

### 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 電力需要予測の現況と評価

##### (1) 電力消費量予測の妥当性検証

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、回帰分析により 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。

IE の電力消費量予測の検証結果を図 3-1 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。

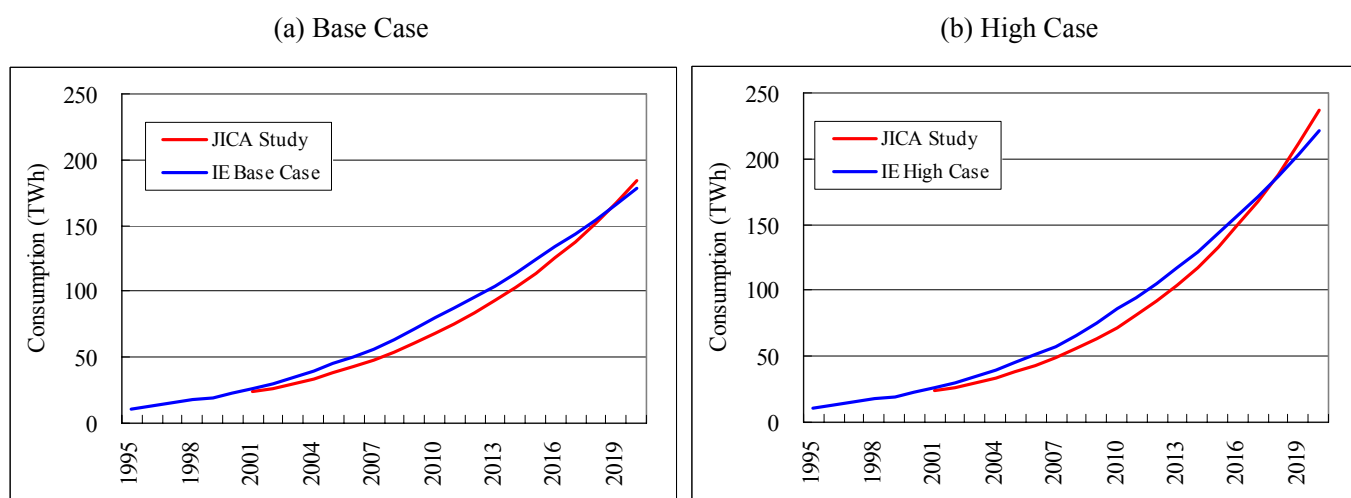


図 3-1 IE による電力消費量予測の検証結果

##### (2) 日負荷曲線の予測

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。

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。予測結果を以下の各図に示す。

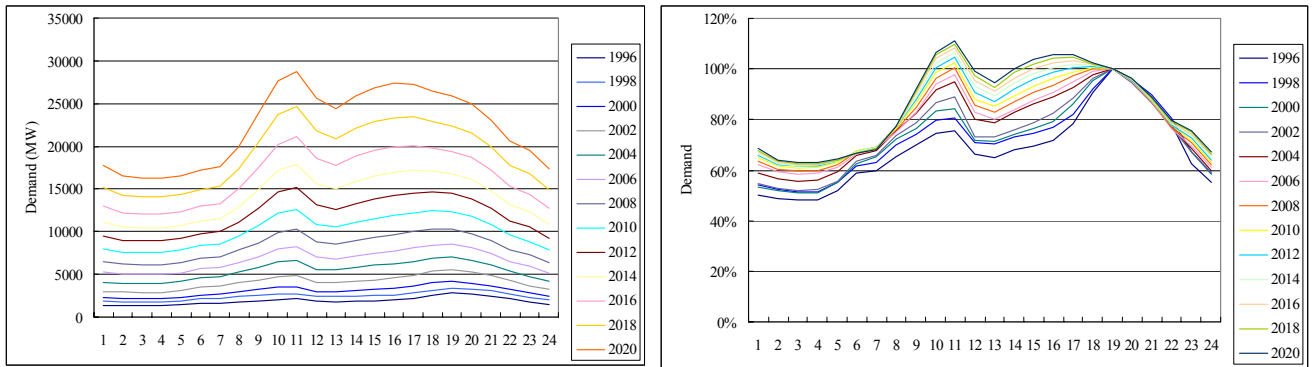
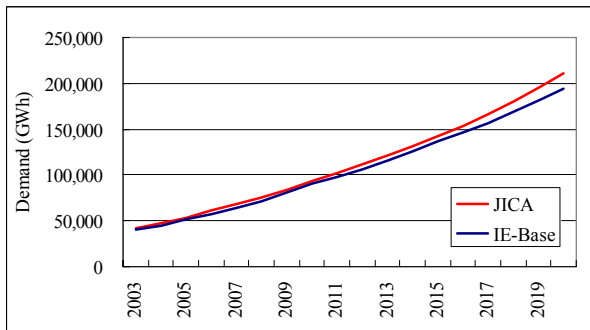
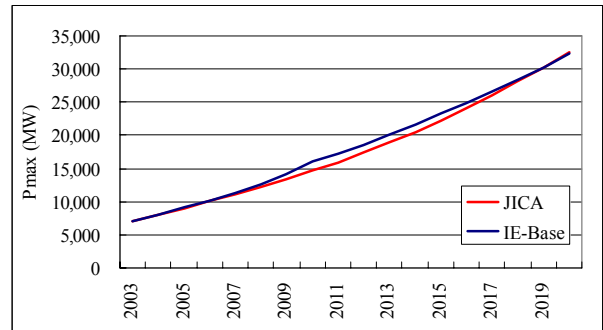


図 3-2 年平均日負荷曲線予測（全国）

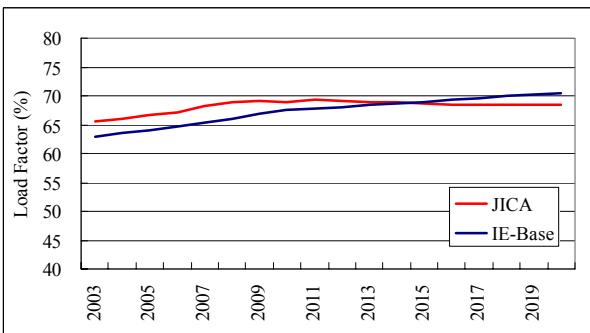
(a) 年間発電電力量



(b) 年間最大電力



(c) 年間負荷率



(d) 月別最大電力・電力量（2020年）

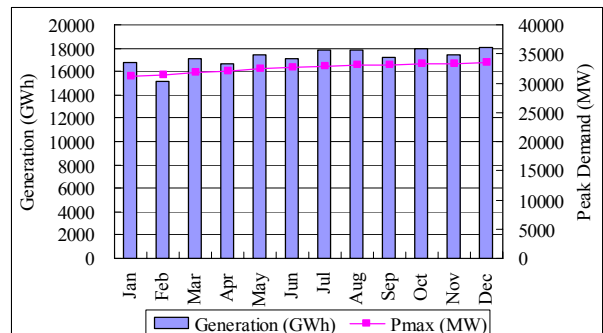


図 3-3 発電電力量・最大電力及び年間負荷率の予測（全国）

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。
- 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。

