

## 4.7 経済・財務分析

ここでは、第4.8章において選定されたオフ・グリッド水力6ヶ所、オン・グリッド水力5ヶ所の計11ヶ所を対象に経済・財務分析を行った。また、第2章において提案したオフ・グリッド電化推進ファンドの構想に沿った財務分析を行った。

### 4.7.1 候補プロジェクトの財務分析

#### (1) 概要

全ての費用・便益は、発生する年毎にキャッシュフローとして整理し、2004年固定価格表示、ドル換算<sup>9)</sup>で分析を行っている。プロジェクト・ライフは、オフ・グリッド型水力については完成後20年、グリッド型水力については完成後30年とした。

オフ・グリッド型水力については、発電後、送配電線を経由した後、直接住民に販売することになるため、費用・便益とも需要家端を含めて算定を行った。一方、独立採算が可能となるケースが多いグリッド型水力については、発電した電力を22kV送電線で送電した後、EDLに卸売りで売電することを想定しているため、費用・便益は22kV送電線端まで(EDLグリッドへの接続ポイントまで)を範囲として評価している(下図参照)。



#### (2) 財務コストの算定

各プロジェクトの財務コストは、i) 水力発電所、22kV送電線および関連変電所の建設費、ii) 400kV配電線の建設費、iii) 個別世帯への引き込み線・電力メーター敷設費用、iv) 各施設の運営・維持管理費、v) 各施設のリハビリ費用、の大きく5つに分類することができる。このうちグリッド型の場合 i)、iv)、v)の3項目、オフ・グリッド型の場合 i)~v)の5項目がコストとして含まれる。

各プロジェクトの建設費用およびkWあたりの建設費用は、下表の通り。kWあたりの建設費用に着目した場合、グリッド型水力サイトが、813~2,125ドル/kWであるのに対し、オフ・グリッド型のプロジェクトはそれを大幅に上回る4,587~8,985ドル/kWとなっている。これは、比較的規模が大きなグリッドにスケールメリットが働いていることにくわえ、オ

<sup>9)</sup> 経済財務分析に用いた換算レート：1.0ドル=10,367.5Kip(2004年12月末時点)

フ・グリッド型の場合、郡センターの周辺のみに限られるため必ずしも理想的なサイト条件を選定できる訳ではないことが原因となっている。

オフ・グリッド型水力については、郡センター周辺村落の全世帯の 80%が電力サービスに加入すると仮定し、個別世帯への引き込み線・電力メーターの設置費用は 1 世帯あたり 60 ドル(引き込み線 10 ドル+電力メーター50 ドル)と仮定した。

年間の運営・維持管理費は、人件費、経常メンテナンスに必要な設備およびスペアパーツの費用を含め初期投資の 2.0%に相当すると仮定した。また、グリッド型水力およびオフ・グリッド型水力は、完成後それぞれ 10 年、15 年後にリハビリが必要になると仮定し、同費用として、土木工事費の 20%、機電関連費用の 40%を見積もった。

各グリッド型発電所の費用

項目	Nam Boung 2	Nam Long	Nam Gnone	Nam Ham 2	Nam Sim
建設費合計 (ドル)	5,823,581	3,515,003	1,275,232	1,888,824	6,502,610
建設単価 (ドル/kW)	1,456	1,406	2,125	1,889	813
運営・維持管理費 (ドル/年)	116,472	70,300	25,505	37,776	130,052
リハビリ費用 (ドル)	1,468,900	889,888	353,843	484,989	1,583,895

出典: JICA 調査団

各オフ・グリッド型発電所の費用

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
建設費合計 (ドル)	198,273	1,587,867	229,359	988,300	462,633	1,018,823
建設単価 (ドル/kW)	6,609	6,107	4,587	8,985	5,783	8,490
引込線・メーター費用 (ドル)	7,380	74,340	12,960	30,180	20,640	33,240
運営・維持管理費 (ドル/年)	3,965	31,757	4,587	19,766	9,253	20,376
リハビリ費用 (ドル)	61,822	461,788	81,328	238,381	139,876	299,745

出典: JICA 調査団

### (3) 電力料金の設定と財務便益の算定

#### グリッド型水力発電所の財務便益

グリッド型水力発電所については、民間事業者による独立系発電会社(Independent Power Producer: IPP)による事業実施が期待される。そのため、事業収入は、ラオス国内における Single Buyer である EDL に電力を卸売りすることによって得られる売電収入とした。この場合、売電収入は以下の通りに算定できる。

$$\text{年間売電収入} = \text{年間平均発電量} \times (1 - \text{総合ロス率}^{*10}) \times \text{売電単価}$$

EDL へのヒアリングによると、グリッド型事業については、売電単価が 4.0 ~ 4.5 セント/kWh 程度であれば、買取る意志があるとのことであった。また、隣国のタイでは、民間が再生可能エネルギーを利用した 10MW 以下の発電所で発電される電力を EGATT が一律 4.5 セント/kWh で買い取ることが決まっている。これらのことを参考にして、EDL への卸売り

<sup>10</sup> 総合ロス率=(1-稼働停止率)×(1-所内率)×(1-送電ロス率)

単価を 4.5 セント/kWh と設定した。

発電所の稼働可能時間率を 95%、所内ロス率を 1.0%、22 kV 送電線による送電ロス率は、グリッドまでの距離を参考にしてサイト毎に 2.15% ~ 3.26% と設定した。その結果、各発電所の売電収入は以下の通り算定された。

グリッド型水力の発電量および売電収入

項目	Nam Boune 2	Nam Long	Nam Gnone	Nam Sim	Nam Ham 2
定格容量 (kW)	4,000	2,500	600	8,000	1,000
年間発電量 (kWh/年)	27,708,672	16,782,480	2,923,922	34,671,744	6,299,304
稼働可能率 (%)	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%	95.00%
所内ロス率 (%)	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%	1.00%
送電ロス率 (%)	2.15%	3.26%	2.95%	2.87%	2.21%
総合ロス率 (%)	7.97%	9.02%	8.72%	8.65%	8.03%
EDL への売電量 (kWh/年)	25,499,716	15,269,367	2,668,825	31,672,903	5,793,564
売電収入 (ドル/年)	1,147,487	687,122	120,097	1,425,281	260,710

出典: JICA 調査団

### オフ・グリッド型水力発電所の財務便益

一方、オフ・グリッド型事業については、加入時の接続料金による収入および住民に売電した際の収入を便益として算定した。この場合、接続料金収入および売電収入は以下の通りに算定できる。

接続料金による収入 = 対象地域の総世帯数 × 加入率 × 接続料金

年間売電収入 = 年間売電量 × 売電単価

#### a. 販売電力量

年間売電量は、総電力需要量を年度毎に算定し、a) 総電力需要量と b) 供給可能電力量のうち小さいほうを使用した。ここで、加入率 80%・総合ロス率 10%・負荷率 50%および世帯あたりの電力消費量は、全サイト共通とした。世帯あたりの電力消費量については、供給開始時点におけるピーク需要を 90W としその後 2015 年までにラオス全体の平均値に追いつくと仮定した。世帯数については、GIS マップを用いて配電線の経路を決定したうえで算定、当該村落の 80%が加入すると仮定した。

総電力需要量: 総世帯数 × 加入率 × 世帯あたりピーク需要 × 負荷率 × 24 時間 × 365 日

供給可能電力量: 年間発電量 × (1 - 総合ロス率)

#### b. 接続料金・電力料金の設定

販売電力量は、上記の通り対象地域の 80%の世帯がサービスに加入することをベースとして算定している。そのため、接続料金および電力料金は、80%の世帯が支払い意志を持つような水準に設定することが望ましい。本調査では、村落社会経済調査にて算定した 80%の世帯が受諾する金額「80% WTP」および各サイトの貧困世帯率をベースとして、各地域の料金水準を設定した。その結果、接続費用が 60.45 ドル ~ 67.61 ドル、電力料金は

8.98 ~ 10.36 セント/kWh と設定された(下表参照)。

各オフ・グリッド側サイトにおける接続料金および電力料金

料金	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
電力料金(セント/kWh)	10.36	9.01	9.08	9.17	8.98	9.12
接続料金(ドル)	67.61	62.10	62.89	60.45	61.71	63.28

出典: JICA 調査団

#### (4) 財務的内部収益率(FIRR)の算定

各案件の経済的内部収益率 (FIRR: Financial Internal Rate of Return)および割引率として 10%を用いたときの純現在価値(NPV: Net Present Value)、費用便益比(B/C: Benefit-Cost Ratio) は、以下の通りである。平均発電単価は、プロジェクト・ライフ内の費用と年間発電量のストリームを割引率 10%で割り戻すことにより算定している。

グリッド型の場合、Nam Gnone を除く 4 件が FIRR>10%、NPV>0、B/C>1 の水準をクリアしており、財務的観点から見て合理的な水準にある。特に、Nam Boung 2 および Nam Sim、Nam Long の場合、発電単価が 2 セント台前半であるうえに、FIRR も 18%を超えるなど非常に良好な値を示している。

グリッド型水力 5 件の財務分析結果

	Nam Boung 2	Nam Long	Nam Gnone	Nam Ham 2	Nam Sim
発電単価(セント/kWh)	2.44	2.48	5.18	3.53	2.20
費用便益比率	1.693	1.539	0.746	1.086	1.728
純現在価値 (%)	4,384,778	2,061,076	-353,899	176,174	5,146,162
FIRR (%)	21.36	18.87	5.45	11.44	21.95

出典: JICA 調査団

一方、オフ・グリッド型の場合、発電単価は軒並み 20 セント/kWh を超えている。また、ラオスにかかわらず、オフ・グリッド地方電化案件に共通することではあるが、FIRR、B/C、NPV の各指標とも非常に悪く、財務面から見ると全ての案件が不採算であることがわかる。

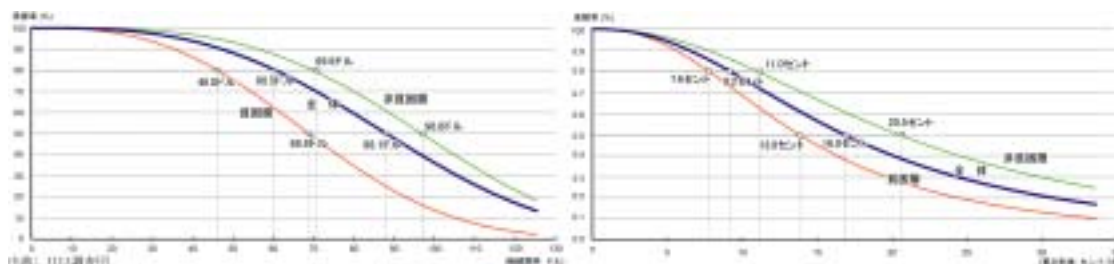
オフ・グリッド型水力 6 件の財務分析結果

	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
発電単価 (セント/kWh)	24.7	20.2	25.8	29.8	20.8	29.2
費用便益比率	0.332	0.359	0.334	0.276	0.344	0.169
純現在価値	-152,941	-1,175,004	-181,074	-789,471	-351,259	-868,882
FIRR (%)	-8.08	-6.87	-10.77	-11.30	-7.53	-12.75

出典: JICA 調査団

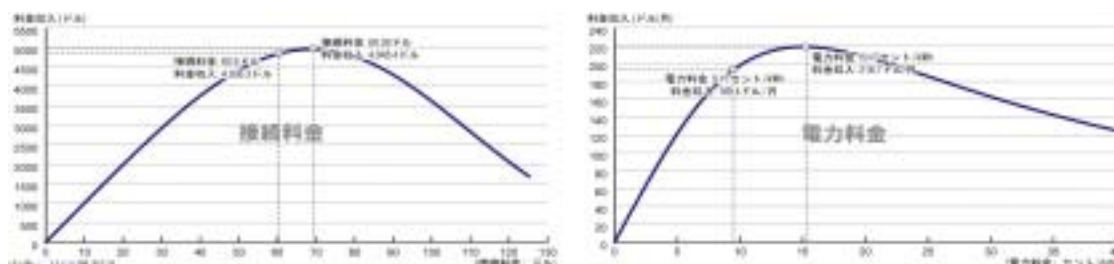
料金水準と料金収入・社会的公平性の関係について

一般的にみて、接続料金が高額であればあるほど、電力サービスへの加入率は低減する。逆に、接続料金が安い場合、より多くの世帯が加入申請をおこなうと思われる。電力料金と消費量の関係にも同じことが言える。つまり、料金水準は、加入世帯数や消費量に大きな影響を与え、ひいては料金収入にも影響を与えることになる。そこで、村落社会経済調査で算定した接続料金および電力料金の WTP 曲線(下図参照)を利用して、料金水準と需要・料金収入の関係について考察を行った。



村落社会経済調査によって推定された接続料金および電力料金の WTP 曲線

下図は、WTP 曲線をもとに作成した接続料金および電力料金の料金水準と料金収入の関係<sup>11</sup>を示したものである。図に示されているとおり、ある程度の水準までは、料金を高く設定するほど料金収入が増えるが、料金が上がるにつれて加入者数や電力消費量が減少する影響から料金収入も減少に転じる。ここで、料金収入を最大化することのみが目的である場合、接続料金および電力料金は、下記曲線の頂点(接続料金 69.39 ドル、電力料金 15.1 セント/kWh)に設定すれば良いことになる。このとき、加入率は 71.3%、平均電力消費量は 18.1 kWh/月/世帯となる。



料金水準と料金収入の関係

本調査における財務分析では、料金水準として 80%の世帯が受諾する金額として各サイトの接続料金を 60.45 ~ 67.61 ドル、電力料金を 8.98 ~ 10.36 セント/kWh に設定している。ここで設定している接続料金水準は、収入が最大化されるとき金額である 69.39 ドルに近いが、電力料金については更に値上げをしたほうが料金収入が上がる事が判明した。

ただし、公共サービスである電力の料金は、収益性だけでなく公共性、平等性を考慮して設定する必要がある。例えば、Nam Likna の場合、収入を最大化するように料金を設定すると、FIRR は-6.87%から-1.28%へと向上する。ただし、加入者の平均 WTP は若干上昇するものの加入世帯数・売電量自体が減少するため EIRR は 11.77%から 8.28%へと減少する。このことは、値上げによって事業の財務面から見たパフォーマンスが向上するものの、公平性や国民経済的観点から見たパフォーマンスが下がっていることを示していると判断できる。

<sup>11</sup> 一人あたりの電力消費量が 25.8 kWh/月で、100 世帯の村落を想定して計算したもの。

### 4.7.2 候補プロジェクトの経済分析

財務分析と同様、経済分析についても、グリッド型は 22 kV 送電線の送電端、オフ・グリッド型については需要家端で評価を行った。全ての費用・便益は、発生する年毎にキャッシュフローとして整理し、ドル換算の上 2004 年固定価格表示し、価格レベルは国境価格を用いて分析を行っている。プロジェクト・ライフは、オフ・グリッド型については完成後 20 年、グリッド型については完成後 30 年とした。

#### a) 経済費用の算定

各プロジェクトの財務コストは、i) 水力発電所、22 kV 送電線および関連変電所の建設費、ii) 400 kV 配電線の建設費、iii) 個別世帯への引き込み線・電力メーター敷設費用、iv) 各施設の運営・維持管理費、v) 各施設のリハビリ費用、の大きく 5 つに分類することができる。このうちグリッド型の場合 i)、iv)、v) の 3 項目、オフ・グリッド型の場合 i)~v) の 5 項目がコストとして含まれる。

経済価格算定に際しては、土木工事費は全額内貨、機電関連費用は全て外貨と仮定した。このうち内貨費用については、標準変換係数である 0.9\*12を用いて経済価格に変換した。

オフ・グリッド型水力については、郡センター周辺村落の全世帯の 80%が電力サービスに加入すると仮定し、個別世帯への引き込み線・電力メーターの敷設費用は 1 世帯あたり 60 ドル(引き込み線 10 ドル+電力メーター 50 ドル)と仮定した。

年間の運営・維持管理費は、人件費、経常メンテナンスに必要な設備およびスペアパーツの費用を含め初期投資の 2.0%相当すると仮定した。また、グリッド型水力およびオフ・グリッド型水力は、完成後それぞれ 10 年、15 年後に設備リハビリ(土木工事費の 20%、機電関連費用の 40%)が必要になると仮定した。

#### グリッド型

項目	Nam Boung 2	Nam Long	Nam Gnone	Nam Ham 2	Nam Sim
建設費合計 (ドル)	5,393,315	3,280,406	1,204,209	1,765,851	6,040,269
運営・維持管理費 (ドル/年)	107,866	65,608	24,084	35,317	120,805
リハビリ費用 (ドル)	1,382,847	936,807	368,047	509,584	1,676,363

出典: JICA 調査団

#### オフ・グリッド型

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
建設費合計 (ドル)	189,529	1,501,188	224,152	922,722	440,044	964,931
引込線・メーター費用 (ドル)	7,380	74,340	12,960	30,180	20,640	33,240
運営・維持管理費 (ドル/年)	3,791	30,024	4,483	18,454	8,801	19,299
リハビリ費用 (ドル)	60,073	444,453	80,287	227,843	135,358	288,966

出典: JICA 調査団

#### b) 経済便益の算定

<sup>12</sup> Same SCF was applied for “Northern Area Rural Power Distribution Project”, which is financed by Asian Development Bank.

