

国際協力事業団

エネルギー省

ヴィエトナム社会主義共和国

# ヴィエトナム社会主義共和国

## 全国電力開発計画調査

最終報告書

本編

1995年9月

JICA LIBRARY



J 1124846 [5]

電源開発株式会社  
(財)日本エネルギー経済研究所

鉦調資

J R

95-180/4

JICA

ヴィエトナム社会主義共和国

全国電力開発計画調査

最終報告書 本編

95・9

国際協力

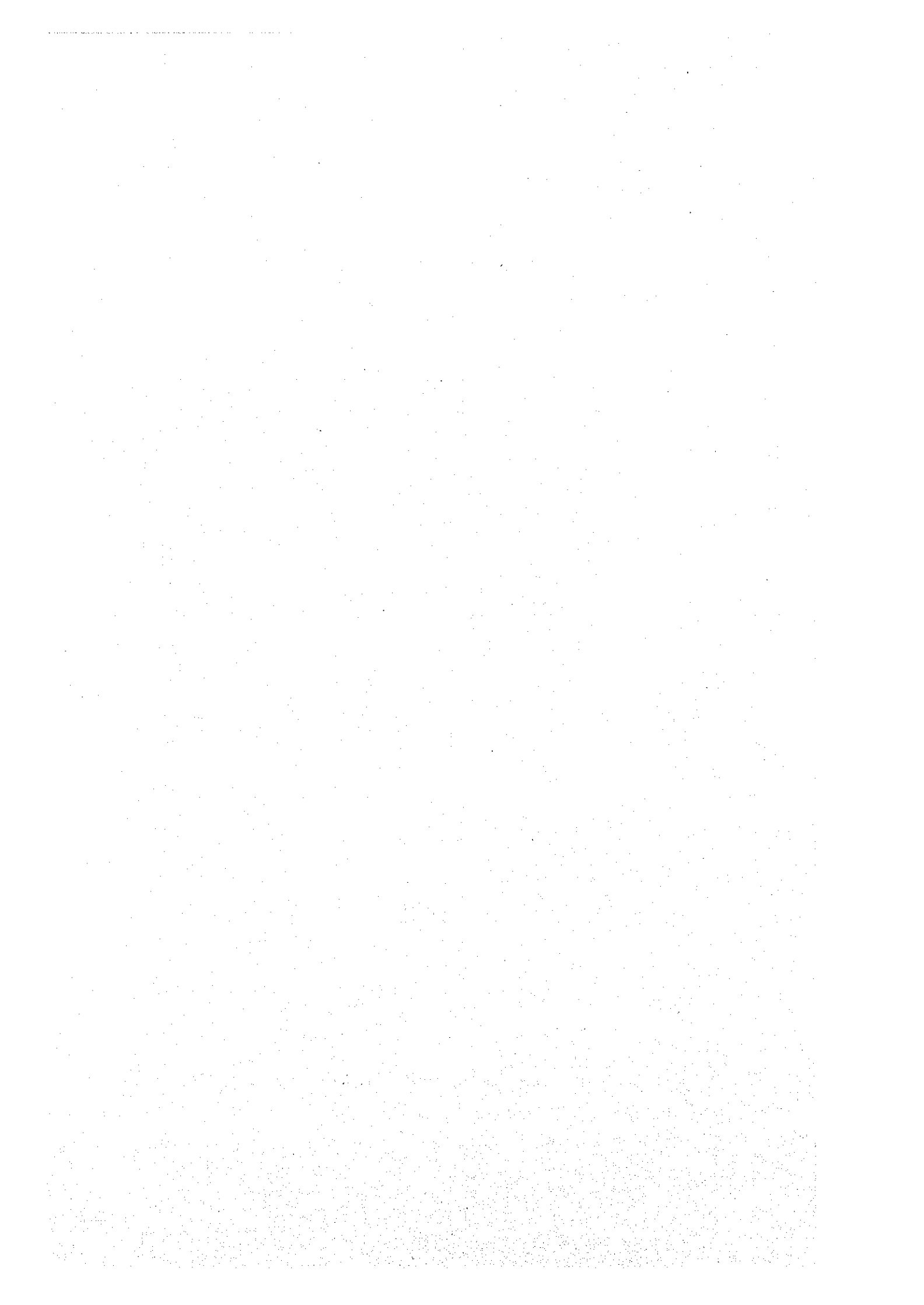
JICA

123

643

MPN

BRARY



国際協力事業団

エネルギー省

ヴィエトナム社会主義共和国

ヴィエトナム社会主義共和国

全国電力開発計画調査

最終報告書

本 編

1995年9月

電源開発株式会社  
(財)日本エネルギー経済研究所



1124846 [5]

## 序 文

日本国政府は、ヴィエトナム社会主義共和国政府の要請に基づき、同国の全国電力開発計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成5年12月から平成7年9月までの間、7回にわたり電源開発（株）の小山隆平氏を団長とし、電源開発（株）及び（財）日本エネルギー経済研究所の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ヴィエトナム社会主義共和国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成に運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願いものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成7年9月

国際協力事業団  
総裁 藤田 公郎

## 伝 達 状

国際協力事業団

総裁 藤田 公 郎 殿

今般、ヴィエトナム社会主義共和国における全国電力開発計画調査が終了致しましたので、ここに最終報告書を提出致します。

本調査は、貴事業団との契約に基づき、電源開発（株）と（財）日本エネルギー経済研究所から成る共同企業体が、平成5年12月10日より平成7年10月23日までの22ヵ月間にわたり実施してまいりました。今回の調査に際しましては、ヴィエトナム国の現状を十分に踏まえ、本計画の妥当性を検証するとともに、日本の無償資金協力の枠組に最も適した計画の策定に努めてまいりました。

尚、同期間中、貴事業団を始め、外務省、通産省等の関係者には多大のご理解並びにご協力を賜り、御礼を申し上げます。また、ヴィエトナム国における現地調査期間中は、エネルギー省、ヴィエトナムエネルギー研究所、JICAヴィエトナム事務所、在ヴィエトナム日本国大使館の貴重な助言とご協力を賜ったことも付け加えさせていただきます。

貴事業団におかれましては、本計画の推進に向けて、本報告書を大いに活用されることを切望致す次第です。

平成7年9月

電 源 開 発 （株）  
（財）日本エネルギー経済研究所

ヴィエトナム社会主義共和国  
全国電力開発計画調査団  
総 括 小 山 隆 平

# 目次

頁

## 結論と勧告

### 第1章 序論

1.1 調査の背景	1-1
1.2 調査の目的、対象地域、本報告書の構成	1-2
1.2.1 調査の目的	1-2
1.2.2 調査対象地域	1-2
1.2.3 本報告書の構成	1-2
1.3 現地調査	1-4
1.4 関係者リスト	1-5
1.5 機材の供与	1-6
1.6 カウンターパートへの技術移転	1-6

### 第2章 ヴィエトナム社会主義共和国の概要

2.1 ヴィエトナム国の概要	2-1
2.1.1 地勢	2-1
2.1.2 気候	2-1
2.1.3 政治体制	2-2
2.2 経済	2-8
2.2.1 地方行政と人口	2-8
2.2.2 国内総生産(GDP)と国民1人当りのGDP	2-8
2.2.3 財政、貿易、為替レート、物価指数	2-9
2.2.4 対外債務	2-10
2.3 電源開発政策	2-15
2.3.1 電源	2-15
2.3.2 エネルギー・セクターに依存する電力セクター	2-16
2.3.3 組織・制度改革	2-17

### 第3章 電気事業の現状

3.1 電力部門の組織	3-1
3.2 電力需給	3-3
3.2.1 電力需給	3-3
3.2.2 電力供給	3-4
3.2.3 500kV送電線による電力融通	3-5
3.2.4 月別最大電力及び日負荷曲線	3-6
3.3 発電設備	3-10
3.3.1 火力発電設備	3-10
3.3.2 水力発電設備	3-12
3.4 送・配電設備	3-20
3.4.1 送電系統設備	3-20
3.4.2 配電設備	3-22
3.4.3 送配電損失	3-23
3.4.4 電力系統制御及び通信	3-23
3.5 エネルギー資源の需要と供給	3-29

## Part I データベース・システム及び電力需要予測

### 第4章 データベース・システム

4.1 まえがき	4-1
4.1.1 調査の目的	4-1
4.1.2 データベース管理システムの基本概念	4-1
4.1.3 開発したデータベース	4-1

4.2	電力データベースの要件とデータベース管理システム	4-2
4.2.1	電力需要予測・供給計画からの要件	4-2
4.2.2	電力統計からの要件	4-2
4.2.3	システム運用面からの要件	4-3
4.2.4	推奨データベース管理システム	4-4
4.3	新データベースの概念	4-4
4.3.1	オフィシャル・データベースと作業用データベース	4-4
4.3.2	データベース運営管理への配慮	4-4
4.4	新データベースの基本設計	4-5
4.5	データベース・ユーザー教育	4-6
4.6	データベースの将来展開への提言	4-6
<b>第5章 電力需要予測</b>		
5.1	考え方	5-1
5.2	電力需要予測のための経済シナリオ	5-2
5.2.1	GDP実績	5-2
5.2.2	経済シナリオ	5-2
5.3	電力需要予測モデル	5-7
5.3.1	モデルのフロー	5-7
5.3.2	モデルの構造	5-9
5.4	電力需要予測	5-13
5.4.1	IEVによる需要予測	5-13
5.4.2	JICA調査団による需要予測	5-14
5.5	アジア諸国との比較	5-25
5.5.1	経済レベルと電力消費量	5-25
5.5.2	電力消費増加要因とGDP電力原単位	5-27
5.6	結論と勧告	5-28
<b>Part II 電力開発計画の策定とこれに含まれる個別事業の優先順位決定のための調査</b>		
<b>第6章 個別案件計画の見直しと評価</b>		
6.1	火力発電設備	6-3
6.1.1	電源開発計画地点	6-3
6.1.2	火力発電システムの技術評価	6-6
6.1.3	火力発電システムの経済評価	6-10
6.1.4	プロジェクトの運開可能年	6-11
6.1.5	評価	6-11
6.2	水力発電設備	6-14
6.2.1	電源開発計画	6-14
6.2.2	主要河川における新規水力開発計画の見直し	6-16
6.2.3	新規水力計画地点の評価	6-23
<b>第7章 発電用エネルギー資源の評価と分析</b>		
7.1	2010年に至るエネルギー資源の供給可能性に関する分析	7-1
7.1.1	石炭資源の供給可能性	7-1
7.1.2	天然ガス資源の供給可能性	7-3
7.1.3	石油製品の供給可能性	7-7
7.2	エネルギー資源の技術的、経済的分析	7-16
7.2.1	石炭資源の分析	7-16
7.2.2	天然ガス資源の分析	7-17
<b>第8章 電源開発計画</b>		
8.1	基本的な考え方	8-1
8.2	前提条件	8-3
8.2.1	電力需要想定	8-3
8.2.2	電源開発計画地点	8-4



8.2.3	500kV連系送電線	8-8
8.2.4	発電用燃料資源	8-8
8.2.5	その他の条件	8-10
8.3	シミュレーション計算	8-11
8.3.1	シミュレーション手法	8-11
8.3.2	検討ケース	8-11
8.4	シミュレーション計算結果	8-13
8.4.1	基本ケース	8-13
8.4.2	感度分析	8-22
8.4.3	ESPRITとWASPの比較	8-24
8.5	電力量(kWh) バランス	8-39
8.6	石炭及びガスの消費見通し	8-40

## 第9章 優先開発計画の選定

9.1	総費用面からの考察	9-1
9.1.1	シミュレーション結果	9-1
9.1.2	Son La水力開発における留意事項	9-2
9.2	発電運用面からの考察	9-2
9.3	発電用燃料資源面からの考察	9-4
9.4	環境面からの考察	9-5
9.4.1	火力発電開発計画	9-5
9.4.2	水力発電開発計画	9-5
9.5	感度分析による結果からの考察	9-7
9.5.1	電力需要が高い伸びを示すケース	9-8
9.5.2	供給信頼度基準の影響	9-8
9.5.3	Son La水力計画の開発時期が遅れた場合の影響	9-9
9.6	最適電源開発計画の選定	9-10

## 第10章 電力系統拡充計画

10.1	一般事項	10-1
10.2	ヴェトナムの電力系統拡充計画	10-1
10.3	電力系統計算	10-2
10.4	220kV 電力系統拡充へのコメント	10-3
10.5	500kV 電力系統拡充へのコメント	10-5
10.6	所要投資額の見積り	10-6

## Part III 電力開発計画の具体化にかかる基本政策及び戦略の提言

### 第11章 省エネ計画の検討と評価

11.1	火力発電所における省エネルギー	11-3
11.1.1	火力発電所の効率的運用	11-3
11.1.2	省エネルギーポテンシャルと目標	11-4
11.1.3	対策	11-7
11.2	送配電系統におけるエネルギー節減	11-9
11.2.1	送配電損失	11-9
11.2.2	省エネルギー・ポテンシャルと目標	11-10
11.2.3	対策	11-10
11.3	最終消費部門に於ける省エネルギー	11-13
11.3.1	電力消費構成と電力原単位	11-13
11.3.2	省エネルギー・ポテンシャルと目標	11-16
11.3.3	対策	11-17

### 第12章 環境保全計画

12.1	ヴェトナムにおける環境政策及び法体系	12-1
12.2	ヴェトナムの自然及び社会環境	12-3

12.3	水力発電プロジェクトにおける環境配慮の現状	12-5
12.3.1	Da川流域に関する事例調査	12-5
12.3.2	Dong Nai川流域に関する事例調査	12-9
12.4	火力発電プロジェクトにおける環境配慮の現状	12-10
12.4.1	Pha Lai 火力発電所に関する事例調査	12-11
12.4.2	Ninh Binh 火力発電所に関する事例調査	12-12
12.5	環境保全計画に関する助言	12-13
12.5.1	環境保全に係わる法規制等	12-14
12.5.2	環境影響評価	12-15
12.5.3	環境保全対策	12-17
<b>第13章 基本的な政策枠組みの策定</b>		
13.1	電気料金制度	13-1
13.1.1	電気料金設定の基本原則	13-1
13.1.2	発展途上国における通例	13-1
13.1.3	現行料金のレビュー	13-2
13.1.4	料金制度に関する改善点	13-2
13.1.5	将来への戦略	13-3
13.2	会計制度	13-8
13.2.1	新しい会計制度への移行	13-8
13.3	電気事業体制と人材育成	13-10
13.3.1	政府と電力会社の関係	13-10
13.3.2	EVN の経営管理	13-11
13.3.3	人材育成	13-12
13.4	地方電化	13-14
13.4.1	地方電化の現状	13-14
13.4.2	地方電化をめぐる諸問題	13-15
13.4.3	地方電化開発の概要	13-16
13.4.4	資金援助プログラムの策定	13-17
13.4.5	地方電化マスタープラン調査	13-18
13.4.6	地方電化促進のためのその他のプログラム	13-20
<b>第14章 電力開発投資計画の評価</b>		
14.1	電力セクターの再編	14-1
14.2	資金調達	14-3
14.3	電気料金	14-10
14.4	財務評価	14-17
<b>第15章 サポートング・プログラムの策定</b>		
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

補 追

## 表 一 覽

Table 2.1-1	Seven Ecological Zones in Viet Nam
Table 2.2-1	Area, Population (Urban and Rural) and Population Density by Zone
Table 2.2-2	Administrative Units by Region
Table 2.2-3	Area, Population (Urban and Rural) and Population Density by Region
Table 2.2-4	Gross Domestic Product (GDP) by Kind of Economic Activity 1991-1993
Table 2.2-5	Revenue and Expenditures of State Budget
Table 2.2-6	Trade Balance
Table 2.2-7	Historical Exchange Rate
Table 2.2-8	Retail Price Index
Table 2.2-9	External Debt
Table 2.3-1	Historical Change of Structure of Power Generation Sources
Table 2.3-2	Historical Performance of Coal Sale
Table 3.2-1	Consumption
Table 3.2-2	Generation
Table 3.2-3	Actual Interchanged Power
Table 3.2-4	Demand Structure in 1994
Table 3.2-5	Supply Capability of Existing Power Plants
Table 3.3-1	List of Generation Facilities
Table 3.3-2	Salient Features of Thermal Power Plants
Table 3.3-3	Operation Results of Main Thermal Power Plants
Table 3.3-4	Specification of Main Hydro Power Facilities
Table 3.3-5	Operation Results of Main Hydropower Plants
Table 3.4-1	Summary of Existing Transmission Lines (As of end-1994)
Table 3.4-2	List of Existing Substations (As of end-1994)
Table 3.4-3	Trend of Losses
Table 3.5-1	Hydro-Power Resources
Table 3.5-2	Coal Production & Coal Sale of Companies under MOE (in the period 1955 - 1994 certified figures)
Table 3.5-3	Clean Coal Production in Viet Nam
Table 5.2-1	Gross Domestic Product by Sector
Table 5.2-2	GDP and GDP Growth Rate by Scenario
Table 5.2-3	Per Capita GDP and Growth Rate by Scenario
Table 5.4-1	Summary of Forecasted Power Demand
Table 5.4-2	Summary of Forecasted Power Generation
Table 5.4-3	Summary of Forecasted Peak Load
Table 5.4-4	Summary of Power Demand by Sector (Whole Country)
Table 5.4-5	Summary of Power Demand by Region (Base Case)
Table 5.5-1	Results by Regression Analyses (GWh - GDP)
Table 5.5-2	Results by Regression Analysis (GWh/capita - GDP/capita)
Table 5.5-3	Per Capita Electric Power Consumption in given Period
Table 5.5-4	Increase of Power Consumption and Share of each Factor (Viet Nam)
Table 5.5-5	Forecast of Share of each Factor (Viet Nam)
Table 5.5-6	Increase of Power Consumption and Share of each Factor (ASEAN)
Table 5.5-7	Increase of Power Consumption and Share of each Factor

