

5 発電計画

本件調査の対象となるラオス北部 8 県の電化率は 8.3～25.6%、平均で 15.0%となっており、全国平均 35.9%と比較すると極めて低い状況にある。このため、農業を中心とする地域経済はその発展を阻害され、電化率の向上が地域格差の是正や生活水準の向上を実現するうえでの最大の課題と認識されている。

北部地域において、基幹送電線(115kV)と連系・電化されているのはルアンプラバン県だけであり、その他の地域では分散型電源による小規模ネットワークを形成するか、隣国(タイ、ベトナム、中国)からの電力輸入に頼っている。そこで現在、アジア開発銀行(ADB)の支援によりサヤブリ、シェンクアン県まで連系するための送電線工事が進められているが、新たな電化村落は主要幹線沿いの地域に限定されてしまうのが実情である。

送電線の延伸、配電線の拡張による面的な広がりでの電化事業では、新設延長線 km 当たりの新規需要家数の多寡(需要密度)で経済効率を評価出来るが、北部地域の場合の効率は非常に悪くなっている。

そこで、送電線の拡張による電化事業だけでなく、分散型電源による独立電力系統の拡大も進められており、その電源として従来のディーゼル発電ではなく、水力や太陽光などの再生可能エネルギーを利用した電源の開発が望まれている。ここで再生可能な電源を開発することのメリットとして、電化率向上だけでなく①電力輸入の代替による外貨節約、②ディーゼル燃料等の削減、③エネルギーセキュリティの改善があげられる。そのため、世界銀行(WB)、各国の無償資金協力によって太陽光発電(SHS)やマイクロ水力を活用した、世帯あるいは集落単位の電化事業が進行中である。

しかし、太陽光発電による電化事業は、商業ベースでの持続性に乏しいこと、複数の集落あるいは郡中心部の需要を安定して供給出来る電源とはなり難いことから、ある程度の規模が期待出来る小水力発電の開発が求められている。

従来は電力輸出用の大規模な貯水池式水力発電計画に主眼が置かれていたが、北部地域の国内電化のためには、河川流量や地形状況、地域の電力需要に応じた水力開発地点のリストアップが求められている。

5.1 北部地域の電化の現況

北部 8 県の電力供給設備を表 5-1 に、既設送電線とその拡張計画路線,ならびに各電源設備の位置を図 5-1 に示す。前述したように Nam Ngum 水力より国内送電線網で電力供給が行われているのは、ルアンプラバン県の中心部だけで、国境地帯では中国、タイ、ベトナムから電力を輸入している。

表5-1 北部8県・郡ごとの電力供給設備

県	郡	送電線	水力		ディーゼル		太陽光	
			箇所	出力 (kW)	箇所	出力 (kW)	箇所	出力 (kW)
フォンサリ 世帯電化率 8.5% 郡電化率 4/7	Phongsali	—	1	1,200	1	150	1	0.6
	M. Mai	—	—	—	1	66	—	—
	M. Khoua	—	—	—	1	120	2	1.2
	Boun Neua	—	3	120	—	—	—	—
	Bountai	—	—	—	—	—	1	0.6
計			4	1,320	3	336	4	2.4
ルアンナムタ 世帯電化率 12.7% 郡電化率 5/5	Luang Namtha	—	1	46	3	805	5	9.3
	M. Sing	中国から	—	—	1	120	—	—
	M. Long	—	* 1	50	—	—	—	—
	V. Pho Kha	—	*(1)	(50)	—	—	1	0.6
	Nale	—	* 1	30	—	—	—	—
計			3	126	4	925	6	9.9
ウドムサイ 世帯電化率 8.3% 郡電化率 4/7	M. Xai	—	1	1,500	** 1	200	4	5.55
	M. La	—	(1)	(1,500)	—	—	1	0.6
	M. Hune	—	—	—	1	50	—	—
	Pakbeng	—	1	155	—	—	—	—
	計	—	2	1,655	2	250	5	6.15
ボケオ 世帯電化率 12.8% 郡電化率 6/6	Houay Xai	タイから	—	—	** 1	244	3	2.4
	Pha Ou Dom	—	—	—	1	54	—	—
	Pak Tha	—	—	—	1	15	—	—
	Tone Pheung	—	—	—	2	140	—	—
	M. Meung	—	—	—	1	45	—	—
計			0	0	(1)	(54)	—	—
ルアンプラバン 世帯電化率 25.6% 郡電化率 9/11	Luang Prabang	Nam Ngumから	2	1,016	** 5	1,386	7	21.1
	Xieng Gneu	Nam Ngumから	—	—	—	—	—	—
	M. Nan	—	—	—	1	155	—	—
	Nam Bak	—	1	70	1	120	—	—
	M. Ngoi	—	—	—	1	155	—	—
	Chome Phet	Nam Ngumから	—	—	—	—	—	—
	V. Kham	—	—	—	1	120	2	0.65
	Phou Khun	Nam Ngumから	—	—	—	—	2	1.2
	Siengngien	—	—	—	—	—	1	0.6
計			3	1,086	9	1,936	12	23.55
ホアパン 世帯電化率 22.5% 郡電化率 8/8	Sam Neua	ハトナムから	* 3	30	—	—	1	0.6
	V. Xai	ハトナムから	* 2	156	—	—	—	—
	Sam Tai	—	1	110	—	—	—	—
	Hua Meuang	—	1	40	—	—	—	—
	V. Thong	—	2	330	—	—	—	—
	Sieng Khor	ハトナムから	* 2	44	—	—	—	—
	M. Et	ハトナムから	—	—	—	—	—	—
	Sob Bao	ハトナムから	—	—	—	—	—	—
計			11	710	0	0	1	0.6
サヤブリ 世帯電化率 16.5% 郡電化率 10/10	Sayabouri	—	—	—	1	400	4	5.7
	M. Khob	—	—	—	1	50	—	—
	Hong Sa	—	—	—	2	225	—	—
	M. Ngeun	—	—	—	1	50	—	—
	Sieng Hone	—	—	—	1	50	—	—
	M. Phieng	—	—	—	1	200	—	—
	Pak Lie	タイから	—	—	2	405	—	—
	Kene Thao	タイから	—	—	—	—	—	—
	Botene	—	1	180	—	—	—	—
	Thong Mi Xai	—	—	—	1	20	—	—
計			1	180	10	1,400	4	5.7
シェンクアン 世帯電化率 13.0% 郡電化率 7/7	M. Pak	—	—	—	1	600	4	5.7
	M. Kham	—	2	130	—	—	1	0.6
	Phou Kout	—	—	—	1	35	—	—
	M. Koune	—	* 3	18	—	—	1	2.1
	M. Mok	—	* 1	100	—	—	—	—
	Phaxai	—	* 5	162	—	—	—	—
	Nong Hat	—	—	—	1	50	—	—
計			11	410	3	685	6	8.4
合 計			35	5,487	37	6,030	41	59.1

注) * : 停止中／故障中の水力発電所 (Statistic of Electricity, 2001より)

** : スタンバイのディーゼル発電所

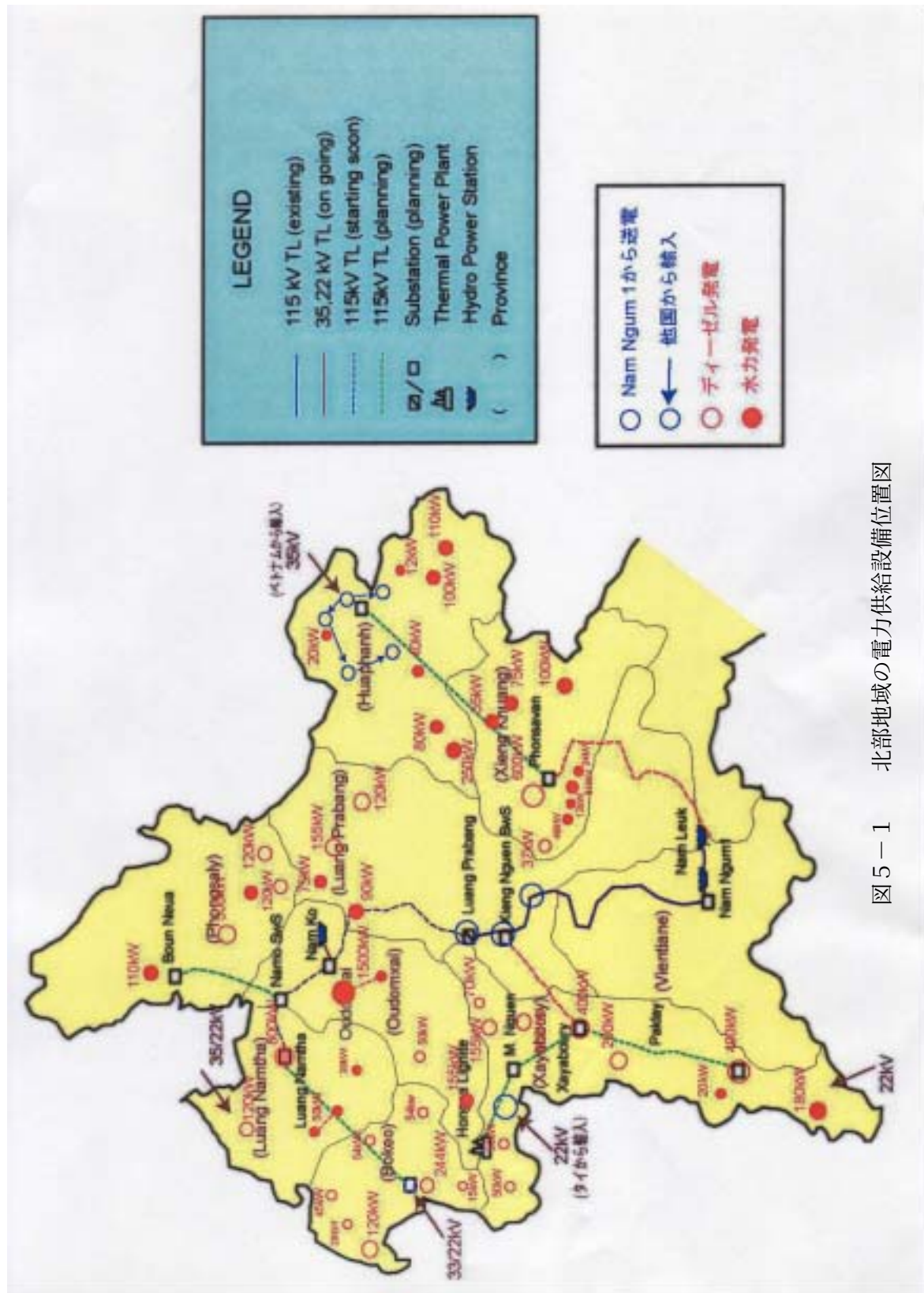


図 5-1 北部地域の電力供給設備位置図

水力発電所は 35 箇所、合計出力 5,487kW となっているものの、水車・発電機あるいは水路構造物に損傷を受けて実質的に運転を行っていないものが 15 箇所あり、その分を差し引くと合計出力 5,042kW となる。また、最大の発電所はウドンサイ県の Nam Ko 水力(1,500kW)であり、それを含め MW クラスの発電所が 3 箇所、百 kW 級が 6 箇所となっており、数十 kW の発電所が過半数を超えている。

ディーゼル発電所は 37 箇所、合計出力 6,030kW で、一箇所当たりの平均出力は約 160kW と小規模なもののばかりである。しかも、高い燃料費を節約するためにピーク時のみに運転を制限せざるを得なかったり、隣国やヴィエンチャン県の Nam Ngum 水力からの送電系統に頼る地域では緊急時電源としてスタンバイしているに過ぎない状況である。

太陽光発電所は最大のものでも 1 箇所 6.3kW に過ぎず、41 箇所合計でも約 60kW と極めて小規模である。さらに、日照時間に左右され供給信頼度に劣るため、郡中心部を電化する主要電源とはなり得ず、初期投資およびバッテリー等の消耗品コストが割高なため、補助金なしでは村落ベースへの導入も難しいのが実情である。

本地域の送電系統は、ルアンプラバン県を中心に北部 4 県に延伸する路線と、西方のサヤブリ県に伸びるルート、およびヴィエンチャン県 Nam Leuk 水力から東部 2 県を電化するルートが計画されている。現状では、北部のルアンナムタ県が中国から、西部のホアパン県がベトナムから、東部のボケオ、サヤブリ県がタイからの電力輸入を受けている。

北部地域における至近 6 か年の電力輸入量の推移を表 5-2 に示す。中国からルアンナムタ県への送電は本年 2 月に開始されたばかりで統計データがないが、他 3 県における輸入電力量の着実な増加傾向がわかる。最近 5 年間に電力量で 4 倍に増加しており、全国に占める割合も約 4%から倍の約 8%と増加している。

このような国境地帯で、分散型電源による電化事業を実施出来れば、①輸入代替による外貨節減、②エネルギーセキュリティの確保というメリットのほか、商業交易の拡大と将来的な電力輸出による外貨獲得が期待される。

表 5-2 輸入電力量の推移 (EDL 資料より)

年	北部地域 輸入電力量 (kWh)				全国 輸入電力量 (kWh)	北部/全国 (%)
	ホアパン 県 (ベトナム)	ボケオ 県 (タイ)	サヤブリ 県 (タイ)	計		
1996	2,112,775	974,033	—	3,086,808	87,560,771	3.5
1997	1,975,750	1,407,253	387,504	3,770,507	101,651,186	3.7
1998	2,306,500	2,136,194	1,248,400	5,691,094	142,283,840	4.0
1999	3,606,750	3,018,720	1,805,196	8,430,666	172,197,130	4.9
2000	4,563,230	3,677,265	2,372,560	10,613,055	159,917,635	6.6
2001	5,453,000	4,449,228	4,450,600	14,352,828	182,497,035	7.9

北部地域における既設水力発電所 35 箇所の一覧を表 5-3 に示す。前述したように MW クラスの発電所は 3 箇所しかなく、大半が 100kW 以下のマイクロ水力となっている。

地域的な格差として、西方のボケオ、サヤブリ県には 1 箇所しか水力発電所がなく、東方のホアパン、シェンクアン県に 22 箇所の発電所が集中している。ただし、停止中のものも多く、最大出力 10kW 以下の発電所は 1 箇所も稼働していないのが現状である。

個別発電所の停止原因が水路工作物の損傷にあるのか、主要機器の不具合にあるのかを聴取する機会がなかったが、次回調査の際にはそれらの要因を見極めることが必要であろう。訪問したウドムサイ県手工業部長(PDIH)の話によると、ほとんどが中国製の水車・発電機を採用しているとのことである。

なお、統計データには出てこないが、1kW あるいはそれ以下のピコ水力水車・発電機(中国製で数十ドル)が市販されており、世帯あるいは小集落レベルの電化に活用されている。可搬式で小溪流に据え付けるだけで発電できるが、2～3 年で故障したり、定格出力まで発電出来ないといった品質面での問題があるらしい。

表 5-3 北部 8 県既設水力発電所一覧 (Statistic of Electricity, 2001 より)