オフ・グリッド型水力の便益は、加入者の接続料金および電力料金に対する平均 WTP をベースに算定した。一方、グリッド型水力の便益は、代替電力の置き換え費用(輸入電力代替およびグリッド電力の代替)として算定を行った。

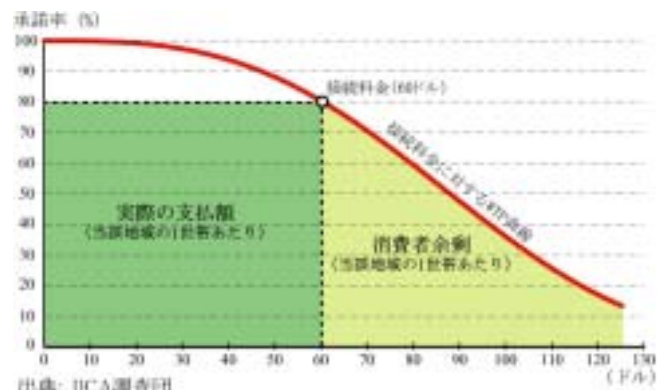
### オフ・グリッド型水力の経済便益

オフ・グリッド型水力の便益は、加入者の接続料金および電力料金に対する平均 WTP をベースに算定した。

接続料金による収入 = 対象地域の総世帯数 × 加入率 × 接続料金に対する加入者の平均 WTP  
 年間売電収入 = 年間売電量 × 電力料金に対する加入者の平均 WTP

ここで、財務便益算定の際に使用した電力料金と平均 WTP の考え方の差異は以下の通りである。接続料金が例えば 60 ドルの場合、サービスを受諾するのは 60 ドル以上の支払い意志をもつ世帯ということになる。ここで、ある世帯の最大 WTP が 90 ドルである場合、最大 WTP と実際の価格の差である 30 ドルは、当該世帯の消費者余剰 (Consumer Surplus) と考えることができる。つまり、経済便益として計測するのは、実際の支払額に消費者余剰をくわえたものということになる。

このとき、算定に用いる平均 WTP は、4.5 章において算定した全体の平均 WTP ではなく、加入する世帯(80%)のみの平均 WTP を算出する必要がある。加入者の平均 WTP は、図に示した「実際の支払額」に「消費者余剰」を加えた箇所の面積を 0.8 で除したものになる。ここで、実際の料金を  $t_1$  とした場合、加入者の平均 WTP は、以下の通りに算定できる。



実際の支払い額と消費者余剰

接続料金に対する加入者の平均 WTP $WTP_{CF} = \left\{ \int_{T=t_1}^{\infty} \exp\left\{-\exp\left(\frac{\ln T - 13.58}{0.332}\right)\right\} dT + t_1 \times 80\% \right\} \div 0.8$	ここで: WTP <sub>CF</sub> = 電力料金に対する加入者の平均 WTP T = 接続料金 (変数) t <sub>1</sub> = 実際に住民に課せられる接続料金
電力料金に対する加入者の平均 WTP $WTP_{ET} = \left\{ \int_{X=x_1}^{\infty} \left\{ \frac{1}{1 + \exp(17.07 + 2.286 \ln X)} \right\} dX + x_1 \times 80\% \right\} \div 0.8$	ここで: WTP <sub>CF</sub> = 電力料金に対する加入者の平均 WTP T = 電力料金 (変数) t <sub>1</sub> = 実際に住民に課せられる電力料金

#### 電力料金および接続料金に対する平均 WTP の推計式

オフ・グリッド型の各地域における加入者の平均 WTP 算定結果および経済便益は、以下のとおりである。

#### 電力料金に対する加入者の平均 WTP および売電による経済便益

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2

電力料金に対する平均 WTP (セント/kWh)	32.27	27.32	27.59	27.92	27.19	27.72
年間売電電力量 (kWh/年)	105,790	1,032,998	118,818	419,782	292,874	457,420
電力料金による経済便益 (ドル/年)	34,138	282,215	32,782	117,203	79,633	126,797

出典: JICA 調査団

**接続料金に対する加入者の平均 WTP および加入による経済便益**

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
接続料金に対する平均 WTP (ドル)	104.17	97.74	98.66	99.85	97.28	99.12
加入世帯数 (世帯)	123	1,239	216	503	344	554
接続料金収入 (ドル)	12,813	121,100	21,311	50,226	33,464	54,912

出典: JICA 調査団

**グリッド型水力の経済便益**

グリッド型水力の場合、経済便益として代替電源の費用削減分を算定した。グリッド接続前においては、代替されるコストは輸入グリッドからの買電費用、発電所がグリッドに接続された後は、プロジェクトが実施されない場合(Without case)にグリッドから当該地域に電力供給する際の発電および送電コストとした。ここで、送電コストは、世銀が実施した EDL 電力料金調査に算定された発電および 115 kV 送電線の長期限界費用である 3.44 セント/kWh、1.56 セント/kWh<sup>13</sup>をベースに算定した。また、送電ロスについては、EDL グリッドにおいて最大の出力規模を有するナム・グム水力発電所から 115 kV 送電線経由で送電する際のロスを計算し適用した。

周辺地帯における需要が現時点において十分に大きい Nam Boung 2、Nam Long、Nam Gnone、Nam Hat 2 については、2006～2008 年に建設を開始し翌年に完成すると仮定。一方、周辺需要が小さい Nam Sim については、同サイトに EDL グリッドが接続される 2015 年に合わせて完成すると仮定した。

グリッド接続前: 輸入電力購入単価×売電量

グリッド接続後: EDL グリッドの発電・115 kV 送電の長期限界費用 × (1-送電ロス) × 売電量

**グリッド型水力 5 件の経済分析結果**

	Nam Boung 2	Nam Long	Nam Gnone	Nam Ham 2	Nam Sim
輸入相手国	ベトナム	中国	タイ	タイ	ベトナム
輸入電力単価	6.00 ¢/kWh	5.64 ¢/kWh	5.02 ¢/kWh	5.02 ¢/kWh	6.00 ¢/kWh
グリッド接続予定年	2010 年	2008 年	2015 年	2008 年	2015 年
115 kV 送電線のロス	2.1%	1.6%	0.4%	0.5%	1.5%
グリッド電力供給単価	5.11 ¢/kWh	5.08 ¢/kWh	5.02 ¢/kWh	5.02 ¢/kWh	5.08 ¢/kWh

出典: JICA 調査団

d) 経済的内部収益率(EIRR)の算定

<sup>13</sup> 出典: EdL Tariff Study Final Report, World Bank, December 2004, p 2-4 発電・115kV 送電線の長期限界費用 357 kip、162 Kip を 1 ドル= 10,376.5 Kip でドル換算したもの



各案件の経済的内部収益率 (EIRR: Economic Internal Rate of Return)および割引率として 10%を用いたときの純現在価値(NPV)、費用便益比(B/C)は、以下の通りである。

グリッド型の場合、Nam Gnone を除く 4 件の EIRR は、ラオス国における資本の機会費用 10%および ADB の基準 12%の双方を大きく上回っている。特に、Nam Boung 2 および Nam Sim、Nam Long の 3 件の場合、EIRR が 20%を大きく超える非常に良好な値を示しており、経済的に見て非常に良好なプロジェクトであることが確認できた。

グリッド型水力 5 件の経済分析結果

	Nam Boung 2	Nam Long	Nam Gnone	Nam Ham 2	Nam Sim
費用便益比率 B/C	1.904	1.897	0.881	1.296	2.097
純現在価値 NPV(ドル)	5,298,819	3,208,366	-157,126	569,485	7,208,307
経済的内部収益率 EIRR (%)	24.86%	25.44%	7.92%	14.92%	28.13%

出典: JICA 調査団

一方、オフ・グリッド型の場合、Nam Likna、Nam Ou Neua、Nam Xan 3 の 3 件の EIRR が 10%を超えており、経済的に見て妥当であることが確認できた。ただし、3 件とも ADB 基準である 12%を下回っている。その他、Nam Chong についても EIRR が 9.42%と概ね良好であるが、Nam Xeng (7.19%)、Nam Hat 2 (5.47%)については経済的にみて妥当でないと判断できる。

オフ・グリッド型水力 6 件の経済分析結果

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
費用便益比率 B/C	1.029	1.095	0.974	0.863	1.041	0.777
純現在価値 NPV(ドル)	6,312	165,179	-6,868	-139,790	21,040	-247,324
経済的内部収益率 EIRR (%)	10.54%	11.77%	9.42%	7.19%	10.77%	5.47%

出典: JICA 調査団

### 4.7.3 感度分析

各発電計画は、実際の事業運営において収益性を低下させる様々なリスクにさらされる可能性がある。ここでは、種々のリスク・ファクターに対して、EIRR、FIRR がどの程度反応するかを確認するために以下のマイナス条件を用いて感度分析を行った。

- a) 建設費 10%、20%超過
- b) 年間発電量 10%、20%減少
- c) 故障によるタービン・発電機の総取り替え(完成後 3 年目、5 年目)
- d) 運営・維持管理費 50%超過

分析対象としたのは、ベース・ケースにおいて財務面・経済面からの妥当性が検証されたグリッド型 4 件 (Nam Long, Nam Sim, Nam Ham, Nam Boung 2)、経済面のみの妥当性が確認できたオフ・グリッド型 3 件 ( Nam Likna, Nam Ou Neua, Nam Xan 3)の合計 7 件である。

グリッド型水力発電所の感度分析結果

	グリッド型								オフ・グリッド型		
	Nam Long		Nam Sim		Nam Ham 2		Nam Boung 2		Nam Likna	Na Ou Neua	Nam Xan 3
	FIRR	EIRR	FIRR	EIRR	FIRR	EIRR	FIRR	EIRR	EIRR	EIRR	EIRR
ベース・ケース	18.9%	25.4%	21.9%	28.1%	11.4%	14.9%	21.4%	24.9%	10.5%	11.8%	10.8%
a. 建設費の増加											
10%増	16.8%	22.7%	19.6%	25.2%	10.0%	13.2%	19.1%	22.2%	9.0%	10.2%	9.3%
20%増	15.1%	20.4%	17.7%	22.7%	8.8%	11.8%	17.2%	20.1%	7.7%	8.8%	8.0%
b. 発電量減少											
10%減	16.4%	22.1%	19.1%	24.6%	9.6%	12.8%	18.6%	21.7%	8.7%	9.8%	8.9%
20%減	13.8%	18.8%	16.3%	21.1%	7.7%	10.6%	15.8%	18.6%	6.7%	7.8%	6.9%
c. タービン・発電機交換											
完成後3年目	17.8%	24.0%	20.1%	25.9%	10.4%	13.7%	20.1%	23.4%	6.9%	10.8%	8.9%
完成後5年目	18.1%	24.5%	20.7%	26.7%	10.6%	14.0%	20.5%	23.9%	7.3%	11.0%	9.2%
d. O & M費超過											
20%超過	16.9%	23.4%	20.0%	26.1%	10.9%	13.0%	19.4%	22.9%	10.0%	11.3%	10.3%

出典: JICA 調査団

グリッド型4件中3件(Nam Long, Nam Sim, Nam Boung 2)については、全ての悪条件にも係わらず財務的・経済的な健全性が確保されることが分かった。一方、Nam Ham 2については、建設費20%増、発電量10%・20%増のケースにおいて財務的な健全性が失われることが明らかになった。一方、オフ・グリッドの経済的な健全性は、非常に脆弱であり建設費の増加、発電量の減少、故障によるタービン・発電機の交換などの問題が生じた場合、経済的妥当性が失われてしまうことが分かった。

全体的に見た場合、財務面・経済面に最も大きな影響を与えるのは発電量の減少である。運営・維持管理費の超過については、それほど大きな影響は与えないことが分かった。

4.7.4 オフ・グリッドサイトにおける最小費用での電化手法検討

EDL グリッドには、大規模発電所を含む数多くの発電所建設計画が存在している。そのため、本調査で提案されたグリッド型の小水力発電所が、財務的・経済的観点から妥当でないと判断された発電所は、特段の理由がない限り実施する必要がないと判断できる。一方、オフ・グリッド型の場合、財務的には妥当性がなくても、経済的な妥当性が確認でき、小水力の他に安価な代替電源がないのであれば事業を実施する価値がある。

そこで、本調査では、電化の手法として i) 小水力発電所を電源とするミニ・グリッド、ii) ディーゼル発電機を電源とするミニ・グリッド、iii) 既存グリッドからの延伸の3つのオプションについて、供給単価(セント/kWh)の比較を行い、本調査で提案されたオフ・グリッド型小水力発電所の供給価格面での競争力を分析した。

a) ディーゼル発電機によるミニ・グリッド

ディーゼル発電機を電源とするミニ・グリッドのコストは、i) 発電機設備費、ii) 22kV、400V配電線および変圧器の建設費、iii) 発電機の維持管理費、iv) 燃料費、の4項目から構成される。送電線・配電線のコストは、経路を設定した上で算定した。その他項目については、以下の前提を用いて算定した。

$$UC = \sum_{t=1}^{20} \frac{Ca_t + M_t + Fc_t}{(1+\varphi)^t} \div \sum_{t=1}^{20} \frac{De_t}{(1+\varphi)^t}$$

De<sub>t</sub>= t年目における電力需要  
 ε= 送配電ロス率: 10%  
 φ= 割引率: 10%  
 Ca<sub>t</sub>= t年目における設備投資額  
 M<sub>t</sub>= t年目における運営・維持管理費(発電器建設費の5.0%)  
 Fc<sub>t</sub>= t年目における燃料費

ディーゼル発電機の設備費およびの算定根拠は以下の通り。

ディーゼル発電機設備費: 1,000 ドル/kW  
 燃料効率[liter/kWh]: 0.135 \* G<sub>LF</sub> + 0.172 ÷ G<sub>LF</sub><sup>\*14</sup>  
 発電機のロード・ファクター(G<sub>LF</sub>): 18~21時= 100%、0:00~18:00, 21:00~24:00= 40%  
 燃料価格: 社会調査の際に収集した各サイトにおける価格を使用(下表参照)

各サイトにおけるディーゼル燃料の価格(Kip/リットル)

Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Hat 2	Nam Xeng	Nam Xan 3
6,750	7,102	7,109	6,139	6,111	7,000

出典: JICA 調査団

以上の前提のもと、各サイトにおけるディーゼル・グリッドの供給単価は以下の通りに算定された。需要家端の単価は、35.29~41.67 セント/kWh という結果になった。

ディーゼル発電機によるミニ・グリッド延伸の場合の供給単価算出結果

	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
kWhあたり燃料費 (リットル/kWh)	0.276	0.290	0.291	0.251	0.250	0.286
発電単価 (セント/kWh)	30.32	31.04	34.19	27.65	27.75	30.86
需要家端単価 (セント/kWh)	35.29	41.67	40.77	37.64	35.67	39.44

出典: JICA 調査団

### b) グリッド延伸

22 kV 送電線は、既存の EDL グリッドを起点として既存の主要道路に沿って郡センターまで建設されると仮定した。その際、道路沿いの村落(1 km 以内)を電化しながらサイトに建設されるようにコストを見積もった。

追加送電設備の維持管理費として毎年建設費の 3.0%。また、発電・送電コストについては、EDL Tariff Study にて推定されている 2005~2015 年間の長期限界費用(LRMC: Long-run Marginal Cost)である 5.002 セント/kWh (発電費用: 352 Kip、115kV 送電線費用: 162 Kip)<sup>\*15</sup>を使用した。供給単価は、小水力発電のケースと同じく 20 年間におけるコスト・ストリームを対象として以下の式を用いて算定した。

<sup>14</sup> 出典: Grid Connected Photovoltaic Electricity Supply on Tokelau PV Project Final Report, UNDP/UNESCO, August 2003

<sup>15</sup> Southern Provinces Rural Electrification Project II “EdL Tariff Study”, Final Report, December 2004, World Bank

$$UC = \sum_{t=1}^{20} \left\{ \frac{Ca_t + M_t + LRMC \times \frac{Pe_t \times 8760 \times LF \times HH}{(1-\varepsilon)}}{(1+\varphi)^t} \right\} \div \sum_{t=1}^{20} \left\{ \frac{Pe_t \times 8760 \times LF \times HH}{(1+\varphi)^t} \right\}$$

- Pe<sub>t</sub>= t年目における世帯あたりピーク需要(オフ・グリッド型の前提と同じ)
- LF= ロード・ファクター: 50%
- HH= 電化される世帯数
- ε= 送配電ロス率
- φ= 割引率: 10%
- Ca<sub>t</sub>= t年目における設備投資額
- M<sub>t</sub>= t年目における運営・維持管理費
- LRMC= 発電・送電の長期限界費用

グリッド延伸のケースの算定根拠および供給単価算定結果

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
送電線建設費用(ドル)	818,192	2,667,583	844,184	2,165,591	762,155	701,072
送配電ロス (%)	12.21	12.12	12.36	12.06	12.60	12.32
電化世帯数(世帯)	532.00	1,600.00	383.00	1,176.00	913.00	814.00
需要端電力需要(kWh)	487,003	1,464,672	350,606	745,152	1,076,534	835,778
22kV 端必要電力量(kWh)	546,442	1,642,249	393,934	836,969	1,206,375	941,095

出典: JICA 調査団

以上の前提に基づいて算定した供給単価は、以下の通りとなった。グリッドからの距離が短い Nam Xan 3、Nam Hat 2 は、20 セント/kWh を大幅に下回っている一方で、グリッドから遠く離れた Nam Xeng、Nam Chong は 30 セント/kWh を上回る結果となった。

グリッド延伸の場合の供給単価

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
供給単価(セント/kWh)	27.45	29.34	37.21	31.89	17.17	17.55

出典: JICA 調査団

c) オフ・グリッド電化の最小費用オプション

対象となった6ヶ所のうち、Nam Likna、Nam Ou Neua、Nam Chong、Nam Xeng の4サイトについては、オフ・グリッド小水力のほうが、ディーゼルおよびグリッド延伸よりも供給単価が安いことが証明できた。

各代替案の供給単価比較

(単位: セント/kWh)

項目	Nam Likna	Nam Ou Neua	Nam Chong	Nam Xeng	Nam Xan 3	Nam Hat 2
オフ・グリッド小水力	○ 24.74	○ 20.15	○ 25.82	○ 29.83	20.79	29.23
ディーゼル発電機	35.29	41.67	40.77	37.64	35.67	39.44
グリッド延伸	27.45	29.34	37.21	31.89	○ 17.17	○ 17.55

出典: JICA 調査団

一方、グリッドまでの距離が近い Nam Xan 3 および Nam Hat 2 については、グリッド延伸のほうが安価であることが判明した。なお、Nam Hat 2 については、本調査による Pre-F/S 終了

後、県によるグリッド延伸事業の実施が決定している。

#### 4.7.5 優先プロジェクトの選定

##### (1) グリッド型水力の優先プロジェクト

グリッド型の場合、グリッド接続が行われるまでの間も十分な需要があるのであれば、純粋に財務・経済面からみて効率的な事業から順次実施してゆくべきと言える。逆に、グリッド接続までの間、近隣の需要が少なく採算が取れない場合は、建設を急ぐ必要がないといえる。また、オフ・グリッド型とは異なりプロジェクトの採算性が確保できない場合は、そもそも事業を実施すべきでないと考えられる。優先プロジェクトの選定結果および選定理由は、以下の通りである。

**グリッド型水力の優先プロジェクト**

優先プロジェクト	Nam Long (2,500 kW: Luang Namtha 県)、 Nam Ham 2 (1,000 kW: Bokeo 県)
実施候補プロジェクト	Nam Boung 2 (4,000 kW: Phongsaly 県)、 Nam Sim (8,000 kW: Huaphanh 県)
対象外プロジェクト	Nam Gnone (600 kW: Bokeo 県)

##### 選定理由

Pre-F/S を実施した 5 件のうち、Nam Gnone については財務・経済面からみて妥当であるとは判断されなかったため対象から除外された。

Nam Sim、Nam Boung 2 については、周辺地域の需要が小さいため、グリッド接続までの間の収入が小さく・輸入代替効果も小さい。そのため、発電所の稼働開始は 115 kV 送電線が完成しグリッドとの接続が予定されている 2015 年 (Nam Sim)、2010 年 (Nam Boung 2) を待つほうがよいと思われる。

