

## 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 第4次マスタープランの電力系統計画 .....	10A-1
10.2 電力系統解析 .....	10A-1
10.3 110kV 及び配電系統 .....	10A-6
10.4 所要資金の見積り .....	10A-8

## 第10章 電力系統拡充計画

### 10.1 第4次マスタープランの電力系統計画

第4次マスタープランで計画された北部、南部及び中部の各地域の送電線・変電所の220kV電力系統拡充計画の詳細を Table 10.2~10.7 に示す。本調査では電力系統の解析を行い、その結果、系統計画の見直し/変更と新規追加を提示している。

### 10.2 電力系統解析

#### (1) 電力系統解析の方法

2000、2005及び2010年の全ヴェトナムの500/220kV送電網について電力汐流計算を行なった。

#### (2) 解析の条件

想定された電力系統：2000年及び2005年の電力系統は原則として第4次マスタープランに基づいている。ただし、同プランの電源開発計画の施工計画を参照して、多少の変更を行なった。500kV系統は、同プランの電源開発計画を参照して新規送電線を策定した。2010年の電力系統については、この調査の電力汐流計算の結果を参照しながら500/220kV系統の拡充を行なった。

変電所負荷：Appendix vol. II（本書）第5章 Annex 5 に記載されている想定電力需要量に基づいて、220kV変電所の最大負荷は、想定負荷率で決めた需要端の最大負荷に送配電損失を加えて算定した。220kV変電所の負荷は需要想定の基本ケースに基づいている。110kV系統に接続されたThac Ba、Thac Mo、Buon Cuop等の発電所の予想出力は220kV変電所の想定負荷から差し引いた。各地域に所在する全変電所の想定負荷は Table 10.1 に示す。

想定された力率：全220kV変電所負荷の力率は220kVバスからの引き出し点で90%と想定した。

変圧器の最大容量：HanoiとHo Chi Minh地区の変電所の変圧器容量は近い将来かなり大きくなるものと予想される。一変電所の最大負荷は250MVA変圧器2台又は125MVA4台で400から450MW程度と推測される。電力潮流解析の結果、負荷を既設及び計画変電所に配分した。また、新規変電所の建設も将来の拡張に必要と判断し、建設費用

を算定した。

電源：発電所の位置及び出力は、本調査の最適電源開発計画 Son La 小／ガス小量 (SS/GS) のシナリオに基づいている。

電力汐流解析は水力発電所が全出力運転する雨季と火力発電所が全出力運転する乾季について行なった。最大送出電力は水力発電所が全出力の95%、火力発電所が90%とした。

### (3) 汐流計算の結果

汐流計算の結果は北部系統が Figure 10.1~4 に、南部系統が Figure 10.5~8 に、そして中部系統が Figure 10.9~12 に示されている。

### (4) 電力潮流計算の解析

電力汐流検討の結果の特記事項は下記の通りである。

#### (a) 北部電力系統

- IEVの2005年迄の220kV電力系統拡充計画は、送電容量に関し十分な余裕をもって策定されている。従って、新規 220kV送電線の布設は、2005年まで必要ない。しかし、2005年以降2010年までの拡張計画の必要性はある。以下に、その拡張計画の概要を記す。

— Nho Quan - Ninh Binh - Nam Dinh - Thai Binh - Hai Phong 間の第2回線は、Ban Maiの運転開始年(2004年)を想定して計画する必要がある。また、2010年以降はNam Dinh付近の500kV送電線へ電力を供給するため、この区間の送電線を補強する必要がある。現在、Thanh Hoa送電線に連結されている Hoa Binh - Nho Quan間の2回線は、上述した新設予定の第2回線に接続する。

— 2000年過ぎの早い時期に、Ha Tinh変電所に500/220kVの変圧器を設置して南(Don Nai)への220kV送電系統の安定運転をはかる必要がある。これらの計画に関連して、Thanh Hoa - Vinh - Ha Tinh間の既設2回線鉄塔の補強が必要になる。

— 当初、Pha Lai-Hoang Bo間及びBan Mai - Vinh間の第2送電線は2001年から

2005年に建設を予定していたが、本調査の電源開発計画に基づいて2006年から2010年とする。

- Dai Thiの発電所からの電力供給に対し、Dai Thiを起点にして Yen Bai 及び Thai Nguyen までの区間に1回線を2ルート布設することを考慮した。
  - Hanoiの北に位置する Da Phuoc 近辺で 500kV変電所が運転開始する時点で、Phuoc - Chem の区間に 220送電線を建設する。
  - Hanoiへの電力供給のため、2010年に220kV変電所を1ヶ所増設する必要がある。
- Son La発電所の電力を送電するには500kV送電線が絶対必要である。この発電所は主要電力消費地のHanoi、Hai Phongから250km以上離れている。従って、Son Laで発電した電力を220kVで送電することは無理である。2010年迄の500kV送電計画は下記のように計画した。
- Son Laの近辺の220kV系統に接続するために500/220kVの変圧器が必要である。
  - Son Laで発電した電力を送るために500kV送電線を2ルート考慮した。1つはHanoiの南部ルートで他は北部ルートである。2つの送電線はHai Phongで互い接続させて、ループ系統とした。Son La - Hoa Binh南部間は2回線とし他は全て1回線とする。
  - Son La及び Huai Quang のダム建設が完了し、Hanoi と Hai Phong地区の電力需要が伸びる時点で、Hoa Binh 南部-Hanoi 南部-Hai Phong を結ぶ2回線の建設が必要になる。
  - 既存の500kV線と接続するために、Hoa Binhの南に開閉用変電所の設置を計画する。既設のHoa Binh変電所地点は土地の制約から大きな拡張を行うことはできない。220kV系統との接続用の変電所は3ヶ所とする。系統解析では、変電所地点をMai Dong (Hanoiの南)、Da Phuoc (Hanoiの北) 及びHai Phongと想定する。
  - Nam Dinh地区への500kV系統の接続は、220kV 2回線で正常の電圧の維持が難しくなる時点(2010年以後)に行う。
  - Hoang Boへの500kV系統の延長は、Quang Ninh省に於ける火力発電所の開発規模が1,500MWを超える場合に考慮する必要がある。

(b) 南部電力系統

南部電力系統では需要がHo Chi Minh地区に過度に集中している。Dong Nai 省を含めるとこの地域は、南部地域全体の2/3の電力を消費している。将来電力需要の急増が予想されるので、電力汐流の予想は慎重に検討する必要がある。既設送電施設の多くは2010年迄に補強又は更新を必要とするものが多い。220kV系統に対するコメントは下記の通りである。

- Phu My及びPhan Thietにおける大規模な開発（2100年迄に合計 4,200MW）に伴い、Phu My - Cat Lai - Thu Duc間の電力汐流は大きくなる。この区間の送電線は少なくとも330mm<sup>2</sup>の複導体が望ましい。
- Ho Chi Minh市の中心部にあるTao Danへの電力供給は計画のPhu LamでなくCat Laiへ接続した方が良い。この地域の電力汐流は常時Cat LaiからPhu Lamで、Phu Lamからの電力供給は建設費と電力損失を上昇させ、また電圧低下の原因になる。
- Bac Lieuへの220kV線は、計画中のRach Giaからではなく、Thot Notから布設することが望ましい。Thot Not-Rach Gia間の負荷は高く、同区間の電力汐流はThot NotからRach Giaの方向で一定している。従って、上記 220kV送電線をRach Gia から布設すると、That Not-Rach Gia間の重負荷が加わり、送電容量の観点から好ましくない。
- Omon - Thot Not間の送電線の計画サイズ(AC400の2回線)は明らかに容量不足であり、900MWの電力を送電するためには、AC400 の複導体が望ましい。
- Long Binh - Bao Loc 間は、Dai Ninh発電所の完成時に1回線、Dong Nai 4 発電所の完成時に2回線目を架線する。1964年から運転している既設送電線は更新する。
- 2006年と2010年の間に、下記の4送電線を複導体の送電線で強化する必要がある。
  - Long Binh - Thu Duc線：2回線必要
  - Thu Duc - Hoc Mon線：上記と同様
  - Phu My - Long Thank線：計画されているAC400の2回線では送電容量が十分ではない。

- 詳細については更に検討が必要だが、Ho Chi Minh地区への電力供給を確保するために2010年迄に新規変電所の建設が必要である。1つは市の中心部に位置し、多分GIS構造のもので地下ケーブルで接続されることになると思われる。
- また、Tai Ninh地区の需要増に対応して同地区に変電所が必要になる。更に、2006年から2010年の間に南部地域に2変電所程度が必要になると考えられる。

Ho Chi Minh地区及びメコンデルタへの電力供給を確保するために500kV系統の延長が必要である。本調査では500kV系統の延長を下記のように想定した。

- Pleiku - Phu Lam間の第2送電線に、Bao Loc, Cat Laiの2ヶ所に変電所を計画した。Bao Loc変電所には送電容量を補強するため、150MVAのリアクターを設置する。2006から2010年の間にかけてBao Locに変圧器を設置する。これは、Dong Nai4水力完成後に220kV送電線への連結を考慮したものである。
- Phu Myの発生電力と、Phan Thietからの電力をHo Chi Minh地区へ供給するためにPhu MyからPhu Lam及びCat Laiへの2本の500kV送電線を計画した。送電の安定性を確保するために、Phu My - Phu Lam間をループ方式とした。
- Thot Notに至る500kV送電線延長は2000年の直後に必要である。現在計画されているTra Noc, That Not, Rach Gia への220kV送電線は大幅に容量不足で、2000年に想定される需要を満たすためには、Tra Noc、Thot Notに合計110MVA程度の電力用コンデンサーが必要である。
- 合計2100MWのPhan Thiet火力発電所の発生電力を送電するためにPhu Myへの2回線とBao Locへの1回線を計画した。後者はHo Chi Minhへの分流回路になる。
- Ho Chi Minh地区全体の電圧降下を防ぐために、300MVA程度の電力用コンデンサーを500/220kV変圧器の3次巻線に接続する。電力汐流計算の結果、電力用コンデンサーはCat Laiで100MVA、Thot Notで150MVAとする。

(c) 中部電力系統

- 一連の水力発電所を220kV送電線で接続するに当り、Pleiku - Sesan 3 - Sesan 4及びPleiku - Pleikrong - Thuong Kontum - Quan Ngaiの2区間で直接連結を考慮した。
- Buom Coup, Rao Quan, Son Con 2 発電所は110kV系統に接続されるものと想定する。
- 大消費地 Nha Trangに至るPleiku及び Da Nhim変電所からの 220kV計画送電線は、2010年頃重要になる。従って、2010年以降の需要増に対し220kV送電線を増設する対応策でなく、Pleiku - Bao Loc間の500kV送電線からKrong Buk付近で分岐して供給することが望ましい。

(5) 確認された送電系統拡充案

本調査の2000年、2005年、2010年迄の220kV送電系統計画案は、北部系統が Table 10.2, 10.3 に、南部系統が Table 10.4, 10.5 に、中部系統が Table 10.6, 10.7 に示してある。これらの表には第4次マスタープラン中の計画と本調査で確認された案が同時に示されている。500kV系統の想定案は Table 10.8 に示してある。

1996-2000年、2001-2005年、2006-2010年の3期間の北部、南部、中部の各系統の計画された拡充案は、Figure 10.13~21 に示されている。

### 10.3 110kV及び配電系統

既存資料だけで配電系統の開発計画を策定することは实际的ではない。本調査では年間販売電力量の増分と、販売電力量に対応する設備の容量に基づいて配電系統容量を推定した。推定に当り、ヴィエトナムの電力系統のデータに加え、他の同様な国のデータも参照した。

各項目の推定方法は下記の通りである。

(1) 110kV系統

1994年末の各電力会社の販売電力量(GWh)に対応する設備量は、1994年末の実際の設備量と販売電力量から求めた。但し、これには私的利用の設備は含まれていない。各電力会社の110kV送電線のGWh販売当りの変圧器容量と回線/キロで表示する

110kV送電線の長さは下記の通りである。

	北部	南部	中部	(1 GWh当り)
110kV 線 (回線一キロ)	0.63	0.39	1.37	
変圧器	0.45	0.32	0.36	

送電線については、1 GWh販売量当りの回線一キロで示す必要量は、Thai、Malaysiaの現状のデータを参照して決定した。この2国の電力系統はヴェトナムの将来の電源系統に近いと考える。その結果1 GWh電力販売当りの110kV線の必要量は北部0.27km、南部0.25km、中部0.3kmである。

