

6.4 初期住民移転計画

6.4.1 計画貯水池の状況

図 6.4.1 に示す通り、本計画貯水池の一部はサイソンブン特別区域内にある。以前はピエンチャン県、シャンクアン県の一部であった地域が、地域開発重点地域として 1994 年 7 月 23 日にサイソンブン県が制定された。ラオスン族(45%)が人口の大部分を占め、次にラオテン族(35%)、ラオルン族(20%)と続く。ただし、5 郡の内、ロンサム郡とホム郡は、2001 年 7 月にピエンチャン県に帰属することとなり、現在は 3 郡のみである。

計画貯水池上流域はタトム郡タビアン地区に計画されている。33 箇村、人口 7,500 人を擁し、タトム郡はサイソンブン県で 2 番目に小さい。現在の国道 4 号線は、国道 1 号線に格上げされ、この上流域を通過することになっている。ラオス政府は、国道 1 号線を基軸として、全国道路網を計画している。この国道はこの国の社会経済発展には戦略的に重要であり、1,000km 国道を延長すれば、ラオス国最北端の国境線中国国境から最南端のカンボジアに至る。

国道 4 号線沿いに送電線網が計画されているので、上流域は ADB による送電線拡張計画からも恩恵を受ける。この地域は、タイ国をピエンチャンからベトナム国に結ぶ国道 5 号線の完成により、より優位な地理的關係となる。国道 5 号線と 1 号線の接点は、タビアン地区に設けられる計画である。

上流域での交通整備や中国やベトナム国の大人口農業により、園芸、酪農、貯水池内漁業など通常の生産物に加え、高地栽培を生かした作物の可能性もある。

計画貯水池下流域は、ピエンチャン県ホム郡に計画されている。人口 6,600 人、31 箇村あり、県内では最小の郡である。郡内はラオスン族が 90%で、ラオテン族とラオルン族はほぼ同数である。

6.4.2 貯水池湛水による住民移転への影響

1998 年 8 月 25 日～28 日に実施した IEE の現地調査では、当初予想した数以上の人口が計画貯水池内で確認された。2,000 人と予想していたが、この 2 倍以上の 5,200 人であった。また、この時、政府開発による相当規模の灌漑事業を確認した。

これはさらに 1998 年 12 月から 1999 年 1 月にかけて行われた現地調査でも確認され、650ha の灌漑水田と 150ha のラオス政府の計画があった。当初は、熱帯常緑林、農耕地、二次林、焼畑農地跡のみを想定していた。さらに、上流域は高地民族を受け入れて行う国家地域開発重点地区で、下流域は UNDP の 20 年開発計画が進行中である。FSL360m 案では 903 世帯

5,629人を含む17箇村が水没する。さらにラオス政府やUNDPが実施した800haの灌漑水田も水没する。水没村落分布は図6.4.2に示す通りである。

1999年3月には、ダム下流域の社会経済調査を行った。この時の調査結果では、ダム上下流で2,300世帯13,000人が下流域に居住し、住民移転の可能性が考えられた。図6.4.3に示すダム下流域では、15箇村の1,400世帯7,300人が水質・流量変化の影響を受けるものと考えられる。これらの影響を受ける村落を下の表に示した。なお、本表の数値は、2002年3月に実施した第2回現地公聴会開催時に再確認した数値である。

表 6.4.1 計画貯水池内及びダム下流域内の世帯人口

Reservoir Area				
Upper Reservoir:		Households	Population	EL.(m)
1.	B. Phonehom	71	413	368
2.	B. Namlong	21	126	364
3.	B. Xiangkhong	40	240	362
4.	B. Nakang	25	132	355
5.	B. Nahong	75	446	342
6.	B. Viengthong	46	281	339
7.	B. Naxay	25	154	332
8.	B. Naxong	76	461	330
9.	B. Phonyeng	58	332	328
10.	B. Dong	85	535	327
11.	B. Hatsamkhone	27	174	326
12.	B. Phiangta	48	328	323
13.	B. Pou	67	398	319
Upper Reservoir Sub-Total:		664	4,020	-
Lower Reservoir:		Households	Population	EL.(m)
1.	B. Houaypamon	20	117	275
2.	B. Namyouk	106	715	271
3.	B. Soppouh	35	252	261
4.	B. Sopyouk	78	525	245
Lower Reservoir Sub-Total:		239	1,609	-
Total of Reservoir:		903	5,629	-
Downstream of Dam				
Bolikhann District		Households	Population	EL.(m)
1.	Hat Kham	86	533	-
2.	Tahua	44	252	-
3.	Somseum	197	1,136	-
4.	Nam Pa	75	427	-
5.	Houay Koun	338	1,632	-
Bolikhann District Sub Total :		740	3,980	-
Pakxan District		Households	Population	EL.(m)
1.	Nong - Deng	19	112	-
2.	Thong - Noi	86	585	-
3.	Thong - Gnai	65	368	-
4.	Song Khon	42	239	-
5.	Phonsi	117	637	-
6.	Thakokkhen	-	-	-
7.	Nam Tek	40	295	-
8.	Nam Ngiep	78	309	-
9.	Sen - Oudom	75	397	-
10.	Komsipchet (Military Village)	147	363	-
Pakxan District Sub Total :		669	3,305	-
Total of Dam D/S		1,409	7,285	-

同表では、どの村が FSL.360m と FSL.320m 案で影響を受けるか示した。FSL.360m でも全村が水没するわけではないが、耕作地がナムニアップ川沿いに位置しており低地を生活の場としているところから、FSL.360m の場合は全村を移転の対象と見なした。一般に環境対策には、住民移転人口の削減を含み、これが不回避であれば、国際基準に沿った住民移転計画の立案、移住者に対する公平な補償を含む。

現時点の判断では、より低いダム開発規模が望ましいと言える。すなわち、FSL を EL.320m まで下げれば、影響を受ける部落数は僅か 5 村に減る。貯水池の背水影響範囲を確定する十分な検討がなされていないため、安全を見て 2m とすれば、FSL.320m の実質的な貯水池満水位は、EL.318m に設定しなければならない。この場合でも、計画貯水池上流域に開ける 300ha 近くの耕作地を排水の影響から保護する必要があり、また 240 世帯 1,600 人の地域住民が移転しなければならない。

背水の影響を別にしても、人口増加の影響も考慮しなければならない。すなわち、上流域が河川沿いで国道沿いに発達する開発重点地区(FARD)であることから、これから約 10 年先になると考えられる住民移転計画では、移転規模は人口の自然増(国家単位では 2.6%、サイソンプン地区では 3%)によって更に大きくなる。本移転計画では財務評価を含め、2010 年時点での全ての数量が 30%増加すると仮定した。

社会経済調査によれば、計画貯水池内に住む 53%の住民が、5 年以内に移り住んだ村民である。上流域では約 60%、下流域で 40%である。同様に、42%の世帯が政府の計画で移住してきたと報告されている。これは、上流域で 43%、下流域で 41%である。計画貯水池内世帯の実態について、全部で 7 つの北方県：①シエンコアン県、②サイソンプン県、③ハウファン県、④ポリカムサイ県、⑤ピエンチャン県、⑥ルアンナムタ県、⑦ルアンプラバン県、さらにそれらの 23 の郡を調べた。

計画貯水池上流域の世帯中、最も多いのはシエンクアン県カム郡から移住した家族である。タトム郡はカム郡に次ぐ郡である。上流域に対比して、下流域の大多数はピエンチャン県ホム郡からのラオスン族である。

注：本節の記載内容は「第 6.1 章 概要」にも記述した通り、第 1 フェーズ調査報告書からの転載である。ここでは FSL を 2m 下げて EL.318m に下げるよう指摘しているが、「第 8.3.2 章 背水の影響」に述べる通り、第 2 フェーズ調査で検討の結果、FSL.320m として堆砂高を制限することが有利と判断されている。

6.4.3 住民移転計画暫定案と最終案の策定

この初期住民移転計画(PRP)は、本プロジェクトの最終案が決定される前に策定された。ダム高が決定された後、本格的な環境影響評価(EIA)と社会環境影響調査(SIA)が、国際的に認められたガイドラインに沿って必要となる。さらに、その他の社会的影響を軽減するためには、本格的な住民移転行動計画(RAP)と社会行動計画(SAP)が必要となる。本格的な住民移転

行動計画(RAP)案策定には下記の調査が前提となる。

- ① 移転住民と先住者による共同社会の社会文化評価(SIAの一部)
- ② 住民参加方式の策定
- ③ 住民移転地の検討
- ④ 背水と堆砂の検討
- ⑤ 考古学的検討と現地踏査
- ⑥ 生計の道を立てる詳細項目の検討と技術的検討

RAP案策定終了時に F/S も終了し、それに続くプロジェクトの詳細設計と最終 RAP は資金調達と国際機関からの信用保証取付けに合致しなければならない。

F/S 後の詳細設計段階で、RAP の最終策定には、様々な検討と実施計画が実行されなければならない。これらは、少なくとも下記の項目で構成される。

- ① 生計の道を立てる詳細な設計
- ② 詳細土地利用調査を含む財産と天然資源の水没被害と人的被害の詳細調査
- ③ 新村計画(道路計画、配電計画、給水計画、公共施設計画、家屋配置、その他共同社会体で策定される事項を含む)
- ④ 住民移転地での不発弾(UXO)調査と除去作業
- ⑤ 家畜の運搬と衛生計画の立案
- ⑥ 母子の健康、高齢者や身体障害者等に焦点を当てた移転実施前の衛生管理計画の策定
- ⑦ ダム建設予定地及びその周辺地域を対象とした AIDS/HIV に対する啓蒙・予防計画立案
- ⑧ 送電線と工事用道路の影響を受ける住民・用地の評価と住民補償の策定
- ⑨ RAPに伴う環境影響評価(EIA)

検討項目と予算案を含むその他の調査項目は、SAP、流域管理計画、地域開発計画策定時に検討される。

RAP 検討に要する費用は FSL.360m 案で 110 万ドル、FSL.320m 案で 60 万ドルと概算される。但しこれには、EIA 調査に要する費用は含まない。

6.4.4 住民移転計画概要(RAP)

(1) 住民移転計画の目的と基本原則

本プロジェクトの RAP は、先行する主要な開発計画を対象にラオス政府が立てた国家移転政策(草案)に従って実施される。その政策とは、ナムテン 2 水力発電計画(NT2)において準備

され、世界的な経験に沿って世銀が見直した上で作成された案である。

その政策に沿えば、RAPの主要な目標は、①移転後の生活水準が実質的に改善されること、②政策下で規定された補償を正しく実行することである。

(2) 住民移転候補地の調査

第1フェーズ調査(1999年)

本調査団はカウンターパートと共に、図 6.4.4 に示す 16 個所の可能性の高い住民移転候補地について、1999 年 7 月中旬～10 月中旬に予備調査を行った。シェンクアン県やポリカムサイ県ポリカン郡或いはサイソンブン県のそれぞれの役人からの聞き取り調査結果から判断して、そのほとんどのサイトは移転地として提案できるものと判断した。候補地の評価はこれと並行して、1998年に作られた航空写真上で、それぞれのサイトの土地利用現況を調べて行った。写真による現況の判定は、既存の地形図(1:100,000、1:50,000、1:25,000)上でも確認した。またアクセス可能な場所については直接現地へ赴き、現在の人口や収容可能規模などの調査を行った。

移転先の優先度評価は、米作に係わる地方固有の文化的な習慣に基づいて行った。移転住民には 1.0ha の耕作地と住居・庭、その他の用地としての 0.5ha を配分する必要がある。この数値は、湛水地域の現状より 15%ほど広い面積である。現況は 1 世帯当たり天水田 0.83ha、雨季用灌漑地 0.18ha である。調査団は、近隣に手付かずで放置されている平地のうち、約 50% が耕作地に適していると見ている。第 5 次現地調査中の 1999 年 10 月 2 日に、計画貯水池南部を対象として、小型ヘリによる空中視察を行った。

予備的な住民移転候補地調査によれば、地方政府の提案する 16 個所の内、14 個所が適地である。そのうち、ポリカン郡の D1 地区と D2 地区、シェンクアン県カム郡 XK3 地区の 3 個所はかなり有望である。その理由は、水田に利用可能な土地が広いこと、収入の手段が得られやすい役所や人口集中地区に近いこと、県と郡による FARD 地域内であること、さらにこれらが地方政府により公認されていることなどである。全地区の検討が必要であるが、この 3 地区のみで 3,250 世帯の収容が可能であると考えられる。

住民移転候補地調査は主に机上検討であるので、初期検討結果である。次調査項目には、農地開発、特に灌漑計画の土壌・水資源調査、予定地点の社会経済・文化・歴史などの調査、さらにその他の生計手段の可能性検討などを含める必要がある。

第2フェーズ調査(2002年)

本調査の目的は、住民移転地を決定することではなく、可能性のある地域の詳細調査を実施し、移転住民に情報を提供することにある。現地調査は 2 箇所の移転候補地とダム下流の土捨場を整地して出来る地区を対象に行った。これらの地区の行政管轄はポリカムサイ県ポリカン郡であり、図 6.4.5 に位置図を示し、表 6.4.2 には状況を記した。

第2フェーズ調査での住民移転候補地調査の目的は、第1フェーズ調査で出来なかった現地調査を通じて、移転の可能性を調査し、移転住民にも理解させることである。

現地再委託調査による調査報告書には、①土地利用・森林現況、②米作等の耕地としての適用性、③土壌、④灌漑、⑤放牧の可能性、⑥村落水源、⑦交通手段、⑧地方電化の可能性についての調査結果が述べられている。また、これらの地域に対する地方政府の意見、現地写真も含まれている。

