

表 4.7 1999 年 2 月から 8 月にかけて実施した Dinh Trang Thuong および Dak Plao 部落を対象とした社会経済・人口調査(20%サンプル)結果 (2/3)

Commune Name	Dinh Trang Thuong	Dak Plao
• Fruit (and Fruit type)	Bananas, jack fruit, papaya, mango, orange etc.	Bananas, jack fruit, papaya, mango, orange etc.
• Fruit – Area of Cultivation (ha)	From 150 m ² to 1500 m ² .	From 200m ² to 1850 m ² .
• Fruit – Number of Harvests per year	1 to 2 crops	1 to 2 crops
• Principal Fruit Pests and Diseases	Insects	Insects
• Common Types of Vegetables (grown between coffee bushes)	Gourd, Pumpkin and Green Vegetables	Gourd, Pumpkin and Green Vegetables
• Vegetable – Area of Cultivation (ha)	Mixed in the Coffee Fields	Mixed in the Coffee Fields
• Vegetable – Number of harvests per year	1	1
• Principal Vegetable Pest and Disease	Insects and rodents	Insects and rodents
• Forestry	Ever-green forest, regenerated and replanted forest	Ever-green forest, regenerated and replanted forest
• Fishing (see footnote below)	none	none
• Handicrafts	none	none
<i>Commune Economics:</i>		
• Household Annual Income (VND)	From 5 to 22 millions	From 3 to 30 millions
• Household Annual Expenditure (VND)	From 5 to 20 millions	From 3 to 16 millions
<i>Infrastructure:</i>		
<i>Health Services:</i>		
• Type of Health Service and Provisions	Basic Health Center	Basic Health Center
• Location of Closest Medical Facility	Commune Basic Health Center	Commune Basic Health Center
• Distance to Closest Basic Medical Facility	From 1.2 to 12 km	From 0.2 to 0.6 km
<i>Road Services:</i>		
• Major Road Facilities and Connections Close to the Commune	National Highway road no.28 and link roads	National Highway road no.28 and link roads
• Commune Road Construction Material	Compacted earth	Compacted earth
• Existing Road Surface (Good; Fair; Poor; Bad)	Fair in the dry season; often impassable in wet season	Fair in the dry season; often impassable in wet season
• Roads without a surface; e.g. mud compacted	Without surface finish	Without surface finish
• Public Transport (Type of Public Transport)	Bus, truck.	Bus, truck.
• Frequency of Public Transport Services	Bus 2 to 3 times a week in the dry season and severely erratic service in wet season	Bus 2 to 3 time a week in the dry season and severely erratic service in the wet season
<i>Education Facilities:</i>		
• Primary Education Facility	One in Commune	One in Commune
• Distance to Primary Education Facility	From 1.2 km to 12 km	From 0.2 to 0.6 km.
• Secondary Education Facilities	None	None
• Distance to Secondary Education Facility	More than 20 km	More than 20 km

(Continued...)

表 4.7 1999 年 2 月から 8 月にかけて実施した Dinh Trang Thuong および Dak Plao 部落を対象とした社会経済・人口調査(20%サンプル)結果 (3/3)

Commune Name	Dinh Trang Thuong	Dak Plao
<i>Electricity Supplies:</i>		
• Number of houses connected to grid	none	none
• Diesel or Other Electrical Generator	1	1
<i>Water Supplies:</i>		
Type of Water Supply (River; Standpipe; Well; etc)	Tube and dug wells and from streams / river	Tube and dug wells and from streams / river
• Water Quality (Good; Poor; Polluted) for Drinking	Good	Good
• Irrigation Supplies (for paddy etc)	Rain-fed and private pumps	Rain-fed and private pumps
• Reliability of Water Supply (note any failures)	No Failures	No Failures
<i>Sanitation and Waste Disposal Facilities:</i>		
• Note any sanitation provisions (pits etc.)	None	None
<i>Archaeological, Historic and Cultural Assets:</i>		
• Places of Religious Significance	None in commune	None in commune
• Temples	None in commune	None in commune
• Archaeological and Historical Sites of Importance	None in commune	None in commune

Source : RAP prepared under contract in the Field Investigation Stages June – September 1999

表 4.8 主要な補償方法とそのスケジュール (1/2)

Lost Asset	Location of Lost Asset	Person or Authority Affected	Compensation Measures	Implementation of Compensation Measure
Residential homes, other fixed assets and land	Reservoir area	The owner or temporary (shifting cultivator) land occupier.	<p>Providing new homes, or the cash equivalent to purchase materials and the labor for rebuilding homes in the resettlement areas.</p> <p>Providing land- owners with replacement land of equable area at the resettlement location. Providing non-owners of land (shifting cultivators) with land or cash subsidy to purchase land.</p>	Provided no less than 4 months before commencing resettlement.
Residential homes, other fixed assets and land	In the safety (security) margin (strip of land) surrounding the reservoir above the FSL, and surrounding the power house, switch yards etc.	The owner or temporary (shifting cultivator) occupier.	<p>Providing new homes, or the cash equivalent to purchase materials and the labor for rebuilding homes in the resettlement areas.</p> <p>Providing land- owners with replacement land of equable area at the resettlement location. Providing non-owners of land (shifting cultivators) with land or cash subsidy to purchase land.</p>	Provided no less than 4 months before commencing resettlement.
Cemeteries and graves.	Within and outside of the reservoir area, the powerhouse, switch yards etc.	The owner or temporary (shifting cultivator) land occupier.	Cash allowances and all expenditure for exhuming the grave, transporting corpses, and rebuilding the grave sites in the resettlement areas. Reasonable cash compensation for erecting fencing or walls around the cemetery perimeter.	The Project Management Board (PMB) and the Local Provincial Authority will consult with and advise the affected households of the arrangements, one to two years before commencement of construction works. From that date burial in existing cemeteries would be prohibited. Preparation and provision of construction materials for the new cemeteries will begin at the same time.

(Continued...)

表 4.8 主要な補償方法とそのスケジュール (2/2)

Lost Asset	Location of Lost Asset	Person or Authority Affected	Compensation Measures	Implementation of Compensation Measure
Animal pastures and cropped land	Reservoir area, and any exclusion limits above the FSL	The owner or temporary (shifting cultivator) land occupier.	Full market value cash compensation for the land and the crop, or provision of new fields of equable area in the resettlement locations.	Provided at least one to two years before compulsory land acquisition to allow preparation and sowing of the fields for the new harvests.
Public amenities and utilities owned by the Provincial and Local Authorities.	All amenities and utilities impacted by constructing and operating the Project.	Provincial and Local (District) Authorities.	Full costs for rebuilding and replacing the amenities and utilities.	Provided before land acquisition for developing the project.

Source : RAP prepared under contract in the Field Investigation Stages June – September 1999

表 4.9 ドンナイ第 3・第 4 貯水池上下流部における水質調査結果

Parameter	Unit	Upstream DN3	Mid Point DN3	Upstream DN4	Planned Tailrace DN4
Temperature	°C	23.6	24.2	22.2	28.3
pH		7.1	7.0	7.0	7.0
SS	mg/l	17	20	17	19
DO	mg/l	6.4	6.9	6.6	5.8
Total P	mg/l	0.03	0.03	0.09	0.03
N-NO2	mg/l	0	0	0	0
N-NO3	mg/l	0.19	0.19	0.28	0.17
BOD5	mg/l	8	4	9	2
COD	mg/l	15	5	14	5
Dioxin	mg/l	0	0	0	0
Total Coliform bacteria	mup per 100 ml	110,000	400	240,000	240,000

Source : The water quality survey and analyses were conducted as part of the EIA Study prepared under contract in the Field Investigation Stages June – September 1999

表 4.10 ドンナイ第 3・第 4 貯水池内における植生分布とその面積

Vegetation Type	(Unit :ha)			
	Dong Nai 3	Dong Nai 3 (Percentage)	Dong Nai 4	Dong Nai 4 (Percentage)
Broad-leafed forest	3.07	0.1	11.07	3.50
Mixed broad-leafed / bamboo forest	0	0	111.32	35.22
Bamboo forest	4722.06	90.6	193.61	61.28
Shrub-grassland	31.90	0.6	0	0
Agricultural fields (fruit, rice, coffee, etc)	453.3	8.7	0	0
Total area by vegetation cover	5213.33	100	316	100

Source : The vegetation survey and analyses were conducted as part of the EIA Study prepared under contract in the Field Investigation Stages June – September 1999

表 4.11 ドンナイ第3・第4貯水池域付近で記録された絶滅の恐れのある鳥類

Family and Species	Vietnamese Name	English Name	Status
Pheasants • <i>Lophura nycthemera</i> • <i>L. diardi</i> • <i>Polyplectron germaini</i> • <i>Pavo munctius</i>	Ga Loi van Ga Loi hong tia Ga tien mat do Cong	silver pheasant siamese fireback germain peacock pheasant green Peafowl	threatened threatened threatened rare
Hornbil • <i>Buceros bicornis</i>	Hong hoang	great hornbill	threatened
Tits • <i>Sitta solangiae</i>	Treo cay tran den	velvet fronted Nuthatch	threatened
Babblers • <i>Garrulax milleti</i> • <i>G. vassali</i>	Khuou dau den Khuou dau xam	black hooded laughing thrush white checked laughing thrush	rare threatened

Source : EIA Study prepared under contract in the Field Investigation Stages June – September 1999

表 4.12 ドンナイ第3・第4貯水池域付近で記録された絶滅の恐れのある動物種

Family and Species	Vietnamese Name	English Name	Status
Primates • <i>Nycticebus pygmaeus</i> • <i>Macaca arctoides</i> • <i>Hylobates gabriella</i>	Cu li nho Khimat do Vuon den	loris stump-tailed macaque gibbon	vulnerable vulnerable endangered
Wild dogs • <i>Cuon alpinus</i>	Soi do	dhole	endangered
Bear • <i>Helarctos malayanus</i>		sun bear	protected
Otters • <i>Lutra perspicillata</i>	Rai ca long muot	smooth otter	vulnerable
Wild cats • <i>Panthera tigris</i> • <i>Neofelis nebulosa</i> • <i>Felis bengalensis</i>	Ho Bao gam	tiger clouded leopard leopard cat	endangered vulnerable protected
Deer • <i>Tragulus javanicus</i> • <i>Cervus unicolor</i> • <i>Muntiacus muntjac</i>	Chco chco Nam Duong	mouse deer sambar deer barking deer	vulnerable protected protected
Wild Oxen • <i>Bos gaurus</i>	Bo tot	gaur	endangered
Goat-Antelope • <i>Capricornis</i>	Son duong	serow (goat-antelope)	vulnerable
Elephant • <i>Elephas maximus</i>	Voi au do	asian elephant	vulnerable

Source : EIA Study prepared under contract in the Field Investigation Stages June – September 1999

表 4.13 ドンナイ第3・第4貯水池域付近で確認された魚類

Family	Species	Vietnamese name	English name
Mastacembelidae	<i>Mastacembelus armatus</i>	ca chach bong	spiny eel
	<i>Mastacembelus circumcinctus</i>	ca chach khoang	
(Carp) Cyprinidae	<i>Mystacoleucus greenaiyi</i>	ca lai xuoc	
	<i>Mystacoleucus magrinatus</i>	ca vay xuocx	
	<i>Cosmochilus harmandi</i>	ca duong bay	
	<i>Hampala macrolepidota</i>	ca ngua nam	Barb
	<i>Tor duronensis</i>	ca me	
	<i>Tor stracheyi</i>	ca ngua gai	
	<i>Tor tambroides</i>	ca ngua xam	
	<i>Cyclocheilichthys apogon</i>	ca coc dam	
	<i>Cyclocheilichthys tapiensis</i>	ca cay	
	<i>Probarbus jullieni</i>	ca trac soc	Barb
	<i>Puntius vernayi</i>	calai	
	<i>Puntius foxi</i>	ca hong nhan	
	<i>Puntius huguenini</i>	ca diec coc	
	<i>Osteochilus proseimion</i>	ca lui	Barb
	<i>Osteochilus hisschtii</i>	ca lui (me)	
<i>Osteochilus vittatus</i>	ca lui soc		
<i>Labeo dyocheilus</i>			
Channidae	<i>Channa striatus</i>	ho ca loc	also carp
	<i>Channa lucius</i>	ca trau day	
Siluridae (catfish)	<i>Ompak bimaculatus</i>	ca tren bau	
	<i>Kryptopterus kryptopterus</i>	ca tren da	
Sisoidae	<i>Bagarius suchus</i>	ca chien	
	<i>Bagarius yarelli</i>	ca chien	

