

14.2 資金調達

(1) 電源開発計画

Table 14.2-1 に示す電源開発投資計画は、Son La(小)とガス開発(小)の組み合わせからなる電源開発計画の実施に必要な投資額である。この電源開発計画は9章で選定された最適電源開発計画である。開発投資は1993年固定価格で見積もられ、米ドルとヴィエトナムの通貨ドンで表示されている。使用した交換レートは1993年末のレート(1米ドル=10,810ドン)である。

1994年から2010年までの期間に必要な開発投資額は約230億2,500万米ドルと推定される。そのうち、2000年までが61億7,700万米ドル、2000年以降は168億4,800万米ドルである。発電・500kVそして220kV送電施設を管轄する電力公社に必要な投資額は161億3,200万米ドルで、これは総投資額の70%に相当する。残りの68億9,300万米ドルは配電会社に必要な投資額である。

総投資額を投資計画期間(1994年から2010年)の17年で除して均等配分すると14兆6,820億ドンになり、これは1993年GDPの約10.8%に相当する。この年平均投資額は1993年の政府開発支出(9兆6,000億ドン)と比べても突出した投資額でヴィエトナム政府の財政能力をはるかに凌駕しているといっても過言ではない。従って、融資方法が電源開発を実施する上で最大の問題点になる。

(2) 資金調達に対する予見

莫大な開発資金を要する電力セクターの開発に対し、外貨と内貨を含む種々な資金源が考えられる。下図は開発投資に対する資金源を示したものである。

開 発 投 資	資 金 源
外貨分	公的資金援助(ODA) 多国間援助(国際機関など) 二国間援助 商業金融 直接投資
内貨分	EVN・PCの内部留保 商業金融 ヴィエトナム政府財政資金

資金調達に際し、電力公社の安定した財務基盤が最も重要且つ必要前提条件であることは言うまでもない。現在、実施の過程にある国際会計基準に則り電力公社は

財務3表、損益計算書、貸借対照表、資金繰表を作成する必要がある。財務3表は国際融資機関が承認する会計システムで作成する必要がある。投資を含む固定資産は市場価格で評価すべきである。

おそらく最も考慮すべき観点は、電源開発に調達可能な国内資金の資金量である。Table 14.2-2に調査団が推定した電源開発投資の外貨及び内貨分を示す。

開発投資総額の約41%が内貨資金手当分である。1993年末の為替レートでTable 14.2-2の内貨分をドンに交換すると下表のとおりである。

単位：10億ドン

	1994-2000	2001-2010	1994-2010
EVN	16,247	34,841	51,088
PC	10,778	40,732	51,510
計	27,025	75,573	102,598

電力公社及び配電会社は設立されたばかりで十分な自己資金を留保していない。内貨資金手当の総額102兆5,980億ドンは両者の自己融資能力をはるかに越えていることは明白である。特に、投資計画期間の前半（1994年～2000年）は資金不足に直面する時期である。

内貨分の重要資金源として政府財政資金と国内金融市場が挙げられる。歳入規模が小さいため、政府財政資金からの調達は限界がある。ここに、政府開発支出に配分可能な歳入資金量を推定するため以下に示す仮定を設けた。

- (a) 歳入の対GDPは過去のデータにもとづいて15%と仮定する。
- (b) 財政支出に占める開発支出の割合を20%と想定する。

歳入と開発支出を予測すると下表のとおりである。

単位：10億ドン

	1993	2000	2010
GDP	136,571	240,195	538,092
歳入	20,485	36,030	80,710
開発支出	4,100	7,210	16,140

仮に、開発支出の10%を電力セクターに拠出可能と仮定すると、電源開発に充当する財政資金量は以下のとおりである。

単位：10億ドン

	1993	2000	2010
電源開発に充当可能な財政資金量	410	720	1,160

投資計画期間（1994年～2010年）に電力セクターに拠出可能な財政資金量はおよそ15兆6,000億ドン（1994年～2000年は3兆9,500億ドン、2001年～2010年は11兆6,500億ドン）と推定する。おそらく政府資金の多くは地方電化を実施する配電会社へ拠出されるであろう。

もし電力公社の自己資金が将来増加するとその財政健全性が評価され、同公社は電力債を発行して国内金融市場から資金を調達することができる。公社債市場の発展は商業銀行による電力債引き受けを促進させ、電力債の発行条件は金利10%、返済期間が20年という長期国債なみの条件が推定される。国内金融市場から調達する資金量を予測することは極めて難しいが、下記の仮定を設定して調達可能な資金量を予測した。

- (a) 現金と要求払い定額貯蓄からなる流動性資金(M₂)は1993年時点でおおよそ32兆2,900億ドンであった。このM₂が実質ベースでGDPと同じ成長率で増加すると仮定する。
- (b) 電力セクターに拠出できるM₂資金量を各年5%と仮定する。

投資計画期間（1994年～2010年）に電力セクターに拠出できるM₂資金量はおよそ61兆6,000億ドン（1994年～2000年：15兆6,000億ドン、2001年～2010年：46兆ドン）と推定する。内貨資金の需要と供給を整理すると下図のとおりである。

単位：10億ドン

	1994-2010		2001-2010	
資金需要	27,025		75,573	
資金供給	19,550	7,475	57,650	17,923

点線で囲まれた部分は内貨分の不足資金量を指している。第1期投資計画の期間中（1994年～2000年）、自己資金を開発投資に充当するほど企業（電力公社及び配電会社）の内部留保が蓄積されることは考えにくい。従って、不足資金量は外国からの借款で融資される。投資計画も2期目に移行すると企業の内部留保も少しずつ蓄積され、不足資金量（17兆9,230億ドン）に対して有望な資金源になることが予想される。

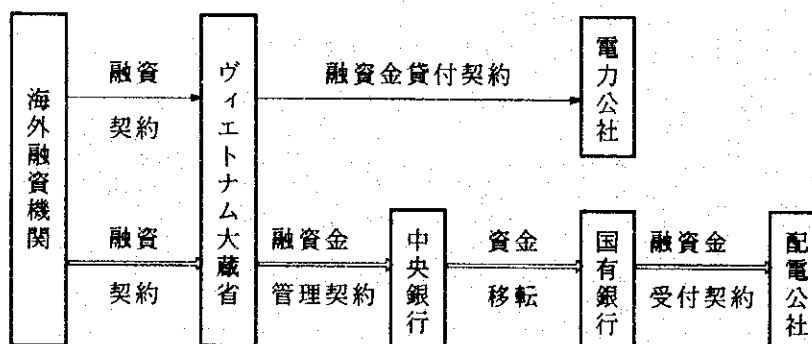
第1期の不足資金量（7兆4750億ドン）は公的開発援助で融資されることが望ましい。開発投資の外貨分と内貨分を再度整理すると以下のとおりになる。

単位：百万米ドル

	1994-2000	2001-2010	1994-2010
外貨	4,369	9,857	14,226
内貨	1,808	6,991	8,799
計	6,177	16,848	23,025

第1期投資計画の外貨と内貨の構成比は最初（調査団）の推定では外貨（59.5%）、内貨（40.5%）であったが上表では同構成比は外貨（70.7%）、内貨（29.3%）に変わる。第2期投資計画期間（2001年～2010年）の不足資金量は企業の内部留保によって融資する。従って、外貨と内貨の構成比は変化しない。自己融資能力の改善は料金政策（電気料金を限界費用価格に近づける）に依拠することは言うまでもない。

さて、多国間及び2国間の公的資金援助を促進するためには、資金調達に係る制度を確立する必要がある。下図は公的資金のフローを電力セクターに応用した例である。



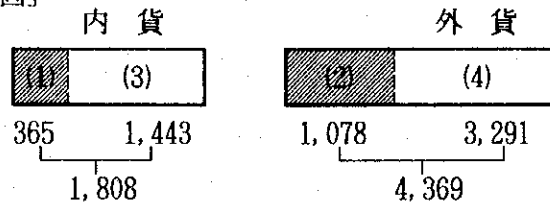
図中→で示されるフローは、電力公社の施設建設（発電及び 500/220kV送電線）に係る海外融資機関と大蔵省の融資契約である。大蔵省と電力公社の間に融資金貸付契約が締結され、為替変動によって生じる差損は基本的に借手の公社が支払う条件が契約に明記される。一方、⇨は配電会社が建設する施設（110kV 中圧、低圧）に係る融資金のフローである。大蔵省は資金を受け取ると、中央銀行と融資金管理契約を締結する。中央銀行は資金管理と融資計画に責任を負う。国有銀行と借手の配電会社の間に融資金貸付契約が締結され、貸付業務の費用として銀行は金利を上乗せする。地方電化の低収益性に鑑み、為替差損の負担は配電会社ではなく大蔵省が請け負うことが望まれる。

直接外国投資の代表例であるBOT（投資家が施設を建設・所有し、契約期間後施設を譲渡する）を実施に結びつける前提条件として、採算性を保証する売電価格の設定が挙げられる。独立発電会社は、通常、近隣の送電線に接続し電力供給を行う。従って、料金は送電端を基点に設定される卸価格である。争点は料金設定の方法論である。ここで価格理論の原点に戻って回避コストの概念を検討してみよう。回避コストは買手（電力公社）の価格理論である。BOT案が実施されない（回避される）場合、買手の支払意志額は代替コストに基づく。従って、回避コストはBOTに替わる最も有望な代替案のコストとして定義される。一方、投資家に適正報酬を保証する売電料金の価格帯は、投資家を誘致する上で重要な指標になる。発電施設によって異なるが、BOT案が財務上妥当になる売電価格は石炭火力の場合kWh当り6セントから8セントと言われている。また、後述する長期限界費用（電力システムのkWh当りの平均逦増費用）はBOT実施を検討する上で売手と買手に対し重要な判断指標になる。

さて、ヴィエトナムの財政状況に鑑み、開発投資の原資は外国資金と国内長期資金に頼らざるを得ないことは上述したとおりである。開発投資（資金需要）を実施主体と外・内貨に分けて、それぞれの融資形態を整理すると以下のとおりである。

[第1期投資計画]

単位：百万米ドル

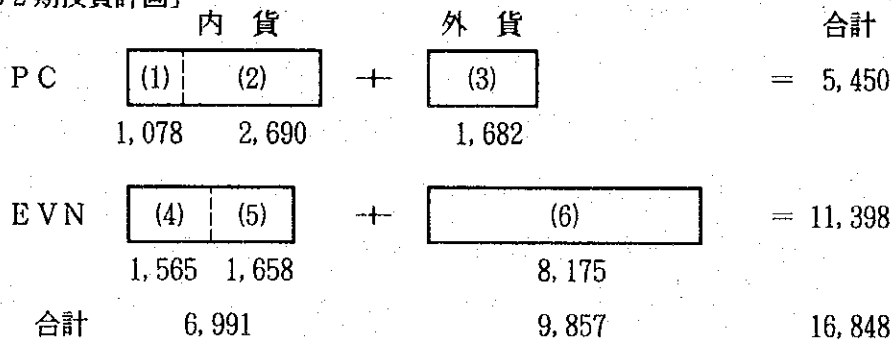


合計
= 6,177

斜線部分の(1)と(2)は、地方電化を促進する配電会社を対象にした資金である。(1)は政府財政資金で融資条件が付帯しない政府補助金である。(2)は融資条件が緩やかな公的ソフトローンを想定している。白抜部分の(3)と(4)は、電力公社を対象にした資金である。(3)は国内長期資金、(4)は通常の公的融資金（ローン）を想定している。

[第2期投資計画]

単位：百万米ドル



配電会社の場合、(1)は政府資金（補助金）、(2)は国内長期資金、(3)は公的ソフトローンを想定している。配電会社の内部留保蓄積などを考慮に入れ、内貨は補助金と長期貸付金の組み合わせからなる。電力公社の場合、(4)は国内長期資金、(5)は公社の自己資金、(6)は通常の公的ローンを想定している。

Table 14.2-1 Power Sector Investment Requirements

	1994-2000		2001-2010		1994-2010	
	US\$ Million	Dong Billion	US\$ Million	Dong Billion	US\$ Million	Dong Billion
1. Generation	4,402	47,586	10,249	110,792	14,651	158,378
2. 550 kV Lines	33	357	648	7,705	681	8,062
3. 220 kV Network	299	3,232	501	5,416	800	8,648
4. 110 kV Network	246	2,659	1,000	10,810	1,246	13,469
5. Mid. Voltage	678	7,329	2,796	30,225	3,474	37,554
6. Low Voltage	519	5,610	1,654	17,880	2,173	23,490
7. Total	6,177	66,773	16,848	182,828	23,025	249,601

Table 14.2-2 Composition of Foreign and Local Finance

	US\$ Million						
	1994-2000		2001-2010		1994-2010		
	FC	LC	FC	LC	FC	LC	FC + LC
1. Generation	2,981	1,421	7,478	2,771	10,459	4,192	14,651
2. 550 kV Lines	18	15	392	256	410	271	681
3. 220 kV Network	232	67	305	196	537	263	800
4. 110 kV Network	153	93	610	390	763	483	1,246
5. Mid. Voltage	153	525	612	2,184	765	2,709	3,474
6. Low Voltage	140	379	460	1,194	600	1,573	2,173
7. Total	3,677	2,500	9,857	6,991	13,534	9,491	23,025

14.3 電気料金

経済学の価格理論編を見ると、限界費用に設定する財の価格は経済便益（消費者余剰と生産者余剰からなる）を最大にし、言い換えれば、資源の適正配分を達成すると説明されている。さて、電源開発の限界費用は一体どういう費用なのであろうか。ピーク負荷とベース負荷からなる日負荷曲線を考えてみよう。ピーク負荷の増加に応じて設備容量とエネルギー需要に係る費用が増える。一方、ベース負荷の増加はエネルギー費用の増加をもたらす。これは設備容量に係る費用増加はピーク負荷に対応する設備投資によって相殺されるからである。以上を整理すると下記のとおりになる。

