

独立行政法人 国際協力機構

ベトナム社会主義共和国

ベトナム電力公社

ベトナム国

ピーク対応型電源最適化計画調査

ファイナルレポート  
要 約

平成 16 年 6 月

東京電力株式会社  
東電設計株式会社

経 済
J R
04-003



Base 802750A1 (C00082) 8-01

ベトナム社会主義共和国 位置図

**ベトナム国  
ピーク対応型電源最適化計画調査**

**ファイナルレポート  
要約**

**【目次】**

略号・単位

<b>第1章</b>	<b>序論</b>	
1.1	調査の背景・経緯	1-1
1.2	調査目的と実施内容	1-1
1.3	調査実施方針	1-3
<b>第2章</b>	<b>電力設備開発の現状</b>	
2.1	エネルギーセクター	2-1
2.2	電力セクター	2-6
2.3	環境における関連施策	2-12
<b>第3章</b>	<b>電力設備開発計画(No.5 M/P 改訂版)の現状と評価</b>	
3.1	電力需要予測の現況と評価	3-1
3.2	電源開発計画の現状と評価	3-3
3.3	送電システム拡充計画の現状と評価	3-6
<b>第4章</b>	<b>揚水素材地点の抽出・評価</b>	
4.1	揚水発電所の機能と役割	4-1
4.2	揚水素材地点の抽出	4-1
4.3	優先揚水発電開発施設の概念設計	4-6
<b>第5章</b>	<b>各種電源のピーク供給力としての導入可能性</b>	
5.1	一般水力のピーク化	5-1
5.2	その他電源の導入可能性	5-4

<b>第 6 章</b>	<b>ピーク対応型電源最適化計画</b>	
6.1	予備検討.....	6-1
6.2	最適電源構成の検討.....	6-5
6.3	系統信頼性の検討.....	6-16
<b>第 7 章</b>	<b>投資計画と財務予測</b>	
7.1	過年度の財務状況.....	7-1
7.2	EVN による財務予測.....	7-3
7.3	本調査による長期投資計画に基づく財務予測.....	7-5
<b>第 8 章</b>	<b>グローバルな視点に立った環境への配慮</b>	
8.1	電源開発に当たって配慮すべき事項.....	8-1
8.2	ピーク需要抑制政策(DSM).....	8-4
<b>第 9 章</b>	<b>本調査における提言</b>	
9.1	長期電力設備開発計画に関する提言.....	9-1
9.2	財務的観点からの EVN の評価、将来的な課題と提言.....	9-4
9.3	環境側面から見た電源開発に関する提言.....	9-5

## ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ABB	: Asea Brow Boveri	
ACSR	: Alumunum Conductor Steel Reinforced	鋼心アルミより線
ADB	: Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFC	: Automatic Frequency Control	自動周波数制御
ASEAN	: Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
BOD	: Board of Directors	
BOM	: Board of Management	
BOT	: Build -Operate-Transfer	
CC	: Combined Cycle	コンバインドサイクル
CDM	: Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
C/P	: Counterpart	カウンターパート
DO	: Diesel Oil	ディーゼルオイル
DSCR	: Debt Service Coverage Ratio	
DSM	: Demand Side Management	需要側マネジメント
DSS	: Daily Start and Stop	1日に1回運転停止
DWT	: Dead Weight Tonnage	積貨荷重トン数
EGAT	: Electricity Generating Authority of Thailand	タイ電力庁
EIA	: Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EL	: Elevation	標高
EVN	: Elctricity of Vietnam	ベトナム電力公社
FO	: Furnace Oil	重油
FPD	: Forest Protection Department	
F/S	: Feasibility Study	フィージビリティ・スタディ
GDP	: Gross Domestic Product	国内総生産
GMS	: Greater Mekong Sulregaion	
GT	: Gas Turbine	ガスタービン
HPC	: Hydro Power Station	
IE	: Institute of Energy	
IGA	: Inter Government Agreement	
IMPACT	: Integrated & Multi-purpose Package of Advanced Computational Tools for power system engineering	
IPP	: Independent Power Producer	独立発電事業者
JBIC	: Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JETRO	: Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	: Japan International Cooperation Agency	国際協力事業団
LOLE	: Loss-of-Load Expectation	供給支障時間
M/P, MP	: Master Plan	マスタープラン
MARD	: Ministry of Agriculture and Rural Development	農業・地方開発省
MOI	: Ministry of Industry	工業省
MOF	: Ministry of Finance	
MONRE	: Ministry of Natural Resources and Environment	資源環境省
MOSTE	: Ministry of Science Technology and Environment	科学技術環境省
MPI	: Ministry of Planning and Investment	計画投資省
NCMPC	: Ho Chi Minh Power Company	
NEDO	: New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NGO(s)	: Non-Government Organization(s)	非政府組織
NLDC	: National Load Dispatching Centers	中央制御所
NTFP	: Non-Timber Forest Products	非木材森林産物

## ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ODA	: Official Development Assistance	政府開発援助
OE	: Oil Equivalent	
OECD	: The Overseas Economic Cooperation	海外経済協力基金
OJT	: On the Job Training	
Pre-F/S	: Preliminary Feasibility Study	
P/S	: Power Station	発電所
PDPAT II	: Power Development Planning Assist Tool	
PECC1	: Power Engineering Consulting Company 1	
PLN	: Perusahaan Umum Listrik Negara	インドネシア国電力公社
PP	: Power Purchase	発電事業者
PSPP	: Pumped Storage Power Plant	揚水発電所
PSS/E	: Power System Simulator for Engineering	
RETICS	: Reliability Evaluation Tool for Inter-Connected System	連系系統信頼度評価ツール
SCADA	: Supervisory Control and Data Acquisition	遠隔監視制御データ収集システム
SEA	: Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SFR	: Self Financing Ratio	
Son La PMB	: Son La Hydropower Project Management Board	
S/S	: Substation	変電所
ST	: Steam Turbine	蒸気タービン
TA	: Technical Assistance	
TEPCO	: Tokyo Electric Power Company	東京電力(株)
TEPCO	: Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.	東電設計(株)
T/L	: Transmission Line	送電線
VEEA	: Vietnam Electricity Engineering Association	
WASP	: Wien Automatic System Planning Package	電源計画プログラム
WB	: The World Bank	世界銀行
WSS	: Weekly Start and Stop	週末起動停止
WWF	: World Wide Fund for Nature	世界自然保護基金