表 6.4.2 現地調査対象地域

1.	候補地名	Xiengxian-XiengLeu and Hatkham	Phabuak
2.	Location	a flat terrain along the Nam Lat river stretched from B.Thasi to B.XiengLeu, about 54km from the Bolikhanh district.	a flat terrain located between Talabat and Pousiat mountains along the Nam Sun and Nam Poy rivers around at B.Pakbuak, distance about 37km from the Bolikhanh district.
3.	Surrounding	The North : Nam Mang river The East : Thathom district, Xaisomboun The South : Viengthong district The West : Pou Had and Pou Phathao mountains	The North : Nam Sun river The East : Pou siet mountain The South : Pou Meuy mountain The west : Talabat mountain
4.	altitude	from EL188 to EL.210	-

現地調査隊は、現地調査の目的と対象地域を地方政府と地域住民に説明し、現地調査後、調査結果を提示して意見を徴集した。土壌調査は、目視検査と室内試験用サンプリング(栄養分、硬度、塩分濃度測定)を行った。土地利用現況は、既存の地形図と航空写真により行った。測量はGPS機を用い、灌漑の検討は候補地近傍の小河川を現地踏査し、経験的に水利用の可能性を判断した。

現地再委託業務で、STS社が2002年7月～8月、住民移転候補地調査を実施した。ボリカムサイ県ボリカン郡に注目し、地形、土地利用現況、土壌、稲作及び他の作物の栽培可能性、水資源状況、アクセス道路及び電源の可能性を検討した。次の三地点を調査した。

- (i) ターシー・シアンルー・シアンシアン地区：約2,367 ha、7村落の全人口2,158人、将来の高速道路IDに面している。
- (ii) パクブアク地区：約3,924 ha、4村落全人口1,480人、2005年完成予定の取付道路沿いにある。
- (iii) ハトカム村周辺：約385 ha、季節的に農地利用されているが在住民はいない。ナムニアップ川西側(右岸)の逆調整池ダムに近接。但し、現在は取付道路が建設されていない。

図 6.4.5 には上記の位置を示しており、農業開発の高い可能性が分かる。ラオスールクセンブルグ土地利用計画が上記の二つ地域をカバーしている。

ピエンチャン県ホム郡内の移転候補地は考慮していない。調査結果は、第3巻サポーティング・レポートに収録した。3地点の比較結果を表 6.4.3 に示す。

表6.4.3 ポリカン地区の住民移転候補地の比較結果

項目	移転地				
	ターシー・シアンル ー・シアンシアン	パクブアク地区	ハトカム地区		
社会環境現況					
1. 農村数	7	4	0		
2. 世帯数	478	341	0		
3. 民族	30%ラオルム 70%ラオテウン	11%ラオルム 89%ラオテウン	ラオルム及び ラオソン		
4. 学校数及び教師数	7、20	4、14	1、7		
5. 保健所数	0	1	0		
自然環境現況					
1. 総面積 (ha)	2,367	3,924	385		
2. 利用面積 (ha)					
・ 灌漑用地	133	30	0		
・ 天水田	449	75	5		
・ 交代耕作・その他	132	150	137		
3. 一世帯当り作地面積(ha)	1.5	0.7	不明		
4. 世帯収容力(1.5 ha/世帯)	1,102世帯	2,446世帯	165世帯		
5. 斜面					
・ <8%	74%	83%	100%		
・ >8% and < 16%	26%	17%	-		
6. 灌漑可能用地					
・ 作地また予定地	30 ha	0 ha	0 ha		
・ 計画地	6計画3,120ha	ナムソン川2,000ha	河川63 ha		
7. 稲作					
・ LSR 1 Class(ha)	435	1086	385		
・ LSR 2 Class(ha)	1,223	670	-		
・ LSR 3 & 4 Class(ha)	709	2,166	-		
8. アクセス					
・ 国道	高速道路1D	-	車道		
・ 県道	01号線	01号線	-		
・ 一般道路	有	有限	無		
9. 電力施設					
・ 22kVのアクセス	有	有	有		
・ 既存水力発電所	ナムマン4.8 MW	無	無		
・ 局地グリッド	無	無	有		
現場調査の評価		点数			
1. 利用面積	10	8	10	4	
2. 灌漑面積	25	25	20	15	
3. 稲作適地	20	15	18	14	
4. 利用電力	10	8	6	8	
5. 利用財源	10	7	10	8	
6. 利用水	5	5	5	3	
7. アクセス	10	9	7	9	
8. 収容力(1.5 ha/世帯)	10	7	10	6	
評価点合計		100	84	86	67
順位		第2位		第1位	第3位
評価点数		灌漑及びアクセス が良好		収容力及び資源が 良好	仮移転地として使 用可

(3) 地域住民の収入の回復

失われた生産手段を回復させるプロセスは複雑で困難なものであり、それには種々の分野における多くの専門家の支援と地域住民自らの積極的な努力が必要である。

住民移転計画書に詳述するように、本プロジェクトでは生計手段に一定の選択幅を設定している。灌漑水田のオプションは、湛水地域からの移転者にとって最も受入れ易い選択で、地方政府の希望する耕作地拡大政策にも沿ったものである。また林業の選択は、下流域の住民にとって受けやすい選択と思われるが、更に詳細な調査が必要である。その他の生計手段には、浮網式漁業、計画貯水池の水位変動域(約 45km²)に牧草を植えて行う酪農や牧畜、果樹栽培、エコツアー、手工業の技術指導等である。また、本プロジェクトでは、これら生計手段検討の補助となるよう、地域開発を専門とする NGO 団体による現地再委託調査を提案する。これは、地域住民の希望と要求を理解する一方、住民に有効な生計手段を周知するための広義の住民参加型公聴会を通じて実施される。この調査により、移転住民の希望をすべて RAP に取り込むことができる。

(4) 少数民族や他の弱者の救済

開発によって影響を受ける弱者や少数民族が現存する場合には、住民移転は世銀やアジア開発銀行の土着民族に関する政策(IPDP)に沿って行われる。最終 RAP 策定時の一つとして実施される貯水池内調査で、住民移転計画を確実にさせるため、その他の弱者グループ(高齢者・貧困者・障害者など)の存在を確認する。

(5) 住民移転計画のための法組織

ラオス政府が実施する大規模な移転を伴う開発計画であるナムテン 2 計画のために、政府は本格的な住民移転管理組織を編成したので、本プロジェクトはこの機能に期待できる。

この組織は、移転委員会(RC)、移転監視機関(RMU)、地方の移転作業グループ(DRWG)、村単位の移転委員会(VRC)から構成されている。従って、本計画の移転計画の実施には、これらの組織が集合して責任を分担する。他の実施機関は、地方政府、ラオ婦人同盟(LWU)、村組織、事業実施団体、コンサルタント、建設業者、NGO 団体などである。

住民移転実施中、RMU と郡単位の実行部隊は重要な役割を果たす。組織強化のため、担当者に住民移転計画の基本方針・詳細計画・資格を理解させる教育訓練プログラムが必要である。さらに、講習会や実地訓練が、生計手段と共同体確立の幅広い新手法を紹介するために導入される。

(6) 住民参加と情報公開

世銀や他の国際機関からの資金援助を受けるには、プロジェクトの設計や計画段階において高度な社会的・環境的・経済的な基準を要求される。その一つの要求は、開発の過程にプロジェクトに興味を示す人々や団体(関心団体)をできるだけ多く介在させ、政策決定に参画させ

ていくことである。

この RAP 策定時に、これらの決定要素をできるだけ早い段階から取込めるよう、調査団は事業規模を決定する前に、自然・社会環境調査を実施している。調査の一環として、住民公開が EIA や SIA の調査時と報告書作成時に、それぞれ行われる。調査団は、住民参加・情報公開実施方法を検討し、準備するため、NGO 団体が現地コンサルタントを再委託先として契約する。

移転住民の基本権利と利益が守られることを確実にするため、RAP 準備中に「Grievance & Appeals Procedure」が計画される。現在、PRP 報告書に記述しているように、ナムテン 2 水力発電計画でその手法は確立されており、本プロジェクトに適用できる。

住民移転が成功裏に実施されるよう、また村民の生活様式が移転前より改善されるよう、モニタリングが必要である。これは内部と外部の両面で実施される。内部モニタリングは、承認済みの RAP 実施予定に照らして、物質面での進捗を、外部モニタリングは、移転住民の生活様式や水準の変化を調べるものである。

(7) 住民移転費用予算案

住民移転費用は、より詳細な水没財産に基づき、RAP 準備段階で計上される。現時点での概算では、予備費を 15% 入れて、FSL.320m 案では 5 百万ドル、FSL.360m 案では 18 百万ドルである。これらは、住民移転費用の国際標準である US\$3,600/人、一人当たり GDP(US \$ 350) の約 10 倍と良く一致している。今後 10 年間の人口増加を 30% 見込めば、これらの値はそれぞれ、7 百万ドルと 23 百万ドルとなる。

表 6.4.4 住民移転費用概算

No.	Items	Unit	Unit Costs	Q'ty	Amount	Source
A Resettlement						
A1.	Houses	House	2,120	260	551,200	HDP
A2.	Infrastructure	HH	1,300	260	338,000	PSPS
A3.	Resettlement Costs (moving)	HH	200	260	52,000	NT2 ALT
A4.	Miscellaneous	HH	130	260	33,800	-
SUB TOTAL A					975,000	
B Livelihood Component						
B1.	Lowland Paddy Irrigation Development (1.0ha/HH)	ha	5,000	260	1,300,000	Pan Piao
B2.	Upland Rice Field (0.5ha/HH)	ha	1,000	130	130,000	-
B3.	Garden (0.15ha/HH)	ha	1,000	40	40,000	-
B4.	Forestry Management Program	HH	625	260	162,500	NT2 RAP
B5.	Livestock Improvement Program	HH	625	260	16,2500	NT2 RAP
B6.	Reservoir Develop.(Transport/Fishing)	HH	625	260	162,500	NT2 RAP
B7.	Agro Industry and Handicrafts Center	HH	625	260	162,500	NT2 RAP

No.	Items	Unit	Unit Costs	Q'ty	Amount	Source
B8.	Miscellaneous	HH	150	260	39,000	-
SUB TOTAL B					2,159,000	
C Community Development & Management						
C1.	Skills Training	HH	200	260	52,000	NT2 RAP
C2.	Technical Support	HH	200	260	52,000	NT2 RAP
C3.	Community Development	HH	225	260	58,500	NT2 RAP
C4.	Income Support Program	HH	720	260	187,200	NT2 RAP
C5.	Resettlement Manage. Unit for 8 Years	HH	4,065	260	1,056,900	NT2 RAP
C6.	Health Program	HH	477	260	124,020	NT2 RAP
C7.	Miscellaneous	HH	360	260	93,600	-
SUB TOTAL C					1,624,220	
I	TOTAL (A to C)				4,758,220	
II	Possible Population Growth (30% of I)				1,427,466	
GRAND TOTAL (I+II)					6,185,686	

表 6.4.4 住民移転費用概算(まとめ)

A	Grand Total of Environmental Issues	8,790,000
B	Grand Total of Resettlement Issues	6,185,686
C	TOTAL (A+B)	14,975,686
D	Miscellaneous (10% of C)	1,497,569
GRAND TOTAL (C+D)		16,473,255

(8) 環境影響と復元

住民移転候補地の収容可能人口調査に加え、この移転地での EIA 調査が必要である。EIA 調査は、住民移転実施により発生する自然・社会環境に与える正負の影響を把握することで、良い影響を最大限に伸ばし、負の影響を最小限に押さえる対策を提言する。ラオス国北部の EIA 重要点は、住民移転候補地の不発弾(UXO)と枯葉剤調査である。