変圧器容量については、各電力系統共に1GWh販売当り0.45MVAを想定し、その70%は電力会社設備、30%は需要家設備と仮定した。南部系統については、既設の66kV設備の110kV化を考慮して1996年から2000年の間、1年120MVAずつの増容量を考慮した。

## (2) 配電系統

1993年の各電力会社の35kVから6 kVまでの電圧の高圧配電線、低圧配電線、配電用変圧器の1 GWhの販売電力量に対する数量は下記の通りである。

	北部	南部	中部	(1 GWh当り)
高圧線 (km)	4.63	2.79	6.40	
低圧線 (km)	2.58	1.62	1.55	
配電用変圧器 (MVA)	0.95	0.61	0.80	

高圧線の所要量は、北部、南部がGWh販売電力量当り2000年迄3.5km、それ以後3.0kmとし、中部は5.0km及び4.0kmと仮定した。

上記の低圧線の延長は他の国の例と比較して非常に短い。地方の家庭に対する低い電化率に起因しているものと思われる。今後地方電化の推進を考慮に入れ、各社共GWh販売当り4 kmと仮定した。

### (3) 需要家への接続

現在の各電力会社の需要家数のデータは無いが、北部が2,280,000、南部が1,840,000、中部が560,000と仮定した。2010年までに新たに電化される全国家庭電化世帯数は年間ベースで北部は約300,000、南部は260,000、中部は130,000と想定する。

## 10.4 所要資金の見積り

上記の電力系統拡充計画を実施するための所要資金を各電力会社につき、1996年から2010年の間の各年毎の必要額を求めた。所要資金の算定には1994年の単価を使用し、外貨分、内貨分両方について算定し、同年の交換レートを使用して米ドルで表示した。ヴィエトナムの1994年現在の単価についてはIBV、PIDC1、PIDC2から情報を収集した。想定された送電線工事の単価はTable 10.9に、変電設備はTable 10.10に、配電設備はTable 10.11に示してある。

各項目の見積りに採用した方法の詳細は下記の通りである。

### (1) 500/220kV系統

各送電線の建設完成年は、本調査の電源開発計画で策定された各発電所の運転開始年及び電力潮流解析の結果に基づいて決定した。

全長50kmを超える長い送電線は2年間の工期を想定し、それより短いものは1年とした。変電所についてはまとまった変電所群については工期を2年とし、他は1年とした。

### (2) 110kV及び配電用設備

110kV送電線は現実には種々の形式の線路を含むが、回線一キロメートル当りの平均単価を外貨分17,700米ドル、内貨分24,800米ドルとした。

110kVの変電所の建設費を見積るに当たっては、25MVA変圧器1台、110kV 2回線、20kV 5回線を有する変電所を典型的変電所と仮定した。この変電所の総建設費を25で割ったもの、外貨分37,200ドル、内貨分11,000米ドル相当、をMVA当りの平均コストとした。

110kV系統については、全設備につき工期は1年とした。

Table 10.11 にある配電設備の単価を建設費の見積りに使用した。

(3) 系統制御及び通信制御

この項目は給電設備などの系統制御設備と系統運用に必要な通信設備を含んだものである。

所要資金の外貨分は500/220kV及び110kV系統の変電所設備の外貨分の5%とし、内貨分は外貨分の20%とした。

**Table 10.1 Estimated Load of Each 220kV Substation**

Northern Region		(Unit: MW)		
No.	Substation	2000	2005	2010
1.	Hoa Binh	33	50	65
2.	Lam Thao	70	80	107
3.	Ha Dong	125	208	290
4.	Chem	125	200	290
5.	Mai Dong	155	210	290
6.	Da Phuoc	114	220	280
7.	Thai Nguyen	109	173	260
8.	Bac Giang	61	80	150
9.	Pho Noi	82	110	257
10.	Pha Lai	104	160	220
11.	Hai Phong	110	160	280
12.	Trang Bac	80	110	200
13.	Hoang Bo	46	95	162
14.	Vat Cach	80	100	200
15.	Ninh Binh	74	130	193
16.	Nam Dinh	72	132	191
17.	Thai Binh	46	78	124
18.	Thanh Hoa	70	132	195
19.	Nghi Son	50	84	113
20.	Vinh	61	65	116
21.	Dinh Vu		100	200
22.	Yen Bai		56	94
23.	Dai Thi		16	39
24.	Son La		22	38
25.	Hai Duong		92	152
26.	Ha Tinh		47	88

Note: In actual application for power flow analysis, the above substation demands (Lam Thao, Yen Bai, Thai Nguyen and Da Phuoc) were deducted by the estimated output of the Thac Ba power station.

### Southern Region

No.	Substation	2000	2005	2010
1.	Phu Lam	200	330	480
2.	Hoc Mon	250	400	530
3.	Nha Be	200	330	480
4.	Thu Duc	180	330	480
5.	Cat Lai	150	250	450
6.	Long Binh	180	300	480
7.	Tri An	100	150	220
8.	Cay Lai	103	156	202
9.	Vinh Long	72	101	166
10.	Tra Noc	134	216	220
11.	Thot Not	80	128	175
12.	Rach Gia	77	124	160
13.	Long Thanh	140	200	330
14.	Ba Ria	110	60	125
15.	Bao Loc	18	29	45
16.	Da Nhim	50	65	90
17.	Ham Thuan	18	29	50
18.	Tao Dan		220	450
19.	Vung Tau		180	330
20.	Dai Ninh		30	50
21.	Bac Lieu		62	105
22.	Kieng Luong			43
23.	Tay Ninh			113

Note: For power flow analysis, output of Thac Mo was deducted.

### Central Region

1.	Ba Don	10	15	25
2.	Dong Hoi	29	48	75
3.	Da Nang	151	136	220
4.	Hoa Khanh	100	100	150
5.	Pleiku	26	45	73
6.	Qui Nhon	70	107	163
7.	Krong Buk	27	40	60
8.	Nha Trang	119	170	239
9.	Hue		95	143
10.	Quan Ngai		54	84

Note: In actual application to power flow calculation, estimated output of 110kV power plants (Dray Linh, Buon Coup, Song Con and Rao Quan) was deducted from the above figures.

**Table 10.2 Future 220kV Line Extension Plan for the Northern System**

(Number of circuit and route length in km)

No.	Section	Conductor	1995	1996- 2000	2001- 2005	2006- 2010
1.	Pha Lai – Hai Phong	AC400	1-55			
2.	Hoa Binh – Da Phuoc	AC500	1-90			
3.	Ninh Binh – Nam Dinh	2AC330	1-33		1-33/1	
4.	Pha Lai – Trang Bach – Hoang Bo	2AC330	2-110			
5.	Da Phuoc – T. Nguyen	AC500		1-40		
6.	Nho Quan – Thanh Hoa	AC300		1-71		
7.	Mai Dong connection	AC400		2-7.5		
8.	Hoa Binh – Ha Dong (Third Circuit)	AC500		1-60		
9.	Hoa Binh – Lam Thao	AC400		1-78		
10.	Nam Dinh – Thai Binh – Hai Phong	2AC330		1-90	1-90/1	
11.	Pha Lai – Bac Giang	AC500		1-30		
12.	Bac Giang – T. Nguyen	AC400		1-60		
13.	Pha La – Da Phuoc	2AC330		2-60		
14.	Trang Bac – Vat Cach	AC500		2-20		
15.	Hai Duong connection	AC400		2-8		
16.	Pha Lai – Hoang Bo	2AC330				2-110/2
17.	Lam Thao – Yen Bai	AC500			1-70	
18.	Vat Cach – Hai Phong	AC500			2-9	
19.	Hai Phong – Dinh Vu	AC500			2-7	
20.	Ban Mai – Vinh	AC500				2-135/1
21.	Lam Thao – Son La	2AC330			1-160	
22.	Da Phuoc – Chem	2ACSR330				2-30/1
23.	Thanh Hoa – Nghi Son – Vinh	AC300			1-167/1	
24.	Ha Tinh – Vinh	AC300			1-50/1	
25.	Ha Tinh Connection	AC300			3-5/1	
26.	Dai Thi – Yen Bai	AC500				1-95/1
27.	Dai Thi – Thai Nguyen	AC500				1-100/1
28.	Ninh Binh – Nho Quan	AC300			1-20/1	
29.	New lines	2AC330				2-50/1
Total in circuit km			398	620	637	845

Note: /1: Proposed additions based on the results of power system analysis.  
/2: Execution schedule is proposed to be delayed.

**Table 10.3 Future 220kV Substation Plans for the Northern System**

(Quantity of units and capacity in MVA)

No.	Substation	1995	1996-2000	2001-2005	2006-2010	Replace
1.	Da Phuoc	1-250	1-250			
2.	Hoang Bo	1-125	1-125			
3.	Pho Noi	1-125	1-125		1-125/2	
4.	Ninh Binh	1-125	1-125			
5.	Mai Dong		2-125			
6.	Thai Nguyen		2-125		1-125/2	
7.	Bac Giang		1-125	1-125/1		
8.	Lam Thao		1-125	1-125/1		
9.	Trang Bach		2-125			
10.	Vat Cach		1-125	1-125/2		
11.	Nam Dinh		1-125	1-125/1		
12.	Thai Binh		1-125		1-125/1	
13.	Nghi Son		1-125		1-125/2	
14.	Vinh		1-125			
15.	Ha Dong			2-250		2-125
16.	Chem			2-250		2-125
17.	Yen Bai			1-125		
18.	Hai Duong			1-125	1-125/1	
19.	Dinh Vu			2-125		
20.	Thanh Hoa			1-125		
21.	Ha Tinh			1-125/1		
22.	Son La			1-63		
23.	Hai Phong				2-250/2	2-125
24.	New substation				2-250/2	
	Total	625	2250	1938/3	1375/3	

Note: /1: Shifting from another substation.  
/2: Proposed additions based on the results of power system studies.  
/3: Not include transformers shifted from other stations.

**Table 10.5 Future 220kV Substation Plan for the Southern System**

(Quantity of unit and capacity in MVA)

No.	Substation	1995	1996- 2000	2001- 2005	2006- 2010	Replace
1.	Thu Duc	1-125		2-250		
2.	Phu Lam	1-125	2-250			2-125
3.	Hoc Mon		2-250			2-125
4.	Nha Be		2-250			
5.	Cat Lai		2-125			
6.	Tao Dan			6-100		
7.	Long Binh	1-125	2-250			2-125
8.	Tri An	1-63			1-125/2	
9.	Long Thanh		1-125	1-125		
10.	Vung Tau			1-125/1	2-125/2	
11.	Cai Lay	1-125	1-125/1			
12.	Vinh Long		1-125/1		1-125/2	
13.	Tra Noc	1-125			1-125/2	
14.	Thot Not		1-125/1	1-125		
15.	Rach Gia	1-125		1-125/1		
16.	Bac Lieu			1-125/1		
17.	Kien Luong				1-125/2	
18.	Tay Ninh				2-125/2	
19.	Da Nhim		1-63			
20.	Bao Loc		1-63			
21.	Ham Thuan			1-63		
22.	Dai Ninh			1-63		
23.	New SSs of HCM				4-250/2	
Total		813	2501	1476	2000	

Note:

- /1: Shifting from another substation.
- /2: Proposed additions based on the results of power flow analysis.
- /3: Not include transformers shifted from other stations.

**Table 10.6 Future 220kV Line Extension Plan for the Central System**

(Number of circuit and route length in km)

No.	Section	Conductor	1995	1996- 2000	2001- 2005	2006- 2010
1.	Pleiku – Krong Buk	AC500	1-147			
2.	Krong Buk – Nha Trang	AC500	1-145			
3.	Da Nang – Hoa Khanh	AC500		1-10		1-10/2
4.	Da Nhim – Nha Trang	AC500		1-120		
5.	Hoa Khanh – Hue	AC400			1-90	1-90/2
6.	Pleikrong – Pleiku	AC400			1-45	
7.	Pleikrong – Quang Ngai	AC400			1-125	
8.	Quang Ngai – Da Nang	AC400			1-130	
9.	Tun Kontum - Pleiku	AC400			1-70	
10.	Sesan 3 – Pleiku	2AC330/1			2-40	
11.	Sesan 3 – Sesan 4	2AC330				2-10/2
12.	Pleiku – Qui Nhon	2AC330				1-146/2
Total in circuit km			292	130	540	266

Note:

- /1: The conductor size of AC400 was modified to transfer the Sesan 4 power together with the Sesan 3 power.
- /2: Proposed additions based on the results of power flow analysis.

