

ベトナム国
商工省

ベトナム国
国家エネルギーマスタープラン調査

ファイナルレポート
(メインレポート)

平成 20 年 9 月
(2008 年)

独立行政法人 国際協力機構 (JICA)

委託先

財団法人 日本エネルギー経済研究所
東京電力株式会社

産業
JR
08-035

序文

日本国政府は、ベトナム社会主義共和国政府の要請に基づき、同国の国家エネルギーマスタープラン調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構が実施いたしました。

当機構は、平成 18 年 12 月から平成 20 年 2 月までの間、6 回にわたり財団法人日本エネルギー経済研究所の兼清賢介氏を団長とし、同研究所および東京電力株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

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

この報告書が、ベトナム社会主義共和国のエネルギー開発計画に係る最適計画策定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、調査のご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 20 年 9 月

独立行政法人国際協力機構
理事 永塚 誠一

平成 20 年 9 月

独立行政法人国際協力機構
理事 永塚 誠一 殿

伝達状

ここに、「ベトナム国国家エネルギーマスタープラン調査」最終報告書をご提出申し上げます。本調査は、貴機構との契約に基づき、日本エネルギー経済研究所および東京電力が、平成 18 年 12 月より 22 ヶ月間にわたり実施してまいりました。

本調査の実施に際しましては、ベトナム社会主義共和国（ベトナム国）のエネルギー需給見通しおよび関連の法規制等を十分に踏まえて、ベトナム国におけるエネルギー利用促進のための包括的な中・長期マスタープランを作成すること、ならびにそのマスタープランを調査終了後もカウンターパートが自ら継続的にローリング、活用していくことを目指してまいりました。

このために調査を行う中でベトナム国商工省（MOIT）およびエネルギー研究所（IE）のカウンターパートに対し OJT による継続的な技術移転を行うとともに、この技術移転の成果を高めるべくあわせて調査実施中適時に政府機関およびエネルギー関係者を対象としたワークショップを開催しました。

本報告書ではベトナム国におけるエネルギー利用を促進するために必要な投資、人材育成および政策的措置にかかるアクションプランも纏めております。また、報告書作成に際しては、調査実施中にいただいたベトナム国カウンターパートのご意見を反映させております。

貴機構、外務省、経済産業省等の関係者には多大のご理解並びにご協力を賜り、心より御礼を申し上げます。また、ベトナム国における現地調査期間中は、ベトナム国 MOIT、在ベトナム日本大使館、JICA ベトナム事務所に、緊密なご協力とご支援を頂きましたことにつき、深く感謝申し上げます。

財団法人 日本エネルギー経済研究所
ベトナム国
国家エネルギーマスタープラン調査団
総括 兼清 賢介

調査団員リスト

担当業務	氏名	所属先
総括／エネルギー開発計画	兼清 賢介	日本エネルギー経済研究所
エネルギー政策・制度	湯浅 俊昭	日本エネルギー経済研究所
エネルギー需要(需要予測)	井上 友幸	日本エネルギー経済研究所
エネルギー需要(省エネルギー)	箕山 聡	東電設計
エネルギー供給(石油・天然ガス)	鈴木 健雄	日本エネルギー経済研究所
エネルギー供給(石炭)	前川 公則	日本エネルギー経済研究所
エネルギー供給(電力)	幸村 秀樹	東京電力
エネルギー供給(電力輸入／地方電化)	味沢 慎吾	東京電力
エネルギー供給(再生可能エネルギー)	福井 英大	東京電力
需給モデル構築／データベース構築2	朝倉 立行	日本エネルギー経済研究所
データベース構築1／経済財務分析	表山 伸二	日本エネルギー経済研究所
環境社会配慮	佐阪 剛	アイ・シー・ネット
業務調整	川口 涼子	日本エネルギー経済研究所

ステアリングコミッティリスト

Name	Organization
Dr. Pham Khanh Toan*	Director - IE
Dr. Tran Thanh Lien	International Cooperation Dept. - IE
Mr. Tran Manh Hung	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Mr. Nguyen Anh Tuan	Power System Development Dept. - IE
Ms. Le Nguyet Hang	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Mr. Ta Van Huong	General Director of Energy and Petroleum Dept. – MOIT
Mr. Vu Van Thai	Deputy Director General of ICD - MOIT

ワーキンググループリスト

Collection and Developing Database (WG 1)	
Ms. Le Nguyet Hang*	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Mr. Ngo Dang Chien	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Mr. Ngo Huy Toan	International Cooperation Dept. - MOIT
Mr. Nguyen Ngoc Tan	Planning Dept. - EVN
Dr. Nguyen Binh	Institute of Mine Science and Technology (IMSAT)
Ms. Hoang Thi Phuong	Petroleum Economics Dept. - Institute of Petroleum
Ms. Nguyen Thi Thu Huyen	Nuclear, Thermal Power Resource and Environment Dept. - IE
Energy Demand (WG 2)	
Mr. Tran Manh Hung*	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Ms. Nguyen Thi Minh	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Ms. Tran Ngoc Chau	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Mr. Nguyen Duc Cuong	Rural Energy Development and New Technology and DMC Dept. - IE
Mr. Nguyen Van Vinh	Institute of Strategy - MPI
Energy Supply (WG 3)	
Mr. Nguyen Anh Tuan*	Power System Development Dept. - IE
Mr. Tran Duc	Power System Development Dept. - IE
Mr. Tran Hong Nguyen	Energy and Petroleum Dept. - MOIT
Dr. Nguyen Canh Nam	Development Strategy Dept. - VINACOMIN
Ms. Nguyen Thu Ha	PETROVN - Gas - Power Dept.
Ms. Le Thu Ha	Nuclear, Thermal Power Resource and Environment Dept. - IE
Energy Policy (WG 4)	
Dr. Tran Thanh Lien*	International Cooperation Dept. - IE
Ms. Tiet Minh Tuyet	Energy Economics, Demand Forecast and DSM Dept. - IE
Mr. Phuong Hoang Kim	Science & Technology Dept. - MOIT
Mr. Nguyen Van Vinh	Institute of Strategy - MPI
Dr. Nguyen Canh Nam	Development Strategy Dept. - VINACOMIN
Mr. Nguyen Huy Tien	Petroleum Economics Dept. - Institute of Petroleum
Mr. Le Tuan Phong	Science & Technology Dept. - MOIT
Mr. Pham Ngoc Gian	Petroleum Economics Dept. - Institute of Petroleum

目 次

序章 エネルギーマスタープランの視点と目標	1
1 はじめに	1
2 報告書の構成	2
3 分析手法について	3
4 エネルギーマスタープランの目標	3
第1部 エネルギー事情とエネルギー政策の現状	5
第1章 経済発展と社会経済発展計画	1
1.1 ベトナムの経済発展とエネルギー需要	1
1.2 社会経済発展計画とエネルギーの役割	2
1.2.1 社会経済発展戦略（2001～2010年）の目標	3
1.2.2 社会経済発展5ヶ年計画（2006～2010年）	3
1.2.3 社会経済発展計画とエネルギー政策	3
1.3 エネルギー資源開発と外資の役割	4
1.3.1 外資導入の推移	4
1.3.2 投資の重点部門	5
第2章 セクター別の現状と課題	1
2.1 最近のエネルギー需給状況	1
2.1.1 一次エネルギー供給と最終エネルギー消費	1
2.1.2 エネルギーセクターの現状と課題	2
2.2 電力セクター	3
2.2.1 電力需給の現状	3
2.2.2 政府レベルの中長期電力セクター発展戦略	4
2.2.3 電力セクターの課題	8
2.3 石炭セクター	13
2.3.1 石炭セクターの現状	13
2.3.2 石炭セクターの課題	18
2.3.3 石炭セクターの供給計画	20
2.4 石油セクター	23
2.4.1 石油セクターの現状	23
2.4.2 石油セクターの課題	28
2.4.3 石油供給計画	30
2.5 天然ガスセクター	32
2.5.1 天然ガスセクターの現状	32
2.5.2 天然ガスセクターの課題	33
2.6 再生可能エネルギーセクター	34

2.6.1	再生可能エネルギーセクターの現状.....	34
2.6.2	再生可能エネルギー供給計画.....	47
2.6.3	再生可能エネルギー供給上の課題.....	47
2.6.4	再生可能エネルギー普及に向けた課題.....	47
2.7	省エネルギー.....	49
2.7.1	省エネルギーの可能性.....	49
2.7.2	省エネルギー分野における課題.....	49
2.7.3	省エネルギーの法的体制.....	50
2.8	エネルギーデータベース.....	52
2.8.1	ベトナム統計の現状.....	52
2.8.2	エネルギー・経済データの現状.....	53
2.8.3	エネルギー統計整備の課題.....	54
第3章	エネルギー政策・制度における現状と課題.....	55
3.1	エネルギー政策制度の概要.....	55
3.1.1	国家開発計画とエネルギー計画.....	55
3.1.2	国家エネルギー政策（戦略）とその特徴.....	56
3.2	ベトナム政府のエネルギー関連行政の実施体制.....	62
3.2.1	ベトナム政府のエネルギー関連省庁と政策決定プロセス.....	62
第2部	2025年までのエネルギー需給見通し.....	67
第4章	長期エネルギー需給見通しの作成手順.....	1
4.1	国際エネルギー情勢と政策課題.....	1
4.1.1	増大する世界のエネルギー需要と課題.....	1
4.1.2	エネルギー政策の検討軸.....	5
4.2	経済動向と省エネルギー.....	7
4.2.1	ベトナムの経済発展の動向.....	7
4.2.2	省エネルギーに関する考察.....	10
4.3	原油価格シナリオの考え方.....	12
4.3.1	最近の原油価格形成と需要予測モデルにおける原油価格シナリオ.....	12
4.3.2	エネルギー需要予測と原油価格のシナリオ.....	13
4.3.3	ベトナムの輸出輸入原油価格および石油製品価格の推定.....	16
4.4	長期エネルギー需給モデルの構成.....	20
4.5	シナリオ設定とケーススタディ.....	22
第5章	エネルギー需要予測.....	25
5.1	標準的なシナリオと前提条件.....	25
5.1.1	経済成長のシナリオ.....	25
5.1.2	その他の主要な前提.....	26
5.2	需要動向の変化に関するその他のケース.....	31
5.2.1	経済成長率の変化.....	31

5.2.2	エネルギー価格の変化	32
5.3	リファレンスケースにおける需要動向	33
5.3.1	リファレンスケースの最終エネルギー需要見通し	33
5.3.2	セクター別需要動向	34
5.3.3	農業部門におけるエネルギー需要	35
5.3.4	軽工業部門におけるエネルギー需要	35
5.3.5	重工業部門におけるエネルギー需要	36
5.3.6	交通部門におけるエネルギー需要	37
5.3.7	商業部門におけるエネルギー需要	38
5.3.8	家庭部門におけるエネルギー需要	38
5.3.9	石油製品のエネルギー需要	39
5.4	各種シナリオの下での需要見通し	42
5.4.1	経済成長率の変化	42
5.4.2	エネルギー価格の変化	43
5.4.3	参考ケーススタディ	45
5.4.4	各ケースの需要比較	47
5.5	需要分析のインプリケーション	48
第6章	エネルギー供給の検討	49
6.1	エネルギー供給分析における前提条件	49
6.1.1	電力セクターの前提条件	49
6.1.2	石炭セクターの前提条件	50
6.1.3	石油・天然ガスセクターの前提条件	51
6.1.4	再生可能エネルギーセクターの前提条件	53
6.2	リファレンスケースのエネルギー需給バランス	54
6.2.1	原油の需給	54
6.2.2	石油製品の需給	55
6.2.3	石炭の需給	57
6.2.4	天然ガスの需給	58
6.2.5	電力需給	58
6.2.6	CO ₂ 排出量	59
6.3	主要ケースにおけるエネルギー供給パターン	60
6.3.1	輸入量・輸入比率の比較	60
6.3.2	石油製品需給	61
6.3.3	石炭需給	61
6.3.4	天然ガス需給	63
6.3.5	CO ₂ 排出量	64
6.4	需要変化によるエネルギー供給の変化	64
6.4.1	省エネルギー推進の効果	64
6.4.2	経済成長率の影響	65
6.4.3	エネルギー価格動向の効果	66

6.5 各種の条件変化とエネルギー供給.....	67
6.5.1 原子力発電所の稼働時期.....	67
6.5.2 天然ガス供給量の増大.....	69
6.5.3 第2、第3製油所の繰上げ稼働.....	70
6.5.4 再生可能エネルギーの増量.....	71
6.5.5 CO ₂ に対する制約.....	72
6.6 長期エネルギー需給における課題.....	73
第7章 戦略的環境アセスメント（環境社会配慮）.....	77
7.1 戦略的環境アセスメント適用の背景.....	77
7.2 方法論.....	78
7.2.1 戦略的環境アセスメント（SEA）実施の目的.....	78
7.2.2 SEA適用のレベル.....	78
7.2.3 評価の方法.....	78
7.2.4 ステークホルダーとの協議.....	79
7.2.5 ミティゲーションと環境管理.....	79
7.3 （計画対象地の）立地環境.....	79
7.3.1 対象地（ベトナム全土）の気候と地理.....	79
7.3.2 環境社会条件.....	80
7.3.3 自然保護区.....	81
7.3.4 人口情報.....	82
7.3.5 経済動向と政策.....	86
7.3.6 ベトナムの環境目標.....	86
7.4 環境社会配慮に関する法制度.....	86
7.4.1 環境社会配慮（EIA、SEA）に関連する法規とプロジェクトとの関係.....	86
7.4.2 当計画と関連するSEAの手順.....	88
7.4.3 当計画調査が支援する国家エネルギーMPとSEAに関連する主務機関.....	89
7.5 環境社会配慮調査の概要.....	90
7.5.1 環境社会配慮調査の構造.....	90
7.5.2 スコーピング.....	91
7.6 代替案の分析・評価.....	95
7.6.1 代替ケースの諸元.....	95
7.6.2 ケースの評価結果.....	96
7.7 ステークホルダー会合の役割と結果.....	100
7.7.1 ステークホルダー会合の目的とワークショップ.....	100
7.7.2 ワークショップでのSEAに関する議論.....	100
7.8 エネルギー需給と環境面の課題.....	101
7.8.1 計画がもたらす主要な環境社会影響の緩和策.....	101
7.8.2 環境管理とモニタリング計画.....	103

第3部 国家エネルギーマスタープラン	105
第8章 国家エネルギーマスタープラン	107
8.1 社会経済発展の目標	107
8.1.1 高度成長の継続による近代化の推進	107
8.1.2 付加価値重視型の産業構造	108
8.2 長期エネルギー需給計画	108
8.2.1 エネルギー需要の展望	108
8.2.2 一次エネルギー供給の展望	112
8.2.3 エネルギー供給を巡るさまざまな課題	114
8.2.4 エネルギー分野における重要課題	118
8.3 国家エネルギーマスタープランにおけるエネルギー基本政策	119
8.3.1 エネルギーの効率的利用と省エネルギーの推進	119
8.3.2 信頼度の高い効率的なエネルギー供給システムの建設	120
8.3.3 エネルギー輸入の安定確保とエネルギー安全保障の強化	120
8.3.4 エネルギー部門改革と市場の近代化	121
8.3.5 エネルギーに関する施策を実行するための資金の確保	122
第9章 エネルギー基本政策のロードマップ	123
9.1 総合エネルギー政策	123
9.1.1 総合エネルギー政策の立案・実行体制の整備	123
9.1.2 エネルギー政策実行のための資金調達	124
9.2 エネルギーの効率的利用と省エネルギーの推進	126
9.2.1 省エネルギーの達成目標	127
9.2.2 省エネルギーの推進計画	128
9.2.3 省エネルギー計画の促進に関する提言	128
9.3 エネルギー部門の近代化とエネルギー産業政策	131
9.3.1 エネルギー分野における政府の役割と担当すべき事業	131
9.3.2 エネルギー部門改革と近代化	133
9.3.3 エネルギー市場の合理化・効率化を推進する価格政策	134
9.4 エネルギー分野における主要投資	136
9.4.1 エネルギー資源開発（石炭）	136
9.4.2 発電関連施設	137
9.4.3 石油関連施設	138
9.4.4 新エネルギー関連施設	140
9.4.5 エネルギーセクターにおける所要投資額	141
第10章 主要セクターにおける行動計画	143
10.1 エネルギーの効率的利用と省エネルギーのアクションプラン	143
10.1.1 省エネルギーの目標	143
10.1.2 省エネルギーの推進体制	144
10.1.3 主要項目のアクションプラン	144

10.2	電力セクターのアクションプラン	147
10.2.1	電力供給システムの構築	147
10.2.2	自由化と産業政策	149
10.2.3	価格政策	150
10.3	石炭セクター	152
10.3.1	石炭供給システム構築の目標	152
10.3.2	石炭供給システム構築の方法・手段	152
10.3.3	市場・産業政策	153
10.3.4	石炭価格・課税政策	154
10.4	石油・天然ガスセクターのアクションプラン	155
10.4.1	石油・天然ガス供給システムの構築	155
10.4.2	石油・天然ガス市場の規制緩和とエネルギー産業政策	157
10.4.3	石油・天然ガス市場の効率化と価格政策	158
10.5	再生可能エネルギーセクター	159
10.5.1	開発計画	159
10.5.2	アクションプラン	160
10.6	エネルギー開発における環境社会配慮	164
10.7	エネルギーデータベースの構築と拡充	165
10.7.1	目的	165
10.7.2	エネルギー統計データ整備計画	166
10.7.3	アクションプラン	168
第4部	エネルギーデータベースおよび分析ツール	171
第11章	国家エネルギーデータベース	173
11.1	国家エネルギーデータベースの構造	173
11.1.1	データ項目	173
11.1.2	検索および並び替え	173
11.1.3	エネルギーバランス表	174
11.2	国家エネルギーデータベースの機能と操作	175
11.2.1	マクロ経済データ	175
11.2.2	エネルギーバランス表	175
11.2.3	エネルギー種別毎のエネルギーデータ	176
11.2.4	グラフ作成	176
11.2.5	データ更新	177
11.2.6	データ項目追加	177
第12章	エネルギー需要予測モデル	179
12.1	国家エネルギーマスタープラン構築のためのモデル	179
12.2	エネルギー需要予測モデル	180
12.2.1	需要予測モデルの構造	180
12.2.2	マクロ経済ブロックでの補足計算	182

12.2.3	地域別、セクター別の経済見通し	183
12.3	需要予測モデルの機能と構造	183
12.3.1	需要予測モデルの機能	183
12.3.2	予測式の検定	183
12.3.3	エネルギー需要予測の論理	185
12.3.4	エネルギー需要の予測式	185
12.3.5	消費関数論と需要予測式	186
12.4	モデル開発と利用手順	187
12.4.1	<i>Simple.E</i> におけるシートの機能と役割	188
12.4.2	予測されているセクターとエネルギー	188
第 13 章	エネルギー需給最適化モデル	191
13.1	需給最適化モデルの開発目的	191
13.2	需給最適化モデルの概要	191
13.2.1	モデル構築の方針	191
13.2.2	モデルの対象	192
13.2.3	エネルギーフロー	193
13.2.4	基本的な制約式	196
13.2.5	入力データ	196
13.2.6	出力データ表	196
13.2.7	モデルサイズと計算時間	197
13.2.8	モデル構築のツール	197
13.2.9	システムブロックフロー	198
13.3	エネルギー需給最適化モデルの機能	198
13.3.1	作成される情報（主機能）	198
13.3.2	サービス機能（利用者の便宜のための機能）	199
13.3.3	<i>GAMS</i> が本来持っている機能	199
あとがき	201

目 次

図 1-1	アジア諸国の一人当たりGDPとエネルギー消費	3
図 1.1-1	経済構造の変化（1990～2005年）	9
図 1.1-2	ベトナムの経済発展とエネルギー需要の推移	10
図 1.3-1	海外直移設投資（FDI）と経済成長率	12
図 2.2-1	電源種別の発電電力量	17
図 2.2-2	電源種別の発電容量	18
図 2.2-3	一人当たりGDPと販売電力量の関係	23
図 2.2-4	一人当たりGDPとElectricity Intensityの関係	23
図 2.2-5	日本の原子力技術開発の歩み	24
図 2.3-1	ベトナム石炭資源分布図	28
図 2.3-2	石炭需要推移	29
図 2.3-3	石炭供給推移	30
図 2.3-4	ベトナムの石炭価格推移	31
図 2.3-5	石炭開発マスタープランの石炭需給見通し（ケース2B）	35
図 2.3-6	石炭生産見通しの比較	36
図 2.4-1	ベトナムにおける主要な石油・ガス探鉱ブロック	38
図 2.4-2	ベトナムの石油・ガス鉱区における石油・ガス埋蔵量と埋蔵量の増加傾向	39
図 2.4-3	ベトナムの石油製品需要予測	43
図 2.6-1	バガス（左）およびコジェネシステム（Sucrerie de Bourbon製糖工場） ...	53
図 2.6-2	籾殻（左）およびコジェネシステム（Long An省、AUSAID援助）	54
図 2.6-3	ベトナム国CDM承認手続きフロー	60
図 4.1-1	2006年版IEA世界エネルギー需要見通し（基準ケース）	84
図 4.1-2	アジアのエネルギー需要の推移	85
図 4.1-3	オイルピークの予想（米国エネルギー省）	86
図 4.1-4	大気中のCO ₂ 濃度安定化シナリオ	86
図 4.2-1	ベトナムの経済成長とASEAN	91
図 4.2-2	ASEANに追いつくベトナム	91
図 4.2-3	日本のGDP当たりエネルギー消費の推移	92
図 4.2-4	産業別エネルギー原単位の推移	93
図 4.2-5	家庭用機器のエネルギー効率	94
図 4.3-1	世界の平均輸入価格（FOB）の実績とケース設定	97
図 4.3-2	ベトナム原油の平均輸出価格（FOB）の推定実績とケース設定	98
図 4.3-3	アラビアンライト原油の平均輸出価格（FOB）の実績とケース設定	99
図 4.3-4	ケース別ガソリン価格の推移	101
図 4.3-5	ケース別国内エネルギー価格の推移	102
図 4.4-1	エネルギー需給モデルの構成	103
図 4.5-1	BAUケースとリファレンスケース	105

図 4.5-2	ケースの設定	106
図 5.1-1	産業別 5 ヶ年平均伸び率	110
図 5.1-2	バイクおよび自動車の普及動向	112
図 5.2-1	リファレンスケースと高価格ケースにおけるエネルギー価格	114
図 5.3-1	リファレンスケースとPDP6における電力需要の比較	116
図 5.3-2	農業部門の最終エネルギー需要	117
図 5.3-3	軽工業部門の最終エネルギー需要	118
図 5.3-4	重工業部門の最終エネルギー需要	118
図 5.3-5	交通部門の最終需要	119
図 5.3-6	商業部門の最終需要	120
図 5.3-7	家庭部門の最終需要	121
図 5.3-8	LPGの国内需要	122
図 5.3-9	ガソリンの国内需要	122
図 5.3-10	灯油の国内需要	123
図 5.3-11	軽油の国内需要	123
図 5.3-12	重油の国内需要	124
図 5.4-1	スーパー省エネケースとリファレンスケースの比較	128
図 5.4-2	スーパー高価格ケースとリファレンスケースの比較	129
図 5.4-3	各ケースの最終エネルギー需要	129
図 5.4-4	各ケースの電力需要	129
図 6.1-1	燃料種類別発電所の発電コスト	132
図 6.1-2	商工省による石油・ガス生産の実績と生産見通し	134
図 6.1-3	石油・天然ガスの生産見通し	134
図 6.2-1	原油需給バランス	136
図 6.2-2	石油備蓄の推移	137
図 6.2-3	ガソリン需給バランス	137
図 6.2-4	軽油需給バランス	138
図 6.2-5	重油需給バランス	138
図 6.2-6	LPG需給バランス	139
図 6.2-7	石炭需給バランス	140
図 6.2-8	天然ガス需給バランス	140
図 6.2-9	電力バランス	141
図 6.2-10	CO ₂ 排出量	141
図 6.3-1	エネルギー輸入量	142
図 6.3-2	エネルギー輸入比率	142
図 6.3-3	石油製品の輸出入の推移	143
図 6.3-4	石炭の生産量	144
図 6.3-5	石炭の輸入量	144
図 6.3-6	天然ガスの生産量	145
図 6.3-7	天然ガスの発電所での消費量	145
図 6.3-8	天然ガスの輸入量	146

図 6.3-9	CO ₂ 排出量	146
図 6.5-1	原子力遅延—石炭代替	150
図 6.5-2	原子力発電所遅延—ガス代替ケースとREFの差異	150
図 6.5-3	原子力発電所増強のケースとREFの差異	151
図 6.5-4	天然ガス供給量の増大—リファレンスケースとのコスト比較	152
図 6.5-5	第2、第3製油所が繰上げ稼動した場合のガソリン需給バランス	152
図 6.5-6	バイオエタノール利用最大—ガソリンの減少量対リファレンスケース... ..	153
図 6.5-7	バイオディーゼル利用最大—軽油の減少量対リファレンスケース	153
図 6.6-1	ケース別エネルギー需要の推計結果比較	155
図 6.6-2	ケース別一次エネルギー供給構造の変化	157
図 6.6-3	ケース別CO ₂ 排出量の比較	157
図 6.6-4	エネルギーの純輸入	158
図 7.3-1	ベトナムの人口分布と保護区分布図	166
図 7.3-2	ベトナムの貧困分布と保護区分布図	167
図 7.5-1	エネルギー需給モデルの構造	172
図 8.1-1	ベトナムの経済成長の見通し	189
図 8.2-1	最終エネルギー需要の見通し	191
図 8.2-2	エネルギー別最終需要の見通し	191
図 8.2-3	エネルギー需要の国際比較	192
図 8.2-4	エネルギー寡消費型製造業のエネルギー需要	193
図 8.2-5	ベトナムの一次エネルギー供給見通し（リファレンスケース）	194
図 8.2-6	エネルギー需要動向と輸出入バランス	197
図 8.2-7	「LPG+天然ガス」の潜在需要と供給可能量	199
図 8.2-8	石油需要の見通し	200
図 9.1-1	ロードマップ - 1：総合エネルギー政策の構築	208
図 9.2-1	ロードマップ - 2：省エネルギーの推進	213
図 9.3-1	ロードマップ - 3：エネルギー市場の近代化とエネルギー産業政策	217
図 9.4-1	石油備蓄のIEA基準との比較	220
図 9.4-2	石油備蓄の原油と製品割合	221
図 9.4-3	ロードマップ - 4：エネルギー分野における主要投資	224
図 10.1-1	一次エネルギー供給の内訳：電力とその他エネルギー	226
図 10.1-2	省エネルギーの主なアクションプラン	228
図 10.2-1	電力セクターにおける主要なアクションプラン	233
図 10.3-1	石炭セクターのアクションプラン	236
図 10.4-1	石油ガスセクターのアクションプラン	240
図 10.5-1	再生可能エネルギー電源開発促進アクションプラン	243
図 10.5-2	バイオマス資源有効活用アクションプラン	244
図 10.5-3	再生可能エネルギー優遇策整備アクションプラン	246
図 10.7-1	JODIのMonthly Oil Format	248
図 10.7-2	エネルギー統計データ整備フロー	249
図 10.7-3	エネルギー統計整備のアクションプラン	251

図 11.1-1	システム構造	255
図 12.1-1	エネルギー需給予測モデル	261
図 12.2-1	エネルギー需要予測モデルの構造	263
図 12.2-2	国民所得計算見通し作成手順	264
図 13.1-1	需給最適化モデル全体フロー図	276
図 13.1-2	No.1 製油所フロー図	276
図 13.1-3	No.3 以降の仮想製油所フロー図	277
図 13.1-4	石炭・ガス・電力のフロー図	277
図 13.1-5	モデル構築ツール	280
図 13.1-6	システムフロー	280

表 目 次

表 2.4-1	ベトナムの石油・ガス上流部門における開発投資（2006年末）	40
表 2.4-2	ベトナムにおける石油製品輸入会社	41
表 2.4-3	現状のベトナムの石油流通・備蓄システム	41
表 2.4-4	ベトナムの石油製品需要予測	43
表 2.4-5	第1、第2、第3製油所の概要	45
表 2.6-1	地域毎の太陽光発電導入状況	49
表 2.6-2	風力発電設備の導入状況	50
表 2.6-3	風力発電設備の開発状況	51
表 2.6-4	10MW以下の水力のポテンシャルと利用状況	51
表 2.6-5	バイオマス資源の年間発生量およびポテンシャル	52
表 2.6-6	利用形態別バイオマスエネルギー消費量（2000年）	53
表 2.6-7	バイオマス燃料に関する調査概要	55
表 2.6-8	国家エネルギー政策（案）における再生可能エネルギー関連開発数値目標	57
表 2.6-9	再生可能エネルギー源別発電コスト	57
表 2.6-10	再生可能エネルギー供給上の課題	62
表 3.1-1	エネルギー関連国家発展計画	69
表 4.2-1	トップランナー・プログラムによる効率改善	93
表 4.3-1	IEA（国際エネルギー機関）による化石燃料価格見通し	96
表 5.1-1	中長期経済見通し	107
表 5.1-2	人口伸び率の見通し	108
表 5.1-3	ベトナムドンの対米ドルレートの見通し	108
表 5.1-4	主要エネルギー価格の想定（リファレンスケース）	109
表 5.1-5	省エネルギー率	111
表 5.1-6	新・再生可能エネルギーの設定	113
表 5.2-1	ケース別経済成長率	114
表 5.3-1	リファレンスケースのエネルギー需要見通し	115
表 5.3-2	セクター別最終エネルギーの省エネ状況（BAU対リファレンス）	116
表 5.3-3	セクター別電力省エネルギー状況（BAU対リファレンス）	117
表 5.3-4	輸送車両の推移（登録台数）	119
表 5.3-5	石油製品の需要見通し	121
表 5.4-1	高成長ケースとリファレンスケース	124
表 5.4-2	低成長ケースとリファレンスケース	125
表 5.4-3	高価格ケースとリファレンスケース	125
表 5.4-4	低価格ケースとリファレンスケースとの価格	126
表 5.4-5	低価格ケースとリファレンスケースとの省エネルギーファクター	127
表 5.4-6	低価格ケースとリファレンスケース	127
表 5.4-7	セクター別省エネルギーファクター（スーパーEEC）	127

表 5.4-8	スーパー高価格とリファレンスケースの価格前提.....	128
表 6.4-1	省エネルギー効果の順位	147
表 6.4-2	高成長率の影響の度合いの順位	148
表 6.4-3	低成長の影響の度合いの順位.....	148
表 6.4-4	エネルギー高価格の影響の度合いの順位.....	149
表 6.4-5	エネルギースーパー高価格の影響の度合いの順位.....	149
表 6.4-6	エネルギー低価格の影響の度合いの順位.....	149
表 7.3-1	ハノイとホーチミン市の平均雨量と気温.....	162
表 7.3-2	各主要生物群の危機に晒された種の数	163
表 7.3-3	動物の絶滅種、脆弱種などの数.....	163
表 7.3-4	植物の絶滅種、脆弱種などの数.....	163
表 7.3-5	ベトナムの自然保護区	164
表 7.3-6	1990 年度当時のベトナムの地域貧困率.....	164
表 7.4-1	SEA報告を作成するための開発活動リスト	169
表 7.4-2	補遺 1: EIA報告書の作成を要求される事業のリスト	170
表 7.5-1	エネルギーの各下部セクターに共通する指標	173
表 7.5-2	石油/ガスサブセクターにおけるスコーピング表	174
表 7.5-3	石炭セクターにおけるスコーピング表	175
表 7.5-4	再生可能エネルギーを含めた電力セクターにおけるスコーピング表	176
表 7.6-1	基本 6 ケースの環境社会影響の指数 (総ESI)	179
表 7.6-2	ESI指数値のとりうる範囲 (Range)	179
表 7.6-3	下部セクターの指標別Vi、Wi、Mi値とESI値	180
表 7.6-4	リファレンス (R) ケースで見た 6 つの指標の影響貢献度.....	180
表 7.6-5	セクター全体に占める 3 つの下部セクターの影響の割合 (%)	181
表 8.1-1	ベトナムの産業構造の見通し.....	190
表 8.2-1	ベトナムの最終エネルギー需要見通し	192
表 8.2-2	部門別最終エネルギー需要の見通し (リファレンスケース)	193
表 8.2-3	エネルギー別輸入依存度の推移.....	195
表 8.2-4	ベトナムの一次エネルギー供給見通し (リファレンスケース)	196
表 8.2-5	経済動向とエネルギー需給	197
表 8.2-6	エネルギー別輸入比率の見通し.....	198
表 9.1-1	エネルギー需要のGDP弾性値.....	209
表 9.4-1	石油備蓄の原油と製品割合	221
表 9.4-2	戦略石油備蓄タンク容量	222
表 9.4-3	戦略石油備蓄基地の容量と必要資金	222
表 9.4-4	バイオエタノール/バイオディーゼル投資コスト.....	223
表 11.1-1	エネルギーバランス表の項目	256
表 12.4-1	モデルのシート別機能と役割.....	271
表 12.4-2	予測されるエネルギー	271

