

第5章 電力事情調査

5.1 概要

山岳国家で約500万の人口を有するラオス国は、アジアの最貧国の一つである。1997年時点のGNPは一人当たり約370米ドルであった。農林生産が経済の中心であり、工業生産は僅かでGNPの約21%に過ぎない。しかし、海外からの投資や貿易の開放によって近年目覚ましい経済成長を遂げ、1992年から1996年の4年間では約7%に達するGNPの増加を見た。

1997年にはタイ国など他のアジア諸国で経済の落込みがあったが、ラオス国のGDPは7.2%に達し、ベトナム国に次ぐ速い成長を記録した。水力電力分野はこの経済急成長に大きく貢献し、1991年以来、水力電力設備容量は年14.5%で増加している。ラオス銀行の推定によれば、水力発電電力は1998年の純輸出高の第一位であり、総輸出額の約22%、またGDPの少なくとも6%を占める。

しかし、1998年のGDP伸び率は前年比4%の増加にとどまった。これはアジア経済危機の影響と中南部地域を襲った洪水による被害の影響のためであった。

5.2 メコン河流域の電力事情

大メコン圏流域諸国(GMS)はカンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナムの各国と、中国雲南省で構成される。これらの諸国と地域の内、タイ国は電力不足を生じており、自国の石油、天然ガス、亜炭資源があるにも係らず、輸入に益々依存しつつある。

中国雲南省及びベトナム国は石炭の埋蔵量が顕著である。ミャンマー、タイ、ベトナムの各国では、主に沿岸部から天然ガスが産出される。タイ国は、今後とも天然ガスの純輸出国のままで推移するものと考えられる。

電力分野において、タイ国EGATは、ラオス国からの電力及び火力発電用石炭の購入に同意している。1993年6月4日及び1996年6月16日に交わされたラオス政府との同意書によれば、タイ国は2006年迄に3,000MWの電力を購入することに合意していた。しかし、1999年1月の修正電力開発計画では、2006年、2008年にそれぞれ1,600MW(ナムテン2、ナムグム2、ナムグム3水力発電所を含む)と1,700MW(セビアン・セナムノイ及びセカマン1水力発電所とホンサ火力発電所を含む)の電力を購入する計画に変更されている。

またタイ政府は、1997年7月4日にミャンマー政府と同意書を交わし、同国から水力発電所及び天然ガス発電所の電力を輸入する計画を明らかにした。この計画により、近々EGAT 或いは他の機関が同国から1,500MWの電力を購入することになっている。尚、1998年4月29日の初会合で、同国のタイ国向け初期電力輸出計画が、ナムノック水力発電所(55MW)、フジー水力発電所(400MW)、タサン水力発電所(3,600MW)及びカンボーク合成火力発電所(1,500MW)の4プロジェクトを含んでいることが明らかにされた。

タイ政府は、1998年11月12日に中国政府とも同意書を交わし、景洪発電所(1,500MW)を含む3,000MWの電力を、2017年末迄に中国から輸入する計画を明らかにしている。

一方、ラオス政府はベトナム政府とも同意書を交わし、2010年迄に同国から1,500~2,000MWの電力を供給する計画を明らかにした。さらに同政府は、中国雲南省と国境近辺での電力の相互利用に関し同意している。

5.3 ラオス国の電力事情

5.3.1 概要

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

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

1986年に新経済機構が発表され、電力開発分野において下記の緊急対策が示された。

- ① 電力の売電により、輸出収入を増加させる。
- ② 電力セクター開発に、民間参加を奨励する。
- ③ 国内電力消費者を増やすため、国内送電線網を拡張させる。
- ④ ラオス電力公社(EDL)の長期的財務能力を強化させる。

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

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

- ① 小規模、中規模プロジェクト(出力60MW迄)は国内市場供給向けとして開発する。国内電力配電網に繋がれるものと、系統には含まれず独立したものがある。
- ② 中規模、大規模プロジェクト(出力60MW以上)は電力輸出用として開発する。但し、その一部は周辺地域用として利用する。

これらの発電事業推進のために、ラオス政府はタイ国EGATに対し2006年までに1,600MW、2008年までに1,700MWの電力を供給することに同意した。また、ベトナム政府に対しては2010年までに1,500MW~2,000MWの電力を輸出することで調印している。すなわち、ラオス政府の計画は、既存の設備容量を3,000MW以上に拡張し、それらの多くをIPPで実施し輸出向けとすることである。

5.3.2 IPP 実施機関

ラオス電力公社(EDL)は文字通り唯一の国営企業であり、電力関連の建設、管理、運営を管轄してきた。EDL は国内電力の生産、送電、配電に主たる責任を持つことになっている。一方、ラオス政府は1991年に民間資本導入を目的として、IPP 計画実施のために Hydropower Office (HPO)を設立した。HPOは工業・手工芸省電力局(MIH)の下で、ラオス国におけるIPP 計画に焦点を当てた経営、管理を行い、EDLは国内電力の発電・送電業務を実施している。

ラオス国の全外国投資は、首相府内の Foreign Investment Management Committee (FIMC)において調整されている。FIMC は、ラオス国内で電力開発を行う権利を獲得した開発投資家に対する唯一のサービス機関である。IPP 実施に係る主要なラオス政府機関の組織図は図 5.3.1 に示す通りである。

またラオス国におけるIPP 参入の手続は、図 5.3.2 に示す通りである。ラオス国のIPP プロジェクトの形態は一般的な BOT/BOOT である。したがって、開発投資家はプロジェクトを開発する譲渡権(MOU)を得て、プロジェクトの評価・設計・建設・運用を任される。ラオス政府の政策として、各プロジェクトに対しは一般に20~30%の分担所有を持つこととしているが、1998年4月に運開したテンヒンボン水力発電の場合は、60%のシェアである。

通常、プロジェクトはプロジェクト・ファイナンスの基でコンソーシアムを形成し融資される。コンソーシアムは内部資金を活用し、融資パッケージの等価配分、負債に対する商業資本及び輸出信託機関の統合を行う。

また国際金融機関も、ラオス政府の分担所有に融資参加できる。アジア開発銀行はテンヒンボン水力発電に融資しており、世銀は、ナムテン2水力発電に対する融資を決定している。

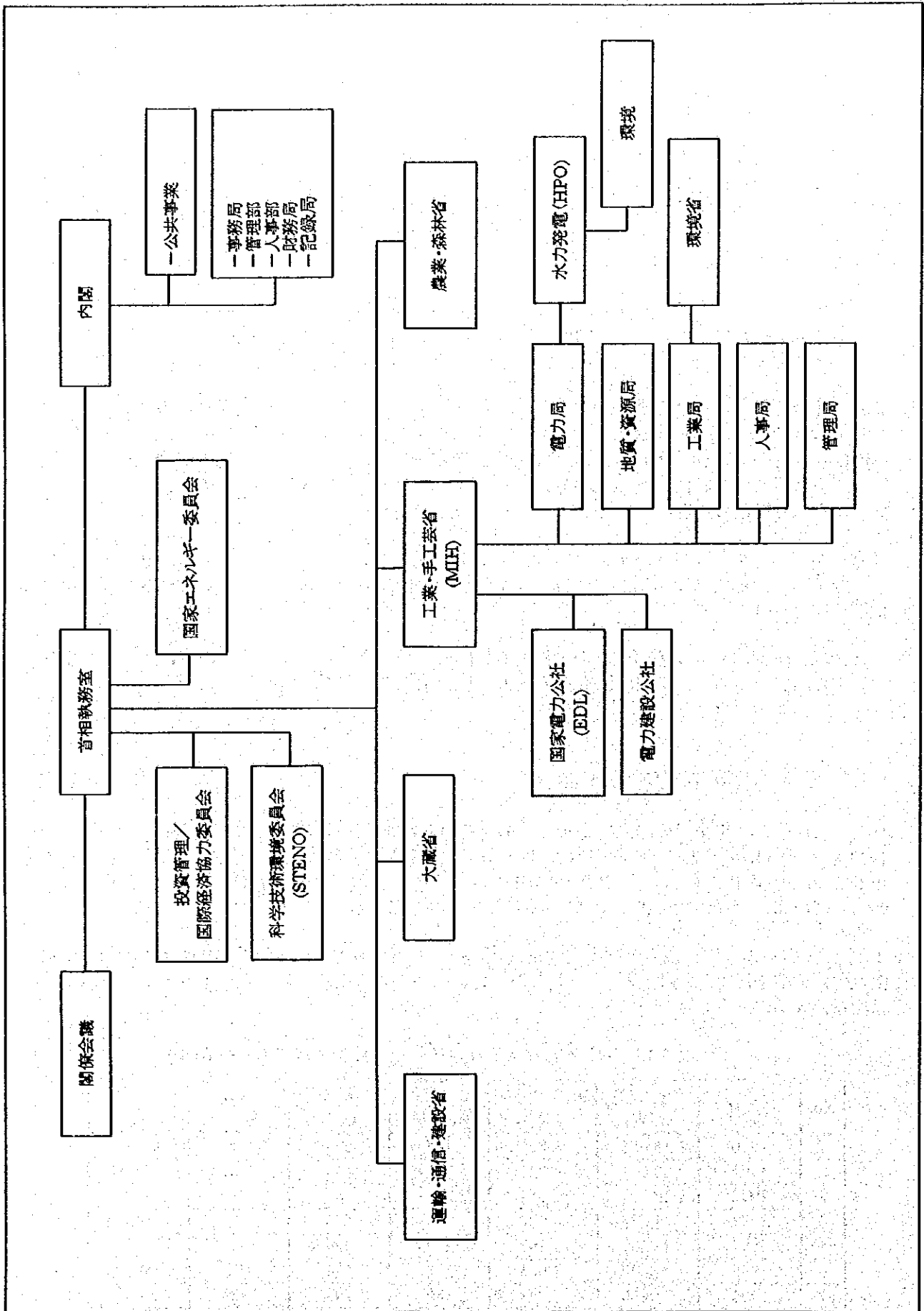
5.3.3 ラオス国の電力需要予測

1991年から1997年までの国内エネルギー消費量の平均成長率は12.4%である。特に、1996年から1997年では14.7%である。1997年における最大の消費量は一般家庭用で全体の52%、次いで工業用が20%、商業用が11%、政府機関用が11%である。1992年から1997年までに、工業用の比率は9%から20%に、また、商業用は21%から11%に変動している。

表 5.3.1 で分るように、電力の国内消費量は1998年まで伸び続けているが、1998年の電力生産量は渇水のため前年比で22%減少した。したがって、国内消費の増加、発電量の減少とあいまって、純輸出量は大幅に減少した。

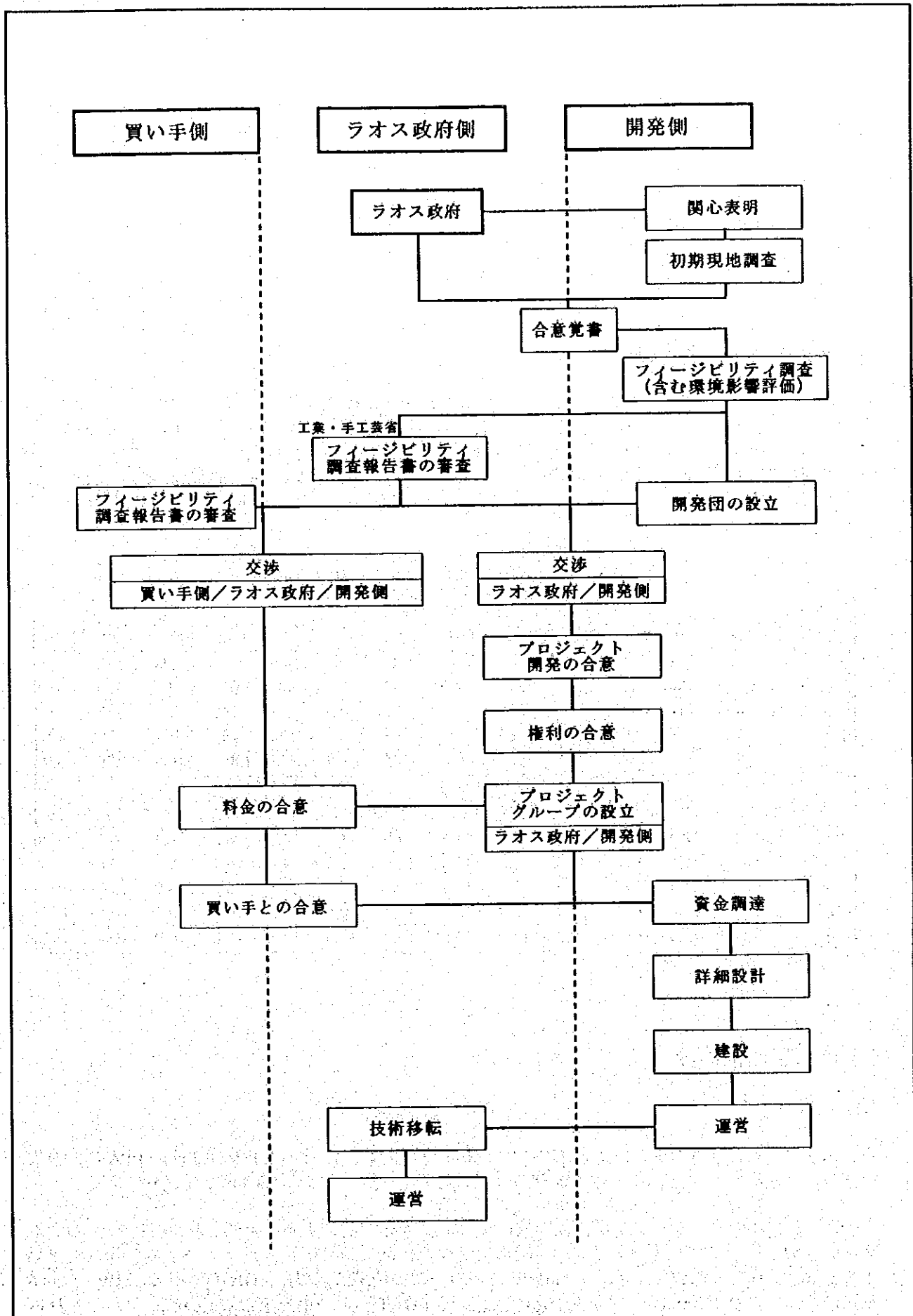
表 5.3.1 ラオス国の発生電力量と電力輸出入収支(出典: EDL)

