

ベトナム社会主義共和国
ベトナム電力公社
ベトナムエネルギー研究所

ベトナム国
電力セクターマスタープラン調査
ファイナルレポート
要約

平成 18 年 5 月
(2006 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社
東電設計株式会社

経済
J R
06-087



Base 802750AI (C00082) 8-01

ベトナム社会主義共和国 位置図

**ベトナム国
電力セクターマスタープラン調査**

**ファイナルレポート
要 約**

【目 次】

ベトナム地図

略号・単位

1. 序 論

1.1	調査の背景・経緯.....	1
1.2	調査目的と実施内容.....	1
1.3	調査実施方針.....	2

2. 第5次電力MPのレビュー

2.1	需要予測の評価.....	3
2.2	エネルギー資源の埋蔵量.....	6
2.3	電力システム計画のレビュー.....	7
2.3.1	電源開発計画.....	7
2.3.2	送電システム.....	11
2.4	経済・財務状況.....	14

3. 電力需要予測

3.1	電力需要予測方法.....	17
3.2	電力量需要予測結果.....	20

4. 一次エネルギー

4.1	エネルギー政策.....	24
4.2	2025年までのエネルギー需給予測.....	26
4.3	電力セクター向け化石燃料の価格検討.....	31

5. 電源開発計画	
5.1	電源開発計画の策定方法.....32
5.2	供給信頼度基準に従った必要設備量.....33
5.3	電源構成将来ビジョンの構築.....34
5.4	電源開発計画のリスク評価.....38
5.5	2006年1月時点のPDP 6 th41
5.6	PDP 6 th 最終案.....42
6. 送電網開発計画	
6.1	系統信頼度の検討方法.....44
6.2	主な検討条件.....45
6.3	2020年および2025年の500kVおよび220kV系統の検討.....48
6.4	2025年までの500kV系統 送電線開発計画案.....50
6.5	2006年1月時点の送電網開発計画.....51
6.6	PDP 6 th 最終案の送電網開発計画.....51
7. 投資計画と財務予測	
7.1	長期投資計画.....53
7.2	EVNの財務予測.....55
8. 環境社会配慮	
8.1	戦略的環境アセスメント (SEA)61
8.2	調査方法および初期環境調査の結果.....62
8.3	調査結果の解析およびSEA.....64
8.4	ステークホルダー・ミーティング(SHM)の実施の支援.....68
9. 提言	
9.1	電力需要予測および一次エネルギー.....69
9.2	電源開発計画および送電網開発計画.....70
9.3	経済財務分析.....71
9.4	環境社会配慮.....73

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

ADB	: Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFC	: Automatic Frequency Control	自動周波数制御
AFTA	: ASEAN Free Trade Area	
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
DOE	: Department of Energy	アメリカ合衆国: エネルギー省
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	: Electricity 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
HPP	: Hydro Power Plant	水力発電所
IE	: Institute of Energy	エネルギー研究所
IEA	: International Energy Agency	
IEE	: Initial Envelopmental Evaluation	初期環境影響評価
IES	: Initial Envelopmental Study	初期環境調査
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	: The 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	

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

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
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	
SHM	: Stakeholder Meeting	ステークホルダーミーティング
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
TOU	: Time-Of-Use	
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
WTI	: West Texas Intermediate	米国産標準油種
WWF	: World Wide Fund for Nature	世界自然保護基金

UNITS

Prefixes

μ	:	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
ktoe	:	Kilo ton oil equivalent (toe)
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)
Ω	:	ohm

UNITS

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 15,830	As of May 2005
1 US\$	=	VND 15,825	As of September 2006
1 US\$	=	VND 15,844	As of January 2006

Executive Summary

1. 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」国）は、持続的な社会経済発展を支えるために電力の安定供給を最重点課題のひとつと位置づけ、5年ごとに電力マスタープランを策定し、計画的な電力設備の開発を目指してきた。

また、近年の電力需要は、経済の堅調な成長を背景に、過去10年間の電力消費量、最大電力とも年平均10%以上の伸び率を示しており、計画に基づいた電源および系統の新規開発が緊急の課題である。

「ベ」国は、2006年3月末までに第6次電力MPを策定すべく、2004年10月よりその準備に入っており、先に述べた現状の策定手法の問題点の改善を図るため、日本政府に対し第6次電力MP策定のための技術協力の要請を行った。

2004年12月、電力システム開発基本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に指名されたベトナム電力公社(EVN)と本調査に関するS/W協議が行われ、2005年2月4日にS/Wが調印された。

1.2 調査目的と実施内容

(1) 調査目的

本調査は、「ベ」国が2006年3月までに策定する第6次電力マスタープランが、長期的に電力の安定供給を確保するために適切な計画となるように、その策定作業を支援するとともに、今後自ら策定することが出来るよう技術移転を行うことを目的とする。

(2) 調査対象地域

調査対象地域はベトナム国全土を対象地域とする。

(3) 実施内容 (TOR)

調査は、2005年2月4日に国際協力機構とベトナム電力公社の間で署名されたS/W及びM/Mに基づいて実施した。本調査の主要調査項目は、以下のとおりである。

- 1) 第5次電力MPのレビュー
- 2) 第6次電力MP策定支援
 - a. 電力需要予測
 - b. 電力開発のための1次エネルギー
 - c. 電源開発計画の最適化
 - d. 送電網開発計画の最適化
 - e. 経済財務分析
- 3) 環境社会配慮
- 4) 第6次電力MPのベトナム内部承認支援

- 5) キャパシティ・デベロップメント
- 6) ワークショップの開催
- 7) ステークホルダー・ミーティングの実施の支援
- 8) ワーキンググループならびにステアリングコミッティへの参加

1.3 調査実施方針

調査業務の基本的な進め方は、図 1-1 基本業務フローに示す通り、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、最終的に第6次マスタープラン(案)として集約した。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た。

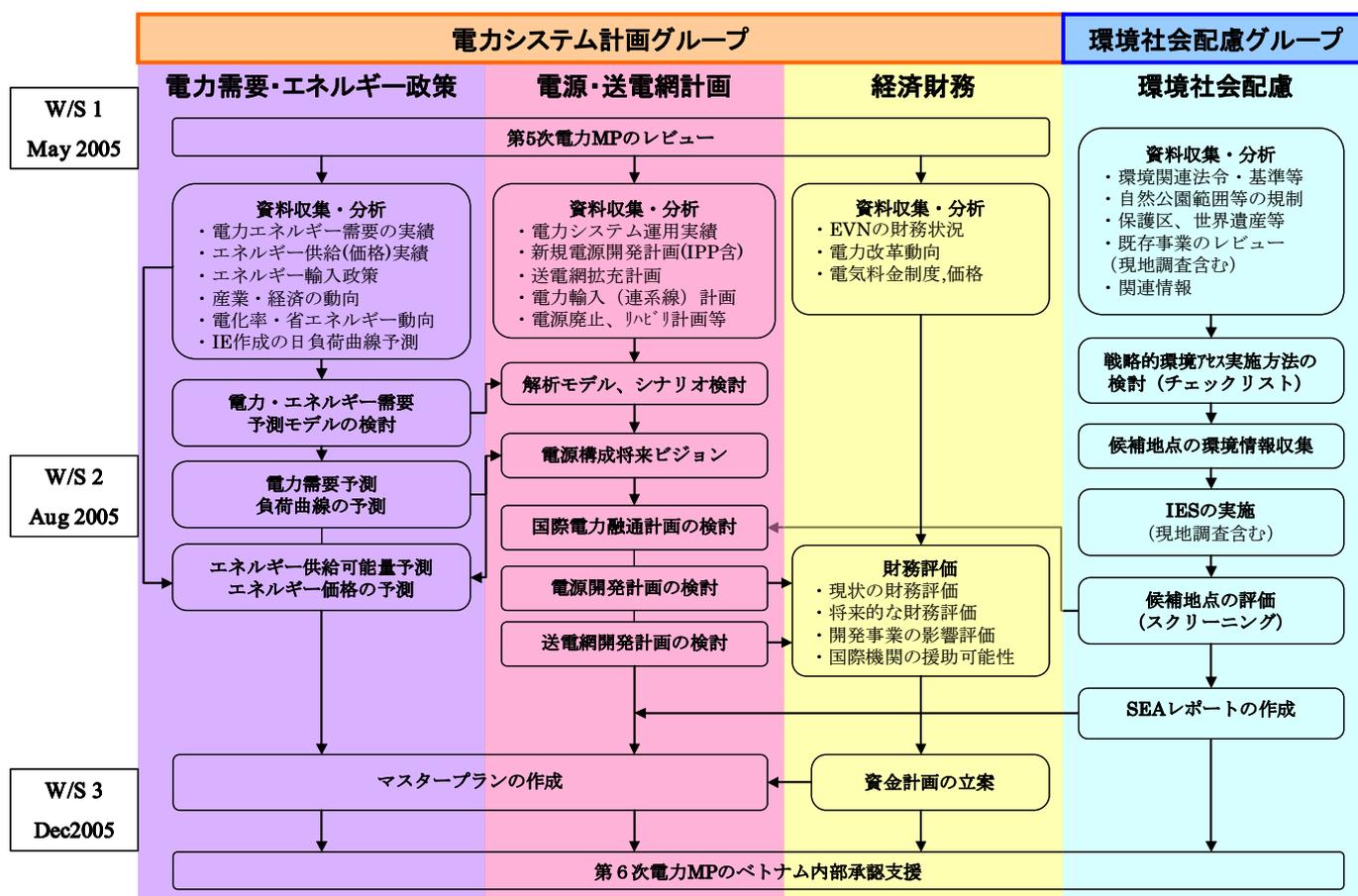


図 1-1 調査業務区分と業務フロー

2. 第5次電力MPのレビュー

2.1 需要予測の評価

(1) 社会経済状況

2000-2010年間は、ベトナムは高度経済成長期と見られる。過去の1997-2003年間はやや低成長であったが、今後は、急速な経済の成長が見込める。そして、2020年以降は安定した経済成長期に移行するものと思われる。

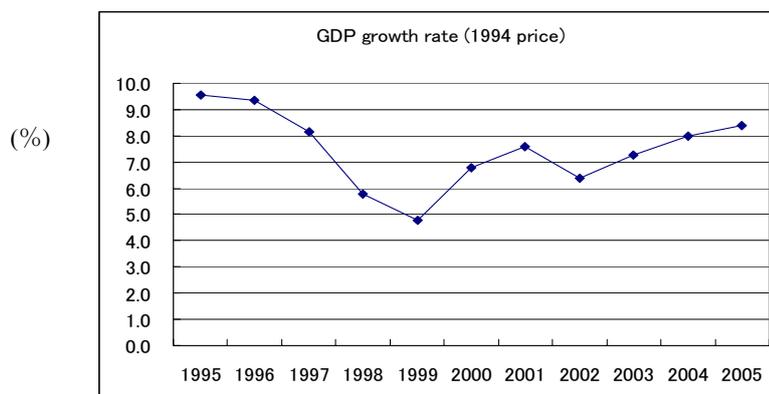


図 2-1 実質 GDP 伸び率 (1995-2005)

(2) 電力需要実績

a. 電力消費量

表 2-2 では 1996-2004 年間の電力消費量を示すが、過去 9 年間で販売電力量は 3 倍、増加率は年平均 14.5%であり、特に 2000-2004 年の間では年平均 15.3%と高い伸びを示している。2004 年の販売電力量は 396 億 kWh である。

表 2-1 電力消費量 (Unit: GWh)

項目	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
販売電力量	13,375	15,303	17,725	19,550	22,404	25,858	30,228	34,835	39,596
伸び率 (%)	19.44	14.41	15.83	10.30	14.60	15.42	17.0	15.0	13.5
一人当たり販売電力量 (kWh)	177	200	233	255	289	338	379	432	483
電力ロス (%)	19.3	18.2	16.09	15.53	14.03	14.0	13.4	12.7	12.2

Source: Institute of Energy - EVN

b. 最大電力

最大電力は 1996 年の 3,177MW から 2004 年の 8,283MW へと 2.6 倍に増加しており、年平均増加率は 12.7%に達している。2002 年の電力消費量の増加率は 15.9%で、1996 年～2004 年間で最大の増加率となった。National Load Dispatch Center の統計によれば、

2001-2004 年の期間において、ピーク時間帯で電力が不足したため、かなりの量の負荷を落とさざるをえなかった。通常ピーク時の電力カットは6~8月(この期間は水力発電所の貯水池水位が洪水調節のために低いレベルにある)か、年間で最大電力が生じる11月に行われる。

表 2-2 最大電力 (1996 - 2004 年)

年	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
最大電力 (MW)	3,177	3,595	3,875	4,328	4,893	5,655	6,552	7,408	8,283
伸び率 (%)	13.6	13.2	7.8	11.7	13.1	15.6	15.9	13.1	11.8

Source: National Load Dispatch Center

c. 負荷曲線 (ロードカーブ)

全国のロードカーブは1996-2004年では、次の様な特徴を有している。

- 1日のうちで8時から17時の時間帯の電力消費の増加率は、夜(18時から22時)より昼間(8時から17時)のほうが、1996-2004年平均で3.0%高い。
- 日中(午前10時)のピークロードは増加傾向にあり、夏期は2003年以降、夕方のピーク時とほぼ同じである。このことは電力システムの1日のピークロードは夕方(18~19時)から日中(10~11時)に移動していることを示しており、2こぶのピークを形成していることを意味している(図 2-2 参照)。

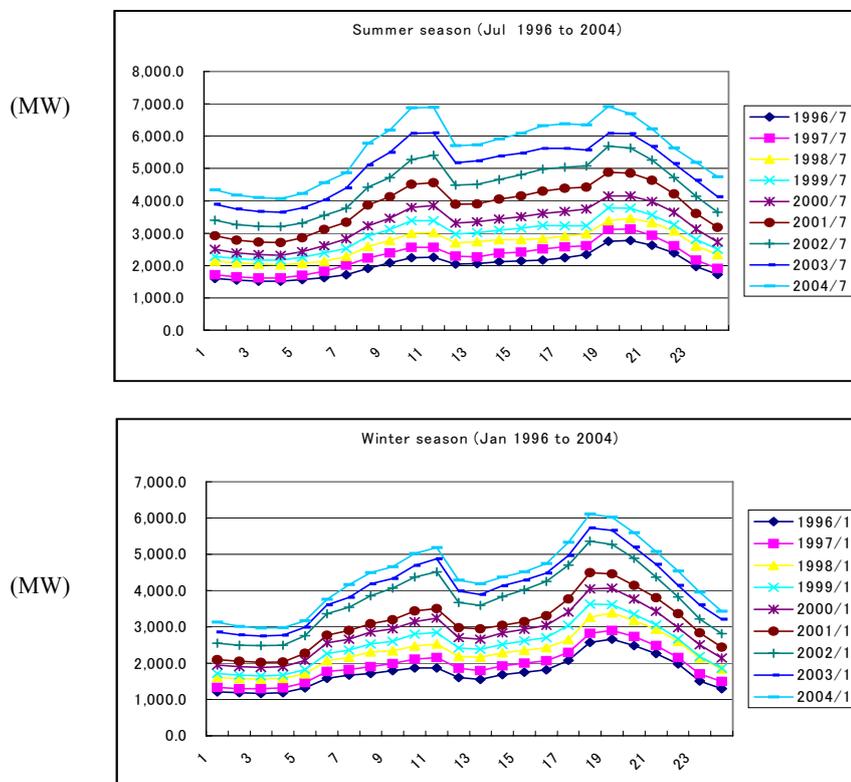


図 2-2 全国平日の夏・冬のロードカーブ

d. 年負荷率（ロードファクター）

全国の電力システムの年負荷率は 0.61～0.64 のレンジにあり、1996-2004 年の間では概ね年ごとにゆるやかに大きくなっている。全国での年負荷率の推移は表 2-3 に示すと通りである。2004 年の地域別の年負荷率は、北部 58%、中部 60%、南部 69%であった。

表 2-3 全国の Load factors (1996-2004 年)

Year	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Load factor (LF)	0.608	0.610	0.642	0.622	0.627	0.621	0.632	0.635	0.639

Source: Institute of Energy

e. 第 5 次マスタープラン（第 5 次 MP）における電力需要予測結果の評価

2000-2004 年の期間における電力需要の実績値は第 5 次 MP の 3 ケース（高、低、ベースの各ケース）のいずれの予測値よりも高い（図 2-3、図 2-4）。この誤差は第 5 次 MP において使用した弾性値（電力需要伸び率/GDP 成長率）が実際の値（表 2-4）よりも低い数値であったため生じたものである。

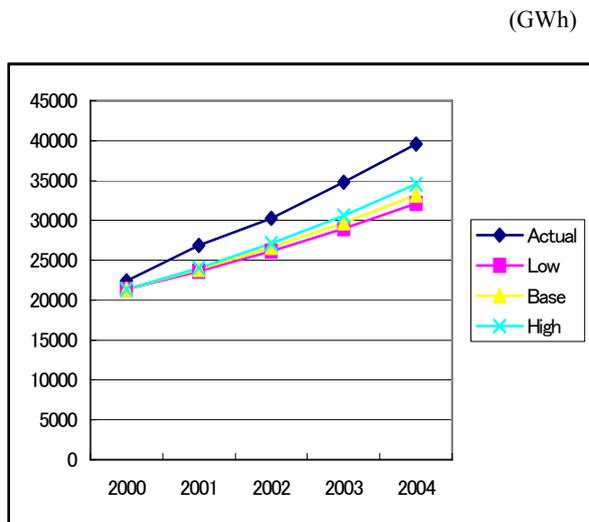


図 2-3 販売電力量の実績と第 5 次 MP (High, Base, Low)

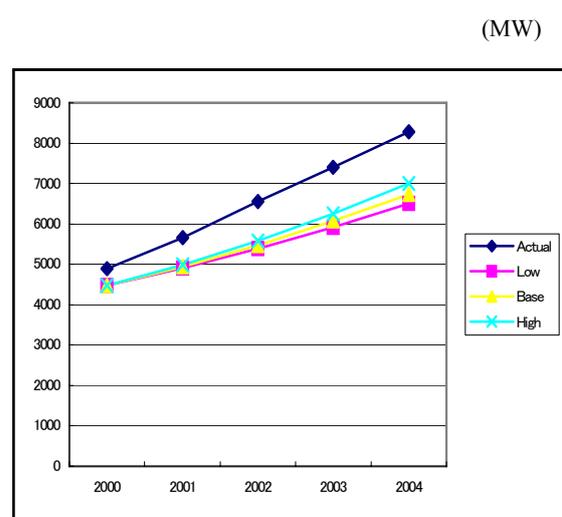


図 2-4 ピーク電力の実績と第 5 次 MP (High, Base, Low)

表 2-4 電力販売量の GDP 弾性値

期間	1999-2000	2001-2005	備考
実績	2.15	2.13*	2004 年まで
第 5 次 MP	1.82	1.62	

Source: 第 5 次 MP と IE からの入手資料

2.2 エネルギー資源の埋蔵量

(1) 水力

改訂5次MP策定時点での全国の開発可能量は17,700MW、820億kWhと想定されていたが、その後の調査 Study No. KHCN 09: "Establishment of stable energy strategy and policy" において、開発可能量は20,560MW、834.2億kWhに見直された。北部：9,990MW、388億kWh (54%)、中部：7,700MW、218億kWh (30%)、南部：2,870MW、116億kWh (16%)と北部に偏在している。各水系の経済的水力開発可能量は表2-5に示すとおりである。

表 2-5 経済的水力開発可能量

水 系	設備出力 (MW)	発電電力量 (TWh)
Lo-Gam-Chay River	1,470	5.81
Da River	6,960	26.96
Ma River	890	3.37
Ca River	520	2.09
Vu Gia-Thu Bon River	1,120	4.29
Tra Khuc-Huong River	480	2.13
Ba River	670	2.70
Se San River	1,980	9.36
Srepok River	700	3.32
Dong Nai River	2,870	11.64
主要水力計	17,660	71.67
合 計	20,560	83.42

Source: IE "Overall evaluation on Vietnam Primary Energy Source", Nov. 2003

(2) 石油・ガス

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。

石油とガスの資源分布は一樣ではなく、石油の油田は主に南部沖合のCuu Long 堆積盆地に集中している。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 堆積盆地に分散している。

Petrovietnam のレポート“Strategy on Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and perspective to 2025”によると、石油とガスの推定埋蔵量は、2,920 - 3,250MCMOE であり、その内の約60%をガスが占めていると推定されており、堆積盆地ごとの内訳は表2-6に示すとおりである。

また、2004年末時点の水深200m以浅の大陸棚における確認埋蔵量は1,150MCMOE (約750MCMOEの石油と約400BCMのガス)と推定されている。その内にSong Hong 堆積盆地のガス埋蔵量250BCMがあるが、CO2含有量が60~90%と高いため、現状の技術では採取不可能である。

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

表 2-6 石油・ガスの推定埋蔵量 (MCMOE)

Basin	Song Hong	Phu Khanh	Cuu Long	Nam Con Son	Malay - Thu Chu	Tu Chinh-Vung May
Potential	650-750	370-500	250	650	150	850-950
Remark	Mainly gas, high CO2	Mainly gas, high CO2	Mainly petroleum	Petroleum & gas	Mainly gas	Mainly gas

(3) 石炭

改定第5次 MP 時点での地下深度 300m までの石炭の確認埋蔵量は、約 38 億トンであった。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。2005 年 1 月時点の評価では確認埋蔵量は約 54 億トンに見直され、さらに、推定埋蔵量を合わせると 123 億トンになっている。

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 950km² 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。このうち、確定埋蔵量は、400m 以浅で約 5.1 億トンである。

表 2-7 推定ならびに確認埋蔵量 (2005 年時点) (Unit: million ton)

No	Region	Reserves grade			
		Total	A+B+C ₁	C ₂	P
I	Quang Ninh province	9,673,410	1,828,021	1,997,946	5,847,443
II	Local area	2,608,322	913,838	702,484	992,000
	Total	12,281,732	2,741,859	2,700,430	6,839,443

Source: Vinacoal "Report on Vietnam Coal Evaluation", Jan. 2005

2.3 電力システム計画のレビュー

2.3.1 電源開発計画

(1) 電源開発計画

a. 電源開発計画の手法

第5次 MP では、WASP IV を使用し電源開発計画を策定している。このツールは国際原子力機関 (IAEA) 作成の需給運用シミュレーションを行うツールである。途上国に広く普及している。しかし、連系系統における連系容量の制限を考慮した需給バランスをシミュレーションできない。このため、ベトナム国電力系統の特徴である南北間の連系線容量制約を模擬できない。

b. 電源開発の現状

① 既設電源と改訂第5次MPの開発計画

ベトナム国の系統はハノイ市を中心とする北部とホーチミン市を中心とする南部に2極化されており、それぞれの電源構成は一次エネルギーの偏在に伴い大きく異なる。この電源構成の違いは、需給運用の供給信頼度および経済性に大きな影響を与えている。

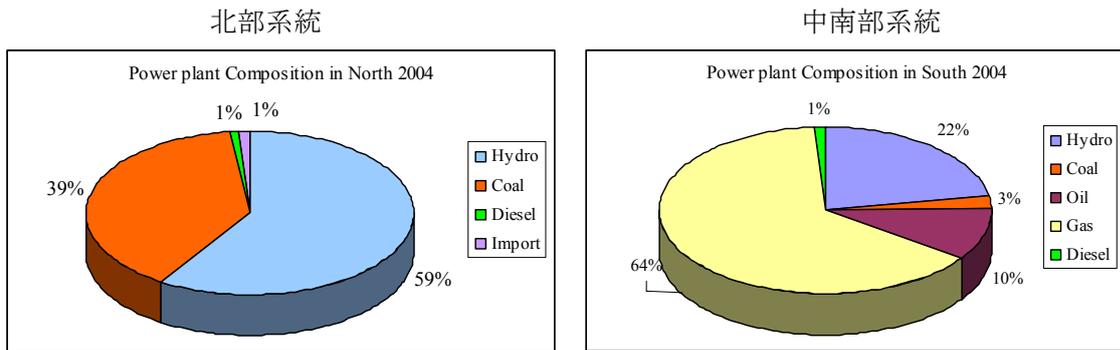


図 2-5 地域ごとの既設電源構成 (2004 年末時点)

改訂第5次MPの開発計画においても同様であり、2010年末における電源構成は、図2-6に示すとおり、一次エネルギーの偏在に伴い南北系統において大きく異なる。北部系統は石炭および水力により構成され、南部系統はガスを中心に構成される。この系統ごとの電源構成の違いと南北系統間の500kV送電線の連系容量の制約により、各系統の供給信頼度と供給予備力の関係は異なってくる。

