

次いで工業用であり、双方で約80%前後の需要を占めている。Fig. 2.3.7に1987年の電力需要構成を示す。

E C G全体の最大需要電力の伸びは、Table 2.3.5およびFig. 2.3.8に示すとおり、過去10年間の年平均伸び率をみると約3.4%、最近5年間では約6.2%である。又、E C Gはその伸び率の将来予測を約4.7%としている。

### 2.3.5 電力開発5ヶ年計画

E C Gは本年ガーナにおける中期電力開発計画（マスタープラン）として、「5ヶ年開発計画（1989-1993）」を策定した。本計画はE C Gが抱える諸問題について、積極的に解決を図るべく示された行動計画である。

本マスタープランの主要な目標は、アクラ、クマシ、セコンディ、タコラデ、コホリジュア、テマ、ケープコーストおよびホ地域に対する配電増強計画で、Table 2.3.6に示す通りの投資計画である。

この外に、ディーゼル発電所関係の変圧器、架空線等に合計約13,895×10<sup>3</sup> US\$, 33kV線の Uprating に合計約 1,314×10<sup>3</sup> US\$が計画されている。

Table 2.3.2 Condition of Power Supply and Demand of VRA  
(VRA: 電力需給状況)

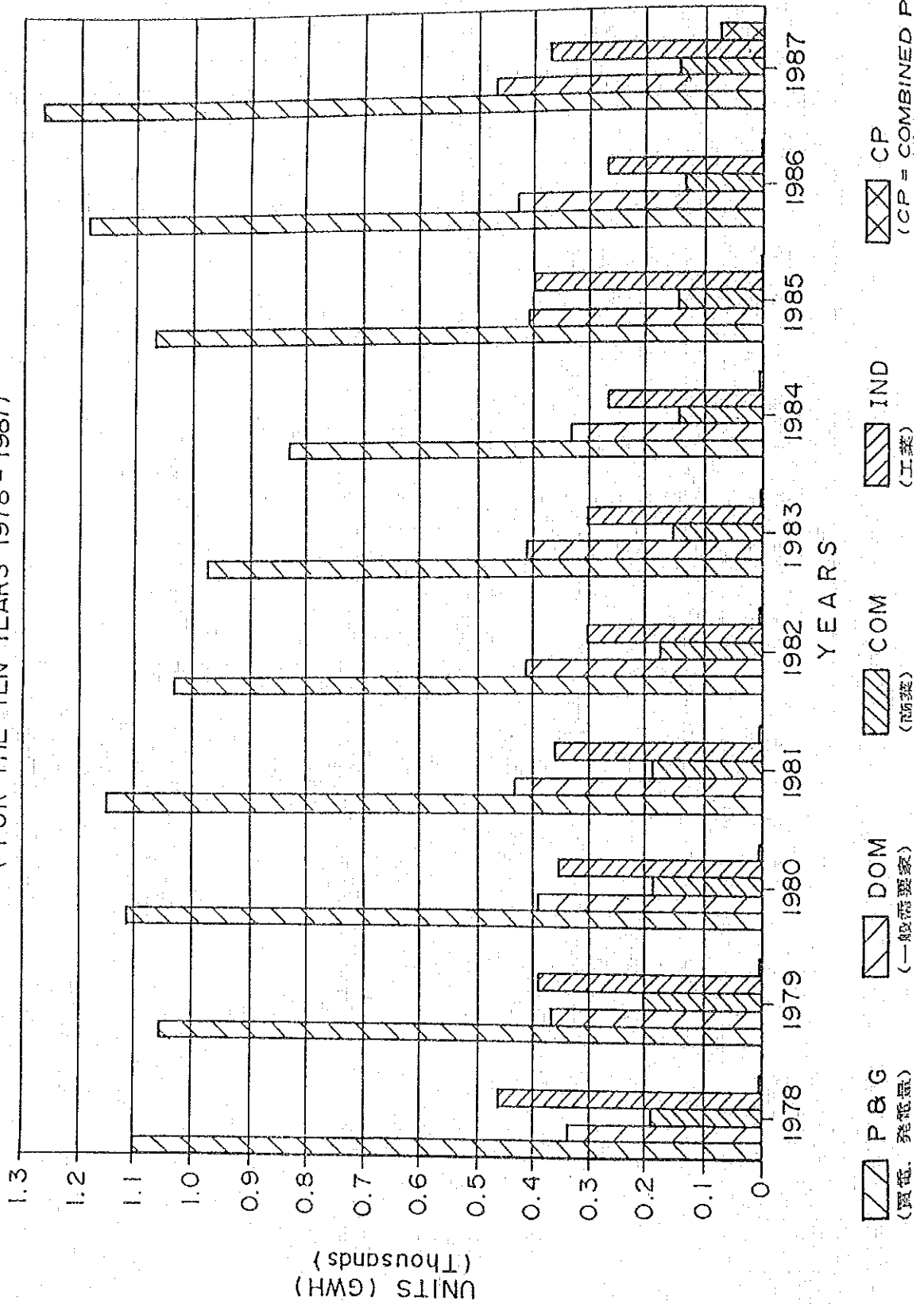
(Power Production Statistics Annual Maximum Demand in KW)	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Maximum Demand on the system	640,000	632,000	660,000	703,000	712,000	677,500	504,500	380,000	529,500	690,500
ECC	180,000	184,911	191,134	189,376	192,939	184,402	175,288	172,532	179,915	257,390
NS (Annual Energy Consumed per Class of Customer in 1,000 KW hrs)										
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1983	1985	1986
Total Generated	4,394,050	3,720,990	4,631,338	5,276,110	5,341,009	4,941,229	2,547,764	1,798,680	2,996,191	4,372,026
Total Billed & Sold	4,292,697	3,651,571	4,524,494	5,129,678	5,180,828	4,798,920	2,436,404	1,670,397	2,609,364	4,252,017
ECC	1,034,702	1,062,835	1,027,760	1,074,713	1,115,326	1,000,286	948,039	799,047	1,039,386	1,158,499

Table 2.3.3 Energy Generated & Purchased, Sold and System Losses  
(ECG : 売買電力量と送電損失電力量)

Financial Year (FY)	Units Generated & Purchased (GWh)	Units Sentout (GWh)	Units Sold (GWh)	System Losses	
				Total (GWh)	Percentage (%)
1977	1100.7	1080.9	967.9	113.0	10.3
1978	1109.1	1106.6	1018.9	87.7	7.9
1979	1086.5	1082.4	972.6	109.8	10.1
1980	1115.8	1113.3	945.9	167.4	15.0
1981	1151.4	1114.1	1003.9	110.2	9.6
1982	1193.6	945.1	907.9	37.2	3.1
1983	976.6	974.9	885.3	89.6	9.2
1984	831.57	829.7	747.81	81.9	9.8
1985	1070.17	1068.5	930.14	138.4	12.9
1986	1188.44	1178.8	934.38	244.4	20.6
1987	1269.20	1255.1	1056.61	198.5	15.6

Source: E.C.G.

Fig. 2.3.2 (ECG: 買電, 發電及び売電力量)  
 UNITS PURCHASED, GENERATED & UNITS SOLD  
 (FOR THE TEN YEARS 1978 - 1987)



UNITS GENERATED & PURCHASED  
 ( FOR THE TEN YEARS 1978 - 1987 )

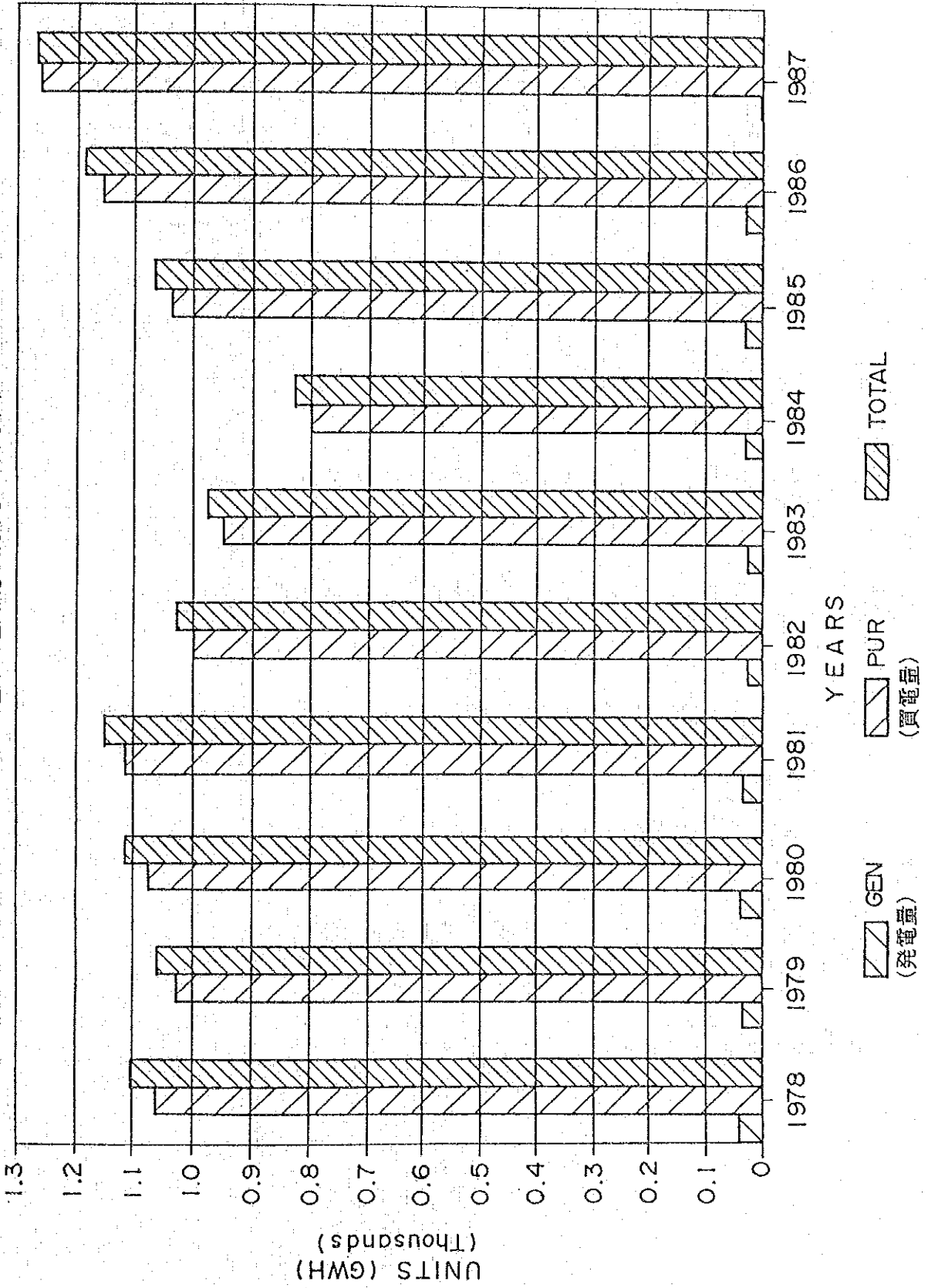


Fig. 2.3.4 (VRA : 日負荷曲線)  
SYSTEM DAILY LOAD CURVE OF VRA 1988

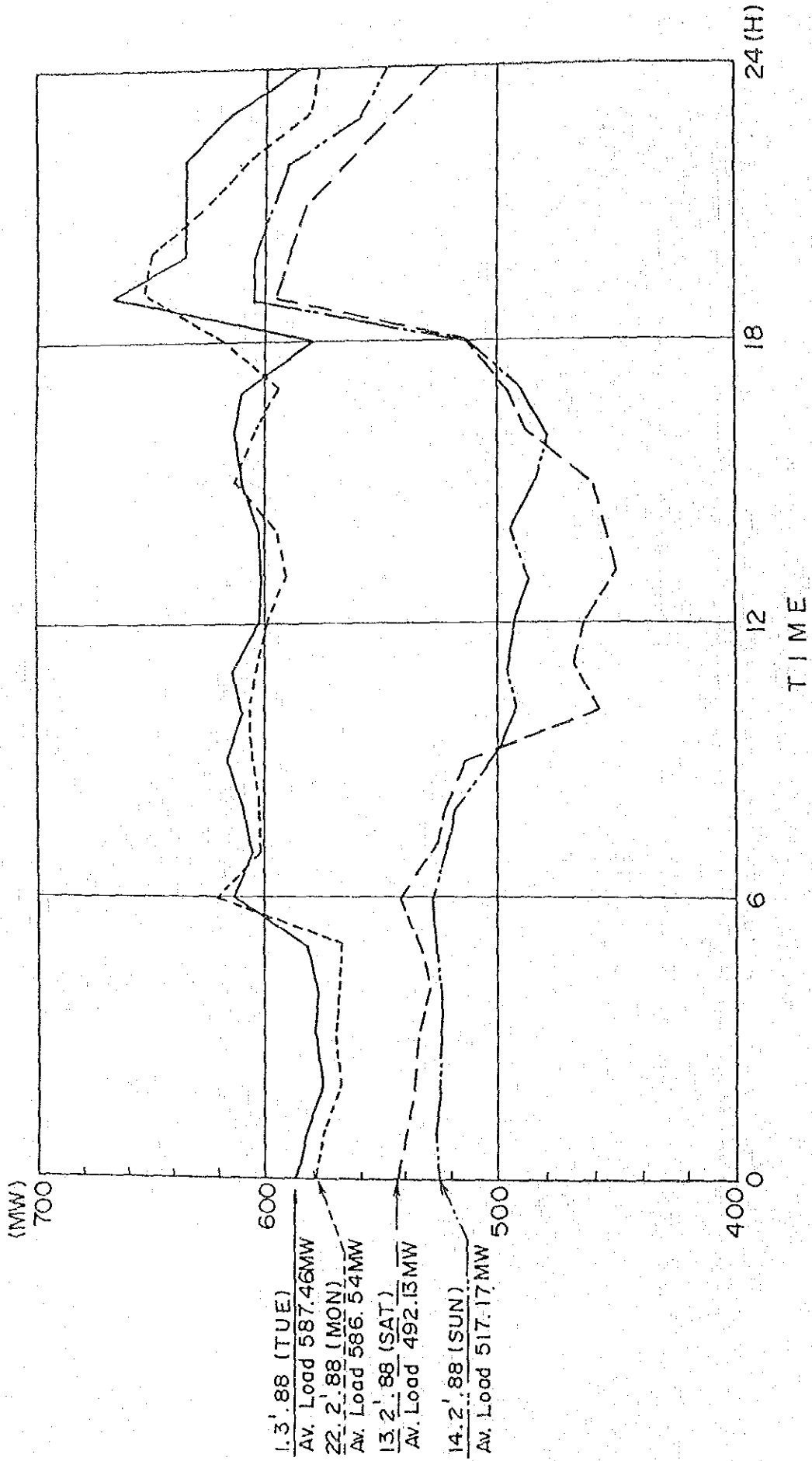


Fig. 2.3.5 (ECG: 日負荷曲線)  
 DAILY LOAD CURVES FOR ACCRA 1987

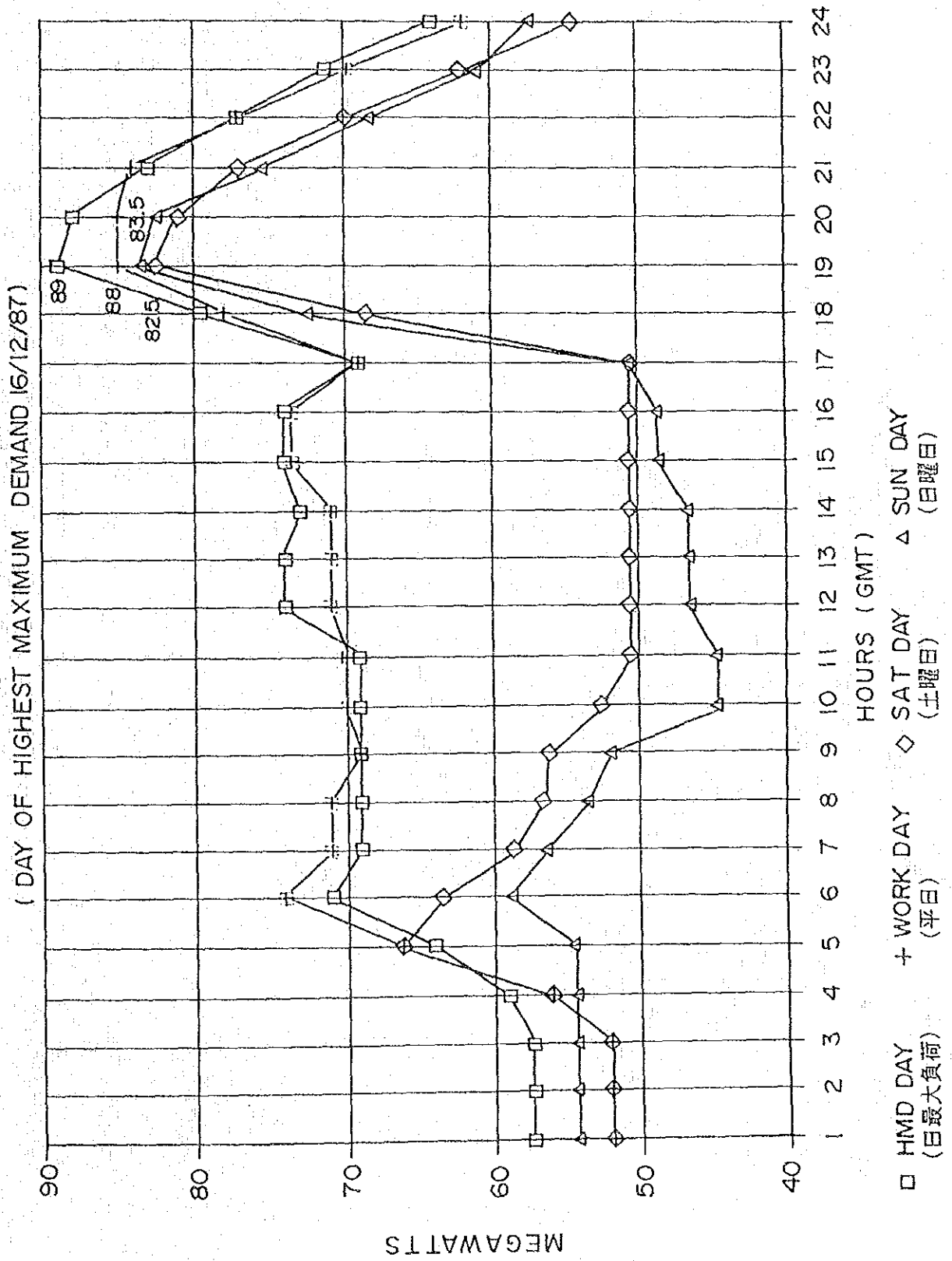


Table 2.3.4 Consumption of Energy in MWh by Consumer Groups  
(E.C.C. : 需要家別消費電力量)

Year	Residential	Commercial	Industrial	Public Lighting	Others	Total
1977	316,212	214,115	425,283	6,272	6,025	967,907
1978	342,925	192,064	465,589	13,937	4,350	1,018,865
1979	366,088	204,005	394,158	3,474	4,866	972,591
1980	390,565	189,737	353,350	6,543	5,667	945,862
1981	436,672	187,660	363,505	8,738	7,340	1,003,915
1982	412,313	177,075	305,547	5,836.6	7,090.5	907,862.1
1983	413,386	156,374	303,969	4,317	7,205	885,251
1984	332,460	144,110	263,480	1,990	5,770	747,810
1985	409,610	145,020	369,000	1,850	4,660	930,140
1986	452,740	139,820	334,040	900	6,880	934,380
1987	470,460	143,770	370,120	-	72,260	1,056,610

Source: E.C.C. Commercial Division



Fig. 2.3.6 (ECG: 需要別売電電力量)  
 UNITS SOLD IN CONSUMER GROUPS  
 ( FOR THE TEN YEARS 1978 - 1987 )

