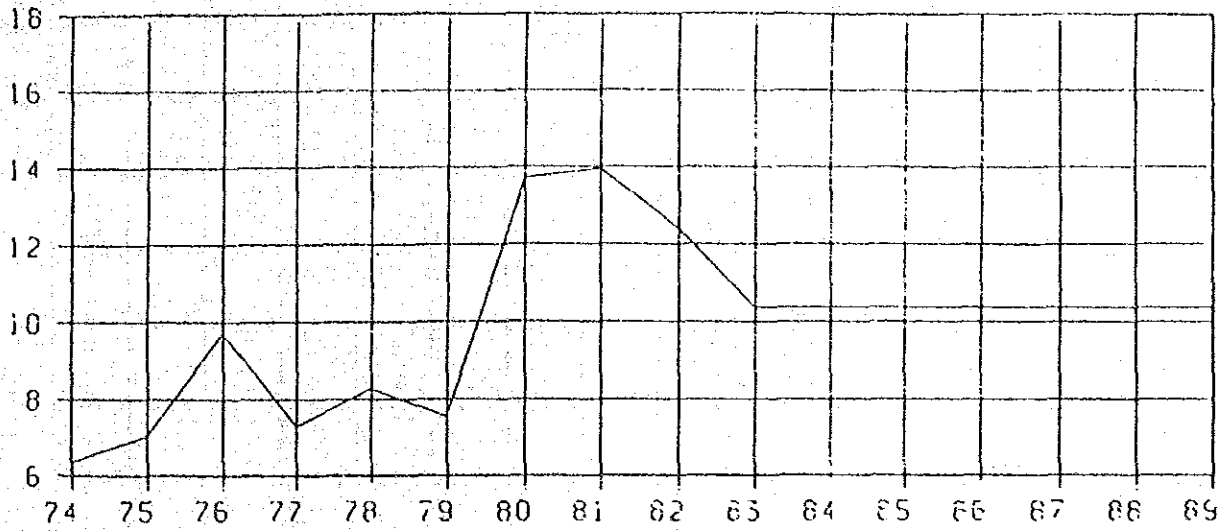
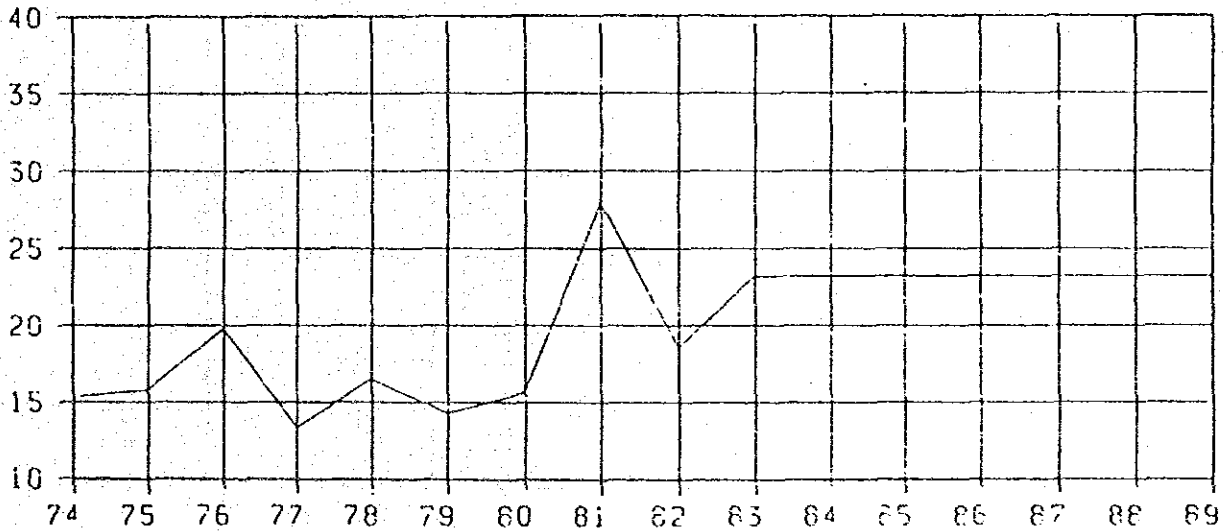


FIGURE 2.1-5(7) ENERGY SALES RATIO

ENERGY SALES RATIO V.S. RESIDENTIAL (%)
 COMMERCIAL 7 MEDIUM



PUBLIC



INDUSTRY

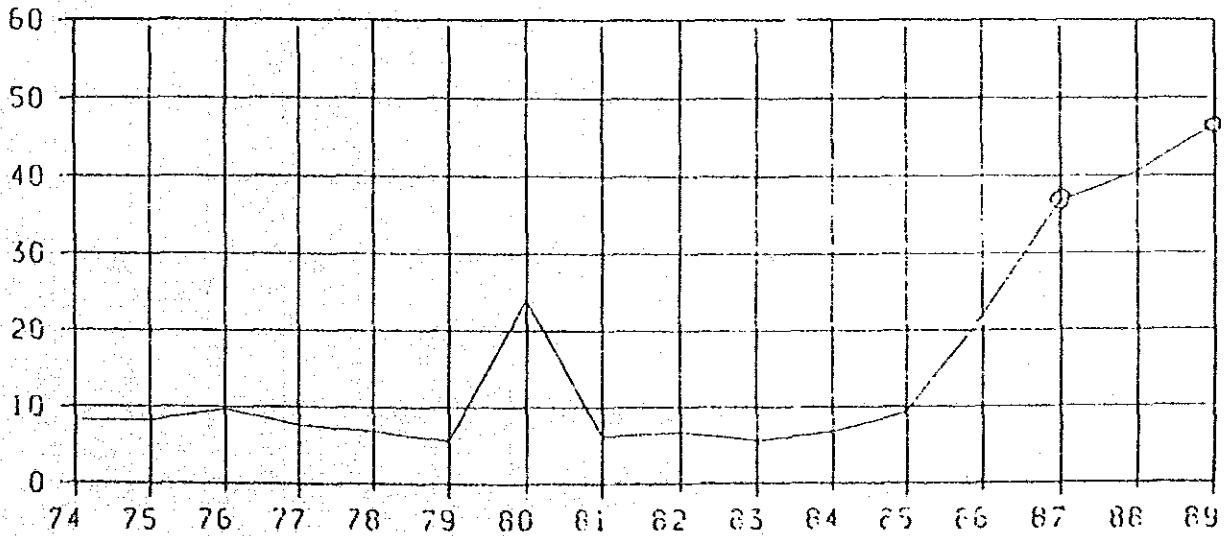


FIGURE 2.1-5(8) ENERGY SALES RATIO

ENERGY SALES RATIO V.S. RESIDENTIAL (%)
 COMMERCIAL 8 JEMBER

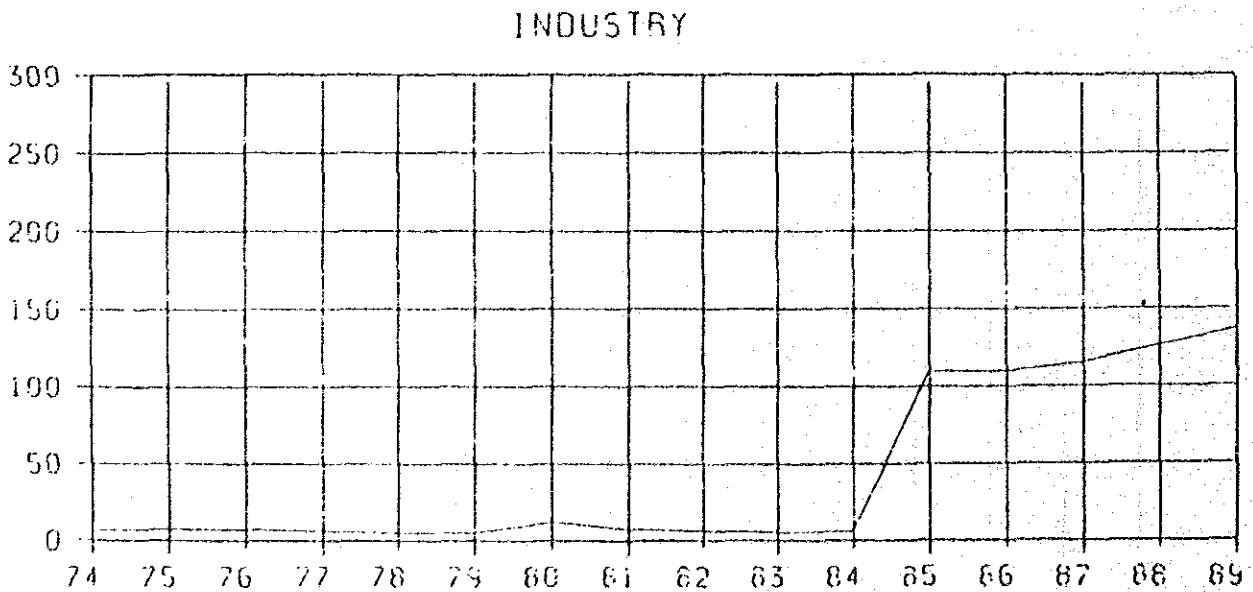
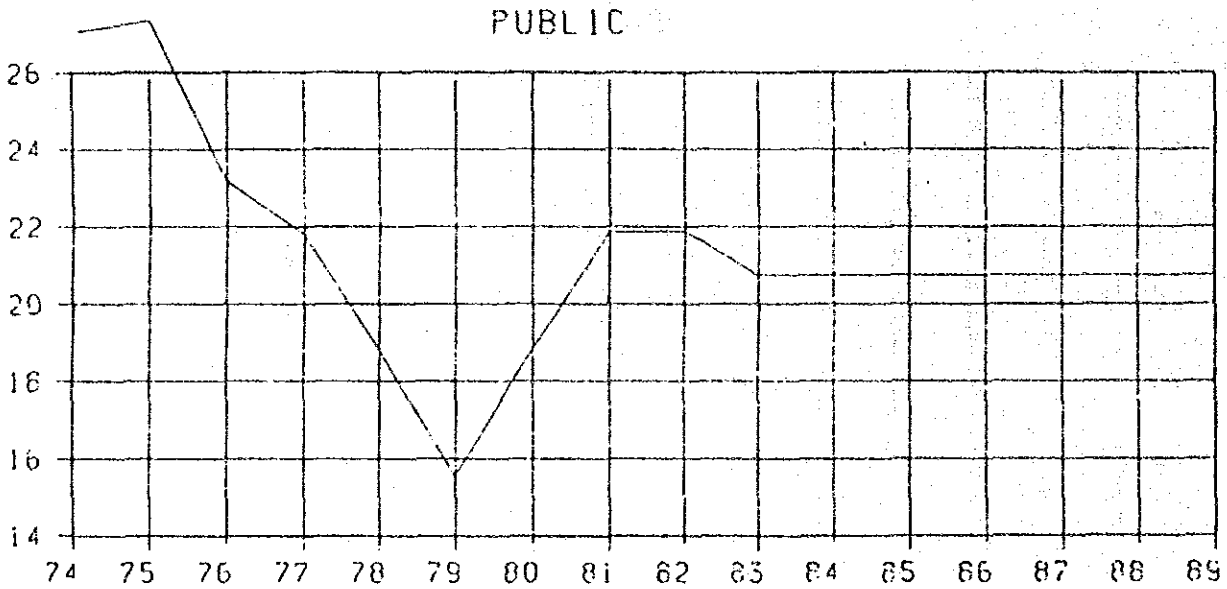
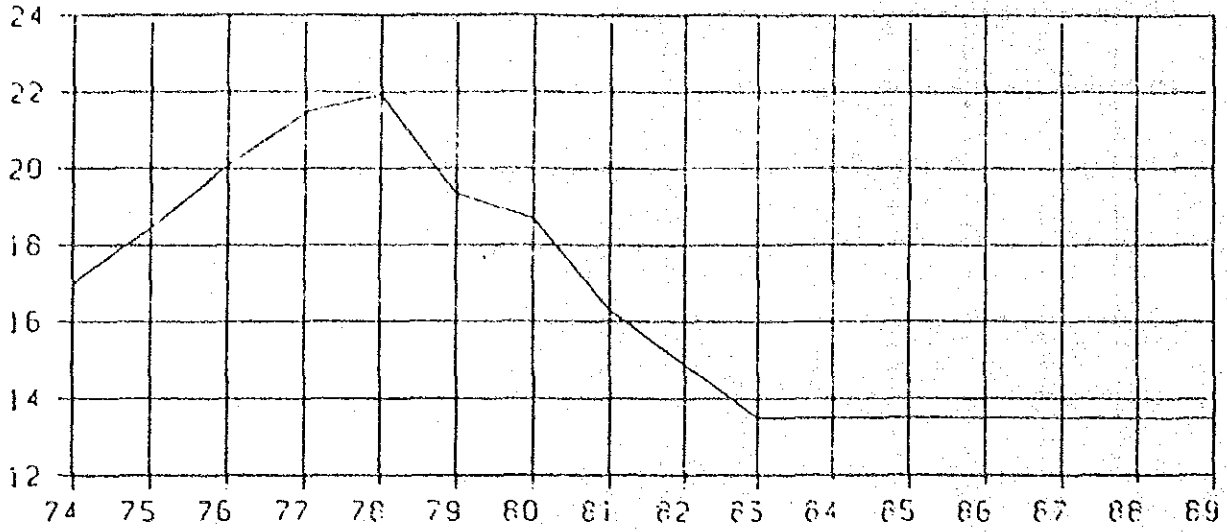
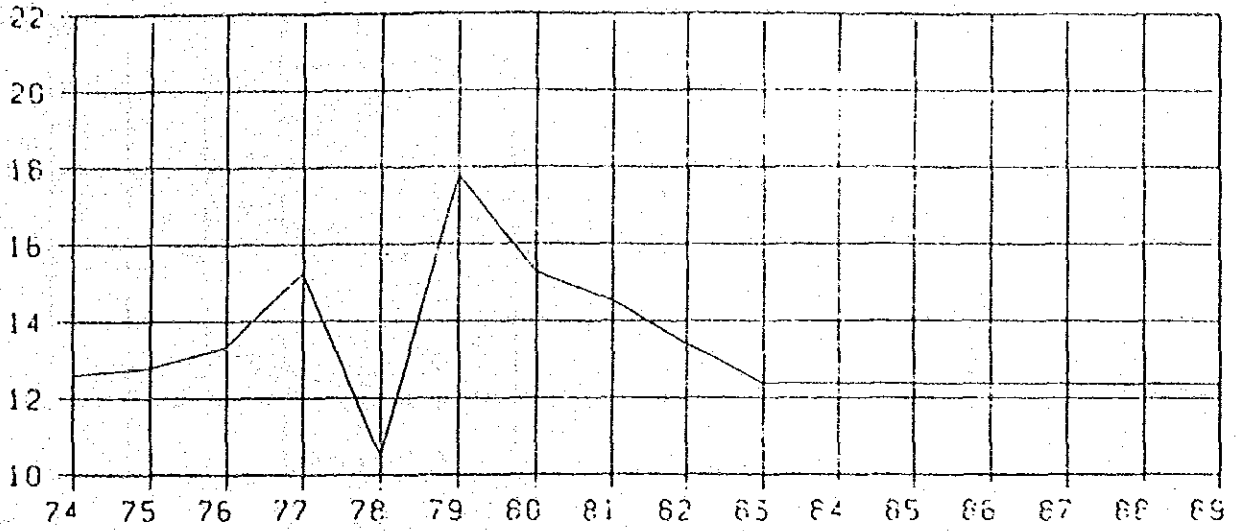
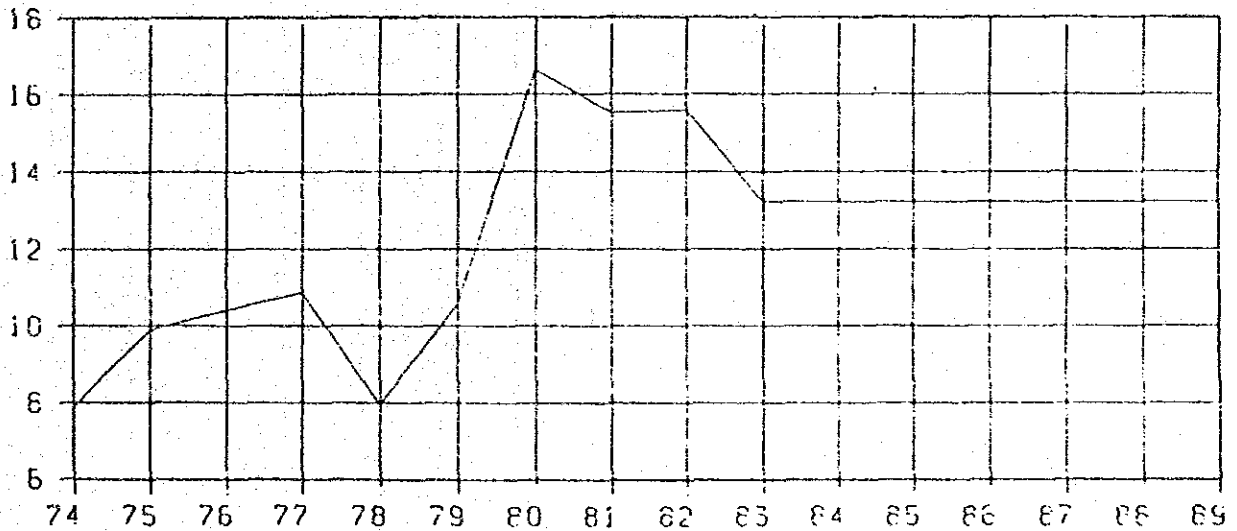


FIGURE 2.1-5(9) ENERGY SALES RATIO.

ENERGY SALES RATIO V.S. RESIDENTIAL (%)
 COMMERCIAL 9 BANYUWANGI



PUBLIC



INDUSTRY

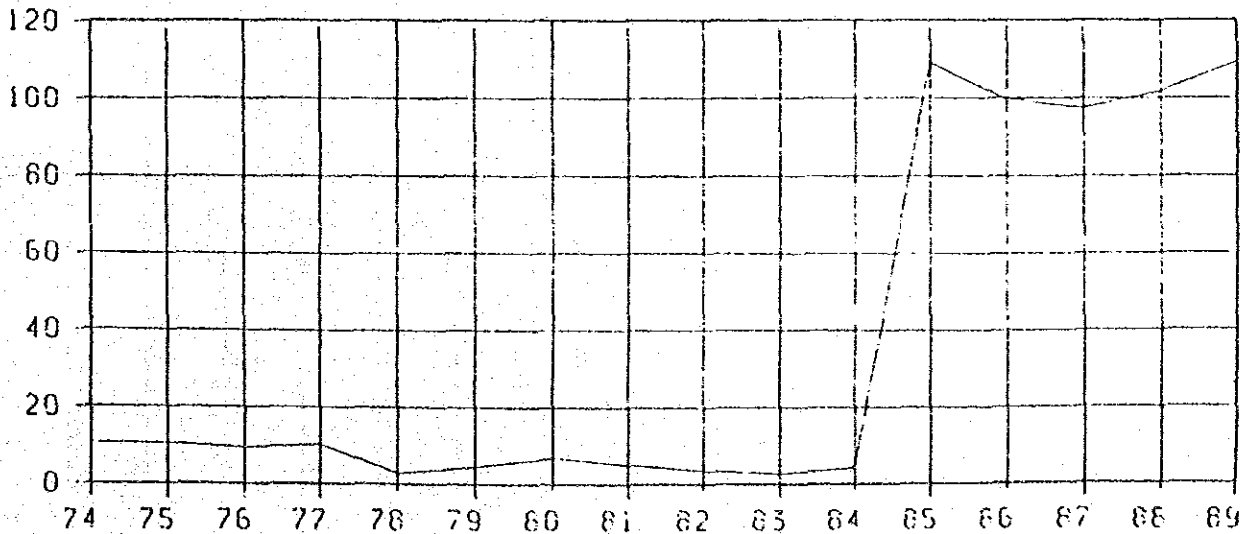
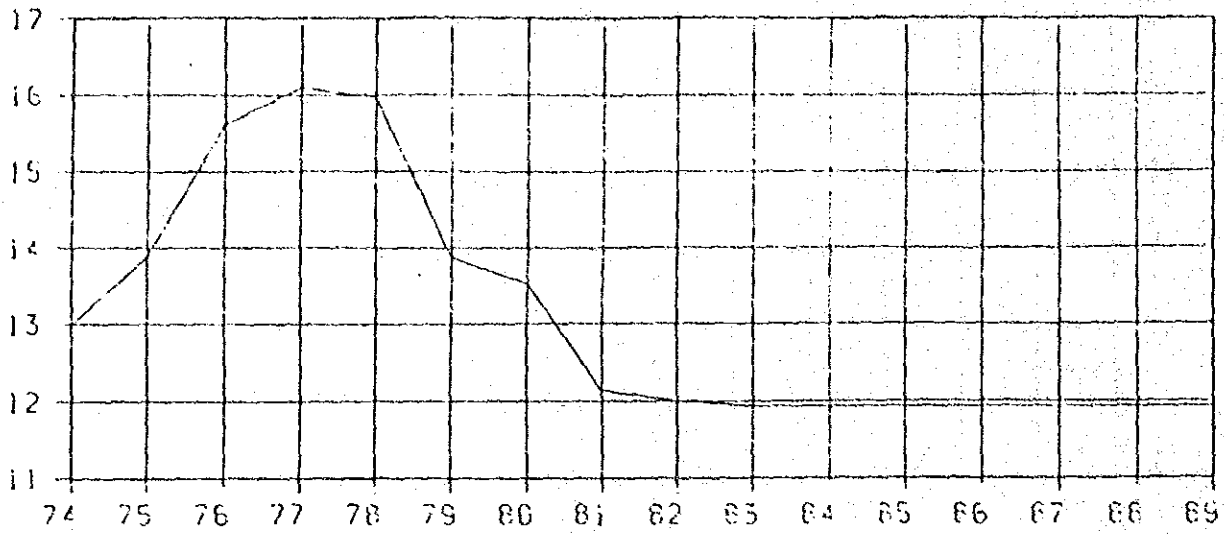


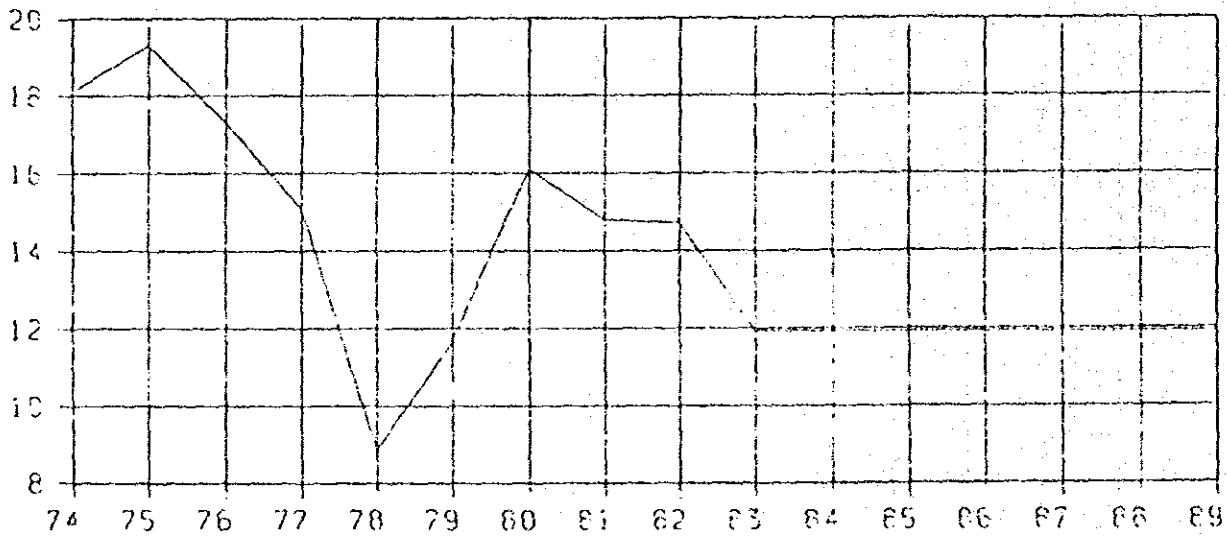
FIGURE 2.1-5(10) ENERGY SALES RATIO

ENERGY SALES RATIO V.S. RESIDENTIAL (%)

