

鈇工業プロジェクト形成基礎調査
 ヴィエトナム国揚水発電マスタープラン調査
 (ピーク対応型電源最適化計画調査)
 現地調査報告書

2002年3月

JICA LIBRARY



J1168837(1)

国際協力事業団
 鈇工業開発調査部

鈇調査

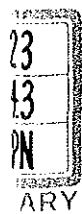
JR

02-107

鈇工業プロジェクト形成基礎調査
 ヴィエトナム国揚水発電マスタープラン調査
 現地調査報告書

2002年3月

国際協力事業団



鉦工業プロジェクト形成基礎調査
ヴェトナム国揚水発電マスタープラン調査
(ピーク対応型電源最適化計画調査)
現地調査報告書

2002年3月

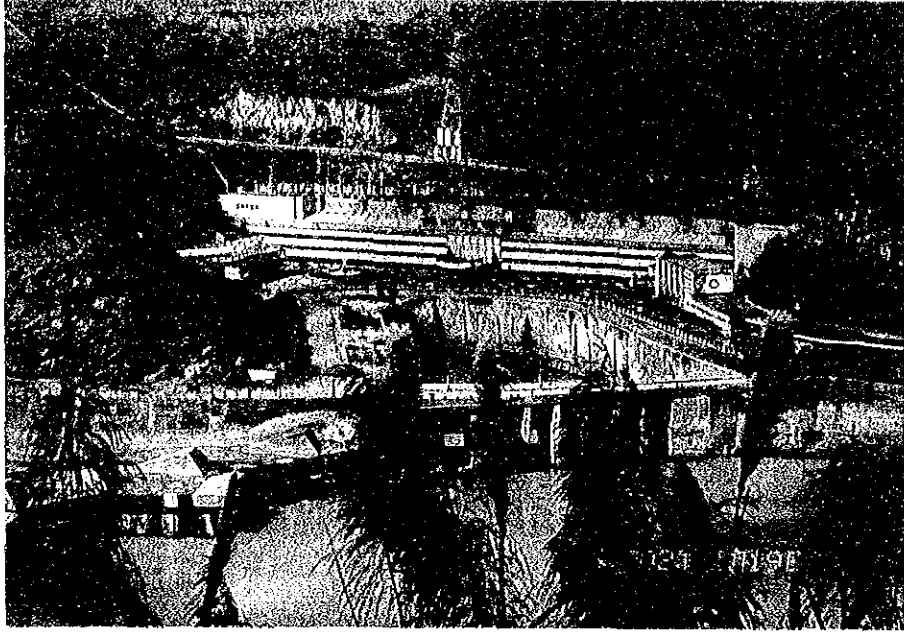
国際協力事業団
鉦工業開発調査部



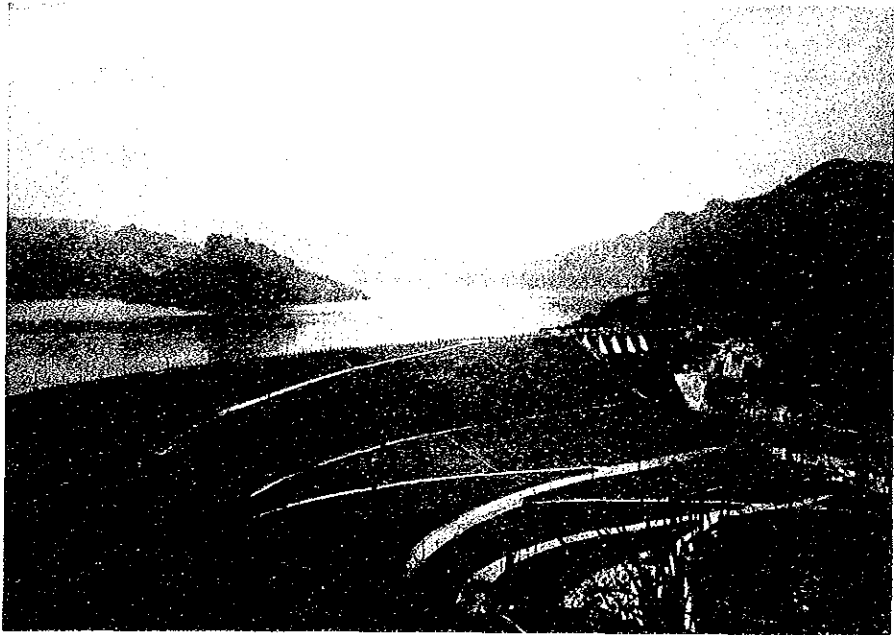
1168837【1】



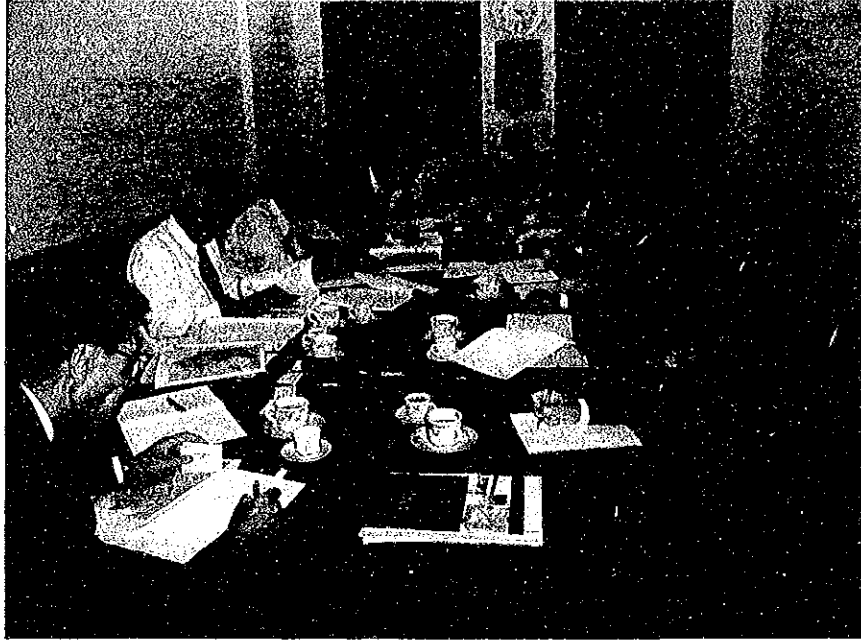
EVN (Electricity of Viet Nam) の庁舎



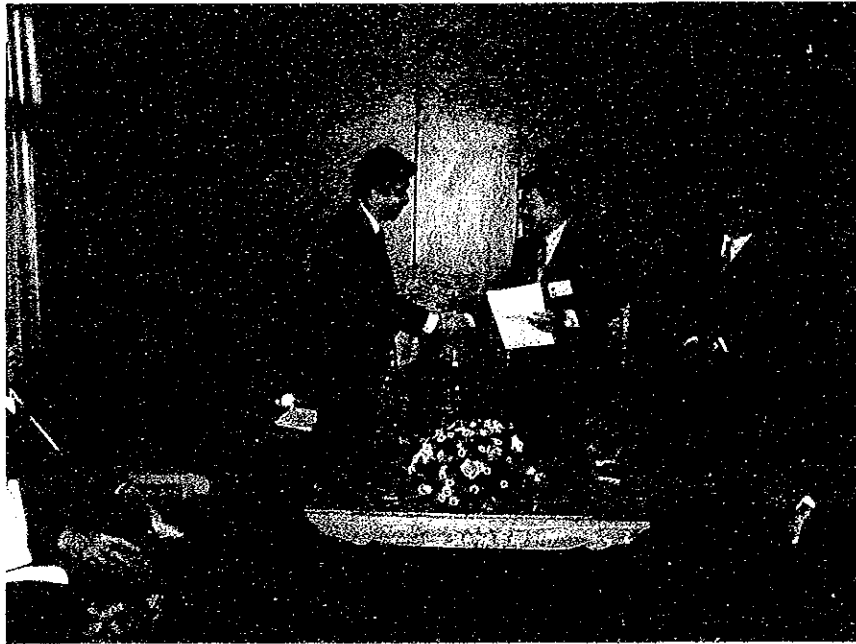
ホアビン発電所



ホアビンダム



協議風景



M/M の署名

鉱工業プロジェクト形成基礎調査
ヴェトナム国揚水発電マスタープラン調査報告書
目次

写 真

第1章 調査団の概要	1
1.1 調査背景・経緯	1
1.2 相手国政府機関が提出した正式要請書の概要	1
1.3 本調査の目的	2
1.4 派遣時期	2
1.5 団員構成	3
1.6 協議・訪問機関とその役割（援助動向）	3
第2章 協議の内容	4
2.1 対処方針	4
2.2 協議の概要	6
2.3 議事録の概要（M/Mの概要）	7
2.4 調査団所感（今後の留意事項）	7
2.5 締結したM/M	12
第3章 ヴィエトナム国の概要と電力セクターの現状	17
3.1 ヴェトナム国の概要	17
3.2 電力セクターの現状	25
3.3 電力需給計画	35
3.4 揚水発電所投入の必要性について	54
3.5 環境配慮への対応状況	65
3.6 国際援助機関の活動状況	90
第4章 サイト調査の結果	97
付属資料	
1. 各訪問機関との協議議事録	109
2. 相手国政府からの正式要請書	120
3. 収集資料リスト	127

第1章 調査団の概要

1.1 調査背景・経緯

ベトナム社会主義共和国（以下ベトナム国）では、過去 10 年間の電力量、最大電力の平均伸び率はいずれも 13 パーセントと高い伸びを示しており、電源及び系統の新規開発が緊急の課題となっている。また、同国は1日の電力需要の変動が大きく、夕方 18～19 時のピーク電力は、深夜のオフピーク電力の2倍以上となっている。このため、年間の負荷率（平均負荷/最大負荷×100（%））は全国平均で 65%と他の東南アジア諸国の 70%と比べ低い値となっている。

しかしながら、同国ではピーク時、オフピーク時の料金格差による需要抑制手段（DSM）のみが進められており、ピーク供給力を向上させるための具体的な方策は取られていないのが現状である。

かかる状況下においてベトナム電力公社（EVN）は、2001 年 3 月日本国政府に対し、系統全体の安定性とピーク供給力の向上及び電力設備への投資額の軽減をはかることを目的として揚水発電所の開発計画の策定と数地点のプレ F/S 実施を主要内容とした開発調査を要請した。

1.2 相手国政府機関が提出した正式要請書の概要

(1) 案件名 Review of Master Plan on Pumped Storage Power Project in Vietnam

(2) 調査の概要

☆Stage1 予備調査段階

1) 資料収集とその解析

現在の電力需要と将来の予測、電源開発計画、各電源（水力、火力等）ごとの建設単価と維持管理費用、地形図などの情報収集とその解析

2) サイトの選定

既存の地形図（1/50000）と地質、環境調査により 2～3箇所のサイトを選定する。

☆Stage2 プレ F/S の実施（現地踏査と概略設計）

Stage1 により選定されたサイトについて地質調査、社会、自然環境調査、概略設計と経済性の評価により各サイトの優先順位づけを実施する。

☆Stage3 マスタープラン作成段階

系統全体のコスト削減および安定度の向上を目的とした以下の調査を行う。

(1) 将来の電力需給バランスをシミュレーションし、揚水発電の投入時期の検討を行う。

(2) プレF/Sの結果発生した問題点の抽出

(3) 揚水発電の投入を考慮にいたった電源開発計画の作成と投資計画に係る提言

(3) 調査期間 約1年

1.3 本調査の目的

今回のプロジェクト形成基礎調査においては、C/P である EVN をはじめとする相手国政府機関との協議および現地調査を通じ、要請内容と案件の背景経緯を確認するとともに、ベトナム国における電力需給の現状と将来予測に関する情報収集を実施し、本案件実施の必要性と緊急性について検討する。

1.4 派遣時期：平成 14 年 1 月 13 日～23 日

(官団員は 1/13～1/19 まで、コンサルタントと通訳は 1/13～1/23 まで)

日付	日程	宿泊地
1月13日(日)	移動：成田 9:50 (NH909) →13:55 香港 香港 14:55 (VN791) →15:55 ハノイ	ハノイ
14日(月)	9:30 大使館表敬表敬 11:00 JICA 事務所打合せ 14:00 JBIC 表敬 15:30 (EVN、IE) 表敬	
15日(火)	9:00 MPI 表敬 11:00 世銀表敬 13:30 MOI 表敬 14:00 EVN、IE 合同協議	
16日(水)	9:00 EVN、IE 合同協議	
17日(木)	8:00 中央給電指令所にてデータ収集 14:00 EVN、IE 合同協議 (M/M の作成)	
18日(金)	M/M の締結 14:45 JICA 事務所報告 16:00 大使館報告	
19日(土)	(官団員) 移動：ハノイ 11:10 (VN794) →14:05 香港 香港 15:30 (NH910) →20:15 成田 (他団員) 現地踏査 (ホアビンダム、発電所)	
20日(日)	資料整理	
21日(月)	9:00 科学技術環境省 10:30 MARD	
22日(火)	16:00 JICA 報告	
23日(水)	移動：ハノイ 11:10 (VN794) →14:05 香港 香港 15:30 (NH910) →20:15 成田	

1.5 団員構成

- | | |
|------------------------|-----------------------|
| (1) 蔵方 宏 (団長) | : 鉱工業開発調査部資源開発調査課長 |
| (2) 足立隼夫 (電力技術協力) | : 海外電力調査会 |
| (3) 高橋誠人 (電力行政) | : 資源エネルギー庁電力・ガス事業部政策課 |
| (4) 川田泰寛 (調査企画) | : 鉱工業開発調査部資源開発調査課 |
| (5) 細谷晃敏 (電源開発計画/系統計画) | : (株) エー・エス・エンジニアリング |
| (6) 中沢信之 (環境) | : イー・アンド・ソリューションズ (株) |
| (7) 水越 龍 (通訳) | : (財) 日本国際協力センター |

1.6 協議・訪問機関とその役割 (援助動向)

- (1) ヴィエトナム電力公社 (EVN)
ヴィエトナム政府 100%出資による国営企業であり、電力事業を担当している。
- (2) エネルギー研究所 (IE)
EVN の組織の 1 部であり、電力開発のマスタープランの草案作成を担当する。
- (3) 計画投資省 (MPI)
政府予算のうち ODA 関連資金を含む予算の配分を行う。世銀、JBIC、JICA、ADB などの援助機関とヴィエトナム政府の窓口にあたる。
- (4) 科学技術環境省 (MOSTE)
環境影響評価に係る審査の実施を行う。
- (5) 工業省 (MOI)
EVN の上部機関にあたり、電力分野の監督官庁としての業務を行う。
- (6) 世銀
現在、重点的に送電、配電及び地方電化について支援を行っている。
- (7) JBIC ハノイ事務所
これまで電力分野においては発電所建設を中心に援助を実施している。

第2章 協議の内容

2.1 対処方針

(1) 本案件の実施にかかる先方の意向について

最新の第5次電源開発マスタープラン（2001年6月22日付）によると、2020年までの電源開発計画の中に揚水発電所の建設計画はない。先方がどのような経緯で要請書を提出したのか、揚水発電の導入についてどのような意見を持っているのか、下記事項を参考に確認する。

- 1) 既存電源開発計画
- 2) 電力政策における本案件の位置付け及び緊急性
- 3) 他援助機関による揚水関連の調査の動向と実績

(2) 考えられる調査の内容について

ピーク負荷への対応と、電力設備への投資額の軽減が本案件の主目的であるとするならば、揚水発電の開発計画という方法のみならず、既存水力発電所であるホアビンダム（1,920MW）の運用改善やロス率が高いと言われる既存の送配電線の整備（ロス率約16%）、2007年頃の完成が予定されている国際送電線による電力の融通などの可能性があるものと思われる。本調査では先方に対し電力政策の方向性を確認するとともに、これらの優先順位を確認する。

(3) 揚水発電の導入について

揚水発電の妥当性は、需要予測データと各電源ごとの開発導入計画（ベストミックス）から系統全体の経済性を導くことにより確認できる。系統全体の経済性を導くのに必要なデータは概略以下のとおりであり、現地においてはこれらのデータを入手する。

- 1) 需要データ（将来の検討年度断面における）
 - ①年最大電力 ②年需要電力量 ③年負荷率 ④日負荷曲線
- 2) 電源データ
 - ①電源種別 ②既設設備容量 ③建設単価 ④燃料単価
- 3) 運用データ
 - ①供給予備率 ②各電源最低負荷率 ③電源補修日数
 - ④DSS可能性（起動停止の頻度） ⑤最低出力

上記のデータは昨年度実施したベースライン調査の結果を有効に利用しながら必要に応じてそのリバイスを行い、調査実施の参考資料とする。

(4) ホアビンダムの運用について

ヴェトナム国全土における水力発電の比率は49%となっており（ガス火力22%、石油火力10%、石炭火力11%、その他8%）、そのうち67%を北部ホアビンダム（1920MW）が占めている。ホアビンダムは多目的ダムであり、夏期には洪水対策のためダム水位が

制限されるため、最大出力が出ないだけでなく、ピーク運転すら出来ないのが現状である。今回の現地調査では発電所の最大出力のみならず、夏期の水位制限を受けている時期の運用などデータも必要である。

(5) ソンラダム (3600MW) の建設について

最新の電源開発計画によると 2008 年から順次投入していくこととしているがヴェトナム国の電源開発計画に多大な影響を及ぼすことから、ダムの建設に向けた住民移転問題や予算の確保等の進捗状況を確認する必要がある。

(6) 環境配慮について

既存ダム建設における環境配慮の実施状況の概要と今後のダム建設における環境配慮へのヴェトナム側の方針あるいは方向性について資料を収集するとともに、先方に確認する。

(7) 対象地域について

ヴェトナム国が作成した要請書によれば対象地域は全国としており、本格調査にて 2～3 地点を選定の上、プレ F/S レベルの調査を実施することとしている。この点について、収集した資料及び現地踏査をふまえた上で揚水発電の必要性の検討とともにプレ F/S の必要性を判断する。

(8) EVN の技術レベルの評価及び調査実施方法の確認

ヴェトナム国にはまだ揚水発電所の開発計画は存在しないことを踏まえ、EVN の技術レベルを十分評価した上で、本格調査を実施するとした場合に必要な業務内容、業務量及び、機材等を確認する。同時に EVN の協力がどの程度得られるか確認するとともに、どのような技術移転が可能か確認する。

(9) 治安状況

本格調査を実施するとした場合の、調査対象地域における治安状況について情報を収集する。今回の調査については、現地事務所より、対象地域の治安状況を確認しつつ、現地の大使館、事務所、先方政府等関係機関と十分相談しながら実施することとする。

(10) その他

本プロジェクト形成基礎調査における協議の内容は、EVN との間で M/M を交換することを考えている。しかし、案件の採択及び実施の可能性については触れず、基本的に調査により確認された事実関係のみの記載とする。

2.2 協議の概要

本案件における先方実施機関 EVN および PECCI との協議概要は以下のとおりである。

1) 案件名

調査団より本調査の案件名を「揚水発電マスタープラン調査」(Review of Master Plan on Pumped Storage Power Project)より「ピーク対応型電源最適化計画調査」(Master plan on pumped storage power project and optimization for peaking power generation.) に改めるべきであることを申し入れ、先方との間で合意に達した。これは将来のピーク需要に対応する方法には、揚水発電も有力な選択肢ではあるが、ホアビン発電所の増強等、他の方策についてもあわせ検討すべきであり、より広義の案件名がふさわしいと考えたことによる。

2) ホアビン発電所(貯水池)の運用の現状

要請書の内容から、当初日本側は94億トンもの膨大な貯水容量を有するホアビン発電所が存在するにもかかわらず、揚水発電所の投入を計画するヴィエトナム側の意図を疑問視していた。そのため、今回の調査ではホアビン発電所の運用方法に関する情報収集と意見交換が大きなテーマとなった。結論としては、洪水対策を最優先する貯水池の運用がホアビン貯水池の調整能力を奪っており(雨期の河川流入量が発電の使用水量と無効放流量の和を上回っている状況)本来持っているはずのピーク需要に対する調整能力を発揮できないことが判明した。

3) ピーク対応の必要性の確認

今後の電力需要の増加、日負荷曲線予測とホアビン発電所の運用の現状から見ると、将来のピーク調整能力を系統全体の経済性を考慮して検討すべきであり、ピーク需要に対する調整能力の強化の必要性を確認することが出来た。

4) 揚水発電所の必要性

我が国の経験や周辺国の例から見て、一定の設備出力(1000万KW程度)を越えた時点で、10~15%の揚水比率を持つことが、系統全体の安定性、経済性から有利であると考えられる。この視点からヴィエトナムの電力設備計画を見ると、2010年以降には揚水発電を投入することが有利であると考えられる。

5) ソンラ発電所の問題

ここで、ヴィエトナム側が2013年に投入を計画しているソンラ発電所が大きな問題になる。ソンラ発電所はホアビン発電所の上流に設けられるため、ソンラ発電所が投入されると、ホアビン発電所の調整能力をある程度回復させることになる。したがって、この場合にはホアビン発電所の増強と揚水発電所の組み合わせにより、ピーク需要に対応でき