日負荷	限界費用
ピークタイム オフ・ピークタイム	設備費用＋エネルギー費用 エネルギー費用

実際の限界費用価格算定はかなり複雑で、価格算定を複雑にする要因は以下のとおりである。

- (1) ピーク対応の水力及び火力発電施設は、現実にはピークとオフ・ピークの両時間帯に稼働している。ピーク負荷分の設備容量費用を推定することはかなり複雑で、エネルギー供給をピークとベースに区分してそれを発電施設別に計算する面倒が伴う。
- (2) 厳密に言うと、高圧需要家のピーク時間と低圧需要家のそれは必ずしも一致しない。電力需要全体のピークに占める高・低圧需要家の割合を前もって知る必要がある。これが不明だと各電圧レベルの限界費用を算定することはできない。
- (3) 運営維持管理費用をピークとオフ・ピークに配分する基準があいまいである。

そこで、限界費用に替わり平均通増費用の方法を採用した。平均通増費用とは、投資計画の全コストを増分費用とみなしkWh当りの平均単価を計算する、わかりやすい算定方法である。平均通増費用を採用している世界銀行（世銀）の報告書では、増分費用は実際の投資（支出）ではなく年価値のキャッシュフローをベースに算定している。原価主義を基本にする資本主義国（例えば、米国と日本）では、減価償却費は料金算定に必要な主要な費用項目である。報告書で紹介している償還費用（年価値のキャッシュフロー）は減価償却費と異なるが、料金算定の過程での両費用項目の位置付けはかなり似通っている。

さて、平均通増費用を用いたkWh当りの平均単価の計算は以下のとおりである。

- (1) 投資コスト（発電および送配電）に資本回収係数を掛けて年価値を算定する。発電・送配電施設別の資本回収係数は下表の通りである。

施設	寿命（年）	割引率（％）	資本回収係数
水力	40	10	0.102
石炭火力	25	10	0.110
ガス火力	25	10	0.110
コパイプサイクル	20	10	0.117
送配電	20	10	0.117

- (2) 建設期間後に発生する年価値のキャッシュフローを作成し、割引率10%を使用してキャッシュフローの現在価値を算定した。基準年は1993年とした。

- (3) 既存施設に係る償還費用（年価値）の推定は下記の通りとなる。

発電施設は下記に示す水力発電所の年価値を算定し、その他の既設発電所は償却と想定した。

— Hon Binh（6～8号機）

— Thac Mo

— Ving Song

次に送配電施設に係る年価値算定は以下のとおりである。

	固定資産（1994）			減価償却費	
	10億ドン	百万米ドル	（％）	百万米ドル	（％）
電力公社	28,072	2,597	77	100	77
配電会社	8,209	759	23	30	23
計	36,281	3,356	100	130	100

電力セクターの減価償却費（1994年で130百万米ドル）を電力公社と配電会社の固定資産比で配分し、電力公社と配電会社の減価償却費は各々100百万米ドル、30百万米ドルと算定した。ここでは、個々の既設プロジェクトの年価値を算定せず、減価償却費で代用した。発電・送配電施設別の減価償却費は Table 14.3-1 に示す投資コストの構成比で配分した。

単位：百万米ドル

発電	EVN		PC		
	500kV	200kV	110kV	中圧	低圧
91	4	5	4	12	7

上表から発電を除く500kV以下の償却費を考慮した。

- (4) 運営維持管理費用 (O&M) と燃料費の増分費用を計算し、割引率10%を使用して増分費用の現在価値を算定した。
- (5) エネルギー・フロー (kWh) の増分を計算し、割引率10%を使用してエネルギー・フロー増分の現在価値を算定した。

下表は発電から低圧に至る各段階での費用（償還費用の現在価値）、エネルギー・フロー（電力損失、売電）を示したものである。

2000年まで

単位：百万米ドル

	費用			現在価値	
	償還	O&M	燃料	費用	累積
発電	934.5	93.6	165.2	749.3	749.3
500/220 kV	146.2	12.3	—	95.6	844.9
110 kV	75.0	7.4	—	49.1	894.0
中圧	209.9	20.3	—	137.6	1031.6
低圧	156.1	15.6	—	101.9	1133.5

2010年まで

単位：百万米ドル

	費用			現在価値	
	償還	O&M	燃料	費用	累積
発電	10,880.7	888.7	3,090.6	4,534.7	4,534.7
500/220 kV	1,409.5	46.7	—	471.8	5,006.5
110 kV	840.5	34.5	—	271.9	5,278.4
中圧	2,349.2	104.2	—	762.2	6,040.6
低圧	1,606.8	65.2	—	529.1	6,569.7

2010年まで

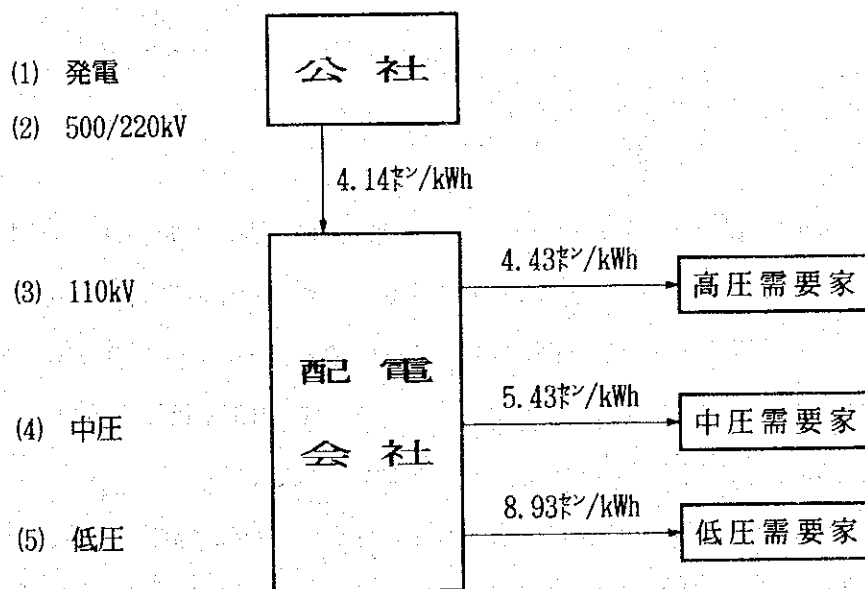
単位：百万米ドル

	エネルギー・フロー (2000年まで)			エネルギー・フロー (2010年まで)		
	Energy begin	損失	売電	Energy begin	損失	売電
発電	21,062	396	0	111,581	1,654	0
500/220 kV	20,666	272	0	109,926	1,132	0
110 kV	20,394	179	2,140	108,794	752	11,174
中圧	18,074	631	10,685	96,268	2,636	55,448
低圧	7,359	1,742	5,617	38,184	7,277	30,907

※上表はエネルギー・フロー増分の現在価値を示している。

平均通増費用（単位/kWh）の算定に当り、エネルギー・フローは損失および売電を差し引いた後の値、費用は発電コストを控除した値をベースにkWh当りの平均費用を算定した。

2000年までの長期限界費用（平均通増費用）で電力公社と配電会社の料金体系を整理すると下記の通りになる。



電力会社の売電価格はkWh当り4.14セント（450ドン）と算定された。

算定された限界費用（450 円/kWh）は変電所へ卸す現行の料金価格帯（kWh当り 400 円から420円）よりやや高い。従って、現行料金価格帯の下限值 400円/kWhを公社の売電価格として設定した。

長期限界費用は総じて110kVから低圧の需要家にとり割高な傾向にある。限界費用と現行料金体系を比較すると下表のとおりになる。

	ドン/kWh	
	長期限界費用	現行料金
110 kV	480	
中圧	590	
工業部門		Peak : 710 ~ 800 Off-peak : 280 ~ 320 Normal : 450 ~ 550
農業部門		Peak : 750 Off-peak : 300 Normal : 450
低圧	960	
一般世帯		0-150kWh/month : 450 151-250 : 600 251- : 800
商業部門		950

(注) Peak (6 p. m. ~ 10 p. m.)
Off-peak (10 p. m. ~ 4 a. m.)
Normal (4 a. m. ~ 6 p. m.)

中圧部門の長期限界費用 5.43 セント/kWh（590 円/kWh）は、現行のNormal時間帯料金にはほぼ等しい。従って、現行のピーク料金（710~800 円/kWh）は限界費用に比べやや割高と言えよう。中圧需要家の大半は昼間時間帯の電力消費者であることに鑑み、平均料金は 590 円/kWhより低く設定することが望ましい。そこで、中圧部門に適用する料金水準は、現行のNormal時間帯料金の平均値 500 円/kWh と仮定した。

現在、110kV需要家向けの料金体系は確立されていないが、110kV 高圧需要家の電力消費はピーク時間帯に集中するものと仮定した。よって、長期限界費用（480 円/kWh）を110kV高圧需要家への売電価格として設定した。

低圧需要家の多くは、一般世帯と商業部門によって構成されている。低圧需要家の電力消費はピーク時間帯に集中しているが、昼間時の電力消費も都市部ではかなりある。料金徴収の分離（ピークとNormal時間帯の区別）は、一般に時間帯メーターの導入で可能であるが、各低圧需要家にメーターを取り付ける費用を想定するとその実現性はかなり低い。商業部門の現行料金（950 円/kWh）は限界費用（960 円/kWh）にはほぼ等しく、

従って、商業部門に対する売電価格は長期限界費用（960 円/kWh）を想定した。

低圧部門で最も配慮すべき点は、一般世帯の制約要因（支払い能力）である。仮に、一般世帯の月間電力消費量を30kWh、月間家計支出を50万ドンとすると、限界費用（960 円/kWh）で積算した電気代支出は家計支出の5.8%を占める。通常、家計支出に占める電気代支出は2～3%である。

そこで、家計支出に占める電気代支出を3%と仮定し、この支払能力を制約要因とするkWh当りの電気価格を算定すると500 円/kWhになる。家計支出はGDPと同じ成長率で増えることを想定し、支払い能力に制約されるkWh当りの価格を予測すると下記のとおりになる。

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010
1) 月間家計支出 (千ドン)	500	543	590	640	690	750	1,130	1,700
2) 電気代支出 (千ドン)	15	16	18	19	21	23	34	51
3) 月間電力消費量 (kWh)	30	30	30	30	30	30	40	50
4) 支払い能力の価格								
円/kWh	500	530	600	630	700	770	850	1,020
セント/kWh	4.63	4.90	5.55	5.83	6.48	7.12	7.86	9.45

(注) 家計支出の年平均成長率は8.5%と想定。

上表から支払能力に制約される価格が低圧部門の限界費用（960 円/kWh）に近づく時期は2010年頃と推定される。

さて、今まで述べた価格にかかわる議論を要約し、各電圧部門別の料金水準を時系列で予測すると Table 14.3-2 のとおりになる。

電力公社の売電価格は1995年の400 円/kWh から2005年の500 円/kWhまで漸次上昇する。配電会社の平均売電価格は、1995年の580 円/kWh から2010年までの700 円/kWh に至る緩やかな価格上昇である。

さて、全体の電力消費量に占める一般世帯の比率（14%）は、下記の方法で推定した。

- (1) 全人口（6,900万人）を平均家族構成（5人）で除し、一般世帯数（1,380万戸）を算定。
- (2) 一般世帯数（1,380万戸）に世帯電化率（0.3）を掛けて電化世帯数を算出。
- (3) 平均月間世帯電力消費量（30kWh）と電化世帯数で、一般世帯の電力消費量を1,490GWhと算定。
- (4) 一般世帯の電力消費量（1,490GWh）は、1995年の販売電力量（10,349GWh）の約14%に相当する。

Table 14.3-1 LRM Based Electricity Price

	¢/kWh	
	To 2000	To 2010
Generation	3.63	4.13
500 kV/200 kV	4.14	4.60
110 kV SS	4.43	4.89
Mid. Voltage	5.43	5.84
Low Voltage	8.93	8.93
Average	6.41	6.71

Table 14.3-2 Electricity Price Forecast

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	-2005	-2010	Sales
EVN										
220 kVSS	400	400	400	400	400	450	450	500	500	
	(3.70)	(3.70)	(3.70)	(3.70)	(3.70)	(4.17)	(4.17)	(4.63)	(4.63)	
PCs										
110 kV	480	490	500	510	520	530	530	530	530	11%
Mid. V	500	518	536	554	572	590	590	590	590	57%
Low. V										
Household	500	530	600	630	700	770	800	850	960	14%
Commercial	960	960	960	960	960	960	960	960	960	18%
Average	580	600	620	630	650	680	680	690	700	100%
	(5.37)	(5.56)	(5.76)	(5.83)	(6.02)	(6.30)	(6.30)	(6.38)	(6.48)	

Remarks: Parentheses means the equivalent price (¢/kWh).

