

2.2.3 電源設備

(1) 電源設備の現状

2002 年末時点におけるベトナムの発電設備一覧を表 2-2-2、図 2-2-10 に示す。合計出力 8,505MW の設備構成は、水力 48%、ガス火力 27%、石炭火力 15%、その他 10%となっている。地域別では、エネルギー資源の偏在により電源構成が大きく異なっている。水力及び石炭資源が豊富な北部地域は、水力発電（62%）と石炭火力（38%）で構成されている。なお、石炭火力発電所の多くは、1970 年代から 80 年代前半にかけて建設されている。中部地域は、ほとんどの電源が水力発電設備である。一方、ガス資源の豊富な南部地域では、ガス火力が全体の 55%を占め、残りを水力（28%）及び石油火力（15%）が分担している。

表 2-2-2 既設発電設備一覧 (2002 年末時点)

	Type	Name	Unit Capacity (MW)	Unit No.	Total Capacity (MW)	Year of Commissioning
North	Hydro	Hoa Binh	240	8	1,920	1989-1994
		Thac Ba	40	3	120	1970-1973
		Hydro Total			2,040	
	Coal Thermal	Pha Lai 1 (coal)	110	4	440	1983-1986
		Pha Lai 2 (coal)	300	2	600	2,002.0
		Uong Bi (coal)	55	2	110	1975-1977
		Ninh Binh (coal)	25	4	100	1974-1976
Coal Total				1,250		
IPP	Nomura - IPP (DO)			25		
	Sub Total			3,315		
Central	Hydro	Vinh Son	33	2	66	1994
		Song Hinh	35	2	70	2000
		Yaly	180	4	720	2001
		Small Hydro			23	
	Hydro Total			879		
Diesel				50		
	Sub Total			929		
South	Hydro	Tri An	100	4	400	1988-1989
		Da Nhim	40	4	160	1963-1964
		Thac Mo	75	2	150	1995
		Ham Thuan	150	2	300	2001
		Dami	88	2	175	2001
		Small Hydro			12	
		Hydro Total			1,197	
	Oil Thermal	Thu Duc (DO)	33, 66 x 2		165	1966-1972
		Can Tho (FO)	33	1	33	1975
		Oil Total			198	
	Gas Thermal	Can Tho (GT)	38	4	150	1996-1999
		Thu Duc (GT)	23.4, 14.7, 37.5 x 2		113	1968-1992
		Baria (CC)	23.4 x 2, 37.5 x 6, 58 x 2		388	1991-2001
		Phu My 1(C/C)	240 x 3, 393		1,113	2000-2001
Phu My 2-1(DO-Gas)		145 x 2, 140 x 2		570	1997-1999	
Gas Total				2,334		
Diesel				60		
IPP	Hiep Phuoc (FO)	125	3	375		
	Bourbon (DO)			12		
	Amata (DO)			13		
	Vedan (FO)			72		
	IPP Total			472		
	Sub Total			4,261		
	Total			8,505		

Source: IE



図 2-2-10 発電設備図 (2002 年末時点)

(2) 電源開発の現状把握

既存及び計画中の電源開発に関する現状を把握する。特に、マスタープランの作成に大きく影響を与えと考えられる以下の項目について調査を行った。

a. 既設一般水力の運用状況

Hoa Binh、Yaly、Tri An 水力発電所を訪問し、発電所運用状況と大規模貯水池の運用目的を確認した。また、PECCI, IE, NLDC より、最低確保出力、月別最大出力、貯水池運用曲線をそれぞれ確認した。

(運用目的)

Hoa Binh : ①洪水調整、②発電、③灌漑、④水運

Yaly : ①発電、②灌漑

Tri An : ①発電、②灌漑、③海水遡上防止

(最低確保出力)

Hoa Binh : 200 MW (Installed Capacity の 10%)

Yaly : 60 MW (Installed Capacity の 8%)

Tri An : 60 MW (Installed Capacity の 15%)

(月別最大出力)

各発電所の Installed Capacity に対する月別供給力の変化は、図 2-2-11 に示す通りとなっている。Hoa Binh 発電所において洪水期の供給力低下が著しく、6月から8月にかけて設備出力の 3/4 程度まで減少する。これは、同発電所の貯水池が洪水調節を第一目的として運用されることから、洪水期には出水に備えて水位を低下させるためである。

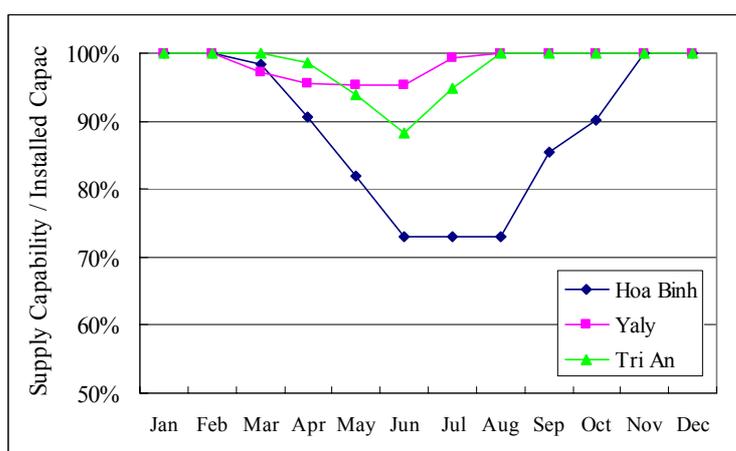


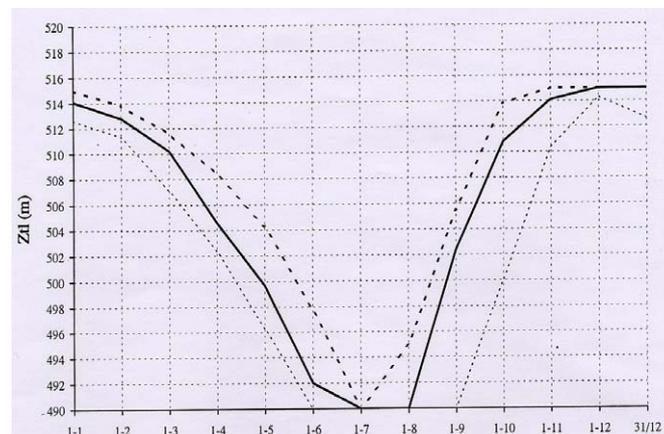
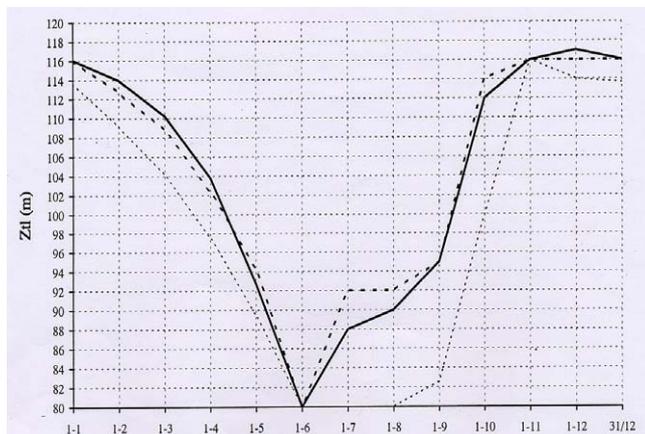
図 2-2-11 月別最大出力 (90%確率)

Source: Data from PECCI

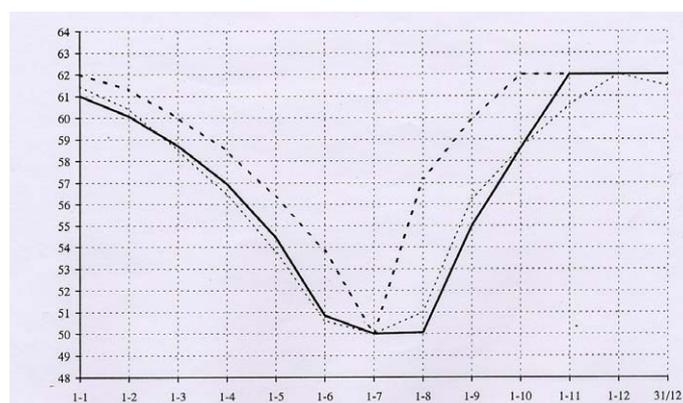
(貯水池運用曲線)

Hoa Binh Reservoir

Yaly Reservoir



Tri An Reservoir



— Actual Level - - - Upper Limit Lower Limit

図 2-2-12 貯水池運用曲線

Source: NLDC

(2) ホアビン発電所運用上の制約

北部は最もピーク時とオフピーク時の電力需要格差が大きいですが、既設電源設備としては石炭と水力しかなく、かつ水力の供給力ほとんどがホアビン発電所によるものである。一方、石炭火力の日負荷調整能力はほとんど無い。したがって、図 2-2-13 に示すように雨期は水量が豊富であるにもかかわらず、日負荷調整をホアビン発電所で行わなければならないのが現状である。このことは 5.1.1 節の図 5-1-2 に示す雨期（夜間）の無効放流量が増える原因となっている。なお、ホアビン発電所が常に最大流量で発電した場合の 8 月の増分発電電力量を試算すると、約 200GWh であり、買電価格を 3.0¢/kWh と仮定すると 6milUSD の機会費用損失となる。

