

7.2.2 送配電線の設計

(1) 標準スパンの設定について

標準スパンは 33 KV 送電線, 11 KV 配電線とも 100 m 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 ACSR 95mm² 木柱長さ 11 m 導体の許容最高温度 90℃ 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裕度を求めると次表のようになる。

径間 (m)	弛度 90℃ (m)	電線地上高(m)			本設計基準に 対する裕度(m)	
		計算値	本設計基準		33KV	11KV
			33KV	11KV		
100	1.84	7.26	6.0	5.7	1.26	1.56
110	2.14	6.96	6.0	5.7	0.96	1.26
120	2.38	6.72	6.0	5.7	0.72	1.02
130	2.67	6.43	6.0	5.7	0.43	0.73
140	3.11	5.99	6.0	5.7	-0.07	0.29
150	3.32	5.78	6.0	5.7	-0.22	0.08

注) 弛度表は APPENDIX 参照

上記のように径間 150 m, 140 m では, 33 KV で地上高が足りない。又 11 KV では地上高にわずかの余裕がある。また径間 100 m では 33 KV で 1.26 m, 11 KV で 1.56 m の裕度がある。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 100 m では地上高の裕度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 100 m とした。

- a. TANESCO の既設設備との協調をはかった。
- b. 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。
- c. 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。
- d. 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裕度を見込んでおく必要がある。
- e. 高圧電柱には低圧線が添架される。又将来保安通信線の添架もありうる。
- f. 低圧線添架の場合, 低圧線の標準径間が 50 m であるので, 高圧柱の中間に割柱を建てることのできるため経済的である。

(2) 電線配列および装柱

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"> ・柱上機器のリード引下が容易である。 ・電柱丈尺の節減が可能である。 	<ul style="list-style-type: none"> ・電線幅が縮小されるので人家との離隔が取り易い。 ・風による電線の横ぶれに強い。
短 所	<ul style="list-style-type: none"> ・電線幅が大きくなり人家、樹木等との離隔が取りにくい。 ・短絡電磁力、風による横ぶれを考慮する必要がある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・柱上機器のリード引下げが困難である。 ・電柱が長くなり易い。
適地 応域	<ul style="list-style-type: none"> ・配電線路の占有空間が取りやすい地域に適している。 	<ul style="list-style-type: none"> ・配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。

以上の長所、短所を検討し、さらに地域実態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1 m程度短かくてすむため資材費、労務費、運搬費などが廉価となる。

(3) 電 線

33 KV配電線、11 KV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、ACSR 120mm²とACSR 95mm²について検討すれば次の通りである。

(a) 最大負荷

ACSR 120mm²の最経済電流は約350 Aで最経済負荷は約6,700 KVAであり、ACSR 95mm²の最経済電流は約260 Aで最経済負荷は約5,000 KVAである。

(b) 配電容量

今回計画に於ける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。

標 準 パ タ ー ン

平均線路長	30 km
負荷分布	平等分布
電圧降下限度	10%

配 電 容 量

主要幹線の電線	電 圧	常時配電容量
ACSR 95 mm ²	11 KV	1,700 KVA
ACSR 120 mm ²	11 KV	2,100 KVA

(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 Sanya Juu 変電所から Central Hai 方面への配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約3,600 KVA程度と予想される。

前述の通り ACSR 120 mm², 95 mm² の最経済負荷はそれぞれ 6,700 KVA, 5,000 KVA であるから 120 mm² では余裕があり過ぎる。又電圧降下の問題については電力用コンデンサー、線路用ブスターを線路に設置することによって十分対処出来るので ACSR 95 mm² が妥当であると考えた。

(4) 電 柱

電柱は既設設備と合わせ、とりあえずクレオソート注入柱としたが実施設計に当っては、今後鋼板柱の採用の可否について検討考慮されるべきと考えられる。

(5) 碍 子

前記絶縁協調〔7.2.1(4)〕により、33 KV 送電線路の引留は懸垂碍子 (250 mm) 3個、11 KV 配電線路は1個を採用する。

33 KV 送電線路の引通し個所は、中実LP碍子とし、11 KV 配電線路は、特別高圧ピン碍子を採用する。

(6) 腕 金

(a) 腕金は、33 KV 送電線路の場合 2.8 m、11 KV 配電線路には 2.1 m の溝型鋼 (100 mm × 50 mm × 5 mm) を使用する。両線路とも 750 mm のアームタイを使用する。

(強度計算については APPENDIX 参照)

(b) ボルトは M12, 150 mm, M16, 45 mm, 250 mm, 300 mm, 350 mm 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 180 mm

ダブルアーム個所：ストラップ 240 mm

(7) 支 線

(a) 単柱及びH柱には、次の通り支線を施設し、風圧荷重の半分を分担するよう設計した。

(強度計算についてはAPPENDIX参照)

a. 直線部分

- 両径間の差の大きい箇所：両側支線1本
- 10径間毎に四方支線：6本

b. 角度部分

- $1^{\circ} \sim 15^{\circ}$: 1本
- $15^{\circ} \sim 45^{\circ}$: 2本
- $45^{\circ} \sim 90^{\circ}$: 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 ϕ 、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2t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

(b) 使用状態

最高外気温度 : 40 $^{\circ}$ C

平均外気温度 : 32 $^{\circ}$ C

標 高 : 1,000 m ~ 1,800 m

(c) 定 格

定 格 容 量 : 25, 50, 100, 200, 300, 500 KVA

相 数 : 3 相

定 格 周 波 数 : 50 Hz

定 格 電 圧 : 33KV/400, 230V

11KV/400, 230V

(d) 設置方式

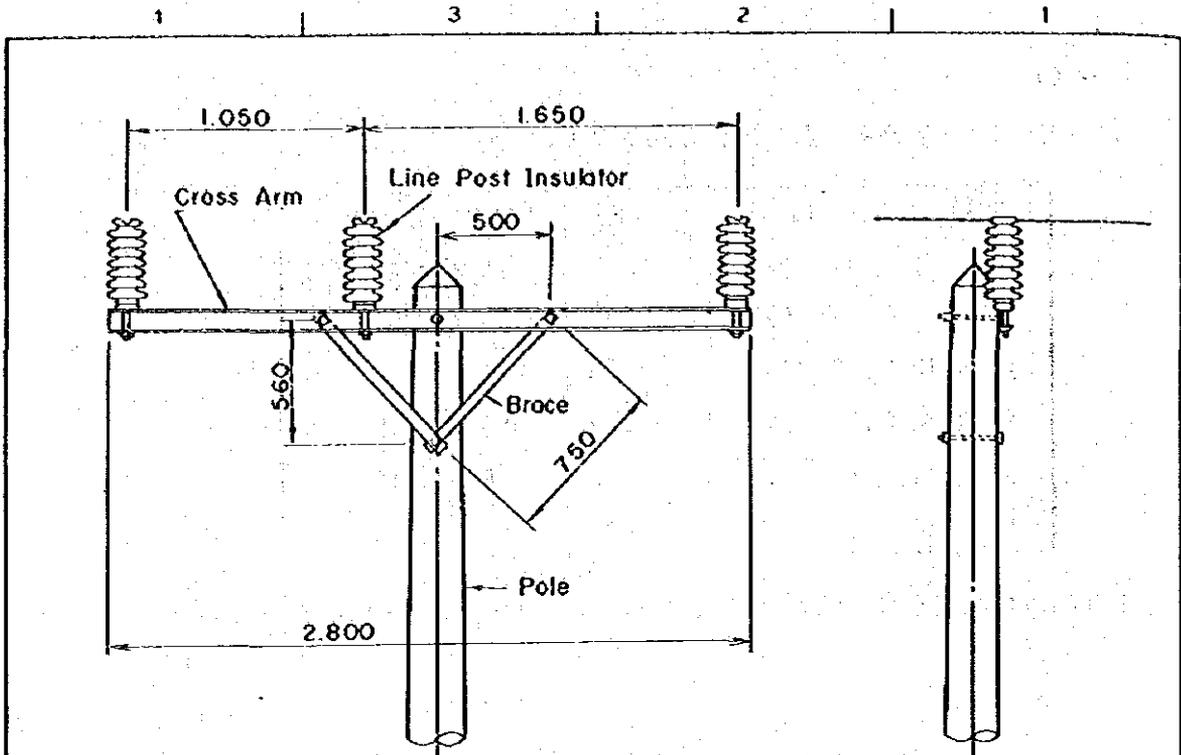
25, 50, 100, 200, 300 KVAの変圧器は柱上に、500 KVAは地上に設置する。

(9) 標準装柱

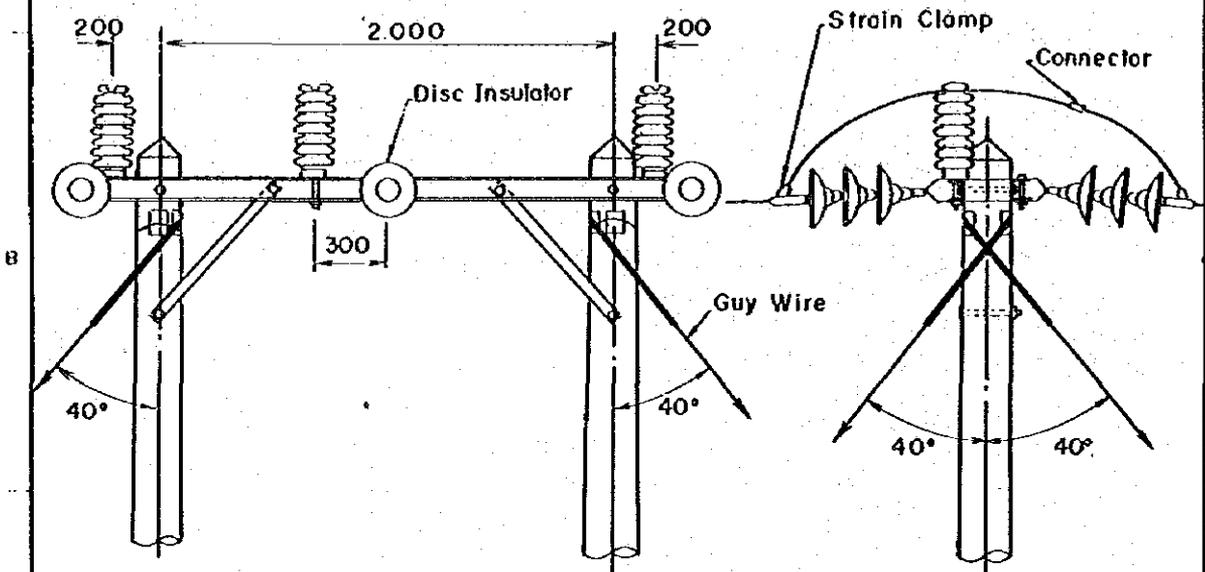
33 KV, 11 KV 線路の標準装柱方式及びそれぞれの割合は次表の通りである。

種 類	33 KV	11 KV	備 考
引 通 し 柱	65 %	45 %	単 柱
角 度 柱 (1° ~ 15°)	15 %	20 %	単 柱
角 度 柱 (15° ~ 45°)	7 %	15 %	H 柱
角 度 柱 (45° ~ 90°)	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 II-7-2 ~ Fig II-7-5)



SUSPENSION POLE 33 kV

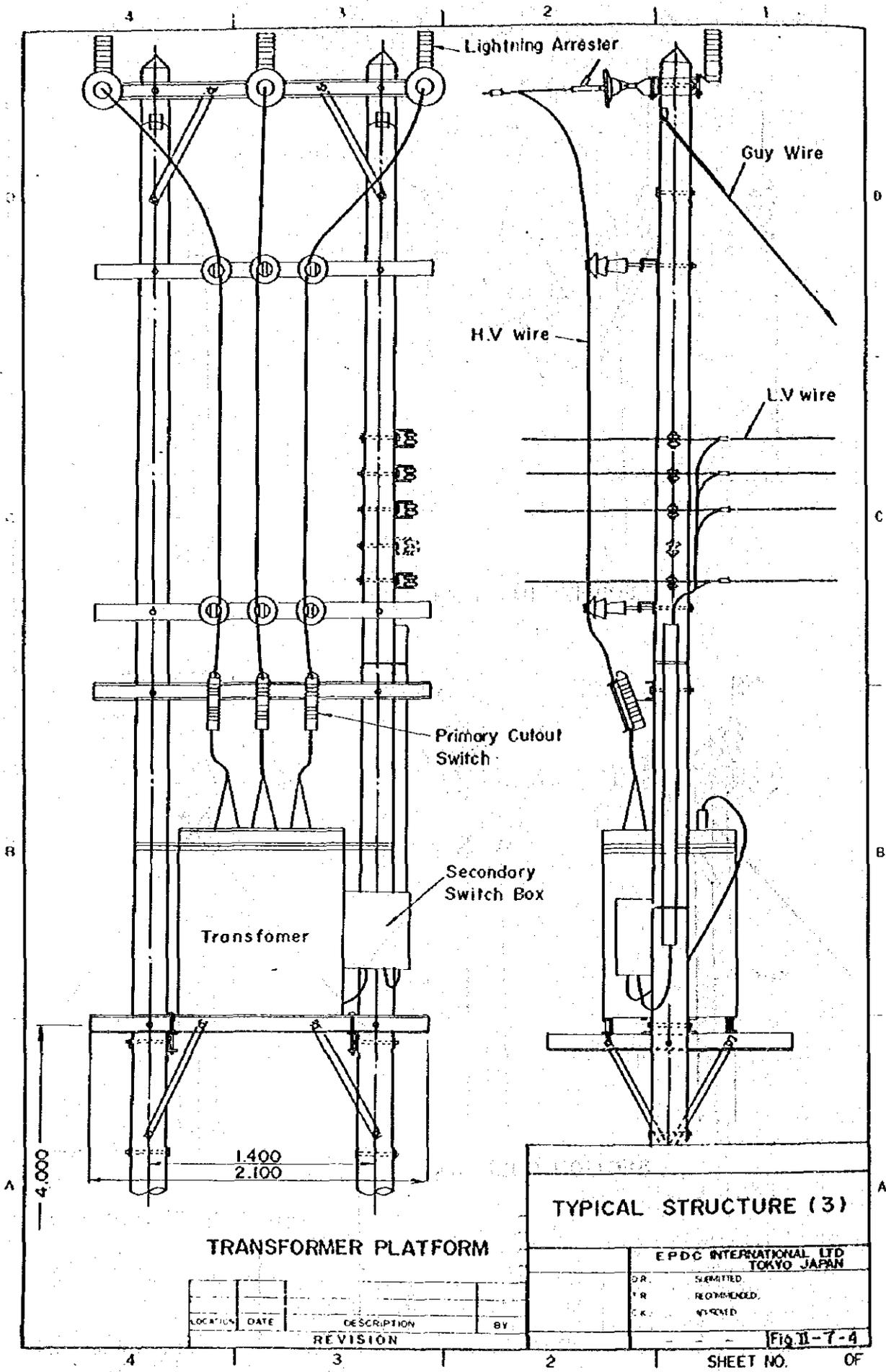


SECTION POLE 33 kV

TYPICAL STRUCTURE (1)	
EPDC INTERNATIONAL LTD TOKYO, JAPAN	
DR.	SUBMITTED.
IR.	RECOMMENDED.
CR.	APPROVED.
Fig II-7-2	

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. OF



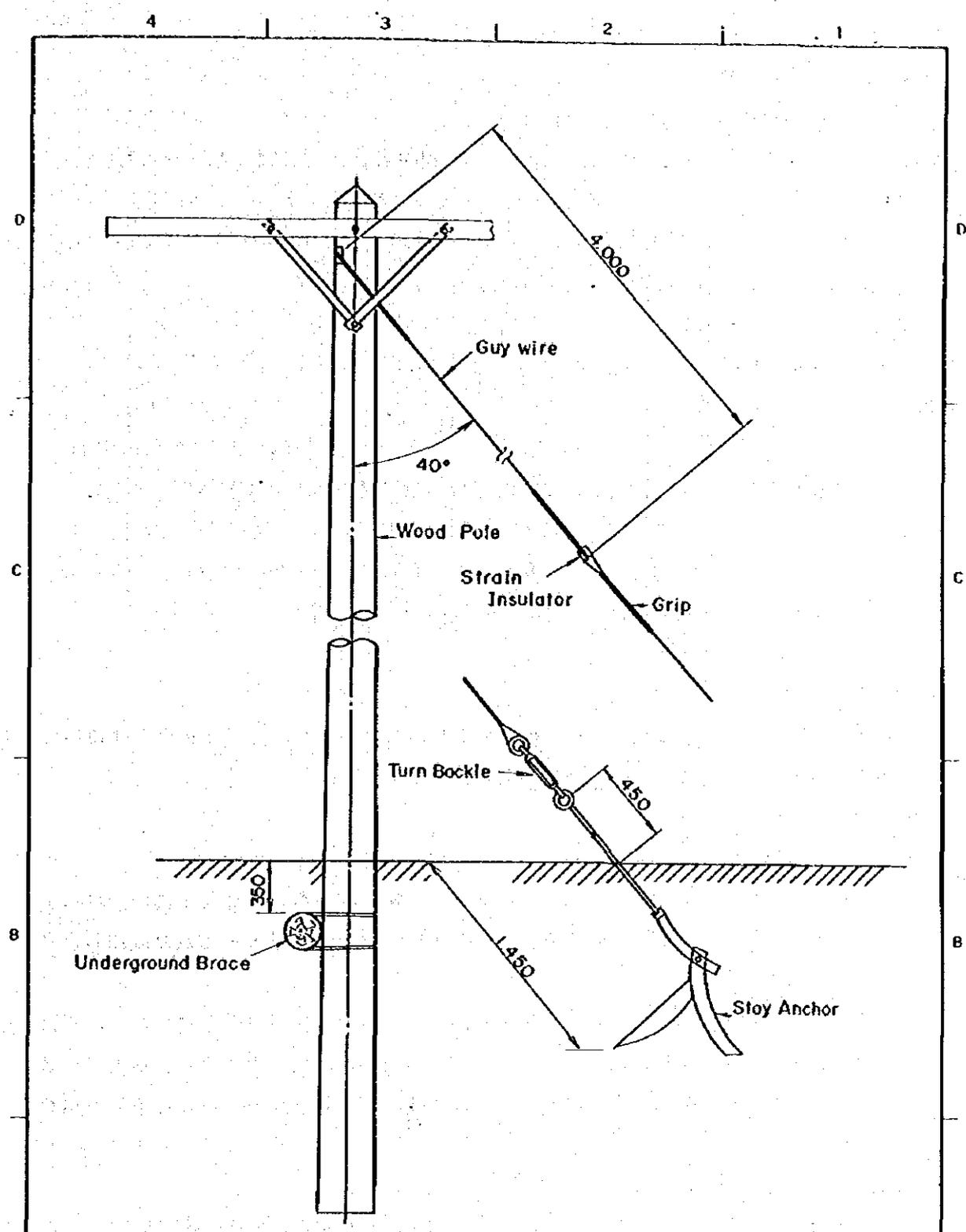
REVISION	LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

TYPICAL STRUCTURE (3)

EPDC INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

DR.	DESIGNED
TR.	RECOMMENDED
CK.	APPROVED

Fig II-7-4



ANCHOR ASSEMBLY 11kV

TYPICAL STRUCTURE (4)

EP.D.C. INTERNATIONAL LTD
 TOKYO JAPAN
 D.R. SUBMITTED.
 F.R. RECOMMENDED.
 C.R. APPROVED.

