

第 8 章 電源開発計画

第8章 電源開発計画

目 次

	頁
8.1 基本的な考え方	8-1
8.2 前提条件	8-3
8.2.1 電力需要想定	8-3
8.2.2 電源開発計画地点	8-4
8.2.3 500kV 連系送電線	8-8
8.2.4 発電用燃料資源	8-8
8.2.5 その他の条件	8-10
8.3 シミュレーション計算	8-11
8.3.1 シミュレーション手法	8-11
8.3.2 検討ケース	8-11
8.4 シミュレーション計算結果	8-13
8.4.1 基本ケース	8-13
8.4.2 感度分析	8-22
8.4.3 ESPRITとWASPの比較	8-24
8.5 電力量 (kWh) バランス	8-39
8.6 石炭及びガスの消費見通し	8-40

第8章 電源開発計画

8.1 基本的な考え方

本節ではベトナムにおける発電用エネルギー資源の展望およびエネルギー政策を踏まえて長期電源開発計画（PDP）の策定のための基本的考え方と条件整理を試みる。

(1) 資源制約

原子力を除く発電用一次エネルギー資源の特性を列挙すると次表のようになる。

政策項目	大型水力	軟煤	石炭	天然ガス	石油
a) 国内資源の活用	○	○	○	○	×
b) 再生可能エネルギー	○	○	×	×	×
c) 環境制約	△	○	△	△	△
d) 外貨節約	○	○	○	○	×

- ：政策項目をクリアする資源
- △：対策を必要とする資源
- ×：政策項目に合致しない資源

政策項目の総合評価からベトナムにおける発電向けエネルギー資源としては水力、石炭、天然ガスが挙げられる。

(2) 資源開発ポテンシャル

有限なエネルギー資源である石炭と天然ガスおよび水力の開発ポテンシャルについて、まとめれば次表の通りである。

資源開発ポテンシャルに係わる要因	無煙炭 (Anthracite)	天然ガス		水力
		随伴ガス	非随伴ガス	
a) 確認埋蔵量	557×10 ⁶ トン	28.2×10 ⁹ m ³	未確認	100TWh
b) 需要構成	輸出、発電、セメント	電力セクター	電力セクター	発電、灌漑
c) 開発期間	短	中	長	中
d) 開発リスク	小	小	大	小

資源開発ポテンシャルは上記の4つの要因が相互に関連しながら決まってくる。現時点では非随伴ガスの開発ポテンシャルは未確認である。しかし将来ガス田掘削の成功、ガス新規需要の見込み（重化学工業、民生、商業）によって天然ガスの開発ポテンシャルが拡大する可能性はある。

以上より、将来の電力セクター向けエネルギー資源の組合せとして、次の2案を考慮する。

案①（水力+石炭+随伴ガス）

案②（水力+石炭+随伴ガス+非随伴ガス）

本電源開発計画ではこれ以降、案①をガス小（Gas Small）、案②をガス大（Gas Large）と称する。

8.2 前提条件

8.2.1 電力需要想定

電力需要の年伸び率は9~14%もの高い値が予想されており、負荷は夕刻(6~8PM)の点灯ピーク、日負荷率は60~70%である。これらの数値は季節や地域により異なるものの基本的特性は将来も大差ないものと考えられる。

本電源開発計画では、1993年実績値をベースに第5章で想定した電力需要のkW, kWh値に合うように形を修正した毎時間の地域別日負荷曲線を使用した。

(詳細は付録を参照)

電源開発計画に用いる需要想定値を Table 8.2-1 に示す。

Table 8.2-1 Demand Forecast by JICA at Generation End (Base Case)

Region	Demand	1995	2000	2005	2010
Whole Country	Energy (GWh)	13,698	23,289	40,915	66,600
	Power (MW)	2,674	4,526	7,879	12,550
North	(GWh)	6,193	9,153	16,025	26,838
	(MW)	1,243	1,771	3,101	4,941
Center	(GWh)	1,309	2,622	4,295	6,685
	(MW)	293	565	860	1,316
South	(GWh)	6,195	11,514	20,595	33,077
	(MW)	1,141	2,190	3,918	6,293

(High Case)

Region	Demand	1995	2000	2005	2010
Whole Country	Energy (GWh)	13,960	24,722	45,460	77,535
	Power (MW)	2,725	4,806	8,755	14,615
North	(GWh)	6,265	9,644	17,585	30,834
	(MW)	1,255	1,866	3,402	5,677
Center	(GWh)	1,351	2,847	4,902	7,986
	(MW)	302	613	982	1,572
South	(GWh)	6,343	12,230	22,972	38,715
	(MW)	1,168	2,327	4,371	7,366

8.2.2 電源開発計画地点

(1) 2000年以前に運開予定の開発計画地点

現在2000年までの運開へ向けて計画あるいは建設されている電源開発計画地点を Table 8.2-2 に示す。

Table 8.2-2 Projects to be commissioned before 2000

Region	Name of Project (type)	Unit × Capacity	Const. Cost 10 ⁶ \$(1993)	commissioning Yr.
North	Pha Lai II (Coal)	2×300MW	780	#1-10/99, #2-6/2000
Center	Song Hinh(H)	70MW	110	1997
	Yaly#1, 2 (H)	360MW	360	1999
	#3, 4 (H)	360MW	150	2000
South	Ba Ria(ST)	58MW	65	'97 convert to C/C
	Phy My(Gas)	3×200MW	680	#1-8/'98, #2-1/'99
	Phu My(C/C)	2×300MW	480	#3-4/'99
	Ham Thuan/DaMi(H)	472MW	546	GT' 97, ST' 98 2000

(2) 2001年以降に運開予定の開発計画地点

水力の候補地点は第6章での経済性評価の結果、B/C が1.0より大きい上位15箇所の地点を選定しシミュレーション計算に用いた。

Table 8.2-3 Projects to be commissioned after 2001

Region	Name of Project (type)	Unit × Capacity (MW)	Const. Cost 10 ⁶ \$(1993)	Available Commissioning Year
North	Ban Mai(H)	350	380	2002~
	Dai Thi(H)	250	301	2002~
	Cua Dat(H)	105	194	2003~
	Son La Large(H)	12×300	3,485	2007~
	Son La Small(H)	10×240	2,050	2007~
	Huoi Quang(H)	4×200	735	2010~
	Quang Ninh(Coal)	N×300	N×375	2001~
Center	Plei Krong(H)	120	250	2001~
	Thuong Kontum(H)	260	276	2004~
	Se San3(H)	220	188	2002~
	Se San4(H)	366	514	2006~
	Buon Cuop(H)	81	115	2002~
	An Khe(H)	116	172	2004~
	Son Con 2(H)	60	100	2005~
	Rao Quan(H)	80	139	2007~
South	Dai Ninh(H)	300	408	2003~
	Dong Nai4(H)	200	250	2006~
	Phu My(C/C)	5×300	5×240	2001~
	O' Mon (Coal)	3×300	3×375	2001~
	Phan Thiet(Coal)	N×300	N×375	2001~
	Nhon Trach(C/C)	N×300	N×240	2001~

(3) 水力発電計画の留意事項

(a) 主要3河川の開発ポテンシャル

ヴェトナムの三大河川(Da川、Sesan川、Don Nai 川) 毎に見た水力発電計画のマクロな開発費と発電コストは次表のようになり、いずれも火力発電計画のそれよりも経済的に優れた地点となっている。中でも、Da川での発電電力量と経済性が良好である。

ヴェトナム三大河川の発電ポテンシャル

	Da川 (北部)		Sesan川	Don Nai川*
	Son La(L)	Son La(S) +Huoi Quang	水系 (中部)	水系 (南部)
1) Annual Output (GWh)	17,396	13,788	4,331	4,163
2) Investment (US\$ million)	3,485	2,785	1,229	1,346
3) Annual Cost (US\$ million)	657	470	180	170
4) Annual Benefit (US\$ million)	713	468	168	127
5) B/C	1.08	1.00	0.94	0.75
6) Unit cost (¢/kWh)	3.78	3.41	4.07	4.68
7) Affected Population (thousand) in 1990	106	78	6.5	—

*Note) Don Nai8を除く

上流に発電所が新設された場合、下流の発電所の発電々力量の増減は上流の新設発電所の便益と考え発電電力量に上乘せする。

(b) Son La水力計画

水力計画地点の中でとりわけ大型プロジェクトであるSon La水力開発は全体の開発計画に多大な影響を及ぼす。そこで、Son Laの開発については、

- 1) 発電と洪水調節に重点を置くSon Laの大規模開発 (Son La (大))
- 2) 発電を主とし、Da川の段階開発に重点を置くSon Laの小規模開発 (Son La (小))

の2案を基本とした。

開発時期については本計画の洪水調整としての役割および発電コストの経済性に鑑み、その運開は極力早めるものとし、その長期に亘る工事工程を考慮して1号機の運開は2007年に設置し、これを基本計画とする。またSon La (小) のケースでは上支流のHuoi Quang水力発電所とセットで一貫開発するものとした。

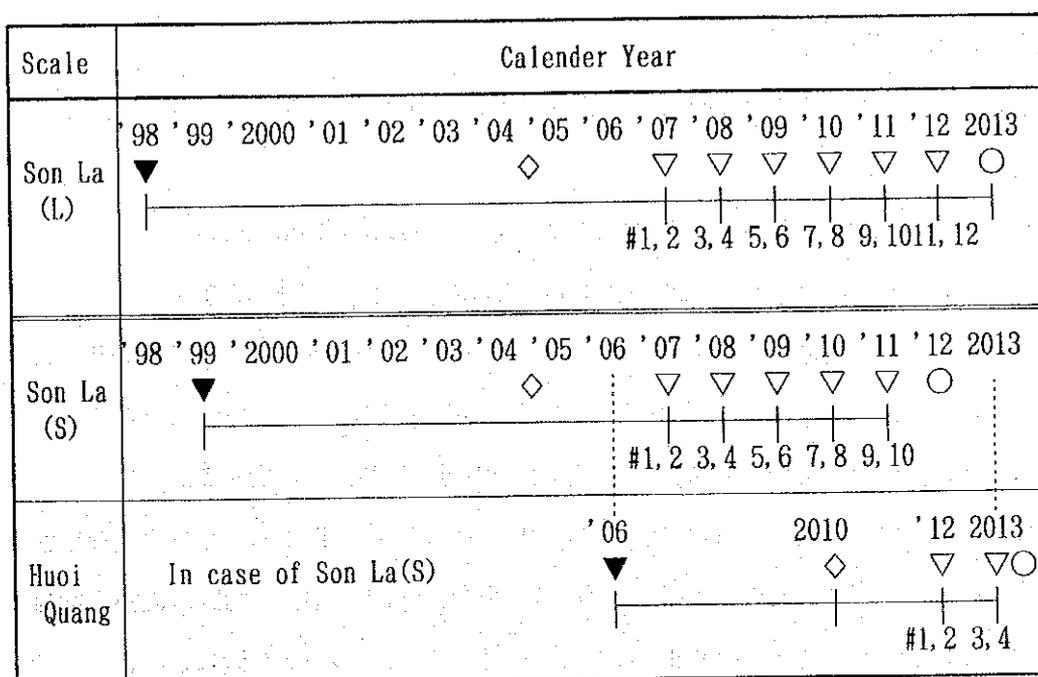
Table 8.2-4 Alternative Plan of Son La and Huoi Quang Hydropower Projects

	Installed Capacity (MW)	No. of Unit	Construction Cost (US\$ million)	Construction Period (year)	Annual Energy (Ave.) GWh
Son La(L)	3,600	12	3,485	15	17,396*
Son La(S)	2,400	10	2,050	12	10,804*
+ Huoi Quang	800	4	735	7	2,984*

*) The values include beneficial energy generated at downstream power stations.

Son LaおよびHuoi Quang各水力計画の概略開発スケジュールを以下に示す。

Table 8.2-5 Construction Schedule of Son La and Huoi Quang Hydropower Projects



Regend ▼: Year of Starting D/D & construction works
 ◇: Year of Dam completion
 ▽: Year of Unit commissioning
 ○: year of project completion

(4) 火力開発計画の留意事項

2001年以降の火力電源開発計画については下記事項に留意した。

(a) 北部地域

Quang Ninh 省内に 300MW級の石炭火力発電所数台を建設する。

(b) 南部地域

随伴ガスの供給可能量に見合った分のコンバインドサイクル発電をまず建設し、不足分を天然ガスによるコンバインド火力及び石炭火力で賄う。

火力発電プラントの開発優先順位は以下の通り。

- 1) Phu My G. C/C 300MW×5 台 (1997, 98年の増設分 2台を含む)
- 2) Nhon Trach G. C/C 300MW×5 台 (Gas Large Production の場合)
- 3) O Mon Coal 300MW×3 台
- 4) Phan Thiet Coal 300MW×N 台

8.2.3 500kV連系送電線

1994年に運開した南北 500kV連系送電線の送電容量はその設計に基づき下記の値を採用した。

Yaly水力計画完成前 北部⇒中部：700MW, 中部⇒南部：500MW

Yaly水力計画完成後 北部⇒中部：700MW, 中部⇒南部：700MW

この他2000年代の前半に中部地域の水力発電所の電力を南部へ送電するため新たに Plei Ku変電所からPhu Lam変電所まで500kV, 1回線を別ルートで敷くこととする。

この場合中部から南部への合計送電容量は最大で1,500MW に増大する。

なお、南北の電力融通は所定の信頼度 ($LPL \leq 1.0\%$) を確保するために必要な信頼度維持汐流および経済融通とする。北部-南部間の連系は既設の500kV送電線1回線を基本とし、中部-南部を第Ⅱルートで増強したケースについても検討した。

8.2.4 発電用燃料資源

基本的には各地域で生産される一次燃料を発電に用いるものとする。すなわち北部では無煙炭であり南部では天然ガスを燃料に使用する。

(1) 石炭

北部のQuang Ninh省周辺には豊富な石炭資源があるが、ベトナムの石炭M/Pによれば、2000年以降の年間採炭量は850万トンと想定されている（クリーンコールベース）。ただし、本電源開発計画の策定においては、石炭資源の量的制約は設けないものとした。また、南部の天然ガスの生産量が少なくなった場合、あるいは天然ガスの単価が高くなった場合、北部の石炭を南部へ輸送して発電に充当することも考慮した。

(2) 天然ガス

南部の海底油田から採掘される天然ガスは有望な発電燃料である。現在少なくとも250億m³の随伴ガスがCuu Rong盆地（Bach Ho, 及びRong油田）で確認されている。しかし、さらに沖合にあるNam Con Son盆地での天然ガスの確認埋蔵量に関してはDai Hung油田（随伴ガス32億m³）以外に確かなデータは未だ無い。本電源開発計画の策定においては確認されている随伴ガス合計282億m³を主として使用するケース（Gas Small）と将来開発が期待されるLan Tay地区の非随伴ガス（570億m³）を使用するケース（Gas Large）の二つのシナリオを準備した。

(3) 燃料価格と予測

石炭価格についてはベトナムの石炭マスタープランから将来予測値を参照し、天然ガス価格については天然ガスのパイプライン整備費等を勘案して、次のように想定した。

		年	1995	2000	2005	2010
採炭計画	(Mil. ton/yr)		5.0	8.5	10.5	10.5
石炭価格	北部 (\$/ton)		25	28	32	35
	南部 (\$/ton)		—	—	42 *	45 *
天然ガス価格	随伴ガス (\$/MMBTU)		2.0	2.2	2.5	3.0
	非随伴ガス** (\$/MMBTU)		—	2.2	2.5	3.0

*) 北から南への輸送費として \$10/tonを想定した。

**) シミュレーション計算では随伴ガスと同じ価格を用いた。

8.2.5 その他の条件

(1) 信頼度目標

電力供給不足の期待値 (LOLP) は北部、中部、南部の各電力系統毎に年間1%以内 (年間 3.6日) を目標とした。ただし、1998年までは既設の電力供給力は不足すると予想されるので、これより大きい値を許容するものとした。

(2) 既設火力の廃止計画

2007年のSon La水力計画の1号機の運開まで北部の既設火力 (Uong Bi, および Nin Binh発電所) は存続させ、Pha Lai 発電所についても廃止年を2013年とした。(運用上の耐用年数を30年とした)。

(3) 割引率

工事費および可変費の割引率は内価、外価とも一律10%とした。基準年は1993年である。

8.3 シミュレーション計算

8.3.1 シミュレーション手法

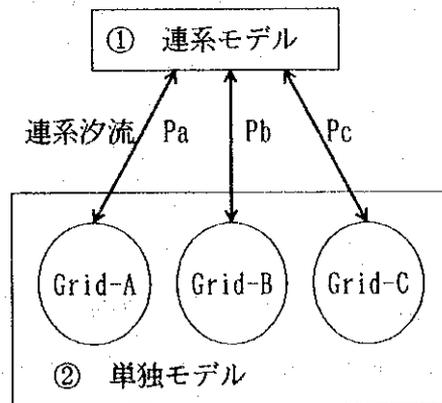
(1) 検討方針と検討手法

手法としては、ある一定の信頼度条件のもとで検討期間中の総費用（資本費、燃料費、運転保守費用の合計値を1993年に割引いた額）が最少となるシナリオを求め、いわゆる最少費用計画法を、複数の連系系統へ拡張したプログラミング手法であるESPRIT (EPDC's System Planning package Reflecting Interconnections and Transactions) を用いる。

(2) ESPRITのロジック

ESPRITは連系線の融通電力量を決定する①連系モデルと各系統を単独運用した場合の電源開発シナリオを策定する②単独モデルから構成され、①と②の反復計算により連系系統における最も経済的な電源の開発順序と組み合わせを求める計算手法である。

(詳細は付録参照)



8.3.2 検討ケース

本電源開発計画では、Son La水力計画の開発規模（大規模および小規模案）と南部におけるガスの生産量が支配的要因となることから、下記4ケースを基本開発シナリオとし、さらに、Son La水力計画を開発しないケースについてガス大およびガス小の二ケースについても検討することとした。

(1) 基本ケース

- ケース① : SL/GL (Son La 3600MW, Gas Large)
- ケース② : SL/GS (Son La 3600MW, Gas Small)
- ケース③ : SS/GL (Son La 2400MW + Huoi Quang, Gas Large)
- ケース④ : SS/GS (Son La 2400MW + Huoi Quang, Gas Small)
- ケース01 : NS/GL (No Son La, Gas Large)
- ケース02 : NS/GS (No Son La, Gas Small)

(2) 変化ケース

ここでは代表ケースについて関連性の大きいパラメータの一つを変化させてその影響を検討することを試みる。

(a) 需要増大（調査団想定値のHigh Case）

ケース⑤ : SL/GL

” ⑥ : SL/GS

” ⑦ : SS/GL

” ⑧ : SS/GS

(b) Son Laの開発遅延

運開時期が2007⇒2009年へと何らかの理由で2年遅れた場合の総費用、供給信頼度及び発電用燃料への影響の検討（電力需要：ベースケース）

ケース⑨ : SL/GS ケース⑩ : SS/GS

(c) 供給信頼度目標値を緩和した場合(LOLP: 1⇒3%) の総経費への影響

ケース⑪ : SS/GS

シミュレーション計算の期間は、基準年の1993年からSon La小規模と一体開発されるHuoi Quang水力が完成する2013年までの21年間とする。但し、水力・火力の可変費については2060年まで計算した。

8.4 シミュレーション計算結果

8.4.1 基本ケース

(1) 経済比較

シミュレーション計算の結果では Table 8.4-1 に示す通り南部のガスの生産量に関係なく Son La の小規模開発が大規模開発に比べ安くなっている。

また、当然ながらガス大の方がガス少のケースより経済的である。

なお、Son Laを開発しない場合は、ガスの大/小に係わらず割高になることから、Son La水力計画推進の妥当性を裏付けている。

Table 8.4-1 Total Cost for each Study Case

Case	Total Cost (US\$million)	Difference (US\$million)	LOLP (Days/yr.)	Energy N⇌C (GWh)	Transfer C⇌S (GWh)	Region
① SL/GL	14,735	373	3.43	39,268	56,999	
② SL/GS	14,988	626	3.27	38,960	56,738	
③ SS/GL	14,362	base	3.12	37,610	55,332	
④ SS/GS	14,725	363	3.08	38,002	55,964	
01 NS/GL	14,982	620	2.99	37,839	55,124	
02 NS/GS	15,430	1,068	3.13	36,853	54,777	

Note (1) Total Cost is discounted and includes IDC, fuel and O&M cost (1993~2013).