Source : EIA Study prepared under contract in the Field Investigation Stages June -- September 1999

表 4.14 ドンナイ第4発電所直下におけるピーク流量の減少率

Year	Maximum Monthly Discharge (m ³ per second)		Reduction Rate (%)
	Monthly inflow to the Dong Nai No.3 Reservoir	Monthly Outflow from the Dong Nai No.4 Reservoir	
1979	243.7	178.0	27.0
1980	218.9	133.9	38.8
1981	212.5	177.3	16.6
1982	247.3	126.8	48.7
1983	223.7	85.9	61.6
1984	267.6	193.3	27.8
1985	156.4	80.1	48.8
1986	262.2	179.4	31.6
1987	190.9	102.1	46.5
1988	165.1	80.8	51.1
1989	181.0	82.3	54.5
1990	236.9	110.8	53.2
1991	248.4	204.8	17.6
1992	205.9	154.8	24.8
1993	201.7	84.0	58.4
1994	290.0	272.4	6.1
1995	230.0	82.9	64.0
1996	212.7	172.6	18.9
1997	248.5	197.4	20.6
1998	163.3	80.7	50.6

Data Source : Analyses for the Feasibility Study December 1999

表 4.15 プロジェクト完成後に予想されるカッティエン国立公園(Dak Lua 川とドンナイ川の合流部)におけるピーク流量の減少率

Year	Maximum Monthly Discharge (m ³ per second)		Reduction Rate (%)
	Monthly Discharge at the Junction "Without Project" Scenario	Monthly Discharge at the Junction "With Project Scenario"	
1979	587.6	461.7	21.4
1980	527.9	375.6	28.9
1981	512.4	401.6	21.6
1982	596.3	415.5	30.3
1983	539.5	382.2	29.2
1984	645.3	437.9	32.1
1985	377.2	287.3	23.8
1986	632.3	429.8	32.0
1987	460.3	335.9	27.0
1988	398.2	299.5	24.8
1989	436.5	322.0	26.2
1990	571.3	400.9	29.8
1991	599.0	463.4	22.6
1992	496.4	357.0	28.1
1993	486.4	351.2	27.8
1994	699.4	656.5	6.1
1995	554.6	387.4	30.1
1996	513.0	441.9	13.9
1997	599.2	461.2	23.0
1998	393.9	297.0	24.6

Data Source : Analyses for the Feasibility Study December 1999

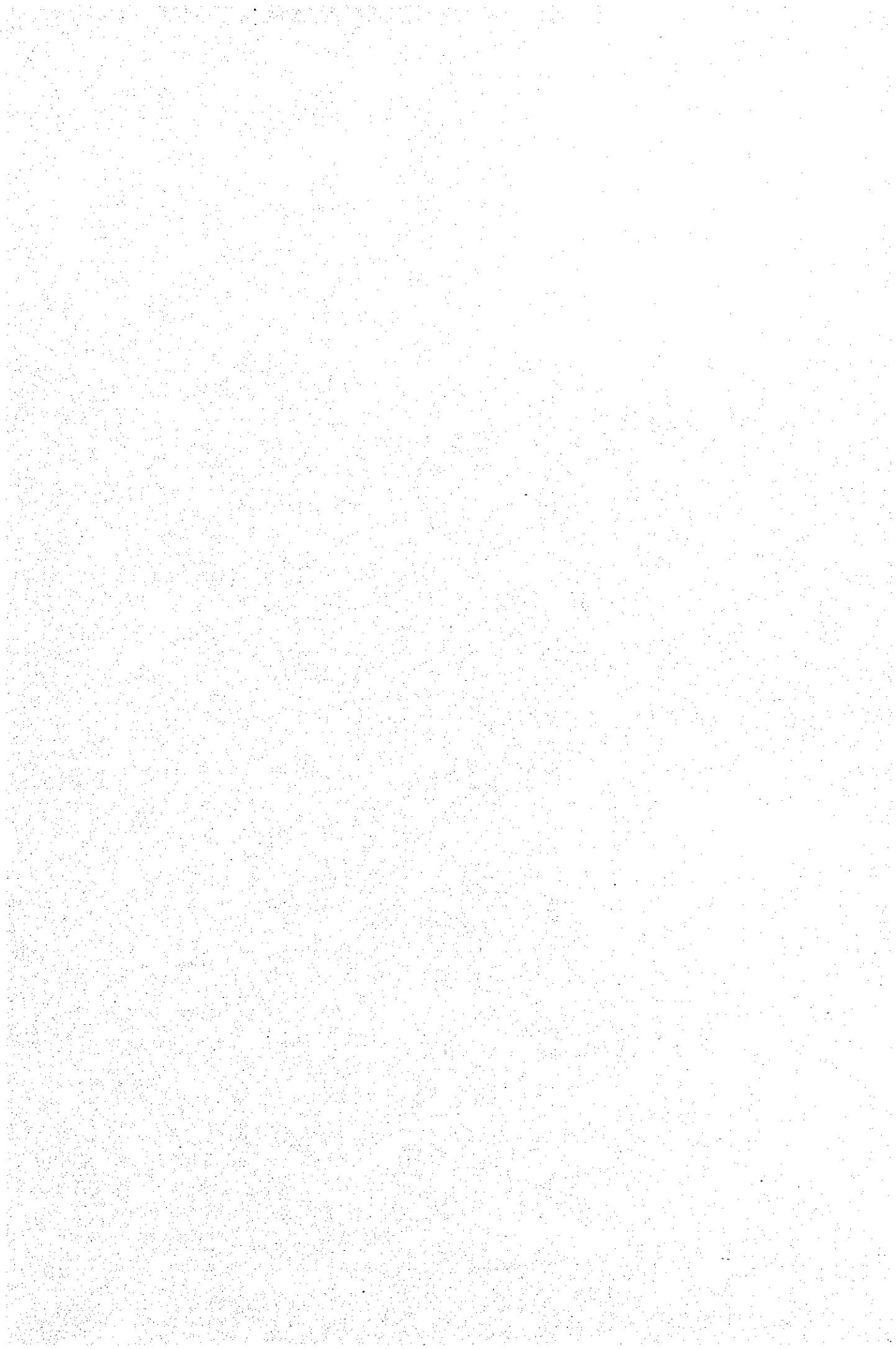
表 4.16 建設時に予想される環境影響とその対策

<p>I. Construction Impacts:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Temporary occupancy of areas outside the future reservoirs (e.g. burrow area; work camps; camps for material storage; temporary access roads, etc.). • Vegetation clearance, removal and burning. • Disturbance to wildlife and vegetation by construction staff and construction activities. • Relocation of affected communes. • Disturbance to humans, wildlife and habitats at the relocation commune areas; • Water quality. • Noise levels affecting the work force. • Illnesses and diseases within the work force. •
<p>II. Monitoring and Mitigation during Construction:</p> <ul style="list-style-type: none"> • • Preservation of the Dong Nai flow downstream from the dams, and the conservation of a viable aquatic plant and animal community in the river. • Vegetation clearance is carried out in a systematic and gradual process, within sequential plots, so that clearance in one plot is completed before work commences on an adjacent plot. • Clearance shall proceed in such a manner that there is minimal danger from uncontrolled fires breaking out and spreading through the forests. • All unnecessary activities that are harmful or disturbing to the natural environment shall be avoided and prohibited. • Measures shall be taken to allow the safe passage of animals from disturbed to safe areas. • Surveys of animal and plant vegetation shall continue during the construction phase and the data collected shall be used to complement the existing EIA database. • Water and soil samples shall be collected and analyzed as required by regulations and conditions defined by the environmental protection agencies. • The health conditions of the resettlement communities and the adjoining communes, as well as the construction force, shall be monitored regularly so as to improve the existing bench mark database. • Construction work medical facilities will be made available to the resettlement communes and the work force. • Noise levels will be monitored daily and ear muffs provided as necessary to protect the work force from particularly harmful noise levels, as prescribed within the Provincial DoSTE regulations. • Analyses of any failures of the RAP and monitoring its progress. • Development and publication of a watershed management plan.

表 4.17 建設期間中に実施する水質検査の頻度

Parameter	Downstream Station	Upstream Station
pH	twice monthly	twice monthly
Suspended solids	twice monthly	twice monthly
Dissolved oxygen	twice monthly	twice monthly
BOD	twice monthly	twice monthly
COD	twice monthly	twice monthly
Nitrate (+Nitrite)	twice monthly	twice monthly
Ammonium	twice monthly	twice monthly
Phosphate – dissolved	twice monthly	twice monthly
Total chlorophyll	twice monthly	twice monthly

Source : EIA undertaken during the Field Investigation Stages – June to September 1999



