

第3章 電力設備開発計画 (No.5 M/P 改訂版)の現状と評価

第3章 電力設備開発計画(No.5 M/P 改訂版)の現状と評価

3.1 電力需要予測の現状と評価

3.1.1 ベトナム国における電力需要予測

本節では、まず、ベトナム国における電力需要予測手法をレビューし、最新の需要予測結果を確認する。次に、電力消費量の予測結果に着目し、マクロ的な観点からその妥当性を確認する。さらに、電力需要の現況分析結果を踏まえ、長期的な負荷曲線の変化を予測し、将来のピーク供給力を検討するための基礎資料を整備する。

(1) 既存の電力需要予測

a. 需要予測手法

EVN による需要想定には、直接的方法と間接的方法が用いられている。以下に各々の需要予測手法の概要を紹介し、両者を総括した需要想定フローを図 3-1-1 に示す。

① 直接的方法

鉄鋼やボーキサイトなど電力多消費型産業の投資計画や生産計画などの情報に基づいて各産業の電力消費量を予測し、これらの積み上げにより短期（3～5年）の需要想定を行うもの。この想定手法は県別にも実施しており、送電線や配電線の計画に利用されている。

② 間接的方法

間接的方法とは、シナリオ・シミュレーションによるもので、10～20年程度の長期予測に用いられている。具体的には、中長期の社会経済開発の想定シナリオに基づき、経済成長に対する電力需要の弾性値により電力量を想定している。

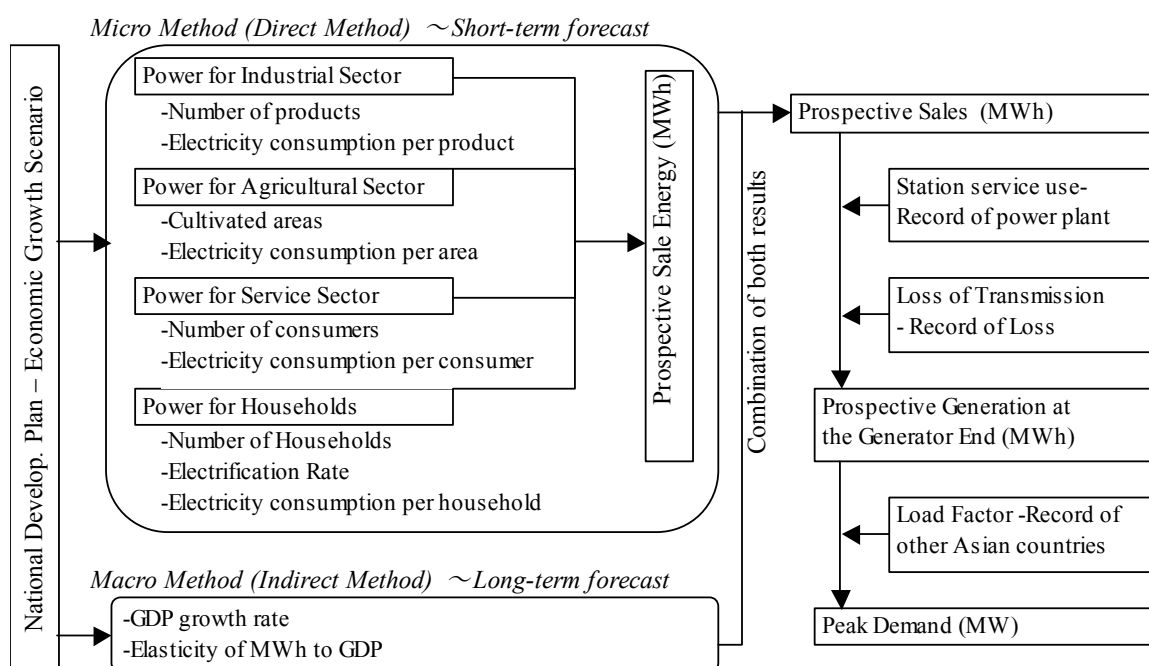


図 3-1-1 EVN の需要想定フロー

Source: JICA Expert

b. 経済成長シナリオ

第5次マスタープラン改訂版の需要想定に用いられた経済成長シナリオ（ベースケース及びハイケース）は、表3-1-1に示す通りである。ベースケースでは、2010年までの間は各地域とも年率7%を上回る急速な経済発展を続け、その後2020年まで年率6%台で持続的に成長するシナリオとなっている。セクター別では産業部門が経済成長の牽引役となり、同部門のGDPシェアは2000年の36%から2020年には50%に達する見込みである。

表3-1-1 経済成長シナリオ (単位：%)

Region	Category	2001-2005		2006-2010		2011-2015		2016-2020	
		Base	High	Base	High	Base	High	Base	High
The whole Country	Agriculture	4.0	4.0	4.4	4.4	3.1	3.6	3.1	3.6
	Industry	10.3	10.3	9.4	10.0	7.6	9.4	7.6	8.4
	Service	5.9	5.9	6.4	7.0	6.6	7.7	6.6	7.7
	Total	7.1	7.1	7.3	7.8	6.5	8.0	6.5	8.0
North Region	Agriculture	4.0	4.0	3.5	4.0	3.0	3.0	3.0	3.0
	Industry	10.3	10.3	9.8	10.8	7.6	10.0	7.6	10.0
	Service	5.5	5.5	6.4	6.9	6.6	7.8	6.6	7.8
	Total	6.6	6.6	7.0	7.7	6.4	8.0	6.4	8.0
Central Region	Agriculture	3.8	3.8	4.0	5.0	3.6	4.0	3.6	4.0
	Industry	10.5	10.5	10.0	11.0	8.2	10.2	8.2	10.2
	Service	5.4	5.4	6.2	7.0	6.8	7.9	6.8	7.9
	Total	6.8	6.8	7.3	8.2	6.9	8.4	6.9	8.4
South Region	Agriculture	4.0	4.0	4.6	4.6	3.0	4.0	3.0	4.0
	Industry	10.2	10.2	9.1	9.5	7.5	9.0	7.5	9.0
	Service	6.4	6.4	6.5	7.0	6.5	7.6	6.5	7.6
	Total	7.6	7.6	7.4	7.8	6.6	7.9	6.6	7.9

Source: Institute of Energy

c. 需要予測結果

上記経済成長シナリオに基づく、第5次マスタープラン改訂版の需要予測結果を表3-1-2及び図3-1-2に示す。持続的な経済成長を背景に、電力需要は堅調に増加を続ける見通しとなっている。ベースケースでは、2001年以降20年間の最大電力の年平均成長率は約10%を記録し、2020年の最大電力は2001年の約6倍の32,606 MWに達すると見込まれている。電力需要（発電電力量）の対GDP弾性値は2を上回る値から徐々に減少して最終的には1.1程度に落ち着いており、省エネ技術・機器の普及やDSMの導入等の効果が織り込まれているものと考えられる。

地域別には、経済成長の差異を反映する形で、北部地域の成長率が中部及び南部地域を若干下回る結果となっている。一方、需要家別では、各地域とも産業部門の伸びが顕著で

ある。この結果、産業部門の電力消費量の構成比率は、2002年の約4割から2020年には5割を上回り、反対に民生部門が5割から4割に減少すると予測されている。

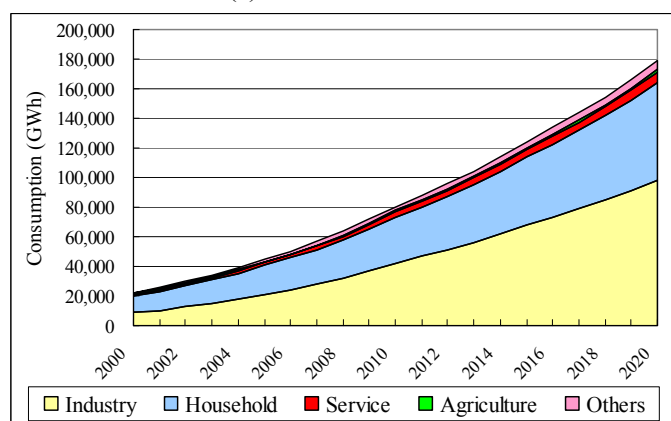
また、日負荷変動が比較的少ない産業部門の需要の伸びに伴い、各地域とも年間負荷率の継続的な改善が見込まれている。全国平均では、2002年の62%から2020年には70%に増加する見通しとなっている。需要予測の詳細は、添付資料3-1に示す。

表 3-1-2 電力需要予測

Region	Item	2005		2010		2015		2020	
		Base	High	Base	High	Base	High	Base	High
The whole Country	Generatrion (TWh)	53.0	53.0	93.0	99.0	141.3	163.8	201.4	250.0
	Peak demand (GW)	9.5	9.5	15.7	16.7	23.4	27.1	32.6	40.6
	Load factor (%)	64.0		67.5		69.0		70.5	
	Elasticity on GDP	2.08	2.08	1.63	1.71	1.34	1.33	1.13	1.10
North Region	Generatrion (TWh)	20.1	20.1	34.2	36.5	51.3	61.9	72.6	95.7
	Peak demand (GW)	3.9	3.9	6.2	6.6	8.8	10.7	12.1	15.9
	Load factor (%)	58.8		63.5		66.2		68.6	
	Elasticity on GDP	2.12	2.12	1.60	1.64	1.32	1.39	1.12	1.14
Central Region	Generatrion (TWh)	5.8	5.8	11.0	12.1	16.9	21.0	24.3	32.3
	Peak demand (GW)	1.1	1.1	2.0	2.2	2.9	3.6	4.1	5.4
	Load factor (%)	58.5		63.0		66.0		68.1	
	Elasticity on GDP	2.48	2.48	1.87	1.95	1.31	1.38	1.09	1.08
South Region	Generatrion (TWh)	26.9	26.9	47.4	49.9	72.3	80.0	103.3	120.4
	Peak demand (GW)	4.5	4.5	7.7	8.1	11.6	12.9	16.5	19.2
	Load factor (%)	68.9		70.5		71.0		71.5	
	Elasticity on GDP	2.08	2.08	1.62	1.69	1.33	1.25	1.12	1.08

Source: Data from IE

(a) 電力消費量予測



(b) 需要家別構成

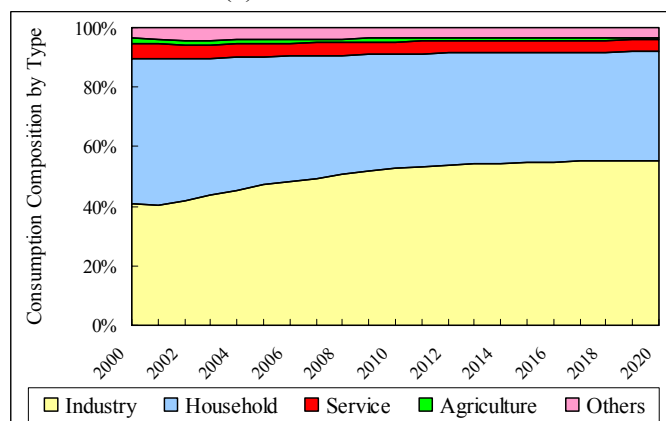


図 3-1-2 電力消費量予測結果 (全国、ベースケース)

3.1.2 電力需要予測の妥当性の確認

(1) 電力消費量予測の妥当性検証

a. 概要

ベトナム及び近隣 12 カ国の 1971 年から 1999 年における人口一人あたり GDP (GDP per capita) と GDP 1 ドルあたり電力消費量 (Electricity Intensity) の関係は、図 3-1-3 に示す通りである (ベトナムのデータは、1984 年から 1999 年の値)。GDP per capita が数百ドル程度の経済状況では経済成長に伴って Electricity Intensity も著しく増加するが、GDP per capita が 1,000 ドル程度を上回るようになると、経済成長に伴う Electricity Intensity の伸び率が鈍化する。日本やシンガポールのように、さらに経済成長が進むと、GDP per capita が増加しても Electricity Intensity はほとんど増加しなくなる。各国でこうした傾向が現れる主な背景としては、以下のようなものがあげられる。

- 経済発展に伴い、主要産業が工業からサービス産業にシフトする (一般的に、単位売り上げ当たりの電力消費量は、サービス産業の方が工業より少ないため、この産業のシフトによって Electricity Intensity も低下傾向を示す)。
- 技術の進歩や革新、あるいは高効率燃料の開発・導入に伴い、産業のエネルギー消費効率が上昇する。