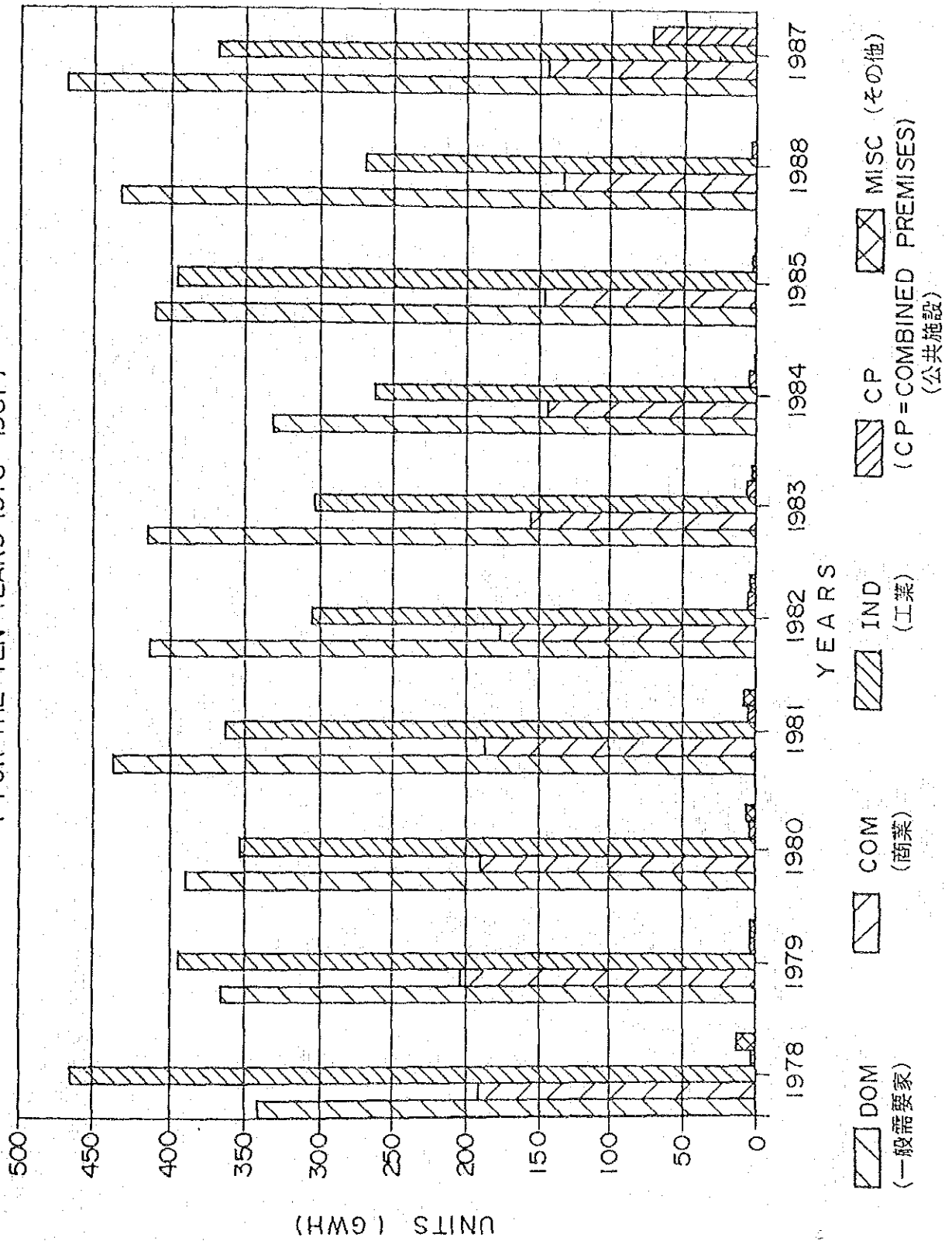


Fig. 2.3.7 (ECC: 需要構成図)  
UNITS SOLD TO CONSUMER GROUPS IN 1987  
( BY PERCENTAGES )

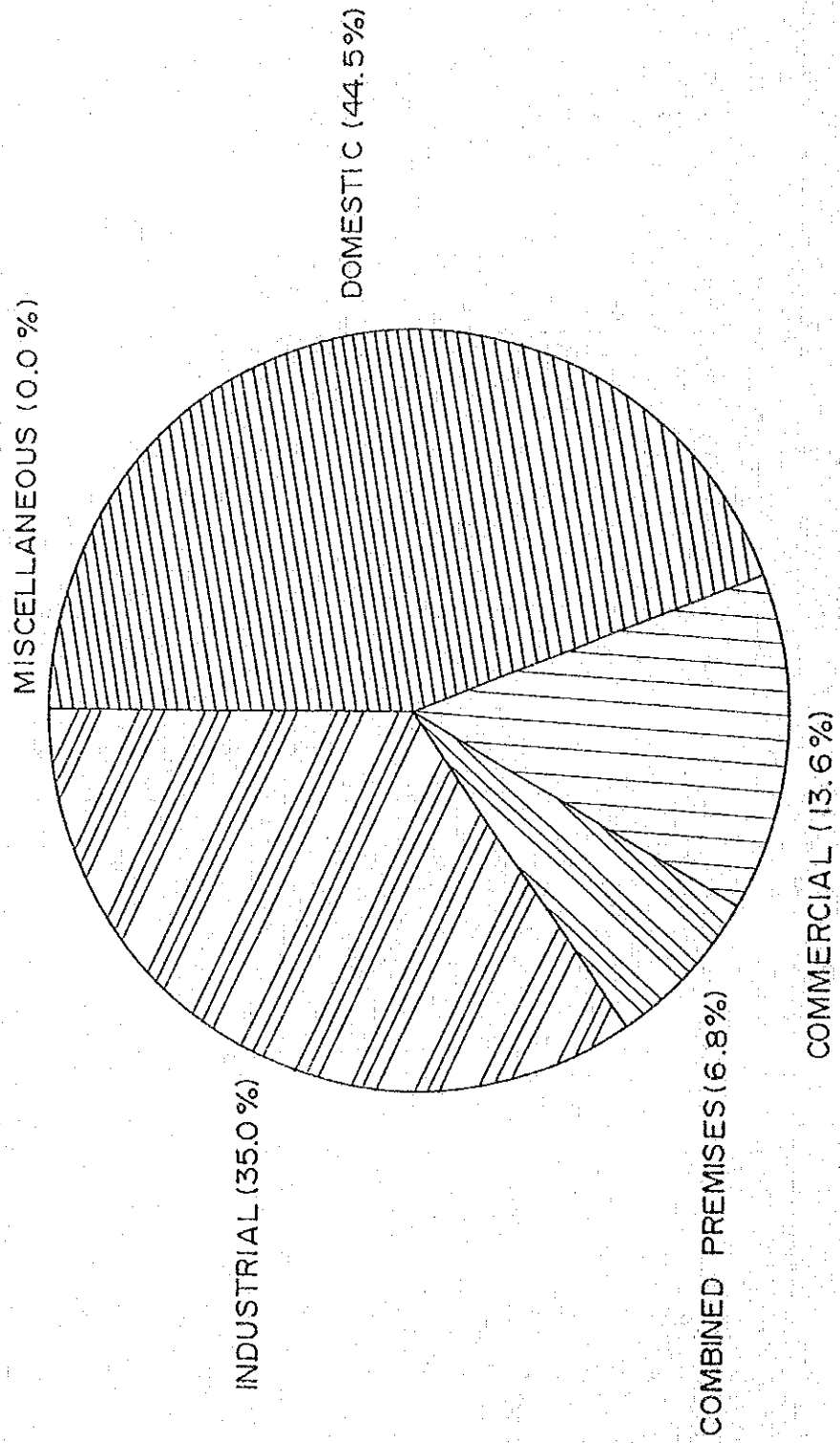


Table 2.3.5 Growth of Maximum Demand  
(ECG : 年度別最大需要電力)

Results (1)		Projected (2)	
Year (FY)	Maximum Demand (MW)	Year (FY)	Maximum Demand (MW)
1977	190.9	1988	267.6
1978	192.4	1989	280.2
1979	197.6	1990	317.2
1980	199.6	1991	332.1
1981	203.0	1992	347.7
1982	195.8	1993	364.0
1983	194.0	1994	381.1
1984	195.3	1995	399.0
1985	186.6	2000	417.8
1986	244.2		
1987	255.6		

Source: E.C.G.

Fig. 2.3.8 (ECG:10ヶ年最大需要電力の伸び)  
 MAXIMUM DEMAND TEN YEARS GROWTH  
 (1978 - 1987)

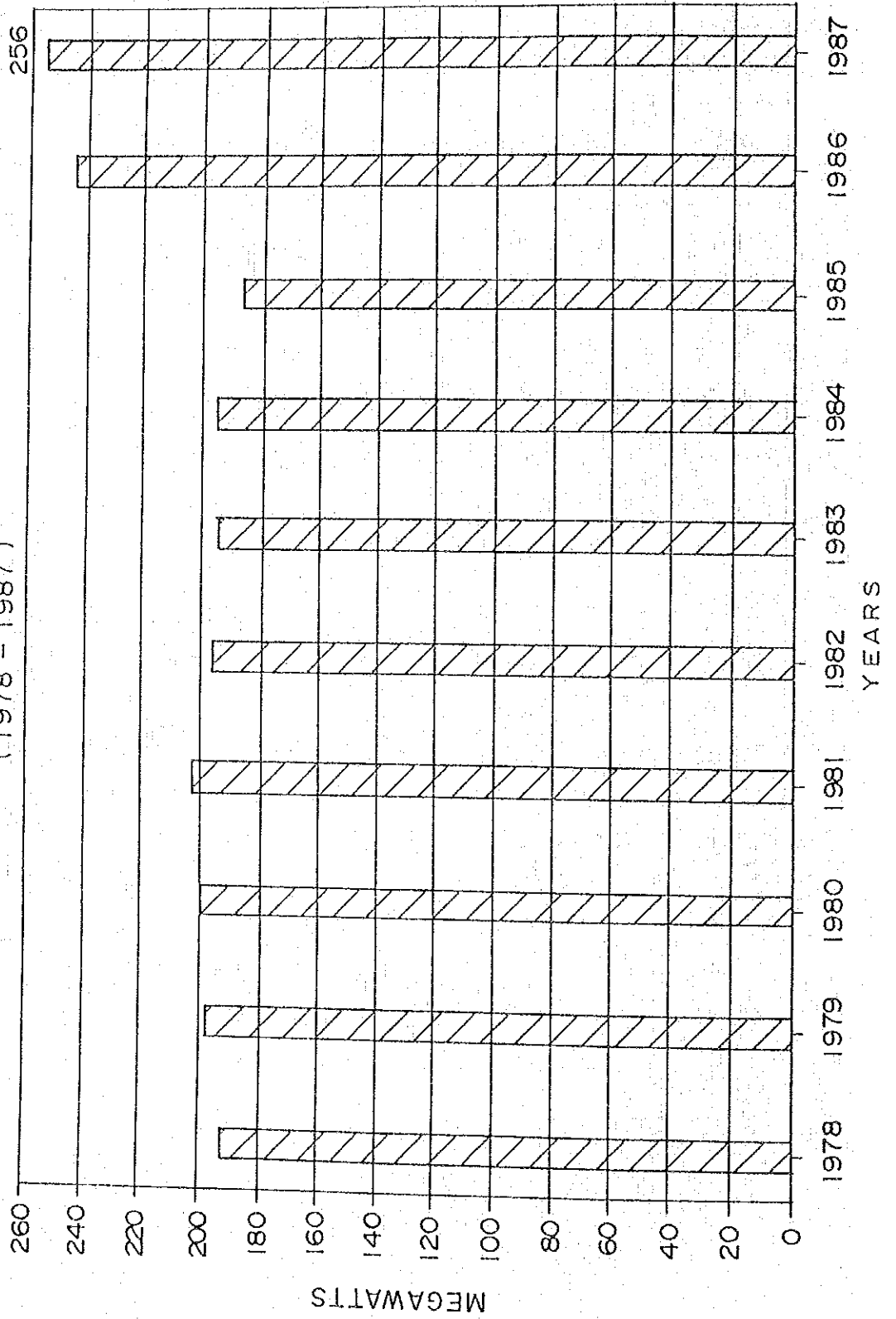


Table 2.3.6 E.C.G. Investment Schedule for Five (5) Years Plan (1989 - 1993)  
 (Supply & Erection Cost in US\$10<sup>3</sup>)  
 (E.C.G. : 5ヶ年投資計画)

ITEM :	<u>1989</u>	<u>1990</u>	<u>1991</u>	<u>1992</u>	<u>1993</u>	<u>TOTALS</u>
TRANSMISSION	1,500.0		1,500.0			3,000.0
SUB-TRANSMISSION	4,823.9	259.4	3,720.6			8,803.9
DISTRIB. EXTENSION	5,377.2	2,575.0	2,298.6	1,220.1	1,916.9	13,387.7
SYSTEM IMPROVEMENTS	5,023.3	84.4	176.0		91.5	5,375.2
REHABILITATION	4,618.4	4,264.1	3,842.9	782.4	35.2	13,543.0
CUSTOMER SERVICE	2,595.9	2,500.3	2,509.0	2,424.4	1,491.2	11,520.8
OVERALL TOTALS:	23,938.6	9,683.2	14,047.1	4,426.9	3,534.8	55,630.7
CONTINGENCIES @15%	3,590.8	1,452.5	2,107.1	664.0	530.2	8,344.6
FIANL TOTAL	27,529.4	11,135.7	16,154.2	5,090.9	4,065.1	63,975.26

## 2.4 電力経営

### 2.4.1 ECG職員の構成

ECGは、1987年12月末現在、3,812人の職員を有する。その内訳を示すと次のとおりである。

(Management)	6 人
(Engineers)	49 人
(Tech. Engineers)	71 人
(Works Support)	68 人
(Administrators)	18 人
(Accountants)	57 人
(Other Senior Staff)	56 人
(Internal Auditors)	17 人
(Junior Staff-Tech.)	1,291 人
(Junior Staff Non-Tech.)	1,701 人
(Labourers)	478 人
( 合 計 )	3,812 人

この職員数は1986年に比較すると、機構改革、辞職、退職等により約18%の減になっている。

又、積極的な人材養成を図るべく、各階級の職員の研修をテーマの研修センター、地方機関、あるいは海外派遣等によって実施している。

### 2.4.2 電力需要家と裨益人口

ECGの送配電網は、Fig. 2.3.1に示すとおり、ガーナ南部の主要都市にあるVR Aの一次変電所より放射状に伸びているものと、一部ディーゼル発電機による直接配電線である。

需要家をみると、Table 2.4.1に示すとおり、1987年末で約243.6千口数で、ユーザ別にみると、一般家庭用が76.3%、商業用21.7%、企業用0.1%、公共照明その他が1.9%である。必ずしも各ユーザとも増加の傾向にはなく、全体でみてもFig. 2.4.1に示すように1985年以降、減少している。但し1口当りの平均消費電力量は

Table 2.4.1 Annual Energy Sales and Revenue of E.C.G.  
(E.C.G. : 年度別売電電力量, 需要家数及び収入)

Year	1982	1983	1984	1985	1986	1987
<b>Energy Sold (MWh)</b>						
(1) Residential	412,313	413,386	332,460	409,610	452,740	470,460
(2) Commercial	177,075	156,374	144,110	145,020	139,820	143,770
(3) Industrial	305,547	303,969	263,480	369,000	334,040	370,120
(4) Public Lighting	5,836.6	4,317	1,990	1,850	900	-
(5) Others	7,090.5	7,205	5,770	4,660	6,880	72,620
<b>Total</b>	<b>907,862.1</b>	<b>885,251</b>	<b>747,810</b>	<b>930,140</b>	<b>934,380</b>	<b>1,056,610</b>
<b>No. of Consumers</b>						
(1) Residential	167,859	168,124	197,597	200,447	194,326	185,908
(2) Commercial	53,234	52,043	59,322	61,474	54,326	52,772
(3) Industrial	238	299	273	293	323	342
(4) Public Lighting	808	1,824	632	564	1,741	891
(5) Others	1,751	799	3,143	2,881	3,331	3,672
<b>Total</b>	<b>223,890</b>	<b>223,089</b>	<b>260,967</b>	<b>265,659</b>	<b>254,047</b>	<b>243,585</b>
<b>Revenue ('000 P)</b>						
(1) Residential	87,095,597	99,514,141	446,879,000	509,742,000	1,224,797,000	1,417,179,000
(2) Commercial	106,997,814	98,535,223	608,322,000	727,470,000	1,599,827,000	1,659,417,000
(3) Industrial	88,229,602	95,207,529	403,288,000	564,882,000	1,502,926,000	1,193,216,000
(4) Public Lighting	3,433,150	2,594,726	6,585,000	6,701,000	4,911,000	-
(5) Others	3,169,123	3,537,470	18,827,000	21,454,000	56,539,000	1,006,036,000
<b>Total</b>	<b>288,925,286</b>	<b>299,389,089</b>	<b>1,483,901,000</b>	<b>1,830,249,000</b>	<b>4,389,000,000</b>	<b>5,275,848,000</b>

Fig. 2.4.1 (ECG : 年度別需要家総数)  
 AVERAGE UNIT SOLD PER CONSUMER OF ECG  
 (FOR THE TEN YEAR PERIOD 1978 - 1987)

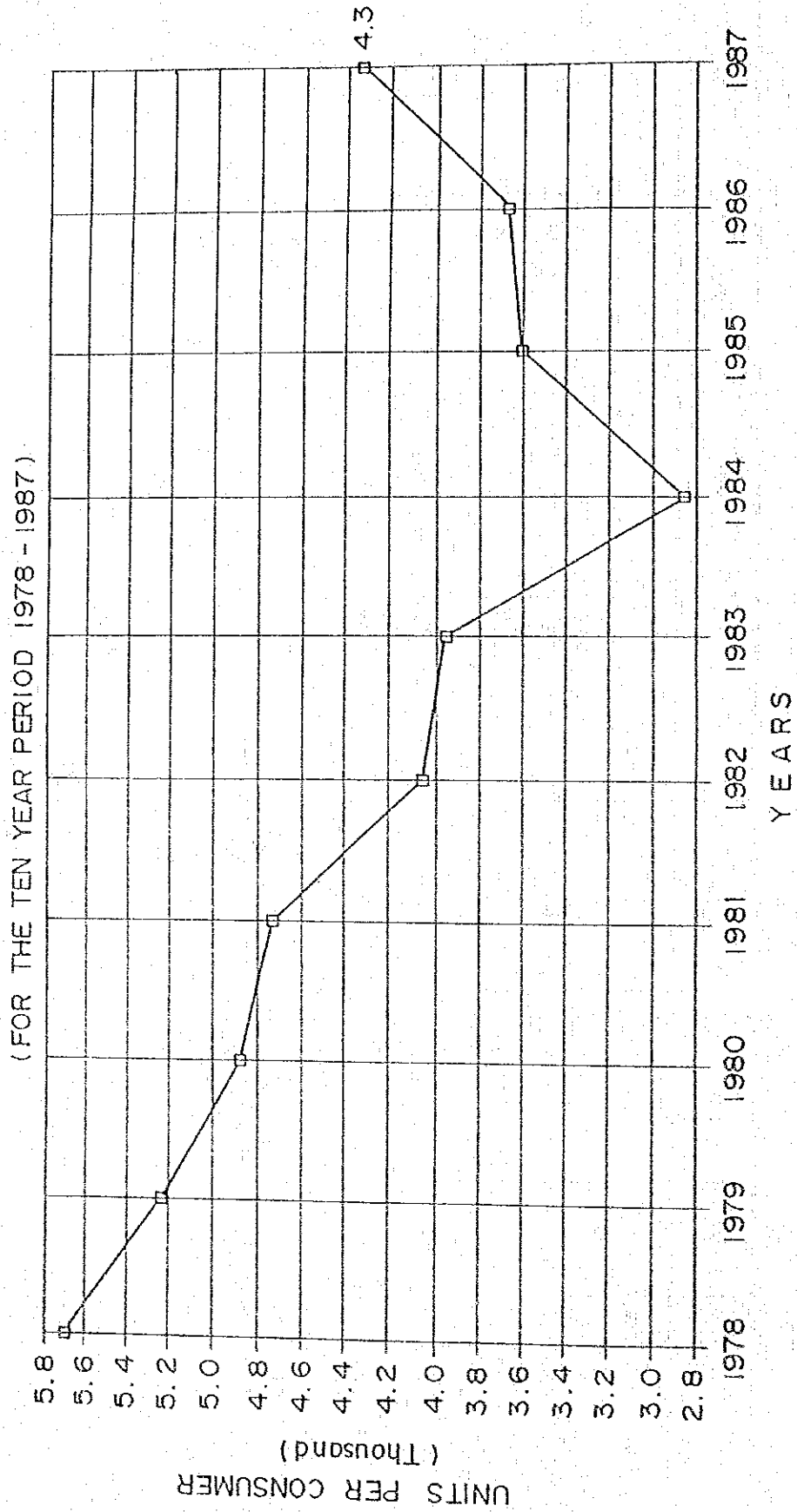




Fig. 2.4.2に示すとおり、1984年から増加している。

2.1.3.節に述べたとおり、ガーナの1家族当りの平均構成員を考慮すると、電力供給の裨益人口は、約190万人になり、総人口の約14%である。

### 2.4.3 ECG財務状況

#### (1) 電力料金

Table 2.4.2に示す電力料金表は1988年に訂正されたもので、Table 2.4.3は、1987年のものである。ともに一般家庭用、大口、小口商工業用等のグループ別に考慮されている。一般家庭用の基本料金で見ると、1987年と1988年では、約28%の値上げになっている。

Table 2.4.1より1982年～1987年の平均電力販売単価をユーザ別に計算すると次のようになり、1983年、1985年にも、電力料金が改定されている。

	ECG 年平均電力販売単価の推移 (単位: ¢/kWh)					
	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Residential	0.2	0.2	1.3	1.3	2.7	3.0
Commercial	0.6	0.6	4.2	5.0	11.4	11.5
Industrial	0.3	0.3	1.5	1.5	4.5	3.2
Public Lighting & Others	0.5	0.5	3.2	4.3	7.9	13.9
Total	0.3	0.3	2.0	2.0	4.7	5.0

#### (2) 電力財務収入

ECGの財務収入は、大部分は電力料金収入である。ECGの需要家を分類すると前述のとおり、一般家庭、商業、企業、公共施設、その他に分類でき、これらの電力料金の収入状況を平均で見ると、商業が一番多く、一般家庭と企業がそれに続いている。

Fig. 2.4.2 (E.C.G. : 年度別需要平均消費電力量)  
 Number of Consumers Covered by E.C.G.