**Table 10.6 Future 220kV Line Extension Plan for the Central System**

(Number of circuit and route length in km)

No.	Section	Conductor	1995	1996- 2000	2001- 2005	2006- 2010
1.	Pleiku – Krong Buk	AC500	1-147			
2.	Krong Buk – Nha Trang	AC500	1-145			
3.	Da Nang – Hoa Khanh	AC500		1-10		1-10/2
4.	Da Nhim – Nha Trang	AC500		1-120		
5.	Hoa Khanh – Hue	AC400			1-90	1-90/2
6.	Pleikrong – Pleiku	AC400			1-45	
7.	Pleikrong – Quang Ngai	AC400			1-125	
8.	Quang Ngai – Da Nang	AC400			1-130	
9.	Sesan 3 – Pleiku	2AC330/1			2-40	
10.	Sesan 3 – Sesan 4	2AC330				2-10/2
11.	Pleiku – Qui Nhon	2AC330				1-146/2
Total in circuit km			292	130	470	266

Note:

- /1: The conductor size of AC400 was modified to transfer the Sesan 4 power together with the Sesan 3 power.
- /2: Proposed additions based on the results of power flow analysis.

**Table 10.7 Future 220kV Substation Plan for the Central System**

(Number of unit-Capacity in MVA)

No.	Substation	1995	1996-2000	2001-2005	2006-2010	Replace
1.	Krong Buk	1-63				
2.	Nha Trang	1-125	1-125			
3.	Da Nang	1-125				
4.	Hoa Khanh		2-125			
5.	Qui Nhon		1-63		1-125/1	
6.	Hue			1-125	1-125/1	
7.	Quang Ngai			1-125		
8.	Ba Don	1-63				
Total in MVA		376	438	250	250	

Note: /1: Proposed addition based on the results of power flow analysis.

**Table 10.8 500kV System Extension Plan of the Country**

**A. Transmission Lines**

(Number of circuit and route length in km)

No.	Section	Conductor	1996-2000	2001-2005	2006-2010
1.	Yali – Pleiku	3AC330	2-30		
2.	Pleiku – Bao Loc	4AC330		1-330	
3.	Bao Loc – Cat Lai	4AC330		1-150	
4.	Cat Lai – Phu Lam	4AC330		1-35	
5.	Phu My – Cat Lai	4AC330		1-45	
6.	Phu My – Phu Lam	4AC330		1-70	
7.	Phu Lam – Thot Not	4AC330		1-175	
8.	Phan Thiet – Phu My	4AC330			2-140
9.	Phan Thiet – Bao Loc	4AC330			1-90
10.	Son La – Hoa Binh(S)	4AC330			2-205
11.	Hoa Binh(S) – Hanoi(S)	4AC330			1-80
12.	Hanoi(S) – Hai Phong	4AC330			1-100
13.	Son La – Hanoi(N)	4AC330			1-250
14.	Hanoi(N) – Hai Phong	4AC330			1-115
Total in circuit-km			60	805	1325

**B. Substations**

No.	Substation	2001-2005	2006-2010
1.	Phu My	2-450	
2.	Cat Lai	2-450	
3.	Thot Not	2-450	
4.	Bao Loc		1-450
5.	Son La		1-450
6.	Hanoi(S)		2-450
7.	Hanoi(N)		1-450
8.	Hai Phong		2-450
9.	Da Nang		1-450
10.	Pleiku		1-450
Total in MVA		2700	4050

**Table 10.9 Unit Construction Costs of Transmission Lines**

**1. General**

- The construction cost per km is indicated in equivalent US Dollar including local currency portion.
- The construction cost is not classified according to difficulty classes.

**2. 500kV lines**

		Total	FC port.	Unit: US Dollar LC port.
1-cct	3 x 330 sq.mm	221,000	122,000	99,000
2-cct	3 x 330	336,000	185,000	151,000
1-cct	4 x 330	245,000	132,000	113,000
2-cct	4 x 330	394,000	224,000	170,000

**3. 220kV lines**

**(1) Single circuit lines**

AC300		82,000	44,300	37,700
AC400		91,000	49,100	41,900
AC500		100,000	54,000	46,000
2 x ACSR330		122,300	66,900	55,400

**(2) Double circuit lines**

AC300	2-cct erection	127,000	58,400	68,600
	1-cct erection	95,000	45,200	49,800
	2nd cct string	32,000	13,200	18,800
AC400	2-cct erection	141,000	64,900	76,100
	1-cct erection	106,000	50,100	55,900
	2nd cct string	35,000	14,800	20,200
AC500	2-cct erection	155,000	71,300	83,700
	1-cct erection	116,000	55,100	60,900
	2nd cct string	39,000	16,200	22,800
2 x AC330	2-cct erection	188,500	86,700	101,800
	1-cct erection	146,700	68,200	78,500
	2nd cct string	41,800	18,500	23,300
2 x AC400	2-cct erection	206,400	95,000	111,400
	1-cct erection	160,600	74,700	85,900
	2nd cct string	45,800	20,300	25,300

4. 110kV lines

4.1 Concrete pole lines

For this type of lines, it is assumed that steel towers are erected at important points, deadends, railway and highway crossings, etc.

AC120	37,000	14,100	22,900
AC150	40,000	15,200	24,800
AC185	43,600	16,600	27,000
AC240	47,300	18,000	29,300

4.2 Steel tower lines

(1) Single circuit lines

AC120	44,500	22,500	22,000
AC150	48,200	24,300	23,900
AC185	52,400	26,500	25,900
AC240	56,800	28,700	28,100

(2) Double circuit lines

AC120	2-cct erection	69,000	34,800	34,200
	1-cct erection	51,800	24,500	27,300
	2nd cct string	17,200	10,300	6,900
AC150	2-cct erection	74,700	37,700	37,000
	1-cct erection	56,000	26,900	29,800
	2nd cct string	18,000	10,800	7,200
AC185	2-cct erection	81,200	41,000	40,200
	1-cct erection	60,900	28,800	32,100
	2nd cct string	20,300	12,200	8,100
AC240	2-cct erection	88,000	44,400	43,600
	1-cct erection	66,000	31,200	34,800
	2nd cct string	22,000	13,200	8,800

5. 35kV lines

20,000	14,000	6,000
--------	--------	-------

**Table 10.10 Unit Rates of Substation Facilities**

**1. General**

For major facilities, the FC portion consists of CIF importation cost and engineering service cost, and the LC portion covering local transport, erection, foundations and local consumables, is assumed to be 30% of the FC portion.

**2. Land preparation and other common facilities**

		Total	FC Port.	LC port.
500kV	substation	600,000	240,000	360,000
220kV	substation	400,000	160,000	240,000
110kV	substation	250,000	100,000	150,000

**3. Main transformers**

The costs include arresters, steel structures, conductors, insulators and fittings, related control gear, miscellaneous materials, etc. Foundation costs are also included.

(1)	<b>500/220/35 kV</b> 450 MVA	6,500,000	5,000,000	1,500,000
(2)	<b>220/110/20 kV</b> 63 MVA	1,170,000	900,000	270,000
	125 MVA	2,210,000	1,700,000	510,000
	250 MVA	4,290,000	3,300,000	990,000
(3)	<b>110/35/20 kV</b> 10 MVA	364,000	280,000	84,000
	16 MVA	397,000	305,000	92,000
	25 MVA	455,000	350,000	105,000
	40 MVA	650,000	500,000	150,000

**4. Static capacitors (per kVA capacity)**

Costs include control equipment, miscellaneous materials, etc.

35kV	large unit	11.0	8.5	2.5
20kV	small unit	15.0	7.0	8.0

**5. Series capacitors (500kV)**

Costs include control equipment, miscellaneous materials, etc.

41.5 ohm	3,320,000	2,550,000	770,000
30.5 ohm	3,110,000	2,390,000	720,000
21.5 ohm	2,780,000	2,140,000	640,000

6. Shunt reactors (500kV)

Costs include control equipment, miscellaneous materials, etc.

174 MVA (3x58MVA)	3,080,000	2,370,000	710,000
128 MVA	2,390,000	1,840,000	550,000
91 MVA	2,020,000	1,550,000	470,000

7. Switchgear and ancillary facilities per circuit

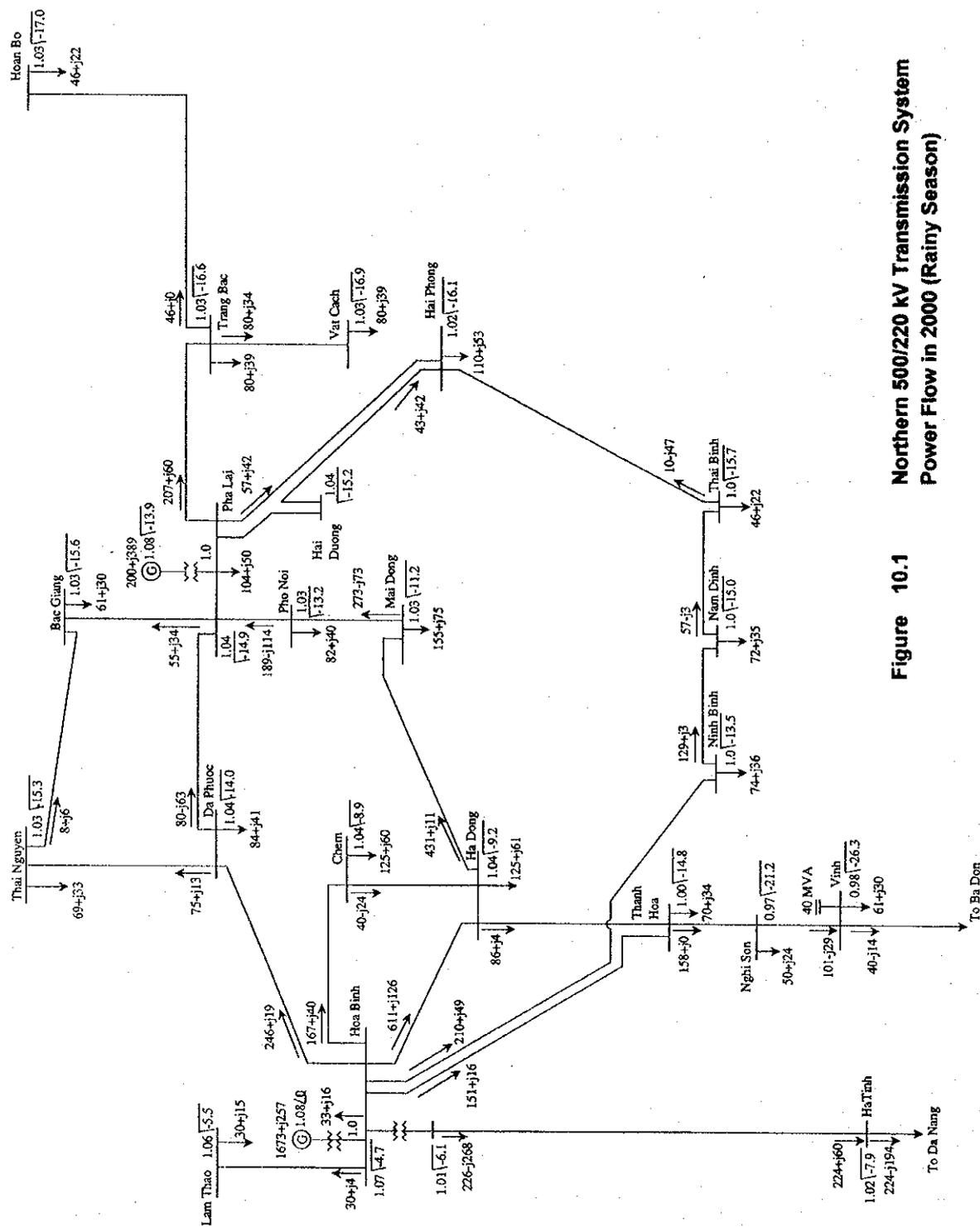
500kV	1,570,000	1,210,000	360,000
220kV	450,000	350,000	100,000
110kV	280,000	220,000	60,000