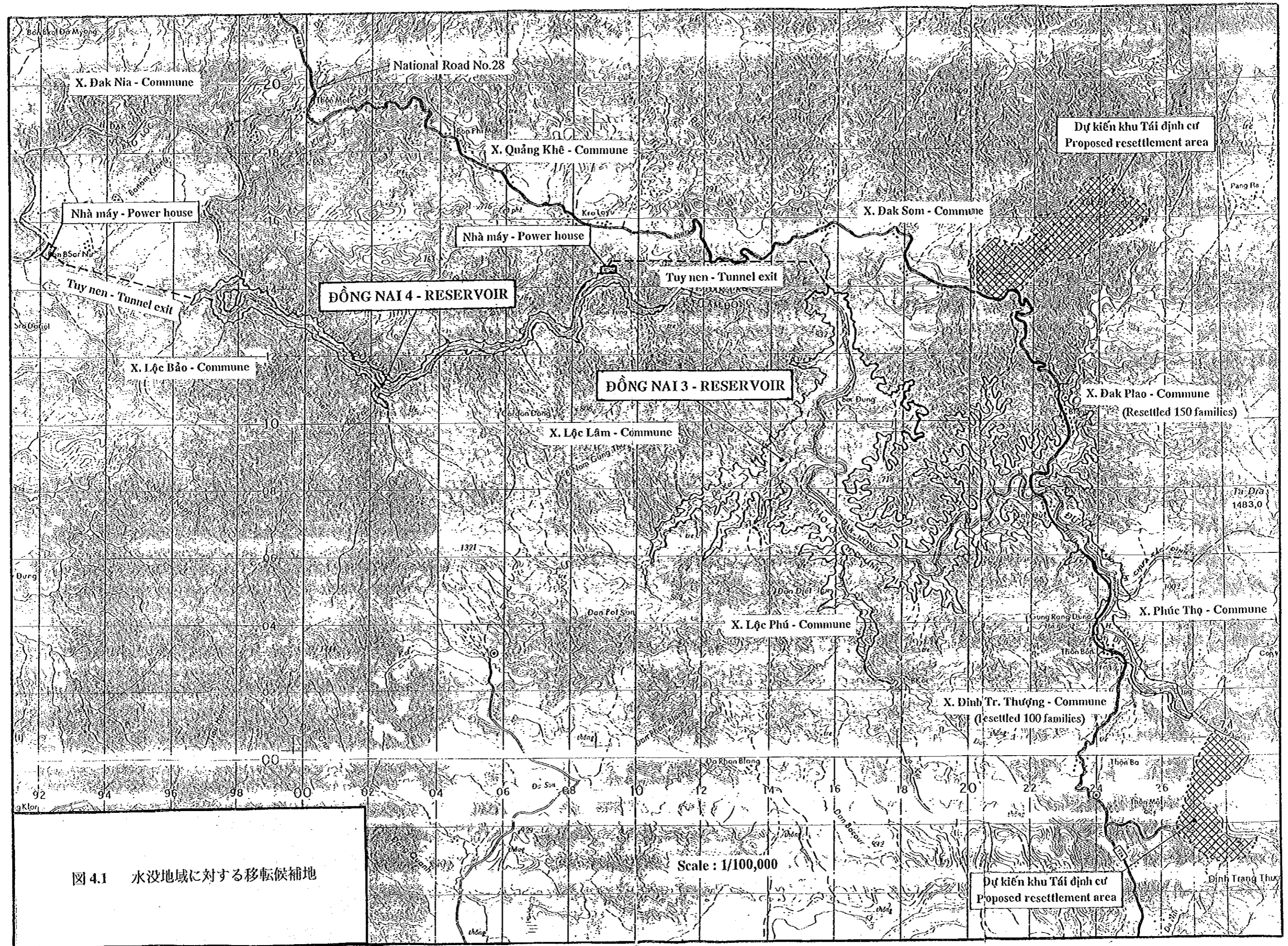
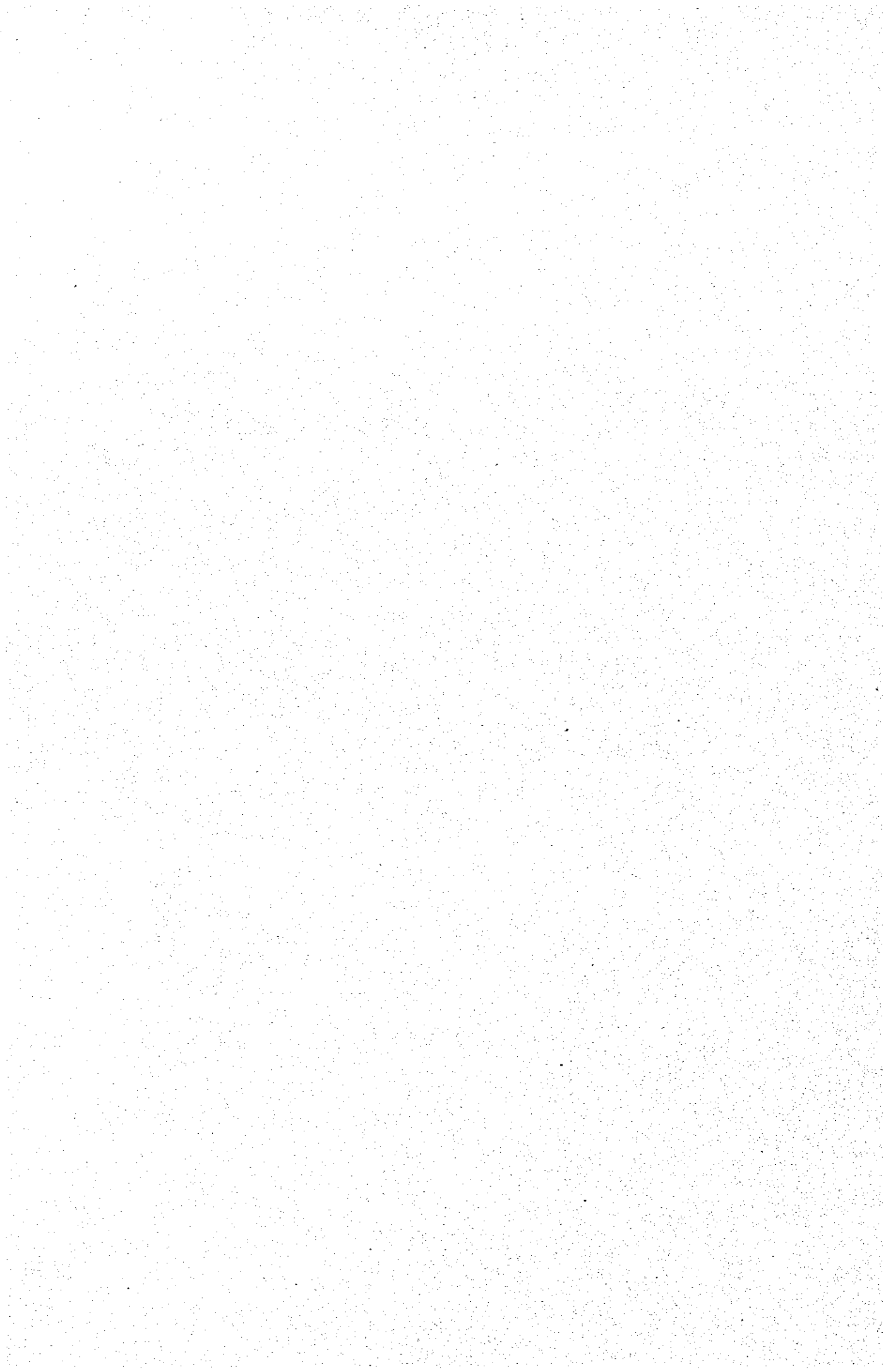


図 4.1 水没地域に対する移転候補地



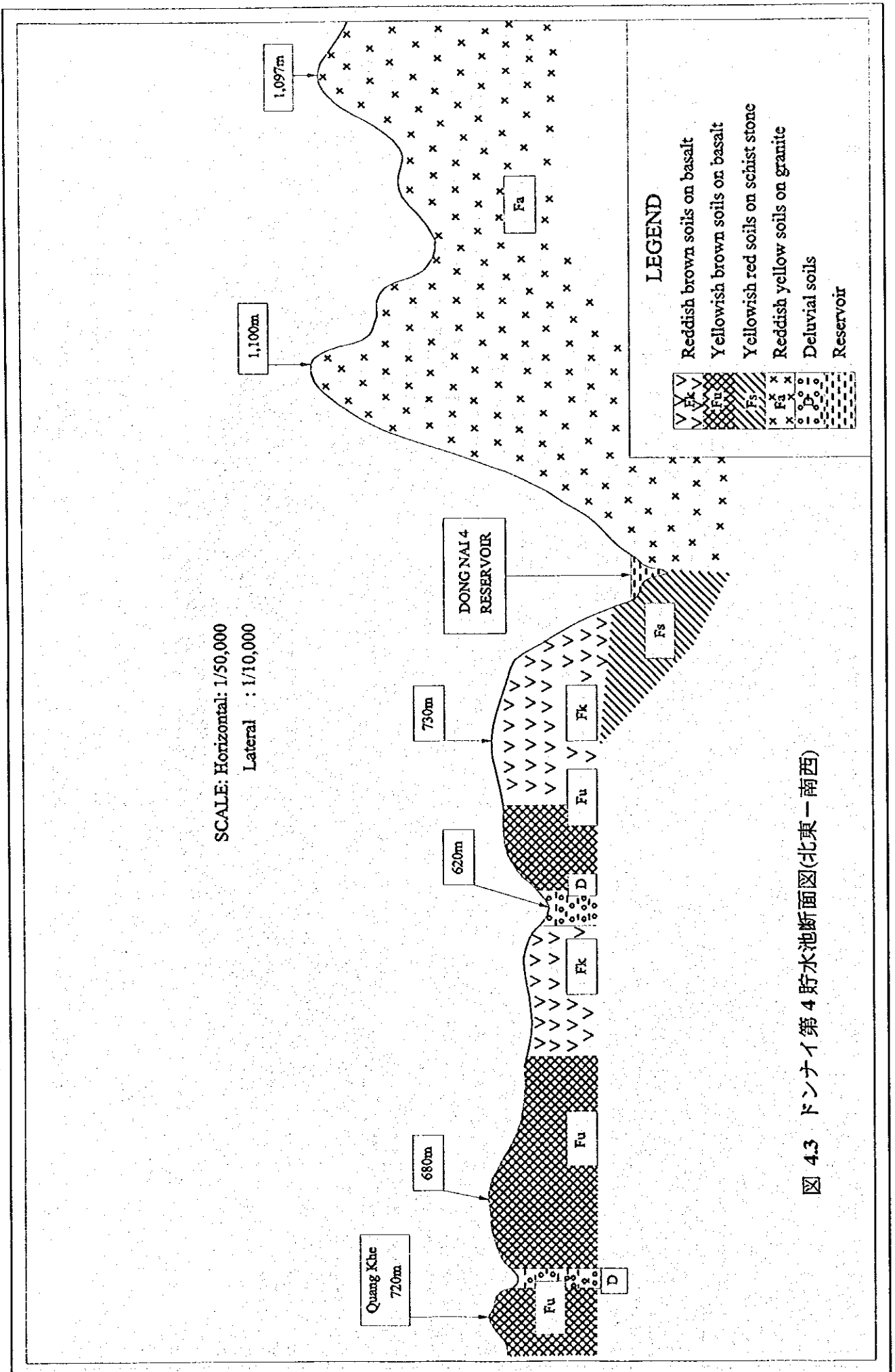
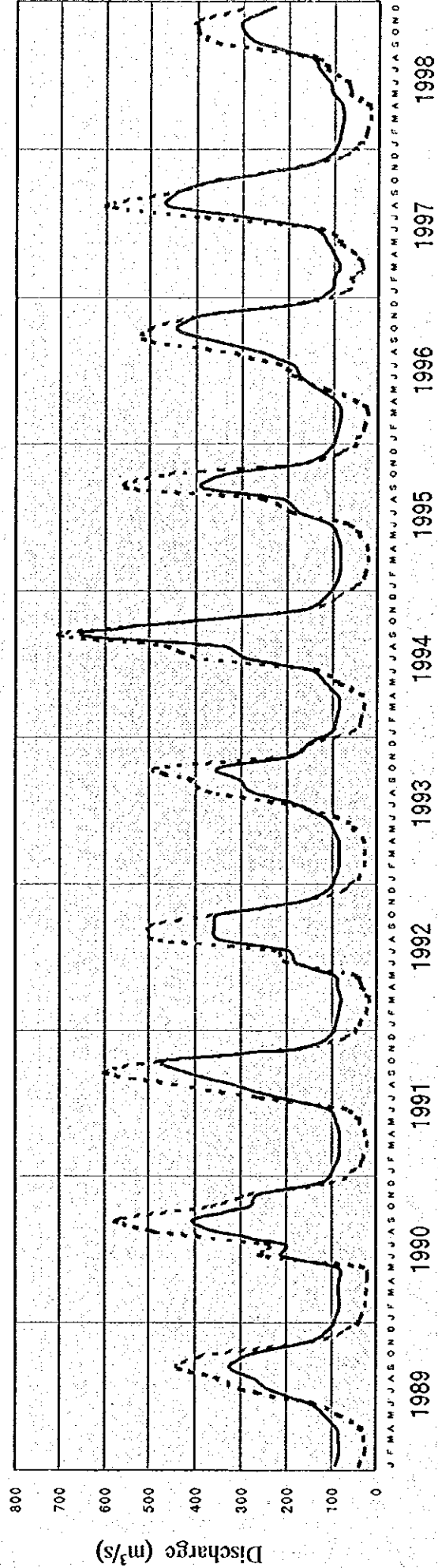
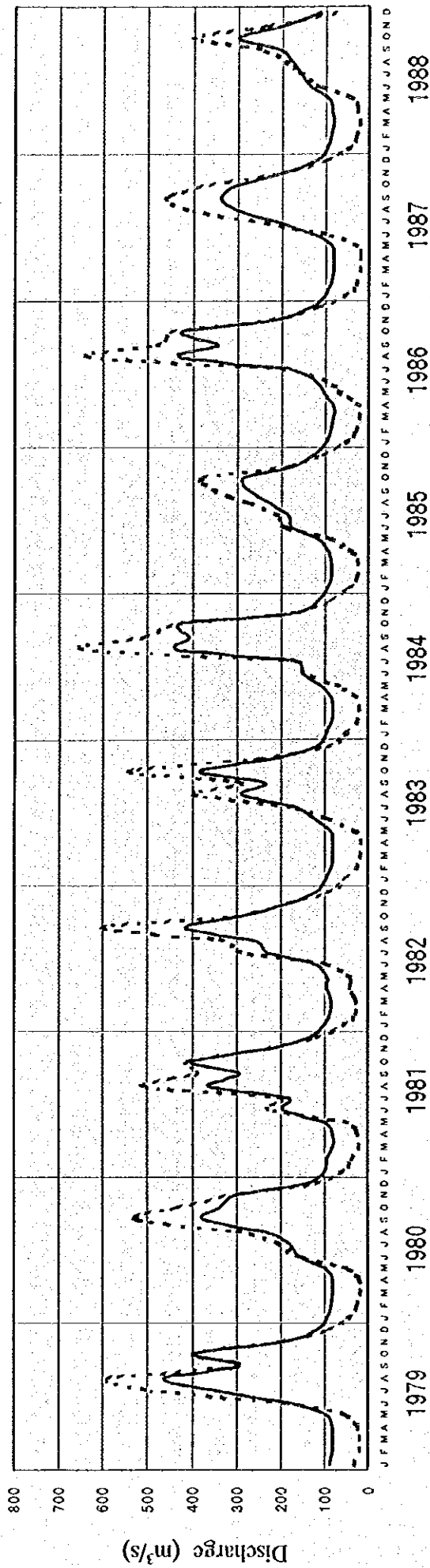


図 4.3 ドンナイ第 4 貯水池断面図(北東—南西)



Note : These two hydrographs show mean monthly runoff at Cat Tien National Park at junction of Dak Lua stream and the Dong Nai mainstream on the condition with and without the Dong Nai No.3 and No.4 Combined Hydropower Project.

