

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

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
06-085

序 文

日本国政府は、ベトナム国政府の要請に基づき、同国の電力セクター第6次マスタープランに係わる調査を実施することを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施いたしました。

当機構は、平成17年5月から平成18年5月まで、東京電力株式会社建設部の伊東雅幸氏を団長とし、同東京電力株式会社及び東電設計株式会社から構成される調査団を現地に派遣いたしました。

調査団は、ベトナム国政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

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

終わりに、調査にご協力とご支援を戴いた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成18年5月

独立行政法人国際協力機構
理事 伊沢 正

平成 18 年 5 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 伊 沢 正 殿

伝 達 状

ベトナム国電力セクターマスタープラン調査を終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。本報告書は、ベトナム電力公社をはじめ、同国関係機関から表明された意見を反映させ、かつ、日本国側関係諸機関の助言も反映させております。

本報告書は、ベトナム国の第 6 次電力マスタープラン策定において、長期電力設備開発計画とそれに伴う財務、環境社会配慮面から見た電源開発に関する提言を提示しております。電力需給予測を基にした最少費用計画法により、低廉で安定的な電力供給の確保、また、戦略的環境アセスメントの実施により、環境にやさしい開発に貢献し、さらに、本調査報告書が、ベトナム国全体の民生向上のみならず産業の発展にも大きく寄与するものと信ずるところであります。

この機会をお借りいたしまして、貴機構、外務省、経済産業省各位のご支援、ご指導に心より感謝申し上げます。また、ベトナム国政府、ベトナム電力公社をはじめとする関係諸機関各位、ならびに JICA ベトナム事務所、在ベトナム国日本大使館から、私どもの調査実施に際し、戴きましたご協力、ご支援に対しまして、厚く御礼申し上げます。

ベトナム国
電力セクターマスタープラン調査団
団 長 伊 東 雅 幸



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

【目 次】

レポートリスト

図表リスト

略号・単位

第 1 章	序論	
1.1	調査の背景・経緯.....	1-1
1.2	調査目的と実施内容.....	1-1
1.2.1	調査目的.....	1-1
1.2.2	調査対象地域.....	1-1
1.2.3	実施内容 (TOR).....	1-1
1.3	調査実施方針.....	1-3
1.3.1	調査業務区分と業務フロー.....	1-3
1.3.2	調査スケジュール.....	1-3
1.4	調査体制および調査実績.....	1-5
1.4.1	カウンターパート機関.....	1-5
1.4.2	調査団の構成・分担.....	1-5
1.4.3	調査実績.....	1-6
第 2 章	第 5 次電力MPのレビュー	
2.1	需要予測の評価.....	2-1
2.1.1	社会経済状況.....	2-1
2.1.2	2000-2004 年間の電力消費状況.....	2-1
2.1.3	1996-2004 年の電力システムの負荷曲線 (ロードカーブ).....	2-4
2.1.4	第 5 次マスタープランにおける電力需要予測結果の評価.....	2-7
2.2	エネルギーセクター.....	2-10
2.2.1	組織体制.....	2-10
2.2.2	エネルギー資源.....	2-11
2.3	電力システム計画.....	2-20

2.3.1	組織体制	2-20
2.3.2	電源開発計画のレビュー	2-21
2.3.3	送電システムのレビュー	2-34
2.4	経済・財務状況	2-38
2.4.1	電気料金	2-38
2.4.2	EVN の財務状況	2-39
2.4.3	EVN の将来財務予測	2-44
2.5	関連する条例、政策等	2-46
2.5.1	電力セクター改革の状況	2-46

第3章 電力需要予測

3.1	社会経済開発計画	3-1
3.1.1	国際事情	3-1
3.1.2	ベトナムの経済成長	3-2
3.1.3	経済開発シナリオ	3-3
3.1.4	シナリオごとの経済見通し	3-4
3.2	電力量需要予測	3-9
3.2.1	電力需要の考え方	3-9
3.2.2	電力需要予測モデルの内容	3-10
3.2.3	電力需要予測	3-16
3.3	日負荷曲線予測	3-32
3.3.1	予測方法	3-32
3.3.2	前提条件	3-33
3.3.3	日負荷曲線予測結果（回帰分析法）と主な特徴	3-35
3.3.4	最大電力需要（回帰分析法）	3-37
3.3.5	その他の日負荷曲線と最大電力需要予測	3-40

第4章 一次エネルギー

4.1	エネルギー政策	4-1
4.1.1	一次エネルギーの現状	4-1
4.1.2	国家エネルギー政策	4-4
4.2	一次エネルギーの開発計画	4-8
4.3	2025年までのエネルギー需給予測	4-10
4.3.1	前提	4-10
4.3.2	エネルギー需要予測の結果	4-15
4.4	電力セクター向け化石燃料の価格検討	4-28

第 5 章	電源開発計画	
5.1	電源開発計画の策定方法	5-1
5.2	供給信頼度基準に従った必要設備量	5-5
5.2.1	供給信頼度と必要設備量の関係	5-5
5.2.2	IE による電源開発計画の供給信頼度状況	5-8
5.2.3	需給運用シミュレーションの検討条件	5-9
5.2.4	需給運用シミュレーション結果	5-10
5.2.5	連係容量と供給予備力削減効果との関係	5-11
5.3	電源構成将来ビジョンの構築	5-12
5.3.1	電源種別毎の発電コスト比較	5-12
5.3.2	最小費用法による開発計画	5-13
5.4	2025 年までの電源開発計画	5-18
5.5	電源開発計画のリスク評価	5-20
5.6	2006 年 1 月時点の PDP 6th	5-29
5.7	PDP 6th 最終案	5-33
第 6 章	送電網開発計画	
6.1	系統信頼度の検討方法	6-1
6.2	主な検討条件	6-3
6.3	2020 年および 2025 年の 500kV および 220kV 系統の検討	6-9
6.4	2025 年までの 500kV 系統 送電線開発計画案	6-19
6.5	2006 年 1 月時点の送電網開発計画	6-25
6.6	PDP 6th 最終案の送電網開発計画	6-26
第 7 章	電力セクター改革と財務分析	
7.1	電力セクター改革	7-1
7.1.1	電力セクター改革の最新動向	7-1
7.1.2	EVN のセクター・市場再編への対応	7-7
7.1.3	電力セクター改革上の課題と対策	7-12
7.1.4	電気料金制度改革	7-15
7.2	長期投資計画	7-18
7.2.1	IE の開発計画原案に基づく投資計画	7-18
7.2.2	本調査結果の最適開発計画に基づく投資計画	7-23
7.3	EVN の財務予測	7-24
7.3.1	EVN の組織再編	7-24
7.3.2	その他財務環境 (ODA, 民間借入れなど)	7-24

7.3.3	財務予測方法	7-25
7.3.4	財務予測前提条件	7-26
7.3.5	財務予測結果	7-28
7.3.6	結論	7-40
第 8 章 環境社会配慮		
8.1	戦略的環境アセスメント (SEA)	8-1
8.1.1	戦略的環境アセスメント(SEA)の概要	8-1
8.1.2	ベトナム電力開発マスタープランにおける SEA	8-1
8.2	日本の ODA における環境配慮	8-3
8.2.1	JICA の環境社会配慮ガイドライン	8-3
8.2.2	JBIC の環境社会配慮ガイドライン	8-3
8.3	調査方法および初期の環境調査の結果	8-5
8.3.1	調査方法	8-5
8.3.2	初期の環境調査の結果	8-7
8.4	調査結果の解析および SEA	8-17
8.4.1	環境社会配慮の観点から見た PDP6 th	8-17
8.4.2	PDP 6 th における SEA	8-18
8.4.3	代替案検討	8-19
8.4.4	SEA 導入による PDP 6 th	8-23
8.5	各種電源開発に伴って発生する環境及び社会面への影響軽減方法	8-25
8.5.1	環境及び社会面への影響	8-25
8.5.2	環境及び社会面への影響の軽減方法	8-27
8.6	ステークホルダー・ミーティング (SHM) の実施の支援	8-39
第 9 章 提言		
9.1	電力需要予測および一次エネルギー	9-1
9.2	電源開発計画および送電網開発計画	9-2
9.3	経済財務分析	9-3
9.4	環境社会配慮	9-5
第 10 章 技術移転		
10.1	電力需要予測	10-1
10.2	電源・送電網開発計画	10-1
10.3	経済財務分析	10-2
10.4	環境社会配慮	10-2

第 11 章	ワークショップ	
11.1	第 1 回ワークショップ(W/S)の開催	11-1
11.2	第 2 回ワークショップ(W/S)の開催	11-3
11.3	第 3 回ワークショップ(W/S)の開催	11-4

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

【レポートリスト】

ファイナルレポート

付属資料

添付資料 2-1	1997年以降の電力料金の推移
添付資料 2-2	連結財務諸表
添付資料 2-3	予測財務諸表
添付資料 3-1	ケース別日負荷曲線予測
添付資料 3-2	地域別日負荷曲線予測
添付資料 5-1 (1)	IEによる電源開発計画（北部地域、水力発電及び輸入）
添付資料 5-1 (2)	IEによる電源開発計画（中南部地域、水力発電及び輸入）
添付資料 5-1 (3)	IEによる電源開発計画（北部地域、火力発電）
添付資料 5-1 (4)	IEによる電源開発計画（中南部地域、火力発電）
添付資料 7-1 (1)	長期投資計画（北部地域）
添付資料 7-1 (2)	長期投資計画（中南部地域）
添付資料 7-2 (1)	PDP6thにおける運転維持費用算出結果（Base Scenario）(1/2)
添付資料 7-2 (2)	PDP6thにおける運転維持費用算出結果（Base Scenario）(2/2)
添付資料 7-3	PDP6thにおける電力購入費（Base Scenario）
添付資料 8-1	初期の環境調査におけるチェックリスト
添付資料 8-2	電源開発候補地点リスト
添付資料 8-3	チェックリストに基づく初期の環境調査結果（火力発電）
添付資料 8-4	チェックリストに基づく初期の環境調査結果（水力発電）
添付資料 8-5	LCによる初期の環境調査結果（火力発電所）
添付資料 8-6	LCによる初期の環境調査結果（水力発電所&原子力発電所）
添付資料 8-7	IE作成のステークホルダーミーティング参加者リスト
添付資料 8-8	ステークホルダーミーティングの議事次第
添付資料 8-9	社会環境配慮調査レポート（再委託先調査報告書）
添付資料 10-1	電力需要予測および一次エネルギー予測マニュアル
添付資料 10-2	参加者リスト及びセミナー実施状況（写真）
添付資料 10-3	ソフトライセンス及び供与に関する合意書

添付資料 11-1	第1回ワークショップ プレゼンテーション資料
添付資料 11-2	第2回ワークショップ プレゼンテーション資料
添付資料 11-3	第3回ワークショップ プレゼンテーション資料
添付資料	PDP6 th 最終案に対する JICA コメント

表リスト

表 1-3-1	作業工程計画	1-4
表 1-4-1	各作業段階における作業内容と実施時期	1-6
表 2-1-1	ベトナムの GDP 成長率	2-1
表 2-1-2	電力消費量	2-2
表 2-1-3	電力消費量シェア	2-2
表 2-1-4	最大電力 (1996-2004 年)	2-2
表 2-1-5	全国の年負荷率 (1996-2004 年)	2-5
表 2-1-6	TOU メータ導入数と電力測定	2-7
表 2-1-7	実績と計画値 (第 5 次 MP) との比較	2-8
表 2-1-8	実績と計画値 (第 5 次 MP) との差異	2-8
表 2-1-9	社会経済成長シナリオ	2-9
表 2-1-10	電力販売量の GDP 弾性値	2-9
表 2-2-1	経済的水力開発可能量	2-12
表 2-2-2	石油・ガスの推定埋蔵量	2-13
表 2-2-3	ガス開発状況	2-14
表 2-2-4	原油生産実績	2-16
表 2-2-5	ガス生産実績	2-16
表 2-2-6	石油・ガス開発計画	2-16
表 2-2-7	石炭埋蔵量 (2003 年時点)	2-17
表 2-2-8	推定ならびに確認埋蔵量 (2005 年時点)	2-18
表 2-2-9	紅河デルタ炭量総括表	2-18
表 2-2-10	石炭公社の生産実績	2-19
表 2-2-11	石炭開発計画の比較	2-19
表 2-3-1	既設電源設備一覧	2-22
表 2-3-2	改訂第 5 次 MP (その 1)	2-24
表 2-3-3	改訂第 5 次 MP (その 2)	2-25
表 2-3-4	改訂第 5 次 MP の需給バランス	2-28
表 2-3-5	電源開発計画 (改訂第 5 次 MP) と実績	2-29
表 2-3-6	需給バランス実績	2-29
表 2-3-7	送電線の総延長の推移	2-34
表 2-3-8	第 1 次 500kV 送電系統	2-34
表 2-3-9	改訂第 5 次 MP における 500kV 送電計画および建設工事状況	2-35
表 2-3-10	改訂第 5 次 MP における 500kV 変圧器の新設、増設および建設工事状況	2-35
表 2-3-11	南北 500kV 送電線の潮流	2-36
表 2-4-1	総合単価の推移	2-38
表 2-4-2	貸借対照表項目	2-39
表 2-4-3	損益計算書項目	2-40
表 2-4-4	キャッシュ・フロー計算書項目	2-40

表 2-4-5	Solvency (支払い能力)	2-40
表 2-4-6	Profitability Ratio (収益性)	2-40
表 2-4-7	Other Ratio (その他)	2-42
表 2-4-8	為替差損の推移	2-43
表 2-4-9	通貨毎の借入金	2-43
表 2-4-10	東京電力の Stockholder's Equity Ratio の推移	2-44
表 2-4-11	損益計算書主要財務数値	2-44
表 2-4-12	キャッシュ・フロー主要財務数値	2-44
表 2-4-13	営業収益	2-45
表 2-4-14	発電量、IPP・BOT	2-45
表 3-1-1	高成長シナリオの経済見通し(High Case)	3-6
表 3-1-2	予想されるシナリオの経済見通し(Base Case)	3-7
表 3-1-3	低成長シナリオの経済見通し(Low Case)	3-8
表 3-2-1	負荷曲線の推定に必要なデータ数	3-14
表 3-2-2	各国の農業部門での電気利用比率	3-18
表 3-2-3	各国の工業部門での電気利用比率	3-19
表 3-2-4	各国の商業・家庭部門での電気利用比率	3-20
表 3-2-5	平均所内ロス率の見通し (Base, High ケース)	3-21
表 3-2-6	平均所内ロス率の見通し (Low ケース)	3-21
表 3-2-7	電力需要見通し (2005 年～2010 年)	3-22
表 3-2-8	電力需要見通し (2005 年～2025 年)	3-23
表 3-2-9	セクター別電力需要見通し (2005 年～2010 年)	3-23
表 3-2-10	セクター別電力需要見通し (2005 年～2025 年)	3-23
表 3-2-11	他予測との比較 (Base Case)	3-24
表 3-2-12	地域別電力需要見通し	3-24
表 3-2-13	地域別電力需要構成比	3-24
表 3-2-14	電力需要見通し (2005 年～2010 年)	3-26
表 3-2-15	電力需要見通し (2005 年～2025 年)	3-26
表 3-2-16	セクター別電力需要見通し (2005 年～2010 年)	3-26
表 3-2-17	セクター別電力需要見通し (2005 年～2025 年)	3-26
表 3-2-18	電力需要予測と他予測との比較 (High Case)	3-27
表 3-2-19	地域別電力需要見通し	3-27
表 3-2-20	地域別電力需要構成比	3-27
表 3-2-21	電力需要見通し (2005 年～2025 年)	3-28
表 3-2-22	セクター別電力需要見通し (2005 年～2010 年)	3-29
表 3-2-23	電力需要見通し (2005 年～2025 年)	3-29
表 3-2-24	セクター別電力需要見通し (2005 年～2025 年)	3-29
表 3-2-25	地域別電力需要見通し	3-30

表 3-2-26	地域別電力需要構成比	3-30
表 3-2-27	需要予測の比較	3-30
表 3-2-28	最大電力需要の比較表	3-31
表 3-3-1	最大電力需要比較表 (Base Case)	3-37
表 3-3-2	Base Case 最大電力需要比較表	3-38
表 3-3-3	Low Case 最大電力需要比較表	3-39
表 3-3-4	最大電力需要の発生時期と規模の比較	3-45
表 4-1-1	エネルギー源別 一次エネルギーの国内供給実績	4-1
表 4-1-2	セクター別 最終エネルギー消費実績	4-2
表 4-1-3	2000-2004 年の一次エネルギー需要と供給実績	4-2
表 4-1-4	化石燃料の生産量(実績)	4-3
表 4-1-5	運転中の水力発電所 (2004 年)	4-4
表 4-2-1	Vinacoal の石炭開発計画 (2005-2025)	4-9
表 4-2-2	Petrovietnam の石油・ガス開発計画 (2005-2020)	4-9
表 4-3-1	電力需要予測	4-15
表 4-3-2	国内最終エネルギー消費量予測 Base Case	4-15
表 4-3-3	国内最終エネルギー消費量予測 High Case	4-16
表 4-3-4	電力セクターの化石燃料消費予測 Base Case	4-17
表 4-3-5	電力セクターの化石燃料消費予測 High Case	4-17
表 4-3-6	一次エネルギーの国内供給量予測 Base Case	4-18
表 4-3-7	一次エネルギーの国内供給量予測 High Case	4-18
表 4-3-8	化石エネルギーの需給予測 Base Case	4-19
表 4-3-9	エネルギーの供給と需要 High Case	4-19
表 4-3-10	Vinacoal の石炭供給と需要予測 Base Case	4-20
表 4-3-11	Vinacoal の石炭供給と需要予測 High Case	4-20
表 4-3-12	石炭需要予測の比較 Base Case	4-21
表 4-3-13	石炭需要予測の比較 High Case	4-22
表 4-3-14	電力向けの石炭需給予測 Base Case	4-22
表 4-3-15	電力向けの石炭需給予測 High Case	4-23
表 4-3-16	Petrovietnam のガス供給と需要予測 Base Case	4-24
表 4-3-17	Petrovietnam のガス供給と需要予測 High Case	4-24
表 4-3-18	ガス需要予測の比較 Base Case	4-25
表 4-3-19	ガス需要予測の比較 High Case	4-25
表 4-3-20	電力向けのガス供給と需要予測	4-26
表 4-3-21	石油製品需給予測の比較 Base Case	4-27
表 4-3-22	石油製品需給予測の比較 High Case	4-27
表 4-4-1	ベトナムのエネルギーの実績価格	4-28
表 4-4-2	国内電力用ガスと石炭の競争価格の想定	4-28
表 4-4-3	電力用石炭価格の予想 (FOB)	4-29

表 4-4-4	電力用化石燃料価格の予想	4-30
表 4-4-5	エネルギー価格の展望 (参考)	4-31
表 5-2-1	電力需要想定 2005-2025 (Base Case)	5-6
表 5-3-1	スクリーニング分析の条件	5-12
表 5-4-1	最小費用開発計画法に基づく電源開発計画の例 (2015-2025)	5-19
表 5-5-1	乾期と雨期での実績値と計画値との相違	5-20
表 5-5-2	燃料費高騰ケースの検討条件	5-25
表 5-6-1	電源種別ごとの設備出力 (Base Case)	5-29
表 5-6-2	2006 年 1 月時点の PDP 6 th の電力需給バランス (Base Case: 2015-2025)	5-32
表 5-7-1	PDP 6 th 最終案の電源種別ごとの設備出力 (Base Case)	5-34
表 5-7-2	PDP 6 th 最終案の電力需給バランス (Base Case: 2015-2025)	5-36
表 6-2-1	最大許容事故電流と最大事故除去時間	6-4
表 6-2-2	PDP6 th の計画策定に使用する標準的な 500 kV 変電所	6-5
表 6-2-3	PDP6 th の計画策定に使用する標準的な電線線種	6-5
表 6-3-1	北東エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-9
表 6-3-2	北西エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-10
表 6-3-3	ハノイエリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-11
表 6-3-4	ハノイ市南部エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-11
表 6-3-5	北部中央海岸エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-12
表 6-3-6	南部中央海岸エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-13
表 6-3-7	南部北東部エリア 1 の発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-13
表 6-3-8	南部北東部エリア 2 の発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-14
表 6-3-9	中央高原エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-15
表 6-3-10	ホーチミンエリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-16
表 6-3-11	ホーチミン市西部エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-17
表 6-3-12	ホーチミン市南部エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-17
表 6-3-13	南部南西部エリアの発電所と 220kV 系統の負荷 (2020 年および 2025 年)	6-18
表 7-1-1	電力法の構成	7-3
表 7-1-2	競争法の構成	7-5
表 7-1-3	電力法施行に関する政令	7-6
表 7-1-4	規制力(RA)設立の首相決定	7-6
表 7-1-5	EVN 発電所の社内プールへの参加状況	7-7
表 7-1-6	EVN 関連企業株式公開実績	7-9
表 7-1-7	2005:06 年の EVN 株式化計画(JSC)	7-10
表 7-1-8	ベトナム電力コーポレーション構想	7-11
表 7-2-1	設備投資の年度展開 (Base case of IE)	7-20

表 7-2-2	発電電力量 (Base case of IE)	7-21
表 7-2-3	EVN の運転維持費用(Base case of IE)	7-21
表 7-2-4	EVN の燃料費 (Base case of IE)	7-21
表 7-2-5	EVN の購入電力費用 (Base case of IE)	7-22
表 7-2-6	購入電力価格	7-22
表 7-3-1	借入金の推移 (借入先確定済み及び未確定借入)	7-33
表 7-3-2	借入金の推移 (借入先確定済み及び未確定借入)	7-39
表 8-3-1	表流水に関する基準の比較	8-9
表 8-3-2	排水に関する基準の比較	8-10
表 8-3-3	大気汚染に関する環境基準の比較	8-11
表 8-3-4	環境および社会配慮から見た優先順位 (初期の環境調査結果)	8-16
表 8-4-1	水力発電開発候補地点の住民移転規模の分布	8-20
表 8-4-2	CO ₂ 排出原単位 (日本)	8-21
表 8-4-3	住民移転規模が大きい上位 4 水力発電候補地点	8-23
表 8-5-1	粉末石炭燃焼によるボイラー煤塵の組織	8-30
表 8-5-2	発熱量あたりの二酸化炭素発生量	8-32
表 8-5-3	森林の種類別二酸化炭素固定量	8-34
表 10-2-1	セミナー実績行程	10-1

図リスト

図 1-3-1	調査業務区分と業務フロー	1-3
図 1-4-1	調査業務実績工程	1-8
図 2-1-1	セクター別電力消費シェア	2-3
図 2-1-2	全国平日の夏・冬のロードカーブ	2-4
図 2-1-3	セクター別ロードカーブ(2003年)	2-6
図 2-1-4	サブセクター別ロードカーブ	2-6
図 2-1-5	販売電力量の実績と第5次 MP (High, Base, Low)	2-8
図 2-1-6	ピーク電力の実績と第5次 MP (High, Base, Low)	2-8
図 2-2-1	エネルギーセクター組織図	2-11
図 2-2-2	水力発電所開発量 (2001-2010) の比較	2-12
図 2-2-3	石油・ガス資源分布	2-15
図 2-3-1	EVN 組織図	2-20
図 2-3-2	既設電源構成 (2004 年末時点)	2-23
図 2-3-3	2010 年末のベトナム系統の電源構成	2-26
図 2-3-4	2010 年末のベトナム北部、中部、南部系統の電源構成	2-26
図 2-3-5	単一系統における信頼度と供給予備力の関係 (2020 年)	2-27
図 2-3-6	北部系統の信頼度と供給予備力の関係 (2020 年)	2-27
図 2-3-7	中・南部系統の信頼度と供給予備力の関係 (2020 年)	2-28
図 2-3-8	出水変動確率分布	2-30
図 2-3-9	第5次 MP 時の燃料種別毎の利用率と発電単価の関係	2-31
図 2-3-10	需給運用状況の例	2-32
図 2-3-11	第5次 MP による 2020 年の 500 kV 系統	2-37
図 2-4-1	営業利益とキャッシュ・フローの関係	2-41
図 3-1-1	実質 GDP 伸び率 (1995-2005)	3-5
図 3-2-1	電力需要予測モデル概要	3-12
図 3-2-2	負荷曲線と最大電力需要予測フロー	3-15
図 3-2-3	Base Case のセクター別電力需要予測	3-23
図 3-2-4	他予測との比較 (Base Case)	3-24
図 3-2-5	地域別電力構成比 (Base Case 2005 年)	3-25
図 3-2-6	地域別電力構成比 (Base Case 2025 年)	3-25
図 3-2-7	High Case のセクター別電力需要予測	3-26
図 3-2-8	電力需要予測と他予測との比較 (High Case)	3-27
図 3-2-9	地域別電力構成比 (High Case 2025 年)	3-28
図 3-2-10	Low Case のセクター別電力需要予測	3-29
図 3-2-11	地域別電力構成比 (Low Case 2025 年)	3-30
図 3-2-12	需要予測の比較	3-31

図 3-2-13	各ケースの最大電力需要比較	3-31
図 3-3-1	7月の日負荷曲線 (Base Case)	3-35
図 3-3-2	2005, 2010年7月の日負荷曲線	3-35
図 3-3-3	2005, 2010年の全国月別最大電力需要 (Base Case)	3-36
図 3-3-4	2005~2025年の全国月別日負荷曲線 (Base Case)	3-36
図 3-3-5	最大電力需要の比較 (Base Case)	3-37
図 3-3-6	最大電力需要の伸び率の推移 (Base Case)	3-37
図 3-3-7	最大電力需要の比較 (High Case)	3-38
図 3-3-8	最大電力需要の伸び率の推移 (High Case)	3-38
図 3-3-9	最大電力需要の比較 (Low Case)	3-39
図 3-3-10	最大電力需要の伸び率の推移 (Low Case)	3-39
図 3-3-11	2004年の日負荷曲線実績推移 (三分類法による)	3-40
図 3-3-12	積み上げによる2005年日負荷曲線 (Base Case)	3-41
図 3-3-13	回帰分析による2005年日負荷曲線 (Base Case)	3-41
図 3-3-14	積み上げによる2010年日負荷曲線 (Base Case)	3-41
図 3-3-15	回帰分析による2010年日負荷曲線 (Base Case)	3-42
図 3-3-16	積み上げによる2015年日負荷曲線 (Base Case)	3-42
図 3-3-17	回帰分析による2015年日負荷曲線 (Base Case)	3-42
図 3-3-18	積み上げによる2020年日負荷曲線 (Base Case)	3-43
図 3-3-19	回帰分析による2020年日負荷曲線 (Base Case)	3-43
図 3-3-20	積み上げによる2025年日負荷曲線 (Base Case)	3-44
図 3-3-21	回帰分析による2025年日負荷曲線 (Base Case)	3-44
図 3-3-22	2つの最大電力需要推移 (Base Case)	3-45
図 4-1-1	2000-2004年の一次エネルギー需要と供給実績	4-2
図 4-3-1	国内最終エネルギー消費量予測 Base Case	4-16
図 4-3-2	国内最終エネルギー消費量予測 High Case	4-16
図 4-3-3	電力セクターの化石燃料消費予測 Base Case	4-17
図 4-3-4	電力セクターの化石燃料消費予測 High Case	4-17
図 4-3-5	エネルギーの供給と需要 Base Case	4-19
図 4-3-6	エネルギーの供給と需要 High Case	4-19
図 4-3-7	電力向けの石炭需給予測 Base Case	4-23
図 4-3-8	電力向けの石炭需給予測 High Case	4-23
図 4-3-9	電力向けのガス供給と需要予測	4-26
図 4-4-1	PDP6thにおける石炭価格	4-30
図 4-4-2	PDP6thにおけるガス価格	4-30
図 4-4-3	PDP6thにおける石油価格	4-30
図 5-1-1	電源開発計画策定手法の概念図	5-1

図 5-2-1	供給予備率と供給信頼度 LOLE との関係	5-5
図 5-2-2	電力消費量予測	5-6
図 5-2-3	電力消費量伸び率の予測	5-6
図 5-2-4	年間最大電力予測	5-6
図 5-2-5	IE による地域ごとの電源設備計画および電源構成 (Base case)	5-7
図 5-2-6	IE 開発計画における供給信頼度の状況	5-8
図 5-2-7	IE 開発計画における供給信頼度の状況	5-8
図 5-2-8	北部系統の需給運用シミュレーション結果 (2025 年 11 月)	5-10
図 5-2-9	中南部系統の需給運用シミュレーション結果 (2025 年 11 月)	5-10
図 5-2-10	連系線容量と供給予備力削減量の関係 (2025 年)	5-11
図 5-3-1	2025 年での発電コストと利用率の関係 (揚水原資石炭の場合)	5-13
図 5-3-2	2025 年での年経費 (揚水原資石炭の場合)	5-13
図 5-3-3	石炭とガス火力の導入量比較	5-14
図 5-3-4	ガス火力および石炭火力設備量と燃料使用量の関係	5-14
図 5-3-5	2025 年における南部への揚水発電導入量と年経費の差	5-15
図 5-3-6	2025 年における北部系統への揚水発電導入量と年経費の差	5-16
図 5-3-7	最小費用開発計画法による最適電源構成	5-17
図 5-3-8	経済的な電源構成比率	5-18
図 5-5-1	Hoa Binh の 1996 年-2004 年実績から推定した出力確率分布	5-21
図 5-5-2	Hoa Binh の 1996 年-2004 年実績から推定した出力累積確率分布	5-21
図 5-5-3	平水年と渇水年の水力出力変動確率分布	5-22
図 5-5-4	北部系統における平水年と渇水年の供給信頼度の相違	5-22
図 5-5-5	中南部系統における平水年と渇水年の供給信頼度の相違	5-23
図 5-5-6	北部系統における隣国からの電力輸入制限の影響	5-24
図 5-5-7	中南部系統における隣国からの電力輸入制限の影響	5-24
図 5-5-8	輸入燃料コスト高騰の影響	5-25
図 5-5-9	全燃料コスト高騰の影響	5-26
図 5-5-10	2025 年における年経費と設備利用率の関係 (Base Case)	5-26
図 5-5-11	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)	5-26
図 5-5-12	BOT 導入のガス使用量への影響	5-27
図 5-5-13	2025 年における BOT と EVN ガス火力発電の利用率 (Base Case)	5-28
図 5-5-14	2025 年における BOT と EVN ガス火力発電の利用率 (Case 2)	5-28
図 5-6-1	電源種別ごとの設備出力 (Base Case)	5-30
図 5-6-2	電源構成比率 (Base Case)	5-30
図 5-6-3	2006 年 1 月時点の PDP 6 th における地域毎、 電源種別毎の設備量および構成比率 (Base Case)	5-31
図 5-7-1	PDP6 th 最終案の電源種別ごとの設備出力 (Base Case)	5-34
図 5-7-2	PDP6 th 最終案の電源構成比率 (Base Case)	5-34
図 5-7-3	PDP 6 th 最終案における地域毎、電源種別毎の設備量および構成比率 (Base Case)	5-35

図 6-1-1	系統計画の手順	6-1
図 6-1-2	送電網開発計画の検討フロー	6-2
図 6-2-1	発電所立地点と送電線増強についての検討シナリオの一例	6-6
図 6-3-1	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	6-12
図 6-4-1	2020 年の 500kV 系統の概略計画	6-21
図 6-4-2	2025 年の 500kV 系統の概略計画	6-22
図 6-4-3	2025 年の 500kV 系統の潮流図（北部）	6-23
図 6-4-4	2025 年の 500kV 系統の潮流図（南部）	6-24
図 6-6-1	2025 年の 500kV 系統の概略計画	6-27
図 7-1-1	セクター改革の目的	7-1
図 7-1-2	安定かつ経済的な電力供給をトップ事象とした目的と手段の系統図	7-12
図 7-1-3	電力セクター組織改革方式の違いに関する概念図	7-16
図 7-2-1	EVN の投資額の推移	7-23
図 7-2-2	EVN の O&M コスト、燃料費、電力購入費の推移	7-23
図 7-3-1	収益、費用、純利益	7-32
図 7-3-2	各費用の推移	7-32
図 7-3-3	キャッシュ・フロー	7-33
図 7-3-4	収益、費用、純利益	7-38
図 7-3-5	各費用の推移	7-38
図 7-3-6	キャッシュ・フロー	7-39
図 8-1-1	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
図 8-3-1	ベトナムに於ける事業展開のための EIA 手続きの流れ	8-8
図 8-4-1	PDP6 th における電源開発計画	8-17
図 8-4-2	PDP6 th における電源構成比率	8-17
図 8-4-3	PDP6 th と SEA、環境社会配慮	8-19
図 8-4-4	累積非自発的住民移転世帯数と累積発電容量との関係	8-20
図 8-4-5	発電種別二酸化炭素発生量	8-21
図 8-4-6	PDP6 th における電源構成比率	8-24
図 8-4-7	SEA を配慮した電源構成比率	8-24
図 8-5-1	火力発電所における大気汚染対策	8-28
図 8-5-2	排煙脱硝装置のしくみ（窒素酸化物（NOx）対策）	8-29
図 8-5-3	電気集じん機のしくみ（ばいじん対策）	8-30
図 8-5-4	排煙脱硫装置のしくみ（硫化酸化物（SOx）対策）	8-31
図 9-3-1	キャッシュ・フロー	9-3
図 9-3-2	収益、費用、純利益	9-4
図 9-3-3	収益、費用、純利益、減価償却費	9-4

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

第1章 序 論

第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」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。

しかしながら、2002年から2004年にかけて国際協力機構(JICA)が行った「ベトナム国ピーク対応電源最適化計画調査」で指摘されているように、現状の第5次電力MPは、1次エネルギーの供給計画と整合がとれていないこと、および偏在する1次エネルギーに対する適切な配慮がされていないことなどの重大な問題を抱えている。このため、長期的に電力の安定供給を確保するためには、1次エネルギーを十分に考慮した策定手法に見直すことが必要とされている。さらに、今後の周辺諸国および地域間の電力融通についての考慮もなられておらず、これを電力MPに織り込むことも必要とされている。