県	郡	発電所名	最大出力 (kW)	備考
フォンサリ	Boun Neua	Nam Boun	110	
		Nam Khoun	5	停止中
		Nam Kha	5	停止中
	Pongsali	Nam Ngai	1,200	
ルアンナムタ	Luang Namtha	Nam Leu	46	
	M. Long	Hua Khiboun	50	停止中
	Nale	Nam Nung	30	
ウドムサイ	M. Xai	Nam Ko	1,500	
		Pakbeng	Houay Kasen	155
ボケオ	(水力発電所なし)			
ルアンプラバン	Luang Prabang	Nam Dong	1,000	
		Nam Pa	16	
	Nam Bak	Nam Mong	70	
ホアパン	V. Xai	Nam Pune 1	96	停止中
		Nam Pune 2	48	停止中
		Nam Soi	12	
	Sam Neua	Houa Man	24	停止中
		Nam Hang	6	停止中
	Sam Tai	Nam San	110	

県	郡	発電所名	最大出力 (kW)	備考
ホアパン	Hua Meuang V. Thong	Nam Pern	40	
		Nam At	80	
		Nam Sart	250	
	Sieng Kho	Nam Long	20	
		Sob Long	24	停止中
サヤブリ	Botene	Nam Ham	180	
シェクアン	M. Kham	Ban Paksomba	55	
		Nam Tiang	75	
	M. Khoun	Ban Tan 1	5	停止中
		Ban Tan 2	8	停止中
		Ban Pung	5	停止中
	Phaxai	Ban Nong	40	停止中
		Nam Ka 1	12	
		Nam Ka 2	81	
		Nam Ka 3	5	停止中
	M. Mok	Ho Kang	24	停止中
		Nam Chat	100	停止中
合 計		35箇所	5,487	

5.2 小水力発電などオフグリッド電化推進上の課題

(1) 北部地域の電力需要と地方電化方式

DOE の資料によれば北部対象地域 8 県の総人口は約 182 万人であり、ラオス全体の 34% を占めている。この地域における村落数は 5,215、世帯数は約 31 万であり、村落当たりの平均戸数は 60 戸である。農村人口比率は各県ごとに多少のばらつきがあるものの概ね 85~95% の範囲にあり、極めて高い比率となっている。このことはこの地域での地方電化を計画する上で重要なポイントとなる。仮に 31 万世帯全てに対し 1 戸当たり 100W の規模で電力供給を行おうとすれば、全体では 31,000kW の出力が必要となる。しかし、このうちグリッドで電力供給される対象は、今後 10 年程度を考えた場合には農村人口と定義されている住民以外が主であり、それを全体の 25% と多めに見積もってもグリッドに必要となる供給力の合計は 10,000 kW にも満たない。すなわち、残りの 20,000 kW 以上の部分についてオフグリッドの発電所が必要であるということである。

発電所を設計する場合に想定する電力(kW)需要は昼間帯と夜間帯の需要を個別に算定し比較することが必要である。ラオスの地方農村部における標準的な家屋は台所、居間(食事をする場所)、寝室などに分かれた構造が普通で、典型的な電力需要としては照明、ラジオ/ (白黒) テレビなどがある。これらは主に夜間に発生する電力需要である。こういった地域での家庭用電力需要予測の一例として、JICA「ヴィエトナム北部再生可能エネルギーによる地方電化計画調査」報告書(P.25)のデータを表 5-4 に示す。この試算ではこういった未電化農村における基本的な需要(将来の所得増加による需要増は考慮せず)として一戸当たり約 50W という数値を示している。これに対し昼間帯の需要としては、こういった農村部でも小規模な学校、診療所、役場などの公的機関の需要が多少はあり、また農耕用として灌漑用水汲み上げポンプや脱穀機、精米機などの電力需要も考えられる(夜間街路灯は例外)。しかし、小規模農村であるためこういった昼間需要はあまり大きな需要とはならず、通常は夜間需要のほうが大きくなると予想される。今回の現地調査で訪問した Nam Mong 発電所(70kW)の例は交通の要衝にある位置する村で商店、飲食店なども多く(供給戸数約 350 戸)、前述のような典型的未電化農村と比較して電力需要はかなり大きいと予想されるが、ここでも最大需要実績値は 1 戸当たり 150W 程度と報告されている。こういったデータなどを総合的に判断して、地方農村部での電力需要は経済的発展の程度に応じて一戸当たり 50W ないし 100W と想定することが妥当と考えられる。この結果、戸数が数十戸の標準的 1 村落単位の需要は 3kW から 6kW 程度という結論となる。もちろん、所得水準の向上に伴い農村でもカラーTV、電気炊飯器、電気ポットなど使用する例もあり、このような将来の需要増をどの程度織り込むかは難しい問題である。しかし、あまり過大な規模の発電所を建設すると稼働率が低いまま長期間運転することとなり、電気料金収入と維持管理費用のアンバランスなど管理面からの問題も大きくなる。

表 5-4 農村部の標準的 1 世帯当たりの電力需要原単位

電気機器	消費電力 (W)	使用 台数	機器計 (W)	普及率 (%)	同時需要 係数(%)	ピーク需要 原単位 (W/世帯)	備 考
電 灯	20	2	40	100	80	32.0	蛍光灯 (小)
テレビ	30	1	30	80	80	19.2	白黒TV
ラジカセ	10	1	10	40	10	0.4	
扇風機	30	1	30	30	30	2.7	小型 (30cm)
計						54.3	

これに対して、郡の中心地など地域中心地での電化はこういった農村の村落レベルの地方電化とは事情が異なる。すなわち、こういった場所では数百戸単位の住宅がまとまっているほか、行政機関、学校、病院、企業、工場、商店などが多数存在し、経済活動の規模は桁違いに大きい。このため、電力需要は住宅用以外の部分が大きくなり、100kW前後に達するであろう。このような例が前述の Nam Mong 発電所(70kW)であり、またウドムサイ県に最近完成した Houay Kasen 発電所(155kW)である。したがって、一口に地方電化といっても 100kW クラスが必要となる地域中心地と 10kW クラスで十分と考えられる周辺農村とは分けて考える必要がある。

これ以上の 1,000kW クラスとなると地域中心とその周囲の多数の村落の電化が可能であり、広域的で大規模な電化事業となる。このクラスでは将来的にはグリッドとの連系を行うことで余剰出力の有効活用や出力低下時におけるバックアップが可能となり、発電所としての利用度が大幅に向上する。したがって、当初はオフグリッド運転であっても将来的にはグリッドへの接続を想定して計画することが望まれる。

(2) 小水力による地方電化の特性と課題

地方農村部を対象とした 10kW クラスの小水力(マイクロ水力)発電所の場合には、低コスト化はもちろんのこと、技術的知識に乏しい住民による自主管理が原則となるためメンテナンスのし易さを最優先に設計を行わなければならない。さらに、こういった場所では道路などのアクセス条件も悪く重機を使う施工が困難となるため、簡便な施工方法の採用が求められる。こういった条件から設計や機器の標準化を進めることが有効である。なお、この分野については既に世銀プロジェクトの一環として進められているオフグリッドプロジェクトの中でこれまで設計案の検討やモデル化が進められてきていると考えられる。これに対して、地域中心地を対象とした 100kW クラス以上の小水力発電所では現地の流量、地形、地質、アクセス条件などのデータをもとに個別に設計を行うことが求められる。また、完成後の維持管理については専門的事項について教育を受けた職員が行い、加えて専門家の技術的支援が受けられるよう計画するのが原則となる。このように小規模ではあるが本格的な水力発電所として設計、建設、運転管理を行う必要がある。したがって、計画立案のためには、当該地点および周辺地域についての流量資料、地形図、道路図、地質図などが重要

な資料となる。このような資料について精度の高いものが得られない場合には、基本計画（Pre-FS）段階では大まかにそのデータを推定する必要があり、流量については目視、簡便法による実測（特に乾期の最小流量が重要）、落差については高度計の利用や簡易測量などが必要となってくる。いずれにせよ現地での調査は不可欠となる。さらに詳細設計段階では、流量の実測、落差については現地での測量を行うこととなる。このほか、水路、水槽、水圧管路、発電所の予定地での地形測量や地質調査、過去の洪水位の痕跡の確認なども行う必要がある。

5.3 小水力発電計画策定に必要な基礎情報

小水力発電計画のための調査としては、一般調査として背景調査、当該国の電力事業制度、適用規格・技術基準、機器、資機材およびアクセスといった調査が必要であり、電力需給調査として電力供給地域の範囲、電力需要の想定、電力受電可能量の概定、必要発電力の概定といった調査が必要である。

水力発電計画を策定する際、水文資料等の収集は発電規模を検討する上で最も重要な調査である。雨量データは農林省水文気象局（Ministry of Agriculture and Forestry, Department of Meteorology and Hydrology）と一部が運輸通信省（Ministry of Communication, Transport, Post and Construction）で入手が可能である。

流量データはメコン本流のデータを主にして、流量観測所が何点か設置されていて、農林省水文気象局と運輸通信省で入手できる。水文気象局による流量観測地点を図5－2、運輸通信省による観測地点を図5－3に示す。

このほかに JICA と共同で農業森林省（気象・水文）が行った現地調査¹（1998 年 3 月）によると、北部 33 地点の渇水量は単純平均でも 100km² 当たり 0.26 m³/s である（表 5－5 参照）。この値は、例えば日本の九州管内にある 42 箇所の測水所で測定した 100km² 当たりの渇水量(平均)² である 1.69 m³/s (355 日流量)の 1/6 以下と極めて小さい値であり、発電計画の策定に当たっては留意が必要となる。

観測対象となった河川を図5－4に、流量観測の値を図5－5に示す。北部 16 の河川のうち、9 河川には水位観測所が常設されていないので、それらの河川の流量は観測時の値となっている。小水力発電計画では 90%確実性の流量を設計流量として採用するのが基本的な手法であろう。この流量データは 16 流域で乾季の流量を測定しているので、設計流量を決定する上で参考になるであろう。

本件の調査に必要と思われる基礎情報の一覧を表 5－6 に示す。

¹ Water resources Map in the dry season on the Mekong river tributaries in the LAO PDR (1998 Department of Meteorology and Hydrology of Ministry of Agriculture and Forestry, cooperated by JICA)

² 九州 42 箇所の測水所データは 平成 3～12 年の 10 か年平均

表 5-5 北部河川の水量データ

Table-1 Selected tributaries : were be surveyed in Northern Part of Laos
Mar-98

Legend WL= Water Level Q= Discharge measurement
CS= Cross Section

NO	River name	Station name	depth of run off(l/s.km2)	catchment area(km2)	Surveyed item			Date
					WL	Q	CS	
1	Nam Song	M. Vangvieng	7.2	864	0.39	6.205	X	22/3/98
2	Nam Lik	M. Kasy	3.7	374	1.65	1.376	X	22/3/98
3	Nam Ming	B. Vangpang	4.0	1.053		4.205		7/3/98
4	H. Khan	B. Pakkhan	0.5	213.2		0.095		7/3/98
5	Nam Khan	B. Mout	2.6	6777	0.37	17.834	X	8/3/98
6	Nam Pa	B. Kokvan	3.2	700	2.22	2.23	X	9/3/98
7	Nam Xuang	B. Sieo	3.3	5.800	1.59	19.126	X	9/3/98
8	Nam Ou	B. Hatgna	3.1	24.470		76.263		22/3/98
9	Nam Nga	B. Namnga	3.0	2.375		7.206		9/3/98
10	Nam Ou	M. Ngoy	3.6	19.700	0.62	70.895	X	10/3/98
11	Nam Xeng	M. Viengkham	2.5	2.052		5.128		10/3/98
12	Nam Bak	B. Phonsaat(E	3.1	1.162		3.595		10/3/98
13	Nam Ko	M. Xai	1.1	593.2	0.4	0.675	X	20/3/98
14	Nam Tha	Luangnamtha	0.9	1.519	0.5	1.354		18/3/98
15	Nam Lan	M. Bountai(BF	3.0	656		1.993		11/3/98
16	Nam Leng	B. Bungnong	3.4	1.451		4.888		11/3/98
17	Nam Houng	B. Vangxoy	3.3	2.138	0.22	6.962	X	8/3/98
18	Nam Tin	B. Namtian	0.6	470.4	0.49	0.263	X	8/3/98
19	N. Ou	Hatsa	3.7	5.894		21.784	x	12/3/98
20	Nam Beng	ConfluenceMh	1.2	2.120		2.467		16/3/98
21	Nam Noy	B. Sinxai	2.2	383.8		0.845		11/3/98
22	Nam Phak	B. Sinxai	2.9	2.716		7.968		11/3/98
23	Nam Ma	Xiengkong	5.5	1.080		5.918		14/3/98
24	Nam Pha	Xiengkong	5.0	2.860		14.292		14/3/98
25	Nam Ngam	B. Pakngam	1.9	1.500		2.821		15/3/98
26	Nam Tha	ConfluenceMh	1.7	8.990		15.318		16/3/98
27	Nam Ngum	Xayabuly	1.1	1.830		1.99		16/3/98
28	Nam Ha	B. Namha	4.2	322		1.359		18/3/98
29	Nam Mi	ConfluenceMh	0	1.040		0.009		25/3/98
30	Nam Sang	ConfluenceMh	0.4	1.300		0.495		25/3/98
31	Nam Heung	ConfluenceMh	0.8	1.940		1.612		25/3/98
32	Nam Phoun	ConfluenceMh	1.5	1.980		2.908		26/3/98
33	Nam Pouy	ConfluenceMh	2.7	1.700		4.662		26/3/98

表5－6 本件の調査に必要な基礎情報

No.	項目	内容	主な入手先
1	地形図	(1)DOE から提示あった 39 地点が今回収集した 1/50,000 地形図(66 枚)内にあるか確認必要 (2)該当する 1/50,000 地形図がなければ県・郡に確認。 (3)標高データ(GPS)は現地踏査時に要確認	地理局
2	地質図	(1)GMS レベルの広域地質図がある（電子データで入手可能）。	鉱山地質局
3	雨量/流量	(1)ほとんどない（仮にデータが存在していたとしても、その信頼性を確認する必要がある。）。 (2)渇水期の実測値などから 90%流量を推定する手法をとる。	農林省水文 気象局
4	環境関係 法規制	(1)法規制は今後入手可能 (2)土地利用図の入手が必要 (3)自然公園区域の確認 (4)地方レベルの環境規制値等があるか要確認 (5)NGO 活動状況、貴重動植物の生息状況（本格調査時）	科学技術環 境庁
5	危険情報	(1)反政府集団の活動状況 (2)UXO の情報 (3)現地への安全情報確認	県・郡 DOE
6	技術基準	(1)STEP の情報把握 (2)既発電所の技術基準を調査（本格調査時）	DOE
7	工事費	(1) 至近年の類似工事単価、総額工事費、項目別工事費 (2) 工事費積算体系（本格調査） (3) 輸入品の関税（本格調査）	DOE
8	社会経済 調査（マ クロ）	(1)需要想定（原単位の電力使用量、人口予測）（本格調査） (2)インフラ整備計画（道路等）（本格調査） (3)教育・医療施設整備計画（本格調査） (4)産業育成計画（本格調査）	県・郡 DOE
9	社会経済 調査（ミ クロ）	(1)原単位の推定に資する集落単位の経済データ（本格調査（現地再委託か））	県・郡 DOE