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig. E-7-5

SHEET NO. OF

7.2.3 柱上変圧器容量

(1) 標準変圧器容量の考え方

変圧器の容量は、3相25 KVA, 50 KVA, 100 KVA, 200 KVA, 300 KVA, 500 KVAを標準とする。

一般負荷 T_1 (Domestic), T_2 (Commercial), T_3 (Light Industrial), T_4 (Public Lighting) に対しては、25 KVA, 50 KVAを採用し、100 KVAはスポット需要と一般負荷が混在している需要を対象とする。

200 KVA, 300 KVA, 500 KVAは主として、 T_4 (Industrial) 需要に供給する。

(2) 変圧器設置場所

各変電所より33 KV, 11 KVの配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様計画したので、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。

- 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

今後の需要の伸びは年約6%程度のもものと見込まれており、変圧器利用率は10年で100%となるよう計画した。従って当初の利用率を60%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60%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。尚、所要の容量が標準容量の中に入らない場合及び100 KVAを超過する場合には、変圧器2台を使用し効率的運用を考慮した。

b. 特殊負荷 (農園, 病院)

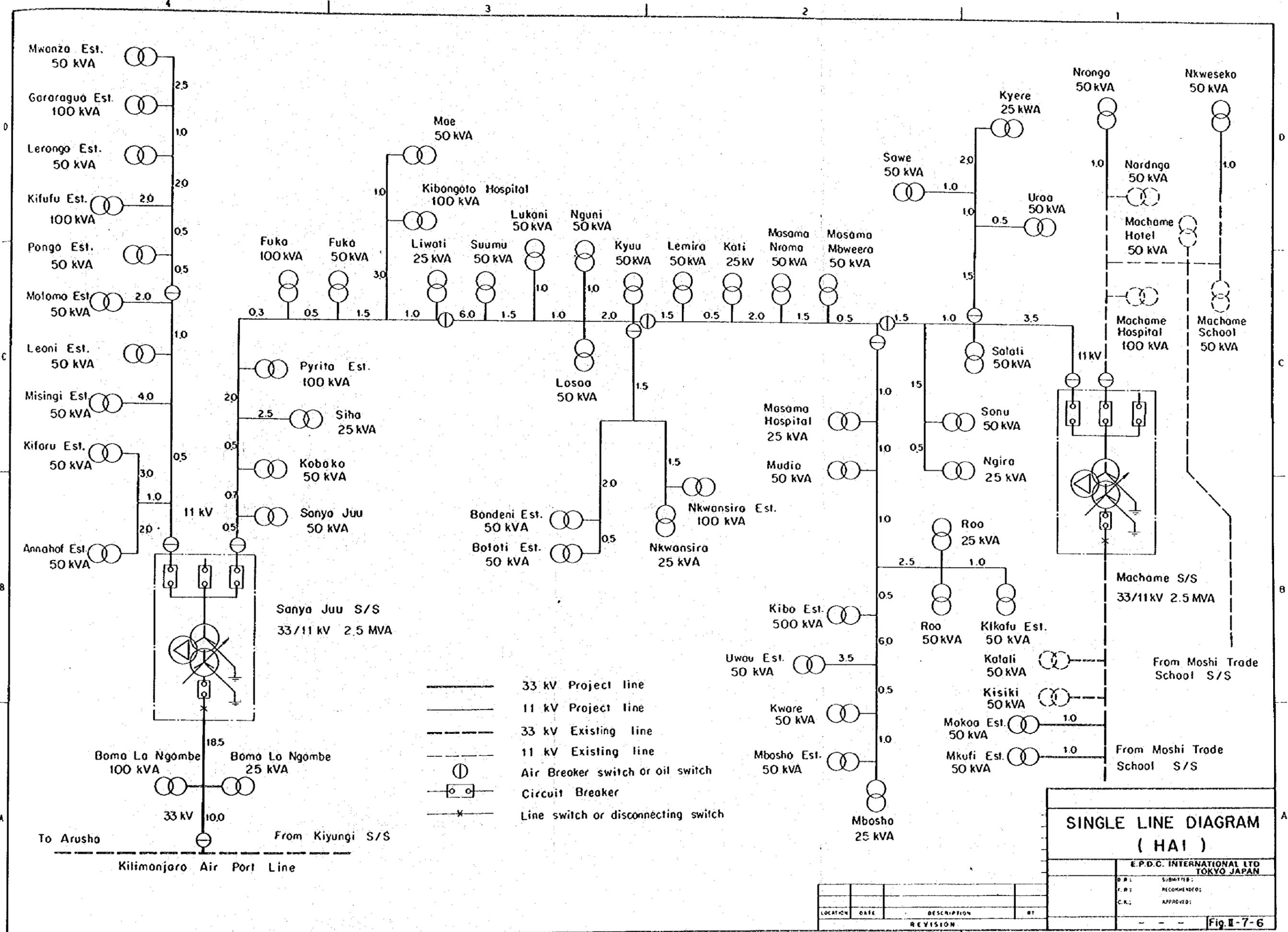
大口の動力負荷を持つ農園、及び病院は Hai 地区を主としてその他の地区にも散在している。その需要家数は農園24軒、病院3軒であり一軒当りの平均電力は農園70 KW, 病院72 KWである。これらの需用家に対しては個別に専用の変圧器を配置する事とし、変圧器容量は力率90%, 利用率40~80%程度として算出し、選定した。

ただし農園については将来の負荷増を考慮し、現在の需要が小さくても最低容量50 KVAとした。

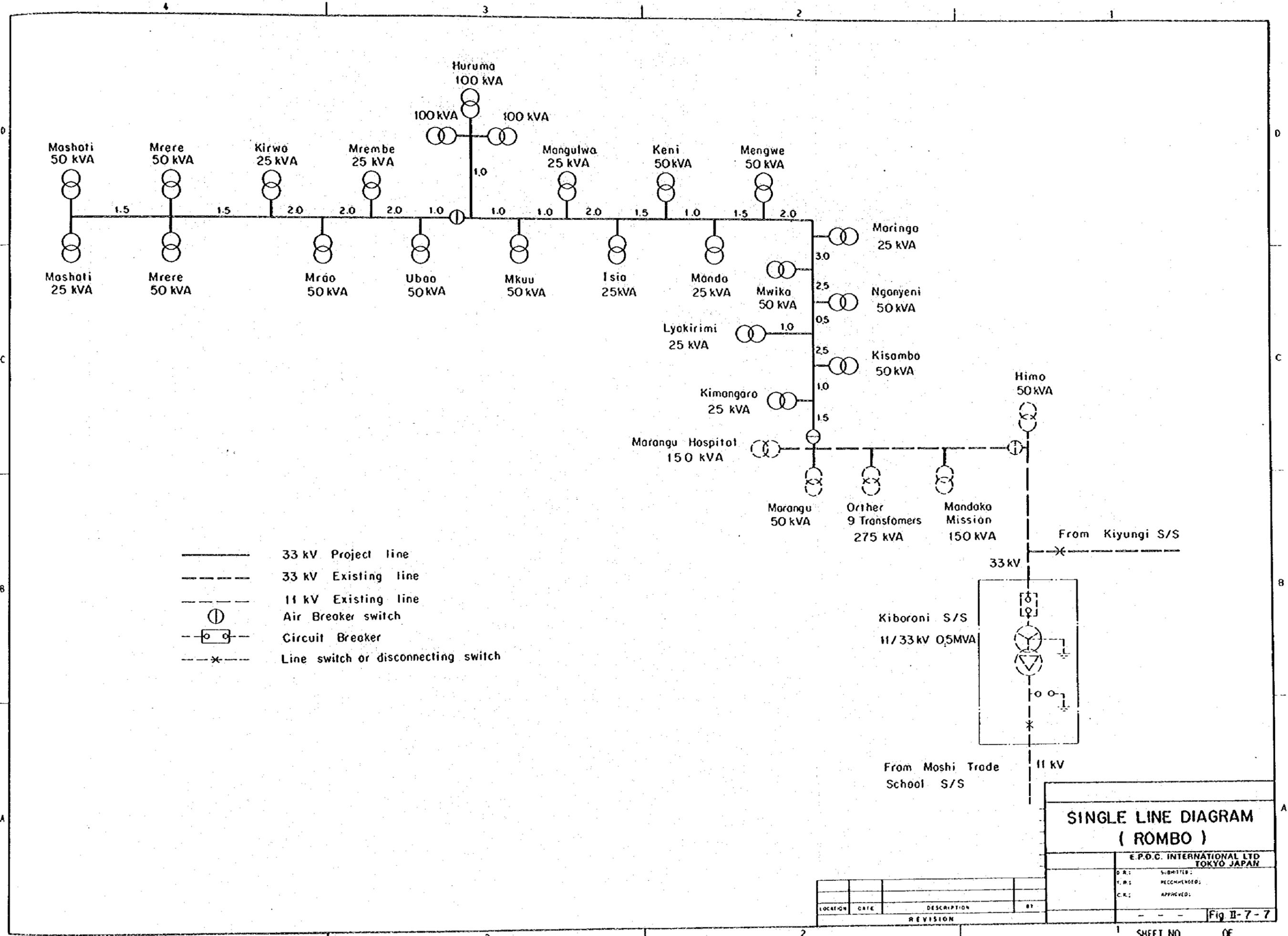
(4) 変圧器の配置

変圧器容量としては前述の通り、25 KVA～500 KVAまでを、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 Fig. II-7-6～Fig. II-7-9に示される。また、地域別の変圧器台数は次表の通りである。

	Hai	Rombo	North. P	South. P	Total
25 KVA	10台	9	9	7	35
50 KVA	36	11	5	3	55
100 KVA	7	3	1	1	12
200 KVA	0	0	0	2	2
300 KVA	0	0	1	1	2
500 KVA	1	0	0	0	1
合計台数	54	23	16	14	107
合計容量	3250KVA	1075KVA	875KVA	1,125KVA	6,325KVA



SINGLE LINE DIAGRAM (HAI)			
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO JAPAN			
D.P.I.	DATE	SUBMITTER:	BY
C.P.T.	DATE	RECOMMENDED:	
C.K.	DATE	APPROVED:	
REVISION			
-			Fig. II-7-6



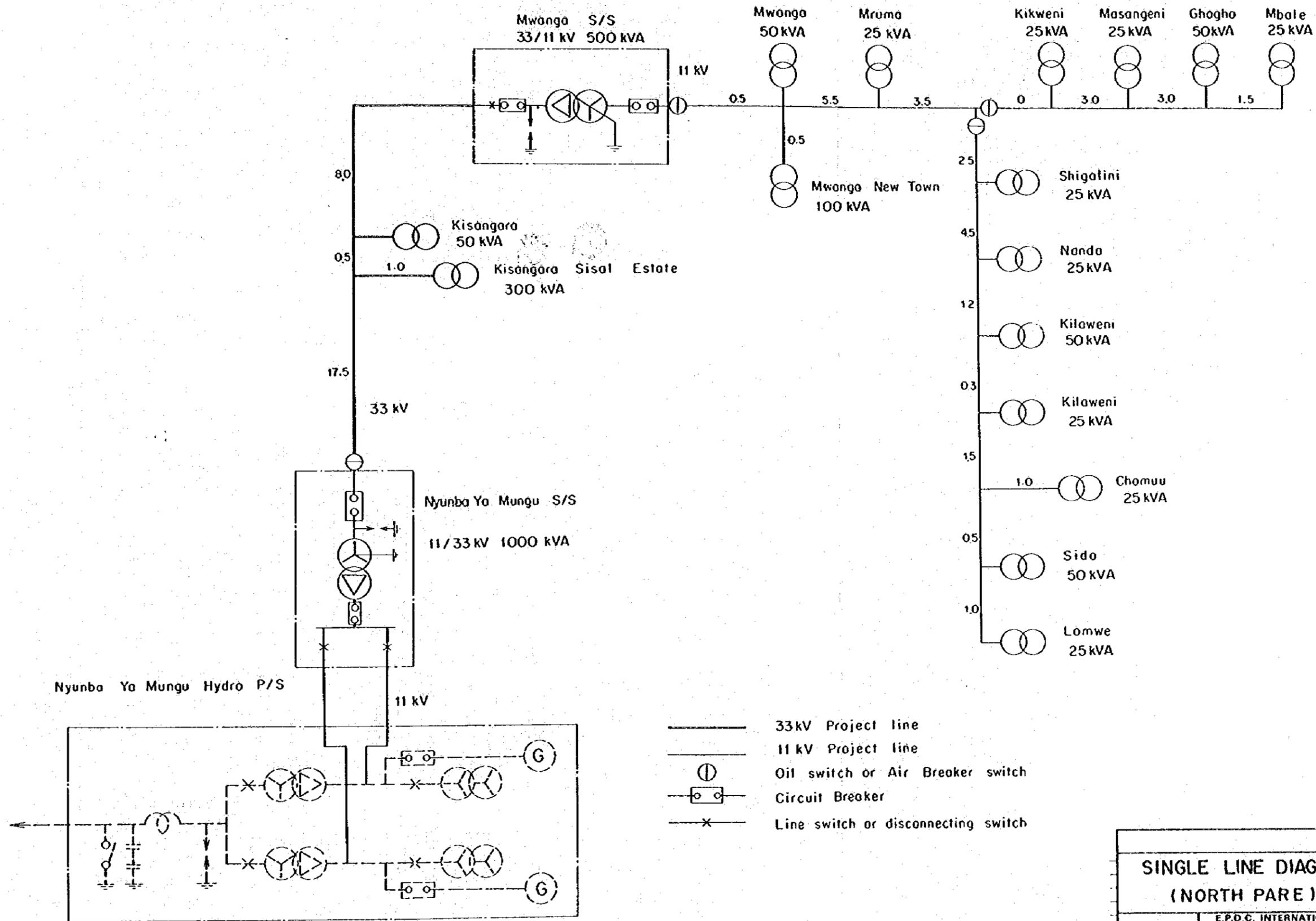
**SINGLE LINE DIAGRAM
(ROMBO)**

E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

D.R.:	SUBMITTED:
T.R.:	RECOMMENDED:
C.R.:	APPROVED:

Fig II-7-7

SHEET NO. OF

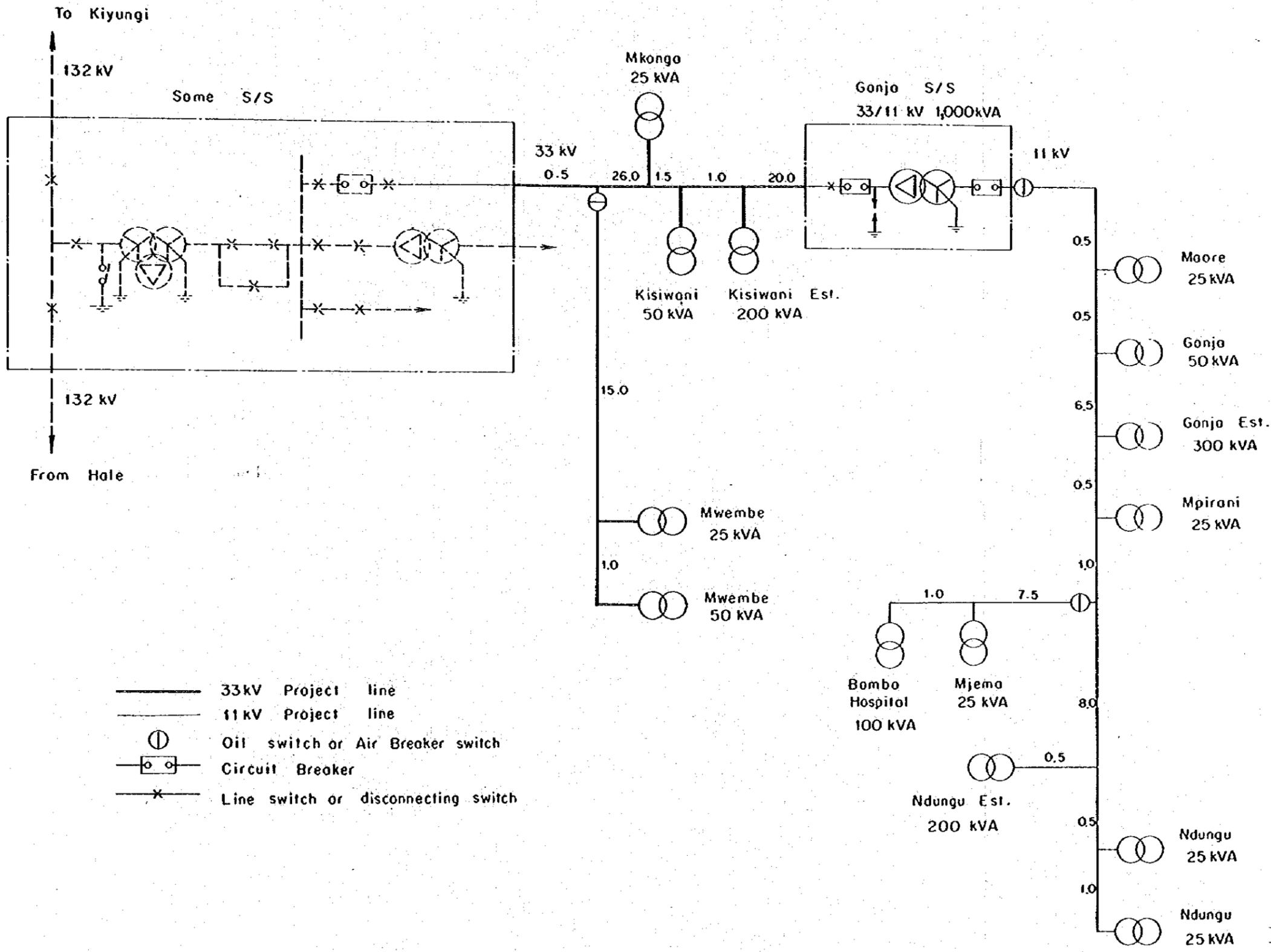


- 33 kV Project line
- 11 kV Project line
- ⊙ Oil switch or Air Breaker switch
- Circuit Breaker
- × Line switch or disconnecting switch

SINGLE LINE DIAGRAM (NORTH PARE)	
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO JAPAN	
D.R.:	SUBMITTER:
T.R.:	RECOMMENDED:
C.R.:	APPROVED:
Fig. II-7-8	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. OF



- 33kV Project line
- 11kV Project line
- ⊙ Oil switch or Air Breaker switch
- Circuit Breaker
- × Line switch or disconnecting switch

**SINGLE LINE DIAGRAM
(SOUTH PARE)**

E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

D.R.:	SUBMITTED:	
T.R.:	RECOMMENDED:	
C.R.:	APPROVED:	

Fig II-7-9

1 SHEET NO. OF

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

7.2.4 主要資機材の仕様

(1) 木 柱

材 質	松 材			
長 さ	9 m	11m	12 m	13 m
末 口 径	180 mm	190 mm	190 mm	200 mm
使用区分	230,400 V 電線路		11KV, 33KV 電線路	

クレオソート注入柱とする。

(2) 電 線

(a) ACSR95 mm²

用途：33 KV, 11 KV 送配電線路

公 称 断 面 積 (mm ²)		95
よ り 線 構 成 (本 / mm)	ア ル ミ	6 / 4.5
	鋼	1 / 4.5
計 算 断 面 積 (mm ²)	ア ル ミ	95.40
	鋼	15.90
引 張 荷 重 (kg)		3180
外 径 (mm)	ア ル ミ	13.5
	鋼	4.5
重 量 (kg / km)		385.2

(b) HA1 55 mm², 30 mm², 22 mm²

用途：低圧配電線路

公称断面積 (mm ²)	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 ²)	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

(3) 柱上変圧器

(a) 定 格

定格容量：25, 50, 100, 200, 300, 500 KVA

相 数：3 相

定格周波数：50 Hz

定格電圧：33 KV/400. 230 V

11 KV/400. 230 V

タ ッ プ：± 2.5 %， ± 5 %

結 線：△-Y (中性線引出)

極 性：減極性

温度上昇の限界：巻線 55 °C

油 50 °C

(b) 性 能 (標準例)

	50 KVA	100 KVA	500 KVA
効 率 (全負荷時)	97.0%以上	97.2%以上	98.0%以上
励 磁 電 流	6.5%以下	6.5%以下	5.0%以下
電 圧 変 動 率	2.3%以下	2.0%以下	1.6%以下

(4) 母 子

(a) 中実LP母子 (LP-30) JIS C 3812

公称電圧： 30 KV

注水耐電圧： 75 KV

衝撃耐電圧： 185 KV

50%衝撃閃絡電圧： 220 KV

最大使用曲げ荷重： 280 kg

(b) 懸垂母子 (254 mm × 146 mm) JIS C 3810

注水耐電圧： 40 KV

衝撃耐電圧： 105 KV

50%衝撃閃絡電圧： 125 KV

最大使用引張荷重： 4000 kg

(c) 特別高圧ピン母子： BS 137 (1970)

公称電圧： 10 KV

注水耐電圧： 50 KV

50%衝撃閃絡電圧： 115 KV

曲げ耐荷重： 1100 kg

(d) 低圧引留母子： JIS C 3845

商用周波耐電圧： 15 KV

引張耐荷重： 1000 kg

(5) 保護および保安装置

(a) 柱上変圧器一次側負荷開閉器 (PCS): ANSI C 37-42 - 1969

		11 KV 用	33 KV 用
定 格 電 圧 (KV)		14.4	34.5
定 格 電 流 (A)		30	20
定 格 周 波 数 (Hz)		50	
耐電圧 (KV)	乾 燥	35	95
	注 水	30	80
	衝 撃	95	200
し や 断 電 流 (KA)		12	8

(b) 線路用開閉器

a. 11 KV 用柱上油入開閉器

定 格 電 圧 : 12 KV
 定 格 電 流 : 100 A
 定 格 周 波 数 : 50 Hz
 耐電圧 乾燥 : 36.4 KV
 衝 撃 : 117 KV

b. 33 KV 用 Air Breaker Switch

定 格 電 圧 : 34.5 KV
 定 格 電 流 : 200 A
 定 格 周 波 数 : 50 Hz
 耐電圧 乾燥 : 95 KV
 注 水 : 80 KV
 衝 撃 : 200 KV

(c) 避雷器 : JEC 156 (1963)

	11 KV 用	33 KV 用
定 格 電 圧 (KV)	14	42
商用周波放電開始電圧 (KV)	21	63
公 称 放 電 電 流 (KA)	5	5
制 限 電 圧 (KV)	50	145

7.3 変電所の設計

7.3.1 設計基準

(1) 準拠規程規準

変電所機器の選定に当っては次の規格規準によった。

日本工業規格	JIS
電気学会電気規格調査会標準規格	JEC
日本電機工業会規格	JEM
日本電線工業会規格	JCS

また変電設備の工事、維持および運用の規範として

発電電規程 JEAC 5001 - 1978 日本電気協会

を準用して設計を行った。

(2) 変電所容量の決定

変電所容量の決定に当っては、供給区域の負荷密度増加率、配電線の電圧降下、電圧変動率、事故時の対策など配電線を含めて経済性の検討を行ない最終容量を決定した。

(a) 主変圧器の標準容量はTANESCO標準に合せ、

3相、500、1000、2500、5000 KVA

を標準系列とした。

(b) 各変電所主要変圧器容量は次の経済計算の結果に基づき、上記標準容量の中から選定した。

a. 経済計算の諸元

計算金利	8%		
変圧器耐用年	15年	残存価値	10%
計算期間	25年		
需要想定	今回需要想定値		
負荷力率	80%		
経済計算手法	年経費現価比較法		

なお次のものは各パターン共通として比較計算から除外した。

- ・鉄損、銅損などの損失および維持費
- ・主変以外の機器の価格および据付費

b. 主要変圧器価格

主要変圧器価格を次のように仮定した。

- ・負荷時電圧調整装置付変圧器

11/33 KV 3相 屋外用油入自冷式

(Machame, Sanya Juu S.S用)

容 量 (KVA)	1,000	2,500	5,000
価 格 (千円)	12,000	16,000	22,700

・無負荷時タップ切換器付変圧器

11/33 KV 3相 屋外用, 油入自冷式

(Nyumba Ya Mungu, Gonja, Mwanga S.S用)

容 量 (KVA)	500	750	1,000	1,500
価 格 (千円)	3,000	4,000	5,000	7,500

c. 経済計算の結果

・Machame・Sanya Juu S.S用

(単位: 千円)

容 量 (KVA)		1,000	2,500	5,000
年経費	Machame	30,603	20,876	27,418
	Sanya Juu	—	23,725	27,418

上記の結果から Machame, Sanya Juu とも 2,500 KVA が最経済と判断される。

(注) Sanya Juu の初期負荷は 1,000 KVA に近いので 1,000 KVA の検討はしなかった。

・Nyumba Ya Mungu, Gonja & Mwanga S.S用

(単位: 千円)

容 量 (KVA)		500	750	1,000	1,500
年経費 原価	Nyumba, Y.M.	—	7,570	7,414	9,059
	Gonja	6,255	6,252	6,645	9,059
	Mwanga	4,969	5,127	6,039	9,059

上記計算結果から次の容量を最適容量とした。

— Nyumba Ya Mungu S.S

上記計算結果にもとづき, 1,000 KVA を最適値とした。なお 2 台目の設置は 15 年後となる。

— Gonja S.S 用

計算によれば 750 KVA が最経済で 500 KVA がこれにつぐ。しかし 750 KVA は TANESCO 標準外で不採用とした。また 500 KVA は建設後 5 年で 2 台目の設置が必要

となり、据付費その他の経費を考えあわせると必ずしも最経済とは云えないので1,000 KVAを採用した。なお2台目の設置は20年後となる。

— Mwanga S.S 用

上記経済計算により500 KVAを採用する。2台目の据付は11年後になる見込みである。

(3) 運転制御方式

(a) 変電所の運転制御方式は当面无入とし、常付監視は行なわないものとして設計を行った。これは供給区域の需要密度が少く、また供給信頼度も都市部に比べ低くてもよいと考えたからである。この方式は日本における簡易監視方式に相当するもので、日本では10 MVA以下の変電所に適用されている。

(b) 簡易監視方式とは、技術員が技術員駐在所から必要に応じ変電所に出向き変電所の監視、巡視ならびに機器の操作を行なう方式である。ここでは事故時最寄の技術員駐在所から、当該変電所に到着するに要する時間を30分以内を標準として計画した。

(c) 今回新設する5変電所のうち、Nyumba Ya Mungu 変電所以外の4変電所は現在技術員駐在所の位置が明確になっていない。しかし、今後この地区にも当然TANESCOの営業所か出張所が開設されるものと考えた。

(d) 簡易監視方式では次の場合、技術員駐在所に警報することが望ましい。しかし今回は技術員駐在所の構想がはっきりしないので、とりあえず警報接点を設けておくことにした。

a. 運転に必要なしゃ断器、断路器が自動しゃ断した場合

b. 制御回路の電圧が著しく低下した場合

(e) なお簡易監視による信頼度低下を防止するため各変電所2次側に自動再閉路装置を設置した。またMachame, Sanya Juuの両変電所では負荷時電圧調整装置付変圧器(LRT)を採用し自動電圧調整を行なうものとした。

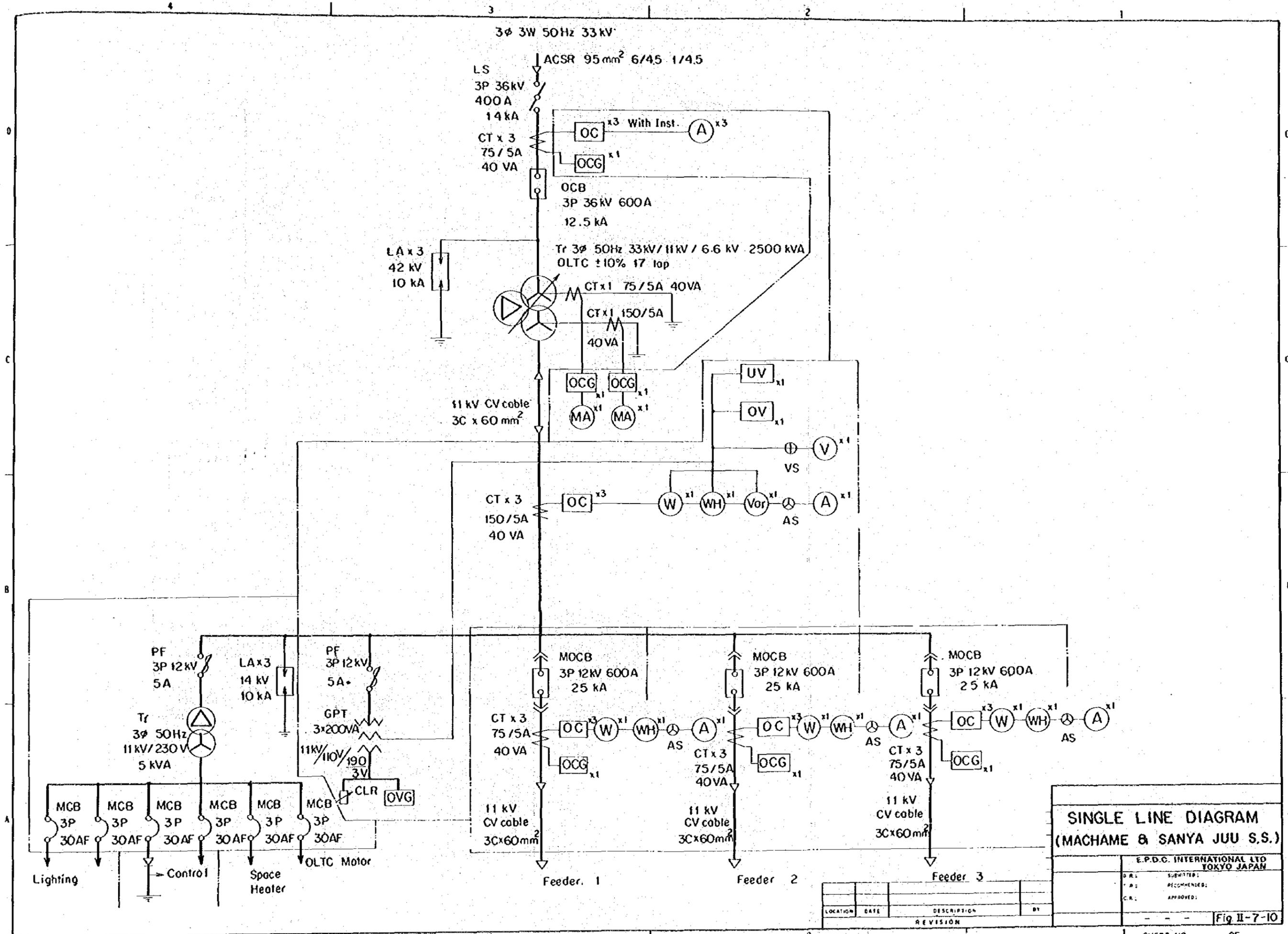
(4) 計測装置および保護装置

(a) Machame, Sanya Juu 両変電所の計測・保護装置は日本の発変電規程(JEAC 5001-1978)を準用し、それぞれ計測保護装置を取付けた。しかしGonja, Mwangaの両変電所は33 KV 1回線を11 KV 1回線に通降するだけの変電所である。したがってこの変電所は配電の柱上変圧器と同様と見做し計測装置、保護装置については必要最小限にとどめた。

(b) Nyumba Ya Mungu 発電所からの引出しは、発電機主回路から直接引出す設計とした。したがって変電所・送電線の事故が発電所に波及しないよう計測保護装置を一般変電所並みに完備した。

1.3.2 各変電所の設備

- (a) 各変電所の単線結線図、機器配置図を Fig. II-7-10~Fig. II-7-16 に示す。
- (b) 変電所の設計に当り運転・保守面から今回とくに考慮した点は次の通りである。
 - a. 機器操作を迅速確実にするため機器の配列をできるだけ標準化した。
 - b. とくに操作回数の多い 11 KV 側機器は全部キュービクルに収納するとともに一直線に配置した。
 - c. しゃ断器断路器等には電氣的・機械的インターロックを完備し、誤認、誤操作事故を防止した。
 - d. 33 KV 断路器は架台上に取付け、保守・操作の便利なようにした。
 - e. 配電盤および 11 KV 側開閉器は全部屋外キュービクルに収納することとし、本館建家を省略した。