COMMERCIAL ID SITUBONDO



PUBLIC



INDUSTRY

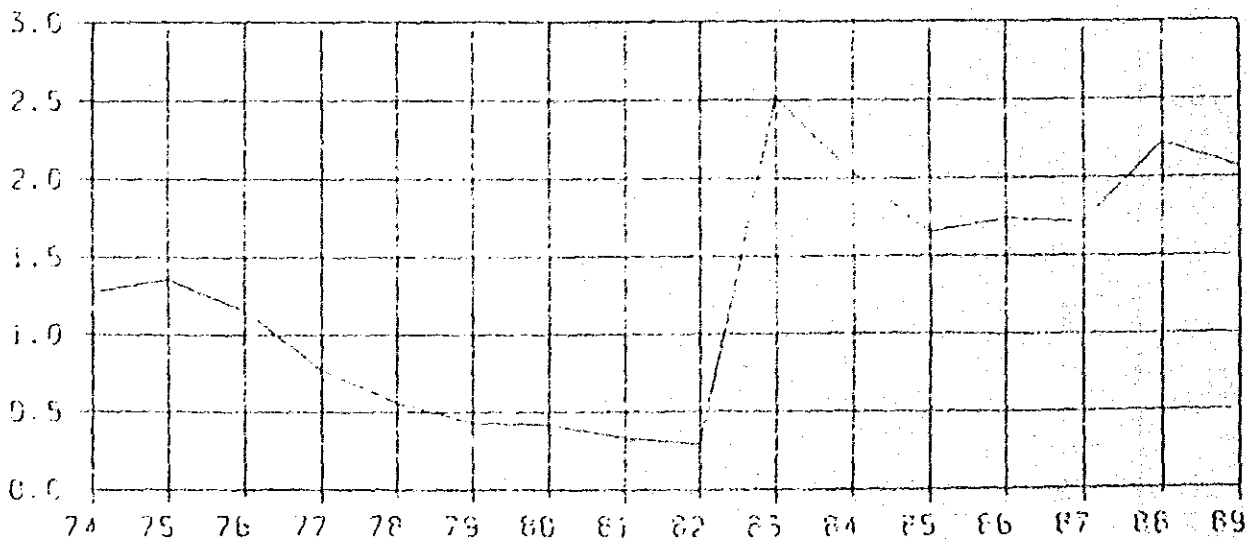
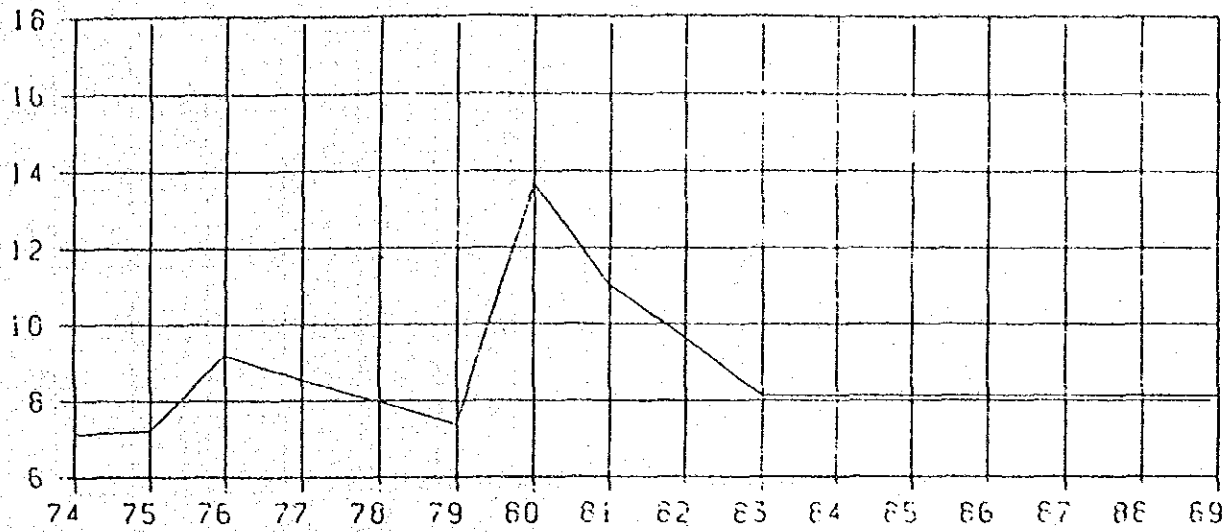
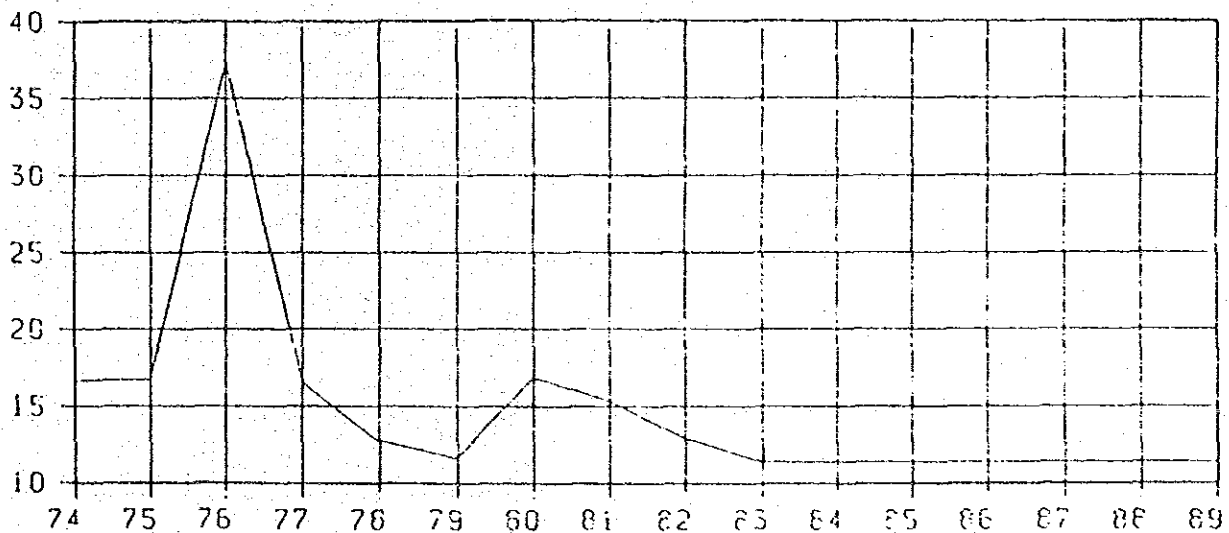


FIGURE 2.1-5(11) ENERGY SALES RATIO

ENERGY SALES RATIO V.S. RESIDENTIAL (%)
 COMMERCIAL 11 PAMEKASAN



PUBLIC



INDUSTRY

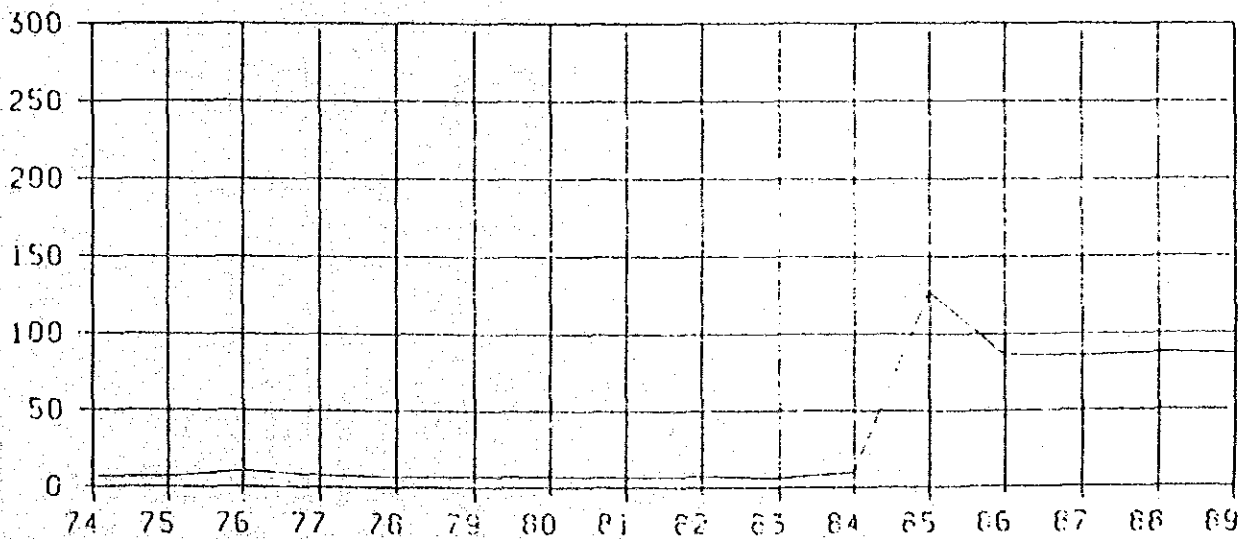
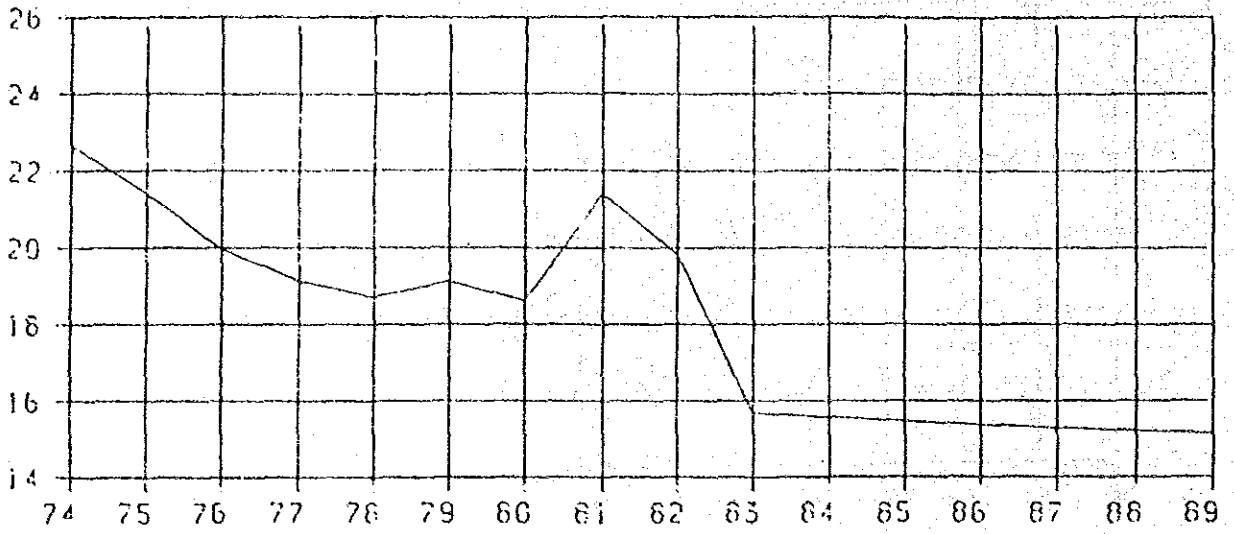
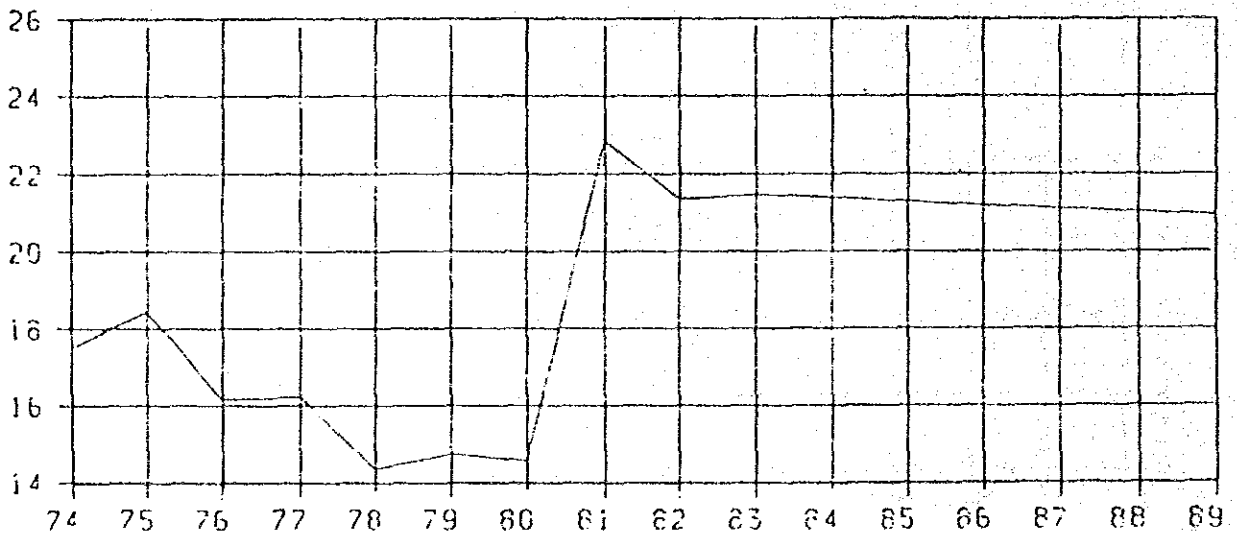


FIGURE 2.1-5(12) ENERGY SALES RATIO

ENERGY SALES RATIO V.S. RESIDENTIAL (%)
 COMMERCIAL 12 EAST JAVA



PUBLIC



INDUSTRY

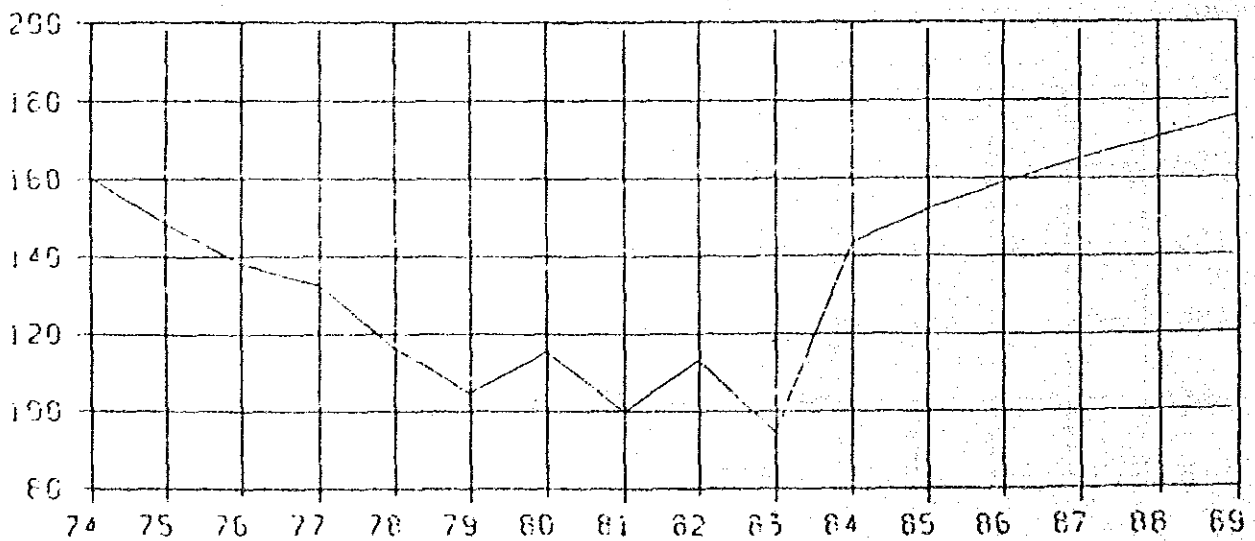
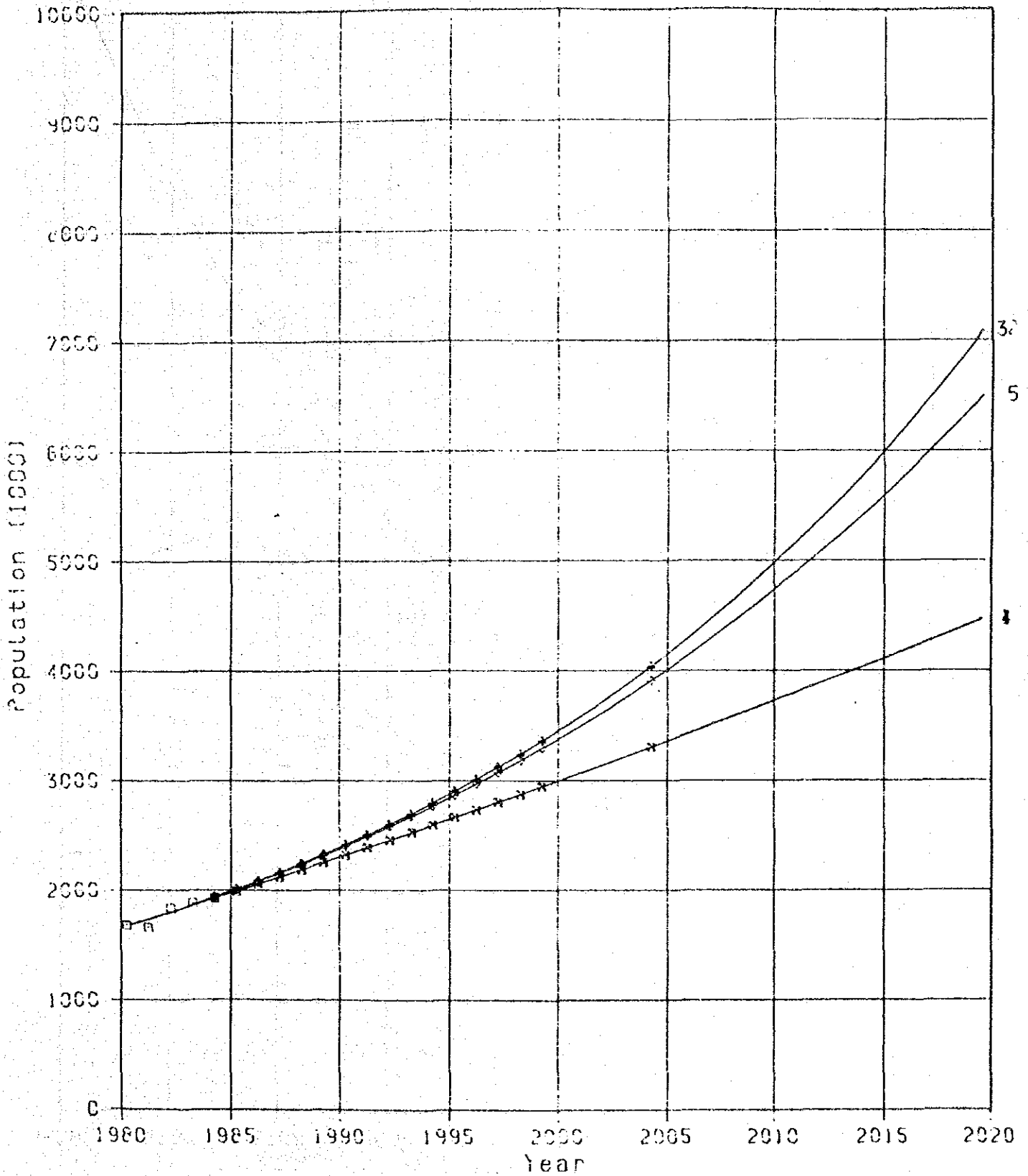


FIGURE 2.1-6 (1) CALCULATED POPULATION IN SURABAYA UTARA

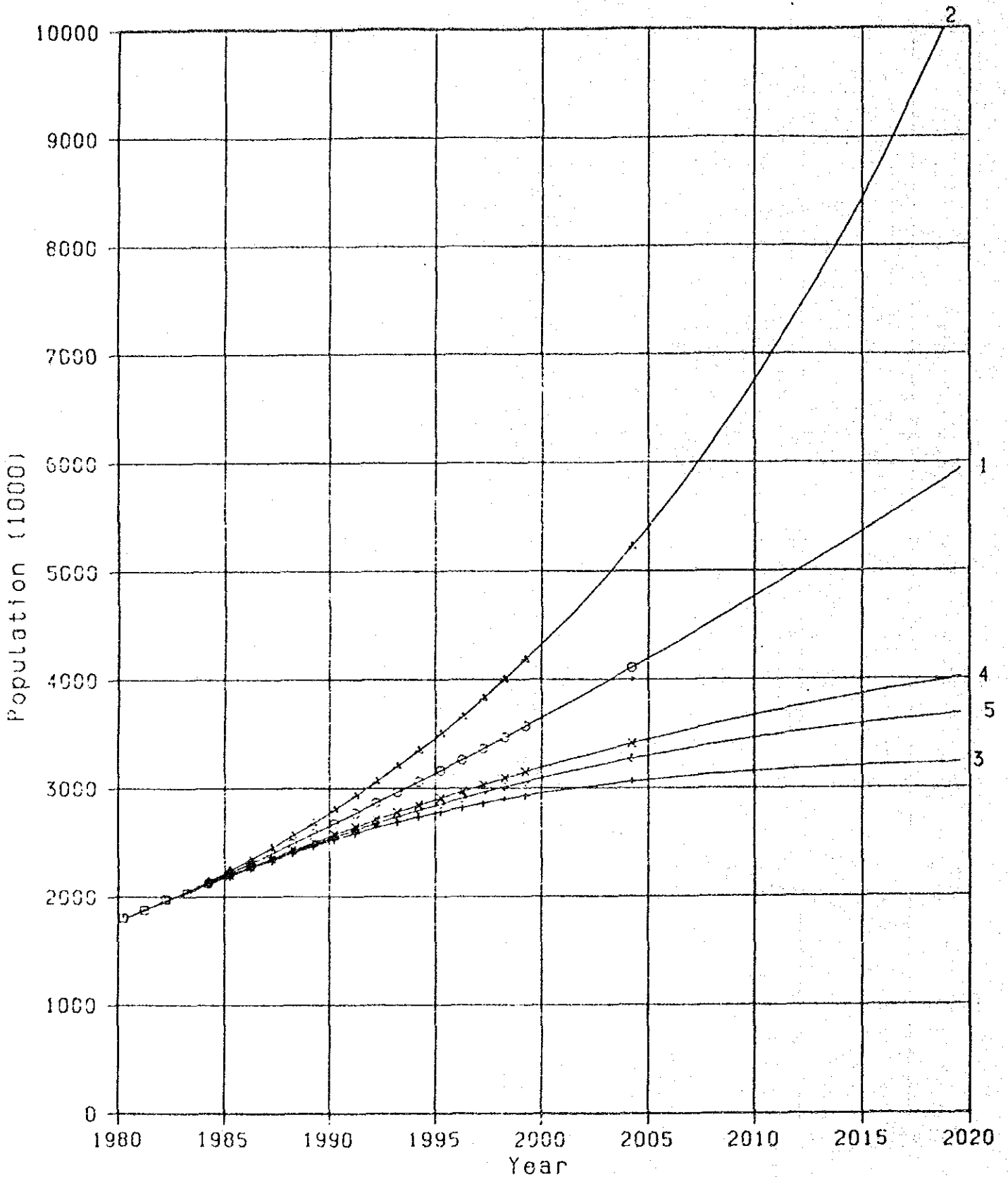
Surabaya Utara



NO.	R	1984	2000	T=Year-1945
1. ○	0.9466	1927.1	3302.7	$Y=15.85*(T**(1.308))$
2. ▲	0.9501	1936.6	4038.1	$Y=457.8*(1.037**T)$
3. +	0.9501	1936.5	4036.1	$Y=1.783E6/(1+EXP(8.268-0.0368*T))$
4. X	0.9466	1927.1	3301.9	$Y=1.962E6*(T**(1.309))/(T**(1.309)+1.242E5)$
5. ◇	0.9496	1935.4	3907.3	$Y=9.864E7/EXP(12.36*(0.997)**T)$

