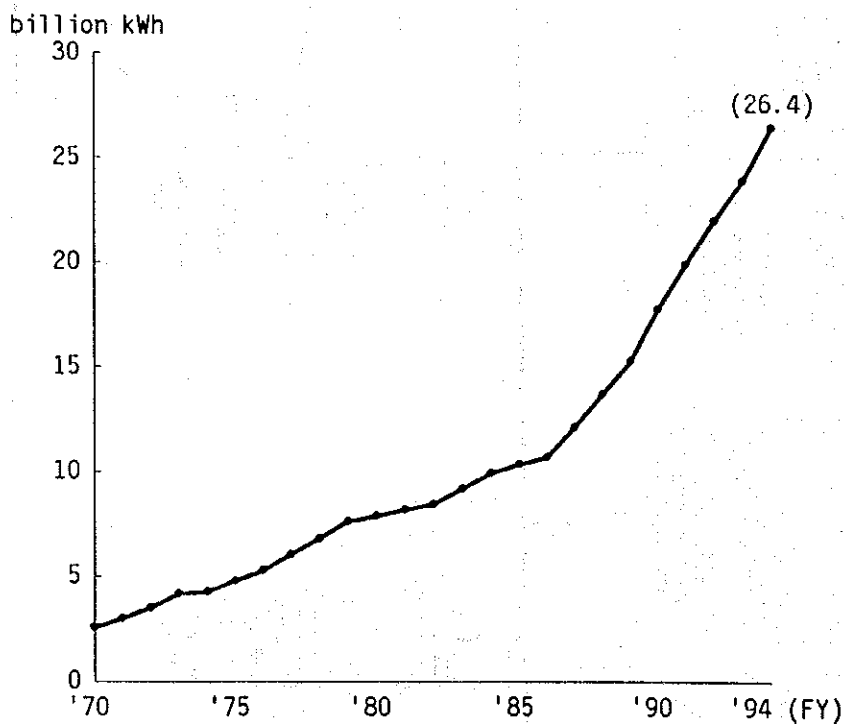


3.4 首都圏地域の電力需要と供給

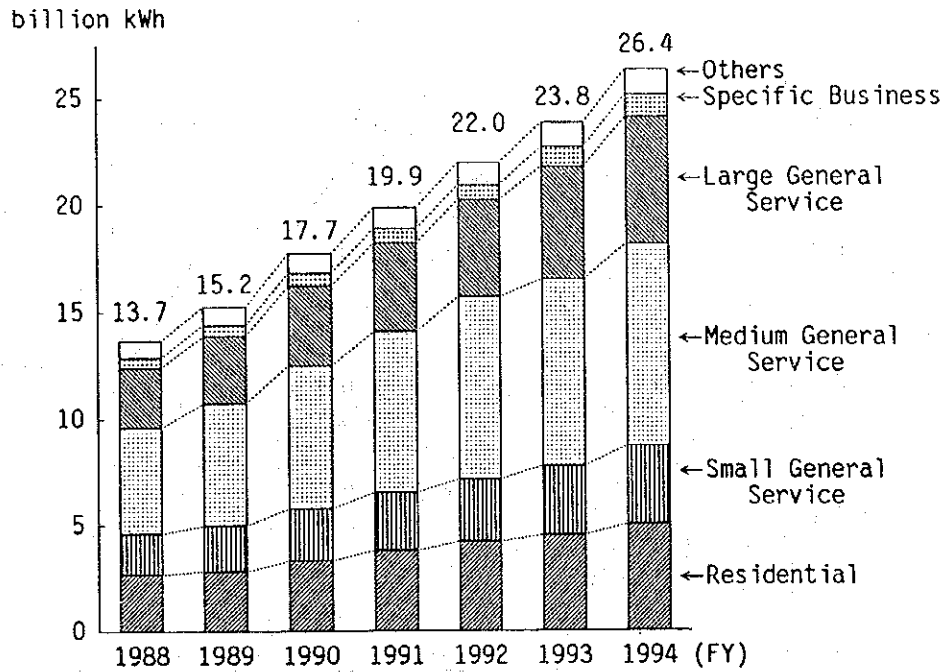
3.4.1 電力需要

1994年度におけるMEAの販売電力量は、Fig. 3.4-1に示すとおり、対前年比10.6%増の26,369.83GWhであった。1987～1994年度の年平均伸び率は12.0%と顕著である。1993年度の需要家カテゴリー別の販売電力量をFig. 3.4-2に示す。Fig. 3.4-3は、1970～1994年度の最大電力需要（30分間値）と年間負荷率の推移を示す。最大電力需要（30分間値）は、1994年9月23日に4,755MWを記録した。これは、1988年9月5日の記録の約2倍である。1988～1994年度の年平均伸び率は11.8%であった。一方、MEAの年間負荷率は、徐々に低下しているが、これは、Fig. 3.4-4とFig. 3.4-5に示すとおり、電力需要の日変化および季節変動に起因している。



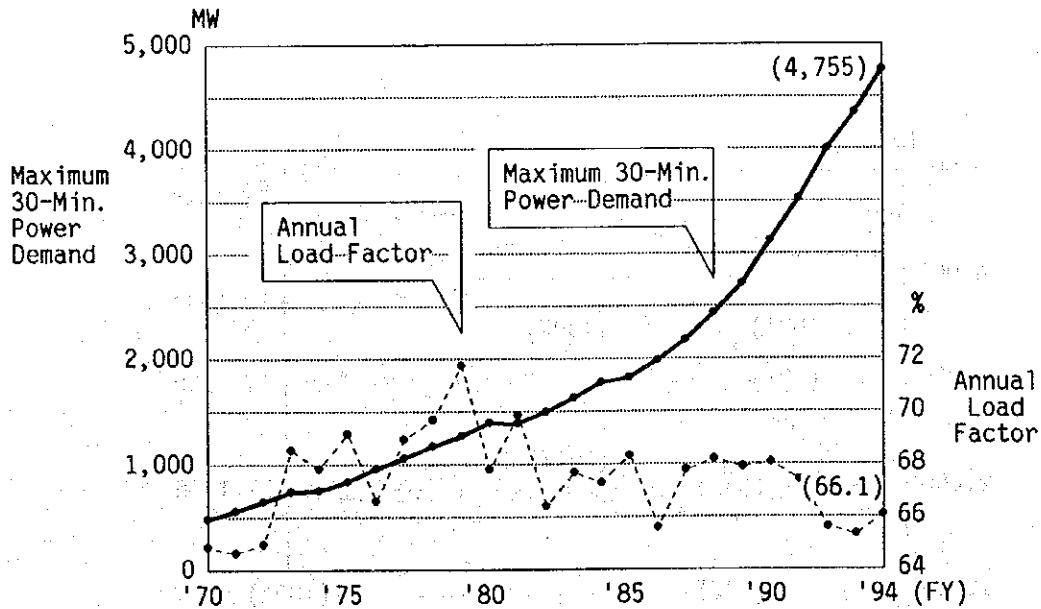
Source: MEA System Report 1994

Fig. 3.4-1 Trend of kWh Sales



Source: MEA Annual Report 1992-1994

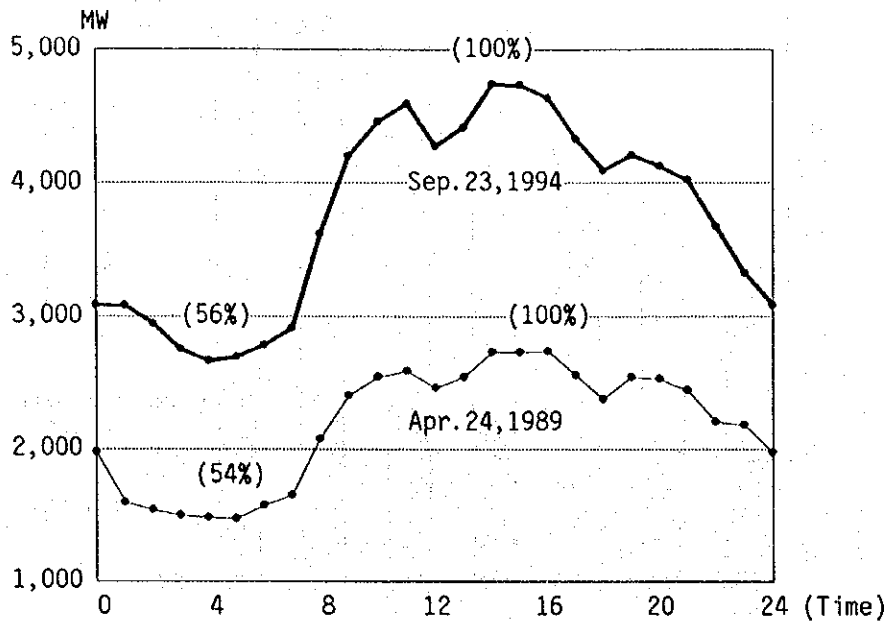
Fig. 3.4-2 Energy Sales by Customer Classification



$$\text{Annual Load Factor} = \frac{\text{Annual Electric Power Consumption}}{\text{Maximum 30-Minute Power Demand} \times 24(\text{h}) \times 365(\text{d})}$$

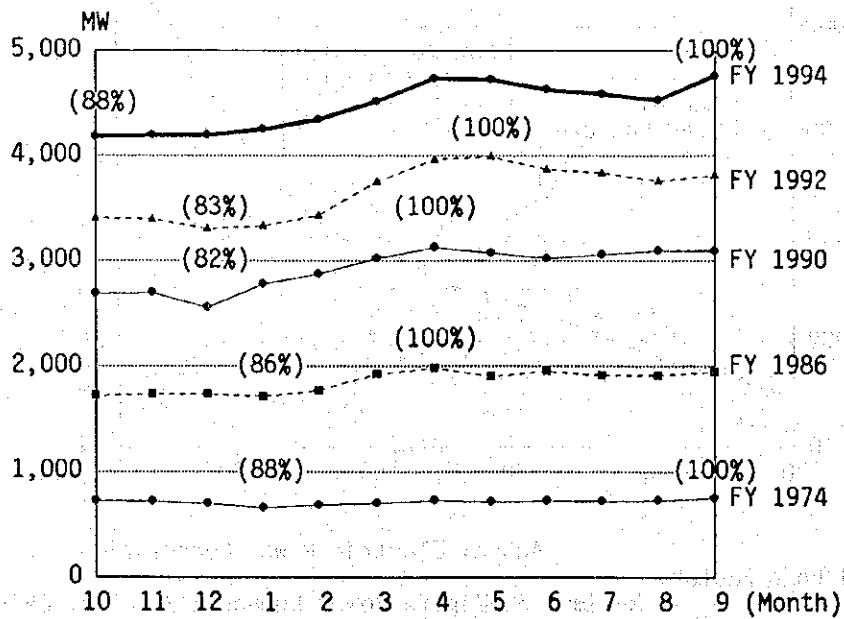
Source: MEA System Report 1994

Fig. 3.4-3 Maximum 30-Minute Power Demand and Annual Load Factor



Source: MEA System Report 1993,
MEA Monthly Report Sep. 1994, etc.

Fig. 3.4-4 Daily Load Curves on Peak Day



Source: MEA Monthly Report Sep. 1994

Fig. 3.4-5 Monthly System Peak Load

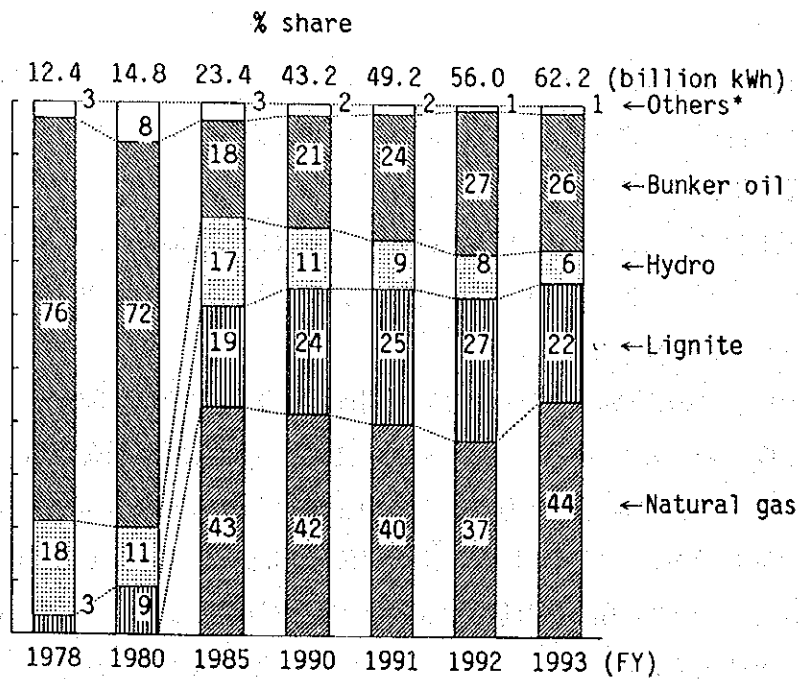
3.4.2 電力供給

Fig. 3.4-6に示すように、1993年度におけるEGATのエネルギー生産量は、62,181 GWh 対前年比11%増であった。国内産のエネルギー資源、すなわち、天然ガス、褐炭と水力が全発電電力量の約72%を占めている。

エネルギー生産量の大部分は、多種燃料（天然ガス44%、褐炭22%、輸入バンカーオイル26%、ディーゼル1%）を用いた火力発電プラントによる。水力、購買電力の割合は、それぞれ6%、1%と少ない。

とくに、天然ガスの割合の伸びが顕著で、対前年比33%増の27,523GWhであった。これは、1993年度に新設のコンバインドサイクル発電所が数箇所運転を開始したことによる。バンカーオイル、数箇所の火力プラントの主燃料とガス火力ユニットの予備燃料による発電電力量も増加し、対前年比5%増の15,921GWhであった。過去何年間と異なり、褐炭をベースとした発電電力量は対前年比8%減の13,831GWh であり、これは、大気の問題の結果と考えられる。

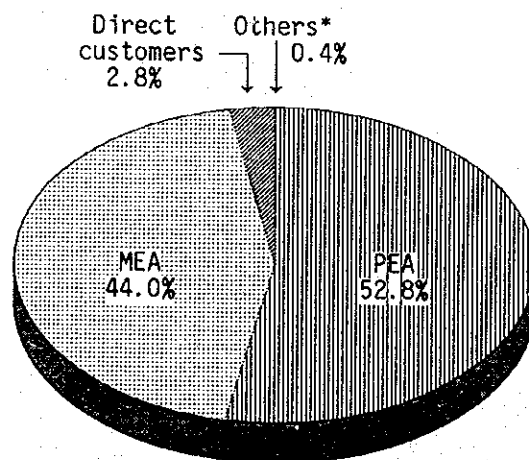
なお、急激な需要の伸びの結果、1993年度における販売電力量は、対前年比11%増の56,558GWh であった。販売電力量の大部分は、MEAとPEAに対するものであった。Fig. 3.4-7に示すように、MEAへの販売電力量は対前年比8%増の24,873GWh であった。



Note : * Including Purchased, Diesel Oil and Alternative energy

Source: EGAT PDP 92-01(1)
EGAT Annual Report 1993

Fig. 3.4-6 EGAT Energy Generation by Type of Fuel



Note : * Including Electricite du Laos (EDL) and TNB - Malaysia

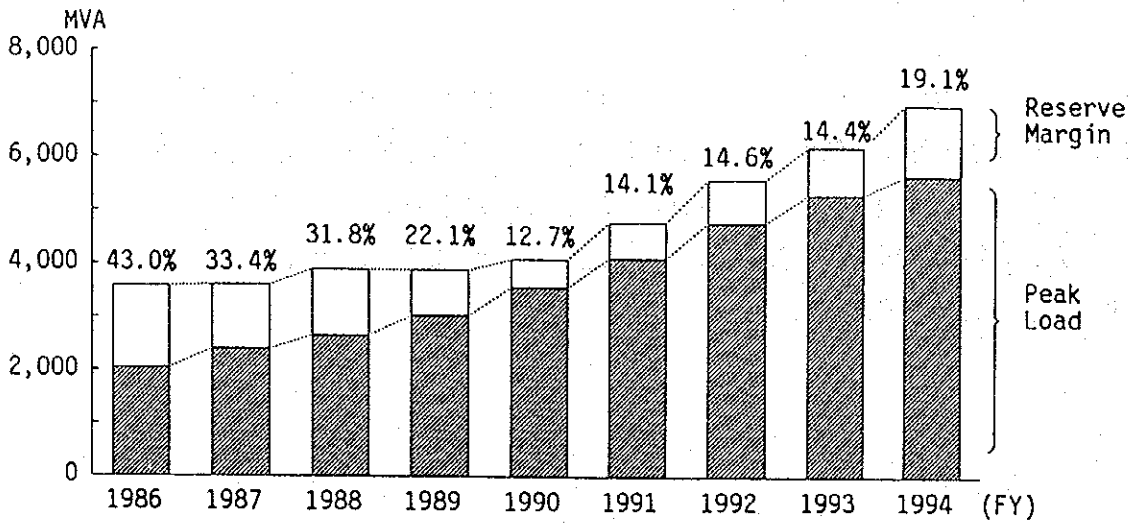
Source: EGAT Annual Report 1993

Fig. 3.4-7 EGAT Energy Sales for FY 1993

3.4.3 電力需要と供給バランス

系統の予備力は、Fig. 3.4-8に示すように、1986年度の43%から1990年度には12%程度のレベルまで徐々に低下した。これは、ターミナル変電所建設の鈍化のためによる。しかしながら、その後、1994年度には、予備力は19%程度まで回復した。

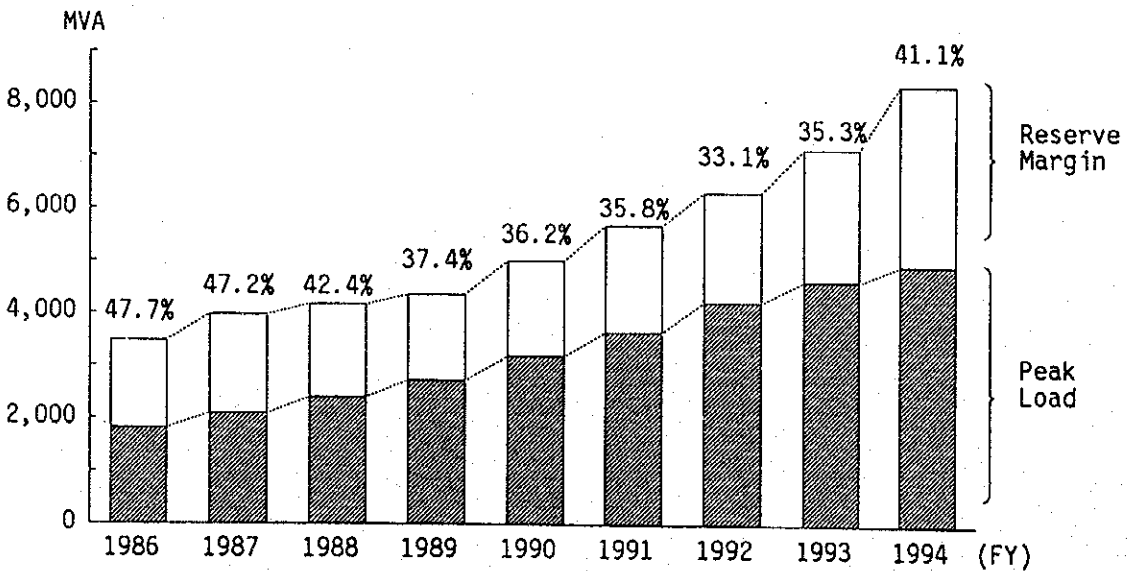
一方、配電用変電所の予備力は、Fig. 3.4-9に示すように、1994年度には、3,436MVAすなわち、41.1%であった。



$$\text{Reserve Margin} = \left[\frac{\text{T/S Capacity (MVA)}}{\text{Maximum System Load (MVA)}} - 1 \right] \times 100 (\%)$$

Source: MEA System Report 1994

Fig. 3.4-8 System Annual Reserve Margin (at the time of load peak)



$$\text{Reserve Margin} = \left[\frac{\text{D/S Capacity (MVA)}}{\text{Maximum D/S Load (MVA)}} - 1 \right] \times 100 (\%)$$

Source: MEA System Report 1994

Fig. 3.4-9 Distribution Substation Annual Reserve Margin (on the maximum demand peak day)

3.5 MEAの電力料金

MEAの一般需要家向け料金は1991年12月に改定・適用開始されておりPEAと同一である。従量単価は家庭用と小企業用と段階制になっており、使用量が増える程料金が高くなる通増制となっている。

中口需要家、大口需要家、特定業種需要家については、ピーク需要の削減および負荷率の改善を目的として、時間帯別料金制が導入されている。

MEAの電力料金

1. 一般家庭需要家	
(1) 150kWh/月を越えない需要家	
(a) 最初の5kWhまで	5.00 Bhat
(b) 次の10kWhまで (6~15)	0.70 Bhat/kWh
(c) 次の10kWhまで (16~25)	0.90 Bhat/kWh
(d) 次の10kWhまで (26~35)	1.17 Bhat/kWh
(e) 次の65kWhまで (36~100)	1.58 Bhat/kWh
(f) 次の50kWhまで (101~150)	1.68 Bhat/kWh
(g) 次の250kWhまで (151~400)	2.22 Bhat/kWh
(h) 400kWhを越える時 (401~)	2.53 Bhat/kWh
(2) 150kWh/月を越える需要家	
(a) 最初の35kWhまで	89.00 Bhat
(b) 次の115kWhまで (36~150)	1.14 Bhat/kWh
(c) 次の250kWhまで (151~400)	2.22 Bhat/kWh
(d) 400kWhを越える時 (401~)	2.53 Bhat/kWh
2. 最大需要30kW未満の小口需要家	
(a) 最初の35kWhまで	94.00 Bhat
(b) 次の115kWhまで (36~150)	1.14 Bhat/kWh
(c) 次の250kWhまで (151~400)	2.22 Bhat/kWh
(d) 400kWhを越える時 (401~)	2.53 Bhat/kWh
3. 最大需要30~1,999kWの中口需要家	
(1) 過去3ヶ月の平均が355,000kWh/月未満の需要家	
(a) 配電電圧69kV以上で契約の需要家	
① 需要電力料金	188.00 Bhat/kW
② 電力使用料金	1.03 Bhat/kWh
(b) 配電電圧12~24kVで契約の需要家	
① 需要電力料金	210.00 Bhat/kW
② 電力使用料金	1.07 Bhat/kWh
(c) 配電電圧12kV未満で契約の需要家	
① 需要電力料金	237.00 Bhat/kW
② 電力使用料金	1.10 Bhat/kWh
(2) 過去3ヶ月の平均が355,000kWh/月を越える需要家	
(a) 配電電圧69kV以上で契約の需要家	
① 需要電力料金	240.00 Bhat/kW
・ 需要ピーク時	32.00 Bhat/kW
・ 需要バーチャルピーク時	Bhat/kW
・ 需要オフピーク時	Bhat/kW
② 電力使用料金	1.03 Bhat/kWh