**Table 10.11 Unit Rates of Distribution Facilities**

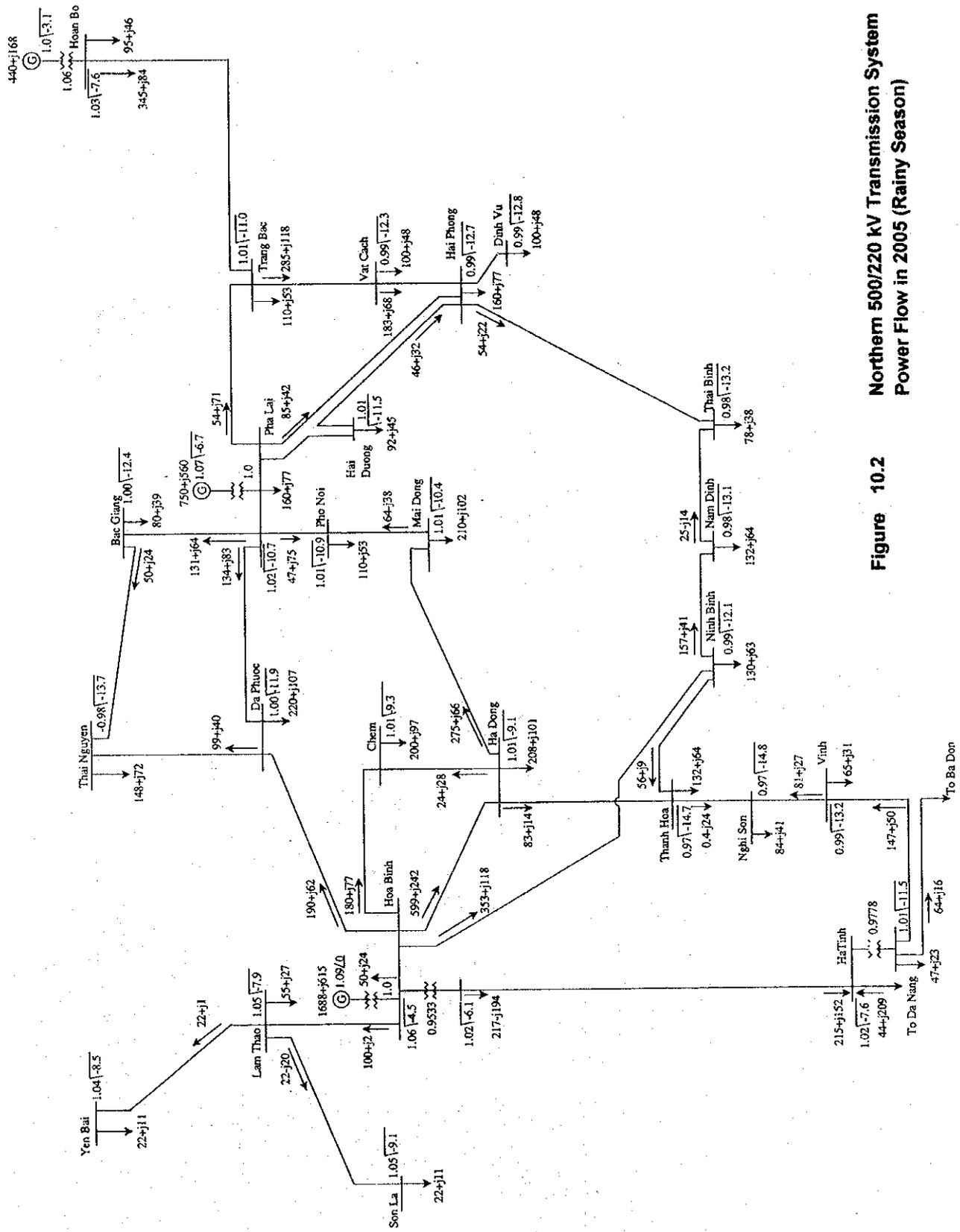
**1. General**

Construction cost per km for lines and cost per kVA for transformers are evaluated in equivalent US Dollar.

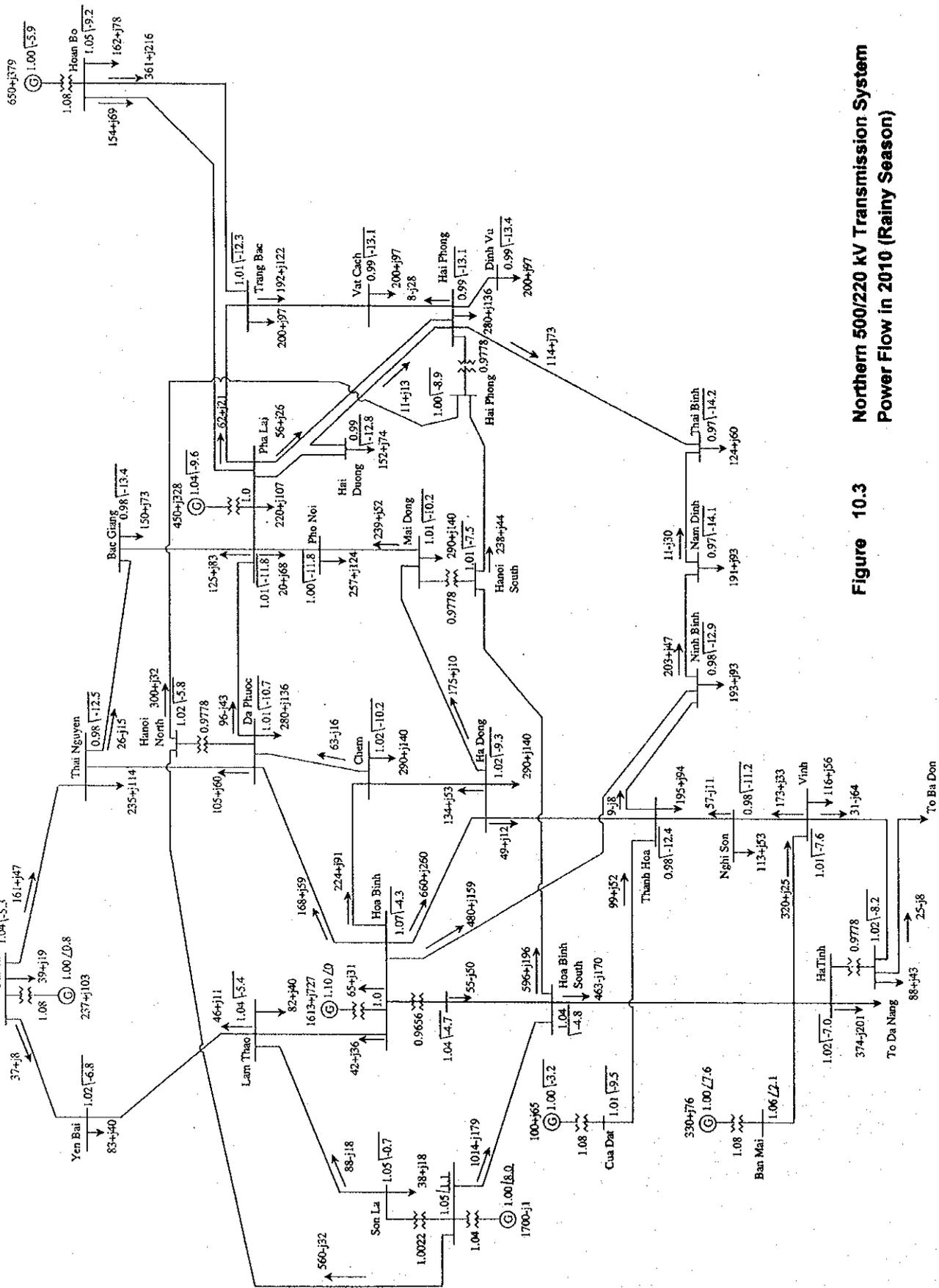
		Total	FC port.	LC port.
2.	20kV lines	12,000	3,500	8,500
	OHL			
	UGC	37,000	26,000	11,000
3.	Low tension lines	7,200	2,100	5,100
4.	Distribution transformers (per kVA)	42.0	6.0	36.0
5.	Consumer connections	80.0	20.0	60.0
6.	20kV switchgear in cubicle	32,000	28,000	4,000



**Figure 10.1 Northern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2000 (Rainy Season)**



**Figure 10.2** Northern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2005 (Rainy Season)



Northern 500/220 kV Transmission System  
Power Flow in 2010 (Rainy Season)

Figure 10.3







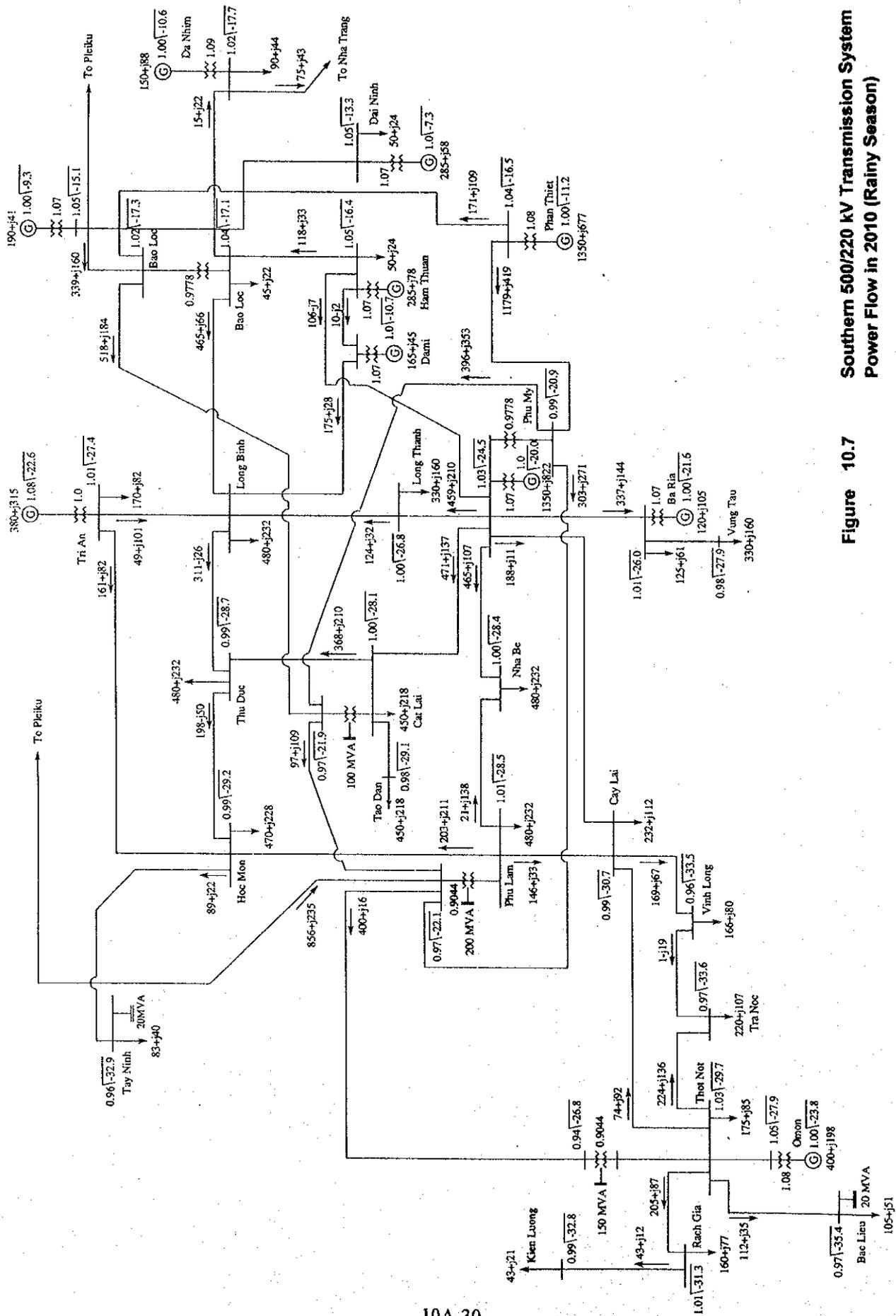


Figure 10.7 Southern 500/220 kV Transmission System Power Flow in 2010 (Rainy Season)

