の強化
- 経済発展の成果の社会開発への波及効果の強化
- 総合的な社会経済インフラ整備と社会主義の枠組みにおける市場経済化・産業化の促進

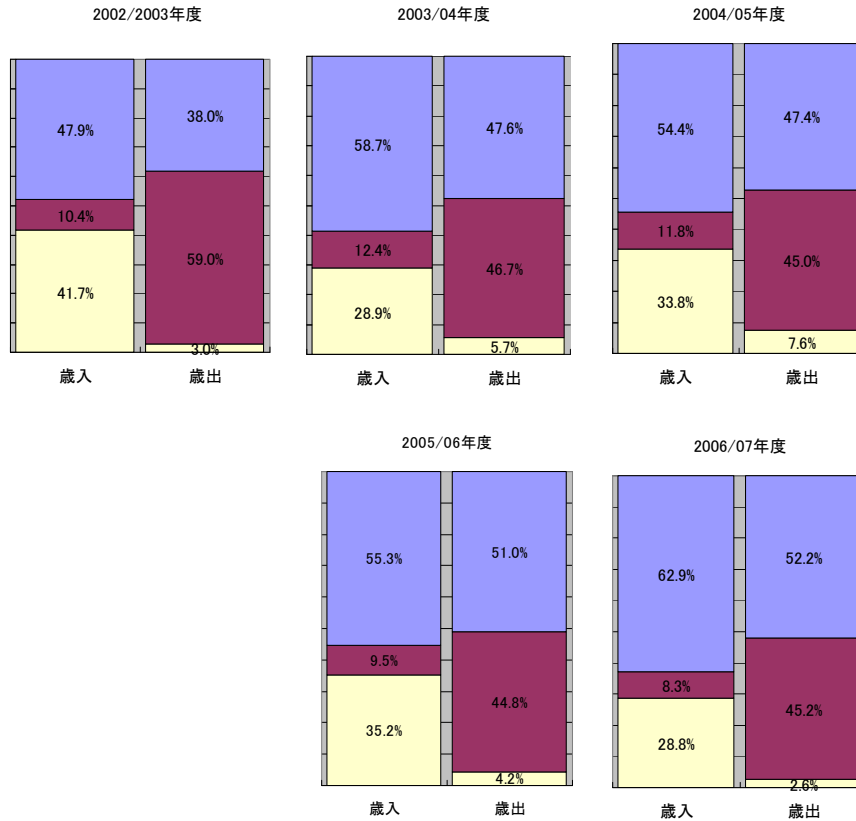
ラオスは、内陸国という制約を克服するため、地域の経済統合・協力にも積極的に参画しており、上記の国レベルの開発計画の他に、インドシナ地域の開発計画としてADBがまとめ役となっている「拡大メコン圏開発計画（Greater Mekong Sub Region (GMS)）」にも参画している。GMSプロジェクトはベトナム、ラオス、カンボジア、ミャンマー、タイと中国雲南省の6カ国が参加する広域開発構想で、エネルギー、運輸など9分野でインフラや制度の整備を進めている。ラオスは他にも2008年からのAFTA参加、WTO加盟に向け準備を行っている。

2.2.4 国家財政

ラオス国政府の財政収支は、近年改善傾向にあるものの恒常的に赤字である。こうした赤字財政の背景には、これまで民間部門の未発達や徴税基盤の脆弱さがあると言われている。2015年までにはASEAN自由貿易地域(ASEAN Free Trade Area (AFTA))が推進する特惠関税スキーム(Committee Effective Preferential Tariff (CEPT))の下で、輸入関税の全面撤廃が見込まれていることから、その輸入関税減少分を補うために付加価値税の導入準備を進めている。

特筆すべき点は、図2.2-6に示すように、経常支出とほぼ同じ程度の資本支出が実質海外援助機関などからの無償資金協力(グラント)を含む外国援助によってまかなわれている財政構造である。現在はこうした資本支出に対する資金調達方法を多様化する方策として、国内の金融市場の充実が検討されており、国内初の証券取引所開設(2010年10月予定)の計画やプロジェクト債発行の検討などが行われている。しかしながら現状ではこうした外国援助に代わる存在であるとは言えず、引き続き改善努力が必要である。

アジア開発銀行(ADB)によれば、2006年末時点のラオスの対外債務総額は、約30億米ドルと推定されている(2006年のGDPの約85%)。主要な融資機関は世界銀行とADBである。2000年までの債務返済比率は約6~8%で安定しており、10%未満に留まることが予想されている。



歳入：上から順に、税金、税金外収入、財政赤字。歳出：上から順に、経常支出、資本支出等、債務償還。

図 2.2-6 ラオス国政府財政収支推移

(出典：「ラオスの社会・経済基盤」)

表 2.2-7 財政収支

(単位: 十億キップ)

主要経済指標	2002-2003年	2003-2004年	2004-2005年	2005-2006年	2006-2007年
歳入 (グラント含む)	2,797.80	3,104.98	3,844.91	5,312.37	6,434.94
歳入 (グラント除く)	2,344.60	2,822.47	3,387.44	4,265.99	5,340.97
税金	1,927.50	2,328.87	2,803.10	3,641.12	4,720.66
非税金	417.10	493.60	584.34	624.87	620.31
グラント	453.20	282.51	497.47	1,046.38	1,093.97
歳出	4,172.78	3,869.46	5,327.01	6,579.47	7,499.92
財政赤字	-1,374.98	-764.48	-1,438.10	-1,267.10	-1,064.98

(出典：「ラオスの社会・経済基盤」、ADB Key Indicators を基に調査団作成)

表 2.2-8 外国直接投資と ODA のフロートレンド(単位: 百万米ドル)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
外国直接投資	160	0	0	0	34	24	25	20	17	28
海外開発援助	284	315	266	280	268	249	258	279	245	277

(出典：「ラオスの社会・経済基盤」並びに ADB Key Indicators 2007 より調査団作成。)

2.3 エネルギー部門の概要

2.3.1 エネルギー資源

インドシナ半島では、ベトナムが石油や水力など全てのエネルギー資源に恵まれかつその開発も進んでいる一方、ラオスやカンボジアは水力資源に恵まれているもののその開発は遅れている。また、経済発展の度合いは各国で大きく異なっており、隣国のタイやベトナムの電力消費量が大幅に増加することが予想される一方で、未開発の水力資源の多くはラオスの山岳地帯に偏在していることから、これらの水力資源を活用した発電電力を電力消費国へ輸出することで域内のエネルギー利用効率は向上するものと考えられる。

表 2.3-1 インドシナ半島のエネルギー推定資源量

	カンボジア	ラオス	ミャンマー	タイ	ベトナム
水力(開発可能包蔵)	8,600MW	18,000MW	39,600MW	(15,606MW)*	17,700MW
石炭(推定埋蔵量)	0.1 億トン	6 億トン	2.6 億トン	21.6 億トン	40 億トン
石油(確認埋蔵量)	0.5~1 億バレル	0	846 億バレル	7 億バレル	31 億バレル
ガス(確認埋蔵量)	1.5~3.5 兆 cf	0	120 兆 cf	34 兆 cf	8.3 兆 cf

*タイの水力資源は環境規制により開発不能 (出典:「インドシナ研究最終報告書」)

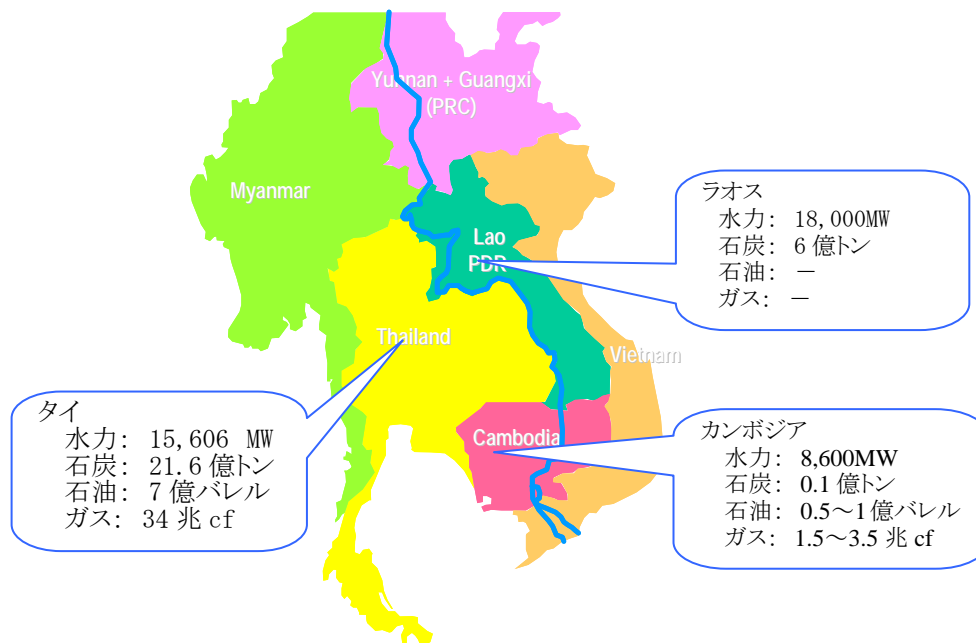


図 2.3-1 インドシナ諸国の資源量分布図

(出典:「ラオスの社会・経済基盤」並びに「インドシナ研究最終報告書」より調査団作成)

(1) 水資源

ラオスでは、チベット高原を源流とするメコン河が国内を 1,900 km にわたって縦断し、加

えて国内の高地から多数の河川が流れ込んでいる。このようにラオスは極めて水資源の豊富な国であり、理論包蔵水力はメコン河の本流を除いても約 26,000 MW、内、技術的に開発可能な包蔵水力は 12,470 MW とされている（表 2.3-2）。なお、メコン河流域では、雨（5月～10月）と乾季（11月～4月）では降雨量に大きな差があり、このためメコン河水位は平年でも年間 10m 近い変動がある。また、メコン河をはじめいくつかの河川は隣国を含むインドシナ半島を流れる国際河川であるため、水資源の使用についてはメコン委員会などの話し合いの場を設けて上流国、下流国と調整、協調していくことが重要である。エネルギーの大量消費国であるタイ・ベトナムに隣接しているラオス国は、その豊富な水力資源の戦略的開発が可能であり、ラオス政府の電力セクターでは主に民間投資を活用した輸出指向の電力運営による外貨獲得を、国内の電化促進と共に二大目標として掲げている。

表 2.3-2 主要なメコン河支流の包蔵水力

河川名	包蔵水力 (1,000kW)	年間発電量 (100万kWh)
Xe Kong	4,026	21,147
Tnam Theun	3,345	17,783
Nam Ou	1,350	7,008
Nam Ngum	1,624	16,889
Nam Nhiep	921	4,836
Xe Bang Hieng	70	43
Xe Done	2	1
Nam Tha	230	1,183
Nam Khan	355	1,883
Nam Suang	275	1,445
Xe Bang Phay	16	88
Nam Mang	52	263
Nam Sane	85	438
Nam Hinboun	70	377
Nam Beng	50	253
計	12,471	73,637

（出典：Statistical Yearbook 2007 Lao PDR）

(2) 石油・ガス

現時点ではラオス国に石油やガスの埋蔵は確認されていない。過去には、1996年に南部の Champasak 県で石油採掘調査が行われ、その後も英米等の企業により中央、南部地域で石油・天然ガスの調査が行われたが、その結果は公表されていない。内陸国であるラオスは、外洋港や石油精製施設も有していないので、原油の輸送と精製は国の重大な課題のひとつである。

(3) 石炭

ラオスでは広く石炭鉱床が存在し、北部の Phongsaly 県、Xieng Khuang 県、中部のビエンチャン県、南部の Khammouan 県、Saravan 県の各県で大きく無煙炭と褐炭の 2つのタイプが確認されている。ビエンチャン県から算出される無煙炭は主に国内消費、セメント工業に供されている。褐炭はタイの会社により Luang Namtha 県で小規模に生産され、タイに輸出されている。また、良質の亜炭も Xayaboury 県のタイ国境近くの Hongsa 郡で確認されており、その埋蔵量は 4 億トンと推定されている。アジア開発銀行によればこれらの石炭資源により 200 万 kW の発電が可能である。表 2.3-3 に褐炭の生産量と販売量を、図 2.3-2 に同グラフを示す。

表 2.3-3 褐炭の生産量と販売量(2000年～2006年)

年	生産量(トン)	販売量(トン)
2000	214,086	197,304
2001	179,773	179,773
2002	233,923	209,973
2003	212,819	208,386
2004	332,907	332,907
2005	332,934	332,934
2006	432,421	432,421

(出典:国際連合エネルギー統計ウェブサイト)

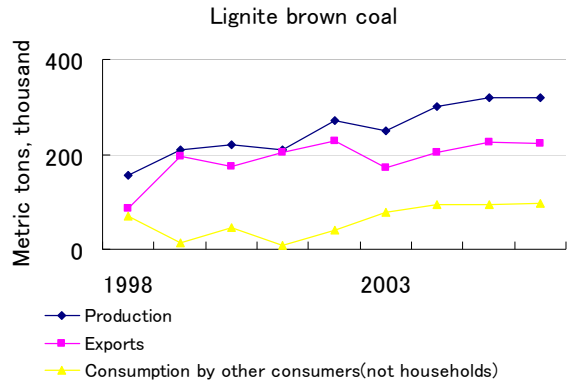


図 2.3-2 ラオス国褐炭の生産状況

(出典:国際連合エネルギー統計ウェブサイト)

(4) 森林資源

国土の約半分が森林に覆われているラオスでは森林資源は豊富であり、商業エネルギーの供給が全国に行き届いていないこともあり、薪や炭などの非商業エネルギーが今でも調理需要などの重要なエネルギー源となっている(図 2.3-3)。しかしながら近年、木材や製材などの輸出、焼畑農業、違法伐採等により森林資源は減少しており、1940年代には国土面積の70%を占めていた森林が、1992年には46%、2002年には41.5%(Lao PDR Environmental Monitor 2007, World Bank)まで減少している。このためラオス政府は北開発法人を設立して、不法森林伐採、木材密輸の取り締まりと伐採量の年間割り当てを統括したり、小水力発電プラントやディーゼル発電、太陽光発電プラントを山岳地帯に設置する計画を検討したりして森林保全を図っている。

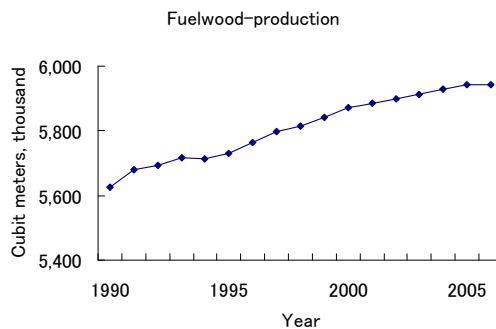


図 2.3-3 薪生産量推移

(出典:国際連合エネルギー統計ウェブサイト)

(5) 再生可能エネルギー

ラオス国では山岳地帯に散在して居住している民族が多いため、オングリッドによる電力供給のみでは採算を合わせるのが難しいとみられている。そうした意味で再生可能エネルギーの導入はこうした遠隔地のエネルギー供給の解決策になり得る。まず太陽光発電の潜在可能性については、ラオスの太陽輻射は年間約1,800 kWh/m²である。2005年現在で外国からの

