

ベトナム国
ベトナム電力公社

ベトナム国
オモン 3 コンバインドサイクル発電所
建設事業準備調査

最終報告書

平成 24 年 6 月
(2012 年)

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

株式会社ニュージェック

東 大
JR(.)
12-047



Base 802748A1 (C00082) 8-01

オモン発電団地位置図

ベトナム国オモン3 コンバインドサイクル発電所建設事業準備調査
最終報告書

目 次

第1章 調査の背景と目的

1.1 調査の背景.....	1 - 1
1.2 調査の目的.....	1 - 1

第2章 「ベ」国における電力セクターの現状と課題

2.1 PDP6 の進捗状況.....	2 - 1
2.2 PDP7 における電力設備開発計画.....	2 - 5
2.2.1 電力設備開発計画.....	2 - 5
2.2.2 独立系発電事業者による発電所建設実績と PDP7 における将来計画.....	2 - 15
2.2.3 PDP7 を踏まえた電力セクターの課題.....	2 - 18
2.3 オモン4 発電所、オモン5 発電所の建設計画.....	2 - 20
2.3.1 オモン4 発電所の建設計画.....	2 - 20
2.3.2 オモン5 発電所の建設計画.....	2 - 20
2.4 EVN の組織再編の進捗状況と改編スケジュール.....	2 - 22
2.5 電力セクター改革ロードマップ.....	2 - 24
2.6 電力料金の改定状況.....	2 - 26
2.7 他の援助機関（世界銀行、アジア開発銀行）の電力セクターへの支援状況.....	2 - 29

第3章 本事業の必要性確認

3.1 PDP7 における本事業の位置づけ.....	3 - 1
3.2 南部地域およびメコンデルタ地域の経済状況.....	3 - 3
3.2.1 「ベ」国の経済状況.....	3 - 3
3.2.2 南部地域およびメコンデルタの経済状況.....	3 - 6
3.3 メコンデルタ工業団地の概要および同工業団地における日本企業の入居状況.....	3 - 10
3.3.1 「ベ」国における工業団地の概要.....	3 - 10
3.3.2 南部およびメコンデルタの工業団地の概要および日本企業の入居状況.....	3 - 12
3.4 メコンデルタ地域の電力設備および電力需給状況.....	3 - 19
3.4.1 「ベ」国南部の電力供給体制.....	3 - 19
3.4.2 SPC 管内の電力需給バランス.....	3 - 22
3.4.3 SPC 管内への販売電力量.....	3 - 24
3.4.4 SPC 管内の停電状況.....	3 - 25

第4章 事業スコープの内容及び妥当性確認

4.1 燃料計画.....	4 - 1
4.1.1 Block B&52 ガス田の開発スキーム.....	4 - 1

4.1.2	Block B&52 ガス田開発およびガスパイプライン建設の経緯と見通し.....	4 - 4
4.1.3	ガス需要供給バランス	4 - 7
4.1.4	ガス安定供給期間	4 - 21
4.1.5	ガス価格	4 - 25
4.1.6	ガスの仕様	4 - 25
4.1.7	ガス分配センター及びオモン発電所との境界点.....	4 - 28
4.1.8	補助燃料（軽油）	4 - 30
4.2	全体計画	4 - 32
4.2.1	本事業の工事計画	4 - 32
4.2.2	設備計画諸元	4 - 38
4.2.3	オモン3 発電所の必要水量.....	4 - 45
4.3	機械設備	4 - 47
4.3.1	発電形式の選択	4 - 47
4.3.2	プラント構成および発電容量.....	4 - 47
4.3.3	主機計画	4 - 50
4.3.4	プラント補機設備	4 - 52
4.4	電気設備	4 - 56
4.4.1	主要電気設備	4 - 56
4.4.2	制御システム	4 - 62
4.4.3	開閉所	4 - 67
4.4.4	通信設備	4 - 73
4.5	送・変電設備	4 - 74
4.5.1	既存の送電系統	4 - 74
4.5.2	オモン3 発電所の系統連系計画.....	4 - 77
4.5.3	潮流解析・系統安定度解析.....	4 - 78
4.6	建築・土木設備	4 - 106
4.6.1	設備概要	4 - 106
4.6.2	自然条件および設計条件	4 - 107
4.6.3	冷却水取水路	4 - 124
4.6.4	冷却水放水路	4 - 125
4.6.5	建築構造物等	4 - 131
4.6.6	基礎	4 - 133
4.6.7	資機材搬入および仮設計画.....	4 - 134
4.7	共有設備・施設等の現況及び共用の可能性	4 - 139
4.7.1	共有設備・施設等の現況及び共用の可能性.....	4 - 139
4.7.2	その他設備・施設	4 - 142

第5章 環境社会配慮

5.1	対象地の概要（自然環境、社会環境の概要）	5 - 1
5.1.1	対象地の位置	5 - 1
5.1.2	自然環境の概要	5 - 1
5.1.3	社会環境の概要	5 - 14
5.2	EIA に関わる関連法規	5 - 17
5.2.1	EIA に関わる法規.....	5 - 17
5.2.2	EIA 関連機関と手続き	5 - 20

5.2.3	JICA 環境ガイドライン（2010年4月）との乖離	5 - 20
5.2.4	本プロジェクト EIA 報告書の有効性	5 - 25
5.2.5	関係機関の役割	5 - 25
5.2.6	本プロジェクトに関する EIA 以外の環境関連の許認可	5 - 26
5.2.7	本プロジェクトに関する環境基準	5 - 27
5.3	環境影響スコーピング	5 - 33
5.3.1	負の影響が想定される項目	5 - 35
5.3.2	負の影響がほとんどないと考えられる項目	5 - 36
5.4	オモン発電団地影響予測レビューと評価	5 - 37
5.4.1	オモン3 発電所の大気汚染物質の拡散予測	5 - 37
5.4.2	オモン3 発電所の温排水の拡散予測	5 - 40
5.4.3	オモン発電団地の全発電所が稼働したときの大気汚染物質の拡散予測	5 - 42
5.4.4	オモン発電団地の全発電所が稼働したときの温排水の拡散予測	5 - 43
5.4.5	オモン3 発電所の環境評価及びゼロオプションを含む代替案の比較検討	5 - 46
5.4.6	環境影響項目に対する緩和策の検討結果	5 - 54
5.5	環境管理計画	5 - 55
5.5.1	環境管理計画	5 - 55
5.5.2	モニタリング計画	5 - 61
5.5.3	実施体制	5 - 65
5.6	オモン発電団地での住民移転の状況	5 - 66
5.6.1	住民移転の経過	5 - 66
5.6.2	補償内容	5 - 69
5.6.3	JICA ガイドラインと実施した補償内容の比較	5 - 84
5.7	関連事業	5 - 90
5.7.1	不可分一体事業の検討	5 - 90
5.7.2	共有施設における環境社会配慮確認結果	5 - 91
5.8	ステークホルダー協議	5 - 92
5.8.1	実施方法	5 - 92
5.8.2	実施結果	5 - 92
5.8.3	JICA ガイドラインとの乖離の有無及び今後のステークホルダー協議開催 の要否検討結果	5 - 94
5.9	その他	5 - 96
5.9.1	環境チェックリスト	5 - 96
5.9.2	モニタリング・フォーム	5 - 127
	添付資料	5 - 134

第6章 気候変動対策

6.1	CDM 方法論の検討	6 - 1
6.2	CDM 方法論に基づく温室効果ガス削減効果の推計	6 - 3
6.2.1	計算の流れ	6 - 3
6.2.2	オモン3 発電所での CO ₂ 削減量の試算	6 - 4

第7章 事業実施計画

7.1 事業実施スケジュール.....	7 - 1
7.1.1 オモン3 発電所事業実施スケジュールの妥当性の検討.....	7 - 1

第8章 事業実施に関わる組織・体制

8.1 事業実施機関（EVN）の組織体制と技術的能力.....	8 - 1
8.1.1 組織体制概要.....	8 - 1
8.1.2 技術的能力.....	8 - 1
8.2 オモン3 発電所建設の実施体制（CTTP）と技術的能力.....	8 - 2
8.2.1 組織体制概要.....	8 - 2
8.2.2 技術的能力.....	8 - 3
8.3 オモン3 発電所の運営維持管理体制.....	8 - 5
8.3.1 組織体制概要.....	8 - 5
8.3.2 技術的能力.....	8 - 8
8.4 オモン3/オモン4 発電所の運転・維持管理要員のリクルート計画.....	8 - 9
8.4.1 オモン発電団地の各発電所の所要人数の現状計画.....	8 - 9
8.4.2 オモン3/オモン4 発電所の運転・維持管理要員のリクルート計画.....	8 - 9
8.5 トレーニング計画.....	8 - 10
8.6 労働安全・衛生.....	8 - 12

第9章 事業効果の検討

9.1 運用・効果指標.....	9 - 1
------------------	-------

第10章 結論と留意事項

10.1 結 論.....	10 - 1
10.2 本事業実施にかかる留意事項.....	10 - 4

図リスト

図 2.1-1	電力消費の伸び率.....	2 - 1
図 2.1-2	500kV 変電所からの送電量.....	2 - 1
図 2.2-1	ベトナム全土電力系統図.....	2 - 11
図 2.2-2	オモン発電団地周辺系統図.....	2 - 14
図 2.2-3	ホーチミン市周辺系統図.....	2 - 14
図 2.4-1	EVN の組織図 (2011 年末現在)	2 - 23
図 2.5-1	電力市場創設ロードマップ.....	2 - 25
図 2.5-2	競争発電市場全体構造.....	2 - 25
図 3.2-1	「ベ」国経済の発展と所得水準の上昇.....	3 - 3
図 3.2-2	「ベ」国への外国直接投資流入状況.....	3 - 4
図 3.2-3(1)	2010 年国別直接投資流入額.....	3 - 5
図 3.2-3(2)	国別累積直接投資流入額 (~2010 年)	3 - 5
図 3.2-4	日本からの直接投資認可額・件数の動向.....	3 - 5
図 3.2-5(1)	地域別一人当たり月平均所得.....	3 - 7
図 3.2-5(2)	地域別一人当たり月平均支出.....	3 - 7
図 3.2-6	地域別工業生産高の推移.....	3 - 8
図 3.2-7	地域別外国直接投資流入状況 (2006~2010 年)	3 - 9
図 3.2-8	地域別外国直接投資流入状況.....	3 - 9
図 3.3-1	工業団地および輸出加工区の件数および総面積.....	3 - 10
図 3.3-2	省別の工業団地分布図.....	3 - 11
図 3.3-3	地域別の工業団地および輸出加工区の件数および面積.....	3 - 12
図 3.3-4	地域別の工業団地および輸出加工区に入居する企業数、うち日本企業数.....	3 - 13
図 3.4-1	SPC 組織図	3 - 20
図 3.4-2	SPC 管内の電力設備系統図.....	3 - 21
図 4.1-1	Block B&52 ガス田及びガスパイプラインの位置図.....	4 - 1
図 4.1-2	Block B&52 ガス田の開発スキーム	4 - 2
図 4.1-3	ガス供給ラインの Tie-in Point.....	4 - 29
図 4.2-1	オモン3 発電団地 所有地面積.....	4 - 34
図 4.2-2	オモン発電団地 資機材置場.....	4 - 35
図 4.2-3	オモン発電団地 Area 1~Area 4 設備・施設の配置	4 - 38
図 4.4-1	オモン発電団地の開閉所.....	4 - 68
図 4.4-2	220kV 開閉所および 110kV 開閉所の単線結線図	4 - 69
図 4.4-3	220kV 開閉所および 500kV 開閉所の単線結線図	4 - 70
図 4.4-4	220kV 開閉所の単線結線図 (計画)	4 - 71
図 4.4-5	500kV 開閉所の単線結線図 (計画)	4 - 72
図 4.5-1	「ベ」国の 500kV 送電系統 (2011 年)	4 - 75

図 4.5-2	オモン発電団地周辺の送電系統（2010年）	4 - 76
図 4.5-3	「ベ」国電力系統全系単線図（2011年）	4 - 90
図 4.5-4	「ベ」国南部電力系統潮流図（2015年）	4 - 91
図 4.5-5	オモン発電団地のモデル	4 - 92
図 4.5-6	潮流解析結果	4 - 94
図 4.5-7	オモン発電団地周辺の送電系統（2016年）	4 - 98
図 4.5-8	オモン発電団地近辺潮流図（2016年）	4 - 99
図 4.5-9	Case 1 (O Mon - My Tho 500kV)	4 - 100
図 4.5-10	Case 2 (O Mon - Thot Not 500kV)	4 - 101
図 4.5-11	Case 3 (O Mon - Soc Trang 500kV)	4 - 102
図 4.5-12	Case 4 (O Mon - Thot Not 220kV)	4 - 103
図 4.5-13	Case 5 (O Mon - Ca Mau 220kV)	4 - 104
図 4.5-14	Case 6 (Interchange Transformer at O Mon 500kV)	4 - 105
図 4.6-1	「ベ」国の概略地質図	4 - 108
図 4.6-2	地質調査位置図	4 - 110
図 4.6-3	月平均気温	4 - 111
図 4.6-4	月平均相対湿度	4 - 112
図 4.6-5	月雨量	4 - 113
図 4.6-6	カントー 観測所における年最大水位、年最小水位、年平均水位	4 - 114
図 4.6-7	月平均河川流量	4 - 115
図 4.6-8	既往地震の震源位置と深さ（オモンサイトから半径500km, 1973-2011）	4 - 116
図 4.6-9	「ベ」国近傍で発生した地震（2005年まで）	4 - 117
図 4.6-10	東アジアの最大加速度期待値（50年間に10%の確率で発生）	4 - 118
図 4.6-11	「ベ」国の活断層と震源位置	4 - 119
図 4.6-12	地盤の加速度期待値（50年間に10%の確率:475年確率）	4 - 120
図 4.6-13	「ベ」国地震ゾーンマップ	4 - 121
図 4.6-14	ベトナム国の風況区分図	4 - 124
図 4.6-15	No.1 CW 放水路（開水路）断面図	4 - 126
図 4.6-16	No.1 CW 放水路（暗渠）断面図（オモン1A建設時）	4 - 126
図 4.6-17	放水路配置計画図	4 - 127
図 4.6-18	水路計算	4 - 127
図 4.6-19	CW 放水路配置図	4 - 129
図 4.6-20	仮設備位置図	4 - 136
図 5.1-1	オモン発電団地の位置	5 - 1
図 5.1-2	カントー市の月別平均気温	5 - 2
図 5.1-3	カントー市の月別日照時間	5 - 3
図 5.1-4	カントー市の月平均湿度	5 - 4
図 5.1-5	カントー市の月別降水量	5 - 4
図 5.1-6	カントー市での風配図（2006年）	5 - 5

図 5.1-7	Hau River の月別平均水温	5 - 6
図 5.1-8	Hau River の月別平均流量	5 - 6
図 5.1-9	Hau River の月別平均水位	5 - 7
図 5.1-10	地震の規模の予想.....	5 - 7
図 5.2-1	EIA の手続きフロー	5 - 21
図 5.4-1	オモン3 のみの温排水の拡散予測（2次元表層モデルで計算）	5 - 41
図 5.4-2(1)	オモン発電団地の全発電所が稼動した場合の温排水拡散予測結果（水平図）	5 - 45
図 5.4-2(2)	オモン発電団地の全発電所が稼動した場合の温排水拡散予測結果（垂直図）	5 - 45
図 5.5-1	環境管理に関する組織図（供用時）	5 - 65
図 5.5-2	環境管理に関する組織図（建設時）	5 - 65
図 5.6-1	オモン3 のために用意された敷地.....	5 - 68
図 6.1-1	排出削減量のイメージ.....	6 - 1
図 6.1-2	オモン3 発電所プロジェクトの形態.....	6 - 2
図 6.2-1	OM と BM のイメージ.....	6 - 4

表リスト

表 2.1-1	PDP6 電源開発の計画と実行率	2 - 2
表 2.1-2	2010 年末の電源構成.....	2 - 2
表 2.1-3	地域別の発電設備容量.....	2 - 2
表 2.1-4	PDP6 送電システムの計画と実行率	2 - 3
表 2.1-5	2010 年発電量と 2009 年発電量の比較.....	2 - 4
表 2.2-1	PDP7 による電力需給バランス	2 - 5
表 2.2-2	PDP7 による将来の電源構成	2 - 6
表 2.2-3	PDP7 の南部電源開発計画 (2011 年～2020 年)	2 - 8
表 2.2-4	南部電源構成比率 (2011 年と 2020 年の比較)	2 - 10
表 2.2-5	500 kV 送電線拡張計画 (2012-2015)	2 - 12
表 2.2-6	500 kV 変電所増設計画 (2012-2015)	2 - 13
表 2.2-7	発電設備容量の所有者区分 (2011 年 12 月末現在)	2 - 15
表 2.2-8	独立系発電事業者の実績 (2011 年 12 月末現在)	2 - 16
表 2.2-9	独立系発電事業者の将来計画 (2011 年～2020 年)	2 - 17
表 2.2-10	独立系発電事業者の PDP7 に占める比率	2 - 18
表 2.2-11	国際金融機関・二国間協力の融資による電源開発計画.....	2 - 19
表 2.3-1	オモン4 発電所建設計画.....	2 - 21
表 2.6-1	新小売電力料金.....	2 - 26
表 2.7-1	ADB の支援状況	2 - 30
表 2.7-2	WB の支援状況	2 - 32
表 3.1-1	オモン3 発電所 (750 MW) の貢献度 (2016 年)	3 - 2
表 3.2-1	地域別人口の動向.....	3 - 6
表 3.3-1	南部地域 (南東部・メコンデルタ地域) の工業団地等のリスト	3 - 14
表 3.3-2	南部地域における 2015 年までの工業団地の拡張計画	3 - 17
表 3.3-3	南部地域における 2015 年までの工業団地の新設計画 (南東地域)	3 - 17
表 3.3-4	南部地域における 2015 年までの工業団地の新設計画 (メコンデルタ地域)	3 - 18
表 3.4-1	SPC 管内の過去 5 年間の需給バランス.....	3 - 22
表 3.4-2	SPC 管内への電力販売量 (2011 年)	3 - 24
表 3.4-3	SPC 管内の販売電力量の伸び率 (2006-2010)	3 - 25
表 3.4-4	SCP 管内の過去 3 年間の停電回数と停電時間.....	3 - 26
表 4.1-1	Block B&52 ガス田開発の経緯と見通し	4 - 6
表 4.1-2	最新 F 型 GT コンバインドサイクルの仕様 (ISO ベース)	4 - 8
表 4.1-3	プラント予想性能 (天然ガス燃焼、サイト条件)	4 - 9
表 4.1-4	850 MW×3 機、DCQ ベース	4 - 13
表 4.1-5	850 MW×3 機、MDCQ ベース	4 - 14
表 4.1-6	850 MW×2 機 + 950 MW×1 機、DCQ ベース.....	4 - 15

表 4.1-7	850 MW×2 機 + 950 MW×1 機、MDCQ ベース	4 - 16
表 4.1-8	850 MW×1 機 + 950 MW×2 機、DCQ ベース	4 - 17
表 4.1-9	850 MW×1 機 + 950 MW×2 機、MDCQ ベース	4 - 18
表 4.1-10	950 MW×3 機、DCQ ベース	4 - 19
表 4.1-11	950 MW×3 機、MDCQ ベース	4 - 20
表 4.1-12	Block B&52 ガス性状	4 - 26
表 4.1-13	ガス 893 の詳細仕様	4 - 27
表 4.1-14	軽油仕様	4 - 31
表 4.2-1	オモン発電団地の発電所建設計画	4 - 32
表 4.2-2	オモン発電団地内の 4 発電所の総所有用地面積と主要設備・施設の 用地面積・比率の内訳	4 - 33
表 4.2-3	オモン 3 発電所の設備計画諸元	4 - 39
表 4.2-4	設備計画諸元に基づく工事計画のレビュー結果	4 - 39
表 4.2-5	各発電所の復水器の必要冷却水量と冷却水の仕様	4 - 45
表 4.2-6	各発電所で使用する淡水必要水量	4 - 46
表 4.2-7	各発電所の Hau River からの計画日量取水量ならびに貯蔵設備の仕様概要	4 - 46
表 4.3-1	候補ガスタービン性能 (天然ガス燃焼、ISO 基準)	4 - 49
表 4.3-2	プラント予想性能 (天然ガス燃焼、サイト条件)	4 - 49
表 4.5-1	オモン発電団地の現在連系変電所および将来連系計画	4 - 77
表 4.5-2	オモン発電団地の発電所建設計画	4 - 78
表 4.5-3	潮流解析および系統安定度解析用入手データ	4 - 79
表 4.5-4	2007 年末の 500kV 送電線リスト	4 - 79
表 4.5-5	2007 年末の変電所リスト	4 - 80
表 4.5-6	2007 年から 2010 年までに建設された 500kV 送電線	4 - 80
表 4.5-7	2007 年から 2010 年までに建設された 500kV 変電所	4 - 80
表 4.5-8	南部 220kV 変電所の建設・リハビリ計画 (2007-2010)	4 - 81
表 4.5-9	2007 年から 2010 年の南部 220kV 変電所の建設・改修計画	4 - 82
表 4.5-10	2011 年から 2016 年の電源建設計画 (PDP7)	4 - 83
表 4.5-11	2011 年から 2015 年の中部・南部 500kV 変電所建設計画 (PDP7)	4 - 85
表 4.5-12	2011 年から 2015 年の中部・南部 220kV 変電所建設計画 (PDP7)	4 - 85
表 4.5-13	2011 年から 2015 年の中部・南部 500kV 送電線建設計画 (PDP7)	4 - 87
表 4.5-14	2011 年から 2015 年の中部・南部 220kV 送電線建設計画 (PDP7)	4 - 87
表 4.5-15	周波数および電圧基準	4 - 93
表 4.5-16	系統安定度解析ケースおよび解析結果	4 - 95
表 4.5-17	2011 年から 2015 年のオモン発電所近辺の建設計画 (PDP7)	4 - 96
表 4.6-1	オモン 1A の主要建築・土木施設	4 - 106
表 4.6-2	オモン 3 発電所の地質調査	4 - 109
表 4.6-3	オモン発電所団地の地層構成	4 - 110
表 4.6-4	確率高水位 (オモン発電所団地地点)	4 - 122
表 4.6-5	オモン発電所団地周辺地域の期待加速度	4 - 123

表 4.6-6	MSK-64 の区分に応じた設計加速度.....	4 - 123
表 4.6-7	オモン発電所団地の必要水量.....	4 - 125
表 4.6-8	CW 放水路（暗渠）検討結果.....	4 - 130
表 4.6-9	オモン3 発電所の建築構造物.....	4 - 131
表 4.6-10	オモン3 発電所の地質.....	4 - 133
表 4.6-11	オモン3 発電所 主要構造物の基礎.....	4 - 134
表 4.6-12	主な先行および仮設工事.....	4 - 137
表 4.6-13	仮設用地計画案.....	4 - 138
表 4.7-1	設備・施設等の工事・費用負担件名.....	4 - 140
表 4.7-2	オモン発電所団地内の各発電所の共有設備・施設等に係わる工事・費用負担率.....	4 - 141
表 5.1-1	大気質測定結果.....	5 - 8
表 5.1-2	騒音測定結果.....	5 - 8
表 5.1-3	河川水質測定結果.....	5 - 9
表 5.1-4	地下水水質測定結果.....	5 - 10
表 5.1-5	魚類の貴重種.....	5 - 13
表 5.1-6	Phuoc Thoi 区と Thoi An 区の経済的状況.....	5 - 14
表 5.1-7	土地利用状況.....	5 - 15
表 5.2-1	「ベ」国における環境に関する法規.....	5 - 17
表 5.2-2	JICA ガイドラインと「ベ」国での EIA の内容に関するガイドラインとの比較.....	5 - 22
表 5.2-3	MONRE 以外の環境関連省庁.....	5 - 26
表 5.2-4	EIA 以外の環境関連の許認可.....	5 - 27
表 5.2-5	大気環境基準.....	5 - 27
表 5.2-6	火力発電所の排ガス基準.....	5 - 28
表 5.2-7	騒音環境基準.....	5 - 28
表 5.2-8	振動基準.....	5 - 28
表 5.2-9	河川水水質環境基準.....	5 - 29
表 5.2-10	地下水水質環境基準.....	5 - 30
表 5.2-11	工業排水基準.....	5 - 31
表 5.2-12	生活排水基準.....	5 - 32
表 5.3-1	スコーピング結果.....	5 - 33
表 5.3-2	負の影響が想定される項目.....	5 - 35
表 5.3-3	負の影響がほとんどないと考えられる項目.....	5 - 36
表 5.4-1	オモン3 での排ガス中の汚染物質濃度.....	5 - 37
表 5.4-2	大気拡散予測での諸元.....	5 - 37
表 5.4-3	大気拡散予測結果.....	5 - 38
表 5.4-4	大気汚染物質の排出量の比較（ガス焚きコンバインドサイクル発電）.....	5 - 39
表 5.4-5	大気汚染物質の拡散予測の入力パラメータ.....	5 - 42
表 5.4-6	大気汚染物質の排出量の比較.....	5 - 42
表 5.4-7	オモン発電所団地の全発電所が稼動した場合の大気拡散予測結果.....	5 - 43