Table 6.1-1	Cost Estimation of Thermal Power Plants
Table 6.2-1	Specification of Hydro Power Projects
Table 6.2-2	Review about the Projects along the Da River
Table 6.2-3	Review about the Projects along the Sesan River
Table 6.2-4	Review about the Projects along the Dong Nai River
Table 6.2-5	Investment Cost of the Projects (1/2)
Table 6.2-6	Investment Cost of the Projects (2/2)
Table 6.2-7	Relation between Area at HWL and Compensation Cost
Table 6.2-8	Comparison on Environmental Factors between Son La (L) and Son La (S)
Table 6.2-9	Total Difference Investment Cost by JICA Team's Review
Table 6.2-10	Review of Construction Term
Table 6.2-11	Review of Interest during Construction
Table 6.2-12	Unit Cost of Alternative Thermal Power Plant
Table 6.2-13	Result of Assessment about the Reviewed Projects (under 24 and 8 hour operation)
Table 6.2-14	Comparison of the Projects along the Da River by Peak Operation
Table 6.2-15	Result of Assessment about the Projects (Under Varying Peak Operation Time)
Table 6.2-16	Result of the Ranking Study of the New Hydropower Projects in Viet Nam
Table 7.1-1	Coal Reserves in Viet Nam
Table 7.1-2	Quality and Reserves of Main Coal Mines in Viet Nam,
Table 7.1-3	Forecast of Coal Supply and Consumption
Table 7.1-4	Oil and Gas Production in Viet Nam
Table 7.1-5	Natural Gas Reserves in Viet Nam
Table 7.2-1	Coal Exploration Plan and Actual Result
Table 7.2-2	Capital Investment Plan in Coal Production Companies
Table 8.2-1	Demand Forecast by JICA at Generation End (Base Case)
Table 8.2-2	Projects to be commissioned before 2000
Table 8.2-3	Projects to be commissioned after 2001
Table 8.2-4	Alternative Plan of Son La and Huoi Quang Hydropower Projects
Table 8.2-5	Construction Schedule of Son La and Huoi Quang Hydropower Projects
Table 8.4-1	Total Cost for each Study Case
Table 8.4-2	Summary of PDP Case Study
Table 8.4-3	Power Development Scenarios (Whole Country)
Table 8.4-4	Summary of Investment for Generation
Table 8.4-5	Required Commissioning Year
Table 8.4-6	Energy Transfer and Power Source
Table 8.4-7	Total Cost in High Demand Case
Table 8.4-8	Total Cost Under Different LOLP
Table 8.4-9	Total Cost & EUE (1993-2013) Gas: Small, Demand: JICA (base)
Table 8.4-10	Comparison Wasp and Esprit
Table 8.5-1	Energy Mix, Case-SS/GL (Hydro: Normal condition)
Table 8.6-1	Annual Thermal Energy Generation & Fuel Consumption
Table 9.6-1	Overall Evaluation

Table 11-1	Energy Index 1990 of Electric Sector in Viet Nam
Table 11-2	Energy Index 1992 of Electric Sector in Asian Countries
Table 11.1-1	Energy Efficiency of Thermal Power Plant in Viet Nam
Table 11.3-1	Composition of Power Consumption in Industrial Sector (1992)
Table 11.3-2	Composition of Power Consumption in Residential Sector (1992)
Table 11.3-3	Distribution of Electricity Consumption by End Use in Thailand
Table 13.1-1	Electricity Tariff
Table 13.1-2	Electricity Prices
Table 13.2-1	Role Model of Government and Power Industry
Table 14.2-1	Power Sector Investment Requirements
Table 14.2-2	Composition of Foreign and Local Finance
Table 14.3-1	LRMC Based Electricity Price
Table 14.3-2	Electricity Price Forecast
Table 14.4-1	Financial Statements of EVN
Table 14.4-2	Financial Statements of PCs

## 图 一 覽

Figure 2.1-1	Ecological Zone and Administrative Unit in Viet Nam
Figure 2.1-2	Average Temperature (Degrees Centigrade)
Figure 2.1-3	Humidity (%)
Figure 2.1-4	Rainfall (mm)
Figure 2.2-1	Trend of Population (Million persons)
Figure 3.1-1	Organization Chart of MOE until the end of 1994
Figure 3.1-2	Organization Chart of MOE after the beginning of 1995
Figure 3.2-1	Monthly Peak and Daily Load Curve
Figure 3.3-1	Location of the Facilities
Figure 3.4-1	Existing 500/220 kV Power System Diagram
Figure 3.4-2	Location Map of Existing 500/220 kV Power System
Figure 5.2-1	Historical Trends of GDP in Viet Nam
Figure 5.2-2	Historical Trends of GDP and Power Demand
Figure 5.3-1	Flow Diagram for Power Demand Forecasting
Figure 5.4-1	Power Demand up to 2010 (Whole Country)
Figure 5.4-2	Power Demand by Region (Base Case)
Figure 5.4-3	Prefecture Electric Power Demand Forecast as 2010 (Base Case)
Figure 5.5-1	The Relationship between Power Consumption and GDP
Figure 5.5-2	The Relationship between per capita Consumption and Economic Level
Figure 5.5-3	Factor Change in End-Use Consumption
Figure 5.5-4	The Relationship between Electric Power Intensity and per capita GDP
Figure 6-1	Location of the Facilities
Figure 6.2-1	The Tendency of the Environmental Costs Estimated for the Candidate Hydropower Project
Figure 6.2-2	Model of Development Work Schedule
Figure 6.2-3	Relation between Peak Operation Time and B/C
Figure 7.1-1	Sedimentary Basins in Viet Nam
Figure 7.1-2(a)	Natural Gas Production and Consumption Forecast in South Viet Nam
Figure 7.1-2(b)	Forecast of Natural Gas Production in Viet Nam
Figure 7.1-3	Natural Gas Development Plan Viet Nam
Figure 7.2-1	PS Contract Oil and Gas Exploration Blocks in Offshore Viet Nam
Figure 7.2-2	Map of Basement Structure, Cuu Long Basin, Viet Nam
Figure 7.2-3	Bach Ho Field Structure Map
Figure 8.4-1	Peak Balance of Each Grid (Case SS/GS)
Figure 8.4-2	Energy Balance of Each Grid (Case SS/GS)
Figure 8.4-3	Peak Balance in all Viet Nam (Case SS/GS)
Figure 8.4-4	Energy Balance in all Viet Nam(Case SS/GS)
Figure 8.4-5	Energy Exchange Case-(4) SS/GS (Base Case)
Figure 8.4-6 (a)	Generation Dispatch (Nov. 2010, Case SS/GL)
Figure 8.4-6 (b)	Generation Dispatch (Nov. 2010, Case SL/GL)
Figure 8.4-6 (c)	Generation Dispatch (Feb. 2010, Case SS/GL)
Figure 8.4-6 (d)	Generation Dispatch (Feb. 2010, Case SL/GL)

- Figure 10.3-1 Northern 500/220 kV Power System
  - Figure 10.3-2 Northern Transmission System Map
  - Figure 10.3-3 Southern 500/220 kV Power System
  - Figure 10.3-4 Southern Transmission System Map
  - Figure 10.3-5 Central 500/220 kV Power System
  - Figure 10.3-6 Central Transmission System Map
  - Figure 10.3-7 Northern 110 kV Power System
  - Figure 10.3-8 Southern 110 kV Power System
  - Figure 10.3-9 Central 110 kV Power System
- 
- Figure 15.3-1 Work Flow of Son La Technical Study

## GLOSSARIES AND UNITS

### (i) AGENCIES

CCITT	: Consultative Committee of International Telephone and Telegraph
EPDC	: Electric Power Development Company Ltd.
EVN	: Electricity of Viet Nam
IEV	: Institute Energy of Viet Nam
IUCN	: International Union for the Conservation of Nature
JICA	: Japan International Cooperation Agency
MOE	: Ministry of Energy
MOSRE	: Ministry of Science, Technology and Environment
NEA	: National Environmental Agency
PC	: Power Company
PVN	: Petro Viet Nam
SCS	: State Committee for Science
SIDA	: Swedish International Development Authority
UNDP	: United Nations Development Program
UNEP	: United Nations Environmental Program
WB	: World Bank

### (ii) TERMS

AIC	: Average Incremental Cost
B/C	: Benefit Cost Ratio
BOT	: Built, Operation and Transfer
CA	: Catchment Area
CRF	: Capital Recovery Factor
DSM	: Demand Side Management
EIA	: Environmental Impact Assessment
EIS	: Environmental Impact Study
ESPRIT	: EPDC's System Planning package Reflecting Interconnections and Transactions
EUE	: Expectation Unserved Energy



FC	: Foreign Currency
HWL	: High Water Level
IP	: Implementation Program
LA	: Loan Agreement
LC	: Local Currency
LNG	: Liquid Natural Gas
LOLP	: Loss of Load Probability
LPG	: Liquid Petroleum Gas
LRMC	: Long Run Marginal Cost
LWL	: Low Water Level
MC	: Marginal Cost
NMP	: Net Material Product
NOx	: Nitrogen Oxide
NPESD	: Viet Nam National Plan for Environment and Sustainable Development
O&M	: Operation and Maintenance
ODA	: Official Development Assistance
PDP	: Power Development Plan
QC	: Quality Control
RE	: Rural Electrification
ROR	: Rate of Return
S/W	: Scope of Work
SCADA	: Supervisory Control And Data Acquisition System
SNA	: System of National Account
SOx	: Sulfur Oxidation
T&D	: Transmission and Distribution
TOE	: Ton Oil Equivalent
TOU	: Time of Use
WASP	: Wien Automatic System Planning Package

(iii) UNITS

bps	:	bor per second
BTU	:	British Thermal Unit
mm	:	Millimeter
cm	:	Centimeter
m	:	Meter
km	:	Kilometer
mm <sup>2</sup>	:	Square millimeter
cm <sup>2</sup>	:	Square centimeter
m <sup>2</sup>	:	Square meter
km <sup>2</sup>	:	Square kilometer
kg	:	Kilogram
t	:	Metric ton
m <sup>3</sup>	:	Cubic meter
m <sup>3</sup> /s	:	Cubic meter per second
MCM	:	Thousands of circular mils (for transmission line)
kV	:	Kilovolt
kVA	:	Kilovolt-Ampere
MVA	:	Megavolt-Ampere
kW	:	Kilowatt
kWh	:	Kilowatt hour
MW	:	Megawatt = 10 <sup>3</sup> kW
MWh	:	Megawatt hour = 10 <sup>3</sup> kWh
GW	:	Gigawatt = 10 <sup>3</sup> MW
GWh	:	Gigawatt hour = 10 <sup>3</sup> MWh
rpm	:	Revolutions per minutes
Hz	:	Hertz (cycles per second)
EL	:	Elevation

## 結論と勧告



## 結論と勧告

### 1. 結論

#### (1) 電力需要

- (a) 需要予測計算に必要な経済シナリオについては、北部、中部および南部の地域別、需要セクター別にロー、ベース、ハイの3ケースを設定した。ベース・ケースにおけるGDPの見通しは2000年で現在の約2倍の316億米ドル、2010年で約4倍の711億ドルになる(1989年固定価格)。1993~2010年のGDP年平均成長率は8~9%である。
- (b) この経済シナリオ(ベース・ケース)に基づくと、ヴィエトナムの電力需要は1993年の8,007GWhから2000年に18,631GWh(1993年値の2.3倍)、2010年に55,948GWh(1993年値の約7倍)に達する。発電電力量は、1993年の10,729GWhから2000年に23,289GWh(1993年値の2.2倍)、2010年に66,600GWh(1993年値の6.2倍)に達する。
- (c) 最大負荷は、1993年の2,083MWから2000年に4,526MW(1993年値の2.2倍)、2010年に12,550MW(1993年の6.0倍)になる。

#### (2) 電源開発計画の策定と連系送電線

- (a) 電源開発計画の策定に先立ち、個別案件(水力と火力)の評価と一次エネルギー資源(石炭と天然ガス)の開発ポテンシャルを検討した。電源開発計画の策定に際しては、Son La水力計画の開発規模(3,600MWと2,400MW)と天然ガス生産量の資源制約(大と小)の組合せからなる4シナリオを基本ケースとした。また、Son La水力計画の重要性を検証するために、同計画を開発しない場合のシナリオについても検討を加えた。
- (b) 最適電源開発計画を策定する評価基準として、
- 1) 最小費用法による経済性
  - 2) 発電運用面
  - 3) 発電用燃料資源の制約
  - 4) 社会環境配慮
- 等を考慮した。総合評価の結果、結論は下記の通りである。

- Son La水力計画は開発することが望ましい。
  - 現時点で推奨し得る最適電源開発計画は、発電用燃料の天然ガスを随伴ガスに限定するガス生産量（小）とSon La開発規模（2,400MW）を組み合わせたシナリオである。
  - 経済性の観点から評価すると、Son La開発規模（2,400MW）とガス生産量（大）のシナリオが最も望ましい。従って、非随伴ガスの開発に見通しがつけば同シナリオを指向することにより経済性は向上する。
- (c) 1994年に運開した南北500kV連系送電線の送電容量は700MWである。
- 2000年代前半に中部地域の水力発電所の電力を南部へ送電するため新たに500kV 1回線を別ルートで計画した。その結果、中部から南部への合計送電容量は最大で1,500MWに増大し、水力と火力が一体となる経済的な系統運用が可能になる。

### (3) 電力投資計画

- (a) 投資計画期間（1994年から2010年）の総電力投資額（電源+送配電）は230億2,500万米ドルと計上された。電気事業法人は、発送電を管轄するヴィエトナム電力公社（EVN）と配電会社（5社）に大別される。電力公社と配電会社の総投資額は、それぞれ161億3,200万米ドル、68億9,300万米ドルになる。
- 総投資額（230億2,500万米ドル）に占める外貨調達額は約142億2,600万米ドル、残りは内貨で約88億米ドルになる。
- (b) 巨額の資金需要に対し、外貨の調達は公的融資金、内貨は国内長期資金、政府資金そして電気事業法人の自己資金である。配電会社はその収益規模、債務返済能力を考慮に入れ、総資金調達額（68億9,300万米ドル）の約21%に相当する14億4,300万米ドルを政府資金からの調達と想定した。

## 2. 勧告

### (1) 緊急性を要する水力開発調査

(a) 本調査で策定した最適電源開発の実施計画に鑑み、全国18箇地点の新規水力計画案のうち特に経済性指標(B/C)が高いと評価されたDa川水系のSon La水力とSesan川水系のPlei Krong, Thuong Kontum, Sesan 3, Sesan 4 各水力に係る水力開発調査は緊急性を要する。

(b) Son La水力計画は、最小費用法による検討では小規模開発が望ましいとの結果が得られたが、その開発規模については、環境影響評価(EIA)により社会環境配慮(水没地の住民移転計画・補償費用の詳査・自然環境保護対策等)を明確にするとともに早急にフィージビリティ調査(F/S)を実施したうえで決定することを勧告する。

(c) 現在、Sesan川水系の水力計画は、建設中のYalyを除き4地点あるが、これらの計画の調査は初期の段階に留まっている。

しかしながら、いずれの計画地点もその経済性は有望とみられ、2000年代の前半に運開が期待されている。これら4計画地点については開発時期や地域に及ぼす便益が最大となるよう総合的な開発計画を得るため、マスター・プラン(M/P)を早急に策定することを勧告する。