(2) Energy Trs: cumulative amount from 1995 through 2010.

なお、総費用のうち各ケースで共通な2000年までに運開する計画地点の総建設費は31.7億ドル(割引無し)、及び23.8億ドル(割引後)である。

Son La (大)の方がSon La (小)よりも割高である理由は以下による。

運開年が共に2007年の場合、総建設費の差分が支配的となる。

割引後でSon La (大)とSon La (小)+H. Quangの工事費の差は4億5,000万米ドルある。一方、Son La (大)の場合2060年までの火力の燃料費の削減効果はSon La (小)に比べ、2億6,800万米ドル(ガス大)程度と少ない。(Table 8.4-2 参

照)

ESPRITで求めた基本ケースの全国大での最適電源開発スケジュールについて、
Table 8.4-3 に、地域別については付録に示す。

表はこの順番で各電源を開発するのが一番経済的であることを示している。

Table 8.4-2 Summary of PDP Case Study

Demand:Base, Hydro Cond.:Normal

Case Item	Case ① SL/GL			Grand Total (MUS\$)	Case ② SL/GS			Grand Total (MUS\$)
	North	South	Center		North	South	Center	
Tot. Amount	4,931	8,155	1,649	14,735	5,060	8,293	1,635	14,988
Capital C.	3,947	3,807	1,507	9,261	4,075	4,043	1,492	9,610
Fuel Cost	761	3,895	126	4,782	770	3,791	127	4,688
O & M	223	453	16	692	215	459	16	690
LOLP (D/y)	1.84	1.54	6.91	3.43	1.95	1.49	6.37	3.27
EUE (GWh)	168	105	253	527	180	100	220	500

Case Item	Case ③ SS/GL			Grand Total (MUS\$)	Case ④ SS/GS			Grand Total (MUS\$)
	North	South	Center		North	South	Center	
Tot. Amount	4,534	8,191	1,637	14,362	4,791	8,290	1,644	14,725
Capital C.	3,246	3,838	1,507	8,591	3,435	4,059	1,507	9,001
Fuel Cost	1,039	3,897	114	5,050	1,097	3,775	121	4,993
O & M	249	456	16	721	259	456	16	731
LOLP (D/y)	1.85	1.53	5.97	3.12	1.82	1.38	6.04	3.08
EUE (GWh)	168	104	220	493	166	94	208	467

Case Item	Case 01 NS/GL			Grand Total (MUS\$)	Case 02 NS/GS			Grand Total (MUS\$)
	North	South	Center		North	South	Center	
Tot. Amount	5,166	8,178	1,638	14,982	5,203	8,578	1,649	15,430
Capital C.	3,022	3,896	1,487	8,405	3,023	4,318	1,497	8,838
Fuel Cost	1,834	3,838	135	5,807	1,858	3,807	136	5,801
O & M	310	444	16	770	322	453	16	791
LOLP (D/y)	1.83	1.26	5.86	2.99	1.72	1.45	6.22	3.13
EUE (GWh)	177.4	82.5	201.5	461	174.4	92.3	211.5	478

- Note) 1. Cost is discounted Value
2. Calculation Period is 1993-2013
3. Variable cost is total sum from 1994 through 2060



Table 8.4-3 Power Development Scenarios (Whole Country) (1/2)

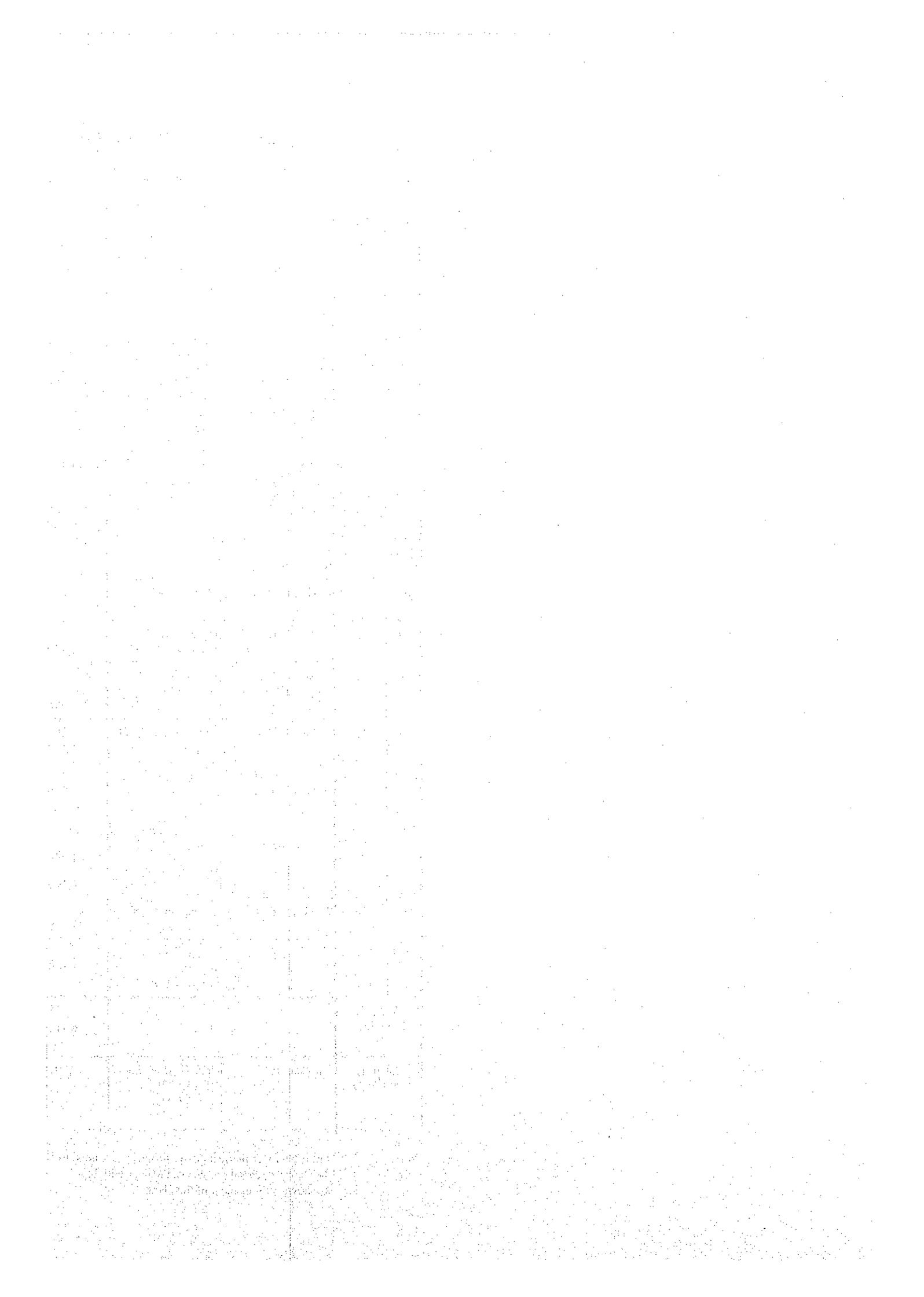
Year	Demand (MW)	SL/GL					SL/GS					SS/GL					SS/GS				
		Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)	Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)	Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)	Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)
		Hydro	Thermal				Hydro	Thermal				Hydro	Thermal				Hydro	Thermal			
1996	2,911				4,470	53				4,470	53				4,470	53				4,470	53
1997	3,228	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54
1998	3,628		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48
1999	4,064	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58
2000	4,526	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc, Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66
2001	5,067	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49
2002	5,690	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	37	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	38	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	37	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	38
2003	6,328	Ban Mai (350)	Phu My C/C #3	650	8,499	37	Dai Thi (250)	Phu My C/C #3	550	8,399	33		Phu My C/C #3 Phu My C/C #4	600	8,449	37		Phu My C/C #3 Phu My C/C #4	600	8,449	42
2004	7,049	An Khe (116) T. Kontum (260)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #4	976	9,475	33	An Khe (116)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #4 Phu My C/C #5	1,016	9,415	33	An Khe (116) T. Kontum (260)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #5	976	9,425	34	Ban Mai (350) T. Kontum (260) Au Khe (116)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #5	1,326	9,775	38
2005	7,879	Son Con 2 (60)	Phu My C/C #5 N. Trac #1 N. Trac #2	960	10,435	32	Dai Ninh (300) Son Con 2 (60) T. Kon Tum (260)	O Mon #1	920	10,335	32	Dai Thi (250) Son Con 2 (60)	N. Trac #1 N. Trac #2	910	10,335	31	Dai Ninh (300) Son Con 2 (60)	O Mon #1	660	10,435	32
2006	8,620	Se San 4 (366) Dong Nai 4 (200)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3	1,166 ▲ 150	11,451	33	Ban Mai (350) Se San 4 (366)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3	1,316 ▲ 150	11,501	33	Se San 4 (366)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3 N. Trac #3	1,266 ▲ 150	11,451	34	Dong Nai 4 (200) Se San 4 (366)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3	1,166 ▲ 150	11,451	32
2007	9,481	Rao Quan (80) Son La #1, 2 (600)	Q. Ninh #4 N. Trac #3 N. Trac #4	1,580 ▲ 100	12,931	36	Rao Quan (80) Son La #1, 2 (600)	O Mon #2, 3 P. Thiet #1, 2	1,880 ▲ 100	13,281	40	Son La #1, 2 (480) Ban Mai (350) Rao Quan (80) Dai Ninh (300)	Q. Ninh #4, 5	1,810 ▲ 100	13,161	39	Rao Quan (80) Son La #1, 2 (480)	Q. Ninh #4,5,6 O Mon #2,3	2,060 ▲ 100	13,411	41
2008	10,422	Son La #3, 4 (600)	N. Trac #5	900 ▲ 150	13,726	32	Son La #3, 4 (600)	Q. Ninh #4	900 ▲ 105	14,076	35	Son La #3, 4 (480) Dong Nai 4 (200)	N. Trac #4	980 ▲ 105	14,036	35	Son La #3, 4 (480)	P. Thiet #1 P. Thiet #2	1,080 ▲ 105	14,386	38
2009	11,408	Son La #5, 6 (600)	N. Trac #6 N. Trac #7	1,200	14,926	31	Son La #5, 6 (600) Dang Nai 4 (200)	P. Thiet #3 P. Thiet #4	1,400	15,476	35	Son La #5, 6 (480)	Q. Ninh #6 N. Trac #5, 6	1,380	15,416	35	Son La #5, 6 (480)	P. Thiet #3,4	1,080	15,466	36
2010	12,550	Son La #7, 8 (600) Dai Ninh (300)	O Mon #1 O Mon #2	1,500	16,426	31	Son La #7, 8 (600)	P. Thiet #5 P. Thiet #6 P. Thiet #7	1,500	16,976	35	Son La #7, 8 (480)	N. Trac #7 O Mon #1 O Mon #2	1,380	16,796	34	Son La #7, 8 (480)	Q. Nihn #7 P. Thiet #5, 6, 7	1,680	17,146	37
Addition 1996-2010				12,471 ▲ 310					13,021 ▲ 310					12,841 ▲ 310					13,191 ▲ 310		
Addition 2011-2013		Qua Dat (105) Son La (1,200) Dai Thi (250)	Coal Thermal 3,900 (N=900) (S=3,000)	5,455			Son La (1,200) Cua Dat (105)	Coal Thermal 3,300 (N=1,200) (S=2,100)	4,605			Son La (480) Huoi Quang (800)	Coal 3,600 (N=600) (S=3,000)	4,880			Dai Thi (250) Son La (480) Huoi Quang (800)	Coal Thermal 300 (N=900) (S=2,100)	4,530		

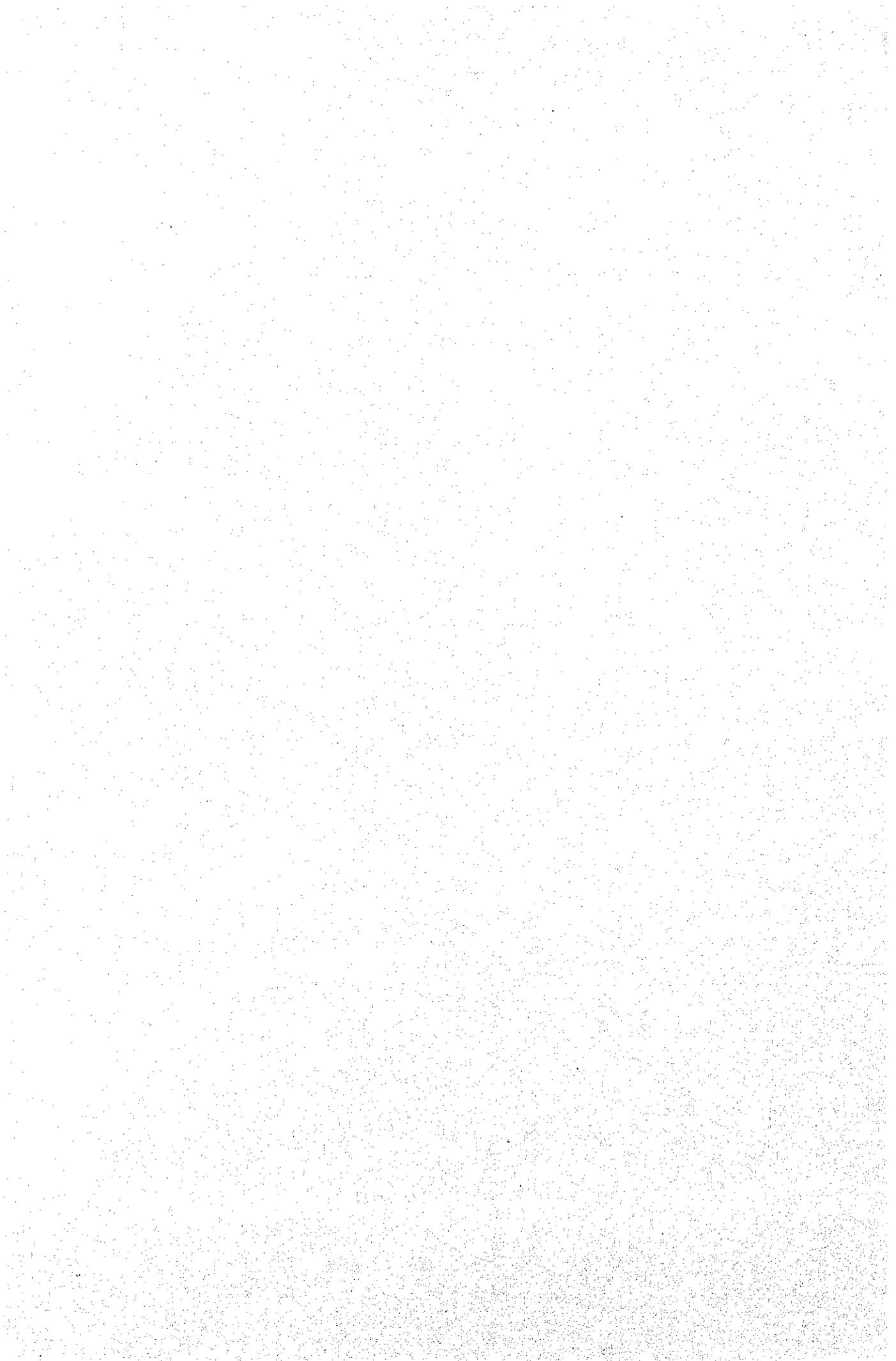
Note 1: Unit capacity of thermal power project is assumed to be 300MW each.
 2: Margin is calculated on the installed capacity basis.
 3: ▲ shows retirement of the plant.

Table 8.4-3 Power Development Scenarios (Whole Country) (2/2)

Year	Demand (MW)	Case NS/GL					Case NS/GS				
		Projects		Capacity	Installed	Margin	Projects		Capacity	Installed	Margin
		Hydro	Thermal	(MW)	(MW)	(%)	Hydro	Thermal	(MW)	(MW)	(%)
1996	2,911				4,470	53				4,470	53
1997	3,228	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54
1998	3,628		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48
1999	4,064	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2,3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2,3 (400)	1,060	6,456	58
2000	4,526	Yaly (360) Ham/Da Mi (976)	Pha Lai II #2 Tra Noc, Ba Ria	1,132 ▲60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (976)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲60	7,528	66
2001	5,067	Plei Kron (120)		120 ▲100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲100	7,548	49
2002	5,690	Se Sans (120) Buon Cuop (81)		301	7,849	38	Se San 3 (220) Buon Cuiop (81)		301	7,849	38
2003	6,328	Dai Ninh (300)	Phu My C/C #3	600	8,449	34	Dai Ninh (300)	Phu My C/C #3	600	8,449	33
2004	7,049	Ban Mai (350) T. Kontum (260)	Quang Ninh #1 Phu My C/C #4	1,210	9,659	37	T. Kontum (260)	Q. Nihn #1 Phu My C/C #4	860	9,309	32
2005	7,879	An Khe (116) Son Con 2 (60)	Phu My C/C #5 N. Trac #1	776	10,435	32	An Khe (116) Son Con 2 (60)	Quang Ninh #2,#3 Phu My C/C #5	1,076	10,385	31
2006	8,620	Se San 4 (366)	Quang Ninh #2, #3 N. Trac #2	1,266 ▲150	11,551	34	Dong Nai 4 (200) Se San 4 (366)	Q. Ninh #4 O Mon #1	1,166 ▲150	11,401	32
2007	9,481	Dong Nai 4 (200) Huoi Quang (400)	Quang Ninh #4 N. Trac #3	1,200 ▲100	12,651	33	Rao Quang (80) Ban Mai (350) Huoi Quang (400)	O Mon #2 O Mon #3	1,430 ▲100	12,731	34
2008	10,422	Huoi Quang (400)	Quang Ninh #5 N. Trac #4,#5	1,300 ▲105	13,846	33	Huoi Quang (400)	Q. Ninh #5 Phan Thiet #1,#2	1,300 ▲105	13,926	34
2009	11,408	Rao Quang (80)	Quang Nin #6, #7 N. Trac #6, #7	1,280	15,126	33		Q. Ninh #6, #7, #8 Phan Thiet #3, #4	1,500	15,426	35
2010	12,550		Quang Ninh #8, #9, #10 O Mon #1, #2	1,500	16,626	32		Q. Ninh #9 Phan Thiet #5,#6, #7	1,200	16,626	32
Addition 1996-2010				12,671 ▲310					12,671 ▲310		
Addition 2011-2013		Cua Dat (105)	Coal Thermal 4,500 (N = 1,500 S = 3,000)	4,605			Cua Dat (105)	Coal Thermal 4,800 (N = 1800 S = 3000)	5,200		

- Note:
1. Unit capacity of thermal power project is assumed to be 300 MW each.
 2. Margin is calculated on the installed capacity basis.
 3. ▲ shows retirement of the plant.