表 5.4-8	温排水量の比較.....	5 - 44
表 5.4-9	環境評価の結果.....	5 - 46
表 5.4-10	オモン地域の発電所建設における利点.....	5 - 49
表 5.4-11	石炭、LNG、国産石油を使わない理由.....	5 - 49
表 5.4-12	ガス、軽油、重油の検討.....	5 - 49
表 5.4-13	発電技術の検討.....	5 - 50
表 5.4-14	ゼロオプションとオモン3を建設する場合の大気汚染物質の拡散予測.....	5 - 52
表 5.4-15	ゼロオプションとオモン3を建設する場合の温排水量.....	5 - 53
表 5.4-16	ゼロオプションとオモン3を建設する場合の温排水の拡散範囲.....	5 - 53
表 5.5-1	環境管理計画の追加案.....	5 - 55
表 5.5-2	環境管理計画の頻度、実施責任、費用.....	5 - 58
表 5.5-3	モニタリング計画の追加案.....	5 - 61
表 5.5-4	モニタリング計画の項目、場所、方法、頻度、実施責任、費用.....	5 - 63
表 5.5-5	モニタリング計画の予算.....	5 - 64
表 5.6-1	オモン発電団地（オモン3、4）に関わる用地の取得の経過.....	5 - 66
表 5.6-2	オモン発電団地の用地取得に関する補償の決定.....	5 - 67
表 5.6-3	オモン3のために用意された敷地の種類別面積.....	5 - 69
表 5.6-4	オモン3のために用意された敷地内での建物の数.....	5 - 70
表 5.6-5	オモン3のために用意された敷地内の被影響世帯と人数.....	5 - 70
表 5.6-6	オモン発電団地の用地取得にかかわる主な法規およびカントー市人民委員会の決定.....	5 - 71
表 5.6-7	用地取得にかかわる土地および建物の補償対象.....	5 - 72
表 5.6-8	補償プロセスにおける各機関の役割.....	5 - 73
表 5.6-9	農作物の補償単価.....	5 - 75
表 5.6-10	その他の手当に関する要件および支給内容.....	5 - 76
表 5.6-11	土地に係る補償額.....	5 - 78
表 5.6-12	建物に係る補償額.....	5 - 79
表 5.6-13	農作物に係る補償額.....	5 - 79
表 5.6-14	オモン3のために用意された敷地に係る補償総額.....	5 - 80
表 5.6-15	JICA ガイドラインと実施した補償内容との比較.....	5 - 86
表 5.6-16	本プロジェクトの補償内容と WB の OP4.12 Annex A との比較.....	5 - 88
表 5.7-1	不可分一体事業の検討.....	5 - 90
表 5.7-2	オモン発電団地で共有している施設における EIA の状況.....	5 - 91
表 5.8-1	オモン発電団地建設における説明会や協議.....	5 - 92
表 5.8-2	説明会での住民意見と実施機関の対応.....	5 - 93
表 5.9-1	環境社会配慮の確認結果.....	5 - 97
表 5.9-1	モニタリング・フォーム.....	5 - 127
表 6.2-1	「ベ」国での電力網におけるそれぞれの排出係数.....	6 - 4
表 6.2-2	発電種別毎の CO ₂ 原単位.....	6 - 5

表 6.2-3	オモン3 発電所の送電端電力量.....	6 - 5
表 6.2-4	オモン3 発電所建設による CO ₂ 排出削減量	6 - 5
表 7.1-1	オモン3/オモン4 事業実施スケジュールの Key Date.....	7 - 2
表 7.1-2	オモン3 発電所建設プロジェクトの実施スケジュール	7 - 3
表 7.1-3	オモン4 発電所建設プロジェクトの実施スケジュール	7 - 4
表 8.2-1	CTTP のオモン3 発電所建設工事実施組織体制	8 - 2
表 8.2-2	CTTP 火力発電所建設工事の経歴リスト	8 - 3
表 8.2-3	オモン1A 業務内容.....	8 - 3
表 8.2-4	オモン1A 発電所の過去3年間の事故履歴.....	8 - 4
表 8.3-1	オモン3/オモン4 発電所の維持管理組織体制計画表	8 - 5
表 8.3-2	オモン3/オモン4 発電所の所要計画人員	8 - 7
表 8.3-3	運転課の所要人員の比較.....	8 - 8
表 8.4-1	オモン3/オモン4 発電所の運転・維持管理要員のリクルート計画	8 - 9
表 8.5-1	オモン3/オモン4 発電所要員のトレーニング計画書	8 - 10
表 8.6-1	労働環境に係わる各発電所からのアンケート調査結果	8 - 12
表 9.1-1	運用・効果指標 (JICA:第2版)	9 - 2
表 9.1-2	オモン1A 発電所の運用・効果指標	9 - 3
表 9.1-3	オモン3 発電所の運用・効果指標.....	9 - 19

写真リスト

写真 4.1-1	ガス分配センター建設予定地.....	4 - 28
写真 4.1-2	ガス分配センターよりオモン発電所を望む.....	4 - 28
写真 4.4-1	500 kV スイッチヤード制御盤.....	4 - 66
写真 4.4-2	500 kV スイッチヤード制御盤ディスプレイ	4 - 66
写真 4.4-3	SCADA システム	4 - 73
写真 4.6-1	オモン3 およびオモン4 発電所の CW 放水路ルート (共用部)	4 - 129

略語集

略語	正式名	和名
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BCC	Business Co-operation Contract	事業協業契約
BOT	Build-Operate -Transfer	建設・運営・譲渡
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine	複合ガスタービン
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CIF	Cost, insurance and freight	運賃・保険料込み渡し
CO	Carbon Monoxide	一酸化炭素
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
CPP	Central Processing Platform	中央処理プラットフォーム
CTTP	Cantho Thermal Power Company Limited = EVNTPC CAN THO	カント火力発電有限公司
CW	Cooling Water	冷却水
DO	Distillate Fuel Oil	軽油
DP	Delivery Point	ガス送出し箇所
DSCR	Debt Service Coverage Ratio	債務返済指数
EHS	Environment, Health and Safety	環境・健康と安全
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EMoP	Environmental Monitoring Plan	環境モニタリング計画
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EOH	Equivalent Operation Hours	等価運転時間
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計、調達及び建設
ERAV	Electricity Regulatory Authority of Vietnam	ベトナム電気規制庁
EVN	Vietnam Electricity	ベトナム電力公社
FDP	Field Development Plan	開発計画書
FEED	Front End Engineering Design	(F/S 設計後の)基本設計
FID	Final Investment Decision	投資最終決定
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FOB	Free on Board	本船渡し
F/S	Feasibility Study	実行可能性検討
FSO	Floating Storage Offloading	浮遊型貯蔵出荷設備
GDC	Gas Distribution Center	ガス分配センター
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GNI	Gross National Income	国民総所得
GSPA	Gas Sales and Purchase Agreement	ガス売買契約
GSA	Gas Sales Agreement	ガス販売契約
GTA	Gas Transportation Agreement	ガス輸送契約
HHV	Higher Heating Value	高位発熱量
HOA	Heads of Agreement	覚書
HRSG	Heat Recovery Steam Generator	排熱回収ボイラー
HSFO	High Sulfur Fuel Oil	高硫黄重油

略 語	正式名	和名
HWL	High Water Level	高水位
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
IDC	Interest During Construction	建中金利
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IE	Institute of Energy	エネルギー研究所
IP	Industrial Park	工業団地
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
ISO	International Organization for Standardization	国際標準化機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JSC	Joint Stock Company	株式会社
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
LFS	Landfall Station	陸揚げ施設
LHV	Lower Heating Value	低位発熱量
LIBOR	London Inter-Bank Offered Rate	ロンドン銀行間取引金利
LNG	Liquid Natural Gas	液化天然ガス
LPC	Levelised Production Cost	発電原価
LQ	Living Quarters	居住区
MOECO	Mitsui Oil Exploration Co. Limited	三井石油開発株式会社
MOF	Ministry of Finance	財務省
MOIT	Ministry of Industry and Trade	商工省
MONRE	Ministry of Natural Resources and Environment	天然資源環境省
NH ₃	Ammonia	アンモニア
NO ₂	Nitrogen Oxide	二酸化窒素
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PDP6	Sixth Power Development Master Plan	第6次国家電力マスタープラン
PDP7	Seventh Power Development Master Plan	第7次国家電力マスタープラン
PECC2	Power Engineering Consulting Company No.2	電力設計コンサルタント会社2
PECC3	Power Engineering Consulting Company No.3	電力設計コンサルタント会社3
PL	Gas Pipeline	ガス配管
PSC	Product Sharing Contract	生産分与契約
PTSC	PetroVietnam Technical Service Company	PVNの子会社(エンジニアリング部門)
PVC	PetroVietnam Construction	PVNの子会社(建設部門)
PVN	Petrovietnam (Vietnam Oil and Gas Group)	ベトナム国営石油ガスグループ
ROE	Return on Equity	株主資本利益率
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御 システム
SEDP	Social and Economic Development Plan	社会経済開発
SO ₂	Sulfur Dioxide	亜硫酸ガス
SPC	Southern Power Corporation	南部電力会社
TOR	Terms of Reference	委託事項
TOSA	Tie-in Operation & Service Agreement	ガスパイプライン運転及びサービス契約
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VCGM	Vietnam Competitive Generation Market	ベトナム競合発電市場
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本費用

略 語	正式名	和名
WB	World Bank	世界銀行
WHP	Well Head Platform	生産井戸
WL	Water Level	水位

単 位

bbl	barrel (1 bbl = 159 liter)	バーレル
BTU	British Thermal Unit	英国熱量単位
kW	kilowatt	キロワット
MW	Megawatt (= 1,000 kW)	メガワット
GW	Gigawatt (=1,000 MW = 1,000,000 kW)	ギガワット
kWh	Kilowatt - hour	キロワットアワー
MWh	Megawatt - hour (= 1,000 kWh)	メガワットアワー
GWh	Gigawatt - hour (=1,000 MWh = 1,000,000 kWh)	ギガワットアワー
kV	Kilo Volt	キロボルト
kVA	Kilo Volt Ampere	キロボルトアンペア
VND	Viet Nam Dong	ベトナムドン
Hz	Hertz	周波数
km	Kilometer	キロメートル
km ²	square kilometer	平方キロメートル
V	Volt	ボルト
m	meter	メートル
mm	millimeter	ミリメートル
MMBTU	= 1,000,000 BTU	英国熱量百万単位
m ³	cubic meter	立方メートル
s	second	秒
hPa	Hectopascal (1 hPa = 1 ミリバール)	ヘクトパスカル
MPa	Mega Pascal (= 10.197 kgf/cm ²)	メガパスカル
USD	United States Dollar (1 USD = 21,000 VND as Dec. 2011)	米ドル

略 語	正式名	和名
HWL	High Water Level	高水位
ICB	International Competitive Bidding	国際競争入札
IDC	Interest During Construction	建中金利
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IE	Institute of Energy	エネルギー研究所
IP	Industrial Park	工業団地
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
ISO	International Organization for Standardization	国際標準化機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JSC	Joint Stock Company	株式会社
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau	ドイツ復興金融公庫
LFS	Landfall Station	陸揚げ施設
LHV	Lower Heating Value	低位発熱量
LIBOR	London Inter-Bank Offered Rate	ロンドン銀行間取引金利
LNG	Liquid Natural Gas	液化天然ガス
LPC	Levelised Production Cost	発電原価
LQ	Living Quarters	居住区
MOECO	Mitsui Oil Exploration Co. Limited	三井石油開発株式会社
MOF	Ministry of Finance	財務省
MOIT	Ministry of Industry and Trade	商工省
MONRE	Ministry of Natural Resources and Environment	天然資源環境省
NH ₃	Ammonia	アンモニア
NO ₂	Nitrogen Oxide	二酸化窒素
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PDP6	Sixth Power Development Master Plan	第6次国家電力マスタープラン
PDP7	Seventh Power Development Master Plan	第7次国家電力マスタープラン
PECC2	Power Engineering Consulting Company No.2	電力設計コンサルタント会社2
PECC3	Power Engineering Consulting Company No.3	電力設計コンサルタント会社3
PL	Gas Pipeline	ガス配管
PSC	Product Sharing Contract	生産分与契約
PTSC	PetroVietnam Technical Service Company	PVNの子会社(エンジニアリング部門)
PVC	PetroVietnam Construction	PVNの子会社(建設部門)
PVN	Petrovietnam (Vietnam Oil and Gas Group)	ベトナム国営石油ガスグループ
ROE	Return on Equity	株主資本利益率
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御 システム
SEDP	Social and Economic Development Plan	社会経済開発
SO ₂	Sulfur Dioxide	亜硫酸ガス
SPC	Southern Power Corporation	南部電力会社
TOR	Terms of Reference	委託事項
TOSA	Tie-in Operation & Service Agreement	ガスパイプライン運転及びサービス契約
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VCGM	Vietnam Competitive Generation Market	ベトナム競合発電市場
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本費用

略 語	正式名	和名
WB	World Bank	世界銀行
WHP	Well Head Platform	生産井戸
WL	Water Level	水位

単 位

bbbl	barrel (1 bbl = 159 liter)	バーレル
BTU	British Thermal Unit	英国熱量単位
kW	kilowatt	キロワット
MW	Megawatt (= 1,000 kW)	メガワット
GW	Gigawatt (=1,000 MW = 1,000,000 kW)	ギガワット
kWh	Kilowatt - hour	キロワットアワー
MWh	Megawatt - hour (= 1,000 kWh)	メガワットアワー
GWh	Gigawatt - hour (=1,000 MWh = 1,000,000 kWh)	ギガワットアワー
kV	Kilo Volt	キロボルト
kVA	Kilo Volt Ampere	キロボルトアンペア
VND	Viet Nam Dong	ベトナムドン
Hz	Hertz	周波数
km	Kilometer	キロメートル
km ²	square kilometer	平方キロメートル
V	Volt	ボルト
m	meter	メートル
mm	millimeter	ミリメートル
MMBTU	= 1,000,000 BTU	英国熱量百万単位
m ³	cubic meter	立方メートル
s	second	秒
hPa	Hectopascal (1 hPa = 1 ミリバール)	ヘクトパスカル
MPa	Mega Pascal (= 10.197 kgf/cm ²)	メガパスカル
USD	United States Dollar (1 USD = 21,000 VND as Dec. 2011)	米ドル

第1章

調査の背景と目的

第1章 調査の背景と目的

1.1 調査の背景

近年、ベトナム国（「ベ」国）では7%前後の高い国内総生産（Gross Domestic Product : GDP）成長率を記録し、それに伴い、2005年から2009年までの過去5年間の電力需要は年平均13.5%、最大需要は10,500 MW から13,800 MW と1.3倍に、それぞれ増加している。この傾向は、昨今の世界的な金融・経済危機の影響を受けるが、中長期的なトレンドとしては、再び高い経済成長へ回帰するものと想定される。2011年7月に承認された第7次国家電力マスタープラン（Seventh Power Development Master Plan : PDP7）では2011年から2020年にかけて計50,000 MW 近くの電源開発を想定している。しかしながら、現在、第6次国家電力マスタープラン（Sixth Power Development Master Plan : PDP6）における電源開発投資計画の多くが遅延しており、「ベ」国の電力供給バランスを一層逼迫させ、電力需要ピーク時には計画停電を余儀なくされている。このような状況下、「ベ」国における電力需要を満たすために、PDP7では、他国からの電力の輸入や再生可能エネルギーの開発も検討しており、電力の安定供給のために2020年に原子力発電所の1号機が運転開始される見込みである。

「ベ」国はエネルギー資源が偏在しており、北部の発電所は水力と石炭、南部の発電所は天然ガスを主なエネルギー源としている。2010年の総発電所設備容量は21,297 MW であり、その34.8%を水力発電所が占めているが、今後は2030年に向けて火力発電所の割合を増やす方針である。

このような状況下、「ベ」国政府より、同国南部カントー市オモン郡において750 MW のコンバインドサイクル発電所及び関連設備を新設することにより、同国南部の電力供給能力向上を図り、同地域の経済成長促進・国際競争強化に寄与することを目的とした円借款事業の要請がなされた。この要請を受け、JICA は本協力準備調査を通じて同事業の必要性及び妥当性を検討することとした。

1.2 調査の目的

実施機関であるベトナム電力公社（Vietnam Electricity : EVN）の自己資金による本事業に関するフィージビリティ調査（Feasibility Study : F/S）のレビューを行い、円借款事業として実施するために詳細な情報等の収集・分析を行い、実施妥当性を検証することを目的とする。

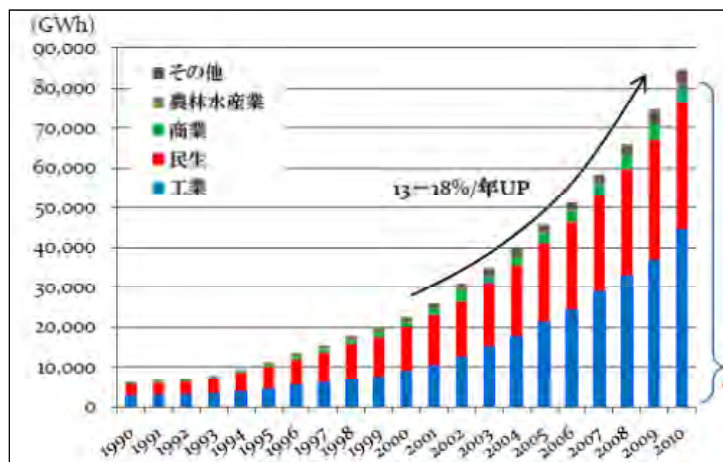
第2章

「ベ」国における電力セクターの現状と課題

第2章 「ベ」国における電力セクターの現状と課題

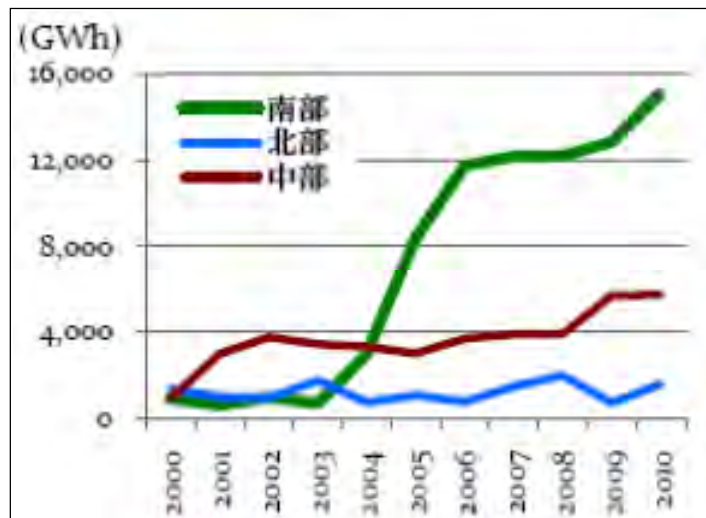
2.1 PDP6の進捗状況

「ベ」国では、2006年以降 GDP は対前年度比で平均 6 ~ 7%¹ 伸びており、近年の経済成長率が著しい。経済成長に伴い図 2.1-1 に示すように年率 13 ~ 18% と電力消費も着実に伸びており、特に民生、工業の伸び率が高い。地域的には図 2.1-2 に見られるように、「ベ」国南部への送電量が突出しており、南部が最大の電力需要地であることが窺える。



出典：“電力調査 2011”、2011年6月、JETRO ハノイセンター

図 2.1-1 電力消費の伸び率



出典：“電力調査 2011”、2011年6月、JETRO ハノイセンター

図 2.1-2 500kV 変電所からの送電量

¹ 出典：“Statistical Yearbook of Vietnam 2010”, Statistical Publishing House

「ベ」国政府はこうした電力需要の増加に対応するため、2006年から2015年に向けてのPDP6を作成し、電力設備の増強・拡張を行ったが、表2.1-1に示すように、2010年12月時点の電源開発の実行率は約70%に留まったため、実行率100%であった場合には2010年末の発電設備容量は25,797 MWであったが、実際には21,297 MWであった(表2.1-2)。また、電源構成は同表に見られるように、水力が34.8%、石炭火力発電所18.5%、油・ガス焚き火力発電所が38.8%、小水力及び再生可能エネルギーが3.2%、その他電力輸入が4.7%を占めており、水力が三分の一を占めている。地域別の発電設備容量は表2.1-3のように、北部が38.9%、中部が16.4%、南部が44.7%を占めており、南部における発電設備容量が最大となっている。

また、送電系統のPDP6実行率は、数量で46%、容量で50%に留まった(表2.1-4)。

表 2.1-1 PDP6 電源開発の計画と実行率

	2006	2007	2008	2009	2010	2006-2010
首相決定の第6次国家電カマスタープランにおける電源開発容量(MW)	861	2,096	3,271	3,393	4,960	14,581
電源開発容量実績 (MW)	756	1,297	2,251	2,136	3,641	10,081
実行率	87.8%	61.9%	68.8%	63.0%	73.4%	69.1%

出典：Information by IE dated on December 8, 2011

表 2.1-2 2010 年末の電源構成

Year 2010	Unit	Hydropower and PSPP	Coal Thermal	Oil/Gas Thermal & CCGT	Small HPPs + Renewable	Nuclear PPs	Import	Total
Installed Capacity	MW	7,411	3,940	8,264	682	0	1,000	21,297
Power Composition	%	34.8%	18.5%	38.8%	3.2%	0.0%	4.7%	100.0%

出典：“Vietnam Power Development Plan Period (2011-2020)”、IEを基に調査団で整理

表 2.1-3 地域別の発電設備容量

Region	North	Central	South	Total
Installed Capacity (MW)	8,278	3,496	9,523	21,297
%	38.9%	16.4%	44.7%	100.0%

出典：“Vietnam Power Development Plan Period (2011-2010)”, IE

表 2.1-4 PDP6 送電システムの計画と実行率

2006～2010	計画		実績		実行率(%)	
	数量	MVA-km	数量	MVA-km	数量	容量
500 kV 変電所						
新規及び拡張	16	8,400	9	4,950	56%	59%
500 kV 送電線						
新規及び拡張	12	1,339	6	549	50%	41%
220 kV 変電所						
新規及び拡張	87	19,326	40	8,938	46%	46%
220 kV 送電線						
新規及び拡張	117	4,666	52	2,323	44%	50%
計	232	33,731	107	16,760	46%	50%

出典：Information by IE dated on December 8, 2011

PDP6 の実行率が低かった理由として、PDP6 を作成した商工省の下部機関であるエネルギー研究所（Institute of Energy：IE）は以下の分析²を行っている。

- プロジェクトの実施決定が遅れた。
- 開発に必要な資金の手当てが不足した。
- 電源開発に必要な投資額が膨大なため、海外ドナーからの融資を計画しているが、融資交渉・締結が遅延した。
- 建設業者が中国の業者の場合、建設工期が守られず常に遅延になる。
- 開発者と地方政府の連携が上手く進まなかった。
- 国内の独立電源開発事業者（Independent Power Producer：IPP）や海外からの BOT（Build, Operate and Transfer：建設・運営・譲渡）導入を図っているが、電力料金が安い（2011年3月現在の平均電気料金は1,242 VND/kWh、約6.2 cents/kWh）ため導入が進まない。また、EVN との売電交渉が長期化している。

PDP6 の発電設備の実行率が約70%に留まったことに加えて2010年には例年に無い渇水に見舞われ、表2.1-5に見られるように、2010年の計画発電量97,010 GWhに対し、実発電量93,946 GWhと3.2%減となり、特に水力は18.2%減となった。2009年の発電量82,807 GWhと比較しても2010年の発電量は93,946 GWhと約13%程度しか増加しておらず³、北部・南部で深刻な計画停電が多発した。JETRO ホーチミン事務所が2011年12月15日に開催した「ベトナム現在の電力事情と今後の対応」セミナーには「ベ」国南部の工業団地で操業している日系企業約100社が参加し、会場が満杯になるなど、南部における深刻な電力供給不足に対する関心の高さが窺われる。

2 これとは別に世界銀行は、業者の能力不足、業者への支払い遅延、EVNの管理能力不足の3点を挙げている。

3 計画通りに発電されれば、発電量は2009年の17%増となる。

表 2.1-5 2010年発電量と2009年発電量の比較

発電所タイプ	設備容量 (MW)	発電量 2010 (1000 MWh)		2009年 発電量	2010 実績/計画	負荷率		
		計画	実績			2010 (a)	2009 (b)	(a) - (b)
A. 水力	7,530	29,131	23,837	27,007	81.8%	36.1%	40.9%	-4.8%
B. 石炭火力	2,745	12,820	12,638	9,823	98.6%	52.6%	40.9%	11.7%
C. 油及びガス焼き火力	3,636	20,060	22,622	20,117	112.8%	71.0%	63.2%	7.8%
D. ディーゼル発電機	285	68	58	54	85.9%	2.3%	2.2%	0.1%
F. IPP 及び BOT	6,131	34,931	34,791	25,805	99.6%	64.8%	48.0%	16.8%
合計	20,327	97,010	93,946	82,807	96.8%			

注：設備容量とその合計は EVN と IE で若干異なっており、ここでは発電量のみに着目している。

出典：EVN's dated provided by December 9, 2011

2.2 PDP7における電力設備開発計画

2.2.1 電力設備開発計画

(1) 電源開発計画

「ベ」国政府はPDP6に引き続きPDP7⁴を作成し、2011年から2020年までの電力設備の増強・拡張計画を進めているが、同計画による地域毎の電力需給バランスは表2.2-1のように、2011年から2015年にかけて北部では19.9%から47.9%、中部では124.5%から71.8%と比較的高い供給予備率⁵が確保されるものの、南部では2013年及び2014年には供給予備率がマイナス(-7.0%、-7.6%)となり、深刻な電力不足が懸念されている。