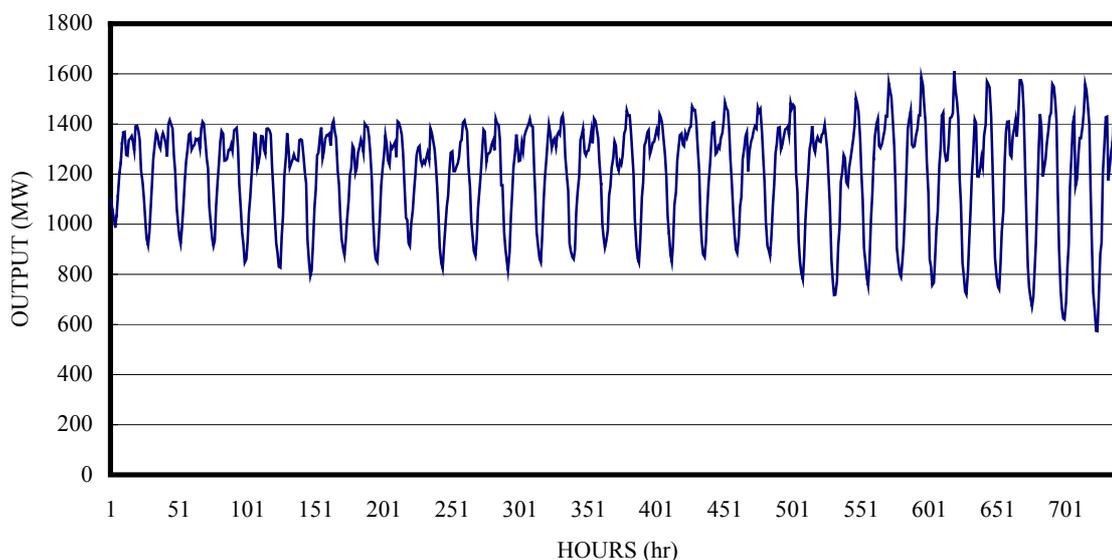


図 2-2-13 Hoa Binh 発電所 8 月運転実績 (1996-2001 の平均)

(3) 既設火力の運用特性

Pha Lai、Uong Bi 火力発電所を訪問し、発電所運用状況と定期点検状況を確認した。また、IE から発電所特性データを入手した。

(定期点検)

表 2-2-3 火力発電所定期点検状況

Category	Span	Duration
Long-term Maintenance	4 years	75~90 days
Middle-term Maintenance	2 years	30~36 days

(熱効率)

表 2-2-4 火力発電所熱効率

Output	100 %		75 %		50 %	
	design	actual	design	actual	design	actual
Pha Lai	39.2	35.5	38.5	35.1	36.4	33.3
Uong Bi	n.a.	26.7	n.a.	25.6	n.a.	n.a.

(発電所特性)

添付資料 2-1 の通り。

(4) 相互電力融通の可能性

MOI を訪問し、周辺諸国との相互電力融通の可能性を以下の通り確認した。

- ・ ADB による GMS の枠組みの中で、中国、ラオス、カンボジア、タイ、ミャンマーとの系統関係の協議を行ってきている。その中で、6 各国の電力取引に関する国際合意（IGA）が昨年 11 月にプノンペンにて関係国の通商関係大臣の間で取り交わされた。
- ・ ラオスからの電力購入については、個別地点の検討も進んでおり、第 5 次 M/P に織り込まれている。
- ・ 中国からの電力購入については、個別地点の検討は行われていないが、第 5 次 M/P には 2018 年に購入を開始する計画となっている。
- ・ カンボジアからの電力輸入については、F/S の結果良好な経済性を確認している。

第 5 次マスタープラン改訂版によれば、周辺諸国との電力融通の計画は、表 2-2-5 の通りである。対象国はラオスを中心に、カンボジアおよび中国も予定されており、全てベトナム国が電力を輸入する計画となっている。ラオスからは、2008 年から取引をはじめ、2017 年までに合計 1,700MW の電力が輸入される予定となっている。カンボジア及び中国からは、合計でそれぞれ 1,069MW、1,015MW の電力購入が計画されている。

表 2-2-5 諸外国との電力融通計画

Country	Year	Capacity	Location	Notes
Laos	2008	100.0	North	Nam Mo
	2010	260.0	Central	Se Kaman 3
	2012	240.0	Central	Nam Kong 1
	2013	400.0	North	Nam Thuen 3
	2016	450.0	Central	Se Kong 4
	2017	250.0	Central	Se Kong 5
Cambodia	2013	375.0	Central	Ha Se San 3
	2014	100.0	Central	Prek Lieng 1&2
	2017	429.0	South	Ha Se San 2 & Srepoc 2
	2018	165.0	South	Sam Bor
China	2018	465.0	North	Ma Lu Tang
	2019	250.0	North	
	2020	300.0	North	

(5) Son La 水力開発による Hoa Binh 水力発電所の運用への影響

Son La 水力発電所開発計画に関しては、HWL が 205m～215m の範囲に収まるよう開発を進めることが閣議決定されている。現時点では開発規模が固まっていないものの、本調

査の検討用に、EVN 側から HWL を 215m として設定した Son La 開発計画が提示されている。この場合、出力は 2,400MW (300MW×8 台) となり、同発電所の開発により、下流に位置する Hoa Binh 発電所の月別最大出力は、図 2-2-14 に示す通りとなる。

Son La 水力開発後は、現在 Hoa Binh 発電所が有する洪水調節機能の大部分を Son La 発電所が受け持つため、洪水期の出力低下が大幅に軽減される (34%→14%)。この結果、年間発電電力量は約 30% (8.3TWh→10.8TWh) 増加する見込みとなっている。

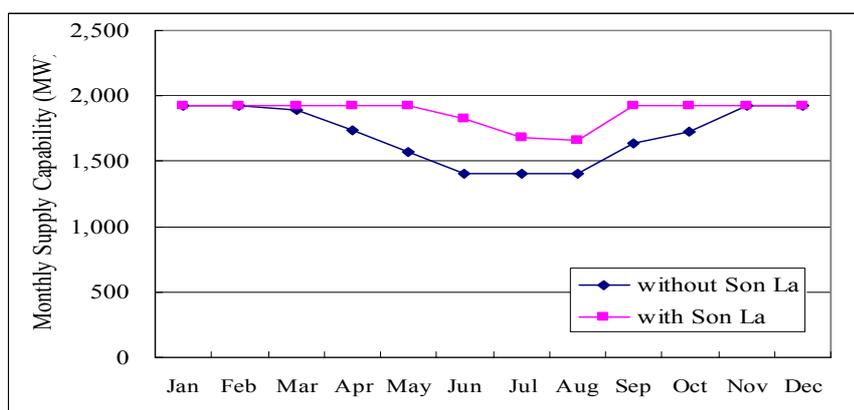


図 2-2-14 Son La 開発に伴う Hoa Binh 発電所月別最大出力の変化 (90%確率)

Source: Data from PECC1

2.2.4 送電システム

2002 年末時点における基幹系統の系統図と単線結線図をそれぞれ、図 2-2-15 及び図 2-2-16 に示す。EVN は、500kV の高圧送電線により南北を連系させることにより需給運用の効率化を図ることとし、1994 年 5 月に 1 回線 1,500km を自己資金で建設している。

ベトナム国の送配電系統は、500 kV, 220 kV および 110 kV の送電系統と 35 kV, 15 kV, 10 kV および 6 kV の配電系統から構成され、ベトナム国の北部、中部および南部間の連系線は 500 kV 送電線である。

ベトナム 500 kV 送電線は、北部の出力 1,920 MW の Hoa Binh 水力発電所から、南部の Phu Lam 変電所まで 1 回線で建設され、1992 年に着工し 1994 年に完成した。Hoa Binh 水力発電所には、500/220 kV 変圧器が設置され、ルート上には、Ha Tinh 変電所、Da Nang 変電所および Plei Ku 変電所があり、Plei Ku 変電所から、約 20 km 離れた出力 720 MW の Yaly 水力発電所へ 2 回線が分岐している。