ケース④ SS/GSの投資計画を Table 8.4-4 に示す。

Son La水力計画の建設が始まる2000年代前半（2001～2005年）に投資のピークが現れる。

Table 8.4-4 Summary of Investment for Generation (Million US\$)

Year	1996～2000	2001～2005	2006～2010	Total
Disburse	4,063	7,236	3,384	14,683

(2) Son Laの開発規模と系統規模の整合性

Son Laの（大）と（小）では設計思想が基本的に異なる。すなわち、Son La（大）はベース負荷対応（12hr運転）、一方 Son La（小）はミドル～ピーク負荷対応（8 hr運転）で設計されている。

しかし、連系々統の特性を考慮したPDPシミュレーション結果によれば、2010年頃にはSon La（小）がベース負荷運転、Son La（大）がミドル負荷運転する傾向にあり必ずしも本来の設計通りの運用にならない。

このことは、南北連系線が1回線で、かつ水主火従な北部系統ではSon La（小）が経済性、系統面からバランスが良いことを意味している。

もしSon Laが火力主体の南部に位置しているか、あるいは南北連系線が強固で、送電ロスがない理想的な単一系統（WASP模擬相当）であれば大規模開発のメリットが出てこよう。

(3) 推奨運開年

Table 8.4-3 に示すように検討ケースによって個別電源の運開年が多少入れ代わっている。その理由は以下のように考えられる。

(a) 代替火力との比較(B/C) による水力計画地点単独のランキングと異なり、ESPRITでは負荷曲線に応じた実際の系統運用（火力の補修、期別出水変動など）を考慮して電源の積み上げを行っているため検討ケース毎、運開年毎に電源の設備利用率がダイナミックに変化すること。

(b) 各電力系統間の経済的な電力融通を考慮していること。および

(c) シミュレーション計算では21年間の総費用が最小となる組合せを求めており、
電源の開発順序はその結果として算出されること。

しかし、水力計画地点のランキングにおいて明らかに経済性の良好な電源は各
ケースとも運開年は早くなっている。そこでシミュレーション計算の結果から、各
地域毎に3～4年刻みでマクロ的な優先電源のグループ分けを行ったものが Table
8.4-5 である。

Table 8.4-5 Required Commissioning Year (Demand:Base)

Region \ Yr	2001～2003	2004～2006	2007～2010
North	Ban Mai	Quang Ninh #1, 2, 3 Dai Thi	SL(L) #1~8 Quang Ninh #4 ----- SL(S) #1~8 Quang Ninh #4, 5, 6, (7)
Center	Plei Krong Buon Cuop Sesan 3	An Khe T. Kontum Son Con 2 Sesan 4	Rao Quan
South	Gas C/C #1, 2	Gas(L) Gas C/C #3, 4, 5, 6	GasC/C #7, 8, 9, 10(11) Coal #1, 2
		Gas(S) Gas C/C #3 Coal #1 Dong Nai 4 Dai Ninh	Coal #2~9

1) 2000年代前半

表より明らかなように、2000年後半になるほどSon Laの開発規模と南部の天然ガ
スの生産量によって開発の選択肢が増えてくるが、2000年の前半に必要な電源はほ
ぼ確定してくる。中でも工事工程から勘案すると中部Se San系の水力、特にB/Cの
良好なPlei Krong, Se San 3は早急な開発が期待されることから、早期F/Sに取り
組むべきである。北部ではBan Maiの開発が望まれる。

南部はコンバインドサイクル火力2基の開発が必要となる。

2) 2000年代中頃

2000年代中頃には北部では Dai Thi 水力開発の他、Quang Ninh石炭火力の3号
機までの開発が必要と見込まれるので、既設のPha Lai発電所分も含めて発電用に
約400万トン/年の需要を採炭計画に折り込むべきである。

地点特性の良い中部系の水力は2007年頃までに開発を終了し南部の火力電源とプール運用することが経済的である。このため2000年代の初めに中部Pleikuから南部のPhu Lam 変電所間に500kV 送電線の第二ルートの増強が必要である。

一方、南部では2000年代半ばに毎年 300MW級火力 1~2 台の開発が必要になるが、今後ガス田の生産見通しを勘案しつつ、場合によってはガスコンバインドサイクル火力から石炭火力へのシフトも可能なよう、ガス/ 石炭の混燃、ボイラー転換などのオプションも検討すべきである。水力では Dai Ninh の運開が望まれる。

3) 2000年代後半

2000年代後半の北部の電力需要は毎年約 500MWの規模で増加することからSon La 水力計画の発生電力は基本的に北部系統内で消費される。Son Laの開発規模の差は北部の石炭火力の台数に現れる。例えば、Son La (大) なら、Quang Ninhは2010年まで4台の開発で間に合うが、Son La (小) では合計で6~7台必要になる。

一方南部では毎年平均300MW 級火力 2台の開発が必要である。

なお、2000年代後半では南部に石炭火力2台 (GS) ~7台 (GL) 必要となる。

(4) 電力融通見通し

北部、中部、南部各地域間の電力融通を Figure 8.4-1~6 に、その概要を Table 8.4-6 に示す。北部から中部・南部向けの融通は2010年まで継続的に流れる。さらに2000年以降は中部地域の水力電源の電力も南部へ (一部は北部へも) 流れるようになる。このことは将来火力主体の南部と水力主体の中部を一体運用することが望ましいことを示唆しており、中部/ 南部間の連系強化が必要なことを裏付けている。

Table 8.4-6 Energy Transfer and Power Source

Yr	1995~2000	2001~2005	2006~2010	Tot. Energy Transfer	Capacity/cct
N⇒C/S	Hoa Binh	Hoa Binh	Son La	38,000GWh	700MW(Lf=50%)
C⇒S	V. Son, Yaly	SeSan3	Se San4	56,000GWh	1500MW(Lf=30%)

基本的に北部・中部の安価な水力の電気が火力主体の南部へ流れており、500kV 連系線の利用率は1回線当たり、30~50%で有効に活用されている。

なお、北部～中部の500kV 1回線送電線が事故などで断された場合、2005年頃には中南部の系統容量は約 5,000MWで、連系汐流の約 8倍程度あることから信頼度面ではさほど大きな影響はないと考えられる。(ルートアウト直後南部の周波数が一時的に1.0Hz程度低下する程度で停電には至らない。)

8.4.2 感度分析

(1) 電力需要変動の影響

調査団が想定した電力需要想定値のHigh Caseに対して基本4ケースを計算した。

Table 8.4-7 Total Cost in High Demand Case

Case	Total Cost *	Difference	LOLP
	US\$ million	US\$ million	
⑤ SL/GL	17,025	500	3.28
⑥ SL/GS	17,278	753	4.19
⑦ SS/GL	16,525	base	3.37
⑧ SS/GS	16,790	265	4.13

*: Discounted value and includes IDC

電力需要がハイケースで伸びると、総経費の増加はガス(大)の場合で約5億米ドル、ガス(小)の場合で4億8,800万米ドルになる。

一方、需要が増えてもSon La小規模開発のケースが経済的なことに変わりはないものの、最大と最小のケースで総コスト差はベース需要時に比べ拡大する傾向にある。

(2) 供給信頼度基準の見直しの影響

これまでの開発計画では信頼度目標を1998年以降は一律に年1.0%以内として策定していたが、基本開発ケースにおいてこの制約を緩めた場合について検討した。

結果は次表に示すとおりである。

Table 8.4-8 Total Cost Under Different LOLP

① Case-SS/GS, Demand: JICA base

LOLP	Total Cost US\$ million	Difference US\$ million	EUE (GWh)
1.0%	14,725	base	467
3.0%	14,245	▲ 480	1,033

LOLPを1%から3%に緩和することにより総コストが4億8,000万米ドル節約できる。1994年のLOLP値が10%近いことや送配電設備の信頼度との協調を考えると、目標値をいきなり1%にするよりも年を追って徐々に目標値へ近づける方が現実的と思われる。LOLPの見直しにより、2010年断面で南の石炭火力2台が節約できる他、火力、水力の運開年を1～2年遅らせることが可能となる。

LOLPの見直し(1⇒3%)による電源の繰り延べ効果 (Case-SS/GS, Demand:base)

(北) Ban Mai :2004⇒2008年、 Quang Ninh #1 :2004⇒2005年

(中) Buon Cuop:2002⇒2003年、 An Khe:2004 ⇒2005年

Rao Quan:2007 ⇒2009年、 T.Kontum: 2004⇒2005年

(南) GasC/C#1, 2: 2003⇒2004年、 Coal: 2005～2010年合計10台

Dong Nai4 : 2006⇒2009年、 Coal: ⇒2008～2010年合計 8台

(3) Son Laの開発が遅れた場合の影響

Son Laの開発が2年遅れた場合(初号機運開、2009年)の影響をSon Laの開発規模をパラメータに検討した。結果を Table 8.4-9 に示す。

Table 8.4-9 Total Cost & EUE (1993 ~2013) Gas:Small, Demand:JICA (base)

Case	Total Cost		EUE All VNM (GWh)	Coal to be Developed in All Vietnam	
	US\$million (Discounted)	Difference US\$million		(MW)	(million)
② SL/GS	14,988	base	500	16×300*	6.9
⑨ SL/GS(2yr-Delayed)	15,245	257	525	19×300*	9.7
④ SS/GS	14,725	base	467	19×300*	8.8
⑩ SS/GS(2yr-Delayed)	15,022	297	478	20×300*	10.3

* As of 2010 Includes Pha Lai Coal, 2×300MW

Son Laの開発が遅れた場合には総経費が増加傾向となり2007年頃の運開が妥当なことを裏付けている。

しかし、いずれにせよSon Laの開発遅延は北部の採炭計画の上方修正を余儀なくするほか、Da川の洪水対策及び石炭の増産に伴うQuang Ninh地区の環境対策面から見直しを伴うため Son La の早期の開発が望まれる。

8.4.3 ESPRITとWASPの比較

本節ではベトナム側で使用している最小費用計画法であるWASPと本調査団が用いたESPRITの解析機能および計算結果を比較し、WASP適用上の問題点を指摘し、その対策案を提案する。

(1) 機能の比較

	WASP-III	ESPRIT
①最適計算ロジック	動的計画法	動的計画法
②連系モデル	無視(単一系統のみ)	考慮(10地域まで)
③需要モデル	等価負荷持続曲線	地域別季節別実負荷曲線
④水力モデル	2シリーズ	複数
⑤火力補修計画	季節毎に4回に分けて補修	年間1回で連続補修

基本的にWASPでの解析は上記の機能的制約からESPRITによる計算結果よりも楽観サイド(総設備で少なめ、総費用で安め)の答えとなる。

(2) 計算結果の比較

ケース④ SS/GSにおける両者の計算結果を次表に示す。

Table 8.4-10 Comparison WASP and ESPRIT

	WASP SS/GS	ESPRIT SS/GS
Capital Cast *	20.48	20.65
Variable Cost	6.01	7.14
LOLP (days/yr.)	0.0	3.08
Reserve Margin (%) **	34.7	35

- * Not-discounted Total Amount 1993~2013 US\$ billion
Capital Cost of On-going Project (1995~2000) is not included.
** As of 2013

便宜上、計算では電源開発シナリオを両者同じとし、主として可変費の比較を行った。その結果、電力融通に制約のないWASPでは予想以上に信頼度が向上し、燃料費が軽減される結果となった。これはSon Laのように系統規模に比較して大きな電源を含む開発計画の検討にWASPを適用する際の注意事項である。

(3) 対策案

今後もベトナム側がWASPを用いて開発計画を策定する場合、以下の点に留意する必要がある。すなわち、

500kV 送電線による連系機能が弱い（1回線）間は当面、電力系統を北部と中部・南部の二つに分けてそれぞれ個別にWASPで計算した場合とベトナム全土を一つの系統で模擬しWASPで解いた場合の需給バランスと総費用を比較分析し、連系線の電力融通制約を間接的に考慮した開発計画を立案すること。

**Fig 8.4-1 Peak Balance of Each Grid
(Case SS/GS)**

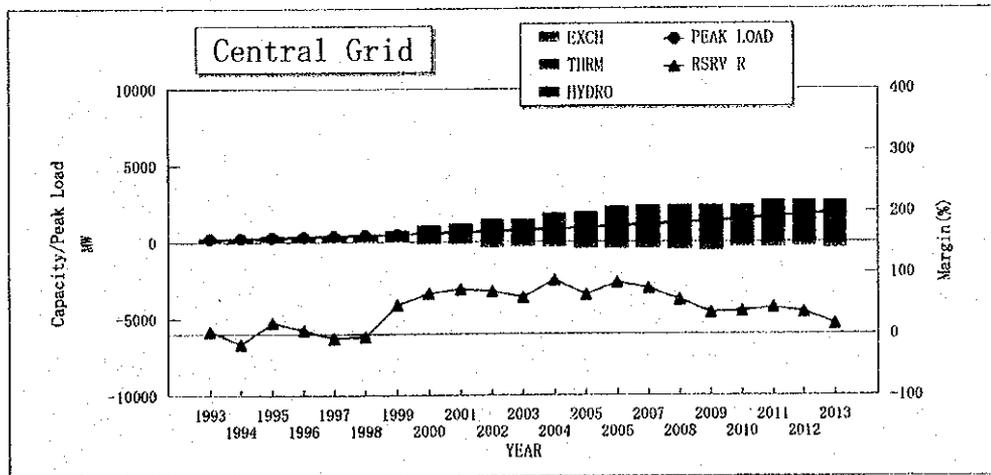
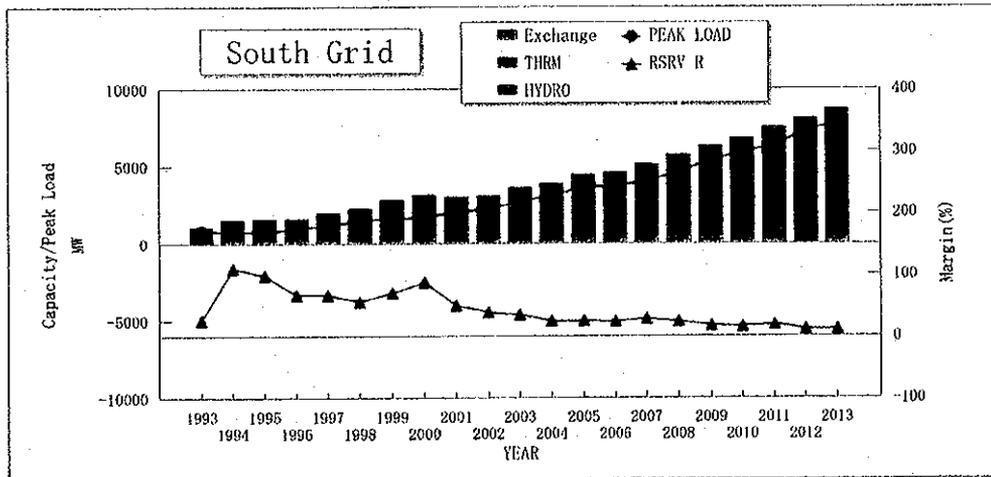
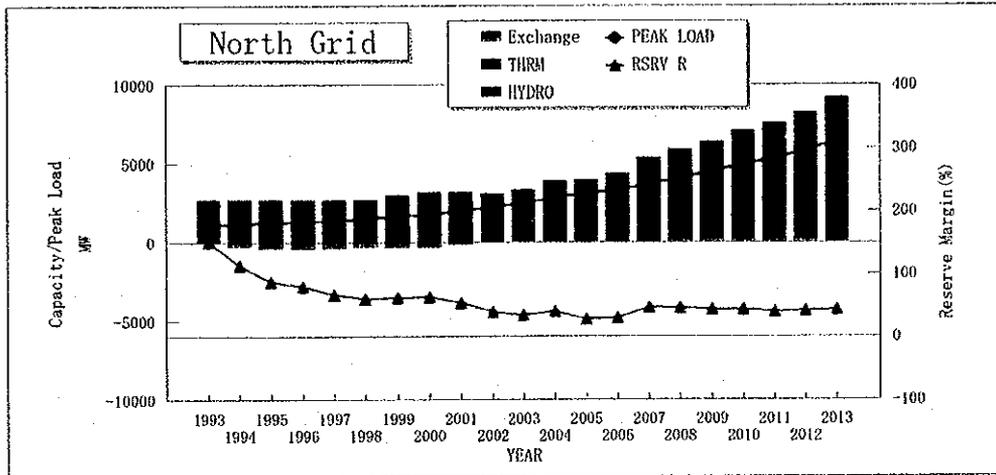


Fig 8.4-2 Energy Balance of Each Grid
(Case SS/GS)