るとも考えられる。こうした点については、本格調査を実施する場合には、揚水発電の計画ばかりでなくその他のピーク調整能力強化の方策について併せ検討すべきである。(この点を考えると、「ピーク対応型電源最適化計画調査」が案件名としてふさわしい。上記1))

6) 合同委員会の設置

揚水発電を検討する場合、揚水原資と想定される石炭火力発電所、ガス火力発電所の整備状況との調整が重要なポイントとなるが、それらとの調整を図る上で、ベトナム国における石炭開発、天然ガス開発計画との整合が不可欠である。こうした視点から、治水計画や農業開発計画をも含めた総合的な調整を行う関係省庁による合同委員会の設置を提案し、合意することが出来た。

2.3 議事録の概要(M/Mの概要)

- (1) 両者は本案件の案件名を「ベトナム国ピーク対応型電源最適化計画調査」と変更することに合意した。
- (2) 両者はベトナム国の電力系統におけるピーク電源の必要性とその投入時期について、過去の実績および将来の需要予測カーブ等をもとに協議した。その上で調査団は、ピーク対応のための電源が数年のうちに必要となるというベトナム側の説明に同意した。それは、既存の水力発電所の多くが治水を第一の目的として建設されており、雨季には洪水対策のため、水位制限等の制約を受けるためである。
- (3) 両者は(a)ホアビンダムは雨季には治水を優先した運用となることから、ピーク対応の運転ができないこと、(b)ソンラダムは10年以内には運転開始する予定がないこと、(c)近隣諸国からの電力の輸入はベース電源のみに利用すること、の3つの理由から揚水発電所の建設以外の方法ではピーク需要に対応することは困難であることを概ね理解した。しかし、これに関しては更なる詳細な調査が必要である。
- (4) 両者は揚水発電のためのサイト選定にかかる資料をレビューした。調査団は池の容量、落差、消費地との距離等、サイト選定に関し、問題があることを説明した。
- (5) ベトナム側は系統の最適化シミュレーションの結果を説明した。その上で調査団は今回の結果に加え、最新の需要予測や1次エネルギーの単価などのさらなる調査を行うことが必要であることを理解した。
- (6) 調査団はベトナム側に対し、MPI、MOI、MOSTE、農業・地域開発省(MARD)等の関係省庁からなるステアリングコミッティーの設置を求めた。

2.4 調査団所感(今後の留意事項)

(1) 第5次電力開発マスタープランについて

2001年6月末に首相承認された題記マスタープラン並びに、このマスタープランの

元になっている IE の調査結果についても、今後の調査に当っては次のような点に留意の上進める必要がある。

1) 国家エネルギー政策との調整

今回のマスタープランで承認された電源開発計画によるエネルギー開発計画と MPI が行っている国家エネルギー戦略および政策との整合性が必要と考えられる。特に火力発電所の計画作成に当っては石炭分野および石油・ガス分野と燃料供給可能量、時期および価格などについて十分調整を図る事が必要である。

2) 電力需要想定

長期的な電力需要予測は、これが電力設備の長期計画策定の基礎となる事から特に重要である。データとしては、電力量並びに最大電力、負荷曲線の想定が必要である。将来の日負荷曲線が現在のものと相似的に単純な伸びと見ることは危険で、ヴェトナムが現在電化初期段階にあると思われるので、今後 10~15 年の間に負荷曲線は大きく変化する事が十分に考えられる。また、電力需要想定は地域別に作成する必要がある。

従って、予測に当たっては、先ず需要構造の変化の要因（気温、電気機器普及率、冷房需要増加率、口数当りの人口など）に関するデータベースを整備し、過去のトレンドおよび近隣諸国の実績から、これらの要因が負荷形態に変化を与える影響度を相関分析する必要がある。

3) 計画案の比較検討に使用するプログラム

電源開発計画において最適電源構成を策定するには、全系統の長期的な総合経費が最小となる供給力の組み合わせを選択するために、一般的には需給バランス計算並びに系統総合経費計算について、需給運用シミュレーションプログラムを用いて行われる。

ヴェトナムの電力系統の場合北部と南部に需要の 70% が偏在し、これを 500 kV、1,500 km の送電線で関係していると言う特異なものであるため、これに適したプログラムの使用が必要である。また、将来的に揚水発電所の開発が計画されている事から、これに対応できるプログラムである事は言うまでもない。

4) 発電所開発候補地点の優先順位付け

各種発電所開発候補地点について、建設費並びに燃料価格に基づき設備利用率に応じた年間の発電経費の比較による経済性を調査する事がまず必要である。さらにはその地点の社会条件並びに環境条件についての評価をも考慮した、地点別優先順位付けを明確にしておく事が大事である。

5) 既設発電所の更新計画

第 5 次電源開発マスタープランには既設発電所の老朽度合いに応じた更新計画が適正には織り込まれておらず、老朽発電設備の休廃止に伴う供給予備力の低下が見込まれていない。供給力低下を補うために新たな電源を開発しなければならない場合もあるので休廃止計画は明確に計上する必要がある。

6) カウンターパートとしての IE の位置付け

第 5 次電力開発マスタープランの原案は IE の第 5 次長期計画に基づき策定されている。今後ベトナムにおける長期の電源開発計画について調査を行うにはカウンターパートとして IE も含める事が必要と考えられる。

(2) 揚水発電所調査について

EVN の下部機関である PECCI では 1999 年 10 月に EVN よりの依頼により、揚水発電所計画の第 1 次マスタープランを作成している。この中で PECCI は、揚水発電所の必要性、導入時期および経済性による推奨地点について提案している。しかし今後の調査に当たっては次のような点について留意する必要がある。

1) 揚水発電所の持続時間について

今回の PECCI の調査では揚水発電所の運転時間を 1 日 4 時間としているが、これは現在の需要が相似形で伸びると想定したためであり、電力需要想定による日負荷曲線の想定の方法で揚水発電所に求められる運転時間が大きく変わってくる。日負荷曲線について十分調査し、ベトナム側と協議の上、運転時間を決定する必要がある。

2) 揚水発電所開発候補地点の優先順位

PECCI の案では経済性、地質、下池の状況、進入路並びに既設送電線などを総合的に検討して優先順位を定めているが、その外に社会的条件および環境条件についても十分留意する必要がある。

3) 地形図の入手について

揚水発電所候補地点調査に当たってはベトナム全土、特に山岳部の 5 万分の 1 の地図による検討が先ず必要である。しかしベトナムでは地図の入手には許可が必要なため、あらかじめ手続きを進めておく必要がある。

4) 揚水発電所に関する技術支援について

ベトナムでは揚水発電所建設の実績が無いので、今後の調査に必要な基礎的技術支援についても考慮していく必要がある。

(3) 環境配慮

水力発電プロジェクトによる影響は、自然環境および社会環境のさまざまな面に及ぶ。中でも近年最も重視されている要因のひとつに住民移転があげられる。EVN の場合、これまでのダム開発により、Hoa Binh 水力発電所では 50,000 人、Yali 水力発電所では 8,300 人、ThacMo 水力発電所では 18,000 人、Dong Nai 水力発電所 No.8 では 13,000 人が移転している。EVN は 2020 年までのマスタープラン³⁾の中で、これらの水力発電所建設による住民移転に対して、適切な補償計画、移住先での定着計画、移住先でのインフラ整備、組織的な移住の必要性を強調しており、補償基準は水没する資産価値を評価し、それ以上の補償を行うことを原則としていることを述べている。EVN の水没域からの住民の移動は次の3つのカテゴリーに沿って計画・実施されている。

1. 予想される水位からより高い場所への移動 (Onsite move)
2. 近隣の集落への移動 (Moving to neighboring village)
3. 移転 (Resettlement)

Yali 水力発電所プロジェクト (1992) 以降、すべての水力発電プロジェクトにおいて EIA が実施され、PECCI の担当者も Yali プロジェクトで移転住民のために造成したニュービレッジを是非見てほしいとのことであり、また、日本大使館や国際協力銀行駐在員事務所でのヒアリングによれば、「ベトナムでは住民の意見が重視され、住民意見を無視した場合、担当者が交替となる場合もあること」、「ベトナムでは住民移転等において強権発動を行わず、地方政府が窓口となって話し合いが辛抱強く行なわれるため、その影響で 3、4 年プロジェクトが遅れているケースもあること」、「少数民族についてもかなり配慮されていること」等の情報が得られており、深刻な環境問題が発生している可能性は低いと考えられる。

しかしながら、Hoa Binh ダムのように 1979 年に工事着工したような古いダムでは EIA が実施されておらず、今回の現地踏査でも移転住民が十分な恩恵を受けていないことが分かっており、今後の調査では以下の点に留意して調査を進めることが必要であると考えられる。

1) 既存水力発電プロジェクトにおける環境配慮実施状況の確認

国際協力銀行の「新環境ガイドライン (案)⁸⁾」や OECD の「Draft recommendation on Common Approaches on Environment and Officially Supported Export Credits: Revision 6 (Dec. 2000)⁹⁾」など国際投融資機関の環境配慮が最近見直され、少数民族保護や住民移転等に関する評価がきびしくなりつつある。今後の揚水発電プロジェクトを進める上で Yali プロジェクト以降の既存水力発電プロジェクトについて、住民移転を含む環境配慮が十分に行われてきたかを確認することが、重要であると考えられる。

2) モニタリングシステムの確認

前項で述べた既存水力発電プロジェクトにおける環境配慮実施状況を確認するためには、移住者のために新たに作られた村やインフラの整備状況を現地踏査により確認するとともに、モニタリングシステムの整備状況を確認する必要がある。環境モニタリングは、建設期間中及び供用後に EIA で記載された環境対策が適切に実施されているかを確認するための重要なシステムであり、問題が発見された時の対応方法、責任体制、モニタリングデータの管理等のシステムが整備されている必要がある。現地でのヒアリングでは、ベトナムでのモニタリングシステムは十分に機能していないとの声もあり、今後更に情報の収集が必要と考えられる。

3) EIA 作成・審査手続きの詳細確認

世界ダム委員会 (WCD: World Commissions on Dams) の報告¹⁰⁾や国際協力銀行の新環境ガイドライン (案) などの最新の環境配慮ガイドラインによれば、ダム建設については住民移転や少数民族等の問題が発生することが多いため、計画の透明性とアカウンタビリティの確保、当該プロジェクトに関わる地域住民や NGO などの参加が重視されている。しかしながら、今回の調査では時間的な制約により、ベトナムの EIA システムにおいて EIA の計画・調査の段階で地方人民委員会、関係住民、少数民族、NGO などがどのような形で関わっているのか、十分な情報を得ることはできなかった。特に、EIA システムにおける住民公聴会の位置付け、開催方法及び回数、出席者、公聴会で出された意見の計画への反映方法などは、計画の透明性を確認する上で重要であり今後の調査で確認する必要がある。また、MARD でのヒアリングに基づいて作成した EIA 審査フローでは、各関係行政機関の審査過程あるいは最終的な EIA 承認段階までに、関係住民や NGO などの意見が修正された EIA に反映される場がなく、日本で実施される EIA レポートの公告・縦覧のようなシステムの有無についても確認する必要がある。

4) C/P としての MARD の重視

ベトナムでは水力発電所の貯水池は、洪水調整、発電、灌漑等多目的に運用されており、洪水調整、農業用水の確保、森林保全等に関しては MARD が管轄している。また、水資源法により MARD がベトナムにおける水資源管理の責任機関であり、1999 年以降水力発電を含む全ての水利用計画は国家水資源評議会の承認が必要となっているが、この委員会の常任委員会は MARD が行っており、実質的にベトナムにおけるすべての水関連開発事業は MARD がとりしきっている。現在ベトナムで進められている Son la 水力発電所計画では、住民移転計画を MARD が策定しつつあり、水力発電所の環境配慮を考える上でも MARD の存在は重要である。今後、本調査の揚水発電所候補地点の選定等において、洪水対策、灌漑用水確保、森林保護、湿地保全、集水域の保全、住民移転等、様々な点で MARD との関わりが浮上してくることが予想されることから、C/P やステアリングコミッティーなど MARD と本調査との関係を強化する方策が必要と考えられる。

2.5 締結したM/M

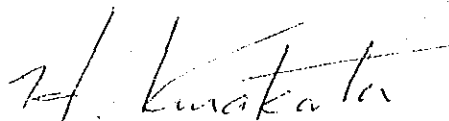
MINUTES OF MEETINGS
BETWEEN THE JAPANESE PROJECT FORMULATION TEAM
AND THE AUTHORITIES CONCERNED
OF THE GOVERNMENT OF VIET NAM

The Project Formulation Team (hereinafter referred to as "the Team"), organized by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") and headed by Mr. Hiroshi Kurakata visited the Social Republic of Viet Nam from January 13 to 19, 2002.

During its stay, the Team exchanged views and had a series of discussions with Vietnam authorities concerned on a possible idea of technical assistance to cooperate to Electricity of Viet Nam (hereinafter referred to as "EVN") and related agencies for reviewing the master plan on pumped storage power projects in Vietnam.

Both sides confirmed the result of discussions as described in the document attached hereto.

Hanoi, January 18, 2002



Mr. Hiroshi Kurakata
Leader
Project Formulation Team
Japan International Cooperation
Agency
Japan



Mr. Pham Le Thanh
Vice President
Electricity of Viet Nam

ATTACHMENT

I. BACKGROUND

EVN, the Social Republic of Viet Nam, has requested Japan to extend technical assistance for reviewing the master plan study of pumped storage power projects in Vietnam. Responding to the request, JICA dispatched the Team, headed by Mr. Hiroshi Kurakata, to Vietnam from January 13 to 19, 2002, to identify the necessity and urgency for the development of pumped storage power projects to provide the peaking power to the electricity network in Vietnam.

II. SUMMARY OF DISCUSSIONS

1. Title of the study

Both parties have agreed on the title of the study with " Master plan on pumped storage power project and optimization for peaking power generation."

2. Necessity of peaking power in the network

Both parties have discussed on necessity of peaking power and timing of its implementation by reviewing the actual and future figures of daily load curves and the demand forecasts in 20 years from the year 2001 to 2020. The Team has recognized the necessity for implementation of peaking power within certain years because of restriction for operation on existing hydropower from flood control purpose.

3. Necessity of pumped storage power projects

Both parties have discussed on any other countermeasures for peaking supply than pumped storage power projects, such as any modification

Handwritten signatures and initials in black ink, including a cursive signature and the letters 'Kc'.

of operation mode for existing reservoirs, new development of conventional hydropower projects and imports of peaking power from neighboring countries. The Team has been thinking that other measures than pumped storage projects might not meet to the requirement, for the reasons of : (A) Hoa Binh and Tri An reservoirs could not be operated as peaking power in flood season; (B) Son La reservoir could not be in sight within a decade; (c) and the import power could be utilized only for base load supply. However, further studies for alternatives of peaking power should be conducted.

4. Site selection of pumped storage power projects

Both parties have reviewed the results of project site selection for pumped storage. The Team pointed out the necessity of review on some points for the site selection, such as reservoir capacities, applicable heads for reversible turbines, distance between project sites and consumer centers, and so on.

5. System optimization of pumped storage

The Vietnamese side explained the simulation results of pumped storage optimization in the system. Both parties have recognized that the simulation should be further conducted referring to current circumstances of demand forecasts, economic characteristics of power sources, site conditions of pumped storage power projects and so on.

6. Organization of coordinating committee

The Team has proposed the Vietnamese side to organize a coordinating committee, which would be composed of the representatives from MPI, MOI, MOSTE, MARD and any other relevant authorities concerned to harmonize with other national development projects.



7. Vietnam's undertaking in JICA's technical assistance

The Team explained the general terms of undertaking for recipient countries in Japan's official assistance, as attached herein. The Vietnamese side has confirmed the general terms of Japan's official assistance.

Appendix

UNDERTAKING OF THE GOVERNMENT OF VIETNAM

1. The Government of Vietnam shall accord privileges, exemptions, and other benefits to the Japanese Study (hereinafter referred to as "the Team") in accordance with the Agreement on Technical Cooperation between the Government of Japan and the Government of the Socialist Republic of Vietnam signed on October 20, 1998.
2. The Government of Vietnam shall bear claims, if any arises, against the members of the Team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with, the discharge of their duties in the implementation of the Study, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the members of the Team.
3. EVN shall act as a counterpart agency to the Japanese study team and also as the coordinating body in relation with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.
4. EVN shall, at its own expense, provide the Team with the following in cooperation with other agencies concerned:
 - (1) Security-related information on as well as measures to ensure the safety of the Team.
 - (2) Information on as well as support in obtaining medical service;
 - (3) Available data (including maps and photographs) and information related to the Study.
 - (4) Counterpart personnel;
 - (5) Suitable office space with necessary equipment; and
 - (6) Credentials or identification cards.

To
Ullid

第3章 ヴィエトナム国の概要と電力セクターの現状

3.1. ヴィエトナム国の概要

3.1.1. 国土の概要

ヴィエトナム社会主義共和国は東南アジア区域のインドシナ半島東部に位置しており、北は中国、西はラオス、西南はカンボジアと接している。これらとの国境線は3,730kmに及ぶ。熱帯気候地帯に属し、国土は南北に細長く、北方及び西方に向かって広がった緩やかなS字形をしている。ヴィエトナムの年間降水量は1,500mmから2,500mmであり、雨季は5月から10月である。年間の日射量は110kcal/cm²、風速は平均1~5m/secで、平均して毎年4回から10回の台風がくる。

北部は、西部、東南から北部湾へと向かって流れるホン川（紅河）、ロ川、チャイ川の流域に沿って形成された広大な平野部を有し、国土の北方及び西北には中国に続く山岳地帯が形成されている。北部は季節風の影響を受け、温度差を伴う明確な四季がある。北部住民の多くは農業によって生計を立てているが、その歴史は頻発する洪水との戦いの連続であった。そのため、河川の両岸に沿って何千キロにも渡り堤防が築いてある。

一方、南部には中国に源を發し、ラオス、カンボジアを流れヴィエトナムに至るメコン川があり、その下流部は9つの支流に分かれ広大なデルタ地帯がある。南部は国内最大の稲作地帯であり、雨季と乾季の2つしかない。雨季は4月から11月、乾季は11月から4月までである。

中部は北部と南部とに挟まれた狭い地域であり、チョオンソン山脈と短い河川によって形成された小さく狭い平野とから形成されている。中部の気候は過酷で常に天災にさらされてきた。中部の西南には標高1000メートル以上の広大な高原地帯があり、お茶、コーヒー、カカオなどの熱帯・温帯農作物が栽培されている。

沿岸部はハロン湾に代表される美しい海外線を有し、フーコク、コンダアナ、バックロンビー、ホアンサ、チョンサなどの大きな群島や島々がある。中でもハロン湾は1995年にユネスコの世界文化遺産に認定された有名な観光スポットでもある。

この他、ヴィエトナムには貴重な動植物を有する原生林が数多く存在しており、近年の森林破壊が進む中、これらの保護はヴィエトナムの重要な課題となっている。

3.1.2. 人口

ヴェトナムの人口は約 7,700 万人（2000 年現在）であり、多民族国家であるが、大部分はいわゆるヴェトナム人であるキン族が人口の 90%を占め、デルタ、海岸、都市地区に集中して居住している。そのほかに少数民族が中原、山岳部に居住し、その種類は 50 種類以上に及ぶ。人口の 23.5%が都市域に住み、人口密度は全国平均で 195 人/km²である。

人口増加率は図 3.1.1. に示すように高く 1985 年で 2.2%という報告があり、2010 年で約 8,800 万人、2020 年には 1 億 1 千万人になると予想されている。都市部の人口は 1986 年で 19%、1990 年で 20%、1999 年で 23%の増加率である。2010 年及び 2020 年における都市人口の増加はそれぞれ 33%及び 45%にまで達すると予想されている。ヴェトナム政府はヴェトナム全土で見た場合、増加率は鈍化しつつあり 1998 年で 1.8%と報告しているが、世界銀行の推定では 2%以上の数値が今後も続くと考えられている^{1), 2), 3)}。

1990 年及び 2000 年における地域別の人口を表 3.1.1. に示す⁴⁾。また、同表には若干古くなるが 1995 年の人口密度を参考値として示してある⁵⁾。

ハノイ市を含む Red River Delta 地域、ホーチミン市を含む North East South 地域及び Mekong River Delta 地域に人口が多いが、人口密度で見た場合、ハノイ市を含む Red River Delta 地域が他の地域よりも 1 オーダー以上高く、この地域に極めて多くの人口が集中していることが分かる。一方、Central Highlands 地域がヴェトナムでは最も低く、Red River Delta 地域の 1/100 のオーダーにすぎない。

ヴェトナムは農業国であり、米国、タイなどと並んだ米の輸出国でもある。しかしながら、耕地面積は既にほぼ横ばいの状態であり、急増する人口に対応するためここ十数年来、農業、特に稲作において従来の休耕田による土地の回復をはかりながら持続的な農業を行う形から、農薬・肥料の多用による集約的な稲作手法へと変化してきた。また、森林は農地面積の増大及び材木の採取のため、その面積を大きく減少させている。このような農業形態は土地の荒廃を進行させ、荒廃した土地を捨てまだ余力のある土地への移動、あるいは都市部への移動という国内での農民の大移動が発生している。