略語表

ACE	ASEAN Centre for Energy
APEC	Asia-Pacific Economic Cooperation
APP	Asia-Pacific Partnership
ASEAN	Association of South-East Asian Nations
AUSAID	Australian Agency for International Development
BAU	Business as Usual
BCC	Business Cooperation Contract
BOT	Build-Operate-Transfer
BPD (BD)	Barrel per Day
BTX	Benzene Toluene Xylene
CAN	CDM National Authority
CCR	Continuous Catalytic Reforming
CCT	Clean Coal Technology
CDM	Clean Development Mechanism
CERs	Certified Emission Reductions
CFBC	Circulating Fluidized Bed Combustion
CNECB	CDM National Executive and Consultative Board
CNG	Compressed Natural Gas
COP	Conference of Parties
CSV	Comma Separated Value
CTBT	Comprehensive Nuclear Test Ban Treaty
DME	Di-Methyl-Ether
DNA	Designated National Authority
DSM	Demand Side Management
DWT	Dead Weight Tonnage
EEC	Energy Efficiency and Conservation
EPC	Engineering Procurement Construction
ERAV	Electricity Regulatory Authority of Vietnam
ESC	Environmental and Social Considerations
ESCO	Energy Service Company
ESI	Environmental and Social Impacts
EVN	Electricity of Vietnam
F/S	Feasibility Study
FDI	Foreign Direct Investment
GAMS	General Algebraic Modelling System
GHG	Green House Gas
GMS	Greater Mekong Sub-region

GSO	General Statistics Office
GTL	Gas-to-Liquid
ICD	International Cooperation Department
IE	Institute of Energy
IEA	International Energy Agency
IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPE	International Petroleum Exchange
IPO	Initial Public Offering
IPP	Independent Power Producer
JICA	Japan International Cooperation Agency
JOC	Joint Operating Contract
JODI	Joint Oil Data Initiative
JV	Joint Ventures
LCO	Light Cycle Oil
LP	Linear Programming
MARD	Ministry of Agriculture and Rural Development
MEPS	Minimum Energy Performance Standard
MOC	Ministry of Construction
MOI	Ministry of Industry
MOIT	Ministry of Industry and Trade
MONRE	Ministry of Natural Resources and Environment
MOST	Ministry of Science and Technology
MOT	Ministry of Transportation
MPI	Ministry of Planning and Investment
NBP	National Balancing Point
NEDO	The New Energy and Industrial Technology Development Organization
NGO	Non-Governmental Organization
NPT	Nuclear Non-Proliferation Treaty
NYMEX	New York Mercantile Exchange
ODA	Official Development Assistance
OLADE	Organizacion Latinoamericana de Energia
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries
PCI	Pulverized Coal Injection
PDD	Project Design Document
PDP	Power Development Plan
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool
PIN	Project Idea Note
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public Private Partnership
PSC	Product Sharing Contract

PSPP	Pumped Storage Power Plant
R/P	Reserve-production ratio
RFCC	Residue Fluid Catalytic Cracking
RPS	Renewables Portfolio Standard
SEA	Strategic Environmental Assessment
TCM	Trillion Cubic Meter
TOE	Ton Oil Equivalent
TPA	Ton per Annum
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USC	Ultra Super Critical Pressure
VAT	Value Added Tax
VEM	Vietnam Environmental Monitor
VLCC	Very Large Crude Carrier
VND	Vietnam Dong
Wp	Watt peak
WTI	West Texas Intermediate
WTO	World Trade Organization

序 エネルギーマスタープランの視点と目標

序章 エネルギーマスタープランの視点と目標

1 はじめに

ベトナム社会主義共和国（Socialist Republic of Viet Nam、以下「ベトナム」）は、約 30 万 km² の国土に 8,400 万人の人口を抱え、東南アジア諸国連合（ASEAN）10 ヶ国のなかでも人口規模ではインドネシアに次ぐ大国である。しかし、2006 年の国民一人当たり GDP は 724 ドルで、ASEAN 諸国のなかでも後発集団に属している。一人当たりエネルギー消費量も石油換算で年間 0.3 トン程度と比較的少なく、国内では石炭、石油、天然ガス、水力、再生可能エネルギーなどを産し、これまでは自給自足型のエネルギー構造を維持してきた。

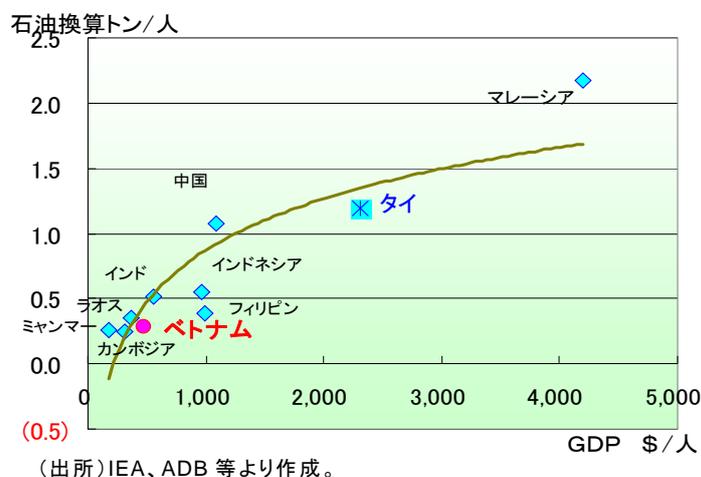


図 1-1 アジア諸国の一人当たり GDP とエネルギー消費

しかしながら、今後 2025 年頃までを見通すと、経済発展とともにエネルギー需要が増大を続けるのに対し、国産エネルギーの供給増加には黄信号が点り始めた。今後 10 年程度でベトナムは石油の純輸入国に転じ、石炭や電力の輸入も始まる可能性が高い。ベトナムのエネルギー構造は大きな変革期を迎えようとしている。

エネルギー消費の増加に対応するエネルギー供給システムの構築には長いリードタイムと高度な技術や巨額の資金を必要とする。また、エネルギー消費を合理的な方向に導くにも技術と資金の導入をとまなう長期的な取組みが必要である。貧困撲滅と持続的な社会経済開発を目指すベトナムにとってエネルギーの安定確保、最適配分と合理的利用の実現は重要な政策課題であり、適切な対応を進めるためには、今後予想される内外の状況変化を踏まえた総合的で一貫性のある長期エネルギー計画を確立することが必要である。

これまでベトナムでは「社会経済開発 5 ヶ年計画」が経済発展の指針とされてきた。また、エネルギー分野では電力、石炭、石油・ガスセクターなどで個別の「開発計画」が策定されてきた。しかし、これらの計画は個別セクターの発展志向を色濃く反映する一方、セクター間の連携に欠け、国民経済的視点から最適エネルギー需給を実現するという柱を備えるには至っていない。エネルギー激動時代のなかで持続的経済発展を実現するには、もっと強靱なエネルギー計画が必要である。すなわち、個別セクターの開発計画の上位に

位置し、エネルギーの最適配分と総合的・効率的利用を図る総合エネルギー計画の策定が喫緊の課題である。このような背景から、ベトナムでは今後 20 年程度の長期を展望する「国家エネルギーマスタープラン」の策定が検討されてきた。本調査は、その支援を目的として企画されたものである。

2 報告書の構成

本調査では、ベトナムにおけるエネルギーの現状分析、データの整備や追加収集などの準備作業を経て、需給展望策定の基本ツールである「エネルギー需要予測モデル」と「エネルギー需給最適化モデル」を構築した。これらを用いて 2025 年までのエネルギー需給展望を検討し、国家エネルギーマスタープランとエネルギー政策のロードマップについて試案を作成した。また、これらの作業全般を通じて技術移転と人材育成研修を実施した。本報告書では、これらの結果を以下のように 4 部に分けて説明する。

「第 1 部 エネルギー事情とエネルギー政策の現状」では、ベトナムにおける社会、経済とエネルギー事情および関連する政策制度などの現状を概観する。

「第 2 部 2025 年までのエネルギー需給見通し」では、国際エネルギー情勢やベトナムにおけるエネルギー分野の分析をもとに、エネルギー需要予測モデルとエネルギー需給最適化モデルを用いて長期エネルギー需給見通しについてさまざまな検討を行う。またこれらの結果を踏まえて「環境社会配慮」についても検討を加える。

ここで、標準的なシナリオとして「①2025 年までの GDP 成長率は年平均 8.4%、②世界の原油価格は実質価格で横ばい」という想定のもとにエネルギー需要を予測すると、一次エネルギー需要は年率 9.1% で増加を続け、2005 年の石油換算 2,800 万トンから 2025 年には 1 億 6,100 万トンにまで増加する。これは政策対応を図る以前のいわゆる BAU (Business as usual) ケースである。この推計による 2025 年の一人当たりエネルギー消費は石油換算 1.6 トン弱で、ASEAN 諸国のトレンドよりかなり高く、また、2025 年にはエネルギーの輸入依存率が 50% 近くに上昇する。そこで、本報告では省エネルギー対策を強化し、BAU ケースに較べて 2015 年では 10%、2025 年では 25% 強エネルギー消費を引き下げることをエネルギーマスタープランの目標として設定した。このリファレンスケースでは、2025 年のエネルギー消費量は 1 億 1,700 万トンとなり、輸入依存率を 31% に引き下げることになる。

環境社会配慮に関する戦略的環境影響調査については、エネルギー・環境問題に大きなインパクトを持つファクターとして経済成長率、エネルギー価格、省エネルギー対策、国産エネルギーの開発動向などについて代替シナリオやエネルギー政策の選択肢とその効果を分析し、需要、供給両面での対策強化策についてさまざまな検証を行った。

「第 3 部 国家エネルギーマスタープラン」は本調査の核心部分である。ここでは、第 2 部での分析をもとに策定した国家エネルギーマスタープラン、ロードマップおよびアクションプランの試案を説明する。上記のようなエネルギー需要の増加に対処するため、ベトナムでは次の 5 点を長期重点施策としてエネルギー基本政策を推進することが望まれる。

- ① エネルギーの合理的使用と省エネルギーの推進
- ② 信頼度の高い効率的なエネルギー供給システムの建設
- ③ エネルギー輸入の安定確保とエネルギー安全保障の強化
- ④ エネルギー部門改革と市場の近代化

⑤これらの施策を実施するために必要な資金の調達方法の確立

「第4部 エネルギーデータベース、需要モデル、最適化モデルと技術移転」では、国家エネルギーマスタープラン策定のために構築したこれらのツールについて説明する。

3 分析手法について

本調査ではエネルギーデータベースや需要予測モデル、需給最適化モデルなどの分析ツールの構築に当たって次のような点を特に重視した。

- ①必要なデータを収集し、機能的にデータ処理を行う
- ②需要・供給両面におけるエネルギーシステムの論理をシンプルかつ的確にモデルに書き込む
- ③セクター間の整合性を確保し、エネルギーバランス表を作成する
- ④各種のシナリオや政策選択肢の定量的検討を可能とするモデルを構築する

発展途上国でエネルギー問題を検討するに当たって問題となるのは、有効なデータの入手である。本調査では、まず、現在入手可能なデータを整理し、不足するものはエネルギー需要調査を実施して最低限の補完を行った。そして、これらのデータを効果的に利用するためのデータベースを構築した。ただし、収集されたデータはまだ十分なものではなく、また、継続的なデータ収集制度が確立されたわけではない。

次に計量経済分析を行って需要予測モデル、需給最適化モデルを構築した。エネルギー需要予測モデルは日本エネルギー経済研究所が開発し、途上国などに無償供与している分析ソフト「Simple-E」を用い、回帰分析による推定式と集計のための論理式を組み合わせで構築した。需給最適化モデルは電力ブロックと一般ブロックに分けて構築した。電力ブロックは東京電力株式会社の開発した電力供給分析モデル(PDPAT)を使用し、一般ブロックは市販の線形計画(PL)ソフトであるGAMSを用いてLPモデルとして構築した。一般ブロック用モデルでは電力ブロックの試算結果を織り込んで総合的なエネルギー供給の最適化分析を行うとともに、総合サマリーレポートとエネルギーバランス表も作成する。このような需要予測モデルとLPモデルの組み合わせはIEAの世界エネルギー展望や日本エネルギー経済研究所がアジアのエネルギー展望の作成などに使用している標準的な組み合わせである。

これらのモデルはもとより完璧なものではない。社会や経済の発展、エネルギー情勢の変化などをすべてモデルに織り込むことは不可能だし、操作性の点でモデルは出来るだけシンプルな方が良い。したがって、今回構築したモデルも、その特徴を十分に理解し、データの充実や経済発展などを加味しながら、不断の改善を図ることが望まれる。

データベースやモデルに関する技術やスキルについては、研修講座やOn-the-Job Trainingを通じて集中的な技術移転を実施した。ツールとマニュアルは本報告書とは別にカウンターパートに提供した。今後はベトナム国自身の手でデータベースやモデルのメンテナンスと改善が進められることを期待する。

4 エネルギーマスタープランの目標

国家エネルギーマスタープランの策定においては、明快で総合的な長期計画の策定を目指し、次のような点を主要目標とする。

- ①社会経済発展計画の目標に沿ったエネルギー計画を策定する
- ②主要前提条件や仮説との因果関係を明快に説明する
- ③政策やプロジェクトの優先順位を明示する
- ④意思決定タイミングを明示したロードマップを作成する
- ⑤効率的な実施計画を展開する

また、上記基本政策の展開においては、2025年までの20年間を2つのフェーズに分け、マスタープランの役割を次のように区分して考えることを提案したい。

フェーズ-1(2006-2015)：マスタープランは行動のための政策と計画を提供する

フェーズ-2(2016-2025)：マスタープランは標準的な経路と政策選択肢を提供する

前半の10年については、すでに走り出しているプロジェクト、既発見埋蔵量に基づく油田開発計画など、条件がほぼ固まっている諸計画の見直しと調整が中心になる。シナリオのぶれは小さく、政策選択の余地も大きくはない。一方、その先の10年ではエネルギーを取り巻く環境は相当大きく変化するだろう。石油の埋蔵量などは探査の進展具合で大きく変化する。国際情勢も変わる。技術も進歩する。経済改革や省エネルギー政策については色々なオプションの中から手法の選択が可能であろう。タイムスケールの差によるこのような背景の違いを念頭において、しなやかな政策展開を図ることが望ましい。

国家エネルギーマスタープランの策定において最も心しなければならないことは、「未来は過去のコピーではない」という真理である。今後20年間にベトナム経済の規模は5倍に拡大する。つまり、20年後のベトナム経済の4/5はこれから建設されるわけであり、エネルギーマスタープランも「将来どのような社会を建設するか」というグランドデザインのなかで位置づけられるべきものである。未来社会のグランドデザインをエネルギーの視座から関係者が大いに論じることによって、より良いマスタープランの構築が図られるであろうことを指摘しておきたい。

本研究については、まだ色々な分野で改善の余地は大きいと実感する。関係各位の忌憚のないご意見をいただき、ここに提示するベトナム国国家エネルギーマスタープランとエネルギーロードマップの試案が同国の発展のために真価を発揮できるよう引き続き向上が図られることを期待するものである。

第 1 部 エネルギー事情とエネルギー政策の現状

第1章 経済発展と社会経済発展計画

1.1 ベトナムの経済発展とエネルギー需要

ベトナムでは 1986 年の「ドイモイ：刷新」政策の採用や数次に亘る「社会経済発展計画」等の実施を通じてめざましい経済発展を達成している。外資導入による国内エネルギー資源開発の成功もあり、1990 年以降エネルギー輸入国から輸出国へ転換して、エネルギー面でも大きな成果を達成している。

ベトナム統計局の「Statistical Yearbook 2006」によると、1990 年以降 2005 年までの実質経済成長率は、132.0 兆 VND から 393.0 兆 VND へ、年平均 7.55%であった。1997 年に発生した「アジア通貨危機」以前は年平均 8.34%という高成長であったが、「アジア通貨危機」の影響で 1998 年および 1999 年の経済成長率は 5.76%、4.77%と一時的に停滞した。しかし、その後経済成長率は徐々に成長速度を速め、2005 年には対前年比 8.43%へ回復している。

部門別に見ると、同期間で最も高い成長率を示したのは、「製造業および鉱業」で年平均 11.72%、次いで「商業・貿易」が 9.24%、「輸送・通信」が 8.42%、「サービスその他」が 6.80%であった。他方「農林業」は、僅かに 2.76%でしかなかった。部門別経済発展から判断すると工業部門を中心として発展しており、商業部門がこれに追随し、農業部門の発展が他部門に比べて大きく遅れている事情が伺える。

部門別経済構造の変化を見ると、農林業部門のベトナム経済に占めるウェイトは 1990 年の 39%から 2005 年には 20%に減少しており、それに代わって製造・鉱業部門が同期間に 23%から 40%へ大きく増大している。同期間に輸送・通信部門が同じく 3%から 4%へ、商業・貿易部門が 13%から 16%へシェアを拡大しているのに対して、サービス部門のシェアは 22%から 20%へ減少している。経済構造に占める輸送・通信部門のシェアは徐々に増大しているにしても、シェアそのものはまだ小さい。

こうした経済成長、構造変化に対してエネルギー需要の動向を見ると、1990～1998 年間

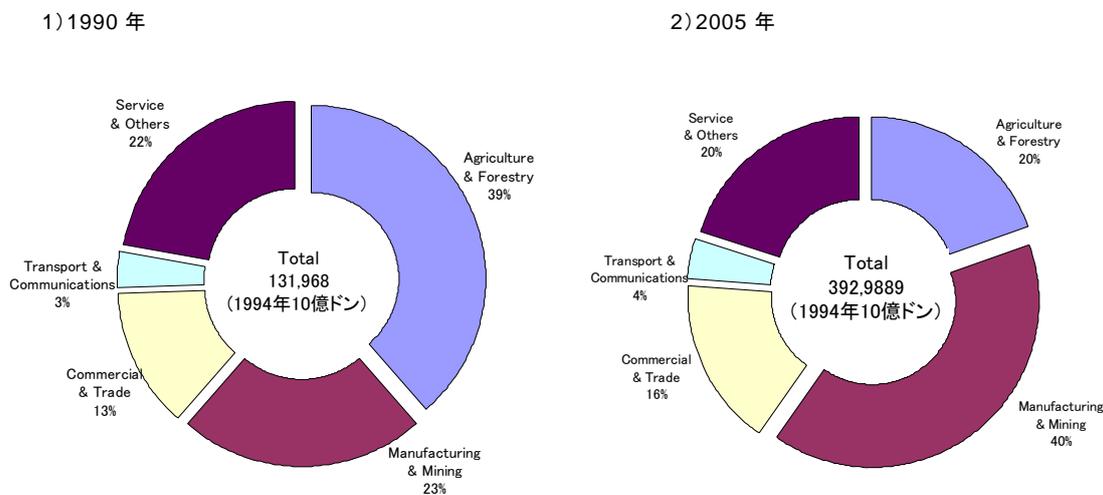


図 1.1-1 経済構造の変化(1990～2005 年)

では石油換算 562.3 万トン（以下 toe）から 1,404.3 万 toe へ年平均 12.1%の増加を示しており、この間のエネルギーの対 GDP 弾性値は、1.5（12.1÷8.0）にも達している。1989 年には、「アジア通貨危機」の影響でエネルギー需要も減少したが、それ以降 2005 年までは、年平均 13.5%という「アジア通貨危機」以前よりもさらに大きな増加率を示し、エネルギーの対 GDP 弾性値は、1.83（13.5/7.38）となっている。このことは、エネルギー需要が経済成長率よりもさらに大きく増加した状況を示している。もちろん単年度で見るとエネルギーの対 GDP 弾性値は 1 を下回る時期もあるが、中期的な期間（5～10 年）で見ると、かなり大きな数値となっている。

エネルギー消費はこの期間に 562.3 万 toe から 2,817.2 万 toe へ、5 倍に増加した。エネルギー需要構造を見ると、産業：運輸：その他の各部門の構成比は 36：36：28 から 46：30：24 へ変化した。産業部門のエネルギー需要のシェアが大きく拡大し、その分運輸およびその他部門のシェアが縮小している。急激なエネルギー需要の増大は旺盛な産業部門の発展を反映し、その他部門のエネルギー需要増加率は相対的に低めであった。しかし、ベトナム経済の急成長を反映して、エネルギー消費の増加率は全ての部門で 2 桁増を記録している。

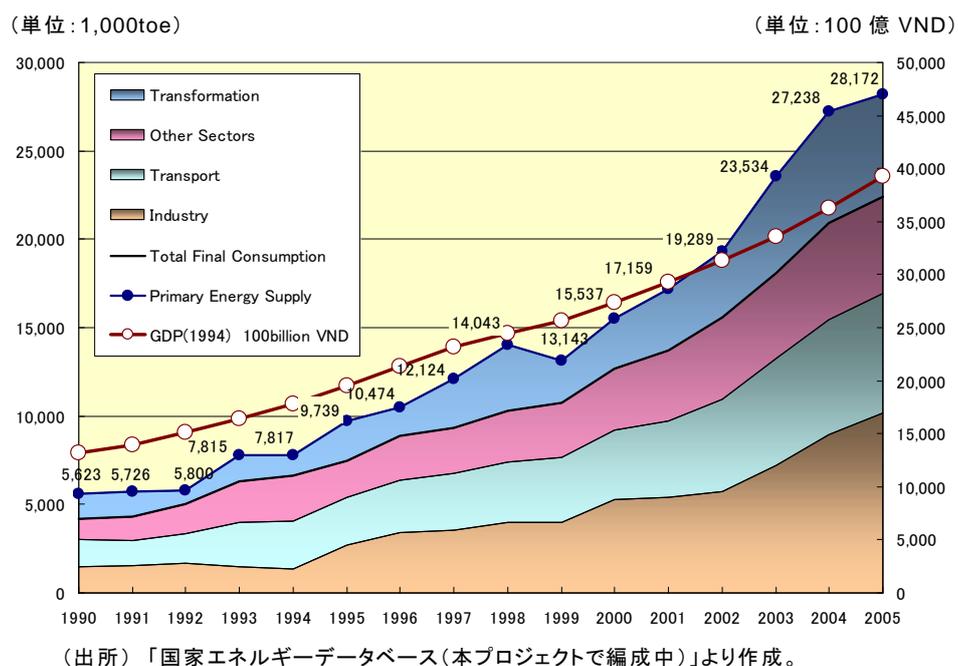


図 1.1-2 ベトナムの経済発展とエネルギー需要の推移

1.2 社会経済発展計画とエネルギーの役割

ベトナムが進むべき社会経済発展の目標は、10 年毎に策定される「社会経済発展戦略」や 5 年毎に策定される「社会経済発展 5 ヶ年計画」の中で明らかにされている。「発展戦略」は 2001～2010 年の 10 年間を対象としており、前半 5 ヶ年に関しては「社会経済発展 5 ヶ年計画：2001～2005 年」でより詳細な計画を策定し遂行した。現在は「発展戦略」の目標を遂行するために前半の「5 ヶ年計画」を引き継いで、後半の「社会経済発展 5 ヶ年計画：

2006～2010年」が遂行されている。

1.2.1 社会経済発展戦略(2001～2010年)の目標

「社会経済発展戦略：2001～2010年」では、「2010年の経済水準を2000年水準の2倍に引き上げる」ことを戦略目標とし、セクター別の目標は次のように設定されている。

- ・農業部門の成長率は年平均4～5%を維持し、経済構造に占めるそのシェアは16～17%とする（現状のシェアは20%）。
- ・工業部門の成長率は年平均10～15%を維持し、そのシェアは40～41%とする（現状のシェアは40%）。
- ・サービス部門の成長率は7～8%を維持し、そのシェアは42～43%とする（現状のシェアはほぼ40%）。

現状と比べると、農業部門のシェアをさらに削減し、それに代わってサービス部門のシェアを拡大する方向が示されている。

1.2.2 社会経済発展5ヶ年計画(2006～2010年)

2006年最終的に政府の承認をえた「社会経済発展計画：2006～2010年」は、「社会経済発展戦略」の前半計画と実績を勘案して策定された。この計画における、数値目標は、以下の通り。

経済発展規模 : 2010年の経済規模を2000年の2.1倍以上とし、一人当たりGDPは1,050～1,100ドルに拡大させる

経済成長率 : 7.5～8.0% (2006～2010年)

(農業3.0～3.2%、工業9.5～10.2%、サービス7.7～8.2%)

GDPに占めるシェア : 農業16～16%、工業43～44%、サービス40～41%

(2005年の実績数値から判断すると、工業部門は目標値を超過達成、サービス部門は目標値未達となっている)

海外直接投資(FDI) : 240億ドル/計画期間

1.2.3 社会経済発展計画とエネルギー政策

社会経済発展計画(2006～2010年)は、全体が9章から成り立っている。その中で「第4章 開発計画」の中の「第2節 産業開発指針」においてエネルギーに関する記述があるに過ぎず、エネルギー問題は重要ではあるが、記述は少ない。その中で以下の諸点が指摘されている。

電力：

- ・電力の安定供給（家庭：90～95%、共同体：100%に高品位電力の供給確保）
- ・2010年における全国的な電力生産は1,120億kWhとする。
- ・2010年における発電設備は2,300万～2,400万kWとする。
- ・競争的電力市場を構築する。
- ・中国、ラオス、カンボジア、タイと電力融通を行う。
- ・遠隔地ではマイクロ水力、風力、ソーラー等を導入する。

石炭：

- ・石炭の長期的な供給を確保する。
- ・2010年の石炭生産量は4,200万～4,500万トンとし、800万～900万トンを輸出に振り向ける。

石油・ガス：

- ・探鉱活動への投資を拡大する。
- ・2010年の原油生産は1,916万トン、ガスは111億m³とする。
- ・Dung Quat 製油所を2009年に運開させる。
- ・Nghi Sonの石油化学や製油所を建設する。
- ・海外への資源開発投資を行う。

経済社会発展計画を実行する為にはこの様な簡単な「指針」ではなく、総合的・長期的な国家エネルギー戦略の策定の必要性が認識され、2007年には国家エネルギー政策（National Energy Policy）が決定され、その具体化に向けて国家エネルギー基本計画（National Energy Master Plan）の策定が急がれている。

1.3 エネルギー資源開発と外資の役割

1.3.1 外資導入の推移

海外直接投資（FDI）の導入および経済成長率の推移をみると、1997年にアジア通貨危機の影響で経済成長率は一時低下したが、1999年以降徐々に回復してきており、1990年代以降、FDIの導入が経済成長率を牽引している様子が伺える。FDIには契約額（外資の

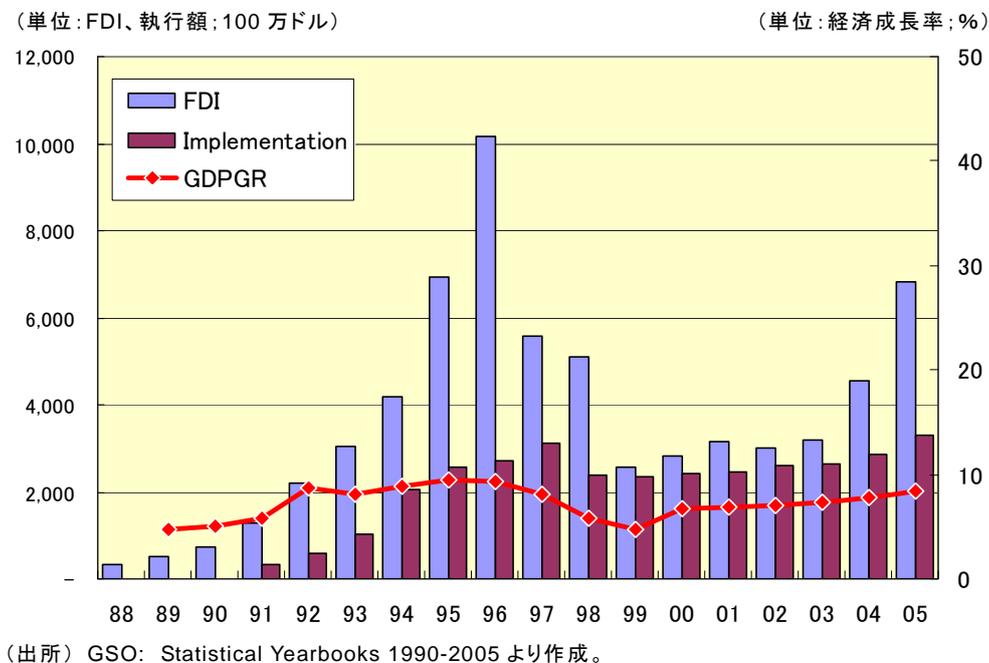


図 1.3-1 海外直移設投資 (FDI) と経済成長率

投資機運を表明している)と執行額(実際の投資額)があるが、アジア通貨危機以後契約額は大幅に減少した。ただし2004年以降徐々に契約額は増大に転じている。これには投資法(2004年)などの政策的支援も大きく作用している。

1.3.2 投資の重点部門

資本投資を形態別にみると、国有企業、非国有企業、海外直接投資に分類できる。2005年推定で、投資総額212兆VNDに達しているが、そのうち国有会社の投資額は全体の52%、111兆VND、非国有会社の投資は32%、68兆VNDに対して、FDIは16%、33兆VNDに達している。エネルギー等への投資額は、15%、32兆VNDとなっているが、この分野への投資はほとんど国有会社が行っている。FDIの大部分は、製造業に向けられており、累積投資額の50%に達している。FDIの投資先は、不動産投資9.4%、エネルギー等7.9%、建設業7.8%、ホテル・レストラン7.8%、輸送・倉庫7.0%となっており、エネルギー等は製造業、不動産投資に次ぐ第3位のシェアを持っている。エネルギー開発へのFDIの投資が優遇されることになれば、このシェアはさらに高まる可能性はある。

第2章 セクター別の現状と課題

2.1 最近のエネルギー需給状況

本章では、主として 2007 年に政府承認された「国家エネルギー政策」に収録されている資料や最新の情報を中心に、最近のベトナムにおけるエネルギー需給状況や課題を概観する。

2.1.1 一次エネルギー供給と最終エネルギー消費

(1) 一次エネルギー供給

2005 年の国内エネルギー生産量は 4,597 万 toe (石油換算トン) で、そのうち石炭が 1,890 万 toe、原油が 1,886 万 toe、天然ガスが 184 万 toe および水力発電が 139 万 toe であった。1990～2005 年間におけるエネルギー生産量の年平均増加率は 14.8%、そのうち最大の増加率を記録したのは石油・ガス生産で 16.0%、次いで石炭生産が 14.3% であった。2005 年のエネルギー生産構成は、石炭が 41.1%、原油が 41.0%、天然ガスが 14.7%、水力が 3.0% であった。同期間の実質経済成長率 7.05% に対し、エネルギー生産の対 GDP 弾性値は 2.1 と極めて高い値を記録した。