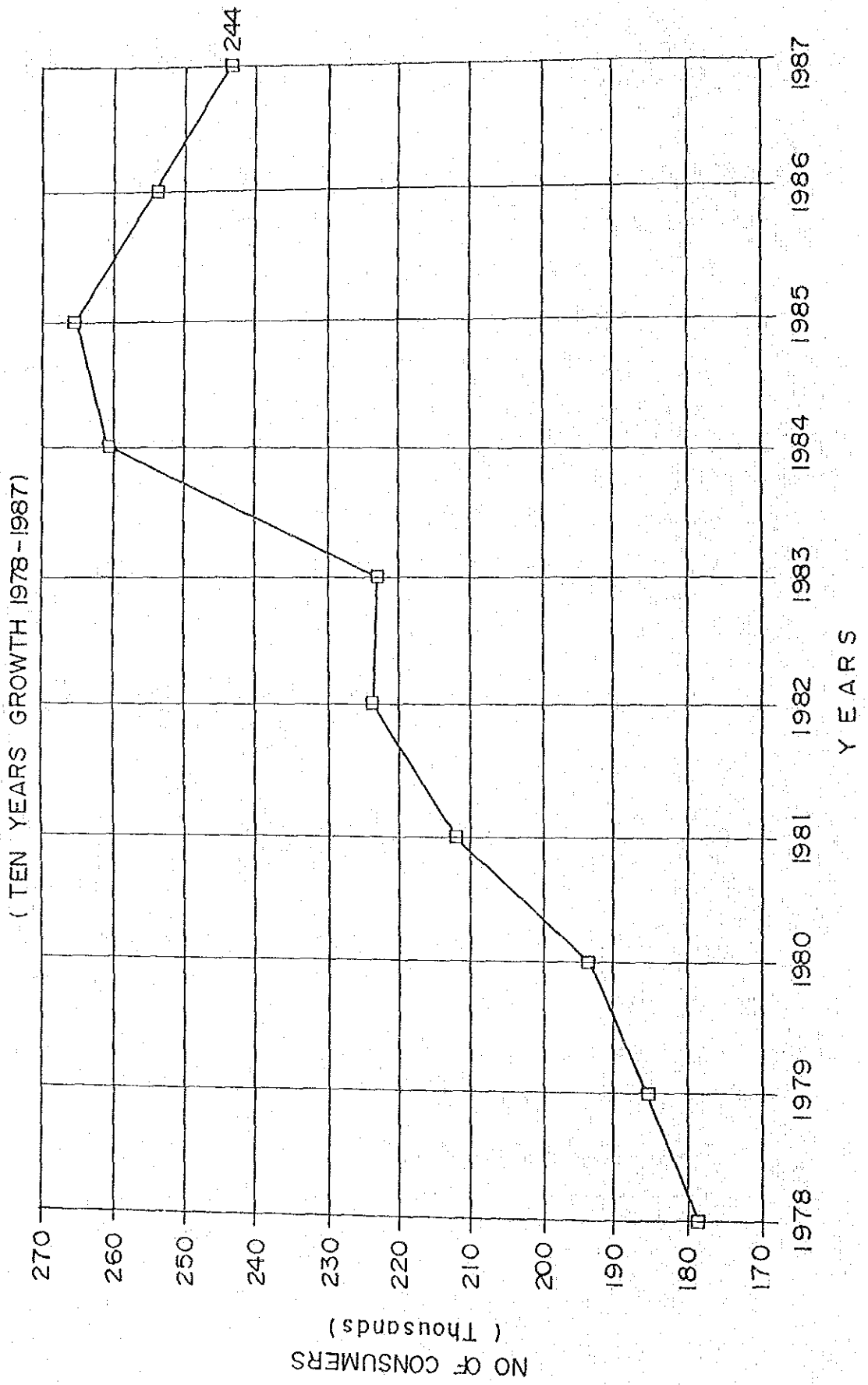


Table 2.4.2 Approved Tariff Structure & Rates for 1988  
(1988年電気料金)

Utility	Tariff Category		Rates
VRA	H.V. Supplies (Above 415 volts)	M.D.	¢464/KVA per month
ECC		Energy	¢4.38 Kwh
NED		Service Charge	¢1340/month
ECC	L.V. Supplies (Below 415 volts)	M.D.	¢516/KVA per month
NED		Energy	¢4.88/Kwh
		Service Charge	¢1340/month
ECC	Non Residential	Energy	¢14.0/Kwh
		Service Charge	¢100/month
ECC	Residential		
NED		0 - 50 Kwh	Block Charge ¢255/month
		51 - 200 Kwh	Energy ¢3.9/Kwh
		201 - 600 Kwh	Energy ¢5.80/Kwh
	601 +	Energy ¢13.40/Kwh	

Note

- 1) 1% Public Lightning Levy to be applied to all electricity bills of ECC, NED and VRA's Ghanaian customers.
- 2) NED: Northern Electricity Department

Table 2.4.3 Electricity Corporation of Ghana Tariff  
 (from 1-1-87 to 31-12-87)  
 (1987年ECG電気料金)

Type of Consumer		Rate (¢)	
1. Domestic Consumer	First 60 units or less supplied per month	200.00	
	For each of the next 100 units supplied per month	2.50	
	For each additional unit supplied per month	2.95	
2. Commercial Consumer	a) Maximum demand less than 100 kVA	First 100 units or less supplied per month	1,750.00
		For each of the next 200 units supplied per month	11.86
		For each additional unit supplied per month	11.16
	b) Maximum demand of 100 kVA and above	Maximum demand charge per month	
		Each kVA of maximum demand	437.45
		Unit charge per month:	
		Each of the first 170 units per kVA of maximum demand	3.28
		Each of the next 170 units per kVA of maximum demand	2.99
		Each additional units supplied	2.16
		The maximum charge in any month shall not be less than	43,687.49
3. Combined Premises Consumer	First 100 units or less supplied per month	955.00	
	For each of the next 100 units supplied per month	7.80	
	For each additional unit supplied per month	8.95	

E C G 需要家別電力料金収入比率の状況 (%)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	平均
Residential	30.1	33.2	30.1	27.9	27.9	26.9	29.4
Commercial	37.0	32.9	41.0	39.7	36.5	31.4	36.4
Industrial	30.6	31.8	27.2	30.8	34.2	22.6	29.5
Public Lighting & Others	2.3	2.1	1.7	1.6	1.4	19.1	4.7

電力需要の構成では前述のとおり、一般家庭が4割以上を占めており、次いで企業、商業の順であるが、年平均電力料金単価でも分るように、商業用電力料金が高いので収入も多くなっている。

各需要家別年度収入額は、Table 2.4.1 に示すとおりである。

(3) 電力財務支出

E C Gの主要な支出項目は、買電電力料金、管理費、給与分並びに借り入れ金の返済と減価償却費である。Annual Reportによると、1987年にV R Aへ支払われる買電電力料金は、E C Gの電力料金収入の約65%が支払われており、1986年の約61%から4%の伸びを示している。1982年が約30%であるので、5年間位で約2倍になっているが、これは従来のディーゼル発電機による電化を、V R Aの系統からの電化に切替えられているものか、あるいは電力料金の制度上の影響によるものかは、さだかでないが、双方の理由が考えられる。

下記にE C Gの1986, 1987年のOperating and General Expensesを示す。

ECGの財政支出状況 (1986/1987年)

	1987		1986	
	Amount	% Total	Amount	% Total
	¢ 000		¢ 000	
Purchased Power	3,439,805	65	2,538,132	58
Generation and Standby	60,174	1	405,656	9
Distribution	306,836	6	266,929	6
Transport	110,667	2	85,157	2
Administration	1,517,200	29	754,538	17
Depreciation	1,975,303	37	38,710	1
	7,409,985	140	4,089,122	93
Profit/(Loss) Margin on Electricity Sales	(2,134,136)	(40)	299,878	7
	5,275,849	100	4,389,000	100

2.4.4 運転・保守体制

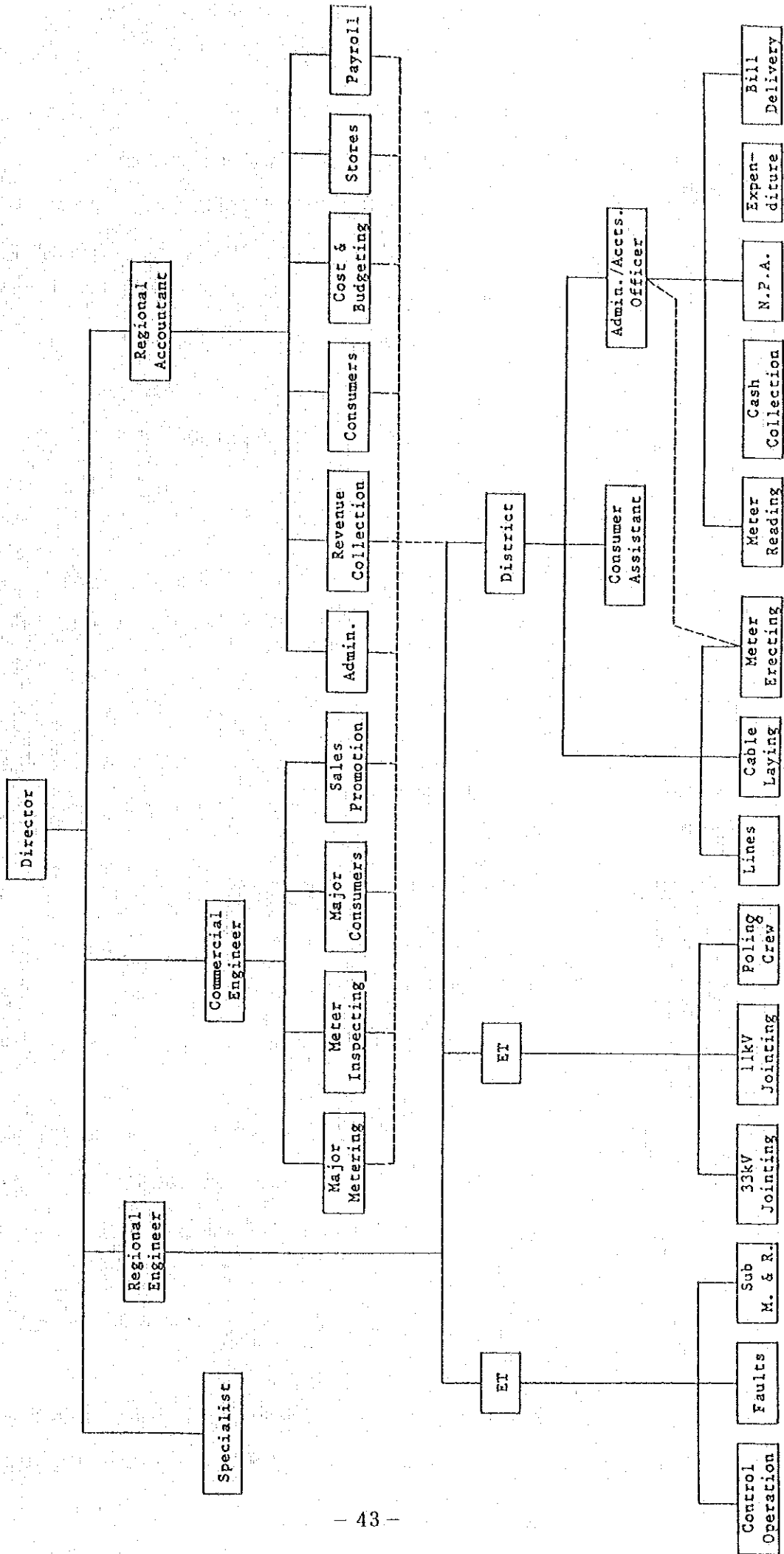
既に述べたとおり、ECGの組織は5部に分かれており、その中は更に細分化されている。Head office では夫々の部にいるDivisional Managerが担当職務の中で実務を進めており、地方においては、Regional Director が指揮をしている。

運転・保守を担当する運転部は、OP. & Maint と Commercial の2課の外にアクラ 33kV OP. & Maint と7ヶ所のRegion Office の総括をしている。

発電所、変電所を含め送配変電設備の運転・保守を直接担当しているのは Region Officeで、その組織図をFig. 2.4.3に示す。

主な発電所は、現場事務所があり運転員、保守員が駐在し、運転、保守記録など日常業務を実施している。

Fig. 2.4.3 General Regional Organization  
(E.C.C. : 支社組織図)



Note: ET : Engineering Technician  
SUB M. & R. : Substation Maintenance & Repair

## 2.5 計画地域の概要

今回計画の地方電化地域は、地方電化計画位置図に示すとおりクマシ～ベクワイ、ダボアセ～コメンダおよびトクセ～セニアベラク間の3地域で、アシヤンテ州、西部および中央州、アクラおよび中央州にそれぞれ位置している。これら計画地域の気象条件は、Table 2.5.1に示すとおり、気温については、アクラ地域は23.5℃（9月）～33.9℃（4月）、クマシ地域は21.1℃（12月）～33.5℃（2月）、タコラディ地域は22.8℃（12月）～32.8℃（4月）で高いが、15時の湿度は平均60～70%である。又雨量については、アクラ、タコラディの南部は、5～6月と8～9月の間の2回、北部にあたるクマシは、6～8月の間の1回であり、最大300mm前後になる。

計画地域を分かりやすくするために、クマシ～ベクワイ間をProject Part 1、ダボアセ～コメンダ間をProject Part 2、トクセ～セニアベラク間をProject Part 3と分類する。

### (1) Project Part 1 (アシヤンテ州：クマシ～ベクワイ間)

この地域は、ガーナ第2の都市、アシヤンテ州クマシの郊外にあり、33kV送電線の途中には、近い将来、世銀の出資による変電所の建設が計画されており、その近くには、すでに工場の建設が進められている。

又、新コクブリコは、本計画の電化可能地域へ村落が移住して来てできた村落である。

プラムソには、約80床を有する病院があり、自家用ディーゼル発電機（13kW）で給水、照明等、最低の電源確保をして運営されていた。ここにはJOCVの看護婦1名が駐在している。

コンタナセより分岐配電をする湖地域には、24村落があり、約12kmの湖周囲に散在している。途中の湖を見渡せる丘には政府のRest houseがあり、美しい景観と漁場を有するこの地域は電化をすることにより、観光地としての環境が更にとのい評価が高まるものと期待されている。

ベクワイまでの村落の一部の家には、小型自家用ディーゼル発電機を有しているところがあり、道路に10数灯の街路灯もある。

変電所設置の計画があるベクワイは、Table 2.5.2に示すような相当多量の需要が、広範囲に渡って予定されており、学校、病院はもとよりその他の公共施設、商



Table 2.5.1 METEOROLOGICAL DATA OF PROJECT PART IN GHANA (1987)

(計画地域の気象記録)

Item	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
<b>ACCRA Region</b>												
Temperature, Max. °C	32.5	33.0	33.0	33.9	32.4	30.9	30.3	29.1	29.1	30.6	32.1	31.8
ditto, Min. °C	24.4	24.6	24.7	25.7	24.8	24.4	23.9	23.7	23.5	23.8	24.8	23.9
ditto, Ave. °C	28.5	28.8	29.0	29.8	28.6	27.6	27.1	26.4	26.3	27.2	28.5	27.9
Humidity 6:00 %	94	92	91	91	92	93	92	96	96	97	95	93
ditto, 15:00 %	64	61	60	62	68	69	70	77	80	75	69	61
Precipitation m/m	3.8	3.3	21.7	24.6	62.2	16.7	18.7	79.3	275.8	83.2	9.1	41.9
<b>KUMASI Region</b>												
Temperature, Max. °C	32.8	33.5	33.4	33.2	32.5	30.5	29.5	28.3	29.9	31.0	33.1	31.7
ditto, Min. °C	22.4	22.3	22.9	23.2	22.9	22.2	21.9	21.8	21.9	21.9	23.0	21.1
ditto, Ave. °C	27.6	27.9	28.1	28.2	27.7	26.3	25.7	25.0	25.9	26.5	28.1	26.4
Humidity 6:00 %	90	92	-	-	-	-	96	97	97	97	94	89
ditto, 15:00 %	42	47	-	-	-	-	69	74	71	66	55	49
Precipitation m/m	5.9	64.8	110.0	171.0	46.3	245.9	156.8	192.1	188.7	74.4	3.0	13.5
<b>TAKORADI Region</b>												
Temperature, Max. °C	30.9	31.5	31.7	32.8	31.6	29.3	28.6	28.3	28.3	29.5	31.6	31.0
ditto, Min. °C	23.3	23.8	23.9	25.2	24.7	23.6	23.3	23.3	23.4	23.3	23.6	22.8
ditto, Ave. °C	27.1	27.7	27.8	29.0	28.1	26.5	26.0	25.8	25.9	26.4	27.6	26.9
Humidity 6:00 %	97	95	95	93	95	97	97	97	97	97	95	96
ditto, 15:00 %	77	75	75	71	76	82	84	86	87	81	74	71
Precipitation m/m	5.1	19.5	39.8	92.2	170.3	202.9	126.3	333.4	339.2	169.5	27.9	30.7

店等が立地している。現在ディーゼル発電機があり近郊村落を含めて配電している。しかし、1958年の据付時 168kWが4台あったものも、今は 168kW 1台のみの運転になっており、その発電能力は大巾に低下しているため、今回の電化に対する要望は非常に強く、チーフおよび知事からも地域代表としての要請があった。

この地域の裨益人口は約 121千人である。

(2) Project Part 2 (西部および中央州：ダボアセ～コメンダ間)

ガーナの中都市、ケープコーストとタコラディの間にあるこの地域には約12年前まで運転していた、コメンダの近くにある給水場のディーゼル発電機 (950kVA×2台) が運転不能になっている。発電所からは11kVの配電線が、コメンダ、キシの村内まで残っており、村内には低圧配電線が、そのまま残っている。又コメンダには、砂糖工場とそのため灌漑施設があり、配電停止後も自家用ディーゼル発電機で操業を続けていたものの、5年前に一時閉鎖をしたままになっている。電化がなされると今迄以上の規模で操業が再開されるとのことである。

又、コメンダには給水場が数ヶ所、キシには、マイクロ中継局、T.V.タワーなど重要な公共施設があり、セファイにはパームオイル工場、ベボソ農園にはヘルセンターがあるなど、この地域の電化は緊急を要する。

この地域の裨益人口は約51千人である。

(3) Project Part 3 (アクラおよび中央州：トクセ～セニヤベラク間)

この地域は首都アクラの郊外に位置し、カスアからボジョアセ方面には、大農場が立地している。又カスアには、屋外大マーケットがあり、近郊の農産物、農産加工物、魚類等の取引きをしており、首都アクラの台所の一翼を担っている。更にオジョビには、酒造工場があり、自家用ディーゼル発電機 (68kVA) で、作業用電源を確保している。

セニヤベラクは、ギニア湾に面した漁港で、人口密度も高く、学校、診療所、郵便局などの公共施設、商店等が集中している。

将来、ボジョアセの先、西側のクワンヤクおよび北東方面の現在、ECCGのディーゼル発電機のあるアダイソはアクラ郊外であることから電力系統の拡張が考えられる。

この地域の裨益人口は約53千人である。

Table 2.5.2 Capital Demand of Bekwai District  
(ベクワイ地域主要需要)

<u>Item</u>	<u>Location</u>
1. Industries:	
Anhwiankwanta Oil Mills	- Anhwiankwanta
2. Minerals Prospecting Companies:	
Gold Coast Mining Company (Gh) Ltd.	- Ofoase
Bonteso Gold Corporation	- Mpatuam
Asuo Peabo Ltd.	- Morontuo
Integrated Mines & Timber Ltd.	- Dumposo
Wirompe Mines & Ltd.	- Mim
Kwabrafo Gold Prospecting Co., Ltd.	- Tontokrom
Centre Properties Ltd.	- Obuom
Afriyie Resources Ltd.	- Abuakwa
Obotan Mineral Company Ltd.	- Kumpese
Boasiako Company Ltd.	- Mpatual/Esaase
Bonteso Gold Corporation	- Bonteso
Tropical Minerals Company Ltd.	- Manse-Nkwanta
Obuom Gold Mines	- Koniyaw
Miredane Mining Inc.	- Miredani
Myarko Inter. Associate Co., Ltd.	- Poano
Ekomone Mining Company	- Tebeso
V.R.K. Enterprise Ltd.	- Aframoase
Borgia Fisheries & Invest. Co., Ltd.	- Domi-Keniago
Chemical Laboratories Ltd.	- Obuom
F.F. Edward Ramia	- Yapessa
Kato Finders Ghana Ltd.	- Akropong
Ntewasu Quarries	- Amirase/Amoamo