## UNITS

### Prefixes

$\mu$	:	micro-	=	$10^{-6}$
m	:	milli-	=	$10^{-3}$
c	:	centi-	=	$10^{-2}$
d	:	deci-	=	$10^{-1}$
da	:	deca-	=	10
h	:	hecto-	=	$10^2$
k	:	kilo-	=	$10^3$
M	:	mega-	=	$10^6$
G	:	giga-	=	$10^9$

### Units of Length

m	:	meter
km	:	kilometer

### Units of Area

$m^2$	:	square meter
$km^2$	:	square kilometer

### Units of Volume

$m^3$	:	cubic meter
l	:	liter
kl	:	kiloliter

### Units of Mass

kg	:	kilogram
t	:	ton (metric)
DWT	:	Dead Weight Tonnage

### Units of Energy

kcal	:	kilocalorie
kWh	:	kilowatt-hour
MWh	:	megawatt-hour
GWh	:	gigawatt-hour
Btu	:	British thermal unit

### Units of Heating Value

kcal/kg	:	kilocalorie per kilogram
Btu/kWh	:	British thermal unit per kilo watt hour

### Units of Temperature

$^{\circ}C$	:	degree Celsius or Centigrade
-------------	---	------------------------------

### Units of Electricity

W	:	watt
kW	:	kilowatt
MW	:	megawatt
GW	:	gigawatt
A	:	ampere
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampere
MVA	:	megavolt ampere
MVar	:	megavar (mega volt-ampere-reactive)
$\Omega$	:	ohm

### Units of Time

s	:	second
min	:	minute
h	:	hour
d	:	day
m	:	month
y	:	year

### Units of Flow Rate

m/s	:	meter per second
$m^3/s$	:	cubic meter per second

### Units of Currency

VND	:	Vietnam Dong
US\$/USD	:	US Dollar

### Exchange Rate

1 US\$	=	VND 15,375	As of March 2003
1 US\$	=	VND 15,430	As of June 2003
1 US\$	=	VND 15,570	As of December 2003

---

## 1章 序論

### 1.1 調査の背景・経緯

ベトナム社会主義共和国（以下、ベトナム国）は、過去 10 年間の電力消費量、最大電力の平均伸び率がいずれも 13%と高い伸び率を示しており、電源および系統の新規開発が緊急の課題とされている。また、同国は 1 日の電力需要の変動が大きく、夕方 18 時から 19 時のピーク電力は、深夜のオフピーク時の 2 倍以上となっている。このため、年間の負荷率（平均負荷／最大負荷×100%）は、全国平均で 65%と他の東南アジア諸国の 70%と比べ低い値となっている。

しかしながら、同国では、ピーク時とオフピーク時の料金格差による需要抑制手段（DSM）のみが進められており、ピーク供給力を向上させるための具体的な方策は取られていないのが現状である。

このような背景から、ベトナム電力公社（EVN）は、2001 年 3 月日本国政府に対し、系統全体の安定性とピーク供給力の向上を図ることを目的とした開発調査を要請し、2002 年 1 月、プロジェクト形成基礎調査団が派遣され、ベトナム側と協議を行った。引き続いて、2002 年 7 月、ピーク対応型電源最適化計画調査予備調査団が派遣され、ベトナム側カウンターパート機関である EVN と本件マスタープラン調査に関する Scope of Work (S/W)協議が行われ、合意に至った。

本調査は、独立行政法人国際協力機構（前国際協力事業団）より、東京電力株式会社と東電設計株式会社の共同企業体へ委託契約され、2002 年 12 月 2 日から調査業務が開始された。

### 1.2 調査目的と実施内容

#### (1) 調査目的

本件マスタープラン調査は、

- 1) ベトナム国における将来の電力需給予測を基に、電源構成の最適化に関する検討を加え、ピーク対応電源の在り方を検討すること
- 2) ベトナム国北部と南部の電力融通並びに近隣諸国間との国際電力融通を考慮に入れた系統信頼性の確認を行って、ピーク対応電源最適化マスタープランとして具体化すること
- 3) もって、ベトナム国における将来の電力政策と需給の均衡化に資することを目的とする。

## (2) 調査対象地域

調査対象地域は、ベトナム国全域を対象地域とする。

## (3) 実施内容 (TOR)

2002年7月16日に、国際協力事業団とベトナム電力公社の間で署名された S/W 及び M/M に基づき、本調査を実施する。

本調査の主要調査事項は、以下のとおりである。

### STAGE 1 初期アセスメント段階

- 関連資料の収集・確認・分析と電力供給システムの現状確認
- これを基礎に、2020年までを基本に、需要想定の見直し、既存の送電線を含めた電力開発計画の見直し、年間需要、週間需要、日需要などの形態の変化を分析・予測し、システムに対するピーク供給力の対応について検討するためのすべての資料整備
- この際、北部、中部、南部のそれぞれの需要の想定、並びにこれらを結ぶ送電システムの計画の確認

### STAGE 2 優先プロジェクト選定段階

- 揚水発電開発地点の選定基準の設定
- 机上検討並びに現地踏査に基づいて、既にベトナム側から提案されている揚水発電開発地点の再検討と新規地点の発掘
- 選定された開発候補地点の中から優先開発地点の絞り込み

### STAGE 3 システム最適化段階

- 揚水発電以外の方策によるピーク対応の可能性（ベース電源の導入による既存発電設備のピーク化等を含む）を検討及び取りまとめ
- STAGE 2 で選定した優先揚水発電開発を含む順列組合せの中から、2020年までの電源構成の最適化検討を行い、ピーク対応型電源開発最適化マスタープランを提案