<p>(b) 配電電圧12~24kVで契約の需要家</p> <p>① 需要電力料金</p> <ul style="list-style-type: none"> ・需要ピーク時 ・需要パーシャルピーク時 ・需要オフピーク時 <p>② 電力使用料金</p> <p>(c) 配電電圧12kV未満で契約の需要家</p> <p>① 需要電力料金</p> <ul style="list-style-type: none"> ・需要ピーク時 ・需要パーシャルピーク時 ・需要オフピーク時 <p>② 電力使用料金</p>	<p>305.00 Bhat/kW</p> <p>63.00 Bhat/kW</p> <p>- Bhat/kW</p> <p>1.07 Bhat/kWh</p> <p>356.00 Bhat/kW</p> <p>73.00 Bhat/kW</p> <p>- Bhat/kW</p> <p>1.10 Bhat/kWh</p>

<p>4. 最大需要2,000kWを越える大口需要家</p>	
<p>(1) 配電電圧69kV以上で契約の需要家</p>	
<p>(a) 需要電力料金</p> <ul style="list-style-type: none"> ・需要ピーク時 ・需要パーシャルピーク時 ・需要オフピーク時 <p>(b) 電力使用料金</p>	<p>240.00 Bhat/kW</p> <p>32.00 Bhat/kW</p> <p>- Bhat/kW</p> <p>1.03 Bhat/kWh</p>
<p>(2) 配電電圧12~24kVで契約の需要家</p>	
<p>(a) 需要電力料金</p> <ul style="list-style-type: none"> ・需要ピーク時 ・需要パーシャルピーク時 ・需要オフピーク時 <p>(b) 電力使用料金</p>	<p>305.00 Bhat/kW</p> <p>63.00 Bhat/kW</p> <p>- Bhat/kW</p> <p>1.07 Bhat/kWh</p>

<p>5. 特定業種需要家（宿泊施設を有し、最大需要30kW以上で契約の需要家）</p>	
<p>(1) 普通契約</p>	
<p>(a) 配電電圧69kV以上で契約の需要家</p>	
<p>① 需要電力料金</p> <p>② 電力使用料金</p>	<p>236.00 Bhat/kW</p> <p>1.03 Bhat/kWh</p>
<p>(b) 配電電圧12~24kVで契約の需要家</p>	
<p>① 需要電力料金</p> <p>② 電力使用料金</p>	<p>274.00 Bhat/kW</p> <p>1.07 Bhat/kWh</p>
<p>(c) 配電電圧12kV未満で契約の需要家</p>	
<p>① 需要電力料金</p> <p>② 電力使用料金</p>	<p>296.00 Bhat/kW</p> <p>1.10 Bhat/kWh</p>
<p>(2) 時間別料金契約</p>	
<p>(a) 配電電圧69kV以上で契約の需要家</p>	
<p>① 需要電力料金</p> <ul style="list-style-type: none"> ・需要ピーク時 ・需要パーシャルピーク時 ・需要オフピーク時 <p>② 電力使用料金</p>	<p>240.00 Bhat/kW</p> <p>32.00 Bhat/kW</p> <p>- Bhat/kW</p> <p>1.03 Bhat/kWh</p>
<p>(b) 配電電圧12~24kVで契約の需要家</p>	
<p>① 需要電力料金</p> <ul style="list-style-type: none"> ・需要ピーク時 ・需要パーシャルピーク時 ・需要オフピーク時 <p>② 電力使用料金</p>	<p>305.00 Bhat/kW</p> <p>63.00 Bhat/kW</p> <p>- Bhat/kW</p> <p>1.07 Bhat/kWh</p>

(c) 配電電圧12kV未満で契約の需要家 ① 需要電力料金 ・需要ピーク時 ・需要パーシャルピーク時 ・需要オフピーク時 ② 電力使用料金	356.00 Bhat/kW 73.00 Bhat/kW - Bhat/kW 1.10 Bhat/kWh

6. 政府機関ならびに非常利団体	
(1) 配電契約69kV以上で契約の需要家	
(a) 電力料金	
① 最初の10,000kWhまで	14,800.00 Bhat
② 10,000kWhを越える時	1.48 Bhat/kWh
(2) 配電契約12~24kVで契約の需要家	
(a) 電力料金	
① 最初の300kWhまで	495.00 Bhat
② 300kWhを越える時	1.65 Bhat/kWh
(3) 配電契約12kV未満で契約の需要家	
(a) 電力料金	
① 最初の10kWhまで	18.70 Bhat
② 10kWhを越える時	1.87 Bhat/kWh

7. 農業用ポンプ場	
(a) 電力料金	
① 最初の100kWhまで	117.00 Bhat
② 100kWhを越える時	1.17 Bhat/kWh

8. 需要時の定義	
需要時の定義は、次のとおりである。	
(1) 需要ピーク時	: 6:30p. m. ~9:30p. m. (3時間)
(2) 需要パーシャルピーク時	: 8:00p. m. ~6:30p. m. (10時間30分)
(3) 需要オフピーク時	: 9:30p. m. ~8:00p. m. (10時間30分)

MEAの電力料金は1992年9月より新たに料金の自動調整条項が加わった。

この条項は燃料費の変動といった公益事業の責によらない理由により支出が変更となる場合、MEAは自動的に電力料金を調整し、需要家に請求できるというものである。

この調整料金については、国家エネルギー政策協議会 (NEPC) の中にあるエネルギー政策委員会 (EPC) に設置されているエネルギー調整小委員会 (EASC) が毎月開催され、3ヵ月前の指標を基に算定を行っている。

この小委員会では、MEAの調整料金だけではなく、PEAの料金とEGATからの購入電力料金の調整額も同時に算定している。

Automatic Adjustment Rate for MEA

	MEA-Customers (Baht/kWh)	EGAT-MEA (Baht/kWh)
Sep-1992	0.0617	0.0587
Oct-1992	0.0617	0.1182
Nov-1992	0.0617	0.0914
Dec-1992	0.0617	0.1064
Jan-1993	0.0839	0.0951
Feb-1993	0.0839	0.0912
Mar-1993	0.0839	0.1133
Apr-1993	0.0532	0.0930
May-1993	0.0532	0.1128
Jun-1993	0.0532	0.1119
Jul-1993	0.0324	0.0618
Aug-1993	-0.0186	0.0760
Sep-1993	-0.0186	0.0353
Oct-1993	-0.0186	0.0265
Nov-1993	-0.0186	0.0271
Dec-1993	-0.0186	0.0258
Jan-1994	0.0691	0.0890
Feb-1994	0.0691	0.0859
Mar-1994	0.0356	0.0746
Apr-1994	0.0036	0.0469
May-1994	0.0953	0.1270
Jun-1994	0.0280	0.1102
Jul-1994	0.0280	0.0615
Aug-1994	-0.0053	0.0849
Sep-1994	0.0750	0.0125
Oct-1994	0.0750	0.1058
Nov-1994	0.0750	0.1128

MEAと一般需要家との料金の調整は、前月の適用料金と今月の算定料金との差額が0.02 Baht/kWh ある場合にのみ見直すこととなっている。また、このMEAと一般需要家との調整金はPEAにも同額が適用される。

MEAとEGAT間における料金は1.4682 Baht/kWhを基準料金としており、これに対し毎月の調整金額がそのまま加味されて支払いが行われる。なお、PEAとEGAT間の調整金額は本表とは別に算定されている。1994年度におけるMEAの顧客に対する平均売電価格は177.20 Stang/kWh (100 Stang = 1 Baht)であった。これは、1993年度における177.66 Stang/kWh に対し0.46 Stang/kWh、率にして0.26%の減少となった。また、EGATよりの購入電力量の価格は1994年度が144.60 Stang/kWhであり、1993年度の146.37 Stang/kWh に比べ1.77 Stang/kWh、率にして1.21%の減となっている。

第4章

電力需要想定の見直し

第4章 電力需要想定の見直し

4.1 一般事項

タイ王国の電力需要は経済の好況と外国企業、工場などの進出ラッシュにより近年大幅な増加を示している。

ピーク電力、電力量共、1993年にやや落ち込みが見えるものの、過去数年間継続して10%を越える高い伸び率を示している。

近年、バンコク首都圏では地方からの流入による人口増加、商工業の発展、ホテル、コンドミニアムを中心とした高層ビル群の建設が数多く行われており、また、生活水準の向上等に伴う電力需要の伸びが著しい。一方、工業団地など電力多消費型産業は周辺のPEA供給地域へ立地することなどの影響もあり、MEAの電力量のシェアは1983年の55%から1993年には44%まで低下してきた。

4.2 MEAによる電力需要想定

4.2.1 タイ王国の電力需要想定

タイ王国の電力需要想定は、National Energy Policy Formulation Committeeのタイ国電力需要想定委員会により行われている。このグループはエネルギー計画、発電、配電担当の政府機構の電気使用に関する専門家の代表によって構成されている。この政府機関には、NEPO、EGAT、PEA、およびMEAが含まれている。

1993年6月に発表された電力需要想定は、1993年から2011年までの期間を対象に実施された。

想定はMEA、PEAおよびEGATから直接供給する需要家の3区分に大別され、また電力使用種別毎に、例えば住宅用負荷、ビジネス用負荷（小型、大型、特殊）、産業用負荷（小型、中型、大型）、その他負荷に分けて実施されている。

これら想定値をベースとして、送電ロス、発電所所内電力などを加えてEGATの必要発電電力量が想定される。またピーク電力は日負荷曲線および負荷率の実績をベースとして過去のトレンドを加味して想定されている。

需要想定結果に基づくEGATの2011年までの合計発電必要量をTable 4.2-1に示す。それによれば1992年から2011年までにピーク発電力で約3.8倍、発電電力量で4倍に増加するものと予想されている。

4.2.2 M E A 供給地域の電力需要想定

前述のタイ国電力需要想定委員会の発表によるM E Aの需要想定手法および結果の概要についてレビューを行った。概況を次に述べる。

(1) 住宅用電力需要

住宅用電力需要は1992年のM E A販売電力量の約19%を占めている。

住宅用電力需要の想定方法は、人口・世帯数の予測をまずベースとし、次いで以下の項目をそれぞれ想定する。

- ① 収入レベル毎の世帯のシェア（世帯収入の伸びはG R Pと関係する）
- ② 住宅の型別のシェア
- ③ 家電機器の種類毎の普及状況
- ④ 世帯収入レベル毎、住宅型毎の家電使用状況
- ⑤ 機器の効率向上の影響を加味
- ⑥ 電気料金種別の住宅需要家と非住宅需要家に区分

家電機器のうち最も電気の使用量の多いエアコンの普及状況は、1世帯当たり1992年の0.5台から2006年には約2倍になると見込んでいる。また、エアコンが電気使用量に占める割合は30%から39%に上昇する。

冷蔵庫と卓上ファンを含めた電気使用量が2006年には家庭電気使用量の2/3を占めると予測される。

今回の予測に取り入れた家電機器の効率向上効果は3種類の機器；エアコン、冷蔵庫、電灯について検討されている。効率向上を見込まなければ、2006年の住宅需要は10,744GWhより約12%多い12,052GWhとなると想定している。

Fiscal Year	1991		1996		2001		2006	
	(GWh)	(%aai)	(GWh)	(%aai)	(GWh)	(%aai)	(GWh)	(%aai)
Improved Efficiency	3,810	5.720	8.47	8,150	7.34	10,744	5.68	
No Improved Efficiency	3,810	6.072	9.77	8,935	8.03	12,052	6.17	

aai : average annual increase

(2) ビジネス需要

(a) 小規模ビジネス需要

小規模ビジネス需要（30kW未満）は1992年のM E A販売電力量の約13%を占めている。

この需要想定はビジネスに関するG R P (Gross Regional Product)と小規模ビジ

ネスの電気料金を関数とした回帰式を用いて行われる。大規模ビジネス需要の想定に適用されている建物の床面積から算定する手法(Floor space end-use approach)を用いない理由は、このセクターの電力消費パターンは大規模ビジネスに比較して変化の富んでいる。また、床面積の増加以外に多くのファクターが需要増加率に影響するためであるとされている。

(b) 大規模および特別ビジネス（ホテル）の短期想定

この種別に属する需要は1992年のMEA販売電力量のそれぞれ約19%および2%を占めている。

MEA地域の短期需要想定のために、タイ国電力需要想定委員会は増加床面積を用いるエンドユース手法を開発した。この手法は一般情報とともに向こう3年間のビルの建設許可の情報をバンコク市庁(Bangkok Metropolitan Authority : BMA)から入手するものである。この方法は既設建物の床面積が得にくいこと、500kW以下の情報がないこと、など想定上の困難さはあるが、大きな商業ビルが続々と建設されるMEA地域の需要想定手法の改善に大きく役立った。また業種毎に建設期間を設けたり、(例えばホテルでは2年が50%、3年が20%、4年が20%)また、計画の10%はキャンセルされるものとして需要想定に反映している。

想定に参考にした単位床面積あたりのエネルギー使用量を Table 4.2-2 に示す。

(c) 大規模ビジネスの長期想定

1994-2006年の長期想定には“electricity intensity”と言われるアプローチ手法が用いられる。主要ビジネスセクター毎の電気使用量/ユニットGRPが計算され、過去のトレンドに基づき電気使用比率が算定される。

この方法は暫定的なもので、タイ国電力需要想定委員会では長期想定にビルタイプ毎の床面積をもとにした予測手法の開発をねらっている。

(d) 特別ビジネス（ホテル）の長期想定

この想定はエネルギー販売量とサービス分野のGRPの過去の関係から計算式により算出している。

(e) ビジネス需要の想定結果

1992年から2006年までの間に小規模ビジネスは約2.7倍、年平均増加率7.3%に対して大規模需要は4倍、年平均10.6%と大規模需要の増加が目立っている。

想定結果を Table 4.2-3 に示す。

(3) 産業需要

産業用は1992年のMEA販売電力量の約36%を占めている。

(a) 短期想定

基本的には関係者からの初期情報の検討やBOI(Board of Investment)からの情報に基づく検討、さらにはMEAへの電力供給の申込書により一層確実な情報を得ている。BOIからの早期情報が非常に有用である。

また、500kW以上のピーク需要の客先からは将来計画について直接情報を聞き取りしている。

(b) 長期想定

大規模ビジネスの長期想定と同様Energy Intensity Ratioを用いて、産業種別毎の長期想定を行っている。

MEAの地域では織物が最大の電力消費で将来共高い消費を継続していくものと予想している。機械、石油化学などがこれに続いている。

MEA供給区域には新規工業団地の計画は無く、都心から周辺部へ転出する企業があることなどから産業用需要の伸びはビジネス需要に比べ低くなっている。30kWを越える需要家の業種別販売電力量想定結果を Table 4.2-4 に示す。

1991年は産業用とビジネス需要の比が約60:40であったが2006年には約50:50になる。

(4) その他の販売電力量

この種別に入るものとしては政府機関、非営利団体、街路灯、農業用ポンプ、水道、暫定建造物および無償分がある。

これらについては基本的な方式としてそれぞれに回帰式による計算方式が適用されている。

(5) 総合想定

MEAの電力総合の最大需要の算定方法としては各需要クラス毎のロードカーブと需要家軒数を集積して全体のロードカーブとする下記の数式を用いている。

$$P = \sum_i^n (C_i L_i)$$

P = System annual load curve
C_i = Number of customers in the ith category
L_i = Daily load curve of the ith customer category
P_{max} = Max {P}
= Annual system peak load

ロードカーブは、1985年から1988年にかけて調査した日負荷曲線をベースとしてい

る。各需要クラス毎の需要家数は人口予測とGRPをもとに回帰式により求める。ピーク時のロス率は、負荷率との相関から求める。求められたピーク負荷に一定比率をかけて30分最大負荷を算定し、これを最大需要として使用している。

(6) 想定手法の改善

1993年の電力需要想定にあたりタイ国電力需要想定委員会は想定手法の改善に力を入れてきた。

- ① 今回の想定では家庭用電気器具のうちエアコン、冷蔵庫および電灯に関して効率向上の効果を取り入れたこの調査には、電力関係者が家電メーカーにインタビューし、また、文献を調査するなどの努力を行っている。
- ② PEAでは住宅の10,000戸についてサンプル調査を実施した。この結果は次回の予測に反映される。
- ③ EGATのピーク値算定方法が4年間の実績をもとに改善された。
- ④ MEAのピークと気温の関係の調査が実施され、気温1℃の変化で100MWの負荷変化があるとの結果が出ている。
- ⑤ 各種改善策を次回の予測にとり入れるための調査を続けている。

以上述べてきたようにタイ王国の需要想定組織は極めてしっかりしており、見直し手法についてもたえず改善の努力が続けられている。

Table 4.2-1 Total EGAT's Generation Requirement
(Including Station Service)

Fiscal Year	Peak Demand		Energy Load			Annual Load Factor (%)
	(MW)	(%) Increase	(Average MW)	(GWh)	(%) Increase	
Historic						
1982	2,838	9.6	1,927	16,882	5.8	67.9
1983	3,204	12.9	2,177	19,066	12.9	67.9
1984	3,547	10.7	2,405	21,066	10.5	67.8
1985	3,878	9.3	2,666	23,357	10.9	68.7
1986	4,181	7.8	2,829	24,780	6.1	67.7
1987	4,734	13.2	3,218	28,193	13.8	68.0
1988	5,444	15.0	3,653	31,997	13.5	67.1
1989	6,233	14.5	4,162	36,457	13.9	66.8
1990	7,094	13.8	4,930	43,189	18.5	69.5
1991	8,045	13.4	5,619	49,225	14.0	69.8
1992	8,877	10.3	6,393	56,006	13.8	72.0
Forecast						
1993	9,978	12.4	7,169	62,797	12.1	71.8
1994	10,975	10.0	7,923	69,407	10.5	72.2
1995	11,993	9.3	8,720	76,388	10.1	72.7
1996	13,103	9.3	9,577	83,896	9.8	73.1
1997	14,193	8.3	10,408	91,178	8.7	73.3
1998	15,315	7.9	11,339	99,334	8.9	74.0
1999	16,446	7.4	12,202	106,891	7.6	74.2
2000	17,685	7.5	13,143	115,136	7.7	74.3
2001	19,029	7.6	14,173	124,158	7.8	74.5
2002	20,237	6.3	15,106	132,330	6.6	74.6
2003	21,440	5.9	16,112	141,138	6.7	75.1
2004	22,690	5.8	17,156	150,283	6.5	75.6
2005	23,997	5.8	18,227	159,668	6.2	76.0
2006	25,371	5.7	19,354	169,545	6.2	76.3
2007	26,835	5.8	20,495	179,533	5.9	76.4
2008	28,409	5.9	21,733	190,380	6.0	76.5
2009	30,044	5.8	23,018	201,642	5.9	76.6
2010	31,749	5.7	24,360	213,395	5.8	76.7
2011	33,532	5.6	25,765	225,702	5.8	76.8
Average Annual Increase (%)						
1982-1986		10.06			9.20	
1987-1991		13.99			14.71	
1992-1996		10.25			11.25	
1997-2001		7.75			8.16	
2002-2006		5.92			6.43	
2007-2011		5.74			5.89	

Source: Thailand Load Forecast Subcommittee, June 1993.

Table 4.2-2 Electricity Use per Square Meter in Commercial Enterprises
Unit:kWh/Sq.Metre/Year

	MEA (1989)	MEA/CEC (1987)	J.R.Busch (JR)1990	Valued Used
Offices		200	125-260	200
Banks	377			
Insurance Offices	270			
Office Buildings	170			
Office Condos	106			
Rented Office Towers	220			
Hotels	450	250	180-420	300
Department Stores	395	330	320-460	400
Wholesale Trade	-	-	-	200
Warehouses and Showroom	-	-	-	10
Health Services	-	118-300	-	300
School and Universities	-	130*	-	40
Recreational and Cultural	-	160**	-	-
Others				20

* Based on college libraries only

** Except theatres which are more than 200

Table 4.2-3 Business Sales Forecast Result

	Fiscal Year				Increase during 1992→2006	
	1992	1996	2001	2006	Times	aai(%)
<u>Small Business</u>						
Customers(×1000)	269	336	412	481	1.8	4.2
Sales(GWh)	2,947	4,231	5,931	7,945	2.7	7.3
aai in Customers (%)		5.7	4.2	3.1 a		
ai in Sales (%)		9.5	7.0	6.0		
<u>Large and Specific Business</u>						
Customers	9,475	13,346	19,281	25,795		
Sales(GWh)	4,617	8,304	13,466	18,814	2.7	7.4
					4.1	10.6
aai in Customer (%)		8.9	7.6	6.0		
aai in Sales (%)		15.8	10.2	6.9		

Note : aai means average annual increase

Table 4.2-4 Forecast of Energy Sales for Over 30kW

Sector	Unit GWh							
	1991	Component ratio	1992	1996	2001	2006	Component ratio	1991→2006
1. Agriculture	13.38	0.10	14.94	24.22	39.59	57.67	0.14	10.23
2. Mining	5.07	0.04	5.78	8.87	13.21	19.96	0.05	9.57
3. Other Food Processing	971.08	7.23	1,048.47	1,411.18	1,729.75	2,079.12	4.98	5.21
4. Textile	2,136.38	15.90	2,354.53	3,476.06	4,400.28	4,862.24	11.65	5.64
5. Paper & Printing	487.17	3.63	522.62	687.51	924.63	1,188.22	2.85	6.12
6. Chemical & Petroleum	1,664.96	12.39	1,786.11	2,087.19	2,610.80	3,202.73	7.67	4.46
7. Cement & Product	92.26	0.69	102.22	146.74	224.60	303.68	0.73	8.27
8. Other Heavy	299.28	2.23	328.12	446.23	556.48	729.90	1.75	6.12
9. Iron & Steel	771.29	5.74	786.43	850.80	944.63	1,025.68	2.46	1.92
10. Machinery	1,337.06	9.95	1,463.54	2,342.13	4,182.57	5,890.56	14.11	10.39
11. Construction	142.01	1.06	171.31	335.83	713.35	1,190.32	2.85	15.23
12. Electricity & Water Supply	291.19	2.17	317.15	375.48	426.64	473.20	1.13	3.29
13. Transport	526.15	3.92	594.06	1,077.57	1,721.86	2,404.62	5.76	10.66
14. Trade	1,041.39	7.75	1,179.56	2,114.65	3,407.22	4,426.49	10.60	10.13
15. Banking & Etc	666.83	4.96	807.10	1,673.22	3,209.24	4,653.67	11.15	13.83
16. Hotel & Restaurant	1,123.29	8.36	1,174.12	1,427.62	1,886.72	2,552.21	6.11	5.62
17. Other Market Service	1,663.94	12.39	1,798.31	2,885.84	4,396.15	6,174.60	14.79	9.14
18. Non-Market Service	201.79	1.50	212.25	295.65	377.39	508.09	1.22	6.35
Total	13,434.52	100.00	14,666.62	21,666.79	31,765.11	41,742.96	100.00	7.85
Total Industrial	7,932.06	59.04	8,596.66	11,831.49	16,357.02	20,569.20	49.28	6.56
Total Business	5,257.76	39.14	5,783.08	9,496.88	15,008.59	20,732.49	49.67	9.58

Table 4.2-5 MEA's Electricity Demand Forecast

MEA'S FORECAST OF MAXIMUM POWER DEMAND, ENERGY RECEIVED FROM EGAT, ENERGY SALES,
% ENERGY LOSS AND LOAD FACTOR.