輸出入バランスを差し引いたあとの一次エネルギー国内総供給は 1990 年の 562 万 toe から 2005 年には 2,813 万 toe に増加し、年平均増加率は 11.3% を記録した。国内消費の指標である一次エネルギー供給の対 GDP 弾性値は 1.6 で、エネルギー生産の弾性値よりは低めである。これは、この間にエネルギー生産と輸出が大幅に増加したことを示している。

(2) エネルギー輸出

2005 年の原油輸出は大幅に増大した。2005 年にベトナムは 1,800 万トンの原油と 1,470 万トンの石炭を輸出した。エネルギー輸出からの収入は、約 80 億ドルで、2004 年に比べて 33% 増加し、全輸出収入の約 25% を占めた。

他方、国内に製油所が存在しないため、国内石油製品需要を賄うためにほとんどの石油製品は輸入されている。2005 年には 1,212 万 toe の石油製品が輸入された。従って、2005 年の純エネルギー輸出货量 (輸出一輸入) は約 1,820 万 toe に達している。

(3) 転換部門のエネルギー消費

国内エネルギー総供給は、エネルギー転換部門である発電部門やガス部門などで最終消費形態に転換される。ただし、現在のベトナムの状況では発電部門以外のデータは入手できていない。1990～2005 年間における全国ベースでの発電電力量 (含む自家発) の年平均増加率は、12.6% であった。近年急速に自家発が増大したため、電力公社 (EVN 分) に限定すれば同期間の年平均増加率は 10.9% に低下する。現在作成中のエネルギーデータベースによると、412 億 kWh の電源別発電電力量 (EVN 分) に対して、各電源の比率は水力発電が 39.2%、天然ガス火力が 25.9%、石炭火力が 21.4%、その他蒸気タービン火力が 13.5% となっている。

(4) 最終エネルギー消費状況

2005 年におけるベトナムの最終エネルギー総需要は約 2,180 万 toe で、1990～2005 年間

の年平均増加率は 11.6%に達した。1990～2005 年間におけるエネルギー源別年平均増加率を見ると、電力需要は 14.2%、石炭需要は 11.6%、石油・ガス需要は 11.4%であった。同期間の実質経済成長率 7.05%と比較すれば、電力需要の対 GDP 弾性値は 1.9 で、石炭需要の 1.54 や石油・ガス需要の 1.51 よりもかなり高い弾性値を記録している。

2005 年における部門別エネルギー消費構成は産業部門が 44.0%、輸送部門が 29.7%、サービス部門が 7.7%、農業部門が 2.4%、民生部門が 16.2%であった。2005 年のエネルギー源別消費構成は石油製品が 51.5%、石炭が 27.4%、電力が 17.5%、天然ガスが 3.6%であった。国民の生活水準の 1 つの指標と見なされている電力化率（エネルギー消費に占める電力消費のシェア）は 17.5%で、他のアジア諸国と比べると若干低い水準にある。また、ベトナムで大量に消費されている「非商業エネルギー」を加えて評価すれば（IEA の Energy Balances of Non-OECD Countries）、電力化率は 7.6%へ低下する。

ベトナムにおける商業エネルギーの消費原単位は、616kgOE/GDP1,000 ドル（石油換算、1994 年ドル）で、タイの 1.5 倍、世界平均水準の 2 倍に達している。同年の人口一人当たり平均一次エネルギー消費は 360kgOE/人、最終エネルギー消費は 264kgOE/人であった。一人当たりエネルギー消費量は、世界の平均水準の約 5 分の 1 程度である。

2.1.2 エネルギーセクターの現状と課題

ベトナムのエネルギーセクターの現状をエネルギー安全保障やその他の課題という視点から評価すると以下のとおりである。

(1) エネルギー安全保障

国家エネルギー政策における説明によれば、ベトナムは 1990 年のエネルギー輸入国という状況から現在ではエネルギーの純輸出国へ転換しており、エネルギー安全保障は大幅に強化されている。エネルギー供給確保に関しても、当時と比べて格段の進展が見られる。

電力供給確保：

現在総発電設備容量は 1,130 万 kW で、基本的に電力需要（最大電力需要は 1,050 万 kW）は満たされている。ただし、特定の地域、特に地方や山岳地帯における電力供給は、電圧も低く、安定していない。電力需要増加（年平均増加率約 14%）による電力の潜在的な不足の可能性は現在でも存在している。水力発電のシェアが高く（全発電設備容量の 40%が水力発電）、地域間送電網に依存するため、渇水時に電力不足の可能性が生じるという弱点がある。

ガソリン等石油製品の供給確保：

現在ベトナムの石油備蓄制度は 100 万 kl を目標としており、ガソリン等石油製品消費の 30 日分の確保を目指している。現在設定されている備蓄設備容量は、世界的石油危機等が生じた際にガソリンなど石油製品の安定供給や価格の安定を図るのに必ずしも十分とはいえないだろう。

(2) ベトナムエネルギーセクターの課題

商工省（MOIT : Ministry of Industry and Trade、2007 年工業省（MOI）と商務省（MOT）が統合して形成された）の評価によれば、ベトナムのエネルギーセクターは探査、探鉱、生産、輸送、輸出入等全ての分野で力強く発展してきた。社会経済発展計画における石油需要は基本的に満たされている。電力、石炭、石油・ガスセクターにおける販売量は、徐々

に増大しており、ベトナム経済の工業化および現代化の促進に貢献している。ただし、開発水準は未だに低位で、多くの問題を抱えている。すなわち、

1. エネルギーセクターの全般的な効率はまだに低い
2. 生産と販売の効率も高くない
3. エネルギー価格においては未だに赤字補填や内部補助が存在している
4. エネルギー開発投資は必要量よりも小さく、多くのプロジェクトの進捗は遅れている、等

さらに、今後 20 年を見通すと、経済成長の一層の発展やエネルギー需要増加が予想されるのに対して、順調に増産してきた国内エネルギー生産は埋蔵量の制約による陰りが生じ始めており、エネルギー需給バランスが再び輸入超過へ転換する可能性が指摘されている。以下、個別にエネルギー需給の現状・課題を簡単に紹介しておこう。

2.2 電力セクター

2.2.1 電力需給の現状

ベトナムのエネルギーセクターの中で一番深刻な状況にあるのが電力部門である。1996 年から 2005 年までの 10 年間の電力需要の平均増加率は 15%で、2005 年の電力需要は 45.6TWh となり、1996 年の電力需要 13.4TWh の 3.4 倍増を記録している。同様に最大電力は 1996 年の 3.20GW から 2005 年の 10.5GW と 3.3 倍に増加している。近年は電力不足のためピーク時間帯には輪番停電等により需要が抑えられており、これら潜在的な需要を含めた最大電力はさらに高い。

また、電力需要の日負荷曲線を見ると、最近 10 年間の昼間（8～17 時）電力消費の増加率は夜間（18～22 時）と比較して高く、電力消費のピークが夕方 18～19 時から昼 10～11 時にシフトしつつある。特に夏期にその傾向が顕著であり、2003 年以降夕方と昼の電力消費はほぼ同じである。今後ますます昼のピーク需要が増加すると見込まれている。

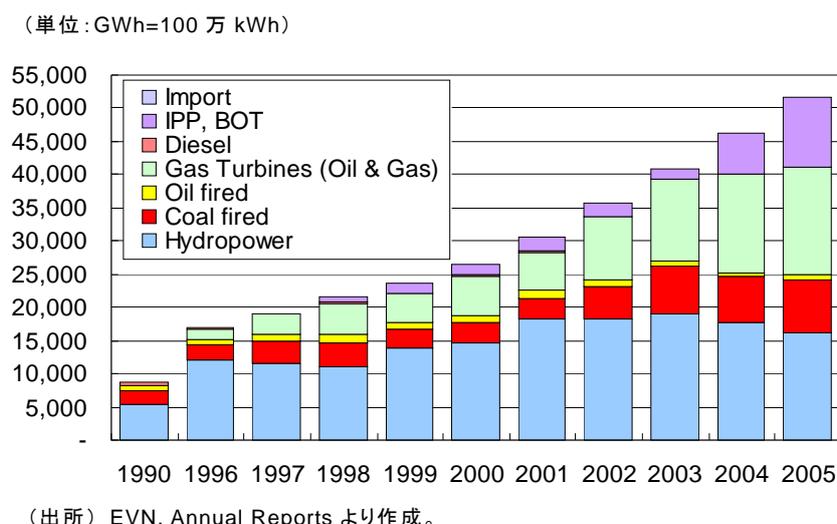
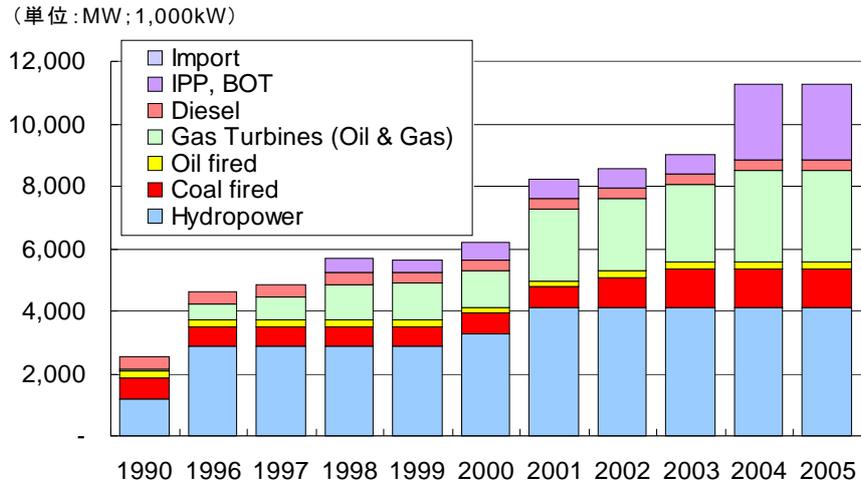


図 2.2-1 電源種別の発電電力量



(出所) EVN, Annual Reports より作成。

図 2.2-2 電源種別の発電容量

この急激な電力需要の増加に対応するため、電力セクターは電源開発促進・地域間送電網の整備・送配電ロスの低減に注力してきた。特に、電源開発は EVN (Electricity of Vietnam) による開発に加えて BOT (Build-Operate-Transfer) や IPP (Independent Power Producers) スキームを通じて民間資本による開発を促した。その結果、2005 年におけるベトナムの発電設備容量 (Installed Capacity) は 1,130 万 kW に達し、うち IPP/BOT は 22% を占めるに至っている。ベトナム南北を結ぶ 500kV 送電線は 2 回線開通し、送電線延長は 3,232km (2005 年) に達している。さらに、ベトナム国内の北部・中部・南部間の電力融通の容量増加を図るとともに、110/220kV 送電線の整備により中国雲南省や広西省からの電力輸入も開始されている。また、送配電ロスは 1995 年の 21.4% から 2005 年には 11.78% へと大きく改善された。

しかし、これらの努力にも関わらず 2005 年の夏には深刻な電力不足に陥り、首相官邸までが停電する事態に至った。5~7 月に不足した供給力は 0.80~1.30GW と推定され、ハノイを含むベトナム北部では数週間にわたって輪番停電を余儀なくされた。この 2005 年の電力不足は渇水による水力発電所の出力低下が原因の 1 つではあるが、もともと最大電力に対する余剰電力 (Reserve Margin) がほとんどないことが大きな原因である。

2.2.2 政府レベルの中長期電力セクター発展戦略

(1) 需要想定

Decision 110 における電力需要 (受電端ベース) と最大電力 (Pmax) の予測を見ると、第 6 次電力開発基本計画 (PDP6) (草案の段階) ではベースケースにおける 2010 年までの需要の増加率を 16%、2015 年までを 11% と設定していたが、グエン・タン・ズン首相より「近年急激に増加した電化率・今後増加するであろう国民一人当たりの電力消費量・近年の海外からの投資の加速と高い経済成長率の実績から判断して、さらに電力需要の増加率

の高いケースを考慮すべきである」というコメントが出され、最終的に承認された PDP6 では、電力需要は大幅に増加する方向に見直された。

(2) 電源開発計画

PDP6 におけるベースケースでは、2025 年の設備容量は現在の 18 倍、180GW に達する。これは日本の現在の総発電容量 200GW とほぼ同等である。このように、今回想定された PDP6 では、近年の電力不足や設備形成の遅延を背景として、意図的に需要想定を極端に高めに設定し、かつ各発電所の開発を 1～2 年繰上げる等、政治的な配慮がなされている。しかし、これらの計画を実行するにあたっては、より現実的な視点からの見直しが必要であろう。同計画における燃料別の電源開発戦略を要約すると以下のとおりである。

- ・水力 (Hydro) : 国産エネルギー資源として最優先で開発を進める。しかし技術的・経済的に開発可能な量は 18～20GW が限度と見積もられており、2015 年には開発はほぼ終了する。
 - ・原子力 (Nuclear) : 2020 年 1 号機運開を目指す。現在、候補地点は南部 Ninh Thuan 省内の 2 地点 (Phuoc Dinh、Vinh Hai) に絞られている。
 - ・ディーゼル・石油火力 (FO+DO) : 現在稼働中の発電所は順次停止させる予定であるが、中部において石油あるいはガスによる火力発電所の新設が計画に残されている。
 - ・ガス火力 (Gas) : ベトナム南部沿岸にガス資源が分布しており、これらの国内ガス田の開発とともにガス火力発電所を順次建設する。現在確認されている埋蔵量から算出された供給力は約 17GW で、2020 年にはほぼ開発が終了する。
 - ・再生可能エネルギー (RE) : 開発計画にある再生可能エネルギーは 30MW 以下の小水力および風力である。小水力は主に民間会社による開発が見込まれている。
 - ・電力輸入 (Import) : 現在中国雲南省や広西自治区と 220kV 送電線で連系し、輸入が行われている。その他ラオス、カンボジアで水力発電所を開発し、ベトナムに輸入する計画がある。
 - ・揚水 (PSPP) : 2004 年に JICA の支援によって実施されたピーク電源最適化マスタープランにおいて、有望地点が 3 地点特定されている。2019 年に北部と南部でそれぞれ 1 号機運開予定である。
 - ・石炭火力 : 上記開発でも需要に対して供給が不足する場合、それは全て石炭火力で補うこととなる。北部に賦存する国内炭を使用した石炭火力を中心として開発を進めるが、中部・南部については 2012 年以降に輸入炭を燃料とした石炭火力が計画されている。
- 地域別の電源構成を見ると、北部は水力・国内石炭・中国からの輸入が主要な電源ソースであり、ピーク電源として 2019 年以降に揚水発電所の導入が計画されている。中部は大消費地がないため容量も小さく、ガス (パイプラインにより運搬) あるいは石油 (近くに完成する製油所から供給) 焚きのいずれかによる火力発電所が計画されている。一方、南部はガス火力が中心であるが、2010 年以降に輸入炭による石炭火力発電所、さらに 2020 年には原子力が順次導入される予定となっている。

(3) 電力系統計画

2005 年に Nho Quan～Ha Tinh 間の 500kV 送電線が運転開始され、南北 500kV 連系線の 2 回線化が完成している。2008 年までは北部で電力が不足するために南から北への送電が中心となり、2009 年以降は大規模水力発電所や石炭火力発電所の運開、中国からの電力融通

の増加により北部から南部への送電が中心となる想定となっている。発電設備容量の増大に伴い、送電線延長や変電所の数も大きく増加されている。

(4) エネルギー効率の改善と DSM

供給力の充実を目指すほかに、エネルギー効率の改善や電力需要管理（DSM：Demand Side Management）は需給バランスを改善するための有効な手段となる。

送配電ロス（地方コミューンが所有する地方の低圧配電網は含まない）は1995年の21.4%から2005年の11.8%へ大きく改善されている。また、未回収電気料金の割合は近隣の開発途上国と比較して小さく、2003年におけるEVNの売掛金は年間電気料金収入の17日分相当でしかない。盗電なども少なく、送配電ロスは既に十分低いレベルに到達しているといえる。今後さらなるロスの低減や供給信頼度向上のために500kV/220kV/110kV送電網の拡充を図るとともに、古くなった既設配電線のリハビリを積極的に進め、2010年には送配電ロスを9%にまで低下させる目標を立てている。

火力発電所の熱効率は発電所によって大きく異なる。Phu My Complexのように新しく大規模の天然ガスによるコンバインドサイクル発電所においては、95%以上の稼働率で長時間継続して定格運転されていることもあり、平均50%以上の高い熱効率が達成されている。他方、Pha Lai 2石炭火力発電所（円借款により建設、2002年運開、600MW）を除けば、石炭や石油火力発電所は設備が古く単機容量も小さいため、熱効率は30%以下である。今後は高効率発電所の新設を進めながら、十分な供給力の確保を前提として老朽化した発電所は順次停止させていく方針である。

DSMを進めるため、時間帯別電気料金が導入されている。時間帯をピーク（18～22時）、オフピーク（22～4時）、標準（4～18時）の3つに分類し、時間帯別に料金を設定することで、需要の平準化を図っている。一般産業用電力110kV以上を例にすれば、ピークは1,590VND/kWh、オフピーク時は425VND/kWh（VAT含まず）と3倍以上の格差がつけられている。

(5) 設備投資のための資金調達

ベトナムでは、増加し続ける電力需要に対応するための開発資金をどのように確保するかが大きな課題となっている。このような状況を踏まえ、ベトナム電力セクターにおける資金源確保のための基本戦略は、以下の4つに大きく分類できる。

- ①低金利で長期借入が可能なODA（Official Development Assistance、政府開発援助）、民間商業銀行、社債の発行などによる資金調達源の多様化
- ②EVN傘下の既設発電所や配電会社の株式会社化とEVN持分株式の売却益の活用
- ③IPP/BOTスキームを利用した国内外のEVNグループ外国営・民間投資家による開発促進
- ④電力設備開発のための長期限界費用に則った適切な電気料金の設定

a) 株式会社化

電力法にも述べられているとおり、現在ベトナムでは電力セクター改革を進めており、発送配電の垂直統合型から水平分離型への移行と電力取引市場の創設を進めている。2009年には改革の第一段階として「シングルバイヤーモデル」による発電会社間の競争を実現させる計画である。EVN傘下の電力設備のうち、多目的ダムを持つ大規模水力発電所、重要な火力発電所、送電設備は基本的にEVN傘下の100%出資子会社として存続するが、そ

の他全ての主要設備は株式会社化される（2006年6月に出された Prime Minister Decision regarding the approval of a member company – Vietnam Electricity Holding Company において基本計画は示されているが、最終的に株式会社化される設備は現在も継続して審議中）。EVN は 51%以上の株式を保有し続け、残りの株式は国内外の投資家に売却される。これらの株式の売却によって得られた資金は EVN の新規開発プロジェクトに使用されることになる。

b) IPPs (Independent Power Producers)

IPP による発電電力量は 2005 年において全国ベースの 20%以上に達し、既にベトナムにおける電力供給の重要な役割を担っている。これら EVN グループ以外の国内外投資家による発電所の開発と運営は大きく以下のように分類できる。

①BOT スキームによる 100%外資のプロジェクト

Phu My 2.2、Phu My 3 ガス火力発電所等。ベトナムで BOT と言った場合、この形態を指すことが多い。

②BOT または BOO (Build Operate-Own) によるベトナム企業を中心としたプロジェクト 主に Vinacmoin 等資源開発会社や大手建設会社による出資。EVN がマイノリティで入る場合も含む。ベトナムで IPP と言うと、この形態を指すことが多い。

③BOO による株式会社化した発電会社を中心としたプロジェクト

株式の 51%以上を EVN が所有する。

①は政府保証がついた長期 PPA (Power Procurement Agreement、電力購入契約) を基本とした大規模プロジェクトであるが、政府は高い買取価格や手厚い政府保証などの問題により今後は認めないという方針を出している。一方②や③については、ベトナム企業が中心ではあるが、海外企業も出資によって参加することが可能である。

(6) 電気料金の改定

ベトナムの電気料金は大きく EVN 傘下の地域配電会社の小売供給料金とそれ以外の地方コミュン等 EVN グループ以外の事業者が設定する料金に分類される。地域配電会社の小売供給料金や卸売料金は全国統一であり、使用電力量によって計算される単純従量制で、需要種類別、受電電圧別、時間帯別に分類されている。この中で、100kWh までの家庭用電気料金 (550VND/kWh (=3.4cents/kWh)、VAT 含まず) は産業用や商業用の電気料金を高くすることで政策的に低く抑えられている。

2005 年の平均売電単価は 789VND/kWh (=4.9cents/kWh) である。今後の電源開発には巨額の投資が必要で資金不足が想定されており、EVN による投資資金の確保ならびに国内外の投資家を電源開発プロジェクトに呼び込むためには、開発コストに見合った適切な電気料金の設定、すなわち値上げは不可避である。Power Sector Development Strategy においても、「発電所や送電線開発の長期限界費用に則って電気料金を徐々に増加させるように料金改定を進める」としている。また、需要家間の内部補助 (産業用・商業用から家庭用への補助) は解消していく意向である。

(7) 電力事業の制度改革

電力セクター改革の一環として、電力市場の創設が目論まれている。それにより国内外の様々な投資を呼び込み、これを通じて国や国営企業 (EVN) の電力設備投資の負担を軽減し、かつ電力セクターの効率的な運営を促進させつつ、安定した高品質な電力供給を実

現させることを目的としている。電力市場設計の詳細については検討中であるが、そのスケジュールや基本構想については、電力法や 2006 年 1 月の Prime Minister Decision 26: Approval of the Roadmap, the Conditions to Establish and Develop the levels of the Power Market in Vietnam に記載されている。これらの資料や最新の EVN 等電力関係者からの聞き取り調査によると、今後は大きく 3 つのフェーズにわけて、段階的に市場構築と自由化を進める方針である。

第 I フェーズでは発電会社間の競争を実現させるが、電力の買取は電力購入会社 (Power Purchase Company) が引き受ける (シングルバイヤーモデル)。第 II フェーズでは、大口電力需要家、卸売業者、配電会社はそれぞれ独立したプレーヤーとして個別に発電会社と契約を結ぶかスポットマーケットから電力の購入が可能となり、電力卸売における競争が行われる。第 III フェーズにおいては小売の競争が実現され、需要家は小売業者の自由選択が可能となる。供給先を自由に選択できる需要家の範囲は大口・高圧需要家からすこしづつ拡大させることとなる。現在の計画スケジュールによればフェーズ II は 2014 年から実験を開始し、2017 年から本格運用を、フェーズ III は 2022 年から実験を開始し、2024 年から本格運用を開始することとなっている。なお、既に 2009 年からの第 I フェーズ開始に向けて、発電株式会社や EVN 傘下の発電所が参加して実験的なシングルバイヤーモデルによる電力市場取引が行われている。

(8) 地方電化戦略

ベトナムでは、地方電化を進めるため、「110kV 以下の配電線を管理する各地域配電会社が地方コミュニティ中心に中圧線を引き、地方コミュニティあるいは地方政府が域内の低圧配電線を拡大し、運営管理する責任を負う」という方策を実施してきた。その結果、ベトナムの世帯電化率は 1995 年の 51% から 2005 年には 92.6% へと著しく改善した。

さらに地方電化を進めるためベトナム政府は電力セクター開発戦略の中で以下のような目標を設定している。

- ・ 2010 年までに全てのコミュニティを電化する
 - ・ 2010 年までに地方世帯の電化率を 90% 以上とする
- 2020 年までに電化率 100% を実現する

2.2.3 電力セクターの課題

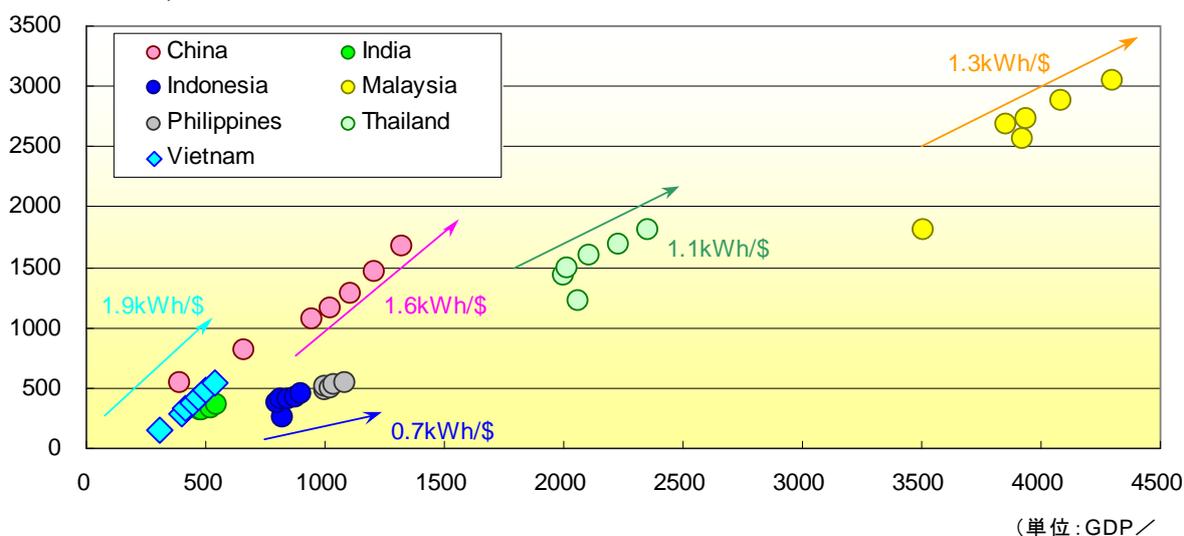
(1) 低いエネルギー効率

ベトナムにおける一人当たり GDP と一人当たり電力消費量 (販売電力量) の関係について、近隣アジア諸国との比較を図 2.1-3 に示す (1995 および 2000~04 年のデータを使用)。ここで注目すべきは、ベトナムの一人当たり GDP は 2004 年のデータで見ると、ようやく 500 ドルを超えたレベルであるにも関わらず、一人当たり GDP が 1,000 ドル付近のフィリピンやインドネシアと一人当たり電力消費量がほぼ同じであること、2000~04 年のデータにおける傾き (=Electricity Intensity: 単位 GDP を生み出すために必要な電力量、kWh/\$) が非常に大きいこと、である。より詳細に電力消費量を分析するために、図 2.1-4 に電力消費全体の約 50% を占める家庭用電力に注目した世帯当たり電力消費量と、商業用・産業用電力に注目した Electricity Intensity を示す。

1 世帯あたり電力消費量は家庭用販売電力量を電化世帯数 (全世帯数×世帯電化率) で

割って求めたものである（使用データの定義などが各国で異なるため、取扱いには注意が必要）。電化率が高く、総家庭用電力消費量が約 50%を占めるベトナムにおいて、一人当たり GDP はタイの 1/4、フィリピンの 1/2 にも関わらず、世帯当たり電力消費量は近年年率 5~7%で増え続け、両国と同じレベルに達しつつある。また、右のグラフの Electricity Intensity は商業用と工業用電力販売量の合計を 2000 年価格における実質 GDP で除して求めたものである。グラフから明らかな通り、ベトナムのみが 2000 年以降急激に Electricity Intensity が増加しており、電力多消費型の産業が急増していることが推察される（実際、産業用電力消費量の増加率は 2000 年以降年率 20%に近い）。

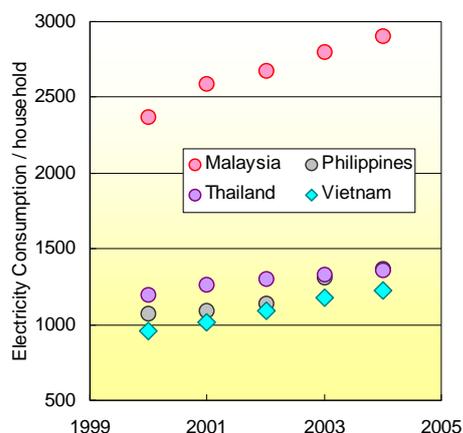
(単位: kWh/capita)



(単位: GDP/capita, USD)
 (注) 中国データは所内用及び送配電ロス含む、他データは含まない

図 2.2-3 一人当たり GDP と販売電力量の関係

(単位: kWh/household year)



(単位: kWh/\$)

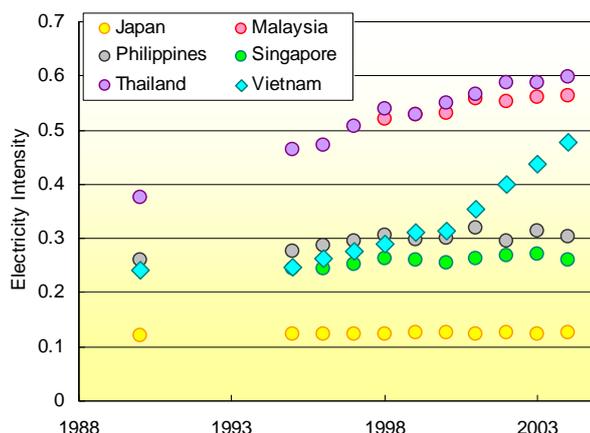


図 2.2-4 一人当たり GDP と Electricity Intensity の関係

将来の電力需要想定は、近年の需要増加や政治的な配慮によって、2015 年まで年率 17% 増と予測されている。この需要予測の妥当性はさておき、電力消費量の実績データはベト

ナムがエネルギー多消費型社会へ進む傾向を示している。その要因についての詳細な分析と、省エネ施策の推進や省エネ機器導入などのエネルギー消費量を抑制するための対策の検討と実施が強く望まれる。

(2) 将来の電源開発リスク

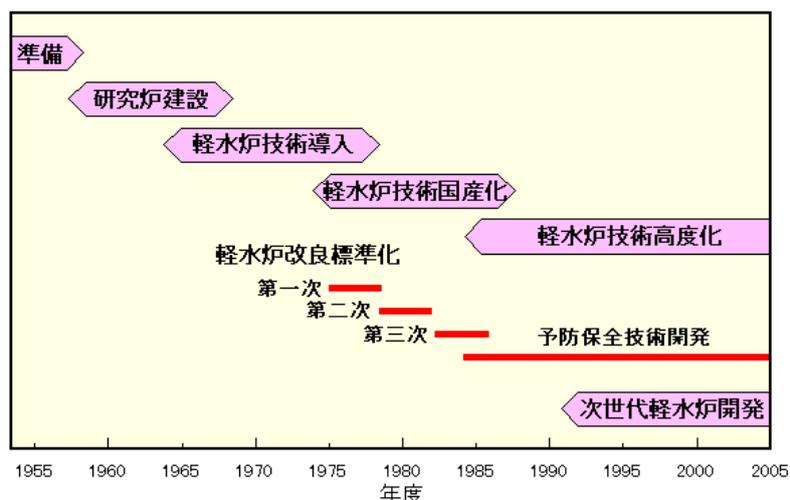
開発計画全体における特徴は、石炭火力への過度な依存である。日負荷の変動に対する負荷追従性やエネルギーセキュリティの観点（国内炭の生産には限界があるため、発電量の約半分は輸入炭と見積もられている）から、ベストミックスを目指した電源の多様化（ガス・LNG・原子力・再生可能エネルギー等）が望まれる。以下、電源設備の開発課題を以下にまとめる。

a) 原子力

ベトナム政府は2006年1月に「原子力平和利用に関する2020年までの長期戦略」¹を首相決定している。その戦略は次のとおり要約される。

- ・原子力発電所初号機は2015年までに建設開始、2020年までに運転開始を目指す。
- ・建設、運転両面を視野に入れたパートナー選定を実施する。1) 技術調査、2) パートナーからの技術移転、3) 運転開始後10年の技術発展、の3つのフェーズで、国家主導で実施する。
- ・原子炉および燃料についても国内製造（燃料に関するウラン調達含む）を視野に入れる。
- ・MOST²を中心に国家戦略の具体的遂行を図り、関係各省はこれに協力する。

特に原子力発電の開発は、将来の電力需要に対応するのみならず、エネルギーセキュリティ、自国の自然環境資源保全の観点からも意義のあるものとして、PDP6でも2019年に初号機運開が計画されている。一方で、日本における原子力技術の導入の歴史をみると、3～4年の準備期間を経て1957年に日本原子力発電株式会社（日本原電）が発足し、1965