支援もあり、設備設置量は 296 kW に上り、地方電化率向上に役立っている。風力発電の潜在可能性については、Luang Prabang とビエンチャンでの平均風速は 1 m/s に過ぎず、風力発電開発の潜在力が乏しいと判断される。ただ山岳地ではより強い風速が期待され、開発の可能性は残している。

2.3.2 エネルギーの需要と供給

表 2.3-4 にラオス国のエネルギー需給推移を示す。表から明らかなように、豊富な水資源を活用した電力が輸出にまわされる一方で、自動車など輸送セクターに必要なガソリンなど液体燃料は輸入に頼っている。表 2.3-5 に世帯別の調理用エネルギー源の割合を示す。このように調理については薪や木炭が主流であり、将来の電力もしくはガスの潜在需要が多いことがわかる。調理用を含めた個々のエネルギーの消費量の推移と CO2 排出量推移を図 2.3-4 にまとめた。

表 2.3-4 ラオス国エネルギー需給推移

(単位：石油換算 1,000 トン)

年	一次エネルギー生産			輸入	輸出	国内エネルギー消費			
	固形燃料	電力	計			固形燃料	液体燃料	電力	計
1993	1	74	75	93	54	1	91	21	113
1994	1	74	75	101	55	1	98	22	121
1995	1	86	87	107	61	1	104	29	134
1996	1	104	105	115	67	1	111	41	153
1997	1	101	102	120	66	1	116	39	156
1998	1	102	103	127	67	1	123	39	163
1999	127	102	229	138	63	127	123	54	304
2000	15	102	117	139	61	158	123	56	337
2001	196	104	300	144	63	196	128	57	381
2002	203	107	310	149	64	203	133	59	395

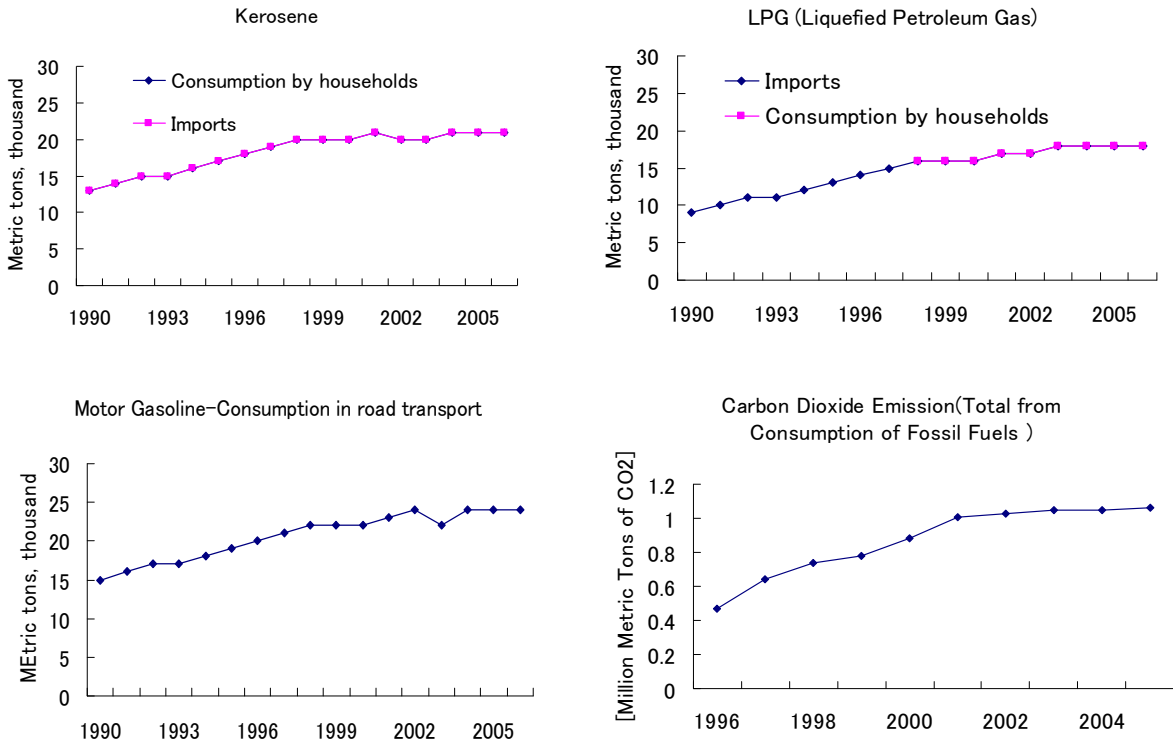
備考：UN の定義によれば、固形燃料は石炭、コークス、オイルシェールなどを含み、液体燃料は原油、石油製品、LNG を示す。

(出典：国際連合エネルギー統計ウェブサイト)

表 2.3-5 世帯別調理用エネルギー源シェア[%]

	1995 年			2005 年		
	都会	地方	総計	都会	地方	総計
電気	10.4	0.1	1.9	3.8	0.1	1.1
薪	67.3	97.7	92.7	55.1	88.5	79.1
木炭	10.0	1.6	4.3	34.6	7.4	14.9
おがくず	2.7	0.3	0.7	0.3	0.0	0.1
その他	1.6	0.3	0.5	6.2	4.0	5.8
総計	100	100	100	100	100	100

(出典：Results from the Population and Housing Census 2005)



備考:LPG データ(右上)の内、一般家庭消費データは1998年以降のデータを引用。

図 2.3-4 個々のエネルギーの消費量の推移とCO2 排出量推移

(出典：国際連合エネルギー統計ウェブサイト)

最後に図 2.3-5 にラオス国のエネルギー・チェーンをまとめる。

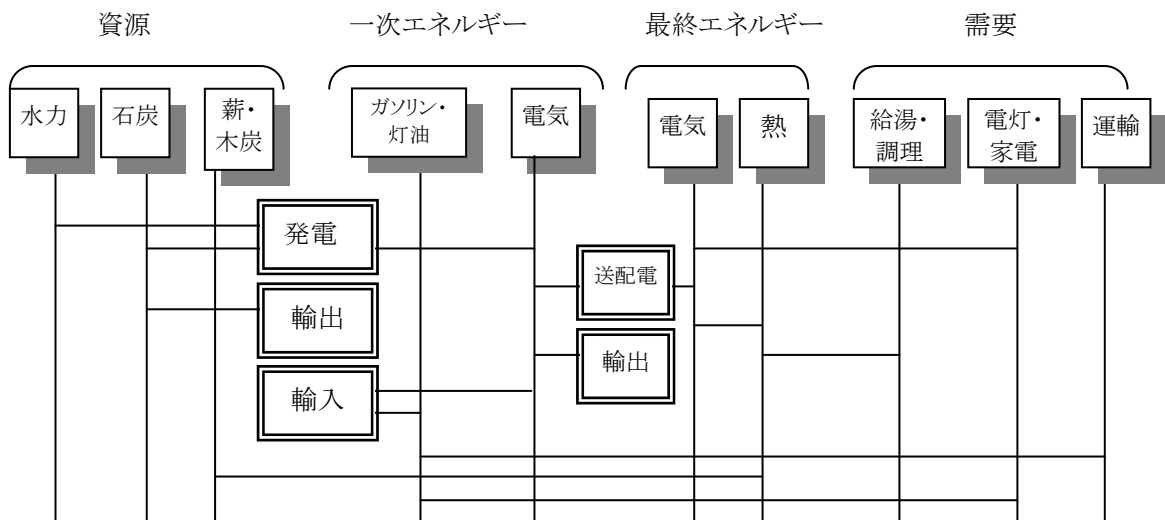


図 2.3-5 ラオス国のエネルギー・チェーン

(出典：EDL 聞き取りなどにより調査団作成)

第3章 電力セクターの現況

第3章 電力セクターの現況

3.1 概要

ラオス国の電力需要は 2000 年から 2006 年にかけて年平均 14%の成長を続けている。最大電力は 1999 年から 2007 年の間に約 2.5 倍に成長しており、その平均成長率は 12%を超える値を示している。世帯電化率は 2007 年時点で 58%に至り、2020 年までに 90%まで引き上げる目標をラオス国政府は掲げている。中長期的には銅・ボーキサイトなどの鉱業開発に伴う産業向けの電力需要が見込まれ、今後はこうした増大する国内向け電力需要を満たし得るだけの計画的な電源開発と送配電系統の整備が不可欠な状況となってきた。一方で国内の理論包蔵水力は、メコン本流を除いても約 26,000 MW と言われ、このうち 12,470 MW 程度が開発可能とされており、ラオス国の発電はほぼ全て水力に拠っている。

エネルギーの大量消費国であるタイ・ベトナムに隣接しているラオス国では、その豊富な水力資源を戦略的に活用することによる発電電力の輸出が進められている。ラオス政府の電力セクターでは国内の電化促進と共に主に民間投資を活用した輸出指向の電力運営による外貨獲得を二大目標として掲げている。これにより近年は隣国との国際連系線、場合によっては国内電力系統から独立したものも含め、独立電気事業者（IPP）による電源の開発が進み、ラオス国の電力系統を複雑なものにしている。

以上より、ラオス国の益々の経済社会発展のために、限られた発電資源を国内の電化促進と外貨獲得のための電力輸出という相反する需要へ振り分ける運営が求められており、この両立を達成するためにも、全土大での電力系統の計画的な整備が望まれている。

ラオス政府は 2001 年 3 月 15 日に発表した Power Sector Policy Statement において、以下の 2 点を基本政策としている。

- 社会経済発展を促進するために廉価で安定・持続的な国内電力供給を維持・拡大する
- 政府開発目的に見合う収入を得るための輸出向け電源開発を促進する

3.2 電力セクターの組織体制

ラオス国の電力セクターはエネルギー鉱業省(MEM)電力局（DOE）が主管している。ラオス電力公社(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。ラオス国内には大規模な電力輸出を担う組織として外国資本と合弁で設立された独立電気事業者(IPP)があり、これらの発電力は電力輸出専用の送電線を通じ国外へ輸出されている。

現在の電力セクター関連の組織体制図を図 3.2-1 に示し、各組織の概要を以下に記載する。

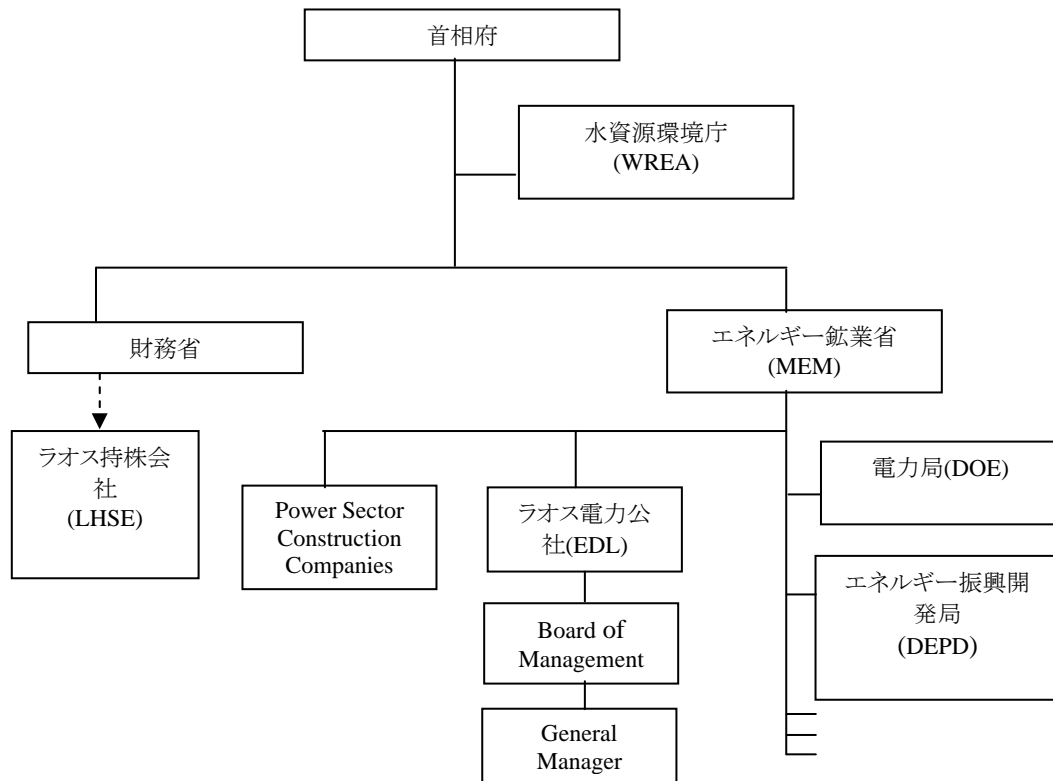


図 3.2-1 電力セクター関連の組織体制図

3.2.1 電力セクターの組織概要

(1) エネルギー鉱業省(Ministry of Energy and Mines (MEM))

エネルギー鉱業省(MEM)は1975年のラオス人民民主主義共和国成立時に電力の監督官庁として発足した「工業手工芸省」(Ministry of Industry and Handicrafts (MIH))を前身とする。工業手工芸省から工業・手工芸分野を商業省に分離し、エネルギーと鉱業分野に特化させエネルギー鉱業省が2006年に発足した。

(2) 電力局(DOE)

電力局(DOE)はエネルギー鉱業省(MEM)の部局の一つ。政策、中長期的電力開発計画の策定、および電力事業の管理・監督など電力の計画・管理面を受け持つ。前身は1994年に工業手工芸省に設置された電力局である。電力局には Power Sector Planning、Regulator/Electricity ESI Management、Rural Electrification、Environmental & Social Management、および Administration の各課がある。

(3) エネルギー振興開発局(DEPD)

エネルギー振興開発局(DEPD)はエネルギー鉱業省(MEM)の部局の一つ。エネルギー関連投資の促進に資する仕組み等の整備、プロジェクトの監視・監督、および各種エネルギー関連

プロジェクトの開発促進など電力開発の実施面を受け持つ。

(4) 水資源環境庁(Water Resource and Environment Administration (WREA))

水資源環境庁(WREA)は環境政策の計画・管理の調整機関。その責務は環境保護法に規定されている。

(5) 県エネルギー鉱業局(Provincial Department of Energy and Mines (PDEM))

県エネルギー鉱業局(PDEM)は地方政府である県に所属する機関。組織上、MEM の下部機関ではなく、県組織の一つで県内のエネルギー行政を行う。電力法では 2,000 kW 以下の発電設備の許認可権限は PDEM にある。

(6) ラオス電力公社(Electricité du Laos (EDL))

ラオス電力公社(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。1959 年の設立当初はフランス統治時代であり、公共事業省の下の電力庁であった。EDL の電力系統はタイ系統と連系しており、余剰電力の輸入や不足電力の輸入を行うとともに、国境地帯の一部ではタイ、ベトナム、および中国からの配電線によるラオス国内への供給を行っている。また、タイへの輸出用の IPP 事業への出資を行っている。IPP 事業にはラオス政府が一部出資することが条件となっており、既存の Theun Hinboun 発電所および Houay Ho 発電所の場合、EDL が出資している。なお、これらの IPP は輸出のみではなく、ラオス国内へも電力を卸しており、この電力は EDL が購入しラオス国内の一般需要家に供給している。

(7) ラオス持株公社(Lao Holding State Enterprise (LHSE))

ラオス持株公社(LHSE)は IPP の Nam Theun 2 水力発電所への出資を目的に 2005 年 2 月に設立された国営の持株会社である。既存 IPP の Theun Hinboun 発電所および Houay Ho 発電所への出資も EDL から移譲されるものと考えられる。

(8) 独立発電事業者(IPP)