No.	西暦年	設備容量 (MW)	電力生産量 (GWh)	電力供給(GWh)			
				国内消費	輸出	輸入	純輸出
1	1990	163.56	821	165	595	28	567
2	1991	209.21	835	221	563	35	528
3	1992	209.90	752	253	460	41	419
4	1993	211.75	920	265	596	48	548
5	1994	217.39	1,198	279	829	57	772
6	1995	218.25	1,085	338	676	77	599
7	1996	218.60	1,248	380	792	88	704
8	1997	221.80	1,219	434	710	102	608
9	1998	415.00	948	471	405	142	263



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-1 HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 5.3.1
 IPP の実施に係る主要なラオス政府機関の組織図



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-1 HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 5.3.2

IPP プロジェクトの実施過程

電力の最大消費地域は、表 5.3.2 に示すように、ビエンチャンが位置する中央-1 地域で 74%、中央-2 地域が 16%、南部地域が 8%、残り 2%が北部地域である。最近の需要傾向を基に、新規電化地域の増加、生活水準の上昇、経済成長なども考慮して、EDL が 1999 年 2 月にまとめた将来需要予測は、以下に示す仮定に基づいて行われている。

ラオス国の GDP 成長率はアジアの経済低迷を考慮しても、今後 10 年間は約 3~4%を維持するものと期待されている。人口の伸びは年率 2.5%と想定されている。電化率は 1997 年実績の 30%から 2005 年では全農村の 60%迄に増加すると考えている。年間最大負荷に対する年平均負荷の比率(年負荷率)は 1997 年の 44.6%から 2005 年では 50%まで改善されると想定している。負荷率の改善は、需要者側の運用管理にも大きく影響される。需要予測ではまた、現在の電力供給地域の増加分よりも新規電化地域の電力消費伸び率を見込んでいる。

さらに、国内電力消費率は 1998 年で 21.2%増加したが、2001 年には 10.1%まで緩やかに減少すると考えている。1998 年から 2001 年迄の平均成長率は 18.1%と想定している。2001 年から 2010 年迄では年率 10.1%に留まり、1998 年から 2010 年までの全体計画期間中の成長率は 14.1%となっている。この急激な成長は二つの仮定に依存している。第一に、農村部の送電線及び配電網の拡張に伴って新規顧客が増加すること、第二に、一人当たりの電力消費が収入の伸びに従って増加することである。

表 5.3.2 ラオス国の 2010 年迄の電力需要予測

国内需要 (GWh)													
西暦年	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
北部	10	11	13	16	23	31	43	55	64	73	78	83	88
中央-1	343	400	470	530	627	699	779	903	987	1,085	1,190	1,305	1,430
中央-2	86	117	149	187	229	282	335	399	468	549	625	712	811
南部	47	58	66	75	85	96	108	120	133	147	162	179	197
合計	486	586	698	808	964	1,108	1,265	1,477	1,652	1,854	2,055	2,279	2,526
国内需要増加率 (%)													
期間	98-99	99-00	00-01	01-02	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	07-08	08-09	09-10	98-10
北部	10.0	18.2	23.1	43.8	34.8	38.7	27.9	16.4	14.1	6.8	6.4	6.0	20.5
中央-1	16.0	17.5	12.8	18.3	11.5	11.4	15.9	9.3	9.9	9.7	9.7	9.6	12.7
中央-2	36.0	27.4	25.5	22.5	23.1	18.8	19.1	17.3	17.3	13.8	13.9	13.9	20.7
南部	23.4	13.8	13.6	13.3	12.9	12.5	11.1	10.8	10.5	10.2	10.5	10.1	12.7
合計	20.6	19.1	15.8	19.3	14.9	14.2	16.8	11.8	12.2	10.8	10.9	10.8	14.8

出典：EDL, 平成 11 年 2 月 19 日

5.3.4 電力輸出優先プロジェクト

(1) 概要

現在、ラオス政府は電力供給に関し、タイ国 EGAT との間で、15 件の IPP 及び 2 件の PPA に同意書をお互いに行っている。ラオス国における既存の IPP 実施プロジェクトは表 5.3.3 に示す通りである。

このうち、6 件のプロジェクトが優先順位に関し、ラオス政府によって見直された。即ち、①ナムテン 2、②ナムグム 2、③ナムグム 3、④ホンサ火力発電、⑤セピアン-セナムノイ及び⑥セカマン 1 である。これらの総設備容量は 3,346MW である。この結果に基づき、①~③の 1,600MW を 2006 年迄に、④~⑥の 1,700MW を 2008 年迄に、タイ国 EGAT への売電対象としている。なお、これらのプロジェクト位置は、後出の図 5.3.3 に示している。

上記6件プロジェクトは、2008年までにタイ国へ輸出する有望プロジェクトと考えられている。しかし、ラオス政府の財務的観点からみて、ナムニアップ水力発電計画が他のプロジェクト以上の高い便益を得ることが出来るなら、或いは IPP 案件として障害の少ないプロジェクトにランキングされ、タイ国向け有望プロジェクトとして選択される可能性は高い。

表 5.3.3 ラオス国における IPP 計画の現状

プロジェクト名	対象流域	設備(MW)	備考
(1) 運用中			
1. テンシンボン	ナムテン(ナムカディン)川	210	1998年4月運用開始
2. ホワイホ	セコン川	150	1999年9月運用開始
(2) 売電価格契約 終了			
1. ホンサ	火力	720	PA (1996年9月)
(3) 権利/開発承認済/PPA 交渉中			
2. ナムテン2	ナムテン川/ナムカディン川	908	F/S (1990年11月)
(4) MOU締結済 (Pre-F/S或いはF/Sを提出済)			
3. ナムグム2	ナムグム川	615	F/S (1995年8月)
4. ナムグム3	ナムグム川	460	F/S (1995年10月)
5. セピアン-セナムノイ	セコン川	390	F/S (1995年7月)
6. セカマン1	セコン川	468	F/S (1995年2月)
7. ナムテン3	ナムテン川/ナムカディン川	237	F/S (1995年7月)
8. ナムタ1	ナムタ川	230	F/S (1997年11月)
9. ナムテン1	ナムテン川/ナムカディン川	540	F/S (1995年10月)
10. ナムリック	ナムグム川	100	F/S (1996年3月)
11. ナムモ	ナムモ川	105	Pre-F/S (1998年11月) F/S (実施中)
12. ナムグム5	ナムグム川	90	Pre-F/S (1997年1月)
13. ナムオウ	ナムオウ川	600	Pre-F/S (1995年8月)
14. セカタム	セコン川	100	Pre-F/S (1995年3月)
(5) MOU締結済 (調査休止中)			
15. ナムニアップ2及び3	ナムニアップ川	495	MOU (1995年3月)
16. ナムサン2	ナムサン川	190	MOU (1995年3月)
合計		6,608MW	

出典： HPO

注記： PPA:売電契約, MOU:協議覚書, F/S:フィージビリティ調査, Pre-F/S:プレ・F/S調査

(2) ナムテン2水力開発計画

当初の定格出力は 681MW であったが、現在は 908MW となっている。これは、ベースロード運転計画であったものを、準尖頭負荷運転に変更するよう要請があったためである。この変更は、当初から 12億 5千万ドルと見積もられていた建設費に影響しない。

売電価格は NTEC の EGAT 宛文書(1998年 8月 13日付け)によれば、3段階方式で 5.2セントである。なお、ラオス政府の持株率は 25%である。

(3) その他のプロジェクト

ナムグム2水力計画の定格出力は、615MW であり、売電価格は、平均で 5.63セントと見込まれている。また、ラオス政府の持株率は 25%としている。ナムグム3は 460MW で、1997年 8月 18日の売電協定によれば、5.7セントとなっている。この持株率は 45%としている。ホンサ火力発電所の出力は 720MW で、容量価格は 3.6セント、使用量単価は 2.19セントとなっている。この持株率は 10%としている。セピアン・セナムノイ水力計画は、390MW で、売電価格交渉は未だ行われてい

ない。468MWのセカマン1水力計画も、未だ交渉されていない。持株率は25%としている。

(4) 最近の売電価格

最近、EGATはナムテン2とナムグム2及び3水力計画に対して、単一売電価格4.178US¢/kWhを提示している。これらの価格は以前の価格に比べ極めて低い値である。経済危機以前は、EGATはラオス国内の新規IPPに対し、5.6US¢/kWhを越えないとしていた。EGATの説明では、この価格は、タイ側での送電線費用0.75US¢/kWhを加え、タイ国内の火力IPPによる発電価格を超えないという条件に基づいている。

Nation紙にあるNEPOの最近の報告では、EGAT配電網の発電コストは、ラオス国IPPに提示している1.08 Baht/kWhよりも高いとのことである。以上をまとめれば、下表の通りである。

表 5.3.4 タイ国の発電コストとラオス国IPPの売電単価

No.	Power Source	In Bahts	In US Cents
タイ国火力発電コスト			
1.	Fuel Oil	1.98	5.348
2.	Coal-SPP	1.55	4.186
3.	Gas-Now	1.61	4.349
4.	Gas-After Fuel Adjustment (2000)	1.74	4.700
ラオス国水力発電コスト			
1.	Proposed Tariff for Lao Hydro IPPs	1.08	2.917
2.	Originally Expected (Off-Peak)	1.11	2.998
3.	Originally Expected (Peak)	2.14	5.780

この新提案は、限られた市場しかないラオス国内の水力発電開発計画の妨げとなる。上述の6プロジェクトも、ラオス国の税金や権利金での譲歩が無い限り、収益性には疑問が残る。

NEPOが1999年3月に発表した「エネルギーセクター民営化と自由化政策」によれば、2003年以降は、ラオス国での発電事業が電力卸売プール市場に組み込まれることになっている。この市場がどのように運営され売電価格にどのような影響を与えるか慎重に検討する必要がある。

5.3.5 送電線建設計画

(1) タイ国の送電網拡張計画

タイ国電力公社EGATの送電線拡張計画は、タイ国の計画基準に指定された品質と安全を維持し、地方の需要に見合う形で、500kV、230kV、115kVの高圧線と変電所の拡張が予定されている。その長期計画は7つの地域を包括的に捉えているが、そのうち北方地域の開発にはラオス国からの電力の輸入が直接計画に影響を与えることになる。

現在、北東地域には、69kV、115kV、230kVの送電線が完成している。既存の230kV送電設備は既設のシリキット水力、メモ火力、ナムフォン合成火力などの発電所からの受電を担う幹線として使用されている。

一方、北東部における将来の拡張計画には、チャイブン近辺に建設中のラムタコン揚水発電所からの230kV送電線建設が含まれている。また、同地域の計画には2002年から2010年にかけて予定されるラオス国からの送電に備えた230kVと500kV高圧線の建設計画も含まれている。

(2) ラオス国の送電線建設計画

ラオス国の送電線建設計画は、次の開発基準に添って実施されている。

- ① 国内送電網の拡張と補強
- ② IPPプロジェクトの輸出用電力の受容
- ③ 輸出電力の受け渡し地点までの送電
- ④ 建設コストの削減
- ⑤ 環境被害の軽減

EDL は国内の優先的な需要地に対して資金を投入し、115kV 以下の送電線を延長する計画である。また、IPP プロジェクトからタイ国やベトナム国との国境付近の電力受渡し地点までの区間を結ぶ 500kV の輸出用高圧送電線と接続変電所は次の通りである。各発電所とホエイホ発電所付近に設けるソック 230 kV /500kV グリッドステーションを繋ぐものである。

尚、ナムグム-1、セセット、テンヒンボン、ホエイホ、ナムルックの 5 つの既存・建設中発電所からのタイ国への輸出用電力は、下表に示す両国の各受渡し変電所でお互いに接続される計画であり、その一部は既に連結されている。

表 5.3.5 ラオス国内既設・工事中発電所を接続するラオス国側とタイ国側の接続変電所

No.	既設・建設中水力発電所	送電電圧	ラオス国側変電所	タイ国側変電所
1.	ナムグム-1 P/S	115kV	ナムグム S.S.	ソック S.S.
2.	セセット P/S	115kV	セセット S.S.	ソック S.S.
3.	テンヒンボン P/S	230kV	テンヒンボン S.S.	ソック S.S.
4.	ナムルック P/S	230kV	ナムルック S.S.	ソック S.S.
5.	ナムルック P/S	115kV	ナムルック S.S.	ソック S.S.