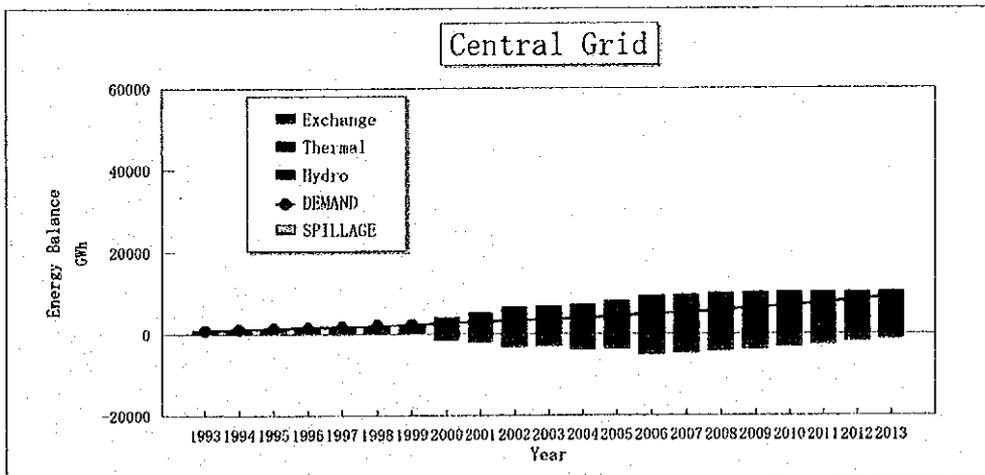
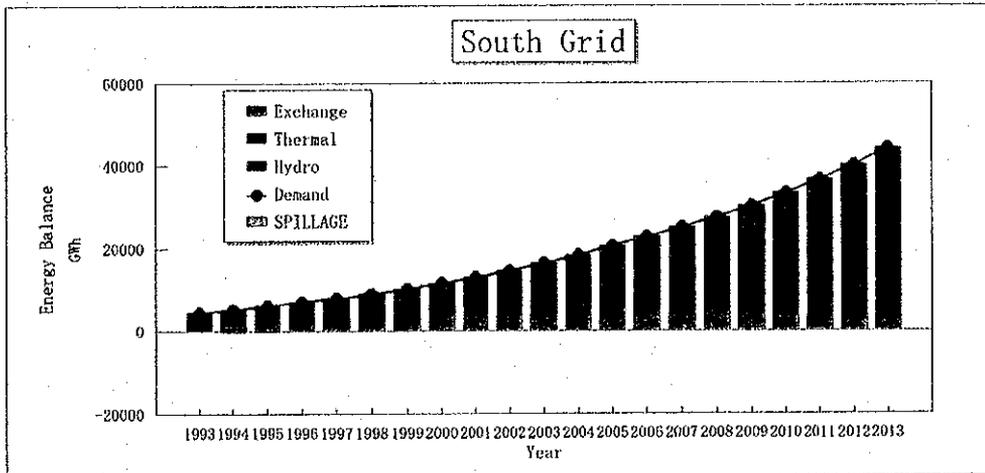
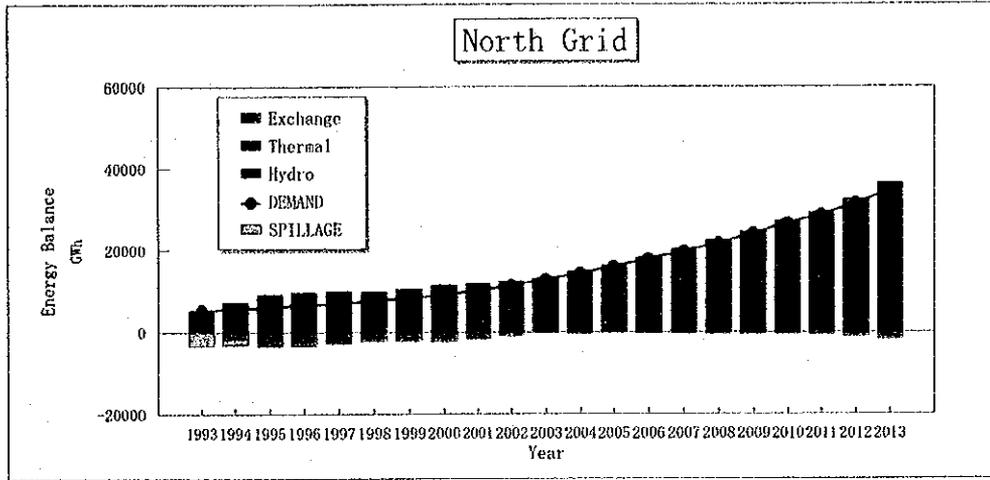


Fig. 8.4-3 Peak Balance in all Vietnam (Case-SS/GS)

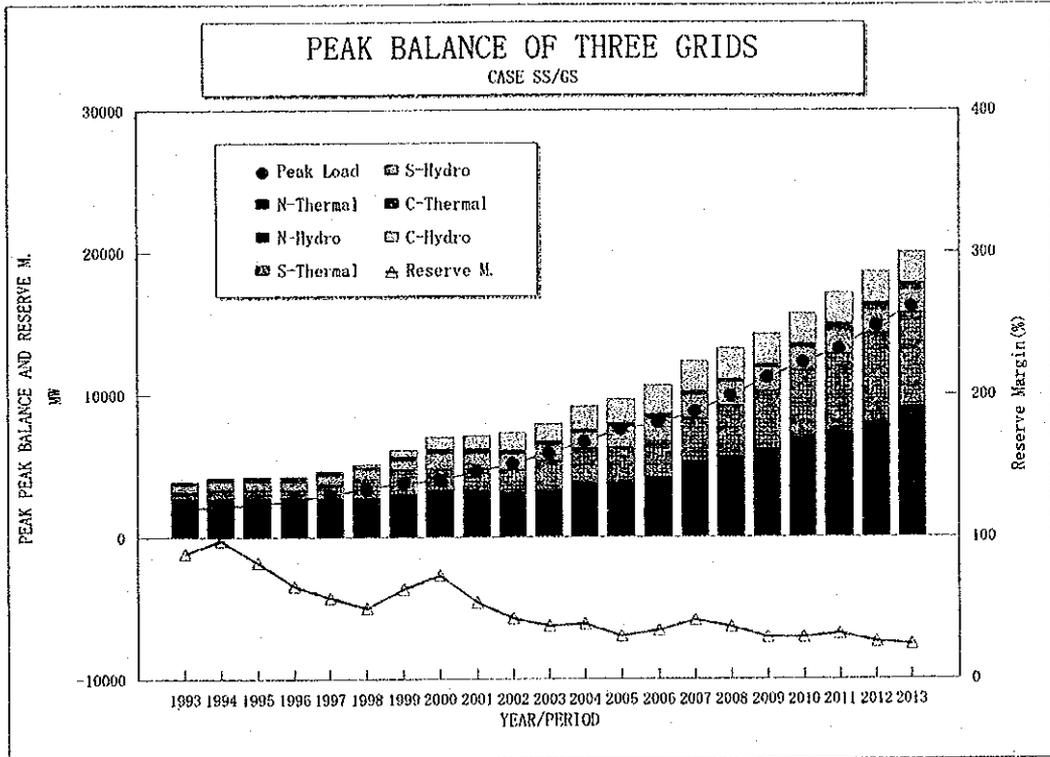
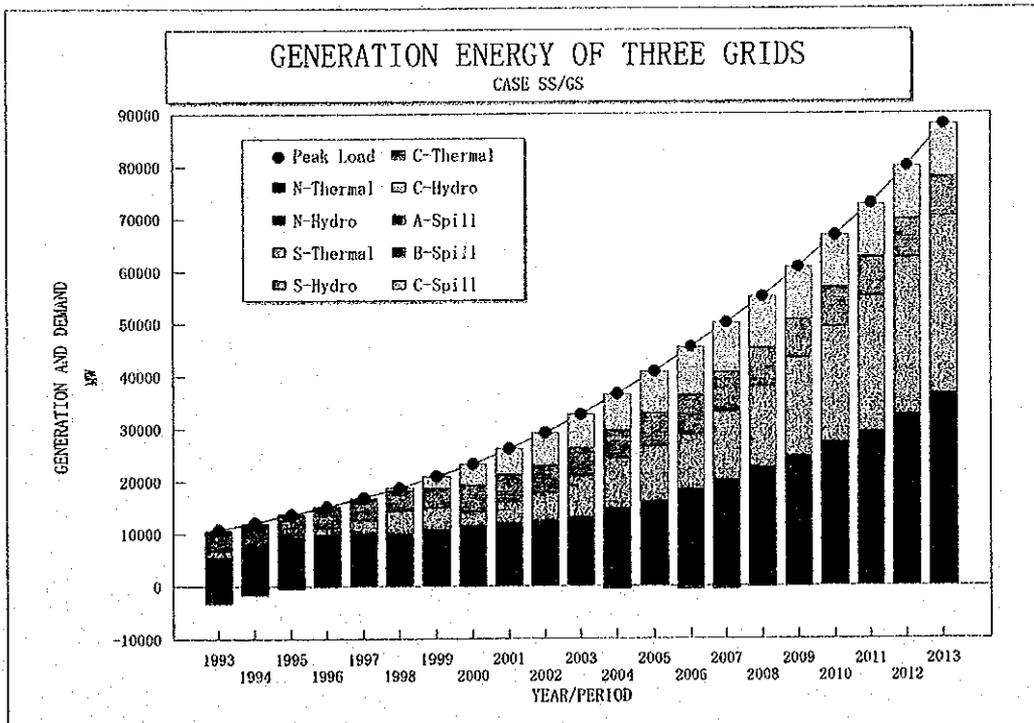


Fig. 8.4-4 Energy Balance in all Vietnam (Case-SS/GS)



Year	energy-transfer (GWh)		energy-transfer (GWh)	
	N to C	N to S	C to N	S to N
1995	684.0	2405.0	0.0	0.0
1996	685.0	2533.0	0.0	0.0
1997	681.0	2150.0	0.0	0.0
1998	695.0	1581.0	0.0	126.0
1999	199.0	2062.0	85.0	18.0
2000	5.0	2947.0	587.0	0.0
2001	0.0	2730.0	1102.0	0.0
2002	0.0	2428.0	1477.0	0.0
2003	0.0	1667.0	1444.0	42.0
2004	3.0	1979.0	1446.0	13.0
2005	0.0	1872.0	1616.0	96.0
2006	0.0	2133.0	1732.0	51.0
2007	0.0	2149.0	1687.0	74.0
2008	6.0	2257.0	1685.0	13.0
2009	11.0	2104.0	1524.0	77.0
2010	2.0	2034.0	1424.0	74.0
Total	2971	35031	15809	584

Year	energy-transfer (GWh)		energy-transfer (GWh)	
	C to S	N to S	S to C	S to N
1995	0.0	2405.0	317.0	0.0
1996	0.0	2533.0	369.0	0.0
1997	0.0	2150.0	574.0	0.0
1998	1.0	1581.0	595.0	126.0
1999	258.0	2062.0	90.0	18.0
2000	847.0	2947.0	24.0	0.0
2001	1004.0	2730.0	4.0	0.0
2002	1760.0	2428.0	0.0	0.0
2003	1577.0	1667.0	0.0	42.0
2004	1807.0	1979.0	14.0	13.0
2005	2035.0	1872.0	0.0	96.0
2006	2668.0	2133.0	0.0	51.0
2007	2555.0	2149.0	11.0	74.0
2008	2414.0	2257.0	5.0	13.0
2009	2167.0	2104.0	5.0	77.0
2010	1840.0	2034.0	38.0	74.0
Total	20933	35031	2046	584

EPDC

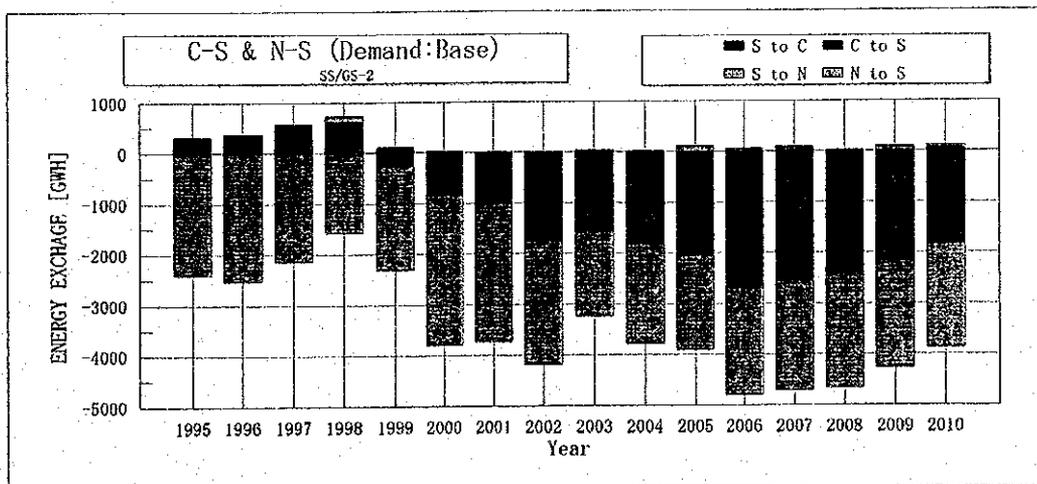
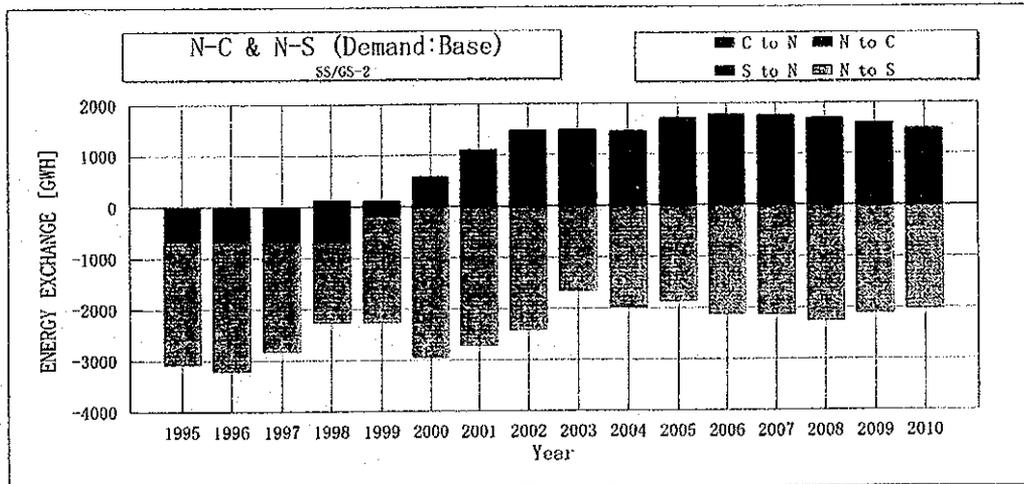
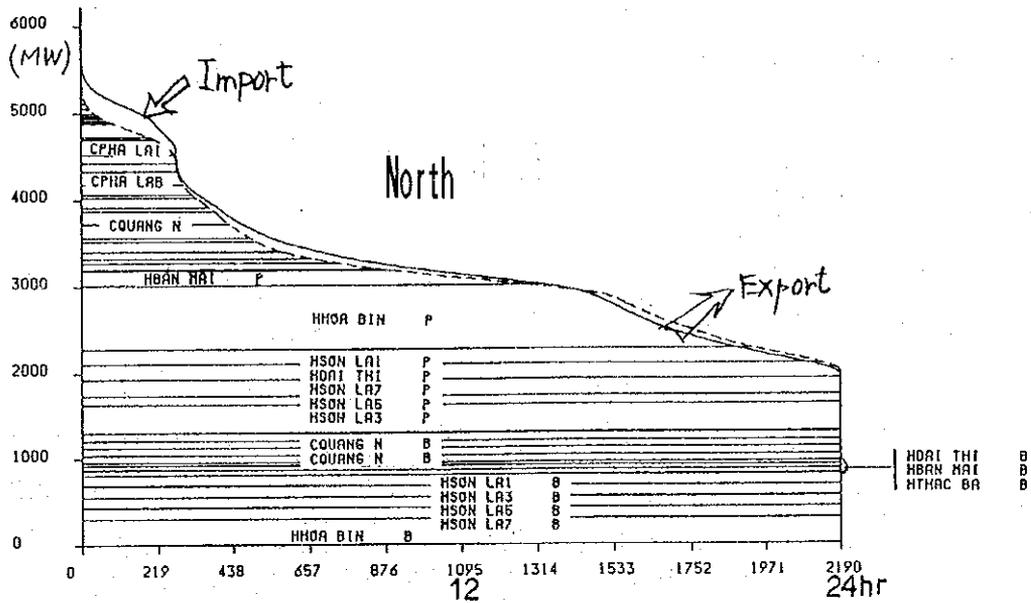
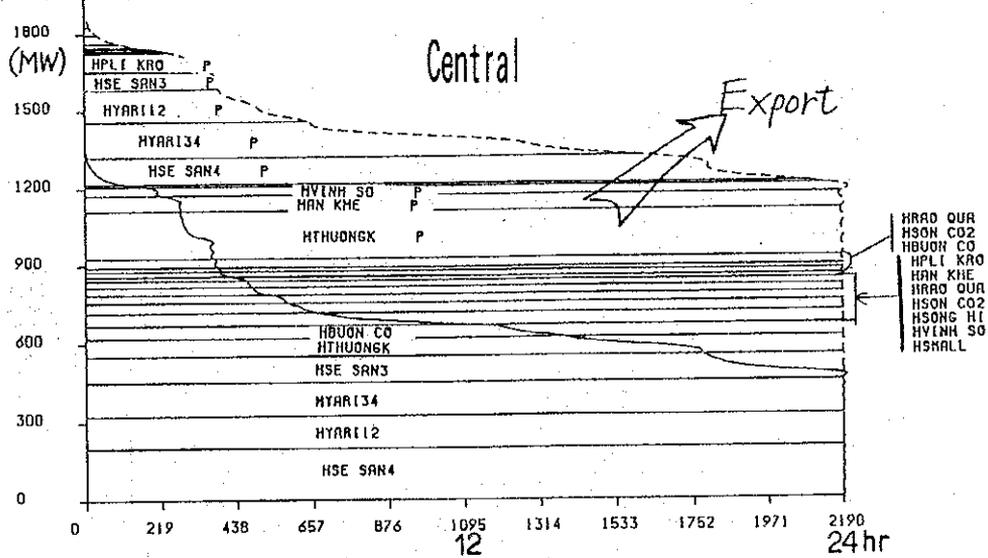