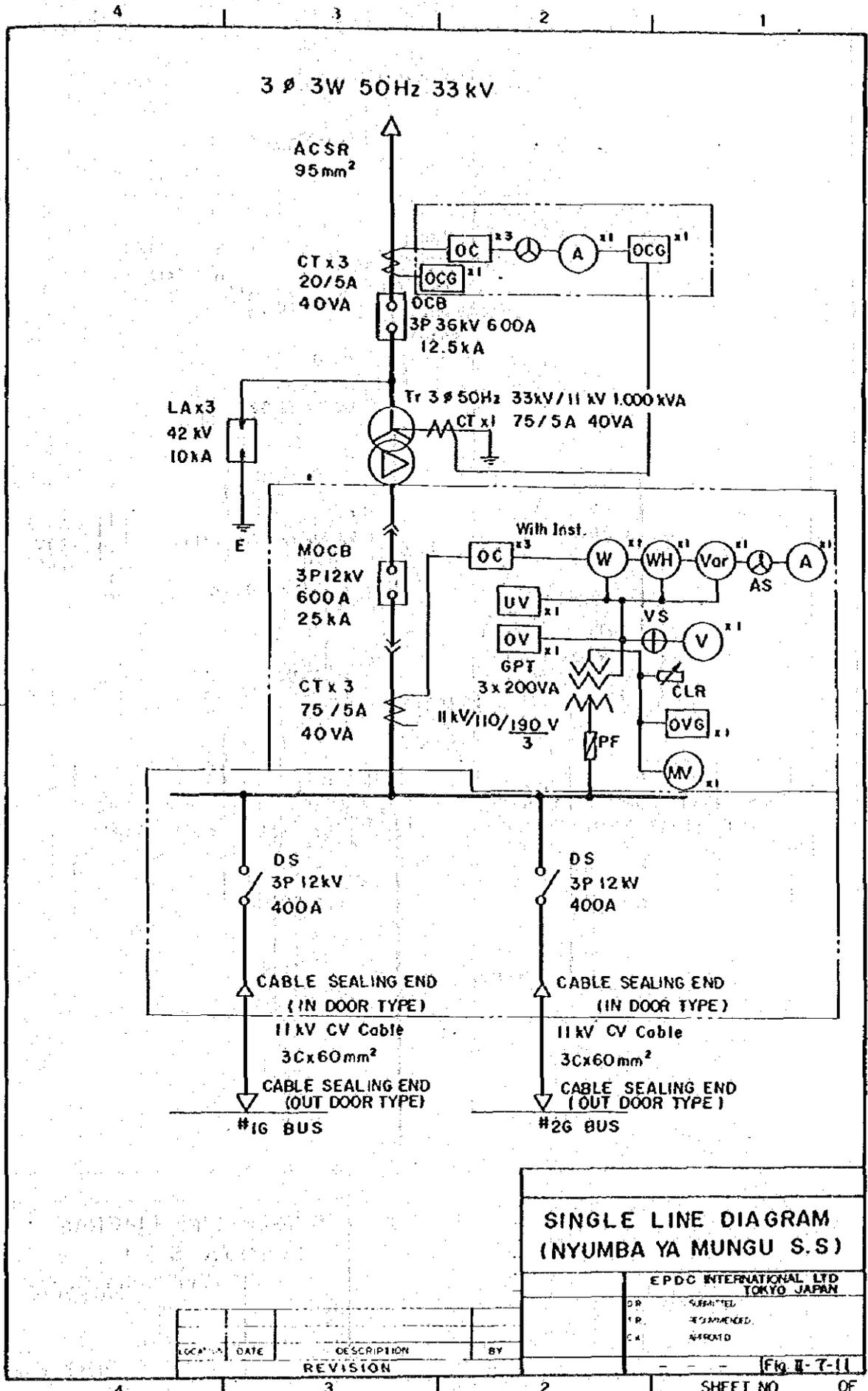
**SINGLE LINE DIAGRAM
(MACHAME & SANYA JUU S.S.)**

E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

D.R.: SUBMITTED:
P.R.: RECOMMENDED:
C.R.: APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig II-7-10



**SINGLE LINE DIAGRAM
(NYUMBA YA MUNGU S.S)**

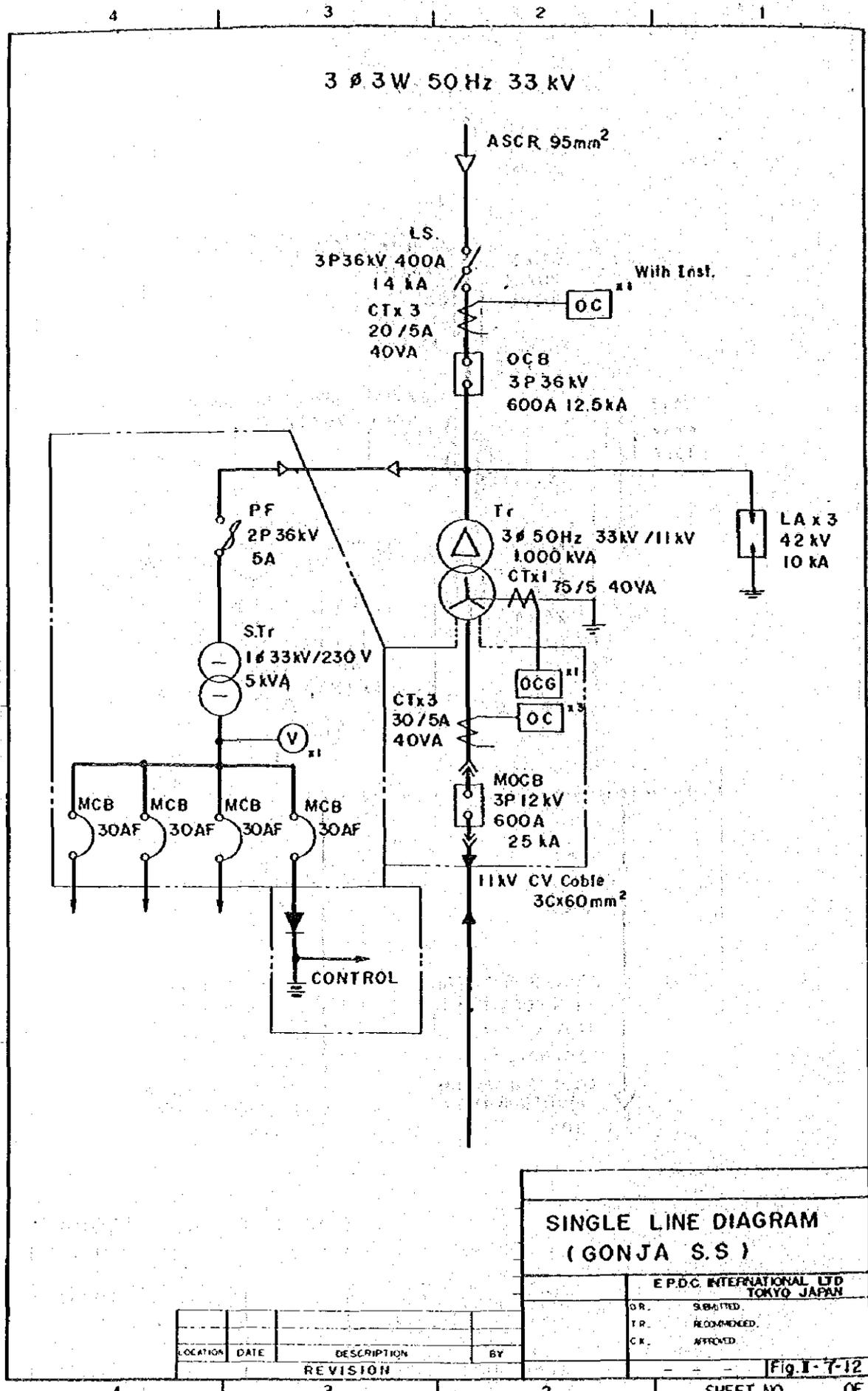
EPDC INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

DR. SUBMITTED
I.P. RECOMMENDED
C.A. APPROVED

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

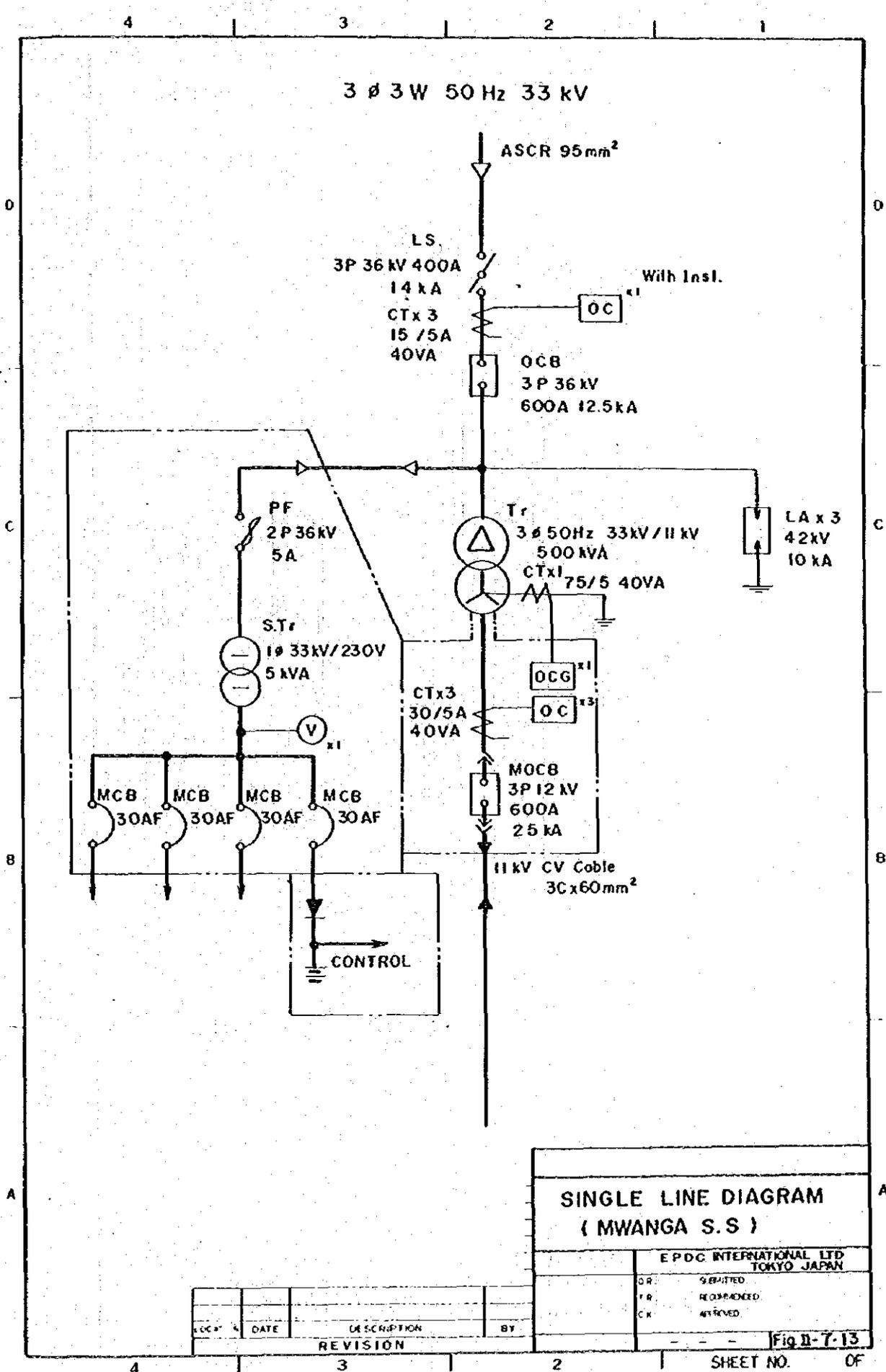
Fig. II-7-11

SHEET NO. OF



SINGLE LINE DIAGRAM (GONJA S.S)	
E.P.D.C INTERNATIONAL LTD TOKYO JAPAN	
DR.	SUBMITTED.
TR.	RECOMMENDED.
CR.	APPROVED.
Fig. I - 7-12	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