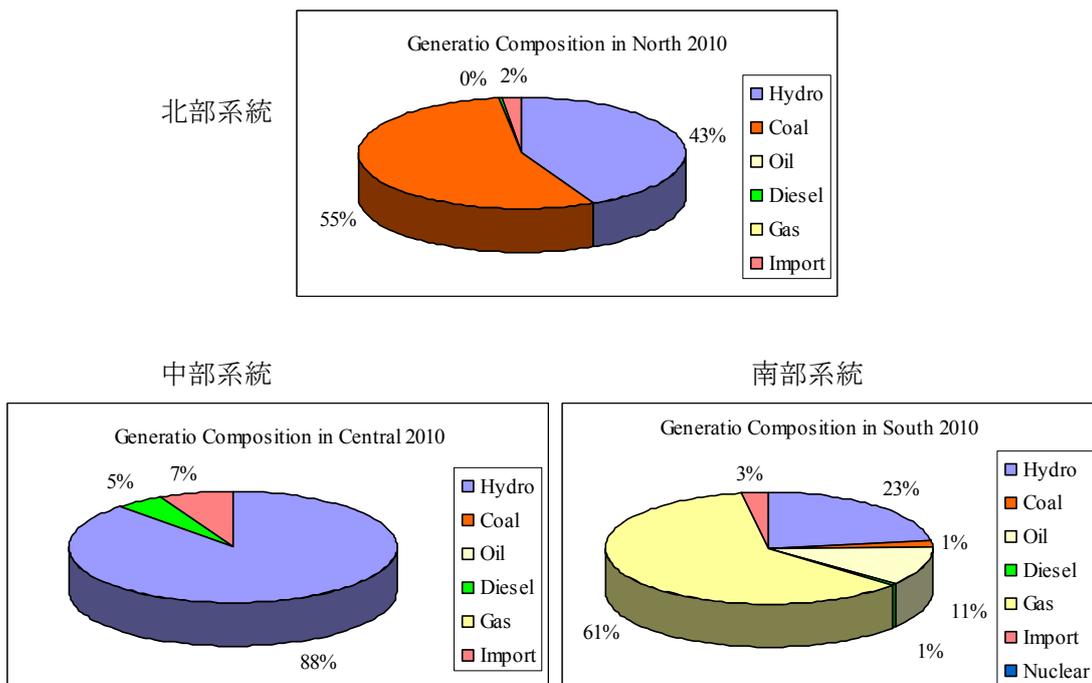


図 2-6 2010 年末のベトナム北部、中部、南部系統の電源構成

② 改訂第5次計画の供給信頼度

ベトナム国の供給信頼度は全系では、電源開発における供給信頼度基準である LOLE24 時間を満足させるための必要な供給予備率は 9%で良い。しかし、北部系統と中南部系統間の連系容量の制約を考慮するとそれぞれの系統で必要な供給予備率は異なる。北部系統では水力電源が多いことから出水変動の影響を多く受け、必要な供給予備率は 19% 程度である。また、中南部系統では、必要供給予備率は系統全体と同じ 9%である。

改訂第5次MPにおける各系統の2010年までの需給バランスは表2-8に示すとおりである。改訂第5次MPでは、ベトナム国の南北系統間の連系送電容量に制限がないと仮定すると供給力は足りている。しかし、南北系統間の 500 kV 送電線容量の制約を考えると北部系統で供給力が足りなくなる。これは、至近年の電源開発計画において地域毎の電源開発量に偏りが生じていることによる。

表 2-8 改訂第5次MPの需給バランス

	2003		2004		2005		2010	
	North	C&S	North	C&S	North	C&S	North	C&S
需 要(MW)	3,111	4,165	3,453	4,759	3,830	5,398	6,153	9,639
供給力(MW)	3,232	4,953	3,331	6,160	3,574	7,372	7,601	12,368
予備力(MW)	121	788	-122	1,401	-256	1,974	1,448	2,729
予備率(%)	3.9	18.9	-3.5	29.4	-6.7	36.6	23.5	28.3
LOLE(hour)	66	58	86	12	41	2	1	0

③ 供給信頼度の現状

電源開発実績は、北部系統では石炭火力発電所の開発が計画より遅れている。南部系統では水力開発に遅延が生じている。このため、現状の供給信頼度は改訂第5次MPの開発計画より低下している。

表 2-9 電源開発計画(改訂第5次MP)と実績 (MW)

	2005			2010		
	5 th MP	Actual	Diff.	5 th MP	Pre6MP	Diff.
North	500	200	-300	5,125	8,092	2,967
C&S	1,140	1,010	-130	7,919	8,168	249
Total	1,640	1,210	-430	13,044	16,260	3,216

2005 年末では、北部 300MW の開発遅延、中南部 130MW の開発遅延が見込まれている。これは、北部系統では地域供給力の 7.8%、中南部系統では地域供給力の 2.4%に相当する。

④ 水力出水変動

2004 年に報告された、「ベトナム国ピーク対応型電源最適化計画調査」によると、北部

系統における 1996 年から 2001 年の 5 年間の最大電力発生時の水力発電所の出力は計画出力より少ないことが指摘されている。計画供給力を基準とした場合の出力変動確率分布を図 2-7 に示す。

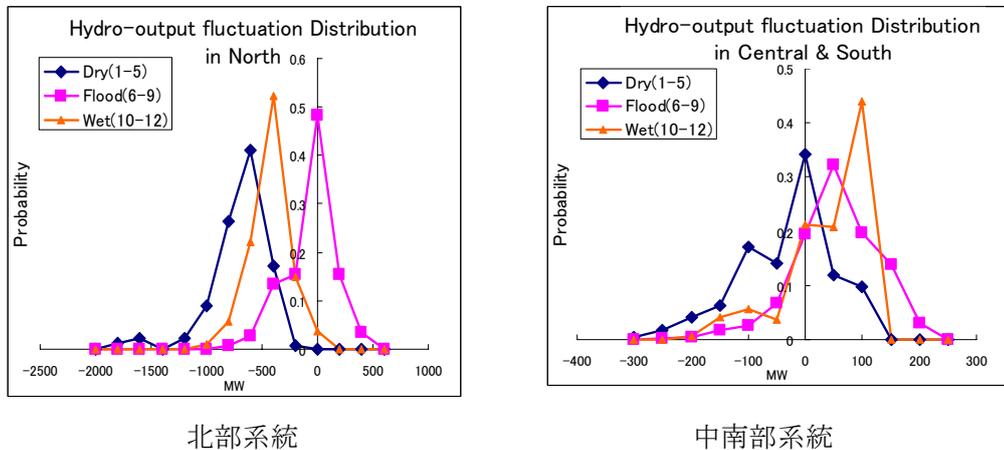


図 2-7 出水変動確率分布

特に北部系統の供給力の 60%を水力発電所により供給されていることから、水力発電所出力の変動に関して精査するとともに、供給計画の見直しが必要である。

⑤ 一次エネルギー偏在を考慮した最経済的な設備構成

ベトナム国は一次エネルギー資源の分布が偏在しており、北部地域は石炭と水力、南部地域はガスが主なエネルギー源となっている。この一次エネルギーの偏在が最経済的な電力設備形成に大きく影響する。石炭および水力は燃料費の比較的安価な電源であり、ベース供給に適している。水力は河川流量ならびに地形の条件により経済性が個々に異なるとともに、豊水期と渇水期の違いにより、ベース電源またはピーク電源として適している。ガスは他の電源と比較して建設費が安く燃料費が高いためミドル、ピークに適している。このため、北部系統はミドル電源、南部系統ではベース電源が不足している。

北部系統と中南部系統での電源構成の特徴と南北間の連系容量の制約から、最経済的な需給運用にも影響がある。南北系統間は 1,500km と距離があり、送電線建設費も高額となることから、偏在する一次エネルギー資源の採取箇所近傍に発電所を建設し、送電線で融通する方が経済的か、または、燃料自体を運搬し、需要地に近い所に発電所を建設した方が、経済的かについても比較検討を行う必要がある。

c. 第 5 次 MP の課題

実績の需給バランスと改訂第 5 次 MP の分析とより、ベトナム国の電源開発計画には以下の課題がある。

① 南北連系線容量の制限を考慮していない

系統制約のため分割系統として扱うべきところを単一系統として、電源開発計画を立

案しているため、供給信頼度基準を満たすために必要な目標とする電源開発量の設定に誤差が生じている。

② 電源開発遅延リスクを考慮していない

目標電源開発量に対して、開発遅延リスクを考慮していないため、一つの発電計画遅延に対しても対応が取れない。このため、供給信頼度の低下を招いている。

③ 水力出水変動を考慮していない

最大需要記録時の水力発電出力の実績値は、計画に使用している 90%確率の計画出力に対し、少ないことが報告されている。乾季および洪水期に水位を低下させているため計画出力も低下しているが、実績出力は更に低いことが報告されている。したがって、この実績値に基づき計画供給力の見直しをする必要がある。

④ 一次エネルギー供給計画との整合性が確保されていない

コンバインド発電によるガス火力は、後年度に多く導入される計画となっている。しかし、ガス火力発電の燃料使用量とガス開発計画との協調は取られていない。ベトナム国において、ガス火力発電所の耐用年数は 20 年と計画されていることから、耐用年数間の燃料供給量についても確認する必要がある。

PDP 6thでは、これらの課題および制約を考慮した開発シナリオを設定し、開発計画に関わるリスクを評価し、最経済的な開発計画を策定する。電源開発シナリオ策定および評価においては、特に、エネルギーセキュリティの観点から、隣国からの融通、燃料価格の高騰および BOT 電源の開発量と運転制約の影響についてもシナリオを設定することとする。

2.3.2 送電システム

表 2-10 に 1990 年から 2003 年までの送電線の総延長の推移を示す。500kV 送電線は、1994 年に建設されてから、2003 年まで、Yaly 発電所の分岐線を除き、総延長は変わっていない。220 kV 送電線および 110kV 送電線の総延長は、着実に増加してきている。しかし、110kV 系統の変圧器の容量不足や、旧型の遮断機、および保護リレー装置の不具合の問題が、第 5 次 MP で指摘されている。中圧配電系統の電圧は、供給力増強、および損失低減のために 22kV（山間部では 33kV）への統一を進めてきている。

表 2-10 送電線の総延長の推移

Year	1990	1995	1999	2003
500 kV	-	1,487	1,532	1,530
220 kV	1,359	2,272	3,257	4,649
66 kV, 110 kV	4,265	6,069	7,493	8,965 (only 110 kV)

Source: 第 5 次 MP、EVN アニュアルレポート

ベトナムの最初の 500kV 送電系統は、1994 年に完成した。この第一次の 500 kV 送電線の概要は表 2-11 のとおりである。北部の Hoa Binh 発電所から南部の Phu Lam 変電所まで、1 回線で約 1,500 km 建設され、送電容量は 900MA、約 800MW 程度である。

表 2-11 第 1 次 500 kV 送電系統

Interval	Distance	Number of Circuits	Conductor	Commissioning MM YY
Hoa Binh – Ha Tinh	341 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Ha Tinh -Da Nang	390 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Da Nang – Plei Ku	259 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Pleiku – Phu Lam	496 km	1	ACSR 330 mm *4	April 1994
Total	1,486 km			
Yaly - Plei Ku	20.2 km	2	ACSR 330 mm *4	1999

Source: Vietnam Single Line Diagram 2003, EVN

第 5 次 MP 時の系統計画の目的として、系統信頼度の強化、損失の低減、乾季・雨季の両時期における発電所運用の改善、地域供給の強化、既存の中圧系統の 22kV への統一、地方電化の条件整備があげられている。また、系統の具備すべき要件としては、電力の供給に対する高い余剰性、柔軟性、安定性、そして安全性、国の社会経済発展のための電力の品質（電圧、および周波数）の保障があげられている。

Thu Duc, Phu Lam, Tanh Dinh などの北部および南部の 220 kV と 110kV 系統において、事故電流値が 40kA を超過し、容量の大きな遮断機を設置するか、母線を分割するなどの対策を検討する必要性が、第 5 次 MP で指摘されていた。電圧維持については、Phu Lam の 200MVAR の電力用コンデンサや、Uong Bi などの 48 Mvar のリタイヤした発電機を同期調相器として使用しているほかは、基幹系統における無効電力を補償する装置はほとんど設置されておらず、第 5 次 MP では、電圧維持対策のための検討の必要性が指摘されていた。

安定度維持については、Sonla 水力発電所や、南部の原子力発電所を安定に送電するためには、500kV 送電線に直列コンデンサを設置することとしていた。しかし、発電機の軸ねじれ共振への影響を検討する必要があると考えられる。また、500 kV 送電線の過渡安定度については、1LG-O-C（1 相地絡事故発生後、1 相遮断機開放後、再閉路）で確認していたようであるが、3LG-O（3 相地絡事故発生後、3 相遮断器開放）のように、より厳しい一般的な条件で確認する必要がある。

図 2-8 に第 5 次 MP の 2020 年系統を示す。南北 500kV 送電線の潮流は、表 2-12 に示すように計画されている。2020 年には、雨季、乾季ともに、潮流は、北から南へ向きに流れるようになる。南北 500kV 送電線の安定送電限界潮流は、2 回線化された時点で、1,300MW 程度になる。

表 2-12 南北 500kV 送電線の潮流

	2010 年	2020 年
雨季	北から南 800 MW-1000 MW	北から南 800-1100MW
乾季	南から北 200MW-500 MW	北から南 500-800MW

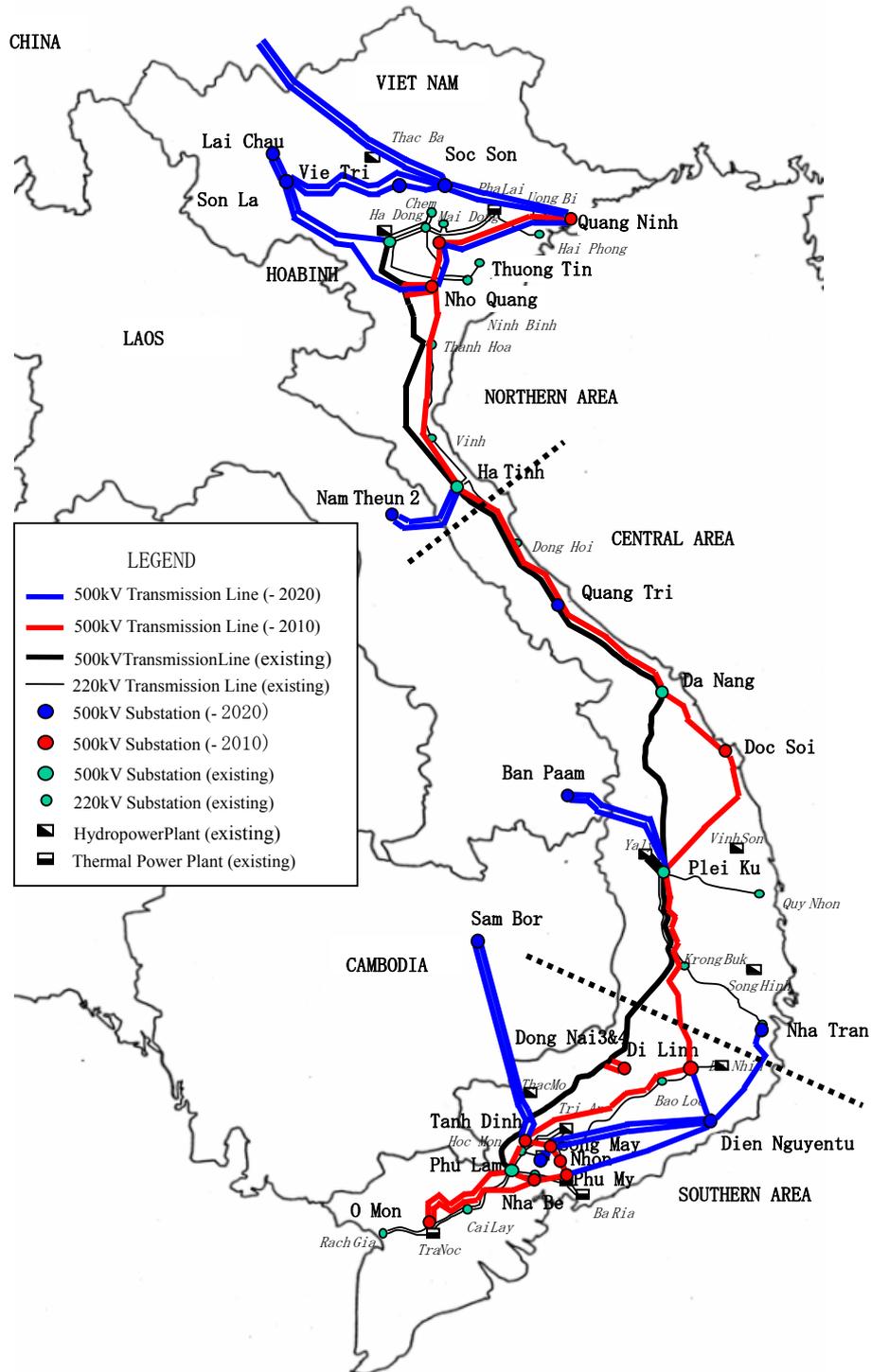


図 2-8 第 5 次 MP による 2020 年の 500 kV 系統

2.4 経済・財務状況

(1) 電力料金

a. 電力料金レベルの推移

1997年以降4回の電力料金改訂が行われているが上昇幅は限られている。なお、総括料金（加重平均レベル）では、2002年9月に5.2¢から5.6¢へ上昇しているが、それ以降値上げされていない。

b. EVNの総合単価の推移

一方、1997年以降の実際の販売総合単価の推移は以下のとおりである。この総合単価は、売上の実績を販売電力量（kWh）の実績で割った値として算出されるものである。従って、(1)の電力料金と違い、販売先の構成や電気代の回収率に影響される。

1997年以降、総合単価については、若干ずつではあるが上昇している。これは、電力料金の上昇に加え、回収率の上昇などの要因が考えられる。なお、セント（¢）で換算した数値では、年度によって多少の上昇下降の変動があるが、これは為替の影響によるものである。

表 2-13 総合単価の推移

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
総合単価 (VND)	615	647	645	675	678	707	783
総合単価 (¢)	5.25	4.93	4.62	4.73	4.58	4.63	5.04

Source: EVN

c. 将来の電力料金レベル

電力料金は、EVNがデザインした案を工業省（Ministry of Industry）が首相に提出して承認される。また、この承認に先立って関係各省庁との調整が行われる。これは、電力料金はベトナムの社会的・経済的な影響が大きいので、関係省庁が電力料金上昇に対する社会的・経済的な影響を、多角的に評価するためである。ベトナムの経済状況を鑑みると、今後、関係省庁との調整は困難になることが予想されている。結果的に、今後電力料金の上昇は、困難な状況にある。

一方、EVNの財務状況¹を考慮すると電力料金は総括料金で7¢までの上昇が必要であると試算されている。将来、電力料金値上げの硬直性が続けば、EVNの資金を圧迫する可能性がある。

¹ 具体的には、EVNは自己金融比率（Self Financing Ratio :SFR）を一定のレベルに保持するために必要な料金水準を試算している。一般に自己金融比率とは、必要な投資額を、どの程度長期的に安定した資金でまかなったかを表す指標である。EVNは、以下の式で自己金融比率を算出している。

$$SFR = \frac{\text{利益}}{3 \text{ 年間の平均投資額 (前年度の実績、当年度の見込み、次年度の予定)}}$$

(2) EVN の財務状況**a. 主要財務数値**

2000年から2004年までのEVNグループの連結財務諸表における主要財務数値の推移は次のとおりである。

表 2-14 貸借対照表項目 (Unit: billion VND)

	2000	2001	2002	2003	2004
総資産	60,035	63,924	76,174	87,716	98,439
固定資産	48,844	51,204	58,545	65,735	74,236
流動資産	11,191	12,720	17,629	21,981	24,203
資本	27,897	28,747	34,154	36,749	40,540
長期借入金	25,565	26,601	32,640	39,349	45,308
流動負債	6,572	8,576	9,380	11,595	12,533

Source: EVN

表 2-15 損益計算書項目 (Unit: billion VND)

	2000	2001	2002	2003	2004
営業収益	16,510	19,209	23,565	30,245	34,530
営業費用	(13,574)	(15,958)	(19,087)	(21,886)	(26,451)
売上総利益	2,936	3,250	4,477	8,358	8,078
営業利益	1,947	2,127	3,110	2,880	4,940
税引前利益	1,397	1,540	2,328	1,848	3,627
税引後利益	882	999	1,650	1,828	3,331

Source: EVN

表 2-16 キャッシュ・フロー計算書項目 (Unit: billion VND)

	2000	2001	2002	2003	2004
営業活動によるキャッシュ・フロー	7,311	6,739	8,412	10,903	10,654
投資活動によるキャッシュ・フロー	(13,696)	(9,206)	(9,913)	(13,522)	(16,232)
財務活動によるキャッシュ・フロー	7,772	3,426	4,640	4,680	4,954
現金・預金の増加額(減少額)	1,387	959	3,139	2,062	(623)
現金・預金の期首残高	5,306	6,693	7,653	10,792	12,855
現金・預金の期末残高	6,693	7,653	10,792	12,855	12,232

Source: EVN

b. 主要財務分析数値

2000年から2004年までのEVNグループ連結財務諸表の主要財務分析数値の推移は次のとおりである。

表 2-17 Solvency (支払い能力)

	2000	2001	2002	2003	2004
1) 流動比率 (%)	170	148	187	189	193
2) 自己資本比率 (%)	46	42	45	42	41
3) キャッシュ・フロー (Billion VND)	6,693	7,653	10,792	12,855	12,232

Source: JICA チームが計算

表 2-18 Profitability Ratio (収益性)

	2000	2001	2002	2003	2004
4) 総資本利益率 (%)	1.5	1.6	2.2	2.1	3.4
5) 売上高利益率 (%)	5.4	5.2	7.0	6.0	9.6
6) 売上高総利益率 (%)	17.8	16.9	19.0	27.6	23.4
7) 売上高営業利益率 (%)	8.5	11.1	13.2	9.5	14.3
8) 総資本回転率	0.28	0.30	0.31	0.34	0.35

Source: JICA チームが計算

c. 財務概況総括

- 1) 過去5年間で Net sales (営業収益) は倍増しており、順調に営業規模を拡大している。
- 2) 表 2-18 の収益性を示す指標より、過去5年間は収益性も安定している。
- 3) 1), 2) の結果、過去5年間安定した利益を獲得している。
- 4) 現状では、投資のかなりの部分を operating activities (本業) からの Cash in で賄うことが可能となっている。
- 5) 借入金が増大傾向にある結果、Stockholders' Equity Ratio (自己資本比率) が、低下傾向にあるが、設備産業としては依然良好な率を維持している。ちなみに、東京電力(株)の2004年3月期の Stockholders' Equity Ratio (自己資本比率) は16.2%である。

3. 電力需要予測

ベトナム国において今後予想される電力需要特性の変化を分析し、適切な第6次電力マスタープランを作成することを目的とする。具体的には、これまでの電力需要の現況を分析・把握し、その上で、2025年までの電力需要を社会経済計画、エネルギー消費動向、セクター別電力需要動向、地域別需要動向などを織り込んだ需要予測を作成する。同時に、負荷曲線予測、最大電力需要予測の検討を行う。

3.1 電力需要予測方法

(1) 消費電力量の予測

第5次MPレビュー結果を踏まえ、電力需要予測にもとめられる機能を整理すると以下の通りである。

- ① 経済、エネルギー、電力の三者間の相互関係をシミュレーションできること
- ② エネルギー価格、電化率、発電用燃料の転換などの政策課題を分析できること
- ③ 省エネルギーの評価ができること
- ④ ベトナムの地域特性（北部、中部、南部）が分析できること
- ⑤ 一次エネルギーとのバランスがとれること

電力需要予測の前提となる経済指標と国の経済計画との整合性を保つためには、計画値として発表されるマクロ経済指標を外生的に設定する必要がある。今回は、社会経済見通しとして「ECONOMIC DEVELOPMENT FORECAST SERVING STUDY ON ENERGY DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2050」を採用した。

<シナリオごとの経済見通し>

各シナリオのGDP成長率は下表のとおりである。

	2006-10	2011-20	2021-30
1. 高成長シナリオ すべの政策が順調に推移した場合	8.5%	8.5%	8.0%
2. 予測されるシナリオ 高成長シナリオのいくつかは達成不可能な場合	7.5%	7.2%	7.0%
3. 低成長シナリオ すべの政策が順調に推移しなかった場合	6.0%	7.0%	7.0%

電力需要予測は、まず産業セクターごとにエネルギー需要を求め、その後、電力需要、発電量・電力用エネルギー消費量を求める。予測は日本エネルギー研究所が開発したSimple-Eを使用して行った。図3-1に電力需要予測モデルの概念図を示す。本モデルは、大きくマクロ経済ブロックと電力需要ブロックから構成される。こうすることで、経済変動と電力需要変動とが関連付けられて予測することができる。