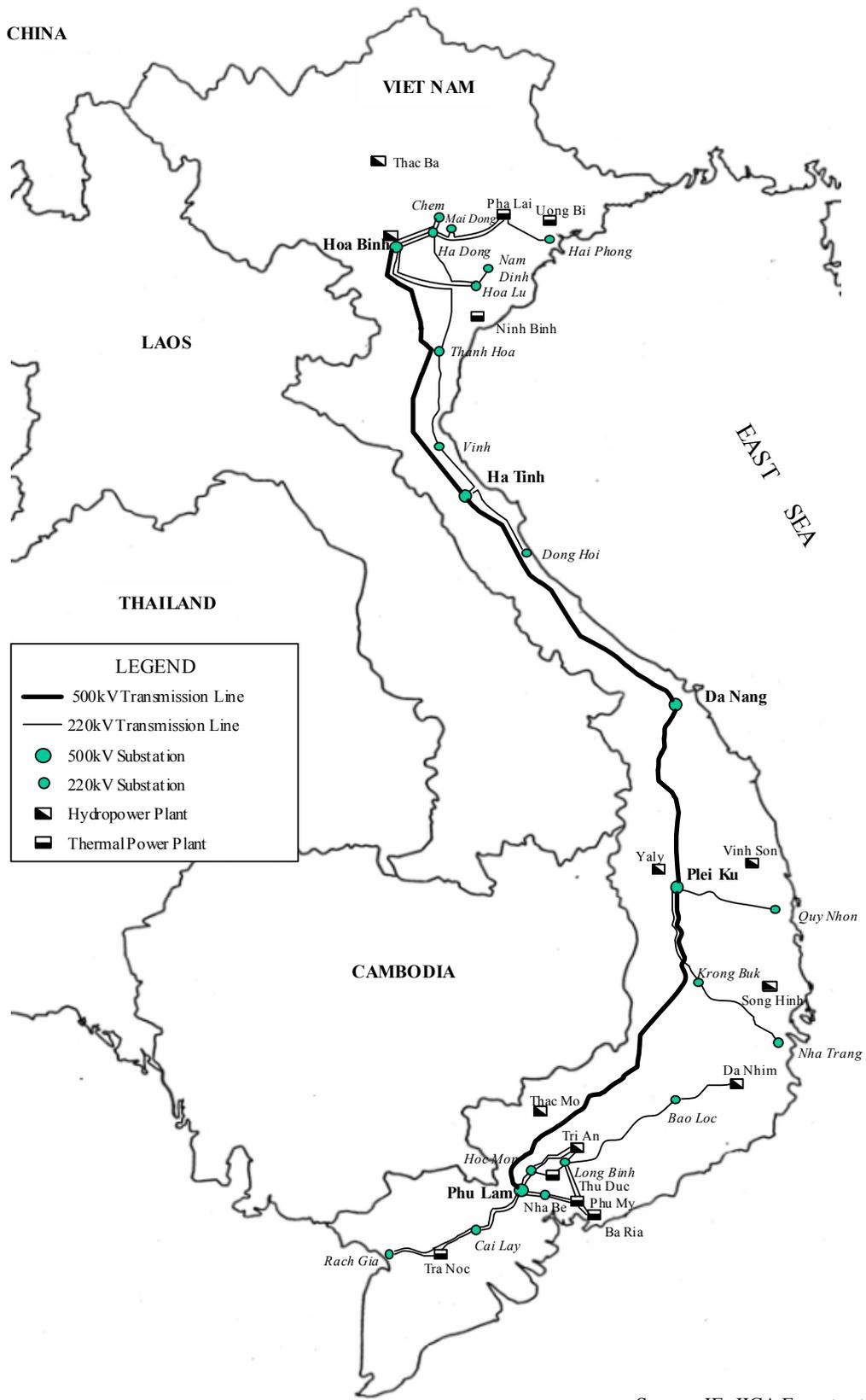


図 2-2-15 電力系統図 (2002 年末時点)

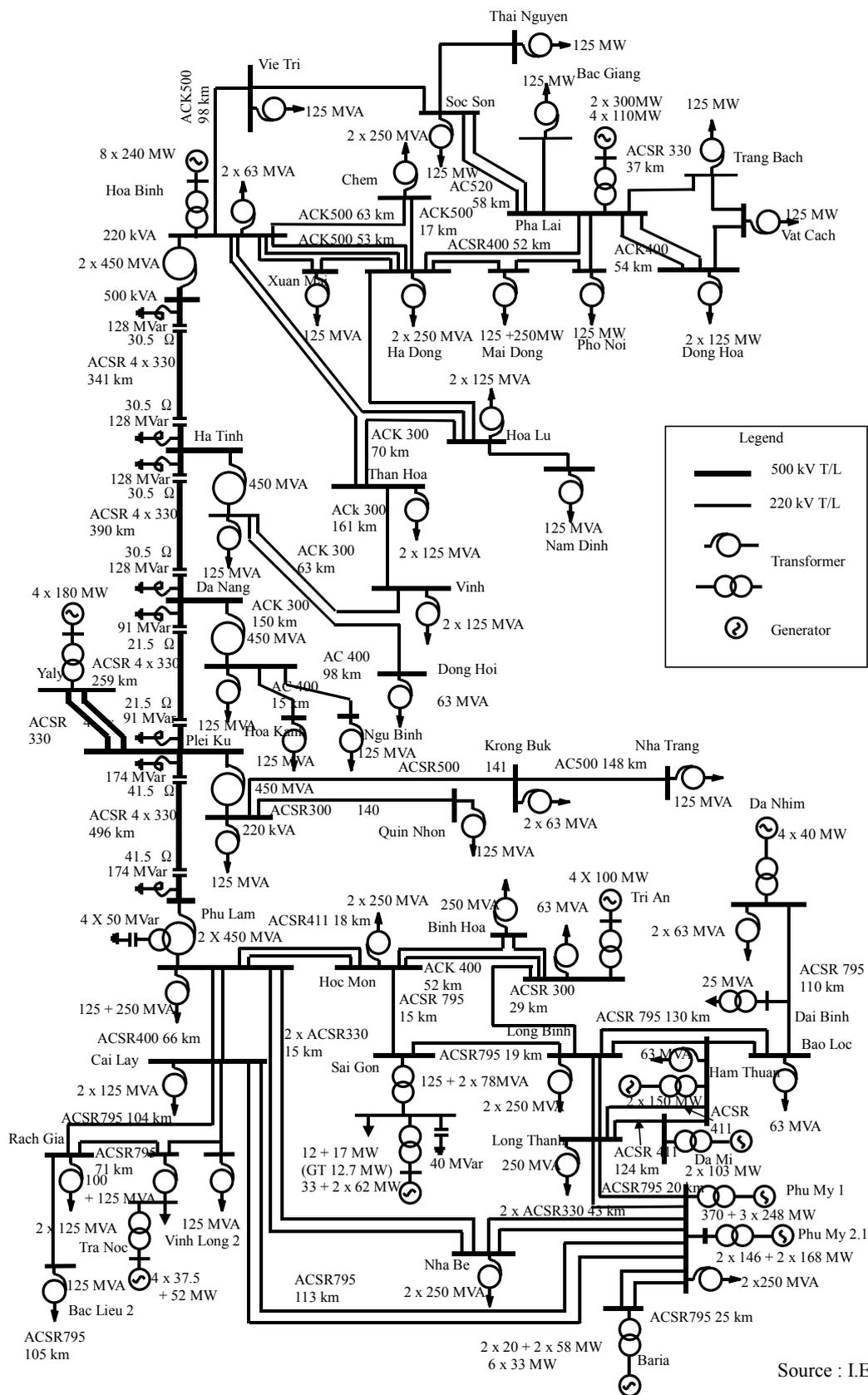


図 2-2-16 2002 年の 500 kV および 220 kV 系統

2003年の500 kV送電線の概要を表2-2-6に示す。500 kV送電線の総亘長は約1,500 kmであり、ACSR 330 mm 4 導体を使用している。また、500 kV変電所の設備概要を表2-2-7に示す。変圧器の単器容量は、450 MVAである。各500 kV変電所には、500 kV直列コンデンサおよび分路リアクトルが設置され、線路リアクタンスおよび線路充電容量を補償している。

系統解析データによる線路定数は、Hoa Binh変電所からPhu Lam変電所間の線路リアクタンスが約420 Ω、充電容量は約1,500 MVarであり、これらを合計248 Ωの直列コンデンサ、および1,042 MVarの分路リアクトルで補償している。したがって、商用周波数での電気的特性は、約40%の長さの送電線と同程度となる。なお、現在、500 kV送電線の2回線目として、Plei Ku変電所とPhu Lam変電所間544 kmを建設中である。

ベトナム国の220 kV送電線は、例外はあるものの、基本的に1ルートに2回線である。ハノイ周辺およびホーチミン周辺の220 kV送電線はループ状に構成されている。

表 2-2-6 500 kV 送電線

区間	距離	回線数	線種
Hoa Binh, Ha Tinh 間	341 km	1	ACSR 330 mm ² 4 導体
Ha Tinh, Da Nang 間	390 km	1	ACSR 330 mm ² 4 導体
Da Nang, Pleiku 間	259 km	1	ACSR 330 mm ² 4 導体
Pleiku, Phu Lam 間	496 km	1	ACSR 330 mm ² 4 導体
合計	1,486 km	-	-
Yaly, Plei Ku 間	20.2 km	2	ACSR 330 mm ² 4 導体

Source: Single line diagram of power system of Vietnam year 2003, EVN

表 2-2-7 500 kV 変電所設備

変電所	500kV変圧器	直列コンデンサ Ω	分路リアクトル MVar	電力用コンデンサ
Hoa Binh	450 MVA×2 台	30.5	128	-
Ha Tinh	450 MVA	30.5, 30.5	128, 128	-
Da Nang	450 MVA	30.5, 21.5	128, 91	-
Plei Ku	450 MVA	21.5, 41.5	91, 174	-
Phu Lam	450 MVA×2 台	41.5	174	50 MVar×4
合計		248	1,042	200 MVar