このような人口流動化のトレンドは以下のようにまとめられる。

- ・ 地方から地方への移動：人口密度が高く環境が劣化した地域からあまり人口密度の

- ・ 高くない地域への移動（天然資源が比較的残されている地域）
- ・ 地方から都会への移動
- ・ 沿岸部から高地への移動（天然資源が比較的残されている地域）

これらの住民移動の詳細は「3.5.1 自然・社会環境の概要」で述べる。

ベトナムにおける土地利用の現況は表 3.1.2. の通りである。1 人当たりの農地面積は減少しており、1980 年には 1,318 sqm/person であったが、1985 年には 1,159 sqm/person、1990 年には 1,086 sqm/person となっている³⁾。

3.1.3. 経済

ベトナムの経済はかつての戦時需要及び旧ソ連からの支援依存体質から脱却し、市場経済重視の社会構造へと変化してきた。GDP の成長率は 1990 年代の初期は高いレベルで上昇したが、1998 年には 1991 年レベルに低下した（図 3.1.2.）。1990 年代初期の高い成長率は主として農業、漁業などを含む天然資源の開発によってもたらされたものであり、その結果として貧富の格差の増大、天然資源の著しい減少、環境の破壊等をもたらした。しかしながら、1999 年の GDP 成長率は東南アジアの中でも最も高いクラスになると推定されており、国民一人当りの GDP も 1985 年の 198 ドルから 1998 年の 367 ドルへと大きく増大している。このような経済の発展は、貯蓄と投資の関係が良好に相互作用を果たしてきたことや、外国資本を効果的に導入してきたことなどがその理由としてあげられる（図 3.1.3.）⁴⁾。

図 3.1.4. はベトナムへの外国資本の導入状況を示したものであるが、外国資本の導入は 1990 年代になって急速に活発化し、1991 年から 1996 年までの間、急速な外資の導入が行われた。その後は東南アジアの経済危機により大きく低下したが、現在のベトナムでは投資の 1/3 が外資によるものであり、ODA をも考慮すれば約 1/2 が海外からの投資となっている⁵⁾。

2000 年におけるセクター別 GDP の内訳を図 3.1.5. に示す。同図からも明らかなように、ベトナム経済は農業、林業、水産業などの天然資源依存型産業の占める割合が大きく、GDP で約 26%、雇用者数の約 70%を占めている⁶⁾。

参考文献

- 1) Ministry of Planning and Investment, UNDP(1999):A Study on the Environment Sector in Vietnam
- 2) National Strategy for Environment Protection 2001-2010,NEA(June2000)
- 3) Ministry of Industry, Electricity of Vietnam, Institute of Energy(2001):The Master Plan on Electric Power Development in Viet Nam
- 4) SROV General Statistical Office(2001): Statistical Yearbook 2000, Statistical Publishing House

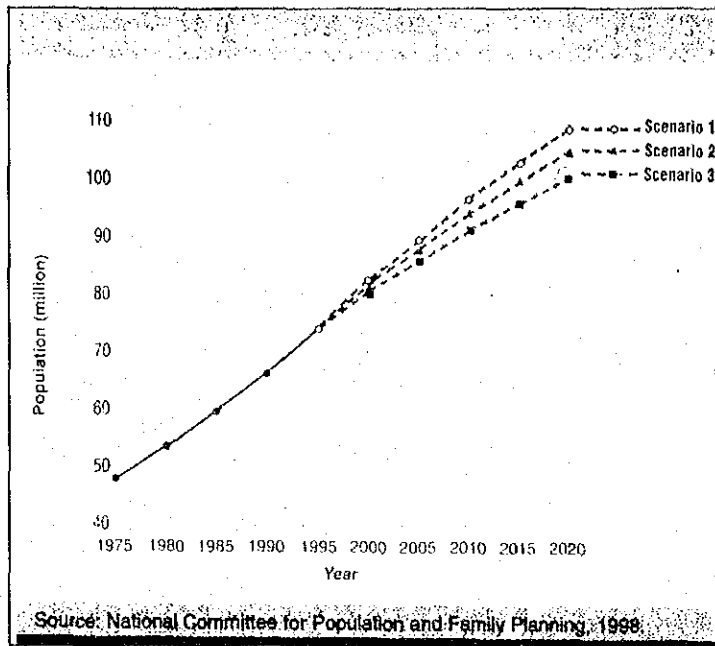


図 3.1.1 人口増加率の変化 1)

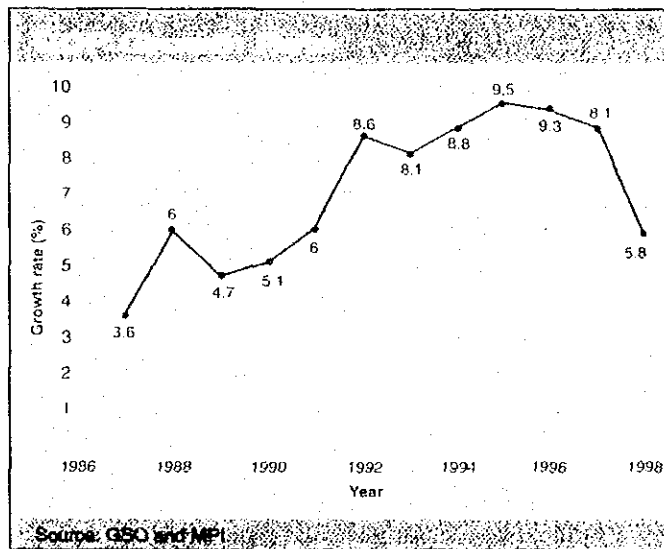


図 3.1.2 ヴィエトナムの GDP 成長率の変化 1)

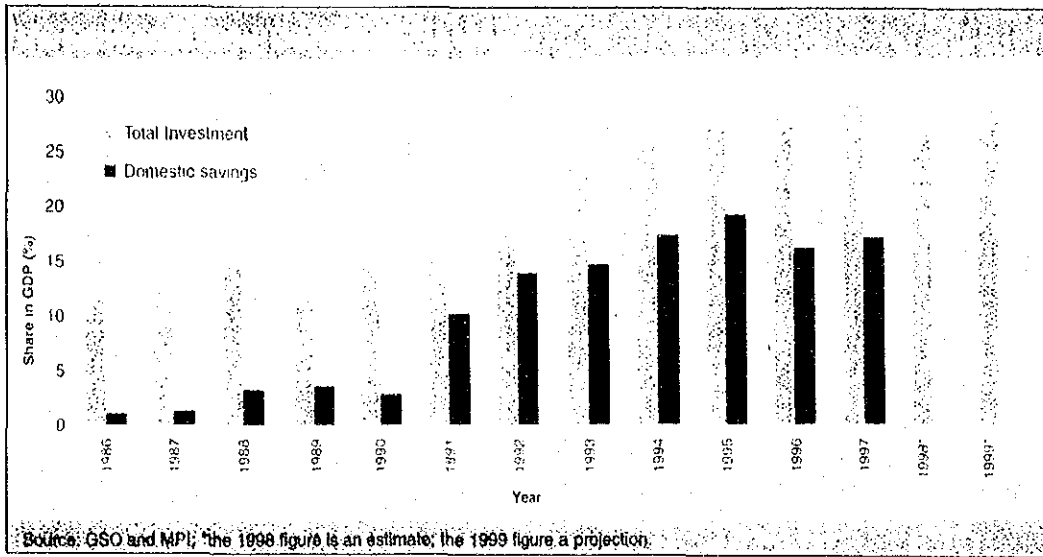


図 3.1.3 ヴィエトナムの投資と貯蓄との関係 1)

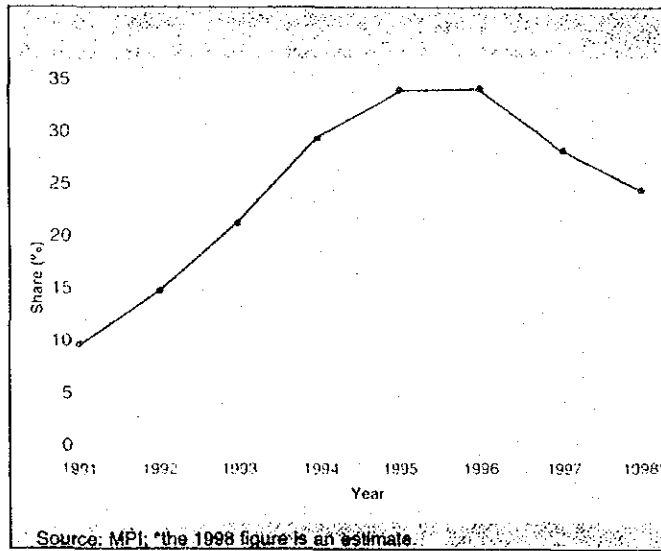
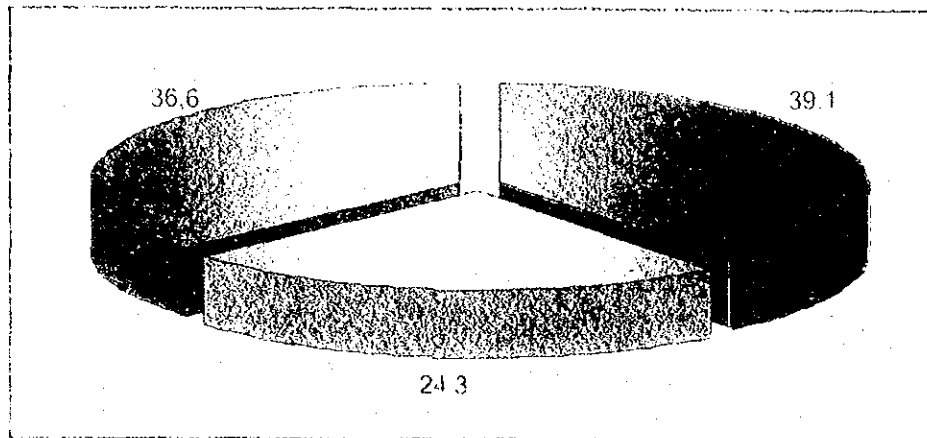


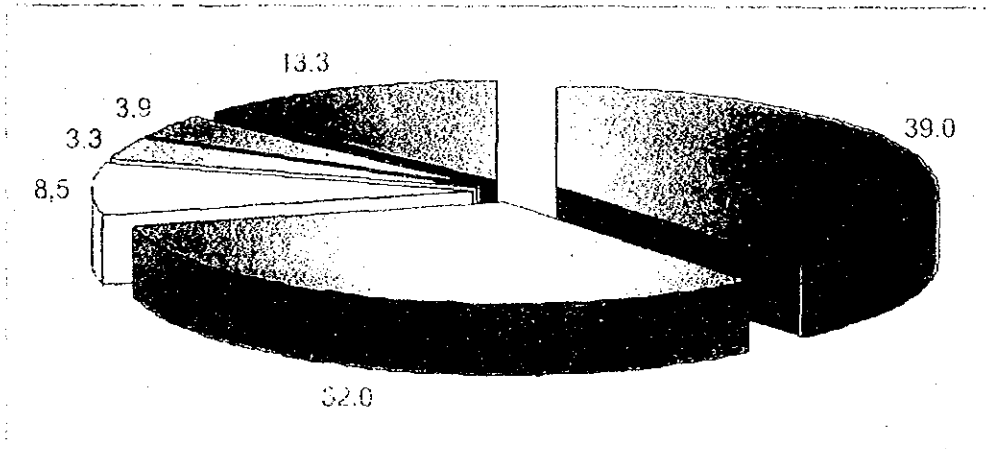
図 3.1.4 ヴィエトナムにおける総投資額に占める外資の割合 1)

STRUCTURE OF GDP 2000 AT CURRENT PRICES BY ECONOMIC SECTOR (%)



- Dịch vụ - Service
- Nông, lâm, TS - Agriculture, forestry, fishery
- ▨ Công nghiệp, xây dựng - Industry, construction

STRUCTURE OF GDP 2000 AT CURRENT PRICES BY OWNERSHIP (%)



- Nhà nước - State
- Cá thể - Household
- ▨ Tập thể - Collective
- ▩ Tư nhân - Private
- ▧ Hỗn hợp - Mixed
- ▦ ĐTNN - Foreign Invested sector

図 3.1.5 2000 年におけるセクター別 GDP の内訳 4)

表 3.1.1 1990 年及び 2000 年における地域別の人口^{1), 4)}

地域	人口 (千人)		人口密度*	備考 地域内の主要都市
	1990 年	2000 年	1995 年	
Red River Delta	15001.4	17017.7	1142	Ha Noi
North East	7709.4	8952.4	--	Bac Giang
North West	1855.1	2287.7	--	Son La
North Central Coast	8942.4	10120.6	192	Thanh Hoa
South Central Coast	5738.2	6622.5	170	Binh Dinh
Central Highlands	2681.5	4248.0	56	Dak Lak
North East South	9432.7	12070.7	397	T.P. Ho Chi Min
Mekong River Delta	14656.0	16365.9	406	An Giang

*人口密度： persons/sq km

表 3.1.2 ヴィエトナムにおける土地利用の現況³⁾

土地利用	面積 (ha)
Agriculture production	6,993,000
Forested land	9,395,000
Land for special purpose (transport, Valleys, mines)	972,000
Residential land	818,000
Unused land	14,925,000

3.2. 電力セクターの現状

3.2.1. エネルギー分野の組織と現状

ベトナムのエネルギー分野の組織体制は、エネルギー省（MOE）が電力並びに石炭分野の経営管理組合を管轄し、石油ガス分野は首相府直轄管理となっていた。その後 1994 年の首相決定に基づき、1995 年 1 月にベトナム電力公社（EVN）並びにベトナム石炭公社（Vinacoal）が独占国営企業として設立された。それに併せて、エネルギー省は重工業省および軽工業省と統合され工業省（MOI）となり、以降電力および石炭分野を管轄している。ただし、石油ガス公社（Petrovietnam）は首相府直轄のままである。また、原子力発電については科学技術環境省（MOSTE）と工業省（MOI）がそれぞれ 2015 年以降の導入を目指して技術検討を実施中である。

これまで、海底油田からのガス開発スケジュールと火力発電所の建設スケジュールが合致しない事、および石炭開発と電力における石炭需要予測が整合しない事など、ベトナムはエネルギー政策が欠けているという指摘があり、現在、計画・投資省（MPI）が中心になりこれらの改善策について検討中である。

3.2.2. 電力セクター関連省庁

電力供給を直設管轄する工業省（MOI）の他、電力行政に関わる省庁として計画・投資省（MPI）、科学技術・環境省（MOSTE）、農業・地方開発省（MARD）がある。

計画・投資省（MPI）は経済計画や外国からの援助・投資を一括処理する機関であり、経済社会 5 ヶ年計画のような国家計画を策定する他、投資にかかる法整備や許認可などを主な業務としている。そして、2001 年 6 月 22 日付けで首相決定がされた第 5 次電力開発マスタープランには第 2 項に関係省庁ならびにベトナム電力公社（EVN）等の責任分担が規定されている。これによると、計画・投資省（MPI）が国家エネルギー戦略および政策の策定と首相への提出が義務付けられており、工業省（MOI）には電力施設計画に策定、ベトナム電力公社（EVN）には電力施設開発の実施が義務付けられている。

科学技術・環境省（MOSTE）は科学技術に関する研究開発や環境政策の決定、環境規制の整備・執行などを行っている。電力部門においても環境規制や原子力発電導入に大きく関わっている。電力部門に対する現行の環境規制は、1994 年に施行された「環境保護法」がベースになっているが、環境保護法施行以前に完成した発電所の取り扱いや新しい発電所でも環境設備に対する投資が問題になるなど、様々な問題を抱えている。

MARD はその名前からは電力行政、電力供給体制とは関係が無い様であるが、水資源の開発保全に関する長い歴史的な背景を持つ担当官庁であり、電力供給、特に水力発電部門に大きな影響力を持っている。また、MARD の下部機関である水資源研究所の水力発電センター（HPC：Hydro Power Center）では、農業用のダムに併置する小水力発電所を建設してきた。そのため HPC は、小水力発電所用機器の製造工場を持っている。

3.2.3. ヴィエトナムにおける電力事業の概要

ヴィエトナムの電力セクターでは MOI が政策の企画立案を担当し、MOI の管轄下の EVN が、発電、送電および配電を一貫して運営している。EVN は電力分野における権限を集中する事を目的として 1995 年に設立された 100% 政府出資の国営企業で、図 3.2.1. のような組織となっている。大規模な設備投資の企画立案や電力料金の決定以外は、原則として EVN に権限が委譲されている。

具体的には EVN が直轄企業（給電指令所、主要発電所、地域送電会社 4 社）を通じて全国に送電事業を行い、傘下の独立採算組織である地域配電会社 7 社（ドンナイ PC, ハイフォン PC, ハノイ PC, ホーチンミン PC, PC1, PC2, PC3）に電力を卸売りしている。EVN における意思決定は、最高意思決定機関である Board of Management (BOM) と業務執行を指導監督する機関である Board of Directors (BOD) が行っている。

また、EVN では、発電、送電および配電に関して一貫して運営管理を行っているが、大規模な電力プロジェクトの場合、EVN の中の建設部門に MPI, MOI, EVN など関係機関のメンバーからなるプロジェクト管理チーム（Project Management Unit: PMU）が置かれ、それぞれのプロジェクトの管理監督を行っている。

その外、EVN は、投資・開発部門における直轄組織として電力設備調査設計会社 4 社（PECCI~4）とエネルギー研究所（IE）を保有している。

今年 6 月末に首相承認された第 5 次電力開発マスタープラン（2001 年~2010 年、2020 年までは概要）は、IE を中心として EVN が原案を作成し、MOI に提出され、その後 MOI を中心に国家評価審議会および関係省庁の意見を取り入れ修正されたものである。

3.2.4. 電力需給の現状

1999 年ヴィエトナムの年間電力消費量は 195 億 kWh、最大電力は 4,329MW であり 1 人当りの年間電力消費量は 255 kWh となり、日本の約 25 分の 1 で、1960 年頃の消費量に相当する。また 1 日の電力負荷の変化を見ても夕方 18 時から 19 時にピーク電力が生じる電灯需要ピーク型となっており、依然として電化初期段階にあると言える。したがって、最

大電力は月を追うごとに毎月伸びており、年間最大電力は毎年、年度末の 11 月または 12 月に発生している。

1999 年末時点の電源の設備出力は、EVN 所有が 5,305MW、IPP（独立電力事業者）の設備が、375MW で、合計 5,680MW と表 3.2.1.の通りである。全国の設備出力の構成は水力が 51.3%、ガスが 20.2%、石炭が 11.4%、石油が 10.1%、ディーゼル 7%となっている。一見、電源の多様化が図られている様に見えるが、地域ごとに見ると北部は水力と石炭火力発電所のみであり、ピークおよびミドル供給力が不足（特に 6 月～8 月の洪水期）するとともに、中部は水力発電所、南部は水力と石油・ガス火力発電所のみであり、ベース供給が不足している。

これに対して、EVN は図 3.2.2.の通り 500 kV の高圧送電線により南北を連係させる事により需給運用の効率化を図る事とし、1994 年 5 月 1,500 km、1 回線の送電線を自己資金（544 百万 USD）で建設した。しかし、設計送電容量は 800MW であり、現状の系統規模の約 1/10 しか送電できないほか 10%程度の送電ロスを考慮すれば、これによる全系統のベストミックスの構築は不可能であり、系統運用面の地域間の電力融通機能しか期待できない。

設備予備力についてみると設備出力 5,680MW に対し、6 月の供給力は 4,478MW となってしまう設備出力の約 80%まで低下する。この主な理由は、水力の構成比率が約 50%と大きい上に、6 月～8 月はダム式の大規模水力発電所（ホアビン水力発電所が代表的）が洪水調整のためダム水位を制限水位まで下げて維持しなければならず、水力の供給力が設備出力の約 75%まで低下する事、および石炭火力を中心とする火力発電所の老朽化にともない発電効率がかなり低下している事、さらには火力発電設備の出力は年間最低気温で設定されているため、気温の高い時期は 10%程度出力が低下する事等による。つまり、2000 年 6 月時点の計算上の予備力は 3%しかなく、実際には発電所並びに送配変電設備の事故・故障などにより、事故停電および計画停電が恒常的に発生していたと推定される。

送配電ロスは 1990 年時点で約 25%（盗電を含む）であったが、老朽送配電線設備の建替え、基幹系送電線の拡充を WB,ADB の資金援助により進めてきており、2000 年末時点では約 15%まで低下している。