FISCAL YEAR	MAX. POWER DEMAND		ENERGY RECEIVED		ENERGY SALES (GWH)	% ENERGY LOSS	% LOAD FACTOR
	MW	% INC	GWH	% INC			
<u>ACTUAL</u>							
1993	4,346	8.84	24,873	8.40	23,849	4.11	65.33
<u>FORECAST</u>							
1994	4,791	10.24	27,879	12.09	26,568	4.70	66.43
1995	5,231	9.18	30,387	9.00	28,959	4.70	66.31
1996	5,723	9.41	33,226	9.34	31,664	4.70	66.28
1997	6,205	8.42	35,881	7.99	34,194	4.70	66.01
1998	6,670	7.49	38,632	7.67	36,817	4.70	66.12
1999	7,174	7.56	41,573	7.61	39,619	4.70	66.15
2000	7,701	7.35	44,644	7.39	42,546	4.70	66.18
2001	8,290	7.65	48,085	7.71	45,825	4.70	66.21
2002	8,805	6.21	51,085	6.24	48,684	4.70	66.23
2003	9,245	5.00	54,009	5.72	51,471	4.70	66.69
2004	9,703	4.95	57,066	5.66	54,384	4.70	67.14
2005	10,173	4.84	60,181	5.46	57,353	4.70	67.53
2006	10,653	4.72	63,345	5.26	60,367	4.70	67.88
2007	11,192	5.06	66,549	5.06	63,421	4.70	67.88
2008	11,737	4.87	69,794	4.88	66,514	4.70	67.88
2009	12,290	4.71	73,080	4.71	69,646	4.70	67.88
2010	12,850	4.56	76,407	4.55	72,816	4.70	67.88
2011	13,416	4.40	79,775	4.41	76,026	4.70	67.88
2012	13,889	3.52	82,587	3.52	78,705	4.70	67.88
2013	14,362	3.40	85,398	3.40	81,385	4.70	67.88
2014	14,835	3.29	88,210	3.29	84,064	4.70	67.88
2015	15,307	3.19	91,021	3.19	86,743	4.70	67.88
2016	15,780	3.09	93,833	3.09	89,423	4.70	67.88

Note: Presented by MEA at 1st Field Investigation.

4.3 調査団によるMEAの電力需要想定の見直し

4.3.1 見直し手法

(1) 利用可能データ

- (a) MEAの想定に関してタイ国電力需要想定委員会が1993年6月に発行した資料を入手した。これには2006年までの詳細な想定手法と想定結果が示されている。また2011年までの想定ピーク値（EGATからの受電電力）が与えられている。
- (b) MEAから2016年までのピーク値、受電電力量、販売電力量、ロス率、負荷率が与えられた。
- (c) GRPの予測値としてThailand Development Research Institute 発行の2006年までの1972年Constant Price値が与えられた。これ以降の数値に関するデータは得られなかった。また、各種経済レポートを入手した。
- (d) そのほかバンコクを中心とする道路計画図など都市開発情報を入手した。
- (e) 大型都市開発計画として、バンコク中心部から約20km北方に開発中の Muang Thong Thani のプロジェクト概要資料を入手した。

(2) 見直しの要点

- (a) 前項記載の(a)資料を見て予測手法を把握する。
内容は4.2に記載のとおり。
- (b) 最近の傾向として、MEA地域の需要増加よりもPEA地域の需要がより大きく増加している。特に大口工場団地の進出がPEA地区に続いており、MEA地区には大型の工場団地計画は無いとの情報を得ていることから、MEAの負荷のシェアが小さくなっていること、特に産業需要にその傾向が強いことを過去のデータから確認する。
- (c) 電力需要とGRPとの相関については電力多消費産業の多い地域では大きく、商業活動が活発な地域では小さくなる傾向があるのでこのことを確認する。
- (d) GRPの予測値は2006年まで発表されているのでこれをカーブ上で2016年まで延長し、MEAの予測需要との相関についてカーブ上で検討する。
- (e) 東南アジア諸国の電力需要に関してタイの位置づけ面から検討する。

4.3.2 見直し結果

(1) タイ全体の需要に対するMEAの需要のシェア

MEA需要のシェアを見る手段としてEGATの販売電力量（発電電力量から所内

消費・揚水用電力量、送電ロスを差し引いたもの)とMEAがEGATから受電する電力量の比率を求めた結果は、Table 4.3-1 に示すように実績値を見ても過去12年間一貫してMEAのシェアが低下しており、2011年までの想定についても同様な傾向にあることが確認された。

(2) MEA地域とPEAセントラル地域の需要構成と増加傾向の比較

MEA地域の各種需要の増加傾向とPEA地域のうち、MEA地域に隣接するセントラル地域のそれを、過去の実績に基づき比較した結果は、Table 4.3-2 の通りである。これによれば、住宅需要家軒数はほぼ同レベルであるが、電力消費量はMEA地域の方が大幅に多い。(1991年の1軒当たり消費量では2.5倍)ビジネス需要については需要家軒数、電力消費量共MEA地域の方が極端に大きい。セントラル地域の伸び率は高いが、量的には極端な差があり、地域特性の違いがよく出ている。

産業需要については需要家軒数について見ると1981年にはMEAがセントラル地域の3.6倍であったが、1991年には1.6倍にまで倍率が低下している。電力消費量ではMEAが2.1倍から逆転してセントラル地域の方が多くなっている。

特に大口産業では、MEAが60軒から104軒に増加したのに対して、セントラル地域では16軒から130軒と大幅に増加した。

電力消費量ではMEAが1981年では2.8倍だったものが1986年にはほぼ同レベルとなり1991年には0.6倍(セントラル地域が1.7倍)とセントラル地域の大口産業が大きく増加している。

このことはMEA地域に大口産業の立地がすくないことを如実に物語っている。このような過去の傾向が回帰式による長期想定にも反映されることになる。

(3) 弾性値による検討

過去の弾性値を見るため1988年から1992年までの販売電力量の平均伸び率とGRPの平均伸び率を算定した。また、これに基づく弾性値(電力伸び率/GRP伸び率)の平均値を求めた。

その結果は、Table 4.3-3 に示すとおり、弾性値は最高1.95から最低の0.76まで大きく変化している。平均値では1.05となった。また2006年までの負荷予想とGRPの関係についてその傾向を見るとタイ全体では1.0を越えているが、MEAでは下降傾向にあることが確認できた。Table 4.3-4 参照。

GRPは2006年まで与えられているので、これを2016年まで傾向曲線を想定して延長し、このカーブと需要想定曲線とを同一グラフ上に画いてその類似性を検討した。Fig. 4.3-1参照。

また弾性値の今後の傾向を見るため、1982年から1995年までの弾性値をベースに、

これを対数曲線に表現してみた。その結果、Fig. 4.3-2に示すように弾性値が徐々に減少する曲線が得られた。

このカーブを利用して、2016年まで想定したGRPと弾性値の相関から電力需要を求めた。結果を Table 4.3-5 および Fig. 4.3-3 に示す。

1995年の想定値は、前半7か月の平均増加率10.9がそのまま年度末まで継続するものと仮定した。

1996年以降は上記の弾性値を適用して電力需要を算出した。また、GRPの増加率に年間0.5%の巾を持たせて(20年後に約±10%の開きが出るように)高めおよび低めのカーブを画き、MEAの想定カーブと対比させた。図から判るようにMEAの想定値がほぼ両カーブの間に入っている。

(4) アセアン諸国の電力の伸び

アセアン諸国の電力の推移を最大電力で見ると Table 4.3-6、Fig. 4.3-3のようにタイの伸びが最高になっている。(出典：海外電力1995.1月号海外電力調査会)

インドネシアはここ数年飽和傾向を示しているが、タイの経済発展についても、バンコクの交通事情が好転しなければスローダウンするとの見方もあるが、道路網の充実、大量輸送機関の開発計画など経済発展のインフラ整備は着実に進められている。

本調査で使用する需要想定値は、送配電設備の改善拡張計画に適用するためのものである。将来供給支障を生ずることがないように、弱気な想定はさけるべきであろう。

(5) 最近の需要動向

最近のMEAの需要動向に関して1995年5月までの実績について1993年に行った想定値の比較を行った。結果は、Table 4.3-7 に示すように1993、1994年については想定値を若干下まわっているものの、1995年前半は負荷増加が著しくなり、最大電力ではすでに想定値を2%上廻っている。販売電力量も前年比10.9%増加している。このまま推移すれば、1995年度の需要は想定値を若干上廻ることが予想される。

(6) 検討結果

以上を総合的に見て、本配電システム改善拡張計画に使用する需要は、タイ国電力需要想定委員会による需要想定をもとに定めたMEAの想定値を用いているが、適切な時期に同委員会により需要見直しを行うことが望まれる。

設備計画に際してはkW想定が重要であるが、需要構造の変化による負荷率の低下も予想されることから、この想定はkWh想定よりむずかしく、また誤差が生じやすいので常にその動向に注意していく必要がある。

Table 4.3-1 Peak and Energy Share of MEA

Fiscal Year	Generation by EGAT				MEA's Load Received from EGAT					
	Peak		Sales		Peak			Energy		
	MW	Inc. %	GWh	Inc. %	MW	Inc. %	Share %	GWh	Inc. %	Share %
1982	2,838.0	9.6	15,402.7	5.7	1,498.8	8.0	52.8	8,718.7	2.6	56.6
1983	3,204.3	12.9	17,590.1	14.2	1,630.6	8.8	50.9	9,665.7	10.9	54.9
1984	3,547.3	10.7	19,381.9	10.2	1,775.8	8.9	50.1	10,497.5	8.6	54.2
1985	3,878.4	9.3	21,299.1	9.9	1,822.9	2.6	47.0	10,909.6	3.9	51.2
1986	4,180.9	7.8	22,617.8	6.2	1,982.6	8.8	47.4	11,390.6	4.4	50.4
1987	4,733.9	13.2	25,844.8	14.3	2,178.1	9.9	46.0	12,929.7	13.5	50.0
1988	5,444.0	15.0	29,403.5	13.8	2,432.2	11.7	44.7	14,564.1	12.6	49.5
1989	6,232.7	14.5	33,611.2	14.3	2,714.5	11.6	43.6	16,143.8	10.8	48.0
1990	7,093.7	13.8	39,368.8	17.1	3,123.5	15.1	44.0	18,622.5	15.4	47.3
1991	8,045.0	10.4	44,773.2	13.7	3,519.4	12.7	43.7	20,776.8	11.6	46.4
1992	8,876.9	10.3	50,770.9	13.4	3,992.6	13.4	45.0	22,945.5	10.4	45.2
1993	9,730.0	9.6	56,558.2	11.4	4,346.0	8.9	44.7	24,872.7	8.4	44.0
Actual Increase % 1983-1993		11.7		12.4		10.3			9.9	
Actual in 1994										
	(10,709)				(4,755)			(27,525)		
Forecast										
1994	11,395	17.1	63,490	12.1	4,791	10.2	42.0	27,879	12.1	43.9
1995	12,459	9.3	69,971	10.2	5,231	9.2	42.0	30,387	9.0	43.4
1996	13,616	9.3	76,836	9.8	5,723	9.4	42.0	33,226	9.3	43.2
1997	14,763	8.4	83,564	8.8	6,205	8.4	42.0	35,881	8.0	42.9
1998	15,933	7.9	90,638	8.5	6,670	7.5	41.9	38,632	7.7	42.6
1999	17,095	7.3	97,669	7.8	7,174	7.6	42.0	41,573	7.6	42.6
2000	18,372	7.5	105,410	7.9	7,701	7.3	41.9	44,644	7.4	42.4
2001	19,775	7.6	113,853	8.0	8,290	7.6	41.9	48,085	7.7	42.2
2002	21,035	6.4	121,525	6.7	8,805	6.2	41.9	51,085	6.2	42.0
2003	22,301	6.0	129,572	6.6	9,245	5.0	41.5	54,009	5.7	41.7
2004	23,614	5.9	137,930	6.5	9,703	5.0	41.1	57,066	5.7	41.4
2005	24,983	5.8	146,621	6.3	10,173	4.8	40.7	60,181	5.5	41.0
2006	26,429	5.8	155,766	6.2	10,653	4.7	40.3	63,345	5.3	40.7
2007	27,933	5.7	165,014	5.9	11,192	5.1	40.1	66,549	5.1	40.3
2008	29,576	5.9	175,057	6.1	11,737	4.9	39.7	69,794	4.9	39.9
2009	31,278	5.8	185,486	6.0	12,290	4.7	39.3	73,080	4.7	39.4
2010	33,052	5.7	196,368	5.9	12,850	4.6	38.9	76,407	4.6	38.9
2011	34,908	5.6	207,763	5.8	13,416	4.4	38.4	79,775	4.4	38.4
Average Increase % 1994-2001		8.2		8.7		8.1			8.1	
2001-2011		5.8		8.2		7.7			7.7	

Table 4.3-2 Historical record of Sales Energy by Main Category
(Comparison Between MEA and Central Region of PEA)

(1 of 2)

Description		Fiscal Year			
		1981	1986	1991	1992
Residential					
MEA	Customers (x1000)	619.8	792.3	1,101.0	1,200.1
	Sales GWh	1,450.4	2,107.6	3,809.6	4,212.4
	aai in Customers %		5.0	6.8	
	aai in Sales %		7.8	12.6	10.6
	kWh/Customer	2,340.1	2,660.1	3,460.1	3,510.0
Central	Customers (x1000)	475.0	828.3	1,179.0	
	Sales GWh	398.2	720.0	1,492.0	1,707.0
	aai in Customers %		11.8	7.3	
	aai in Sales %		12.6	15.7	14.4
	kWh/Customer	838.3	869.3	1,265.5	
Ratio (MEA/Central)	Customers	1.3	1.0	0.9	
	Sales	3.6	2.9	2.6	2.5
	kWh/Customer	2.8	3.1	2.7	
Small Business					
MEA	Customers (x1000)	157.6	189.6	249.2	269.1
	Sales GWh	1,098.0	1,530.0	2,730.2	2,946.8
	aai in Customers %		3.8	5.6	
	aai in Sales %		6.9	12.3	7.9
Central	Customers (x1000)	34.6	60.2	104.6	
	Sales GWh	208.8	378.1	813.5	987.2
	aai in Customers %		11.7	11.7	
	aai in Sales %		12.6	16.6	21.4
Ratio (MEA/Central)	Customers	4.6	3.1	2.4	
	Sales	5.3	4.0	3.4	3.0
Large Business					
MEA	Customers	2,853	3,855	8,539	9,412
	Sales GWh	861.3	1,522.8	3,772.9	4,226.0
	aai in Customers %		6.2	17.2	
	aai in Sales %		12.1	19.9	12.0
Central	Customers	280	486	1,573	
	Sales GWh	66.0	119.7	605.0	788.2
	aai in Customers %		11.7	26.5	
	aai in Sales %		12.6	38.3	30.3
Ratio (MEA/Central)	Customers	10.2	7.9	5.4	
	Sales	13.1	12.7	6.2	5.4

Note : aai means average annual increase

(2 of 2)

Description		Fiscal Year			
		1981	1986	1991	1992
Small Industry					
MEA	Customers	3,307	4,095	5,143	5,508
	Sales GWh	1,080.0	1,446.4	2,279.4	2,586.2
	aai in Customers %		4.4	4.7	7.1
	aai in Sales %		6.0	9.5	13.5
Central	Customers	873	1,435	3,016	
	Sales GWh	453.1	672.6	1,474.3	
	aai in Customers %		10.5	16.0	
	aai in Sales %		8.2	17.0	
Ratio (MEA/Central)	Customers	3.8	2.9	1.7	
	Sales	2.4	2.2	1.5	
Medium Industry					
MEA	Customers	213	309	534	571
	Sales GWh	857.2	1,047.0	2,250.7	2,553.7
	aai in Customers %		7.7	11.6	6.9
	aai in Sales %		4.1	16.5	13.5
Central	Customers	112	170	462	
	Sales GWh	635.1	848.6	1,922.6	
	aai in Customers %		8.7	22.1	
	aai in Sales %		6.0	17.8	
Ratio (MEA/Central)	Customers	1.9	1.8	1.2	
	Sales	1.3	1.2	1.2	
Large Industry					
MEA	Customers	60	62	104	120
	Sales GWh	1,270.9	1,480.3	2,627.6	2,871.9
	aai in Customers %		0.7	10.9	15.4
	aai in Sales %		3.1	12.2	9.3
Central	Customers	16	49	130	
	Sales GWh	454.9	1,427.7	4,511.5	
	aai in Customers %		25.1	21.5	
	aai in Sales %		25.7	25.9	
Ratio (MEA/Central)	Customers	3.8	1.3	0.8	
	Sales	2.8	1.0	0.6	
Total of Above Industry					
MEA	Customers	3,580	4,466	5,781	6,199
	Sales GWh	3,208	3,974	7,158	8,012
	aai in Customers %		4.5	5.3	7.2
	aai in Sales %		4.4	12.5	11.9
Central	Customers	1,001	1,654	3,608	
	Sales GWh	1,543	2,949	7,908	
	aai in Customers %		10.6	16.9	
	aai in Sales %		13.8	21.8	
Ratio (MEA/Central)	Customers	3.6	2.7	1.6	
	Sales	2.1	1.3	0.9	

Table 4.3-3 Elasticity of Sold Energy to GRP

Growth rate of Sold Energy Ave. : 10.17

Year										
1983	8.63									
1984	8.41	8.19								
1985	6.97	6.16	4.16							
1986	6.05	5.20	3.74	3.32						
1987	7.48	7.20	6.87	8.25	13.42					
1988	8.38	8.34	8.37	9.81	13.21	13.01				
1989	8.82	8.85	8.98	10.22	12.63	12.24	11.47			
1990	9.72	9.88	10.16	11.40	13.52	13.56	13.83	16.25		
1991	9.97	10.14	10.42	11.50	13.22	13.17	13.22	14.10	12.00	
1992	10.04	10.20	10.45	11.38	12.79	12.66	12.57	12.94	11.33	10.66

1982 1983 1984 1985 1986 1987 1988 1989 1990 1991

Growth rate of GRP Ave. : 10.26

Year										
1983	10.78									
1984	7.46	4.23								
1985	5.64	3.16	2.10							
1986	5.40	3.66	3.38	4.67						
1987	7.37	6.54	7.32	10.02	15.66					
1988	8.95	8.59	9.71	12.37	16.43	17.21				
1989	9.64	9.46	10.53	12.74	15.57	15.53	13.88			
1990	9.95	9.83	10.79	12.62	14.69	14.38	12.98	12.10		
1991	9.94	9.83	10.65	12.15	13.71	13.22	11.92	10.96	9.83	
1992	9.85	9.74	10.45	11.70	12.92	12.38	11.20	10.32	9.44	9.05

1982 1983 1984 1985 1986 1987 1988 1989 1990 1991

Elasticity Ave. : 1.05

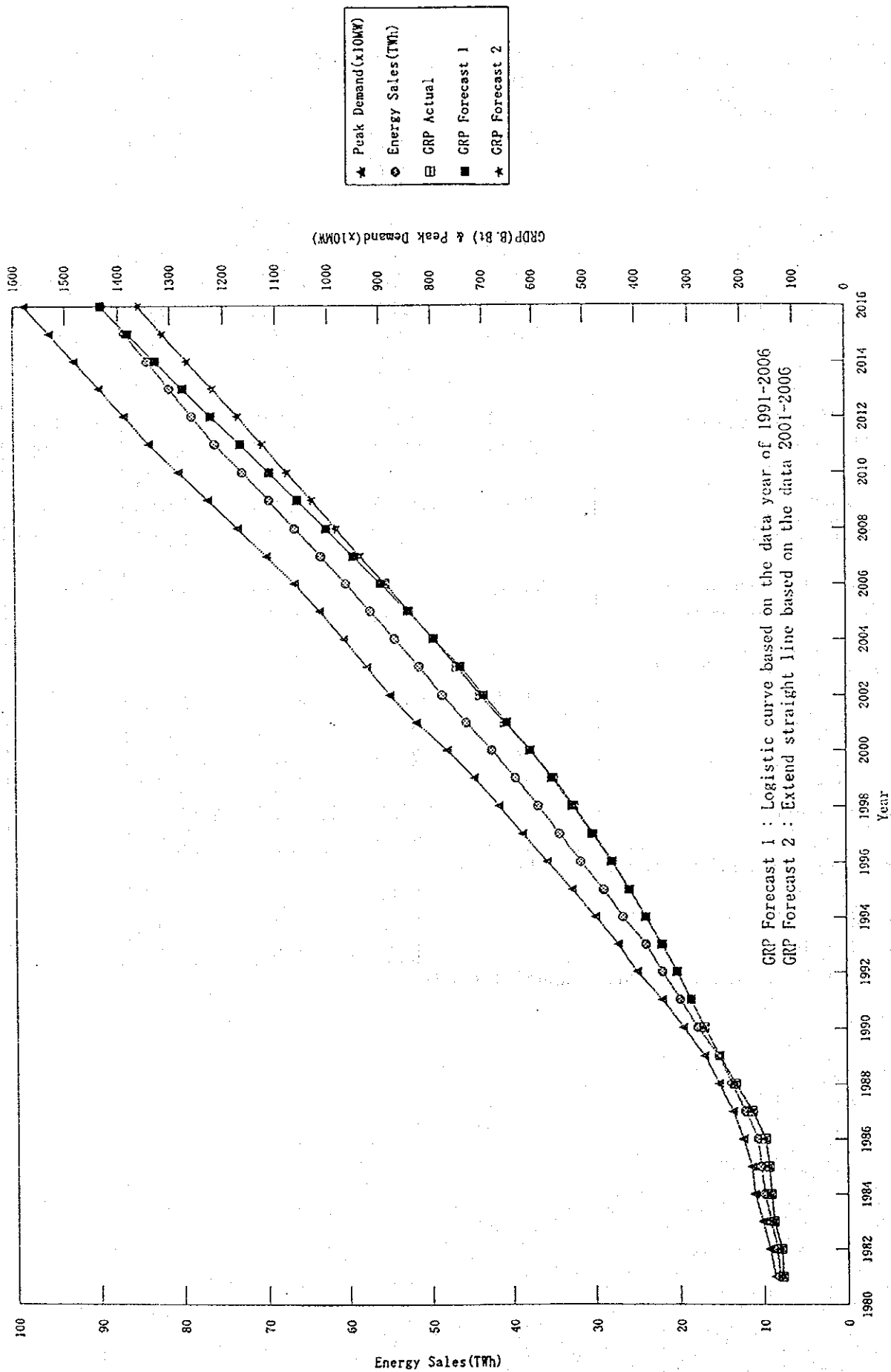
Year										
1983	0.80									
1984	1.13	1.93								
1985	1.24	1.95	1.98							
1986	1.12	1.42	1.11	0.71						
1987	1.01	1.10	0.94	0.82	0.86					
1988	0.94	0.97	0.86	0.79	0.80	0.76				
1989	0.91	0.94	0.85	0.80	0.81	0.79	0.83			
1990	0.98	1.00	0.94	0.90	0.92	0.94	1.07	1.34		
1991	1.00	1.03	0.98	0.95	0.96	1.00	1.11	1.29	1.22	
1992	1.02	1.05	1.00	0.97	0.99	1.02	1.12	1.25	1.20	1.18