14.4 財務評価

電力公社と配電会社は国有会社であるが、政府（所有者）を代行し、経営管理及び財務管理は一任されている。財務諸表は、健全な経営を判断する上で重要な情報になる。

財務表のキャッシュ・フローは、電力公社と配電会社（配電会社は5社あるが、ここでは一括して取扱う）に分けて作成した。評価期間は1994年から2010年までの17年間と長いので、全てのキャッシュ・フローは1994年固定価格で見積もられている。採用した為替レートは1993年末の1米ドル=10,810ドンである。財務諸表は、固定資産の再評価、投資コストの見直し、電力料金の改訂等、会計細目の変更に左右されることは言うまでもない。

(1) 基本仮定条件

財務諸表作成に先立ち、下記に示す仮定条件を設定した。

(a) 融資条件

14.2の資金調達に対する予見で述べたように、国内・外資金の資金タイプと融資条件を整理すると下記のとおりになる。

1994-2000

国外資金		国内資金	
資金タイプ	融資条件	資金タイプ	融資条件
1. 発電/500kV /220kV			
ソフトローン	IR : 5% 支払猶予: 5年 返済期間: 20年	長期融資金	IR : 10% 支払猶予: 5年 返済期間: 20年
2. 110kV /中圧/低圧			
最恵ソフト ローン	IR : 5% 支払猶予: 3年 返済期間: 10年	政府財政資金	無償

配電会社に対する国外資金の金利（5%）は、海外融資機関の貸出し金利（2%）と国有銀行の上乗せ金利（3%）からなる。

国外資金		国内資金	
資金タイプ	融資条件	資金タイプ	融資条件
1. 発電/500kV /220kV			
ソフトローン	I R : 5 % 支払猶予 : 5年 返済期間 : 20年	長期融資金	I R : 10% 支払猶予 : 5年 返済期間 : 20年
2. 110kV /中圧/低圧			
最恵ソフト ローン	I R : 5 % 支払猶予 : 3年 返済期間 : 10年	長期融資金	同上
		政府財政資金	無償

(b) 減価償却

減価償却は固定資産の取得原価を償却期間内に一定の割合で償却することを意味している。ここでは下記に示す定額法で原価償却費を算定した。

$$\frac{\text{固定資産の取得原価} - \text{残存価値}}{\text{固定資産の償却期間}}$$

残存価値は取得原価の10%と仮定した。

(c) 税

下記に示す現行の課税体系は、経営自立を目指す電力公社と配電会社にとってかなりの負担になる。

売上税	: 8 %
天然資源税	: 2 %
固定資産（償却後）税	: 2.4%
所得税	: 25 %

売上税それ自身は西側諸国では既に廃止された旧課税で、経営自立（利益計上）に逆行する。天然資源税は再生可能エネルギー（水力発電）の電力収入に対する課税である。もし、政府が環境配慮を前提に石炭消費量の削減を目指す特定資源（例えば石炭）に対する課徴金を実施する場合は、エネルギー政策の観点から評価できるが、再生可能エネルギーに対する課税はエネルギーの効率利用に相反する。さらに天然資源税を電力料金に転嫁すれば料金水準が歪められることは言うまでもない。

以上から、課税のベースは所得（付加価値）であることが望ましい。ここでは、所得税と固定資産税を対象にした。

(d) 資産評価

発電プラント及び資機材は取得原価で見積もられている。評価期間が17年と長いので、固定資産の再評価は考慮していない。建設期間中の費用発生は固定資産に計上されている。

(e) 政府財政資金

財政資金は配電会社（110kV／中圧／低圧）に融資する。

(2) 財務評価

EVNの財務諸表のうち村営計算書等を Table 14.4-1 に示す。

総じて、EVNの経営は財政上健全と言える。損益計算表には人件費と既設電力設備に対する金利は含まれていない。税引き後の法人所得は継続して黒字である。14.2で仮定したように、電力公社は16億5,800万米ドルの自己資金を2000年以降電力投資に配分する。2000年以降、資金流入量と流出量の差は赤字であるが、累積ベースの内部留保でみると、16億5,800万米ドルは充分融資可能であることがわかる。

さて、償却後の固定資産に対する法人所得及び金利支払額の比率は、公益事業法人の利益率を示す投資還元率（ROR）として広く引用されている。電力公社のROR推定値を示すと以下のとおりである。

RORは、2000年から2005年にかけて一たん下降する。これは、この期間中に電力投資が集中するからである。しかし、同比率は2010年に向かって徐々に上昇する。ちなみにRORの国際比較をすると、ASEAN諸国の電気事業法人では約8%、韓国とシンガポールでは約10%である。従って、EVNのRORは決して低い数字（比率）ではない。

配電会社がEVNから買電する電力量は、EVNの電力ロスを控除した電力量を想定している。PCの売電量はそれぞれ110kV、中圧、低圧で売る電力量を想定している。

Table 14.4-2 にPC全体の損益計算書を示す。税引き後法人所得はかろうじて黒字で推移している。Table 14.4-2 の損益計算書には既設電力設備に対する金利が計上されていないので、それら金利を計上すると法人所得は赤字に転じる可能性がある。

14.2で仮定した政府財政支援と緩やかな融資条件は、配電会社の資金繰りを良好に維持している。内部留保は会計期間中黒字が続き、その蓄積は2010年以降の配電投資の原資になる。配電会社のROR推定値は下記のとおり。

	1995	2000	2005	2010
Net income (US\$ million)	21.9	40.8	14.2	-45.2
Interest expenses (US\$ million)	0	53.9	193.3	392.2
Net fixed assets (US\$ million)	699.0	1,943.0	3,630.0	5,924.0
ROR (%)	3.1	4.9	5.7	5.9

配電会社のRORは電力会社のそれに比べ低いが、1995年以降徐々に上昇している。自己融資率は開発投資に対する自己資金（法人所得と減価償却費）の比率で示される。自己融資率は2000年（34.1%）、2005年（35.2%）2010年（34.0%）とほぼ一定している。内部留保を将来電力投資に配分すれば、この自己融資率は上昇するものと思われる。

Table 14.4-1 Financial Statements of EVN

Income Statement	US\$ million			
	1995	2000	2005	2010
Revenue	481.6	933.1	1,832.4	3,007.0
Energy sales (GWh)	13,017	22,377	39,577	64,946
Tariff (C/kWh)	3.70	4.17	463	4.63
Operating expenses				
O&M costs	20.5	35.8	94.4	168.8
Fuel	103.0	90.0	317.4	694.4
Sub-total	123.5	125.8	411.8	863.2
Funds from operation	358.1	807.3	1,420.6	2,143.8
Non-cash operating expenses				
Depreciation	107.3	180.9	356.6	629.8
Operating income	250.8	626.4	1,064.0	1,514.0
Non-operating expenses				
Interest	15.0	334.9	626.9	656.4
Tax	57.6	151.9	298.8	
Income before income tax	178.2	139.6	138.3	527.4
Income tax	44.6	34.9	34.6	131.8
Net income	133.7	104.7	103.8	395.5

Funds Flow Statement	US\$ million			
	1995	2000	2005	2010
Source of funds				
Internal generation	241.0	285.6	460.4	1,025.3
Net income	133.7	104.7	103.8	395.5
Depreciation	107.3	180.9	356.6	629.8
Borrowing	196.8	882.9	1,346.3	33.6
Foreign	137.7	584.4	1,130.4	28.6
Local	59.1	298.5	215.9	5.0
Total funds available	437.8	1,168.5	1,806.7	1,058.9
Application of funds				
Investments	198.9	882.9	1,574.6	38.8
Foreign	137.7	584.4	1,130.4	28.6
Local	61.2	298.5	442.2	10.2
Repayment	0	48.6	338.6	871.1
Foreign	0	35.9	249.3	664.7
Local	0	12.7	89.3	206.4
Total application	198.9	931.5	1,913.2	909.9
Cash surplus	238.9	237.0	106.5	149.0
Acc. cash surplus	432.7	1,476.6	774.8	775.8

Net Fixed Assets	US\$ million			
	1995	2000	2005	2010
	2,399.6	6,330.8	12,448.7	13,760.4

Table 14.4-2 Financial Statements of PCs

Income Statement	US\$ million			
	1995	2000	2005	2010
Revenue	559.0	1,189.9	2,197.9	3,797.8
Energy sales (GWh)	10,410	18,887	34,450	58,608
Tariff (Cent/kWh)	5.37	6.30	6.38	6.48
Operating expenses				
Electricity purchase	481.6	933.1	1,832.4	3,007.0
O&M	22.8	33.3	38.4	45.7
Sub-total	504.4	966.4	1,870.8	3,052.7
Funds from operation	54.6	223.5	327.1	745.1
Non-cash operating expenses				
Depreciation	30.0	79.1	169.2	310.3
Operating income	24.6	144.4	157.9	434.8
Non-operating expenses				
Interest	0	20.9	140.5	251.0
Tax	16.8	45.0	81.5	130.4
Income before income tax	7.8	78.5	-64.1	53.4
Income tax	2.0	19.6	0	13.4
Net income	5.9	58.9	-64.1	40.1

Funds Flow Statement	US\$ million			
	1995	2000	2005	2010
Source of funds				
Internal generation	35.9	138.0	105.1	350.4
Net income	5.9	58.9	-64.1	40.1
Depreciation	30.0	79.1	169.2	305.7
Borrowing	0	263.3	417.6	614.5
Foreign	0	263.3	160.4	237.8
Local	0	0	257.2	376.7
Paid in equity	0	88.3	103.1	150.9
Total funds available	35.9	489.6	625.8	1,115.8
Application of funds				
Investments	0	351.6	520.7	765.4
Foreign	0	263.3	160.4	237.8
Local	0	88.3	360.3	527.6
Repayment	0	20	144.8	401.6
Foreign	0	20	99.6	151.1
Local	0	0	45.2	250.5
Total application	0	371.6	665.5	1,167.0
Cash Surplus	35.9	118.0	-39.7	-51.2
Acc. cash surplus	35.9	538.1	978.9	668.3

Net Fixed Assets	US\$ million			
	1995	2000	2005	2010
	699	1,875	3,396	5,432

第15章 サポートイング・プログラムの策定

第15章 サポート・プログラムの策定

目 次

	頁
15.1 緒 言	15- 1
15.2 電力統計の確立	15- 2
15.2.1 緒 言	15- 2
15.2.2 データベースの確立	15- 3
15.2.3 組織・制度上の整備	15- 7
15.3 Son La水力計画のF/S	15- 8
15.3.1 緒 言	15- 8
15.3.2 技術面での検討	15- 8
15.3.3 環境調査	15-11
15.3.4 Son La水力計画に対する制度面の整備	15-16
15.4 市場原理に基づく電気事業の改革	15-19
15.4.1 経営/財務の調査	15-19
15.4.2 組織体制	15-25

第15章 サポート・プログラムの策定

15.1 緒言

ベトナムの電源開発計画に必要とする事項について、これまで Part I から Part III にわたって論じてきた。そこで確認された数多くのプロジェクトについて調整のとれたやり方でどのように実現させていくかということはベトナム側にとって最大の関心事であろう。この電源開発計画を円滑に実現するために直ちに実施に移されるべきアクション・プログラムとして次の3つのサポート・プログラムを作成した。これらのテーマは各 Part から選定したものである。

- (1) データベースの確立
- (2) Son La計画のF/S調査
- (3) 市場原理に沿う電気事業の改革

データベースの確立の重要性は、電力需要、費用積算、発電所の運用、会計等の分野で広く認識されてきている。電気事業に関するデータに対し、関係機関あるいは、関係者による利用は、将来国際機関や外国の融資機関による電力プロジェクトに対する融資が期待されていることから益々その重要性は増大していくこととなろう。従って、ベトナムおよび外国の双方にとってエネルギー統計を含む電力に関する種々のデータについて系統的に管理することは大きな評価を受けよう。政府(MOE)の役割がデータベースに対して鍵となる。

Son La計画の実現は電源開発計画の策定に対して絶対的な条件であると評価された。EVNにとっては当該プロジェクトのF/Sを緊急にも実施に移すことが最優先する。本調査に用いられたSon La水力計画の水力関連資料はベトナム側により実施されたプレF/Sによるものをベースとしている。本ダムは多目的ダムとして計画されているので、保証出力や年間発生電力量の決定に先立ち、最適貯水池運用計画の検討がなされる必要がある。この最適貯水池運用計画の検討がなされなければプロジェクトの発電電力量には疑問をもたれることになる。

EVNの法人化は自主的経営の達成を目指す第一の基本方針である。EVNは膨大な開発資金を外国からの融資あるいは国内資金の調達により賄うとされており、国際的な信用

を確立する必要がある。

電力部門への投資額の大部分について融資を得る保証はないであろう。資金不足の制約に当面して、プロジェクトの資金調達を含めて電気事業の民営化が重要なテーマとなる。

サポーティング・プログラムでは上述の問題点に関して、制度改革を含めた実施細目を示している。特にSon La水力計画のプログラムとしてフローチャートを付して詳細な実施細目を記述した。

15.2 電力統計の確立

15.2.1 緒言

本調査では、マクロ経済、産業活動、電気事業に関する信頼性のあるデータの収集システムとデータベースの確立が電源開発計画の策定にあたって重要であると強く認識された。

統計システムは集中型システムと分散型システムとに大別される。前者は、全ての分野の統計が、例えば“中央統計局”と称される1つの機関により集中的に管理されるシステムである。後者は、その分野毎にそれぞれ独立した公共機関により管理されるシステムである。一般に、集中型システムの利点はデータ項目、用語、単位あるいは統計処理手法などに関し一貫性があるが、他方分散型システムでは詳細なデータや各分野に特有なデータを収集・管理することが出来る。大部分の先進国では分散型システムによっている。

ベトナムにおける分散型システムの可否はデータベースや統計を作成する関連機関同志の協調次第であろう。電力は産業部門と密接な関連がある。MOBやMHIのような政府機関ではデータの需要と提供の点で相互依存の関係にある。本項目では、データベースおよび公共統計の開発について時間的に短期から中期にわたる枠組みの中で提言する。

なお、ベトナムにおいて各種の統計を確立するためには今後相当の時間と資金を必要とすると思われる。このような観点から、公共部門は統計システムの確立に重要な役割を果たす必要がある。電力のデータベースの責に任ずる公共部門は初めにデータの収集、処理、管理あるいは組織・制度上の整備に関し、管理能力および技術

的能力の不足という制約に当面するであろう。そのため、政府は電力部門のデータベースに関しては段階的な改善を行っていくことが望ましい。

15.2.2 データベースの確立

(1) データ収集システム

データベースの確立のためには、まず信頼性のあるデータの収集体制を確立する必要がある。データの収集は、以下のように段階的に進むのが容易であろう。すなわち、

- (a) 簡単な項目から総合的な項目へ
- (b) 供給サイドのデータから需要サイドのデータへ
- (c) 地域的には都市部から農村部へ

電力のデータは電力の供給と需要（消費）に大別される。電力供給のデータ収集は需要に比べて容易であり、下図に示したように発電所からのエネルギー・フローに従ってデータを収集することが可能である。

電力供給側	発電所	発電用エネルギー投入量 発電端供給量 所内消費量 送電端供給量
	変電所	需要家への供給量 需要端での供給量
需要家側	大口電力	電力・電灯需要
	小口電力	〃
	業務用電力	〃
	民生・その他	〃

分野別、需要家別電力消費統計の作成はデータ収集からデータベースへの変換まで必然的に面倒な作業となる。電気事業の各部所の努力により各計測点での需要家別販売電力量が料金請求書に今後より正確に記載されることになろう。この観点から正確な電力消費量に関するデータ収集は料金徴収に責任があるEVNや配電会社（PC）の管理部門に負うところが大きい。

電力需要統計の開発は下図のように例示されよう。

段階的データ 拡張	地 域	需要家	データの種類
第1ステップ	大都市 (ホーチミン ハノイ, Da Nang)	全需要家	需要家別 年間販売電力量
第2ステップ	大都市プラス 中小規模の都市	全需要家 (産業用, 商業) 中小都市の電灯用 (150kWh/月以上)	年間/月間 販売電力量 地域別電力需要 統計
第3ステップ	都市および農村地域	都市の全需要家 農村地域では農業・ 商業/工業/電灯 (サンプリング調査)	省別電力需要統計