表 2.2-1 PDP7による電力需給バランス

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
北部	電力需要	MW	7,902	8,948	10,132	11,474	12,965	14,343	15,869	17,557	19,425	21,528
	年初設備容量	MW	8,278									
	新設	MW	1,195	2,077	2,047	2,272	3,306	2,604	3,233	2,600	2,635	884
	年末設備容量	MW	9,473	11,550	13,597	15,869	19,175	21,779	25,012	27,612	30,247	31,131
	収支(年末設備容量 - 電力需要)	MW	1,571	2,602	3,465	4,395	6,210	7,436	9,143	10,055	10,822	9,603
	供給予備率		19.9%	29.1%	34.2%	38.3%	47.9%	51.8%	57.6%	57.3%	55.7%	44.6%
中部	電力需要	MW	1,912	2,185	2,498	2,855	3,269	3,626	4,021	4,459	4,945	5,486
	年初設備容量	MW	3,496									
	新設	MW	797	292	275	393	364	592	639	500	480	1,160
	年末設備容量	MW	4,293	4,585	4,860	5,253	5,617	6,209	6,848	7,348	7,828	8,988
	収支(年末設備容量 - 電力需要)	MW	2,381	2,400	2,362	2,398	2,348	2,583	2,827	2,889	2,883	3,502
	供給予備率		124.5%	109.8%	94.6%	84.0%	71.8%	71.2%	70.3%	64.8%	58.3%	63.8%
南部	電力需要	MW	9,359	10,675	12,177	13,891	15,831	17,556	19,496	21,650	24,042	26,686
	年初設備容量	MW	9,523									
	新設	MW	1,381	270	150	1,510	3,825	4,856	2,770	2,510	2,705	3,758
	年末設備容量	MW	10,904	11,174	11,324	12,834	16,659	21,515	24,285	26,795	29,500	33,258
	収支(年末設備容量 - 電力需要)	MW	1,545	499	-853	-1,057	828	3,959	4,789	5,145	5,458	6,572
	供給予備率		16.5%	4.7%	-7.0%	-7.6%	5.2%	22.6%	24.6%	23.8%	22.7%	24.6%
ベトナム全土	電力需要	MW	19,173	21,808	24,807	28,220	32,065	35,525	39,386	43,666	48,412	53,700
	年初設備容量	MW	21,297									
	新設	MW	3,373	2,639	2,472	4,175	7,495	8,052	6,642	5,610	5,820	5,802
	年末設備容量	MW	24,670	27,309	29,781	33,956	41,451	49,503	56,145	61,755	67,575	73,377
	収支(年末設備容量 - 電力需要)	MW	5,497	5,501	4,974	5,736	9,386	13,978	16,759	18,089	19,163	19,677
	供給予備率		28.7%	25.2%	20.1%	20.3%	29.3%	39.3%	42.6%	41.4%	39.6%	36.6%
発電タイプ毎の新規電源												
水力及び揚水発電所	MW	0	3,263	2,201	602	555	1,110	1,288	1,072	0	485	712
石炭火力発電所	MW	0	245	450	1,470	2,700	4,850	4,900	4,620	3,420	3,100	2,510
油焚き及びガス焚き火力発電所	MW	0	98	0	0	720	750	1,500	0	390	405	808
小水力及び再生可能エネルギー	MW	0	-171	238	400	200	400	100	650	350	400	450
原子力発電所	MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,000
電力輸入	MW	0	-62	-250	0	0	385	264	0	1,150	1,130	222
合計	MW	0	3,373	2,639	2,472	4,175	7,495	8,052	6,342	5,310	5,520	6,702

出典：IE's information on December 8, 2011 を基に調査団で作成

また、PDP7による将来の電源構成は表2.2-2に見られるとおり、水力発電所の電源構成比率は2010年の34.8%から2020年には25.5%まで低下し、逆に石炭火力発電所は2010年の18.5%

4 2011年7月21日「ベ」国政府承認

5 供給予備率(%)は{発電設備容量(MW)/電力需要(MW)-1}で定義され、電力需要に対する電力供給の余裕度を示す。供給予備率が0%の場合、電力需要と電力供給が等しくなり、発電所の定期点検や事故等により発電が停止すると、電力供給が電力需要を下回り計画停電や事故停電が発生する。

から2020年には43.9%と大幅に増加しており、今後石炭火力発電の割合が増加する。その結果、電力需要に対する火力発電所への依存度⁶は2010年の57.3%から2020年には61.5%と更に高まる計画となっている。

表 2.2-2 PDP7による将来の電源構成

Year 2010	Unit	Hydropower and PSPP	Coal Thermal	Oil/Gas Thermal & CCGT	Small HPPs + Renewable	Nuclear PPs	Import	Total
Installed Capacity	MW	7,411	3,940	8,264	682	0	1,000	21,297
Power Composition	%	34.8%	18.5%	38.8%	3.2%	0.0%	4.7%	100.0%

Year 2015	Unit	Hydropower and PSPP	Coal Thermal	Oil/Gas Thermal & CCGT	Small HPPs + Renewable	Nuclear PPs	Import	Total
Installed Capacity	MW	15,142	13,655	9,832	1,749	0	1,073	41,451
Power Composition	%	36.5%	32.9%	23.7%	4.2%	0.0%	2.6%	100.0%

Year 2020	Unit	Hydropower and PSPP	Coal Thermal	Oil/Gas Thermal & CCGT	Small HPPs + Renewable	Nuclear PPs	Import	Total
Installed Capacity	MW	18,699	32,205	12,935	3,699	2,000	3,839	73,377
Power Composition	%	25.5%	43.9%	17.6%	5.0%	2.7%	5.2%	100.0%

出典：IE's information を基に調査団で作成

南部の2011年から2020年までの電源開発計画を表2.2-3に示す。南部の電源開発計画の概要は以下の通りである。

- 水力発電所及び電力輸入は2011年の2,496 MWから2020年の5,737 MWへと新たに3,241 MWが開発される。その内訳は小水力及び再生可能エネルギーが1,150 MW (35.5%)、電力輸入が640 MW (19.7%)、残りが一般水力及び揚水発電所で1,451 MW (44.8%)となる。揚水発電所の運転開始は2019年から計画されており、2020年での開発容量は900 MW (27.8%)である。
- 火力発電所は2011年の8,408 MWから2020年には27,521 MWと新たに19,113 MWが開発される。その主な内訳はオモン発電団地におけるオモン2、3およびオモン4発電所の2,250 MW (11.8%)、新規石炭火力発電所の12,840 MW (67.2%)、原子力発電所の2,000 MW (10.5%)などである。特に新規石炭火力発電所は2014年から毎年600 MW以上が開発され、2016年には3,000 MWが開発される計画である。

6 原子力発電所を除く

- 表 2.2-4 に PDP7 が計画通り実行された場合の 2020 年の電源構成を示す。2020 年の電源構成比率は水力及び電力輸入が 17.2%、火力（ガス・石炭・原子力）が 82.7%となり、2011 年の水力 22.9%、火力 77.1%に比べて火力への依存度がより高くなる。

表 2.2-3 PDP7 の南部電源開発計画(2011年～2020年)(1/2)

UNIT: MW

TT	Target / Year	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Demand in the South	9359	10675	12177	13891	15831	17556	19496	21650	24042	26686
	Total available Cap. in peak month	10904	11174	11324	12834	16659	21515	24285	26795	29500	33258
	Balance	1545	499	-853	-1057	828	3959	4789	5145	5458	6572
	Reserved South	16.5%	4.7%	-7.0%	-7.6%	5.2%	22.6%	24.6%	23.8%	22.7%	24.6%
I.	Hydropowers+Import	2496	2616	2766	2956	3631	3987	4237	4437	4937	5737
1	Đà Nhim	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
2	Trị An	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
3	Thác Mơ	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
4	Hàm Thuận	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
5	Đà Mi	177	177	177	177	177	177	177	177	177	177
6	Cần Đơn	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
7	Srok Phu Miêng	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
8	Bắc Bình	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
9	Đại Ninh	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
10	Đak Rtih	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
11	Đồng Nai 3+4	520	520	520	520	520	520	520	520	520	520
	Đồng Nai 3	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
	Đồng Nai 4	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
12	Đa Dâng 2	0	70	70	70	70	70	70	70	70	70
13	Đam Bri	0	0	0	140	140	140	140	140	140	140
14	Đồng Nai 6	0	0	0	0	135	135	135	135	135	135
	Đồng Nai 6A	0	0	0	0	0	106	106	106	106	106
	Phú Tân 2	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60
	Thanh Sơn	0	0	0	0	40	40	40	40	40	40
15	Đa Dâng 2 (34MW)	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
16	Đam Bri	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
17	Hydropower PSPP	0	0	0	0	0	0	0		300	900
1.a	Small Hydropower+Renewable	153	203	353	403	553	603	853	903	1103	1303
1	Đa Dâng Đa Chomo	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
2	Bảo Lộc-Dasiat	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
3	TĐN New South	100	100	200	200	300	300	500	500	600	700
4	Wind powers+Renewables	0	50	100	150	200	250	300	350	450	550
1.b	Import	0	0	0	0	290	490	490	640	640	640
1	Sê Ka man 1 (Lào)	0	0	0	0	290	290	290	290	290	290
2	Hạ Sê San 2 (Campuchia) 50%	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200
3	Sê Kông (Campuchia)	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150
II.	Thermals	8408	8558	8558	9878	13028	17528	20048	22358	24563	27521
1	Phú Mỹ CCGT	3890	3890	3890	3890	3890	3890	3890	3890	3890	3890
	Phú Mỹ 2-1	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
	Phú Mỹ 2-1 MR	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440
	Phú Mỹ 4	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
	Phú Mỹ 1	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1090	1090
	Phú Mỹ 2-2	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
	Phú Mỹ 3	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720
	Phu My fertilizer	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
2	Nhon Trạch	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	Nhon Trạch I CCGT	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
	Nhon Trạch II CCGT	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
3	Thermal Thủ Đức	153	153	153	153	153	153	153	153	153	0
4	Gas turbine Thủ Đức	119	119	119	119	119	119	119	119	119	0
	Thu Duc #4 GT	23	23	23	23	23	23	23	23	23	0
	Thu Duc #5 GT	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0
	Thu Duc #6 GT	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0
	Thu Duc #7 GT	33	33	33	33	33	33	33	33	33	0
	Thu Duc #8 GT	33	33	33	33	33	33	33	33	33	0
5	Bà Rịa	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
	Ba Ria GT #1	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Ba Ria GT #2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	BaRiaC/C#1GT3x37.5ST56	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
	Ba Ria C/C#2 GT3x37.5MW, ST1x62M	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
6	Thermal Cần Thơ	120	120	120	120	120	120	120	120	120	0
7	Gas turbine Cần Thơ	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
8	Formosa	150	300	300	300	300	300	300	300	300	300

表 2.2-3 PDP7 の南部電源開発計画(2011年～2020年)(2/2)

UNIT: MW

TT	Target / Year	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	Demand in the South	9359	10675	12177	13891	15831	17556	19496	21650	24042	26686
	Total available Cap. in peak month	10904	11174	11324	12834	16659	21515	24285	26795	29500	33258
	Balance	1545	499	-853	-1057	828	3959	4789	5145	5458	6572
	Reserved South	16.5%	4.7%	-7.0%	-7.6%	5.2%	22.6%	24.6%	23.8%	22.7%	24.6%
9	Ô Môn	330	330	330	660	1410	2910	2910	2910	2910	2910
	Ô Môn I #1-FO	330	330	330	330	0	0	0	0	0	0
	Ô Môn I #2-FO	0	0	0	330	0	0	0	0	0	0
	Ô Môn I #1-Gas	0	0	0	0	330	330	330	330	330	330
	Ô Môn I #2-Gas	0	0	0	0	330	330	330	330	330	330
	Ô Môn II (BOT)	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750
	Ô Môn III	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750
	Ô Môn IV	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750
10	Cà Mau	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
	Ca Mau I CCGT	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
	Ca Mau II CCGT	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
11	Hiệp Phước	375	375	375	765	765	765	765	765	780	780
12	Amata+Vedan+Bourbon	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
13	Diesel	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
14	New CCGT	0	0	0	0	0	0	0	390	780	1560
	CCGT Sơn Mỹ I #1	0	0	0	0	0	0	0	390	390	390
	CCGT Sơn Mỹ I #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390
	CCGT Sơn Mỹ I #3	0	0	0	0	0	0	0	0	390	390
	CCGT Sơn Mỹ I #4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	390
15	Nuclear PPs	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000
	Nuclear #1-Phuoc Dinh 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
	Nuclear #3-Vinh Hai 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
16	South Coal	0	0	0	600	3000	6000	8520	10440	12240	12840
	South Coal 2 (Vinh Tan II #1)	0	0	0	600	600	600	600	600	600	600
	South Coal 5 (Vinh Tan II #2)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
	South Coal 2 (Vinh Tan I #1)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
	South Coal 5 (Vinh Tan I #2)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
	South Coal 660 #1 (Vinh Tan III)	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660
	South Coal 660 #2 (Vinh Tan III)	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660
	South Coal 3 (Duyen Hai I #1)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
	South Coal 4 (Duyen Hai I #2)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
	South Coal 11 (Duyen Hai II #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600
	South Coal 12 (Duyen Hai II #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600
	South Coal 13 (D.Hai III,1)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
	South Coal 14 (D.Hai III,2)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
	South Coal 15 (D.Hai III,3)	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600
	Coal Van Phong #1-660MW	0	0	0	0	0	0	660	660	660	660
	Coal Van Phong #2-660MW	0	0	0	0	0	0	0	660	660	660
	South Coal 7 (Long Phu I #1)	0	0	0	0	600	600	600	600	600	600
	South Coal 8 (Long Phu I #2)	0	0	0	0	0	600	600	600	600	600
	South Coal 18 (Song Hau I #1)	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600
	South Coal 19 (Song Hau I #2)	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600
	South Coal 9 (Kien Giang I #1)	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600
	South Coal 10 (Kien Giang I #2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600

出典：Information by IE on December 8, 2011.

表 2.2-4 南部電源構成比率(2011 年と 2020 年の比較)

Year 2011	Unit	Hydropower and PSPP	Coal Thermal	Oil/Gas Thermal & CCGT	Small HPPs + Renewable	Nuclear PPs	Import	Total
Installed Capacity	MW	2,343	-	8,408	153	-	0	10,904
Power Composition	%	21.5%	0.0%	77.1%	1.4%	0.0%	0.0%	100.0%

Year 2020	Unit	Hydropower and PSPP	Coal Thermal	Oil/Gas Thermal & CCGT	Small HPPs + Renewable	Nuclear PPs	Import	Total
Installed Capacity	MW	3,794	12,840	12,681	1,303	2,000	640	33,258
Power Composition	%	11.4%	38.6%	38.1%	3.9%	6.0%	1.9%	100.0%

出典：PDP7 より調査団で整理

(2) 系統拡張計画

図 2.2-1 に「ベ」国全土の電力系統図を示し、表 2.2-5 および表 2.2-6 に 500 kV 送電線と 500 kV 変電所の拡張・増設計画を示す。

また、図 2.2-2 と図 2.2-3 に 2011 年時点のオモン発電団地周辺及びホーチミン市周辺の系統図を示す。オモン 3 発電所が建設された暁には、図 2.2-2 に示す Thot Not 変電所と My Tho 変電所を介してメコンデルタ地域及びホーチミン市を中心とする南東部へ電力を供給することになる。



図 2.2-1 ベトナム全土電力系統図

出典：EVN Corporate Profile 2009-2010

表 2.2-5 500 kV 送電線拡張計画(2012 - 2015)

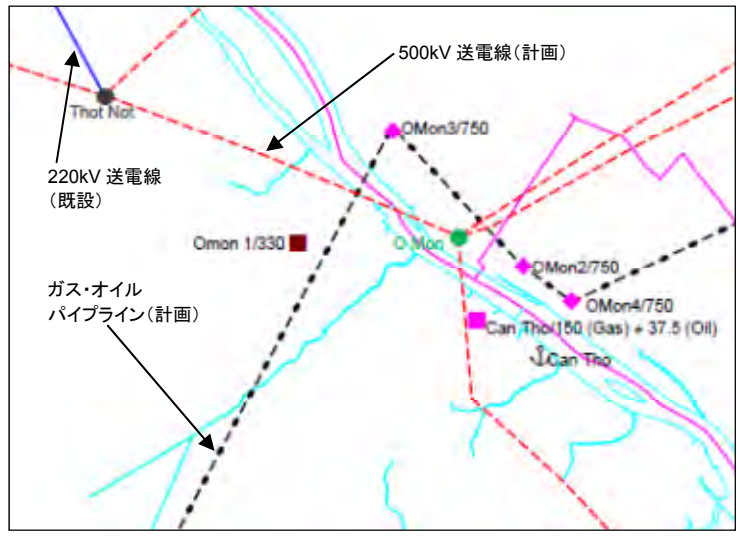
No.	Project Name	Curcuit x Length(km)	Expected Operation Year
1	Son La - Hiep Hoa line	2 x 286	2012 - 2015
2	Quang Ninh - Hiep Hoa line	2 x 140	2012 - 2015
3	Quang Ninh - Mong Duong line	2 x 25	2012 - 2015
4	Pho Noi - Quang Ninh & Thuong Tin line	4 x 10	2012 - 2015
5	Vung Ang - Ha Tinh & Da Nang line	4 x 18	2012 - 2015
6	Son La - Lai Chau line	2 x 180	2012 - 2015
7	Nho Quang - Ha Tinh line : Upgrading capacitor	2000 A	2012 - 2015
8	Pleiku - My Phuoc - Cau Bong line	2 x 437	2012 - 2015
9	HatXan - Pleiku line	2 x 92	2012 - 2015
10	Ta Tinh - Da Nang line : Upgrading capacitor	2000 A	2012 - 2015
11	Song May - Tan Dinh line	2 x 41	2012 - 2015
12	Phu My - Song May line	2 x 66	2012 - 2015
13	Vinh Tan - Song may line	2 x 235	2012 - 2015
14	Cau Bong connection branches	4 x 1	2012 - 2015
15	Duc Hoa connection branches	4 x 8	2012 - 2015
16	Son May - Tan Uyen line	2 x 22	2012 - 2015
17	My Tho - Duc Hoa line	2 x 60	2012 - 2015
18	Duyen Hai - My Tho line	2 x 113	2012 - 2015
19	Long Phu - O Mon line	2 x 84	2012 - 2015
20	O Mon - Thot Not line	2 x 16	2012 - 2015
21	My Tho connection branches	4 x 1	2012 - 2015
22	Pleiku - Dak Nong - Phu Lam & Pleiku - Di Linh - Tan Dinh line : Upgrading capacitor	2000 A	2012 - 2015
20	Phu My 4 - Phu My line : Upgrading conductor	-	2012 - 2015

出典 : Data provided by EVN on December 8, 2011

表 2.2-6 500 kV 変電所増設計画(2012-2015)

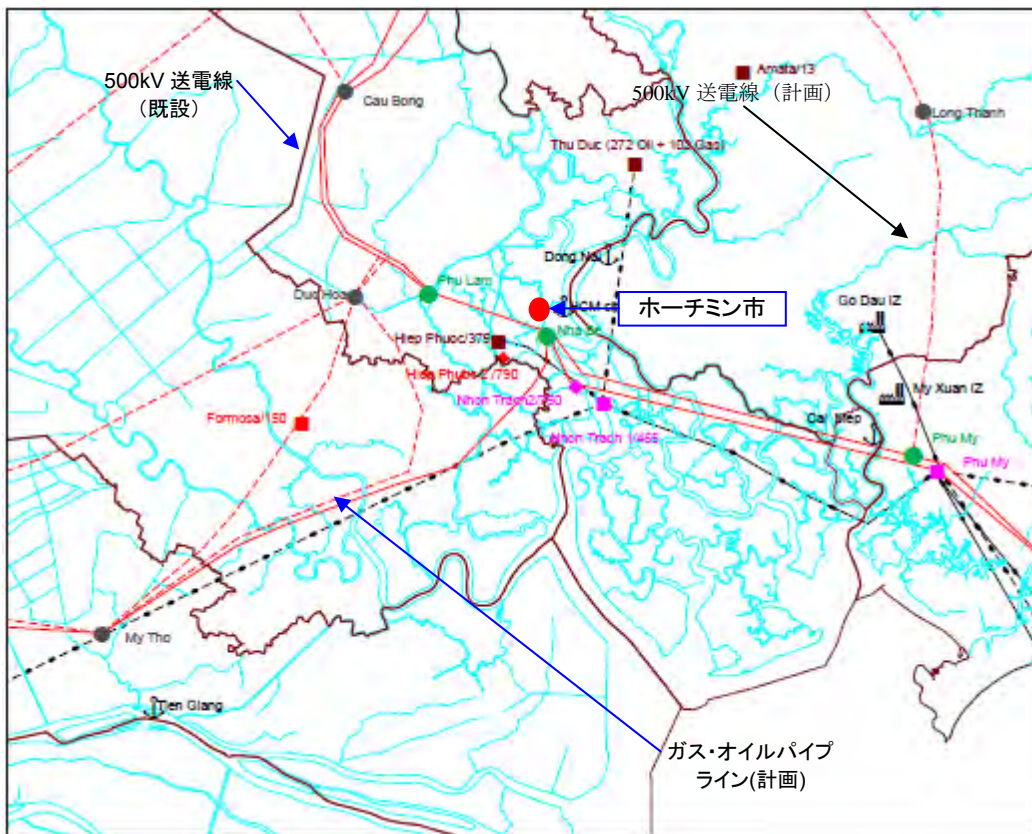
No.	Project Name	Capacity (MVA)	Expected Operation Year
1	Pho Noi Substation	2 x 600	2012 - 2015
2	Viet Tri Substation	1 x 450	2012 - 2015
3	Vung Ang Substation	2 x 450	2012 - 2015
4	Quang Ninh Substation (unit 2)	1 x 450	2012 - 2015
5	Lai Chau Substation	1 x 450	2012 - 2015
6	Thanh My Substation	2 x 450	2012 - 2015
7	Phu Lam Substation (replacing transformer)	2 x 900	2012 - 2015
8	Song May Substation	1 x 600	2012 - 2015
9	Cau Bong Substation	2 x 900	2012 - 2015
10	Duc Hoa Substation	1 x 900	2012 - 2015
11	Tan Uyen Substation	1 x 900	2012 - 2015
12	O Mon Substation (unit 2)	1 x 450	2012 - 2015
13	Tan Dinh Substation (replacing transformer)	1 x 900	2012 - 2015
14	Thot Not Substation	1 x 600	2012 - 2015
15	My Tho Substation	1 x 900	2012 - 2015
16	Long Phu Substation	1 x 450	2012 - 2015
17	Duyen hai Substation	1 x 450	2012 - 2015
18	Vinh Tan Substation	2 x 450	2012 - 2015

出典 : Data provided by EVN on December 8, 2011



出典：JETRO Vietnam Energy Map 2011

図 2.2-2 オモン発電団地周辺系統図



出典：JETRO Vietnam Energy Map 2011

図 2.2-3 ホーチミン市周辺系統図

2.2.2 独立系発電事業者による発電所建設実績と PDP7 における将来計画

(1) 独立系発電事業者の実績

表 2.2-7 に示すように「ベ」国全体の発電設備容量の 32.3%を IPP や BOT（海外企業による IPP）を含む独立系発電事業者が占めており、「ベ」国の電力供給において重要な役割を担っている。具体的な独立系発電事業者の発電型式毎の地域別の実績は表 2.2-8 のとおりであり、水力発電が 1,216 MW、石炭火力が 1,196 MW、その他の油焼き火力が 399 MW、ガス焼き火力が 4,288 MW、ディーゼルが 14 MW となっている。ガス焼き火力発電所ではベトナム石油ガス公社（Petro Vietnam : PVN）⁷ が、石炭火力発電所ではベトナム国営石炭鉱産物公社（VINACOMIN : VINACOMIN）⁸ が重要な役割を果たしている。水力発電は北部、中部および南部に比較的平均に分散しているのに対し、石炭火力は北部に、また、ガス焼き火力は南部に集中している。

表 2.2-7 発電設備容量の所有者区分(2011 年 12 月末現在)

Owner	Installed Capacity (MW)	%
Vietnam Electricity (EVN)	11,168	50.7%
EVN JSC.	3,748	17.0%
Local & Foreign Developers	7,113	32.3%
Total	22,029	100.0%

出典 : Data provided by EVN on December 8, 2011

7 ベトナム石油・ガス総公社と訳される。1991 年の首相決定に基づいて設立された国営企業グループ。傘下にペトロベトナム化学肥料製造 (DPM)、ペトロベトナムファイナンス (PVF) などの上場会社を持つ。

8 ベトナム石炭・鉱産物集団と訳されることが多い。1991 年の首相決定に基づき、1994 年にベトナム石炭総公社 (Vinacoal) として設立、後ビナコミンに改組。

表 2.2-8 独立系発電事業者の実績(2011 年 12 月末現在)

Existing IPP Project List as of Dec.31, 2011

I. Hydropower Plant

No.	Power Plant	Region	Installed Capacity (MW)	Owner
1	Cửa Đạt	N	97	Local IPP
2	Nậm Chiến 2	N	32	Local IPP
3	Bản Cốc	N	18	Local IPP
4	Hương Sơn	N	34	Local IPP
5	Mường Hum	N	30	Local IPP
6	Bình Điền	C	44	Local IPP
7	Hương Điền	C	54	Local IPP
8	Sông Côn	C	63	Local IPP
9	EaKrông Hng	C	64	Local IPP
10	Sêrêpôk 4	C	80	Local IPP
11	Sê San 4A	C	63	Local IPP
12	Đa Dâng 2	S	34	Local IPP
13	Cần Đơn	S	78	Local IPP
14	Srok Phu Miêng	S	51	Local IPP
15	Đak Rtih	S	144	Local IPP
16	Za Hung	N/A	30	Local IPP
17	Others total	-	300	Local IPP

V. Diesel

No.	Power Plant	Region	Installed Capacity (MW)	Owner
1	Amata	S	14	Foreign IPP

IPP Project List as of Dec.31, 2011

II. Coal-fired Thermal Plant

No.	Power Plant	Region	Installed Capacity (MW)	Owner
1	Na Duong	N	111	Vinacomin
2	Cao Ngạn	N	115	Vinacomin
3	Cấm phá	N	600	Vinacomin
4	Sơn Động	N	220	Vinacomin
5	Formosa	S	150	Local IPP

Note: N; North, C; Central, S; South, N/A; Not Available

III. Oil-fired Thermal Plant

No.	Power Plant	Region	Installed Capacity (MW)	Owner
1	Hiệp Phước	S	375	Foreign IPP
2	Bourbon	S	24	Foreign IPP

IV. Combined/ Open cycle gas turbine

No.	Power Plant	Region	Installed Capacity (MW)	Owner
1	Nhon Trach I	S	465	Petro Vietnam
2	Nhon Trach II	S	750	Petro Vietnam
3	Cà Mau I	S	750	Petro Vietnam
4	Cà Mau II	S	750	Petro Vietnam
5	Phú Mỹ 2-2	S	740	Foreign IPP
6	Phú Mỹ 3	S	740	Foreign IPP
7	Ve Dan	S	72	Foreign IPP
8	Đạm Phú Mỹ	S	21	Foreign IPP

出典 : Data provided by EVN on December 8, 2011.