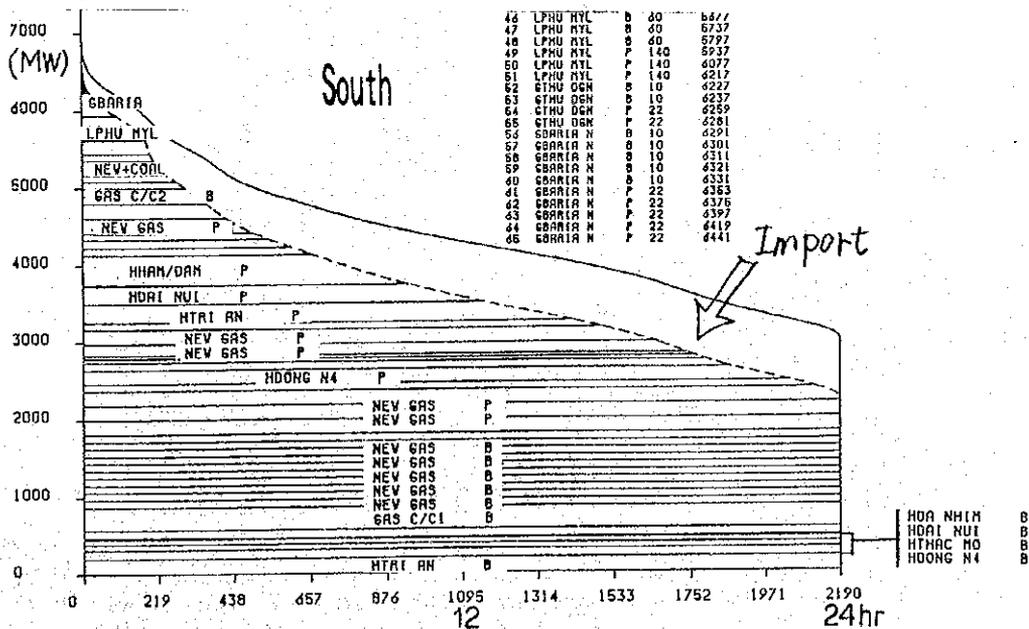
Fig. 8.4-5 Energy Exchange Case-(4) SS/GS (Base Case)



EQUIVALENT LOAD DURATION CURVE OF NORTH (PERIOD 4 OF 2010)



EQUIVALENT LOAD DURATION CURVE OF CENTER (PERIOD 4 OF 2010)



EQUIVALENT LOAD DURATION CURVE OF SOUTH (PERIOD 4 OF 2010)

Fig.8.4-6(a) Generation Dispatch Nov. 2010 (SS/GL)

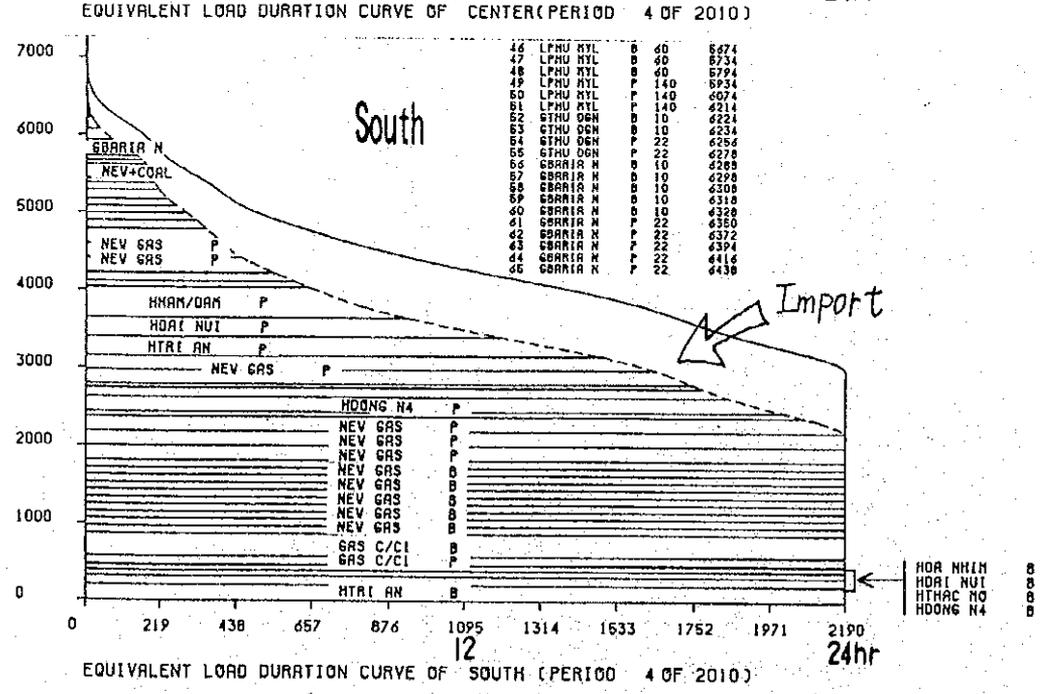
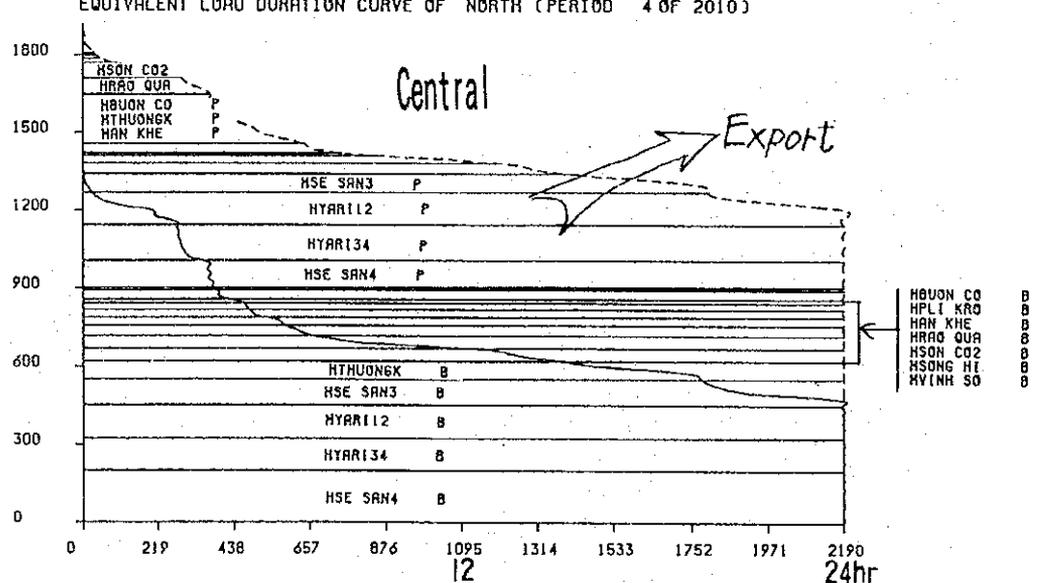
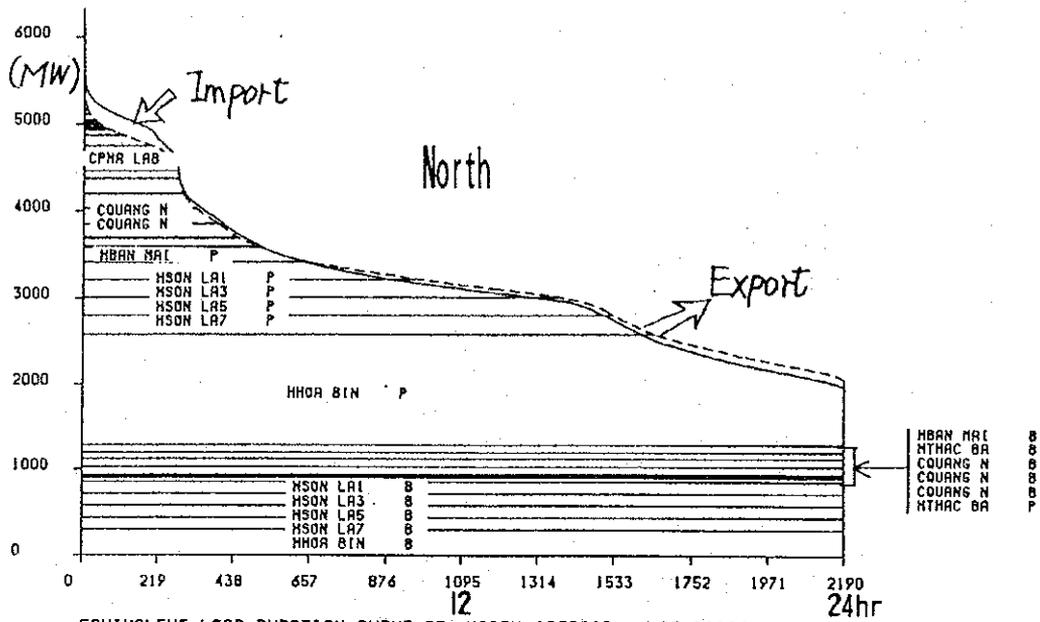


Fig. 8.4-6(b) Generation Dispatch Nov. 2010 (SL/GL)

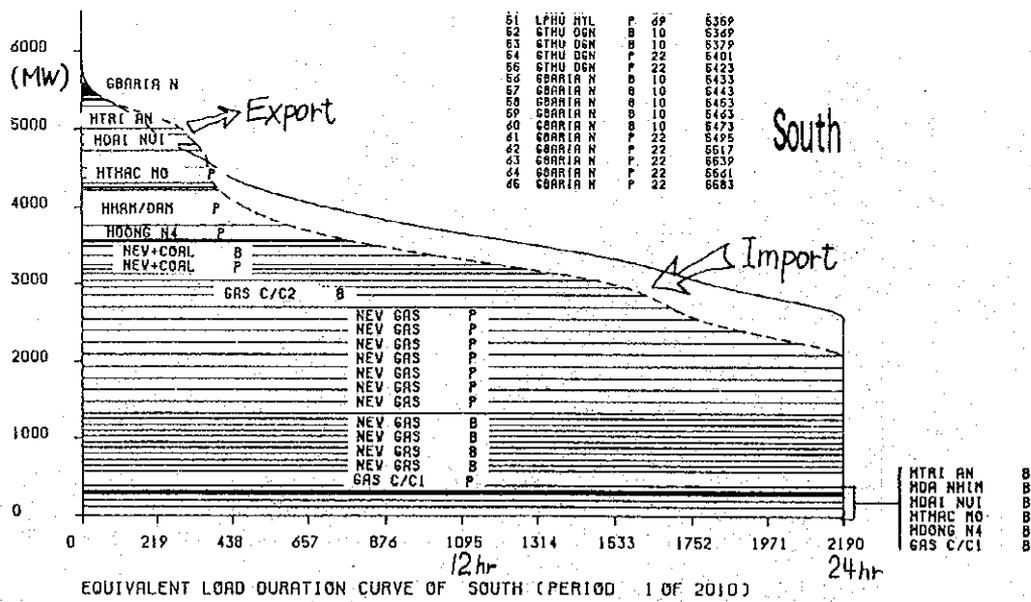
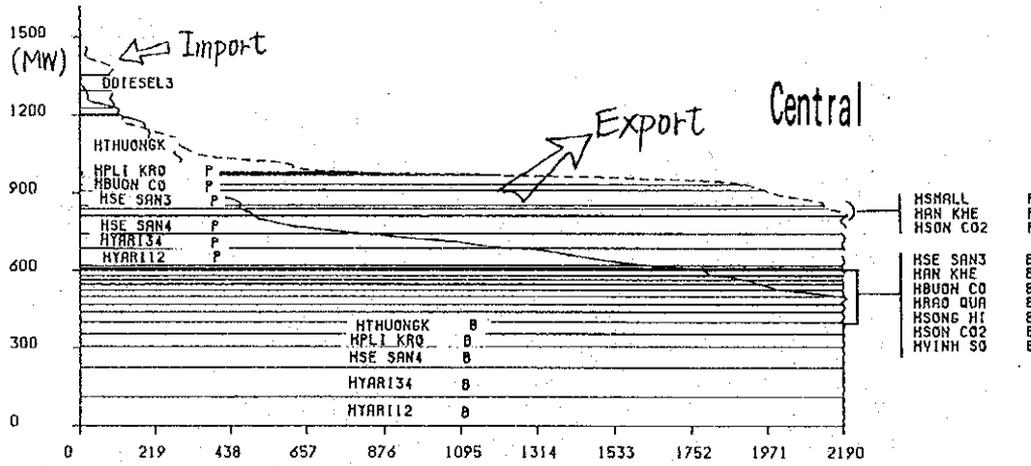
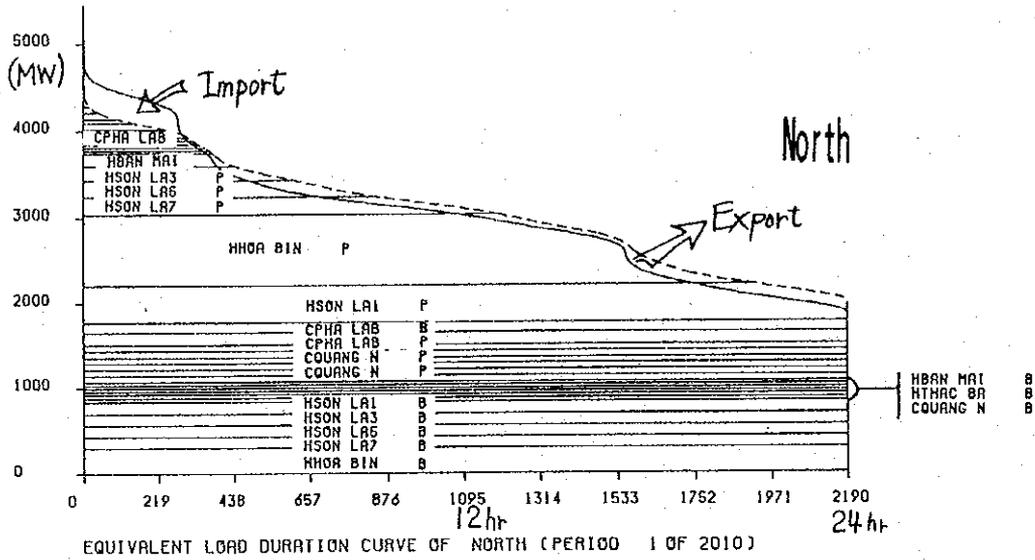


Fig. 8.4-6(d) Generation Dispatch Feb. 2010 (SL/GL)

8.5 電力量 (kWh) バランス

ここでは基本4ケースの中で総費用の一番安い SS/GLのケースについて各電源のエネルギー消費量を求める。結果を Table 8.5-1 に示す。

Table 8.5-1 Energy Mix ,Case-SS/GL (Hydro: Normal condition)

Region \ year		1995	2000	2005	2010	
North	Hydro	8,277/(89%)	8,673/(75%)	9,981/(63%)	20,358/(75%)	
	GWh/(%)	Coal T.	978/(11%)	2,821/(25%)	5,769/(37%)	6,665/(25%)
Center & South	from⇔N	3,088/(41%)	2,951/(20%)	1,551/(6%)	1,955/(5%)	
	Hydro	3,827/(51%)	9,169/(62%)	13,071/(49%)	17,393/(42%)	
	Gas	568/(8%)	2,637/(18%)	12,010/(45%)	21,630/(52%)	
	GWh/(%)	Coal T.	—	—	—	689/(-%)
	Oil T.	8/(-%)	0/(0%)	9/(-%)	59/(-%)	
Whole Country	Hydro	12,104/(89%)	17,842/(77%)	23,052/(56%)	37,751/(57%)	
	Gas	568/(4%)	2,637/(11%)	12,010/(29%)	21,630/(32%)	
	GWh/(%)	Coal T.	978/(7%)	2,821/(12%)	5,769/(14%)	7,354/(11%)
	Oil T.	8/(-%)	0/(0%)	9/(-%)	59/(-%)	
Total Demand (GWh)		13,600	23,200	40,900	66,600	

本計画案通りにプロジェクトが進展すれば、全国大で年負荷率60%程度の電力需要に対し年を追う毎に水力偏重の構成から、水力（オールラウンド）ガスコンバインドサイクル火力および石炭火力（ミドル～ベース）のバランスのとれた電源構成にシフトしてくる。

なお、これらの電力消費量に必要な発電エネルギー資源の生産量は Table 8.6-1 のようになり、現状のヴェトナムの資源開発計画に沿ったものとなっている。

8.6 石炭及びガスの消費見通し

これまでに計算した各開発計画案で必要となる石炭とガスの消費量を全国大で求めたものが Table 8.6-1 である。

Table 8.6-1 Annual Thermal Energy Generation & Fuel Consumption

(Coal:Million ton/ Gas:Billion m³)

Demand Case	Year		2000		2005		2010	
	(GWh)	Coal Gas	(GWh)	Coal Gas	(GWh)	Coal Gas		
Demand:BASE	2,836	1.30	5,653	2.60	6,120	2.82		
① SL/GL	2,606	0.55	11,679	2.49	21,325	4.53		
② SL/GS	2,839	1.31	6,834	3.37	15,093	6.94		
	2,622	0.56	9,673	2.06	11,085	2.37		
③ SS/GL	2,821	1.30	5,769	2.65	7,354	3.38		
	2,633	0.56	11,973	2.54	21,610	4.59		
④ SS/GS	2,821	1.30	6,295	2.89	19,206	8.83		
	2,633	0.56	9,771	2.08	11,104	2.36		
⑨ SL/GS 2yr. delay	2,839	1.31	8,108	3.73	21,061	9.68		
	2,622	0.56	9,683	2.06	11,038	2.34		
⑩ SS/GS 2yr. delay	2,821	1.30	7,975	3.67	22,368	10.28		
	2,633	0.56	9,858	2.09	11,045	2.35		
⑪ SS/GS (LOLP:3%)	2,796	1.29	6,809	3.13	18,557	8.53		
	2,540	0.54	11,856	2.52	11,527	2.45		
01 NS/GL	2,624	1.21	5,674	2.61	14,723	6.56		
	2,842	0.60	10,406	2.21	21,328	4.53		
02 NS/GS	2,624	1.21	7,593	3.49	24,839	11.42		
	2,842	0.60	10,149	2.15	11,070	2.35		
Demand:High	2,960	1.36	10,063	4.63	21,620	9.94		
⑥ SL/GS	3,470	0.74	10,660	2.26	11,303	2.40		
⑧ SS/GS	3,002	1.38	9,199	4.23	23,951	11.01		
	3,411	0.72	11,404	2.42	11,335	2.41		

Conversion coefficient are assumed to be Coal:2,175GWh/Mil. ton and Gas :4,710GWh/Bil. m³

天然ガスの使用量に制約を設けなかったケースにおいても、需要がベースケースで推移する場合は、経済的な水力が優先的に開発投入されるため2010年時点での天然ガス年間使用量は最大（ケース③ SS/GL）で50億 m³以内に収まっている。

第9章 優先開発計画の選定

第9章 優先開発計画の選定

目次

	頁
9.1 総費用面からの考察	9-1
9.1.1 シミュレーション結果	9-1
9.1.2 Son La水力開発における留意事項.....	9-2
9.2 発電運用面からの考察	9-2
9.3 発電用燃料資源面からの考察	9-4
9.4 環境面からの考察	9-5
9.4.1 火力発電開発計画	9-5
9.4.2 水力発電開発計画	9-7
9.5 感度分析による結果からの考察	9-8
9.5.1 電力需要が高い伸びを示すケース	9-8
9.5.2 供給信頼度基準の影響	9-9
9.5.3 Son La水力計画の開発時期が遅れた場合の影響	9-9
9.6 最適電源開発計画の選定	9-10