3. Proposed Factories:
  - Brick & Tile - Kokofu
  - Gari Factory - Amoamo
  - Saw-Mill - Bogyawe
  
4. Corporations:
  - Ghana Water & Sewerage Corporation
  - State Fishing Corporation
  
5. Tourism:
  - Development of Tourism - Lake Bosomtwe Area
  
6. Institutions:
  - S.D.A. Secondary School - Bekwai
  - Oppon Memorial Sec. School - Kokofu
  - Mansoman Secondary School - Manso-Atwere
  - College of Accountancy - Bekwai (Private)
  - Girls Vocational Institute - Amoafu
  
7. Hospitals:
  - Government Hospital - Bekwai
  - Ahmadiyya Hospital - Kokofu
  - Agroyesum Hospital - Agroyosum
  - Health Centre - Nanso-Edubia
  - St. Peter's Medical Centre - Jacobu
  - Dunkura Health Post - Dunkura
  - Kokofu Leprosarium - Kokofu
  - Afoako Clinic - Afoako
  - Kokofu Maternity - Kokofu
  - Essuowin Health Post - Essuowin
  - Central Destitute Infirmary - Bekwai

## 2.6 計画要請の経緯

ガーナ政府は2.1.2節“経済状況”で述べたように、第2次経済復興計画により経済基盤の強化を目指している。エネルギーの分野では今後30年間で全ての村落に電力を供給するなど同分野の強化拡大に努力しており、世銀、他国援助機関も種々の計画を支援している。

この経済復興計画に沿いガーナ政府は、地方電化計画を策定し、その電気事業の一部に対し日本国政府に無償資金協力を要請してきたものである。



## 第3章 計画の内容





## 第3章 計画の内容

### 3.1 計画の目的

本計画の目的は、地方村落を電化して、農村の経済開発を促進し、地方住民の生活水準向上を目指し、もって都市農村間の経済格差の是正、および人口の都市部集中を緩和するために策定された地方電化計画を実現することである。

このために必要な資機材を供与すると共に、その据付を実施する。

具体的には、既設33kVの変電所あるいは送電線から、送電線を新規に拡張し、沿線の村落には、柱上変圧器でスポット配電を行ない、末端の一部には変電所の建設を行なうものである。

### 3.2 要請内容の検討

ガーナ国政府の要請内容について、その妥当性の確認を行なうとともに計画内容の見直しを行ない、供与範囲等の基本方針を設定する。

#### 3.2.1 計画内容の検討

要請内容は、同国主要都市の郊外にあたる、地方電化計画位置図に示す通りの3地域の地方電化計画で、現在、一部ディーゼル発電所からの配電が実施されているベクワイ地域、また、過去にディーゼル発電所があり、配電が行なわれたコメンダ地域、更に今回初めて電化が行なわれるベクワイおよびコメンダを除くその外の計画地域等を含め、既設電力系統から送電線を建設することにより電化を行なう。

各Project Partとも、送電線は県道に沿って建設が可能であり、建設、保守ともに有利である。

各地域毎の計画の内容は次の通りである。

#### (1) Project Part 1 (アシャンテ州：クマシ～ベクワイ間)

ECGの既設33kVのクマシ変電所より、33kV送電線1回線を開閉設備を介し、地中ケーブルを使用して引き出し、架空送電線を主に県道に沿って約30km南下したベクワイ地域まで、途中の村落13ヶ所に配電のための柱上変圧器を設置しながら送電線を建設する。

尚、途中コンタナセ地点より分岐線1回線を引き出し、レイクボソムティ地域のア

ボヌまで、1ヶ所の柱上変圧器を設置して、約7kmの送電線も建設する。分岐線を含めた亘長は約49kmである。Fig. 3.2.1にその経路を示す。

送電線の末端、バクワイ、アボヌには、それぞれ2,500kVA、1,000kVAの変電所を設置し、33kVより11kVに降圧して、その周辺の村落へ11kVで配電される。

バクワイ変電所については、既設11kV系統への接続により、既設ディーゼル発電機から電力系統受電への切換えが可能で、それにより、低圧配電設備を新設することなく、直ちに既設の需要家に継がるので計画としては、非常に効率的である。本計画を実施することにより、この地域の供給信頼度向上が期待できる。

アボヌのレイク変電所からは、11kVの配電線によりレイク周辺の村落へ配電される。

### (2) Project Part 2 (西部および中央州：ダボアセ～コメンダ間)

ECCGの既設33kVのセコンディ～ダボアセ線(2回線)の途中ダボアセヌクワンタNo.1地点より、33kV送電線1回線を分岐し、県道に沿って約20km東側のコメンダ地域まで、途中の村落8ヶ所に配電のための柱上変圧器を設置して、コメンダ地域の給水湯まで送電線を建設する。その亘長は、約28kmで、Fig. 3.2.2にその経路を示す。

この計画の線路亘長から送電電圧33kVを11kVにすることは、電圧降下を考慮すると電線のサイズを大きくする必要がある。又、将来需要が増加した場合、あるいは、供給区域がエレミナまで拡大されると、その亘長は約50kmとなり11kVでは電線の仕様アップになり、不経済になる。そして更に分岐部には、送電電圧を33kVから11kVに降圧するための変電所が必要になるので投資額も多くなり不利である。

33kV送電線の末端、コメンダの給水湯には、1,000kVAの変電所を設置し、33kVより11kVに降圧して、その周辺の村落、コメンダ、キシおよび他の給水湯へ既設11kV系統を利用して配電される。

この既設系統は現在コメンダにあるディーゼル発電機が故障中のため不使用中であるので、架線が一部撤去され、又一部の鉄柱にあっては部材が取外されていたりして、かなり荒廃しているが、殆ど鉄柱は健全と思われるので、相当の調査および修復工事を実施すれば、使用可能になるものと思われる。

### (3) Project Part 3 (アクラおよび中央州：トクセ～セニヤベラク間)

ECCGの既設33kVのトクセ変電所より、33kV送電線1回線を開閉設備を介して引

き出し、約20km南下したセニアベラクまで、主に県道に沿って、途中の村落8ヶ所に配電のための柱上変圧器を設置しながら送電線を建設する。尚、途中のカスア地点より分岐線1回線を引き出し約23km北方のボジョアセまで送電線1回線を建設する。同時に途中の村落、農場等に配電するために柱上変圧器を6ヶ所設置する。その巨長は、分岐線を含めて約65kmで、Fig. 3.2.3と3.2.4にその経路を示す。

この計画の一部、オジョビ〜セニアベラク間約10kmは送電容量、電圧降下など技術的に送電電圧11kVが可能である。但し、分岐点には33kV/11kVの変電所が必要になり大きなメリットが出ない。又、セニアベラクが漁港であることから、今後、電化に伴い魚市場の整備拡大、人口の増加など需要が予想以上に伸びる可能性を考慮すると、33kVで計画しておく方が妥当である。

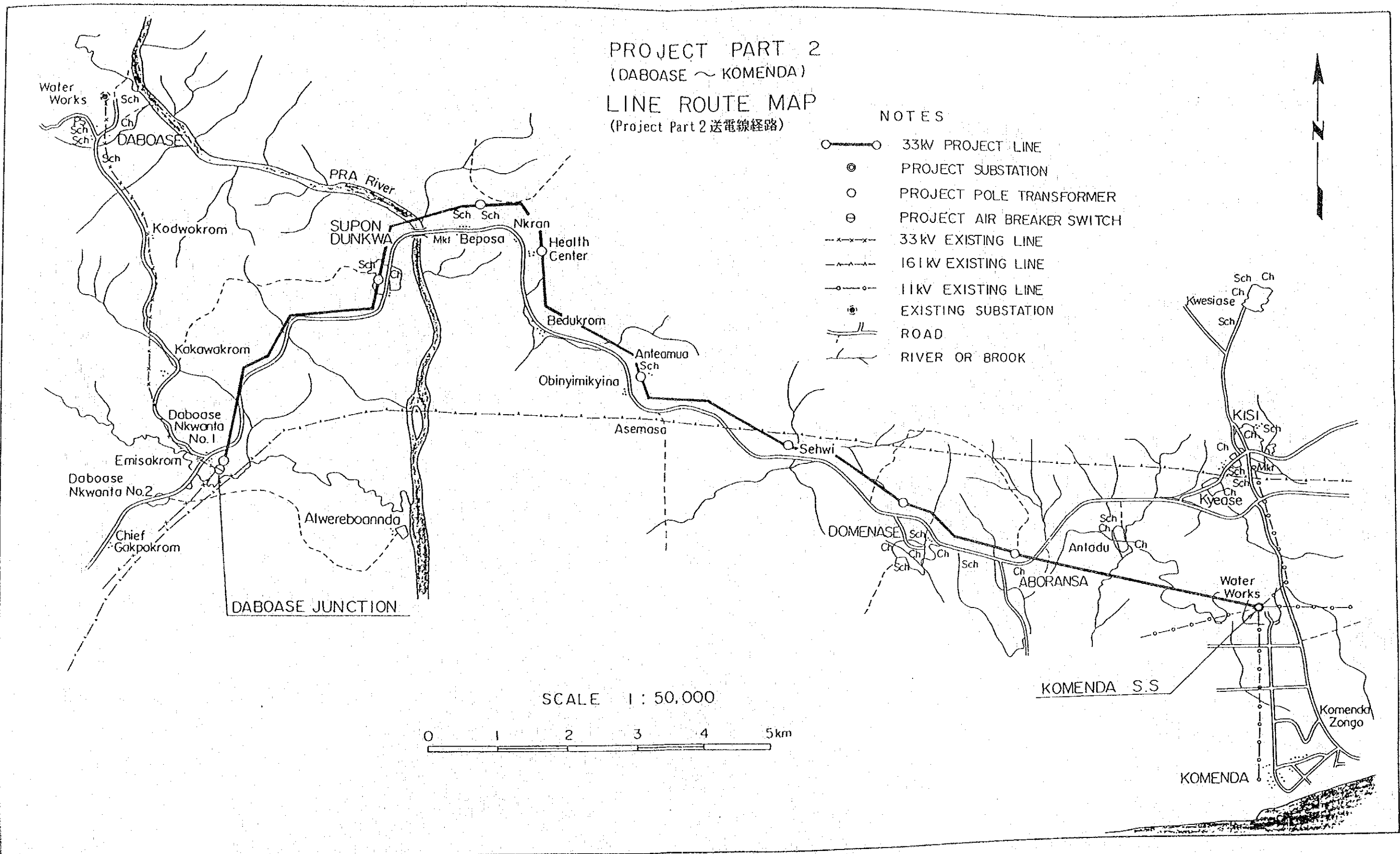
以上、各地域の電源ならびに系統について、計画の内容を述べたが、これは、出来るだけ同国の要請の意図を配慮し乍らも、現地調査、打合せおよび国内解析に基づき技術的、経済的な面等からも再検討を行ない、送電線容量、変圧器容量が要請の最低必要条件を満たす内容に見直した。

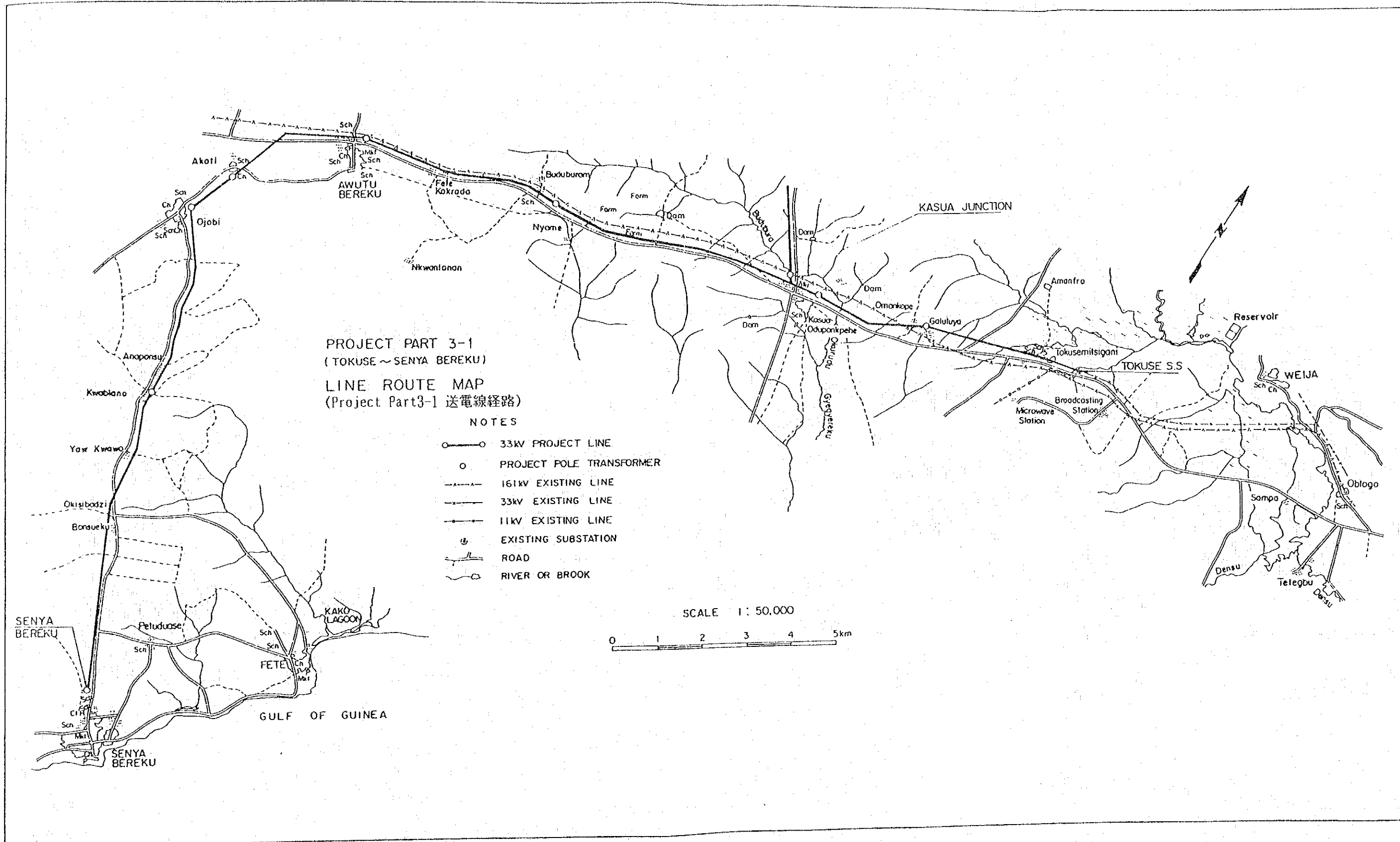


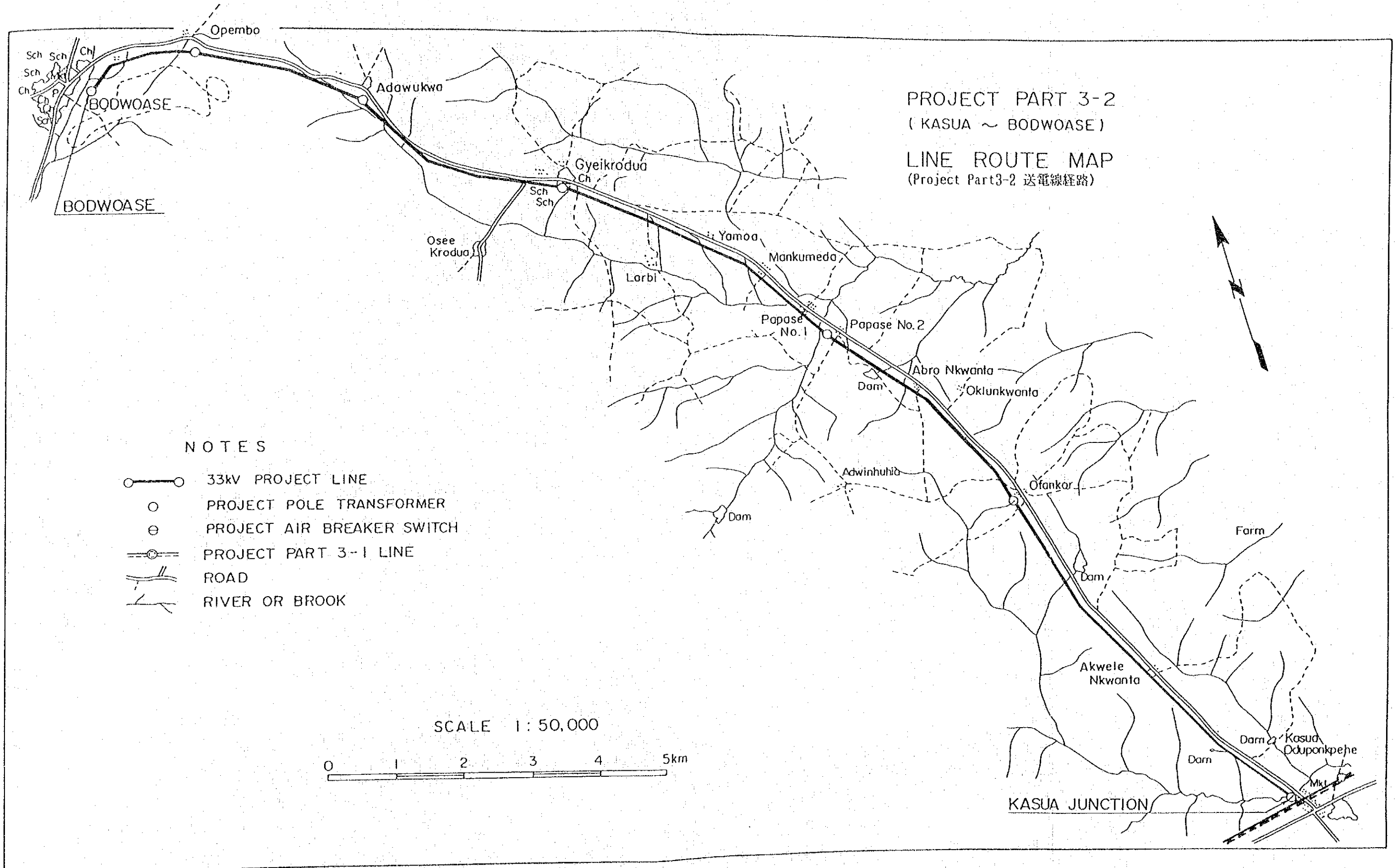


PROJECT PART 2  
 (DABOASE ~ KOMENDA)  
 LINE ROUTE MAP  
 (Project Part 2 送電線経路)

- NOTES
- 33KV PROJECT LINE
  - ⊙ PROJECT SUBSTATION
  - PROJECT POLE TRANSFORMER
  - ⊖ PROJECT AIR BREAKER SWITCH
  - - - 33KV EXISTING LINE
  - · - · 161KV EXISTING LINE
  - · - · 11KV EXISTING LINE
  - ⊙ EXISTING SUBSTATION
  - ROAD
  - ~ RIVER OR BROOK











### 3.2.2 電力需要の予測

電力需要の予測は、一般に、対象地域の過去における経済活動を示す基礎資料と電力需給の実績データを組合せ、これに開発計画を織り込みつつ、統計的またはMathematical Method を使って行なわれる。

ただし、電化がPlanning Stageの地域では、この方法は適用出来ない。従って、このような地域の需要予測では、電化が実施されれば電力需要として顕在化するであろう潜在需要を人口、所帯数、需要の種類、構成などを勘案し、将来の需要を予測する。

今回の柱上変圧器の容量検討は、その期間を電化完了から10年間とし、その伸び率は1977から1987年間のECGの一般需要家への売電電力量の年平均伸び率である約4.6%を使用する。

主な潜在需要の分類と夫々の最大電力はTable 3.2.1に示すとおり調査結果にもとずいて想定した。

尚、Residential Consumer については、Large, Medium およびSmall house などの区分けが考えられるが、電化初期であるので平均負荷として想定し、Public Lightingの口数についてはResidential Consumer の口数の10%とした。

今回の電化計画地域のユーザ別の潜在需要家推定口数の詳細をTable 3.2.2～3.2.5に示す。又、その集計は下記のとおりである。

Number of Potential Consumers

Name of Consumer	Project Part			Total
	1	2	3	
T1 Residential	5,092	2,479	3,285	10,856
T2 Commercial	253	45	44	342
T3 Industrial	5	7	4	16
T4 Public Lighting	511	250	328	1,089
T5 Other	—	—	—	—
Total	5,861	2,781	3,661	12,303

(潛在需要, 想定最大電力)

Table 3.2.1 List of Potential Consumers and Estimated Maximum Demand (M, D) in kW

<u>No.</u>	<u>Potential Consumers</u>	<u>M, D (kW)</u>	<u>Anticipated Electric Commodities</u>
T1	Residential Consumers	0.226	Light, Radio, Iron, etc.
T2	Commercial Consumers		
	Government office	1.0	Light, Radio, Ceiling fan, Copy machine, etc.
	Police station	1.0	ditto
	Post office	0.5	ditto
	School (A)	0.5	ditto
	School (B)	1.0	ditto
	Church	0.5	Light, Ceiling fan, Radio, etc.
	Mosque	0.5	ditto
	Bank	1.0	ditto
	Hospitals	40.0	Light, Medical appliances, etc.
	Clinic	10.0	ditto
	Health Center	0.5	ditto
	Wireless station	5.0	Light, Ceiling fan, instruments, etc.
	Courthouse	0.5	Light, Ceiling fan, etc.
	Hotel	1.0	Light, Ceiling fan, Cooker, etc.
	Market	0.5	Light
	Rest house	1.0	Light, Radio, Ceiling fan, etc.
T3	Industrial Consumers		
	Estate farm	20.0	Light, motors for water pumps
	Oil Mill	5.0	Light, motors oil mills
	Brewery	100.0	Light, Ceiling fan, motor, etc.
T4	Public Lighting	0.1	