Legend
 On the condition without the Project
 ——— On the condition with the Project

図 4.5 カッティエン国立公園内の湿地帯に対する水文的影響

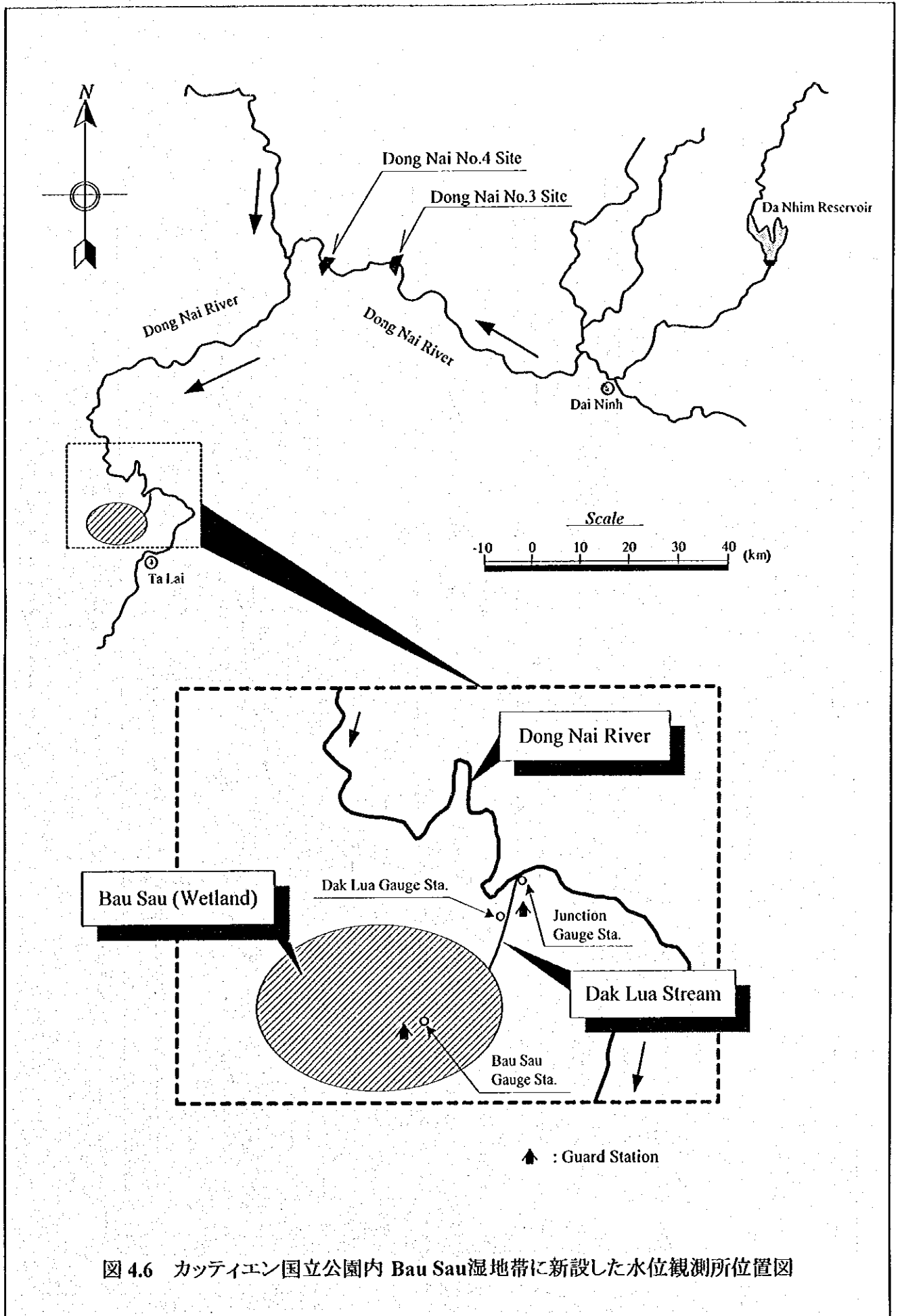
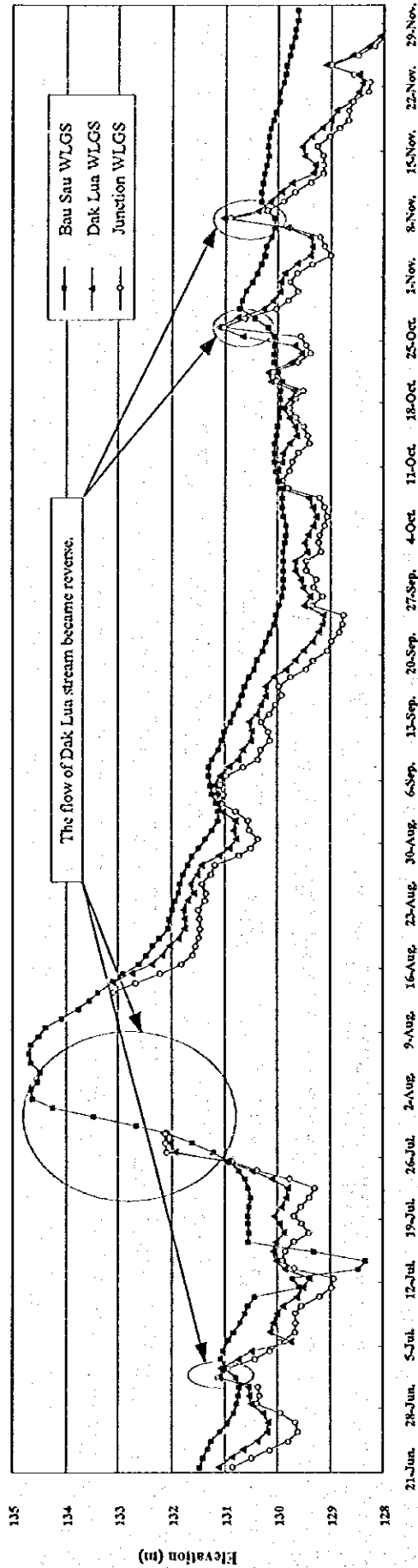
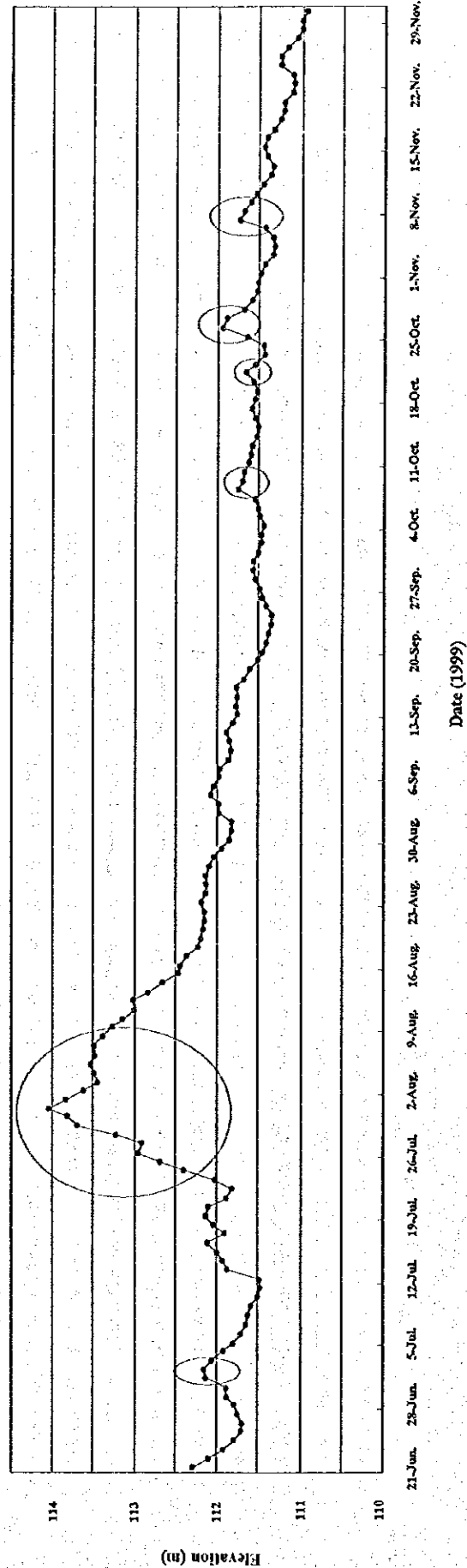


図 4.6 カッティエン国立公園内 Bau Sau 湿地帯に新設した水位観測所位置図



Variation of Daily Water Level at 3 New Water Level Gauging Stations in Cat Tien National Park



Variation of Daily Water Level at Ta Lai SGS

図 4.7 カツティエン国立公園内の新規水位観測所での水位記録とTa Lai水位観測所での水位記録との関係

第5章 電力調査

5.1 電力セクターと料金システム

5.1.1 電力セクターの制度的側面

最近(1994年)まで、ヴェトナムの電力セクターは3地域に分割されて、北部は第1電力会社、南部は第2電力会社そして中部は第3電力会社がそれぞれ管理してきた。

1995年1月、政府は全電力セクターを対象にした持株会社であるEVNを設立した。EVNは国営企業法の下に設立された国営企業であり、その取締役会が国に代わって所有者機能を執行する。EVNができて以降、電力セクターの運営は下記の諸会社によって行われている。

北部：

第1電力会社	： 30MW以下の発電と地域配電、ハノイを除く北部の35kV以下の送配電
ハノイ電力会社	： ハノイ地区の配電
第1送電会社	： 北部の35kV以上の送電
第4送電会社	： 全国給電センターと500kV送電線
5発電所	： Pha Lai、Uong Bi、Ninh Binh、Hoa Binh、Thac Ba

南部：

第2電力会社	： 30MW以下の発電と地域配電、ホーチミンを除く南部の35kV以下の送配電
ホーチミン電力会社	： ホーチミン地区の配電
第2送電会社	： 南部の35kV以上の送電
6発電所	： Thu Duc、Tra Noc、Ba Ria、Tri An、Thac Mo、Da Nhim

中部：

第3電力会社	： 30MW以下の発電と地域配電、中部の35kV以下の送配電
第3送電会社	： 中部の35kV以上の送電
1発電所	： Vinh Son

上記のほかに、エンジニアリング、設計、建設、製造と関連サービスなどの会社が存在する。エネルギー研究所は電力セクターの計画と研究支援を行なっている。電力セクターは全体として工業省が所管している。EVNの組織図を図5.1に示す。1994年12月現在の従業員数を表5.1に示す。

EVNの新しい定款(1995年1月)に基づいて、下記の企業は「独立採算」企業となった。

- ・ 第1電力会社、第2電力会社、第3電力会社、ハノイ電力会社、ホーチミン電力会社
- ・ 第1電力エンジニアリング・コンサルティング会社、第2電力エンジニアリング・コンサルティング会社、第3電力エンジニアリング・コンサルティング会社、第4電力エンジニアリング・コンサルティング会社(ニャチャン所在)

- ・ 電力通信会社
- ・ 製造会社

これらは財務的に独立採算企業であり、プロフィット・センターとして EVN の社長に対して直接責任を負うこととなっている。

上記以外の企業は独立採算ではなく、EVN 全体財務に統合されている。これら企業はコスト・センターとして自社の費用発生に対してのみ責任を持つ。

5.1.2 EVN の財務状況

表 5.2 と表 5.3 に 1997 年と 1998 年の EVN の財務状況を示す。1998 年には売上総額 13 兆 4,730 億ドン(10 億 1,300 万ドル相当)から税引き後利益 1 兆 1,010 億ドン(8,300 万ドル相当)をあげている。1997 年と比較すると、税引き後利益は 2 倍に増加している。販売費と一般管理費の削減が利益増加に貢献した。

EVN の資本金は 25 兆 1,990 億ドン(18 億 9,500 万ドル相当)であり、自己資本比率(総資本に対する株主資本の比率)は 1998 年に 58.3%でかなり高い比率といえる。しかしながら 1998 年の利益率は、前年と比べて改善しているとはいえ低い。すなわち自己資本利益率は 4.4%であり(前年度は 2.0%)使用総資本利益率は 2.5%(前年度は 1.1%)だった。