(出所) 火力原子力発電技術協会、「火力原子力発電50年の歩み」、2000年。

図 2.2-5 日本の原子力技術開発の歩み

¹ 首相決定 No:01/2006/QD-TTg; 第1章:原子力利用の現状と可能性、第2章:ベトナムでの原子力エネルギー利用に関する方針、目的および意義、第3章:長期戦略遂行のための方策

² Ministry of Science and Technology; ベトナム科学技術省

年に英国のコールダーホール改良型（定格電気出力 16.6 万 kW）が商業原子力発電所として初発電に成功し、その後 1966 年に営業運転を開始している。これらの実績に照らし、ベトナムの原子力発電開発はほぼ実現可能なスケジュールと言える。原子力利用にかかる政府関連機構の中では、MOST が政策実施の中心的存在である。一方で、原子力発電については MOIT の下で EVN、エネルギー研究所（IE）が推進主体となっている。

原子力発電については Pre-F/S レポートが 2005 年 9 月に政府に提出されている。Pre-F/S レポートは、①安全・法規制、②国際協力・協定、③人材育成、④PA (Public Acceptance)、⑤原子力発電技術、⑥燃料取扱・廃棄物処理、⑦原子力発電の必要性、⑧立地選定、⑨環境評価、⑩建設管理、⑪運転・保守、⑫経済財務分析の 12 項目からなり、具体的には次の 2 地点が取り上げられている。いずれの地点も南部 Ninh Thuan 省の海岸沿いの砂丘地帯に位置している。

原子力の開発課題としては、まずは技術的な課題が挙げられるが、ベトナム政府は研究・実証ステップを踏まず、第 1 段階から原子力先進国から技術輸入を行う方針であり、大きな課題はないと思われる。技術的な課題以外にも次のような課題解決が重要となる。

原子力安全：安全管理技術および法規制の整備。安全管理については専門家の養成が不可欠である。また、原子力安全を規定する原子力基本法、原子炉等規制法などの関連法令の整備が必要である。

国際社会との協調： 核不拡散条約（NPT）、保障措置協定、包括的核実験禁止条約（CTBT）、原子力事故早期通報条約などを締結済み。保障措置・追加議定書、原子力安全条約、核物質防護条約、原子力損害の民事責任に関する条約を締結する必要がある。

人材育成： 原子力発電開発プログラムを進めていくために、人材育成は喫緊の課題
PA： 2003 年末と 2004 年初めに Ministry of Science & Technology (MOST) 主催で「原子力平和利用に関するワークショップ」を開催（Ninh Thuan 省、Phu Yen 省、ホーチミン市）。本格的な PA 活動は、Pre-F/S レポートが承認された後となる。

b) 石炭火力

石炭火力は今後ベトナム電力セクターで中心となる電源であり、Decision 110 の需要想定ケースによれば、2015 年の想定発電量は 2005 年の発電容量の 10 倍以上、PDP6（草案段階）における需要想定低ケース（2010 年まで増加率 16%、2015 年まで 12%）に比べて 4～5 倍となる。2006 年現在、国内炭の生産量約 4,000 万トンに対し発電用は 10%強を占めるに過ぎないが、発電用石炭の急激な需要増加は石炭の需給バランスに大きな影響を与える。したがって、発電に必要な石炭の安定確保が最重要課題であり、具体的に以下の項目の検討が必要となる。

- ・発電用石炭需要見込みを反映させた石炭採掘計画、輸送計画の立案
- ・安定した石炭輸入先の確保：発電用石炭価格高騰（2007 年 8 月の豪州産一般炭スポット価格は 70\$/トンを超えている）、サイクロンなど天候の影響による海外産出量減、中国・インド・インドネシアなどアジア各国における石炭需要の急増などのリスクへの配慮
- ・国内炭輸送のためのインフラの整備：鉄道および河川交通の輸送力強化

- ・ 輸入炭受け入れのためのインフラの整備：中南部における石炭受け入れのための港湾整備

- ・ 環境影響配慮：特に CO₂ 排出量の増加（LNG コンバインドサイクルと比較して kWh 当たりの CO₂ 排出量は約 2 倍と言われる）に対する配慮

c) ガス火力

国内石炭採掘能力に限界がある中で、石炭への過度の依存はエネルギーセキュリティ上好ましくない。ガスは石炭に続く有望な国内資源である一方、ガス田開発においてガス火力発電所はアンカー需要として重要であることから、ガス田開発・ガスパイプライン建設・ガス火力発電所建設は一体となっていく必要がある、多大な開発資金と時間、整合性のとれた計画の立案が要求される。また、現在は国内で生産されるガスの 8 割以上が発電目的であるが、今後ベトナム社会の発展につれて民生や産業用の需要も増加すると予測され、輸入も視野に入れた中長期調達計画が必要となる。

- ・ ガス田およびパイプライン等のインフラの開発に民間資本を誘致するためのガス価格および最終需要である電気料金の適切な設定

- ・ ガス田の調査から発電所運開に至るまでの長いリードタイムを考慮した開発計画の策定

- ・ パイプラインや LNG によるガスの輸入可能性の検討

(3) 高品質な電力供給のためのネットワークの構築

2005 年に Nho Quan～Ha Tinh 間の 500kV 送電線が運転開始され、南北 500kV 連系線の 2 回線化が完成し、送電網の充実が図られている。その一方、中国など近隣諸国からの電力輸入量の増加や各地方発電所の運開により送電線・変電所の容量の増強は逼迫した課題である。発電所から近傍系統への接続地点の不足は、非効率なネットワークの形成・送電コストの増加・発電プロジェクトの経済性悪化を助長し、開発遅延へとつながる。また、地方においては、老朽化しロスも大きい配電網のリハビリと刷新が必要である。

ネットワーク規模の増大と複雑化は、急激な需要変動・事故による電源脱落・夜間軽負荷時の周波数や電圧の維持など、系統運用を難しくする。また、石炭火力や原子力に代表されるベース電源の増加（ベトナムの場合、ガス供給や電力売買契約上の制約から現状ではガス火力でも出力調整は難しい）により、ピーク需要に対する電源の必要性は高まる。一方、将来のオートメーション化した工場の増加や IT 産業の勃興の中で、より高品質な電力の供給が要求される。したがって、周波数や電圧調整機能、負荷追従性に優れ、ピーク用電源、事故発生に備えた待機電源である揚水発電所の導入が重要となる。加えて、電力需要の年間・季節間・日変動を考慮した最適な電源構成の構築とその運用ノウハウの蓄積が、高品質で安定した電力供給を実現するために不可欠である。

(4) 電力セクター改革

電力取引市場の創設、電源開発における国内外の民間資本の誘致は競争を促し、電力セクターの効率的な運営を促す効果が期待される。IPP や BOT による開発割合はおよそ 50% と計画されており、これら国内外の民間資本の電力セクターへの誘致が成功の鍵を握っている。

しかしそこには下記に列記するリスクが存在する。

- ・ 国内投資家の資金不足、技術力不足

IPP (Independent Power Producer)、BOT (Built, Own and Transfer)、JSC (Joint Stock Company) の主な担い手は Vinacomin、PetroVietnam、配電会社、建設会社を中心であるが、彼らに潤沢な自己資金や資金調達力、発電所建設と O&M に関する経験やノウハウがあるかは未知数であり、工事の遅延と品質低下は将来の安定供給に支障をきたす恐れがある。

・電力取引市場と PPA

電力取引の詳細な制度設計は今後の課題として残されており、公平で透明な制度設計が望まれる。また、急激な完全競争の導入は i) 電力が不足している場合は価格の高騰を招きやすい、ii) 国外投資家の参入を難しくする、等の課題もあり慎重を要する。

特に ii) については、カントリーリスクの高い国で長期 PPA 契約がない、あるいは条件が悪いことは外国投資家にとって大きな参入障壁となる。

最後に、電力セクター自由化の最大の課題は、自由競争と安定供給の両立である。電力供給はユニバーサル・サービスであり、そのインフラ整備には多大な資金と期間を必要とする。完全な市場原理に委ねると新規電力設備への投資が遅れるリスクが高まることは既に自由化を進めている国を見ても明らかである。投資環境を整備し市場原理による開発を促進させると同時に、政府や電力会社はベトナム全体のエネルギー需給・エネルギー安全保障・地球環境等に配慮した中長期的な視点に立った開発戦略の立案と実行が重要となる。

(5) 電気料金の改定

増加し続ける電力需要に対応するため、電力設備の整備が最優先事項であるが、その開発資金をどのように確保するかが大きな課題である。仮に Decision 110 の開発計画に従うのであれば、電源設備に限った場合でも 2010 年には約 70 億ドル、2015 年には 100 億ドル、2020 年には 130 億ドルが費やされることとなる。現在の EVN の年間売上が 2005 年で約 24 億ドルであり、EVN 単独で自己資金や借入金を調達することは到底不可能である。現在考えられている主な資金調達戦略は前述の通りであるが、その中で、「適切な電気料金設定」は投資資金の確保・回収に直接的に影響すると同時に、IPP や BOT による発電会社からの電力購入価格にも影響し、国内外投資家の誘致にもつながるため非常に重要である。Decision No. 276 on Selling Prices of Electricity によると 2007 年 1 月の料金改定で平均小売料金を 842VND/kWh、2008 年に 890VND/kWh に、2010 年には電力設備費用に見合った価格に設定する予定としている。国民に対する説明責任を果たしながら、開発コストに見合った料金設定を遅滞なく行うと同時に、高騰していく電気料金における貧困層への配慮が求められる。

2.3 石炭セクター

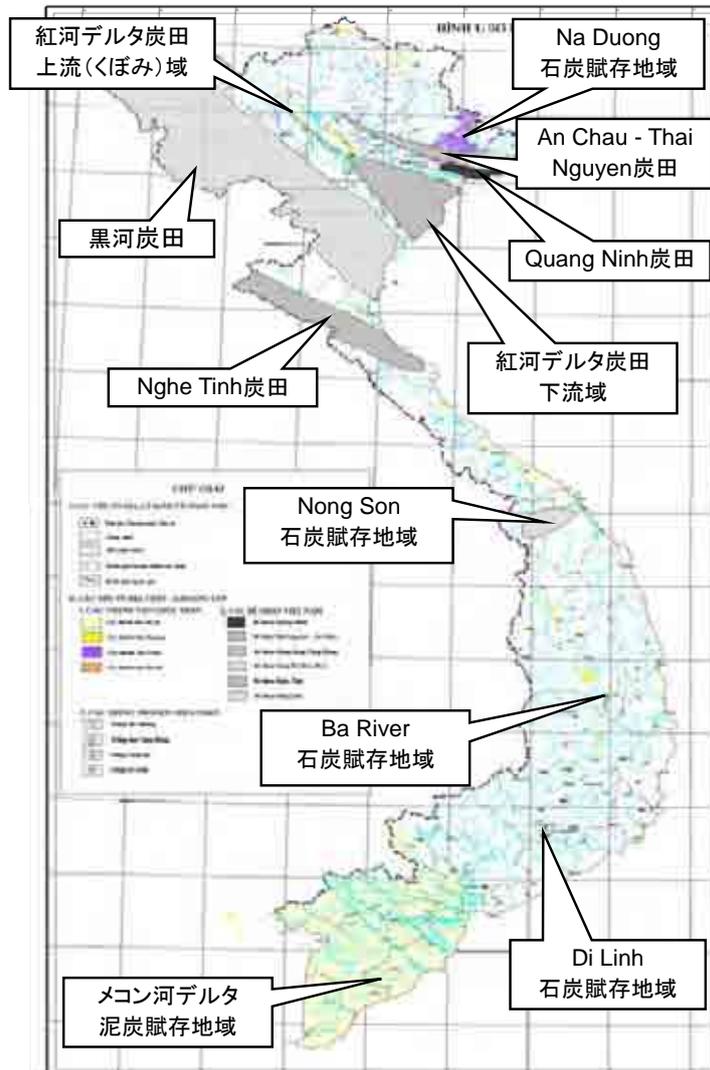
2.3.1 石炭セクターの現状

2.3.1.1 石炭埋蔵量

ベトナムの石炭は、地質的に古生代から新生代にかけて堆積、生成した石炭であり、ベトナム北東部を中心に無煙炭、半無煙炭、瀝青炭、褐炭などが賦存している。

ベトナムの 2006 年末現在における泥炭を除く石炭資源量は 58 億 3,300 万トンで、炭種別には無煙炭が最も多く全体の 71.2% を占め、そのほとんどは石炭生産の拠点であるベトナム北東部の Quang Ninh 省に賦存している。その他、紅河デルタの Khoai Chau 地区に賦

存する亜瀝青炭が 15 億 8,000 万トンで同 27.1%、その他褐炭が 9,600 万トンで同 1.7%の賦存量である。



(出所) VINACOMIN, “Sustainable Development Strategy for Vietnam Coal Sector,” February 2007 より作成。

図 2.3-1 ベトナム石炭資源分布図

一方、商業生産が可能な可採埋蔵量は 33 億 9,000 万トンで、石炭資源量の約 58%の数量となる。無煙炭は 28 億 3,000 万トンで可採埋蔵量全体の 83.5%を占め、亜瀝青炭は 5 億 2,500 万トンで同 15.5%、褐炭が 3,600 万トンで同 1.1%で、無煙炭の比率がより高まる。2006 年の生産量から算出される可採年数は、およそ 80 年となる。

2.3.1.2 石炭需給推移

1) 石炭需要

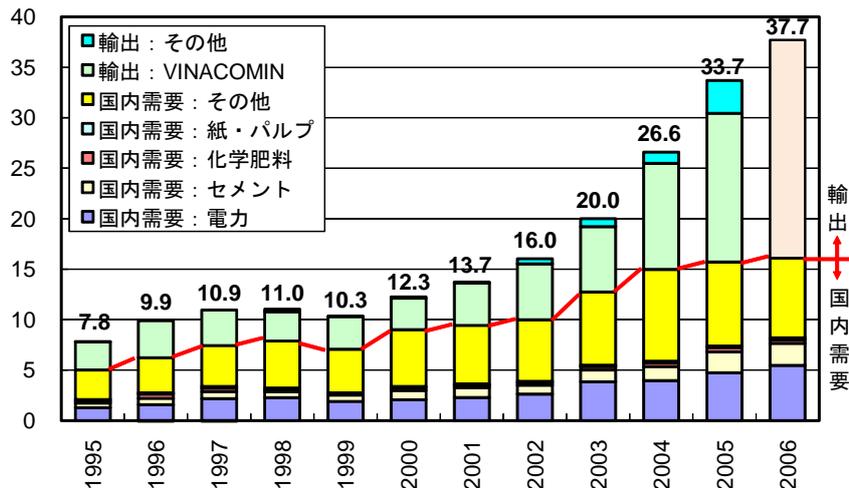
国内需要と輸出を合わせた石炭需要量は、1995 年の国内需要 500 万トン、輸出 282 万トン、合計 782 万トンが 2006 年には国内需要 1,610 万トン、輸出 2,160 万トン、合計 3,770 万トンへそれぞれ 1,110 万トン (年平均増加率 11.2%)、1,878 万トン (同 20.3%)、2,988

万トン（同 15.3%）増加している。同期間の国内需要の伸びに対して輸出は大幅な伸びを示し、同期間の需要構成も国内：輸出の比率が 64：36 から 43：57 へ逆転している。

国内需要は電力、建築資材、セメントの各産業でその大部分を占め、今後は電力向け需要が大幅に増加し、次いでセメント、建築資材向け需要が大きく増加すると予想される。

輸出は 2002 年以降中国向けの需要が急激に伸び、全体として大幅に増加した。現在の主な輸出先は中国と日本で、中国へは主に電力向け低品位炭を、日本へは鉄鋼・一般産業向け高品位炭を輸出している。

（単位：100 万トン）



（出所）VINACOMIN, “Master Plan on Coal Development for Vietnam in Period 2006-2015 with Expectation to 2025,” December 2006 より作成。

図 2.3-2 石炭需要推移

2) 石炭供給

石炭生産（精炭）は 1995 年の 816 万トンから 2006 年では 3,891 万トンへ 3,075 万トン増加し、この期間の年平均増加率は 15.3%であった。同期間のベトナム石炭・鉱物産業グループ³など国営企業による石炭生産の伸び 2,860 万トン（年平均増加率 14.9%）に対し、その他生産者は 215 万トン（同 22.1%）であり、国営企業による生産比率は、2006 年で約 94%と依然として高い。

一方、石炭輸入は正確な統計値が入手できないが、ベトナム鉄鋼公社（Vietnam Steel Corporation、VINASTEEL）の北部製鉄所向け原料炭が約 10 万トン、南部の IPP 向け一般炭約 30 万トンの合計 40 万トン程度である。

³ ベトナム石炭・鉱物産業グループ（Vietnam National Coal - Mineral Industries Group、以下 VINACOMIN Group）：首相決定 No.345/2005QD-TTg に基づき、2005 年 12 月 26 日付けでベトナム石炭グループ（Vietnam National Coal Group、VINACOAL Group）とベトナム鉱物公社（Vietnam Minerals Corporation; VIMICO）が経営統合し、石炭と鉱物資源（ボーキサイト、鉄鉱石、銅、鉛、亜鉛、その他鉱物）の採掘から処理・販売までを一貫して手掛ける。

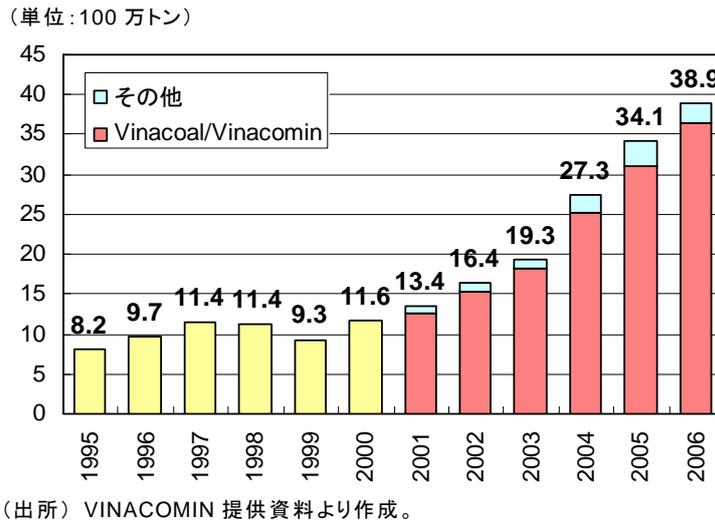


図 2.3-3 石炭供給推移

2.3.1.3 石炭事業者

1994年にベトナム石炭総公社 (Vietnam National Coal Corporation、以下 VINACOAL) が設立され、それ以降は VINACOAL がほぼ独占的にベトナムの石炭事業を行ってきた。

VINACOAL は 2005 年 8 月にベトナム石炭グループ (Vietnam National Coal Group ; VINACOAL Group) に組織変更した後、同年 12 月にベトナム鉱物公社 (Vietnam Mineral Corporation ; VIMICO) と統合し VINACOMIN として再編され、引き続きベトナムの石炭事業の太宗を担っている。VINACOMIN は、石炭関連においては地質探査、生産、加工処理、国内販売、輸出を主要業務とし、その他鉱物、鉄鋼、電力、建築資材、不動産投資、建設器機、造船、サービス業など多岐にわたる業態を統括するグループへ変化している。

VINACOMIN 以外の石炭事業者としては、VINASTEEL の傘下にある Thai Nguyen Iron and Steel Corporation (TISCO) が Phan Me、Lang Cam の 2 炭鉱を Thai Nguyen 省に所有し、生産した石炭を自家消費している。また、インドネシア資本 100% の PT. Vietmindu Energitama が Dong Vong - Uong Thuong 炭鉱を Quang Ninh 省に所有、生産・輸出を手掛け、この他 VINACOMIN より炭鉱経営の代理権を譲り受ける形で Da Nang 市、Ninh Binh、Hoa Binh、Son La、Yen Bai、Thai Nguyen 各省の地方自治体が計 8 炭鉱の石炭事業を行っている。

2.3.1.4 石炭事業への民間・外国資本の参入

石炭事業への民間・外国資本の参入状況に関しては、数えるほどしか確認されていないのが現状である。1991 年 10 月に PT. Vietmindu Energitama が Uong Bi Coal Company と無煙炭を輸出・販売する業務提携契約を締結し、Quang Ninh 省 Uong Bi 地区において Dong Vong - Uong Thuong 炭鉱を開発、1997 年 9 月より石炭生産を開始、これが最初の民間・外国資本の導入となった。それ以降は幾つかの民間資本が石炭事業に参入しているが、2006 年における生産量の合計は 120 万トン程度である。

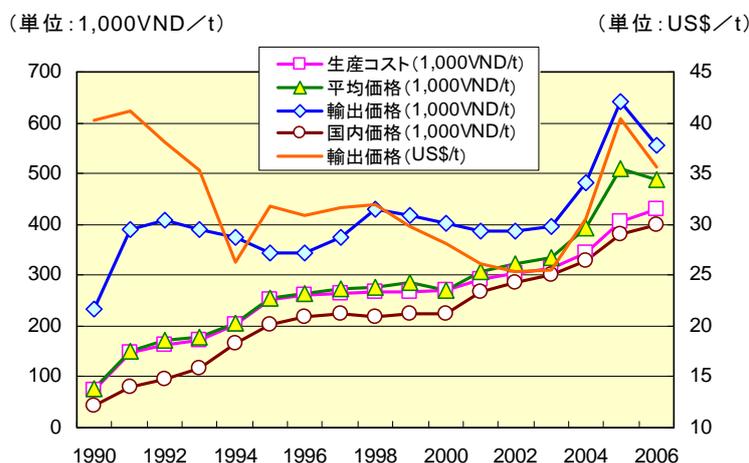
2007 年 1 月にベトナムが世界貿易機構 (WTO) へ正式加盟するのに合わせ、VINACOMIN は 2006 年以降に傘下の石炭会社 5 社 (Coc Sau、Cao Son、Deo Nai、Ha Tu、Nui Beo) の株式全体の 20% をハノイ証券取引所に新規株式公開し、市場より資金調達を行った⁴。こ

⁴ 2007 年 8 月現在の外国資本比率は Coc Sau 16.74%、Cao Son 15.76%、Deo Nai 19.99%、Ha Tu 15.76%、Nui Beo 20.0%。

の入札において、住友商事株式会社が日本向け無煙炭輸出炭鉱を所有するCao Son Coal CompanyとDeo Nai Coal Companyの売却対象株式数の5%（株式全体の1%）を落札、日本企業として初めてベトナム石炭事業へ資本参加を行った。また、各石炭会社の従業員持株会も民間として資本参加している。

2.3.1.5 石炭価格

石炭価格は、2006年まで基本的に中央政府が決定してきた。採掘コストに探査、輸送、分級・選炭、管理、販売コストなどを加えたものが石炭生産コストで、石炭平均価格も2003年までかなり低く抑えられてきた。国内販売価格は石炭生産コストよりも低く設定され、その差損分は輸出による収益で補填してきた。2004年以降は世界的な石炭需給の逼迫傾向から、PCI炭⁵を含む石炭市場価格が上昇、石炭平均価格は生産コストよりも大幅に高いレベルで推移している。2006年の1トン当たり石炭価格は、国内向けが平均VND399,500（US\$25.17）、輸出向けが平均VND555,400（US\$35.00）、全平均VND488,900（US\$30.81）である。



(出所) VINACOMIN 提供資料より作成。

図 2.3-4 ベトナムの石炭価格推移

2.3.1.6 石炭輸送

炭鉱で採掘された石炭（原炭）は、ベルトコンベア、トラック、鉄道などで分級工場（岩石除去、粒度調整のみ）や選炭工場へ運ばれ、そこで処理された製品炭はトラック、鉄道で直接国内需要家へ輸送されるか、一度積出港へ輸送して船舶に積み替えてから国内もしくは海外の需要家へ向けて輸送される。

石炭輸送用の鉄道は古くから整備されており、単線でゲージ幅が900mm、1,000mm（狭軌）、1,435mm（標準軌）の3種類が混在しており、1,000mmが標準として敷設、利用されている。機関車と貨車は共に各ゲージ幅に合わせて導入されているが、機関車は電化されておらずすべてディーゼル駆動で、貨車は最大積載量50トンで、いずれも老朽化が著しい。

トラック輸送は、炭鉱と主要輸送システム（鉄道、ベルトコンベア）間の石炭輸送や分級・選炭工場への輸送に利用されているが、環境や周辺住民への配慮からトラック輸送を

⁵ 製鉄の高炉吹込み用原料炭。

必要最小限に抑制し、鉄道とベルトコンベアによる輸送への転換が図られつつある。

一方、石炭輸送用の積出港は、各分級・選炭工場とリンクしてそれぞれ整備されている。Ha Long 湾に面した積出港は比較的積出能力が大きいものの、水深が浅いためにバースで直接積み込みが可能な最大船舶重量トンには最大の Cua Ong 港でも 40,000DWT が限界である。その他の積出港はいずれも最大 200～400DWT の小型船・バージに積み込み、沖合に停泊させている船舶に積み替えをしている状況にあり、船積みの効率は低く、コスト高となっている。また、荷揚げは港もしくは河川で行われているが、規模はいずれも小さく非効率なシステムである。

2.3.1.7 炭鉱保安

炭鉱の保安状況は、生産量の増加と坑内採掘比率の上昇に伴い悪化している。災害発生件数と死傷者数は 1995 年以降大幅に増加し、2000 年から 2004 年にかけて減少傾向にあったものの、2005 年以降は再び増加に転じている。石炭生産 100 万トン当たりの災害発生件数と死傷者数は、2000 年をピークに大幅に減少し、2005 年以降は若干の増加傾向にある。2000 年以降の災害発生件数と死傷者数の減少は、2001～2005 年度に実施された我が国による現地炭鉱労働者に対する炭鉱保安教育が少なからず寄与したものと推察される。

2.3.1.8 クリーン・コール・テクノロジーの現状

ベトナムにおけるクリーンコールテクノロジー（CCT）は部分的に適用されているに過ぎず、まだ十分な適用が図られていない。適用済みの技術としては、選炭、燃焼、排煙処理に関する技術で、具体的には在来型選炭、循環型常圧流動床ボイラー（CFBC）、脱硫・脱硝などである。

2.3.1.9 海外諸国との連携

ベトナムの石炭産業は、フランスが宗主国であった頃はフランスの技術を、第二次世界大戦以後は旧ソ連・ロシア、中国、ポーランドなど共産圏の国から技術導入を図ってきた。1994 年に VINACOAL が組織されると、以上の国に加えて日本、オーストラリア、韓国、チェコ、カナダなど多数の海外諸機関と生産、保安、利用など幅広い分野で連携している。

我が国に関しては、1980 年代後半より資源探査、採掘、炭鉱保安、選炭や環境保護を含めた CCT の分野で官民による技術協力を推進してきており、VINACOMIN とは良好な協力関係を維持している。

2.3.2 石炭セクターの課題

2.3.2.1 可採石炭埋蔵量

泥炭を除く可採石炭埋蔵量 33.9 億トンには、経済的に石炭採掘が困難と予想される紅河デルタ地域の亜瀝青炭 5.3 億トンが含まれており、現実的には 28.7 億トン程度に縮小し、この埋蔵量を 2006 年生産量で除した可採年数はおおよそ 70 年に短縮する。石炭回収率を 70% と仮定すると、可採埋蔵量は 20 億トンとなり、可採年数もおおよそ 45 年に短縮する。今後、増産が進めば可採年数はさらに低下する。また、採掘の深部化が進むことから、深部域を含めた詳細な地質探査の実施により可採埋蔵量の増加を図ることが必要となる。

2.3.2.2 紅河デルタ炭田の開発

NEDO 技術開発機構は紅河デルタ炭田地質探査を 1998～2002 年度にベトナム側と共同実施したが、岩盤が脆弱な上に岩盤圧力や出水に対する処置が必要であり、採掘域の地表

は紅河堤防域と住宅地ならびに農耕地が広がっており、鉱害対策の必要性も考慮すると採掘対象となる炭層は海面下 600m 以深となると予測している。その場合、採掘コストはかなり高くなることが予想され、経済性評価では紅河デルタ炭田からの石炭供給の可能性は低い。

VINACOMIN は、海外の企業と共同で紅河デルタ炭田の固体ならびに地下ガス化による採掘を検討しているが、そのいずれも採掘の可能性は低く期待できない。

2.3.2.3 採掘コスト・石炭価格

石炭の採掘コストは年々上昇しており、今後坑内掘りが主力となると採掘コストはさらに上昇することが予想される。また、燃料費、資機材費、人件費などのコスト上昇から、採掘コストの上昇は避けられず、より一層の生産効率向上が求められる。

国内炭の市場価格化が完全に遂行されれば、採掘コスト上昇にともなう石炭価格上昇は海外一般炭との価格競争に直面することが予想される。

2.3.2.4 炭鉱保安

主要産炭地である Quang Ninh 炭田において、露天掘りが可能な石炭資源量が大幅に減少し、今後坑内掘りが主流になることは確実である。坑内掘りは露天掘りに比べ採掘条件・労働環境が悪く、災害発生率も高くなることが予想される。粉塵爆発や坑内燃焼・坑内火災、異常出水などの災害が発生すると、人的被害のみならず、生産回復までに多大な費用を要し、場合によっては閉山となることも考えられ、これらの災害防止対策の実施が必要となる。安定した石炭供給のためには炭鉱保安の向上が必須であり、そのための技術導入・普及活動が一層求められる。

2.3.2.5 選炭

ベトナムにおける選炭は輸出向け高品位炭の選別が主目的であり、国内向け低～中品位炭は分級が主力で、脱灰や発熱量調整が不十分である。一部選炭設備を除き廃石中に未回収の石炭がかなり混入しており、資源の有効利用や廃石の埋立量増加といった問題がある。

また、選炭廃水中には微粉炭が混入しており、河川・海洋へ投棄することで汚染問題が発生している。一部を除く既存の施設ならびに今後新設する選炭設備については、高度選炭技術を導入することで石炭収率を向上させ、廃水を浄化するとともに、石炭灰の発生量を減少させ、石炭ボイラーなどの熱効率を向上し、環境負荷を低減することが求められる。

2.3.2.6 輸入炭

EVN ならびに IPP による石炭火力発電所建設が多数予定されているが、南部と中部では Quang Ninh 炭田から比較的遠距離にあることから、インドネシア炭や豪州炭など海外からの輸入が計画されている。輸入に際しては石炭を船舶で輸送するが、中部・南部沿岸部の石炭火力発電所計画地周辺には水深の深い良港が整備されておらず、発電所建設に合わせて整備する必要がある。特に、南部では沿岸部の水深が浅く、大型船舶の着船が難しいことから中小型船舶が通行・着船可能となるよう既存運河の拡張や海上へのバース建設などが計画されている。4,000MW 級の石炭火力発電所では年間約 1,000 万トンの石炭を消費、1 日平均 3 万トン前後の石炭供給が必要であり、安定した供給に加え、輸送コストを抑え、かつ効率の良い石炭輸送システムの構築が求められる。

また、ベトナムにはこれまで大規模に石炭輸入を手掛けた企業がなく、海外炭調達はず

ロからの出発となる。海外の石炭生産者との関係構築と海外石炭資産への投資を早期に着手し、海外炭の安定供給体制を速やかに構築することが必要である。

2.3.3 石炭セクターの供給計画

2.3.3.1 石炭開発計画

ベトナムの石炭セクター全体の開発計画については VINACOMIN が立案した「石炭開発マスタープラン 2006～2015 年(案) (Draft of the Master Plan on Coal Development for Vietnam in Period 2006-2015 with Expectation to 2025)」と商工省傘下の産業政策戦略研究所 (Institute for Industry policy and Strategy、以下 IPS) が立案した「石炭セクターの開発戦略 2006～2015 年 (Development Strategy for Vietnam Coal Industry in Period 2006-2015 with Expectation to 2025)」が確認できる。以下、これら石炭開発計画の概略について記述する。