収集すべきデータの拡張は地域、需要家およびデータの種類に関して3段階にわたって実施されよう。最初に需要調査が都市部でなされ地方へ拡大していく。対象とする需要家は初めは大都市の全需要家であり、次にサンプリング調査により地方へと拡張していく。電力消費データを地方において全需要家から収集することは次の理由から困難であろう。

- 電力量計がすべての低圧需要家に設置されていない。
- 非技術的損失（電気の不法使用）の存在が販売電力量と電力量計により積算される消費電力量との食い違いの原因となる。

従って、電力需要統計には信頼性のあるサンプリング調査データが採用されよう。

電力データは需要家別年間販売電力量の作成からスタートし、月別データに及びそして省別電力統計の作成へと進んでいこう。

(2) データベースの作成とデータ通信ネットワーク

収集したデータはデータベースに格納される。データベースは、(a)検索システム、(b)1次データの収集システム、(c)データの加工と2次データの作成機能からなる。

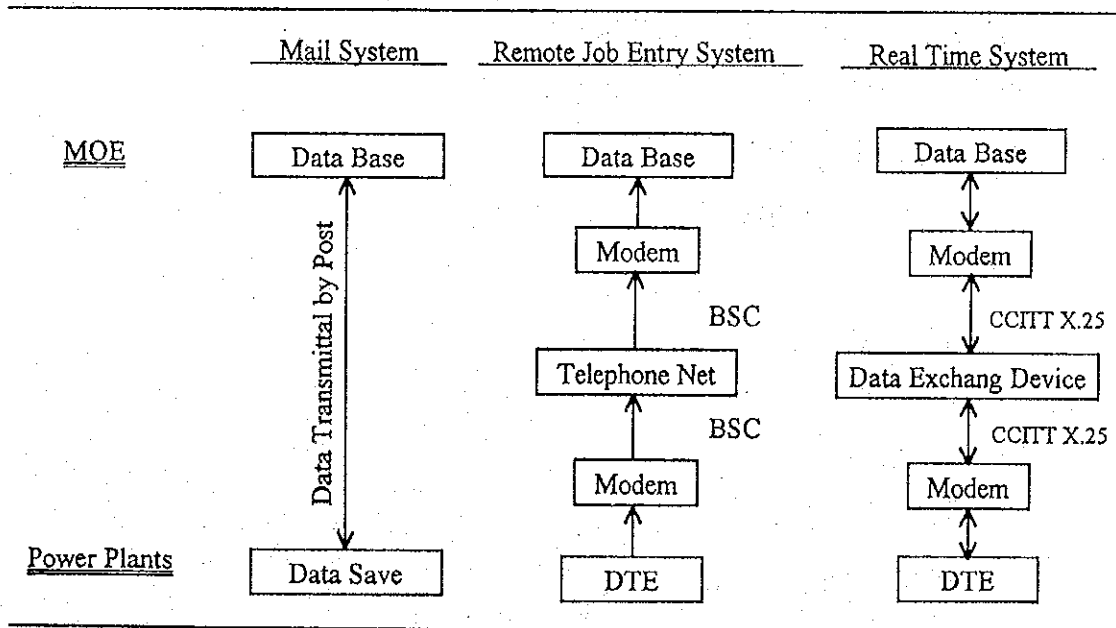
上記データベースを確立するためには以下のような手順が必要となる。

- (a) データの整理と分析
- (b) 概念設計

- (c) 機能設計
- (d) 詳細設計
- (e) コーディング
- (f) テスト・ラン
- (g) 導入

1次データの収集システムは調査票を作成して配布、回収するシステムと通信ネットワークを利用する方法とが考えられる。電力供給に関するデータベースの作成は通信の技術が進んでいけば基本的に時間を要する性格のものではない。しかし、ベトナムの通信網の現状を考慮すれば、電力供給記録でさえシステム化することは容易ではない。

下図に示すチャートは電力供給に関するデータ通信システムにおける技術的進展を示す。



Legends:

DTE: Data Terminal Equipment

BSC: Basic Sequential Control (Protocol)

CCITT X.25: Standard by International Telegraph and Telephone Consultative Committee

“Mail”システムは最も単純な機構であり、MOEは各発電所からデータをフロッピーディスクで受け取る。MOEのスタッフはこれを収集しデータの種類別にこれを再編集

し、それを電力統計として公表する。

遠隔ジョブ入力システム（RJE）あるいは実時間処理システムはより進んだ通信網であり、実時間処理システムでは各発電所の運転記録が即時にMOBへ伝送される。両者の差異はネットワークへのアクセスが遠隔ジョブ入力システムが“一方向伝送”であり、実時間処理システムが“双方向伝送”である点である。

最新のネットワークシステムはヴィエトナムの現在の通信技術とは整合がとれないであろう。当面はデータベースの改善が第一優先事項となろう。IEVは各種運用記録を記入すべきデータシートを作成しなければならない。火力発電所のデータシートに記入されるべきデータの種類は付録に例示する。

データ通信システムに基づいた電力統計は下記のような分類に従い編集できよう。

(1) 電力供給

- (a) 最大発電出力（月別、年別）
- (b) 発電電力量（年別、四半期別）
- (c) 水力発電所の最大電力／発電電力量
- (d) 火力発電所の最大電力／発電電力量
- (e) 新設／既設発電所のリスト
- (f) 発電所内電力使用量

(2) 地域間電力融通

- (a) 最大電力
- (b) 供給電力量

(3) 火力発電所の燃料消費量

- (a) 石炭
- (b) 重油
- (c) 原油
- (d) ナフサ
- (e) ディーゼル油
- (f) 天然ガス

- (g) LNG/LPG
- (h) 発電所別燃料消費量

(4) 運転/保守

- (a) ボイラー
- (b) タービン
- (c) 発電所補機
- (d) 定検作業

15.2.3 組織・制度上の整備

大部分の工業国においては政府は各種の統計の発行の責任を付与されている。ヴェトナムの場合、政府にはマンパワーと予算の面での制約があり、MOBもまた同様である。当面IEVは、そのスタッフが日常業務の中で各種のデータに親しんでいるが故に電力データベースの改善に対する最適な機関であろう。データベース確立のための幾つかの研修プログラムが彼等に与えられ、十分な研修を受けたスタッフがMOBの下部機関として新設されるべき“電力統計局”と称される部門へ移籍することも可能である。

MOBからの法制化がなされなければ電力統計のシステム化は混乱することとなろう。電力データベースのための活動計画は次のようなものであると考えられる。

- (1) 電力データベースに関するMOB内の公式会議
- (2) 研修プログラムのためのIEVの人選
- (3) 研修プログラムの実施計画書の作成
- (4) 研修プログラムの実施
- (5) MOB下部機関としての電力統計局の設置

15.3 Son La水力計画のF/S

15.3.1 緒言

第9章で述べたように総合的な評価として、Son La水力計画の大規模／小規模開発については、小規模開発・天然ガス生産量小のケースの電源開発計画が望ましいとの結論が得られた。しかしながら、その検討に使用されたインプットデータはアウトプットとしてのM/Pに対して万全なものとは言い難く、Son La水力計画の規模の決定には再考の余地がある。

水没する地域に定住している人々に対する移住と補償を柱とする環境問題は、政府主導で解決されるべき大きな問題となろう。移住民の数が12～18万人の範囲と推定されていることを考慮すれば、政府は移住予定地についてのミニ開発計画を策定すべきであろう。また、移住民の不満や移住民とその周辺の地域住民との間に争論も起きよう。

Son La水力計画の実施に当たっては、政府の広範にわたる取組みが望まれる。

15.3.2 技術面での検討

技術的検討の作業フローを Figure 15.3-1 に示す。

(1) 概略設計

これまでHoa Binh貯水池の上流に4ヶ所のダムサイト(案)が計画されている。これらダムサイトの右岸地域は貯水池予定地を含めて厚い石灰岩が広範に分布していることが判明している。Son La町付近はカルスト、すなわち数多くの洞穴が現地踏査により確認されている。ダム軸地点のこのような洞穴の存在はダムの設計に影響を与えよう。従って、F/S段階で詳細な地質調査が必要となる。石灰岩が広範に分布する地域では漏水が大きな問題であり、ダムサイトの基礎処理が必要となろう。貯水池内の地中を通じて他の地域への貯水池からの漏水が懸念されるので、地質調査に当たっては浸透試験やグラウト試験を特定地点で実施する必要がある。漏水対策に関連する調査工事費用はプロジェクトの工事費に算入しなければならない。

(2) 貯水池の基本諸元

Hoa Binhダムの完成からわずか4年経過した段階で、Hoa Binh貯水池バック・ウォーター地点での堆砂が際立って増大していると報告されている。

従って、Son La貯水池での堆砂量計算は慎重に行う必要があり、有効貯水容量の決定に当たっては正確な堆砂量計算が欠かせない。

(3) Da川の水資源の開発

本項目での検討の目的は発電以外の他部門の所要貯水容量を求めることにある。従って、調査範囲は水資源開発の全体計画を作成することであるが、それらの結果は貯水池の運用計画に対するインプット資料としても活用される。

急峻な地形条件のためDa川は内陸輸送路としての役割も大きい。地域の河川輸送需要が増加すると予測される場合は、Da川の中流から下流域にわたり安定した運搬船の航行のために貯水池水位は一定に保たれる必要があり、従って下流への所要放流量はこれをも考慮して決定されなければならない。

設計洪水量は過去の洪水データに基づいて決定される。河川の洪水量の推定のため河川に沿って河床および兩岸の各標高毎の断面調査を実施する必要がある。ここでは洪水調節はSon La貯水池だけで行われると仮定する。予測洪水位波形に基づき設計洪水量と河道計画が無い場合の河川通水量の差分が洪水調節のための貯水容量と定められる。

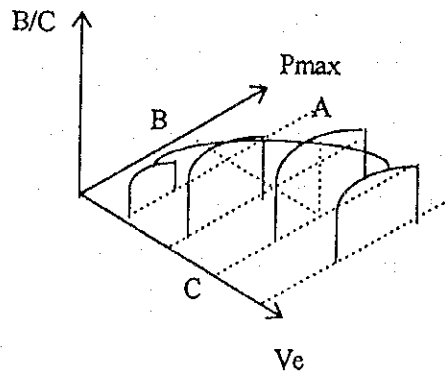
河川流域内での水需要予測は灌漑、および都市用水について行われ、水の供給可能量は毎日の流量データに基づいて想定される流況曲線から求められる。水の需要と流況曲線との対照により乾季における不足供給量が明らかにされる。

このようにして水利用に対する所要貯水容量が決定される。

(4) 最適有効貯水容量の選定

最適有効貯水容量 (V_e) を求める手法はかなり込みいっている。

下図の三次元グラフは発電出力 (P_{max}) と有効貯水容量 (V_e) に関する最適な点を結ぶ凸曲線である。



図にはそれぞれ最大のB/Cとなる4つの最適な点が示されている。

その中でもAはB/Cに関して最大である。従って最適 V_e は P_{max} が最大となるB点に対応するC点として求められる。作業フロー図の(4)に V_e を与えられた条件としてそれぞれの最適点の求め方について説明を行っている。

はじめに、(3)で求められた洪水調節容量はSon La貯水池および既設Hoa Binh貯水池に割り振られる。その結果、ある V_e に対する P_{max} および Q_{max} （最大放流量）が求められる。保証出力（ P_{firm} ）と年間発生電力量（E）に関し発電のための貯水池運用計画がシミュレーション計算される。また他方では発電設備などの費用が P_{firm} およびEのそれぞれの変化ケースに対応して算出される。

Son La貯水池に対する洪水調節容量の割り振りをパラメータとした場合の各受益者間の便益の大きさを例示すれば次の通りである。

便益要因	Son La 貯水池	
	洪水調節容量大	洪水調節容量小
治水	大	小
電力	Son La	小
	Hoa Binh増分	大
航行・水利用	一定	一定

電力の便益はkW価値としての P_{firm} とkWh価値としてのEとからなる。

全体の工事費と便益の合計に基づき最適開発規模 P_{max} が求められる。

洪水調節容量の割り振りを変えて同様の計算を繰り返しSon La計画の最適開発規模を求める。最後に凸曲線図で最適な点がB/Cで最大な点として求められる。これに対応するC点が V_e の最適容量と決定される。

(5) Son La電源開発面の評価

前項で求められた電力の規模は凸曲線図のB点の P_{max} に対応する。電力部門の便益はB点に対応する保証出力と年間発生電力量により求められる。最適な有効貯水容量 (V_e) を基に全体のダム建設費が求められ、発電部門にも電力量に応じて割り振られる。受益者間の費用分担は分離費用、残余便益および身替り費用法を基に算出される。

Son La水力計画の経済性はB/CあるいはBIRRを指標として算出される。

しかしながら本調査でなされた電源開発計画 (PDP) でのSon La水力計画に関する検討においては、電力の需給状況や発電用燃料に関する資源上の制約 (天然ガスあるいは石炭) という要因をも含めて分析されている。

(6) 実施計画

実施計画 (Implementation Schedule) には下記の検討項目が含まれる。

(a) 詳細設計の作業範囲

(b) Son La計画の工事にあたってのインフラストラクチャの整備

- 工事用道路あるいは鉄道の新設
- 500kV 送電線の拡張
- 工事用電源の整備
- 工事要員の生活のための施設一式

(c) 工事工程

(d) 資金調達

(e) コンサルタント・サービス (外国/自国)

このような実施計画に基づき、早急な詳細設計の実施へ進むよう強く提言する。

15.3.3 環境調査

Son La計画の環境影響は他のダム建設計画の中でも最大であろう。移住民の数は12~18万人の範囲になるとの報告もある。本調査でもSon La水力計画の実施は電源開発計画に対する主要点になると提言されている。