3.2.5. 電力料金制度

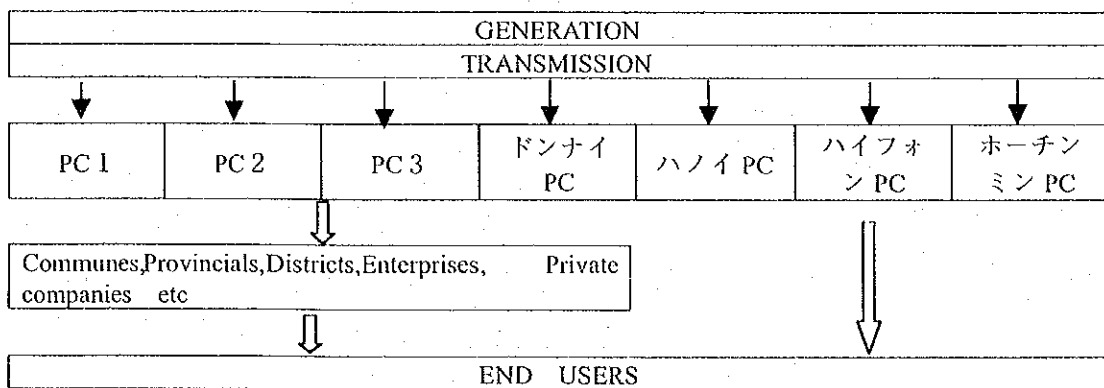
ベトナムにおける電力料金は全国統一の用途別電力料金制度を採用している。1994 年以來 4 回の値上げが行われ現在の料金は 1999 年 10 月 1 日より施行されているもので表

3.2.2.の通りである。

ベトナム人価格と外国人価格の 2 本立てになっており、金持から多く徴収し貧しいものに安く電気を供給するという社会主義の考え方が電気料金に反映されている。

一般家庭向け料金は電力使用量の増大に伴い価格が上昇するという逓増料金システムになっている。一方、一般家庭向け以外は、ピーク時、通常、オフピーク時の 3 本立て料金体系となっておりピーク時は通常より割高、オフピーク時は割安である。また、この時間帯料金格差は拡大する方向に推移してきている。

EVN の料金体系は大きく分けると、①小売価格およびコミューンなどへの卸売価格、②配電会社 (PC) への卸売価格の 2 つに分けられる。



⇒ : 小売価格およびコミューンなどへの卸売価格

→ : 配電会社 (PC) への卸売価格

①の小売価格は表 3.2.2.の通りであるが、これを 2001 年 7 月 1 日より 5.6_/kWh (840VND¹: 1USD=15000VND) に値上げし、その後も毎年 7 月に 0.4_/kWh ずつ値上げを行い、2005 年 7 月までに 7.0_/kWh にすることになっていた。しかし、昨年 7 月 1 日の値上げは見送られ、再度 10 月 1 日に値上げを試みたがこれも承認されなかった。

また、コミューンなどで地区組合が協同して受電する場合の卸売り料金としては、330VND/kWh となっている。個々の需要家には組合が配電線を設備し、組合が集金し地区の配電会社に支払う事になる。この場合、各戸が組合に支払う料金は 700VND/kWh 以下とする様、通達が 1999 年 2 月に国家価格委員会および MOI から出されている。

¹ 1999 年における平均販売価格は 720VND/kWh (含む VAT) となっているので約 17% 程度の値上げとなる。

②の EVN より PC に対する卸売価格 EVN の経営方針として、各 PC の電力料収入と利益を考慮しつつ政策的に決定し、各 PC が健全な財務状態となる様調整している。

即ち、次表の通り PC1 の仕入れ価格が最も安く、ホーチンミン PC の 36.5%、ハノイ PC の 40.7%であり、PC1 は大都市であるホーチンミンやハノイの PC の半額以下で電力の仕入れを行い、全国統一の価格で販売している事になる。

配電会社	1999 年 10 月以降の卸売価格 (VND/k Wh)
PC1	224
PC2	314
PC3	290
ドンナイ PC	651
ハノイ PC	550
ハイフォン PC	355
ホーチンミン PC	613

表 3.2.1. 既存發電所諸元

	Plant	Installed Capacity (MW)	Available capacity (MW)	Unit Capacity * (MW)	Commissioning Year	Boiler, Turbin Maker	Generator Maker		
Northern	Hydro	Hoa Binh	1,920.0	1,920.0	240 * 8	No.1,2 1989 No.3,4 1991 No.5,6,7 1993 No.8 1994	LMZ; Leningrad Machine Works	ELSL; Electrosila(USSR) ELSL ELSL ELSL	
		Thac Ba	108.0	108.0	36 * 3	No.1-1970, 2-71, 3-73			
		Hydro Total	2,028.0	2,028.0					
		Coal	Phu Lai	440.0	400.0	110 * 4	No.1 1983 (USSR) No.2 1984 (USSR) No.3 1985 (USSR) No.4 1986 (USSR)	(USSR)	(USSR) (USSR) (USSR) (USSR)
			Uong Bi	103.0	100.0	50 * 1	No.1 1975 (USSR)	(USSR)	(USSR)
	Huoh Binh		100.0	100.0	25 * 4	No.2 1977 (USSR) No.1 1974 (China) No.2,3 1975 (China) No.4 1976 (China)	(USSR)	(USSR) (China) (China) (China)	
	Coal Total		643.0	600.0					
	Oil		Nomun (DO-IPP)						
	Oil Total								
	Northern Total	2,671.0	2,628.0						
	Central	Hydro	Vinh Sao	66.0	66.0	33 * 2	No.1,2 1974		Copée; France
			Dray Hlung	12.0	12.0	4 * 3	No.1-1989, 2-3-1990		SKODA, Czech & Slovakia
			Hydro Total	78.0	78.0				
		Diesel	Diesel Total	150.0	65.0	127			
Central Total	268.0	143.0							
Southern	Hydro	Tri An	400.0	400.0	100 * 4	No.1,2 1988 No.3,4 1989	LMZ; Leningrad Machine Works	ELSL; Electrosila(USSR) ELSL	
		Da Nhat	160.0	160.0	40 * 4	No.1,2 1993 No.3,4 1964	Toshiba	Toshiba	
		Thac Mo	150.0	150.0	75 * 2	No.1,2 1995			
		Svoi Vang	10.0	10.0					
		Hydro Total	720.0	720.0					
		Oil	Thu Duc	163.0	156.0	33 * 1	No.1 1966 No.2,3 1977	BW; Babcock & Wilcox BW	GE; General Electric GE
	Hiep Phao (PO-IPP)		315	315	123 * 3	No.1,2-1993, 3-1999			
	Tra Noc (Can Tho)		33.0	32.0	33 * 1	No.1 1975	Hitachi	Hitachi	
	Oil Total		511.0	563.0					
	Tra Noc (Can Tho)		150.0	136.0	37.5 * 4	No.3,4 1996 No.1,2 1999	Alsthom Mitsub		
	OT	Thu Duc	178.0	100.0	23.4 * 1 12.5 * 1 14.1 * 1 37.5 * 1	No.1 1989 No.2 1988 No.3 No.4 1992	JBE; John Brown Eng. WH; Westinghouse ABB; Asia Bipon B. ALSTHOM; Alsthom	BRUSH WH; Westinghouse	
		Binh OC	328.0	290.0	23.4 * 2 37.5 * 6	No.1,2 1991 No.3,4 1992	JBE; John Brown Eng. JBE		
			Phu My 2-1	328.0	288.0	56 * 1 164 * 2	No.1, ST 1979 No.1,2 1977	Alsthom ABB	WB
				Phu My 2-1 Extension	313.0	280.0	156.5 * 2	No.3,4 1999	Sumera
			OT Total	1,247.0	1,094.0				
		Diesel	Cho Quan	33.0			1980		
			Bien Hoa	33.0					
			Ba Quang	30.0					
			Can Tho	10.0					
			Others	92.0					
	Diesel Total	199.0	50.0						
	Southern Total	2,732.0	2,417.0						
	Total Country	Hydro	2,826	2,826					
Coal		645	600						
Oil		273	563						
OT		1,247	1,094						
Diesel		199	115						
Total		5,890	5,198						

(Source: Institute of Energy)

表 3.2.2. Electricity tariff table applied for domestic consumers by adjustments
(including value added tax)

Consumers	Duration of effect	Unit: VND/kWh				
		1/8/94 - 31/5/95	1/6/95 - 31/3/96	1/4/96 - 14/5/97	15/5/97 - 30/9/99	1/10/99 -
I. Electricity price applied for production						
1. At voltage 110kV						
+ Normal time				600	700	770
+ Off peak time				410	400	374
+ Peak time				880	1,150	1,364
2. At voltage from 22kV, < 110kV						
+ Normal time		450	520	620	730	803
+ Off peak time		280	350	450	420	396
+ Peak time		710	750	900	1,200	1,419
3. At voltage from 6kV, < 22kV						
+ Normal time		500	580	680	770	847
+ Off peak time		300	350	480	450	429
+ Peak time		800	850	1,000	1,250	1,474
4. At voltage < 6kV						
+ Normal time		550	640	740	810	880
+ Off peak time		320	350	510	480	451
+ Peak time		800	950	1,100	1,300	1,529
II. Electricity price applied for Irrigation for rice, vegetable and short-season industrial tree						
1. At voltage > 6kV						
+ Normal time		450	500	550	630	630
+ Off peak time		180	200	220	250	250
+ Peak time						990
2. At voltage < 6kV						
+ Normal time		480	520	560	660	660
+ Off peak time		190	210	240	260	260
+ Peak time						1,045
III. Electricity price applied for clean water, production and drainage system in urban area						
1. At voltage > 6kV						
+ Normal time			500	550	720	781
+ Off peak time						385
+ Peak time						1,375
2. At voltage < 6kV						
+ Normal time			550	600	760	825
+ Off peak time						396
+ Peak time						1,463
IV. Electricity price applied for hospital, kindergarten and school						
1. At voltage > 6kV						770
2. At voltage < 6kV						810
V. Electricity price applied for public lighting						
1. At voltage > 6kV		450	500	600		847
2. At voltage < 6kV						880
VI. Electricity price applied for offices						
1. At voltage > 6kV						869
2. At voltage < 6kV						902
VII. Retail electricity price applied for end-user						
- Per kWh for first 100 kWh		450	450	450	500	500
- Per kWh for next 50 kWh		450	550	600	650	704
- Per kWh for next 50 kWh		600	650	800	900	957
- Per kWh for next 100 kWh		800	850	1,000	1,000	1,166
- Per kWh for any additional kWh exceeding 301 kWh					1,250	1,397

VIII. Wholesale price					
1. Applied for rural area					
a. for living activities	360	360	360	360	700
b. for others		530	550	650	360
2. Applied for civil area					
a. for living activities					715
+ Meter installed at customer's MBA	400	440	440	470	495
+ Meter installed at Power Co.'s MBA	420	460	460	490	506
b. for others		530	600	700	759
IX. Electricity price applied for service, tourism and trading activities					
1. At voltage > 6kV					
+ Normal time			1,100	1,200	1,342
+ Off peak time			750	750	726
+ Peak time			1,600	1,875	2,266
2. At voltage < 6kV					
+ Normal time	950	1,000	1,150	1,250	1,397
+ Off peak time	950	1,000	770	780	748
+ Peak time	950	1,000	1,700	1,950	2,387

**Electricity tariff table applied for foreign-capital projects and foreigners
by adjustments (including value added tax)**

Unit: Cent/kWh from 1994 to 30/9/99; VND/kWh from 1/10/99

1. Electricity price applied for production					
a. At voltage 110kV					
+ Normal time			0.075	0.075	913
+ Off peak time			0.050	0.050	484
+ Peak time			0.120	0.120	1,551
b. At voltage from 22kV, < 110kV					
+ Normal time	0.07	0.07	0.08	0.08	979
+ Off peak time	0.07	0.07	0.055	0.055	528
+ Peak time	0.07	0.07	0.125	0.125	1,661
c. At voltage from 6kV, < 22kV					
+ Normal time	0.075	0.075	0.085	0.085	1,045
+ Off peak time	0.075	0.075	0.06	0.06	572
+ Peak time	0.075	0.075	0.13	0.13	1,760
d. At voltage < 6kV					
+ Normal time	0.08	0.08	0.09	0.09	1,122
+ Off peak time	0.08	0.08	0.065	0.065	616
+ Peak time	0.08	0.08	0.135	0.135	1,881
2. Electricity price applied for service, tourism and trading activities					
a. At voltage 22kV					
+ Normal time	0.09	0.09	0.100	0.105	1,386
+ Off peak time	0.09	0.09	0.075	0.075	759
+ Peak time	0.09	0.09	0.115	0.16	2,321
b. At voltage from 6kV, < 22kV					
+ Normal time	0.10	0.10	0.11	0.115	1,540
+ Off peak time	0.10	0.10	0.08	0.08	836
+ Peak time	0.10	0.10	0.16	0.17	2,596
c. At voltage < 6kV					
+ Normal time	0.11	0.11	0.12	0.125	1,683
+ Off peak time	0.11	0.11	0.09	0.085	935
+ Peak time	0.11	0.11	0.165	0.18	2,805
3. Electricity price applied for living activities					
a. At voltage 22kV					
+ Normal time	0.08	0.08	0.09	0.095	1,320
b. At voltage from 6kV, < 22kV					
+ Normal time	0.085	0.085	0.10	0.105	1,463
c. At voltage < 6kV					
+ Normal time	0.09	0.09	0.11	0.115	1,617

(Source: Copy by PECCI)

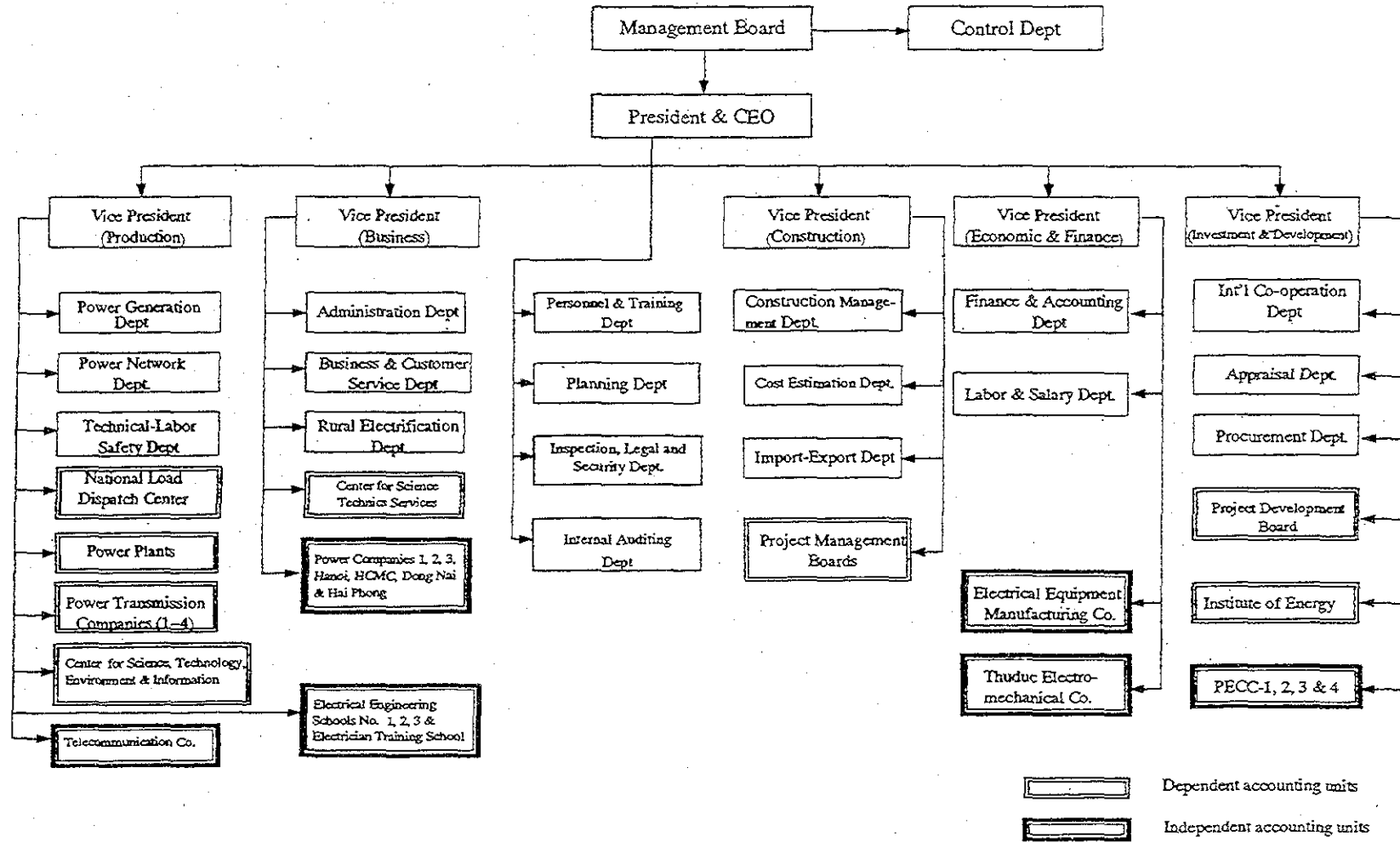
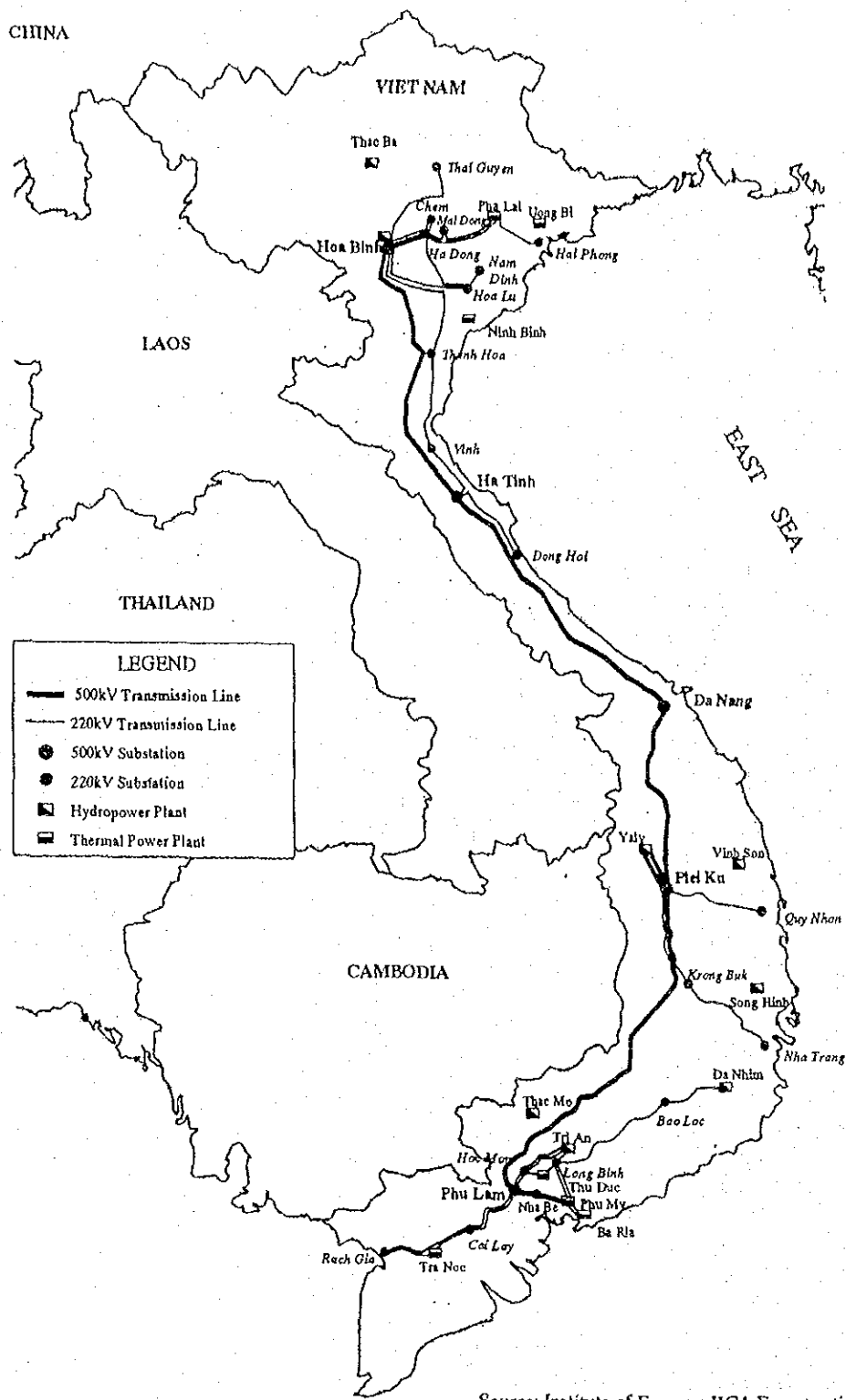


图 3.2.1. EVN 組織图

(Source: EVN Annual Report)



Source: Institute of Energy ; JICA Expert estimates

☒ 3.2.2. Existing 500kV, 220kV Power System in 2000

3.3. 電力需給計画

ヴェトナムにおける長期の電力需給計画は

①2001年6月22日付けで首相承認を得た「電力開発マスタープラン（2001～2010年、2020年までの概況）」……今後、マスタープランと呼ぶ

②2001年7月付けのIEが作成した「ヴェトナム電力開発マスタープラン（2001～2010年、2020年迄の見通し）」……今後、IEプランと呼ぶ

の2つがあり、発電所の運転開始時期に差異がある（表 3.3.1.）。公式には①のマスタープランにしたがい長期計画は進められていくものと思われるが、この計画の実現可能性とか、課題については計画策定条件等検討内容のある②のIEプランをベースに評価を実施する事とする。