一方、Nam Long は 2008 年以降のグリッド延伸以降、Nam Ham2 は現在においても周辺需要が大きく輸入電力代替としての収入および効果が期待できるため、優先プロジェクトとして選定できる。このうち、より FIRR、EIRR が高い Nam Long(各 18.87%、25.44%)が最優先で、その次が Nam Ham 2(各 11.44%、14.92%)と判断できる。

##### (2) オフ・グリッド型水力の優先プロジェクト

オフ・グリッド型については、グリッド型とは異なり全ての事業において採算面は期待できない。優先プロジェクトの選定に際しては、経済面から優れている(EIRR が高い)ことに加え、当該地域の社会経済状況を勘案して以下の通りに設定した。

**オフ・グリッド型水力の優先プロジェクト**

優先プロジェクト	Nam Ou Neua (260 kW: Phongsaly 県)、 Nam Likna (30 kW: Phongsaly 県)
実施候補プロジェクト	Nam Chong (50 kW: Bokeo 県)、 Nam Xeng (110 kW: Luangprabang 県)
対象外プロジェクト	Nam Xan 3 (80 kW: Xiengkhuang 県)、 Nam Hat 2 (120 kW: Bokeo 県)

### 選定理由

Pre-F/S を実施した 6 件のうちグリッド延伸の方が安価な Nam Xan 3、Nam Hat 2 は、実施する必要がないと判断される。その他の 4 件のうち、EIRR が高い Nam Ou Neau (11.77%)、Nam Likna (10.54%)が優先プロジェクトとして選定できる。

双方ともラオス政府が策定した国家貧困削減計画において優先郡として指定された 45 郡に含まれているうえに、電力を利用した生産活動を通じた生計向上についても期待がもてる(概要については以下のコラムを参照)。貧困削減を主目的とするのであれば、より貧しい Gnot Ou の近傍に位置する Nam Ou Neua が最優先プロジェクト、住民の支払い能力・意志額を重視するのであれば Sampanh に近い Nam Likna の実施が優先されると判断できる。

#### Nam Ou Neua 水力 (定格出力: 260 kW、想定需要家数: 1,239 世帯)

同発電所の近隣に位置する Gnot Ou の郡センターは、村落社会経済調査によると 95%の世帯が農業(水稲、トウモロコシ、キャッサバ)からの収入を主収入源としている<sup>\*16</sup>。消費ベースで分析した貧困世帯率は、31.7%と他のサイト(平均 25.9%)に比べて貧しく、国家貧困削減計画においても貧困郡として指定され、貧困対策優先地域にも指定されている。周辺 6 村の村長へのインタビューによると、そのうち 4 村は、電化後にポンプを利用して雨期 141 ha、乾期 181 ha の灌漑を行いたいとの意向を持っている(全調査対象地域において、電気ポンプによる灌漑を希望したのは Gnot Ou のみであった)。事業実施による電化後は、昼間の余剰電力を利用して電気ポンプでの灌漑を行い、収穫量増大を通じた生計向上・貧困削減が期待される。

#### Nam Likna 水力 (定格出力: 30 kW、想定需要家数: 216 世帯)

同発電所の建設サイトに近い Sampanh の郡センターの場合、Gnot Ou 同様、国家貧困削減計画においても貧困郡として指定され、貧困対策の優先地域にも指定されている。ただし、村落社会調査によると郡センターにおける貧困世帯率は 8.3%と低く、電力料金や接続料金に対する支払い意志額も高い。現時点では車両が通行できるアクセス道路がなく、アクセスは舟運のみとなっている。ただし、アメリカ大使館の資金を利用した道路建設が行われており、幅員 8m の道路が 2006 年末には完成する予定である。上流に位置しアクセス道路が整備されている Hat Sa では、ディーゼルポンプを利用して川砂を採取し、土木業者に販売することにより生計を立てている世帯が多い。そのため、Sampanh においても電気ポンプ利用による川砂採取業の立地が、道路との相乗効果により期待される。

<sup>16</sup> 村落社会調査を実施した 8 つのサイトでは、89.4%もの世帯が農地を所有し作物を栽培しているものの、自給自足的側面が強いこともあり、農業が主要な収入源となっている世帯は、全体の 37.8%に過ぎない。

## 4.8 小水力 CDM 事業化の検討

### 4.8.1 ラオス国の CDM 現況とポテンシャル

#### (1) 概要

ラオス国は、2003年2月6日に京都議定書を同意(Accession)している。同国は京都議定書の非附属書I国として位置づけられており、地球温暖化ガスの排出削減の義務は課されていない。ラオス国の CDM に係る窓口は、科学・技術・環境局(Science Technology and Environment Agency 以下、STEA)が担当している。STEA は、環境、科学技術、知的財産などを管理監督する行政組織と、科学技術および環境に係る調査研究を行う組織の両者を兼ね備えた、大統領直轄の組織である。

ラオス国は、極めて水力資源の豊富な国であり、国の理論包含水力はメコン河の本流を除いても 18,000~26,000MW と推定されている。一方、国内で消費するエネルギーの9割を薪炭が賄っており、1994年の消費は438万 m<sup>3</sup>と、その比率は年率3%で増加している。そのため薪の消費量増加の対応策として小水力発電プラントや太陽光発電プラントを薪炭の需要が高い山岳地帯に設置する計画が検討されている。国内電力の供給を管轄する MIH は外国支援による電力系統外(オフグリッド)の地域へのモジュールの据付に期待を寄せている。

現在までに、同国において(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)や(財)新エネルギー財団(NEF)により水力発電だけでなく他のセクターでの CDM 適用可能性調査は行われているものの、実施に至った事業は存在していない。

#### (2) 持続可能な小水力発電事業を促す CDM の活用

規模を問わず水力発電事業を実施する際の最大の障害は、プロジェクト初期費用および維持管理費用の調達である。過去の国際援助機関による小水力発電プロジェクトでは、建設費用などの初期投資が調達されたとしても、その後、維持管理に対する費用調達は行われず、結果として事業施設の劣化と共に放置されてしまう問題が散見されていた。

このような問題に対して、小水力に対して CDM 事業としてある程度の GHG 削減量が達成できれば、その成功報酬として CDM クレジットを事業者が手にする方策が期待されている。このクレジットは、小水力発電事業における料金収入とは異なる新たな収入源と見なすことができる。CDM の適用により、懸案とされていた持続可能な事業運営を達成可能である。

一方、ODA 資金の CDM 事業への適用については、マラケシュアコード(Decision 17/CP.7, preamble)において以下のように記述されている。

“... public funding for clean development mechanism projects from Parties in Annex I is not to result in the diversion of official development assistance and is to be separate from and not counted towards

the financial obligations of Parties included in Annex I”

以上より、CDM 事業に本来 ODA 資金として準備されていた資金が流用されないかということ、およびこの資金が附属書 I 国の財務義務に含まれていないことをホスト国・投資国両者が確認することが必要である。このため PDD においては、(1) PDD に投資国側が“プロジェクト資金が ODA からの流用でない”ことを論理的に示す、および(2) ホスト国が当該プロジェクトの承認プロセスにおいて承認することで ODA の流用でないことを認める、という手続きが必要になると考えられる。また、2004 年 4 月に開催された経済協力開発機構(OECD)の開発援助会議(DAC)にて、ODA 予算を用いて CDM 事業を行った場合、DAC メンバーは先進国(投資国)が CDM 事業実施に伴い受領する CER 分を控除した分を実施 ODA 実績として計上することを決定している。

#### 4.8.2 小水力発電事業における CDM 適用

本調査では、温室効果ガス(以下、GHG)削減エネルギーとして注目されている小水力発電事業に CDM を適用することで京都メカニズムの効果を最大限に活用することを検討する。

本調査において選定したオングリッドおよびオフグリッド計 11 ヶ所のプロジェクトに CDM を適用させる場合、まず小水力発電事業が代替する既存エネルギーが何であるか、という点を確認する必要がある。

オングリッドプロジェクトは、現在隣国より輸入にて賄われている電力の代替を目的としたもの、またはラオスナショナルグリッドの延伸を想定して発電を計画しているものなどで構成されている。Nam Boune 2 および Nam Long 両水力プロジェクトは、既存水力発電の電力代替および電力補強を目的としている。そのため、プロジェクト効果はクリーンエネルギー(水力発電)の代替として削減される GHG 量となる。このため削減効果は見込めず、CDM 対象から除外した。また、Nam Sim 水力はベトナムからの輸入電力を代替する目的となっている。しかしながら、同水力の発電開始と共にナショナルグリッドの延伸が実現するため、水力発電が中心であるラオスナショナルグリッドの補強となる。このためクリーンエネルギーが大部分を占めるラオスナショナルグリッドの代替となり、後述するコンバインドマージン排出係数が低く抑えられ、効果的な GHG 削減プロジェクトとはなり得ない。

一方、Nam Gnone および Nam Ham 2 両水力はタイからの輸入電力を代替する目的で建設が予定されている。このため、同水力が操業されることで、ラオス国内ではないがタイにおける化石燃料の使用抑制、更に GHG 排出削減へとつながり、CDM 適用対象プロジェクトと見なすことができる。なお、Nam Gnone、Nam Ham2 両水力についてグリッド延伸などによるクリーンエネルギーの代替可能性は低い。

一方、オフグリッドプロジェクトは、現在、全ての地域で化石燃料(主としてディーゼル油)による発電を強いられている。そのため、小水力発電事業により GHG 排出削減を期待することが可能となり、CDM 適用の対象となりうる。



No.	接続	プロジェクト名	既存エネルギー源	設備容量[MW]	CDM 適用可能性
1	オングリッド	Nam Boune 2	国内水力発電	4.00	×
2		Nam Long	国内水力発電	2.50	×
3		Nam Gnone	タイ輸入電力	0.60	
4		Nam Sim	ベトナム輸入電力	8.00	×
5		Nam Ham 2	タイ輸入電力	1.00	
6	オフグリッド	Nam Likna	国内ディーゼル	0.03	
7		Nam Ou Neua	国内ディーゼル	0.26	
8		Nam Chong	国内ディーゼル	0.05	
9		Nam Hat 2	国内ディーゼル	0.12	
10		Nam Xeng	国内ディーゼル	0.11	
11		Nam Xan 3	国内ディーゼル	0.08	

上表から、オングリッドの3件(Nam Boune 2、Nam Long、Nam Sim)を CDM 適用外とし、オングリッド2件、オフグリッド6件の GHG 削減量を算定し、CDM 適用の効果を検討することとした。また、これらの8プロジェクトの発電設備容量は、それぞれ15MW以下であるため、小規模 CDM として取り扱うことが可能であり、CDM 適用には小規模 CDM のルールを採用する。

### 4.8.3 温室効果ガス削減効果の算定

#### (1) オングリッドプロジェクトのベースライン排出量の算定

オングリッド接続を検討している Nam Gnone、Nam Ham2 両水力プロジェクトは隣国(タイ)からの輸入電力を代替する目的で建設される。そのため、CDM 削減効果のベースライン排出量は、既存輸入電力となる。

一例として、以下にタイからの輸入電力を代替する Nam Ham 2 水力発電のベースライン排出量を、CDM 理事会提供の Appendix B of the simplified modalities and procedures for CDM small-scale project activities における Project activity category I. D “Renewable electricity generation for a grid” を参照して計算する。ベースライン排出量算定に当たっては、既存電力における GHG 排出係数を求める必要があり、以下の2通りによる算定を提案している。

- (a) Approximate Operating Margin(OM)排出係数と Build Margin(BM)排出係数の平均
- (b) 現行の発電ミックスの重みつき平均排出係数

本件では、公表されている情報などを参照できる利便性から、(a)の OM および BM の平均による排出係数を選定し、次の4ステップによりベースライン排出量を算定した。

ステップ	内容
1	オペレーティングマージン排出係数の算定
2	ビルドマージン排出係数の算定
3	ベースライン排出係数の算定
4	ベースライン排出量の算定

### ステップ1：オペレーティングマージン(OM)の算定

OM 排出係数は、グリッドに接続する全電力量の発電形態毎の平均排出量割合(但し、低価格/マストラン発電所は除外)と定義している。

通常は、電力事業者またはディスパッチセンターからの直接の発電所排出係数をモニタリングすることが望ましいとされている。そのため、本調査では、既に公表されているタイグリッドに接続されている最近3年間の発電形態毎の消費燃料を活用し、IPCC 数値と共に以下のように OM 排出量を算定した。

タイ EGAT グリッド(2001 年)における排出係数算定表

Type of fuel	Fuel consumption [original]	Net calorific value [TJ/kt]	Electricity generated [GWh]	Fuel consumption [TJ]	Carbon emission factor [tC/TJ]	Oxidation factor [--]	Grid emission [tCO2]	CEF [tCO2/MWh]
Hydropower	---	---	9,196	---	---	---	0	
Natural gas	1,681 MMSCFD	52.30	70,280	13,440	15.3	0.995	39,235,014	0.56
Heavy Oil	783 Mliters	40.19	3,146	760	21.1	0.990	2,337,979	0.79
Diesel oil	46 Mliters	43.33	155	39	20.2	0.990	124,229	0.80
Lignite	15.24 Mtons	12.14	17,307	15,400	27.6	0.980	18,541,548	1.07
Coal, import	0.99 Mtons	26.38	2,475	996	26.8	0.980	2,531,106	1.02
Renewable E			597	---	---	---	0	
Import, Malaysia			9	---	---	---	---	
Total (less least / must run)			93,363	30,635				
Grand total			103,165				62,769,876	0.65

注：CEF は Carbon Emission Factor の略であり、排出係数のこと。

上表より、2001 年におけるタイの OM 排出係数は 0.65 [tCO2/MWh] となる。同様に、2002 年および 2003 年の OM 排出係数はそれぞれ 0.60 [tCO2/MWh]、0.63 [tCO2/MWh] となっている。以上より、タイグリッドにおける OM 排出係数は上記 3 カ年の平均として、**0.63 [tCO2/MWh]** と求めることができた。

### ステップ2：ビルドマージン(BM)の算定

BM 排出係数は、最近建設された 5 件の発電所の年間発電量、または稼働中の発電所のうち直近に建設された発電量で 20%に入る発電所の発電量のうち大きい方の発電量を BM 排出係数としている。

直近に新設された 5 基の発電所

発電所	燃料タイプ	発電開始時期	発電量[MWh]
SRT GT #1-2	ディーゼル	May 2001	3,435
RB CC #1-3	天然ガス ディーゼル	Apr 2002	11,761,691 22,091
Bowin	天然ガス	Jan 2003	3,216,497
EPEC	天然ガス	Mar 2003	1,469,755
KA TH #1	重油	Feb 2004	144,755
合計			16,618,134

稼働中のうち直近に建設された 20%となる発電所

発電所	燃料タイプ	発電開始時期	発電量[MWh]
RB TH #1-2	天然ガス 重油	Oct 2000	6,435,337 552,213
SRT GT #1-2	ディーゼル	May 2001	3,435
RB CC #1-3	天然ガス ディーゼル	Apr 2002	11,761,691 22,091
Bowin	天然ガス	Jan 2003	3,216,497
EPEC	天然ガス	Mar 2003	1,469,665
KA TH #1	重油	Feb 2004	144,755
合計			23,605,684

上表より、直近に新設された 5 基の発電所総発電量(16,618,134[MWh])よりも、稼働中のうち直近に建設された 20%となる発電所の総発電量(23,605,684[MWh])の方が大きいいため、後者を採用した。稼働中の 5 つの発電所における BM 排出係数は、上述 OM 排出係数の算定と同様に IPCC 数値と共に計算した。以上より、BM 排出係数は 0.61 [tCO2/MWh]となった。

**ステップ 3 : ベースライン排出係数の算定**

ベースライン排出係数は、OM 排出係数および BM 排出係数の平均としているため、以下のように算定することができる。

$$\begin{aligned} \text{ベースライン排出係数 [tCO2/MWh]} &= (\text{OM 排出係数} + \text{BM 排出係数}) / 2 \\ &= (0.63 + 0.61) / 2 = 0.62 \text{ [tCO2/MWh]} \end{aligned}$$

**ステップ 4 : ベースライン排出量の算定**

ベースライン排出量は、ベースライン排出係数および Nam Ham 2 水力発電での年間発電量より以下の通り、算定することができる。

$$\begin{aligned} \text{ベースライン排出量 [tCO2/year]} &= \text{ベースライン排出係数 [tCO2/MWh]} \times \text{Nam Sim 水力発電量 [MWh]} \\ &= 0.62 \times 5,794 = 3,592 \text{ [tCO2/year]} \end{aligned}$$

(2) オングリッドプロジェクトの排出量及びリーケージの算定

一般的に水力発電は他の発電プロジェクトよりも、広大な用地と大規模な建設を伴う。そのため、通常、プロジェクト排出量およびリーケージとして、次の項目がプロジェクト実施に伴う直接的または間接的な GHG 排出として考慮されている。

< プロジェクト排出量 >

タービンからのメタン排出、 植林(吸収源)の消失、 ダム湖面からのメタン排出

< リーケージ >

セメント生産に伴う CO2 排出、 セメント工場からサイトまでの輸送に伴う CO2 排出

しかしながら、本プロジェクトで提案する各水力発電計画は流れ込み式の小規模水力発電で

あり、事業実施に伴うバウンダリー内での計測可能な GHG 排出はない。また、建設時に発生するセメント生成に伴う CO2 排出や、工事車輛による排出ガスは一時的なものであり、かつ事業規模に比して微小と判断されている。以上より、オングリッドプロジェクト実施に伴うリーケージはない。

### (3) オフグリッドプロジェクトのベースライン排出量の算定

オフグリッド接続を検討しているプロジェクトは、未電化地域が対象となっている。そのため、今後小水力などの電力供給が行われなければ、一部の未電化地域に普及しているディーゼル発電が普及することとなる。このため、CDM 削減効果のベースライン排出量は、ディーゼル発電電力となる。

一例として、Nam Ou Neua 水力発電のベースライン排出量を、CDM 理事会提供の Appendix B of the simplified modalities and procedures for CDM small-scale project activities における Project activity category I. A “Renewable electricity generation by the user” を参照して算定する。