### 1.3 調査実施方針

調査業務は、図 1-1 に示すように、2 グループ・4 分野に分類される。各分野相互に緊密な連携を取りながら業務を遂行し、最終的にピーク対応電源最適化計画として集約する。また、各調査段階に応じてワークショップを開催し、関係機関の意見を逐次反映しながら調査を進める。

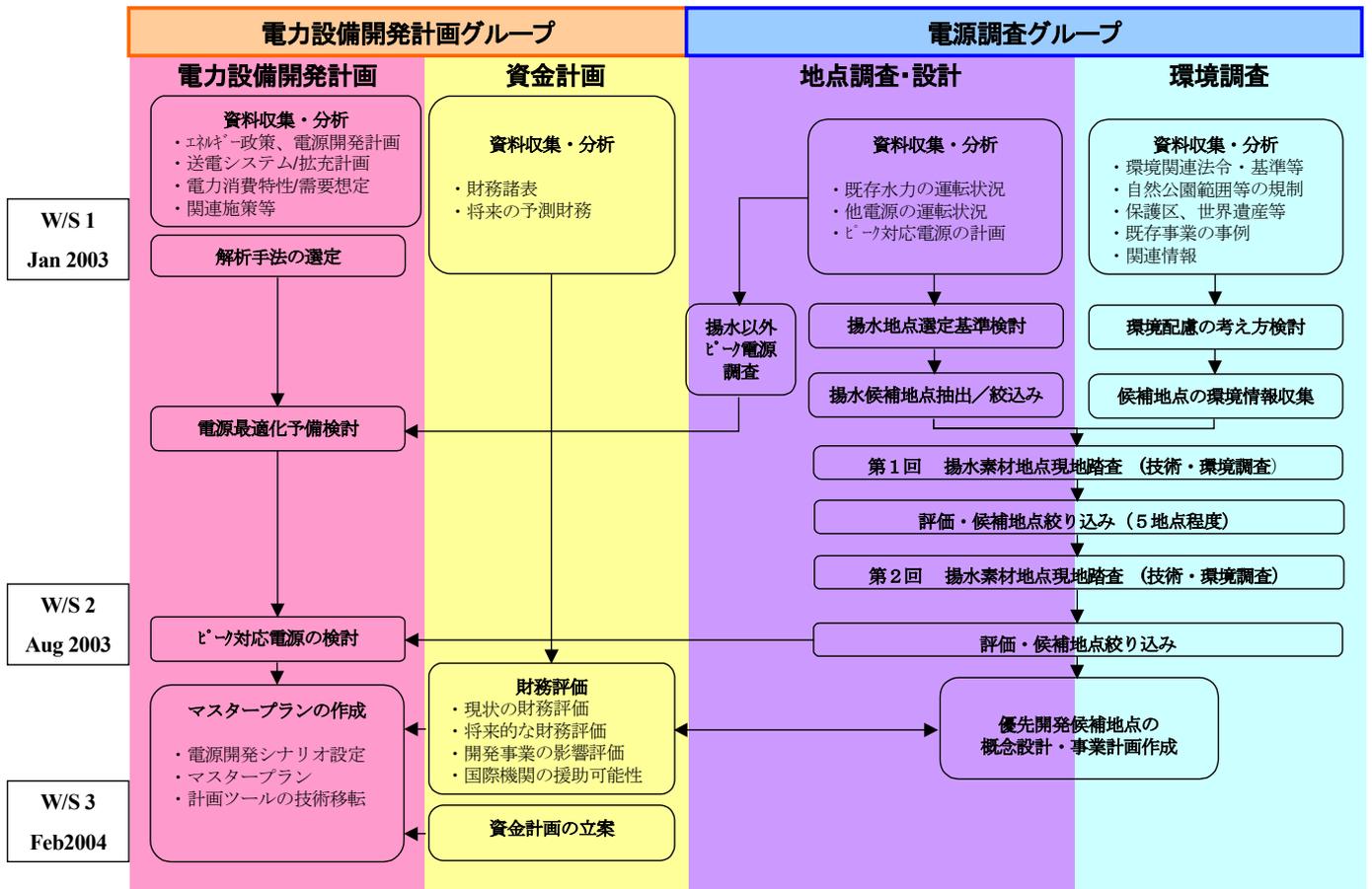


図 1-1 調査業務区分と業務内容

## 第2章 電力設備開発の現状

### 2.1 エネルギーセクター

#### (1) エネルギー資源

##### a. 水力

全国の理論包蔵水力は年間約3,000億kWhと想定されており、北部:1,800億kWh(60%)、中部:780億kWh(26%)、南部:440億kWh(14%)と北部に偏在している。その内の開発可能量は、820億kWh(設備容量1,770万kW)とされている。

2002年末現在で既開発の出力100MWを超える大型水力発電所は Hoa Binh 発電所(1,920MW)をはじめとして、合計8発電所、設備容量3,945MWであり、開発可能な設備量に対して22%に留まっている。

##### b. 石油・ガス

ベトナムにおける石油・ガス資源の分布図及び現在の開発状況を表2-1に示す。ベトナムの大陸棚には、石油・ガスが豊富に埋蔵されている。1986年、ベトナムと旧ソビエトの合弁会社(Vietsovpetro)により、Vung Tau から南西に120km 沖合のCuu Long 堆積盆地のBac Ho 区域において、原油の商業生産が開始された。その後西側諸国の資本参加により、同じCuu Long 堆積盆地のRong 区域、Dai Hung 区域、Rang Dong 区域、Ruby 区域で石油・ガスの埋蔵が確認され、生産を開始している。Cuu Long 堆積盆地から、さらに南東約200km 沖合のNam Con Son 堆積盆地、南西沖のMalay-Thu Chu 堆積盆地、および北部のSong Hong 堆積盆地でも埋蔵が確認されている。現時点におけるガスの確認埋蔵量は、328BCMである。