(2) 独立系発電事業者の PDP7 における将来計画

2011 年から 2020 年までの独立系発電事業者⁹ の PDP7 における将来計画を表 2.2-9 に示す。2020 年までには北部では 11,795 MW、中部では 715 MW、および南部では 14,190 MW の独立系発電事業者による電源開発が計画されている。表 2.2-10 は表 2.2-1 と表 2.2-9 から調査団で整理した 2020 年までの電源開発計画に占める独立系発電事業の比率を示す。「ベ」国全土では 2020 年時点で新規電源開発に占める独立系発電事業者の比率が約 51%であるのに対し、北部では約 50%、中部では約 13%、南部では約 60%と特に南部での比率が高い。但し、表 2.2-9 に見られるように、BOT と言った具体的な開発者名が記載されていないプロジェクトもあり、表 2.2-10 に示す開発比率を計画通り達成できるか疑問が残る。開発比率の未達成は新規電源開発の遅れを意味し、表 2.2-1 に示す受給バランス、特に供給予備率が低い南部では一層悪化することになる。

9 ここでは IPP、BOT 及び電力セクター改革で EVN から独立が予想される JSC を含む。

表 2.2-9 独立系発電事業者の将来計画¹⁰(2011年～2020年)

No.	Power Plant	Installed Capacity (MW)	Plant Type	Region	Operation Year	Project Owner
1	Nậm Chiền #1	100	HP	N	2011	Song Da Group
2	Na Le (Bac Ha) #1,2	90	HP	N	2011	LICOGI
3	Nậm Chiền #2	100	HP	N	2011	Song Da Group
4	Nho Quê III #1,2	110	HP	N	2011	BITEXCO
5	Cầm phá II	300	TH	N	2011	VINACOMIN
6	Hủa Na #1,2	180	HP	N	2012	Hua Na Hydropower Plant Stock Company
7	Khe Bô #1,2	100	HP	N	2012	Electricity Stock Company
8	An Khánh I #1	50	TH	N	2012	An Khan Thermal Power Plant Stock Company
9	Mao Khe #1, 2	440	TH	N	2012	VINACOMIN (2012, 2013)
10	Bá Thước 2 #1,2	80	HP	N	2013	IPP
11	Nậm Na 2	66	HP	N	2013	IPP
12	Vung Ang I #1	600	TH	N	2013	PVN
13	An Khánh I #2	50	TH	N	2013	An Khan Thermal Power Plant Stock Company
14	Nậm Na 3	84	HP	N	2014	IPP
15	Vung Ang I #2	600	TH	N	2014	PVN
16	Thái Bình II #1	600	TH	N	2014	PVN
17	Yên Sơn	58	HP	N	2015	Binh Minh Construction & Tourism Stock Company (70 MW)
18	Nậm Mồ (Laos)	95	HP	N	2015	IPP
19	Thái Bình II #2	600	TH	N	2015	PVN
20	Mong Duong II #1,2	1200	TH	N	2015	AES/BOT
21	Lục Nam 1	50	TH	N	2015	IPP
22	Hai Duong #1	600	TH	N	2016	Jack Resource - Malaysia /BOT
23	Thăng Long #1	300	TH	N	2017	Thang Long Thermal Power Plant Stock Company
24	Hai Duong #2	600	TH	N	2017	Jack Resource - Malaysia /BOT
25	Nghi Sơn II #1,2	1200	TH	N	2017	BOT
26	Quang Trạch I #1	600	TH	N	2018	PVN
27	Nam Dinh I #1	600	TH	N	2018	Tai Kwang - Korea/BOT
28	Thăng Long #2	300	TH	N	2018	Thang Long Thermal Power Plant Stock Company
29	Nam Xam #1,2 (Laos)	130	HP	N	2019	Sai Gon Invest
30	Na Duong II #1,2	100	TH	N	2019	VINACOMIN
31	Quang Trạch I #2	600	TH	N	2019	PVN
32	Nam Dinh I #2	600	TH	N	2019	Tai Kwang - Korea/BOT
33	Bảo Lâm	112	HP	N	2020	Song Da Group (120 MW)
34	Nam Xam 3 (Laos)	150	HP	N	2020	Sai Gon Invest
35	An Khánh II #1	150	TH	N	2020	An Khan Thermal Power Plant Stock Company
36	An Khánh II #2	150	TH	N	2020	An Khan Thermal Power Plant Stock Company
37	Lục Nam 2	50	TH	N	2020	IPP
40	Sê San 4A	63	HP	C	2011	Se San 4A Hydropower Plant Stock Company
41	Đak Mi 4	190	HP	C	2011	IDICO
42	Thượng Kon Tum	220	HP	C	2014	Vinh Son - Song Hinh Electricity Construction Company
43	Sêrêpôk 4A	64	HP	C	2015	Buon Don hydropower Plant Stock Company
44	Đak Mi 2	98	HP	C	2016	IPP
45	Vinh Son II	80	HP	C	2019	IPP
46	Đam Bri	72	HP	S	2011	IPP (75 MW)
47	Đak Rtih	72	HP	S	2011	Construction Company No.1 (144 MW)
48	Nhon Trạch II	750	TH	S	2011	PVN
49	Đồng Nai 2	70	HP	S	2012	IPP
50	Formosa 2	150	TH	S	2012	Formosa Hung Nghiep Ltd Company
51	Đồng Nai 5	140	HP	S	2014	VINACOMIN (145 MW)
52	Đồng Nai 6	135	HP	S	2015	Duc Long Gia Lai Company
53	Sê Ka man 1 (Lào)	290	HP	S	2015	Viet Lao Stock Company
54	Long Phu I #1	600	TH	S	2015	PVN
55	Đồng Nai 6A	106	HP	S	2016	Duc Long Gia Lai Company
56	Hạ Sê San 2 (Campuchia) 50%	200	HP	S	2016	EVN - BOT
57	Long Phu I #2	600	TH	S	2016	PVN
58	Vinh Tân I #1,2	1200	TH	S	2016	CSG/BOT
59	O Môn II	750	TH	S	2016	BOT
60	Van Phong I #1	660	TH	S	2017	Sumitomo - Hanoinco/ BOT
61	Vinh Tân III #1	660	TH	S	2017	Vinh Tân 3 Energy Stock Company/ BOT
62	Song Hau I #1	600	TH	S	2017	PVN
63	Sê Kông (Campuchia)	150	HP	S	2018	Song Da Group (205 MW)
64	Van Phong I #2	660	TH	S	2018	Sumitomo - Hanoinco/ BOT
65	Song Hau I #2	600	TH	S	2018	PVN
66	Sơn Mỹ I #1, 2, 3	1170	TH	S	2018	(IP-Sojitsu - Pacific)/BOT (2018, 2020, 2019)
67	Vinh Tân III #2	660	TH	S	2018	Vinh Tân 3 Energy Stock Company/ BOT
68	Duyen Hai I #1	600	TH	S	2019	Janakusa/ BOT
69	Duyen Hai II #2	600	TH	S	2019	Janakusa/ BOT
70	Kien Giang I #1	600	TH	S	2019	Tan Tao
71	Sơn Mỹ I #4,5	780	TH	S	2020	(IP-Sojitsu - Pacific)/BOT (2020, 2022)
72	Kien Giang I #2	600	TH	S	2020	Tan Tao

10 同表は“Annex i, issued with decision 1208/QĐ-TTg dated July 21st 2011 by the Prime Minister”と“Power Balance in PDP7, IE”より JICA 調査団で取り纏めた。Project Owner 欄の発電設備容量は前者の資料に記載されている発電設備容量を示す。“HP”は水力発電を、また、“TH”は火力発電を示す。

表 2.2-10 独立系発電事業者の PDP7 に占める比率(%)

	Region / Year	2015	2020
(1)	North Region		
	Planned new installed capacity in PDP7 (MW)	10,897	22,853
	New installed capacity by IPP, BOT, JSC (MW)	5,553	11,795
	Development ratio by IPP, BOT and JSC scheme	51.0%	51.6%
(2)	Central Region		
	Planned new installed capacity in PDP7 (MW)	2,121	5,492
	New installed capacity by IPP, BOT, JSC (MW)	537	715
	Development ratio by IPP, BOT and JSC scheme	25.3%	13.0%
(3)	South Region		
	Planned new installed capacity in PDP7 (MW)	7,136	23,735
	New installed capacity by IPP, BOT, JSC (MW)	2,279	14,190
	Development ratio by IPP, BOT and JSC scheme	31.9%	59.8%
(4)	Whole Vietnam		
	Planned new installed capacity in PDP7 (MW)	20,154	52,080
	New installed capacity by IPP, BOT, JSC (MW)	8,369	26,700
	Development ratio by IPP, BOT and JSC scheme	41.5%	51.3%

注：表 2.2-9 より JICA 調査団で作成

2.2.3 PDP7 を踏まえた電力セクターの課題

PDP7 における電力セクターの課題を抽出すれば、以下のとおりである。

(1) PDP6 での課題

PDP6 の計画未達に対する IE の原因分析（上記第 2.1 節参照）の問題点は根本的に解決されておらず、その時の問題点が PDP7 にもそのまま課題として残る。特に開発資金の調達は深刻な課題と思われる。PDP6 では 2006 年から 2010 年までの 5 年間の新規電源開発容量が 14,581 MW であったのに対し、PDP7 では 2011 年から 2015 年までの新規電源開発容量は表 2.2-10 に見られるように 20,154 MW と PDP6 時より 38% 増えている。20,154MW の開発費の約 4 割を独立系発電事業者が負担するとしても、残りの 6 割の開発費を EVN の自己負担もしくは国際金融機関等から調達する必要がある。

表 2.2-11 にコミット済の国際金融機関、または二国間協力による電源開発計画を示す。必要な新規電源開発規模から見ればほんの一部に過ぎない。PDP6 で IE が分析した「電源開発に必要な投資額が膨大なため、海外ドナーからの融資を計画しているが、融資交渉・締結が遅延した。」が PDP7 でも認められる。

表 2.2-11 国際金融機関・二国間協力の融資による電源開発計画

発電所名	地域	融資元	PDP7 運開年
Mong Duong Thermal 1 Power Plant ¹⁾	北部	ADB	2016
Huoi Quang Hydropower Power Plant ¹⁾	北部	AFD	2015
Nghi Son 1 Thermal Power Plant ¹⁾	北部	JICA	2013
Vinh Tan 2 Thermal Power Plant ¹⁾	南部	中国	2014
Trung Son Hydropower Plant ²⁾	北部	WB	2016
O Mon IV Thermal Power Plant ³⁾	南部	ADB	2016
O Mon III Thermal Power Plant	南部	JICA (計画)	2015
Duyen Hai III 1 Thermal Power Plant ⁴⁾	南部	中国	2016
Duyen Hai III 3 Thermal Power Plant ⁴⁾	南部	中国	2017

出典：1) EVN Corporate Profile 2009-2010, 2) ADB Website, 3) WB Website, 4) EVN

2.3 オモン4発電所、オモン5発電所の建設計画

2.3.1 オモン4発電所の建設計画

オモン4発電所は2011年11月25日にADBの理事会承認が下り、2012年2月6日現在「ベ」国政府内の承認手続き中である。

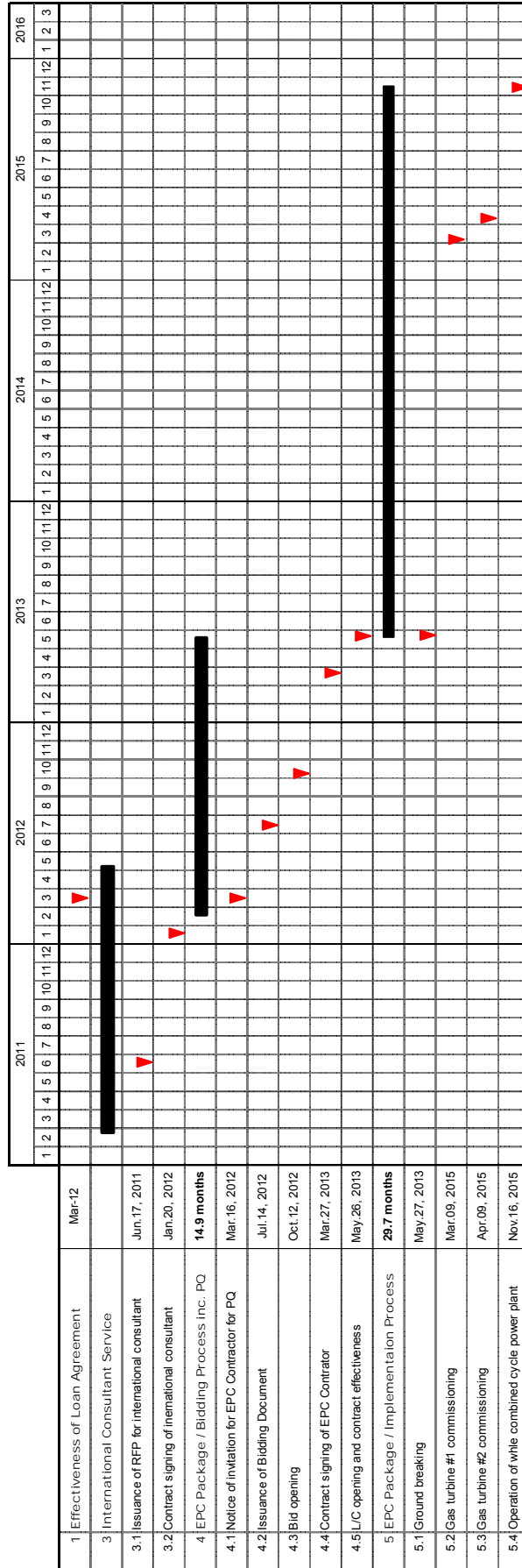
表2.3-1は2011年12月にカントー火力発電有限公司（Can Tho Thermal Power Company Limited：CTTP）から入手した最新のオモン4発電所の建設計画で、EVNに承認されたものである。この建設計画では2013年5月から工事を開始し、2015年11月¹¹に工事が完了する計画となっている。また、工事期間は30ヵ月を見込んでいる。

2.3.2 オモン5発電所の建設計画

オモン5発電所は2009年のF/Sレポートに記載されているが、PDP7の電源開発計画には一切記載されていない。2012年2月2日のEVNとの会議ではオモン5発電所の建設計画が政府レベルで取り上げられたことはなく、F/Sレポートを作成した電力設計コンサルタント会社No.2（Power Engineering Consulting Company No.2：PECC2）の提案に過ぎないとのことであった。従って、オモン5発電所の建設予定は無い。

¹¹ PDP7ではオモン4発電所の運転開始は2016年。

表 2.3-1 オモン4 発電所建設計画



出典：TPC CAN THO dated on December 12, 2011.

2.4 EVNの組織再編の進捗状況と改編スケジュール

EVN の組織再編は電力セクター改革の一環として、具体的には電力市場の創設と並行して進められている。図 2.4-1 に 2011 年末時点の EVN の組織図を示す。

(1) 発電部門

現在 EVN は 24 の従属会計の発電会社 (EVN の直轄企業) および EVN が資本金の 100%を保有する独立会計の発電会社 (EVN の独立採算企業) の管理・運営を行っている。この他、EVN が発行株式の過半数を保有する発電株式会社を含めると、総発電設備容量は 13,934 MW となり、「ベ」国全体の発電設備容量の 63.3%を占める。

競争発電市場の創設の準備に向けて、発電部門を独立した 3 つの発電会社 (Gencos) に改組するプロジェクトが進められている。3 つの発電会社が創設された暁には、発電会社は発電所建設への投資促進と電力の販売が義務づけられ、EVN 本体は水力発電所の運営と原子力発電所への投資を担うことになる。

(2) 送電部門

送電部門では、2008 年 7 月に EVN 資本金 100%の出資の国家送電会社 (National Power Transmission Company : NPT) が EVN から既に独立している。NPT は基幹送電網の拡張と併せて、基幹送電設備の中央管理及びその監視を担っている。

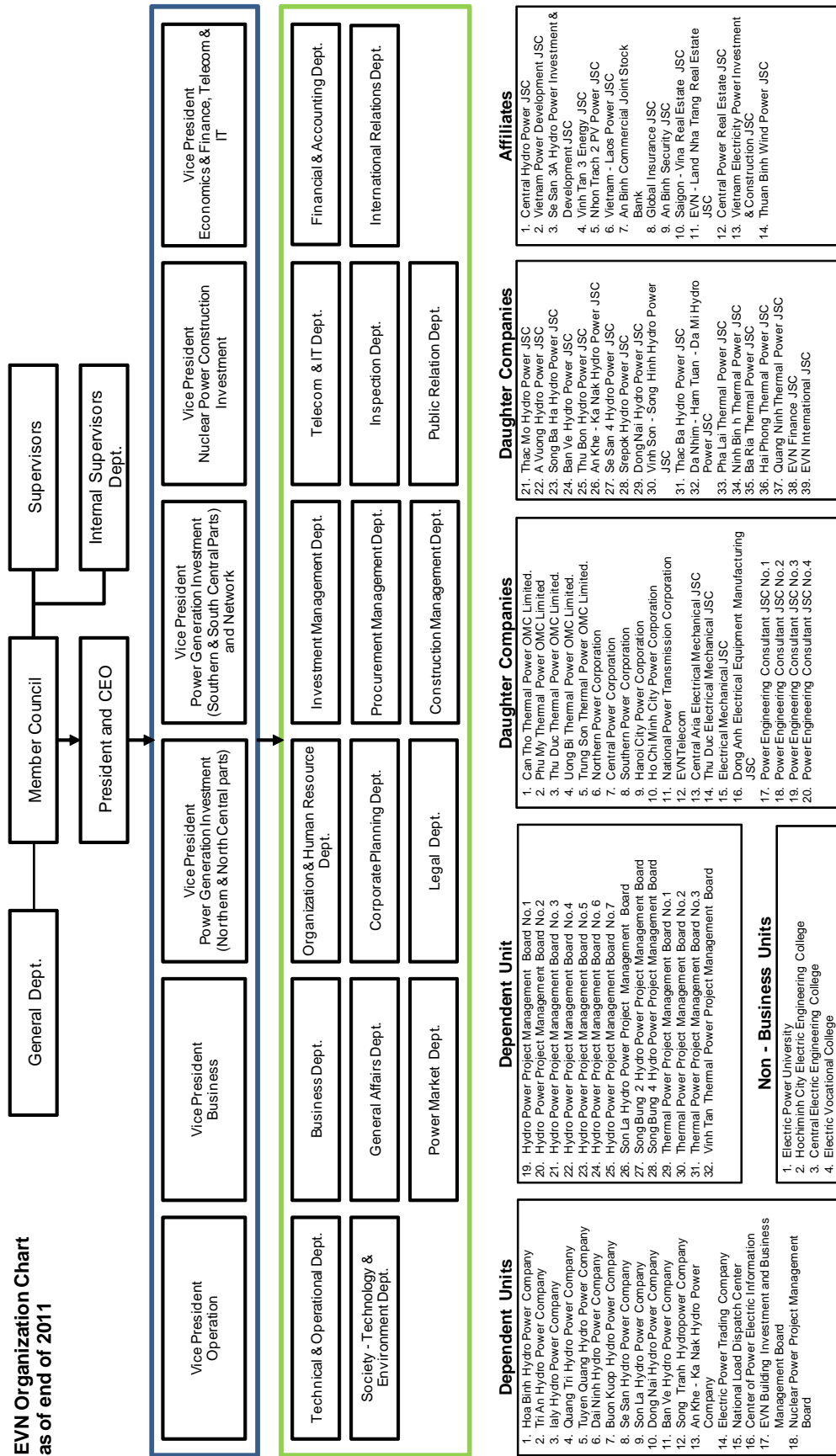
(3) 配電部門

配電能力の向上と顧客サービスの向上を目的として、EVN 傘下の 11 社の配電事業社を整理統合して、EVN が 100%出資する北部、中部、南部、ハノイ、ホーチミンの各地域を担当する 5 社が 2010 年に設立された。新設された 5 社は配電事業の地方分散化のより一層の促進と運営効率の向上及び顧客サービスの向上を目指して有限会社へ改組する予定である。

(4) EVN 組織再編のロードマップ

2011 年 12 月末に、EVN は商工省 (Ministry of Industry and Trade : MOIT) に組織再編計画を上申したが、まだ承認されておらず、上申した組織再編計画およびロードマップのコピーを EVN から受けることができなかった。EVN は発電会社 (Genco) を 3 つ設立する予定であるが、いずれも EVN の傘下なので、EVN の組織再編がオモン 3 発電所の建設に影響することは無いとの言質を得た。

EVN Organization Chart
as of end of 2011



出典：EVN dated February 3, 2012

図 2.4-1 EVN の組織図 (2011 年末現在)

2.5 電力セクター改革ロードマップ

(1) ベトナム電気規制庁(ERAV)

2005年にMOITの一機関として設立¹²されたベトナム電気規制庁(Electricity Regulatory Authority of Vietnam : ERAV)が、電力セクター改革を担当している。「ベトナム電力セクター発展戦略 2004年～2010年および2020年に向けての展望¹³」および2004年に成立した電気法に基づいて、「ベ」国において電力市場を導入することにより、セクター全体の投資不足と非効率な業績を克服することを目的に進められている。なお、ERAVの主要業務は①電力市場の創設と規制、②電気料金管理と規制、③電気事業活動免許と管理、④電気事業活動における査察と紛争解決となっている。

(2) 電力市場の創設

電力市場創設のロードマップは図 2.5-1 に示すように、①競争発電市場、②競争卸売市場、③競争小売市場の3段階に分けられ、各段階に試験操作、フル操作がある。競争発電市場は2011年7月1日から開始して2014年に完了する予定である。

ベトナム競争発電市場(VCGM)にはBOT発電所を除く発電設備容量30MW以上の発電所が参加することになっており、競争発電市場の全体構造を図 2.5-2 に示す。システム及びマーケットオペレーター(System and Market Operator : SMO)¹⁴が翌日に必要な電力及び電力量を1時間単位で公示し、それに対して発電会社(Genco)が入札¹⁵し、最低価格の発電所から順次必要な電力及び電力量が確保されるまで発電所にSMOが発電指令を出す(スポット市場)。発電された電力量は国家送電会社(TNO)を介してEVNの傘下の地方の電力会社へ送電され、一般需要家に電力が供給される。電力会社は電力受給の見返りにシングルバイヤー¹⁶に電気料金を支払い、シングルバイヤーは電気料金として発電会社(Genco)がEVNと締結した電力買取契約¹⁷に基づく電気料金¹⁸とスポット市場の電気料金を発電会社に支払う。発電会社に支払う電気料金の内、当面は電力買取契約に基づく電気料金の支払いを90～95%とするが、将来的にはこの比率を徐々に下げ、スポット市場の電気料金の比率を高める予定である。

12 商工省令 No.258/2005/QD-TTg、2005年10月19日首相承認

13 首相承認 2004年10月5日

14 SMOは現在EVN傘下の中央給電指令所(National Load Dispatching Center : NLDC)が担当するが、将来的にはEVNから独立する予定である。

15 火力発電所の入札上限値は負荷率100%時の変動費と平均起動費の合計で、下限は1 VND/kWh。水力発電所の入札上限値は水価格の110%で下限は0 VND/kWh。