(d) Son La水力計画のF/S及びSesan川水系のM/Pは1996年に着手することを勧告する。

### (2) データの収集体制と電力統計の確立

(a) データの整備と収集体制の確立は、電力需要予測の分析、運転保守の合理的な管理、資金管理に不可欠である。

(b) 電力統計の作成はコンピュータ化することにより迅速化・正確化が期待される。このためには、データ収集と入力体制を整備し、何らかの法的な規制が必要である。エネルギー省の下に電力統計局を設置することを勧告する。

### (3) 石炭の増産

(a) ガスの生産量が小規模(発電用燃料の天然ガスが随伴ガスに限定される)の場合、2010年における発電部門の石炭消費量はSon La(小)のシナリオで約880万トンと

推定される。

- (b) 現在の精炭生産能力（800万トン／年）を考慮に入れると、石炭の増産が必要となる。他セクターの国内石炭需要と輸出需要を充分検討して石炭増産計画を策定することを勧告する。

#### (4) 民営化の促進と資金調達

- (a) 巨額の電力投資資金需要に対し、必ずしも想定した資金源（ODA、国内長期資金、政府資金）で100%調達される保証はない。

従って、プロジェクト・ファイナンスの形で民間資金を導入する手段は、プロジェクトの遅延なき実施に貢献する。

- (b) 過去に実施されたプロジェクト・ファイナンスの教訓を十分に活かし、ベトナム側に同ファイナンスに係る知識・経験を技術移転することを勧告する。民営化の促進はBVNの債務負担軽減に貢献する。



# 第 1 章 序 論

# 第1章 序論

## 目次

	頁
1.1 調査の背景 .....	1-1
1.2 調査の目的、対象地域、本報告書の構成 .....	1-2
1.2.1 調査の目的 .....	1-2
1.2.2 調査対象地域 .....	1-2
1.2.3 本報告書の構成 .....	1-2
1.3 現地調査 .....	1-4
1.4 関係者リスト .....	1-5
1.5 機材の供与 .....	1-6
1.6 カウンターパートへの技術移転 .....	1-6

## 第1章 序 論

ベトナム社会主義共和国（以下「ベトナム国」という。）政府の要請に応じ、日本国政府は1993年5月、ベトナム国政府と“全国電力開発計画調査”の実施に関する協定を締結した。この協定に基づき、国際協力事業団とエネルギー省の双方は1993年8月、調査において実施されるべき業務内容を記載する“業務範囲に関する協定書”に署名した。

国際協力事業団は、1993年12月、電源開発(株)および(株)日本エネルギー経済研究所とから成る共同企業体と本調査の実施に関する契約を締結した。

### 1.1 調査の背景

ベトナム国の経済は、1986年のドイモイ（刷新）政策導入以来、高い成長を続けている。この高い経済成長に伴い、国の電力需要は1992年まで年平均 7.3%と着実な伸び率を示してきており、この傾向は国の経済成長が持続するのに従い継続すると期待されている。このような状況の中で電力供給力の重要性に鑑み、ベトナム政府は国家の発展計画の中でも電源開発計画を最重要事項の1つと位置づけて、電力供給力の拡充に対し、重点的な努力を傾けている。

ベトナムの電力供給体制は、北部、中部、南部の3地域に分けて行われているが、電力需給状況は各地域により大きく異なっている。1993年時点では南部は大きな需要にもかかわらず、供給力は十分ではない。特に水力の供給力が低下する乾季においてそれが顕著である。これに対し、北部は大水力発電所の運転開始に伴い、供給力は過剰となりつつあり、これにつれて既設石炭火力発電所の稼働率は低下しつつある。中部は電化そのものがまだ不十分であり、電力需要という面ではその値は3地域の中で最も低い。電力供給力も不十分であり、北部および南部からの買電によりその供給力を賄っている。

ベトナム政府は、安定した電力供給の実現、電力供給効率の改善、各地域における電力需給の不均衡の是正、地方電化の推進等に傾注しており、“2000年を展望する1995年までの長期電力開発計画”にもこれらを反映させている。

しかし、ベトナム政府は1996年以降の電源開発計画に対する基本方針はまだ不明確であり、国際協力事業団で行う“全国電力開発計画調査”を通じて近年その重要性を指摘されつつある、環境面への配慮、電力系統設備の安定的運用、電気事業の運営、人

的資源の開発、等の要因をも勘案した長期計画を策定する意向を有している。

それまでの長期電源開発計画は旧ソ連の技術的方式に基づいて策定されていたことから本調査の実施による技術移転を通じて、カウンターパート関係者に対する貢献が期待される点に大きな意義があると考えられる。

## 1.2 調査の目的、対象地域、本報告書の構成

### 1.2.1 調査の目的

本調査の目的は、現地作業および国内作業を実施して、1996年から2010年までのベトナム全土における電源開発計画を策定することにある。

また、本調査の終了後も先方カウンターパートが類似調査を独自で行い、計画を進めていけるように、本調査団とベトナム側カウンターパートの共同作業を通じて当該分野に係る技術移転を行い、ベトナム側の電源開発計画の策定能力を向上させる。

### 1.2.2 調査対象地域

ベトナム国全土

### 1.2.3 本報告書の構成

#### (I) [Part I] データベース・システム及び電力需要予測

##### (a) 電源開発計画策定に必要なデータベースの確立

- 1) 電力需給
- 2) エネルギー資源
- 3) 送配電網
- 4) 資金需要と調達
- 5) 電力供給事業者（民間セクター含む）

##### (b) 電力セクターの需要予測モデル及び需給分析

- 1) 需要予測モデルの構築
- 2) 電力需要の分析
  - 電源開発計画策定に係るマクロ経済フレームの見直し、評価及び将来予測
  - セクター別需要予測

3) 予測手法と需給分析モデルの改善

— 手法及びモデルの改善

— 手法及びモデルの試験及び修正

(2) [Part II] 電力開発計画の策定とこれに含まれる個別事業の優先順位決定のための調査

- (a) 火力発電計画地点（第3次電源開発計画 1992年～2000年）の見直しと評価
- (b) 2000年以降に運開予定の火力発電計画地点の評価
- (c) 水力発電計画地点の見直しと評価（建設費用の見直しと水没地補償費の推定）
- (d) 2000年以降に運開予定の水力発電計画地点の評価（案件別ランキング評価）
- (e) 電力供給用エネルギー資源の見直しと評価
- (f) 電源開発計画代替シナリオの策定
- (g) 代替案の評価及び最適計画の選定

(3) [Part III] 電力開発計画の具体化にかかる基本政策及び戦略の提言

- (a) 省エネルギー計画の検討と評価
- (b) 環境保全計画の検討
- (c) 基本政策の確立
  - 電力料金
  - 会計システム
  - 組織改革
  - 地方電化
- (d) 電力部門の投資計画の見直しと評価
- (e) 戦略及び政策実施のためのサポーティングプログラムの策定

### 1.3 現地調査

この調査は、1993年12月から1995年8月までの期間であり、JICA調査団のヴェトナムにおける活動は以下の通りである。

(1) 第1次現地調査（1993年12月19日～27日）

インセプション・レポート(案)を基に調査日程及び調査方法の説明の実施。現地調査及び資料収集。

(2) 第2次現地調査（1994年3月8日～25日）

エネルギー省（MOE）、ヴェトナム・エネルギー研究所（IEV）、電力会社（PC1、PC2）、及び電力調査、設計会社（PIDC1、PIDC2）への調査方法についての説明、現地調査及び調査に関連する資料の収集。

(3) 第3次現地調査（1994年7月4日～8月2日）

MOE、IEV、PC1、PIDC1ならびにPC2、PIDC2、PC3 へのプロGRESS・レポート I (案)の説明、南部、中部の現地調査及び関連資料収集。

(4) 第4次現地調査（1994年9月19日～10月18日）

インテリムレポートへ向けてのデータベースの構築・電源開発計画の策定及び需要予測手法の説明の実施、現地調査及び関連資料収集。

(5) 第5次現地調査（1995年1月8日～1月28日）

IEVへのインテリム・レポートの提出及び説明、Steering Group及びIEVへのインテリムレポートによるプレゼンテーションの実施、北部及び南部への現地調査、関連資料収集。

(6) 第6次現地調査（1995年3月5日～28日）

BVN及びIEVを含むMOBへのプロGRESS・レポート II によるプレゼンテーションの実施。

(7) 第7次現地調査 (1995年7月24日～8月13日)

IEVとEVNを含むSteering Groupへのドラフト・ファイナルレポートの説明の実施。

1.4 関係者リスト

下記に関係者リストを記す。

なお、ヴィエトナム側は当調査のために、MOEを主体とするSteering GroupとカウンターパートであるIEVを主体とするWorking Groupを編成した。

(1) Steering Group

Mr. Le Liem	Vice Minister of MOE, Leader of Steering Group
Dr. Tran Quoc Cuong	Director of IEV, Permanent Member
Mr. Pham Van Vy	Director of Economic and Planning Department, MOE Member
Mr. Nguyen Si Phong	Director of International cooperation Department, MOE Member
Mr. Pham Tien Ba	Director of Technical and Science Department
Director of PC1	Member
Director of PC2	Member
Director of PC3	Member
Director of PIDC1	Member
Director of PIDC2	Member

(2) Working Group

Dr. Tran Quoc Cuong	Director of IEV and Management of Project
Dr. Nguyen Vanh Hien	Chief of Electric Power System Department
Dr. Pham Dinh Thai	Chief of Energy Demand Forecast Department
Dr. Pham Khanh Toan	Chief of International Cooperation Department
Mr. Nguyen Kinh Luan	Chief of Thermal-Electric Engineering Department
Dr. Nguyen Viet Thanh	Chief of Energy Economic Department
Mr. Ha Tien Luy	Chief of Hydro Power Department
Dr. Nguyen Van Hanh	Chief of Technical Department

### (3) JICA調査団

小山 隆平	調査団長/電源開発計画
福島 篤	副調査団長/電力モデル分析(需要)
藤内 利正	電力需給分析
前田 英次郎	データベース・システム分析(供給)
間宮 輝	火力発電計画
村重 宏	水力発電計画
塚原 澄雄	系統計画
鈴木 昭男	電源開発モデル
大滝 克彦	電気事業制度・組織分析
大野 良三	環境配慮計画
神原 達	エネルギー資源評価
多田 宗則	経済分析
森下 英明	業務調整

### 1.5 機材の供与

本調査においてコンピュータによるデータベースの構築及び需要予測を推進する為、機材及び書籍がJICAからIEVへ供与された。機材及び書籍のリストは付録を参照のこと。

### 1.6 カウンターパートへの技術移転

カウンターパートへの技術移転を下記の通り実施した。

カウンターパート		期 間
Mr. Nguyen Viet Thanh Mr. Nguyen Van Vy	経済分析 電気技師	平成6年10月11日 ～11月9日(30日間)
Mr. Nguyen Dan Dien Mr. Tran Manh Hung	電気技師 電気技師	平成7年9月5日 ～9月27日(23日間)



## 第2章 ヴィエトナム社会主義共和国の概要

## 第2章 ヴィエトナム社会主義共和国の概要

### 目 次

	頁
2.1 ヴィエトナム国の概要 .....	2 - 1
2.1.1 地 勢 .....	2 - 1
2.1.2 気 候 .....	2 - 1
2.1.3 政治体制 .....	2 - 2
2.2 経 済 .....	2 - 8
2.2.1 地方行政と人口 .....	2 - 8
2.2.2 国内総生産(GDP) と国民1人当りのGDP .....	2 - 8
2.2.3 財政、貿易、為替レート、物価指数 .....	2 - 9
2.2.4 対外債務 .....	2 - 10
2.3 電源開発政策 .....	2 - 15
2.3.1 電 源 .....	2 - 15
2.3.2 エネルギー・セクターに依存する電力セクター .....	2 - 16
2.3.3 組織・制度改革 .....	2 - 17

## 第2章 ヴィエトナム社会主義共和国の概要

### 2.1 ヴィエトナム国の概要

#### 2.1.1 地 勢

国土面積 331,111km<sup>2</sup>を有するヴィエトナム国は、北は中華人民共和国、西はカンボジア及びラオス人民共和国、そして南東は東シナ海に囲まれている。国土は、北緯8度30分と23度23分、そして東経102度10分と108度50分の間位置する。

インドシナ半島の東側にあるヴィエトナム国は南北に長く東西間の距離が短い地理上の特徴が顕著である。南北は、直線距離でおよそ1,650km、海岸線の総距離は3,260kmにも及ぶ。一方、東西間の距離は最も長い所で北部600km、最短は中部の50kmである。

南北に長く且つ起伏に富む地形をもつヴィエトナム国は、以下に示す7つのゾーン(地域)に区分できる。地域別の土地利用状況はTable 2.1-1である。

国土の土地利用形態はゾーンによって異なる。Figure 2.1-1に上表のゾーン区分及び省分布を示す。北部では海岸平野部が肥沃な紅河デルタ平原(総面積12,500km<sup>2</sup>)に広がっている。デルタの約58%は農地である。人口密度は高く首都のハノイ市は紅河デルタにある。南部では海岸平野部がメコンデルタ(39,600km<sup>2</sup>)に広がっている。同デルタ地区の約62%は農地である。中部山岳地区は森林が多く同地区の約60%にも及ぶ。全国で見ると国土の約半分が作物及び木材生産等の農業に利用されていることがわかる。

#### 2.1.2 気 候

アジア季節風気候帯に属するヴィエトナムは地域によって気候条件が異なり、南部は熱帯、北部は亜熱帯気候条件を有する。北部の山岳地区は気温及び湿度とも低く、一方北部から中部に広がる平地は湿潤熱帯気候、そして南部の平地は熱帯季節風気候である。

雨季は5月から10月、乾季は11月から4月までの期間である。乾季でもヴィエトナム中部では雨量が12月から1月にかけて比較的豊富で、これは東シナ海からの季節風がもたらす湿気が原因である。フィリピンから来襲する台風は東シナ海を西方に移動し、ヴィエトナムに上陸する場合、南部のメコンデルタ地帯に上陸せず、北緯14度以

北を通過する。ヴィエトナム主要都市（ハノイ市、ダナン市、ホーチミン市）における月別の気温、湿度そして雨量のデータを Figure 2.1-2~4 に示す。

### 2.1.3 政治体制

ヴィエトナム憲法は1992年4月に開催された人民大会において改正され、新憲法は同年4月18日に公布された。改正の骨子は、1986年12月に共産党大会で決議し、それ以降実施してきたドイモイに係る政策に関し、それらの法制度上における位置付けを再確認している。

新憲法は共産党の指導性を改めて確認し、国家と共産党の分離、そして三権分立を明記している。また従来の中央計画経済から市場経済への移行が確認されている。市場経済への転換に際し、資本主義国の市場政策である資産の私有、外国資本の非国有化率を確認している。土地の所有権は基本的に国家に帰属しているが、長期間の所有、相続そして土地利用の移転は個人及び民間会社に認められている。

ドイモイ経済分野で1) 国内経済の自由化政策、2) 解放政策、の2つの主要目的を掲げている。経済改革プログラムは1986年に始まり1989年に促進された。以下に主な改革案を列記する。

- 長期土地保有権の付与。個人（自営）農家の育成。
- 民営化（民間セクター育成）の導入。
- 国営企業の自立。政府補助金の段階的解消及び競争政策の導入。
- 価格統制の撤廃。需要メカニズムに委ねる市場経済の育成。
- 公定幣価の切下げ。
- 貿易の自由化と輸出主導型経済成長。
- 外国投資の促進。
- 均衡財政政策、税収増大、貯蓄奨励、物価抑制。
- 新憲法で採択されている民主化と所有権の確立。

**Table 2.1-1 Seven Ecological Zones in Viet Nam**

Zone	Area (km <sup>2</sup> )	% of each land use in area				Unused	Total
		Agriculture	Forestry	Habitant	Others		
1) North Highlands and Midlands	102,965	13	21	2	2	62	100
2) Red River Delta	12,511	58	4	7	14	17	100
3) North Central Coast	51,188	14	33	2	3	48	100
4) South Central Coast	45,876	12	32	1	3	52	100
5) Central Highlands	55,569	8	60	1	1	30	100
6) North East Southland	23,451	34	24	5	5	32	100
7) Mekong River Delta	39,551	62	9	5	4	20	100
Total	331,111	21	29	2	3	45	100

Source : Statistical Data on Labor and Social Affairs 1992

Remarks : "Unused" consists of mountains, water ponds and others.