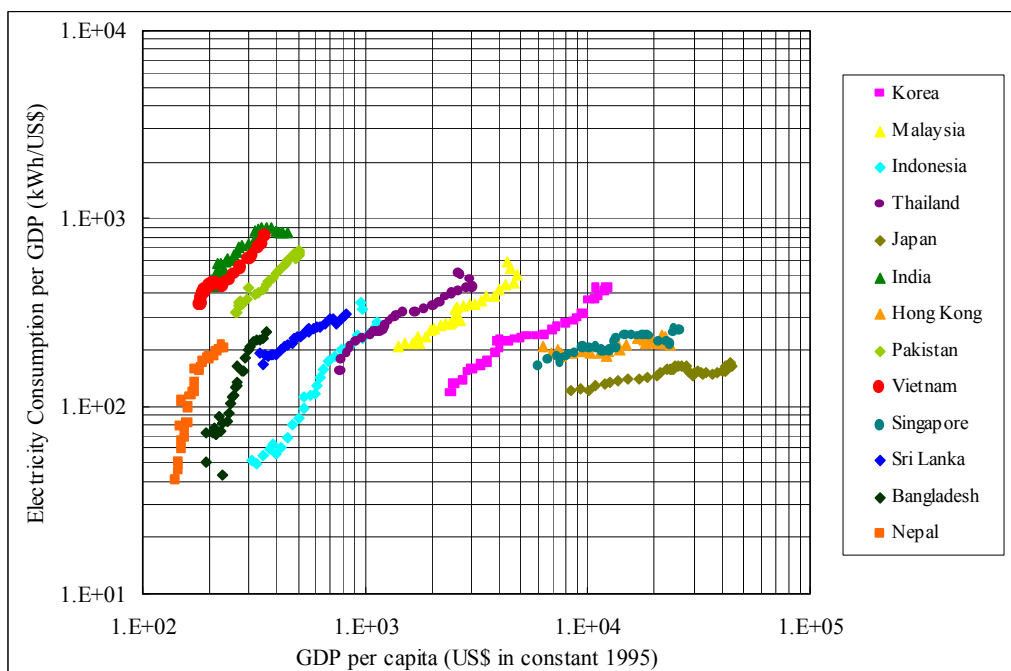


図 3-1-3 GDP per capita と Electricity Intensity の関係

Source: World Development Indicator 2002, WB

このように、対象として取り上げた近隣国の間では、経済成長と電力消費量の関係に一定の傾向が見られる。この点に着目し、本節では、周辺諸国における経済発展の過程を参照することにより、ベトナム国の電力消費量予測を検証する。具体的には、まず、周辺国

の実績を織り込んだ上で、GDP per capita から Electricity Intensity を推定する近似式を設定する。さらに、近似式を用いてベトナムにおける将来の電力消費量を推定し、これと IE の電力消費量予測を比較することにより検証を行う。

検証の主な手順は、以下に示す通りである。

- ① 回帰分析による Electricity Intensity の近似式の設定
- ② ベトナムの経済成長予測に基づき、2020 年までの GDP per capita を計算
- ③ 近似式により 2020 年までの Electricity Intensity を算出
- ④ Electricity Intensity に GDP を乗じ、2020 年までの電力消費量を算定
- ⑤ 上記算定結果と IE による予測値を比較

b. 近似式の設定

回帰分析には、対数二次近似手法を採用する。これは、以下に示す通り GDP per capita をパラメータとして、Electricity Intensity を対数二次関数により近似する手法である。この際、各国の実績は類似した形状を示すものの、異なる位置関係を有することから、回帰分析では、GDP per capita の係数については 1 次の項、2 次の項とも各国共通とするが、切片は各国独自の値となるようダミー変数を採用して回帰計算を実施した。

$$e = \alpha + \beta y + \gamma y^2 (+\lambda_1 D_1 + \lambda_2 D_2 + \dots + \lambda_{n-1} D_{n-1})$$

e : GDP 1 ドルあたり消費電力量 (対数)

y : 人口一人あたり GDP (対数)

D_i : 諸外国 i のダミー変数

n : 参考とする諸外国の数

回帰分析の結果を表 3-1-3 に示す。GDP per capita の 2 次係数は、想定通り負の値を示している (GDP per capita の増加に伴って Electricity Intensity の上昇が鈍化)。国別では、日本、シンガポール、香港など先進国のダミー変数の係数が、他国と比べて低い値となっている。これは、これらの国の回帰曲線が下方に位置することを意味する。全般的には、いずれの変数についても P-値が十分に小さく、また自由度調整済み決定係数は 0.90 と高い値を示していることから、良好な回帰結果が得られたものと判断される。

本回帰結果に基づき、ベトナムの GDP per capita と Electricity Intensity の関係を図示すると、図 3-1-4 に示す通りとなる。他国の事例を反映して、GDP per capita が 1,000 ドル程度を上回ると Electricity Intensity の増加が緩やかになる傾向が再現されている。

表 3-1-3 回帰分析結果

Variable	Coefficient	P-Value
Liner term	2.83	1.54E-79
Quadratic term	-0.37	3.98E-78
Korea dummy	-1.09	6.35E-81
Malaysia dummy	-0.92	2.44E-71
Japan dummy	-1.23	3.95E-86
Thailand dummy	-0.90	2.3E-77
India dummy	0.06	0.028395
Hong Kong dummy	-1.13	1.47E-78
Pakistan dummy	-0.21	2.01E-14
Singapore dummy	-1.12	7.58E-78
Sri Lanka dummy	-0.65	6.4E-72
Indonesia dummy	-0.76	2.49E-69
Bangladesh dummy	0.64	1.3E-24
Nepal dummy	1.09	1.77E-37
Intercept	-1.95	5.24E-22
Adjusted R ²	0.90	

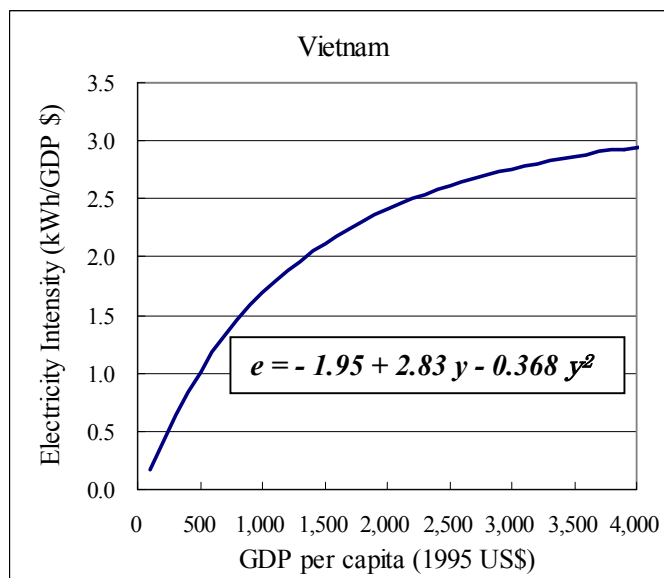


図 3-1-4 ベトナムの回帰結果

c. 検証結果

上記回帰式による IE の電力消費量予測の検証結果を図 3-1-5 に示す。ベースケース、ハイケースとも、IE の予測値が回帰分析による予測結果よりも若干高めとなる傾向を示すが、差異は最大でも 10%程度であり、両者は良好な一致を示している。

以上から、IE による電力消費量予測は、近隣諸外国が経験した電力消費量の増加過程を大きく逸脱するものではなく、経済成長に伴う Electricity Intensity 増加の鈍化傾向が適切に織り込まれていることが確認された。

(a) Base Case

(b) High Case

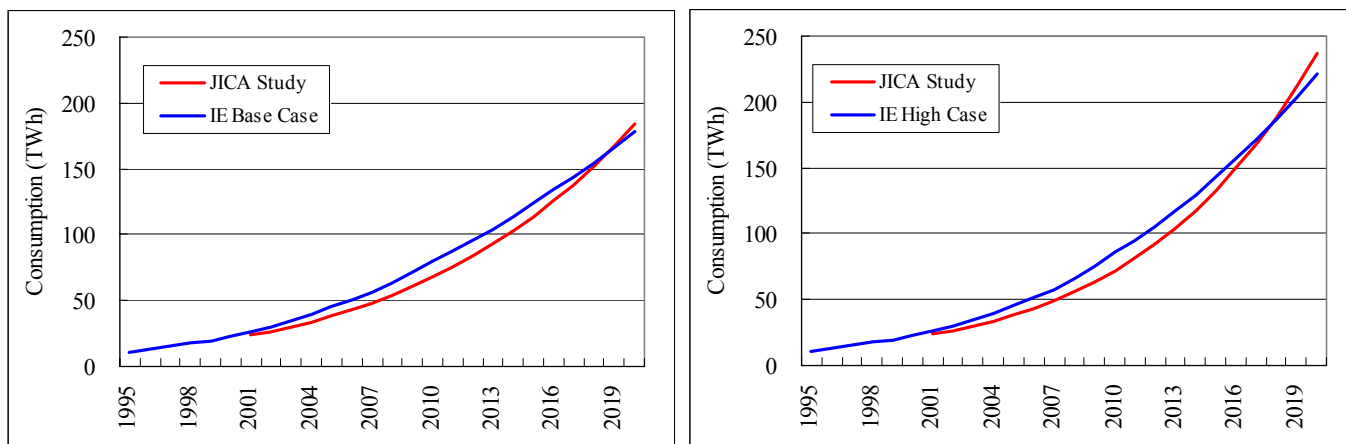


図 3-1-5 IE による電力消費量予測の検証結果

(2) 日負荷曲線の予測

a. 概要

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

こうした顕著な傾向に加え、タイやマレーシア等の近隣諸国では、経済成長に伴って夜間ピークから昼間ピークへとシフトする事例が多く見られることから、ベトナム国においても、将来的にはこうした変化が十分に起こり得るものと考えられる。

他方、電源設備は、ピーク電力の供給が可能な量を、一日の負荷変動に追従可能な設備構成にて開発する必要がある。したがって、日負荷曲線の変化を予測することは、効率的・効果的な電力設備の開発計画を策定する上で重要である。

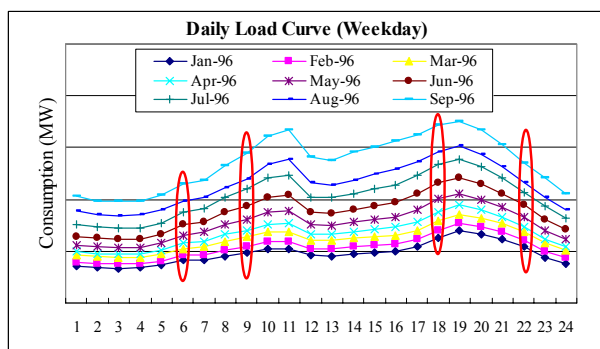
しかしながら、日負荷曲線の形成には、当該国や地域の経済状況のみならず、文化や気候など様々な要因が複雑に関与しているため、長期的な予測を正確に行うことは極めて困難である。したがって、本節では、「一定の仮設に基づき、想定し得る変化の一例を推定する」という観点から、時系列予測手法により日負荷曲線の将来予測を行い、予測結果を最適電源計画の検討に供することとした。この際、北部・中部・南部の地域別で負荷形状が大きくことなることから、地域別に負荷曲線の予測を試みた。

b. 検討方法

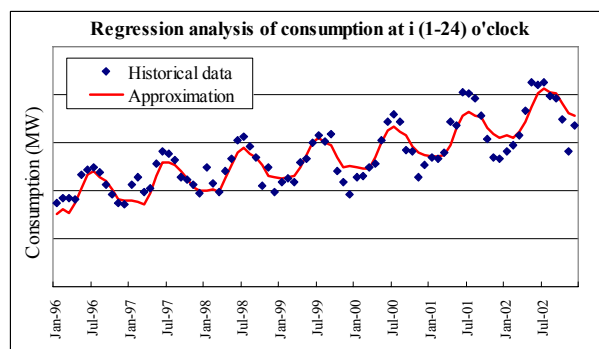
日負荷曲線予測の検討概念を、図 3-1-6 に示す（概念を示すものであり、実際の数値や形状とは異なる）。検討の基本的なフローは、以下の通りである。なお、将来の経済成長シナリオには、表 3-1-1 のベースケースを採用した。