第9章 優先開発計画の選定

本章では第8章の計算結果に対し、多面的な考察を行い、最適な電源開発計画を定める。

9.1 総費用面からの考察

9.1.1 シミュレーション結果

総費用に関連してシミュレーション計算から得られた事項をまとめれば次の通りである。

- (1) 基本4ケースの計算期間中(1993~2013年)の発電設備の総費用(資本費、燃料費およびO&M費用の1993年への割引額の総額)はいずれも140億米ドルレベルとなり、その順位は次の通りである。

$$\text{Case-SS/GL} < \text{SS/GS} < \text{SL/GL} < \text{SL/GS}$$

その差は最大6億2,000万米ドルであるが、種々の不確定性を考慮すればいずれのケースも実現可能な開発シナリオであるといえる。

- (2) Son La計画の開発の妥当性を求めることを目的として Son La 計画を開発しないケースを検討した結果、ケース-NS/GLおよびケースNS/GSの両ケースとも基本検討ケースのSS/GLに比べて総費用は6億2,000万~10億6,800万米ドル高くなり、当計画の開発の妥当性が確認された。

- (3) Son La計画の開発規模については、天然ガス産出量の大小に係わらず、SL(小)の方がSL(大)よりも経済性が良い。

- (4) 総費用に占める資本費と燃料費の割合はSL(大)でそれぞれ約63%と約31%、SL(小)で約60%と約34%である。

- (5) 本調査対象期間中(1996~2010年)の電源開発量は約1,300万kW、発電部門のみの必要投資額は約143~149億米ドルである。

9.1.2 Son La 水力開発における留意事項

- (1) Son La (大) 計画の資本費の全体に占める割合は、Son La (小) およびHuoi Quang水力計画と併せたそれよりも大幅に大きい。

割引後の資本費 (資本比率) Son La (大) : 13億5,000万ドル (15%)

Son La (小) +Huoi Quang : 9 億ドル (10%)

このことが総費用の面でCase-SLがCase-SSに比して割高になっている一因となっている。

同一地点における水力計画の代替案の比較では、一般的に大規模開発が採用されるがこれはスケールメリットがその理由である。しかしながら、本ケースではそれが当てはまらない。その理由はSon La (大) とSon La (小) の工事費の算出に整合がとれていない点、及び発電所出力規模と系統運用面の整合性に問題があるためと推察される。

これらはF/Sでの検討課題といえる。

- (2) Son La水力計画は下流の Hoa Binh 貯水池と連動して Da 川の洪水調節を図ることが第一の目的とされている。このため両貯水池による洪水調節容量の分担、利水等の Son La ダムの受益者間の費用分担については、F/Sにおいて十分検討することが望まれる。

9.2 発電運用面からの考察

第8章のシミュレーション結果から次のことがいえる。

- (1) 地域別に見たとき、中部はYaly運開以降常に電力移出地域となり、一方、南部は相当量の電源開発にもかかわらず、北部・中部双方から移入を続ける状況が2000年代を通じて継続する。

北部→南部は調査対象期間を通じて約400MW、年間 2,000GWh前後の高い水準を継続する。

中部→南部は2000年代を通じて、年間約400MW、年間 1,500~2,500GWhとやはり高い水準を継続する。

一方、2000年代に入ると南部→北部あるいは中部→北部の電力融通も見られ、地域間連系送電線のメリットが実現している点は興味深い。

- (2) 北部はSon La (大) 又はSon La (小) + Huoi Quang 水力計画の開発シナリオの実現が図られる結果、2010年代まで水主火従の電源構成の状況が継続する。

北部地域の火力地点は新鋭のQuang Ninh火力計画ですら電力需給上は負荷調整用電源として機能することが多く、その年間稼働率はあまり高くない。(2010年時点における北部地域火力全体の年間稼働率は30~40%程度) このため石炭火力はDSS運用仕様とすることが望ましい。

- (3) 南部はコンバインドサイクル火力を主体とする火力発電の開発に依存せざるを得ない状況が続く。

結果として南部火力発電所の稼働率は高い値を示している。(2010年のSS/GSのケースでのコンバインドサイクル火力の年間稼働率は約60%程度である。)

- (4) 水力発電所の運用については2000年代を通じ、水力が中心の北部・中部ではベース発電運用となり、火力の多い南部ではミドル~ピーク運用が主体となる。

- (5) 老朽火力の運転の機会がkWh面での貢献度は少ないものの、ピーク供給力としての役割は捨て難い。また、水力発電の占めるウェイトが大きい系統では、渇水対策電源としての意義もあるので、廃止の可否については電力供給信頼度の検討の結果に基づいて決定することが望ましい。

9.3 発電用燃料資源面からの考察

- (1) 各検討ケースにおける石炭および天然ガスの年間消費量をまとめれば次の通りである。

ケース	燃料	単位	2000	2005	2007	2008	2009	2010	(2011)	(2012)	(2013)
SL/GL	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.6	3.4	3.0	2.8	2.8	3.1	4.1	6.9
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.5	3.3	3.6	4.2	4.5	5.0	5.3	5.4
SL/GS	石炭	10 ⁶ t	1.3	3.4	4.2	4.8	5.6	6.9	8.2	10.0	13.5
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.1	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
SS/GL	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.7	3.0	2.9	3.0	3.4	4.1	6.1	8.9
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.5	3.0	3.3	4.0	4.6	5.0	5.3	5.4
SS/GS	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.9	4.6	5.7	7.1	8.8	10.5	12.6	15.5
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.1	2.3	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
NS/GL	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.6	3.8	4.1	5.2	6.8	8.3	10.9	14.1
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.2	2.8	3.4	4.0	4.5	5.0	5.4	5.4
NS/GS	石炭	10 ⁶ t	1.3	3.5	4.8	6.1	8.7	11.2	14.1	17.4	20.8
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.2	2.3	2.4	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3

注. ()内は調査対象期間外で、電力需要値は調査団想定（ベースケース）を外推した値を使用している。

- (2) 石炭の消費動向は2010年時点ではGLの検討ケースであれば最大 350万ton程度であるが、GS検討ケースの場合 900万トンレベルに達する。

さらには“石炭マスタープラン”における2000年代を通じての石炭生産量、850万トン/年（クリーンコールベース）からみれば天然ガスの産出量によっては石炭の増産の必要性があり得る。

- (3) 地域別の石炭消費動向についていえば、北部地域はSon Laを中心とする水力発電の貢献が大きく、石炭消費量は2010年時点でも最大 350万トンと推定される。

一方、南部地域では天然ガス産出量の大小にかかわらず、石炭火力発電の開発が必要となり、GSの場合、2005年の 0 Mon # 1 から2010年までに300MW 10基相当分の開発が必要とされ、2010年における南部地域での石炭消費量は約550万トンと北部での石炭消費量に匹敵する量に達する。

- (4) 天然ガス産出量については第7章での検討結果を基に、8.2.2に述べたように、GLの場合は、Phu Myコンバインドサイクル火力の5基の後にはNhon Tracコンバインドサイクルを7基まで（単基出力は全て300MW）、またGSの場合はPhu Myコンバインドサイクル火力5基まで開発すると想定してシミュレーション計算によりガス

使用量を推定する方法を採用した。

その結果は上記(1)項表に示す通り、2010年時点ではGLの場合でも46億 m^3 の消費量に留まるが、これらコンバインドサイクル火力はベース発電運用が主体となるため天然ガス消費量は増加し続ける。

これは、2010年から投入が始まる新規電源（ここでは北部の石炭を消費する石炭火力と想定）についていえば、発電単価の点でコンバインドサイクル火力は石炭火力に比して有利である点を反映していることによる。

一方、GSの場合、2010年時点でのガス消費量は24億 m^3 と推定された。2000年代に入って南部地域での最初のコンバインドサイクル火力の開発必要年は2003年（Phu Myコンバインドサイクル火力 #3）と予想されるので、Phu Myコンバインドサイクル火力の増設計画あるいは新規計画地点の選定を遅くとも1999年までには終了しておくことが必要である。

- (5) 南部地域における火力発電の形式にはコンバインドサイクル発電、石炭火力（国内炭／輸入炭）およびガス火力（天然ガス／油／石炭のいずれも可）と選択肢がある。今後の天然ガスの産出量とその購入価格についての調査を継続し、石炭調達を含めて最も経済的となる火力発電形式を選択して長期電源開発計画に反映させる必要がある。

9.4 環境面からの考察

9.4.1 火力発電開発計画

火力発電計画には常に“環境対策”の問題が付随している。

6.1で論じた通り、試算によれば SO_x 、 NO_x 排出量については発電所単独としては現行環境規準値を満たすこととなったので、本調査の電源開発計画には DeSO_x （脱硫）あるいは DeNO_x （脱硝）設備費については考慮しなかった。

しかし、この点については最終的には当該発電所地点の現地調査により決定されるべき事項であり、環境配慮の問題はその国の社会・経済の発展とともに変遷していく要因であるので、今後の社会の動向に十分注意を払っていく必要がある。

ちなみに、 DeSO_x 設備費用は一般的に発電所工事費の10～15%相当額とされており、

その設備の必要性が発電単価に与える影響は大きい。

さらに発電用燃料の増加に伴い産炭地における環境配慮も必要となろう。

火力発電開発に際し配慮すべき事項は煤塵、SO_x、NO_x、および排水処理である。現行火力発電所からの排出物に関する環境基準は、1993年に制定されたものであり、既設火力発電所のPha Lai, Ninh BinhあるいはUong Biに対してはそれ以前の開発であったため十分な環境対策がなされていない。

しかし、今後開発される火力発電設備に対しては発電所立地地点の周囲環境の実地調査あるいは実測による十分なBIAに基づいて、開発規模の決定、立地地点の選定等を行うことが肝要である。

以下に調査対象期間中の主要な火力発電計画地点について環境面からの考察を行う。

(1) Quang Ninh火力計画

Quang Ninh火力の開発時期はシミュレーション検討の結果、開発時期は2004年、すなわち2000年代半ばと想定され、その規模は2010年までに(4~6)×300MWである。

立地地点は現時点で特定されていないが、炭鉱に近い場所が考えられている。ここに産する無煙炭は硫黄含有分 0.5%程度のいわゆる低硫黄炭 (Table 7.1-2 参照) であり、試算によるSO_xおよびNO_xの排出濃度は現行環境基準をクリアすると算定されたが、高煙突の採用、発電所の分散配置等の対応もあり、開発計画自体の可否にまでは問題は拡大しないものと考えられる。

(2) コンバインドサイクル発電計画 (Phu MyおよびNhon Trac)

南部地域におけるコンバインドサイクル発電はPhu Myガス火力(3×200MW)に引き続き開発される計画である。その開発規模は天然ガス産出量とその価格に依存するが、既に開発済みの石油随伴ガス 282億m³に加えてその埋蔵量の確認が期待されているLan Tayガス田の推定埋蔵量 570億m³を併せれば2000年代に少なくとも年間 30億m³程度の供給は可能と考えられる。その場合Phu Myコンバインドサイクル火力計画は4~5台まで開発可能となる。

コンバインドサイクル発電は硫黄分を含まない天然ガスを燃焼することから、有害排出物はNO_xである。

脱硝装置としては、ガスタービン排気中のNO_xを低減させるために乾式低NO_x燃

焼器の採用や、燃焼器での水または蒸気の噴霧等の現状技術で対応可能であり、開発計画の可否に影響を与える程のものではない。

高煙突化あるいは発電所の分散配置の可能性もあり得ることは石炭火力の場合と同様である。

(3) 0 Mon石炭火力計画

0 Mon計画は天然ガスの増産が期待出来なくなった場合の最有力地点である。

メコンデルタに位置し現地調査も行われているが、地質上あるいは地形上から3×300MWの規模で計画されている。このため、環境対策の面では集塵装置、あるいは十分な水処理装置を設けることで対応可能と考えられる。

広大な平地であることから高煙突化は効果的であろう。

(4) Phan Thiet石炭火力発電計画

天然ガスが期待通り産出しない場合0 Monの次に計画される開発計画地点であり、南部地域の需要地に比較的近い点を考慮して選定した地点である。

開発規模は2010年まで7×300MWまで推定されるので、排出ガスによる環境対策上4×300MWの地点と、残りを別地点として計画するのが妥当であろう。

9.4.2 水力発電開発計画

水力発電計画に対する社会環境費用は基本的には水没により生じる住民の移転費用、逸失する生産活動に対する補償、水没する財物に対する補償等からなる。

この観点にたてば6.2.2-(3)で検討したように水力開発計画のすべての地点に対し補償費は考慮されている。その額は貯水池による水没面積をパラメータとしたときある一定割合で計上されており、近い将来、工事に入る地点の実勢単価との関連でも概ね妥当な額であるとの結論を得た。

しかしながら、Son La水力地点のような巨大な計画についてはその計画の実現により得られる便益が多種かつ多大である反面、巨大規模であることに起因する負の環境影響面も生じてくる。次のような事例が考えられよう。

- 多数の移住民の新しい生活への順応の可否（代替地造成、再就職、等）
- Son La計画に特有なことであるが少数民族対応

• 貯水池付近の動植物の生態系への影響

Son La水力計画はHoa Binh水力計画に次ぐ国家的プロジェクトに位置付けられているものの、社会環境配慮はプロジェクトの技術的検討、経済性評価を超えてその実現の可否を左右する要因となり得るものである。（実例としてタイ・ナムチョン水力発電計画の中止、インド・ナルマダ水力発電計画の工事遅延などが挙げられる。）

今後の社会環境配慮の動向如何によってはそれが工事費へ反映されることになり、計画自体の経済性にも大きな影響を与えることになる。

具体的な活動計画に関しては第15章に論じているが、官民一体となって移転計画を策定するとともに、BIAの実施により不確定要因を出来るだけ早く明確にすることが求められている。

Son La水力計画以外の他の計画地点のうち、社会環境配慮がその実現を左右すると思われる計画地点は、その移転人口の大きさからDai Thi、Ban Mai、An Kheの3計画が挙げられる。

9.5 感度分析による結果からの考察

9.5.1 電力需要が高い伸びを示すケース

ヴェトナムの良好な経済発展により電力需要が高く推移した場合についてシミュレーション検討の結果（8.5.1 参照）から得られる見解は次の通りである。

- (1) 総費用は電力需要の増分に見合うだけ増加する。
- (2) Son La水力計画の規模の大小による総費用の差はベース需要時の基本ケースと大きく変わらない。
- (3) 地域間融通電力量に関しては特に著しい変化は示さない。

Son La水力計画の運開時点では北部地域における電源構成は典型的な水主火従（2010年時点で設備出力で約63%が水力）となるが、それ以降大きな水力電源は期待出来ないこともあり、水力発電によるベース供給力は徐々にピーク供給力へ移行するものと考えられる。すなわち、Son La水力計画に当たっては遠い将来を展望し、Hoa Binh貯水池との貯水池運用をも考慮して規模の大小にかかわらず発電設備の増設を考慮した設計としておくことが望ましい。

9.5.2 供給信頼度基準の影響

LOLPは電源開発計画策定における大きな技術的な指標の1つであり、本シミュレーション計算では先進国レベルの年間を通じて1%という値を採用した。しかしながら、これを3%に変えた場合には総費用を4億8,000万米ドル節約することが可能であるとの結果が得られた。(8.5.3 参照)

このことは電源開発計画の策定に当たって、供給信頼度が計画全体の経済性に与える影響の大きいことを意味する。

本シミュレーション計算では全国一律に同一LOLPの値を目標値としたが、

- 地域別にLOLP目標値に差をつける
- 年を追ってLOLP目標値を変えていく
- 送電・配電を含めて電力系統全体のLOLPの目標値を定める。

など今後引き続き“供給信頼度”について調査・検討を行っていくことが電気事業者の責務であり、バランスのとれた電力需給運用あるいは経済性の向上が図られることとなる。なお、これらの検討に際しては、過去の供給不足発生データの前提条件となるので、正確なデータの蓄積に努める必要がある。

9.5.3 Son La水力計画の開発時期が遅れた場合の影響

Son La水力計画の開発時期が2年遅延した場合について、SL/GSおよびSS/GSのケースについて計算した結果は、

- (1) 両ケースともベースケースに対し総費用は若干増加した。(3~5億米ドル)
- (2) 2010年時点における石炭消費量はベースケースに対して大幅に増加し、SS/GSの場合9百万トンレベルに達する。

この中で重要な点は、石炭消費量の急激な増加であり、Son La水力計画の開発遅延に伴う代替石炭火力の増設に加えて、石炭部門に対する増産のための開発投資の時期が早まることである。

これから得られる結論は“Son La水力計画はその規模の大小にかかわらず、極力早期に開発することが望ましい”ということである。

9.6 最適電源開発計画の選定

これまで述べた種々の観点からの考察事項に対し、簡略化された評価順位を設定し、基本検討ケースについて総合評価を試みた。

Table 9.6-1 Overall Evaluation

検討された事項	SL/GL	SL/GS	SS/GL	SS/GS	W/O SL
総経費による経済性	○	△	◎	○	×
発電運用面	○	○	○	○	○
発電用燃料資源	×	◎	×	○	×
社会環境配慮	×	×	△	△	○
高い電力需要の場合の経済性	△	△	○	○	△
Son La水力開発遅延の影響	△	△	△	△	-
総合評価	×	×	○	◎	×

評価のレベル	◎	推奨できる	Recommendable
	○	望ましい	Desirable
	△	実現可能	Possible
	×	不確定	Uncertain

上表において発電用燃料資源（天然ガス産出量）と社会環境配慮（特にSon Laの大規模開発）は“不確定要因”であると考えられる。

(1) 結論

これらの各検討ケースの選定結果は次の通り結論づけられる。

- Son La水力計画は開発することが望ましい。
- 現時点で推奨し得る電源開発計画のシナリオはSS/GSである。
- 天然ガス資源が十分な量で、かつ妥当な価格で入手可能となれば、シナリオSS/GLを指向することにより全体として経済性は向上する。
- Son La水力計画の開発規模は、入力条件によって変化することも考えられるので個別地点の詳細な検討をするため、早急にF/Sを実施するべきである。

(2) 勧告

上記結論に対し付記すべき指摘事項あるいは勧告は次の通りである。

- 2つの不確定要因として発電用燃料資源としての天然ガス産出量、および社会環境配慮としてのSon La（大）の開発の可否が挙げられる。

このうち、天然ガス産出量については仮にその産出量が不確定のままであっても石炭火力で代替し得るものであり、それは総費用に反映されて経済比較問題と化す性質の問題である。またその最終判断まで数年間の期間が許される。

一方、Son La (大) はその貯水池面積が 508km²と Son La (小) のその 2 倍近くにも達する計画であり、その環境面における地域社会へ及ぼす影響は Son La (小) に比して著しく大きい。その EIA の評価結果によっては、Son La (大) そのものの開発シナリオが否定され得る性格の問題であり“不確定”の程度は大きい。