ラオスの IPP は Theun Hinboun Power Company および Houay Ho Power Company の 2 つであり、ラオス国内へ一部売電しているものの、ほとんどの電力をタイへ売電している。Theun Hinboun Power Company は、1998 年にタイへの輸出用 IPP として、210 MW の Theun Hinboun 発電所の運転を開始し、Houay Ho Power Company は、1999 年に 150 MW の Houay Ho 発電所の運転を開始した。EDL はそれぞれの発電力の 60%、20%の所有分を持つ。

IPP の事業は前述の重要政策「政府開発目的に見合う収入を得るための輸出向け電源開発を促進する」に即しており、以下を内容とする国家間で締結されている電力融通に関する覚書に沿っている。

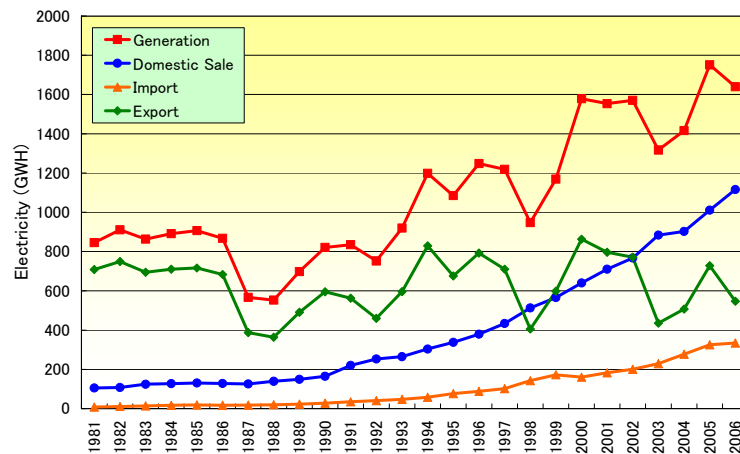
- ラオス-タイ間：2020 年までに 7,000 MW
- ラオス-ベトナム間：2020 年までに 5,000 MW
- ラオス-カンボジア間：両国国境地域での電力融通を実施

2008年2月現在、新たなIPPによる発電所として Nam Theu 2 発電所および Xekaman 3 発電所が建設中である。これ以外に Nam Ngiep 1 発電所、Nam Ngum 3 発電所などの IPP の計画が進められている。また、輸出用だけではなく、国内供給用の IPP の計画も複数存在する。

3.3 電力需要と供給量の実績

3.3.1 電力消費量の実績

ラオスの電力消費量を図 3.3-1 に示す。図中の青い線がラオス国の電力消費量の推移を示しており、2006年の電力消費量は約 1,100 GWh に達している。1996-2006年の10年間平均の年増加率は11%を超えており、伸長著しい結果となっている。



(出典：Annual Report 2006 EDL)

図 3.3-1 電力消費量の推移

3.3.2 最大電力の実績

ラオスの最大電力の推移を図 3.3-2 に示す。2007年の最大電力は369 MW に達している。1999年から2007年の間に約 2.5 倍に成長しており、その平均成長率は12%を超える値を示している。

3.3.3 セクター別電力消費量

需要家別の電力消費量とその年成長率を図 3.3-3 と図 3.3-4 にそれぞれ示す。2004年以降は産業、サービス、民生需要とも安定して成長しており、特に民生については10%以上、サービス業に至っては20%以上の成長を示している。

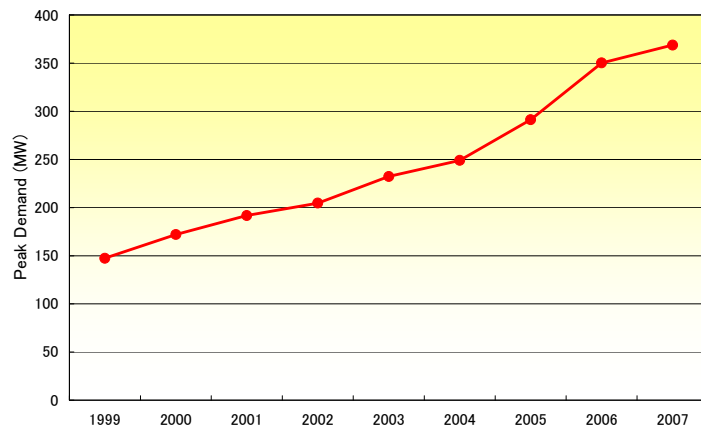


図 3.3-2 最大電力の推移

(出典：EDL 資料)

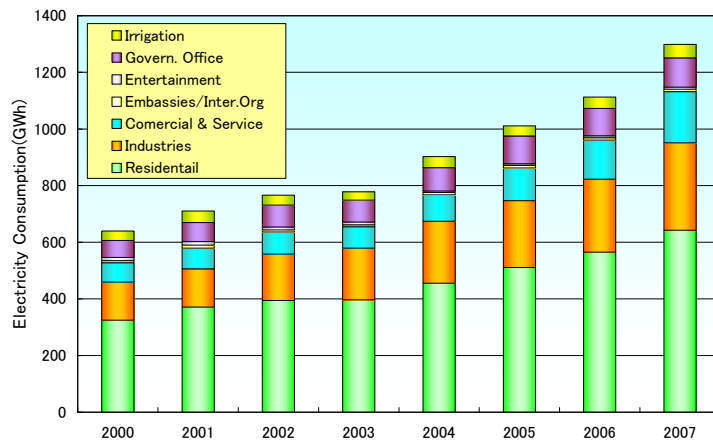


図 3.3-3 需要家別電力消費量の推移

(出典：EDL 資料)

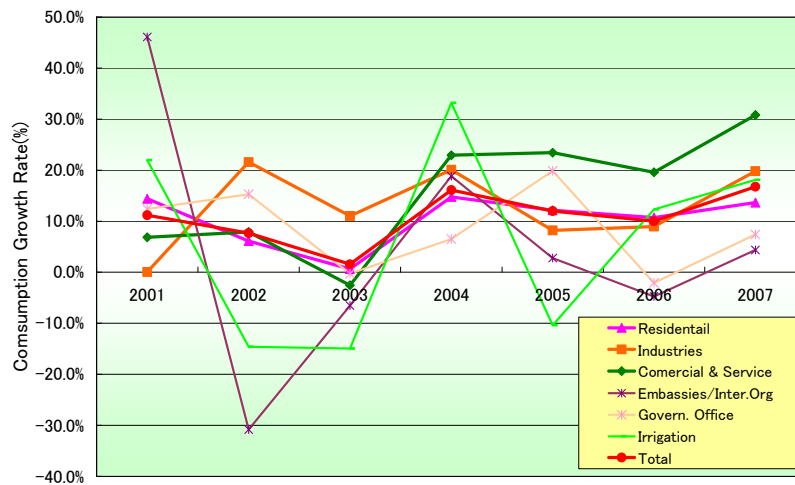


図 3.3-4 セクター別消費量の成長率推移

(出典：EDL 資料より算出)

3.3.4 ラオス国内系統の総発電電力量(輸出入・IPP 含む)

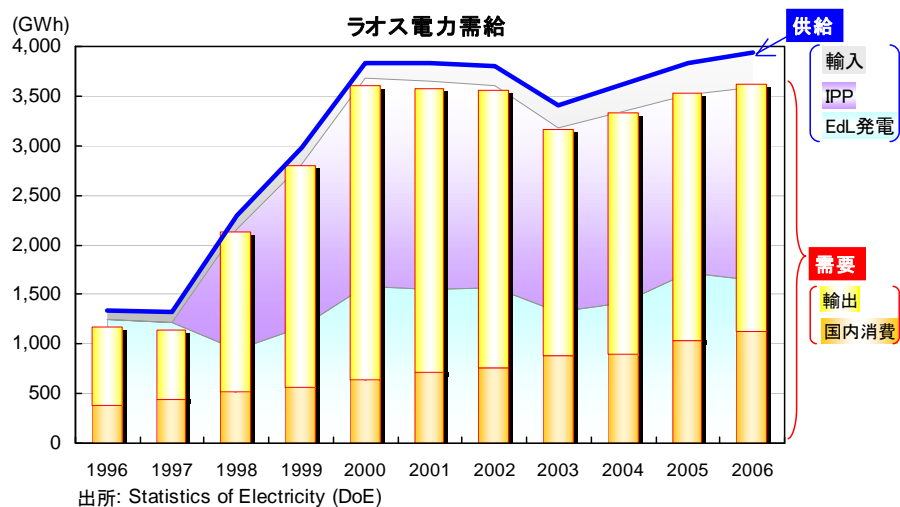
エネルギー鉱業省(MEM)電力局(DOE)の統計資料によるラオス国内のIPPおよび電力輸出を含む発電電力量実績は表 3.3-1 および図 3.3-5 のとおり。

ラオスの総発電電力量は 1996 年から 2006 年の間年率 11%で増加している。特に、輸出用IPP の開発による発電能力の向上が著しい。年毎の発電電力量のグラフを見ると、比較的豊水であった 2000 年と渇水であった 2003 年の年間発電電力量で約 400 GWh、10%の差が生じている。IPP は Theun Hinboun 水力発電所および Houay Ho 水力発電所の発電実績値の合計である。

一方、ビエンチャン系統の需要増加に伴い、電力輸入も増加している。2006 年の電力輸入は 1996 年に比べて 4 倍弱に増加している。2006 年では EDL 発電電力量の 2 割に相当する電力を輸入している。乾季には供給力をタイ系統からの輸入に頼ることが多くなっている。2009 年 2 月 23 日には、タイ系統の事故によりビエンチャン系統への供給が停止し、ビエンチャン系統全域が停電する事態となった。この事態を受けて、EDL はビエンチャン郊外の輪番停電の実施、工場等の大口需要家に対し電力使用の抑制をお願いする事態となった。このことは、最大電力が発生する乾季に系統運用の逼迫している隣国からの電力輸入に供給力の大部分を頼っているために生じる供給信頼度の低下による停電が現実生じていることを示している。

表 3.3-1 ラオス総発電電力量

(単位:GWh)											
年	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
EDL	1,248	1,219	948	1,169	1,579	1,554	1,570	1,317	1,416	1,715	1,640
輸入	88	101	142	172	160	184	201	229	278	329	339
IPP	-	-	1,209	1,637	2,101	2,100	2,034	1,861	1,931	1,794	1,956
総発電電力量	1,336	1,320	2,299	2,978	3,840	3,837	3,805	3,408	3,625	3,839	3,935



* 供給力は発電端 (送配電ロス、所内含み)。需要は需要端。

図 3.3-5 ラオス電力需給実績(IPP、電力輸出含む)

3.4 国際系統連系の動向

3.4.1 タイとの連系計画

タイ国発送電公社(EGAT)は2009年現在の経済状況に鑑み、開発計画の需要想定を低めに見直した。これにより、2011年で2,455 MW、2016年で3,295 MW、2021年で4,333 MWの需要減となった。需要減に伴い、EGATは電源開発プロジェクトの優先順位付けを行うことを表明している。ラオス国内で進捗中のIPPプロジェクトにも影響がある見込みである。現在建設中でPPA締結済みのNam Theun 2、Nam Ngum 2、Theun Hinboun Extensionからは購入するとのことであるが、運転開始は数ヶ月遅れる見込みである。他のIPPプロジェクトは見直しの対象となる見通しである。

IPPプロジェクトの計画変更に伴い、連系計画も中長期的に変更となる。現在進行中の500 kV Nam Theun 2 – Roi Et 2 電源送電線の送電設備は既に完成し検査も終了している。同じく現在進行中の、500 kV Nabon - Udon3 連系線はNam Ngum2の電力輸出のため計画どおり建設される。一方、計画中の連系計画であるラオス北部のHongsa 石炭火力発電は数年の遅延が見込まれるため、Hongsa 発電所からMae Moh への500 kV 電源送電線も遅延が見込まれる。さらに、ラオス南部のチャンパサックからUbon Ratchatani への500 kV 連系線計画は、2006年にADBによるプレFSが実施されたが、現状で送電費用を賄える十分なIPP開発量が確保する見込みが立たないため保留となっている。

ラオス国内系統への連系として、115 kV Thanaleng - Nong Khai の増容量も計画されている。

3.4.2 ベトナムとの連系計画

2009年2月現在のベトナムとの連系線は、表3.4-1に示す配電系統であり、ベトナムからラオスの国境付近へ供給を行っている。建設中、あるいは計画中のベトナムとの連系線は表3.4-2のとおりである。

表 3.4-1 ベトナムとラオスとの連系線の現状

ラオス	ベトナム	電圧
Moc Chau 変電所	Son La 変電所-Xam Neua 地区	35 kV
Lac Xao 地区	Ha Tinh 県	0.4 kV
Xepon 地区	Lao Bao 変電所	35 kV
Xa Muoi 地区	La Lay 国境 (Quang Tri 県)	35 kV

表 3.4-2 ベトナムとラオスとの連系線の計画

ラオス	ベトナム	電圧
Nam Mo 発電所	Ban Ve 変電所	220 kV
Nam Theun 2 発電所	Ha Tinh 変電所 ^{*1)}	500 kV
Ban Sok 変電所	Pleiku 変電所 ^{*2)}	500 kV
Xekaman 3 発電所	A Vuong 変電所	220 kV

^{*1)} Nam Theun 2 企業体が合意していないため実現していない。

^{*2)} EVN は傘下企業の PECC4 を通じてプレFS を実施しており、2007年3月にDOEにも提出している。また、ADBにより2007年にプレFSが実施されている。