*各直列コンデンサの定格電流は1,000 A

Source: Single line diagram of power system of Vietnam year 2003, EVN

現状の南北間 500kV 送電線の送電容量は 800 MW である。一般に、超高压送電線の送電容量は、送電設備の熱容量、系統の安定性、および供給信頼度を考慮して決定される。ベトナム国の 500 kV 送電線は、ACSR 330 mm²4 導体を使用しており、熱容量は約 2,000 A 以上であるが、直列コンデンサの定格容量が 1,000A であるため、送電線路としての熱容量は 1,000 A、約 800 MW である。

系統の安定性は、微少な擾乱が加わった場合の定態安定度と、事故時の遮断器の動作などを加味した動的安定度に分けることができる。定態安定度からみた送電可能な電力は、送電端と受電端の電圧の位相差から見積もることができ、一般に、送電線上の送電端と受電端の電圧位相差が 35° ~45° 程度以下であれば送電できる可能性がある。

Hoa Binh 変電所 から Phu Lam 変電所 まで、800 MW の潮流を流したときの電圧位相差を、前述の線路リアクタンスと直列コンデンサの容量から計算すると、約 30 ° ~35° となるので、800 MW の送電は定態安定度からみて可能な範囲であるが、大きな擾乱に対しての影響はあると想定される。

基幹系統が満たすべき供給信頼度として設定されることが多い基準は、設備一単位の欠落時にも、系統に特段の影響を与えずに送電ができるという基準 (N-1 基準) である。しかし、現状のベトナム 500 kV 送電線は、1 回線であるため N-1 基準を採用できず、この基準で決まるレベルよりも供給信頼度が低い。500 kV 送電線が事故を起こした場合、系統が南北に分断されてしまう可能性があり、中央給電司令所が行っていた周波数調整を、北部給電指令所および南部給電指令所が、それぞれ独立に電源・負荷遮断などの措置により周波数を調整することがある。

ベトナム国の 500 kV 送電系統の保護装置は、差動継電器および距離継電器からなる 2 つの独立した保護系統から構成されている。現状の南北 500 kV 送電線は 1 回線であるが、一相の事故時に再閉路装置が正常に動作すれば、供給は継続される。500 kV 直列コンデンサには、過電圧などの衝撃から保護するため、非線形リアクタンス装置、ギャップ装置、およびバイパス装置が並列に接続されている。バイパス装置の動作条件は、直列コンデンサへの通電電流や、各相アンバランス率、過負荷率などにより決まる。

表 2-2-8 に、1994 年運転開始時から 2001 年 12 月までの 500 kV 送電線の事故統計を示す。送電支障時間は、合計で約 366 時間におよび、年間平均で約 48 時間である。なお、東京電力の系統では、500 kV 送電線の事故による供給支障はほとんどない。これは、事故が起きても、多相再閉路などの機能により、瞬時に再送可能となるケースが多いこと、万一、回線が事故を起こしても、500kV 系統がグリッド状のため残りの回線で送電可能であること、そもそも 500kV 系統の計画に適用される基準が 1 回線事故で供給支障を生じないこととし

ているためである。

区間ごとの停止回数の合計が、事故件数よりも大きいのは、1 件の事故に対し、複数の区間が同時に停止することがあるからである。原因の一つとして、距離継電器が動作する場合に、直列コンデンサのインピーダンスが負のため、事故区間を誤って認識し、距離継電器が誤動作するケースが考えられる。

表 2-2-8 500 kV 送電線の事故統計

年	1994 6-12	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	合計	
事故件数	27	76	34	20	51	17	30	10	265	
送電支障時間	96h32	12h14	16h40	21h48	49h27	5h23	43h33	4h19	365h56	
短絡事故数	3	59	23	10	36	7	15	6	159	
自動再開成功率	0	36	9	2	12	4	12	3	78	
区間停止 回数	Hoa Binh -Ha Tinh	5	1	6	3	10	3	2	160	
	Ha Tinh - Da Nang	8	11	4	9	20	3	4	61	
	Da Nang - Plei Ku	24	26	9	13	30	12	4	161	
	Plei Ku - Phu Lam	10	52	15	9	21	3	10	124	
	Plei Ku - Yaly 1						1		1	
	Plei Ku - Yaly 2									
事故相	A	0	10	6	5	12	4	5	4	46
	B	0	14	3	1	10	3	12	2	45
	C	3	35	14	4	14	0	2	0	72
事故原因	永久	2	7	0	1	1	0	1	0	12
	一時的	1	53	22	8	35	6	15	5	145
	人災	3	4	0	0	0	3	1	0	11
	設備	3	3	4	1	3	0	0	3	17
	二次設備	15	6	4	2	10	5	8	1	51
不明	3	3	4	8	2	3	5	1	29	

Source: Statistical data of faults on 500 kV North- South Transmission Lines after 7 years operation, 2003, IE

表 2-2-9 に 1994 年 7 月から 1998 年 8 月にかけての、500 kV 変電所の送電および受電電力量の実績を示す。500 kV 送電線の起点である Hoa Binh 変電所では、送電電力量が多く、中部の Da Nang 変電所、および Plei Ku 変電所では、ほとんどが受電電力である。Phu Lam 変電所では、受電電力量が多いが、送電電力量も記録されている。500 kV 送電線の潮流は、北部から南部、中部への流れが多いが、一時的には南部から中部、北部への流れがある。

表 2-2-9 500kV 変電所の送電および受電電力量(1994年7月から1999年8月実績)

変電所	送電電力量 (GWh)	受電電力量 (GWh)
Hoa Binh	12,045.79	508.60
Da Nang	0	2,371.93
Plei Ku	0.39	1,430.62
Phu Lam	1,038.10	7,514.44

Source: Seminar on Vietnam 500 kV Transmission System, 1999, EVN/VEEA

1994年から2002年にかけての500kV変電所の最大負荷の実績を表2-2-10に示す。Hoa Binh変電所およびPhu Lam変電所の最大負荷は、800MW程度である。

表 2-2-10 500kV 変電所最大負荷

	HoaBinh (MW)	Da Nang (MW)	Plei Ku (MW)	Phu Lam (MW)
1994	574	121	49	418
1995	630	116	87	478
1996	564	112	81	414
1997	664	123	104	476
1998	756	126	112	516
1999	800	194	216	540
2000	798	200	208	610
2001	800	250	221	776
2002	802	292	238	816

Source: Seminar on Vietnam 500 kV Transmission System, 1999, EVN/VEEA

Situation of capacity and energy transmission on 500 kV lines from 1995 to 2001, 2003, IE

2.2.5 系統運用管理および SCADA 運用

EVN の給電指令体制を図 2-2-17 に示す。NLDC はハノイに位置し、大容量発電機および 500kV 送電線の運用、並びに、周波数の制御を所管している。また、変圧器タップの位置変更や調相設備投入の指令を手動で行っている。220 kV 以下の系統運用および地域系統用の調層設備の運用は、NLDC の下部組織である北部・中部・南部の地域給電所が担当している。さらにその下に、110 - 66kV 系統の運用を行う地域供給用の給電所が配置されている。

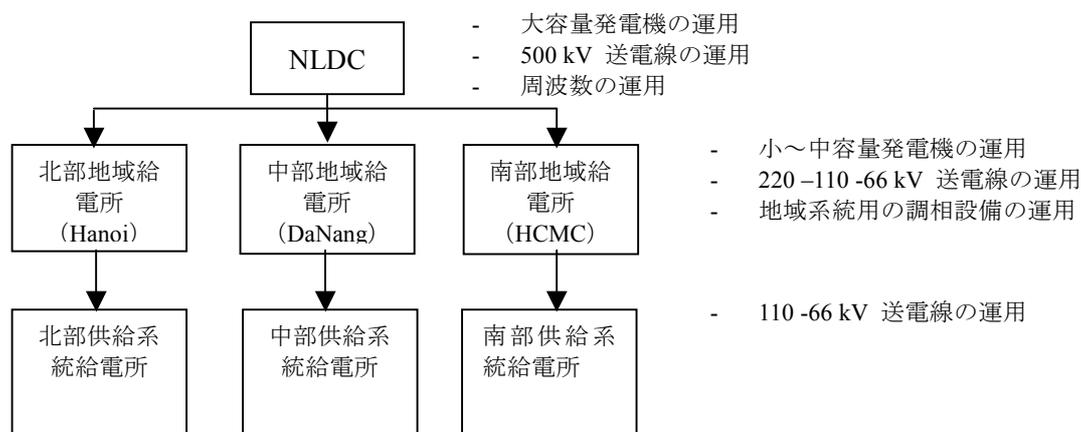


図 2-2-17 EVN の給電指令体制

SCADA システムは、NLDC および北部・中部・南地域給電所の計 4 箇所に設置されている。これらの SCADA システムは統一された通信機能で結ばれており、NLDC は、緊急時の統率的な役割を果たしている。SCADA のソフトウェアは米国テキサス州にある Beiley 社製で、機器は ABB 製である。他の三箇所は Alstom 社製が 2 箇所、ABB 製が 1 箇所になっている。