Table 3.2.2  
PROJECT PART 1

Number of Inhabitants and Households  
(Project Part 1, 地域別人口と需要家数)

No.	Name of Place	No. of Inhabitants	No. of Houses	Remarks
1	Esereso	746	53	Sch(A) x 1, Ch x 1, P.L x 5
2	Feyiase	881	70	Sch(A) x 2, Ch x 2, P.L x 7
3	Aputnogya	347	32	P.L x 3
4	New Kokobiriko	90	15	Sch(A) x 1, P.L x 2
5	Jochie (Amanase)	1,188	105	Sch(A) x 3, Sch(B) x 3, P x 1 Ch x 4, P.S x 1, Mkt x 1
6	Pramso	1,976	130	Hosp x 1, Sch(A) x 2, Sch(B) x 1, P.L x 13
7	Soaduro	208	30	Sch(A) x 2, Ch x 1, P.L x 3
8	Kontanase	1,715	127	Sch(A) x 2, Ch x 3, P.S x 1 P.L x 13
9	Toamform	359	30	P.L x 3
10	Onwe	886	60	Sch(A) x 3, Ch x 1, P.L x 6
11	Worakege	934	60	Sch(A) x 1, P.L x 6
12	Akokofe	867	65	Sch(A) x 2, Ch x 2, P.L x 6
13	Akyeremade	714	72	Sch(A) x 2, P.L x 7
14	Youth Camp			R.H x 2, P.L x 3
15	Abonu	771	113	Substation, Refer to Table
16	Bekwai	13,485	840	Substation, Refer to Table
17	Sebedie	260	23	P.L x 2

Note:  
Sch: School  
Ch: Church  
Hosp: Hospital  
P.L: Public Lighting  
Mkt: Market  
R.H: Rest House  
P.S: Police Station,  
P: Post Office

Table 3.2.3  
PROJECT PART 2

Number of Inhabitants and Households  
(Project Part 2, 地域別人口と需要家数)

No.	Name of Place	No. of Inhabitants	No. of Houses	Remarks
1	Daboase Nkwante	457	111	P.L x 11
2	Supon Dunkwa	2,738	300	Sch(A) x 1, Ch x 1, P.L x 30
3	Beposo	1,284	150	Sch(A) x 2, Mkt x 1, Mo x 1 P.L x 15
4	Beposo Estates			Health Centre x 1, P.L x 3
5	Anteamua	808	138	Sch(A) x 1, P.L x 14
6	Sehwi	202	30	O.M x 1, P.L x 3
7	Domenase	3,003	355	Sch(A) x 2, Ch x 2, P.L x 35 P x 1
8	Aboranse	1,260	205	Sch(A) x 1, Ch x 1, P.L x 20
9	Kowenda (Water works)	5,859	690	Substation, Refer to Table
10	Kisi	4,024	500	W.S x 1, Mkt x 1, Ch x 3, P x 1, P.L x 50, Sch(A) x 3

Note: Sch: School  
Ch: Church  
Mo: Mosque  
O.M: Oil Mill  
Mkt: Market  
W.S: Wireless Station  
P: Post Office  
P.L: Public Lighting

Table 3.2.4  
PROJECT PART 3-1

Number of Inhabitants and Households  
(Project Part 3-1, 地域別人口と需要家数)

No.	Name of Place	No. of Inhabitants	No. of Houses	Remarks
1	Galuluya	400	50	P.L x 5
2	Kasua	2,878	342	Sch(A) x 1, Mkt x 1, Mo x 1 P.L x 34
3	Buduburam	487	102	Sch(A) x 1, P.L x 10
4	Awiutu	2,614	320	Sch(A) x 4, P.S x 1, P x 1 Ch x 1, Mkt x 1, P.L x 32
5	Akoti	200	30	Sch(A) x 1, Ch x 1, P.L x 3
6	Ojobi	2,663	161	Sch(A) x 3, Ch x 2, P.L x 16 P x 1, Bre x 1
7	Kwablano	76	20	P.L x 2
8	Senya Bereku	14,419	860	Sch(A) x 1, Sch(B) x 1, P x 1 Mkt x 1, CtH x 1, Cl x 1 P.L x 86, P.S x 1

Note:

- Sch: School
- Ch: Church
- P: Post Office
- P.S: Police Station
- P.L: Public Lighting
- Mkt: Market
- Bre: Brewery
- Cl: Clinic
- CtH: Court House

Table 3.2.5  
PROJECT PART 3-2

Number of Inhabitants and Households  
(Project Part 3-2, 地域別人口と需要家数)

No.	Name of Place	No. of Inhabitants	No. of Houses	Remarks
1	Ofankor	1,827	190	P.L x 19
2	Papase	381	50	E.F x 1, P.Lx 5
3	Gyeikrondua	1,842	180	Sch(A) x 2, Ch x 1, P.L x 18
4	Adawukwa	450	60	E.F x 1, P.L x 6
5	Opembo	443	90	P.L x 9
6	Bodwoase	10,431	830	Sch(A) x 4, Sch(B) x 2 Ch x 4, Mkt x 1, P x 1, P.L x 83

Note: E.F: Estate Farm  
Sch: School  
Ch: Church  
P: Post Office  
P.L: Public Lighting  
Mkt: Market

本来需要家の最大電力は、負荷設備の大きさで定まるものであるが、負荷設備の合計が最大電力とはならない。従って需要率という係数を導入して最大電力を算出するのが一般に行なわれる方法である。需要率は負荷設備の種類、用途により異なるが、経験的に得られた数値がある。

ここに需要率は次のように定義される。

$$\text{需要率} = \frac{\text{最大電力 (kW)}}{\text{需要家の負荷設備合計 (kW)}} \times 100 (\%)$$

今回の調査区域は電化計画地域であり、需要家の負荷設備は現実には一部しか存在しない。従って負荷設備の合計を算出することは不可能である。

しかも需要予測の観点からみると、負荷設備の種類や用途又はその規模などは、二義的意味しかなく、重要かつ必要なのは需要家の最大電力である。

下記に今回電化計画地域の需要家別想定最大電力の合計を示す。

Estimated Maximum Demand in kW by Consumer Group

Name of Consumer	Maximum Demand for Project parts			
	1	2	3	Total
T1 Residential	1,153.0	560.0	742.0	2,455.0
T2 Commercial	470.0	38.5	34.0	542.5
T3 Industrial	200.0	305.0	160.0	665.0
T4 Public Lighting	51.1	25.0	32.8	108.9
T5 Other	—	—	—	—
Total	1,874.1	928.5	968.8	3,771.4

各Project Partの“Breakdown of Potential Consumer and Estimated Maximum Demand”をTable A6(1)1～A6(1)16に示す。



個々の需要家の最大電力は、同時に起るものではなく、その発生時には時間的な差がある。従って個々の負荷を総和した時の最大電力は、個々の最大電力の総和より小さくなるのが普通である。

これを下式のように表わし、不等率という。

$$\text{不等率} = \frac{\text{各需要家の最大電力の総和 (kW)}}{\text{各需要家を合成した時の最大電力 (kW)}} > 1$$

不等率は需要家数が或る程度多くなると一定値に近づく。普通日本の農村では電灯負荷で1.15~1.25、動力負荷で1.5前後、電灯動力合成で1.2~1.3と云われている。

電化初期は、電灯負荷の比率が地域によって高いが、将来10年間のうちには動力負荷も相当入ることが考えられる。従って合成最大電力は、不等率を1.3と想定して求めることにした。即ち上式より、合成最大電力は次のように求められる。

$$\text{合成最大電力 (kW)} = \frac{\text{各需要家の最大電力の総和 (kW)}}{1.3}$$

従って配電線網別の合成最大電力は夫々次のようになる。

Project Part 1	1,441.6 (kW)
Project Part 2	714.2 (kW)
Project Part 3	745.2 (kW)

### 3.2.3 計画の策定

#### (1) 計画策定の方針

本計画の電化方法としては、要請内容のとおり、既設電力系統から受電する方法と、ディーゼル発電所を建設し配電する方法の、2通りが考えられる。

ディーゼル発電機については、現実に各所で運転不能になっているのをみると、問題があり、しかも同国には、前記しているように、水力発電による低廉で、安定した電源があり、これらの地域まで送電されている。したがって、この16kVグリッドから受電できる付近では、もはやディーゼル発電機による電化は、経済的にコスト高になり成立しない。

しかし、今回の計画地域で、一番長い送電線を有し、最もディーゼル発電機と比較対象になりうると思われる地域、Project Part 1のクマシ〜ベクワイ間について下記のとおり経済比較を行なった。

計 画	設 備 比 較					
	33kV 送電線 (km)	11kV 配電線 (km)	ディーゼル 発電機 (台)	変電所 (ヶ所)	柱 上 変圧器 (台)	通 昇 変圧器 (台)
系統受電 (案)	49	0	0	2	14	0
ディーゼル 発電機 (案)	0	20	6	0	10	6

ディーゼル発電機案の設備については、定期点検整備、故障時のことを考慮すると、系統受電案と同じサービスの供給という意味からは、スタนด์バイ用の予備機が必要となる。しかし、サービスは多少低下するが、予備機なしの場合と比較することとした。また、ディーゼル発電機の容量は、Project Part 1で設置する変電所および柱上変圧器と同容量とした。

ディーゼル発電機の配電区分は、3～4 km以内の距離にある部落をまとめ一群とし通昇変圧器で昇圧し11kV配電線で各柱上変圧器まで配電する。しかし、ディーゼル発電機設置地区は、柱上変圧器を省略し直接配電負荷とした。低圧配電線その他については、系統受電と同じと考えた。

## 建設費比較

(単位：百万円)

計 画	33kV	11kV	ディーゼル	変電所 (ヶ所)	柱 上	通 昇	計
	送電線 (km)	配電線 (km)	発電機 (台)		変圧器 (台)	変圧器 (台)	
系統受電(案)	205	0	0	109	20	0	334
ディーゼル 発電機(案)	0	66	555	0	10	65	696

ディーゼル発電機の価格については、開発途上国の電化計画の見積り、および実績を勘案し、算定した。その他については本計画における積算を使用した。

比較結果は、上記のように、ディーゼル発電機案は、系統受電案に対して、経済性で決定的な差があり、この地域でさえもディーゼル発電機案は考えられない。したがって送電線巨長の短い他の地域で、ディーゼル発電機案が成立することは全く考えられない。

それ故に、系統受電による案だけについて検討する。

### (2) 送電電圧と系統構成

#### (a) 送電電圧の選定

E C Gの送配電電圧は、33kVと11kVがあるが、各計画地域の送電電圧は、33kVを基準とした。理由は、現地打合せ時の要請において、将来構想として、地域毎に33kV系で連系を行ない、系統の信頼度向上を計りたいとのE C G案を配慮した。したがって、今後の需要増、送電線の延長、供給範囲の拡大等に対し、追加投資を行わずに当分対処できる。

技術的には、添付資料-6(3)に示すとおり、同一電線サイズでは11kVに比較し、送電損失が約1/10に減少し、電圧降下は約1/10になる等メリットがある。

#### (b) 系統構成

各地域の系統構成は、33kV送電線で、それぞれ既設33kV電力系統から末端まで建設する。構成の標準パターンとして、33kV送電線の途中に点在する需要家に対しては、33kV/0.4kVの柱上変圧器でスポット供給を行なう。

各地域の柱上変圧器、変電所を含めた単線結線図を、Fig. 3.2.5～Fig. 3.2.8に示す。

### (3) 設備容量の考え方

#### (a) 33kV送電線の送電容量

今日の計画では、33kV送電線に使用する電線は、鋼芯アルミより線（ACSR）の95mm<sup>2</sup>とした。添付資料-6(3) Calculation Results of Transmission Line に示すとおり、その最経済最大電流は約207Aで、最経済負荷は約10.6MWである。

送電容量上は、ACSR58mm<sup>2</sup>の電線でも可能であり、3.2.2節の電力需要の予測よりみても、各地域の最大電力に対して余裕がある。しかし、既設33kV系統の電線に、120mm<sup>2</sup>あるいは150mm<sup>2</sup>が使用されていること、前に述べた将来構想に対応しておくことなどを考慮し、1階級上げた設計値にした。

33kV送電線の既設設備からの引出し部あるいは分岐部には、設計上電力ケーブルを使用するが、殆んどが地中ケーブルになるので、架線電線のACSR95mm<sup>2</sup>に対し、単芯CVケーブル（架橋ポリエチレン絶縁ビニールシースケーブル）100mm<sup>2</sup>を使用する。

#### (b) 変電所および柱上変圧器の容量

柱上変圧器容量の決定に当っては、今後需要が毎年約4.6%伸びるものと仮定し、10年後で変圧器の利用率が約100%になるよう計画した。したがって初期における利用率は約65%とした。容量決定の計算結果は、Table 4.2.1～4.2.4に示すように、需要予測の結果、過大設計を押え、できるだけ適性容量にするため、25kVA、50kVA、75kVA、100kVA、200kVA および300kVAと種類を増して経済化を計った。

変電所の変圧器容量の決定に当っては、下記のとおり、需要予測の最大電力より、柱上変圧器と同様の考え方で計算し、ECGの標準容量系列の中から選定した。

変電所容量				
変電所名	最大電力 (kW)	計算容量 (kVA)	変圧器容量 (kV)	変圧器容量 (kVA)
ベクワイ s.s	1,181.2	1,600	33/11	2,500
レイク s.s	423.7	600	33/11	1,000
コメンダ s.s	607.4	800	33/11	1,000

以上の検討結果により、各地域別の送配電設備および変電設備の概要は次のとおりである。

変電設備概要

主要設備	変電所名		
	バクワイ	レイク	コメンダ
主変圧器			
容量 (kVA)	2,500	1,000	1,000
相数	3	3	3
周波数 (Hz)	50	50	50
定格電圧 (kV)	33/11	33/11	33/11
結線	$Y_{\frac{1}{2}} Y_{\frac{1}{2}} \Delta$	$Y_{\frac{1}{2}} Y_{\frac{1}{2}} \Delta$	$Y_{\frac{1}{2}} Y_{\frac{1}{2}} \Delta$
タップ切換機構	負荷時タップ切換	負荷時タップ切換	負荷時タップ切換
台数	1	1	1
36kVレバ断器			
定格電圧 (kV)	36	36	36
定格電流 (A)	600	600	600
定格レバ断電流 (kA)	12.5	12.5	12.5
台数	1	1	1
12kVレバ断器			
定格電圧 (kV)	12	12	12
定格電流 (A)	600	600	600
定格レバ断電流 (kA)	25	25	25
台数	4	3	5
断路器			
定格電圧 (kV)	36	36	36
定格電流 (A)	400	400	400
台数	1	1	1
閉鎖型 配電盤			
台数	5	5	6

地域別送配電設備概要

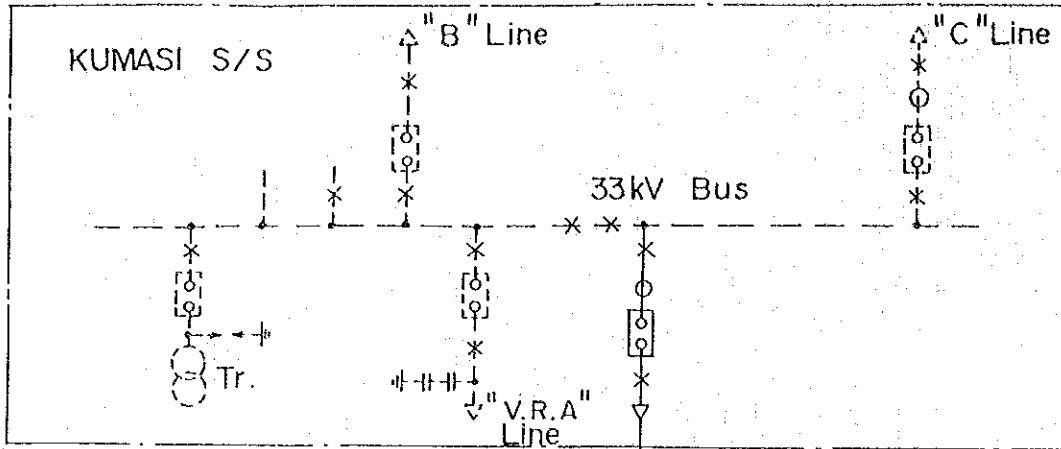
計 画 地	設 備 名	区 間	供 給 範 囲	線 路 長 度 (km)	電 圧 (kV)	電 線 (mm <sup>2</sup> )	子 器	支 持 物	柱 上 変 圧 器
1	送電線	既設33kVクマシ変電所 ～ベクワイ変電所	クマシ～ベクワイ間 の主要村落	42	33	ACSR 95	特別高圧の碍子(33kV) 250m/m懸垂碍子×3	木 柱	15台 (33/0.4kV) 内1台は 11/0.4kV用
	送電線	コンタナセ～レイク	レイク地域	7	33	ACSR 95	特別高圧の碍子(33kV) 250m/m懸垂碍子×3	木 柱	500kVA
	配電線	既設改修含む	ベクワイ地域	10	11	ACSR 95	特別高圧の碍子(11kV) 250m/m懸垂碍子×1	鋼 管 柱	
2	送電線	既設33kVダボアセ線 (ダボアセ・ジャンク ～コメンダ変電所)	ダボアセ・ジャンク ～コメンダ間の 主要村落	28	33	ACSR 95	特別高圧の碍子(33kV) 250m/m懸垂碍子×3	木 柱	9台 (33/0.4kV) 内1台は 11/0.4kV用
	配電線	既設改修含む	コメンダ～キシ 地域	10	11	ACSR 95	特別高圧の碍子(33kV) 250m/m懸垂碍子×1	鋼 管 柱	700kVA
3-1	送電線	既設33kVトクセ変電所～ セニア・ベラク	トクセ～セニア・ベ ラク間の主要村落	39	33	ACSR 95	特別高圧の碍子(33kV) 250m/m懸垂碍子×3	木 柱	14台 (33/0.4kV)
3-2	送電線	カスア・ジャンクショ ン～ボジョアセ	カスア～ボジョアセ 間の主要村落	26	33	ACSR 95	特別高圧の碍子(33kV) 250m/m懸垂碍子×3	木 柱	1,425kVA

Fig. 3.2.5

(クマシ~ベクワイ単線結線図)

Project Part 1. KUMASI ~ BEKWAI Line

(Line Length: 49km) including 7km for Branch Line



NOTES

- Project Line
- - - Existing Line
- ⊖ Air Breaker Switch
- Circuit Breaker
- × Line Switch or Disconnecting Switch
- Current Transformer
- ⊥⊥⊥ Potential Transformer
- ⊥⊥ Surge Arrester
- ▷◁ Power Cable
- ⊥ Lightning Arrester

Akyeremade  
25 kVA

Worakese  
25 kVA

Toamform  
25 kVA

L A x 3

Esereso  
25 kVA

Feyiase  
25 kVA

Aputuogya  
25 kVA

New Kokobiriko  
25 kVA

Amanase (Jochie)  
50 kVA

Pramso  
100 kVA

Soaburo  
25 kVA

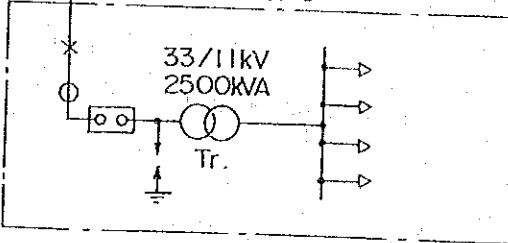
Kontanase  
50 kVA

KONTANASE JUNCTION

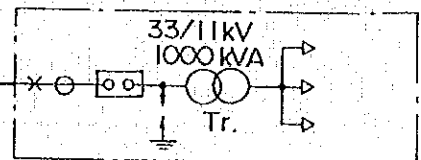
Akokofe  
25 kVA

Onwe  
25 kVA

BEKWAI S/S



LAKE S/S



Youth Camp  
25 kVA

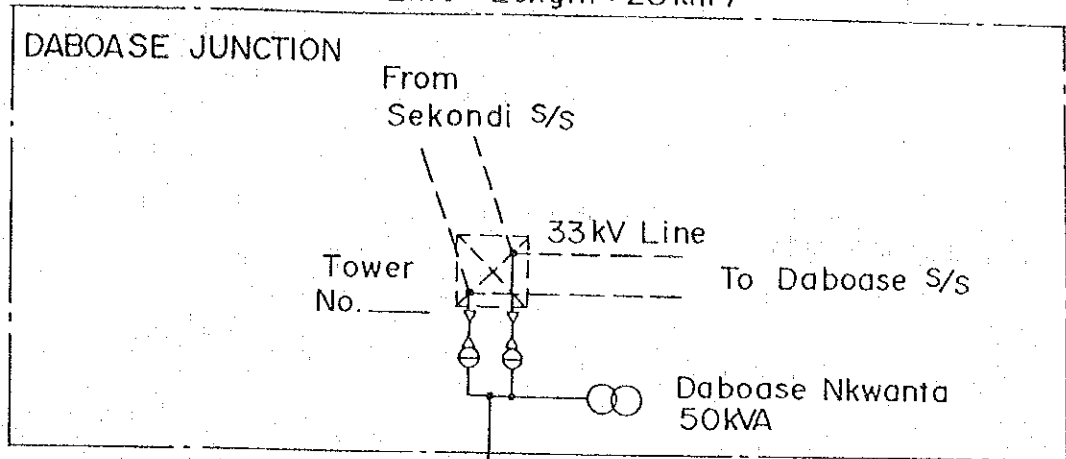
Fig. 3.2.6

(ダボアセ~コメンダ単線結線図)

Project Part 2.