なお、ベトナム側が投資をする可能性がある発電プロジェクトは以下のとおりであり、IPPが見込まれ、ベトナム国が電力を輸入する予定である。

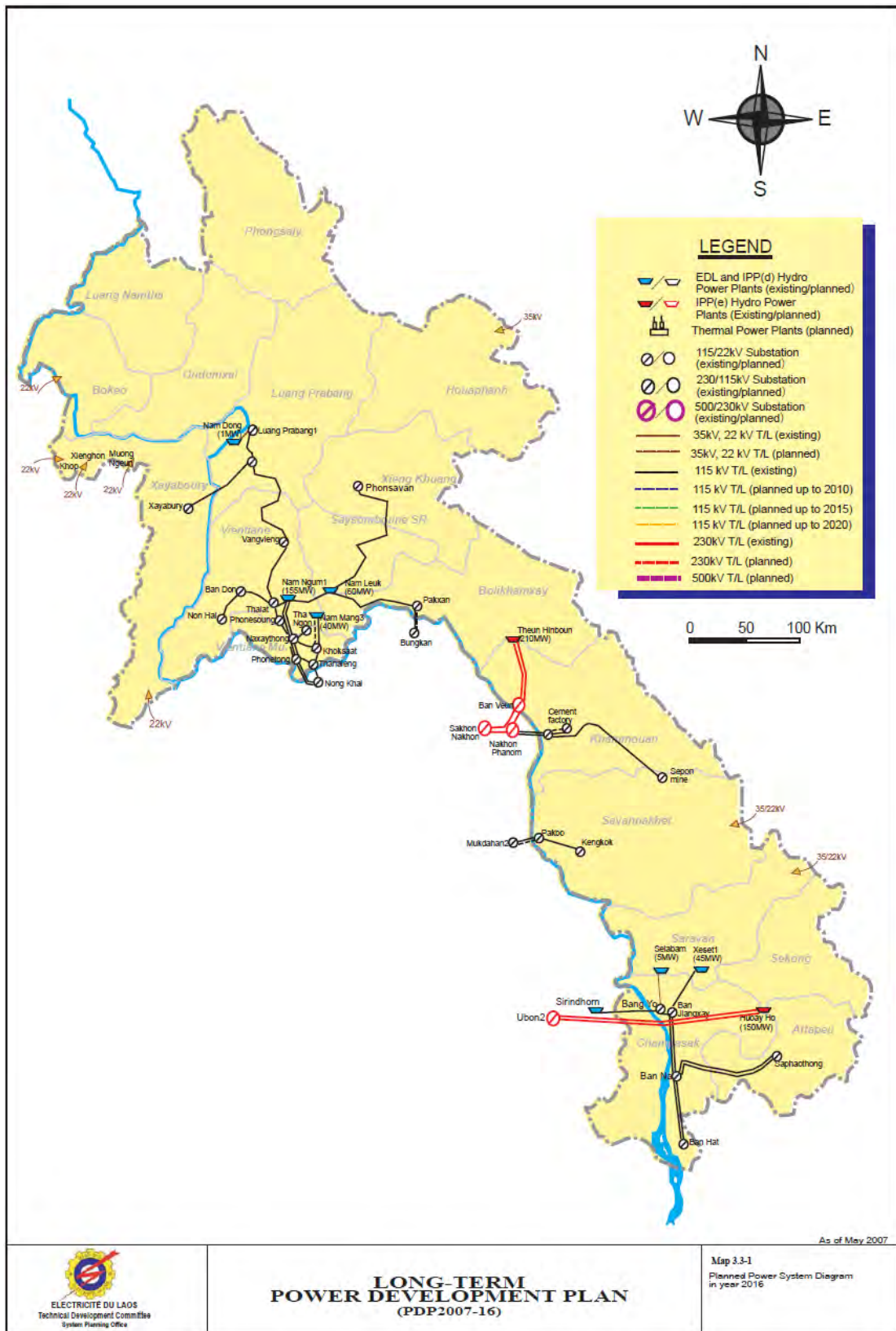
- Nam Kan 水力発電所 出力 66 MW
- Xekong 上流水力発電所 出力 150 MW
- Xekong 下流水力発電所 出力 100 MW
- Dak E Meul 水力発電所

3.4.3 中国との連系計画

EDL の系統は中国南方電網公司の傘下企業である雲南電力との系統に隣接している。現在はラオス北部の一部地域へ中国からの配電線による供給が行われている程度である。

EDL のラオス国内供給用の系統と連系する 115 kV 連系線一回線は中国により既に着工されており、2009 年末には運転を開始する予定となっている。区間は Mon La 変電所（雲南）-Na Mo 変電所（ラオス）間であり、当面は Luang Nam Tha および Udonxai 方面への供給を行う予定である。しかし、供給電力量の確定の遅延などにより電力売買契約は 2009 年 8 月時点で未だ締結されていない。締結されると最初の契約期間は 2012 年までのものとなる。

中国南方電網公司によれば、ラオスから中国への大規模な輸出計画として、直流連系線により Nam Ou 発電所および Pak Beng 発電所（合計 5,000 MW 程度）の電力を送電する構想がある。DOE はこれらの発電所電力の輸出先は未定であるとしている。



(出典：EDL)

図 3.4-1 タイとの連系線とラオスの既設 115 kV 送電線

3.5 電力法

3.5.1 一般事項

ラオス国の電気事業関連法令を表 3.5-1 に示す。

表 3.5-1 ラオス国電気事業関連法規一覧

名称	制定年月
1. 電力法(Law on Electricity)	1997年4月 2008年12月改訂
2. 電力技術基準(Lao Electric Power Technical Standards)	2004年2月
3. 同ガイドライン(Guideline on Operation and Managing Lao Electric Power Technical Standards)	2007年5月
4. 同保安規程(Safety Rules for Operation and Maintenance of Electrical Facilities)	2007年5月
5. 電力環境基準(Environmental Management Standard for Electricity Projects)	2001年10月
6. 環境基準書類(Environmental Management Standard Documents)	
7. 電力環境影響評価規則(Regulation on Implementing the Environmental Assessment for Electricity Projects in Lao PDR)	2002年11月
8. 電力法施行布告(Decree on Enforcement of Electricity Law)	2002年9月
9. 外国投資促進管理法(Law on the Promotion and Management Foreign Investment in the Lao PDR)	1994年3月
10. 森林法(Forest Law)	1996年10月
11. 土地法(Land Law)	1997年4月
12. 水および水資源(Law on Water and Water Resources)	1996年10月
13. 環境保護(Law on Environmental Protection)	1999年4月

(出典：「ラオスの産業基盤」並びに Electricity Statistics Yearbook 2006 Lao PDR より調査団作成)

電力法はラオス国電気事業の基本法であり、1997年に発効、2008年12月に改訂され全11章82カ条から成り、電気事業の許可、開発の許可、環境配慮、電力技術基準への準拠から電力の輸出入、地方電化事業、監督官庁（管理検査官庁）の位置づけなどの事項が定められている。「電力環境影響評価規則」は、電力開発に関わる環境影響評価等を電力局（DOE）が規定したものである。この他、電力開発や事業運営に関連するものとしては「水および水資源法」があり、水力が中心の電力開発を進める上での、権利・義務・手続きを定めている。

「電力技術基準」にも電力用ダムに関する記載がある。「土地法」には、水力発電開発による移転住民への土地の配分、譲渡に関する規定がある。外国資本による独立発電事業（IPP）については「外国投資促進管理法」にその記載がある。電気事業に関わる会計規則などはまだ整備されていない。

3.5.2 電力法の改訂

1997年に制定された電力法は改訂作業が行われ、2008年12月8日付けで改訂電力法が発効された。改訂前並びに改訂後の構成を表 3.5-2 に示す。改訂の背景には、1997年から施行されてきた現行の電力法と急速に変化する今日の社会経済環境との間にずれが生じ始めていることが挙げられる。

表 3.5-2 現行の電力法と改訂案の比較

改訂前		改訂後	
第1章	一般条項(1-7条)	第1章	一般条項(1-8条)
第2章	電力活動(8-9条)	第2章	電力活動(9-23条)
第3章	電力活動への認可(10-20条)	第3章	電気事業(24-42条)
第4章	電力機器・設備規格制定(21-23条)	第4章	地方電化の促進(43-46条)
第5章	電力生産(24-25条)	第5章	電気料金(47-49条)
第6章	送電設備(26-29条)	第6章	電気事業者と消費者の権利と義務(50-52条)
第7章	配電(30-34条)	第7章	禁止事項(53-56条)
第8章	電力の輸出入(35-37条)	第8章	係争解決(57-62条)
第9章	地方電化の促進(38-41条)	第9章	電力監理と監査局(63-72条)
第10章	電力管理と監査局(42-49条)	第10章	法令遵守者と違反者への対策規定(73-79条)
第11章	法令遵守者と違反者への対策規定(50-54条)	第11章	終章(80-81条)
第12章	終章(55-56条)		

(出典：unofficial translation of ” Law of Electricity, 08Dec.2008”)

課題として、改訂電力法は以下の点を明白にすることが求められていた。

- エネルギーに関する開発および投資計画が明確に把握されるべきである。
- 電力プロジェクトの管理は国営／民間企業とも同じ基準の下で運用されるべきである。
- EDL の社会に対する役割と責任を明白に定義づけられるべきである。
- 電気料金は国の政策やその他の課題に関連して明白に制定されるべきであり、国会によって施行される法案の制定に関するマニュアルに沿って再構築されるべきである。
- 重要な点として、電力法は広く徹底的に、そして厳密に施行・遵守されるべきである。

2008年の11月に地元紙に掲載されたEDLのカマニー総裁のコメントによれば「現行法(改訂前)は国の開発ゴールに沿っておらず、また、電力セクターのすべての面を網羅しているわけではない(例：国内送電線に関する問題)。この改訂は経営プロセスを改善する一方、国内、海外からの投資を促進する目的がある。」とのことである。

3.5.3 本案件の関連事項

本マスタープラン調査に特に関連する条項は、改訂後の電力法第14、16、17、21-23条の電力機器・設備、第19条の電力の輸出入、第32条の環境影響評価、第47-49条の電力料金である。以下に関連条項の抜粋を掲載する。

(1) 電力機器および施設

(a) 電力技術基準(第21-23条)

送電線など電気設備・機器が全ての国産および輸入製品の品質について関連基準を満たし、安全で省エネ性向で、国内共通の仕様を保有しているか、エネルギー鉱業省(MEM)

は検査できる。

(b) 電力設備の建設(第14条)

電力設備の建設は安全性を重んじ、自然や国民の財産に対する損傷を抑えてなくてはならない。電力設備の建設は電力技術基準に則って行われなければならない。

(c) 送電(第16条)

ラオス領土内を通過する送電線は下記条件を充足しなければならない。

- 環境への悪影響や住民への損害を抑制すること。
- ラオス領土の通過料金およびその他のサービス料を支払い、かつ送電系統の建設によって引き起こされるであろうあらゆる損傷の補償を行うこと。
- 必要な場合には、ラオス国がこの送電系統を使用することを認めること。

(d) 国営送電網(第17条)

一部を除きすべての発電される電力は国営の送電網を用いて送電されること。

(2) 電力料金の決定(第47-49条)

電力料金は輸出入料金と、IPPなどからの卸売り料金を含めた国内料金の2種類に大別される。電力料金は社会経済状況とその時々々の生活レベルに準じるべきである。政府が定期的に電力料金を承認する。この他に、地方や遠隔地の電力料金は系統への接続の可否を加味した上でエネルギー鉱業省が検討し、地方当局と合意して決定する。

(3) 電力の輸出入(第19条)

政府は、国内の産業発展と社会経済開発への電力を確保した上で輸出製品としての電力開発を促進する。国の社会経済の発展に必要であり政府が承認した場合に限り、電力の輸入が可能である。

(4) 環境影響評価(第32条)

実現可能性調査に沿って、投資家は以下のものから成る環境影響評価を実施しなければならない。

- (a) 該当電力プロジェクトごとに環境影響評価を行う。環境や生態系、社会や野生動植物への悪影響を解決もしくは低減するような方法の提案を行うこと。
- (b) 該当電力プロジェクトが理由で自身の生産活動を他の場所で行わなければならないような人たちの移転や損害の見積もりを行う。
- (c) 雨季に増加する洪水の主な直接的な原因である水力発電用ダムの下流域への影響を押さえる方法。方法は必要であるならば水を迂回させるための排水溝を掘る方法やその他の方法。

- (d) この条項の1-3項に示されている影響の回復費用の計算はプロジェクトコストへ含まれなければならない。

3.6 電力規格

3.6.1 供給信頼度基準

ラオスの供給信頼度基準は、供給不足見込み時間(Loss of Load Expectation(LOLE))で24時間を採用している。

表 3.6-1 供給信頼度基準

供給信頼度基準 (LOLE)	
ラオス系統	24 hour

計画外停止、出水状況、需要の変動を総合した、ある出力変動量が出現する確率を P_i 、供給予備力を R (MW)、保有した場合の需要持続曲線における不足時間を H_i とすると、LOLE は次式で定義される。

$$LOLE = \sum H_i \times P_i \text{ (時間)}$$

ここで P_i は、発電設備の事故や、水力設備の出水変動など供給力側変動要因の確率分布と、需要側変動の確率分布を合成した総合変動確率分布上の点でのある変動量における確率を表す。一方、 H_i はその変動量となるときに発生する供給支障時間を表す。(図 3.6-1)

供給予備力の値を逐次変化させて計算することにより、その系統単独時における供給予備率と LOLE の関係が求まる。連系時の検討も同様の方法により計算する。総合変動確率分布上で P_i の確率となる変動量（需要に対する不足量）が発生したときに、他系統からの応援融通を考慮するとその分不足量が減少する。このため、結果として供給支障時間 H_i が減少し、同じ予備力を保有していても LOLE 値が減少することになる。

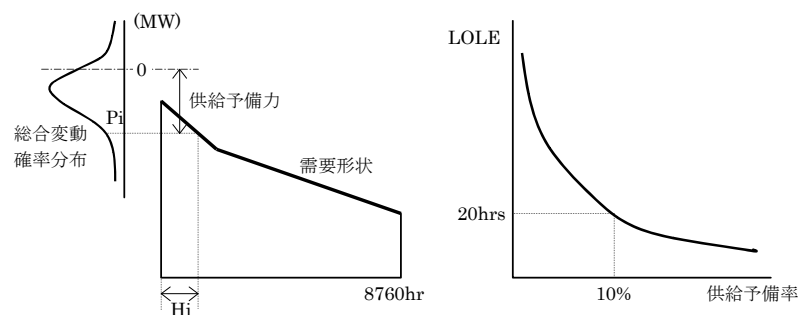


図 3.6-1 LOLE の定義と予備率

3.6.2 送変電技術基準

ラオス国では、電力設備が外国の基準で設計・建設され、設備の仕様が未統一であることから、設備毎にメンテナンス方法が相違しており、将来的に設備保安上の重大な支障が生じる可能性が懸念されていた。このため、ラオス国政府の要請により「JICA ラオス国電力技術基準整備プロジェクト」(2000年5月～2003年4月)が実施され、ラオス国電力局(DOE)、ラオス電力公社(EDL)をカウンターパートとしてラオス国電力技術基準(Lao Electric Power Technical Standards; LEPTS)が整備された。同基準では水力土木設備、水力発電設備、変電設備、送電設備、配電設備、および需要家・一般家庭電気設備の保安を確保するために合計184の技術的条項が定められた。このうち、送電、変電設備に関する条項は以下の68条項である。

- 電気設備一般 (24条項)
- 架空送電設備 (26条項)
- ”電線”、”がいし”、”架空線路の絶縁耐力”、”支持物”、”施設制限”、”他物件との併架”、”他物件との接近・交差”、”雷、倒木に対する損傷防止”
- 変電設備 (18条項)
- ”絶縁”、”熱的・機械的強度”、”機器の特性”、”防護、監視、制御装置”、”接地システム

その後2004年2月に同基準はラオス国の省令として法制化されたが、行政、事業者側ともにその運用がまだ困難であったため、引続き「JICA 同基準促進プロジェクト」(2005年1月～2008年3月)が立ち上がり、必要図書類の整備、人材育成、審査組織の構築、一般への広報が行われた。その結果、事業者による“許認可申請”、“主任技術者指名”、“工事前の設計審査”、“運転開始前の使用前検査”等を具体的に規定した「同基準運用・管理指針」(2007年に法制化)、事業者による“保安教育”、“常時点検・パトロール”、“事故時対応”、“災害時緊急対応”等を具体的に規定した「電力保安規定」(2007年に法制化)が整備され、DOE内に設置された検査組織の管理の下、ラオス国内で新設される電力設備の設計・工事・保守に適用されている。

3.7 電力料金制度

電力法の第47～49条では、国内向け並びに輸出入用の電力料金は定期的に政府が承認することと規定されている。実際、料金案はEDLにて作成され、エネルギー鉱業省(MEM)、最終的にはGOL(ラオス国首相)の承認を得ることで料金が正式に決定される手続きが採られている。他国の電力セクターと比較した場合、ラオス国の電気事業は国営会社であるEDLが発送配電まで一貫して営む事業である。事業環境も経済成長率7%前後の高度経済成長に伴う旺盛な国内電力需要を満たすためだけでなく、同国の貴重な外貨獲得手段のひとつである隣国への電力輸出を促進するための積極的な設備投資を行っている。一方で、国内全域を接続する基幹系統が不在のために、電力不足になる地域では逆に隣国から電力の輸入を行っ