5.1.3 電力料金システム

電力料金システムの改訂は国民議会、その後内閣の承認を必要とする。改訂電力料金システムは工業省の内閣価格委員会によって公表される。現在適用されている電力料金システムは 1997 年 5 月に設定されたもので、表 5.4 に旧システムと共に示してある。1999 年 1 月に付加価値税(10%)が導入された為現行料率は付加価値税を含むものと見なされている。

電力料金は現在全国一律である。工業、ビジネス、商業各分野の消費者は普通時間帯、ピーク時間帯、ノンピーク時間帯の区分にしたがって料金が決められている。しかしながら、これら顧客のなかで時間帯別メーターを備えているものは少ない為、この料金表は実際には適用されていない。これらメーターが設置されることは、費用を反映した料金表が実施されて、ピーク時間のエネルギーが節約されるための重要なステップとなろう。

現行料金表は電圧と消費者タイプによる供給原価格差を反映したものとなっている。それゆえ、工業消費者のなかでは 6kV ないしはそれ以下の低電圧の料金が最高料率となっており、110kV 以上の高電圧の消費者は最低の料金となっている。外国人需要に対してはビジネス用も家庭用も共に相対的に高く、推定長期限界費用の kWh 当たり 7 セント以上になっている。

平均料率は 1999 年 10 月現在、kWh 当たり 5.2 セントである。EVN は今 2000 年に 6.2 セント、2001 年までに 7.0 セントまで上げるべく政府に提案している。一方、世銀は EVN に対して、毎年 0.5 セントづつ上げて 2005 年までに 7.5 セントにするよう勧告している。

5.2 電力需要の現状

5.2.1 電力需要の推移

ベトナムにおける電力需要のこれまでの推移を表 5.5、表 5.6 および図 5.2、図 5.3 に示す。発電所内消費電力量および送配電ロスを除いた電力需要(販売電力量)はここ 10 年間で 1989 年の 5,661GWh から 1994 年に 9,198GWh、1998 年に 17,739GWh と着実に増加してきている。1993 年から 5 年間の年平均伸び率は全体で 17.2% であり、部門別に見ると最も高い伸び率を示したのが家庭用の 22.2% であり次いで商業用の 14.9%、工業用の 13.3%、農業用の 10.7% の順となっている。特に家庭用の伸びが著しいが、これは地方電化の進展、一人当たりの電力使用量の増加などによるものと思われる。

5.2.2 地区別需要

需要の分布状況を地区別に見ると下表の通りである。

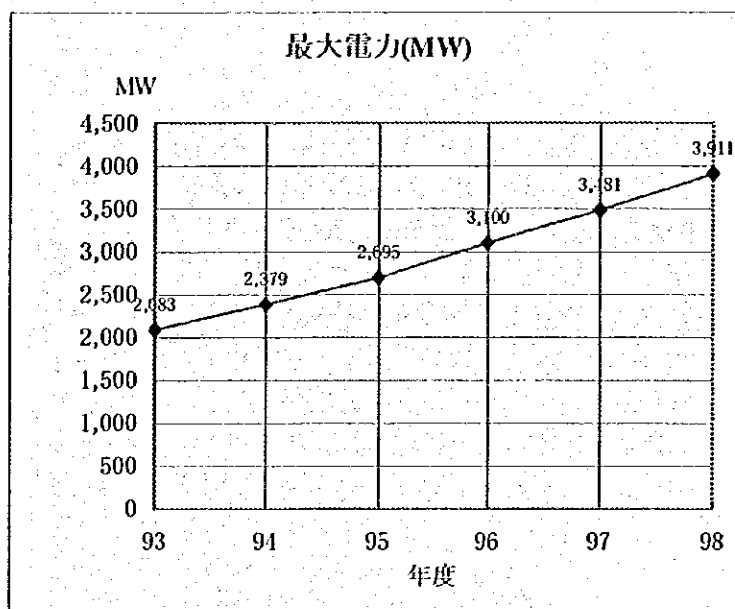
地域別電力量需要の実績

年度	合計 (GWh)	北部		中部		南部	
		GWh	比率 (%)	GWh	比率 (%)	GWh	比率 (%)
1995	11,185	4,915	43.9	1,005	9.0	5,264	47.1
1996	13,374	5,753	43.0	1,240	9.3	6,381	47.7
1997	15,303	6,462	42.2	1,472	9.6	7,368	48.1
1998	17,739	7,277	41.0	1,748	9.9	8,714	49.1

年々南部の比率が増え、北部の比率が下がってきてはいるが、量的にはほぼ半々である。

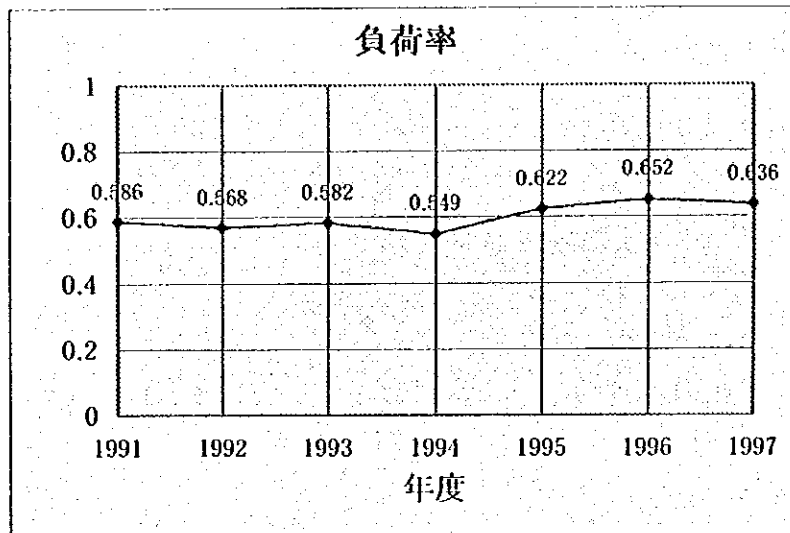
5.2.3 最大電力の推移、日負荷曲線および負荷率

1993 年から現在までの最大電力の推移は、下図の通りであり年平均 13.4% の伸び率で増大してきている。



1998年の月別最大電力および日負荷曲線を図5.4、図5.5に示す。月別最大電力は、季節による気温の大きな変動がないことから、1月から12月までほとんど同じ値であり、非常にフラットなカーブを示している。日負荷曲線は、代表的な休日と週日の例を示すが、ピーク時間は18時から21時の典型的な点灯ピーク型である。すなわち昼間に大きな電力需要が無く、家庭の照明、家事の始まる夕方にピークが出現する。また休日と週日の負荷曲線が相似形である。

負荷率の推移を下图に示す。



負荷率はここ4~5年、50%台から60%台へと上昇している。今後は工業化の進展が見込まれ、昼間の需要が工業需要の増大とともに増えたと考えられ、負荷率は増加する方向と思われる。

5.3 電源設備の現状

5.3.1 発電電力量の推移

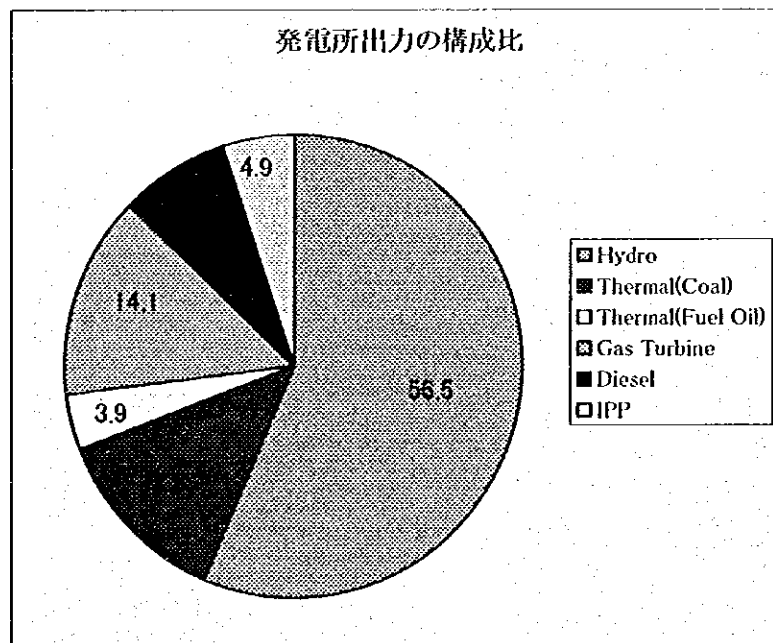
発電電力量のこれまでの推移を表 5.7 および図 5.6、図 5.7 に示す。発電電力量は 1989 年の 7,792GWh から 1994 年に 12,283GWh、1998 年には 20,850GWh に達した。構成比から見ると、1992 年から 1995 年までは水力が全体の約 70% を占めていたが、年々その比率が下がってきており、96 年 70.4%、97 年 61.0%、98 年には 53.2% まで低下した。一方火力発電所は 96 年 19.4%、97 年 22.6%、98 年 23.1% と少しずつ比率を上げてきており、またガスタービン発電所は 96 年 8.5%、97 年 15.2%、98 年 22.0% と大幅にそのシェアを拡大してきている。これは、96 年、97 年、98 年に新規の水力発電所の拡充が無く、既設火力発電所の焼き増しおよびガスタービン発電所の増強により賄ってきた結果である。

5.3.2 現状の発電設備

1998 年 12 月末現在の発電設備は表 5.8 の通りであり、総設備容量は 5,055MW である。

種類別の内訳は以下の通りである。

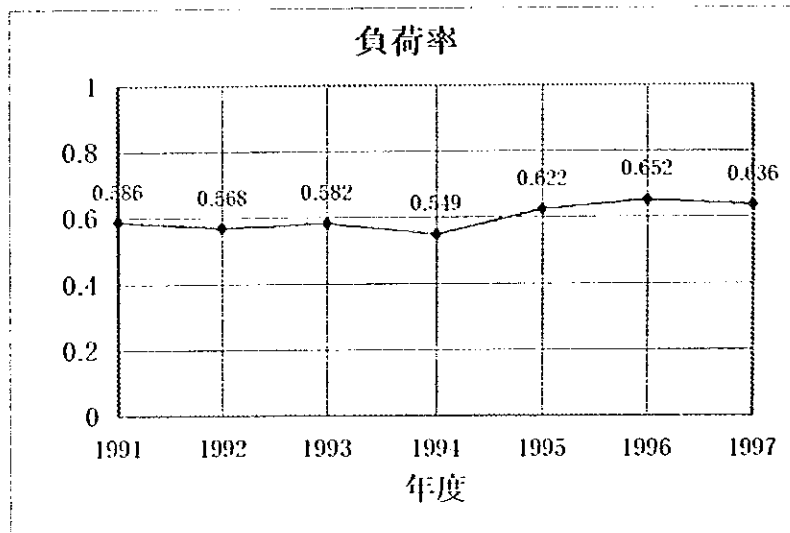
水力	2,854MW	56.5%
火力(石炭)	645MW	12.8%
火力(石油)	198MW	3.9%
ガスタービン	711MW	14.1%
ディーゼル	397MW	7.9%
IPP	250MW	4.9%
合計	5,055MW	



1998 年の発電実績は表 5.9 の通りであり、総発電量は 21,654GWh であり、発電所毎で発電量の多い順に並べると以下の通りとなる。

1998年の月別最大電力および日負荷曲線を図5.4、図5.5に示す。月別最大電力は、季節による気温の大きな変動がないことから、1月から12月までほとんど同じ値であり、非常にフラットなカーブを示している。日負荷曲線は、代表的な休日と週日の例を示すが、ピーク時間は18時から21時の典型的な点灯ピーク型である。すなわち昼間に大きな電力需要が無く、家庭の照明、家事の始まる夕方にピークが出現する。また休日と週日の負荷曲線が相似形である。

負荷率の推移を下图に示す。



負荷率はここ4～5年、50%台から60%台へと上昇している。今後は工業化の進展が見込まれ、昼間の需要が工業需要の増大とともに増えたと考えられ、負荷率は増加する方向と思われる。