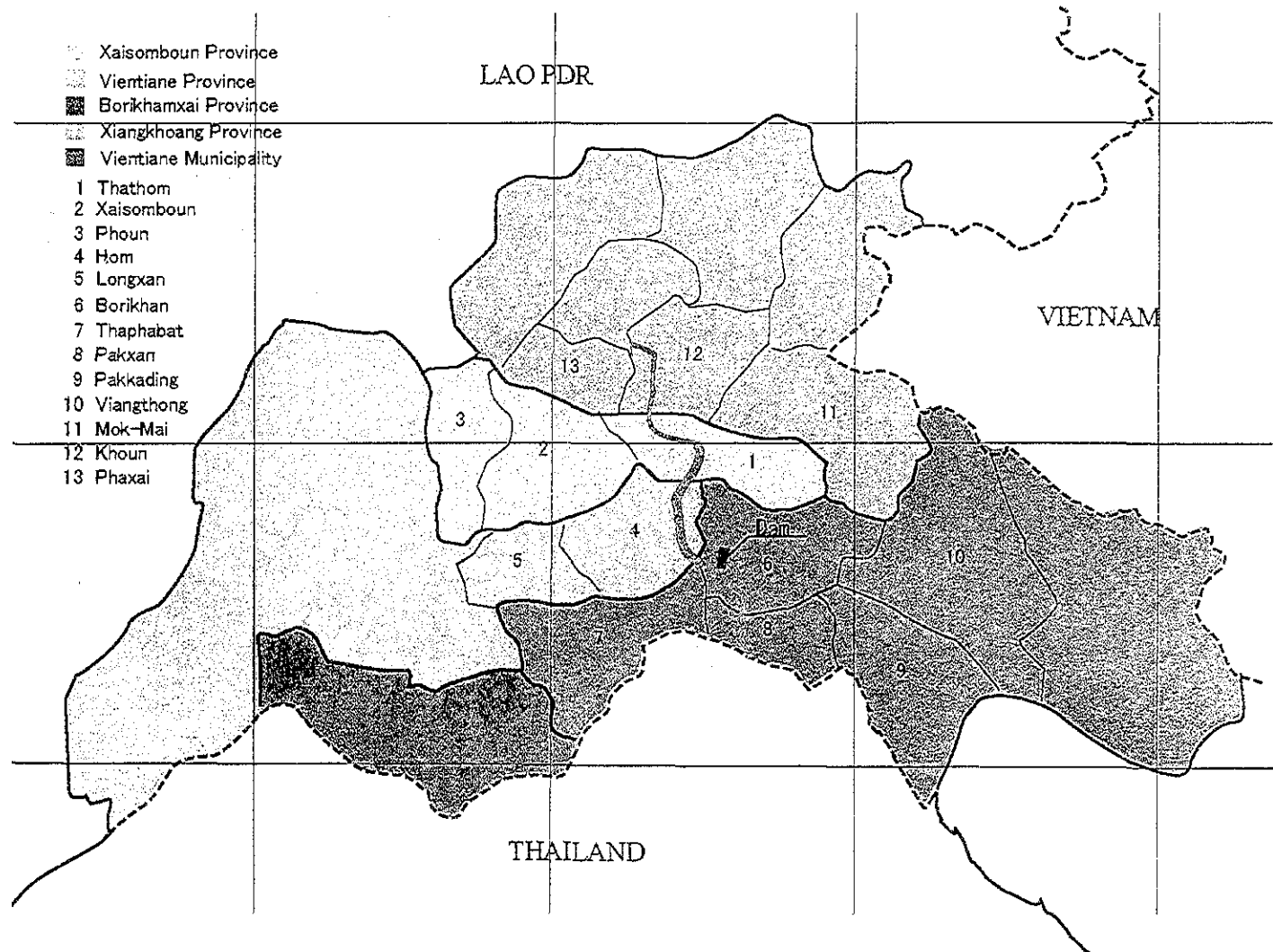


図 6.4.1 調査対象地域内行政区分図

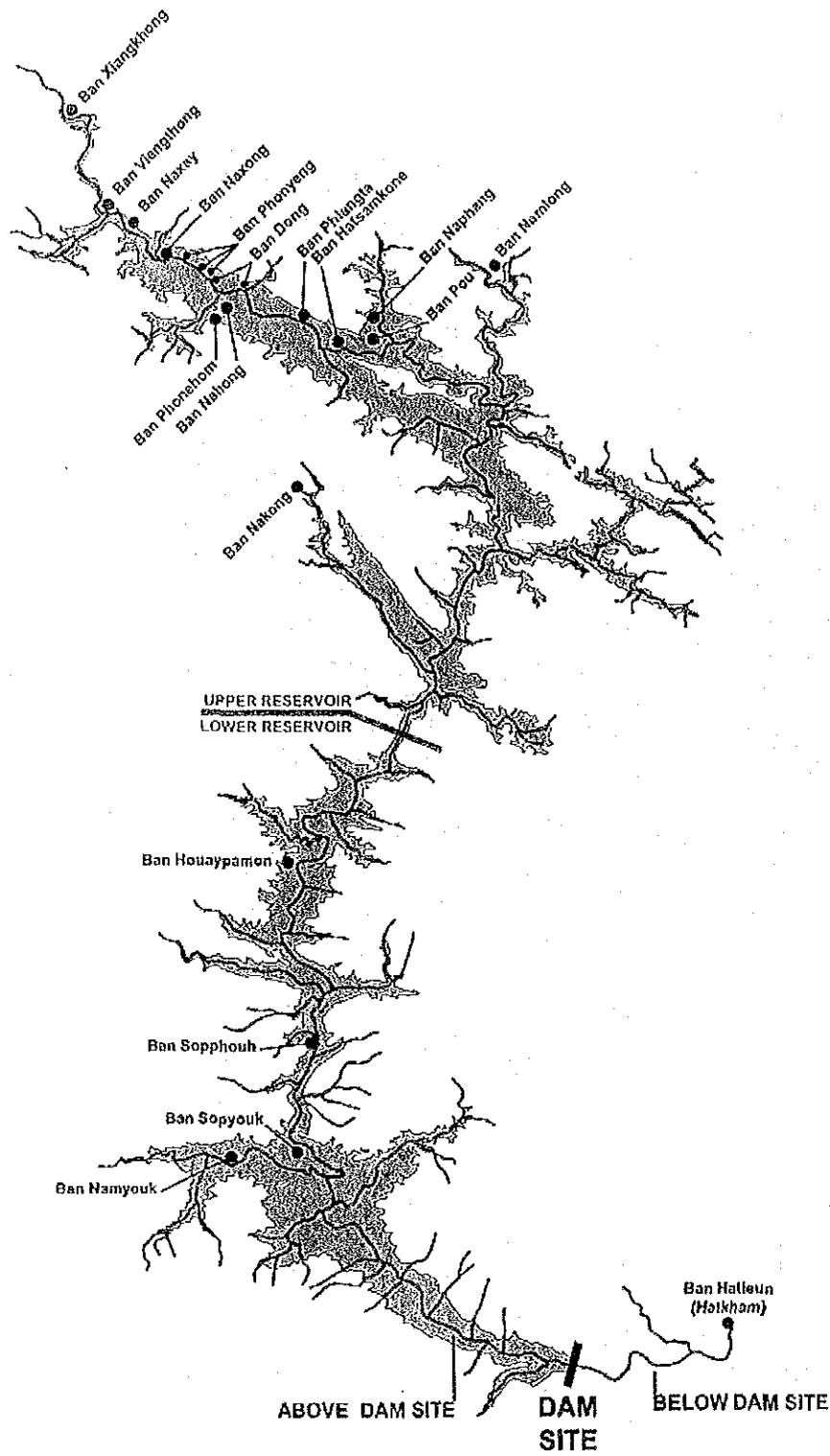


図 6.4.2 計画貯水池内村落の分布状況

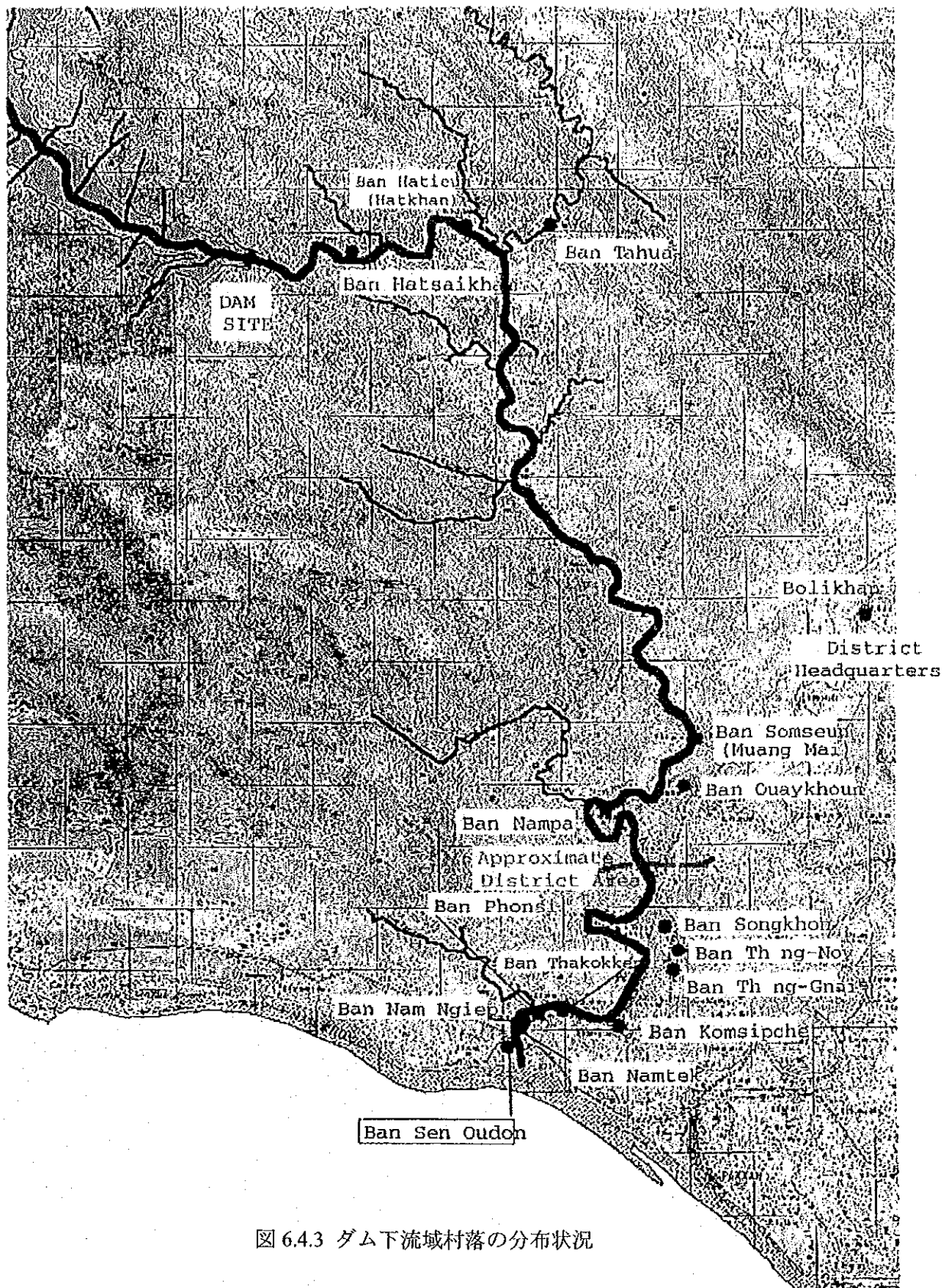


図 6.4.3 ダム下流域村落の分布状況

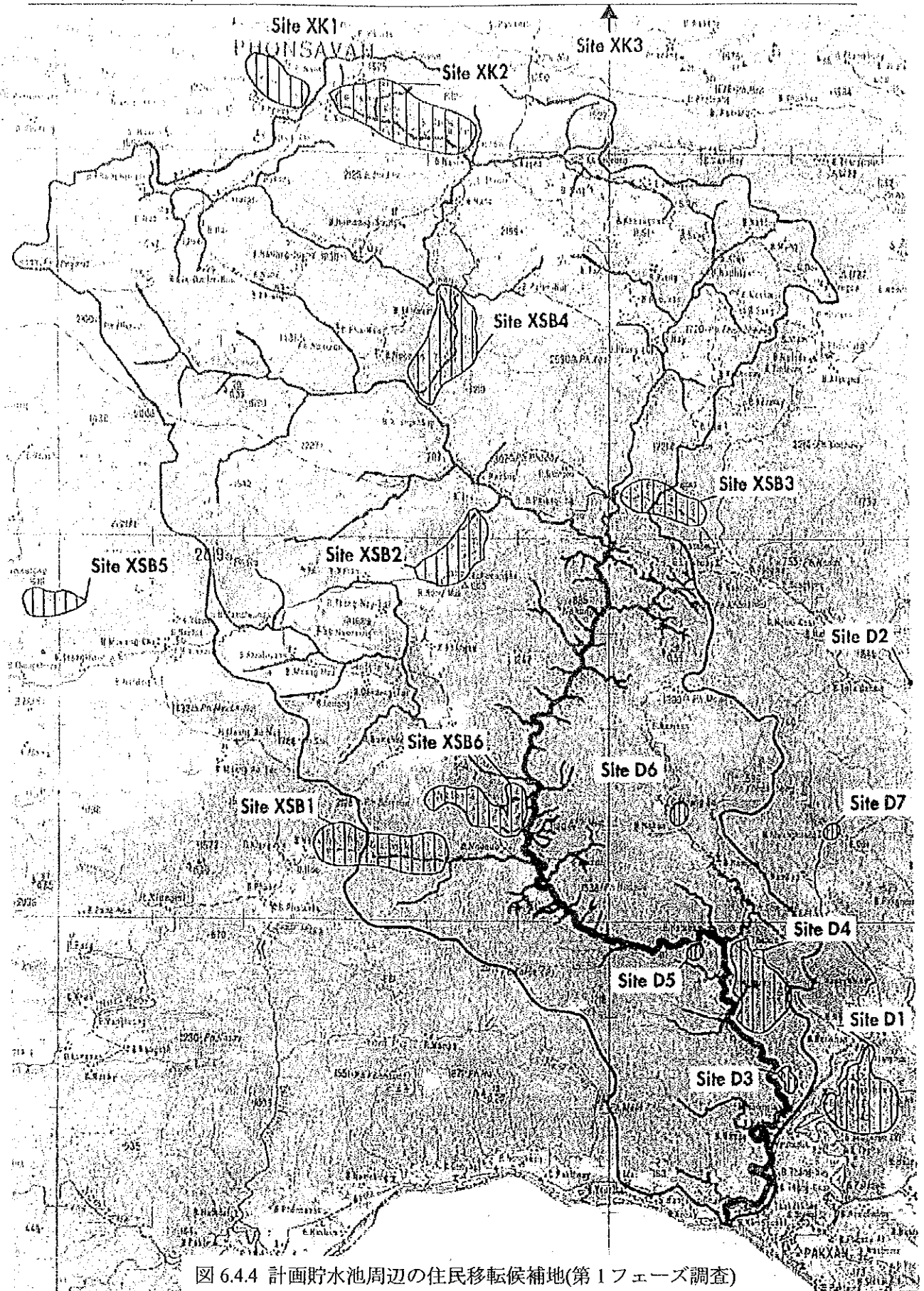


図 6.4.4 計画貯水池周辺の住民移転候補地(第1フェーズ調査)