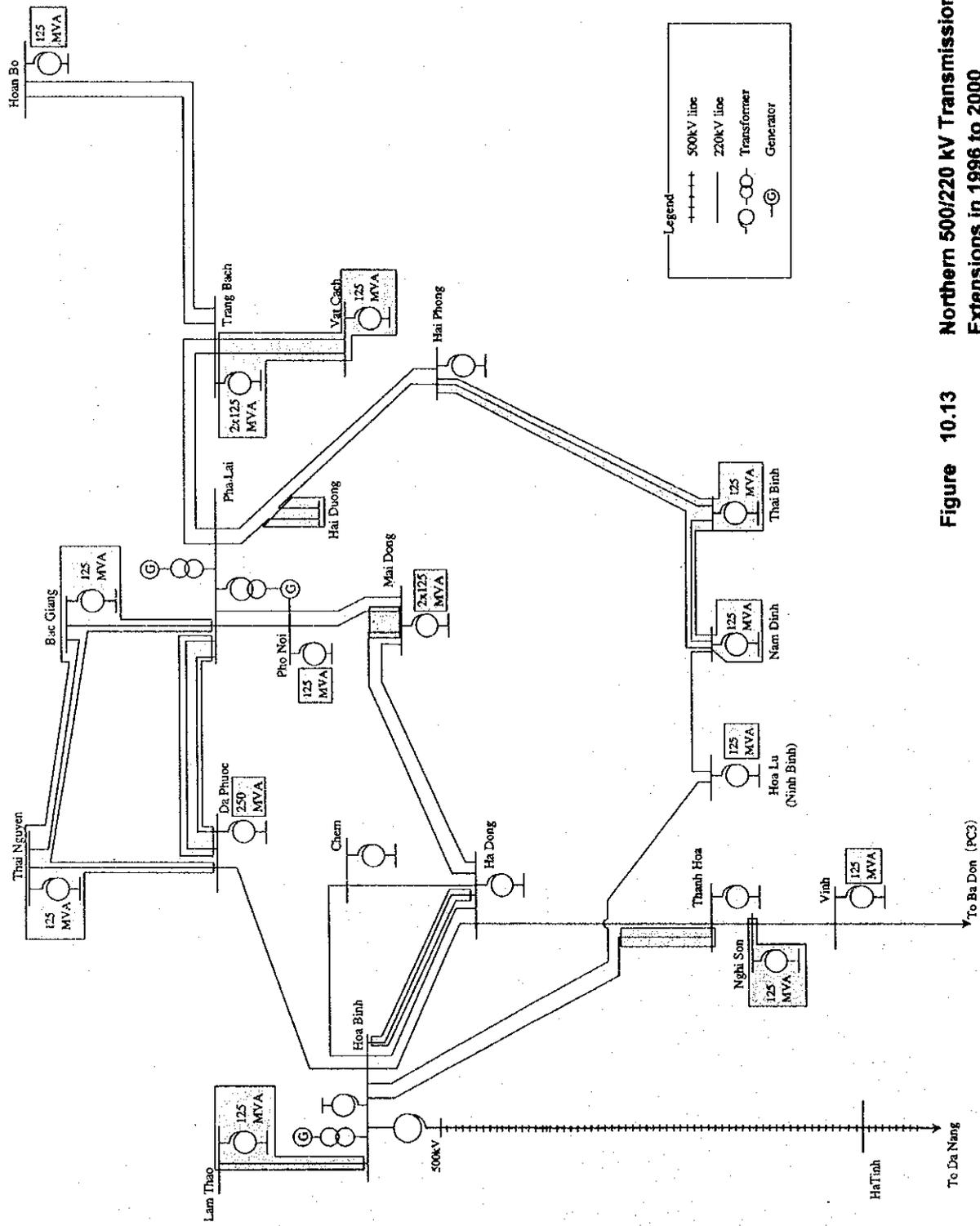




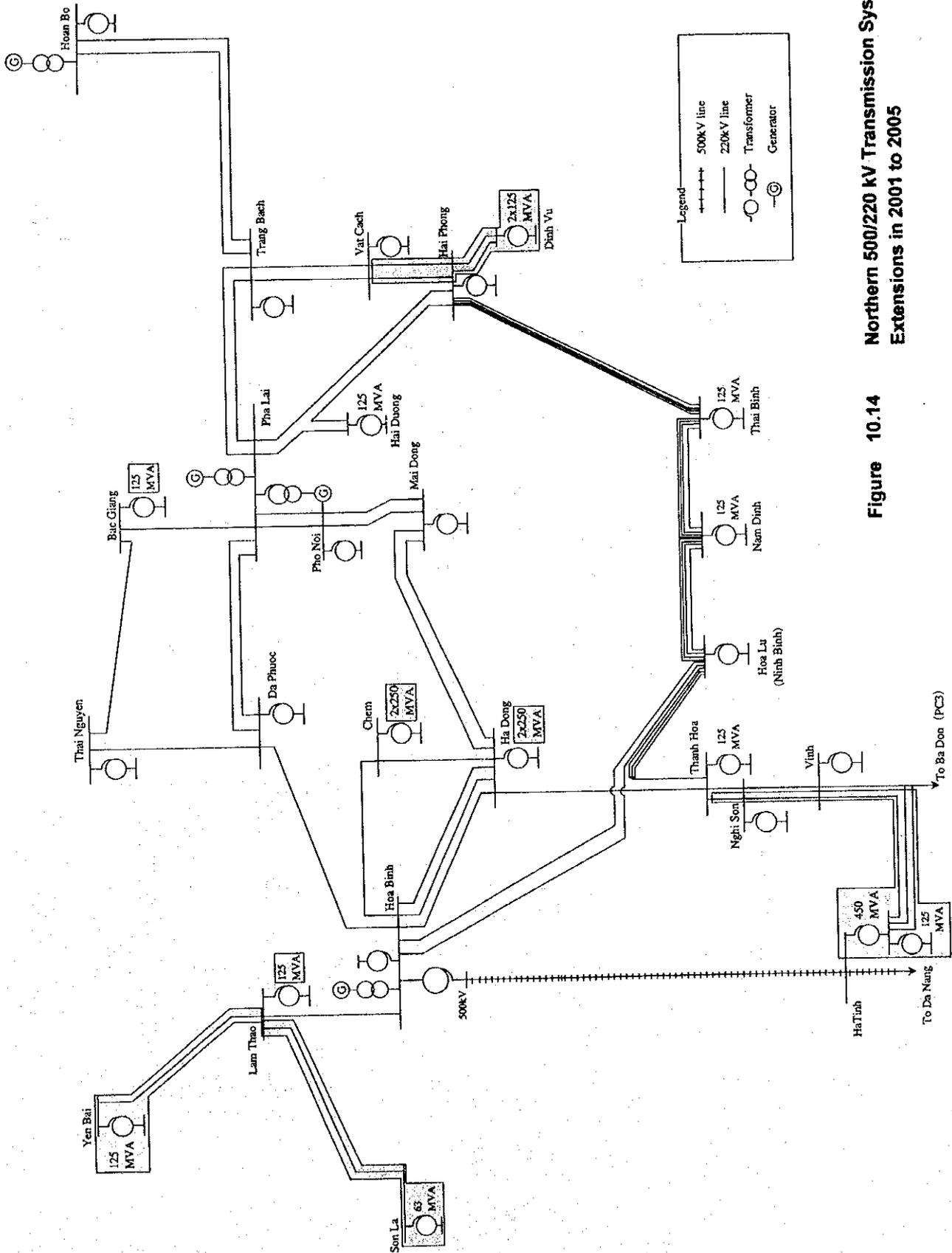






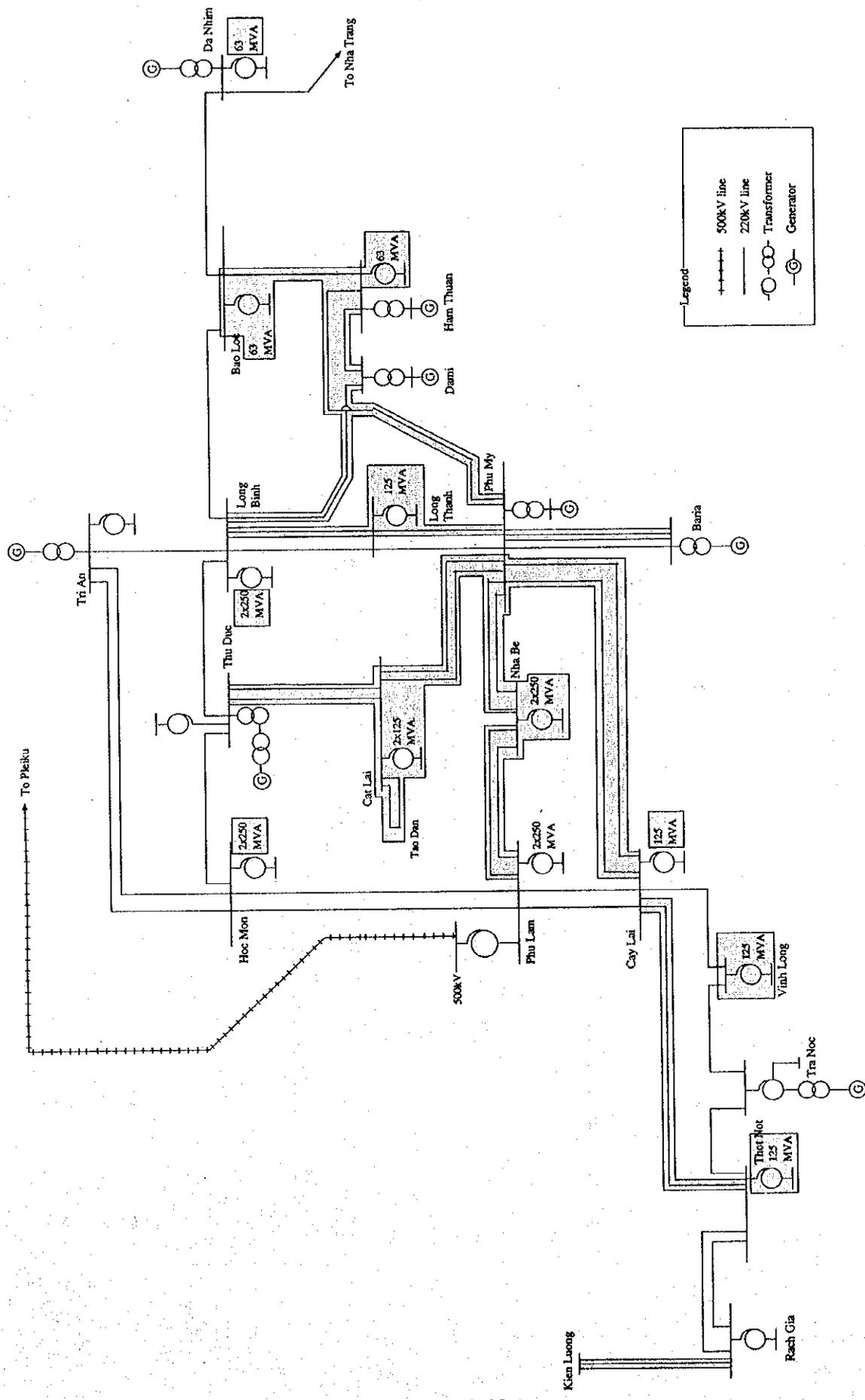


**Figure 10.13** Northern 500/220 kV Transmission System Extensions in 1996 to 2000



**Figure 10.14** Northern 500/220 kV Transmission System Extensions in 2001 to 2005

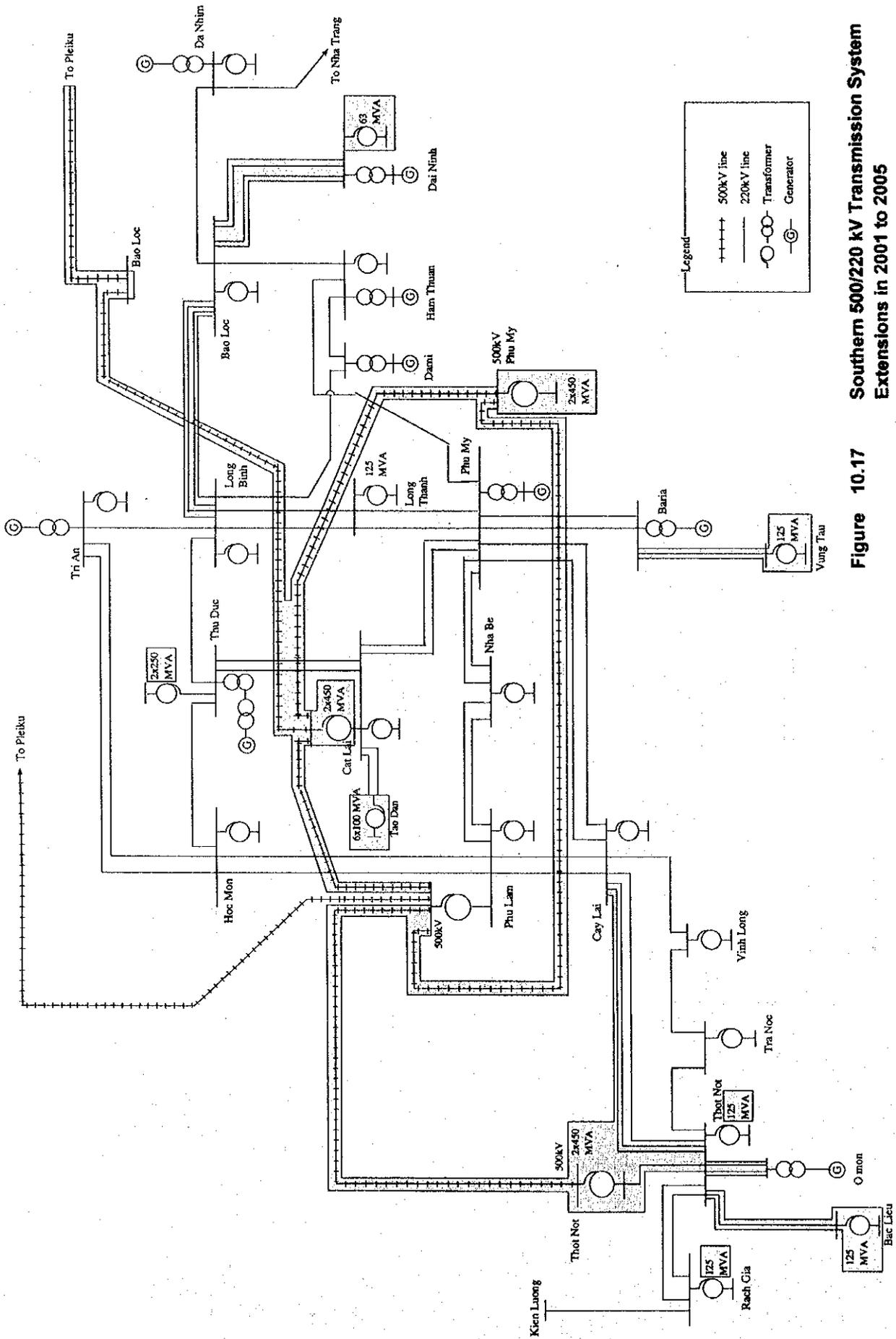




Legend

- +++++ 500kV line
- 220kV line
- Transformer
- ⊖ Generator