5.3 電源設備の現状

5.3.1 発電電力量の推移

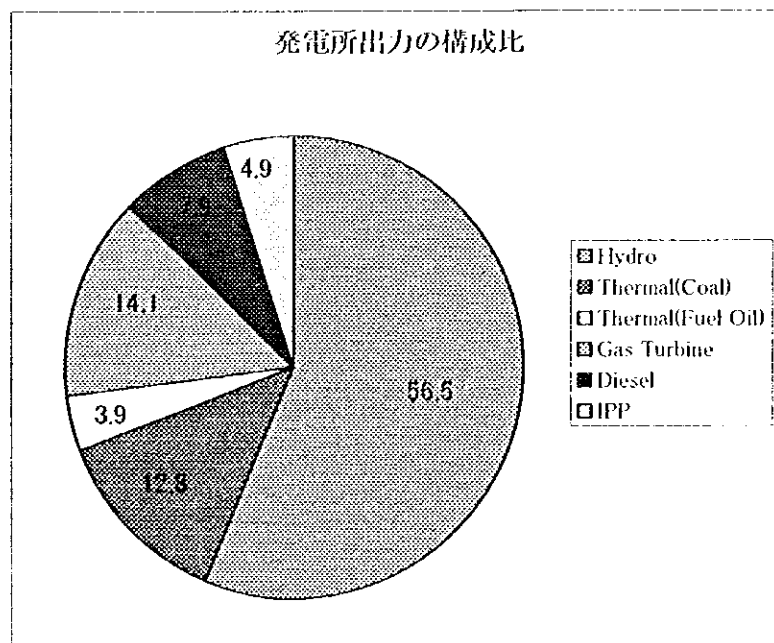
発電電力量のこれまでの推移を表 5.7 および図 5.6、図 5.7 に示す。発電電力量は 1989 年の 7,792GWh から 1994 年に 12,283GWh、1998 年には 20,850GWh に達した。構成比から見ると、1992 年から 1995 年までは水力が全体の約 70% を占めていたが、年々その比率が下がってきており、96 年 70.4%、97 年 61.0%、98 年には 53.2% まで低下した。一方火力発電所は 96 年 19.4%、97 年 22.6%、98 年 23.1% と少しずつ比率を上げてきており、またガスタービン発電所は 96 年 8.5%、97 年 15.2%、98 年 22.0% と大幅にそのシェアを拡大してきている。これは、96 年、97 年、98 年に新規の水力発電所の拡充が無く、既設火力発電所の焼き増しおよびガスタービン発電所の増強により賄ってきた結果である。

5.3.2 現状の発電設備

1998 年 12 月末現在の発電設備は表 5.8 の通りであり、総設備容量は 5,055MW である。

種類別の内訳は以下の通りである。

水力	2,854MW	56.5%
火力(石炭)	645MW	12.8%
火力(石油)	198MW	3.9%
ガスタービン	711MW	14.1%
ディーゼル	397MW	7.9%
IPP	250MW	4.9%
合計	5,055MW	



1998 年の発電実績は表 5.9 の通りであり、総発電量は 21,654GWh であり、発電所毎で発電量の多い順に並べると以下の通りとなる。

5.3 電源設備の現状

5.3.1 発電出力量の推移

発電出力量の推移は、図表 5.7 のとおり、5.6%、5.8%の増減で、発電出力量は 1989 年の 7,792GWh から、1991 年は 12,283GWh、1998 年は 20,880GWh に達した。増減率は、図表 5.8 に示す。1992 年から、1995 年までの 4 年間は、電力需要が 1.8170 倍増した。この間に、電力供給の拡大が追いついておらず、96 年、70.4%、97 年、61.0%、98 年、71.8%に供給不足となった。一方、発電出力は、96 年、19.4%、97 年、22.6%、98 年、23.1%増加した。電力需要は伸びてきており、発電出力も伸びた。発電出力は、96 年、8.5%、97 年、18.2%、98 年、22.0%と大幅にその割合を増大してきている。これは、96 年、97 年、98 年の計画出力発電量の拡充が概し、計画出力発電量の 2.5 倍以上の発電能力が、計画出力の増加に追いついてきた結果である。

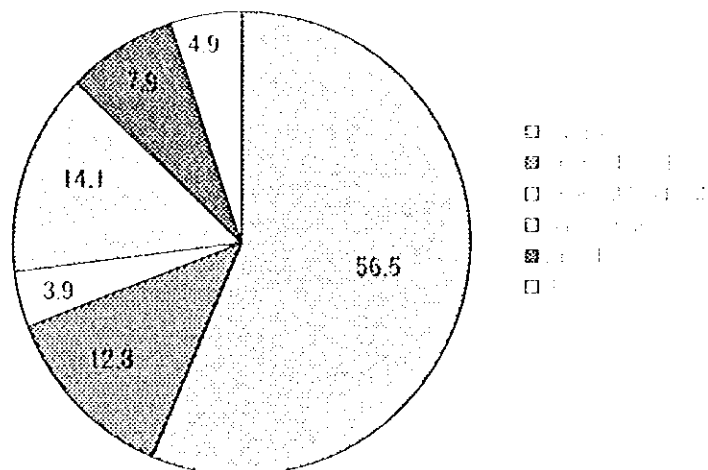
5.3.2 現状の発電設備

1998 年 12 月 31 日現在、発電設備は、図表 5.8 の通りであり、発電設備容量は 5,055MW である。

種類別の設備容量は、以下の通りである。

水力	2,851MW	56.5%
火力（石炭）	615MW	12.3%
火力（石油）	198MW	3.9%
火力（ガス）	711MW	14.1%
原子力発電	397MW	7.9%
IPP（再生可能エネルギー）	250MW	4.9%
合計	5,055MW	

発電出力の構成比



1998 年の発電量統計表 5.9 の通りであり、発電量は、21.651GWh である。発電設備の発電能力の増大が、その以上の増産につながった。

1988年に稼動した主要発電設備（発電電力量実績の大きい順）

発電設備	1988年の発電電力量の実績	総発電電力量に対する割合
・ Hoa Binh（水力）	6,912.8 GWh	31.9%
・ Pha Lai（火力、石炭）	2,386.7 GWh	11.0%
・ Phu My 2-1（火力、ガス）	1,981.0 GWh	9.1%
・ Tri An（水力）	1,615.9 GWh	7.5%
・ Ba Ria（火力、ガス）	1,456.4 GWh	6.7%

5.4 現状の送変電設備

5.4.1 送電線および変電所

1998年12月末現在の220kV以上の送電設備および変電設備は表5.10、表5.11の通りである。また単線結線図および地理的關係図を図5.8および図5.9に示す。

ヴィエトナムの送電系統は南北を連係する500kV基幹系統と220kVの主系統から成り立っている。

電圧別の送電線の総延長は次の通りである。

500kV	1,487km
220kV	2,435km

電圧別の変電所の容量は次の通りである。

500kV	2,700MVA
220kV	4,410MVA

5.4.2 500kV送電系統

北部 Hoa Binh 変電所と南部 Phu Lam 変電所間約1,500kmを結ぶ南北500kV連係送電線は1994年6月に運用開始した。500kV基幹系統には、1,500kmの長距離送電の安定度向上対策として直列コンデンサー補償方式を採用している。

1994年から1998年までの運用実績は下表の通りである。

既存500kV送電線による北部と南部間の送電実績

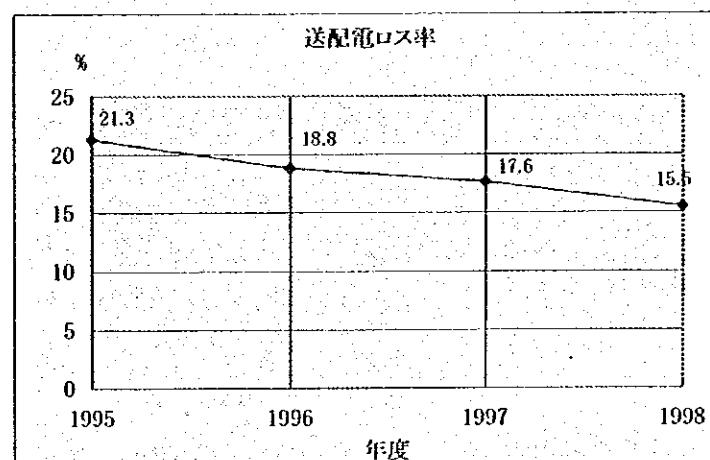
(単位：GWh)

	1994	1995	1996	1997	1998
北部から南部へ	1,006	2,790	2,718	2,691	2,036
南部から北部へ	-	-	-	30	231

1997年および1998年には渇水による北部水力発電所の出力減により、電力潮流が南部から北部へ流れる時期があった。

5.4.3 送配電ロス率

送配電ロス率の推移を下図に示す。



送配電ロス率は年々減少してきてはいるが、先進諸国の数値と比べれば、依然高い。

5.5 電力需要想定

5.5.1 想定手法

長期の電力需要を想定するためには、まず 1 年間の電力量を想定する。この想定方法には一般的に以下の 2 つの方法がある。

- i) 積み上げ方式…需要を用途別に分類し、それぞれのセクター別に積み上げる方法
- ii) マクロ方式…全体的観点から解析する方法

想定するにあたっては一つの方法だけに頼るべきではなく、違った角度から情勢をいろいろなツールを使って分析する必要がある。そしてそれぞれの検討結果からもっとも高い精確度を持った想定が選択されるべきである。

今回の需要想定見直しにあたっては、積み上げ方式については、工業用、商業用、農業用、家庭用の 4 つのセクターに分類してそれぞれの推定値を総計して全体の量を推定する方法を採用し、マクロ方式については全体の発電電力量を GNP との相関から推定する方法を採用し、両者の結果からもっとも妥当と思われる数値を算出することとする。電力需要想定の手順を図 5.10 に示す。

5.5.2 現在の EVN の需要想定

EVN は現在マスタープランフェーズ V を策定中であり(1999 年 12 月に政府へ答申予定)、その中で 2020 年までの電力需要想定を行っている。発電電力量および最大電力について、ベース、高め、低めの 3 ケースを行っており、また地域別にも北部、中部、南部の 3 地域に分けて行っている。その概要は表 5.12 および図 5.11、図 5.12 の通りである。これによればベースケースの最大電力は、1998 年実績 3,911MW であったものが、2020 年には 26,854MW と現在の約 6.9 倍になると想定している。

期間	電力需要の年平均伸び率
2001 年 - 2005 年	10.7%
2006 年 - 2010 年	9.4%
2011 年 - 2015 年	8.9%
2016 年 - 2020 年	8.5%

5.5.3 想定条件

(1) 需要想定期間

需要想定期間は 1998 年度の実績をベースとして 1999 年度から 2015 年までの 17 年間とした。

(2) 需要家セクター別の需要想定

想定にあたっては、EVN の需要家分類に従い、工業用需要、商業用需要、農業用需要、家庭用需要の 4 つの需要家セクター別に需要想定を行い、その合計値を求める方法で行った。

5.5.4 マクロ需要想定

電力需要は、ほとんどの国において共通に、その国の GDP と非常に密接な相関関係を示す。従って将来の電力需要想定を行う場合、まずその国の GDP の将来予測を行

い、過去の実績から求めた電力需要の GDP 弾性値(電力需要の伸び率を GDP の伸び率で除した値)を用いて将来の電力需要を想定するという方法によることが通常の方法である。

(1) 電力需要の GDP 弾性値

1998 年から過去 8 年間の GDP と発電電力量の推移状況は下表の通りである:

年度	GDP (billion VND)	発電電力量 (GWh)
1990	29,526	8,679
1991	31,286	9,153
1992	33,991	9,652
1993	36,735	10,660
1994	39,982	12,283
1995	44,980	14,634
1996	50,385	16,939
1997	55,059	19,139
1998	59,867	20,850

両者の相関関係を Excel の散布図手法から線形近似で求めてみると(図 5.13 参照)

$$\text{線形近似 } Y=0.4198X-4252.9 \quad R^2=0.9946$$

(ただし X=GDP、Y=発電電力量)

となり、きわめて相関が強いことが判明した。したがってこの 8 年間の電力需要の GDP 弾性値を求めると、

$$\text{発電電力量の年平均伸び率} / \text{GDP の年平均伸び率} = 12.11\% / 9.24\% = 1.311$$

となった。

(2) 将来の電力需要予測

第 2 章で求められた GDP の将来予測値をもとに、上記の電力需要の GDP 弾性値を用いて発電電力量を算出し、年負荷率から最大電力を予測する。結果は下表の通りである。なお、年負荷率は IOE の予測値を使用する。