ベースライン排出量算定に当たっては、既存電力における排出係数を求める必要があり、同理事会は以下の2通りによる算定を提案している。

$$(a) E_B = \sum_i (n_i \times c_i) / (1-l)$$

$$(b) E_B = \sum_i Q_i / (1-l)$$

$E_B$  : 年間当りの kWh で表示されたエネルギーベースライン

$\sum_i$  : 消費対象合計

$n_i$  : 対象地域での電力消費者数

$c_i$  : 対象地域での平均年間消費量推定値

$Q_i$  : 設備化による推定年間出力

$l$  : 配電ロス

しかしながら、本件ではオフグリッド電化される地域全てにおいて、今後ディーゼル発電が行われることを想定している。そのため、ベースライン排出係数として IPCC デフォルト値 0.9 [kg-CO2/kWh]を採用し、以下の通りベースライン排出量を算定する。

$$\begin{aligned} \text{ベースライン排出量 [tCO}_2\text{/year]} &= \text{ベースライン排出係数 [tCO}_2\text{/MWh]} \times \text{Nam Ou Neua 水力発電量 [MWh]} \\ &= 0.90 \times 1,026 = \underline{\underline{924 \text{ [tCO}_2\text{/year]}}} \end{aligned}$$

### (4) オフグリッドプロジェクトの排出量およびリーケージの算定

オングリッド同様、オフグリッドプロジェクトにおいてもプロジェクト排出及びリーケージが懸念される。しかしながら、本件で取り扱う CDM 事業は流れ込み式の小規模水力発電であるため、バウンダリー内での GHG 排出はない。また建設時のセメント使用に伴う CO2 排出や、工事車輛による排出ガスは一時的であり、かつ微小であることから考慮しないこととした。

(5) 温室効果ガス削減効果

以上、本調査において計画している 11 プロジェクトの温室効果ガス削減効果をまとめると下表となる。ここで、プロジェクト事業者が CDM クレジットを第三者に移譲する際の換金単価は、関連情報を考慮し、かつ保守的な値として “ 5.0 USD/t-CO2 “ を採用している。

プロジェクト名	設備容量 [MW]	年間発電量 * [MWh]	CO2 削減量 [t-CO2/年]	CER 換算 [USD]	単位 CO2 削減建設費 [USD/t-CO2]	順位 [同分類内]
<b>オングリッド</b>						
Nam Boune 2	4.00	25,500	---	---	---	---
Nam Long	2.50	15,269	---	---	---	---
Nam Gnone	0.60	2,669	1,655	8,273	810	2
Nam Sim	8.00	31,673	---	---	---	---
<b>Nam Ham 2</b>	<b>1.00</b>	<b>5,794</b>	<b>3,592</b>	<b>17,960</b>	<b>600</b>	<b>1</b>
<b>オフグリッド</b>						
Nam Likna	0.03	106	85	423	4,398	6
<b>Nam Ou Neua</b>	<b>0.26</b>	<b>1,026</b>	<b>821</b>	<b>4,106</b>	<b>3,175</b>	<b>1</b>
Nam Chong	0.05	119	95	475	3,429	4
Nam Hat 2	0.12	457	366	1,830	3,503	2
Nam Xeng	0.11	416	332	1,662	4,575	5
Nam Xan 3	0.08	293	234	1,171	3,463	3

注：\* 年間発電量は、発電ロスを控除したものを採用。

\*\* Nam Boune 2, Nam Long, Nam Sim は CDM 適用条件を満たせないため、CO2 削減対象から除外。

上表より、オングリッド接続では Nam Ham2 プロジェクトが、オフグリッド接続では Nam Ou Neua プロジェクトが CDM 適用上、期待される効果が大きいということが確認された。

本調査における CDM 適用検討において、GHG 削減効果が期待される Nam Ham2 プロジェクトおよび Nam Ou Neua プロジェクトに対して、プロジェクト設計書(PDD)(案)を作成する。

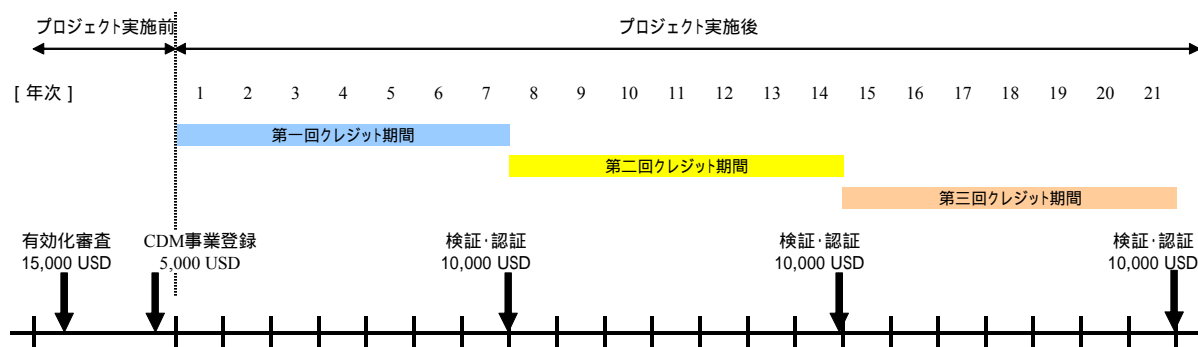
4.8.4 CDM 適用における財務便益

(1) CDM 適用に必要な諸手続き費用

一般的な小水力発電事業に CDM を適用する場合、その効果は財務分析結果で測ることができる。しかしながら、CDM 適用においては、その諸手続き費用として以下の諸手続き費用を考慮しなければならない。本件において採用した諸手続き費用は過去の CDM 実績や公表情報、DOE に対するヒアリングを総合した平均的な価格である。

- ・ 有効化審査費用 : 15,000 USD
- ・ CDM 事業登録費用 : 5,000 USD(但し、Nam Sim のみ 10,000 USD)
- ・ 検証・認証費用 : 10,000 USD (7年に一度とする)

また、コストの発生時期は次図の通りとなり、プロジェクトを通じた諸手続き費用は主要なもので 50,000USD に達する。



(2) 財務分析

第 4.9.5 章において選定された優先プロジェクト 4 件(グリッド型 2 件: Nam Long, Nam Ham2、オフ・グリッド型 2 件: Nam Ou Neua、Nam Likna)のうち、第 4.10.2 章において CDM 適用条件を満たしていないことが判明した Nam Long を除く 3 案件を対象として、CDM を適用した場合の財務分析を行った。

京都メカニズムの効率的な運用を目指して設立された JKAP (Japan Kyoto Mechanisms Acceleration Program)では、有望なプロジェクトをより円滑に進めるため、温室効果ガス削減設備購入費等の事業資金の一部を補助するアップフロント・ペイメント(クレジット買取の前払い)制度を策定している。同制度を利用した場合、最大で CDM クレジットの 50%を前払いで受け取ることができる。

ここでは、分析に際して 21 年間分の CDM クレジットの 50%を前払いで受け取るケース、前払いを受けない通常通りケースの 2 通りについて分析を行った。その結果は、以下の通りである。

CDM を適用した場合の感度分析結果

	Nam Ham 2		Nam Ou Neua		Nam Likna		Ou Neua + Likna	
	FIRR	NPV	FIRR	NPV	FIRR	NPV	FIRR	NPV
ベース・ケース	11.44%	-	-6.87%	-	-8.08%	-	-7.00%	
CDM クレジットあり (前払いなし)	12.38%	+115,154	-6.42%	+6,951	-9.33%	-19,695	-6.57%	+10,225
CDM クレジットあり (50%の前払いあり)	13.36%	+200,400	-6.59%	+24,996	-9.54%	-21,554	-6.70%	+30,128

出典: JICA 調査団

Nam Ham 2 の場合、FIRR が 0.94 ~ 1.92% point 向上、10%の割引率で計算した NPV も 115,154 ~ 200,400 ドル向上している。オフ・グリッド型のうち Nam Ou Neua については小さいながらもある程度の収益性が向上しているが、Nam Likna の場合、得られる CDM クレジットが手続きにかかるトランザクションコストを下回っているため、逆に収益性が悪化する結果となった。

このため、オフ・グリッドの 2 案件を単一事業者が実施し、一つのパッケージとして CDM の

申請を行う場合について検討した。その結果、諸手続き費用を節約できるため全体として単独で別途申し込むよりも収益性が高くなることが分かった。

#### 4.8.5 プロジェクト設計書(PDD)の作成

##### (1) PDD の内容

本項では、CDM 適用による効果が期待される小水力発電事業に対して、CDM 事業として適用させるためのプロジェクト設計書(Project Design Document : 以下、PDD)(案)を作成することとした。本調査にて検討している 11 のプロジェクト全てが 15MW 以下の発電容量となっている。そのため、CDM 適用の場合、小規模 CDM とすることが可能となる。小規模 CDM として PDD に記載が求められる事項は以下の通りとなっている。なお、オン/オフ各グリッド接続のケースでの PDD は、サポーティングレポート(パート F)に示した。

A	プロジェクトの説明 プロジェクト活動名、プロジェクト当事者、プロジェクト活動地点、プロジェクト活動のタイプ・区分、CDM 活動による削減方法、プロジェクトへの公的資金投入、デバンドリングの確認
B	ベースライン方法論 プロジェクト活動のタイプ・区分、CDM プロジェクトが追加的でありベースラインと同一でないことの記述、バリアの記述、プロジェクトバウンダリー、ベースライン案の年月日、ベースライン作成者
C	プロジェクト実施期間/クレジット期間 プロジェクト活動開始日、プロジェクト活動実施期間、クレジット期間
D	モニタリング方法と計画 プロジェクト活動に適用した方法と準拠資料、モニターするデータ、モニタリング方法決定者
E	発生源別温室効果ガス排出量削減の計算 使用する計算式、計算式を用いて得られる推計値の表
F	環境影響 ホスト国から要求された場合におけるプロジェクト活動に係る環境影響分析資料
G	利害関係者からのコメント 利害関係者コメントの収集方法と編集手順の説明、受理コメント要約、コメントに対し、しかるべき説明を行ったことへの報告
Annex 1	プロジェクト活動当事者に関する情報 プロジェクト参加者名、連絡先、担当者名
Annex 2	公的資金に関する情報

##### (2) オングリッドプロジェクト

オングリッド接続として、Nam Ham2 プロジェクトを選定した。Nam Ham2 プロジェクトの PDD(案)における記載概要は以下の通りとなっている。

プロジェクト活動地点	Xayaburi 県、Boten 地区
プロジェクト概要	タイからの輸入電力を代替する再生可能エネルギー(流れ込み式水力発電)事業。 発電設備容量：1.00 [MW]、年間有効発電量：5,794 [MWh]
活動のタイプ・区分	タイプ：I 再生可能エネルギープロジェクト 区分：D グリッド接続する再生可能エネルギー発電
バリアについて	資金不足/政策によるバリア： Nam Ham2 はタイからの輸入電力代替として建設される予定である。タイの電力需要は EGAT 作成 Thailand Power Development Plan, 2004-2015 にて年率約 7%程度の伸びを示し、かつその増加分は天然ガスや石炭などによる火力発電の伸びによるものである。タイからの輸入電力状況より今後も GHG の増加は回避できない状態である。一方、輸入電力を回避する手段としては、ラオス国内の電力をグリッド延伸などにより受電することとなるが、政策決定および資金事情より、現時点では実施計

	画はない。 以上より、Nam Ham2 プロジェクトが存在しなければ、GHG 排出量の増加は進行することとなる。
プロジェクトバウンダリー	Nam Ham2 水力発電所、新設オングリッド送電線、タイ国送電線網
プロジェクト排出	なし
リーケージ	なし
モニターするデータ	発電量(単位：MWh、計測、モニター頻度：月毎、データ保管期間：検証後2年間)
GHG 削減効果の計算方法	オペレーティングマージンおよびビルドマージンの平均より炭素排出係数(Carbon Emission Factor：CEF)を求める。その後、Nam Ham2 水力発電における年間有効発電量を乗じることで、GHG 削減効果を計算する。
GHG 削減効果	3,592 [t-CO2/year]

### (3) オフグリッドプロジェクト

オフグリッド接続として、Nam Ou Neua プロジェクトを選定した。Nam Ou Neua プロジェクトの PDD(案)における記載概要は以下の通りとなっている。

プロジェクト活動地点	Phongsaly 県、Gnod Ou 地区
プロジェクト概要	ディーゼルオイルによる発電を代替する再生可能エネルギー(流れ込み式水力発電)事業。 発電設備容量：0.26 [MW]、年間有効発電量：1,140 [MWh]
活動のタイプ・区分	タイプ：I 再生可能エネルギープロジェクト 区分：A ユーザーによる再生可能エネルギー発電
バリアについて	資金不足によるバリア： オフグリッドプロジェクトの多くは、山岳地域や僻地に点在しておりグリッド延伸は難しい状態にある。仮にグリッド延伸を計画しても、山岳地域における送電線建設が求められ、安価にグリッド延伸を実現できる状況にない。一方、対象サイトでは娯楽品の普及によりラジオやテレビがディーゼル燃料による発電機により使用され、今後も増加傾向にあると予測できる。 以上より、Nam Ou Neua プロジェクトが存在しなければ、上記より GHG 排出量の増加は進行することが懸念される。
プロジェクトバウンダリー	Nam Ou Neua 水力発電所、新設オフグリッド送電線網
プロジェクト排出	なし
リーケージ	なし
モニターするデータ	発電量(単位：MWh、計測、モニター頻度：月毎、データ保管期間：検証後2年間)
GHG 削減効果の計算方法	UNFCCC Appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities におけるタイプ I A. Electricity generation by the user からデフォルト値 0.9 [kgCO2/kWh]を適用し、年間有効発電量[kWh]を乗じることで GHG 削減効果を計算する。
GHG 削減効果	924 [t-CO2/year]

#### 4.8.6 小水力事業に CDM を効果的に適用させるための提言

地球温暖化対策の一つとして、小水力発電事業に CDM を適用させ、その効果の一つとして CDM クレジット(Carbon Emission Reduction：CER)が事業への財務改善にどれだけ寄与するかを検討した。しかしながら、現状ルールでは CDM 申請手続きなどに掛かる諸手続き費用が、CDM インセンティブを打ち消し CDM の魅力を半減させてしまっている。このような現状に対し、CDM を効果的に小水力発電事業へ適用させるための提言を以下に述べる。

##### (1) 諸手続き費用における縮減策

主な諸手続き費用としては、前述の第 4.10.4(1)章に挙げた有効化審査における DOE 雇用費用や CDM 事業を CDM 理事会に登録する際の登録料の支出が見込まれる。またそれ以外にも、



CDM 適用に伴う利害関係者への説明、CDM 適用準備などの作業量も必然的に増えてしまう。一般的に諸手続き費用として支出を見込むべきものとしては、下表に示す項目が考えられる。

項目	概要	費用項目
調査費用	事業者および投資者が、事業内容を特定する際に行う調査などに係る諸費用	事業サイト特定に係る費用 DOE 選定準備費用等
交渉費用	CDM 事業に関する事業者と投資者、事業者と周辺住民との事業参加などの契約合意を図る際の交渉に係る費用	CDM 事業者間打合せ費用 ワークショップ費用等
承認費用	ホスト/ドナー国 DNA など公的機関への承認に係る諸手続き費用、および CDM-EB に係る諸手続きに係る費用	DNA 承認費用 DNA 承認資料作成費用等
設計費用	プロジェクト設計書(PDD)を作成するに当たり必要とされる調査、分析費用	PDD 作成現地調査費用 EIA 作成費用等
業務執行費用	事業執行に応じて発生する訴訟に係る諸費用	訴訟費用 訴訟手続き費用等
補償・保険費用	事業実施に係る補償費用、および事業実施時における過失を回避するための保険加入費用など	土地収用費用 森林火災保険加入費等
DOE 費用	Validation, verification などを実施するために DOE を選定する際の諸費用	Validation 費用 Verification 費用等
モニタリング費用	ベースライン/プロジェクトシナリオによる GHG 排出/吸収量を測定/特定する際の諸費用	ベースライン吸収量 プロジェクト排出量 リーケージ量等

上記諸手続き費用について、期待される縮減案には以下のようなものがある。

問題	縮減策
有効化審査などにおける出費過多が懸念される場合。	DOE の要求事項を事前把握：多くの事業者が validation や verification の内容を把握せず PDD 作成等を行うことで、DOE の作業量が増え、結果的に諸手続き費用の増加につながってしまう。このため、事業者が DOE の要求事項を事前に把握し、対応することで余剰費用を縮減することができる。
事業実施において利害関係者の反対などにより、速やかな CDM 事業進行が危惧される場合。	周辺住民と成熟した関係構築：早い段階で周辺住民に対して事業内容を説明した上で事業への協力を要請することが必要である。これを軽視すると、住民との関係が劣悪となり、訴訟に発展することも懸念される。ワークショップ交渉費出費が見込まれるが、訴訟や問題を事前回避できる利点より総合的に費用縮減が期待される。
諸手続き費用全般を縮減したい場合。	ローカルの活用：ローカルスタッフやコンサルタントを積極的に活用することで費用縮減が期待される。本件は DOE についても同様の点が指摘できる。

## (2) 諸手続き費用以外の縮減策

また、諸手続き費用以外として CDM プロジェクトの計画、モニタリング項目の選定、PDD 作成作業の再考などによっても CDM 適用に掛かるコストを縮減することが期待される。

問題	縮減策
類似 CDM 候補案件があるが、個々の GHG 排出削減量が小さく、CDM 適用による収支バランスが悪い場合。	バンドリングの実施：小規模 CDM の特長的なルールとして、複数/類似 CDM 案件のバンドリングが許可されている。バンドリングの活用如何で諸手続き費用を軽減させることが期待できる。
CDM 候補案件として諸手続き費用以外で余剰な作業量を軽減したい場合。	小規模 CDM を実施する：小規模 CDM の特長である諸作業の省略(承認方法論の適用、validation 期間の短縮など)を活用することで作業軽減が図れ、費用縮減が期待される。
	モニタリングにおけるデフォルト値の積極的活用：IPCCC 値など承認されている数値を積極的に活用することで、モニタリングにおける面倒な作業を割愛することができ、費用縮減につながる。
	承認済み方法論を活用する：既に承認された方法論は、validation の時間や経費を削減する点で非常に有望であり、費用縮減を期待することができる。

## 4.9 環境影響評価

### 4.9.1 概要

本プロジェクトは、ラオス国における開発プロジェクトであるためラオス国内の環境影響評価制度に基づき手続きを実施する必要がある。また、本プロジェクトは JICA の開発調査であるため、JICA 環境社会配慮ガイドライン(2004年4月制定)に準じる必要がある。