第5次マスタープランによると、石油・ガスの残存埋蔵量は、石油3.9億トンおよびガス617BCMと推定されている。

##### c. 石炭

石炭鉱床は主に北部のQuang Ninh 省のHon Gai 地溝帯に分布しており、西はUong Bi から東はCai Bau までの125kmに渡っている。2003年時点での地下深度300mまでの石炭の確認埋蔵量は、約38億トンである(表2-2)。炭種別に見ると、無煙炭および半無煙炭が85%、長炎炭(褐炭)が5%、泥炭が10%とほとんどが高カロリー、低硫黄の無煙炭である。また、埋蔵量の露天と坑内の比率は2:8となっている。

さらに、Red river 流域に亜瀝青炭の大鉱脈が発見されており、2003年1月に完了したNEDOによる調査では、約950km<sup>2</sup>の範囲で、1,200m以浅に約16.4億トンの予想埋蔵量が

確認された (表 2-3)。このうち、確定埋蔵量は、400m 以浅で約 5.1 億トンである。亜瀝青炭の組成は、平均で水分 18%、灰分 7%、揮発分 36-37%、発熱量 5,000kcal/kg、硫黄分 0.5% となっている。

表 2-1 ガス開発状況

Basin	Block	Developer	2P Reserves (BCM)	Annual Supply Capability	Supply & Development Plan	Remark
Cuu Long	9-1 (Bach Ho)	Vietsovpetro JV (PetroVietnam 50%, Nestro 50%)	20	1.5	PM 2-1, Ba ria, LPG	Associated Gas under production
	9-1 (Rong)					Expected first gas in 2005
	01,02 (Ruby, Emerald)	Petronas Carigali/ PVEP	25.5	1		Associated Gas under production
	15-2 (Rang Dong)	JVPC/ Conoco/ PVEP	9	0.5		
Nam Con Son	06-1(Lan Tay, Lan Do)	ONGC (India),BP	57	2.7	Phu My 1 Phu My 2-2 Phu My 3 Phu My 4	First gas planned 2003
	11-2 Rong Doi, Rong Doi Tay, Rong vi dai	KNOC (Korea), Mobil	30	1.3	Phu My 2-2	Under development
	05-3 (Moc Tinh)	BP/Conoco	20	1.3	No plan	Under projection
	05-2 (Hai Thach)	BP	47	1-2	No plan	Under appraisal & development
Malay-ThoChu (Southwest offshore)	B, 48/95, 52/97	Unocal MOECO PV (PVSC)	90	2-4	Depending on gas market	Under appraisal & development
	PM-3 CAA	Petronas, PV-Co owners (50:50)	50%*52	50%*2.5	Power & Fertilizer complex in Ca Mau	First gas to VN by the end 2005
Song Hong	Thai binh (Tra Ly River), D14, Tien Hai C	Maural & Prom (France), Petro Vietnam	4	0.08	Local Industry	Operation partially
Total			328.5	12.6-15.6		

Source: Petrovietnam

表 2-2 石炭埋蔵量 (Unit: million ton)

Mine area	Certainty of exploration				Exploitation	
	A+B+C1+C2	A+B	C1	C2	Open pit	Underground
Cam/Pha	1,316.05	267.99	623	425.06	237	991
Hong Gai	526.91	37.31	247.77	241.83	54	513
Uong Bi	1,328.98	79.99	682	566.99	22	1,392
Interior	636.59	53.44	427.71	155.44	172	93
Binh Minh Khoai Chau	145.96		122.91	23.05		119
<b>Total</b>	<b>3,808.53</b>	<b>438.73</b>	<b>1,980.48</b>	<b>1,389.32</b>	<b>881</b>	<b>3,109</b>
Type of coal						
Anthracite	3,238.20	395.31	1,595.91	1,246.98	388	2,980
Long frame (Lignite)	215.23	42.84	149.56	22.83	97	121
Fat coal	6.91	0.58	6.18	0.15		7
Peat	348.19		228.83	119.36	396	

Source: Vinacoal, 2003

表 2-3 紅河デルタ炭量総括表 (Unit: 1000 ton)

Seam	K.S Syncline - Binh Ninh Anticline				F.K.Fault - K.S Syncline	Binh Ninh Anticline.- Binh	Gross Total
	Middle				West	East	
	Measured	Indicated	Inferred	Total	Inferred	Inferred	
	< 400m	400-800m	800-1200m		< 1200m	< 1200m	
V17	38,520	86,697	72,734	197,951	15,756	8,789	222,496
V15	52,369	94,889	64,671	211,929	17,573	20,030	249,532
V14	88,664	131,867	73,434	293,965	34,216	19,738	347,919
V4	88,055	86,563	53,516	228,134	14,874	21,042	264,050
V3	243,602	164,478	81,222	489,302	42,123	23,826	555,251
Gross Total	511,210	564,494	345,577	1,421,281	124,542	93,425	1,639,248

Source: 紅河デルタプロジェクト, 2003年1月, NEDO

## (2) エネルギー開発計画

### a. 水力

水力は再生可能でかつクリーンなエネルギーであるとともに、ほとんどが初期投資であるため、一旦開発されれば、為替変動の影響を受けず 100 年の長期に渡り安定かつ低廉な電気を供給できるという大きなメリットがある。従って、豊富な包蔵水力を活用し、経済性が得られる範囲で積極的に開発を進めることとしている。

最新の電源開発計画では、2003 年から 2020 年にかけて、合計で 12,135MW の新規水力開発が行われる予定となっており（地域別内訳は、北部 54%、中部 29%、南部 17%）、既設水力発電設備量 3,945MW と合わせると、水力発電設備量は 16,080MW となる。この結果、2020 年には開発可能な設備量の 91% の開発が完了する見込みである。

### b. 石油・ガス

第 5 次マスタープランに記載された石油及びガスの開発計画を表 2-4 に示す。2002 年末時点で、石油火力発電所は Thu Duc 発電所(165MW)と Can Tho 発電所(33MW)の計 198MW のみ（IPP を除く）で、いずれも輸入重油を使用している。また、将来的にも O Mon 火力発電所（600MW）が計画されているが、2010 年の南西沖ガス田から O Mon までのガスパイプラインの完成後は、ガスを使用する予定である。