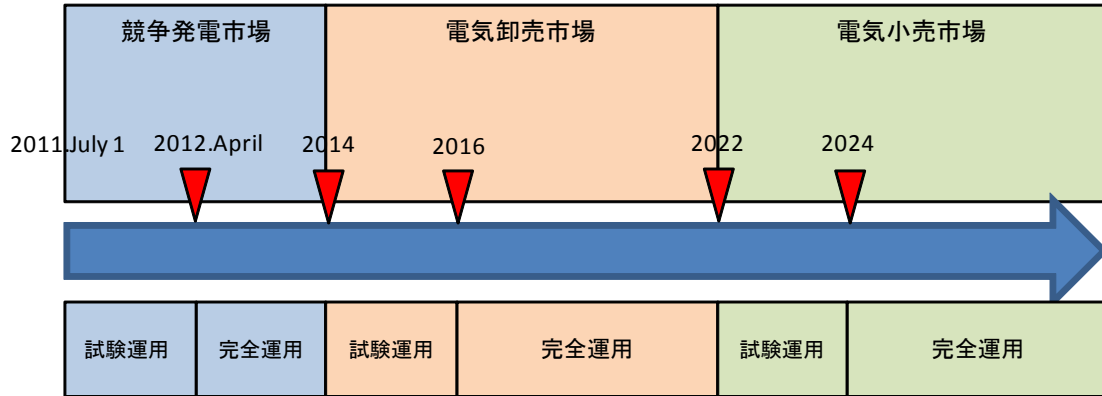
16 当面はEVNがシングルバイヤーの役割を担う。

17 民間発電会社が発電した電力をEVNに売る際の売電単価や売電量などを取り決めた契約書

18 発電所建設投資を回収するための設備容量に対する支払い(Capacity Payment)

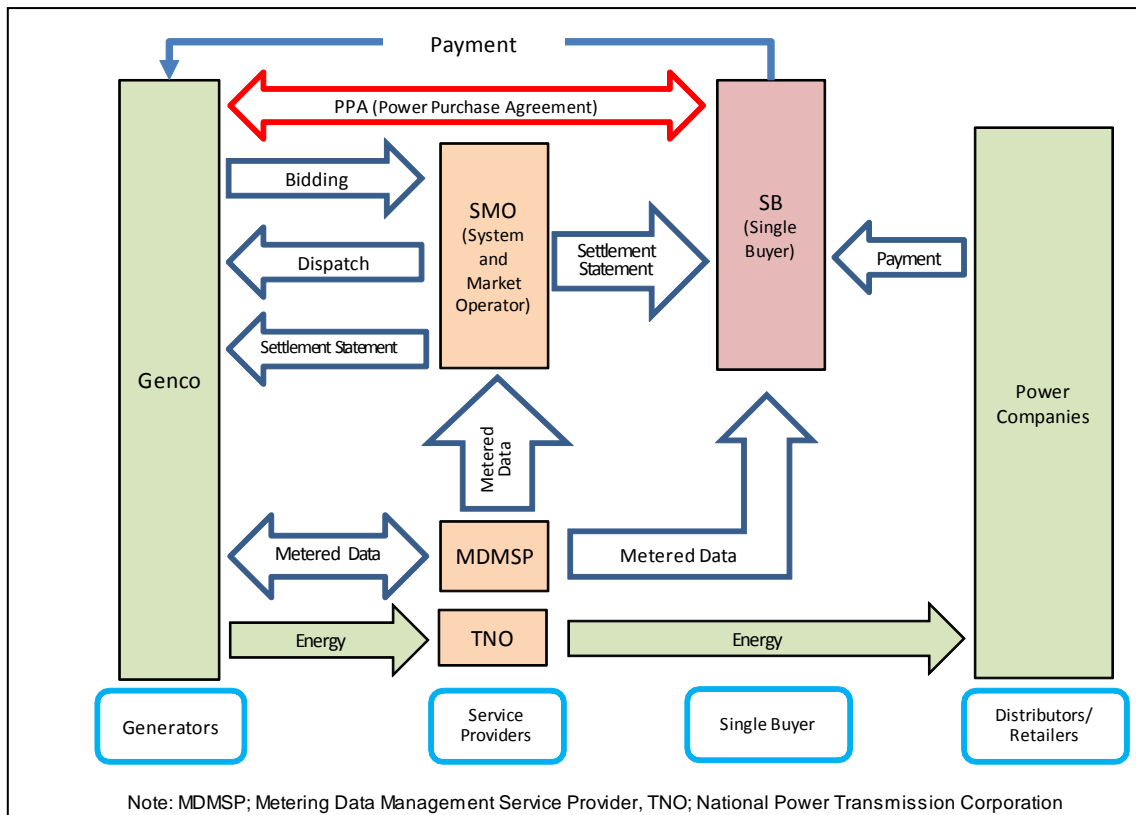
なお、ベトナム競争発電市場では買取電力量を記録し、その情報を提供する計測データ管理サービス提供者（MDMSP）が設立される。

ベトナム競争発電市場は緒に着いたばかりであり、まだ試行錯誤の段階で未評価である。また、将来の電気卸売市場及び電気小売市場の全体構造青写真はまだ描かれていない。



出典：Information by ERAV dated December 8, 2011

図 2.5-1 電力市場創設ロードマップ



出典：“Vietnam Competitive Generation Market, VCGM Overview”, ERAV

図 2.5-2 競争発電市場全体構造

2.6 電力料金の改定状況

(1) 電力料金の改定

一般需要家に対する小売電力料金は MOIT 省令 No.05/2011/TT-BCT により 2011 年 3 月 1 日に改定され、平均小売電力料金は 1,242 VND/kWh¹⁹となった。新小売電力料金を表 2.6-1 に示す。表 2.6-1 は基幹送電線系統に接続している一般需要家への小売電力料金であり、地方の基幹系統に接続していない地域の一般需要家への小売電力料金は最低料金が 1,863 VND/kWh、最高料金が 3,105 VND/kWh と同省令で規定されている。

表 2.6-1 新小売電力料金

I Retail Prices of Electricity for the Manufacturing Sector			IV Retail Prices of Electricity for Business		
STT	Subject to the Application Price	VND/kWh	STT	Subject to the Application Price	VND/kWh
1	Electricity tariffs at voltage levels of 110 kV and above		1	Electricity tariffs at voltage levels of 22 kV and above	
	a) Normal hours	1,043		a) Normal hours	1,713
	b) Off-peak hours	646		b) Off-peak hours	968
	c) Peak hours	1,862		c) Peak hours	2,955
2	Electricity tariffs at voltage levels from 22 kV to below 110 kV		2	Electricity tariffs at voltage levels from 6 kV to below 22 kV	
	a) Normal hours	1,068		a) Normal hours	1,838
	b) Off-peak hours	670		b) Off-peak hours	1,093
	c) Peak hours	1,937		c) Peak hours	3,067
3	Electricity tariffs at voltage levels from 6 kV to below 22 kV		3	Electricity tariffs at voltage levels lower than 6 kV	
	a) Normal hours	1,093		a) Normal hours	1,862
	b) Off-peak hours	683		b) Off-peak hours	1,142
	c) Peak hours	1,999		c) Peak hours	3,193
4	Electricity tariffs at voltage levels lower than 6 kV		V Retail Prices of Electricity for Household		
	a) Normal hours	1,139	STT	Subject to the Application Price	VND/kWh
	b) Off-peak hours	708	1	For 50 kWh (for poor and low income)	993
	c) Peak hours	2,061	2	For 000 ~ 100 kWh (for regular household income)	1,242
II Retail Prices of Electricity for Irrigation			3	For 101 ~ 150 kWh	1,304
STT	Subject to the Application Price	VND/kWh	4	For 151 ~ 200 kWh	1,651
1	Electricity tariffs at voltage level from 6 kV and above		5	For 201 ~ 300 kWh	1,788
	a) Normal hours	956	6	For 301 ~ 400 kWh	1,912
	b) Off-peak hours	497	7	For 400 kWh and above	1,962
	c) Peak hours	1,415	Definition of Normal, Peak and Off-peak hours		
2	Electricity tariffs at voltage levels lower than 6 kV		1	Monday ~ Saturday	
	a) Normal hours	1,023		1) Normal hours	
	b) Off-peak hours	521		04:00 ~ 09:30 (5.5 hours)	
	c) Peak hours	1,465		11:30 ~ 17:00 (5.5 hours)	
III Retail Prices of Electricity for Administration Career				20:00 ~ 22:00 (2.0 hours)	
STT	Subject to the Application Price	VND/kWh		2) Peak hours	
1	Hospitals, Child Care, Preschool, School			09:30 ~ 11:30 (2.0 hours)	
	a) Electricity tariffs at voltage levels of 6 kV and above	1,117		17:00 ~ 20:00 (3.0 hours)	
	b) Electricity tariffs at voltage levels lower than 6 kV	1,192		3) Off-peak hours	
2	Public Lighting			22:00 ~ 04:00 (6.0 hours)	
	a) Electricity tariffs at voltage levels of 6 kV and above	1,217	2	Sunday	
	b) Electricity tariffs at voltage levels lower than 6 kV	1,291		1) Normal hours	
3	Administrative Units and Business			04:00 ~ 22:00 (18.0 hours)	
	a) Electricity tariffs at voltage levels of 6 kV and above	1,242		2) Off-peak hours	
	b) Electricity tariffs at voltage levels lower than 6 kV	1,291		22:00 ~ 04:00 (6.0 hours)	

出典：MOIT Decree No.05/2011/TT-BCT effected on March 1, 2011

(2) 市場メカニズムに基づく平均売電料金の調整

2011 年 7 月 1 日から開始された競争発電市場に先立ち、2011 年 6 月 1 日²⁰に首相決定「市場メカニズムに基づく平均売電料金の調整²¹」が施行された。この首相決定にはそれまでの首

19 出典：MOIT 省令 No.05/2011/TT-BCT、値上げ率は 15.28 %

20 2011 年 4 月 15 日首相承認

21 No.24/2011/QD-TTg

相承認の料金制度から、電力料金設定に対してEVNに一定の裁量権を与える内容となり、また、新たに料金安定基金の創設が盛り込まれた。

首相決定の中の関連条項は以下の通り。

1) 市場ベースによる売電料金調整の方針（第4条）

- ・ 売電料金の見直しは基本入力要素（Basic Input Parameters）を使って計算する。基本入力要素とは、発電所が管理できない発電原価に影響を及ぼす要素、①燃料価格、②為替レート、及び③電源構造の3要素とする。
- ・ 売電料金の見直しは最低3ヶ月毎に行う。

2) 売電料金調整の手順と権限（第5条）

- ・ 売電料金見直し時点で、売電料金が現行の売電料金より5%を超えて高くなる場合は、EVNはMOITに報告し、MOFに提案書を送付して審査を受けなければならない。財務省（Ministry of Finance : MOF）はEVNからの提案書を受け取った日から5作業日以内に審査し、MOFとしての見解をMOITに送らなければならない。MOFの見解を受け取った日から5作業日以内にMOITはMOIT及びMOFの見解を取りまとめ、首相のレビューおよび承認を仰ぐため首相に報告する責任がある。MOITが首相へ提言書を提出した日から15作業日以内に首相から何ら回答が無い場合、EVNは現行の売電料金の値上げが許される。
- ・ 売電料金の見直し時点で、現行の売電料金より5%以下の範囲で上昇する場合は、EVNはMOITに提案書を提出し、MOITは提案書を受領した日から5作業日以内にEVNに回答しなければならない。もし5作業日以内にMOITからの回答が無い場合、EVNは5%以下の一定レベルまで売電料金を値上げすることができる²²。
- ・ 売電料金の見直し時点で、現行の売電料金より5%以上売電料金が下がる場合は、EVNは売電料金をしかるべき水準まで値下げ調整しなければならない。また、同時にMOITが監視できるようにMOITに報告しなければならない。

3) 料金安定基金の設置（第6条）

- ・ 売電料金安定化のために、料金安定基金を創設する。
- ・ 料金安定基金の原資は販売電力料金を充てるものとし、安定基金は営業費用科目の中で積み立てられるものとする。

22 EVNはこの条項に基づき、2011年12月20日に5%の売電料金値上げを行った。

4) 売電料金調整に対する監査及び監督（第7条）

- ・ MOIT は売電料金調整の実施に関し、監査及び監督を行う。必要な場合、MOIT は書面による公式指示を EVN に送付し、売電料金の値上げを一時保留させ、もしくは、調整を保留させる。MOIT は第三者のコンサルタントを招聘し、売電料金調整書類を監査させることができる。
- ・ MOF は売電料金調整の実施状況を監視し、また MOIT と協力して、EVN の連結決算書及び監査報告書を入手後、売電料金提案書の計算数値と決算書に記載されている費用の差異の妥当性をチェックする。

5) 施行時期（第9条）

- ・ 本決定は 2011 年 6 月 1 日から施行するものとする。

2.7 他の援助機関(世界銀行、アジア開発銀行)の電力セクターへの支援状況

アジア開発銀行 (Asian Development Bank : ADB) および世界銀行 (World Bank : 世銀) の 2012 年 2 月現在の電力セクターへの支援状況を表 2.7-1 および表 2.7-2 に示す。

ADB による電力セクタープロジェクトはオモン4コンバインドサイクル発電所建設事業を含め、①モンズオン1火力発電所建設事業、②送電線網建設事業、③北部送電線建設事業、④再生可能エネルギー開発及び遠隔農村への送電網改良拡張事業の5件が現在進捗中であり、内訳を見ると、電源開発プロジェクトが2件、その他送電線関連プロジェクト等が3件となっている。また、5件の内4件は予定通り進んでいるが、再生可能エネルギー開発及び遠隔農村への送電網改良拡張事業 (Project No. 42182-01) は環境関連で3ヵ月間の遅れとなっている。

世銀によるプロジェクトで現在進捗中の案件は7件で、全て予定通り進んでいる。7件の内訳は電源開発プロジェクトとして、トランソン水力発電所建設事業 (Project ID: P084773) があり、残りの6件は第二期送電配電網整備事業といった送電線関連や地方電化等のプロジェクトとなっている。2012年2月3日の世銀との面談によれば世銀は限られた資金の中で、支援の中心を「ベ」国の送電線拡張や地方電化促進に置いており、「ベ」国での将来の電源開発支援は考えていないとのことであった。

また、「ベ」国側からの支援要請案件について、援助機関間で調整することは無く、「ベ」国側が事前に支援要請案件を援助機関毎に仕分けして要請していることを世銀との面談で確認した。

表 2.7-1 (1/2) ADB の支援状況

Project No.	Project Name	Amount [Proposed]	Description	Outputs	Board Approval	Executing Agency	Current Situation as of Feb.2012
39595- 02	Mong Duong 1 Thermal Power Project - Project 1	US\$ 27.86 million	The main objective of the proposed project is to expand the generating capacity of Electricity of Viet Nam (EVN) in order to help mitigate shortage of power in Northern Viet Nam and to support industrial and economic growth. The Project provides for the construction of four units of 250 MW circulatory fluidized bed (CFB) generating units and the common facilities for another 1,000 MW to 1,200 MW installed generating capacity utilizing domestic coal as fuel. This constitutes as Phase 1 of the first stage development program envisaged to establish in two phases and increase the generating capacity of this new power station to 2,200 MW. The 2,000 MW Mong Duong Thermal Power Project will a mine mouth based power plant.	Recruitment of Implementation consultants Design Bidding Evaluation of EPC Packages Construction, installation testing and commissioning of Unit 1 by October 2013 and Unit 2 by May 2014 Implementation of environmental and social plans for: Implement EMP from Dec 2007 (ongoing) Implement resettlement plan Tranche 2 from Dec 2009	2-Oct-07	Viet Nam Electricity	On Schedule (ended by 2014)
42039- 04	Power Transmission Investment Program (MFF)	US\$ 730.00 million	The investment program will enhance the capacity of the transmission network to balance power loads in northern, central, and southern Viet Nam. It will (i) expand the electricity transmission infrastructure by constructing and upgrading 500 kilovolt (kV) and 220 kV transmission lines and associated substations. (ii) improve the operational effectiveness and efficiency of the National Power Transmission Corporation, and (iii) support the implementation of the investment program.	Component 1: Expanded Transmission Network Component 2: Improved Operational Effectiveness and Efficiency of NPT Component 3: Project Implementation Support	16-Dec-11	National Power Transmission Corporation	On schedule. Tranche 1: 2011-2015 Tranche 2: 2012-2013 Tranche 3: 2013/2014-2017 Tranche 4: 2016-2019
32273- 01	Northern Power Transmission (Sector) Project	US\$ 120.00 million	The objectives of the Project are to (i) expand and strengthen EVN's transmission system in the north to improve system reliability and quality; and (ii) improve the efficiency of the power sector by supporting restructuring and commercialization of EVN. The Project will support the power sector reform efforts by ensuring that EVN's generation units are corporatized and its four transmission units are merged into one prior to the establishment of a 'single-buyer' model of operation for EVN in 2007.	Expanded and upgraded 500 kV and 220 kV transmission systems Expanded and upgraded supervisory control and data acquisition (SCADA) and telecommunications system	13-Dec-04	Viet Nam Electricity	In three-month grace period (ended by March 31 2012)

出典：ADB Website and EVN

表 2.7-1 (2/2) ADB の支援状況

Project No.	Project Name	Amount [Proposed]	Description	Outputs	Board Approval	Executing Agency	Current Situation as of Feb.2012
42182- 01	Renewable Energy Development and Network Expansion and Rehabilitation for Remote Communes Sector Project (Formerly Renewable Energy for Remote Communes Sector Project)	US\$ 151.00 million	The primary objective of the sector Project is to develop rural electrification and renewable energy in Viet Nam to benefit ethnic minority communities inhabiting remote and poorer parts of the country. The Renewable Energy Development and Network Expansion and Rehabilitation for Remote Communes Sector Project consists of two investment components: (i) mini-hydropower plants in mountain provinces, and (ii) network expansion and rehabilitation of distribution networks serving poor provinces.	1. Installation of 5 to 10 mini-hydropower plants to electrify mountainous communes. 2. Electrification of 1,000 villages through grid expansion.	30-Mar-09	Northern Power Corporation Southern Power Corporation Central Power Corporation	In progress with delay due to difficulties in safeguard policy expeditment (environment, resettlement, compensation and ethnic minority people) Expected completion year 2015
43400- 01	O Mon 4 Combined Cycle Power Plant P project	US\$ 309.89 million	The project will construct a 750-megawatt (MW) combined cycle gas turbine (CCGT) power plant at the O Mon thermal power complex. The project is in O Mon district in the city of Can Tho, about 250 kilometers south of Ho Chi Minh City. The project will help Viet Nam meet the fast-growing demand for electricity to foster socioeconomic development and industrialization in the south, particularly in the Mekong Delta. The project is part of the least-cost Seventh Master Power Development Plan approved by the Government of Viet Nam in 2011.	CCGT O Mon IV power plant operational Common facilities for O Mon IV and O Mon III operational Capacity of the Implementing Agency strengthened	25-Nov-11	Viet Nam Electricity	On schedule Expected completion year: 2016

出典：ADB Website and EYN

表 2.7-2 (1/2) WB の支援状況

Project ID	Project Name	Total Project Cos	Description	Approval Date (Closing Date)	Implementing Agency	Current Situation as of Feb. 2012
P084773	VN-Trung Son Hydropower Project	411.72 Millin US\$	The objective of the Trung Son Hydropower Project for Vietnam is to improve, or at least restore, livelihoods and living standards of affected households and villages while allowing them to maintain their cultural identity. There are four components to the project. The first component of the project is dam and ancillary construction. Construction of main dam and appurtenant structures, supply and installation of hydraulic mechanical and electro-mechanical equipment, access roads, bridges, borrow pits and canals, power supply lines for construction and provision of supporting consultant services. The second component of the project is transmission line. Construction of the transmission line to evacuate power from the plant during the operation phase. The third component of the project is social and environment impact management. Implementation of the resettlement, livelihoods and ethnic minorities' development program, the public health action plan and the environment management plan. The fourth component of the project is capacity development and scale-up. Building of Vietnam Electricity (EVN) capacity to prepare hydropower projects to international standards.	2011/4/26 (2017/12/31)	ELECTRICITY OF VIETNAM	On schedule
P114875	Second Transmission and Distribution Project Additional Financing	180 Million US\$	The objective of the Additional Financing for the Second Transmission and Distribution Project is to assist the borrower in developing efficient electricity transmission and distribution system, thus enabling the timely evacuation of power from new electricity generation plants to growing load centers and the maintenance of system security and reliability and power quality, and contribute to the restructuring of the borrower's power sector. The additional financing will scale up the transmission system expansion and reinforcement subcomponent of the project so as to support efficient development of Vietnam's power transmission system. This subcomponent comprises 500 kilovolt (kV) and 220kV transmission lines and substations. A small amount of additional financing (US\$0.50 million) will be added to component 3 - transition to market - to upgrade the capacity of the newly established National Power Transmission Company (NPT) to efficiently plan and finance its investment program and operations in a financially sustainable manner. The project development objective is to support the efficient development of Vietnam's transmission and distribution system.	2011/3/29 (2014/06/30)	VIETNAM ELECTRICITY	On schedule
P103238	Vietnam Renewable Energy Development Project	318.05 Million US\$	The objective of the Renewable Energy Development Project for Vietnam is to increase the supply of electricity to the national grid from renewable energy sources on a commercially, environmentally, and socially sustainable basis. There are three components to the project. The first component of the project is renewable energy investments. The second component of the project is regulatory development. This component will provide technical assistance for developing the regulatory infrastructure and building the requisite capacities of MOIT, the electricity regulatory authority of Vietnam, and other relevant government agencies for renewable energy development particularly for grid-connected electricity generation projects not exceeding 30 MW. The third component of the project is pipeline development. This component will support activities to facilitate the development of further renewable energy projects contributing directly to building a pipeline of renewable energy projects.	2009/5/5 (2014/06/30)	MINISTRY OF INDUSTRY AND TRADE	On schedule

出典：WB Website and EVN

表 2.7-2 (2/2) WB の支援状況

Project ID	Project Name	Total Project Cos US\$	Description	Approval Date (Closing Date)	Implementing Agency	Current Situation as of Feb. 2012
P099211	Rural Distribution Project	206.28 Million US\$	The objective of the Rural Distribution Project is to improve the reliability and quality of medium voltage service to targeted retail electricity distribution systems. There are seven components to the project.	2008/5/22 (2013/06/30)	ELECTRICITY OF VIETNAM	On schedule
P084871	Second Transmission and Distribution Project	212.27 Million US\$	The objective of the Second Transmission and Distribution Project for Vietnam is the efficient development of Vietnam's transmission distribution system. The project consists of the following components: Component 1) will build new, or reinforce existing, 500, 220 and 110kV transmission and distribution lines and substations. Component 2) consists of (i) the supply and installation of a supervisory control and data acquisition and energy management system (SCADA/EMS) for the national load dispatch center (NLDC) with integral market and meter management system; (ii) replacement of the existing VietPool Interim Market System with a full-function market management system; and (iii) improving the telecommunications backbone to support the new systems. Component 3) will provide support to Electricity of Vietnam (EVN) to develop its transmission business as a separate entity and establishment of an internal power market, with particular focus on: (i) enabling it to manage power market operations; (ii) reviewing future investments in transmission and regional interconnections; (iii) developing a generation expansion investment plan; (iv) preparing a business plan; and (v) providing training and support in development of a power market.	2005/7/28 (2014/06/30)	MINISTRY OF INDUSTRY/ELECT RICITY CORPORATION OF VIETNAM	On schedule
P074688	Second Rural Energy Project	324.25 Million US\$	The objective of the Additional financing for Second Rural Energy Project is to improve access to good quality, affordable electricity services to rural communities in an efficient and sustainable manner, to support Vietnam's efforts towards socioeconomic development. The global environment objective is to reduce greenhouse gas emissions by improving and sustaining the energy efficiency of local distribution utilities. The additional credit will help finance the costs associated with: (a) completion of the original project activities as a result of an unanticipated financing gap. It will enable completion of the original target of about 1,200 communes, compared with the current expectation of about 968; and (b) implementation of expanded activities that will scale up the project's impact and development effectiveness by increasing the number of communes from 1,200 to 1,500. As a result of the two uses of the additional financing, an estimated 532 communes or about 5 50,000 households will receive access to good quality, affordable electricity.	2004/11/18 (2014/06/30)	MINISTRY OF INDUSTRY ELECTRICITY OF VIETNAM	On schedule
P066396	System Efficiency Improvement, Equitization & Renewables Project	347.9 Million US\$	The objective of the Project is to improve the overall efficiency of power system services, particularly to the poor in rural areas, by optimizing the transmission systems, and upgrading sub-transmissions, and medium voltage distribution lines for rural electrification.	2002/6/25 (2012/12/31)	ELECTRICITY OF VIETNAM (EVN)/MINISTRY OF INDUSTRY (MOI)	On schedule