出典：Plan Prepared by EDL in 1997

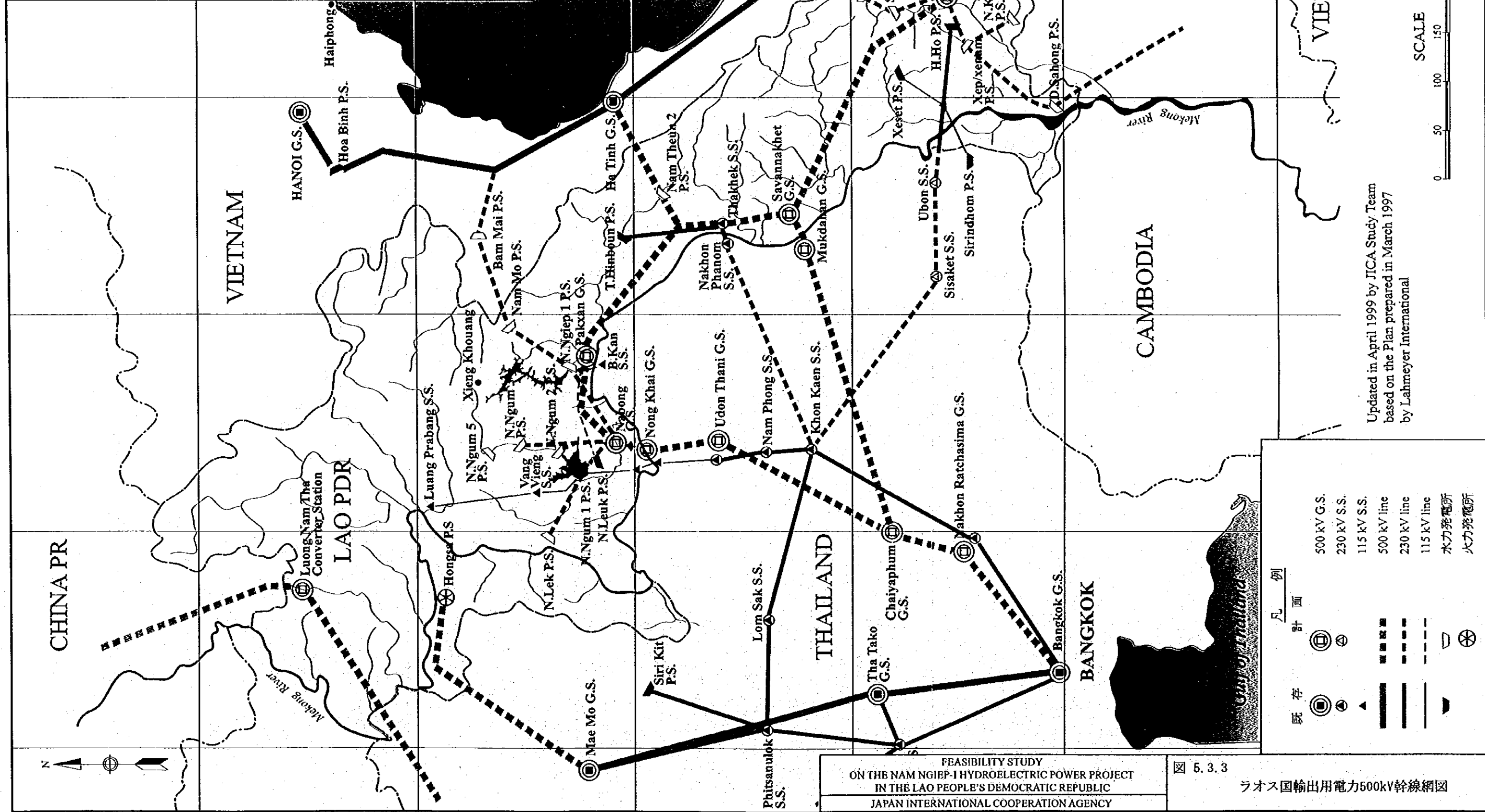
ラオス国の輸出用電力の送電計画に関しては、先行した外国企業が様々な計画を立てている。それらを勘案した上で、1997年にラメーヤー社が作成したものを土台に、本調査で最新の計画として整理し図化したものが、図 5.3.3 ラオス国の輸出用電力 500kV 幹線網及び図 5.3.4 パクサン-ナボン間の 500kV 幹線図である。しかしこれらは、未だ国家批准を経た確定的なものではない。

本水力計画の電力は、パクサンを経由し計画中のナボン変電所に 230kV で結ばれることになる。ダムサイト・ナボン間の送電距離は約 110km であり、その暫定的なルートは第 1 章の図 1.1 計画全域図に示す通りである。

5.3.6 アジア経済危機の影響

近年のアジア経済危機は、ラオス国の電力発展上、大きな影響を次の 3 点について及ぼすことになる。まず 1 つ目は、海外の銀行からの大プロジェクトへの資金融資が厳しくなっていることである。韓国とタイ国の開発業者は、アジア経済危機以前からラオス国で開発を行ってきたが、経済危機によってはじき出されてしまった。これらの国の銀行は海外の大プロジェクトに対する融資の難しさを感じ始め、ラオス銀行の調査では、1997年には海外からの発電部門への投資(委託)が、金融・保険業界への融資と同様に全く無かった。同年、韓国、タイ両国からの投資は激減した。

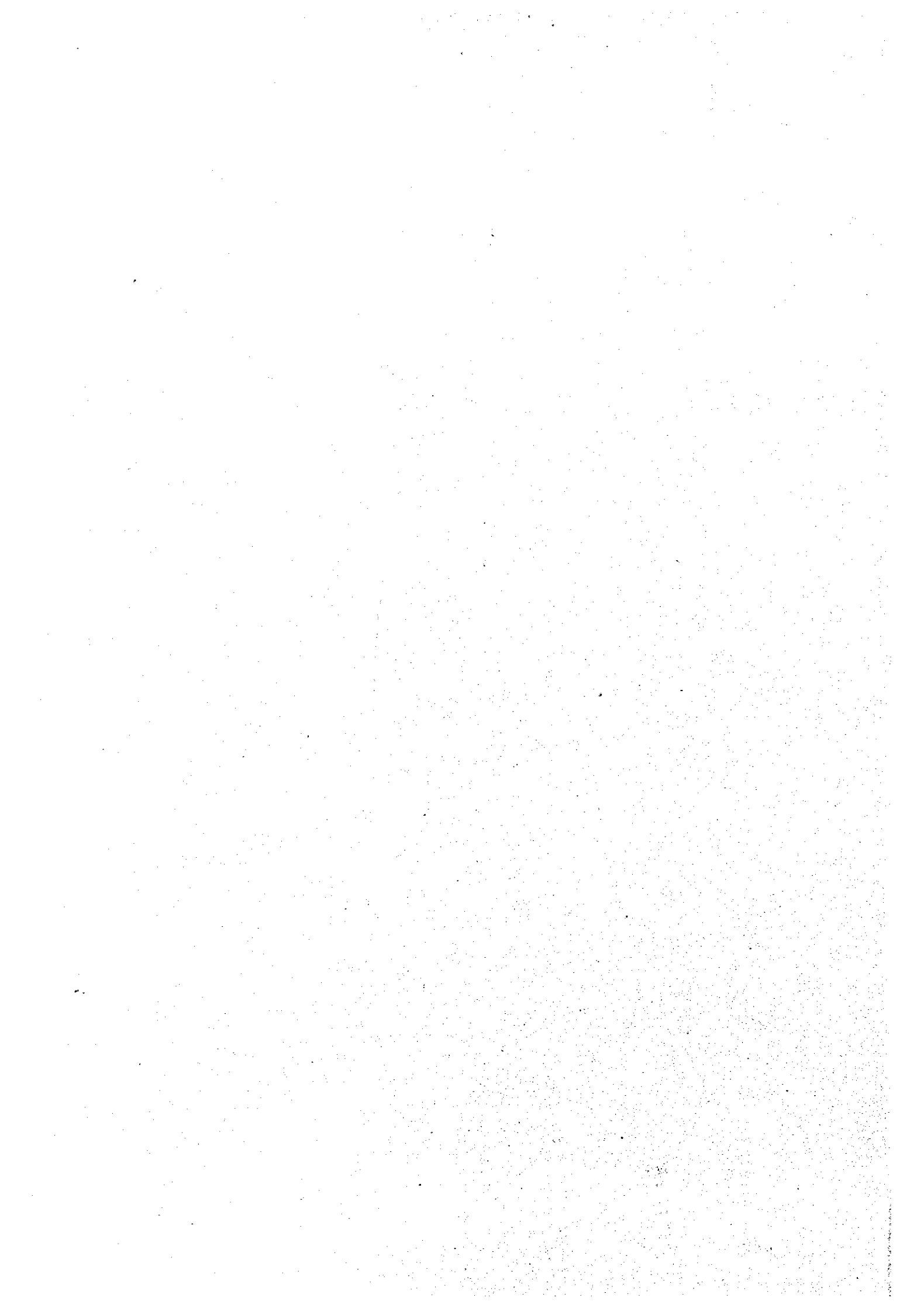
No.	Project Name	Capacity
1.	Nam Lik 1/2	100MW
2.	Nam Ngum 2	615
3.	Nam Ngum 3	460
4.	Nam Ngum 5	90
5.	Nam Nhiep 1	240
6.	Nam Leuk	150
7.	Nam Theun 1	540
8.	Theun-Hinboun	210
9.	Nam Theun 3	237
10.	Nam Theun 2	908
11.	Sekong 4	-
12.	Sekong 5	-
13.	Houay Ho	150
14.	Xekaman 1	468
15.	Xepain-Xenamnoy	390
16.	Nam Kong 1	-
17.	Don Sahong	-
18.	Hongsa Lignite	720
19.	Nam tha 1	230
20.	Nam Ou	600



FEASIBILITY STUDY
ON THE NAM NGIEP-1 HYDROELECTRIC POWER PROJECT
IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 5.3.3
ラオス国輸出用電力500kV幹線網図

Updated in April 1999 by JICA Study Team
based on the Plan prepared in March 1997
by Lahmeyer International



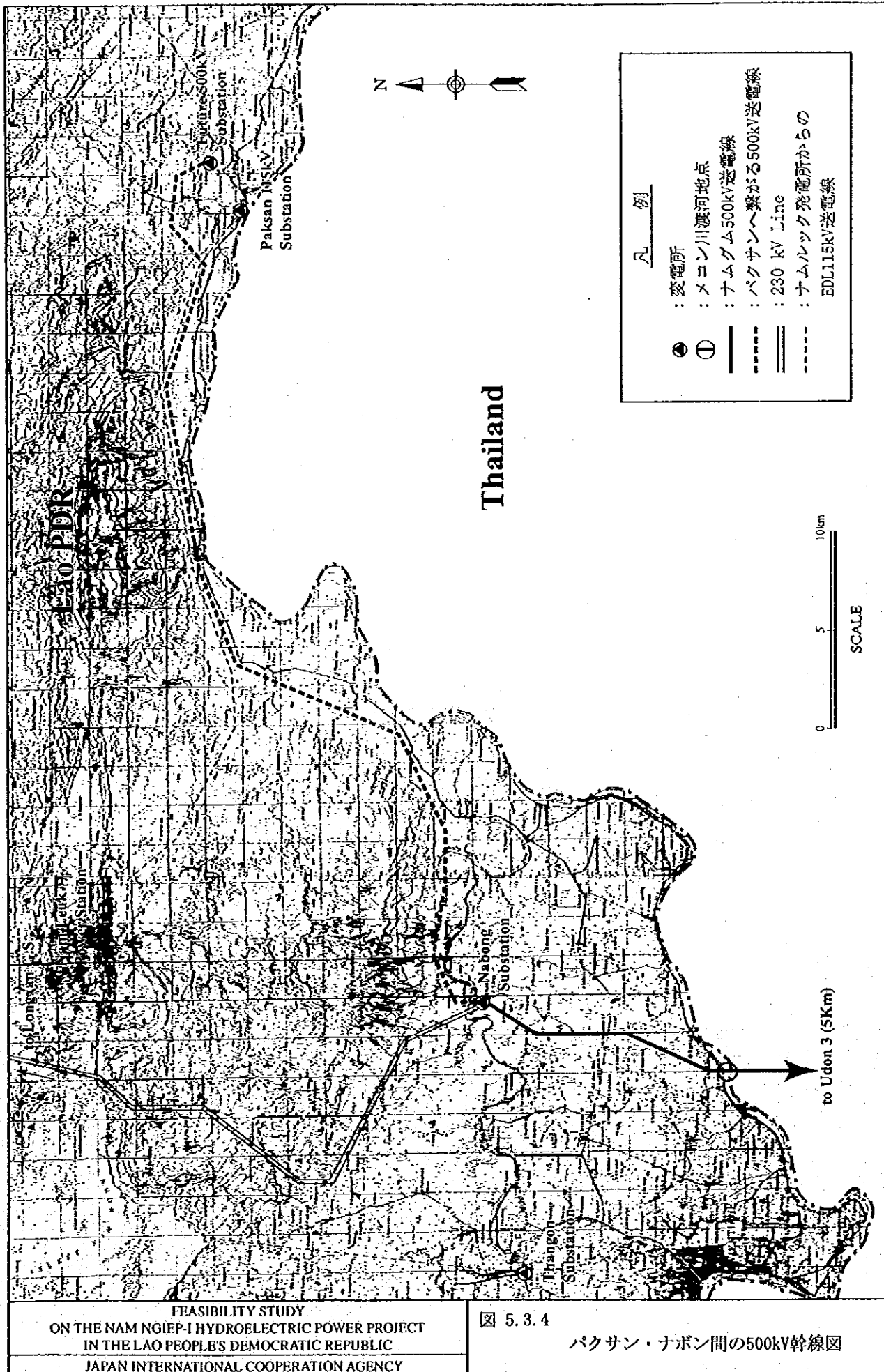


図 5.3.4

パクサン・ナボン間の500kV幹線図

2 つ目に、タイ国 EGAT での予測消費電力の修正が、ラオス国の中期輸出電力需要に影響を及ぼすことである。1997 年 12 月の電力開発計画(PDP)で、EGAT は当初の計画より予測消費電力量を約 11%下げ、2003 年 3 月までのラオス国からの 1,000MW の電力購入を延期し、さらには 2004 年 3 月から 2006 年 3 月までの 1,100MW を凍結した。タイ国における電力需要の下方修正は、電力価格と、新規開発計画による開発電力量の両方に影響を与えることとなった。

最後の 3 つ目は、EGAT の需要予測の調整がラオス国の電力輸出用としている準尖頭負荷の需要に影響を与えることである。1999 年 1 月の発電計画(PDP-99-01)では、EGAT は前 PDP から 17%も需要予測を低下させており、2003 年での 1,600MW(ホンサ火力 600MW を含む)を 4 年間、さらに、2006 年の 1100MW を 2008 年に延期させている。このタイ国内需要予測調整は、過去最高の下方修正は 11%であったが、新規開発プロジェクトの売電価格と売電電力量に影響を及ぼすだろう。

東アジアの通貨危機は、EDL と、EDL の発電量拡張にも影響を与えている。キップとドルの交換レートは 1997 年 6 月時点の 1,131.9Kip/US\$から、1998 年 6 月時点で 3,410.5Kip/US\$と値下がりした。さらに、アジアの投資家達がラオス国から資本を国外に持ち出したため、キップはタイバーツに対しても値下がりした。EDL の負債額は目に見えて増加し、これらは Bt 以外の外国通貨に振り替えられている。

5.4 タイ国の電力事情

5.4.1 水力発電と代替発電のポテンシャル

タイ国における水力発電潜在出力は約 15,155MW と推定される。現在、総潜在出力の 25.56%に当たる 3,873.7MW のみが開発されている。このうち 1,000.0MW が建設中で、残りは運転中である。環境問題の制約があり今後の水力開発は困難とみられているが、若干の小規模プロジェクト開発は可能であろう。今後、揚水発電プロジェクトは、ピーク対応が可能なガスタービン発電に対し、最も競争力のある代替発電となる。