1982 1983 1984 1985 1986 1987 1988 1989 1990 1991

Table 4.3-4 Relation Between Energy Requirement and Gross Regional Product

F. Y	1992	1996	2001	2006	2011
Energy (GWh)					
MEA	22946	33226	48085	63345	79775
aai %		9.70	7.67	5.67	4.72
PEA					
-North	3658	5615	8179	11307	15566
-Northeast	3753	5737	8301	11433	15683
-Central	14358	23065	36866	53690	76380
-South	4380	6491	9422	12805	17194
-Total	26150	40908	62768	89235	124822
aai %		11.84	8.94	7.29	6.94
EGAT's Direct Customers	1693	2703	3000	3186	3165
EGAT+PEA Customers	27843	43611	65768	92421	127987
aai %		11.87	8.56	7.04	6.73
Total	50789	76837	113853	155766	207762
aai in Total %		10.90	8.18	6.47	5.93
Total Energy Generation					
aai in Total Generation %	56006	83896	124158	169545	225702
		10.63	8.16	6.43	5.89
Gross Regional Product (BBT)					
MEA	324.5	445.7	654.5	889.3	
aai %		8.26	7.98	6.33	
PEA	423.0	575.0	837.1	1,137.2	
aai %		7.98	7.80	6.32	
Whole Kingdom	747.5	1,020.8	1,491.6	2,026.5	
aai %		8.10	7.88	6.32	
Elasticity (Ene. aai/GRP aai)					
MEA		1.17	0.96	0.90	
EGAT+PEA		1.49	1.10	1.11	
Whole Kingdom		1.35	1.04	1.02	

Note : aai means average annual increase



GRP Forecast 1 : Logistic curve based on the data year of 1991-2006
 GRP Forecast 2 : Extend straight line based on the data 2001-2006

Fig. 4.3-1 Energy Sales, Peak Demand, GRP Relation

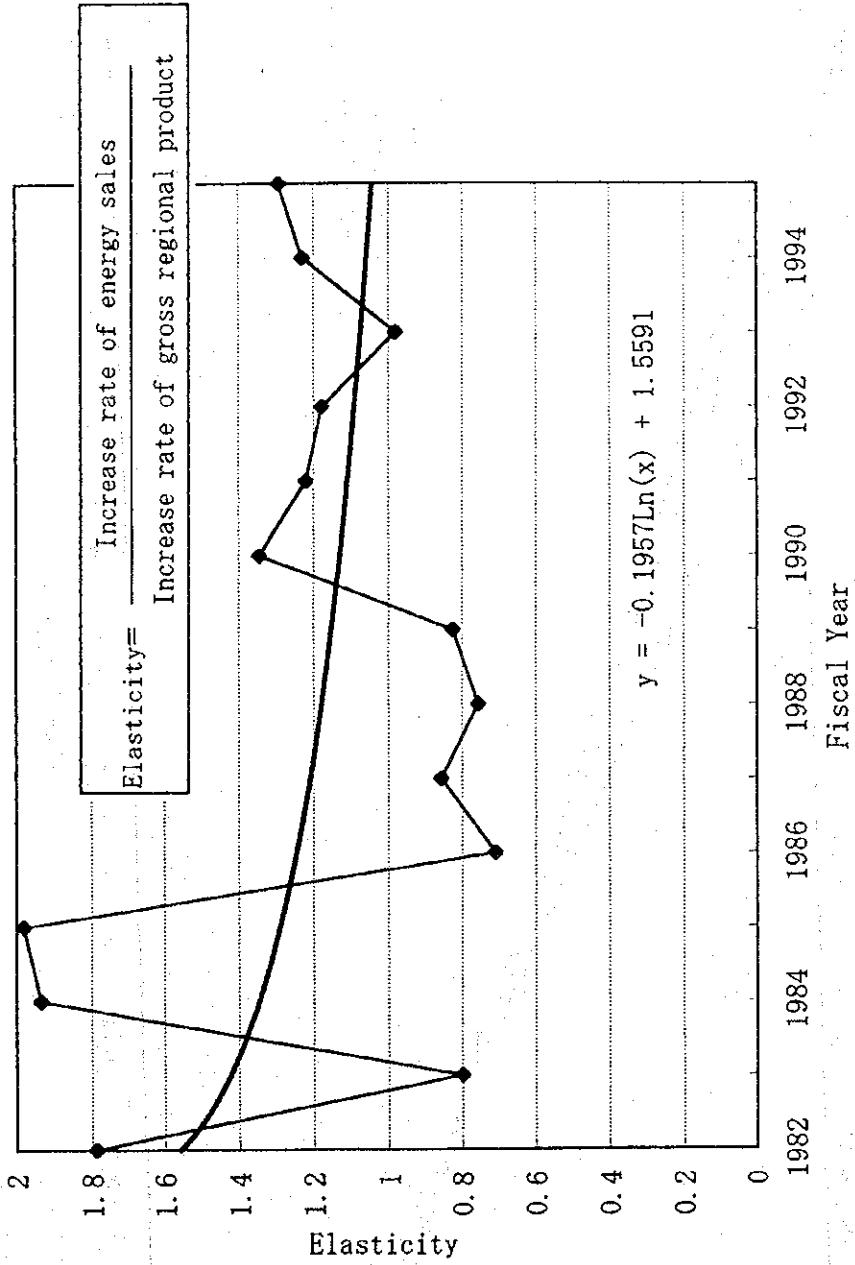


Fig. 4.3-2 Elasticity Curve of MEA

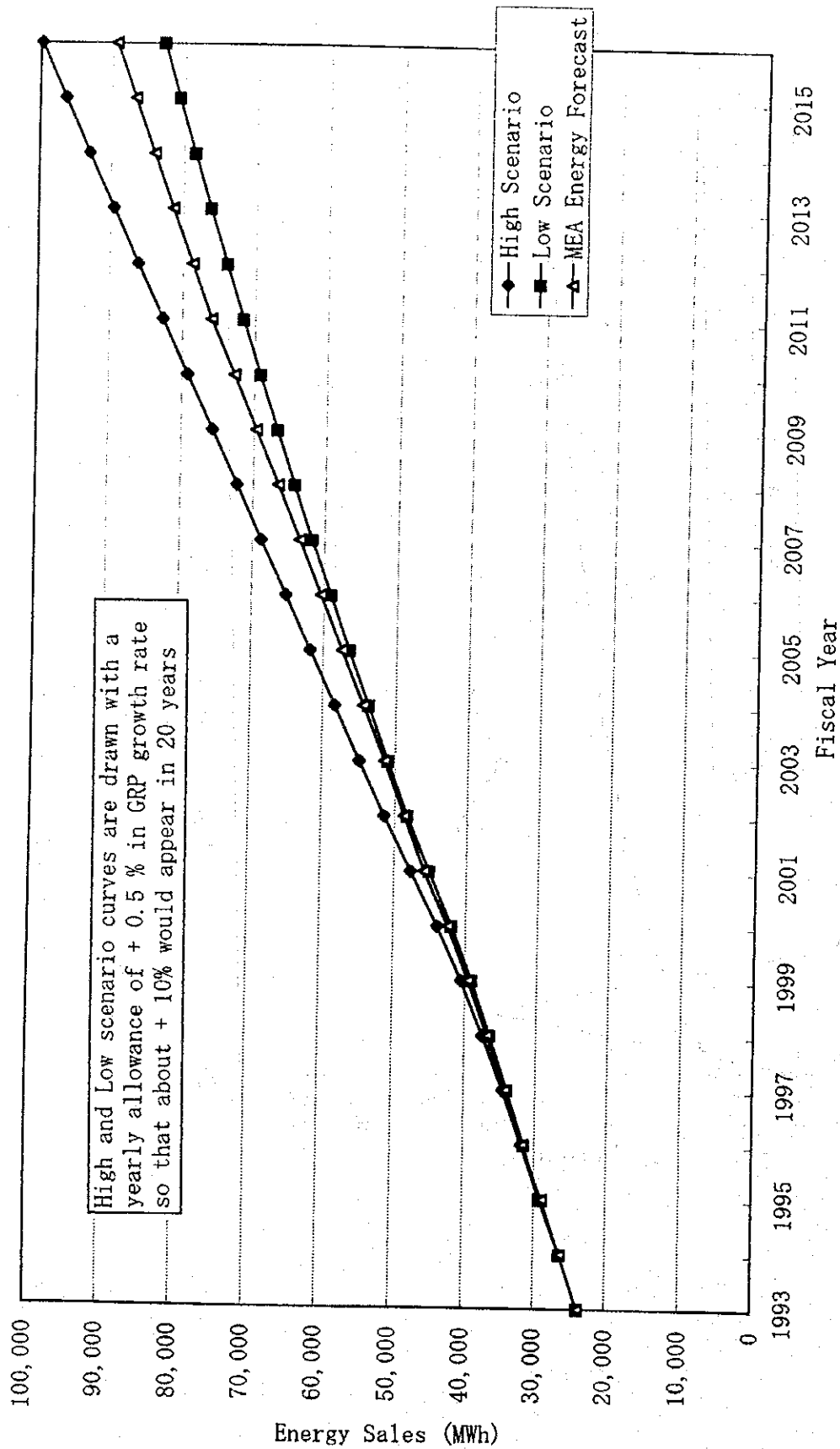


Fig. 4.3-3 Macro Forecast Study by Elasticity

Table 4.3-5 Macro Forecast Study by Elasticity

Year	GRP Forecast at '72 const price B. Bt)	Elasti- city	Energy Forecast by Elasticity			MEA Energy Forecast
			Medium scenario	High scenario	Low scenario	
1993	352.50	0.98	23,849	23,849	23,849	23,849
1994	382.28	1.21	26,370	26,370	26,370	26,370
1995	412.55	1.27	29,244	29,244	29,244	28,959
1996	445.74	1.03	31,665	31,816	31,515	31,664
1997	481.87	1.02	34,274	34,599	33,951	34,194
1998	519.93	1.00	36,994	37,518	36,475	36,817
1999	560.23	0.99	39,843	40,594	39,102	39,619
2000	604.80	0.98	42,958	43,967	41,968	42,546
2001	654.47	0.97	46,390	47,694	45,117	45,825
2002	705.05	0.96	49,844	51,474	48,258	48,648
2003	750.62	0.95	52,918	54,894	51,004	51,471
2004	796.38	0.95	55,968	58,318	53,703	54,384
2005	842.89	0.94	59,031	61,783	56,390	57,353
2006	889.34	0.93	62,054	65,234	59,016	60,367
2007	937.91	0.92	65,177	68,817	61,714	63,421
2008	985.11	0.91	68,175	72,298	64,271	66,514
2009	1,032.32	0.91	71,139	75,768	66,773	69,646
2010	1,079.53	0.90	74,067	79,228	69,221	72,816
2011	1,126.73	0.89	76,960	82,677	71,616	76,026
2012	1,173.94	0.89	79,821	86,117	73,960	78,705
2013	1,221.15	0.88	82,648	89,546	76,255	81,385
2014	1,268.35	0.87	85,443	92,966	78,500	84,064
2015	1,315.56	0.87	88,207	96,377	80,698	86,743
2016	1,362.77	0.86	90,940	99,779	82,849	89,423

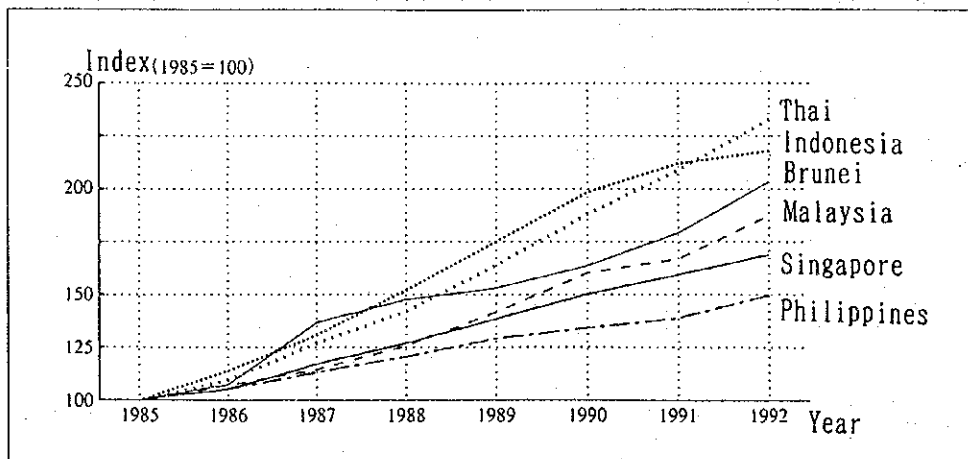
Table.4.3-6 Transition of Electric Peak Load in ASEAN Countries

Unit:MW

Year	Brunei	Indonesia	Malaysia	Philippines	Singapore	Thai
1985	108	2,966	2,421	3,037	1,665	3,826
1996	117	3,404	2,557	3,203	1,764	4,202
1987	147	3,890	2,750	3,432	1,939	4,842
1988	158	4,497	3,049	3,684	2,118	5,414
1989	164	5,168	3,380	3,909	2,286	6,208
1990	174	5,898	3,840	3,974	2,488	7,167
1991	194	6,304	3,990	4,088	2,631	7,990
1992	221	6,414	4,498	4,588	2,790	8,828
	(10.7%)	(11.8%)	(9.3%)	(6.1%)	(7.7%)	(12.7%)

Note : () shows average annual increas rate from 1985 to 1992

Fig.4.3-4 Transition of Electric Peak Load in ASEAN Countries



Source : Overseas Electric Power : No.1 in 1995
 Published by Japan Electric Power Information Center, Inc.

Table 4.3-7 Comparison of Actual and Forecasted Load

Year	Item	Max. Power Demand		Received from EGAT		Energy Sales		Load Factor %
		MW	Increase %	GWh	Increase %	GWh	Increase %	
1992	Actual	3,992.60		22,945.54		21,967.62		65.43
1993	Forecast	4,392.22	10.01	25,463.34	10.97	24,266.56	10.47	66.18
	Actual	4,346.00	8.85	24,872.66	8.40	23,849.41	8.57	65.33
	Differ.%	-1.05		-2.32		-1.72		-1.28
1994	Forecast	4,791.45	9.09	27,878.56	9.49	26,568.27	9.49	66.42
	Actual	4,754.75	9.41	27,525.27	10.66	26,369.83	10.57	66.08
	Differ.%	-0.77		-1.27		-0.75		-0.51
1995	Forecast	5,231.30	9.18	30,387.33	9.00	28,959.13	9.00	66.31
	* Actual	5,336.70	12.24	30,525.52	10.90	29,244.10	10.90	65.30
	Differ.%	2.01		0.45		0.98		-1.52
	Note	* Actual as of May		* Assumed from half year's record				

第5章

MEAの短期および長期配電システム 改善拡張計画

第5章 ME Aの短期および長期配電システム改善拡張計画

5.1 一般事項

ME Aは増大する需要に対処するために、配電システムの改善拡張計画を年度ごとに策定し、実施している。

本章では、まず、ME Aの系統計画に基づく配電システムに対する計画基準のアウトラインと改訂第7次配電システム改善拡張計画（1992～1996年度）（以下、改訂第7次計画と呼ぶ）について述べる。次に、改訂第7次計画の進捗状況と問題点について論じる。最後に、1997年度以降の短期および長期計画のアウトラインとEGATの電源開発計画について述べる。

5.2 ME Aの計画基準

5.2.1 目標運転電圧

ME Aの系統の目標運転電圧は、下表にしたがって調整されている。

(unit: volt)

Nominal Voltage	Normal		Emergency	
	Max.	Min.	Max.	Min.
230,000	231,000	209,000	242,000	198,000
115,000	117,600	106,400	123,000	96,012
69,000	70,350	63,650	72,500	57,335
24,000	23,600	21,800	24,000	21,600
12,000	11,800	10,900	12,000	10,800
380	400	371	414	362
220	231	214	239	209

5.2.2 送配電線の最大負荷

送配電線の最大負荷は下表に示すとおり。

Voltage	Normal	Emergency (4h/day)
230 kV (a)	267 MVA (670 A)	400 MVA (1,000 A)
(b)	320 MVA (803 A)	480 MVA (1,205 A)
115 kV	288 MVA (1,450 A)	308 MVA (1,550 A)
69 kV	192 MVA (1,610 A)	212 MVA (1,770 A)

Note: (a) Transmission from 4x250 MVA terminal station
(b) Transmission from 4x300 MVA terminal station

なお、EGATの1回線架空送電線の送電容量は下表のとおり。

Conductor MCM ACSR	Transmission Capacity (MVA)
1 x 1,272	429
2 x 1,272	858
4 x 795	1,303
4 x 1,272	1,716

n回線の送電容量は、同種の導体を用いた1回線送電線の(n-1)倍の容量とする。

5.2.3 変電所容量と最大負荷

(1) 容量

ターミナル変電所と配電用変電所の設備容量は下表のとおり。

	Existing (if expansible)	New
Terminal Station (EGAT)	4x200 MVA	4x300 MVA
(MEA)	—————	4x250 or 4x300 MVA
Distribution Station	3x40 or 3x60 MVA	3x60 MVA

(2) 変電所の最大負荷

ターミナル変電所と配電用変電所の最大負荷は下表に示すとおり。

	Ratio to Transformer Rating	
	Normal	Emergency (4h/day)
Terminal Station (EGAT)	80%	107%
(MEA)	80%	107%
Distribution Station (2 bays)	75%	125%
(3 bays)	80%	120%

5.2.4 最大故障電流レベル

最大故障電流は下表に示すとおり。

Voltage	Maximum fault level
230 kV	50 kA
115 kV	31.5 kA
69 kV	40 kA

5.2.5 系統構成

各供給エリア、潮流、故障電流レベル、およびルートに沿った送配電線用地に対して適合した系統構成を検討しなければならない。

(1) 230kV系統

230kV送配電線は、放射状系統で、少なくとも3回線である。

(2) 115-69kV系統

115kVおよび69kV送配電線は、以下の四つの系統に分類される。

(a) 放射状

系統信頼度を改善するために、他の送配電線に切替可能なように、各送配電線の両端が接続されている。

この構成は、Fig. 5.2-1(a) と (b) に示すように、「タップドタイ、通常オープン」と呼んでいる。

(b) タップドタイ

この構成は、故障電流レベルが高いものの、高信頼度である。したがって、配電用変電所がターミナル変電所からかなり離れた地域あるいは故障電流レベルが基準値以内である地域に適用される。

タップドタイの構成をFig. 5.2-1(c) に示す。

(c) ループ

この構成は、送配電線の両端が同一ターミナル変電所から供給されることを除くとタップドタイと同じである。

ループの構成をFig. 5.2-1(d) に示す。

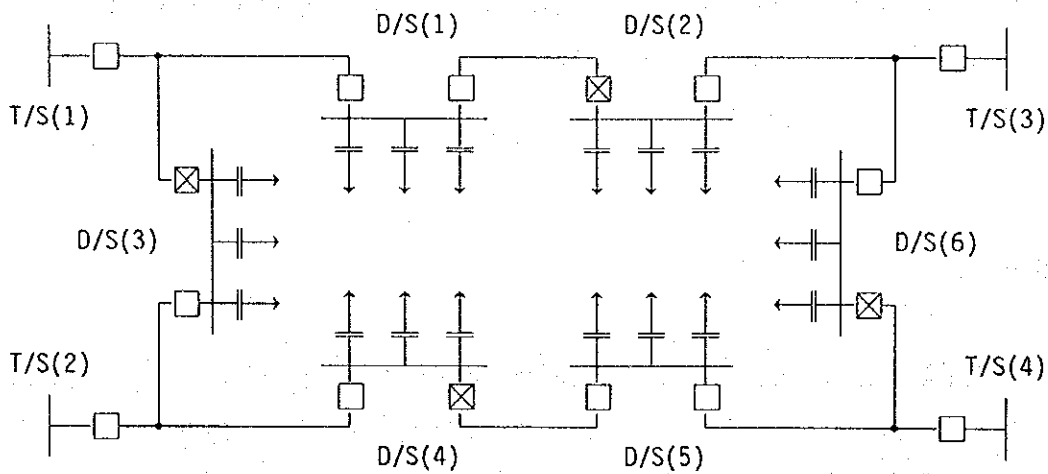
(d) ネットワーク

変電所は少なくとも3箇所のターミナル変電所と接続されている。この系統は、他の3つの構成よりも、故障電流レベルが高いものの、高信頼度である。各ターミナル変電所からの潮流も考慮しなければならない。