出典：WB Webiste and EVN

第3章

本事業の必要性確認

第3章 本事業の必要性確認

3.1 PDP7における本事業の位置づけ

PDP7によると、オモン3発電所¹は2015年に運転開始し、オモン3発電所を含めた発電所建設により、南部の供給予備率は5.2%に回復する予定である。しかしながら、日本の平均供給予備率8%と比べてもまだ低く、オモン3発電所が運転開始する2015年が2010年のような渇水年であった場合、水力発電所の出力が低下することにより、オモン3発電所が運転開始したとしても、電力需要に対して電力供給が不足する事態となる可能性がある。

他方で、EVNの2011年12月時点の実施計画では、オモン3発電所は2016年運転開始予定となっている。2016年の供給予備率22.6%に占めるオモン3発電所の貢献度は表3.1-1に示すとおりであり、オモン3発電所が運転開始しない場合、電力供給は3.5%低下し、供給予備率もその結果18.3%まで低下する。

また、第2.2節でも述べた通り、オモン2発電所の具体的な開発業者がまだ決まっていないため、PDP7に記載の通り2016年のオモン2発電所運転開始は現実的に不可能と思われる。EVNはオモン2発電所の運転開始を2017年と想定している。オモン2発電所の運転開始が2017年になった場合で、かつ、オモン3発電所が運転開始されない場合の供給予備率は更に14.0%まで低下する。2010年は供給予備率が「ベ」国全土で38.1%²あったにも拘わらず、2010年は渇水の影響で南部・北部で計画停電が多発した。電力供給の多くを水力発電所に依存している「ベ」国では供給予備率14%は絶対的に足りない。

以上の様に、もし、オモン3発電所の投入が2017年以降にずれ込んだ場合、南部では2016年にも電力供給が不足する事態が予想され、その結果、2012年から2016年まで定常的に電力供給不足が続くことになり、オモン3発電所のPDP7における役割は重要である。

1 PDP7ではオモン3発電所の運転開始が2015年、オモン4発電所の運転開始が2016年となっているが、現在の進捗度合いからEVNはオモン3発電所の運転開始は2016年、オモン4発電所の運転開始が2015年と想定している（2011年12月時点）。

2 IEからの情報では2010年のピーク需要が15,416MW、設備容量が21,297MWで供給予備率は38.1%となる。

表 3.1-1 オモン3発電所(750 MW)の貢献度(2016年)

オモン2発電所の投入年度	オモン3発電所	電力需要	電力供給	供給予備率
2016年	オモン3発電所が投入された場合	17,556 MW	21,515 MW (100%)	22.6%
	オモン3発電所が投入されなかった場合	17,556 MW	20,765 MW (96.5%)	18.3%
2017年	オモン3発電所が投入された場合	17,556 MW	20,765 MW (100%)	18.3%
	オモン3発電所が投入されなかった場合	17,556 MW	20,015 MW (96.4%)	14.0%

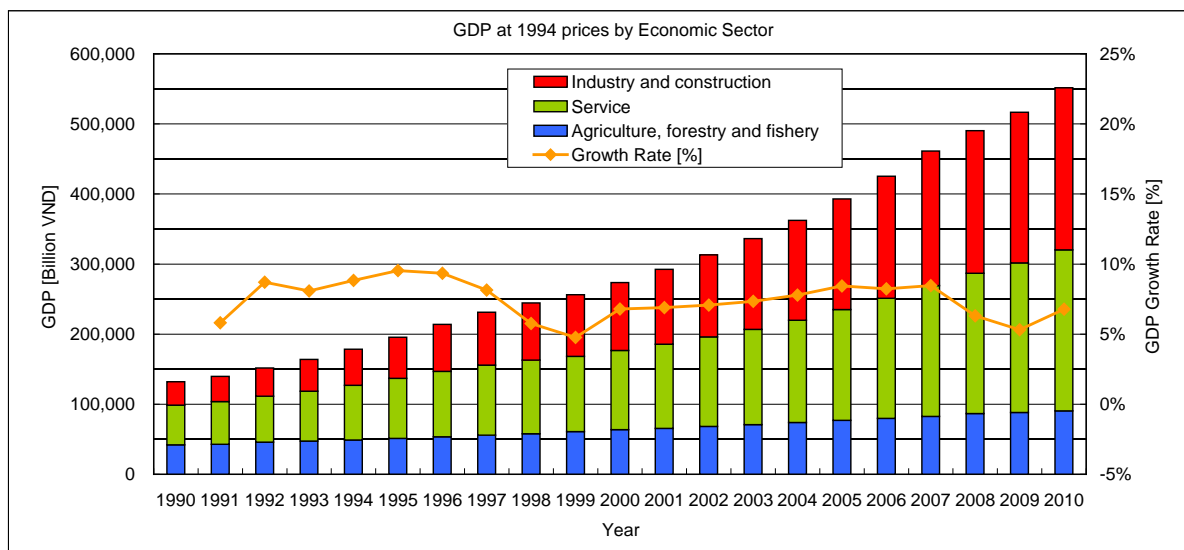
3.2 南部地域およびメコンデルタ地域の経済状況

3.2.1 「ベ」国の経済状況

(1) 「ベ」国の経済動向

1990年代以降、市場経済に則ったドイモイ（刷新）政策の効果により経済成長が加速、7～9%台の成長を達成した。1995年にはASEAN加盟、2007年には150番目の加盟国として世界貿易機関（World Trade Organization：WTO）に正式加盟し、国際的にアジアの中で最も注目を集める国の一つとなっている。日本との経済関係では2003年に日越投資協定が調印され、2008年には日越経済連携協定（Economic Partnership Agreement：EPA）を締結、2009年10月に発効し、今後ますますの経済交流が期待される³。

図3.2-1に示すように、1990年以降のGDPは、1999年に5%を割ったのを除き、その後高い経済成長率を維持している。GDPを産業別に見ると、第2次産業（工業・建設業）の伸びが顕著で、「ベ」国経済の牽引役となっている。



Unit: Billion VND

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Industry and construction	58,550	67,016	75,474	81,764	88,047	96,913	106,986	117,125	129,399	142,621	157,867	174,259	192,065	203,554	214,799	231,336
	30%	31%	33%	33%	34%	35%	37%	37%	38%	39%	40%	41%	42%	42%	42%	42%
Service	85,698	93,240	99,895	104,966	107,330	113,036	119,931	127,770	136,016	145,897	158,276	171,391	186,562	200,317	213,601	229,660
	44%	44%	43%	43%	42%	41%	41%	41%	40%	40%	40%	40%	40%	41%	41%	42%
Agriculture, forestry and fishery	51,319	53,577	55,895	57,866	60,895	63,717	65,618	68,352	70,827	73,917	76,888	79,723	82,717	86,587	88,166	90,613
	26%	25%	24%	24%	24%	23%	22%	22%	21%	20%	20%	19%	18%	18%	17%	16%
Total	195,568	213,834	231,265	244,597	256,273	273,667	292,536	313,248	336,243	362,436	393,032	425,374	461,345	490,459	516,567	551,610
Growth Rate [%]	9.5%	9.3%	8.2%	5.8%	4.8%	6.8%	6.9%	7.1%	7.3%	7.8%	8.4%	8.2%	8.5%	6.3%	5.3%	6.8%

図 3.2-1 「ベ」国経済の発展と所得水準の上昇

出典：GSO (General Statistics Office of Vietnam)

(2) 外国直接投資流入状況

「ベ」国への直接投資は、1990年代以降、1992年の米国の経済制裁解除、1998年の外国投資法の制定などを背景に増加、1996年には102億USD（認可ベース）までに達した。1997年以降はアジア通貨危機などの影響により投資は減少したものの、その後、政府による法制度の整備、制度の見直しのほか、工業団地建設等、ベトナム側での外国企業受入態勢の整備が進んだことに加え、投資家からも中国一極集中回避のためのリスクヘッジ先として注目を浴びるようになった。さらに、2007年初頭のWTO加盟実現も重なり、直接投資流入額は増加基調を続け、図3.2-2に示すように、2008年には認可ベース（717億USD）、実行ベース（115億USD）ともに過去最大となった。リーマンショックの影響で2009年は認可額ベースで215億USDと急減したが、2010年以降は復調の兆しが見られる⁴。

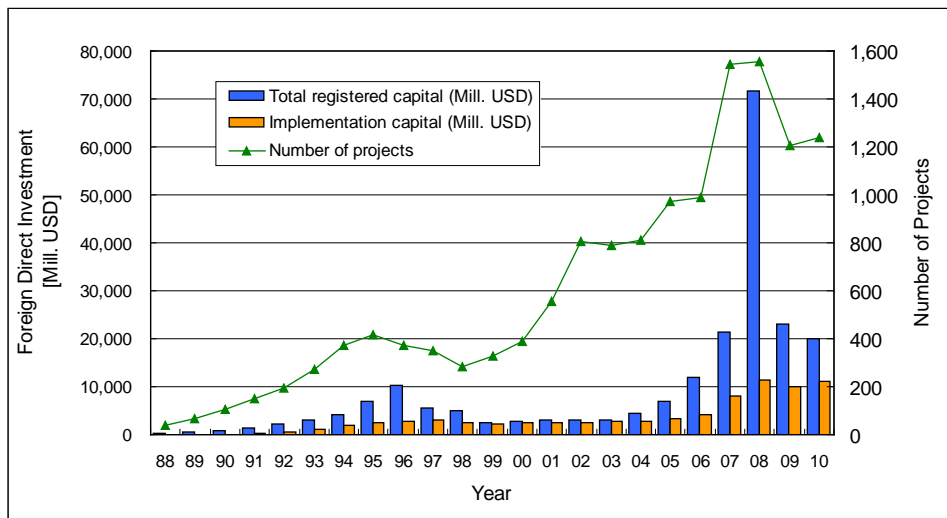


図 3.2-2 「ベ」国への外国直接投資流入状況

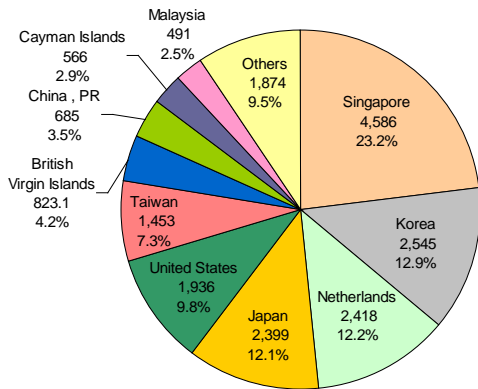
出典：GSO

(3) 国別外国直接投資流入状況

国別外国直接投資流入額（認可ベース）は、2010年末の総額197.8億USD（2010年12月末）の国別内訳は、シンガポールを筆頭に、韓国、オランダ、日本と続いている（図3.2-3(1)）。2010年12月末までの累計では、台湾、韓国、シンガポール、日本という順位になっている（図3.2-3(2)）。

4 国際協力銀行「ベトナムの投資環境」、2011年

Foreign direct investment projects licensed in 2010 by main counterparts
Total registered capital (Mill. USD)



Total registered capital (Bill. USD)
Accumulation of projects having effect as of 31/12/2010

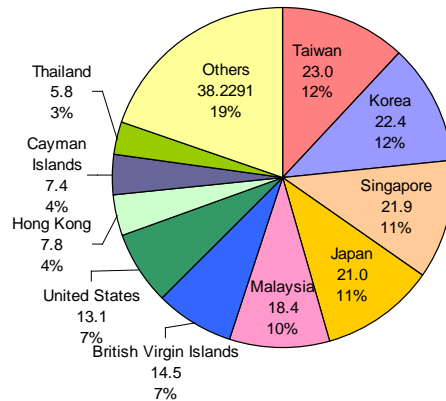
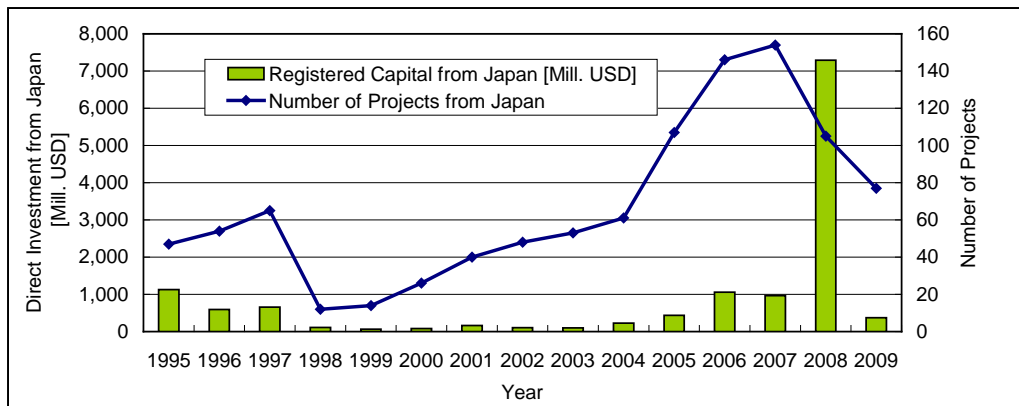


図 3.2-3(1) 2010 年国別直接投資流入額 図 3.2-3(2) 国別累積直接投資流入額(~2010 年)

出典 : GSO

(4) 日本からの直接投資動向

日本からの「ベ」国向け直接投資は、1990 年代以降ベトナム外資法が制定され、日本からの ODA も再開されたことなどを契機に増加した。1998 年以降はアジア通貨危機の影響で投資流入が低迷していたが、2004 年頃から回復し、日系を含め各種工業団地の整備や日系企業の受け入れ態勢の整備などを背景に急速に増加した (図 3.2-4)。



Year	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Total Registered Capital [Mill.USD]	6,524	8,497	4,737	3,658	1,567	1,989	2,192	1,558	1,914	2,222	4,002	7,570	17,885	71,726	21,482
Registered Capital from Japan [Mill. USD]	1,130	591	657	108	62	81	164	102	100	224	437	1,056	965	7,288	373
Number of Projects from Japan	47	54	65	12	14	26	40	48	53	61	107	146	154	105	77
Proportion of Japan to Total Investment [%]	17.3%	7.0%	13.9%	3.0%	4.0%	4.1%	7.5%	6.5%	5.2%	10.1%	10.9%	13.9%	5.4%	10.2%	1.7%

図 3.2-4 日本からの直接投資認可額・件数の動向

出典 : JETRO, MPI, GSO

3.2.2 南部地域およびメコンデルタの経済状況

南部地域は、1990年代以降の投資ブーム期から2000年まで、海外からの直接投資のほとんどを受け入れてきた。その背景には、ベトナム戦争中から米国により道路や電力等のインフラが整備され、産業インフラが整備されていたこと、早期から投資家が進出しやすい工業団地や輸出加工区が整備されるなど、受け入れ態勢が整備されてきたことなどが挙げられる。

以下に示すように、北部・中部と比べて南部地域は早くから経済発展をし、現在においても経済・産業及び工業生産においても中心的な役割を示し、電力需要が多い一方で、計画停電が頻発するなど、電力不足が深刻な状況でもある。

(1) 人口および一人当たり所得・支出

表 3.2-1 に示すように、2010年の「ベ」国全体の人口は、約8,700万人で、北部と南部にそれぞれ3,000万人強、中部に2,400万人が分布している。1km²あたりの人口密度の地域平均は、北部266人、中部160人、南部497人と、特に南部地域で人口が集中している。また、図 3.2-5 に示すように、南部地域は、所得水準、消費水準も高く、市場としての魅力も有している。

表 3.2-1 地域別人口の動向

Average population by province (Thousand persons)												
	Population Density (2010)	Area (km ²) (*)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total	263 (person/km ²)	331,051 (100%)	78,621 (100%)	79,538 (100%)	80,467 (100%)	81,436 (100%)	82,392 (100%)	83,311 (100%)	84,219 (100%)	85,119 (100%)	86,025 (100%)	86,928 (100%)
North	266 (person/km ²)	116,402 (35%)	28,572 (36%)	28,873 (36%)	29,177 (36%)	29,489 (36%)	29,775 (36%)	30,013 (36%)	30,233 (36%)	30,471 (36%)	30,692 (36%)	30,939 (36%)
Central	160 (person/km ²)	150,526 (45%)	22,673 (29%)	22,850 (29%)	23,021 (29%)	23,203 (28%)	23,377 (28%)	23,528 (28%)	23,677 (28%)	23,835 (28%)	23,985 (28%)	24,150 (28%)
South	497 (person/km ²)	64,124 (19%)	27,376 (35%)	27,815 (35%)	28,270 (35%)	28,745 (35%)	29,240 (35%)	29,770 (36%)	30,308 (36%)	30,813 (36%)	31,349 (36%)	31,839 (37%)

(*) Area data as of 01 January 2009 according to Decision No. 2097b/QD-BTNMT dated 29 October 2009 of Minister of the Ministry of Natural Resources and Environment.

出典：GSO

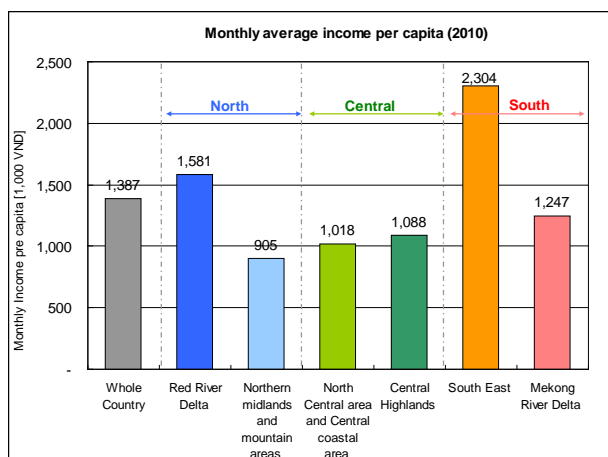


図 3.2-5(1) 地域別一人当たり月平均所得

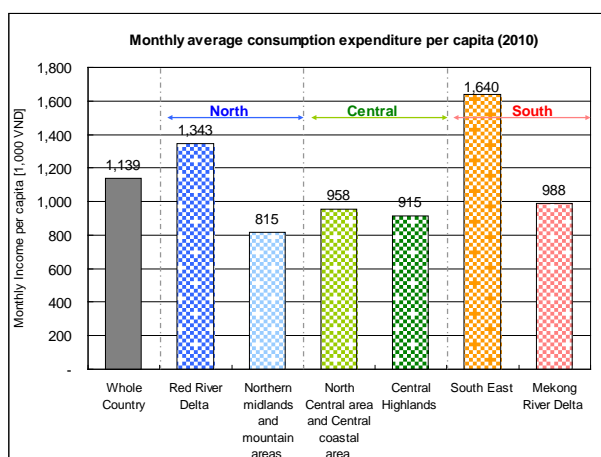


図 3.2-5(2) 地域別一人当たり月平均支出

出典：GSO

(2) 工業生産高

「ベ」国内における工業生産高は、図 3.2-6 に示すように増加し続けている。その中でも、南部地域の生産高は 50%を越えており（2010 年は 53%）、「ベ」国経済の牽引役として工業生産の面で、南部は重要を果たしていると言える。

Gross output of Industry 2009 at Constant 1994 Prices (Bill.VND)						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total	415,895.8 (100%)	485,896.0 (100%)	567,448.3 (100%)	646,353.0 (100%)	701,183.8 (100%)	808,745.4 (100%)
North (A ~ B)	116,798.1 (28%)	141,346.0 (29%)	172,132.9 (30%)	199,089.3 (31%)	217,006.5 (31%)	251,079.0 (31%)
A Red River Delta	102,314.4	124,573.0	152,283.6	176,474.9	192,753.7	223,179.1
B Northern midlands and mountain areas	14,483.5	16,772.8	19,849.0	22,614.1	24,252.5	27,899.6
Central (C ~ D)	42,881.5 (10%)	48,577.9 (10%)	56,117.1 (10%)	64,553.6 (10%)	73,126.4 (10%)	93,885.7 (12%)
C Northern central and central coast areas	39,374.5	44,503.0	51,223.3	58,605.5	66,734.4	86,484.1
D Central Highlands	3,506.9	4,074.8	4,893.7	5,948.0	6,391.9	7,401.5
South (E ~ F)	236,297.2 (57%)	273,651.5 (56%)	314,600.9 (55%)	356,098.7 (55%)	380,942.3 (54%)	429,577.2 (53%)
E South East	198,896.8	229,296.0	259,909.2	291,716.4	311,715.6	349,591.7
F Mekong River Delta	37,399.9	44,355.0	54,691.2	64,381.8	69,226.3	79,985.1
G No Place and Port	19,919.8 (5%)	22,321.5 (5%)	24,598.3 (4%)	26,612.3 (4%)	30,109.4 (4%)	34,204.3 (4%)

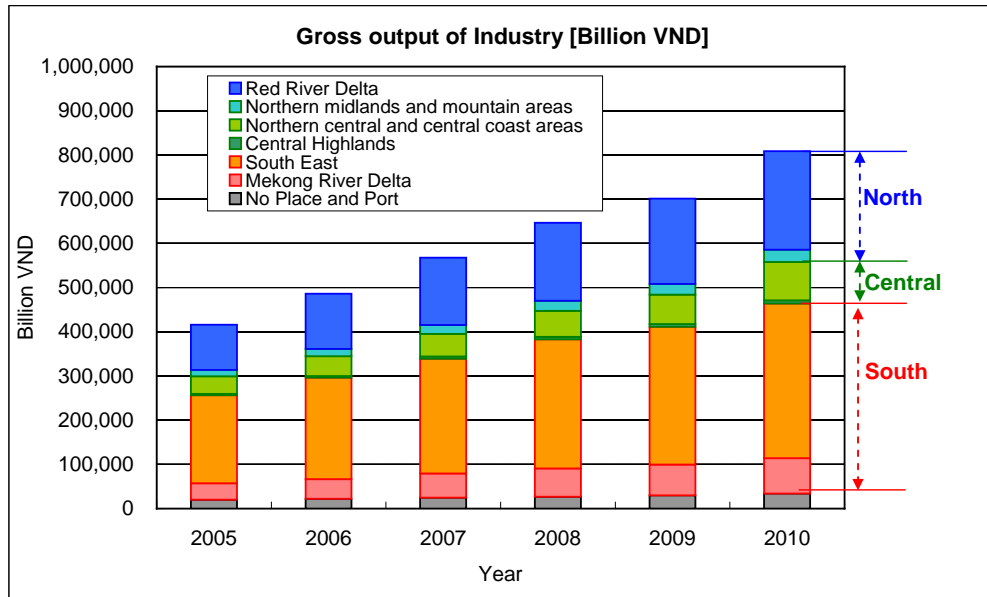


図 3.2-6 地域別工業生産高の推移

出典：GSO

(3) 外国直接投資流入状況

図 3.2-7 に示すように、2010 年の外国直接投資は約 1,200 件、約 200 億 USD で、そのうち件数では、北部 37%、中部 9%、南部 54% で南部への投資案件が多い。投資額では、北部 23%、中部 37%、南部 41% で、やはり南部が最も多い。南部はインフラが整備され、外資系企業が入居可能な工業団地が多いこともあって、以前から現在に至るまで外国直接投資の重要な受け入れ先である。また、2010 年までの累積で見ても、件数、投資額共に南部が圧倒している (図 3.2-8)。

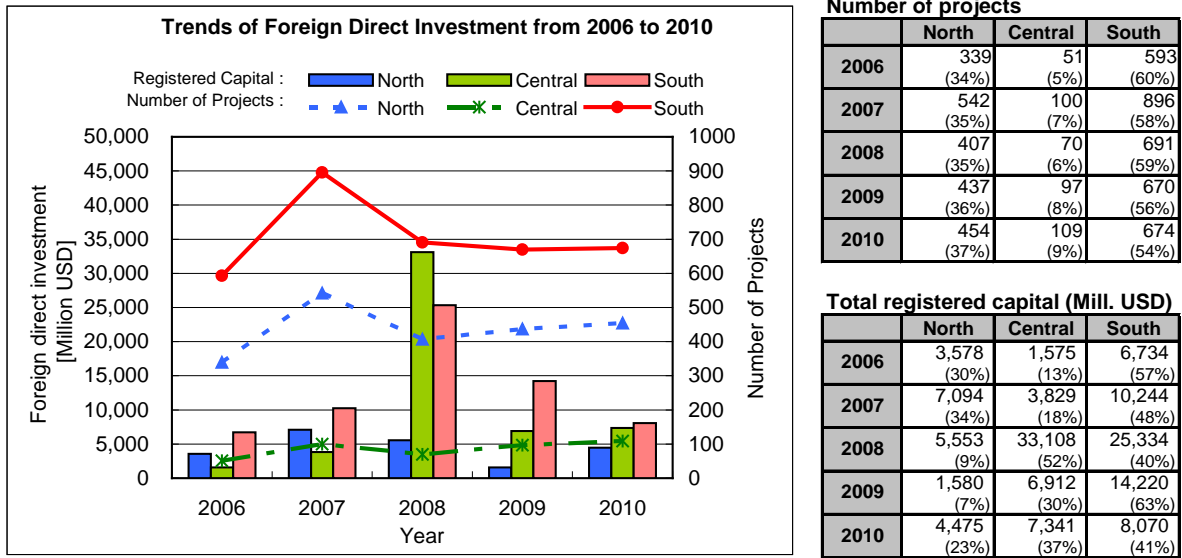


図 3.2-7 地域別外国直接投資流入状況 (2006~2010年)