### 3.2 電源開発計画の現状と評価

#### (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）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3-4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。

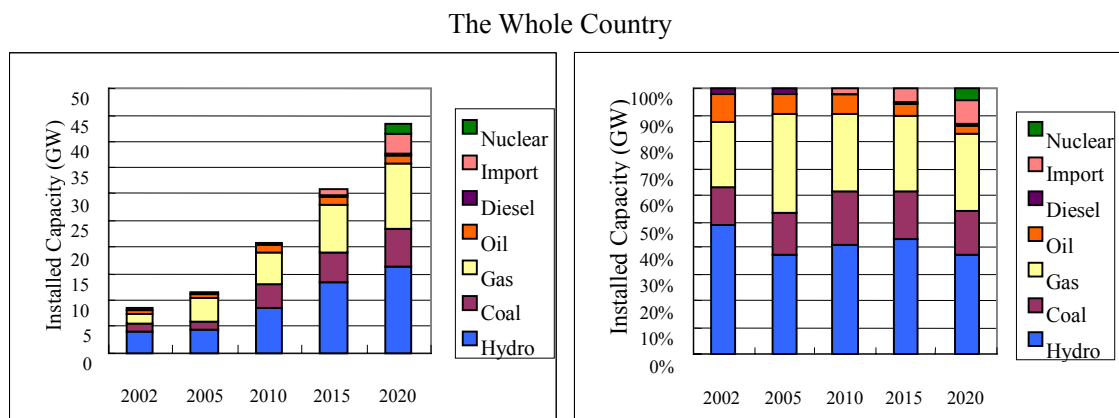


図3-4 電源開発計画（第5次マスタープラン改訂版：ベースケース）

## (2) 需給バランス

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、Hoa Binh 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3-5に示す。

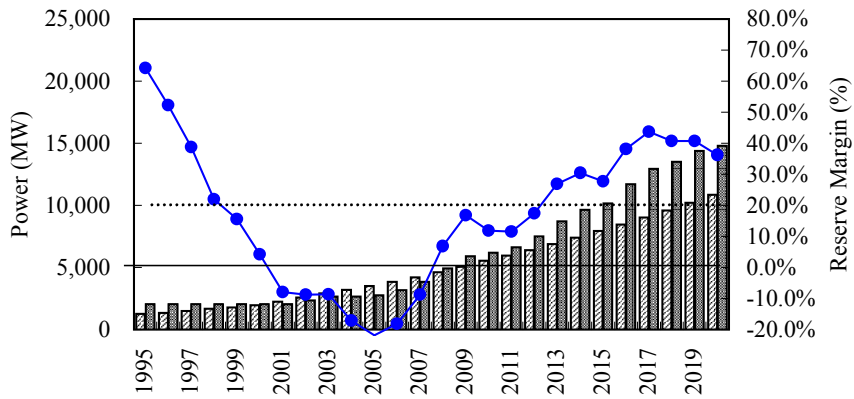
この図から需給バランス上は、以下の重要課題があることが判る。

- ・ 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。

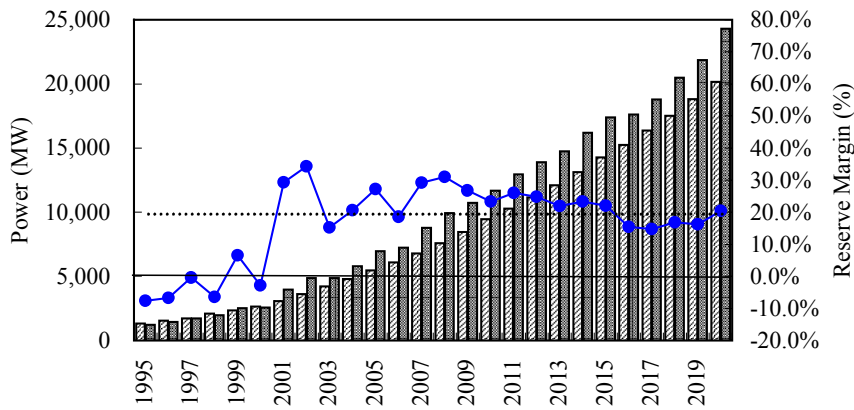
この2004-2006年の北部における深刻な電力危機を回避するための対応策としては以下の2案が考えられる。

- 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。早急に実施すれば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**

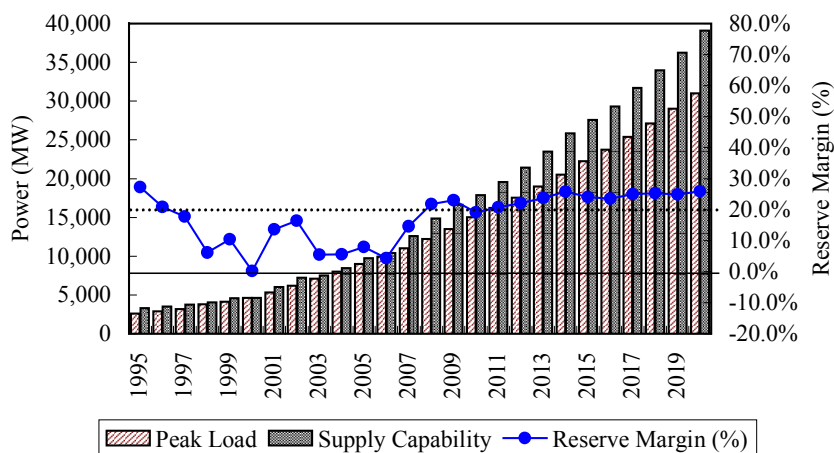


図 3-5 需給 (kW) バランス (第 5 次マスタープラン改訂版)