一方、ガス開発量の急激な拡大を背景に、ガス火力発電所は、2003 年から 2020 年の間に 10,483MW が開発される予定となっている。ガス火力発電所は、中部地域に計画中の

Quang Tri 地点 (720MW) を除いて全て南部地域に位置し、北部地域でのガス火力開発は計画されていない。なお、現時点のガス供給価格はプラットフォーム価格で 1.8US\$/mmbtu 程度であり、これにパイプライン輸送価格等が付加される。

表 2-4 石油・ガス開発計画 (Unit: million m<sup>3</sup> OE)

	2000	2005	2010	2020
Oil Production	16.5	17.6-18	20.6-21.6	11-18
Gas Production	1.5	6.7	11.5-13.5	14-18

Source: Institute of Energy, 2003

### c. 石炭

最新の石炭開発計画を表 2-5 に示す。2002 年の石炭平均販売価格 (選炭工場出口) は VND319/kg (発電用: VND305~332/kg) と極めて安い。また、石炭産業は完全な国内産業であるため、発電への販売価格も国内通貨ベースであり、為替変動を受けず安定している。さらに、石炭の主な需要家は発電とセメントであることから、貴重資源の枯渇に対する心配もガスに比べるとかなり小さい。石炭火力は、北部の主力電源として積極的に開発することとしている (2003 年~2020 年の間に 5,800MW)。

資源賦存量の偏在から既存の石炭火力発電所は全て北部地域に位置するが、豊富なポテンシャルと価格の長期安定性を考慮し、最新の電源開発計画では、輸入炭、あるいは、北部地域で採掘された国内炭を海上輸送し、南部地域で石炭火力発電を行う計画が織り込まれている。Vinacoal へのヒアリング結果では、南部地域への石炭輸送価格は、4,000~6,000 トンタンカーを使用する場合、Nui Xuoc まで US\$5/トン、HCM City US\$7/トン、Kien Giang US\$10/トン程度と想定されている。

表 2-5 石炭開発計画 (Unit: 10<sup>6</sup> ton)

	2000	2005	2010	2015	2020
Coal Production	10.5-11.0	12-13	14-15	—	15-20
	10.5-11.0	16	24	27	30

Source: 上段: 5th Master Plan of Electric Power Development in Vietnam, Jun. 2001,

下段: Vinacoal M/P, 2003

**(3) エネルギー需給計画**

第5次マスタープランに記載された一次エネルギー需給見通しを表2-6に示す。一次エネルギー需要は、2000年から2020年まで年率平均8.2%で増加する見込みとなっている。一方、供給面では2010年まで供給余剰の状態が続くが、その後は、石炭及びガスの供給量増加率が鈍化することにより、2020年には一次エネルギー需要の28%程度が不足する予想となっている。

表2-6 一次エネルギー需給計画 (Base Scenario)

	2000		2005		2010		2020	
		KTOE		KTOE		KTOE		KTOE
Energy Demand		18,131		27,878		44,360		88,228
Domestic Supply		27,766		37,426		50,086		63,324
Coal (mil. ton)	11.6	6,501	16.2	9,053	22.8	12,772	30.1	16,846
Oil (mil. ton)	16.3	16,564	20.0	20,324	21.6	21,989	18.0	18,324
Gas (bil. m <sup>3</sup> )	1.6	1,440	4.5	4,050	8.8	7,939	18.0	16,200
Other (TWh)	14.6	4,314	17.9	3,999	35.1	7,386	58.4	11,954
Surplus/Shortage		+9,635		+9,548		+5,726		-24,904

Source: Institute of Energy, 2003

**(4) エネルギーセキュリティ**

ベトナムはエネルギー資源に恵まれているが、各エネルギーのポテンシャルと開発計画から、エネルギーセキュリティバランスを計算した結果は表2-7に示すとおりである。

このペースで一次エネルギー開発が進んだ場合、確認埋蔵量ではガスは2030年までしか供給できないことになるが、石炭は2120年以降までと長期に供給可能である。つまり、現在開発が計画されているガス火力発電所がその耐用年数間(25年)運転可能であるためには、さらに、300BCMの埋蔵量の確認が必要である。

表2-7 一次エネルギーセキュリティバランス (Base Scenario)

	Potential (upper::measured) (lower::inferred)	Exploitation Volume (2000-2020)	Residual Quantity	Exploitable years after 2020
Coal (mil. Ton)	4,500	435*	4,075	≥ 100
	10,000		9,575	≥ 200
Gas (bil. m <sup>3</sup> )	330	162	168	≤ 10
	617		455	≤ 30

\*:Based on the exploitation plan of Vinacoal

## 2.2 電力セクター

### (1) 電力需要

ベトナムの気象変化、経済状況と併せ、電力量、ピーク需要、負荷曲線の実績を調査し、電力需要の現況を分析する。

#### a. 気象

ベトナムは、アジアモンスーン地方に属す。南部は熱帯、北部は亜熱帯と気候が大きく異なる。北部は四季があり、気温の季節変動が大きい。5月頃から平均気温25度以上となって夏が始まり、6月、7月は高温多湿の天候が続く。7月、8月はしばしば台風が襲来して豪雨をもたらす。12月末から3月末にかけて雨が降り続き、気温が10度前後に下がる日もある冬が続く。一方、南部は5月から10月までの雨季と11月から4月までの乾期の2シーズンであり、平均気温は年間を通してあまり変化しない（図2-1）。