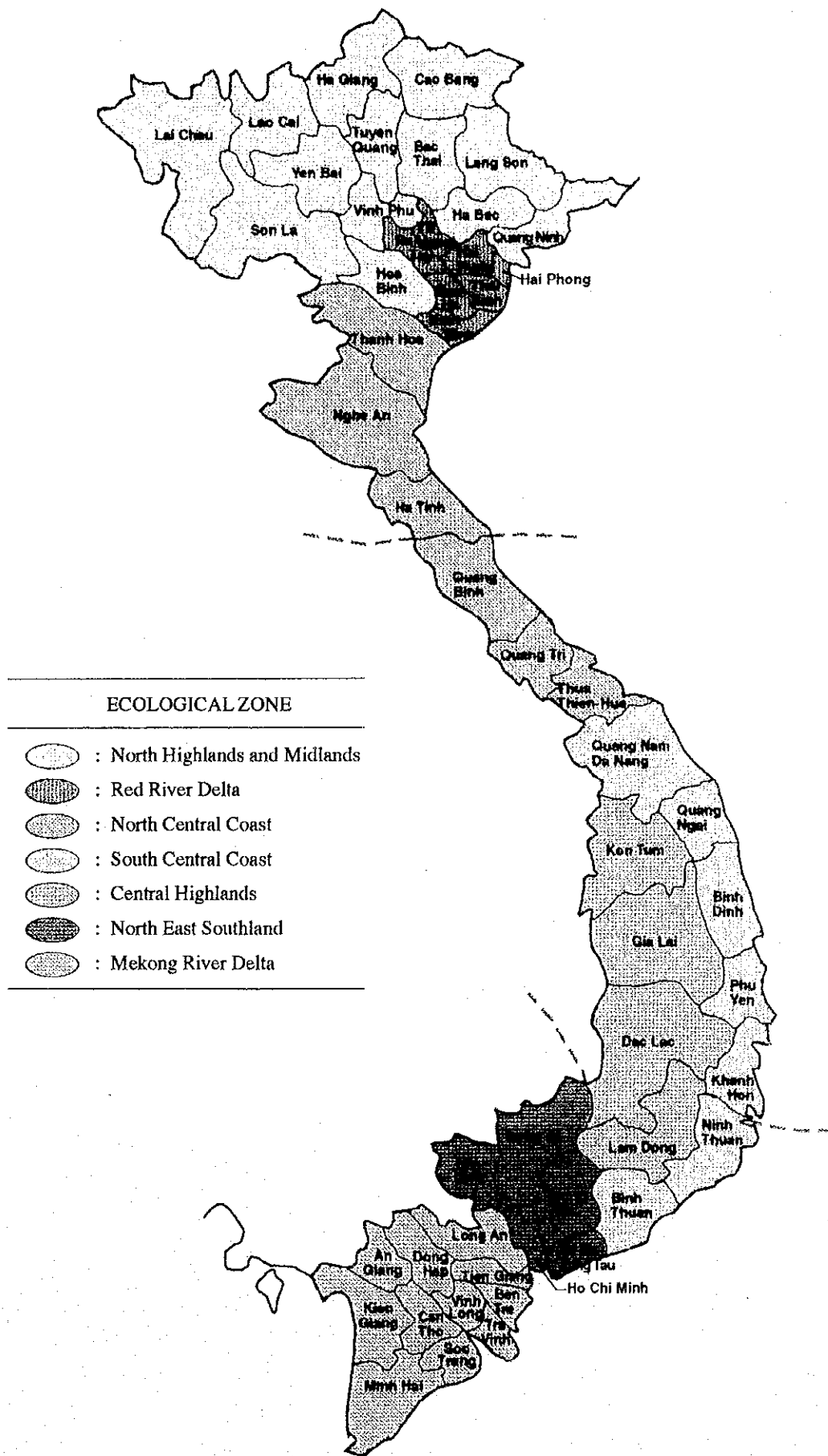


Figure 2.1-1 Ecological Zone and Administrative Unit in Viet Nam

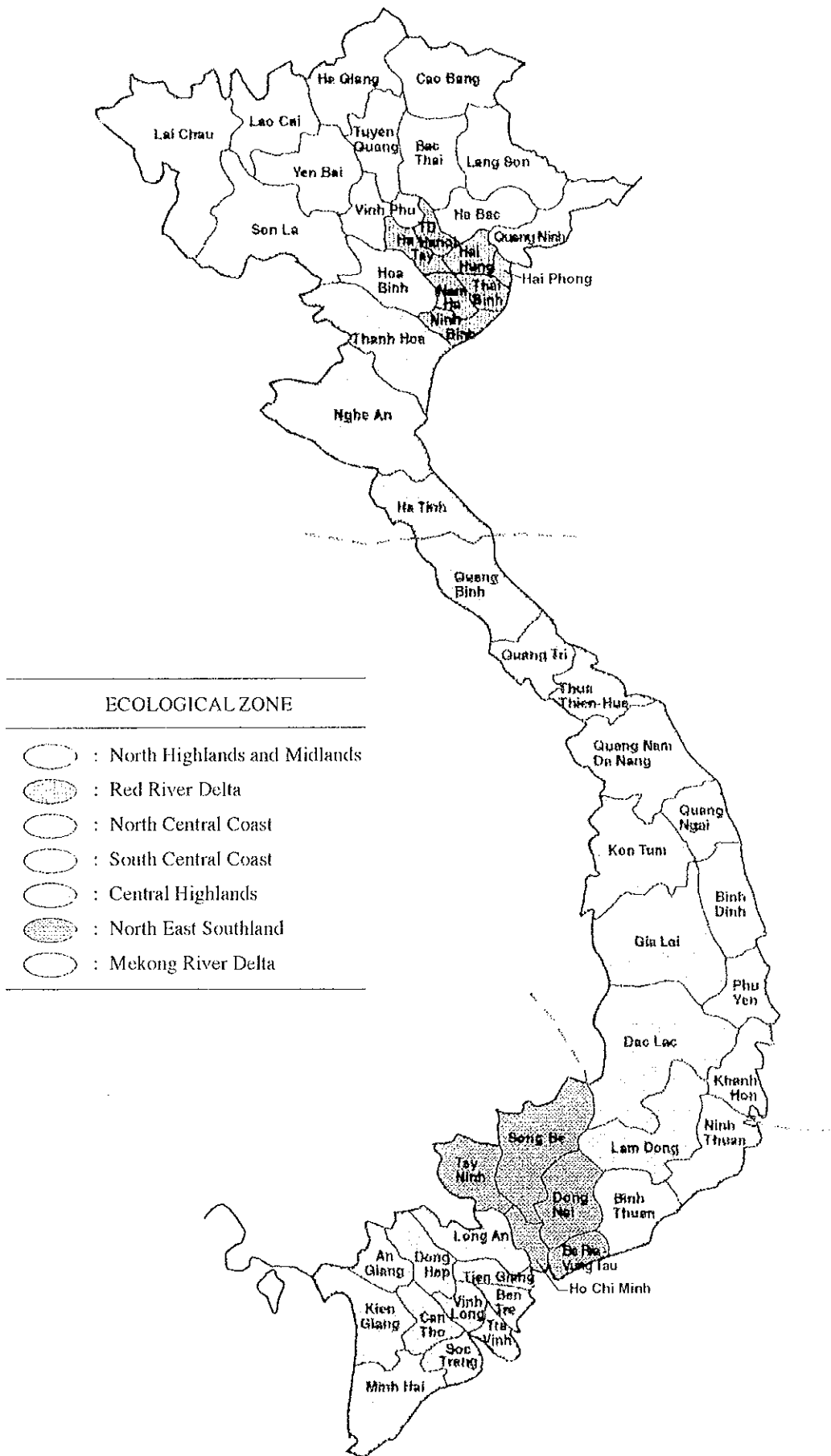


Figure 2.1-1 Ecological Zone and Administrative Unit in Viet Nam





Figure 2.1-2 Average Temperature (Degrees Centigrade)

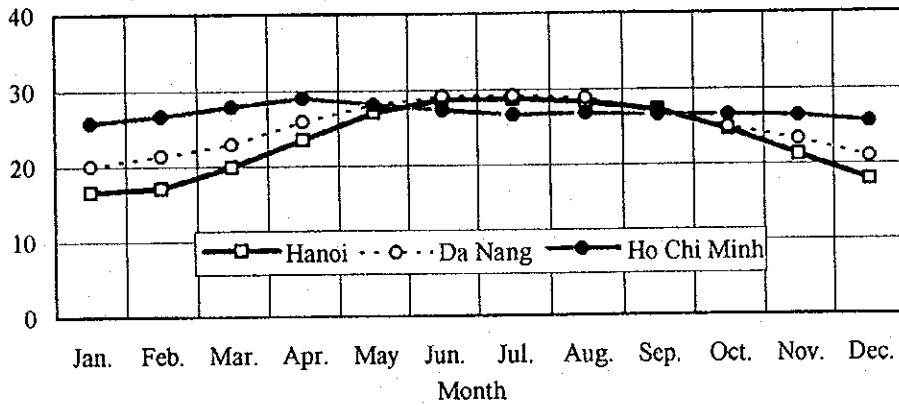


Figure 2.1-3 Humidity (%)

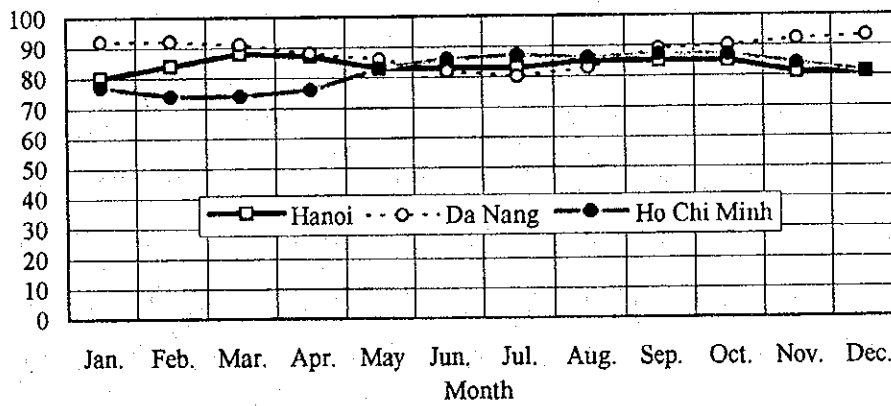
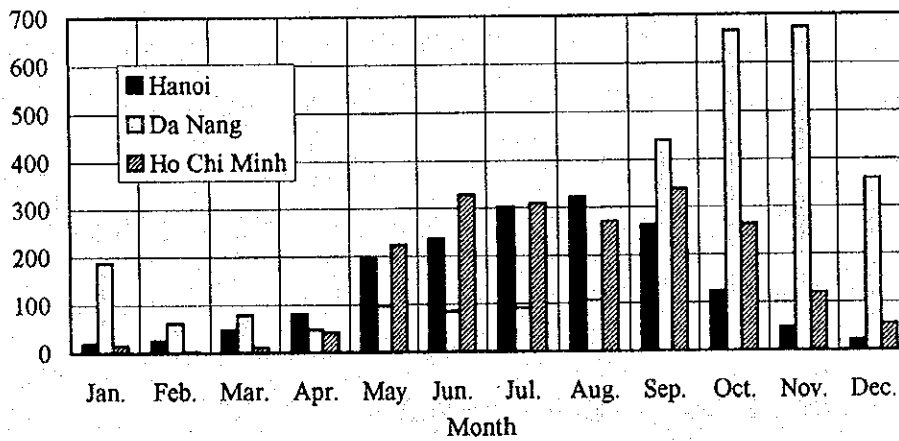


Figure 2.1-4 Rainfall (mm)



## 2.2 経 済

### 2.2.1 地方行政と人口

1991年12月、地方行政システムの再編過程で、行政改革で一度合併した省が国会の議決に基づいて再分割されている。Figure 2.1-1 に示すようにベトナムは7つのゾーン（地区）と53省で構成されている。Table 2.2-1 は1993年の人口密度、都市、農村人口をゾーン（地区）別に示している。

全国の推定総人口は1993年時点でおおよそ 6,990万人で、人口密度の全国平均は1 km<sup>2</sup>当たり 211人である。人口密度は地区によって異なり、紅河デルタ地区では最も多い1,100人/km<sup>2</sup>で全国平均値の約5倍に相当する。

総人口の約20%は都市部、残りの80%は農村部に居住している。南部平野部の都市人口比率は最も高く（46%）、ホーチミン市はこの地区にある。他地区は農村人口が多い。

本調査では、国土を北部、中部、そして南部の3地域に分割している。3地域の地域は3つの旧電力会社の管轄区域に基づいている。Figure 2.1-1 に示す点線は3地域の境界線をしめす。Table 2.2-2 に省名を地域別に示してある。省数は北部で23、中部で11、そして南部で19である。Table 2.2-3 は面積、人口（都市と農村）と人口密度を地域別に示している。北部地域は最も広く国土の45%に相当し、総人口の約47%がこの地域に集中している。南部地域は中部に比べ面積は小さいが、人口は約2倍である。南部地域の都市人口構成比は最も高く26%である。

人口成長率は、1980年から85年までの期間は年平均で 2.2%、85年から90年では2%であった。Figure 2.2-1 に人口成長率の経年変化を示す。

ベトナム国民は種々の民族で構成されている。Kin族は最も多く総人口の80%から90%に相当する。他は中国人（ホーチミン市のShuron地区に集中）、メコン川流域に居住しているKumer族（おおよそ75万人）、そして山岳地帯に居住する55の少数民族である。少数民族の中で Thais, Mans, Meos, Roros はトンチン山岳地区、Moisは南部高地、Chumsは中部海岸平野部にそれぞれ居住している。

### 2.2.2 国内総生産（GDP）と国民1人当りのGDP

ベトナム経済は、1990年の景気後退を境に前年（89年）に達成した経済成長率（8.9%）から90年には 5.1%まで下降した。その後、経済成長率は91年（6.0%）、

92年（8.6%）、93年（8.1%）と回復基調を取り戻している。この期間（91～93年）のセクター別成長率を見ると建設部門（14.6%）、工業部門（13.4%）、金融サービス部門（13.6%）が顕著である。一方、伝統部門の農業セクターは僅か5.5%の成長率に留まっている。農業セクターはセクター別GDP（名目）の構成比率でも下降傾向で、91年には39.5%であったが93年には29.3%まで下がっている。Table 2.2-4 にGDPと成長率を示す。

ベトナム国は従来の中央計画経済から混合経済（国有企業と民間セクターの並立）への移行過程の真っ只中にある。社会主義国で採用されていた旧国民経済計算システム（計算の対象は生産セクターに限定され、会計基準の細目は西側のそれとかなり異なる）は役目を終え、現在は国連の新国民経済計算システム（SNA）を採用している。しかし、新・旧の計算システムは会計細目で異なるため、経年変化のデータの整合性は一貫性を欠き、特に付加価値はデータとしての信頼性に欠ける。地域別の付加価値である国内地域総生産もこの問題から逃れることができない。従って、地域別（北部、中部、南部）GDPを算定することはかなり難しい。本調査では旧システムで計算された省別のデータを参照し、1990年時点のGDPの地域別構成比を推定した。結果は以下の通りである。

（単位：%）

北部	中部	南部
35.6	11.0	53.4

1993年の国民1人当たりのGDPは1,953,000ドン（約180米ドル）で、これは近隣諸国の1人当たりGDP（タイの1,800米ドル、インドネシアの680米ドル、フィリピンの820米ドル、そしてマレーシアの2,960米ドル）に比べ低い。

### 2.2.3 財政、貿易、為替レート、物価指数

ベトナムの財政は典型的な歳出超過で、過去89年から92年までの出超の対GDP比は7%から21%の範囲であった。歳入額は低く、歳入の対GDP比は1992年で15.2%であった。Table 2.2-5 に示すように歳出超過は91年の1兆6,480億ドンから3兆8,450億ドンに増加している。

輸出は89年の19億4,600万米ドルから92年の25億8,100万米ドルに増加しているが、

輸入は89年に25億6,600万米ドル、92年に25億4,100万米ドルと横ばいで、結果的に92年の貿易収支は僅かに黒字となった。しかし、93年に収支は4億4,400万米ドルの赤字に転じた。Table 2.2-6 に貿易統計を示す。主要な輸出産品は米と原油である。

1989年に公定為替レートは統一され幣価切下げが実施された。それ以降、幣価は変動為替レートで切下げの傾向にある。最近の為替レートは、対米ドルで10,000から14,000ドンの範囲で推移している。Table 2.2-7 為替レートの経年変化を示す。

物価は1980年代は年率で100%以上の上昇率であったが、1989年に実施された行財政改革以降、物価上昇率は先ず2ケタになり1992年には14.4%まで下降した (Table 2.2-8 を参照)。