Figure 10.16 Southern 500/220 kV Transmission System Extensions in 1996 to 2000



**Figure 10.17** Southern 500/220 kV Transmission System Extensions in 2001 to 2005



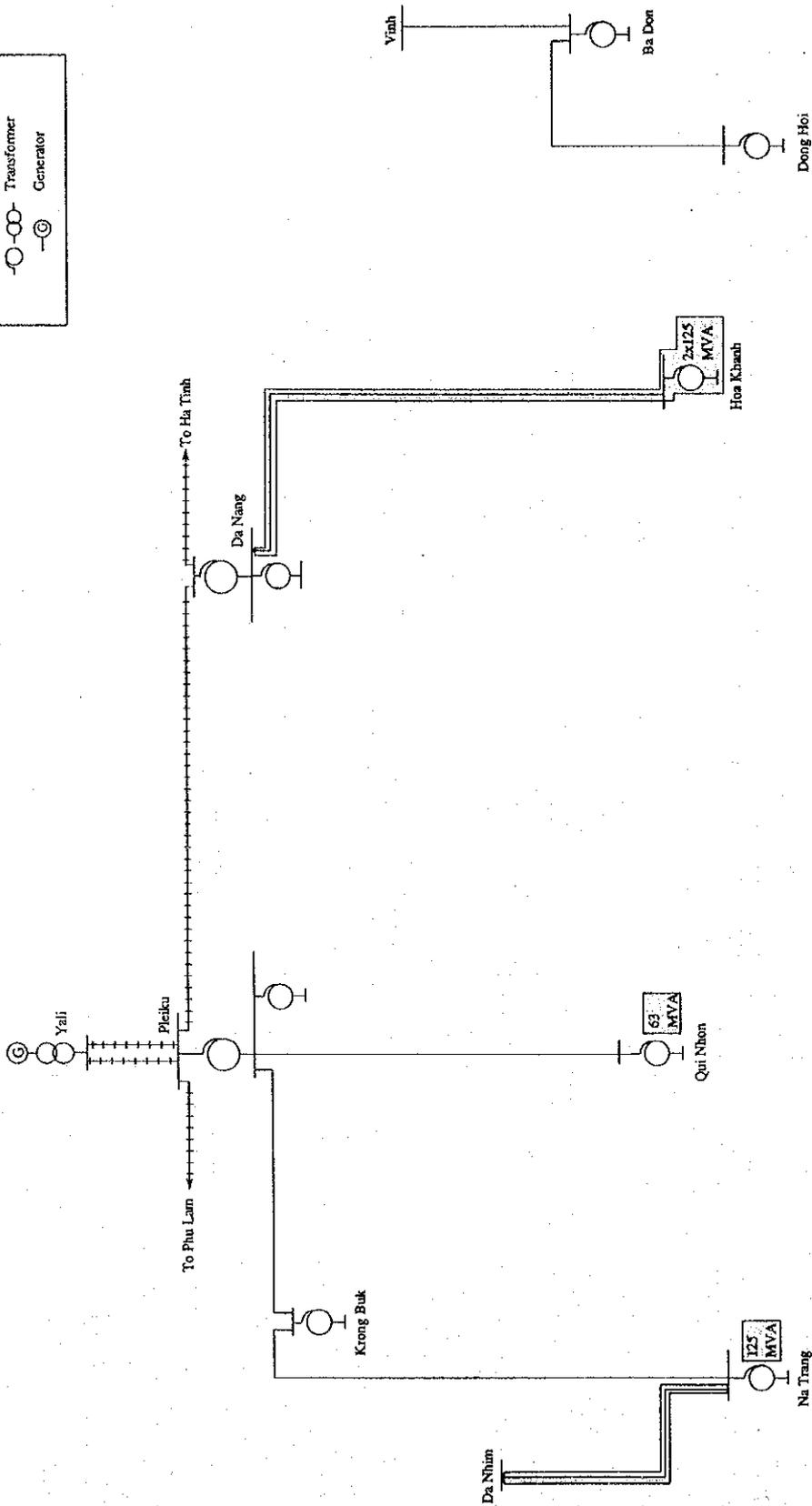
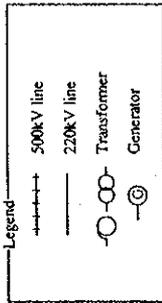


Figure 10.19 Central 500/220 kV Transmission System Extensions in 1996 to 2000

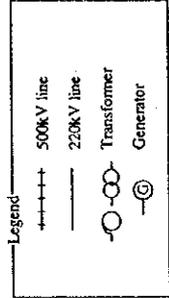
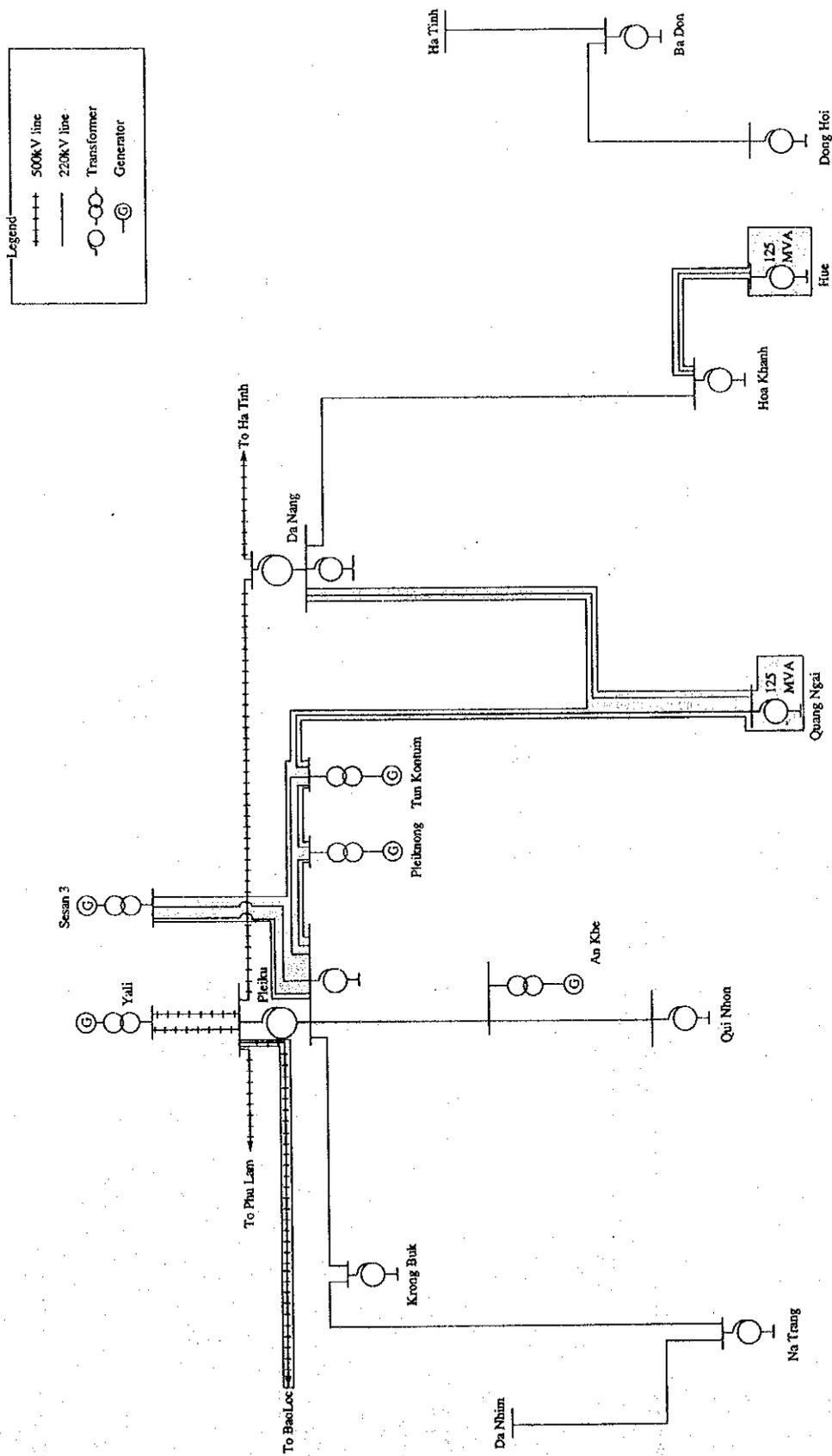
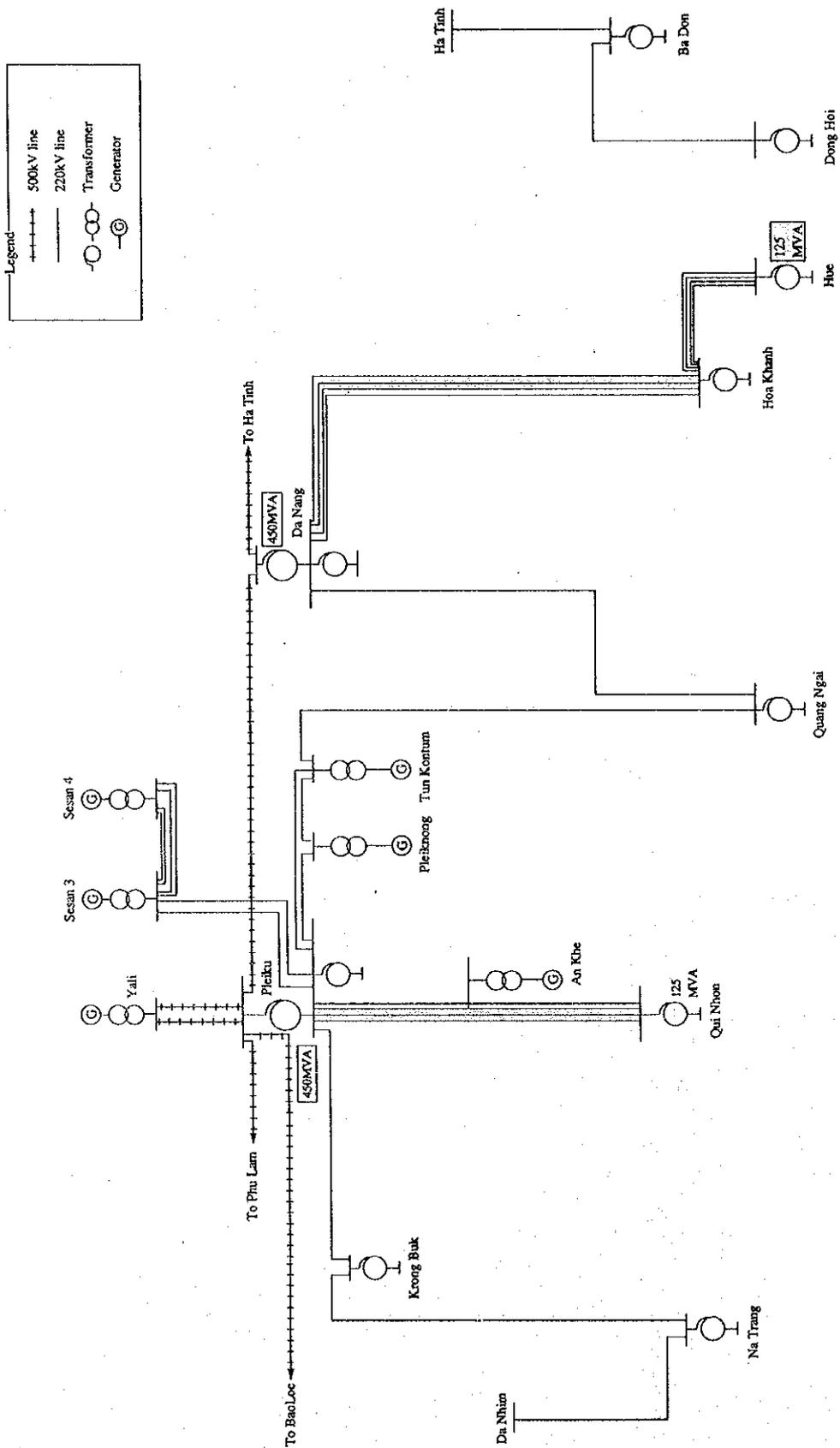