しかしながら、環境の視点からみたとき本計画の正当性は難しく、かつ、論争的となろう。電源開発計画の分野においてはSon La水力計画に対する人々の関心は、

ヴェトナムの社会でも広く認識されるようになってきている社会環境配慮とは全体としては対峙するものとなりうる。

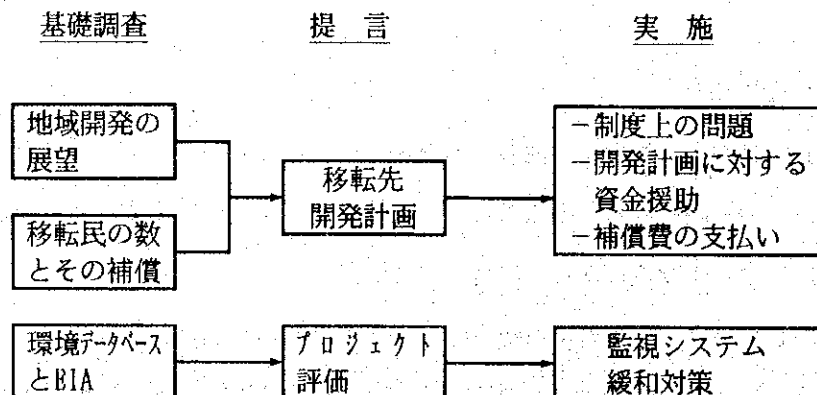
もし、Son La水力計画の実施が既定の事実であるならば、環境アセスメントの遂行において逸失利益・財産の回復や補償にかなりのウェイトをかけるべきである。フルスケールのEIAで求められているように、この種のBIAの役割は当該プロジェクトの実施により失われる経済生産活動、補償費、少数民族の文化／遺跡の保存などについての詳細かつ正確な情報を調査し、明確にすることにある。

環境評価は大別して2つの要素に分類される。1つは住民移転とその補償であり、他は環境の現状を詳細に表すデータベースの作成とBIAである。

前者の調査範囲は移転する地域住民の推定とその補償費の算出にとどまらず、移転地での生活をどの様にして維持するかについての提言を行うことも含んでいる。特にこれら提言は紛争の解決に対する有効な情報であるが、Hoa Binhで起きた紛争の解決にも有効となろう。Hoa Binh住民移転問題から得られる教訓は、政府は移転民に対する一貫した配慮を欠いていたという点である。従って、Son La水力計画のような大規模プロジェクトにおいては、移転住民の理解と移転先地域の受け入れ体制の整備を含む地域社会開発に同時に取り組むことが必要であり、それをここで強く勧告するものである。

後者の要素の目的は、環境情報の整備であり、当該プロジェクトの環境影響評価である。地域社会開発を取り込むことは、また開発計画における新たなモデルケースを策定する目的を含むものであり、それは他のダム建設計画に対しても活用されることを意味する。

環境調査の単純化された作業フローを下図に示す。



(1) 基礎調査

地域開発の調査は下記事項に関してなされる。

- (a) 少数民族の現状
- (b) 少数民族に対する政府の政策
- (c) Hoa Binh移転問題の全体調査
- (d) 貯水池および移転予定地の社会／経済的観点からの現状調査

調査はSon La貯水池が位置するSon La省をカバーし、移転先予定地となる地域にも展開していく。

JICA調査団は貯水池地域の標高毎の住民のデータを入手したが、移転／補償調査の際には下記のような、より詳細な情報も必要とされよう。

- (a) 標高毎の住民世帯数
- (b) 一世帯当り耕地面積
- (c) 農作物の種類、その単位生産高
- (d) 農作業の技術レベル
- (e) 標準的な居住、教育、健康、医療サービス
- (f) 村落インフラストラクチャの現状
- (g) 家庭の収支状況

これらのデータ収集には質問形式あるいはサンプリング調査がなされる。

補償費の算出基準額は現時点で明確ではない。経済的補償費は、当該プロジェクトにより逸失する財産および現金作物から評価される。

財務的補償費は移転住民に関連して必要とされる費用が該当する。

BIAの重要な作業の一つとして、潜在するであろう環境へのインパクトを調べるチェックリストの作成がある。チェックリストは多数の項目からなるものの、大別して社会・経済環境と自然環境に区分される。

社会・経済

- (a) 森林産物
- (b) 軽工業／家内工業
- (c) 道路輸送／水路輸送
- (d) 水に起因する疾病とその流行
- (e) 劣悪な衛生状況
- (f) 歴史的・文化的遺跡
- (g) 少数民族文化の保存

自然

- (a) 貯水池バックウォータ地域での堆砂
- (b) 下流水路への影響
- (c) 地域一帯の地下水への影響
- (d) 水温の変化
- (e) 生態系への影響
- (f) 大気汚染

データベースはコンピュータ化され、それによりBIA調査のために処理される。データベース作成に先立ちデータベースからBIAへの作業手順が慎重に設計される。ここで確立すべきデータベースとは、このプロジェクトの立地点一帯、その周辺及び水没地域住民の移転先を含む諸地域の社会・経済及び自然環境の現状に関する詳細かつ正確なあらゆる定量的及び定性的情報を反映するものでなければならないことに留意されたい。

(2) 提言

基本調査により有望な移転先が選定される。移転する住民は勿論、移住先の住民に対しても受入れ可能な開発計画が必要とされる。

典型的な地域開発は次のような事項を含む。

(a) 生産基盤開発 (infrastructural development)

- 生活用道路
- 小規模灌漑
- 医療・教育施設
- 小水力発電

(b) 農業支援活動

- 資金援助
- 農業普及活動

(c) 環境保護

- 傾斜地農業
- 土壌保全のための農作手法
- 民族文化の保全

Hoa Binhのケースの教訓として移転住民に対して地域発展への取組が求められる。工事中および発電所運開後の環境影響の区分けは環境への悪影響に対する緩和対策への一助となろう。EIAの主たる目的は起こり得る環境影響の予測とその評価にある。

EIAの調査手順は次のようになろう。

- (a) 環境保護の目標設定
- (b) 工事中の環境影響予測とその評価
- (c) 発電運用中の環境影響予測とその評価
- (d) 環境保護のための対策、監視および管理計画
- (e) 当該プロジェクトの全体評価

(3) 実施

一連の実施計画が移転先の地域開発計画の実現のため広報され、当該工事により

もたらされる負の環境影響の緩和対策も公表されよう。

(a) 移転先の開発計画

- 地方における開発プロジェクト実施に向けての組織の構成
- プロジェクトに対する資金配分
- 移転住民に対する農業普及活動についての研修計画
- 補償費の支払計画

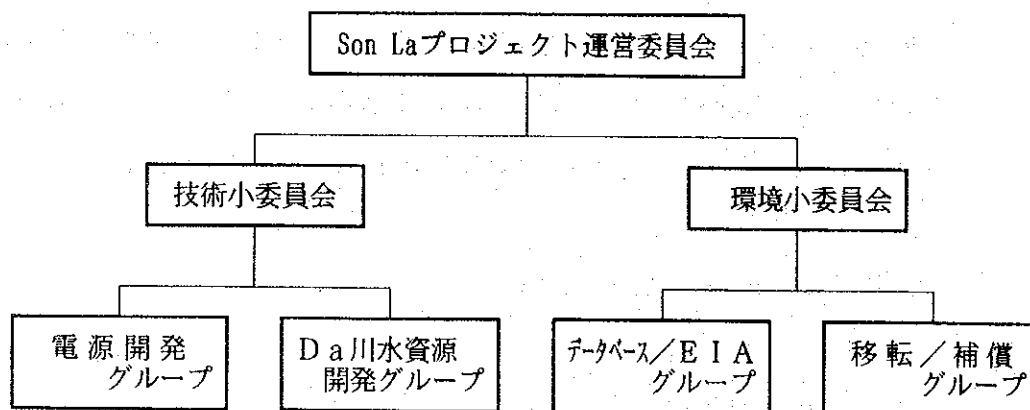
(b) 環境保護対策

- 継続的監視システム
- 種々の環境保護対策の実施計画書
- 環境保護対策の実施のための組織構成

15.3.4 Son La水力計画に対する制度面の整備

Son La水力計画の円滑な実施を図るため、政府は2つの小委員会から構成される運営委員会 (Steering Committee) を設置することが望ましい。

小委員会の1つは、仮に技術小委員会、他の1つは環境小委員会と称する。制度上の枠組として次のような形のを提案する。



各小委員会には上図に示すようなワーキング・グループをそれぞれ設置する。

(1) Son Laプロジェクト運営委員会

(a) 責務

- 全体の調整およびTORのためのガイドラインの作成

- 小委員会により策定される決定事項の承認
- この運営委員会により策定される決定事項に関し関連する上部および下部機関への情報提供と承認の取得
- 技術調査に関するTORの評価と承認
- 環境調査に関するTORの評価と承認

(b) 構成員

- エネルギー省
- 水資源省
- 灌漑省
- 森林省
- 科学・技術・環境省
- 農業・食品工業省

メンバーはこれらの関係機関の次官クラスから選ばれる。

(2) ワーキンググループ

(a) 責 務

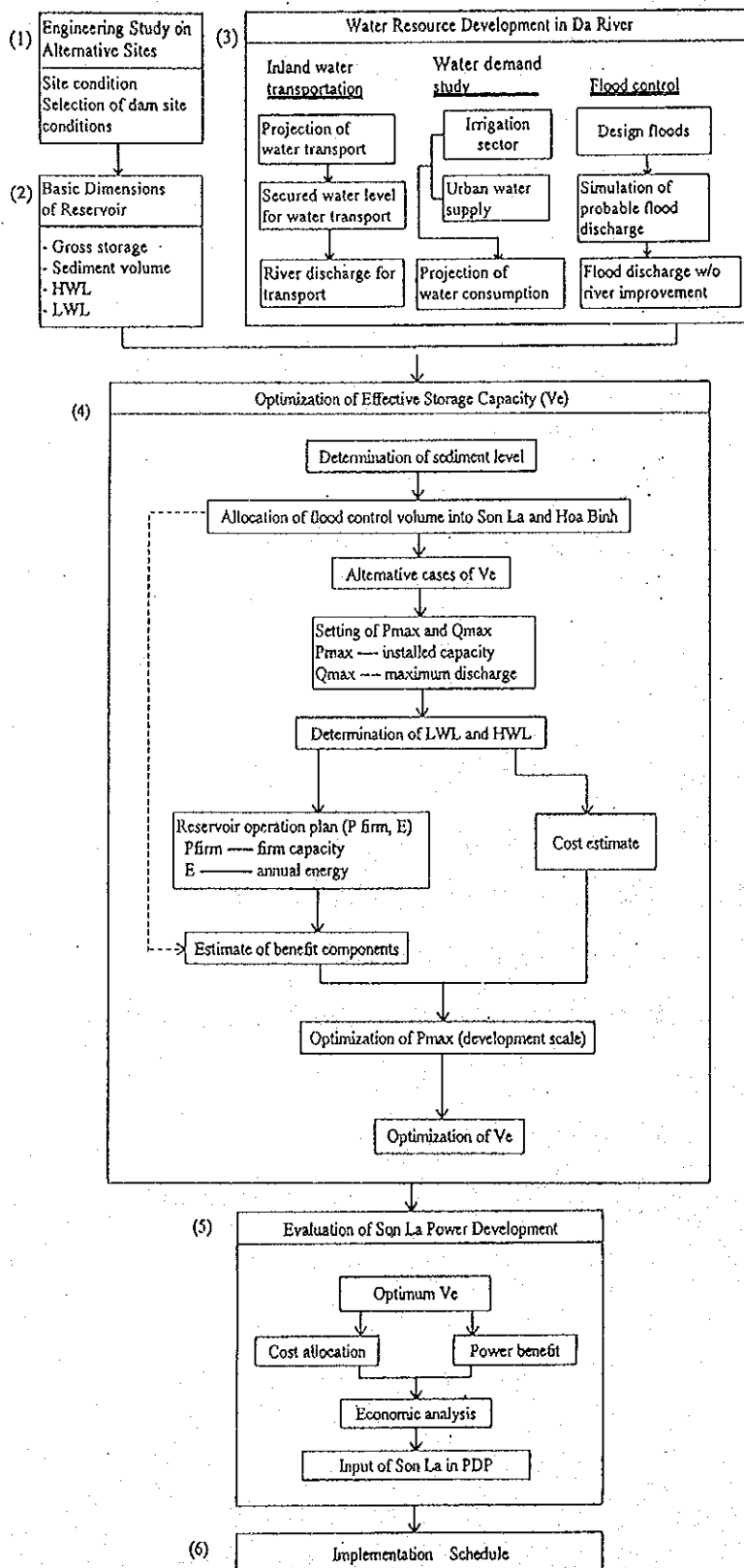
- 技術調査に関するTORの作成
- 環境調査に関するTORの作成
- Son La計画についての調整と実施計画の作成
- 移転先についての調整とその開発計画の作成
- 環境保全対策についての調整とその実施計画書の作成

(b) 構成員

- プロジェクト運営委員会の構成員と同一

メンバーはこれらの関係機関のスタッフ・クラスから選ばれる。

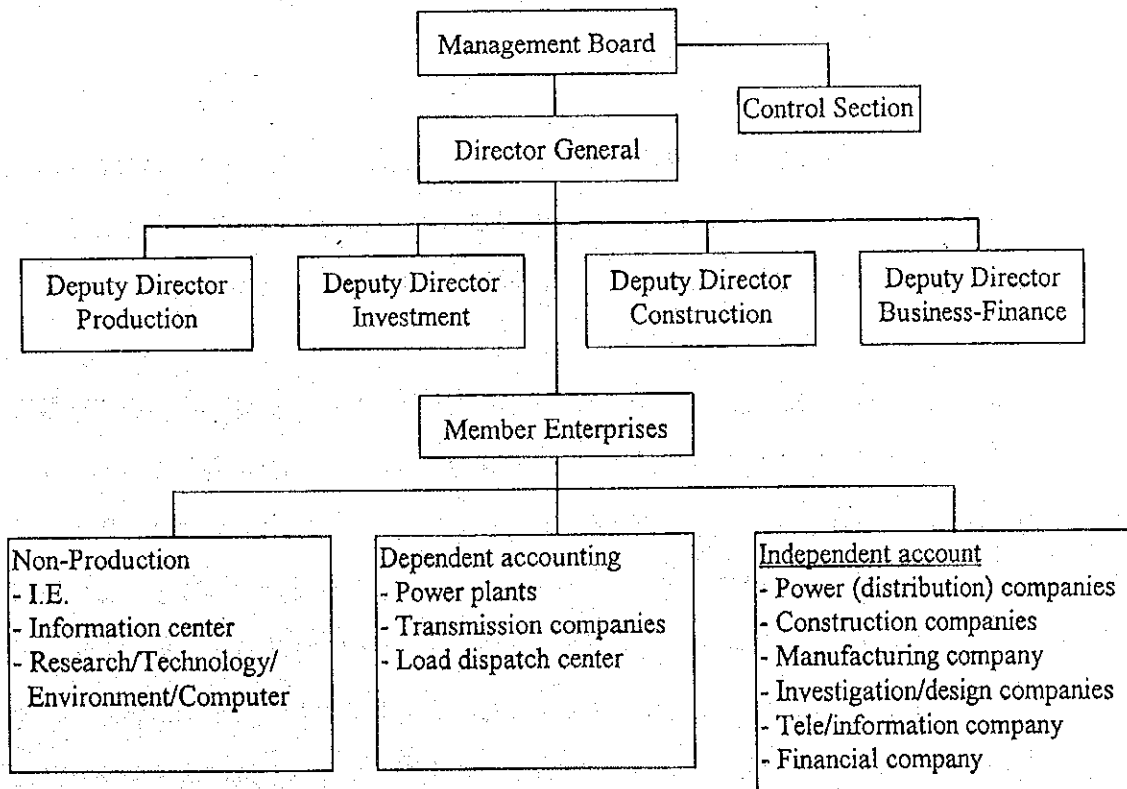
Figure 15.3-1 Work Flow of Son La Technical Study