- ① 日負荷曲線を時間別に 24 分割する（図 3-1-6 ①）
- ② 各時間における過去の需要値を、GDP や人口、気温など電力需要と関連性の高いパラメータにより回帰する（図 3-1-6 ②）
- ③ 回帰式に基づき、時間別の需要値の将来予測を行う（図 3-1-6 ③）
- ④ 時間別需要予測値を統合し、日負荷曲線の将来予測とする（図 3-1-6 ④）

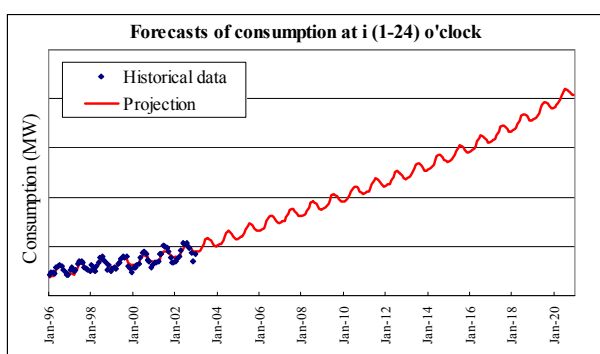
① 日負荷曲線の時間別分割



② 時間別需要実績回帰



③ 時間別将来需要予測



④ 将来負荷曲線予測

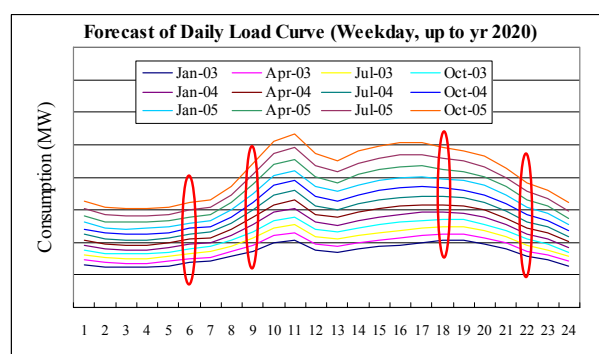


図 3-1-6 日負荷曲線予測の検討概念

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

- ① ベトナムから比較的近い距離に位置すること。
- ② ベトナムの北部あるいは南部地域と類似した気候条件を有すること。
- ③ 過去に夜から昼へのピークシフトを経験していること。
- ④ 需要データの収集が容易であること。

この結果、上記①から③の条件を満たす近隣国として、タイ、マレーシア、フィリピン、および日本がリストアップされた。この中で、タイは 1990 年代中盤にピークシフトを経験しているものの、マレーシアおよびタイでは、1990 年代前半にすでに明確な昼ピークを有している。したがって、データ収集の簡便性に考慮して、タイおよび日本を対象国として選定した。近隣国の日負荷曲線の変化を、添付資料 3-2 に示す。

収集した目的変数（毎時需要）、並びに選択された説明変数（パラメータ）の詳細は、表 3-1-4、表 3-1-5 に示す通りである。

表 3-1-4 目的変数一覧

対象国	対象期間	内 訳	出 所
ベトナム	1996年～2002年	地域別 (3地域) 時間別 (8,760時間/年)	NLDC
タイ	1988年～2000年	全国値 時間別 (最大電力発生日のみ)	EGAT
日本	1967年～1980年	全国値 時間別 (最大電力発生日のみ)	中給連

表 3-1-5 説明変数一覧

分 類	変 数	備 考	出 所
社会経済指標	人口	地域別	IE
	GDP	地域別、産業別	
気象条件	気温	地域別、時間別	HMDC ¹
	湿度	地域別、月平均	
その他	電化率	地域別	IE

c. 回帰結果

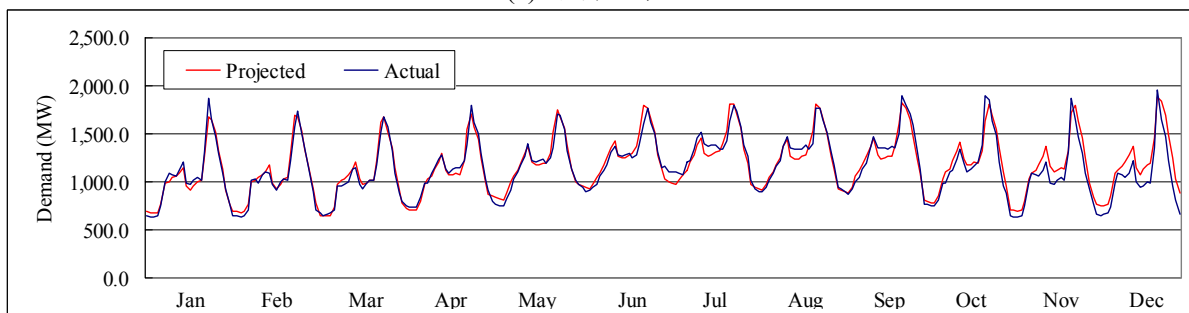
PDPATによる最適電源構成検討に供するために、収集した毎時需要を月毎に以下の3タイプに整理し、3地域×3タイプ×24時間で合計216本の回帰式を設定した。

- 最大日：各月の最大3日平均の日負荷曲線
- 平 日：各月の最大日及び休日を除く日の平均日負荷曲線
- 休 日：日曜・祭日の平均日負荷曲線

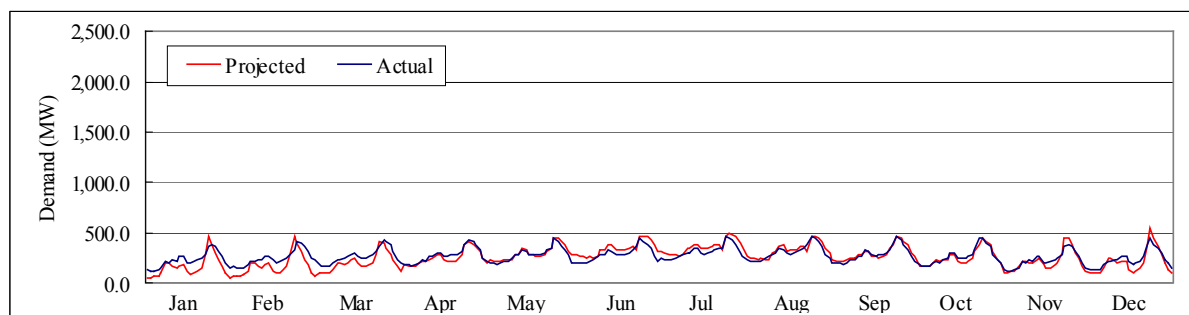
分析結果の一例として、1999年の最大日の日負荷曲線を地域別に回帰した結果を図3-1-7に示す。個々の説明変数について2次の項まで考慮した結果、自由度調整済みの重相関係数が0.95を上回る再現性の高い回帰式を得ることができた。全回帰式の算定結果は、添付資料3-3に示す。

¹ Hydro-Meteorological Data Center, Hanoi

(a) 北部地域



(b) 中部地域



(c) 南部地域

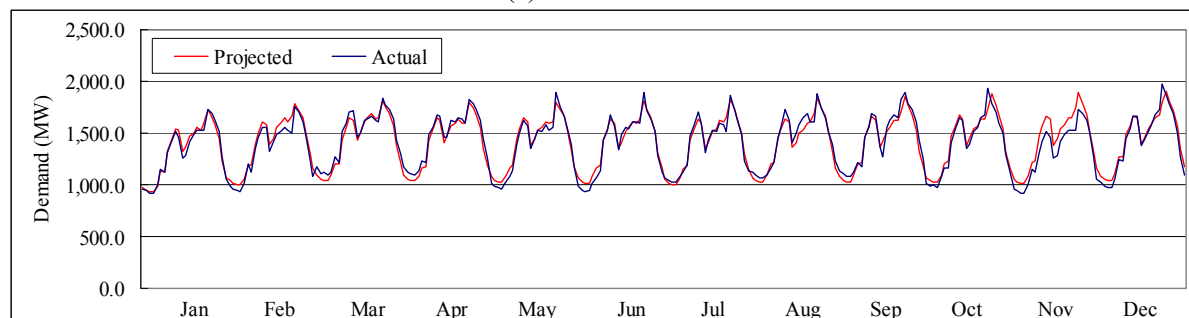


図 3-1-7 回帰結果の一例 (1999 年最大日)

d. 予測結果

以上により得られた回帰曲線に基づき、説明変数の将来予測値を用いて 2020 年までの日負荷形状の変化を予測した。予測結果を以下の各図、並びに、添付資料 3-4 に示す。

- 図 3-1-8 : 年平均日負荷曲線予測 (地域別)
- 図 3-1-9 : 月別・タイプ別日負荷曲線予測 (2020 年、北部地域)
- 図 3-1-10 : 発電電力量・最大電力 (年間・月別) 及び年間負荷率の予測 (全国)

本予測結果から導かれる主な結論は、以下に示す通りである。

- 各地域とも、過去のトレンドと同様に夜ピークに比べて昼ピークの伸びが大き

くなる傾向が続き、2008年頃には11時頃に最大電力を示す昼ピーク型となる。

- その後も11時頃のピークは増加を続けるが、14時～16時の昼間需要の増加も大きくなり、昼休みを挟んで昼間に2度のピークを示す先進国型に近づく。
- タイプ別の負荷形状については、現状とほぼ同程度の比率（最大日：平日、最大日：休日）を維持する。
- 年電力量及び最大電力は、全般的にIE予測と良好な一致を示すが、南部地域のみ2015年以降IE予測値よりも大きくなる。
- 年負荷率についても全般的にIE予測と良好な一致を示す。各地域とも2010年頃からは、北部は67%程度、中部65%程度、南部70%程度でそれぞれ安定する。
- 月別最大電力は、年末に向けて増加傾向を示す過去のトレンドを踏襲する。月別電力量は、地域別の月別平均気温の推移に対応した増減を示す。

（結果の利用）

本予測結果を最適電源計画の検討に供し、負荷形状の変化が電源開発計画に与える影響を分析することとする。この際、負荷形状の変化のみによる影響を把握する観点から、各年の発電電力量がIEによる予測結果と一致するよう補正を行う。具体的には、地域別に以下の電力量補正を行うことにより、JICAチーム予測による負荷形状を有し、かつ年電力量がIE予測値と一致する地域別毎時需要予測データを作成する。

- ① 各年の補正係数（IEとJICAチームの発電電力量予測値の比）を求める

$$\text{補正係数}_{i\text{年}} = \text{発電電力量}_{i\text{年}}(\text{JICA 予測}) / \text{発電電力量}_{i\text{年}}(\text{IE 予測})$$

- ② JICAチームの毎時需要予測値に、上記補正係数を乗じる

$$\text{補正毎時需要}_{i\text{年}} = \text{毎時需要}_{i\text{年}}(\text{JICA 予測}) \times \text{補正係数}_{i\text{年}}$$