回復可能な天然ガス発電の余剰は約 29.3TCF と推定されており、その多くはタイ湾沿岸部に存在している。このうち約 4.0TCF はすでに電力部門で利用されている。

石油原油やコンデンセートはタイ国におけるエネルギーとしての主要な位置を占めてはおらず、その開発も困難でしかもコスト高である。

亜炭の総埋蔵量は 24 億 t と推定される。内訳は 14.08 億 t が Mae Moh、1.2 億 t は Wian Haeng、1.2 億 t は Krabi、3,500 万 t は Ngao、2,500 万 t は Mae Ta、6,200 万 t は Chiang Muan、1 億 t は Mae Ramad、9,100 万 t は Sin Pun、3.5 億 t は Saba Yoi にそれぞれ存在すると見られている。EGAT は既に Mae Moh での亜炭によって 2,650MW の石炭火力電力を開発している。

環境問題による制約や周辺住民の反対によって、現在の電力開発計画には新規の亜炭開発による火力発電は盛り込まれていない。

考える代替発電は、天然ガスによる合成火力発電、低硫黄石炭による火力発電、輸入重油による火力発電、国内産亜炭による火力発電である。尚、輸入重油はガス火力発電のバックアップ燃料として使われる。

合成火力発電は環境にやさしく効率も良いため、最良の代替発電である。タイ国における最も安価な電力はガス火力と合成火力である。しかしながら、短・中期的に見れば周辺諸国との契約にもかかわらず、十分なガスは輸入出来ない状況にある。

輸入石炭は中・長期的な燃料とすべきであるが、石炭利用がたとえ最新の液化方法を用いたとしても、環境に多大な影響を及ぼすことになる。

輸入水力発電はラオス、ミャンマー、ベトナム各国や中国雲南省などが対象として考えられている。

5.4.2 電力需要の予測

(1) 既存発電

下表に示す通り、EGAT 及び IPP 等が運営する総出力 19,082MW、総数 40 箇所以上の発電所の内、2,874MW(15.1%)は水力発電、6,518MW(34.2%)が火力発電(石油・ガス・亜炭)、5,074MW(26.6%)が合成火力発電(Combined Cycle)、892MW(4.7%)がガスタービン及びディーゼル発電、さらに 3,725MW(19.5%)が IPP、SPP 及びラオス国からの電力輸入である(表 5.4.1 参照)。1999 年 9 月時点で、IPP からの電力購入は 2,056MW、また SPP からは 1,343MW であった。

表 5.4.1 タイ国の既存発電施設

No.	電力	FY1998		FY1999	
		MW	%	MW	%
1.	水力発電	2,873.7	15.8%	2,873.7	15.1%
2.	火力発電	6,517.5	34.9%	6,517.5	34.2%
3.	合成火力発電	5,073.6	27.9%	5,073.6	26.6%
4.	ガスタービン/ディーゼル発電	892.0	4.9%	892.0	4.7%
5.	買電(IPP/SPP/Laos)	2,817.7	15.5%	3,725.1	19.5%
合計		18,174.5	100.0%	19,081.9	100.0%

出典：EGAT

(2) 現在のピーク出力及び電力需要量

1999 会計年度におけるタイ国の総電力消費量は、90,414GWh に達した。消費は主に工業部門で 50%、次いで一般家庭部門で 23%、商業部門で 22%であった。

過去 10 年間で急激な伸びを見せた電力需要も、アジア経済危機のため 1997 年と 1998 年は対前年比減少をみた。ピーク電力は 1998 年に前年比 2.25%、1999 年は 3.30%のマイナスとなった。発電電力量も各々 0.64%及び 1.87%の減少をみた。

図 5.4.1 は 3 年間(1997 年～1999 年)の月別ピーク電力の推移を示している。1999 年半ばからピーク需要は増加傾向を見せ、同年 8 月以降は過去 2 年の水準を上回った。EGAT によると、2000 年には経済回復が顕著になり、2000 年会計年度(1999 年 10 月～2000 年 9 月)のピーク需要は対前年比 7.65%増加し、14,762MW に回復するとみている。この需要想定は中央銀行が予想した 2000 年の GDP 成長率 4.0～4.5%をベースにしている。

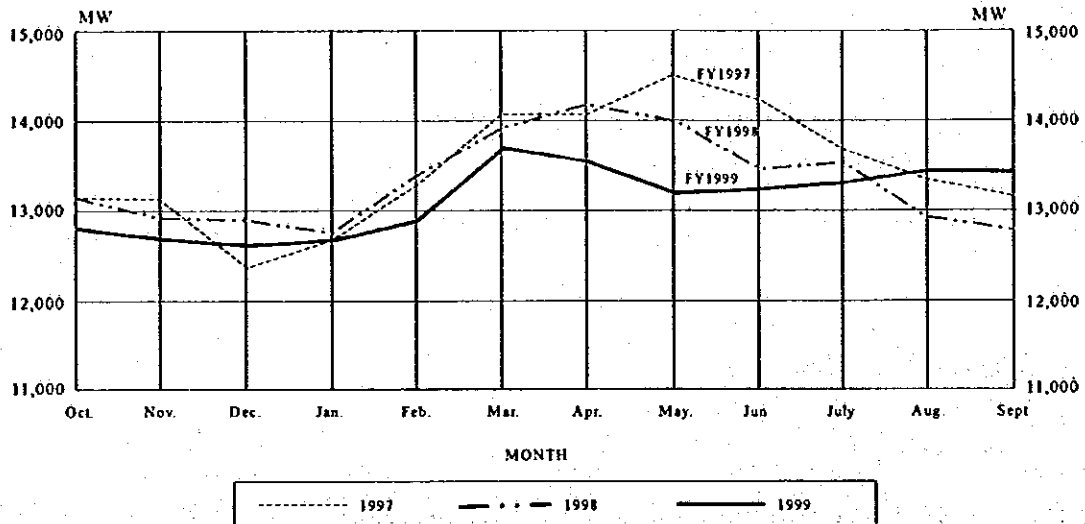


図 5.4.1 月別ピーク電力の推移(1997～99 年会計年度) (出典)NEPO

なお、過去 10 年間の最大電力消費日の負荷曲線を示せば、図 5.4.2 のようである。

(3) 電力需要の将来の増加

EGAT の最新の電力開発計画(修正 PDP 99-01)では、表 5.4.2 に示す通り、1999 年から 2011 年までに必要な総設備容量を原案より 5,600MW も低くしている。ラオス国のホエイホ水力発電所(126MW)からの供給は、1999 年 9 月に商業運転スタートしたが、ラオス国からの電力購入は当初計画に比べ数年間延期される予定である。2002 年～2006 年の間にラオス国から電力を輸入する新規計画はない。

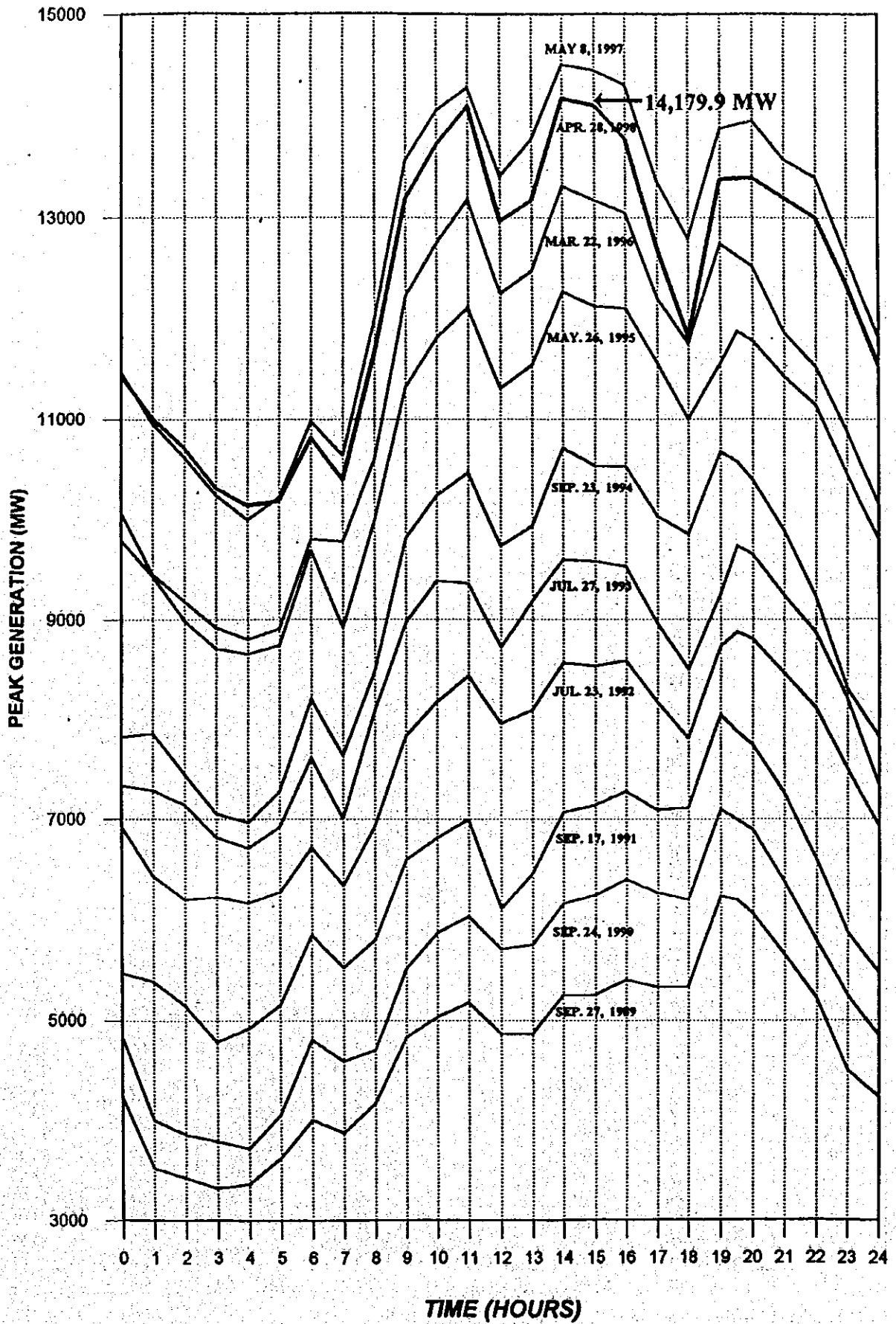
表 5.4.2 タイ国におけるピーク電力需要

国家経済開発計画	計画年 (5ヶ年間)	電力需要増加 (MW)			
		計画開始時	計画終了時	増加量	増加率(%)
No. 8	1997-2001	13,311	16,214	2,903	4.02
No. 9	2002-2006	16,214	22,168	5,954	6.46
No. 10	2007-2011	22,168	30,587	8,419	6.65

(出典) : EGAT(PDP 99-01)

PDP 97-02 において、EGAT はラオス国からの買電として、2003 年にはホンサ No.1 及び No.2 火力発電 (2x304MW) や名称不明の 1,000MW、さらに 2006 年には追加の 1,100MW を予測していたが、新電力開発計画ではこれらを一括買電として 2006 年に 1,600MW、2008 年に 1,700MW 購入する計画である。新規計画では、PDP 97-02 に比べて買電時期を延ばしているが、反面ラオス国からの買電容量を 592MW 増やしている。これらの買電計画変更の影響については、ナムテン 2 水力開発計画でまだ検討されていない。

電力需要予測は「タイ国需要予測小委員会 (TLFS)」が管轄している。TLFS は、1999 年 9 月に経済回復の 3 つのシナリオ(急速、中位、緩慢)に応じた需要想定を行った。その結果を表 5.4.3 に示し、5 年間毎に平均したものを表 5.4.4 に示す。これによると基本ケースである中位回復の場合、ピーク需要は 2001 年までは年率 4%、2002 年から 2006 年には年率 6.5% に上昇すると予想している。



FEASIBILITY STUDY
 ON THE NAM NGIEP-1 HYDROELECTRIC POWER PROJECT
 IN THE LAO PEOPLE'S DEMOCRATIC REPUBLIC
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 5.4.2
 タイ国における各10年間の日負荷曲線