今回の調査で社会経済データに関する収集資料は「Statistical Yearbook 2001」、「Results from

the Population Census 1995」,「The Households of Lao PDR」である。

地形図に関しては、地理局（National Geographic Department）で 1/50,000 の地形図がそろっている。しかし部分的に品切れになっている地域がある。北部 8 県 90 地域のうち、66 地域の 1/50,000 地形図のコピーは今回の調査期間中に収集した。今回収集できた 66 地域の地形図を図 5-7 に示す。

1/100,000 の地形図北部地域についてはすべて入手済みである。上記の 66 区画以外の地域については、又は 1/100,000 地形図を使うことで対応することが考えられる。また、1/100,000 の地形図であれば、JICA 支援により作成された GIS データが地理局で入手できる（表 5-7 参照）。

表 5-7 入手可能な GIS データ

No.	階層	ソフト	タイプ
1	道路	ARC/INFO	ライン
2	河川	ARC/INFO	ライン/ポリゴン
3	行政区分	ARC/INFO	ライン/ポリゴン
4	建設区域	ARC/INFO	ポリゴン
5	地形図	ARC/INFO	ライン
6	土地利用	ARC/INFO	ポリゴン
7	村落	ARC/INFO	ポイント
8	小目的物	ARC/INFO	ポイント
9	高度	ARC/INFO	ポイント
10	オルソ画像	Tiff	ラスター
11	数値標高モデル	ARC/INFO	ラスター

需要地（Demand Center）やその他の社会経済調査にはこの GIS データは非常に有効に使えるはずである。またソフトが ARC/INFO であるから、水力発電計画作成に GIS を使えば技術移転には多大な効果が期待できる。

今回は対象がオフグリッド地域での電化計画であるから、需要地とそこでの需要発電量を検討し、需要にみあった配電可能となるサイト(demand center)を見つけることが最重要である。その意味では各村での人口と世帯数といった人口分布のデータやそれに関連した社会経済データは必須である。

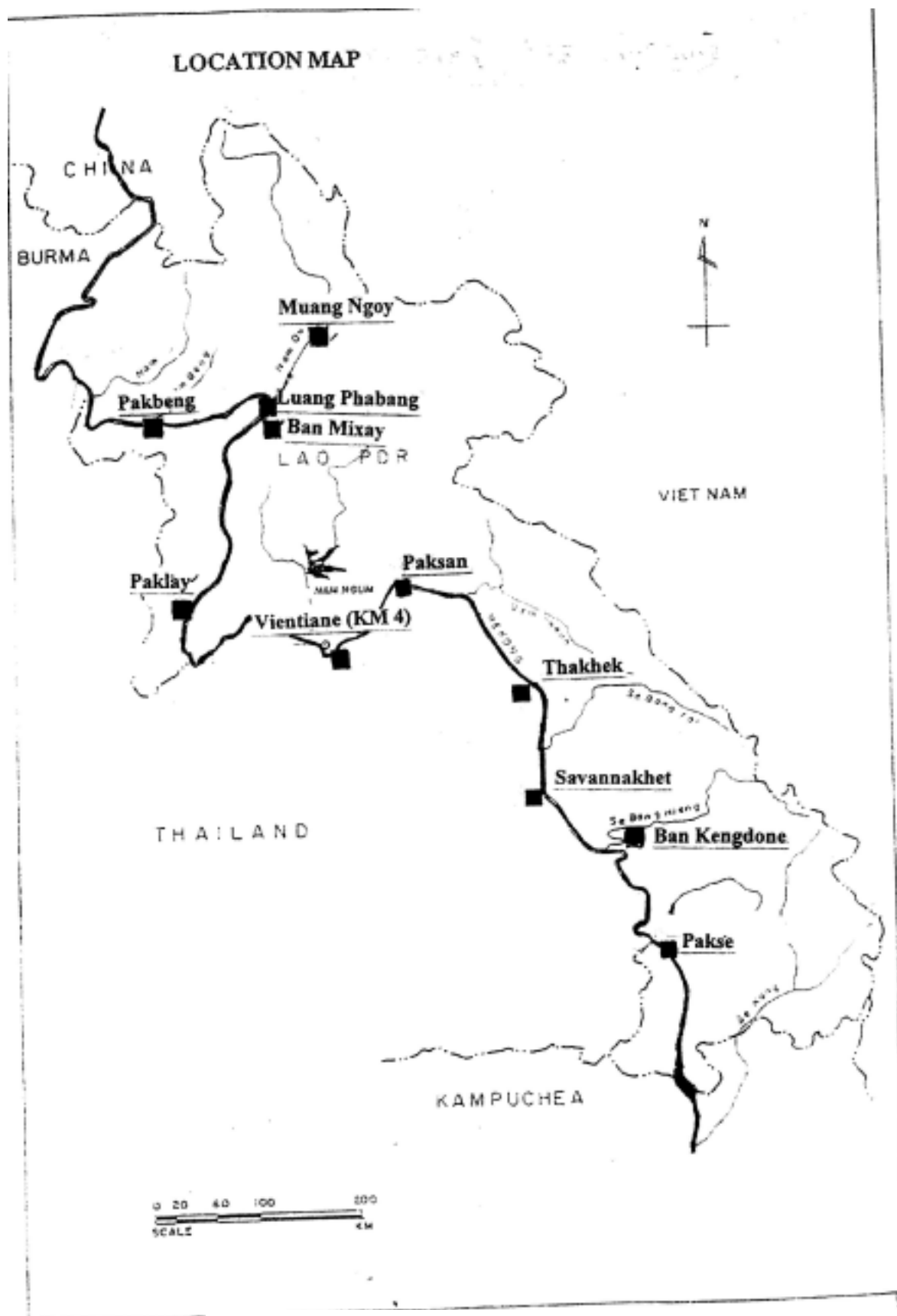


図 5-2 水文気象局の流量観測地点

LOCATION MAP OF IMPLEMENTED STATIONS ON COMPONENT I AND COMPONENT II

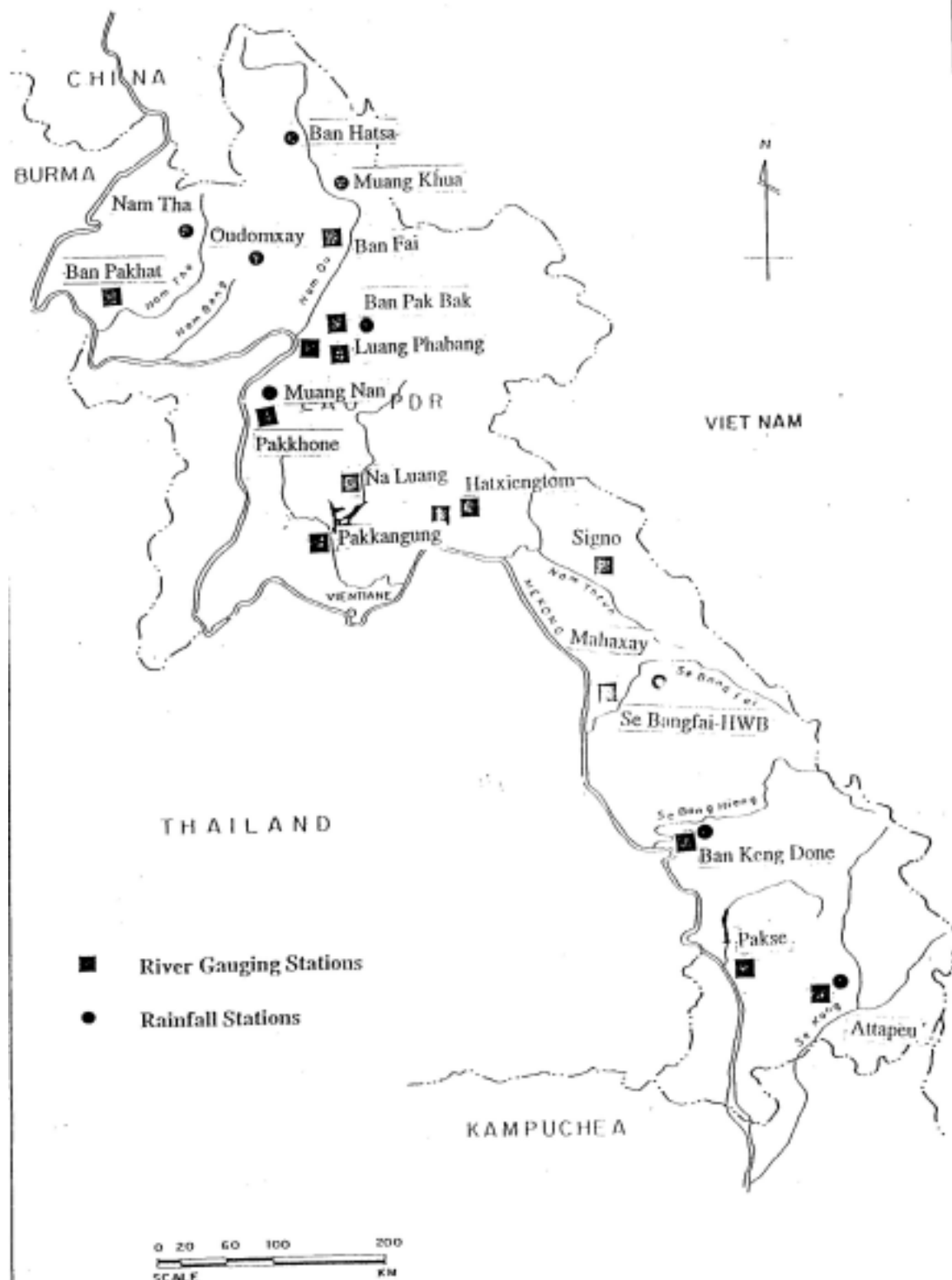


图5-3 MCTPC観測地点



*2: アンダーラインの河川
が水位観測所が設置されてい

図5-4 流量観測河川

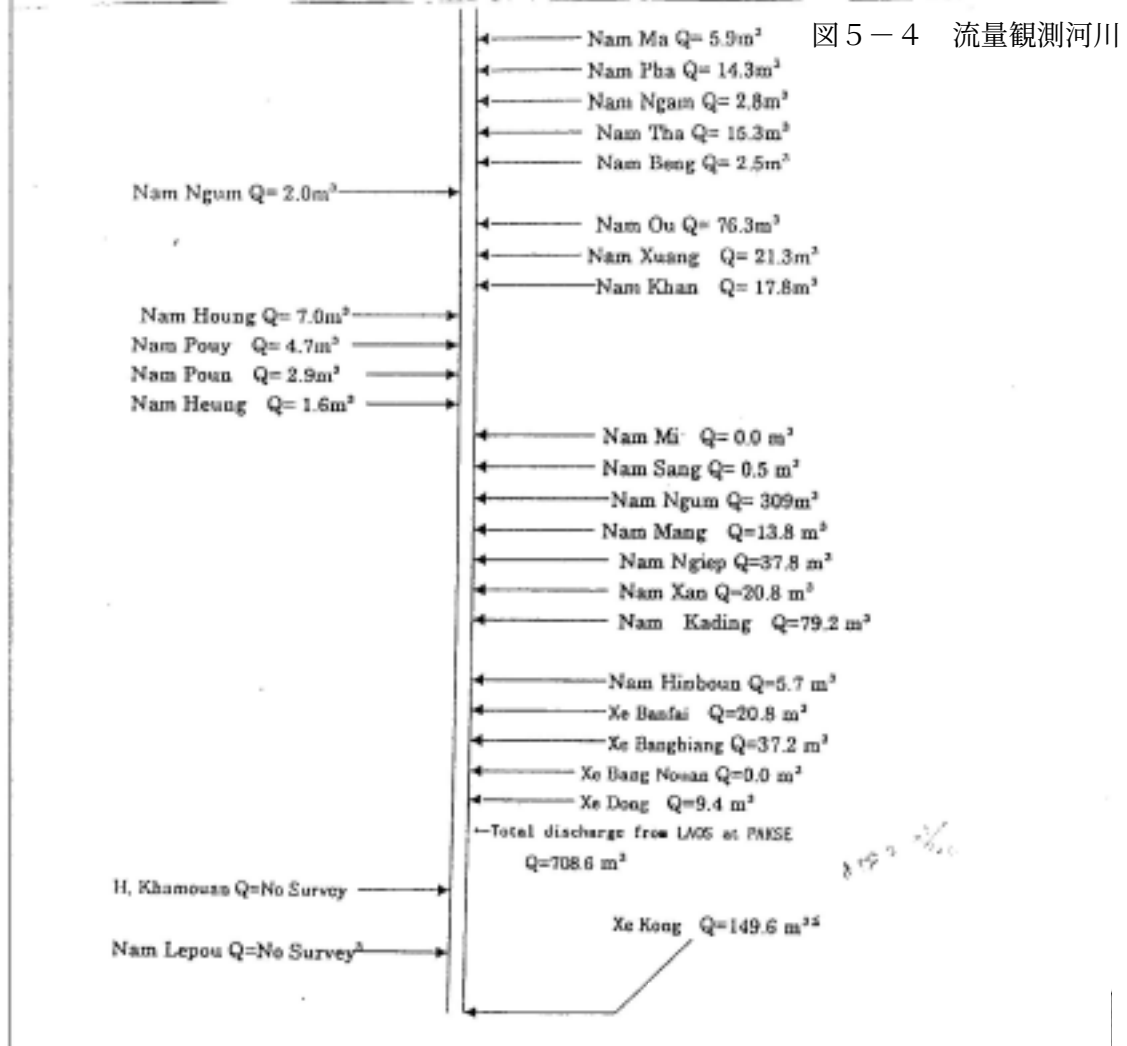
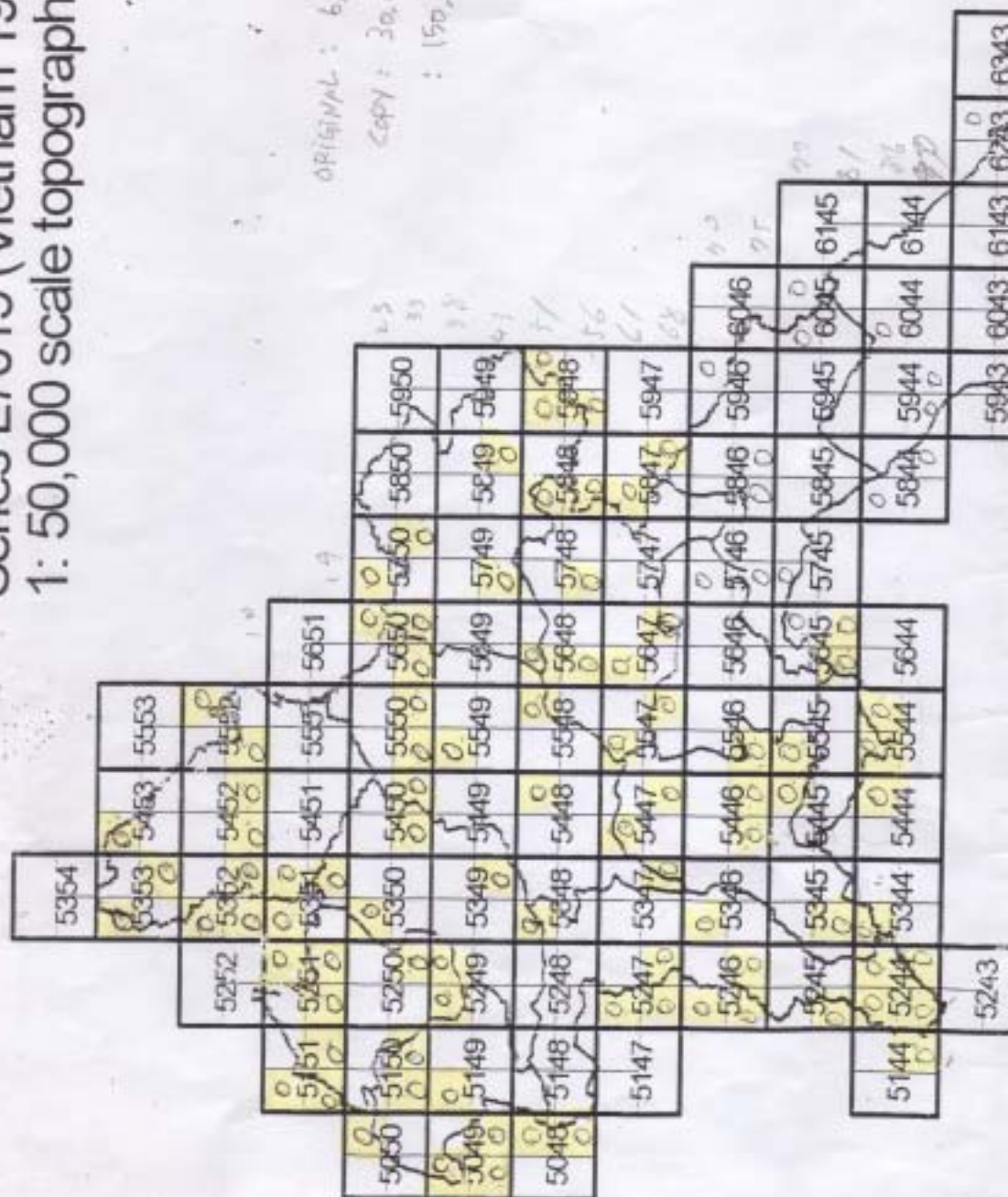