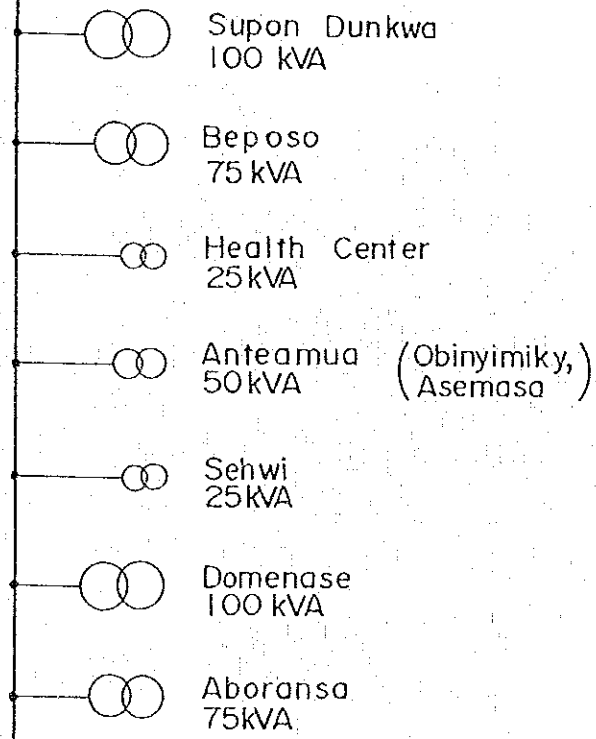
DABOASE ~ KOMENDA Line

(Line Length : 28 km)



NOTES

- Project Line
- - - Existing Line
- ⊖ Air Breaker Switch
- Circuit Breaker
- × Line Switch or Disconnecting Switch
- ⊙ Current Transformer
- ⚡ Surge Arrester
- ▷◁ Power Cable



KOMENDA S/S  
(at water works)

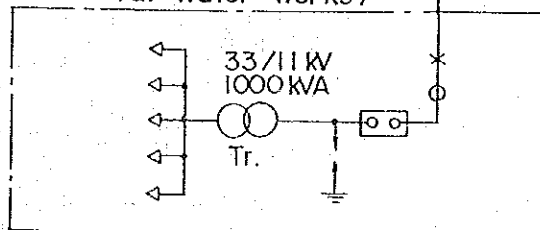


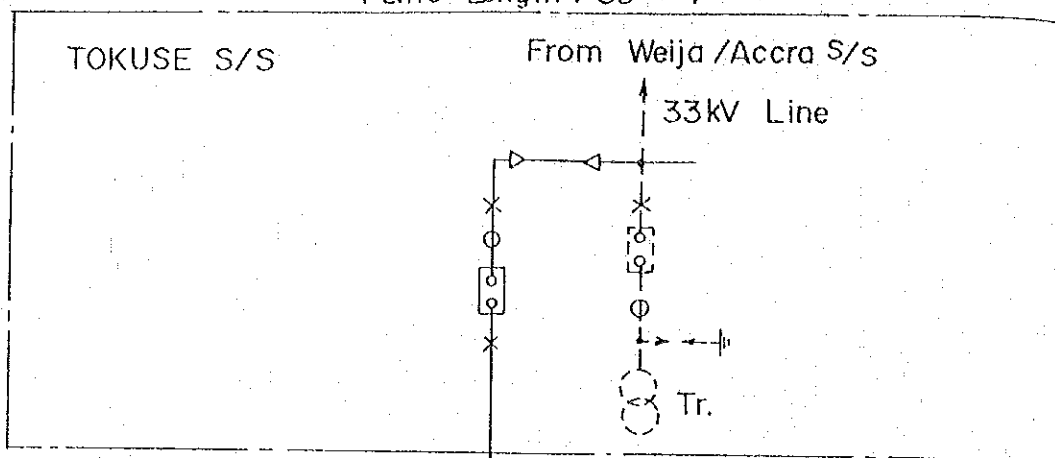


Fig. 3.2.7

(トクセ～セニアベラク単線結線図)

Project Part 3-1. TOKUSE ~ SENYA Line

(Line Length : 39 km)



NOTES

- Project Line
- - - Existing Line
- Circuit Breaker
- x— Line Switch or Disconnecting Switch
- Current Transformer
- ||| Surge Arrester
- ▷▷ Power Cable

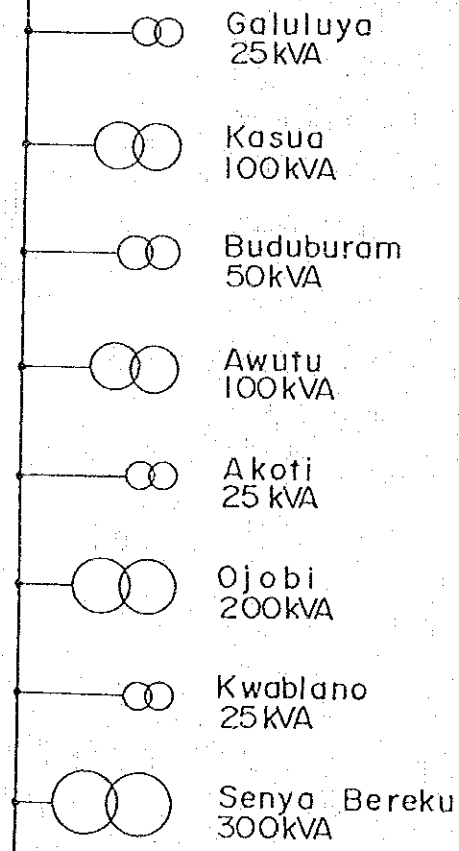
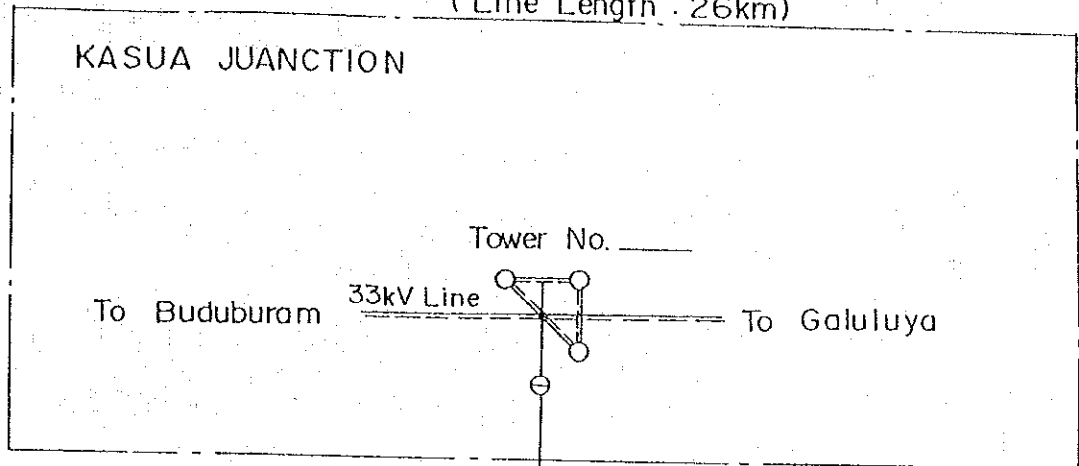


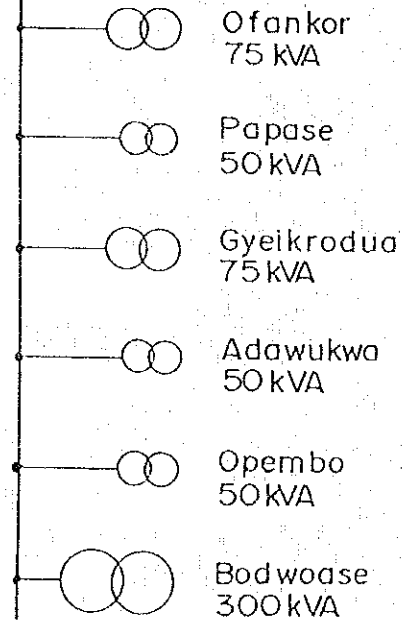
Fig. 3.2.8 (カスア~ボジョアセ単線結線図)  
 Project Part 3-2. KASUA ~ BODOASE Line

(Line Length : 26km)



NOTES

- Project Line
- === Project Part 3-1 Line
- ⊖ Air Breaker Switch



### 3.3 計画の概要

#### 3.3.1 運営体制

2.4.4 節で述べたとおり、各地区にある変電所、ディーゼル発電所等、E C G の設備の運営は、その地域のRegional Office が担当しており、本案件も、Project Part 1 についてはクマシ地域事務所、Project Part 2については西部と中央事務所の双方に関係するが、送電線については一括管理をするので中央事務所、Project Part 3については、中央事務所の管轄内であるので、ここが担当する。

各Regional Office とも、既設の33kV, 11kV送配電線、さらに、低圧(400V, 200V)配電線、および変電所を保有しており、建設、運転、保守ともに技術者層が多くはないが相当の経験が認められる。

#### 3.3.2 計画機材の概要

3.2 節の要請内容の検討に基づき、各Project Partに対する送配変電設備の機材の概要は、Table 3.3.1 に示す通りである。

このうち、11kVおよび低圧配電線、11/0.4kV柱上変圧器、積算電力計等については、資材調達のみを計画に含め、据付け、調整はE C Gが行なうものとした。

工事用車輛、工具については、各計画地域が離れているので、夫々最低必要数を計画する。又これらの車輛、工具は、本計画施工時に請負業者が使用するものとした。

Table 3.3.1 Estimated Equipment and Materials  
(計画資機材)

Item	Specification	Part 1	Part 2	Part 3-1	Part 3-2	Total	
1.	33 kV Transmission Line	49 km	28	39	26	142	
2.	33 kV Power Cable	0.8 km	0.12	0.03	-	0.95	
3.	11 kV Distribution Line (Rehabilitation)	10 km	10	-	-	20	
4.	400/230 V L.T. Line	10 km	10	10	10	40	
5.	Pole Mounted Transformer	11/.415/.24 kV	25 kVA	1	-	1	
		200 kVA	200 kVA	-	-	1	
		25 kVA	25 kVA	11	2	3	
		50 kVA	50 kVA	2	1	3	
		75 kVA	75 kVA	-	2	2	
		100 kVA	100 kVA	1	2	3	
6.	Breaker Switches	200 A	200 A	2	1	3	
		33/11 kV, 2.5 MVA	33/11 kV, 2.5 MVA	1	-	1	
		33/11 kV, 1.0 MVA	33/11 kV, 1.0 MVA	1	1	2	
		CB, DS, CT & Control Board	CB, DS, CT & Control Board	1	-	1	
9.	Vehicles	Truck 7-tons	Truck 7-tons	1	-	1	
		Pickup type truck 2-tons	Pickup type truck 2-tons	1	1	2	
		Crane truck 7-tons with 3-tons-Crane	Crane truck 7-tons with 3-tons-Crane	1	1	2	
		Pole carrier car 10-tons	Pole carrier car 10-tons	1	1	2	
10.	Tools	Jeep	Jeep	1	-	1	
		Hydraulic compression tool	Hydraulic compression tool	2	2	4	
		Manual compression tool	Manual compression tool	5	3	8	
		Stringing winch	Stringing winch	15	5	20	
		Manual winch	Manual winch	2	1	3	
		Metering apparatus & other	Metering apparatus & other	1	-	1	
		16, 240V, 10-60A	16, 240V, 10-60A	-	-	-	
		36, 415V, 30-100A	36, 415V, 30-100A	-	-	-	
		(Sub total)	(15)	(9)	(8)	(6)	(38)
		11.	Watt-hour Meter	200 A	200 A	2	1
34.5 kV	34.5 kV			1	-	1	
33/11 kV, 2.5 MVA	33/11 kV, 2.5 MVA			1	-	1	



## 第4章 送配変電設備の基本計画



## 第4章 送配変電設備の基本計画

### 4.1 計画基準と設計条件

#### 4.1.1 計画基準

本プロジェクトの電化計画に伴う送配電設備建設計画は、E C Gの建設計画及び今回の調査結果を基本として次の考え方により計画設計した。

##### (1) 公称電圧及び電気方式

###### (a) 送電線路

- a. 電 圧：33kV
- b. 送電方式：架空式（一部地中式を含む），3相3線式
- c. 中性点接地方式
- d. 再閉路方式

###### (b) 高圧配電線路

- a. 電 圧：11kV
- b. 配電方式：架空式，3相3線式
- c. 線路形態：樹枝状方式
- d. 電圧降下の限度：10%
- e. 中性点接地方式
- f. 再閉路方式

###### (c) 低圧配電線路

- a. 電 圧：415V，240V
- b. 配電方式：架空式
  - ・3相4線式
  - ・3相3線式
  - ・単相2線式
- c. 線路形態：樹枝状方式
- d. 電圧降下の限度：4%

###### (d) 引込線

- a. 電 圧：415V，240V
- b. 配電方式：架空式



- ・動力：3相3線式(415V)
- ・電灯：単相2線式(240V)

(e) 計器

1供給種別毎に1計量とする。

4.1.2 設計条件

設計の基本となる工事基準については、現在ECGが運転保守している現行基準及び日本の現行基準に準拠し、次の設計条件を採用した。

尚、主要な機器及び資材のうち外貨分によって調達されるものについての適用規格は、日本規格を主として、一部についてIEC、BS、ANSIも採用した。

(1) 自然条件

各計画地域の自然条件は次のとおりである。

(a) 標高：海拔1,000m以下

(b) 外気温：最高40℃

最低0℃

平均25℃

(c) 風圧荷重：最大風速20m/secとして、風圧荷重50kg/m<sup>2</sup>とする。

(2) 安全率

ECGの基準により次の通りとした。

支持物 2.5

支持物の基礎 2.5

電線 3

端子(取引部含む) 3.5

腕金 2.5

支線 2.5

(3) 導体の温度

導体の平均使用温度 32℃

導体の許容温度 70℃

(4) 送配電線の地上高

架渉線の地上高は、ECGの基準により次の通りとする。ただし低圧電線路は日本の技術規準を採用した。

(単位：m)

項 目		33kV	11kV	L, T(中性線含む)
車両の通る道路	横 断	6.0	5.7	5.0
	その他	6.0	5.4	4.0
車両の通らない道路	横 断	6.0	4.8	4.0
	その他	6.0	4.8	4.0
電 話 線 上		1.8	1.8	1.2
鉄 道 線 路 上		9.0	9.0	9.0

L, T : 低圧電線路

## 4.2 送配電設備の設計（低圧配電線を除く）

### 4.2.1 設計基準

#### (1) 設計の基本的考え方

送配電設備、33kV、11kVの線路の設計については、次の事項を基本とし、又一部地域の既設設備との調和、協調をも十分考慮し設計した。

- (a) 将来への需要増加および系統拡張に対応出来ること。
- (b) 電圧変動及び供給信頼度の向上をはかる。

#### (2) 供給信頼度の向上

日本に於ける送配電線の事故件数の統計によれば事故は年々減少はしているが、これを原因別にみると設備不備（製作不完全、施工不完全等）及び保守不完全（油劣化その他自然劣化、過負荷）、自然現象（風雨による他物飛来、水害）、他物接触（樹木、鳥獣）等が大半を占めている現状である。

これら現状を見極め今回建設される線路の信頼度向上を図るため主に次の対策をたてた。

事故停電減少対策としては、33kV送電線路へのピン碍子、溝型鋼腕金、支線強化のため打込アンカーの採用等送配電用機材の品質向上を計った。

又耐雷対策としては、変電所の変圧器、柱上変圧器および地中ケーブル等に対し避雷器の取付、停電区域の局限には区分開閉器の取付等施設の強化を計った。

尚、変電所の引込みおよび引出し口には油入しゃ断器（OCB）及び真空しゃ断器（VCB）を設置し、配電線の落雷、鳥獣接触等一過性の事故に対してはしゃ断

器を再閉路させ、供給信頼度の向上を計った。

(3) 電圧調整

変電所に設置する変圧器は負荷時電圧調整装置付 (L. R. T) による電圧調整及び柱上変圧器は 5 % 及び 2.5% のタップ付によって低圧需要家の電圧変動を ± 5 % 以内に保持する。

(4) 絶縁協調

(a) 絶縁設計

絶縁設計は雷サージから商用周波までの全領域に亘って線路および機器の絶縁レベルの協調をとることにより設備を保護することを目的として次により設計した。

- a. 内部異常電圧 (開閉サージ、持続性異常電圧など) に対しては機器自体の絶縁性能により保護する。
- b. 外部異常電圧 (雷サージ) に対しては避雷器により保護する。

(b) 罫子種類及び連結個数の決定について

前述のように絶縁設計の基本的考え方は内部異常電圧による閃絡を起さないことを前提にして耐雷対策を考えた。内部異常電圧については、従来送電線に適用される考え方を採用して、次の表の値を想定した。

接地系の種別	持続性異常電圧倍数	開閉異常電圧倍数
有効接地系	$0.8U_m$	$2.8U_m$

( $U_m$ : 系統の最高許容電圧)

罫子の絶縁強度を考える場合、開閉異常電圧に対しては開閉サージによる注水時の閃絡特性を、持続性異常電圧に対しては商用周波の注水時の閃絡特性を用いた。内部異常電圧に対する罫子の所要絶縁強度及び罫子の電氣的特性は次表の通りである。

開閉異常電圧より求めた碍子の所要絶縁強度

項 目	11kV系 統	33kV系 統
公 称 電 圧 (kV)	11	33
最高許容電圧 $U_m$ (kV)	12	36
対地電圧波高値 $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m$ (kV)	9.8	29.4
開閉サージ倍数 n 倍	2.8	2.8
開閉サージ電圧 $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m \times n$ (kV)	27.4	82.3
絶縁低下係数	1.2	1.2
碍子の所要絶縁強度 (kV)	33	99

持続性異常電圧より求めた碍子の所要絶縁強度

項 目	11kV系 統	33kV系 統
公 称 電 圧 (kV)	11	33
最高許容電圧 $U_m$ (kV)	12	36
異常電圧倍数 n 倍	0.8	0.8
持続性異常電圧 (kV)	9.8	28.8
絶縁低下係数	1.2	1.2
碍子の所要絶縁強度 (kV)	12	35

罫子の電氣的特性

単位：kV

罫子の種類	標準サージ	開閉サージ（注水時）		商用周波（注水時）	
	50%閃絡電圧	50%閃絡電圧	耐電圧	閃絡電圧	耐電圧
250mm/懸垂罫子 1個	125	85	75	45	40
250mm/懸垂罫子 2個連	255	170	155	80	70
250mm/懸垂罫子 3個連	345	245	220	115	105
ピン罫子 (33kV)	220	200	185	100	75
ピン罫子 (11kV)	115	—	—	50	45

注 ① 250mm懸垂罫子の特性は、架空電線路の絶縁設計要綱（1966.10）による。

② 特別高圧ピン罫子（33kV）は、ANSI, Class56-3

③ 特別高圧ピン罫子（11kV）は、ANSI, Class55-3

上記の電氣的特性と罫子の所要絶縁強度を比較し絶縁裕度を考慮し使用する罫子及び連結個数を次の通りとした。

尚、特に33kV送電線での引留め部の 250mm懸垂罫子は、保守管理の面も併せ余分に1個を見込んだ。

上記により絶縁設計として次の通り決定した。

電圧	使用箇所	特別高圧ピン罫子	懸垂罫子
33kV	引通し部	1個	—
	引留め部	—	3個連
11kV	引通し部	1個	—
	引留め部	—	1個

(c) 標準衝撃絶縁強度（BIL）の設定

BILは33kV系統では30号A及び11kV系統では10号Bとした。選定理由は次の通りである。

前述の通り雷サージに対しては避雷器により保護を行うので開閉サージに耐え、かつ雷サージに対して避雷器の保護性能との協調のとれるBILを選定する必要

がある。即ち避雷器と被保護設備の雷サージに対する保護裕度を20%とすれば、避雷器の100%放電開始電圧及び制限電圧の1.2倍以上のBILが必要となる。

33kV系統で使用する避雷器即ちJEC-156(避雷器)に規定する10KAの避雷器では100%放電開始電圧=135kV, 制限電圧=145kVである。

従って所要BILは $145\text{kV} \times 1.2 = 174\text{kV}$ となり174kV以上のBILが選択されるべきである。則ち30号Bが必要となるが変電所33kV系の機器のBILが30号Aであるので、これとの協調をとり30号A(200kV)とした。