3.3.1. 需要想定

（1）経済成長率予測

1986年のドイモイ政策（刷新）による市場経済化への移行、1989年のバックホー油田からの原油生産開始による輸出額の拡大、1991年以降はカンボジア和平協定調印による西側諸国からの経済援助の再開等に伴い著しい経済成長を遂げている。即ち、1991年～1997年のGDP平均伸び率は8.4%となり、1998年、1999年はアジア経済危機の影響で5.8%、4.8%に落ち込んだものの2000年、2001年は6.8%成長へと回復実績を示している。これらの実態より考慮すると、今後は東南アジア近隣諸国のかつての成長率程度まで（1970～87年のマレーシア、1980～90年のタイの7.9%）回復するもの想定される。従って、現在のヴェトナム政府の見通しにおける High シナリオに近くなる可能性が高いものと推定される。（表 3.3.2.、表 3.3.3.参照）

（2）販売電力量

EVNのエネルギー研究所（IE）のプランでは2005年まではセメント、鉄鋼などの各種産業の生産予測に基づき、直接的な積み上げ方式で販売電力量の予測を行っている。2006年以降については近隣諸国であるタイ、マレーシアの伸び率とGDP成長率との弾性値（1986年～1996年 1.5）を考慮したマクロ分析による予測となっている。

しかし、1991～2000年の販売電力量の平均伸び率は13.8%であり、タイ、マレーシアの

1986～1996年の年平均伸び率13.4%、13.6%とほぼ同じであるにもかかわらず、IEプランの2001～2005年の伸び率はHighシナリオ、Baseシナリオそれぞれ12.9%、11.7%と想定しており、最近の伸び率の実績値を下回っている。これはDSM(Demand Side Management)による省エネ効果を期待しているためと考えられるが、過去10年間のGDPとの弾性値1.85から考えて期待は大きすぎると思われる。従って、販売電力量の予測値としてはHighシナリオとなる可能性が高いと思われる。(表3.3.4)

(3) 発電電力量

発電電力量は前記販売電力量の予測値より発電所内電力量、送配変電ロスおよび盗電ロスより算出する。

$$\text{発電電力量} = \text{販売電力量} / (1 - \text{所内率}) / (1 - \text{送配変電ロス率}) / (1 - \text{盗電ロス率})$$

a 所内率

ヴェトナム国内においては今後水力発電比率が減少し、火力発電比率が増加する傾向にあることから現在の2.5%から2010年時点では3.0～4.0%へと若干増加すると想定される。なお、日本での電源ごとのkWh所内率の実績は水力0.2～0.4%、ガスコンバインドサイクル2～3%、石油火力4～6%、石炭火力6～8%となっている。

b 送配変電ロス(盗電ロス含む)

送配変電ロス(盗電ロス含む)は、1990年時点では約25%であったものが2000年時点では約15%と着実に減少してきている。今後とも老朽送配変電設備の取替、基幹系送電線の整備拡充、および適切な顧客管理による盗電の防止などの実施により、2010年にはIEの想定どおり10%程度まで減少するものと推定される。

なお、諸外国の送配変電ロスは以下の通りである。

(欧米) アメリカ 5.5% イギリス、フランス 7.5%

(アジア) 日本 5.5% マレーシア、タイ 8% インドネシア 12%

フィリッピン 14%

以上によりIEプランの販売電力量よりの発電電力量の想定は妥当であると思われる。(表3.3.4)

(4) 最大電力

最大電力は前記の発電電力量の予測結果を基に年負荷率を予測することにより想定する方法が一般的である。

(最大電力=発電電力量/年負荷率/8,760hr)

なお、最大電力、負荷曲線の予測は電力需給バランス（電源開発のパターン）の決定に直結結びつくことからきわめて重要である。

しかし、発展途上国における最大電力の予測は発電電力量の予測に比べてかなり難しい。なぜならば、一般に途上国においては経済成長に伴い電気の使われ方（負荷曲線）が大きく変化するからである。つまり電化初期である現状の電力負荷曲線を延長した相似形的なものを想定したのでは将来の実態と大きくずれる恐れがある。

IEによる想定では現状の家庭用、産業用、農業用電力負荷曲線はそれぞれが相似形を保っていくと言う事を前提に予測しているため、年負荷率は単調に増加していくと言う予測結果になっている。(表 3.3.4.)

ここで1997～2000年の負荷曲線を月毎に平均化し、さらにその月の最大電力を用いて正規化したものが、図 3.3.1.である。夏期（5月～8月）とその他の季節で明確に異なっている。各年度とも最大電力は夕方の19時または20時に発生しており、電灯需要ピーク型となっていることに変わりはないものの、産業需要ならびにオフィス、家庭用電力需要（特に冷房需要）の伸びに伴う昼間の需要の伸びが夕方の需要の伸びより年平均2.5%程度上回っている。この延長上で想定すると夏期は2004年以降、その他の季節は2008年以降1日の最大電力が夕方から昼間にシフトする事が予想される。

従って、2008年頃からは昼間の電力需要の伸びがピーク需要の伸びとなり、日負荷曲線の先鋭化が進むとともに、冷房需要の違いに伴い季節によるピーク電力も夏期ピークとなっていくであろう。そのため年負荷率は減少傾向になるものと予想され、2010年以降の最大電力の伸びはIEの想定以上になるものと考えられる。

また、1997年～2000年の各月最大電力（発電端）の実績を図 3.3.2.に示す。この期間の需要のピークは夕方の点灯時であるため、時間の経過とともに右上がりに増加している。ただし、2000年は供給予備力が少なく、5月から8月の水力供給力の低下する期間は最大電力は落ち込んでいる。つまり、計画停電による需要の抑制が頻繁に行われていた事が伺える。需要想定ではこの停電による潜在需要についても織り込む必要がある。

表 3.3.1. Power Development Program Comparison
Period 2000 - 2020

Year	Master Plan (approved by prime minister)				IE's Plan			
	High case		Low case		High case		Base case	
	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)
2000						1150		1150
					Yaly #1,2	360	Yaly #1,2	360
					Song Hinh	70	Song Hinh	70
					Phu My 1 GTGW1,2,3	720	Phu My 1 GTGW1,2,3	720
2001		2525		2525		1567.5		1567.5
	Phu My 1	1090	Phu My 1	1090	Pha Lai 2	600	Pha Lai 2	600
	Pha Lai 2	600	Pha Lai 2	600	Yaly#3,4	360	Yaly#3,4	360
	Yaly#3,4	360	Yaly#3,4	360	Ham Thuan	150	Ham Thuan	150
	Ham Thuan	300	Ham Thuan	300	Da Mi	87.5	Da Mi	87.5
	Da Mi	175	Da Mi	175	Phu My 1 ST	370	Phu My 1 ST	370
2002		506		56		479.5		479.5
	Baria 306-2 ST	56	Baria 306-2 ST	56	Baria 306-2 ST	56	Baria 306-2 ST	56
	Phu My 4	450			Ham Thuan	150	Ham Thuan	150
					Da Mi	87.5	Da Mi	87.5
					Phu My 2-1 ST	143	Phu My 2-1 ST	143
					Na Duong TPP	100	Na Duong TPP	100
					Phu My 4 GT	288	Phu My 4 GT	288
					Hiep phuoc	▲ 345	Hiep phuoc	▲ 345
2003		1275		805		935		935
	Phu My 2-1 ST	143	Phu My 2-1 ST	143	Can Don HPP	72	Can Don HPP	72
	Phu My 2-1 Ext. STG	140	Phu My 4	450	Phu My 2-1 Ext. STG	140	Phu My 2-1 Ext. ST	140
	Can Don HPP	72	Phu My 2-1 Ext. STG	140	Cao Ngan TPP	100	Cao Ngan TPP	100
	Phu My 3	720	Can Don HPP	72	Phu My 4 ST	143	Phu My 4 ST	143
	Na Duong TPP	100			Phu My 2-2 GT	480	Phu My 2-2 GT	480
	Cao Ngan TPP	100						
2004		1920		1640		990		990
	Uong Bi Extension	300	Phu My 3	720	O Mon TPP #1	300	O Mon TPP #1	300
	O Mon TPP	600	Phu My 2-2	720	Phu My 2-2 ST	240	Phu My 2-2 ST	240
	Phu My 2-2	720	Na Duong TPP	100	Cam Pha TPP #1	150	Cam Pha TPP #1	150
	Cam Pha TPP	300	Cao Ngan TPP	100	Uong Bi Extension	300	Uong Bi Extension	300
2005		1090		1570		1080		1080
	Dai Ninh HPP	300	Uong Bi Extension	300	O Mon TPP #2	300	O Mon TPP #2	300
	Rao Quan HPP	70	O Mon TPP	600	Ca Mau CIC #1	360	Ca Mau CIC #1	360
	Ca Mau CIC	720	Dai Ninh HPP	300	Dai Ninh HPP	300	Dai Ninh HPP	300
			Rao Quan HPP	70	Rao Quan HPP	70	Rao Quan HPP	70
			Cam Pha TPP	300	Geothermal	50	Geothermal	50
2006		688		1020		1403		1103
	Cua Dat	120	Ca Mau combined cycle	720	Se San 3	273	Se San 3	273
	Se San 3	260	Nu Hang (Dai Thi)	300	Cua Dat	120	Cua Dat	120
	Na Hang (Dai Thi)	300			Hai Phong #1 TPP	300	Ca Mau CIC #2	360
	Hai Phong TPP	600			Ca Mau CIC #2	360	Geothermal	50
					Geothermal	50	Import from Laos(Ha Thin)	300
					Import from Laos(Ha Thin)	300		
2007		1498		388		1130		1130
	A Vuong HPP	170	Cua Dat	120	Nu Hang (Dai Thi)	300	Nu Hang (Dai Thi)	300
	PleiKroong	120	Se San 3	260	Thai Binh gas TPP	360	Thai Binh gas TPP	360
	South Gas TPP	1200			A Vuong HPP	170	A Vuong HPP	170
	Thai Binh gas TPP				Hai Phong #2 TPP	300	Hai Phong #1 TPP	300
2008		1403		898		1130		1168
	Ban Mai (Ban La)	260	A Vuong HPP	170	Ban Mai (Ban La)	260	Ban Mai (Ban La)	260
	Dong Nai 3&4	510	PleiKroong	120	Dong Nai 3,4	510	Dong Nai 3	240
	An Khe-Ka Nak	155	Hai Phong TPP	600	Ca Mau CIC #3	360	Hai Phong TPP #2	300
	Duon Kuop	250	Thai Binh gas TPP				Ca Mau CIC #3	360
	Song Ba Ha	200						

Year	Master Plan (approved by prime minister)				IE's Plan			
	High case		Low case		High case		Base case	
	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)
2009				770		1245		1080
			Ban Mai HPP	260	Import from Laos(Plei Ku)	300	Dong Nai 4	270
			Dong Nai 3&4	510	Cam Pha TPP #2	150	Import from Laos(Plei Ku)	300
					Ca Mau C/C #4	360	Cam Pha TPP #2	150
					Buon Kuop HPP	280	Ca Mau C/C #4	360
				An Khe-Ka Nak HPP	155			
2010				2335		1320		1320
			An Khe-Ka Nak	155	Quang Ninh (Lang Bang)#1	300	Quang Ninh (Lang Bang)#1	300
			Buon Kuop	280	Import from Laos(Ha Thin)	400	Import from Laos(Ha Thin)	400
			Song Ba Ha	200	Plei Krong HPP	120	Plei Krong HPP	120
			Song Tranh 2	200	Song Ba Ha HPP	200	Song Ba Ha HPP	200
			Lang Bang coal fired	300	O Mon Gas TPP #3	300	O Mon Gas TPP #3	300
			South Gas TPP	1200				
2011						1845		1225
					O Mon Gas TPP #4	300	O Mon Gas TPP #4	300
					Se San 4	330	Se San 4	330
					Pumped Storage HPP	200	Pumped Storage HPP	200
					Quang Ninh (Lang Bang)#2	300	Quang Ninh (Lang Bang)#2	300
					Import from Laos(Plei Ku)	300	Import from Laos(Plei Ku)	300
					Thuong Kon Tum HPP	260	Uong Bi	▲ 105
					Phu My 3 #1	360	Ninh Binh	▲ 100
					Uong Bi	▲ 105		
					Ninh Dinh	▲ 100		
2012						2220		1492
					Son La #1	360	Son La #1	360
					Quang Ninh TPP #3(Cam Pha)	300	Quang Ninh TPP #3(Cam Pha)	300
					Song Tranh 2 HPP	200	Buon Kuop HPP	277
					Phu My 3 #2	360	An Khe-Ka Nak HPP	155
					Nhon Trach Gas TPP #1,2	600	Import from Laos(Plei Ku)	400
					Import from Laos(Plei Ku)	400		
2013						1620		1700
					Son La #2,3	720	Son La #2,3	720
					Import from Laos(Ha Thin)	300	Phu My 3	720
					Nhon Trach Gas TPP #3,4	600	Thuong Kon Tum HPP	260
2014						1180		1620
					Son La #4,5	720	Son La #4,5	720
					Se San 3A HPP	100	Se San 3A HPP	100
					Ca Mau gas C/C #5	360	Song Tranh 2 HPP	200
							Nhon Trach Gas TPP #1,2	600
2015						1577		1820
					Son La #6,7	720	Son La #6,7	720
					Bao Loc(Hinh)+Dai Xuyen HPP	200	Import from Laos(Ha Thin)	300
					Dak Dinh HPP	97	Nhon Trach Gas TPP #3,4	600
					Ca Mau gas C/C #6	360	Pumped Storage HPP	200
					Pumped Storage HPP	200		
2016						3370		2090
					Mien Tay gas C/C #1,2	720	Pumped Storage HPP	200
					Strok Phu Mien + Dong Nai 2	170	Ca Mau Gas C/C #5,6	720
					Pumped Storage HPP	200	Son La #8,9,10	1080
					Se San 4A HPP	140		
					Dak Mi HPP	200		
					Coal Thermal	500		
					Quang Tri gas C/C	360		
					Son La #8,9,10	1080		
2017						2335		1747
					Nuclear PP #1	1000	Western Gas C/C #1,2	720
					Hua Na HPP	275	Dak Dinh HPP	97
					Coal Thermal	500	Strok Phu Mien + Dong Nai 2	170
					Quang Tri gas C/C #2	360	Quang Tri gas C/C	360
					Pumped Storage HPP	200	Pumped Storage HPP	200
							Bao Loc(Hinh)+Dai Xuyen HPP	200

Year	Master Plan (approved by prime minister)				IE's Plan			
	High case		Low case		High case		Base case	
	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)	Name of Projects	Output (MW)
2018						2239		1799
					Coal Thermal	1000	Coal Thermal	500
					Nuclear PP #2	1000	Western Gas C/C #3,4	360
					Pumped Storage HPP	200	Quang Tri gas C/C #2	360
					Import Electricity (North)	500	Import Electricity (North)	500
					Can Tho	▲ 33	Pumped Storage HPP	200
					Thu Duc	▲ 165	Sa San 4A HPP	140
					Thu Duc GT	▲ 113	Dak Mi HPP	200
					Can Tho GT	▲ 150	Can Tho	▲ 33
							Thu Duc	▲ 165
							Thu Duc GT	▲ 113
						Can Tho GT	▲ 150	
2019						1940		1875
					Nuclear PP #3	1000	Nuclear PP #1	600
					Serepok 3 HPP	190	Import Electricity (North)	500
					Ban Uon HPP	250	Hua Na HPP	275
					Import Electricity (North)	500	Coal Thermal	500
					Coal Thermal	1000		
2020						3500		2540
					Import Electricity (South)	1000	Import Electricity (South)	1000
					Huoi Quang HPP	500	Coal Thermal	500
					Coal Thermal	1000	Serepok 3 HPP	190
					Nuclear PP #3	1000	Ban Uon HPP	250
						Nuclear PP #2	600	

(Source: The Master Plan V 22, June, 2001, The Master Plan of Electric Power Development in Vietnam period 2001-2010 perspective up to 2020 by Institute of Energy)

表 3.3.2. Historical Macro Indexes up to 2000

Year		1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
GDP (current price)	billion VND	599	3,870	15,420	28,093	41,955	76,707	110,532	140,258	178,534	228,892	272,036	313,623	361,016	399,942	444,139
ditto	million USD									16,281	20,737	24,657	26,844	27,210	28,684	31,348
Exchange Rate	VND/USD									10,966	11,038	11,033	11,683	13,268	13,943	14,168
GDP (1994 price)	billion VND	109,189	113,154	119,960	125,571	131,968	139,634	151,782	164,043	178,534	195,567	213,833	231,264	244,596	256,272	273,582
ditto growth	% p.a.		3.6%	6.0%	4.7%	5.1%	5.8%	8.7%	8.1%	8.8%	9.5%	9.3%	8.2%	5.8%	4.8%	6.8%
GDP per capita	USD/CAP									229.9	288.0	337.0	361.3	360.6	374.5	403.5

Population	1000 pers	60,249	61,750	63,263	64,800	66,017	67,242	68,450	69,645	70,825	71,996	73,157	74,307	75,456	76,597	77,686
ditto growth	% p.a.		2.49%	2.45%	2.43%	1.88%	1.86%	1.80%	1.75%	1.69%	1.65%	1.61%	1.57%	1.55%	1.51%	1.42%

Energy Consumption	kTOE	3,907	4,438	4,028	3,865	4,489	4,421	5,088	5,748	6,258	7,956	9,631	n.a.	n.a.	n.a.	
ditto growth	% p.a.		13.58%	-9.24%	-4.04%	16.15%	-1.53%	15.09%	12.98%	8.87%	27.13%	21.05%				
Energy cons. per capita	kgOE/CAP	64.8	71.9	63.7	59.6	68.0	65.7	74.3	82.5	88.4	110.5	131.6				

Elect. Consumption	GWh	4,146	4,603	5,060	5,665	6,185	6,586	6,935	8,007	9,288	11,185	13,374	15,303	17,709	19,531	22,404
ditto growth	% p.a.		11.02%	9.93%	11.96%	9.18%	6.48%	5.30%	15.46%	16.00%	20.42%	19.57%	14.42%	15.72%	10.29%	14.71%
Elect. Cons. per capita	kWh/CAP	68.8	74.5	80.0	87.4	93.7	97.9	101.3	115.0	131.1	155.4	182.8	205.9	234.7	255.0	288.4
Elect. Intensity	kWh/USD									0.57	0.54	0.54	0.57	0.65	0.68	0.71
Elect. GDP-			3.04	1.65	2.56	1.80	1.12	0.61	1.91	1.81	2.14	2.10	1.77	2.73	2.16	2.18

Source : Power system development plan in vietnam up to 2010 perspective 2020 by Institute of Energy
 Statistical year book, General Statistical office

Average GDP growth rate during 1991-1997 : 8.4%

Average Electricity Consumption growth rate during 1991-2000 : 13.8%

Average Elasticity of Electricity Consumption - GDP during 1991-2000 : 1.85

表 3.3.3.a GDP growth rate by scenario

	Low scenario			Base scenario			High scenario		
	1995-2000	2001-2010	2011-2020	1995-2000	2001-2010	2011-2020	1995-2000	2001-2010	2011-2020
Whole Country									
GDP(%)	(6.0)			(7.5)			(9.0)		
	6.9	6.5	6.0	6.9	7.2	6.5	6.9	8.0	7.0
Agriculture	3.6	3.1	3.0	3.6	3.1	3.1	3.6	3.1	3.0
Industry	10.8	8.1	7.0	10.8	8.6	7.5	10.8	9.5	8.1
Service	5.7	6.6	6.0	5.7	7.8	6.6	5.7	8.8	7.0
North Region									
GDP(%)	(5.7)			(7.2)			(8.0)		
	5.8	6.3	6.1	5.8	7.0	6.8	5.8	8.1	7.0
Agriculture	3.1	3.0	2.8	3.1	2.8	3.0	3.1	2.9	2.6
Industry	10.2	8.1	7.7	10.2	8.8	8.5	10.2	10.6	8.5
Service	4.9	6.6	6.0	4.9	7.8	6.7	4.9	8.8	7.0
Center Region									
GDP(%)	(5.7)			(6.1)			(7.4)		
	6.3	6.5	6.2	6.3	7.5	6.8	6.3	7.9	7.1
Agriculture	3.3	3.6	3.3	3.3	3.9	3.6	3.3	3.2	3.2
Industry	11.0	8.4	6.8	11.0	9.3	8.1	11.0	10.0	8.2
Service	4.8	6.4	6.8	4.8	7.9	6.6	4.8	8.5	7.3
South Region									
GDP(%)	(6.2)			(7.9)			(9.8)		
	7.8	6.6	5.9	7.8	7.3	6.2	7.8	7.9	7.0
Agriculture	4.2	3.1	3.1	4.2	3.1	3.0	4.2	3.2	3.3
Industry	11.3	8.0	6.7	11.3	8.6	6.8	11.3	8.9	7.9
Service	6.6	6.7	5.9	6.6	7.8	6.4	6.6	8.8	7.0

Source: Institute of Energy

Note: World Bank estimate in the bracket

表 3.3.3.b Economic growth rate in the south east Asia countries

Country	1965-80	1970-80	1980-91
Korea, Rep. of	9.9	9.6	9.6
Malaysia	7.4	7.9	5.7
Philippine	5.7	6.0	1.1
Thailand	7.3	7.1	7.9