第 4.6.2 章および第 4.6.3 章にラオス国の環境影響評価制度と JICA 環境社会配慮ガイドラインの概要をそれぞれ示した。

### 4.9.2 ラオス国の環境影響評価制度

#### (1) ラオス国における環境影響評価に関する法制度

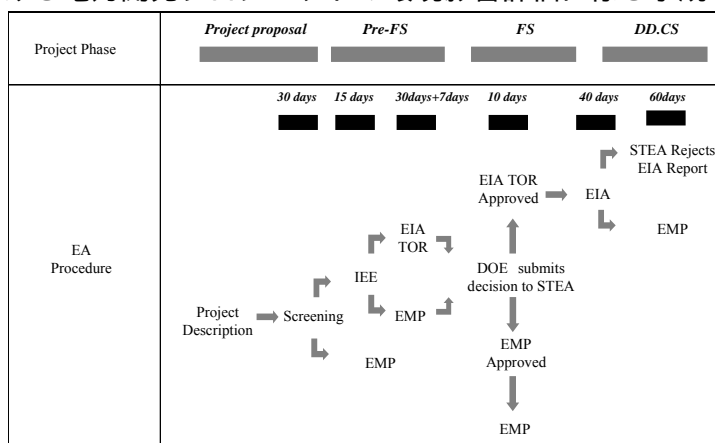
以下にラオス国における電力プロジェクトの環境影響評価で遵守すべき法律やガイドラインをまとめた。

ラオス国における電力開発プロジェクトの環境影響評価に係る法律及びガイドライン

番号	名称	施行日
1	電力法	1997年4月
2	環境保護法	1999年4月
3	環境保護法の施行に関する法令	1999年4月
4	ラオス国における環境アセスメント関連規則	2000年10月
5	ラオス国における電力開発プロジェクトの環境アセスメント施行規則	2001年11月
6	電力プロジェクト環境管理基準	2003年6月
7	電力セクター環境指針	2001年10月
8	森林法	1996年10月
9	土地法	1997年4月
10	道路法	1999年4月
11	水資源法	1997年10月

#### (2) 手続きの流れ

「ラオス国における電力開発プロジェクトの環境アセスメント施行規則」(2001年11月)によると、同国における電力開発プロジェクトの環境影響評価に係る手続きは以下の通り。



ラオス国における電力開発プロジェクトの環境影響評価に係る手続き

### 4.9.3 JICA 環境社会配慮ガイドライン

JICA 環境社会配慮ガイドラインでは、各プロジェクトは下表に示すとおり、3つのカテゴリに分類される。また、開発調査(マスタープラン段階)で A もしくは B に分類分けされたプロジェクトの環境配慮の概要を以下に抜粋して示した。

JICA 環境社会配慮ガイドラインにおけるプロジェクトカテゴリ

カテゴリ	プロジェクト
A	環境や社会への重大で望ましくない影響のある可能性を持つようなプロジェクトはカテゴリ A に分類される。また、影響が複雑であったり、先例がなく影響の予測が困難であるような場合、影響範囲が大きかったり影響が不可逆的である場合もカテゴリ A に分類される。さらに、相手国政府等が定めた環境に関連する法令や基準等で詳細な環境影響評価の実施が必要となるプロジェクトはカテゴリ A に分類される。影響は、物理的工事が行われるサイトや施設の領域を超えた範囲に及びうる。カテゴリ A には、原則として、影響を及ぼしやすいセクターのプロジェクト、影響を及ぼしやすい特性を持つプロジェクト及び影響を受けやすい地域あるいはその近傍に立地するプロジェクトが含まれる。
B	環境や社会への望ましくない影響が、カテゴリ A に比して小さいと考えられる協力事業はカテゴリ B に分類される。一般的に、影響はサイトそのものには及ばず、不可逆的影響は少なく、通常の方策で対応できると考えられる。
C	環境や社会への望ましくない影響が最小限かあるいはほとんどないと考えられる協力事業。

出典：JICA 環境社会配慮ガイドライン

#### カテゴリ A 又は B と分類されたプロジェクトに対する必要環境配慮調査の概要

- JICA は、カテゴリ A 又は B の調査については、調査団に環境社会配慮に必要な調査団員を参加させる。
- JICA は、事前調査より広い範囲で、関連する情報の収集、現地踏査を行い、相手国政府と協議を行い、スコーピング案を作成する。
- JICA は、カテゴリ A の調査については、スコーピング案を情報公開した上で相手国政府と共同で現地ステークホルダーと協議を行い、その結果を環境社会配慮調査の TOR に反映させる。協議の内容については、プロジェクトのニーズの把握や代替案の検討についても広く含める。カテゴリ B についても必要に応じて、スコーピング案を情報公開した上で、相手国政府と共同で現地ステークホルダーとの協議を行う。
- TOR は、ニーズの把握、影響項目、調査方法、代替案の検討、スケジュール等を含むものとする。なお、戦略的環境アセスメントの考え方を反映させるよう努力する。
- JICA は、TOR に従い、IEE レベルで、プロジェクトを実施しない案を含む代替案の検討を含んだ環境社会配慮調査を相手国政府と共同で行い、その結果を適宜、調査の過程で作成する各種レポートに反映する。
- カテゴリ A の調査については、JICA は、環境社会配慮の概要検討時に情報公開した上で相手国政府と共同で現地ステークホルダーと協議を行い、その結果を反映させる。カテゴリ B についても必要に応じて、情報公開した上で相手国政府と共同で現地ステークホルダーとの協議を行う。
- JICA は、上記を踏まえ、環境社会配慮調査結果を反映した最終報告書案を作成し、相手国政府に説明しコメントを得る。カテゴリ A の調査については、同案を情報公開するとともに、相手国政府と共同で現地ステークホルダーと協議を行い、その結果を最終報告書に反映させる。カテゴリ B についても必要に応じて、情報公開した上で相手国政府と共同で現地ステークホルダーとの協議を行う。
- JICA は、調査結果を反映した最終報告書を作成し、本ガイドラインを満たすことを確認した上で相手国政府に提出する。
- JICA は、最終報告書を完成後速やかに、ウェブサイト上、JICA 図書館と現地事務所にて情報公開する。

出典：JICA 環境社会配慮ガイドラインからの抜粋

### 4.9.4 環境影響評価の概要

#### (1) Pre-F/S 優先プロジェクトのスクリーニング

Pre-F/S を実施するプロジェクトのスクリーニング結果は下表に示すとおりである。ラオス国の環境影響評価制度に基づくスクリーニングは、プロジェクト概要書に基づき DOE が実施した結果である。なお、DOE は IEE の必要性については、大人数の住民移転が発生する

など環境社会面で重要な影響を及ぼす場合を除いては、プロジェクト規模 500kW 以上を非公式に実施の判断基準にしている。

本プロジェクトで提案された全ての Pre-F/S 対象プロジェクトについては、自然保護区にはかからず、また住民移転もないため、500kW 以下のものについては IEE の実施は不要と判断された。

また、JICA の環境社会配慮ガイドラインに基づくスクリーニングは、環境審査室が実施したカテゴリ分類分けに基づいて実施した。本プロジェクトはカテゴリ B 案件であるため、Pre-F/S に提案された全てのプロジェクトに対して IEE レベルの調査が必要と判断された。

スクリーニング結果

番号	プロジェクト名	規模 (Kw)	IEE 調査の必要性	
			Laos	JICA
1	Nam Boun2	2000-4000	○	○(B)
2	Nam Ou Neau	200	×	○(B)
3	Nam Long	2500	○	○(B)
4	Nam Gnone	500	○	○(B)
5	Nam Hat 2	120	×	○(B)
6	Nam Xeng	110	×	○(B)
7	Nam Ham 2	800-2000	○	○(B)
8	Nam Xan	80	×	○(B)
9	Nam Likna	30	×	○(B)
10	Nam Chong	50	×	○(B)
11	Nam Sim	2000-6000	○	○(B)

○：必要あり、×：必要なし

(2) 初期環境調査結果の概要

今回実施した初期環境調査結果の概要を以下に述べる。初期環境調査で実施した調査項目は以下の通りであり、Supporting Data Files(ラオス国政府提出用 Draft Report on Initial Environmental Examination、JICA 提出用 Rough Outline of Environmental and Social Considerations for Development Study (M/P or F/S))での該当箇所を併せて記載する。

初期環境調査で実施した調査項目

調査項目	報告書該当箇所	
	Draft Report on Initial Environmental Examination	Rough Outline of Environmental and Social Considerations for Development Study (M/P or F/S)
プロジェクト概要の把握	Chapter 1 Introduction	3.Outline of the Project
プロジェクト実施区域の社会・環境の状況	Chapter 4 Description of the Social Environment Chapter 5 Description of the Natural Environment	4. Overall Environmental and Social Condition on the Project Area
想定される環境影響	Chapter 6.1 Impact Matrix and EIA necessity	5. Adverse Environmental and Social Impacts
代替案評価	Chapter 3 Study of Alternatives	6.Key Impacts Identified and Mitigation
主要影響及びその軽減策	Chapter 6.2 Possible Mitigation Strategy Chapter 6.3 Environmental Management Plan	7.Analysis of Alternatives(including without project option)
パブリックコンサルテーション	Chapter 7 Public Involvement	8.Consultation

なお、各項目の結果は、Volume 5: Supporting Data Files (Part-D Draft Report on Initial Environmental Examination, Supporting Data Files Part-E Rough Outline of Environmental and Social Considerations for Development Study (M/P or F/S))に掲載する。以下にその結果の概要を記す。

No.	項目	IEE 調査結果概要
1	プロジェクトの概要	提案された全てのプロジェクトが流れ込み式の小水力発電施設であり、その規模は 30～6,000kW である。建設が必要な構造物としては、取水工、水路、発電設備、送電線、アクセス道路がある。なお、Nam Boun2 プロジェクト及び Nam Sim プロジェクトは流域変更を行う。
2	プロジェクト実施区域の社会・環境の状況	全てのプロジェクトがラオス北部 8 県の山間の森林地帯に位置し、プロジェクトサイト周辺には少数民族の村が多数存在する。ただし、今回のプロジェクトによる住民移転は発生しない。また、プロジェクト実施区域に含まれる環境保護地域はない。
3	想定される環境影響	各プロジェクトで想定される環境影響は異なるが、今回提案された小水力プロジェクトで留意すべき環境影響としては、下流の水利用への影響(灌漑、滝観光等)、水生生物への影響、掘削土の発生が挙げられる。
4	代替案評価	4 つのオプションを各評価項目に基づき定性的に評価した。評価結果は下表に示すとおりである。

代替案評価結果

評価項目	小水力	代替案		
		ディーゼル発電	太陽光	プロジェクトなし
環境へのインパクト	C	C	B	A
建設費	C	B	B	-
運転費用	B	C	A	-
MW あたりのプロジェクトコスト	A	B	C	-
電力発生量	A	A	C	-
国内資源の有効利用	A	B	B	C
電化率の向上への貢献度	A	A	B	C

- A : 環境への負荷無し、コスト低、大発生量、国内資源の有効利用度大、貢献度大
- B : 多少の環境負荷あり、コスト中、中発生量、国内資源の有効利用度中、貢献度中
- C : 環境への負荷あり、コスト高、低発生量、国内資源の有効利用度小、貢献度小
- : コストゼロ、発生量ゼロ

ディーゼル発電は小水力発電の代替案と考えられる。しかし、ディーゼル発電のコストは原油の高騰により小水力に比べて多少高くなってきている。また、原油を国内資源に持たないため、今回は採用しなかった。

太陽光発電は環境への負荷は小水力に比べて小さいが、電力発生量が 20-40W と極めて小さい。本プロジェクトの目的は郡センターの電化率の向上であり、全てを太陽光で賄うとプロジェクトコストが高くなるため採用しなかった。

プロジェクトを実施しないゼロオプションは環境への負荷はゼロであるが、地方電化率の向上には寄与しないため採用しなかった。

(i) 主要影響及びその軽減策

各プロジェクトで想定される環境影響は異なるため、その軽減策もプロジェクト毎に異なるが、主な軽減策は下記の通り。

下流の水利用の影響(灌漑、滝観光等)については、灌漑や滝観光用の維持流量の放流で対応

する。水生生物への影響については、汚濁水の処理で、また、掘削土の発生については、発生土の適切な処理処分を実施することでその影響を軽減することを計画している。

(ii) 環境管理計画

提言した軽減策の効果をモニタリングするために、環境管理計画を提言している。主な環境管理計画の項目は下記の通り。

水生生物への影響を軽減するために提言した汚濁水の処理の効果をモニタリングするために、(1)処理の実施の有無の検査、(2)年1回程度の水質調査の実施を計画している。

(iii) パブリックコンサルテーション

プロジェクトのステークホルダーにプロジェクトの概要とその環境影響を説明し、彼らの意見を聞くために、ワークショップをビエンチャン市の EDL ホールで 2 回、ルアンプラバンの市庁大講堂で 1 回実施した。。参加者は DOE、北部各県の役員及びその他の関係者である。ワークショップの概要は以下の通りである。

なお、ラオス政府に対しては、JICA 環境ガイドラインに沿って、Pre-F/S 調査を実施した 11 件のプロジェクトに関する実際に影響を受ける地域住民との協議を出来るだけ早期に実施するよう要望する。

環境調査に係るワークショップの概要

項目	第1回ワークショップ	第2回ワークショップ	第3回ワークショップ
日程	2004年3月4-6日	2005年3月7日	2005年11月2-3日
場所	ビエンチャン市 EDL 大ホール	ビエンチャン市 EDL 大ホール	ルアンプラバン市庁大講堂
参加者	約 80 名： 中央政府職員、北部各県職員、EDL 支局員、国際協力機関職員(JICA、アジア開発銀行、世界銀行等)、その他関係者	約 70 名： 中央政府職員、北部各県職員、EDL 支局員、国際協力機関職員(JICA、世界銀行等)、その他関係者	約 100 名： 中央政府職員、北部各県職員、EDL 支局員、国際協力機関職員(JICA、アジア開発銀行、世界銀行等)、その他関係者
説明内容	プロジェクトの概要、ラオス国における環境アセスメントの流れ、想定される環境社会影響、初期環境調査の手法論	初期環境調査の結果	プロジェクト初期段階における環境調査の重要性

## 第5章 小水力キャパシティ・ビルディングの実施

### 5.1 概要

#### 5.1.1 キャパシティ・ビルディングの背景と対象

ラオス国の村落電化に係る技術移転の背景として、2020年までに全国の電化率を90%に引き上げ、国民の80%以上が居住する農山村部の貧困削減、生活水準の向上を図るといった電化目標がある。同国全体の電化率は約36%、農山村部で約20%であるが、最も電化の遅れている本調査対象北部8県(61郡、約5,000村落、約272,000世帯)では、約15%程度にとどまる。

系統送電線によらない地方電化の担当部署であるDOEでは、水力担当部署が8年前に設立され、独自の小水力発電計画立案、灌漑貯水池を利用した水力発電計画、IPP事業から委託された水文観測の実施などを行っている。しかし、その能力は依然十分とは言えず、今後DOEが中心となってマイクロおよび小水力を電源とした地方電化の普及を促進させるためには当分野におけるDOE職員の能力向上が不可欠である。また、ラオス側からもキャパシティ・ビルディングの実施を強く要請されている。

一方、効率的な地方電化の実現にはPDIHが主導的な役割を担うべきであるが、PDIH職員が有する小水力発電に対する理解は初歩的な状況であった。

このような背景をもって本調査では、小水力発電計画策定に関するカウンターパートのキャパシティ・ビルディングがひとつの重要な目的として位置づけられた。

なお、本調査における技術移転の対象は、(1)DOE職員、(2)PDIH職員とした。

#### 5.1.2 技術移転の方針と手法

##### (1) キャパシティ・ビルディングの基本方針

技術移転とは、技術習得の場があり、その中で移転される側が相当の自助努力をしない限り達成できないのが現実である。本調査では、ラオス側自身がキャパシティ・ビルディングに積極的に取り組む姿勢を示しており、また、トレーニングはレクチャー形式と実際の小水力計画業務を通じてOJT(On-the-job)で行う方法が採用されているので、キャパシティ・ビルディングの基本要件は整っていた。

(2) キャパシティー・ビルディングの手法

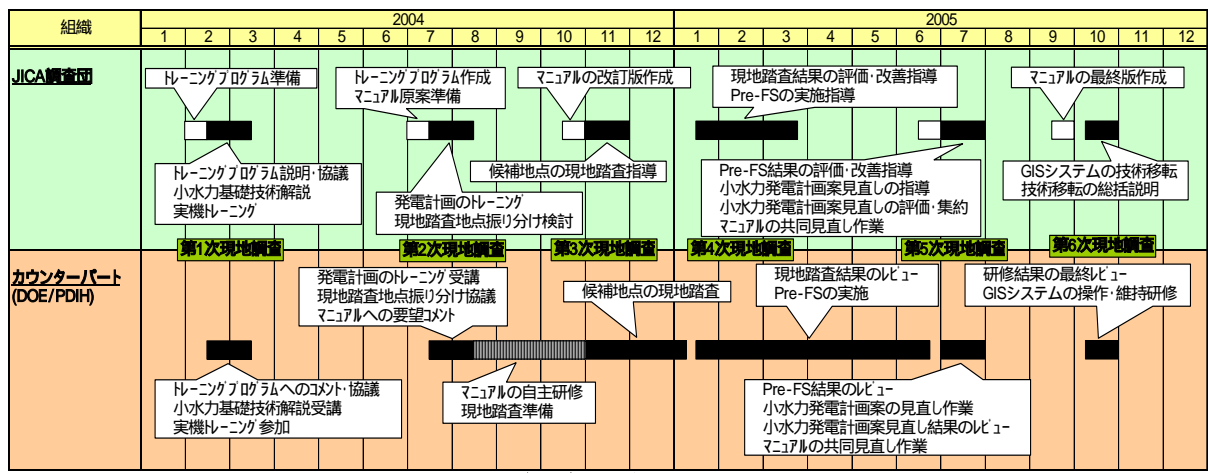
本調査で実施されるキャパシティー・ビルディングはレクチャー形式のものと OJT 方式ものに大別される。前者にはレクチャーやワークショップが含まれ、主に PDIH 職員を対象としている。一方、後者は現地踏査や計画・設計といった一連の Pre-F/S を通じた技術移転を指すものであり、主に DOE 職員に対するキャパシティー・ビルディングがこれに該当する。また、DOE および PDIH の両者を対象とした本邦国内カウンターパート研修を 2 度実施しており、本邦のマイクロ水力の実績視察や講義を通じて能力向上が図られた。

さらに、カウンターパートが習得した技術・知識を本調査終了後にも活用できるように「小水力マニュアル」を作成するとともに、簡易プログラムなどの種々のツールを準備した。

5.1.3 技術移転の実施体制と工程

キャパシティー・ビルディングの研修・指導は、主としてピエンチャン市内の DOE 内会議室において行った。研修計画担当団員を中心にカウンターパートを指導したが、小水力発電計画担当団員をはじめ各技術分野の担当団員が必要に応じて指導を補佐した。カウンターパート側の構成員は、DOE の技術者に加えて、北部 8 県から各 2 名ずつ事前に担当者として任命された PDIH 技術者である。また、現地踏査の際には、小水力発電計画候補地点の当該県の PDIH カウンターパートが必ず参加した。