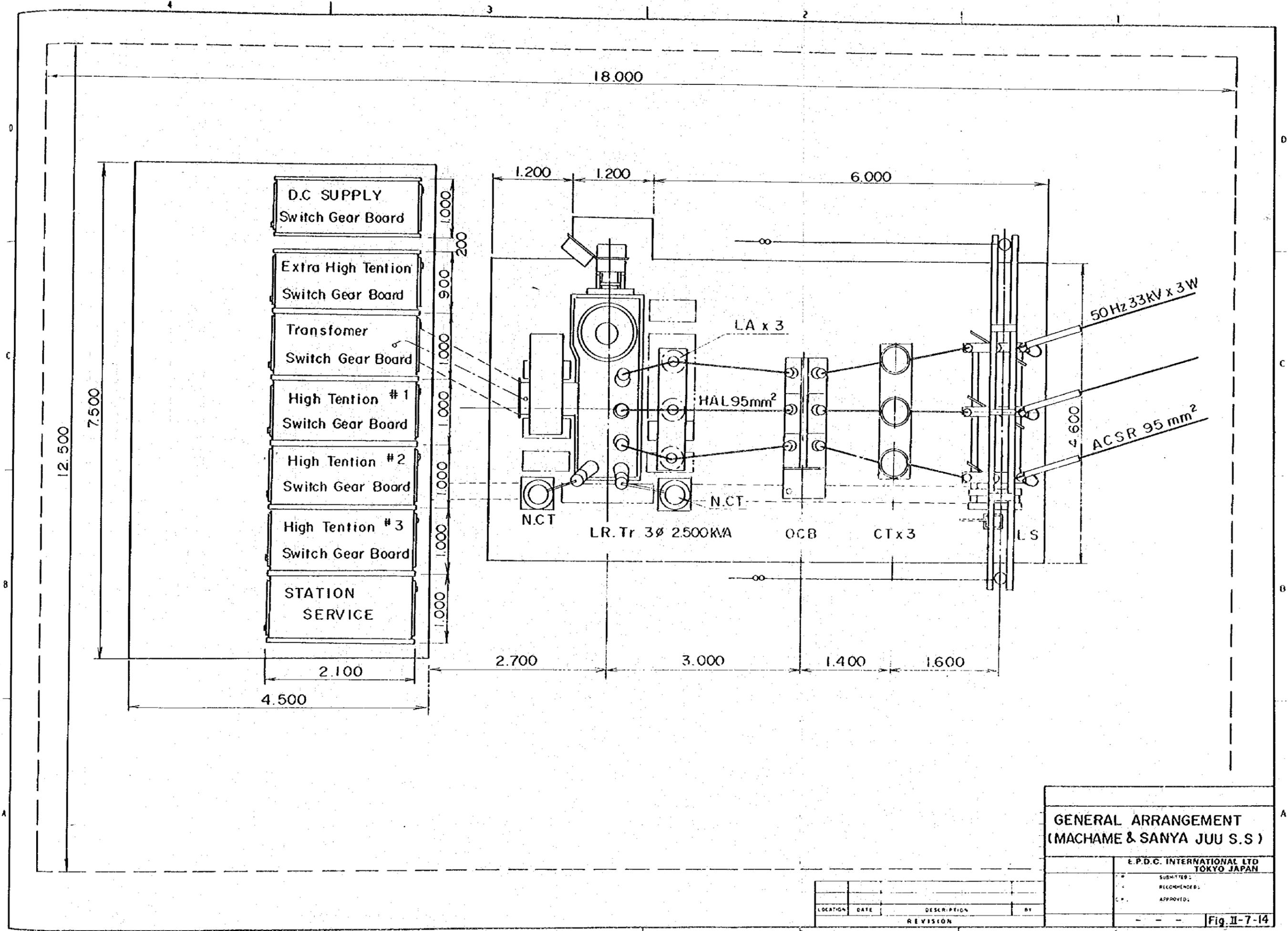
**SINGLE LINE DIAGRAM
(MWANGA S.S)**

EPDC INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

DR: SUBMITTED
FR: RECOMMENDED
CK: APPROVED

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY

Fig II-7-13



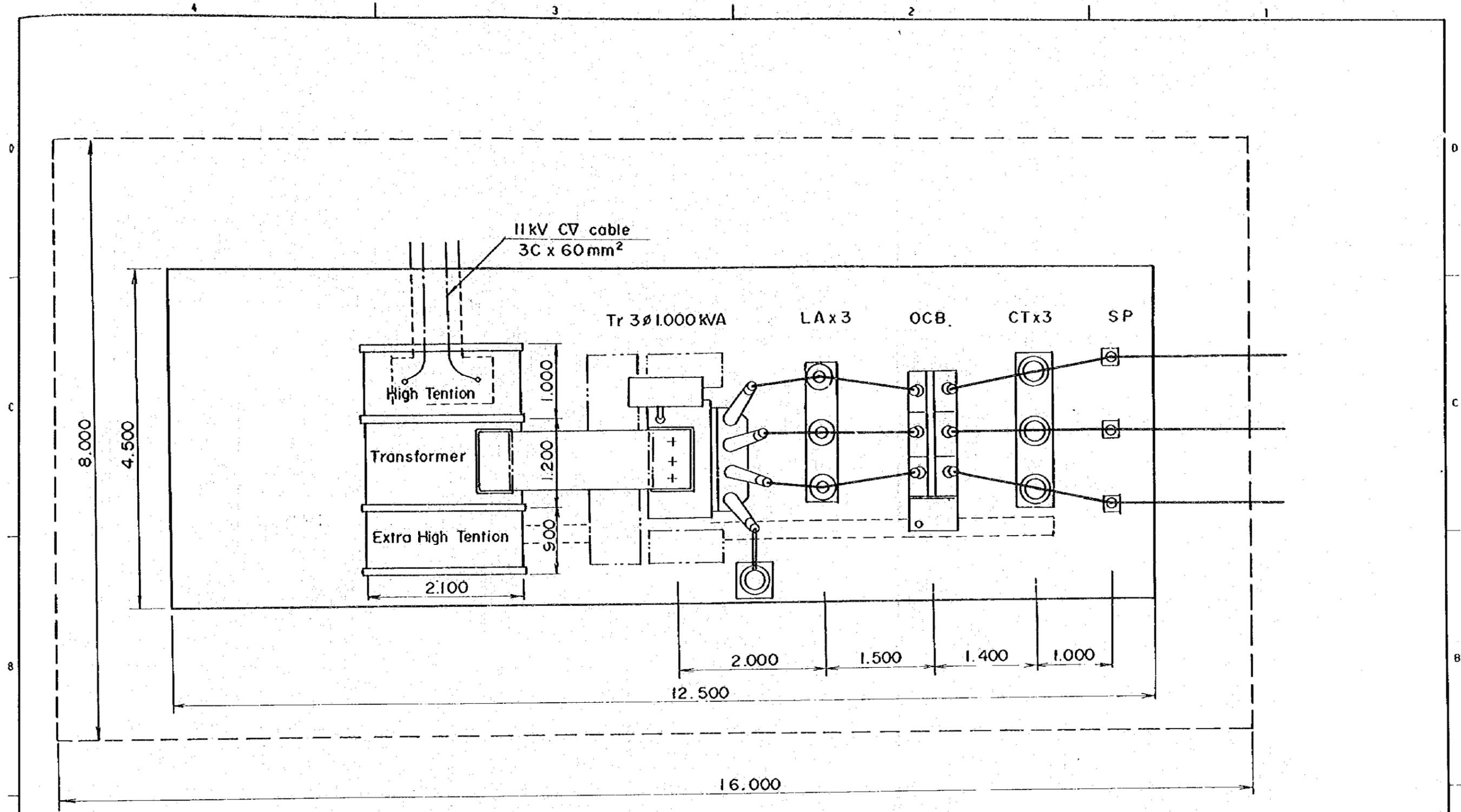
**GENERAL ARRANGEMENT
(MACHAME & SANYA JUU S.S)**

E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

SUBMITTED:
RECOMMENDED:
APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig. II-7-14



**GENERAL ARRANGEMENT
(NUMBAYA MUNGU S.S)**

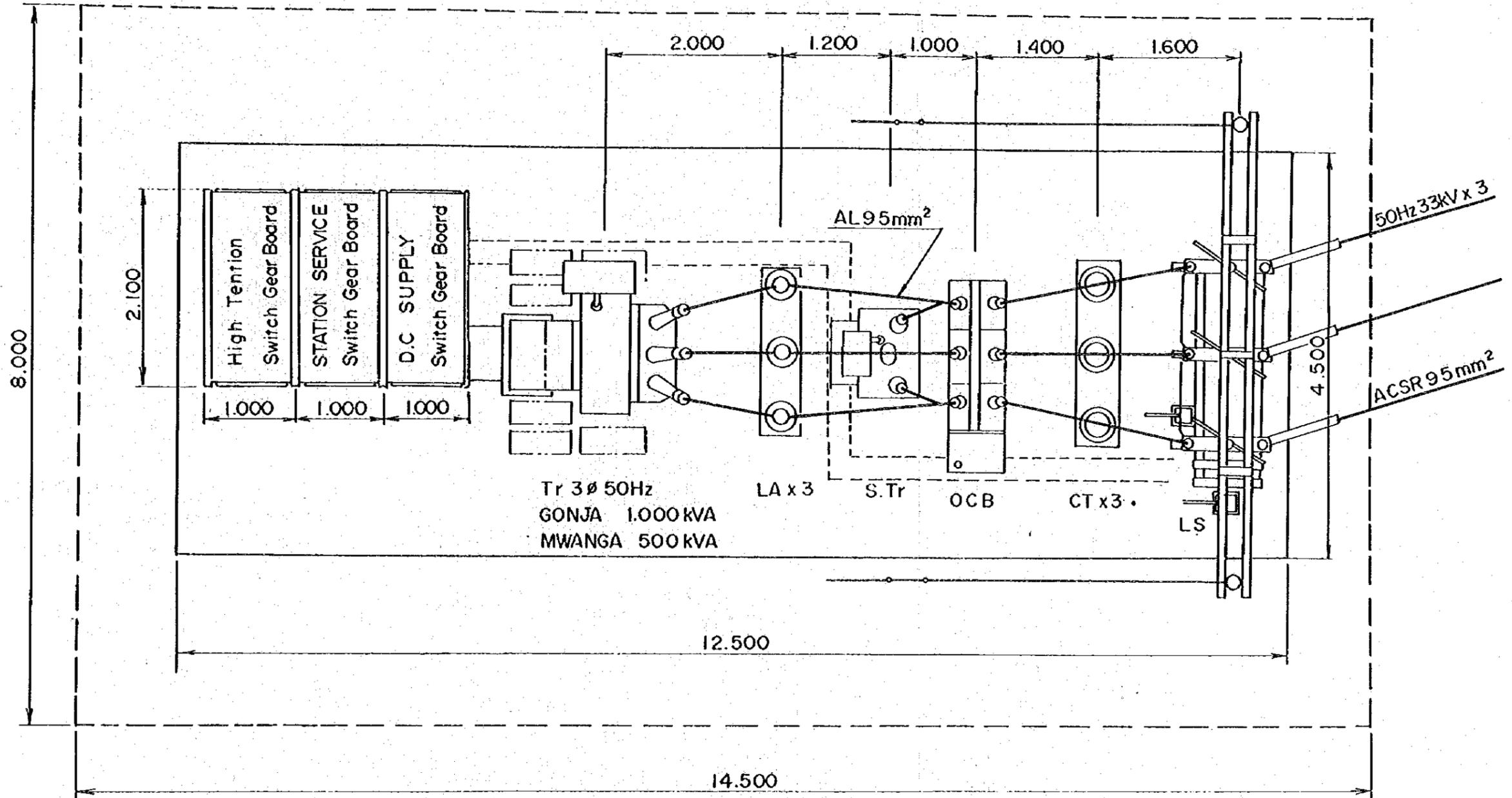
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

D.R.: SUBMITTER:
E.P.: RECOMMENDED:
C.K.: APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

Fig. II-7-15

SHEET NO. OF



GENERAL ARRANGEMENT (GONJA & MWANGA S.S)	
E.P.O.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO JAPAN	
D.P.:	SUBMITTER:
C.R.:	RECOMMENDED:
C.A.:	APPROVED:
Fig. II-7-16	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

2.3.3 機器の仕様

主要機器の仕様の概要は次の通りである。

(1) 主要変圧器

準拠規格 JEC 168 - 1966 変圧器

JEC 186 - 1972 負荷時タップ切換装置

容 量	2500KVA	1000KVA		500 KVA
定 格	連 続	連 続	連 続	連 続
相 数	3 相	3 相	3 相	3 相
周 波 数	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
冷 却 方 式	油 入 自 冷	油 入 自 冷	油 入 自 冷	油 入 自 冷
定 格 電 圧 (一次/二次)	33000V/11000V	11000V 33000V	33000V 11000V	33000V/11000V
タ ッ プ 電 圧 (HV)	±10% 17 tap	±5.0% 5 tap		
絶 縁 階 級(号)	30A, 10B	10B/ 30A	30A/ 10B	30A, 10B
結 線 一 次	Y _≡	Δ	Δ	Δ
二 次	Y _≡ 三次(Δ)	Y _≡	Y _≡	Y _≡
角 変 位	0°	330°	30°	30°
極 性	減 極 性	減 極 性	減 極 性	減 極 性
使 用 状 態	屋 外	屋 外	屋 外	屋 外
タ ッ プ 切 換 機 構	負荷時タップ切換	無電圧時タップ切換	無電圧時タップ切換	無電圧時タップ切換
標 高	1000~1500 m	1000~1500 m	1000~1500 m	1000~1500 m
台 数	2	1	1	1

(2) し断器

準拠規格: JEC181-1971 交流し断器

定 格 電 圧	36 KV	12 KV
絶 縁 階 級(号)	30 A	10 B
定 格 電 流	600 A	600 A
定 格 周 波 数	50 Hz	50 Hz
定 格 し断電流	125 KA	25 KA
定 格 し断時 間	5 サイクル	5 サイクル
定 格 投 入 操 作 電 圧	DC110V (48 V)	DC110V (48 V)
定 格 引 け ず し 電 圧	DC110V (48 V)	DC110V (48 V)
標 準 動 作 責 務	A 0-(1分)-CO-(3分)-CO	
使 用 状 態	屋 外	キュービクル収納
標 高	1000~1500 m	
最 高 周 囲 温 度	40 °C	
台 数	3	9

(3) 断 路 器

準拠規格: JEC165-1965 断路器

定 格 電 圧	36 KV	12 KV
絶 縁 階 級(号)	30 A	10 B
定 格 電 流	400 A	400 A
定 格 短 時 間 電 流(標 準 値)	14 KA	14 KA
使 用 状 態	屋 外	キュービクル収納
最 高 周 囲 温 度	40 °C	40 °C
標 高	1000~1500 m	1000~1500 m
操 作 方 法	手 動 遠 方	手 動 遠 方
台 数	5	2

(4) 計器用変流器

標準規格 JEC143 - 1967 計器用変成器

定 格 電 圧	33 KV	33 KV	33 KV
絶 縁 階 級 (号)	30 A	30 A	30 A
定 格 電 流	75/5A	20/5A	15/5A
定 格 負 担	40 VA	40 VA	40 VA
定 格 過 電 流 強 度	40	40	40
階 級	10	10	10
台 数	6	3	6

(5) 避 雷 器

標準規格 JEC156 - 1963 避雷器

定 格 電 圧	42 KV	14 KV
定 格 周 波 数	50 Hz	50 Hz
公 称 放 電 電 流	10,000 A	10,000 A
最 高 周 囲 温 度	40 °C	40 °C
標 高	1000~1500 m	1000~1500 m
接 地 系	中性点直接接地	中性点直接接地
台 数	5 組	2 組

(6) 閉鎖配電盤

標準規格 JEM1153 閉鎖配電盤

定 格 電 圧	11 KV				
使 用 状 態	屋 外				
最 高 周 囲 温 度	40 °C				
標 高	1000 ~ 1500 m				
変 電 所 名	Machame	Sanya Juu	Nyumba Ya M.	Gonja	Mwanga
配電盤名称及び数量					
特 別 高 圧 盤	1	1	1		
変 圧 器 盤	1	1	1		
高 圧 盤	3	3	1	1	1
所 内 盤	1	1		1	1
直 流 盤	1	1		1	1

7.4 低圧配電線設計

7.4.1 設計基準

(1) 低圧電柱本数算定の考え方

(a) 需要想定

本プロジェクトの計画している初期の4地域の需要種別毎の需要想定は、 T_1 (Domestic) T_2 (Commercial), T_3 (Light Industrial), T_4 (Industrial), T_5 (Public Light) を含めて、需要家数5,624口最大電力4,308 KWである。そのうち農園(24口, 最大電力1,850 KW)等の専用変圧器を用いる需要家を除くと、需要家数5,600口最大電力は約2,500 KWである。これに伴う低圧配電線路の施設計画を次の様に設計した。

(b) 電柱1本当りの負荷密度

- a. 経済的な設計とするため、今回の調査内容をベースとして、電柱1本当りの負荷密度を算出した。
- b. 前述の通り、その需要家は5,600口で最大電力は約2,500 KWであるので、平均1口当り450 Wとなる。

低圧添架電柱1本当りの口数は本プロジェクトの実態調査結果及び将来の負荷増を考慮に入れ、1.5口の需要家に供給するものとし、力率90%不等率1.3とした場合初期の負荷密度は0.6 KVA/(1低圧電柱)となる。