表 5.4.3 EGAT 電力需要実績と想定

Fiscal Year	Peak Demand			Energy Generation			Load Factor %
	MW	Increase		GWh	Increase		
		MW	%		GWh	%	
Actual (1987-1999)							
1987	4,733.90	553.00	13.23	28,193.16	3,413.63	13.78	67.99
1988	5,444.00	710.10	15.00	31,996.94	3,803.78	13.49	67.09
1989	6,232.70	788.70	14.49	36,457.09	4,460.15	13.94	66.77
1990	7,093.70	861.00	13.81	43,188.79	6,731.70	18.46	69.50
1991	8,045.00	951.30	13.41	49,225.03	6,036.24	13.98	69.85
1992	8,876.90	831.90	10.34	56,006.44	6,781.41	13.78	72.02
1993	9,730.00	853.10	9.61	62,179.73	6,173.29	11.02	72.95
1994	10,708.80	978.80	10.06	69,651.14	7,471.41	12.02	74.25
1995	12,267.90	1,559.10	14.56	78,880.37	9,229.23	13.25	73.40
1996	13,310.90	1,043.00	8.50	85,924.14	7,043.77	8.93	73.69
1997	14,506.30	1,195.40	8.98	92,724.66	6,800.52	7.91	72.97
1998	14,179.90	-326.40	-2.25	92,134.44	-590.22	-0.64	74.17
1999	13,712.40	-467.50	-3.30	90,413.99	-1,720.45	-1.87	75.27
Forecast (緩慢経済回復ケース)							
2000	14,762.00	1,049.60	7.65	94,570.00	4,156.01	4.60	73.13
2001	15,398.00	636.00	4.31	98,108.00	3,538.00	3.74	72.73
2002	16,150.00	752.00	4.88	102,429.00	4,321.00	4.40	72.40
2003	16,892.00	742.00	4.59	106,947.00	4,518.00	4.41	72.27
2004	17,746.00	854.00	5.06	111,736.00	4,789.00	4.48	71.88
2005	18,588.00	842.00	4.74	116,980.00	5,244.00	4.69	71.84
2006	19,467.00	879.00	4.73	122,756.00	5,776.00	4.94	71.98
2007	20,575.00	1,108.00	5.69	129,738.00	6,982.00	5.69	71.98
2008	21,861.00	1,286.00	6.25	137,996.00	8,258.00	6.37	72.06
2009	23,286.00	1,425.00	6.52	146,979.00	8,983.00	6.51	72.05
2010	24,671.00	1,385.00	5.95	156,032.00	9,053.00	6.16	72.20
2011	25,951.00	1,280.00	5.19	164,381.00	8,349.00	5.35	72.31
Forecast (中位経済回復ケース)							
2000	15,254.00	1,541.60	11.24	97,858.00	7,444.01	8.23	73.23
2001	16,214.00	960.00	6.29	103,685.00	5,827.00	5.95	73.00
2002	17,308.00	1,094.00	6.75	110,436.00	6,751.00	6.51	72.84
2003	18,399.00	1,091.00	6.30	117,341.00	6,905.00	6.25	72.80
2004	19,611.00	1,212.00	6.59	124,532.00	7,191.00	6.13	72.49
2005	20,818.00	1,207.00	6.15	132,228.00	7,696.00	6.18	72.51
2006	22,168.00	1,350.00	6.48	141,300.00	9,072.00	6.86	72.76
2007	23,728.00	1,560.00	7.04	151,322.00	10,022.00	7.09	72.80
2008	25,450.00	1,722.00	7.26	162,438.00	11,116.00	7.35	72.86
2009	27,232.00	1,782.00	7.00	173,532.00	11,094.00	6.83	72.74
2010	28,912.00	1,680.00	6.17	184,213.00	10,681.00	6.16	72.73
2011	30,587.00	1,675.00	5.79	194,930.00	10,717.00	5.82	72.75
Forecast (急速経済回復ケース)							
2000	16,037.00	2,324.60	16.39	103,709.00	13,295.01	14.70	73.82
2001	17,286.00	1,249.00	7.79	111,475.00	7,766.00	7.49	73.62
2002	18,678.00	1,392.00	8.05	120,148.00	8,673.00	7.78	73.43
2003	20,042.00	1,364.00	7.30	129,080.00	8,932.00	7.43	73.52
2004	21,597.00	1,555.00	7.76	138,647.00	9,567.00	7.41	73.28
2005	23,223.00	1,626.00	7.53	149,439.00	10,792.00	7.78	73.46
2006	24,958.00	1,735.00	7.47	161,378.00	11,939.00	7.99	73.81
2007	26,950.00	1,992.00	7.98	174,490.00	13,112.00	8.13	73.91
2008	29,021.00	2,071.00	7.68	188,005.00	13,515.00	7.75	73.95
2009	31,090.00	2,069.00	7.13	200,949.00	12,944.00	6.88	73.78
2010	33,132.00	2,042.00	6.57	214,215.00	13,266.00	6.60	73.81
2011	35,216.00	2,084.00	6.29	227,993.00	13,778.00	6.43	73.91

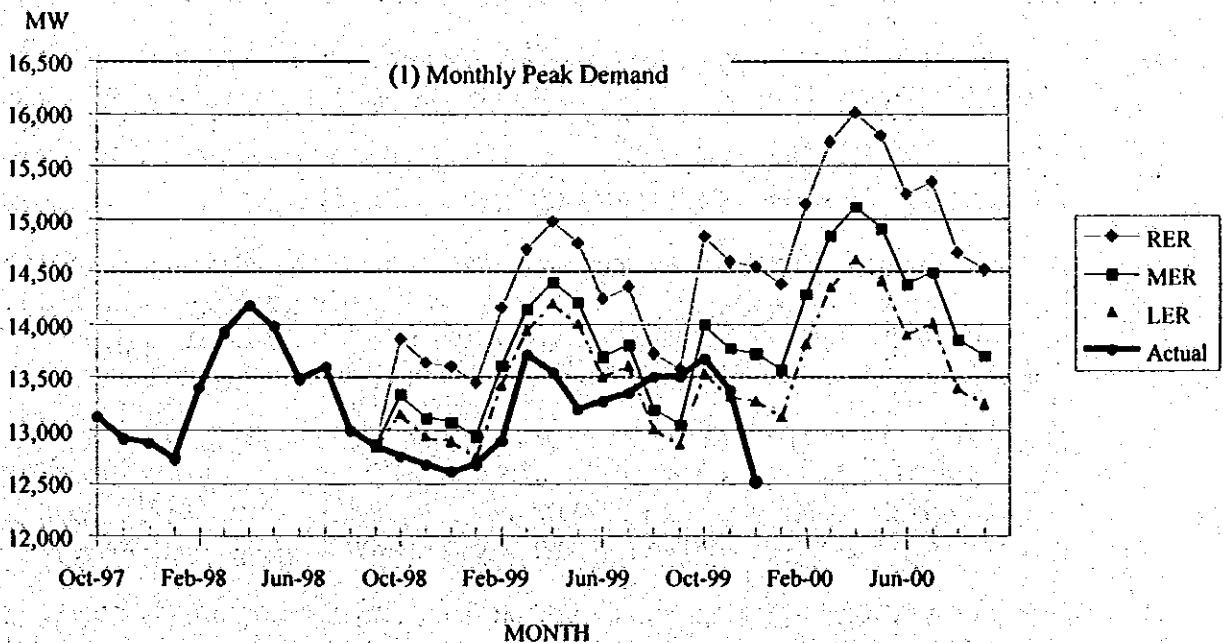
(出典)Thailand Load Forecasting Subcommittee, September 1999

表 5.4.4 EGAT 電力需要平均実績と平均想定

Fiscal Year	Peak Demand			Energy Generation			Load Factor %
	MW	Increase		GWh	Increase		
		MW	%		GWh	%	
Actual							
1987-1991	-	772.82	13.99	-	4,889.10	14.71	-
1992-1996	-	1,053.18	10.60	-	7,339.82	11.79	-
Forecast (緩慢経済回復ケース)							
1997-2001	-	417.42	2.96	-	2,436.77	2.69	-
2002-2006	-	813.80	4.80	-	4,929.60	4.58	-
2007-2011	-	1,296.80	5.92	-	8,325.00	6.01	-
Forecast (中位経済回復ケース)							
1997-2001	-	580.62	4.02	-	3,552.17	3.83	-
2002-2006	-	1,190.80	6.46	-	7,523.00	6.39	-
2007-2011	-	1,683.80	6.65	-	10,726.00	6.65	-
Forecast (急速経済回復ケース)							
1997-2001	-	888.52	5.37	-	5,454.26	5.34	-
2002-2006	-	1,534.40	7.62	-	9,980.60	7.68	-
2007-2011	-	2,051.60	7.13	-	13,323.00	7.16	-

(出典) Thailand Load Forecasting Subcommittee, September 1999

尚、TLFSはこの1年前の1998年9月に同様な電力需要想定を行っている。図5.4.3(1)及び(2)はその時に想定した3つのシナリオ(RER、MER、LER)に実績値を重ねて示したものである。NEPOによるとピーク需要及び電力消費量ともに季節的波行性あるものの概ね中位回復ケース(MER)に沿って推移しているとみている。



(出典) NEPO

図 5.4.3 (1) 月別電力需要の3つのシナリオと実績の比較

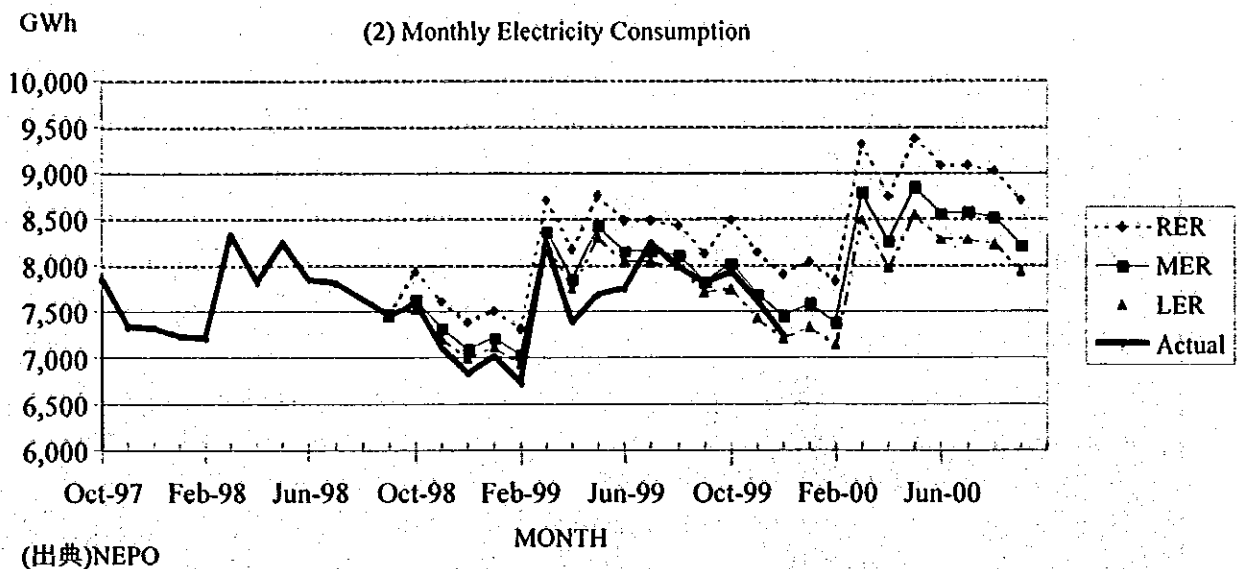


図 5.4.3 (2) 月別電力需要の3つのシナリオと実績の比較

5.4.3 電力輸入計画

最近作成されたナムテン2水力発電計画の調査報告書では、次のような結論が導かれている。

- ① タイ国において、亜炭を除き自国の需要を賄うエネルギー資源は不十分である。さらに、環境の制約から、亜炭をベースにした火力発電開発は電力開発計画には含めない。
- ② タイ国における最も安価で環境に優しい電力形態は天然ガス火力発電であるが、短・中期的にみると、周辺諸国からの天然ガスの輸入は十分とは言えない。
- ③ 次の選択としては、輸入石炭が考えられる。価格、供給量とも安定しており、インドネシア国、オーストラリア国等から輸入が可能である。主要な石炭火力発電所の発電単価は5～6¢/kWhである。しかし中・長期的には、石炭火力発電の環境に対する負の影響を考えると、今後の石炭火力発電はラオス国からの水力発電に取って代わるべきである。
- ④ 最新のPDPでEGATは、2008年までにラオス国から3,300MWの追加買電を計画している。一方、ラオス国における現在のタイ国向け輸出發電計画によると、ベトナム国向け輸出プロジェクトを除く総設備容量はおよそ2,681MWである。同時に、ラオス国内の電力消費増加率は年12%と予想され、2001年から2009年までに334MWの追加電力が必要とされている。
- ⑤ 現在のEGATの電力電源混合形態において、水力発電の割合はラオス国からの買電を含め、設備容量で16.7%、発生電力量で5.2%である。表5.4.5に示す通り、今後水力発電は輸入石炭や天然ガスほど急速には増加しない。また、未決定の発電として4,500MWの追加投入が必要となるが、天然ガスや他の燃料の入手状況が不透明であるため、EGATは基本的に輸入石炭火力発電か水力発電の買電を選択せざるを得ない。
- ⑥ したがって、全体の電力混合における現在の水力発電の割合を保持し、火力発電の環境への負の影響を軽減するためには、タイ国は今後引き続き可能な限りラオス国からの水力発電の買電を継続、拡大する必要がある。

表 5.4.5 タイ国における発電容量の増加(1999年～2011年)

項目	石炭	ガス	石油	水力	未決分
追加投入出力(MW)	5,089	5,878	1,035	4,488	4,500
総出力に対する割合	24.2%	28%	4.9%	21.4%	21.4%

出典: EGAT, PDP 99-01, 1999年1月

5.4.4 通貨危機後の経済回復見直し

(1) 経済の一般的な回復状況

1997年後半の通貨危機から2年余、東南アジア諸国は予想以上に速い立ち直りをみせている。とりわけタイ国経済は99年に入ってその回復傾向が著しい。NESDBは1999年第1四半期の成長率を前年同期比で0.8%、第2四半期は3.5%、さらに第4四半期は7.7%と発表した。1999年12月末発表のタイ中央銀行の見通しによると、1997年マイナス1.8%、1998年マイナス10%だった実質GDP成長率は1999年プラス4.0%、2000年も同じく4.0%程度になるとみていた。しかし、2000年1月末には2000年の成長率を、4.0%から4.4%に上方修正している。

タイ国がこのように早いペースで経済が回復したのは、経済危機の程度が日本でのそれとは比較にならないほど深刻であったため、政府も民間もさまざまな構造改革に本気で取り組んだためである。タイ政府は短期的には、経済の安定化とタイ国経済に対する信頼の回復に取り組んだ。長期的な取り組みとしては、低迷した経済を刺激するための施策や、構造的問題を解決するための施策が実施されている。後者には、①金融機関改革、②工業構造調整、③競争効率向上、④種々の経済改革関連法制定などの経済改革、⑤新憲法の制定を通じた政治改革、⑥業務効率と透明性の向上に向けた公的部門改革、⑦教育改革などが含まれる。こうした取り組みには時間がかかるが、政府は将来の成功に向け本腰を入れて取り組んでいる。その成果として、経済の安定性の回復に成功し、タイ国経済に対する信頼もある程度まで取り戻している。財政収支、鉱工業生産指数、輸出額伸び率など主要経済指標の多くが改善をみせている(表 5.4.6 参照)。また、外貨準備高が徐々に増加し、為替相場も安定した結果、インフレ率(CPI)も適切なレベルに収まるようになった。

タイ国経済の安定性が増してからタイ政府は、経済の早急な回復に向けた刺激と持続的な経済発展の基礎づくりに注力している。1999年には2度にわたる総合経済対策を決定した。まず3月には、3項目の重要な施策が発表された。約530億バーツ規模での政府歳出の増加策と付加価値税の税率引下げや個人所得税減税等の税制措置、エネルギー価格引下げ策がそれである。この第一弾の対策は景気が大底を打った時期を狙って打ち出されたもので、その後のタイ国の景気浮上に果たした役割は極めて大きく、景気の自立回復に向けた足場を策したものと高く評価される。8月には第二弾が出され、製造業部門支援措置および追加的経済刺激策が発表された。機械類、原料の輸入関税率引下げ、資金支援策、不動産業界復興策、中小企業財務構造調整策などである。