#### 2.2.4 対外債務

Table 2.2-9 に示すように、旧コメコン諸国及び西側諸国に対する債務残高は1992年時点で約179億米ドルと推定される。ヴェトナムの93年GDP (136兆5,710億米ドル) を同年平均レート (1米ドル=10,810ドン) で換算するとおよそ126億米ドルとなり、対外債務残高の対GDP比は142%で、この数字 (比率) は非常に大きい。最も、旧コメコン諸国への返済は商品返済が多く、交換可能外貨の債務は約40億米ドルと報告されている。1993年11月に開催されたパリ・クラブにおいて公的債務のうち50%を帳消し、または繰り延べとすることが合意されている。

**Table 2.2-1 Area, Population (Urban and Rural) and Population Density by Zone**

	Area (km <sup>2</sup> )	Population (thousands)	Population Density (pers/km <sup>2</sup> )	Urban Population		Rural Population	
				(thousands)	(%)	(thousands)	(%)
1. North Mountain and Mid lands	102,965	12,109	118	1,576	(13.0)	10,533	(87.0)
2. Red River Delta	12,511	13,809	1,104	2,386	(17.3)	11,423	(82.7)
3. North Central Coast	51,188	9,517	186	936	(9.8)	8,581	(90.2)
4. South Central Coast	45,876	7,375	161	1,705	(23.1)	5,670	(76.9)
5. Central Highlands	55,569	2,903	52	672	(23.1)	2,231	(76.9)
6. North East Southland	23,451	8,693	371	4,008	(46.1)	4,685	(53.9)
7. Mekong River Delta	39,551	15,532	393	2,364	(15.2)	13,168	(84.8)
Total	331,111	69,938	211	13,647	(19.5)	56,291	(80.5)

**Table 2.2-2 Administrative Units by Region**

Northern		Central	Southern
1. Tuyen Quang	18. Thai Binh	24. Quang Binh	35. Ninh Thuan
2. Ha Giang	19. Nam Ha	25. Quang Tri	36. Binh Thuan
3. Cao Bang	20. Ninh Binh	26. Thua Thien Hue	37. Lam Dong
4. Lang Son	21. Thanh Hoa	27. Quang Nam	38. Ho Chi Minh
5. Lai Chau	22. Nghe An	Da Nang	39. Song Be
6. Yen Bai	23. Ha Tinh	28. Quang Ngai	40. Tay Ninh
7. Lao Cai		29. Binh Dinh	41. Dong Nai
8. Bac Thai		30. Phu Yen	42. Ba Ria-Vung Tau
9. Son La		31. Khanh Hoa	43. Long An
10. Ha Tay		32. Kon Tum	44. Dong Thap
11. Hoa Binh		33. Gia Lai	45. Tien Giang
12. Quang Ninh		34. Dac Lac	46. Ben Tre
13. Vinh Phu			47. Vinh Long
14. Ha Bac			48. Tra Vinh
15. Hanoi			49. An Giang
16. Hai Phong			50. Can Tho
17. Hai Hung			51. Soc Trang
			52. Kien Giang
			53. Minh Hai

Remarks: Northern (23 provinces), Central (11 provinces), Southern (19 provinces)

**Table 2.2-3 Area, Population (Urban and Rural) and Population Density by Region**

	Area (km <sup>2</sup> )	Population (thousands)	Population Density (pers/km <sup>2</sup> )	Urban Population		Rural Population	
				(thousands)	(%)	(thousands)	(%)
Northern	149,078	33,204	223	4,496	(13.5)	28,708	(86.5)
Central	97,435	10,458	107	2,245	(21.5)	8,213	(78.5)
Southern	84,598	26,275	311	6,906	(26.3)	19,369	(73.7)
Total	331,111	69,938	211	13,647	(19.5)	56,291	(80.5)

**Table 2.2-4 Gross Domestic Product (GDP) by Kind of Economic Activity, 1991-1993**

	1991	(%)	1992	(%)	1993	(%)	Annual Ave. Growth Rate 1991-93 (%)
<i>(At Current Prices)</i>							
GDP (In billion of Dong)	76,707	(100.0)	110,535	(100.0)	136,571	(100.0)	33.4
<b>1. Goods</b>							
Agriculture and forestry	30,314	(39.5)	36,468	(33.0)	39,998	(29.3)	14.9
Industry	15,193	(19.8)	23,956	(21.7)	29,371	(21.5)	39.0
Construction	3,059	(4.0)	6,179	(5.6)	9,423	(6.9)	75.5
Others	744	(1.0)	1,045	(0.9)	1,476	(1.1)	40.8
<b>2. Services</b>							
Transport, postal service & telecommunication	2,860	(3.7)	4,662	(4.2)	6,036	(4.4)	45.3
Trade and material supply	9,742	(12.7)	15,281	(13.8)	17,549	(12.8)	34.2
Finance, banking and insurance	1,108	(1.4)	1,567	(1.4)	2,318	(1.7)	44.6
State management, science, education, health and sport	6,807	(8.9)	9,718	(8.8)	14,402	(10.5)	45.5
Housing, tourism, hotel and repairs of personal computer goods	6,880	(9.0)	11,659	(10.5)	15,998	(11.7)	52.5
<i>(At Constant 1989 Prices)</i>							
GDP (In billion of Dong)	31,286	(100.0)	33,991	(100.0)	36,735	(100.0)	8.4
<b>1. Goods</b>							
Agriculture and forestry	11,894	(38.0)	12,751	(37.5)	13,235	(36.0)	5.5
Industry	6,042	(19.3)	6,925	(20.4)	7,766	(21.1)	13.4
Construction	1,186	(3.8)	1,317	(3.9)	1,558	(4.2)	14.6
Others	370	(1.2)	381	(1.1)	399	(1.1)	3.8
<b>2. Services</b>							
Transport, postal service & telecommunication	792	(2.5)	842	(2.5)	897	(2.4)	6.4
Trade and material supply	3,654	(11.7)	3,877	(11.4)	4,109	(11.2)	6.0
Finance, banking and insurance	448	(1.4)	496	(1.5)	578	(1.6)	13.6
State management, science, education, health and sport	2,841	(9.1)	3,040	(8.9)	3,322	(9.0)	8.1
Housing, tourism, hotel and repairs of personal computer goods	4,059	(13.0)	4,362	(12.8)	4,871	(13.3)	9.5
Growth Rate (%)	6.0	-	8.6	-	8.1	-	-

Source: Statistical Yearbook 1993, General Statistical Office

**Table 2.2-5 Revenue and Expenditure of State Budget**

		(Unit: Billion Dong)			
Items		1989	1990	1991	1992
(1)	Revenue				
	Domestic Revenue	3,899	6,249	10,083	18,970
	Revenue from state enterprise	2,392	4,337	7,339	18,400
	Revenue from non-state sectors	845	1,088	1,825	3,080
	Others	662	824	919	2,360
	Revenue from Foreign	1,072	1,860	530	570
	Total	4,971	7,109	10,613	16,848
(2)	Expenditure				
	Capital Expenditure	2,208	2,123	2,315	5,710
	Current Expenditure	3,756	6,257	8,728	15,005
	Interest Payment	707	905	1,218	2,100
	Total	6,671	9,285	12,261	22,815
(3)	Balance (Deficit)	-1,700	-1,176	-1,648	-3,845
(4)	GDP	24,308	38,166	76,707	110,535
(5)	Ratio of (3)/(4)	7.0	3.1	2.1	3.5

Source: Statistical Yearbook 1993

**Table 2.2-6 Trade Balance**

		(Unit: Million US\$)						
Items	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Export	789	854	1,038	1,946	2,404	2,087	2,581	2,970
Import	2,155	2,455	2,757	2,566	2,752	2,338	2,541	3,414
Balance	-1,366	-1,601	-1,719	-620	-348	-251	49	-444

Source: Statistical Yearbook 1993

**Table 2.2-7 Historical Exchange Rate**

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Rate (Dong per US\$)	368	3,000	4,000	6,500	13,870	10,680	10,810

Source: Statistical Yearbook 1993



**Table 2.2-8 Retail Price Index**  
(Rate of Change from Previous Year in %)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Index	25.2	69.5	95.4	49.5	64.9	91.6	487.2	301.3

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Index	308.2	76.0	67.8	67.7	17.7	5.2	14.4

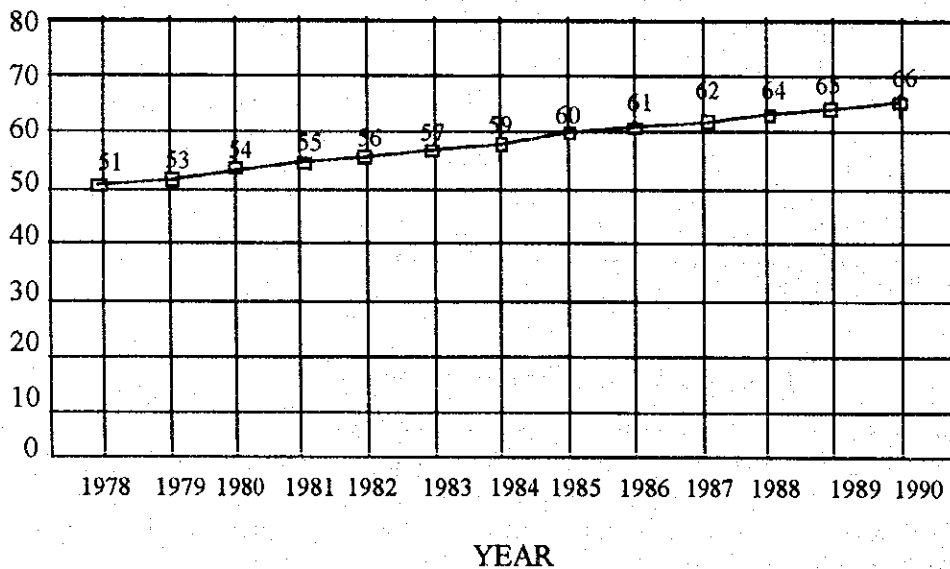
Source: National Statistic Office

**Table 2.2-9 External Debt**

(Unit: Billion US\$)

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Debt	11.4	14.5	15.2	15.7	17.5	17.7	17.9

**Figure 2.2-1 Trend of Population (Million persons)**



## 2.3 電源開発政策

### 2.3.1 電 源

ベトナムは、石炭、原油、天然ガスそして水資源などの天然資源に恵まれている。電気は、これら一次エネルギー資源から発生するエネルギーである。国家エネルギー政策は、IBVにより1991年に予備的に作成されている。政策の1つとして、電源開発に対する一次エネルギー資源の有効活用が明記されている。Table 2.3-1 は電源構成の経年変化を示したものである。

近年、水力の構成比が著しく増加していることがわかる。これは、Hoa Binh（北部）とTri An（南部）水力発電所の建設が貢献している。一方、石炭と石油を燃料とする火力発電の比率は相対的に低下している。上述のエネルギー政策は電源開発の戦略として再成可能エネルギー（水力など）の開発と化石燃料（石油、石炭）の適正利用のバランスを強調している。

他国のエネルギー政策と同様、この戦略は当該国の開発政策と密接に関連している。再成可能エネルギーの開発は、大気汚染の軽減など環境保全に貢献している。また、ベトナムは石油精製製品の純輸入国だけに、輸入燃料の利用制限は外貨節約に貢献する。

ベトナムの電源の地域分布は特徴的で、要約すると以下の通りである。

- (1) 北部は概してDa川に代表されるように包蔵水力に恵まれている。既存のHoa Binh水力発電所はDa川下流に位置する。石炭埋蔵はQuang Ninhを中心とする北部に集中している。現在、国営企業4社が石炭生産操業に係っている。
- (2) ベトナム中部の主要な電源は、Sesan川の包蔵水力が挙げられる。現在建設中のYaly水力発電はSesan川に位置する。一方、巨大なガス埋蔵量がDa Nang沖合の水域で発見されているが、このガスは二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)の含有量が多く、ガス田の開発は経済性が低く困難である。
- (3) ベトナム南部はDong Nai水系の包蔵水力と、随伴ガス（油田から発生する天然ガス）及び非随伴ガス（ガス田）が主要な資源である。ベトナム南部沖合にあるBach Ho油田の随伴ガスは近接の火力発電所に供給が予定されている。

南北に縦貫する500kV送電線は、地域間電力相互融通の役割を果たしている。さて、以上述べた主要電源の地域分布と500kV送電線を考慮に入れ、電源開発計画を策定するに当たり以下の点に留意する必要がある。

- (a) 日負荷に対応する供給（水力と火力から成る）システムの計画
- (b) 地域電力供給と地域間電力相互融通のバランス
- (c) 電源開発と系統システム開発のバランス
- (d) 最小費用開発計画

### 2.3.2 エネルギー・セクターに依存する電力セクター

電力セクターの開発は、一次エネルギー資源の開発に依存している。一次エネルギー資源（石炭、原油、天然ガス）の開発は、先端技術と巨額の開発資金を必要とする資本集約産業に位置付けられている。一次エネルギー資源の国内外の市況が電源開発に間接的に影響を及ぼすことは言うまでもない。

石炭は、非再生可能エネルギーとして貴重な資源である。石炭は、国有会社4社によって生産されている。生産された石炭は国内と海外の市場へ供給されている。

国内では電力とセメント産業が石炭の主要消費セクターであった。Table 2.3-2 は消費先別石炭販売の経年変化を示している。

石炭販売はしばらくの間停止していたが、石炭輸出の回復により販売量も徐々に増えてきた。電力セクターの消費量は、Hoa Binh水力発電所の運転開始に伴い減少傾向に転じた。既存の炭鉱生産施設、積み出し港湾施設、そして運輸システムはほとんどが老朽化しており、従って非効率的で減産及び生産コスト上昇の原因になっている。

石炭産業及び関連インフラストラクチュア施設のリハビリに必要な外資導入は、石炭輸出の見通しと輸出価格に依存する。石炭産業では2重価格制度が踏襲されてきた。国際市況で決まる輸出価格は国内統制価格に比べ石炭会社に利益を生み出す価格である。また輸出の拡大は、外貨準備高を増やしこれが債務返済の原資になる。国内価格は市場の需給によって決まると言われているが、実際は最低価格制度が設けられ、電力業界への卸価格は代替電源（割安の水力発電）のコストを基に算定されている。従って、卸価格は低く抑制され、生産コストを割る時もある。

電力セクターに対する石炭卸価格の引上げは、政府の政策によるが電源開発が国家の基本政策である以上、価格引上げは容易ではない。卸価格の引上げが電気料金に転嫁されると、電力消費に影響を及ぼすかもしれない。そこで輸出拡大によって利潤を増やし国内販売によって生じる営業損失を補填すれば、石炭産業の見通しはそう悲観したものではない。電力セクターはしばらくの間、価格（助成卸価格）の面で恩恵を被ることになる。石炭及び電力セクターを管轄するMOEは、エネルギー資源開発に依拠する電力セクターの特徴を十分に考慮することが望まれる。

現在、ベトナムで開発されている天然ガスは、随伴ガスと呼ばれている。代表例はBach Ho油田で燃焼消費しているガスで原油生産の副産物である。天然ガスの国内需要は電力、重工業の燃料に限定されており、重化学工業や住宅冷暖房用ではない。

ベトナムが中所得国にならない限り、天然ガスを国内商業目的に供する機会が極端に少ないので、大規模開発（規模の経済）は正当化されにくい。しかし、随伴ガスの場合、政策によって電力用ガス消費量に多少の変化はあってもその開発費用は原油輸出代金で補填される可能性が高い。一方、非随伴ガスは事情が異なる。非随伴ガスを電力用に使用する場合、ガスの需給関係を検討した上でガス開発を決めることが望ましい。

### 2.3.3 組織・制度改革

ベトナムは現在、中央計画経済から混合経済へ移行する過程にある。エネルギー・セクターにおける政府（MOE）の役割は、事業経営及び政策立案（規制など）の両方を兼ねていた。地域電力会社（PCI、2、3）は政府部門の1つとして機能していたかの様に見える。1991年以降、政府の役割は規制機能に限定され、一方、電力会社は日々の業務、財務管理などに従事する予定であった。

電力セクターの組織・制度改革は、関連政府部門の政策及び規制と、電力セクター再編の両観点から検討する必要がある。政策と規制の主要項目は

- (1) エネルギー価格 : 投入（石炭、ガス）価格、電気料金
- (2) 天然資源の利用権 : 水利用の多目的管理
- (3) 環境規制 : 大気汚染

(4) 財 政 : 政府補助金、外為リスク

(5) トレーニング

電力セクターの再編は、同セクターの特性を十分に考慮して提案する必要がある。

業界再編を考える規準は、

- 中央集権化と非中央集権化
- 電力供給機能（発電・送電・配電）の分割

上記の規準を考慮して、電力セクターは再編されるであろう。

**Table 2.3-1 Historical Change of Structure of Power Generation Sources**

(Unit: %)