$$(450 \times 1/0.9 \times 1/1.3 \times 1.5 = 600 \text{ VA})$$

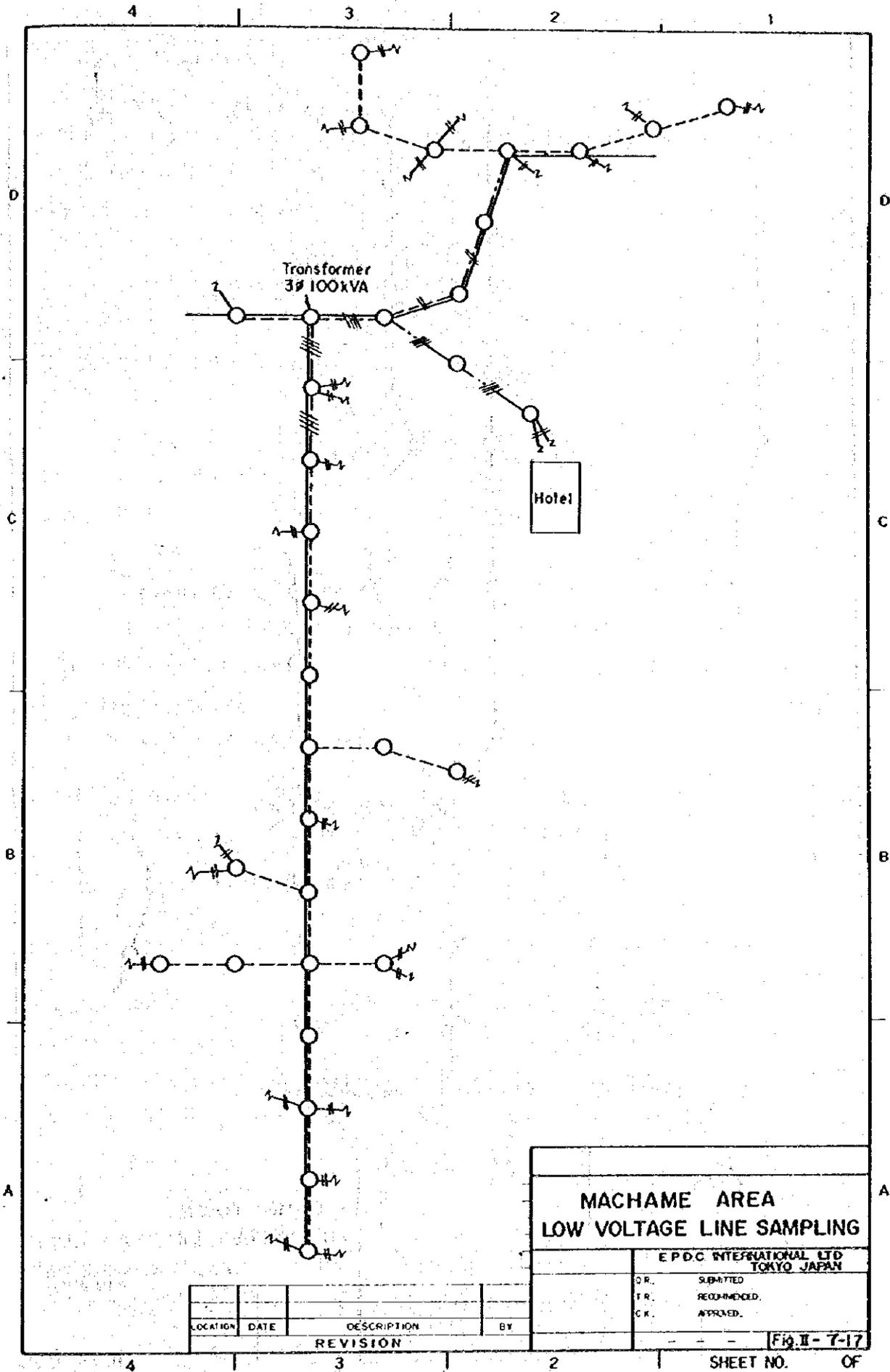
尚、実態調査の結果の一部は次の通りである。

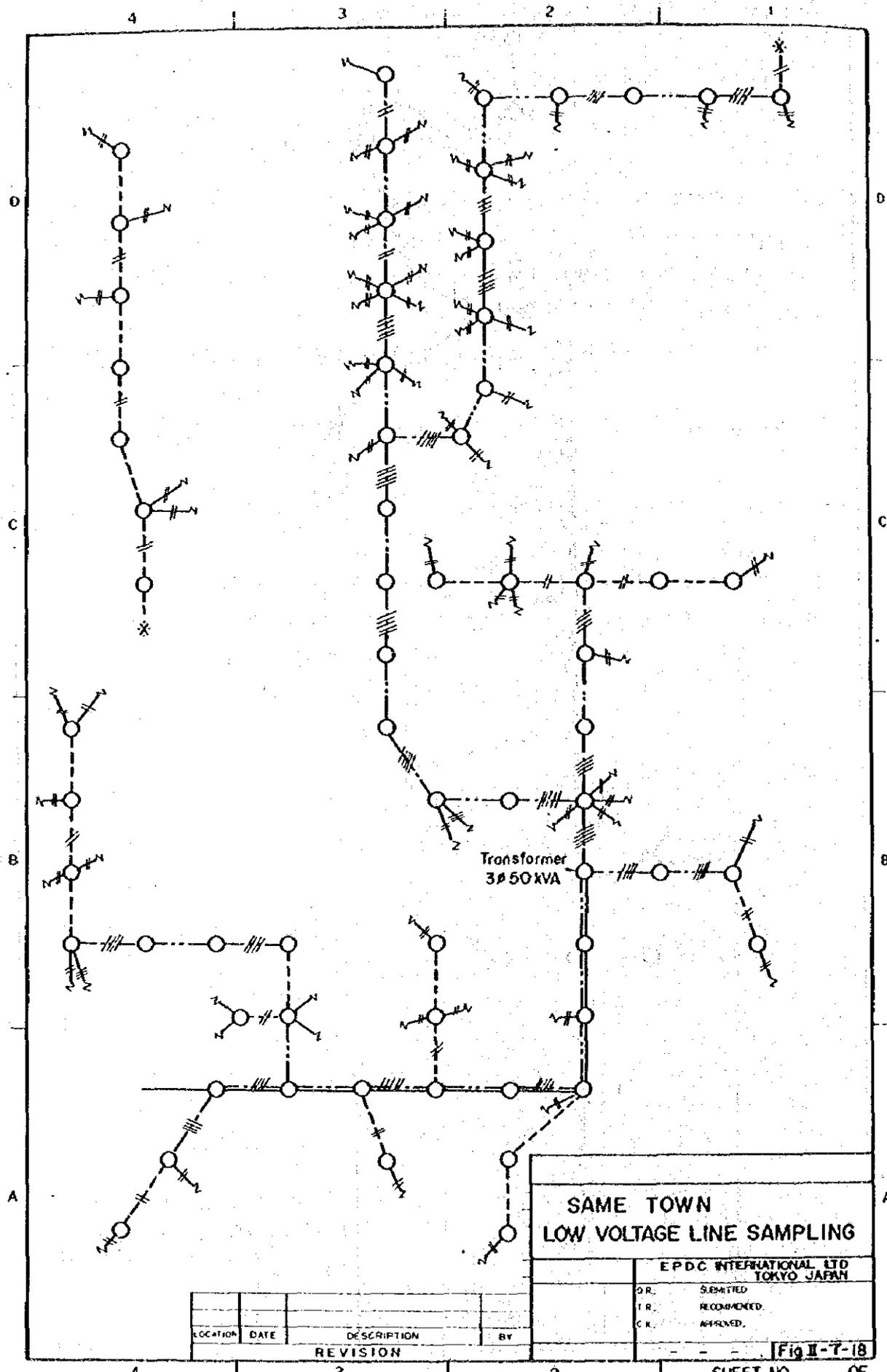
Low Voltage line の実態調査結果

サンプリング対象…………… 1. Same Town 地内

2. Machame Hotel 附近

	1. Same Town	2. Machame Hotel 附近	Remark
1. 変圧器容量	3φ 50KVA	3φ 100 KVA	Machame の100 KVAのトランス負荷の中 Hotel 1軒で4分の容量を取っていると判断されるので残りは25 KVAと考えた。
2. 全需要家口数	69 口 (電灯 67 口 電力 2 口)	27 口 (電灯 25 口 電力 2 口)	
3. 低圧電柱本数	64 本	33 本	
4. 片側最長スパン数	25 スパン	14 スパン	
5. 負荷の分布状態	平 等	平 等	
6. 電柱1本当りの 需要家口数	1.08 口	0.82 口	





1.4.2 低圧・配電線の供給範囲

(1) 変圧器1台当りの供給範囲

低圧配電線設計に必要な一般供給の変圧器は、25、50、100 KVAである。

前述の通り電柱1本当りの負荷密度及び伸び率（変圧器の初期の利科率60%）をベースとして初期における需要家数5,600口に供給する低圧線路の亘長（電柱本数）を算出した。

今回のプロジェクトにおいて、一般需要家に供給する変圧器容量は25 KVA、50 KVAであるので、容量別に見ればその供給範囲は次の通りである。尚、一般供給用の100 KVAは変圧器直下に、専用の50 KVA程度の需要があるので、50 KVAと同等と考えた。

変圧器1台当りの供給範囲の計算

a. 25 KVA

$$\frac{25 \text{ KVA} \times 0.6}{0.6 \text{ KVA/本}} \div 24 \text{ (本)} \quad [50 \text{ m スパン} = 1.2 \text{ km}]$$

b. 50 KVA

$$\frac{50 \text{ KVA} \times 0.6}{0.6 \text{ KVA/本}} \div 48 \text{ (本)} \quad [50 \text{ m スパン} = 2.4 \text{ km}]$$

上記a. bより低圧線路の電柱本数は変圧器別25 KVAで24本（片側12本）、50KVAは48本（片側24本）となる。

(2) 低圧線の添架電柱数

変圧器台数より電柱本数を求めると、次の通りである。

変圧器容量	台数	単位本数	総本数
25 KVA	35台	24本	840本
50 KVA	40台	48本	1,920本
100 KVA	8台	48本	384本
計	83台	—	3,144本

電柱総本数3,144本の低圧線路亘長は50 m × 3,144本 = 157 kmとなる。しかし今回のプロジェクトは初期設備の需要家口数として、次節に述べるように総需要家数1,650口のみを対象と考えるので、低圧線路亘長も上記の約60%を対象とすることとし、低圧配電線路の亘長を90 kmとした。地区別内訳は次の通りである。

Hai	Rombo	North・P	South・P	Total
40 km	25 km	15 km	10 km	90 km

線路亘長90 kmに対する支持物は、1,800本（90 km ÷ 50 m = 1,800本）となり、そのうち25%は高圧柱に添架されるので、低圧柱は1,350本である。

(3) サービスライン、積算電力量計の設備数量について

第5章の需要想定に於て一般住宅用の需要量を推定するために、種々の基礎的資料を勘案して電化対象地域内の現在の現在の全世帯数の8%の戸数が電化されるものと仮定し、それがプロジェクト完成直後から顕在化してくるものと考えて、全体の需要量を把握した。しかしながらこのように推定された一般需要家数は3,717口であり、本プロジェクトの総需要家口数5,624口の実に66%を占めている。一方需要電力の面では需要単位が小さいため、15%に過ぎない。即ち基幹設備の容量算定に関しては、主として影響をもつのは、少口数でも需要単位の大きい大口需要家であるので、この場合は一般需要家の口数把握の誤差は問題にならないがサービスライン、積算電力量計(WHM)のように、口数に全く1対1で対応する設備については、この一般需要家口数の確度は直接に影響する。更に、この種の設備は需要家個々の申し込みを受けてTANESCOが工事負担金をとって実施する性格の設備で、個人の意志による要素が大きく数量的にも、時期的にも、正確な把握は困難である。従ってサービスライン、WHM設備の具体的な数量としては需要想定において包括的に導き出した数量とは別に次の如く、より現実的な考え方を採ることとし、先ず間違いなく電化されると思われる数量に限定することとした。

a. T_3 (Light Industrial), T_4 (Industrial) : 211口は全量

b. T_2 (Commercial) : 1,321口の50% 660口

公共施設はこの中に含まれており、これはほぼ全量がこれでカバーされるものとする。

c. T_1 (Domestic) : 3,717口の20% 780口

即ち予測口数5,624口のうち、今回の設備計上は1,650口に限定し、残余3,974口については、プロジェクト完成後逐次申し込みを受けてTANESCOが独自に実施するものと考えた。

7.4.3 低圧配電線設計

(1) 標準スパン

標準スパンはTANESCO規準に合せ50mとする。

(2) 電線配列

垂直配列を採用する。理由は次による。

a. 短絡事故の減少を考慮した。

b. 装柱の簡素化を図った。

(3) 低圧線路の電線種別

前述の通り柱上変圧器はLoad Center 附近に設置し、低圧配電線路は変圧器を中心に2ルートを新設する。従って電線容量は変圧器容量の1/2の負荷に供給し得る電線が必要となる。また低圧配電線路の電圧降下の限度(4%)を考慮して次の電線を採用した。

項 目		25 KVA	50 KVA	100 KVA
幹 線 (3φ4W)	電 圧 側	HAL 30 mm ²	HAL 55 mm ²	HAL 55 mm ²
	中 性 側	HAL 22 mm ²	HAL 30 mm ²	HAL 30 mm ²
枝 線	1 φ 3 W	HAL 22 mm ²	HAL 30 mm ²	HAL 30 mm ²
	1 φ 2 W	HAL 22 mm ²	HAL 30 mm ²	HAL 30 mm ²

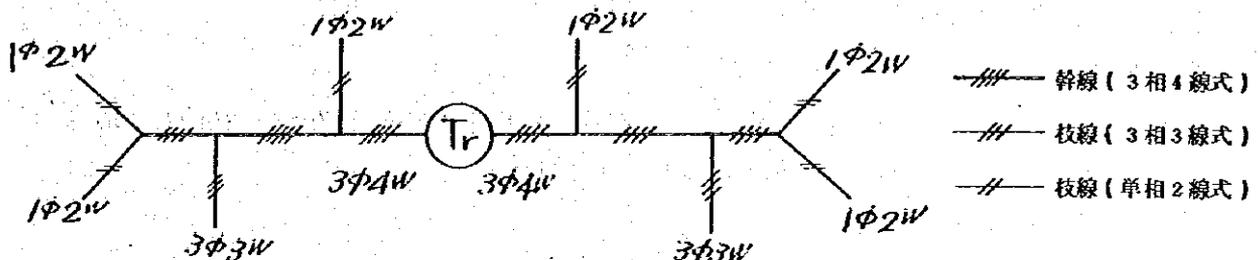
(4) 低圧幹線および枝線亘長の考え方

低圧配電線の線路亘長は前記の通り 90 km であるので、変圧器容量別標準供給スパン数を次の通りとした。

尚、標準供給スパンのうち幹線を 50%、枝線を 50% とし、幹線は 3 相 4 線式、枝線は 3 相 3 線式、及び単相 2 線式とした。

項 目		変 圧 器 1 台 当 り			本計画の 合 計 数
		25 KVA	50 KVA	100 KVA	
標準供給スパン数		14 スパン	28 スパン	28 スパン	1,800 スパン
標準線路亘長		0.7 km	1.4 km	1.4 km	90 km
電線延長	HAL 55 mm ²	—	2.1 km	2.1 km	138 km
	HAL 30 mm ²	1.05 km	3.5 km	3.5 km	93 km
	HAL 22 mm ²	1.75 km	—	—	54 km

〔例〕



(5) 電 柱

松材 9 m 未口径 180 mm

(クレオソート注入柱)

(6) 罫 子

低圧引留用罫子を用いる。(JIS C-3845)

(7) 金 物

低圧用ラック金物を用いる。

(8) 支 線

亜鉛メッキ鋼より線 14 mm²を用いる。(JIS G-3537)

(9) ボルト：M16 250mm， M12 100mmを用いる。

尚標準装柱図は Fig. II-7-19 の通りである。

7.4.4 引込線および街路灯設計

引込線は下記による。

(1) 引込方式

a. 電 灯：単相2線式

b. 動 力：3相3線式

(2) 電 線

a. 電 灯：直径2.6mm， 3.2mmのDV電線を使用する。

b. 動 力：14mm²及び直径2.6mm， 3.2mmのDV電線を使用する。

(3) 引込線の長さ

一需要家あたりの引込線の平均長さは， TANESCOの既設設備実態より40mとする。

(4) 引込設備

a. 引込分岐用端子箱の採用

引込用銅線を低圧アルミ本線に容易確実に，分岐接続するために，低圧ラックに取付けて使用する引込分岐用端子箱を採用した。

b. 積算電力量計

積算電力量計は次の定格のものを使用する。

単相：230V 10～60A

20～80A

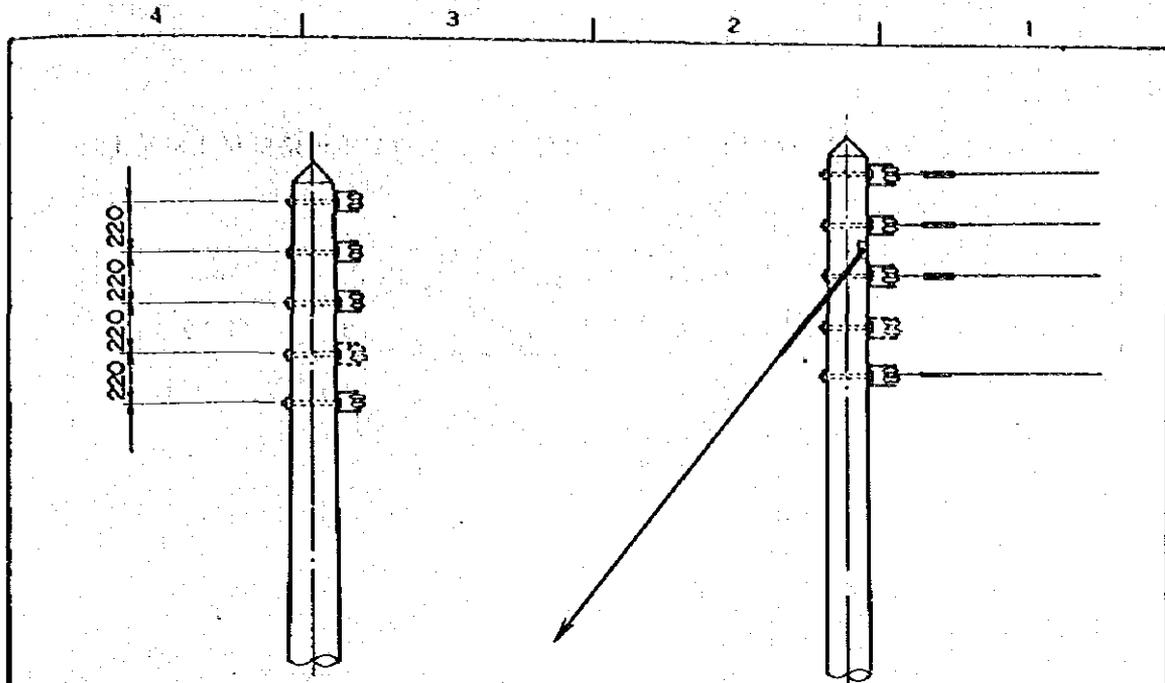
三相：400V 10, 20, 25, 50A及びCT付（100/5, 200/5, 300/5, 400/5, 500/

5, 600/5, 700/5, 800/5）

(5) 専用需要家に対する引込

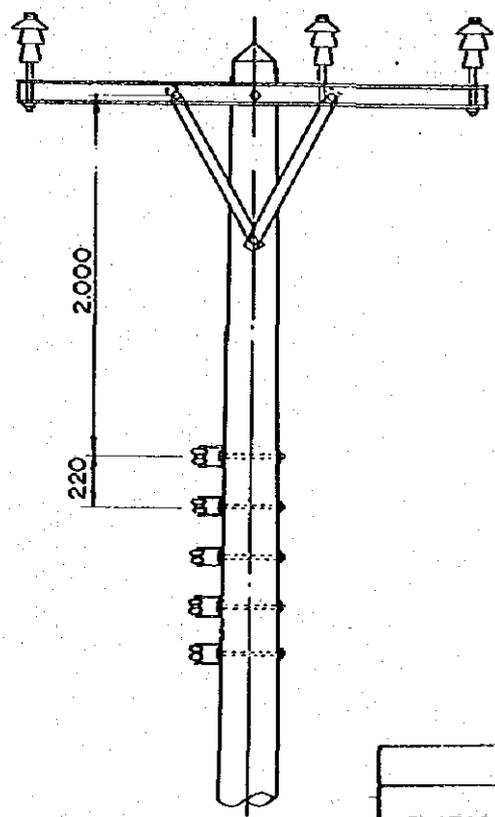
100, 200, 300, 500 KVAより引込む専用需要家に対しては，低圧ケーブルを使用する事にし，その使用区分は次による。

変圧器容量	ケーブルの太さ
100KVA	4心 100mm ²
200KVA	〃 150mm ²
300KVA	〃 250mm ²
500KVA	〃 400mm ²



SUSPENSION POLE (L.V)

TERMINAL POLE (L.V)



HIGH AND LOW VOLTAGE ARRANGEMENT

TYPICAL STRUCTURE (5)	
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO JAPAN	
D.R.	SUBMITTED
F.R.	RECOMMENDED
C.A.	APPROVED