ている。こうした状況を反映して、ラオス国の電力料金制度は、国内向け小売り料金、電力輸出入料金、発電事業者による卸売り料金の3つに大別されている。以下にそれぞれについて述べる。¹

3.7.1 国内向け小売料金

国内電気料金は、EDL が定める全国一律のものと、EDL の供給区域以外の遠隔地における地方当局がプロジェクト個別に設定するオフグリッドのもの2体系がある。EDL の料金水準は政策的に低く設定され、1990 年代後半から毎年価格を引き上げていく制度がとられている。現在の料金は、世界銀行のスタディなどを踏まえて 2005 年に政府承認されたもので、2011 年まで基本的に毎年 5% の割合で逡増するように設定されている。中圧受電では低圧受電に比べて料金が 15% 低く設定されている。時間帯別や季節別料金制は導入されておらず、また、一部の小規模を除き主要発電技術が水力であることもあり、燃料調整費制度は無い。表 3.7-1 に EDL の国内向け小売料金を、表 3.7-2 にオフグリッド電気料金の一例を示す。

表 3.7-1 国内向け EDL 小売料金

(単位：Kip/ kWh)

種別	2006	2007	2008	2009	2010	2011
住宅						
0-25 kWh	133	154	175	201	231	266
26-150 kWh	276	284	290	298	307	316
> 150 kWh	773	773	765	765	765	765
住宅以外 (低圧：400V)						
農業、かんがい	313	329	341	359	377	395
官公庁	703	694	677	667	658	649
工業	634	625	610	601	593	584
商業	835	835	826	826	826	826
大使館、国際機関	1,077	1,077	1,066	1,066	1,066	1,066
娯楽施設	1,106	1,106	1,095	1,095	1,095	1,095
種別	2006	2007	2008	2009	2010	2011
住宅以外 (中圧：22kV)						
農業、かんがい	266	279	290	305	320	336
工業	539	531	518	511	504	497
官公庁	598	590	575	567	559	551
商業	709	709	702	702	702	702

為替レート
250Kip/THB
8,515Kip/USD
(27.Aug.2008 時点。
出典：Yahoo Finance)

(出典：EDL インタビュー、EDL Annual Report 2007、Electricity Statistics Yearbook 2006 Lao PDR より調査団作成)

1 調査期間中の 2009 年 6 月に発表された世界銀行の調査(タリフ・アップデート調査 2009.6)により、新規の料金制度が提案された。本レポート作成段階では同制度がどの程度実際に採用されるか見通しが定かでなかったため、ここでは現行料金制度について述べるにとどめることとした

表 3.7-2 オフグリッド電気料金の一例

電源種別	代表的価格	備考
マイクロ水力発電	150 - 300 [Kip/kWh]	(5 kWh 以上)
ディーゼル発電	6,000 - 7,500 [Kip/月]	(5 kWh 未満)

(出典：「海外諸国の電気事業」)

EDL の小売り料金の特徴は、表 3.7-1 から明らかなように、従量料金単価のみで課金を行っている点である。つまり、固定費回収分に相当する基本料金が無く、使用電力量(kWh)の多少に応じてのみ料金を算定している。これは需要家間で(年) 負荷率に大きな違いが無いことが前提条件である。一般に従量料金制は、需要家の使用実態を料金に反映でき、電気の浪費を招くおそれが少ないこと、また、一般的な基本料金制²に比べても料金計算が簡明で一般にも理解されやすいこと、というメリットがある。一方で、需要家の使用電力量が非常に少ない場合には、供給設備に関連した固定費用を回収できないという課題もある。

小売料金は需要家の種別で7種類に分類されているが、表 3.7-1 より明らかなように、「住宅」や「農業」の需要家を低めに、「娯楽施設」や「官公庁」の需要家は高めの設定になっている。こうした「住宅」などへの補助は、均衡化と電力供給者の健全運営の観点から段階的に削減されてきている。図 3.7-1 に 1998 年から 2007 年の EDL 平均電力料金の推移を示す。

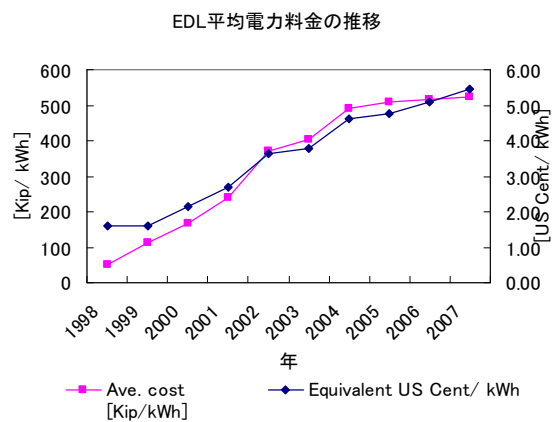


図 3.7-1 EDL 平均電力料金の推移

(出典：EDL Annual Report 2007)

2 基本料金制：需要家間の負荷率には相当な差があることが現実、特に先進国など主要諸外国、には多いため、上記の従量料金制や定額料金制(需要家の需要高、kW、のみに比例)では公平な電気料金の回収を図ることは難しい。基本料金制は、そうした負荷率の差に対応するために考案された料金制で、需要高(kW)を基に計算する基本料金部分と使用電力量(kWh)を基に計算する電力量料金部分の二つを組み合わせる料金を設定している。このため二部料金制とも呼ばれている。主要諸外国において最も普及している料金制である。

3.7.2 EDLの輸出入電力単価

ラオス国は貴重な外貨獲得の手段のひとつとして電力を隣国のタイに輸出しているが、国内の需給状況に応じて輸入も行っている。また、地方国境地域では、隣国のタイやベトナム、中国の配電線から受電（輸入）して電力の供給を受けている箇所もある。これらの輸出入料金は定期的に関係者が交渉して更新しており、現在のものは表 3.7-3 や表 3.7-4 のように定められている。表から明らかのように、電力輸入単価は輸出電力単価よりも高く設定されており、ラオスはタイやベトナムから高値で電力を購入している（図 3.7-2）。また、タイの PEA（地方電力公社）とベトナムからの輸入単価は、次表の様に EGAT の単価よりさらに割高となっている。

表 3.7-3 輸入単価

輸入元 /ラオスの対象地域	送電電圧	輸入単価	
EGAT (タイ発送電公社) /Vientiane, Bolikhamxai, Khammouan, Savannaket, Bangyo	115kV	通常時ピーク時 通常時オフピーク時 緊急時ピーク時 緊急時オフピーク時	1.79 THB/ kWh 1.39 THN/ kWh 1.60 THB/ kWh 1.20 THB/ kWh
EVN (ベトナム電力公社) /Houaphanh 県, Xepone, Samouay, Dakchung	35kV 35/22 kV	常時 常時	0.06 US\$/kWh 0.06 US\$/ kWh
PEA (タイ地方電力公社) /District Houayxai/Bokeo 県, Districts Kenthao & Ngeun, Kop/ Xaiyabouli 県	22kV	- 需要高費: - サービス費: - 調整費 (燃料費に比例) 上記料金に以下の従量料金を加算。 ピーク時 (月一金の 09:00-22:00h) オフピーク時 (月一金の 22:00-09:00h) オフピーク時 (土日並びにタイ祝日)	132.93 THB/ kW 228.17 THB/ kWh 0.6611 THB/ kWh 2.695 THB/ kWh 1.1914 THB/ kWh 1.1914 THB/ kWh
EGAT (タイ発送電公社) /Xepone 銅金山、セメント工 場、Thakek (工業向け)	115kV	- 需要高費: - サービス費: - 調整費: (燃料費に比例) 上記料金に以下の従量料金を加算。 ピーク時 (月一金の 09:00-22:00h) オフピーク時 (月一金の 22:00-09:00h) オフピーク時 (土日並びにタイ祝日)	74.14 THB/ kW 228.17 THB/ kWh 0.6644 THB/ kWh 2.7595 THB/ kWh 1.3185 THB/ kWh 1.3185 THB/ kWh
中国/Boten in Luangnamtha 県	10 kV		0.62 Yuan/ kWh
中国/Muang Sing (Pangthong) in Luangnamtha 県	35 kV		0.0769 USD/ kWh

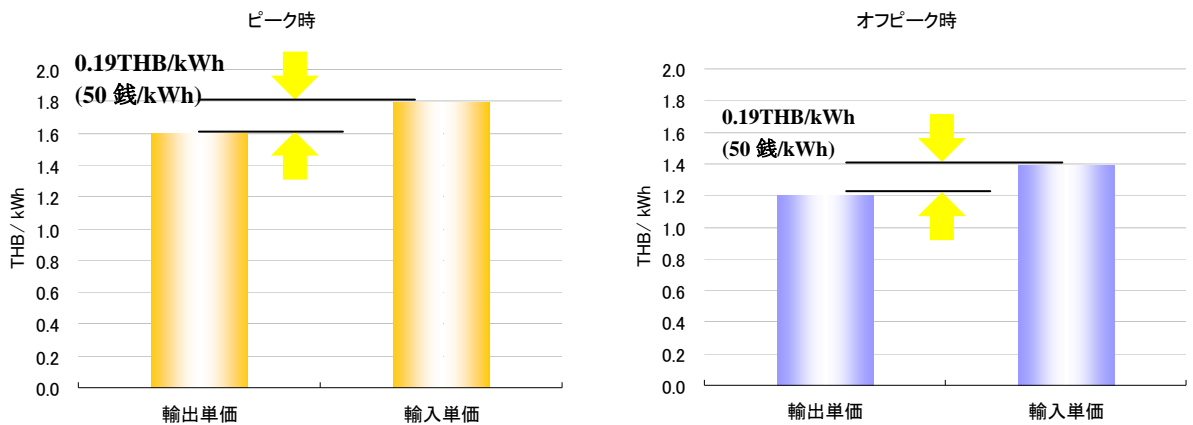
為替レート: 250Kip/THB、8,515Kip/USD、6,833Yuan/USD (27.Aug.2008 時点。出典: Yahoo Finance)

(出典: EDL インタビュー、EDL Annual Report 2007、Electricity Statistics Yearbook 2006 Lao PDR より調査団作成)

表 3.7-4 輸出単価

輸出元発電所	送電電圧	輸出先	輸出単価	備考
Nam ngum 1, Xeset 1	115kV	EGAT	1.60 Thai Baht (THB)/ kWh	・ピーク時(月一金の 09:00-22:00h)
			1.20 THB/ kWh	・オフピーク時(月一金の 22:00-09:00h および土日祝日の終日)

為替レート: 250Kip/THB、8,515Kip/USD、6,833Yuan/USD (27.Aug.2008 時点。出典: Yahoo Finance)
 (出典: EDL インタビュー、EDL Annual Report 2007、Electricity Statistics Yearbook 2006 Lao PDR より調査団作成)



単位: タイバーツ(THB)/ kWh

図 3.7-2 対 EGAT の電力輸出入単価

(出典: 「海外諸国の電気事業」)

3.7.3 国内卸売料金

ラオスでは、現在独立発電事業者(IPP)2 社(Theun-Hinboun Power Company Limited: THPC, Houay Ho Power Company Limited: HHPC)が国外への電力輸出を主として営む一方で、一部をラオス電力公社(EDL)に国内向けに卸売りしている。卸売料金は、IPP コンソーシアムと EDL との交渉によりそれぞれのプロジェクト毎に決定されている。2009年の THPC の単価は 0.0519 USD/kWh, HHPC の単価は 0.0429 USD/kWh で予定されており、それぞれ毎年 1% ずつ単価を上げていく計画となっている。2016 年までには Nam Theun 2 など複数の IPP 事業者による卸売りが加わることが計画されている。

3.8 環境法令

3.8.1 環境行政実施機関

(1) 水資源環境庁(Water Resources and Environment Administration(WREA))

WREA は、ラオスにおける環境分野を主管する中央政府機関である。2007 年に創設された

当該機関は、首相府の下に位置し、それまで科学技術環境庁(Science, Technology, and Environment Agency(STEA))の一部であった環境局(Department of Environment)、環境研究所(Environmental Research Institute)、および水資源局(Department of Water Resource)、気象局(Department of Metrology)、メコン委員会ラオス事務局(Lao National Mekong Committee Secretariat)で構成されていたが、2008年8月より、環境局内にあった環境影響審査課を独立させ、環境社会影響審査局(Environmental and Social Impact Assessment Division(ESIAD))とし、現在では6つの局によって構成されている。(図3.8-1組織図参照)ESIADは、環境影響評価の審査を担当業務とし、現在局長、副局長3名以下、72名の正職員が、Planning and Finance Division、Registration and Information Division、ESIA Division for Energy Sector、ESIA Division for Infrastructure and Government Investment、ESIA Division for Agriculture and Forestry、ESIA Division for Mining and Industryの6つの課に配属されている。

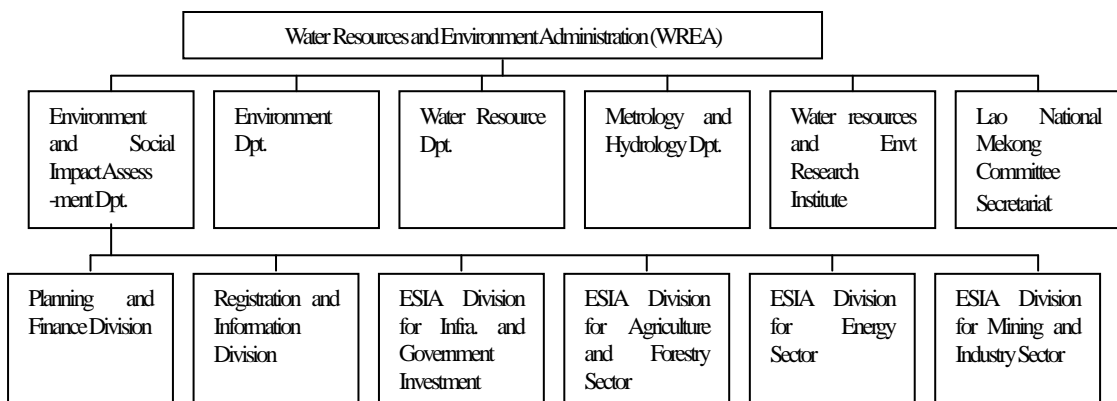


図 3.8-1 WREA 組織図

(2) エネルギー鉱業省電力局社会環境管理課(Environmental and Social Management Division in Department of Electricity, Ministry of Energy and Mines)

社会環境管理課では、電力事業における環境社会配慮の基準の作成、初期的環境影響評価(Initial Environmental Examination(IEE))報告書・環境影響評価(Environmental Impact Assessment(EIA))報告書の検討、WREA へのそれらレポート審査の申請、および事業の建設・オペレーション時における環境モニタリング等が主要業務である。電力局(Department of Electricity(DOE))および社会環境管理課の組織図を図3.8-2に示す。現在当該機関においては、6名の正職員および2名の非正規職員が勤務している。