キャパシティー・ビルディングにおける調査団とカウンターパートの役割分担と作業工程を下図に示す。



キャパシティー・ビルディングの役割分担・実施工程

5.1.4 技術移転計画

本調査で実施した技術移転の内容を、次頁の表にまとめた。



技術移転内容リスト

項目	実施時期	目的・内容	技術移転方法	評価方法
1 北部5県PDIH訪問	第1次現地調査	PDIHの訪問による現状把握(組織、県実施の電化計画、技術等)し、研修プログラム立案	質問表によるアンケート実施	アンケート集計、トレーニングプログラムへの反映
2 第1回ワークショップ(プレゼンテーション)	第1次現地調査	調査概要スケジュールの説明、MIH/EDL/NGD各機関のプレゼンテーションによる政府側電化目標の明確化と伝達、PDIHの各県の現状発表、技術移転ニーズの把握	各PDIH代表による発表(ラオ語同時通訳)、技術移転要望アンケートの実施	アンケート集計、発表内容の議事録の記録と分析
3 第1回ワークショップ(水力発電現場見学)	第1次現地調査	Nam Mang3 水力発電建設サイト見学による、施設・土木構造物の把握	サイト見学	昼食時・帰路におけるインタビュー
4 トレーニングプログラムに関する協議	第1次現地調査	トレーニングプログラム協議による現状と問題の把握、プログラム作成手法の習得	ワークショップにおける協議、アンケートの実施と集計	ワークショップ議事録の記録、アンケート結果の分析
5 資機材調達	第1次現地調査	資機材及びOA機器の設置	資機材の仕様検討における協議、OA設備(LAN)の共同設置	-
6 量水標の設置	第2次現地調査前	DOEからPDIHへの河川流量観測方法の技術移転	MW級候補サイトへのDOE/PDIH共同での量水標の設置、必要な資材は現地調達。	第3次・第4次現地調査時に量水標確認、収集データの確認
7 トレーニングプログラムの作成	第1次国内作業	トレーニングプログラムの作成	第1次現地調査で合意した内容に基づくトレーニングプログラムの作成	第2次現地調査時にDOEに確認
8 小水力発電計画マニュアル原案の準備	第1次国内作業	小水力発電計画マニュアル原案の作成、マニュアル原案をレクチャー資料に使用予定	-	第2次現地調査時にDOEと内容について協議
9 小水力発電基礎事項のトレーニング	第2次現地調査～第3次現地調査	講義資料を用いたDOE/PDIHへの小水力計画手法の発電基礎トレーニング	講義と演習の組合せ、カウンターパートが作業を行い講師が指導する演習形式、講義はパワーポイントでDOEが通訳。講義資料は事前にラオ後に翻訳。	トレーニング・マニュアル内容に関する質疑応答及びコメント収集、第3次現地調査の現地踏査開始時に、調査団が直接理解度を確認
10 現地調査対象となる小水力発電候補地点の選定	第2次現地調査	小水力発電計画の妥当性を評価するための現地踏査実施地点の選定	24地点候補中18地点を現地調査時に行い、残り6地点をDOE/PDIHが独自に実施できるため取水・導水・発電などが類似した地点の現地踏査を、OJT方式で実践。	カウンターパートが主体的に実施するPre-F/Sを確認し評価
11 現地調査の実施	第3次現地調査～第4次現地調査	選定された小水力発電候補地点の現地踏査実施。計画地点の状況、河川流量、地形、地質、灌漑その他の水資源の利用状況、道路アクセスなどの状況把握と確認と妥当性を確認評価する。	DOE/担当及びPDIHの現地調査への参加。流量測定方法、既得利水調査方法、落差推定方法、構造物位置の選定方法、環境配慮の理解。調査団の立ち入りできない2県についてはDOE/PDIHが独自に実施。	小水力地点の現地踏査の結果を報告書に整理。独自に実施した上記4県(8地点)の現地踏査の記録・データ・写真・図面等をレビューし、評価。
12 Pre-FSの実施	第4次現地調査	地形測量・流量観測、気象・水文解析、最適電源供給計画、発電計画、概略設計、経済・財務分析、予備的環境影響評価等の実施。	調査団が行うPre-FSの各作業にカウンターパートを参画、それぞれの専門家の指導の下における実務を研修。DOE/PDIHの現地調査同行、地形測量や流量観測の実践経験。一連の流れと具体的な方法の習得。	カウンターパート主体のPre-FSの確認により評価
13 Pre-FS結果の評価	第5次現地調査	カウンターパート主体によるPre-FSの発電計画の基本思想、技術検討結果、図面・計算、報告書記述内容等レビュー・評価	調査団が行ったPre-FSとの比較、成果の評価と改善点の指摘、今後のレベルアップのための指導と支援	第4回レクチャーにおいて確認
14 小水力発電計画マニュアルの見直し	第5次現地調査	JICA調査団とDOEが共同でマニュアルを見直し、修正。	ラオス語への翻訳作業をDOEと協力して開始。小水力発電運転保守マニュアルの作成。ラオス国の特殊性を考慮した上で要点をまとめる。	第2回ワークショップにおいて確認
15 GISシステムにかかる技術移転	第2次現地調査～第6次現地調査	カウンターパートに有効的な活用方法に関する技術移転	GISシステムのデータの見直し、操作マニュアル等によりシステムの維持技術移転。必要に応じ技術講習会等を開催。	実操作、課題の作成、出力テスト、Pre-FSやワークショップ発表のプレゼン資料作り

## 5.2 DOE/PDIH レクチャーによるキャパシティ・ビルディング

### 5.2.1 概要

DOE/PDIH レクチャーと称される一連の講義は主に PDIH 職員を対象とし、小水力発電計画に必要とされる基本的な技術・ノウハウを習得してもらうことを目的とした。本調査で対象とするラオス北部 8 県から各 2 名ずつ合計 16 名を招聘し、ビエンチャンの DOE 会議室にてレクチャーは実施された。

同レクチャーは DOE 職員も対象としているが、DOE 職員はレクチャー資料の翻訳およびレクチャーの通訳などを担当するため講師(Trainer)の役割が求められた。但し、レクチャー内容に対する DOE 職員の知識が必ずしも十分でないことから、レクチャーを担当する調査団員が DOE 職員に対して事前に Trainer Training を実施し、これによって DOE の能力向上も図った。

### 5.2.2 レクチャー内容

#### (1) レクチャーの工程と内容

DOE/PDIH レクチャーは 2004 年 7 月、2005 年 3 月及び 2005 年 7 月に実施した。以下にレクチャーの工程と内容を記す。

レクチャーの工程と内容

Name of Course	Period	Date	Lecture Contents	
			AM	PM
DOE/PDIH Training 1	Jul 5-9, 2004	Jul 5	Introduction, Outline of M/P,	Explanation on Candidate Sites
		Jul 6	Hydrological Analysis	Hydrological Analysis
		Jul 7	Hydrological Analysis	Hydrological Analysis
		Jul 8	Power Demand Forecast,	Hydropower Planning
		Jul 9	Hydropower Planning	Map Study Exercise
DOE/PDIH Training 2	Jul 19-23, 2004	Jul 19	Topographic Map Reading	Map Study Exercise
		Jul 20	Demand Forecast	Design of Generating Equipment
		Jul 21	Visit to Nam Ngum HPP	Visit to Nam Ngum HPP
		Jul 22	Lao Electric Power Technical Standards	Tariff System
		Jul 23	Summary	Q&A, Questionnaire
DOE/PDIH Training 3	Mar 1-5 2005	Mar 1	Review of Site Recon Results	Hydropower Planning, Survey Exercise
		Mar 2	Design of Civil Structures	Cost Estimate of Civil and E&M
		Mar 3	Operation & Maintenance	Economic/Financial Analysis
		Mar 4	Discussion on M/P at Provincial Level	Summary, Q&A, Questionnaire
		Mar 5	Visit to EDL Training center	Visit to EDL Training center
DOE/PDIH Training 4	Jul 18-22, 2005	Jul 18	Review of Small Hydropower Planning	Financial and Economical Analysis
		Jul 19	GIS Exercise	GIS Exercise
		Jul 20	GIS Exercise	GIS Exercise
		Jul 21	Outline of CDM	CDM Procedure
		Jul 22	CDM Application on JICA Study	Sample of CDM Study

## (2) レクチャーの進め方

まず、レクチャーに先立って調査団は、受講する PDIH 職員の能力および必要とされる技術・技能を把握し効果的なレクチャーを実施するために Training Needs Analysis を実施した。具体的には、2004 年 2 月に北部 5 県の PDIH を訪問した際に職員の能力・経験・業務内容に係る質問票を記入してもらい、その結果を基にレクチャー内容を検討した。さらに、後述する第 1 回ワークショップ(2004 年 3 月 4~5 日)でも実施したアンケート結果を基に PDIH 職員が必要とするスキルを効率的に習得できるようなプログラムを作成し、DOE の同意を得た。アンケートの結果については第 5.3 章を参照されたい。

レクチャーで使用される教材は 2004 年 6 月に作成された小水力発電計画マニュアルであるが、Microsoft Power Point を活用して平易な表現による分かり易い講義を心掛けた。また、一方的な講義だけでなく、数多くの演習を用意するとともに、既存水力発電所見学や屋外実習を実施することにより PDIH 職員の効果的なスキル習得を目指した。なお、配布資料は極力ラオス語に翻訳し、講義に際しては DOE 職員が通訳を務めた。

また、レクチャーやマニュアルの内容に関するコメントや要望は常に聴取し、次回のレクチャーの研修方法にフィードバックさせるとともに、マニュアル改訂の際の参考とした。さらに、レクチャー終了後には研修評価として調査団が直接理解度を確認し記録した。

### 5.2.3 レクチャーの結果

2004 年 7 月から 2005 年 7 月にかけて実施した、合計 4 回に渡るレクチャー内容は、研修生側の評判もよく、また積極的な質疑応答や自分の県での小水力発電にかんする問題点の提起など、活発な議論が交わされた。マップスタディー・計画・設計・積算・経済財務分析という一連の流れをレクチャーを実施する中で、研修生の意見や要望を聞きながらレクチャー内容を調整しながら実施したことも、最後まで研修生の興味をひきつけることが出来た要因の一つと考えられる。各 PDIH から 2 名ずつの参加があった。計 4 回のレクチャーに同じ職員が参加できるか危ぶまれたが、殆どの県から特定の 2 名が参加できた結果となった。

これら一連のレクチャーは PDIH だけでなく DOE にも極めて好評であった。他のドナーもこのように長期にわたり水力発電に関する項目を網羅した研修は初めてのことであり、第 1 回から第 3 回までのレクチャーにおいて、引き続き実施して欲しい旨の意見が寄せられた。また、レクチャーの一環として訪問した EDL のトレーニングセンターは、土木、機会、電気に関する実践的な知識を得られる施設であることが確認でき、非常に充実した内容になった。計画面を教えていない同センターは、我々の計画手法に興味を持ち、2 名が研修に参加した。今後とも、EDL トレーニングセンターと協力して研修を続けたい。

今後とも、小水力発電に関する開発意識および計画に対する判断力を DOE のみならず PDIH も含めたラオス国技術者に持ち続けてもらうために、レクチャー内容の実務での使用を継続してもらうことを推奨する。

## 5.3 ワークショップを通じたキャパシテイ・ビルディング

### 5.3.1 概要

ワークショップの目的は、本調査の内容および進捗を、ラオス政府機関、EDL、ADB、WBなどの関係者に周知・共有し、フィードバックを得ることであるが、カウンターパートのキャパシテイ・ビルディングの要素も含んでいた。具体的には、PDIH 職員による各県の電化事情に係る発表や DOE による Pre-F/S の報告発表などカウンターパートの理解を高めると同時に経験を高める試みや、ワークショップ期間を利用して実施した PDIH の能力調査および水力発電に対する理解力向上に資する既設水力発電所の見学などであった。

以下にそれぞれのワークショップにおけるキャパシテイ・ビルディングについて記述する。

### 5.3.2 第1回ワークショップ(2004年3月)

#### プレゼンテーション及びディスカッション

第1回ワークショップは、DOE、北部8県 PDIH および関係機関を招いて2004年3月4日～5日の二日間に亘って EDL ホールで開催された。英語力が不足している PDIH 職員に配慮してワークショップでは同時通訳をたて、Power Point による発表も英語とラオス語を同時に2つのスクリーンに映写した。

ワークショップでは以下の発表が行われた。

- MIH/DOE 活動内容の紹介 (発表者：DOE 職員)
- 既設送電線網と延伸計画の説明 (発表者：EDL 職員)
- 調査内容、キャパシテイ・ビルディング、電力政策と組織、小水力発電計画、地方電化における経済・財務上の問題、経済社会調査プロセス、環境問題の説明 (発表者：調査団員)
- 北部8県の電力事情に関する報告 (発表者：各県 PDIH 職員)
- メコン GIS とデータベースの紹介 (発表者：NGD)

その後、地方電化にかかるディスカッションが活発に行われ、本調査のスローガン”Large Hydro for the Country, Small Hydro for the People”、「大水力は国家発展のために、そして小水力は生活向上のために」を提示した。JICA 開発調査で実施し、現在水力 IPP として日本工営が推進している「ナムニアップ第1水力発電計画」のような輸出・外貨獲得用の大水力と、貧困削減と地域開発に寄与する本調査が対象とする小水力を、共に開発していくラオス国の方針を盛り込んだ。

*Large Hydro for the  
Country  
together with  
Small Hydro for the  
People*



DOEによるラオス語のプレゼンテーション  
(2004年3月4日)



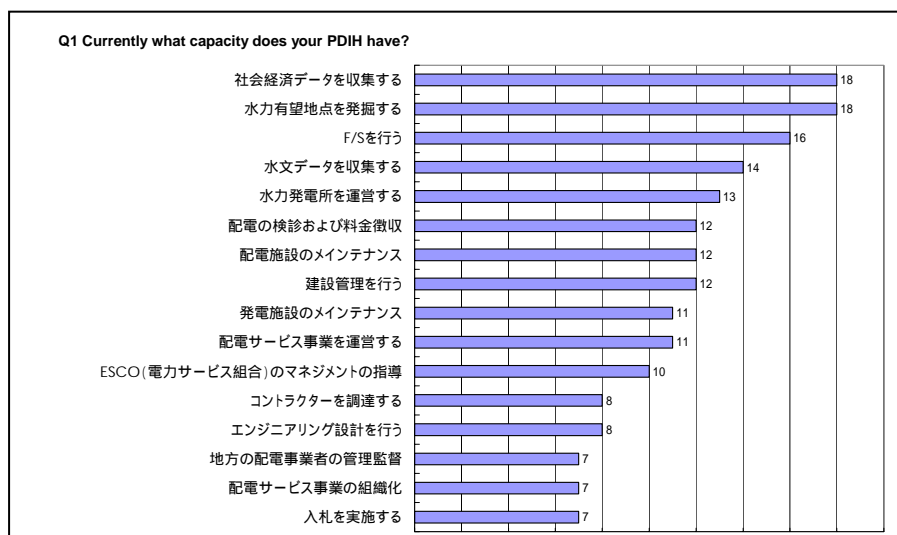
ワークショップ参加者全体写真  
(2004年3月5日)

### Training Needs Analysis (TNA)

キャパシティ・ビルディングの一環として重要な位置づけにある PDIH 職員に対するレクチャーの内容を確定するためにワークショップにおいて Training Needs Analysis(TNA)用のアンケート調査を実施した。ここでは、PDIH が 現在何をできるか、どんな技術移転を必要としているかという2つの項目について質問し、20名の回答を受領した。

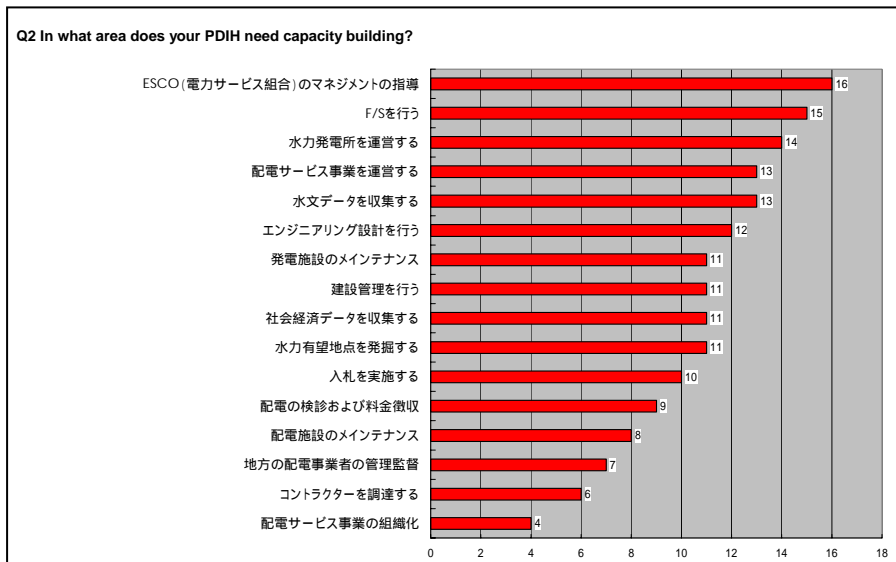
PDIH の保有する技術・技能について問うた第一問に対して、最も技能を有している項目として水文調査と社会経済調査が挙げられた。但し、回答者が質問を「支援の必要な項目」と勘違いした可能性があるため、この結果は若干割り引いて考える必要がある。

#### 第1問の回答分析



第二問は今後キャパシティ・ビルディングが必要な分野について質問し、ESCO(電力サービス組合)の運営指導、発電所のマネジメント、配電サービス事業の運営と実際のマネジメント能力の強化に高い関心が示された。一方、ESCO の組織化については比較的要望が低く、村民の電力事業に向けて事業を組織化することは問題ないが、事業をいかに継続していくかが問題となっている状況がうかがえる。

第2問の回答分析



なお、調査団はワークショップ開催前に TNA の一環として北部 5 県の PDIH 訪問を行っており、その場において質問票を配布し、回答を用意する過程で、各 PDIH の現状認識力を高めた。質問票は、代表者名、PDIH 人数、電気技術者数、土木技術者数、他のスタッフ数、英語理解者数、現在計画中の水力発電、本調査の計画参加意思、電化計画、群ごとの面積、村数、人口、世帯数、電力供給の現状と発電所位置・容量、電化村数、電化世帯数、EDL のオングリッド計画、PDIH 独自のオフグリッド計画、本調査のポテンシャルサイト、などを含む。事前の調査により判明している箇所は、調査団が記入し、他の箇所について PDIH に作成を依頼、または聞き取り調査を行った。その過程で、電化計画における手法を説明した。