「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

1.2.1 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。

1.2.2 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。

1.2.3 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

1.3.1 調査業務区分と業務フロー

調査業務の基本的な進め方は、図 1-3-1 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。

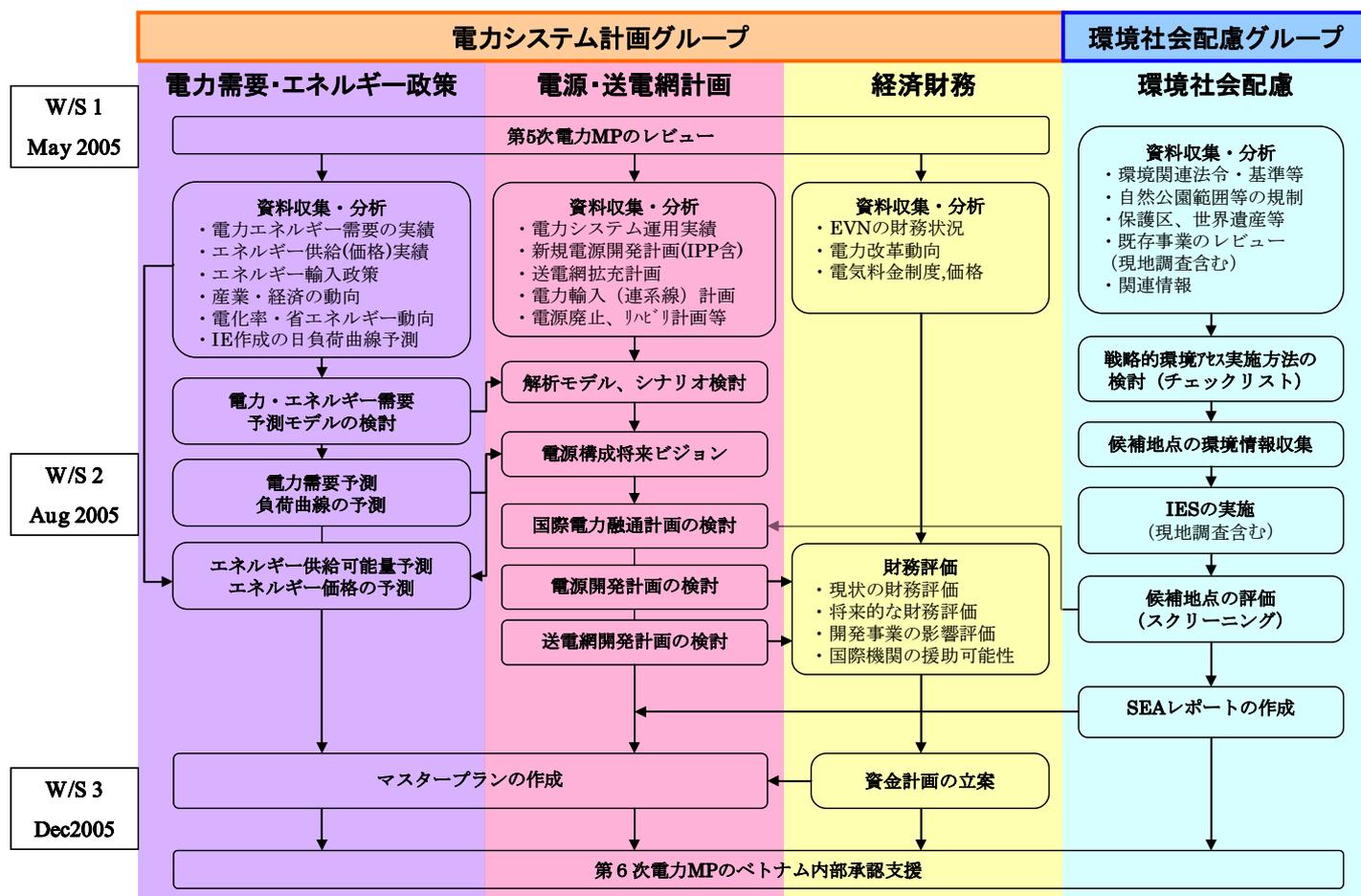


図 1-3-1 調査業務区分と業務フロー

1.3.2 調査スケジュール

本調査は、2005年5月から2006年5月までの2年次にわたり、約13ヶ月の工程で業務を実施した。各業務の作業工程計画を表 1-3-1 に示す。

表 1-3-1 作業工程計画

作業項目	2005年度												2006年度		
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
全体工程		□	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	□
	国内準備	第1次現地調	第2次現地調査	第3次現地調査	第4次現地調										第3次国内作
	▽ Ic/R	▽ It/R	▽ It/R (案)	▽ Df/R	▽ F/R										
	▽ 1st WS	▽ 2nd WS	▽ 3rd WS												
国内準備作業															
1) 関係資料・情報の収集整理		□													
2) インゼプションレポート(Ic/R)の作成		□													
3) ワークショップ(W/S)の準備(その1)		□													
第1次現地調査															
1) インゼプションレポート(Ic/R)の作成・説明・協議		■													
2) ワーキンググループへの参加		■													
3) 第1回ワークショップの準備(その2)とWSの開催		■													
4) 第5次電力MPのレビュー		■													
5) 第6次電力MP策定(Stage1)															
a. 需要予測モデル構築			■												
b. 日負荷曲線予測手法モデル設計			■												
c. 日負荷曲線予測手法のモデル構築と説明			■												
d. 燃料供給計画の策定		■													
e. エネルギーバランス不均衡に対する供給シナリオの策定		■													
f. データベースの確認並びに妥当性の検証		■													
g. 電源シナリオの設定		■													
h. 電源構成将来ビジョンの構築		■													
i. 国際系統連系の検討		■													
j. 電源開発候補地点の評価		■													
k. 予備的な送電網開発計画の策定		■													
l. 財務計画の入手・検討		■													
m. 電力事業運営体制・電力料金の動向に関する情報収集・整理		■													
n. 環境社会アセス関係の法律・基準・規制類の情報収集		■													
o. ベトナム電源開発政策と環境社会配慮との関係を調査		■													
p. SEAのチェックポイントの検討、チェックリストの策定		■													
q. SEA実施方法の検討、決定		■													
r. 現地再委託機関の選定手続きの実施		■													
s. 第1次現地踏査の実施・分析		■													
6) インテリムレポート (It/R)の作成		■													
第1次国内作業															
1) インテリムレポート (It/R)(案)の作成とりまとめ					□										
2) 第2回ワークショップの準備(その1)					□										
第2次現地調査															
1) インテリムレポート(It/R)の説明・協議					■										
2) 第2回ワークショップの開催(その2)とWSの開催					■										
3) 環境社会配慮現地再委託実施状況のフォロー					■										
第3次現地調査															
1) 第6次電力MP策定(Stage2)															
a. 電力需要予測見直し															
b. 電力需要予測手法マニュアルの作成と説明															
c. エネルギーバランス不均衡に対する供給シナリオの策定の見直し															
d. エネルギー政策との整合性の検討															
e. 電源計画シナリオ・電源構成将来ビジョンの再検討															
f. 電源開発候補地点の開発優先順位づけ															
g. 最小費用法に基づく20年間の長期電源開発計画の策定															
h. 予備的な送電網開発計画の見直し															
i. 最適送電網開発計画の策定															
j. 資金調達先の状況調査															
k. 20年間の投資計画の策定															
l. 長期資金計画の策定															
m. 現地再委託結果の整理・分析															
n. IEEの実施、第2次現地踏査															
o. 電源開発候補地点の環境社会配慮に関する評価															
p. SEALレポートの作成															
2) 電源・送電網開発計画用ツールの技術移転セミナーの開催															
3) ドラフト・ファイナルレポート(案)の作成															
第2次国内作業															
1) ドラフト・ファイナルレポート(Df/R)(案)のとりまとめと提出															□
2) 第3回ワークショップの準備(その1)															□
第4次現地調査															
1) ドラフト・ファイナルレポート(Df/R)(案)の説明・協議															
2) 第3回ワークショップの準備(その2)とWSの開催															
3) 第6次電力MPの内部承認支援															
4) ドラフト・ファイナルレポート(Df/R)の作成と提出															
第3次国内作業															
1) ファイナルレポート(F/R)の作成・提出															□

凡 例 — — — : 事前作業期間 ■■■■■ : 現地調査期間 □□□□□ : 国内作業期間 △ : 報告書等の説明・提出 : その他の作業

1.4 調査体制および調査実績

1.4.1 カウンターパート機関

本調査開始にあたり、カウンターパート機関である Institute of Energy (IE)とキックオフミーティングを行い、各ワーキンググループにカウンターパートが、以下のとおり選任された。

- ・ 電力需要予測 WG (Energy Economics and Demand Forecast Dept.)
 - Mr. Tran Manh Hung, Task leader.
 - Mr. Tran Minh Khoa
 - Mrs. Le Nguyet Hang
 - Mrs. Nguyen Khoa Dieu Ha
 - Dr. Quoc Khanh
- ・ 電源・送電網計画 WG (Power System Development Planning Dept.)
 - Mr. Nguyen Anh Tuan, Task leader.
 - Mr. Tran Duc
- ・ 経済財務分析 WG (Energy Economics and Demand Forecast Dept.)
 - Mr. Tran Manh Hung, Task leader.
 - Mrs. Tiet Minh Tuyet
 - Dr. Quoc Khanh
- ・ 環境社会配慮 WG (Thermal Power and Environment Dept.)
 - Dr. Hoang Tien Dung, Task leader.
 - Ms. Nguyen Thi Thu Huyen
 - Mrs. Le Minh Ha

1.4.2 調査団の構成・分担

調査団員はIEが設置する以下の4つのワーキンググループに参加し、共同で作業を行った。また、調査団の構成・分担は、次のとおりである。

- ・ 電力需要予測 WG : 井上友幸、箕山 聡
 - ・ 電源・送電網計画 WG : 伊東雅幸、横澤康浩、餘語正晴
 - ・ 経済財務分析 WG : 青山伸一
 - ・ 環境社会配慮 WG : 大木久光
- | | |
|------|-----------|
| 伊東雅幸 | 総括／電源開発計画 |
| 井上友幸 | 電力需要予測 |
| 箕山 聡 | エネルギー政策 |
| 横澤康浩 | 電源開発計画 |
| 餘語正晴 | 送電計画 |
| 青山伸一 | 経済・財務分析 |
| 大木久光 | 環境社会配慮 |
| 寺内哲也 | 業務調整 |

1.4.3 調査実績

本調査業務は、図 1-4-1 に示されるスケジュールに基づき、実施された。また、以下に作業毎の概略を表 1-4-1 に示す。

表 1-4-1 各作業段階における作業内容と実施時期

作業段階	主な作業
国内準備作業 2005/5/上	1) 関連資料・情報の収集・整理 2) インセプション・レポート(Ic/R)の作成 3) ワークショップ(W/S)の準備(その1)
第1次現地調査 2005/5/中～2005/6/下	1) インセプションレポートの作成・説明・協議 2) ワーキンググループへの参加 3) 第1回ワークショップの準備(その2)とW/Sの開催 4) 第5次電力MPのレビュー 5) 第6次電力MP策定(Stage1) <ul style="list-style-type: none"> a. 需要予測モデル構築 b. 日負荷曲線予測手法モデル設計 c. 日負荷曲線手法のモデル構築と説明 d. 燃料供給計画の策定 e. エネルギーバランス不均衡に対する供給シナリオの策定 f. データベースの確認並びに妥当性の検証 g. 電源シナリオの設定 h. 電源構成将来ビジョンの構築 i. 国際系統連系の検討 j. 電源開発候補地点の評価 k. 予備的な送電網開発計画の策定 l 財務計画の入手・検討 m. 電力事業運営体制・電力料金の動向に関する情報収集・整理 n. 環境社会アセス関係の法律・基準・規制類の情報収集 o. 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 p. SEAのチェックポイントの検討、チェックリストの策定 q. SEA実施方法の検討、決定 r. 現地再委託機関の選定手続きの実施 s. 第1次現地踏査の実施・分析 6) インテリム・レポート(It/R)の作成
第1次国内調査 2005/7/上	1) インテリム・レポートのとりまとめと提出 2) 第2回ワークショップの準備(その1)
第2次現地調査 2005/7/中～2005/7/下	1) インテリム・レポート(It/R)の説明・協議 2) 第2回ワークショップの準備(その2)とWSの開催 3) 環境社会配慮現地再委託実施状況のフォロー

作業段階	主な作業
第3次現地調査 2005/9/中～2005/10/下	1) 第6次電力MP策定 (Stage2) a. 電力需要予測見直し b. 電力需要予測手法マニュアルの作成と説明 c. エネルギーバランス不均衡に対する供給シナリオの策定の見直し d. エネルギー政策との整合性の検討 e. 電源計画シナリオ・電源構成将来ビジョンの再検討 f. 電源開発候補地点の開発優先順位づけ g. 最小費用法に基づく20年間の長期電源開発計画の策定 h. 予備的な送電網開発計画案の見直し i. 最適送電網開発計画の策定 j. 資金調達先の状況調査 k. 20年間の投資計画の策定 l. 長期資金計画の策定 m. 現地再委託結果の整理・分析 n. IESの実施、第2次現地踏査 o. 電源開発候補地点の環境社会配慮に関する評価 p. SEAレポートの作成 2) 電源・送電網開発計画用ツールの技術移転セミナーの開催 3) ドラフト・ファイルレポート (Ver. 1) の作成
第2次国内調査 2005/11/上～2005/11/中	1) ドラフト・ファイルレポート (Ver. 2) のとりまとめと提出 (カウンターパートへ提出) 2) 第3回ワークショップの準備 (その1)
第4次現地調査 2005/11/下～2005/12/上	1) ドラフト・ファイルレポート (Ver. 2) の説明、協議 2) 第3回ワークショップの準備 (その2) とWSの開催 3) ドラフト・ファイルレポート (Ver. 2) の修正箇所の確認
第3次国内調査 2005/12/下	1) ドラフト・ファイルレポート (Ver. 3) のとりまとめと提出
第5次現地調査 2006/1/中～2006/1/下	1) ドラフト・ファイルレポート (Ver. 3) の説明、協議 2) ステークホルダー・ミーティングの準備と開催 3) ドラフト・ファイルレポート (Ver. 3) の修正箇所の確認
第4次国内調査 2006/2/中	1) ドラフト・ファイルレポートの作成・提出
第6次現地調査 2006/3/上～2006/3/中	1) ドラフト・ファイルレポートの説明、協議 2) 第6次電力MPの内部承認支援
第5次国内調査 2006/5/下	1) ファイルレポートの作成・提出

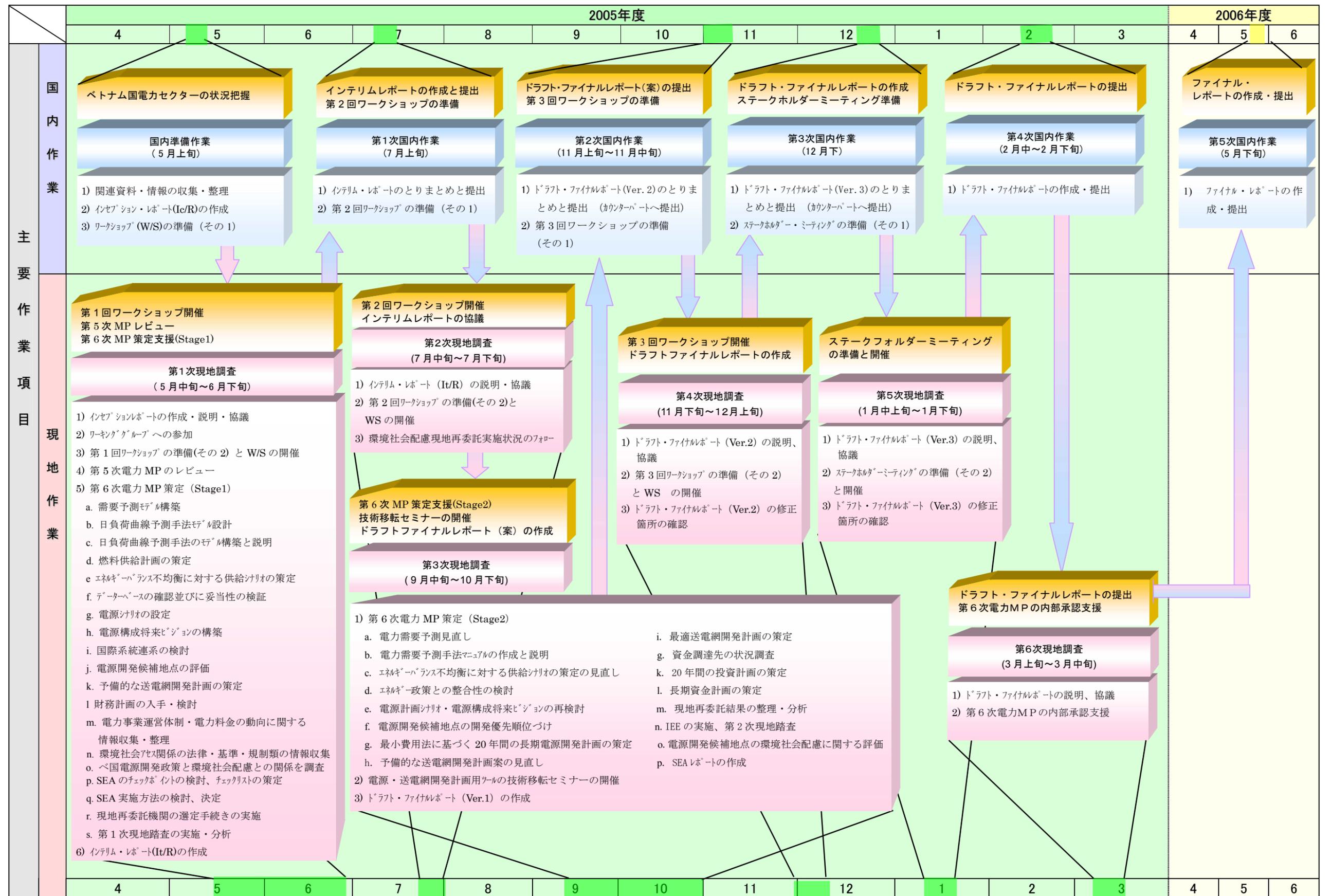


図 1-4-1 調査業務実績工程

第2章 第5次電力MPのレビュー

第2章 第5次電力MPのレビュー

2.1 需要予測の評価

2.1.1 社会経済状況

2004年のGDP成長率は7.7%である。このうち3.4%は農林業・水産業で、10.3%は工業・建設業、7.5%はサービス業である。この成長率は過去2000-2004年の間で最も高い成長率であった。

表 2-1-1 ベトナムのGDP成長率 (%)

年	2000	2001	2002	2003	2004
合計	6.8	6.9	7.0	7.2	7.7
農林業・水産業	4.6	3.0	4.1	3.2	3.4
工業・建設業	10.1	10.4	9.4	10.3	10.3
サービス業	5.3	6.1	6.5	6.6	7.5

Source: ベトナム統計年鑑 2003とEVNからの入手資料

セクター別の電力消費量シェア（表 2-1-3）を見ると2004年の農林業・水産業セクターの電力消費の比率は2003年の1.6%から2004年の1.4%に、一方、工業・建設業セクターは43.6%から45.2%に上昇している。行政・民生セクターは、45.9%から44.5%に減少している。過去数年間、工業・建設業セクターの成長率は全国の平均成長率よりも高いものであったが、サービスセクターの成長率は全経済の平均とほぼ同じである。農林業・水産業セクターは比較的低い成長率であるため、構成比率では農業・水産業セクターのGDPシェアは低下している。

2.1.2 2000-2004年間の電力消費状況

(1) 電力消費量

表 2-1-2 に 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。

(2) 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 2-1-2 電力消費量

(Unit: GWh)

項目	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
工業・建設業	5,503	6,163	6,781	7,590	9,088	10,394	12,681	15,202	17,891
農林業、水産業	643	691	715	582	428	478	506	555	547
民生・行政	6,136	7,221	8,849	10,020	10,986	12,646	14,333	15,991	17,618
商業その他	1,092	1,228	1,380	1,400	1,895	2,227	2,708	3,087	3,541
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

表 2-1-3 電力消費量シェア

(%)

項目	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
工業・建設業	41.1	40.3	38.4	38.7	40.6	40.4	42.0	43.6	45.2
農林業、漁業	4.8	4.5	4.0	3.0	1.9	1.9	1.7	1.6	1.4
家庭用	45.9	47.2	49.7	51.1	49.0	49.1	47.4	45.9	44.5
商業その他	8.2	8.0	7.9	7.2	8.5	8.6	9.96	8.86	8.9

Source: Institute of Energy - EVN

表 2-1-4 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

(3) 1996-2004 年のセクター別の電力消費シェア

工業・商業サービスセクターで消費される電力の構成比率は経済の発展にあわせて増大し、農業セクターは減少している。工業・建設業、農林業・水産業、民生、商業・その他の 4 つのセクターの電力消費構成比率の推移を図 2-1-1 に示す。

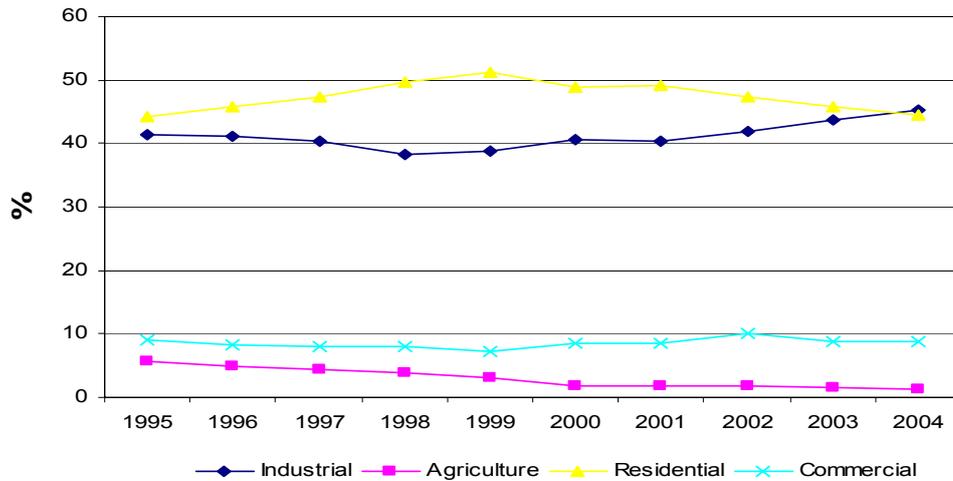


図 2-1-1 セクター別電力消費シェア

(4) 工業部門での電力消費

1996-2004 年間の工業部門の電力消費構成比率は 38%から 45%の範囲にあった。このうち 1998 年が最低で、2004 年が最大である。1998-1999 年の工業部門の電力消費量の低下は、東南アジアの通貨危機に伴う海外からの直接投資の低下によるものである。しかし危機以降、工業は急速に回復している。政府は、外資導入を促進するためのマネジメント・行政手続き・通商協定の改善をおこない投資環境の改善に努めている。

(5) 農業部門での電力消費

農業部門での電力は、主に灌漑用のポンプに電力が使われており、電力消費構成比率は小さい。この部門では、このセクターの電力消費は 1996 年から 2004 年で減少気味である。これにともない電力消費構成比率は 1996 年の 4.8%から 2004 年の 1.4%に減少した。構成比率は低下しているものの、最近では養殖業への土地利用転換が進んでおり、これが、農業部門の電力消費拡大に繋がっている。

(6) 民生と行政での電力消費

民生での電力消費は市場経済の発展により大きく増大した。政府は生産力の増大や人々の生活向上のために地方電化を推進しており、郊外に住む人々に使われる電気器具の数は急速に増加している。民生セクターでの電力消費量の増加率は 1996-2004 年で年平均 15.8%であった。電力消費構成比率は 45-51%の範囲にあり、1999 年には 51.1%、2004 年では 44.5%になっている。

(7) 商業部門、ホテル、レストラン等での電力消費

このセクターでは電力消費構成比率は小さく 7-9%であるが、電力消費量の増加率は非常に高く 1996-2004 年で年 15.8%に達している。

(8) 送電／配電ロス

送電や配電での電力ロスは1996-2004年で大きく減少し、1996年の19.3%から2004年の12.2%になった。これは技術上のロスと非技術上のロスの減少によるものである。非技術上のロスを減少させるために、電力会社は、特にハノイ、ホーチミン市のような大都市で、電気メータを消費者宅に設置し、電力の供給と管理システムを連携し、送電／配電のネットワークの整備を行うとともにその拡張を行った。

2.1.3 1996-2004年の電力システムの負荷曲線（ロードカーブ）

(1) 全国のロードカーブ

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。
- 電力システムのピークとオフピーク（Pmin/Pmax）の比は冬の時期で1996年の0.45から2004年の0.48に上昇している。
- 日中（午前10時）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。1996-2004年の全国の電力システムの夏と冬の典型的なロードカーブを図2-1-2に示す。

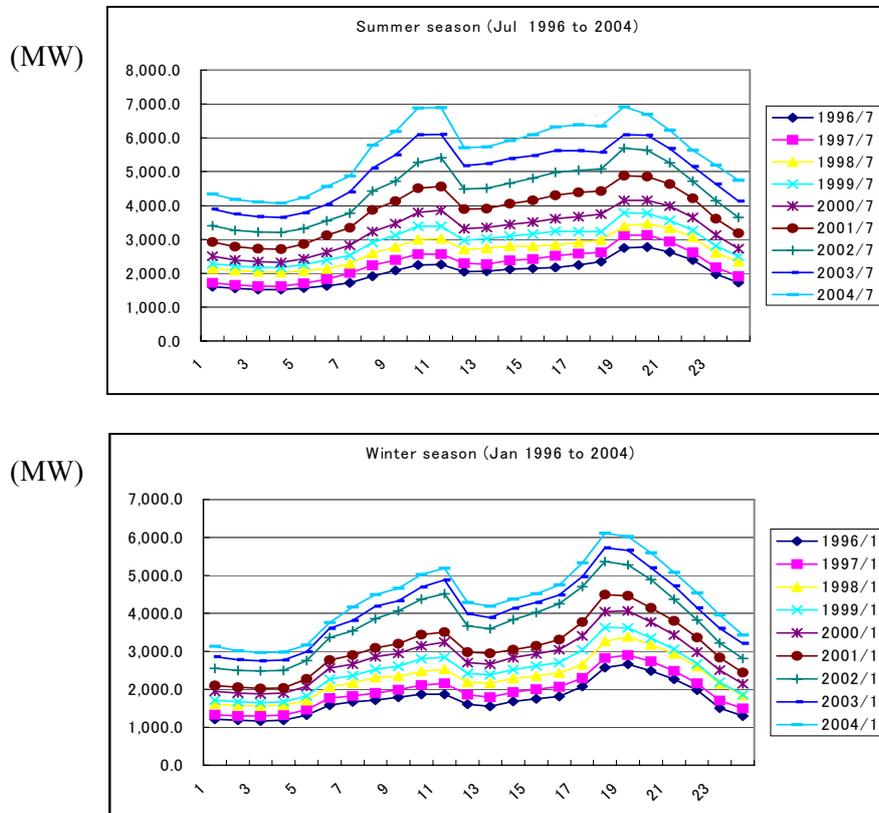


図 2-1-2 全国平日の夏・冬のロードカーブ

(2) 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 2-1-5 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 2-1-5 全国の年負荷率（1996-2004 年）

年	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
年負荷率 (LF)	0.608	0.610	0.642	0.622	0.627	0.621	0.632	0.635	0.639

Source: Institute of Energy

(3) ピークシフトの評価

1996-2004 年間で電力システムのピークロードは夕方（18～19 時）から、日中（10～11 時）にシフトしている。これは次の理由が考えられる。

a. 電力消費構造の変化

工業、民生、商業・サービス部門が 3 大電力消費部門である。工業部門での電力消費構成比率は 1996 年の 38%から 2004 年では 45%である。一方、民生部門での電力消費構成比率は 50%から 45%に減少し、商業・サービス部門は 3.5%から 9.1%になった。工業部門でのピークは午前 10 時、民生部門では冬季は 18 時、夏季は 19 時である。また、商業・サービス部門でのロードは急激に増大しデイリーピークの増大をもたらしている。図 2-1-3 に 2003 年のセクター毎のロードカーブを示す。

b. 工業の勤務体制の変化

工業セクターでの構成は、食品加工(18.4%)、繊維(15.0%)、セメント(11.4%)、化学(11.0%)、金属(10.0%)である。一般的にこのセクターでの負荷曲線の形は日中の時間帯（8～16 時）では大量に電力を消費し、夕方のピーク時には減って行く。従って、工業全体のロードカーブは日中が高く 9～11 時にピークに達し、夕方のピーク時間と夜の時間帯にはピーク時の約半分まで低減する。サブセクター毎のロードカーブは図 2-1-4 に示す通りである。

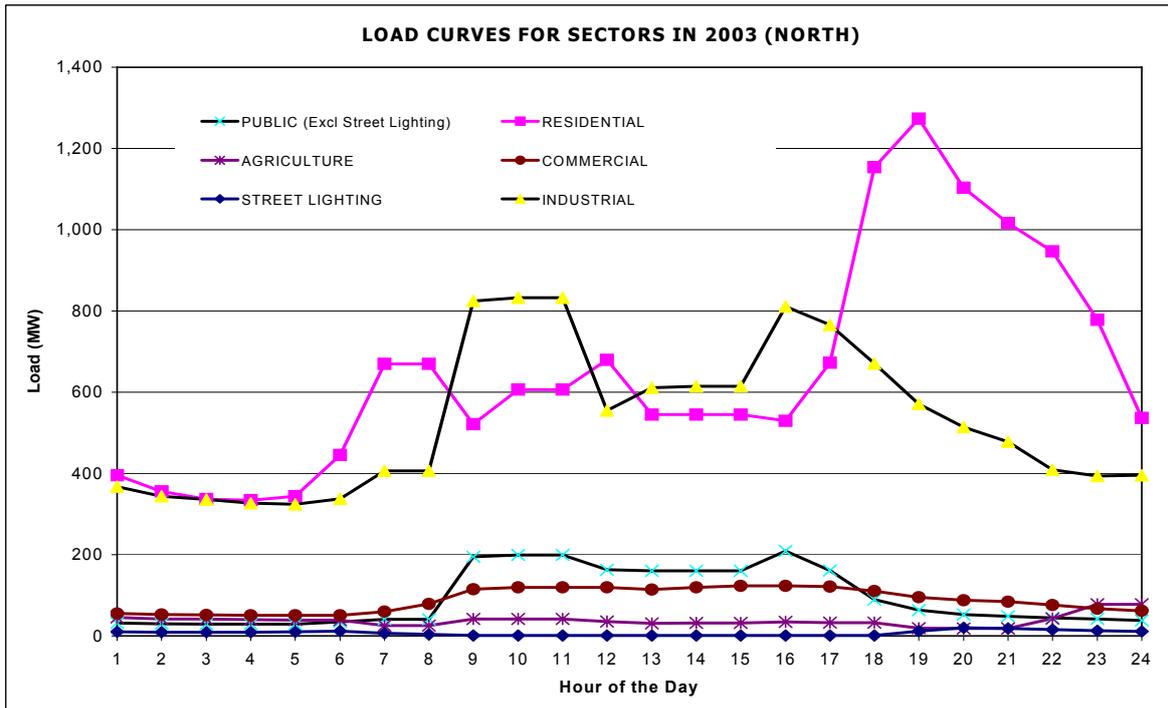


図 2-1-3 セクター別ロードカーブ (2003年)

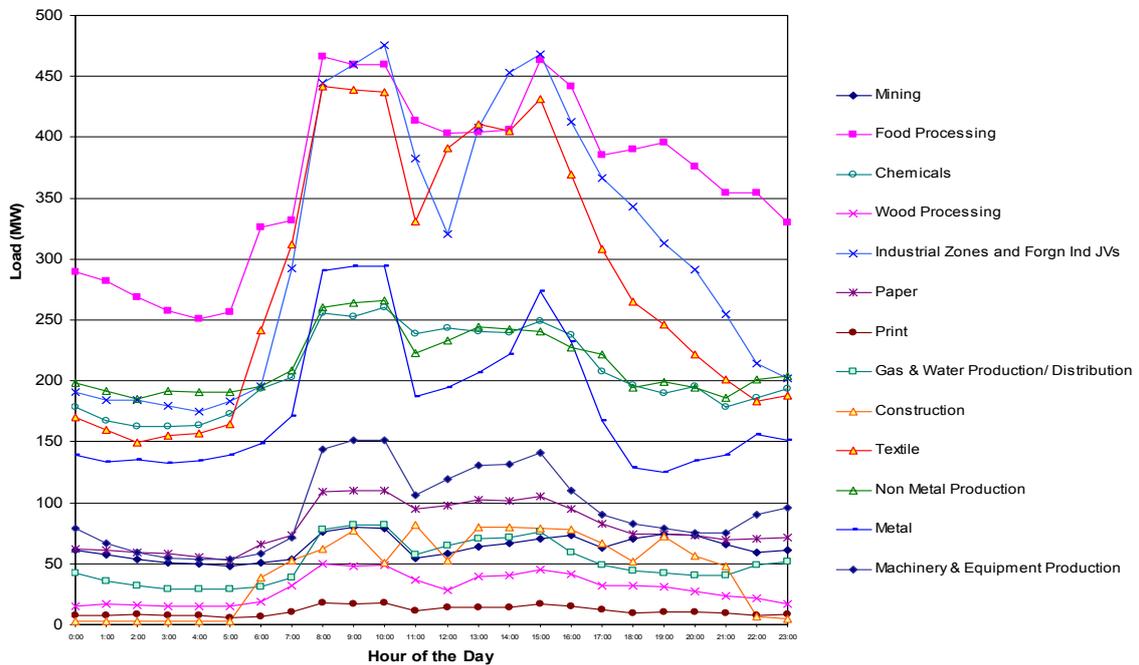


図 2-1-4 サブセクター別ロードカーブ

c. DSM プログラムへの期待

夕方のピークロードの減少のため、TOU (Time of Use)メータ、照明器具の転換、ロードコントロール器具の設置というようにいくつかの DSM (Demand Side Management) プログラムが導入された。これは、現状のピークロードを減少させることを狙いとしている。