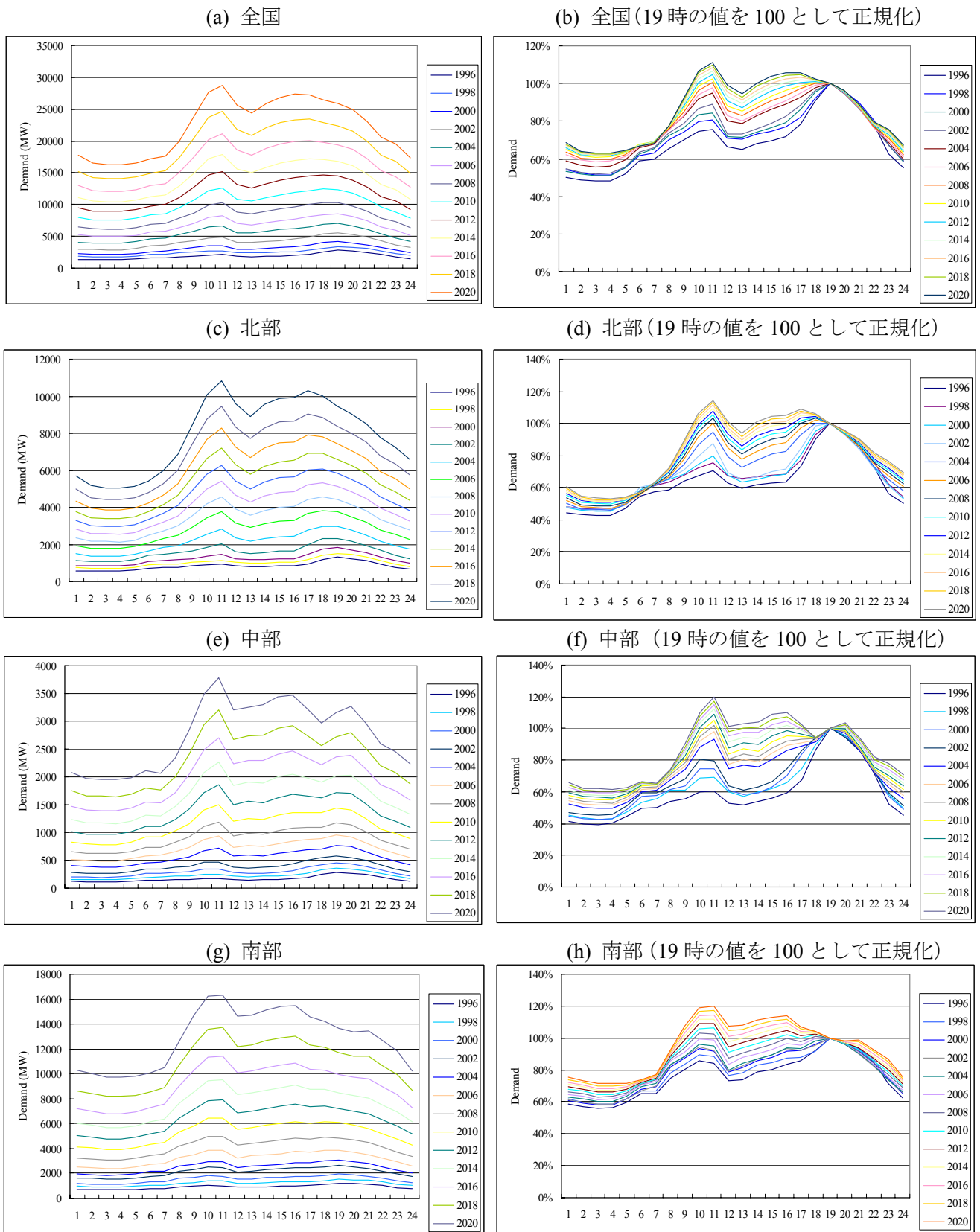


図 3-1-8 年平均日負荷曲線予測 (地域別)

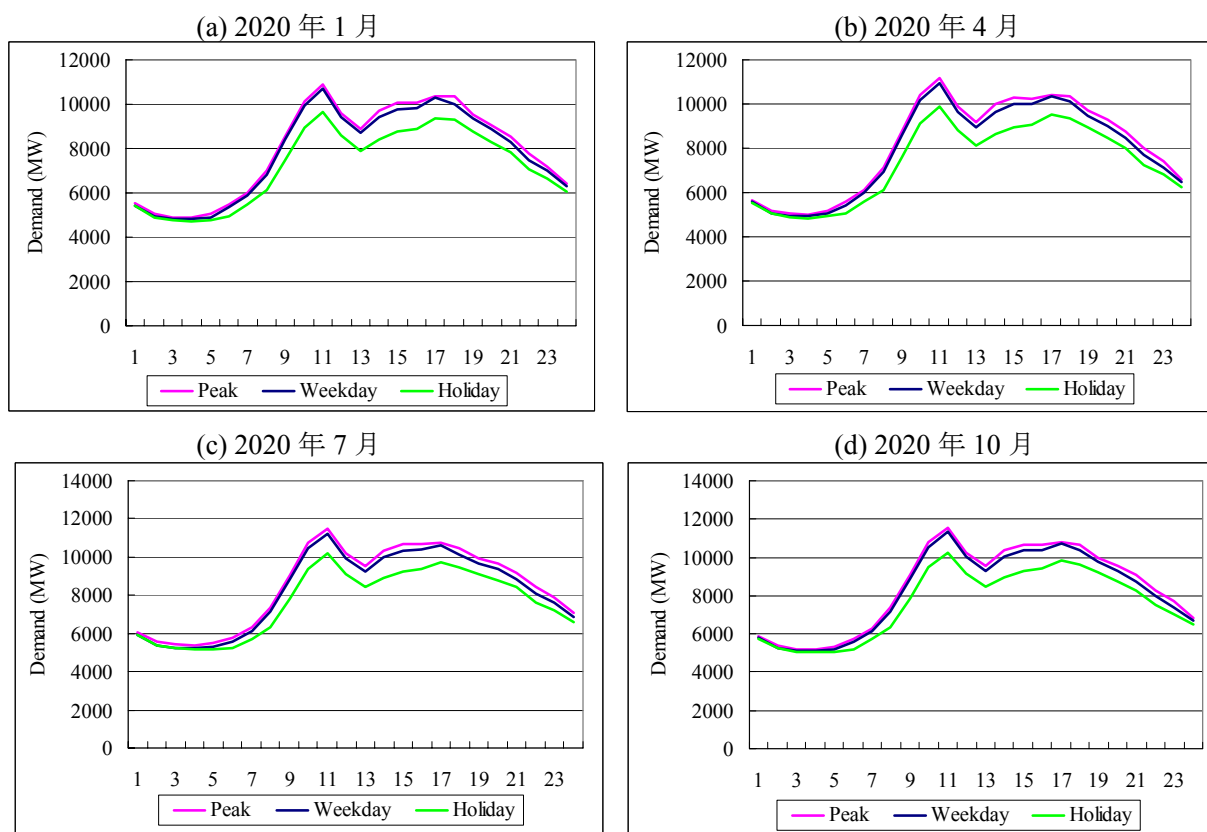


図 3-1-9 月別・タイプ別日負荷曲線予測（北部地域）

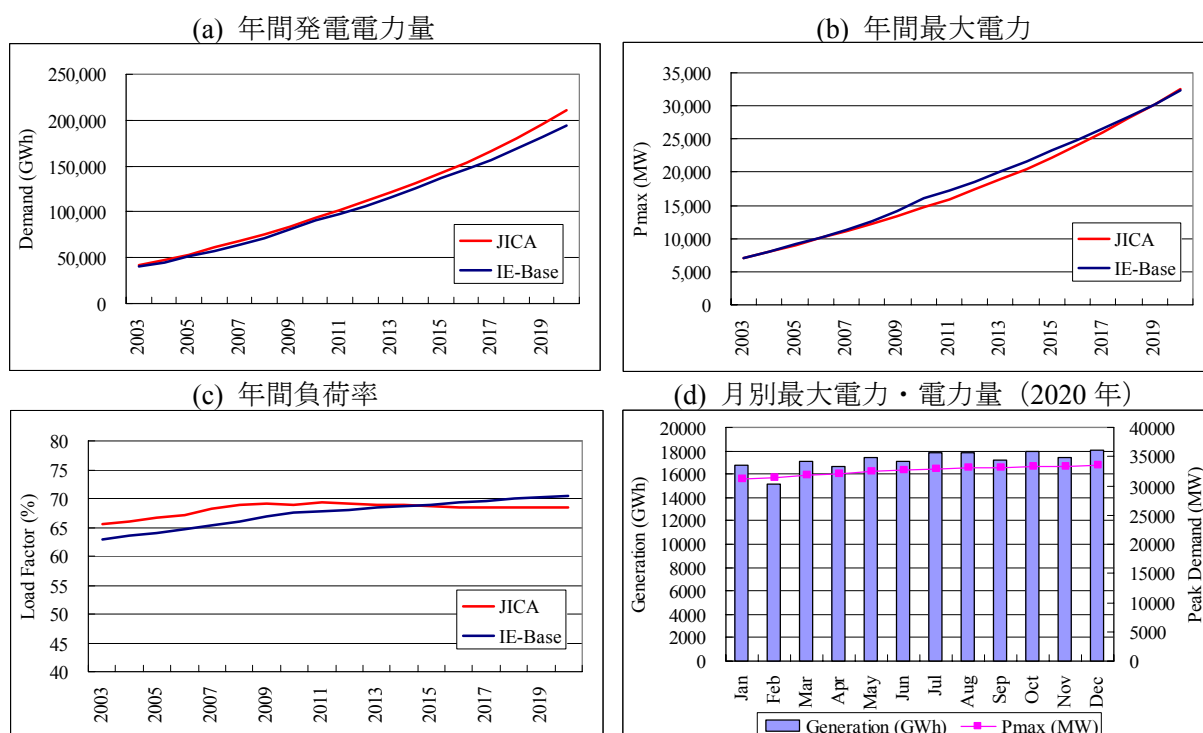


図 3-1-10 発電電力量・最大電力及び年間負荷率の予測（全国）

3.2 電源開発計画の現状と評価

3.2.1 電源開発計画

IE から入手した、第 5 次電力マスタープラン改訂版の電源開発計画（ベースケース：2003 年 6 月 19 日時点）を表 3-2-1 に示す。また、当該電源開発計画に基づき、2020 年までの電源別設備量並びに設備構成の変化を地域別に整理したものを、図 3-2-1 に示す。

これによると、2003 年から 2020 年の間に合計 34.8GW の電源開発（周辺国からの買電を含む）が行われる計画となっている。この内訳としては、水力が最も多く 35% (12.1GW)、次いでガス火力 31% (10.5GW) となっており、水力とガス火力が全体の電源開発の約 2/3 を占めている。電源構成面では、ガス火力（24%→29%）と石炭火力（15%→16%）の比率が増加し、水力（48%→37%）および石油火力（10%→3%）の比率が減少する。また、2020 年には、近隣国からの売電および原子力発電がそれぞれ 9%(4GW)、5%(2GW)に達する予定となっている。

地域別に見ると、天然資源の賦存状況を反映した形で、北部では石炭火力と水力、中部では水力、そして南部ではガス火力が開発の主力となっているが、中部地域におけるガス火力や、南部地域における石炭火力の開発も計画されている。各地域の電源構成の変化については、水力設備比率の減少分を火力設備が代替するという全体的傾向のなかで、特に中部地域における水力比率の減少が顕著（95%→64%）となっている。

表 3-2-1 電源開発計画（第5次マスタープラン改訂版：ベースケース）

Year of Commission	Name of plant	Unit No.	Type	Fuel	Installed Capacity (MW)	Region
2003	Phu My 3(CCGT)-BOT	1	GT	Gas	230	South
	Phu My 3(CCGT)-BOT	2	GT	Gas	230	South
	Phu My 4	1	GT	Gas	150	South
	Phu My 4	2	GT	Gas	150	South
	Can Don-IPP	1	Hydro	Hydro	72	South
	Phu My 2-1	3	ST	Gas	143	South
	Phu My 3(CCGT)-BOT	3	ST	Gas	260	South
2004	Phu My 2-2(CCGT)-BOT	1	GT	Gas	230	South
	Phu My 2-2(CCGT)-BOT	2	GT	Gas	230	South
	Na Duong-IPP	1	ST	Coal	50	North
	Na Duong-IPP	2	ST	Coal	50	North
	Phu My 2-2(CCGT)-BOT	3	ST	Gas	260	South
	Phu My 4	3	ST	Gas	150	South
2005	Se San 3	1	Hydro	Hydro	130	Central
	Cao Ngan-IPP	1	ST	Coal	50	North
	Cao Ngan-IPP	2	ST	Coal	50	North
	Phu My 2-1 Ex.	6	ST	Gas	140	South
	Uong Bi Ex.	1	ST	Coal	300	North
2006	Ca Mau(CCGT)-IPP	1	GT	Gas	240	South
	Ca Mau(CCGT)-IPP	2	GT	Gas	240	South
	Bac Binh-JV	1	Hydro	Hydro	35	South
	Bao Loc	2	Hydro	Hydro	23	South
	Binh Dien	1	Hydro	Hydro	20	Central
	Dai Nga	1	Hydro	Hydro	20	Central
	Dak Rti'h	1	Hydro	Hydro	72	Central
	Eak Rong Rou	1	Hydro	Hydro	34	Central
	La Ngau	1	Hydro	Hydro	38	South
	Ngoi Bo	1	Hydro	Hydro	20	North
	Ngoi Phat	1	Hydro	Hydro	35	North
	Nhan Hac&Ban Coc	1	Hydro	Hydro	32	North
	Se San 3	2	Hydro	Hydro	130	Central
	Se San 3A(Poko)-IPP	1	Hydro	Hydro	100	Central
	Srok Phu Mieng	1	Hydro	Hydro	54	South
	Tra Som	1	Hydro	Hydro	24	South
	Tuyen Quang(Na Hang)	1	Hydro	Hydro	114	North
	Ca Mau(CCGT)-IPP	3	ST	Gas	240	South
Cam Pha 1-IPP	1	ST	Coal	300	North	
Hai Phong-JV	1	ST	Coal	300	North	
O Mon 1	1	ST	FO	300	South	
2007	Nhon Trach	1	ST	Gas	300	South
	A Vuong	2	Hydro	Hydro	170	Central
	Coc San-Chu Linh	1	Hydro	Hydro	70	North
	Da Dang Dachamo	1	Hydro	Hydro	16	Central
	Dai Ninh	1	Hydro	Hydro	150	South
	Dak Rin	1	Hydro	Hydro	100	Central
	Dan Sach	1	Hydro	Hydro	6	South
	Na Le	2	Hydro	Hydro	90	North
	Quang Tri(Rao Quan)	2	Hydro	Hydro	70	Central
	Thac Muoi	1	Hydro	Hydro	53	North
	Tuyen Quang(Na Hang)	2	Hydro	Hydro	114	North
	Tuyen Quang(Na Hang)	3	Hydro	Hydro	114	North
	Hai Phong-JV	2	ST	Coal	300	North
	Ninh Binh Ex.	1	ST	Coal	300	North
O Mon 1	2	ST	FO	300	South	