地域給電所では、SCADA の系統状態の監視機能などを部分的に活用しているものの、すべての機能を使い切っていない。

NLDC の SCADA には、緊急時などに自動で発電力を制御する機能が備わっており、2 箇所の発電機が制御対象となっているが、通信環境が悪く、伝送遅延が大きいことから十分な制御を行えず、この機能は現在使用されていない。このため発電機出力指令と運用はすべて手動で行っている。周波数は、50Hz \pm 0.5Hz に保つように運用されている。500kV 母線の電圧は、ほぼ \pm 10%程度の範囲を保つように運用されているが、変圧器のタップが \pm 5%と少ないため、電圧の維持に苦慮する場合もある。

2.2.6 電気料金システム

(1) ベトナムの電気料金体系

ベトナムの料金体系を図 2-2-18 に示す。ベトナムにおける電気料金は、大きく EVN の管轄内と管轄外に分けられる。

まず、EVN の管轄外として、Commune, District 等の地方政府では、自ら配電設備を整備、運営し、PC より購入した電気を独自の価格により最終消費者に販売している。

次に、EVN の管轄内において電気料金体系は、大きく 1)小売価格およびコミュニン等への卸売り価格、2)PC への卸売り価格の 2 つに分けられる。

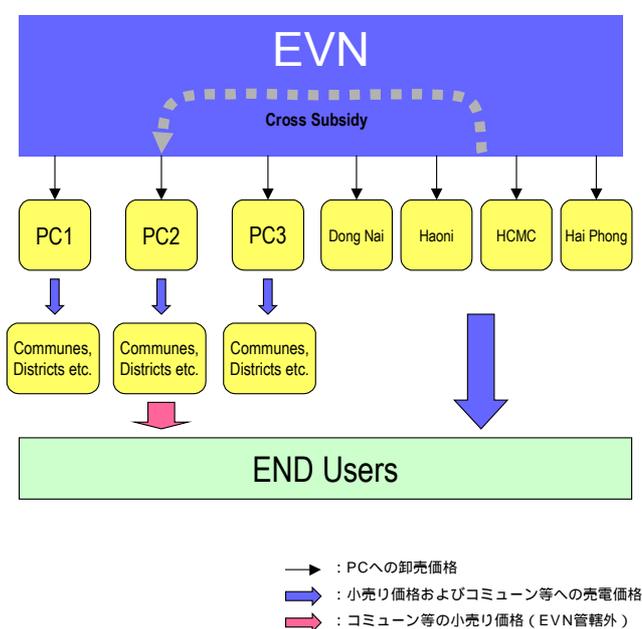


図 2-2-18 ベトナムの電気料金体系

a. 小売価格およびコミュニン等への卸売り価格

料金改定のプロセスは、図 2-2-19 に示すように、EVN が原案を作成し、MOI, MOF に提出される。MOI, MOF は、関係省庁、関係機関からのコメントを聞いた上で、首相府に新価格案を提出し、Political Bureau の合意の上承認される。

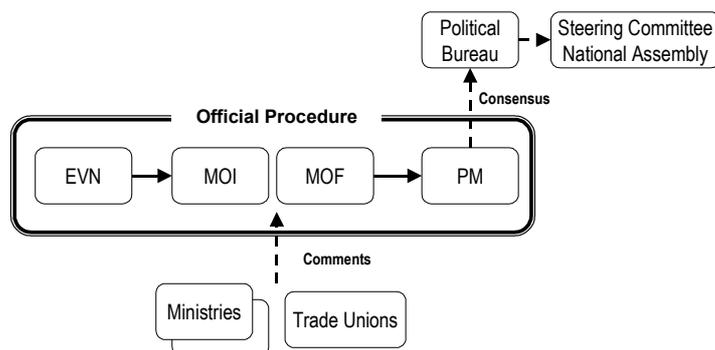


図 2-2-19 電気料金改定のプロセス

EVN は、全国統一の用途別電気料金制度を採用している。

料金体系は、ベトナム人価格と外国人価格の 2 本立てになっており、外国人価格は 2 倍以上高く設定されている。

一般家庭向け料金は、従量料金制を採っており、電気使用量に応じて料金が支払われる。一方、一般家庭向け以外は、ピーク時、通常時、オフピーク時の 3 本立ての料金体系となっている。

現行の電気料金は、2002 年 10 月に改定され、平均価格は 5.6 cents/kWh に値上げされた。特に、一般家庭向けの料金とオフピーク時の値上げ幅が大きくなっている。現行の電気料金体系を表 2-2-11 に示す。

b. PC への卸売り価格

PC への卸売り価格については、各 PC の電気料金収入と利益を考慮し、政策的に決定されている。つまり、村落地域等を供給エリアとする PC1～PC3 への卸売り料金を低く抑え、都市部の PC の卸売り料金を高く設定することにより、PC1～PC3 での損失を補填する構造（内部補助金）になっている。

c. コミューン等における電気料金

一部の Commune, District では、地方政府が自ら配電設備を整備、運営し、PC より購入した電気を独自の価格により最終消費者に販売している。

この料金は、1999 年の実績で平均 720VND/kWh（地域によっては 1,000VND/kWh 以上）と、EVN 管轄内よりかなり高めとなっており、この貧困地域での高い電気料金が、ベトナムにおける電気事業の問題の一つとなっている。