出典 : GSO

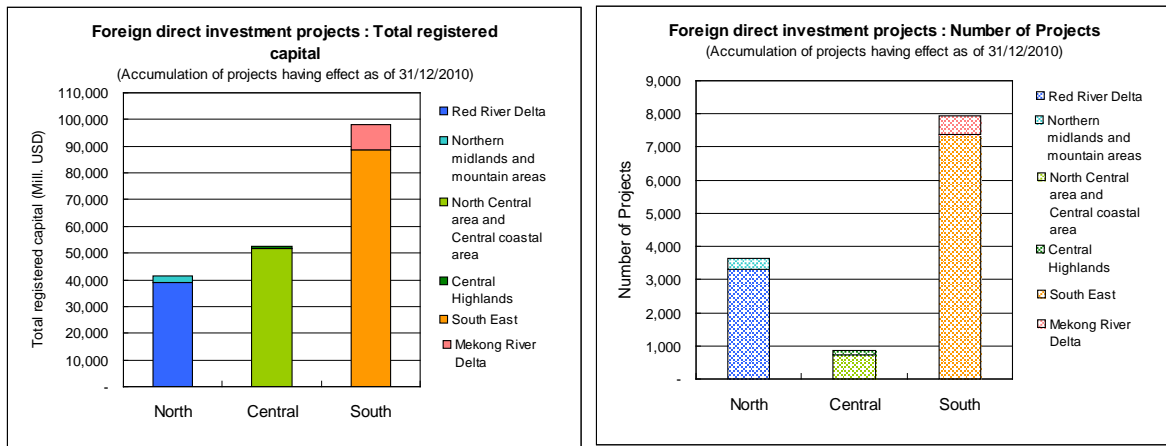


図 3.2-8 地域別外国直接投資流入状況
(2010年までの累積、左図：認可額、右図：件数)

出典 : GSO

3.3 メコンデルタ工業団地の概要および同工業団地における日本企業の入居状況

3.3.1 「ベ」国における工業団地の概要

「ベ」国政府は、工業製品、輸出品、ハイテク製品の製造事業またはそれらに対するサービス事業を行う投資家を誘致する目的で、工業団地、輸出加工区、ハイテク区の特別区を設けている。これら特別区には、工業製品（あるいは輸出品、ハイテク製品）の製造あるいは製造の支援サービスを提供する企業の進出が可能であり、進出企業には法人所得税や輸出入関税などの優遇措置が講じられる。

「ベ」国内における工業団地および輸出加工区の件数および総面積は、図 3.3-1 に示すように、増加し続けている。電力供給状況については、通常は、工業団地には優先的に電力が供給される場合が多いが、2010年には深刻な渇水から電力が不足し、これまで停電の経験がなかった工業団地においても一部計画停電が発生した⁵。

図 3.3-2 に、「ベ」国全土の工業団地位置図を示す。

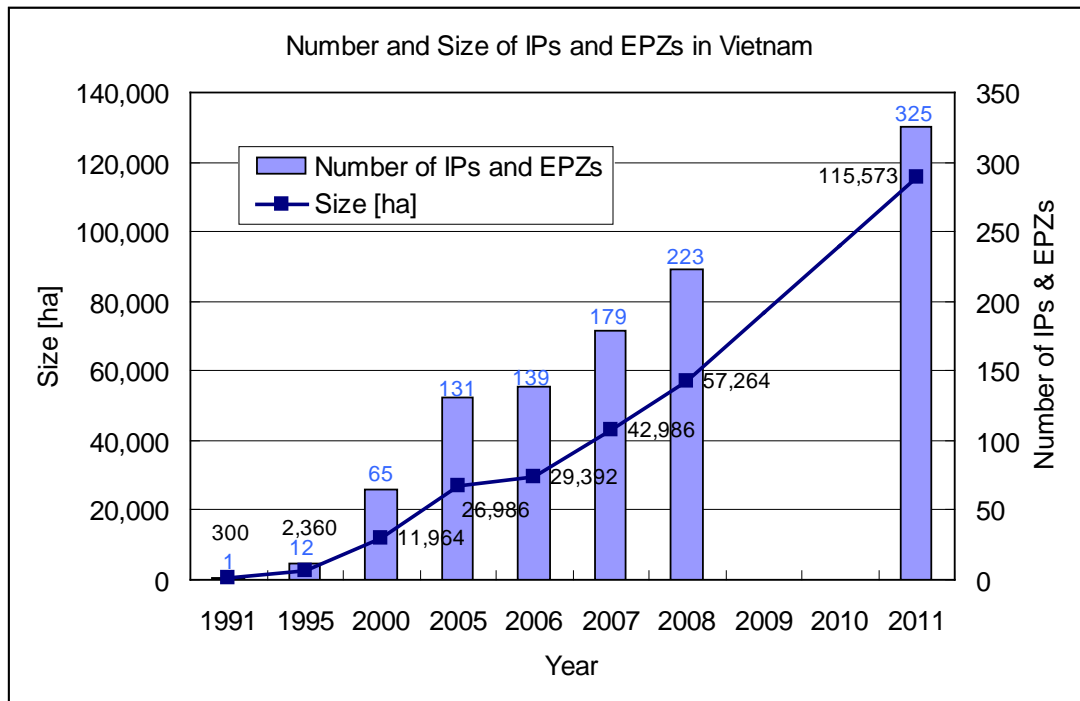


図 3.3-1 工業団地および輸出加工区の件数および総面積

出典：MPI "Vietnam's IPs, EPZs and EZs"(2009) に調査団追記

5 国際協力銀行 「ベトナムの投資環境」、2011年

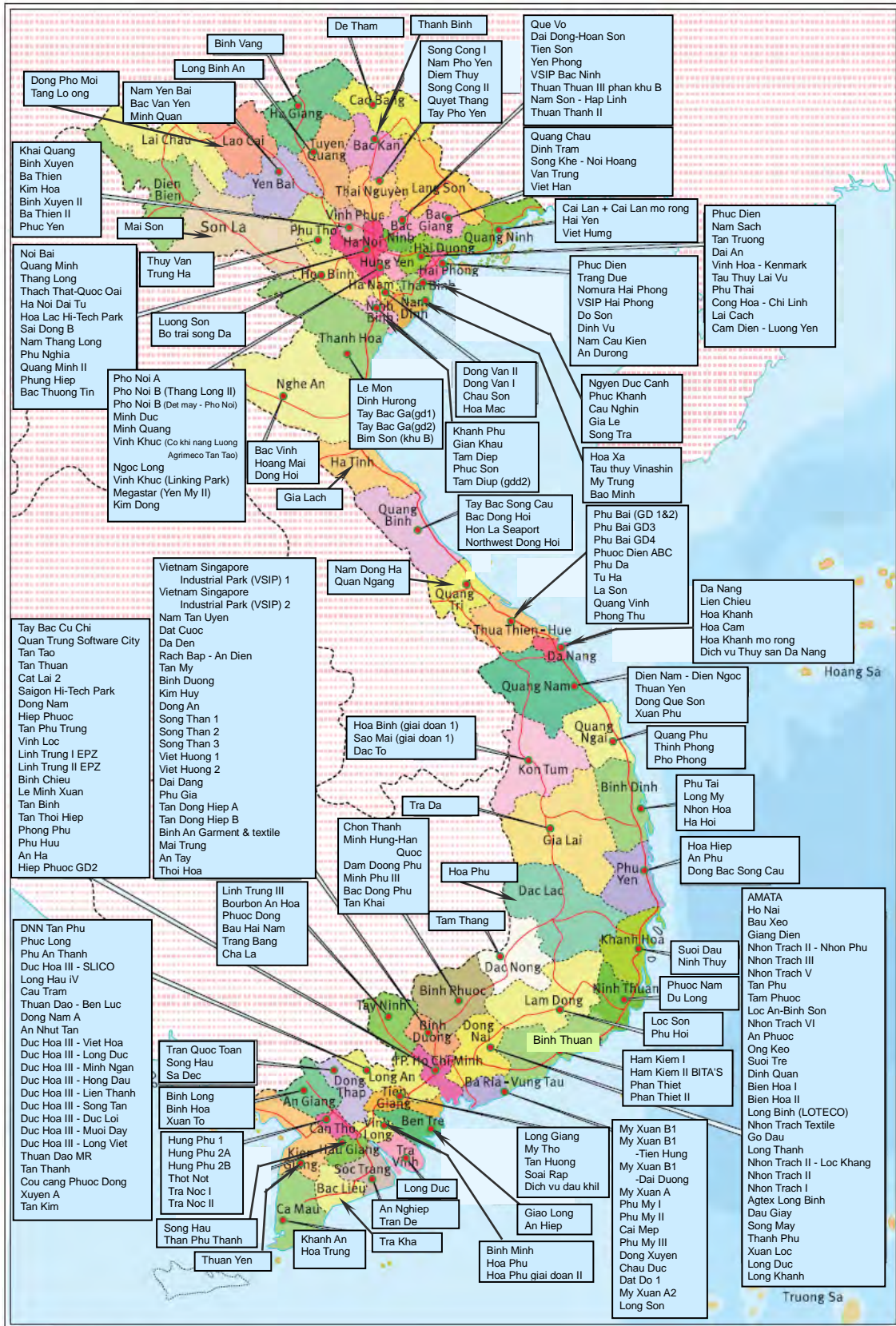


図 3.3-2 省別の工業団地分布図

出典：MPI "Vietnam's IPs, EPZs and EZs"(2009) に調査団追記

3.3.2 南部およびメコンデルタの工業団地の概要および日本企業の入居状況

(1) 工業団地および輸出加工区の地域比較

工業団地および輸出加工区の件数および総面積は、図 3.3-3 に示すように、全体のうち南部地域は件数で 50.8%（北部 30.8%、中部 18.5%）、面積で 48.8%（北部 41.5%、中部 9.7%）を占め、件数、面積ともに最大となっている。南部地域に着目すると、南東部は件数で 31.7%、面積で 40.0%、メコンデルタ地域は同 19.1%と 8.8%を占めている。

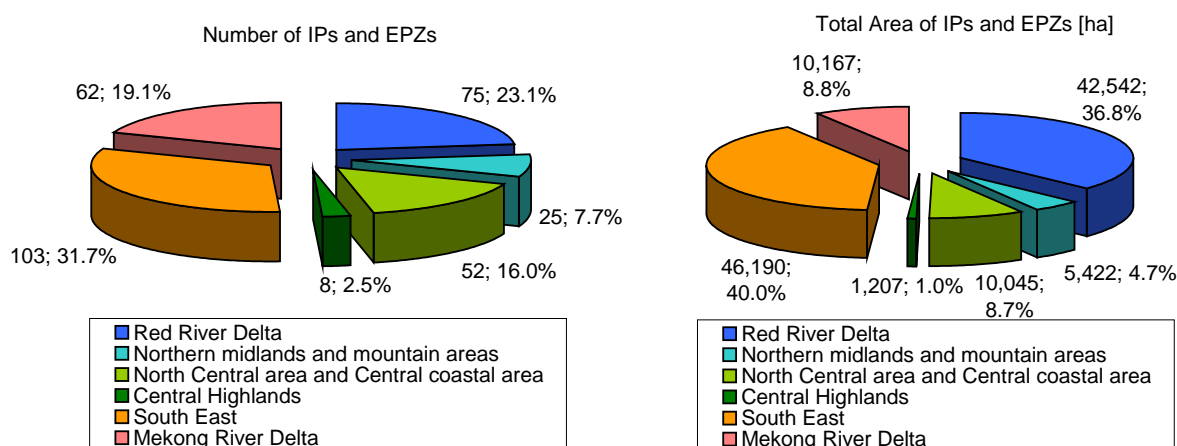


図 3.3-3 地域別の工業団地および輸出加工区の件数および面積

出典：MPI、JETRO

(2) 南部地域およびメコンデルタ地域工業団地の概要

南部地域には、工業団地、輸出加工区、ハイテクパークがあり、日系企業からの投資も多いホーチミン市、Dong Nai省、Binh Duong省に南部全体の約6割が集中している。南部地域の工業団地内では、電力供給はほとんどをEVNから受けているものの、電力不足から計画停電が実施されており、場所によっては瞬間停電が多いなどの問題が発生しているところもある。また、2010年には、工業団地内の各企業に省エネルギーの目標が提示され、達成できなかった企業に対して計画停電が割り当てられた事例もあった⁶。

(3) 南部地域およびメコンデルタ地域における日本企業の入居状況

工業団地および輸出加工区に入居する企業数については、図 3.3-4 に示すように南部が特に多く、そのうち日本企業の数も南部で最も多くなっており、日本企業が南部地域の工業生産に重要な役割を果たしていることが示されている。

6 国際協力銀行「ベトナムの投資環境」、2011年

南東部およびメコンデルタ地域の工業団地のリストを、表 3.3-1 に示す。このリストは、MPI 提供のリストおよび日本貿易振興機構（Japan External Trade Organization : JETRO）からの情報に基づいて本調査団が 2012 年 2 月に更新した。このリストによると、南東地域に 103、メコンデルタ地域に 62 で、南部地域合計で 165 の工業団地等があり、入居企業は 4,701 社、そのうち日系企業は 411 社にのぼる。

工業団地における電力需給状況としては、2010 年の渇水による電力不足の際には、南部では特に停電が頻発したとの不満の声が聞かれたという⁷。また、MPI におけるヒアリングでも、工業団地から停電に関するクレームが多く寄せられるとのことであり、特に南部地域の工業団地における電力供給に課題があるとのことであった。また、JETRO ホーチミン事務所におけるヒアリングにおいても、南部工業団地では電力が重要な課題であり、南部地域における新規発電所の重要性は高いとのことであった。JETRO ホーチミン事務所が 2011 年 12 月 15 日に開催した「ベトナム現在の電力事情と今後の対応」セミナーには「ベ」国南部の工業団地で操業している日本企業約 100 社が参加し、会場が満杯になるなど、南部における深刻な電力供給不足に対する日本企業の関心の高さが窺われる。

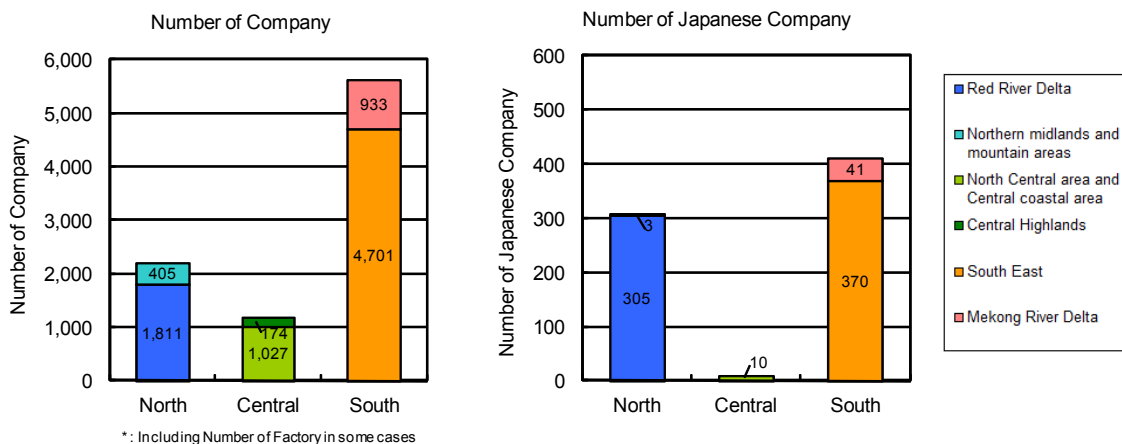


図 3.3-4 地域別の工業団地および輸出加工区に入居する企業数(左)、うち日本企業数(右)

出典：MPI、JETRO

7 国際協力銀行「ベトナムの投資環境」(2011年)に記載あり。また、MPI及びJETROホーチミン事務所へのヒアリングにおいても同様の情報あり。

表 3.3-1 南部地域(南東部・メコンデルタ地域)の工業団地等のリスト(1/3)

	Industrial Zone	Year of Establishment	Total Area [ha]	Industrial Area [ha]	Leased Area [ha]	Number of Company*	Japanese Company	Source
	South					5,634	411	
	South East		46,190 ha			4701	370	
1	Binh Phuoc					82	0	
	1 Chon Thanh	2003	120	73	41	21		2,3
	2 Minh Hung-Han Quoc	2007	194	132	122	52		3
	3 Dam Doong Phu	2008	72	44				3
	4 Minh Phu III	2008	292	178	49	2		3
	5 Bac Dong Phu	2010	184	126	26	5		3
	6 Tan Khai	2010	46	34	4	2		3
2	Tay Ninh					234	13	
	1 Linh Trung III	2002	203	132	101	139	13	1,3
	2 Bourbon An Hoa	2010	1,020	760	15	12		1,3
	3 Phuoc Dong	2010	3,276	2,190	1,418	6	0	1,3
	4 Bau Hai Nam		191	114	0			1
	5 Trang Bang	1999	191	133	131	75		2,3
	6 Cha La	2009	43	32	20	2		3
3	Binh Duong					1697	150	
	1 Bau Bang	2007	2,000	100	300	40	6	1,3
	2 My Phuoc I ~ IV	2002	4,200	1,700	1,300	340	37	1,2,3
	3 Ascendas-Protrade Singapore Tech Park		500	500				1
	4 Dong An II	2007	158	101	60	22	2	1,3
	5 Vietnam Singapore Industrial Park (VSIP) 1	1996	500	483	483	241	59	1,2,3
	6 Vietnam Singapore Industrial Park (VSIP) 2	2004	6,345	1,345	445	170	38	1,3
	7 Nam Tan Uyen	2005	331	204	185	86	2	1,3
	8 Dat Cuoc	2007	212	131	67	30	1	1,3
	9 Da Den		274	166	75	34	1	1
	10 Rach Bap - An Dien	2005	279	188	10	6	1	1,2,3
	11 Tan My		117	100	10	5		1
	12 Binh Duong	1997	17	14	14	12		2,3
	13 Kim Huy	2006	214	145	76	11		2,3
	14 Dong An	1996	139	93	93	147		2,3
	15 Song Than 1	1995	178	140	140	211		2,3
	16 Song Than 2	1996	279	217	214	128	3	2,3,4
	17 Song Than 3	2007	534	327	141	23		2,3
	18 Viet Huong 1	1996	36	25	25	69		2,3
	19 Viet Huong 2	2004, 2007	250	169	123	29		2,3
	20 Dai Dang	2005	274	166	74	33		2,3
	21 Phu Gia	2007	133	86	17	2		2,3
	22 Tan Dong Hiep A	2001	53	37	37	18		2,3
	23 Tan Dong Hiep B	2002	163	103	86	32		2,3
	24 Binh An Garment & textile	2004	26	19	19	5		2,3
	25 Mai Trung	2005	51	35	22	3		2,3
	26 An Tay	2007	500	335				3
	27 Thoi Hoa	2004	202	135				3
4	Dong Nai					1049	94	
	1 AMATA	1994, 2002	494	314	298	124	55	1,2,3
	2 Ho Nai	1998, 2007	497	301	139	90		1,2,3
	3 Bau Xeo	2006	500	328	307	25		1,2,3
	4 Giang Dien	2008	529	325		2		1,2,3
	5 Nhon Trach II - Nhon Phu	2006	183	126	65	19		1,2,3
	6 Nhon Trach III	1997	688	461	323	57	7	1,2,3
	7 Nhon Trach V	2003	302	205	184	18		1,2,3
	8 Tan Phu	2007	54	35		1		1,2,3
	9 Tam Phuoc	2003	323	215	215	54		1,2,3
	10 Loc An-Binh Son	2010	498	336		1		1,3
	11 Nhon Trach VI	2005	315	220		1		1,2,3
	12 An Phuoc	2003	130	91		4		1,2,3
	13 Ong Keo	2008	823	503	425	14		1,2,3
	14 Suoi Tre		50	29	13	5		1
	15 Dinh Quan	2004	54	38	45	14		1,3
	16 Bien Hoa I	2000	335	248	248	80	3	1,2,3
	17 Bien Hoa II	1995	365	261	261	120	12	1,2,3
	18 Long Binh (LOTECO)	1996	100	72	72	48	13	1,3

(Source)

1: JETRO (Japan External Trade Organization)

2: MPI "Vietnam's Ips, EPZs and Ezs, Ideal Places for Manufacturing Base, A guide for Investing in Vietnam's Ips, EPZs and Ezs"

3: "Tinh Ninh Hoat Dong Cua Cac Khu Cong Nghiep Viet Nam Den Nam 2011" (Operating Industrial Zones by 2011 in Viet Nam), provided by MPI in Feb. 3, 2012

4: ASEAN-Japan Center WEB page (<http://www.asean.or.jp/ja/asean/know/country/vietnam/invest/industrialestate>)

*: Including Numbers of Factories in some cases

表 3.3-1 南部地域(南東部・メコンデルタ地域)の工業団地等のリスト(2/3)

	Industrial Zone	Year of Establishment	Total Area [ha]	Industrial Area [ha]	Leased Area [ha]	Number of Company*	Japanese Company	Source
19	Nhon Trach Textile	2003	184	121	96	35		2,3
20	Go Dau	1955	184	137	137	28	2	2,3,4
21	Long Thanh	2003	488	283	224	79	1	2,3,4
22	Nhon Trach II - Loc Khang	2006	70	43	27	3		2,3
23	Nhon Trach II	1997, 2005	347	257	257	61		2,3
24	Nhon Trach I	1995	430	311	279	85		2,3
25	Agtex Long Binh	2007	43	28	26	10		2,3
26	Dau Giay	2008	331	206	1	2		2,3
27	Song May	1988, 2007	474	334	135	57		2,3
28	Thanh Phu	2006	177	124	58	8		2,3
29	Xuan Loc	2006	109	64	40	2	1	2,3,4
30	Long Duc	2007	283	183		1		2,3
31	Long Khanh	2008	264	169		1		3
5	Ba Ria - Vung Tau					264	9	
1	My Xuan B1	1998	226	158	55	5		1,2,3
2	My Xuan B1-Tien Hung	2007	200	140	30	4		1,3
3	My Xuan B1-Dai Duong	2006	139	138	94	13		1,3
4	My Xuan A	1996, 2002	304	228	198	34	3	1,2,3
5	Phu My I	1998	945	651	586	60	1	1,2,3
6	Phu My II	2001	620	373	198	34	3	1,2,3
7	Cai Mep	2002	670	414	80	11		1,2,3
8	Phu My III	2007	942	803				1,2,3
9	Dong Xuyen	1996	161	128	126	68	1	1,2,3
10	Chau Duc	2008	1,556	1,066	13	3		1,2,3
11	Dat Do 1	2009	496	496	301	0		1,3
12	My Xuan A2	2001, 2007	422	292	277	30	1	2,3,4
13	Long Son	2008	1,250	890	440	2		2,3
6	TP. Ho Chi Minh					1375	104	
1	Tay Bac Cu Chi	1997	220	141	141	44		1,2,3
2	Quan Trung Software City		43		28	32	28	1
3	Tan Tao	1996, 2000	392	220	181	268		1,2,3
4	Tan Thuan	1991	300	195	165	171	66	1,2,3
5	Cat Lai 2	2003	117	82	82	60		1,2,3
6	Saigon Hi-Tech Park		913	458	111	53	5	1
7	Dong Nam	2010	343	287	180	6	0	1,3
8	Hiep Phuoc	1996, 2008	311	222	222	95	1	1,2,3
9	Tan Phu Trung	2004	590	359	91	60	1	1,2,3
10	Vinh Loc	1997	203	115	115	121		2,3
11	Linh Trung I EPZ	1992	62	42	42	30	3	2,3,4
12	Linh Trung II EPZ	1997	62	44	44	41		2,3
13	Binh Chieu	1998	27	21	21	20		2,3
14	Le Minh Xuan	1997	100	66	66	181		2,3
15	Tan Binh	1997, 2009	130	90	87	164		2,3
16	Tan Thoi Hiep	1997	28	20	20	29		2,3
17	Phong Phu	2002	163	88				2,3
18	Phu Huu	2006	114	74				2,3
19	An Ha		124					3
20	Hiep Phuoc GD2	2008	597	285				
	Mekong River Delta		10,167 ha			933	41	
1	Long An					474	30	
1	Duc Hoa III - Resco	2008	296	206	60	5		1,3
2	Duc Hoa III - Anh Hung	2008	55	41	14	5		1,3
3	Duc Hoa III - Thai Hoa	2008	100	70	30	26		1,3
4	Tan Duc	2005	275	194	168	110	5	1,3
5	Nhut Chanh	2007	106	74	59	17		1,2,3
6	Long Hau	2006	249	152	100	84	22	1,3
7	Vinh Loc-Ben Luc	2008	226	148	70	20		1,3
8	Duc Hoa I	1999	70	47	47	74		1,3
9	DNN Tan Phu	2011	105	74	10	3	0	1,3
10	Phuc Long	2010	80	51	12	2		1,3
11	Phu An Thanh	2008	392	392	50	7	1	1,3

(Source)

*: Including Numbers of Factories in some cases

1: JETRO (Japan External Trade Organization)

2: MPI "Vietnam's Ips, EPZs and Ezs, Ideal Places for Manufacturing Base, A guide for Investing in Vietnam's Ips, EPZs and Ezs"

3: "Tinh Ninh Hoat Dong Cua Cac Khu Cong Nghiep Viet Nam Den Nam 2011" (Operating Industrial Zones by 2011 in Viet Nam), provided by MPI in Feb. 3, 2012

4: ASEAN-Japan Center WEB page (<http://www.asean.or.jp/ja/asean/know/country/vietnam/invest/industrialestate>)

表 3.3-1 南部地域(南東部・メコンデルタ地域)の工業団地等のリスト(3/3)