FIGURE 2.1-6 (2) CALCULATED POPULATION IN SURABAYA SELATAN

Surabaya Selatan



NO.	R	1984	2004	T=Year-1945
1. ○	0.9958	2131.6	4109.6	$Y=6.134*(T**(1.594))$
2. ▲	0.9953	2142.9	5227.0	$Y=372.4*(1.046**T)$
3. +	0.9961	2118.8	3061.0	$Y=3280./(1+EXP(3.393-0.102*T))$
4. ×	0.9960	2121.7	3413.0	$Y=5231.*(T**(2.458))/(T**(2.458)+1.211E4)$
5. ◇	0.9961	2119.6	3273.0	$Y=4009./EXP(6.029*(0.944)**T)$

FIGURE 2.1-7 SYSTEM FLOW

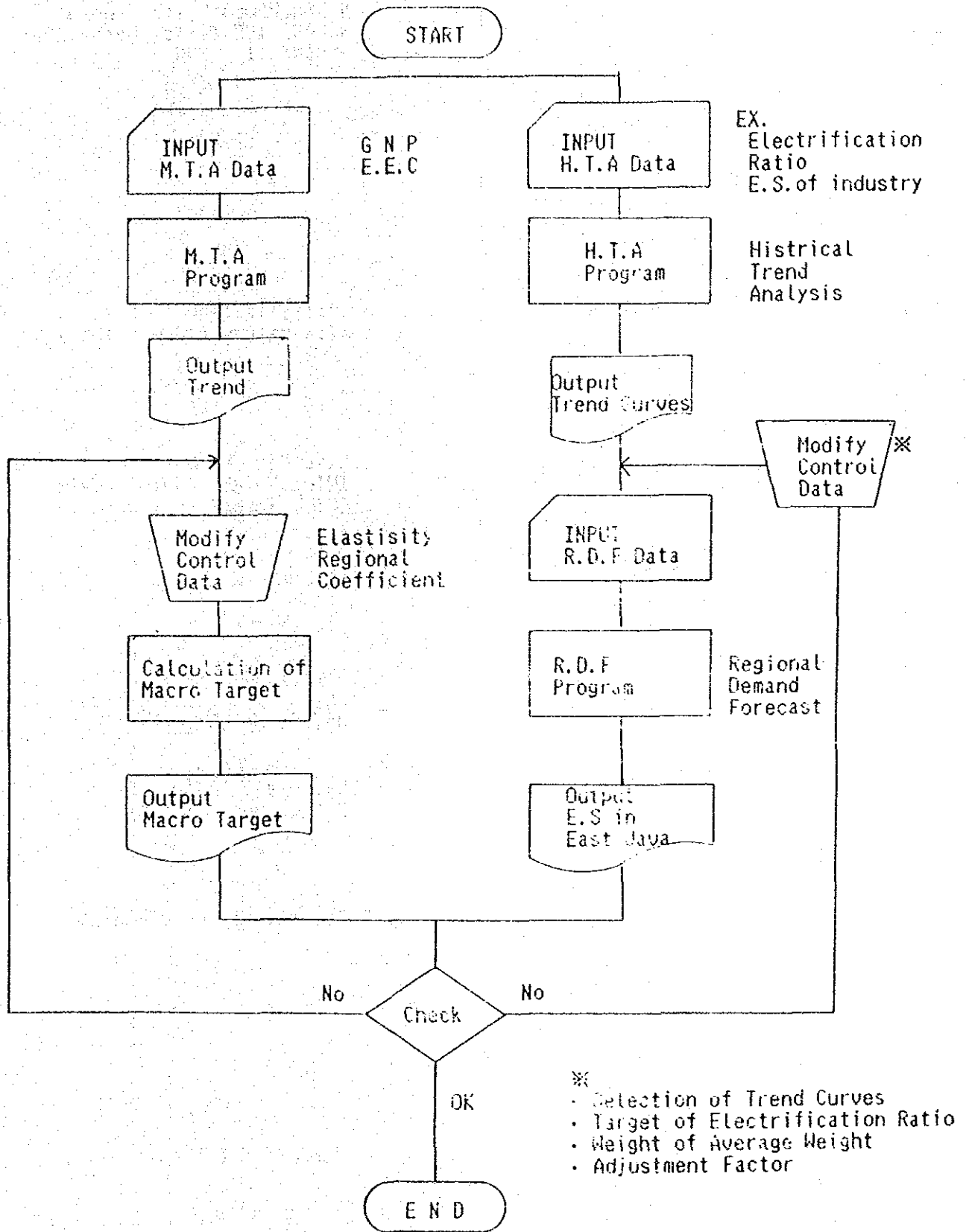
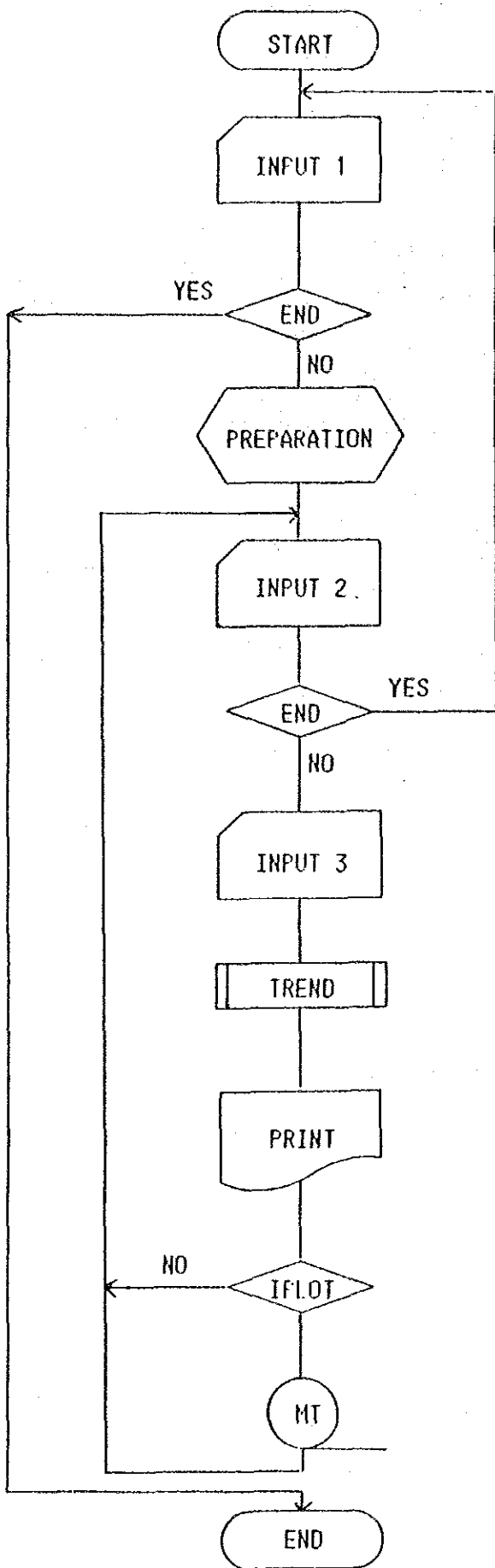


FIGURE 2.1-8 HISTORICAL TREND ANALYSIS FLOW-CHART



N, NN: Nos of input, forecast
 NSNEN, NSMDN: Primary point
 NSFACT, ICNT1 etc Control Data
 NEN, NX (I=1, NNN)

Initialization
 XI: X values (from primary P)

Case Name, KX, Max, Min of Axes
 IWT : Weight control data
 ISY : Target control data

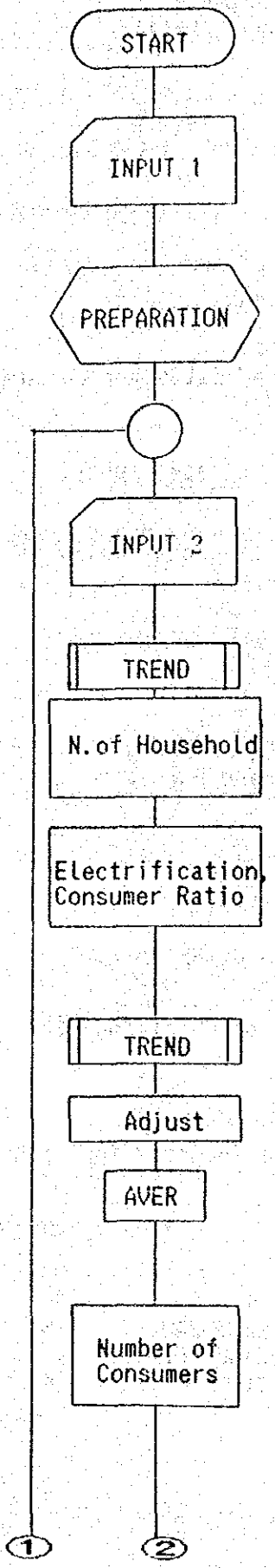
ISYY, ISMM : Target Data
 DATA I=1, N : Historical data
 WAIT : Weight data

Calculate trend curve
 Select most fittable

Results of trend analysis

Output Plot tape

FIGURE 2,1-9 REGIONAL DEMAND FORECAST FLOW-CHART



N, NN: Number of Input Forecast Group
 NGP :

Control data
 IY, IM(Data) i=1 N, N1~NNN
 W : Weight for Average
 Name of Term, ect

TES, TNC, TCC=0 I=1~NNN
 TPP, THH =0

K =1 NTCL (Cabang Loop)

Cabang Name,
 APHH: Number of Persons per H.H.
 R, TARGET
 APP, AHH, ES, NC, CC I=1~N
 Calculation of population (I=N1~NNN)

$AHH = APP / APHH \quad I=N1 \sim NNN$

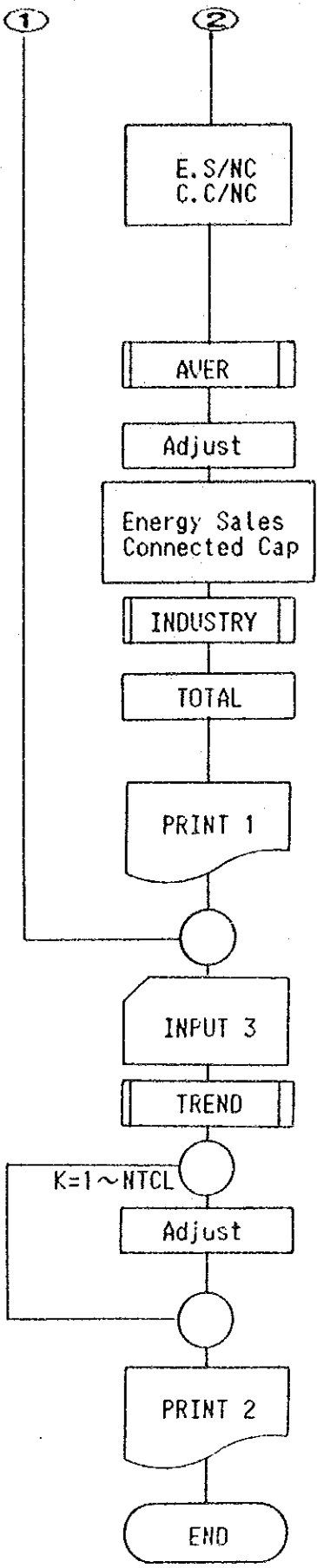
$ER = NC / AHH \times 100$
 $CR = NC / NC \times 100 \quad I=1 \sim N$

Calculation of Electrification Ratio (I=1~NNN)

Adjust electrification ratio if necessary

Weigh Average
 $CR = \sum W_j \cdot CR / \sum W \quad (I=N1 \sim NNN)$

$NC = ER \times 0.01 \times AHH$
 $NC = CR \times 0.01 \times NC \quad I=N1 \sim NNN$



E. S. = Energy Sales
C. C. = Connected Capacity

$$EN = E. S. / NC \quad I = 1 \sim N$$

$$CN = C. C. / NC$$

Weight Average
EN, C, N $I = 1 \sim N$

Adjust energy sales per consumer
if necessary

$$ES = EN * NC \quad I = N1 \sim NNN$$

$$CC = CN * NC$$

Calculation of energy sales of
Industry

$$TES = TES + ES$$

$$TNC = TNC + NC$$

$$TCC = TCC + CC$$

Summary of Each Cabang
Regional Demand Forecast

ES of Industry
in EAST JAVA

Calculation of ES of Industry

Adjust ES of Industry for each
Cabang

Summary of EAST JAVA
Regional Demand Forecast
Table of Ratio

2.2 地域別負荷予測

付録A.時系列販売データに基づく地域別負荷予測手法で説明される手法によって、前節で得られた用途別 Cabang 別需要想定値が地域別にピーク時電力に変換され、配電用変電所別の時系列として出力される。(Table 2.2-1(1)~(14) 参照)

この方法の大要は Fig 2.2-1 に示され、下記2項目を除いて大部分が機械計算化されているので、老大な計算量が必要とされるにもかかわらず、得られた結果は十分な客観性と再現性を有することを特長とする。

また、予測は月別の billing 統計に立脚しているため、時系列傾向分析 (Time Series Trend Analysis) のような多量の計算がルーチン的に需要家の所在 (集金区 (Zone)) に関連して迅速に実施でき、その結果地域別負荷の成長傾向の変化を遅滞なく把握し、負荷予想に反映させることが可能となる。

しかしながら、データ蓄積期間が十分に長くない場合 (今回は僅かに15ヵ月分が利用できたに過ぎない) には、trend 分析のみによる想定値の信頼性は不十分であるため、別途に得られた目標値による合計値調整を行うことが望ましい。今回は前節で得られた需要想定値が target data として利用された。

なお上述の2項目は次のとおりであって、これらについては機械計算に先立って綿密な検討が必要である。

(i) 用途別標準週日負荷曲線

各用途部類の週日24時間についての負荷曲線が推定によって作成された。その値は各時刻負荷 (MW) の契約容量 (MVA) または週日の平均電力 (MW) に対する比率である。

このような曲線の用意は、ピーク時はもちろんのこと週日の全時刻についての需要換算係数の高精度の推定を可能とする。

(ii) 各配電用変電所供給区域

標記供給区域は、1) 変電所と既設・計画の配電線の概要を示す地図に各集金区の概略区域を記入したもの (Fig 2.2-2, Table 2.2-2)、2) 各配電用変電所の最近の負荷状態のデータの両者を用いて想定される。

2.2.1 主要な入力データ

(1) 週日係数

週または月の平均電力に対する週日の平均電力の比率を系統の総需要記録を参照し用途別に次のように想定した。

用 途	週日係数
住 居 用	1.000
商業/公共用	1.035
工 業 用	1.050
合 計	1.030

(2) 需要換算係数

1983年9月の契約kVAおよび週日平均電力(kW)に対する週日各時刻の電力(kW)の比率をBilling統計と総需要負荷曲線とを用いて試行錯誤的に決定した。これは用途別の標準負荷曲線に相当するものである。これから14時と19時に該当するものを次表のとおり抽出して使用した。

	<u>for Contract kVA</u>		<u>for Weekday Average Demand</u>	
	<u>14 hours</u>	<u>19 hours</u>	<u>14 hours</u>	<u>19 hours</u>
Residential	(0.1819) 0.1200	(0.4010) 0.3800	(0.7153) 0.4720	(1.5768) 1.4940
Commercial/Public	(0.2806) 0.2000	(0.2639) 0.2800	(1.3915) 1.0410	(1.3096) 1.4580
Light Industry (I1 + I2)	0.2100	0.1300	1.5650	0.9690
Heavy Industry (I3)	0.3250	0.2850	1.3340	1.1700
Heavy Industry (I4)	0.6000	0.6000	1.0000	1.0000

上表において括弧内の数字は将来の負荷曲線の変化を考慮したものであって、今回はこれを2004年12月の値と考え、途中の各時点は等差的に内挿した。

(3) Cabang 別配電損失率傾向曲線

Cabang 別配電損失率は修正指数曲線に従って、一定値（各Cabangとも10%とした）に収斂するものとし、PLN資料による年度別実績と推定値とを用いて次の回帰式

を得、各 Cabang に適用した。

$$(\text{損失率}) = K + S * (\exp A) * (\exp B) ** t \quad (\%)$$

ここで、 $K = 10.0$ ， $S = -1$ …………… Cabang Banyuwangi

$S = +1$ …………… その他各 Cabang

t : 1900年12月を0.0とした西暦年数

Cabang	A	B	Cabang	A	B
Surabaya Utara	27.04162	-0.3040436	Mojokerto	27.57348	-0.3064051
Surabaya Selatan	31.00065	-0.3443655	Madiun	29.14473	-0.3285625
Bojonegoro	49.48337	-0.5582369	Jember	27.47745	-0.3091248
Malang	32.17167	-0.3579769	Banyuwangi	61.03855	-0.7307686
Pasuruan	34.25163	-0.3815969	Situbondo	24.25191	-0.2680974
Kediri	28.06051	-0.3116261	Pamekasan	59.77571	-0.7241021

(4) 変電所別供給区域

各 zone の10分の1を単位として、初年度および変更の都度、供給区域を入力データとして指定する。これは Fig 2.2-1(2)に示すように、所別の出力結果によって試行錯誤的に修正入力するものである。

今回の最終的入力データは Table A-8に示される。

2.2.2 負荷予想

(1) 配電用変電所のピーク負荷

上述の供給区域に伴ない各所別予想負荷が機械計算によって出力される。

(Table 2.2-1(1)~(14))

(2) HV供給の大口負荷

Appendix A.4(3)に述べるように、各所別に70KV,150KV供給のHV供給大口需要のピーク時負荷が予測された。(Table A-15)

Table 2.2-3(1)~(5)は配電用変電所別の週日19時の予想負荷をまとめたものである。

(3) バリ島の負荷予想

Denpasar 系統のピーク負荷の実績および近年度の推定値は次のとおりである。

時 点	1983/3	1984/3	1985/3	1986/3	1987/3
peak 負荷	26.2	39.1	44.9	51.4	63.6 MW

これらに対し、成長曲線回帰を行った結果、次表の推定値を得た。これが全島の90%に相当するものとして全島負荷を求め、87/3以後、86/3に対する増分が本島からの供給量と考えた。

なお、IIIないしVI期には地熱発電の開発も考えられるが、この場合その電力をもってディーゼルあるいはガスタービン発電所を停止するものと考えた。

時 点	peak 負荷	全 Bali 島	86/3に対する増分
1983/3	27.8 MW	30.9 MW	-
84/3	36.2	40.2	-
85/3	45.0	50.0	-
86/3	53.9	59.9	-
87/3	62.4	69.3	9.4 MW
88/3	70.5	78.3	18.4
89/3	77.9	86.6	26.7
90/3	84.6	94.0	34.1
91/3	90.5	100.6	40.7
92/3	95.7	106.3	46.4
93/3	100.2	111.3	51.4
94/3	104.1	115.7	55.8
99/3	116.1	129.0	69.1
2004/3	120.9	134.0	74.1

Table 2.2-1(1)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

1 SURABAYA UTARA

	UJUNG		KREMBANGAN-NEW PERAK		SAWAHAN		TANDES		SEGOROMADU	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	3.53	6.66	7.11	13.61	14.83	22.45	10.14	14.32	5.18	7.19
1984/ 4	3.54	6.71	7.21	13.86	14.89	22.51	10.05	13.90	5.20	7.27
1984/ 5	3.56	6.74	7.25	13.95	14.89	22.50	10.04	13.92	5.17	7.23
1984/ 6	3.59	6.81	7.28	14.02	15.22	22.92	10.17	14.07	5.30	7.64
1985/ 3 **	3.92	7.31	8.01	15.18	16.81	24.86	11.25	15.30	6.07	8.89
1986/ 3	4.42	7.98	9.13	16.90	19.16	27.59	12.89	17.07	7.33	10.95
1987/ 3	4.96	8.70	10.40	18.81	21.73	30.43	14.73	18.96	8.89	13.57
1988/ 3	5.59	9.50	11.83	20.90	24.51	33.28	16.78	20.90	10.84	16.87
1989/ 3	6.29	10.39	13.43	23.17	27.53	36.25	19.03	22.86	13.20	20.84
1990/ 3	7.08	11.37	15.24	25.72	30.84	39.41	21.59	25.07	15.85	25.09
1991/ 3	7.96	12.45	17.28	28.58	34.45	42.79	24.50	27.54	18.81	29.61
1992/ 3	8.95	13.63	19.59	31.77	38.38	46.38	27.78	30.32	22.09	34.36 *
1993/ 3	10.04	14.93	22.19	35.35	42.62	50.17	31.49	33.43	15.43	23.59 *
1994/ 3	11.25	16.35	25.10	39.34	47.20	54.17	35.66	36.90	17.81	26.69
1995/ 3	12.59	17.89	28.37	43.78	52.13	58.38	40.34	40.78	20.42	29.87
1996/ 3	14.07	19.58	32.01	48.72	57.40	62.79	45.58	45.10	23.25	33.13
1997/ 3	15.69	21.40	36.36	54.26 *	63.02	67.42	51.40	49.89	26.31	36.45
1998/ 3	17.46	23.39	40.56	58.99	69.00	72.25	57.86	55.18	29.61	39.74
1999/ 3	19.36	25.53	44.97	63.00	75.34	77.29	64.98	61.01	33.12	43.04
2004/ 3	31.36	38.83	50.26	75.00	111.78	105.10	110.29	97.99	54.07	59.93

	SIMOKERTO		BENOWO		SURABAYA UTARA	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	40.78	64.24
1984/ 4	0.0	0.0	0.0	0.0	40.89	64.26
1984/ 5	0.0	0.0	0.0	0.0	40.91	64.35
1984/ 6	0.0	0.0	0.0	0.0	41.55	65.46
1985/ 3 **	0.0	0.0	0.0	0.0	46.07	71.54
1986/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	52.92	80.50
1987/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	60.73	90.46
1988/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	69.55	101.45
1989/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	79.48	113.51
1990/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	90.60	126.66
1991/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	103.00	140.97
1992/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	116.79	156.46
1993/ 3	0.0	0.0	10.28	15.73 *	132.05	173.20 *
1994/ 3	0.0	0.0	11.87	17.79	148.91	191.23
1995/ 3	0.0	0.0	13.61	19.91	167.46	210.61
1996/ 3	0.0	0.0	15.50	22.08	187.81	231.40
1997/ 3	17.71	27.96 *	17.54	24.29	210.05	253.64 *
1998/ 3	20.02	31.31	19.74	26.50	234.25	277.36
1999/ 3	22.59	35.02	22.08	28.69	260.46	302.59
2004/ 3	38.81	57.54	36.04	39.96	420.38	449.62

Table 2.2-1(3)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

2 SURABAYA SELATAN

	KRIAN		NGIWO		SEHANBUNG		KALANG PILANG		KETINTANG	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1984/ 4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1984/ 5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1984/ 6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1985/ 3 **	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1986/ 3	8.10	10.18 *	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1987/ 3	9.40	11.66	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1988/ 3	11.07	13.75	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1989/ 3	12.98	16.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1990/ 3	15.16	18.56	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1991/ 3	17.64	21.30	0.0	0.0	33.36	32.79 *	10.53	11.20 *	0.0	0.0
1992/ 3	20.42	24.25	0.0	0.0	38.95	38.20	12.05	12.71	0.0	0.0
1993/ 3	23.50	27.39	0.0	0.0	45.21	44.28	13.82	14.38	0.0	0.0
1994/ 3	26.90	30.71	0.0	0.0	52.12	51.00	15.88	16.24	0.0	0.0
1995/ 3	30.60	34.16	0.0	0.0	59.61	58.34	18.31	18.34	0.0	0.0
1996/ 3	34.77	38.18	0.0	0.0	67.21	65.20	21.16	20.71	0.0	0.0
1997/ 3	39.29	42.41	0.0	0.0	75.06	72.20	24.70	23.85	0.0	0.0
1998/ 3	16.45	20.43 *	55.30	52.76 *	82.94	79.15	28.89	27.52	0.0	0.0
1999/ 3	19.03	22.92	60.57	57.44	60.57	57.44 *	33.77	31.76	60.57	57.44 *
2004/ 3	35.06	37.35	103.41	94.52	103.41	94.52	39.50	36.74	103.41	94.52