Source: World Bank and Asia Development Bank data

表 3.3.4. Electricity Demand Forecast by organization & scenarios

(1) Sales Energy (GWh)

Case	1990	1995	1998	2000	2005	2010	2015	2020	AGR00-10
JICA Low				16,903		45,726			10.5%
WB Low									
IE Low				21,394	35,589	56,428	84,784	124,701	10.2%
JICA Base				18,631		55,948			11.6%
WB Base				20,881	37,018	65,868	117,631		12.2%
IE Base	6,185	11,186	17,738	21,394	37,116	61,572	95,747	146,555	11.1%
JICA High				19,778		65,130			12.7%
WB High									
IE High				21,394	39,066	68,538	111,066	176,696	12.3%

Note: AGD00-10 is Average Growth Rate between 2000 and 2010

(2) Energy Generation Demand (GWh)

Case	1990	1995	1998	2000	2005	2010	2015	2020	AGR00-10
JICA Low				21,128		54,414			9.9%
WB Low				23,106	36,682	58,697			9.8%
IE Low				26,000	42,409	64,553	96,906	142,113	9.5%
JICA Base				23,289		66,600			11.1%
WB Base				25,706	44,491	77,406			11.7%
IE Base	8,679	14,637	21,654	26,000	44,230	70,437	109,439	167,022	10.5%
JICA High				24,722		77,536			12.1%
WB High				27,113	50,933	96,394			13.5%
IE High				26,000	46,554	78,466	126,949	201,367	11.7%

(3) Peak Demand (MW)

Case	1990	1995	1998	2000	2005	2010	2015	2020	AGR00-10
JICA Low				4,103		10,242			9.6%
WB Low				4,298	6,739	10,650			9.5%
IE Low				4,477	7,141	10,680	15,803	22,849	9.1%
JICA Base				4,527		12,550			10.7%
WB Base				4,779	8,195	14,123	24,850		11.4%
IE Base	1,660	2,699	3,774	4,477	7,447	11,653	17,847	26,854	10.0%
JICA High				4,806		14,615			11.8%
WB High				5,039	9,325	17,389			13.2%
IE High				4,477	7,838	12,982	20,703	32,376	11.2%
JICA Expert		2,774	3,875	4,609	8,064	13,613	22,894	36,500	11.4%

(4) Station service & Loss rate (%)

Case	1990	1995	1998	2000	2005	2010	2015	2020
JICA Base				20.0%		16.0%		
WB Base				18.8%	16.8%	14.9%		
IE Base	28.7%	23.6%	18.1%	17.7%	16.1%	12.6%	12.5%	12.3%

(5) Load Factor (%)

Case	1990	1995	1998	2000	2005	2010	2015	2020
JICA Base				58.7%		60.6%		
WB Base				61.4%	62.0%	62.6%		
IE Base	59.7%	61.9%	65.5%	66.3%	67.8%	69.0%	70.0%	71.0%
JICA Expert		60.2%	63.8%	64.4%	65.9%	65.8%	63.3%	63.0%

Source: JICA Report "The Master Plan Study on electric Power Development" in July 1995

: WB Report "Fueling Vietnam's Development, New Challenges for the Energy Sector" in April 1999

: Institute of Energy as of July 1999

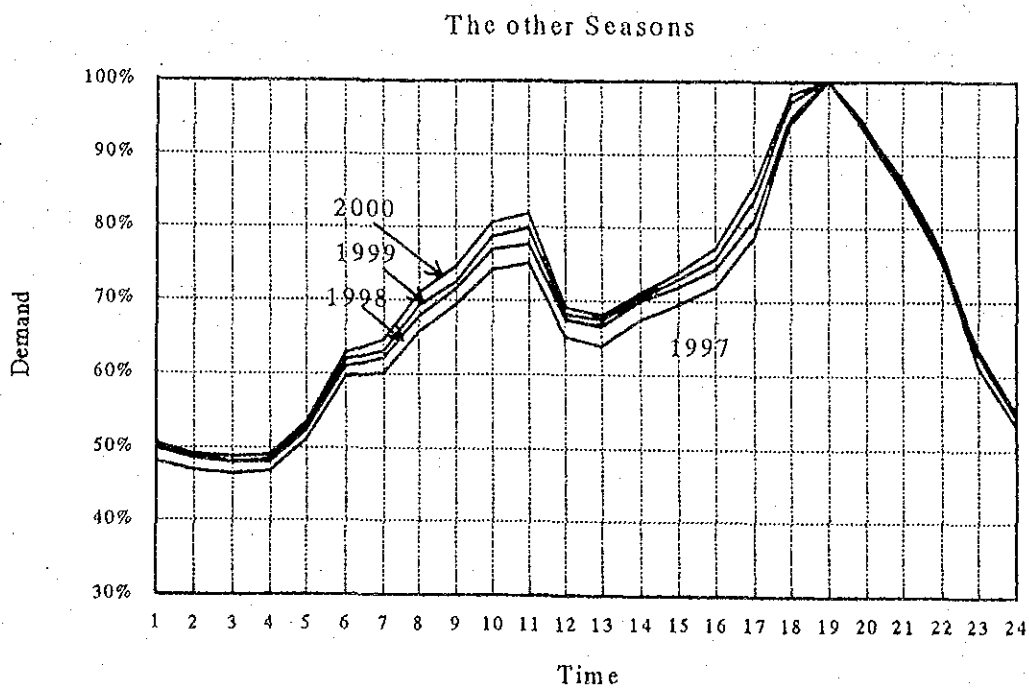
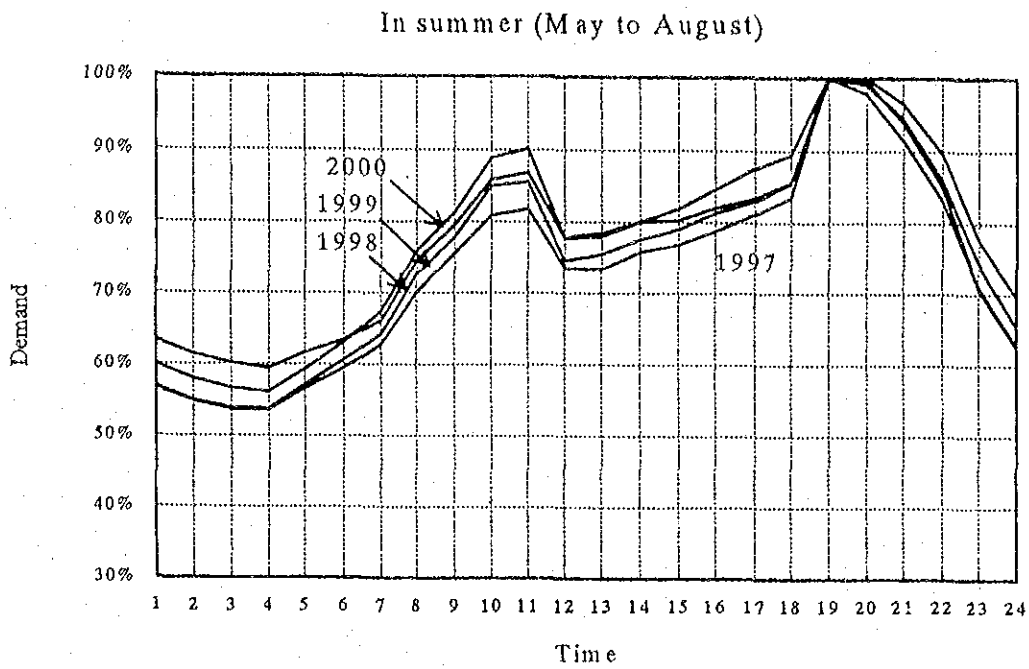


图 3.3.1. The whole country normalized Daily Load Curve by seasons

(Source: Oman the thermal Power Plant and Mekong Delta Transmission Net work Project (1) by JBIC 11/2000)

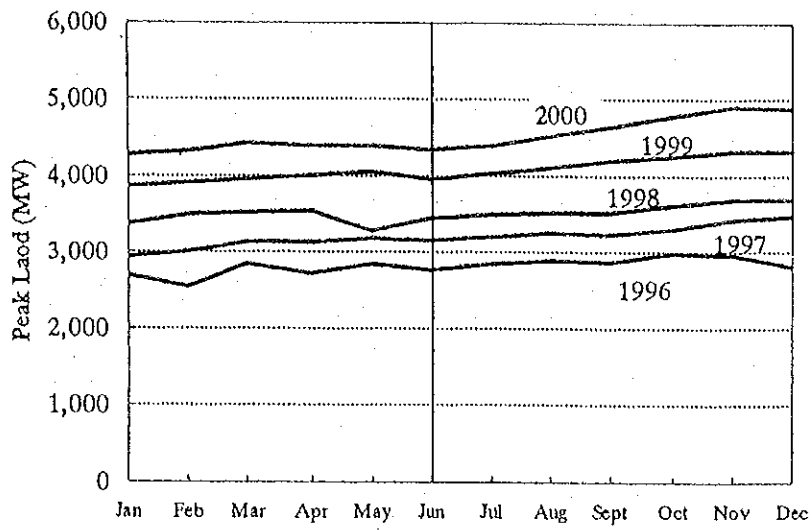


図 3.3.2. 実月別ピーク負荷 (発電機出力) の推移 (1997-2000)

(Source: Oman the thermal Power Plant and Mekong Delta Transmission Net work Project (1) by JBIC 11/2000)

3.3.2. 電力供給計画

(1) 最適な電源構成策定の手順

電源開発計画並びに系統計画を策定するためには、まず超長期的なエネルギー需給見通しを策定し、これに基づく長期的な負荷想定と負荷曲線を作成する。さらに、各種電源ごとに開発候補地点の経済性並びに系統の安定度へ及ぼす影響などを検討の上、開発優先順位付けを行っておく必要がある。

最適電源構成の策定方法の基本は、各種電源の運用特性、並びに経済性に基づき需要の負荷パターン（ピーク、ミドル、ベース）に応じた電源の組み合わせを行う事である。従って、先ず各種電源の標準建設費並びに燃料価格に基づき、設備利用率に応じた年間の発電経費の比較を行う事によりその経済性の特徴を把握する。さらに各負荷パターンに対応するための電源として要求される運用特性を明確にする。

そこで先の負荷曲線の想定値に対する供給信頼度の目標値を定め、それを満足できる供給力の組み合わせの中で、全系統の長期的な総合経費が最小となる組み合わせ（最少費用開発計画）を選択し、最適電源構成（いわゆるベストミックス）を決定する。

今回の第5次電力開発マスタープランの元になっているIEプランの作成では、電源開発シュミレーションプログラムとして、WASPⅢ（IAEA 製作）が使われているが、このプログラムはベトナムのような南、北に大きな系統が偏在しており、これを連係したシュミレーションができない、あるいは揚水発電の運用をシュミレーションできない等の問題があるのでプログラムの改良もしくは新しいプログラムの導入が必要である。

(2) 各種電源の経済性

ベトナムにおいては石炭を北部から南部へ輸送するための国内輸送費が10～14USD/t以上ときわめて高い。これは輸送会社が国営のため運賃が3,000t級輸送船の価格で決められているためである。石炭産業活性化並びに電力料金引き下げのためにはこの運賃費用を海外における輸送費3～5USD/t（3～5万tタンカー輸送）に引き下げる政策の実施が必要である。

上記政策を織り込んだ上で下記の条件でベトナムにおける各種電源の経済性比較を行った結果は表3.3.4、図3.3.3の通りである。

- ① 割戻し金利は 10%とする。
- ② 燃料価格上昇率を考慮しない場合と 3%上昇した場合について計算してある。
- ③ 発電所規模の違いによる経済性のばらつきを極力縮小するためいずれの電源も 600 ~ 1,000MW の規模を想定した建設単価とする。
- ④ 石炭火力を南部へ建設する場合と原子力発電所については、専用港を建設する事とし、その費用をそれぞれ 200USD/kW, 100USD/kW ずつ織り込む。

(3) 500kV 南北送電線による電力輸送の経済性

今回の IE のプランでは、南北 1,500km を連係することによって全国を一つの系統として取り扱おうとしている。しかし、既存の南北連係送変電設備の年間固定費は 50.5 百万 USD (63USD/kW) であり、南部のベース分需要を賄うため北部の石炭火力から送電して供給する場合、年間発電経費の内固定費は北部石炭火力の固定費 119USD/kW に送変電設備固定費 63USD/kW を加え、さらに 10%の kW ロスを見こむため、トータルでは 204USD/kW となる。これは南部の石炭火力の固定費 160USD/kW と比較して約 3 割高い。

さらに 1,500km も離れた南北の 2 つの系統を送電線で連結する事により、各種の電源を任意の個所に建設し、一つの系統として最適電源構成を構築するためには、大規模な容量(南部の最大電力の半分程度)の送電線が必要である。従ってこの送電線の建設費用を考えれば南北それぞれ独立した系統として最適な電源構成を構築する事が経済的である。

(4) 独立系統区分

以下の理由から中部地域を南部地域に含め、北部系統と中南部系統の 2 系統についての最適電源構成を検討する事が望ましいと考える。

- ① 中部地域電力需要規模は南部地域の約 1/5 程度と小さいため中部地域単独では個別電源開発におけるスケールメリットを得にくいとともに電源の多様化も難しい。
- ② 中部地域の主要な都市は Da Nang の南に位置しており地理的に南部系統に近い。
- ③ 水力発電所の開発可能地点も Da Nang より南に分布し、これらの発電所の電力は主な需要地である南部へ送電されるため自ずと系統連係が図れるようになる。

(5) 需給バランス

電源の開発パターンを決定するため重要な事は供給信頼度をどう保つかと言う事である。

その際、年間を通して最も需給バランスが逼迫する時期を対象に考える必要がある。

ベトナムにおける供給信頼度の指標として供給予備率（供給力－最大電力／供給力×100%）の目標値を以下の理由から2010年までは20%程度とする事が妥当と考えられる。（日本では目標供給予備率は8～10%となっている。）

- ① 電力（kW）バランスの算定において、水力の供給力としては平水年出力を採用しており、渇水年における供給力低下を考慮していない。
- ② 全系統に占める水力の比率が高い。
- ③ 至近年は各地域の系統規模（中南部＝2,000MW）に対する発電ユニットの最大規模が大きい（300MW）ため、1ユニットが事故停電した際の供給力低下度が高い。

（6）長期電源開発計画について

IEによる電力需要予測では可能性が高いと思われるのはHigh Caseであるので、この需給バランス(供給予備率)並びに各電源の構成比率について示すと、図3.3.4、図3.3.5の通りとなる。

このIEプランの需給バランス計画には次のような課題がある。

- ① 全国的に見ると水力、石油火力、ガス火力、石炭火力がそれぞれ開発される計画であるが地域的に見ると偏在しており、地域別の電源ベストミックスとはなっていない。つまり北部にはミドル電源（ガス火力）が不足しており、また南部ではベース電源(石炭火力)が不足している。南北関係送電線によりこの不足が補えるかと言うとそれは無理である。南部のベース電源に対し北部の石炭火力から供給する必要がある電力は2020年時点で約10GWの送電容量（既設500kV線路の送電容量の約151倍）が必要になり、南北送変電設備だけで約80億USDと言う膨大な建設費が必要になる。
- ② 至近年の開発計画が南部に集中しすぎているため、北部系統の予備率は2000年以降2008年まで常に5%以下となっており、水力の供給力の減る5月から8月の間は中南部からかなりの頻度と量の送電が必要である。2006年には北部の必要供給予備力20%を確保するための送電容量は1,040MWと既設南北関係線の設備容量を越えること、さらに1,500kmという長距離線路でかつ1回線と言う事を考慮すると北部は送電線事故に伴い深刻な電力不足になる確率がかなり高い。

- ③ IE のプランでは至近年は供給力が不足しているため 2010 年まで Da Nhim 水力発電所以外は既設発電設備の更新計画が織り込まれておらず、老朽発電設備の体廃止に伴う供給予備力低下が見込まれていない。一般には火力発電所は 30 年以上経過すると、修繕費および改修費用が高くなるとともに発電効率が低下するため廃止した方が経済的となる事から、経済評価により適正な発電所体廃止計画の策定が必要である。

表 3.3.4. Comparative cost assumptions and estimate of power sources

Plant type	Capital cost (USD per kW)	Heat efficiency (%)	Fuel cost (dollars)	Lifetime (years)	Fixed O&M cost factor	Capital recovery factor	Calorie	Station service rate (per kWh)	Fixed cost (US\$/kWh)	Fuel cost (US\$/kWh)	Total Cost (US\$/kWh)
Gas fired combined cycle	500	48	3.0 per mmBtus	25	3.5%	9.37%		2.5%	1.16	2.19	3.35
	500	48	2.1	25					1.16	1.53	2.69
Coal fired in the north	900	40	20 per ton	25	2.5%	9.37%	5000kcal/kg	7.0%	2.02	0.92	2.94
	900	38	27.4	30			4950kcal/kg		2.02	1.35	3.36
Coal fired in the south (Using coal from the north)	1100	40	24 per ton	25	2.5%	9.37%	5000kcal/kg	7.0%	2.47	1.11	3.57
	900	38	41.4	30			5500kcal/kg		2.02	1.83	3.85
Coal fired in the south (Using imported coal)	1100	40	40 per ton	25	2.5%	9.37%	6000kcal/kg	7.0%	2.47	1.54	4.01
	900	38	47.8	30			6000kcal/kg		2.02	1.94	3.96
Oil fired (imported FO)	450	37	23.9 per barrel	20	2.5%	10.19%	9280kcal/l	5.0%	1.06	3.41	4.46
	450	31	23.9	20			8280kcal/l		1.06	4.56	5.62
Oil fired (crude oil)	450	37	20 per barrel	20	2.5%	10.19%	9280kcal/l	5.0%	1.06	2.85	3.91
Pumped storage power plant	600	70		50	1.0%	8.17%		0.5%	0.97	1.40	2.37
Nuclear	1800	33		30	3.5%	8.88%		5.0%	4.12	0.63	4.75

Note: Assumes a 65 % load factor and 8% discount rate.

Source of inclined figure : World Bank staff estimate.

Note: Capital costs of coal fired in the south and nuclear power include construction cost of its own port.

Note: Fixed O&M cost excludes tax such as fixed property tax.