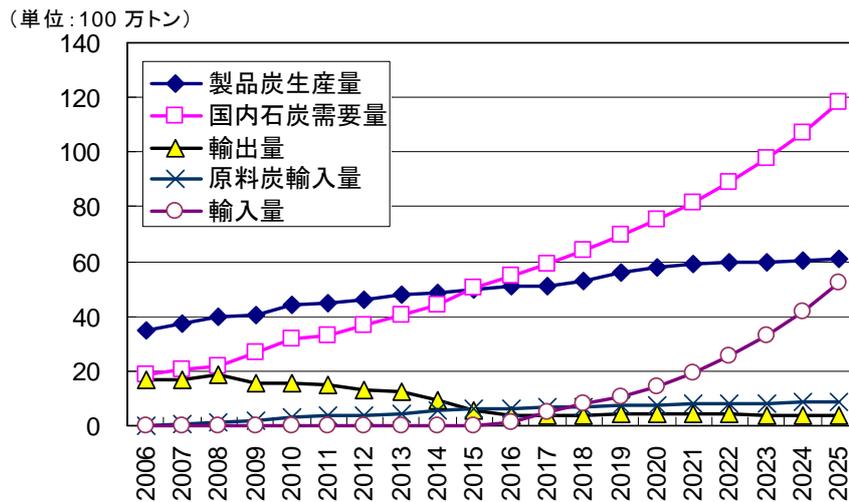
1) 石炭開発マスタープラン 2006～2015 年(案)

2003 年 1 月 29 日付け決定通知により「石炭開発マスタープラン 2003～2010 年」が政府から承認されたものの、その時点ですでに 2003 年の石炭需要量がマスタープランのそれを大幅に上回り、マスタープランは事実上意味をなさなくなった。その後、ファン・バン・カイ首相より石炭開発マスタープランの改訂版作成指示が出され、2006 年 12 月、VINACOMIN は当時の工業省に「石炭開発マスタープラン 2006～2015 年 (案)」を提出、2007 年に承認を得て、現在グエン・タン・ズン首相からの承認待ちの状況にある。

「石炭開発マスタープラン 2006～2015 年 (案)」では、石炭セクターの開発戦略として以下が列記されている。

- ・ 2010 年まで国内石炭需要増に対応して石炭生産を最大限増加させ、将来の石炭需要に対応するために輸出を上手く利用しながら、過去数年間で突出した環境影響対応、リハビリテーションへの投資、炭鉱拡張、インフラ整備、新規炭鉱開発投資などの財務支出を実施
- ・ 天然資源開発、環境および地域社会が調和した石炭セクターの持続的開発
- ・ 石炭を有効利用するための転換技術に関する調査・開発
- ・ 石炭資源量の無駄を最小限にする石炭生産技術
- ・ 製品炭量増に向けた石炭プロセス技術の調査・開発
- ・ 石炭市場の創設と運営
- ・ 石炭セクターと国家経済の効率性の下に輸出（北部）と輸入（南部）の柔軟な対応
- ・ 国内外の最新技術および投資資本を呼び込むために外国との資本提携を最優先し、投資および所有形態の多様化

この石炭開発マスタープラン 2006～2015 年 (案) では、2006～2025 年の石炭需要が年平均 10.6～10.8%で増加するのに対し、国内石炭生産は同 2.2～2.8%程度とかなり低い伸びを見通しており、2015 年前後に石炭需要量が国内生産量を上回ると見ている。それにともない、石炭輸出量は 2015 年頃まで減少を続け、以降は最小限の輸出量に止め、一方で供給不足分をインドネシアやオーストラリアからの輸入で補う計画である。また、石炭生産では Quang Ninh 炭田の採掘層が深部化するのにともない、2009 年頃には坑内掘りの生産量が露天掘りによる生産量を上回り、さらに 2015 年頃より紅河デルタに賦存する亜瀝青炭を商業生産する計画が示されている。



(出所) VINACOMIN, “Master Plan on Coal Development for Vietnam in Period 2006-2015 with Expectation to 2025,” December 2006 より作成。

図 2.3-5 石炭開発マスタープランの石炭需給見通し(ケース 2B)

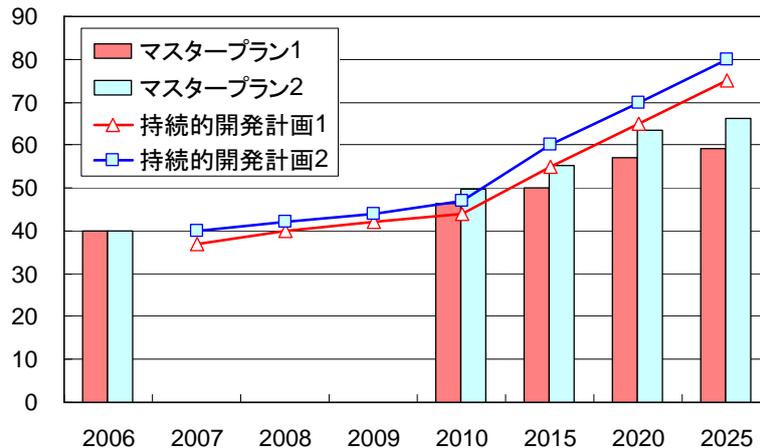
2) MIT(現 MOIT)による石炭開発戦略

VINACOMIN が 2007 年に発表した「石炭セクターの持続的開発戦略」に記された石炭開発戦略は、元は IPS が立案した「石炭開発戦略 2006～2015 年(案)」に基づいている。2006 年に IPS は当時の工業省に「石炭セクター開発戦略 2006～2015 年(案)」を提出、2007 年に旧工業省の承認を得て、現在グエン・タン・ズン首相からの承認待ちの状況にある。同戦略では、需要見通しを 2025 年までマスタープランと同様の伸びと予測しているものの、生産見通しについては 2010 年まで若干下方修正し、2015 年以降は大幅な上方修正を行い、国内需要増に対応した生産計画を立てている。しかし、それでも国内生産だけでは需要に対応できないため、海外からの輸入が必至となる。

ベトナム石炭セクターの今後の主な課題として次の 4 項目が挙げられており、今後これらの課題をいかに克服していくかが鍵となる。

- ①国内石炭需要の急激な増加に石炭生産が追いつかず、ベトナムは 2015 年以降に深刻な国内炭不足に直面し、石炭輸入国となる。*/*/--
- ②石炭生産目標を達成するために、深部ならびに紅河デルタ炭田に賦存する石炭資源を採掘する必要があるが、これには巨額の資金を必要とし、また生産コストもかなり高いものとなる。
- ③深部ならびに紅河デルタ炭田に賦存する石炭資源の採掘と、より厳しい条件に適応した環境保護の両立には困難が生じる。
- ④環境への影響を低減させると同時に付加価値や収率を向上させる、ベトナムでまだ開発・適用されていない選炭技術の導入が求められる。

(単位:100万トン)



(出所) VINACOMIN, “Master Plan on Coal Development for Vietnam in Period 2006-2015 with Expectation to 2025,” December 2006 および “Sustainable Development Strategy for Vietnam Coal Industry,” February 2007 より作成。

図 2.3-6 石炭生産見通しの比較

3) 石炭輸出入計画

石炭輸出計画としては、計画投資省が提案し首相より許可を得た 2006～2010 年のコモディティ輸出計画の中で、2006 年の 1,100 万トン／年から 2010 年までに 800 万トン／年へ減少させることが示されている。しかし、2006 年に 2,000 万トン以上の石炭を輸出しており、政策と大きな乖離が見られる。また、2007 年 10 月に商工省は石炭輸出を 2015 年までに停止すると発表したが、VINACOMIN は今後も高品位炭の輸出は継続する方針を示している。

一方、石炭輸入計画としては、中部・南部における輸入炭専焼の新規石炭火力発電所が計画されており、これらが運転開始すると石炭輸入が急増する見込みである。2006 年では約 40 万トンが輸入されているに過ぎないが、今後 4,000MW 級の大型石炭火力発電所 1 カ所が完成すると年間 1,000 万トン程度の石炭輸入量が増えていくこととなる。

4) 石炭輸送インフラ計画

石炭輸送は道路、鉄道、港湾の各インフラを利用して行われるが、石炭関連の道路・鉄道開発計画はそれほど大規模な計画はない。大規模なインフラ計画としては、石炭輸入に伴う港湾インフラ整備が挙げられる。今後港湾の開発が進められる地点としては、北部 Vung Anh、中部 Son My、Song Can、Van Phong、Nha Trang、Tan Thanh、Cam Ranh、南部 Vinh Tan、La Gi、Tra Vinh、Soc Trang、Ba Trai などが挙げられている。中部の港湾は比較的水深の深い港湾となる見込みであるが、北部と南部の港湾は大陸棚の存在から遠浅で水深の浅い港湾となる見込みである。

2.3.3.2 石炭価格見通し

最近では石油製品や資機材の価格上昇、さらに露天掘りから坑内掘りへの移行に伴うコスト増により、生産コストは上昇傾向にある。また、2007 年 1 月より石炭輸出税 10% が賦課され、輸出による利益が減少することが見込まれており、さらに、今後生産量の全量を選炭処理する場合には選炭コストが上乘せされるため、石炭販売価格を値上げしなければ

経営が成り立たないことが予想される。

一方、かねて VINACOMIN より申請されていた国内石炭価格の市場価格化が 2006 年 12 月に首相の許可が降り、2007 年 1 月より VINACOMIN はセメント、化学肥料、紙・パルプの主要 3 業種の石炭需要家と直接価格交渉を行い、いずれも前年比 20% 高の石炭価格で妥結した。なお、最大の石炭需要家である電力産業に対しては、石炭価格上昇による電気料金への影響が大きいため、2008 年以降に石炭価格の値上げを行う模様である。

しかし、今後も生産コスト、選炭コストならびに輸出税などを考慮して最低限の投資資金を確保していくには、電力も含めた国内向け石炭価格の完全市場価格化による値上げが必至で、VINACOMIN は 2010 年までに石炭価格を完全市場価格化とする見通しである。

2.3.3.3 石炭開発シナリオへの影響因子

今後の石炭開発シナリオへの影響因子としては、下記の項目が挙げられる。

1) 可採石炭埋蔵量の把握

可採石炭埋蔵量の詳細な調査・分析・評価がなされ、十分な埋蔵量が確保できるか。

2) 紅河デルタ炭田の開発可能性

現在作業が進められている紅河デルタ炭田開発の F/S 結果により、2015 年以降の石炭採掘が実施可能なのか。また、地下ガス化による採掘が可能なのか。

3) 国内の石炭需要家の石炭消費動向と省エネルギー進捗状況

国内の石炭需要家、特に電力、セメント、建築資材、紙・パルプなど各石炭多消費型産業の石炭消費動向と、今後ボイラーなどの更新による省エネの進捗状況により石炭消費量が変動するのか。特に、国内炭を消費する IPP 石炭火力発電所建設の進捗状況は重要となる。

4) 政府による輸出規制策と輸入奨励策

政府による輸出規制策の実効性を高めるため、石炭輸出税の税率アップやその他の施策が採られるか。また、海外炭の輸入を促進するため何らかの施策が採られるか。

5) 石炭販売価格の市場価格化、国際価格化

国内の石炭販売価格の市場価格化ならびに国際価格化がどの時点で完全に遂行されるか。

2.4 石油セクター

2.4.1 石油セクターの現状

(1) 石油埋蔵量

現在生産中あるいは開発段階にあるベトナムの石油ガス鉱区および主要な油・ガス田は、南部 Ho Chi Minh 市の南東沖合およびベトナム南西海域（タイ側シヤム湾、マレーシアとの領海域付近）に分布している。現時点での開発地域は南部の洋上が中心である。中国と領海を接する北部のトンキン湾や中部沖合についても、中国との国境問題が存在するものの、今後の探鉱の成果が期待されている。

Cuu Long Basin では石油が生産量の大部分を占めているが、他の Nam Con Son、Malay Tho Chu、Song Hong（Red River）などの堆積盆ではガスの割合が大きい。また近年のトレンドを見ると、1990 年代以降に海上鉱区を開放して外資による探鉱投資を推進したことが新

たな埋蔵量の発見につながった。なかでもガスの伸びが大きい。しかし、2000年以降はその伸びにも鈍化が見られる。

推定埋蔵量、確認埋蔵量、累計生産量をみると、推定埋蔵量は累計生産量の15~20倍程度の賦存が推定されている。確認埋蔵量はまだ推定埋蔵量の1/5~1/7程度で、今後の探鉱、開発活動の推進が望まれる。

(2) 石油需給推移

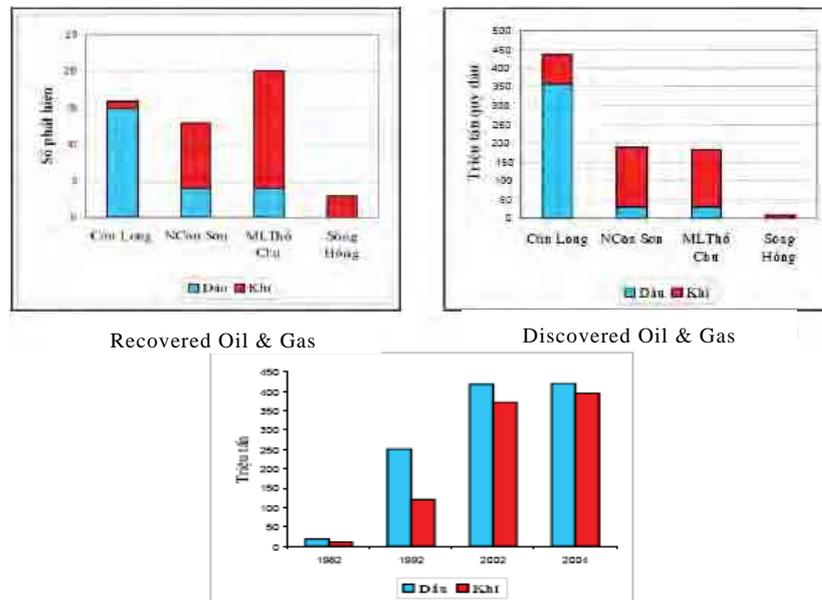
原油生産量の経緯を見ると、ベトナムの主力油田である Bach Ho では油田ではピークを過ぎて減衰が始まっている。Rong、Dai Hung、Rang Dong、Ruby、Su Tu Den などの新規開発油田が立ち上がるものの、全生産量、輸出量共に2004年をピークとして2005~2006年にかけては減少傾向にある。

原油の生産はあるが、製油所を保有していないベトナムでは、石油製品の供給は全量輸入に依存している。全輸入量のうち輸送用の石油製品が8割（軽油が5割強、ガソリンが約3割）と圧倒的なシェアを占めている。石油需要のなかではジェット燃料や商業・家庭



(出所)坂本茂樹「ベトナム：活況を呈する石油ガス産業の新たな潮流」JOGMEC ホームページ (2006年11月)より引用。

図 2.4-1 ベトナムにおける主要な石油・ガス探鉱ブロック



Reserve of Oil & Gas: 1982-2004

(出所) Seminar of "Vietnam Geology and Oil and gas Resource", Nguyen Van Dac- PVN, Presenter. Dia chat va tai nguyen dau khi Vietnam, 2007, Tap doan dau khi Vietnam

図 2.4-2 ベトナムの石油・ガス鉱区における石油・ガス埋蔵量と埋蔵量の増加傾向

部門用の灯油は横ばいだが、産業部門や運輸部門の軽油、ガソリンは堅調に増加している。また、民生・商業・産業部門における LPG の消費は近年増加の歩を早めており、生産、輸入ともに増加基調にある。

(3) 上流部門における民間・外国資本の導入状況

国内の石油・ガスの探鉱・生産活動はベトナム石油ガス公社（現 PetroVietnam）を軸に遂行されている。ドイモイ政策の下、同公社は 1990 年代に盛んに鉱区開放を行って海外の石油会社を招聘し、探鉱・開発の活発化を図った。その結果、ベトナムの石油生産は 1990 年代に大幅な増産を達成し、ベトナムはネットの石油輸出国となった。ベトナムの石油・ガス開発契約には Product Sharing Contract (PSC)、Joint Operating Contract (JOC)、Business Cooperation Contract (BCC)、Joint Ventures (JV) などさまざまな形態がある。表 2.4-1 に示すように、現在、30 以上の鉱区で外資の参加する石油開発事業が展開されている。

表 2.4-1 ベトナムの石油・ガス上流部門における開発投資(2006 年末)

No	Name of operator companies	Location	Major fields in operation	Cooperation Form
1	PetroVietnam	Block 05-0, Hanoi trough	Dai Hung (O) , Tien Hai C (G) , D14 (G)	participating interest of PV = 100%
2	Vietsovpetro	Block 09-1 & 04-3	Bach Ho (O&G) , Rong	JV, participating interest of PV > 50%
3	Petronas Carigali	Block 01 & 02	Ruby (O)	PSC, participating interest of PV =15%
4	Petronas Carigali	Block 102 & 106		PSC, participating interest of PV =20%
5	Hoan Vu	Block 09-2		JOC, participating interest of PV =50%
6	VRJ	Block 09-3		JOC, participating interest of PV =35%
7	Cuu Long	Block 15-1	Su Tu Den (O)	JOC, participating interest of PV =50%
8	JVPC	Block 15-2		PSC, participating interest of PV =17.5%
9	Hoang Long	Block 16-1		JOC, participating interest of PV =41%
10	BP	Block 05-2		PSC, participating interest of PV =17.5%
11	BP	Block 05-3		PSC, participating interest of PV =15%
12	BP	Block 06-1	Lan Tay - Lan Do (G)	PSC, participating interest of PV =20%
13	Vamex	Block 07 & 08/03		PSC, participating interest of PV =15%
14	KNOC	Block 11-2		PSC, participating interest of PV =25%
15	Premier Oil	Block 12 W & E		PSC, participating interest of PV =15%
16	Conoco Philips	Block 133 & 134-1		BCC, participating interest of PV =30%
17	VietGasprom	Block 112 & 113		JOC, participating interest of PV =50%
18	Talisman Malaysia Ltd.	Block PM3-CAA		PSC + CAA, participating interest of PV =12.5%
19	Chevron Vietnam	Block B & 48/95		PSC, participating interest of PV =23.5%
20	Chevron Vietnam	Block 52/97		PSC, participating interest of PV =30%
21	Chevron Vietnam	Block 122		PSC, participating interest of PV =20%
22	Talisman Vietnam	Block 46- cai nuoc	Cai Nuoc (O&G)	PSC, participating interest of PV =30%,
23	Con Son	Block 10 & 11-1		JOC, participating interest of PV =55%
24	Lam Son	Block 01/97 & 02/97		JOC, participating interest of PV =50%
25	Truong Son	Block 46/02		JOC, participating interest of PV =30%
26	Idemitsu	Block 05-1b & 05-1c		PSC, participating interest of PV =15%
27	Thang Long	Block 15-2/01	Rang Dong (O&G)	JOC, participating interest of PV =40%
28	Pogo Producing Company	Block 124		PSC, participating interest of PV =20%
29	ONGC Videsh	Block 127		PSC, participating interest of PV =20%
30	ONGC Videsh	Block 128		PSC, participating interest of PV =20%
31	Santos	Block 101-100/4		PSC, participating interest of PV =20%

(注) O= Oil, G= Gas.

(出所) Petrovietnam brochure 2007 より作成。

(4) 下流部門の活動

石油製品の輸入権は政府の認可制となっており、認可を受けた企業のみが輸入を行っている。現在、認可を受けている企業は 11 社である。これらの輸入業者のうちシェアが最大である Petrolimex 社の販売額（販売先の種別、および石油製品種別）についてみると、産業用需要家への大口卸売り、販売代理店向けの卸売り、小口売りに概ね 3 等分されている。石油製品別に見ると、ガソリン・軽油・灯油は小売りと販売代理店向けの卸売りが多いのに対して、重油は産業用需要家への大口卸売りが大部分である。

(5) 石油製品価格

ベトナムは、国内で産出する原油を国際市場価格に基づいて販売しており、同様に石油製品を輸入している。直近の 3 年間を見ると、国際石油価格の上昇を反映して、各石油製品価格は総じて倍に跳ね上がっている。

天然ガス価格については、随伴ガス (Associated) と非随伴ガス (Non-Associate) の 2 本立てとなっている。これらの天然ガスは Phu My のガス火力発電所および周辺の肥料工場など限られた。

表 2.4-2 ベトナムにおける石油製品輸入会社

No.	Name	Under (Belong to)	Share (2005)	Name in Vietnamese
1	Petrolimex	Ministry of Trade	57.0%	Tổng công ty xăng dầu VN
2	Petec	Ministry of Trade	10.8%	Công ty Thương mại kỹ thuật và dầu tư
3	SaigonPetro	HCM people committee	7.5%	Công ty cổ phần một thành viên Dầu khí TP. Hồ Chí Minh
4	PDC	Petroleum Group of VN	5.0%	Công ty Chế biến và kinh doanh các sản phẩm dầu mỏ
5	Petechim	Petroleum Group of VN	3.2%	Công ty Thương mại Dầu khí
6	Mipeco	Ministry of Defence	3.6%	Công ty Xăng dầu quân đội
7	Vinapco	Vietnam Air Corp.	3.5%	Công ty xăng dầu hàng không
9	Petromekong	Private Company/ Can Tho people committee	2.2%	Công ty liên doanh dầu khí Mễ Kông
8	Petimex	Private Company/ Dong Thap people committee	7.3%	Công ty Thương mại Dầu khí Đồng Tháp
10	Pygemaco	Private Company/ Phu Yen people committee		Công ty vật tư tổng hợp Phú Yên
11	Vitranschart	Vietnam Maritime Administration		Công ty vận tải và thuê tàu biển
			100.0%	

(出所) Ministry of Trade and Custom General Department 資料より作成。

需要家に供給されており、価格レベルを見ると、足元で欧米の市場を代表する指標価格であるヘンリーハブやNBP (National Balancing Point)、アジアのLNG輸入価格などを踏まえても、半分以下の非常に低いレベルで推移している⁶。

(6) 石油輸送インフラ

現在、ベトナムでは中部の Dung Quat で国内初の製油所を建設中であるが、完成は 2009 年の予定である。したがって、必要な石油製品はほぼ全量輸入し、さらに国内で配送する流通形態である。

現在、外洋船での輸入製品受け入れの 1 次ターミナルが全国に 17 ヶ所、その下流に、最終消費家へ配送する 2 次ターミナル油槽所が 70 ヶ所存在している。また、国内海上輸送に内航船やバージ、陸上輸送にタンクローリーなども利用されている。

表 2.4-3 現状のベトナムの石油流通・備蓄システム

項目	値		備考	
石油輸入量 (消費量)	1,312万m ³ (2004年)		製品で全量輸入	
石油会社別シェア	Petrolimex58.5%, PETEC14%, PDC-PV8.5%、その他		図2.2-3参照	
流通・貯蔵基地 合	設置数	容量 (称呼容量)		
	87	2,016千m ³		
	石油輸入ターミナル	17	1,448千m ³	
	ダウンストリーム油槽所	70	568千m ³	
輸送	ホーシャンタンカー	約15隻 + 9隻 (LPG)		
	コースタルタンカー	約39隻		
	バージ	約137隻		
	タンクローリー	約1,368台		
	パイプライン	総延長約300 km		

(出所) MOI、「平成 17 年度 国際石油需給体制等調査 (ベトナムにおける石油備蓄の推進に係る事業)」

⁶ BP 統計 2007 年版によると、2006 年度の天然ガス価格 (\$/million Btu) は以下の通り。
日本の LNG (cif): 7.14, EU (cif): 8.77, UK (NBP): 7.87, USA (Henry Hub): 6.76

2.4.2 石油セクターの課題

(1) 石油供給における課題

a) 可採埋蔵量

近年の原油価格高騰により、以前は経済性の観点から難があった採掘対象構造でも、現在の市場条件では肯定的な評価を得られるものも出てきた。したがって、最近の高価格を反映させて、幾つかの原油価格シナリオに対応した可採埋蔵量の再評価を行い、国内炭化水素資源の有効活用を図ることが望ましい。

b) 石油輸入インフラ

中長期的には、ベトナムは原油輸入国となり、輸入元は中東と想定することが現実的である。したがって、効率的な原油輸入を考えた際に、VLCCクラスのタンカーの接岸が可能な港湾の整備が当座の課題である。また、船舶による海上輸送に依存することを考慮すると、シーレーンの安全確保、航路に係る国際関係への配慮等も必要となろう。このように輸入原油への依存が高まることに鑑み、戦略的石油備蓄設備の整備とその運用についても一層の検討を進める事が望まれる。

とりわけ石油安定輸入の一環として、マラッカ海峡以東の中東原油を輸入している各国（日本、韓国、台湾、中国など）と連携して、非マラッカ海峡通過供給源の探索や、マレー半島北部を横断する石油輸送パイプライン計画（トランスマレーパイプライン構想）への参画など、原油輸入

に係る安定供給への対策を進めることが必要となろう。

(2) 石油需要における課題

a) 増大する石油需要と有効国内資源量

ベトナムにおける石油製品の需要は、2025年には現在の約3倍に増加すると見られており、国内資源だけでは賄いきれなくなる。国家収入の観点から考えると、現在得られている原油輸出による外貨収入がなくなくなり、エネルギー資源輸入による支出が増大してゆくことになる。そこで、できる限り国内資源を有効に開発、利用し、輸入を抑制することが重要な政策課題となる。

b) 製油所等の設備規模

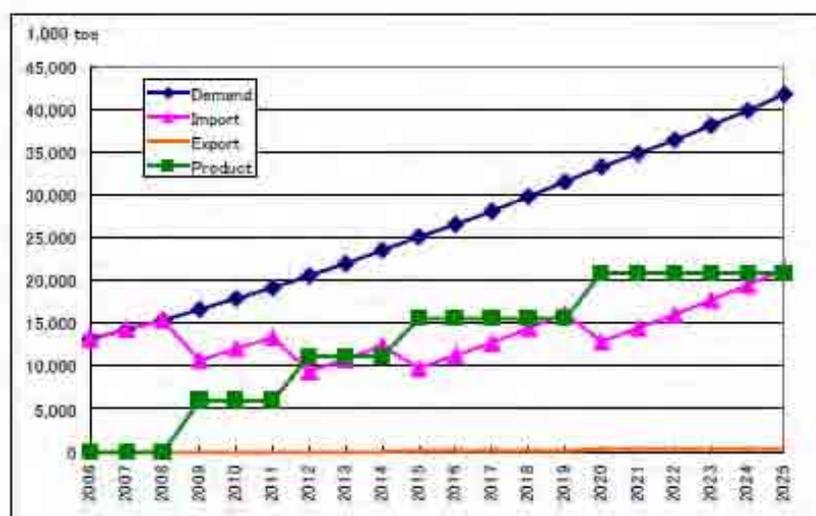
ベトナムの製油所計画は、現在日量15万バレルのプラント規模で進められている。この分野は規模の経済が強く働くセクターなので、今後の製油所建設ではさらに上の世界トップクラスの規模を前提に検討すべきであろう。第2製油所計画ではポリエチレンや塩化ビニル樹脂、ポリプロピレンやポリスチレンなどの合成樹脂製造設備の併設も伝えられている。これらのベースとなる基礎化学品の製造設備について、たとえば基礎化学品製造設備を代表するエチレンプラントを見ると、年産100万トンレベルが世界における新たに建設される標準の設備規模となっている。しかし、ベトナム一国の需要ではこのような大規模の設備を建設することは合理的ではない。そこで、製油所や石化プラントの建設にあたってはベトナム、タイ、ラオス、カンボジア、ミャンマー、中国（雲南省）を包含する、大メコン圏（GMS: Greater Mekong Subregion）を広く対象市場と捉え、この域内での連携を考えてゆくことが、現実的な案と考えられる。

たとえばわが国の円借款供与により建設が進められた、タイ、ラオス国境のメコン川に架かる国際橋である「第2メコン橋」が2006年12月に開通したことにより、大メコン圏

の東西回廊が完成した。その結果、インドシナ半島東側のベトナム・ダナンより、ラオス、タイを経て、インド洋に面した西側のミャンマーのモーラマインに至る道路輸送が現実となった。これに続く南北経済回廊、南部経済回廊も併せて、3つの経済回廊による大メコン圏の域内の経済を域内各国が共有して、ベトナムを含むGMS内の新たな石油化学等

表 2.4-4 ベトナムの石油製品需要予測

	2010	2015	2020	2315
Demand	17,905	26,114	33,271	41,744
Import	12,005	9,785	12,825	21,285
Export	0	168	338	326
Product	5,900	15,497	20,784	20,784



(出所) MOIT、「平成 17 年度 国際石油需給体制等調査 (ベトナムにおける石油備蓄の推進に係る事業)」より作成

図 2.4-3 ベトナムの石油製品需要予測

下流側の今後の新たな市場として踏まえた上で、上流側の開発規模、石油精製と製品輸送、製品の需要規模を、経済性を踏まえ、一貫性のある計画に基づいて遂行して行くことが重要となっている。

なお、1993年に公布されたベトナム石油法 (the Petroleum Law of Vietnam、その後、2000年に改正) は、上流側の操業を規制対象の中心に据えており、中下流の活動については関連規定や記述が希薄であるように思われる。したがって、今後の石油精製、および石油化学等下流側への外資や民間資本の導入と活用を考える際には、石油法の該当部分についての補足と充実を図ってゆくことが必要となろう。

c) バイオ、石炭・天然ガス由来の石油製品代替燃料の開発と浸透

ベトナムでは、今後とも運輸部門のエネルギー需要は堅調に推移すると見込まれ、そのほとんどを石油由来のガソリンや軽油が占めると予想される。このような輸送用燃料の需要増加に対応して、石油に由来しない合成液体燃料製造技術の導入、たとえば、バイオ由来の軽油代替燃料 (バイオエタノール、バイオディーゼル) については、大きな期待が寄

せられている。欧米や、アジアの周辺国などでもバイオ燃料に対する取組み気運は高まっている。現在はまだ商業化技術や商業化システムの開発段階にあるが、東アジアサミットにおける日本の提案に沿って、アジアでは大々的なバイオ燃料の開発が進むものと期待される。太陽、水、気温など、ベトナムはバイオ燃料供給の基となる資源に恵まれており、今後の開発はエネルギー分野の重要なテーマである。

非石油由来の運輸部門エネルギー源開拓の意味では、石炭をガス化して得られる合成ガスや、天然ガス由来の合成液体燃料製造技術である GTL (Gas-to-Liquid) / DME (Di-Methyl-Ether) の適用も、多様化の見地から長期的には指摘されよう。しかし、当面の環境ではプラント建設資材の高騰や、建設工事 (EPC) に必要な人材の不足などが見られるので、即座に適用するべきというタイミングではない。しかし、今後の経済環境の変化に伴って遠隔地での地産地消型の製造設備の設置や、わが国との京都メカニズムを利用した案件形成などの可能性も考慮すべきであろう。

2.4.3 石油供給計画

(1) 石油開発計画

a) 石油・天然ガス開発計画への外資誘致

現在、世界のエネルギーセクターにおいて国際石油資本 (メジャーズ) など先進的事業を手がける国際的グループは、エネルギー開発投資を確保する上で大きな役割を演じている。すなわち、これらのグループや企業は、高度の技術を保有し、資金負担能力が高く、長期的な金融バランスを確保できることが特徴的である。今後のベトナムにおけるエネルギー資源を効率的に開発してゆくには、これら国際的企業の貢献を十分に期待すべきではなかろうか。そのためには、石油鉱区契約における生産物分与条件や価格などに係る契約の条項や税制などにおいて、十分な誘因となる優遇策などの検討を行う必要がある。

b) 石油精製計画

ベトナムは軽質・低硫黄の原油を産出するが、原油を全量輸出し、石油製品を輸入する状態が続いている。中部 Quang Ngai 省 Dung Quat に建設中の第 1 製油所は、処理能力日量 148,000 バレル (年間 650 万トン) の常圧蒸留装置 (CDU)、ナフサ水素化脱硫装置 / 連続再生式接触改質装置 (NHT / CCR)、異性化装置 (ISOMER)、残油接触流動分解装置 (RFCC)、LCO 水素化精製装置 (LCO HTR)、および硫黄回収装置 (SRU) などから構成され、2009 年 2 月に完工予定とされている。当面は自国産の原油を処理し、2020 年以降は、高硫黄の輸入原油を 15% 受け入れる予定である。ハノイから 200km 南西の Ngi Son に立地予定の第 2 製油所は、処理能力日量 140,000 バレル (年間 700 万トン) で、2015 年に完成予定。低硫黄の国内原油と高硫黄の輸入原油を半分ずつ受け入れる。