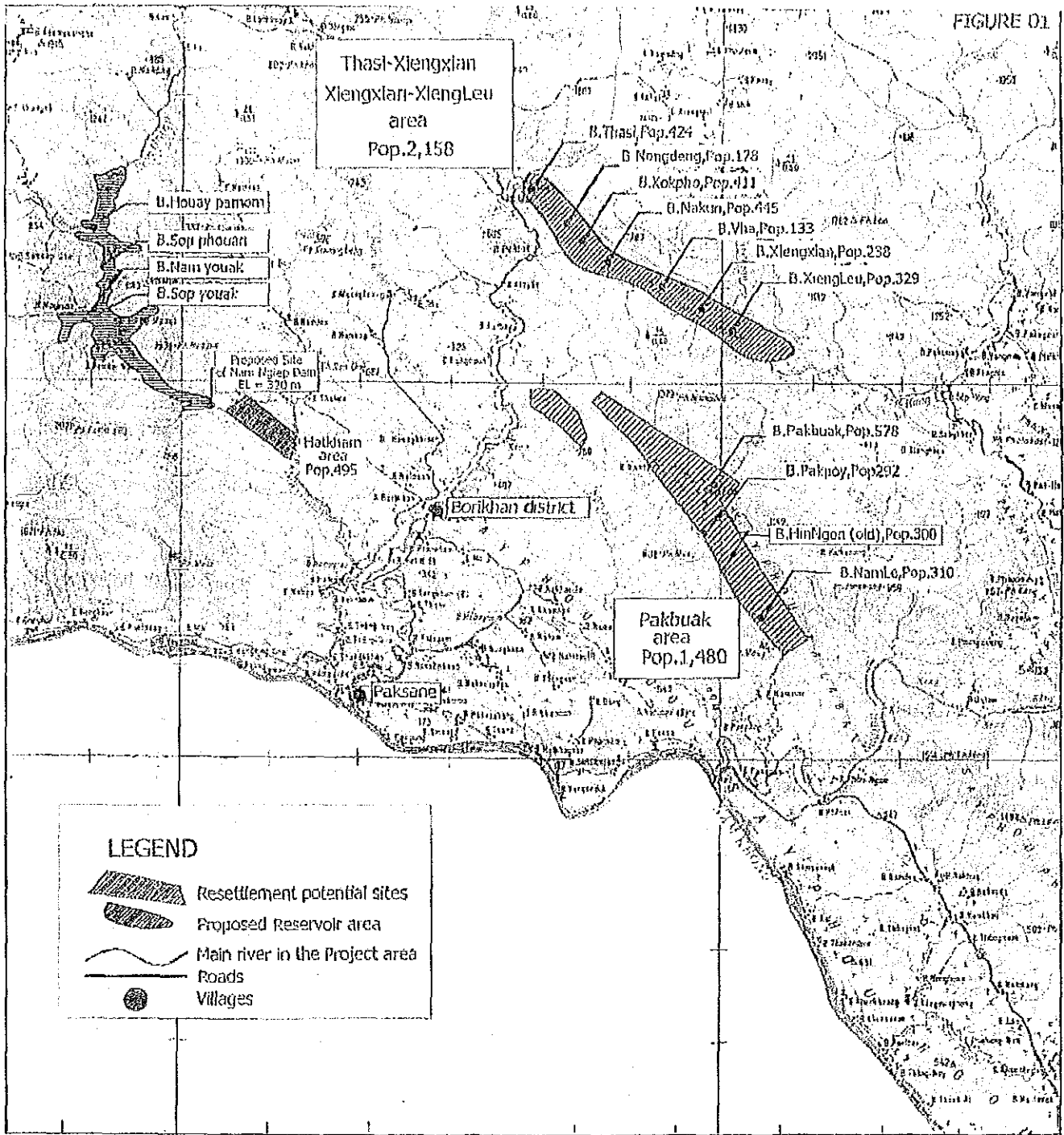


図 6.4.5 計画貯水池周辺の住民移転候補地(第 2 フェーズ調査)

第7章 電力市場調査・分析

7.1 概要

ナムニアップ-I 水力発電計画の主要目的は、近隣諸国、特にタイ国又はベトナム国への電力輸出による外貨獲得にある。これはラオス政府の現在の電力開発政策に則ったものである。

本章では、まずラオス国の電力開発政策、輸出向け水力発電計画、IPP 実施のプロセス等を含むラオス国の電力セクターの現状と展望をレビューする。次にタイ国及びベトナム国への輸出の可能性を、各国の電力需要想定及びそれを踏まえた将来発電計画に基づき分析する。なお、タイでの分析では同国で将来導入される予定の電力市場構造改革のインパクトを考察し、将来の電力取引価格についても分析する。

7.2 ラオスの経済状況及び電力セクターの役割

ラオス国は 520 万人(2000 年現在)の人口を有する山岳国家で、2000 年の 1 人当たり GNP が 330 米ドルに過ぎないアジアの LLDC(後発発展途上国)の 1 つである。周辺をタイ国、カンボジア国、ベトナム国、中国(雲南省)及びミャンマー国に囲まれた内陸国で、国土面積は 236,800km² である。農林業が経済の中心であり、これは GDP の 52%、労働力の 80% 以上を占めている。

1986 年に新経済メカニズム(NEM)を導入して以来、ラオス国政府は、経済構造を中央計画経済から市場指向経済への転換に努めている。かかる政府の努力はマクロ経済の安定、経済成長、民間部門の発展、近隣諸国(特にタイ国)との貿易・投資等の拡大をもたらした。ラオス政府は 2020 年までに LLDC を脱して中所得国になることを国是として掲げ、開発に取り組んでいる。

GDP 成長率は 1997 年アジア通貨危機の影響で 1998 年に 4% に悪化したが、1999 年には 7.3% と大きく回復をみた。これは主要産業である農業セクターの同年の成長率が 8.2% に達したこと、工業生産と電力輸出が拡大したためである。2000 年の成長率は 5.9%、2001 年は 6.0% と見込まれている。外部環境が悪化しない限り今後 2~3 年は 6~7% 台の成長率を維持できよう。

マクロ経済指標の中では、インフレ率が著しく改善している。1998 年 87%、1999 年 134% とハイパー・インフレに見舞われた後、2000 年には 27% まで沈静化した。2001 年は政府の緊縮

財政・金融政策により 10%以下になるものと思われる。IMF は最近、かかる政府の改革努力を評価し、スタンバイ・クレジット(貧困削減と成長のための特別ファシリティ)を承認したようである。

輸出額は 1988 年以降堅調に伸びており、貿易収支は赤字基調であるものの改善を見せている。主要輸出品目は林産品、電力及び衣料品である。貿易収支の赤字分は ODA と直接投資(特に水力開発投資)で賄われている。この傾向は今後水力への直接投資が増加することから当面維持されよう。

ラオス国の電力部門は当国の開発において重要な地位を占めている。安価で安定した電力は国内の消費者及び生産者にとって不可欠の要素であるとともに、貴重な外貨獲得源でもある。貧困削減と社会開発のためには経済成長は必要条件である。小さな内陸国であるラオスが、この政策目標を達成するための手段は限られている。比較優位をもてる産業は少なく、中でも電力部門は最重要セクターである。ラオス国の包蔵水力とリグナイト(褐炭・亜炭)資源は豊富で、かつ電力需要の旺盛な周辺国に取り囲まれており、電力輸出基地としてのラオス国の優位は明らかである。

しかし、ラオス国の電力セクターの開発状況は極めて低い。推定包蔵水力 18,000 MW に対し、開発されたのはわずか 3.5%の 625 MW に過ぎない。また、国内の電化率もわずか 30%程度である。電力セクターの開発ポテンシャルは大きく、国内電力普及率の向上と外貨獲得を通じて社会・経済開発目標を達成する上で、電力セクターは今後でも中核的役割を果たすことが期待されている。

電力輸出は、ナム・グム第一発電所が開発した 1972 年にスタートした。輸出額に占める電力のシェアは、1996 年の 19.6%(額にして 30 百万ドル)から 2000 年には 28.5%(同 112 百万ドル)へと伸び、電力は林産品と並んで最大の外貨獲得源となっている。したがって、電力輸出による外貨獲得は、ラオス政府の電力開発政策の重要な柱の 1 つとなっている。

7.3 メコン河流域の電力事情

7.3.1 ラオス国の電力輸出市場

大メコン圏流域諸国(Greater Mekong Sub-region, GMS)は、カンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナムの各国と中国雲南省で構成される。これらの GMS 諸国のうち、特にタイ国は電力不足を生じており、電力輸入に益々依存しつつある。

ラオス国の主要な電力輸出先はまずタイ国であり、次に程度は低いベトナム国である。他の GMS 諸国は、今後 10 年間はラオス国から電力を輸入する可能性は低い。しかし、カンボジア国は、ラオス国境近くで小規模な電力取引が起ころう。

中国雲南省は石炭と水力資源が豊富で、ラオス国への潜在的電力輸出者である。過去に同省

がラオス北部地域への輸出を検討したが、現在、ラオス国はこの計画を見合わせている。当然ながらラオス国から同省への電力輸出の可能性は低い。

ミャンマー国の状況は雲南省と似ている。同国は天然ガスと水力資源が豊富で、タイ国へのガス輸出計画が進行している。他方、ミャンマー国は当面の間、ラオス国から電力を輸入する可能性は低い。

カンボジア国は比較的大きな包蔵水力資源を有しているが、周辺国に比べ発電コストが割高であることがハンディとなっている。価格面から同国からの電力輸出の可能性は薄い、国内市場向けの水力開発は重要な手段である。カンボジア国はラオス国にはほぼ匹敵する電力市場を有している。すなわち、ピーク電力は2000年で150 MW、2010年で480 MWと想定されている。カンボジア国の発電は現在ディーゼル発電が主力となっており、水力発電は未開発である。発電コストは割高なことから、ラオス国からの電力輸入は有望である。しかし、システムの未整備と需要地の遠隔性のため、ラオス国からカンボジア国への電力の輸出は国境近傍の小規模な取引に限定されよう。

表 7.3.1 は、GMS 諸国における最新の電力需要想定結果をまとめたものである。

表 7.3.1 GMS 諸国の電力需要想定

国名	ピーク電力 (MW)			電力需要量 (GWh)		
	2000	2005	2010	2000	2005	2010
Thailand (EGAT PDP 2001)	14,918	21,222	28,912	96,781	134,794	184,213
Vietnam	4,487	7,802	11,653	26,000	46,459	70,437
Yunnan, China	3,371	4,715	6,362	21,857	30,569	41,241
Myanmar	1,125	1,628	2,124	6,905	9,627	12,094
Lao PDR	172	321	464	649	1,527	1,963
Cambodia	150	304	477	678	1,200	1,900

(出所)MIH

ラオス国からの主要な輸出先であるタイ国とベトナム国における電力需要想定は、以下の節にて詳細に論じる。

7.3.2 GMS 諸国における電力購入協定

(1) タイとラオス両国間の協定

タイとラオス両国は、1993年6月と1996年6月に、2006年までに3,000 MWの電力購入を行う協定を結んでいる。両国政府は互いに委員会を設置し電力の供給、購入計画につき協議を継続している。タイ側の委員会はCECD-L(Committee on Electricity Cooperation and Development in Lao PDR)、ラオス側のそれはCEEP(Committee for Energy and Electric Power)と称されている。1999年末、ラオス側のCEEPは新しい委員会LNCEC(Lao National Committee for Energy)に改称された。

この協定下では8件のプロジェクト(火力1件と水力7件)が盛り込まれている。2002年7月

現在の電力購入計画の進捗状況は以下の通り。

実施済み(運転中)案件

1) Theun-Hinboun 水力	187 MW
2) Houay Ho 水力	126 MW
計	313 MW

Theun-Hinboun 水力の PPA は 1996 年 6 月に、Honay Ho 水力のそれは 1997 年 6 月に締結された。Theun-Hinboun 水力は 1998 年 3 月に、Honay Ho 水力は 1999 年 9 月にタイ国 EGAT への電力供給を開始した。

コミット済みの案件

タイ国の最新電力開発計画(PDP2001)によれば、次の 6 件が IPP プロジェクトとしてコミットされている。

第 1 ステージ(運開予定日 2006 年 12 月)

1) Nam Theun 2 水力	920 MW
2) Nam Ngum 2 水力	553 MW
3) Nam Ngum 3 水力	430 MW
計	1,903 MW

第 2 ステージ(運開予定日 2008 年 3 月)

1) Hongsa リグナイト	608 MW
2) Xe Pian-Xe Namnoy 水力	365 MW
3) Xe-Kaman 1 水力	407 MW
計	1,380 MW

EGAT は第 1 ステージの 3 件について PPA 交渉を進めている。このうち Nam Theun 2 水力の暫定的 PPA は 2002 年 2 月に締結され、さらに同年 6 月に本格締結された。他の 2 件についてはタイ側は従来型の PPA ではなく、2003 年頃に導入が予定されている電力プール市場への入札方式による参加を招請しており、今後の成り行きが注目される。