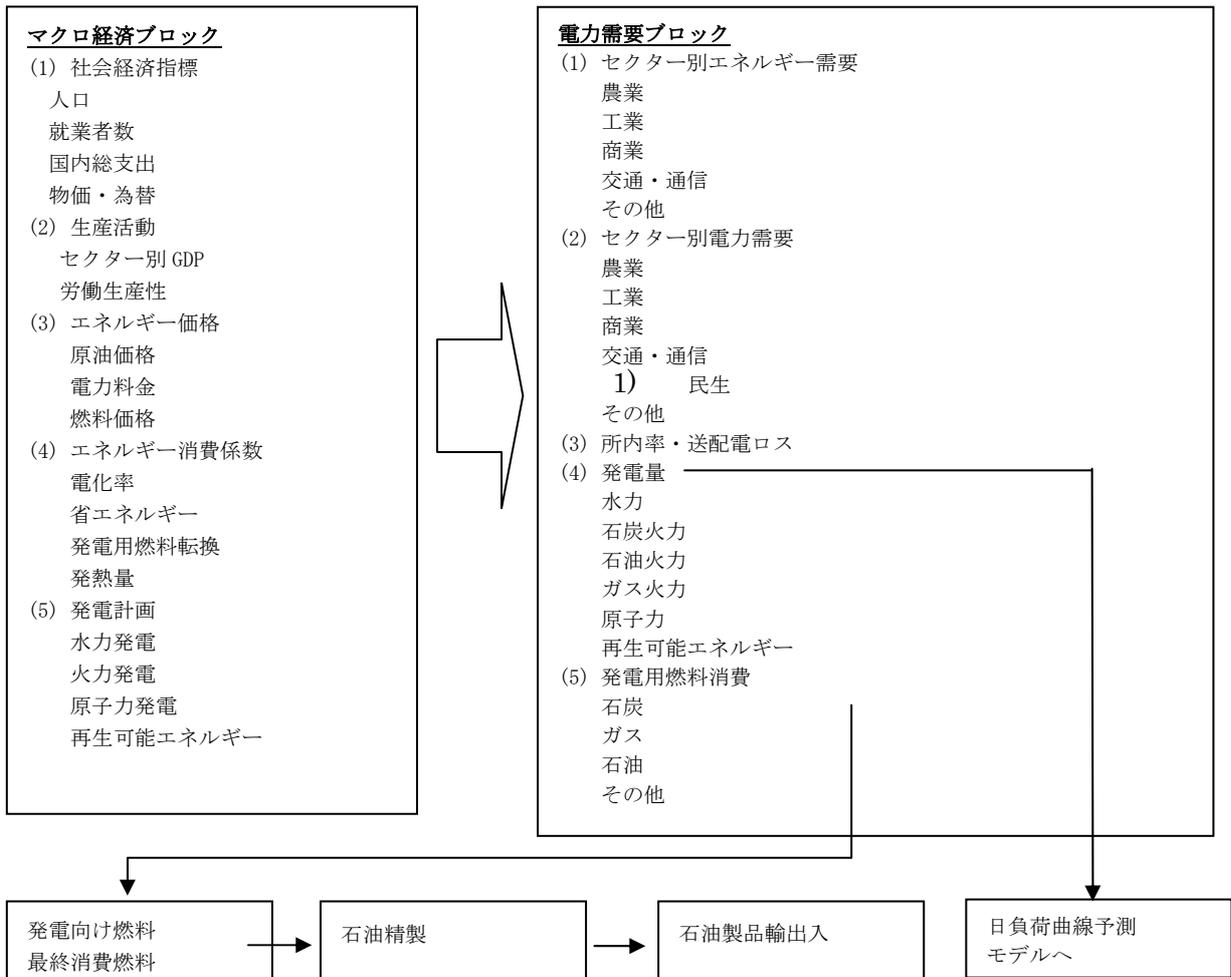


図 3-1 電力需要予測モデル概要

(2) 日負荷曲線の予測方法

ベトナム国の電力負荷曲線は、昼需要の増加という変化の過程にある。近隣国であるタイやマレーシアでは、経済発展に伴い、電力の消費特性は一日のピークが夕方になる電化初期型から夏季の昼にピークが生じる先進国型へと移行している。ベトナム国においても、経済発展に伴い、夕方ピーク型から昼間ピーク型へシフトしてきており、先進国型の電力消費特性へと変化していくことが予想される。したがって、ベトナムならびに近隣諸国における日負荷曲線の変化の実績に基づき、回帰分析により日負荷曲線の予測を行った。対象国として、タイ、マレーシア、フィリピン、インドネシアおよび日本を選んだ。

本計算は、大量のデータを対象に行われるので、的確な運用のためには、これらデータと回帰分析手法の親和性が求められる。今回の調査では、データと回帰分析の親和性の向上、ひいては負荷曲線予測の生産性向上を目的に、Simple-E 上にモデルを作成した。

図 3-2 に日負荷曲線と最大電力需要予測のフローを示す。

表 3-1 負荷曲線の推定に必要なデータ数

地域別	説明変数	被明変数 (タイプ別)	予測結果
北部地域	日負荷データ	地域別・時間別 3 日ピーク平均	全国日負荷曲線
中部地域	地域別 GDP	地区別・時間別 Weekday 平均	地域別日負荷曲線
南部地域	地域別気温 地域別湿度 地域別電化率	地区別・時間別・休日平均	タイプ別日負荷曲線

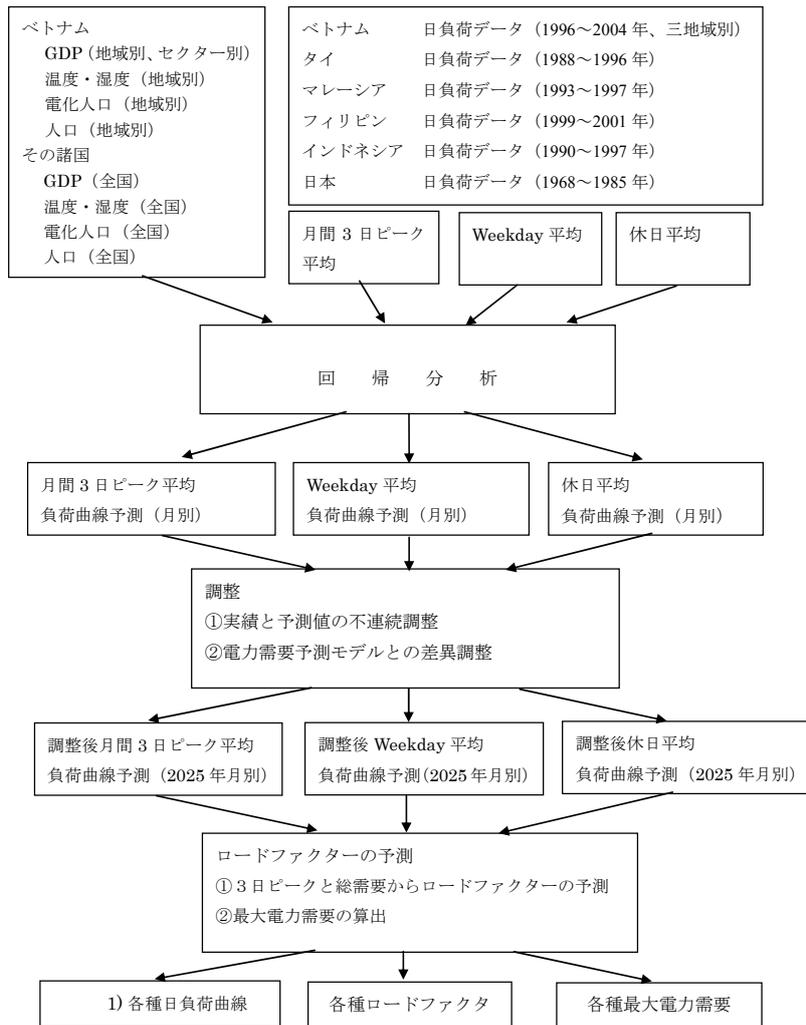


図 3-2 日負荷曲線と最大電力需要予測フロー

(3) 需要予測のケース設定

先の経済見通しのうち、以下の経済指標を電力需要予測の前提として設定した。

<Base Case>

本ケースは、先の経済見通しの「高成長シナリオ」を前提として、2006-2008 年の電力需要は、5 ヶ年計画との整合性をとるため、年率 17%の成長とする。

<High Case>

経済見通しは、Base Case と同じの前提で、2006-2008 年の電力需要を、年率 18% の成長とする。

<Low Case>

経済見通しの「予想されるシナリオ」を前提として、2006～2008 年の電力需要を年率 16% とする。

<5 ヶ年電力計画の需要予測との整合性>

ベトナムの 5 ヶ年電力計画では、2006 年～2010 年までの需要予測をすでに承認しているため、この 5 ヶ年電力計画の需要予測と整合性をとるため、前述の通り 2006、2007、2008 年の電力需要予測については、5 ヶ年電力計画の電力の伸び率、High Case 18%、Base Case 17%、Low Case 16% を採用している。

3.2 電力需要予測結果**(1) 消費電力量の予測結果**

High, Base, Low 各ケースの電力需要予測結果は、表 3-2、図 3-3 に示すとおりである。

表 3-2 需要予測

電力需要 予測 (GWh)	High	2005	2010	2015	2020	2025	
	Base	46,000	97,000	165,000	257,000	381,000	
	Low	46,000	97,000	147,000	216,000	309,000	
Base からの 差異	High	0	+4.1%	+4.2%	+4.3%	+4.7%	
	Low	0	0	-10.9%	-16.0%	-19.0%	
伸び率		2005/00	2010/05	2015/10	2020/15	2025/20	2025/05
	High	15.2 %	17.2%	11.2%	9.2%	8.3%	11.4%
	Base	15.2 %	16.1%	11.2%	9.3%	8.2%	11.2%
	Low	15.2%	15.0%	9.8%	8.1%	7.3%	10.0%

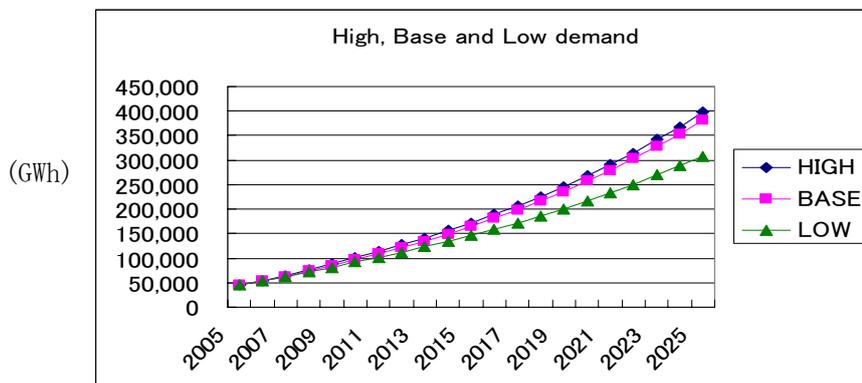


図 3-3 ケース別需要予測

(2) 日負荷曲線予測結果（回帰分析法）

本予測結果から導かれる結論は、以下の通りである。

- ① 各地域とも、過去のトレンドと同様に夕方ピークに比べて昼ピークの伸びが大きくなる傾向が続き、2005年では、昼と夕方のピークがほぼ同じであるが、2010年頃には夏季の11時頃に最大電力が生じる昼ピーク型となる。
- ② 2010年以降は、14時～16時の昼間需要の増加も大きくなり、昼休みを挟んで昼間に2度のピークを示す先進国型に近づく。
- ③ タイプ別の負荷形状については、現状とほぼ同程度の比率（最大日 vs 平日、最大日 vs 休日）を維持する。
- ④ 年負荷率は、2005年 0.62、2010年 0.64、2015年 0.66、2020年 0.69、2025年 0.69程度と、70%程度まで改善されると予想される。

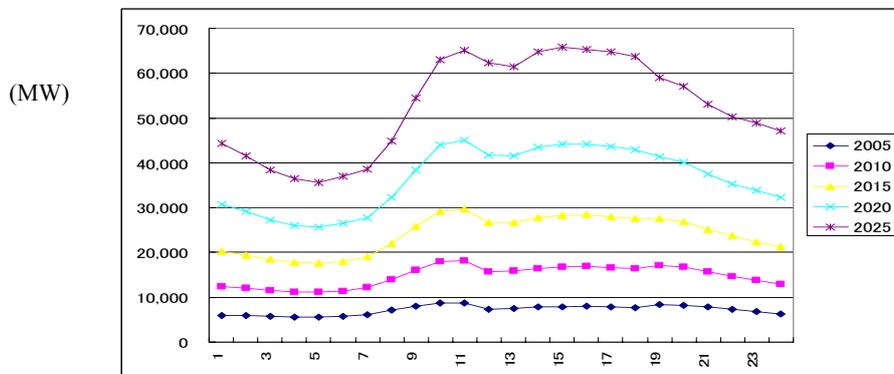


図 3-4 7月の日負荷曲線（Base）

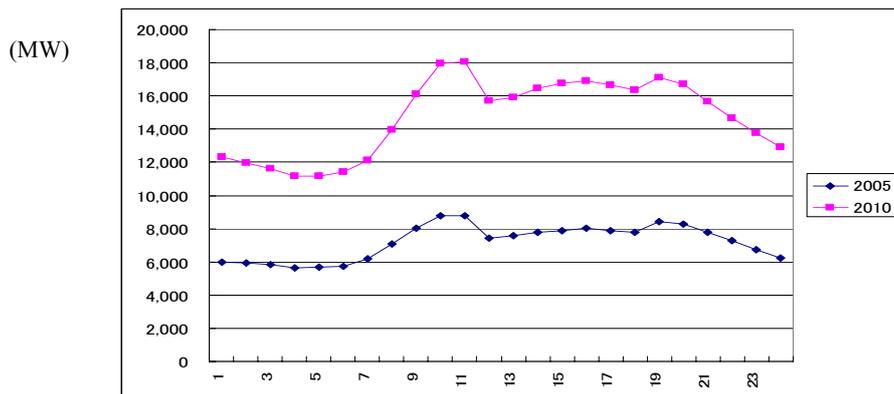


図 3-5 2005, 2010年7月の日負荷曲線（Base case）

(3) 最大電力予測結果（回帰分析法）

電力量需要予測と年負荷率の予測結果に基づき、年間最大電力を予測した。

High, Base, Low 各ケースの最大電力の予測結果は、表 3-3、図 3-6 に示すとおりである。

表 3-3 各ケースの最大電力需要

最大電力 需要		Unit	2005	2010	2015	2020	2025	
	High	MW	9,900	20,800	33,800	50,200	73,600	
	Base	MW	9,900	20,000	32,400	48,300	71,200	
Base からの 差異	High	%	0	4.0	5.6	4.6	3.7	
	Low	%	0	-5.5	-10.3	-15.6	-19.3	
伸び率			2005/00	2010/05	2015/10	2020/15	2025/20	2025/05
	High	%	18.7	16.1	10.2	8.2	7.9	10.6
	Base	%	18.7	15.2	10.1	8.3	8.1	10.4
	Low	%	8.7	13.9	8.7	7.1	7.2	9.2

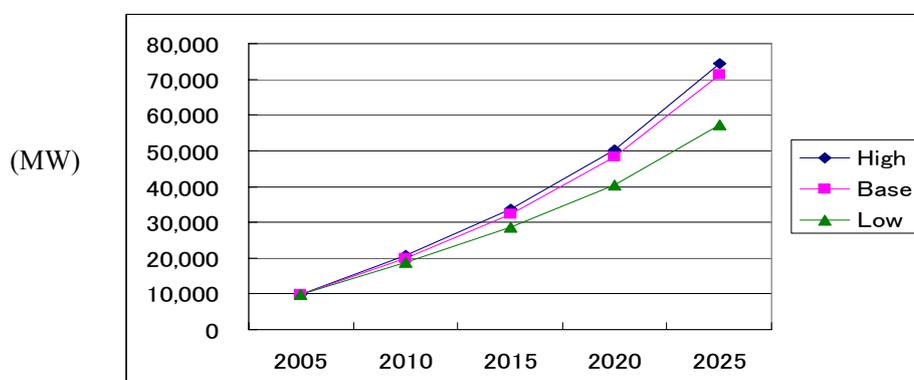


図 3-6 各ケースの最大電力需要

(4) 積み上げ法による日負荷曲線予測

2004年の月別の日負荷曲線を作成し、この曲線の形状が将来も続くものとして、将来の日負荷曲線を予測するものである。ただ、積み上げ法による予測では、月別の電力需要を予測していないため、この段階では、2025年までの年間消費電力量を2004年の月別消費電力量で比例配分することで、各年の月別電力需要を計算している。

この積み上げ法では、将来の日負荷曲線の先進国型への変化は、取り込むことはできないが、ピークの高さを知る方法としては、考え方も計算も容易であり、利便性に優れている。このため、最適電源計画の検討には積み上げ法による日負荷曲線が採用されている。

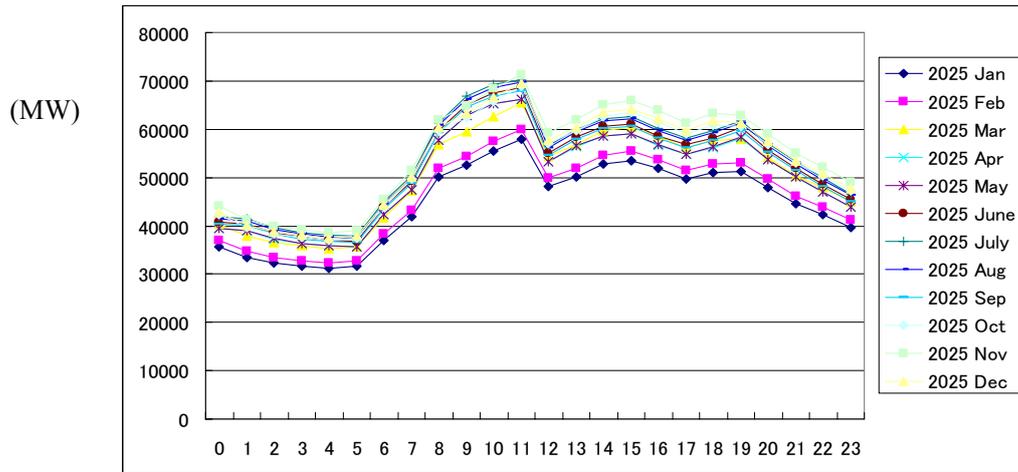


図 3-7 積み上げによる 2025 年日負荷曲線 (Base case)

4. 一次エネルギー

本調査の目的は PDP 6th の作成にあたり、電力開発に伴う電力向けのエネルギー需要予測を検討し、燃料供給計画と国家エネルギー政策との整合を図ることである。

4.1 エネルギー政策

(1) 国内エネルギーの供給と需要の実績

IE の資料(The study on analytical survey on final energy consumption and establishment of energy balance table, May 2005)によると、1990 年から 2004 年までの一次エネルギー供給実績量は 7,016 kTOE から 42,482 kTOE へと、約 6.1 倍に増大した。特に、ガス供給量は急増している。2000-2004 年における 1 次エネルギーの供給量の平均増率は 7.0 % となっている。

2000-2004 年における一次エネルギーの需給実績を表 4-1、図 4-1 に示す。現在まで、原油、天然ガス、石炭、水力発電を含めて、安定したエネルギーの開発、生産及び供給がベトナムの社会・経済発展に貢献している。

表 4-1 2000-2004 年の一次エネルギー需要と供給実績 単位：kTOE

	2000	2001	2002	2003	2004
総供給量	32,419	34,934	36,275	38,701	42,482
総最終消費量	24,170	25,596	27,183	28,738	31,947
電力用燃料消費量	8,249	9,338	9,092	9,963	10,535

Source: The study on analytical survey on final energy consumption and establishment of energy balance table, IE, May 2005

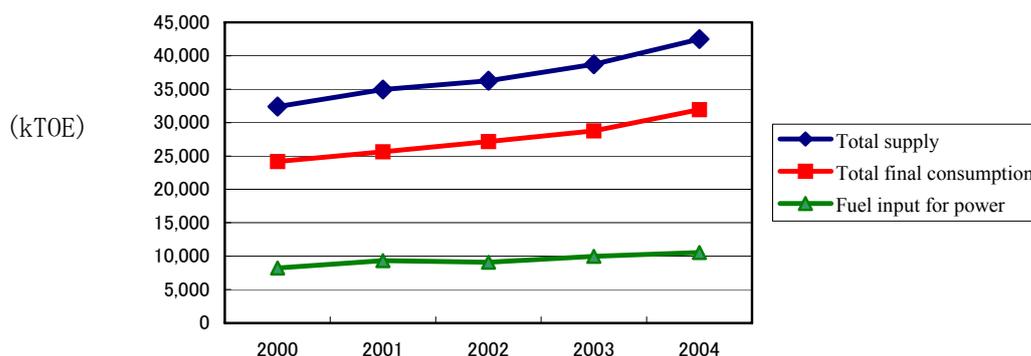


図 4-1 2000-2004 年の一次エネルギー需要と供給実績

(2) エネルギー開発目標

現在、工業省で国家エネルギー政策を作成中である。2005 年 1 月時点のレポート“Draft of over view on Vietnam Energy Resources and National Energy Policy (summary)”は国家エネル

ギー政策とエネルギーの開発目標との2部構成からなる。 エネルギーの開発目標を要約すると以下の通りである。

a. エネルギー資源の発掘調査と確認埋蔵量の見直しの推進

石油・ガス：年間約 200 MTOE の確認埋蔵量の増加；2010 年までに、全確認埋蔵量は概ね 1,300-1,400 MTOE、2020 年までに、経済水域内の全大陸棚における水深 400m までの埋蔵量の確認と開発可能な水域における水深 400-1,000m までの埋蔵量の評価を完了する

石炭：2010 年までに、Red River Delta の一部を含めて、地下 300m から 1,100m までの石炭埋蔵量調査・評価を完了し、2015 年までに、Red River Delta の全石炭埋蔵量確認調査を完了する

水力：2010 年までに 10TWh、2020 年までに更に 15-20TWh を新規開発する

ウラニウム：2010 年までに、8,000 トンのウラニウムを確認し、2020 年までに国内ウラニウム埋蔵量の十分信頼できるデータを提示する

b. 国内エネルギー需要に対する十分な供給：2010 年までに 47.4-50 MTOE、2020 年までに 91-100 MTOE を生産供給

水力：2010 年までに 35TWh の発電、2020 年までに 60-65TWh、それ以降 70-80TWh

石炭：2010 年までに 35-40 百万トンの生産、2020 年までに、Khoai Chau (Hung Yen 省) からの採掘を含めて 50-60 百万トン生産する。 2020 年以後も国内炭を増産し、石炭の輸入を低減または停止する。 2050 年までには 200 百万トンまで生産量を増加する。

石油・ガス：2006-2010 年において、30-32 MTOE の生産を維持する。2011-2015 年においては年間生産量約 31-34 百万トン、2016-2025 年には年間約 34-35 百万トン生産する。

c. 新・再生可能エネルギーの開発

全商業的・一次エネルギーに占める新・再生可能エネルギーのシェアは極めて少なく、このシェアをそれぞれ 2010 年に 2% (0.9 MTOE)、2020 年に 3.4% (3.0 MTOE)、2050 年に 7% (22.0 MTOE) となるよう増やしていく。

d. 発電と送電ネットワーク

2010 年までに電力供給信頼度を 99.7% (LOLE=24hr/year) 以上とし、電力ネットワークの信頼度は N-1 基準を確保する。

e. 石油精製

2009 年までに Dung Quat 精製プラントを運開する。2011-2015 年間に、Nghi Son と南部地区に 2 号と 3 号精製プラントを建設し、2020 年までには新規精製プラントの建設または増設を行い、国内の精製施設全容量を原油 25-30 百万トンにする。

f. 環境

国際的、地域的環境基準及び国家の経済事情に基づき、長期環境基準・目標を設定する。エネルギーセクターの環境汚染を制限および防止・軽減し、2010年までに全てのエネルギー案件はこの環境基準を満たすようにする。

g. 原子力発電

2020年までに第1号機を運転開始するための条件整備をする。2050年までに全商業エネルギー消費量における原子力エネルギーのシェアを10-11%に増やす。

h. 国際協力

500kVの電力ネットワークの国際連系を2006-2010年までに実施し、2015-2020年間にガスネットワークの国際連系を実施する。また、国のエネルギー資源保存の観点からエネルギーの合理的、効果的輸出入を実施する。

4.2 2025年までのエネルギー需給予測

(1) 前提条件

電力需要予測と同様に、以下の経済指標とセクター別条件をエネルギー需要予測の前提として High, Base, Low の3ケースについて設定した。

a. セクター別エネルギー消費割合

一次エネルギーは、電力向けエネルギーと最終消費エネルギーとに大きく分かれる。電力向けエネルギーは最終的に電源開発計画が決定した後、石炭、石油、ガスなどの電源種別ごとの消費量から求める。一方、最終消費エネルギーは、セクターごとのエネルギー消費量から求められ、各セクターのエネルギー別の消費割合で、消費エネルギーを計算する。

b. 電力向け一次エネルギー消費予測

電力向け一次エネルギー消費は、最終的には、電源開発計画作成後に決定するものであるが、本エネルギー需要予測モデルでは、将来の発電出力、設備利用率、エネルギー消費原単位を設定して、一時的なエネルギー消費を計算している。

(2) エネルギー需給の予測結果

前述の2005-2025年までの電力需要予測に基づいて、国内の最終エネルギー消費、及び電力セクターにおける石炭、石油・ガス等化石燃料の需給について検討した。

a. 国内最終エネルギー消費の予測結果

2005年から2025年までの国内最終エネルギー消費について、JICA/IEはベースケースでは平均年間伸び率約4.0%、ハイケースでは約5%と予測し、2025年にはベースケースで70.76 MTOE、ハイケースで91.03 MTOEと予測している。

表 4-2 国内最終エネルギー消費量予測 Base Case (Unit: kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品	6,760	11,318	17,815	27,245	37,360	43,255
ガス	18	450	818	1,488	1,950	2,000
石炭	3,223	5,204	6,177	8,436	10,584	10,985
再生可能	14,191	14,779	14,914	15,415	15,483	14,522
総消費量	24,192	31,751	39,724	52,584	65,377	70,762
伸び率 (%)		5.59	4.58	5.77	4.45	1.60

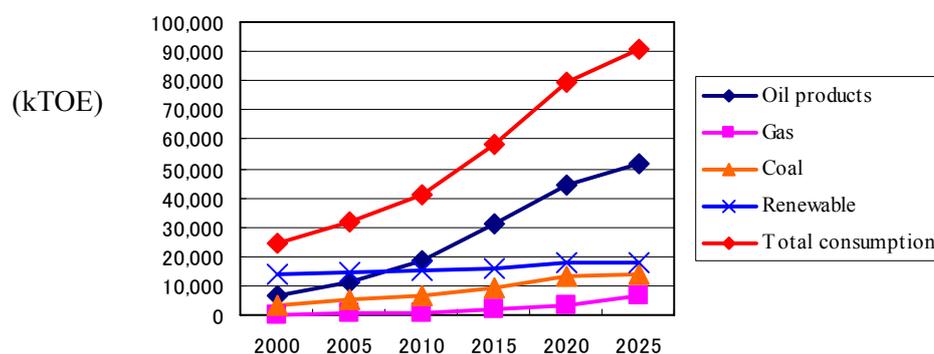


図 4-2 国内最終エネルギー消費量予測 Base Case

b. 電力セクターにおける化石燃料消費予測の結果

2005年から2025年までに、電力セクターにおける燃料消費はベースケースで年間平均約11.27%、ハイケースで約11.66%の伸びを予測し、2025年にはベースケースで56.85 MTOE、ハイケースでは約61.01 MTOEと予測される。

表 4-3 電力セクターの化石燃料消費予測 Base Case (Unit:kTOE)

	2005	2010	2015	2020	2025
総消費量	6,718	12,681	21,576	35,335	56,845
石炭	1,799	6,138	10,352	23,220	44,297
ディーゼル	60.8	13.0	16.0	15.7	15.6
重油	903.5	847.7	591.3	579.21	575.8
ガス	3,954	5,682	10,770	11,520	11,957