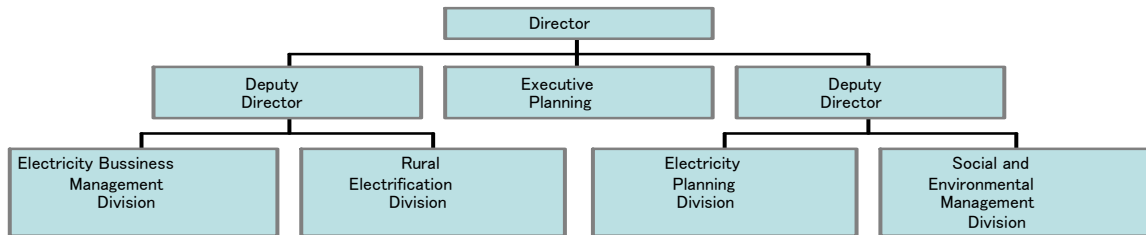


図 3.8-2 DOE および社会環境課組織図

(3) 電力公社技術部環境室 (Environmental Office, Department of Technology, Electricité du Laos (EDL))

EDL は、ラオス政府の出資する法人である。技術部内にある環境室では、DOE 社会環境管理課で策定された基準に従い、電力事業者として初期的環境影響評価(IEE)報告書および環境影響評価(EIA)報告書を作成し、事業を行う際に求められる環境管理計画(Environmental Managment Plan(EMP))、住民移転実施計画(Resettlement Action Plan(RAP))等を計画し、実施している。なお、EDL の各県における支店には環境社会配慮担当者を 1 名配しており、地方における電力事業では EDL 本部と共同して業務を行っている。図 3.8-3 は環境室の組織図である。現在 EDL 環境室には、室長および副室長以下 12 名の職員が勤務している。ほとんどの職員は環境もしくは社会分野での学位を持っており、また、過去の IEE および EIA の実施経験も豊富であることに鑑み、環境社会配慮における能力は高いと見られる。

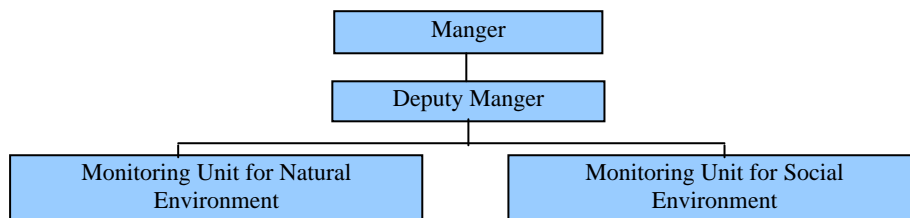


図 3.8-3 EDL 環境室組織図

(4) その他関係諸機関

送電線事業におけるその他関係諸機関および管轄分野は以下の通りである。

農林省(Ministry of Agriculture and Forestry)

保護区域(Protected forest 等)、保全区域(NBCA 等): 送電線のルート選定の際、国、県および郡レベルでの保護、保全区域を回避するため、それらの正確な位置の把握が必要である。特に、郡レベルの保護、保全区域の地図はないため、予定されるルート域を管轄している農林省の県および郡支局での位置把握が必要となる。

森林伐採: 送電線ルート域内において、森林伐採の必要が生じた場合、森林法第 18 条に定

めるところの、「公共事業による森林伐採予定地域における、直径 15 センチ以上の全ての木は質と種類を調査する義務」に従い、詳細設計時に実施される現地調査の段階において、伐採予定域の伐採申請対象となる木の確認を所轄農林省森林局に依頼し、その情報に基づき当該森林局に伐採の許可を申請する。

絶滅危惧種生息地: 現在までのところ指定危惧種の生息域を示した地図はないため、予定されるルートに関して管理する農林省の県および郡支局での情報の把握が必要となる。

土地管理庁(Land Management Authority)

用地所得: 事業による用地取得が必要となった場合、予定用地の土地利用権の種類、所有者等の情報の把握、および土地転用申請は、予定用地が所在する土地管理庁の県および郡支局において行うこととなっている。

The National Regulatory Authority for the UXO/Mine Action Sector (NRA)

不発弾(UXO): NRA は、ラオス国内における UXO に関連する諸機関の調整を行っている。不発弾の状況については、NRA によって更新されている UXO の地図により詳細な情報を把握する必要がある。

3.8.2 法令の主要条項

(1) 環境社会配慮に係る法令

ラオスの送変電線事業においては、現在までのところ初期環境影響評価(IEE)の実施を義務付けられてきた。従って、本件開発調査の目的の一つである優先送電線事業の基本設計時にも IEE の実施が必要とされる。ここでは、当該国の環境社会配慮に係る法令、特に IEE 実施のために参照すべき法令についての概略を述べる。開発事業を実施する際、環境や社会への影響を検討・評価する上で基づかねばならない法規定を表 3.8-1 に示す。

(a) 環境および社会に係る法令

i) 環境保護法(Environmental Protection Law)

1999 年制定の環境保護法(Environmental Protection Law)は環境および社会に係る法規制の基盤をなす法令である。

ii) 環境評価規則(Regulation on Environment Assessment)

EIA および EIA に先だって実施される IEE における詳細項目は、環境評価規則(Regulation on Environment Assessment in the Lao PDR、2000 年制定)により規定されている。同規則はすべての開発事業に対し環境評価を通じての環境遵守認定証(Environmental Compliance Certificate(ECC))の取得を義務付け、環境分野の主管庁たる水環境資源庁(WREA)を ECC 許認可機関としている。さらに、開発事業所轄官庁(Development Project Responsible Agency(DPRA))に対しては、それぞれ環境管理室(Environmental Management and Monitoring Units(EMMU))の設置を義務づけている。従って、送電線事業においては、エネルギー鉱業省(MEM)が DPRA、同省の電力局社会環境課が EMMU に該当する。

環境影響評価規則は改正案を起草中である。現時点(2009年2月現在)で入手した改正法案による現法令からの主な改正点を以下に示す。(Working Draft 18 Regulation on Environmental and Social Assessment)

- スクリーニング時「事業種別および事業規模別初期環境影響評価および環境影響評価実施判断表(Types and scales of projects that need to be undertaken IEE and EIA)」の適用
 - スクリーニングの段階から右判断表により、事業に IEE の実施を義務付けするのか EIA を義務付けするのかを決定する事となっている。よって、現法令では、初期予備調査において IEE を実施後、事業によっては EIA を実施する事になっていたのが、改正法案では、初期予備調査段階で、すでに EIA 実施前提の上での TOR を作成する場合も出てくる³。
- IEE を IESE(Initial Environmental and Social Examination)とし社会影響評価の重要性を協調
 - 現法令で IEE に含まれていた社会影響評価項目については、改正法案においては、社会環境に係る影響評価を Initial Social Examination(ISA)と明確に分け、IEE と IESE の2つの調査報告書の提出を義務づけている。
- WREA から付与される認証名の変更
 - 現法令では環境評価を通じて取得を義務づけている認証名は、環境遵守認定証(Environmental Compliance Certificate(ECC))であるが、改定法は環境社会遵守認定証(Environmental and Social Compliance Certificate(ESCC))と名称を改めている。
- 国内環境コンサルタント会社の登録の義務化⁴
 - 国内コンサルタント会社は、環境評価を実施するためには、WREA の審査を受け認可されなければならないと定めている。
- ESCC の取得に係る審査日数を、現法よりも長く設定
 - 現法では IEE の審査にかかる日数は最短で47日であったが、改正法では、WREA での審査日数を大幅に増やし、最短でも95日かかる工程となっている。

この法案は現在も起草作業が続いており、事項はあくまでも現時点での法案内容に基づく。また、法案の承認時期についても未だ流動的であるため、引き続きこの法案の動向に留意する必要がある。

iii) 開発事業における賠償および住民移転に係る法令(Decree on the Compensation and Resettlement of the Development Project)

賠償や住民移転については、2005年制定の「開発事業における賠償および住民移転に係る法令」により、賠償および住民移転に係る規則および手続きが定められている。

3 法案によると、送電線事業についてはその送電線の長さによって規模を判断する事とし、50 km より長い送電線建設事業はEIA案件としている。これについては、電力セクター側からの反発もあり、WREAとの間で調整中との事である。

4 すでに登録の義務化は始まっている。

iv) 植林事業における発展および振興に係る規則(Regulation on the Development and Promotion of Long Term Plantation)

「植林事業における発展および振興に係る規則」が規定する森林事業の賠償算定法は送電線事業に因る森林伐採の賠償の根拠となっている。

v) 土地法(Land Law)

開発事業に因る用地取得には、土地法の定める Land Management Authority の許可が必要である。

vi) 森林法(Forestry Law)

生物多様性保全地区(NBCA)を含む国、県および地区の保護地区および保全地区での事業は森林法により原則として禁止されている。しかし、例外措置として、国会が当該地区の転用を認めた場合、もしくは土地の収用が公共の利益を目的とする場合にはその範疇ではない旨が定められている。このような例外措置はあるものの、現在までのところ NBCA 内での送電線事業では、環境影響を考慮したルートが選定されてきている。

vii) 野生生物および水棲生物法(Wildlife and Aquatic Animals Law)

野生生物および水棲生物法(Wildlife and Aquatic Animals Law)において、ラオスにおける絶滅危惧種を危険度の高い順に3つに分類して保護することを義務づけており、この分類に基づいた絶滅危惧種リストは、毎年国際自然保護連合(IUCN)と農林省により見直されている。このリストの絶滅危惧種の生息域については現時点では作成されていないため、送電線事業においては、このリストに基づく IEE 等による現地調査での住民聴取、および所轄農林省支局を通じた危惧種生息域の確認等により、危惧種の生息域を避けるルートを選定してきている。

(b) 電力事業における環境社会配慮に係る法令

1997年制定され2008年に改正された電力法では開発事業における環境評価(Environmental Assessment(EA))の実施を義務づけている。2001年制定の電力事業に係る環境評価実施規則(Regulation on Implementing Environmental Assessment for Electricity Project, EA法)は、2000年制定の環境評価規則に基づき、電力事業でのEAの実施詳細項目につき定めている。同規則に基づき、環境管理計画基準(Environmental Management Plans for Electricity Project 2001年制定)、電力事業環境管理基準(Environmental Management Standard for Electricity Project)等の省令が整備された。これら基準には電力事業実施における環境影響スクリーニング、環境社会影響評価、環境マネジメント計画書、住民移転、各機関責務等の実施基準が規定されている。また、送電線下用地幅(Right-Of-Way(ROW))について規定した法令は現時点ではない。法的拘束力はないが、過去の送電線事業では、慣習的に115kV送電線下用地幅は送電線を中心に片側12.5m計25mをROWとしている。ROW内では原則的に3m以上の固定資産の立地は許されず、また、3m以上の木は伐採しなければならず、また、3m以下の木、作物等は伐採の必要性はないとされている。

表 3.8-1 環境社会配慮に係る法令

法令	施行年および 施行番号	主要参照事項
Constitution 憲法	No.25/NA 2003年5月	第19条において、「組織および市民は環境および天然資源(土地資源、森林、動物、水資源と大気)を保護しなければならない」と規定。
Environmental Protection Law 環境保護法	No. 02-99/NA 1999年4月	環境、天然資源および生物多様性を管理、モニター、修復および保護するための環境影響評価の実施の義務づけ。
Regulation on Environment Assessment 環境評価規則	No.1770/STE(A)(省令) 2000年10月	IEE および EIA の詳細項目、開発事業者の ECC 取得義務づけおよび WREA を ECC 許認可機関と指定。
Decree on the Compensation and Resettlement of the Development Project 開発事業における賠償および住民移転に係る政令	No.192/PM(政令) 2005年7月	開発事業における賠償および住民移転の指針、方法、手続きについて規定。
Regulation for Implementing Decree No.192/PM on Compensation and Resettlement of People Affected by Development Projects 開発事業による補償および住民移転に係る政令192号実施規則	No.2432/STE(A)(政令) 2005年11月	開発事業における補償および住民移転に係る政令の具体的な定義を規定。 開発事業における補償および住民移転に係る技術指針の法的効力を規定。
Technical Guidelines on Compensation and Resettlement in Development Projects 開発事業における補償および住民移転に係る技術指針	STE(A) 2005年5月	開発事業における住民移転計画の策定および実施手順の方法書。
Water and Water Resources Law 水および水資源法	No.02-96/NA 1996年10月	水および水資源の管理、利用、開発、保護および持続可能な利用について規定。 農業林業省を主管機関と指定。
Land Law 土地法	No.04/NA 2003年10月	土地利用の指針、管理、保護について規定。用地取得に係る Land Management Authority による許可の義務づけ。公共事業による用地取得に伴う損失についての補償義務を規定。
Forestry Law 森林法	No.01-96/NA 2007年12月	森林を保護林、保全林、生産林に分類。保護林および保全林での開発事業の原則禁止を規定。例外措置として国会の承認もしくは公共利益のための土地の転用を認可。 農林省を主管機関と指定。
Law on Wildlife and Aquatic Animals 野生生物および水棲生物法	No.07/NA 2007年12月	絶滅危惧種の指定、および保護を規定。 農林省を主管機関と指定。
Regulation on Development and Promotion of Long Term Tree Plantation 植林事業における発展および振興に係る規則	No.0196/MAF(省令) 2000年8月	開発事業に因る商業用森林伐採に係る賠償算定基準規定。
国家遺産法	No.08/NA 2005年11月	国家遺産(自然遺産および文化遺産)の利用、保護、保全、修復のための原則、規則を規定。個人もしくは団体が遺産等の疑いのある場所を発見した場合、ただちに関係自治体および所轄の情報文化局に連絡し、その取り扱いについて情報文化局の許可を得る義務を規定。
Electricity Law 電力法	No.03/NA 2008年12月	電力事業の実施には、事業の調査段階から自然環境や社会影響を考慮し、F/S 時に EA 実施を義務づけ。
Environmental Management Plans for Electricity Project 電力事業に係る環境管理計画基準	No. 584/MIH. DOE(省令) 2001年10月	EA 時に求められる環境管理計画(EMP)の指針、項目等の実施基準を規定。
Environmental Impact Assessment for Electricity Projects 電力事業に係る環境影響評価基準	No.585/MIH. DOE(省令) 2001年10月	電力事業の EA に求められる実施の指針、手続き、調査項目についての実施基準を規定。
Regulation on Implementing Environmental Assessment for Electricity Projects 電力事業に係る環境評価実施規則	No.447/MIH.DOE(省令) 2001年11月	2000年施行の環境評価実施規則に基づき、電力事業の環境評価実施規則を規定。EA 実施指針、手続き、各機関責務等を規定。
Environmental Management Standard for Electricity Project 電力事業に係る環境管理基準	No.0366/MIH. DOE(省令) 2003年6月	電力事業の環境スクリーニング、IEA、ISA、EMP、RAP に求められる要件の基準を規定。
Electric Power Technical Standards 電力技術基準	No.052/MIH.DOE(省令) 2004年2月	電力事業の技術基準を規定。送電線付近の安全確保のための土地整備(森林伐採等)の必要性を規定。
Instruction and Information on Compensation for Power Transmission Line Project 送電線事業に係る賠償指針	(起草中)	送電線事業に因る用地取得および住民移転に係る賠償指針、賠償算定方法等を規定。

(出典: 右法令)

3.8.3 環境クリアランス制度に係る承認手続き

(1) 環境影響評価手順

電力事業における IEE および EIA の手続きの流れおよび IEE レポートの様式を図 3.8-4 と図 3.8-5 に示す。図中にある STEA の業務は機構改革により 2007 年より WREA が実施している。送電線事業については、現在まで IEE のみが求められており EIA が求められたことはない。また、法には明記されていないが、住民移転実施計画(RAP)を作成し、IEE とともに ECC 取得のための審査を受ける事になっている。さらに、事業対象地域での少数民族の割合が非常に高い場合においては、Ethnic People Development Plan(EPDP)を作成することとなっているが、送電線事業においては、過去にこれが義務付けられた例はない。