ラオス政府は 2002 年 1 月に、Nam Theun 2 水力を除く第 1・第 2 ステージ 5 件の見直しを行った。その結果、Nam Theun 2 水力の運開予定を 2008 年とする一方、Nam Ngum 2・Nam Ngum 3 水力と Hongsa リグナイトの 3 案件を 2010 年運開予定の第 2 ステージとし、他の 2 件は PPA 交渉対象外とした。また、本 Nam Ngiep-I 水力は、この第 2 ステージにコミットされる可能性が高い。

(2) タイとミャンマー両国間の協定

両国政府は、1997 年 7 月に水力発電及び天然ガスに関する MOU を締結した。これによれば、タイ国は 2010 年までにミャンマー国から 1,500MW の電力購入が計画されている。両国は互

いにこの電力購入計画を実現するための委員会を設置している。また、この MOU では候補案件として水力 3 件とコンバインドサイクル(CC)1 件があげられており、ミャンマー側の F/S が完了次第、各案件の実現へ向けての交渉が開始されることになっている。

Nam Kok 水力	55 MW
Hytgyi 水力	400 MW
Tasang 水力	3,600 MW
Kanbauk CC	1,500 MW

一方、ミャンマー国は現在、電力不足に直面しており、緊急対策としてタイ国から 100～200 MW の電力を輸入するため、国際連系送電線の早期建設を提案している。この連系線の完成により、当面はタイ国からミャンマー国への電力供給がなされるが、後にミャンマー側の開発状況が進めばミャンマー国からタイ国への本格的電力輸出が行われる。

(3) タイと中国雲南省両国間の協定

タイ国政府と中国政府は 2017 年までに、3,000 MW の電力輸入を行う MOU を 1998 年 11 月に結んだ。MOU では第三国(ラオス国等)を経由する連系線により両国の電力システムを統合する計画が唱われている。計画推進のための委員会も設置されている(タイ側 TCC 及び中国側 CCC)。

雲南省からタイ国への電力輸出第 1 号協力案件は、タイ国境から 300 km のランサン川(メコン河)下流の景洪水力(Jinghong、1,500 MW)である。本件の F/S は終了しており、実施に向けての両国間の交渉が進められている。また連系送電線の F/S も終了している。

タイ国の最新電力開発計画によれば、EGAT は 2013 年までに Jinghong 水力から買電を開始する予定である。翌 2014 年にはさらに 1,500 MW の電力を購入する計画も盛り込まれている。

(4) ラオスとベトナム両国間の協定

ラオス政府とベトナム政府は 1995 年 9 月、2010 年までに 1,500MW～2,000MW の電力をベトナム国がラオス国から輸入する協定を結んでいる。その後、電力購入の実現に向けての協議が進められている。ベトナム国の最新電力開発計画(2001～2020)によれば、ベトナム電力公社(EVN)は、ラオス国からの電力輸入を 2007 年までに 300MW、2009 年までに追加 400MW、2010 年までに更に 300MW、合計 1,000MW を予定している。

7.4 ラオス電力セクター開発状況

7.4.1 概要

ラオス国の電力基本政策は、国内需要に対応した電力供給力の確保、地方電化の推進、余剰電力輸出による外貨獲得である。

ラオス国におけるエネルギー消費は、主に全体の90%を占める木材燃料による。化石燃料及び電気はそれぞれ5%に過ぎない。したがって、環境への影響を軽減し、国全体の森林を保全するため、水力発電ポテンシャルの開発は、同国にとって重要である。

1986年に新経済メカニズム(NEM)が発表され、電力開発分野において下記の緊急対策が示された。

- (i) 電力の売電により、輸出収入を増加させる。
- (ii) 電力セクター開発に、民間参加を奨励する。
- (iii) 国内電力消費者を増やすため、国内送電線網を拡張させる。
- (iv) ラオス電力公社(EDL)の長期的財務能力を強化させる。

これらの電力セクター改革は、健全な法制度の整備及び新規の法律制定によって行われてきた。この中には、契約法(1990年)、外国投資法(1994年)、電力法(1997年)がある。同時期に、銀行及び投資部門の民営化が行われ、外資系銀行のラオス国内での営業が許可された。

ラオス政府はマクロ経済及び社会開発を推進するために、水力発電開発を最優先としている。電力部門の政策としては、異なる市場の必要性に対応するため、次の二つのレベルで発電事業を推進することになっている。

- (i) 国内向け発電プロジェクト : 出力100MW程度までは国内市場向けとして開発する。EDLが開発主体となりODA資金を利用して実施する。
- (ii) 輸出向け発電プロジェクト : 出力100MW以上の大規模プロジェクトは電力輸出用として開発する。ラオス政府とMOUを締結したIPP事業者が開発主体となり、プロジェクト・ファイナンス方式で資金調達する。

上述したようにタイ国EGATは2006年までに1,900MW、2008年までに1,400MWの電力をラオス国から購入することを計画している。また、ラオス政府はベトナム政府に対しては2010年までに1,500MW~2,000MWの電力を輸出することで調印している。すなわち、ラオス政府の計画は、既存の設備容量を3,000MW以上に拡張し、それらの多くをIPPで実施し輸出向けとすることである。

ラオス国の電力行政組織を図 7.4.1 に示す。主要な関係省庁の役割と機能を表 7.4.1 に示す。

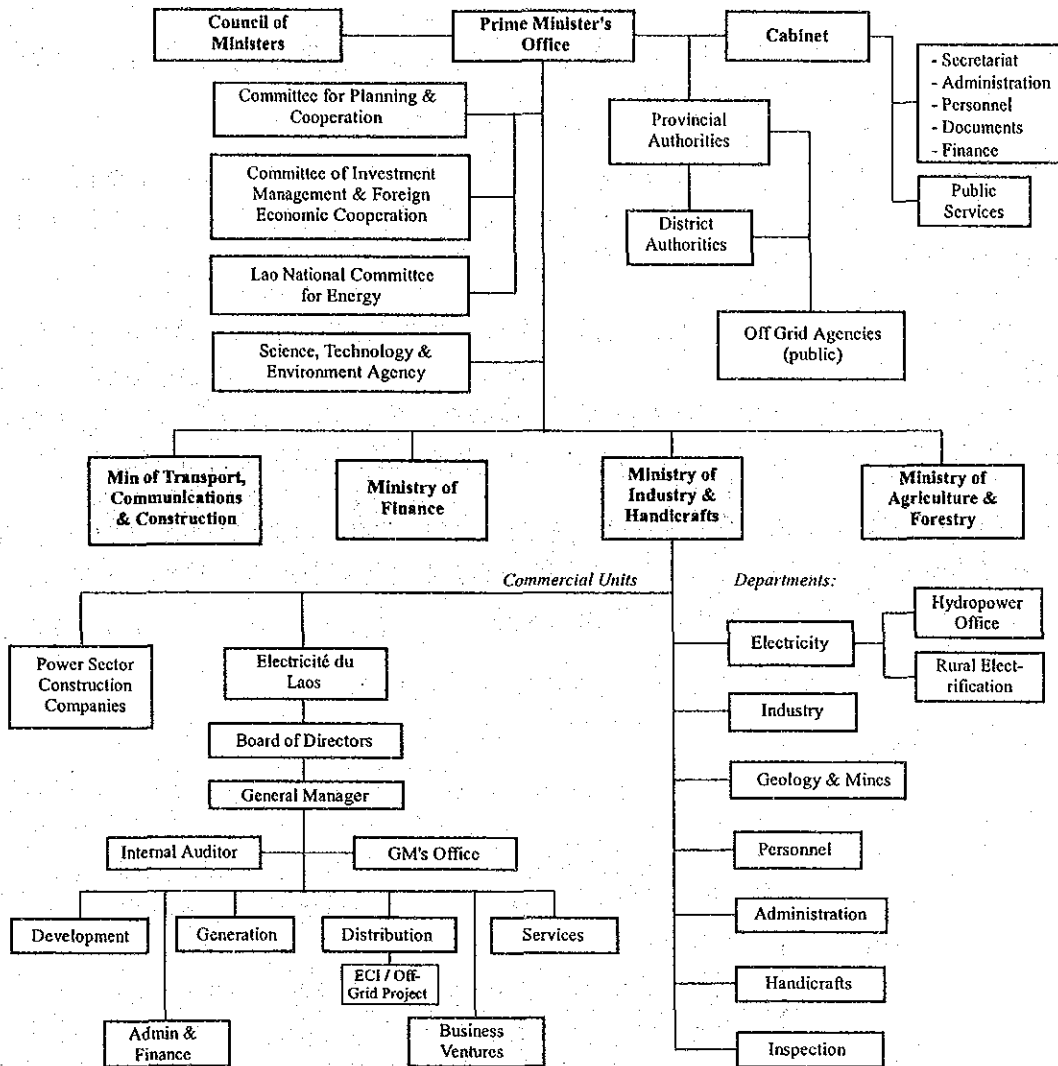


図 7.4.1 ラオス電力セクター組織図

電力法では、工業・手工業省(MIH)が科学・技術・環境局(STEA)、投資事業・対外経済協力委員会(FIMC)その他関係官庁と協議の上、電力政策及び開発戦略の策定にあたる。MIH はまた関連法規の規則の制定・実施及び電力事業者の監督も行う。

具体的には MIH の一組織である電力局(DOE)は、電力セクターの開発に全責任を負っている。

DOEには3つの組織がある。一つは水力電力部で発電・送電の計画・開発を担当し、他は環境部と地方電化部で、発電に係る環境管理と系統外の地方電化を担当している。

水力電力部は、戦略的な電力計画、水力開発プロジェクトの発掘・形成及び IPP 提案の評価に責任を持って対処することになっている。また、2 MW 以下の小水力プロジェクトに対しては技術的支援を行う。

地方電化部は、主電力系統に接続する計画のないプロジェクトを選定し実施することになっている。実際には県及び郡の事務所の権限に配慮して行われる。

MIH は電力プロジェクトの運転・保守に対しては直接の責任を負っていない。主系統に接続されるプロジェクトは EDL が実施する。系統に接続されない小規模プロジェクトは立地する県、郡あるいは特別地区の行政機関の責任で実施される。

ラオス電力公社(EDL)は、全額政府出資の公共企業体である。EDL は主要な発電・送電・配電設備の開発、所有、運転・保守並びに系統への電力輸入の管理及び保有する発電所からの電力輸出に責任を負っている。EDL はまた国内供給用の水力発電プロジェクトを含む電力開発の実施機関でもあり、政府が参画している IPP プロジェクトの政府側の株主でもある。

ラオス国内の全ての外国投資は首相府の中に設立されている投資事業・対外経済協力委員会(FIMC)を通じて処理される。FIMC は国内で発電事業を営む権利を求めるデベロッパーに対してワン・ストップ窓口サービスを提供して支援する。

表 7.4.1 主要電力行政官庁の役割と機能

No.	主要電力行政官庁	役割と機能
1.	投資事業・対外経済協力委員会(FIMC)	<ul style="list-style-type: none"> 首相府の中にあるハイ・レベル委員会で外国投資の行政と規制を行う。 外国投資家に初期のワン・ストップ窓口サービスを提供する。
2.	工業・手工芸省(MIH)	<ul style="list-style-type: none"> 他のライン省庁と協議の上、電力政策及び戦略的電力セクター開発計画の立案に責任を負う。 実際の電力行政は MIH 内の電力局(DOE)が実施する。
3.	ラオス電力公社(EdL)	<ul style="list-style-type: none"> 主要な発電・送電・配電設備の開発、所有、運転・保守並びに系統への電力輸入及び保有する発電所からの電力輸出の管理責任を負う。
4.	科学・技術・環境局(STFA)	<ul style="list-style-type: none"> 全てのセクターの環境に関する計画と管理の調整機関 環境保護法の執行者として、環境政策を遂行するための戦略策定、国家・セクターレベルの環境管理の調整、国内の開発事業者からの EIA(環境インパクト評価)レポートの審査などにあたる。 環境関連の業務を行う機関の認可権も有す。
5.	ラオス国家エネルギー委員会(LNCE)	<ul style="list-style-type: none"> 国のエネルギーと電力開発の戦略的計画の効果的実施を確保するために、輸出用電力の開発とマーケティングを管理する権限を有する。

(出所)MIH/DOE

7.4.3 電力開発への民間セクター参入状況

ラオス政府は近隣諸国への電力輸出を振興するために、民間発電事業者(IPP)による水力発電プロジェクト開発を促進する政策を掲げている。IPPはBOT(Build, Operate and Transfer)方式で推進される。事業権の運営期間は通常20から30年である。

前述のように外国投資案件は首相府のFIMCの規制を受ける。FIMCは電力事業開発に係る権利を取得した開発投資家に支援サービスを提供する唯一の機関である。プロジェクト開発のためのMOUは、開発投資家からの提案が承認された段階でラオス政府から発出される。その後、MOU取得者は当該プロジェクトの調査、設計、建設及び運営に当ることが許される。

なお、ラオス政府の政策として、各IPPプロジェクトに対して一般的に20~30%の出資をすることになっているが、中には60%の出資比率をもったTheun-Hinboun水力のような例外もある。