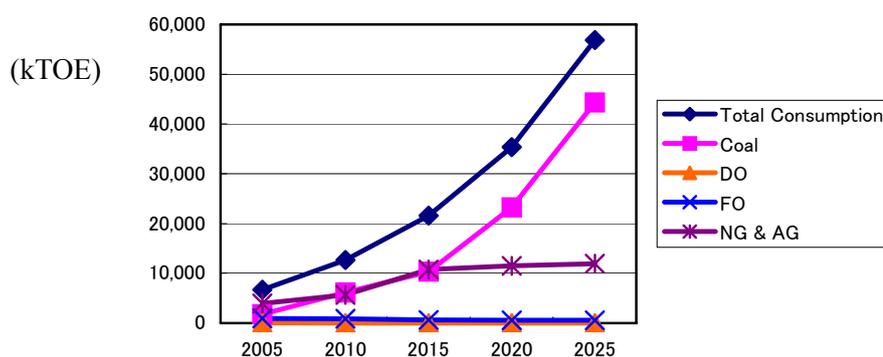


図 4-3 電力セクターの化石燃料消費予測 Base Case

c. エネルギーの供給

石炭と石油・ガスの供給については、それぞれ Vinacoal と Petrovietnam の供給計画に示されるように、2005 年から 2025 年までの国内供給量のベースケースにおける平均年間伸び率は石油製品が 6.47%、ガスが 5.17%、石炭が 4.39%、ハイケースで 石油製品 7.06%、ガス 5.17%、石炭 5.01%と計画されている。

表 4-4 一次エネルギーの国内供給量予測 Base Case (Unit:kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
石油製品	7,757	11,402	17,815	20,360	33,289	39,946
ガス	1,440	5,418	9,234	13,500	14,058	14,841
石炭	4,718	8,636	15,726	18,171	19,848	20,381
再生可能	14,191	14,779	14,914	15,415	15,483	14,522
水力	4,314	4,292	8,856	14,088	19,320	19,320
合計	32,400	44,526	66,545	81,534	101,997	109,011
伸び率 (%)		6.55	8.37	4.15	4.58	1.34

Source: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to2025. February 2005, Petrovietnam

d. 化石エネルギーの需給予測

国内のエネルギー需給について、供給の年平均伸び率はそれぞれベースケース 4.6%、ハイケース 5.1%に対して、需要の年平均伸び率はそれぞれベースケース 5.8%、ハイケース 7.3%と予測される。2020 年までは国内消費に対して供給力は上回っているが、2020 年以降はエネルギー賦存量の限界から供給量が横ばいとなるため、いずれのケースにおいても国内需要を賄えなくなる。

表 4-5 エネルギーの供給と需要 Base Case (Unit:kTOE)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
総供給量	32,420	44,526	66,545	81,534	101,997	109,010
総需要量	26,119	38,469	52,405	74,340	100,713	127,608
差	6,301	6,057	14,140	7,194	1,2842	-18,598

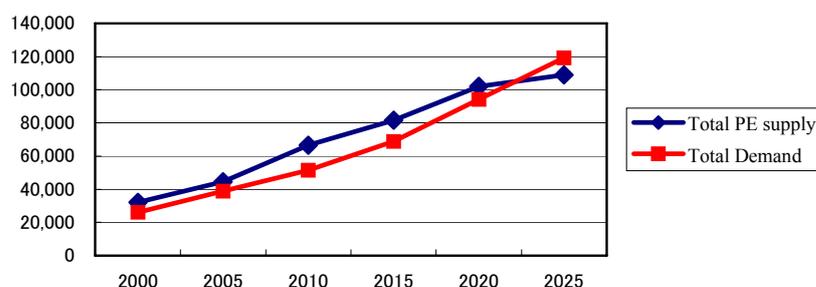


図 4-4 エネルギーの供給と需要 Base Case

1) 電力セクター向けの石炭需給

Vinacoal の報告書“Coal production and consumption, coal supply-demand forecast, domestic coal output for power generation and evaluation on coal import capability” June.15, 2005 によると、電力向けの石炭 (Dust coal 5) について、ベースケースでは 2010 年に 240 万トンの不足、2025 年には約 770 万トンの不足が予測されている。そのため、電力用石炭は海外からの輸入が必要となっている。

調査団の検討結果ではベースケースにおいて、電力用石炭は、2015 年に 278 万トン、2020 年に約 2,300 万トン、2025 年に約 5,750 万トンの不足が生じると予測される。

表 4-6 電力向けの石炭需給予測 Base Case (Unit: kTOE)

	2005	2010	2015	2020	2025
電力用石炭供給量	2330	7,428	8,686	9,598	9,810
需要 Vinacoal	2,330	8,764	12,054	14,123	14,123
JICA/IE	1,800	6,138	10,352	23,220	44,298
差分 Vinacoal	0	-1,336	-3,368	-4,525	-4,313
ICA/IE	530	1,290	1,666	-13,622	-34,488

Source: Production: Coal Reserves, List of Mines and Coal Exploitability for each period up to 2025. Vinacoal, June 2005. and Coal production and consumption, Coal supply-demand forecast, Domestic coal output for power generation and Evaluation on coal import capability. Vinacoal, June 2005.

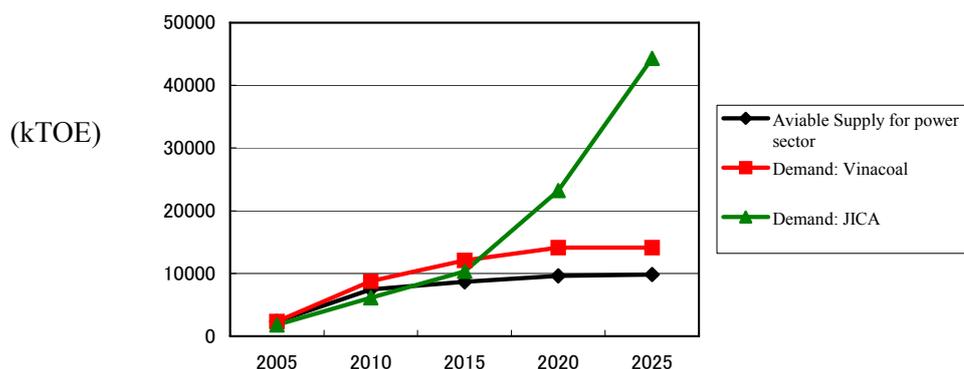


図 4-5 電力向けの石炭需給予測 Base Case

2) 電力セクター向けのガス需給

Petrovietnam の開発計画 “Strategy on Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and Orientation to 2025” February 2005 によると、2005 年のガス産出量は 60.2 億 m³ と推定される。その後、年間平均 5.16% の増加率で 2025 年には 164.9 億 m³ の産出量に達すると予測している。これらは、すべて国内消費される。

逆に言えば、ガスの供給力が 16BCM に留まるため、ガス火力発電所の設備容量は 1,700 万 kW に制限されることになる。

表 4-7 ガス需要予測の比較 Base Case

(Unit: kTOE)

	Data	2005	2010	2015	2020	2025
総供給量	Petrovietnam	5,400	10,080	13,950	14,490	14,400
工業セクター消費量	Petrovietnam	1,368	1,710	2,070	2,700	4,914
	JICA/IE	450	818	1,488	1,950	2,000
電力セクター消費量	Petrovietnam	4,050	5,670	11,880	11,790	9,486
	JICA/IE	3,954	5,682	10,770	11,520	11,957
総需要	Petrovietnam	5,400	10,080	13,950	14,490	14,400
	JICA/IE	4,404	6,500	12,258	13,470	13,957
差 分	Petrovietnam	0	0	0	0	0
	JICA/IE	9964	3,580	1,692	1,020	443

Source: Strategy on Vietnam oil and gas sector development up to 2015 and orientation to 2025, February 2005, Petrovietnam and Situation of supply and consumption of oil and gas in Vietnam. July 2005, Petrovietnam

4.3 電力セクター向け化石燃料の価格検討

調査団は Vinacoal および Petrovietnam の価格展望を参考に、国際石油市場価格 60US\$/barrel-40US\$/barrel、輸入燃料に対して2%のエスカレーション、国内産に対しては1%のエスカレーションを前提条件として電力用のガスと石炭価格を想定した。想定結果は、表 4-8 に示すとおりである。なお、この試算において、南部と北部の石炭価格は国内炭の価格にはそれぞれ輸送費 7 US\$/ton と 3 US\$/ton を考慮した。

表 4-8 電力用化石燃料価格の予想

	Unit	2005	2010	2015	2020	2025
国内炭 (FOB)	US\$/ton	21.4	23.63	26.10	28.78	33.37
南部(CIF)	US\$/ton	28.5	30.70	33.21	35.90	39.76
北部(CIF)	US\$/ton	24.4	26.63	29.10	31.78	36.37
輸入炭 (CIF)	US\$/ton			51.7	54.3	57.1
軽油	US\$/ton	398.2	418.5	439.9	462.3	485.9
重油	US\$/ton	217.2	228.2	239.9	252.1	265.0
国内ガス	US\$/MMBtu	3.14	3.46	3.82	4.2225	4.66
輸入ガス	US\$/MMBtu	3.37	3.72	4.11	4.54	4.54
原油	US\$/barrel	60.0	40.0	40.0	40.0	40.0

Source: JICA/IE study, Sep.2005 based on Vinacoal and Petrovietnam reports

5. 電源開発計画

5.1 電源開発計画の策定方法

電源開発計画については、最小費用法に基づき 20 年間の長期電源開発計画を策定する。また、電源候補地点に送電設備費用を含めた経済性、社会環境の観点から評価し、その評価結果を電源開発計画に反映する。

ツールとして STRATEGIST および PDPAT II を使用し、図 5-1 に示すフローに従って実施する。

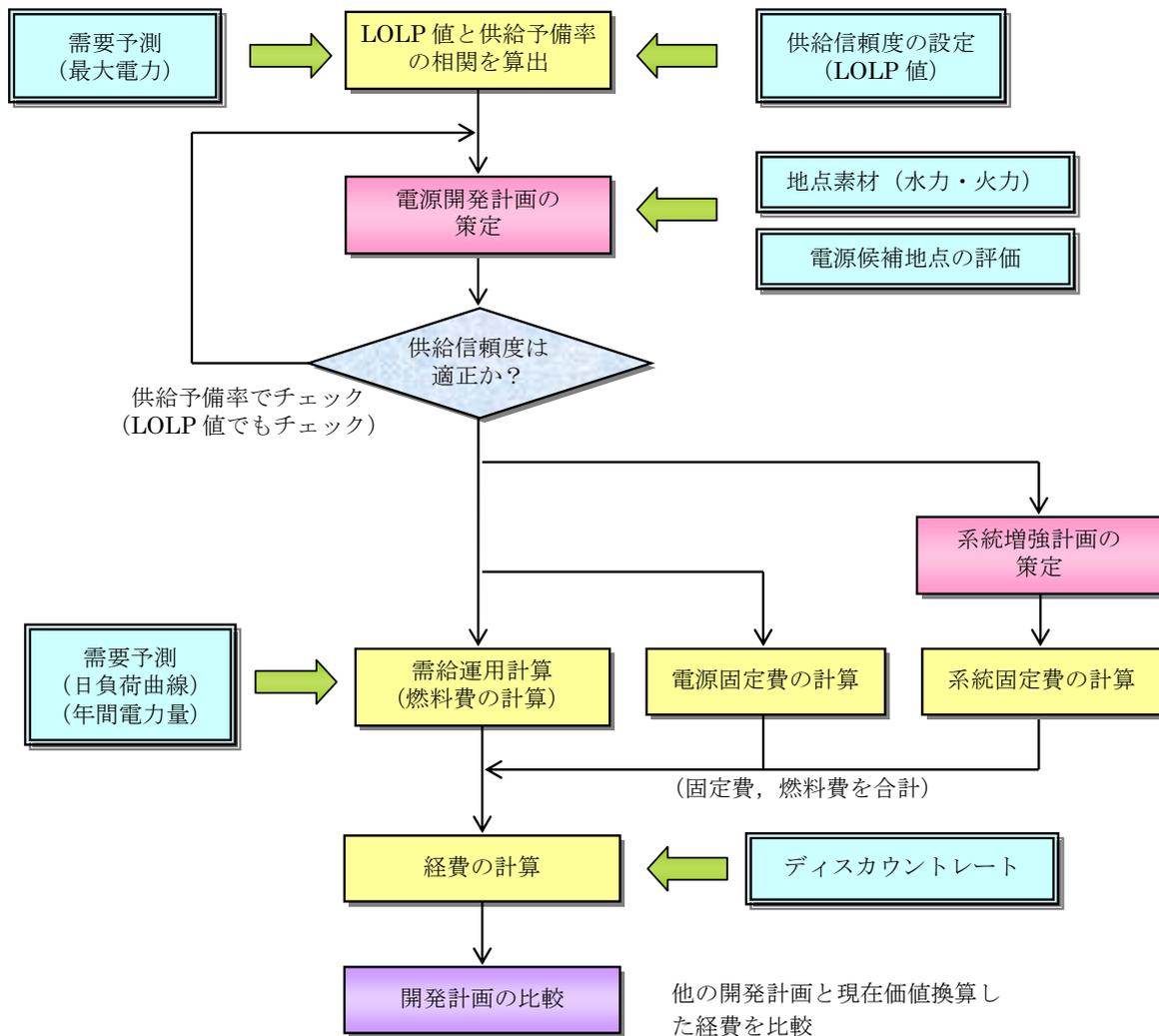


図 5-1 電源開発計画策定手法の概念図

この図に示すように、需要予測、系統解析、火力・水力開発地点素材の抽出、財務状況、電力開発政策など多分野との調整が必要であり、カウンターパートとの協議ならびに各ワーキンググループ間の調整を十分図りながら検討を進める。

5.2 供給信頼度基準に従った必要設備量

(1) 供給信頼度と必要設備量の関係

ベトナム国の供給信頼度の状況を、IE の電力需要想定（Base ケース）および IE 作成のオリジナル電源開発計画に基づき、北部系統と中南部系統に分けて検討した。なお、本検討は IE の原開発計画に基づき実施した。IE の原開発計画における 2003 年から 2025 年までの地域毎、電源種別毎の設備量および構成比率は図 5-2 に示すとおりである。

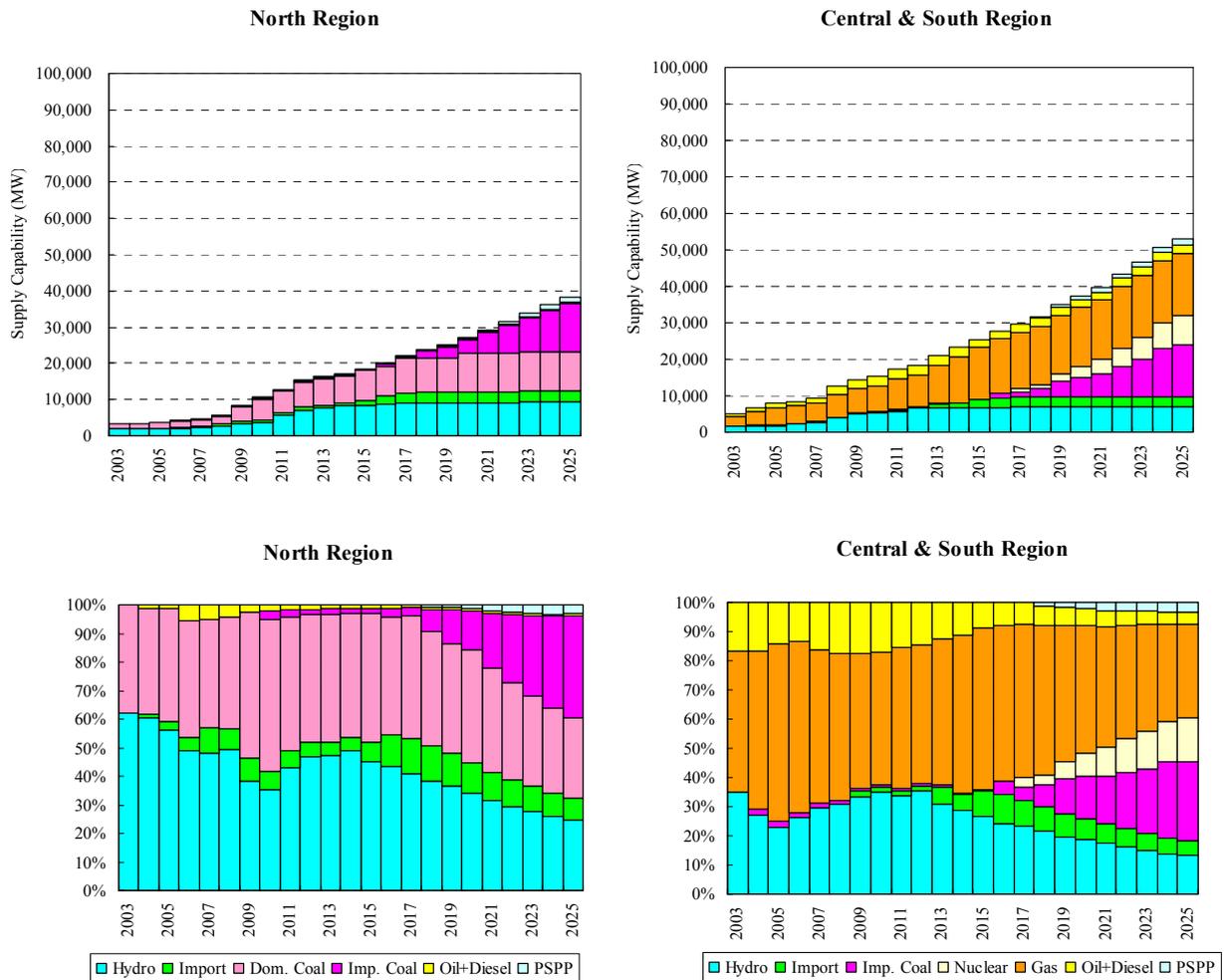


図 5-2 IE の原開発計画の地域ごとの開発量と電源構成比率 (Base case)

検討結果を図 5-3 に示す。北部系統における供給予備力と供給信頼度 LOLE の関係はあまり変化せず、供給信頼度基準の LOLE 24hr に対する必要供給率は 7-8% である。

一方、中南部系統の供給予備力と LOLE との関係は、年々変化し、必要供給予備率は、2015 年の 8% から 2025 年の 10% に増加する。これは、2015 年以降、南部系統に石炭火力発電が導入される計画であるが、火力発電設備、特に石炭火力、の事故率は水力発電設備の事故率よりも大きいことから、石炭火力発電導入量の増加に伴い、必要な供給予備率が増加するためである。

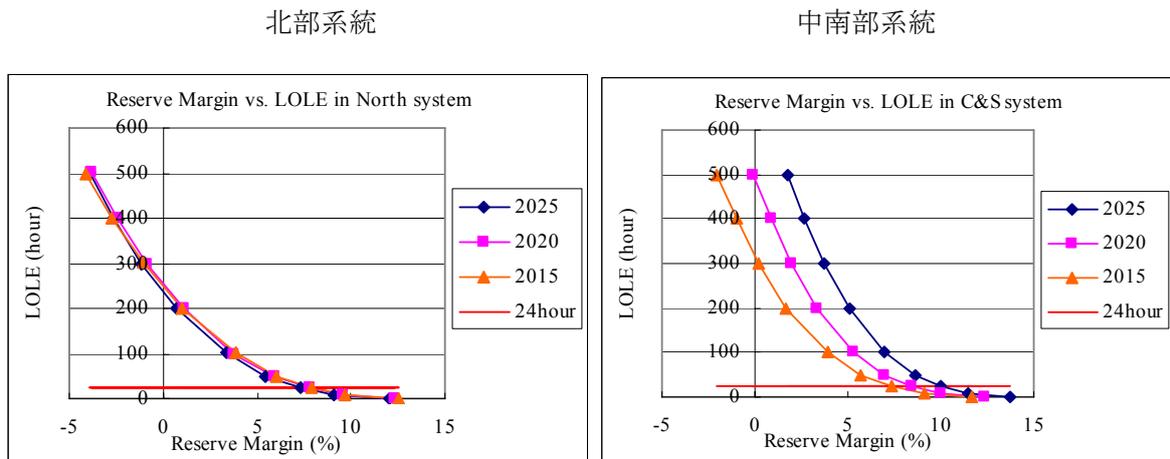


図 5-3 供給予備力と供給信頼度 LOLE との関係

(2) 連系容量と供給予備力削減効果との関係

南北連系線容量の増加は、系統間の需要の不等時性のために、供給予備力の減少をもたらすことから、連系線容量と供給予備力削減量との関係を分析した。計算結果は図 5-4 に示すとおりである。

供給予備力の削減量は、連系線容量が 2,000MW の時に、900MW で飽和する。しかし、連系容量 1,000MW と 2,000MW での供給予備力削減量の差は 140MW であり、連系線容量を 1,000MW 増加させる場合の費用に対して僅かである。したがって、供給信頼度向上効果から見た適切な連系線容量である 1,000MW を最小費用法の検討に使用する容量とする。

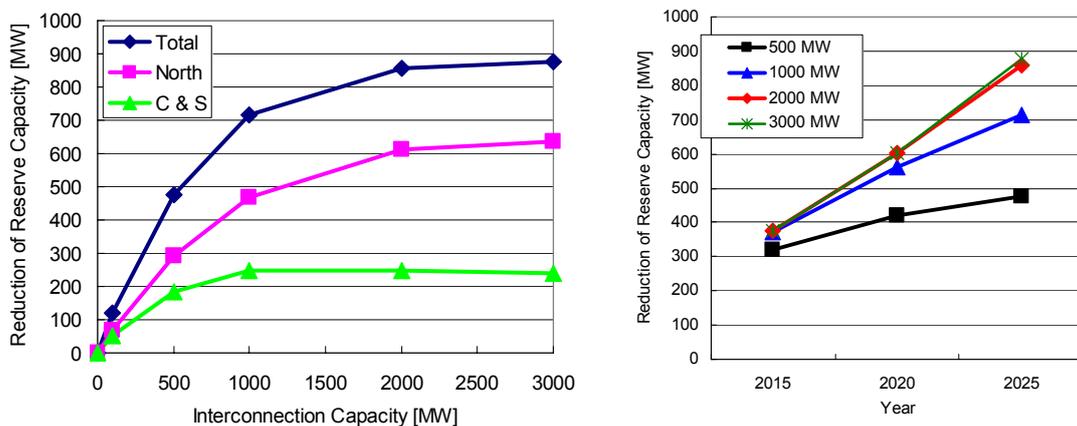


図 5-4 連系線容量と供給予備力削減量の関係 (2025 年)

5.3 電源構成将来ビジョンの構築

(1) 電源種別毎の発電コスト比較

ベトナム国における開発計画策定の準備として、2025 年における燃料種別毎の発電コストのスクリーニングを行う。

発電コストは固定費(減価償却費、金利、運転維持費)と可変費(主に燃料費)からなる。ここで、揚水発電における総合発電効率は70%、揚水原資は石炭火力発電とし、割戻金利率は10%とする。スクリーニング分析の結果を図5-5に示す。これらの結果は、発電所送電端の値であり、所内ロスを考えている。

揚水発電およびガスタービンはピーク供給力に適しており、ガスコンバインドサイクル発電はミドル供給力に適している。また、石炭火力発電はベース供給力に適している。原子力発電所は設備利用率85%以上場合、南部の輸入炭石炭火力発電より経済的となる。したがって、原子力発電は2025年まではいずれの石炭火力発電所よりも経済性が劣る。

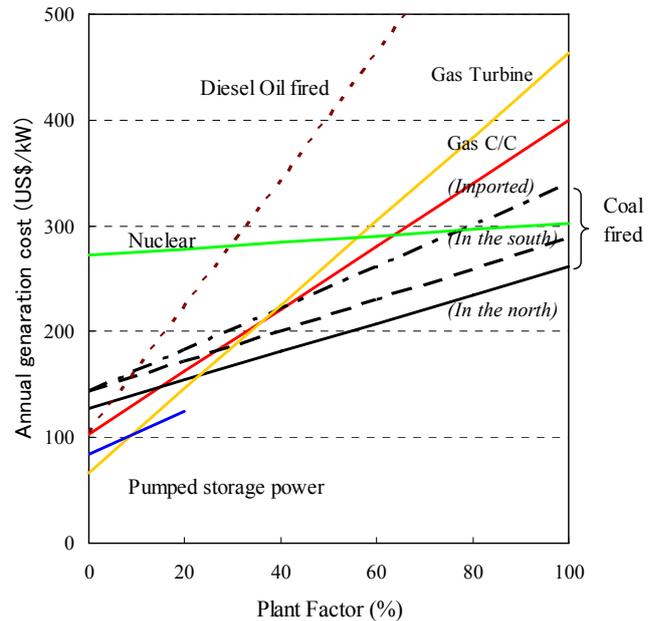


図 5-5 2025年での設備利用率と年経費の関係

(2) 最小費用法による開発計画

a. 中南部系統における石炭火力とガスコンバインド火力の最適導入量検討

北部系統には水力、石炭火力以外の代替電源がなく、一方、中南部系統には代替電源があることから、中南部系統において石炭火力とガスコンバインド火力との導入比率を変化させて、PDPAT IIを用いた需給運用シミュレーションにより、全系統の年経費の比較を行う。この結果から、2025年時点の全系統の年経費が最小となる最経済的電源構成比率を求めた。

検討の結果は、図5-6に示すとおりであり、IEの原計画より石炭火力発電を6,000MWガスコンバインドサイクル火力に置き換える場合に最も年経費が少なくなる。図5-6は、IEの原計画を原点に置きX軸はガス火力に代えて石炭火力を導入する量を示す。