年度	GDP の伸び率 (%)	発電電力量の伸び率 (%)	負荷率	弾性値 = 1.311	
				GWh	MW
1990					
1991					
1992					
1993					
1994	0.924	0.1212			
1995					
1996					
1997					
1998				21,651	3,911
1999	0.050		0.66	23,073	3,991
2000	0.060		0.63	24,888	4,285
2001	0.072		0.66	27,238	4,662
2002	0.072		0.67	29,809	5,079
2003	0.072		0.67	32,622	5,533
2004	0.072		0.67	35,702	6,579
2005	0.072		0.67	39,072	6,579
2006	0.072		0.68	42,760	7,178
2007	0.072		0.68	46,796	7,821
2008	0.072		0.68	51,213	8,535
2009	0.072		0.68	56,047	9,313
2010	0.072		0.69	61,337	10,148
2011	0.065		0.69	66,564	10,981
2012	0.065		0.69	72,237	11,882
2013	0.065		0.69	78,392	12,858
2014	0.065		0.69	85,072	13,913
2015	0.065		0.70	92,322	15,056

5.5.5 需要種類別積み上げ予測

需要種類を工業用、商業用、農業用、家庭用の4種類に分け、それぞれの過去の実績(販売電力量が入手できる)から将来の電力想定を行う。

(1) 工業用

工業用については、マクロ想定の場合と同様に過去の工業分野 GDP と工業用電力の販売量から弾性値を求め、将来の工業分野 GDP 予測値をもとに、将来の電力需要想定を行う。結果は表 5.13 の通りである。

(2) 商業用

商業用については、同様に過去の商業分野 GDP と商業用電力の販売量から弾性値を求め、将来の商業分野 GDP 予測値をもとに、将来の販売電力量想定を行う。結果は表 5.14 の通りである。

(3) 農業用

農業用については、同様に過去の農業分野 GDP と農業用電力の販売量から弾性値を求め、将来の農業分野 GDP 予測値をもとに、将来の販売電力量想定を行う。結果は表 5.15 の通りである。

(4) 家庭用

家庭用については人口の伸びと密接な関係があり、過去の人口の推移状況と家庭用販売電力量の相関式を求め、将来人口の伸びの想定値を代入し、将来の販売電力量想定を行う。結果は表 5.16 の通りである。

(5) 積み上げ需要

4 つの需要種別の販売電力量の合計値をもとに、ロス率、所内率、負荷率から最大電力を算出する。結果は下表の通りである。

年度	販売電力量 (GWh)		送電 ロス率	発電端 発電電力量 (GWh)	所内率	発電端 発電電力量 (GWh)	負荷率	最大電力 (MW)
	実績	予測						
1993	8,007							
1994	9,199							
1995	11,185							
1996	13,374							
1997	15,303							
1998	17,739							
1999		19,652	0.156	23,284	0.027	23,930	0.660	4,139
2000		21,876	0.154	25,858	0.028	26,602	0.633	4,580
2001		24,267	0.150	28,550	0.028	29,372	0.667	5,027
2002		26,445	0.147	31,002	0.029	31,928	0.670	5,440
2003		28,753	0.145	33,629	0.030	34,669	0.673	5,881
2004		31,204	0.140	36,283	0.030	37,406	0.675	6,326
2005		33,811	0.135	39,088	0.030	40,297	0.678	6,785
2006		36,689	0.127	42,026	0.030	43,326	0.680	7,273
2007		39,795	0.120	45,222	0.029	46,573	0.683	7,784
2008		43,155	0.114	48,708	0.028	50,111	0.685	8,351
2009		46,797	0.108	52,462	0.027	53,918	0.687	8,959
2010		50,751	0.103	56,579	0.026	58,089	0.690	9,610
2011		54,609	0.100	60,676	0.026	62,296	0.692	10,277
2012		58,775	0.097	65,088	0.028	66,963	0.694	11,015
2013		63,281	0.095	69,923	0.030	72,086	0.696	11,823
2014		68,161	0.093	75,150	0.032	77,634	0.698	12,697
2015		73,454	0.093	80,985	0.035	83,922	0.700	13,686

なお、各年のロス率、所内率、負荷率は IOE の予測値を使用した。

5.5.6 採用する電力需要予測

マクロ方式およびセクター別積み上げ方式の2つの方法により予測値を算出したが、2010年までの10年間位までは両者にほとんど差がない結果となった。したがって JICA 調査団としては現実の推移状況によく近似したマクロ方式による推定値を採用することとする。発電電力量と最大電力の予測を図 5.14、図 5.15 に示す。EVN の予測値と比較すると、全般的に低めの数値となっており、2005年あたりで1年遅れ、2010年あたりで1年半遅れとなっている(図 5.15 参照)。

(1) 全国

ベトナム全体の最大電力は 1998 年の 3,911MW が、年平均伸び率 7.7% で増加して 2005 年には 6,579MW となる。これは 1998 年の約 1.7 倍である。2005 年から 2010 年には年平均伸び率 9.1% で増加して 2010 年には 10,148MW に達する(1998 年の約 2.6

倍)。発電電力量(5.6.3 の中の表参照)は、1998 年の実績値 21,654GWh が 2005 年に 39,072GWh(年平均伸び率 8.8%)、2010 年に 61,337GWh(年平均伸び率 9.4%)に達すると見込まれる。これらの値は、1998 年の値のそれぞれ 1.8 倍、2.8 倍となる。

(2) 地域別需要

ベトナム全国を北部、中部、南部の 3 地域に分け、将来の電力需要を行う。マクロ手法で算出した数値をもとに、IOE の想定した配分比で全体需要を各地域毎に配分する。その結果は下表の通りである。

地域別電力需要予測の結果

年度	全国 (MW)	北部 (MW)	中部 (MW)	南部 (MW)
1999	3,991	1,690	436	1,864
2000	4,285	1,735	485	2,065
2001	4,662	1,846	539	2,277
2002	5,079	1,966	601	2,512
2003	5,533	2,104	666	2,763
2004	6,038	2,259	740	3,039
2005	6,579	2,384	816	3,378
2006	7,178	2,572	897	3,710
2007	7,821	2,782	981	4,058
2008	8,535	3,018	1,075	4,442
2009	9,313	3,272	1,167	4,874
2010	10,148	3,550	1,260	5,338
2011	10,981	3,854	1,356	5,771
2012	11,882	4,184	1,458	6,240
2013	12,858	4,549	1,569	6,740
2014	13,913	4,940	1,693	7,280
2015	15,056	5,382	1,824	7,850

表 5.1 ヴィエトナム電力事業所別職員数(1994)

	Number of Staff December 1994
Independent Accounting Units	
1 Power Company No.1	15,285
2 Power Company No.2	5,640
3 Power Company No.3	7,328
4 Power Company Hanoi	2,828
5 Power Company of HCMC	2,972
6 Power Construction Company No.1	2,695
7 Power Construction Company No.2	2,681
8 Power Construction Company No.3	2,982
9 Power Construction Company No.4	2,165
10 Power Investigation and Design Company No.1	2,180
11 Power Investigation and Design Company No.2	1,485
12 Electric Equipment Manufacturer	1,974
13 Power Communication Company	218
14 Financial Company	n.a.
Sub-Total	50,433
Dependent Accounting Units	
15 Pha Lai Power Station	2,329
16 Uong Bi Power Station	1,585
17 Ninh Binh Power Station	1,313
18 Thu Duc Power Station	558
19 Tra Noc Power Station	171
20 Baria Power Station	123
21 Hoa Binh Power Station	909
22 Thac Ba Power Station	280
23 Vinh Son Power Station	138
24 Tri An Power Station	267
25 Thac Mo Power Station	269
26 Da Nhim Power Station	161
27 Transmission Company No.1	799
28 Transmission Company No.2	612
29 Transmission Company No.3	342
30 Transmission Company No.4	1,294
31 National Load Dispatching Center	55
32 Power Communication Center	17
33 Center for Research, Science, Technology, Environment and Computer	39
34 Institute of Energy	186
35 Ham Thuan Dami Management Board	n.a.
36 Phu My Ba Ria Management Board	n.a.
Sub-Total	11,447
Grand Total	61,880

Source: "Vietnam- Power Development Project" WB, January 1996

表 5.2 ヴィエトナム電力要約損益計算書
(For years ended December 31th, 1998 and 1997)

Items	(Unit: VND billion)	
	1998	1997
Net Sales from Operation	13,473	10,564
Cost of Sales	(10,836)	(8,128)
Gross Profit	2,636	2,436
Selling Expense	(205)	(174)
General and Administrative Expense	(578)	(1,076)
Net Operating Profit	1,854	1,185
Other Profit (Loss)	(218)	(35)
Profit before Tax	1,636	1,151
Profit Tax (Provision)	(535)	(663)
Profit after Tax	1,101	487

Source: EVN

表 5.3 ヴィエトナム電力要約貸借対照表
(As at December 31st, 1998 and 1997)

Items	(Unit: VND billion)	
	Dec.31 1998	Dec.31 1997
Assets		
Fixed Assets		
Fixed Assets (net)	18,213	20,067
Construction in Progress	10,739	7,475
Total Fixed Assets	28,952	27,542
Current Assets		
Cash	4,085	4,425
Receivables	5,467	10,583
Inventories	3,952	3,077
Others	753	541
Total Current Assets	14,257	18,626
Total Assets	43,209	46,168
Equity and Liabilities		
Equity		
Capital and Funds	25,182	24,143
Undistributed Profit	17	320
Total Equity	25,199	24,463
Long-term Liabilities		
Current Liabilities	12,825	5,340
Payables	4,544	15,572
Short-term Loan	55	144
Others	586	649
Total Current Liabilities	5,185	16,365
Total Liabilities and Equity	43,209	46,168

Source: EVN

表 5.4 電力料金表 (1/2)
(In effect for whole Vietnam, as of September 1999)

Items	(Unit: VND/kWh)	
	Effective 1/4/96	Effective 15/5/97 to present
I. Industry and institution		
110 kV and higher		
Regular hours	600	700
Off-peak hours	410	400
Peak hours	880	1150
20 to 110 kV		
Regular hours	620	730
Off-peak hours	450	420
Peak hours	900	1200
6 to 20 kV		
Regular hours	680	770
Off-peak hours	480	450
Peak hours	1000	1250
6 kV and lower		
Regular hours	740	810
Off-peak hours	510	480
Peak hours	1100	1300
II. Agriculture		
6 kV and higher		
Off-peak hours	220	250
Others	550	630
6 kV and lower		
Off-peak hours	240	260
Others	580	660
III. Public lighting		
	600	?
IV. Water supply		
6 kV and higher		
	550	720
6 kV and lower		
	600	760
V. Retail for residential		
Consumption from 0 to 100 kWh		
	450	500
Consumption from 101 to 150 kWh		
	600	650
Consumption from 151 to 250 kWh		
	800	900
Consumption from 251 to 350 kWh		
	1000	1000
Consumption from 351 kWh and above		
	1000	1250
VI. Whole sale		
Rural areas		
Residential		
	360	360
Others		
	550	650
Non-rural areas		
Residential		
With customers' meter and substation		
	440	470
With PC's meter and substation		
	460	490
Others		
	600	700

表 5.4 電力料金表(2/2)
(In effect for whole Vietnam, as of September 1999)

Items	(Unit: VND/kWh)	
	Effective 1/4/96	Effective 15/5/97 to present
VII. Business and commercial		
6 kV and higher		
Regular hours	1100	1200
Off-peak hours	750	750
Peak hours	1600	1875
6 kV and lower		
Regular hours	1150	1250
Off-peak hours	770	780
Peak hours	1700	1950
VIII. Foreigners		
Industry		
110 kV and higher		
Regular hours	US cents 7.5/kWh	US cents 7.5/kWh
Off-peak hours	US cents 5.0/kWh	US cents 5.0/kWh
Peak hours	US cents 12.0/kWh	US cents 12.0/kWh
20 to 110 kV		
Regular hours	US cents 8.0/kWh	US cents 8.0/kWh
Off-peak hours	US cents 5.5/kWh	US cents 5.5/kWh
Peak hours	US cents 12.5/kWh	US cents 12.5/kWh
6 to 20 kV		
Regular hours	US cents 8.5/kWh	US cents 8.5/kWh
Off-peak hours	US cents 6.0/kWh	US cents 6.0/kWh
Peak hours	US cents 13.0/kWh	US cents 13.0/kWh
6 kV and lower		
Regular hours	US cents 9.0/kWh	US cents 9.0/kWh
Off-peak hours	US cents 6.5/kWh	US cents 6.5/kWh
Peak hours	US cents 13.5/kWh	US cents 13.5/kWh
Business and commercial		
20 kV and higher		
Regular hours	US cents 10.0/kWh	US cents 10.5/kWh
Off-peak hours	US cents 7.5/kWh	US cents 7.5/kWh
Peak hours	US cents 15.5/kWh	US cents 16.0/kWh
6 to 20 kV		
Regular hours	US cents 11.0/kWh	US cents 11.5/kWh
Off-peak hours	US cents 8.0/kWh	US cents 8.0/kWh
Peak hours	US cents 16.0/kWh	US cents 17.0/kWh
6 kV and lower		
Regular hours	US cents 12.0/kWh	US cents 12.5/kWh
Off-peak hours	US cents 9.0/kWh	US cents 8.5/kWh
Peak hours	US cents 16.5/kWh	US cents 18.0/kWh
Residential		
20 kV and higher	US cents 9.0/kWh	US cents 9.5/kWh
6 to 20 kV	US cents 10.0/kWh	US cents 10.5/kWh
6 kV and lower	US cents 11.0/kWh	US cents 11.5/kWh