	TROSBO		SIDOSERMO		SURABAYA SELATAN	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	104.00	131.72
1984/ 4	0.0	0.0	0.0	0.0	104.11	131.97
1984/ 5	0.0	0.0	0.0	0.0	105.04	133.05
1984/ 6	0.0	0.0	0.0	0.0	105.00	133.34
1985/ 3 **	0.0	0.0	0.0	0.0	115.01	145.35 *
1986/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	131.53	164.55 *
1987/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	151.13	186.90 *
1988/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	174.04	212.52 *
1989/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	200.59	241.60
1990/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	231.11	274.36 *
1991/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	266.01	311.09 *
1992/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	305.73	352.10
1993/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	350.72	397.71
1994/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	401.48	448.27
1995/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	458.46	504.14
1996/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	522.14	565.65
1997/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	592.92	633.11
1998/ 3	16.34	15.06 #	0.0	0.0	671.15	706.74 *
1999/ 3	19.20	17.57	0.0	0.0	757.03	786.69 *
2004/ 3	34.56	30.84	32.02	34.89 *	1295.95	1275.33 *

Table 2.2-1(4)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

3 BOJONEGORO

	BOJONEGORO		BABAT		LAMONGAN		TUBAN		BOJONEGORO	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	1.19	2.79	0.81	2.00	0.48	1.28	0.0	0.0	2.47	6.07
1984/ 4	1.19	2.79	0.80	1.99	0.48	1.28	0.0	0.0	2.47	6.06
1984/ 5	1.18	2.77	0.81	2.01	1.51	2.28	0.0	0.0	3.50	7.06
1984/ 6	1.18	2.76	0.80	2.00	1.52	2.31	0.0	0.0	3.50	7.06
1985/ 3 **	1.23	2.73	0.82	1.96	0.58	1.49	0.0	0.0	2.64	6.19
1986/ 3	1.40	2.84	0.89	1.97	0.70	1.70	0.0	0.0	2.98	6.51
1987/ 3	1.69	3.09	1.01	2.03	0.87	1.98	0.0	0.0	3.57	7.11
1988/ 3	2.14	3.48	1.05	2.01 *	0.52	1.11 *	0.70	1.34 *	4.41	7.94 *
1989/ 3	2.72	4.00	1.29	2.26	0.60	1.21	0.86	1.50	5.47	8.97
1990/ 3	3.35	4.57	1.54	2.53	0.69	1.30	1.02	1.68	6.60	10.08
1991/ 3	3.93	5.17	1.76	2.77	0.77	1.38	1.18	1.85	7.64	11.17
1992/ 3	4.40	5.72	1.96	3.01	0.85	1.46	1.30	2.01	8.51	12.20
1993/ 3	4.76	6.17	2.13	3.23	0.94	1.60	1.42	2.15	9.25	13.15
1994/ 3	5.06	6.61	2.27	3.44	1.05	1.73	1.52	2.30	9.90	14.08
1995/ 3	5.33	7.05	2.41	3.65	1.15	1.87	1.61	2.43	10.50	15.00
1996/ 3	5.59	7.51	2.55	3.85	1.26	2.00	1.70	2.56	11.09	15.93
1997/ 3	5.87	8.00	2.68	4.04	1.37	2.14	1.78	2.69	11.69	16.87
1998/ 3	6.15	8.53	2.80	4.22	1.48	2.27	1.87	2.81	12.30	17.84
1999/ 3	6.47	9.11	2.93	4.39	1.59	2.40	1.95	2.92	12.94	18.82
2004/ 3	8.54	12.90	3.42	4.87	2.11	2.85	2.28	3.25	16.35	23.87

Table 2.2-1(5)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

4 MALANG

	KEBONAGUNG		POLEHAN		BLIMBING		SENGKALING		LAWANG	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	5.41	11.86	4.29	6.16	3.20	5.87	1.49	2.40	2.52	4.38
1984/ 4	5.42	11.87	4.29	6.18	3.23	5.93	1.51	2.45	2.56	4.45
1984/ 5	5.47	11.96	4.30	6.21	3.25	6.00	1.53	2.50	2.58	4.52
1984/ 6	5.52	12.05	4.31	6.29	3.29	6.13	1.54	2.53	2.61	4.58
1985/ 3 **	6.19	13.26	4.76	6.86	3.65	6.74	1.73	2.84	2.93	5.11
1986/ 3	7.15	14.92	5.45	7.76	3.80	6.82 *	2.46	4.24 *	3.43	5.96
1987/ 3	8.17	16.55	6.25	8.73	4.44	7.87	2.90	4.99	4.05	7.00
1988/ 3	9.21	18.03	7.16	9.77	5.19	9.12	3.44	5.90	4.79	8.26
1989/ 3	10.17	19.08	8.22	10.98	6.08	10.60	4.08	7.00	5.68	9.76
1990/ 3	11.25	20.46	9.45	12.38	7.13	12.33	4.74	7.97	6.66	11.30
1991/ 3	12.52	22.07	10.83	13.86	8.35	14.35	5.50	9.10	7.71	12.86
1992/ 3	13.88	23.78	12.36	15.44	9.79	16.72	6.35	10.32	8.84	14.44
1993/ 3	15.33	25.58	14.09	17.19	11.36	19.15	7.27	11.57	10.09	16.16
1994/ 3	16.88	27.46	16.05	19.15	12.93	21.37	8.31	12.97	11.51	18.06
1995/ 3	18.51	29.43	18.24	21.30	14.63	23.69	9.45	14.44	13.06	20.08
1996/ 3	20.24	31.46	20.68	23.64	16.47	26.10	10.70	15.99	14.75	22.19
1997/ 3	22.04	33.57	23.38	26.20	18.46	28.61	12.06	17.63	16.59	24.40
1998/ 3	23.92	35.75	26.36	28.97	20.59	31.20	13.55	19.34	18.57	26.71
1999/ 3	25.88	37.99	29.62	31.97	22.86	33.87	15.15	21.14	20.72	29.12
2004/ 3	36.74	50.26	50.24	50.40	36.21	48.08	24.97	31.20	33.66	42.45

	SUKOREJO		TUREN		SENGGURUH		KARANGKATES		PLTA SELOREJO	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.47	1.08	1.60	2.88	0.28	0.52	0.28	0.52	0.24	0.54
1984/ 4	0.49	1.09	1.62	2.93	0.28	0.52	0.28	0.52	0.25	0.55
1984/ 5	0.50	1.11	1.64	2.99	0.29	0.53	0.29	0.53	0.25	0.56
1984/ 6	0.50	1.13	1.66	3.03	0.29	0.54	0.29	0.54	0.25	0.57
1985/ 3 **	0.57	1.26	1.86	3.39	0.33	0.60	0.33	0.60	0.28	0.63
1986/ 3	0.67	1.48	2.19	3.97	0.38	0.69	0.38	0.69	0.33	0.74
1987/ 3	0.79	1.74	2.59	4.69	0.45	0.81	0.45	0.81	0.40	0.87
1988/ 3	0.94	2.06	3.07	5.57	0.53	0.95	0.53	0.95	0.47	1.03
1989/ 3	1.13	2.44	3.66	6.63	0.63	1.11	0.63	1.11	0.56	1.22
1990/ 3	1.34	2.86	4.28	7.61	0.74	1.31	0.74	1.31	0.67	1.43
1991/ 3	1.53	3.22	3.03	5.20 *	0.86	1.49	0.86	1.49	0.77	1.61
1992/ 3	1.74	3.58	3.48	5.84	0.99	1.67	0.99	1.67	0.87	1.79
1993/ 3	1.96	3.97	3.97	6.54	1.12	1.86	1.12	1.86	0.98	1.99
1994/ 3	2.21	4.40	4.54	7.32	1.27	2.08	1.27	2.08	1.10	2.20
1995/ 3	2.47	4.84	5.16	8.14	1.43	2.30	1.43	2.30	1.23	2.42
1996/ 3	2.74	5.28	5.83	9.01	1.61	2.53	1.61	2.53	1.37	2.64
1997/ 3	3.03	5.72	6.57	9.91	1.80	2.77	1.80	2.77	1.51	2.86
1998/ 3	3.32	6.17	7.37	10.86	2.00	3.01	2.00	3.01	1.66	3.08
1999/ 3	3.62	6.61	8.23	11.84	2.22	3.26	2.22	3.26	1.81	3.30
2004/ 3	5.19	8.64	13.44	17.29	3.48	4.60	3.48	4.60	2.59	4.32

Table 2.2-1(6)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

4 MALANG

	KEPANJEN		MALANG	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.0	0.0	19.79	36.19
1984/ 4	0.0	0.0	19.95	36.50
1984/ 5	0.0	0.0	20.10	36.89
1984/ 6	0.0	0.0	20.28	37.34
1985/ 3 **	0.0	0.0	22.61	41.29
1986/ 3	0.0	0.0	26.25	47.28 *
1987/ 3	0.0	0.0	30.49	54.07
1988/ 3	0.0	0.0	35.34	61.63
1989/ 3	0.0	0.0	40.84	69.93
1990/ 3	0.0	0.0	47.00	78.95
1991/ 3	1.90	3.41 *	53.86	88.67 *
1992/ 3	2.17	3.82	61.44	99.07
1993/ 3	2.48	4.26	69.77	110.13
1994/ 3	2.82	4.76	78.89	121.85
1995/ 3	3.20	5.28	88.82	134.21
1996/ 3	3.60	5.82	99.61	147.20
1997/ 3	4.04	6.39	111.28	160.82
1998/ 3	4.51	6.97	123.85	175.08
1999/ 3	5.02	7.57	137.35	189.94
2004/ 3	8.01	10.80	218.02	272.64

Table 2.2-1(8)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

6 KEDIRI

	KEDIRI		TULUNGAGUNG		BLITAR		PLTA WLINGI		KERTOSONO	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	3.66	6.65	1.68	2.98	0.65	1.24	0.43	0.82	0.99	2.22
1984/ 4	3.69	6.71	1.67	2.97	0.65	1.25	0.44	0.83	1.00	2.24
1984/ 5	3.71	6.80	1.71	3.05	0.67	1.29	0.45	0.86	1.02	2.29
1984/ 6	3.76	6.84	1.73	3.07	0.68	1.30	0.45	0.87	1.03	2.31
1985/ 3 **	4.25	7.63	2.04	3.68	0.79	1.51	0.52	1.01	1.16	2.53
1986/ 3	4.99	8.76	2.56	4.72	0.96	1.84	0.64	1.22	1.10	2.36 *
1987/ 3	5.85	10.02	3.23	6.08	1.18	2.24	0.78	1.50	1.26	2.61
1988/ 3	6.86	11.47	4.01	7.61	1.44	2.74	0.96	1.83	1.44	2.87
1989/ 3	8.04	13.17	4.87	9.21	1.76	3.34	1.17	2.23	1.64	3.16
1990/ 3	9.38	15.03	5.83	10.93	2.14	4.08	1.43	2.72	1.86	3.47
1991/ 3	10.91	17.13	6.85	12.65	2.61	4.97	1.74	3.32	2.11	3.82
1992/ 3	12.64	19.49	7.92	14.32	3.16	6.04	2.11	4.03	2.39	4.20
1993/ 3	14.64	22.23	9.22	16.44	3.66	6.90	2.44	4.60	2.69	4.63
1994/ 3	16.91	25.35	10.63	18.62	4.19	7.78	2.79	5.18	3.03	5.09
1995/ 3	19.46	28.84	12.12	20.81	4.72	8.63	3.15	5.75	3.45	5.65
1996/ 3	22.05	32.08	13.83	23.40	5.33	9.62	3.56	6.42	3.92	6.28
1997/ 3	24.80	35.41	15.72	26.14	5.97	10.64	3.98	7.09	4.46	6.99
1998/ 3	27.74	38.88	17.77	29.02	6.62	11.64	4.41	7.76	5.06	7.76
1999/ 3	30.83	42.43	19.99	32.00	7.27	12.63	4.85	8.42	5.73	8.67
2004/ 3	47.61	60.32	33.33	47.65	10.14	16.66	6.76	11.10	10.78	15.15

	TRENGGALEK		NGANJUK		KEDIRI	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.66	1.72	0.0	0.0	8.07	15.64
1984/ 4	0.66	1.73	0.0	0.0	8.11	15.73
1984/ 5	0.66	1.74	0.0	0.0	8.23	16.03
1984/ 6	0.67	1.74	0.0	0.0	8.31	16.13
1985/ 3 **	0.74	1.88	0.0	0.0	9.49	18.23
1986/ 3	0.84	2.05	0.24	0.47 *	11.33	21.42 *
1987/ 3	0.91	2.14	0.28	0.54	13.50	25.12
1988/ 3	0.99	2.20	0.33	0.62	16.03	29.33
1989/ 3	1.07	2.28	0.39	0.71	18.94	34.09
1990/ 3	1.16	2.37	0.45	0.81	22.26	39.40
1991/ 3	1.27	2.46	0.52	0.92	26.00	45.27
1992/ 3	1.38	2.57	0.61	1.05	30.20	51.70
1993/ 3	1.51	2.68	0.70	1.20	34.86	58.68
1994/ 3	1.63	2.80	0.80	1.36	39.99	66.18
1995/ 3	1.77	2.91	0.94	1.57	45.61	74.17
1996/ 3	1.91	3.03	1.10	1.80	51.70	82.63
1997/ 3	2.05	3.14	1.28	2.07	58.27	91.49
1998/ 3	2.18	3.25	1.49	2.37	65.28	100.70
1999/ 3	2.31	3.34	1.74	2.72	72.73	110.21
2004/ 3	2.71	3.51	3.63	5.28	114.96	159.68

Table 2.2-1(9)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

7 MOJOKERTO

	MOJOKERTO		PLTA MENDALAN		PLOSOK		JOMBANG		MOJOKERTO	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	4.92	7.03	1.25	2.57	0.09	0.23	0.0	0.0	6.26	9.83
1984/ 4	4.96	7.16	1.25	2.57	0.09	0.23	0.0	0.0	6.30	9.96
1984/ 5	4.98	7.22	1.28	2.64	0.09	0.24	0.0	0.0	6.35	10.10
1984/ 6	4.99	7.27	1.30	2.67	0.10	0.24	0.0	0.0	6.39	10.18
1985/ 3 **	5.72	8.48	1.42	2.79	0.10	0.25	0.0	0.0	7.24	11.52
1986/ 3	6.86	10.35	1.58	2.95	0.11	0.26	0.0	0.0	8.56	13.55
1987/ 3	8.21	12.52	1.77	3.12	0.12	0.27	0.0	0.0	10.10	15.91
1988/ 3	9.77	15.01	1.98	3.31	0.13	0.28	0.0	0.0	11.89	18.60
1989/ 3	11.55	17.81	2.21	3.51	0.14	0.29	0.0	0.0	13.91	21.60
1990/ 3	13.55	20.90	0.39	0.75 *	0.15	0.29	2.05	2.95 *	16.14	24.90 *
1991/ 3	15.75	24.28	0.46	0.82	0.16	0.30	2.18	3.03	18.55	28.43
1992/ 3	18.22	28.05	0.55	0.91	0.16	0.30	2.28	3.08	21.21	32.33
1993/ 3	21.03	32.23	0.66	1.03	0.16	0.30	2.40	3.13	24.25	36.69
1994/ 3	24.21	36.85	0.80	1.17	0.17	0.29	2.53	3.20	27.70	41.52
1995/ 3	27.76	41.91	0.99	1.36	0.17	0.30	2.67	3.28	31.59	46.85
1996/ 3	31.73	47.41	1.22	1.59	0.17	0.30	2.84	3.37	35.96	52.67
1997/ 3	36.11	53.32	1.52	1.89	0.17	0.30	3.03	3.47	40.83	58.98
1998/ 3	40.92	59.65	1.90	2.25	0.18	0.30	3.27	3.64	46.26	65.84
1999/ 3	46.21	66.43	2.37	2.70	0.18	0.31	3.63	3.91	52.39	73.34
2004/ 3	78.39	104.25	4.71	4.62 *	0.24	0.35	7.56	7.20 *	90.90	116.42 *

Table 2.2-1(10)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

8 MADIUN

	MANISREJO:NEW MADIUN	CARUBAN	PONOROGO	PACITAN	DOLOPO	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME
1984/ 3	5.81	0.17	0.42	0.48	0.20	1.06	0.48	1.06	0.20	0.51	1.09
1984/ 4	5.86	0.17	0.43	0.49	0.20	1.10	0.49	1.10	0.20	0.53	1.12
1984/ 5	5.91	0.18	0.44	0.50	0.20	1.12	0.50	1.12	0.20	0.54	1.14
1984/ 6	5.96	0.19	0.46	0.51	0.21	1.13	0.51	1.13	0.21	0.55	1.15
1985/ 3 **	6.64	0.21	0.51	0.57	0.24	1.26	0.57	1.26	0.24	0.61	1.31
1986/ 3	7.66	0.25	0.59	0.67	0.28	1.46	0.67	1.46	0.28	0.71	1.56
1987/ 3	8.80	0.30	0.69	0.78	0.34	1.69	0.78	1.69	0.34	0.82	1.86
1988/ 3	9.34	0.35	0.80	0.91	0.40	1.95	0.91	1.95	0.40	0.96	2.22
1989/ 3	9.72	0.41	0.92	1.04	0.46	2.23	1.04	2.23	0.46	1.10	2.61
1990/ 3	11.17	0.47	1.04	1.19	0.53	2.53	1.19	2.53	0.53	1.25	3.05
1991/ 3	12.80	0.54	1.17	1.35	0.61	2.84	1.35	2.84	0.61	1.41	3.52
1992/ 3	14.61	0.61	1.31	1.51	0.69	3.15	1.51	3.15	0.69	1.57	4.02
1993/ 3	16.61	0.69	1.44	1.68	0.78	3.47	1.68	3.47	0.78	1.73	4.55
1994/ 3	18.77	0.76	1.57	1.88	0.86	3.82	1.88	3.82	0.86	1.89	5.13
1995/ 3	21.13	0.83	1.69	2.10	0.94	4.17	2.10	4.17	0.94	2.04	5.75
1996/ 3	23.71	0.90	1.81	2.33	1.02	4.52	2.33	4.52	1.02	2.18	6.40
1997/ 3	26.51	0.96	1.91	2.57	1.10	4.87	2.57	4.87	1.10	2.32	7.08
1998/ 3	29.53	1.02	2.01	2.87	1.17	5.24	2.87	5.24	1.17	2.43	7.72
1999/ 3	32.78	1.07	2.09	3.19	1.23	5.59	3.19	5.59	1.23	2.53	8.36
2004/ 3	52.74	1.33	2.47	4.66	1.51	6.89	4.66	6.89	1.51	2.98	11.36

	MAGETAN	NGAWI	MADIUN	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME
1984/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	7.75	14.32	7.75	14.32	0.51	1.09	2.47
1984/ 4	0.0	0.0	0.0	0.0	7.84	14.57	7.84	14.57	0.53	1.12	2.55
1984/ 5	0.0	0.0	0.0	0.0	7.93	14.81	7.93	14.81	0.54	1.14	2.60
1984/ 6	0.0	0.0	0.0	0.0	8.01	15.03	8.01	15.03	0.55	1.15	2.64
1985/ 3 **	0.0	0.0	0.0	0.0	8.96	16.51	8.96	16.51	0.61	1.31	2.94
1986/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.42	18.75	10.42	18.75	0.71	1.56	3.42
1987/ 3	0.0	0.0	0.0	0.0	12.08	21.25	12.08	21.25	0.82	1.86	4.00
1988/ 3	0.0	0.74	1.57 *	1.57 *	13.95	23.98 *	13.95	23.98 *	0.96	2.22	4.65
1989/ 3	0.98	0.79	1.62	1.62	16.03	26.95 *	16.03	26.95 *	1.10	2.61	5.35
1990/ 3	1.04	0.86	1.67	1.67	18.32	30.14	18.32	30.14	1.25	3.05	6.11
1991/ 3	1.10	0.92	1.73	1.73	20.84	33.54	20.84	33.54	1.41	3.52	6.91
1992/ 3	1.15	0.98	1.78	1.78	23.58	37.12	23.58	37.12	1.57	4.02	7.73
1993/ 3	1.20	1.05	1.84	1.84	26.55	40.88	26.55	40.88	1.73	4.55	8.56
1994/ 3	1.25	1.11	1.89	1.89	29.77	44.80	29.77	44.80	1.89	5.13	9.43
1995/ 3	1.30	1.17	1.93	1.93	33.22	48.88	33.22	48.88	2.04	5.75	10.31
1996/ 3	1.34	1.22	1.96	1.96	36.92	53.08	36.92	53.08	2.18	6.40	11.18
1997/ 3	1.38	1.26	1.98	1.98	40.88	57.41	40.88	57.41	2.32	7.08	12.03
1998/ 3	1.47	1.30	2.00	2.00	45.03	61.87	45.03	61.87	2.43	7.72	12.83
1999/ 3	1.59	1.32	2.00	2.00	49.54	66.43	49.54	66.43	2.53	8.36	13.56
2004/ 3	2.37	1.44	2.04	2.04	75.41	90.67	75.41	90.67	2.98	11.36	16.65

Table 2.2-1(11)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

9 JEMBER

	JEMBER		LUMAJANG		BONDOWOSO		TANGGUL		JEMBER	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	3.25	7.08	1.06	2.21	0.0	0.0	0.0	0.0	4.32	9.29
1984/ 4	3.30	7.19	1.07	2.24	0.0	0.0	0.0	0.0	4.38	9.44
1984/ 5	3.36	7.32	1.10	2.32	0.0	0.0	0.0	0.0	4.46	9.64
1984/ 6	3.47	7.48	1.12	2.36	0.0	0.0	0.0	0.0	4.59	9.84
1985/ 3 **	3.86	8.10	1.22	2.54	0.0	0.0	0.0	0.0	5.08	10.65
1986/ 3	3.61	7.35 *	1.43	2.87	0.80	1.67 *	0.0	0.0	5.85	11.90 *
1987/ 3	4.13	8.19	1.66	3.22	0.95	1.91	0.0	0.0	6.73	13.32
1988/ 3	4.71	9.12	1.91	3.61	1.13	2.19	0.0	0.0	7.76	14.93
1989/ 3	5.37	10.15	2.21	4.04	1.35	2.52	0.0	0.0	8.93	16.72
1990/ 3	3.40	6.32 *	2.54	4.53	1.62	2.90	2.71	4.96 *	10.26	18.71 *
1991/ 3	3.84	7.00	2.93	5.08	1.94	3.35	3.07	5.49	11.78	20.93
1992/ 3	4.33	7.73	3.39	5.70	2.33	3.87	3.46	6.07	13.50	23.38
1993/ 3	4.85	8.50	3.91	6.40	2.81	4.48	3.88	6.68	15.45	26.06
1994/ 3	5.39	9.31	4.52	7.18	3.38	5.19	4.33	7.33	17.63	29.01
1995/ 3	5.97	10.14	5.22	8.06	4.07	6.03	4.81	8.00	20.08	32.23
1996/ 3	6.57	11.03	6.03	9.04	4.90	6.95	5.31	8.72	22.82	35.74
1997/ 3	7.25	12.00	6.97	10.14	5.78	7.91	5.88	9.50	25.89	39.55
1998/ 3	8.02	13.05	8.05	11.36	6.71	8.90	6.53	10.36	29.31	43.67
1999/ 3	8.88	14.20	9.29	12.73	7.68	9.90	7.26	11.30	33.11	48.13
2004/ 3	15.06	21.51	18.88	22.42	12.92	14.97	12.61	17.40	59.47	76.30

Table 2.2-1(12)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

10 BANYUWANGI

	BANYUWANGI		GENTENG		BANYUWANGI	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	1.68	3.86	0.0	0.0	1.68	3.86
1984/ 4	1.71	3.94	0.0	0.0	1.71	3.94
1984/ 5	1.75	4.04	0.0	0.0	1.75	4.04
1984/ 6	1.83	4.18	0.0	0.0	1.83	4.18
1985/ 3 **	2.11	4.66	0.0	0.0	2.11	4.66
1986/ 3	2.56	5.38	0.0	0.0	2.56	5.38
1987/ 3	3.12	6.24	0.0	0.0	3.12	6.24
1988/ 3	3.85	7.25	0.0	0.0	3.85	7.25
1989/ 3	4.80	8.48	0.0	0.0	4.80	8.48
1990/ 3	4.29	7.25 *	1.76	2.73 *	6.05	9.99 *
1991/ 3	5.30	8.37	2.40	3.47	7.70	11.84
1992/ 3	6.61	9.72	3.25	4.42	9.86	14.14
1993/ 3	8.28	11.35	4.39	5.62	12.67	16.98
1994/ 3	10.38	13.31	5.87	7.13	16.25	20.44
1995/ 3	13.00	15.65	7.74	8.99	20.73	24.64
1996/ 3	16.17	18.41	10.06	11.23	26.23	29.63
1997/ 3	19.95	21.63	12.83	13.83	32.78	35.66
1998/ 3	24.34	25.33	16.02	16.78	40.36	42.11
1999/ 3	29.25	29.43	19.60	20.05	48.86	49.48
2004/ 3	56.45	52.62	41.11	39.52	97.56	92.14