表 2-1-6 TOU メータ導入数と電力測定

年・分野	販売電力量 (MWh)				TOU メータ数
	Off-peak	Peak	Low	Total	
2000	2,480.0	523.8	1,006.4	4,010.2	3,526
工業	2,379.9	494.8	974.6	3,849.3	3,226
商業	100.1	29.1	31.8	160.9	300
2001	3,550.9	739.2	1,394.1	5,684.2	4,695
工業	3,389.2	692.1	1,345.7	5,426.9	4,323
商業	161.7	47.1	48.4	257.3	372
2002	5,525.6	1,169.7	2,039.4	8,734.7	15,900
工業	5,196.8	1,075.7	1,956.2	8,228.6	14,266
商業	328.9	93.9	83.2	506.1	1,634
2003	8,779.6	1,856.5	3,096.5	13,732.7	29,974
工業	8,259.4	1,707.1	2,964.0	12,930.5	25,507
商業	520.2	149.5	132.5	802.2	4,467

Source: Institute of Energy

TOU メータプログラムは 2000 年から適用され、メータの個数とピーク時、通常時、オフピーク時における電力使用量の数値が表 2-1-6 に示されている。TOU メータプログラムは工業と商業の 2 セクターのみに適用されている。

民生の照明用電力は 1 日のピークロードにおいて大きな割合を占めている。従って、民生用の照明のワット数を減少させることは、電力システムのピークロードの減少につながる。この DSM の照明プログラムでは照明ワット数の削減がパイロットスケールで実施された。(現有のランプ(50~70W)を小さなランプ(15~20W)に変えたり、40W 蛍光灯を 32~36W 蛍光灯に替えたりした。) 将来このプログラムは大規模なスケールで行われ、良い結果をもたらすものと期待されている。

2.1.4 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

(1) 2000-2004 年の電力需要予測のレビュー

EVN による 2000-2004 年の電力発電量と消費量の統計を基にして、第 5 次 MP による電力需要予測のレビューと比較を行った。表 2-1-7 と表 2-1-8 は電力需要の実績と計画値の比較を示している。(図 2-1-5, 図 2-1-6)

表 2-1-7 実績と計画値（第5次 MP）との比較

Year	Energy Sales (GWh)				Peak (MW)			
	Actual	Forecasted in MP 5			Actual	Forecasted in MP 5		
		Low	Base	High		Low	Base	High
2000	22,404	21,394	21,394	21,394	4,893	4,477	4,477	4,477
2001	26,851	23,651	23,844	24,068	5,655	4,902	4,942	4,988
2002	30,234	26,165	26,597	27,112	6,552	5,381	5,470	5,576
2003	34,841	28,978	29,706	30,593	7,408	5,920	6,069	6,250
2004	39,596	32,103	33,192	34,550	8,283	6,510	6,731	7,006

Source:第5次 MP と EVN からのデータ提供

表 2-1-8 実績と計画値（第5次 MP）との差異

Year	電力販売量差異 (%)			ピーク需要差異 (%)		
	Low	Base	High	Low	Base	High
2000	-4.5	-4.5	-4.5	-8.5	-8.5	-8.5
2001	-11.9	-11.2	-10.4	-13.3	-12.6	-11.8
2002	-13.5	-12.0	-10.3	-17.9	-16.5	-14.9
2003	-16.8	-14.7	-12.2	-20.0	-18.1	-15.6
2004	-18.9	-16.2	-12.7	-21.4	-18.7	-15.4

(注意) (Forecast - Actual) / Actual *100

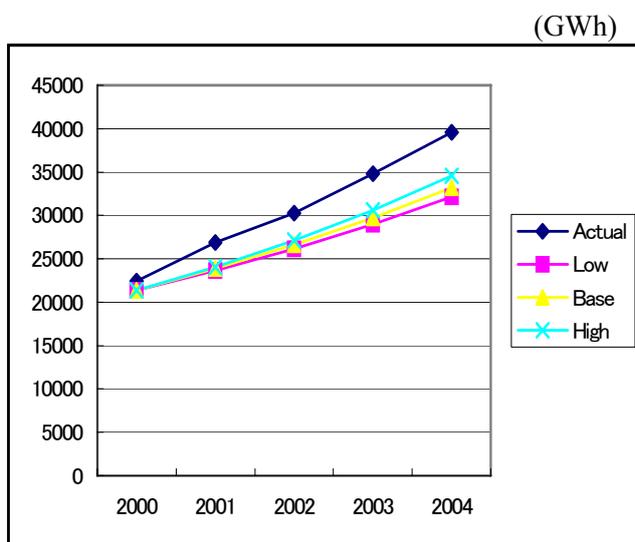


図 2-1-5 販売電力量の実績と第5次 MP (High, Base, Low)

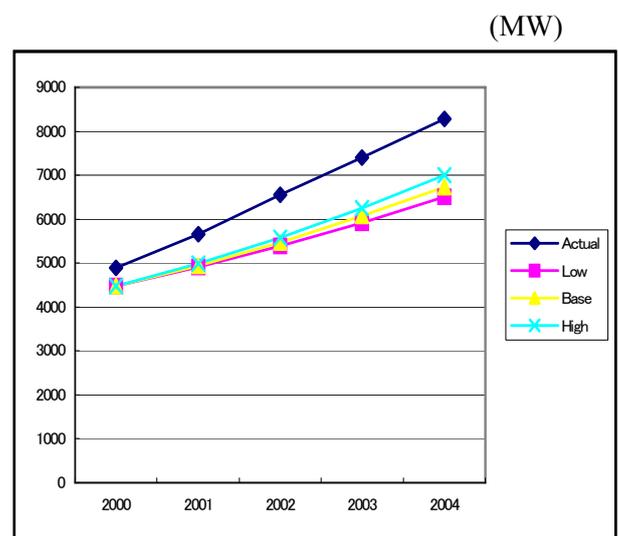


図 2-1-6 ピーク電力の実績と第5次 MP (High, Base, Low)

(2) 第5次MPの電力需要予測における誤差の理由

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。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2-1-10）よりも低い数値であったため生じたものである。

表 2-1-9 社会経済成長シナリオ

シナリオ	Low	Base	High
期間	2001-2010	2001-2010	2001-2010
実績		7.2%	
第5次MP	6.5%	7.4%	8.0%

Source:第5次MPとIEからの入手資料

表 2-1-10 販売電力量の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

(3) 電力消費量の増大の理由

2000-2004年の間における電力消費に関する統計や各電力会社や各地域での電力消費増加率の推移を調べてみると、この期間での電力消費の増大理由は以下の通りである。

- 送電線・配電線の拡張による地方電化が進んだこと
- 工業地帯、輸出加工区、工業団地の数が増えたこと。工業地域に多くの企業が誘致され生産、ビジネス、インフラの建設が活発化したこと
- 鉄鋼、セメント、食品加工、化学産業の大規模な工場が操業を開始したこと
- 水産業と造船業が建設されるようになったこと

(4) 地域毎の電力需要の成長

a. 北部地域

北部地域は28の市・省があり、Power Company 1、ハノイ Power Company, Hai Phong Power Company によって電力は管轄されている。2000-2003年の間の電力消費に関する統計によれば、全地域での電力消費増加率は16.3%で、PC1が18%、Hanoi PCが14%であった。この4年間で高い増加率を示した省はHung Yen (30.7%/年), Vinh Phuc (29%), Thai Nguyen (20%), Nghe An (22%), Bac Ninh (19.5%), であった。それとは別にPC1管轄下の10の省は15%以上の高い増加率になっている。先に述べた省の電力消費の増加率は今後数年間は高く推移すると思われる。

また、2000-2003年の間に工業地帯、輸出加工区などが作られてきた。これらは、電力の需要を急激に増大させる要因で、北部地域では、Hanoi・Hai Phong・Quang Ninhのような大きな都市の郊外に位置している。「改訂第5次MP」によると、2010年まで

に北部では 107 箇所の工業地帯が作られる見通しで、これらの中で、Thach Khe 鉄鋼、Nghi Son 石油精製所、Nghe An 金属のような大きなプラントも出来るものと予想されている。これにより、753MW 以上の電力需要増が見込まれている。

b. 中部地域

中部地域は 12 の省からなり、PC3 が管轄している。2000-2003 年での中部全地域の平均増加率は 8%であった。Quang Nam が最も高く 19.2%である。今後は中部地域の電力消費は多くの工業地帯や輸出加工区が作られ、特に Dung Quat 石油精製会社が出来ることによる需要増も見込まれる。2010 年までには中部地域には 67 箇所の工業地帯が作られる見通しで、これにより、933MW (Dung Quat 工業地帯を含む) の電力需要増が予想されている。

c. 南部地域

南部地域は 21 の市と省があり、PC2、Ho Chi Minh City PC と Dong Nai PC が管轄している。2000-2003 年における電力消費に関する統計によれば、南部全地域での電力消費増加率は 18.3%で、最も高いのは PC2 (22%), Dong Nai PC (20.2%), Ho Chi Minh City PC (15.0%)である。PC2 感管轄下のいくつかの省は Binh Duong (54%), Bac Lieu (37%), Binh Thuan(25%), Vung Tau (25.5%) の様に高い増加率を示した。セクター別では、最も高い増加率は工業で、次いで民生と商業である。2010 年までには南部地域には 90 箇所の工業地帯が作られる見通しで、その中には、Dong Nai セメント、Lam Dong アルミ金属のような大規模なプラントもある。これに伴い、1,093MW の電力需要増が予想されている。

2.2 エネルギーセクター

2.2.1 組織体制

1994 年までは、エネルギー省 (MOE) が電力ならびに石炭分野の経営管理組織を管轄していた。ただし、石油・ガス分野は政府直轄管理となっていた。その後、1995 年 1 月 27 日付けの政令により「ベトナム電力公社 (EVN)」が国営企業として設立された。また、同様に「ベトナム石炭公社 (Vinacoal)」が国営企業として設立された。エネルギー省は、重工業省および軽工業省と統合され工業省 (MOI) となり、以降工業省が電力 (EVN)、石炭 (Vinacoal) を含め管轄することとなった。石油・ガス (Petrovietnam) についても、長年に及ぶ首相府直轄管理を経て、2003 年 5 月 28 日付けの首相決定により MOI 傘下となることが決定された。

しかし、未だに総合国家エネルギー政策、計画は存在せず、各セクターでそれぞれの政策・マスタープラン策定が行われている現状にある。工業省は 2005 年末を目途に総合エネルギーの策定、承認を目指している。

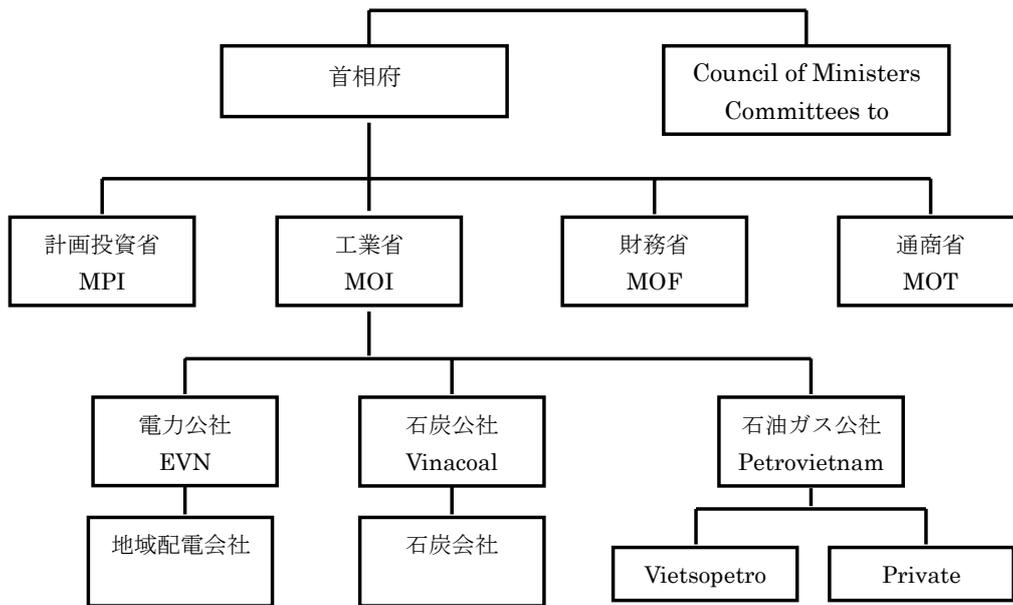


図 2-2-1 エネルギーセクター組織図

2.2.2 エネルギー資源

(1) 水力

a. 埋蔵量

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 2-2-1 に示すとおりである。

2004 年末現在小水力を含めて水力発電所の設備据付総容量は 4,195MW、年間発生電力量は 180 億 kWh であり、全国の経済的水力開発可能ポテンシャルの 21.6%を占めている。

表 2-2-1 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

第 5 次 MP、改訂第 5 次 MP、プレ第 6 次 MP における 2001-2010 年の水力の開発量の比較図を図 2-2-2 に示す。第 5 次 MP では大型水力の開発が主で 10 ヶ年間の開発設備量は 3,342MW であったのに対し、改訂 5 次 MP では、100MW 以下の中小水力の開発が計画に織り込まれ、10 ヶ年間の開発設備量は 5,646MW と 69%増となった。さらに、プレ第 6 次 MP では、7,626MW と第 5 次 MP の 2.3 倍を計画している。特に、プレ第 6 次 MP ではソラ水力発電所の初号機の運転開始時期が 2012 年から 2010 年に早められている。

プレ第 6 次 MP の計画通り開発が進んだ場合、2010 年末の水力発電設備量は 10,546MW と経済的水力開発可能量の 51%に達することになる。

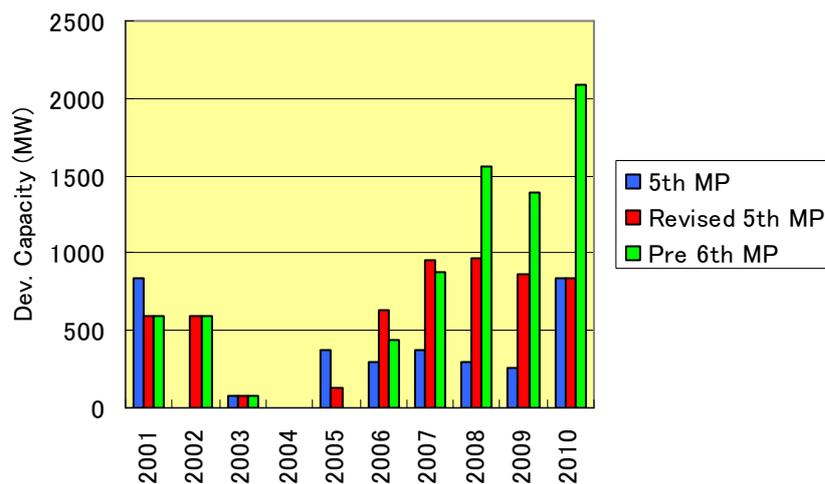


図 2-2-2 水力発電所開発量(2001-2010)の比較

b. 開発計画

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。

改定 5 次 MP 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%）、2020 年時点の全水力発電設備量は 16,080MW となる。この結果、2020 年には経済的開発可能設備量の 78%の開発が完了する見込みである。

(2) 石油・ガス

a. 埋蔵量

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、生産を開始した。引き続き、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、Nam Con Son 堆積盆地の Lan Tay 区域から Phu My 火力発電所に 2002 年末からガス供給が開始された。

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。ガスは Nam Con Son, MaLay-Tho Chu と Song Hong 堆積盆地等に分散している。

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 2-2-2 に示すとおりである。

表 2-2-2 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

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。

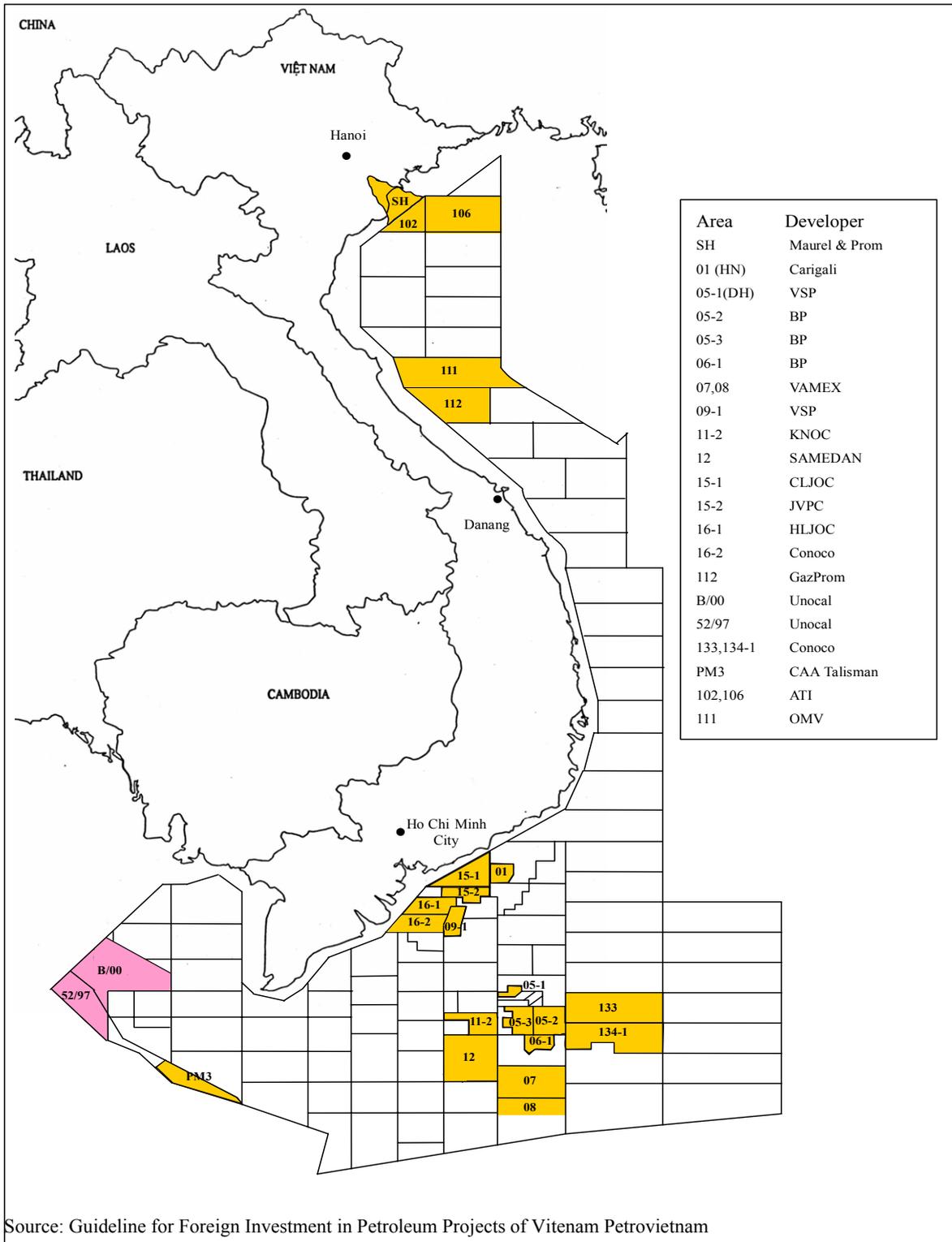
なお、第 5 次マスタープランでは、石油・ガスの残存埋蔵量は、石油 3.9 億トンおよびガス 617BCM と推定されていた。

ベトナムにおける石油・ガス資源の現在の開発状況および分布図を表 2-2-3、図 2-2-3 にそれぞれ示す。

表 2-2-3 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)					
	01,02 (Ruby, Emerald)	Petronas Carigali/ PVEP	25.5	1		Expected first gas in 2005
	15-2 (Rang Dong)	JVPC/ Conoco/ PVEP	9	0.5		Associated Gas under production
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, 2003



Source: Guideline for Foreign Investment in Petroleum Projects of Vitenam Petrovietnam

図 2-2-3 石油・ガス資源分布

b. 生産実績

開発された 8 箇所の石油・ガス田から、2004 年末までに 169.9MMTOE の石油と 18.7BCM のガス（トータル 188.6MMTOE）が採掘され、発電およびその他の需要に応じて供給された。

石油とガスの供給実績はそれぞれ表 2-2-4、表 2-2-5 に示すとおりである。

表 2-2-4 原油生産実績 (Unit: million ton)

Field	Commissioning Time	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Bac Ho	6/1986	0.04	0.28	0.69	1.52	2.70	3.96	5.50	6.31	6.90	6.60	7.97	9.41	10.91	11.60	11.99	12.77	13.51
Rong	12/1994									0.01	0.11	0.25	0.02	0.09	0.53	0.60	0.55	
Dai Hung	10/1994									0.15	0.96	0.58	0.37	0.53	0.36	0.25	0.14	0.12
Bunga Kakwa*	7/1997												0.15	0.28	0.33	0.35	0.37	0.39
Rang Dong	8/1998													0.42	1.35	1.55	2.14	3.07
Ruby	10/1998													0.09	1.05	1.12	1.03	
Total		0.04	0.28	0.69	1.52	2.70	3.96	5.50	6.31	7.06	7.67	8.80	9.95	12.32	15.22	15.86	17.00	17.09

* Output of Bunga Kakwa field (Vietnamese share = 50%)

表 2-2-5 ガス生産実績 (Unit: MCM)

Field	Commissioning Time	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Bac Ho	6/1995										183.0	290.0	540.0	1018.0	1413.6	1700.0	1704.0	1650.0
Thien Hai "C"	12/1981	154.8	37.2	35.5	16.4	5.6	28.0	19.3	23.0	25.3	23.5	23.0	22.0	21.0	21.3	21.5	20.0	20.0
Rang Dong	End of 2002																	380.0
Lan Tay	End of 2003																	225.0
Total		154.8	37.2	35.5	16.4	5.6	28.0	19.3	23.0	25.3	206.5	313.0	562.0	1039.0	1434.9	1721.5	1724.0	2275.0

Source: Petroleum and gas magazine, June 2002 and Scientific and Technological Conference 2000 "Nganh dau khi truoc them the ky 21"
Figures of 2002 provided by Institute for Petroleum and Gas

c. 開発計画

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 2-2-7 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 2-2-6 石油・ガス開発計画 (Unit: million m³ OE)

	2000	2005	2010	2020
石油生産量	16.5	17.6-18	20.6-21.6	11-18
ガス生産量	1.5	6.7	11.5-13.5	14-18

Source: Institute of Energy, 2003

(3) 石炭**a. 埋蔵量**

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。石炭鉱床の地質年代は若いですが、地殻変動運動の強い圧力を受け、瀝青炭から半無煙炭および無煙炭へ変化した。

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(表 2-2-7 参照)。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(表 2-2-8 参照)。

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(表 2-2-9)。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 2-2-7 石炭埋蔵量 (2003 年時点)

(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	623.00	425.06	237	991
Hong Gai	526.91	37.31	247.77	241.83	54	513
Uong Bi	1,328.98	79.99	682.00	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
Total	3,808.53	438.73	1,980.48	1,389.32	881	3,109
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 2-2-8 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
1	Cam Pha area	3,165,239	840,995	836,094	1,488,150
2	Hon Gai area	1,858,010	255,079	368,222	1,234,709
3	Uong Bi area	4,650,161	731,947	793,630	3,124,584
II	Local area	2,608,322	913,838	702,484	992,000
1	Binh Minh – Khoai Chau	1,581,000	525,000	564,000	492,000
2	Other areas	1,027,322	388,838	138,484	500,000
	Total	12,281,732	2,741,859	2,700,430	6,839,443

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

表 2-2-9 紅河デルタ炭量総括表 (Unit: thousand 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

b. 生産実績

石炭セクターは 120 年以上に亘って発展してきた。2004 年末までの石炭生産量は 333.5 million ton にのぼる。そのうち、Vinacoal が設立された以降の 1995-2004 の 10 年間の生産量は 131.1 million ton であり、総生産量の 39% を占める (表 2-2-10 参照)。

また、坑内掘りの比率は 1995 年の 26% から 2004 年 36% と年々増加している。

表 2-2-10 石炭公社の生産実績 (Unit: thousand ton)

No	Items	Production					
		1995	2000	2001	2002	2003	2004
1	Rough coal	9,369	12,200	14,589	17,078	19,979	27,100
	Of which: - Open pit	6,932	7,889	9,585	10,981	12,975	17,400
	- Underground mining	2,437	4,311	5,004	6,074	6,947	9,700
2	Washed coal	8,116	11,053	12,849	15,425	18,499	23,500
3	Consumed coal	7,592	11,520	13,046	14,833	18,825	24,000
	Of which: - For export	2,782	3,095	4,197	5,536	6,468	10,500
	- Domestic demand	4,809	8,425	8,849	9,297	12,357	13,500

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

c. 開発計画

2003年時点と2005年時点(High Case)の石炭開発計画の比較を表 2-2-11 に示す。改定5次MPの時点に比べ、現時点の石炭開発量は2倍程度と大幅に増加している。

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。

今後は環境社会配慮を十分しながら、石炭火力は、ベース電源として積極的に開発することとしている。

表 2-2-11 石炭開発計画の比較 (Unit: million ton)

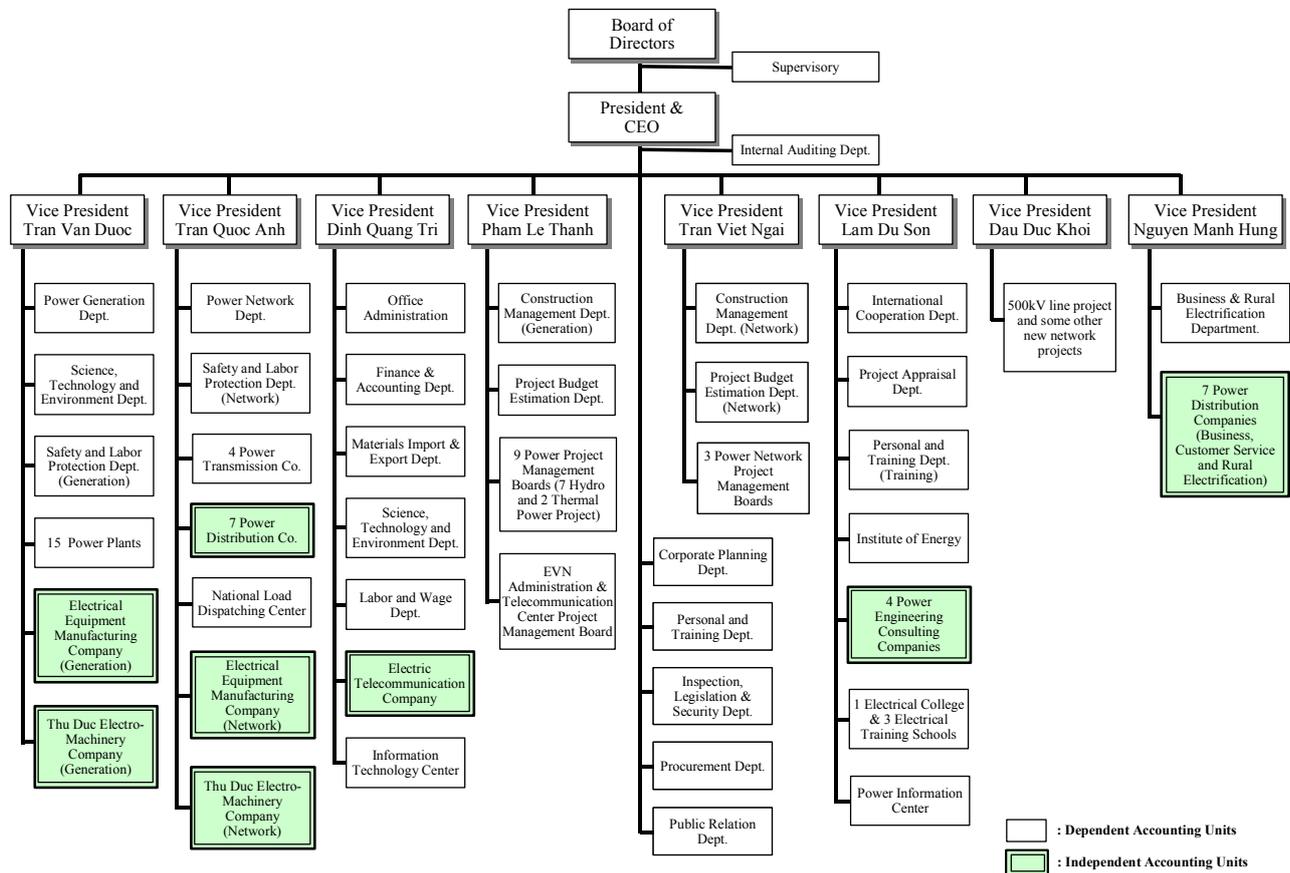
	2000	2005	2010	2015	2020
2003年計画	10.5-11.0	16	24	27	30
2005年計画	—	31.7	45.2	50.8	59.7

Source: upper, Vinacoal M/P, 2003
lower, Report on Vietnam Coal Evaluation, 2005

2.3 電力システム計画

2.3.1 組織体制

ベトナムの電力セクターでは、工業省（MOI）が政策の企画立案を担当し、工業省の管轄下の EVN が、発電、送電および配電を一貫して運営している。大規模な設備投資の企画立案や電力料金の決定以外は、原則 EVN に権限が委譲されている。具体的には、EVN が直轄企業（発電所、給電指令所、地域送電会社 4 社）を通じて全国の発送電事業を行い、傘下の独立採算組織（Independent Accounting Unit）である地域配電会社 7 社（ドンナイ PC、ハイフォン PC、ハノイ PC、ホーチミン PC、PC1、PC2、PC3）に電力を卸売りしている（図 2-3-1）。EVN における意思決定は、最高意思決定機関である Board of Management (BOM) と業務執行を指導監督する機関である Board of Directors (BOD) が行っている。



Source: EVN

図 2-3-1 EVN 組織図

2.3.2 電源開発計画のレビュー

(1) 電源開発計画

ベトナム国における電源開発計画策定のための現在の手法、およびデータベース（各個別計画地点の計画諸元、建設費ならびに運転制約条件等）をレビューするとともに、電源開発地点の進捗状況を確認し、第5次MPとの相違点を明確にする。

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

2004 年末におけるベトナム国の既設電源設備一覧を表 2-3-1 に示す。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。

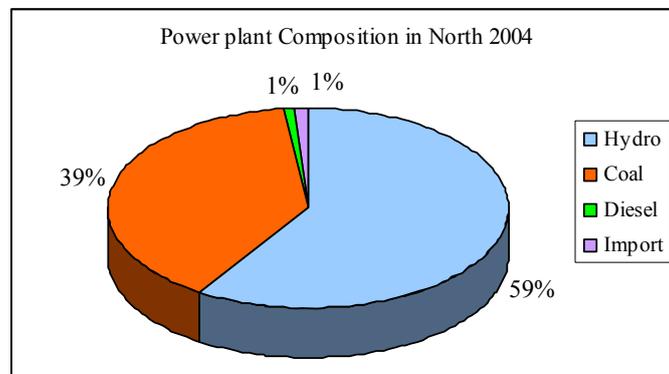
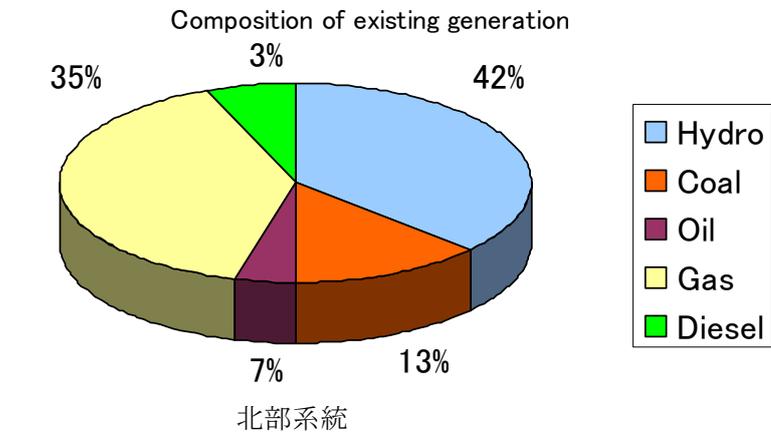
表 2-3-1 既設電源設備一覧

as of end of 2004

	Type	Name	Unit Capacity (MW)	Unit No.	Total Capacity (MW)	Available Capacity (MW)	Year of Commissioning
North	Hydro	Hoa Binh	240	8	1,920	1,920	1989-1994
		Thac Ba	40	3	108	120	1970-1973
		Hydro Total				2,028	2,040
	Coal Thermal	Pha Lai 1(coal)	110	4	440	400	1983-1986
		Pha Lai 2(coal)	300	2	600	600	2002
		Uong Bi(coal)	55	2	105	105	1975-1977
Ninh Binh(coal)		25	4	100	100	1974-1976	
Coal Total				1,245	1,205		
Sub Total				3,273	3,245		
Central	Hydro	Vinh Son	33	2	66	66	1994
		Song Hinh	35	2	70	70	2000
		Ialy	180	4	720	720	2001-2002
	Hydro Total				856	856	
Sub Total				856	856		
South	Hydro	Tri Ah	100	4	400	440	1988-1989
		Da Nhim	40 x 4		160	160	1963-1964
		Thac Mo	75	2	150	150	1995
		Ham Thuan	150	2	300	300	2001
		Da Mi	88	2	175	175	2001
		Hydro Total				1,185	1,225
	Oil Thermal	Thu Duc(DO)	33, 66 x 2		165	153	1966-1973
		Can Tho(FO)	35	1	35	33	1975
	Oil Total				200	186	
	Gas Thermal	Can Tho(GT)	38	4	150	136	1996-1999
		Thu Duc(GT)	23.4, 14.7, 37.5 x 2		126	89	1968-1992
		Baria(C/C)	23.4 x 2, 37.5 x 6, 58 x 2		399	322	1991-2001
Phu My 1(C/C)		240 x 3, 370		1,138	1,110	2000-2001	
Phu My 2-1(C/C)		145 x 2, 140 x 2, 162		804	730	1997-1999, 2003	
Phu My 4(C/C)				468	448	2004	
Gas Total				3,085	2,835		
Sub Total				4,470	4,246		
Diesel and small hydropower plants					454	140	
IPP/BOT	South	Phu-My 3(C/C)	230 x 2, 260		733	690	2003
	South	Phu-My 2-2(C/C)	231 x 2, 260		733	0	2005
	South	Can Don(Hydro)	39	2	78	78	2003
	South	Hiep Phuc(FO)	125	3	375	375	
		Bourbon(DO)			24	24	
	North	Nomura(DO)			58	0	
		Amata(DO)			13	13	
		Vedan(FO)			72	72	
		Na Loi	3	3	9	9	
	North	Nam Mu	4	3	12	12	
	North	Na Duong	55	2	110	0	
	South	Formosa	160	1	160	155	
		Mua TQ	42	1	42	42	
IPP Total				2,419	1,470		
Total					11,472	9,957	