図5-5 北部地域の河川流量

Series L7015 (Vietnam 1997-98) 1: 50,000 scale topographic maps



5.4 開発可能性のある小水力発電地点

北部地域における小水力発電の候補地点として、DOE から提示された 39 地点のリストを表 5-8 に、その位置図を図 5-7 に示す。候補地点は、サヤブリ県の北部と中部、シェンクアン県の東部に集中的に位置しており、逆にルアンナムタ、ボケオ県にはそれぞれ 1 地点しか候補がなく、地域的な格差を生じている。

各地点の緯度経度は記載されているものの、有効落差と使用水量といった基本的なデータがなく、なかには出力の記載のない地点もある。10 地点が MW クラスの開発規模となっているが、各国のドナーが調査した途中結果を寄せ集めたに過ぎず、現地調査を実施すると諸元が変わる可能性が大きいという感じである。

なお、ホアパン県の Nam Hao 地点は出力 5MW と規模が大きく、既設道路や送電線からのアクセスが良好である、とのこと。送電線はベトナムからの電力輸入用に建設されたもので、当該地点の開発により逆輸出の可能性が出てくるため、DOE としてぜひ精度を上げた調査を実施したい、とのことであった。

表 5-8 北部地域 小水力発電候補地点 (39 地点) (DOE 資料より)

No	プロジェクト名	流域面積(km ²)	最大出力 (kW)	県	No	プロジェクト名	流域面積(km ²)	最大出力 (kW)	県
①	Nam Ou neu	—	500	フォンサリ	②①	Nam Pouy 2	322	650	サヤブリ
②	Nam May	—	100		②②	Nam Lay	1,413	1,200	
③	Nam Pe	186	700		②③	Nam Gngang	—	650	
④	Nam Pok	407	1,200		②④	Nam Fhoun	—	650	
⑤	Nam Boun 2	312	2,000		②⑤	Nam Gnam	1,123	650	
⑥	Nam Kai	—	500		②⑥	Nam Ngeun 1	—	—	
⑦	Nam Nga	88	200		②⑦	Nam Ngeun 2	—	—	
⑧	Nam Ngao	297	2,000	ウドムサイ	②⑧	Nam Yang	—	100	
⑨	Houay Se	38	150		②⑨	Nam Ken	312	1,200	
⑩	Houay Lap	46	100		③⑩	Nam Met	410	1,800	
⑪	Nam Sing	74	200	ルアンナムタ	③①	Nam Um	—	100	ルアンプラバン
⑫	Nam Hao	—	5,000	ホアパン	③②	Houay Kouang	474	200	
⑬	Nam Xam	—	2,500		③③	Nam Ngan	175	600	シェンクアン
⑭	Nam Peun	—	300		③④	Nam Sen	578	400	
⑮	Nam Hang	—	300		③⑤	Nam Pot	—	2,000	
⑯	Houaythong	—	100		③⑥	Nam Ma	33	800	
⑰	Nam Gnone		500	ボケオ	③⑦	Nam Phot	158	600	
⑱	Nam Ham 2	127	2,000	サヤブリ	③⑧	Nam Houay	135	450	
⑲	Nam Houng	—	650		③⑨	Nam Kuang	24	700	
⑳	Nam Pouy 1	734	300		計	39 地点	—	32,050	

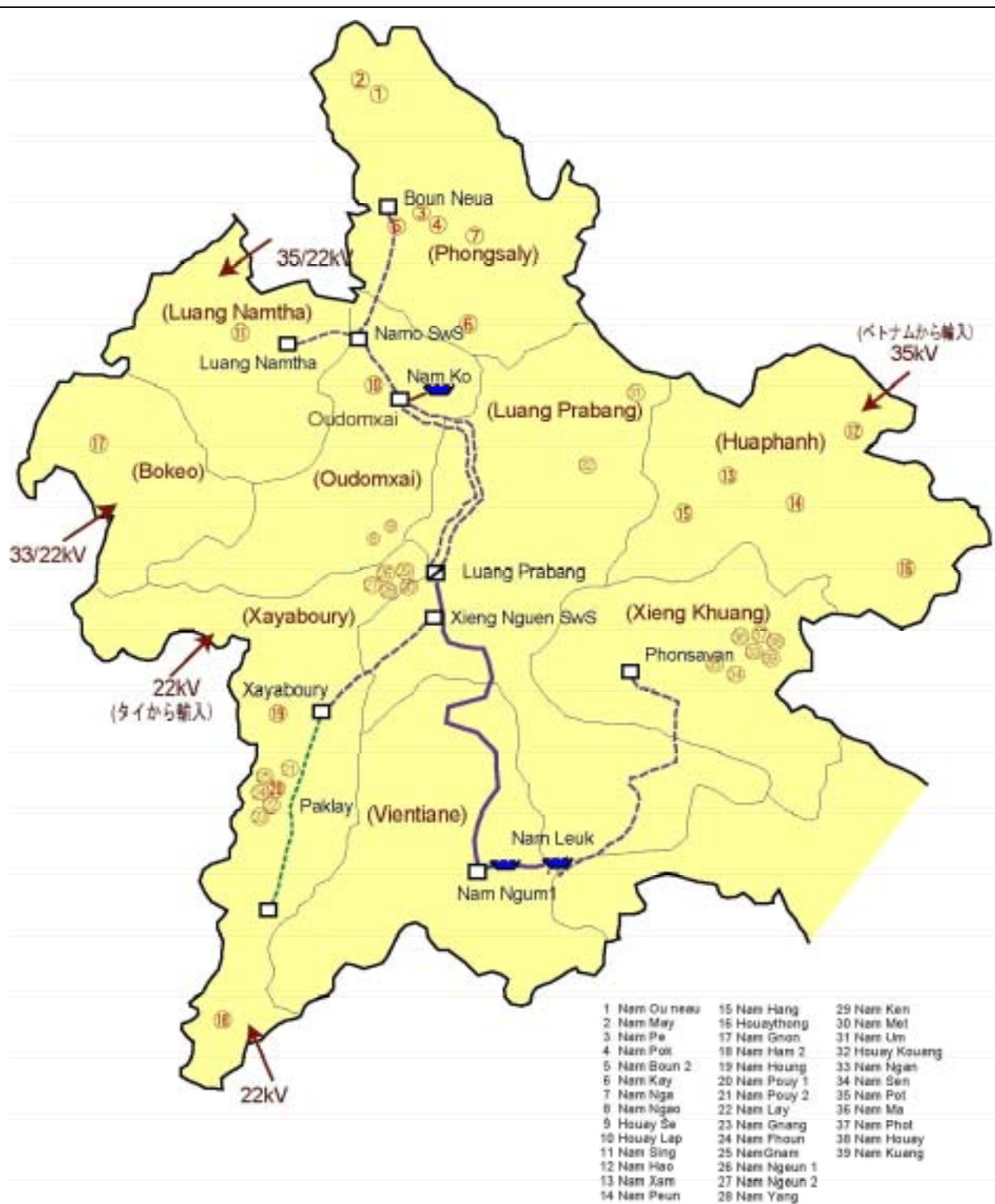


図5-7 開発可能性のある小水力発電位置図

DOE から提示のあった 39 地点は、前述したとおり各国ドナーによる調査結果を総括表として整理しているだけで、その結果は机上調査だけに基づくのか、現地調査まで実施したのか、発電規模の決定には需要想定を考慮しているのか、環境問題はないのか等の前提条件や調査精度が全く不明である。したがって、位置的には把握されているものの、河川流量、落差といった発電計画策定に必要な基礎データが不足しているのが実態である。

そこで、ADB では電力セクター改革支援における技術援助(TA)の一貫として、小水力発電のための計画策定とその評価を取り上げ、現地踏査、需要予測、初期環境評価など一連の調査フローを DOE～コンサルタント間で共同実施している。2000 年 11 月～12 月に DOE 職員が実際に現地踏査を行い、まとめた 12 地点の概要を表 5-9 に示す。12 地点のうち 10 地点が前述の 39 地点リストに含まれており、表の No. は表 5-8 と合わせている。出力のうちこの 2 表で整合しないものには下線を付している。

この調査で特筆すべきことは、地域住民の現状での収入源や、電化後に想定される農業/軽工業の経済効果を実際に聴き取り調査している点で、各集落の世帯数・人口と位置関係、アクセス状況等も詳細に記載してある。しかし、発電計画の経済性を判断するために必要な工事費、発生電力量に関する情報は皆無であり、主要諸元の決定根拠も稀薄な部分が見受けられる。以下に項目ごとの概要と課題を示す。

(1) 発電諸元 (流量/Q, 落差/H, 出力/P, 電力量/E)

- ・ 渇水期と中間期のそれぞれ 4 か月の最小流量を想定、現地踏査時には流量測定を実施
- ・ 使用水量の設定根拠が不詳であり、4 か月最小流量との相関が不明
- ・ GPS による標高確認を実施、ただし H は取水位～放水位の差である総落差
- ・ $P=5QH$ で出力を算定、H が有効落差ではないが総合効率 51%に相当するのは不適切
- ・ 水資料が未整備のためか、電力量の算定なし

(2) 主要工作物諸元 (ダム, 水路系)

- ・ ダム高 15m 以上/堤長 100m 以上の計画もあり、小水力発電専用としては過大な規模
- ・ 落差と水路長の比(L/H)が 100 を超える地点もあり、小水力として不適切
- ・ 水路長は地図上に作図したのではなく、単に座標計算で求めた可能性が大

(3) 需要予測の手法

- ・ 一般需要家 60～100W/世帯で人口増 2.1%/年、工業・公共需要の増 5～7%/年の前提で 2010 年まで kW 需要を想定
- ・ 需要予測(2010 年)に基づき開発規模を最適化しているかどうかは不詳

(4) 財務・経済面からの検討 (工事費, 電気料金)

- ・ 工事費の検討項目そのものがない

(5) その他

- ・ 社会環境(人口、産業構造等)および環境影響(移住、土地利用等)の調査は充実
- ・ 電化地域への送電線(22kV)延長まで記載、配電線延長は未調査

表 5-9 ADB の技術援助による小水力発電候補地点(12 地点)

No	プロジェクト名	最大出力 (kW)	総落差 (m)	使用水量(m ³ /s)	湧水量(m ³ /s)	ダム高 (m)	水路長 (m)	対象人口(人)	需要予測(kW)	県
①	Nam Ou	<u>1,500</u>	20.5	16.09	16.07	3.5	3,159	10,068	804	フォンサリ
⑤	Nam Boun 2	<u>2,500</u>	150.0	3.34	2.40	15.0	2,246	19,629	2,631	
⑥	Nam Kai	500	23.5	3.16	2.65	8.0	4,000	10,483	530	
⑦	Nam Nga	<u>100</u>	15.0	1.40	0.58	4.0	800	7,146	161	
⑧	Nam Ngao	2,000	84.0	2.00	1.50	25.0	740	21,792	2,419	ウドムサイ
⑩	Houay Lap	100	90.0	0.22	0.18	10.0	1,510	40,990	119	
⑪	Nam Sing	<u>2,000</u>	28.0	2.17	1.40	7.0	1,294	14,117	650	ルアンナムタ
⑰	Nam Gnone	500	30.0	1.90	1.30	5.0	1,410	23,784	1,781	ボケオ
⑱	Nam Ham 2	<u>2,500</u>	176.0	3.40	0.50	15.0	1,800	49,700	2,529	サヤブリ
⑳	Houay Kouang	<u>180</u>	34.0	1.18	0.90	6.0	2,166	8,472	173	ルアンプラバン
㉑	Houay Houn	200	38.0	0.50	0.30	4.0	889	7,930	837	
㉒	Nam Long	2,000	210.0	1.91	3.50	10.0	2,643	4,788	1,518	ルアンナムタ

このように、水力発電の基本的な諸元(流量, 落差, 出力)に関する検討は未だ満足出来るレベルに達していないものの、地域住民や現地状況に応じて同じ視点から発電計画を整理する作業を DOE 担当者が経験している。ウドムサイ県 PDIH 部長の話の中では、DOE リスト地点のほかに Nam Kha (200kW)や Nam Charan (55kW)という地点名が出ていたことから、地方レベルで潜在していた有望な水力地点が今後の調査でリストアップされる可能性がある。