### 3.3 送電システム拡充計画の現状と評価

#### (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 3-6 に示す。

#### (2) 送電システム拡張計画の評価

##### a. 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。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。

##### b. 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 3-1 に示す。

表 3-1 500 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

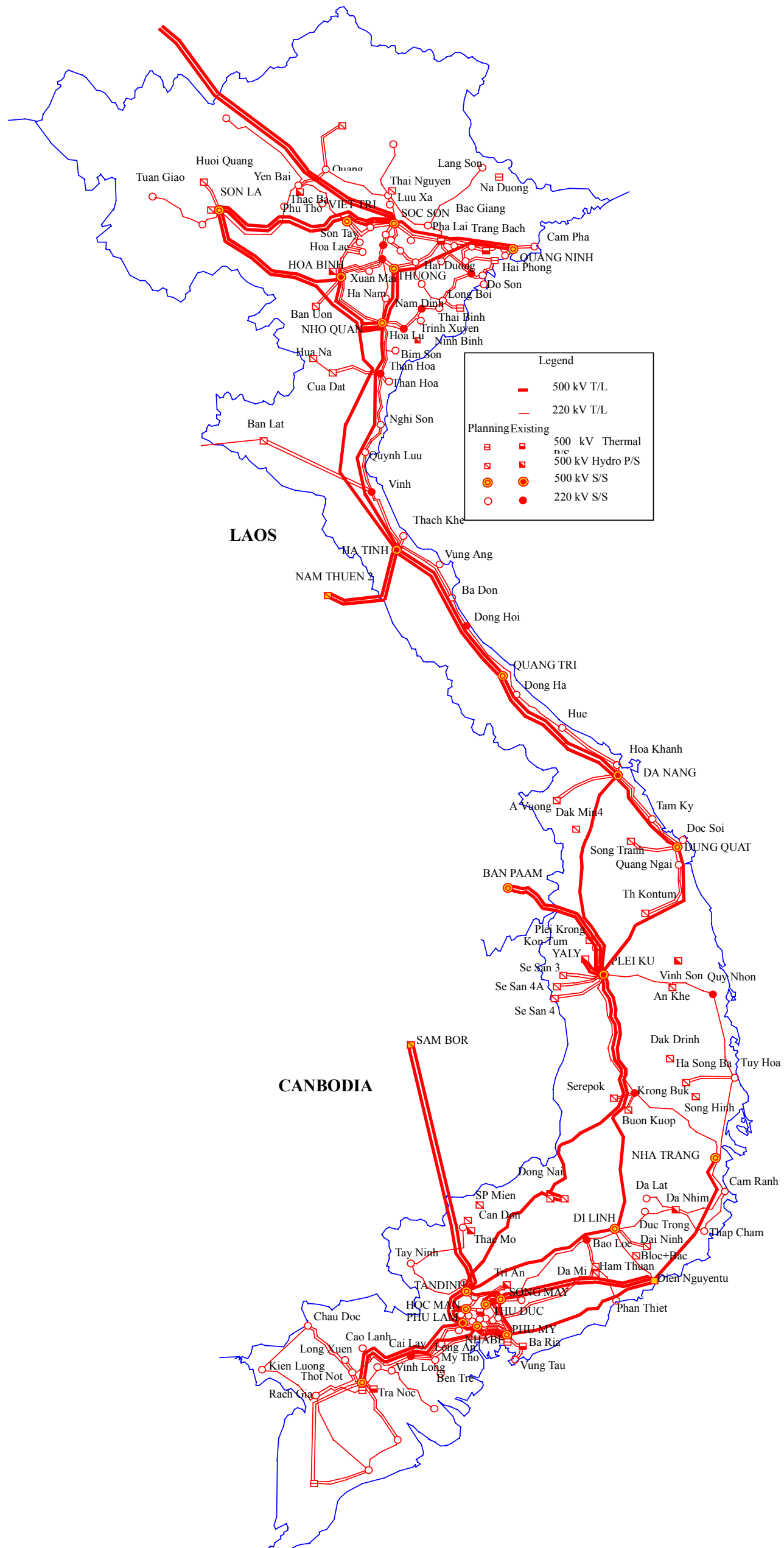
##### c. EVN の設備計画基準

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。



Source: IE

図 3-6 2020 年のベトナム国の電力系統

## 第4章 揚水素材地点の抽出・評価

### 4.1 揚水発電所の機能と役割

揚水発電所は、深夜などの電力があまり使われていない時に電気を貯蔵して、ピーク時など電気を必要とする時にこの貯蔵した電力を利用することで、需要と供給のバランスを調整して、ピーク時とオフピーク時の電力需要の格差を小さくすることが出来る(図4-1)。つまり、揚水発電所は、電力消費の時々刻々の変動を平準化するという役割を担うものである。

この負荷平準化により、これまで頻繁に起動停止および出力調整しなければならなかった他の電源が定格出力で長時間運転することが可能となるため、燃料効率が向上する。さらに、これに伴う発電単価の安いベース電源の発電比率の増大が図れることにより、系統全体の発電経費が減少するという経済効果もある。

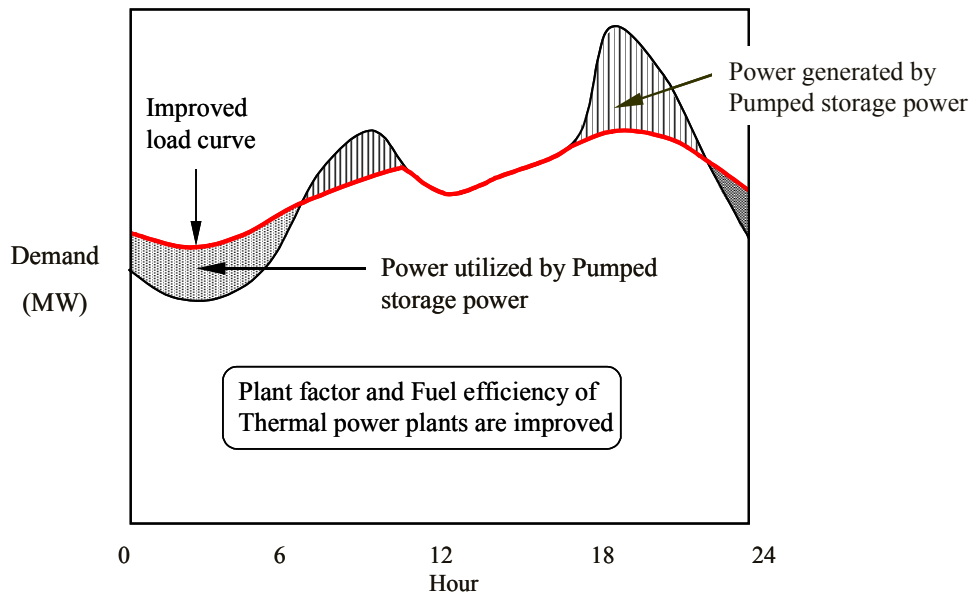


図 4-1 揚水発電所による日負荷曲線の平準化

### 4.2 揚水素材地点の抽出

ピーク対応電源の選定は、種々の候補電源の調整可能量、負荷追従特性、効率や発電原価等を調査し、評価することが必要である。また、ピーク対応電源の候補である揚水発電については、ベトナム国に現有しないから、今回の調査において素材地点の抽出・評価を実施し、他のピーク対応電源と比較検討するための基礎資料を得ることとする。