ネットワークの構成をFig. 5.2-1(e) に示す。

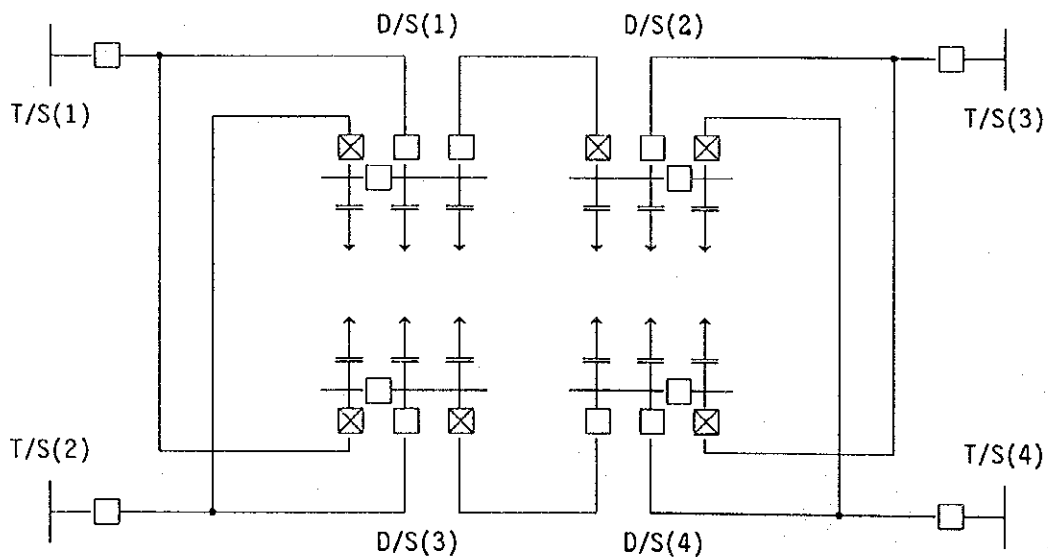
5.2.6 信頼度

送配電線系統を計画するにあたって、信頼度を考慮に入れる必要がある。MEAの電力系統は、変圧器一台事故あるいは送電線1回線事故のような単一設備事故が生じた場合に供給支障を生じないように計画され、建設される。この国際的に用いられる手法は、 $(n-1)$ 基準と呼ばれている。



Note: Maximum installed capacity at each 69-24kV D/S is not more than 120MVA

(a) Tapped-tie normally open (2 incomings)
(for 69-12/24kV and 115-24kV distribution substation)

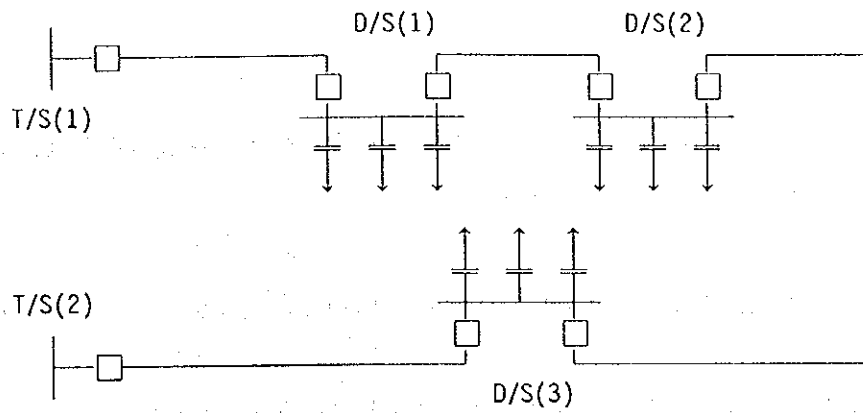


Note: Maximum installed capacity at each D/S is more than 120MVA

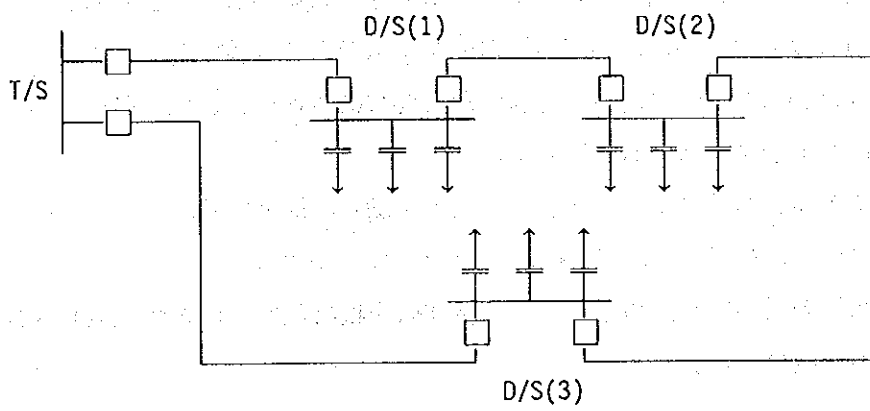
(b) Tapped-tie normally open (3 incomings)
(for 69-24kV and 115/24kV distribution substation only)

T/S : Terminal Station □ : CB Normally Close
D/S : Distribution Substation ⊗ : CB Normally Open

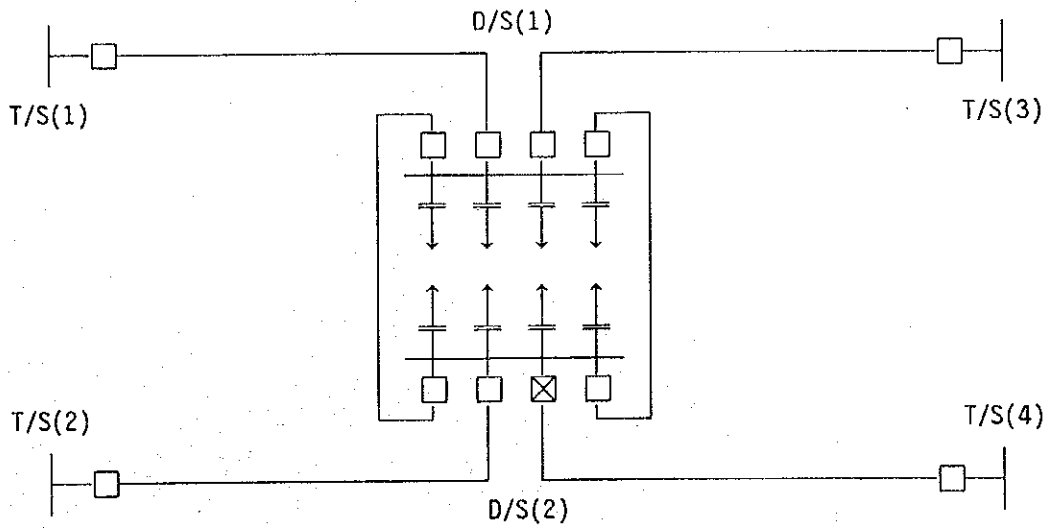
Fig.5.2-1 Subtransmission Line Configuration



(c) Tapped-tie



(d) Loop



(e) Network

Fig.5.2-1 Subtransmission Line Configuration (cont'd)

5.3 改訂第7次計画

5.3.1 計画のガイドライン

配電システムの信頼度を改善するために、MEAは以下のような改訂第7次計画のガイドラインを設けた。

- (1) 増加する需要の供給のため、十分に質の良い、信頼できる安全な配電システムを建設する。
- (2) すべての階層の需要家が満足するように、サービスを向上、提供し、効率の良い、安全で経済的な電気の使用方法を奨励する。
- (3) 信頼性を高めるために、商業および工業地域の配電システムの質を改善する。
- (4) 景観と環境の改善のために、特定地域の配電システムを改善する。
- (5) 系統信頼度に関して、質の高い電力供給が必要なある地域に、地中ケーブル、24kVの電圧を採用して配電システムを改善する。
- (6) さらに多くの私企業分野からの参加と実施を奨励し、推進する。
- (7) 経済性と投資原則に沿って、料金制度をコントロールする。
- (8) 電力供給システムの信頼度を高めるために、新技術を検討適用し、また、MEAスタッフの技術能力を開発する。

5.3.2 改訂第7次計画の概要

上記の施策に沿って、急速に増加する需要に対処するために、MEAは第7次計画を策定し、実施してきた。

本調査に関連した改訂第7次計画を要約すると、以下のとおり。

(1) ターミナル変電所

6箇所の新設ターミナル変電所(Thanontok、Sainoi、Jangwatana、Ratchada、Bangkoknoiおよび Teparak) が建設される計画である。設備容量の合計は2,700MVAで、このうち、Thanontok のみが、MEAの投資による。

他に7箇所の既設ターミナル変電所が増容量(計1,400MVA)され、設備容量は全体で4,100MVA増となる。

(2) 配電用変電所

42箇所の新設配電用変電所が建設され、設備容量の合計は4,400MVAである。また、16箇所の既設配電用変電所が増容量(計800MVA)され、22箇所のテンポラリー変電所、すなわち小規模変電所(small substation)が除却される結果、1,060MVAの設備容量減となる。したがって、設備容量は全体で4,140MVA増となる。さらに、2箇所の既設変電所の改良が計画されている。

(3) 送配電線系統

回線延長377.7ckt-kmの送配電線が建設される。そのうち、281ckt-kmが架空で、96.7ckt-kmが地中ケーブルである。さらに、回線延長35.3ckt-kmの送配電線が増設される。そのうち、26.6ckt-kmが架空で、8.7ckt-kmが地中ケーブルである。

5.4 進捗状況と問題点

5.4.1 需要想定値と実績

1991年度の需要想定にもとづいて、第7次計画が改訂され、実施に移された。その後、1992年度の実績が予想を上回った(約2.6%)。これを受けて、1993年度に需要想定値の改訂が行われた。1993、1994および1995年度の実績値と1993年度想定値との相違は、僅少(1993年度:98.9%、1994年度:99.2%、1995年度:102.0%)であり、今後の計画には1993年度の想定値を使用して差し支えないものと判断される。しかしながら、最近の需要の増加傾向を反映させて、次のステップとして、需要想定を見直す時期に来ているように思われる。

改訂第7次計画の想定値と実績値

Fiscal Year		1991	1992	1993	1994	1995	1996
Revised 7th Plan	(MW)	3591.4	3890.4	4264.7	4656.1	5110.9	5610.7
Forecast in FY 1991	(%/a)	12.7	10.5	9.6	9.2	9.8	9.8
Actual	(MW)	3591.4	3992.6	4346.0	4754.8	5336.7	
	(%/a)	12.7	13.4	8.9	9.4	12.2	
Forecast in FY 1993	(MW)			4392.0	4791.0	5231.0	5723.0
	(%/a)			10.0	9.1	9.2	9.4

5.4.2 変電所拡張計画の進捗状況

改訂第7次計画によれば、変電所拡張工事の大半は、かなり遅れが目立っている。この対応策として、1バンクのテンポラリー変電所を設置して供給確保をはかっている例が多い。Table 5.4-1に変電所拡張計画の原案による運転開始時期と第1次現地調査段階におけるその見通しを示す。表中に運転開始時期の変更見通しを矢印で示す。全体で73プロジェクトのうち、需要の急増に伴って12箇所が繰り上げによって、テンポラリー変電所として運転を開始したものの、多くの変電所は2ないし3年の遅れとなっている。しかしながら、1997年度までには、大部分の変電所は運転を開始し、1998年度まで繰り延べられる変電所は5箇所となっている。

一方、改訂第7次計画には計上されていない変電所のうち、1993年度に新設または増容量が完了したものは16箇所、合計出力は680MVAに達する。これらの変電所は第6次計画の運開期のずれこんだものや緊急対策により追加したものであると判断される。

改訂第7次計画で特に問題になるのは、ターミナル変電所として新設が計画されているThanontok変電所(230/69kV、2×250MVA)の運転開始が1993年度から1998年度に遅れる見通しであることである。

比較的近い距離にあるChidlom変電所(230/69kV、2×250MVA)に予備バンク1台設置の計画があるが、Thanontok変電所の遅れの影響はかなり大きいと考えられるので、5.4.3において、その影響について検討を行う。

Table 5.4-1 Target and Actual Condition of Substation Commissioning Date

(1 of 4)

Description	Annual Installation Capacity (MVA)						Additional Fiscal Year		Total Installation Capacity (MVA)	Remarks
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998			
<u>Construction of Transmission Substation</u>										
Thanontok 230-69 kV		2x250								
Sainoi 230-115 kV		1x200								
Jangwatana 230-115 kV			2x300							
Ratchada 230-69 kV				2x300						
Bangkoknoi 230-115 kV				1x200						
Teparak 230-69 kV					1x300					
					1x300					
Subtotal	-	700 (0)	600 (0)	800 (200)	600 (800)	1200 (1200)	500 (500)	2700 (2700)		
<u>Addition of Transmission Substation</u>										
Lardprao 230-69 kV	3x200 to 4x200									
South Bangkok 230-115 kV	1x200 to 2x200									
Bangkoknoi 230-69 kV			2x100+							
			2x200 to							
			4x200							
Bangplee 230-115 kV			2x200 to							
Klongrangsit 230-115 kV			3x200							
South Thonburi 230-69 kV			2x200 to							
			3x200							
Nongjok 230-115 kV				2x200 to						
				3x200						
				1x200 to						
				2x200						
Subtotal	400 (0)	- (200)	600 (200)	400 (800)	- (800)	1400 (1400)	500 (500)	1400 (1400)		
Total	400 (0)	700 (200)	1200 (200)	1200 (1000)	600 (800)	4100 (4100)	500 (500)	4100 (4100)		Childom 1 x 250 in 1995 as a stand by transformer

Description	Annual Installation Capacity (MVA)						Additional Fiscal Year		Total Installation Capacity (MVA)	Remarks
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998			
	Construction of Distribution Substation									
Hongbon (Suanluana)	1x40+2x60		(1x60)							
Rungpracha (Yalingchan)	2x40 (1x40)									
South Thonburi	2x40									
Bangplakod	2x40									
Sapannai	1x40+1x60									
Soonvijai	2x40+1x60									
Ekamai	3x40									
Pradipat	2x40									
Nani Inchi (Yanarkart)	3x40									
Bangnamjued	2x60+1x20									
Bangmod	(1x40)									
Wangpetchaboon	(1x40)									
Tungsonghong	2x60									
Jomthong	2x40									
Bangrakyai	(1x60)									
Suansom	(1x40)									
Krunai (Suksawad)	(1x40)									
Kaset										
Kingkaew										
Nonsee										
Nana (Sansab 2)										
Muangthong 1										
Bangpongpang										
Bangchalong										
Inthamara										
Saanbinnag (Waikalang)										
Klongsananchai (Chai Thae)										
Bangrak (Surasak)										
South Bangplae (Bang Tuathu)										
Bangchan										

Description	Annual Installation Capacity (MVA)						Additional Fiscal Year		Total Installation Capacity (MVA)	Remarks
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998			
	Muangthong 3 Sri-eiam* Sainamtip Bangsai Tungkru Manglerng Bangson Thanontok Choaklang(Thepleela) Khortor Jangwatana Bering Bangkae Taweewattana			(1x60) (2x60)	2x60 2x60 2x40 2x60	2x40 2x40 1x40+1x60 1x40+1x60 2x60 2x60 2x60 2x60				
Subtotal	760 (260)	700 (340)	1020 (1040)	1080 (460)	840 (560)	(1360)	(340)	4400 (4360)		
<u>Addition of Distribution Substation</u>										
Bangpood	2x20 to 2x40	→(2x60)								
Lardpiakao	1x40 to 1x60									
Chankasem	2x40 to 2x40+60									
Kingpetch	(1x60)	→2x40 to 3x40								
Ramkambaeng		2x40 to 2x40+								
Rungpracha (Talingchan)		1x60 2x40 to 2x40+								
Bangplakod		(2x60)	→2x40 to 3x40							
Pakkred				2x40 to 2x40+1x60						

Description	Annual Installation Capacity (MVA) Revised 7th Plan					Additional Fiscal Year		Total Installation Capacity (MVA)	Remarks
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998		
Wangthonglang 69-24 kV					← 2x60 to 3x60				
Nana(Sansab 2) 69-12/24 kV					1x40+60 to 1x40+2x60				
Subtotal	60 (0)	60 (260)	160 (- 0)	100 (160)	120 (120)			500 (540)	
<u>Addition and Modification of Distribution</u>									
<u>Substation</u>									
Dommuang 69-12/24 kV	2x40 to 2x40+60								
Mahamek 69-12 kV	2x40 to 3x40								
Thonburi 69-12 kV	2x40 to 3x40								
Mochit 69-12 kV			2x40 to 3x40						
Banakapi 69-12/24 kV			2x40 to 2x40+60						
Makasan 69-12/24 kV				2x40 to 2x40+60					
Subtotal	60 (0)	80 (0)	100 (- 0)	60 (120)	- (180)			300 (300)	
Total	880 (260)	840 (600)	1280 (1040)	1240 (740)	960 (860)			5200 (5200)	

Note : There are 2 new substations(each 60 MVA) and 14 expanded substations in 1993
 These are not included in 7th plan and in this Table : Total increasing capacity 680 MVA
 () shows annual increasing capacity of actual condition

5.4.3 Thanontok変電所建設遅延の影響

Thanontok変電所の運転開始時期については、第1次現地調査時点の見通しでは1998年度になると予想されていた。しかしながら、改訂第7次計画では、1993年度運開の予定で検討が行われてきた。

そこで、第7次計画の最終年度となる1996年度の時点に Thanontok変電所がない場合の周辺変電所の負荷状況について、潮流図をベースとして概略の検討を実施した。

(1) 検討条件

- ・ Thanontok変電所以外は、原則として計画どおり（潮流図どおり）完成しているものとする。
- ・ 周辺変電所への切替は、配電用変電所の送電線側CBの開閉によって実施する。
- ・ 切替負荷が大きい場合は、周辺変電所相互間の負荷切替も実施する。
- ・ 負荷切替に伴って送電ロスも変化するが、微小変化であり、概略検討では無視する。

(2) 検討結果

Thanontok変電所の負荷を、周辺の Chidlom、Lardprao、South Bangkok、および、South Thonburiに切り替えることにより対処することを考えたが、Chidlom変電所の69kV側送電線は、単心ケーブル3条のため、送電容量が不足（送電容量約107MVA、切替後の負荷予想 117～153MVA）し、全負荷の切替は困難である。また、Chidlom変電所も負荷が640MVA近くなり、2×250MVAのバンク容量を大幅に超過する。他の変電所（Lardprao、South Bangkok、およびSouth Thonburi）への切替分については、送電線の重負荷もなく、ターミナル変電所の負荷も80%稼働率の範囲に入っており、問題は生じないものと考えられる。以上見てきたように、Thanontok変電所がない場合には、Chidlom変電所 およびその2次系が重負荷となり、供給支障も生じかねないことから Table 5.4-2 および Fig. 5.4-1 に示すような早急な対策が必要であろう。

Table 5.4-2 Load Flow Condition of Surrounding Thanontok T/S in case of Load Switching to Another Substations

Total Load of Thanontok T/S at FY 1996: 376.78MW/174.02MVAR

Substation and Customer received from Thanontok			Sending-out Load		Terminal Station to be switched	Switching Load		Line Load Flow		Condition of Surrounding Substation									
Name	Load		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	Before Switching		After Switching		Name and Bank Capacity	Sending-out Load					
	MW	MVAR							MW	MVAR	MW	MVAR		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
Siraya	41.05	15.74	41.22	16.18	Ladbrao	41.22	16.18	Sending from Ladbrao	60.90	23.82	102.12	40	Ladbrao	259.15	70.23	300.37	86.41		
Bangrak	22.22	8.36	89.23	40.46	Chidlom	96.26	53.29	Sending from Chidlom	28.56	12.64	124.82**	85.93	Chidlom	400	70.23	268.5	300.37	86.41	
Surawong	44.70	16.45						61.19	30.59	54.16	17.76	49.66							21.49
Mahamek	16.04	8.19	45.82	20.46	Chidlom	45.82	20.46	Chidlom	(42.44	13.44)*	107.20**	46.27	500	140.17	(356.20)	557.63	269.23	(619.2)	
Saisaeng	54.16	17.76						76.41	50.99	Chidlom	76.41	50.99							50.52
Bangpangrang	42.52	25.48	28.82	8.83	South Bangkok	28.82	8.83	Sending from South Bangkok	55.89	36.40	84.71	45.23	South Bangkok	400	62.32	(289.9)	283.15	62.32	
Bangkio	33.55	17.82						33.61	15.46	South Thonburi	33.61	15.46							Chidlom
Bangkrajao	6.34	2.32	374.34	160.00									Sending from South Bangkok	55.89	36.40	84.71	45.23	South Thonburi	400
Jeangron	11.33	6.07						376.3	182.97				Sending from South Thonburi	43.50	23.40	77.11	38.86		
Ajinomoto	11.1	3.1	42.44	13.44	Chidlom to South Thonburi	42.44	13.44						Sending from South Thonburi	53.35	26.74	95.79	40.18		
Local	17.61	8.10						376.78	174.02				Sending from Chidlom	42.44	13.44	95.79	40.18		
Subtotal	374.34	160.00	2.44	14.02									Subtotal	374.34	160.00				
Loss	2.44	14.02						376.78	174.02				Loss	2.44	14.02				
Total	376.78	174.02	42.44	13.44									Total	376.78	174.02				
* Second step Switching of Silom Load	42.44	13.44											* Second step Switching of Silom Load	42.44	13.44				

Note: * 2nd step switching
 ** Transmission line capacity 107MVA (Single core 800 sq.mm)