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig. I - 19

SHEET NO. OF

(6) 街路灯

防犯のため各地区の主要村落に次の通り取付ける。使用する街路灯は1灯約100W程度で、タイムスイッチにより点滅する方式を計画した。

	Hai	Rombo	North Pare	South Pare	Total
街 路 灯	50 ^灯	50 ^灯	30 ^灯	30 ^灯	160 ^灯

第8章 建設工事および建設工事費

目 次

第 8 章 建設工事及び建設工事費

8.1	プロジェクト工事数量	II-8-1
8.2	資材の輸送及び保管	II-8-1
8.2.1	資材の梱包及び重量	II-8-1
8.2.2	資材の輸送	II-8-1
8.2.3	資材倉庫の確保	II-8-1
8.3	施工計画	II-8-4
8.3.1	施工方法	II-8-4
8.3.2	プロジェクトの施工態勢	II-8-4
8.3.3	建設工程	II-8-7
8.4	建設工事費	II-8-7
8.4.1	工事費算出の前提条件	II-8-7
8.4.2	外貨・内貨の区分	II-8-9
8.4.3	総建設工事費	II-8-10

LIST OF TABLE

- Table II-8-1 資材重量
- Table II-8-2 Power Equipment
- Table II-8-3 建設工程
- Table II-8-4 Construction Cost (Total)

LIST OF FIGURE

- Fig. II-8-1 Project Organization

第 8 章 建設工事及び建設工事費

8.1 プロジェクト工事数量

本プロジェクトで建設する送配変電設備及び建設用工事車両など各地区毎の設備数量は Table II-8-2 通りの通りである。

8.2 資材の輸送及び保管

本プロジェクトに用いる資材の輸送及び保管は、輸入資機材の海上輸送を除き TANESCO の責任で行なう。

これら資機材の輸送及び現場倉庫の確保を含み保管は次により行なう。

8.2.1 資材の梱包及び重量

資材の梱包は、海上輸送及び Tanzania 国内輸送途中に破損、荷崩れなどの支障がない様、強固な木わく梱包とする。

計器、電線接続材などについては防水を考慮した密封梱包とする。

尚、この計画に用いる資材は概ね Table II-8-1 の通りである。

8.2.2 資材の輸送

この計画で使用する資材の量は総計 3,000 ton にも及ぶほう大なものである。

輸入資材は建設工程を考慮し、これを 3 回に分け海上輸送を計画する。

Dar es salaam ~ 現地集積場間の約 360 km の輸送は、この計画で手配される Pole carrier car, トラックを活用する他、鉄道及び大型トラックをチャーターするなどの方法が必要である。

鉄道及び大型トラックの確保は入荷計画に合わせ 3 ~ 6 か月前よりその準備が必要である。

Dar es salaam ~ 現地集積場間の National Road は全部舗装道路であり、橋梁などで支障となる箇所はない。一方各地区に建設する倉庫より各現場への資材運搬は、この計画で配備する車両で行なうが各地区共、一部不整備の道路があるので簡易な道路整備が必要である。

8.2.3 資材倉庫の確保

建設工事は各地区毎に平行して進めるが、各地区の建設工事の区域は各々遠距離にあるので、各地区毎に資材管理が必要である。このために、この建設工事では各地区毎に資機材保管整理のための資材集積場が必要である。

資材集積場は周囲に囲を設け、その中に小物資機材及び建設用工具を保管、管理するための現場事務所をかねた倉庫を建設する計画とする。

Table II-8-1 資材重量

Item	数量	重量	荷姿
1. 電柱 9 m	1,350 本	303.8 ton	裸
2. " 11 m	3,190 "	1,158.0 "	"
3. " 12 m	400 "	176.4 "	"
4. " 13 m	400 "	236.0 "	"
5. 電線 ACSR 95 ^{mm} ²	947 km	451.0 "	ドラム
6. " HAL 55 ^{mm} ²	138 "	26.6 "	"
7. " HAL 30 ^{mm} ²	93 "	9.6 "	"
8. " HAL 22 ^{mm} ²	54 "	4.4 "	"
9. " DV 2.6 m/m×2F	43 "	6.1 "	タバ
10. " DV 3.2 m/m×3F	5 "	1.1 "	"
11. " DV 2.6 m/m×3F	10 "	2.2 "	"
12. " DV 3.2 m/m×3F	9 "	2.8 "	"
13. その他電線	1 式	5.0 "	ドラム, タバ
14. Pole Transformer	107 台	67.9 "	木ワク
15. Cross Arm 1,500 mm	35 本	0.5 "	コモ巻
16. " 2,100 "	2,265 "	72.5 "	"
17. " 2,800 "	2,900 "	58.0 "	"
18. 碍子 LP-30 33kV	4,900 ケ	78.4 "	木ワク
19. " ピン碍子 11kV	4,700 "	23.5 "	"
20. " 懸すい碍子	9,200 "	73.6 "	"
21. " 低圧引留碍子	6,510 "	2.6 "	"
22. その他碍子	1 式	2.4 "	"
23. アレスター 33 kV	102 ケ	1.0 "	"
24. " 11 kV	219 "	1.2 "	"
25. A.B.S 33 kV	5 台	2.5 "	"
26. O.S 11 kV	16 "	4.8 "	"
27. W.H.M	1,650 "	6.9 "	"
28. その他送配電資材	1 式	50.0 "	"
29. 変電所 Tr 25 MVA	2 "	30.0 "	裸, 全装
30. " 10 MVA	2 "	12.6 "	"
31. " 0.5 MVA	1 "	4.5 "	"
32. その他変電所機材	1 式	33.7 "	木ワク
33. 車両仮設備	1 式	110.0 "	
34. 計		3,019.6 ton	

Table II-8-2 Power Equipment

Item	Specification	Hai	Rombo	North Pare	South Pare	Total
1. 33 kV Transmission line	km	30.5		27	65	122.5
2. 33 kV Distribution line	km		33			33
3. 11 kV Distribution line	km	95		30	27.5	152.5
4. 400/230 V L.T line	km	40	25	15	10	90
	33/.4/.23 kV 25 kVA	1	9		2	12
	50	2	11	1	2	16
	100	1	3			4
	200				1	1
	300			1		1
5. Pole mounted transformer	11/.4/.23 kV 25 kVA	9		9	5	23
	50	34		4	1	39
	100	6		1	1	8
	200				1	1
	300				1	1
	500	1				1
(Sub total)		(54)	(23)	(16)	(14)	(107)
6. Breaker switches	33 kV, 11 kV 100 A	12	2	4	3	21
7. Service lines with WHM		650	600	200	200	1,650
8. Street lights		50	50	30	30	160
9. Substation transformers	33/11 kV 2.5 MVA	2				2
	33/11 kV 0.5 MVA			1		1
	11/33, 33/11 kV 1 MVA			1	1	2
	Truck (7.0 ton)	4 ²⁾ *	2 ¹⁾ *	2 ¹⁾ *	2 ¹⁾ *	10 ⁵⁾ *
10. Vehicles	Pickup type truck	2	1	1	1	5
	Pole carrier car				1	2
	Jeep		2			2

Note: * Truck with lifting crane.

各地区毎の資材集積場及び倉庫の必要とする面積は入荷する資材量より判断し概ね次の通りと考えられる。

	敷地面積	倉庫面積
1. Hai	2,000 m ²	66 m ²
2. Rombo	1,200 m ²	40 m ²
3. North Pare	1,200 m ²	40 m ²
4. South Pare	1,200 m ²	40 m ²

8.3 施工計画

電化に対する各地区住民の要望は極めて強く、この電化計画が早期に完成される事が望まれている。

このプロジェクトを確実に実施するためには、その方法、体制及び建設工程は次の計画で実施する事を推奨する。

8.3.1 施工方法

本プロジェクトの施工は TANESCO 直営で実施する事にし、各地区共平行して工事を施工する。

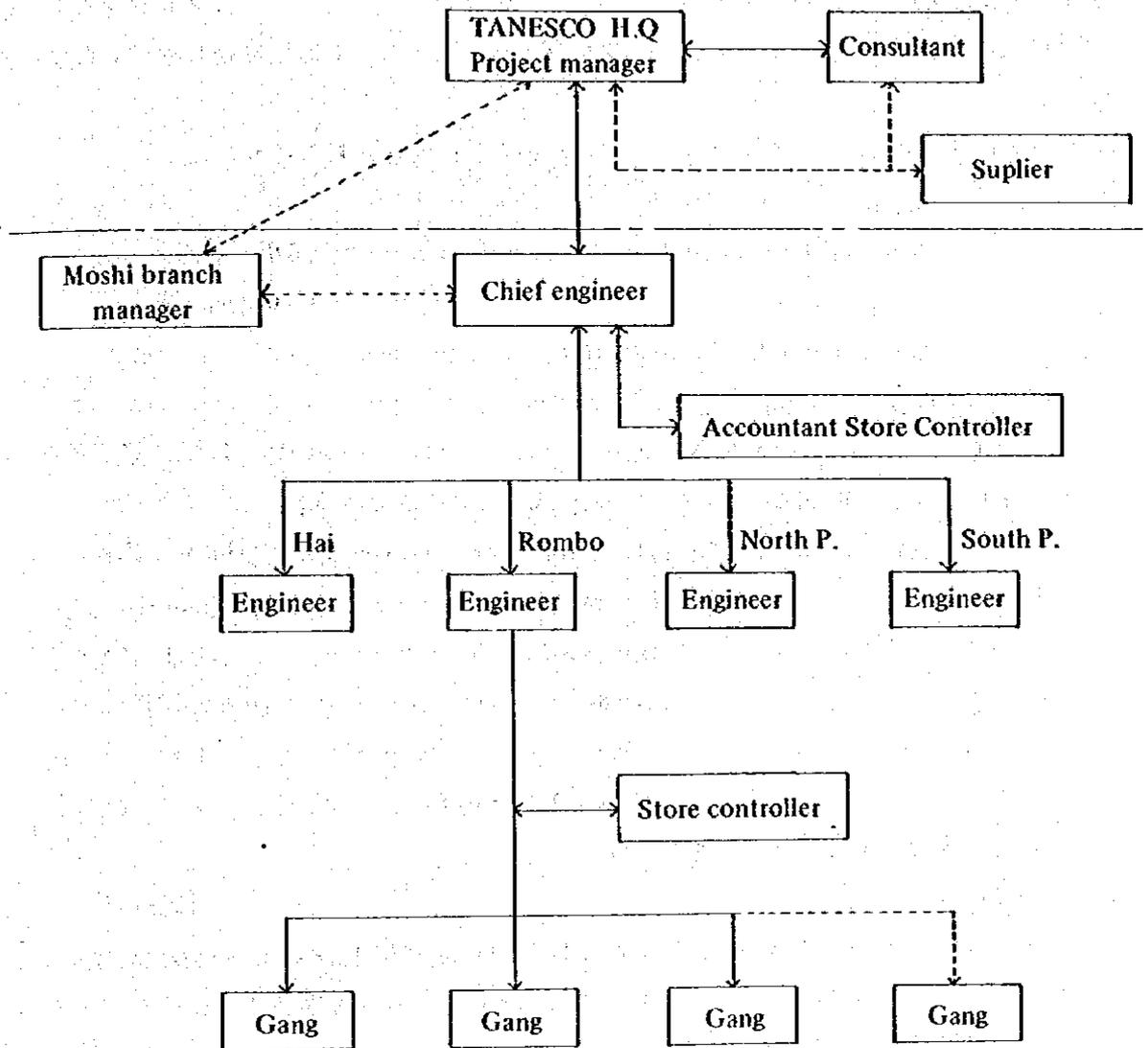
コンサルタントは資機材の調達及び工事の推進について TANESCO をアシストするものとし、業務内容は Specification の作成、Tender 業務、Evaluation、資機材の製造中および完成時の検査納期の調整、工程の調整、工事の Supervision など一連の work について TANESCO に協力するものとする。

8.3.2 プロジェクトの施工態勢

(i) 施工態勢

このプロジェクトを実施するに当っては Fig II-8-1 のように4地区に各々責任者 (Engineer) を配置し、さらに経理担当、資材担当を配置する施工態勢を組織し対処する事が必要である。施工態勢は Fig II-8-1 の通りとする。Chief engineer 及び各地区の担当 Engineer は相互に、施工上の問題点、いわゆる労務融通、建設車両の運用、資機材の調達などを検討、調整しながらプロジェクトのスムーズな推進を図ることが必要である。

Fig. II-8-1 Project Organization



(2) 施工スタッフの確保及び Gang 構成

現在 TANESCO の Moshi 支店に在籍している Engineer を始めとするスタッフは、Moshi 支店管内の新規需要に対する建設及び保守業務に従事しているため、このプロジェクトの Man Power として 100 % 期待する事は困難と云える。従ってこのプロジェクトに必要な Engineer 他電工を含めたスタッフは TANESCO 全体の中で応援移動し確保しなければならない。

このプロジェクトに必要なスタッフは概ね次の人員程度と考えられる。

Engineers	5
Foremen, Linesmen, Mates	60
Casual labourers	150
Accountants, Store controllers	10
Casual labourers for stores	10

TANESCO では 33KV, 11KV Transmission 及び Distribution line 以下の建設は直営施工で実施している。この場合の標準的む Gong 構成は次の通りである。

Constitution of Main Gang for Transmission & Distribution line

foreman	1
linesmen	4
mates	4
driver	1
casual labourers	20

(3) 建設用工事車両、工具及び無線機の配備

(a) 車両の配備

このプロジェクトは 33KV, 11KV 送配電線が約 300 km, 低圧線路が 99 km, 変電所 5ヶ所となる大規模な計画である。

又その資材量は約 3,000 ton に及ぶものである。

建設作業に大きなウェートを占める資材運搬、建柱作業、機器据付け及び Gang の現場輸送を機動化し、このプロジェクトを 2年3ヶ月の工程で完成させるため次の通り配備する。

	Hai	Rombo	North P	South P	Total	Remark
1. ピックアップトラック	2	1	1	1	5	2.0 ton class
2. トラック	2	1	1	1	5	7.0 ton class
3. クレーントラック	2	1	1	1	5	7.0 ton class
4. ボールキリアカー	1		1		2	10 ton class
5. ジープ	2				2	

(b) 建設用工具の配備

アルミ電線の接続に欠かす事の出来ない圧縮器を始めとし、張線器携帯手動ウィンチ及び計測器を含めたその他の主要工具を次の通り配備する。

1. 油圧々縮器	10 台
2. 手動式圧縮器	25 丁
3. 張線器	50 丁
4. 携帯手動式ウィンチ	10 台
5. その他	1 式

(c) 無線機の配備

このプロジェクトを対象としている各地区には現在公衆電話などの有効な連絡手段はない。従って建設途上極めて重要な要因となる指示、連絡手段を確保し、建設作業をより効率的に推進するため無線機の配備を計画した。

尚、無線機は 150 MHz 帯又は 400 MHz 帯のもの 5 台程度を計画した。

(4) TANESCO 実施の類似プロジェクトの施工実績

(Kilimanjaro 州周辺プロジェクト)

TANESCO は Moshi town の電化を始め、約 2 年前には西独コンサルタントに依る Same town (Kilimanjaro 州内にある) の電化、さらには TANESCO 計画で実施した Arusha town の系統整備などの類似プロジェクトの経験を有している。従ってこのプロジェクトを実施するに当って施工上懸念される点はないと判断できる。

8.3.3 建設工程

前述の通り Kilimanjaro 州の電化計画は TANESCO はもとより行政当局、住民レベルでも早期着工～完成が切望されている。又その完成目標は 1983 年前半と期待されている。

このプロジェクトの計画スケジュールは Table II-8-3 の如く暫定的に設定した。

8.4 建設工事費

このプロジェクトの建設工事費は Table II-8-4 に示す通り送電線、配電線、変圧器、低圧線、引込線、街路灯、変電所、車両・工具、仮設備、スペア-の各設備毎に直接建設費を算出した。さらに予備費、技術料、及び TANESCO の管理費を加算し、プロジェクト建設費とした。

8.4.1 工事費算出の前提条件

建設工事費のうち、資材単価、労務費、国内輸送費、予備費、管理費及び Dar es Salaam 港渡し CIF cost など主要項目については次の条件で算出した。

- (1) 資材単価：物価上昇分を年率13%に見込み契約時期としている 1980年度価格で算出した。尚、Tanzaniaの輸入関税は本プロジェクトについては計上しない。
- (2) 資材 CIF cost：Dar-es-salaam港渡し CIF costは上記で算出した FOB costに12%分を上乗せし CIF costとした。
- (3) 労務費：TANESCOの現行標準積算 costをもとにし工事期までの経年上昇分を年率15%を見込んで、労務費単価を設定し、所要工事を工事別に作成し、これにより積算した。

Foreman	-	1,520 T. shs/m
Linesman	-	912 "
Mate	-	760 "
Driver	-	760 "
Casual labourer	-	26 T. shs/day

- (4) 国内輸送費：国内輸送費は資材 CIF costの6%を計上した。
- (5) 予備品：保修用に必要な予備品は、柱上変圧器他主要機材について一括800万円を計上した。
- (6) 予備費：外貨分内貨分とも10%を計上した。
- (7) Engineering Fee：総工事費の10%と所要滞在費他を計上した。
- (8) 管理費：このプロジェクトを実施するに当たって TANESCOが行なわなければならない種々の管理業務の経費は直接工事費内貨分の約10%を計上した。
- (9) 換算レート：換算レートは1 T. Sh = 25円で計算した。

8.4.2 外貨・内貨の区分

建設工事費のうち、外貨ポーション、内貨ポーション区分は次の通りとする。

(1) 外貨ポーション

- (a) 資機材：資機材は根柵丸太及び砂利、砂、セメントを除く全品目
- (b) 仮設備：倉庫をかねた現場事務所（プレハブ建物）
- (c) 車両・工具：建設に必要な車両、特殊工具、測定器の主なもの
- (d) 予備品

(2) 内貨ポーション

- (a) 労務費
- (b) 国内輸送経費
- (c) 資材費：根柵丸太、砂利、砂、セメント

- (3) TANESCOの管理費、Engineering fee 予備費は必要に応じ外貨・内貨に分け、それぞれ

所要費用を計上した。

8.4.3 総建設工事費

工事費は前述の通り、各設備毎に直接建設費を算出し、この得られた合計額に予備費、管理費及び技術料を加えて総工事費とした。

総建設工事費の積算結果は Table II-8-4 の通りである。

Table II-8-4 Construction Cost (Total)

Item	Q'ty	Material			Construction			Inland Transport			Total		
		F.C	D.C	10 ³ T.shs	F.C	D.C	10 ³ T.shs	F.C	D.C	10 ³ T.shs	F.C	D.C	10 ³ T.shs
		10 ⁶ Yen	10 ³ T.shs	10 ⁶ Yen	10 ³ T.shs	10 ⁶ Yen	10 ³ T.shs	10 ⁶ Yen	10 ³ T.shs	10 ⁶ Yen	10 ³ T.shs	10 ⁶ Yen	10 ³ T.shs
33 kV Transmission Line	122.5 km	240		2,200		600		240		2,800		310	
33 kV Distribution Line	33 km	83		660		200		83		860		105	
11 kV Distribution Line	152.5 km	270	40	2,740		560		270		3,340		354	
Pole Mounted Transformer	107	101		260		280		101		540		115	
L.V Line	90 km	90		1,500		280		90		1,780		134	
Service Line	1,650	25		250		80		25		330		33	
Street Light	160	4		20				4		20		4	
Substation	5	153		1,010		360		153		1,370		187	
Vehicles & Tools		74						74				74	
Temporary Facilities		5						5				5	
Spare Parts		8						8				8	
Survey & Measuring				3,140						3,140		79	
Construction Administration				2,360						2,360		59	
(Direct Cost)		(1,053)	(40)	(14,140)	(2,360)	(1,053)	(16,540)	(1,053)	(16,540)	(1,467)			
Contingency						105	1,654			1,654		146	
Engineering Fee						180	520			520		193	
Administrative Expenses						20	1,000			1,000		45	
(Total)		(1,053)	(40)	(14,140)	(2,360)	(1,358)	(19,714)	(1,358)	(19,714)	(1,851)			

Note: a conversion rate of 1 T.shs = 25 yen was used for calculation.