南部に立地する計画の第 3 製油所は、第 2 製油所と同等の処理能力を持ち、2020 年以降に完成予定で、基礎化学品の製造設備とのコンプレックスを形成する予定である。

これらの 3 製油所からは、LP ガスを除いて計 1,500 万トンの石油製品が供給されることになる。

これらの立地点と、ベトナムの石油製品の需要地 (南部のホーチミン、北部のハノイなど) とのバランスの上で、石油製品の国内流通や貯蔵等、物流の効率化が今後の課題である。

なお、これらの3製油所とは別に、外資による、地方（省）政府との直接交渉による2ヶ所の製油所建設計画（中央政府により承認）が、Nhon Hoi/Phu Yen 両省で進行している。前者は香港資本が15億ドルを投資し、処理量年間500万トン、後者は英蘭資本による処理量年間300万トンの規模である。両製油所とも、輸入原油を処理する予定で、生産される石油製品は、第2製油所並みの年間540万トン程度（LPガスを除く）になる。

第2、第3製油所については、現在計画段階であるが、実際の設計、建設、操業段階までに時間があるので、世界市場の動向や供給原油種の決定、その後の運転における原油選択の自由度などについての配慮が必要であろう。

表 2.4-5 第1、第2、第3製油所の概要

	No. 1	No. 2	No. 3
Location	Dung Quat	Nghi Son	(Southern Region)
District, Province	Binh Son, Quang Ngai	Tinh Gia, Thanh Hoa	
Commissioning year	2009	2015	after 2020
Capacity (1,000 ton/year)	6,500	7,000	- > or bigger
Feed crude	- 2020 : 100%: Vietnam sweet crude	50%: (Vietnam) sweet crude 50%: (Imported) sour crude	- > - >
	2020 - : 15%: Sour crude(imported)		
Notes			Combined with basic chemical plant(s) based on imported crude

（出所） Strategic reports, Master plan on national petroleum stockpile system in the period 2006-2015, with outlook to 2025.

c) 石油輸送インフラ計画

現在、必要な石油製品はほぼ全量輸入しているが、今後、製油所が操業を始めると、従来は輸入1次ターミナルのみが国内石油製品流通の起点であったが、製油所が新たな石油製品流通の起点となる。さらに、Dung Quat、Nghi Son に立地の第1、第2製油所、およびこれらに続く製油所の操業開始に伴って、石油製品輸入の度合いが低下し、流通・貯蔵システムの構造にも変化が見られよう。仕向け先である国内北・中・南部の消費地への、内陸水運やローリーを中心とした既存の物流にも変化があり、新たな基準での最適化が求められることになろう。

また、輸入原油の導入に伴って、ベトナムにも戦略的な国家石油備蓄機能の創設が必要となる。今後計画される原油・製品備蓄の立地点は、出荷受け入れ設備、貯蔵設備などを共有し、建設コストの削減や運営の効率化、緊急時対応などを意図して、製油所に隣接して建設することが望ましい。こうした新たに設置される設備を、国内の流通・貯蔵にかかわるインフラとも位置づけて、複合的な設計・運用を目指すことは合理的であろう。ただし、これらの事業は基本的には民間企業が担当する分野であり、政府は総合的国土開発計画に基づくガイドランスや道路や港湾建設などのインフラ整備に役割を限定すべきである。

(2) 石油分野での重要課題

需給面を中心に見ると、以下のような事項が石油分野の重要課題として想定される。

a) 新規油田開発の進展の度合い

規制緩和や自由化の進展により、外資企業（IOCs）などの参入、新規資源の有効化がど

のように図られるか。

自国内資源をどの程度確実な供給源として織り込めるか。

b) 製油所や備蓄・配送などに係るインフラ整備の進展

中長期的に石油輸入国となるが、その際には原油備蓄の必要性が生じる。国際基準に準じた原油備蓄体制の構築をどのように図るか。

今後操業開始予定の第1製油所、あるいはさらに建設予定の第2、第3の製油所建設のタイミングと、製品備蓄や消費者側の流通関連インフラの整備状況の進展はどうか。

c) 自動車普及による軽油とガソリン需要の伸びの度合い

国民生活水準や石油製品の国内価格の行方に拠るが、石油製品需要の太宗を占める運輸部門燃料の動向はどうなるか。

なお、連産品である一連の石油製品を考えると、軽油とガソリンの需要のみが突出した場合、特に重油など重質側の製品の処理について対応をどうするか。

d) エネルギー価格の行方

国際市場における石油価格のレベルはどうなるか。

石油需要が左右される挙動があるか。

e) 近隣市場との連携可能性

大メコン圏（GMS: Greater Mekong Sub-region）や中国をはじめ、ASEANなどの近隣諸国（地域）を市場として取り込んで考えることができるか、新規設備などを設置する際に、規模の経済性をどこまで追求することができるか。

2.5 天然ガスセクター

2.5.1 天然ガスセクターの現状

(1) 天然ガス需給推移

1990年代に入ってから本格化したベトナムにおける天然ガスの生産は、随伴ガスが主体であったが、2000年代に入ってから Nam Con Son 堆積盆における Lan Tay ガス田などの生産が本格化し、非随伴ガスの生産も増加した。用途は、発電用が8割以上を占めていることが特徴的である。産業部門における天然ガス消費の内訳をみると天然ガス供給量のおよそ半分が化学品用（主として肥料製造用）に用いられている。

(2) 天然ガス価格

現在の国内取引では、発電向け:2.5~3.8 USD/MMBtu、肥料向け:1.5~2.0 USD/MMBtu、食品加工等:3.0~4.6 USD/MMBtuと、用途別に差異がある⁷。特に肥料製造の需要家は低価格を要求し、政府はこの低価格を是認する一方で、売主のPetroVietnamに対して補填を行っている。これは、発電向けの歳入を補助金の原資としている。これは、発電事業者はコストアップを他の電源で薄めたり最終需要家に転嫁できるので、肥料用に比べて高目の価格でも受容できることが理由と思われる。

(3) 天然ガス輸送インフラ

現在、洋上で生産された天然ガスを同国南部陸上の発電所等へ送出するパイプラインは

⁷ Hoang Thi Phuong, "Policies and solutions for gas market development in Vietnam", GASEX Conference in Beijing, China 2006

存在するが、ガス市場が未だ形成されておらず、一般需要家に天然ガスを配送するパイプラインなどの輸送インフラは存在しない。

2.5.2 天然ガスセクターの課題

(1) 天然ガス供給における課題

a) 天然ガス輸送インフラ

現在の天然ガス利用は、発電所をコア需要として洋上のガス田からガスを送出することが中心で、コア需要の近傍にアンモニア・尿素肥料プラントにも供給している事例が散見されるに留まっている。今後、国内でのガス利用が増加し、需要地域が拡大するにしたがって、国内の輸送・供給導管敷設の必要性も高まってくる。一方、南西部海域で国境を接するマレーシア・タイの共同開発区や今後の可能性を秘めたカンボジアなどの近隣諸国から、天然ガスを輸入する可能性も考えられる。

予備調査において、産出ガス成分における二酸化炭素（CO₂）分が高いとされることで開発が滞っている場合があるが、可能な限りの処理・対応技術を用いて、埋蔵資源の有効活用を図るべきである。

(2) 天然ガス需要における課題

a) インフラの整備

国内の輸送・供給導管敷設の進展、ひいては需要の増大と多様化を図ることが天然ガス分野における当面の課題である。今後エネルギー需要の大幅増が見込まれるベトナムでは、潜在需要を計画的に誘導し、新たな需要を開発・開拓してゆくことが求められている。このためには輸送・供給導管敷設の増設、また新規工場やビルにおける天然ガスの採用や既存設備の燃料転換、天然ガス自動車（CNG）や天然ガスコージェネレーションなどの新規有効利用技術の推進などが有力な手段となるだろう。

b) 増大する天然ガス需要と有効国内資源量

国内では南部地域での開発に加え、トンキン湾や中部沖合など未探鉱地域の天然ガス資源の増加が期待される。増大する需要に対しては、これらの新規国内資源に加えて、近隣からの輸入供給源に依存することになるだろう。

ベトナムにおける天然ガス需給見込みを見ると、需給はタイトで、供給は不足気味である。換言すれば、需要はさらに拡大する可能性がある、一方で、資源制約のあるガス供給が増大する需要に対応できるかどうか未知数であり、今後は探鉱の進展度合とクロス・チェックしながら天然ガス市場開発計画を調整していく必要がある。

c) 天然ガス火力発電の課題

天然ガス火力発電所は、ガス田の開発時にある程度の需要が確約されていることの必要性から、アンカー需要としての存在意義は大きい。したがって、電源構成の最適化という観点のみからではなく、エネルギー構造全体の観点から天然ガス火力の位置づけを考える必要がある。同様に、原子力発電計画の変更により電源構成や一次エネルギー構造にどのような影響が生じるかについても注意深く議論する必要がある。

d) 政策誘導による天然ガスの潜在需要の励起

ベトナムでは運輸部門や工業部門のエネルギー需要増加にどう対応するかがエネルギー分野の課題の一つである。エネルギー構造の改善という観点から石油代替燃料としてのCNGの導入や天然ガス輸送用パイプラインに沿った都市ガス需要の集積などが政策

誘導⁸された場合、天然ガス需要が励起され、さらに拡大してゆく可能性がある。

e) 天然ガス価格の見通し

天然ガス価格では、ベトナムでの天然ガス利用の端緒となった Nam Con Son ベースンのガス価格がその後のベンチマークとなっており、現在では国際価格に較べてかなり安くなっているため、探鉱開発意欲を削ぐ結果となっている。天然ガスの探鉱開発を推進する上でも、個別プロジェクトのコストに配慮しつつも、基本的には国際市場価格に準拠した価格に移行することが望ましい。

(3) 天然ガス分野での重要課題

以上の観察より、天然ガス分野での重要課題としては以下のような事項が想定される。

a) 新規のガス田開発進展の度合い

規制緩和や自由化の進展により、外資企業（IOCs）の参入や新規資源の有効化がどのように図られるか。また、今後国内資源をどの程度確実な供給源として織り込めるか。

b) 電源構成の方向

原子力発電の稼動時期と規模とが天然ガス需要にどのように影響するか。

地球温暖化問題に関する国際的合意によって特定のエネルギーに需要が集中し、天然ガスに影響が出ないか。

c) 新たな天然ガス有効利用技術の出現

安価な燃料電池システムの登場など、天然ガス利用技術の革新が起きるか。

コージェネレーションの採用や、天然ガス自動車の利用などについて、政策的に優遇策が付与され、普及が進むかどうか。

d) エネルギー価格の行方

国際市場における石油価格のレベルはどうか。

それにより天然ガス需要が左右される挙動があるか。

e) 近隣市場との連結の可能性

大メコン圏（GMS: Greater Mekong Subregion）を始め、ASEAN、APEC などの近隣諸国（地域）市場と連結した天然ガスシステムの構築が現実的な課題ととして浮上するか。

2.6 再生可能エネルギーセクター

2.6.1 再生可能エネルギーセクターの現状

(1) 各再生可能エネルギーのポテンシャルおよび導入状況

ベトナムのエネルギー需給において、再生可能エネルギーは最も大きな役割を占めており、将来的にもその役割は大きいものと考えられる。

しかしベトナムにおける再生可能エネルギーの全般的な開発状況をみると、主に薪、農作物の屑、動物の糞等のバイオマスが家庭用熱源として利用されている他は、水力やバガス等による発電が挙げられる。2005 年の発電電力量は 265.57GWh であり、総発電電力量（51,769.68GWh）の約 0.5%に過ぎない。

また、再生可能エネルギーポテンシャルと導入状況をみると、各エネルギーのポテン

⁸ 例えば、都市部において天然ガス自動車利用の義務化、優遇化など

シャル評価の精度は必ずしも高くないにしても、ポテンシャルと比較した導入実績は総じて低いのが特徴である。

a) 太陽光

【太陽光のポテンシャル】

ベトナムは全土の平均日射量が $4.5\text{kWh}/\text{m}^2/\text{日}$ 程度と比較的太陽光エネルギーポテンシャルに恵まれている。特に日射量が一年を通じて安定している中部および中南部の諸省のポテンシャルが高く、中部沿岸の Nha Trang 市 (Khanh Hoa 省) は年間平均日射量が $5.15\text{kWh}/\text{m}^2/\text{日}$ と大きな値を示している。太陽光発電のポテンシャルについて、Renewable Energy Action Plan, ESMAP, 2002 (REAP) では、未電化地域の家庭用太陽光発電のポテンシャルは 2MW と推定されている。

【太陽光の導入状況】

2004 年 12 月現在、ベトナムにおける太陽光発電システムの導入実績は $1,152\text{kWp}^9$ となっている。

表 2.6-1 地域毎の太陽光発電導入状況

地域	導入状況
北部	40-75Wp : 家庭用 (2004年12月現在 : 450機) 165-525Wp : 国境警備及び島嶼部の基地 (2004年12月現在 : 94機) 165-300Wp : 病院やcultural housesの照明 (2004年12月現在 : 42機) 35kWp : Quang Ninh、2機、ベトナム政府によるファイナンス 6.67kWp : Si Hai Commune, Cao Bang Province 3kWp : Ai Quoc Commune, Loc Binh District 195kWp : 通信部門における導入実績 115.5kWp : Marine Navigation Sector (260機が ocean and river navigation lamp に導入)
中部	125kW : 小水力・太陽光ハイブリッドシステム 9kW : 風力・太陽光ハイブリッドシステム
南部	500-1000Wp : Centers of Communes 250-500Wp : 病院やcultural housesの照明 22.5-50Wp : 家庭用照明 (約800機導入済み)

(出所) IE: 6th Power Development Master Plan (Draft), 2007

【太陽光の展望】

導入を阻む主な要因は、第一に高い設備コストである。一般的に太陽光製品は輸入に頼っており、輸送費を除いた PV (太陽電池 : Photovoltaic) パネルのコストは約 $8\sim 8.5\text{US}\$/\text{Wp}$ であり、これに輸送費が $5\sim 7\%$ 程度上積みされる。

第二に PV システムの容量である。平均的な PV システムの容量が 22.5Wp と小さく、電力需要が大きい場合は、バッテリーが過負荷になり損傷するといった問題が挙げられる。

したがって、外国からの技術移転等による PV パネルの国産化や政府等による資金面での援助による設備コストダウンおよび、大容量化等の技術的課題の克服がされれば、将来的な太陽光発電の普及は十分に考えられる。

b) 風力

【風力のポテンシャル】

ベトナム全土を網羅した体系的な風速観測データがないことから、調査によってポテンシャル評価は大きく異なる。例えば、IE: 6th Power Development Master Plan (Draft), 2007

⁹ Wp (ワットピーク) : 標準試験条件 (日射強度 $1,000\text{W}/\text{m}^2$ 、エアマス 1.5、太陽電池温度 25°C) の状態に換算した太陽電池パネルの最大出力の単位

では、風速 3m/s 以上の地点について風力ポテンシャルをまとめており、合計 600MW と推定されている。

また、World Bank: Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia, 2001 では、シミュレーション解析により、東南アジアにおける平均風速の推定を行っている。上層大気の流れを基に、地表面の標高、土地被覆、植生活性度、地勢、地表面粗度等を設定して、地上高 65m における風のシミュレーションを行ったものであり、誤差の多い地表面付近における風速の観測値を使用していない。この結果によれば、中部沿岸では、季節によっては平均 9m/s 以上の風が吹く可能性があるとして推定される。

なお、EC-ASEAN Energy Facility Programme では、前述のシミュレーション結果に基づき、ベトナム全土の風力発電のポテンシャルを 22.4GW と推定している。一般的なポテンシャルの推定値と比較して極端に大きいが、この値は、報告書で“Relatively high”、“High”、“Very High” と評価されている地域のポテンシャルのうち、20%が開発されると仮定したものである。

PECC3: Wind energy potential for electric power generation in the south coastal areas では、地上高 65m における計測結果に基づくポテンシャルを 2.20GW と推定している。

表 2.6-2 風力発電設備の導入状況

エリア	容量	運開時期	備考
Da Nang南部沿岸	約1,000基 (150-200W)	1999年時点	-
Hai Thinh Commune, Hai Hau District, Nam Dinh Province	30kW	1999	日本政府資金
Dac Ha District, Con Tum Province	2kW	2000	-
エリアデータなし	3.2kW	2002	IE
Bach Long Vi Youth Island	800kW	2004	ベトナム政府

(出所)IE: 6th Power Development Master Plan (Draft), 2007

【風力の導入状況】

設備容量の合計は約 1MW となっているが、系統連系された風力発電システムはない。また、

2007年5月の時点で、Bach Long Vi島の風力発電プロジェクト（800kW、スペイン製、2004年運開）は運転管理上の問題から停止している。本プロジェクトはベトナム政府が資金を提供し、

ベトナムのローカル NGO（青年同盟）が開発・運転管理を行っているが、適切な技術移転が行なわれず、また、メンテナンス部品の供給契約も終了したため、運転が出来ない状況となっている。

【風力の展望】

IE: 6th Power Development Master Plan (Draft), 2007によれば、約 170MW の具体的な風力発電所開発が進んでいる。これまで、ベトナムでは全土を網羅した体系的な風速の観測値が入手できず、風力資源の正確なポテンシャルを定量化することが難しいこと、一般的な気象観測所のデータは高度 10m 程度で観測されているため地表面粗度（ラフネス）の

影響が含まれており、必ずしも風車高における風力資源の実態を表していないことなどが、風力ポテンシャルを推定する上での課題として指摘されていた。しかしながら、IE が詳細な風力ポテンシャル調査を開始しており、2007年4月に Ninh Tuan 省の詳細ポテンシャル調査を終了させ、約 100MW のポテンシャルを確認している。今後順次有な地域の詳細調査を行う予定であり、早期の調査完了が望まれる。

表 2.6-3 風力発電設備の開発状況

エリア	容量	進捗状況	備考
Quy Nhon	15 MW (将来的に100MWまでの拡張計画あり)	初期15MWについてEPC入札手続が終了	Phuong Mai Joint stock CompanyによるBOT
Phy Quy island (Binh Thuan province)	第1期: 10MW (2007年)、第2期: 10MW (2010年以降)	PECC3がF/Sを完了。	EVNが出資
Qui Nhon	54MW and 80MW	Grabovski company (Germany) によるF/Sレポートが完了	EVNと売電料金交渉中
Ninh Phuoc district, Ninh Thuan province	625 kW	Pre-F/Sレポート完成済み。インド政府承認待ち	インド政府との合併による実証プラント(インド政府:55%、ベトナム政府:45%)
Ly Son island, Quang Ngai province	データなし	F/Sレポート完成済み	出資者募集中

(出所) IE: 6th Power Development Master Plan (Draft), 2007

c) 小水力

【小水力のポテンシャル】

IE: 6th Power Development Master Plan (Draft), 2007 では、30MW 以下の小水力のポテンシャルについて、EVN の調査に基づき、2.3GW 以上、8~9TWh と推定している。しかしながら、いくつかのサイトは需要地から遠隔地にあるなど、フィージビリティに問題があるため、地域社会経済開発計画等との関係が必要である。

また、Renewable Energy Action Plan, ESMAP, 2002 では、10MW 以下の水力ポテンシャルを 0.8~1.4GW と推定し、そのうち 110~115MW が開発済みとされている。

表 2.6-4 10MW 以下の水力のポテンシャルと利用状況

資源	ポテンシャル		利用状況		地理的ポテンシャル
	設備容量 (MW)	供給世帯数	設備容量 (MW)	供給世帯数	
ピコハイドロ	90-150	20万-25万	30-75	10万	北部・中部
小水力(独立ミニグリッド)	300-600	30万	20	-	北部・中部
小水力(系統連係)	400-600	-	60	-	北部・中部
合計	800-1,400	-	110-155	-	北部・中部

(出所) UNDP/World Bank: ESMAP, Renewable Energy Action Plan, 2002

【小水力の導入状況】

小水力の導入状況に関しては、送電系統に連係されている小水力発電所が 49 ヶ所 (合計 64MW、単機容量は 100kW~10MW、1 ヶ所は停止) ある。また、未連系の発電所が北

部と中部を中心に 300 ヶ所（合計 70MW、単機容量は 5～200kW）あるが、信頼性が低く、半分以上が停止状態にある。なお、家庭用の小水力システム（0.1～1kW）が製造されており、これまでに 15 万個のシステムが販売されている¹⁰。

【小水力の展望】

今後のベトナムにおける小水力開発のアプローチとしては、グリッド連系の観点では、第 6 次電力開発マスタープランに基づく小水力開発、また、オフグリッドの観点では既存発電所の改修・更新、小水力とソーラー等の組合せによるハイブリッドシステムの開発が有望と考えられる。

d) バイオマス

【バイオマスのポテンシャル】

MARD の下部機関である VIAEPT（Vietnam Institute of Agricultural Engineering and Postharvest Technology）の情報によれば、ベトナムにおけるバイオマス資源の合計発生量は年間約 3,000 万トンと推定されており、その 3 分の 1 が電力に変換されると仮定した場合、発電ポテンシャルは約 500MW となる。

【バイオマスの導入状況】

（熱源としての利用）

バイオマスは、遠隔地や山岳地の家庭における、最も基本的なエネルギーの 1 つであり、現在でも家庭の熱源として薪、農作物の屑、動物の糞などが使われている。ベトナムは農業国である

ことから、バガス、籾殻、稲藁などの農業廃棄物を中心とする膨大なバイオマス資源が存在するもの、現時点ではバイオマス資源のほとんどは単に熱源として使われており、例外的に中部および南部で、50MW 程度が発電に利用されているに過ぎない。

IE の調査によれば、2000 年におけるバイオマスエネルギーの全消費量のうち、97%が熱源としての利用である。

表 2.6-5 バイオマス資源の年間発生量およびポテンシャル

バイオマス資源	VIAPET	REAP		IE		COGEN3	
	年間発生量(千t)	年間発生量(千t)	設備容量(MW)	年間発生量(千t)	設備容量(MW)	年間発生量(千t)	設備容量(GWh)*
バガス	5,000	4,500	150-200	5,500	150-200	3,480	1,160
籾殻	10,000	6,400	100-200	6,600	70-150	6,160	4,107
稲わら	5,500-7,000						
ココナツ皮	3,600-4,000				30-50		
コーヒー殻	1,200						
カシューナツ皮	1,000						
木屑、のこぎり屑、廃材	3,000-4,000		1-5	480	5		
合計	30,000		250-400		250-400		

（注）燃料消費率：バガス 3kg/kWh、籾殻 1.5kg/kWh として計算）

（出所）VIAEPT 及び IE 資料、UNDP/World Bank: ESMAP, Renewable Energy Action Plan, 2002, EC-ASEAN Programme, COGEN3

¹⁰ 海外諸国の電気事業 2006

表 2.6-6 利用形態別バイオマスエネルギー消費量(2000年)

利用形態		バイオマスエネルギー消費量(ktoe)					合計
		薪	籾殻	稲藁	バガス	その他	
熱源	料理用コンロ	6,997	665	1,950	165	890	10,667
	窯(小)	663	140			100	903
	窯(大)	1,145	110		100	698	2,053
発電	コジェネ				377		377
合計		8,805	915	1,950	642	1,688	14,000

(発電利用 (バガス))

全国に 40 ヶ所以上ある製糖工場の大部分が、バガスを利用して砂糖生産に必要な熱と電気を発生させるコジェネレーションシステムを導入している。

このうち、北部の Son La Sugar (Son La 省)、南部の La Nga Sugar (Dong Nai 省)、Sucrierie de Bourbon Tay Ninh (Tay Ninh 省) の 3 工場では、余剰電力を系統に供給している。

Sucrierie de Bourbon Tay Ninh 製糖工場はベトナム最大のバガスコジェネレーションシステムを導入しており、発電容量は 24MW (12MW×2 基)、9~10MW 分を所内利用、残りを系統 (EVN) に売電している (約 340MWh/日)。現在の売電価格は 4.15US セント/kWh であり、この価格は 3 年間有効で、その後は EVN との間で価格および有効期間について交渉を行うこととなる。

当該工場は、砂糖生産量およびコジェネレーションシステムの増強計画を有していたが、必要量のサトウキビの調達が困難なため、実現には至っていない。

(発電利用 (籾殻))



図 2.6-1 バガス(左)およびコジェネシステム(Sucrierie de Bourbon 製糖工場)

EC-ASEAN COGEN Programme (COGEN) の報告によれば、精米所は全国に約 130 ヶ所あり、これらの 1 ヶ所当たりの処理能力は、15~600 トン/シフトである。ベトナムは世界トップクラスの米の輸出量を誇るが、一般的な精米所の規模は依然として小さい。

従来、精米所で発生する籾殻は周辺住民に燃料用として提供したり、細かく砕いて養殖魚の餌としたり、Rice Husk Dealer と呼ばれる中間業者に売却するなどして処理していた。しかしながら昨今、籾殻を燃料として使用していたレンガ焼成工場や家庭での籾殻から石炭への燃料転換が進みつつあり、籾殻の需要は減少している。これに伴い、従来売却出来

ていた籾殻を逆に処理料金を支払って中間業者に引き取ってもらうケースも出てきており、籾殻の処理は精米所にとって問題となりつつある。



図 2.6-2 籾殻(左)およびコジェネシステム(Long An 省、AUSAID 援助)

一部の精米所では、籾殻による小規模なコジェネが行われているが、発生電力は所内で消費され、現在のところ余剰電力を系統に供給している例はない。

南部の Long An 省では、オーストラリア政府 (AUSAID) の援助により、精米工場に 50kW のコジェネシステム (籾殻による発電と精米過程における乾燥) が導入されたが、発電容量が小さいこと、運転に 3 名の作業員を必要とするなど、採算が取れないため現在は 1 年間に 1 週間のみしか稼働していない。

(バイオマス燃料利用)

各地の精米所から大量の籾殻を効率的に収集できれば、籾殻発電は実現可能である。しかし、現状では精米所の規模が小さく、地理的に分散していることから、籾殻収集の困難さが実現の障害となっている。

現状、ベトナムにおいてバイオマス燃料 (バイオエタノール、バイオディーゼル) の商業生産は行われていない。

【バイオマスの展望】

(発電)

バイオマスのポテンシャルは 250~400MW と推定されており、余剰電力 (30%) が電力系統に供給可能と見られている。しかしながら、現在、新規のバガスおよび籾殻を用いたバイオマス発電の具体的な開発計画はなく、これらの発電の普及には以下の障害の克服が必要であると考えられる。

バガスに関しては、サトウキビの安定調達が生産の最大の障害となっている。製糖工場は農家との長期購入契約に基づきサトウキビを調達しているが、農家は他に収益性の高い作物がある場合は、契約を無視し、サトウキビを減産し収益性の高い作物の作付面積を増やす場合が多い。サトウキビはキャッサバ等他の作物に比べ、購入価格が必ずしも高くないことから、農家にとってのサトウキビ生産インセンティブは低く、サトウキビ生産量は安定していない。また、タイやカンボジアからの輸入砂糖との競争が熾烈であり、製品である砂糖の価格が安定しないこともサトウキビの購入価格に悪影響を与えている。

表 2.6-7 バイオマス燃料に関する調査概要

バイオマス燃料	ベトナムにおけるバイオマス資源を利用した石油代替エネルギー利用プロジェクトの実施可能性調査(双日総合研究所、平成17年3月)	Biomass Potentiality, Utilization and Status Development of Bio-fuel in Vietnam (Institute of Biotechnology, Vietnamese Academy of Science and Technology, Vietnam, Nov., 2006)
バイオエタノール	<ul style="list-style-type: none"> ・国家バイオマス燃料開発計画を検討中 ・ガソールE10普及目標：2010年までに50万t/年（第1期）、2020年までに200-300万t/年（第2期） ・石油製品・添加物開発公社（Addictives and Petroleum Products, APP）、CTC（Center for Consultancy and Technical Transfer Safe Water and Environment）及び中南部の20箇所程度の中小製糖工場が実施主体 	<ul style="list-style-type: none"> ・2020年までに500百万リットル/年のバイオエタノール生産（ガソールE10で5,000百万リットル） ・バイオエタノールの原料としてはサトウキビ、糖蜜、キャッサバ、メイズ等が考えられ、現在の生産量の10%が使用出来ると仮定すると、約320百万リットル/年のバイオエタノール生産ポテンシャルがあることとなる
バイオディーゼル	<ul style="list-style-type: none"> ・具体的な数値目標はなし ・ココヤシが原料としてのポテンシャルを有すると考えられるが、現状余剰生産能力はない 	<ul style="list-style-type: none"> ・2020年までに50百万リットル/年のバイオディーゼル生産（バイオディーゼルB10で500百万リットル） ・バイオディーゼルの原料としてはBasa（魚油）、使用済み調理油、ゴムの種油（Rubber Seed Oil）等が考えられる <ul style="list-style-type: none"> －Basa（魚油）：パイロットプラント（An Giang省、1.6t-biodiesel/day）あり、10,000t-biodiesel/yearのプラントがSaigon Petro & Agifishによって開発中、ポテンシャルは48,000t-biodiesel/year（60,000tのBasa魚油使用） －使用済み調理油：2t-biodiesel/day（4-5tの使用済み調理油使用）のプラントがSaigon Petro & Agifishによって開発中、ポテンシャルは33,000t-biodiesel/year（73,800tの使用済み調理油使用） －ゴムの種油（Rubber Seed Oil）：調査中

(出所：双日総合研究所：ベトナムにおけるバイオマス資源を利用した石油代替エネルギー利用プロジェクトの実施可能性調査、2005、Institute of Biotechnology, Vietnamese Academy of Science and Technology, Vietnam：Biomass Potentiality, Utilization and Status Development of Bio-fuel in Vietnam, 2006)

籾殻に関しては、小規模かつ分散している精米所からの効率的収集が最も大きな障害となっている。籾殻処理に費用がかかりつつある昨今の情勢は籾殻発電の普及に追い風となるものの、籾殻を収集している Rice Husk Dealer がほとんど個人レベルの商売に止まり組織化されておらず、統計データもないことから、Rice Husk Dealer を通じた低費用かつ必要量の籾殻調達の実現可能性は未知数であり、より詳細な調査が必要である。

(バイオマス燃料)

2007年5月にバイオ燃料の導入目標や開発計画を定めた国家バイオ燃料開発計画（案）（Development of Bio-Fuels in the Period up to 2015, Outlook to 2020, Draft）が MOIT（Ministry of Industry and Trade）によって作成され、現在首相承認待ちの状況である。

また、製糖工場におけるバイオエタノール製造や、魚油や使用済み調理油を用いたバイオディーゼル製造の開発計画があるものの、現時点で導入実績はない。

e) 地熱

【地熱のポテンシャル】

IE: 6th Power Development Master Plan（Draft），2007によると、29の地熱ポテンシャルサイトがリストアップされており、そのうち12サイト（約180MW）が地熱発電に利用できると考えられている。また、ベトナム全土の地熱ポテンシャルは340MWとされている。

【地熱の導入状況】

現状、地熱発電の導入実績はない。

【地熱の展望】

米国 Mineral and Ormat 社が Bang、Nghia Thang、Mo Duc、Hoi Van、Tu Bong および Danh Thanh の 6 サイト (112.7MW) について F/S を実施したが、経済的に魅力がないためプロジェクトが進んでいないなど、現時点で具体的な開発計画はない。

f) 潮力

【潮力のポテンシャル】

IE による潮力ポテンシャル調査において、湾、潟、池や潮の状況を考慮し、18 のポテンシャルサイトがリストアップされているが、ベトナムの潮力ポテンシャルは高くなく、地形的に潮力発電に適するサイトはあるものの、発電容量は小さいと評価されている。