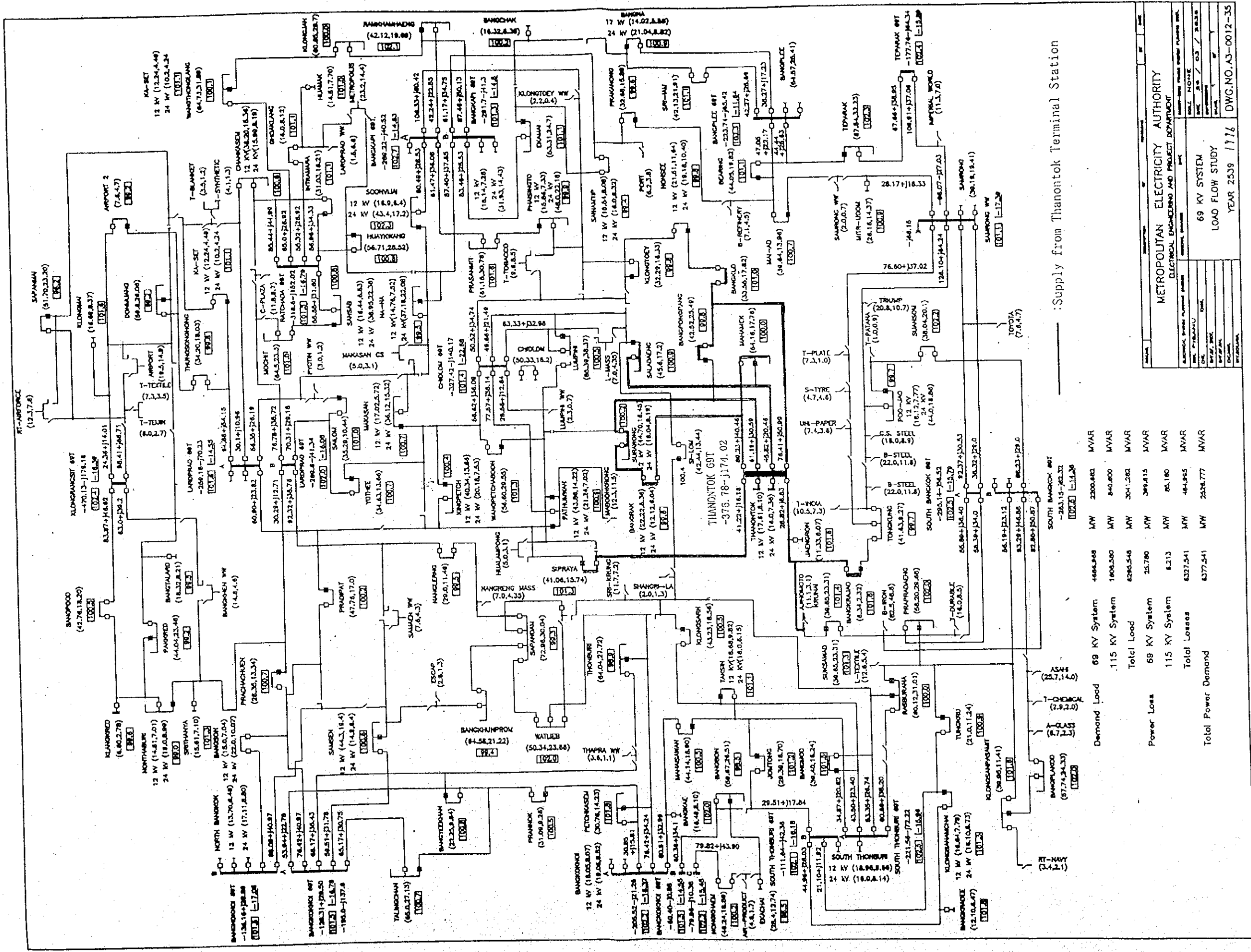
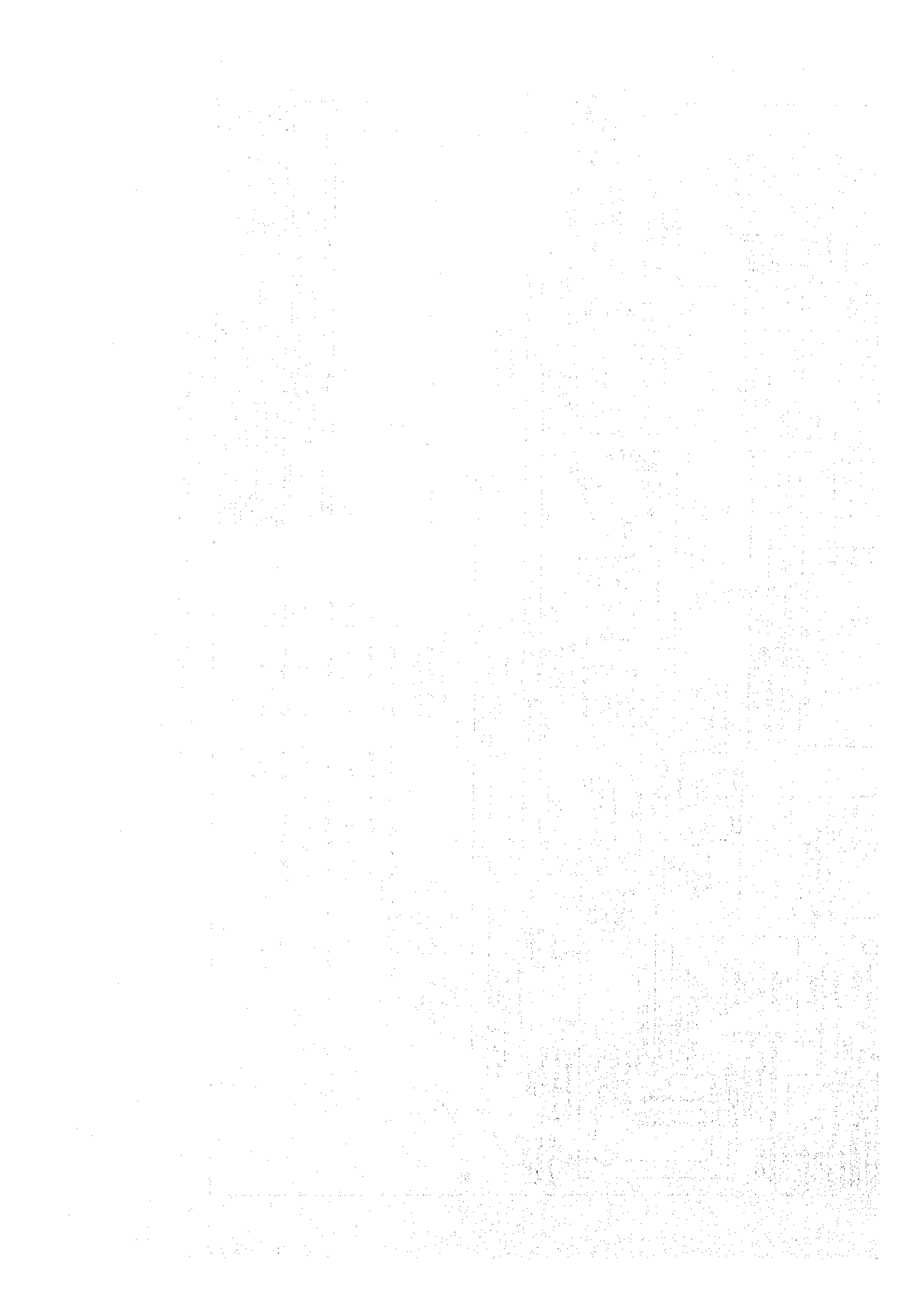


Fig. 5.4-1 Load Flow Study for 69 kV System in 1996 by MEA



5.4.4 配電用変電所の稼働率

MEAの計画基準では、配電用変電所の最大負荷は、常時および事故時にそれぞれの変圧器定格容量に対して、下表のように定められているが、負荷実態を調査し、現状の信頼度がどうなっているかを確認した。

MEA's Design Criteria of Distribution Substation

	Maximum loading against transformer rating (%)		Load factor in remaining bank at one bank shut down (%)	Load to be switched over (%)
	Normal	Emergency		
2-bank substation	75	125	150	25 *
3-bank substation	80	120	120	0

Note: * In case of 2x60 MVA, the load of 15 MVA should be switched over.

(1) 配電用変電所の稼働率

1994年9月の配電用変電所の最大負荷実績で見ると、稼働率は下表のような分布となっている。

Utilization Factor (%)	Number of related substations	Share
95 - 100	1	} 31%
90 - 94.9	6	
85 - 89.9	3	
80 - 84.9	8	
75 - 79.9	14	
30 - 74.9	62	60%
20 - 29.9	4	} 9%
10 - 19.9	2	
1 - 9.9	3	
Total	103	100%

Table 5.4-3 に示すように、この中で稼働率が80%を越える変電所に着目し、1バンク停止時に、他の変電所へ切り替えなければならない負荷がどの程度あるかをチェックした。

計画基準によると、2バンク変電所では、1バンク容量の25%まで負荷切替を見込んでいるが、これをはるかに越える負荷で運転している箇所が多い。とくに、バンク容量の異なる変電所においては、大容量バンクが停止したときの切替容量が大きくなっている。最大は Prakasa変電所の95%で、負荷全体の約43%を切り替える必要がある。

(2) 重負荷変電所に対する拡張計画

Table 5.4-4 に示すように、上記重負荷変電所の対策について、改訂第7次計画でどのような拡充計画があるかを調査した。

これによると、計画通りに、当該変電所または隣接変電所が拡充されていたとすれば重負荷は解消されると思われる箇所が多い反面、南東地区の Muang mai および Bangsaotong は、隣接して重負荷であるが、拡充計画は見当たらない。

一方、稼働率がとくに低い変電所は、1994年度に運転を開始したものが多い。

また、Muangthong 1 および Muangthong 3 は隣接変電所で、それぞれ1バンクの仮設で運転中であり、大型住宅団地に供給することになっている。しかしながら、調査の段階では、いずれも10%未満の低稼働率となっているので、周辺の負荷状況を考慮しつつ、今後の対応を考えていく必要がある。

Table 5.4-3 Necessary Switching Load to Other Substation on High Utilization Substation

No.	Code No. *	Name of D/S	Utilization		Bank config.	Maximum load(MVA) (a)	At the time of 1 bank stop				
			factor (%)	Capacity (MVA)			Allowable capacity (MVA) (b)	Necessary load switching to other D/S (c)=(a-b)	Switching ratio to maximum load (d)=(c/a)×100%	Sound capacity (MVA) (e)	Switching ratio to sound capacity (f)=(c/d)×100%
1	1	Bangkapi	81.1	80	2×40	64.9	50	14.9	22.9	40	37.3
2	2	Bangbon	83.6	120	3×40	100.4	96	4.4	4.4	80	5.5
3	9	Bangplee	83	120	2×60	99.6	75	24.6	24.7	60	41
4	12	Chankasem	91.2	80	2×40	72.9	50	22.9	31.4	40	57.3
5	15	Klongjan	87.9	160	2×60 { 1×40	140.6	125	15.6	11.1	100	15.6**
6	32	Prakanong	84.7	80	2×40	67.8	50	17.8	26.3	40	29.7
7	33	Prakasa	87.2	100	1×40 { 1×60	87.2	50	37.2	42.7	40	93
8	36	Paknam	94	80	2×40	75.2	50	25.2	33.5	40	63
9	39	Rasburana	90.1	120	3×40	108.1	96	12.1	11.2	80	15.1
10	51	Watlieb	82.5	80	2×40	66	50	16	24.2	40	40
11	52	Yothee	81.4	80	2×40	65.2	50	15.2	23.3	40	38
12	54	Ramkhamhaeng	95	80	2×40	76	50	26	24.2	40	65
13	56	Muangmai	93	120	2×60	111.6	75	36.6	32.8	60	61
14	63	Bangsaotong	90.8	60	1×60	54.5	0	54.5	100	—	100
15	64	Bangmod	89.7	40	1×40	35.9	0	35.9	100	—	100
16	69	Bangrakyai	92.1	60	1×60	55.3	0	53.5	100	—	100
17	70	Bangnamjued	81.4	60	1×60	48.8	0	48.8	100	—	100
18	97	Suanluang	83.8	60	1×60	50.3	0	50.3	100	—	100

Note: * Code No. means arrangement number of substation in MEA's Monthly Report

** As Klongjan D/S has 2x60MVA for 24kV and 1x40MVA for 12kV, the maximum load shall be considered separately

Table 5.4-4 Heavy Load Substation and Expansion Plan in the Revised 7th Plan

(unit : MVA)

No.	Code No.	Name of D/S	Adjacent D/S and Expansion Plan
1	1	Bangkapi	Soonvijai 1×40+1×60→+1×40(1994 → ?)
2	2	Bangbon	South Thonburi
3	9	Bangplee	King kaew 2×60(1994 →1995)
4	12	Chankasem	+1×60(1993 →1995)
5	15	Klongjam	Ramkhamhaeng +1×60(1994 →1996)
6	32	Parakanong	Ekamai 3×40(1992 →1996)
7	33	Prakasa	Khotor 1×60 at 1994→2×60(1995 →1997) Bangtumuru 1×40 at 1994→2×60(1995 →1997)
8	36	Paknam	Suansom 1×60 at 1994→2×40(1994 →1995)
9	39	Rasburana	Kurunai 1×40 at 1992←2×40(1994 →1996)
10	51	Watlieb	Nanglerng 2×40(1996 →1998)
11	52	Yothee	Kingpetch 2×40→3×40(1994 →1995) Makasan 2×40→+60(1995)
12	54	Ramkhamhaeng	2×40→+1×60(1994 →1996)
13	56	Muangmai	Bangsaotong
14	63	Bangsaotong	Muangmai
15	64	Bangmod	1×40→2×40(1993 →1996)
16	69	Bangrakyai	1×60→2×60(1994 →1995)
17	70	Bangnamjued	1×60→2×60+1×20(1993 →1994→ ?)
18	97	Suanluang	1×60→1×40+2×60(1992 →1995)

5.5 ME Aの長期計画案（1997～2011年度）

改訂第7次計画に引き続いて、1997～2011年度の長期計画案がME Aによって準備されている。2011年度の電力系統をFig. 5.5-1とFig. 5.5-2に示す。3.3.1で述べたように、都市部における急速な需要増に対処するために電力供給能力を高める観点から、12kV系統と69kV系統は、24kV系統と115kV系統にそれぞれ移行される。

Installed Capacity of Substations until FY 2011

Fiscal Year	1996	2001	2006	2011
Maximum Peak Demand (MW)	5,723	8,290	10,653	13,416
Total Installed Capacity (MVA)				
- Terminal Station	10,685	15,100	19,600	23,100
- Distribution Substation	13,145	17,745	23,360	28,120

ME Aの長期計画案のもう一つの特徴は、下表に示すように、230kV送配電線系統の都心への拡張である。

Detail of 230 kV Subtransmission Line Expansion Program

Name of Subtransmission Lines	Length (km)	Number of Circuit	Conductor Size (mm ²)	Commissioning Date (Fiscal Year)
South Thonburi - Thanontok	8.6	1 **	2x400/2x1,200	1997
Lardprao - Sanampao *	7.8	2	2x1,200	2000
Bangkapi - Klongtoey *	7.7	2	2x1,200	2002-2006
Bangkok Noi - Thonburi *	10.4	2	2x1,200	2002-2006
Lardprao - Sanampao	7.8	1 **	2x1,200	2002-2006
Bangkok Noi - Thonburi	10.4	1 **	2x1,200	2007-2011

Note: * New terminal station
 ** Addition of one circuit

上記の2011年度までのME A長期計画案を考慮に入れて、第6章に示すように、2016年度までの最適な長期計画の策定が行われた。

なお、本調査団による2016年度の系統計画のベースとなるME Aが検討した2011年度の潮流図をFig. 5.5-3とFig. 5.5-4に示す。

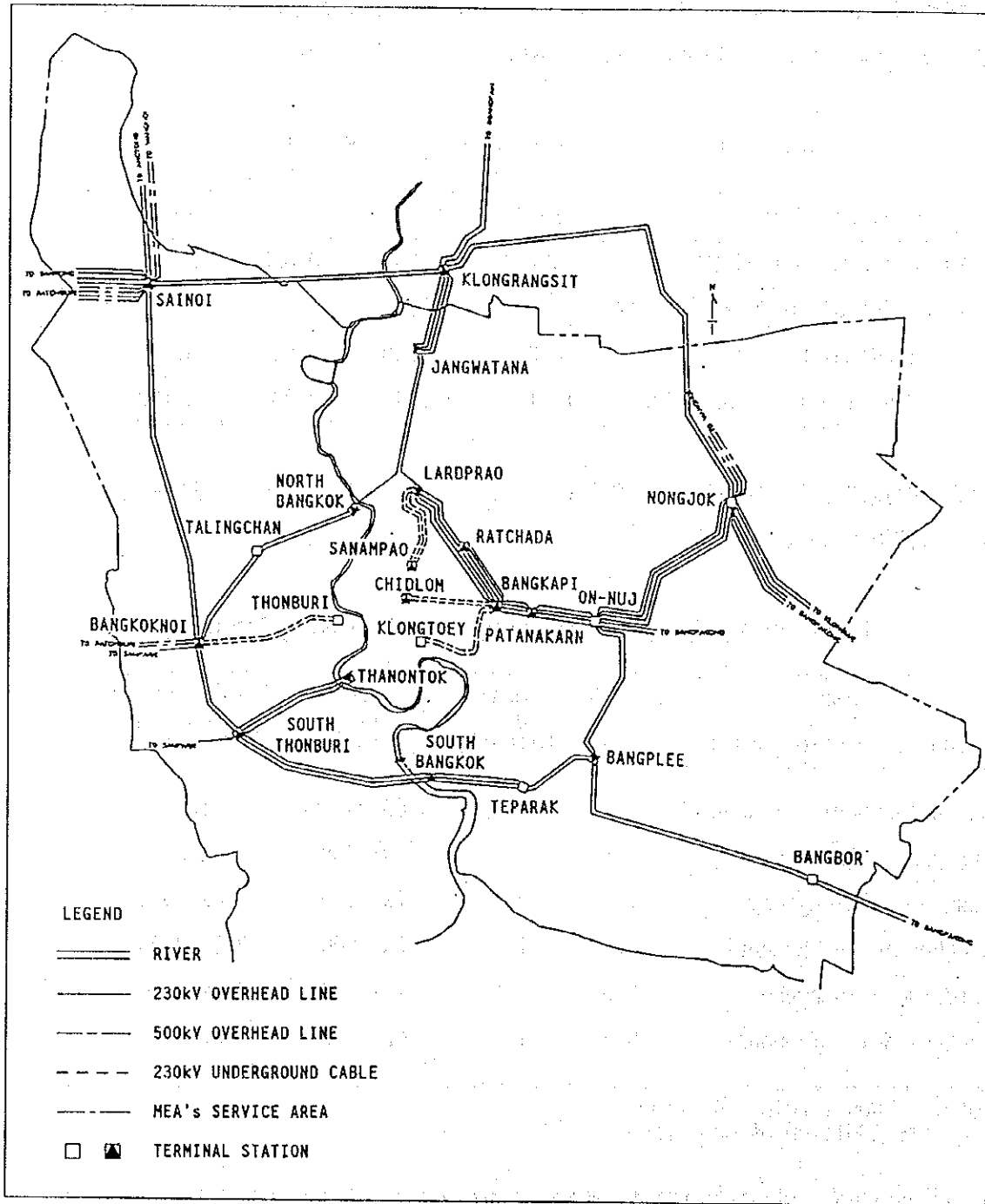
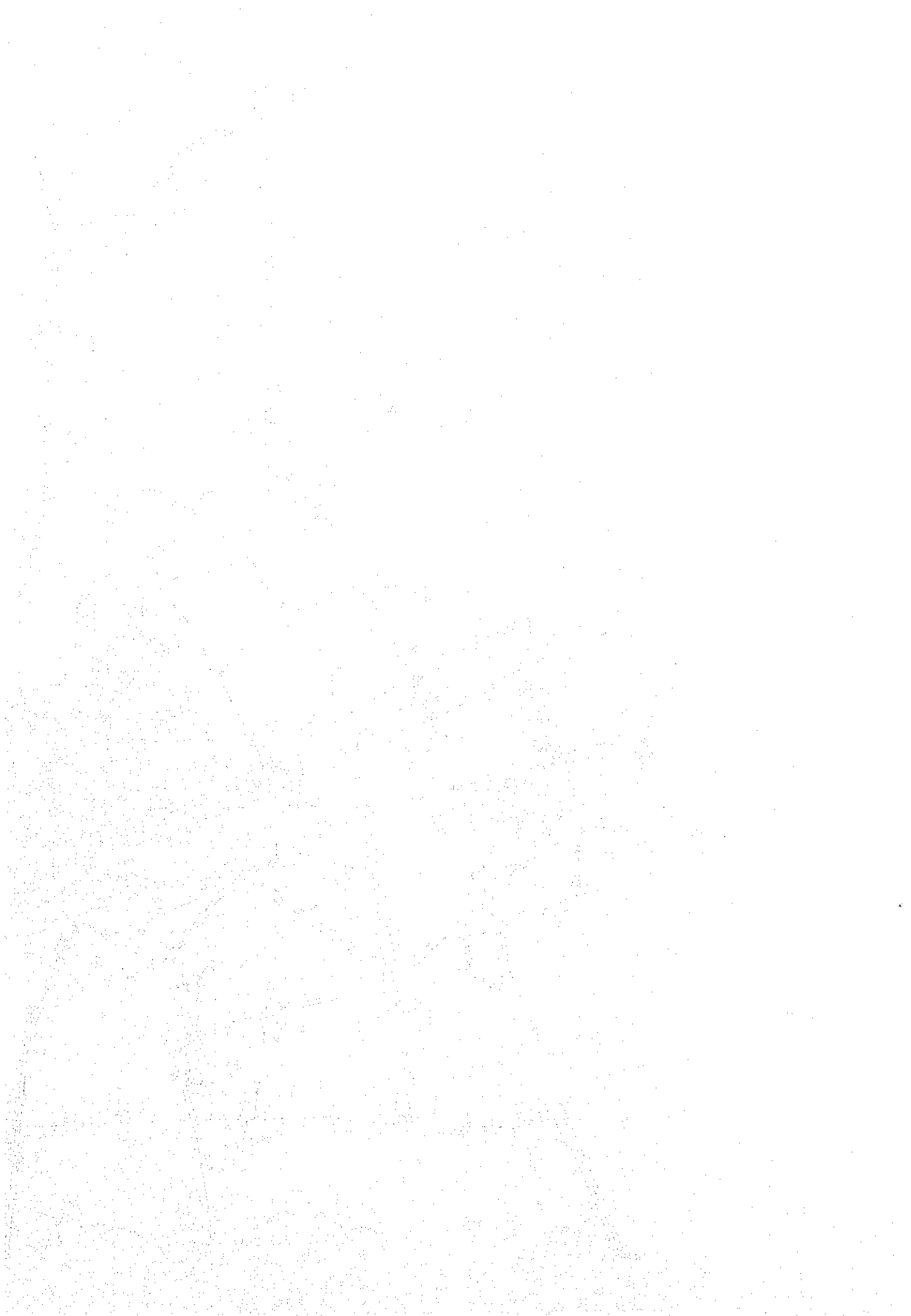


Fig. 5.5-1 230kV Subtransmission System Route Map in FY 2011
(MEA's Draft Long-Term Plan)



Note: Substation name is abbreviated as shown in attached table.