## (1) 揚水発電開発候補地点選定基準の設定

揚水発電開発候補地点の選定に際しては、当該国の特殊事情も勘案の上、揚水発電開発候補地点選定基準を表 4-1 に示すとおり設定した。

表 4-1 揚水開発地点の選定基準

	Issue	Item	Criteria	Status
Technical	Generation plan	- Peak duration time	- 7hrs	○
		- Installed capacity	- 400 - 1,000MW	○
	Technical constraints of Power facility	- Design head	- Less than 750m of maximum head	○
		- K Value	- Less than 1.25	○
		- Max. utilizing water depth of pond	- Less than 30m (40m in case of full facing pond type)	○
Location / Layout	- Catchment area	- More than 30km <sup>2</sup> (total of upper, lower dams and diverted)	○	
		- Dam crest length	- Less than 500m	○
		- Dam height	- Less than 180m (Rockfill type)	○
		- Length of water way	- Less than 10km	○
		- L/H	- Less than 15	○
- Overburden of underground power cavern	- Less than 500m	●		
Geological conditions	- Active fault	- Avoid the zone of active faults and those of Quaternary Era	●	
	- Base rock conditions especially for underground power cavern	- Avoid the area of Quaternary Era and weak and unconsolidated strata	●	
Environmental	Natural	- Protected Area (e.g. Natural Parks)	- Beyond the confines of Protected Areas (Natural Parks and Nature Reserves)	○
		- Endangered species	- Avoid the critical habitats of important fauna and flora	●
	Social	- Mining right	- Avoid the area of mining concession	●
- Historical and Cultural heritage	- Avoid being submerged	●		
- Houses to be submerged	- Necessary to consider	●		

○ : considered in primary project finding stage

● : studied in site survey stage

## (2) 図上検討

ベトナム側が揚水発電マスタープランの中で提案している 12 地点について、上記選定基準に基づき、1/50,000 地形図を使用して図上検討を行い、実施可能性をレビューした。また、上記選定基準に基づき 1/50,000 地形図を使用して図上検討を行い、調査団として新たな有望サイトを抽出した。その結果 38 地点が抽出され、上記選定基準に基づく一次評価の結果 26 地点が有望サイトとして抽出された。

さらに、この 26 地点を対象に以下の観点から評価を行い、表 4-2 に示す 10 地点を 1 次現地調査地点として選定した。

- 1) 各地点の建設費
- 2) 需要地・500kV 変電所からの距離
- 3) 現地までの道路交通事情

表 4-2 現地調査実施地点

No.	Location map	East Longitude	North Latitude	Elevation of reservoir				Max. head	longitudinal length(L)	L/H	Cost (M US\$)	(*1000m3)			K Value
				Upper HWL	Upper LWL	Lower HWL	Lower LWL					Dam Vol. UP	Dam Vol. LOW	Dam Vol. Sub	
JN18	N 6050-IV	105:13	20:50	700	670	115	80	620	6100	9.8	740	800	HoaBinh	0	1.19
P5	N 5950-I	104:54	20:57	660	620	115	80	580	2250	3.9	760	Pond	HoaBinh	0	1.22
JN5	N 5951-III	104:32	21:08	750	720	150	120	630	2800	4.4	770	2,700	1,600	700	1.18
JS11	S 6531-I	107:51	11:18	1040	1010	400	370	670	5000	7.5	780	2,100	1,700	0	1.17
P11B	N 5950-I	104:50	21:00	650	610	115	80	570	2650	4.6	780	Pond	HoaBinh	0	1.23
JN6	N 5951-IV	104:39	21:19	800	770	300	270	530	5600	10.6	810	3,200	1,900	0	1.20
JN3	N 5951-II	104:47	21:13	900	870	360	330	570	3350	5.9	820	2,400	5,000	0	1.19
JS6	S 6732-I	108:47	11:57	620	580	200	180	440	2600	5.9	840	Pond	1,400	0	1.23
JN1	N 5950-I	104:50	20:59	1000	960	300	270	730	2450	3.4	880	Pond	10,600	0	1.18
JN9	N 5851-I	104:20	21:20	1200	1170	500	470	730	4600	6.3	890	9,300	3,000	0	1.16

### (3) 第 1 次現地調査

第 1 次現地調査地点に選定された 10 地点について、図上検討の際に抽出された立地地域及びその周辺地域の自然・社会環境や土地利用状況等の課題、地形地質上の課題等を整理し、現地踏査で明らかにすべき事項を明確にした上で現地調査を実施した。

調査結果に基づき、各地点の概略設計を再評価し、概算工事費を見直すと共に、ガスタービン火力を代替電源とした経済計算 (B/C) により経済性の評価を行った。また、自然社会環境に関しては、地点の優位性を定量化して評価し、総合評価した。

この結果、総合 A ランク以上の地点 (P5, P11B, JN3, JN5, JN6, JS6) の中から 4 地点を、第 2 次現地調査対象地点として選定した。

表 4-3 第 1 次現地調査結果集約表

Project Site Name	(P5)	(P11B)	(JN1)	(JN3)	(JN18)	(JN5)	(JN9)	(JN6)	(JS6)	(JS11)
Economic Value (US\$/kW)	750	770	910	760	790	680	820	760	730	820
B / C	1.10	1.08	0.93	1.09	1.05	1.20	1.02	1.09	1.13	1.02
Tentative evaluation scores of Environmental Assesment	1.0	1.0	2.0	1.2	1.9	1.2	1.7	1.4	2.0	1.4
Priority Rank	<b>AA</b>	<b>A</b>	<b>C</b>	<b>AA</b>	<b>B</b>	<b>AA</b>	<b>B</b>	<b>A</b>	<b>A</b>	<b>B</b>

表 4-4 総合評価基準

評価ランク	基準
AA	自然社会環境面・技術面とも特に課題が認められず、経済性に優れる
A	経済性に優れるが、自然社会環境面または技術面に軽微な課題がある
B	経済性は確保されるが、自然社会環境面または技術面に課題がある
C	経済性に劣る、または自然社会環境面・技術面に大きな課題がある

#### (4) 第 2 次現地調査

第 1 次現地調査の結果において課題とされた事項について、詳細に調査することを目的として、第 2 次現地調査を実施した。

##### a. 現地調査結果と優先開発候補地点の絞り込み

第 2 次現地調査において抽出された各地点の重点課題を整理するとともに、重点課題に対する今後の対応をとりまとめた結果を表 4-5 に示す。

P5 地点については、技術的に致命的な課題を有しており、抜本的な見直しが必要なことから、優先開発候補地点から除くこととし、残りの 3 地点を候補地点として選定した。

##### b. 現地調査結果に基づく設計・計画の見直し

第 2 次現地調査を実施した 4 地点のうち、抜本的な計画の見直しが必要な P5 地点を除く 3 地点について、現地踏査で得られた地形・地質等の評価、および住民に対するインタビュー等によって得られた情報に基づき、設計・計画の見直しを実施した。

また、この時点で地点名を、各 District 名に変更した(JN3 (Phu Yen East), JN5 (Phu Yen West), JS6 (Bac Ai))。