Figure 10.20 Central 500/220 kV Transmission System Extensions in 2001 to 2005



**Figure 10.21 Central 500/220 kV Transmission System Extensions in 2006 to 2010**

## 第11章 省エネ計画の検討と評価

## 第11章 省エネ計画の検討と評価

### 目 次

	頁
11.1 火力発電所の省エネルギー .....	11A-1
11.1.1 火力発電所の効率的運用 .....	11A-1
11.1.2 改造/変更による火力発電所の効率改善 .....	11A-3

## 第11章 省エネ計画の検討と評価

### 11.1 火力発電所の省エネルギー

#### 11.1.1 火力発電所ユニットの効率的運用

##### (1) 損失率

火力発電所ユニットの損失率（ロス率）は、例として Figure 11.1 に示してある。個々のユニットの効率的運用は、それぞれの要因の分析、調査および検討（添付質問表を参照のこと）に基づいて実施されるが、実際の措置は、大別して「熱損失の低減と熱の回収」「蒸気サイクルの熱効率の維持と向上」、並びに「所内電力と補助蒸気の節減」を通じて行われる。なお、各対策における省エネルギーの効果の度合を（ ）に Large (L)、Middium (M)、Small (S) で示す。

##### (2) 熱損失の低減と熱の回収

###### (a) ボイラーの過剰空気最適化 (L)

過剰空気率は、蒸気温度と燃焼の安定性を維持し、媒塵やNOxを最小にするように最適化させる。また、バーナーなどの燃焼設備に対して、毎日の管理や点検に注意する。

###### (b) ボイラーの排ガス温度最適化 (L)

ボイラーの排ガスについては、エコマイザーや空気予熱器によってその廃熱を回収するが、これらは排ガスの低温部分による腐食を考慮して注意深く管理する。

###### (c) 起動停止損失の低減 (M)

深夜や休日にわたる起動停止による損失は、中小容量のユニットでは増大する傾向になり、このような損失は、運転のパターン化、起動時の水処理方法の改善（基準値の再検討）、起動時間の短縮およびブロー水の節減によって節減される。

##### (3) 蒸気サイクルの効率の維持と改善

###### (a) コンデンサーの真空度の管理 (M)

蒸気タービンは、必然的にコンデンサーから大量の熱を放射するので、コンデンサーの真空度の維持は、火力発電所ユニットに関して最も重要である。このた

めに、コンデンサー管理の詳細な基準を作成し、コンデンサーの冷却管の洗浄など（連続洗浄装置による）装置を強化し、コンデンサーには逆洗装置を設けなければならない。

(b) 部分負荷における減圧運転（M）

タービンの負荷が低いときに、蒸気圧力を規定値よりも低くすることによって、ガバナー弁のループ損失を低減することができる。この際、比較的低負荷まで蒸気温度を規定値に維持することにより、規定蒸気圧力の場合よりも熱効率を改善することができる。

(c) 熱交換器その他の性能管理（S）

熱交換器など（空気予熱器、給水加熱器）の各部における値を設計規定値になるべく近く維持することが大切である。また、スート・ブローアーは正しく実施しなければならない。さらに、保守には以下の事項が必要である。

- コンデンサーの冷却管の点検と交換。
- 給水加熱器の細管の交換とドレンの調整。
- 空気予熱器のエレメントを交換して、漏洩損失を防止する。
- ボイラー・チューブの洗浄。

(4) 所内動力と補助蒸気の節減

(a) 循環水ポンプその他の所内動力の節減（L）

発電所の所内動力による損失率は、部分負荷運転が増大すると増大する。このために、各ユニットの性能と効率に影響する要因を詳細に調査し、ユニットの安定運転が維持できる範囲で運転すべきユニット数に関する基準を作成することが重要である。

部分負荷の際には、運転するユニットを減少させることが可能で、運転台数の削減は、循環水ポンプ、給水ポンプ、押し込み通風機、復水ポンプ、燃料ポンプ、微粉炭ミルなどについて可能である。

(b) 補助蒸気その他の節減（S）

所内の補助蒸気の使用状況を点検し、毎日のパトロールを厳格に実施し、補助蒸気の使用基準を再検討し、ドレンを回収する。

### 11.1.2 改造/変更による火力発電所の効率改善

#### (1) 空気予熱器のセンサー駆動装置の使用 (L)

再生式の空気予熱器は、燃焼空気がガス側に漏洩するために熱損失を発生するという問題があった。しかし、密封装置を自動的に調整する装置が新しく開発され、この装置は、運転中の熱による変形で発生するギャップを自動的に調整して、漏洩を大幅に減少するようになった。

#### (2) コンデンサー細管自動洗浄装置の設置 (M)

スポンジ・ボールを使ったコンデンサー細管自動清掃装置で、運転中に洗浄を行うことができる。これによって、コンデンサーの真空度の低下を防止できる。

#### (3) タービン性能改善措置 (S)

発電所を何年も運転すると、腐食と磨耗による劣化が進行し、機器の性能が徐々に低下する。この問題に対処するためには、定期点検の際に、各種の性能改善措置を実施することができる。

#### (4) 省エネ装置の採用 (速度制御と可変翼) (L)

#### (5) 既設火力発電所のための複合サイクル・システム (L)

既設の火力発電所に、高効率大容量の複合サイクル・システムを設けると、発電容量と熱効率を大幅に改善できる。

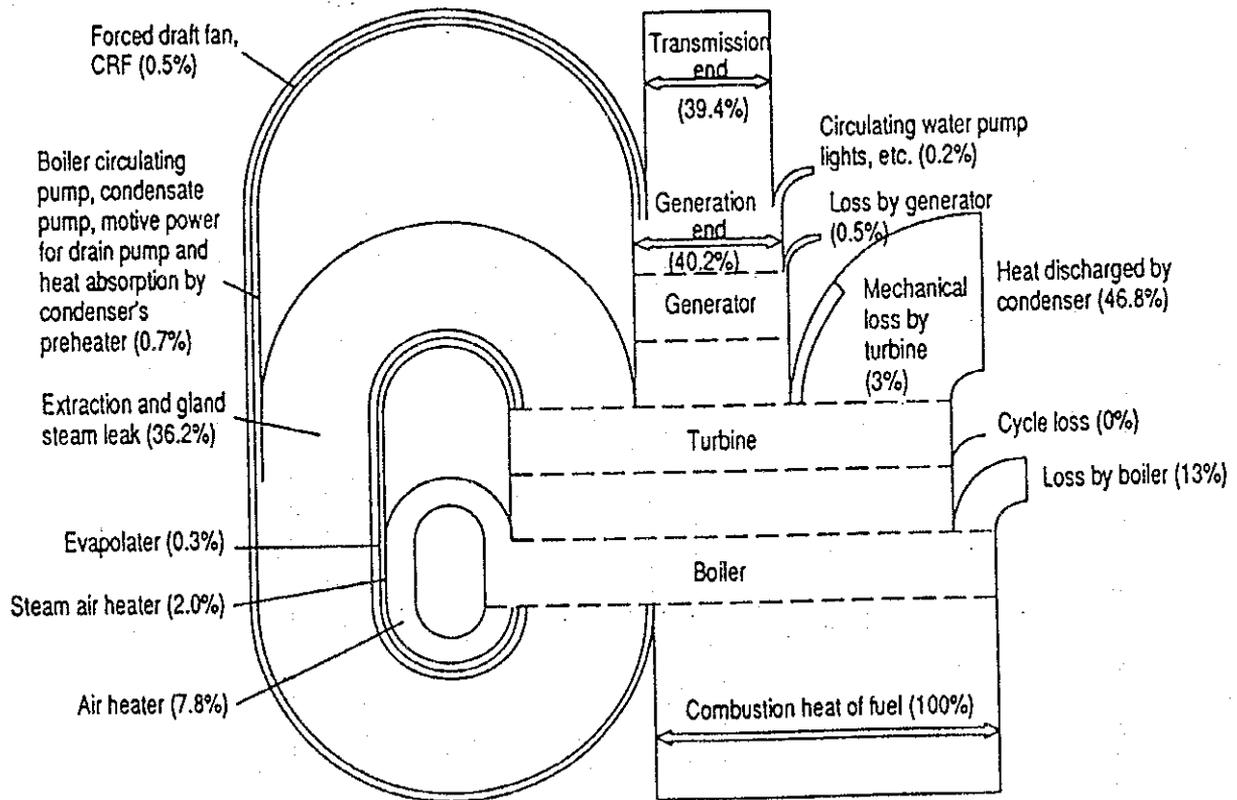
このようなシステムを採用する場合には、二つのシステムがあることに注意する必要がある。これは、単に排ガスを回収する既存の標準複合サイクルと、排ガス中に残存する酸素を用いてボイラーで排ガスを再熱するシステムである。

Table 11.1 General Description of Flow Control Equipment for Auxiliary System

システム		説明と特徴	現在の利用状況
速度制御	タービン駆動	電力を必要としないために、ユニットの総合性能を大幅に向上できる。このシステムは、しばしば大型の補機等に使用され、とくに火力発電所のボイラー給水ポンプに使用される	小容量以外のすべてのユニットのボイラー給水ポンプに採用されている
	流体継手	このシステムは、小型と大型のBFPとファン、および小型のポンプに広く使用される	既設の火力発電所の電動機駆動BFPとガス・ファンに採用されている
	インバーター	このシステムは設置のために大きなスペースをとるが、非常に効率が高い	新設火力発電所の蒸気コンデンサー・ブラスター・ポンプに採用されている
	多段ディスク・クラッチ	コンポーネントやシステムは、汎用産業ポンプやファンに使用されるが、火力発電所にも使用される	—
可変翼	可変翼ファン	このシステムは、主としてFDFとIDFに使用される	新設火力発電所に採用されつつある
	可変翼ポンプ	このシステムは、火力発電所の循環水ポンプにしばしば使用される	新設火力発電所に採用されつつある。既設火力発電所でも、老朽システムの置き換えに使用される

出典：中部電力

**Figure 11.1 Typical Loss Rate of Thermal Power Plant**



The investigation for thermal power station in Vietnam.