Table 2.2-1(13)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

11 SITUBONDO

	SITUBONDO		ASEMBAGUS		SITUBONDO	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.86	2.06	0.0	0.0	0.86	2.06
1984/ 4	0.87	2.09	0.0	0.0	0.87	2.09
1984/ 5	0.90	2.16	0.0	0.0	0.90	2.16
1984/ 6	0.92	2.22	0.0	0.0	0.92	2.22
1985/ 3 **	0.98	2.32	0.0	0.0	0.98	2.32
1986/ 3	1.08	2.50	0.0	0.0	1.08	2.50
1987/ 3	1.20	2.69	0.0	0.0	1.20	2.69
1988/ 3	1.32	2.90	0.0	0.0	1.32	2.90
1989/ 3	1.46	3.14	0.0	0.0	1.46	3.14
1990/ 3	1.62	3.39	0.0	0.0	1.62	3.39
1991/ 3	1.79	3.67	0.0	0.0	1.79	3.67
1992/ 3	1.99	3.97	0.0	0.0	1.99	3.97
1993/ 3	2.20	4.29	0.0	0.0	2.20	4.29
1994/ 3	2.43	4.64	0.0	0.0	2.43	4.64
1995/ 3	2.68	5.01	0.0	0.0	2.68	5.01
1996/ 3	2.95	5.40	0.0	0.0	2.95	5.40
1997/ 3	3.24	5.81	0.0	0.0	3.24	5.81
1998/ 3	3.54	6.25	0.0	0.0	3.54	6.25
1999/ 3	3.87	6.71	0.0	0.0	3.87	6.71
2004/ 3	5.48	8.87 *	0.26	0.40 *	5.74	9.27 *

Table 2.2-1(14)

SUMMARY OF SUBSTATION LOAD FORECAST

MW

12 PAMEKASAN

	CANDIH(GILI TIMUR)		BANGKALAN		SAMPANG		PAMEKASAN		SUMENEP	
	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING	DAYTIME	EVENING
1984/ 3	0.02	0.07	0.35	0.76	0.28	0.69	0.61	1.23	0.46	1.03
1984/ 4	0.03	0.07	0.35	0.76	0.29	0.71	0.63	1.28	0.48	1.08
1984/ 5	0.03	0.08	0.36	0.77	0.30	0.73	0.63	1.30	0.49	1.09
1984/ 6	0.03	0.08	0.36	0.79	0.30	0.75	0.64	1.31	0.49	1.10
1985/ 3 **	0.03	0.09	0.41	0.88	0.35	0.85	0.72	1.47	0.56	1.23
1986/ 3	0.04	0.11	0.48	1.02	0.43	1.01	0.85	1.70	0.66	1.43
1987/ 3	0.05	0.13	0.57	1.18	0.53	1.19	1.00	1.96	0.78	1.64
1988/ 3	0.06	0.16	0.67	1.36	0.64	1.41	1.17	2.24	0.91	1.89
1989/ 3	0.07	0.19	0.78	1.55	0.77	1.67	1.36	2.55	1.06	2.15
1990/ 3	0.09	0.22	0.90	1.76	0.94	1.98	1.57	2.88	1.23	2.44
1991/ 3	0.10	0.26	1.04	1.99	1.13	2.33	1.79	3.24	1.43	2.77
1992/ 3	0.13	0.32	1.18	2.22	1.36	2.73	2.04	3.60	1.65	3.15
1993/ 3	0.15	0.38	1.34	2.47	1.62	3.16	2.31	3.99	1.90	3.57
1994/ 3	0.19	0.45	1.52	2.76	1.89	3.58	2.61	4.41	2.19	4.04
1995/ 3	0.22	0.53	1.72	3.07	2.17	3.97	2.94	4.87	2.52	4.58
1996/ 3	0.27	0.63	1.95	3.44	2.42	4.30	3.30	5.37	2.88	5.19
1997/ 3	0.32	0.73	2.19	3.80	2.71	4.71	3.68	5.88	3.29	5.82
1998/ 3	0.36	0.82	2.44	4.16	3.04	5.19	4.08	6.38	3.71	6.49
1999/ 3	0.41	0.91	2.71	4.54	3.37	5.67	4.50	6.90	4.17	7.21
2004/ 3	0.65	1.34	4.25	6.54	5.11	7.96	6.87	9.53	7.08	11.62

PAMEKASAN	
DAYTIME	EVENING
1984/ 3	1.73
1984/ 4	1.77
1984/ 5	1.80
1984/ 6	1.82
1985/ 3 **	2.08
1986/ 3	2.47
1987/ 3	2.92
1988/ 3	3.44
1989/ 3	4.04
1990/ 3	4.72
1991/ 3	5.50
1992/ 3	6.36
1993/ 3	7.32
1994/ 3	8.40
1995/ 3	9.57
1996/ 3	10.83
1997/ 3	12.19
1998/ 3	13.64
1999/ 3	15.17
2004/ 3	23.96

Fig. 2.2-1(1) Schematic Illustration of the Regional Load Forecast

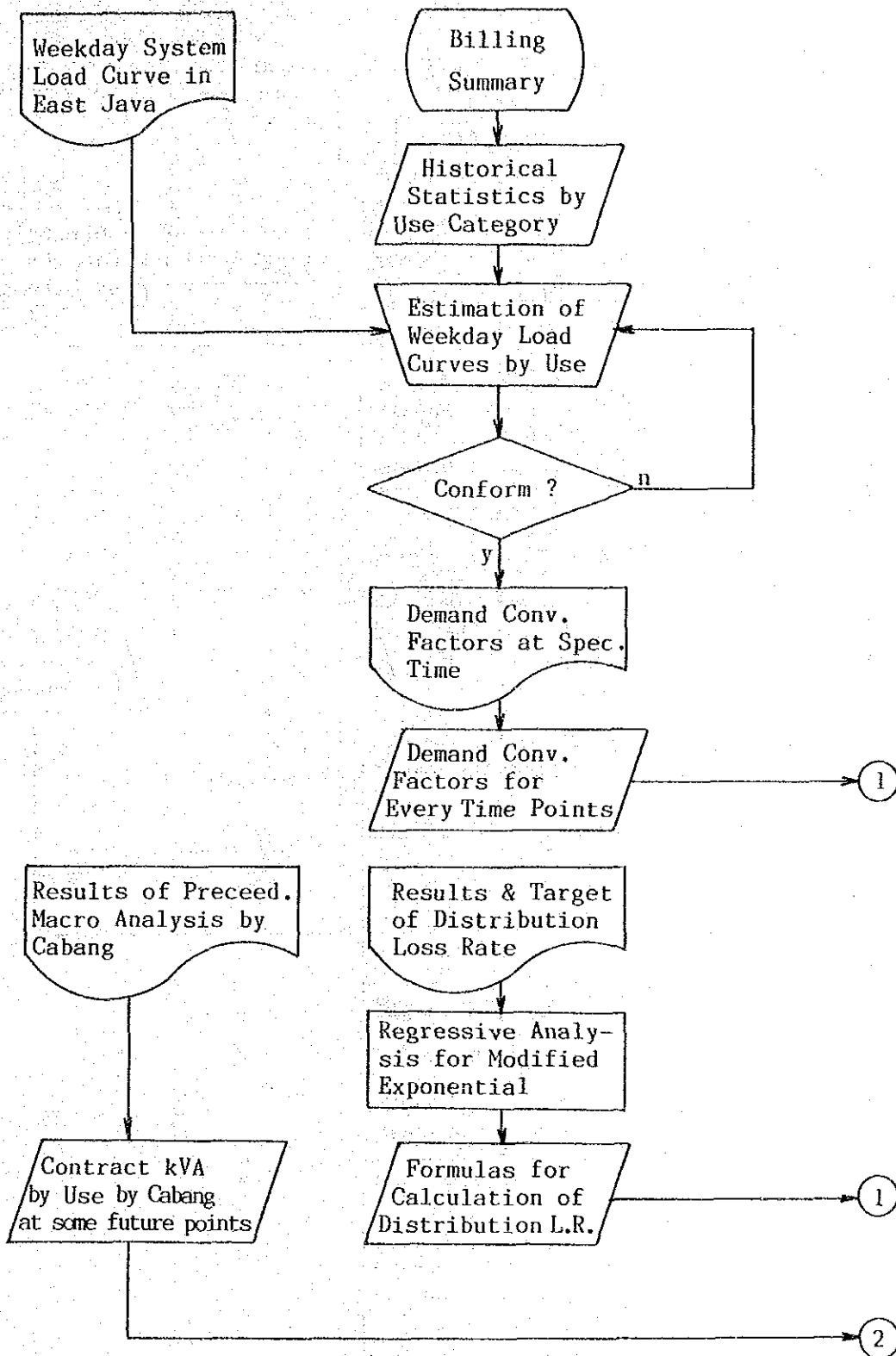


Fig. 2.2-1(2) Schematic Illustration of the Regional Load Forecast

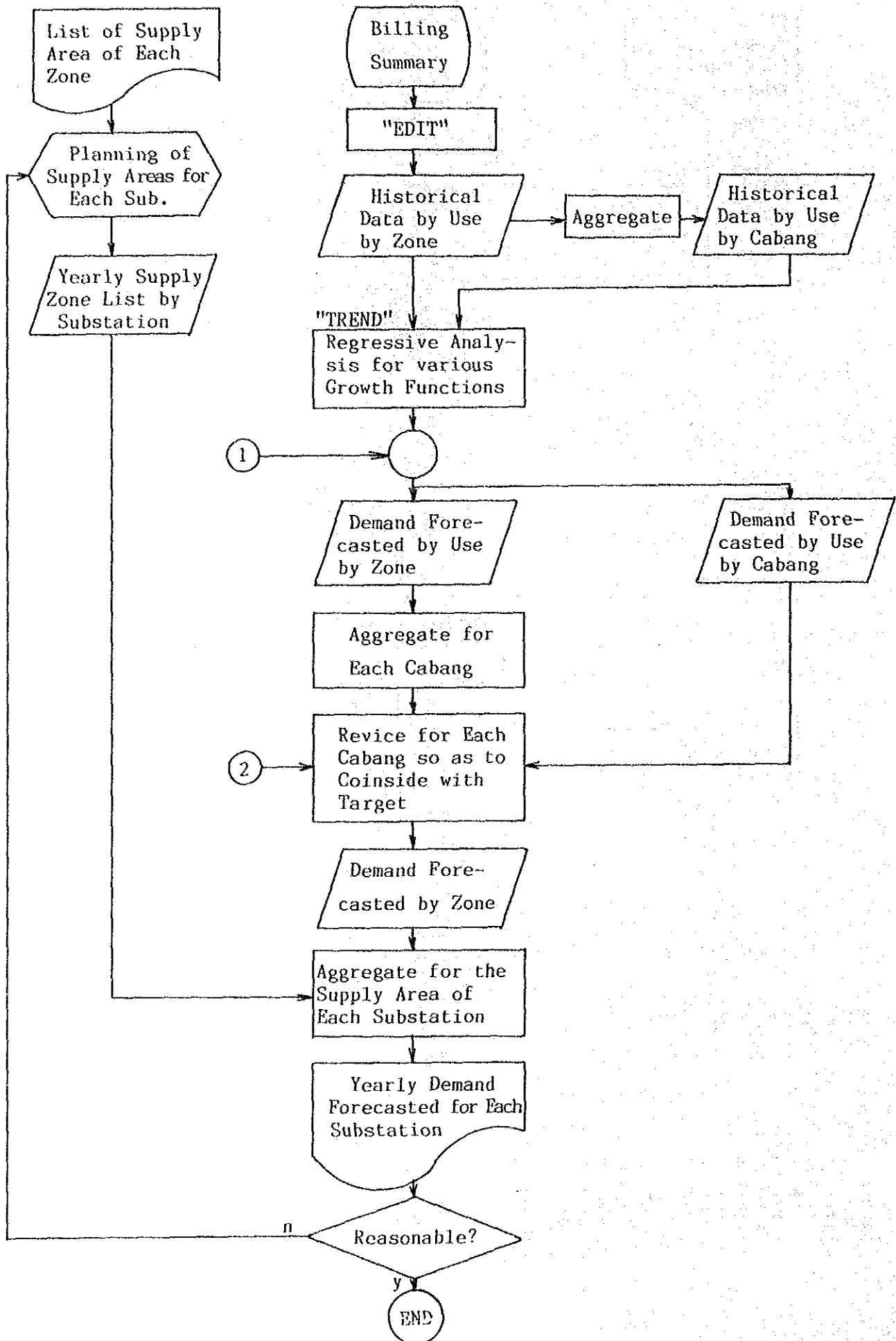


Table. 2.2-2 Major Towns Included in Each Zone

(1/3)

Cabang	zone code	Major Towns/Villages
Surabaya	0 1	Genteng
	0 2	Bubutan, Tandes
	0 3	Pabean, Cantian
	0 4	Semampir, Simokerto, Tambaksari
	0 5	Sukolilo
	0 6	Gresik, Bungoh
	0 8	Krebangan
Surabaya Selatan	1 0	Krian, Wonoayu, Wringinanom
	1 1	Sawahan, Tegalsari
	1 2	Menganti, Kademean, Driyorejo, Karangpilang
	1 3	Wonokromo, Wonocolo
	1 4	Gubeng
	1 5	Rungkut, Waru
	1 6	Taman
	1 7	Lakor
1 8	Sidoarjo, Tanggulangin, Krembung	
Bojonegoro	1 1	Bojonegoro
	1 2	"
	1 3	"
	1 4	"
	1 5	"
	1 6	Tuban, Semanding, Tasikmadu
	1 7	Lamongan, Babad
	1 8	Tuban
Malang	1 1	North-East Part of Malang City
	1 2	East "
	1 3	North "
	1 4	North-West "
	1 5	South "
	1 6	West "
	1 7	Lawang, Bedali, Bululawang, Batu, Seleкта
	1 8	Singosari, Tumpang, Poncokusumo
	1 9	Turen, Dampit, Sukorejo, Ngantang

Cabang	zone code	Major Towns/Villages
Pasuruan	1 0	Pasuruan, Plered
	1 1	Probolingo, Leces
	1 2	Kraksaan, Pajarakan
	1 3	Bangil, Beji
	1 4	Pandaan
	1 5	Tretes
Kediri	1 6	Porong, Gempol,
	1 0	Trenggalek, Pogalan
	1 1	South Part of Kediri City
	1 2	East "
	1 3	West "
	1 4	North "
	1 5	Blitar, Sanankulon,
	1 6	Tulungagung, Karangrejo, Gandekan
	1 7	Nganjuk, Berbek, Loceret, Sidokare, Sukomero
1 8	Kertosono	
Mojokerto	1 9	Pare, Kandangan
	1 1	South Part of Mojokerto City
	1 2	North "
	1 3	Bangsals, Dellangan, Pacet
	1 4	Jombang, Peterongan, Diwek
	1 5	Ngoro, Kandangan
	1 6	Ploso, Sentul, Tembelang
	1 7	Mojosari, Wonokusumo, Sidorejo
1 8	Mojosari	
Madiun	1 0	Caruban, Bancong
	1 1	North Part of Madiun City
	1 2	East "
	1 3	South "
	1 4	West "
	1 5	Dolopo, Ponorogo, Sarangan
	1 6	Magetan, Sarangan, Plaosan
	1 7	Ngawi, Geneng, Paron
	1 8	Maospati, Tebon
	1 9	Pacitan, Kebonagng

Cabang	zone code	Major Towns/Villages
Jember	1 1	Jember City
	1 2	Lumajang, Sukodono
	1 3	Bondowoso, Wonosari
	1 4	Kalisat
	1 5	Kalisat
	1 7	Jember City
Banyuwangi	1 1	Banyuwangi City
	1 2	"
	1 6	Rogojampi, Kabat, Singojuruh
	1 7	Genteng
	1 8	Muncar
Situbondo	1 1	Situbondo City
	1 2	Panarukan
	1 3	Besuki
	1 4	Asembagus
Pamekasan	1 0	Kamal, Ambunten, Sepulu, Waru, Batu Marmer, Tanjung Bumi, Banyu Atas, Sapudi, Omben, Kwanyar
	1 1	Pamekasan City
	1 2	Gading, Guluk-Guluk, Sumenep
	1 3	Sampang
	1 4	Bangkalan
	1 5	Ketapang
	1 6	Pasongsongan
	1 7	Modung, Blega
	1 8	Pakong
	1 9	Prenduan

FIG. 2.2-
ELECT
IN EAS

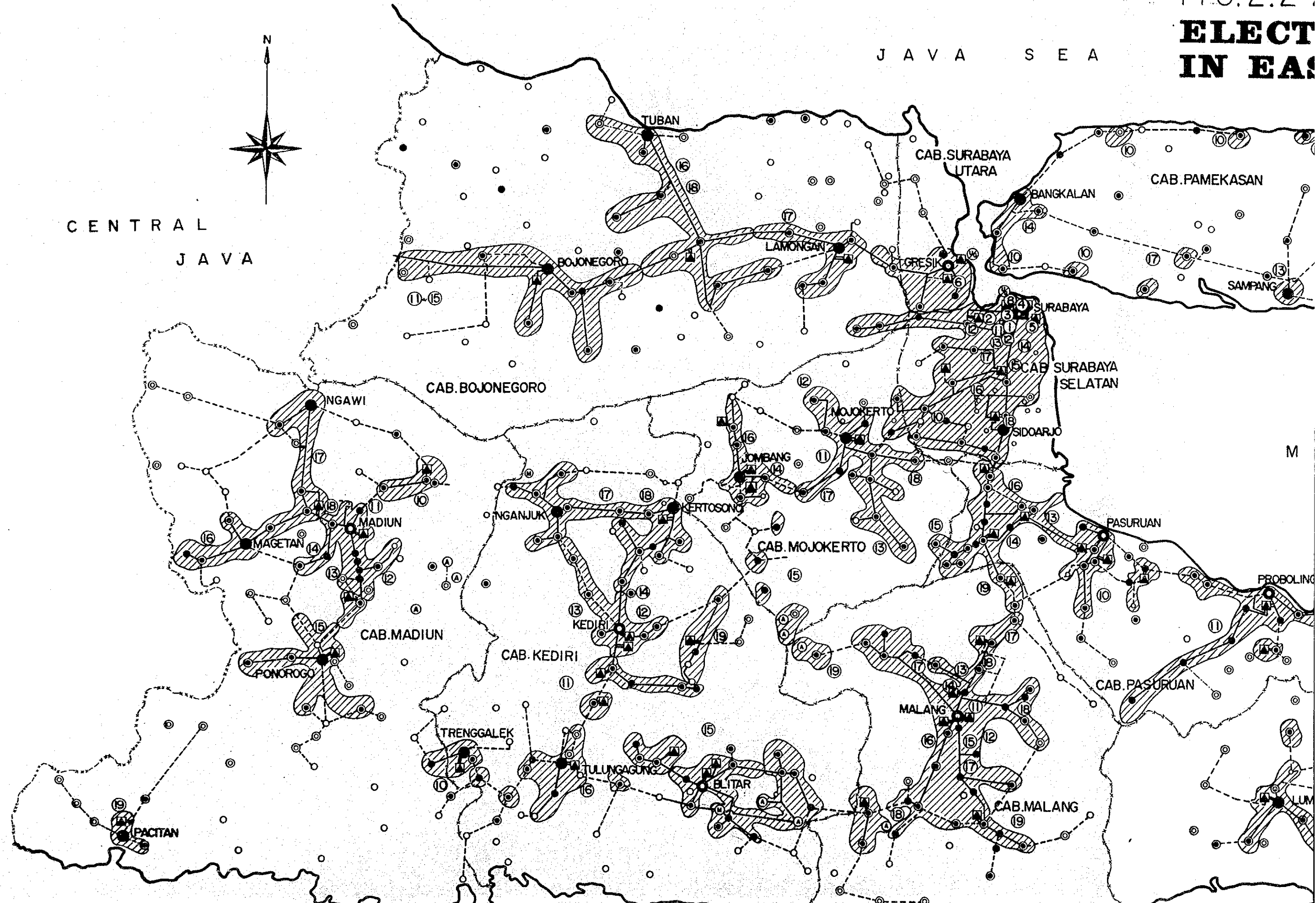
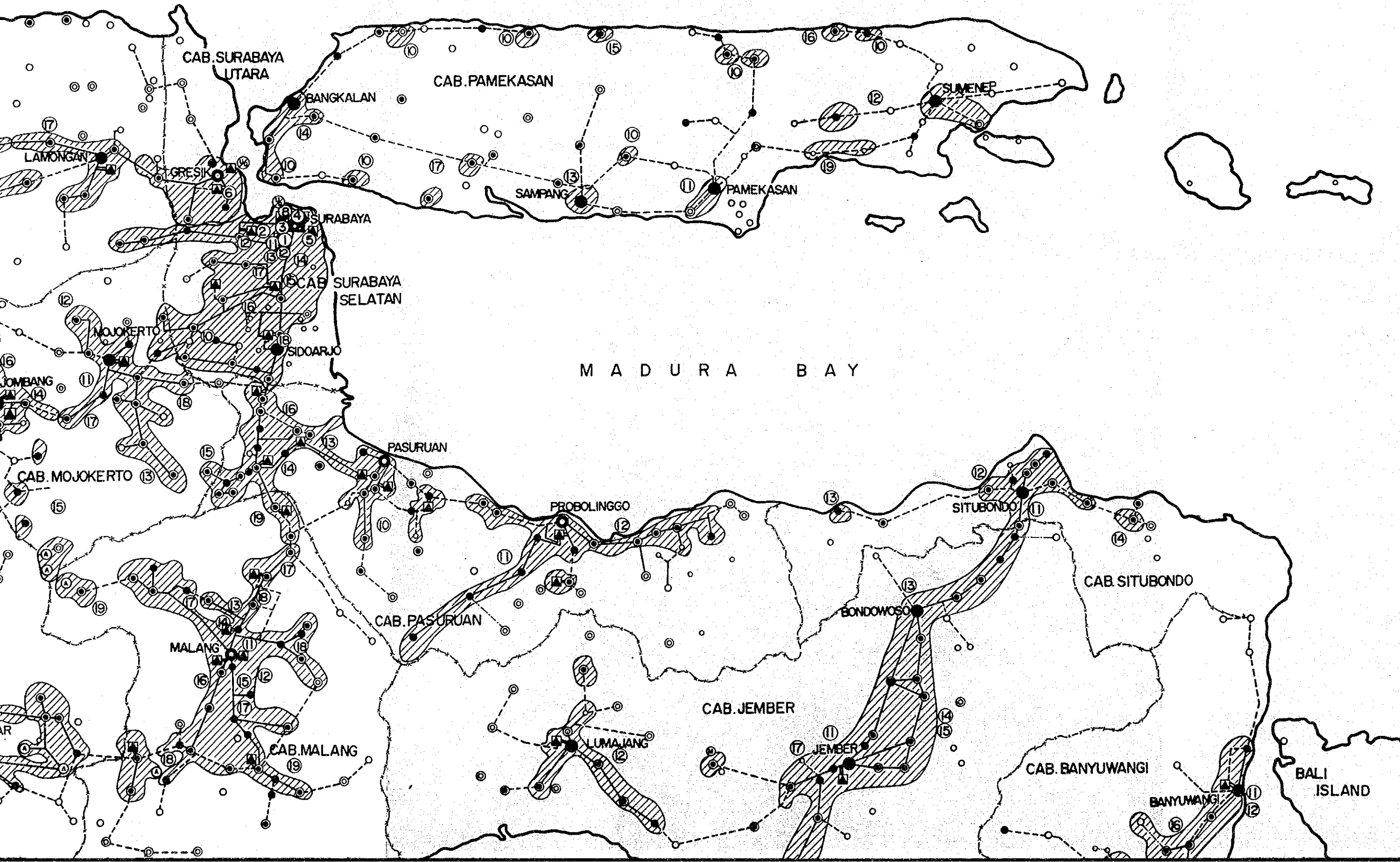
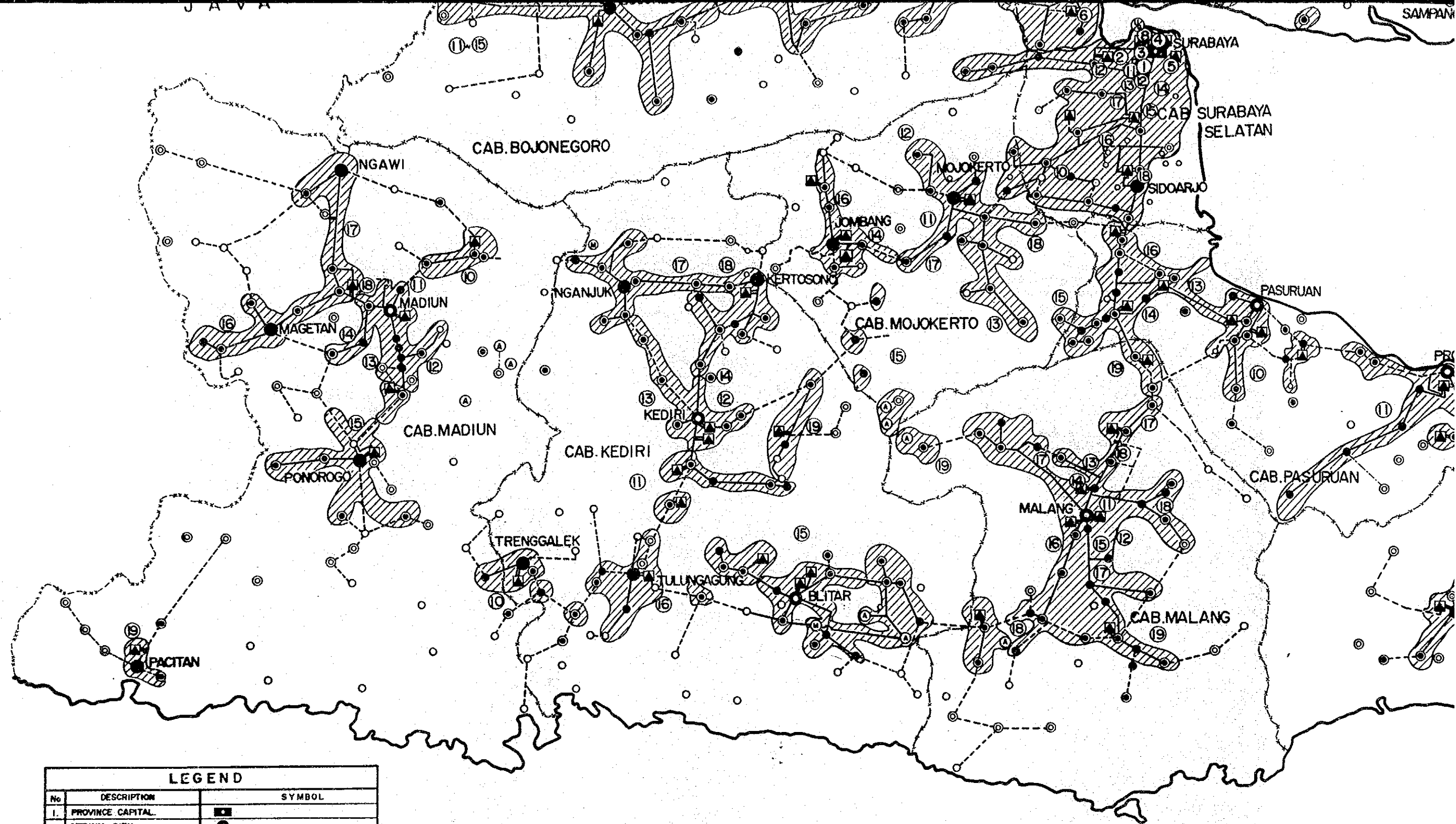