Source: EVN

表 5.5 販売電力量の推移 (GWh)

Year	Total		Industry		Household		Service and Commerce		Agriculture	
	GWh	AGR(%)	GWh	AGR(%)	GWh	AGR(%)	GWh	AGR(%)	GWh	AGR(%)
1989	5,661		2,621		1,877		698		465	
1990	6,187	109.3	2,847	108.6	2,036	108.5	717	102.7	587	126.1
1991	6,586	106.4	3,080	108.2	2,054	100.8	645	90.0	807	137.6
1992	6,926	105.2	3,193	103.7	2,153	104.8	606	94.0	974	120.6
1993	8,007	115.6	3,645	114.2	3,236	150.3	696	114.9	430	44.1
1994	9,198	114.9	4,059	111.4	3,800	117.4	824	118.4	516	120.0
1995	11,185	121.6	4,614	113.7	4,929	129.7	1,010	122.6	632	122.6
1996	13,374	119.6	5,503	119.3	6,136	124.5	1,092	108.1	643	101.7
1997	15,303	114.4	6,163	112.0	7,221	117.7	1,228	112.5	691	107.5
1998	17,739	115.9	6,813	110.5	8,818	122.1	1,393	113.4	715	103.5
Average Growth Rate 93-98	17.2%		13.3%		22.2%		14.9%		10.7%	

Note: Agricultural datum since 1993 is divided into columns of agricultural and household
 AGR = Annual Growth Rate
 Source: 1989-1994 JICA Master Plan (1995)
 1995-1998 Institute of Energy

表 5.6 販売電力量の構成比

Year	Total		Industry		Household		Service and Commerce		Agriculture	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1989	5,661	100.0	2,621	46.3	1,877	33.2	698	12.3	465	8.2
1990	6,187	100.0	2,847	46.0	2,036	32.9	717	11.6	587	9.5
1991	6,586	100.0	3,080	46.8	2,054	31.2	645	9.8	807	12.3
1992	6,926	100.0	3,193	46.1	2,153	31.1	606	8.7	974	14.1
1993	8,007	100.0	3,645	45.5	3,236	40.4	696	8.7	430	5.4
1994	9,198	100.0	4,059	44.1	3,800	41.3	824	9.0	516	5.6
1995	11,185	100.0	4,614	41.3	4,929	44.1	1,010	9.0	632	5.7
1996	13,374	100.0	5,503	41.1	6,136	45.9	1,092	8.2	643	4.8
1997	15,303	100.0	6,163	40.3	7,221	47.2	1,228	8.0	691	4.5
1998	17,739	100.0	6,813	38.4	8,818	49.7	1,393	7.9	715	4.0

Source: 1989-1994 JICA Master Plan (1995)
 1995-1998 Institute of Energy

表 5.7 発電電力量の推移 (GWh)

Year	Total		Hydro		Thermal		Gas Turbine		Diesel	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1989	7,792	100.0	3,825	49.1	3,462	44.4	68	0.9	437	5.6
1990	8,679	100.0	5,369	61.9	2,841	32.7	58	0.7	411	4.7
1991	9,153	100.0	6,317	69.0	2,425	26.5	101	1.1	310	3.4
1992	9,652	100.0	7,228	74.9	1,887	19.6	218	2.3	319	3.3
1993	10,660	100.0	7,965	74.7	1,776	16.7	601	5.6	318	3.0
1994	12,283	100.0	9,246	75.3	2,124	17.3	632	5.1	281	2.3
1995	14,634	100.0	10,581	72.3	2,929	20.0	1,004	6.9	120	0.8
1996	16,939	100.0	12,008	70.9	3,278	19.4	1,433	8.5	220	1.3
1997	19,139	100.0	11,676	61.0	4,331	22.6	2,918	15.2	214	1.1
1998	20,850	100.0	11,087	53.2	4,807	23.1	4,596	22.0	360	1.7

Source: 1989-1992 JICA Master Plan (1995)
 1993-1998 Institute of Energy (excluding buying from IPP)

表 5.8 現状の発電設備

(As of end-December,1998)

Type	Name	Number x Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Share (%)
Hydro	Thac Ba	3x36	2,954	56.5
	Hoa Binh	8x240		
	Da Nhim	4x40		
	Tri An	4x100		
	Thac Mo	2x75		
	Vinh Son	2x33		
Thermal(Coal)	Small Hydro		645	12.8
	Ninh Binh	4x25	100	
	Uong Bi	1x50, 1x55	105	
	Pha Lai	4x110	440	
Thermal(Fuel Oil)			198	3.9
	Thu Duc	1x33, 2x66	165	
Gas Turbine	Can Tho	1x33	33	
			711	14.1
	Thu Duc GT1-7		128	
	Can Tho GT3/4	2x37.5	75	
	Ba Ria GT1-7		220	
Diesel	Phu My	2x144	288	
			397	7.9
IPP	Hiep Phuoc	2x125	250	4.9
Total			5,055	100.0

Source : EVN

表 5.9 発電電力量の実績

Name	1997		1998	
	GW/h	%	GW/h	%
Hydro	11,676.5	61.0	11,087.8	51.2
Hoa Binh	7,025.7	36.7	6,912.8	31.9
Thac Ba	483.5	2.5	379.0	1.8
Tri An	1,772.7	9.3	1,615.9	7.5
Da Nhim	1,122.0	5.9	1,208.3	5.6
Thac Mo	799.9	4.2	601.8	2.8
Vinh Son	286.2	1.5	210.5	1.0
small Hydro	186.5	1.0	159.5	0.7
Thermal(Coal)	3,324.6	17.4	3,479.8	16.1
Pha Lai	2,264.1	11.8	2,386.7	11.0
Uong Bi	540.6	2.8	601.4	2.8
Ninh Binh	519.9	2.7	491.7	2.3
Thermal(Fuel Oil)	1,007.8	5.3	1,328.8	6.1
Thu Duc	800.0	4.2	1,081.5	5.0
Can Tho	207.8	1.1	247.3	1.1
Gas Turbine(Gas)	1,973.2	10.3	3,437.4	15.9
Ba Ria	1,073.0	5.6	1,456.4	6.7
Phu My2-1	900.2	4.7	1,981.0	9.1
Gas Turbine(Diesel)	945.9	4.9	1,159.8	5.4
Thu Duc	267.5	1.4	453.8	2.1
Ba Ria	277.3	1.4	179.9	0.8
Thai Binh	0.0	0.0	3.1	0.0
Can Tho	220.0	1.1	427.9	2.0
Phu My2-1	181.1	0.9	95.1	0.4
Diesel	214.3	1.1	360.5	1.7
Can Tho	16.6	0.1	43.2	0.2
others	197.7	1.0	317.3	1.5
IPP Hiep Phuoc	8.6	0.0	800.1	3.7
Total	19,150.9	100.0	21,654.2	100.0

Source : EVN

表 5.10 現状の送電設備

(As of end-December, 1998)

Section		Conductor	Circuit	Length (km)	Circuit Length (km)
From	To				
Hoa Binh	Ha Tinh	ACSR330x4	1	343	343
Ha Tinh	Da Nang	ACSR330x4	1	389	389
Da Nang	Pleiku	ACSR330x4	1	259	259
Pleiku	Phu Lam	ACSR330x4	1	496	496
Total		-	-	1,487	1,487

Section		Conductor	Circuit	Length (km)	Circuit Length (km)
From	To				
Hoa Binh	Ha Dong	ACK500	2	55.3	110.6
Hoa Binh	Chem	ACK500	1	63.4	63.4
Hoa Binh	Thanh Hoa	ACK300	1	205.0	205.0
Hoa Binh	Hoa Lu	ACK300x2	1	161.0	161.0
Hoa Lu	Nam Dinh	ACK400	1	33.0	33.0
Hoa Lu	Ha Dong	ACK300	1	99.2	99.2
Ha Dong	Chem	ACK500	1	17.0	17.0
Ha Dong	Pha Lai	ACK400	1	80.0	80.0
Ha Dong	Mai Dong	ACK400	1	32.0	32.0
Mai Dong	Pha Lai	ACK400	1	72.0	72.0
Pha Lai	Dong Hoa	ACK400	1	54.0	54.0
Thanh Hoa	Vinh	ACK300	1	161.0	161.0
Vinh	Dong Hoi	ACK300	1	200.0	200.0
Pleiku	Qui Nhon	AC300	1	140.0	140.0
Pleiku	Krongbuk	AC500	1	141.0	141.0
Phu Lam	Cay Lai	AC400	1	75.0	75.0
Phu Lam	Cay Lai	ACSR411	1	62.0	62.0
Cay Lai	Tra Noc	ACSR411	1	84.4	84.4
Tra Noc	Rach Gia	AC300	1	75.0	75.0
Phu Lam	Hoc Mon	AC400	1	16.3	16.3
Phu Lam	Hoc Mon	ACSR411	1	16.3	16.3
Hoc Mon	Tra An	ACK400	2	52.3	104.6
Hoc Mon	Sai Gon	ACSR411	1	14.6	14.6
Sai Gon	Long Binh	ACSR795	1	18.4	18.4
Long Binh	Tra An	AC300	1	22.9	22.9
Long Binh	Phu My junction	ACSR795	2	43.4	86.8
Phu My junction	Ea Ria	ACSR796	2	20.5	41.0
Phu My junction	Phu My	AC400	2	4.2	8.4
Long Binh	Eao Loc	ACSR795	1	130.0	130.0
Bao Loc	Da Nhim	ACSR795	1	110.0	110.0
Total		-	-	-	2,435

Source : NLDC

表 5.11 現状の変電設備

(As of end-December, 1998)

Existing 500kV Substations			
Name	Voltage (kV)	Number x Capacity (MVA)	Capacity (MVA)
Hoa Binh	500/220	2 x 450	900
Da Nang	500/220	1 x 450	450
Pleiku	500/220	1 x 450	450
Phu Lam	500/220	2 x 450	900
Total	-	-	2,700

Existing 220kV Substations			
Name	Voltage (kV)	Number x Capacity (MVA)	Capacity (MVA)
Hoa Binh	220/110	2 x 63	126
Ha Dong	220/110	2 x 250	500
Chem	220/110	2 x 125	250
Mai Dong	220/110	2 x 125	250
Dong Hoa	220/110	2 x 125	250
Hoa Lu	220/110	1 x 125	125
Thanh Hoa	220/110	1 x 125	125
Vinh	220/110	1 x 125	125
Nam Dinh	220/110	1 x 125	125
Dong Hoi	220/110	2 x 63	126
Da Nang	220/110	1 x 125	125
Pleiku	220/110	1 x 125	125
Quy Nhon	220/110	1 x 125	125
Krongbuk	220/110	1 x 63	63
Da Nhim	220/110	2 x 63	126
Bao Loc	220/35	1 x 25	25
Tra An	220/110	1 x 63	63
Long Binh	220/110	1 x 125, 1 x 250	375
Sai Gon	220/66	2 x 78, 1 x 125	281
Hoc Mon	220/110	1 x 125, 1 x 250	375
Phu Lam	220/110	2 x 125	250
Cay Lai	220/110	1 x 125	125
Tra Noc	220/110	1 x 125, 1 x 100	225
Rach Gia	220/110	1 x 125	125
Total	-	-	4,410

Source : NLDC