ただし、一部のポテンシャルサイト (Cam Ranh Lagoon、Cuu Long River Delta および Co To 島など) については、詳細なポテンシャル調査を行う必要があるとしている。

【潮力の導入状況】

現状、潮力発電所の導入実績はない。

【潮力の展望】

前述のとおり、一部のポテンシャルサイトについては詳細調査実施が必要とされている。また、潮力発電導入における主な障害は、1) 潮力発電ポテンシャルサイトが需要地から離れているため、送電線建設等により電力料金が上昇すること、2) 潮の状況に大きく依存するため、独立型での発電は困難であり、系統連系やバックアップ電源等が必要となること、3) 潮力発電導入による海洋環境への影響が把握されていないことと認識されている。

(2) 政策フレームワーク

ベトナムにおける再生可能エネルギーに関係する組織としては、MOIT、ベトナム電力公社 (Electricity of Vietnam : EVN) およびエネルギー研究所 (Institute of Energy : IE) が挙げられる。なかでも IE は 2007 年に組織内に Center for Renewable Energy and CDM を立ち上げるとともに、2008 年末完成予定の新たな再生可能エネルギーマスタープラン (Master Plan for Renewable Energy in Vietnam) を作成するなど積極的な動きを見せている。主要な再生可能エネルギーに関する政策を以下に要約する。

a) National Energy Policy (国家エネルギー政策)

国家エネルギー政策 (旧戦略) において再生可能エネルギー関連開発数値目標が策定されている。

【再生可能エネルギー開発の意義】

- ① エネルギー供給に伴う環境負荷低減や温暖化効果ガス削減
- ② 2010 年からエネルギー輸入の必要性が見込まれるなか、国産エネルギーである再生可能エネルギー開発による外貨節約

【再生可能エネルギー開発における課題と方向性】

最も大きな障害はコスト高

- ② 今後の優先分野は、1) 水力、風力の開発、農業副産物/残渣 (バイオマス) による発電、2)、太陽光の熱・農産物の乾燥・浄水への活用、3) 農村部における調理用バイオガス開発

表 2.6-8 国家エネルギー政策(案)における再生可能エネルギー関連開発数値目標

項目	数値目標
商業一次エネルギーに占める再生可能エネルギーの割合	・ 2010年：2% (0.9百万TOE)
	・ 2020年：3.4% (3百万TOE)
	・ 2050年：7% (22百万TOE)
再生可能エネルギー電源開発目標	・ 2010年：3% (kWh目標値なし)
	・ 2020年：4% (8-9 billion kWh)
	・ 2050年：10% (60-80 billion kWh)
公共セクター(病院、学校、政府機関、レストラン等)における太陽光による温水利用	・ 10% (期限明記なし)
水力発電開発目標	・ 2010年：35,000百万kWh (10,000百万kWhの追加)
	・ 2020年：60,000-65,000百万kWh (15,000-20,000百万kWhの追加)
	・ 2020年以降：70,000-80,000百万kWh
島嶼・山間部におけるエネルギー供給	・ 商業エネルギーの熱利用：現状の30%から、2010年までに50%、2020年までに80%
	・ 地方電化率：2010年までに90%、2020年までにほぼ100%

(出所) Ministry of Industry: National Energy Policy (Draft), 2005

【再生可能エネルギー開発方針】

- ① 再生可能エネルギーポテンシャルの調査および利用計画の策定
- ② 政府による再生可能エネルギー開発援助(調査・パイロットプラントへの資金援助、免税措置)
- ③ 特に島嶼・山間部の実情に即した再生可能エネルギーの選択および当該地域における他の開発プログラム(地方電化、植林、貧困削減、浄水等)との協調
- ④ CDMの活用

表 2.6-9 再生可能エネルギー源別発電コスト

	導入コスト	発電コスト
太陽光	US\$ 2,000-3,000/kW	USc 35-40/kWh
風力	US\$ 800-1,250/kW	USc 4-8/kWh
水力	US\$ 1,000-5,000/kW	USc 5-15/kWh

(出所) Ministry of Industry: National Energy Policy (Draft), 2005

b) Power Sector Development Strategy (Decision: No.176/2004/QD-TTg)

2004年10月に2004~2010年における電力セクター戦略並びに2020年までの方向性を示した Vietnam Power Sector Development Strategy (Decision: No.176/2004/QD-TTg) が公布された。本政令における再生可能エネルギーの促進と開発に関わる条項は以下のとおり。

【開発の視点】

- ① 島嶼・山間部における電力需要のための再生可能エネルギー開発
- ② 国産一次エネルギーの効率的利用：水力資源の多目的利用(発電と灌漑との併用など)
- ③ 島嶼・山間部における電源開発を促進する電力料金政策の策定

【開発目標】

- ① 2010年までに地方世帯の90%を、2020年までに100%を電化
- ② 発電事業における環境影響のコントロールと低減

【開発戦略】

- ① EVN は小規模発電事業への投資を促進するために 100MW 以上の発電所のみを開発
- ② 水力発電開発、特に多目的利用プロジェクト（水供給、洪水制御、渇水制御など）にプライオリティを置く。2020 年までの開発目標は 13~15GW。
- ③ 地方電化のための再生可能エネルギー利用における戦略としては、島嶼・山間部における工業化・農業の近代化への貢献、再生可能エネルギーの維持管理のためのマネージメントシステムの確立、島嶼・山間部における電源開発・管理の多様化、島嶼・山間部における電力料金の政府が定める Ceiling Tariff 超過を防ぐための電力料金コントロールの強化などが掲げられている。

【ソリューション】

- ① 島嶼・山間部における電力料金の政府が定める Ceiling Tariff 超過を防ぐための電力ネットワークの投資・管理体制の多様化
- ② 経済開発、飢餓撲滅、貧困削減を目的とした、島嶼・山間部での電化プロジェクトへの予算割当て

【各機関の役割】

- ① MOIT : Power Sector Development Strategy および電源開発マスタープランの実施責任主体であり、マスタープランに基づく個別プロジェクトの承認、緊急投資プロジェクトの首相承認申請を行う
- ② EVN : 系統連系のない地方への再生可能エネルギー開発のための予算措置を講じる。またそのための予算は EVN の通常会計から分割することが許可されている。

c) Electricity Law, 2004

2004 年 12 月に施行された電力法には、国家エネルギー政策の一つとして、「水力・火力の合理的開発、一次エネルギーの効率的利用、電力の経済的開発と環境負荷の最小化等のための再生可能エネルギー開発の推進」と「山間部への電力供給のための再生可能エネルギーを利用した電力設備開発への投資促進や配電系統への国家予算の活用」等が規定されている。

d) Approval of National Master Plan on Power Sector Development Period of 2006-2015, perspective to 2025 (Prime Minister Decision No.110/2007/QD-TTg)

2006~2025 年までの電源開発計画を示したものであり、再生可能エネルギー電源については、2006 年から 2015 年までに 2,451MW、2016 年から 2025 年までに 1,600MW の系統連系再生可能エネルギー電源の導入が計画されている。

e) Master Plan on Renewable Energy Resources in Vietnam, 2000

2000 年に EVN および IE によって 2000~2010 年の再生可能エネルギー開発の方針を示したマスタープランが策定されており、以下の内容となっている。

- ① ベトナムの再生可能エネルギーの開発状況
- ② ベトナムの再生可能エネルギーのポテンシャル評価
- ③ ベトナムの現状に適した再生可能エネルギーの選定
- ④ 系統連系のない地域の電力需要
- ⑤ 再生可能エネルギー開発計画
- ⑥ 建設コストおよび投資

⑦ 経済財務分析

f) Master Plan on Renewable Energy Resources in Vietnam (on-going)

現在、2008 年末完成予定の新たな再生可能エネルギーマスタープランが IE によって策定中である。以下にその調査項目を示す。

- ① ベトナムの再生可能エネルギーの開発状況と世界の再生可能エネルギー開発動向
- ② ベトナムの再生可能エネルギーのポテンシャル・開発可能性評価
- ③ エネルギー需給バランスにおける再生可能エネルギーの役割
- ④ 再生可能エネルギー開発戦略
- ⑤ 2015 年までの再生可能エネルギー開発計画
- ⑥ 戦略的環境影響評価 (EIA)
- ⑦ 投資開発プログラムおよび経済性評価
- ⑧ 開発方針および実施方策
- ⑨ 結論および提言

g) Development of Bio-Fuels in the Period up to 2015, Outlook to 2025, Draft (国家バイオ燃料開発計画(案))

2007 年 5 月にバイオ燃料の導入目標や開発計画を定めた国家バイオ燃料開発計画 (案) が MOIT によって作成され、現在首相承認待ちの状況である。

【開発の視点】

- ① エネルギーセキュリティ及び環境保護を目的とした化石燃料代替としてのバイオ燃料開発
- ② 2025 年までにガソール E5 およびバイオディーゼル B5 の普及を実現
- ③ 人材開発、バイオマス資源安定供給、エネルギー転換の効率化、バイオ燃料流通システムの構築

【開発目標】

- ① 2007 年～2010 年：パイロットプラントの導入 (ガソール E5 : 100,000 トン/年、バイオディーゼル B5 : 50,000 トン/年)、ガソリン及びディーゼルオイル需要の 8% を各々ガソール E5、バイオディーゼル B5 にて代替。
- ② 2011 年～2015 年：ガソリン及びディーゼルオイル需要の 20% を各々ガソール E5、バイオディーゼル B5 にて代替。
- ③ 2025 年：ガソリン及びディーゼルオイル需要の 100% を各々ガソール E5、バイオディーゼル B5 にて代替。

h) CDM (Clean Development Mechanism)

ベトナムは 1994 年 11 月 16 日に気候変動枠組条約 (UNFCCC : United Nations Framework Convention on Climate Change) を批准し、2002 年 9 月 25 日に京都議定書を批准している。2005 年 10 月にはグエン・タン・ズン首相名での京都議定書実施に関わる指令¹¹が出され関連省庁、人民委員会が実施すべき事項が規定されている。国内における組織体制や制度はほぼ整っており、CDM 申請手続き方法・関連法案・規則の解説書や投資家向けのガイドライン等が整備されつつある。天然資源環境省 (MONRE : Ministry of Natural Resources and

¹¹ Directive on the implementation of Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change

Environment) を中心として海外からの協力も受けつつ積極的な宣伝普及活動を実施し、ベトナムの国営企業、民間企業を中心にその認知度は高まっている。ベトナム政府により、UNFCCCと京都議定書およびCDMに関する担当省庁としてMONREが指定を受けており、MONREを中心として下記に示す各関係機関が形成されている。

①CDM National Authority (CNA)

2003年3月に International Cooperation Department (ICD) が CNA として指定され、同時にベトナム国内の指定国家機関 (DNA : Designated National Authority) となっている。

②CDM National Executive and Consultative Board (CNECB)

CDM プロジェクトの指導・評価および CDM 活動の実施、管理方針に関して協議を行う会議体である。2003年4月に設立され、年に3回会議が行われている。MONRE の ICD の Director General を議長とし商工省 (MOIT) を始めとする関係省庁等の機関の代表 12 名で構成される。

③National Expert Team

学識経験者からなる諮問機関であり、CDM プロジェクトのホスト国承認の際には CNECB と評価に際して協議を実施する。

プロジェクトの CDM への申請手続きは、以下の2通りである。

Project Idea Note (PIN) を CNA に提出し、CNA からの Endorsement Letter 受領後、Project Design Document (PDD) を CNA に提出

②PIN 提出および Endorsement Letter 受領手続きを踏まずに、最初から PDD を CNA に提出

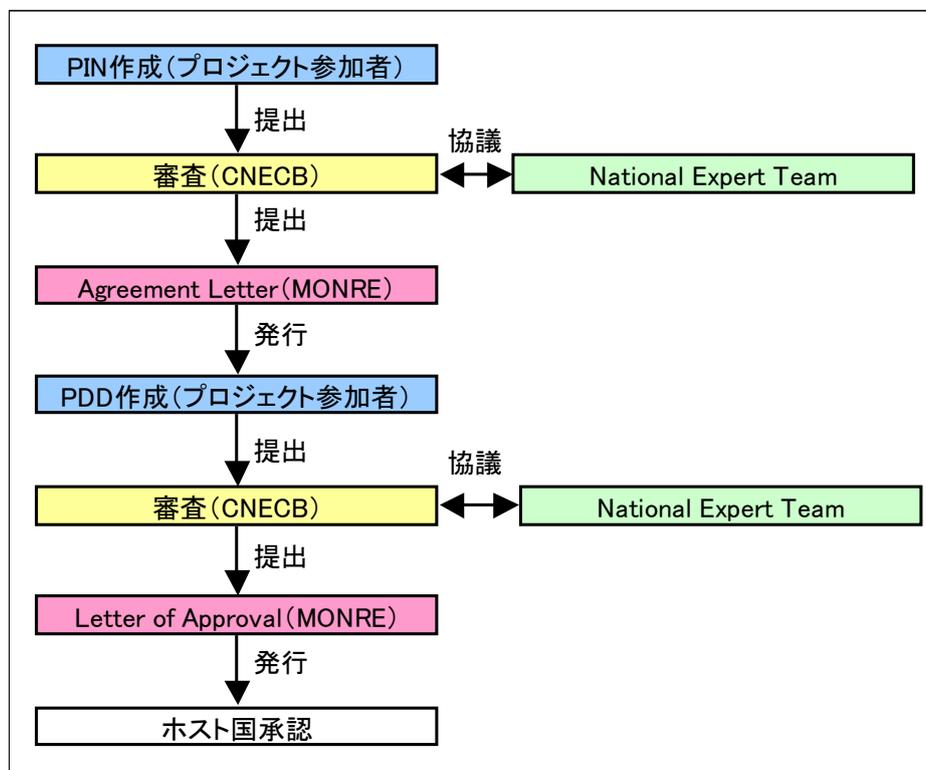


図 2.6-3 ベトナム国 CDM 承認手続きフロー

PIN および PDD の審査は随時受付られており、書類の審査には約 1 ヶ月程度要する。プロジェクトの承認基準としては、持続可能性（ベトナムの持続可能な発展への貢献、技術移転、環境影響、地域社会への貢献等）および実現可能性（中央／地方政府のサポート等）が挙げられている。現時点で、2 件の国連 CDM 理事会登録済み CDM プロジェクト（ソンマック水力発電再生プロジェクト、ランドン油田随伴ガス回収・有効活用プロジェクト）がある。

2.6.2 再生可能エネルギー供給計画

Prime Minister Decision No.110/2007/QD-TTg によると、2006 年から 2015 年までに 2,451MW、2016 年から 2025 年までに 1,600MW の系統連系再生可能エネルギー電源の導入が予定されている。

しかしながら、送電系統に連係されている小水力発電所が 49 ヶ所（合計 64MW、単機容量は 100kW～10MW、1 ヶ所は停止）のみであり¹²、小水力以外の新エネルギーの主力として期待される系統連系風力発電の導入実績はない。

2.6.3 再生可能エネルギー供給上の課題

エネルギーポテンシャルから見た各再生可能エネルギー供給上の課題を表 2.6-10 に示す。

2.6.4 再生可能エネルギー普及に向けた課題

再生可能エネルギーの普及に向けた課題は以下の 3 点に大別される。

a) 再生可能エネルギー開発計画の策定

先述のように Prime Minister Decision No.110/2007/QD-TTg による導入計画は存在するが、導入量は限られている。

これまで、ベトナムでは各調査を通じて、再生可能エネルギーのポテンシャル把握が行われてきたものの、エネルギー種別毎の把握状況にばらつきがあり全体的に見て十分とは言えない。

現在 IE (Institute of Energy) によって、再生可能エネルギーマスタープランが策定中であり、2008 年初めに完成予定である。しかし、調査内容が多岐にわたる上、期間や予算の制約もあることから、調査結果を踏まえ、必要に応じて追加的なポテンシャル調査の実施や、詳細なエネルギー種別毎の開発計画を策定することによって、風力やバイオマス等の小水力以外の再生可能エネルギー開発を促進することが必要になると考えられる。

¹² 海外諸国の電気事業 2006

表 2.6-10 再生可能エネルギー供給上の課題

	太陽光・太陽熱	風力	小水力	バイオマス		地熱	潮力
				発電	バイオマス燃料		
ポテンシャル	2MW	600MW-2,200MW-22,400MW	2,300MW以上、8-9billion kWh	250-400MW	—	180-340MW	—
供給上の課題	<ul style="list-style-type: none"> ・高い設備コスト ・低容量及び故障 	<ul style="list-style-type: none"> ・正確なポテンシャル未把握 ・系統連係風力発電所の実績なし 	<ul style="list-style-type: none"> ・将来的な小水力ポテンシャルの枯渇 	<ul style="list-style-type: none"> ・【バガス】サトウキビの安定調達 ・【籾殻】籾殻の効率的収集 	<ul style="list-style-type: none"> ・正確なポテンシャル未把握 ・政府の開発政策未策定 	<ul style="list-style-type: none"> ・低い採算性 	<ul style="list-style-type: none"> ・正確なポテンシャル未把握 ・送電線建設によるコストアップ ・安定した発電が困難 ・海洋環境への影響が未把握

b) バイオマス資源の有効活用

ベトナムは農業国であり、薪や動物の糞、また、バガス、籾殻、稲わら等の農業廃棄物を中心とする膨大なバイオマス資源が存在するものの、そのほとんどは家庭での熱源として用いられており、例外的に中部および南部の製糖工場でバガスを利用したコージェネレーションシステム（50MW程度）が導入されているに過ぎない。

バイオマス資源の有効活用については、上述の発電利用に加え、バイオエタノールやバイオディーゼルなどのバイオ燃料としての利用が期待されており、2007年5月には国家バイオ燃料開発計画がMOITによって作成され、現在首相承認待ちの状況である。

前述の国家バイオ燃料開発計画等においても言及されているように、バイオマス資源の有効活用には、食料供給とのバランスをとった安定的なバイオマス資源供給から燃料や電力へのエネルギー転換技術、電力やバイオ燃料の流通・利用方法といった、上流から下流までの包括的な取り組みが必要であり、ベトナム国内の関連省庁間の連携のみならず、海外援助機関からの協力、民間資本導入等といった様々な手段を用いる必要がある。

c) 再生可能エネルギー電源開発インセンティブの導入

MOITの国家エネルギー政策（案）（National Energy Policy（Draft））において、長期的な再生可能エネルギー電源導入目標¹³が掲げられるとともに、前述の通り、首相決定により再生可能エネルギー電源導入が計画されるなど、再生可能エネルギー電源導入・普及に向けた大方針は固まりつつある。

しかしながら、再生可能エネルギー電源に対する優遇買電価格や電力事業者に対する販売電力量の一定割合に該当する再生可能エネルギー発電／買取り義務制度等の具体的なインセンティブは導入されていない。そのうえ、電力セクター改革の一環として、2009年から電力市場が創設されることによって、発電会社間の競争が生じることが予想されることから、効果的な再生可能エネルギー電源インセンティブが導入されない場合、一般的に従来型電源に対して価格競争力が劣る再生可能エネルギー電源導入が鈍ることが危惧される。

¹³ 再生可能エネルギー電源開発目標：2010年3%、2020年4%、2050年10%（総電源容量に占める再生可能エネルギー電源の割合）

2.7 省エネルギー

2.7.1 省エネルギーの可能性

1990年代の半ばからエネルギーの効率改善および省エネルギーに関する技術が日本、オランダ、ドイツなどを中心に、海外からの支援でベトナムに導入さはじめた。1995年から2000年にかけては、セメント、セラミックス、石炭火力発電等の産業に関するエネルギーの効率的利用や省エネルギープログラム、エネルギー管理の研修および電力セクターのデマンドサイドマネジメント（DSM）プロジェクト等が実施されてきた。これらのプロジェクトを通してエネルギーの効率的利用と省エネルギーに関する技術移転と技術の習得が行われると共に、省エネルギー活動を促進するための法体制整備の検討も進められた。2003年以降、ベトナムでは、エネルギーの効率的利用をエネルギーセクターの開発政策（2005, MOIT）の一項目として位置づけ、エネルギーの効率的利用と省エネルギーに取り組んできた。

1990年から2004年におけるベトナムの最終エネルギー需要は経済成長率の約1.5倍にも及ぶ年平均11.2%増の実績を示した。2005年以後のエネルギー需要動向をみると、MOITの予測（The current energy status and legal frameworks and institutions on Energy Efficiency and Conservation in Vietnam : 2006）によれば、2020年まで年平均8.1%で増加することが示されている。高いエネルギー需要の伸びに対して、エネルギー安全保障の観点からエネルギーの効率的利用および省エネルギー対策を進める必要があることはベトナム政府も十分認識している。

また、ベトナムの一次エネルギー需要の対GDP原単位（石油換算トン/GDP1,000ドル・2000年価格）は1995年の1.351から2004年の1.218にまで低下しているが、日本や他のアジア諸国に比べて、原単位はかなり高い。ベトナムでは省エネルギー推進の余地がまだ非常に大きいと推定できる。

2.7.2 省エネルギー分野における課題

エネルギーの効率的利用と省エネルギーに対する関心の低さはエネルギー消費者全般に見られる傾向である。その要因としては、工業セクターではエネルギー消費に関する技術と設備が古く、エネルギーロスの大きい低効率的な生産が常態化していること、エネルギー管理の経験が不足していることや国民の省エネルギー意識が低いこと、さらに政府レベルでは、エネルギーの効率的利用および省エネルギーに関する計画、目標および達成時期を示す具体的なプログラムが欠如していることなどがあげられる。

エネルギーの効率的利用と省エネルギーに関するこれまでのプロジェクトは単体プロジェクトに偏り、体系的に実施する体制が整備されておらず、技術的、財政的サポートも不十分なため、活動の成果は限定的であった。

この分野における主な課題点は下記のような点である。

1) 法規および体制整備の遅れ

エネルギーの効率的利用および省エネルギーの推進に関する国の方針、法体制と実施体制の不備

2) 情報・データの不足

エネルギー改善、低コスト対策などに関するデータおよび省エネルギー関連技術、実施例などに関する情報の不足

3) 高い開発コスト・投資コストおよび低いエネルギー価格

エネルギー効率改善事業の開発、または、エネルギー効率の良い設備の導入に必要な投資コストが巨額

4) 財政的支援策の不足

エネルギー効率改善および省エネルギーに関する生産、機器および技術導入に対する政府や民間金融機関からの財政的支援の不足

5) 低い社会的関心度

エネルギー消費者の省エネルギー意識および関心度の低さ

6) 低い省エネルギー機器製造能力

効率の良い省エネルギー機器・製品に対する低い需要と他方では国内メーカーの省エネルギー機器製造能力の限界

2.7.3 省エネルギーの法的体制

(1) 省エネルギー関連の法令

2003年9月、ベトナム政府は「エネルギーの効率的利用および省エネルギーに関する政令102号」(Government Decree No.102/2003/ND-CP on Energy Efficiency and Conservation)を制定・発効した。

2004年7月、MOIT(当時MOI)は政令102号を実施するため、工場向け省エネルギーの指針(MOI's Circular No.01/2004/TT/BCN on Guidance for Implementation of the Government Decree on Energy Efficiency and Conservation)を公表し、2005年にMOITが作成した「2006~2015年におけるエネルギーの効率的利用および省エネルギーに関する国家戦略プログラム」(National Strategic Program on Energy Saving and Efficient Use for the period 2006-2015)が、2006年4月に首相の承認を得て施行された(the Prime Minister Decision No.79/2006/QD-TTG "Approval of the National Strategic Program on Energy Saving and Effective use")。

2006年11月にMOITは製品の省エネルギー基準とラベリングの指針(MOI's Circular No.008/2006/TT/BCN on Guideline for Energy Efficiency Standard and Labeling)を発行した。

MOITが作成した「2006~2015年におけるエネルギーの効率的利用および省エネルギーに関する国家戦略プログラム」(以下、国家戦略プログラム)はベトナムにおけるエネルギー効率改善および省エネルギーを持続的に行うために必要な制度・組織体制を設定した初めての総合計画である。計画には政府の活動方針とアクションプランとして実施する項目さらに達成すべき目標が組み込まれている。

MOITは国家戦略プログラムの実施責任官庁とされており、2006年4月、工業大臣決定(the Ministerial Decision No. 919/QD-BCN)により、MOITの科学技術部の中に「エネルギー効率・省エネルギー室(The Energy Efficiency and Conservation Office)」が設置された。

エネルギー効率・省エネルギー室は大学・研究機関および省エネルギーセンターなどからの専門家の協力の下に、本分野における政策、対策の立案、短期・中長期計画の策定、

活動の促進・監督、企業・国民への周知、普及活動並びに国際機関との協調等を行うと共に、他の政府機関と協力してプログラムの実施に伴う問題点への対処と経過のモニターを担当する。同室の重点業務は中央省庁から地方政府まで各行政レベルにおけるエネルギー効率改善および省エネルギーに関わる組織・体制およびエネルギー消費のデータベース等の構築に関する運営システム（EAEF Project: Establishment of Energy Efficiency Office in Vietnam）の開発である。

その他の関連法令では、2005年7月に電力法（Law on Electricity）が発効し、その中には発送配電および電気の利用に関する効率の指定が含まれている。また、2006年4月には、「2006～2010年における節電プログラムの決定」（The Prime Minister Decision No.80/2006/QD-TTg on Electricity Saving Program in period 2006-2010）が首相により承認された。その他には2005年11月に商業的建築物に関するエネルギー効率利用の規定（Energy Efficient Commercial Building Code No.40/2005/QD-BXD）が施行された。

(2) 現在の省エネルギー促進体制

国家戦略プログラムにおけるエネルギー効率改善・省エネルギー推進のために、MOITを責任省庁とし、建設省（Ministry of Construction）、運輸省（Ministry of Transport）、教育訓練省（Ministry of Education and Training）、文化情報省（Ministry of Culture and Information、2007年8月に文化・スポーツ・観光省（Ministry of Culture, Sports and Tourism）に省名変更）、科学・技術省（Ministry of Science and Technology）、計画投資省（Ministry of Planning and Investment）、法務省（Ministry of Justice）、財務省（Ministry of Finance）並びにベトナム科学技術協会組合（Union of Vietnam Associations of Science and Technology）等の代表からなる国家運営委員会（State Steering Committee）が構成された。現在、国家運営委員会およびMOITのエネルギー効率・省エネルギー室においては、国家戦略プログラムの実施と省エネルギー目標の達成のために、他の政府機関と協力してアクションプランに関する詳細プログラムの着手・準備がなされている。

(3) 省エネルギーの政府重点活動方針

現在ベトナムでは、以下の活動方針が検討されている。

a) 運営活動全般

- 1) 生活および商業活動に関するエネルギーの効率的利用の促進
- 2) 工場、建築物および指定した施設・設備のエネルギー利用の管理
- 3) 政府による法的根拠の整備
- 4) エネルギー効率改善と省エネルギー活動を促進するため、下記方針と体制の構築

財政支援仕組み

科学、技術対策

教育、普及

情報の提供と活動の促進

b) 産業セクターの対策

- 1) 全工場の年間エネルギー消費量を MOIT、県工業局および統計セクターに定期的に報告すること。

エネルギーの合理的、効率的利用のための適切な対策の適用を促進すること。

- 2) 指定工場（政令 102 号第 3 条第 3 項、指定工場の定義：指定エネルギー消費者；年

間 1,000toe 以上の燃料または熱源を使用するもの、もしくは 500kW の発電能力又は 3GWh 以上の電力消費を行う消費者）は、エネルギー管理者の指名および MOIT のインストラクション、ガイダンスや命令に従うこと。

3) 違反した場合のペナルティ。

c) 建築物および指定建築物の対策

1) 指定建築物（政令 102 号第 3 条第 4 項、指定建築物の定義：多層階で 750kVA 以上の電力を受電する建築物、もしくは 1,000 万 MJ 以上又電力相当量の熱および電気を含むエネルギーを消費する建築物）は建設省制定の建築基準、インストラクション、ガイダンスに従うこと。

2) 設計およびエネルギー効率改善および省エネルギーに関する評価報告の提出・承認。

3) 建設省の適切な対策に関するアドバイスの受け入れとその適用。

4) エネルギー消費量の検査。

5) 市場管理ルールの確立。

d) 選定される施設・設備の対策

1) 選定される電気装置、設備・施設に関する最低エネルギー効率基準（MEPS: Minimum Energy Performance Standard）の設定。

2) 市場から排除すべき高エネルギー消費型装置、設備、施設の目録の公表（毎年）。ラベリングプログラムの促進。

3) 違反に対する管理とペナルティ。

e) 組織・機構の構築

1) MOIT をエネルギー効率改善および省エネルギーの中心的な管理調整者とする。

2) 関係機関の機能と責任の指定。

省庁レベル：政策、基準、ガイダンス、工場・建築物および設備に対する規則の策定と管理。

県人民委員会レベル：ローカルの管理。

その他関係機関：関税事務所、統計局、市場管理、特定監督ブランチ。

3) 定期的に工場、建築物などのエネルギー検査を実施するための検査機関／ESCOs の認定、または設立。

2.8 エネルギーデータベース

2.8.1 ベトナム統計の現状

(1) 組織

ベトナム統計局（GSO : General Statistics Office）は中央本部（Central GSO headquarter）の他に 64 の省事務所（Province Statistical Office）、676 の地方事務所（District Statistical Office）を有している。全職員は 5,000 人以上、本部には約 600 人、各省事務所は 30～60 人、各地方事務所は 3～6 人の職員が従事している。

(2) 統計項目

GSO は毎年統計年鑑（Statistical Yearbook）を発刊しており、統計年鑑は以下のように 12 章から構成され、全 323 表にまとめられている。

- 1章 行政単位および気候
- 2章 人口および雇用
- 3章 国民会計および国家予算
- 4章 投資
- 5章 企業
- 6章 農林水産業
- 7章 工業
- 8章 貿易・価格および観光
- 9章 輸送・通信
- 10章 教育
- 11章 医療・文化・生活水準
- 12章 世界統計

エネルギーに関する統計は、第7章の工業に含まれており、石炭、石油や主要産業の生産量がまとめられているが、エネルギー需給に関するデータは含まれていない。

(3) 統計法

ベトナムの統計法は、全8章、42条から構成されており、この法の対象は国営企業や民間企業を含む全ての企業・組織、個人に適用されている(第2条)。そのためこれらの企業・組織、個人は必要なデータを提供する義務がある。しかし、統計法上の守秘義務があるため、第6条では、企業および個人の名前や所在地の公表は禁じられている。また、第14条では、統計調査に必要な経費は国家予算により賄われることが謳われている。

(4) 調査手法

GSOは調査票による企業調査(Annual Enterprise Survey)を毎年実施しており、この調査を元に統計年鑑を作成している。また、現在ベトナムでは、JICAの支援の下で鉱工業生産指数(IIP: Indices of Industrial Production)作成のため、エネルギー(石油、ガス、石炭、電力)を含む主要産業の月次調査も実施している。この月次調査票には、生産計画、生産実績、出荷量、自家消費、在庫、出荷価格が記載される。この月次調査票のようにエネルギー需給に関する調査票を作成し、配布・回収することにより主要産業のエネルギー消費および供給量を把握することが可能である。

2.8.2 エネルギー・経済データの現状

(1) 経済社会データ

本調査のデータベースに格納されている経済社会データでは、GSOの統計からエネルギー需要を予測するために必要データを抽出している。しかしながら、輸送部門のエネルギー需要を予測するための車両台数、商業部門のエネルギー需要を予測するための床面積などのデータはGSOの統計には含まれていない。

(2) エネルギーデータ

電力、石油、ガス、石炭部門のデータは、昨年度INDUTECに依頼した再委託調査業務でえられたデータを基に作成されている。データ項目はIEAのEnergy Balance Tableに対応できるように項目を設定した。しかしながら、現時点で以下のような問題点があげられる。