15.4 市場原理に基づく電気事業の改革

15.4.1 経営/財務の調査

EVNの経営に係る定款が、「The Charter of the Organization and Operation of the General Company of Electricity of Viet Nam」として1995年1月27日付で政府通達で公表された。そこでは、EVN及びEVN傘下のメンバー会社を含む組織体制と各社の業務概要が詳述されている。この通達によりEVN公社化が法律上内外に公にされたわけである。公社化とは、企業の商行為を制約する各種の法律（商法、会社法、税法など）条項の下、政府が企業に経営自治を委ねることを指している。通達は、市場原理に基づく電気事業の改革に至る最初の一步と言える。組織体制と業務/権限は下記に示すとおりである。



国有会社であるEVNは、管理部門とメンバー会社に分離する形態に関してユニークな組織体制を提示している。

(1) 管理部門

最高経営幹部会及び同幹部会を補佐する統轄室は、BVNの経営に係る全ての事項に関し承認と決定に対する最高の権限が与えられている。最高経営幹部会は、経営規則の変更及び料金改定などの重要事項に関し首相の承認を得るため同重要事項を首相に報告する義務がある。BVNの総裁は公社経営の全てに責任を負う。

(2) メンバー会社

全てのメンバー会社は下記の項目に関して電力公社総裁の権限下にある。

- メンバー会社代表者の任命
- 国家から移譲される国有資産の使途
- 公社管轄の投資
- メンバー会社経営に係る政策

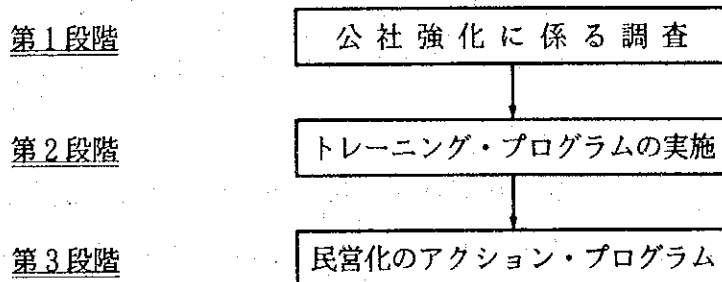
しかし、メンバー会社は自身の口座を設けて公社管轄外の分野で独自の事業を実施することが許可されている。但し、公社の規制が強いため、独立採算を基本とするメンバー会社でさえも経営の自由度は完全に付与されているわけでない。

実際、BVNは系列又は複合企業の形態をとっており、生産及び価格（賃金や建設資機材）は公社に管理されている。但し、独立採算のメンバー会社に対してもある程度の経営自治が電気事業外の分野で認められている。ここに、これらの非独立採算の会社が、メンバー会社ではなくEVN本体に組み入れられなかった疑問が残る。この疑問は、将来発電プラント会社及び送電会社を民営化する政府の暗黙裡の政策が背後に隠されていることで解決する。電源開発に必要な資金需要に対し、資金不足が最大の制約要因であることはいうまでもない。従って、新規発電プラント及び送電会社の民営化は電力公社の財務負担を軽減する。これは、電源開発に必要な借款の全てが必ずしも第14章で想定した政府開発援助又は長期貸付金で融資される保証がないからである。

公社の定款は、同公社をエネルギー省に替る権限／規制機関として位置付けている。旧体制下では、市場原理に基づく電気事業法人間の買電／売電が規制されていた。この点を考慮に入れ、市場原理に基づく電気事業の改革を段階的に推進するためにも政

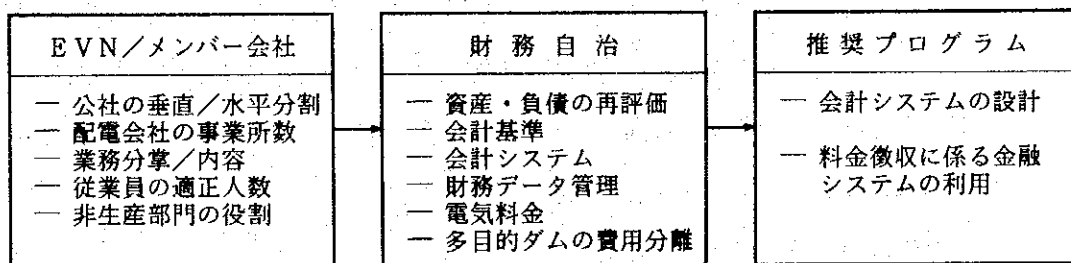
府は経営と財務に係る調査を早急に実施することが望まれる。

経営・財務に係るサポーター・プログラムは下記に示す手順で実施することを推奨する。



(1) 第1段階

前述した通り、公社化は効率的な経営自治が発揮できる組織体制、そしてその組織は商法、税法、会計基準、労働法に制約されることを意味している。この段階の調査手順をワーク・フローで示すと下記の通りである。



EVNの経営効率化は、電気事業の垂直（発電と送電の分割）又は水平（地域）分割の選択次第である。水平分割の選択は電力供給の旧システム（PC1, PC2, PC3）に戻りする。政府通達で公表された電気事業の新組織体制は垂直分割を推奨している。両分割案の長所・短所を列記すると下記の通りである。

評価項目	垂直分割	水平分割
(1) 運営維持費用の管理	容易	やや難
(2) 管理の独自性	容易	やや難
(3) 情報伝達の費用	高い	高くない
(4) 財務管理	やや難	容易

垂直分割は、一般的に項目の(1)と(2)に適しており、反対に(3)と(4)には適していない。上表はやや直感的なきらいがあるので、調査では項目別に定量的、かつ定性的に分析を行う。

調査の過程で、発電プラント及び送電会社の数社を対象にサンプリング調査を行う。サンプリング調査の目的は、現状分析に基づく効率的運転／操業が目的である。ここで、適正従業員数を明確にして余剰人数を確定する。

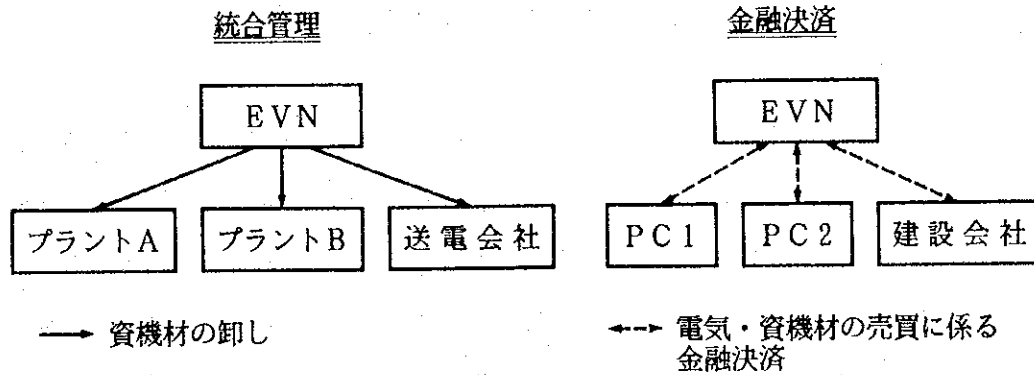
公社の定款によると、配電会社は配電計画、建設そして料金徴収が一任されている。現在、配電会社内の組織構成は明らかにされていない。従って、調査では先ず現状分析を行い、配電会社傘下の事業所数を確認するため1事業所が管轄できる最大営業範囲に基づいてその事業所数を推定する。

公社化は、旧国営企業下の公務員から通常の労働法で制約される従業員への転換を意味している。公社定款は従業員の法的身分を明らかにしていない。賃金、一時金、退職金の支払基準を公務員の水準に据置くか否かを検討する必要がある。

財務自治は、公社化実現に向けて最も重要な指針である。下記に示す財務・会計に係る調査はおそらく長期間に及ぶことが予想される。

- 現行固定資産・負債の評価
- 会計基準の確立
- データ管理（財務表の作成、会計基準に準じるデータ分類）
- 会計システム

会計システムは組織形態と密接に関連している。



統合管理の下、非独立採算メンバー会社が必要とする資機材は公社が一括調達をおこない、同公社の財務課は支出に係る会計業務に任を負う。従って、会計システムは公社財務課で管理できるシステムである。それに対し、公社と独立採算メンバー会社の関係は、民間企業間のそれに等しい。金融決済に必要な小切手、借入書、契約書等の書類が当事者間で保持される。

流動資産と負債の差（バランス）は詳査を必要とする。適切な財務管理を行うためにも、商業簿記と会計基準に係る知識は関連企業の財務スタッフに必要である。

また、発電・送電・配電別の正確な原価会計は料金算定に不可欠である。

垂直分割体制で行う会計・原価計算は、発送配電別の費用分離を明確にするので、個別原価計算に適している。

(2) 第2段階

第2段階の目的はベトナム側カウンターパートに移転するトレーニング・プログラムである。提案されるプログラムは、第1段階の調査で明らかにされるアクション・プログラムによって決まる。下記に示すプログラム(案)は、ベトナム側からリクエストされると想定されるものである。

(a) 会計システムの設計

正しい会計基準に則る財務諸表作成のため、全ての現金支払及び金融決済はコンピュータによって管理且つ、組織化されることが必須条件である。各種の現金支出及び金融決済を財務諸表に統合するためのコンピュータ・プログラムをシステム・エンジニアが設計する。コンピュータ・プログラムの作成、データの投入、そしてシミュレーションに必要なトレーニングはおそらく2～3ヶ月を要する。

このトレーニングは会計作業の効率化に貢献する。

(b) 料金徴収システム

配電会社の従業員による料金徴収は時間を要する作業である。料金徴収を効率化する方法として2つの施策が考えられる。一つは、都市部で適用可能な金融システムの利用である。もう一つは、農村部で適用可能な委託業務である。銀行口座は既に先進国では電気・水道料金の引き落としに広く使われている。通常の料金徴収は業務費用が高いため、委託業務はその点でより良いアプローチと言える。新しい料金徴収システムの実施は、銀行及び農業協同組合の協力を必要とする。新システムの導入は料金徴収を促進させる長所を持っている。

(3) 第3段階

第14章で検討した通り、電力投資の原資は海外の融資、特にODAに依拠する。電力収入そのものは、外貨返済に必要な外貨を直接生みださない。国際収支が黒字である限り、政府は返済原資の外貨保有高に困ることはない。しかし、実際はその逆である。

従って、政府はプロジェクト・ファイナンスの形で民間資金を導入することに関心を持つ。料金収入と固定資産を担保にする資金調達は、通常、ノンリコースローン（償還無請求金融）と呼ばれるプロジェクト・ファイナンスである。この種のプロジェクト・ファイナンスは参加事業者が種々な契約で相互に保証し合うのでかなり複雑である。民間の融資機関（銀行）は、インベスターから安定事業の保証を求める。しかし、この種の保証は当該国の政府が肩代わりしている。

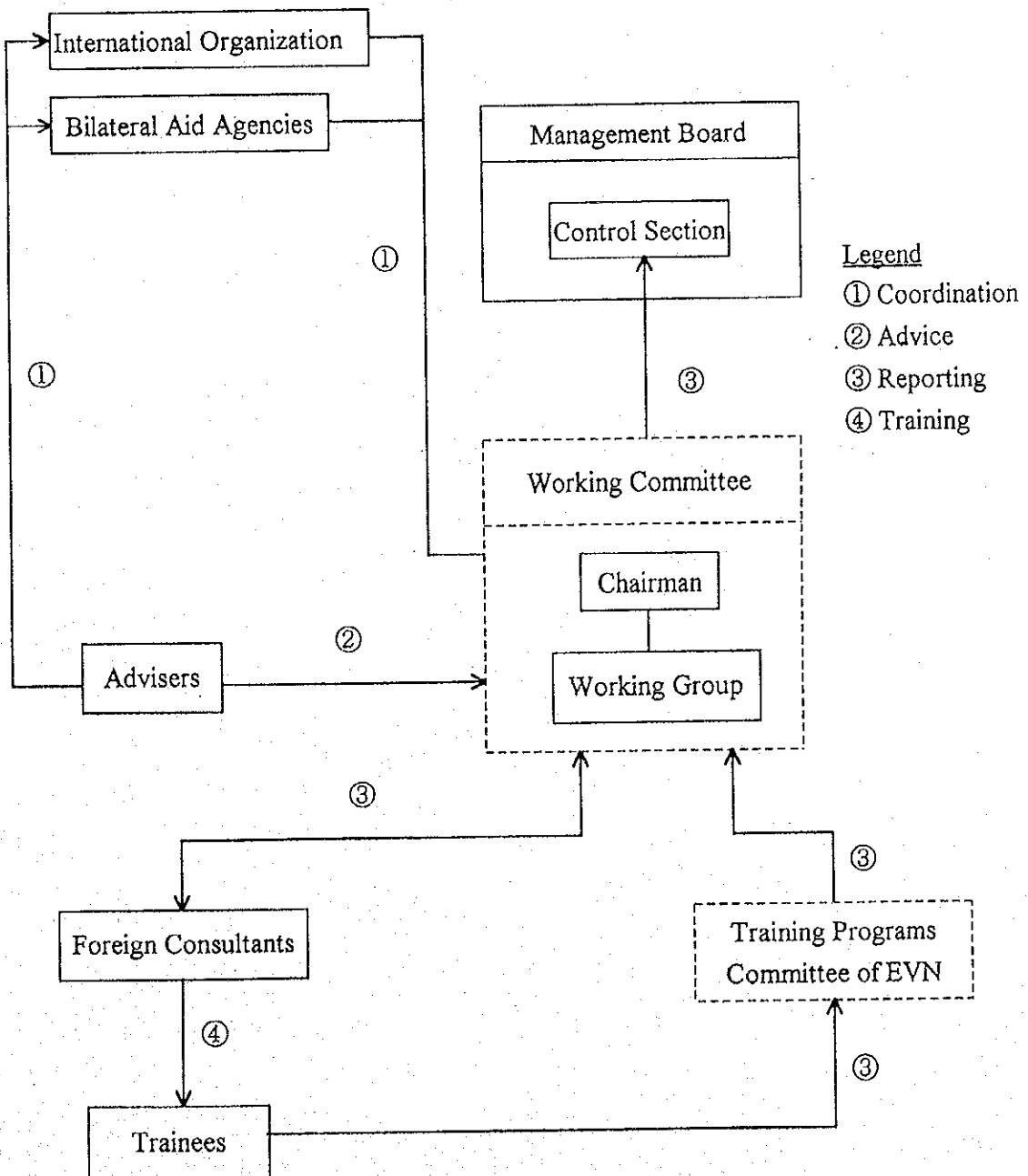
過去実施されたプロジェクト・ファイナンスの教訓を効率的に活かすことが望まれる。ヴェトナム側に供与する技術移転項目は、