	Industrial Zone	Year of Establishment	Total Area [ha]	Industrial Area [ha]	Leased Area [ha]	Number of Company*	Japanese Company	Source
12	Duc Hoa III - SLICO	2008	196	138	0			1,3
13	Long Hau IV		117	82	3			1
14	Cau Tram	2007	78	54	6	5		2,3
15	Thuan Dao - Ben Luc	2003	114	74	74	10		2,3
16	Dong Nam A	2009	396	296	179	1		2,3
17	An Nhut Tan	2008	120	81	2	1		2,3
18	Duc Hoa III - Viet Hoa	2008	83	52	26	7	2	3
19	Duc Hoa III - Long Duc	2010	175	114				3
20	Duc Hoa III - Minh Ngan	2010	147	114	0			3
21	Duc Hoa III - Hong Dau	2008	100	66	7	2		3
22	Duc Hoa III - Lien Thanh	2008	92	64				3
23	Duc Hoa III - Song Tan	2008	307	235				3
24	Duc Hoa III - Duc Loi	2009	110	64				3
25	Duc Hoa III - Muoi Day	2010	114	89				3
26	Duc Hoa III - Long Viet	2011	87	50				3
27	Thuan Dao MR	2011	190	134				3
28	Tan Thanh	2010	296	204				3
29	Cou cang Phuoc Dong	2011	129	83				3
30	Xuyen A	1997	306	199	94	82		3
31	Tan Kim	2004	104	67	36	13		3
2	Tien Giang					61	1	
1	Long Giang	2007	540	378	92	11	1	1,3
2	My Tho	1997	79	58	58	28		2,3
3	Tan Huong	2004	197	138	81	22		2,3
4	Soai Rap	2006	285					3
5	Dich vu dau khi	2008						3
3	Ben Tre					12	10	
1	Giao Long	2005	102	66	53	9	5	2,3
2	An Hiep	2008	72	48	38	3	5	2,3
4	Tra Vinh					26	0	
1	Long Duc	2005	100	62	62	26		2,3
5	Vinh Long					24	0	
1	Binh Minh	2007	162	132	54	7		1,2,3
2	Hoa Phu	2007	122	92	92	17		2,3
3	Hoa Phu giai doan II	2010	130	91				3
6	Dong Thap					57	0	
1	Tran Quoc Toan	2002	56	39	9	5		1,2,3
2	Song Hau	2006	66	45	31	5		1,2,3
3	Sa Dec	1997	134	100	40	47		2,3
7	An Giang					15	0	
1	Binh Long	2007	29	19	14	6		2,3
2	Binh Hoa	2009	132	100	40	9		2,3
3	Xuan To	2005	57	32	11	4		2,3
8	Kien Giang					0	0	
1	Thuan Yen	2009	141	91	17			3
9	Can Tho					201	0	
1	Hung Phu 1	2004	270	262	26	5		1,2
2	Hung Phu 2A	2009	134	114	21	4		3
3	Hung Phu 2B	2009	63	44	15			3
4	Thot Not	2008	150	102	49	10		3
5	Tra Noc I	1995	135	112	112	122		2,3
6	Tra Noc II	1998	155	121	115	60		2,3
10	Hau Giang					18	0	
1	Song Hau	2007	291	282	175	6		2,3
2	Than Phu Thanh	2009	201	149	74	18		3
11	Soc Trang					31	0	
1	An Nghiep	2005	251	163	140	31		1,2,3
2	Tran De		120	95				1
12	Bac Lieu					4	0	
1	Tra Kha	2007	65	45	31	4		3
13	Ca Mau					10	0	
1	Khanh An	2007	360	290	25	2		1,2,3
2	Hoa Trung	2009	352	229	15	10		3

(Source)

*: Including Numbers of Factories in some cases

1: JETRO (Japan External Trade Organization)

2: MPI "Vietnam's Ips, EPZs and Ezs, Ideal Places for Manufacturing Base, A guide for Investing in Vietnam's Ips, EPZs and Ezs"

3: "Tinh Ninh Hoat Dong Cua Cac Khu Cong Nghiep Viet Nam Den Nam 2011" (Operating Industrial Zones by 2011 in Viet Nam), provided by MPI in Feb. 3, 2012

4: ASEAN-Japan Center WEB page (<http://www.asean.or.jp/ja/asean/know/country/vietnam/invest/industrialestate>)

(4) 将来の工業団地等の整備の計画

近年の活発な工業団地の整備に引き続いて、将来的にも工業団地の整備は進められ、2006年の首相令 No. 1107/2006/QD-TTgによると、南部地域においては2015年までに10件(2,000 ha)の拡張および42件(13,660 ha)の新規整備が計画されており(表 3.3-2~表 3.3-4)、さらなる電力需要が見込まれる。

表 3.3-2 南部地域における2015年までの工業団地の拡張計画

No.	Names of industrial parks	Localities	To be-expanded area (ha)
1	Dinh Quan Industrial Park	Dong Nai	150
2	Viet Huong II Industrial Park	Binh Duong	140
3	Chon Thanh Industrial Park	Binh Phuoc	255
4	My Xuan A2 Industrial Park	Ba Ria-Vung Tau	90
5	My Xuan B1 (Dai Duong) Industrial Park	Ba Ria-Vung Tau	146
6	Hiep Phuoc Industrial Park	Ho Chi Minh City	630
7	Northwestern Cu Chi Industrial Park	Ho Chi Minh City	170
8	Trang Bang Industrial Park	Tay Ninh	163
9	Thuan Dao Industrial Park	Long An	200
10	Tan Kim Industrial Park	Long An	56

出典：Prime Ministers Decision No. 1107/2006/QD-TTg

表 3.3-3 南部地域における2015年までの工業団地の新設計画(南東地域)

No.	Names of industrial parks	Localities	Projected area up to 2015 (ha)
1	Tan Phu Industrial Park	Dong Nai	60
2	Ong Keo Industrial Park	Dong Nai	300
3	Bau Xeo Industrial Park	Dong Nai	500
4	Loc An-Binh Son Industrial Park	Dong Nai	500
5	Long Duc Industrial Park	Dong Nai	450
6	Long Khanh Industrial Park	Dong Nai	300
7	Giang Dien Industrial Park	Dong Nai	500
8	Dau Giay Industrial Park	Dong Nai	300
9	My Phuoc 3 Industrial Park	Binh Duong	1,000
10	Xanh Binh Duong Industrial Park	Binh Duong	200
11	An Tay Industrial Park	Binh Duong	500
12	Southern Dong Phu Industrial Park	Binh Phuoc	150
13	Tan Khai Industrial Park	Binh Phuoc	700
14	Minh Hung Industrial Park	Binh Phuoc	700
15	Dong Xoai Industrial Park	Binh Phuoc	650
16	Northern Dong Phu Industrial Park	Binh Phuoc	250
17	Long Huong Industrial Park	Ba Ria-Vung Tau	400
18	Phu Huu Industrial Park	Ho Chi Minh City	162
19	Tram Vang Industrial Park	Tay Ninh	375

出典：Prime Ministers Decision No. 1107/2006/QD-TTg

表 3.3-4 南部地域における 2015 年までの工業団地の新設計画(メコンデルタ地域)

No.	Names of industrial parks	Localities	Projected area up to 2015 (ha)
1	Cau Tram (Cau Duoc) Industrial Park	Long An	80
2	My Yen-Tan Buu-Long Hiep (Ben Luc) Industrial Park	Long An	340
3	Nhat Chanh Industrial Park	Long An	122
4	Duc Hoa III Industrial Park	Long An	2,300
5	Thanh Duc Industrial Park	Long An	256
6	An Nhat Tan Industrial Park	Long An	120
7	Long Hau Industrial Park	Long An	142
8	Tan Thanh Industrial Park	Long An	300
9	Southern Tan Lap Industrial Park	Long An	200
10	Northern Tan Lap Industrial Park	Long An	100
11	Soai Rap Ship Industrial Park	Tien Giang	290
12	An Hiep Industrial Park	Ben Tre	72
13	Hau River Industrial Park	Dong Thap	60
14	Binh Minh Industrial Park	Vinh Long	162
15	Hung Phu 2 Industrial Park	Can Tho	226
16	Binh Long Industrial Park	An Giang	67
17	Binh Hoa Industrial Park	An Giang	150
18	Thanh Loc Industrial Park	Kien Giang	100
19	Vuot Canal Industrial Park	Kien Giang	100
20	Hau River Industrial Park	Hau Giang	150
21	Tran De Industrial Park	Soc Trang	140
22	Dai Ngai Industrial Park	Soc Trang	120
23	Tra Kha Industrial Park	Bac Lieu	66

出典：Prime Ministers Decision No. 1107/ 2006/QD-TTg

3.4 メコンデルタ地域の電力設備および電力需給状況

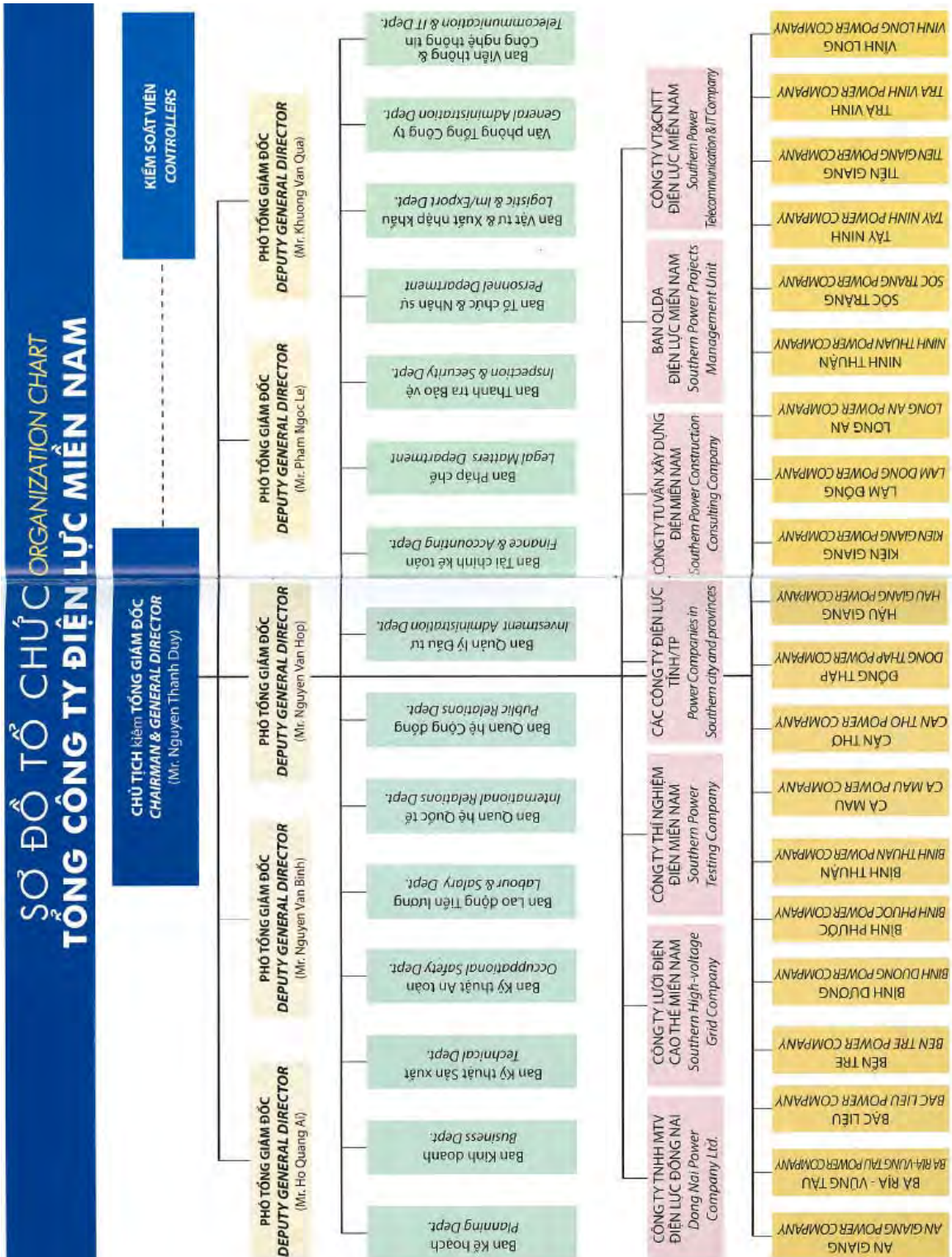
3.4.1 「ベ」国南部の電力供給体制

「ベ」国では発電された電力は500 kVおよび220 kV送電線を経て、EVN傘下の5つの地方の電力会社へ送られている。南部にはSouthern Power Corporation (SPC) とHo Chi Minh Power Corporationの2社の電力会社があり、前者はホーチミン市を除く南部一帯(18省)と中部の3省⁸に、後者はホーチミン市へ電力を供給している。なお、SPCは省毎にある20の配電子会社と財務的独立している配電子会社1社⁹を通じて需要家に電力を供給している。

図3.4-1にSPCの組織図を、また、図3.4-2にSPC管内の電力設備系統図を示す。

8 Lam Dong 省、Ninh Thuan 省及び Binh Thuan 省

9 Dong Nai Power Company Ltd.



出典：“Southern Power Corporation 2005-2010”

図 3.4-1 SPC 組織図

3.4.2 SPC管内の電力需給バランス

表 3.4-1 はSPC管内の 220/110 kV変電所とその変圧器容量を示す。2011 年を例にとれば、変圧器容量¹⁰の合計が 10615.2 MVAであり、基本的には上位系統（500/220 kV）からの最大供給可能量を示している。一方 2011 年のピーク需要は 5,087 MW（= 5,191 MVA）と数値上ではピーク時需要は最大供給可能量の 49%となり、需給バランス上は成立する。しかし、これは飽くまでも、上位系統から十分な電力が送られて来た場合であり、現実には絶対的な電源不足により十分な電力が送られて来ず、第 3.4.4 節で述べる停電が多発している。

表 3.4-1 SPC 管内の過去 5 年間の需給バランス(1/2)

No	Province	Name of Substation	Transformer	Capacity [MVA]				
				2007	2008	2009	2010	2011
1	An Giang	Châu Đốc 2	1			125	125	125
			2					125
2	Cần Thơ	Thốt Nốt 2	1				125	125
			2				125	125
		Trà Nóc	1	100	100	100	100	100
			2	125	125	125	125	125
		Ô Môn	3		125	125	125	125
			4		125	125	125	125
3	Kiên Giang	Kiên Bình	1				125	125
			2				125	125
		Rạch Giá 2	1	250	250	250	250	250
			2	125	125	125	125	125
4	Cà Mau	Cà Mau 2	1	250	250	250	250	250
5	Bạc Liêu	Bạc Liêu 2	1	125	125	125	125	125
6	Sóc Trăng	Sóc Trăng 2	1			125	125	125
7	Đồng Tháp	Cao Lãnh 2	1			125	125	125
			2					125
8	Vĩnh Long	Vĩnh Long 2	1	125	125	125	125	250
			2	125	125	125	125	125
9	Bến Tre	Bến Tre 2				125	125	125
						125	125	125
10	Tiền Giang	Cai Lậy	1	125	125	125	125	125
			2	125	125	125	125	125
		Mỹ Tho 2	1	125	125	125	125	125
			2	0			125	125
11	Long An	Long An 2	1				125	125
			2				125	250
		Nhà Bè		30	35	40	45	50
		Phủ Lâm		40	45	60	70	80
12	Tây Ninh	Trảng Bàng 2	1	250	250	250	250	250
			2	250	250	250	250	250
13	Bình Dương	Mỹ Phước	1	250	250	250	250	250
			Tân Định	3	0	0	0	0
		Bình Hòa	4	250	250	250	250	250
			1	250	250	250	250	250
			2	250	250	250	250	250
			5	0	0	0	0	250
110kV	103	103	126	126	126			

10 ただし、Transformer の欄に 110kV と記載がある箇所については、そこに発電所が存在し、発電機容量が記載されている。

表 3.4-1 SPC 管内の過去5年間の需給バランス(2/2)

No	Province	Name of Substation	Transformer	Capacity [MVA]						
				2007	2008	2009	2010	2011		
14	Bình Phước	Bình Long 2	1					125		
			2					125		
		TĐ S.P.Miêng	1	30	30	30	30	30		
			2	30	30	30	30	30		
		TĐ Cần Đơn	1	48.5	48.5	48.5	48.5	48.5		
			2	48.5	48.5	48.5	48.5	48.5		
		TĐ Thác Mơ	1	88	88	88	88	88		
			2	88	88	88	88	88		
		TĐ Đắk Glun	1					10.6		
			2					10.6		
		15	Đồng Nai	NM Trị An	1	63	63	63	63	125
					2	63	63	63	63	125
Long Bình	1			250	250	250	250	250		
	2			250	250	250	250	250		
	3			0	0	0	0	250		
Long Thành	1			250	250	250	250	250		
	2						250	250		
	110kV			300	300	300	300	300		
Xuân Lộc	1							250		
16	Lâm Đồng			Bảo Lộc	1	63	63	63	63	63
		2	125		125	125	125	125		
		110kV	40		40	40	40	40		
		NM Đa Nhim	9	63	63	63	63	63		
			10	63	63	63	63	63		
		NM BauXit Lâm Đồng	1					40		
			2					40		
		TĐ Bảo Lộc	1			16	16	16		
			2			16	16	16		
		TĐ Đa Dâng 2	1				23	23		
			2				23	23		
		17	Ninh Thuận	TĐ Sông Pha	1	10	10	10	10	10
				TĐ Sông Ông	1	4	4	4	4	4
		18	Bình Thuận	TĐ Bắc Bình	1			20	20	20
2						20	20	20		
TĐ Đại Ninh	3			63	63	63	63	63		
Phan Thiết 2	1						125	250		
TĐ Hàm Thuận	3			63	63	63	63	63		
19	BRVT	Gas Bà Rịa (220kV)	1	125	125	125	125	125		
		Gas Bà Rịa (110kV)	1	25	25	25	25	25		
			2	25	25	25	25	25		
			3	50	50	50	50	50		
			4	50	50	50	50	50		
			8	50	50	50	50	50		
			10	88	88	88	88	88		
		NM Phú Mỹ	5	250	250	250	250	250		
6	250		250	250	250	250				
	EVN SPC	Sum of Capacity [MVA] (a)		6189	6449	7189	8500	10615.2		
		Demand of EVN SPC [MW] (b)		3544	3852	4197	4558	5087.26		
		Ratio [%] ((b)/0.98/(a))		58%	61%	60%	55%	49%		

出典：SPC

3.4.3 SPC 管内への販売電力量

表 3.4-2 は SPC 管内の 21 省および SPC が直接供給している 2011 年の販売電力量 (MWh) を示す。SPC 管内の 2011 年の総販売電力量は 32,307 GWh で、その内、工業および建設業への売電量 20,451 GWh と全体の 63.3% を占める。省別には工業団地の多い Binh Duong 省および Dong Nai 省の 2 省が突出しており、全体売電量の 37.9% を占める。

また、表 3.4-3 に各省への販売電力量の 2006 年から 2010 年までの伸び率を示す。2006 年から 2010 年までの SPC 管内の販売電力量の平均伸び率は 16.04% で、省別では Binh Phuoc 省 23.16%、Ba Ria - Vung Tau 省 21.12% および中部 Binh Tuan 省 21.46% の 3 省の平均伸び率が 20% を超えている。

表 3.4-2 SPC 管内への電力販売量(2011 年)

No	Province/ Daughter's Company	Total Sales in 2011 (MWh)	Consumers				
			Agriculture	Industry and Construction	Restaurant and Hotel	Household	Others
1	Binh Phuoc	577,092	368	224,972	10,601	321,003	20,148
2	Binh Thuan (Central)	1,146,199	11,050	579,243	74,683	459,685	21,538
3	Lam Dong (Central)	659,521	60,251	170,629	31,318	361,087	36,236
4	Binh Duong	5,102,239	870	4,082,492	108,711	836,256	73,910
5	Tay Ninh	1,111,159	10,788	626,379	16,985	418,146	38,861
6	Hau Giang	326,543	1,010	112,873	4,935	193,632	14,093
7	Long An	1,857,227	6,928	1,252,574	40,616	515,377	41,732
8	Dong Thap	1,240,906	72,682	666,397	16,162	451,183	34,482
9	Tien Giang	1,308,036	23,039	677,031	26,845	542,483	38,638
10	Ben Tre	604,521	10,417	186,685	15,760	365,935	25,724
11	Vinh Long	525,882	468	186,800	16,326	299,568	22,720
12	Can Tho	1,401,890	2,378	796,885	65,833	461,985	74,809
13	An Giang	1,316,509	64,755	525,192	34,849	658,234	33,479
14	Kien Giang	975,492	18,040	406,244	38,839	475,977	36,392
15	Ca Mau	709,299	9,148	296,006	24,314	360,030	19,801
16	Vung Tau	1,867,206	32,853	1,080,147	108,467	573,860	71,879
17	Tra Vinh	411,394	549	140,897	11,028	247,158	11,762
18	Soc Trang	629,878	51,246	223,380	14,685	305,519	35,048
19	Ninh Thuan (Central)	355,725	70,093	89,763	12,078	167,512	16,279
20	Bac Lieu	445,876	8,739	157,358	8,930	249,115	21,734
21	Dong Nai	7,133,198	122,566	5,615,771	82,839	1,171,396	140,626
22	VP-EVN SPC	2,601,060	-	2,353,511	-	-	247,549
	Total	32,306,852	578,238	20,451,229	764,804	9,435,141	1,077,440

出典：SPC

表 3.4-3 SPC 管内の販売電力量の伸び率(2006-2010)

No.	Province/ Daughter's Company	Growth Rate of kWh Sales (%)					Average 2006-2010
		2006	2007	2008	2009	2010	
1	Binh Phuoc	18.57	16.92	15.08	20.93	41.40	23.16
2	Binh Thuan (Central)	16.98	17.48	17.87	21.04	21.81	21.46
3	Lam Dong (Central)	13.73	8.60	9.05	10.06	9.55	9.31
4	Binh Duong	23.71	28.54	15.04	11.27	14.45	17.14
5	Tay Ninh	24.49	12.16	11.64	30.14	18.66	17.92
6	Hau Giang	14.63	10.05	9.80	14.16	10.19	11.04
7	Long An	20.75	23.72	14.27	19.94	19.12	19.21
8	Dong Thap	13.16	15.96	22.07	22.56	17.70	19.54
9	Tien Giang	14.68	12.37	14.66	13.25	14.13	13.60
10	Ben Tre	15.02	6.61	9.40	12.44	22.49	10.73
11	Vinh Long	9.70	14.63	13.24	18.64	8.69	13.75
12	TP Can Tho	16.60	18.65	18.88	13.45	11.96	15.69
13	An Giang	13.78	11.94	14.82	15.85	11.15	13.42
14	Kien Giang	10.66	33.19	10.61	8.69	6.68	14.32
15	Ca Mau	12.39	5.64	12.03	13.89	12.15	10.88
16	Ba Ria -Vung Tau	29.70	25.39	24.26	15.55	19.54	21.12
17	Tra Vinh	11.67	9.44	14.19	19.16	13.83	14.10
18	Soc Trang	14.01	14.37	8.74	8.85	8.29	10.04
19	Ninh Thuan (Central)	8.53	7.39	11.43	25.78	18.33	15.52
20	Bac Lieu	12.56	7.31	11.03	17.36	13.11	12.14
21	Dong Nai	18.90	16.82	14.70	9.54	18.56	14.85
	Total	18.24	18.89	15.24	14.20	15.89	16.04

出典：SPC

3.4.4 SPC 管内の停電状況

表 3.4-4 に SPC 管内の過去 3 年間の停電回数と停電時間を示す。2010 年の事故停電回数 206 回は 2009 年の 63 回や 2011 年の 13 回に比べて突出している。この理由は、2010 年は渇水年のため、管内の水力発電所の瞬時停止が頻繁に起こり、そのために発生する電圧低下現象によって作動する電圧保護リレー（110kV ±5%）による停電を事故停電に計上しているためである。2010 年の停電 1 回あたりの停電時間数も 2009 年や 2011 年に比べても非常に多い。また、その他の事故停電の原因として発電所でのトラブルや、上位系統の送電線や変電所の過負荷によって、下位系統（110kV 系統）に電力が供給できない停電も含まれる。

絶対的な電源不足による計画停電は 2009 年の 345 回、2010 年の 341 回、および 2011 年の 340 回と過去 3 年間定期的に実施されており、1 回あたりの停電時間は全て 7 時間（420 分）となっている。単純に年間 365 日をこの計画停電回数 340 ~ 345 回で割れば、ほぼ毎日 SPC 管内のどこかで計画停電が実施されていることになる。また、計画停電 7 時間の時間帯は昼間の 12 時から 1 時までの時間帯を除く朝 8 時から夕方 4 時まで実施されており、工場の操業時間帯が計画停電の対象になっている。なお、計画停電時には約 150 MW の電力がカットされる。

表 3.4-4 SCP 管内の過去3年間の停電回数と停電時間

年	事故停電			計画停電		
	回数	時間(分)	1回当たりの停電時間(分)	回数	時間(分)	1回当たりの停電時間(分)
2009	63	20,910	332	345	144,900	420
2010	206	87,626	425	341	143,220	420
2011	13	1,842	142	340	142,800	420

出典：SPC