表 4-5 第2次現地調査で判明した主な課題

地点	重点課題	重点課題に対する今後の対応	評価	
JN3	地質設計	➢ 下部ダム地点の河川流量が少なく、初期湛水に長期間を要する。	➢ 河川流量の実測および評価	○
	環境	社会環境 ➢ 下部貯水池によって一村落（37戸、140人）が農耕地・家屋の水没など甚大な影響を受ける。 ➢ 上・下ダムそれぞれ一村落ずつが、建設予定地点に近接しているため、影響を受けると考えられる。 自然環境 ➢ Mua川の一支流が下部ダムにより喪失する。 ➢ 上部ダム・貯水池周辺にある比較的良好な森林が二次的な影響を受けると考えられる。	社会環境 ➢ 具体的な影響を明らかにするための社会環境調査  自然環境 ➢ 具体的な影響を明らかにするための調査	
JN5	地質設計	➢ 下部ダムと Hoa Binh ダム湖の関係、上部貯水左岸やせ尾根部からの漏水等、地形図精度によって影響を受ける設計課題がある。	➢ 現地測量による地形図の精度向上、および設計の見直し	○
	環境	社会環境 ➢ 下部ダム・貯水池により、四村落（計306戸、1680人）が農耕地・家屋の水没など甚大な影響を受ける。その内一村落は Hoa Binh ダム建設の際、現在の場所に移転してきた。 ➢ 下部ダムへのアクセス道路沿いの四村落が影響を受けると考えられる。 自然環境 ➢ 下部ダム・貯水池によって Sap 川水系生態系が甚大な影響を受ける可能性が高い。	社会環境 ➢ 具体的な影響を明らかにするための現地調査 ➢ 民家・田畑を避けた道路ルートを選定等の緩和策検討 自然環境 ➢ 具体的な影響を明らかにするための調査	
P5	地質設計	➢ 岩盤の透水性が高く、地下発電所空洞等の建設/維持管理が困難 ➢ 放水口予定地背面に涯錘堆積物が広く、厚く分布しており、建設が困難	➢ <b>原計画の放棄、大幅な計画レイアウトの変更</b>	×
	環境	社会環境 ➢ 上部貯水池によって一村落（15戸、60人）が農耕地・家屋の水没など甚大な影響を受ける。Hoa Binh ダム事業によって現地へ移住してきた住民である。 ➢ 放水口へのアクセス道路沿いの二村落が影響を受けると考えられる。	社会環境 ➢ 具体的な影響を明らかにするための現地調査	
JS6	地質設計	➢ 灌漑ダム計画と競合する。	➢ 灌漑ダム計画との調査	○
	環境	社会環境 ➢ 下部ダム・貯水池によって一村落（63戸、330人）が農耕地・家屋の水没など甚大な影響を受ける。 自然環境 ➢ 国際的に重要な陸域生態系に直接的（限定的影響）、間接的な影響がある。 ➢ 下部ダム・貯水池によって Cai 川の水系生態系が甚大な影響を受ける。影響は川の下流部まで及ぶ可能性がある。	社会環境 ➢ 具体的な影響を明らかにするための現地調査 自然環境 ➢ 具体的な影響を明らかにするための現地調査	

○：次のステップへ移行可

×：致命的な課題があり、開発困難

### 4.3 優先揚水発電開発施設の概念設計

前項 4.2 で選定された優先揚水発電所開発候補地点のうち、最も開発優先度の高い Phu Yen East 地点について、1/50,000 地形図に基づき最適開発規模の検討、設備概念設計を行い、レイアウト等の最適化を図るとともに、概算事業費を算定した。また、経済財務面から地点の評価を行うとともに、プロジェクトの実施工程を立案した。

なお、その他の優先開発候補地点である Phu Yen West, Bac Ai 地点については、Phu Yen East 地点に準じて、設備出力を 1,050MW として設備概念設計を行い、概算工事費を算定した。

#### (1) 最適開発規模の検討結果

Phu Yen East 地点においては、設備出力 1,200MW(400MW\*3 台)、池時間 7hr のケースが、B/C が 1.17(揚水原資；石炭)、1.47(揚水原資；一般水力)で、最適開発規模となった。

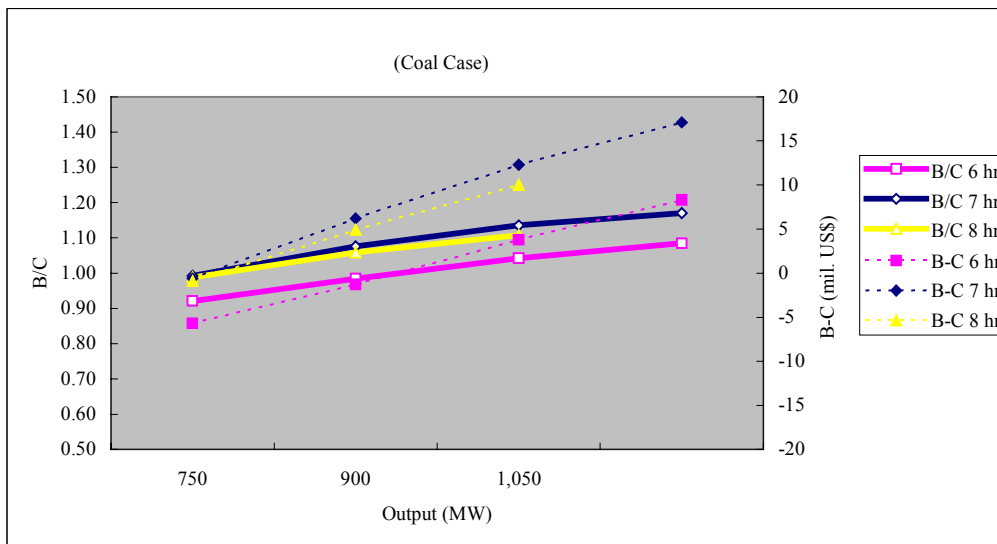


図 4-2 最適開発規模の検討結果

**(2) 優先揚水発電所開発候補地点の概念設計**

Phu Yen East 地点について、概念設計を実施した結果の計画諸元を表 4-6 に示す。

概念設計における前回との相違点は、上部調整池と下部調整池を結ぶ水路が最短になるように一直線上に見直したこと。また、地下発電所は地山被りが極力小さくなるように上流側へ移動させたこと。さらに、これに伴い、水圧鉄管も短くしたことである。

表 4-6 Phu Yen East 地点の計画諸元

Description	Unit	Phu Yen East PSPP	
<b>General</b>			
Installed Capacity	P	MW	1,200
Designed Discharge	Qd	m <sup>3</sup> /s	271
Effective Head	Hd	m	559
Peak Duration Time		hr	7
<b>Upper Reservoir</b>			
Type	—		Full Face Pond (Asphalt)
H.W.L. / L.W.L. / Usable Water Depth		m	880 / 850 / 30
Effective Reservoir Capacity		mln. m <sup>3</sup>	6.9
<b>Lower Reservoir</b>			
Type	—		Concrete Gravity
H.W.L. / L.W.L. / Usable Water Depth		m	277 / 270 / 7
Effective Reservoir Capacity		mln. m <sup>3</sup>	6.9
<b>Waterway</b>			
Penstock	L (m) × n	m	5.9 × 1,400 × 1
Tailrace	L (m) × n	m	7.3 × 2,300 × 1
Total Length	Lt	m	3,700
<b>Powerhouse</b>			
Type	—		Egg-shape (Underground)
Cavern Volume		m <sup>3</sup>	185,000
<b>Pump-Turbine</b>			
Type	—		Single-Stage Francis
Number		Unit	3
Unit Generation Capacity		MW	400
	Lt / Hd		6.6