FIG. 2.2-2

ELECTRIC POWER DISTRIBUTION MAP IN EAST JAVA

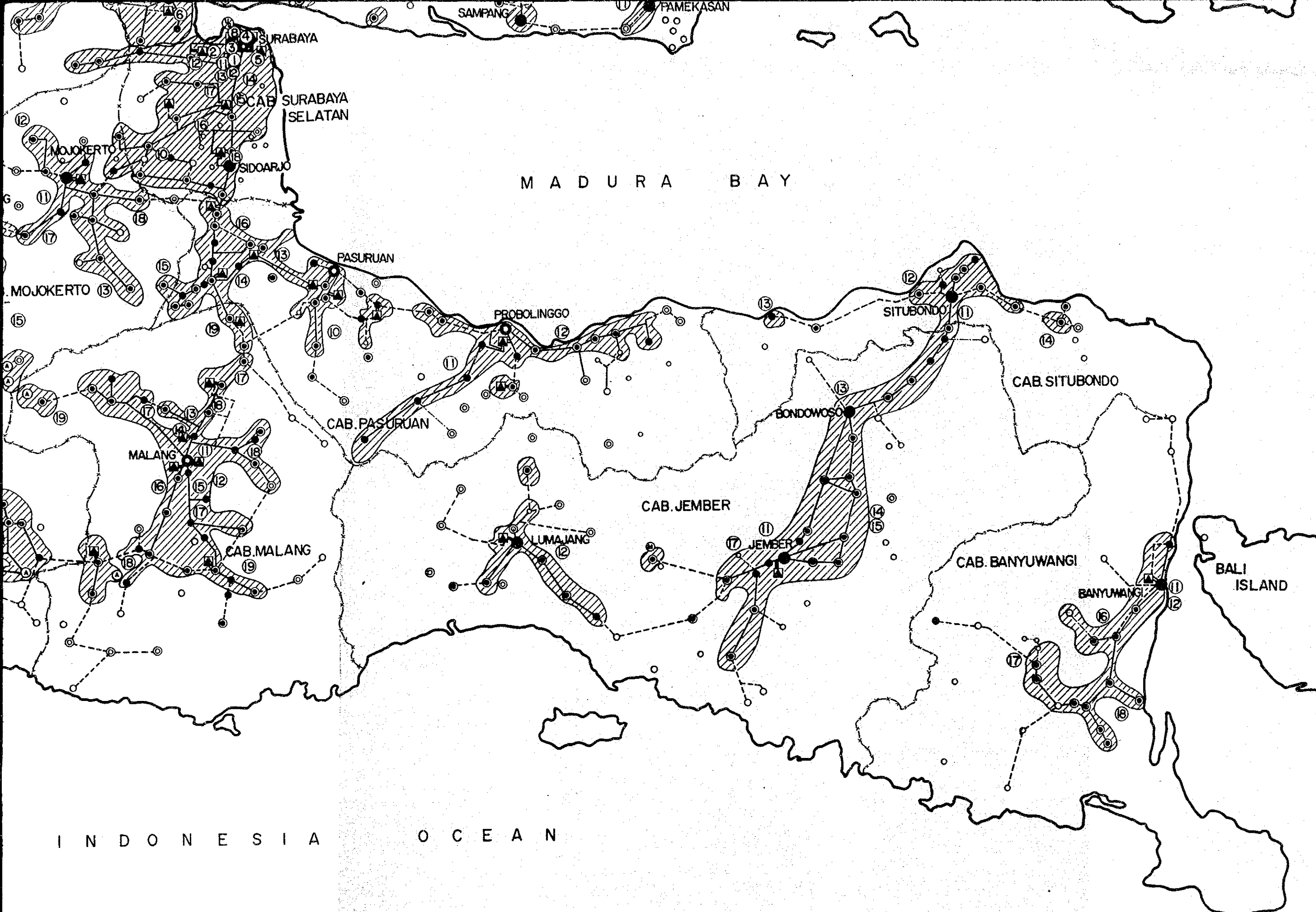
J A V A S E A





LEGEND		
No	DESCRIPTION	SYMBOL
1.	PROVINCE CAPITAL	■
2.	MEDIUM CITY	●
3.	DISTRICT CAPITAL	●
4.	LARGE VILLAGE	⊙ un electrified ⊙
5.	VILLAGE	○
6.	Hydro Power Plant	(A)
7.	Steam Turbine Power Plant	(U)
8.	Gas Turbine Power Plant	(G)
9.	Diesel Engine Power Plant	(D)
10.	20KV DISTRIBUTION LINE	— (Planning - - - -)
11.	SUBSTATION	▲
12.	Boundary of Cabang	-x-x-x-x-x-
13.	Boundary of Province	-x-x-x-x-x-
14.	Zone Code	(K) (I)

INDONESIA OCEAN



I N D O N E S I A O C E A N

Table 2.2-3(1) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabaugs	Sudstations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
Surabaya Utara & Selatan	Ujung	(8.4) 10.4	(8.4) 16.4	(8.4) 25.5	(8.4) 38.8
	Krembangan	23.2	39.3	32.0	50.3
	Sawahan	36.3	54.2	(10.5) 77.8	(10.5) 105.1
	Tandes	22.9	36.9	(18.0) 61.0	(18.0) 98.0
	Segoromadu	((21.0)) (21.0) 20.8	((27.3)) (28.5) 26.7	((27.3)) (31.5) 43.0	((27.3)) (31.5) 59.9
	Simokerto			35.0	57.5
	Benowo		17.8	28.7	40.0
	PLTU Gresik			((22.8))	((97.6))
	Simpang	16.4	27.6	48.0	73.2
	Waru	(34.5) 28.8	(51.3) 47.7	(51.3) 83.3	(51.3) 133.6
	Sukolilo	43.2	85.8	64.7	99.9
	Ngagel	9.8	15.3	23.8	34.9
	Driyorejo	6.8	12.9	26.4	46.3
	Buduran	16.4	29.2	52.7	85.4
	Kenjeran	16.4	27.9	49.6	81.2
	Rungkut	57.6	66.3	81.3	94.5
	Darmo Grand	25.6	27.1	49.9	82.0

Table 2.2-3(2) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
	Babatan	4.5	8.6	66.2	110.0
	Krian	((3.5))	((47.2))	((151.1))	((382.5))
	Ngiwo			57.4	94.5
	Semanbung		51.0	57.4	94.5
	Kalang Pilang		18.3	36.7	63.2
	Ketintang			57.4	94.5
	Trosobo			17.6	30.8
	Sidosermo				34.9
Bojonegoro	Bojonegoro	4.0	6.6	9.1	12.9
	Babat	((18.0))	((18.0))	((18.0))	((18.0))
	Lamongan	((13.9))	((23.4))	((23.4))	((23.4))
	Tuban	1.2	1.7	2.4	2.9
Malang	Kebonagung	1.5	2.3	2.9	3.3
	Polehan	19.1	27.5	38.0	50.3
	Blimbing	11.0	19.2	32.0	50.4
	Sengkaling	10.6	21.4	33.9	48.1
	Lawang	7.0	13.0	21.1	31.2
		9.8	18.1	29.1	42.5

Table 2.2-3(3) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
	Sukorejo	2.4	4.4	6.6	8.6
	Turen	6.6	7.3	11.8	17.3
	Sengguruh	1.1	2.1	3.3	4.6
	Karangates	1.1	2.1	3.3	4.6
	PLTA Selorejo	1.2	2.2	3.2	4.3
	Kepanjen		4.8	7.6	10.8
Pasuruan	Probolingo	10.5	20.1	34.0	51.5
	Plered	4.3	8.2	13.8	20.7
	Bangil	2.6	5.2	8.7	12.9
	Pandaan	7.2	14.3	25.3	40.1
	Porong	2.9	5.5	9.1	13.2
	Leces	6.1	11.7	20.0	30.6
	Kralsaan	2.1	4.2	7.9	13.6
	Paiton	(1.8) 0.9	1.8	3.4	5.8
Kediri	Kediri	(9.1) 13.2	(20.7) 25.4	((15.4)) (21.6) 42.4	((44.1)) (21.6) 60.3
	Tulungagung	9.2	18.6	32.0	47.7
	Blitar	3.3	7.8	12.6	16.7

Table 2.2-3(4) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
	PLTA Wlingi	2.2	5.2	8.4	11.1
	Kertosono	3.2	5.1	8.7	15.2
	Trenggalek	2.3	2.8	3.3	3.5
	Nganjuk	0.7	1.4	2.7	5.3
Mojokerto	Mojokerto	(7.5) 17.8	((10.5)) (12.0) 36.9	((41.9)) (12.0) 66.4	((105.8)) (12.0) 104.3
	PLTA Mendalan	3.5	1.2	2.7	4.6
	Ploso	0.3	0.3	0.3	0.4
	Jombang	0	3.2	3.9	7.2
Madiun	Manisrejo	13.7	23.9	38.2	56.7
	Caruban	0.9	1.6	2.1	2.5
	Ponorogo	2.2	3.8	5.6	6.9
	Pacitan	1.1	1.9	2.5	3.0
	Dolopo	5.4	9.4	13.6	16.7
	Magetan	2.1	2.3	2.5	2.9
	Ngawi	1.6	1.9	2.0	2.0

Table 2.2-3(5) Long Term Demand Forecast of Distribution Substations

Cabangs	Substations	Ordinary Peak Demand on Weekdays (MW)			
		1989/3	1994/3	1999/3	2004/3
Jember	Jember	((13.7))	((25.3))	((38.2))	((69.3))
		10.2	9.3	14.2	21.5
	Lumajang	4.0	7.2	12.7	22.4
	Bondowoso	2.5	5.2	9.9	15.0
	Tanggul		7.3	11.3	17.4
Banyuwangi	Banyuwangi	8.5	13.3	29.4	52.6
	Genteng		7.1	20.1	39.5
Situbondo	Situbondo	3.1	4.6	6.7	9.3
	Asembagus				0.4
Pamekasan	Candih	((36.0))	((36.0))	((36.0))	((36.0))
		0.2	0.5	0.9	1.3
	Bangkalan	1.6	2.8	4.5	6.5
	Sampang	1.7	3.6	5.7	8.0
	Pamekasan	2.6	4.4	6.9	9.5
	Sumenep	2.2	4.0	7.2	11.6

Note: o Each figure means forecasted average demand at 19:00 hours on weekdays.

o Double parenthesized figures mean big customers demand fed by 150kV.

o Single parenthesized ones mean those of 70kV or special use for construction (Paiton).

o The rest mean those of distribution transformers.

2.3 系統計画

前節で得られた変電所別ピーク時需要想定 (Table 2.2-3) に基づき、送電・変電・配電その他の設備拡充計画を2004年3月までの長期に亘って計画した。これをマスタープランとして、今後個々の工事計画について長期的視点からの合理性の確認を行うことが望まれる。

しかしながら、現時点で得られるデータのみで長期にわたり需要を予測する精度には、おのずから限度があるので、このような計画は一種のローリングプランとして2～3年ごとに見直すべきものであることは言うまでもない。

ともあれ、今回は便宜上1989年3月までを第1期、1994年3月までを第2期、1999年3月までを第3期、2004年3月までを第4期と称することとし、2004年3月までの約20年間にわたるマスタープランを報告する。

このうち第1期については、次章において詳述するので、ここでは中期(第2期)、長期(第3期、第4期)計画について主として述べるものとする。

2.3.1 留意した事項

今回の系統計画では次の点に留意した。

(1) 設備個数と工事件数の減小

比較的大容量設備を投入することにより、設備数や工事回数を減らすことによる工事費の節減を計った。

たとえば、変電所の変圧器増設では設備容量をなるべく倍化して、5年間以上は再工事不要なように配慮した。これに関する経済性の検討については5.3.2において述べる。

(2) 電圧階級の簡素化による設備数減少

25～30KV系統は近年中に廃止されるものとし、70KV系統についても単純なファイダー化を計りつつ一部の例外的地域を除き、その増設は計画せず可及的に150KV昇圧を計ることにより、150/70KV連絡用変圧器の増設を最小限度に留めた。

(3) 電力潮流の迂回による損失の回避と信頼度の向上

電力潮流の迂回（たとえば Gresik → Waru → Sawahan）は単に電力損失を増加するのみでなく、系統の複雑化と、事故時の電源単独運転の困難化により系統信頼度が低下する。また、設備効率の低下によって資本費の増加にもつながる。

このため、今回の系統計画にあたっては常に電力潮流を念頭に置き、最も効果的な受電方法と送電線配置を考慮した。

たとえば Krian 線 off による Gresik 単独系の構成が容易なように配慮した。ほかに Paiton S/S において一部発電機による単独運転、Kebonagung S/S において Sutami P/S と Wlingi P/S による Kebonagung 単独系統構成等が可能である。

(4) 事故時対策を考慮した運用目標の設定

設備の許容電力としては、おおむね力率 85%、負荷の変動ないし予測誤差 15% を見込んで、架空 2 cct 送電線では 75% 程度（この値は 1 cct 事故時 50% 過負荷に相当する）を目標とした。1 回線のみ架線の送電線の場合は、5.2.2 で述べるように損失軽減も兼ねて相当早期に増架することを得策とする場合が多い。

変電所についても同様に変圧器合計容量の 73.9% を目標のピーク負荷としたが、事故時対策を考慮してバンク数 2 の場合は 70%、バンク数 1 の場合は 60% に目標を抑制した。

設備単位容量としては KVA あたり単価、引出可能フィーダー数、望ましいバンク数等を考慮して別項のように計画した。

2.3.2 電源の想定

電源については 2004 年までの計画が未確立であるが、次の新增設を仮定した。

水力： Sengguruh	$1.45 \times 2 = 29.0 \text{ MW}$	1987/88
Tulungagung	22.0 MW	1989/90
Wonorejo	$8.0 + 6.2 = 14.2 \text{ MW}$	1989/90
Metro	$5.0 \times 2 = 10.0 \text{ MW}$	1991/92
Kesamben	$1.64 \times 2 = 3.28 \text{ MW}$	1989/90
Lesti & Kepanjen	$1.26 + 1.37 = 2.63 \text{ MW}$	1995/96
Tegalombo & Grindulu	$2.00 + 3.20 = 5.20 \text{ MW}$	1997/98

火力：Gresik #3U	200MW	1986/87
" #4U	200MW	1987/88
Paiton #1U	400MW	1989/90
" #2U	400MW	1990/91
" #3U	600MW	1992/93
" #4U	600MW	1993/94
" #5U	600MW	第Ⅲ期
" #6U	600MW	"

2.3.3 個別計画 (Fig 2.3.1(1)~(4)参照)

(1) 配電用変電所の新設

(第Ⅱ期)

Benowo (92/93), Semanbung (90/91), Kalang Pilang (89/90),
Kepanjen (90/91), Tanggul (89/90), Genteng (89/90), Jombang (89/90)

(第Ⅲ期)

Simokerto (96/97), Ngiwo (97/98), Trosobo (97/98)
Ketintang (98/99)

(第Ⅳ期)

Sidosermo, Tanggul, Genteng, Asembagus
の各所を新設する。

(2) 配電用変圧器の増設

各所別負荷予想と前記負荷目標および増設基準から、各所の年度別増設計画を樹てた。その結果、

総合実効利用率 ¹⁾ は	1989/3	41.2 %
	1994/3	58.6 %
	1999/3	58.2 %
	2004/3	66.2 %

とほぼ期を追って向上の一途を辿り、本マスタープランの効率性の一面を示している。

注1) 総合実効利用率とは各所のピーク負荷の総計を各所の目標負荷の総計で除したものである。

(3) 変電所の昇圧

(第 II 期)

○ Sawahan S/S 150 kV 昇圧

Surabaya 市内中心部の重要変電所である Sawahan S/S の供給力を増加するためには 150 kV 昇圧が必要である。このため早期 (89/90) に 70 kV Tandes-Sawahan 線を建替え、150 kV Tandes-Sawahan 線として昇圧し、Sawahan S/S に 150/70 kV 連絡用変圧器を置く (Tandes から移設)。

○ Driyorejo S/S 150 kV 昇圧

Mojokerto S/S の連絡用変圧器は III 期には増設が必要となるため、Driyorejo S/S の配電用変圧器増設の必要な 93/94 に Driyorejo S/S を 150 kV 昇圧し、150 kV Krian-Babatan 線から 1 π 受電する。

○ Lawang S/S 150 kV 昇圧

Bangil S/S の連絡用変圧器と 70 kV Bangil-Blimbing 線の負荷を減らすため、Lawang S/S の配電用変圧器増設の必要な 92/93 年度に、150 kV Bangil-Kebonagung 線から 1 π 分岐線を引込み、Lawang S/S を 150 kV に昇圧する。

○ Polehan S/S 150 kV 昇圧

Kebonagung S/S 連絡用変圧器と Polehan 線との将来の増設を避けるため、Polehan S/S の配電用変圧器増設の必要な 90/91 年度に、既設 70 kV Kebonagung-Polehan 線を 150 kV に建替え、Polehan S/S を 150 kV に昇圧する。

○ Buduran (Sidoarjo) S/S 150 kV 昇圧

70 kV Waru-Buduran 線は、II 期末には過負荷となる。

また、93 年度には配電用変圧器増設が必要なので、93 年度に 150 kV Waru-Bangil 線を 2 π 分岐して引込み、Buduran S/S を 150 kV 昇圧する。

なお、これに伴い IV 期に予想される Waru S/S 連絡用変圧器増設が不要となる見込みである。

(第 III 期)

○ Sengkaling S/S 150 kV 昇圧

Kebonagung S/S 連絡用変圧器の増設を避けるため、Sengkaling S/S の、配電用変圧器の増設が必要となる 97/98 年に、既設 70 kV Kebonagung-Sengkaling 線 (150 kV 設計) を 150 kV 昇圧し、Sengkaling S/S 150/70 kV 連絡用変圧器 50 MVA×1 および配電用変圧器 50 MVA を置く。

○ Tulungagung S/S

Kediri S/S の連絡用変圧器は 87/88 年に 50 MVA を増設するが、III 期にはさらに 100 MVA の増設が必要になる。また、70 kV Kediri-Tulungagung 線も IV 期には過負荷する。さらに Tulungagung S/S は 94/95 年に 50 MVA の配電用変圧器増設が必要と見られる。

このため、III 期 (96/97) に 150 kV Kediri-Tulungagung 線 2 回線を新設し、Tulungagung S/S に 150 kV 母線および 150/20 kV 配電用変圧器 50 MVA×2 を置く。

○ Blimbing S/S 150 kV 昇圧

Sengkaling S/S 150 kV 昇圧後は Blimbing S/S が同所 70 kV 系に含まれるが、IV 期中には過負荷となる。

このため、Blimbing S/S 配電の増設の必要な 94/95 年に 150 kV Bangil-Kebonagung 線を 1 π 分岐して引込み、Blimbing S/S を 150 kV 昇圧する。これに伴い Sengkaling S/S 連絡用変圧器の IV 期の増設は避けられる。

(第 IV 期)

な し

(4) 送電系統強化対策

(第 II 期)

○ Tandes への供給力強化と信頼度向上

Gresik 火力の発電を 320 MW 程度と仮定して、その単独供給可能範囲を検討すると II 期までは Tandes, Sawahan を含む供給力を有するが、3 期以降は Tandes を外す必要が生じる。

したがって新しい Tandes への電源線として、当初は 150 kV Gresik-Waru 線から

1π分岐して送電するものとし、Ⅲ期初めにこの線路をKrian S/Sまで延長し、TandesはKrian S/Sから直接2cct受電することとする。

○ Paiton P/S竣工に伴う東部方面供給拠点

Paiton P/SはOct.1989に400MW竣工し、以後逐年増設されEHV送電されることになっている。

この発電力の一部を東部ジャワ東部方面に供給するため、Paiton P/Sに500kV/150kV漏降変圧器300MVAを併設(89/90)、500MVAを増設(90/91)し、常時Probolinggo以東を供給するものとする。

○ EHV Paiton S/S二次系(Jember方面)の強化

EHV Paiton S/Sの竣工に伴い、Situbondo, Jember, Banyuwangi方面への供給力強化のため、89/90年度にPaiton-Situbondo-Jember間の150kV送電線に1cct増架して完成させる。

(第Ⅲ期)