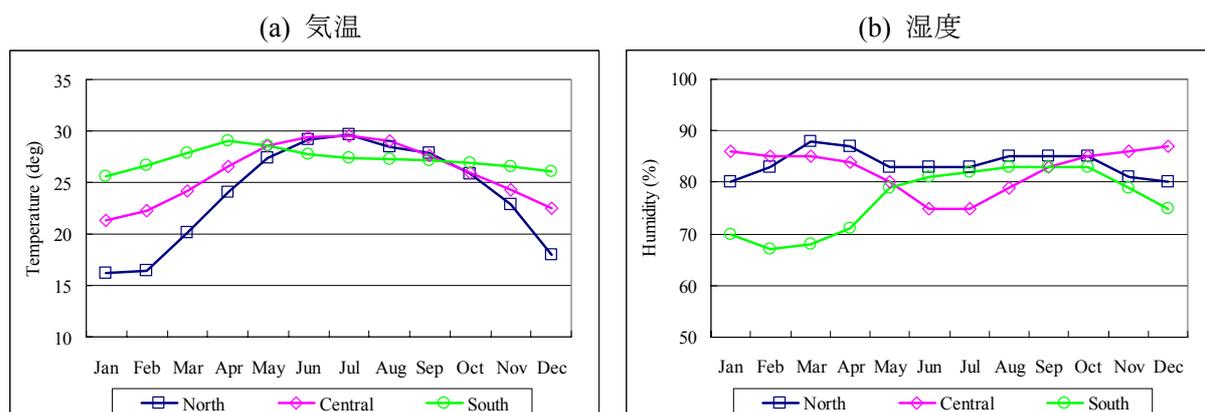


図 2-1 月別・地域別気象変化

Source: Hydro-Meteorological Data Center, Hanoi

#### b. 経済

1990年以降のベトナム全国の人口、実質GDP、消費者物価指数、並びに、商業エネルギー需要の推移を、表2-8に示す。ベトナム経済は堅調に成長を続けており、1990年から2000年の年平均GDP成長率は約7.5%に達している。この間、GDP per capitaはUS\$206からUS\$356へと増加している。消費者物価指数の推移は比較的安定しており、1995年以降5年間の平均上昇率は3.7%となっている。一方、商業エネルギー消費量については、1990年から2000年の年平均増加率は0.5%に留まっている。

表 2-8 マクロ経済指標の推移

Index	Unit	1990	1992	1994	1996	1998	2000
Population (10 <sup>6</sup> )	—	66.20	68.99	71.68	74.30	76.52	78.52
GDP (10 <sup>9</sup> )	1995 US\$	13.61	15.67	18.44	22.08	25.27	27.93
GDP per capita	1995 US\$	205.65	227.17	257.19	297.18	330.17	355.74
CPI	1995=100	na	na	na	105.68	116.99	119.72
Energy Use	10 <sup>3</sup> KTOE	24.69	25.82	28.02	32.09	34.26	na
Energy Use per capita	KGOE	372.96	374.26	390.87	431.92	447.73	372.96

Source: World Development Indicators, WB

### c. 電力需要の現況<sup>1</sup>

#### 1) 年間電力量

図 2-2 に示す通り、電力消費量については、1995 年から 2002 年の間、年率平均 15% で急速に増加し続けている。この結果、1995 年以降 6 年間における電力消費量の対 GDP 弾性値は 2 を上回り、周辺国の実績値である 1.0~1.5 と比較して大きな値を示している。また、需要家別では、家庭用（約 5 割）と産業用（約 4 割）が大半を占めている。

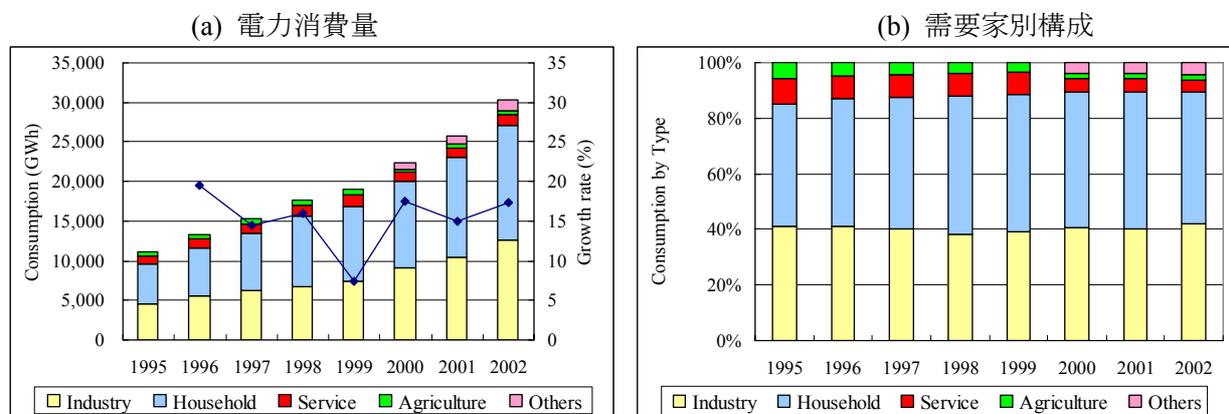


図 2-2 需要家別電力消費量の推移

#### 2) 年間最大電力

年間最大電力並びに年負荷率の推移を図 2-3 に示す。1995 年から 2002 年の間、最大電力は年率約 14% で急速な増加を続けており、2002 年の実績は 1995 年の 2 倍を上回る 6,554MW に達している。年負荷率は、北部及び中部地域では約 55%、南部地域で 70%弱と大きく異なる。