タイ中央銀行は1999年12月30日に月例経済報告を行い、2000年の経済見通しを発表した。GDP成長率は、1999年見込みと同じ4.0%と予測した。輸出が引き続き伸びることで景気の牽引役になるとし、銀行の新規貸出も中小企業向けを中心に大幅に改善するとみている。経済基盤が堅固なものになるかどうかは未知数だが、景気回復はしっかりとした足取りになるだろう。

上述のようにタイ国経済は回復基調にあるとは言え、本格的回復にはまだそれなりの時間が必要である。回復は経済の一部門から始まったが、部門ごとの回復状況にも温度差がある。ただそれは徐々に拡大していくものであり、雇用や消費も次第に上向いていくものと期待される。しかし、これからの経済成長はかつてのバブル期のような高度成長は期待できない。世銀やIMFは、経済危機を経験したタイ国を含めた東南アジア諸国の経済成長率は、向こう4～5年で5%を超えないものと予測している。いずれにせよ、経済の回復基調を持続させることと、これからのタイ国経済がバラ

ンスのとれた安定的な成長を遂げていくことがポイントである。タイ政府はこの課題に積極的に取り組んでおり、21世紀に向けたタイ国経済の新たな発展が期待される。

(2) 電力消費の回復状況

タイ国の経済状況は1999年半ばから回復傾向が鮮明になってきている。工業部門を初めとして、経済部門でも事業活動は活発化している。こうした状況を受けてエネルギー需要も、1999年半ばから拡大に転じている。1998年の電力消費量は前年比2.2%の落ち込みをみた。1999年に入り電力消費量の前年同月比は7月まではマイナスで推移したが、8月には+5.9%、9月+7.2%、10月+5.3%、11月+7.8%と電力需要の回復が顕著になってきた。1999年の電力消費量は1998年のそれを上回るものと見込まれており、2000年は前年に比べ11.24%増加すると予想している。

表 5.4.6 タイ国の主要経済指標

No.	主要経済指標	1998年 実績	1999年 速報値	2000年 見込み	1999年						
					上半期	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1.	実質 GDP (前年比:%)	▲10.4%	4.0%	4.4%	1Q:0.8% 2Q:3.5%	3Q:7.7%			-	-	-
2.	財政収支 (GDP比:%)	▲3.0%	▲5.5%	▲5.0%	-	-	-	-	-	-	-
3.	鉱工業生産指数 (前年比:%)	▲10.0%	-	-	6.5%	14.6%	17.3%	15.4%	14.2%	20.6%	-
4.	民間投資指数 (前年比:%)	▲23.6%	-	-	▲14.5%	▲10.9%	▲9.0%	▲7.0%	▲5.0%	▲3.0%	-
5.	CPI(前年比:%)	8.1%	0.3%	2.4%	1.1%	▲1.1%	▲1.1%	▲0.8%	▲0.5%	0.0%	0.7%
6.	国際収支(単位:億ドル)										
6-1	輸出 (前年比:%)	529 ▲6.8%	566 7.0%	- 7.4%	263.8 0.7%	48.8 7.2%	48.6 15.0%	49.5 10.8%	53.3 18.7%	51.5 17.6%	-
6-2	輸入 (前年比:%)	406 ▲33.8%	474 16.7%	- 16.7%	215.9 5.4%	39.2 9.1%	41.2 25.0%	42.9 33.1%	44.8 31.7%	46.8 40.1%	-
6-3	貿易収支	122	92	-	47.9	9.6	7.4	6.4	8.5	4.7	-
6-4	経常収支	143	113	79	60.1	11.9	9.0	7.1	10.2	5.7	-
6-5	資本収支	▲96	▲100~ ▲120	-	-29.7	-9.6	-8.3	-11.3	-9.5	-	-
6-6	総合収支	17	43	-	24.3	0.7	0.2	-1.9	0.2	3.2	-
6-7	外貨準備	295	320-340	-	314	319	322	324	324	328	-
6-8	対外債務	861	756	-	-	803	800	-	-	-	-

(出典)タイ中央銀

5.5 ヴィエトナム国の電力事情

5.5.1 ヴィエトナム国の概要

ヴィエトナム国は、インドシナ半島東岸部を縦にS字状に延びた国であり、陸地面積は33万km²、南シナ海とタイ湾に面し3,400kmの沿岸を有している。北部では中国と1,280kmの国境を接する一方、西側ではラオス国と1,560km、カンボジア国とは980kmの国境を接している。北から南の端までは1,650kmある。

ヴェトナム国は、中央の細長い部分によって結ばれた北部と南部という2つの幅広い地域に分かれている。北部には中国からヴェトナム国を貫通して海に注ぐホン川のデルタ地帯がある。首都ハノイはデルタの中心部に位置している。南部にはメコンデルタがあり、その中心部にはホーチミン市(旧称サイゴン)がある。2つのデルタ地帯では開墾がかなり進んでいるが、国内のほかの地域は丘陵地や山岳地帯が多い。天然資源にはリン酸塩やマンガン、ボーキサイト、クロム酸塩が含まれる。また石炭に加え沖合石油や天然ガスも豊富である。

ヴェトナム国の人口は1998年末現在で7,550万人を数え、1994年から1998年までの年平均増加率は1.66%だった。人口の85%から90%がヴェトナム人であり、残りは中国人、タイ人、ミャオ族、クメール人、モン族、チャム族となっている。宗教も同様に仏教、道教、キリスト教、イスラム教など多様である。

ヴェトナム国は共産主義国家であり、57の省と4つの特別都市に分かれている。国家元首は大統領であり、首相が内閣を率い、首相が指名する閣僚を大統領が承認する制度になっている。国会は一院制で、議席数は450である。国会議員は全員が唯一の政党であるヴェトナム共産党に属しているか、その承認を受けている。

ヴェトナム国は、1986年に中央主導の計画経済から市場経済体制への移行を開始した。それ以来の成長には目を見張るものがある。市場経済への移行は、1989年における通貨ドンの切下げ、ほとんどの価格の統制解除によって拍車がかげられた。1994年にはアメリカが輸出禁止措置を解除し、貿易がさらに自由化されることになった。その結果、経済は活況を呈し、1992年から1997年にかけては年平均8~9%の成長が達成されたが、1997年に発生したアジア経済危機のため、1998年は5.8%、1999年は5%と成長率の低下をみた。しかし、2000年以降は外国からの投資の増大と周辺国の経済回復の恩恵を受け、6%台に回復するものと期待されている。1998年の一人当たりGDPはUS\$380である。

ヴェトナム経済は衣料品と石油と農産物の三製品に大きく依存しており、この3つで1998年の輸出総収入の40%近くを占めている。南部のホーチミン市を中心に育ってきた小企業が健闘しているものの、工業部門は依然として競争力のない国営企業によって占められている。

政府では、大規模な製油所やガス処理プラントの建設計画を基盤に、石油とガスの両産業の育成を目指している。外国からの投資や民間部門からの参入を挺子に電力産業の発展にも努めている。

しかし制度上の要因が足枷として残っている。ヴェトナム国は1997年にASEANに加盟したことで、タイ国、シンガポール国、マレーシア国、インドネシア国、フィリピン国、ブルネイ国との関係ははるかに緊密になっていくものと思われる。

5.5.2 電力セクターの構造

ヴェトナム国のエネルギーセクターは政府の統制下にあり、1980年代はエネルギー省が政府の中心機関として電力事業を運営していた。エネルギー省はヴェトナム国の3つの地域(北部、中部、南部)で操業している電力会社の第1から第3までの3つの会社を監督していた。

従来、これらの電力会社は政府部門として事業を進めてきたが、1991年により大きな自治権が与えられた。政府の戦略としては、商業路線に沿って事業展開できるように最終的にはこれらを株式会社化することを目指している。

電力産業の制度面の改革をさらに推し進めるため、1995年には世銀の支援を受けて電力セクターの再編が実施された。1995年4月にヴェトナム国電力公社(EVN)が設立された。EVNは政府機関だ

が、もはやエネルギー省の一部ではなくなった。それまで同省が手がけていた事業の多くが現在では EVN に委譲されている。この再編によりエネルギー省は消滅し、それに代って工業省(MOI)が EVN を監督することになった。

EVN は 5 つの電力会社の運営に責任を有している。そのうちの 3 つはハノイ、ホーチミン、ダナンにあった既存の組織であり、新たに加わったのはハノイ電力公社とホーチミン市電力公社の 2 社である。また 4 つの発電所建設会社(第 1 会社から 4 会社まで)と 4 つの送電会社の監督も行っている。さらに EVN は 12 の発電所の事業も引受けている。

政府は、2000 年代初め迄に、規制委員会の監視下で、電力セクターを EVN が独立する体制へと移行する改革計画を推進している。この改革プランでは、EVN を短中期には電力の唯一又は主要なプレイヤーとしている。競争は発電分野で奨励され中期的には総設備の約 20%を IPP(民間発電事業者)に委ねたいとしている。送電事業は EVN の専管となるが、独立機関による規制を受ける。EVN の配電部門は、徐々に地域分割・民営化される。送配電は収益部門として分離され、バランスシートは個別に監査を受けることになる。この改革の実施のためには電気事業法が必要となる。

政府は 1996 年の半ばに電気法の法案作りに着手した。法案には次のような基本項目が規定される。①規制機能、②他の政府機関の機能、③規制機関設立の原則、④事業分野(発電、送電、卸供給、配電、小売供給)ごとのライセンス付与原則と要件、⑤認可業者の権利と義務、⑥料金設定と承認の原則など。詳細な実施規制は併行して策定されている。電気法は 2000 年には制定されることになっている。この法律を補完するために 2 次的な細則が策定される。この細則には、規制機関の役割と構造、料金設定の設定と規制の手続、行政規制と技術標準などが含まれる。

5.5.3 ヴィエトナム国の電源ポテンシャル

ヴィエトナム国には膨大なエネルギー資源がある。それらには水力、石炭、石油、ガスなどが含まれる。政府では、それら 4 つの資源すべてを活用して発電能力の拡大を目指している。

(i) 水力

ヴィエトナム国は水力発電で、多くの可能性を秘めている。国内の 75%ほどが丘陵や高地で占められ、平均降雨量は 1,500mm である。ADB の調査によれば、理論上開発可能な水力発電能力は年間 30 万 GWh に達するという。地域別では北部が 181,000GWh、中部が 89,000GWh、南部が 30,000GWh となっている。

この理論的包蔵水力のうち、82,000GWh は経済的な利用が可能だと推定されている。これは設備容量にして 15,600MW に匹敵する。このうち 1993 年に JICA が行った調査では、総容量にして 7,570MW にのぼる 18 のプロジェクトをランク付けしている。

(ii) 天然ガス

ヴィエトナム国の非随伴ガスの埋蔵量は 3,600 億 m³ 以上のポテンシャルがあると言われている。このうち確認埋蔵量は 570 億 m³ である。ほとんど未開発の資源ではあるが、天然ガスは将来の電力セクターの主要な燃料として期待されている。

(iii) 石炭

ヴィエトナム国の石炭は無煙炭であり、主産地はクエン・ニン州に集中している。同州の採掘可能量は 70~80 億 t であり、このうち 6 億 t は深度 100m 以下の浅いところにある。高級炭である無煙炭は、工業用原料としての需要も多く、輸出量は 1990 年の 60 万 t から現在は年間 360 万 t に達している。ヴィエトナム国は現在、世界の無煙炭の輸出総量の 40%を占めている。

(iv) 石油

原油は南部の沖合に発見され、確認埋蔵量は約 2,700 万 t であるが、今後試掘の進展により拡大が見込まれている。現在の年間生産量は約 900 万 t である。

世銀によれば 1995 年におけるベトナム国の電化率はわずか 15% である。農村部では、薪がエネルギー供給の中心的な役割を担っている。WEC(世界エネルギー評議会)によれば、同国には 1 千万 ha 近くの植林地があり、毎年 21,000m³ の薪が伐採されている。

ベトナム国における太陽熱発電、風力発電、地熱発電の潜在能力については知られていない。しかし、地熱資源の存在は知られている。

ベトナム国の電源は、図 5.5.1 に示すように、資源の地理的分布状況と細長い地形に支配され独特な構成となっている。北部は水力が主要電源であるが、石炭の埋蔵量も多く、水力と石炭という 1 位と 2 位の電源が集中している(表 5.5.1 参照)。高度成長を続けている南部は水力のポテンシャルはあるが、主にディーゼル発電に依存している。しかし、バク・ホーとナム・コン・ソンの沖合ガス田が発見されたことから、今後南部は天然ガスをベースとする発電のシェアが高まろう。中部は人口が最も少なく水力とディーゼル発電の設備能力も限られている。しかし、中長期的にみると中部では水力発電所が増え、その多くを南部へ供給することが期待されている。

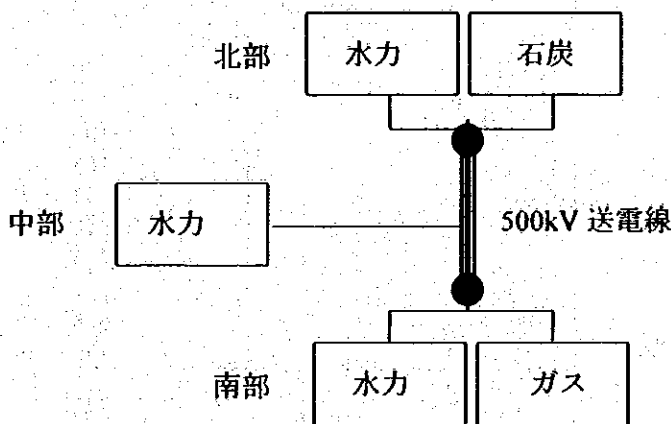


図 5.5.1 ベトナム国電力システムの特徴

表 5.5.1 電源の地域別構成(1996 年実績)

(Unit:1,000GWh)

番号	Type	北部	中部	南部	合計
1.	水力	7.7 (65%)	0.3 (3%)	3.8 (32%)	11.8 (100%)
2.	火力	2.4 (47%)	0.2 (4%)	2.5 (49%)	5.1 (100%)
3.	局地的輸出入	-2.9 (輸出)	0.9 (輸入)	1.9 (輸入)	0.0
	合計	7.2 (43%)	1.4 (8%)	8.2 (49%)	16.9 (100%)