- (a) プロジェクトのサイズ
- (b) 契約方法
- (c) リスク分散
- (d) 商業リスク
- (e) カントリー・リスク
- (f) 政府の役割
- (g) 売電価格の設定

電力会社のファイナンシャリスト、エコノミスト、法律家を対象にプロジェクト・ファイナンスの技術移転を行う。講師陣は同ファイナンスに精通している外国人専門家が適任である。

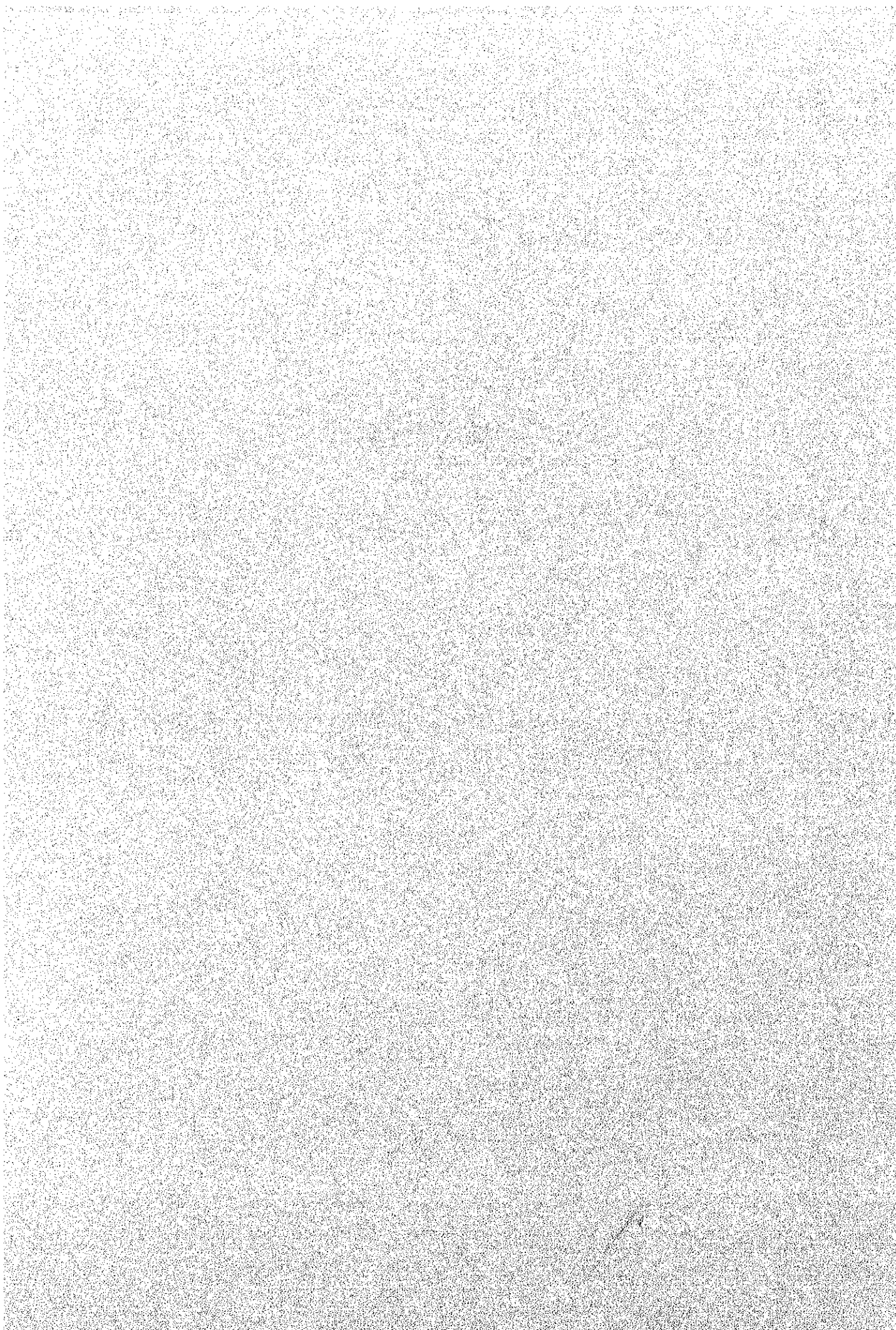
15.4.2 組織体制

経営／財務調査に係る組織体制は下記を想定する。



破線は新規に設立する作業委員会である。同委員会はTORの作成及び調査の管理に責任を負う。作業グループには民間人の登用を推進する。また、作業委員会に対するアドバイザーとして公社内にイン・ハウスコンサルタントを起用することを推奨する。彼らは援助機関と作業委員会の実質的媒体の役目を果たすことが想定される。トレーニングプログラムの計画、調整、報告書作成に係る委員会を公社内に設置する。

補 追



補 追

1. 電力需要予測

(1) 現 況

ヴェトナムにおける電力需要は、1980年の 2,670GWhから1993年には 8,007GWhに増加した。その間の年平均伸び率は 8.8%であった。また、電力供給量は1980年の 3,559GWhから1993年には 10,729GWhに増加した。(年平均伸び率 8.9%)

1994年の後年にはいると500kV南北送電線(南北間 1,500km)の完成により、全国の需給バランスが劇的に変化したため、電力需要は特に南部と中部において急激に増加した。

結果として全国の電力需要成長率は15.8%を記録した。また、南部及び中部の地域電力需要はそれぞれ22.0%と22.8%を記録した。高成長率は1995年においても続いている。

1995年前半の記録から推測すると、下記に示すように1995年における全国の電力需要は 11,283GWh、成長率 21.7%になると考えられる。

電力需要 (GWh)

年	合計	製造業	農業	その他	民生
1993	8,007	3,645	430	696	3,236
1994	9,271	3,937	566	850	3,918
1995	11,283	4,835	608	1,011	4,829

年成長率 (%)

年	合計	製造業	農業	その他	民生
1994/93	15.78	8.01	-	22.13	21.07
1995/94	21.71	22.84	7.26	18.94	23.25

最近の経済活動は加速傾向を示し、GDP成長率を押し上げてきた。1980年代には全GDP(1987年基準値)は平均して年率5%で成長した。

1990年におけるGDPの成長率は 5.1%、1991年には 6.0%、1992年には 8.5%、1993年には 8.1%、1994年には 8.5%であった。1995年における成長率は下記に示すように 9.5%になると予測される。

年成長率 (%)

年	合計	製造業	農業	その他
1993	8.1	12.1	3.8	9.9
1994	8.5	13.0	4.0	10.0
1995	9.5	13.5	4.3	11.5

(2) 電力需要予測手法

この補足のスタディにおいて、計量経済的な手法を採用し、1995年のデータをベースとした全国レベルの電力需要予測を行った。最近の予測の概要は下記の通りである。2000年を基準年として2010年までの電力需要予測の計算結果を添付の表に示す。予測地域は全国レベルを採用している。

- (a) 予測地域 全国
- (b) シナリオ 3 ケース (ロー・ケース、ベース・ケース、ハイ・ケース)
- (c) セクター 4 セクター (製造業、農業、民生、その他)
- (d) 期間 基準年：1995年
対象年：2000年、2010年

電力需要予測モデルは最終報告書・本編に記述している電力消費量と経済活動間の関係をベースとした手法により構成されている。

添付の基本方程式 (セクター別) は1976年から95年における時系列データによる回帰分析を利用している。

(3) 結果

需要予測結果は、添付の表 Vietnam-L、Vietnam-B及びVietnam-Hにそれぞれ示す。想定された2000年の需要の概要を下記に示す。()で示した数値は、1995年から2000年に至る5年間の年平均伸び率である。

2000年における電力需要と発電電力量

年	需要 (GWh)	発電電力量 (GWh)	最大電力 (MW)
1995	11,283	14,749	2,854
2000 ロー	20,814 (13.03%)	26,017 (12.02%)	4,950 (11.65%)
ベース	22,093 (14.38%)	27,617 (13.37%)	5,254 (12.99%)
ハイ	22,873 (15.18%)	28,592 (14.16%)	5,440 (13.77%)

2000年におけるセクター別電力需要

年	合計	製造業	農業	その他	民生
1995	11,283	4,835	608	1,011	4,829
2000 ロー	20,814	9,337	849	1,468	9,159
	(13.03%)	(14.07%)	(6.93%)	(7.74%)	(13.66%)
ベース	22,093	9,804	858	1,529	9,903
	(14.38%)	(15.18%)	(7.15%)	(8.62%)	(15.45%)
ハイ	22,873	10,203	858	1,554	10,259
	(15.18%)	(16.11%)	(7.15%)	(8.97%)	(16.27%)

これらの検討結果によれば、全国での総電力需要は年平均14.4%の伸びで1995年の11,283GWh から2000年には 22,093GWhとなり、これは1995年の 1.8倍に相当する。これを発電電力量（ベースケース）で見ると、1995年の 14,749GWhが2000年には 27,617GWhとなり（年率13.4%）、これはおよそ 1.9倍の伸びである。また、ピーク負荷（ベースケース）は、1995年の 2,854MWが2000年には 5,254MWまで、年率13.8%の伸びになる。

需要分野別にみた場合、商業／民生部門では最も高い伸びを示し、次いで産業部門が続く。ベースケースでは、産業部門は年率15.2%の伸びで1995年の4,834GWhから2000年には9,804GWhと、およそ2倍に達する。一方、民生及び商業部門では 4,829GWh(1995年) から9,903GWh (2000年) と、年率15.5%の伸びが期待される。また、農業部門及び輸送／その他部門は安定した需要の伸びを示す。

Revised Electric Power Demand forecasting Models

Basic Equations (Nationwide)

< Power demand for industrial use, DI >

$$\text{LOG}(\text{DI}) = -0.787868 + 0.477167 \cdot \text{LOG}(\text{GDPi}) + 0.633165 \cdot \text{LOG}(\text{DI}(-1))$$

(-2.91) (4.15) (6.38)

R-Squared = 0.99

Standard Error = 0.045

Durbin-Watson Ratio = 1.86

Observation Year 1976-1995

< Power demand for agricultural use, DA >

$$\text{LOG}(\text{DA}) = -3.047388 + 0.71461 \cdot \text{LOG}(\text{GDPa}) + 0.510167 \cdot \text{LOG}(\text{DA}(-1))$$

(-1.23) (1.82) (2.47)

R-Squared = 0.72

Standard Error = 0.23

Durbin-Watson Ratio = 1.96

Observation Year 1976-1995

< Power demand for residential use, DR >

$$\text{LOG}(\text{DR}) = 0.584231 + 0.805089 \cdot \text{LOG}(\text{USER}) + 0.633055 \cdot \text{LOG}(\text{DR}(-1))$$

(1.14) (2.56) (3.48)

R-Squared = 0.98

Standard Error = 0.089

Durbin-Watson Ratio = 1.98

Observation Year 1980-1995

USER = ELECT * POPULATION

$$\text{ELECT} = -1.331356 + 0.300536 \cdot \text{LOG}(\text{GDP/CAPITA})$$

(-29.97) (39.40)

R-Squared = 0.97

Standard Error = 0.006

Durbin-Watson Ratio = 0.81

Observation Year 1980-1995

< Power demand for others, DO >

$$\text{Log}(\text{DO}) = -0.155981 + 0.145797 \cdot \text{LOG}(\text{GDPo}) + 0.840285 \cdot \text{Log}(\text{DO}(-1))$$

(-0.22) (1.08) (8.83)