本件調査に求められるものは、技術的な基礎知識を活用した水力発電の調査手法、および発電計画策定のノウハウ移転であり、そのためには地方自治体と地域住民の参加を基本としながら現地で共に作業を進める必要がある。具体的には 39+2 箇所の DOE リストをベースに、県・郡レベルの技術者と共同で現地踏査・発電計画策定を進めていくべきである。

5.5 デモンストレーション・プラントの設計・建設

デモンストレーション・プラント（以下、デモプラと略記する）は、その実施の目的を「開発計画の事業化支援ツール」と位置づけることが妥当であろう。

水資源に恵まれた北部地域にあっては、ルアンプラバン県における例として小水力発電開発はすでに相当数に及んでおり、現在も順調に運転維持されている例が多いことなどから、実証運転試験目的のデモプラ建設に意義は少ないといえる。

むしろ、小水力開発の事業化を阻むとみなされる様々な課題について、新たな解決提案の実証検証の場を提供する役割においてデモプラ実施の必要性を見出すことができよう。

本格調査では、小水力発電の事業化に向けた検討の余地を残すため、調査内容の一部としてデモプラ計画を実施することとする。具体的には、水力開発プラン策定後において、その有望地点について事業化計画提案を行うものとする。

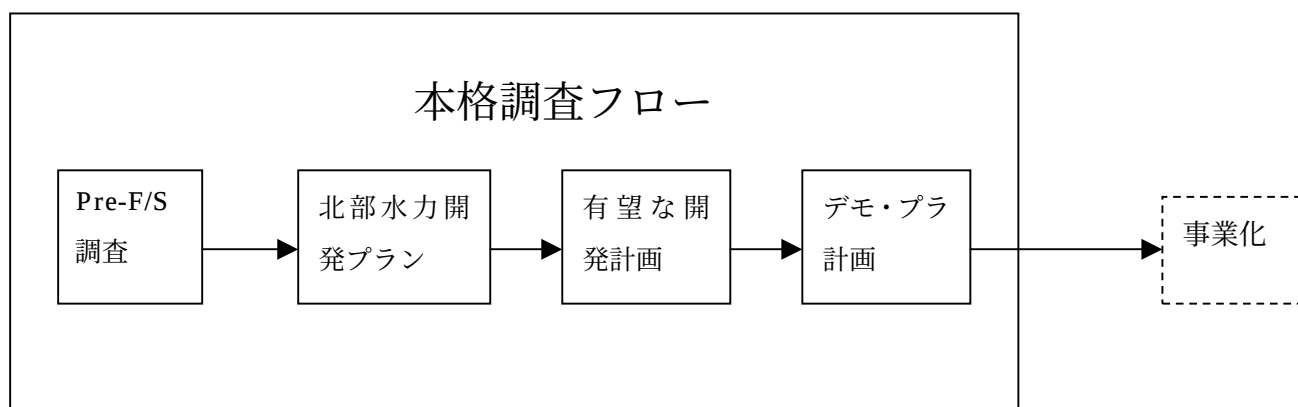


図 5-8 本格調査フロー

ところで、北部 8 県には現在までに 100kW規模の小水力発電所 35 ヶ所とディーゼル発電所 36 ヶ所が設置され、郡中心部の 60 地域についてはほとんどが電化された状況にある。今後、エネルギーの自給と安定確保のため発電事業において国産エネルギーの優先配慮に順次シフトしていきたいという国策のため、また既設ディーゼル発電機の廃止や電力輸入の通減の代替供給用として小水力が有する可能性は大きいことなどの点で、北部地域においては小水力発電事業の導入拡大が強く求められている。

同時に、オフグリッド電化のための法整備や管理組織の体制整備が DoE によって進められてきた。1997 年の電力法施行では、オフグリッド電化における民間企業による開発参入の法的枠組みを設けてはいるが、施行後の開発件数はわずかに 6 地点にとどまっている。

開発が伸び悩んでいるのは、現行のオフグリッド電化促進策が太陽光発電（SHS）やピコ水力などの小規模スケールの村落電化をターゲットとしており、小水力発電を念頭に置いた普及体制整備となっていないことや、小水力発電の場合には調査設計を行える人材の不足や事業化における資金確保の困難さなどがその原因となっていると見られる。

デモプラ計画は、小水力発電の円滑な事業化のために欠かせない人材面ならびに財務面における検討が中心として位置付けられるべきであり、いわば「事業化マニュアル作成」のイメージとしてとらえられる。小水力発電の事業実施を助ける電化促進体制整備や国産エネルギー利用の優遇措置構築についての具体的提案についても網羅されることが相応しい。

デモプラ計画の検討内容については、次回調査（事前調査）において関連資料の入手・分析を踏まえて DoE とあらためて協議することが必要である。候補案としては、北部地域での小水力発電が既設ディーゼル発電代替として期待されている状況を踏まえると、「ディーゼル発電所の水力によるリプレース事業計画」が考えられる。

5.6 本格調査に向けての課題

本格調査のTOR案を確定するには、発電計画との関連において電化政策・制度や事業計画についてどこまで掘り下げた検討を本格調査で行うかについて確認することが残っている。次回調査（事前調査）において、表5－10に示す観点について先方の要望及び当方の提案のすり合わせを行い、本格調査TORの内容を詰める必要がる。

表5－10 本格調査TORに関する検討事項

検討項目	内 容
事業化計画提案	資金確保、調査・設計の技術移転とデモンストレーション・プラント実施提案、O&M 関連人材の養成など
評価クライテリア	グリッド延伸とオフグリッド地域のゾーニング、電化優先ランキング基準、発電エネルギー転換の判定条件など
オフグリッド電化の体制整備	電力法の施行規則レベルの整備、国産エネルギー優遇措置、オフグリッド電化基金の活用など

また、次回調査時（予備調査）時の主要検討事項を表5－11に示す。

表5－11 次回調査（予備調査）時の検討事項

残っている課題	対 処 方 針
事業化計画の検討内容の確定	最近の開発事例について財務、人材、運転管理状況について詳細な整理分析が次回調査時に不可欠。質問状送付と現地調査を組み合わせ、財務関係については専門アナリストを充てるなど配慮する。
評価クライテリア構築の検討内容の確定	DOE／WB の SHS 普及体制整備における関連検討の進捗状況を参考として、次回調査時に必要情報を収集する。あわせて、SHS 事業とは発電サイトの立地条件や電力供給対象において異なる特性を勘案し、小水力発電事業について体系的な評価クライテリア構築の必要性／妥当性について確認する。
事業体制整備の検討内容の確定	DOE／WB の SHS 普及体制整備における関連検討の進捗状況について次回調査時に情報収集する。あわせて、SHS 事業とは財務面や国産エネルギー優遇などの条件で違いのあることを勘案し、小水力発電事業の促進体制整備について実施提案を行うことの必要性／妥当性について確認する。

6 事業計画

ラオスの電気事業は、工業手工業省(MIH)の電力局(DOE)が管轄し、国営企業としての電力公社(EDL)が発電から送配電まで一貫した電力供給を行う体制となっている。また、EDL のネットワークが及ばない地方部では、分散型電源を MIH が主体となって開発し、県・郡レベルで発電所運営を行って電力供給を担っている。

1997 年に電力法が制定され、①経済社会発展のための電力拡張、②外貨獲得のための電力輸出、③電気事業制度の枠組み整備、④組織強化のための構造改革を目指して、電力セクター改革が進行中である。輸出産業が乏しい国内事情から、豊富な水力資源を活用した電力輸出は外貨獲得の有効な手段であり、外国資本の導入による IPP 発電事業が国家戦略のひとつとなっている一方、国内の地域格差や貧困削減の観点から地方電化を進めている。

地方電化事業の進展により、電化に伴う農業・軽工業の生産性向上などの経済的な効果だけでなく、教育や保険医療といった基本的ニーズを充足することが可能である。したがって、地方電化を単に電化事業として捉えるだけでなく、他インフラ事業との協調・整合性を考慮して行うことが大切である。

地方電化の方法として、既存の送電配電網を拡大する方式と、分散型電源による小規模なネットワークを形成する方式がある。本案件で対象としているのは、後者のオフグリッド方式であるが、現在計画されている送配電拡張事業計画との整合性を保ちながら、効率的に地方電化事業を計画・立案していく必要がある。

これらの事項を勘案しながら、ローカルな手によって自立的に実施することができ、財務的にも安定して自己持続可能な計画の策定を目的に、水力開発による地方電化事業計画のマスタープランづくりを実施していくことが重要である。

6.1 電力セクター改革の現況と地方電化財政に及ぼす影響

電力セクター改革は世界銀行(WB)主導で進められており、その4つの優先課題は前述したとおりである。すなわち、国内の経済社会発展のために電力網を整備し、新規電源による電力輸出で外貨獲得を行うことが目的であり、そのために電気事業制度の枠組みを整備し、必要な構造改革を行っていく、という認識のものと進められている。

大きな4つの優先課題と、その中で議論されている項目は以下のとおりである。

(1) 国内電力網の整備

- ・ 主要電力系統(メイングリッド)の拡充、増強
- ・ 未電化(オフグリッド)地域への電力供給
- ・ エネルギーの自給と安定確保(電力輸入、化石燃料の海外依存度を低下)
- ・ 環境に配慮した電源開発の促進

(2) 電力輸出による外貨獲得

- ・ メコン川流域諸国(GMS)、アセアン諸国間での電力融通の促進
- ・ IPP 事業の選定、実施手続きの改善

- ・ IPP 事業による国内利益の最大化
- ・ 国際間電力融通のための送電線網の基盤整備

(3) 電気事業制度の法的枠組み整備

- ・ 電気事業に関する法規制の見直し
- ・ 電源開発における環境保全法の強化
- ・ 外国資本導入のための法整備
- ・ オフグリッド電化のための法整備

(4) 組織強化のための構造改革

- ・ 各事業組織の明確な役割分担による電力セクター改革
- ・ 公正な電気料金設定ガイドラインの制定
- ・ EDL の健全な財務基盤の構築
- ・ オフグリッド電化のための組織構築

現在、この電力セクター改革の改訂 6 版が議論されており、これら 4 つの優先課題における各項目について、その実施機関と資金提供先、達成年月を含めて調整作業が進行している。詳細は表 6-1 に示すが、大枠は①EDL の収益改善、②地方電化の推進、③IPP 事業拡大のための環境づくりとなっており、その概要は以下のとおりである。

- ・ EDL は経済性のある送配電網の整備/拡充に専念し、地方電化事業に参画しない。地方電化は、創設する特別基金や民活による事業と位置付ける
- ・ EDL の過去の負債を軽減するために、電気料金にはコスト回収制度を暫時導入するとともに、その発電部門を見直し、別の国営会社への移管を検討する
- ・ 過去の IPP 事業を見直し、優良な案件のみを選別するとともに、手続きをワンストップシヨップ化し、財務リスク軽減のために官民連携を強化する

これら電力セクター改革に伴う諸施策の実施によって、地方住民の生活水準向上や地域格差の是正が進み、2020 年までに後発開発途上国(LLDC)からの脱却という国家目標の実現が期待される。本件対象である北部地域の貧困率は 52.5%であり、中部(34.9%)や南部(38.4%)に比べて著しく高い状況にあるが、地方電化事業が道路延伸事業等の他インフラ整備と相まって、有機栽培等の商業的農業や木材加工、鉱山開発、エコツーリズムの普及・発展につながる可能性を持っている。

現時点において、電力セクター改革による地方電化財政に及ぼす影響は明らかではないが、電化率向上によるローカル産業の振興が実現すれば、加速度的に電化事業が進展していくものと推察される。

今後は電力セクター改革による諸施策の進展を見守り、パイロット的な電化事業を財務的な視点からレビューする調査が必要である。

表 6-1 電力セクター改革(改訂 6 版)の内容 (2003 年 3 月時点)

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
(1) 国内電力網の整備				
① 主要電力系統(メイングリッド)の 拡充・増強				
(a) メイングリッドの増強による EDL 顧客基盤の拡大	- ローカル系統拡張事業を技術的・経済的に持続可能とするためのメカニズムに関する研究 - 実施可能な系統拡張事業の優先投資リストの作成 - 北部送電線拡張及び SPRE 事業の実施 - ルアンプラバン〜ウドンサイ, ルアンナムタ, フォンサリ間送電線への ADB 資金の確保 - ベトナムからサラワン県 M. Samoi への中圧送電線の完成 - グリッド拡張とオフグリッド事業を通じて, 下記の電化率を達成: — 全家庭の 58% (2005 年) — 全家庭の 70% (2010 年)	EDL MIH/DOE EDL EDL 県工業・手工業局 EDL, 自治体, 民間資本の参加	EDL(確約済) WB (PSDB) (確約済) ADB/WB(確約済) ADB(依頼済) GOL(確約済) GOL, 民間資本, 多国籍機関 (進行中)	2003 年 12 月 2003 年 12 月 2004 年 2003~07 年 2003 年 2005 年 2010 年
(b) メイングリッドのシステム最適化 及びセキュリティ強化	- Pakxan~Thakhek~Pakbo 間 115kV 連系の完成 - JICA 送電線マスタープラン(2002 年 9 月)に基づく, 送電線投資の優先実施	EDL EDL	JBIC 他(依頼済) JBIC, ADB, WB (進行中)	2005 年 マスタープランに準ずる
(c) メイングリッド発電容量の増加	- 需要予測に沿った最適発電増設計画の策定。発電設備投資の優先順位と資金源を示す「電力システム開発計画」の策定 - Nam Mang 3 水力事業の実施 - Houay Ho 送電線を通じた Xeset 2 からの輸出売買条件に関する HHPC, 銀行団, 及び EGAT との合意, 並びに Xeset 2 の実現可能性の確認 - 南部系統の Houay Lamphan Gnai, 中央 1 系統の Nam Ngum 5, 及び北部の火力事業の可能性評価 - タイ電力プール計画の確認, 及びラオスからタイ電力プールへのアクセス確保に関する NEPO/EGAT との調整	MIH/DOE EDL EDL MIH/DOE MIH/DOE, LNCE / Secretary Unit	WB(確約済) 中国国政府(確約済) EDL(確約済) ADB 他(依頼中断中) GOL(継続)	2003 年 12 月 2005 年 2004 年(継続) 2004 年 継続
(d) 国内メイングリッド事業の資金調達	- 民間資本による国内発電事業のパッケージ化に関する研究 - 発電・送電投資の資金調達計画の策定及び援助会議の開催	MIH/DOE MIH/DOE	ADB(依頼済) ADB(依頼済)	2004 年 3 月 2004 年 3 月