Power Source	1976	1985	1990	1993	1994
Thermal	62.6	59.6	32.7	16.6	18.4
Hydro	28.0	29.1	61.9	74.2	72.7
Diesel	9.3	8.1	4.7	3.4	2.2
Gas turbine	0.1	3.2	0.7	5.8	6.6
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

**Table 2.3-2 Historical Performance of Coal Sale**

(Unit: Million tons)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Domestic						
Electricity	1.968	1.560	0.920	0.592	0.538	0.900
Cement	0.402	0.521	0.225	0.238	0.280	0.276
Others	1.431	2.033	2.058	2.698	2.709	1.771
Sub-total	3.801	4.114	3.203	3.528	3.527	2.947
Export	0.579	0.789	0.920	1.324	1.824	2.058
Total	4.380	4.903	4.123	4.852	5.351	5.005

Source: IEV

## 第3章 電気事業の現状

### 第3章 電気事業の現状

#### 目次

	頁
3.1 電力部門の組織 .....	3 - 1
3.2 電力需給 .....	3 - 3
3.2.1 電力需給 .....	3 - 3
3.2.2 電力供給 .....	3 - 4
3.2.3 500kV 送電線による電力融通 .....	3 - 5
3.2.4 月別最大電力及び日負荷曲線 .....	3 - 6
3.3 発電設備 .....	3 - 10
3.3.1 火力発電設備 .....	3 - 10
3.3.2 水力発電設備 .....	3 - 12
3.4 送・配電設備 .....	3 - 20
3.4.1 送電系統設備 .....	3 - 20
3.4.2 配電設備 .....	3 - 22
3.4.3 送配電損失 .....	3 - 23
3.4.4 電力系統制御及び通信 .....	3 - 23
3.5 エネルギー資源の需要と供給 .....	3 - 29





## 第3章 電気事業の現状

### 3.1 電力部門の組織

#### 1994年以前

MOEは電力部門の関連諸機関を管轄しており、その主要なものはIEV、2つのPIDCや3つのPCなどである。MOEはまた4つの石炭会社で構成される石炭部門をも管轄する。石油およびガス部門は政府により直接管轄されており、Petro Viet Nam（石油製造部門）、Vietgas（ガス開発部門）および Vietsovpetro（Bach Ho油田開発のためのロシアとの合弁会社）の3社がある。PCは発電・送電・配電設備を運営する企業であり、発注者として建設工事を施行し、必要な場合は政府保証のもとに借款の借り手にもなる。PCは3つあり、2.2.1で既述のように北部・中部・南部の各地域で営業している。IBVはエネルギー政策を策定するとともにエネルギー／電源開発のマスタープランを作成する。PIDCは発電および送電の設計業務にあたっている。

#### 1995年以降

EVNが首相決定により、1994年10月設立された。

法人格をもつEVNは最高経営会議（Management Board）、社長（General Director）およびメンバー企業（Member Units）から構成され、メンバー企業は会計上独立している企業、国営企業および非生産部門の機関の3種類に分けられる。

各メンバー企業は、法および政府憲章（Number 14/CP）に基づく定款により組織・運営される。

Figure 3.1-1 に1994年以前の、また Figure 3.1-2 にEVN設立以降の組織図をそれぞれ示す。

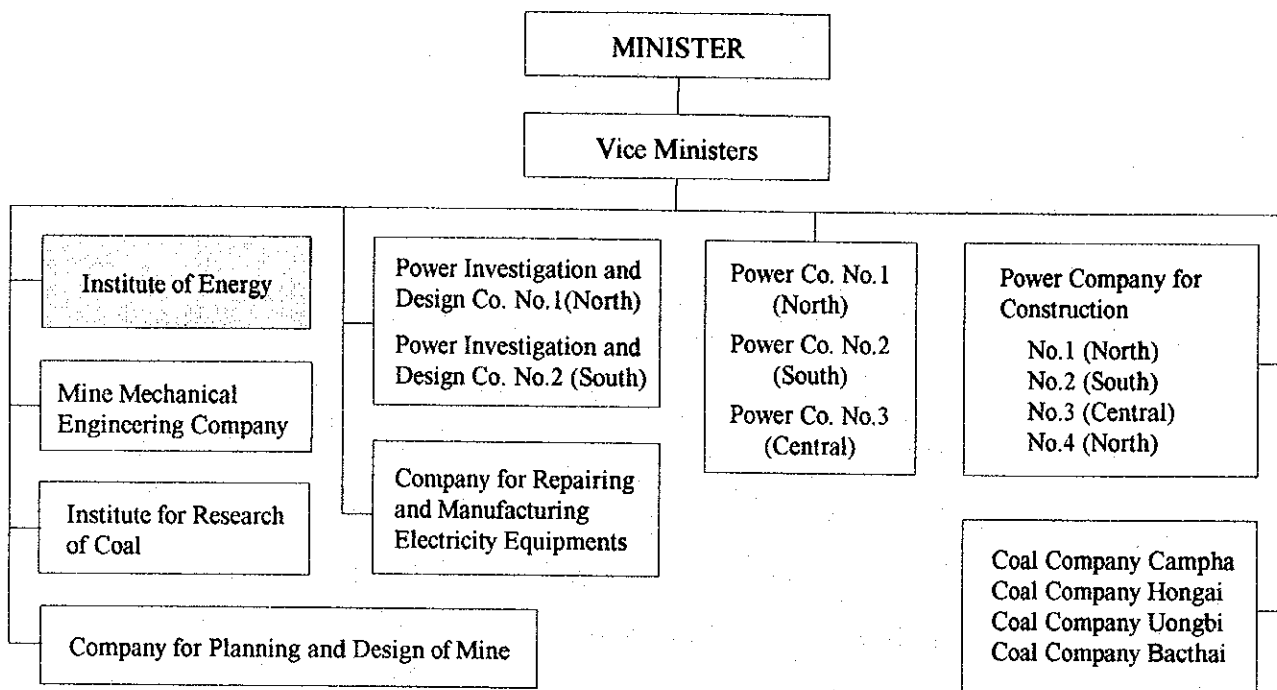


Figure 3.1-1 Organization Chart of MOE until the end of 1994

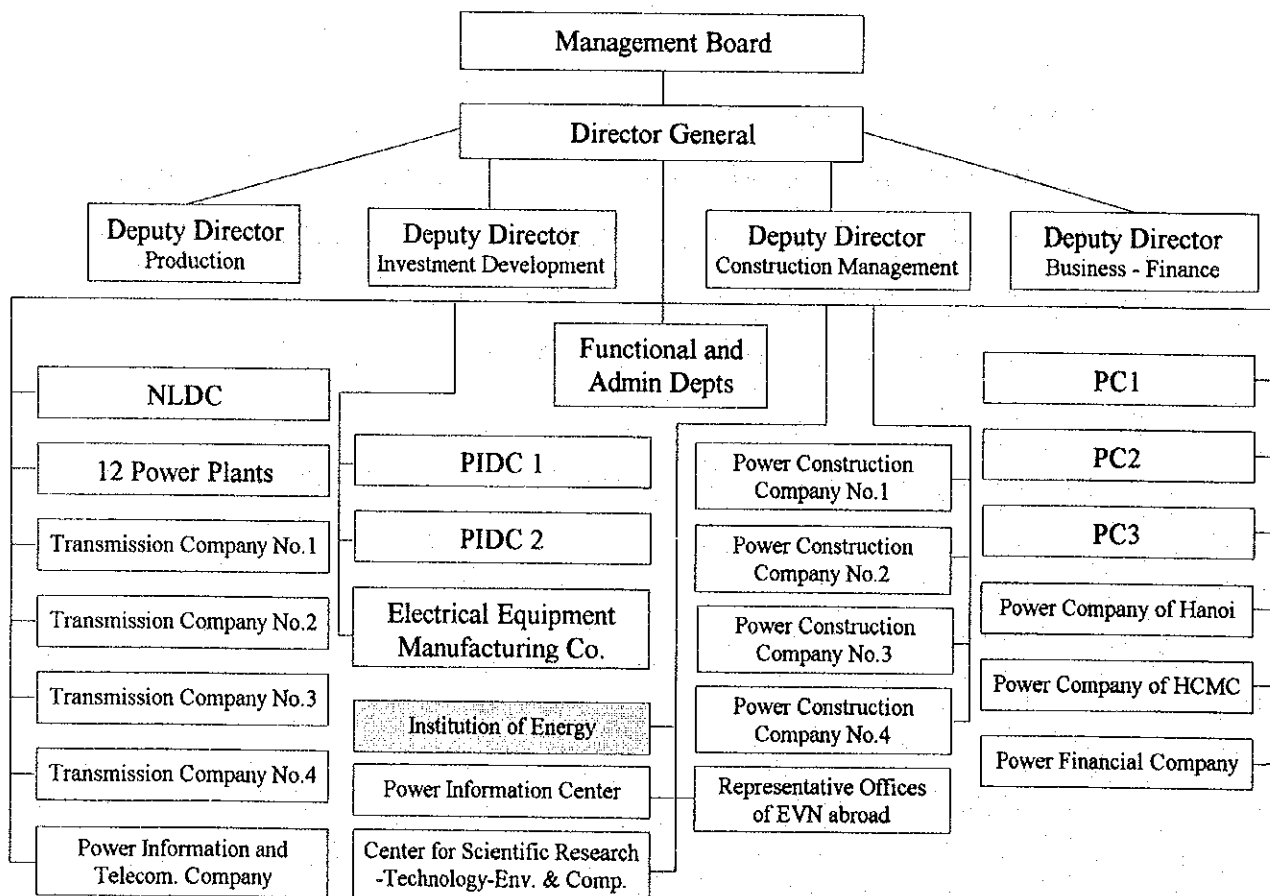


Figure 3.1-2 Organization Chart of EVN after the beginning of 1995

## 3.2 電力需給

### 3.2.1 電力需給

ヴェトナムにおける電力需給の過去の傾向を Table 3.2-1~3.2-4 に示す。詳細は付録に付す。

発電所内消費電力量やシステム・ロスを除いた電力需要（販売電力量）は1980年の2,670GWh から1990年に 6,187GWh、1994年に 9,198GWh に増加した。1980年~1994年の年平均伸び率は9.24%であった。産業、非製造、輸送、民生の各部門の年平均伸び率は、それぞれ7.89%、8.49%、6.93%と11.01%であった。電力消費増加の牽引車は、民生用需要であり、特に電灯需要の増加であると推察される。データによれば、1980年代で都市部における家屋電化が進み、90年代に入り地方電化が進んできたと思われる。

1994年の産業用電力需要は、4,059GWhで全需要の44%を占め、次いで民生用需要が3,800GWhで41%を占めた。非製造、農業、輸送部門の占める割合は小さい。南部では、産業用需要が地域需要の50%を占め、民生用需要の占める割合は36%であった（1994年）。他方北部の産業用と民生用需要の地域需要に占める割合はそれぞれ40%と47%であった（1994年）。

発電電力量は1980年の 3,559GWhから1990年に 8,679GWh、1994年に 12,195GWhに増加した。1994年の水力による発電電力量は、8,872GWhで全発電電力量の73%を占めた（1980年 1,488GWh 42%、1985年 1,472GWh 29%、1990年 5,369GWh 62%）。

このような水力発電電力量の増加は Hoa Binh 水力発電所（1,920MW、北部）と Tri An 水力発電所（400MW、南部）の運開によって達成された。火力発電電力量は1988年の 4,433GWh（65.4%）のピークから1993年には 1,776GWh（16.6%）に減少した。

1994年の500kV南北連系送電線の完成によって、北部の余剰電力を南部へ送電することが可能となった。その結果、1994年の南部と中部の地域電力需要は、それぞれ21.7%と19.8%の成長率を記録した。北部の火力発電電力量は水力発電電力量と共に1993年に比し再び増加に転じた。北部の火力発電電力量は1993年の 636GWh から1994年の 1,288GWh へと増加し、南部のそれは 1,140GWh（1993年）から 960GWh（1994年）へと減少した。北部の水力発電電力量は 5,091GWh（1993年）から 5,834GWh（1994年）へと増加した。

1993年と1994年の3地域間の電力融通量は Table 3.2-3 の表に示されているとおりである。1993年には北部と南部の両地域が中部へ電力を送った。1994年には北部のみが500kV送電線を通じて、他の両地域に電力を送った。

### 3.2.2 電力供給

1994年末の供給可能電力を Table 3.2-5 に示す。

全国ベースで見たとき供給可能電力は1994年末の最大電力 2,300MWに対し 4,470MWと十分である。しかし、これまで地域別の電力供給状況は異なっていた。

大水力発電所を有する北部はHoa Binh水力発電所が1994年4月に全完成したことにより余剰供給力を有することとなったが、南部では常に供給力は不足気味であり、特に乾季（10月から4月）に著しい。Ba Ria火力発電所にガスタービンを設置したものの著しい改善はみられなかった。

中部地域は消費量の少ない需要家が散在している。電力供給は北部からHoa Binh - Vinh - Dong Hoi 220kV長距離送電線（約 550km）による受電、南部からDa Nhim - Nha Trang 110kV送電線による受電に依存している。

500kV送電線の完成はこれら3つの地域の電力供給状況をバランスをとる方向に変えることとなった。南部の電力消費量は著しい増加を示し、1994年後半だけで北部から 800GWhの融通を受けた。南部での1994年通年の電力消費量の増加率は21.7%を記録した。この状況は1995年も続くと考えられ、これに伴い北部での既設の3つの火力発電所の稼働率は上昇することとなろう。

Hoa Binh水力発電所は1995年は年間を通じて全稼働することとなるが年間発生電力量は計画値の約80%に留まると想定されている。

中部もまた 500kV送電線の恩恵を受けることとなる。すなわち、北部からの受電地点が 220kV Dong Hoi変電所から500kV Da Nang変電所になると共に新たに 500kV Pleiku変電所が新設されたことである。現時点ではDa Nang地域では各変電所の変圧器容量の点で制約があるが、送配電設備の拡充・改善により地域内の今後の電力需要の増加率は他の地域のそれよりも高いと想定されている（Pleiku - Quy Nhon 220kV送電線は完成し、Pleiku - Krong Buk - Nha Trang 220kV系統も近々完成する予定である）。

### 至近年の電源開発計画

政府は2000年までの完成を目指す大規模な電源開発計画を決定した。すなわち、

地域	発電所名	種別	出力	運開予定年
北部	Pha Lai II	石炭火力	2×300MW	1999/2000
中部	Yaly	水力	720MW	1999/2000
	Song Hinh	水力	70MW	1997
南部	Phu My	ガス火力	3×200MW	1998/1999/1999
	Ham Thuan/Da Mi	水力	472MW	2000

この中で工事中のものはYaly水力計画、Song Hinh水力計画のみで他は技術検討の段階である。

### 3.2.3 500kV送電線による電力融通

北部Hoa Binh変電所と南部Phu Lam変電所間約 1,500kmを結ぶ500kV南北連系送電線は第I期として送電容量 300MWで1994年6月運用開始した。

第II期工事は中部にDa NangおよびPlei Kuの2つの変電所を設置し、送電容量を500MWに増加するもので同年9月に完成した。

1994年の運用実績は次の通りである。

	Hoa Binh	Da Nang	Plei Ku	Phu Lam
総受電電力量 (GWh)	990	106	14	770
最大電力 (MW)	574	121	49	418

この送電線は運用開始以来これまで支障なく運転を続けている。

1994年12月には月間で 256GWhを送電したがこれは送電容量 500MWに対し月間稼働率で約70%となる。1995年1月にはHoa Binh変電所での最大送電電力 630MW、Phu Lam変電所における最大受電電力 478MWを記録している。

### 3.2.4 月別最大電力及び日負荷曲線

北部および南部の電力システムの代表的月別最大電力および日負荷曲線を Figure 3.2-1 に示す。

月別最大電力は南部では乾季の11月に、北部では9月に最大を示す。その最小となるのは雨季の終了する4月である。

日負荷曲線についてはピーク時間は北部では19時（12月）から20時（4月）、南部では18時（12月）から19時（4月）である。すなわち家庭の電灯と料理のための需要によるものである。

昼間（9時～12時）の電力需要は今後工業需要の増大とともに増えると考えられ、また工業用需要のシェアは増加すると想定されるため日負荷率は若干ながら増加することとなる。

**Table 3.2-1 Consumption**

(Unit: GWh, %)