最経済的な電源構成における石炭およびガスの年間使用量は、ガス18BCM、石炭66,000トンである(図5-7参照)。しかし、ガス供給能力の上限はPetrovietnamのマスタープランに基づく年間14BCMである。したがって、ガス供給制約を考慮すると、石炭火力のガスコンバインドサイクルへの変更量は2,000MWが限度となる。

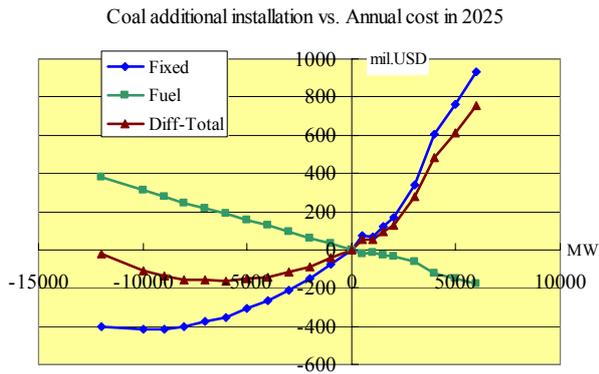


図 5-6 石炭とガス火力の導入量比較

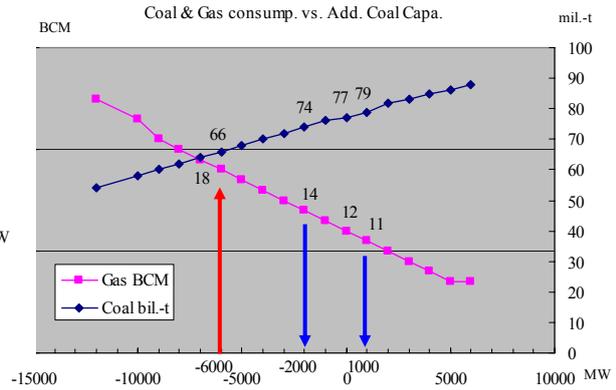


図 5-7 ガス火力および石炭火力設備量と燃料使用量の関係

b. 最適な揚水発電導入量

最も経済的な揚水発電の開発量を前節と同様の手法を用いて検討を行う。

北部系統ならびに中南部系統における揚水導入量と各系統の年経費の差との関係を図 5-8 に示す。

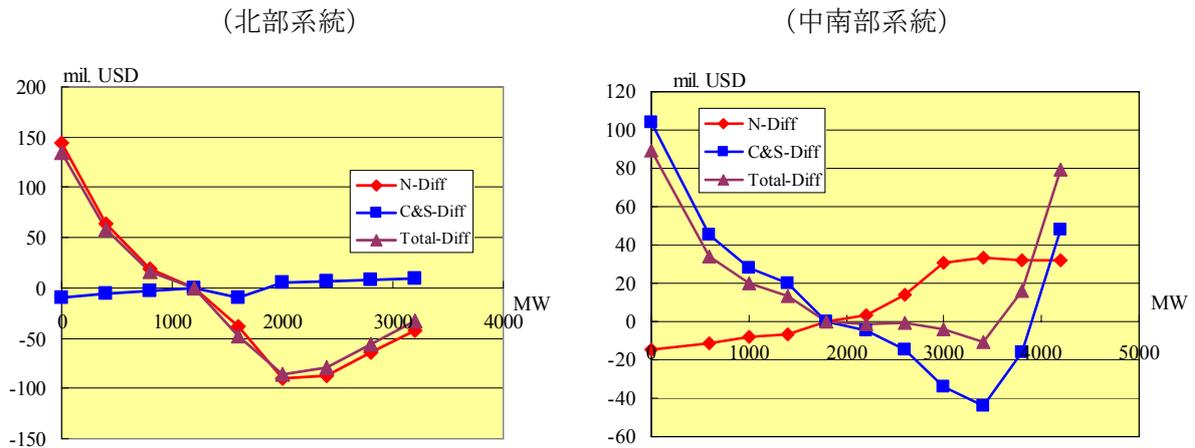


図 5-8 北部、中南部への揚水発電導入量と年経費の差

IE の原計画に基づく揚水発電導入量は 1,200MW である。揚水発電導入量が 2,000MW となった時に全系統での年経費が最も低くなる。したがって、北部系統への揚水発電の導入量は IE の原計画に 800MW 加えたものが最も経済的となる。

IE の原計画における南部系統への揚水発電導入量は 1,800MW である。

南部への揚水発電導入による年経費の削減効果は見られない。したがって、IE の原計画である南部への 1,800MW の揚水導入量が妥当である。

c. 結論

IE の原計画に対し、南部の石炭火力を 2,000MW 減少させガスコンバインドに代えること、ならびに北部系統に 800MW 揚水発電を追加し、その分石炭火力を削減する方が経済的であり、年経費を IE の原計画に比較して 175 百万 USD 削減できると見込まれる。

また、原子力発電は前述のスクリーニング分析結果から分かるように、2025 年までは、輸入炭石炭火力よりも経済性が劣る。

したがって、最小費用設備開発の観点から 2025 年時点の最経済的な電源構成比率は、図 5-9 に示すとおりとなる。

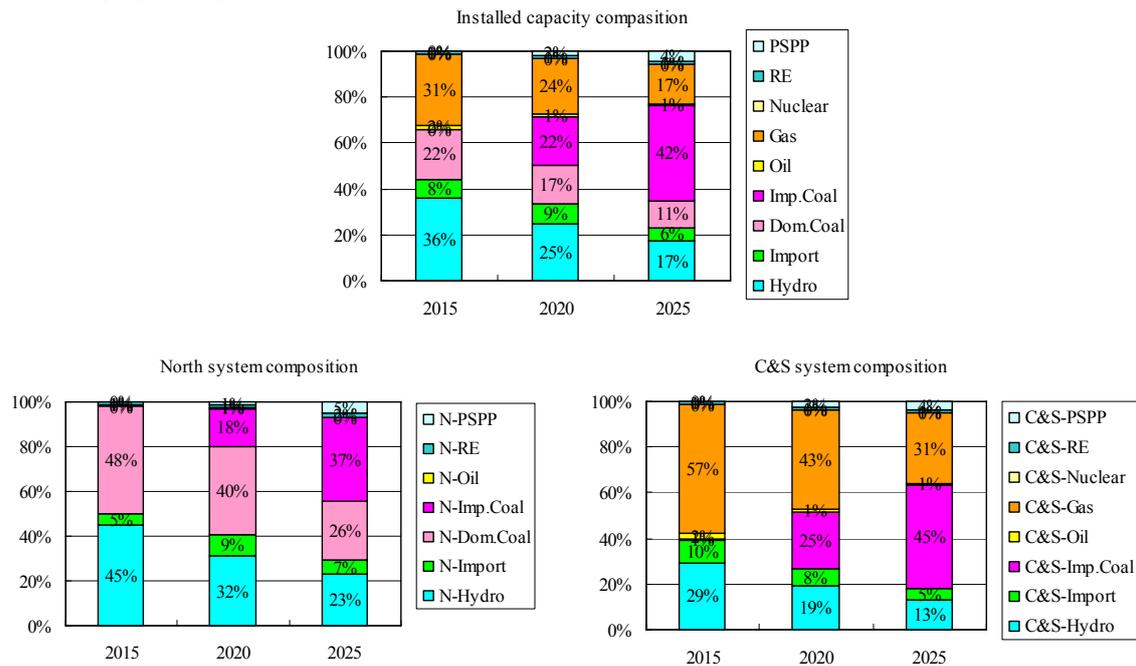


図 5-9 最小費用開発計画法による最適電源構成 (2025)

ただし、原子力発電はベトナムのエネルギー政策（案）の中で 2020 年までに初号機を運転開始することが謳われていること、また、二酸化炭素排出量がほとんどないことや燃料貯蔵効果（一度燃料装荷すると 1.5 年程度継続的に発電できる）があることなどのメリットを有していることから、調査団は国家エネルギーセキュリティーの観点から、IE の原計画通り 2025 年までに 8,000MW の原子力発電を導入することに同意する。

原子力発電の導入を考慮した 2025 年の最適電源構成は図 5-10 に示すとおりである。

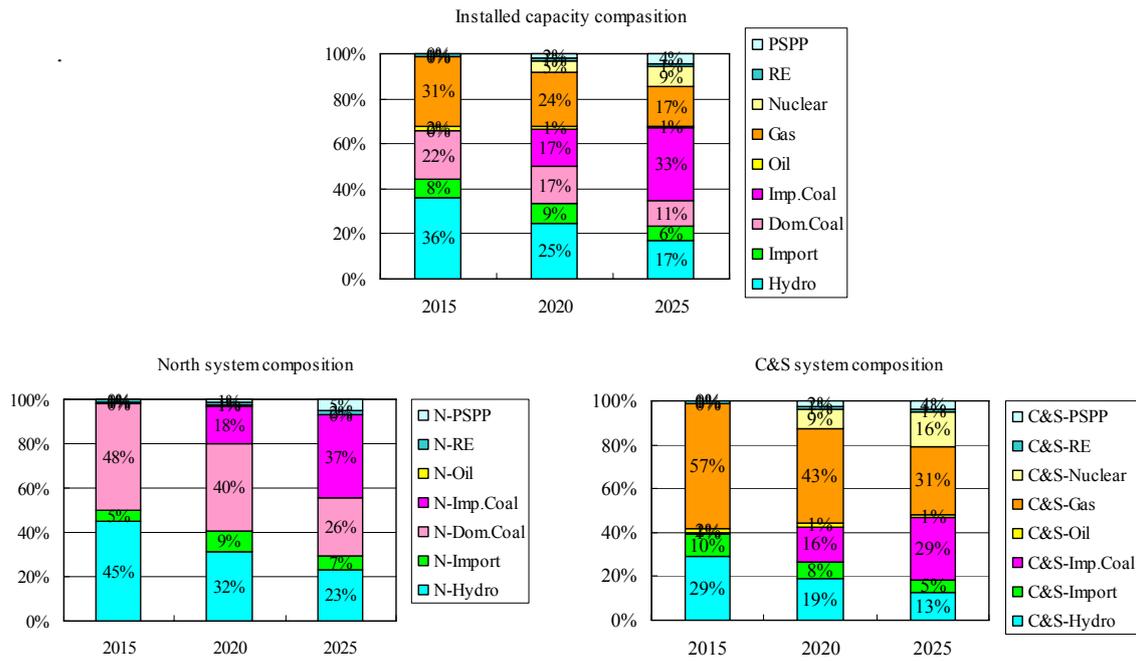


図 5-10 最適電源構成比率 (2025)

5.4 電源開発計画のリスク評価

(1) 水力電源供給力への渇水の影響

水力発電所の各日のピーク需要発生時の供給力実績を1996年から2004年に関して調査をしたところ、Hoa Binh 発電所に関しては実績と計画値に大きな相違がある。

実績の日最大需要発生時における水力発電からの出力の平均は乾期 1,400MW、雨期 1,600MW である (図 5-11 参照)。 実績による 90%確率の日最大需要発生時における発電出力は乾期 1,100MW、雨期 1,350MW である (図 5-12 参照)。 これは、乾期は調整池の貯水量が少なく現状一日当たり4時間のピーク時間、利用可能出力で発電継続する分の水量を維持することができないためであると考えられる。

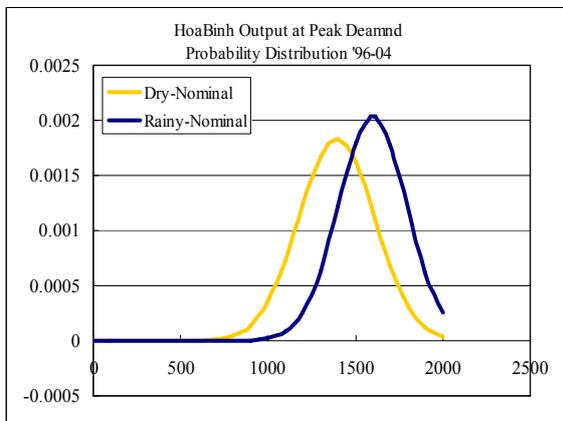


図 5-11 Hoa Binh の出力確率分布

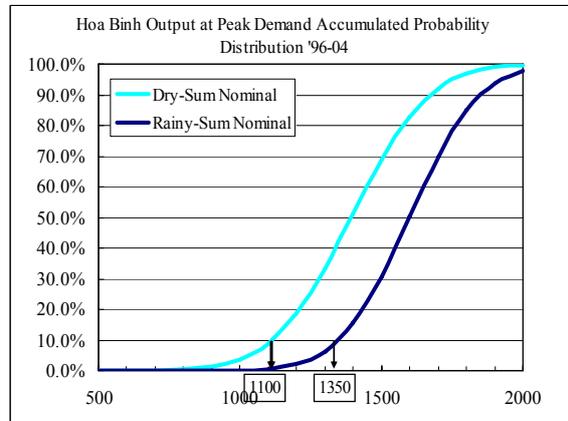


図 5-12 Hoa Binh の出力累積確率分布

また、水力発電所出力変動確率分布は図 5-13 のように推定される。 渇水年の出力変動の平均は平年より 200MW 分少ない。

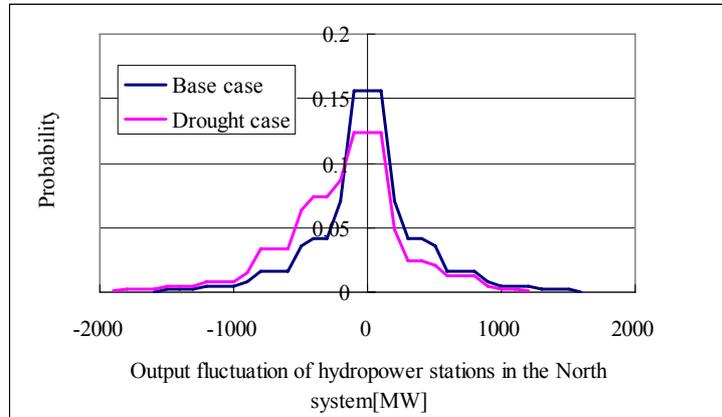


図 5-13 平水年と渇水年の水力出力変動確率分布

2025 年におけるこの影響を供給信頼度面から評価した。新たに開発される水力発電所の発電出力は計画どおりと仮定した。北部系統の必要な供給予備力は大きく影響を受け、必要な供給予備力は 1-3% 増加し、7-8% から 8-10% となる。渇水年と平水年との差が供給信頼度に与える影響は将来水力発電の構成比率の減少とともに減少していく。

他方、中南部系統においては、渇水年の影響はない。これは、実績と計画出力に大きな差がないためである。

(2) 隣国からの電力輸入の影響

隣国からの電力輸入の制約が与える年間の発電コストへの影響をシミュレーションした。北部系統の年経費はマイナス 40 百万 USD から 156 百万 USD ベースケースから変化する。2020 年において、中国からの電力輸入が制限された場合には、北部系統の年経費は 40 百万 USD 減少する。これは、中国からの電力輸入価格が北部系統の増分発電コストより高く設定されていたためであり、電力輸入価格が自国系統の増分発電コストより高い場合には、北部系統の国内炭を使用した石炭火力発電の開発を優先させるべきであることを示している。一方、2025 年においてラオスからの電力輸入が制限された場合は、年経費は 156 百万 USD 増加する。

中南部系統の年経費もベースケースに対し、マイナス 4 百万 USD から 116 百万 USD 変化する。ラオス国からの電力輸入が制限された場合、中南部の年経費は、ほとんど変化はない。カンボジアからの電力輸入が制限された場合、中南部系統の年経費は 2020 年において 72 百万 USD、2025 年において 76 百万 USD の増加となる。これは、ラオスとカンボジアからの電力輸入価格が、ガス火力発電による増分発電コストより安価なためである。

(3) 燃料費の高騰

燃料費の高騰について影響を検討する。 輸入炭および輸入石油の価格の年平均伸び率がベースケースの 1.5 倍および 2 倍のケース。 もう一つのケースは、国内で産出される総ての燃料の価格のエスカレーションがベースケースの 1.5 倍および 2 倍のケースである。

輸入燃料費が高騰するケースでは、2025 年における発電コストの上昇は、北部および中南部系統ともに最大 0.4 ¢/kWh である。

総ての燃料費が高騰するケースでは、2025 年における発電コストの上昇は、北部および中南部系統共に最大 0.7 ¢/kWh である。

各種電源の年経費と設備利用率の関係を燃料費がベースケースの場合と燃料エスカレーション 2 倍の場合について、それぞれ図 5-14、図 5-15 に示す。 図に示されるように、燃料エスカレーションが 2 倍となった場合には原子力発電のコストが輸入炭による石炭火力発電のコストより経済的になる設備利用率が生じる。 この場合には最小費用開発計画の観点からは原子力発電の開発比率を増加させることが経済的となる。

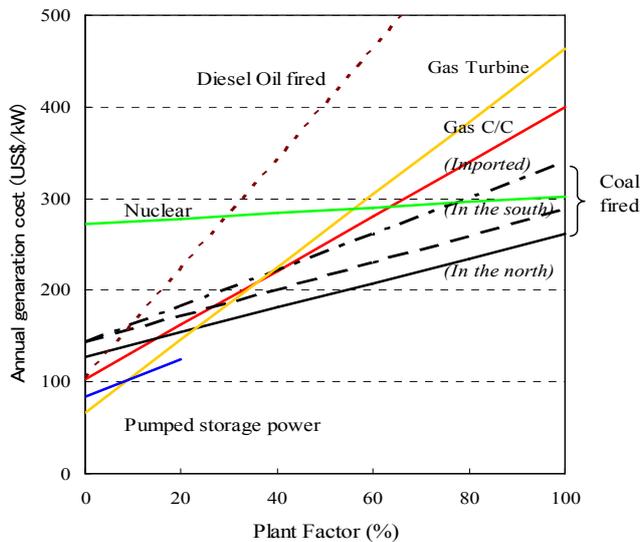


図 5-14 2025 年における年経費と設備利用率の関係 (Base Case)

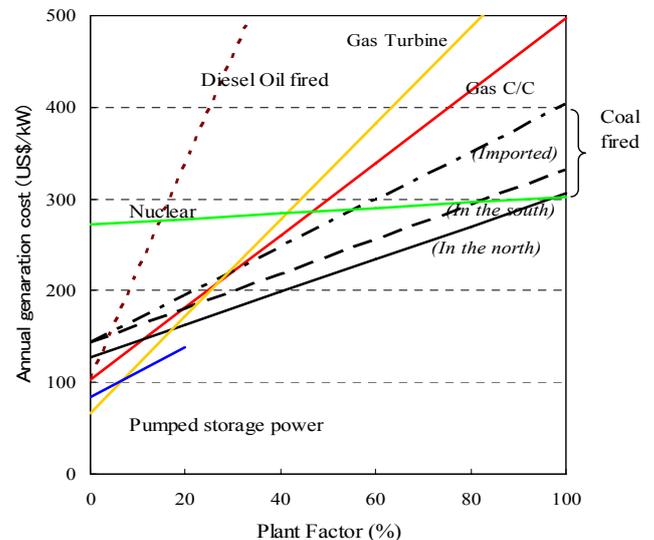


図 5-15 2025 年における年経費と設備利用率の関係 (燃料エスカ 2 倍)

(4) BOT 運用制約

BOT 契約では設備利用率を 75%とする運用制約を付けている。 この BOT の運用制約の影響について、ガスの供給制約年間 14 BCM から考察するため、以下の三つのケースに関して検討する。 ベースケースとしては、既設 BOT プロジェクトである Phu My 2.2 および Phu My 3 の合計 1,440MW のみのケースとする。 ケース 1 は、ベースケースに Phu My 4、O Mon 3、4、5 を加えた 3,990MW を BOT とし、ケース 2 は、ケース 1 に新規に計画し

ているガスコンバインドサイクル発電総てを加えた 9,030MW を BOT として設定する。

ケース 1 の場合 2025 年における年間のガス消費量は 14.5BCM であり、0.5BCM の超過となるが、実現不可能な供給量ではない。 ケース 2 の場合、年間ガス消費量は 15.7BCM となり、1.7BCM 供給計画を超過するため、供給不可能となる。 これは、設備利用率 75% 契約の BOT 発電はケース 2 では運用できないことを示している。

また、BOT によるガス火力発電の導入によって、大きな年経費の増減は生じない。 したがって、燃料制約面からは BOT はケース 1 の Phu My 2.2, 3, 4 および O Mon 3, 4, 5 が上限となる。

また、BOT 契約発電の導入は EVN 所有のガスおよび石炭火力発電の設備利用率を低下させる。 EVN 火力発電機の設備利用率はベースケースの 67%から 52%に減少する（図 5-16 参照）。 BOT が設備利用率 75%の契約を行うのであれば、BOT はベース電源となり、EVN の火力発電機はミドルおよびピーク電源の役割を果たさなければならなくなる。 これは、効率的かつ経済的な設備運用とはならない。 さらに、このケースでは、ガスの供給制限（年間 14BCM）から、ガス火力発電の導入量を削減する必要がある。

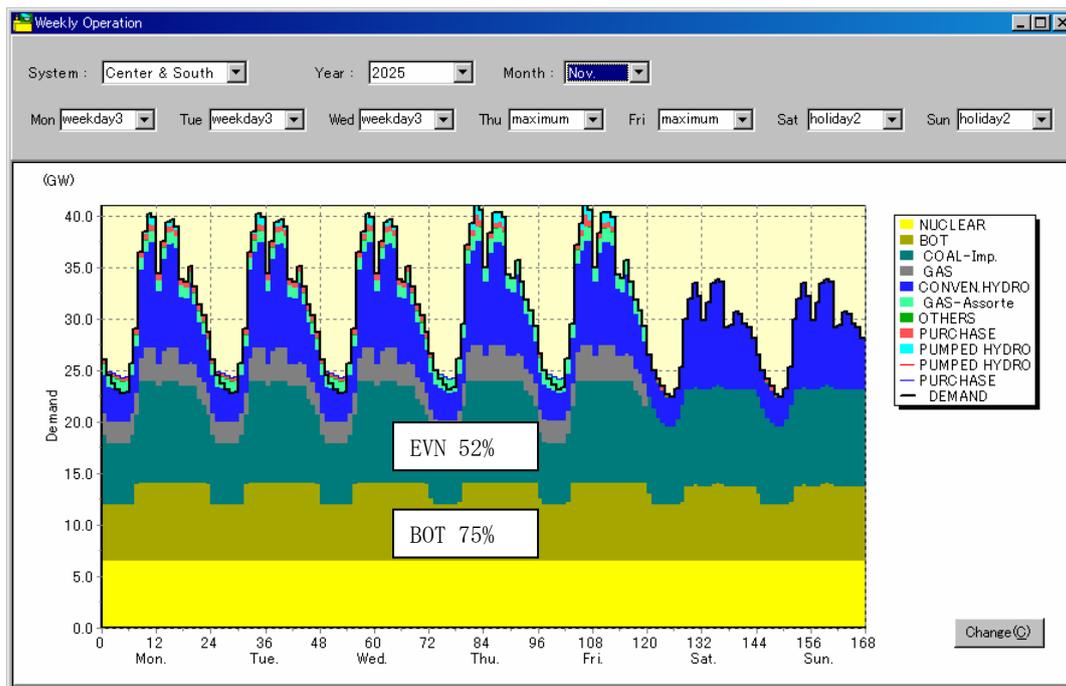


図 5-16 2025 年における BOT と EVN ガス火力発電の利用率 (ケース 2)

5.5 2006 年 1 月時点の PDP 6th

上記、調査団による検討結果を参照するとともに、その後の状況変化（電力輸入の可能性など）を踏まえて、IE は前述の原開発計画を見直している。

2006 年 1 月時点における PDP 6thに基づく 2025 年までの電源種別毎の設備出力および構

成比率 (Base Case) を 図 5-17 に示す。

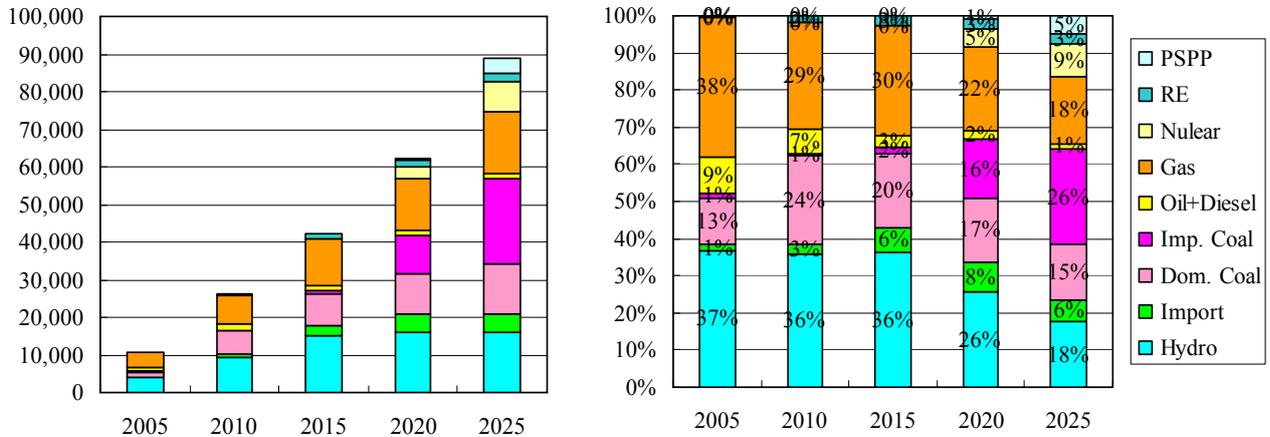


図 5-17 電源種別ごとの設備出力と電源構成比率 (Base Case)