(出典) World Bank

5.5.4 ヴィエトナム国の電源開発

(1) 発電設備

表 5.5.2 に示す通り、1999 年末現在の発電設備容量は EVN が 5,134MW、IPP が 425MW、合計 5,559MW である。また、発電可能出力は 5,130MW である。電源別構成は、水力 55%、石油及び石炭火力 24%、ガス及びディーゼル火力 21%となっている。1999 年における総発電電力量は、237 億 4,000 万 kWh である(水力 51%、火力 26%、ガス&ディーゼル 23%)。なお、主要な発電所の位置を図 5.5.2 に示す。

表 5.5.2 ヴィエトナム国の既設発電設備(1999 年末現在)

(単位:MW)			
No.	Type	Name of Plant	Installed Capacity
1.	Hydropower	1. Hoa Binh	1,920
		2. Thac Ba	108
		3. Da Nhim	160
		4. Tri An	400
		5. Thac Mo	150
		6. Vinh Son	66
		7. Small Hydro	2,854
		Sub-total	2,854
2.	Thermal		
	Coal	1. Pha Lai	440
		2. Uong Bi	110
		3. Ninh Binh	100
	Oil	4. Thu Duc	165
		5. Can Tho	33
		6. Hiep Phnoc (IPP)	375
Sub-total	1,223		
3.	Gas Turbine	1. Ba Ria	271
		2. Phu My 2.1	568
		3. Thu Duc	128
		4. Can Tho	75
		Sub-total	1,042
4.	Diesel	1. EVN plants	390
		2. IPP (Nomura)	50
		Sub-total	440
Ground-total			5,559

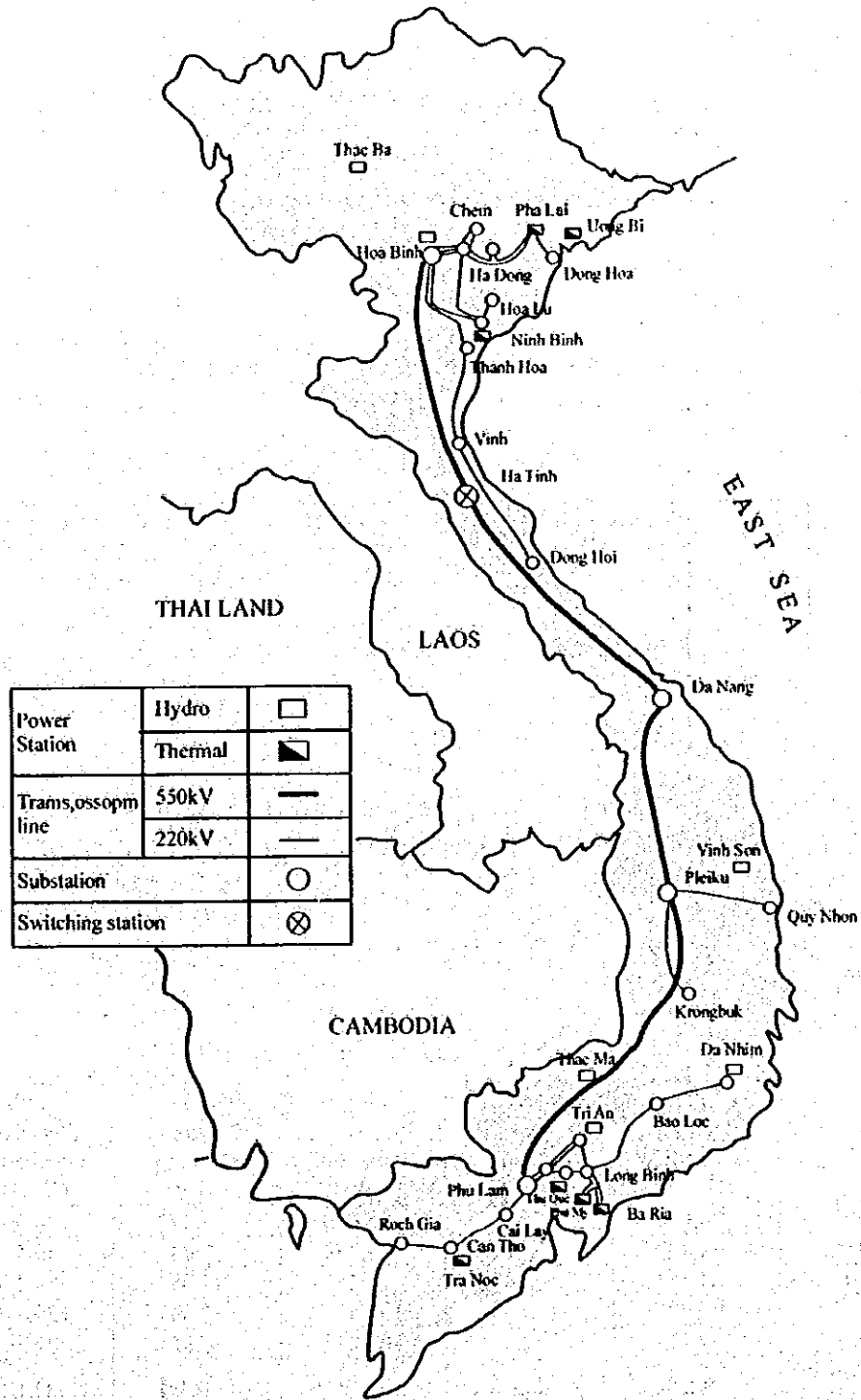
(出典) EVN Institute of Energy

最近 5 年間(1995 年～1999 年)の最大電力と発電電力量の推移を表 5.5.3 に示す。この 5 年間の年平均伸び率は、ピーク電力が 10.9%、発電電力量が 12.9%であった。この期間の GDP 成長率が年平均 8%であった。従って発電電力量の GDP 弾性値は 1.61 と算定される。

表 5.5.3 電力需要(1995～1999 年)

最大電力と発電電力量	Unit	1995	1996	1997	1998	1999	Annual Growth Rate (%)
Electricity Consumption	GWh	11,186	13,374	15,305	17,739	19,592	15.0
Electricity Generation	GWh	14,636	16,960	19,151	21,654	23,740	12.9
Peak Demand	MW	2,774	3,177	3,582	3,875	4,200	10.9

(出典) EVN Institute of Energy



(出典) Interim Report on JICA F/S of Dong Nai No. 3 & 4 Hydropower Project, Nov. 1999

図 5.5.2 既設主要電力設備位置図

(2) 送配電設備

ベトナム国の基幹送電線(ナショナル・グリッド)は 500kV、220kV、110kV と 66kV の 4 つの電圧で構成されている。このうち 66kV は、近い将来 110kV にアップグレードされる。南北を結ぶ 500kV 送電線が 1994 年に完成し(送電能力 500MW)、これにより北部、中部、南部の地域関係が確立した。500kV と 220kV の送電系統図を図 5.5.2 に示す。

配電設備は地域ごとに独立して整備されてきたため、電圧構成は地域によって異なる。北部系統は 35kV、10kV 及び 6kV の 3 つの中圧配電線から成っているが、中部と南部系統の主要電圧は 15kV となっている。1994 年にエネルギー省は、将来の標準中圧配電系統を 22kV に統一することに決定した。しかし、山岳地域、高地や一部の遠隔地では経済性を勘案し 35kV が維持されるところがある。

尚、EVN によれば、ナショナル・グリッドは全ての州と 95%の地区と 75%以上のコミューンに達している(全国で 520 の地区と 8,850 のコミューンがある)。既設の送配電設備容量を表 5.5.4 に示す。

表 5.5.4 送配電設備容量

No.	Voltage level (kV)	Length of lines (km)	Capacity of Transformer (MVA)
1.	500	1,489	2,850
2.	220	3,388	4,504
3.	66-110	7,493	6,283
4.	Medium-Low	50,464	-

(出典) EVN

(3) 電力需要想定

EVN のエネルギー研究所(Institute of Energy)は、2001 年から始まる第 5 次 5 ヶ年計画(2001 年～2005 年)に反映させるべく、長期電力開発計画(2000 年～2020 年)を策定中である。最新の計画案によると、低成長・ベースケース・高成長の 3 つのシナリオを想定した電力需要想定を行っている。その結果をまとめると表 5.5.5 のようになる。需要想定の基本となる経済成長率は表 5.5.6 に示す通りである。需要想定は主要な経済セクター(農業・工業・サービスの 3 部門)の予想成長率に一定の弾性値を乗じて積上げ算定している。

表 5.5.5 電力需要想定(2000～2020 年)

Year	Low-growth Scenario		Base-case Scenario		High-growth Scenario	
	Electricity Generation (GWH)	Peak Demand (MW)	Electricity Generation (GWH)	Peak Demand (MW)	Electricity Generation (GWH)	Peak Demand (MW)
2000	26,000	4,477	26,000	4,477	26,000	4,477
2005	42,409	7,141	44,230	7,447	46,554	7,838
2010	64,553	10,680	70,437	11,653	78,466	12,982
2015	96,906	15,803	109,439	17,847	126,949	20,703
2020	142,113	22,849	167,022	26,854	201,367	32,376
Ave. Growth Rate (%)	9.5%	8.5%	10.2%	9.4%	11.0%	10.4%

(出典) EVN

表 5.5.6 GDP 成長率予測

Growth Rate	Low-Growth Scenario			Base-Case Scenario			High-Growth Scenario		
	1996-2000	2001-2020	2011-2020	1996-2000	2001-2010	2011-2020	1996-2000	2001-2010	2011-2020
GDP	6.9	6.5	6.0	6.9	7.2	6.5	6.9	8.0	7.0
Agriculture	3.6	3.1	3.0	3.6	3.1	3.1	3.6	3.1	3.0
Industry	10.8	8.1	7.0	10.8	8.6	7.5	10.8	9.5	8.1
Service	5.7	6.6	6.0	5.7	7.8	6.6	5.7	8.8	7.0

(出典) EVN

ベースケースのシナリオによると、計画期間 2000 年～2020 年間の年平均伸び率は発電電力量 10.2%、ピーク電力 9.4%である。ベトナム国では、電力需要の旺盛な成長センターとして以下の3地点が挙げられる。

- (i) 北部のハノイ-ハイフォン-クアンニン三角地帯
- (ii) 中部ではチューライ-キーハ経済ゾーンとズアン・クアット工業地区を含む、ダナン-クアンナム-クアンガイ地区
- (iii) 南部ではホーチミン市、ドンナイ、ビンズオン、バリア・ブンタオ州を含む東部地区

(4) 電源開発計画

上記の需要想定ベース・シナリオによると各年に必要とされる発電設備容量は、2005年で9,160MW、2010年で14,330MW、2015年で21,950MWそして2020年には33,030MWに達すると想定される。所要容量は最大電力に計画予備率23%を加味して算定した。

現在の発電能力は5,130MWあるので、2000年から2005年の5年間に必要な新規発電能力は4,040MWとなる。同様に2005～2010年間には5,170MW、2010～2015年間には7,620MW、2015～2020年の5年間では11,080MWの新規設備が必要となる。

EVNによれば、2005年までは現行のIPPを含む発電計画で需要を十分カバーできるので、新規IPP及び海外からの電力購入は必要とないとしている。しかし2005年以降は、財政的にみてEVNの新規開発能力は年間800MW、5年間で4,000MW程度と考えられるので海外からの買電を含む外部からの調達は不可避である。

EVNのPower Sector Master Planによると、現在から2020年までに新規に必要なとする発電能力29,400MWの電源構成は、表5.5.7に示すものを想定している。これによると、同年には国内で25,400MW開発し、国外からの買電所要量は4,000MWに達するものとみている。

表 5.5.7 2020年迄の新規開発電源構成

No.	電源構成	発電能力 (MW)
1.	国内電源(含む IPP)	(100%)
1-1	水力(3,600MW ソンラ水力を含む)	9,000 (35%)
1-2	ガス火力及び合成火力	10,000 (39%)
1-3	石炭火力	5,000 (20%)
1-4	原子力	1,200 (5%)
1-5	地熱他	200 (1%)
	国内電源 (小計)	25,400 (86%)
2.	国外買電	4,000 (14%)
	合計	29,400 (100%)

5.5.5 ヴィエトナム国の電力輸入計画

前述のようにヴィエトナム国は、2020年には4,000MWの国外買電を想定している。主な買付先国はラオス国、カンボジア国と中国(雲南省)の3ヶ国である。

(1) ラオス国からの買電計画

ヴィエトナム国はラオス国からの電力購入に関心を示している。1995年9月にヴィエトナム政府はラオス政府と覚え書(MOU)を交わし、2010年までに1,500~2,000MWの電力をラオス国から購入することを取り決めた。その後、1998年7月と1999年3月に具体的な買電取引の話合いがもたれた。1999年3月の会合で、ラオス国側は具体的に3つの発電所の名前を挙げ(ナムモ水力、ナムニアップ水力及び南部の某発電所)、早期買付のコミットメントをヴィエトナム国に要請した。このうちナムモ水力については、当初予定していたヴィエトナム国側の中継水力発電所(バンマイ水力、380MW)が住民移転問題で頓挫し、立ち消えとなったため、その実効性は低下した。したがって、ヴィエトナム側(MOI)は、次点のナムニアップ水力からの買電に期待を寄せている。最新の情報ではヴィエトナム国によるラオス国からの買電計画は、2005~2010年は1,000MW、2010年から2015年に1,000MWとなっている。

この様に、ナムニアップ水力からヴィエトナム国への買電計画は有望で、かつ現実味を増してきた。決め手となる買電価格についてはMOIは、国境渡して20年 levelized コストベースで5¢/kWh前半台(1999年価格)ならば交渉の余地があると言っている。

尚、ラオス国からヴィエトナム国への送電ルートは、前出の図5.3.3に示すように2ヶ所ある。

- (i) ラオス国中部のナムテン2水力発電所からヴィエトナム国北部のハ・ティン500kV変電所へ通じる送電線(ナムニアップ-Iはこのルートで送電される予定)。
- (ii) ラオス国南部のバン・ソク500kV変電所からヴィエトナム国中部のブレイク500kV変電に通じる送電線。