Son La 開発計画については社会環境、自然環境を含めた F/S 調査を早期に着手することを勧告する。

- (b) 水力発電計画地点は火力発電に比して経済性の点で有利であり、2000 年代に順次投入されていく結果となった。一方、これら計画地点の調査はプレ F/S を終了した段階にあるものがほとんどであるため、少なくとも F/S 調査までは終了させることが必要である。

特に Sesan 川水系の各計画地点は 2000 年代に入り早めに運開させることが全体としての経済性に寄与することとなるので、その調査を実施すべきである。

Sesan 川水系一貫で最も経済的な開発計画を策定するために M/P の調査から始めることが妥当である。

また、多目的ダムを有する計画地点については、受益部門各者との調整を進め費用負担を決定するとともに、貯水池運用ルールの確定により発電電力量の精度を高めることが必要である。

- (c) 中部地域の水力開発は 2000 年代中頃までに終了するのが好ましく、その結果、南部と中部の 500kV 連系線の電力融通量は 2000 年代を通じて 4,000GWh 程度行われると推定される。そのため、2000 年代の始めまでに中部 Plei Ku と南部 Phu Lam 変電所間に 500kV 送電線を増強し、中部、南部の連系強化を図るべきである。
- (d) ガス小の場合、2010 年で発電用に 900 万トンの石炭が必要となることから、北部の石炭増産が必要となる。

また天然ガス産出量が 50 億 m³/年程度期待出来たとしても南部に石炭火力が必要となることが想定されるので、ガスの産出量を勘案しつつ、燃料転換が可能なボイラーの導入について検討すべきである。

第10章 電力系統拡充計画

第10章 電力系統拡充計画

目 次

	頁
10.1 一般事項	10- 1
10.2 ヴィエトナムの電力系統拡充計画	10- 1
10.3 電力系統計算	10- 2
10.4 220kV 電力系統拡充へのコメント	10- 3
10.5 500kV 電力系統拡充へのコメント	10- 5
10.6 所要投資額の見積り	10- 6

第10章 電力系統拡充計画

10.1 一般事項

1996年から2010年の検討期間を通じて、ヴィエトナムの電力系統は北部、南部、中部の地域電力系統と500kV送電線による全国連系統で構成されているものとする。

500kV及び220kV送電網の拡充の所要項目は、ヴィエトナムの1995年の第4次マスタープラン及び第5章の需要予測及び第8章の発電力増強計画に基づいて行った電力系統計算の結果を参照して決定した。

110kV系統及び配電系統拡張の所要量は、予測された電力エネルギー消費（GWh値）の伸びに基づいて推定した。推定方法の詳細は付録に示してある。

10.2 ヴィエトナムの電力系統拡充計画

1995年1月付けの電力開発マスタープランは、EVNの一機関であるIEVが作成し、政府により承認された。以前は、長期計画はソ連の技術者の援助を受けて作成されていた。しかし、ソ連からの技術援助の停止後は、ヴィエトナムの技術者が自力で行っている。第4次計画には1995～2010年の電源開発計画、1995～2005年の220/110kV電力系統拡充計画が具体的に計画されている。1995～2010年の500kV系統及び配電系統の拡充計画及び2006～2010年の220/110kV系統の計画については5年毎の合計値のみが示されている。

第4次計画の電力系統計画の詳細は付録に含まれている。その概要は下記の通りである。

項 目	1996-2000	2001-2005	2006-2010	合 計
1. 線路 (km)				
500kV 線	-----	600	1,700	2,300
220kV 線	2,832	1,871	1,400	6,103
110kV 線	3,259	1,061	1,000	5,230
高圧配電系	25,936	26,295	39,142	91,373
低圧配電系	100,832	96,832	143,811	341,475
2. 変電所 (MVA)				
500kV	-----	450	3,600	4,050
220kV	7,566	4,101	3,000	14,667
110kV	6,815	3,623	3,000	13,438
需要家設備 (110 kV)	4,423	4,225	6,332	15,000

10.3 電力系統計算

2000年、2005年、2010年の500/220kVの送電系統について下記の条件で電力潮流の解析を行った。

(1) 系統構成

- 2000年及び2005年の220kV系統については、系統構成は原則としてヴィエトナムの第4次計画の通りとし、一部電源開発計画等により必要性を再考して変更した。2006年から2010年の期間については、電源開発計画及び想定需要に従って調査団の判断により拡充案を決定した。500kV系統の拡充は独自の判断で行なった。

(2) 電力需要

- 各220kV変電所の負荷は、第5章の各省毎の需要予測を参照して決定した。
- Thac Ba, Thac Mo等の110kV系統に接続されている発電所の出力分を220kV変電所の負荷から差し引いた。
- 全220kV変電所の引出口の負荷力率は90%と仮定した。

(3) 電源

- 新発電所の位置及び出力は第8章の電源開発計画の結果、即ち、Son Laの2,400MW開発及び少量のガス開発であるSS/GSのケースに従った。
- 電力潮流は雨季（水力発電所が全出力運転）及び乾季（火力発電所が全出力運転）の2ケースにつき検討して所要送電系統を決定した。但し、電力潮流の状況は水力地点は火力地点よりも主要需要地から遠いため、雨季の方が乾季よりも過酷になる。火力発電所周辺の重汐流の検討を行なうため、乾季の電力汐流は2010年についてのみ計算した。

(4) 解析結果

- 検討の結果は付録に詳述してある。北部、南部及び中部の将来の500/220 kV送電系統図及び位置図は Figure 10.3-1~10.3-6 に示してある。第4次開発計画に示してある110kV系統の将来の系統図は Figure 10.3-7~10.3-9 に参考のために示してある。

電力系統解析の結果確認された系統拡充の所要量は下記の通りである。

項 目	1996-2000	2001-2005	2006-2010	合 計
1. 線路 (回線 - km)				
500kV 線	60	760	1,350	2,170
220kV 線	1,804	1,641	1,859	5,304
110kV 線	2,225	3,904	6,193	12,322
高压配電系	31,385	46,159	73,083	150,627
低压配電系	33,722	59,288	93,688	186,698
2. 変電所 (MVA)				
500kV	-----	3,150	3,600	6,750
220kV	5,189	3,164	4,000	12,353
110kV	3,256	4,668	7,377	15,301
需要家設備 (110 kV)	1,355	2,075	3,279	6,709

10.4 220kV 電力系統拡充へのコメント

電力系統計算の結果から、第4次開発計画のヴィエトナムの電力系統拡充計画に対して下記のことがいえる。

(1) 線路導体選定

- 送電線用電線のサイズは近い将来の電力潮流の増加を考慮に入れて決めなければならない。実際の決定に当たっては、定常時の電力潮流だけでなく、近接回線の脱落などの異常時の潮流も考慮に入れる必要がある。
- 現在まで、ヴィエトナムの電線サイズはロシア規格に従って選定されてきた。しかし、今後は米国の規格など国際的に認められたものを使用するよう検討することを勧告する。
- 最適電線サイズを決定するための経済評価基準を設定する必要がある。
- ハノイ及びホーチミン地域の主要送電線については、将来の電力潮流増大に対して十分な余裕を見込む必要がある。少なくとも330mm²複導体を使用した方が良い。
- 現在施工中のメコンデルタ地域への220kV送電線は明らかに容量不足である。220kV母線電圧を維持するために2000年にはかなりの容量の電力用コンデンサーを設置する必要がある。主要線路には複導体を使用するよう勧告する。

(2) 第4次計画に対する個別のコメント

第4次計画の220kV系統拡充計画に対する個別のコメントを各系統毎に下記する。

(a) 北部系統

全体的に2005年迄に計画された系統は2010年迄の需要に対応するのに十分な容量を有している。但し、送電系統は、Son La水力、Quang Ninh火力、Ban Mai 水力等の容量・開発時期に大きく左右されるので、その都度よく検討する必要がある。

Son La水力の電力を送電するには、送電電力・距離から考えて220kV系統では無理で、500kV送電線がどうしても必要になる。実際の建設計画を確定するためには注意深く検討する必要がある。

(b) 南部系統

南部の需要の急増、Phu Myのガス火力及びPhan Thietの石炭火力の大規模開発、及びホーチミン地区への需要の過度の集中（南部地域全体の半分以上）により2010年迄に建設及び計画済みの送電系統の根本的な改造が必要となってきた。最終計画は火力発電計画及び500kV系統計画を参照して確定する必要がある。細かい点に関するコメントは下記の通りである。

Cat Lai変電所はホーチミン東部地区の非常に重要な変電所になる。ここからThu Ducへの送電線の電線サイズは大径のもの（少なくとも $2 \times 330\text{mm}^2$ ）が必要である。又、Tao Danへの電力はPhu LamからではなくCat Lai（電源側）からにすべきである。

同様に、Bac Lieuへの送電線はRach GiaでなくThot Not（電源側）へ接続されるべきである。

2010年には、ホーチミン地区の系統電圧が重負荷のために全体的にかなり下がる。各変電所の母線電圧を正常に保つためには500/220kV変圧器の3次巻線、その他に合計約300MVAの電力用コンデンサーを設置する必要がある。

(c) 中部系統

第4次計画の送電計画は2005年迄の電力需要に対応するのに十分である。2006年から2010年の間に、Da Nang - Hoa Khanh - Hue 間及び Pleiku - Qui Nhon間で第2回線が必要になる。

10.5 500kV 電力系統拡充へのコメント

予測されるハノイ及びホーチミン地区の需要増及び大電力の長距離送電の必要性から、220kV系統では送電容量が不十分で500kV系統が必要になるケースが出てくる。しかし、第4次計画には具体案が明記していない。本調査で必要性が確認された500kV系統拡充案は下記の通りである。

- Hoa Binh - Pleiku間の第2の500kV線の建設は2010年迄は特に必要ないと思われる。電源開発計画の検討に当たって地域毎の電力バランスを考慮して発電計画を作成しているので、この送電区間の潮流は余裕限度を越えることはないと考えられる。しかし、この第2回線の必要性については実際の需要動向、Son La計画の工程に左右されるので今後の推移に注意する必要がある。
- Hoa Binhから中部のDong Hoiへの非常に長い220kV送電線の運転を安定させるためにHa Tinhに 500/220kV 変圧器を設置する必要がある。時期は2000年の直後である。
- Pleiku - Phu Lam間の第2の500kV線が、Yalyその他水力発電所の発生電力をホーチミン地区へ送電するために必要になる。中間変電所は Bao Loc, Cat Lai に建設する。
- Phu My火力発電所の 2,100MWの発生電力を送電するために Phu My - Phu Lam 及び Phu My - Cat Lai の 2本の500kV送電線を計画した。Phu My-Phu Lam間の送電の信頼性を上げるためにループ方式を採用した方が良い。
- メコンデルタ地域の2000年以降の増大する需要に対応するためには Phu Lam - Thot Not 間に500kV送電線を建設して電力供給能力を増大させる必要がある。
- Phan Thiet火力発電所で2,100MWの開発が行なわれた時には Phu My - Phan Thiet 間の500kV 2回線及び Phan Thiet - Bao Loc 間の1回線の拡充が必要になる。後者は Phan Thiet - ホーチミン間の送電の代替え線路となる。
- Son Laの発電電力をハノイ及びHai Phong地区へ送電するために500kV線を建設する必要がある。既設の500kV線と接続するためにHoa Binhの南に開閉所を計画した。他にハノイの南と北、及びHai Phongの3変電所を計画した。Son LaからHoa Binh 南の間は2回線とし、Hoa Binh南 - Hanoi南 - Hai Phong - Hanoi北 - Son La間は1回線を建設してループ運転をすることにした。

下記の500kV系統拡張が2010年以後の早い時期に必要となる。

- Hoa Binh南 - Pleiku間の第2回線は、Son La水力計画及び上流のHuoi Quang水力計画が完成する迄には、融通容量を増強させるために必要である。
- 北部地域では、Quang Ninh 地区の火力発電所の総出力が220kV線の送電容量を超えると Hai Phong - Quang Ninh 間に500kV線が必要になる。Huoi Quang水力計画へは、Son La水力発電所から500kV線を延長する必要がある。Nam Dinh地区の需要が更に増大した場合 Hanoi 南 - Nam Dinh 間の500kV線が必要になる。
- 中部地域では、Nha Trang地域の需要が計画されている220kV線の送電容量を超えた時に、Krong Buk地区に開閉所を設置して、そこからNha Trangへ500kV線を建設することが考えられる。
- 長距離送電線（Pleiku - Bao Loc間、Son La - Hoa Binh南間、Son La - Hoa Binh北間など）の送電容量が増大した時には直列コンデンサーの設置のための技術検討が必要となろう。

3地域の電力システムに対する詳細なコメントは付録に記述されている。

10.6 所要投資額の見積り

1996 - 2000年、2001 - 2005年、及び2006 - 2010年のそれぞれの期間の所要投資額は下記のように見積った。また参考値として2011年及び2012年について示した。

計算の前提及びその結果は下記の通りである。

500kV及び220kV系統については、電力系統計算の結果に従って工事数量を決定した。種々の項目に対する単価は付録を参照されたい。

110kV系統及び高圧・低圧配電系統については、所要工事量はエネルギー販売量の伸びに比例するものと仮定し、算定方法は付録に記述してある。なお、工事単価については付録を参照されたい。

2011、2012年の所要投資額は、コストが需要増に比例するものとして算定した。

所要投資額の概要は下記の通りである。

(単位：百万米ドル)

項 目	1996-2000	2001-2005	2006-2010	合 計	2011/2012
外貨分					
1. 500kV 系統	17	182	210	409	265
2. 220kV 系統	232	152	153	538	149
3. 110kV 系統	153	235	375	763	201
4. 高圧配電系	153	237	375	765	200
5. 低圧配電系	140	194	266	600	157
小 計	695	1,000	1,379	3,075	972
内貨分					
1. 500kV 系統	15	124	131	271	194
2. 220kV 系統	143	106	89	339	89
3. 110kV 系統	93	151	239	483	127
4. 高圧配電系	525	846	1,338	2,709	711
5. 低圧配電系	379	509	685	1,573	413
小 計	1,155	1,736	2,482	5,375	1,534
合 計	1,850	2,736	3,861	8,450	2,506

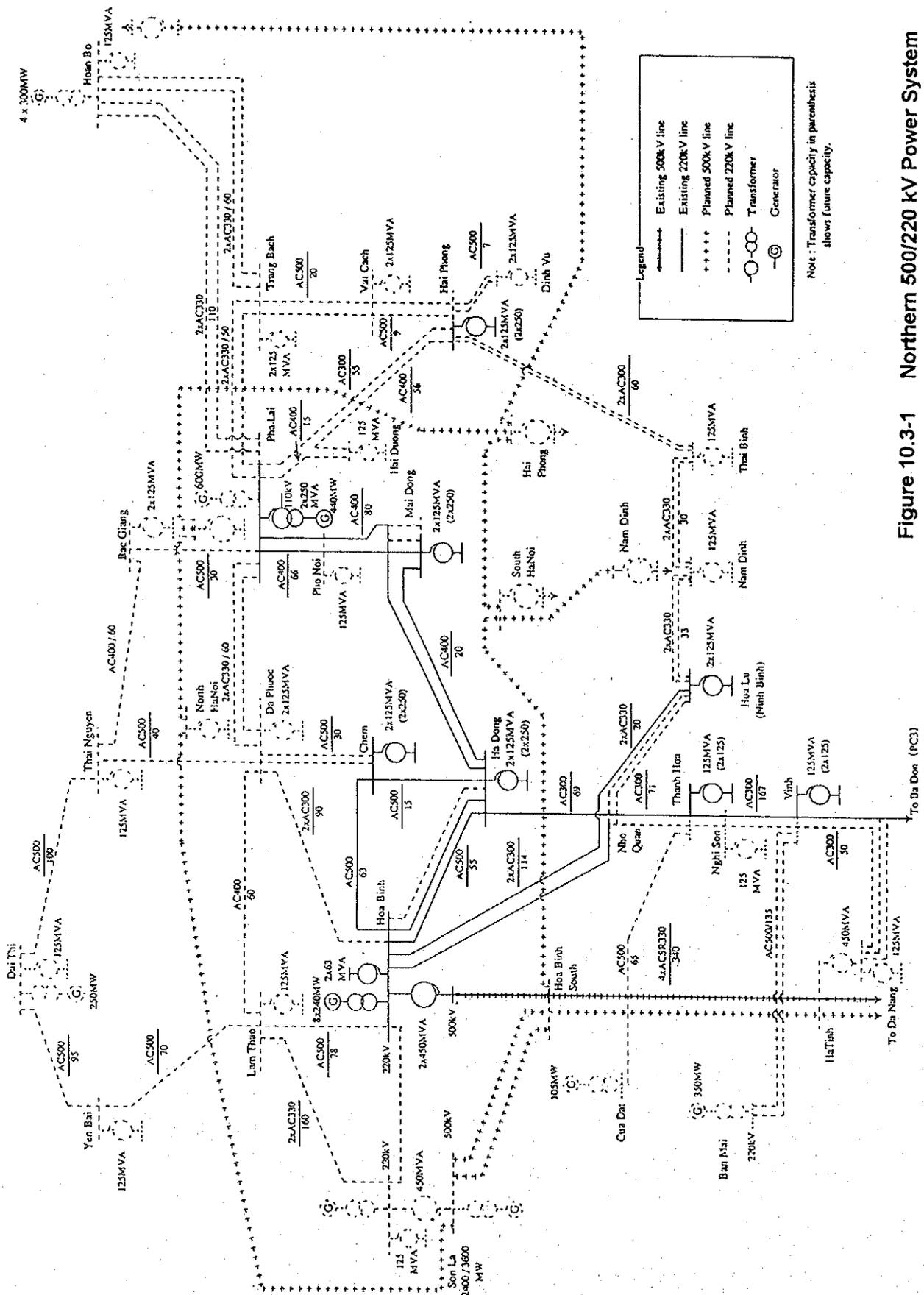
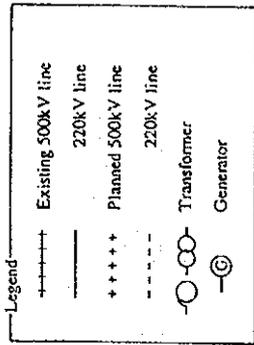


Figure 10.3-1 Northern 500/220 kV Power System



Note : Transformer capacity in parenthesis shows future capacity.