**(3) 概算事業費の算出**

1/50,000 地形図と現地踏査から得られた情報から概念設計を実施し、これを基に工事数量を算出し、概算工事費を算定した結果を表 4-7 に示す。

表 4-7 Phu Yen East 地点の概算工事費

Cost Items	Cost (1,000US\$)	Note
I .Cnstruction Cost	575,574	
II .Engineering Service	43,168	
III .Administration Expense	2,878	
IV .Land Compensation and Resettlement	2,898	
V .Others (VAT)	29,943	
VI .Physical Contingency	65,446	
Total Project Cost	719,907	Except transmission line
Unit Cost (US\$/kW)	600	Output; 1,200MW

**(4) PSPP プロジェクトの財務評価**

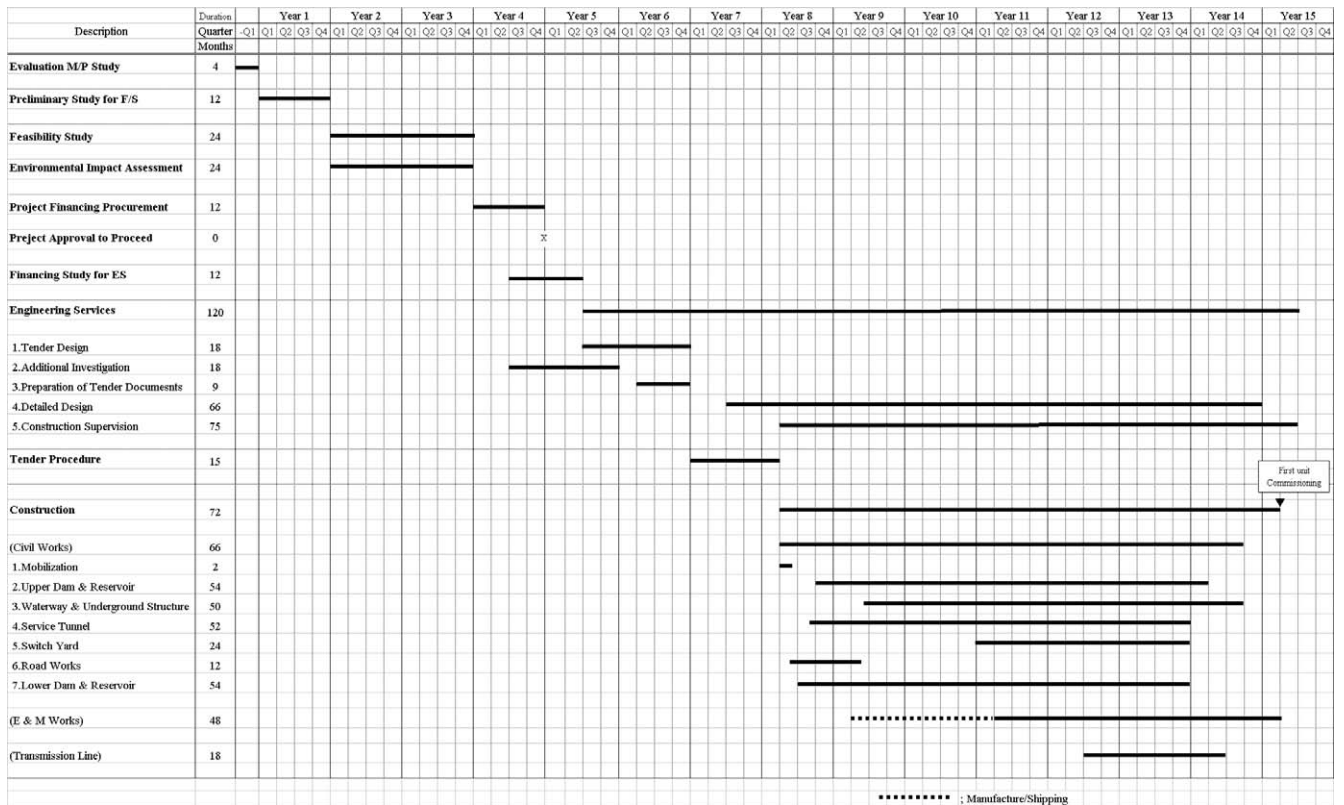
Phu Yen East の開発計画は、kW ピーク需要対応型電源としての役割を担い、新たに 960GWh の年間発生電力量を生み出すことができる。この増加電力量をピーク時間帯に買電し、その電気料金収入を便益として、FIRR の算出を行った。その結果、揚水原資を石炭とした場合は 6.1%、一般水力の場合は 7.8%であり、本開発計画は、財務面でも実施可能性を有している。

**(5) PSPP プロジェクトの標準開発工程**

PSPP プロジェクトの標準開発工程を表 4-8 に示す。

これによると、F/S 開始から発電所運転開始まで最短でも 14 年間必要であり、本 M/P に引続き、次年度より F/S のためのコンサルタント選定を開始した場合でも、初号機の完成は 2019 年度となる。

表 4-8 PSPP の標準開発工程



## 第5章 各種電源のピーク供給力としての導入可能性

### 5.1 一般水力のピーク化

#### (1) 既設水力発電所の運用状況と開発計画

ベトナムでは、100MW を越える大規模水力発電所 8 箇所 (3,945MW) が現在稼働中であるが、この中には、雨期に無効放流（発電利用されずダム洪水吐から放流）が発生しているものがある。

この無効放流量の有効活用の観点から Be 川水系の Thac Mo 発電所では、増設計画の F/S が日本 (JETRO) の技術協力により実施され、その結果 75MW の増設計画が第 5 次マスタープラン改訂版に織り込まれた。

本調査では、水資源有効活用の観点から、Hoa Binh に次ぐ規模の既設発電所である Tri An 発電所の増設の可能性検討を行うとともに、ピーク電源として計画されている大規模一般水力の個別地点 (Huoi Quang、Ban Chat) について、他のピーク電源（揚水含む）と比較することによって、ピーク電力としての経済性を評価した。

#### (2) 既設 Tri An 水力発電所増設計画に関わる概略検討

##### a. 既設 Tri An 水力発電所の概要

既設 Tri An 発電所は、ホーチミン市に近い Dong Nai 川下流域に位置しており、1991 年に完成した貯水池式水力発電所である。

主要構造物は、Dong Nai 川を堰き止める高さ約 45m の主ダム、3 つの副ダム、4 条の埋設式水圧鉄管及び 400MW (=100MW×水車発電機 4 台) の発電所から成る。貯水池は 323km<sup>2</sup> の湛水面積（満水位時）を有し、その有効容量約 25 億 m<sup>3</sup> である。

表 5-1 Tri An 水力発電所の主要諸元

Installed capacity (MW)	400
Plant Discharge (m <sup>3</sup> /s)	880
Effective head (m)	52
Annual generated energy (GWh)	1,700
Plant Factor (%)	49