(2) カンボジア国からの買電

ヴィエトナム国とカンボジア国は2国間の電力融通を2段階で進める協定を結んでいる。

現在から2010年までの第1段階では、ヴィエトナム国はカンボジア国に110~220kVの送電線で電力供給する。次に、カンボジア国で大型水力が開発される予定の2010年以降の第2段階は、500kV送電線を通じてヴィエトナム国はカンボジア国から南部地域向けに電力購入する。

(3) 中国(雲南省)からの買電

中国政府は、雲南省の瀾滄江(メコン河の支流)で周辺地域向けに、いくつかの大型水力開発プロジェクトを計画している。将来的には、ヴィエトナム国はこの計画に期待し、500kV送電線を通じてヴィエトナム国北部へ電力を購入する計画をもっている。

5.6 IPP ビジネス戦略

5.6.1 タイ国火力発電 IPP の現状

(1) 概要

1997年中頃から現在に至るタイ国内経済の後退は、様々な民間事業に影響を与え、国家の発展を遅らせるとともに様々な事業の成長を鈍化させ、特にその影響は電力事業のような多くの投資資金を必要とする大プロジェクトに対して顕著に現れている。IPP、SPP も他の産業と同じように経済後退の影響を受けており、例えば多くの工場閉鎖により電力消費量が減少しているほか、大型事業に対する投資コストがアップするという影響が生じ、資金調達難に陥っている。外国からの借入は為替リスクを発生させるとともに金利負担を増加させ、国内金融機関の大型プロジェクトに対する信用をさらに低下させることになり、その結果として電力需要が減少している現状に一致させるべく民間発電事業の新規プロジェクトを中止、縮小させる必要が生じている。

EGAT へ電力販売を行う民間発電業者の事情を検討してみれば、経済が後退している状況において発電事業を実施することは大きなリスクがあることが判る。例えば発電所が未建設の、又は建設中の民間発電業者(IPP 及び SPP)にとっては、事業を継続するための投資資金の調達先を探すことが困難である。また、発電所建設を終了し、発電量の 50%以下を EGAT に販売する準備がある事業者にとっては、民間の工場閉鎖が多く発生している現状では、民間による電力買付が減少するという中程度のリスクが発生している。EGAT への電力販売が発電量の 50~100%である事業者は販売量が確定した電力市場を有していることから、相対的に少ないリスクしか生じない。

いずれにしてもこの先3年から5年までの期間は、国内の経済成長に基づいた EGAT の新規発電量削減政策により、市場に参入する新たな事業者はなく、資金繰りの問題から 20 件以上の発電所建設プロジェクトが中止されるだろう。

現在、民間発電事業者は資金繰り及び事業赤字という問題を抱えている。経営支援先としての外資の招聘、関心がある外国人投資家への事業売却も増えている。また EGAT の民営化推進により、新たな発電所建設から既存の発電所の私下入札への参加と民間発電事業の投資形態が変化していくと予想される。

(2) IPP 事業の傾向

経済の回復の遅れから、EGAT は電力需要予測を下方修正している。1999年~2001年の成長率が 2.8%となっているが、これは当初の発電計画の年率 7.5%、及び第9次(2002年~2006年)、第10次(2007年~2010年)の電力開発計画でそれぞれ示されている年率 4.8%、5.9%を、経済の後退による需要の減少に一致するように下方修正したものである。さらに経済の後退に伴い第二期(2003年~2006年)において IPP からの電力購入計画を縮小するとともに、SPP の多くが事業の中止を実施する中で、これら SPP からの電力購入も縮小させている。

民間発電業者として、2,058MW の電力供給を実施するエレクトリシティ・ジェネレーティング社(EGCOMP)があり、IPP 発電所(インディペンデント・パワー社)が 1999年に運転を開始する状況にある。さらに SPP 発電所数が現時点で 40 箇所、総発電力がおよそ 500MW ある。従って、発電事業は今後 3~5年の期間は凍結に近い形になることが予想される。これは発電能力が今後 5年以内、電力需要に対して十分過ぎるという意味でもある。

ただ長期的に見れば EGAT の発電量を減少させるとともに、IPP 及び SPP から買い受ける電力の割合を将来にわたって増加させるという国営企業改革政策を政府が有していることから、民間発電事

業は継続的に増加すると考えられる。

(3) IPP 事業の問題点

① 営業費用の上昇

IPP 及び SPP の事業運営に際しては二つの主要な事業コストがある。一つは発電所の建設費、土地代及び発電設備に関する費用、あと一つは発電に使用する原料コスト及び運転資金である。現在生じている経済の危機的状況は IPP 及び SPP の事業運営に影響を与え、例えば固定費とともに、変動相場の影響を受けた発電用原料の上昇により可変的費用も上昇している。

② 事業者の資金調達

IPP 及び SPP の重要な問題として事業運営に係わる資金繰り欠如の問題がある。それは大規模発電所建設のプロジェクトの場合には数 10 億パーツの資金が必要であり、事業者は国内外の金融機関からシンジケートローンによる融資を受けている。しかし、多くの事業が資金繰りの問題を有し、かつ不良債権発生リスクが生じている経済の危機的状況においては、多くの金融機関が大規模事業に対する融資を縮小し、その結果として発電所の建設事業を縮小する必要性が生じている。さらに事業期間の縮小は、事業者の借入金利息の支払いを相対的に増大させ、事業の縮小期間に応じて投資収益も減少することが予想される。

③ 民間電力需要の縮小

IPP 及び SPP の電力の買手である電力市場に関する問題がある。SPP では EGAT との確定された所定期間の電力購入契約以外に工業団地内の様々の民間工場と売電契約を結んでいるが、経済の低迷により生じた多くの工場閉鎖によって SPP からの電力購入量が減少、その結果、SPP が民間の市場に販売する電力量は、経済が回復するまでの間の 1~2 年にわたって減少するものと見られる。SPP が有している電力市場に関する問題は、EGAT 一社にのみ電力を販売する IPP よりも大きな影響が生じるものと予想される。

④ 投資リスクの増大

IPP 計画は EGAT に対して 90~1,400MW の電力を供給するもので、出力が高い発電所を有し、かつ発電燃料として天然ガス、石炭、重油などを使用する。IPP の発電所では 100 億パーツ以上という多額の投資資金を必要とし、現状において経済が大型投資に適した状況にないことから、選別された 7 社の内、5 社の企業が発電所建設の縮小を申請している。現在、EGAT に電力を供給している IPP は EGAT の分離民営化会社であるエレクトリシティ・ジェネレーティング社 (EGCOMP) 1 社のみである。

市場における IPP の数は少なく、EGAT と確定した売電契約を結んでいたとしても、将来において EGAT が民営化されるという構造改革がなされた場合には、ラチャブリ発電所、ラヨン発電所と同様に自身の発電所を民間に売却するという政策を有することになる。これによってこれら EGAT 本体から分離され払い下げられた発電所は EGAT に電力を販売する IPP の立場となり、IPP が市場に多く参入することになると予想される。一方、現在、発電所を建設する計画を有している IPP は、既に発電所を有している IPP と比較してプロジェクト投資資金面で不利な状況にある。すなわち、発電所を建設していない IPP は、既に操業している発電所と比較して多くの投資資金が必要であるという問題が生じている。

⑤ EGAT の発電所売却

民間の投資形態は IPP または SPP 形式の発電所建設から、EGAT の発電所を買収する形式に変化する

ることが予想される。その理由として電力需要の大幅な減少により、新規の IPP または SPP を開設するという政策が縮小するとともに、すでに存在している発電所買収という形態をとった方が有利であるとの事情がある。

国内に新規に発電所を建設している最中に国内の電力需要が大幅に回復した場合に、政府はマレーシア、ラオス、ミャンマー、中国といった近隣諸国から電力を購入するように方針変換することが予想される。国内での資金調達が困難で、環境団体や地域住民が発電所建設に反対している事情からも、EGAT の発電所の払下げを受ける方が有利であると言えることができる。

5.6.2 ヴィエトナム国 IPP の現状と課題

(1) IPP の現状

ヴィエトナム国の IPP は大きく 2 つに分けられる。

- (i) 輸出加工区と工業団地入居企業向け電力供給
- (ii) 20 年の BOT ベースによる EVN への電力供給

この国の IPP の歴史は浅く、1998 年に運開した前者の工業団地向けの IPP(Hiep Pluc)が最初のものであった。次に Hai Phong 工業団地向けの野村の自家発(50MW ディーゼル)が続いている。現在稼働中の IPP はこの 2 つである。

BOT ベースの IPP は、1997 年に契約締結した Wartsila(300MW)を皮切りに数件の商談が進んでいる。1999 年 12 月末現在の個別案件の進捗状況をまとめると表 5.6.1 のようになる。このうち最も注目されているのは Phu My 2.2 である。特に、世銀は Phu My 2.2 の契約交渉がうまくいくかどうか今後のヴィエトナム国での IPP 成功の試金石となるとみている。

水力発電の BOT としては、現地建設業者が 72MW の Can Don 水力をプロモートしている他、ADB がセサン 3(260MW)の F/S を行っている。セサン 3 の F/S の結果、BOT 案件で有望ならばこれは外資導入によるヴィエトナム国で最初の水力 BOT プロジェクトとして注目されよう。

表 5.6.1 ヴィエトナム国 IPP の現状(1999 年末現在)

No.	Project Name	Type	Fuel Type	Installed Capacity (MW)	Commissioning Year	Developer	Status (as of end 1999)
Existing Project							
1.	Hiep Phnóc	Thermal	Gas	375	1998	Taiwan Company	Operating
2.	Nomura	Thermal	Diesel	50	1999	Nomura Corp.	Operating
Committed Project							
3.	Wartsila	Thermal	Diesel	120	2000	Wartsila, IFC	Under negotiation
4.	Oxbow	Thermal	Coal	300	-	Oxbow Energy USA)	Cancelled
5.	Phu My 2.2	Thermal	Gas	720	2002	EdF, Alstom, Sumitomo, TEPCO	Under negotiation
6.	Phu My 3	Thermal	Gas	700	n.a.	Statoil, BP, Tomén, Mitsui	To be negotiated
7.	Can Don	Hydro	-	72	2002	Local company	Under negotiation
8.	Na Duong	Thermal	Coal	100	2003	Binacoal	Under negotiation
9.	Cao Ngan	Thermal	Coal	100	2003	Binacoal	Under negotiation
10.	Se San 3	Hydro	-	260	2005	n.a.	ADB conducting F/S

(出典) JICA チーム聞き取り

(2) 課題

ベトナム国の電力市場への潜在投資家は、参入のための許可を取得するプロセスに関し、以下に示す問題点を指摘している。

- (i) 大量の必要許可証
- (ii) 時間のかかる政府の決定
- (iii) 不透明な決定プロセス
- (iv) 汚職
- (v) 法制度の不備
(一般的な透明性と明確な取決めがなければ何も許可されないという信頼の欠如)
- (vi) 政府による資本コストの過少評価

彼らはまた原則的に民間投資が認められる一方、それを阻害するような要素のある現行の法的フレームワーク上の問題も挙げている。

- (i) 国際法に基づく国際仲裁条項の適用の困難
- (ii) レンダーが得ることのできる融資保証に対する制限
- (iii) 土地リース権の譲渡禁止措置
- (iv) 現地通貨(ドン)の外貨との交換制限と入手可能なドン通貨量の制限、外貨建てローンに対する金利のキャップ、外貨の一部を強制的にドンに交換させる措置などの関連した金融措置

しかし、上記の問題点は電力セクターに固有のものではない。セクターに固有な課題としては、新規民間投資が電力セクターへの参入をさまたげる項目として以下のものがあげられ、改善措置が必要である。

- (i) 現行の料金設定ルールでは、料金がコストをカバーするという確証がない。
(これはEVNの信用が低いとみられている理由の1つである)
- (ii) 既得権利者 Petro Vietnam の独占的な役割のため、ガス部門の運営を規定したルールにより、新規ガス供給の調達遅延がもたらされる。
- (iii) EVN は IPP からの電力購入者であると同時に大口需要家に対しては IPP との競争者という相容れない2面性があるため EVN 側に IPP と積極的に PPA を結ぼうというインセンティブに欠ける。

5.6.3 経済危機後の新しい IPP ビジネス戦略

1997年のアジア経済危機後の財政事情と経済成長低迷の下、多くの東南アジア諸国は広範な改革プログラムに着手している。この改革プログラムは①電力セクターの規制緩和、②国営電力公社の民営化、及び③電力市場への競争原理の導入の3つを目的としている。改革プロセスのペースは国によって差異があるが、この電力市場の改革は新しい民間投資として大きな機会を創出しよう。一方で投資機会の増大はより競争を激化させる。この競争激化は外国の開発業者、投資家、レンダーは同様にプロジェクトの成否の判断を投資へのリターンを最大化から将来の電力需給バランスの綿密な分析へとシフトさせる。これはかなり先の将来まで市場全体の需要を見通せる有能なマーケット専門家や分析者の力量いかにかかってくる。競争市場ではプロジェクトの viability を決定する重要な事項として以下のものが挙げられる。

- (i) プロジェクトに対する真のマーケットニーズの有無。
- (ii) 将来に想定される新規電源拡張量の程度。
- (iii) 他の既存及び将来の発電プラントに比べてのプロジェクトのコスト競争力(資本コスト、燃料費、O&Mコストなど)
- (iv) 料金認可に関連したリスクの有無。
- (v) 市場改革のペースと市場自由化に伴う規制の枠組みに対する判断。
- (vi) 競争市場での電力オフテイカーの信用度。
- (vii) 最適な発電技術と規模の設定。
- (viii) 給電指令センター・送電施設に近接したプロジェクトプラント。
- (ix) プール市場におけるプロジェクトプラントの給電順位。
- (x) 市場参入の最適時期。

経済危機前は、アジア諸国の IPP 業者は相手国政府によって投資利回りが保証された準独占市場でオペレートしてきた。彼らの主な狙いは、政府とのネゴによって投資収益率を極大化することと最適な保証パッケージを構築することにあった。しかし危機後は、卸売プール市場という競争市場が出現することから、新たな IPP ビジネスアプローチが求められる。ここでは、深い市場調査と他の市場参加者に競争できる能力をいかに持つかという2つの能力が要求される。