○ 東部SurabayaへのEHV導入

150kV Waru-Rungkut線に依存する東部スラバヤ方面の需要増加対策として、新たにSukolilo S/Sまたはその近傍にEHV送電線を1π引込で導入し、同地点からRungkut, KenjeranおよびSimpangの3方面を供給する必要がⅢ期の初めに生じる。所要変圧器は500MVA(94/95)、+500MVA(95/96)と考える。なお、関連して同所70kV母線の除却を考慮する。

○ 150kV Surabaya環状線の完成

上記Sukolilo電源による供給力向上効果をさらに発揮させ、信頼度向上を期するため、Ujung-Sukolilo間の70kVルートを利用してSukolilo S/S - Perak P/S間に150kV送電線を新設し、Surabaya市150kV環状線を完成させる(Ⅲ期初め)。

このため準備工事として、第Ⅱ期中にPerak-Ujung間70kV送電線を150kV併架に建替えて置く必要がある。

○ Krian-Kebonagung(150kV)線新設によるMalang, Bangil方面への供給力強化

Probolinggo S/S以東がPaiton系に切替えられた後も、Krian-Bangil線はⅢ期末には満負荷に近づく。

このため、Ⅲ期末竣工を目途にKrian-Kebonagung間に150kV 2cctの送電線を

新設する。

○ Tandes への分岐線の Krian への接続延長

前述のとおり、Gresik 単独系から Tandes を外す必要の生じる III 期初めに Krian-Tandes 線を完成させる。なお、本工事は最適ルート確保のため、現地状況に即した工期繰り上げを考慮する必要がある。

○ Banyuwangi, Bali 島方面への供給力の強化

Situbondo, Bondowoso, Jember, Banyuwangi 方面ならびに Bali 島の負荷合計は III 期末には既設および既計画の送電設備容量を超過すると見られる。(特に電圧降下が大)

また、Situbondo 東部ないし Banyuwangi 北部における供給拠点も将来必要となる。したがって、III 期中に Situbondo S/S - Banyuwangi S/S 間に東北部沿岸径由の 150 kV 送電線を新設する。

(第 IV 期)

○ Mojokerto, Kediri 方面への供給力強化

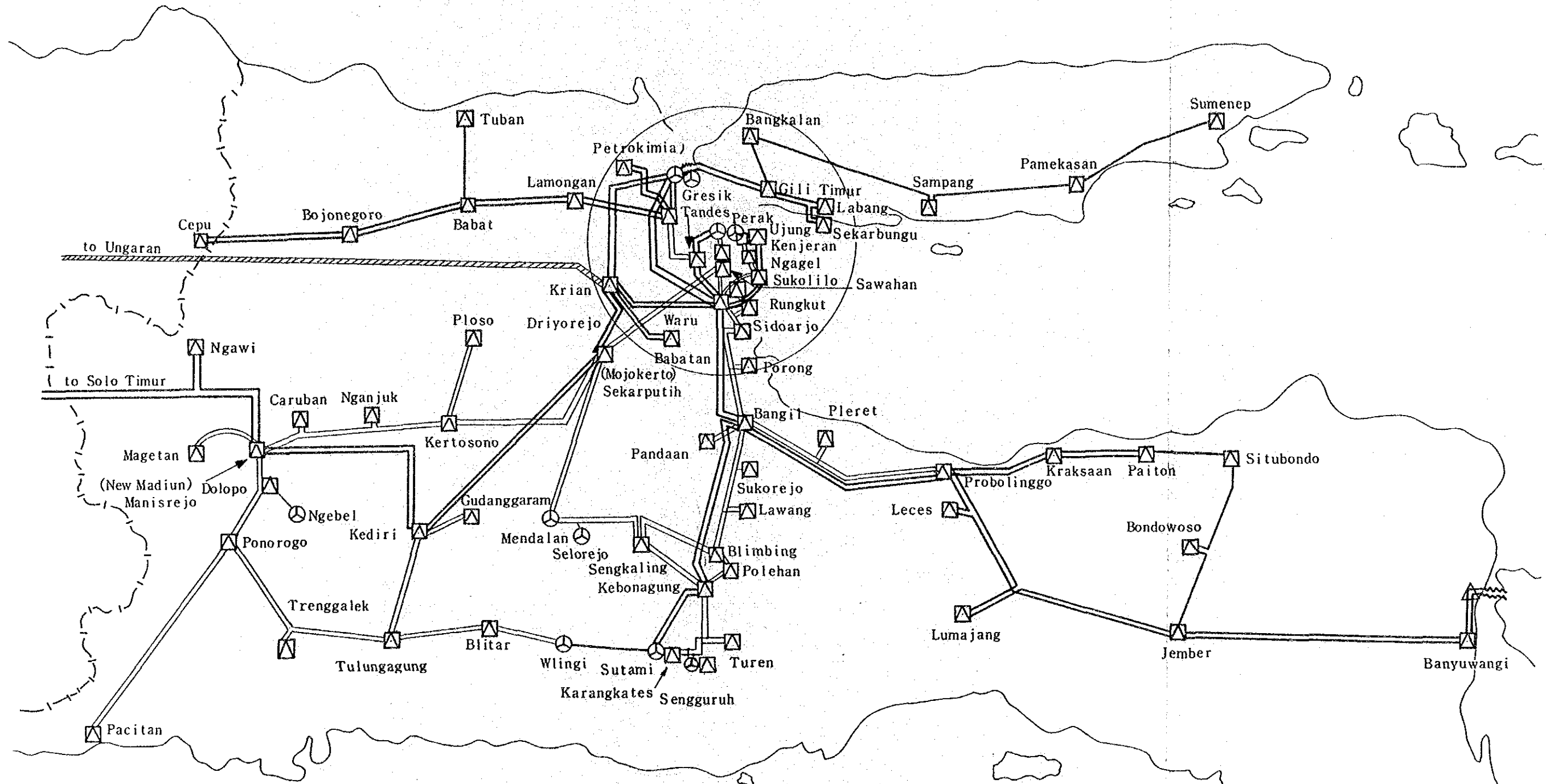
比較的小規模の水力発電所の新設が多数見込まれるものの、Krian-Mojokerto 線は IV 期のはじめにはほぼ満負荷に達すると見られる。

したがって、Krian-Kediri 間に新しく 150 kV 送電線を計画するものとし、第 IV 期はじめにおいてその一部先行工事として Krian-Mojokerto 間を竣工させ、既設線と併用することにより Mojokerto 方面への供給力を強化するものとする。

(5) 一次変電所の容量増加

南部の群小水力以外に大容量発電所が建設されないとすれば、既述の Sukolilo S/S 1,000 MVA, Paiton S/S 800 MVA 以外に Krian S/S (500 MVA) は II 期に 500 MVA, III 期、IV 期に各 1,000 MVA 合計 3,000 MVA までの増設が必要となり、これに伴って中部ジャワからの受電線も増設の必要性が見込まれる。

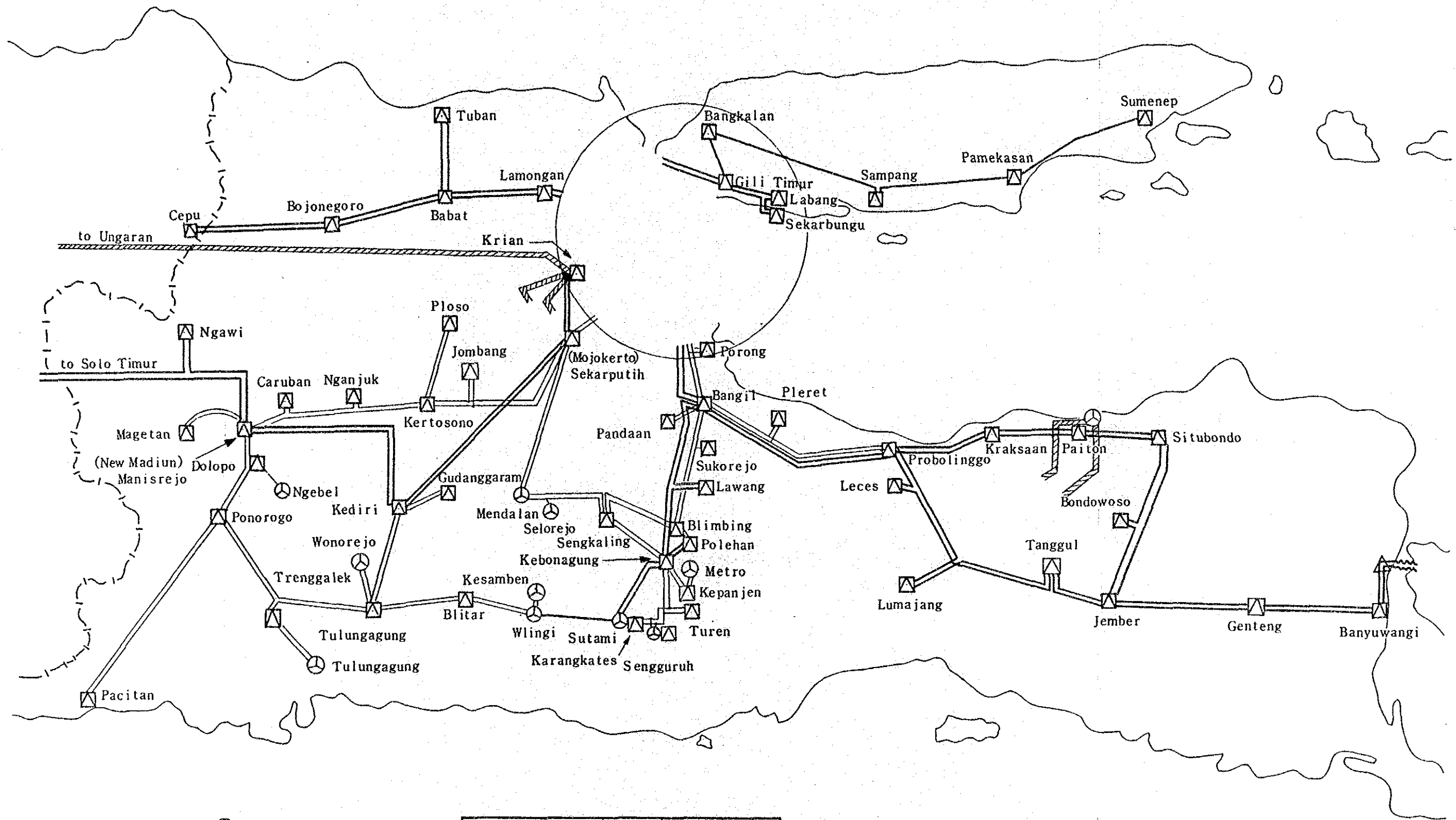
Fig. 23-1(1) East Java Power System Map (After Completion of 1st Stage)



- ⊙ Power plant
- △ Substation

Transmission Line	500 kV	150 kV	70 kV

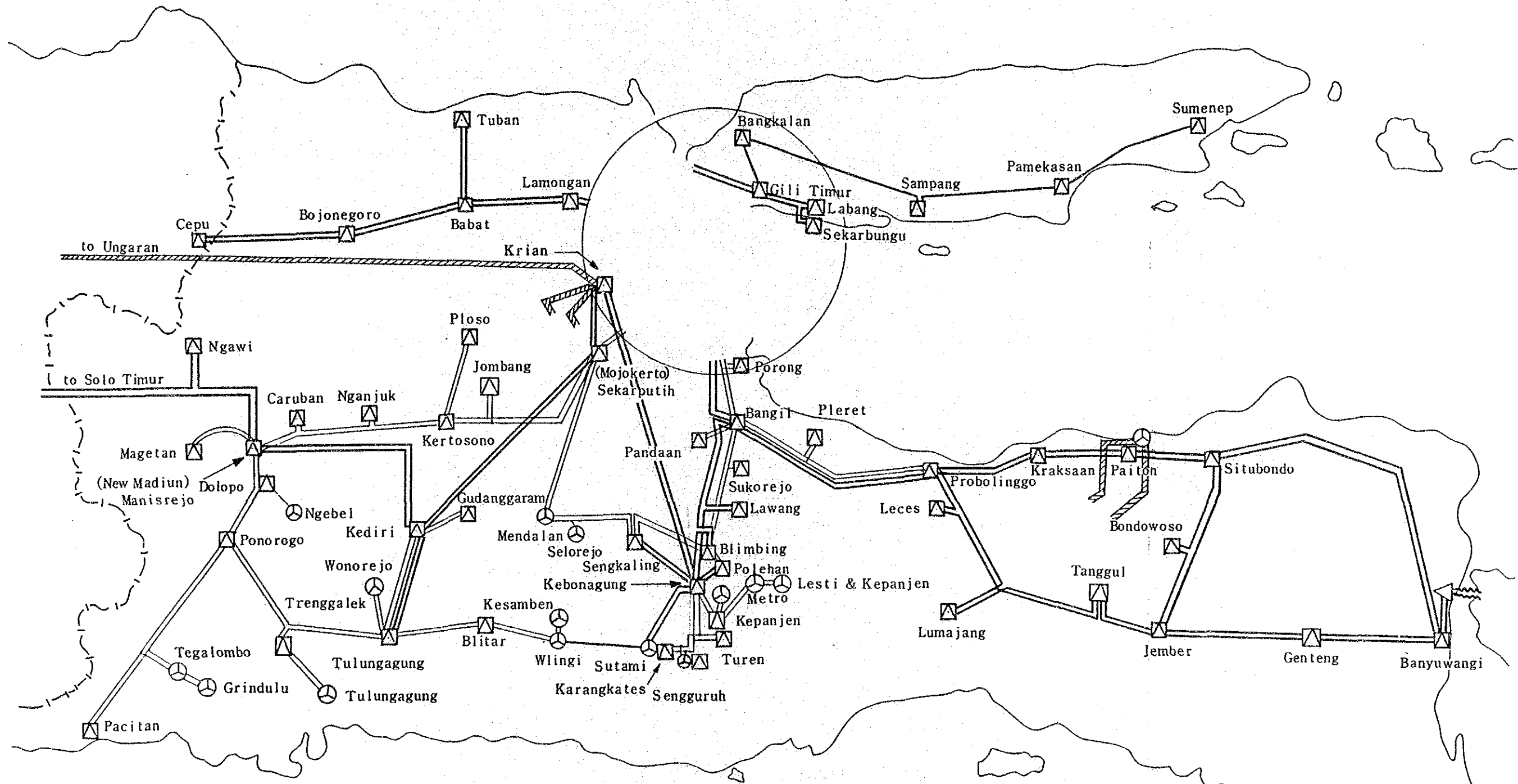
Fig. 2.3-1(2) East Java Power System Map (After Completion of 2nd Stage)



- ⊕ Power plant
- △ Substation

Transmission Line	500 kV	150 kV	70 kV
	▨	—	- - -

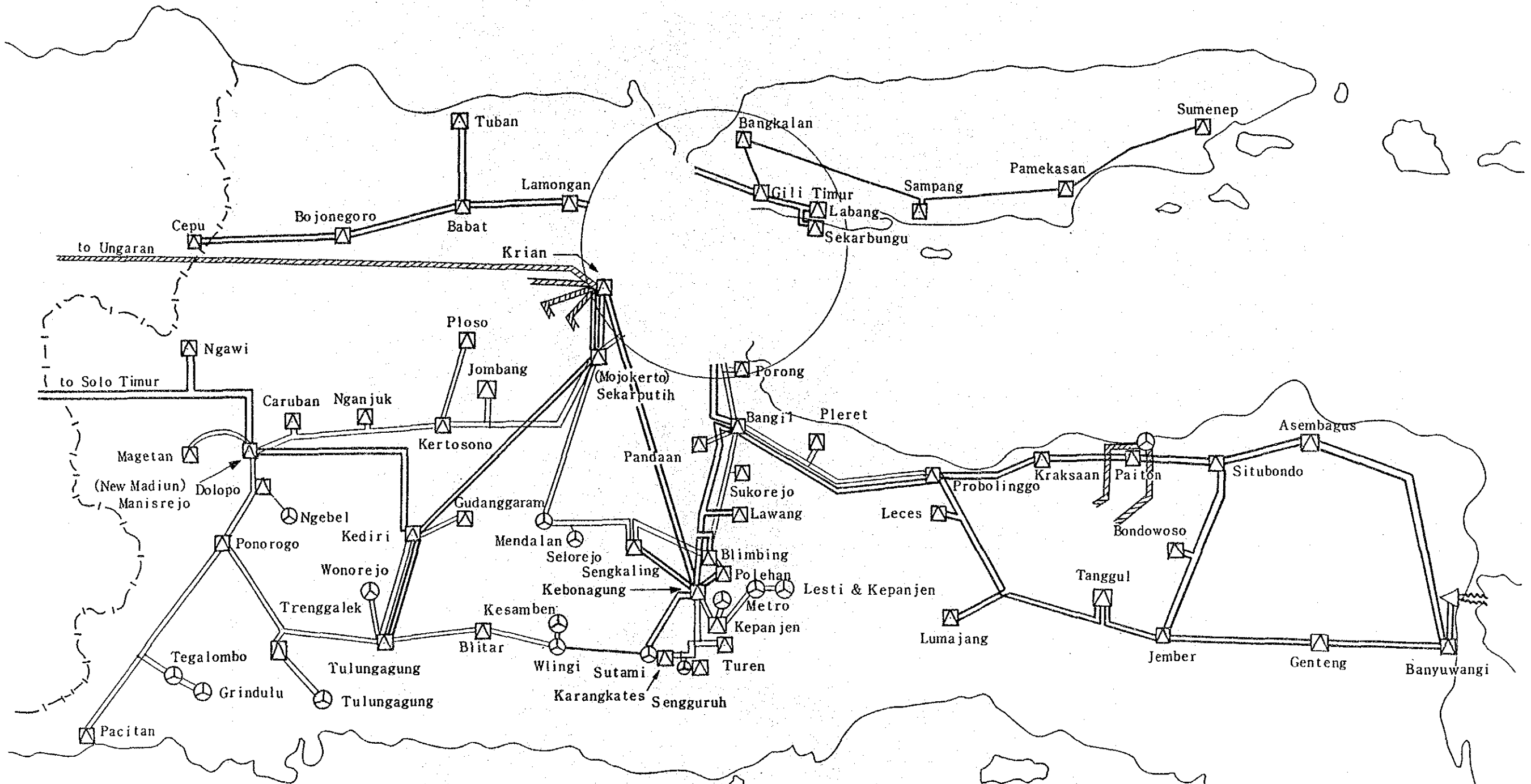
Fig. 23-1(3) East Java Power System Map (After Completion of 3rd Stage)



- ⊗ Power plant
- ▣ Substation
- △ Switch-station

Transmission Line	500 kV	150 kV	70 kV

Fig. 23-1(4) East Java Power System Map (After Completion of 4th Stage)



- ⊗ Power plant
- ⊠ Substation
- △ Switch-station

Transmission Line	500 kV	150 kV	70 kV

Fig. 2.3-1(1) East Java Power System Map (Surabaya City)
 (After Completion of 1st Stage)

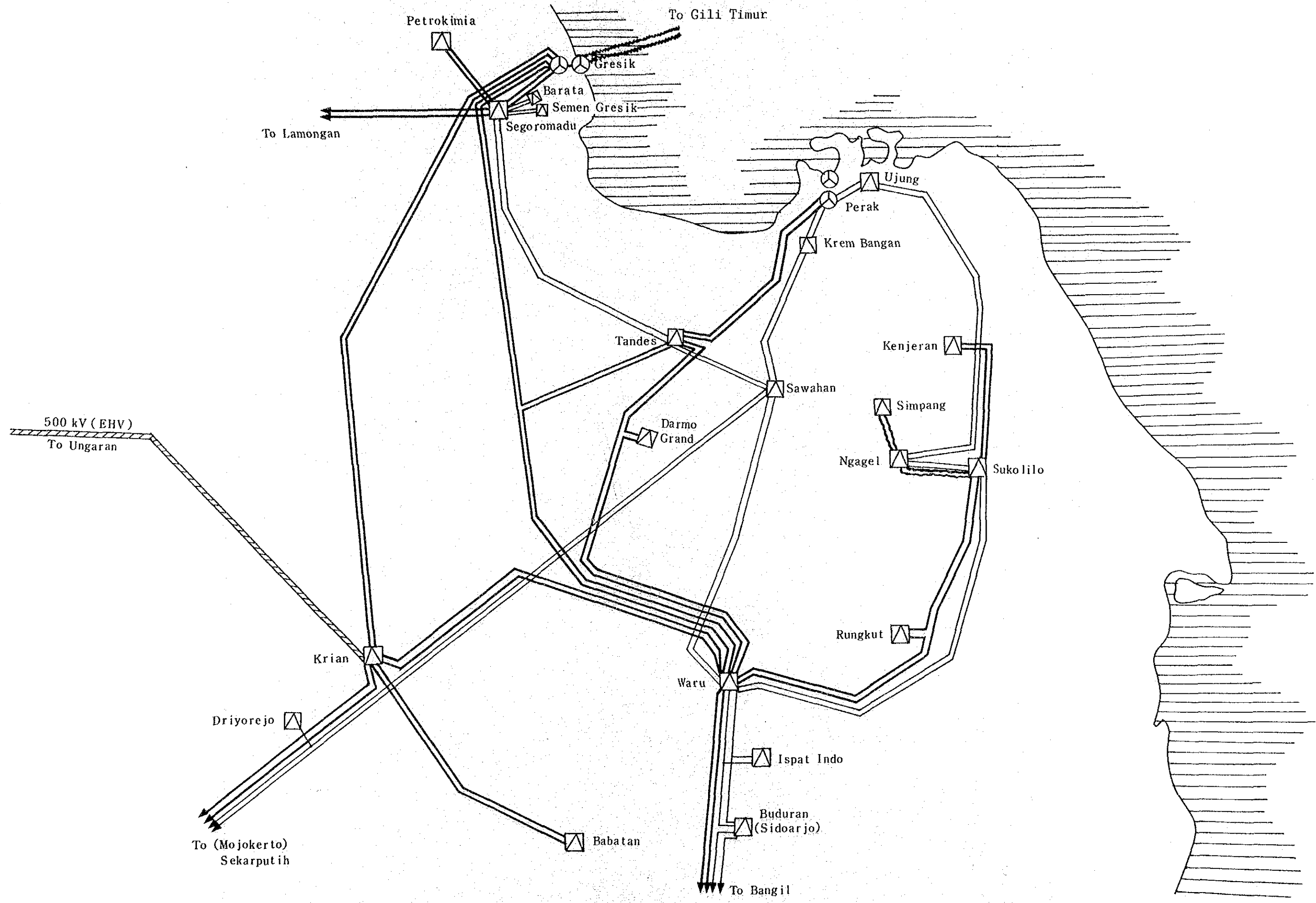


Fig. 2.3-1(2) East Java Power System Map (Surabaya City)
 (After Completion of 2nd Stage)