表 3-2-1 電源開発計画（第5次マスタープラン改訂版：ベースケース）（続き）

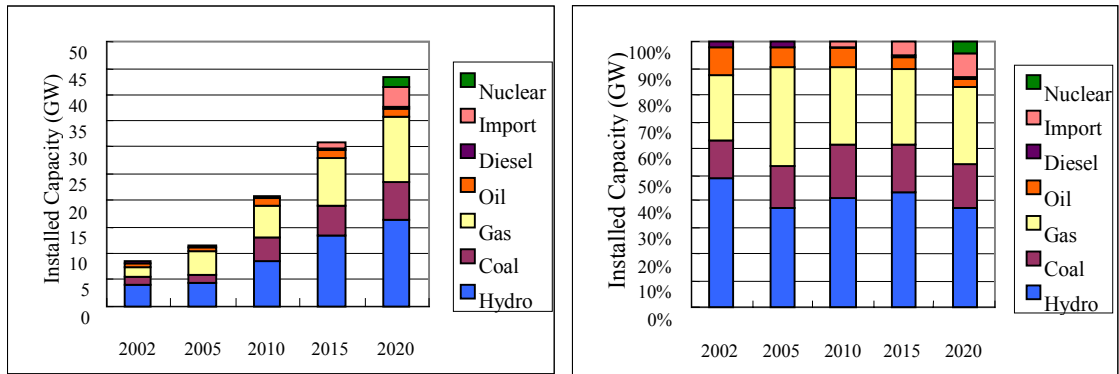
Year of Commission	Name of plant	Unit No.	Type	Fuel	Installed Capacity (MW)	Region
2008	Nhon Trach	2	ST	Gas	300	South
	Ban La	2	Hydro	Hydro	300	North
	Buon Kuop	1	Hydro	Hydro	140	Central
	Cua Dat-IPP	1	Hydro	Hydro	97	North
	Dai Ninh	2	Hydro	Hydro	150	South
	Eak Rong Hnang	1	Hydro	Hydro	65	Central
	Iagrai	1	Hydro	Hydro	9	Central
	Nam Mu	1	Hydro	Hydro	11	North
	Plei Krong	1	Hydro	Hydro	110	Central
	Song Hieu	1	Hydro	Hydro	5	North
	Thac Mo Ex.	1	Hydro	Hydro	75	South
	Nam Mo(Laos)		Purchase	Laos	100	North
	Quang Ninh-JV	1	ST	Coal	300	North
Uong Bi Ex.	2	ST	Coal	300	North	
2009	An Khe-Ka Nak	1	Hydro	Hydro	163	Central
	Buon Kuop	2	Hydro	Hydro	140	Central
	Buon Tua Srah	1	Hydro	Hydro	85	Central
	Dong Nai 4	1	Hydro	Hydro	270	South
	Song Tranh 2	1	Hydro	Hydro	120	Central
	Srepok 3	1	Hydro	Hydro	180	Central
	Quang Ninh-JV	2	ST	Coal	300	North
2010	O Mon 2(CCGT)-JV	1	GT	Gas	250	South
	O Mon 2(CCGT)-JV	2	GT	Gas	250	South
	Ban Chat	1	Hydro	Hydro	200	North
	Dong Nai 3	1	Hydro	Hydro	240	South
	Song Ba Ha	1	Hydro	Hydro	125	Central
	Song Con 2	1	Hydro	Hydro	70	Central
	Upper Kon Tum	1	Hydro	Hydro	110	Central
	Se Kaman 3(Laos)		Purchase	Laos	260	Central
Nghi Son	1	ST	Coal	300	North	
2011	Dak My 4		Hydro	Hydro	210	Central
	Huoi Quang	1	Hydro	Hydro	270	North
	Song Ba Ha	2	Hydro	Hydro	125	Central
	Upper Kon Tum	2	Hydro	Hydro	110	Central
	Nghi Son	2	ST	Coal	300	North
	O Mon 2(CCGT)-JV	3	ST	Gas	250	South
	O Mon 3	1	ST	Gas	300	South
	Quang Ninh-JV	3	ST	Coal	300	North
2012	Nhon Trach	3	ST	Gas	300	South
	Hua Na	1	Hydro	Hydro	195	North
	Huoi Quang	2	Hydro	Hydro	270	North
	Nam Chien	1	Hydro	Hydro	140	North
	Se San 4	1	Hydro	Hydro	110	Central
	Son La	1	Hydro	Hydro	300	North
	Nam Kong 1(Laos)		Purchase	Laos	240	Central
	O Mon 3	2	ST	Gas	300	South
Quang Ninh-JV	4	ST	Coal	300	North	
2013	Hon Dat	1	GT	Gas	240	South
	Hon Dat	2	GT	Gas	240	South
	Nhon Trach	4	ST	Gas	300	South
	Se San 4	2	Hydro	Hydro	110	Central
	Se San 4	3	Hydro	Hydro	110	Central
	Son La	2	Hydro	Hydro	300	North
	Son La	3	Hydro	Hydro	300	North
	Ha Se San 3(Cambodia)		Purchase	Cambodia	375	Central
Nam Thuen 3(Laos)		Purchase	Laos	400	North	

表 3-2-1 電源開発計画（第5次マスタープラン改訂版：ベースケース）（続き）

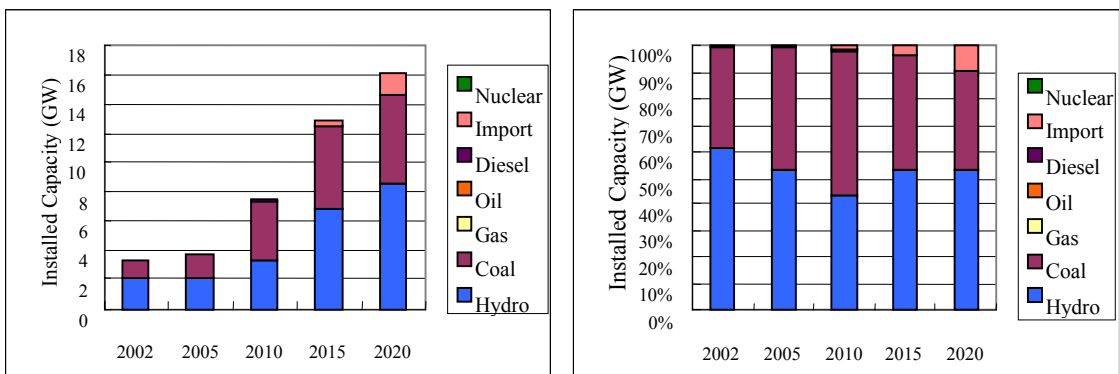
Year of Commission	Name of plant	Unit No.	Type	Fuel	Installed Capacity (MW)	Region
2014	New CCGT 1		CCGT	Gas	720	South
	Son La	4	Hydro	Hydro	300	North
	Son La	5	Hydro	Hydro	300	North
	Song Bung 4	1	Hydro	Hydro	200	Central
	Prek Lieng 1&2(Cambodia)		Purchase	Cambodia	100	Central
	Hon Dat	3	ST	Gas	240	South
2015	Ban Uon	1	Hydro	Hydro	250	North
	Dong Nai 2	1	Hydro	Hydro	78	South
	Dong Nai 5	1	Hydro	Hydro	170	South
	Son La	6	Hydro	Hydro	300	North
	Son La	7	Hydro	Hydro	300	North
	Son La	8	Hydro	Hydro	300	North
Mong Duong	1	ST	Coal	500	North	
2016	Quang Tri(CCGT)		CCGT	Gas	720	Central
	Lai Chau	1	Hydro	Hydro	275	North
	Lai Chau	2	Hydro	Hydro	275	North
	PSPP 1		PSPP	Hydro	200	North
	Se Kong 4(Laos)		Purchase	Laos	450	Central
	Mong Duong	2	ST	Coal	500	North
2017	New CCGT 2		CCGT	Gas	720	South
	Lai Chau	3	Hydro	Hydro	275	North
	Lai Chau	4	Hydro	Hydro	275	North
	Song Bung 2		Hydro	Hydro	126	Central
	PSPP 2		PSPP	Hydro	200	South
	Ha Se San 2 & Srepoc 2(Cambodia)		Purchase	Cambodia	429	South
	Se Kong 5(Laos)		Purchase	Laos	250	Central
2018	New CCGT 3		CCGT	Gas	720	South
	Bac Me		Hydro	Hydro	280	North
	PSPP 3		PSPP	Hydro	200	North
	Ma Lu Tang(China)		Purchase	China	465	North
	Sam Bor		Purchase	Cambodia	165	South
	New Coal ST(South)		ST	Coal	500	South
2019	New CCGT 4		CCGT	Gas	720	South
	Nuclear 1		Nuclear	Nuclear	1000	South
	PSPP 4		PSPP	Hydro	200	South
	Import(China)		Purchase	China	250	North
	New Coal ST(South)		ST	Coal	500	South
2020	New CCGT 5		CCGT	Gas	720	South
	Dak My 1		Hydro	Hydro	210	Central
	Duc Xuyen		Hydro	Hydro	100	South
	Nuclear 2		Nuclear	Nuclear	1000	South
	PSPP 5		PSPP	Hydro	200	South
	Import(China)		Purchase	China	300	North