##### b. 増設計画の発電便益推定のための Tri An 貯水池運用シミュレーション

増設計画により得られる発電便益 (90%保証出力及び年間発生電力量) を推定するため、Tri An 貯水池運用シミュレーションを実施した。このシミュレーションの実施に当たっては、既設 Tri An 発電所の上流に位置する下記水力発電プロジェクトの影響も考慮した。

- Ham Thuan - Da Mi 水力発電計画……………2001 年より運転開始
- Dai Ninh 水力発電計画……………建設中
- Dong Nai No.3 & 4 水力発電計画……………計画中



増設規模は既設の単機容量と同じ 100MW とし、シミュレーションを実施した結果、Tri An 貯水池の 95%保証流量は 327m<sup>3</sup>/s となった。

増設計画が「ない場合(Without Extension)」(既設発電所のみ)と「ある場合 (With Extension)」で実施し、それぞれの発電便益の差分を、増設計画による便益として評価した。その結果は、表 5-2 に示す通りである。

表 5-2 増設の有無による貯水池運用の検討結果

	Without Extension	With Extension	Extension Project
95%firm discharge (m <sup>3</sup> /s)	327		
Min. operation hours (hours)	8.9	7.0	7.0
Installed capacity (MW)	400	500	100
Effective head (m)	52	52, 47	47
Maximum Discharge (m <sup>3</sup> /s)	880	1,125	245
90% firm peak power (MW)	354	441	87
Generated energy (GWh/year)	1,863	1,952	89
Plant factor (%)	53	45	45
Rate of spillway discharge (%)	9.4	3.4	3.4

### c. 増設計画の実施可能性評価

前述の Phu Yen East 揚水発電地点の経済性評価と同様に、B/C 手法を用いて経済性を評価した結果、Tri An 増設計画の B/C 値は、1.42 となった。この B/C 値は、Phu Yen East 揚水発電地点の 1.47 (揚水原資：一般水力) とほぼ同等である。また、ピーク時間帯の電気料金収入を便益として計算した FIRR は 9.1% となり、タクモ増設計画の JETRO-F/S 調査で算定された 6.8% を上回った。したがって、本増設計画は、財務面でも実施可能性を有している。

## (3) 北部水力発電所開発計画レビュー

### a. Da 川電源開発計画

Da 川における発電所の開発は、既に開発が決定している Son La 発電所を含めて、表 5-3 に示す 4 発電所の開発計画が進められている。なお洪水容量は、Son La ダム完成後は Son La が 40 億 m<sup>3</sup>、Hoa Binh が 30 億 m<sup>3</sup> とすることで計画されている。

表 5-3 Da 川水系の水力発電開発計画

Project Name	unit	Hoa Binh (Existing)	Son La	Nam Nhun	Ban Chat	Huoi Quang
River System	-	Da	Da	Da	Nam Mu	Nam Mu
Province	-	Hoa Binh	Son La	Lai Chau	Lao Cai	Lao Cai
Catchment Area	km <sup>2</sup>	51,700	43,760	26,000	2,017	2,930
Installed Capacity	MW	1,920	2,400	1,200	200	560
Annual Energy	GWh	9,298	8,892	4,423	734	1,957
Effective head	m	109	99	96	96	181
Effective capacity of reservoir	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	5,650	5,871	759	1,380	126
Flood capacity	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	3,000	4,000	0	0	0
Dam type	-	Rock/Earth	Concrete	Concrete	Concrete	RCC

Source: PECCI

#### b. Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所の最適開発規模の検討

現状の Ban Chat, Huoi Quang ダム計画に基づき、Num Mu 川流量観測データから、流域換算によって算定した両ダム位置の月単位の流量データ(30 年間;1966 年～1995 年)を使用し、運用シミュレーションによって、Ban Chat, Huoi Quang 水力発電所の 90%保証流量ならびに発電電力量を計算した

まず、シミュレーションは、上流に位置する Ban Chat ダム貯水池のマスカーブを作成して 90%保証流量を算定し、これに基づいて 30 年間各月の発電電力量を算定した。下流の Huoi Quang ダムについては、Ban Chat ダムによる水運用を考慮して、Ban Chat ダム・発電所放流流量（シミュレーション結果）に残留域からの流入量を加えたものを各月の流入量とした。

#### c. 最適開発規模の選定

系統運用上必要な等価ピーク継続時間が変化すると最適開発規模も変化するため、等価ピーク継続時間が 7,6,5 時間の場合の Ban Chat, Huoi Quang 発電所の開発規模を変化させ B/C 値が最大となるケースを検討した。

図 5-1 には、後述する需給運用シミュレーション結果により得られた、系統上必要なピーク継続時間（7 時間）の場合の B/C、B-C 計算結果を示す。

左図に Ban Chat の出力を 200MW とした場合の Huoi Quang 発電所の計算結果を示す。右図に Huoi Quang の出力を 540MW とした場合の、Ban Chat 発電所の計算結果を示す。この結果より、Ban Chat, Huoi Quang 発電所の開発規模は、現計画どおり Ban Chat 200MW, Huoi Quang 540MW が適当であると考えられる。

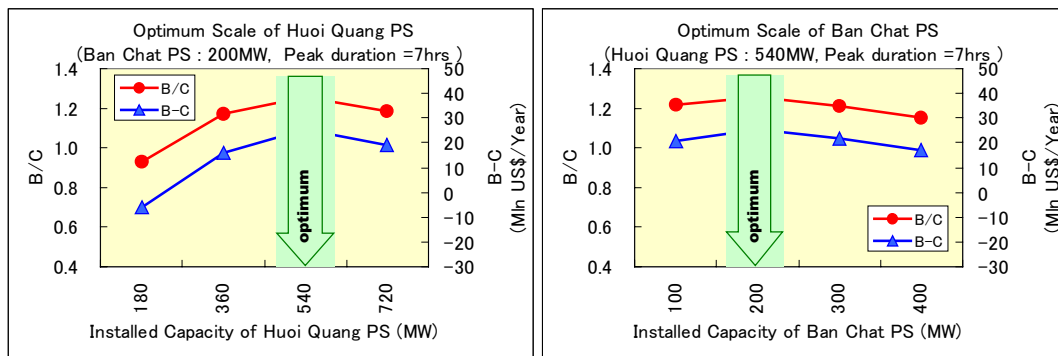


図 5-1 等価ピーク継続時間が7時間の場合の Ban Chat, Huoi Quang 発電所の開発規模

## 5.2 その他電源の導入可能性

### (1) 北部ガス火力の導入可能性

北部については、発電に利用可能なほどのガスの埋蔵量は確認されていないため、北部へのガス火力発電所の導入は、2020年まではないものとする。

### (2) 南部石炭火力の導入可能性

ベトナム南部における電源開発はガスに偏っているため、ガス資源の早期枯渇ならびに採掘、パイプライン費用の増大に伴うガス価格の高騰が危惧される。したがって、ここでは、豊富な北部の石炭資源を活用し、南部に石炭火力発電所を開発することにより、ベース供給力の増加を図り、ガス火力を本来のミドルならびにピーク供給力電源としての運用とすることの可能性を検討した。