Fig. 5.5-2 69 kV and 115 kV Subtransmission System Route Map in FY 2011



ABBREVIATION OF SUBSTATION NAME

A	177	AA	BANGPLA	H	95	HA	HUAMAK	M	40	MA	MAI-AD	51	PN	PAKNAM	75	SV	SOONVIJAI
	117	AB	BANGBOR		25	HK	HUAYKWANG		42	MB	MINBURI	58	PPO	PRANNOK	144	SW	SRIWIANG
	152	AK	ASOKE	I	143	HP	SHIMPLEE		43	MC	MOCHIT	104	PP	PRADIPAT	74	SY	SIPRAYA
	189	AT	SATORNTAI		154	HS	BANGHUASAE		44	MG	MUANGMAI	52	PPS	PRAKASA			
B	3	BAT	BANGKAPI	J	184	IL	PINKLAO		121	MI	BANMAI	136	PTT	PATACHAKASEM	T	TA	PATANAKARN
	1	BB	BANGBOR		96	IN	INTAMARA		39	MN	NAHAMEK	84	PT	PATTAMONTON		TBT	THONBURI
	8	BC	BANGKRACHAO		171	IR	SRINAKARIN		38	MS	MAHAISAWAN	148	PY	BANGPLEEYAI		TTC	TROKCHAN
	16	BD	BANGPOOD		158	JB	JORAKABUO		41	MU	MAKASAN	157	PW	PRAWES		TH	BANGSALARD
	90	BE	BANGKAE	J	126	JJ	JATUJAG		45	M1	MUANGTHONG1	147	RC	RUNGPRACHA		TI	TUNGSONGHONG
	10	BG	BANGNA		118	JK	BANGJAK		102	M3	MUANGTHONG3	85	RG	RATCHADA		TK	TONGKUNG
	120	BH	BANGSHAN		97	JR	JANGRON		131	M4	MUANGTHONG4	190	RLT	SAORAHONG		TL	TALINGCHAN
	11	BJ	BANGNAMJUED		125	JRW	JANGWATANA		132	M5	MUANGTHONG5	191	TM	TIAMRUAMMIT		TN	TIAMRUAMMIT
	13	BK	BANGPLAKOD	K	4	KA	BANGKAEN		133	M6	MUANGTHONG6	112	TN	TAIBAN		TR	TEPARAK
	6	BL	BANGMOD		159	KB	BANGKRAE		134	M7	MUANGTHONG7	82	TPT	TEPARAK		TR	THONBURI
	9	BM	BANGKHALONG		127	KE	KASET		164	M8	MUANGTHONG8	114	TR	ROMKLAO		TS	TAKSIN
	2	BN	BANGKOK NOI		100	KG	KLONGKUM		165	M9	MUANGTHONG9	192	RM	PRAMKAO		TS	THONBURI
	7	BNT	BANGKOK NOI		128	KH	KLONGMAHASAWAD		47	NH	NONGKHAM	64	RN	RASBURANA		TS	TAKSIN
	14	BPT	BANGKOK NOI		99	KI	KINGKAWE		182	NI	NONIMAI	187	RO	RAJCHAKRU		TY	TUBYAO
	5	BR	BANGKHUNPROM		27	KJ	KLONGJAN		49	NKT	NORTH BANGKOK	139	RP	PROMPONG		TU	THANONTOK
	19	BS	BANGSAOTONG		129	KL	KLONGPRAPA		135	NL	NANGLERNG	188	RR	RAJDMRI		TU	TUNGKRU
	153	BT	BANGBUOTONG		28	KM	KLONGMAI		46	NN	NA-NA	62	RT	RAMINTRA		TW	TAWEEWATTANA
	17	BU	BANGPU		31	KN	KLONGSARN		168	NP	SANAMPAO	18	RY	BANGRAKYAI		UK	SURASAK
	155	BW	BANGKAEW		98	KO	KHOTOR		48	NR	NONTHABURI	105	SA	SAINAMTIP		WB	WANGPETCHABOON
	20	BY	BANGYEEKHAN		26	KP	KINGPETCH		103	NS	NONSEE	106	SB	SANAMBINNAM		WD	WATDEEDOD
	91	BZ	BANGSON		162	KR	KLONGRANGSIT		183	NY	NONGYAI	29	SC	KLONGSANAMCHAI		WG	KLONGWATSING
C	21	CG	CHALONGKRUNG		30	KS	KRUNGTEPKREETA		71	SD	SAPANDOM	71	SD	SAPANDOM		WK	WATKAMPAENG
	22	CK	CHANKASEM		32	KIT	KLONGSANPASAMIT		108	OB	SOUTH BANGPLEE	109	SE	SRIEIAM		WL	WATIEB
	23	CLT	CHIDLUM		34	KU	KLONGTOEY		169	OM	SANAMIKOM	110	SG	SUANLUANG		WR	WUTTAKART
D	122	DD	DINDAENG		160	LA	KLONGNA		170	OS	SONGSUNTISUK	142	SH	SATORN		WW	WANGTHONGLANG
	24	DM	DONMUANG	L	101	LB	LARDKRABANG		170	OS	SONGSUNTISUK	140	SIT	SAINOI		Y	SUWINTAWONG
E	94	EB	EKBURI		178	LD	KLONGDAN		60	PA	PRASANMIT	76	SKT	SOUTH BANGKOK		YA	SRITHANYA
	123	EC	EKACHAI		180	LG	LUANGPANG		55	PC	PRACHACHUEN	73	SL	SILOM		YI	SUANYAI
	93	EM	EKAMA		163	LH	LAND&HOUSE		59	PD	PRAPRADAENG	68	SN	SAMSEN		YK	YENARKART
G	176	GG	BANGPANG		35	LK	LARDPLAKAO		50	PE	PAKNAM	79	SPT	SUANAMPAO		YN	SAMYARN
	124	GK	GHOAKLANG		185	PH	PONGPETCH		15	PG	PONGPONGPANG	72	SP	SAPANMAI		YT	YOTHEE
	161	GP	KLONGPUME		53	PJ	PHAISITGO		54	PJ	POOJAO	68	SR	SANSAB			
	179	GT	KLONGGRATIAM		56	PK	PRAKANONG		54	PK	PRAKANONG	77	SS	SOUTH THONBURI			
	175	GY	BANGKRUAJ		137	PL	PLUBPLA		56	PK	PRAKANONG	80	STT	SUWAWONG			

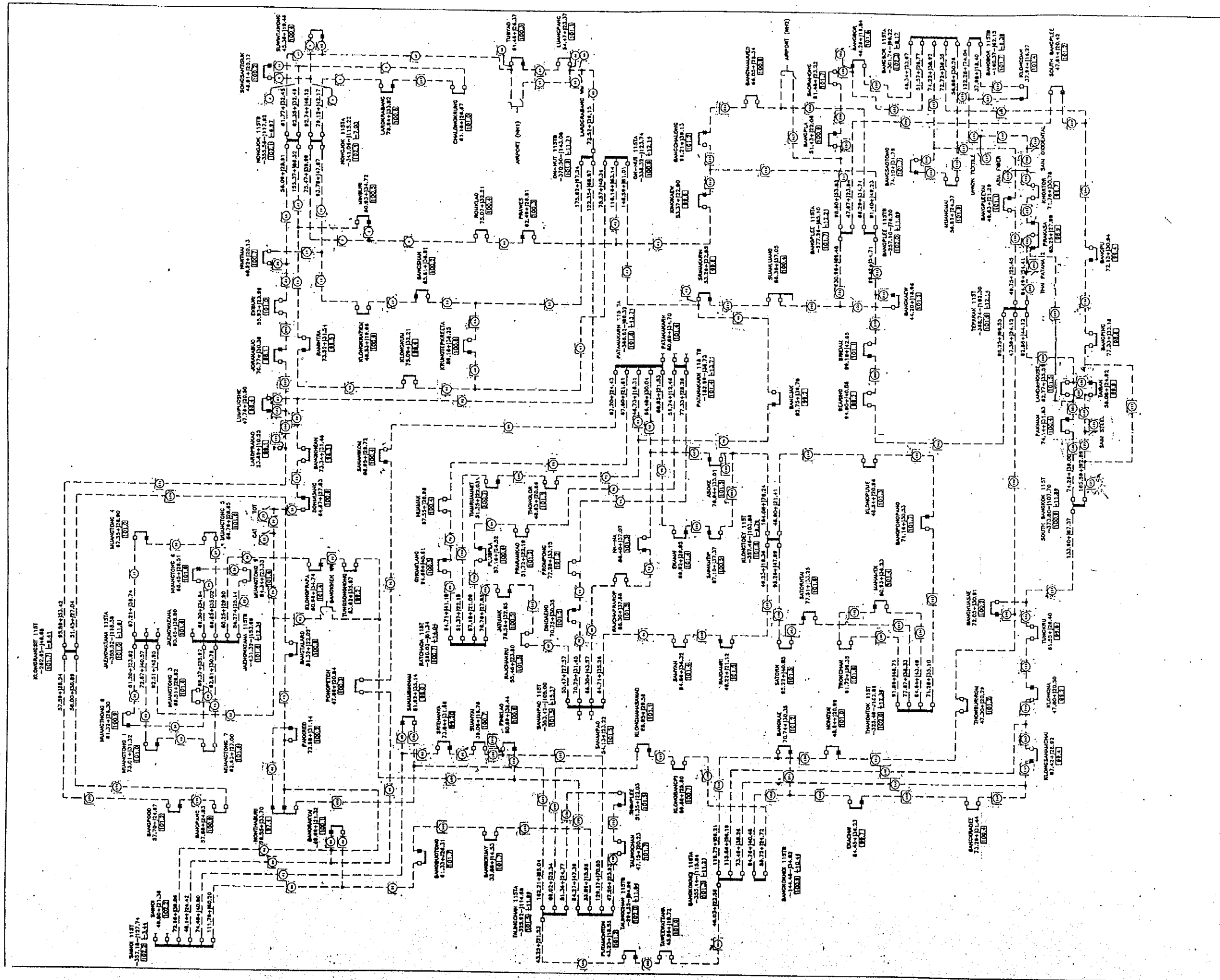


Fig. 5.5-3 Result of MEA's Load Flow Study in FY 2011's System (115 kV)

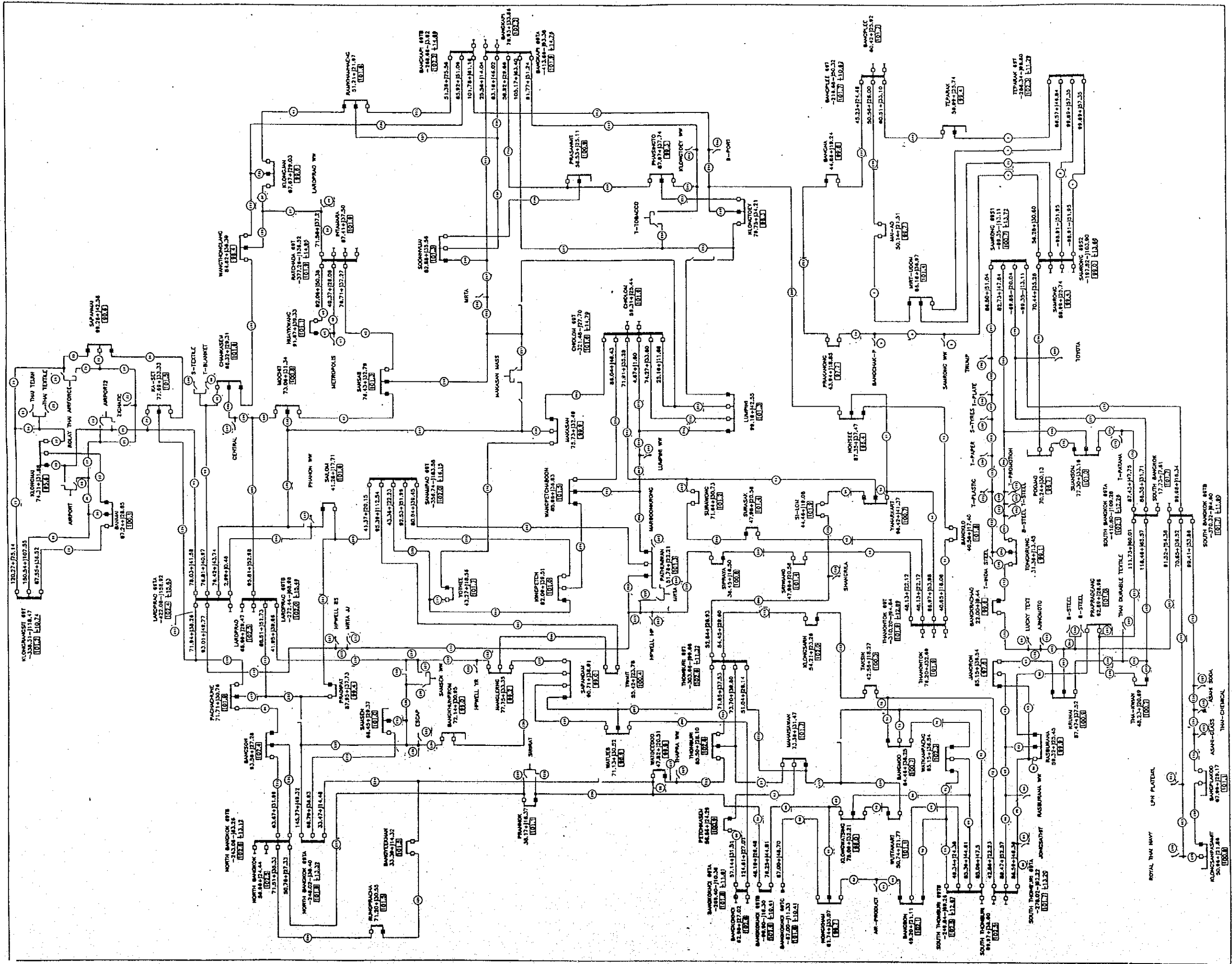


Fig. 5.5-4 Result of MEA's Load Flow Study in FY 2011's System (69 kV)

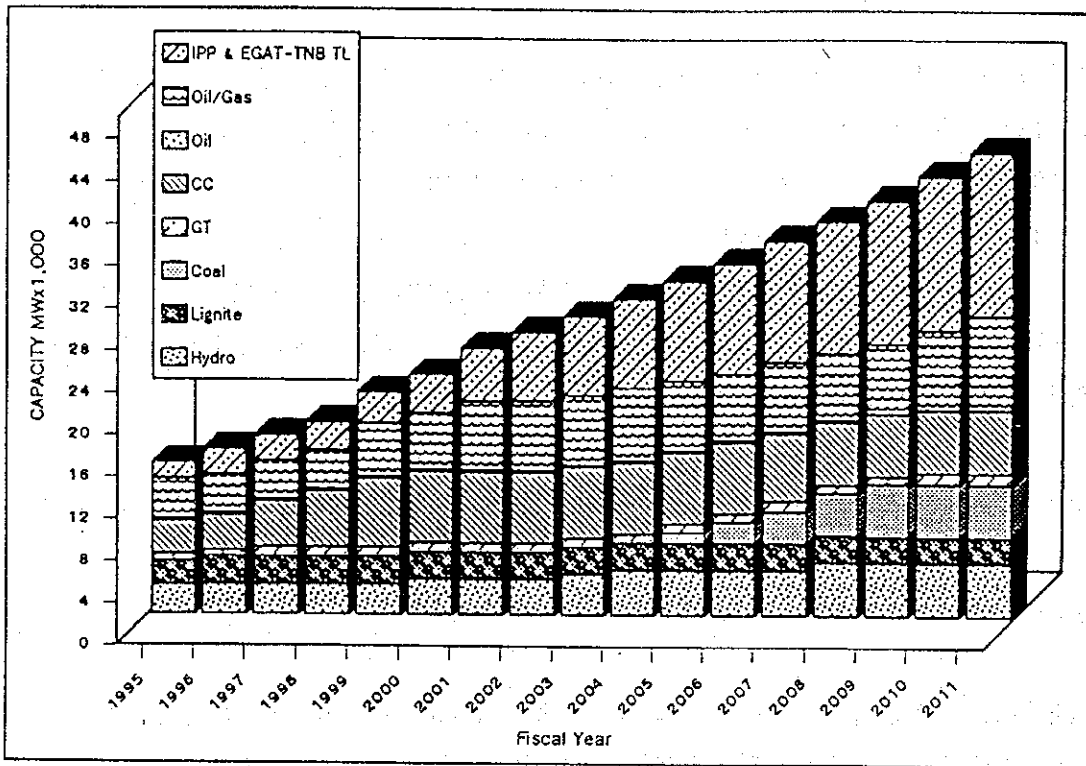
5.6 E G A T の電源開発計画

最新のE G A Tの電源開発計画 PDP 95-01によると、総発電設備容量は、2011年度には43,918MWと想定している。その内訳は、水力5,071MW(11.5%)、在来型石油/ガス火力8,900MW(20.3%)、コンバインドサイクル5,984MW(13.6%)、褐炭火力2,475MW(5.6%)、石炭(輸入)火力5,000MW(11.4%)、ピークロード対応ガスタービンおよびマレーシアからの購買電力1,332MW(3.0%)、民間からの購買電力15,156MW(34.5%)(I P P 13,100MW、E G C O 2,056MW分を含む)となっている。将来の電源種別発電設備容量の構成は Fig. 5.6-1 に示すとおり。

1996年度における想定発電電力量の内訳は、褐炭19.5%、国産天然ガス22.0%、石油30.9%、水力5.3%、I P P、ラオス、マレーシアからの購買電力19.1%、ディーゼル油を用いたピークロード対応ガスタービン3.2%となっている。

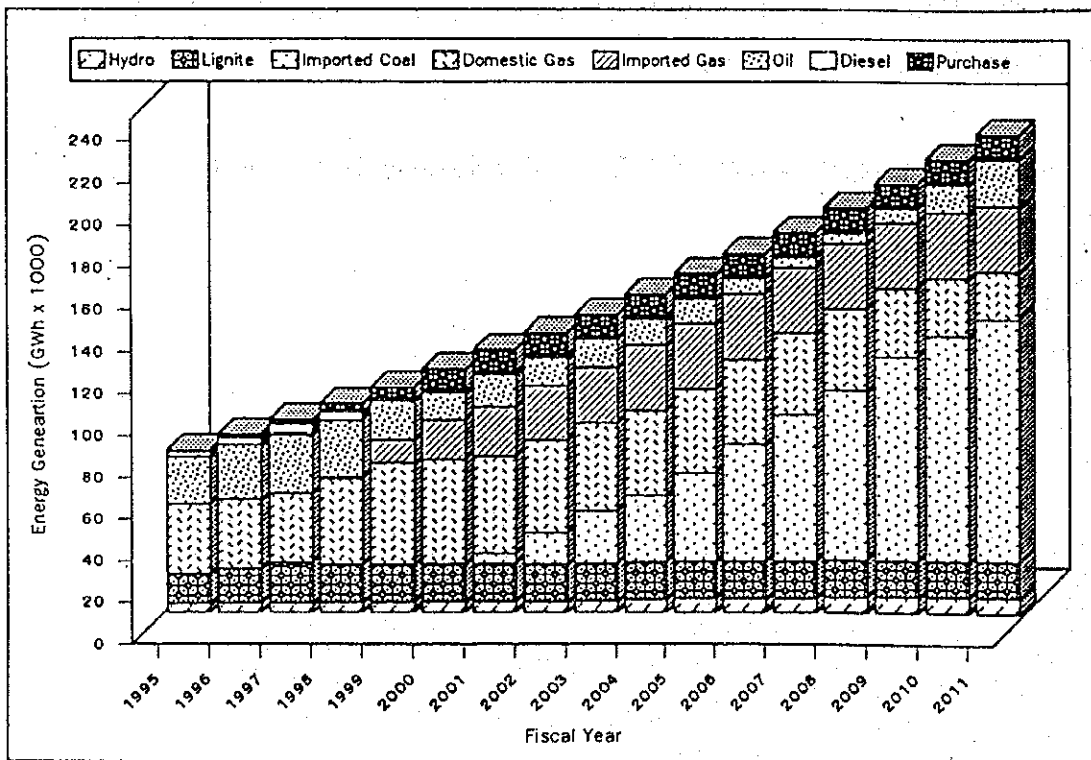
長期的には、総発電電力量は、1994年度の69,651GWhから、2011年度には228,445GWhに達すると想定している。燃料および電源多用化の観点から、発電電力量の内訳は、褐炭7.1%、輸入炭14.4%、国産天然ガス(ミャンマー)10.4%、石油12.8%、水力3.4%、ガス/LNG/石炭を用いるI P Pからの購買電力43.5%、ディーゼル油を用いたピークロード対応ガスタービン0.2%となっている。Fig. 5.6-2 は、E G A T系統の燃料別発電電力量の想定を示す。

上記の電源開発計画を反映した将来のE G A Tの電力系統はFig. 5.6-3に示すとおり。



Source: EGAT PDP 95-01

Fig. 5.6-1 Future Trend of Total Generating Capacity



Source: EGAT PDP 95-01

Fig. 5.6-2 Forecast of Energy Generation by Types of Fuel

第6章

短期および長期配電システム 改善拡張計画の策定

第6章 短期および長期配電システム改善拡張計画の策定

6.1 一般事項

本調査の主要な目的は、首都圏における既設配電設備の抱える問題点を考慮に入れたうえで、2016年度までの電力需要の伸びに対処するための最適な配電設備改善拡張計画を策定することである。

本調査団が、首都圏の将来の配電システムを計画するために特に注意を払ったのは、以下に示す事項である。

- (1) 供給信頼度
- (2) 送配電網および変電所の容量
- (3) 高需要密度地域の配電設備への最先端技術の応用
- (4) 都心部での配電用変電所用地取得方法
- (5) 電圧変動対策
- (6) 通信システム改善
- (7) 地下空間を利用した送配電線および変電所建設の可能性
- (8) 環境への影響

1997～2016年の各目標年度における首都圏に対する配電システムの構成が、MEAの2011年度までの長期計画案をベースとして決められた。各計画年度の配電システムの構成に対応した建設工程についても、本報告書で推奨している。

本調査における配電システムの改善拡張の主要点は以下のとおり。

- (1) 供給エリアにおける一次配電電圧12kVの24kVへの昇圧の推進
(ネットワークエリアを除く)
- (2) 115kV送配電システムシステムの拡張
- (3) 都心部への230kV送配電システムの導入