尚、11kV配電線は10号Bとした。

#### (d) 耐雷設計

今回の調査によればIKL(Isokeraunic Level, 年間の雷雨日数)の正確な統計は得られなかった。又架空地線は一部海岸地帯および高圧送電線を除いては施設されていないところもあり、一年を通じて雷発生の頻度は少ないと考えられる。

しかし機器には避雷器を取付けて雷サージなどの外部異常電圧に対して保護する。

#### (5) 供給方式

ECGの規準により、

33kV/415, 240V 低圧直接通降供給方式

11kV/415, 240V 低圧直接通降供給方式

とする。

#### (6) 線路形態と区分開閉器

##### (a) 線路形態

33kV, 11kV電線路の供給容量は大きいので、線路形態としても将来事故及び作業停電時の対応を十分考慮する必要がある。

しかし今回の需要地区は同一方向であり、需要密度が低いので1回線樹枝状とする。

##### (b) 区分開閉器

保安運用を効率的に実施するために、33kV送電線路の分岐個所に区分開閉器を設置し、系統運用の充実をはかった。

##### a. 33kV送電線

ベクワイ変電所への送電線の途中レイク変電所への分岐個所とカソアジャン

クシオンおよびダボアセジャンクシオンには気中開閉器を設置し、系統作業等による停電範囲の縮少を図った。この操作は、原則として無電圧で行なうものとする。

系統保護は既設変電所や新設変電所の保護継電器、油入しゃ断器による。したがって保護方式、再閉路方式およびその運用は既設に準ずる。

#### b. 11kV配電線

各変電所から引き出される11kVの各フィーダーは屋外キュービクル内に真空しゃ断器（VCB）を設け、系統操作を容易にすると共に、フィーダー内事故の波及を最小限にするよう計った。

#### (7) 電線路方式の種類

今回の33kV送電線の経過地は野原、畑、山間部が大部分を占めており、人口密集地、都市部の通過個所が少ないので絶縁電線を使用する必要はなく、経済性も考慮のうえ、裸電線を用いた架空電線路方式を採用した。

但し、変電所引出口、あるいは送電線の分岐部で、架空電線路を適用できない場所は、地中ケーブル方式を一部採用する。

## 4.2.2 送配電線の設計

### (1) 標準スパンの設定

標準スパンは33kV送電線、11kV配電線とも90mとする。その根拠は次の通りである。

本プロジェクトでは、電線をACSR95mm<sup>2</sup> 木柱長さ11m、導体の許容最高温度70℃を採用した。この条件のもとで径間弛度、電線地上高および今回の設計基準に対する余裕を求めると次表のようになる。

径間 (m)	弛度 70℃ (m)	電線線地上高 (m) 計 算 値	電線線地上高 (m)		本設計基準に 対する余裕 (m)	
			本設計基準		33kV	11kV
			33kV	11kV		
70	1.38	7.72	6.0	5.7	1.72	2.02
80	1.63	7.47	6.0	5.7	1.47	1.77
90	1.91	7.19	6.0	5.7	1.19	1.49
100	2.23	6.87	6.0	5.7	0.87	1.17
110	2.55	6.55	6.0	5.7	0.55	0.85
120	2.91	6.19	6.0	5.7	0.19	0.49
130	3.30	5.80	6.0	5.7	-0.20	0.10

注) 弛度計算書はAPPENDIX参照

上記のように径間130mでは、33kVで地上高が不足する。又11kVでは地上高にわずかの余裕がある。また径間90mでは33kVで1.19m、11kVで1.49mの余裕がある。運用にあたって電線の温度が最高許容温度まで上昇することはまず考えられないので、径間90mでは地上高の余裕が少し多いとも考えられる。しかし次の条件も勘案して標準径間を90mとした。

- E、C、Gの既設設備との協調を計った。
- 長径間になると、裸線の場合線間短絡事故が発生しやすい。
- 長径間の場合建設後において風雨その他の影響により弛度の不揃いが出て、その調整が困難になる。
- 実際の建柱個所では隣接個所との間に高低差があるので支持物の高さにあらかじめ余裕を見込んでおく必要がある。



- e. 高圧電柱には低圧線が共架され、又将来保安通信線の添架もありうる。
- f. 低圧線共架の場合、低圧線の標準径間が50mであるので高圧柱の中間に割柱を建てる事が出来るので経済的である。

(2) 電線配列と装柱

電線配列方式としては、水平配列と垂直配列があり、それぞれ次のような長所と短所がある。

	水 平 配 列	垂 直 配 列
長所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・柱上機器のリード引き下げが容易である。</li> <li>・電柱長さの節減が可能である。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電線幅が縮小されるので人家との離隔が取り易い。</li> <li>・風による電線の横ぶれに強い</li> </ul>
短所	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電線幅が大きくなり人家、樹木等との離隔が取りにくい。</li> <li>・短絡電磁力、風による横ぶれを考慮する必要がある。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・柱上機器のリード引下げが困難である。</li> <li>・電柱が長くなり易い。</li> </ul>
適応地域	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電線路の占有空間が取りやすい地域に適している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電線路の占有空間が取り難い人家密集地帯に適している。</li> </ul>

以上の長所、短所を検討し、さらに対象地域が密集地域でないことも考慮して装柱方式は水平配列とした。

その結果次のような利点がある。

電柱の長さが垂直配列方式よりも1m程度短くてすむため資材費、労務費、運搬費等が節約できる。

(3) 電 線

33kV送電線、11kV配電線に使用する電線種別及び太さの選定については、回線の最経済負荷及び電圧降下などを考慮して決定すべきである。高圧線の電圧降下限度を10%とし、ACSR95mm<sup>2</sup>とACSR58mm<sup>2</sup>について検討すれば次のとおりである。

(a) 33kV送電線容量

ACSR95mm<sup>2</sup>の33kVに於ける最経済電流は約207Aで最経済負荷は約11,800kVA

であり、ACSR58mm<sup>2</sup>でのそれらはそれぞれ157A、9,000kVAである。

(b) 11kV配電線容量

今回計画に於ける11kV配電線の標準パターンを下記で考えた場合は、配電容量は次の通りとなる。

a. 標準パターン

- ・平均線路亘長 : 15km
- ・負荷分布 : 平等分布
- ・電圧降下限度 : 10%

b. 配電容量

- |          |                         |                       |
|----------|-------------------------|-----------------------|
| ・主要幹線の電線 | : ACSR95mm <sup>2</sup> | ACSR58mm <sup>2</sup> |
| ・電圧      | : 11kV                  | 11kV                  |
| ・常時配電容量  | : 4,000kVA              | 3,000kVA              |

(c) 電線種別の選定

本プロジェクトでの供給区域の中で負荷の一番多いクマン変電所からベクワイ、レイク変電所方面への33kV送電線については今後30年を考慮しても1回線当りの最大負荷は年平均伸び率5%を考慮すると約9,000kVA程度と予想される。

前述の通りACSR95mm<sup>2</sup>、58mm<sup>2</sup>の33kV送電線に於ける最経済負荷はそれぞれ11,800kVA、9,000kVAであるから58mm<sup>2</sup>でも可能であるが、11kV配電線も同一線種とし汎用性をもたせること、電圧降下を出来るだけ少なくすることを考慮すると95mm<sup>2</sup>が妥当である。

(4) 電柱

33kV線用電柱は、基本設計ではクレオソート注入柱としたが詳細設計に当っては、今後鋼板又は鋼管継柱の採用可否についての検討も必要と考えられる。

11kV配電線用は、市内地域が多くなるので、耐用年数、景観等を考慮し鋼管継柱とした。

(5) 磚子

前記絶縁協調〔4.2.1(4)〕により、33kV送電線の引留は懸垂磚子(250mm)3個、11kV配電線路は1個を採用する。

33kV送電線路の引通し個所は特別高圧ピン磚子とし、11kV配電線路も同様とする。

(6) 腕 金

- (a) 腕金は、33kV送電線路の場合は2.8m、11kV配電線路には2.1mの溝型鋼(100mm×50mm×5mm)を使用する。両線路とも750mmのアームタイを使用する。
- (b) ボルトはM12×150mm, M16×45, 250, 300, 350mmを使用する。
- (c) ストラップ：次の通り使用する。

耐張個所：耐張ストラップ 180mm

ダブルアーム個所：ストラップ 240mm

(7) 支 線

- (a) 単柱及びH柱には、次の通り支線を施設し、風圧荷重の $\frac{1}{2}$ を分担するよう設計する。

a. 直線部分

- ・両径間の差の大きい個所：両側支線1本
- ・10径間毎に四方支線：6本

b. 角度部分

- ・ $1^{\circ}$ ～ $15^{\circ}$ ：1本
- ・ $15^{\circ}$ ～ $45^{\circ}$ ：2本
- ・ $45^{\circ}$ ～ $90^{\circ}$ ：3本

c. 両引留部分：6本

d. 片引留部分：2本

(b) 支線の材料

支線上部は亜鉛メッキ鋼より線 $22\text{mm}^2$ 、巻付グリップ、ターンバックルを使用することにし、支線下部は2ton用打込アンカーを使用する。

(8) 柱上変圧器

(a) 型 式

屋外型油入自冷式(高圧、低圧混触防止板付)

(b) 使用状態

最高外気温度：40℃

平均外気温度：25℃

標 高：1,000m以下

(c) 定 格

定格容量 : 25, 50, 75, 100, 200, 300kVA

相 数 : 3相

定格周波数 : 50Hz

定格電圧 : 33kV/415, 240V

11kV/415, 240V

(d) 設置方式

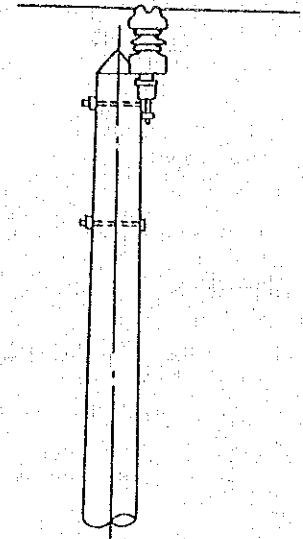
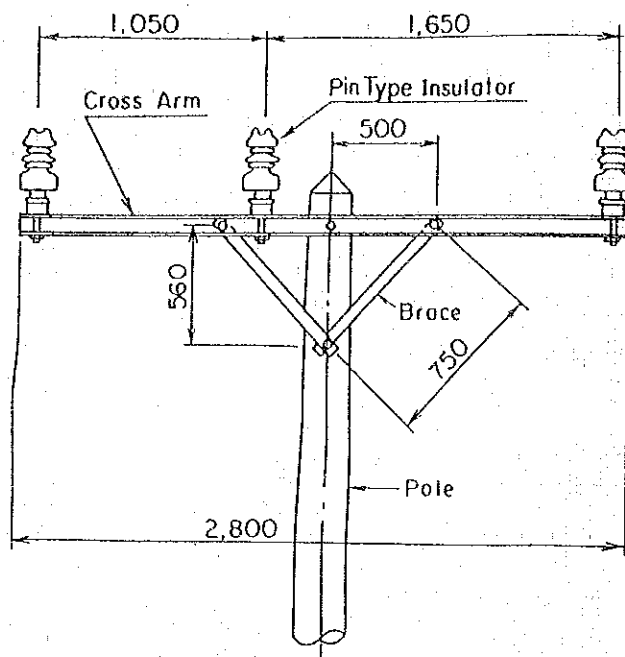
100kVA以下は柱上, 200kVA以上は地上設置を原則とする。

(9) 標準装柱

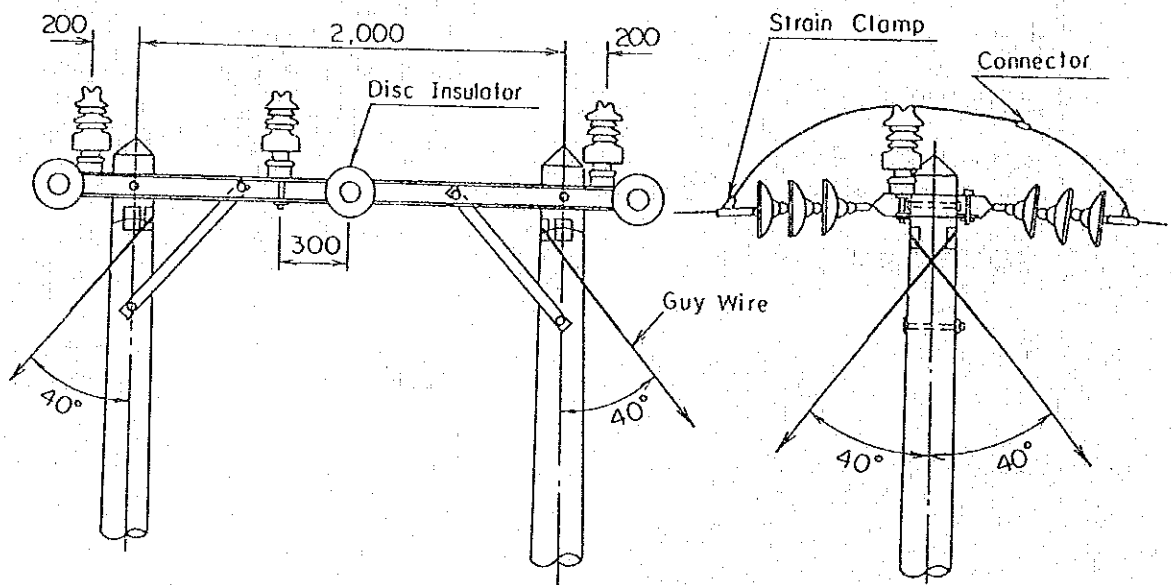
33kV, 11kV線路の標準装柱方式及びそれぞれの割合は次表の通りである。

種 類	33kV	11kV	備 考
引通し柱 (1° 未満)	65%	45%	単 柱
角度柱 (1° ~15° 未満)	15%	20%	単 柱
角度柱 (15° ~45° 未満)	7%	15%	H 柱
角度柱 (45° ~90° 未満)	5%	13%	H 柱
両引留柱	7%	5%	H 柱
片引留柱	1%	2%	H 柱

主な標準装柱図を次に示す。(Fig. 4.2.1~Fig. 4.2.4)



SUSPENSION POLE 33kV

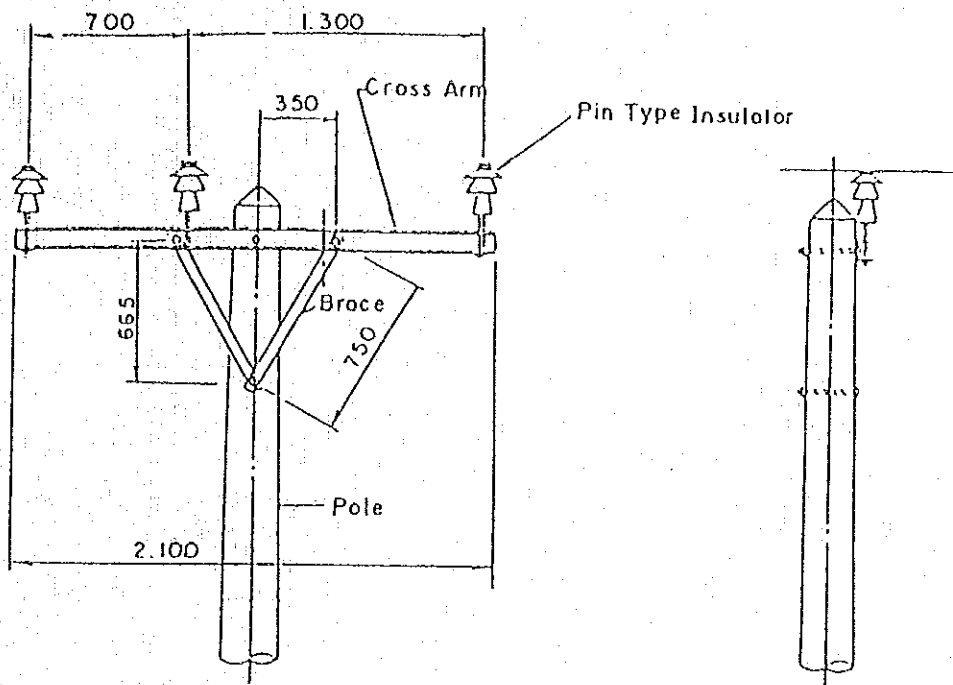


SECTION POLE 33kV

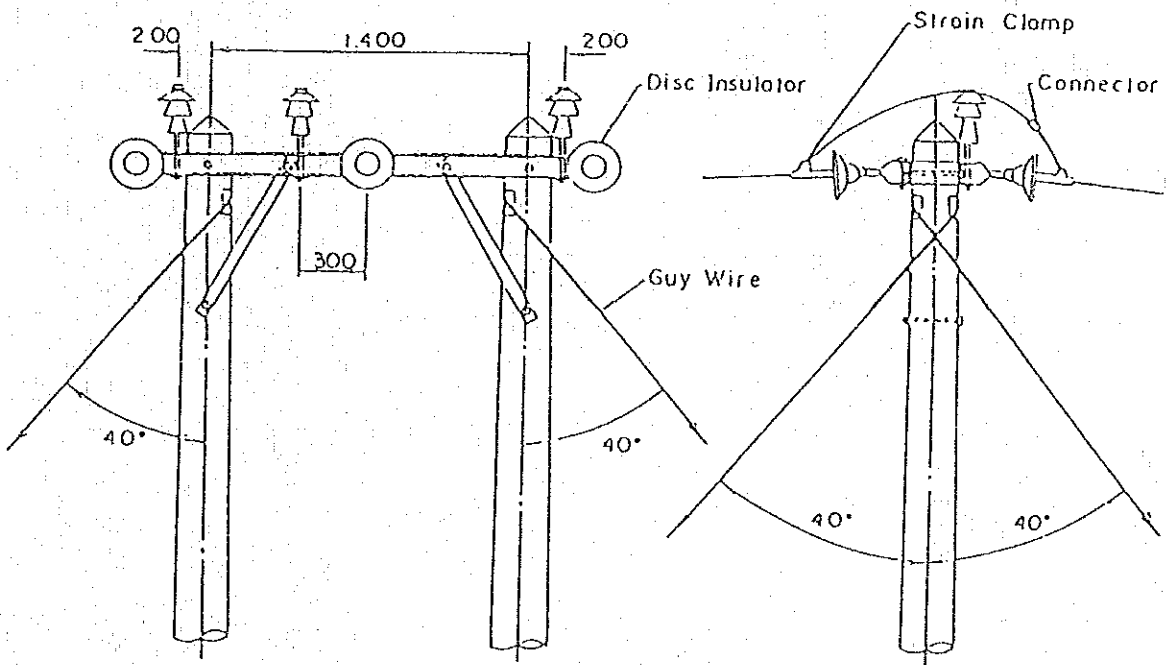
Fig. 4.2.1

TYPICAL STRUCTURE (I)

(標準装柱(1))