IEE のみを実施する場合、事業者の行う事業計画書の提出から DOE の行う環境スクリーニング、事業者の行う IEE、その後の DOE と WREA の審査を経て ECC が発行される。これには最短で約90日を要するものと考えられる。送電線事業における IEE の関係機関は、DOE、EDL、WREA、Ministry of Agriculture and Forestry、Land Management Authority、およびこれら機関の地方支局および地方自治体等である。

(a) 住民参加

電力開発事業に係る住民参加については、DOE および事業者の責務であり、スクリーニング、IEE および事業実施の各段階において、関係諸機関を交えての対象地域住民への事業概要の説明、それに対する住民の意見の聴取、また、関係諸機関と対象住民の話し合いによる賠償の算定基準の合意形成等の形で実施されている。通常、IEE での住民参加については、事業対象地域の村単位および県単位で、影響を受ける住民と関連諸機関との話し合いの場を設けている。過去の IEE レポートの検討結果およびカウンターパートからの情報聴取等から、実施機関の送電線事業における住民参加に関しての能力は十分であり、現時点で JICA からの技術移転等の支援の必要はないと考えられる。

(b) モニタリング

モニタリングは IEE によって明らかになった事業による負の影響についての回避・緩和策に基づいて策定された EMP および RAP の実施状況を定期的に把握し、その情報により適宜実施方法を修正し、事業の環境社会配慮を円滑に実施することを目的とする。IEE 報告書とともに提出義務のある EMP および RAP 報告書にその計画を記載することとされている。

(c) 環境管理計画(Environmental Management Plan (EMP))

EMP は、IEE によって明らかになった事業による負の影響についての回避・緩和策、EMP および RAP 実施モニタリング計画、実施手順、実施体制、予算案等で構成される。

(d) 住民移転実施計画(Resettlement Action Plan (RAP))

すべての電力事業は事業計画時に、環境評価の一環として被影響者への補償実施計画を

策定し、RAP書としてもしくはEMP書内にその内容を盛り込まなければならない。⁵ RAPには、事業地の社会経済状況、土地、建造物、作物、商業用樹木およびその他の資産の損失のインベントリー、すべての被影響者についての社会経済状況のセンサス、損失軽減策(補償の手段)、RAP実施手順、実施体制、予算案が記述されていなければならない。

補償および住民移転についての原則は「開発事業における補償および住民移転に係る政令」で以下のように規定されている。

- 事業者は被影響者の土地利用権の損失および財産(建造物、作物、商業用樹木およびその他の固定資産)の損失に対して等価の補償を行わなければならない。
- 事業に因って甚大な損失が生じた土地についてはその土地と等価の土地による補償を行わなければならない。
- 一部の家屋の損失であっても残りの家屋が、家屋としての最低限必要な面積に満たない場合は、被家屋すべてについて等価の補償をしなければならない。また、一部の家屋の損失で残りの家屋が引き続き使用可能な面積である場合については、事業者は損失分の補償を行い、さらに現金もしくは建設材料によって残りの家屋の修復にかかる補償をしなければならない。
- 事業者は、(建設工事等による)一時的な土地占有による、収入、資産、作物および商業樹木の損失について補償をしなければならない。
- 被影響者が土地利用権不所持もしくは土地に関する他の法的証明書類不保持の場合であっても、被影響者はその損失に対して等価の補償を受ける資格がある。また、事業によって不利益を被ることのないよう適宜追加手当を受ける資格がある。

3.8.4 環境社会配慮のスクリーピング

表 3.8.3 および表 3.8.4 の環境スクリーニング調査項目は、ラオスにおける環境社会配慮に係る関連法令、事前調査時に実施された環境スクリーニングの結果、JICA ガイドライン、第1次現地調査結果およびWB、ADB、JICA が過去に実施した送電線建設事業のIEEを基に作成された。表 3.8-3 および表 3.8-4 は事業に起因する影響を社会環境への影響、自然への影響および公害に分類し、それぞれの段階において想定される影響項目を抽出したものである。この評価項目は、今後実施予定の最優先事業におけるIEEのスクリーニング項目とし、必要であればその軽減策を講じる事とする。

5 DOE(2003) Environmental Management Standard for Electricity Project

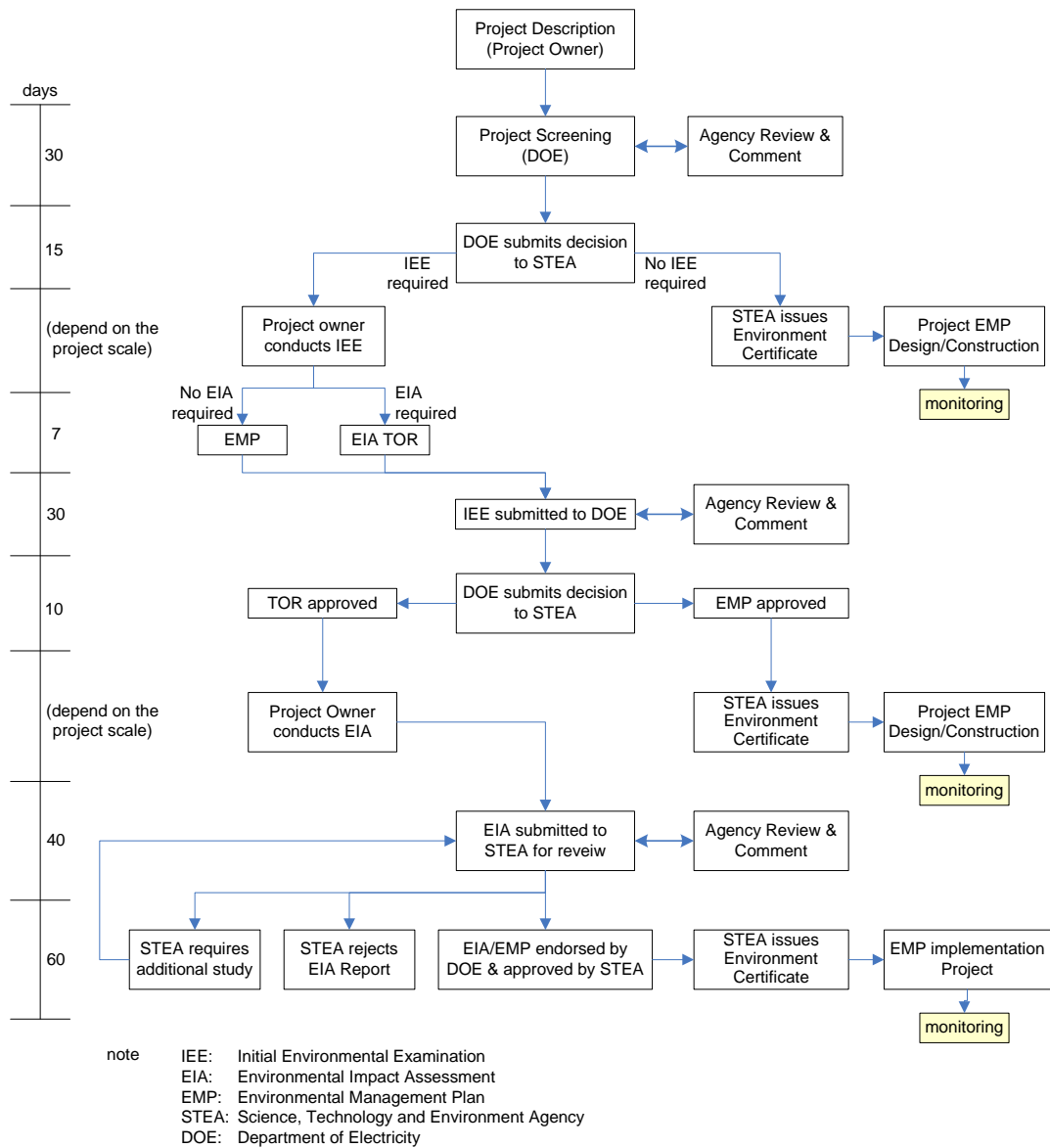


図 3.8-4 IEE および EIA の手続きの流れ

(出典: 環境評価規則 (Regulation on Environment Assessment in the Lao PDR))

General Contents and Format of an IEE report for development projects in the Lao PDR

1. Introduction
 - Name and address of project owner
 - Name, address and affiliation of the author of the report
 - Purposes of the report
 - Purposes of the project
2. Project Description
 - Type, size and location of project
 - Project activities and their timing/sequence
 - I. construction period
 - II. operation period
 - III. closure period
 - Quantity and quality of raw material to be used
 - Quantity and quality of waste products generated by the project
 - Project costing
3. Environmental description of project area (baseline data)
 - Physical;
 - Biological;
 - Economic;
 - Social
4. Environmental Impacts
 - Impacts during project construction period
 - Physical (air, water, land)
 - Biological (fauna and flora)
 - Economic
 - Social
 - Impacts during project operation period
 - physical (air, water, land)
 - biological (fauna and flora)
 - economic
 - social
 - Impacts during project closure phase
 - physical (air, water, land)
 - biological (fauna and flora)
 - economic
 - social
5. Environmental Management Plan or draft TOR for an EIA
 If the project is not required to undertake an EIA, the EMP must contain:
 - protective or reductive measures for environmental impacts
 - compensation measures (if any)
 - institutional arrangements, timing and budgets for implementation of EMP
 - environmental monitoring programme
6. Description of public involvement activities during IEE
7. Conclusions and Recommendations

図 3.8-5 IEE 様式

(出典: 環境評価規則 (Regulation on Environment Assessment in the Lao PDR))

表 3.8-3 事業計画および建設段階における影響項目

No.	影響	評価	評価理由
社会環境			
1	非自発的住民移転および農地の損失	B	鉄塔建設のための用地取得に伴い、住民移転の必要および農地の損失が発生し得る。 適切なルート選定により住民移転は回避し得る、一部農地等への影響が生じるが、影響の程度は小さいと想定される。
2	雇用や生計手段等の地域経済	B	鉄塔建設に伴う用地取得に伴い、一部農地等への影響が生じるが、影響の程度は小さいと想定される。
3	既存の社会インフラや社会サービス	B	建設時に交通等の既存社会インフラへの影響が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。
4	住民の生活	B	建設時に影響が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。
5	感染症(HIV/AIDS等)	C	IEE等による現地調査で情報の把握が必要である。
6	水利用、水利権、入会権	B	建設時に表流水が利用される場合には、地域の水利用への影響が生じ得る。
7	歴史、文化遺産の損失	C	IEE等による現地調査で情報の把握が必要である。
8	少数民族、貧困層等社会的に弱い立場の住民、グループ	C	IEE等による現地調査で情報の把握が必要である。
自然環境			
9	野生動物、生態系	C	送電線ルートはNBCAを回避するよう選定されている。県および郡レベルの保護区については、IEE等による現地調査で情報の把握が必要である。
10	森林伐採	B	送電線ルート確保のため、森林伐採による森林地への影響はあり得る。土地利用図等の2次資料によるとルート上の森林地の範囲狭いと判断され、伐採による影響の程度は小さいと想定される。、IEE等の現地調査でより詳細な影響の範囲を把握する必要がある。
11	景観	B	送電線ルートは国道13号線および国道15号線沿いに建設されるため、景観への影響は生じ得るが、2次資料等によるとルート上は農地および伐採がすすんだ森林地のみで景勝地は確認されなかったため、その影響の程度は小さいと想定される。IEE等による現地調査で情報の把握が必要である。
12	土壌浸食	B	森林伐採による土壌浸食は生じ得るが、2次資料等によるとルート上の地形は平坦なためその影響の程度は小さいと想定される。
13	地下水	C	IEE等による現地調査で情報の把握が必要である。
公害			
14	大気汚染	B	建設時に建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う排出ガスによる大気質の悪化が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。
15	水質汚染	B	建設時に濁水等による周辺公共用水域の水質汚染が想定される。
16	土壌汚染		影響は想定されない。
17	廃棄物	C	建設時に発生する資材等からの廃棄物および建設時の工事従事者宿舎からの生活廃棄物の排出が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。現地の廃棄物処理の状況を把握する必要がある。
18	建設副産物	C	建設時の森林伐採による木材等の排出が想定される。
19	粉塵	B	建設時に建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う粉塵の排出が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。
20	騒音、振動	B	建設時に建設機械の稼働および工事用車両の走行に伴う騒音、振動が想定されるが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。
21	住民、工事労働者の事故	C	建設時に工事用車両および関連車両の走行に伴う交通事故の増大が生じ得るが、一時的なもので影響の程度は小さいと想定される。事業域の人口密度等の把握が必要である。
22	建設資材にふくまれるPCBによる汚染		ラオス国においてはPCBを含んだ建設資材の使用は禁止されているため、影響は想定されない。
23	UXOによる事故	C	IEE等による現地調査で情報の把握が必要である。

評価 A: 重大な影響が予見される
C: 影響の程度は不明である

B: 一定程度の影響が予見される
No Mark: 影響は予見されない

表 3.8-4 事業供用段階における影響項目

No.	影響	評価	評価理由
社会環境			
1	不適正な住民移転および農地補償	B	ルート選定により住民移転は回避可。農地補償は詳細設計時に被影響者別に補償金額を決定する。住民移転計画の適切な実施により影響は最小化し得る。
自然環境			
2	NBCA 付近の野生動物および生態系	B	送電線ルートはNBCA内を通過していないが、ルートとNBCAの距離が近くなる地点での影響は生じ得る。しかしその影響の程度は小さいと想定される。
公害			
3	水質および土壌汚染	B	送電線ルート整備のために除草剤等を使用した場合、水質および土壌への影響が生じ得るが、除草剤使用の禁止等適切な管理により影響は最小限に抑えられと想定される。
4	騒音および振動	B	変電所からの騒音および振動は居住地域から適切な距離をおくことで影響は最小化し得る。現在建設予定の変電所周辺は農地のため、影響はほとんど生じないと想定される。
5	住民の通信サービス	B	電波障害等の影響が想定されるが、送電線ルートと居住地域に適切な距離をとることで影響の程度は小さいと想定される。
6	事故		すべての鉄塔に立ち入り禁止看板を取り付ける等事故防止策を実施する事で影響は回避し得る。

評価

A: 重大な影響が予見される

B: 一定程度の影響が予見される

C: 影響の程度は不明である

No Mark: 影響は予見されない

3.9 EDLの財務状況

国営企業として発送配電業務を行い、IPP保有分を除けばラオス国内の発電設備のほぼ全てを保有するラオス電力公社(EDL)の財務諸表から、ラオスにおける電気事業者の経営状況について考察する。なお、EDLでは現在、独自の会計慣行を踏襲しており、一般的に通用している会計方式に対応していない。しかし、国際会計基準に従って財務諸表を監査するため、EDLもIDA(世銀)に受け入れられる国際的に認められた監査人を雇っている。

3.9.1 現状

第6次国家5カ年計画で目標とする、国の経済成長率8%で成長した場合、電力需要の伸びは約10%と見積もられ、2016年の国内の電力需要は2006年と比較して4倍以上になると予測されている。課題は、これだけの電力需要を満たすための設備投資に必要な資金の調達である。EDLの財務諸表によれば、こうした投資資金の大半は海外の援助機関からの借入金に頼っている状況では、より多くの融資を呼び込むためにも電気事業実施主体であるEDLは財務状況を良好に保つことが大切である。EDLでは上述のように国際的に認められた外部の監査法人を雇って同公社の財務状況の監査を毎年依頼するなど、透明性は既に高い状況にある。以下にEDLの財務諸表上の特徴を説明する。