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
② 未電化(オフグリッド)地域への電力供給				
(a) 対象需要地域の特定	EDL 支店毎の管轄オフグリッド区域の特定, 及び各 PDIH からの地域区分に関する意見の集約・整理	MIH/DOE (自治体と協調)	WB(確約済)	2003 年 7 月 (継続)
(b) 県レベルでのオフグリッド電化の体制強化	- 財務計画を含む合意書申請様式の整備, 及び 3～5 の営業権合意書の公表, 並びに合意書の承認 (最低 2 つ; うち 1 つはシェンクアン県) - シェンクアン県での発電機及び小規模水力の試験導入 (最低 4 つ; 分割払い購入方式を利用)	MIH/DOE MIH/DOE (自治体と協調)	WB(確約済) WB(確約済)	2003 年 3 月 (継続) 2003 年 2 月 (完了)
(c) オフグリッド電化の資金調達	- オフグリッド電化の推進メカニズムを協議する研究・ワークショップの開催 - オフグリッド基金設立の総理大臣令の署名, ファンード事務局の選任	MIH/DOE MIH/DOE	WB(確約済) WB(確約済)	2003 年 2 月 (完了) 2003 年 12 月 (継続)
(d) オフグリッド電化の実施に関する手続き・ガイドラインの制定	補助金またはソフトローンによる資金調達を促進するための「オフグリッド手続き」及び「オフグリッド・ガイドライン」の整備	MIH/DOE	WB(確約済)	2003 年 3 月 (継続)
(e) オフグリッド電化と他の地域開発事業の調整	オフグリッド電化と他の開発プログラムの相乗効果を促進・調整するための情報冊子の作成と配付	MIH/DOE	ADB(確約済)	2004 年 3 月
(f) 機器製造・組立の国産化及びサービス体制の導入	- 県レベルへの下記の提供 - 地元製造業者のための太陽光発電装置の収納ボックス - 水力発電用の水車・発電機などの組立技術の訓練とマニュアル	MHI/DOE, 自治体 (民間と協調)	WB(確約済) ADB(確約済)	完了(継続) 2005 年
③ エネルギーの自給と安定確保				
(a) エネルギー輸入依存度の低減	- 乾季の電力輸入を減らすための南部発電事業の選択・評価・資金調達 - 老朽ディーゼル発電機の廃止を踏まえた, 国産エネルギー補完事業の計画及び実現可能性評価 - 国産エネルギーへの優先配慮を織り込んだ, 発電事業評価ガイドラインの策定 - 北部地域の水力開発マスタープラン (5MW 以下) の実施	MIH/DOE MIH/DOE MIH/DOE MIH/DOE	WB (PSDP) (確約済) JICA(依頼中断中) JICA(依頼中断中) JICA(確約済)	2003 年 12 月 2005 年 12 月 2004 年 2005 年

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
(b) 確実な国内電力供給の維持	・ メイングリッド内の安全供給指標（周波数、停電率等）の策定、及び需要管理・実績報告の仕組み確立 ・ メイングリッド内の電力需要を賄うために必要とする輸入電力への依存量を特定するための基準整備 ・ 発送配電の開発に関する規制・手続きの整備 ・ 政策決定のために必要な GIS を活用した需要家データベース及びシステムの開発 ・ 電力利用の保安に関するガイドラインの策定	EDL MIH/DOE MIH/DOE MIH/DOE MIH/DOE	ADB(依頼済) WB(確約済-PSDP) JICA(LEPTS 740-) WB(依頼済) GOL(確約済)	2003 年 2003 年 2005 年 2006 年 2004 年
④ 環境に配慮した電源開発の促進				
(a) 環境及び社会に配慮した電力事業の実施	・ 環境マネジメント基準の法制化 ・ 関連法規・ガイドライン及び環境マネジメント基準に則した IPP 事業手続きの導入 ・ 電化率目標については(1)①(a)を参照 ・ 国内資源優遇のための事業評価ガイドラインについては(1)③(a)を参照	MIH/DOE MIH/DOE, LNCE, STE A, CPC MIH/DOE	UNDP(確約済) ADB(確約済) ADB/WB/GOL (継続) JICA(依頼中断中)	2003 年 2 月 (完了) 2003 年 12 月 2005 年 2005 年
(2) 電力輸出による外貨獲得				
① メコン川流域諸国(GMS), アセアン諸国間での電力融通の促進				
(a) タイ及びベトナムとの電力融通に関する MOU の締結	・ Nam Theun 2 への融資締結に向けての支援 ・ 透明な IPP 事業選択、実施手続きの遂行 (2)②(b)参照) ・ EDL による電力輸出を念頭においた、北部及び南部系統での事業開発に関する事業性評価の実施 (1)①(c)参照) ・ Nam Theun 2 及び Xekong Basin～Pleiku を通じたタイ～ラオス～ベトナム国際連系に関する研究の開始	LNCE, Nam Theun 2 Office, CPC LNCE(CPC と協調) MIH/DOE/EDL	NTPC(確約済) ADB(確約済) ADB(依頼済)	2004 年 2003 年 12 月 2003 年 12 月
(b) EDL による電力輸出の収益拡大				
(c) GMS/ASEAN 諸国の需要の活用				
(d) 国境地域に対する最低コストでの電力供給	・ カンボジア及びベトナム国境地域への経済的電力供給の実現	EDL	GOL or EDL (継続)	2005 年

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
② IPP 事業の選定・手続きの改善				
(a) 天然資源利用を最適化するための IPP 事業の選定・順序付け	- 既存の MOU 及び営業権の見直し、並びに、機能していない協定の正式な破棄 - IPP 実施に適切な水力開発地点のランク付け	LNCE, CPC MIH/DOE (LNCE と協調)	ADB(確約済) WB(確約済)	2004 年 12 月 2003 年 9 月
(b) 明確な IPP 事業実施手続きの導入	- 事業促進、スポンサーの選定、及び IPP 権利の付与に関する、整然とした、透明かつ競争的な IPP 手続きの確立 (2)①(a)参照) - 有効なライセンス供与手続きを確立し、(2)②(b)に基づく手続きを法制化する、電力法施行細則の制定	LNCE, CPC	ADB(確約済)	2004 年 6 月
(c) 透明かつ競争的な手続きによるライセンス供与及び事業実施		LNCE, CPC	GOL(依頼済)	2003 年 12 月
③ IPP 事業による国内利益の最大化				
(a) IPP 事業からの GOL 歳入の獲得	- IPP 事業及びスポンサーの選択基準の制定、ライセンス条件の特定、及び IPP 実施手続きの導入 - IPP 事業の資金調達を促進するための、カントリーリスク管理に関する国際協力機関との協調	LNCE, CPC LNCE or CPC	ADB(確約済) ADB(確約済)	2004 年 1 月 2003 年 12 月
(b) IPP 事業からの歳入以外の利得の獲得	- 歳入以外の利得（経済的・社会的利得）を反映した基準を、IPP 事業の評価プロセス及びライセンス発給条件に取込み - GOL の IPP 歳入を発電以外の社会的目的に充てる手続きの制定	LNCE or CPC MIH/DOE&EDL	ADB(確約済) ADB(依頼済)	2004 年 2004 年
(c) IPP 事業の社会的・環境的悪影響の回避	- 影響評価・監視・命令に関する電力法施行細則の制定 (1)④(a)参照) - 電力事業の公益性を勘案したダム放流水の水質基準の策定 - 社会・環境問題を反映した基準を、IPP 事業の選定・評価・権利付与に取込み (2)②参照)	MIH/DOE MIH/DOE MIH/DOE	GOL(確約済) AFD / ADB(確約済) ADB(確約済)	03～05 年(継続) 2004 年 12 月 2004 年
(d) GOL の IPP 事業への資本参加の促進	合理的な投資意思決定を促進するための、IPP 出資関与基準の設定	LNCE	ADB(確約済)	2004 年
④ 国際電力融通のための送電網整備				
(a) IPP 事業からの受電のための高圧送電網の開発	- EGAT との Nam Theun 2 連系の実現について NTPC を補佐 - タイ～ラオス～ベトナム国際高圧連系の実現 (2)①(c)参照)	LNCE MIH/DOE	NTPC(確約済) GMS プログラム(継続)	2008 年 2010 年
(b) 国家送電グリッド(NETG)に関する制度的環境の整備	国際電力融通の状況把握、及び媒体としての NETG の役割見直し、国内 IPP の役割見直し	MIH/DOE	ADB(継続)	03 年 12 月(IPP の進捗状況による)
(c) NETG の GMS/ASEAN 広域電力網への統合	GMS/ASEAN 広域高圧連系 (2)①(c)参照) の状況把握、及び国内送電計画と広域高圧連系開発との調整	MIH/DOE	GMS/ASEAN プログラム(継続)	継続

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
(3) 電気事業制度の法的枠組み整備				
① 電気事業に関する法規制の見直し				
(a) 電気事業に関する法的枠組みの見直し・強化	・ 情勢の変化を踏まえた、電力法の見直し及び強化	MIH & MOJ	ADB(依頼済)	2004年12月
(b) 電気事業関連法の細則の制定	・ 電力法施行細則の整備 (2)③(c)参照 ・ ラオス電力技術基準の制定 ・ 最善事例に基づく、水力営業権合意書のモデル整備	MIH/DOE MIH/DOE LNCE or CPC	GOL GOL ADB (UNIDO funded Nam Mo concession)	2003～05年 (継続) 2004年 2004年
② 電源開発における環境保全法の強化				
(a) 環境保全法の細則の制定	・ 環境保全法の施行細則を既存・新規事業に適用 ・ 環境モニタリングの実施と、施行細則の遵守を確実にするための計画策定	MIH/DOE (STE A と協調) MIH/DOE (STE A と協調)	GOL GOL	2003～05年 (継続) 2003年12月
(b) 電気事業関連の NEAP 規定の施行	・ 電気事業に関わる NEAP 規定の適用・発効	MIH/DOE (STE A と協調)	GOL	2003年 (継続)
(c) 環境モニタリング・執行の強化	・ 「電気事業環境アセスメント実施規則」及び「環境管理基準」の遵守による事業への影響の把握	MIH/DOE (STE A と協調)	GOL	2003～05年 (継続)
③ 外国資本導入のための法整備				
(a) 商法、銀行法、外国投資法、租税法、及び契約法の見直し	・ 商法、銀行法、外国投資法、租税法、及び契約法の精査、並びに電気事業一般及び IPP プログラムの実施を促進するための関連法規改正の提案	LNCE & MOJ	ADB/JICA (依頼中断中)	2003～05年
(b) GOL 当局の法的・商業的能力改善のための訓練プログラムの実施	・ 民間インフラ事業を評価・管轄する能力を改善するための、GOL 当局内での訓練プログラムの特定	MIH/DOE	ADB/WB (依頼中断中)	2003年6月

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
④ オフグリッド電化のための法整備				
(a) 電力法のオフグリッド電化関連法規の審査と規則の導入	- 下記の手続きに関するオフグリッド基金の法令の起案・推敲 －助成金・電気料金設定規制 －支払い規制 －営業権合意書様式 －分割払い購入契約様式 －環境・保案規制	MIH/DOE	WB(確約済)	2003年3月 (継続)
(b) オフグリッド電化を促進するための所有権、実施様式の構築	(3)④(a)のうち、営業権合意書及び分割払い購入契約に関する手続きに詳述	MIH/DOE	WB(確約済)	2003年3月 (継続)
(c) オフグリッド電化の枠組みにおける柔軟な価格設定の採用	(3)④(a)のうち、助成金・電気料金設定規制に関する手続きに詳述	MIH/DOE	WB(確約済)	2003年3月 (継続)
(d) オフグリッド電化のための助成金・優遇税制の導入	(3)④(a)のうち、助成金・電気料金設定規制に関する手続きに詳述	MIH/DOE	WB(確約済)	2003年3月 (継続)
(e) オフグリッド基金からの支払いに関する規制の整備	(3)④(a)のうち、支払い規制に関する手続きに詳述	MIH/DOE	WB(確約済)	2003年7月 (継続)
(4) 組織強化のための構造改革				
① 各事業組織の明確な役割分担による電力セクター改革				
(a) 電力システム計画及びIPP管理のGOL責任機関としてのDOEの役割強化	- 電力セクター強化の他部門への影響に関する研究 - 事務局(LNCE)、DOE、及び内外投資促進管理省の間での、IPP管轄・区分の明確化 - 長期電力計画及び発・送電事業選択に関する責任をEDLからDOEに移譲するための組織的補強の実施	MIH/DOE MIH (LNCE, CPCと協調) MIH/DOE	ADB(依頼済) GOL(確約済) ADB(依頼済)	2004年6月 2003年6月 2004年
(b) オフグリッド開発のGOL責任機関としてのDOE及びPDIHの役割強化	- ライセンス発給、オフグリッド基金の運営、ESCO補佐、及び施行・運営の監視のため、国内コンサル、国際協力機関との連携によるDOE及びPDIHスタッフの能力向上 (1)②(a)参照) - モデルとなるマイクロ水力パイロット事業の実施	MIH/DOE MIH/DOE	WB(確約済) NEF (Japan) (確約済)	2004年 (継続) 2004年3月 (継続)
(c) 国内の高圧線網を開発するための送電公社の設立	地域送電網開発の状況把握、及びASEAN/GMS諸国と協調したラオス送電公社の設立時期の見直し	MIH/DOE	ADB(依頼中断中)	2008年 (継続)
(d) GOLのIPP投資を引受ける機関の特定または新設	GOLのIPP投資を公正に管理する専門能力・権限を有する機関の特定または新設のための研究	LNCE	ADB(確約済)	2003年12月

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
② 公正な電気料金設定ガイドラインの制定				
(a) 電力小売業者及び消費者のニーズを踏まえた公正な料金設定原則の定義	- 各研究の実施：(i)EDL の実質電気料金の策定, (ii)料金値上げに伴う社会経済的影響の調査, (iii)社会的・経済的優先度に沿った料金戦略の提案, (iv)コスト回収料金導入時期の提案 - 料金の値上げを通知・説明する普及プログラムの実施 - 下記の時期に適用される, 主幹系統における料金決定メカニズムを決める料金設定ガイドラインの公布 - コスト回収レベルへの移行期での電気料金 - コスト回収レベル移行後の電気料金の維持 - 料金設定及び事業経営権に関して, ラオス電気事業の今後の方向性を概説する政府意見書の策定	MIH (財務省と協調) MIH/EDL MIH (財務省と協調)	WB(依頼済) WB(依頼済) WB(依頼済)	2005 年 1 月 2005 年 1 月 2005 年 1 月
(b) 電気事業の自立経営を達成するためのモデルの検討・評価		MIH/DOE & LNCE	ADB(依頼済)	2003 年
③ EDL の健全な財務基盤の構築				
(a) EDL の定款改正	GOL の政策を反映した EDL 定款の改正	MIH & 財務省	GOL(確約済)	2003 年
(b) EDL の財務再構築の実施	- EDL の債務株式化や融資条件の緩和等により, 借入：株主資本比率を 60:40 まで改善 - 契約計画 2001-2003 の実施 - EDL の固定資産の評価替え	財務省 EDL 財務省	n/a EDL EDL	実施済 継続 完了
(c) EDL の健全な財務基盤の構築	- 電力開発計画に則した EDL の設備投資計画の見直し・更新 - 技術的・非技術的電力ロス率を[12%]にまで削減 2002 年初めから, EDL の財務業績目標及び債務約款を満たすため, EDL の電気料金レベルの維持 - 情報管理・料金請求・回収のための電算機システムの導入 - EDL の信用合意書に基づいて GOL に送金される EDL の義務を超える THPC 配当 - コスト回収に必要な電気料金の価格の算定, 及びコスト回収料金の導入時期の確定	MIH/DOE/EDL EDL EDL EDL EDL MIH (財務省と協調)	WB(確約済) EDL(継続) EDL EDL(確約済) n/a WB(依頼済)	2003 年 9 月 2012 年 継続 2003 年 2003 年 2005 年 1 月
(d) 民間の関与を促進するという観点からの, EDL 機能の見直し	譲渡またはアウトソーシングが可能な EDL 機能の特定	PMO	GOL(継続)	2003 年 12 月
(e) 電気事業関連税制の見直し	電気事業における税制改革に関する素案の策定	MIH(財務省と協調)	ADB(依頼済)	2003 年 12 月