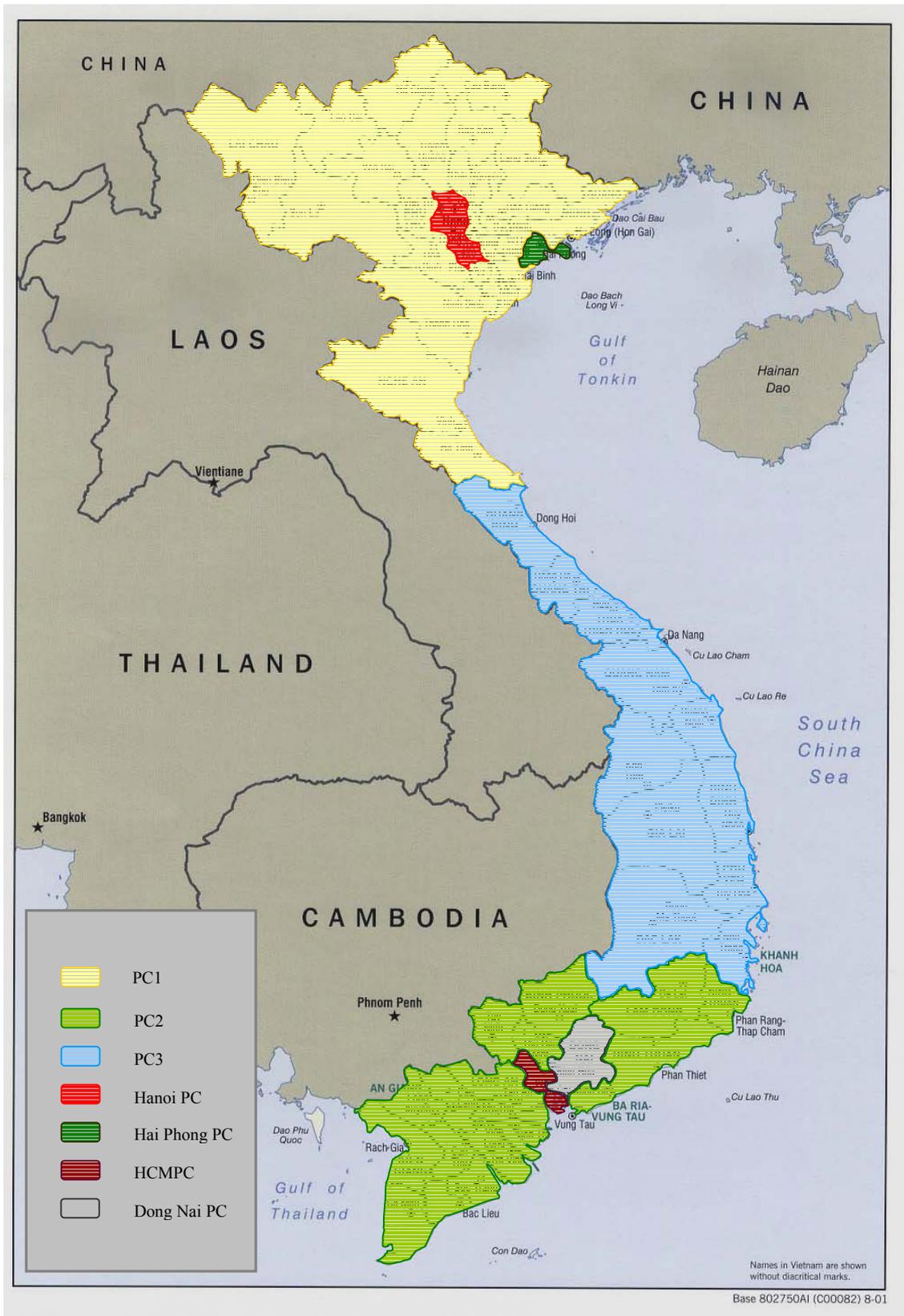


図 2-2-20 配電会社（Power Company）の供給エリア区分

表 2-2-11 EVN 電気料金体系

Unit: VND/kWh

	Decision 87/1999/QD-BVGC November 23, 1999	Decision 124/2002/QD-TTG September 20, 2002	Percentage of tariff increase
A. Electricity Tariff for production			
I . Electricity Tariff applied for normal production sector			
<u>1. voltage of over 110 kV</u>			
Normal time	770	785	1.9%
Off-peak time	374	425	13.6%
Peak time	1364	1325	-2.9%
<u>2. voltage of over 22 and up to 110kV</u>			
Normal time	803	815	1.5%
Off-peak time	396	445	12.4%
Peak time	1419	1370	-3.5%
<u>3. voltage of over 6kV and up to 22kV</u>			
Normal time	847	895	5.7%
Off-peak time	429	480	11.9%
Peak time	1474	1480	0.4%
<u>4. voltage of up to 6kV</u>			
Normal time	880	895	1.7%
Off-peak time	451	505	12.0%
Peak time	1529	1480	-3.2%
II . Electricity Tariff applied for particular production sector			
1. applied for irrigation, water for rice, vegetable, crops and short-term			
<u>1. voltage of over 6kV</u>			
Normal time	630	600	-4.8%
Off-peak time	250	240	-4.0%
Peak time	990	950	-4.0%
<u>2. voltage of up to 6kV</u>			
Normal time	660	630	-4.5%
Off-peak time	260	250	-3.8%
Peak time	1045	1000	-4.3%
2. applied for production of clean water, urban drainage, steel mill, ferro, clindon, soap, fertilizer			
<u>1. voltage of over 110kV</u>			
Normal time	na	740	
Off-peak time	na	390	
Peak time	na	1265	
<u>2. voltage of over 22 and up to 110kV</u>			
Normal time	na	770	
Off-peak time	na	410	
Peak time	na	1310	
<u>3. voltage of over 6kV and up to 22kV (Former: over 6kV only)</u>			
Normal time	781	795	1.8%
Off-peak time	385	425	10.4%
Peak time	1375	1350	-1.8%
<u>4. voltage of up to 6kV</u>			
Normal time	825	835	1.2%
Off-peak time	396	445	12.4%
Peak time	1463	1420	-2.9%
B. Electricity Tariff applied for the State Administration Agencies			
I . Electricity Tariff applied for hospitals, kindergarten and secondary school			
<u>1. voltage of over 6kV</u>			
	770	780	1.3%
<u>2. voltage of up to 6kV</u>			
	810	820	1.2%
II . Electricity Tariff applied for public lighting			
<u>1. voltage of over 6kV</u>			
	847	860	1.5%
<u>2. voltage of up to 6kV</u>			
	880	895	1.7%
III . Electricity Tariff applied for State Administration Agencies			
<u>1. voltage of over 6kV</u>			
	869	885	1.8%
<u>2. voltage of up to 6kV</u>			
	902	920	2.0%

C. Electricity Tariff applied for daily use			
I. Retail price applied for end-user			
-per kWh for first 100 kWh	500	550	10.0%
-per kWh for next 50 kWh	704	900	27.8%
-per kWh for next 50 kWh	957	1210	26.4%
-per kWh for next 100 kWh	1166	1340	14.9%
-per kWh for any additional kWh exceeding 301 kWh	1397	1400	0.2%
II. Wholesale price			
1. Applied for rural area			
a. for daily use	360	390	8.3%
b. for other purposes	715	730	2.1%
2. Applied for quarters, residential areas			
a. for daily use			
- through customer's transformer	495	570	15.2%
- through power company's transformer	506	580	14.6%
b. for other purposes	759	770	1.4%
D. Electricity Tariff applied for business, tourism, trading services			
1. voltage of over 6kV			
Normal time	1342	1350	0.6%
Off-peak time	726	790	8.8%
Peak time	2266	2190	-3.4%
2. voltage of up to 6kV			
Normal time	1397	1410	0.9%
Off-peak time	748	815	9.0%
Peak time	2387	2300	-3.6%
E. Applied for foreign enterprises & foreigners in Vietnam			
I. Electricity Tariff applied for production			
1. voltage of over 110kV			
Normal time	na	830	-
Off-peak time	na	440	-
Peak time	na	1410	-
2. voltage of over 22kV and up to 110kV			
Normal time	na	890	-
Off-peak time	na	480	-
Peak time	na	1510	-
3. voltage of over 6kV and up to 22kV			
Normal time	na	950	-
Off-peak time	na	520	-
Peak time	na	1600	-
4. voltage of up to 6kV			
Normal time	na	1020	-
Off-peak time	na	560	-
Peak time	na	1710	-
II. Electricity Tariff applied for business, tourism, trading services			
1. voltage of over 22kV			
Normal time	na	1260	-
Off-peak time	na	690	-
Peak time	na	2110	-
2. voltage of over 6kV and up to 22kV			
Normal time	na	1400	-
Off-peak time	na	760	-
Peak time	na	2360	-
3. voltage of up to 6kV			
Normal time	na	1530	-
Off-peak time	na	850	-
Peak time	na	2550	-
III. Electricity Tariff applied for daily use			
1. voltage of over 22kV	1320	1200	-9.1%
2. voltage of over 6kV and up to 22kV	1463	1330	-9.1%
3. voltage of up to 6kV	1617	1470	-9.1%

(2) 電気料金改定スケジュール

電力料金の改定については、これまでも何度か検討されては、見直しが行われ現在に至っている。

近年における主要な料金改定スケジュールとその経緯は、以下のとおり(表 2-2-12 参照)。

1997 年における Power Sector Policy 制定時、料金改定については、WB との間で 1999 年に平均 7.0 cents/kWh とすることで合意していた。しかし、この当初の料金改定計画は、その後のアジア経済危機の影響等により、スケジュール通りの値上げが困難となった。

2001 年 5 月には、ベトナム政府は平均 7.0 cents/kWh までの値上げ目標達成を 2005 年に遅らせることで、WB、ADB の了解を得たが、その最初の値上げとなる 2001 年 7 月の 5.6 cents/kWh までの値上げは、関係箇所からの合意取得が難航し、結局 1 年以上遅れて 2002 年 10 月に値上げがなされた。

2002 年には、2005 年に 7.0 cents/kWh を達成するべく Price Hike 2002 が新たに策定されたものの、2003 年における 6.1 cents/kWh の値上げは見送られている。

結果として、料金改定に関しては、各方面からの反対が強く(特に産業からの反対)予定通りの実行はかなり難しい状況にある。

なお、本調査において EVN の財務・会計部門より提出された財務予測における料金改定スケジュールでは、2006 年 4 月に 7.0 cents/kWh を達成することとしている。このスケジュールに基づき、2004 年 4 月に 5.9 cents/kWh とするべく、既に EVN より政府に対し料金改定の申請がなされている。

しかしながら、上記に述べたとおり料金改定のプロセスを考えると時間的な制約から改定時期がずれ込む可能性もある。

表 2-2-12 電気料金改定スケジュール

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Original Agreement with WB (1997年)	6.6	7.0							
Negotiations with WB & ADB (2001/5)				5.6 July	6.0 July	6.4 July	6.8 July	7.0 July	
Price Hike 2002 (2002/10承認)					5.6 Oct.	6.1 Apr.	6.6 Apr.	7.0 May.	
今回調査時 (2003/12時点)							5.9 Apr.	6.5 Apr.	7.0 Apr.
実質平均電気料金		4.9-5.0	5.1-5.2	5.1-5.2	5.6 Oct.				

(Unit: cents/kWh)

2.2.7 EVN 財務状況

EVN の 2002 年 12 月期までの国際会計基準に基づく、連結財務諸表及び 2001 年 12 月期までの年次報告書を入手し、これまでの財務状況について分析を実施した。

(1) 収益性

EVN の連結ベースでの損益計算書は、以下のとおりである。

表 2-2-13 EVN 連結損益計算書

年度	1997	1998	1999	2000	2001	2002
売上	11,221	13,472	14,121	16,510	19,209	23,565
売上原価	-8,719	-10,913	-10,929	-13,574	-15,958	-19,067
売上総利益	2,502	2,559	3,191	2,936	3,250	4,497
販売費	-177	-204	-253	-335	-405	-476
一般管理費	-1,131	-577	-644	-673	-904	-1,092
営業利益	1,193	1,776	2,293	1,926	1,941	2,928
営業外損益	-11	-217	-559	-529	-400	-580
税引前純利益	1,181	1,558	1,733	1,397	1,540	2,347
法人税等	-670	-535	-644	-514	-541	-676
当期純利益	510	1,023	1,088	882	999	1,671
売上総利益率	22.3%	19.0%	22.6%	17.8%	16.9%	19.1%
売上高営業利益率	10.6%	13.2%	16.2%	11.7%	10.1%	12.4%
売上高純利益率	4.5%	7.6%	7.7%	5.3%	5.2%	7.1%

売上高については、これまで順調に増加している。

利益率については、2001年12月期まで僅かながら低下傾向がみられたが、直近年度である2002年12月期においては、改善している。

2002年12月期の損益改善について、EVN側の説明によれば、旺盛な電力需要と比較的天候に恵まれたことによる発電原価の低減が、主たる要因としてあげられている。2002年10月の電力料金の値上げも一つの要因として考えられるが、料金改定によるインパクトは3ヶ月であり限定的なものである、との説明をEVN側より受けている。