ベトナム南部 (lat. 13° N以南) の海岸沿いの地形図 (1/50,000) を使用し、石炭火力発電所の開発候補地点として7地点を抽出した (図 5-2)。

さらに、その中から条件の良い Phong So 地点、Vinh Hy 地点及び Son Hai 地点の計3地点を選定するとともに、概略レイアウト、総工事費 (港湾設備、発電所本体) を算定し、送電端における発電原価を算出した。

なお、燃料は北部の国内炭 (無煙炭、亜瀝青炭 (紅河デルタ)) の2種類とし、北部から南部への海上輸送は輸出用の 30,000~50,000DWT 石炭船を想定し、港湾設備を検討した。北部国内炭の海上輸送費は、Vinacoal からのヒアリングにより得られたホーチミン市までの輸送費 7.0USD/ton をベースに検討した。

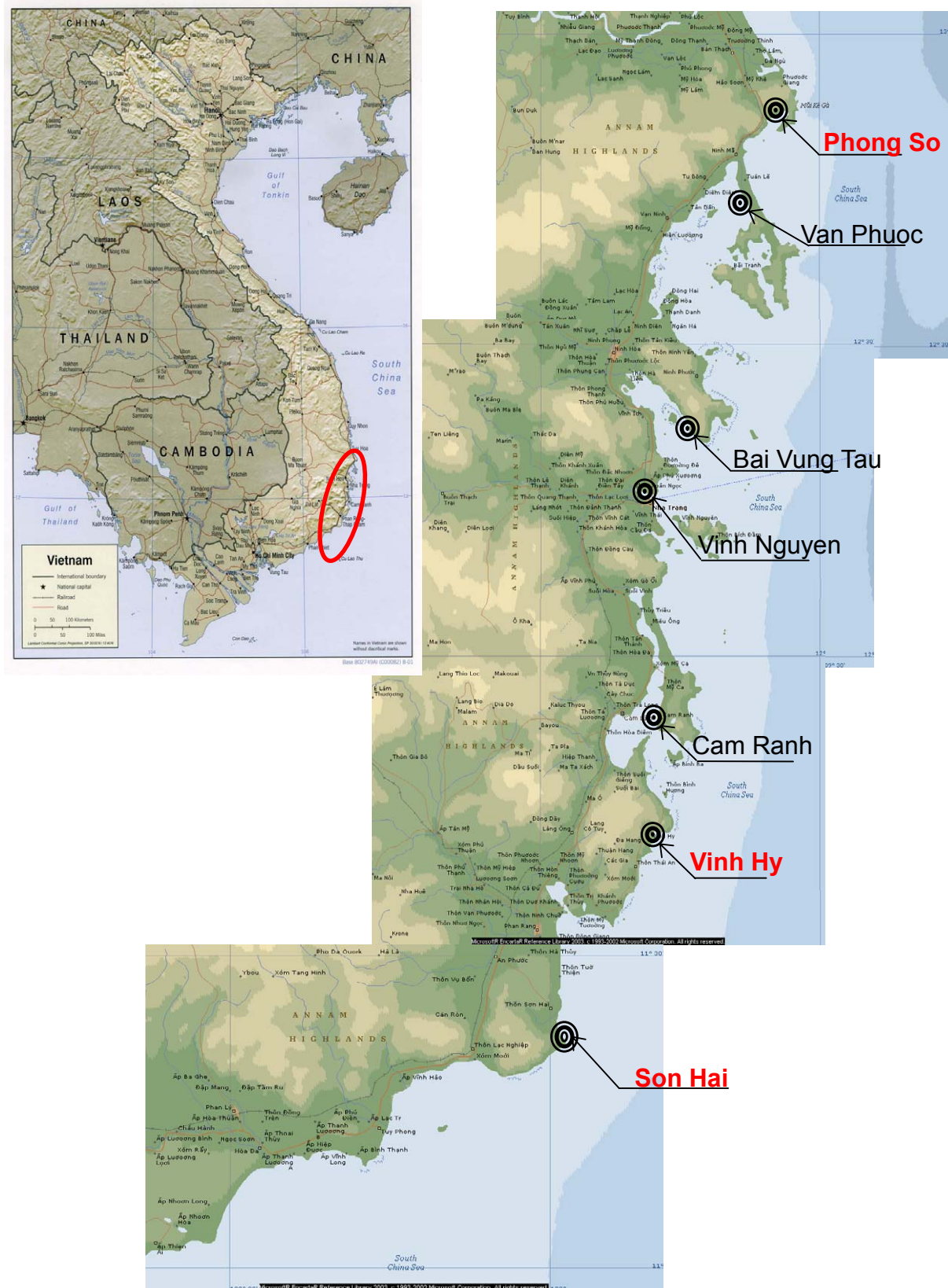


図 5-2 ベトナム南部地域石炭火力発電所開発候補地点

各地点の 2003 年時点の発電原価（送電端）は、表 5-4 に示すとおりであり、Phong So, Son Hai, Vinh Hy の順で経済性が高く、また、いずれの地点も GTCC の発電原価 3.75US\$/kWh に比べて経済的である。

表 5-4 発電原価一覧

Capacity factor= 75.0%			Station service rate = 7%								
Coal	Heat value (Kcal/Kg)	Coal price FOB(VND/t)	Total Cost (US\$/kWh)								
			Phong So			Vinh Hy			Son Hai		
			case1	case2	case3	case1	case2	case3	case1	case2	case3
Hon Gai #3	7,100	432,040	3.54	3.46	3.50	3.74	3.67	3.70	3.67	3.61	3.64
Hon Gai #4	6,050	332,000	3.49	3.40	3.44	3.69	3.61	3.65	3.62	3.55	3.58
Hon Gai #5	5,500	305,000	3.53	3.42	3.47	3.72	3.63	3.68	3.65	3.57	3.61
Red River V3	5,100	305,000	3.28	3.16	3.22	3.47	3.38	3.42	3.40	3.32	3.36

transportation cost /Haiphong to Son Hai: 1,100 km  
 case1: 7.0US\$/t (same as Haiphong to Ho Chi Minh City:1,500km by 6,000DWT)  
 case2: 5.1US\$/t (=7/1,500\*1,100)  
 case3: 6.1US\$/t (=7/2+7/2/1,500\*1,100)  
 /Haiphong to Vinh Hy: 1,050 km  
 case1: 7.0US\$/t (same as Haiphong to Ho Chi Minh City:1,500km by 6,000DWT)  
 case2: 4.9US\$/t (=7/1,500\*1050)  
 case3: 6.0US\$/t (=7/2+7/2/1,500\*1050)  
 /Haiphong to Phong So: 950 km  
 case1: 7.0US\$/t (same as Haiphong to Ho Chi Minh City:1,500km by 6,000DWT)  
 case2: 4.4US\$/t (=7/1,500\*950)  
 case3: 5.7US\$/t (=7/2+7/2/1,500\*950)

以上のことから、北部の石炭を活用し、南部に石炭火力を開発することにより、系統全体の経済性が向上することが判った。