R-Squared = 0.96

Standard Error = 0.11

Durbin-Watson Ratio = 1.94

Observation Year 1976-1995

< Total power demand, DT >

$$\text{DT} = \text{DI} + \text{DA} + \text{DR} + \text{DI}$$

Table Viet Nam - L Power Demand Forecast - Whole Nation

Low Case

Year	Regional Demand (GWh)				Total (GWh)	Losses (%)	Generation (GWh)	Load Factor (%)	Peak Load (MW)
	Industry	Agriculture	Others	Residential					
*1993	3,644.7	429.5	696.2	3,236.4	8,006.8	25.4	10,728.9	59.1	2,075.9
*1994	3,936.5	566.4	849.2	3,918.2	9,270.3	23.1	12,050.9	58.4	2,360.0
*1995	4,835.4	607.5	1,010.9	4,829.1	11,282.9	23.5	14,748.9	59.0	2,853.7
1996	5,506.0	657.7	1,092.7	5,476.0	12,732.3	23.5	16,643.6	59.0	3,220.3
1997	6,277.4	705.0	1,178.8	6,227.1	14,388.3	22.5	18,565.6	59.0	3,592.1
1998	7,162.6	751.8	1,269.8	7,086.8	16,271.0	22.0	20,860.2	59.0	4,036.1
1999	8,176.7	799.6	1,365.9	8,061.5	18,403.7	21.0	23,295.9	60.0	4,432.2
2000	9,337.4	849.3	1,467.7	9,159.4	20,813.8	20.0	26,017.3	60.0	4,950.0
2001	10,624.0	899.8	1,572.4	10,322.7	23,418.9	19.0	28,912.2	60.0	5,500.8
2002	12,060.0	952.2	1,680.3	11,566.2	26,258.7	19.0	32,418.2	61.0	6,066.7
2003	13,670.2	1,006.9	1,791.9	12,903.8	29,372.8	18.0	35,820.4	61.0	6,703.4
2004	15,480.9	1,064.5	1,907.5	14,348.4	32,801.2	17.0	39,519.6	61.0	7,395.7
2005	17,521.2	1,125.1	2,027.5	15,912.3	36,586.1	17.0	44,079.6	62.0	8,116.0
2006	19,703.9	1,186.2	2,149.4	17,531.3	40,570.8	16.0	48,298.6	62.0	8,892.8
2007	22,068.8	1,248.9	2,273.6	19,228.8	44,820.2	15.0	52,729.6	62.0	9,708.6
2008	24,654.3	1,314.1	2,400.5	21,024.2	49,393.2	14.0	57,433.9	63.0	10,407.0
2009	27,498.0	1,382.2	2,530.6	22,934.5	54,345.3	13.0	62,465.8	63.0	11,318.7
2010	30,638.1	1,453.6	2,664.1	24,974.6	59,730.5	13.0	68,655.7	63.0	12,440.3
1996-2010	13.10	5.99	6.67	11.58	11.75		10.80		10.31
1996-2000	14.07	6.93	7.74	13.66	13.03		12.02		11.65

Table Viet Nam - B Power Demand Forecast - Whole Nation

Base Case

Year	Regional Demand (GWh)				Total (GWh)	Losses (%)	Generation (GWh)	Load Factor (%)	Peak Load (MW)
	Industry	Agriculture	Others	Residential					
*1993	3,644.7	429.5	696.2	3,236.4	8,006.8	25.4	10,728.9	59.1	2,075.9
*1994	3,936.5	566.4	849.2	3,918.2	9,270.3	23.1	12,050.9	58.4	2,360.0
*1995	4,835.4	607.5	1,010.9	4,829.1	11,282.9	23.5	14,748.9	59.0	2,853.7
1996	5,534.6	658.6	1,096.3	5,527.2	12,816.6	23.5	16,753.8	59.0	3,241.6
1997	6,363.7	707.2	1,190.1	6,377.3	14,638.3	22.5	18,888.1	59.0	3,654.5
1998	7,338.0	755.8	1,292.9	7,383.8	16,770.5	22.0	21,500.6	59.0	4,160.0
1999	8,476.9	805.7	1,405.5	8,555.1	19,243.2	21.0	24,358.5	60.0	4,634.4
2000	9,803.8	857.8	1,528.8	9,902.9	22,093.4	20.0	27,616.7	60.0	5,254.3
2001	11,273.9	910.9	1,655.8	11,303.4	25,144.1	19.0	31,042.1	60.0	5,906.0
2002	12,917.8	965.9	1,787.1	12,778.8	28,449.5	19.0	35,122.8	61.0	6,572.9
2003	14,767.5	1,023.5	1,922.9	14,349.5	32,063.4	18.0	39,101.7	61.0	7,317.5
2004	16,857.6	1,084.2	2,063.9	16,034.3	36,040.0	17.0	43,421.7	61.0	8,125.9
2005	19,225.9	1,148.3	2,210.5	17,850.6	40,435.3	17.0	48,717.2	62.0	8,969.9
2006	21,771.8	1,216.0	2,360.0	19,737.0	45,084.8	16.0	53,672.4	62.0	9,882.2
2007	24,544.2	1,287.7	2,513.0	21,719.6	50,064.4	15.0	58,899.3	62.0	10,844.6
2008	27,590.9	1,363.5	2,670.0	23,820.6	55,445.0	14.0	64,471.0	63.0	11,682.1
2009	30,960.0	1,443.8	2,831.5	26,059.4	61,294.7	13.0	70,453.7	63.0	12,766.1
2010	34,700.8	1,528.8	2,998.0	28,453.4	67,681.1	13.0	77,794.3	63.0	14,096.2
1996-2010	14.04	6.35	7.52	12.55	12.69		11.72		11.24
1996-2000	15.18	7.15	8.62	15.45	14.38		13.37		12.99

Table Viet Nam - H Power Demand Forecast - Whole Nation

High Case

Year	Regional Demand (GWh)				Total (GWh)	Losses (%)	Generation (GWh)	Load Factor (%)	Peak Load (MW)
	Industry	Agriculture	Others	Residential					
*1993	3,644.7	429.5	696.2	3,236.4	8,006.8	25.4	10,728.9	59.1	2,075.9
*1994	3,936.5	566.4	849.2	3,918.2	9,270.3	23.1	12,050.9	58.4	2,360.0
*1995	4,835.4	607.5	1,010.9	4,829.1	11,282.9	23.5	14,748.9	59.0	2,853.7
1996	5,558.1	658.6	1,097.8	5,550.4	12,864.9	23.5	16,816.8	59.0	3,253.8
1997	6,435.2	707.2	1,194.6	6,446.3	14,783.2	22.5	19,075.2	59.0	3,690.7
1998	7,484.7	755.8	1,302.1	7,522.2	17,064.8	22.0	21,877.9	59.0	4,233.0
1999	8,730.7	805.7	1,421.4	8,788.4	19,746.2	21.0	24,995.2	60.0	4,755.6
2000	10,202.7	857.8	1,553.5	10,259.4	22,873.5	20.0	28,591.9	60.0	5,439.9
2001	11,835.6	910.9	1,690.6	11,789.2	26,226.3	19.0	32,378.1	60.0	6,160.2
2002	13,665.9	965.9	1,833.1	13,402.0	29,866.8	19.0	36,872.6	61.0	6,900.3
2003	15,732.7	1,023.5	1,981.5	15,120.6	33,858.3	18.0	41,290.7	61.0	7,727.1
2004	18,078.4	1,084.2	2,136.4	16,966.4	38,265.3	17.0	46,102.8	61.0	8,627.7
2005	20,749.2	1,148.3	2,298.5	18,958.9	43,154.8	17.0	51,993.8	62.0	9,573.2
2006	23,591.1	1,216.0	2,465.0	21,023.0	48,295.1	16.0	57,494.1	62.0	10,585.9
2007	26,662.8	1,287.7	2,636.5	23,188.0	53,774.9	15.0	63,264.6	62.0	11,648.4
2008	30,020.7	1,363.5	2,813.6	25,479.3	59,677.0	14.0	69,391.9	63.0	12,573.7
2009	33,720.8	1,443.8	2,996.9	27,918.4	66,079.8	13.0	75,953.8	63.0	13,762.7
2010	37,819.5	1,528.8	3,187.1	30,524.8	73,060.3	13.0	83,977.3	63.0	15,216.6
1996-2010	14.70	6.35	7.96	13.08	13.26		12.29		11.80
1996-2000	16.11	7.15	8.97	16.27	15.18		14.16		13.77

2. 高成長の電力需要に対する必要なプログラム

(1) 背景

ヴェトナム国の活発な経済活動は従前の予測以上に電力需要を押し上げている。ヴェトナム政府は1995年前半に記録した高い電力需要の成長率 16.2%を考慮し、1995年の末には 30,000GWhのレベルに電力需要が達するとし、電力需要予測の見直しをIEVに要求している。

2000年までに建設中及び計画中の発電プラントは以下の通りである。

地域	プロジェクト名 (種別)	出力 (MW)	建設費用 (百万ドル)	運開予定年
北部	Pha Lai 2 (Coal)	2 × 300	780	#1:1999, #2:2000
中部	Song Hinh (H)	70	110	#1: 10/98, #2: 4/99 1999 2000
	Yaly #1,2 (H)	360	360	
	Yaly #3,4 (H)	360	150	
南部	Ba Ria (GT)	1 × 37.5	45	3/96 97,98 C/Cに転換 #1;98, #2;99, #3;99 97, 98, 99 2000
	Ba Ria (C/C)	2 × 58	65 × 2	
	Phu My (Gas)	3 × 200	680	
	Phu My (C/C)	3 × 600	480 × 3	
	Ham Thuan/Dami (H)	472	546	

この表において特にPhu Myコンバインドサイクルの建設は緊急性を要する。

(2) 新設発電所の可能性

1997年及び98年に運転可能となる電源はガスタービンのみである。既設の石油系を燃料とするガスタービンはガス系の燃料には適しているが、新規立地点としてのPhu My及びBa Riaの近くではガス燃料が使用可能である。

(3) 天然ガス供給の問題

随伴ガスの供給量が20億m³/年未満と限定されているため、増設分のガスタービン(Phu My #3)は天然ガスからLan Tayガス田に変更せざるを得ない

(4) 設備の増改良

北部：増改良工事は終了していると考えられている。

1995年の計画 Pha Lai 発電所 (1,850GWh)
 Ninh Binh 発電所 (150GWh)
 Uong Bi 発電所 (220GWh)

南部：Thu Duc（油焚き）発電所、Tra Noc（油焚き）発電所、新規ガスタービン発電所（Ba Ria発電所、Thu Duc 発電所）の運転実績は非常に良好である。残りのThu Duc発電所やBa Ria発電所のような老朽ガスタービンは、発電コストが高いため増改良はすべきではない。

(5) 省エネルギー

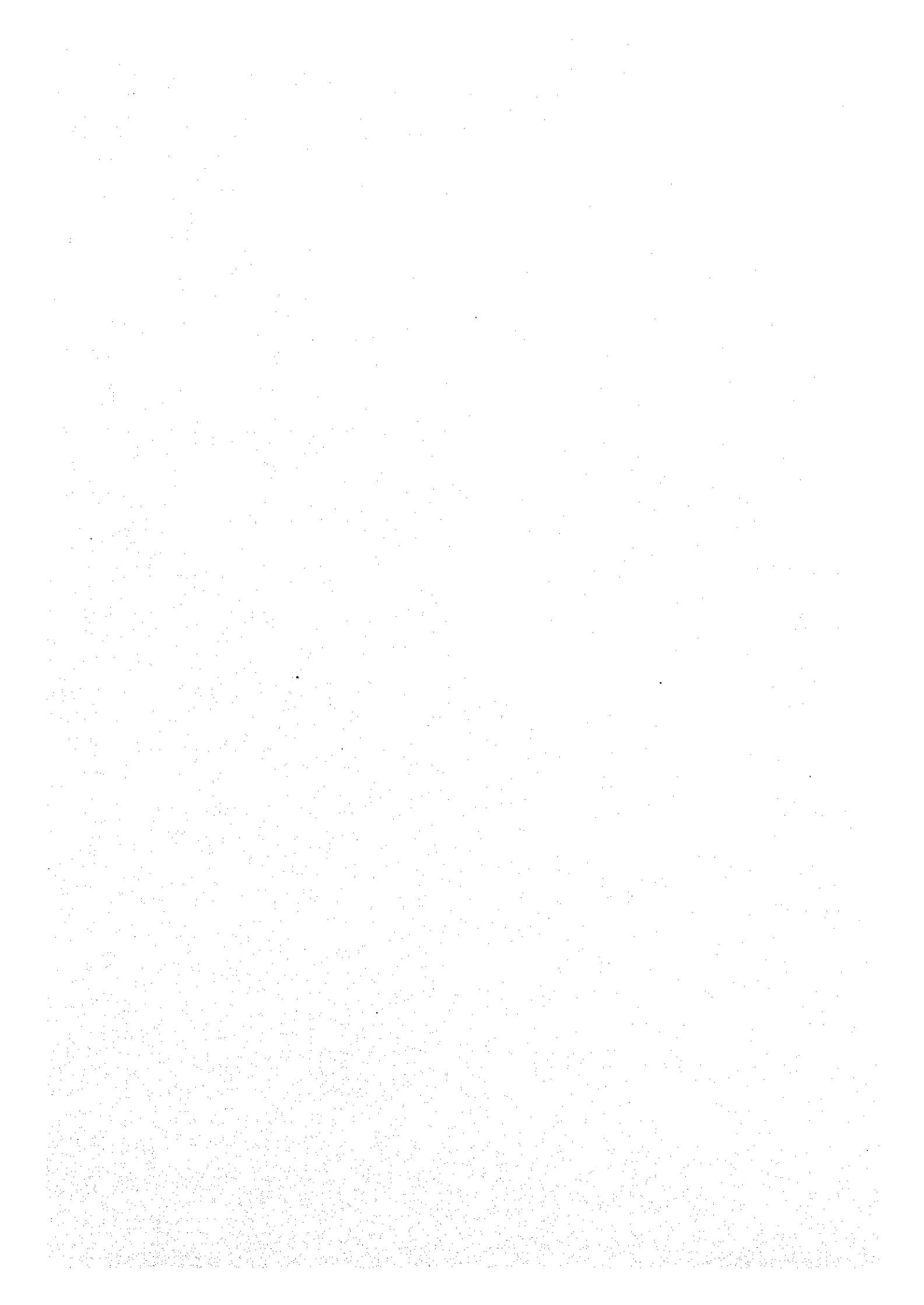
高い電力需要に応じた対策としては省エネルギーがある。

より時間がかかる高電圧系統における損失低減に対して、低電圧系統での省エネルギーの推進はより現実的である。その具体策は以下の通りである。

- 力率改善のための変電所における電力用コンデンサーの設置。
- 南部配電系統電圧の15kVから20kVへの昇圧。
- 絶縁電線の採用（PVC絶縁電線は電力盗用に対して有効である）。
- 効率のよい電気機器導入のPR（電球⇒蛍光灯）。

(6) 数値例

電力需要が高い伸び率をみせた場合、南部の2000年の電力需要は 15,000GWh及び 2,600MWに達するとみられている。2%のロス低減をすることで 300GWhを節約でき、このことはBa Ria火力発電所（58MW）1ユニット分に相当する。



JICA