Source: NLDC statistical report

ベトナム国系統全体の電源構成



中南部系統

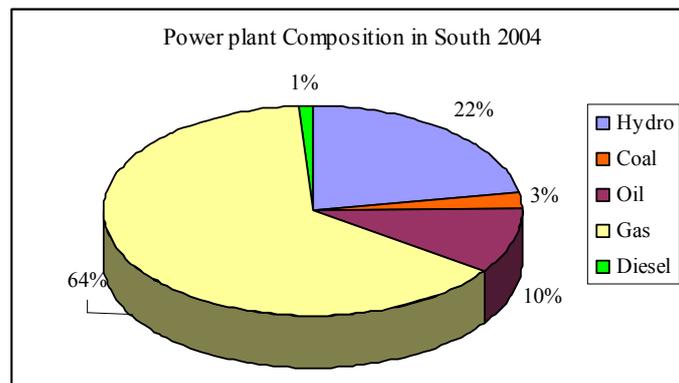


図 2-3-2 既設電源構成 (2004 年末時点)

改訂第 5 次 MP の開発計画 (表 2-3-2) においても、同様であり、2010 年末における電源構成は、図 2-3-3、図 2-3-4 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 500 kV 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。

表 2-3-2 改訂第 5 次 MP (その 1)

Year of Commission	Name of plant	Unit No.	Type	Fuel	Installed Capacity (MW)	Region
2004	Phu My 2-2(CCGT)-BOT	1	GT	Gas	230	South
	Phu My 2-2(CCGT)-BOT	2	GT	Gas	230	South
	Na Duong-IPP	1	ST	Coal	50	North
	Na Duong-IPP	2	ST	Coal	50	North
	Phu My 2-2(CCGT)-BOT	3	ST	Gas	260	South
	Phu My 4	3	ST	Gas	150	South
2005	Se San 3	1	Hydro	Hydro	130	Central
	Cao Ngan-IPP	1	ST	Coal	50	North
	Cao Ngan-IPP	2	ST	Coal	50	North
	Phu My 2-1 Ex.	6	ST	Gas	140	South
	Uong Bi Ex.	1	ST	Coal	300	North
2006	Ca Mau(CCGT)-IPP	1	GT	Gas	240	South
	Ca Mau(CCGT)-IPP	2	GT	Gas	240	South
	Bac Binh-JV	1	Hydro	Hydro	35	South
	Bao Loc	2	Hydro	Hydro	23	South
	Binh Dien	1	Hydro	Hydro	20	Central
	Dai Nga	1	Hydro	Hydro	20	Central
	Dak Rti'h	1	Hydro	Hydro	72	Central
	Eak Rong Rou	1	Hydro	Hydro	34	Central
	La Ngau	1	Hydro	Hydro	38	South
	Ngoi Bo	1	Hydro	Hydro	20	North
	Ngoi Phat	1	Hydro	Hydro	35	North
	Nhan Hac&Ban Coc	1	Hydro	Hydro	32	North
	Se San 3	2	Hydro	Hydro	130	Central
	Se San 3A(Poko)-IPP	1	Hydro	Hydro	100	Central
	Srok Phu Mieng	1	Hydro	Hydro	54	South
	Tra Som	1	Hydro	Hydro	24	South
	Tuyen Quang(Na Hang)	1	Hydro	Hydro	114	North
	Ca Mau(CCGT)-IPP	3	ST	Gas	240	South
	Cam Pha 1-IPP	1	ST	Coal	300	North
	Hai Phong-JV	1	ST	Coal	300	North
O Mon 1	1	ST	FO	300	South	

表 2-3-3 改訂第 5 次 MP (その 2)

Year of Commission	Name of plant	Unit No.	Type	Fuel	Installed Capacity (MW)	Region
2007	Nhon Trach	1	ST	Gas	300	South
	A Vuong	2	Hydro	Hydro	170	Central
	Coc San-Chu Linh	1	Hydro	Hydro	70	North
	Da Dang Dachamo	1	Hydro	Hydro	16	Central
	Dai Ninh	1	Hydro	Hydro	150	South
	Dak Rinh	1	Hydro	Hydro	100	Central
	Dan Sach	1	Hydro	Hydro	6	South
	Na Le	2	Hydro	Hydro	90	North
	Quang Tri(Rao Quan)	2	Hydro	Hydro	70	Central
	Thac Muoi	1	Hydro	Hydro	53	North
	Tuyen Quang(Na Hang)	2	Hydro	Hydro	114	North
	Tuyen Quang(Na Hang)	3	Hydro	Hydro	114	North
	Hai Phong-JV	2	ST	Coal	300	North
	Ninh Binh Ex.	1	ST	Coal	300	North
	O Mon 1	2	ST	FO	300	South
2008	Nhon Trach	2	ST	Gas	300	South
	Ban La	2	Hydro	Hydro	300	North
	Buon Kuop	1	Hydro	Hydro	140	Central
	Cua Dat-IPP	1	Hydro	Hydro	97	North
	Dai Ninh	2	Hydro	Hydro	150	South
	Eak-Rong Huang	1	Hydro	Hydro	65	Central
	Iagrai	1	Hydro	Hydro	9	Central
	Nam Mu	1	Hydro	Hydro	11	North
	Plei Krong	1	Hydro	Hydro	110	Central
	Song Hieu	1	Hydro	Hydro	5	North
	Thac Mo Ex.	1	Hydro	Hydro	75	South
	Nam Mo (Laos)		Purchase	Laos	100	North
	Quang Ninh-JV	1	ST	Coal	300	North
	Uong Bi Ex.	2	ST	Coal	300	North
2009	An Khe-Ka Nak	1	Hydro	Hydro	163	Central
	Boun Kuop	2	Hydro	Hydro	140	Central
	Buon Tua Srah	1	Hydro	Hydro	85	Central
	Dong Nai 4	1	Hydro	Hydro	270	South
	Song Tranh 2	1	Hydro	Hydro	120	Central
	Srepok 3	1	Hydro	Hydro	180	Central
	Quang Ninh-JV	2	ST	Coal	300	North
2010	O Mon 2(CCGT)-JV	1	GT	Gas	250	South
	O Mon 2(CCGT)-JV	2	GT	Gas	250	South
	Ban Chat	1	Hydro	Hydro	200	North
	Dong Nai 3	1	Hydro	Hydro	240	South
	Song Ba Ha	1	Hydro	Hydro	125	Central
	Song Con 2	1	Hydro	Hydro	70	Central
	Upper Kon Tun	1	Hydro	Hydro	110	Central
	Se Kaman 3 (Laos)		Purchase	Laos	250	Central
Nghi Song	1	ST	Coal	300	North	

Generatio Composition in 2010

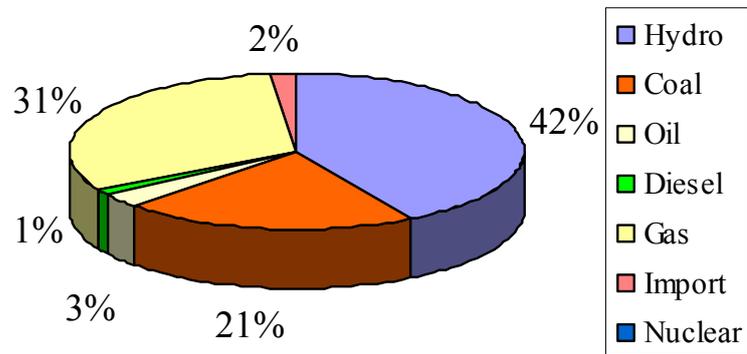
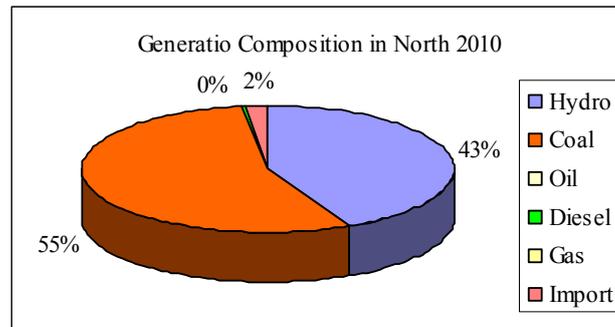
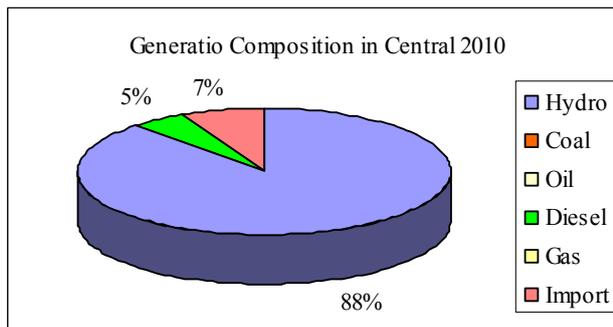


図 2-3-3 2010 年末のベトナム系統の電源構成

北部系統



中部系統



南部系統

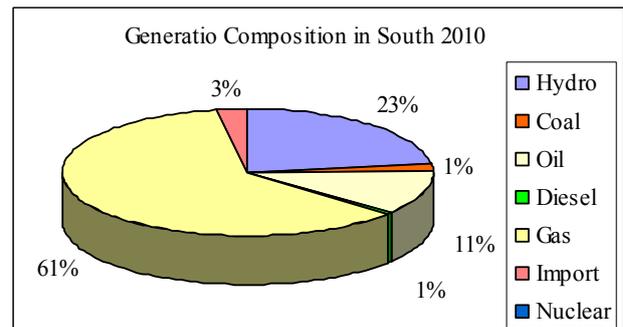


図 2-3-4 2010 年末のベトナム北部、中部、南部系統の電源構成

② 改訂第5次計画の供給信頼度

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、ベトナム国の系統を単一の系統と見なした場合と南北に分割した場合で、必要供給予備力が異なることが報告されている。改訂第5次MPの2020年断面での供給信頼度状況についてベトナム系統を南北系統の制約の無い単一系統とした場合と、北部系統および中南部系統に分けて検討した結果を報告書より引用し、図2-3-5～図2-3-7に示す。

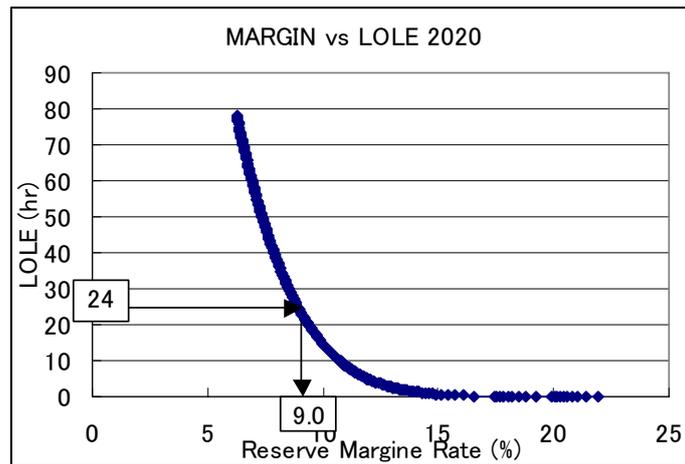


図 2-3-5 単一系統における信頼度と供給予備力の関係（2020年）

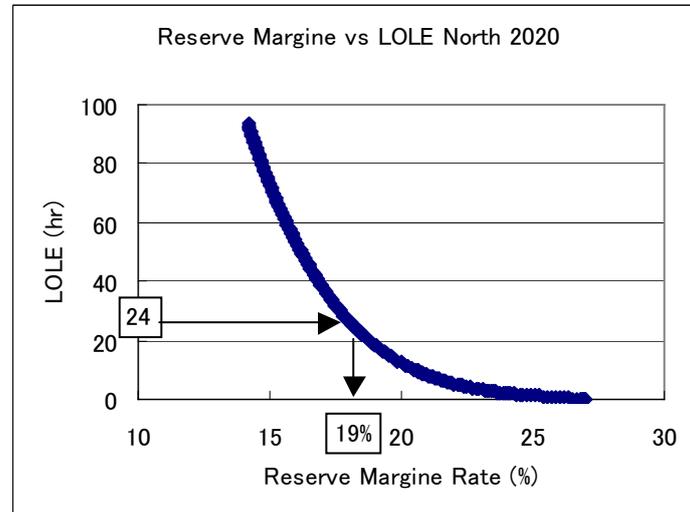


図 2-3-6 北部系統の信頼度と供給予備力の関係（2020年）

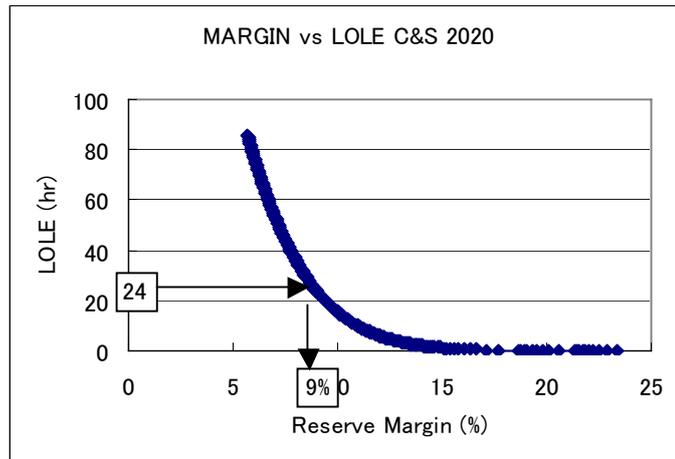


図 2-3-7 中・南部系統の信頼度と供給予備力の関係（2020年）

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。

次に、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を以下に示す。ただし、電力需要は 2004 年までは実績値、2005 年は推定実績値、2010 年は改訂第 5 次 MP 想定値とした。

表 2-3-4 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

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。計画最終年度の 2010 年時点では十分な予備力が確保される計画となっている。

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 2-3-5 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。現在この状況を踏まえて開発計画の修正 (Pre PDP 6th) が行われている。これによると、2010 年までに改訂第5次MPの開発量に加えて北部を中心に 3,000MW 以上を開発することとしている。至近3カ年の需給バランスの実績を以下に示す。

表 2-3-6 需給バランス実績

	2003		2004		2005	
	North	C&S	North	C&S	North	C&S
需 要(MW)	3,111	4,165	3,453	4,759	3,830	5,398
供給力(MW)	3,169	4,933	3,288	6,321	3,392	7,341
予備力(MW)	58	768	-165	1,562	-438	1,943
予備率(%)	1.9	18.4	-4.8	32.8	-11.4	36.0
LOLE(hour)	72	61	62	4	115	2

2005 年の推定需給バランスでは、北部系統では開発量不足ならびに開発遅延により、南北連系線の2回線化による増容量(500MW)にも関わらず、供給信頼度は基準である LOLE 24 時間を大きく下回る状況にある。一方、中南部系統では、ほぼ計画どおりの供給力増加により供給信頼度は基準の10分の1程度となり、先進国レベルの供給信頼度となっている。中南部系統の供給予備力を活用して南北 500kV 送電線を通じて融通することにより、北部系統の供給信頼度は向上する。北部系統で供給信頼度基準の24時間を満たすためには310MWの供給予備力が必要であり、不足分の438MWと合せて748MWの中南部系統からの融通が必要となる。一方、中南部系統では供給信頼度基準を満たすために1,300MWが必要である。保有している供給予備力1,943MWから1,300MWを差し引くと643MWであり、北部系統の供給予備力の不足分全てを補うことはできない。

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2-3-8に示す。

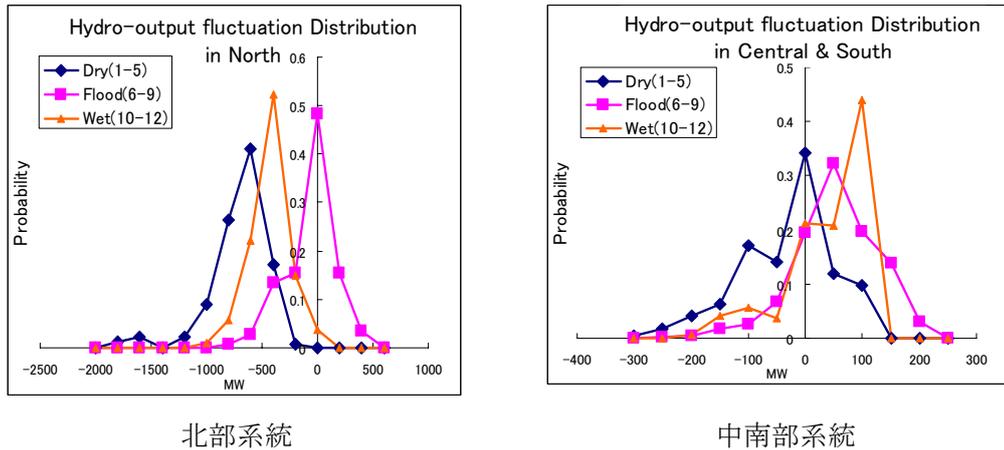


図 2-3-8 出水変動確率分布

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

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、ベトナム国の電力開発計画には、一次エネルギー供給計画との整合が取れていないことが報告されている。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。将来に亘って最経済的な電力設備形成および運用を行うためには、この一次エネルギーの偏在を考慮した地域ごとの最適電源構成を検討することが重要である。

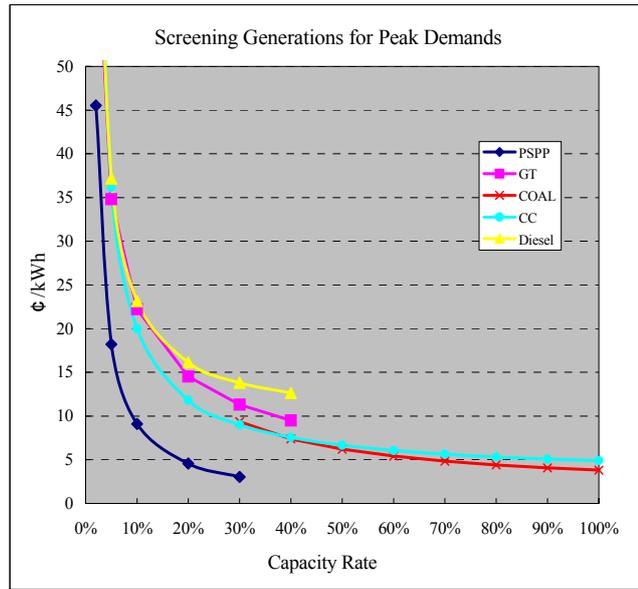
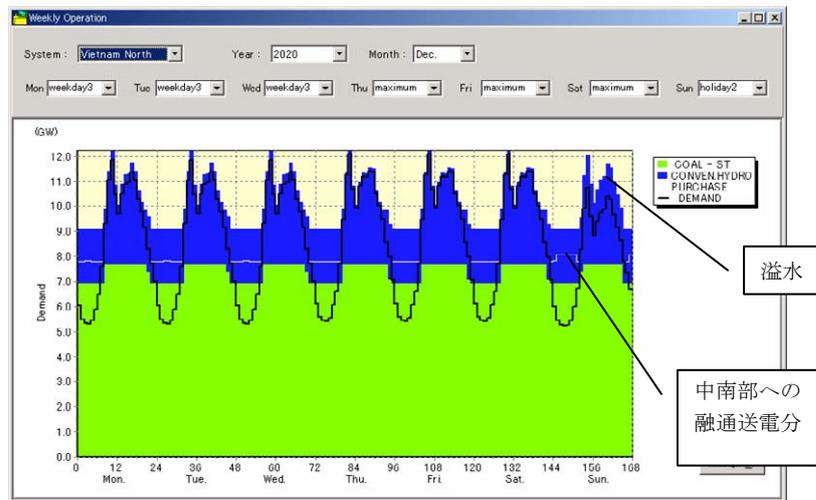


図 2-3-9 第 5 次 MP 時の燃料種別毎の利用率と発電単価の関係

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。石炭は粉末として燃焼させることから液体または気体燃料に比べて出力の調節が行い難い特性がある。このため、運転制約上からもベース電源として設備利用率が 80%程度となるように開発量を制限する必要がある。特に、雨季には水力発電所が常時発電するため、オフピーク時に石炭火力発電所の出力の減少が十分できない場合は無効放流量（発電せずに放流する量）が増大することとなる。この場合でも、連系線の容量が十分にあれば、オフピーク時の余剰電力を中南部のガス火力の焚き減らしに活用できる。

さらに、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。

北部系統の需給運用状況の例



中南部系統での需給運用状況の例

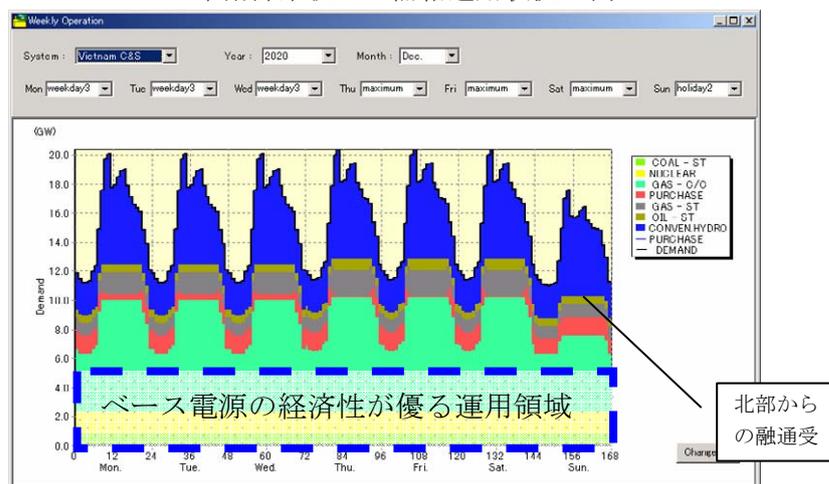


図 2-3-10 需給運用状況の例

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。

第 6 次MP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。

2.3.3 送電システムのレビュー

表 2-3-7 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 2-3-7 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 2-3-8 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 2-3-8 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 では、さらに 1 ルートを追加し、2 回線化する計画が策定された。この後、需要の急増への対応や、運用の効率性を高めるために、2003 年 3 月に改訂された第 5 次 MP において計画の見直しを行っている。改訂第 5 次 MP における 500kV 送電線の計画および現在の工事状況を表 2-3-9 に示す。主な見直しは、Phu My-Phu Lam 間、Plei Ku-Phu Lam 間、および Plei Ku –Da Nang 間、Ha Tinh-Tuong Tin 間などの、500 kV 送電線計画の前倒しであった。表 2-3-9 に示すように、送電線は、ほぼ予定通りに建設されている。2005 年の 5 月末に、Da Nang-Ha Tinh 間が完成し、これにより、南部の Phu Lam から、北部の Ha Tinh まで 500 kV 2 回線で接続されることとなった。

改訂第 5 次 MP における 500kV 変圧器の新設、増設の計画および現在の状況を表 2-3-10 に示す。Nha Be や、Phu My など南部 500kV 変電所の変圧器増設工事が、第 5 次 MP 改訂時の計画と比較し、若干遅れている。

表 2-3-9 改訂第 5 次 MP における 500kV 送電計画および建設工事状況

Works	No. of line x km	Length	Year scheduled in Revised 5 th MP	Present actual situation as of 2005
Plei Ku-Phu Lam (2nd line)	1 x 547	547	2003	Completed
Phu My – Nha Be	2 x 49	98	2003	Completed
Nha Be – Phu Lam	1x16	16	2003	Completed
Nha Be-O Mon	1x180	180	2005	Cai Lay-O Mon Sep 2005 2009 Designed for 500 kV now under operation of 220 kV
Plei Ku-Doc Soi-Da Nang	1x300	300	2004	Completed
Da Nang-Ha Tinh	1x390	390	2 nd quarter/2005	Completed (May 2005)
Ha Tinh-Tuong Tin	1x335	335	2005-2006	Not yet
Branch to Nho Quang 500 kV station	2 x 30	60	2005	2005
Subtotal		1,926		
Branch to Dong Nai	2x20	40	2008-2009	-
Quang Ninh-Thuong Tin	1x110	110	2007-2008	-
Phu Lam –O Mon	1x170	170	2006-2007	-
Phu My-Nhon Trach	1x30	30	2008-2009	-
Song May-Nhon Trach	1x 20	20	2009	-
Song May-Tan Dinh	1x30	30	2009-2010	-
Subtotal		400		

表 2-3-10 改訂第 5 次 MP における 500kV 変圧器の新設、増設および建設工事状況

Works	No. of works x MVA	Capacity MVA	Year scheduled in Revised 5 th MP	Present actual situation as of 2005
Nha Be	2x600	1,200	2004	Dec 2005
Phu My	2x450	900	2003	One was completed, another is Dec 2005
Da Nang	1x450	450	Transformer2 2004	
O Mon	1x450	450	2005-2006	2007
Tanh Dinh	1x450	450	2005-2006	-
Thuong Tin	1x450	450	2005-2006	-
Nho Quang	1x450	450	2005-2006	2005
Subtotal		4,350		
Thuong Tin	1x450	450	Tranformer2 2007	
Tan Dinh	1x450	450	Transformer2	
Doc Soi	2x450	900	2006-2008	
Di Linh	1x450	450	Synchronizing with Dai Ninh Power Plant	
Nhon Trach	1x450	450	2008	
Quang Ninh	1x450	450	2007-2009	
Song May	1x600	600	2008-2009	
Omon	1x450	450	Transformer2	
Subtotal		4,200		

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。

系統解析ツールは、アメリカ製の PSS/E、および旧ソ連製の SDO を使用していた。

第 5 次 MP で策定された計画の範囲は、2015 年までの期間の 110kV、220 kV および 500kV 系統の計画および 2015 年、2020 年の 220 kV および 500 kV 系統の計画であった。

基幹系統については、500kV の交流電圧を最高レベルの電圧および送電方式に定めている。一般に、長距離の送電には、直流送電が有利になるケースがある。しかし、直流送電線のルート途中での分岐は、交流送電に比べ、技術的に難しく、コストが非常に高くなる。第 5 次 MP では、送電線ルートの途中での供給が必要なベトナム系統には、直流送電線は適さないが、近隣諸国との連系線には、直流送電の適用も考えられるとしている。

Thu Duc, Phu Lam, Thanh 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 2-3-11 に第 5 次 MP の 2020 年系統を示す。南北 500kV 送電線の潮流は、表 2-3-11 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 2-3-11 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

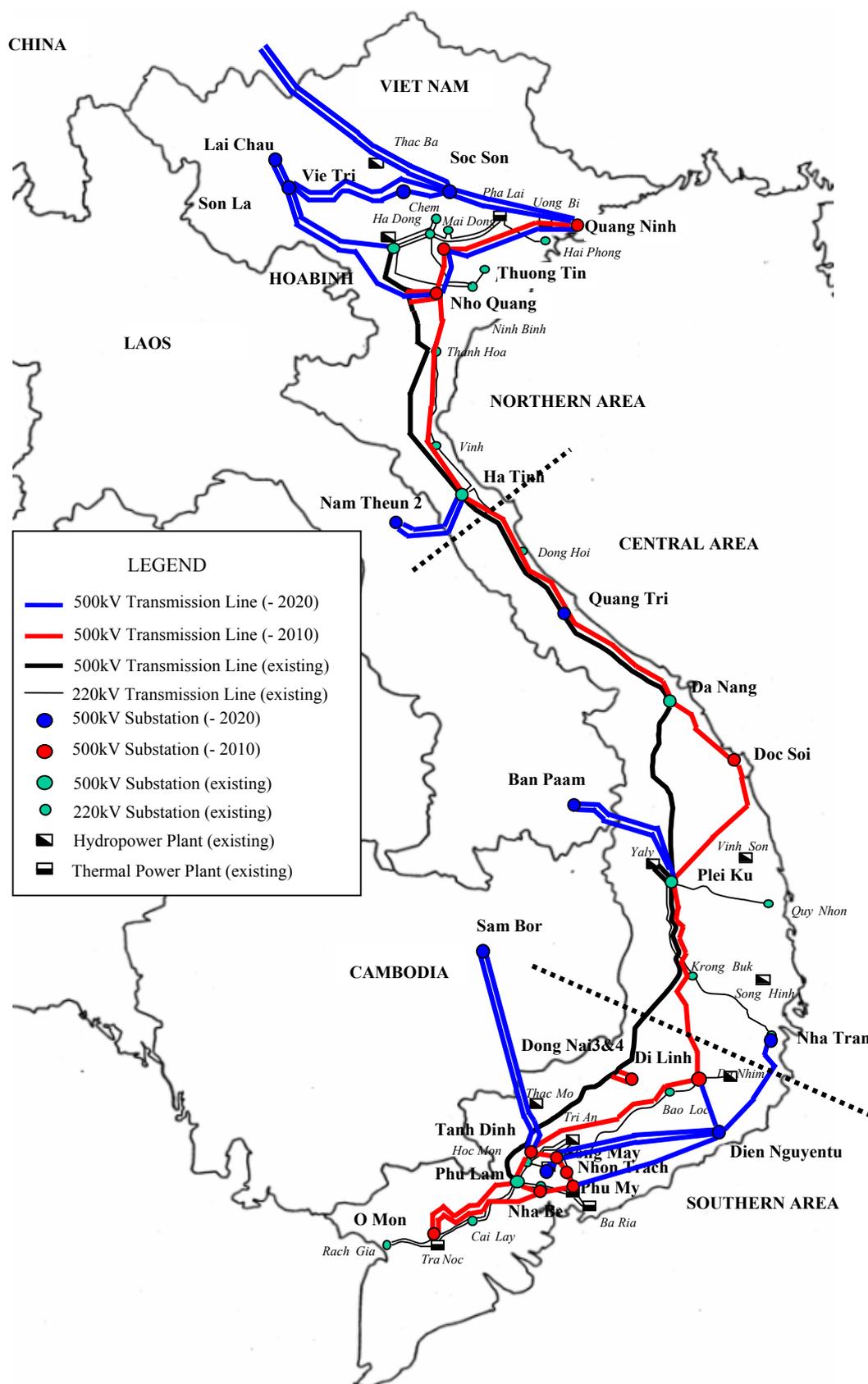


図 2-3-11 第 5 次 MP による 2020 年の 500 kV 系統

2.4 経済・財務状況

本調査によって策定されるマスタープランを円滑に実現していくためには、マスタープランに示される各事業のフィージビリティに加え EVN の財務的能力が重要な要素となることから、以下の考察を実施した。

- 電力設備投資の資金調達に大きな影響を及ぼす電力料金水準の動向
- EVN の過去 5 年間の財務諸表に基づく、財務的な現状の把握
- EVN が作成している将来の予測財務諸表の把握
- BOT、IPP の民間投資ならびに EVN の発電会社が、将来株式化され、EVN はホールディング会社になるとともに、独占的国营送電会社の事務局的機能を兼ね備えることになる方向であるが、その電力改革の動向の具体的な調査

2.4.1 電力料金

(1) 電力料金レベルの推移

1997 年以降の、電力料金の推移は、添付資料 2-1 のとおりである。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。

(2) 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¹は、売上²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 2-4-1 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

¹ 一般に、電気料金の販売実績単価として使われる。東京電力では以下の式で算出している。

$$\text{総合単価} = (\text{電気料収入} - \text{遅収料金}) / (\text{販売電力量} - \text{事業用} \cdot \text{建設工所用電力量})$$

² EVN の売上には、電力の販売料の他、各サービスや物品販売に関するものがあるが、総合単価の計算に使われる売上は、EVN の売上の内、電力の販売に関するものみの売上から、さらに付加価値税（VAT）を除いて計算する。

(3) 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³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。

2.4.2 EVN の財務状況

(1) 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⁴における主要財務数値の推移は次のとおりである。なお連結財務諸表は添付資料 2-2 に示す。

(※1) 決算日 :12 月末日

(※2) Deloitte Touche Tohmatsu によって監査済み

表 2-4-2 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

³ 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。

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

⁴ 国際会計基準（International Accounting Standard :IAS）に基づいて作成した財務諸表である。EVN はベトナム会計基準に基づく財務諸表を作成し、毎年度 Annual Report で公表しているが、別途 IAS に基づく財務諸表を作成して関係機関（WB、ADB 等）に提供している。ベトナム会計基準は IAS に基づいて随時作成されているため、両者の違いはあまりない。但し、ベトナム会計基準は完成していないため（最終的には 32 のベトナム会計基準が公表予定であるが、2005 年 5 月現在、22 のベトナム会計基準のみ公表している）、ベトナム会計基準が発行されていないものについては、両者の比較ができない状況にある。たとえば、税効果会計は 2005 年度より導入予定だが、基準がまだ発行されていないことから、現時点で、IAS との比較はできない。

表 2-4-3 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 2-4-4 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