Source: IE

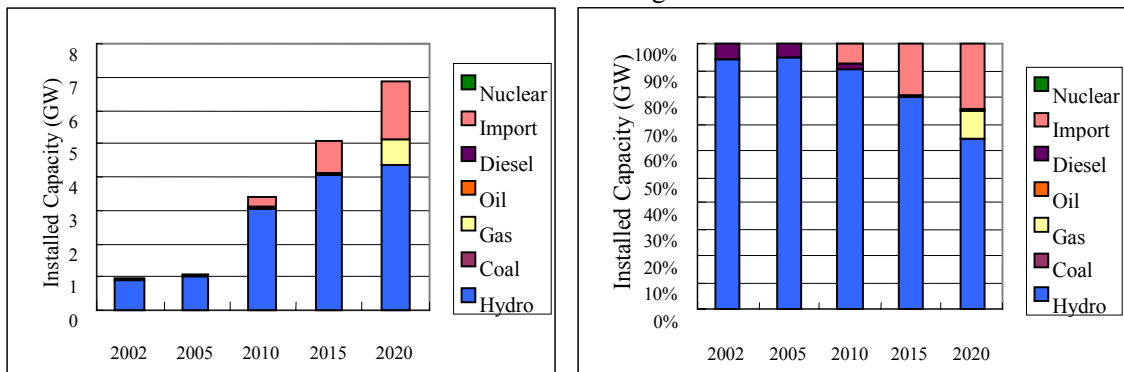
The whole Country



The North Region



The Central Region



The South Region

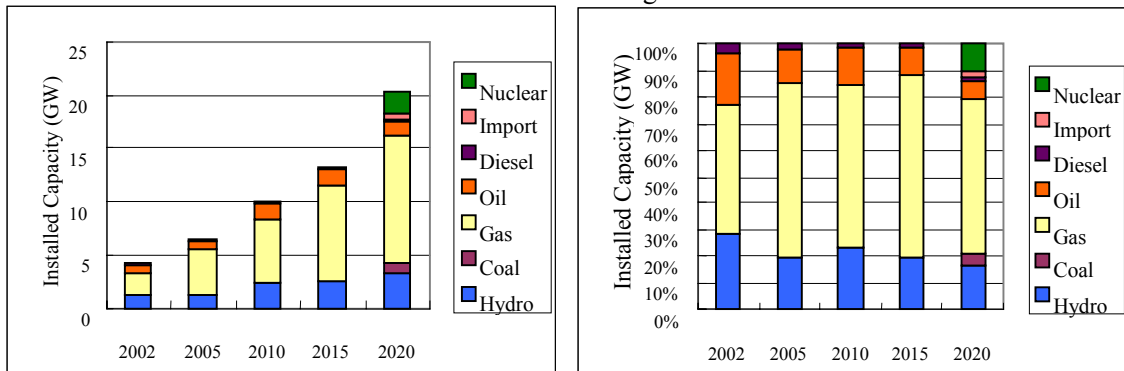


図 3-2-1 電源開発計画 (第 5 次マスタープラン改訂版：ベースケース)

3.2.2 需給バランス

3.2.1 の第 5 次マスタープラン改訂版に基づき、ベトナムの系統を北部と中南部に分けて、年間で供給力最低となる 6 月（乾期の終わり、ホアビン発電所等の貯水池水位が低下する時期）における最大電力需要と供給力の関係から 2020 年までの供給予備力を求めた結果を図 3-2-2 に示す。なお、マスタープラン上の各発電所の運転開始時期は年末になる可能性が高いため、次年度以降の供給力とし、当該年の 6 月の供給力としては見込んでいない。

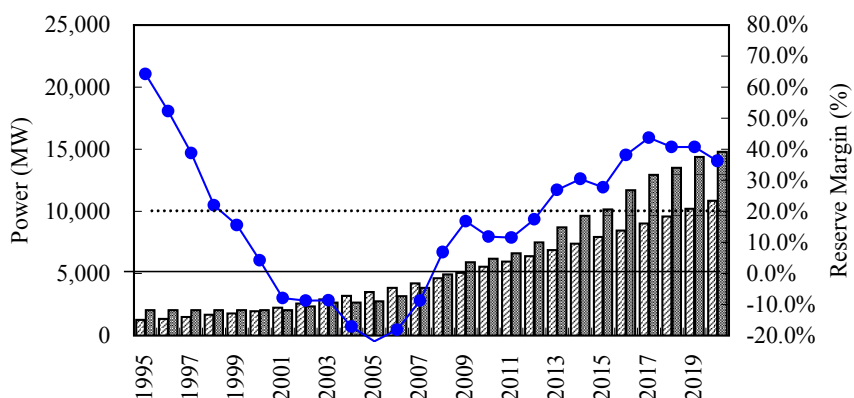
この図から需給バランス上は以下の重要課題があることが判る。

- ・ 全国大では、最近の大幅な需要増に対し、電源開発が追いつかず 2006 年までは供給予備力が 10%を下回る。
- ・ 北部の供給力は、2001 年からすでに需要を下回っており、ピーク時は南部からの送電に頼っている。2004-2006 年は特に供給力が不足し、現状の南北送電線 1 回線の送電容量 800MW フルで送電しても供給予備力はほぼ 0 の状態である。既設石炭火力発電所の老朽度ならびに南北送電線の事故率の大きさから考えると、深刻な電力不足に陥る可能性が高い。

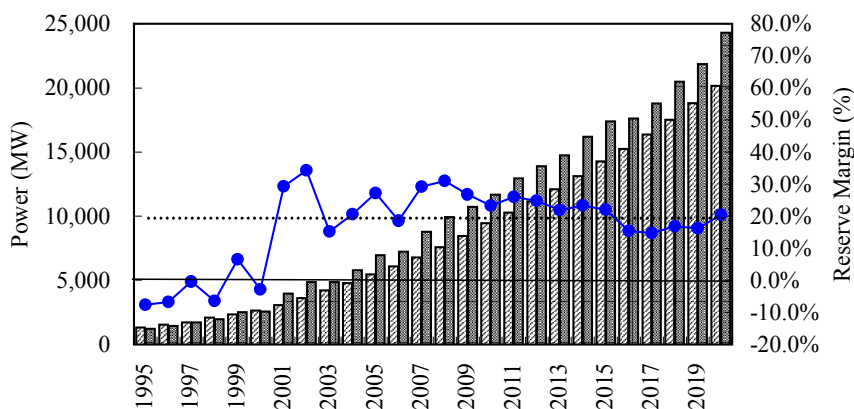
この 2004-2006 年の北部における深刻な電力危機を回避するための対応策としては以下の 2 案が考えられる。

- ① 現在計画されている南北送電線 2 回線化を早めること。しかし、現状の進捗状況から判断すると、2005 年 6 月の運用開始は困難と考えられる。
- ② 南部の既設ガス火力発電所（ディーゼルオイル使用）を北部に移設すること。早急を実施すれば 2005 年の供給力として期待でき、2005 年 6 月の供給予備力を 5%程度確保することが可能となる。

North Region



Central & South Region



Whole Country

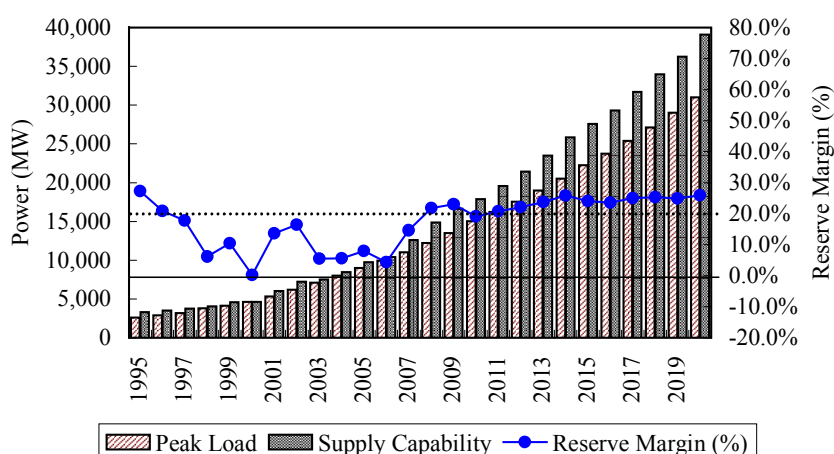


図 3-2-2 需給 (kW) バランス (第 5 次マスタープラン改訂版)

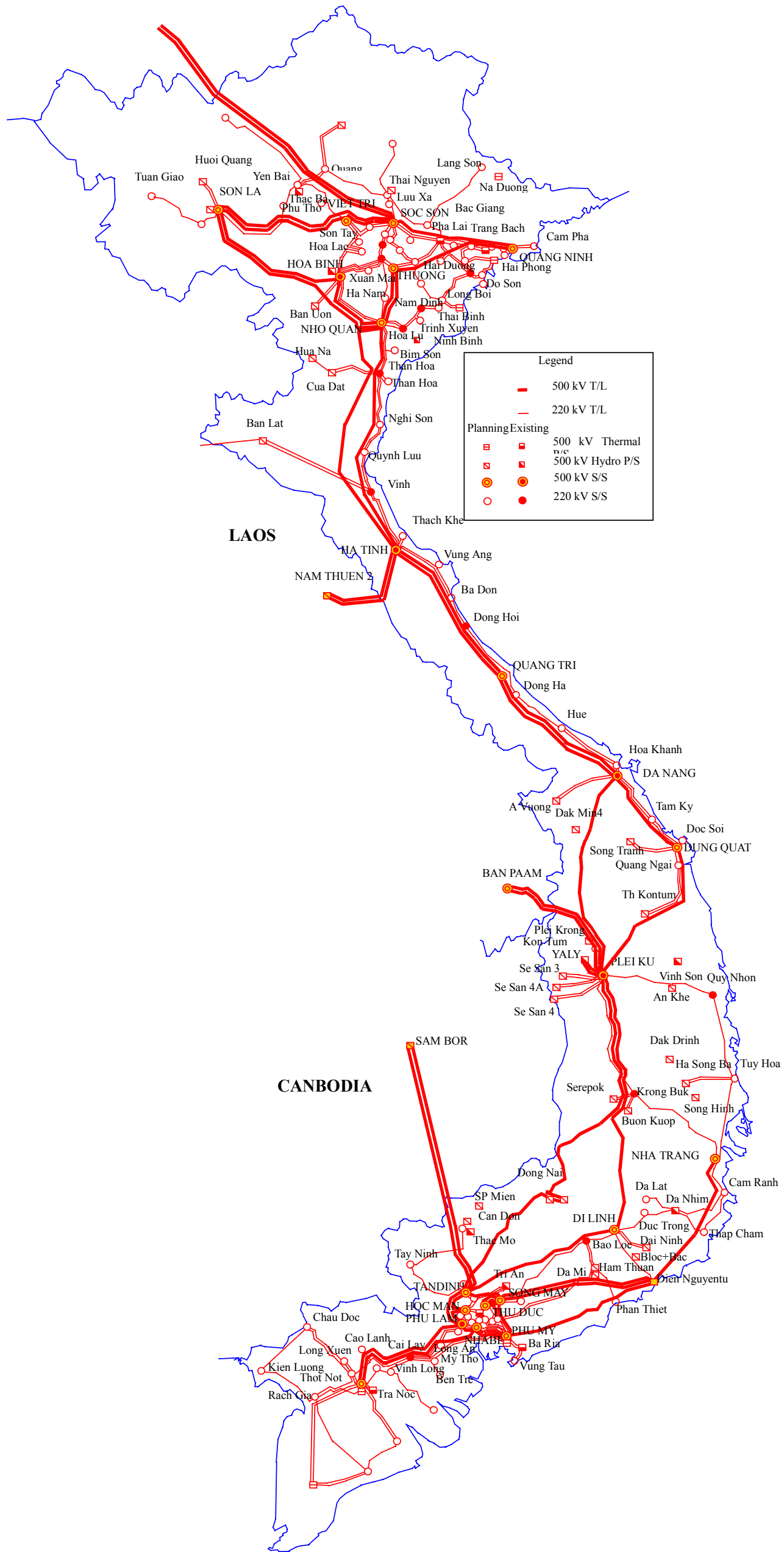
3.3 送電システム拡充計画の現状と評価

3.3.1 送電システム拡張計画の現況

IE が現在策定している 2020 年の 500 kV 系統計画の概要は、以下のとおりである。

- 南北送電線は 2 回線化し、直列コンデンサは容量 2,000MW へ増強。
- 北部では、Son La、Viet Tri、Soc Son、東部海岸地域など、南部および南部から中部にかけては、ホーチミン市周辺、O Mon、Camou、Nha Tran などの地点まで網状に構築される。
- ラオス、カンボジアなどの他国の電源地帯に延びる。

IE の計画による 2020 年のベトナム国の 500 kV 送電線を、図 3-3-1 および表 3-3-1 に示す。500kV 送電線の回線互長は約 6,000 km になる。長距離の 500 kV 送電線には、直列コンデンサおよび分路リアクトルを設置する計画である。表 3-3-2 に IE による 2010 年までの 500 kV 変圧器新增設計画を示す。