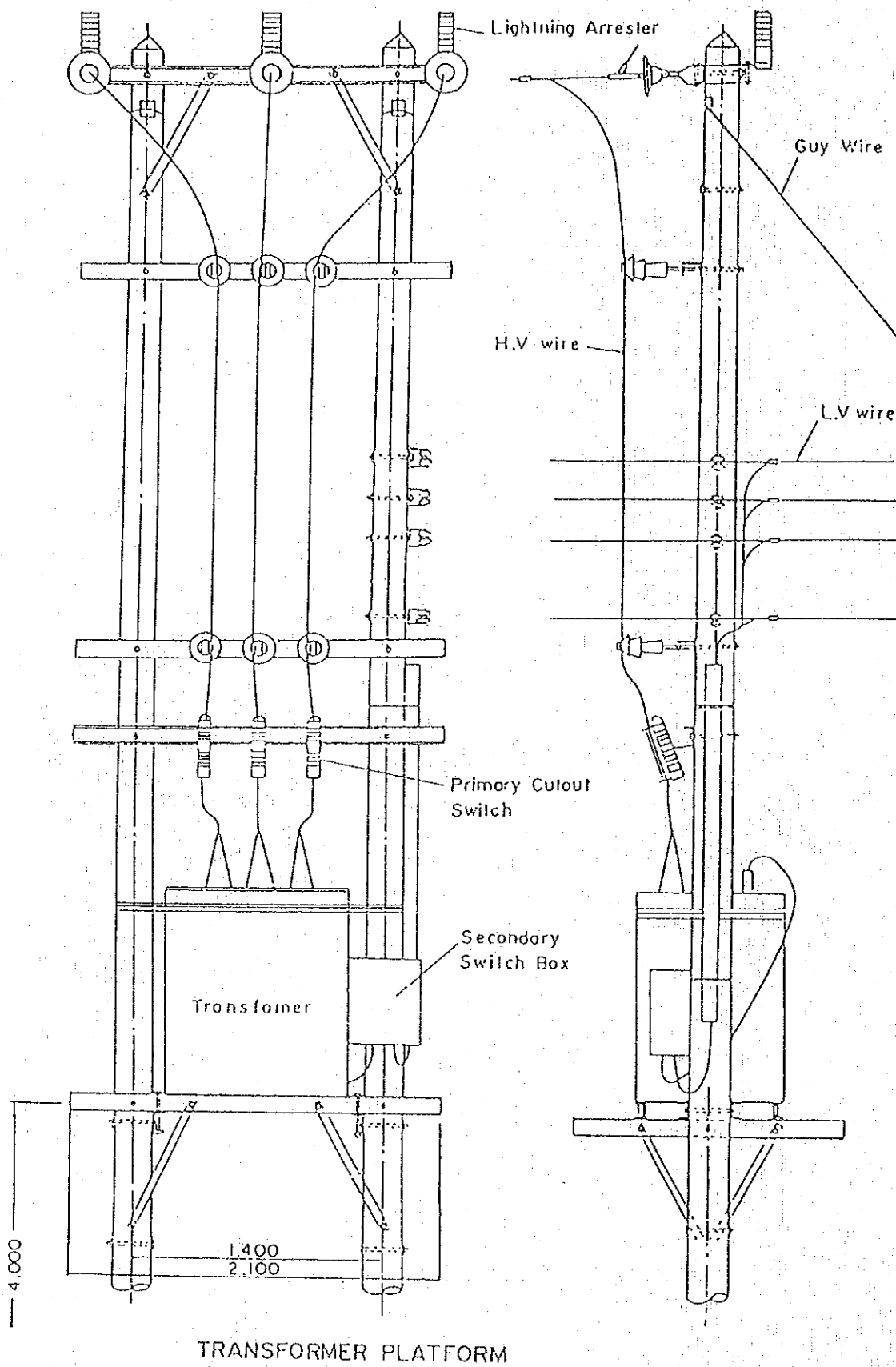


SUSPENSION POLE 11 kV



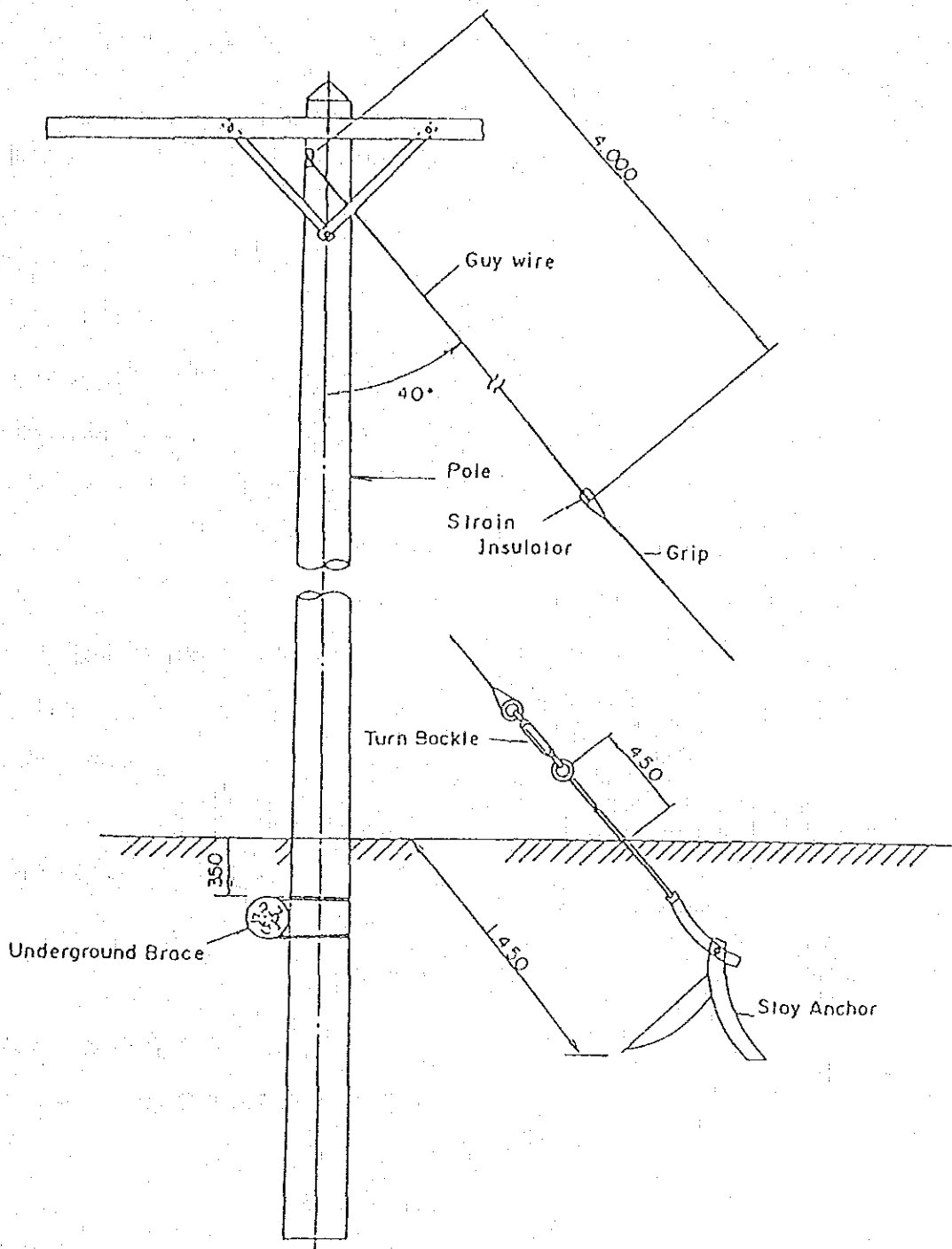
SECTION POLE 11 kV

Fig. 4.2.2  
TYPICAL STRUCTURE (2)  
(標準装柱(2))



TRANSFORMER PLATFORM

Fig. 4.2.3  
TYPICAL STRUCTURE (3)  
(標準装柱(3))



ANCHOR ASSEMBLY

Fig. 4.2.4  
 TYPICAL STRUCTURE (4)  
 (標準装柱(4))



### 4.2.3 柱上変圧器

柱上変圧器以降の過負荷及び短絡事故に対する保護は次により行なう。

- ・変圧器自体の内部短絡事故については、変圧器一次側負荷開閉器（P、C、S）により保護する必要がある。
- ・低圧線及び引込線における過負荷、短絡事故については変圧器二次側負荷開閉器により保護する必要がある。
- ・上記変圧器一次側及び二次側の開閉器に対しては変圧器容量、負荷容量を考慮した適正なヒューズを取付ける必要がある。
- ・三相動力を使用する需要家に対しては、配電線側の欠相に依る事故は従来の実績では極めて少ない。需要家設備に対する事故波及防止のため過負荷保護装置（ブレーカーなど）の取付けを義務づけることが必要である。
- ・Fig. 4.2.5にDistribution Systemの単線結線図を示す。

#### (1) 標準変圧器容量の考え方

変圧器の容量は、3相25、50、75、100、200、300kVAを標準とする。

一般負荷 $T_1$  (Residential)、 $T_2$  (Commercial)、 $T_4$  (Public Lighting)、 $T_5$  (Others) に対しては、25kVA、50kVA、75kVAを採用し、100kVAは人口密集地域を対象とする。

200kVA、300kVAは主として、人口密集地域と $T_3$  (Industrial) を含む需要に供給する。

#### (2) 変圧器設置場所

各変電所より33kV送電線路の各ルートは、前述の通り各村落の主要道路を通過するよう計画したので、需要に対する変圧器の設置場所の選定は次の基準によった。尚、11kV/415-240Vの柱上変圧器1台はProject 1内にあるセベディエに、他の1台はProject 2内にあるキシに設置される。

- a. 幹線に沿っている需要に対してはLoad Center付近に変圧器を設置する。
- b. 幹線より遠い需要に対しては、電圧降下を考慮して、高圧分岐線をLoad Centerまで延長し変圧器を設置する。

#### (3) 変圧器容量決定の考え方

##### (a) 当初の設備利用率について

今後の一般需要家の伸びは年約4.6%程度のものと見込まれており、変圧器

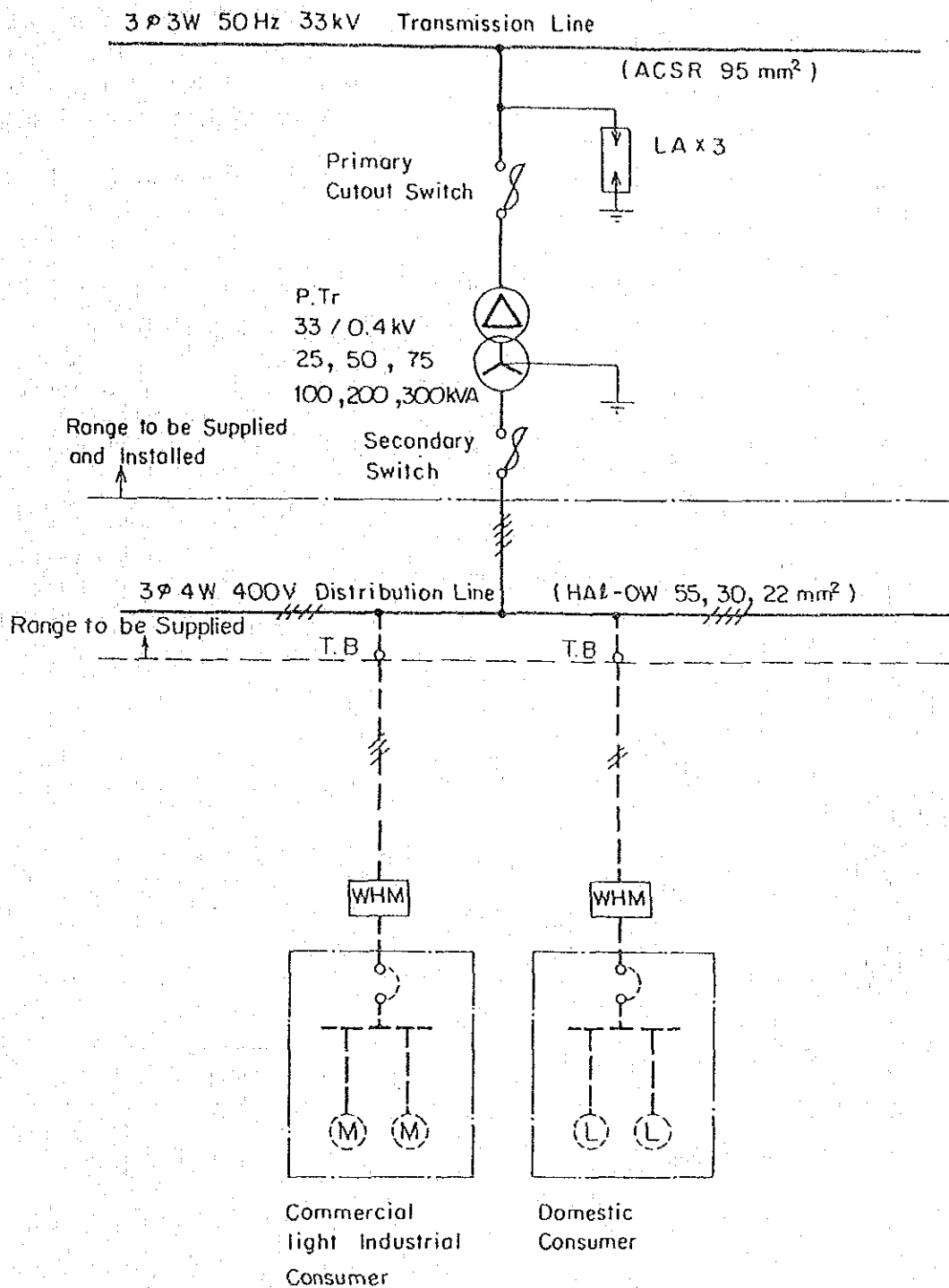


Fig. 4.2.5

SINGLE LINE DIAGRAM  
DISTRIBUTION SYSTEM  
(配電線, 單線結線)

利用率は10年後で 100%となるよう計画した。従って当初の利用率を65%とした。

(b) 変圧器容量の算出基準

a. 一般負荷

一般負荷については、ほぼ部落別に変圧器を配置するものとし変圧器の受けもつべき負荷の合計値より不等率 1.3、力率90%、利用率65%として最大電力及び変圧器容量を算出した。

上記により所要の変圧器容量を算出し、将来の負荷の伸び率を考慮した上、それに見合う容量の変圧器を標準容量の系列の中から選定した。

b. 特殊負荷（工場，病院）

大口の動力負荷を持つ工場及び病院はベクワイ地区を主としてその他の地区にも散在している。その需要家数は工場16口，病院12口であり一口当りの平均電力は工場が42kW，病院が18kWである。

これらの需要家に対しては出来るだけ近くに変圧器を配置するよう配慮する。

(4) 変圧器の配置

変圧器容量としては前述の通り、25～300kVAを、Load Center 付近に配置した。変圧器容量および設置場所の詳細についてはTable 4.2.1～Table 4.2.4に示した。また、地域別の変圧器台数は次表の通りである。

柱上変圧器地区別設置台数

単位：台

変圧器 (kVA)	Part 1	Part 2	Part 3-1	Part 3-2	計
25	12	2	3	—	17
50	2	2	1	3	8
75	—	2	—	2	4
100	1	2	2	—	5
200	—	1	1	—	2
300	—	—	1	1	2
合計台数	15	9	8	6	38
合計容量 (kVA)	500	700	825	600	2,625

Table 4.2.1 Capacity of Pole Transformers for Project Part 1  
(Project Part 1, 柱上变压器容量)

Village & Estate intended for Power Supply	Load Fore- cast (T) (kW)	Calculation kVA=T (kw) $\div 0.9 \div 1.3 \div 0.65$ *1, *2, *3	Capacity (kVA) of Pole Transformer	Note
1. Esereso	13.5	17.8	25	33/0.4kV
2. Feyiase	18.7	24.6	25	"
3. Aputrogya	7.3	9.6	25	"
4. New Kokobirike	4.7	6.2	25	"
5. Jochie (Amanase)	33.5	44.0	50	"
6. Pramso	72.3	95.1	100	"
7. Soaduro	8.8	11.6	25	"
8. Kontanase	33.8	44.4	50	"
9. Toamform	7.3	9.6	25	"
10. Onwe	16.6	21.8	25	"
11. Worakege	15.1	19.9	25	"
12. Akokofe	17.6	23.1	25	"
13. Akyeremade	17.7	23.3	25	"
14. Youth Camp	2.3	3.0	25	"
15. Sebedie	5.2	6.8	25	11/0.4kV
Total	274.4	360.8	(33/0.4kV) 25kVA: 11 50 : 2 100 : 1  (11/0.4kV) 25kVA: 1	

Note

Values marked \*1, \*2 and \*3 are the power factor, diversity factor and initial utilization factor respectively.

Table 4.2.2 Capacity of Pole Transformers for Project Part 2  
(Project Part 2, 柱上变压器容量)

Village & Estate intended for Power Supply	Load Forecast (T) (kW)	Calculation kVA=T (kW) $\div 0.9 \div 1.3 \div 0.65$ *1, *2, *3	Capacity (kVA) of Pole Transformer	Note
1. Daboase Nrwante	26.1	34.3	50	33/0.4kV
2. Supon Dunkwa	72.0	94.7	100	"
3. Beposo	37.5	49.3	75	"
4. Beposo Estates	5.3	7.0	25	"
5. Anteamua	32.9	43.3	50	"
6. Sehwi	12.3	16.2	25	"
7. Domenase	86.0	113.1	100	"
8. Aboranse	49.0	64.4	75	"
9. Kisi	127.0	167.0	200	11/0.4kV
Total	448.1	589.3	(33/0.4kV) 25kVA: 2 50 : 2 75 : 2 100 : 2 (11/0.4kV) 200 : 1	

Note

Values marked \*1, \*2 and \*3 are the power factor, diversity factor and initial utilization factor respectively.

Table 4.2.3 Capacity of Pole Transformers for Project Part 3-1  
(Project Part 3-1, 柱上變压器容量)

Village & Estate intended for Power Supply	Load Fore-cast (T) (kW)	Calculation kVA=T (kw) $\div 0.9 \div 1.3 \div 0.65$ *1, *2, *3	Capacity (kVA) of Pole Transformer	Note
1. Galuluya	11.5	15.1	25	33/0.4kV
2. Kasua	81.9	107.7	100	"
3. Buduburam	44.5	58.5	50	"
4. Awiutu	79.7	104.8	100	"
5. Akoti	8.3	10.9	25	"
6. Ojobi	140.6	184.9	200	"
7. Kwablano	5.2	6.8	25	"
8. Senya Bereku	217.6	286.1	300	"
Total	589.3	774.8	(33/0.4kV) 25kVA: 3 50 : 1 100 : 2 200 : 1 300 : 1	

Table 4.2.4 Capacity of Pole Transformers for Project Part 3-2  
(Project Part 3-2, 柱上變压器容量)

Village & Estate intended for Power Supply	Load Fore-cast (T) (kW)	Calculation kVA=T (kw) $\div 0.9 \div 1.3 \div 0.65$ *1, *2, *3	Capacity (kVA) of Pole Transformer	Note
1. Ofankor	44.9	59.0	75	33/0.4kV
2. Papase	31.5	41.4	50	"
3. Gyeikrodua	44.3	58.3	75	"
4. Adawukwa	34.6	45.5	50	"
5. Opembo	20.9	27.5	50	"
6. Bodwoase	203.3	267.3	300	"
Total	379.5	499.0	(33/0.4kV) 50 : 3 75 : 2 300 : 1	

Note

Values marked \*1, \*2 and \*3 are the power factor, diversity factor and initial utilization factor respectively.

#### 4.2.4 主要資機材の仕様

##### (1) 33kV電線路用木柱：松材（クレーオソート注入柱）

長さ (m)	10	11	12	13
未口径 (cm)	18	19	19	20

##### (2) 11kV電線路用鋼管継柱

長さ (m)	9	10	11	12
未口径 (cm)	19	19	22	22

##### (3) 電線

###### (a) ACSR95mm<sup>2</sup>

用途：33kV, 11kV送配電線路

公称断面積 (mm <sup>2</sup> )			95
より線構成 (本/mm)	アルミ	6/4.5	
	鋼	1/4.5	
計算断面積 (mm <sup>2</sup> )	アルミ	95.40	
	鋼	15.90	
引張荷重 (kg)			3,107
外径 (mm)	アルミ	13.8	
	鋼	4.5	
重量 (kg/km)			389

###### (b) HA $\varnothing$ 55mm<sup>2</sup>, 30mm<sup>2</sup>, 22mm<sup>2</sup>

用途：低圧配電線路

公称断面積 (mm <sup>2</sup> )	55	30	22
より線構成 (本/mm)	7/3.2	7/2.3	7/2.0
計算断面積 (mm <sup>2</sup> )	56.29	29.09	21.99
引張荷重 (kg)	838	469	369
外径 (mm)	9.6	6.9	6.0
重量 (kg/km)	153.8	79.48	60.09

(4) 柱上変圧器

(a) 定 格

定格容量 : 25, 50, 75, 100, 200, 300kVA

相 数 : 3相

定格周波数 : 50Hz

定格電圧 : 33kV/415, 240V

11kV/415, 240V

タ ッ プ : ±2.5%, 5%

結 線 : Δ-Y (中性線引出)

極 性 : 減極性

温度上昇の限度 : 巻線 55℃

油 50℃

(5) 罫 子

(a) 懸垂罫子 (254mm × 146mm) : J I S C 3810

注水耐電圧 (1分間) : 40kV

50% 衝撃閃絡電圧 : 125kV

最大使用引張荷重 (1分間) : 4,000kg

(b) 特別高圧ピン罫子 : A N S I - 56 - 3

公 称 電 圧 : 33kV

注水閃絡電圧 : 95kV

50% 衝撃閃絡電圧 : 200kV

曲げ耐荷重 (1分間) : 700kg

(c) 特別高圧ピン罫子 : A N S I - 55 - 3

公 称 電 圧 : 11kV

注水閃絡電圧 : 50kV

50% 衝撃閃絡電圧 : 95kV

曲げ耐荷重 (1分間) : 700kg



(d) 低圧引留碍子 : J I S C3845

商用周波耐電圧 : 15kV

引張耐荷重 : 1,000kg

(6) 保護及び保安装置

(a) 柱上変圧器一次側負荷開閉器 (Primary Cutout Switch P.C.S) :

ANSI・C37・42

項 目		11kV用	33kV用
定 格 電 圧 (kV)		14.4	34.5
定 格 電 流 (A)		30	20
定 格 周 波 数 (Hz)		50	50
耐電圧 (kV)	乾 燥	35	95
	注 水	30	80
	衝 撃	95	200
しゃ断電流 (kA)		12	8

(b) 33kV用Air Breaker Switch

定 格 電 圧 : 34.5kV

定 格 電 流 : 200A

定 格 周 波 数 : 50Hz

耐電圧 乾燥 : 95kV

注水 : 80kV

衝擊 : 200kV

(c) 避雷器 : J E C 156 (1963)

項 目	11kV用	33kV用
定 格 電 圧 (kV)	14	42
商用周波放電開始電圧 (kV)	21	63
公称放流電流 (kA)	5	5
制 限 電 圧 (kV)	50	145