- ・石炭を除くエネルギーの在庫変動データがない。
- ・石油製品および電力供給データは工業部門のサブ・セクター毎に分類されていない。
- ・天然ガスや石油製品のオリジナルデータの単位が揃っていない（例えば、天然ガスは BCM とトン、石油製品は石油換算トンとトンの 2 つの表記がある）。
- ・再生可能エネルギーの時系列データがない。
- ・輸送部門のエネルギー消費データがサブ・セクター毎（道路、鉄道、航空、船舶）に分類されていない。
- ・VINACOMIN が練炭工場に石炭を供給していないため、練炭工場への石炭供給データおよび練炭生産量のデータがない（練炭工場がどこから石炭を調達しているか不明）。
- ・エネルギー消費分類が国際標準産業分類（ISIC）に一致していないところがある。

2.8.3 エネルギー統計整備の課題

(1) エネルギー統計への意識

ベトナムの社会・経済データは GSO により広く一般に公開されているが、エネルギー分野の情報についてはかなり不足している。これは、一般にベトナムの企業では社内のデータを開示する習慣がないためである。エネルギーに関する情報不足は、エネルギー政策を策定するためには非常に不利である。エネルギーに関する情報・データを開示することにより、企業はエネルギー統計から平均的なエネルギー消費量を把握することができ、その結果、企業間の競争によりエネルギー原単位が向上するという利点がある。また、国にとってはエネルギー需給をより詳細に分析することができ、エネルギー政策や環境政策、省エネルギーの目標値などを具体的に設定することも可能になる他、国際レベルでの比較も可能になる。また、個人や家庭にとっても平均的なエネルギー消費量を把握し、エネルギーの節約へとつながることも考えられる。

(2) 組織

ベトナムでエネルギーを管理している政府機関は商工省の中のエネルギー・石油局である。エネルギー・石油局は石油、ガス、電力、石炭、再生可能エネルギーなどの計画を吟味し、首相の承認を得るという役割を果たしているが、エネルギーデータを整理するだけの人員と組織を有していない。今後、エネルギー統計を整備するためには組織づくりからはじめる必要がある。

(3) 統計処理手法

このほかの課題としては、エネルギー統計処理の経験が不足していることがあげられる。これまでエネルギー統計を継続的に作成してこなかったため、確立した統計手法がない。日本では指定統計として定められた分野には共通の調査票が配布され、毎月回収されている。この調査票を基に総エネルギー消費が推定され、統計月報が毎月発刊される。今後ベトナムのエネルギー統計を整備するためには、このような統計処理の手法を検討する必要がある。そのためには、国際機関や先進国などからの技術支援も考慮する必要がある。

第3章 エネルギー政策・制度における現状と課題

3.1 エネルギー政策制度の概要

3.1.1 国家開発計画とエネルギー計画

エネルギーに関する開発計画を見る場合、その前提として「社会経済発展戦略」および「社会経済発展5ヶ年計画」が存在する。これらの計画はエネルギーを含めた社会経済発展の目標と政策手段を規定しており、この「社会経済発展戦略・計画」に基づいてベトナム社会は運営されることになる。ただし、これらの「社会経済発展戦略・計画」を実現するための「エネルギー政策」に関してはそれほど詳細な記述は存在しない。

「社会経済発展戦略・計画」を実現するためのエネルギー政策は、従来個別エネルギー産業（電力、石炭、石油・ガス部門）において作成されてきた。このほど「総合的」という名の下に、これら産業別エネルギー政策を調和ある計画に統合するために「国家エネルギー政策」（Vietnam National Energy Policy）および「国家エネルギー基本計画」（National Energy Master Plan of Vietnam）を策定することとなり、2007年に漸く「国家エネルギー政策」は、正式に承認された。

表 3.1-1 エネルギー関連国家開発計画

	Term	organization	Situation
Socio-Economic Development Plan			
Strategy for Socio-Economic Development	2001-2010	MPI	Approved
The Five-Year Socio-Economic Development Plan	2001-2005	MPI	Approved
The Five-Year Socio-Economic Development Plan	2006-2010	MPI	Approved
National Energy Strategy (Master Plan)			
Draft of Over View on Vietnam Energy Resources and National Energy Policy (Summary)		MOI	1/2005
Vietnam National Energy Policies	2006-2025	MOI	Approved
The Study on National Energy Master Plan in Vietnam		IE/Jica	
Power Sector			
Strategy for Power Development in the period 2006-2015 and Orientation to 2025	2006-2025	MOI	Approved
Master Plan for Power Sector Development in the period 2006-2015, Perspective to 2025	2006-2025	MOI	Approved
Coal Sector			
Strategy on Vietnam Coal Sector Development in the Period 2006-2015 and Vision to 2025	2006-2025	MOI(Vinacomin)	Approved
Master Plan on Vietnam Coal Sector Development in the Period 2006-2015 and Vision to 2025	2006-2025	MOI(Vinacomin)	Approved
Oil/Gas Sector			
Strategy on Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and Orientation to 2025	2006-2025	MOI(Petrovietnam)	3/2006
Master Plan on Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and orientation up to 2025	2006-2025	MOI(Petrovietnam)	Approved
Renewable energy			
Policy on Rural Electrification		MOI	2000
Renewable Energy Action Plan		MOI, EVN, WB	2001
Energy Conservation			
Gav. Decree No.102 on Energy Saving and Energy Efficiency		Government	3/9/2003

各エネルギー部門におけるエネルギー政策は、基本的に「エネルギー戦略」とそれを実現するための「エネルギー基本計画（マスタープラン）」からなる。もちろん各エネルギー産業は、5ヶ年計画および単年度計画を策定しなければならないが、長期的な国家レベルでのエネルギー政策という意味では、「戦略」と「計画」が基本である。

電力部門に関しては、「2004～2010年間の電力開発戦略と2020年までの方向性」(Strategy for Power Development in the Period 2004 – 2010 and Orientation to 2020：以下電力戦略)が、2004年に正式に承認された。その後「2006～2015年間の電力部門開発基本計画と2025年までの展望」(Master Plan for Power Sector Development in the Period 2005 - 2015 and Perspective to 2025：以下電力基本計画)が策定され、「基本計画」も漸く2007年7月に正式に承認された。

石炭部門に関しては、電力部門と同様に「石炭戦略」と「石炭基本計画」が存在する。前者は「2006～2015年間のベトナム石炭部門開発戦略と2025年までの展望」(Strategy for Vietnam Coal Sector Development in the Period 2005 - 2015 and Vision to 2025：石炭戦略)で、後者は「2006～2015年間のベトナム石炭部門開発基本計画と2025年までの展望」(Master Plan for Vietnam Coal Sector Development in the Period 2005 - 2015 and Vision to 2025：石炭戦略)である。両政策とも2006年には政府に提出、現在正式に承認された。

石油・ガス部門に関しても、前2エネルギー部門と同様に「石油・ガス戦略」と「石油・ガス基本計画」がある。前者は「2015年間までのベトナム石油・ガス部門開発戦略と2025年までの方向性」(Strategy for Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and Orientation to 2025：石油・ガス戦略)で、「戦略」は、2006年に正式に承認された。後者は「2015年間までのベトナム石油・ガス部門開発基本計画と2025年までの方向性」(Master Plan for Vietnam Oil and Gas Sector Development up to 2015 and Orientation to 2025：石油・ガス基本計画)で、現在正式な承認が与えられている。

部門別エネルギー政策の他に、個別エネルギー政策に関する「計画」も存在している。即ち再生可能エネルギー政策、省エネルギー政策および環境保護政策である。

3.1.2 国家エネルギー政策(戦略)とその特徴

各エネルギーセクターのエネルギー政策の承認状況に関しては前節で明らかとした。これは個別エネルギーセクターの戦略・基本計画であり、必ずしもエネルギーセクター間での調整(エネルギー需要見通し、供給見通し、価格形成方式等)が十分に図られてはいない。従って今後エネルギー輸出国から輸入国へ転換する等エネルギー需給状況に大きな変化が予想されるベトナムとしては、総合的効率的なエネルギー戦略・基本計画の策定が要請されることとなった。

「国家エネルギー政策」(要約版)は次の4章から構成されている。

- 1) ベトナムのエネルギー事情概観
- 2) 国家エネルギー政策
- 3) エネルギー部門開発の方向性
- 4) 政策遂行手段

このうち、ここでは国家エネルギー政策を中心として、要約しておこう。

3.1.2.1 国家エネルギー政策

1) 国家エネルギー政策の視点

この計画では、国家エネルギー開発の視点が、以下の 8 項目にまとめられている。

- a) 国内エネルギー資源の効率的開発、合理的なエネルギー輸出入、海外エネルギー資源開発への進出、エネルギー需要の充足、省エネルギーとエネルギー安全保障の確保と調和
- b) 新規プロジェクトの開発、旧プロジェクトの復旧と改善
- c) 天然資源の保護、環境保護、エネルギーセクターの持続可能な発展
- d) 競争的エネルギー市場の樹立および投資や事業の多様化
- e) 地域エネルギー計画の促進、再生可能エネルギー開発の研究
- f) 国際協力を通じたエネルギーセクターの調和的、効率的発展
- g) エネルギー資源の合理的効果的利用に基づく豊富なエネルギーの供給確保
- h) エネルギー輸入の依存軽減等

以上の視点に基づいたエネルギー政策の目標は、「国内エネルギー資源の合理的効果的開発と利用、豊富で高品質なエネルギーの供給、社会経済発展のための合理的な価格、国家エネルギー安全保障の確保、エネルギー分野における投資および事業形態の多様化、競争的エネルギー市場の段階的な構築、エネルギー需要（特に地方、山岳地域、島嶼地域におけるエネルギー需要）充足のための再生可能エネルギー資源開発の促進、環境保護と調和するエネルギーセクターの迅速、効果的、持続可能な発展」としてまとめられている。

2) 国家エネルギー開発目標

これらの視点と政策に基づき、エネルギー開発目標が設定されている。

a) エネルギー資源開発の目標：

・石油と天然ガス：

毎年、石油換算 3,000～5,000 万 m³ 程度埋蔵量を増加させる。確認埋蔵量は、2010 年に 13～14 億 m³ を達成する。2020 年までに、全ての大陸棚、水深 400m までの重要な経済水域および水深 400～1,000m までの期待値の高い地域における埋蔵量を評価する。

・石炭：

2010 年までに、深度 300～1,100m における石炭資源の探査を完了する。紅河デルタ地域における石炭資源の精査を行い、2015 年までには、紅河デルタ地域の石炭資源探査を完了する。

・水力：

2010 年までに 10TWh、2020 年までに 15～20TWh の水力発電を追加する。

・ウラニウム：

2010 年までに 8,000tU₃O₈ の C1+C2 資源を確認し、2020 年までに信頼できるウラン資源評価を行い、国内で利用可能な資源量を明らかにする。

b) 国内一次エネルギー供給の確保：

2010 年 4,750～4,950 万 toe（石油換算トン）、2020 年 9,100 万～1 億 toe とする。

その内、

- ・水力発電は、2010 年までに 35TWh、2020 年までに 60～65TWh、2020 年以降 70～80TWh を供給する。

- ・石炭生産は、2010年には3,500～4,000万トン、2020年には5,000～6,000万トン、2050年2億トンとする。
- ・石油／ガス生産は、2006～2010年間では、年産2,500～3,000万トン、2011～2015年間では3,100～3,400万トン、2016～2025年では3,400～3,500万トンとする。
- c) 再生可能エネルギーの優先的開発：
商業用エネルギー合計に占める2%（90万toe）のシェアを、2020年には3.4%（300万toe）に拡大し、2050年には7%（2,200万toe）に拡大する。
- d) エネルギー弾性値（エネルギー需要増加率／経済成長率）の改善：
現在の1.46から2015年には1へ、2020年には0.9、2020年以降は0.8に改善する。
- e) 地方、山岳地帯、島嶼地帯の地域エネルギー開発計画の加速化：
調理用に商業用エネルギーを利用する世帯数は、現在の30%から2010年には50%、2020年には80%へ拡大させる。2010年には地方世帯の90%は電気を利用し、2020年までには殆どの世帯で電気を利用する。
- f) 十分な電力供給（発電、送電、配電の開発、供給予備力の維持）の確保：
2010年には、電力供給信頼度は99.7%（停電は年1日）で、電力網は「n-1（1つの要素が故障しても電力網は正常に稼働する）」の基準を満たすこととする。
- g) 国内石油製品需要充足のための石油製油所建設の加速化
2009年にDung Quat製油所を運開させ、2011～2015年に2製油所（Nghi Son製油所と西南地域に1製油所）を建設する。2020年には既存製油所の拡張ないしは新規製油所の建設を検討し、総処理能力は、2,500～3,000トンとする。
- h) 戦略石油備蓄制度の構築：
備蓄能力は、2010年で石油消費の30日、2020年60日、2020年以降90日とする。
- i) 地域的国際的基準に適応できる長期的環境目的、基準の設定：
2010年までにエネルギー関連プロジェクトは環境基準を満たすことを必要とする。
- j) 国家規制を維持しつつ競争的市場メカニズムを導入する：
2005～2014年には発電部門の市場化、2015～2022年には卸電力の市場化、2022年以降小売電力の市場化を実現する。2006～2020年間に石炭および石油／ガス市場化を実現する。
- k) 持続可能な金融制度の確保および開発投資の分散化、平等性の確保
- l) 原子力発電計画：
2020年頃に最初の原子力発電を導入し、2050年には原子力発電のエネルギー消費合計に占めるシェアを10～11%とする。
- m) エネルギー分野における国際協力の強化：
2010～2015年に送電網の国際連系（500kVに容量アップ）を完成させ、2015～2020年に国際ガスパイプラインを建設する
- n) エネルギーセクター開発に必要な質の高い責任感のある人材の養成
- o) 産業—金融—販売—サービスのグループ的統合化

3.1.2.2 国家エネルギー政策の方向性

現在ベトナムにおいて設定されているエネルギー政策・制度は、国家エネルギー安全保障、エネルギーの節約と効率的利用、環境保護、競争的エネルギー市場、資金源の確保、

価格政策、国際協力等である。

1) 国家エネルギー安全保障の確保

国家エネルギー安全保障を確保するための手段政策は、以下のとおり。

- a) エネルギー安全保障に高い優先度を与える。
- b) 探鉱活動に関する優遇政策を採用し、持続可能な方法で国内エネルギー生産を増加させる。
- c) ラオス、カンボジア、中国からの水力発電輸入を促進するが、石炭輸入には制限を置く。
- d) 国内のエネルギー資源の開発や利用を促進し、石油輸入への依存を低下させる。
- e) 石油・ガスへの投資や開発に従事するベトナム企業に金融的な支援を行う。
- f) 国家電力開発戦略や国家電力開発計画を組織的に実施し、適切な供給予備力を維持しつつ十分な電力供給を確保する。
- g) 電力公社（EVN）は電源開発や送電網開発に責任を持つが、国内および海外の企業が発電、送電、配電事業に参入できる様に投資対象プロジェクトの資産を公表する。
- h) 新規ガス資源の探査を積極的に行う。海外投資家との交渉を促進する。
- i) 戦略石油備蓄制度構築計画や運営手続きを準備する。
- J) 戦略石油備蓄は、現在の 15 日分から 2010 年までに 30 日分に拡大する。
- k) 石油依存度を低減させるための代替エネルギー研究を実施する。
- l) 石油輸入先の分散化、石油利用の効率化、エネルギー浪費的旧式装置の廃棄を実施する。
- m) 国際機関と協力して原子力発電所の建設に関する調査を行い、原子力の平和利用技術等を習得する。
- n) 再生可能エネルギー開発政策を優先し、徐々にそのシェアを増大させる。
- o) ASEAN、APEC、ACD、GMS の様な国際機関や 2 国間関係を通じてエネルギー分野の協力関係を強化する。
- p) 電力開発、ガス輸送プロジェクトに関する協力を強化し、ASEAN 石油安全保障憲章の実現に向けて ASEAN 諸国と協力する。
- q) 領有圏の主張が重なる海域におけるエネルギー資源の探鉱・開発地域について関係各国と対話を行い、地域協力を実現し国家の領有圏を明確にする。
- r) 国際機関（IEA、APEC、ACD 等）と共同して、石油市場、石油備蓄政策に関する諸問題を評価し、適切な解決に向けた石油情報の交換および更新を推進する。

2) 省エネルギーと効率的利用 (EC&EE)

エネルギー節約と効率的利用（Energy Conservation & Energy Efficiency）の意義は、エネルギー消費を低減し、石油輸入の負担を軽減し、外貨を節約し、さらに、これを通じて国家エネルギー安全保障の強化に貢献することにある。省エネルギー政策とその政策手段は以下の通り。

a) 省エネルギーと効率的利用 (EC&EE) 政策

- ・エネルギー原単位の改善
- ・省エネルギー促進の金融課税政策

省エネルギーによって得た利益については、非課税ないしは課税低減を適用する。

・省エネルギーに関する国家基準を制定する。

b) 省エネルギーと効率的利用 (EC&EE) の手段

・産業・建設セクター：

省エネルギー技術の適用、管理の改善、装置の革新と改良、低効率装置の置換等
技術革新、現代的なエネルギー高効率装置の利用

ビルの設計、投資、建設における省エネルギーと効率的エネルギー利用の適用

DSM (Demand Side Management) 計画の実行

・運輸セクター：

道路輸送に変えて鉄道、水路による旅客・貨物輸送の増大

ハノイとホーチミン市における地下鉄システム、トロリーバスの実現に関する調査
道路網 (自動車道、水路、鉄道、石油パイプラインシステム) の拡充と舗装等

LPG や CNG の利用促進のための課税や投資分野における優遇政策の適用

3) エネルギー活動における環境保護

エネルギー活動における環境保護に関しては、「環境基準」の改訂や「人員養成」および「宣伝活動」の強化が提起されている。

・環境管理の強化、スタッフの質の向上、試験装置への投資

・環境基準の改訂、国および国際的基準に適合した長期的な環境目標の設定

・環境保護とエネルギー開発の両立

再生可能エネルギー、農業や林野業からの廃棄物・廃材、都市ゴミ等を利用した発電、
輸送部門における石油製品に代替するクリーンな燃料利用等への優遇措置

・宣伝活動の強化、省エネルギー知識の普及および環境検査・モニター

・金融資源の多様化、環境保護のための海外資金導入

・CDM 事業の積極的導入、地球環境保護への貢献と企業利益の改善

4) エネルギーセクターの組織改革、段階的な競争的エネルギー市場の構築

競争的エネルギー市場導入については、「エネルギーセクターにおける競争を促進し、
国内および海外資本の参入条件を改善して、エネルギーセクターの迅速、安定発展を期す
る」ことを目的とするものとして、以下の政策を提起している。

・エネルギー関連法の修正・新設

・行政改革の推進 (生産－事業機能と国家管理機能の分離)

・エネルギー企業の株式化による国家独占の排除

投資家、特に海外投資家の参入しやすいメカニズムの構築

・エネルギー市場モデルの研究と段階導入

5) エネルギー資源開発のための資金源の創出

こうした数々のプロジェクト・政策を実行するための必要な資源調達に関しては、自
己資金の充実、債券市場の活用、海外援助資金の導入、株式化、海外直接投資 (Foreign
Direct Investment : FDI) の活用など多様な資金源の創出を提起している。

・エネルギーセクター効率化の促進による投資－開発のための自己資金確保

・国内債券市場での資金調達

・海外資金 (ODA、非 ODA、開発のための海外での債券発行) 導入政策

・エネルギー企業株式化の実行、100% 国家化の排除

・エネルギー開発への FDI の導入

特定の分野における海外資本の 100%保有および海外投資家の石油・ガス分野および電力輸送分野への参入許可

6) エネルギー価格

これまでの国家による価格規制は徐々に廃止し、市場メカニズムに基づく決定に移行する。この結果、エネルギー生産や消費に関する規制は、課税政策や金融政策を通じて行われることになる。

a) 石炭価格:

競争的市場が導入されるまでは石炭の大規模消費者（電力、セメント、紙、肥料産業）向け販売価格は国家管理とし、石炭産業がコストを回収し合理的な利潤を獲得できる水準とする（2007年現在電力向け石炭価格を除いて自由化されている）。その他国内の個々の消費者向けの価格および輸出価格は、市場価格に従い決定されるものとする。

b) 原油価格:

原油輸出価格および製油所渡し原油価格は、国際原油価格に準拠して決定する。

c) 石油製品価格:

- ・主要な石油製品（ガソリン、燃料油）の小売販売に関しては上限価格を設定し、民間企業はこの枠内で小売価格を決定できる。
- ・国際石油価格が大きく変動する場合、国家は国家備蓄を利用して価格を調整する。

d) LPG 価格:

- ・LPG 価格は市場価格により決定され、国家は課税政策を通じて価格を管理する。
- ・LPG 生産企業に対しては優遇課税を適用し、LPG 生産を増加させ、徐々に輸入品に代替させる。

e) 天然ガス価格:

- ・ガス田が開発された時点で、ガス価格、利潤配分、コスト、国家の取り分などに関する原則を定め、石油—ガス鉱区契約時に詳細に決定する。
- ・ガス価格は、最低ガス価格（生産コストに基づき計算）と最高ガス価格（消費者が受容できる価格）の枠内で市場メカニズムに基づいて決定される。
- ・ガスの消費者は、ガス生産者と直接交渉により価格を決定する。肥料（窒素）生産者の様に原料として使用するガスに関しては、国家は生産者を補助することではなく、消費者間調整による内部補助も認めない。必要であれば価格補助は最終製品に対してのみ適用される。

f) 電力料金政策:

- ・電気料金は、投資家が合理的な利潤を獲得できる水準で決定される。その際環境保護、エネルギー資源節約、再生可能エネルギー利用を通じて、社会経済発展（特に地方、山岳地域、島嶼地域）にも資するものとする。
- ・省電力と電力の効率的利用を推進する。
- ・顧客間で合理的な横断的価格補助金制度を確立し、民生セクターにおける生産コストと電気料金との間の内部補助（Cross Subsidy）を削減ないしは廃止する。それによって生産拡大に貢献し企業間の競争を促進する。
- ・電力市場における販売者と購入者のために国家により定められた料金スケジュールの

枠内で、電力の売買価格に関する決定権を確保する。

- ・電気事業者および消費者の法的権利と利益を確保する。

7) 再生可能エネルギー資源の開発

再生可能エネルギー資源開発の手段・政策は以下のとおり。

a) 再生可能エネルギー資源の調査、再生可能エネルギー開発の基本計画の策定

b) 電力会社の発電に占める再生可能エネルギーシェア：

2010年に約3%、2020年5%、2041年に10%とする。

c) 再生可能エネルギー開発計画と地方電化、森林植林、貧困撲滅、食料不足の解消、上水計画等の地方開発計画とを調和させ統合化する。

8) 国際協力とエネルギーの輸出入

a) 国内石炭需要を充足し、効果的合理的な石炭輸出を行えるような生産目標を每期設定する。石炭は北部では輸出され、中部と南部では輸入される。石炭輸入と輸出は国家経済の全般的な経済効果に基づいて実行される。ラオスの炭鉱開発やベトナムへの電力輸入のためにラオスの火力発電建設に協力する。

b) 原油輸出や地域市場からの石油製品輸入に代替する委託精製の可能性を調査する。

c) 石油製品輸入依存度を低減させるために製油所開発計画を策定する。戦略石油備蓄の構築や運営に関して他国と共同する。

d) ASEAN地域内の送電システムやガスパイプラインの地域間連系を達成する。

3.2 ベトナム政府のエネルギー関連行政の実施体制

3.2.1 ベトナム政府のエネルギー関連省庁と政策決定プロセス

3.2.1.1 ベトナム政府のエネルギー関連省庁

ベトナムのエネルギー関連省庁をみると、内閣府の下に関連省庁が存在しているが、特に関係の深いと思われる省庁を簡単に紹介する。まず商工省（Ministry of Industry : MOI と Ministry of Trade : MOT が、2007年7月の組織改訂で、Ministry of Industry and Trade : MOIT になった）は、エネルギーおよび各産業を統括している。エネルギーとの関連でいえば、貿易省（Ministry of Trade : MOT、組織改定で MOIT に統合）は、石油製品の輸入の権限を持つ Petrolimex を傘下に持っていたが、旧 MOI と統合することによって、ほぼ全面的なエネルギーに関する管轄省となった。MOIT の中でエネルギーと関係の深いのは、「エネルギー・石油局」でその傘下にベトナム電力公社（EVN）、ベトナム石炭・鉱物産業グループ（VINACOMIN）、ベトナム石油・ガス公社（Petrovietnam）が付置されている。電力公社の下には、エネルギー研究所（Institute of Energy : IE）が付置されている。その他 MOIT 傘下には、「工業経済戦略研究所」が付置されており、MOIT の産業政策に関して調査、助言などを行うこととなっている。

エネルギーと関係が深いもう一つの省庁は、計画投資省（Ministry of Planning and Investment : MPI）である。計画投資省は「社会経済発展戦略・計画」を策定する権限を有しているが、同時に各省庁から出された各プロジェクトに対する国の投資資金配分等を調整し、外資導入の調整等の権限を有している。従って MOIT から出されるエネルギー計画に関しても同様な扱いとなる。

この他、エネルギー多消費産業の1つであるセメント（ベトナムセメント公社）を管轄下に置く建設省（Ministry of Construction : MOC）、また運輸部門を管轄下に置く運輸省（Ministry of Transport : MOT）があり、関税や課税を管轄する財務省（Ministry of Finance : MOF）も重要なエネルギー関連省庁である。昨今環境保護に関する意識の高まりを受けて国家資源環境省（Ministry of Natinal Resources and Environment : MONRE）もエネルギーに対して重要な関わりを持っている。

3.2.1.2 エネルギー政策決定プロセス

ベトナムでは、従来「社会経済発展戦略」を5年毎に策定し、そのための施策についてはエネルギー分野を含めて各分野でそれぞれ政策を策定するという過程が採られてきた。

「社会経済発展戦略・計画」は概ね10年ないしは5年の期間を目途としているが、各省庁は、管轄分野に関してより長期的な「開発戦略」と「開発基本計画」を作成し、内閣ないしは首相に提出して、正式な承認をえて初めて政策として成立する。これらの「戦略・基本計画」は概ね10年ないしは20年の長期計画である。

また、その他各省庁は、短・中期的には「5ヶ年計画」および「単年計画」を作成し、内閣ないしは首相に提出し、同様の過程を経て正式の政策となる。内閣ないしは首相に提出された各種の戦略・計画に関しては、慎重な審議が行われて（多くの利害調整を経て）決定されるため、正式決定がくだされるまでには長期にわたるのが普通である。

エネルギー政策の決定プロセスは次の5つのステップを踏んで行われる。

第1ステップ

各省庁が、戦略・計画を作成するに際しては、各省庁の管轄下にある各産業から各産業の戦略・計画あるいは政策の概念設計を作成提出させる。主要な機関は以下の通り。

- 1) Institute of Strategy Development
- 2) Institute of Energy
- 3) Vietnam Atomic Energy Commission (Nuclear Power Energy Policy)
- 4) Other Organizations (Petrovietnam、Vinacomin、EVN)

第2ステップ

作成された政策は商工省（MOIT）へ提出される。例えば、石炭に関してはVINACOMINが戦略・計画を作成するが、VINACOMINはその際、傘下のコンサルタント会社（Vinacoal-Investment Consulting Joint Stock Company : VIMC）に戦略・計画の作成を依頼し、できあがった戦略・計画をVINACOMINの戦略・計画としてMOITに提出することになる。もちろん外部に依頼しないで、会社内部のいわゆる「企画部門」が政策を作成することもある。

第3ステップ

MOITは、法、条例および規制文書の草案を政府に提出する。

第4ステップ

政府は、政治局へ報告する。

第5ステップ

政府は、国会に提出し、承認をえる。政策が立法化されると、政府によって公布、執行される。こうして正式な承認がえられた政策は、商工省の戦略・計画であると同時にベトナム政府の戦略・計画となる。

各エネルギーセクター別に政策決定プロセスを詳細に示すと以下のとおりである。

1) 石炭セクター

石炭戦略に関しては、MOIT が作成検討し、承認は首相となっている。その結果を受けて作成される基本計画（マスタープラン）は、VINACOMIN と MIICJSC が作成し、MOIT が検討、首相による承認となる。また、石炭価格については、VINACOMIN が案を出し、MOIT と MPI（計画投資省）が検討し、首相の承認となる。ただし現在では、電力向け石炭価格を除いて大口石炭需要家と VINACOMIN が交渉して価格決定ができることとなっている。電力向け石炭価格は、2008 年以降 EVN（電力公社）と VINACOMIN が交渉して決定できることとなっている。ただし、MOIT および MOF の検討と首相承認を必要にしている。

2) 石油・ガスセクター

石油・ガスセクター戦略は、上記と同様、Petrovietnam が作成し、MOIT と MPI が検討を加え、首相が承認するというプロセスである。石油・ガスセクターの「基本計画」は 2007 年 2 月段階では、「政治局」の承認をえたとされている。しかし現状ではまだ国会の承認が得られていない。石油・ガス価格については、Petrovietnam が案を作成し、MOIT と MOF の検討を経て、首相が承認するというプロセスを経る。「国家エネルギー政策」では、原油については国際価格に準拠し、主要な国内石油製品価格は上限価格の枠内で決定できるとされている。

3) 電力セクター

電力セクターにおける「電力戦略」作成は MOIT が行い、同省が検討し、首相承認という手続きとなっている。「基本計画」に関しては、電力公社（EVN）とエネルギー研究所（IE）が計画作成を行い、MOIT と MPI が検討を加え、首相が承認する。電力セクターの場合、この他に「地域計画」が存在しており、その作成は IE およびコンサルタントによって行われ、MOIT の検討を経て、MOIT が承認することになる。

また、電力価格についてはベトナム電力規制局（Electricity Regulatory Authority of Vietnam : ERAV）が提案し、MOIT と MOF の検討を経て、首相承認が必要となっている。

各エネルギーセクターの「戦略」作成は、基本的には MOIT が担当しているが、石油・ガスセクターに関しては、Petrovietnam が作成することになっている。また各セクターの「基本戦略」に関しては、各企業（VINACOMIN、Petrovietnam、EVN）および関連研究所（IE）ないしはコンサルタントが作成し、それを MOIT と MPI の検討を経て、首相が承認するというプロセスとなっている。

4) 省エネルギーおよび再生可能エネルギー

再生可能エネルギーおよび省エネルギーに関する政策の策定課程は、以下の通りである。責任官庁は MOIT で、政策作成に関してコンサルタントを指名し（EVN 傘下の IE が受託する）、コンサルタントは MOIT に調査内容を提出する。提出された案文は国家評価委員会（National Appraisal Commission）で審議され、必要があれば修正を受ける。最終的に MOIT は、自省の案として政府に法案を提出し、首相の承認を得る。

上記のプロセスにおいて各エネルギーセクター間の調整がどの段階で行われるかは不明である。これまでの経緯から判断して、各エネルギーセクター間の調整は不十分で、そ

のことが「国家エネルギー基本計画」策定の要因となっていることは確かである。現状は、各エネルギーセクターにおける「戦略」や「基本計画」が他エネルギーセクターとの十分な調整のないまま策定・承認されており、このことが事後の調整を困難としていると思われる。

価格決定についても、エネルギーセクターごとには作成・検討・承認プロセスが設定されているが、石炭価格や石油・ガス価格の設定と電力料金との関係がどの段階で調整されるのかが不透明である。現在は「国家管理価格」から「市場価格」への移行期であるため単純ではない。いずれ市場価格が適用されるようになれば将来的には政府の干渉が及ばないかあるいは干渉の度合いが小さくなることを意味するが、完全自由化までにはまだ時間を要するであろうから、やはり、これらの関係は合理的、公正かつ透明にしておく必要がある。

このような点に鑑み、各セクターの開発計画や価格政策を総合的に調整し、一貫性のある政策を遂行するための基礎となる国家エネルギーマスタープランの策定が急務とされている。