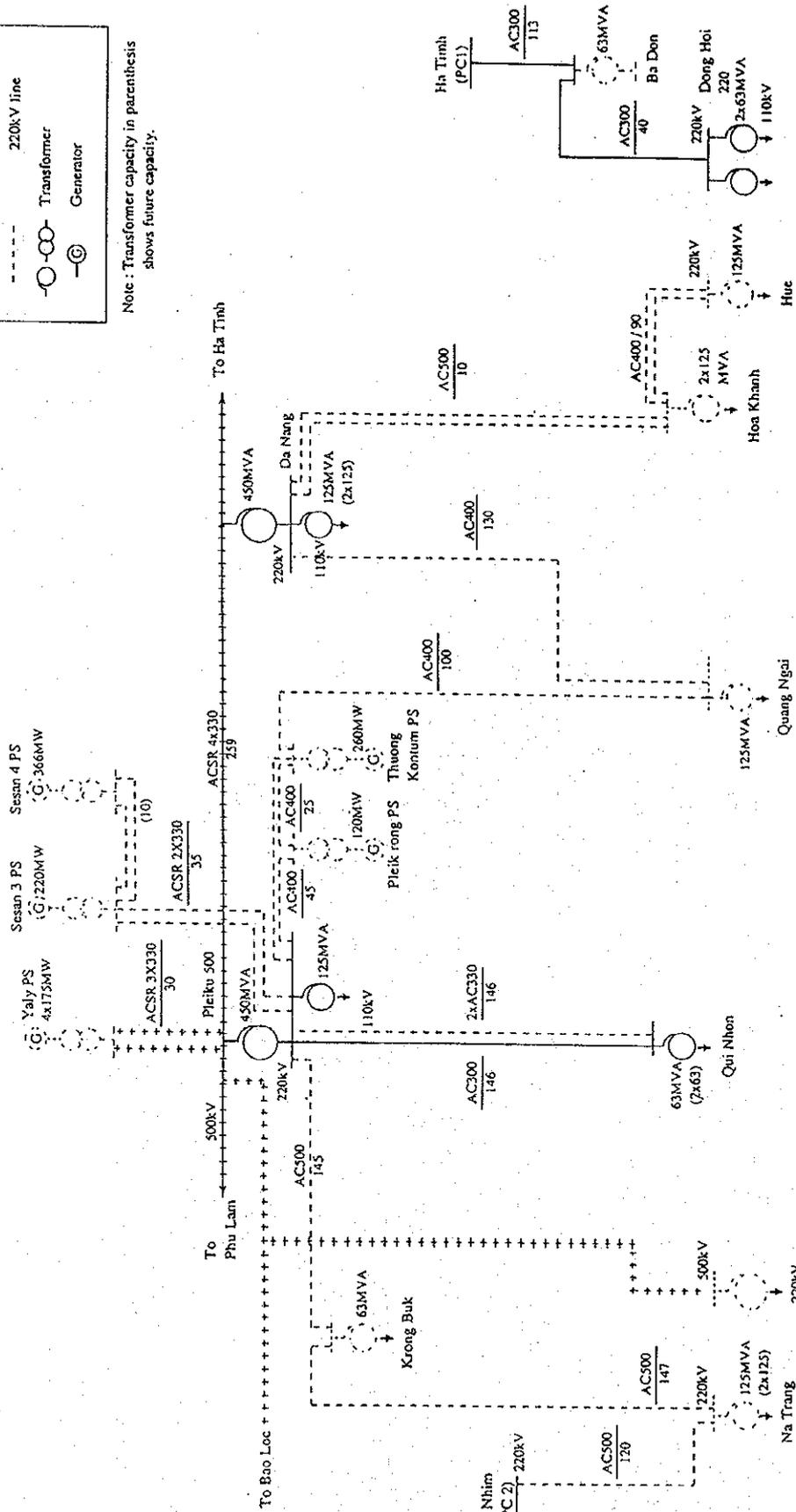


Figure 10.3-5 Central 500/220 kV Power System

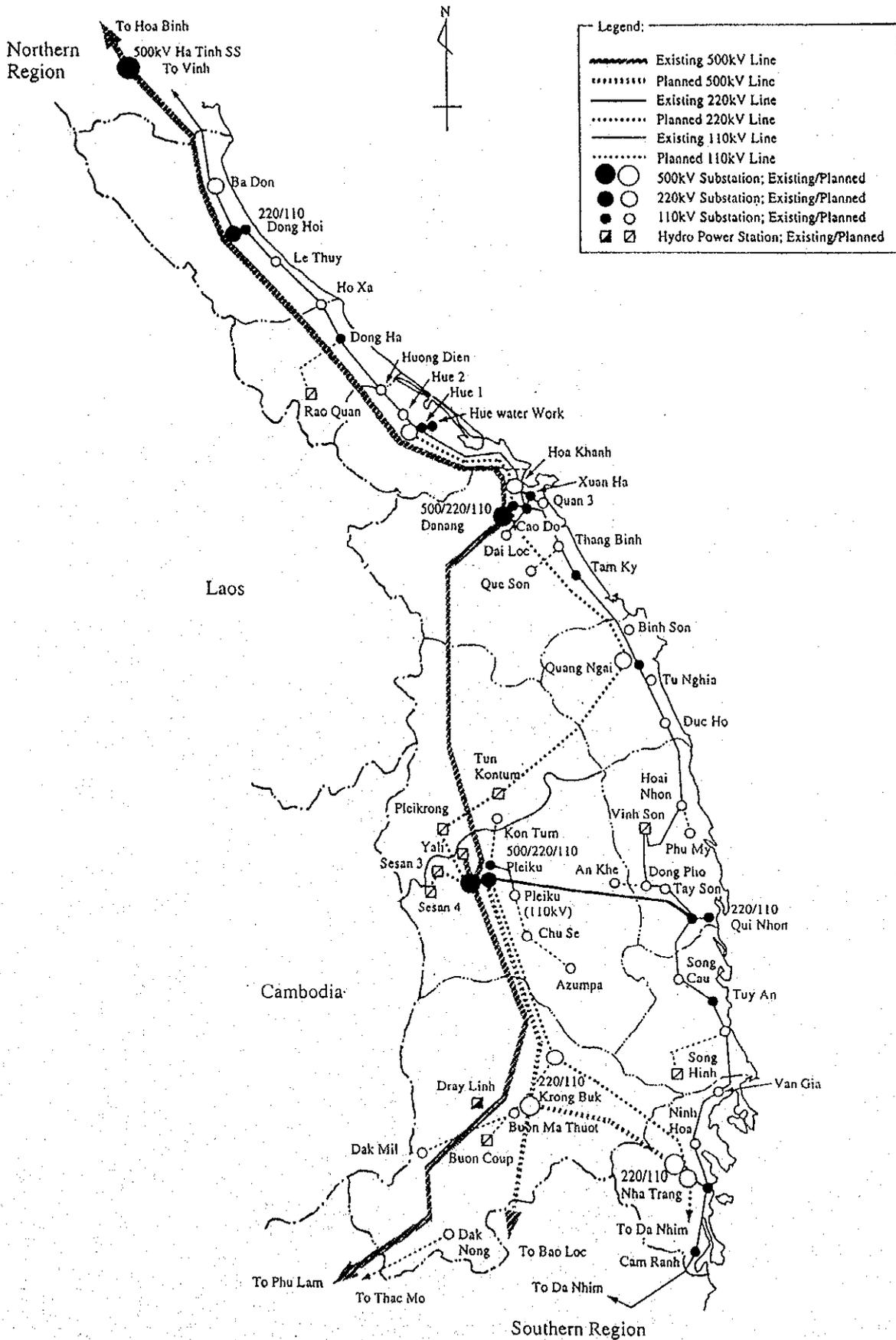


Figure 10.3-6 Central Transmission System Map

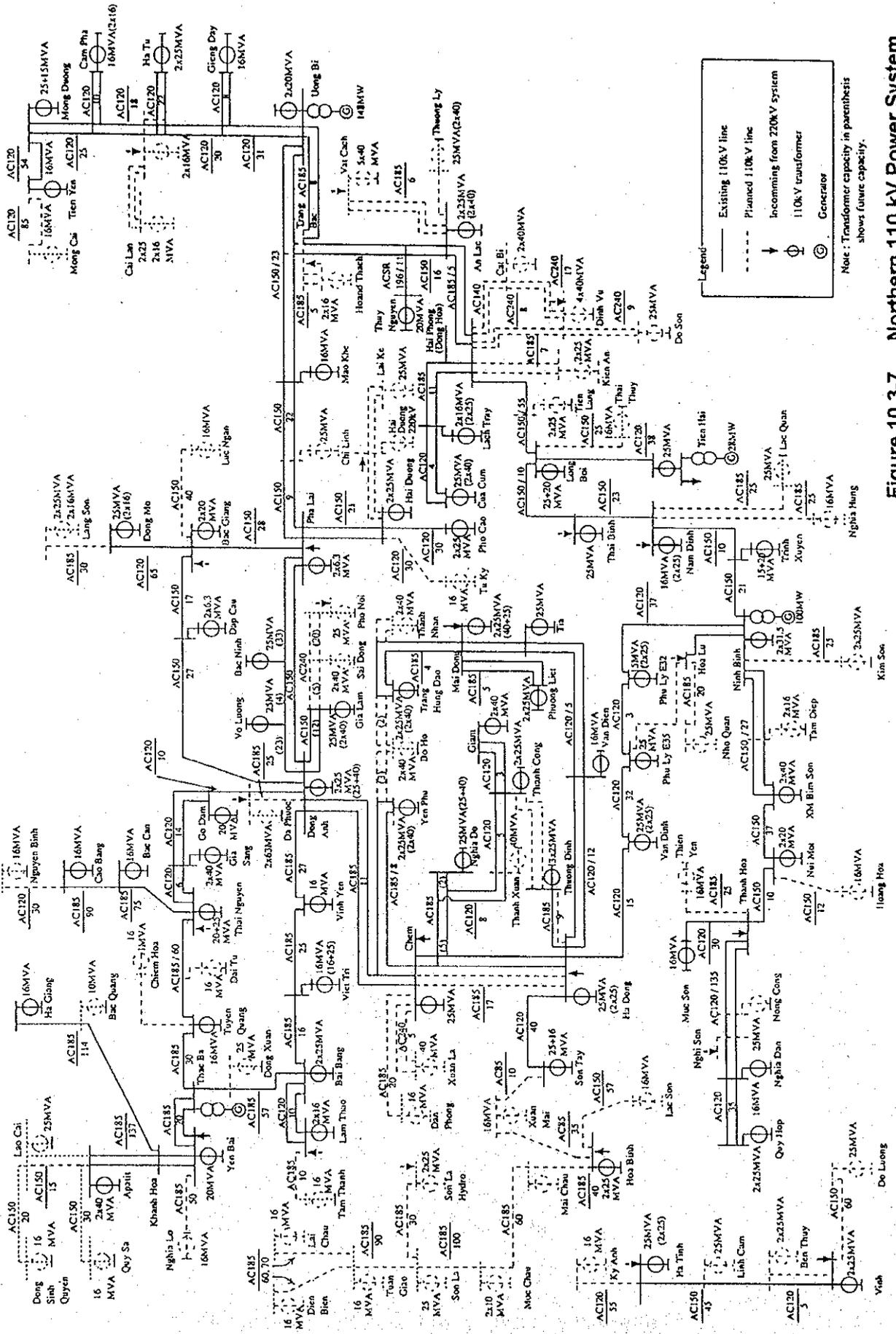


Figure 10.3-7 Northern 110 kV Power System

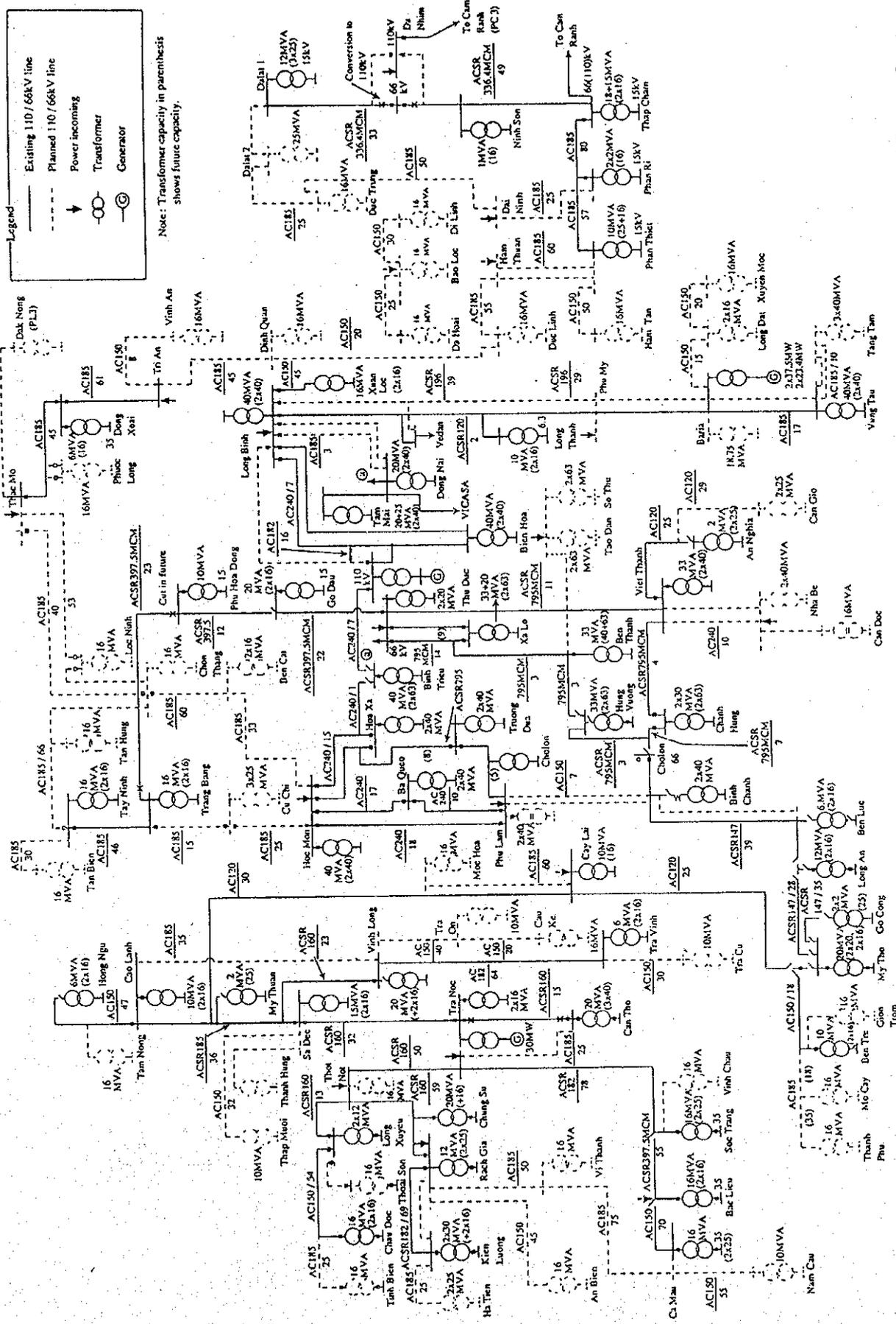
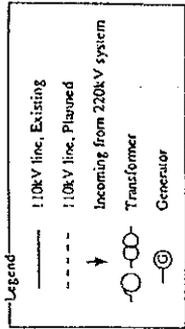


Figure 10.3-8 Southern 110 kV Power System



Note: Transformer capacity in parenthesis shows future capacity.

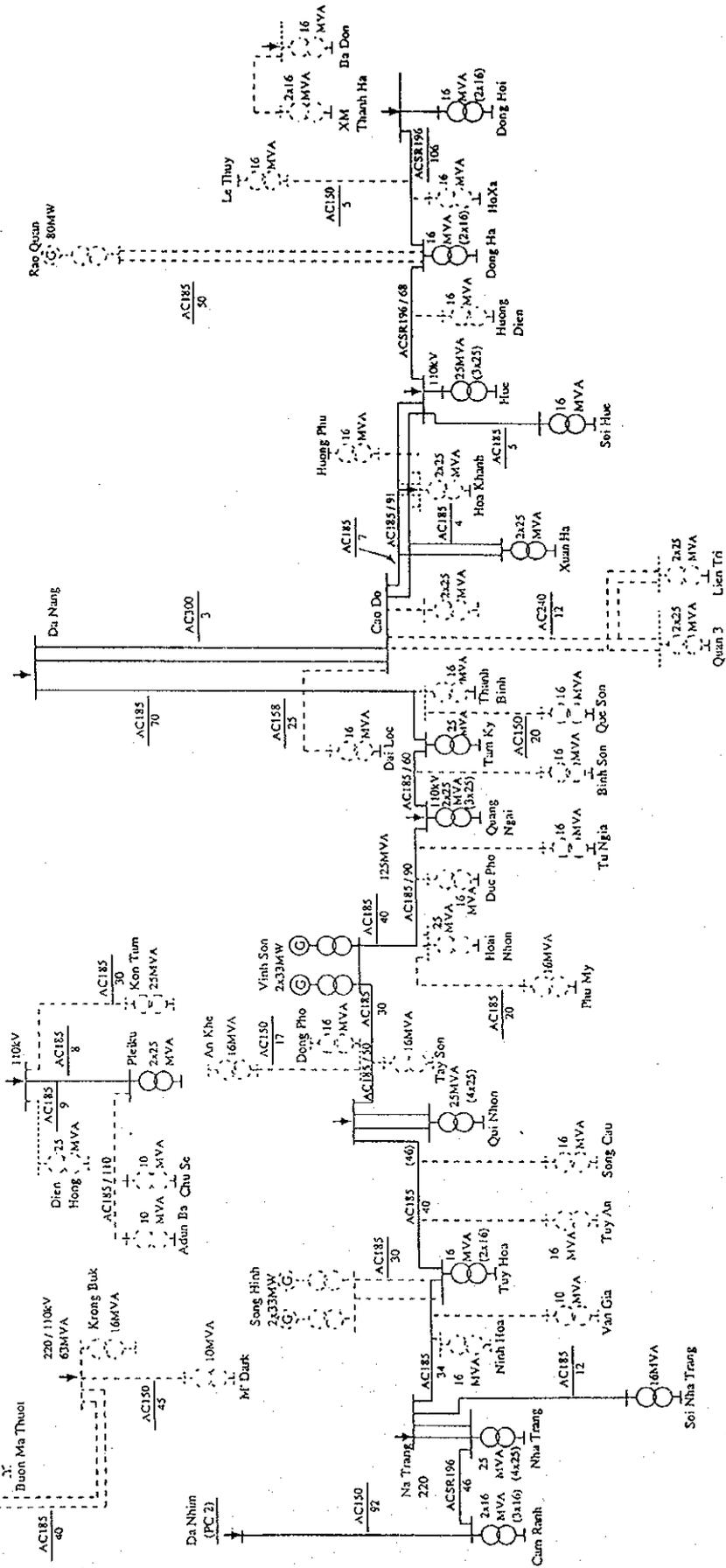


Figure 10.3-9 Central 110 kV Power System