この質問票の内容はワークショップでも確認され、訪問できなかった県についてもワークショップ中に聞き取りを行って結果を補填し、各県 PDIH で結果を共有した。

この写真と質問票とその回答の例を、次頁の表に示す。



サイナプリ県 PDIH 訪問・ミーティング  
(2004年2月23日)



ルアンプラバン県 PDIH 訪問・ミーティング  
(2004年2月23日)

Questionnaire for PDIH of Xavabury										Date:		
1 Representative of PDIH												
2												
3 Participants for Workshop of Small Hydropower in Northern Laos												
4 Information of PDIH												
		Number of PDIH Staff			Understanding of English			Existing Measurement Works for Hydropower Project		Willingness of Measurement Works for JICA Small Hydropower Project		
i		Electrical Engineer			1							
ii		Civil Engineer			0							
iii		Other Staff			15							
iv		Total			16							
5 Existing Condition of Districts & Plan of Electrification												
District	Area (km <sup>2</sup> )	Nos. of Villages	Household	Distance from Xavabury (km)	Existing Condition of Power Supply			Number of electrified villages	Number of electrified HH	EDL (Grid) Connection Plan (by 2010)	PDH Plan (Off-Grid)	Candidate of Small Hydropower Plan of JICA
i	Xayabury	3,153	112	11,347	Diesel (2x400kW) in 1990 (Tariff 1,800 kip/kWh) After connection with Grid, Diesel is kept for standby for event EDL TL 115kV 192km from Louangphrabang in 2003 May At connection tariff was 50,000kip/HH and later EDL tariff			44	4,339			Nam Houag (650kW) Nam Met (1.8MW)
ii	Khorb	698	33	3,146	Diesel (20kW) in 1993-2000 ( Because of TL system, cost of diesel, old generator) TL from Thailand is under construction and will be completed in May 2004. TL is constructed by PPA between EGAT and EDL.			21	1,270			
iii	Hongsa	1,605	59	4,282	Diesel (50kW) in 1993 New diesel (155kW) in 1997 22kV TL from Thailand was connected in Sep. 2003.			7	544			Nam Keut (1.2MW), Nam Ngeun 1 Nam Ngeun 2, Nam Khop Nam Yang Resettlement matter should be considered in detail
iv	Ngeun	728	29	2,468	Diesel (44kW) in 1994-2000 (Tariff 7,000 kip/20W lamp-month) Electricity from Thailand from Feb. 2001 Control of EDL with EDL tariff			19	1,214		Nam Oun at Phadeng village	
v	Xienghone	1,187	57	4,702	Diesel (50kW) from 1994 to 2000 (5,000 kip/20W lamp-month) 22kV TL from Thailand will be extended from M. Khop by EDL at end of 2004			20	1,800			
vi	Phiang	2,970	60	7,788	Diesel (192kW) from 1989 to 2003 (stopped due to generator problem) (Tariff 4,000 kip/20W lamp-month) 22kV TL from Xayabury by EDL PTD 1 to Ban KM18 from center of Phiang dis. in Dec. 2003			22	2,460			
vii	Paklai	1,865	77	10,552	Diesel (250kW) 1994 - 1997 New Diesel (155kW) 1997- 2000 (Tariff 6,000 kip/20W lamp-month) EDL 22 kV TL from Kenthao dis. was connected in June 1998 by EDL			18	1,896	PTD 3 - 115 kV		Nam Lay (1.2 MW), Nam Fhoum (650kW) Nam Gnam (kW), Nma Gnam (kW)
viii	Kenethao	1,265	58	7,076	Electricity from Thailand in June 1997 Transformer of EDL.: 650kVA - 1, 100kVA - 4, 50kVA - 5			32	2,803			
ix	Botene	1,001	32	3,496	Nam Ham Micro Hydropower in 1992 (2x90kW) was made by province finance and stopped in 1998 because of TL connection (Tariff 100 kip/kWh : province decided on the basis of subsidy) TL from Kenthao dis. was connected in Dec. 1998			24	1,304			Nam Ham 2 (2-3MW)
x	Tongmixai	1,050	16	1,542	Diesel (20kW) in 1996 for 2 months because of machine trouble TL from Paklay dis. In July 2003			9	490			
Total	15,522	533	56,399	316,390				216	18,120			
6 Remarks												
Solar home system is supported by private company. Districts of Hong Sa, M. Ngeun, Parklai, Kenthao, Botene and Thongmixay were connected with 22 kV TL from Thailand. EDL loss 300 million kip/month due to high import cost and lower tariff in Laos. According to PDIH opinion, the hydropower development inside NBCA is not allowed. There are two alternatives which are Paklay - Xainabouri by 2008 and Paklay - Non hai by 2005. EDL is negotiating regarding these two alternatives with Chinese investor, and												

質問表と回答例(サイナブリ県)

水力発電所建設現場見学

第1回レクチャーに先立って実施された第1回ワークショップでは、その直後に実施される小水力発電に係る講義を円滑に進めるため、PDIH 職員の水力発電に対する理解を促す水力発電所建設現場見学を実施した。見学先として選ばれたのはビエンチャン郊外にある、工事進捗率 60%(当時)のナンマン第3水力発電所(3万 kW、2005年1月竣工)である。現場事務所による設計と設備の概略の紹介を受けた後、取水口、メインダム、サドルダムなど、建設中の構造物を教材として調査・計画の要点の説明を行った。また、住民移転の生じた周辺村落を訪問し、住民移転の配慮事項について事例を視察した。



水没予定地の水位ゲージと移転村の見学・インタビュー (2004年3月5日)



Nam Mang 3 サイト見学  
メインダムの建設地(2004年3月5日)

### 5.3.3 第2回ワークショップ(2005年3月)

第2回ワークショップは、第1回同様、DOE、北部8県 PDIH および関係機関を招いて2005年3月7日に EDL ホールで開催された。同ワークショップのテーマは調査活動の中間報告であり、マスタープランおよび Pre-F/S の進捗について DOE と調査団が発表した。DOE 職員は自らが実施中である Pre-F/S を、調査団の支援のもと、取り纏め発表することによって小水力発電計画・設計の実務に対する認識を深めた。

一方で、PDIH 職員による発表はなかったが、特にマスタープラン素案や出身県の Pre-F/S 案件の計画および予備的環境影響評価(IEE)について真剣に聴講していた。また、一連の発表の後に行われたディスカッションにおいては、出身県の電力事情や既設小水力発電所の問題点などにつき PDIH の発言があった。

### 5.3.4 第3回ワークショップ(2005年11月)

第3回ワークショップは、DOE、各県の PDIH、国際援助機関、地方電化事業へ関心を持つ民間企業などの関係機関を招いて2005年11月2日から3日の2日間にわたり、北部8県の主要都市であるルアンプラバン市の県庁大講堂で開催された。ワークショップでは、調査団員及び DOE による調査結果の発表だけでなく、あらたな試みとしてパネルディスカッションを行い、持続的且つ住民参加を前提とした地方電化の必要性を確認し、小水力発電による地方電化に限定した基金の設立が急務との結論を得た。パネリストは、MIH 副大臣、DOE 局長、ルアンプラバン県副知事、財務省局長、外務省副局長、世銀事務所代表、JICA 専門員の7名で構成され、JICA 調査団員の司会で進行した。

最後に、MIH 副大臣から2020年90%電化達成に向けた地方電化推進スローガン宣言があり、DOE 局長からプロモーションロゴをあしらった記念旗が各 PDIH、DOE、JICA 事務所代表に手渡されて幕を閉じた。

DOE は、初日のマスタープランと Pre-F/S 結果のプレゼンテーションを受け持ち、検討結果を要領よく発表することが出来た。PDIH 職員による発表はなかったが、パネルディスカッションでの議論内容を同時通訳をとおして聞くことにより、小水力発電にかかわるファンド及び資金調達手段についての認識が向上したと思われる。また、ワークショップ期間をとおして、PDIH 職員の要望に答えて、各県の GIS マップ等をプリントし配布した。PDIH 職員は GIS マップを各県に持ち帰り、今後の電化計画作成の基礎データとしたいということであった。

## 5.4 Pre-F/S を通じたキャパシティ・ビルディング

### 5.4.1 概要

本調査における Pre-F/S および Pre-F/S 実施までの一連のプロセスには以下の業務が含まれ、



それぞれにおいてカウンターパートは OJT 方式で技術を習得した。また、詳細な理論は各レクチャーで解説されるなどバランスよく実務と講義を配置した。

Pre-F/S を通じたキャパシティ・ビルディング一覧

Task	Period	Role of Counterparts	
		DOE	PDIH
Study on Electrification Status	1 <sup>st</sup> Field	Conducted together with S/T	Provided S/T with information
Map Study	1 <sup>st</sup> Field		Exercise during Lecture No.2
Installation of Staff Gauge	2 <sup>nd</sup> Field	Conducted by DOE	Learned hydrological investigation
Site Reconnaissance	3 <sup>rd</sup> Field	Conducted together with S/T. S/T provided explanations, formats, computer programs to enhance the understanding of DOE.	Conducted together with S/T
Preparation of Site Recon Memo	3 <sup>rd</sup> Field		Presented in Lecture No.3 by S/T
Selection of Priority Pre-F/S Sites	3 <sup>rd</sup> Field		Examples used in Lecture No. 3
Pre-F/S Planning	4 <sup>th</sup> -5 <sup>th</sup> Field		
Pre-F/S Design	4 <sup>th</sup> -5 <sup>th</sup> Field		
Pre-F/S Cost Estimate	4 <sup>th</sup> -5 <sup>th</sup> Field		Presented in Lecture No. 4
Pre-F/S Economic/Financial Analysis	5 <sup>th</sup> Field		
Pre-F/S Evaluation	5 <sup>th</sup> -6 <sup>th</sup> Field		Presented in 3 <sup>rd</sup> Workshop by S/T and DOE
Pre-F/S Presentation	6 <sup>th</sup> Field		

上表に示すとおり、Pre-F/S を通じたキャパシティ・ビルディングは主に DOE 職員を対象としており、調査団員と DOE 職員は机を並べて作業し、また合同で現地踏査を実施した。

一方、DOE 職員と PDIH 職員の小水力発電に関する技術および経験には大きな隔たりがある。そのため、PDIH 職員には Pre-F/S の内容を報告し理解を促すとともに、その内容をレクチャーに組み込み基礎的な技術・技能を習得してもらうことを目的とした。

### 5.4.2 研修内容

一連の Pre-F/S 業務の各タスクにおいて実施された、もしくは実施予定であるキャパシティ・ビルディングの概要を個別に以下に示す。

#### (1) 北部 8 県・郡の電化計画の調査

調査団と DOE は 2004 年 2 月 18～24 日の日程で北部 5 県の PDIH を訪問しており、各県の電力事情および電化計画について PDIH にヒアリングを行った。調査団らが要求する情報・データから PDIH は小水力による地方電化の計画に必要なデータの種類について理解した。

第 2 次現地調査では、カウンターパート機関と、収集した郡レベルの社会経済データを、将来計画に活用するために GIS データベースにどの様に組込むかについて協議を行った。また、カウンターパート機関が、どのような体制で今後の村落社会経済のデータ更新を行うかについてこの時点で明確にさせた。かかる作業を通じて需要予測とデータ管理に関する技術移転を行った。

#### (2) マップ・スタディ

GIS を用いたマップ・スタディは調査団が中心となっており、DOE は主に既往調査の確認や

1：100,000 地形図を用いた机上調査を行った。双方の調査内容を突き合わせ、協議を重ねることによって DOE は GIS を含むマップ・スタディに係る技術・技能を習得した。

なお、これらの結果はレクチャーにて PDIH に報告されただけでなく、レクチャーの中で実際にマップ・スタディの演習を行うことにより PDIH の理解を深めた。

### (3) 量水標設置および流量観測

マップ・スタディの結果を受け、調査団と DOE の協議の結果選定した量水標設置サイトについて、DOE 職員が量水標を設置し、流量観測を実施した。この類の業務に関して DOE は豊富な経験を既に有しているため、DOE 職員が同行した PDIH 職員に対して量水標設置方法や流量観測に係るキャパシティ・ビルディングを実施した。

### (4) 現地踏査、現地踏査メモ作成および Pre-F/S 地点の選定

調査団と DOE は合同で有望地点の現地踏査を実施した。2004 年 11 月～12 月に実施した現地踏査は調査団が主体であり、DOE は OJT という形式をとって参加し、徹底した技術・技能移転によって現地踏査のノウハウを吸収することができた。

調査団は現地踏査用に以下の調査票を用意し、2 チームに分かれて実施した現地踏査の均一性を確保すると同時に、現地踏査時に収集すべき情報・データについて DOE 職員に分かりやすい形で提示した。

調査団が用意した現地踏査用フォーマット一覧

Name of Format	Contents
Hydro Checklist	A format providing items to be confirmed at site regarding the civil engineering and hydrological aspect of the reconnaissance.
Distribution and Transmission Line	A format for the investigation of distribution and transmission line route.
Environmental Impact	A brief description and checklist of possible environmental impacts due to hydropower development.
Detailed Key-Information Questionnaire	A questionnaire format aimed at collecting socio-economic information from a key-informant such as the village leader.
Simplified Key-Informant Questionnaire	Same as above, but a simplified version with only major items.
Explanation figures of Hydropower	Visual introduction to micro hydropower to be used for the explanation of the project to the district officers and the local population.
Site Recon Memo	A format to summarize all the above collected information and data from the site recon.

現地踏査ではこれらの調査票を実際に用いて、その記入方法につき DOE に説明、周知させた。この OJT の経験が奏功し、2005 年 1 月に調査団が踏査を実施できない 2 県(ホアパン県及びシェンクワン県の 3 地点)の DOE の現地踏査では必要十分な情報を収集することができた。

なお、現地踏査地点の選定の際に DOE/PDIH が単独で実施する現地踏査を円滑に実施できるように、取水・導水・発電などが類似した地点の現地踏査を OJT 方式で実践できるように配慮した。また、トレーニングで指導した事項に関する OJT、発電規模及び設備計画等において多様な発電計画のパターン(貯水池式 MW 級、流込み式 MW 級、流込み式 100kW 級など)を

DOE/PDIH に教示できることを踏まえ、DOE と也十分協議し、実施箇所を決定した。

一方で、PDIH 職員も各々の県における現地踏査に参画し、現地踏査や社会村落調査について、その手法と意図を理解した。

現地踏査の結果は、調査団が用意した現地踏査メモのフォーマットを用いて纏められた。調査団および DOE は現地で記入した調査票を基に全ての踏査地点の現地踏査メモを作成し、それらを用いて Pre-F/S 地点の選定を行った。

このように、OJT 方式でキャパシティ・ビルディングを行い、また調査票を用意することによって以後、継続的に DOE が単独で同様の調査が実施できるように配慮した。

#### (5) Pre-F/S 小水力発電計画、設計および積算

2005 年 2 月から実施中である 11 地点の Pre-F/S は、調査団と DOE の間で分配して、それぞれ 6 地点と 5 地点を担当している。

既に述べられたように調査団は DOE の小水力計画・設計能力向上に資するプログラムを複数用意しており、それらの利用方法や理論について調査団から詳細な解説を行った。

調査団が作成した Pre-F/S レベル小水力計画・設計用簡易プログラム一覧

Name of Program	Platform	Contents
Hydro Planner Module A	Microsoft Excel VBA	Hydrological analysis, power generation simulation for micro/small hydro as off-grid electrification schemes
Hydro Planner Module B	-/-	Hydrological analysis, power generation simulation for small hydro as grid schemes
Waterway Dimensions	-/-	Calculation of dimensions of major civil structures
Transmission Line	Microsoft Excel	Calculation of required quantities of transmission line, substation, etc., as well as their cost estimate
Construction Cost	Microsoft Excel VBA	Rough quantity calculation of civil structures by formulae

DOE はこれらのプログラムを実際に活用することによって Pre-F/S レベルの小水力発電計画、設計および積算にかかる技術力を高めており、簡易なプログラムながら DOE から高く評価されている。プログラムの詳細については第 4.8 章を参照されたい。

第 5 次現地調査において、カウンターパート主体で実施した 5 地点の Pre-F/S の発電計画の基本思想、技術検討結果、図面・計算、報告書記述内容などを調査団がレビューし、評価した。その結果はカウンターパート(直接の実施担当者以外も含める)に説明し、調査団が行った Pre-F/S との比較も交えながら、評価される点と改善点を指摘するなど今後のレベルアップのための指導と支援を行った。

#### (6) Pre-F/S 経済財務分析、総合評価および発表

第 5 次現地調査では引き続き Pre-F/S の計画、設計および積算を実施し、更に経済財務分析を経て総合評価が行った。これらのタスクも調査団と DOE が合同で実施し、そのプロセスを通じて更なる技術移転が実施された。

また、第3回ワークショップの場において、調査団および DOE による Pre-F/S の結果報告が実施された。

## 5.5 小水力マニュアルによるキャパシティ・ビルディング

### 5.5.1 小水力発電計画マニュアル

本調査で要求される小水力発電計画マニュアルは、技術水準の高い DOE 対象から初歩レベルの PDIH 対象まで多様である。したがって、本マニュアルは、上級者向けの本格マニュアルのパートに加えて、初級者向けの平易マニュアルのパートを別に設け、全ての利用者にとって実践的で利用価値の高いものを作成した。

小水力発電計画マニュアルは、DOE/PDIH が主体的に参加して進めた現地踏査、Pre-F/S を通じて利用され、ラオス側が今後独力で行う発電計画に活用する上で不備な点や改善すべき点、追加が必要な点が明らかになり、修正した。さらに、初級者向けの平易マニュアルのラオス語への翻訳作業を調査団が DOE と協力して実施した。

### 5.5.2 小水力運転保守マニュアル

JICA 予備調査報告書に添付された議事録(M/M)によると、キャパシティ・ビルディングの方法について DOE は、運転保守のトレーニングを含めるよう望んでいる。適切な保守管理ができないためにその機能を発揮していない発電所が多いのが現実である。ラオス側の要望に応えるため、小水力発電運転保守マニュアルを作成した。本マニュアルは、JICA ミャンマー国農村地域における再生可能エネルギー導入調査において作成されている「持続型小水力マニュアル」に基づき、ラオス国の特殊性を考慮した上で要点をまとめ作成した。

また、オフグリッド電化の上位目標として掲げる電化による村落振興を積極的に推進させるため、PDIH に対して、商業・軽工業の電力料金設定方法など、電力事業の運営計画についての研修も実施した。

## 5.6 ラオス北部小水力発電計画 GIS の技術移転

### 5.6.1 小水力発電計画 GIS

集落情報のデータ、県・郡の基礎データ、地理情報等及び小水力発電計画関連の情報を、電子データとして管理した。本 GIS データベースは、調査終了後にラオス側が独自に利用することを目的に、カウンターパートが小水力発電計画の立案・更新等の作業を効果的・効率的に行えるよう、地理情報システム(GIS)技術を活用したシステム化を実施した。これらの作業は、カウンターパートと共同で行っており、かかる GIS の技術移転が図られた。