IPP参入の詳細手続きは図7.4.2に示す通りである。IPP手続きにはMOU、PDA、CA及びPPAという4つの重要な協定書が含まれる。

- (i) MOU(Memorandum of Understanding)は、ラオス政府と開発事業者の間で結ばれる一種の開発権利書でフィージビリティ・スタディの実施及びその後の開発独占権を付与するもの。
- (ii) PDA(Project Design Agreement)は、MOUに則ってプロジェクトを開発し実施するために関係者が取るべき具体的行動を規定したもの。
- (iii) CA(Concession Agreement)は、プロジェクトの開発と運営に関するラオス政府と事業者との間の詳細な取り決めを規定したもの。
- (iv) PPA(Power Purchase Agreement)は、EGATのような電力購入者とプロジェクト事業者間で結ばれるIPPプロジェクトで最も重要な契約書である。PPAの締結はプロジェクト開発とファイナンス組成のスターティングポイントとなる。資金融資者はPPAがサインされて始めて当該事業へのファイナンスを本格的に検討し始める。従って、PPAの締結はその後の諸々のプロジェクト契約とファイナンスの組成のために不可欠な要素であり、事業開発の本格的推進力となる。

IPPプロジェクトの資金は通常プロジェクト・ファイナンス方式で調達される。内部資金で賄われる資本金を除いた融資ポーションは市中銀行及び輸出信用機関(ECA)からの借入で賄われる。

ラオス政府の出資金のファイナンスには国際金融機関の支援が期待される。ちなみにTheun-Hinboun水力ではADBがかかるファイナンスを供与した。Nam Theun 2水力では世銀のファイナンスが検討されている。

多くのIPPプロジェクトが上記の手続きに則り進められている。2001年末現在の進捗状況を表7.4.2に示す。これまでラオス政府は12のMOU、3つのPDAと5つのCAにサインして

いる。PPA については3件が成立している。このうち Theun-Hinboun 水力と Houay Ho 水力は稼働中である。Nam Theun 2 水力の暫定的 PPA は 2002 年 2 月と 6 月に締結された。NT-2 のファイナンスは最終 PPA 締結(2002 年内の予定)後、18 ヶ月以内に組成されることになっている。

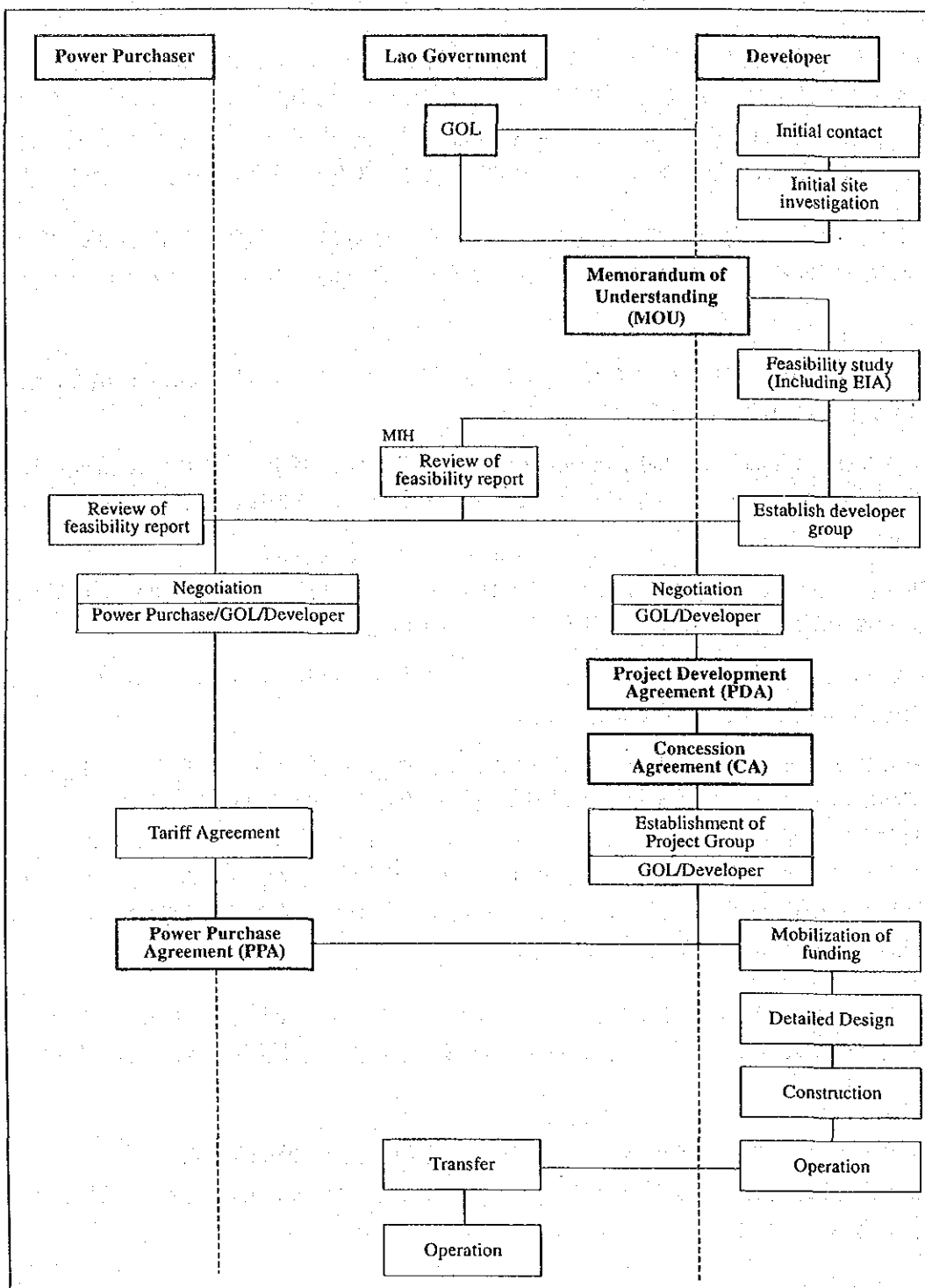


図 7.4.2 ラオス国における IPP 実施プロセス

表 7.4.2 ラオス IPP の現状(2001 年末現在)

No.	プロジェクト名	設備容量 (MW)	スポンサー	協定書のタイプ ¹⁾	締結日
1.	Theun-Hinboun	210	THPC	PPA	June 1996
2.	Houay Ho	150	Daewoo	PPA	June 1997
3.	Hongsa Lignite	720	Thai-Lao Lignite	CA	June 1994
4.	Nam Theun 2	980	NTEC	PPA(暫定)	(Feb. 2002)
5.	Nam Ngum 2	615	Shlapak	CA	Mar. 1998
6.	Nam Ngum 3	440	GMS Power	PDA	Nov. 1997
7.	Xe Pian-Xe Namnoy	390	Dong Ah	CA	Aug. 1994
8.	Xe Kaman 1	468	ALP Mgt (HECEC)	CA	Nov. 1997
9.	Southern Laol Trans.	-	ALP Mgt (HECEC)	CA	Nov. 1997
10.	Nam theun 3	237	Heard Energy	PDA	Aug. 1994
11.	Nam Mo	105	Mahawongse	PDA	Nov. 1999
12.	Nam Tha 1	263	SPS	MOU	Oct. 1995
13.	Nam Theun 1	540	SUSCO	MOU	Mar. 1994
14.	Nam Lik	100	Hainan SIT	MOU	Feb. 1994
15.	Nam Ngum 5	90	Melkyma	MOU	Sep. 1996
16.	Nam Ou	600	Pacific Rim	MOU	Nov. 1994
17.	Xe Katam	100	Hydro Power	MOU	Oct. 1994
18.	Nam Khan 2	126	Hydro Quebec	MOU	June 1994
19.	Nam Suang 2	190	VKS	MOU	Mar. 1995
20.	Nam Nhiep 2+3	565	VKS	MOU	Mar. 1995
21.	Xe Kong 5	250	Sondel	MOU	Apr. 2000
22.	Phapheug (Thakho)	30	True Assess Ltd	MOU	n.a.
23.	Nam Bak (Cha) 2B	120	Nisho Iwai	MOU	n.a.

注： MOU Memorandum of Understanding
 PDA Project Development Agreement
 CA Concession Agreement
 PPA Power Purchase Agreement

(出所) ADB "Power Sector Strategy Study: Draft Final Report" Feb. 2001

7.4.4 既設電力設備

(1) 発電設備 (IPP 設備を含む)

国の総発電設備の 97%以上が水力発電形式である。Nam Ngum 1 発電所は、Vientiane 地区の電力需要への供給の他に 1971 年の発電開始以来タイへの電力輸出にも貢献している。さらに、1994 年以降は Luangprabang 地区への電力供給も行っている。現在 IPP 形態での大規模発電所である Theun Hinboun(210 MW、1998 年完成)と Houay Ho(150 MW、1999 年完成)発電所がその電力をタイに輸出している。既設のラオスの発電所はこれら IPP を含めて表 7.4.3 に示す通りである。

表 7.4.3 既設発電設備

発電所(H:水力)	所在地(県)	最大出力 (MW)	発電量 (GWh/年)	所有者	完成年
Theun Hinboun (H)	Khammouane	210	1,620	IPP	1998
Nam Ngum 1 (H)	Vientiane	150	960	EDL	1971
Houay Ho (H)	Attapeu	150	617	IPP	1999
Nam Leuk (H)	Vientiane	60	245	EDL	2000
Xeset 1 (H)	Saravane	45	181	EDL	1991
Selabam (H)	Champasak	5	34	EDL	1969
Nam Phao (H)	Bolikhamsay	1.6	7	Province	1995
Nam Ko (H)	Oudomxai	1.5	8	Province	1996
Nam Dong (H)	Luang Prabang	1	5	EDL	1970
Micro-Hydro (H)	(24ヶ所)	1.3	-	Province	-
Diesel	(11ヶ所)	15.2	-	Province	-
合計		640.6	3,677	-	-

(出所)EDL

小水力とディーゼル発電所は、系統から分離して、小規模な地方への給電用に運転されている。

IPPのTheun Hinboun水力(210 MW)とHouay Ho水力(150 MW)発電所は輸出向けのものであり、取引地点での保証電力は、Theun Hinboun水力では187 MW、Houay Ho水力では126 MWである。IPP契約上、これらの発電所出力の最低5%に相当する電力をラオス国内向けに供給することになっている。

Nam Ngum 1水力とNam Leuk水力発電所(合計出力210MW)は、その電力を中央1地域と北部地域に給電しており、Xeset 1水力とSelabam発電所(合計出力50MW)は、南部地域に電力供給を行っている。これら2系統の余剰電力は、PhonetsongとThanaleng変電所(Nam Ngum-Nam Leuk系統)からとBang Yo(Pakse)変電所(Xeset - Selabam系統)から115 kV送電線によりタイ国に輸出されている。

上表にも記載されている2つの小規模水力発電所(Nam PhaoとNam Ko)は、県営の系統に電力供給を実施している。小水力発電所とディーゼル発電機は、県や郡の担当局により、それぞれ単独に運転されている。

(2) 送電線と変電所設備

国内給電用の既設主要送電線の電圧は115 kVである。現在、115 kVの3系統が国内で運転されているが、連系はされておらず、それぞれ単独の系統である(図7.4.4参照)。

(i) Nam Ngum 115 kV 系統

この系統には150 MWのNam Ngum 1水力と60 MWのNam Leuk水力の2つの水力発電所が

接続している。この 115 kV 系統は現在のところ国内最大の系統であり、Vientiane/Pakxan 地域と Vanvieng/Luang Prabang 地域に電力を供給している。

(ii) Savannakhet 115 kV 系統

現在 Savannakhet へ電力を供給する国内の電源がない。したがって、Pakbo 115/22 kV 変電所を含む Savannakhet の 115 kV 系統は、タイ国 EGAT 系統から電力を輸入するための施設である。

(iii) Xeset 115 kV 系統

この地域には、Xeset 1 水力(45 MW)と Selabam 水力(5 MW)の 2ヶ所の水力発電所がある。これらは Saravane 県内と Champasak 県のパクセ市に電力を供給している。余剰電力はタイ国へ輸出されているが、Xeset 1 発電所は流込式であるため乾期には需要を賄えず、逆にタイ国から輸入している。したがって、115 kV 系統は、この電力の輸出入に活用されている。

上記の送電系統は、国内の電力需要向け供給用と一部輸出入用に運転されている。既設 115/22 kV 変電所は次表の通りである。

表 7.4.4 既設 115/22 kV 変電設備(2001 年現在)

変電所名	供給地域	変圧器台数・単器容量	総変圧器容量
Luang Prabang	中央 1	1 x 12.5 MVA	12.5 MVA
Vanvieng	中央 1	1 x 12.5 MVA	12.5 MVA
Phonesoung	中央 1	1 x 10 MVA	10 MVA
Tha Ngon	中央 1	1 x 22 MVA	22 MVA
Phonetong	中央 1	3 x 30 MVA	90 MVA
Thanaleng	中央 1	1 x 22 + 1 x 10 MVA	32 MVA
Pakxan	中央 1	1 x 5 MVA	5 MVA
Pakbo	中央 2	2 x 10 MVA	20 MVA
Bang Yo	南部	1 x 16 + 2 x 8 MVA	32 MVA
合計			236 MVA

国内用 115 kV 系統の他に 230 kV、2 回線送電線各 1 ルートが 2ヶ所の IPP 発電所からタイ国に向けて運転されている。発電所から国境地点までの送電線は、IPP により建設・運転されている。これら 2 送電線は、輸出専用で使用されており、EDL の国内系統には接続されていない。

(3) 配電設備

EDL の配電系統の電圧は 22 kV が標準であるが、一部ベトナム国からの電力輸入用配電線に 35 kV も使用されている。22 kV 配電線は、EDL の 115/22 kV 系統や県営のディーゼル・小水力発電所から架空線や地中線で市街や近郊への電力輸送に使用されている。ラオス国内の一般需要家への低圧配電系統は、380/220 V の 3 相 4 線式である。