項目	内容	実施主体	資金源	完了目途
④ オフグリッド電化の組織構築				
(a) ESCO 設立の促進	・ ヴィエンチャン、シェンクアアン、サヤブuri及びルアンプラバン県における、オフグリッド基金委員会及び事務局の支援による ESCO パイロット事業の管理 ・ ウドンサイ、ルアンナムタ、チャンパサック及びボケオ県において、今後 ESCO 営業権を発効予定	MIH/DOE MIH/DOE	WB(確約済) WB(確約済)	2003 年(継続) 2003 年(継続)
(b) オフグリッド基金の設立・管理による自己持続的(self-sustaining)電化の促進	・ オフグリッド基金の設立、及び DOE 内の事務局設置 ・ 2004 年 7 月から 2 年間のパ・ヤット基金の事務運営費の調達 ・ 分割払い購入の返済を通じた、オフグリッド基金事務局及び委員会の事故資金調達メカニズムの設計	MIH/DOE MIH/DOE MIH/DOE	GOL(消費者負担) WB(確約済) WB(確約済)	2003 年(継続) 04 年 6 月(継続) 2003 年 12 月(継続)
(c) オフグリッド電化基金の拠出・管理の組織的能力の強化	・ ドナーに対するプロポーザルに、地方電化部及び県当局の人材・組織能力の強化策を追加	MIH/DOE	WB(依頼済)	2004 年

(略語)

ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)	NEAP	National Environmental Action Plan (国家環境行動計画)
CPC	Committee for Planning and Construction (計画・協力委員会)	NEF	New Energy Foundation (新エネルギー財団)
DOE	Department of Electricity in MIH (工業・手工業省の電力局)	NEPO	National Energy Policy Office (タイ国家エネルギー政策局)
EDL	Electricite du Laos (ラオス電力公社)	NETG	National Electricity Transmission Grid (国家送電グリッド)
EGAT	Electricity Generating Authority of Thailand (タイ発電公社)	NTEC	Nam Theun 2 Electricity Consortium
ESCO	Electricity Service Companies (電力供給会社)	NTPC	Nam Theun 2 Power Company limited
GMS	Greater Mekong Sub-region (拡大メコン流域圏)	PDIH	Provincial Department of Industry and Handicrafts
GOL	Government of Lao (ラオス政府)	PSDB	電力系統計画部
HHPG	Houay Ho Power Co Ltd	SIDA	Swedish International Development Agency
IPP	Independent Power Producer (独立電力事業者)	SPRE	Southern Provinces Rural Electrification
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (国際協力銀行)	STEAL	Science, Technology, and Environmental Agency (科学・技術・環境局)
JICA	Japan International Cooperation Agency (国際協力事業団)	THPC	Theun-Hinboun Power Company limited
LEPTS	Lao Electric Power Technical Standard	UNDP	United Nations Development Program (国連開発プログラム)
LNCE	Lao National Committee for Energy (ラオス国家エネルギー委員会)	UNIDO	United Nations Industrial Development Organization
MIH	Ministry of Industry and Handicrafts (工業・手工業省)	WB	World Bank (世界銀行)

6.2 2020 年全国電化率 90%達成計画に関する財務上の課題

ラオス全体の電化率は、2001 年段階で約 36%であり、これを 2020 年までに 90%まで向上させることを国家目標としている。電化の手法としては、前述したとおり①既存の送電配電網を拡大する方式と、②分散型電源による小規模なネットワークを形成する方式がある。前者については、アジア開発銀行(ADB)が主体となって「北部地域送配電プロジェクト」のフェーズⅠを進めており、フェーズⅡのステージ 1 実施に向けて 2003 年 3 月 基本合意に達している。

フェーズⅠでは、4 路線の 115kV 送電線(総延長 339 km)によりサヤブリ、シェンクアン県を中心部がヴィエンチャン系統と接続されることとなり、2004 年の完成を目指して工事中の段階である。この工事に伴う配電線の延伸により約 33,000 世帯の電化が実現する。

それに続くフェーズⅡのステージ 1 は、115kV 送電線がウドンサイ、ルアンナムタ県まで拡張されることになり、約 34,000 世帯の電化が期待されている。この事業費のうち予備費、建中利子、税金等を除く本体工事費 37.6 百万ドルの内訳を表 6-2 に示す。

2007 年完成目途のステージ 1 は、ADB だけでなくノルウェー開発基金(NDF)との協調融資(3:1)となっており、総額約 52 百万ドルの事業費のうち 40 百万ドルが供与される予定である。残りの約 12 百万ドルは、政府の財政支出と EDL の料金収入によって賄われることになるが、具体的な資金計画は策定されていないのが実情である。

表 6-2 ADB による送配電プロジェクト工事費内訳 (2003 年 3 月 MOA ドラフトより)

項目		延長 (km)	工事費 (千ドル)	項目		延長 (km)	工事費 (千ドル)
115kV 送電線	Louang Prabang ~ Oudomxai	173	8,233	22kV 配電線	Xaignbouli, Oudomxai Xieng Khoung ほか	796	9,579
	Oudomxai ~ Namo	36	1,381	400V 配電線	Oudomxai, Xaignbouli Luang Namtha ほか	608	2,686
	Namo ~ Louang Namtha	43	1,669	UXO 処理	送配電線下	—	2,631
	Hin Heup ~ Vang Vieng	46	1,797	技術経費	土地取得, モニタリングを含む	—	3,760
	Nam Ngum ~ Thalut	5	194	合 計			37,603
	小 計	303	13,274				
115kV 変電所	Nam Ngum SY, Udomxai S/S Luang Namtha S/S ほか	—	5,673				

MIH では 2020 年における 90%電化率達成に向けて、県・郡ごとに電化率目標を定めており、その一例としてフォンサリ県のを表 6-3 に示す。各郡の電化率とその内訳(EDL 配電線か、分散型電源によるものか)が記載されているが、これは郡中心部に限ったものであり、周辺部は含まれていない。また、配電線の延伸時期・工事費や新設する分散型発電所の開発時期・規模・位置・工事費等の個別情報を示すバックデータは存在しない、とのこと。

したがって、具体的な工事計画を伴った電化率達成計画になっておらず、年度ごとの予算枠の確保を議論できる状況ではない。県・郡レベルでの計画策定が求められているものの、基礎データの不備がそれを妨げているのが実情である。

表 6-3 フォンサリ県における電化率目標 (JICA 送変電設備マスタープラン調査報告書 表 7.8-1 より)

県	郡	既存発電所 (1999 年時点)	郡中心部の電化率目標 (2020 年)			県・郡による 新設発電所
			電化率	EDL 配電線	県・郡 発電所	
フォンサリ	Phongsaly	ディーゼル 2×150kW (1993)	100%	50%	50%	水力
	May	ディーゼル 1×50kW (1999)	40%	-	40%	ディーゼル・水力
	Khua	ディーゼル 1×120kW (1997)	80%	80%	-	
	Samphanh		60%	18%	42%	ディーゼル・水力
	Boon neua	Nam Boun-1 水力 2×55kW (1996) Nam Khoun 水力 1×5kW (1996) Nam Kha 水力 1×5kW (1996)	100%	100%		
	Ngot ou		50%	15%	35%	水力
	Boontai		100%	100%		

EDL による 2010 年までの電源開発計画を表 6-4 に示す。下線のプロジェクトが国内電力供給用の計画地点であり、その他のプロジェクトは電力輸出用の IPP 事業への参画であるが、約 5%が国内向けに供給される予定なので、同様に地方電化への貢献が期待されている。しかし、この中で着工準備が進められているのは Nam Theun 2 だけであり、その他地点は開発の目処さえ立っていないのが現状である。

表 6-4 EDL による 2010 年までの水力電源開発計画 (EDL プレゼンテーション資料/2003 年 3 月より)

プロジェクト名	最大出力 (MW)	発生電力量 (GWh)	工事費 (百万ドル)	運開年	資金源
<u>Nam Mang 3</u>	40	147	63.0	2004	CWE (中国) :80% EDL:20%
Xeset 2	76	309	87.9	2005	NORAD:5%? EDL:15% NORINCO:80%
Xepon	75	301	139.2	2008	ラオス政府／ベトナム政府?
<u>Nam Theun 2 (国内)</u>	75	275	—	2008	NTEC:100%
<u>Nam Ngum 5</u>	100	430	128.0	2009	CMEC:80% EDL:20%
Xeset 3	20	85	28.6	2010	NORAD:5%? EDL:15% NORINCO:80%
<u>Houay Lamphan Gnai</u>	60	354	102.0	2010	ADB:40%? JBIC:40%?
Nam Ngum 4B	56	254	98.5	2009	ADB:80% EDL:20%
計 *	427	1,880	647.2		

* Nam Theun 2 (国内) を除く

このように、2020 年全国電化率 90%達成にいたる道程には厳しいものがあり、政府予算に特別枠を計上したり、地方に特別配分をするといった財務措置を取れる段階ではない。それ故に、具体的な分散型の電源開発計画を策定するために、小水力発電地点のリストアップとその開発優先順位を付けるための調査を望んでいると考えられる。

6.3 地方電化事業資金的支援措置の現況と課題 (地方電化振興基金等)

地方電化を推進する主体としては、EDL に配電網を延伸させるよりも、郡などの地域単位あ

るいは村落単位で小規模事業者を育成し、分散型電源の開発によって小規模なネットワークを形成させようとする構想がある。この構想は WB が支援する形で進められており、財務的にメリットの少ない地方配電網の整備事業を EDL から切り離し、EDL の負債増加抑制・財務体質改善という効果も期待される。

しかし、商業的なメリットの少ない地方電化に対して、新規事業者の参入あるいは県・郡レベル地方自治体の参画を期待するのには無理がある。そこで、国が地方電化振興基金(オフグリッド基金)を創設し、初期投資を支援しながら自立的に事業継続が出来る仕組みの構築が進められている。この試みは未だ緒についたばかりであり、ラオスの地方電化促進に資することが期待されている。

構想されているオフグリッド電化の仕組みは 図 6-1 に示すとおりであり、消費者は村落レベルで配置される村電化責任者(VEM: Village Electricity Manager)と契約を結び、屋内配線・電化機器の据え付けと保守サービスを受ける。VEM は、県・郡あるいは民間ベースの電力供給会社(ESCOs: Electricity Service Companies)との契約で電源設備の供給を受け、共有設備の支援を村電化協議会(VEAC: Village Electricity Advisory Committee)から得る。ESCOs は、オフグリッド支援事業からのバックアップで電源設備とネットワーク構築を行う。

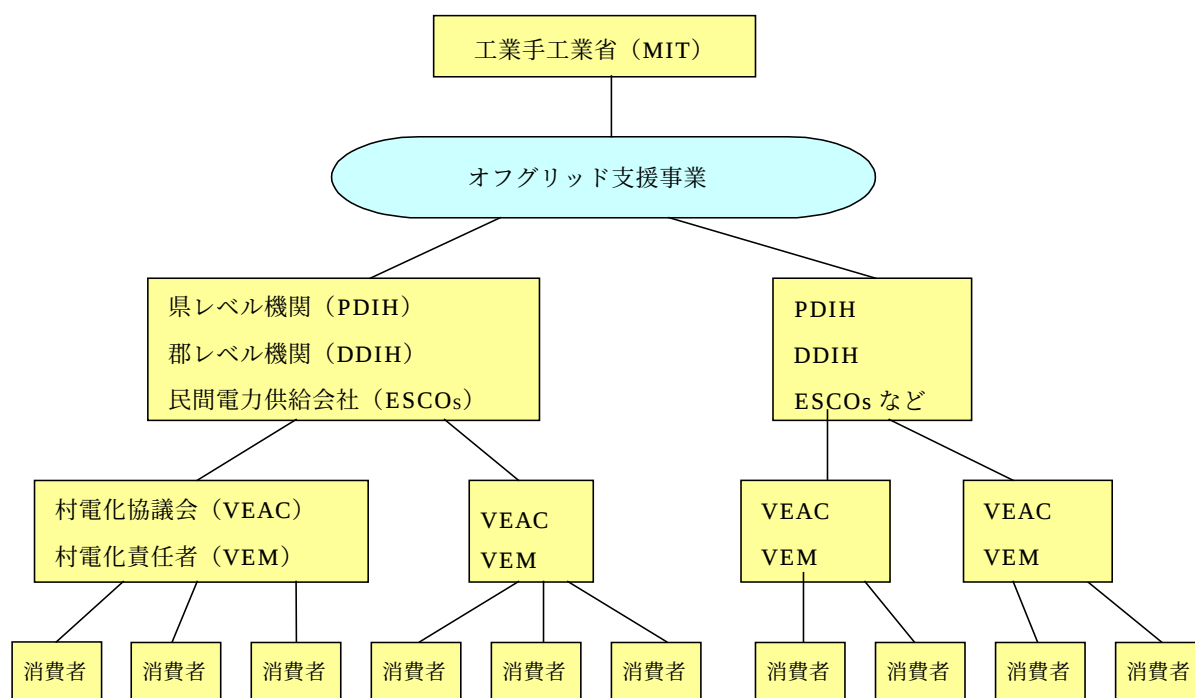


図 6-1 オフグリッド電化の仕組み


```

graph TD
    Fund([オフグリッド基金])
    ESCOs[PDIH, DDIH, ESCOs]
    VEM[VEM]
    VEAC[VEAC]
    Consumers[消費者]
    OpR([営業権])
    C1([契約])
    C2([契約])
    S([支援])

    Fund -- 貸付 --> ESCOs
    Fund --- OpR
    OpR --- ESCOs
    ESCOs --- C1
    C1 --- VEM
    VEAC --- S
    S --- VEM
    VEM --- C2
    C2 --- Consumers

    subgraph RightSide [ ]
        direction TB
        R1[還元]
        R2[20%リベート]
        R3[10%リベート]
        R4[電気料金]
    end
    R1 --> Fund
    R2 --> ESCOs
    R3 --> VEM
    R4 --> Consumers
  