いずれにしても、EVNのこれまでの損益は、電力需要の拡大を背景に概ね順調に推移していると考えられる。

(2) 財務の安定性

EVNの連結ベースでの貸借対照表は、以下のとおりである。

表 2-2-14 EVN 連結貸借対照表

		(Unit: Billion VND)					
年 度		1997	1998	1999	2000	2001	2002
固定資産							
固定資産		20,066	18,213	18,747	23,716	30,914	45,082
建設仮勘定		7,475	10,738	17,807	20,971	15,926	9,069
その他			42	122	4,157	4,364	4,534
小計		27,541	28,995	36,676	48,844	51,204	58,687
流動資産							
現金預金		4,424	4,085	5,306	6,693	7,653	10,791
債権		10,583	5,467	3,919	2,619	2,665	4,075
棚卸資産		3,076	3,952	5,123	1,374	1,731	2,298
その他		540	709	513	503	670	463
小計		18,625	14,214	14,863	11,191	12,720	17,629
資産合計		46,167	43,209	51,539	60,035	63,924	76,316
負債及び資本							
資本							
資本等		24,143	25,182	26,902	27,834	28,681	33,896
未処分利益		319	17	187	62	65	279
小計		24,462	25,199	27,090	27,897	28,747	34,175
長期借入金		5,339	12,824	19,064	25,565	26,601	32,644
流動負債							
支払債務		15,572	4,544	4,290	5,217	6,843	7,717
短期借入金		143	44	43	68	112	136
一年内返済予定長期借入金			10	494	1,287	1,620	1,641
その他		648	585	556			
小計		16,365	5,185	5,385	6,572	8,576	9,495
負債資本合計		46,167	43,209	51,539	60,035	63,924	76,316
流動比率		113.8%	274.1%	276.0%	170.3%	148.3%	185.7%
自己資本比率		53.0%	58.3%	52.6%	46.5%	45.0%	44.8%

EVNの財務状況を資金の調達、運用の観点から概観すると、政府からの資本受入と長期借入金により資金を調達し、調達された資金は、資産の大部分を占める固定資産に用いら

れている。

財務の安定性に関しては、長期的な指標である自己資本比率（資本/負債資本合計×100）が年々低下傾向にあるものの直近の2002年12月期においては低下幅が縮小している。

短期的な安全性の指標である流動比率（流動資産/流動負債×100）についても、2001年12月期までは低下傾向がみられたが、直近である2002年12月期には改善している。

これは、先に述べた、2002年12月期における損益の改善が要因となっている。

財務の安定性についても、これまでの推移を見る限り概ね安定していると考えられる。

但し、これはインフラを扱う途上国の公的な機関に対し一般的に言えることではあるが、設備投資資金として外貨建借入金への依存度が高く、為替の変動が財務の安定性に大きな影響を与える場合もあり、潜在的に財務の安定性にかかわるリスクを抱えているという認識を持つことが必要である。

(3) 資金の状況

表 2-2-15 EVN 連結キャッシュフロー

(Unit: Billion VND)

年 度	1997	1998	1999	2000	2001	2002
事業活動によるネットキャッシュフロー	4,040	-2,808	5,882	7,311	6,739	8,413
投資活動によるネットキャッシュフロー	-4,218	-4,539	-11,666	-13,696	-9,206	-9,915
財務活動によるネットキャッシュフロー	1,242	7,008	7,004	7,772	3,426	4,640
ネットキャッシュフロー	1,064	-339	1,221	1,387	959	3,138

これまでのキャッシュフローをみても明らかなおり、設備投資のための資金を電力の販売によって得られる事業活動によるキャッシュフローと、借入金を主とした財務活動によるキャッシュフローにより生み出している。基本的なキャッシュフローの動きに変化はないが、2001年度以降、財務活動によるキャッシュフローが大きく減少しているのが特徴となっている。これは、過去に調達した借入金の返済が、本格的に始まったことおよび借入金の期限前返済を積極的に実施しているためである。

また、2002年12月期においては、事業が好調に推移したこともあり、事業活動によるキャッシュフローが前年度比増加している点と、結果として自由な資金であるネットキャッシュフローが、大幅に積み増されている点が特徴的である。

(4) 財務状況に関する総括

過年度（過去6年間）の財務諸表を見た限りにおいて、これまでの分析結果としては以下のとおりである。

- ・ 収益性、財務の安定性ともに概ね良好。特に直近期である2002年12月期は好調な事業に支えられて各指標が改善されている。

- ・ 資金面については 2001 年度以降に変化が見られる。設備投資が一巡したとも捉えられるが、見方によっては、設備投資を抑制し借入金の増加を防ごうとする動きとも捉えることが出来る。いずれにしても、直近 2 年間の動きとしては、借入の増加幅が縮小していること及び事業活動からのキャッシュフローが増加していることから、資金的にも改善の傾向があると考えられる。

2.3 関連施策

2.3.1 電力セクター関連

電気事業制度（法体系を含む）、料金体系並びに需要抑制のための施策に関して、MOI、MPI、ならびに国際援助機関からヒアリングを実施した。ヒアリング結果は下記のとおりである。

(1) ヒアリング結果

a. MOI/MPI

- ・ 電力セクター改革における重要な機関である電力規制については世銀の言うような独立機関ではなく、MOI 内に計画投資部を創設し、その下にエネルギー課を設ける構想である。また、政府直轄の国家エネルギー委員会の下部機関として設立される構想もある。
- ・ 電力料金を 7.0 ¢/kWh まで上げることは、政府と WB, ADB の間で合意したが、国内産業発展とのバランスが重要であり、時期は相当遅れる見込み。また、電力料金が社会経済に与える影響を分析できる機関がない。
- ・ 電力法は現在第 20 ドラフトまで見込んで修正中である。2003 年までに草案し、2004 年の国会に上申される見込み。

b. 世界銀行 (WB)

- ・ 電力セクターに関しては送変電と地方配電に資金協力しており、今後は地方電化フェーズ II として 2004 年から支援する計画。
- ・ 揚水発電に関しても系統の効率化という観点から必要性を検討している。
- ・ 電力料金は昨年 10 月 5.6 ¢/kWh に上げられ、今年の 10 月に 6.2 ¢/kWh、2005 年には 7.0 ¢/kWh になることを望んでいる。
- ・ 電力法については MOI から入手してほしい。ただし、既にその前段として Decree.45 が 2001 年に発布されている。

c. アジア開発銀行 (ADB)

- ・ 電力法は未だ 17 次ドラフト段階、焦点は独立規制機関の設立。
- ・ セクター改革については、現在、ロードマップを作成中である（8 月に全体ワーク

ショップを開催する予定)。

- ・ 資金援助は、配電線のリハビリ、アップグレードを中南部で実施している。計画としては国際連携送電線、および給電指令所の M/P、マニュアルの作成、設備のアップグレードである。
- ・ 財務会計システムの支援については終了している。

d. 国際協力銀行 (JBIC)

- ・ 電力セクターに対しては、主要なセクターとして引き続き支援していくという方針に変化はない。
- ・ 支援の命題としては、1 に電力の安定供給、2 に廉価なコストによる供給、と考えている。
- ・ 電力の安定供給という観点から、今後もインフラへの支援が必要であると考えますが、それに加え、制度改善（電力料金体系、環境対策、コントラクトマネジメント etc.）を促すようなソフト面での支援もあわせて実施していこうと考えている。

(2) 国際援助機関の支援状況

a. 世界銀行 (WB)

1995 年以降に WB によって実施された電力セクター関連プロジェクトを以下に示す。

表 2-3-1 世界銀行の電力セクター関連プロジェクト

Project Name	Project No.	Amount	Approval Date	Closing Date
Power Sector Rehabilitation and Expansion Project	P004836	165 million\$	1995/05/16	2000/06/30
Power Development Project I	P042236	180 million\$	1996/02/20	1999/12/31
Transmission, Distribution, and Disaster Reconstruction Project	P045628	199 million\$	1998/01/20	Active
Rural Energy Project	P054252	150 million\$	2000/05/30	Active
System Efficiency IM/Provement, Equitization, and Renewables Project	P066396	225 million\$	2002/06/25	Active
Phu My 2 Phase 2 Power Project	P067973	75 million\$ (Grant)	2002/10/15	Active
“A Generation – Transmission Transfer Pricing System”				Final report 2001/04

1) Power Sector Rehabilitation and Expansion Project

ESMAP (Energy Sector Management and Assistance Program)による Technical Assistance を行った。セクター改革についてのワークショップの開催（1995 年 5 月）および海外視察を実施した。このワークショップでは、Electricity Law の draft についての議論も行われている。

2) Power Development Project

Electricity Law および Grid Code の起案について技術支援を行っている。上記 ESMAP の支援の一部である。また、発電部門における民間投資促進のため、PHMY2-1、PHMY2-2 の BOT-JV 形成支援のためのコンサルティングを実施した。

3) Transmission, Distribution, and Disaster Reconstruction Project

EVN の発送電間の内部取引価格設定と、発電部門におけるコスト削減のインセンティブ供与に関する制度設計の支援を行った。前者について、EVN は 2002 年 1 月より内部取引価格制度を導入した。