(2) 主要財務分析数値

1999年から2003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 2-4-5 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 2-4-6 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

(3) 財務概況総括

- a. 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
- b. 表 2-4-6 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。
- c. a.b.の結果、過去 5 年間安定した利益を獲得している。
- d. 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。
- e. 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㈱の 2004 年 3 月期の Stockholders' Equity Ratio (自己資本比率) は 16.2% である。

(4) Profitability (収益性)**a. 本業での高い収益性について**

過去 5 年間は、Net sales (営業収益) の増大が、利益の増大につながっている。これは、Gross Profit to Sales (売上高総利益率) が 2002 年 19%、2003 年 27.6% という数値に表れているように、本業での高い収益性によるものである。具体的には、Net sales (営業収益) が増大するものの、燃料費などの Cost of sales (原価) の上昇幅が低いレベルに抑えられていることによる。

近年、ロシア、中国製の旧設備の改修や新しい設備の新設により、固定資産が増大し、それに伴い償却費負担が増加傾向にある。償却費負担が増加傾向にあるにもかかわらず高い収益性を維持しているということは、償却費負担増をカバーするだけのキャッシュ・フローの増加があることを示している (図 2-4-1 を参照)。

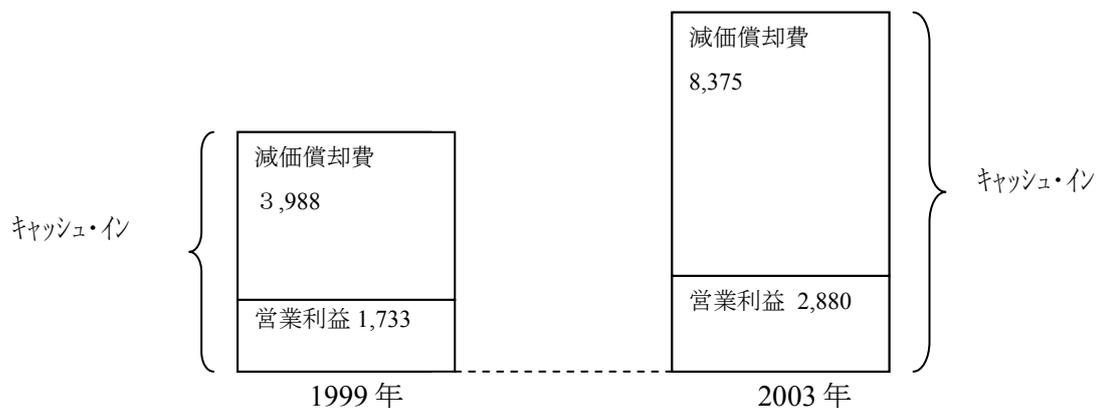


図 2-4-1 営業利益とキャッシュ・フローの関係

減価償却費は、現金支出を伴わない損益計算上の費用である。よって、営業利益とキャッシュ・イン (現金収入) との差は、簡便的に減価償却費と考えることもできる。つまり、減価償却費は年々増加しているにもかかわらず営業利益が一定のレベルを維持している背景は、減価償却費の増加幅以上にキャッシュ・フローが年々順調に増加していることを意味する。

以上より、フリー・キャッシュ・フロー⁵が年々増大しており、現状では健全な財務状態といえる。

なお、フリー・キャッシュ・フローは、将来の設備投資のための準備資金としての意味合いがある。現状のフリー・キャッシュ・フローの増大は将来投資にとって有効であるが、ベトナムにおける電力需要の増大及びそれに対応するための必要設備投資は多額となる見込みであり、現状のフリー・キャッシュ・フローの増加率でも賄いきれない可能性がある。高い収益性にもかかわらず、電力料金の値上げが必要な背景はここにある。

b. 電力販売収入の増加について

1999年から2003年までの1) Sales of Electricity（電力販売収入）、2) Power Sales（販売電力量）3) Electricity Rate（電力販売単価）の推移は以下のとおり。Sales of Electricity（電力販売収入）は、Power Sales（販売電力量）にElectricity Rate（電力販売単価）を乗じた額として計算できる。Power Sales（販売電力量）の5年間の伸び率が178%（34,885/19,531）であるのに対して、Electricity Rate（電力販売単価）の伸び率は109%（788/723）であり、Sales of Electricity（電力販売収入）の増大は、主にPower Sales（販売電力量）の伸びに起因していることがわかる。ただし、今後の設備投資の増大に対応する資金を確保するためには、Sales of Electricity（電力販売収入）の更なる増大が必要であり、そのためにはElectricity Rate（電力販売単価）の引き上げは不可欠である。

表 2-4-7 Other Ratio（その他）

	1999	2000	2001	2002	2003
1)電力販売収入(Billion VND)※1	14,124	15,135	17,540	21,474	27,480
2)電力販売量(Million kWh)	19,531	22,398	25,843	30,257	34,885
3)電力販売単価(VND/kWh) ※2	723	676	678	710	788

Source: JICA が計算, EVN アニュアル レポート

Note) ※1 P/L, Net sales(30,245 Billion VND)の内、製品販売、サービス収入を除いた、電力販売収入

※2 1)÷2)

c. Foreign Exchange Losses（為替差損）について

表 2-4-6 の 2003 年の数値で、Gross Profit to Sales（売上総利益率）は 27.6%と高い利益率なのに対して、Profit from Operation to Sales（営業利益率）は 9.5%と、前年比で悪化している。これは、2003 年に Foreign exchange losses（為替差損）として

⁵ フリー・キャッシュ・フローとは、経営者から見て自由となる資金のことである。計算方法は様々であるが、一般的には以下のとおり。現代の経営課題は、フリー・キャッシュ・フローを如何に最大化し企業価値を高め、それを如何に適正に配分するかにかかっている。

フリー・キャッシュ・フロー＝営業キャッシュ・フロー－現事業維持のためのキャッシュ・フロー

4,157BillionVND を損益計算書に計上したことによる。ここで、1999 年から 2003 年までの Foreign exchange losses（為替差損）の推移は以下のとおり。

表 2-4-8 為替差損の推移 (Unit: billion VND)

	1999	2000	2001	2002	2003
1) Foreign exchange losses	520	153	245	313	4,157

Source: EVN

上表より、2003 年に為替リスクの一部が、EVN の財務状況において顕在化したことがわかる。EVN は借入金の多くが外貨建てであり、Foreign exchange risk（為替リスク）は、今後も EVN の経営リスクの重要な部分を占めることより、為替の動向は注視すべき事項である。なお、2003 年末における通貨毎の借入金の内訳は以下のとおり。

表 2-4-9 通貨毎の借入金 (Unit: billion VND)

	2003 年末
Japanese Yen	21,958
US Dollar	11,011
Vietnamese Dong	6,872
Euro	1,038
Korea Won	648
French Francs	5
Other	409

Source: EVN

Note: ベトナム VND 以外は、2003 年末の為替レートで VND に換算したものである

(4) Solvency（支払能力）について

a. Current Ratio（流動比率）

短期的な支払い能力を示す Current Ratio（流動比率）は、過去 5 年間安定している。1999 年が 276% で他の年度と比べ突出しているが、これは本来固定資産に計上すべき Materials（資材）を、流動資産である Inventories に計上していたためであり、1999 年のみ短期的な支払い能力が良いわけではない。過去 5 年間流動比率が安定している理由は、前述したとおり高い収益性による良好なキャッシュ・フローの影響による。

b. Stockholders' Equity Ratio（自己資本比率）

長期的な支払い能力を示す Stockholders' Equity Ratio（自己資本比率）は、依然高い水準にはあるが低減傾向にある。自己資本比率の低減は拡大期にある組織の特徴である。従って、自己資本比率の低減自体が問題というわけではない。EVN においてもベトナムの急激な電力需要の伸びに対応するために借入金を原資とする設備投資の結果であり仕方がないところである。但し、借入残高の増大は、支払利息の負担増となり、また借入金の多くを外貨建て借入金であることより、為替リスクも増大する。財務上は以上の問題を総合的に検討しつつ、設備投資計画を検討することが必要となる。

なお、現在のベトナムの状況は、設備投資が急務であった昭和 30 年代（1955 年）の日本の状況に類似している。参考までに、東京電力㈱の 1955 年から 2003 年までの自己資本比率の推移は以下のとおり。

表 2-4-10 東京電力の Stockholders' Equity Ratio の推移

	1955	1965	1975	1985	1995	2003
Stockholders' Equity Ratio (%)	54.5	28.4	17.1	12.1	10.1	16.2

Source: TEPCO

2.4.3 EVN の将来財務予測

EVN 作成の 2010 年までの Forecasted financial statement（予測財務諸表）は、添付資料 2-4-3 のとおりである。なお、2005 年 6 月現在、Forecasted balance sheet（予測貸借対照表）は作成されていない。

主な財務数値は以下のとおりである。

表 2-4-11 損益計算書主要財務数値 (Unit: million USD)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
営業収益	1,971	2,230	2,512	2,826	3,171	3,553	3,975
営業費用	1,806	2,073	2,452	2,703	3,131	3,469	3,944
（内）電力購入代	320	536	727	981	1,262	1,545	1,694
（内）減価償却費	524	546	609	591	732	818	967
（内）借入金利	82	93	107	135	177	216	270
税引前利益	77	135	60	123	40	84	31
(税引後)純利益	18	57	1	45	29	16	22

Source: EVN

表 2-4-12 キャッシュ・フロー主要財務数値 (Unit: million USD)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
資金調達	1,508	1,833	2,385	2,776	2,847	2,917	2,843
・内部資金	699	877	937	1,086	1,016	1,135	1,324
・政府補助金	23	32	34	27	0	0	0
・借入金	786	924	1,414	1,663	1,831	1,782	1,518
資金運用	1,508	1,833	2,385	2,776	2,847	2,917	2,843
・発電設備	547	891	1,319	1,645	1,644	1,595	1,278
・送配電設備	628	590	592	526	480	463	470
・その他	109	0	0	0	0	0	0
・JV	9	51	64	83	71	39	33
・借入返済	214	300	410	522	652	819	1,061

Source: EVN

(1) 将来財務概況総括

- a. 営業収益は、需要の伸びに支えられて伸びているが、純利益は横ばいとなっている。これは、営業収益の伸び以上に、電力購入代等の営業費用の伸びが大きいことによる。
- b. 一方、キャッシュ・フローについては、発電設備等への投資の増大に対応するため、2008年をピークとして、借入金が増え続けている。

(2) 収益性について

将来純利益が伸びず収益性が悪化すると予測されているが、これは営業収益の伸び率よりも営業費用の伸び率のほうが大きいことによる。

営業収益は、2004年以降も増加し続けるとの予測となっているが、これは需要の伸びによるものであり、単価ベースは横ばいとなっており、伸び率もその分抑えられている。

表 2-4-13 営業収益

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1)総合単価(¢/kWh) ※1	5.00	4.93	4.93	4.93	4.93	4.93	4.93
2)電力販売料(Mil.kWh)	39,683	45,205	50,931	57,291	64,288	72,026	80,586
3)営業収益(Mil.USD) ※2	1,971	2,230	2,512	2,826	3,171	3,553	3,975

Source: EVN

Note) ※1 VAT 控除後の単価

※2 1)×2) 若干数値が異なるのは、端数の関係と思われる。

一方、営業費用は表 2-4-11 のとおり、電力購入代、減価償却費、借入金利が急激に増えると予想されている。特に、今後電力購入代の財務への影響は大きくなるものと予想されている。

なお EVN は、毎年の発電量に占める IPP、BOT の占める割合を以下のとおりと推定している。

表 2-4-14 発電量、IPP・BOT

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1)発電量(Mil.kWh)	46,317	52,260	58,577	65,510	73,181	81,806	91,353
2)内 IPP,BOT(Mil.kWh)	6,296	11,759	14,680	19,802	25,251	28,271	30,908
3)比率 (%) 2)/1)	13.6%	22.5%	25.1%	30.2%	34.5%	34.6%	33.8%

Source) EVN

(3) キャッシュ・フローについて

キャッシュ・フローについては、今後減価償却費の増加分がそのまま内部留保され内部資金となり投資へと回されるが、発電設備等の投資はこの伸び以上であり、その分を借入金で賄っている。2007年以降資金繰りは厳しくなるものと予想されている。

2.5 関連する条例、政策等

2.5.1 電力セクター改革の状況

(1) 第5次電力MPにおける電力セクター改革

2001年6月首相承認を得た第5次電力MPにおける電力セクター改革の方向性は以下のとおりである。詳細については、本年4月から実施されているJBICの電力セクター調査（東京電力㈱受注）で記載されている。

a. 電力セクター改革の3つの原則

- 発電部門に競争環境の創造
- 国営または公営組織の民営組織への変革
- 電力セクターに関わる法体系の確立

b. EVNの組織改革

市場経済化（Power Market 設立）を目標とする段階的な電力セクターの改革。

- 電気事業に関わる法整備，（独立）系統運用組織の設立，系統運用ルールの策定
- EVNの発電所を独立採算性組織へ変更
- BOT，IPP事業者による低価格な電気の提供

c. 発電部門の改革

1) 発電所のグループ化

EVNの発電所をグループ化し、複数の発電会社を設立。新設された発電会社は、他のIPPと価格競争を実施。

2) 発電部門の組織改革

第1段階： 発電部門において、将来的な独立を目指し、発電費と固定費から構成される競争力のある内部取引価格を設定

第2段階： EVN発電所を独立会計組織へ改編

第3段階： 電力市場設立

3) 送電部門の組織改革

送電部門は、将来的に独立した国営送電会社へと移行し、新たに設立される卸売りプール市場、小売りプール市場において系統の運転計画と運用を行い、一元的にシステム全体の需給均衡を確立する責任を有する。

4) 配電部門の組織改革

小売り料金は、発電費用、送電費用等の積み上げにより設定する。

この小売り料金の設定・改訂については、National Energy Management Body が、需要家への安定的かつ低料金での電気供給を目的として決定する責任を有する。

5) 民活導入

6) EVN の財務管理能力向上

- ・ EVN のメンバー企業（発電所，送電部門，配電会社）の独立会計化
- ・ 上記各企業の“プロフィットセンター化”

(2) 電力法

ベトナム電力セクターが発展するためには第 5 次電力 MP の開発計画の達成が必要となるが、それとともに重要となる事項が電力法の制定である。この電力法は政府内の調整が終わり 2005 年 7 月施行予定となっている。ただし、電力法自体は、いわゆる基本法で基本的な事項を記載しているのみであり、実際の運用にはこの基本法を受けた実施細則の制定が必要になる。さらに、電力セクター改革の方向性については、電力法制定後に MOI 内に規制機関 (regulatory body) を設置してそこで方針を検討することが必要となっている。

(3) 電力セクター改革の方向性

電力セクター改革の目的は、セクターに競争原理を導入し、最終的には完全競争市場を設立することである。そして、そのために段階的に電力セクター改革を推進する計画となっている。具体的には、シングルバイヤーモデル（現段階の目標）、Limited Wholesale Model（中期的な目標）、Competitive Retail Model（最終目標）（なお、名称はレポートによって異なる）の順番に移行する計画となっている。いずれにしても、このようなセクター改革には、規制機関の設立、電力料金制度の確立と並んで、EVN の組織分離が不可欠となっている。

(4) EVN の組織分離

EVN の現状の Affiliated unit (2003 年末)は以下のとおり。

15 independent accounting entities

- 8 Power Companies (PC)
- 1 Power Telecommunication Company
- 1 Electrical Equipment Company
- 4 Power Engineering Consulting Companies
- 1 Duc Mechanical and Engineering Company

26 Dependent accounting entities...

- 14 Power Stations
- 4 Transmission Companies
- 8 Support Units and Administration Units

13 Construction/Project Management Units

現状の EVN の組織体制に対して、将来の組織体制については、前述のとおり電力法制定後に規制機関で検討がなされる。現状では発電、送電、配電部門はそれぞれ次のような組織変革がなされる予定である。

a. 発電部門

14 の Power Plant の内、火力 Plant は最終的に全権限を発電所に委譲した独立した組織となり、発電所自身が運営に責任を持つことになる。一方、水力 Plant は洪水制御や灌漑といったマルチな機能を持ち、発電に優先した運営ができないため、将来的にも EVN の一組織として残る計画である。具体的には、14 Power Plant の 1 つ 1 つについてその組織のあり方が検討される予定であるが、現状では以下のような変革が予定されている。

3 Power Station

- Tri An Hydro Power Plant
- Hoa Binh Hydro Power Plant
- Yaly Hydro Power Plants)

} Dependent accounting entities のまま

7 Power Station

- Thac Ba Hydro Power Plant
- Thac Mo Hydro Power Plant
- Ham Thun-Da Mi- Da Nhim Hydro Power Plant
- Pha Lai Thermal Power Plant
- Uong Bi Thermal Power Plant
- Ninh Binh Thermal Power Plant
- Ba Ria Thermal Power Plant

} Independent accounting entities へ移行

1 Power Station

- Song Hinh Hydro Power Slant

→Equities Company (株式会社) へ移行

3 Power Stations

- Phu My Thermal Power Plant
- Thu Duc Thermal Power Plant
- Can Tho Thermal Power Plant

} Ltd. Company (有限会社) へ移行

また、地域差や新しい発電所と古い発電所の格差を是正するため、いくつかの発電所をまとめてグループ化する計画がある。これによりグループの能力を均一化するのである。

但し、長期的には、全ての Power Plants を株式会社化することを目指す。当面は、株式会社化する発電施設も EVN が株式の過半数を所有することより、上記 14 の Power Plants は全て会計上連結の対象となる見込みである。

b. 送電部門

送電部門は、現状の NLDC1 社、RLDC 3 社、送電会社 4 社から、NLDC 1 社と送電会社 1 社に再編される見込みとなっている。この送電会社は、現在の EVN と同様の国有会社（State Owned Company）となる見込みである。

c. 配電部門

8 Power (Distribution) Company は、EVN から分離するとともに最終的に株式会社化する予定となっている。ただし、現状 Power (Distribution) Company の財務能力は地域間格差がある。EVN から各 PC への卸売価格も最も低い価格は 615VND（Ninh Binh）、最も高い価格は 950VND（Ho Chi Minh）であり、300VND 以上の差がある。このような状況の中で、全ての PC について名実ともに EVN グループから独立して株式会社化することは現状では難しい状況にある。

d. その他

4 Power Engineering Company は分離するとともに株式会社化する。

以上が発電、送電、配電それぞれの変革の概要であるが、いずれも当面は EVN が株式の過半数を所有するなど EVN グループ内に留まる見込みとなっている。

第 3 章 電力需要予測

第3章 電力需要予測

3.1 社会経済開発計画

エネルギーの需要は、社会経済開発の推移と密接な関係があり、通常は、エネルギー需要予測にあたり当該国の社会経済見通しを先行的に行う。すなわち、エネルギー需要は、社会経済開発の推移が前提となって予測されると考える立場である。現在のベトナムでは、公式の長期社会経済開発計画はない。したがって、2005年にベトナムの専門家グループによって作成された「ECONOMIC DEVELOPMENT FORECAST SERVING STUDY ON ENERGY DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2050」を前提として、今回のベトナムの電力需要予測を行うこととする。なお、本社会経済見通しは、ベトナムエネルギー研究所の現在のエネルギー需要見通しにおいても前提として利用されているものである。

3.1.1 国際事情

(1) 国際経済

世界の趨勢は、国際協調と平和であるが、最近の国際情勢は、急速に変化しているため、各国の開発計画や政策は不透明である。特に、発展途上国では、難しい舵取りが求められている。具体的には、以下の通りである。

- a) アジアの金融危機から世界経済は回復し、拡大したものの、発展途上国で、依然経済基盤の整備が遅れており、政府としては難しい運営を迫られている。
- b) 日本などのように先進国の財政赤字は、ODA 予算の減少などがおこり、発展途上国への資金流入に悪い影響を及ぼしている。
- c) 世界の貿易量の拡大は、歓迎すべきものであるが、弱小国にとっては、危険を伴うものでもある。
- d) 最近の IT 技術とバイオ技術の革新は、世界経済を強くリードしてゆくものと思われる。
- e) グローバリゼーションの潮流は、社会経済活動を促進させており、二国間、多国間を問わず広範囲に拡大しつつある。

ベトナムは、2006～2010年間は、以上のような国際潮流の影響を受けることになるが、直接的な影響が顕在化するものと思われる。特に、アメリカ、日本、EUとの間において以上の関係は拡大するものと考えられる。

(2) 海外からの直接投資(FDI)

海外から直接投資の流入は、ベトナムではアジア経済危機以降低迷していたが、景気の回復とともに増加している。この傾向は、今後とも期待できるものである。海外からの投資に関する世界とベトナムの立場は、以下のとおりである。

- a. グローバリゼーションと市場経済化は、今後とも発展途上国に「海外からの直接投資」をもたらす。
- b. しかし、その競争は激しく、海外からの直接投資の70%は、いくつかの国に集中し、低所得国では、わずかに7%の直接投資が流入するにすぎない。
- c. 海外からの直接投資は、発展途上国に投資機会を増加させるが、しかし、同時に、直接投資は受入国にプラス面ばかりでなくマイナス面ももたらしめている。
- d. 海外からの直接投資は、確実にベトナムでは増加しているものの、獲得競争は激しいものがあり、インドはベトナムの競争国になるものと思われる。
- e. 海外からの直接投資は、被投資国の安い労働力、市場への効率的な輸送などから利益を生み出すものであり、そのためのインフラ投資やハイテク産業への支援投資が必要である。
- f. 国際的な投資会社は、グローバルな投資戦略を展開しており、免税措置、各種生産性などからもっとも適した国を選択して投資している。また、これらの企業は、研究開発、市場開発、会計、エンジニアリングなどのサービスも求めている。

3.1.2 ベトナムの経済成長

(1) 資本

- a. ベトナムへの海外からの直接投資の2001年から2010年間平均成長率は5-7%程度と見込まれている。しかし、投資環境の改革を積極的に進めなければ、これらの投資は期待できない。
- b. ODAの伸び率は、2010年まで4-6%であるが、①コミット額が減少している ②既にコミットしているODAは2010年までに実施完了する ③2020年以降は、ベトナムは、ODAを「受けられない国」になっていると考えられることから、この成長率は、次の5年間は、期待できない。
- c. 投下資本の増加は、2010年までに6-8%と考えられる。このうち、60%は、国内資本の増加と見込まれる。
- d. 居住環境への投資は、拡大が見込まれているが、海外に居住しているベトナム人の投資は、重要な柱である。(2004年は、US\$ 40億)

(2) 技術

分析によれば、ベトナムの過去のGDP成長に対する技術開発投資の貢献度は、1.2%であったが、先進国における60,70,80年代の技術開発投資は、対GDP成長率において1.6~2.0%と現在のベトナムよりは高い水準にあった。これは、今後、ベトナムでは、技術開発投資を増加させる必要があることを示している。

(3) 高度成長経済

先進国の例を見ると20年間9~10%の経済成長を続けることは、難しいとされている。昨今の東南アジア諸国では、7%程度の経済成長が多く見受けられる。

3.1.3 経済開発シナリオ

2050年までの経済開発シナリオは、以下のように考えることができる。

(1) シナリオの要素の前提

- ・国際経済は、安定的で経済の国際化、自由化が進展し、経済の国際的な相互依存は、広がり、強くなる。
- ・2006年以降のベトナムの国際収支は、バランスの面で大きな問題なく推移する。
- ・今後とも堅調な海外からの直接投資が見込める。
- ・技術開発・技術革新が今後とも継続的に行われるが、社会や経済に大きな変化はもたらさない。
- ・原油価格の高騰といったエネルギー問題は解決され、世界の原油価格も安定的に推移する。

(2) 戦略的要素の前提（開発モデルの選択）

- ・ベトナムの国際経済化、WTOの加盟、AFTAの実施。
- ・WTOの加盟やAFTAの実施で、最初は、ベトナム経済は苦境に立つが、次第に回復し、経済は、高成長に向けて拡大する。
- ・国内での政策立案、規制改革、運用改革などが、順調に実施される。
- ・実施中の広範囲な改革が、2050年まで持続可能である。
- ・輸出主導型、労働集約型工業の発展のため、以下の経済改革が行われる。
 - ①農産品の高付加価値化を目指したインフラ投資。
 - ②サービス業、特に旅行、金融、商業における発展の促進。
 - ③輸入代替の生産活動の拡大と国内市場の整備。
 - ④経済インフラ整備のための機能整備と人材開発。
- ・2020年までにベトナムが、工業国になるため、以下の政策が実施される。
 - ①交通、通信、水道などのインフラの整備。
 - ②基幹産業（金属製品、化学製品、機械、情報技術など）の開発。
 - ③農村と地方を都市化するための必要な投資。

(3) 高成長シナリオの前提

以上のシナリオ前提が前述のとおり推移したときベトナムは「高い社会経済発展」が望めるものと思われる。すなわち、以下の政策が順調に推移することを高成長シナリオの前提とする。

- ・国際状況は安定的
- ・ベトナムの国際経済化（WTO加盟、AFTAの実施）
- ・規制緩和・運営改革の推進
- ・持続的な改革の実施
- ・輸出・高付加価値産業の促進
- ・労働集約産業・旅行業・サービス業などでの労働問題の解決
- ・インフラの整備

(4) 低成長シナリオの前提

先のシナリオ前提が大方実施されなかったとき、ベトナムの社会経済開発は、低成長に終わるものと思われる。すなわち、以下のような事態が想定されたケースを低成長シナリオの前提とする。

- ・ベトナム経済は、困難な経済問題に遭遇し、グローバル化や経済の国際化が阻害される。
- ・WTO加盟、2006年AFTAの実施が困難
- ・政策、規制緩和、運営改革が順調に進まない
- ・持続的な改革が実施されない
- ・輸出・高付加価値産業の発展が遅れる
- ・労働集約産業・旅行業・サービス業などでの労働問題が解決しない
- ・インフラの整備が遅れる

(5) 予想されるシナリオ

高成長シナリオ達成のためには、多くの資金が必要であり、実施が困難という意見もある。このことから、高成長シナリオのいくつかが達成不可能な場合を「予想されるシナリオ」として、設定することとする。本シナリオの内容としては、高成長シナリオと同じであるが、達成確率において高シナリオよりは、低位にある。

3.1.4 シナリオごとの経済見通し

(1) 高成長シナリオの経済見通し (High growth rate)

高成長シナリオでは、2001-2005年間の経済成長は7.5%、2006-2010年間は8.5%の成長、2011-2020年間は8.5%、2021-2030年間は8.0%が見込まれる。そして、2020年には、ベトナムは工業国になる。

この中でも工業と建設は、相対的に高い成長を示し、2020年までの平均成長率は、10%程度である。農業の成長は、安定的で2.0-2.5%が同期間予想されている。サービス産業は7.0%以上の成長が見込まれる。

その結果としてセクター別のGDPシェアは、農業は2020年には10.8%となり、2050年には3.2%に低下する。一方、2050年の工業セクターのGDPシェアは46.6%、で、同年サービス産業は50.2%となる。

(2) 低成長シナリオの経済見通し (Slow growth rate)

2020年までの長期の経済改革には多くの難問があり、楽な経済運営ではない。経済の舵取り、国家経済のオペレーションに問題を来たせば、たちどころに経済成長は止まってしまう。特に、投資環境の改革に失敗すれば、経済成長に大きく影響する。このような想定では、2006-2010年間の経済成長は、6.0%、2011-2020年間は7.0%、2021-2030年間は7.0%となり、この間の平均成長率は6.3%程度となる。

このシナリオでは、工業・建設は、2006-2010年間8.0%、2011-2020年間は8.0%、2021-2030

年間は 6-7%である。また、農業の成長は、全期間で 2.5%と低く、サービス業は、全期間で 5.6%程度である。

(3) 予想されるシナリオの経済見通し (Base growth rate)

このシナリオでの 2006-2010 年間の経済成長は 7.5%、2011-2020 年間は 7.2%、2021-2030 年間は 7.0%である。

このシナリオでは、農業部門は、高成長シナリオと同じ伸び率であるが、工業とサービス部門は、高成長シナリオよりは低い成長率である。

(4) 一般的なコメント

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 3-1-1 実質 GDP 伸び率 (1995-2005)

表 3-1-1 高成長シナリオの経済見通し (High Case)

No	Item	Unit	2004	2005	2010	2015	2020	2030
I	Population	Mill. Person	82.07	83.22	87.77	93.01	97.85	105.41
II	GDP (At Constant 1994 Prices)	Bill. VND	362,092	390,814	586,878	884,179	1,329,501	2,870,294
1	Agriculture, Forest & Fishery	Bill. VND	73,309	75,802	90,028	104,368	120,991	154,878
2	Industry & Construction	Bill. VND	142,601	157,574	265,522	427,625	688,694	1,557,127
3	Service	Bill. VND	146,182	157,438	231,328	352,186	519,816	1,158,288
III	GDP (At Present Price)	Bill. VND	713,071	808,440	1,549,231	2,968,159	5,666,719	19,705,072
1	Agriculture, Forest & Fishery	Bill. VND	155,144	169,434	264,501	403,031	614,115	1,358,121
2	Industry & Construction	Bill. VND	285,864	330,446	697,603	1,407,554	2,840,022	10,078,719
3	Service	Bill. VND	272,063	308,560	587,127	1,157,574	2,212,582	8,268,231
IV	Share of Economic Sector	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
1	Agriculture, Forest & Fishery	%	21.8	21.0	17.1	13.6	10.8	6.9
2	Industry & Construction	%	40.1	40.9	45.0	47.4	50.1	51.1
3	Service	%	38.2	38.2	37.9	39.0	39.0	42.0
V	GDP per capita	USD	550	604	1002	1652	2736	8058
	Exchange Rate	VND/USD	15785	16077	17621	19313	21168	23200
VI	GDP							
	GDP (At Current Prices)	Bill. USD	45.2	50.3	87.9	153.7	267.7	849.3
	GDP (At Constant 1994 Prices)	Bill. USD	32.9	35.6	53.5	80.4	120.9	260.9
VIII	Growth Rate							
1	Population		1.40%	1.07%	1.09%	0.75%	0.52%	0.32%
2	GDP (At Constant 1994 Prices)		8.0%	8.5%	8.5%	8.0%	7.0%	6.3%
	Agriculture, Forest & Fishery		3.4%	3.5%	3.0%	2.5%	2.0%	2.0%
	Industry & Construction		10.5%	11.0%	10.0%	8.5%	7.0%	6.0%
	Service		7.7%	8.0%	8.4%	8.3%	7.5%	6.9%

表 3-1-2 予想されるシナリオの経済見通し (Base Case)

No	Item	Unit	2000	2004	2005	2010	2015	2020	2030
I	Population	Mill. Person	77.64	82.07	83.22	87.77	93.01	97.85	105.41
II	GDP (At 1994 Price)	Bill. VND	273,666	362,092	390,814	564,536	794,802	1,125,208	2,213,455
1	Agriculture, Forest & Fishery	Bill. VND	63,717	73,309	75,802	87,875	101,871	118,096	151,173
2	Industry & Construction	Bill. VND	96,913	142,601	157,574	253,775	376,344	558,111	1,150,285
3	Service	Bill. VND	113,036	146,182	157,438	222,886	316,587	449,000	911,996
III	GDP (At Present Price)	Bill. VND	441,646	713,071	808,440	1,490,615	2,672,715	4,812,107	15,281,132
1	Agriculture, Forest & Fishery	Bill. VND	108,356	155,144	169,434	258,174	393,390	599,424	1,325,632
2	Industry & Construction	Bill. VND	162,220	285,864	330,446	666,741	1,238,758	2,301,526	7,445,381
3	Service	Bill. VND	171,070	272,063	308,560	565,701	1,040,567	1,911,157	6,510,120
IV	Share of Economic Sectors	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
1	Agriculture, Forest & Fishery	%	24.5	21.8	21.0	17.3	14.7	12.5	8.7
2	Industry & Construction	%	36.7	40.1	40.9	44.7	46.3	47.8	48.7
3	Service	%	38.7	38.2	38.2	38.0	38.9	39.7	42.6
V	GDP per capita	USD	404	550	604	964	1488	2323	6249
	Exchange Rate	VND/USD	14094	15785	16077	17621	19313	21168	23200
VI	GDP								
	GDP (At Present Price)	Bill. USD	31.3	45.2	50.3	84.6	138.4	227.3	658.7
	GDP (At 1994 Price)	Bill. USD	24.9	32.9	35.6	51.0	72.3	102.3	201.2
VIII	Growth Rate								
	Population		1.40%	1.40%	1.07%	1.09%	0.75%	0.52%	0.32%
	GDP (At 1994 Price)		7.3%	8.0%	7.6%	7.2%	7.0%	6.5%	5.0%
	Agriculture, Forest & Fishery		3.6%	3.4%	3.0%	3.0%	2.5%	2.0%	1.8%
	Industry & Construction		10.1%	10.5%	10.0%	8.2%	7.5%	6.5%	5.1%
	Service		6.6%	7.7%	7.2%	7.3%	7.3%	7.1%	5.2%

表 3-1-3 低成長シナリオの経済見通し (Low Case)