Questionnaire sheet  
Thermal power station in Vietnam

1. General items

(1) Name of station						Check
(2) Location						
(3) Nominal capacity	MW					
(4) Unit	Capacity	Number	Main duty for load dispatching			Peak
			Base	Middle	Gov	
#1						
#2						
#3						
#4						
#5						
#6						
#7						
#8						
#9						
#10						
Total						

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2. Operating condition

2-1 Station total

	1990	1991	1992	1993	1994	Average
(1) Annual generating output						
a. Nominal generating						MWH
b. Actual generating						MWH
c. Running factor						Hr
d. Actual sending						MWH
e. Actual heat sending						Gcal
f. Maximum generating output/hour						kW/h
g. Maximum generating output/day						Mwh/D
h. Maximum generating output/month						Mwh/M
(2) Annual fuel consumption						Average
S.H.V						
a. Coal						t
b. Crude oil						t
c. Fuel oil						t
d. Waste oil						t
e. Natural gas						Nm3
f. Gasified coal						Nm3
g. Diesel oil						t
h. etc.						
(3) Coal situation						Average
(/Kg)						
a. Heat value						Kcal
b. Ash						wt%
c. H/C ratio						
d. Sulfur						wt%
(4) Annual expenditure						
a. Running expenditure						
b. Fuel						
c. Maintenance						
d. Investment for improvement						

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2-2 Operating condition by each unit (# )

		1990	1991	1992	1993	1994	Average	
(1) Annual generating output								
a.	Nominal generating							MWH
b.	Actual generating							MWH
c.	Running factor							Hr
d.	Actual sending							MWH
e.	Actual heat sending							Gcal
f.	Maximum generating output/hour							KW/h
g.	Maximum generating output/day							Mwh/D
h.	Maximum generating output/month							Mwh/M
(2) Annual fuel consumption							Average	
S.H.V		1990	1991	1992	1993	1994		
a.	Coal							t
b.	Clude oil							t
c.	Fuel oil							t
d.	Waste oil							t
e.	Natural gas							Nm3
f.	Gasified coal							Nm3
g.	Diesel oil							t
h.	etc.							
(3) Coal situation (Kg)		1990	1991	1992	1993	1994	Average	
a.	Heat value							Kcal
b.	Ash							wt%
c.	H/C ratio							
d.	Sulfur							wt%
(4) Combustion way								
a.	Stoker							
b.	Pulverized coal							
c.	Oil mix							
d.	etc.							

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2-3 Boiler condition(#)	1990	1991	1992	1993	1994	Average	
(1)Combustion air & flue gas							mmHg
a. FDF outlet draft							Nm3/h
b. Air flow							mmHg
c. Air-heater inlet air draft							mmHg
d. Air-heater outlet air draft							mmHg
e. Combustion chamber inlet air draft							mmHg
f. Combustion chamber draft							mmHg
g. Super-heater inlet gas draft							mmHg
h. Super-heater outlet gas draft							mmHg
i. Economizer outlet gas draft							mmHg
j. Boiler outlet gas draft							mmHg
k. Air-heater outlet gas draft							mmHg
(2)Boiler heat-balance							deg C
a. Combustion chamber inlet air temp.							deg C
b. Combustion chamber temp.							deg C
c. 1 <sup>st</sup> super-heater inlet gas temp.							deg C
d. 1 <sup>st</sup> super-heater outlet gas temp.							deg C
e. Re-heater inlet gas temp.							deg C
f. Re-heater outlet gas temp.							deg C
g. super-heater inlet gas temp.							deg C
h. super-heater outlet gas temp.							deg C
i. Economizer inlet gas temp.							deg C
j. Economizer outlet gas temp.							deg C
(3)Condition of exhaust gas							deg C
a. Boiler outlet temp.							deg C
b. Oxygen							%
c. Carbon monoxide							deg C
d. Stack inlet gas temp.							%
e. Oxygen							deg C
f. Carbon monoxide							deg C

The investigation for thermal power station in Vietnam.

	1990	1991	1992	1993	1994	Average	
(4)Condition of boiler feed water							
a. Deaerator internal press.							Kg/cm2
b. Deaerator internal temp.							deg C
c. Deaerator feed water flow							t/h
d. L.P Heater outlet temp							deg C
e. Feed water pump outlet press.							Kg/cm2
f. Feed water outlet temp.							deg C
g. 1'ry H.P.Heater outlet temp							deg C
h. 2'nd H.P.Heater outlet temp.							deg C
i. 3'rd H.P. Heater outlet temp.							deg C
j. 4'rh H.P.Heater outlet temp.							deg C
k. 5'rh H.P.Heater outlet temp.							deg C
l. Economizer inlet feed water temp.							deg C
m. Economizer outlet feed water temp.							deg C
n. Boiler feed water flow							t/h
(5)Boiler main steam condition							
a. Main drum internal press.							Kg/cm2
b. Evaporating flow							t/h
c. Super-heater outlet steam press.							Kg/cm2
d. Super-heater outlet steam temp.							deg C
e. Super-heater outlet steam flow							t/h
f. Re-heater outlet steam press.							Kg/cm2
g. Re-heater outlet steam temp.							deg C
h. Re-heater outlet steam flow.							t/h

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2-4 Condition of turbine

	1990	1991	1992	1993	1994	Average	
(1) Top turbine							
a. Main steam pressure							Kg/cm <sup>2</sup>
b. Main steam temperature							deg C
c. Main steam flow							t/h
d. Pressure after 1st stage							Kg/cm <sup>2</sup>
(2) Reheat turbine							
a. Steam pressure							Kg/cm <sup>2</sup>
b. Steam temperature							deg C
c. Steam flow							t/h
(3) Extraction							
a-1. 1st extraction steam press.							Kg/cm <sup>2</sup>
a-2. 1st extraction steam temp.							deg C
a-3. 1st extraction steam flow							t/h
b-1. 2nd extraction steam press.							Kg/cm <sup>2</sup>
b-2. 2nd extraction steam temp.							deg C
b-3. 2nd extraction steam flow							t/h
c-1. 3rd extraction steam press.							Kg/cm <sup>2</sup>
c-2. 3rd extraction steam temp							deg C
c-3. 3rd extraction steam flow							t/h
d-1. 4th extraction steam press.							Kg/cm <sup>2</sup>
d-2. 4th extraction steam temp.							deg C
d-3. 4th extraction steam flow							t/h
(3) Condenser							
a. Vacuum degree							mmHg
b. Cooling water temp.							deg C
c. Cooling water flow							t/h
d. Condensate temperature							deg C
e. Condensate flow							t/h
(4) Generator							
a. Generating power							Mwh/h
b. Generating voltage							Kv
c. Generating current							A
d. Power factor							%

The investigation for thermal power station in Vietnam.

2-5 Feed water treatment		1990	1991	1992	1993	1994	Average
(1)Source water							
a. Water flow							t/h
b. pH							
c. Conductivity							ohm-cm
d. Cl							ppm
e. Si							ppm
f. Ca							ppm
g. CO3							ppm
h. Fe							ppm
i. Cu							ppm
j. NH4							ppm
k. SO4							ppm
(2)Demneralizer							
a. Flow							t/h
b. pH							
c. Conductivity							ohm-cm
d. Na							ppm
e. Fe							ppm
d. Cu							ppm
f. Si							ppm
g. Melted oxygen							ppm
(3)Condensate							
a. pH							
b. Conductivity							ohm-cm
c. Cl							ppm
d. Fe							ppm
e. Cu							ppm
(3)Deaerator inlet water							
a. pH							
b. Conductivity							ohm-cm
c. Fe							ppm
d. Cu							ppm
e. Si							ppm
f. Melted oxygen							ppm

The investigation for thermal power station in Vietnam.

	1990	1991	1992	1993	1994	Average
(4)Boiler feed water						
a. pH						
b. Conductivity						ohm-cm
c. Fe						ppm
d. Cu						ppm
e. Si						ppm
f. Remained oxygen						ppm
(5)Boiler drum water						
a. pH						
b. Conductivity						ohm-cm
c. Fe						ppm
d. Cu						ppm
e. Si						ppm
f. Remained oxygen						ppm

The investigation for thermal power station in Vietnam.

3. Specification of key facilities in each unit

	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8	#9	#10
(1)Boiler										
a. Type										
b. Evaporation	t/h									
c. Evaporating press.	Kg/cm2									
d. Evaporating temp.	deg C									
e. Reheating temp.	deg C									
f. B.F.W. temp.	deg C									
(2)Turbine										
a. Type										
b. Output	Mw									
c. Inlet steam press.	Kg/cm2									
d. Inlet steam temp.	deg C									
e. No. of extraction stage										
f. Vacuum degree	mmHg									
(3)Generator										
a. Capacity	KVA									
b. Voltage	Kv									
c. Power factor	%									
d. Cooling type	air/H2									
(4)Auxiliary equipment										
a. B.F.W. pump	Capa. Number									
b. Fun										
b-1. F.D.F.	Capa. Number									
b-2. I.D.F.	Capa. Number									
(5)Non-operating hours										
a. Annual total	Hr									
b. For maintenance	Hr									

The investigation for thermal power station in Vietnam.

4. Re-construction in past

(1) For maintenance
(2) Capacity up
(3) Efficiency up
(4) According network duty
(5) For pollution
(6) etc.

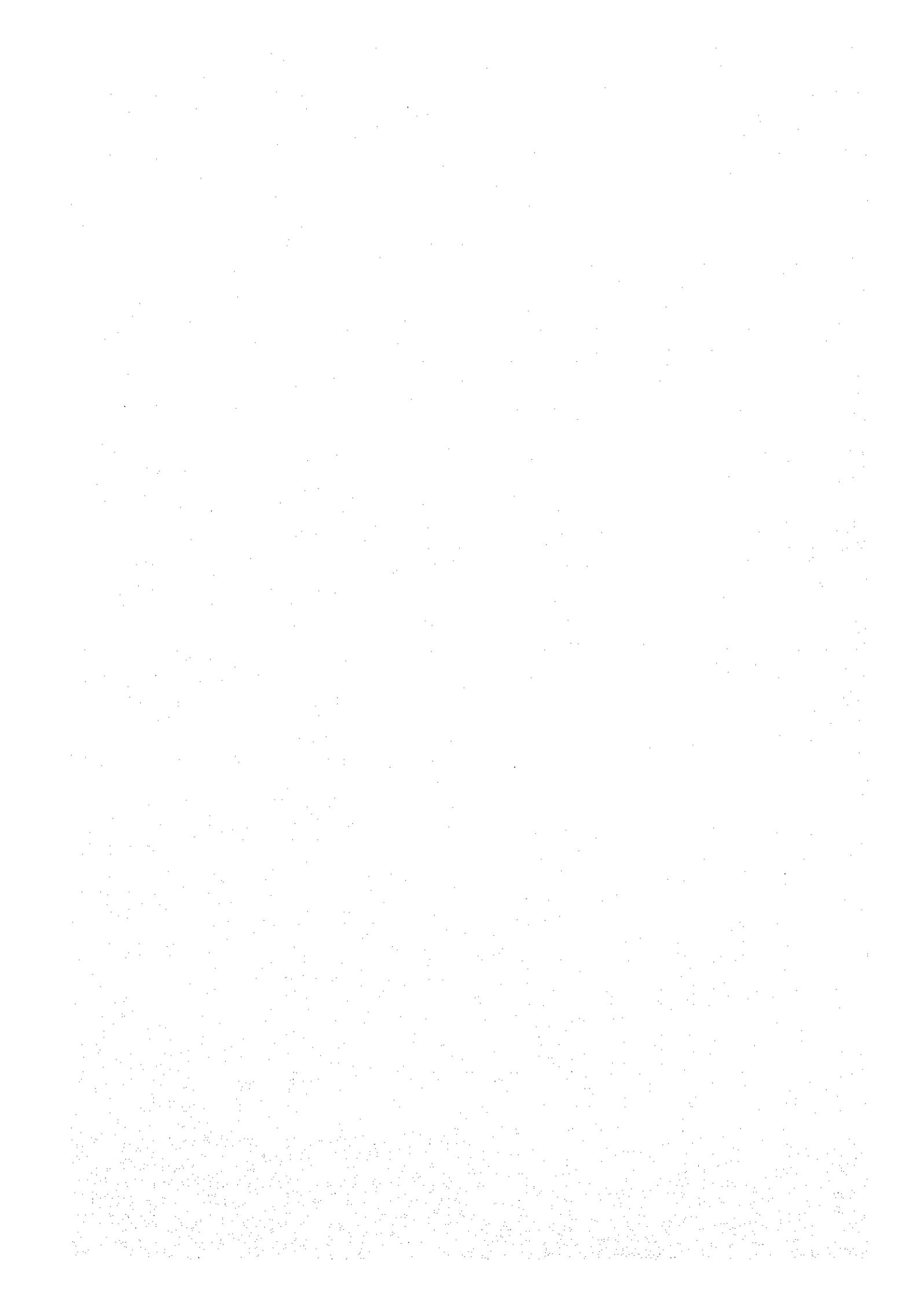
5. Other facilities

Type	Capa.	Line
(1) Demineralizer		
(2) Dust catcher		
(3) De-sulfurization plant		
(4) etc.		









JICA