(1) 主収入源としての国内電気事業の弱さ

図3.9-1にEDLの直近の売上高と利益の推移を、図3.9-2に売上高の内訳を示す。EDLの売上高は順調に増加している一方、利益はここ数年で減少している。これは営業外収益の落ち

込みも一因のようである。この図からくみ取れる重要な事実は、EDL が電気料金の収入だけでは供給コストを完全にはまかなえず、電気事業からは十分な収益を上げていないこと（売上高には電力輸出による収入も含まれている）、代わりに営業外収益である、出資している独立発電事業者（IPP）2社からの配当が重要な収益源になっているということである。つまり全体的な収益性が国内事業の実績の悪さを見えづらくしており、国内部門は一貫して多額の事業損失を計上している。このため収益性の良い輸出事業や営業外収益である出資 IPP からの配当収入でこうした国内の損失を埋め合わせてきているのである。他にも電力料金回収の遅延問題（図 3.9-3）など速やかな解決が望まれている課題が残っている⁶。こうした財務問題を改善するため、電力料金の改訂作業や送配電損失の改善作業が世銀の指導で行われている。

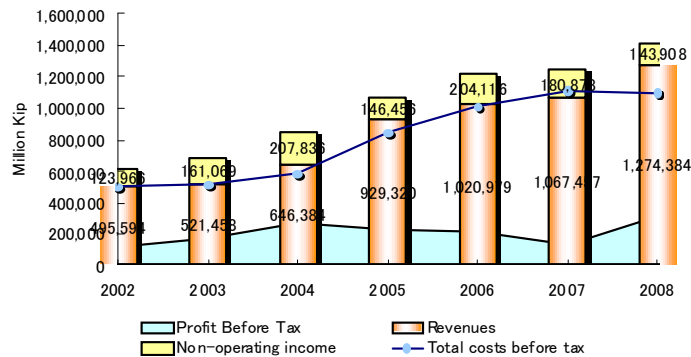


図 3.9-1 EDL の売上高と利益推移

(出典：EDL 財務諸表)

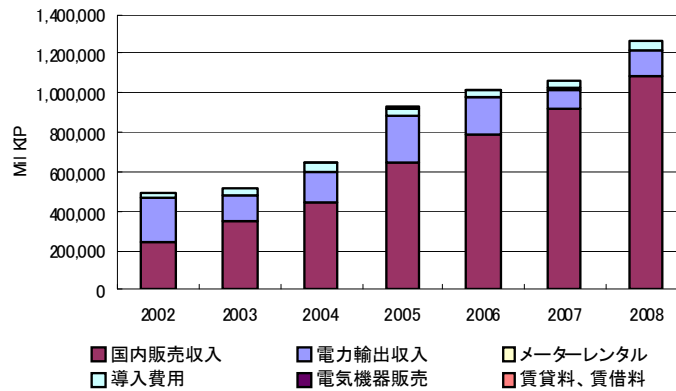


図 3.9-2 EDL の売上高内訳推移

(出典：EDL 財務諸表)

6 “Implementation of the Action Plan for Financial Sustainability of the Power Sector”の下、EDL とラオス国政府は政府の電力料金遅滞問題を解決する方向で 2005 年に合意し、現在は同アクションプランに基づいて支払いが行われている。

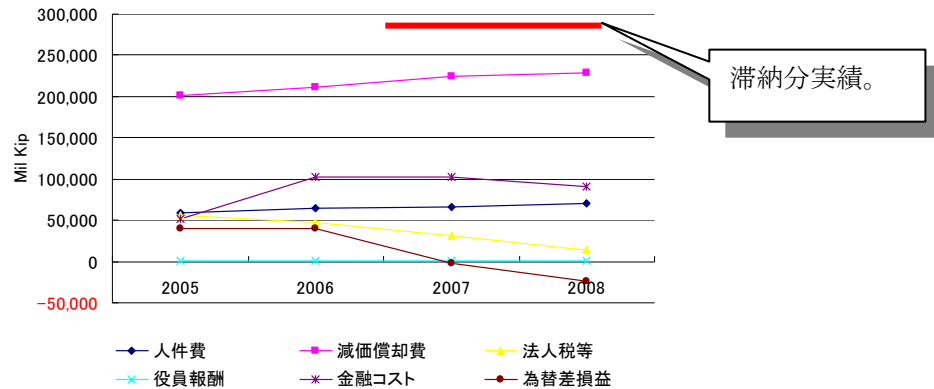


図 3.9-3 主なコストならびに未収電気料金の推移

(出典：EDL 財務諸表)

(2) 投資資金源としての外国融資

冒頭に述べたように、現在の EDL の設備投資は IPP など民間にゆだねている電源開発を除いて、海外援助機関からの借入金に大半を依存している。長期借入金は図 3.9-4 に見られるように、負債総計に占める割合が減少傾向にあるとは言え、8 割前後という高い割合で推移しており、資金調達の実態の少なさを表している。負債比率 (= 負債/資本) は 60% 程度を推移している。

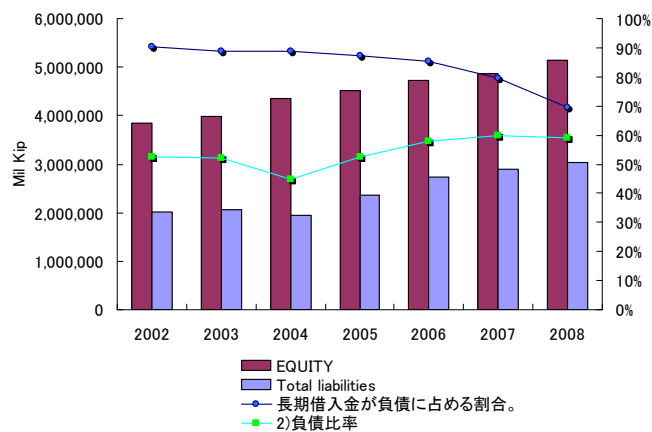


図 3.9-4 長期借入金が負債に占める比率推移

(出典：EDL 財務諸表 2004 年度～2008 年度)

現在、EDL は世銀(IDA)から 23 百万ドル相当の 2 件の借款、ADB から 101 百万ドル相当の 8 件の借款に加え、他にも日本からの 2 件の借款など二国間借款を抱えている。これらの借款の多くはラオス政府に対する譲許的な条件のもので、政府から EDL に転貸されている。

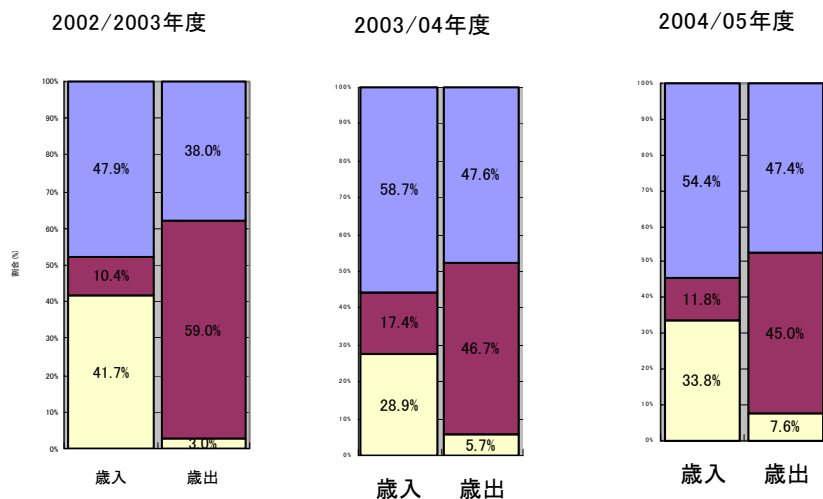
なお、今後どの位まで借入れが可能かについては公表されておらず、案件ごとに随時検討されている。設備投資資金を調達するための選択肢は一般に表 3.9-1 のようなものが考えられるが、ラオス国の場合は株式や債券などの金融市場が整備途中のため、選択肢は自然と借入金、特に市中銀行などではなく、世銀などの海外からの援助機関からのものに限られてくる。

表 3.9-1 主な資金調達源

1) 内部金融	a. 留保利益	株主資本コスト	
	b. 減価償却費など	加重平均資本コスト	
2) 外部金融 (直接・間接金融)	a. エキティ・ファイナンス	株主資本コスト	直接：増資（株式発行）
	b. デット・ファイナンス	負債コスト	直接：社債、CP 間接：借入金
	c. アセット・ファイナンス		

(出典：「電気事業の経理」)

なお、2010 年秋にはラオス国初の証券取引所の設立が計画されている他、プロジェクト債の可能性もアジア開発銀行（ADB）にて検討されている。参考に、戦後日本の例では、当初は政府系借入金が半数近くを占めたが、徐々に社債や民間金融機関からの借入金が増やしていた。ラオス国でも今後の金融市場の整備、成熟次第で、同様の傾向へ移行していくと推測される。一方、EDL は発行株式を政府が保有する国営会社ではあるものの、送電設備などの整備への国家財政の支援は期待できない状況である。図 3.9-5 にはラオス国の財政収支が示されているが、図中、赤色で示す資本支出（電力や道路などのインフラ投資）へ振り向けるだけの余裕は現在のラオス国の歳入には見られない。現状ではこれら資本支出は海外からの援助に頼る構造になっている。



歳入：上から順に、税収、税収外収入、財政赤字。

歳出：上から順に、経常支出、資本支出等、債務償還。

図 3.9-5 ラオス国政府財政収支推移

(出典：「ラオスの社会・経済基盤」)

3.9.2 EDL の財務安全性評価

これまでの分析から、EDLの設備投資に当たっては長期借入金の重要性が明らかになった。ここではそうした借入を円滑に進めるためのEDLの財務安全性/リスクの分析を行う。まず長期的な安全性を評価する指標のひとつである自己資本比率（Equity/Asset=自己資本÷総資本×100）の推移を図3.9-6に示す。通常、値が40%以上では安全とされているが、EDLの場合、2002年から現在に至るまで60%台で推移しており長期的な安全性は問題ないと判断される。同図に資金繰りリスクなど短期的な安全性を評価する指標のひとつである流動比率(Current ratio=流動資産÷流動負債×100)の推移も示した。こちらも高いほど良いと言われる⁷。EDLの場合、2004年以降、減少傾向にはあるが、依然高い比率を維持しており、問題はないと判断される。

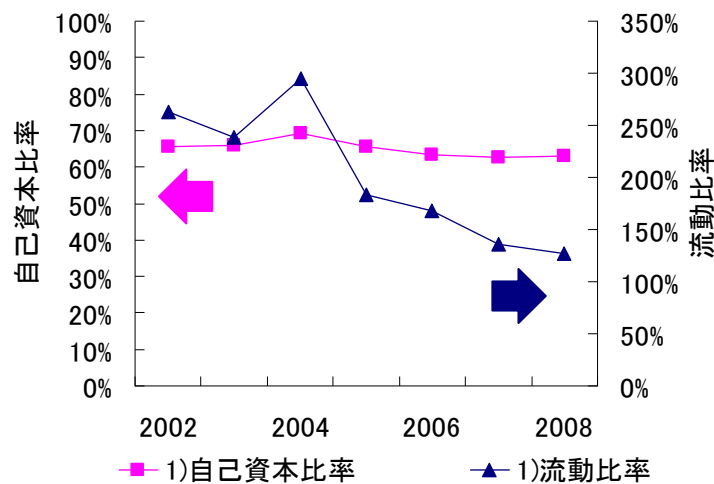


図 3.9-6 主要財務指標の推移

(出典：EDL 財務諸表)

このように、一般的に財務指標上では安全性に大きな問題は無いように見える EDL であるが、外国融資に頼っている限り為替リスクという課題は残されている。1997 年のアジア通貨危機でもラオス通貨のキップは米ドルに対して大きく落ち込み、2,000 キップ/USD 以下だったものが 2000 年には 8,000 キップ/USD にまでなり、債務返済に大きく影響を与えており対策の必要性を示している。

こうした実情もあり、世銀などの国際開発機関からの EDL への貸し出し条件は表 3.9-2 のように定められている。

⁷ 文字通りにとれば 100%を切ると翌年度に短期負債返済に充てるキャッシュが不足するととれるが、流動資産の大半が売掛金である場合も高くなるため、良否を判断するには内訳の確認が必要である。

表 3.9-2 ローン・ポリシー

● 自己資金比率 (Self Financing Ratio)	: 30%以上
● 債務資本比率 (Debt Equity Ratio)	: 1.5 以下
● 債務返済率 (Debt Service Ratio)	: 1.5 以上

- ※ 自己資金比率＝営業活動によるキャッシュフロー÷前後3カ年設備投資額平均
 債務資本比率＝長期債務÷自己資本
 債務返済率＝税金等調整前純利益÷当期支払い債務（利息＋元金）
 （出展：POWER DEVELOPMENT PLAN (PDP2007-16)）

3.9.3 結論 ～ 課題と考察 ～

EDL の PDP（中長期設備計画 2007-2016）の内、表 3.9-2 で示された指標の計画値を表 3.9-3 に示す。自己資金比率は 2010 年から 2013 年に掛けて、大型電源開発の影響で大きく目標を下回っているが、債務資本比率と債務返済率はおおむね基本方針を遵守した形になっている。自己資金比率も 2016 年には 30% を大きく上回る回復をしていることもあり、このことから EDL 資金計画は妥当と判断される。将来の見通しも、先述の世銀タリフ調査にて提案されている新料金制度が採用されれば、電気料金の収入だけで供給コストをまかなう体制が可能になることから、大幅な財務状況改善が期待される。

以上から、EDL 資金計画は妥当と判断される。参考までに表 3.9-4 および表 3.9-5 に EDL の財務諸表の概要を示す。

表 3.9-3 PDP による計画値

項目	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
自己資金比率	31%	24%	29%	-8%	-1%	5%	1%	40%	-16%	103%
債務資本比率	0.5	0.6	0.9	1.0	1.1	1.2	1.4	1.4	1.2	0.8
債務返済率	1.9	2.4	2.3	1.3	1.0	1.1	1.1	1.5	1.1	1.2

（出典：POWER DEVELOPMENT PLAN (PDP2007-16)）

表 3.9-4 EDL の損益計算

項目	(単位:百万キップ)			
	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
総収入	1,075,776	1,225,095	1,248,335	1,418,292
総費用	849,193	1,010,834	1,117,275	1,104,104
税引前利益 (損失)	225,583	214,261	131,060	314,188
法人税	45,579	31,199	26,728	27,346
純利益 (損失)	181,004	183,062	104,332	286,842

（出典：EDL 財務諸表より調査団作成）

表 3.9-5 EDL の貸借対照表

(単位:百万キップ)

項 目	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年
資産の部				
流動資産	558,353	673,461	695,103	877,666
経常資産 (固定資産)	6,320,663	6,786,819	7,072,886	7,287,468
資産合計	6,879,016	7,460,280	7,767,989	8,165,134
資本の部				
固定負債	2,064,658	2,330,865	2,391,767	2,341,999
流動負債	304,181	401,623	511,419	688,091
負債合計	2,368,839	2,732,488	2,903,186	3,030,090
自己資本	4,510,196	4,727,793	4,864,803	5,135,044
資本・負債合計	6,879,016	7,460,281	7,767,989	8,165,134

(出典: EDL 財務諸表より調査団作成)