No	Item	Unit	2000	2004	2005	2010	2015	2020	2030
I	Population	Mill. Person	77.64	82.07	83.22	87.77	93.01	97.85	105.41
II	GDP (At 1994 Price)	Bill. VND	273,666	362,092	390,814	527,322	733,991	1,029,461	2,025,105
1	Agriculture, Forest & Fishery	Bill. VND	63,717	73,309	75,802	90,028	104,368	120,991	154,878
2	Industry & Construction	Bill. VND	96,913	142,601	157,574	231,528	348,139	523,481	1,183,582
3	Service	Bill. VND	113,036	146,182	157,438	205,765	281,485	384,989	686,645
III	GDP (At Present Price)	Bill. VND	441,646	713,071	808,440	1,395,039	2,474,142	4,411,528	13,920,509
1	Agriculture, Forest & Fishery	Bill. VND	108,356	155,144	169,434	264,501	403,031	614,115	1,358,121
2	Industry & Construction	Bill. VND	162,220	285,864	330,446	608,292	1,145,920	2,158,719	7,660,900
3	Service	Bill. VND	171,070	272,063	308,560	522,246	925,192	1,638,694	4,901,488
IV	Share of Economic Sectors	%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
1	Agriculture, Forest & Fishery	%	24.5	21.8	21.0	19.0	16.3	13.9	9.8
2	Industry & Construction	%	36.7	40.1	40.9	43.6	46.3	48.9	55.0
3	Service	%	38.7	38.2	38.2	37.4	37.4	37.1	35.2
V	GDP per capita	USD	404	550	604	902	1377	2130	5692
	Exchange Rate	VND/USD	14094	15785	16077	17621	19313	21168	23200
VI	GDP								
	GDP (At Present Price)	Bill. USD	31.3	45.2	50.3	79.2	128.1	208.4	600.0
	GDP (At 1994 Price)	Bill. USD	24.9	32.9	35.6	47.6	66.7	93.6	184.1
VIII	Growth Rate								
1	Population		1.40%	1.40%	1.07%	1.09%	0.75%	0.52%	0.32%
2	GDP (At 1994 Price)		7.3%	8.0%	6.2%	7.0%	7.0%	6.5%	5.0%
	Agriculture, Forest & Fishery		3.6%	3.4%	3.5%	3.0%	2.5%	2.0%	2.0%
	Industry & Construction		10.1%	10.5%	8.0%	8.5%	8.5%	7.0%	6.0%
	Service		6.6%	7.7%	5.5%	6.5%	6.0%	6.5%	3.4%

3.2 電力量需要予測

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、先の社会経済計画、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。

3.2.1 電力需要の考え方

(1) 予測の視点

ベトナム国の電力需要は、2000年以降の順調な経済成長、地域による需要形状の違い、昼間の需要の急速な増加という特徴を見せている。したがって、同国の今後の電力需要を予測するためには、これまでの電力需要の推移並びに現況を分析し、その構造的要因を把握することとする。

電力需要は経済社会活動の結果そのものであることから、こうした電力需要の変化は、ベトナム国の経済発展に伴う社会産業構造の変遷を反映しているものと考えられる。このため、ベトナム国の発展段階を考察し、社会経済活動の結果として電力需要構造の現状を分析する。開発される電力需要予測モデルとは、以下の通りである。

① 社会経済開発計画とリンクした電力需要予測

前節の「Economic Development Forecast Serving Study on Energy Development for the Period up to 2050」を本需要予測の前提として、社会経済開発計画における「Base Case」、「High Case」について、電力需要の予測を行う。

② 地域特性の把握と地域別電力需要予測

ベトナムは、南北に長い国であるため、地域による電力需要特性が異なっている。これらの特性を把握するとともに、ベトナムを北部、中部、南部に分けて、電力の需要予測を行う。

③ 価格効果を織込んだ電力需要予測

原油価格の上昇は、天然ガス価格、石油製品価格の上昇をもたらす。一般的に燃料となる石油製品やガス価格が上昇したときは、エネルギーの節約が行われる。これらのエネルギー価格上昇にともなう節約効果を電力需要予測に反映する。

④ エネルギー全体の需要から電化率による電力需要予測

本需要予測は、電力と一次エネルギーとの関係付けも問われている。したがって、電力の需要を予測するだけでなく、セクター別にエネルギー全体の需要量を予測し、その後、セクター別に電力が占めるエネルギー割合によって、セクターごとの電力需要を計算する。このとき、近隣諸国のセクター別の電化率を参考にする。

⑤ 日負荷曲線の予測

電源開発計画の策定において、日負荷曲線、最大電力需要は、重要な情報である。本調査団では、近隣諸国のデータを参考にしつつ、ベトナムの日負荷曲線が、これら諸国に追随するという前提で、ベトナム、アジア諸国（タイ、マレーシア、インドネシア、フィリピン）、日本の現状の日負荷曲線を使って、予測モデルを構築する。

⑥ 一次エネルギー消費との関連

本調査では、一次エネルギー消費との整合性が求められている。したがって、電力需要予測後の分析のため、一次エネルギーの消費動向、輸出入動向が、予測できるモデルとする。特に、石油精製プラントの導入は、火力発電で使用する重油や軽油の供給と密接に関係するため、電力需要予測からこれらの動向が分析できるモデルとする。

(2) 本業務の出力

ベトナム電力需要の特性として、「地域的な需要構造の差」、「1日の負荷変動の変化」などがある。このため、単に1ヶ月あるいは1年間の消費量を分析するだけでは不十分で、日間、年間の最大電力需要、さらには消費特性を把握する必要がある。本調査では、

- ① 経済活動別（高成長シナリオ、予測シナリオ）、地域別（北、中、南）、エネルギー・電力需要予測（2005年から2025年間）
- ② 経済活動別（高成長シナリオ、予測シナリオ）、地域別（北、中、南）、農林業・工業・商業・交通・民生利用の電力需要予測（2005年から2025年間）
- ③ 経済活動別（高成長シナリオ、予測シナリオ）、地域別（北、中、南）、日負荷曲線・ロードファクター・最大電力需要、（2005年から2025年間）
- ④ 経済活動別（高成長シナリオ、予測シナリオ）、エネルギーの輸出入見通し

などの予測をおこなう。

これらの予測モデルについては、先の JICA プロジェクトの「ピーク対応型電源最適化計画調査」において開発され、技術移転がされているが、本プロジェクトでは、これらの適合性、運用性、利便性などをカウンターパートと協議し、改善を図る。

3.2.2 電力需要予測モデルの内容

(1) 年間消費電力量の予測

期待される電力需要予測モデルの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

電力需要予測モデル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は外生変数とし、発表されない変数については、内生変数として推定する。また、電力需要予測のときには、産業セクターごとにエネルギー需要とその一部である電力需要を求め、その後、発電電力量・電力用エネルギー消費量・エネルギー需給バランスを求める。

このモデルで利用される経済データ、エネルギーデータは、モデル運用者の入手可能な資料から収集し、実質所得統計、相対価格などの必要なデータ加工はモデル内で行う。すなわち、必要とされるデータは、極力一次情報に近い形式でデータベース化する。

一般的に計量経済モデルは、多くの推計式や定義式の集合体として構築されるため、「モデルの適合性」または、「モデルの妥当性」のテスト（検定）が行われる。当電力需要予測モデル（計量経済モデル）の妥当性の評価は、以下の指標で行う。

① 需要予測式の評価

- ・ 決定係数（0.85 以上を目標とする）
- ・ 係数の t-値（2.0 以上を目標とする）
- ・ ダービンワトソン比（ $1 < DW < 3$ の範囲以内であることを目標とする）
- ・ 係数の符号検定（経済原則のチェック）

② マクロ経済予測の評価

- ・ 実質 GDP 伸び率
- ・ 一人当たり GDP（ドルベース、国際比較）
- ・ 労働生産性伸び率

③ エネルギー需要予測の評価

- ・ エネルギー需要伸び率
- ・ GDP あたりエネルギー消費（GDP 弾性値、国際比較）
- ・ 一人当たりエネルギー消費

これらを実現するためには、計量経済モデルが一般的に利用される。図 3-2-1 は、本電力需要予測モデルの概念図である。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。

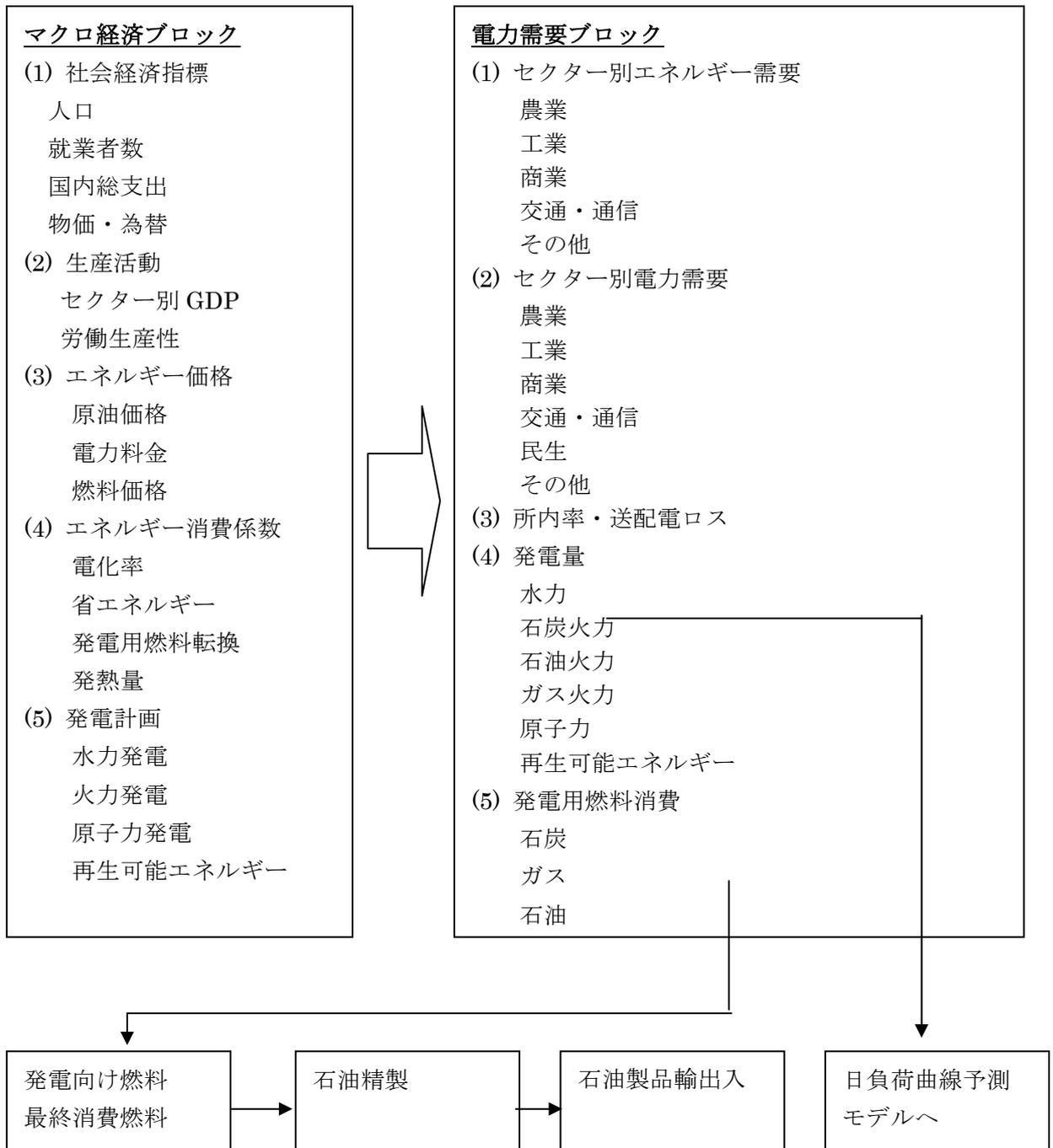


図 3-2-1 電力需要予測モデル概要

<セクター別電力需要>

セクター別電力需要は、本モデルでは、セクター別エネルギー需要に対する電力の割合で計算される。この割合は、ベトナム周辺国のセクター別電力需要から計算された「電化率」を参考として、設定されている。

また、ベトナムエネルギー研究所では、セクターごとの電力需要予測を、計量経済モデルで予測している。そして、PDP6th では、これらの結論と整合性の取れたエネルギー

と電力の需要予測が求められている。そのため、電化率の設定においてもベトナムエネルギー研究所と十分に協議をかさねてきた。したがって、本電力需要予測は、ベトナムエネルギー研究所の意見が十分に反映されている。

なお、ベトナムエネルギー研究所の電力需要に関する予測式は、以下の通りである。

$$\begin{aligned} \text{工業の電力需要} &= a * \text{工業 GDP} + b * 1998 \text{年ダミー} + c \\ \text{民生の電力需要} &= a * \text{GDP/電力顧客数} + b * \text{電力顧客数} + c \\ \text{商業の電力需要} &= a * \text{商業 GDP} + b * \text{商業の電力需要}(-1) + c \\ \text{農業の電力需要} &= a * \text{農業 GDP} + b * \text{農業の電力需要}(-1) + c \\ \text{その他(交通・通信)} &= a * \text{GDP/人口} + b * \text{その他}(-1) + c \end{aligned}$$

注) (-1)は前年の値

<5 ヶ年電力計画の需要予測との整合性>

また、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。本需要予測は、5 ヶ年電力計画の需要予測と整合性をとるため、2006、2007、2008 年の電力需要予測は、5 ヶ年電力計画の電力の伸び率を外部から設定するという方法で、High, Base, Low Case とともに計算している。具体的な数字は、以下の通りである。

(参考) 各ケースの前提と与件項目

ケース	5 ヶ年計画の 2006～2008 年電力需要	社会経済シナリオ
High Case	18%	経済の高成長シナリオ
Base Case	17%	経済の高成長シナリオ
Low Ccase	16%	予測されるシナリオ

(2) 負荷曲線の予測

ベトナム国の電力負荷曲線は、昼需要の急増という大きな変化の過程にある。近隣国であるタイや日本では、経済発展に伴い、電力の消費特性が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。

本日負荷曲線の予測は、以下の手順の通りである。

① 予測すべき日負荷データの収集

- ・ 北部地区、中部地区、南部地区の3地域
- ・ 時間別 (8760 時間/年) 1996 年から 2004 年

② 必要な説明変数の収集

- ・人口（地区別）
- ・GDP（地区別、セクター別）
- ・気温（地区別、時間別）
- ・湿度（地区別、月別）
- ・電化率（地区別）

③ 予測単位となる負荷データのタイプ分類

- ・最大日（各月の最大3日平均の日負荷曲線）
- ・平日（各月の最大日および休日を除く日の平均日負荷曲線）
- ・休日（日曜・祭日の日負荷曲線）

④ 回帰分析による予測式作成

回帰分析による「3地域別、年平均日負荷曲線予測」、「3地域別、月別、タイプ別日負荷曲線」、「3地域別、月別、年間最大電力量予測」

表 3-2-1 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 中部地域 南部地域	日負荷データ 地域別 GDP 地域別気温 地域別湿度 地域別電化率	地域別・時間別 3日ピーク平均 地区別・時間別 Weekday 平均 地区別・時間別・休日平均	全国日負荷曲線 地域別日負荷曲線 タイプ別日負荷曲線

本計算は、以上の大量なデータを対象に行われているので、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。

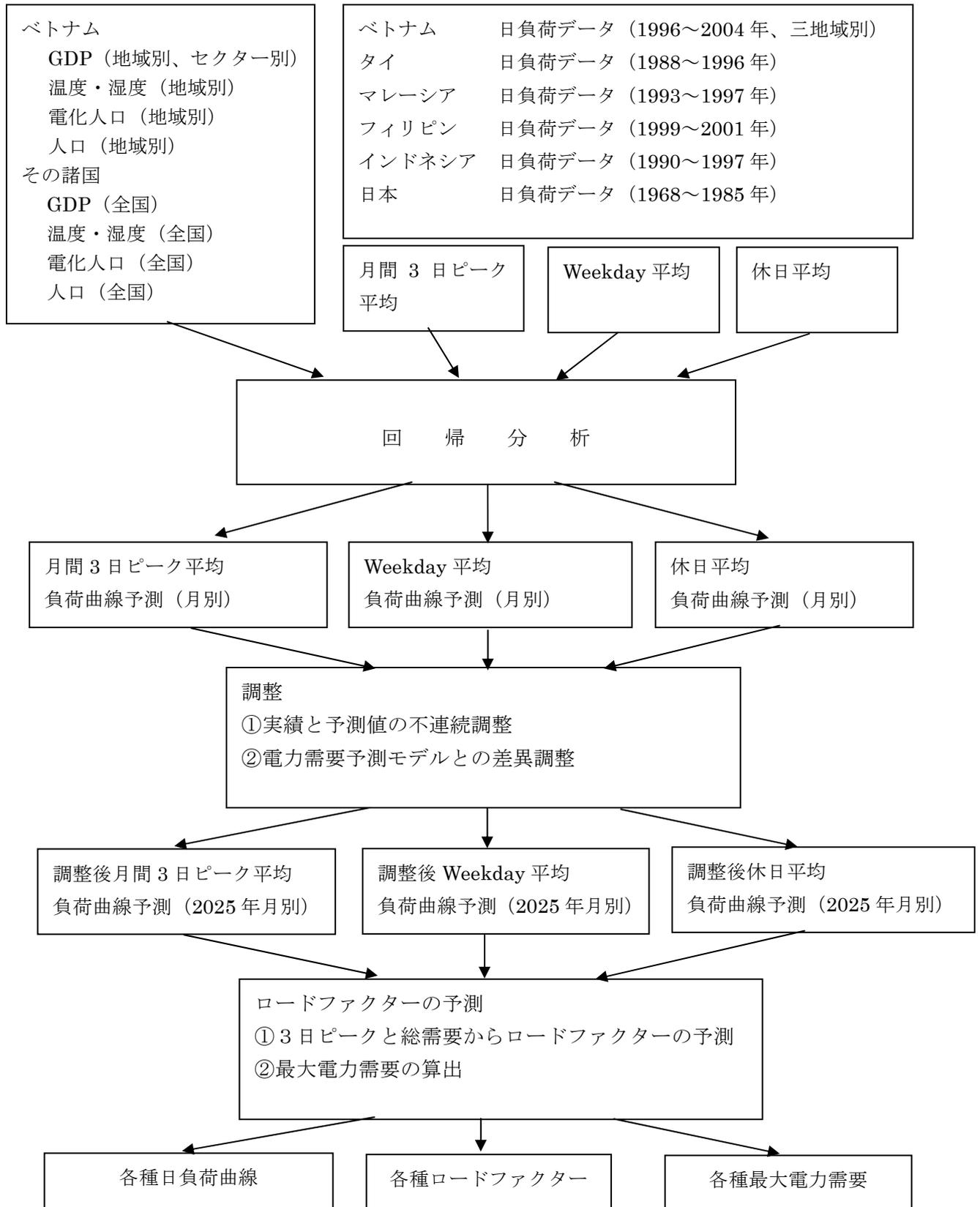


図 3-2-2 負荷曲線と最大電力需要予測フロー

<積み上げによる日負荷曲線>

ベトナムエネルギー研究所では、積み上げ法による日負荷曲線の予測を行っている。今回は、回帰分析法による日負荷曲線と積み上げ法による日負荷曲線を比較して、調査団内で意見交換をしたうえで、最終的に決定することとした。

本プロジェクトの日負荷曲線は、以下の3通りの方法で、2025年までの予測している。

回帰分析法による日負荷曲線予測

- (A) 過去の日負荷曲線から、2025年までの月別の日負荷曲線パターンの予測。
- (B) 2025年までの月別電力需要予測
- (C) 2025年までの月別最大電力需要予測 (= (A) * (B))

積み上げによる法による日負荷曲線予測

- (D) 2004の日負荷曲線から、月別の日負荷曲線パターンの決定。
- (E) 2025年までの月別電力需要予測 (年別需要を月別に配分)
- (F) 2025年までの月別最大電力需要予測 (= (D) * (E))

組み合わせによる日負荷曲線予測

- (F) 積み上げ法による2025年までの月別最大電力需要から日負荷曲線パターンの引継ぎ。
- (B) 回帰分析法による2025年までの月別最大電力需要予測の引継ぎ
- (G) 2025年までの月別最大電力需要予測 (= (F) * (B))

3.2.3 電力需要予測

(1) 前提

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>

先の経済見通しの高成長シナリオを前提として、セクター別エネルギー需要予測をおこなない。その後、セクター別の電化率見通し・省エネルギー見通しを考慮して電力の需要予測を行う。ただし、2006-2008年の電力需要は、5ヵ年計画との整合性をとるため、年率17%の成長とする。

<High Case>

Base Caseの前提で、2006-2008年の電力需要を、年率18%の成長としたときのケースである。

<Low Case>

先の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%として予測を行うケースである。

以上の3つのケースについて、電力需要予測をおこなうが、各ケースごとの前提は、以下の通りである。

① 人口伸び率

過去5年間の人口の伸びは、1.4%であるが、今後は、1.1%程度の人口の伸びが見込まれている。ただし、2020年以降は、さらに低下して0.8%である。

ケース	単位	2005/2000	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	} 1.4				
Base Case	%		1.1	1.1	1.1	0.8
Low Case	%					

(出典) ECONOMIC DEVELOPMENT FORECAST SERVING STUDY ON ENERGY DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2050

② 為替レート

対ドルの為替レートは、基本的には、ベトナムとアメリカのインフレ差によって決まるが(6%-3%=3%)、ここでは、出典に記載されている為替レートを採用した。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	Don/\$	} 16,077				
Base Case	Don/\$		17,621	19,313	21,168	21,168
Low Case	Don/\$					

(出典) 同上

③ GDP 伸び率

見通しでは、GDPの伸び率は、2005年から2015年の10年間は、比較的高度な伸びが見込まれ、2015年以降は、安定した成長となっている。

ケース	単位	2005/2000	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	7.4	8.5	8.5	8.5	8.0
Base Case	%	7.4	8.5	8.5	8.5	8.0
Low Case	%	7.4	7.6	7.2	7.2	7.0

(出典) 同上

④ 原油価格 (WTI)

最近の原油高は、2、3年は継続するとの見方があるので、WTIベースで、2005年から2008年までは\$60/bbl(ベトナム原油価格では\$50/bbl)とし、2009年以降は、安定した原油価格\$40/bbl(ベトナム原油価格では\$30～35/bbl)と見込んだ。

ケース	単位	2004	2005	2006	2007	2008	2009		2025
High Case	\$/bbl	} 40	60	60	60	60	40	・・・	40
Base Case	\$/bbl								
Low Case	\$/bbl								

(出典) 需要予測 WG での協議

⑤ 農業部門電気利用割合 (当該部門エネルギーに占める)

諸外国での農業部門でのエネルギー使用中の電気の割合は、以下の表の通りである。2000 年において、フィリピンの 10.1%、中国の 13.7%が注目されるが、現在のベトナムは、農業の電気利用は、フィリピンと中国の中間程度である。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	%	11.2	19.0	23.5	28.1	34.5
Base Case	%	11.2	18.4	22.8	27.4	33.8
Low Case	%	11.2	17.9	21.1	24.1	28.8

(出典) 需要予測 WG での協議

表 3-2-2 (参考) 各国の農業部門での電気利用比率 (%)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Japan	2.7	2.8	2.9	3.0	3.2	2.1
Taiwan	1.7	1.8	2.1	2.3	2.3	2.1
Australia	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Korea	0.9	1.0	0.9	1.0	1.1	1.2
China	12.8	13.2	13.5	12.8	13.7	13.7
Thailand	0.6	0.6	0.5	0.7	0.5	0.5
Philippines	19.8	16.7	18.1	13.8	20.1	10.1

(出典) APEC エネルギーデータベースより作成

⑥ 工業部門電気利用割合 (当該部門エネルギーに占める)

諸外国での工業部門でのエネルギー需要の中に占める電気の割合は、以下の表の通りである。2000 年において、フィリピンの 32%、日本・台湾の 26%が注目される。2005 年のベトナムの工業部門の電気利用は、再生可能エネルギーを含んでいて 15.9%となっているが、再生可能エネルギーを除くと 22%で、マレーシアと同等である。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	%	15.9	24.3	31.1	35.3	38.7
Base Case	%	15.9	23.4	29.6	33.8	36.1
Low Case	%	15.9	23.2	29.3	33.5	35.6

(出典) 需要予測 WG での協議 (アジア諸国の事例を参考に決定)

表 3-2-3 (参考) 各国の工業部門での電気利用比率

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Japan	26.5	26.8	27.1	27.4	26.7	26.6
Taiwan	22.1	22.2	22.9	23.3	24.4	26.2
Australia	20.3	19.9	20.0	21.4	21.9	22.0
Indonesia	12.4	11.9	14.3	13.8	13.9	12.9
Korea	19.0	19.6	19.4	19.2	19.4	20.0
China	5.1	5.3	5.5	5.8	6.0	6.1
Thailand	22.7	20.6	22.5	22.4	23.9	25.4
Malaysia	18.0	19.8	21.4	21.4	23.1	22.2
Philippines	19.7	19.7	20.2	26.9	20.4	31.7

(出典) APERC エネルギーデータベースより作成

⑦ 交通部門電気利用割合 (当該部門エネルギーに占める)

現在のベトナムでの交通部門での電気の利用は、ほとんどないが、将来は、地下鉄の導入などが計画されているので、以下の電気利用率の上昇を設定した。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	%	} 0.5	0.5	0.8	1.3	2.0
Base Case	%					
Low Case	%					

(出典) 需要予測 WG での協議 (アジア諸国の事例を参考に決定)

⑧ 商業部門電気利用割合 (当該部門エネルギーに占める)

今後商業部門での電気の割合は、急速に増加するものと見込まれる。 周辺諸国の割合と IE の計算結果を参考に以下のように設定した。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	%	11.3	22.3	26.4	30.9	37.1
Base Case	%	11.3	21.7	25.6	30.0	34.9
Low Case	%	11.3	20.8	26.0	31.4	37.9

(出典) 需要予測 WG での協議 (アジア諸国の事例を参考に決定)

周辺諸国の「商業部門と家庭部門を合計」した電気の利用割合は、以下の通りである。2000 年においてタイの 71%と台湾の 67%が特に目立つ。 これらは、亜熱帯性の気候地帯であるため、将来ベトナムも 70%近い電化が見込まれると思われる。

表 3-2-4 (参考) 各国の商業・家庭部門での電気利用比率 (除く再生可能エネルギー)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Japan	43.9	43.9	45.4	47.1	47.8	44.8
Taiwan	64.5	63.6	65.9	66.2	65.8	67.2
Australia	52.3	53.0	53.7	54.4	55.3	55.5
Indonesia	3.8	4.3	4.8	5.3	5.4	5.8
Korea	18.0	19.3	21.0	25.7	24.0	27.6
China	6.3	7.0	8.0	9.5	10.0	10.0
Thailand	70.5	70.3	72.6	75.0	72.2	71.2
Malaysia	55.2	49.7	65.0	68.2	61.0	63.4
Philippines	39.0	40.6	47.2	45.2	43.7	40.0

(出典) APEC エネルギーデータベースより作成

⑨ 家庭部門電気利用割合 (当該部門エネルギーに占める)

2005年のベトナムの家庭部門電気利用割合は、下表では、再生可能エネルギーを加えたところの電気利用割合であるため、11%台と低い値になっているが、再生可能エネルギーを除いた商業エネルギー中に占める電気利用割合は35%である。また、2025年では、28%の家庭部門電気利用割合となっているが、商業エネルギー中に占める比率は、60~70%になる。つまり、現在のタイ・マレーシア国とほぼ同じ割合になる。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	%	11.3	17.9	23.3	26.5	28.9
Base Case	%	11.3	17.2	22.3	25.5	27.7
Low Case	%	11.3	16.7	21.6	24.8	27.1

(出典) 需要予測 WG での協議 (アジア諸国の事例を参考に決定)

⑩ 送配電ロス

送配電ロスに関しては、EVN の将来見通しを参考に設定した。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	%	} 12.0				
Base Case	%		10.8	9.6	8.5	8.0
Low Case	%					

(出典) EVN 計画値を設定

⑪ 所内ロス率 (Own Use rate)

発電タイプ別に所内率が設定できるので、概略の将来の発電見通しを作成し、平均としての所内ロス率 (Own Use rate) を設定した。

ケース	単位	2005	2010	2015	2020	2025
High Case	%	3.5	3.5	3.4	4.0	4.5
Base Case	%	3.5	3.5	3.4	4.0	4.5
Low Case	%	3.6	3.6	3.4	4.1	4.6

(出典) モデルの発電計画より計算

表 3-2-5 (参考) 平均所内ロス率の見通し (Base,High ケース)

発電タイプ	所内率	単位	2005	2010	2015	2020	2025
Power from Hydro	0.5%	GWh	17,706	46,754	74,177	79,127	90,953
Nuclear power	5.0%	GWh				12,264	12,264
Power from Thermal(Coal)	7.0%	GWh	7,977	29,035	38,152	81,454	146,977
Power from Thermal(FO)	5.0%	GWh	1,210	4,207	4,207	4,207	4,207
Power from Gasturbine(FO)	5.0%	GWh	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
Power from Gasturbine(GAS)	4.5%	GWh	27,078	39,263	65,911	82,310	86,409
Power from Gas steam	5.0%	GWh	285	285	285	285	285
Power from Diesel	5.0%	GWh	47	47	47	47	47
Total generation		GWh	56,524	121,813	185,000	261,915	343,364
Total own use		GWh	1,999	4,293	6,214	10,588	15,410
Own use rate		%	3.5	3.5	3.4	4.0	4.5

(出典) 発電タイプ別所内ロス率は、PDP5th より引用

表 3-2-6 (参考) 平均所内ロス率の見通し (Low ケース)

発電タイプ	所内率	単位	2005	2010	2015	2020	2025
Power from Hydro	0.5%	GWh	17,706	46,754	74,177	79,127	90,953
Nuclear power	5.0%	GWh				12,264	24,528
Power from Thermal(Coal)	7.0%	GWh	7,977	29,035	38,152	81,454	146,977
Power from Thermal(FO)	5.0%	GWh	1,210	4,207	4,207	4,207	4,207
Power from Gasturbine(FO)	5.0%	GWh	2,222	2,222	2,222	2,222	2,222
Power from Gasturbine(GAS)	4.5%	GWh	27,078	39,263	65,911	82,310	86,409
Power from Gas steam	5.0%	GWh	285	285	285	285	285
Power from Diesel	5.0%	GWh	47	47	47	47	47
Total generation		GWh	56,524	121,813	185,000	261,915	355,628
Total own use		GWh	2,054	4,371	6,346	10,753	16,196
Own use rate		%	3.6	3.6	3.4	4.1	4.6

(出典) 発電タイプ別所内ロス率は、PDP5th より引用

⑫ 地域別 GDP

北部、中部、南部の地域別 GDP は、出典「ECONOMIC DEVELOPMENT FORECAST SERVING STUDY ON ENERGY DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2050」のとおりであるが、特徴として、中部の成長が高く、次いで、北部、南部の順になっている。これは、現在比較的高い水準にある南部の成長は低位で、比較的低い経済状態にある中部が、高い成長率を期待されていると見られる。

<北部>

ケース	単位	2005/2000	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	7.9	8.6	8.8	8.7	8.7
Base Case	%	7.9	8.6	8.8	8.7	8.7
Low Case	%	7.9	7.8	7.3	7.4	7.4

(出典) ECONOMIC DEVELOPMENT FORECAST SERVING STUDY ON ENERGY DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2050

<中部>

ケース	単位	2005/2000	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	8.2	8.7	8.9	9.2	9.2
Base Case	%	8.2	8.7	8.9	9.2	9.2
Low Case	%	8.2	7.9	7.6	8.0	8.0

(出典) 同上

<南部>

ケース	単位	2005/2000	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	7.7	8.3	8.3	8.2	8.2
Base Case	%	7.7	8.3	8.3	8.2	8.2
Low Case	%	7.7	7.4	6.8	6.9	6.9

(出典) 同上

(2) Base ケースの電力需要予測結果

a. 全国電力需要予測 (Base Case)

経済の高成長シナリオでは、電力の需要は、2005年～2025年間平均11.2%で推移する。需要量としては、2005年の電力需要46,000GWhから2025年には381,000GWhになる。2005-2008年までの伸びは16.6%で、2005-2010年の平均16.1%であることを見ると、2010年までの前半は多少高めの推移となっている。

GDP弾性値は、2007年と2008年が2.0、2009年と2010年は1.8、1.7で、2005年のGDP弾性値1.9の勢いが2010年までは続くものと思われる。ただ、2015年以降は、弾性値が1.3程度と見込まれている。

セクター別需要予測では、2005-2025年の製造業12%の成長に対して、商業とその他が14.0%、14.3%と製造業より高い伸びとなっている。

これらを経年で、その推移をみると以下の表の通りである。

表 3-2-7 電力需要見通し (2005年～2010年) 単位: GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	10/05
電力需要	46,000	54,000	63,000	73,000	85,000	97,000	
伸び率	15.2%	16.5%	17.1%	16.9%	15.7%	14.5%	16.1%
弾性値	1.9	1.9	2.0	2.0	1.8	1.7	1.9

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-8 電力需要見通し (2005 年～2025 年) 単位 : GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	
電力需要	46,000	97,000	165,000	257,000	381,000	
	2005/00	2010/05	2015/10	2020/15	2025/20	2025/05
伸び率	15.2 %	16.1%	11.2%	9.3%	8.2%	11.2%
弾性値	2.1	1.9	1.3	1.1	1.0	1.3

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-9 セクター別電力需要見通し (2005 年～2010 年) 単位 : GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
農業・漁業・林業	658	750	878	1,026	1,137	1,229
製造業	20,909	24,790	29,405	34,815	40,439	46,325
商業	2,022	2,469	3,017	3,673	4,763	6,168
家庭	20,173	23,198	26,537	30,288	34,155	38,042
他	2,235	2,384	2,917	3,556	4,361	5,354
合計	45,997	53,591	62,754	73,359	84,854	97,118

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-10 セクター別電力需要見通し (2005 年～2025 年) 単位 : GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	25/05
農業・漁業・林業	658	1,229	1,624	2,061	2,611	7.1%
製造業	20,909	46,325	81,559	131,066	199,296	11.9%
商業	2,022	6,168	10,528	17,319	27,550	14.0%
家庭	20,173	38,042	59,777	85,629	119,109	9.3%
他	2,235	5354	11,487	21,211	32657	14.3%
合計	45,997	97,118	164,975	257,286	381,223	11.2%