Note: All generation costs are culiculated at sending end

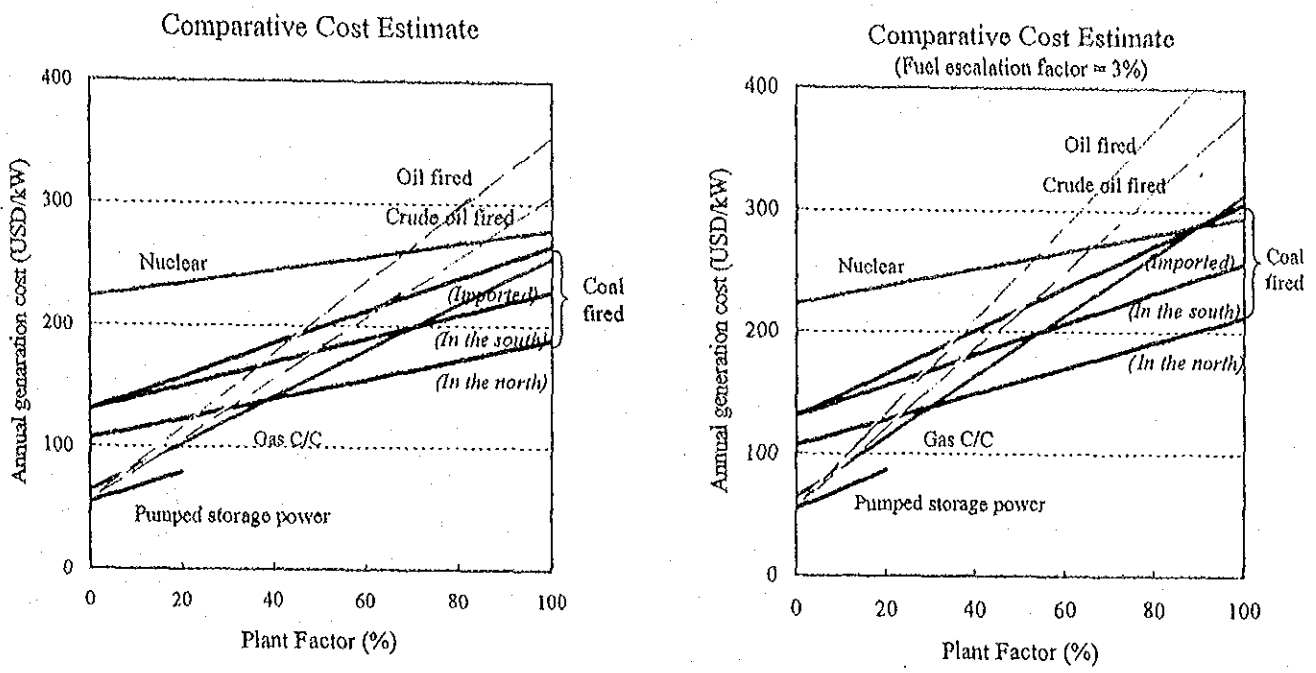


Figure 4-3-1 Comparative Cost Estimate (Annual generation cost)

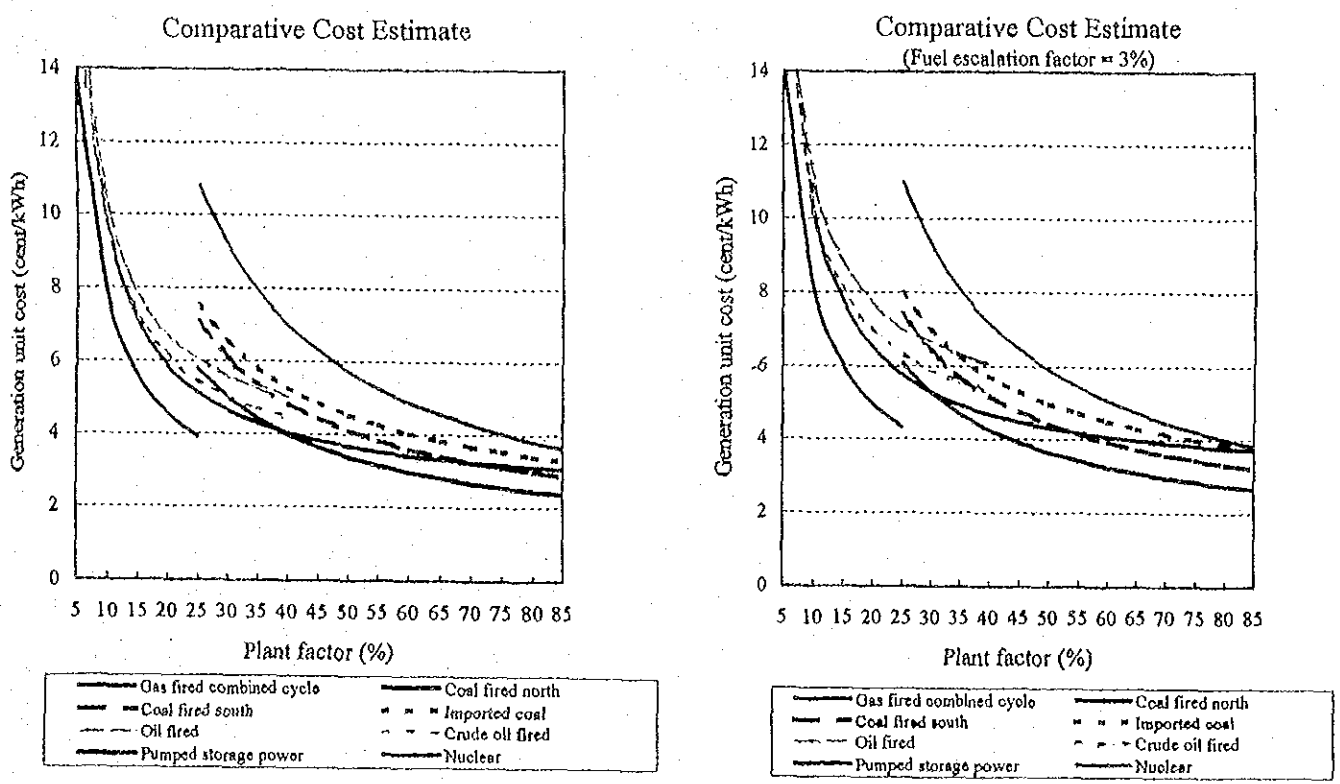


图 3.3.3. Comparative Cost Estimate (Generation unit cost)

(Source: JICA Experts overview on VIETNUM Power System Development Plan ,12/2000)

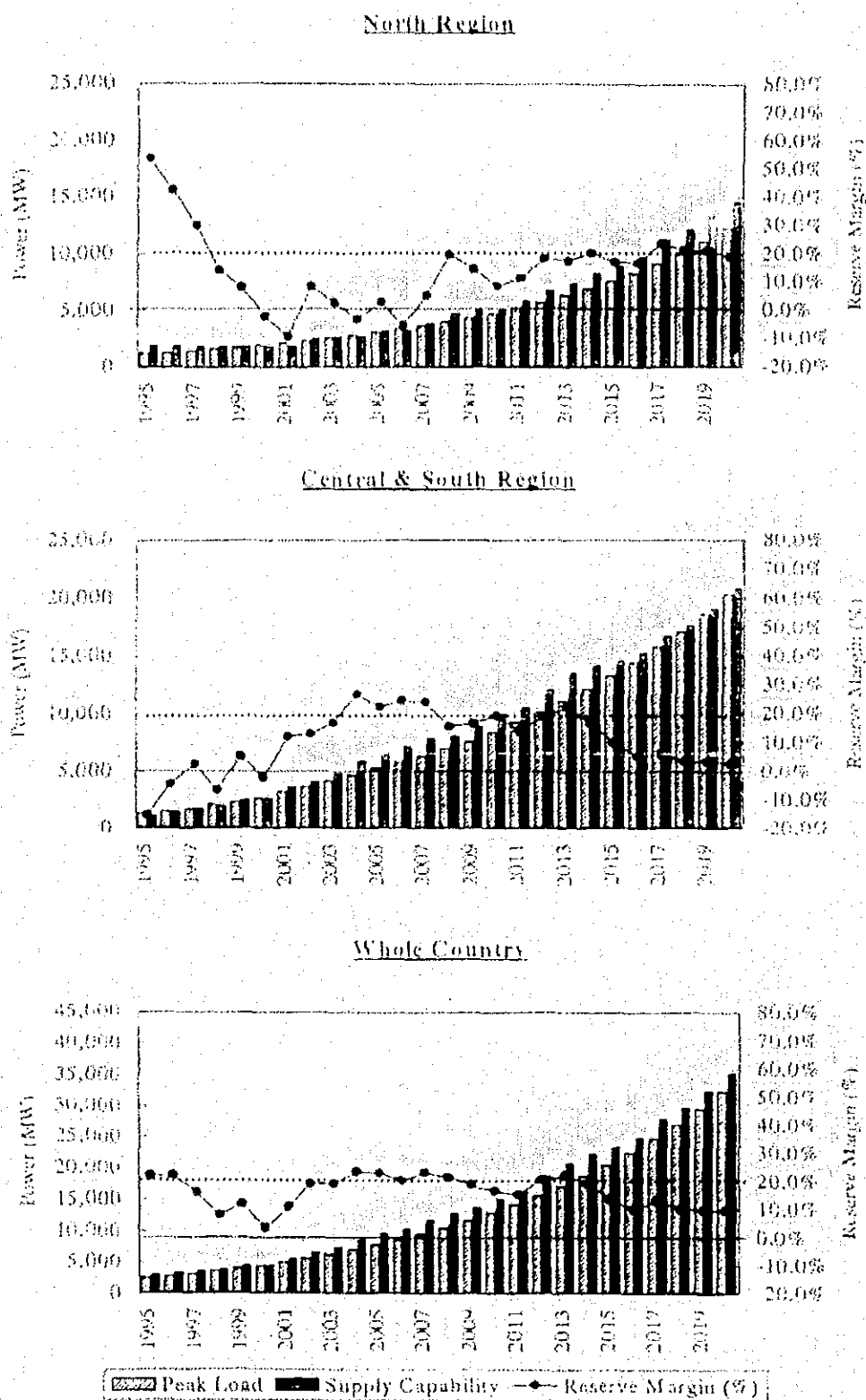
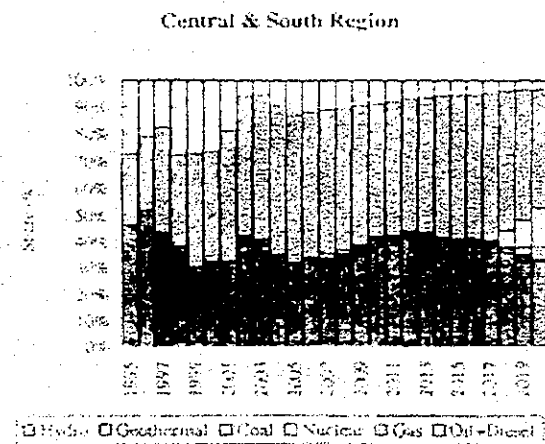
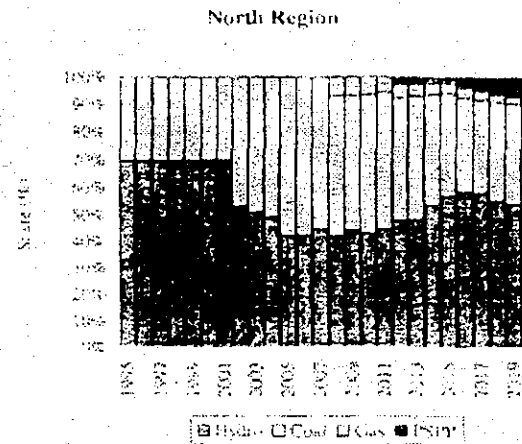
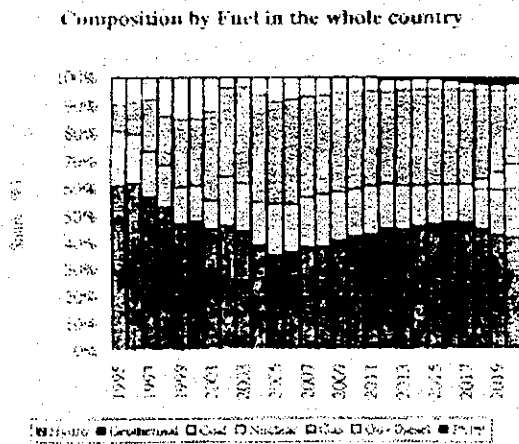
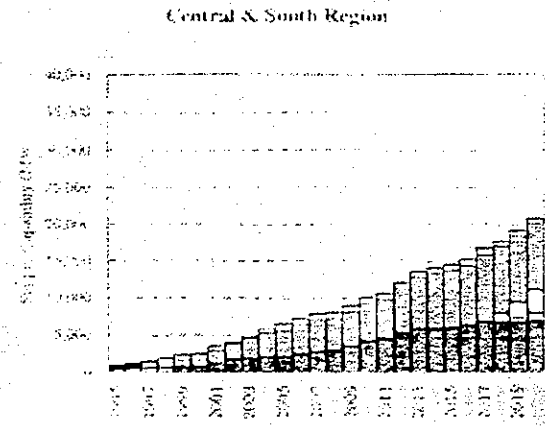
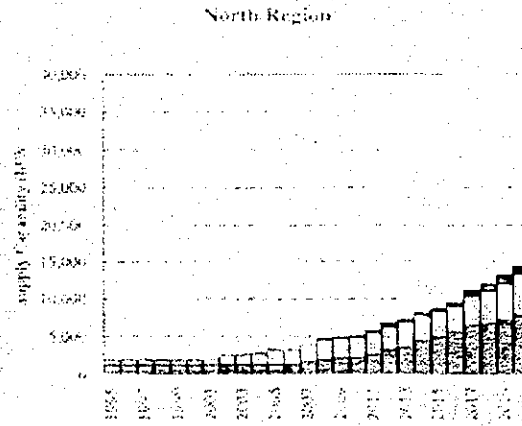
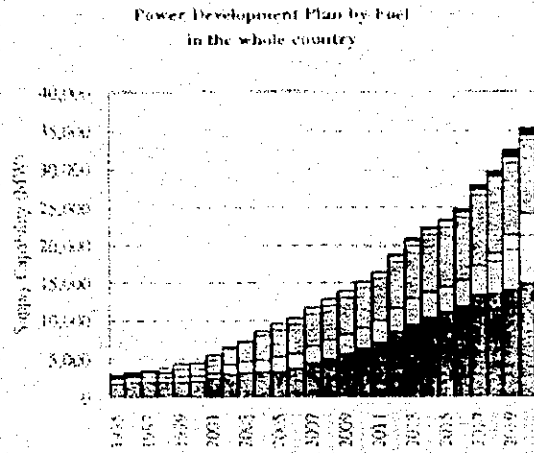


表 3.3.5 Demand - Supply Balance by High Scenario (1995-2020)

(Source: Oman the thermal Power Plant and Mekong Delta Transmission Net work Project (I) by JBIC 11/2000)



(Source: Oman the thermal Power Plant and Mekong Delta Transmission Net work Project (1) by JBIC 11/2000)

图 3.3.5. Demand-Supply Balance by IE high scenario (1995-2020)

3.4. 揚水発電所投入の必要性について

3.4.1. PECCI による第 1 次揚水発電所マスタープラン

PECCI では 1999 年 10 月に揚水発電所の第 1 次マスタープランを作成している。この調査では先ず電力系統における揚水発電所の必要時期と、ピーク対応用発電所として揚水、ガス、ディーゼルの組み合わせについて、5 つの案で検討している。プログラムは“Sysyphe” (仏のコンサルティング会社 Coyne et Bellier 社製) を使用している。さらに国内における揚水発電所の候補地点 13 ヶ所 (北部 4 ヶ所、中南部 9 ヶ所) について、地図上の調査から始め、地形の調査、各種データの収集を行い、地点別の経済評価と推奨地点の提案を行っている。

(1) 揚水発電所の必要性

第 1 案として、IE 第 5 次案による電力開発マスタープランにおいて揚水発電所の必要時期を検討したところ 2004 年となるが実行不可能なので 2005 年とした。

さらに次の 4 案について増加コストの現在価値換算 (割引率 10%とする) を行って比較している。

第 2 案 : 2005 年に揚水発電所 40 万 kW、2010 年に揚水発電所 40 万 kW

第 3 案 : 2005 年にガス火力 30 万 kW、ディーゼル 30 万 kW、2010 年に同容量

第 4 案 : 第 2 案に追加して 2011 年に揚水発電所 20 万 kW

第 5 案 : 第 4 案に追加して 2011 にディーゼル 30 万 kW

各案の比較では増加コストの最も少ない第 2 案が有利となる。

	全系に対する増加コスト
第 2 案	179 億 890 万 USD
第 3 案	181 億 5,710 万 USD
第 4 案	179 億 8,170 万 USD
第 5 案	182 億 7,060 万 USD

(2) 揚水発電所の推奨地点

PECCI による 5 万分の 1 の地図上より選定した 13 地点の概要は表 3.4.1. の通りで

ある。また、この 13 ヶ地点の経済評価は表 3.4.2. のようになる。これらについて、地質条件、下池の状況、進入路、既設送電線等を総合的に見て次の 4 地点について、プレフィジビリティスタディを行う事を推奨している。

地 域	プロジェクト名
Binh Dinh	Vinh Quang
Kon Tum	Se San
Lam Dong	D'ran
Son La	Long Khua

これらの検討による 2005 年に揚水発電所を導入する事が実際可能であるのか、また候補地点の選定基準である発電所の使用時間が 4 時間で良いのか、などさらに引き続き検討が必要と思われる。

しかし、揚水発電所の必要性の検討は将来における全電力系統の中で、発電所の運用特性、経済性にに基づき導入必要量が決まってくるものである。そこで、全電力系統の中での揚水発電所の必要性について、概略の検討を次の通り行った。

3.4.2. 揚水発電所の必要性のマクロ的検討

(1) 地域別需要持続曲線

現状の日負荷曲線より作成した地域別各月の需要持続曲線（1998 年）について重負荷の月と軽負荷の月とに層別にした結果は図 3.4.1. の通りとなる。北部では重負荷期間が軽負荷期間（中間負荷期間を含む）に比べ 15%程度大きくなっており、中部ではこれが 10%程度、南部では 5%程度となっている。

これは、北部地域では四季があり、月別の平均気温はシーズンで変動し、昼夜間の温度差が高いため負荷曲線のピークが大きくなり、負荷率が 58%と低くなっているためである。この日負荷率 58%は、南部の 68%と比べ低くなっており日負荷の変動が大きいことを示している。

(2) 2020 年の需要持続曲線の想定

前述の需要持続曲線の実績値より 2020 年の需要持続曲線を想定する事になるが、図 3.3.1. の 1997~2000 年のシーズン別日負荷曲線では点灯時の最大電力の伸びよりも昼間帯 8 時~18 時の間の産業、商業活動による需要（冷房需要を含む）の伸びの方が大きくなってい

る。従ってこのまま経済の成長が続けば季節間変動は、現状の北部の 15%、中部の 10%、南部の 5%と大きくは変わらないものと思われるが、最大電力の発生は点灯時から昼間帯にシフトしていく事は十分考えられる。これらを前提にして 2020 年の地域別需要持続曲線を想定したものが図 3.4.2 である。

(3) 2020 年の最適電源構成の概略検討

最適電源の構成については前節 3.3.2. (1) で述べた通りであるが 2020 年について概略の検討を行った。即ち、2020 年の北部、中南部における需要持続曲線より、先ず、一般水力発電による発電電力量を差し引き、残りを年間の残差需要曲線として作成する。この需要に対して前記 表 3.3.4. 図 3.3.3. の各種電源の経済性評価結果（各種電源の年設備利用率と年経費の関係）を組み合わせ需要に引き当てていく事により、発電総経費（固定費＋可変費）が最も安くなる各種電源の投入比率が求められる。北部、中南部系統における概算結果は 図 3.4.3.、図 3.4.4. に示す通りでピーク需要に対する電源側のコストは、揚水発電所が最経済的となる。

現在の日負荷曲線より見てピーク電力の部分は北部で約 20%、中南部で約 10%と見込まれる。揚水発電所による供給電力は、非常に大まかに見て両地域ともこれの半分以上が必要と思われる。

なお、揚水発電所の新規導入可能時期は、今後の検討期間並びに建設期間を考慮すると 2011 年以降と見るのが現実的と思われる。

(4) ピーク対応としての揚水発電所の経済性

ピーク需要に対応する電源としては年間負荷率は約 10%程度と非常に低いものとなる。このような電源としての経済的な性格としては固定費を低くしなければならない。この点揚水発電所の kW 当りの建設費は、発電所の利用できる落差により低くする事が出来、約 600USD/kW 程度と推定される。そして、揚水発電所の分解点検の間隔は火力発電所の 2 倍以上となっている。従って、揚水発電所の年間固定費は各種電源の中では最低となっている。

特に、北部地域において揚水発電所を建設する場合、揚水用エネルギーコストは重油やガス火力発電所の燃料費より安い、一般水力や石炭火力発電所による揚水用エネルギーが得られる。

3.4.3. 最適電源構成の決定について

マクロ的に見た長期の最適電源構成は前記の通りであるが、さらに的確な電源計画、系統計画の長期計画を策定するためには、

- ① 超長期的なエネルギー需給見通しを策定する。
- ② 長期的な負荷想定と負荷曲線を作成する。
- ③ 所定の供給信頼度を定める。
- ④ 各種電源ごとに開発候補地点の経済性、系統の安定度におよぼす影響などにより、開発の優先順位付けを行う。
- ⑤ 各種電源の標準建設費並びに燃料価格に基づき、設備利用率に応じた年間の発電経費を算出する。
- ⑥ 負荷パターンに対応する電源として要求される運用特性を明確にする。
- ⑦ 関係線の電氣的設備容量

等の条件を設定の上、需給バランス計算、系統総合経費計算について連係系統の信頼度評価プログラム、需給運用シミュレーションプログラム等を用いて行われる。

即ち、負荷曲線の想定値に対する供給信頼度の目標値を定め、それを満足する供給力の組み合わせの中で、経費が最小になる組み合わせが選択され、揚水発電所を含む最適電源構成が決定される事になる。

この各種電源の中における揚水発電所は、負荷曲線の平準化機能を有する事から、将来の需給曲線の形状、並びに揚水原資としての燃料費の安い電源の開発などにより経済的な導入量に変化する。また、供給信頼度確保のための付属機能（周波数、電圧制御など）の必要量によっても揚水発電所の最適開発比率が変化するので、これらの検討も必要である。

表 3.4.1 MAIN PARAMETERS OF THE PUMPING STORED POWER PROJECTS

Items	Unit	D'ran	Sesan 3	Vinh Qang	H' Bong	Bao Loc	Songb a Thuon g	Ham Dung	Buon Gia	Quan g Khe	Suoi Bang	Ban Van	Yen Chau	Long Khua
LOWER RESERVOIR														
Location (Province)		Lam Dong	Kong Tum	Binh Dinh	Gia Lai	Lam Dong	Phu Yen	Binh Dinh	Dak Lak	Dak Lak	Hoa Binh	Son La	Son La	Son La
Type of Dam		Earth Fill	Conc.	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	East Sea	Rock Fill	Rock Fill	Rock Fill	Rock Fill	Rock Fill	Rock Fill
High water level(HWL)	m	1042	305	80	204	325	220	0	570	440	117	117	117	115
Low water level (LWL)	m	1018	305	75	195	323	210	0	540	430	80	80	80	80
Capacity of Reservoir	Mill m ³	165	343	103	253	140.8	1,040	~	1,200	90	9,480	9,480	9,480	9,480
Active capacity	Mill m ³	150	—	37	201	17.4	470	~	900	10	5,650	5,650	5,650	5,650
Area at HWL	K m ²	9.7	5.8	2.7			65	~	40	5.8	208	208	208	208
Area at LWL	K m ²	2.9	5.8	1.8			4	~	16.6	4.6				
UPPER RESERVOIR														
Location (Province)		Lam Dong	Kong Tum	Binh Dinh	Gia Lai	Lam Dong	Phu Yen	Binh Dinh	Dak Lak	Dak Lak	Hoa Binh	Son La	Son La	Son La
Type of Dam		Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill	Earth Fill
High water level(HWL)	m	1,535	625	515	375	690	400	250	840	720	1,000	1,000	1,000	640
Low water level(LWL)	m	1,520	610	500	360	670	385	225	825	705	985	985	985	620
Average Area	ha	18	22.7	34.6	34.6	15.7	31.3	35.3	26.1	30.1	24.0	28.7	24.0	26.1