5.6 PDP 6th 最終案

工業省など関係省庁からのコメントを受けて、IE は前述の開発計画案を再度見直している。

2006 年 5 月時点における PDP 6th 最終案に基づく 2025 年までの電源種別毎の設備出力と構成比率を図 5-18 に示す。

PDP 6th 最終案は 2006 年 1 月時点のものと比較して、以下の通りかなり改善されている。

- 2009 年-2015 年間の電源設備容量が約 1 GW 減少している。2006 年 1 月時点の計画は電源開発の遅れを考慮し、2009 年-2015 年間の供給予備率は 20%と、必要な供給予備率 10%に比べてかなり大きかった。今回の見直しにより、供給予備率は 10%程度となり、適正な供給信頼度が確保される計画となっている。
- ドラフトファイナルレポート作成時点では、原子力発電所の開発量を 8000MW としていたが、輸入炭使用の石炭火力発電と比較して経済性の優位性がないこと、また、技術的な課題、ならびに国民の支持を十分得られていないことから、半分の 4000MW に見直された。
- 国内炭の生産計画の見直しに伴ない、北部 Vung Anh 石炭発電所が国内炭使用に変更されるとともに、北部の 1000MW クラスの輸入炭使用の石炭火力発電所の開発時期が 2022 年から 2023 年以降に延期され、ユニット数も 7 機から 5 機に減少した。この結果、2025 年時点での北部の輸入炭使用発電所の設備容量は 10.5GW から 5.0GW に減少した。今後とも、エネルギーセキュリティおよび年間発電経費上昇の抑制の観点から、国内炭の埋蔵量確認調査ならびに採掘技術の改善を推進することが望まれる。

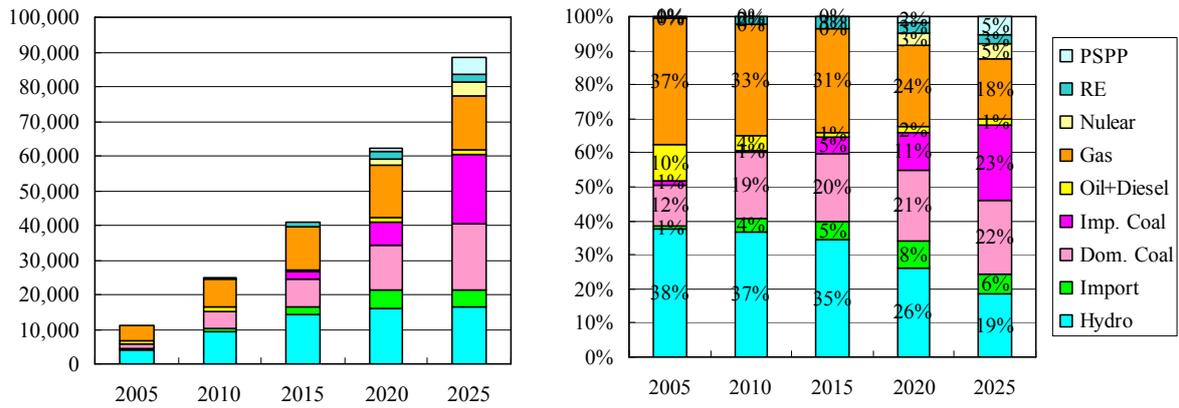


図 5-18 PDP 6th最終案の電源種別ごとの設備出力と電源構成比率 (Base Case)

6. 送電網開発計画

6.1 系統信頼度の検討方法

PDP 6th の最適な系統計画は、系統信頼度および経済性の両方からの要請を満たすように、策定される必要がある。ベトナム国全体に広がる送電系統の安定性、連系線を通じた近隣諸国からの電力融通、国内の様々なタイプの電源からの大きな経済電力融通の存在に、注意を払わなくてはならない。

PDP 6th の系統計画は、第5次MPをベースに、最新の需要想定と電源計画に基づき策定される。計画の範囲は、110 kV, 220 kV および 500 kV 系統は、2015 年まで、220 kV および 500 kV 系統は 2025 年までである。

PDP 6th においては、第5次MP策定時と同様に、米国で開発された PSS/E を系統解析ソフトウェアとして使用した。図 6-1 に、送電網開発計画の検討フローを示す。

主に、下記の問題の有無について、チェックした。

- 潮流・電圧計算：過負荷および過電圧の発生
- 事故電流計算：過大な事故電流の発生
- 安定度計算：発電機運転の不安定性

長期的な基幹系統の計画の重要性から、2020 年および 2025 年の 500kV 送電線の系統計画に焦点を当てる。

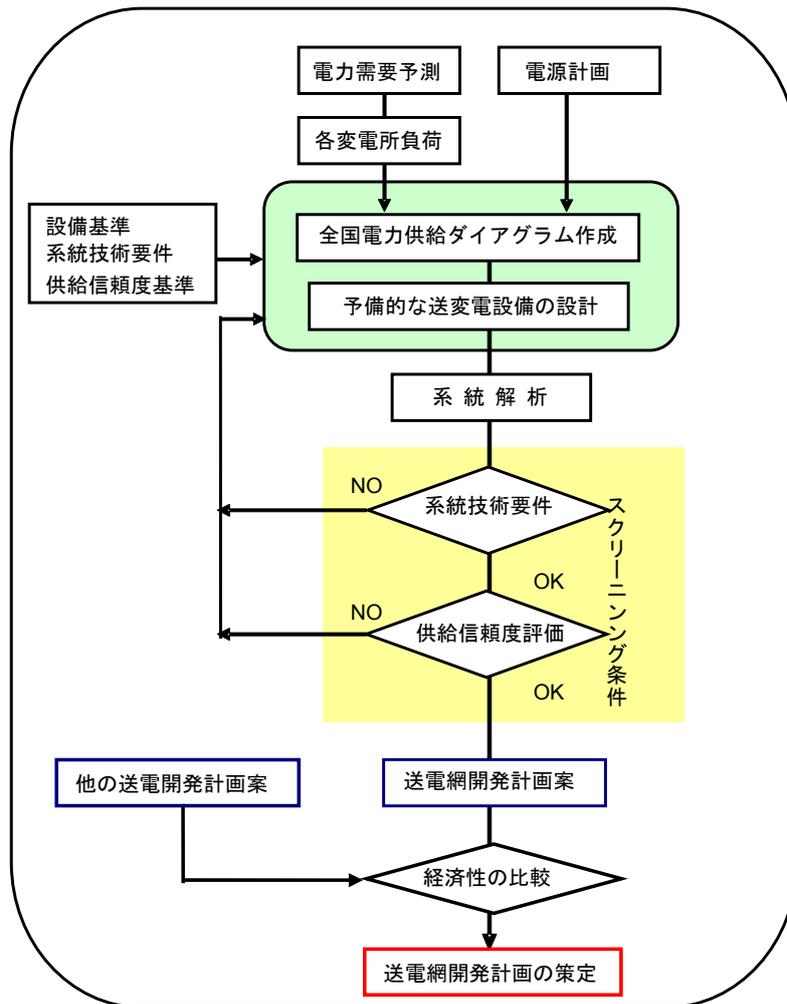


図 6-1 送電網開発計画の検討フロー

6.2 主な検討条件

電力系統は、発電機からの発電力を、変電所まで、安定でかつ継続して、送電できるように計画されるべきである。事故や予定停止によって、一つの設備が欠けた状態でも安定で継続した送電ができることが求められる。しかし、広範囲な電力系統における全ての事象を計画に織り込むことはできないため、送電線や変圧器の単一設備の欠落を仮定して、このような場合でもできるだけ安定して継続的な送電ができるように計画される。この計画基準はN-1基準と呼ばれる。

次に示す問題点を考慮して計画する。

- 大都市内部、周辺の電力供給

数百 km 程度の長距離の 500kV 送電線に使用される電線線種は 4xACSR 330 であるが、

距離が短く、大容量の方が経済的となる場合には、他の線種も検討する。

ハノイやホーチミン系統に適用される変圧器の容量は、通常 450MVA であり、変電所一箇所あたりの最大変圧器台数は 2 台で、多くはない。220kV 送電線の線種および 220/110kV 変圧器の計画は、旧ソ連の規格によるところが大きく、現在のアジアの大都市のように、将来大きな需要密度を持つハノイやホーチミンの系統に対しては、設備量が多くなりすぎ、不経済になるおそれがある。たとえば、東京周辺の 500/275kV 変電所は、一箇所あたり 2,000 MW から 4,000 MW の負荷を持つが、一方、ベトナムの第 5 次 MP ではほとんどの変電所が、1,000MVA 程度の負荷しかもたないように計画されていた。東京周辺の 275 kV 送電線は、しばしば一回線あたり 1,000 MW 以上の容量を持つが、ベトナムの 220kV 送電線は、通常この半分以下の容量しかもたないように計画されていた。電圧階級の違いを考慮しても、現在の仕様は、ベトナムの将来の基幹系統としては、小さすぎると考えられる。

既存の規格は、小さな需要密度で、長距離を送電する場合には、適切で経済的であると考えられるが、高い需要密度を持ち、また、設備を敷設する土地にも制約がでてくる将来のハノイやホーチミンにおいては、規格の改善がもとめられる。

アジアの大都市周辺の 500KV 系統は、しばしば、東京や上海のように、多重リングを構成するように計画される。リング状の 500kV 系統から、需要中心までは、より低い電圧で供給する。ハノイやホーチミン市の系統構成も、多重リング型系統を指向している。

PDP 6th の計画策定に使用する主な規格を表 6-1 ならびに表 6-2 に示す。

表 6-1 PDP 6th の計画策定に使用する標準的な 500 kV 変電所

Voltage (kV)	Capacity	Number of Transformers
500/220	900, 600, 450	1-3
220/110	250, 125, 63	1-3

表 6-2 PDP 6th の計画策定に使用する標準的な電線線種

Voltage (kV)	Type	Number of Conductors
500	410, 610	4
220	610, 810	2

● 北部地域から中南部地域間の潮流

2020 年付近では、北部地域には、水力発電所や石炭火力発電所のようなベース電源が多く、Ha Tinh から中南部地域への潮流が増加する傾向にあることから、Ha Tinh と Da Nang 間に N-1 基準を適用すると、国内の電源の分布によっては、制限を越える潮流が流れることがある。

この場合、次のような代替案が考える必要がある。

- 様々な発電パターンに対応できるように、Ha Tinh と Da Nang 間の送電線を増強する。
- 北部地域から中南部地域への潮流が制限値を超えないように、発電パターンに制限を設ける。あるいは、北部から中南部間の連系線を開放する。
- 発電所の設置場所を変更する。

本系統計画では、北部と中南部間の潮流は、1,000 MW 以内になるように計画する。しかし、引き続き、上記の対策の比較を、長期の最適な系統計画および発電所運用計画と共に実施すべきである。

● 中部から南部への潮流

中部から南部海岸にかけて、原子力発電所、大規模石炭火力発電所およびラオスからの大規模水力発電力の輸入計画がある。中部から南部への潮流は、Plei Ku-Thanh Dinh 間で N-1 基準の制限容量を超える。このため、中部と南部間で、500kV 送電線の大規模な増強が必要となる。

日本では、多くの回線数増加を伴う 500kV 送電線の大規模な増強が将来予想されたとき、1,000 kV 系統の導入が検討され、1,000 kV 用の鉄塔が実際に設計され建設された。現在、中国でも、このような超電圧の系統が検討されている。将来のベトナムの系統においても、このような代替案を検討する必要があると考える。

● 電圧調整

ベトナムの系統は、南北 1,500km に広がっており、発電所の最適な運用により、大きな潮流の変化を引き起こす。ハノイ市やホーチミン市などの大規模な需要地帯では、昼夜間、あるいは季節間で電圧の変化が大きく、静的な調相設備のみでは、調整するのが困難である。電力用コンデンサあるいは分路リアクトルの開閉操作の自動化、SVC（サイリスタ制御無効電力調整装置）あるいは同期調相機など、自動的に無効電力を調整する装置が将来、必要になるだろう。詳細な無効電力補償計画は、詳細な無効電力負荷予想を必要とするが、長期の無効電力負荷の予想は困難である。翌年の系統の解析を実施、一年ごとに調相設備計画を策定することが望ましい。

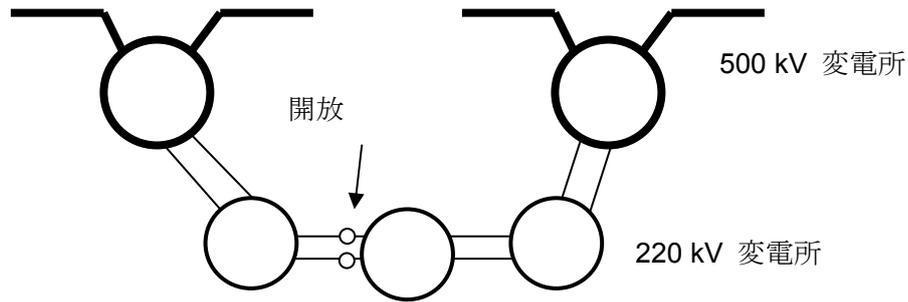
● 事故電流の増大

東京、上海、台湾など、アジアの大都市の系統に共通の問題として、事故電流の増加がある。需要密度の増加は、大規模の電源を伴った、多くの送電線を必要とし、これが、遮断機の遮断能力を脅かす。

事故電流増大に対して、次の対策が、考えられる。

- 系統の分割運用
- 高い遮断性能を持つ遮断機の採用
- 高インピーダンス変圧器の適用

分割運用の一方法を以下に示す。220kV 系統の遮断器を、ある区間で開放し、事故電流を抑制する。



● 直列コンデンサ

直列コンデンサの設置は、低周波数の電氣的な共振を引き起こす。この周波数が、原子力発電所や、火力発電所などのタービンの機械的共振点に一致すると、発電機が振動して、系統から脱落し、大停電を引き起こす。多くの直列コンデンサが設置されると、共振周波数の把握が困難となる。そのため、直列コンデンサの設置は、北部南部間の送電線に限定すべきである。

6.3 2020年および2025年の500kV および 220kV 系統の検討

500 kV および 220 kV 系統を含むベトナムの系統データを、2005年9月時点の情報を織り込んで準備し、IEと協議を行う。現在、IEではPSS/Eソフトウェア用のデータを更新し、解析を行った。500kV系統の計画は次の解析を基に、決定される。

- 潮流
- 安定度
- 事故電流

地域ごとの発電所と220kV変電所の需要想定を次に示す。ただし、表中の数値は発電所の容量（最大の発電力）と最大負荷を示し、容量と負荷の差は、ピーク時の電力余剰あるいは不足分とは一致しない。

(1) 北東エリア

北東エリアは、Mong Duong 石炭火力および Quang Ninh 石炭火力発電所の開発計画があり、500 kV 系統に接続される。また、Hai Phong 石炭火力発電所や、Uong Bi 石炭火力発電所などの発電所が220 kV 系統に接続される。一方、このエリアの負荷は、発電出力と比較し、小さい。このエリアからハノイ方面へ大きな潮流が流れ、ハノイ方面へ2020年まで3回線程度、2025年まで4回線程度の500kV送電線が必要になる。

(2) 北西エリア

このエリアは、ソンラ水力発電所、ライチャウ水力発電所および揚水式発電所などの大規模水力発電所の開発計画があり、2020年には、最大約4,000MW程度、2025年には、最大3,000MW程度の発電出力が、ハノイ方面に送電される。

(3) ハノイエリア

ハノイエリアは、Hoa Binh 水力発電所や、Pha Lai 石炭火力発電所などの、大容量の発電所がある一方、負荷が極めて大きいため、他エリアよりこのエリアへ大きな潮流が流れる。

(4) ハノイ市南部エリア

2025 年までに、Thai Binh 石炭火力発電所などの計画があるが、このエリアの需要と供給の差は大きくはない。

(5) 北部中央海岸エリア

このエリアは、2020 年までに Nghi Son 石炭火力および Vung An 石炭火力の 2 つの発電所の開発計画があり、この発電出力だけで、6000MW に達し、500kV 系統に接続される。一方、このエリアの負荷は、発電出力より小さく。そのため、このエリアからハノイ方面へ、大きな潮流が流れ、3 回線以上の 5000kV 送電線が必要となる。

図 6-2 に、上記ベトナム 5 エリアの、ピーク時の需給バランスと、概略の潮流を示す。ハノイ周辺から、放射上に、ハノイ市内に向けて、潮流が流れる。

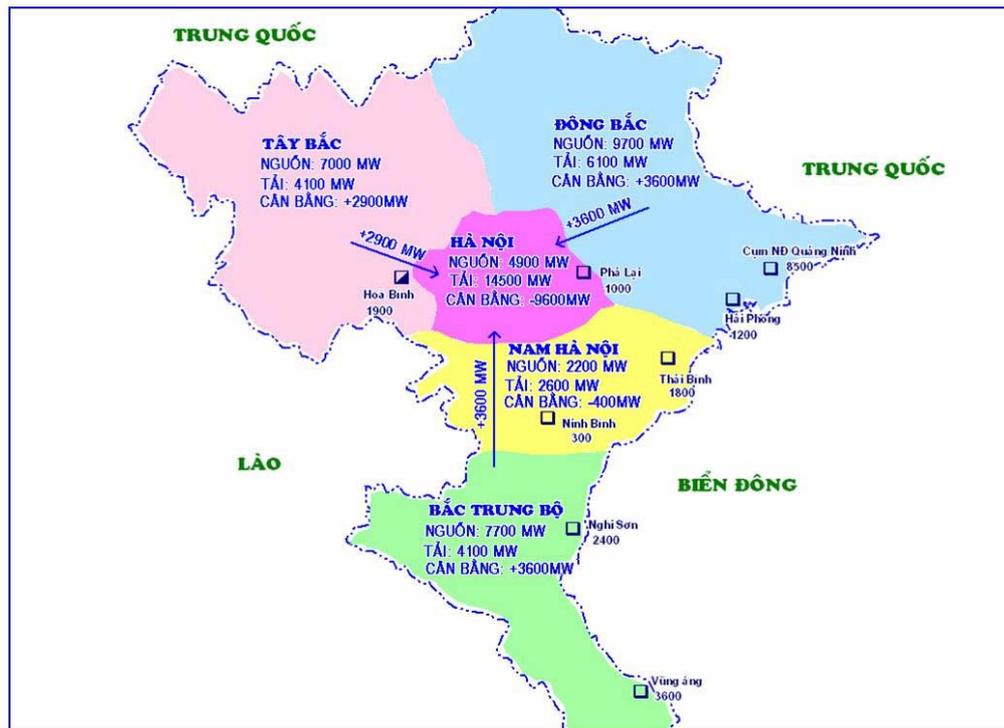


図 6-2 ベトナム 5 エリアのピーク時の需給バランスと概略の潮流

(6) 南部中央海岸エリア

2020 年までに、Quang Tri 石炭火力発電所が建設されるが、このエリアの合計負荷は、発電力より大きい。Da Nang 石炭火力発電所が 2025 年までに建設され、余剰電力は、南部方面に送電される。

(7) 南部北東部エリア 1

2025年までに、大規模の石炭火力発電所、Tuy Hoa の計画がある。

(8) 南部北東部エリア 2

このエリアは、ドンナイ水力発電所、Binh Thuan コンバインドサイクル火力発電所、原子力発電所および揚水式水力発電所の計画があり、大電源地帯となる。2020年には、6,000MW以上、2025年には、10,000MW以上の電力が主にホーチミン方面に流れ、このエリアからホーチミンへの数回線の500kV送電線が必要となる。

(9) 中央高原エリア

このエリアは、プレイク変電所、ヤリ水力発電所があるエリアであり、ラオスからの大規模水力発電所からの電力とあわせ、南北500KV送電線を通じて、南部地域へ送電される。

(10) ホーチミンエリア

ホーチミンエリアは、Tri An 水力発電所、Phu My ガス火力発電所、Nhon Trach ガス火力発電所などの、大容量の発電所がある。一方、負荷が極めて大きいため、他エリアより、このエリアへ大きな潮流が流れる。

(11) ホーチミン市西部エリア

Thac Mo などの既設水力発電所ならびに中規模の水力開発計画がある。しかし、負荷が極めて大きく、他エリアからこのエリアへ向けて大きな潮流が流れる。

(12) ホーチミン市南部エリア

このエリアは、Tien Giang にコンバインド火力発電所が計画されている。電力はバランスしている。

(13) 南部南西部エリア

このエリアは、O Mon 火力発電所および Soc Tran および Tra Vinh に大規模の石炭火力発電所が計画されている。2020年には、約6,000MWの電力がこのエリアよりホーチミン市に向けて供給される。

6.4 2025年までの500kV系統 送電線開発計画案

6.3で述べた電源計画と需要想定の地域的なバランスを基本データとして、6.2で述べた検討条件と系統設備の基本仕様を適用して、2025年までの500kV系統の計画を策定した。

詳細な検討により、修正される可能性があるが、予備的なレベルでは、適切なものである。

6.5 2006年1月時点の送電網開発計画

上記、調査団による検討結果を参照するとともに、その後の状況変化（電力輸入の可能性など）を踏まえて、IEは送電網開発計画を見直している。

北部揚水の送電方法、ハノイ南部のThan Hoa発電所およびVinh発電所の新規電源計画、南部原子力発電所からホーチミン方面への回線数の増加などが、予備的な計画から見直された箇所であるが、基本的な系統の構成は同じである。

6.6 PDP 6th 最終案の送電網開発計画

工業省など関係省庁からのコメントを受けて、IEは前述の開発計画案を再度見直している。2006年5月時点におけるPDP 6th 最終案の2025年の500kV系統の概略計画は図6-3に示すとおりである。

特筆すべき点と今後も検討が必要な点は以下の通りである。

- ドラフトファイナルレポート作成時点では、原子力発電所の開発量を8000MWとして送電計画が策定されていたため、ホーチミンへの送電方法として1000kV送電線の検討の必要性を述べたが、PDP 6th 最終案では開発量は4000MWに削減されたため、1,000kV送電線の検討は必要ないと考えられる。一方、Tra Vinhの3,000MWの石炭火力発電所、Soc Trangの1,200MWの石炭火力発電所からホーチミンまでの500kV送電線の回線数および2025年までに開発予定のDa NangおよびDoc Soiの5,000MWの石炭火力発電所などの新たな大容量発電所の送電方法は、今回、方向性を示したものであり、PDP 6th 策定後も引き続き安定度を含めた詳細な検討をしていく必要がある。
- PDP 6th では、将来の需要増に対応して、大容量の500kV変圧器の採用、ハノイ・ホーチミン市周辺の220kV変電所の両端電源化、およびリング状の500kV系統構成を明示した。これは、効率的で信頼度の高い設備形成につながり、適切と考えられる。
- 並列電力用コンデンサの必要量を提示しているが、昼夜間あるいは季節間の電圧の変化が大きいため、その調整・制御方法も引き続き検討していく必要がある。
- タービン振動のおそれのある直列コンデンサ設置の抑制、大容量発電機の効果的な励磁系の考慮、北部のソンラ・中国関係線周辺の事故時の安定度維持対策のための同期調相機の設置を挙げており、いずれも効果的であると考えられる。

7. 投資計画と財務予測

7.1 長期投資計画

(1) IEの開発計画原案に基づく投資計画

IEにより作成されたPDP 6thの原案に基づき、2005年～2025年までの長期投資計画を算定した。計算方法ならびに計算結果は以下のとおりである。

a. 電力設備投資の年度展開

PDP 6th原案の電源開発計画ならびに送変電設備拡充計画、下記のIEから収集した水力、火力、原子力発電所の建設費に基づき、各年度の投資額をベトナムおよび、日本の経験を加味し年度展開した。

Construction unit cost (USD/kW)

Capacity	Oil	Gas	GFCC	GT	Coal	Nuclear
200	914	1031		400	1294	
250	849	961		400		
300	800	900			1170	
400	727	819				
500	746	833			1089	
600			660		1089	
720			660			
1000					980	1700

注) 一般水力(<30MW) : 1,735 USD/kW

Source : Institute of Energy

b. 各発電所の発電電力量

電力需要想定（ベースケース）のPDPATIIによる需給運用シミュレーション結果

c. 運転維持費用

下記の通り、水力・火力原子力発電所ならびに送配電設備のO&M単価、をIEから収集し、算出した。

O & M cost for each type of TPP (Unit: USD/kW/year)

Capacity	Oil	Gas	GFCC	GT	Coal	Nuclear
200	25.3			19.8		
250	23.5	19.2		19.3		
300	22.1	18.0			33.9	
400	20.0	16.4			33.6	
500	20.6	16.7			33.3	
600			29.7			
720			29.7			
1000					30.0	59.8

O&M Hydropower

>30MW	0.5%	of Investment cost	: 0.01 (USD/kW)
-30MW	1.0%	of Investment cost	: 0.02 (USD/kW)

Source : Institute of Energy

d. 燃料価格

燃料価格は下表のとおり想定した。

なお、石炭輸送費として北部は陸上輸送費 3 \$/ton、南部は海上輸送費 7 \$/ton を見込んで
いる。

Fuel Prices

Fuel Type	Unit	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
FO	USD/ton	217.2	219.4	221.6	223.8	226.0	228.2	230.6	232.9	235.2	237.5	239.9	242.3	244.8	247.2	249.6	252.1	254.7	257.3	259.8	262.4	265.0
DO	USD/ton	398.2	402.1	406.2	410.3	414.3	418.5	422.6	426.9	431.2	435.5	439.9	444.3	448.7	453.2	457.8	462.3	466.9	471.6	476.3	481.1	485.9
Coal (Dom.)	USD/ton	21.8	22.2	22.7	23.1	23.6	24.1	24.6	25.1	25.6	26.1	26.6	27.1	27.7	28.2	28.8	29.7	30.5	31.5	32.4	33.4	34.4
North(CIF)	USD/ton	24.4	24.8	25.2	25.7	26.1	26.6	27.1	27.6	28.1	28.6	29.1	29.6	30.1	30.7	31.2	31.8	32.7	33.5	34.5	35.4	36.4
South(CIF)	USD/ton	28.5	29.0	29.3	29.8	30.2	30.7	31.2	31.7	32.2	32.7	33.2	33.7	34.2	34.8	35.3	35.9	36.1	37.0	37.9	38.8	39.8
Coal (Imp.)	USD/ton											51.7	52.7	53.8	54.8	55.9	57.1	58.2	59.3	60.5	61.7	63.0
Gas	USD/mmBTU	3.14	3.20	3.26	3.33	3.40	3.46	3.53	3.60	3.68	3.75	3.82	3.90	3.98	4.06	4.14	4.22	4.31	4.39	4.48	4.57	4.66
Nuclear	¢/10 ³ kcal														0.119	0.120	0.120	0.121	0.121	0.122	0.123	0.124