(4) 国際連系線

現在ラオス国では、タイ国およびベトナム国との電力輸出入用の連系線が運転されている。前述の 115 kV 連系線の他に、22 kV 系統が、タイ国からの電力輸入を目的として Bokco 県の Huayxai、Xayabury 県の Ken Thao、Khammouan 県の Thakhek、Savannakhet 県の Pakbo の 4ヶ所で運転されている。また、ベトナム国からの電力輸入のために Houaphanh 県の Xam Nua で 35 kV 線が運転されている。

表 7.4.5 は、ラオス国からタイ国への輸出用の Theun Hinboun 水力と Houay Ho 水力、2つの IPP を含む 2001 年 10 月現在の送電系統のリストである。

表 7.4.5 国際連系送電線

区 間		電圧 (kV)		回線数		電線 (sq.mm)
ラオス側	タイまたはベトナム側	設備	運転	設備	現状	
Theun Hinboun PS	Nakon Phanom (EGAT)	230	230	2	2	644
Houay Ho PS	Ubon rachani 2 (EGAT)	230	230	2	2	644
Phonetong SS	Udon Thani 1 & 2 (EGAT)	115	115	2	2	240
Thanaleng SS	Nong Khai (EGAT)	115	115	1	1	95
Pakxan SS	Boukan (EGAT)	115	22	2	1	240
Thakhek SS	Nakhon Phanom (EGAT)	115	22	2	2	169
Pakbo SS	Mukdahan 2 (EGAT)	115	115	2	1	240
Bang Yo S/S	Sirindikhorn P/S (EGAT)	115	115	1	1	240
Xam Neua S/S	Pahang (EVN)	35	35	1	1	150
Bokeo	Xieng Khong (PEA)	22	22	1	1	n.a
Kenthao	Thali (PEA)	22	22	1	1	n.a
Bolikhamxay	Vietnam (EVN)	22	22	1	1	n.a
Savvannakhet	Vietnam (EVN)	22	22	1	1	n.a

注 : EGAT : Electricity Generation Authority of Thailand(タイ電力公社)

PEA : Provincial Electricity Authority in Thailand(県電力局)

EVN : Electricity of Vietnam(ベトナム電力公社)

(出所) EDL

7.4.5 電力需要と供給量の実績

(1) 電力消費量の実績

全国および各地域の電力消費量とピーク電力の実績は、表 7.4.6 に示す通りである。この表中の電力消費量とは、需要家側で計測した販売電力量を集計したものである。

表 7.4.6 電力消費量およびピーク電力の推移

項目	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	平均増加率 (%)	
										92-00	95-00
年間電力消費量 (GWh)										92-00	95-00
北部	-	-	-	-	1.0	2.8	4.4	5.5	7.0	-	-
中央 1	204.6	200.9	213.2	258.9	287.8	323.1	375.4	402.1	462.0	10.7	12.3
中央 2	33.1	38.2	45.0	53.2	61.7	72.1	87.1	102.2	114.2	16.7	16.5
南部	15.1	17.8	21.2	25.3	29.4	36.1	47.7	57.3	65.4	20.2	20.9
全国	252.7	256.9	279.4	337.5	379.9	434.1	514.5	567.0	648.6	12.5	14.0
ピーク電力 (MW)										92-00	95-00
北部	-	-	-	-	0.4	1.0	1.2	2.7	4.2	-	-
中央 1	51.4	50.5	55.7	64.0	70.6	77.0	90.1	102.7	119.9	11.2	13.4
中央 2	8.7	10.4	11.7	13.8	16.9	20.7	21.2	25.5	29.4	16.5	16.3
南部	4.3	5.1	6.1	7.2	7.5	10.3	13.6	16.5	18.6	20.1	20.8
全国	64.4	66.0	73.4	85.0	95.4	109.0	126.2	147.4	172.1	13.1	15.2

(出所) EDL, System Planning Office

表 7.4.6 から、下記事項が分かる。

- (i) 総電力消費量は、1995 年の 337.5GWh から 2000 年には 648.6GWh まで増加している。(年平均増加率 14.0%)
- (ii) 全国の電力消費量の平均増加率は、1992 年から 2000 年の期間では 12.5% であるが、1995 年から 2000 年の最近 5 年間では 14.0% である。南部地区では、過去 5 年間の伸び率が 20.9% と非常に顕著である。
- (iii) 各地区の 2000 年の総電力消費量に占める割合は、中央 1 地区が 71%、ついで中央 2 地区が 18%、南部地区が 10%、そして北部地区はわずかに 1% である。1992 年から 2000 年にかけて、中央 1 地区の割合が減少傾向にあり、中央 2 地区と南部地区ではその占める割合が増加している。

(2) ピーク電力の実績

全国および各地区のピーク電力の実績を表 7.4.6 に示す。全国のピーク電力は、1995 年には 85 MW であったが、2000 年には 172 MW まで増加した。

ピーク電力の平均増加率は、1992 年から 2000 年の間で 13.1% であるが、過去 5 年間では 15.2% と高い増加率を示している。さらに、ピーク電力の平均増加率は、電力消費量の平均増加率をわずかに上回っている。

(3) ラオス国の総発電量

1990 年から 2000 年にかけての全国の総発電電力量を、表 7.4.7 に示す。全国の総発電電力量は、1990 年の 833GWh から 2000 年の 1,579GWh へと、この間に年率 6.6% の割合で増加して

いる。ほとんど100%近くが水力発電所で発電されているが、このうち87%は Nam Ngum 水力(150 MW)と Nam Leuk 水力(60 MW)の両発電所である。

第7.4.4章で述べたように、EDLは115 kV Nam Ngum 系統(中央1)と Xeset 系統(南部地区)からタイ国に向けて余剰電力を輸出している。一方、EDLは全国でタイとベトナム両国から電力を輸入している。2000年には、EDLは863GWhを輸出し、163GWhを輸入している。

全国の電力エネルギーの需要と供給バランスの詳細を、表7.4.7に示すとともに、その概要を図7.4.3に図化した。

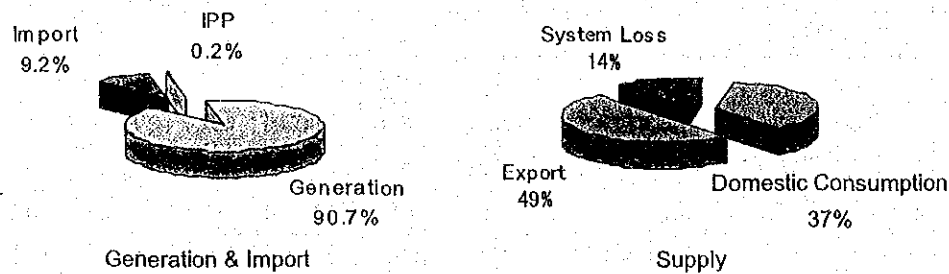


図 7.4.3 2000年の需要—供給バランス

輸出用電力量も含めた所要電力量の90%以上が、EDL 所有の発電所で発電されており、その他は隣国からの輸入と IPP 発電プラントからの購入である。エネルギー消費量に関して言えば、49%がタイへの輸出であり、残りが国内の需要とロスである。

表 7.4.7 ラオス国の発生電力量と電力輸出入バランスの推移

No.	年	設備容量 (MW)	発生電力量 (GWh)	電力供給量 (GWh)			
				国内	輸出	輸入	純輸出
1.	1990	163.56	833	165	595	28	567
2.	1991	209.21	834	221	563	35	528
3.	1992	209.9	752	253	460	41	419
4.	1993	211.75	920	265	596	48	548
5.	1994	217.39	1,199	279	829	57	772
6.	1995	218.25	1,085	338	676	77	599
7.	1996	218.6	1,248	380	792	88	704
8.	1997	221.8	1,219	434	710	102	608
9.	1998	415.0	948	513	405	142	263
10.	1999	580.6	1,169	566	598	173	425
11.	2000	640.6	1,579	640	863	163	700

(出所)EDL

7.4.6 EDL の輸出入電力単価

輸出入電力の単価は、タイ国やベトナム国の関係当局との定期交渉で決められている。Nam Ngum-Nam Leuk 水力からの輸出、サバナケットとタケックの電力輸入は、EGAT との間で共

通の単価で取引することになっている。この料金は“EGAT-EDL 間電力売買協定”にて1999年12月13日に現在の単価が決まり、1999年10月12日から2003年9月30日まで有効である。この協定では、輸出入のピーク電力 (kW) も電力量 (kWh) にも取引量の制限条件がなく、EDLとEGATの実施可能な範囲で輸出入することと定められている。

表 7.4.8 タイとの輸出入電力単価

時間	ラオスからの輸出	ラオスの輸入
ピーク時間帯 (18:00~21:30)	1.22 Bahts/kWh	輸出単価 + 0.5 Cent/kWh = 1.41 Bahts/kWh
オフピーク時間帯 (21:30~18:30)	1.1924 Bahts/kWh	輸出単価 + 0.5 Cent/kWh = 1.35 Bahts/kWh

(出所)EDL, System Planning Office

- 注:
- オフピークの単価は、日曜日全日にも適用されている。
 - 支払いは、US\$で行われる。
 - 支払い額の50%はUS\$ 1.0=Bahts 38の固定レート、残りの50%は支払日の交換レートによる。

上記の表のように、EGATからの輸入電力単価はEGATへの輸出単価に比し16~17%割高になっている。また、タイ国PEA(地方電力公社)とベトナム国からの輸入単価は、下表の様にEGATの単価から更に割高となっている。

表 7.4.9 その他の輸入電力単価

時間	電力量単価	需要料金
PEAからBokeoとKen Thaoへの輸入		
ピーク時間帯 (9:00~22:00)	2.6950 Bahts/kWh	132.93 Bahts/kW
オフピーク時間帯 (22:00~9:00)	1.1924 Bahts/kWh	132.93 Bahts/kW
VietnamからのHouaphanhとBolikhamsayへの輸入	0.04~0.06 US\$/kWh	-

(出所)EDL, System Planning Office

7.4.7 IPPによるEGATとEDLへの売電単価

現在のIPPの輸出電力単価は、プロジェクト毎にEGATとIPPコンソーシアムの交渉により決まっている。交渉の成立後、PPA(電力購入協定書)が締結される。

(1) Theun Hinboun 水力 IPP

Theun Hinboun 水力 IPPとEGAT間のPPAには、下記方式の取引料金が規定されている。

- (a) 商業運転前 : 0.0341 US\$/kWh
- (b) 第1発電機の完成後 : 0.0390 US\$/kWh 但し年率3%の増額
- (c) 全設備完成から契約10年間 : (b)単価から年率1%の増額
- (d) 11年目後 : 改めて交渉する。

EGATはIPPに対してその輸入電力の50%はUS\$で、残りの50%は25.35 Bahts/US\$の固定レートのタイバーツで支払うことになっている。

一方、EDL 国内用への売電単価は、EGAT に対する単価より幾分低めの単価に設定されている。IPP の商業運転から今日までの IPP 売電単価は下記の通りであった。

表 7.4.10 Theun Hinboun 水力 IPP の売電単価

年次	EGAT への単価	EDL への単価
1998	4.84 US cent/kWh	3.86 US cent/kWh
1999	4.88 US cent/kWh	3.97 US cent/kWh
2000	4.92 US cent/kWh	4.08 US cent/kWh
2001	4.97 US cent/kWh	n.a
2002	5.02 US cent/kWh	n.a

(出所)EDL, System Planning Office

(2) Houay Ho 水力 IPP

EGAT と IPP との取引条件は Theun Hinboun 水力 IPP と同じである。IPP に対する支払いもタイ Bahts と US\$で行われる。PPA には、Bahts と US\$分の単価の増減調整はタイ国と米国の消費者物価指数に比例して決めると記載されている。調整分は、単価の 35%である。

EDL の説明では、IPP と EDL との最終協定書に 1999 年の暫定単価は記載されているが、2001 年 11 月時点では最終的には決まっていなかったとのことである。下表は、ADB の “Power Sector Strategy Study” および EDL 情報に示されている推定単価である。

表 7.4.11 Houay Ho 水力 IPP の売電単価

年次	EGAT への単価	EDL への単価
1999	4.89 US cent/kWh	4.96 US cent/kWh
2000	4.98 US cent/kWh	3.83 US cent/kWh
2001	5.06 US cent/kWh	n.a
2002 (推定)	5.15 US cent/kWh	n.a
2003 (推定)	5.24 US cent/kWh	n.a

(3) Nam Theun 2 水力 IPP

暫定的 PPA が 2002 年 2 月に締結されたばかりでその詳細内容は不明ではあるが、取引料金は概ね以下のように規定されている。

- (a) 25 年間の均等料金 : 0.04664 US\$/kWh(一次電力)
0.02332 US\$/kWh(二次電力)
0.04176 US\$/kWh(加重平均)
- (b) 商業運転開始時 : 0.042~0.043 US\$/kWh
- (c) 運開後 10 年間 : (b)単価から年率 1.383%の増額
- (d) 運開後 11 年目後 : 改めて交渉する

国内販売電力料金は未定ではあるが、5%程度の引きがなされたほぼ輸出料金と同じ額が想定されている。

7.4.8 EDLの電力需要予測

EDLの電力需要予測は、各変電所の過去の電力量およびピーク電力、各県の需要家別電力消費量の実績をもとに2020年までの期間に亘り作成されている。各県毎に電力消費量およびピーク電力の過去の推移から予想増加率を想定して、その予想増加率に基づいて2020年までの需要を想定している。EDL作成の需要予測は表7.4.12に示す通りである。全国レベルの2001年から2005年にかけての平均増加率は13~14%、2006年~2020年では5~9%と予想している。