```

図 6-2 オフグリッド基金の流れ模式図

```

graph TD
    A[ラオス政府] -- "諸外国のODA資金  
NGO資金" --> B[投資協議会]
    A -- "営業権" --> B
    B -- "資金供与" --> C[民間電力供給会社(ESCOs)]
    C -- "30%資本金" --> D[民間投資会社]
    C -- "10%借入" --> A
    C -- "60%無償援助" --> B
    D -- "配当" --> E[民間投資会社]
    C -- "契約" --> F[消費者]
    F -- "電気料金" --> C
  
```

図 6-3 EdF による実績のある地方電化プログラム

地方電化を加速させるオフグリッド基金の効果を最大限に引き出すためには、持続可能な枠組みの構築と的確な ESCOs の基盤育成が必要となる。このため WB は、南部地方電化事業 (SPRE) の中で、世帯ごとの太陽光発電 (SHS) によるパイロット事業を 2000 年から実施して基盤整備に努めている。4 つの ESCOs がルアンナムタ、ウドンサイ、チャンパサック、ヴィエンチャン県において、SHS システム導入・分割払い方式による地方電化事業を開始しており、昨年 12 月現在で 1,018 世帯への電力供給を行っている。また、ルアンプラバン県においては SHS ではなく 2.5kW のピコ水力 (Tha Paen 地点) で 58 世帯に電力を供給している。これらは 1 世帯あたり 20~30W と非常に小規模な電化であるが、今までのところほぼ 100% の電気料金回収率で運営されており、シェンクアン、サヤブリ、ボケオ県への拡大を予定している。

これらパイロット事業は、制度的・財務的な課題を抽出するために特例として実施されており、電力セクター改革の中での「オフグリッド電化の手続き・ガイドライン」の制定と同時並行的に作業が進められている。シェンクアン県においては、入札による ESCOs の選定手続きが終了し、落札した事業者の会社設立申請が行われたばかりである。その意味で、財務的な課題は未だ表面化しておらず、持続可能な制度構築の途上にあると言える。

このように、オフグリッド電化の体制強化、基金の枠組みと運営などが MIH を中心に議論されている段階であり、今年 12 月までにオフグリッド基金設立と事務局の立ち上げを行う準備作業が鋭意進められている。ESCOs を中心とした分散型電源による地方電化と、県・郡レベルでの支援体制が確立し、オフグリッド電化が促進されることと、それに伴う財務的な課題も克服されていくことが今後期待される。

6.4 地方電化実施機関の財務上の現況と課題

電力法第 9 条によって、出力 100~2,000kW の発電事業は県 (province) レベルで、出力 100kW 未満は郡 (district) レベルでの事業承認が可能であり、同法 40 条で自ら建設することが出来るようになったとともに、同法 44~45 条で調査・開発の責務が規定されている。

したがって、地方電化の実施は県・郡レベルの機関に権限委譲されており、自ら計画策定、事業実施と運営にいたる責任を有している。これらを総括する組織的能力と財務的健全性の保持が地方機関に委ねられ、今後設立されるオフグリッド基金を活用して持続可能な地方電化事業の実施が期待されている。

今回、水力発電所による地方電化事業のうち、ルアンプラバン、ウドムサイ県にある 2 発電所 (Nam Mong 水力、Nam Ko 水力) を視察し、運転開始したばかりの Houay Kasen 水力の現状と合わせて PDIH と EDL 支店でそれらの運用状況を聴き取り調査した。その結果、得られた現時点での課題は以下のとおり。

(1) Nam Mong 水力 (70kW, NEF 無償) 【第 8 章参照】

- ・ 新エネルギー財団 (NEF) の無償供与 (約 1 億円) で 2000 年に建設され、今後のローン返済といった財務的な課題はない

- ・ 電気料金回収(800kips/kWh)は順調に行われており、人件費等の必要経費を差し引いた積立金が 3,000 ドルを超えていることから、将来的な補修工事に対応出来る財務基盤が整いつつある
- ・ 信頼性の高い日本製主機を採用しており、ダミーロードによる出力一定運転で複雑な運転管理の必要がないので、地元による継続的な維持・補修が可能である
- ・ 運転スタッフは地元 7 名(運転・保守員 5 名、運用・事務員 2 名)で、他の水力発電所で研修を実施するなど、自立意識の高い運転体制が保持出来ている
- ・ 世帯あたりの電力需要はピーク時でも 150W 程度であり、現状 350 世帯の電力供給には余裕をもって対応出来ている
- ・ EDL の 22kV 送電線が延伸されてきており、料金格差や系統連系の問題が今後発生する可能性がある

(2) Nam Ko 水力 (1,500kW, 中国借款) 【第 8 章参照】

- ・ 県から当地点開発をラオス政府に要請したところ、中国企業が中国借款(金利ゼロ)を活用して総工事費 8 百万ドルで 1996 年に建設。ローン返済は政府マターであり、県は関与していない
- ・ 運転保守は EDL が実施しており、この点でも県が関与していないのが実態である
- ・ 最大出力 1.5MW であるが軸振動の問題があるため、最大 1.25MW で運転。中国製スペアパーツの供給がなく、補修出来ないのが問題である
- ・ 灌漑期にはダム上流から農業用取水が行われ、発電取水が出来ずに輪番停電を余儀なくされており、今後水利権の調整が必要である

(3) Houay Kasen 水力 (155kW, 県営)

- ・ 県営発電所を持つシェンクアン県に相談したところ、中国企業が 2003 年 2 月に建設。総工事費約 77 万ドルのうち 60 万ドルを県が支払い済である
- ・ 主機据付け後の調整運転を EDL に依頼。事故時対応は EDL が担当するが、日常保守・運転は県レベルでの責務になる。しかし、PDIH 側は郡レベルでの運転・保守を望んでおり、未だ調整が着いていないのが現状である
- ・ 電気料金も仮決めの段階であり、以下のとおり
 - 家庭用: 800kips/kWh, ○役場用: 1,000kips/kWh, ○商業用: 1,200kips/kWh
- ・ 運転開始したばかりであり、運転・保守体制と電気料金回収システムが未整備な点が課題である

これらの事例から判断出来ることは、

- ① 県・郡レベルでは発電事業の計画策定・調査から建設～運用を一貫して実施した経験がない
- ② 100 万ドル以下の資金調達は県レベルで可能である
- ③ 運転・保守技術者の育成、事業運営ノウハウが十分ではない

といった項目であり、特に建設後の運転・保守体制の強化が必要であると感じる。

また、地方レベルで捻出可能な初期投資に抑えた開発規模を選択すること、あるいは初期投

資にローンを組み場合もドナーが安心して拠出できるように、人材と組織能力の両面から保守運営の仕組みを強化して臨むことが求められる。さらに、電気料金の設定にあたっては、地域住民の支払い意思額や支払い可能額をベースにしながらも、コスト回収を見据えた柔軟な価格設定が必要であり、電化実施機関の財務健全性を担保する中長期的な収支計画を立案することが重要と考えられる。

このように、県・郡レベルに権限は委譲されているものの、事業実施の財源を議論する前に事業自体の姿が見えていないのが現状であると思われる。訪問したウドムサイ県 PDIH では Nga 郡、Pakbeng 郡、La 郡といった順番で電化優先度を付けており、その地域で開発可能な水力案件のリストアップを望んでいた。そのような観点から、本件の実施による開発可能な小水力地点調査が期待されている。

発電所の維持・運用面や健全な事業運営を続けるうえでの財務管理など、県・郡レベルの行政組織では未知の領域もあるが、オフグリッド基金の効率的な運用によって財務的な課題は今後、克服されていくものと考えられる。現在、必要とされるものは地点発掘から建設、運転管理といった技術的なノウハウ供与と、運用手法であると思われる。

6.5 治安状況面での調査遂行上での課題

未開発水力地点のリストアップを行うにあたっては、1/50,000 地形図では判読できない地形・地質状況や当該河川の河川流量の現況を把握するために、現地踏査が不可欠である。現地へのアクセスの良さが開発優先度を判断する大きな要素となるとともに、治安状況や安全管理面での事前確認が円滑な調査遂行のために求められる。

最近、ヴィエンチャン県 Vang Vieng 近郊で強盗目的のバス襲撃事件が連続して起こっており、反政府武装集団の活動する地域が存在するため、現地カウンターパートの協力を得ながら慎重な調査計画を立案することが重要である。また、空路では安全性の確保が困難な地域や、地雷や未処理の不発弾が残っている地域も当該北部地方に散在するため、それらを考慮した調査遂行を心掛ける必要がある。

今年 2 月に連続して起こった国道 13 号線上(首都ヴィエンチャンから北方約 170km)のバス等襲撃は、覆面姿の武装集団による銃撃・強盗事件で、外国人観光客を含む 10 名以上が死亡、50 名程度が負傷している。ヴィエンチャンからルアンプラバンに至る国道 13 号線上では、強盗事件が散発的に発生しており、反政府活動の残るサイソンブン特別区と近接するシェンクアン県の国道 7 号線を含めて、その近接地域への移動には細心の注意が必要である。

この区間の移動は陸路を使用せず、空路を利用する必要がある、やむを得ず近接地域を通行する場合は、昼間帯のみの移動で夜間は絶対避けるとともに、単独ではなく複数の車両での行動が必要となる。

ヴィエンチャンから北部主要都市への航空時刻表/機種を表 6-7 に示すが、毎日運行されている路線は少なく、事前の確認が必要である。また、航空機のうち ATR/AT7 以外の機種は安全性に問題があるとされており、特に Y12 は 2000 年 10 月と 2002 年 2 月に北部地域で死傷者を出す事故を起こしており、絶対に避けなければならない。

空路での移動は、便数の多いルアンプラバン、シェンクアンが主体とならざるを得ないが、そこを起点とした陸路による移動においては、雨期になると通行止めになる道路も多いことから、事前の情報収集と余裕をもった調査行程で臨む必要がある。

表 6-7 北部主要都市へのラオス航空/時刻表と機種

目的地	曜日	時刻		機種
		出発	到着	
フェイサイ	月・水・金・	7:30	8:20	AT7
ルアンナムタ	・火・木・土・	10:45	11:40	Y7
ルアンプラバン	月・水・木・土・	10:20	11:00	AT7
	・火・金・日	10:20	11:00	AT7
	月・火・水・木・金・土・	13:30	14:10	AT7
	……日	13:50	14:30	AT7
	・火・木・金・日	15:50	16:30	AT7
目的地	曜日	出発	到着	機種
ウドンサイ	・火・木・土・	7:15	8:05	AT7
サムヌア	・火・木・土・日	10:00	11:10	Y12
サヤワリ	・火・木・土・日	13:30	14:15	Y12
シェンクアン	月・火・水・木・土・	7:30	8:00	AT7
	……金・	7:30	8:00	Y7
	……日	14:00	14:30	ATR

当該地域の山岳地帯にはベトナム戦争当時に敷設された地雷や未処理の不発弾(UX0)が残されており、1999 年には 102 人が被害を受けている（うち死亡 26 名）。このため、ヴィエンチャンにある UX0 LAO 事務所や連携する NGO 等の情報を入手、地図上で確認して、現地踏査の可否、ルート選定を行わなければならない。さらに、県・郡事務所で最新の詳細情報を再確認したうえで、現地に詳しいカウンターパートと現地踏査を行う必要がある。表 6-8 にそれら UX0 関連組織と連絡先を示すので、十分な事前情報収集と連携が望まれる。

なお、JICA 開発調査報告書「ラオス国送変電設備マスタープラン調査(平成 14 年 9 月)」の図 6.2-2 に「UX0 影響村落および爆撃データ(1965-1975)」が掲載されており、参考となる。特に、クラスター爆弾は不発弾の数が多く、テニスボール大の大きさで十分な殺傷能力を持っているため、注意が必要である。

表 6-8 政府および NGO の UXO 関連組織の概要/連絡先

組織名	概要	連絡先
UXO LAO	ラオス総理大臣令に基づいて 1996 年に設立された政府組織。不発弾(UXO)の除去及び安全教育活動を行っている。総勢 1,000 名以上の除去作業員、調査員、安全教育員が、ラオス国内の 9 県で活動中	Tel: (856-21) 414896/415767 Fax: (856-21) 415766 Email: uxolao@pan-laos.net.la Web: www.uxolao.org
Gerbera	ドイツの不発弾除去専門会社。ドイツ政府はラオスとの国際協定に基づき、UXO 除去作業につき Gerbera 社と契約。Gerbera 社は、UXO LAO と提携して、フォアパン県及びブルアンプラバン県で活動中	Tel: (49) 3375-290721 Fax: (49) 3375-201580 Email: gerbera@t-online.de Web: www.gerbera-demining.de
MAG	英国を本拠とする国際的な地雷除去 NGO。MAG は、UXO LAO と提携して、シエンクアン県及びサラバン県で活動中	Tel: (44) 161-236-4311 Fax: (44) 161-236-6244 Email: maguk@mag.org.uk Web: www.mag.org.uk

6.6 本格調査採択に向けての今後の課題

ラオス政府の要請する小水力開発を中心とした地方電化事業の促進は、北部地域の貧困削減や地域格差の是正への寄与が大きいですが、事業計画の策定さえ出来上がれば即座に事業実施に進めるような財務基盤があるわけではない。まず、県・郡レベルの果たす役割と国際協力機関の支援内容を、財務上の数字で具体的に示した業務計画が必要とされ、その数字をめぐる協議のなかで財務基盤の整備が進められるものと思われる。

しかし、過去の水力地点調査においては、輸出向けの大型水力開発に力点が置かれており、地方自治体レベルで開発可能な案件は皆無に等しい状況である。それ故に、財務上の議論が出来る精度の水力開発計画がなく、それを策定する人材、組織的能力が備わっていないのが現状である。まず、実施可能な水力開発計画をリストアップすることが必要で、その次に個々の事業の財務的な課題を議論・克服するという作業に入っていくものと思われる。

電力法案によって地方レベルでの事業実施権限が与えられているものの、実施すべき具体的プランが見えないのが現状である。そこで、個々のプランが見えてきて初めて、地域的優先度や経済的波及効果を勘案した事業計画の策定が出来るものと思われる。

したがって、本格調査採択に向けては、県・郡レベルで実施出来る案件の調査、言い換えれば自分たちで作れる案件を自分たちで見つけるのだ、という意識を地方連携のもとで醸成する必要があると感じる。与えられた案件を調査するのではなく、自分たちで作る案件を調査するという意味で、MIH～各県・郡レベルの連携が求められる。

さらに、現状での地方財政レベルと各国際協力機関の財務的サポートを勘案すると、本格調査のアウトプットとして求められる水力発電案件は、以下の 3 類型で整理することが適当であると思われる。

- ① 日本政府の無償資金協力の範囲で実施できる水力案件の組成
- ② 県・郡レベルあるいはドナー的要素の強い民間主体(IPP)で実施できる案件の組成
- ③ 各国政府レベルで ODA 借款を活用して実施できる案件の組成

そのためには、地域需要に応じた適切な開発規模を見極めたうえで、水力地点調査を実施することが必要であるが、①では Nam Mong (70kW)の前例が、②では Houay Kasen (155kW)や Nam Ngai (1,200kW)、③では Nam Ko (1,500kW)の前例があることから、それらの類型を意識した案件形成は可能と考えられる。