4) Rural Energy Project I

Project Management の技術支援として、技術、財務の管理を行うコンサルタントを雇い、同時に人材育成を図った。また、EVN における IT 活用方策を提言するため、EVN の財務、会計、マネジメントの現状把握を行った。さらに、独立配電会社の設立と確実な運営のため、透明で合理的な配電料金と bulk supply tariff 確立のためのプロセス、基準、方法の開発を支援した。

5) System Efficiency Improvement, Equitization, and Renewable Project

DSM/Phase II として、(a) 4,000 件の大口需要家への time-of-use metering 拡大、(b) HCMC PC での直接負荷制御プログラムパイロット導入、(c) 蛍光灯の 100 万個配布、利用促進、(d) 省エネ型蛍光灯の利用促進、を実施予定。

また、EVN 各部署の財務、会計システム標準化のための情報システムの構築を目的として、FMIS (Financial Management Information system) を導入予定。

b. アジア開発銀行 (ADB)

ADB によって 1995 年以降に実施された電力セクター関連プロジェクトを以下に示す。

表 2-3-2 ADB の電力セクター関連プロジェクト

Project Name	Project No.	Amount	Approval Date	Closing Date
Rehabilitation of Transmission and Distribution Infrastructure in 3 Northern Cities	VIE1358	70 million\$	1995/01	1999/12
Rehabilitation of Transmission and Distribution Infrastructure in 18 Central and Southern cities	VIE1585	100 million\$	1997/11	2002/12
Central and Southern Viet Nam / Power Distribution Project	VIE25187		1995/12	
Improvement of the Power Sector Regulatory Framework	TA2888-VIE VIE31040	800 thousand\$	1997/10	2000/08
Commercialization of Power Companies	TA2897-VIE VIE2897		1997/10	1999/09

Se San 3 Hydropower Project	TA3222-VIE VIE31362	998 thousand\$	1999/07	2001/12
Implementation of the Power Sector Road Map and Grid Code	VIE34343	400 thousand\$	2001/11	2002/02
Northern Power Transmission Project	VIE32273	750 thousand\$	2002/12	

1) Improvement of the Power Sector Regulatory Framework

Electricity Law の Working Commission において、第 10 次案および下記の 3 つの関連法令のドラフト作成を支援した。

- Electricity Regulatory Commission
- Tariff/Setting
- Demand Side Management

2) Commercialization of Power Companies

配電会社の独立採算性に向けた制度設計と、財務に関する職員の能力開発の支援を実施した。

3) Implementation of the Power Sector Road Map and Grid Code

これまでの TA のレビューを実施するとともに、セクター改革における課題の整理を行う。抽出された課題について、解決策や代替案についてワークショップで議論しレポートを作成する。

c. 国際協力銀行 (JBIC)

JBIC によるベトナムへの支援は、旧 OECF により 1992 年 11 月の商品借款から再開されている。円借款再開以降に実施された電力セクター関連プロジェクトを以下に示す。

表 2-3-3 JBIC の電力セクター関連プロジェクト

Project Name	Amount	1 st L/A Date
Phu My Thermal Power Plant Project	61,932 million¥	1994/01
Pha Lai Thermal Power Plant Project	72,826 million¥	1994/01
Ham Thuan-Da Mi Hydropower Project	53,074 million¥	1994/01
Da Nhim Power System Rehabilitation Project	7,000 million¥	1997/03
O Mon Thermal Power Plant and Mekong Delta Transmission Network Project	43,819 million¥	1998/03
Dai Ninh Hydropower Project	14,030 million¥	1999/03
Phu My-Ho Chi Minh City 500kV Transmission Line Project Northern Power Transmission Project	13,127 million¥	2001/03

1) Phu My Thermal Power Plant Project

ベトナム南部の急増する電力需要に対処するためフーミーに総出力 1,090MW のガスコ

ンバインドサイクル型発電所、関連送変電施設を建設。

2) Pha Lai Thermal Power Plant Project

ベトナム北部の電力需要増加に対処するため既設のファーライ石炭火力発電所の隣接地に総出力 600MW の石炭火力発電所、関連送電線及び変電所を建設。

3) Ham Thuan-Da Mi Hydropower Project

ホーチミン市の北東約 150km のドンナイ川支流にハムトアン及びダーミーの 2 水力発電所（出力各 300MW、175MW）及び送変電設備を建設。

4) Da Nhim Power System Rehabilitation Project

1964 年に日本の資金で建設されたダニム水力発電所に関し、発電設備及びホーチミン市への送電系統は、運転開始から 30 年が経過し老朽化が著しく、発電所設備及び送電線の改修のため円借款供与。

5) O Mon Thermal Power Plant and Mekong Delta Transmission Network Project

メコンデルタ地域の急増する電力需要に対処するためカントー市北東に位置するオモンに火力発電所（最大出力 300MW）及び周辺地域への送変電設備を建設。

6) Dai Ninh Hydropower Project

ベトナム南部における将来の電力需要増加を見込んでホーチミン市の北東 260km 地点に総出力 300MW の水力発電所及び関連送変電設備を建設。

7) Phu My-Ho Chi Minh City 500kV Transmission Line Project Northern Power Transmission Project

ホーチミン市に電力を安定的に供給するためフーミー発電基地からニャーベ変電所を経由しホーチミン市近郊のフーラム変電所まで 500kV 送電線及び関連する変電設備を建設。

2.3.2 環境関連

既存のダム方式による電源開発ならびに主に治水を目的とした水資源開発事業実施時に考慮された環境配慮、またベトナム国の環境影響評価（EIA）制度、自然保護区（既存および予定地域）保全、貴重な動植物・生態系保全に関する施策について、Yaly HPS ならびに関係政府機関からその現状と具体的な項目・内容をヒアリングした。ヒアリング結果は下記のとおりである。

(1) ヒアリング結果

a. Yaly Hydro Power Project

- ・ 住民移転局 Resettlement Bureau は Project Management Unit (Hydropower Project No.4) に属する。本発電所建設による影響があった Gia Lai と Kon Tum 各 Province にある Department of Resettlement と協力して住民移転にあたった。

- ・ 本発電所建設による移転住民数は 8,475 名 (1,658 名)
- ・ 本発電所建設時には 15 名の職員が配置されていた。現在は他のプロジェクト (Pleikrong Dam/Project) の住民移転にあたって、19 名に増員された。
- ・ 住民移転局は EVN を代表する。各 Province の Department of Resettlement は住民を代表し、住民の要請を住民移転局に伝え、問題の解決にあたる。
- ・ 住民移転局の予算は 400~600 億ドンで、EVN から予算配分されている。また、各 Province の Department of Resettlement の予算も EVN から支給されている。

b. 資源環境省 (MONRE)

- ・ 昨年 12 月省庁再編により、MOSTE が MOST と MONRE (Ministry of Natural Resource and Environment) に分かれた。
- ・ 自然環境保全については MARD (保護区管理等を担当) と密接な連携を取って実施する。
- ・ 本調査に関する EIA 手続きとしては、調査結果として有力サイト複数地点について総括的な EIA を実施し、報告書を MONRE に提出・承認を受けた後、各候補地点の F/S 段階で、EIA を実施する必要がある。
- ・ 以下のベトナム EIA 関連文献を入手した。
 - ✓ Documents of/Setting up a report on EIA
 - ✓ Circular letter of guidance on setting up & reviewing

c. 農業・地方開発省 (MARD)

- ・ 現在国立公園は 14 カ所ある。
- ・ 保護区域は現在 94 カ所あり、将来 120 カ所に増やす予定。
- ・ 2010 年までに保護区面積を 200 万 ha (目標値) にすることが政府の方針として認可されている。ただし、この目標値は現在作成中の保護区拡張案でカバーできている。この案は今年中にレビューが終了し、認可を受ける予定。
- ・ 自然保護区のカテゴリーは国立公園 National Park、自然保護区 Nature Reserve および文化歴史環境地区 Cultural, Historical and Environmental Site。現在自然保護区を Nature Reserve と Species and Habitat Protected Area とする方針。
- ・ 保護区の境界線が明記してある地図について。国立公園のものは FPD または FIPI (Forest Inventory and Planning Institute) にある。他の自然保護区のもの約半数の地図が整備されていない。ある場合は FIPI または各地方政府の関係機関にある。
- ・ 各保護区には Investment Plan (管理計画) があるので、各保護区の詳細は Investment

Plan を参照のこと。

- **Buffer Zone**（緩衝地帯）は地方政府が設定している場合があるが、法的根拠はない。

政府関連機関以外には以下の NGO を訪問し、自然保護区、重要生態系に関する情報収集にあたった。

- BirdLife International
- WWF Indochina
- Vietnam National Parks and Protected Areas Association (VNPPA)

現地再委託による情報収集

自然保護区（既存および予定地域）については、管轄官庁である MARD でも言語的な障害からまとまった情報を短期間に収集することが難しかった。そのため現地再委託業者に特に自然保護区の位置について情報収集させた。

第2次現地調査においては、社会環境に関して、時間的制限から少数民族保護、土地収用にかかる補償制度などについて十分な情報を収集することが出来なかったため、F/S で詳細な情報を収集する必要がある。

一方、自然環境に関しては、現地再委託業者に水系生態系の文献をレビューさせた。F/S では、調査前に包括的な文献調査（陸域生態系を含む）が必要である。