	1980	1985	AGR (%) 85/80	1990	AGR (%) 90/85	1993	AGR (%) 93/90	1994	AGR (%) 94/93	AGR (%) 94/80
Whole Country	2,670	3,869	(7.70)	6,187	(9.85)	8,007	(8.97)	9,198	(14.88)	(9.24)
N. Region	1,414	2,150	(8.74)	3,164	(8.03)	3,879	(7.02)	4,186	(7.92)	(8.06)
C. Region	145	274	(13.62)	434	(9.64)	638	(13.66)	764	(19.82)	(12.60)
S. Region	1,111	1,444	(5.38)	2,589	(12.38)	3,491	(10.48)	4,248	(21.70)	(10.05)

Note: AGR = Annual Growth Rate (%)

**Table 3.2-2 Generation**

(Unit: GWh, %)

	1980	1985	AGR (%) 85/80	1990	AGR (%) 90/85	1993	AGR (%) 93/90	1994	AGR (%) 94/93	AGR (%) 94/80
Whole Country	3,559	5,065	(7.31)	8,679	(11.37)	10,729	(7.33)	12,195	(13.66)	(9.20)
N. Region	1,870	2,849	(8.79)	4,869	(11.31)	5,814	(6.09)	7,142	(22.84)	(10.04)
C. Region	145	249	(11.53)	357	(7.44)	247	(-)	253	(2.43)	(4.06)
S. Region	1,545	1,966	(4.94)	3,453	(11.92)	4,668	(10.58)	4,800	(2.83)	(8.43)

Note: AGR = Annual Growth Rate (%)

**Table 3.2-3 Actual Interchanged Power**

(Unit: GWh)

	1993			1994		
to from	N.	C.	S.	N.	C.	S.
N. Region	-	441	0	-	552	900
C. Region	-441	-	-161	-552	-	-220
S. Region	0	161	-	-900	200	-

**Table 3.2-4 Demand Structure in 1994**

(Unit: GWh, %)

<Consumption>	Industry	Non I.	Trans.	Agri.	House	Total
Whole Country	4,059 (44)	742 (8)	82 (1)	516 (6)	3,800 (41)	9,199 (100)
N. Region	1,678 (40)	221 (5)	30 (1)	304 (7)	1,953 (47)	4,186 (100)
C. Region	258 (34)	81 (11)	12 (1)	87 (11)	327 (43)	765 (100)
S. Region	2,123 (50)	440 (10)	40 (1)	125 (3)	1,520 (36)	4,248 (100)



**Table 3.2-5 Supply Capability of Existing Power Plants (1994)**

(Unit: MW)

Region		Hydro-power	Thermal Power		Gas Turbine	Diesel	Total
			Fuel Oil	Coal			
North	Installed	2,028	0	645	28	0	2,701
	Available	2,028	0	640	12	0	2,680
South	Installed	713	205	0	388	201	1,507
	Available	713	193	0	287	78	1,271
Center	Installed	85	0	0	0	177	262
	Available	85	0	0	0	115	200
Whole Country	Installed	2,826	205	645	416	378	4,470
	Available	2,826	193	640	299	193	4,151

Source: IEV, PC1, PC2 and PC3

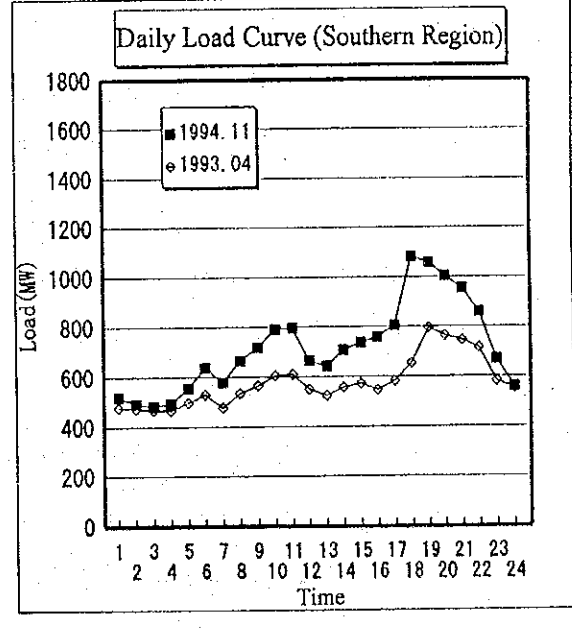
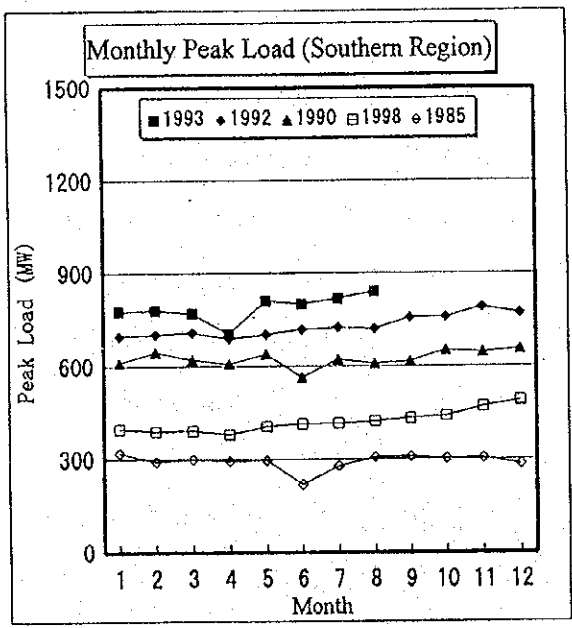
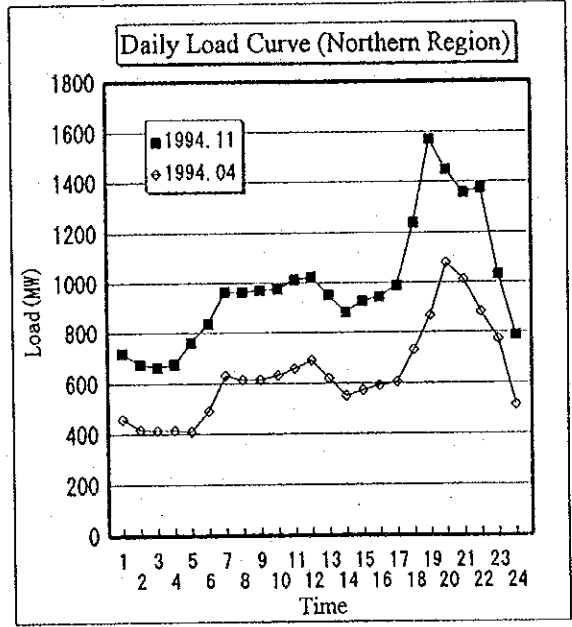
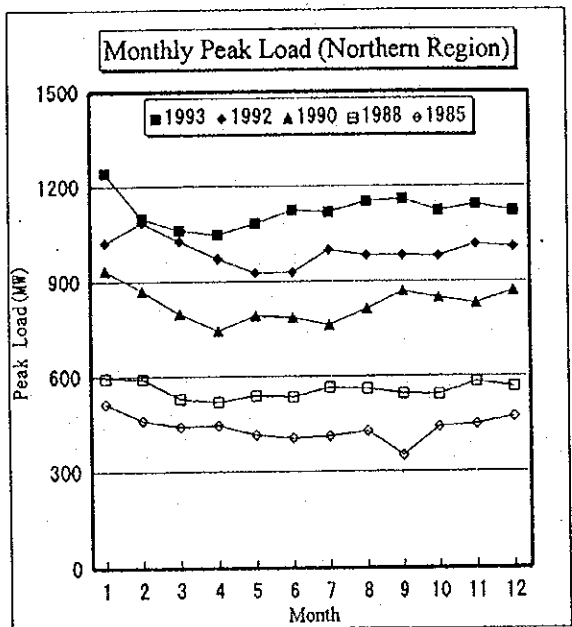


Figure 3.2-1 Monthly Peak and Daily Load Curve

### 3.3 発電設備

3.2.2項で述べたように、1994年末の設備容量は4,470MWである。Table 3.3-1 に発電設備の一覧、Figure 3.3-1 に発電所位置を示す。

#### 3.3.1 火力発電設備

北部の設備は一般火力645MWとガスタービン28MWである。南部では一般火力205MW、ガスタービン388MWおよびディーゼル発電設備201MWである。

開発の遅れている中部では火力発電設備は散在する小規模なディーゼル発電設備が208台で177MWの設備容量であるが老朽化、保守状況等を反映して有効出力は78MWである。

火力発電設備の概要をTable 3.3-2 に示す。

##### (1) Pha Lai火力発電所

Pha Lai火力発電所は旧ソ連製の4×110MWの機器を有する北部で最大かつ重要な発電所である。1機2ボイラー型であり、燃料はMao Khe炭およびHong Gai炭（いずれも無煙炭）である。4台の機器はそれぞれ1983、1984、1985、1987年に運開しHoa Binh水力発電所が1989年に完成するまではベース負荷運転を行っていた。その期間は北部においても電力不足が続いており、重要な供給力としての役目を担っていた。そのためプラントの運転効率、環境保全対策や地域社会に対する社会基盤的寄与などの配慮は稀薄なものとなった。

Hoa Binh水力発電所の完成につれてPha Lai発電所の発電電力量は減少するとともに、主要予備品の不足もあり発電所の運転性能は低下してきている。

現在、発電所機器はリハビリテーション作業中である。

##### (2) Ninh Binh火力発電所

Ninh Binh火力発電所はハノイの南方約100kmのNinh Binh町に位置する。発電所は25MW4台から成り、Hong Gai炭を燃料とする石炭火力発電所である。

1号機の運開は1974年でありPha Lai火力発電所の運開する1983年までは発電所は全出力運転を行っていた。しかし、その後予備品の不足や他の理由により、稼働率は低下していった。現在発電所は25～30MWの出力で周波数調整運転を行いながら

無効電力供給による電圧調整にも寄与している。

発電所は周囲に標高96～102mの山があるにもかかわらず、煙突の高さは80mしかないが、これは建設当時の空爆を考慮したことによる。当発電所は技術的・環境面での問題点をもちながら1994年以降、北部の電力需要の増加と南部への送電のために発電の増量が期待されている。

大規模なSon La水力発電所が運開する2007年までの運転を可能とするため、リハビリテーションによる極力長延命化を図ることが望ましい。

### (3) Uong Bi火力発電所

Uong Bi火力発電所はQuang Ninh省にあり運開は1975年である。

50MWと55MWユニットが各1台であるが、その可能発電出力は100MW以下で1機2ボイラー型である。当発電所は近年予備力となっているが、当発電所も極力長延命化を図り電力供給面で貢献することが望まれる。

### (4) Thu Duc火力発電所

油焼きThu Duc火力発電所はホーチミン市近郊にあり、1×33MW（1966年運開）と2×66MW（1972年運開）を有する。当発電所は南部における最大かつ最重要火力発電所である。可能発電出力は、機器の老朽化もあり、1台当り30MWと60MWであり、合計150MWである。機器は米国製である。

当発電所は他に3台の老朽ガスタービン（Gas Turbine, GT）（出力計 50.6MW）があるが、1992/1993年に2×37.5MWのガスタービンを増設し、ガスタービン出力合計は 125MW、可能発電出力 97MWとなった。

当発電所の運転状況は良好であるが、それは1980年から1988年までスウェーデン（SIDA）から資金的・技術的協力を得てボイラーのリハビリテーションや付属機器のリプレースを行ったことにもよる。しかしながら当時のリハビリテーションは“短期的”対策であったため、“長期的”なりハビリテーション作業の計画・実施が望まれる。

(5) Ba Ria火力発電所

Ba Ria火力発電所はホーチミン市東南方Vung Tau地域に位置し、1990年に2×23.4MWの旧式ガスタービンを北部から移設した。これらは現在技術的問題があり運転されていない。その後5×37.5MWのガスタービンを新設し、可能発電出力は160MWである。これらのガスタービンに対する石油から天然ガス（随伴ガス）への燃料転換の計画が進められており、そのための洋上油田からVung Tauまでのガスパイプラインが1995年には完成する予定である。この燃料転換は当発電所の発電単価の低下に大いに寄与することになる。

(6) Tra Noc (Can Tho) 火力発電所

Tra Noc火力発電所は1975年に運開した。1台の石油焼き33MW機を有するのみである。しかし、当設備は肥沃かつ急速に開発が進むメコンデルタ地域の北部において電力送電網が強化されてないものの、これまで電力供給面で重要な役割を続けてきている。すなわち、現在でも全出力運転を続けている。

当発電所には他に2台の老朽ガスタービン（出力計 28.9MW）があるが運転されていない。

これらの火力発電所の過去10ヶ年の運転実績を Table 3.3-3 に示す。

### 3.3.2 水力発電設備

各地域の水力発電設備は北部が Thac Ba水力発電所（108MW）と Hoa Binh水力発電所（1,920MW）とから成る合計 2,028MW、南部が Da Nhim水力発電所（160MW）、Tri An水力発電所（400MW）および完成したばかりのThac Mo（160MW）の3ヶ所で合計710MWである。中部は小水力が3ヶ所のみであったが1994年後半に Vinh Son水力発電所（66MW）が運開した。

発電所の主要諸元を Table 3.3-4 に示す。

(1) Thac Ba水力発電所

Thac Ba水力発電所はYen Bai省から44km地点のThac Ba町のChay川に位置する。発電所は発電をはじめ、雨季の治水に対する寄与・漁場・舟航・灌漑などの多目的ダムを有し出力は108MWである。

工事は1961年開始し、1972年5月、旧ソ連の援助のもとで運開した。

## (2) Hoa Binh水力発電所

Hoa Binh水力発電所はDa川にありHanoi市から100km離れたHoa Binh省Hoa Binh町に位置する。当発電所は次の目的を有する。

- 発電
- Hanoi市があるRed川デルタ地域に対する洪水防止
- 生活用水、農業用水、工業用水に対する寄与
- Da川およびRed川の航行の改善

1979年着工1988年1号機が運開し、1994年4月最終の8号機が運開した。旧ソ連が援助した。ロック・フィルダムのダム容量は2,200万 $m^3$ 、洪水吐容量は37,800 $m^3/s$ 、取水トンネルは240m $\times$ 8条、発電所は地下式であり、貯水池総容量は74億5,000万 $m^3$ 、貯水池有効容量は56億5,000万 $m^3$ である。

1,920MWの出力で年平均発電電力量は8,300GWhである。

## (3) Da Nhim水力発電所

Da Nhim水力発電所はDong Nai川支流Da Nhim川にあり、Dalat市北東部約50kmに位置する、1963年80MW、1964年80MW 計160MWの出力である。

## (4) Tri An水力発電所

Tri An水力発電所はホーチミン市の北東約65kmのDong Nai川下流部に位置し、出力400MW、平均発電電力量1,700GWhである。当発電所は発電が主目的であるものの南部の地域社会の発展に大いに寄与している。

また、Dong Nai省、Song Be省およびホーチミン市に対し灌漑用水を供給するとともに最下流部における海水逆流防止にも貢献している。

当発電所は7年の工期を経て、1991年完成した。旧ソ連の援助はあったものの、ヴィエトナム政府も全面的に支援を行い南部の住民に対し多大な貢献を果たした。

(5) Thac Mo水力発電所

Thac Mo水力発電所はホーチミン市北120kmのBe川に位置し、出力150MWを有する。主目的は発電および流域 39,000haの農地に対する灌漑用水の供給を行うことである。またBe川の乾季の流量を増すことにより下流部海水逆流防止に寄与するとともに、漁場およびリクリエーション地域とする計画も併せ有している。ウクライナ共和国の協力を得て1994年工事を完了した。

(6) Vinh Son水力発電所

Vinh Son水力発電所はQuy Nhon町の北西 120km、Binh Dinh省のKon川に位置し1994年運開した。出力66MW、年間発電電力量 230GWhである。当発電所は出力は大きくないものの北部および南部からの110kV送電線がまだなかった地域に位置しているため今後の送電系統の整備に大いに寄与することとなる。

当発電所は調査開始は1983年であったが着工は1991年となった。工事は国内のConstruction Companyが実施し発電機器はフランス Cegelec社が担当した。

(7) Dray Linh水力発電所

Dray Linh水力発電所はDac Lac省中部高原地帯のBuon Ma Thuot町の西20km、Srepoc川に位置し12MWで年間発電電力量91GWhを発電する小水力発電所である。運開は1989年である。

主要発電所の運転実績を Table 3.3-5 に示す。

**Table 3.3-1 List of Generation Facilities**

(As of 1994/E)