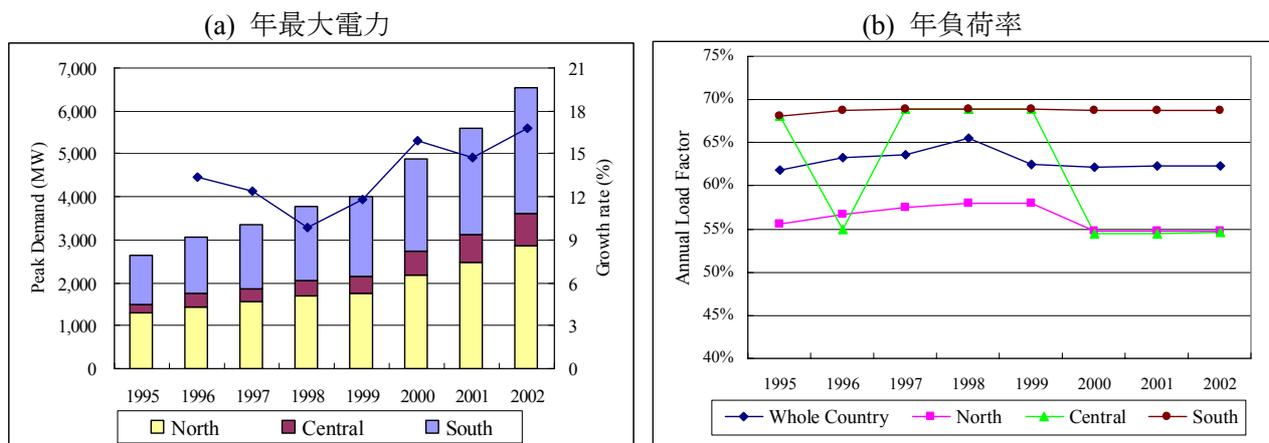


図 2-3 地域別年間最大電力並びに年負荷率の推移

### 3) 月別最大電力

1996年から2002年における、月別最大電力の全国値の推移及び2002年の地域別値を図2-4に示す。全国の月別最大電力は、毎年年末の11月前後に年間最大電力を記録している。これは、持続的な電力需要の増加傾向が気温変化等に伴う月別変動を上回っていることによるものであり、急速な経済発展段階にある途上国特有の事象である。なお、例年5月から6月にかけて需要が減少しているが、これは、洪水期の水力供給力の減少による供給支障を回避するために、計画停電が行われているためと推察される。

地域別の月間最大電力についても、全国値と類似した傾向が表れている。

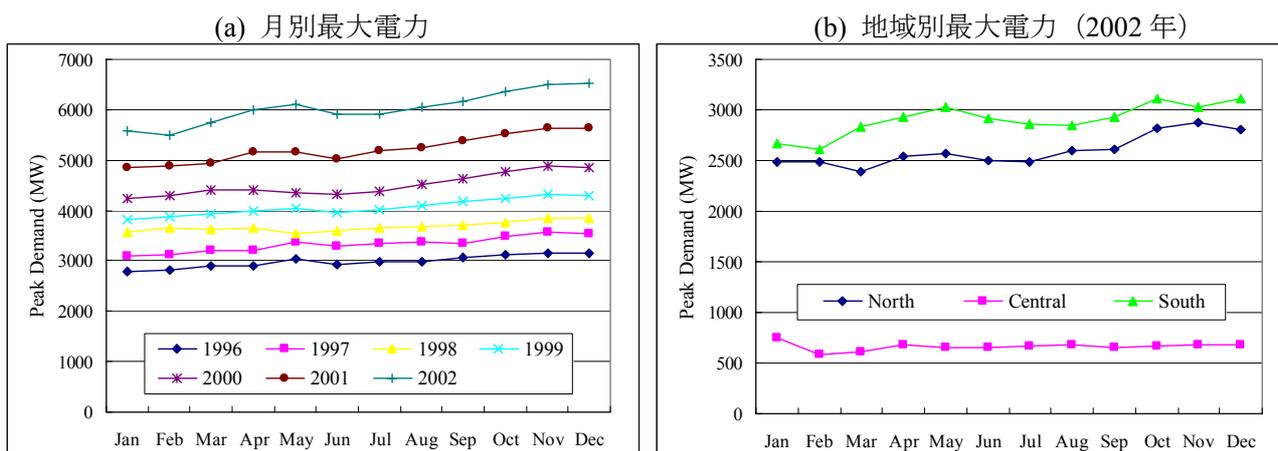


図 2-4 月別最大電力の推移

<sup>1</sup> 電力需要の実績値は、IE 及び NLDC から入手したデータによる。

#### 4) 日間需要

全国及び地域別の日負荷曲線（年平均値）の推移を図 2-5 に示す。

ベトナムの日間需要は、二瘤型の負荷形状となっている。すなわち、産業用需要により午前 11 時頃に昼間ピークを示した後、午後 7 時に電灯需要で一日の最大電力を記録するというものである。一日の最大電力と最低電力の差は、全国平均では 50%程度であるが、北部と中部で 50~60%と大きくなっているのに対し、南部では 40%程度に留まっている。また、各地域とも夜間の電灯ピークが昼間ピークを上回っているものの、昼間ピークの伸びにより、両者の差が急激に縮まってきていることが特徴的である。特に、負荷変動の少ない南部地域では、2002 年時点で電灯ピークと昼間ピークの差がほとんどなくなっている。