6.2 地域別需要想定

6.2.1 ME Aの地域別需要想定

配電システムの改善拡張計画にあたっては、総体的な需要予想に基づく、その需要の地域分布が重要な要素となる。

ME Aでは、需要の地域別展開にあたり、次の手法をとっている。

- ①全体の需要想定値を12kVおよび24kVの配電用変電所需要と、69kVおよび115kV需要家の需要に分割して想定する。
- ②配電用変電所の需要は、地域ごとに0.5 km×0.5 kmのメッシュ単位に Simulation-Based Load Forecast と称するコンピュータシステムにより想定する。

6.2.2 J I C A 調査団による2016年の地域別想定

ME Aからは、1993年、1996年以降2001年までについては毎年、2006年および2011年の配電用変電所別の需要想定値が与えられた。

J I C A 調査団は、最終目標の2016年の地域別需要が必要なため次の手法により需要想定値を求めた。

(1) ME A 需要想定値に基づく計画需要の想定

ME Aの2016年の需要想定値は、30分間の平均最大値である。配電システムの改善拡張計画に使用する計画需要は、1点ピーク最大値を使用する。

このため、1993年から2011年までの30分間平均最大値と1点ピーク最大値の比率を調査のうえ、2016年の1点ピーク最大値を決定することとした。

一連の30分間平均最大値と1点ピーク最大値の比率は、Table 6.2-1 に示すとおり、各年度若干のバラツキがあるものの、2006年と2011年については、1.014 に落ちついている。

したがって、2016年についても2011年と同じ比率1.014 を用い、30分間平均最大値15,780MWから1点ピーク最大値15,990MWを得た。

(2) 12kVおよび24kV配電用変電所需要と69kVおよび115kV 需要家需要の分割

前述の(1) で2016年の全体の計画需要が求められたので、次に12kVおよび24kV配電用変電所需要と69kVおよび115kV 需要家需要の分割を実施する。

69kVおよび115kV 需要家の需要は、需要家の需要動向に左右される面が非常に大きい。2016年のこれらの需要動向を把握することは、非常に困難である。

また、MEAの需要構造は、Table 6.2-1 に示すとおり、90%強が12kVおよび24kVの配電用変電所需要である。したがって、まずベース需要となる12kV・24kV配電用変電所需要を想定し、全体需要との差し引きから69kV・115kV 需要家の需要を決定することとする。

2016年の12kV・24kV配電用変電所需要は、1993年から2011年までの需要の増加傾向から最小2乗法により想定し、14,870MWという結果を得た。

したがって、2016年の69kV・115kV 需要家需要は、全体需要の15,990MWから14,870MWを差し引いて1,120MW を得る。

この結果、69kVおよび115kV 需要家の需要の割合は、1993年に8.96%であったものが、2011年に7.00%、2016年も7.00%となり、69kV・115kV 需要家の需要比率が低くなる傾向を示す。

これは、一般的に将来になればなるほど個別需要の動向把握が困難となり、需要比率が小さくなる傾向を示すことで説明できる。

(3) 配電用変電所拡張計画に使用する計画需要の想定

配電用変電所の拡張計画は、個々の変電所の最大ピーク発生時刻が異なることから、一般的に個々の変電所のピーク需要により計画をする。

また、配電用変電所の定格容量は MVA値で示されるため、計画需要についても MVA値とする必要がある。

したがって、2016年のこの MVA値の需要を求めなければならない。

1993年から2011年までの需要の増加傾向から、最小2乗法によってNon-Coincident load のMW値および MVA値を算出すると、それぞれ17,580MW、19,030MVA となる。

この時のDiversity Factorは1.18、Power Factorは0.92となり、一連の推移から判断しても妥当な値と判断できる。

以上の結果は、Table 6.2-1、Fig. 6.2-1、Fig. 6.2-2に示す。

(4) 配電用変電所の地域別需要想定

2016年の配電用変電所ごとの地域別需要想定を実施する場合、2011年の各変電所の需要に全体需要の伸び率を一律に掛けて求める方法もある。

しかし、この方法では伸び率の大きい地域、小さい地域といった地域特性が反映できない。

そこで、2001年の配電用変電所の供給エリアを基に、需要特性の似通った地域を統合した需要ブロックを設定した。需要ブロックは、全部で29ブロックに分割された。

この各需要ブロックごとに、2001年から2011年までの10年間の需要の伸び率を求め、この伸び率を基に2016年の需要が前述の(3) で求めた全体需要と等しくなるように一

律圧縮を加え、2016の各需要ブロックごとの需要および伸び率を決定した。

2001年から2011年の10年間の伸び率を求めこれを使用したのは、短期的な需要変動要因を除外すべく、長期的なスパンにより地域別の需要の動向をさぐるためである。

以上の結果を Table 6.2-2、Fig. 6.2-3に示す。

Table 6.2-1 MEA's Forecast of Maximum Power Demand & 2016's Forecast of Planning Load

	1993	1996	2001	2006	2011	2016
Planning Load						
Coincident Load 12& 24KV (MW) A	4,080.50	5,266.80	7,664.89	9,969.28	12,645.86	14,874.58
Coincident Load 69&115KV (MW)	401.51	538.90	737.49	827.96	951.83	1,119.08
Total Amount (MW) B	4,482.01	5,805.70	8,402.38	10,797.24	13,597.69	15,993.66
Percentage A/B (%)	91.04	90.72	91.22	92.33	93.00	93.00
Additional Load (Annual Average)						
12& 24KV (MW)	-	395.43	479.62	460.88	535.32	445.74
69&115KV (MW)	-	45.80	39.72	18.09	24.77	33.45
Total Load (MW)	-	441.23	519.34	478.97	560.09	479.19
Average Increase Rate						
12& 24KV (%)	-	8.88	7.79	5.40	4.87	3.30
69&115KV (%)	-	10.31	6.48	2.34	2.83	3.29
Total Load (%)	-	9.01	7.67	5.14	4.72	3.30
Forecast Load (30minutes Average)						
Total Max. Power Demand (MW) C	4,346.00	5,723.00	8,290.00	10,653.00	13,416.00	15,780.00
Average Increase (%)	-	9.61	7.69	5.14	4.72	3.30
Ratio						
B/C	1.03130	1.01445	1.01356	1.01354	1.01354	1.01354
Planning Load						
Non-Coincident Load 12&24KV (MW) D	4,831.31	6,217.35	9,063.73	11,783.95	14,944.53	17,578.38
Non-Coincident Load 12&24KV (MVA) E	5,561.54	6,809.80	9,916.56	12,850.55	16,261.73	19,029.67
Average Increase Rate	-	8.77	7.83	5.39	4.87	3.30
Non-Coincident Load 12&24KV (MW) %	-	6.98	7.81	5.32	4.82	3.19
Non-Coincident Load 12&24KV (MVA) %	-	1.1805	1.1825	1.1820	1.1818	1.1818
Diversity Factor D/A	1.1840	0.9130	0.9140	0.9170	0.9190	0.9237
Power Factor D/E	0.8687					

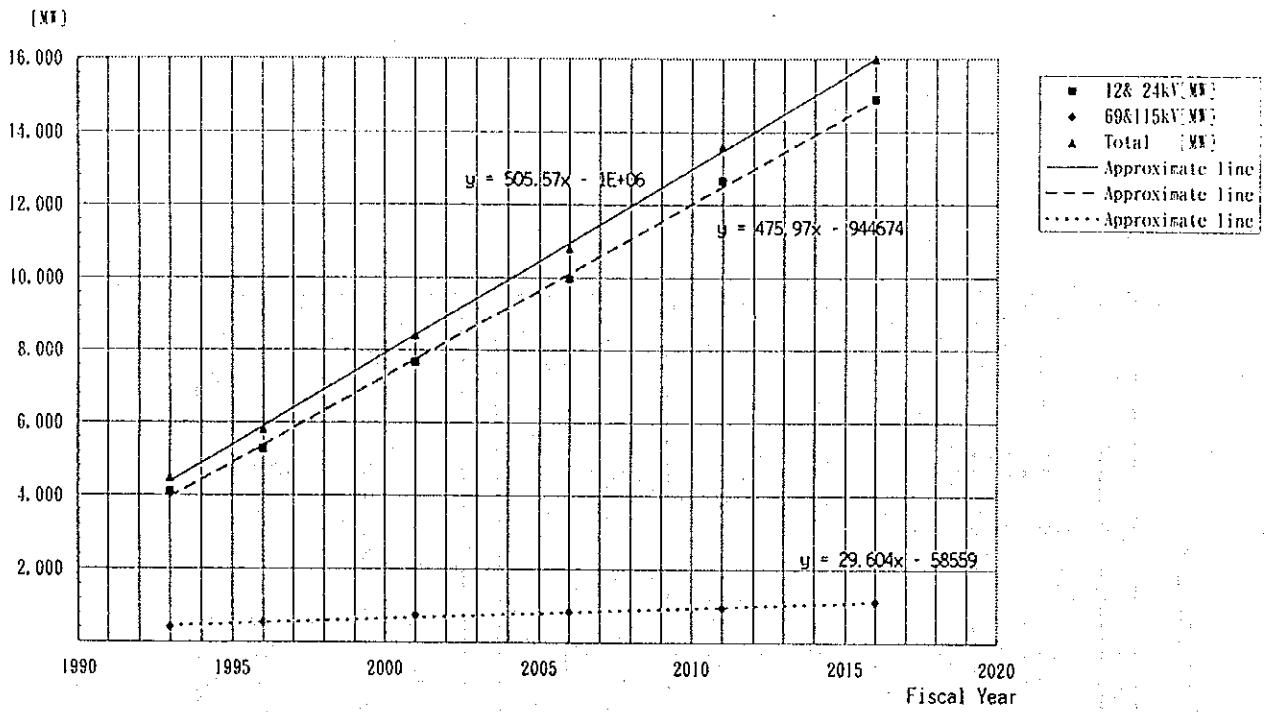


Fig 6.2-1 Planning Load

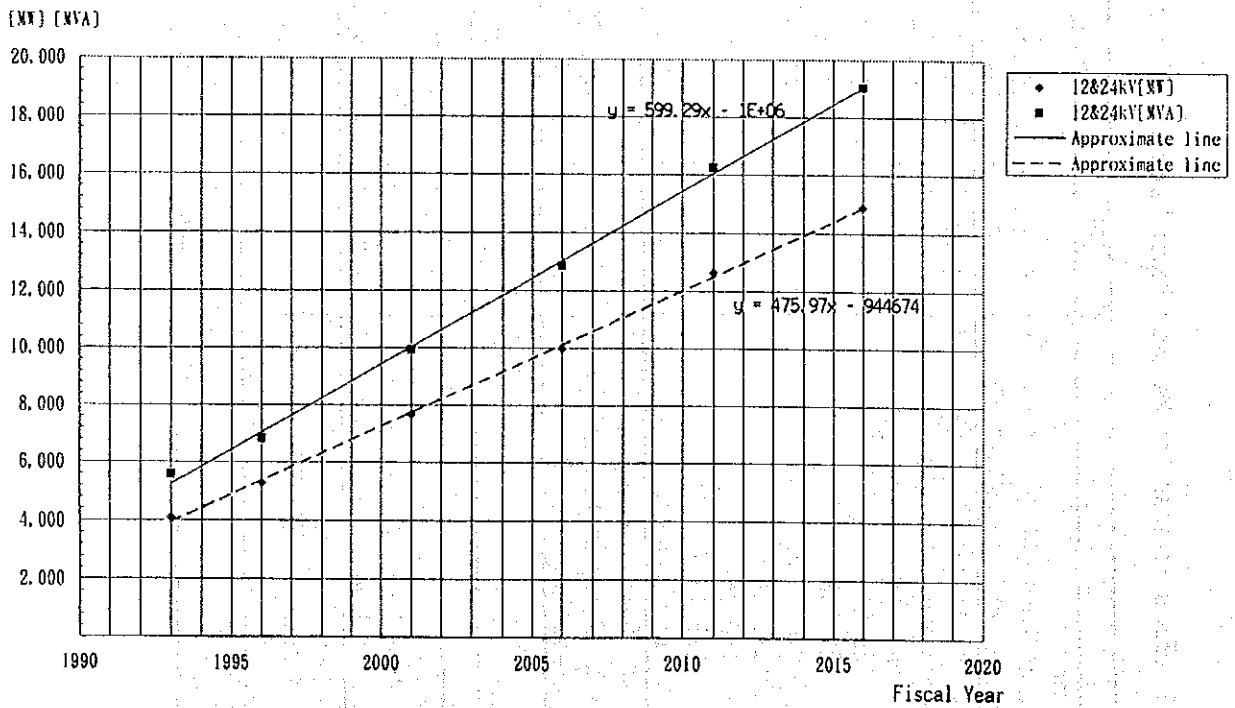


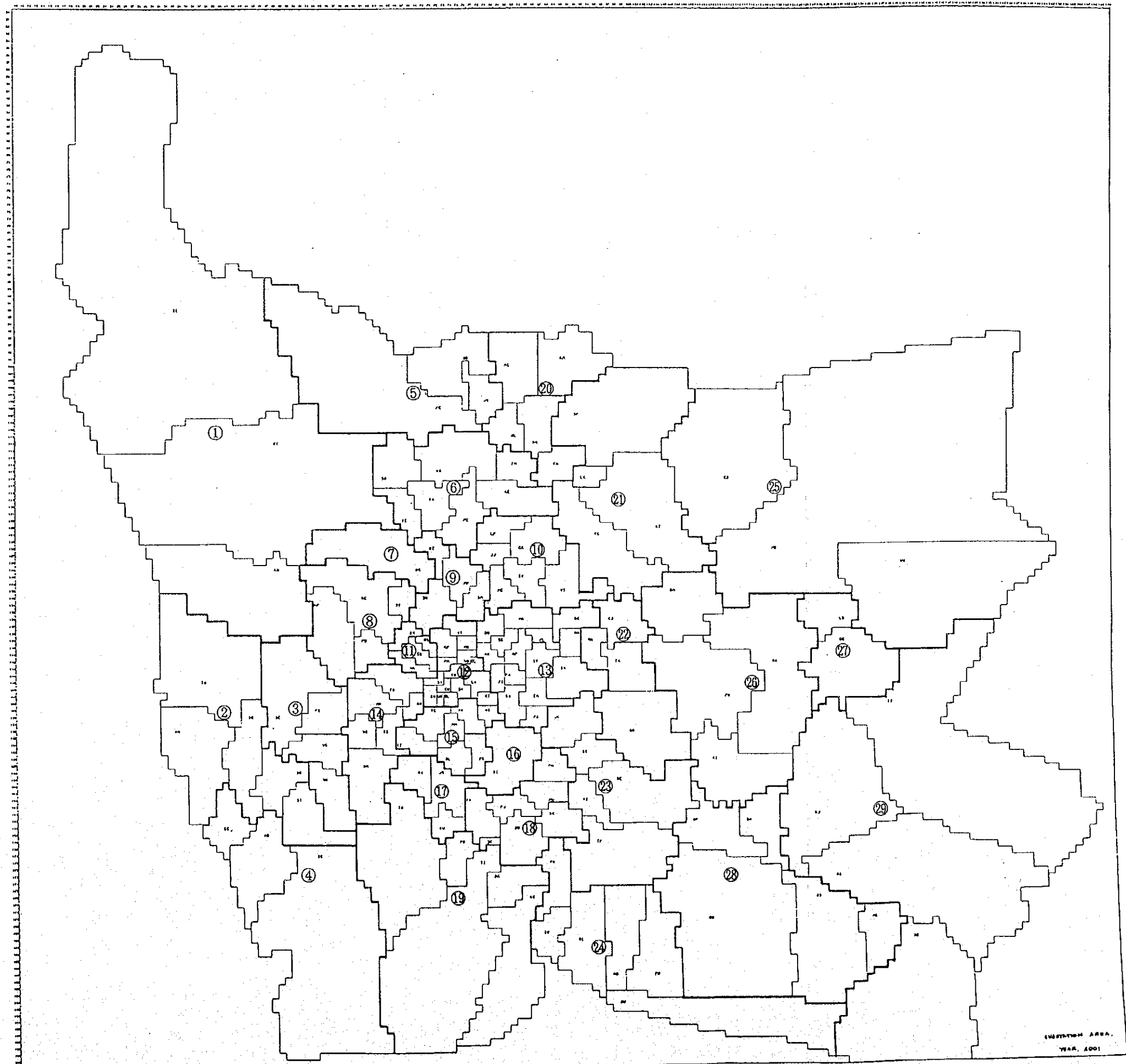
Fig 6.2-2 Distribution Substation Planning Load

Table 6.2-2 Block Load of Distribution Substation Planning

No	Block Name	Area (km ²)	2001		2011		2016		Increase (%)	Distribution Substation of Block Area(2001)
			Load (MVA)	Density (kVA/km ²)	Load (MVA)	Density (kVA/km ²)	Load (MVA)	Density (kVA/km ²)		
1	Suinoi	511.00	150.79	295.09	319.54	625.32	7.80	420.13	822.17	5.63RY,NI,SI
2	Taweewattana	123.73	368.32	2,976.32	503.76	4,070.79	3.18	532.12	4,299.95	1.10BB,BO,NI,ST,TF
3	Bangkae	60.50	223.55	3,695.04	456.67	7,548.26	7.40	589.54	9,744.41	5.24WG,PS,BE,WK
4	Kongsanachai	148.25	134.46	906.98	258.14	1,741.25	6.74	323.06	2,179.13	4.59SC,KD,EC
5	Pakkred	116.75	711.06	6,080.45	1,088.80	9,325.91	4.35	1,216.91	10,423.22	2.25BD,WI,PE,W3,JW,W4,W5,W6,W7
6	Nonthaburi	76.00	377.73	4,970.13	828.75	10,904.61	8.17	1,108.73	14,588.50	5.99NR,PC,YA,SB,TH,KE,YI
7	North Bangkok	26.25	54.24	2,066.29	71.41	2,720.38	2.79	74.00	2,819.20	0.72NK
8	Rungpracha	50.00	288.41	5,368.20	485.65	9,713.00	6.11	590.03	11,800.52	3.97BY,PO,RC,HP
9	Pradipat	25.00	273.14	10,925.67	501.65	20,066.00	6.27	614.04	24,561.76	4.13SM,SN,BZ,PP
10	Chankasem	45.50	420.53	9,242.42	615.19	13,520.66	3.88	672.04	14,770.02	1.78CK,LP,MC,WT,IN,JJ
11	Sapandan	9.75	326.15	33,451.23	472.14	48,424.62	3.77	513.07	52,622.26	1.68BR,SD,WL,NL
12	Chidlom	23.50	1,080.26	45,968.51	1,515.50	64,489.36	3.44	1,621.24	68,989.02	1.36CL,CP,KT,LA,MS,PM,SL,SY,SU,VB,YT,UK,VN,SU,SW
13	Soonvijai	59.75	1,098.16	18,379.25	1,786.67	29,902.43	4.99	2,058.40	34,450.13	2.87BA,HN,NN,PI,PK,PA,SS,SV,EM,HA,SA,DD,CK,PL,RP
14	Taksin	44.25	413.86	9,352.77	530.69	11,992.99	2.52	542.78	12,266.31	0.45BM,KN,MN,TS,TE,WR
15	Thanontok	27.50	449.64	16,350.55	767.39	27,905.09	5.49	905.48	32,926.58	3.36BL,PG,WW,TT,NS,YK,TC
16	Bangkrachao	18.25	11.55	632.88	28.29	1,550.14	9.97	39.99	2,191.23	7.17BC
17	Jangron	20.75	164.89	7,946.51	291.99	14,088.92	5.88	350.84	16,908.14	3.74KU,RN,JR
18	Suanson	43.00	396.97	9,231.86	619.42	14,405.12	4.55	698.86	16,252.60	2.44WA,PJ,SR,SK,SO,TK,WU
19	Bangplakod	182.00	391.58	1,821.87	473.30	2,600.55	3.62	510.74	2,806.23	1.53BK,NS,PD,TR,TT
20	Donmuang	58.75	249.37	4,244.60	446.55	7,600.85	6.00	539.72	9,185.64	3.86KA,DM,KM,WI,KL
21	Ladprao	131.50	218.64	1,662.66	581.36	4,420.99	10.27	856.24	6,511.35	8.05LK,RT,SP,KG
22	Klonglan	57.50	262.61	4,567.13	427.70	7,438.26	5.00	492.98	8,573.60	2.88KJ,RH,SG,TA
23	Sriean	87.25	379.02	4,350.95	587.16	6,729.63	4.46	659.56	7,559.37	2.35BG,TP,RI,SE,JK
24	Bangpiang	118.25	481.36	4,070.70	642.07	5,429.71	2.92	669.78	5,664.08	0.65BI,BU,PN,PR,KO,TN
25	Minburi	435.00	141.91	326.23	331.27	761.54	8.85	457.14	1,050.90	6.65WB,ER,WY
26	Romklao	152.50	251.29	1,647.80	550.41	3,609.25	8.16	735.74	4,824.51	5.98KK,KI,BH,PN
27	Chalongkrung	40.00	107.56	2,689.00	187.21	4,680.25	5.70	223.07	5,576.85	3.57CC,LB
28	South Bangplee	172.50	350.30	2,030.72	512.91	2,973.39	3.89	560.58	3,249.71	1.79BN,BP,BS,WC,OB
29	Tubvao	393.00	218.61	556.26	380.20	967.43	5.69	452.86	1,152.33	3.56DJ,NG,AB,TY
30										
	Total	3,258.00	9,916.56	3,043.76	16,261.73	4,991.82	5.07	19,029.67	5,840.91	3.19

Fig 6.2-3 Block Area

- ① Sainoi
- ② Taweewattana
- ③ Bangkae
- ④ Klongsanamchai
- ⑤ Pakkred
- ⑥ Nonthaburi
- ⑦ North Bangkok
- ⑧ Rungpracha
- ⑨ Pradipat
- ⑩ Chankasem
- ⑪ Sapandam
- ⑫ Chidlom
- ⑬ Soonvijai
- ⑭ Taksin
- ⑮ Thanontok
- ⑯ Bangkrachao
- ⑰ Jangron
- ⑱ Suansom
- ⑲ Bangplakod
- ⑳ Donmuang
- ㉑ Lardprao
- ㉒ Klongjan
- ㉓ Srieiam
- ㉔ Bangping
- ㉕ Minburi
- ㉖ Romklao
- ㉗ Chalongkrung
- ㉘ South Bangplee
- ㉙ Tubyao



INSTITUTION AREA.
WAR. 1001