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

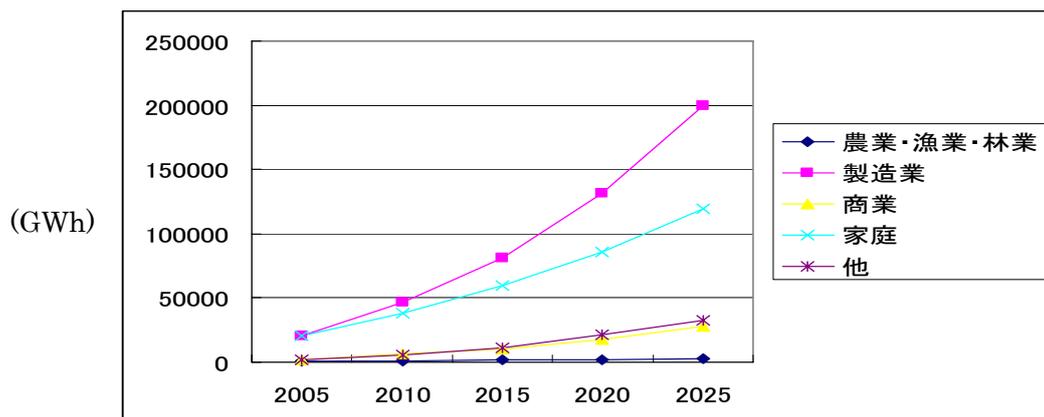


図 3-2-3 Base Case のセクター別電力需要予測 (単位 : GWh)

PDP5th (第 5 次電力計画) およびその改訂版 PDP5th の Base の需要予測と比較すると以下の表の通りである。2020 年時点での電力需要は、第 5 次電力計画では、147,000GWh、改訂版では 179,000GWh であるのに対して、今回の High ケースでは、257,000GWh と改訂

版に対して 44%ほど上昇している。

表 3-2-11 他予測との比較 (Base Case)

単位：GWh

	2005	2010	2015	2020	2025
PDP6th	45,997	97,118	164,975	257,286	381,223
PDP5th	37,116	61,572	95,747	146,555	
Revised PDP5th	44,944	80,486	124,203	178,568	

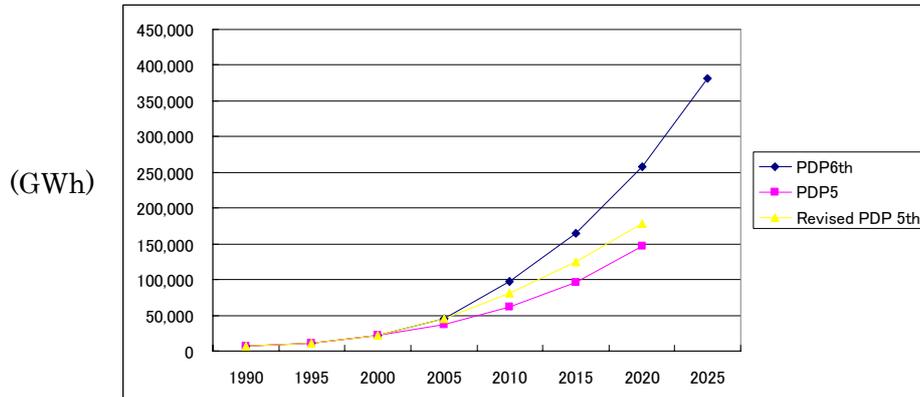


図 3-2-4 他予測との比較 (Base Case)

b. 地域別電力需要予測 (Base case)

2005年からの20年間で北部、中部、南部の電力需要の構成比率は、大きくは変化しない見通しである。ただ、中部の電力需要の伸びは、北部や南部よりは、多少大きく、2025年の構成比で見ると2005年の10.1%から2025年には10.8%になる。また、北部も多少の増加が見込まれている。

表 3-2-12 地域別電力需要見通し

単位：GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	25/05
北部	17,686	36,657	63,401	100,441	151,283	11.3%
中部	4,647	9,703	16,549	26,477	41,286	11.5%
南部	23,664	50,758	85,025	130,367	188,654	10.9%
合計	45,997	97,118	164,975	257,286	381,223	11.2%

(出典) Base ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-13 地域別電力需要構成比

単位：%

	2005	2010	2015	2020	2025	増減
北部	38.5	37.7	38.4	39.0	39.7	+1.2%
中部	10.1	10.0	10.0	10.3	10.8	+0.7%
南部	51.4	52.3	51.5	50.7	49.5	-1.9%
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

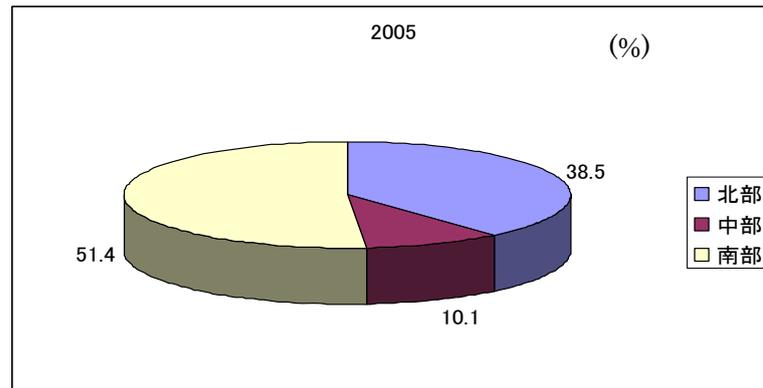


図 3-2-5 地域別電力構成比 (Base case 2005 年)

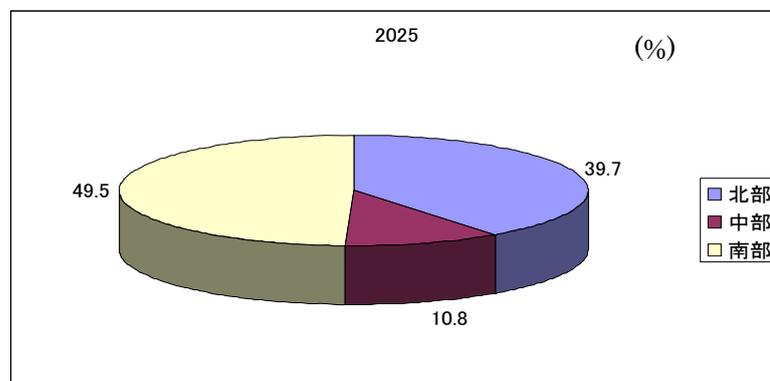


図 3-2-6 地域別電力構成比 (Base case 2025 年)

(3) High ケースの電力需要予測結果

a. 全国電力需要予測 (High case)

2006年～2008年の電力需要推定を18%とすると、2005年～2025年間では、平均11.4%で推移する。需要量としては、2005年の電力需要46,000GWhから2025年には399,000GWhになる。

GDP弾性値は、2007年が2.2、2008年が2.1、2009年が1.9、そして2010年が1.8で、2005年のGDP弾性値1.9の勢いが2010年までは続くものと思われる。ただし、2015年以降は、弾性値が1.2程度と見込まれている。

セクター別需要予測では、2005-2025年の製造業12.2%の成長に対して、商業とその他が14.2%、15.7%と製造業より高い伸びとなっている。

これらを経年で、その推移をみると以下の表の通りである。

表 3-2-14 電力需要見通し (2005 年～2010 年) 単位 : GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	10/05
電力需要	45,682	54,088	63,986	75,568	87,993	101,148	
伸び率	15.2 %	18.4%	18.3%	18.1%	16.4%	15.0%	17.2%
弾性値	1.9	2.2	2.2	2.1	1.9	1.8	2.0

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-15 電力需要見通し (2005 年～2025 年) 単位 : GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	
電力需要	45,682	101,148.0	172,355.0	267,561.0	398,554.0	
	2005/00	2010/05	2015/10	2020/15	2025/20	2025/05
伸び率	15.2 %	17.2%	11.2%	9.2%	8.3%	11.4%
弾性値	2.1	2.0	1.3	1.1	1.0	1.4

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-16 セクター別電力需要見通し (2005 年～2010 年) 単位 : GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
農業・漁業・林業	658	757	895	1,057	1,176	1,272
製造業	20,909	25,022	29,985	35,866	41,921	48,201
商業	2,022	2,492	3,076	3,784	4,907	6,354
家庭	20,173	23,415	27,061	31,203	35,443	39,656
他	2,235	2,402	2,969	3,658	4,546	5,665
合計	45,997	54,080	63,986	75,568	87,993	101,148

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-17 セクター別電力需要見通し (2005 年～2025 年) 単位 : GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	2025/05
農業・漁業・林業	658	1,272	1,672	2,109	2,658	7.2
製造業	20,909	48,201	84,958	135,398	208,316	12.2
商業	2,022	6,354	10,828	17,719	28,750	14.2
家庭	20,173	39,656	62,412	88,692	123,089	9.5
他	2,235	5,665	12,485	23,643	35,741	15.7
合計	45,997	101,148	172,355	267,561	398,554	11.4

(出典) HIGH ケース電力需要予測モデルより

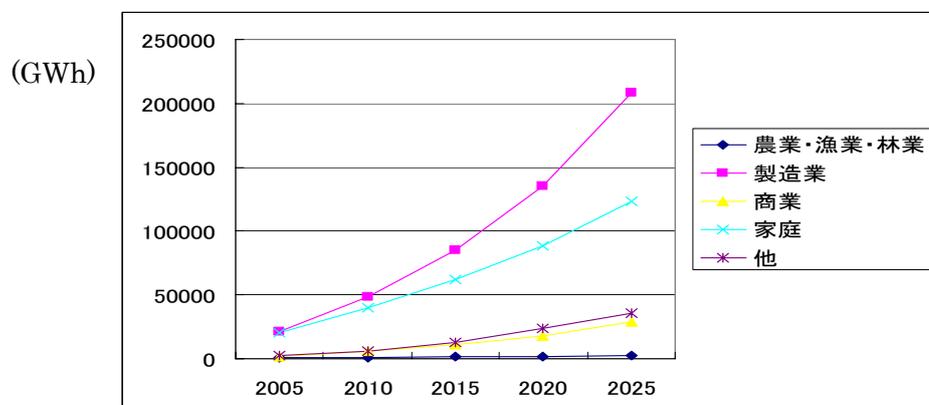


図 3-2-7 High Case のセクター別電力需要予測

PDP5th（第5次電力計画）およびその改訂版 PDP5th の High case の需要予測と比較すると以下の表の通りである。2020年時点での電力需要は、第5次電力計画では、177,000GWh、改訂版では221,000GWhであるのに対して、今回の High ケースでは、268,000GWhと改訂版に対して21%ほど上昇している。

表 3-2-18 電力需要予測と他予測との比較（High Case） 単位：GWh

	2005	2010	2015	2020	2025
PDP6th	45,682	101,148	172,355	267,561	398,554
PDP5th	39,066	68,538	111,066	176,696	
Revised PDP5th	44,944	85,678	144,057	221,723	

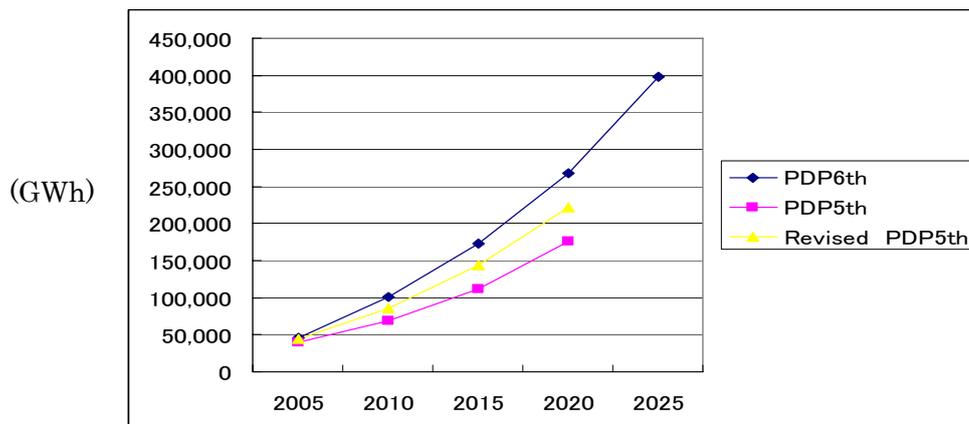


図 3-2-8 電力需要予測と他予測との比較（High Case）

b. 地域別電力需要予測（High case）

2005年からの20年間での北部、中部、南部の電力需要の構成比率は、大きく変化しない見通しである。ただ、中部の電力需要の伸びは、北部や南部よりは、多少大きく、2025年の構成比で見ると2005年の10.1%から2025年には10.4%になる。

表 3-2-19 地域別電力需要見通し 単位：GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	25/05
北部	17,686	38,069	65,282	101,760	152,328	11.4%
中部	4,647	10,057	16,977	26,710	41,367	11.6%
南部	23,664	53,022	90,096	139,091	204,859	11.4%
合計	45,997	101,148	172,355	267,561	398,554	11.4%

（出典）High ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-20 地域別電力需要構成比 単位：%

	2005	2010	2015	2020	2025	増減
北部	38.5	37.6	37.9	38.0	38.2	-0.3
中部	10.1	9.9	9.8	10.0	10.4	+0.3
南部	51.4	52.4	52.3	52.0	51.4	0.0
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

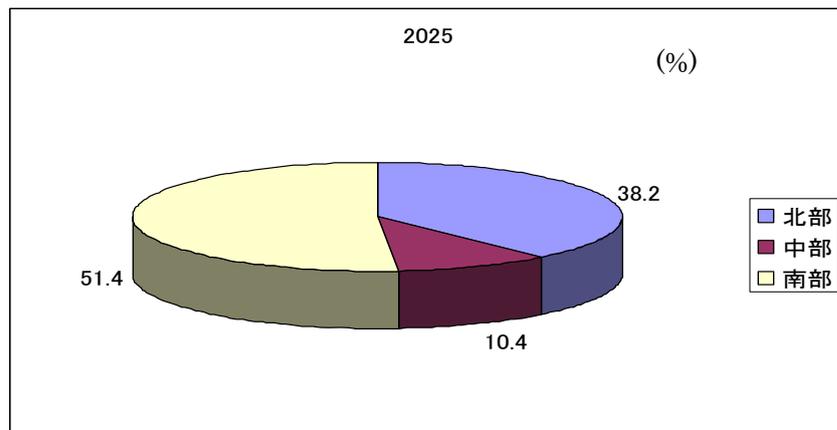


図 3-2-9 地域別電力構成比 (High case 2025 年)

(4) Low Case の電力需要予測

a. 全国電力需要予測 (Low case)

予測されるシナリオでは、電力の需要は、2005 年～2025 年間平均 10.0% で推移する。需要量としては、2005 年の電力需要 46,000GWh から 2025 年には 309,000GWh になる。2006-2008 年までの伸びは 16% で、2005-2010 年の平均は 14.9% である。

GDP 弾性値は、2007 年と 2008 年が 2.0、2009 年は 1.9、2010 年は 1.7 で、2005 年の GDP 弾性値 1.9 の勢いが 2010 年までは続くものと思われる。ただ、2015 年以降は、弾性値が 1.4 程度と見込まれる。

セクター別需要予測では、2005-2025 年の製造業 10.8% の成長に対して、商業とその他が 14.4%、12.7% と製造業の 10.8% より高い伸びとなっている。

これらを経年で、その推移をみると以下の表の通りである。

表 3-2-21 電力需要見通し (2005 年～2025 年) 単位: GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	10/05
電力需要	46,000	53,000	62,000	71,000	81,000	92,000	
伸び率	15.4 %	16.8%	16.0%	15.2%	14.1%	13.1%	14.9%
弾性値	1.9	2.2	2.1	2.0	1.9	1.7	2.0

(出典) Low ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-22 セクター別電力需要見通し (2005 年～2010 年) 単位：GWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
農業・漁業・林業	658	746	866	997	1,092	1,168
製造業	20,909	24,684	29,005	33,841	38,825	44,055
商業	2,022	2,458	2,976	3,570	4,489	5,636
家庭	20,173	23,099	26,176	29,442	32,744	36,042
他	1,921	2,369	2,872	3,451	4,176	5,047
合計	45,682	53,356	61,894	71,301	81,327	91,949

(出典) Low ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-23 電力需要見通し (2005 年～2025 年) 単位：GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	
電力需要	46,000	97,000	147,000	216,000	309,000	
	2005/00	2010/05	2015/10	2020/15	2025/20	25/05
伸び率	15.3%	15.0%	9.8%	8.1%	7.3%	10.0%
弾性値	2.1	2.0	1.4	1.1	1.0	1.4

(出典) Low ケース電力需要予測モデルより

表 3-2-24 セクター別電力需要見通し (2005 年～2025 年) 単位：GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	25/05
農業・漁業・林業	658	1,168	1,443	1,716	2,065	5.9%
製造業	20,909	44,055	73,391	111,653	163,798	10.8%
商業	2,022	5,636	9,292	14,511	22,410	14.4%
家庭	20,173	36,042	53,838	73,751	98,129	8.2%
他	1,921	5,047	8,935	14,802	22,109	12.7%
合計	45,682	91,949	146,899	216,433	308,511	10.0%

(出典) Low ケース電力需要予測モデルより

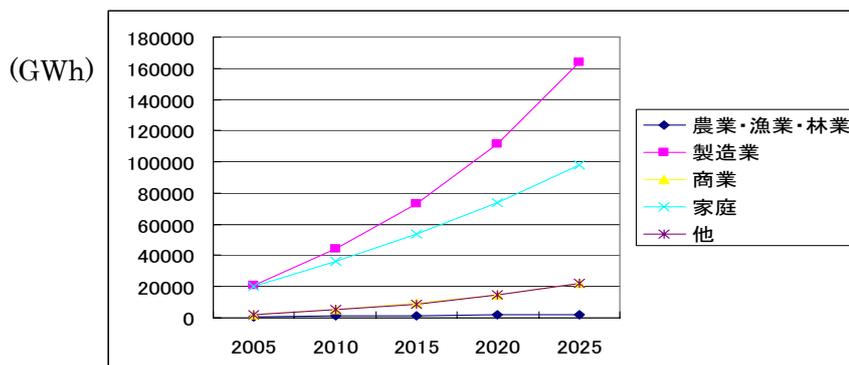


図 3-2-10 Low Case のセクター別電力需要予測

b. 地域別電力需要予測 (Low case)

2005 年からの 20 年間での北部、中部、南部の電力需要の構成比率は、大きくは変化しない見通しである。ただ、中部の電力需要の伸びは、北部や南部よりは多少大きく、2025 年の構成比で見ると 2005 年の 10.1% から 2025 年には 10.7% になる。また、北部も南部も多少の減少となる。

表 3-2-25 地域別電力需要見通し 単位：GWh

	2005	2010	2015	2020	2025	25/05
北部	17,555	34,655	55,509	81,932	117,184	10.0%
中部	4,609	9,273	14,790	22,219	32,988	10.3%
南部	23,519	48,021	76,600	112,282	158,339	10.0%
合計	45,682	91,949	146,899	216,433	308,511	10.0%

表 3-2-26 地域別電力需要構成比 単位：%

	2005	2010	2015	2020	2025	増減
北部	38.4	37.7	37.8	37.9	38.0	-0.4
中部	10.1	10.1	10.1	10.3	10.7	+0.6
南部	51.5	52.2	52.1	51.9	51.3	-0.2
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

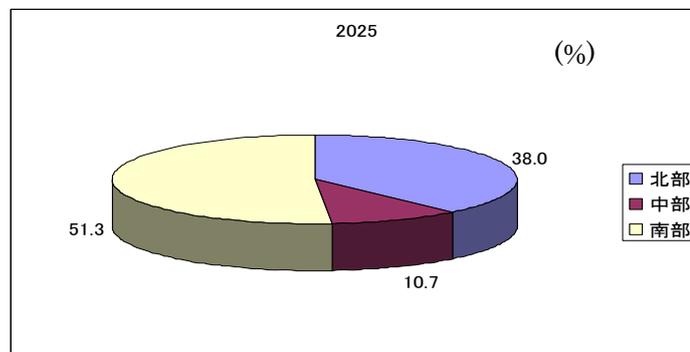


図 3-2-11 地域別電力構成比 (Low case 2025 年)

(5) 各ケースの電力需要予測比較

a. 全体需要予測の比較

High, Base, Low 各ケースの電力需要予測結果は、以下のとおりである。

表 3-2-27 需要予測の比較

電力需要 予測		2005	2010	2015	2020	2025	
	High		46,000	101,000	172,000	268,000	399,000
Base		46,000	97,000	165,000	257,000	381,000	
Low		46,000	97,000	147,000	216,000	309,000	
Base との 差異		2005/00	2010/05	2015/10	2020/15	2025/20	
	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%

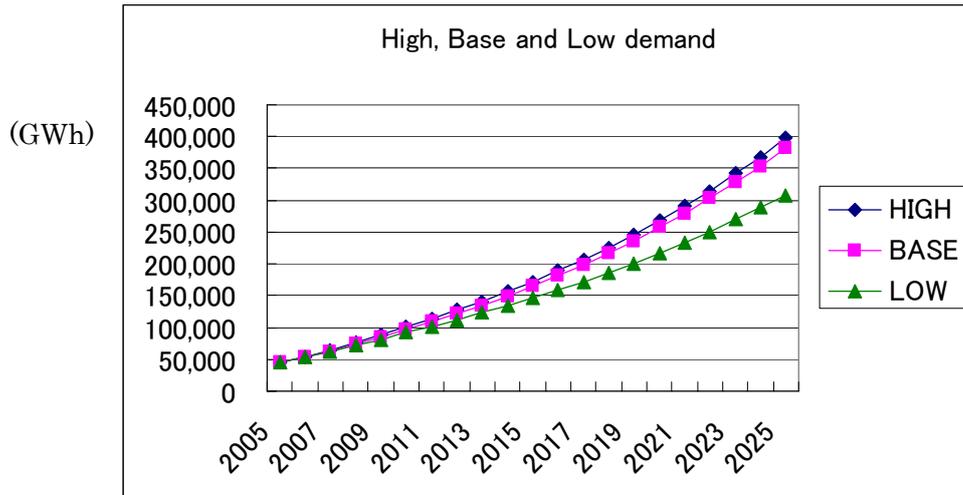


図 3-2-12 需要予測の比較

b. 各ケースの最大電力需要比較 (詳細は、章 3.3 参照)

High, Base, Low 各ケースの最大電力需要予測結果は、以下のとおりである。

表 3-2-28 最大電力需要の比較表

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		
Low	MW	9,900	18,900	28,700	40,500	57,300		
Base との 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	%	18.7	13.9	8.7	7.1	7.2	9.2

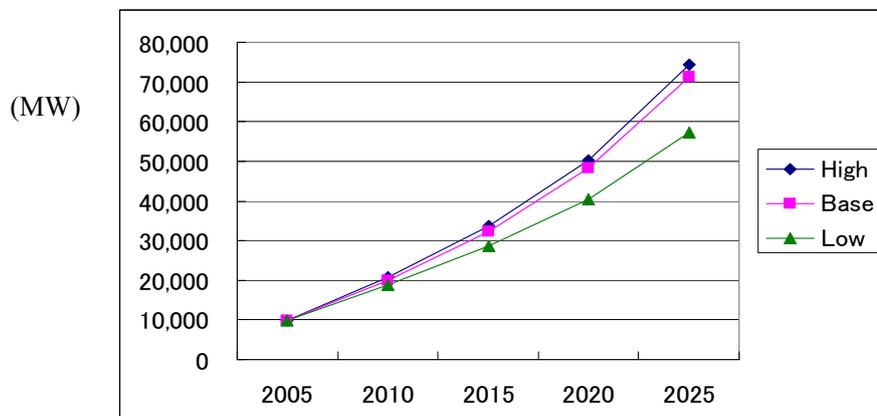


図 3-2-13 各ケースの最大電力需要比較

3.3 日負荷曲線予測

3.3.1 予測方法

既に述べたとおり、現在のベトナム国の日負荷曲線は、11 時頃に一旦ピークを示した後、19 時頃に一日の最大電力を記録する夜ピーク型となっている。しかしながら、最近では、産業用電力需要の伸びを背景として、昼ピークの増加率が夜ピークのそれを上回る傾向を示しており、この結果、昼夜間のピーク電力の格差が年々減少している。

こうした顕著な傾向に加え、タイやマレーシア等の近隣諸国では、経済成長に伴って夜間ピークから昼間ピークへとシフトする事例が多く見られることから、ベトナム国においても、将来的にはこうした変化が起こり得るものと考えられる。

しかしながら、日負荷曲線には、当該国や地域の経済状況のみならず、文化や気候など様々な要因が複雑に関与しているため、長期的な予測を正確に行うことは困難である。したがって、本節では、「一定の仮説に基づき、想定し得る変化の一例を推定する」という観点から、回帰分析手法により日負荷曲線の将来予測を行う。この際、北部・中部・南部の地域別で現状の日負荷曲線が大きくことなることから、地域別に負荷曲線の予測を試みた。

日負荷曲線予測のフロー図はすでに示したが、回帰分析の方法は、以下の通りである。

- ① 日負荷曲線を時間別に 24 分割する。
- ② 各時間における過去の需要値を、GDP や人口、気温など電力需要と関連性の高いパラメータにより回帰する。
- ③ 回帰式に基づき、時間別の需要値の将来予測を行う。これを統合し、日負荷曲線の将来予測とする。
- ④ 最適電源構成検討に供するために、収集した毎時需要を月毎に以下の 3 タイプに整理し、3 地域×3 タイプ×24 時間で合計 216 本の回帰式を設定する。
 - ・ 最大日：各月の最大 3 日平均の日負荷曲線
 - ・ 平日：各月の最大日及び休日を除く日の平均日負荷曲線
 - ・ 休日：日曜・祭日の平均日負荷曲線

幾つかのベトナムの周辺国では、日負荷曲線が夜ピーク型から昼ピーク型へと変化した経験を有している。ベトナムの電力需要も同様の発展プロセスを辿るとの仮定のもと、これらの国々における日負荷曲線の変化の実績を回帰分析に織り込んだ。参照対象国の選定に際しては、効果的な検討を行うとの観点から、以下の諸条件に留意した

- ① ベトナムから比較的近い距離に位置すること
- ② ベトナムの北部あるいは南部地域と類似した気候条件を有すること
- ③ 過去に夜から昼へのピークシフトを経験していること

この結果、上記①から③の条件を満たす近隣国として、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。この中で、タイは 1990 年代中盤にピークシフトを経験

しているものの、マレーシアでは、1990年代前半にすでに明確な昼ピークを有している。

3.3.2 前提条件

2005年から2025年までの前提となる説明変数は、地域別の産業別GDP、気温、湿度、人口、電化人口である。

(1) 北部 GDP

<農業部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case		2.3	2.5	2.2	2.6	2.1
Base Case	%	2.3	2.5	2.2	2.6	2.1
Low Case	%	2.3	2.0	2.2	2.6	2.1

(出典) ECONOMIC DEVELOPMENT FORECAST SERVING STUDY ON ENERGY DEVELOPMENT FOR THE PERIOD UP TO 2050

<工業部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	11.5	11.8	10.6	10.3	8.8
Base Case	%	11.5	11.8	10.6	10.3	8.8
Low Case	%	11.5	10.8	8.8	8.5	7.8

(出典) 同上

<サービス部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	7.7	8.2	8.9	8.2	8.4
Base Case	%	7.7	8.2	8.9	8.2	8.4
Low Case	%	7.7	7.4	7.4	7.3	7.4

(出典) 同上

(2) 中部 GDP

<農業部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	} 5.7				
Base Case	%		5.4	4.7	4.4	3.8
Low Case	%					

(出典) 同上

<工業部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	11.2	12.0	11.2	11.8	10.8
High Case	%	11.2	12.0	11.2	11.8	10.8
Low Case	%	11.2	10.9	9.4	9.9	9.7

(出典) 同上

<サービス部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	8.0	8.6	9.5	9.1	9.5
Base Case	%	8.0	8.6	9.5	9.1	9.5
Low Case	%	8.0	7.8	8.0	8.2	8.5

(出典) 同上

(3) 南部 GDP

<農業部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	} 3.9	} 3.0	} 2.9	} 2.7	} 2.1
Base Case	%					
Low Case	%					

(出典) 同上

<工業部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
Base Case	%	9.8	10.4	9.5	9.5	7.9
High Case	%	9.8	10.4	9.5	9.5	7.9
Low Case	%	9.8	9.4	7.7	7.7	6.9

(出典) 同上

<サービス部門>

ケース	単位	2005/2003	2010/2005	2015/2010	2020/2015	2025/2020
High Case	%	7.3	7.8	8.5	7.8	8.0
Base Case	%	7.3	7.8	8.5	7.8	8.0
Low Case	%	7.3	7.0	7.0	7.0	7.0

(出典) 同上

(4) 気温・湿度 (°C、%)

<北部>

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
温度	17.9	18.0	21.0	24.7	27.6	29.4	29.6	28.9	27.8	25.8	22.3	18.7
湿度	86.3	84.7	85.4	83.9	81.7	78.6	76.7	79.0	83.6	86.3	86.1	87.1

(出典) IE

<中部>

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
温度	22.0	22.3	24.6	26.6	28.1	29.2	29.6	28.8	27.4	26.1	24.4	22.2
湿度	86.3	84.7	85.4	83.9	81.7	78.6	76.7	79.0	83.6	86.3	86.1	87.1

(出典) IE

<南部>

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
温度	24.4	25.3	26.8	27.6	27.2	26.3	25.9	25.8	25.8	25.6	25.0	24.1
湿度	78.0	74.7	73.4	78.0	83.4	86.7	88.3	88.3	88.4	88.6	86.0	82.4

(出典) IE

3.3.3 日負荷曲線予測結果（回帰分析法）と主な特徴

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夜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年には、昼のピークと夜のピークが現れており、2010年頃には夏場に11時頃に最大電力を示す昼ピーク型となる。
- ② 2010年以降、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。
- ⑤ ケース別日負荷曲線については添付資料 3-1、地域別日負荷曲線については添付資料 3-2を参照。

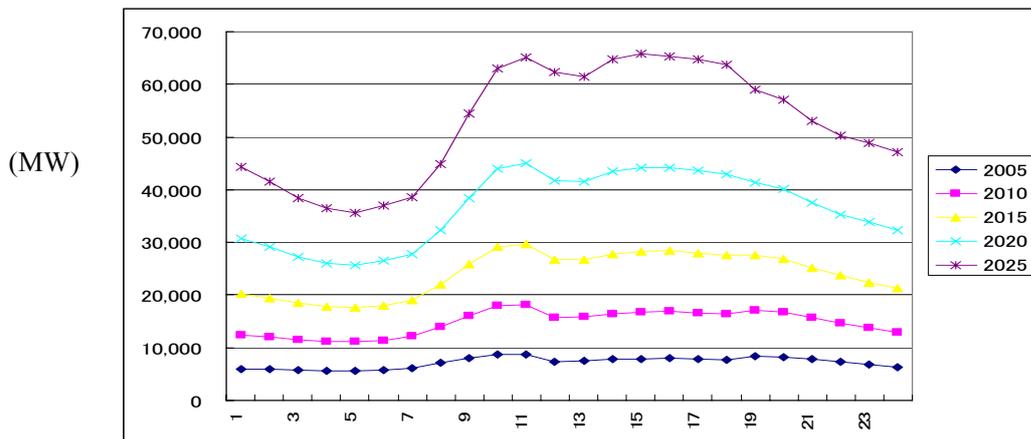


図 3-3-1 7月の日負荷曲線 (Base case)

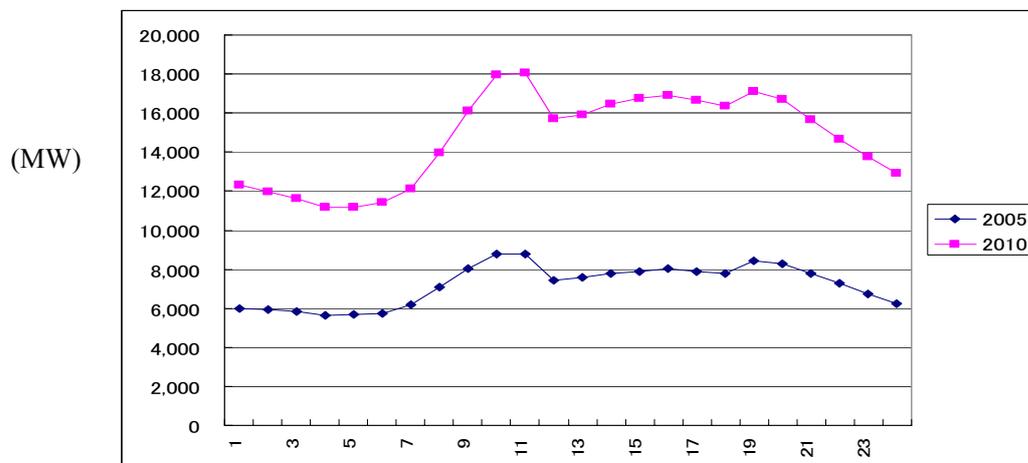


図 3-3-2 2005,2010年7月の日負荷曲線 (Base case)

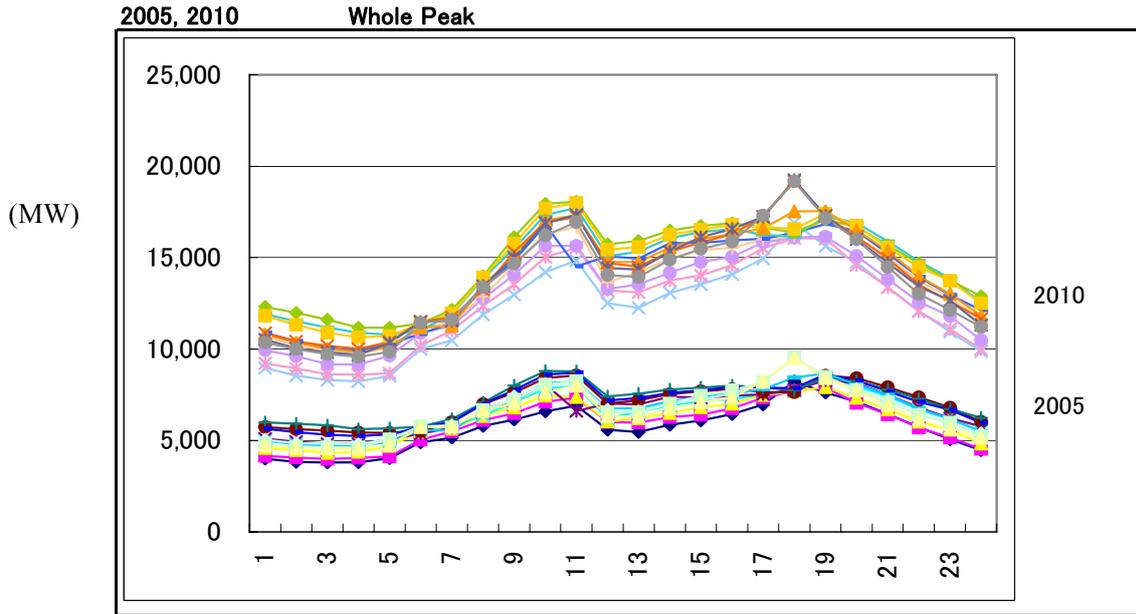


図 3-3-3 2005、2010 年の全国月別最大電力需要 (Base Case)