Region	Name of Power Station		Inst. Cap. (MW)	Avail Cap. (MW)	Commissioning Year	Remarks	
North	Hydro	Thac Ba	3 x 36	108	#1('70), #2('71), #3('73)		
		Hoa Binh	8 x 240 (2,028)	1,920 (2,028)	#1('88), #2('89), #3('91), #4('91), #5('93), #6('93), #7('93), #8('94)		
	Thermal	Ninh Binh	4 x 25	100	#1('74), #2('75), #3('75), #4('76)		
		Uong Bi	1 x 50 1 x 55	100	'75 '77		
		Pha Lai	4 x 110 (645)	440 (640)	#1('83), #2('84), #3('85), #4('86)		
GT	Thai Binh	2 x 14	12				
Total			2,701	2,680			
South	Hydro	Da Nhim	4 x 40	160	#1('63), #2('63), #3('64), #4('64)		
		Tri An	4 x 100	400	#1('88), #2('88), #3('89), #4('89)		
		Thac Mo	2 x 75	150	'94		
		Suoi Vang	3.1 (713)	3 (713)	'57		
	Thermal	Thu Duc	1 x 33 2 x 66	156	'66 '72		
		Tra Noc	1 x 33	32	'75		
		Old	1 x 7.2 (205)	3 (193)			
	GT	Thu Duc	GT1	23.4	15	'91	
			GT2	12.5	7	'91	
			GT3	14.7	11	'91	
		GT 4/5	2 x 37.5	64	'92		
Ba Ria		GT1/2	2 x 23.4	30	'91		
		GT3/7	5 x 37.5	160	'92, '94		
Diesel	Tra Noc	GT1/2	2 x 14 (388)	0 (287)	'68		
	Urban Province		126 75 (201)	41 37 (78)			
Total			1,507	1,271			
Center	Hydro	Vinh Son	2 x 33	66	'94		
		Dray Linh	12.0	12.0			
		An Diem	5.4	5.4			
		Pha Minh	2.0 (85)	1.6 (85)			
	Diesel		177.4	115			
Total			262	200			
Grand Total			4,470	4,151			

Source: IEV



**Table 3.3-2 Salient Features of Thermal Power Plants**

Thermal Power Plants									
Region	Name of Power Plant	Output (MW)	Boiler Unit x Capacity (t/h)	Fuel	Turbine Unit x Capacity (MW)	Generator Capacity	Manufacturer	Remarks	
Northern Region	Pha Lai	440	8 x 220	Coal	4 x 110	110 MW	USSR		
	Ninh Binh	100	8 x 130	Coal	4 x 25	25 MW	China		
	Uong Bi	105	2 x 110	Coal	1 x 50	50 MW	USSR		
Southern Region	Thu Duc	165	2 x 110	Coal	1 x 55	55 MW	USSR		
			1 x 160	F.O.	1 x 33	39 MVA	GE		
	Tra Noc	33	2 x 300	F.O.	2 x 66	82.5 MVA	GE		
			1 x 160	F.O.	1 x 33	39 MVA	HITACHI		

Gas Turbine									
Region	Name of Power Station	Output (MW)	Gas Turbine (Unit x MW)	Generator Capacity (MVA)	Manufacturer	Remarks			
Southern Region	Thu Duc	125.6	1 x 23.4	28.15	J.Brown/Alstom	ex. Hai Phong			
			1 x 12.5	15.98	W.H				
			1 x 14.7	19.375	ABB				
	Ba Ria	234.3	2 x 37.5	41.925	J.Brown/Alstom				
			2 x 23.4	28.15	J. Brown	ex. Hai Phong			
			5 x 37.5	41.925	J.Brown/Alstom				

Source : IEV

**Table 3.3-3 Operation Results of Main Thermal Power Plants**

Region			1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
North	Uong Bi	MW	153	153	153	153	105	105	105	105	105	105
	(Coal)	GWh	288	350	390	485	327	239	104	50	51	114
	Ninh Binh	MW	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	(Coal)	GWh	379	326	346	403	317	268	256	182	189	215
	Pha Lai	MW	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440
	(Coal)	GWh	1508	1904	2276	2551	2074	1493	1005	619	397	700
South	Thu Duc	MW	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	(Oil)	GWh	509	765	835	789	584	665	852	794	928	864
	Tra Noc	MW	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
	(Oil)	GWh		207	236	205	156	176	207	242	204	200
	Thu Duc	MW	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	125.6	125.6
	(DO/Gas)	GWh									292	340
Ba Ria	MW	46.8	46.8	46.8	46.8	46.8	46.8	46.8	46.8	46.8	121.8	234.3
(DO/Gas)	GWh										296	350

Source: IEV

**Table 3.3-5 Operation Results of Main Hydropower Plants**

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Thac Ba	MW	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
	GWh	370	478	355	293	295	457	386	345	327	405
Hoa Binh	MW	-	-	-	-	480	480	960	1,200	1,680	1,920
	GWh	-	-	-	-	1,295	2,400	3,306	4,188	4,744	5,660
Da Nhim	MW	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
	GWh	1,068	903	998	841	781	774	800	918	958	1,033
Tri An	MW	-	-	-	200	400	400	400	400	400	400
	GWh	-	-	-	633	1,437	1,697	1,738	1,685	1,832	1,990

Table 3.3-4 Specification of Main Hydro Power Facilities

Project Name	Unit	The Northern Region			The Central Region			The Southern Region		
		Thac Ba	Hoa Binh	Vinh Son*	Vinh Son	Dong Nai	Da Nhim	Thac Mo*		
River System	-	Chay	Da	Vinh Son	Dong Nai	Da Nhim	Thac Mo*			
Catchment Area	km <sup>2</sup>	6,140	51,700	214	14,600	1965	2,200			
Operation Started	-	5/1972	4/1994		1991	1965	1994			
Maximum Power	MW	108	1920	66	400	160	160			
Firm Power	MW		631	15.2	100		45			
Annual Energy	GWh	438	8324	229	1726	1025	589			
Maximum	m <sup>2</sup> /s	240	2400	133	888	26.4	192			
Firm	m <sup>2</sup> /s	190	1800	3.3	222		59			
Maximum	m	37	101.6	614			104			
Design	m	30	88	588	52	800	90			
Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	3940	9450	131	2761	165	1470			
Effective Capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	2160	5650	102	2542		1311			
H.W.L.	m	61	120	775	62	1042	218			
L.W.L.	m	46	75	765	50	1018	197			
Type	-	Rock-Fill	Rock-Fill	Earth-Fill	Rock-Fill	Earth-Fill	Earth-Fill			
Length	m	557	640	710	644	1450	414			
Height	m	41	128	37	30	38	42			
Volume	m <sup>3</sup>	1,500,000	22,000,000			3,470,000				
Type	-	Concrete Shaft	Tunnell		Channel	Tunnell				
Number	-	3	8	2	1	1				
Length	m		240	666		4878				
Number	-			1		2				
Length	m			1677		2340				
Type	-	Open	Underground	Open		Open				
Number of unit	-	3	8	2	4	4	2			
Unit Power	MW	36	240	33	100	40	40			

Source: IEV

\*: now under construction

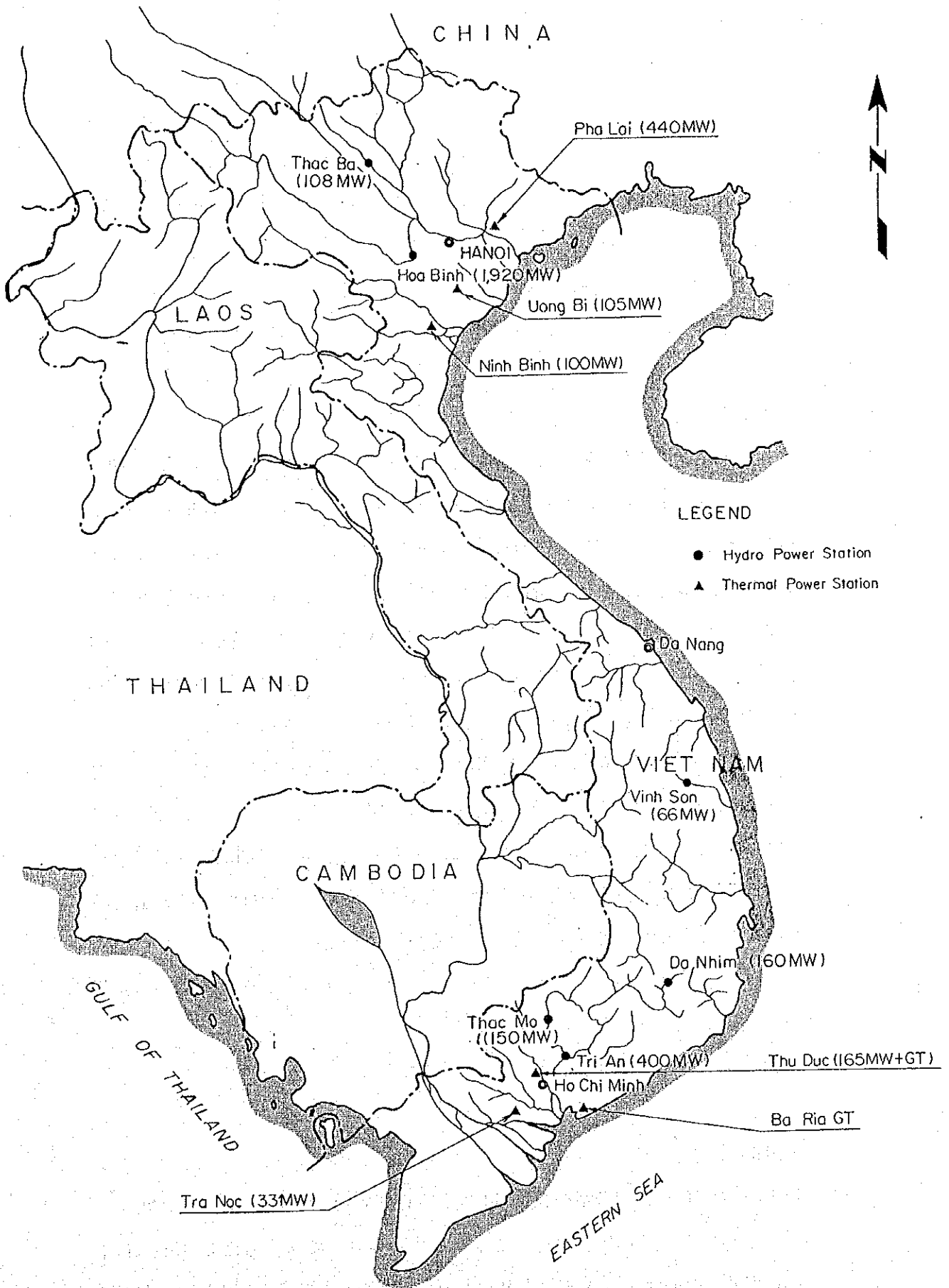


Figure 3.3-1 Location of the Facilities

### 3.4 送・配電設備

#### 3.4.1 送電系統設備

ヴェトナムの既設の送電系統は旧ソ連の規格に従っており、主送電系統電圧は220kVと110kVである。主系統には220kVを、2次系統には110kVを使用している。

南・北縦貫の500kV送電線工事は2期に分けて、1994年9月末迄に完成し、現在、国の北部、中部、南部の系統を連系して運転されている。

1994年末現在の送電設備の概要を Table 3.4-1、変電設備の概要を Table 3.4-2 に示す。現在の送電系統図を Figure 3.4-1 に、そしてその位置図を Figure 3.4-2 に示す。

##### (1) 北部電力系統

北部地域の主幹送電系統は220kV送電線で構成されている。ハノイへの電力供給には、Hoa Binh水力発電所及びPha Lai火力発電所から多回線の220kV送電線が建設されている。1回線送電線がPha LaiからHai Phongへ延長されている。2回線送電線がHoa BinhとNho Quanの間に建設されていて、この線は南部の省への電力供給と中南部の主要都市への電力供給に使用されている。南へ向けては、Thanh Hoa, Vinhがあり、更に中部地域のDong Hoiまで220kV送電線が伸びている。中南部の省では220kV送電線がNho QuanからNinh Binhまで延長されている。

110kV送電系統は220/110kV変電所の2次側に接続されている。220kV系統が建設されている地域では、各負荷中心地への電力供給に使用されている。220kV系統が無いPha Lai、Hai Phongから東北のQuang Ninh省、Hanoiの北部から西北部の僻地の省では110kV系統が電力供給の主系統になっている。110kV送電線の長さは非常に長く、総延長200kmを超える箇所が何ヶ所もある。

220kVから110kV、更に110kVから高圧配電電圧へ降圧する変圧器の容量は地域の総容量と総需要から考えて十分である。

北部系統の電力機器は殆ど全て旧ソ連製である。

##### (2) 南部電力系統

南部の最初の220kV送電線はDa Nhim水力計画で1963年に建設したDa Nhim-Thu Duc線である。近年、ホーチミンへの供給体制を強化するためにHoc Mon, Long Binh, Phu Lamの3変電所が建設され、Tri An水力発電所及びBa Ria火力発

電所の両発電所が220kV線で接続された。220kV系統はメコンデルタ地域への電力供給のためにCan Tho近傍のTra Nocまで延長されている。

北部系統からの500kVの電力はPhu Lam変電所で受電され、220kV系統を通じて各地へ供給されている。

主要な2次系統電圧は110kVである。この110kV系統を通して、負荷中心地や地方都市への電力供給を行っている。PC2には、米国及び日本が建設した古い66kV系統が残っていて、ホーチミンからメコンデルタ、及びDa Nhim水力発電所からの地方への送電に使用されている。66kV線から基準の110kV線への転換が進行中である。現存の66kV送電線は殆どが将来132kVへ昇圧することを考慮して132kV絶縁の設計になっている。従って、そのまま110kVでの使用に問題は無く、66kVから110kVへの転換に当たっては変電機器だけ交換すればよい。

南部系統の電力機器はフランス、アメリカ、日本等のものを含んでいる。

### (3) 中部電力系統

220kV系統は部分的に使用されているだけである。Quang Binh省のDong Hoiで、北部地域のVinh変電所からの220kV線の電力を受電している。500kV送電計画で220kVの設備がDa NangとPleikuに設置された。Da Nang変電所には220kV線は当初接続されず、110kVに降圧してDa Nang系統と接続されている。Pleiku変電所からはQui Nhonへ220kV線が建設された。中部地域の電力供給の状況は500kV系統の運転開始及びVinh Son水力発電所の運転開始により、非常に改善された。

中部地域管内では、110kV系統が海岸沿いの各負荷点を結ぶ主要系統として機能している。中部地域管内には大容量の電源が無く、500kV線の電力をDa NangとPleikuで受電している。上記のPleiku-Qui Nhon間の220kV線は海岸地帯と内陸部の連系線となっている。域内にはディーゼル、小水力に頼っている分離系統が多い。Buon Ma Thuot系統は最大の分離系統である。

中部地域の送電系統は他地域と比較しても不完全で、全地域を連系する110kV系統の建設が進んでいる。

#### (4) 全国電力系統連系

南北縦貫500kV送電系統は、ヴィエトナムの北部・中部・南部の電力系統を連系して、現状では北部の余剰電力を電力不足に悩んでいる南部及び中部の地域へ送電している。

500kV送電線は、北部のHoa Binh水力発電所からホーチミンのPhu Lam迄、全長1,500km近くの巨長で1回線構造のものである。中間には北部地域のHa Tinh、中部地域のDa Nang、Pleikuの3変電所がある。Ha Tinh変電所には当面変圧器は置いてない。720MWのYaly水力発電所は500kV送電線でPleiku変電所に接続される予定である。

#### (5) 電力系統保護

220kV送電線の保護には電力線搬送キャリアーを利用した距離継電方式を採用し、110kV送電線にはキャリアー信号なしの距離継電方式を採用している。最近の500kV線には、デジタル電流比較リレーを採用し单相再閉路を行っている。最も多く使用されているソ連からの継電方式は旧式の電磁型の機械式リレーを使用している。動作の信頼性は低く、先進国の半導体を使用したデジタル継電方式との協調がとり難い。

### 3.4.2 配電設備

開発の歴史の違いにより、いろいろな配電電圧、方式が採用されている。MOBは将来の高圧配電電圧として全国的に20kVを採用することを決定した。市街地、地方都市、メコンデルタの農村地帯では、全面的に20kV配電電圧に切り替える。但し、山岳地帯、辺鄙な地帯などで経済優位性が立証された場合には、35kVを採用することもありうる。

北部地域では、全配電系統がソ連の方式に従って形成されている。35kV系統が中間電圧として採用され、市街地、農村地帯を通じて全地域に建設されている。市街地の配電電圧は10kV（新）又は6kV（古）で、110kV及び35kVから降圧されている。35, 10, 6kVの配電設備の中性点は非接地方式である。

低圧配電は380-220Vの3相4線式を採用している。市街地では10/6kVの配電電圧から降圧され、農村地帯では35kVから直接降圧されている。