Capacity, V	Mill.	2.7	3.4	5.2	5.2	2.3	4.7	5.3	3.92	4.52	3.6	4.3	3.6	3/92
POWER HOUSE														
Lasting time for daily generating,	Hour	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Lasting time for daily pumping,	Hour	5~6	5~6	6	5~6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Effective factor,		0.8				0.91								
Averaged water head,	M	497.5	312.5	410	168	347	171	114	256	266	840	840	840	812
Daily energy output	MW h	2,438	1,600	4,000	1,600	1,220	1,600	2,400	2,000	2,400	6,000	7,200	6,000	4,000
Capacity under turbine mode,	MW	600	400	1,000	400	300	400	600	500	600	1,500	1,800	1,500	1,000
Capacity under pump mode	MW	829	580	1,080	580	340	436	620	545	652	1,623	1,952	1,623	
Discharge under turbin mode	m ³ /s	156.3	170	312.5	300	100	272	306	227	262	207	249	207	272
Discharge under pump mode	m ³ /s	125	150	210	240	70	182	204	152	175	138	166	138	
Number of unit	unit	3	2	5	2	2	2	2	2	3	6	9	6	5
Number of tunnel		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Length of tunnel	m	3,200	1,345	1,560	1,260	1,900	1,980	1,540	1,300	1,295	4,250	5,400	4,950	1,760
Inside diameter	m	5.5	7.0	7	7.5	5.5	7.0	6.5	6.5	7.0	6.5	6.5	6.5	7.0

(Source: PECC1 揚水地点調査報告書 (第1次))

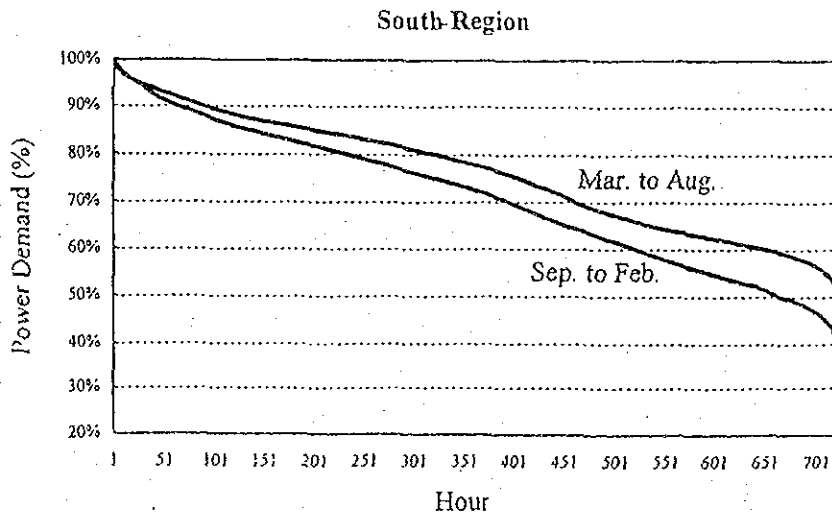
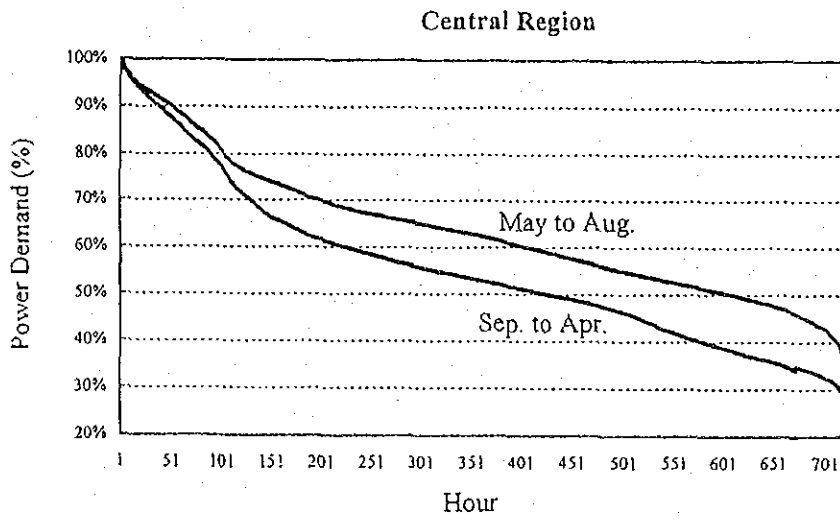
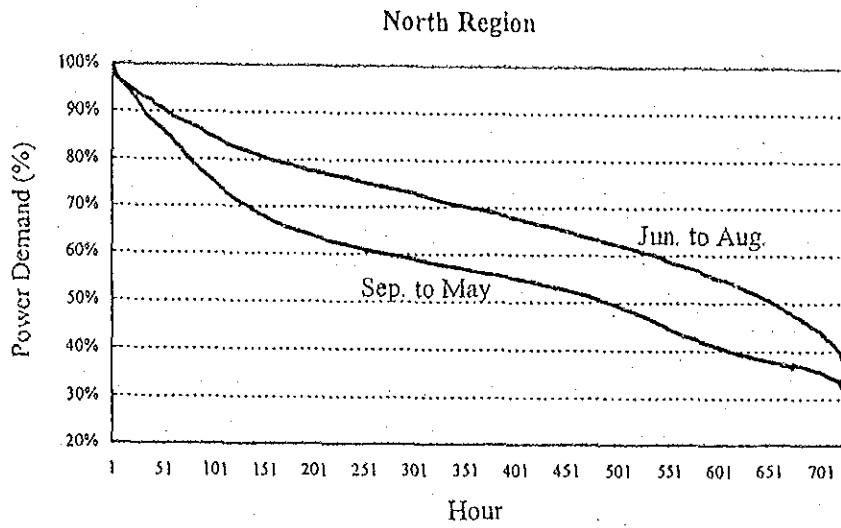
表 3.4.2. ECONOMIC ANALYSIS FOR PROJECTS' RANKING

No	Project's name	N _{installed} (MW)	K _n .10 ⁶ (D/KW)	Total Investment (10 ⁹ VND)	Relative criteria		Absolute criteria	
					B/C	EIRR(%)	B/C	EIRR(%)
1	Long Khua	1000	5.947	5,947.047	1.27	46.93	1.39	16.50
2	Vinh Quang	1000	6.410	6,410.456	1.22	36.02	1.33	15.46
3	Se San	400	6.907	2,762.945	1.19	41.10	1.32	15.67
4	Suoi Bang	1500	6.617	9,926.223	1.20	31.91	1.31	15.04
5	D'Ran	600	7.065	4,238.736	1.14	23.89	1.31	15.65
6	Yen Chau	1500	7.524	11,286.197	1.11	18.90	1.26	14.49
7	H'Bong	400	7.743	3,097.093	1.11	22.37	1.23	14.04
8	Buon Gia	500	8.041	4,020.682	1.06	14.05	1.21	13.56
9	Quang Khe	600	7.971	4,782.764	1.05	14.99	1.17	12.71
10	S.Ba Thuong	400	9.226	3,690.262	1.00	10.02	1.11	11.81
11	Song Cau	500	9.726	4,862.603	1.01	10.95	1.07	11.22
12	Ban Van	800	9.694	7,754.928	1.01	10.64	1.04	10.57
13	Bao Loc	300	11.923	3,576.930	1.00	10.14	0.90	8.54

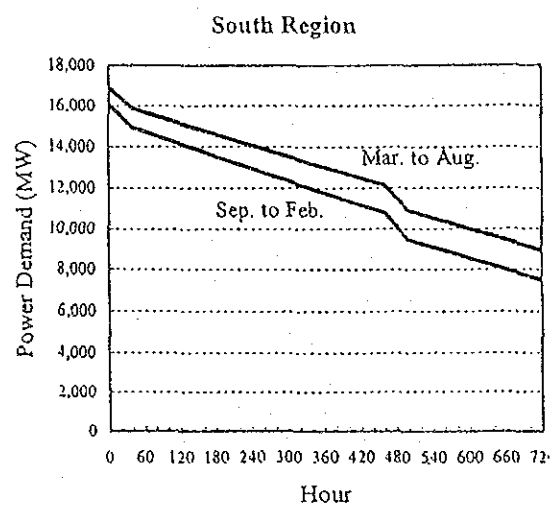
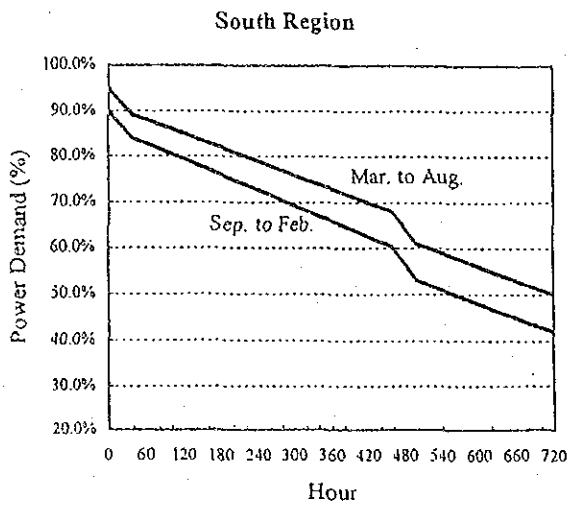
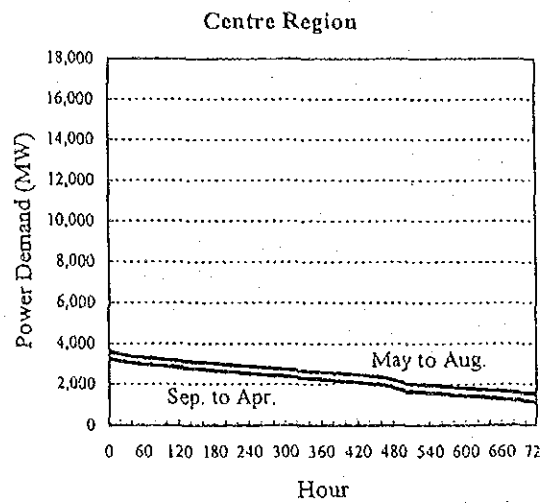
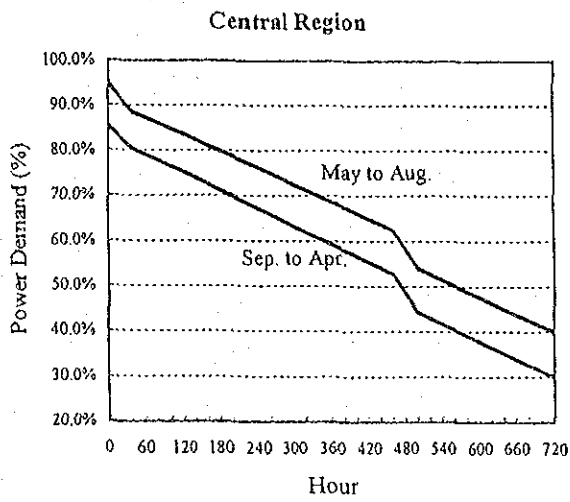
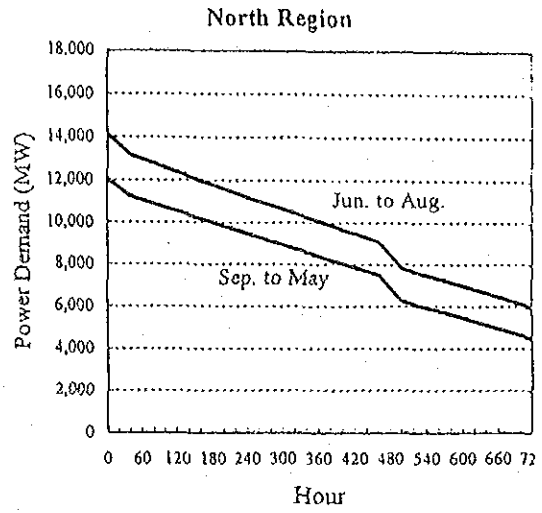
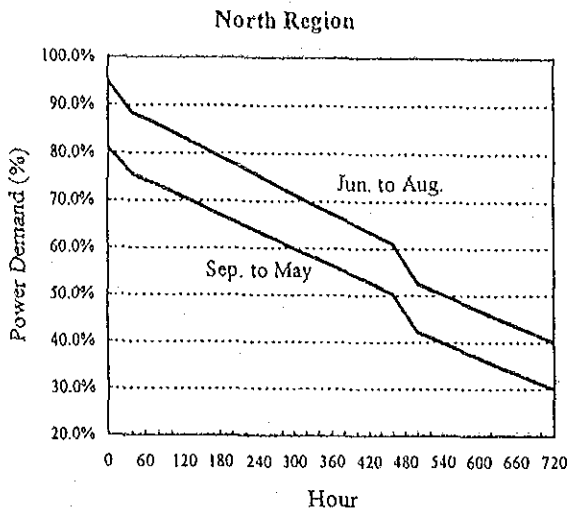
Notes:

- Relatively criteria is the results taken from economic analysis of the projects in comparison with combined-cycle thermal power plants which have the same capacity.
- Absolutely criteria is the results taken from the direct economic analysis method(between benefits and costs)

(Source: PECCI 揚水地点調査報告書 (第1次))



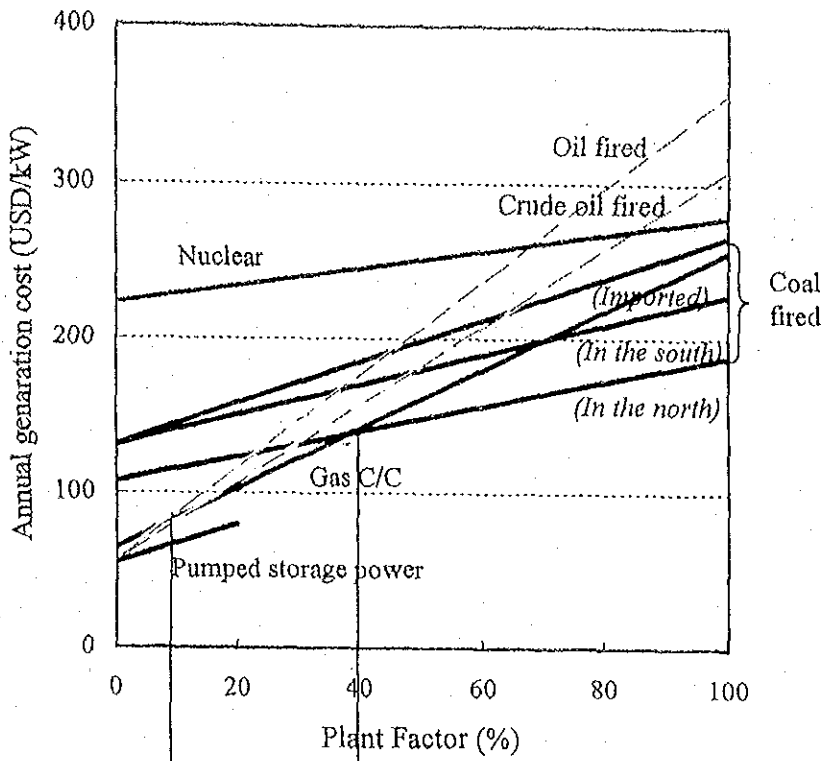
(Source: JICA Experts (Mr.Ito) overview on VIETNUM Power System Development Plan ,12/2000)
 3.4.1. Monthly Normalized Duration Curve by seasons 1998



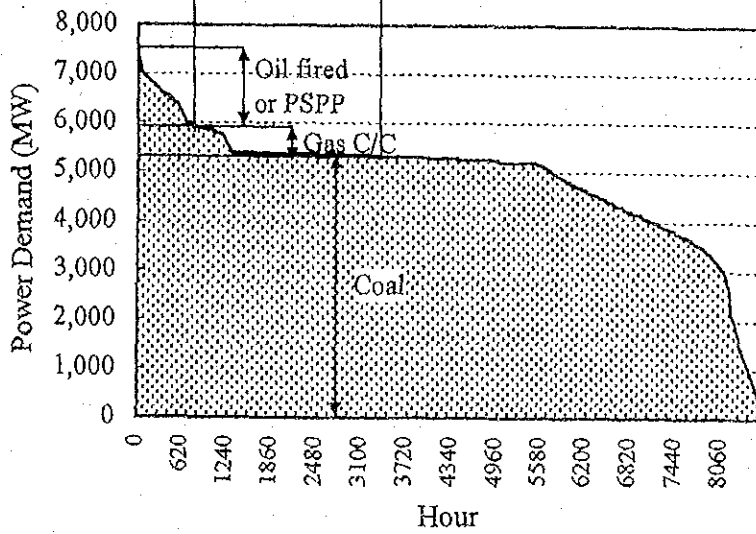
(Source: JICA Experts (Mr.Ito) overview on VIETNAM Power System Development Plan ,12/2000)

图 3.4.2. Forecast of Duration Curve in 2020

Comparative Cost Estimate



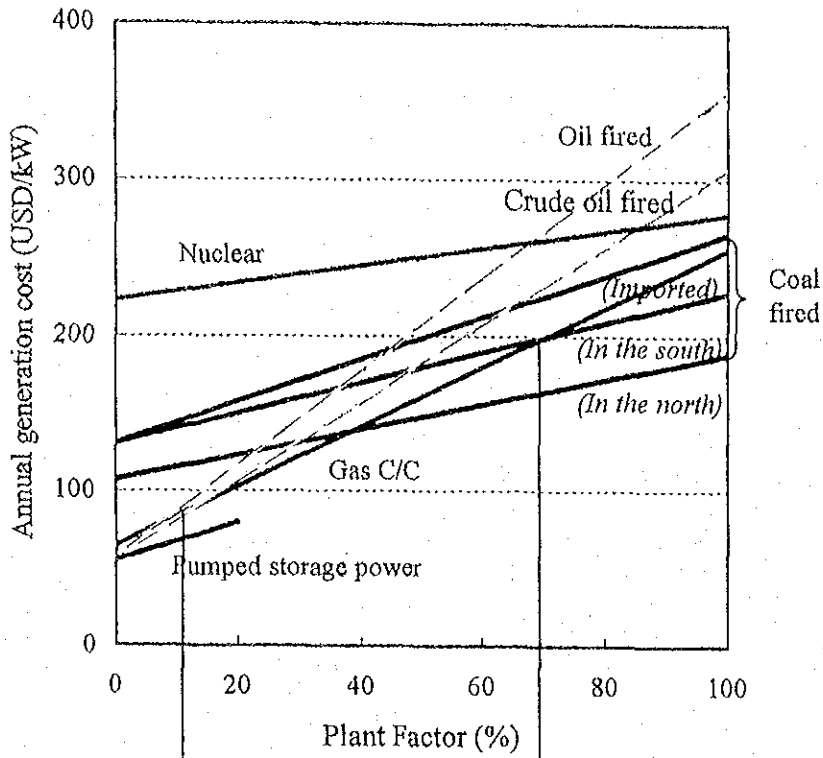
Annual Rest Demand Duration Curve



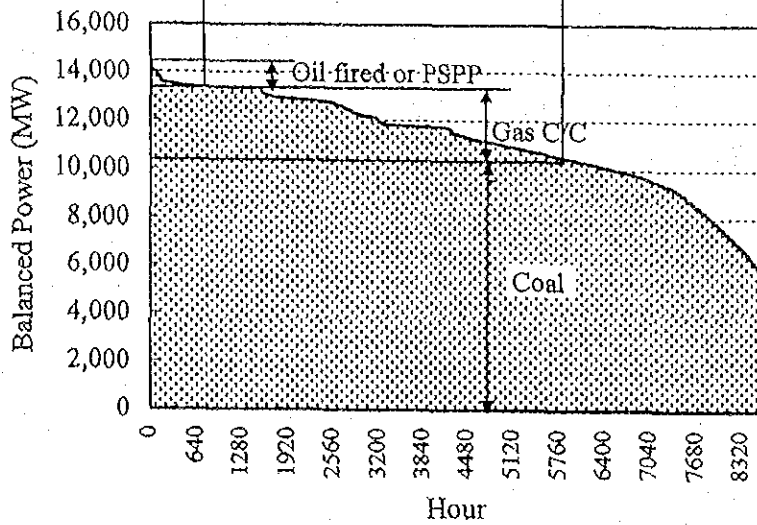
(Source: JICA Experts (Mr.Ito) overview on VIETNUM Power System Development Plan ,12/2000)

图 3.4.3 . Economical share by power sources in North Region

Comparative Cost Estimate



Annual Rest Demand Duration Curve



(Source: JICA Experts (Mr.Ito) overview on VIETNAM Power System Development Plan ,12/2000)

图 3.4.4. Economical share of power sources in Central & South Region