Source : Institute of Energy, Vinacoal and Petrovietnam estimates

e. 各発電所の燃料費

PDPATII による需給運用シミュレーション結果。

f. 電力購入費

各種電源の 2005 年時点の電力購入価格は、水力（輸入含む）4.0 ¢ /kWh、石炭（≦100MW）5.0 ¢ /kWh、石炭（≧300MW）4.0 ¢ /kWh、ディーゼル 10.0 ¢ /kWh、GTCC 4.2 ¢ /kWh とし、火力については、燃料価格の上昇分を織り込んだ。

(2) 本調査結果の最適開発計画に基づく投資計画

上記の検討ケースにおける EVN の投資額ならびに O&M コスト、燃料費、電力購入費をそれぞれ図 7-1～図 7-2 に示す。

これらの図より、以下のことが分かる。

- ① 投資額：2007 年～2011 年の投資額はかなり大きい。これは、2015 年までにソトラ水力をはじめとして数多くの水力発電所が開発されるためである。その結果、2007 年の投資額は 30 億ドルを超える結果となる。2014 年以降は電力需要の伸びに応じて毎年 6 億ドル程度ずつ増加していく。
- ② O&M 費用：設備量の増加に伴って徐々に増加していく。
- ③ 燃料費：2015 年までにソトラ水力をはじめとして数多くの水力発電所が開発されること、電力輸入の占有比率の増加ならびに IPP(BOT)により開発される電源が増加することから、2013 年までは燃料費は増加しない。
- ④ 電力購入費：電力輸入ならびに IPP(BOT)による電源開発の増加に伴い、2013 年まで増加する。

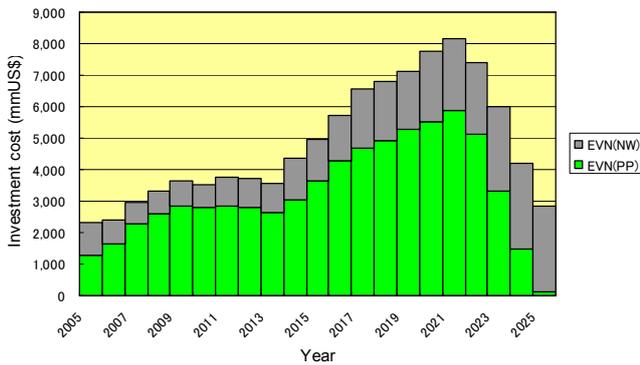


図 7-1 EVN の投資額の推移

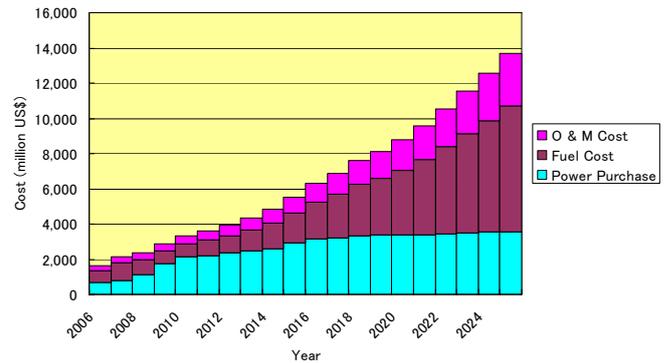


図 7-2 EVN の O&M 費用、燃料費、電力購入費の推移

7.2 EVN の財務予測

(1) EVN の組織再編

2004 年末時点の EVN の関係ユニットは以下のとおりである。

15 独立会計組織

- 8 パワー カンパニー (PC)
- 1 パワー テレコミュニケーション カンパニー
- 1 電力関係装置製造カンパニー
- 4 電力技術コンサルティングカンパニー
- 1 ドゥック 技術 エンジニアリングカンパニー

26 非独立会計組織

- 14 パワー ステーション
- 4 電力送電カンパニー
- 2 サポートユニット

6 管理組織

14 建設、プロジェクト管理ユニット

EVN が 50%超の議決権を保有しコントロールできる関連会社とジョイントベンチャー

新しく制定された電力法に基づき、ベトナム国は電力規制機関を新たに設立し、その規制機関でベトナムの電力セクターの組織がどうあるべきか検討することとしている。一例としては、14 のパワーステーション（発電会社）は、それぞれの特性を考慮し、独立会計組織、株式会社などに移行するための調査が行われることになっている。

今回の調査では、可能な限りこのような組織再編を考慮に入れながら、財務予測を行うこととする。

(2) その他財務環境 (ODA, 民間借入れ など)

a. 国際援助機関

世界銀行、アジア開発銀行さらには、国際協力銀行などの国際援助機関は、今後もベトナム電力セクターに対して援助を続行すると想定して財務予測を行うこととする。EVN 自体が作っている将来財務予測においても、上記のような ODA ローンを引き続き活用しているが、今回の財務予測においても基本的にはこれを踏襲することとする。

b. 債券発行

債券市場の発達により、今後、EVN を含む有力な国営企業においても債券発行の可能性がある。加えて、国営企業が国家的に重要なプロジェクトのために発行する債券に対しては、政府保証を付与する制度も、整備されつつあり国営企業の主要な資金調達手段として期待されている。

以上述べたように、資金調達手段として債券発行の可能性はあるものの借入による資金調達と大きな差はなく、財務予測上、債券による資金調達は考慮しないこととする。

c. 株式公開

電力セクター改革に伴う EVN の組織改革により、EVN 自身あるいは関係会社による株式公開により株式市場から資金を調達するという事も想定されるが、その実現可能性及び株価等について現状で判断することは困難である。但し、今回の調査では、関係者と協力のもと、可能な限り、株式公開による資金調達の可能性を考慮しつつ財務予測を行う。

(3) 財務予測方法

財務予測については、以下の手順により実施した。

a. 財務予測期間

2005 年から 2025 年までの 20 年間

b. 準備する財務諸表

将来財務分析は、次の 3 つの財務諸表の作成によって実施する。

- ・ 損益計算書
- ・ 貸借対照表
- ・ キャッシュ・フロー計算書

c. 財務予測を行う対象

第 6 次マスタープランでは、次のような EVN グループを財務分析の対象主体とする。

- ・ EVN 独立会計組織
- ・ EVN 非独立会計組織
- ・ プロジェクト マネジメント ユニット

d. 財務予測のケース分け

財務予測は、2つのケースに分けて実施する。

- ・ ケース1：資金ショートを避けるように、投資計画とそれに対する資金調達計画のバランスを考える。
- ・ ケース2：投資コストを2011年までケース1の3分の2とした場合。

(4) 財務予測結果

(1) ケース1 分析結果

a. 損益計算書項目

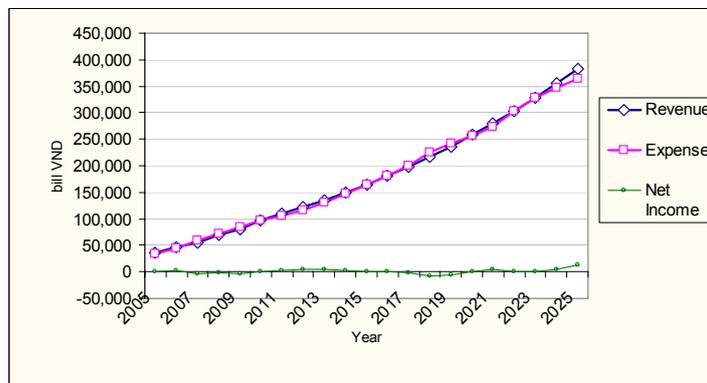


図 7-3 収益、費用、純利益

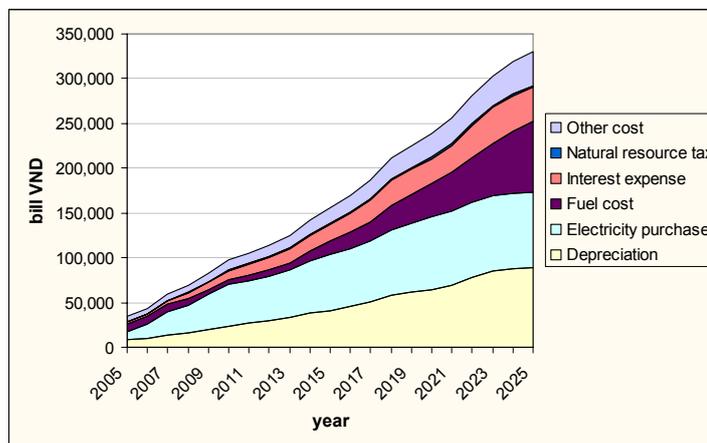


図 7-4 各費用の推移

収益及び費用は、ほぼ同じ率で増加している。その結果として、純利益は、ほぼゼロベースで推移している。

- ・ 費用項目では、電力購入費用及び燃料費用が急激の増加している。2025年においては、2005年と比べ、電力購入費用は約10.1倍、燃料費は8.7倍となっている。また、同様に減価償却費は約4.4倍、支払利息は約6.2倍となっている。なお、電力販売収入は、20年間で約10.8倍となると計算されている。

b. キャッシュ・フロー計算書項目

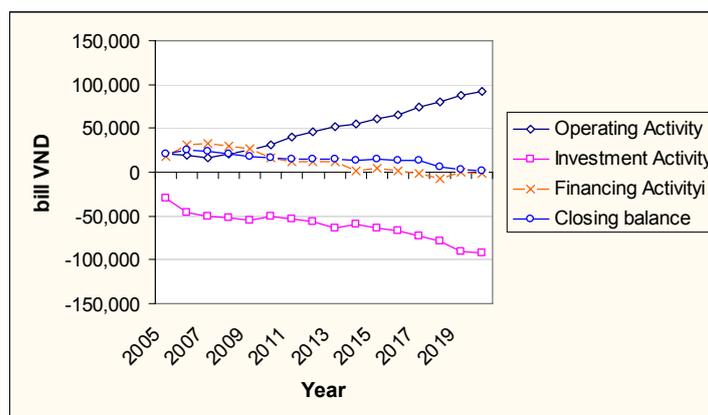


図 7-5 キャッシュ・フロー

表 7-1 借入金の推移 (借入先確定済み及び未確定借入)

(Unit: bill VND)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1.確定済み借入	6217	14124	15935	15269	16716	12181	10883
2.未確定借入	15864	23951	27430	34875	36660	39077	44505
計	22069	38030	44350	51894	56423	53821	56496

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1.確定済み借入	8315	6876	292	292	252	0	0
2.未確定借入	57487	67938	69444	78796	83447	88478	90695
計	62371	71298	70101	80048	83699	88478	90695

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1.確定済み借入	0	0	0	0	0	0	0
2.未確定借入	106853	117525	118634	107314	97925	81223	41807
計	106853	117525	118634	107314	97925	81223	41807

- ・ ケース 1 では、資金ショートとならないように、資金計画を行った。結果として、旺盛な投資計画に基づく資金運用に対応するため、多額の資金調達をしなければならないことになる。特に、未確定借入れが、資金ショートとならないための重要なファクターとなる。
- ・ 2011 年以降については、現時点で借入先が確定していないのは問題ないが、近い将来である、2010 年までについては、現時点である程度資金ソースが確定していなければならない。しかしながら、ケース 1 では、2010 年までについても借入れの多くの割合をこの未確定借入れで賄わなければならないことになる。別の言い方をすると、この未確定借入れの部分は、資金が不足している金額ということになる。

- ・このような資金ショートを避けるために、2010年までの投資コストを減らすなどの何らかの策が必要になる。

(2) ケース 2 分析結果

a. 損益計算書項目

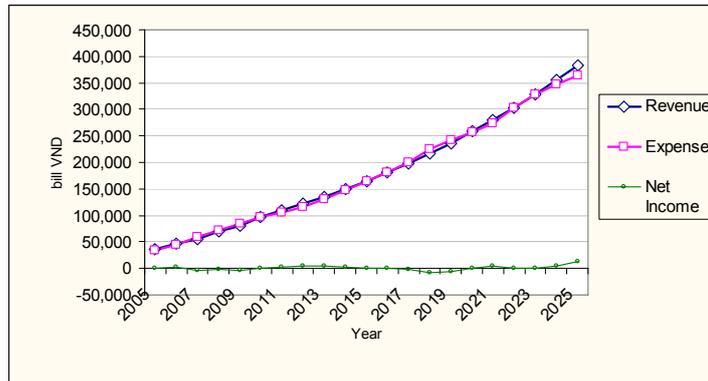


図 7-6 収益、費用、純利益

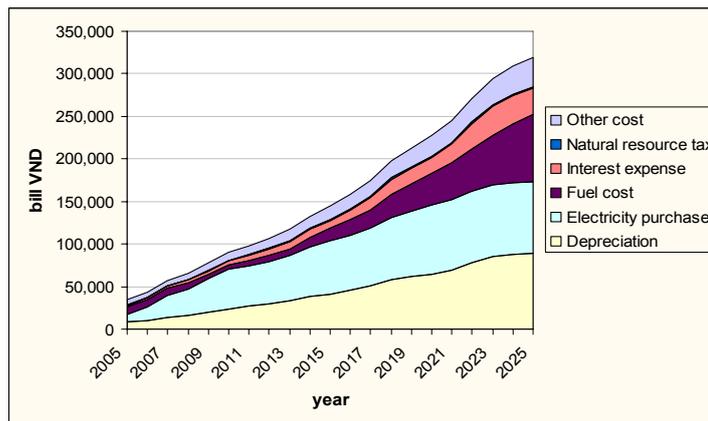


図 7-7 各費用の推移

b. キャッシュ・フロー計算書項目

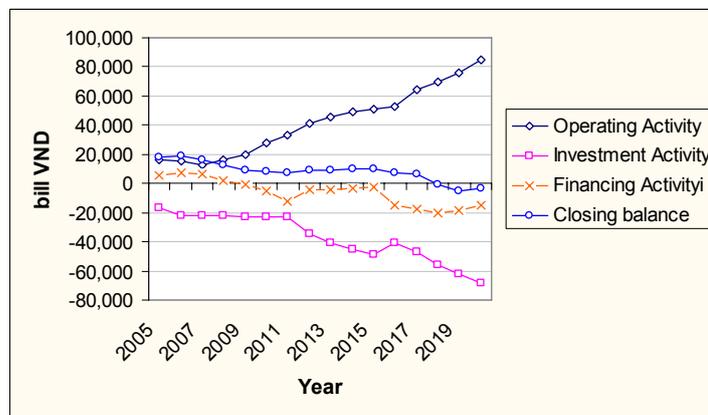


図 7-8 キャッシュ・フロー

表 7-2 借入金の推移 (借入先確定済み及び未確定借入)

(Unit: bill VND)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
1. 確定済み借入	6217	14124	15935	15269	16716	12181	10883
2. 未確定借入	6746	2822	3318	4327	3675	7520	7539
計	12963	16946	19253	19595	20391	19701	18421

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1. 確定済み借入	8315	6876	292	292	252	0	0
2. 未確定借入	20674	27258	40557	48545	39475	41072	42342
計	28989	34134	40848	48837	39727	41072	42342

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1. 確定済み借入	0	0	0	0	0	0	0
2. 未確定借入	50600	60525	59082	42620	18483	0	0
計	50600	60525	59082	42620	18483	0	0

- ・ ケース 1 と比べて、明らかに資金繰りが楽になっているのがわかる。具体的には、未確定借入による資金調達の割合が少なくなっている。
- ・ 結果として、2011 年までの投資計画を縮小することは、財務的には良い影響を及ぼすことがわかる。

(3) 結論

以上、財務予測の結論としては、

- ・ 2010 までは、資金繰りがかなり悪化することが予想されるため、設備投資は慎重に行うべきである。
- ・ この理由として、2010 頃までは、投資をしても操業を開始する発電所が少ないため、投資コストの見返りとしての収益があまり期待できないためである。順次操業を開始する 2011 年以降は、需要に見合う発電量が次第に確保でき、そのため電力販売に伴う収入も期待できるので、資金繰りは安定するものと思われる。

8. 環境社会配慮

8.1 戦略的環境アセスメント(SEA)

(1) 戦略的環境アセスメント(SEA)の概要

戦略的環境アセスメント (SEA) とは、政策 (Policy)、計画 (Plan) およびプログラム (Program) の 3 つの P を対象とする環境アセスメントのことである。

SEA には次の二つの意義がある。

- ① 環境に著しい影響を与える施策の策定・実施にあたって環境への配慮を意思決定に統合すること。
- ② 事業の実施段階での環境アセスメントの限界を補うこと。(「戦略的環境アセスメント総合研究会報告書」環境アセスメント研究会編)

SEA は EIA に比較してより早い段階から広範囲な環境保全対策を検討することが可能である。

(2) ベトナム電力開発マスタープランにおける SEA

第 6 次電力マスタープランにおける戦略的環境アセスメント (SEA) の具体的な実施フローを図 8-1 に示す。

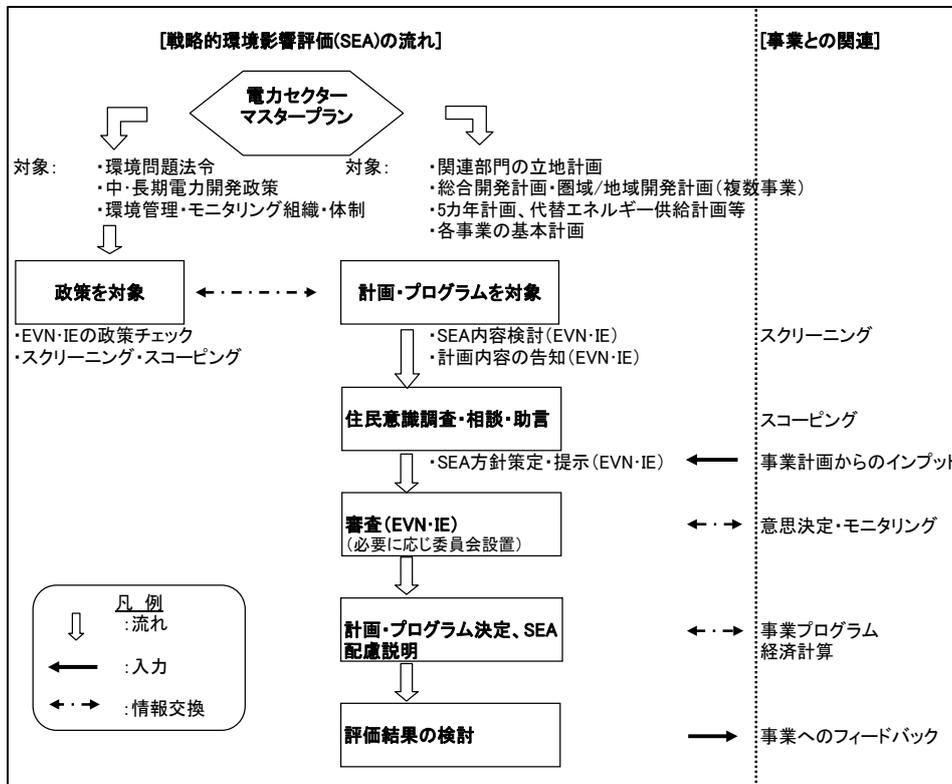


図 8-1 ベトナム国電力マスタープランと SEA の流れとの関係

8.2 調査方法および初期環境調査の結果

(1) 調査方法

SEAに基づく環境社会配慮の調査は基本的に以下の手順を進める。

a. 政策を対象

- ① 環境社会アセスメント関係の法律・基準・規制類の情報収集
環境関係ならびに社会問題関係に関する国内法・規制類の情報を C/P ならびに MONRE に確認し、資料を収集した。
- ② ベトナム国電源開発政策と環境社会配慮との関係を調査した。

b. 計画を対象およびプログラムを対象

- ③ SEA のチェックポイントの検討・チェックリストの策定

JICA 環境社会配慮ガイドライン（ダム、河川・砂防等）に基づき、国内準備作業で事前に検討した結果に基づき、SEA のチェックポイントならびにチェックリストを作成し、C/P および再委託先に説明、修正を加えて理解を得た上でリストに基づき全電源開発候補地点の環境社会配慮データ収集および PDP 6th における初期の環境調査を下記項目について実施した。

1) 社会配慮項目

- ・少数民族を含む住民への影響、住民移転・補償問題、・世界自然遺産・文化遺産、・景観への影響と景観保全、・生活（農業、漁業、水利用）

2) 自然環境項目

- ・生態・貴重種を含む重要動植物への影響、・移動、・地形・地質、・国立公園・自然保護区への影響、・沿岸地域、・水文、・気象・気候変動

3) 公害項目

- ・大気質、・水質、・土壌汚染、・騒音、・振動、・地盤沈下、・悪臭、・固形廃棄物／有害廃棄物

- ④ SEA 実施方法の検討・決定

個々の水力候補地点の環境面における調査ならびに評価について、JICA 環境社会配慮 GL（ダム、河川・砂防等）に示されているスクリーニング、スコーピング、チェックリストの評価基準に準拠して前記項目に関して、初期環境調査を実施する。

c. 政策を対象、計画を対象およびプログラムを対象

- ⑤ 電源開発候補地点の環境社会配慮に関する評価

初期環境調査結果を踏まえて再度、スクリーニングの見直しを行い、国の長期政策、地域間の連携およびバランスに配慮しながら、各地域の環境に係る総合比較評価を行った。その結果を電源開発計画の最適化検討に供した。

(2) 初期の環境調査の結果

a. 環境関連情報収集整理

- エネルギー政策関連情報
- 環境関連情報

b. 現地踏査ならびに分析の実施

現地調査には、現地再委託にて雇用する環境専門家が同行し、調査団の環境専門家ならびに C/P と共同で環境面の調査を実施した。

- Pha Lai 石炭火力発電所（既設）
- Uong Bi 石炭火力発電所（既設）及び増設（建設中）
- Son La 水力発電所（建設中）
- Song Bung 2, Dak Mi 4, A Vong の住民移転先
- Phu-My 火力発電所（既設）
- O Mon 3, 4 火力発電所建設予定地

c. 初期の環境調査結果の解析

初期環境調査は、97 の開発候補地点の内、位置が具体的に特定されており調査検討可能な個所として、水力発電 37 開発候補地点、火力発電 26 開発候補地点および原子力 2 開発候補地点の合計 65 地点についてチェックリストに基づき机上調査を実施した。

調査結果は、下記式により重要度評価している。

$$E_i = \sum_{i=1}^m (V_i)_i W_i \quad (8.1)$$

ここで E_i : 環境影響
 $(V_i)_i$: 環境指標のカテゴリ*i* 係数の評点
 W_i : カテゴリ*i* 係数の重み
 m : 各係数の合計

チェックリストでは、各環境指標項目に a : 顕著な環境影響がある、b : やや少な目の環境影響がある、c : 環境影響は考えられないに分類し、それぞれ 4 点、2 点および 1 点の評価点をつける (V_i)。さらに、各環境指標項目には重要度別に 3、2、1 の重みをつけ (W_i)、a、b、c 分類の評価点にこれらの重みをつける (重みを掛ける : $(V_i)I*W_i$)。なお、これらの重みは建設段階と操業段階とに分けてそれぞれに配分し、最後にこれら環境指標項目ごとの重みつき評価点を集計して、各候補地点の環境影響評価点とした。

チェックリストの集計結果で環境社会配慮上の評価点（影響）が小さいほうから上位 18 候補地点が水力発電開発候補地点である。19 位から 29 位までの間に水力発電開発候補地点と火力発電候補地点が混在し、30 位以下の下位に火力発電候補地点が集中している。

すなわち、IES の結果を環境社会配慮の面から各開発候補地点を評価すると、水力発電よりも火力発電の方が影響が大きいことがわかる。今回の PDP 6th 実施において初めて SEA が導入されたこともあり、電源開発に際しての戦略的な環境社会配慮が未消化の傾向は否めないが、ベトナム全土をカバーする電源開発計画を立てる場合には今回の IES の結果を念頭において戦略的な考え方を背景に行われることが必要である。

なお、今回 IES は、あくまで初期の環境調査として机上中心で行われており、今後個別開発を進めるにあたっては、各地点の状況にフォーカスした IEE あるいは EIA を慎重に実施する必要がある。

8.3 調査結果の解析および SEA

(1) 環境社会配慮の観点から見た PDP 6th

図 8-2 に示す通り、2005 年での電源設備量は、約 11GW であり、2025 年までの 20 年間に電源開発を計画通り実施すれば、合計として、約 89GW となり、約 8 倍の電源設備量となる計画である。また、2025 年の地域別電源設備量の配分は、北部が 42.5%、中部および南部が 57.5%である。

図 8-3 に PDP 6th における電源構成を示す。全体の電源構成比率としては、水力発電（揚水発電含む）37%から 23%、電力輸入 1%から 6%、石炭火力発電 13%から 43%、ガス火力発電は、38%から 18%、そして、原子力発電は、0%から 9%、再生可能エネルギー 1%（小水力 30MW 以下、風力、バイオマス、太陽光）と計画されている。