## 5.6.2 GIS 技術講義

第4回レクチャーにおけるGIS技術講義は単なるプレゼンテーションによるものではなく、受講者自らが担当調査団員の講義を聞きながら、本件で導入した機材を操作してGISを体感するといった形式をとった。下記に示すような項目について2日間にわたり集中的に実施した。なお出力図のレイアウトは、北部8県のPDIH職員がそれぞれ自らの県を対象として作成する事とした。



- 1日目 午前：GISデータの表示方法の説明及び出力図作成を目標とした講義  
午後：作成した出力図用データの出力
- 2日目 午前：作成した出力図用データの出力(前日の続き)  
午後：既存データの修正方法の説明

出力図作成を主たる項目とした理由を以下に示す。

出力図作成は容易に成果物を手にできることから、GISを用いた作業での達成感を容易に実感することができる。

出力図において担当団員の感性を押し付けるのではなく、受講者へ自由に好きな色や地図記号を選択するように指示を出して彼ら好みのものを作成させることで、GISを用いた作業への抵抗感を軽減しつつ、GISを使うことへの楽しみや親近感を感じてもらえることができる。

各PDIHの事務所には地図が無いことから、彼ら自身で作成した出力図を事務所で使ってもらえることができる。

出力図の作成時や作成後には、各県のお互いの色使いやデータの配置等々について意見しあう様子が見受けられ、本講義の目標とした上記3項目達成できたと感じられる。



自分で作成した出力図をチェックする受講者

## 5.7 CDM セミナーの実施

### 5.7.1 概要

ラオス国カウンターパート機関に対するトレーニングの一環として、CDMの理論および小

水力発電事業への適用を主な題材として CDM セミナーを実施した。

CDM セミナー開催にあたり、工業・手工芸省電力局(DOE)、ラオス国家電力公社(EDL)、科学・技術・環境局(STEA)などへ招待状を送付することで、60 名を超える参加者にてセミナーを実施した。

### 5.7.2 セミナーの内容と質疑応答

CDM セミナーの内容は下記にしめす議事次第に示すとおりである。

#### 2005年7月21日(木)

No.	Time	Events	Person in charge
1	08:00-08:30	受付	EDL 6th Floor Hall
2	08:30-08:40	オリエンテーション	司会：Ms. Bousavanh
3	08:45-08:50	開会挨拶	荒木団長
4	08:50-09:35	地球温暖化とは？	石川団員
5	09:35-10:20	京都議定書	石川団員
6	10:20-10:50	休憩	
7	10:50-11:30	京都メカニズム	石川団員
8	11:30-11:50	日本での CDM 活動	石川団員
9	11:50-12:00	質疑応答	石川団員
10	12:00-13:30	昼食	
11	13:30-14:05	CDM とは？	石川団員
12	14:05-14:40	CDM 手続き	石川団員
13	14:40-15:10	休憩	-
14	15:10-15:40	CDM/PDD とは？	石川団員
15	15:40-15:45	CDM の現状	石川団員
16	15:45-15:55	質疑応答	石川団員
17	15:55-16:00	閉会	荒木団長

#### 2005年7月22日(金)

No.	Time	Events	Person in charge
1	08:00-08:30	受付	EDL 6th Floor Hall
2	08:30-08:40	オリエンテーション	司会：Mr. Sanhya
3	08:40-09:10	初日の復習	石川団員
4	09:10-09:50	GHG 排出量の算定	石川団員
5	09:50-10:20	休憩	-
6	10:20-10:50	ナムニアップ水力発電事業への CDM 適用	荒木団長
7	10:50-11:20	北部小水力事業への CDM 適用	片岡団員
8	11:20-11:35	CDM 適用のインセンティブ	石川団員
9	11:35-11:55	質疑応答	石川団員
10	11:55-12:00	閉会挨拶	Mr. Houmphone / DOE

CDM セミナー質疑応答(抜粋)とセミナー参加者リストを下記に示す。

#### CDM セミナーにおける質疑応答

No.	質問	回答
1	京都議定書に批准してない国は、GHG 削減を義務があるのか？	義務付けられていない。第一約束期間(2008-2012 年)までの GHG 削減が義務付けられているのは、附属書 I 国のみとなっている。
2	EU に割り当てられた 1990 年排出レベルに対する第一約束期間までの削減量(-6%)と EU 各国に割り当てられた削減量の違いは？	京都議定書では、EU 参加国 15 カ国に対して 1990 年レベルからの削減 6%がまず決定された。その後、EU の内部協議により、イギリス：-12.5%、ドイツ：-21.0%などが個々に決定された。EU 各国が割り当てられた GHG 削減を満たすことで EU 全体の目標が達せられる。

No.	質問	回答
3	京都メカニズム(CDM, JI, ET)において現時点でラオスが参加できるものは？	現段階では、クリーン開発メカニズム(CDM)のみとなっている。
4	ラオスの事業者がラオス国内で勝手に CDM 事業を実施して CER を取得し、他国 CER を売ることができるのか？	左記のような行為をユニラテラル CDM として実施することが禁止されている。通常、CDM は投資(ドナー)国とホスト国からの参加者が共同して事業実施することとしているがユニラテラルではホスト国のみになってしまう。
5	CDM 実施の際取得する政府(DNA)承認に係る費用は？ * DNA : Designated National Authority(国家指定機関)	ラオス国については、CDM 承認に係る手続きや制度が未決定である。一例として、日本では申請に係る費用はない。また参考情報として、DOE(指定運営機関)調達に係る費用は、(プロジェクト内容にもよるが)30,000USD 程度、そして CDM 理事会に PDD を提出する際の事務手数料費用が 5,000 から 15,000USD となる見込み。
6	山岳地方の住民が現在行っている焼畑や薪用伐採を中止することで CDM となるのか？	CDM とはならない。化石燃料の消費削減などと異なり、樹木は大気中の GHG(温室効果ガス)を固定する役割を行っているだけであるため、GHG 排出削減とはならない。
7	今まで承認された水力発電(方法論)は流れ込み式であるか？それとも貯水池式であるか？	全て流れ込み式となっている。現時点では、貯水池型の CDM は承認されていない。しかし大規模な GHG 削減の有効手段として貯水池型の水力発電を CDM として適用することは有意義である。
8	一度発行した排出権(CER)は失効するのか？	エネルギーセクターの CDM では、失効しない。しかしながら、植林 CDM においては独自のルールにより失効する。
9	今まで承認された方法論にはどのようなものがあるのか？	再生可能エネルギープロジェクト(バイオマス、流れ込み水力など)や、Landfill Gas 回収プロジェクトなどがある。
10	CDM プロジェクトが承認されている国は？	申請方法論(125 件)および承認方法論(22 件)の多くは、中南米、東欧、アジアからの提案プロジェクトとなっている。
11	どのように GHG の排出量を計算しているのか？	CDM プロジェクトにより、削減される化石燃料量、または代替される化石燃料量などを算出し、単位化石燃料当りの温室効果ガス排出量を乗じることで求めている。

上記以外にも、(STEА 担当者より)下水道事業や埋立地におけるメタンガス回収を CDM とするためのアプローチや、(EDL 担当者より)小水力発電事業を CDM とするための手続きなどを質問されている。

## 5.8 DOE/PDIH 国内カウンターパート研修

### 5.8.1 概要

国内カウンターパート研修は、DOE 職員および PDIH 職員のキャパシティ・ビルディングの一環として 2004 年 10 月と 2005 年 6 月に 2 回実施された。第 1 回目に実施されたカウンターパート研修はラオス国専門家カウンターパート研修と合同で実施され、DOE から 2 名および PDIH から 5 名が来日し、第 2 回目には DOE から 1 名および PDIH から 3 名が来日した。PDIH からの研修生は計 8 名であり、本調査が対象とする北部 8 県から各 1 名ずつ参加したことになる。

The Master Plan Study on Small Hydropower in Northern Laos  
CDM SEMINAR ~ Attendance List ~

As of July 22, 2005

Name	Position/Province	Organization	Signature
<b>I. DOE</b>			
1 Mr. Houmphone BULYAPHOL	Director General	MIH/DOE	
2 Mr. Chansaveng BOUNYONG	Division Chief	DOE/PSPD	
3 Mr. Khonphet XAMONTI	Engineer	DOE/PSPD	
4 Mr. Litthanoulak LASPHO	Engineer	DOE/PSPD	
5 Mr. Sanya SOMVICHIT	Engineer	DOE/PSPD	
6 Mr. Akhomdeith VONGSAY	Engineer	DOE/PSPD	
7 Mr. Khanthara SISAMOUTH	Engineer	DOE	
8 Mr. Viengsav CHANTHA	Electrical Eng.	DOE	
9 Mr. Khansing	Engineer	DOE	
10 Mr. Syvaj XAYYAVONG	Engineer	DOE	
11 Miss Santisouk PHIMPACHANH	Engineer	DOE/EMD	
12 Mr. Xayphone Bounsou	Engineer	DOE/EMD	
13 Mr. Phonepasong SITHIDEITH	Engineer	DOE/MIH	
14 Mr. Boualoum SAYSANAVONG	Engineer	DOE/MIH	
15 Mr. Thammanone NAKIVITH	Engineer	DOE/MIH	
<b>II. STEA</b>			
16 Mr. Khamphoui SIVONGXAY	Deputy Head of EDC, ERI	STEA	
17 Mr. Kadingthou SINGDALA	Technical	STEA	
18 Miss Virany SENGTHANTHR	Technical	STEA	
19 Mrs. Ammalay ALATHEP	technical	STEA	
20 Mr. Bounpone BOUAPHENG	Officer	STEA	
21 Mr. Phonexay SIMMALAVONG	STEA	STEA	
<b>III. The Other Central Government</b>			
22 Mr. Somnuk CHANTHASETH	Director of Division	DOI	
23 Mr. Souligent Visaysongdeth	Engineer	DOR, MCTPC	
24 Mr. Lamkha SAIGNASANE	Engineer	DOR, MCTPC	
25 Mr. Houphanh PHADOUANGDETH	Engineer	DOR, MCTPC	
26 Mr. Souphanh GNABANHDITH	Staff	DOR, MCTPC	
<b>IV. EDL</b>			
27 Mr. Khamphanh VANLASAY	Engineer	EDL	
28 Mr. Visien SINGHAPHANL	EWV Unit	EDL	
29 Mr. Viraphanh NANDAVONG	System	EDL	
30 Miss Daovone SONKSOUHEITH	Development	EDL	
31 Ms. Saysavanh SOVDACHANH	Development	EDL	
32 Mr. Khounphila	Engineer	EDL	
33 Mr. Keovoungvong SONLIYODEF	GMO	EDL	
34 Mr. Vanthanh KHAMCOONVILAYCONG	Dept. Mng. NNP	EDL	
35 Mr. Nounkone NANTHARATH	Dept. Mng. NM3	EDL	
36 Mr. Visien SINGHAPHANG	Env. Unit Head	EDL	
37 Ms. Maniloth	Engineer	EDL	
<b>V. The Other Organizations</b>			
38 Mr. Kheunsone PHILAVONG	Tuhnical	LNMCs	
39 Mr. Phetsamone KHANOPHET	Technical	LNMCs	
40 Mr. Yoichi IWAMI	Advisor	MRC	
41 Mr. Keudrioua	Envi. Specialist	MRC	
42 Mr. Xay XAYSETHA	Maintenance Engineer	Nam Leuk	
43 Mr. Khanmanh	Engineer	SEMD	
<b>VI. PDIH</b>			
44 Mr. Vanhla VONGMANY	Oudomxay	PDIH	
45 Mr. Savseng CHINDAVONG	Oudomxay	PDIH	
46 Mr. Ounneua SIVANPHENG	Phongsaly	PDIH	
47 Mr. Seumsay LIVONGKHAM	Phongsaly	PDIH	
48 Mr. Syphanh DUANGPASEUTH	Luangnamtha	PDIH	
49 Mr. Sengdeuan SIMMANIVONG	Luangnamtha	PDIH	
50 Mr. Thongdy PHOMPANYA	Bokeo	PDIH	
51 Mr. Boonma SILIPANYA	Bokeo	PDIH	
52 Mr. Khamkay VONGSY	Xayabury	PDIH	
53 Mr. Ounheun KANTHAVONG	Xayabury	PDIH	
54 Mr. Misayphon VILAYHONG	Luangphrabang	PDIH	
55 Mr. Aloukone PHOTHIPANYA	Luangphrabang	PDIH	
56 Mr. Bountheuang PHOMMAVONGXAY	Huaphanh	PDIH	
57 Mr. Ketvilay PHOMMALAY	Hoaphane	PDIH	
58 Mr. Khamkeut PHOSAVANH	Xiengkhuang	PDIH	
59 Mr. Khonkeo PHUNTHONGSAY	Xiengkhuang	PDIH	
<b>VII. JICA</b>			
60 Mr. OGAWA	JICA Expert	JICA	
61 Mr. Masavuki SEINO	JICA Expert	JICA	
62 Mr. Masatoshi KAIMASU	Coordinator	JICA	
<b>VIII. The International Organizations</b>			
63 Mr. Phouthanouhong XAYSOMBATH	RE	SNV	
64 Mr. Auke Koopmans	Advisor	SNV, TRI	
65 Mr. Mantes DAISER		WB	

国内カウンターパート研修生一覧

Name of Course	Period	Participants		Remarks
		Name	Affiliation	
Counterpart Training (FY No. 2)	Sep 4 ~ Oct 1, 2004 (28 days)	Mr. Chansaveng BOUNYONG	MIH DOE	JICA Expert CP Training JICA Study Team CP Training
		Mr. Chantho MILATTANAPHENG	MIH DOE	
		Mr. Ounneua SIVANPHENG	PDIH Phongsaly	
		Mr. Thongdy PHOMPANYA	PDIH Bokeo	
		Mr. Misayphon VILAYHONG	PDIH Luangphrabang	
		Mr. Bountheuang PHOMMAVONGXAY	PDIH Huaphanh	
Counterpart Training (FY No. 3)	May 29 ~ Jun 25, 2005 (28 days)	Mr. Khamkeut PHOSAVANH	PDIH Xiengkhuang	
		Mr. Sanhya SOMVICHITH	MIH DOE	
		Mr. Sengdeuan SIMMANIVONG	PDIH Luangnamtha	
		Mr. Vanhla VONGMANY	PDIH Oudomxay	
		Mr. Khamkay VONGSY	PDIH Xayabury	



### 5.8.2 研修内容

国内カウンターパート研修の内容は、本邦だからこそ見学できる訪問先、また少人数だから効果的に行える演習を実施することを基本方針として研修計画を策定した。具体的には、既設マイクロ水力発電所およびマイクロ水力用の水車発電機工場などの視察を中心に据え、講義では少人数だからこそ可能であるパソコンを用いた小水力発電計画ソフトウェアの研修を実施した。

また、経済協力を学ぶ大学生に対して発表・意見交換を実施したり、研修員による研修報告発表を企画したりするなど、従来にない先進的な試みも行っている。

全2回実施された国内カウンターパート研修は、研修員から高く評価されており、本邦で習得した経験・技術を活かして、今後、ラオス国におけるマイクロ水力・小水力による地方電化の普及促進が望まれる。

第1回 CP 研修行程表(2004年10月)

第2回 CP 研修行程表(2005年6月)

No.	Date	Topic	Training Program	Notes
<b>Initial meetings of PCP1 &amp; 2 members and 2004 members. Day #1-8 (2004-09 days)</b>				
1	04/10/01	-	Training (Introduction to PCP1-2004)	Day #1
2	04/10/02	-	Training (Introduction to PCP1-2004)	Day #2
3	04/10/03	-	Training (Introduction to PCP1-2004)	Day #3
4	04/10/04	-	Training (Introduction to PCP1-2004)	Day #4
5	04/10/05	Japan	Site: Explanation of electricity generation in Japan and introduction of status of the same in Laos (Lao and abroad). Outline of hydroelectric planning and evaluation.	Day #5
6	04/10/06	Japan	Site: Visit and overview of the site (hydroelectric planning, system power source development).	Day #6
7	04/10/07	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #7
8	04/10/08	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #8
9	04/10/09	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #9
10	04/10/10	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #10
11	04/10/11	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #11
12	04/10/12	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #12
13	04/10/13	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #13
14	04/10/14	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #14
15	04/10/15	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #15
16	04/10/16	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #16
17	04/10/17	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #17
18	04/10/18	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #18
19	04/10/19	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #19
20	04/10/20	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #20
21	04/10/21	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #21
22	04/10/22	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #22
23	04/10/23	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #23
24	04/10/24	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #24
25	04/10/25	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #25
26	04/10/26	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #26
27	04/10/27	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #27
28	04/10/28	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #28
29	04/10/29	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #29
30	04/10/30	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #30
<b>Final meeting of PCP1 &amp; 2 members and 2004 members. Day #31-32 (2004-09 days)</b>				
31	04/10/31	Japan	Final meeting (Introduction to PCP1-2004)	Day #31
32	04/11/01	Japan	Final meeting (Introduction to PCP1-2004)	Day #32

No.	Date	Topic	Training Program	Notes
1	05/06/01	-	Training (Introduction to PCP2-2005)	Day #1
2	05/06/02	-	Training (Introduction to PCP2-2005)	Day #2
3	05/06/03	-	Training (Introduction to PCP2-2005)	Day #3
4	05/06/04	-	Training (Introduction to PCP2-2005)	Day #4
5	05/06/05	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #5
6	05/06/06	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #6
7	05/06/07	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #7
8	05/06/08	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #8
9	05/06/09	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #9
10	05/06/10	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #10
11	05/06/11	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #11
12	05/06/12	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #12
13	05/06/13	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #13
14	05/06/14	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #14
15	05/06/15	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #15
16	05/06/16	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #16
17	05/06/17	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #17
18	05/06/18	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #18
19	05/06/19	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #19
20	05/06/20	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #20
21	05/06/21	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #21
22	05/06/22	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #22
23	05/06/23	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #23
24	05/06/24	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #24
25	05/06/25	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #25
26	05/06/26	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #26
27	05/06/27	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #27
28	05/06/28	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #28
29	05/06/29	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #29
30	05/06/30	Japan	Site: Visit (Ogino - Utsunomiya - Tokyo).	Day #30
<b>Final meeting of PCP2 &amp; 2005 members. Day #31-32 (2005-06 days)</b>				
31	05/06/31	Japan	Final meeting (Introduction to PCP2-2005)	Day #31
32	05/07/01	Japan	Final meeting (Introduction to PCP2-2005)	Day #32