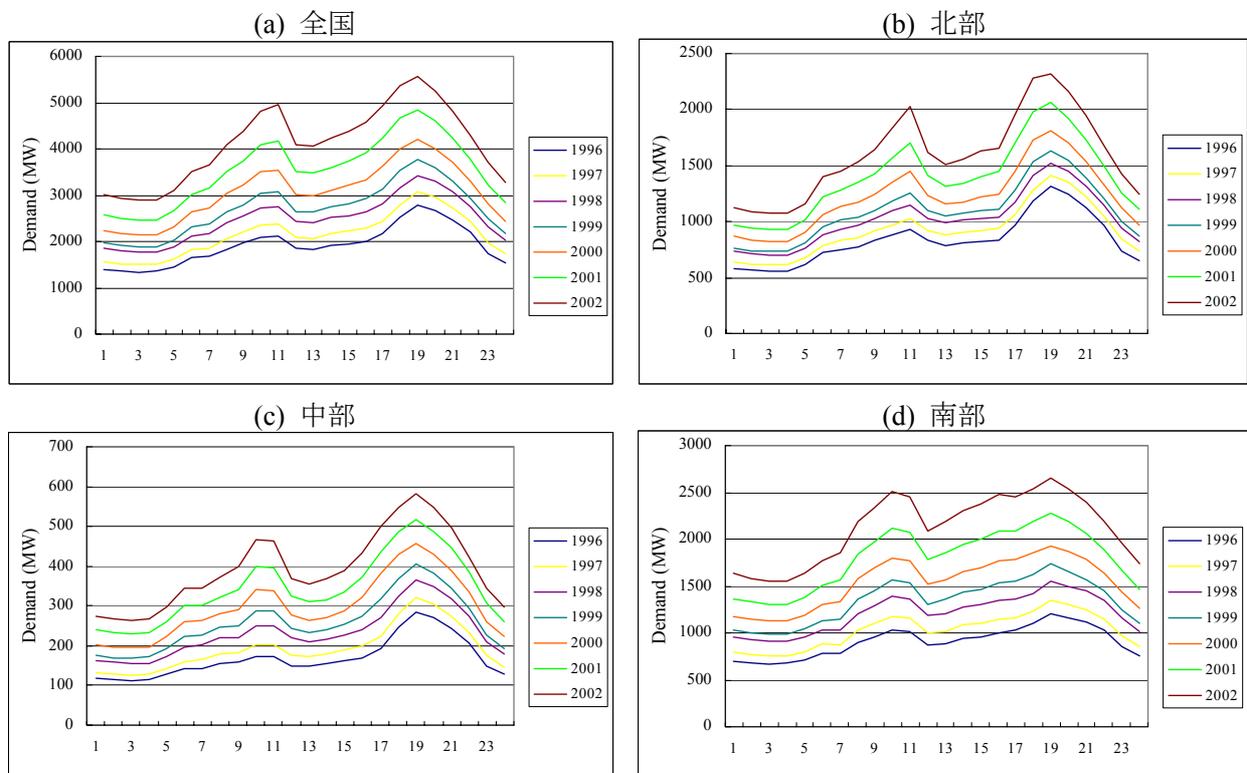


図 2-5 日負荷曲線の推移（年間平均値）

#### (2) 電源設備

##### a. 電源設備の現状

2002 年末時点における合計出力 8,505MW の設備構成は、水力 48%、ガス火力 27%、石炭火力 15%、その他 10%となっている。地域別では、エネルギー資源の偏在により電源構成が大きく異なっている。水力及び石炭資源が豊富な北部地域は、水力発電（62%）と石炭火力（38%）で構成されている。なお、石炭火力発電所の多くは、1970 年代から 80 年代前半にかけて建設されている。中部地域は、ほとんどの電源が水力発電設備である。一

方、ガス資源の豊富な南部地域では、ガス火力が全体の 55%を占め、残りを水力（28%）及び石油火力（15%）が分担している。

### b. 既設火力の運用特性

Pha Lai、Uong Bi 火力発電所の定期点検状況と発電所熱効率データはそれぞれ表 2-9、表 2-10 に示すとおりである。

（定期点検）

表 2-9 火力発電所定期点検状況

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

（熱効率）

表 2-10 火力発電所熱効率

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

### (3) 送電システム

EVN は、500kV の高圧送電線により南北を連系させることにより需給運用の効率化を図ることとし、1994 年 5 月に 1 回線 1,500km を自己資金で建設している。

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

ベトナム 500 kV 送電線は、北部の出力 1,920 MW の Hoa Binh 水力発電所から、南部の Phu Lam 変電所まで 1 回線で建設され、1992 年に着工し 1994 年に完成した。

表 2-11 500 kV 送電線

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

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

#### (4) 系統運用管理および SCADA 運用

EVN の給電指令体制を図 2-6 に示す。NLDC はハノイに位置し、大容量発電機および 500kV 送電線の運用、並びに、周波数の制御を所管している。また、変圧器タップの位置変更や調相設備投入の指令を手動で行っている。220 kV 以下の系統運用および地域系統用の調層設備の運用は、NLDC の下部組織である北部・中部・南部の地域給電所が担当している。さらにその下に、110 - 66kV 系統の運用を行う地域供給用の給電所が配置されている。

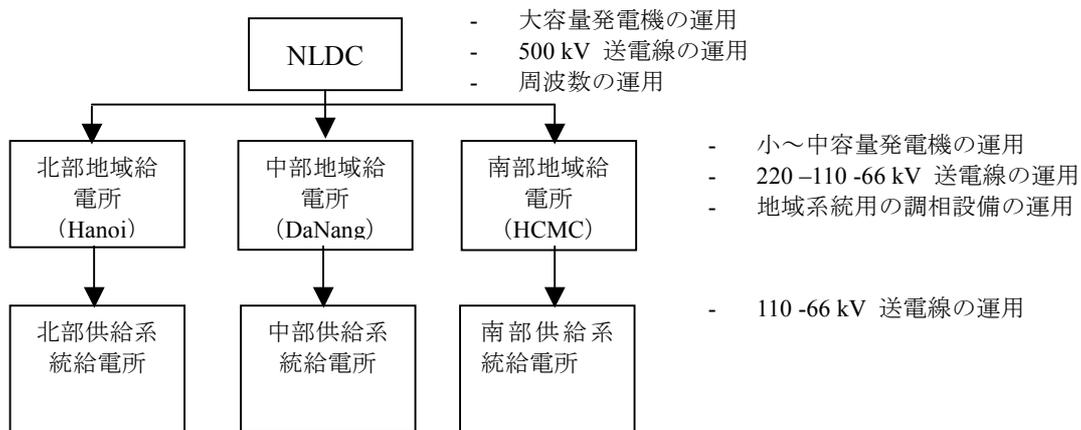


図 2-6 EVN の給電指令体制

#### (5) 電気料金

EVN は、全国統一の用途別電気料金制度を採用している。

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

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

電力料金の改定については、これまでも何度か検討されては、見直しが行われ現在に至っている。最新の料金改定は 2002 年 10 月に行われ、5.6 cents/kWh まで値上げされた。

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

## 2.3 環境における関連施策

ベトナム国の環境影響評価（EIA）制度、自然保護区（既存および予定地域）保全、貴重な動植物・生態系保全に関する施策について関係政府機関からその現状と具体的な項目・内容をヒアリングした。ヒアリング結果は下記のとおりである。

### (1) 資源環境省（MONRE）

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

### (2) 農業・地方開発省（MARD）

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