表 7.4.12 EDL作成の電力需要予測(概要)

項目	単位	2000	2005	2010	2015	2020
電力消費量	(GWh)	648.6	1,257.4	1,963.3	2,754.6	3,681.1
平均増加率	(%)		14.2	9.3	7.0	6.0
ピーク電力	(MW)	172.1	321.4	464.2	612.2	791.0
平均増加率	(%)	-	13.3	7.6	5.7	5.3
負荷率	(%)	43.0	44.7	48.3	51.4	53.1

(出所)EDL, October 2001

7.4.9 将来電力開発計画

国内向け及び輸出向け電力需要の伸びに対応するため、MIH/EDLは電力開発計画の見直しを行っている。最新の見直し結果を表7.4.13(国内向け)及び表7.4.14(輸出向け)に示す。

表 7.4.13 国内向け発電計画

No.	計画名(立地サイト)	設備容量	発生電力量	運開予定年
1.	Nam Mang 3 (Central 1)	30 MW	140 GWh	2004
2.	Xeset 2 (Southern)	76 MW	309 GWh	2005
3.	Nam Ngum Expansion (Central 1)	100 MW	430 GWh	2006
4.	Nam Beng (Northern)	45 MW	175 GWh	2006
5.	Tha Kho (Southern)	36 MW	215 GWh	2008
6.	Xeset 3 (Southern)	20 MW	85 GWh	2008
7.	Xepong (Central 2)	60 MW	350 GWh	2010
8.	Nam ngum 4B (Central 1)	54 MW	268 GWh	2012
9.	Houay Lamphan (Southern)	65 MW	354 GWh	2014
10.	Nam Pot (Central 1)	23 MW	97 GWh	2014
11.	Nam Kong 3 (Southern)	34 MW	156 GWh	2016
12.	Nam Bak 2B (Central 1)	116 MW	583 GWh	2016
13.	Nam Ngum 4A (Central 1)	54 MW	250 GWh	2018
14.	Xexou (Southern)	59 MW	277 GWh	2020
15.	Nam Sane 2 (Central 1)	60 MW	279 GWh	2020
	Total	832 MW	3,968 GWh	-

(出所)EDL System Planning Office

この計画の見直しは先行する 2 つの調査レポート(HDSS¹と PSSS²)の勧告及び最近完成された IMPPI レポート³を反映している。HDSS 及び PSSS 調査結果によればこれらの国内向け電源開発に必要な資金は 2000 年価格で 1,337 百万ドルと見積もられている。

表 7.4.14 輸出向け IPP 発電計画

No.	プラント名(立地サイト)	設備容量(MW)	運開予定年	輸出先	国内向け供給力	国内向け電力供給量
1.	Nam Mo (Central 1)	105	2007	Vietnam	5 MW	29 GWh
2.	Nam Ngum 2 (Central 1)	615	2008	Thailand	31 MW	105 GWh
3.	Nam Ngum 3 (Central 1)	460	2008	Thailand	23 MW	93 GWh
4.	Nam Theun 2 (Central 1)	1,088	2008	Thailand	75 MW	275 GWh
5.	Hongsa Lignite (Northern)	720	2010	Thailand	36 MW	213 GWh
6.	Xe-Pian-Xe Namnoy(South)	390	2010	Thailand	20 MW	100 GWh
7.	Xe Kaman 1 (Southern)	468	2010	Thailand	23 MW	96 GWh
8.	Nam Theun 1 (Central 1)	400	2014	Vietnam	20 MW	95 GWh
9.	Nam Kong 1 (Southern)	240	2012	Vietnam	12 MW	40 GWh
10.	Xe Kaman 3 (Southern)	218	2012	Vietnam	11 MW	67 GWh
11.	Nam Ngiep 1 (Central 1)	240	2011	Thailand	12 MW	71 GWh
12.	Sekong 4 (Southern)	440	2014	Vietnam	22 MW	87 GWh
13.	Sekong 5 (Southern)	253	2014	Vietnam	13 MW	59 GWh
14.	Nam Theun 3 (Central 1)	236	2016	Vietnam	12 MW	39 GWh
15.	Nam Ngiep 2 (Central 2)	495	2016	Thailand	25 MW	124 GWh
16.	Nam Ou (Northern)	500	2018	Thailand	25 MW	131 GWh
17.	Nam Khan 2 (Northern)	145	2018	Thailand	7 MW	36 GWh
	Total	7,013			372 MW	1,660 GWh

注： 1. 設備容量の 5%が国内向けに供給されるものと仮定
 2. 提案された発電所の位置図は図 7.4.4 に示す。

(出所) EDL System Planning Office

HDSS 及び PSSS 調査結果によれば、これらの輸出向け電源開発の所要資金は 2000 年価格で 9,000 百万ドルと推定される。

なお、表 7.4.11 によれば、ナムニアップ-I 水力は 2011 年に運開予定で、設備容量 240 MW のうち、5%に相当する 12 MW が国内向けに割り当てられることになっている。

ラオス国の輸出用電力の送電計画に関しては、MIH/EDL が様々な計画を検討している。それらの最新版をまとめると、図 7.4.4 ラオス国輸出用電力 500 kV 幹線網及び図 7.4.5 パクサン-ナボン間 500 kV 幹線図のようになる。

なお、本水力計画の電力は、パクサンを經由し、計画中のナボン変電所に 230 kV で結ばれることになる。したがって、ダムサイトとナボン間の送電距離は約 110 km となる。

¹ HDSS: Hydropower Development Strategy Study by World Bank (Jan. 2000)

² PSSS: Power Sector Strategy Study by ADB (March 2001)

³ IMPPI: Indicative Master Plan on Power Interconnection in GMS Countries by ADB (April 2002)

POWER DEVELOPMENT PLAN

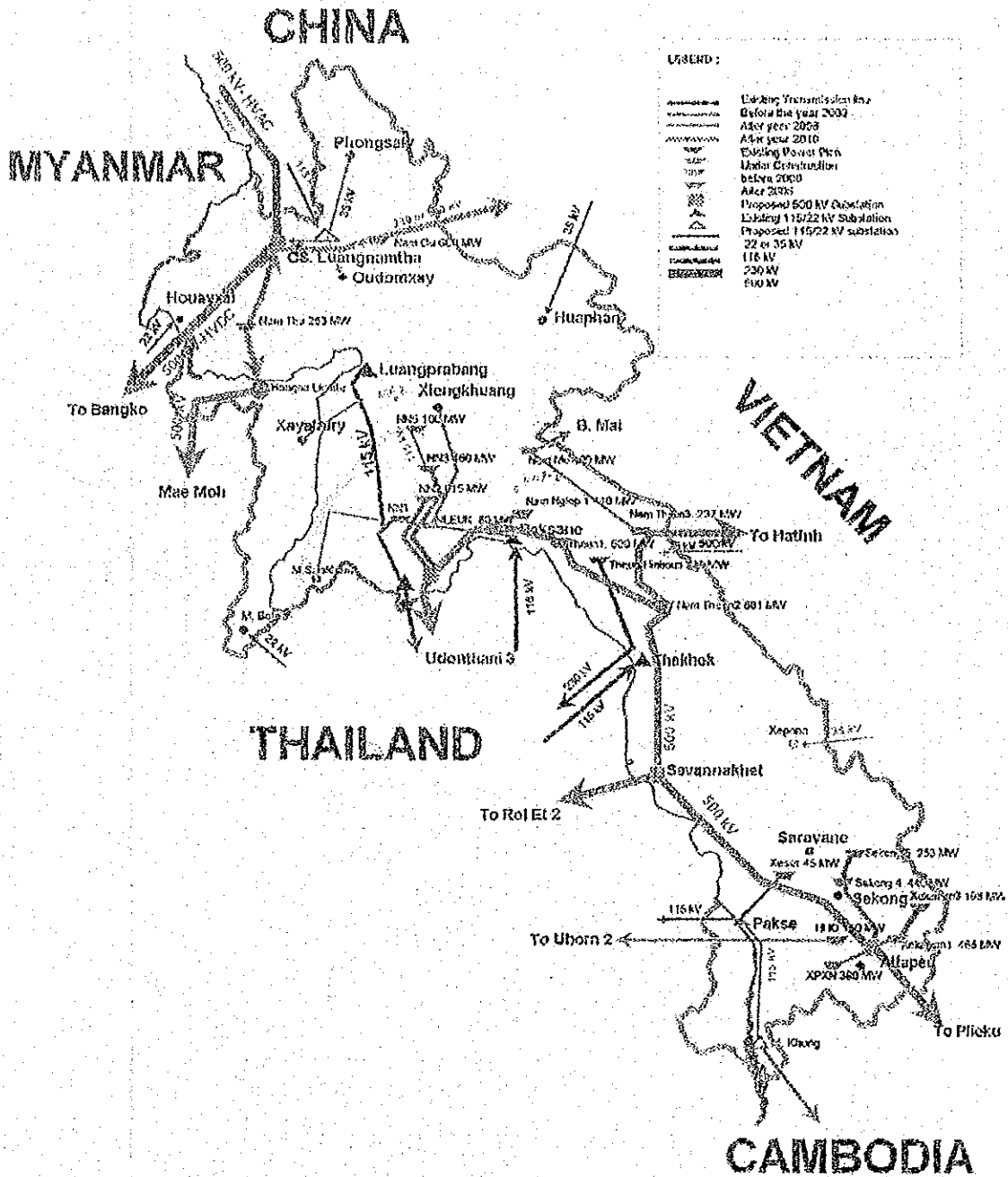


図 7.4.4 ラオス国の電力開発計画図

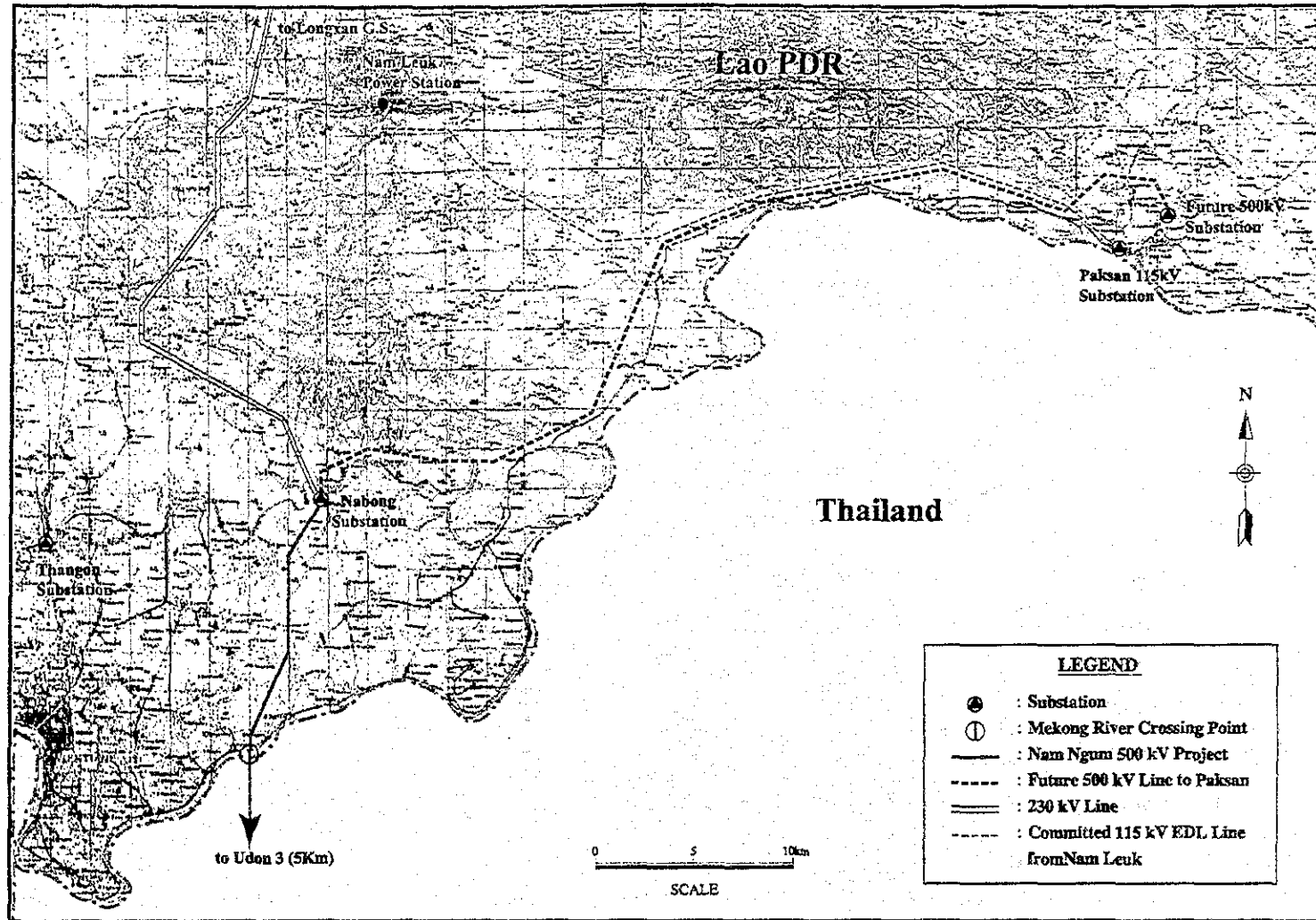


図 7.4.5 パクサンーナボン間の 500 kV 幹線図