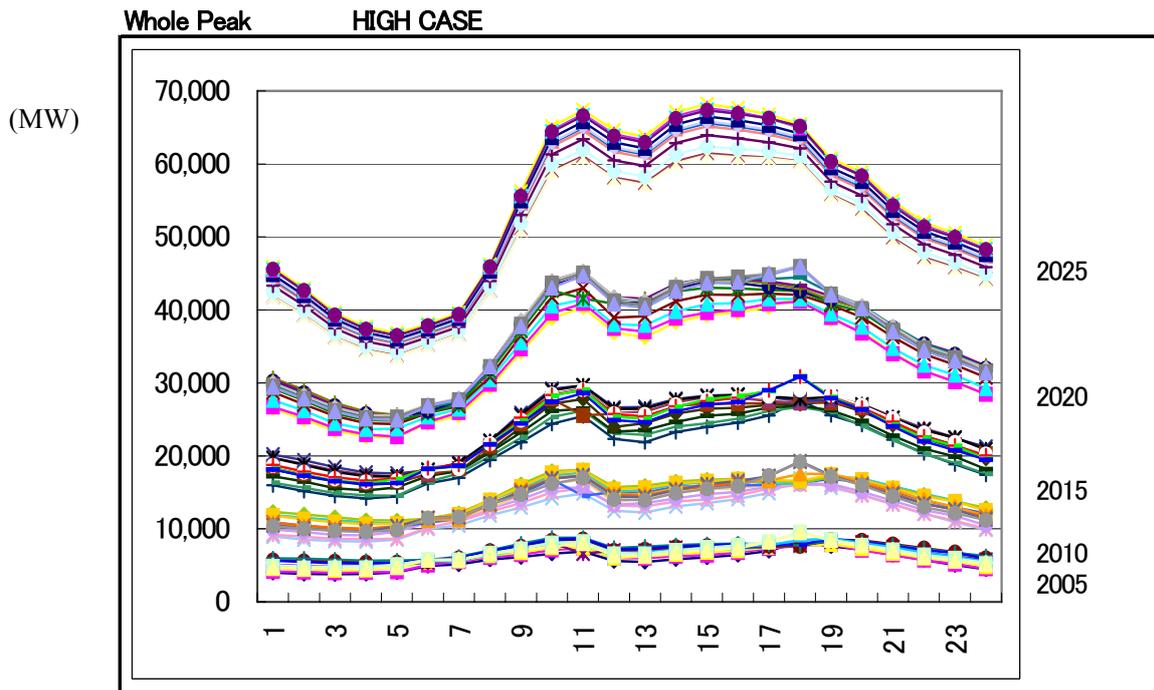


図 3-3-4 2005～2025 年の全国月別日負荷曲線 (Base Case)

3.3.4 最大電力需要（回帰分析法）

(1) Base Case の最大電力需要

Base Case の全国の年間最大電力需要を比較すると以下の通りである。比較対照として、PDP5th（第5次計画）および修正 PDP5th の High Case を取り上げた。また、地域別の年間最大電力需要は、表 3-3-2 のとおりである。

表 3-3-1 最大電力需要比較表 (Base Case)

	計画	Unit	2005	2010	2015	2020	2025
最大電力需要	PDP6th	MW	9,859	19,998	32,354	48,298	71,153
	PDP5th	MW	7,797	12,003	18,197	27,204	
	R-PDP5th	MW	9,199	15,256	22,575	31,432	
伸び率	PDP6th	%	18.7	15.2	10.1	8.3	8.1
	PDP5th	%	10.1	9.0	8.7	8.4	
	R-PDP5th	%	12.0	10.6	8.2	6.8	

(出典) 第6次、第5次、修正第5次のマスタープラン報告書より

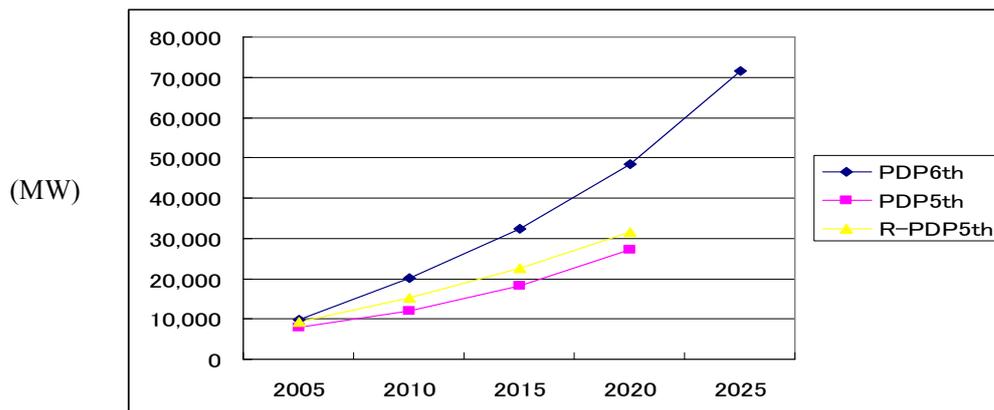


図 3-3-5 最大電力需要の比較 (Base Case)

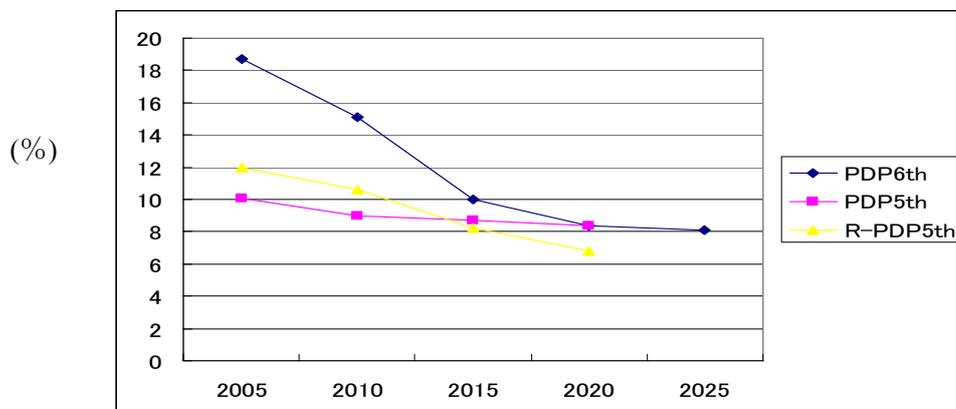


図 3-3-6 最大電力需要の伸び率の推移 (Base Case)

(2) High Case の最大電力需要

High Case の全国の年間最大電力需要を Base Case と同様に比較すると以下の通りである。比較対照として、PDP5th (第 5 次計画) および修正 PDP5th の High Case を取り上げた。また、地域別の年間最大電力需要は、下表のとおりである。

表 3-3-2 Base Case 最大電力需要比較表

	計画	Unit	2005	2010	2015	2020	2025
最大 電力需要	PDP6th	MW	9,859	20,830	33,805	50,233	73,622
	PDP5th	MW	7,838	12,982	20,703	32,376	
	R-PDP5th	MW	9,199	16,241	26,184	39,139	
伸び率	PDP6th	%	18.7	16.1	10.2	8.2	7.9
	PDP5th	%	6.6	10.6	9.8	9.4	
	R-PDP5th	%	12.0	12.0	10.0	8.4	

(出典) 第 6 次、第 5 次、修正第 5 次のマスタープラン報告書

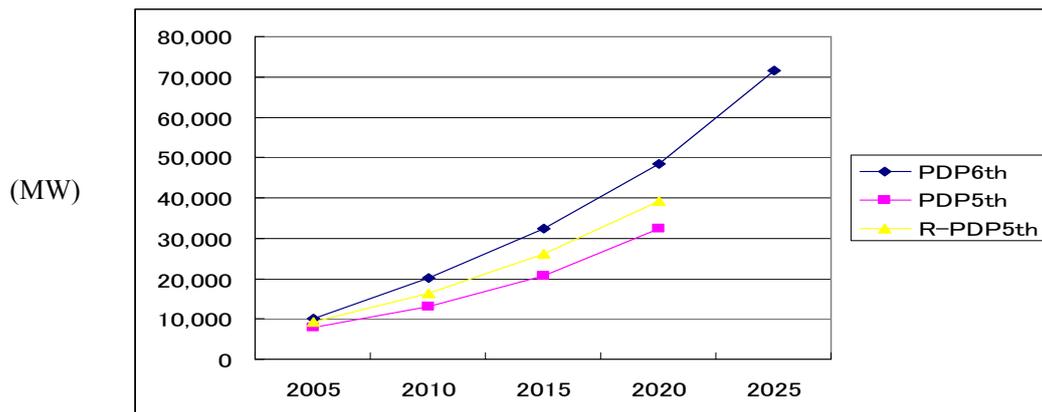


図 3-3-7 最大電力需要の比較 (High Case)

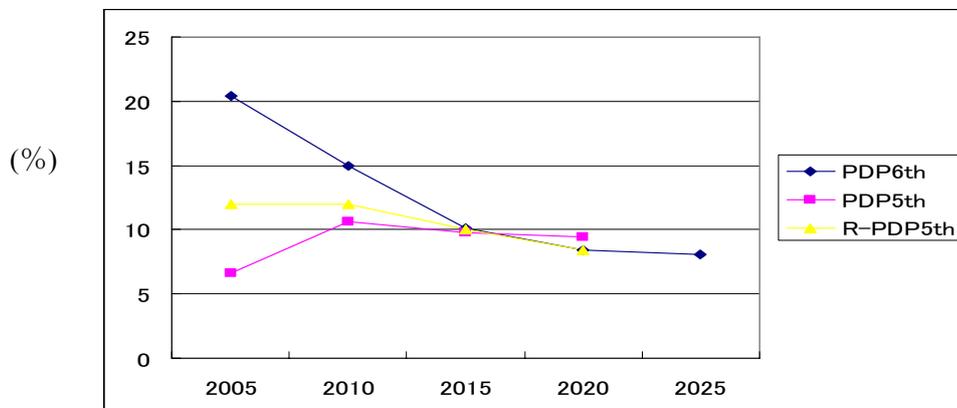


図 3-3-8 最大電力需要の伸び率の推移 (High Case)

(3) Low Case の最大電力需要

Low Case の全国の年間最大電力需要を Base Case と同様に比較すると以下の通りである。比較対照として、PDP5th（第5次計画）および修正 PDP5th の Base Case を取り上げた。また、地域別の年間最大電力需要は、下表のとおりである。

表 3-3-3 Low Case 最大電力需要比較表

		Unit	2005	2010	2015	2020	2025
最大電力需要	PDP6th	MW	9,859	18,897	28,720	40,481	57,303
	PDP5th	MW	7,797	12,003	18,197	27,204	
	R-PDP5th	MW	9,199	15,256	22,575	31,432	
伸び率	PDP6th	%	18.7	13.9	8.7	7.1	7.2
	PDP5th	%	10.1	9.0	8.7	8.4	
	R-PDP5th	%	12.9	10.6	8.2	6.8	

(出典) 第6次、第5次、修正第5次のマスタープラン報告書

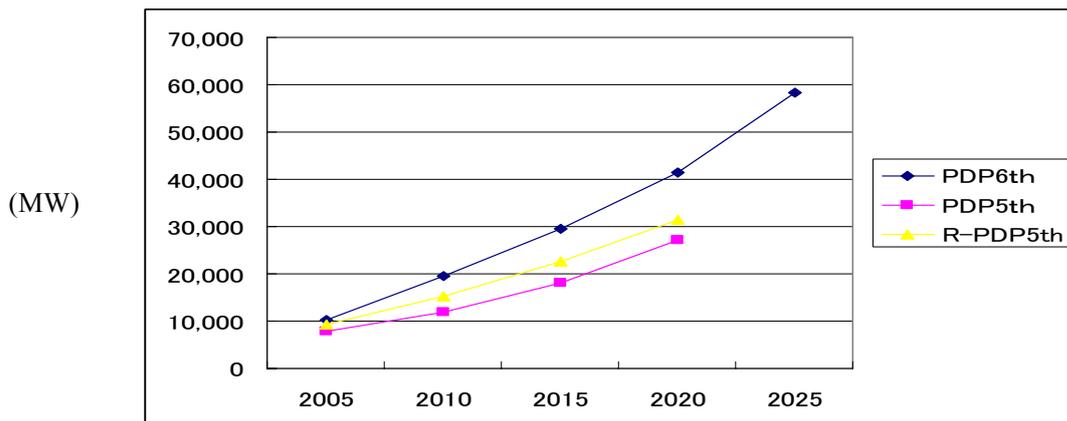


図 3-3-9 最大電力需要の比較 (Low Case)

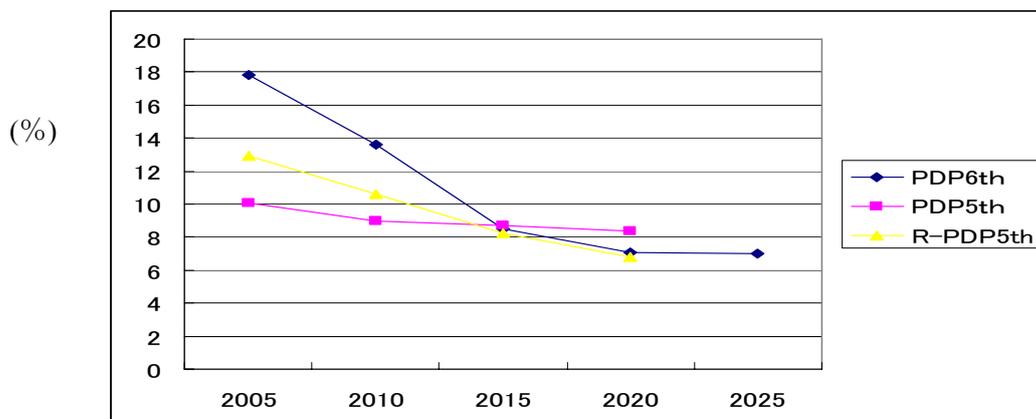


図 3-3-10 最大電力需要の伸び率の推移 (Low Case)

3.3.5 その他の日負荷曲線と最大電力需要予測

(1) 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、2005年、2010年、2015年、2020年、2025年の年間需要量を2004年の月別需要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。

計算された2005年、2010年、2015年、2020年、2025年の月別需要量と2004年の日負荷曲線をつかって、各年各月の日負荷曲線を求める。計算は、Weekday, Holiday, Peakdayについて計算するが、ここでは、Peakdayの日負荷曲線を示している。

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 3-3-11 2004年の日負荷曲線実績推移 (三分類法による)

(2) 日負荷曲線の比較

① 2005年の日負荷曲線（積み上げ法、回帰分析法）

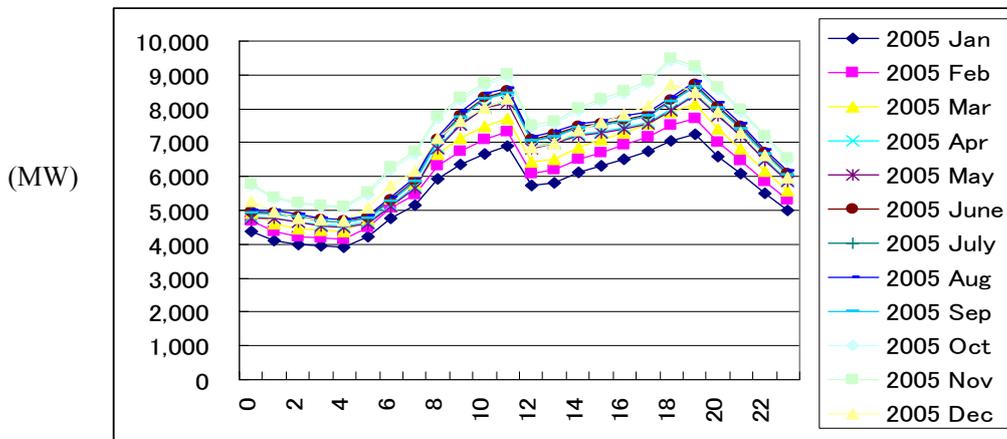


図 3-3-12 積み上げによる 2005 年日負荷曲線（Base case）

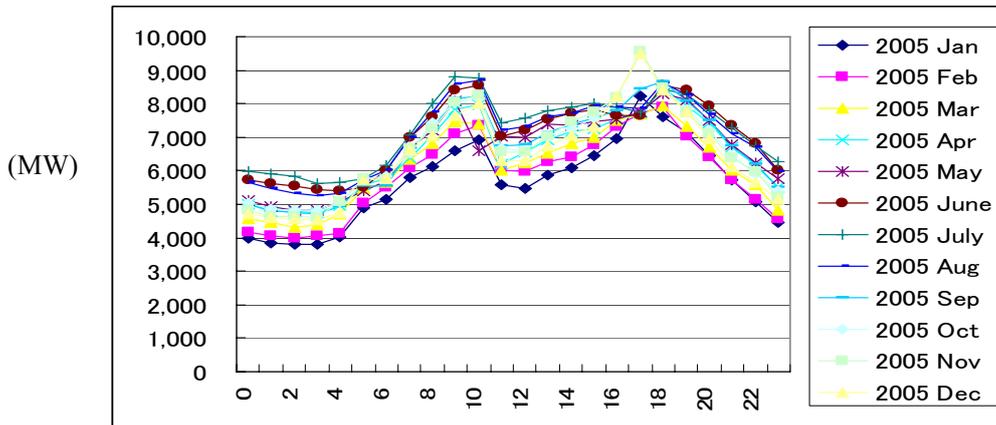


図 3-3-13 回帰分析による 2005 年日負荷曲線（Base case）

② 2010年の日負荷曲線（積み上げ法、回帰分析法）

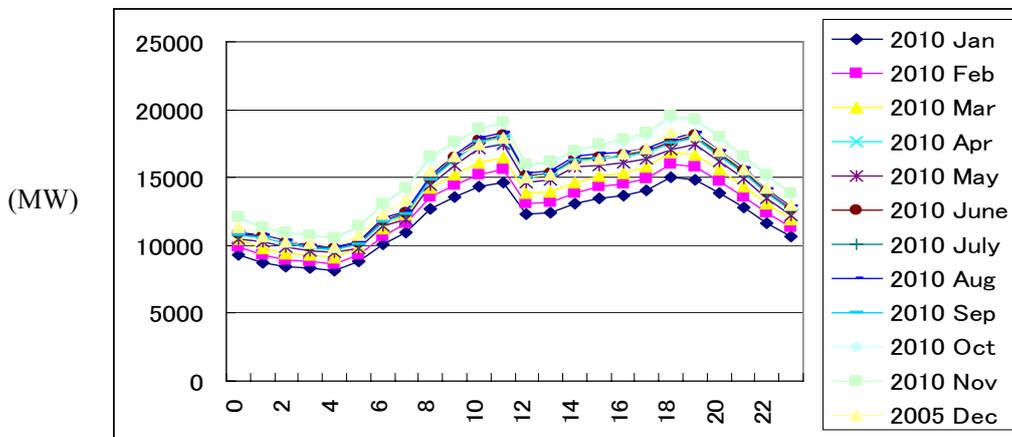


図 3-3-14 積み上げによる 2010 年日負荷曲線（Base case）

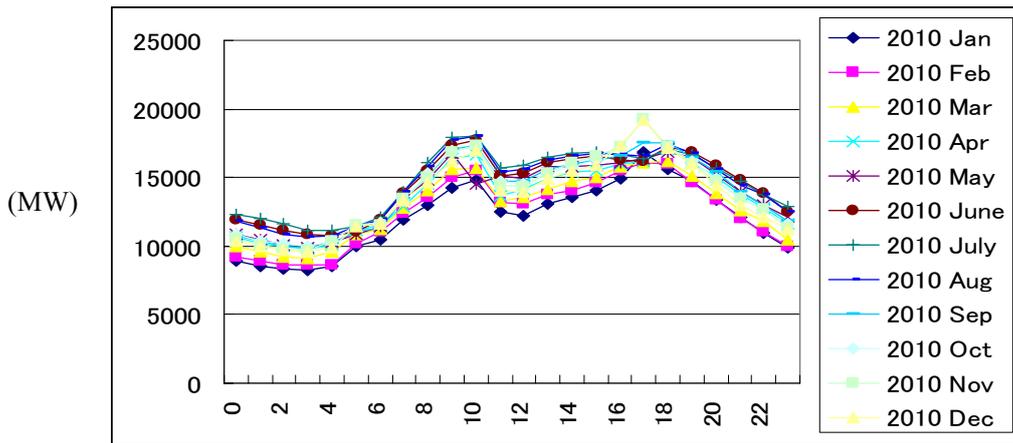


図 3-3-15 回帰分析による 2010 年日負荷曲線 (Base case)

③ 2015 年の日負荷曲線 (積み上げ法、回帰分析法、組み合わせ法)

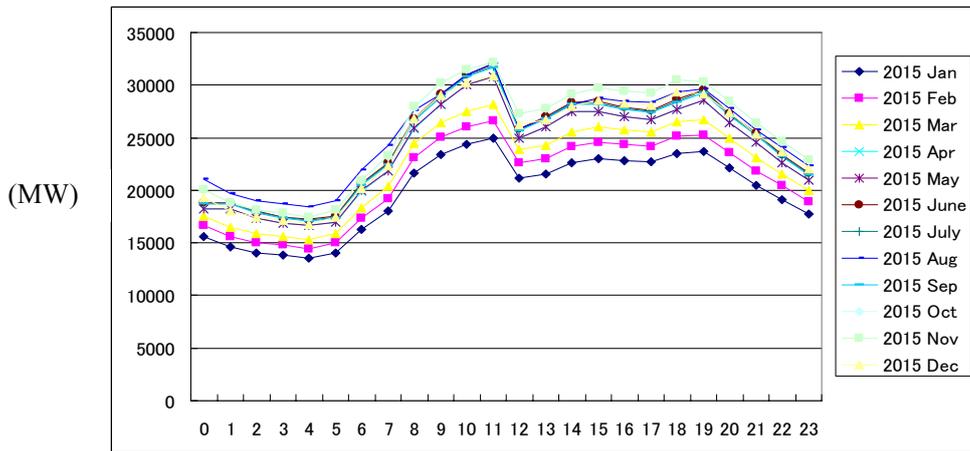


図 3-3-16 積み上げによる 2015 年日負荷曲線 (Base case)

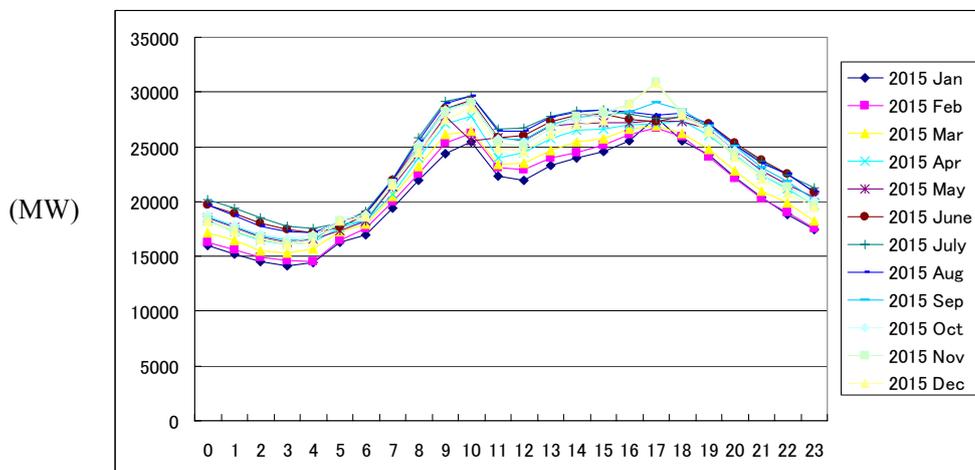


図 3-3-17 回帰分析による 2015 年日負荷曲線 (Base case)

④ 2020年の日負荷曲線（積み上げ法、回帰分析法）

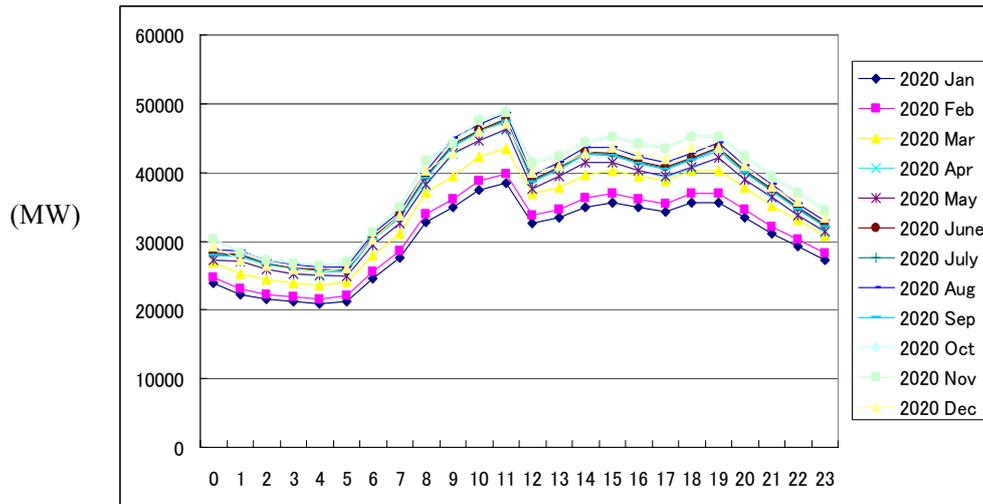


図 3-3-18 積み上げによる 2020 年日負荷曲線（Base case）

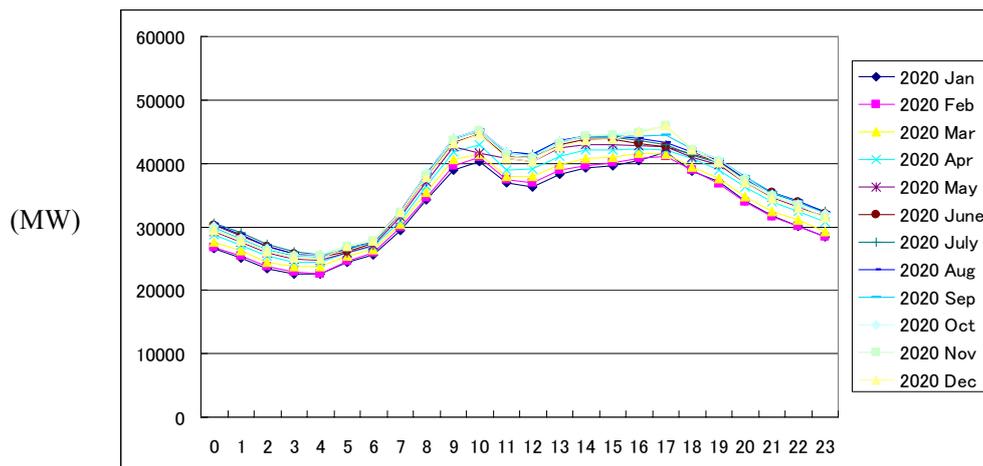


図 3-3-19 回帰分析による 2020 年日負荷曲線（Base case）

⑤ 2025 年の日負荷曲線（積み上げ法、回帰分析法）

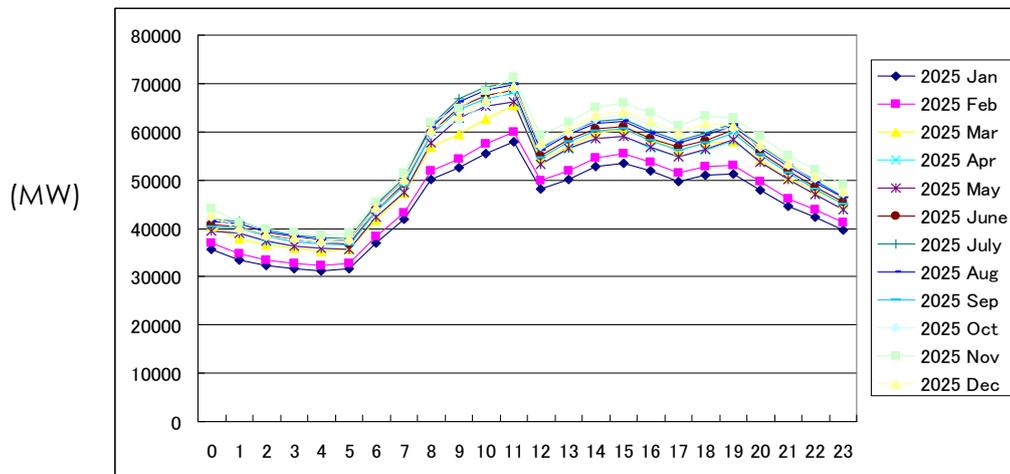


図 3-3-20 積み上げによる 2025 年日負荷曲線（Base case）

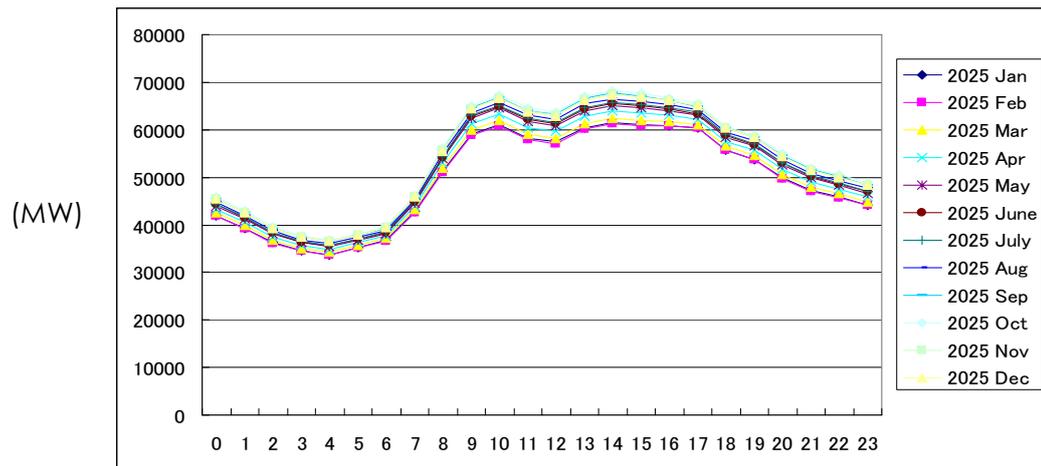


図 3-3-21 回帰分析による 2025 年日負荷曲線（Base case）

(3) 最大電力需要の比較 (Base case)

積み上げ法、回帰分析法の2通りで、2005年、2010年、2015年、2020年、2025年の最大電力需要を求めると以下の表のとおりである。ただし、回帰分析法では、最大3日平均を修正して、月最大需要に近いと思われる最大電力需要を推定している。

最大電力需要の最大値は、2005年では9,859MW（回帰分析）、2010年は、19,937MW（回帰分析）、2015年は32,25MW（積み上げ）、2020年は48,215MW（回帰分析）、2025年は71,416MW（積み上げ）である。

表 3-3-4 最大電力需要の発生時期と規模の比較

	積み上げ	回帰分析
2005年	11月18時 9,512MW	11月17時 9,859 MW
2010年	11月18時 19,533MW	11月17時 19,937 MW
2015年	11月11時 32,196MW	11月17時 32,255 MW
2020年	10月10時 48,972MW	10月17時 48,215 MW
2025年	11月11時 71,416MW	10月14時 71,176 MW

(出典) Base Case モデルとベトナムエネルギー研究所からの資料

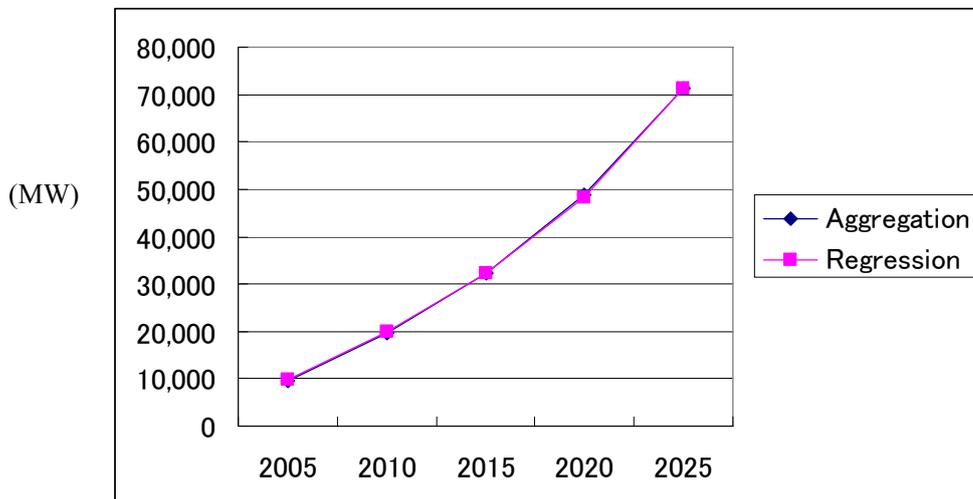


図 3-3-22 2つの最大電力需要推移(Base Case)