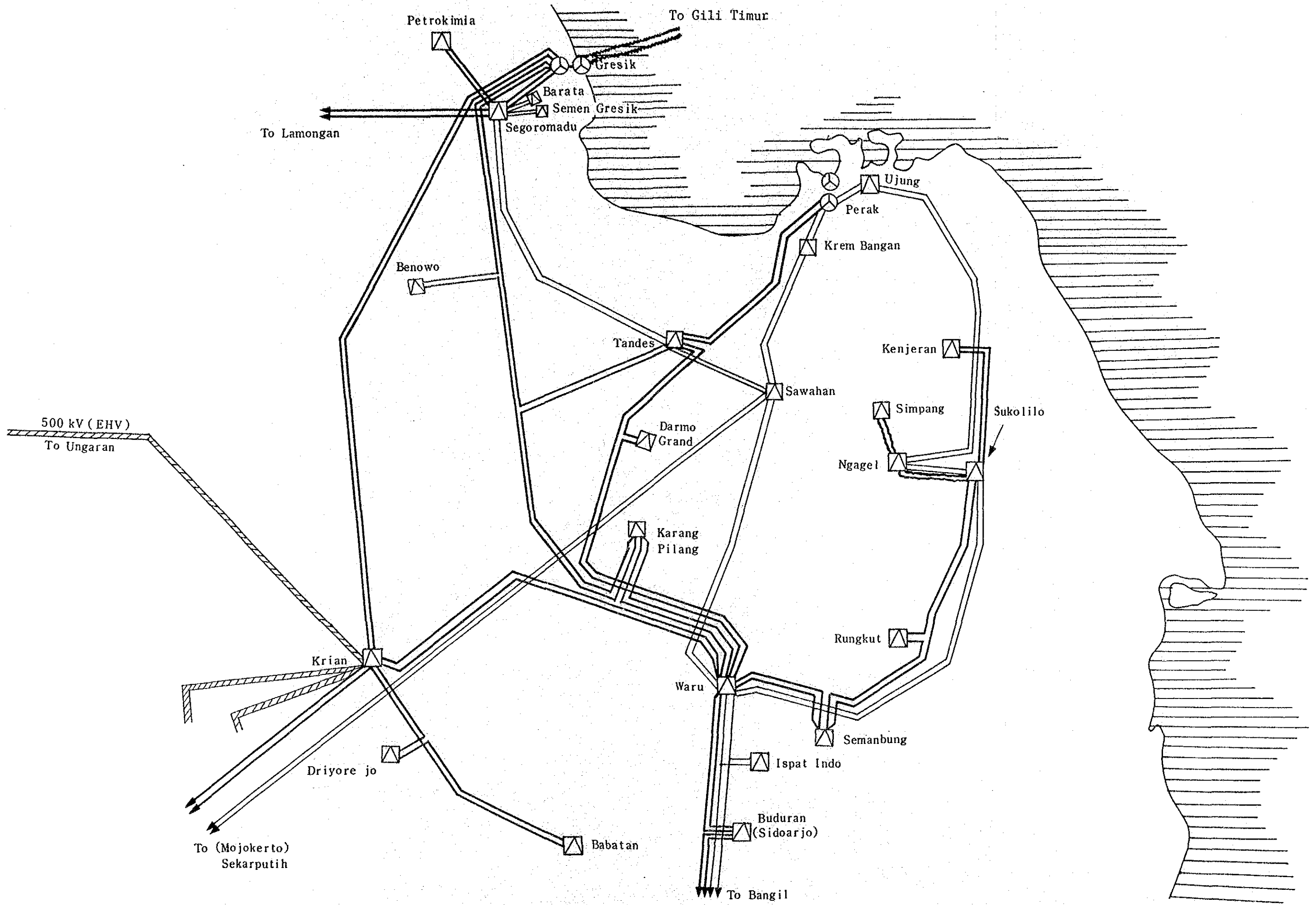


Fig. 2.3-1(3) East Java Power System Map (Surabaya City)
 (After Completion of 3rd Stage)

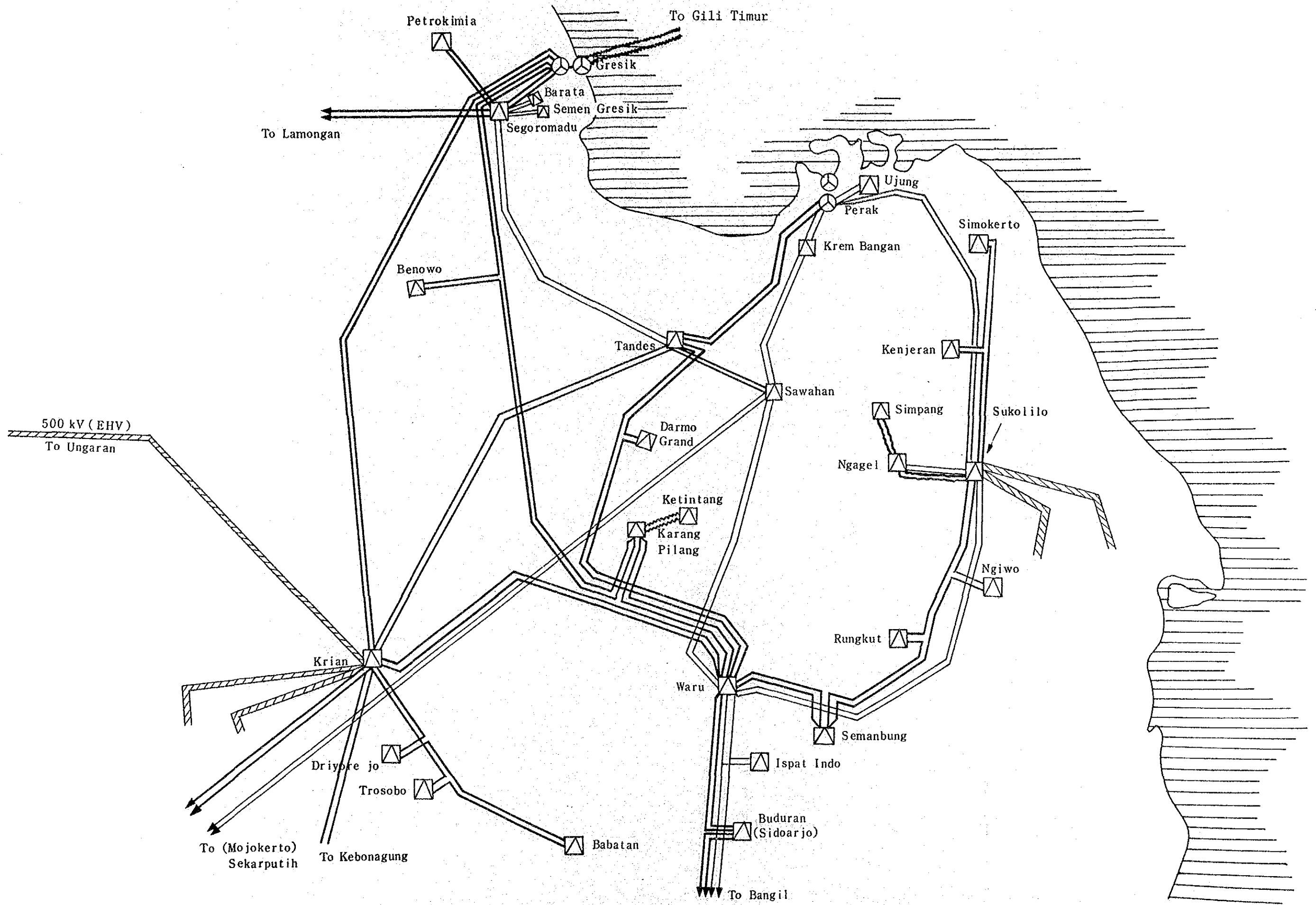
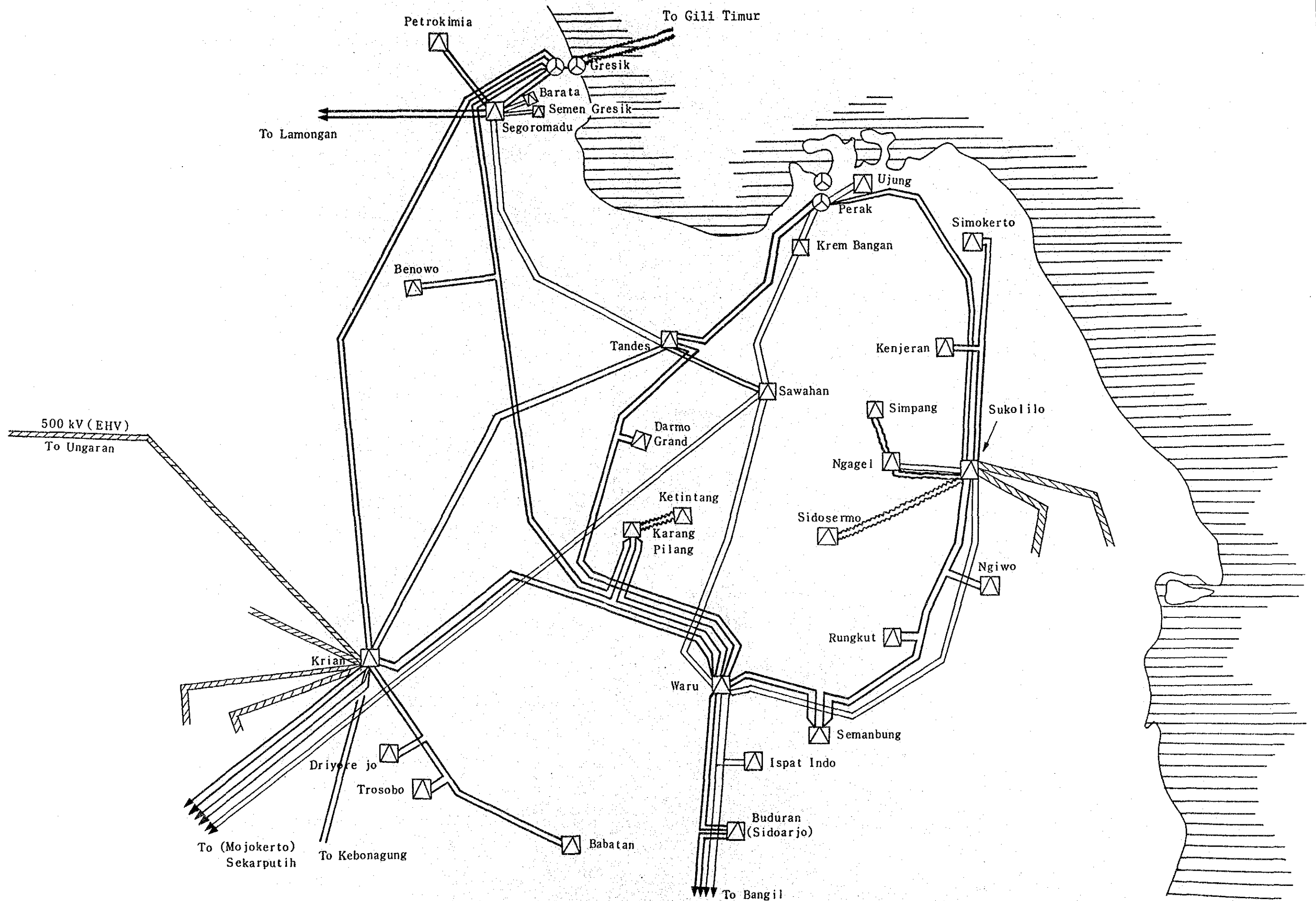


Fig. 2.3-1(4) East Java Power System Map (Surabaya City)
 (After Completion of 4th Stage)



2.4 系統解析

2.4.1 電力潮流解析

計画した系統が合理的に運用出来るか否か、また設備が適当な余裕をもっているか否かを確かめるために尖頭負荷時の潮流計算を行った。

(1) 計算の前提条件

- a. 発電機、変圧器および送電線の定数等は既設設備データを基にしたが、将来計画等で明確でないものは一般的な数値によって仮定した。それをまとめたものが表 2.4-1, 表 2.4-2, 表 2.4-3 である。系統の構成および設備定数等は図 2.4-1 (1)~(4) に示す。
- b. 合理的な系統運用を行うための運転目標値を次の通り定めた。
 - i) 汽力発電所の運転力率 85 ~ 95 %
 - ii) 水力発電所の運転力率 90 ~ 100 %
 - iii) 変電所の運転電圧 95 ~ 105 %
- c. BALI 島を除く負荷は表 2.2-3 の値を採用した。BALI 島の負荷は 2.2-2 (3) に述べるとおりとした。
- d. Perak および Gresik 発電所のガスタービン発電機は予備力として停止するものとするほか、1989年/10 Paiton 発電所竣工後は Perak 発電所の 1, 2号ユニット(石油火力 25 MW × 2台)も連変負荷の許容範囲で予備力として停止させた。また火力発電所のピーク時の出力は最大出力の 80% とした。また定検として、単機最大容量の 1台分 (Paiton 600 MW) を停止させた。
- e. 水力発電所の出力は、ファーム出力とした。ただし将来建設予定等でファーム出力が不明確なものは最大出力の 70% とした。(表 2.4-4 参照)
- f. 負荷力率はスラバヤ市内は 0.85 その他は 0.9 とした。

(2) 潮流計算の結果と所見

前節の系統計画における設備容量、電力損失、電圧降下およびこれに関連するキャパシタの必要量を検討するため、全東部ジャワ系統の潮流計算を行った。その結果を図化したのが図 2.4-2 (1), (2), (3), (4) である。また必要なキャパシタは表 2.4-5 に記したとおりである。

上記は 2004 年 3 月まで Paiton P/S に引続く大容量発電所建設および中・南部への EHV 送電線導入がない場合である。したがって、これらが N 期以降に追加されれば、需給バランスの改善と所要調相設備の節減を期待することができる。

2.4.2 短絡容量

2004年の系統構成で短絡容量の計算をした。発電機、変圧器、送電線の定数等は潮流解析と同様、表2.4-1, 表2.4-2, 表2.4-3によった。

連絡用変圧器の2次側はループ運転とするが配電用変圧器2次側はループ運転しないものとした。その結果主な変電所の短絡容量は図2.4-3のとおりである。しゃ断器を通過する電流が最大になる変電所とそのしゃ断容量は次のとおりである。

150KV系	Krian	変電所	6600MVA	(25.4KA)
70KV系	Waru	"	1100MVA	(9.1KA)
20KV系	Waru	"	580MVA	(16.7KA)

採用するしゃ断器の定格しゃ断容量と架空地線の故障時電流容量とから150KV系25KA、70KV系20KA、20KV系20KAに抑制するものとする。この場合、Krian変電所の150KV母線の故障時についてのみ対策が必要である。

すなわちIV期に入って変圧器(500/150KV)が500MVA×2台、1000MVA×2台になったとき変圧器2次側を2つ以上の系統に分け、短絡電流を25KA以下とする必要がある。

2.4.3 過渡安定度

過渡安定度については、電源線関連の3地点(PaitonのSukolilo側、PaitonのKrian側、Grindulu P/S-Ponorogo間の1cct)の短絡事故についてⅢ期末の負荷条件で継続事故0.1秒と0.15秒の場合について、それぞれ各地点の電圧スイングを計算した。その結果はFig 2.4-4(1-1)~(3-2)に示すとおりで、いずれの場合にも脱調に至らないことを確認した。

TABLE 2.4-1-(1) Generator Data

STATION	TYPE	NO.	MW	PF	(MVA)	TERM.	SPEED	ON RATING			P.U.ON 100 MVA			NOTE
								Xd' (%)	Xd'' (%)	H (%)	Xd'	Xd''	H	
PERAK	STEAM	2	25.0	0.8	32.0	13.8		20.8	11.7	3.5	0.65	0.37	1.12	Existing
//	GAS	1	25.0	0.8	32.0	13.8		28.0	15.0	7.0	0.88	0.47	2.24	//
//	STEAM	2	50.0	0.8	62.5	11.0		24.5	16.4	4.0	0.39	0.26	2.5	//
GRESIK	GAS	2	20.0	0.8	25.0	11.0		28.0	15.0	7.0	1.12	0.60	1.8	//
//	STEAM	2	100.0	0.8	125.0	13.2		26.0	15.0	3.0	0.21	0.12	3.8	//
//	//	2	200.0	0.8	250.0	13.2		26.0	15.0	3.0	0.10	0.06	7.5	//
SUTAMI	HYDRO	3	35.0	0.9	39.0	11.0		19.3	13.0	3.65	0.49	0.33	1.4	//
WLINGI	//	2	27.0	0.9	30.0	11.0		19.3	13.0	3.65	0.64	0.43	1.1	//
SELOREJO	//	1	4.8	0.8	5.6	6.6		36.9	22.6	1.65	6.59	4.04	0.09	//
MENDALAN	//	1	5.6	0.8	7.0	6.0		30.0	20.0	2.5	4.29	2.86	0.18	//
//	//	3	5.8	0.8	7.25	6.0		30.0	20.0	2.5	4.14	2.76	0.18	//
SIMAN	//	3	3.6	0.8	4.5	6.3		30.0	20.0	2.7	6.67	4.44	0.12	//
SENGGURUH	HYDRO	2	14.5	0.9	16.0			19.3	13.0	3.65	1.20	0.80	0.6	
TULUNGAGUNG	//	1	22.0	0.9	24.5			19.3	13.0	3.65	0.79	0.53	0.89	
WONOREJO	//	1	8.0	0.9	9.0			19.3	13.0	3.65	3.37	2.25	0.24	
//	//	1	6.2	0.9	7.0			19.3	13.0	3.65	4.35	2.90	0.19	
METRO	//	2	5.0	0.9	5.5			19.3	13.0	3.65	5.36	3.57	0.15	
KESAMBEN	//	2	16.4	0.9	18.0			19.3	13.0	3.65	1.06	0.71	0.66	
LESTI	//	1	12.6	0.9	14.0			19.3	13.0	3.65	1.38	0.93	0.51	
KEPANJEN	//	1	13.7	0.9	15.2			19.3	13.0	3.65	1.27	0.86	0.56	

T A B L E 2 . 4 - I - (2) G e n e r a t o r D a t a

STATION	TYPE	NO.	MW	PF	(MVA)	TERM. VOLT.	SPEED	ON RATING			P. U. ON 100 MVA		NOTE	
								Xd' (%)	Xd'' (%)	H (%)	Xd'	Xd''		H
TEGAROMBO	HYDRO	1	20.0	0.9	22.2			19.3	13.0	3.65	0.87	0.59	0.81	
GRINDULU	//	1	32.0	0.9	35.6			19.3	13.0	3.65	0.54	0.37	1.30	
PAITON	STEAM	2	400.0	0.8	500.0			26.0	15.0	3.0	0.052	0.03	15.0	
//	//	4	600.0	0.8	750.0			26.0	15.0	3.0	0.035	0.02	22.5	

TABLE 2. 4-2-(1) Transformer Data

NAME OF STATION	TRANS. RATIO (KV)	No. OF UNIT & NOMINAL RATING (MVA)	REACTANCE		NOTE
			ON RATING (%)	ON 100 MVA & SYSTEM BASE VOLTAGE PER UNIT	
KRIAN	500/150	1 × 500	14	0.028	
//	500/150	1 × 1000	14	0.014	
GRESIK	/150	2 × 27	11	0.407	Existing
//	/150	2 × 120	11	0.092	//
//	/150	2 × 240	11	0.046	
PERAK	/70	3 × 40	7.5	0.188	Existing
//	/150	2 × 62.5	11	0.176	//
SUTAMI	/150	3 × 39	11	0.282	//
WLINGI	/150	2 × 30	11	0.368	//
MENDALAN	/70	3 × 10	7.5	0.75	//
SELOREJO	/70	1 × 5.6	7.5	1.33	//
SENGGURUH	/70	1 × 32	7.5	0.234	
WARU	150/70	3 × 39	9.9	0.254	Existing
//	//	2 × 50	9.9	0.198	//
//	//	1 × 100	11	0.11	
PERAK	150/70	1 × 35	11	0.314	Existing
BANGIL	150/70	2 × 35	10.9	0.311	//
//	//	1 × 100	11	0.11	
KEBONAGUNG	150/70	1 × 35	11.0	0.314	Existing
WLINGI	150/70	1 × 30	11	0.367	//
MOJOKERTO	150/70	1 × 35	9.7	0.277	//
//	//	1 × 50	11	0.22	
SEGOROMADU	150/70	1 × 50	10.8	0.216	Existing
//	//	2 × 50	11	0.22	
KEDIRI	150/70	1 × 35	9.7	0.277	Existing
//	//	1 × 50	11	0.22	
MANISUREJO	150/70	1 × 35	10.7	0.306	Existing
PAITON	500/150	1 × 500	14	0.028	
//	500/150	1 × 300	14	0.047	
PAITON P/S	/500	1 × 500	14	0.028	
//	/500	1 × 750	14	0.019	
SUKOLILO	500/150	2 × 500	14.0	0.028	

TABLE 2.4-2-(2) Transformer Data

NAME OF STATION	TRANS. RATIO (KV)	Nos of Unit NOMINAL RATING (MVA)	REACTANCE		NOTE
			ON RATING (%)	ON 100 MVA SYSTEM BASE VOLTAGE PER UNIT	
METRO	/70	2 x 5.5	7.5	1.34	
KESAMBEN	/70	2 x 18	7.5	0.41	
KEPANJEN	/70	1 x 15.2	7.5	0.50	
TEGALOMBO	/70	1 x 22.2	7.5	0.34	
WONOREJO	/70	1 x 6.2	7.5	1.21	
//	/70	1 x 8.0	7.5	0.94	
GRINDULU	/70	1 x 35.6	7.5	0.21	
SENGKALING	150/70	2 x 50	11.0	0.22	
TULUNGAGUNG	/70	1 x 24.4	7.5	0.375	
TANDES	150/70	2 x 50	11.0	0.22	
SAWAHAN	150/70	2 x 50	11.0	0.22	

TABLE 2.4-3 Transmission Line Data

NOMINAL VOLTAGE (KV)	CONDUCT — OR mm	POSITIVE SEQUENCE IMPEDANCE/KM			IN PER UNIT ON 100 MVA & NOMINAL VOLTAGE/KM/CCT			NOTE
		Rat40°C(ohms)	X (ohms)	Y(mhos)	R	X	Y	
500	282 X 4	2.90×10^{-2}	2.88×10^{-1}	3.86×10^{-6}	1.16×10^{-5}	1.15×10^{-4}	9.66×10^{-3}	
150	330 Twin	4.79×10^{-2}	3.05×10^{-1}	3.69×10^{-6}	2.13×10^{-4}	1.35×10^{-3}	8.31×10^{-4}	
150	330	9.57×10^{-3}	4.00×10^{-1}	2.86×10^{-6}	4.25×10^{-4}	1.78×10^{-3}	6.43×10^{-4}	
150	307	1.05×10^{-1}	4.02×10^{-1}	2.84×10^{-6}	4.68×10^{-4}	1.79×10^{-3}	6.40×10^{-4}	
150	240	1.49×10^{-1}	4.07×10^{-1}	2.80×10^{-6}	6.61×10^{-4}	1.81×10^{-3}	6.31×10^{-4}	
150	185	2.02×10^{-1}	4.15×10^{-1}	2.75×10^{-6}	8.98×10^{-4}	1.85×10^{-3}	6.18×10^{-4}	
150	160	2.26×10^{-1}	4.20×10^{-1}	2.71×10^{-6}	1.01×10^{-3}	1.87×10^{-3}	6.10×10^{-4}	
150	UGC 300	6.23×10^{-2}	1.11×10^{-1}	9.74×10^{-5}	2.77×10^{-4}	4.92×10^{-4}	2.19×10^{-2}	
150	UGC 800	2.44×10^{-2}	1.38×10^{-1}	1.73×10^{-4}	1.08×10^{-4}	6.14×10^{-4}	3.90×10^{-2}	
70	240	1.49×10^{-1}	3.70×10^{-1}	3.10×10^{-6}	3.04×10^{-5}	7.55×10^{-3}	1.52×10^{-4}	
70	152	2.31×10^{-1}	3.85×10^{-1}	2.97×10^{-6}	4.72×10^{-5}	7.85×10^{-3}	1.46×10^{-4}	
70	85	3.57×10^{-1}	3.96×10^{-1}	2.88×10^{-6}	7.28×10^{-5}	8.09×10^{-3}	1.41×10^{-4}	
70	CU 50	3.97×10^{-1}	4.26×10^{-1}	2.67×10^{-6}	8.11×10^{-5}	8.70×10^{-3}	1.31×10^{-4}	

TABLE 2.4-4 Hydro Power Station Data

NAME OF STATION	CAP. × NOS		TOTAL CAPACITY (MW)	FIRM OUTPUT (MW)	COM. YEAR	NOTE
	(MW)	Nos.				
SUTAMI	35	× 3	105	77		Existing
WLINGI	27	× 2	54	52		//
MENDALAN	5.6	× 1	5.6	4.9		//
//	5.8	× 3	17.4	15.1		//
SIMAN	3.6	× 3	10.8	9.8		//
SELOREJO	4.8	× 1	4.8	2		//
SENGGURUH	14.5	× 2	29	20	1987	
KESAMBEN	16.4	× 2	32.8	23	1989	
WONOREJO	8	× 1	8	5.6	//	
//	6.2	× 1	6.2	4.3	//	
TULUNGAGUNG	22	× 1	22	15.4	//	
METRO	5	× 1	10	7	1991	
KEPANJEN	13.7	× 1	13.7	9.6	1995	
LESTI	12.6	× 1	12.6	8.8	1995	
GRINDULU	32	× 1	32	22.4	1997	
TEGAROMBO	20	× 1	20	14	//	