Source: IE

図 3-3-1 2020 年のベトナム国の電力系統

表 3-3-1 IE の計画による 2020 年のベトナム国の 500 kV 送電線

From	To	Conductor	No. of circuits	Series capacitors Shunt reactors	Approximate Distance (km)
Son La	Hoa Binh	4xACSR330	1	Installed	180.0
Son La	Nho Quan	4xACSR330	1	Installed	240.0
Son La	Soc Son	4xACSR330	1	Installed	200.0
Son La	Viet Tri	4xACSR330	1	No	120.0
Viet Tri	Soc Son	4xACSR330	1	No	80.0
Hoa Binh	Nho Quan	4xACSR330	1	No	120.0
Nho Quan	Thuong Tin	4xACSR330	2	No	75.0
Quang Ninh	Thuong Tin	4xACSR330	2	Installed	120.0
Quang Ninh	Soc Son	4xACSR330	2	Installed	140.0
Nho Quan	Ha Tinh	4xACSR330	1	Installed	280.0
Nho Quan	Thanh Hoa	4xACSR330	1	Installed	100.0
Thanh Hoa	Ha Tinh	4xACSR330	1	Installed	180.0
Ha Tinh	Quang Tri	4xACSR330	2	Installed	200.0
Quang Tri	Da Nang	4xACSR330	2	Installed	200.0
Da Nang	Plei Ku	4xACSR330	1	Installed	259.0
Da Nang	Dung Quat	4xACSR330	1	Installed	100.0
Dung Quat	Plei Ku	4xACSR330	1	Installed	200.0
Plei Ku	D Nhai 34	4xACSR330	1	Installed	296.0
D Nhai 34	Phu Lam	4xACSR330	1	Installed	240.0
Plei Ku	Yaly	2xACSR330	2	No	23.0
Plei Ku	Di Linh	4xACSR330	1	Installed	320.0
Di Linh	Tan Dinh	4xACSR330	1	Installed	174.0
Tan Dinh	Hoc Mon	4xACSR330	1	No	25.0
Hoc Mon	Phu Lam	4xACSR330	1	No	25.0
Phu My	Song May	4xACSR330	1	No	40.0
Nguyen Tu	Di Linh	4xACSR330	1	No	70.0
Nguyen Tu	Nha Trang	4xACSR330	1	No	110.0
Nguyen Tu	Phu My	4xACSR330	1	Installed	170.0
Nguyen Tu	Song May	4xACSR330	2	Installed	160.0
Tan Dinh	Song May	4xACSR330	1	No	30.0
Thu Duc	Song May	4xACSR330	2	No	20.0
Phu My	Nha Be	4xACSR330	2	No	49.0
Nha Be	Phu Lam	4xACSR330	1	No	16.0
Phu Lam	O Mon	4xACSR330	1	No	170.0
Nha Be	O Mon	4xACSR330	1	No	180.0

Source: Data for planned transmission lines, 2003, IE

表 3-3-2 IE による 2010 年までの 500 kV 変圧器新增設計画

Station	Existing	2005	2010
Hoa Binh	2x450	2x450	2x450
Ha Tinh	1x450	1x450	1x450
Nho Quan		1x450	1x450
Thuong Tin		1x450	2x450
Quang Ninh			1x450
Phu Lam	2x450	2x450	2x450
Phu My		2x450	2x450
Nha Be		2x600	2x600
O Mon		1x450	2x450
Di Linh			1x450
Tan Dinh		1x450	2x450
Song May			1x600
Da Nang	1x450	2x450	2x450
Plei Ku	1x450	1x450	1x450
Dung Quat (Soc Soi)			2x450
Nhon Trach			1x450

Source: Data for planned transformers, 2003, IE

3.3.2 送電システム拡張計画の評価

(1) ベトナムにおける直流送電

1,000km 以上の長距離送電を行う場合、直流送電線の方が交流送電線よりも単価が安い
ために、交直変換所の工事費を含めても、直流送電の方が経済的に有利になる場合がある。
しかし、途中で分岐させる場合には、そのための設備が必要となり、経済的なメリットは
あまりなく、また制御が複雑になるなど不利な面が大きい。ベトナム国の南北間は、長距
離であるが、途中 200 km~300 km ごとに負荷への供給や、電源からの受電が必要となり、
直流送電のメリットは少ないため、直流送電の計画はない。

(2) 直列コンデンサ設置の問題点

ベトナムの 2020 年の系統に、直列コンデンサを設置すると、直列共振が起きる可能性が
あることが、技術移転用を実施した IMPACT を用いた概略の検討により、確認された。直
列共振は、低周波数領域で見かけ上のリアクタンスがゼロになるために起こる。特に共振
周波数が、軸の長い原子力発電機などの軸ねじれ共振点と一致すると、軸ねじれ振動を起
こす可能性があり、発電機停止にいたる可能性がある。対策としては、不必要な直列コン
デンサを設置しないこと、共振点を回避するようなサイリスタ制御機器の適用などがあげ
られる。

本調査では、直列コンデンサを設置しない、あるいはバイパスする系統で検討し、問題
があればその対策を検討することとする。

(3) 500kV 送電線の容量

2020 年の南北 500kV 送電線の熱容量は、1 回線あたり、2,200 MW 程度と見積もられる。N-1 基準を適用し、南北 500 kV 送電線路の 2 回線区間の容量は 2,200 MW 程度になる。

現状の 2020 年系統計画における 500 kV 送電線の融通電力の上限を、表 3-3-3 に示す。この値は、融通を受ける地域内の 500 kV 送電線路の潮流が容量以内に収まるように設定されており、受電地域内の発電量および負荷に依存する。

表 3-3-3 500 kV 送電線の融通電力の上限（現状の 2020 年系統計画）

北部から中部	中部から南部	南部から中部	中部から北部
2,000 – 2,200 MW	1,400 – 2,000 MW	0 – 1,700 MW	1,100 – 1,900 MW

(4) 系統解析用データの作成

最新の電源開発計画および送電システムの拡張計画に基づき、IE との協同作業により、2020 年の 500 kV 系統および 220 kV 系統の PSS/E 解析ソフト用のデータを構築した。送電線の回線数は約 400、発電機ユニット数は約 240 である。

(5) EVN の設備計画基準

電源計画における供給信頼度基準として、一般に電力不足確率と、供給予備力が設定される。EVN では、それぞれ以下の値を設定している。

電力不足確率：24 hours/year

供給予備力：20 %

系統計画における信頼度基準は、明文化されたものがない。将来的には基幹系統へは、2 回線化や、500 kV/220 kV 変圧器の増設などにより、N-1 基準の適用を指向している。事故電流の許容値は 45 A としている。

3.4 EVN 財務予測

3.4.1 損益計画

(1) EVN における財務予測の概要

a. 財務予測の作成主体

EVN における財務予測は、財務・会計部門で策定されている。

b. マスタープランとの関係

基本的には、マスタープランを前提として策定されており、現時点においては、第 5 次マスタープラン改訂版が、その基礎となっている。

一方で、主要なドナーである世銀、ADB からは、財務の健全性のために維持すべき財務基準値が設定され、維持できないような場合には、改善のための迅速なアクションを取ることを要求されている。

世銀、ADB が EVN に対して設定している財務基準値は、以下のとおり。

- ・ Self Financing Ratio (SFR) : 30% (3 年間の平均値)
- ・ Debt Service Coverage Ratio (DSCR) : 1.5 回 (同上)

従って、EVN が策定する財務予測は、マスタープランをベースとしつつ、財務的な健全性を考慮せざるを得ないため、電源開発計画、料金改定スケジュールといった点で、マスタープランとは、異なるものになっている。

c. 財務予測策定の時期、頻度

EVN における財務予測は、決まった時期に見直すというものではなく、適宜、見直されている。本調査における EVN 財務・会計部門との過去 3 回の協議においても、EVN からいずれもその時点における最新の財務予測を入手している。

d. 本調査において分析の対象とする財務予測

上述したように、EVN における財務予測は、その都度、変更が加えられている状況にあり、EVN の財務予測を分析するにあたっては、現時点において最新のものと考えられる、2003 年 12 月に入手したものを対象とする。

2003 年 12 月に入手した財務予測は、EVN が、政府に対し 2004 年 4 月の料金改定を申請した基礎資料となるものであり、情報としては、より信憑性のあるものと考えられる。

財務予測の期間は、2003 年から 2008 年までの 6 年間である。

(2) EVN の財務予測**a. 財務予測上の主な前提****1) 電力料金**

電力料金については、以下の改定スケジュールを見込んでいる。

表 3-4-1 電気料金の改定スケジュール

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
平均単価 (¢/kWh)	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	7.0
改定時期	現在	Apr.	Apr.	Apr.	—	—

電力料金については、将来的に 7.0 ¢/kwh までに値上げするべく、これまでも料金計画が策定され、随時、見直しが行われている。見直しの都度、料金改定は後ろ倒しとなる傾向があるが、本調査においても、第 1 次調査時に入手した財務予測と上記の最新のものとは料金改定の時期が異なり、後ろ倒しの計画となっている。前回の計画では、2005 年 4 月から 7.0 ¢/kwh を適用する計画であったが、最新の財務予測では 2006 年からの適用となっている。

2) 需要予測

発電・買電量については、第 5 次マスタープラン改訂版におけるベースケースを想定しており、以下の通り大きな差異は生じていない。

表 3-4-2 発電・買電量 (第 5 次マスタープラン改訂版)

発電・買電量(MWh)	2003	2004	2005	2006	2007	2008
EVN Projection	40,932	46,535	53,303	59,056	66,648	74,490
M/P Base Case	40,901	46,535	53,000	59,268	66,174	74,063

3) 電源開発計画

電源開発計画については、第 5 次マスタープラン改訂版と EVN の財務予測におけるそれには大きな差異がある。

表 3-4-3 電源開発計画 (第 5 次マスタープラン改訂版)

新規出力(MW)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	合計
EVN Projection	150	432	0	0	3,075	1,085	4,742
M/P Base Case	443	150	570	1,231	2,153	1,765	6,312

注) M/P Base Case については、IPP、BOT プロジェクトを除く。

4) 資金調達条件

資金調達に関しては、概ね以下の条件及び資金用途を想定している。

- 世銀、ADB :

主として金利 6.5%、返済期間 15 年、資金用途については、主に送配電網の整備。
但し、地方電化に関しては世銀からの支援を想定し、金利 1%、返済期間 20 年。

- JBIC :

金利 2.2%、返済期間 15 年～20 年、資金用途については、主に発電所建設。

- その他 ODA :

金利 6%、返済期間 7 年、資金用途については、主に発電所建設。

- 市中銀行 :

金利 7.5%、返済期間 主に 6 年、資金用途については、発電所建設から送配電網整備まで全般。

世銀、ADB からの資金については、送配電網の整備、地方電化に投入することとなり、世銀、ADB のベトナム電力セクター支援方針に沿った仮定となっている。

市中銀行からの借入についても、財務・会計部門からの情報によると概ね、実態を反映していると思われる。

b. EVN による財務予測

1) EVN の財務予測表

EVN による財務予測表は、主として SFR、DSCR の算定を主目的としているものであり部分的に損益項目と資金収支項目が混在している。

従って、分析にあたっては、EVN の財務予測表を損益計算書とキャッシュフロー計算書に組みなおして実施した。

c. 損益計画

今後の収益性を分析するために、EVN の財務予測表に基づき連結損益計算書を試算すると、以下のとおりである（表 3-4-4、図 3-4-1）。

表 3-4-4 EVN 予測連結損益計算書

(Unit: Million US\$)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Average Power Price (US cents/kWh)	5.6	5.8	6.4	6.9	7.0	7.0
At the End of Last Year	5.6	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0
Revised Tariff in the Year	5.6	5.9	6.5	7.0	7.0	7.0
Time of Adjustment			Apr./04	Apr./05	Apr./06	
Net Average Price (excluding VAT)	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36
Net Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067
- Average Tariff (US cents/kWh)	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36
- Sales Volume (Gwh)	34,510	39,454	45,093	50,228	56,964	63,953
Unusual Income						
1. Total Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067
2. Total Cost	-1,481	-1,847	-2,259	-2,621	-3,019	-3,517
- Fuel	-440	-534	-603	-676	-673	-622
- Material	-58	-66	-75	-84	-95	-107
- Maintenance	-83	-102	-131	-142	-157	-166
- Salary and Insurance	-116	-131	-149	-163	-182	-201
- Power Purchase	-146	-300	-518	-724	-839	-1,196
- Depreciation	-473	-520	-569	-605	-795	-870
- Interest	-78	-936	-100	-99	-134	-194
- Hydro Resource Tax	-15	-15	-16	-18	-20	-22
- Administration Cost	-72	-82	-94	-105	-119	-133
- Unemployees' Fund Fee		-4	-4	-5	-5	-6
3. Net Profit from J/V						20
4. Income before Tax	231	244	343	518	604	570
5. Income Tax	-38	-35	-39	-43	-47	-52
6. Net Income	193	209	304	475	557	518
(Profit Rate)	11.3%	10.0%	11.7%	15.1%	15.4%	12.7%