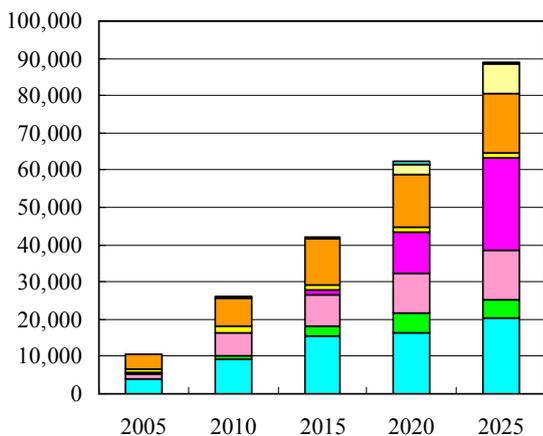


図 8-2 PDP 6th における電源開発計画

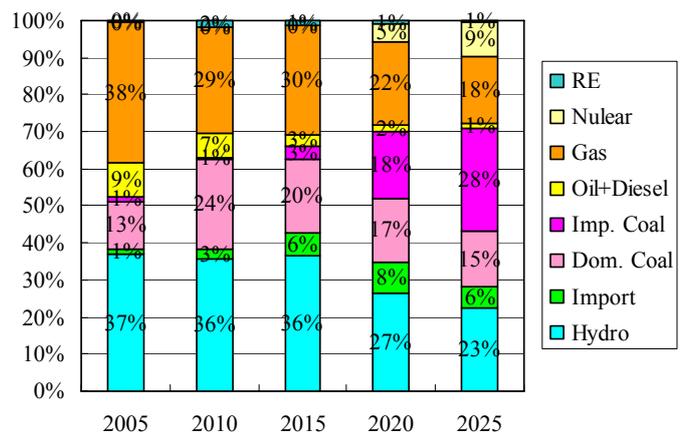


図 8-3 PDP 6th における電源構成比率

すなわち、石炭火力の設備供給量及び電源構成比率が、他の電源と比較して、大きく増加している。

一方、国内の一般水力発電に関しては、理論埋蔵量が 300TWh（北部：180、中部：78、南部：44TWh）と言われ、そのうち経済的開発可能量が 82TWh（設備量 20.6GW（内：主要水力 17.6GW））と見積もられている。PDP 6th において 2025 年の一般水力発電の設備容量は 16GW であり、経済的開発量のほとんどが開発される計画である。

(2) PDP 6th における SEA

a. 政策 (Policy)

PDP 6th における SEA の政策面は、工業省が打ち出した国家エネルギー政策 (National Energy Policy) を反映する。

b. 計画 (Plan)

PDP 6th (ベースケース) における計画では、需要予測に基づいて 2025 年までに、約 78GW の電源開発を行うものである。

c. プログラム (Program)

前記計画に基づいて、PDP 6th では、2006 年以降 2025 年までに開発シナリオに沿って、水力：約 16GW、電力輸入：約 5 GW、火力：約 48 GW（石炭火力：36.5GW [輸入炭 25GW を含む]、ガス火力：12GW 他）、原子力：8GW、再生可能エネルギー：0.6 GW を順次開発するプログラムである。

(3) 代替案検討

a. 非自発的住民移転 (Involuntary Resettlement) に関する検討

火力発電所開発予定地点の非自発的住民移転は、0～280 家族（候補地点の殆どが 5 家族以下）ですべてが一般の農民であるのに対して水力発電所開発予定地点のそれは 0～3,000 家族（最多候補地点家族数帯：<500）と規模が大きく、しかもその大半が少数民族であることである。

この非自発的住民移転世帯数の大きい順に各候補地点の住民移転世帯数と発電容量を累積した曲線を図 8-4 に示す。

非自発的住民移転規模の大きい上位 4 開発候補地点で全住民移転家族数の 55%以上 (6,800 世帯) を占め、その場合の合計発電容量は水力開発予定全体のわずか 17% (935MW) である。

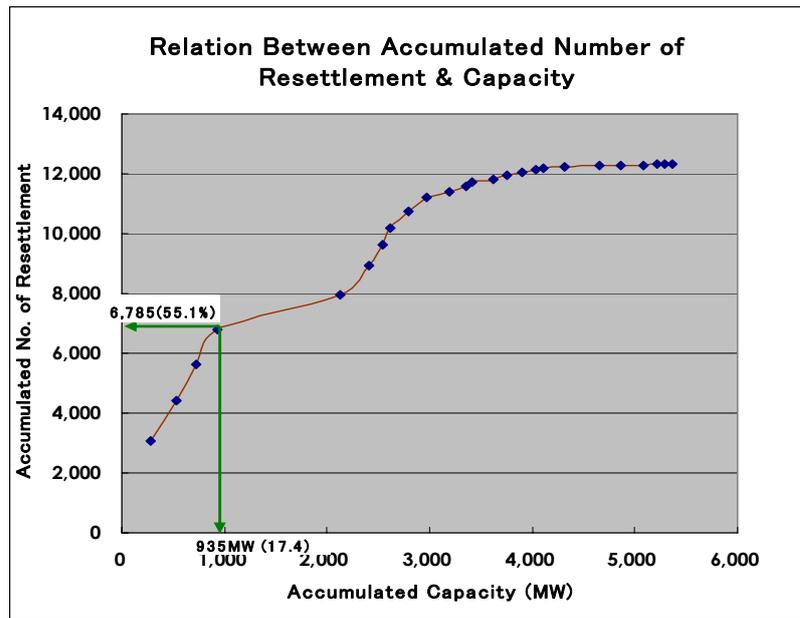


図 8-4 累積非自発的住民移転世帯数と累積発電容量との関係

b. 大気汚染 (Air Quality) ・ 気候変動 (地球温暖化 : Climate Change - Global Warming) の検討

発電種別の CO₂ 発生量を排出原単位 (g/kWh) で比較した場合を表 8-1 に示す。

表 8-1 CO₂ 排出原単位 (日本) (g/kWh)

石炭	石油	LNG	LNG 複合	太陽光	風力	原子力	地熱	中小水力
975 (=887+88)	742 (=704+38)	608 (=478+130)	519 (407+111)	53	29	22	15	11

- ・ 火力は燃焼+設備・運用
- ・ 太陽光以下は設備・運用

出展: 環境省 HP より

上記の表から、発電容量 1,000MW、設備利用率 70%の石炭火力発電所の CO₂ 排出量を試算すると、以下の通りである。

$$\text{CO}_2 \text{ 直接排出量} = \text{排出原単位} * 1000 \text{ MW} * 24 \text{ hr} * 365 \text{ 日} * 70 \% = \underline{6 \text{ 百万トン/年}}$$

ここで、CO₂ の価格を京都メカニズムに基づく排出権取引の場合の適用を試みる。2025 年まで平均 US\$10/t-CO₂、割戻金利率を一般的な 10%とすると、火力発電所の耐用年数 25 年の排出権収入の現在価値(NPV)を求めると 511US\$ / kW となる。

この値を水力発電開発の限界建設単価の目安として使用されている 1,700US\$ / kW に加えると 2,211US\$ / kW (+30%) となり、限界建設単価よりも建設単価が 3 割高い地点でも経済性が確保され、開発可能となる。

c. 代替案

社会配慮面と環境面とでは影響の程度を簡単に比較できないので、SEA における代替案として社会配慮面における代替案および環境面における代替案として、次の二案を提案する。

- **代替案Ⅰ： 住民移転規模が大きい上位 4 候補地点の水力発電所を、住民移転規模が比較的小さい他の水力発電所または水力発電の輸入に置き換える。**

これにより、約 7 千世帯(移転が必要な候補地点の移転対象世帯数の 55%強)の少数民族の現在の生活を壊すこともなく、最大約 2.4 億ドル(=\$34,500*7,000)の住民移転補償費用を考慮する必要がなくなる可能性もある。

- **代替案Ⅱ： 輸入石炭火力発電をできるだけ水力発電または再生可能エネルギーに置き換える。**

PDP 6th の開発シナリオによると輸入炭による石炭火力発電の計画は北部で 10,600MW、南部 14,850MW の合計 24,850MW の開発が計画されている。

本代替案は、エネルギーセキュリティー、CO₂ 排出削減(地球温暖化防止への貢献)の観点からこれらの輸入石炭による火力発電開発計画を極力水力発電開発に置き換える案である。

(4) SEA 導入による PDP 6th

SEA の検討結果提案された前記の代替案を考慮して、電源開発計画が再検討された結果、主として代替案Ⅱを反映して PDP 6th の電源構成が図 8-4-7 に示すように見直されている。

再生可能エネルギーの開発が当初案では 2025 年時点で 600MW であったものが 1,900MW(水力 1,400MW、風力 500MW)の新規符号地点が追加され、構成比率も 1%から 3%に増加している。これに伴い、石炭火力発電所の構成比率は 43%から 41%に減少した。

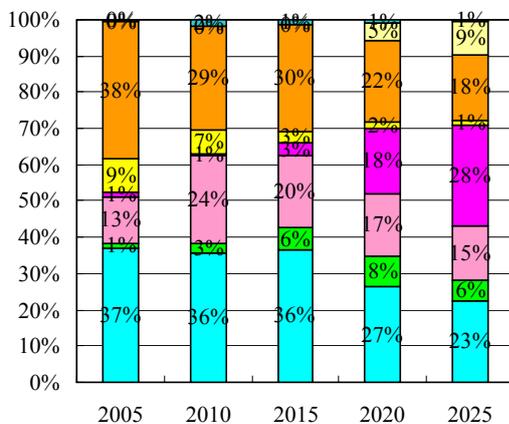


図 8-5 PDP 6thにおける電源構成比率

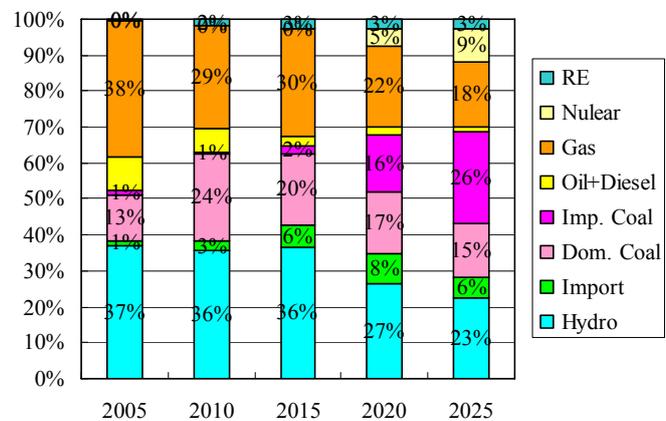


図 8-6 SEA を配慮した電源構成比率

マスタープランを検討するためには、複数の発電所を連携する広範囲の送電網についても検討する必要がある。

初期の環境調査結果を含め、個別地点の開発の場合には、極力保護地域を避けて建設する等環境への配慮がうかがわれたが、PDP 6thにおいては現在の8倍の発電容量を視野に入れた全国的な送電網構築が必要となる。すなわち、今後、具体的な送電網の検討を行うに際してSEAの見地からの配慮が必要となる。

今回、PDP 6thマスタープラン策定に当たって、JICA 環境社会配慮GLに基づいてSEAを導入した調査をカウンターパートとともにに行った。この実績が、今後のマスタープラン策定に於いて、より戦略的な環境社会配慮がなされる端緒となり、関係者間で協力しながら経験を重ね、より効率的なSEAの導入が行われるものと期待される。

8.4 ステークホルダー・ミーティング (SHM) の実施の支援

SHM は環境社会配慮に関する調査を行う場合、関係者の考えと意見とを認識し彼らの概念を調和させるために最も重要な項目のひとつである。

JICA の環境社会配慮GLには、JICA 調査団はそのカウンターパートがSHMを実施することを支援し確認すると謳っている。

この観点から、調査団はC/P (EVN-IE) 主催で2006年1月に開催された、ステークホルダー・ミーティングを支援した。

二、三の質問と多くの意見が出され、紳士的な雰囲気の中で熱心な意見交換が行われた。そのなかでも、ベトナムにとって原子力発電所の開発は時期尚早という雰囲気のコメントが多かった。

参加者の間に、PDP 6th およびSEAを伴う環境社会配慮についての理解の程度にばらつきがあるように見受けられた。

今回のSHM開催はベトナム電源開発計画(PDP)策定におけるSHM開催の初めてのケースであり、カウンターパートがSHMの意義や必要性を認識するきっかけとなった。

9. 提 言

9.1 電力需要予測および一次エネルギー

1. 省エネルギー

ベトナムでは、経済成長率に対する電力需要弾性値が 2.0 の勢いで推移しているが、これは、世界的に見ても非常に高い。経済発展の基礎を工業においている国では、ときどき起きる現象であるが、今後の世界の動向は、エネルギー消費を抑えた豊かさの追求である。この点からも省エネルギーの推進、再生可能エネルギーの利用、高付加価値産業の推進、輸送システムの改善、大都市機能の分散などあらゆる分野からのエネルギー効率の向上を目指した国家計画が必要である。

2. 節 電

今後、国民生活にとっての電力は、家庭の電化、情報通信の拡大、交通量の増加など、ますます複雑に、かつ高度に利用されてゆく。特に、家庭でのエアコン利用は、電力の消費を大きく増加させる。高効率のエアコンを市場に提供することは、いうまでもないが、国民に効率的なエアコンの利用方法を指導する必要がある。

3. 短期エネルギー・電力需要予測モデル

電力需要予測は、GDP や電力価格だけで決まるものではない。産業構造の変化や国民生活の変化によって、電力の需要は大きく変化する。いくつかの国では、電力の需要予測をするのに、電気機器の普及状況、電気機器の効率、電気機器の利用形態などを変数として、短期的に細かな電力需要予測を行い、かつ、国民を指導するときの参考資料作成のツールとしている。IE においても将来的には、電力開発計画だけでなく、電力の有効利用を示唆できるモデルが必要と思われる。

4. エネルギーの多様化

IEA の 2004 年世界エネルギー見通しによれば、世界のエネルギーは、石油価格の高騰とともに、石油からガス、石炭、新エネルギーへとシフトしている。特に、交通部門におけるガソリンやディーゼルの転換は、石油代替という意味で世界中で進行している。ガソリンへのエタノール混入、トウモロコシから取れる油をディーゼル油に代替する、ガソリンの代わりに天然ガスを使うなど様々な試みがなされている。ベトナムにおいてもこのような燃料から見た新たな交通システム（鉄道を含む）の計画が必要と思われる。

5. 国内一次エネルギー資源の発掘調査と採掘

エネルギーセキュリティならびに長期的なエネルギー供給の安定の観点から、石炭とガス・原油等国産化石燃料の増産を図る必要がある。特に、最経済的な電源開発を実現するためには、2025 年断面において、18 BCM のガスならびに 70 百万トンの石炭の供給

が必要である。

6. エネルギーマスタープランの策定

PDP 6th の検討結果、ならびに上記を総合的に勘案したエネルギーMPを作成することが望ましい。

9.2 電源開発計画および送電網開発計画

1. 供給信頼度指標

今回の PDP 6th の検討では、2015 年、2020 年および 2025 年時点での電力不足確率:LOLE と供給予備力の関係を計算した。この関係を用いれば、年間の需給状況を考慮した供給予備力を求めることができる。本検討の結果では、供給信頼度基準 LOLE24 時間を保つのに必要な供給予備率は北部系統 7-8%、中南部系統 10%となった。今後は、マスタープラン改定毎に LOLE と供給予備力との関係を計算し、必要供給予備力を供給信頼度指標として開発計画を策定することを推奨する。

2. 南北連系の系統容量

500kV 南北系統連系線の容量については、連系線増強費用と連系効果との比較による経済性検討が必要である。

また、系統毎に必要な電源開発が行われず連系線を N-1 基準で運用できない場合には、需給バランスによっては大きな潮流が流れてしまい、特にオフピーク時に連系線事故の影響が大きくなるリスクがあることを考慮する必要がある。

3. 乾季の水力発電出力の潜在

本検討では、1996 年から 2004 年の水力発電所の運転実績データから毎日の最大電力発生時の発電所出力を調査し、計画の月ごとの供給力と比較を行った。この結果、北部系統では乾期に 400MW 実績値が計画値を下回った。乾季の最大出力が 400MW 潜在する理由は、一日 4 時間のピーク継続時間、最大出力で発電するために必要な貯水池の水量が不足しているためである。この傾向は将来に亘って存在するので、既設分のみならず計画分についても乾期の常時先頭出力(ピーク継続時間 7 時間として)について、河川流量データに基づき詳細に検討する必要がある。

4. 電力購入

BOT ならびに隣国からの電力購入する際には、自系統での発電コスト、特に設備利用率毎の発電コストについて調査するとともに、需給運用シミュレーションを用いて購入電力の年間利用率を求めることにより、経済比較を行う必要がある。

また、電力購入契約に当たっては、出力料金と燃料費料金に分けて契約することが望ましい。

5. 系統計画

2025 年に向けたベトナムの系統計画は、都市部の需要密度の上昇、および発電所の大規模化・遠隔化に対応し、信頼度の高い送電を、経済的に行えるように計画されなければならない。このために、以下の事項を推奨する。

- ✓ 系統計画の基準は N-1 基準を適用する。
- ✓ 将来のハノイとホーチミン市の系統には、経済的な大きなサイズの電線や、単器容量の大きな変圧器の適用を考慮する。
- ✓ ハノイとホーチミン市の系統は、多重リング系統構成を指向する。
- ✓ 電力用コンデンサや分路リアクトルの自動開閉、SVC や同期調相器などの無効電力の自動調整装置を適用する。
- ✓ 事故電流の増加対策、たとえば、系統の分割運用、遮断容量の大きな遮断器の適用、高インピーダンス変圧器の採用などを検討する。63kA の遮断器を基準のひとつに加える。
- ✓ 多くの直列コンデンサを設置すると、共振周波数の把握が難しくなるため、直列コンデンサの設置は、北部－南部間の送電線などに限定する。
- ✓ 中部から南部にかけて、発電所の開発が多くなるシナリオの場合、送電線のルート数を少なくでき、経済的となるより高い電圧での送電を検討する。

第 6 次MPで示された系統計画策定の方法の中で、標準化すべきものは、ベトナムの電力技術基準の中に含めることが望ましい。電力系統の計画方法をできるだけ透明にすることは、各発電事業者に対する公平なアクセスや、準公益的な送電系統の役割の強化につながるからである。

9.3 経済財務分析

1. 2010 年までのキャッシュフローの改善

第 6 次マスタープランの投資計画では、急増する電力需要に対応するため、2005 年から建設投資の支出は大きく見積もられている。一方、これら投資した設備が完成し、操業を開始するのは、2010 年以降の設備が多いことより、電力販売による収入は、2010 年頃まであまり増加しない。

Investment activity は、2007 年には、50,000bill VND となっている。一方、Operating activity は、2010 年でも約 30,000bill VND に留まっている。

以上より、2010 年頃までのキャッシュ・フローが厳しくなっている。これに対処するためには、2010 年頃までの投資計画を縮小するか、または Investment activity の支出と Operating activity の収入の差を、Soft Loan などで埋める必要がある。

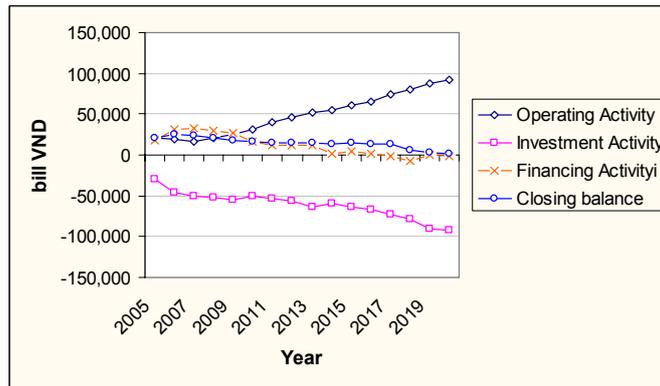


図 9-1 キャッシュ・フロー

2. 電力購入が財務に及ぼす影響

2010年まで設備投資を縮小すると、発電量も同時に減少することになる。よって、縮小前の電力販売を維持するためには、その分 IPP や BOT からの電力購入を増やさなければならない。

一方、図 9-2 は収益、費用と利益（収益－費用）を示す。シミュレーション上では、収益と費用がほぼ同程度に増加しており、これ以上電力購入コストを増やすことは、赤字になることを意味している。

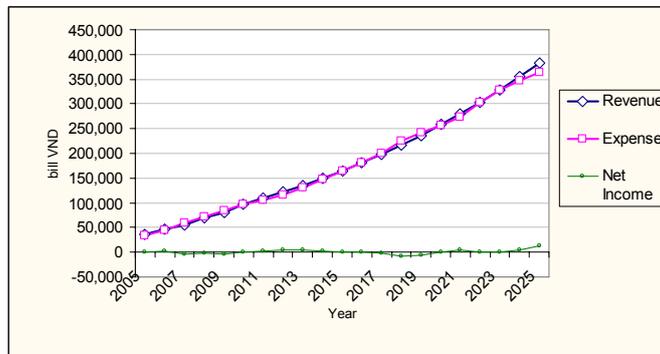


図 9-2 収益、費用、純利益

しかし、費用の中には、現金支出を伴わない減価償却費が含まれている。つまり、実際の現金の支出は、（費用－減価償却費）である。しかも、固定資産の増加に合わせて減価償却費も増加する。このため、2010年頃までの厳しいキャッシュ・フローを乗り切れば、2011年以降は IPP や BOT からの電力購入に耐えうるだけのキャッシュ・フローは維持できる。

したがって、IPP や BOT を活用することは、設備投資による資金繰りの悪化を回避するための重要な手段となる。

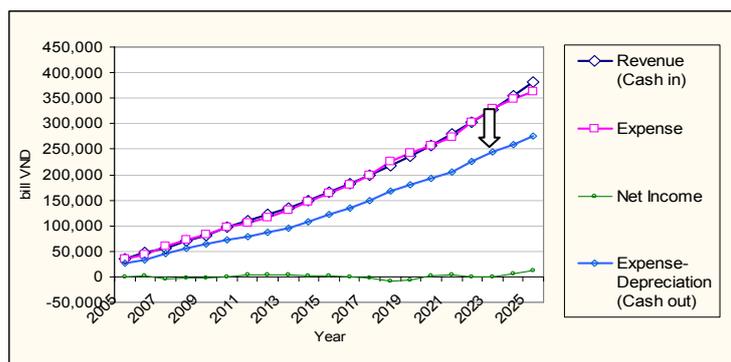


図 9-3 収益、費用、純利益、減価償却費

3. IPP、BOT からの電力購入量の限度

電力市場の安定化を図るためには、EVN がベトナムにおける電力セクターの中心機関の地位を維持するように、IPP と BOT からの電力購入量をベトナム全体の発電量の 50%未満に抑える必要がある。

9.4 環境社会配慮

1. PDP 6thにおける初期の環境調査 (IES)

PDP 6thにおける初期の環境調査 (IES) の結果は、水力発電所 (HPP) と火力発電所 (TPP) で、環境社会配慮の影響する各項目において、それぞれ特徴的な違いを示した。つまり、HPP 開発は社会環境分野の非自発的住民移転ならびに少数民族の項目に大きな影響を持ち、TPP 開発は大気汚染および地球温暖化の項目に大きな影響がある結果となった。さらに、IES の結果、HPP 開発は上位ランクを占め TPP は下位ランクを占めており、中間帯 (23%) は両者が混在している。また、原子力は、最下位および最下位から 4 番目と評価が極めて悪かった。原子力に関しては、放射性廃棄物の発生、原料 (燃料棒) の搬入、事故による放射線漏洩等環境汚染要素が大きい。炭酸ガス発生量 / 地球温暖化の観点から見ると、風力発電と共にきわめて環境に優しい発電方式であることも否定できない。

調査は、主として机上で行われており、現場における IEE および/または EIA を通して別の結果が出る可能性もある。したがって、この点を念頭において、今後の個別地点の開発に際しては、各地点の状況にフォーカスした IEE および EIA を慎重に実施すべきである。

2. PDP 6thにおける SEA

炭酸ガス取引の考えを導入した場合、水力建設単価 2,211US\$/kW (+30%) まで、水力の経済性の評価基準を高くすることが出来る。これにより、経済的な水力開発可能量が増加し、石炭火力開発量を低減させることが出来る。

また、「天然資源および環境の保護を伴ったエネルギー開発」は国家エネルギー政策にも謳われている。したがって、IES 結果で示されているように大きな環境影響を有する

石炭火力発電（2016年から石炭を輸入）の開発は、できるだけより環境影響が小さい国内の水力をメインとした新・再生可能エネルギー等の開発に置き換えることが望ましい。

3. 代替案

代替案Ⅰは、大規模非自発的住民移転を伴う上位4発電所をより住民移転世帯数が少ない他の水力発電所もしくは輸入水力に置き換える案である。PDP 6thの見直し・修正を行う際に極力住民移転世帯数が少ない他の水力発電所の開発を優先するように提言する。また、輸入水力に置き換える場合は、輸出国の環境についても、同様に環境社会配慮をすべきである。

代替案Ⅱは、二酸化炭素価格を10US\$ / t-CO₂に仮定して排出権取引の考えを導入して検討された。ただし、限界開発費用はこの取引価格および原油価格に影響されることを認識しておく必要がある。

4. ステーク・ホルダー・ミーティング (SHM)

SEAにおけるSHMの位置づけを理解することが容易ではない。

今後、環境社会配慮専門家は、同様な開発計画策定におけるSEAの導入に当たって、引き続きSHMの概念をカウンターパートにより明確に理解させるよう努める必要がある。なお、会議の中で、原子力に関する議論がかなり活発に行われたが、ベトナムにとって導入は時期尚早の雰囲気の中に議論が終了した。

現状のPDP 6th策定作業においては、今回のSHMでの意見を適切に策定過程にフィードバックするには時間的な制約があるが、今後の電源開発計画にSHM開催を定着させるために、その意義及びステークホルダーの意見を計画に反映させる方法について、体系的に整理し制度化される必要がある。

また、個別開発案件の実施の際にも、できるだけSHM導入の取り組みを実施することが肝要である。

5. SEAの活用

PDP 6thにおけるSEAの導入はベトナム電源開発計画（PDP）策定において初めてのケースであり、3回にわたるワークショップおよびSHMを通して、SEAに関する意義や必要性をカウンターパートが認識するきっかけとなった。

今後、早い段階から関係者間の連携を密にし、より効果的なSEAの導入を図る必要がある。