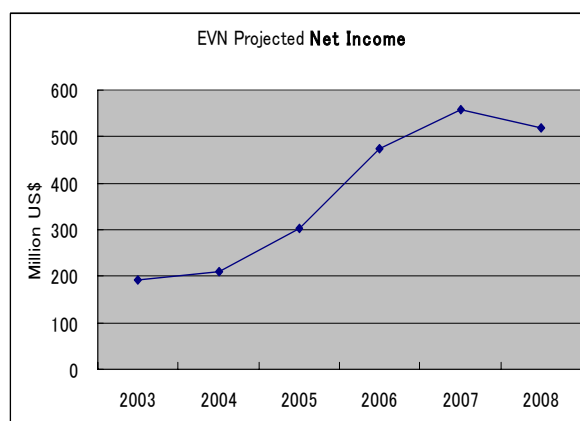
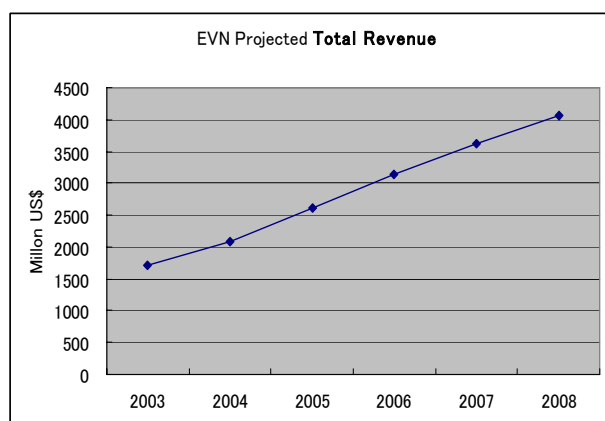


図 3-4-1 EVN 予測連結売上高及び純利益

(3) 個別分析

- ・ 売上に関しては、好調な電力需要の伸びと料金値上げにより、每期、大幅な増収となっている。

表 3-4-5 電力需要の伸びと料金値上げの推移

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
増収率 (%)	—	22.2	24.4	20.7	15.4	12.3
販売電力量伸び率 (%)	—	14.3	14.3	11.4	13.4	12.3

- ・ 利益に関しては、各年度とも売上高純利益率が10%以上となっており、財務予測上は順調に推移すると考えられている。しかしながら、2008年においては、純利益額及び売上高純利益率ともに前年度を下回ることが予想されている。
- ・ 2008年に関し、増収にもかかわらず、純利益額及び売上高純利益率が低下する理由としては、購入電力費の増加（前期比43%増）及び支払利息の増加（前期比45%増）が主たる要因として考えられる。
- ・ 每期、法人税額が、税引前純利益に比べ極めて低い水準となっているが、これは、利益のうち、設備投資に充当する額については課税所得から控除する、という投資減税を想定しているためである。

(4) 収益性に関する総括

- ・ 電力料金を2004年から2006年にかけて毎年、改定するという前提で作成されており、スケジュール通りに料金改定が進むかがEVNの損益にも重要な影響を及ぼす。仮に、2006年においても2004年に改定される5.9¢（5.36¢ VAT除く）が維持されると、売上は約450百万US\$減少し、十分な税引前利益を計上することが困難となる。
- ・ 購入電力費もEVNの損益を大きく左右する要素と考えられる。2008年においては、電力輸入も想定されており、年間発電量74,490MWhの約3割を占めることになる。従って、電力購入価格の変動によってもEVNの損益は大きく影響をうけることになると思われる。

3.4.2 資金計画

今後のキャッシュフローを分析するため、にEVNの財務予測表に基づき連結キャッシュフロー計算書を試算すると、以下のとおりである(表3-4-6, 図3-4-2, 図3-4-3)。

表3-4-6 EVN 予測連結キャッシュフロー計算書

	(Unit: Million US\$)					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008
a. Internal Source	339	380	447	332	310	119
Net Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067
- Average Tariff (US cents/kWh)	4.96	5.30	5.77	6.25	6.36	6.36
- Sales Volume (GWh)	34,510	39,454	45,903	50,228	56,964	63,953
Unusual Income						
1. Total Revenue	1,712	2,091	2,602	3,139	3,623	4,067
2. Changes in Working Capital	-21	61	93	-5	-38	-52
3. Total Cost (exc. Dep. and Interest)	-930	-1,234	-1,590	-1,917	-2,090	-2,453
- Fuel	-440	-534	-603	-676	-673	-622
- Material	-58	-66	-75	-84	-95	-107
- Maintenance	-83	-102	-131	-142	-157	-166
- Salary and Insurance	-116	-131	-149	-163	-182	-201
- Power Purchase	-146	-300	-518	-724	-839	-1196
- Hydro Resource Tax	-15	-15	-16	-18	-20	-22
- Administration Cost	-72	-82	-94	-105	-119	-133
- Unemployees' Fund Fee	0	-4	-4	-5	-5	-6
4. Tax Payment	-38	-35	-39	-43	-47	-52
5. Contribution from Government						
6. All. to Funds (Use of Funds)	-23	-24	-27	-29	-31	-36
- All. to Welfare Fund	-16	-19	-21	-23	-24	-29
- All. to Sinking Fund	-5	-5	-6	-6	-7	-7
- All. to Unemployees' Fund	-2	0	0	0	0	0
7. Principle Repayment and Interest	-361	-479	-592	-813	-1,107	-1,355
- Principle Repayment	-245	-325	-381	-525	-743	-919
- IDC	-38	-61	-111	-189	-230	-242
- Interest Expense	-78	-93	-100	-99	-134	-194
b. Application of Funds						
- Net Investment	-1,165	-1,291	-1,966	-2,012	-1,937	-1,944
c. a.-b.	-826	-911	-1,519	-1,680	-1,627	-1,825
d. Financing Activities	726	939	1,557	1,630	1,558	1,730
- Bond Issue						
- Borrowing	726	939	1,557	1,630	1,558	1,730
e. Net Cashflow	-100	28	38	-50	-69	-95
f. Beginning of Year	719	618	646	684	634	565
g. End of Year	618	646	684	634	565	471

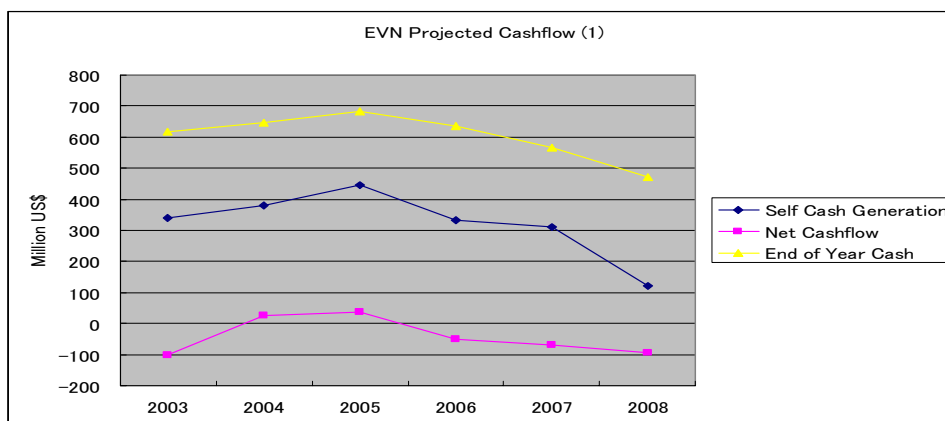


図 3-4-2 EVN キャッシュフローの推移 (1)

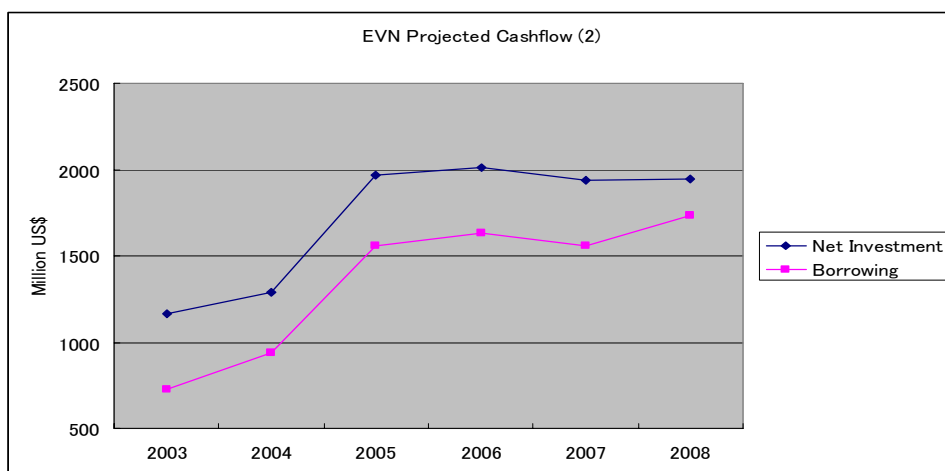


図 3-4-3 EVN キャッシュフローの推移 (2)

(1) 個別分析

- 毎期のネットキャッシュフローは、2004年、5年を除き赤字（マイナス）となっている。
- ネットキャッシュフローのマイナスに対し、キャッシュ残高が、比較的豊富なため、資金繰りの大幅な悪化等の懸念は少ない。
- 事業活動によるキャッシュフロー（除く金利）は以下のとおりであり、順調に拡大している。

表 3-4-7 事業活動によるキャッシュフロー

(Unit: Million US\$)

事業活動による ネットキャッシュフロー	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	700	859	1,039	1,145	1,417	1,474

- ・ しかしながら金利払い、借入返済が、年度を追うごとに増加していくため、最終的な自己資金の増加額 (a. internal sources) は、2003 年から 2007 年まで、300 百万 US\$ から 400 百万 US\$ で推移することになる。2008 年においては、借入返済、金利払いの負担が顕著にあらわれ、自己資金の増加額は、低下する。結果として、設備投資のための資金は、借入に大きく依存することになる。
- ・ 世銀、ADB との合意による財務指標については、以下のとおり。

表 3-4-8 世銀, ADB との合意による財務指標

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
SFR (%) ^{*1}	34.7	28.2	29.4	24.0	24.3	17.7
DSCR (回) ^{*2}	2.15	2.04	2.15	1.83	1.61	1.34

(EVN 算定値)

- *1 SFR(: Self Financing Ratio) : 年平均設備投資額 (前年、当年、翌年の 3 年間の平均値) に対し、毎期、創出される自己資金の割合を示す。
- *2 DSCR(: Debt Service Coverage Ratio) : Debt Service (借入返済額+支払金利) に対し、毎期創出される自己資金の割合を示す。

- ・ SFR に関しては、2004 年以降、目標となる 30%を維持することが出来なくなる。先にも述べたとおり、2008 年には、自己資金増加額が低下するため SFR は、20%を下回る水準となる。
- ・ DSCR に関しては、2008 年を除き、目標値をクリアすることが可能となっている。

(2) キャッシュフローに関する総括

- ・ 全体的なキャッシュフローの状況としては、将来的に悪化傾向を示している。事業活動によるキャッシュフローは、毎年、概ね順調に増加するが、借入返済、金利負担により、最終的に設備投資に充てること出来る自己資金は各年度横這いであり 2008 年ではむしろ低下する。

3.4.3 EVN の財務予測に関する総括

(1) 第5次マスタープラン改訂版との関係

- ・ EVN による財務予測は、第5次マスタープラン改訂版をベースに策定されているとはいうものの各プロジェクトの建設時期等、電源開発計画に関し異なる部分がある。
- ・ 電源開発計画の相違が、EVN の損益予測に与える影響は少ないものの、資金の状況に対しては大きな影響がある。従って、第5次マスタープラン改訂版に沿った財務予測が本来、必要と考えられる。

(2) EVN の財務予測に関する分析結果

- ・ 電力需要の拡大と料金値上げが計画どおりに進めば、損益については概ね順調に推移する予定となっている。
- ・ キャッシュフローに関しては、将来的に利益が比較的順調に推移するにもかかわらず悪化傾向を示している。財務的な観点からは、利益の規模に比べ設備投資が大きく、アンバランスな結果になっているといえる。