第9章 財務分析

目 次

第 9 章 財務分析

9.1 料金収入の分析	II-9-1
9.2 費用の分析	II-9-3
9.2.1 建設工事費	II-9-3
9.2.2 管理費, 維持補修費及び受電費用	II-9-5
9.3 内部収益率	II-9-6
9.4 感度分布	II-9-8
9.4.1 料金改訂及び工事費の変化による影響	II-9-8
9.4.2 需要の変化による影響	II-9-10
9.5 TANESCOの財務状況	II-9-15
9.6 資金計画	II-9-23

LIST OF TABLE

Table II-9-1	年次別売電単価
Table II-9-2	年次別追加工事費
Table II-9-3	Income & Cost Flow by Year (At Market Prices)
Table II-9-4	Financial. Internal Rate of Return Estimation
Table II-9-5	Change in Price Lists
Table II-9-6	料金改訂及び工事費の変化による内部収益率の変化
Table II-9-7	需要の伸び率の変化による内部収益率の変化
Table II-9-8	" 追加工事費の変化
Table II-9-9	" 受電コストの変化
Table II-9-10	" 全費用の変化
Table II-9-11	" 売電収入の変化
Table II-9-12	TANESCOの貸借対照表 (1977)
Table II-9-13	TANESCO'S Yearly Change in Balance Sheet (1972~1977)
Table II-9-14	" 損益計算書 (1977)
Table II-9-15	TANESCO'S Yearly Change in Income Statement (1972~1977)
Table II-9-16	" 財務指標の経年変化 (1972~77)
Table II-9-17	" 長期負債 (1977)
Table II-9-18	内貨外貨別所要資金
Table II-9-19	年次別減価償却費
Table II-9-20	年次別工事分損金
Table II-9-21	収支計画 (その1 ; 年率 1.5%)
Table II-9-22	資金計画 (その1 ; 年率 1.5%)
Table II-9-23	償還計画 (その1 ; 年率 1.5%)
Table II-9-24	収支計画 (その2 ; 年率 3%)
Table II-9-25	資金計画 (その2 ; 年率 3%)
Table II-9-26	償還計画 (その2 ; 年率 3%)
Table II-9-27	収支計画 (その3 ; 年率 5%)
Table II-9-28	資金計画 (その3 ; 年率 5%)
Table II-9-29	償還計画 (その3 ; 年率 5%)

第 9 章 財務分析

財務分析においては2つの視点が必要と考えられる。その一つは、最近6年間のTANESCOの財務状況の分析を通じて、当該農村電化計画が財務的におこないうる状況にあるかどうか判断することにある。いうまでもなく、財務的に苦しい時の拡大投資は、たとえその投資が profitable であっても、しばらくは財務状況を一層悪化させることになるからである。

その第二は、当該農村電化計画がTANESCOにとって profitable であるかどうかを評価することにある。

通常、プロジェクト評価はその目的に応じていくつかのレベルで行なわれる。本章のプロジェクト評価はTANESCOという個別営利企業レベルでのそれであり、したがって、外部効果は全て省略され、全ての財・サービスは市場価格で評価される。

個別営利企業のプロジェクト評価、即ち財務評価は、一般的には、次のようなプロセスを経ておこなわれる。まず、i) 市場価格表示の収入と支出の時系列値を推定し、次に、ii) これらを現在価値化し、iii) いくつかある評価基準のどれかによって評価する。しかし、実際には、そこで使われた収入や支出及びその他の推定値はいくつかの想定に基づいて得られた値であり、厳密には、確率変数と看做すべきものである。従って、その評価値も確率変数になり、ある確率をもってしか評価は主張しえないことになる。かくして、iv) 単純化の便法としての、キーパラメータが変化した場合に結果がどう変わるかという感応度分析、あるいは厳密に、評価値の確率分布の推定とその分析が必要になる。最後に、プロジェクトが外部資金に依存する場合には、v) 資金(返済)計画の考察が重要になる。

本章では、以下、かゝる通常の分析方法に基づいて分析を進めて行くことにする。

尚、本プロジェクトの評価期間は設備の耐用年数を考慮して25年間と想定してある。

9.1 料金収入の分析

(1) 電力需要

- a. 第5章電力需要想定の結果を引用 (Table II-5-7, 15)
- b. 1982年は建設工事中であるが、一部工事完了の地域もあるのでこの年に1985年の25%の需要を見込む。

(2) 売電単価

- a. 初期需要分については、電化地区の潜在負荷(需要想定基礎資料)をTariff別、使用電力量別に集計し、加重平均により平均単価を求める。

Tariff 1	;	1.45	T. shs.	(0.48)	T. shs.
2	;	2.10		(1.45)	
3	;	0.80		(0.71)	
4	;	0.65		(0.26)	
5	;	0.75		(0.75)	

注 カッコ内は Moshi Branch 1978 年度実績値

- b. その後の平均単価については、consumer 当りの電力消費量が増加するにつれて徐々に少するものとする。その場合の考え方としては、新規参入分については、初期需要分の平均単価、既存分については需要の伸び率に応じて平均単価を変化させ、両者を加重平均することにより平均単価を求める。
- c. 新規参入分の口数については、電力消費量の増加分の 1/2 を新規参入による増加、新規参入者の consumer 当り電力消費量は常に初期需要分に等しいとすれば、ある時期における consumer の増加口数は、

電力消費量の増加分の 1/2

初期需要分の consumer 当り平均電力消費量

で求められる。

- d. 既存消費者のある時期における平均使用電力量 E_t は、 $(t-1)$ 期の需要の伸び率を r_{t-1} とすれば、

$$E_t = E_{t-1} \times \left(1 + \frac{R_{t-1}}{2}\right)$$

で求められ、初年度よりの累積的な計算により、ある時期における平均単価を計算する。したがって、第 n 期における平均単価は次式により求められる。

$$\frac{C_0 \cdot N_0 + C_1 \cdot N_{n-1} + C_2 \cdot N_{n-2} + \dots + C_n \cdot N_n}{N_0 + N_1 + N_2 + \dots + N_n}$$

但し、 N_i ; i 期における新規参入者口数

C_i ; 電化してから i 年たった Consumer の平均単価

- e. 1994 年以降は Tariff 別積上げ方式ではなく、全体での予測となるので、1993 年までの平均単価を外挿する。
- f. 以上の計算により求めた年次別の売電単価を Table II-9-1 に示す。

Table II-9-1 年次別売電単価*

	(単位;T.shs.)					
	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5	Total
1982~85	1.45	2.10	0.80	0.65	0.75	
86	1.19	2.07	0.75	0.51		0.89
87	1.16					0.88
88	1.12					0.87
89	1.10			0.50		0.86
90	1.08		0.74			0.85
91	1.06					0.84
92	1.04			0.49		0.83
93	1.03					0.83
94						0.81
95						0.81
96						0.80
97						0.79
98						0.78
99						0.77
2000						0.76
1						0.75
2						0.74
3						0.73
4						0.72
5						0.71

* 1978年度 Moshi Branch 実績値……0.57 T.shs./KWH

9.2 費用の分析

9.2.1 建設工事費

(1) 初期工事費

本プロジェクトの建設工事費(1980~83年)を初期工事費とし、これは第8章の Table II-8-4 に示す通りである。

(2) 追加工事費

需要の増大に従って、対象地域内の設備は拡充される。これに要する建設工事費を追加工事費とし、次に示す。

a. 柱上変圧器

変圧器の容量は、初期負荷が60%となるように決定されており、変圧器が全負荷になるのは10年目と考えられる。しかし、変圧器によるバラツキを考慮して7年目に初期投資額の3%、8年目4%、9年目5%の追加投資を行なう。10年目以降については、余力を見ないで需要増に見合う容量のものを年々投入する。

変圧器平均単価；15千円/KVA

b. 低圧線、引込線

—初期潜在需要のうち、初期の工事費の中に含まれない低圧線67km、引込線3,652口の工事については1983～84年の2年間で行なう。

—その後の追加工事については、需要増(KW)に対応して施設を増設する。その場合、増分KWの1/2を増分施設で吸収するものとして、以下の原単位を用いて工事数を算出した。

(低圧線) 0.027km / 増分KW

(引込線) 増分KW / 増分1口当りのKW

増分1口当りのKWは次の様に設定した。

1985年～1990年 0.8KW

1991年～2000年 0.9KW

2001年～2005年 0.95KW

—計算に使用した建設単価は次の通り。

低圧配電線 1330千円/km

引込線及び計器 18千円/口

c. 変電所

変電所別に全負荷になる年次を需要想定の結果を基に求めることにより、追加工事費は以下の様になる。

変電所名	増設年次	容量	追加工事費
Mwanga	1992	500 KVA	21百万円
Sanya Juu	1996	2500 KVA	42百万円
Gonia	2001	1000 KVA	22百万円
Nymba Ya Mungu	2001	1000 KVA	24百万円
Machame	2003	2500 KVA	42百万円

d. 上記の計算方法により、年次別の追加工事費は Table II-9-2 のようになる。

Table II-9-2 年次別追加工事費

(単位:千円)

年次	変圧器	低圧線	引込線	変電所	Total
1983		44,556	32,865		77,421
84		44,557	32,868		77,425
85		3,411	1,368		4,779
86		3,771	1,513		5,284
87	1,163	6,554	1,512		9,229
88	1,553	7,847	1,656		11,056
89	1,943	8,779	1,656		12,378
1990	1,725	4,489	2,034		8,248
91	1,875	4,848	2,214		8,937
92	2,025	4,666	2,124	21,000	29,815
93	1,952	5,206	2,359		9,517
94	2,175	5,387	2,447		10,009
95	2,250	5,746	2,593		10,589
96	2,400	5,925	2,701	42,000	53,026
97	2,475	5,925	2,680		11,083
98	2,475	6,643	3,025		12,143
99	2,775	6,823	3,115		12,713
2000	2,850	7,074	3,385		13,309
1	2,955	7,469	3,547	46,000	59,971
2	3,120	7,792	3,709		14,621
3	3,255	8,205	3,925	42,000	57,385
4	3,428	8,457	4,015		15,900

9.2.2 管理費、維持補修費及び受電費用

- 管理費は累積工事費の1%を計上
- 維持補修費は累積工事費の1.3%を1986年から計上
- 受電コスト

本プロジェクトの受電は、Coastal Grid Systemに電源を持っており、その受電コストは、TANESCOのFinancial Manager's Reportの実績及びTANESCOにおけるFeasibility Studyの使用値を基に1KWH当り23T.centと設定した。

Table II-9-3 Income & Cost Flow by Year (At market prices)

(Unit: Million yen)

	建設工事費	追加工事費	管理費及び 維持補修費	受電コスト	売電収入
1980	514.5		5.1		
81	766.5		12.8		
82	531.6		18.1	11.2	48.5
83	38.4	77.4	19.3	32.7	129.3
84		77.4	20.1	38.7	161.5
85		4.8	20.1	44.6	193.8
86		5.3	46.4	48.0	186.2
87		9.2	46.6	51.0	196.0
88		11.1	46.8	54.2	206.0
89		12.4	47.1	57.7	216.3
90		8.3	47.3	61.4	227.2
91		8.9	47.5	65.4	239.8
92		29.8	48.2	69.7	252.1
93		9.5	48.4	74.2	266.8
94		10.0	48.6	79.1	280.2
95		10.6	48.9	84.3	295.0
96		53.0	50.1	89.7	310.1
97		11.1	50.4	95.4	326.0
98		12.1	50.6	101.5	342.6
99		12.7	50.9	108.0	360.0
2000		13.3	51.2	114.9	378.3
1		60.0	52.6	122.0	396.6
2		14.6	53.0	129.6	415.9
3		57.4	54.3	137.6	435.3
4		15.9	54.6	146.1	456.7

9.3 内部収益率

貨幣は時間価値を有する。プロジェクトによって発生する収入と費用はそのプロジェクトライフの中で発生する時期が異なる。従って、異時点間の貨幣価値を同次元で表示する為に、それらを適当な時間割引率をもって現在価値に引き戻さなければならないことになる。

便益（収入）の現在価値と費用の現在価値との差を純現在価値 Net Present Value と呼び、純現在価値をゼロに時間割引率を内部収益率（Internal Rate of Return ; IRR）と呼ぶ。

プロジェクトの収益性を計る評価基準としては、純現在価値や内部収益率以外に、便益費用比

率, payback period criteria などがあるが, ここでは内部収益率を代表的な評価基準として収益性を検討する。

本プロジェクトの財務分析における内部収益率は3.3%と算出された。この数値は Tanzania における国債の利子(8年もの6.75%, 17年もの7.5%)等に比べて低くなっている。

このような財務上の分析結果は, ある意味では, Rural electrification の宿命とも云えるものであろう。即ち, 電化による農村社会に様々の外部経済の導入を計り, 農村を開発しようとする国家的使命のプロジェクトと云う性格によるものである。

Table II-9-4 Financial Internal Rate of Return Estimation

CASH FLOW			(Unit: 10 ⁶ Yen)		
YEAR	COST (I)	BENEFIT (I)	DIS. RATE (I) %	B/C RATIO (I) %	NET PV (I)
1	519.6	0.0			
2	779.3	0.0			
3	560.9	48.5	1	1.143	680.0
4	167.8	129.3	2	1.079	343.4
5	136.2	161.5	3	1.016	65.4
6	69.5	193.8	4	0.956	-164.9
7	99.7	186.2	5	0.898	-356.1
8	106.8	196.0	6	0.842	-515.3
9	112.1	206.0	7	0.790	-648.1
10	117.2	216.3	8	0.741	-759.2
11	117.0	227.2	9	0.695	-852.3
12	121.8	239.8	10	0.652	-930.3
13	147.7	252.1	11	0.612	-995.8
14	132.1	266.8	12	0.575	-1050.9
15	137.7	280.2	13	0.541	-1097.1
16	143.8	295.0	14	0.510	-1136.0
17	192.8	310.1	15	0.480	-1168.6
18	156.9	326.0	16	0.454	-1195.9
19	164.2	342.6	17	0.429	-1218.6
20	171.6	360.0	18	0.406	-1237.6
21	179.4	378.3	19	0.385	-1253.2
22	234.6	396.6	20	0.365	-1266.1
23	197.2	415.9	21	0.347	-1276.6
24	249.3	435.8	22	0.330	-1284.9
25	216.6	456.7	23	0.315	-1291.5
TOTAL	5231.8	6320.7	24	0.300	-1296.6
			25	0.287	-1300.3
			26	0.274	-1302.9
			27	0.263	-1304.5
			28	0.252	-1305.2
			29	0.242	-1305.2
			30	0.232	-1304.5

INTERNAL RATE OF RETURN = 3.259 %
REMAINDER = 150293

9.4 感度分析

感度分析には、評価指標の確率分布を推定し、期待値や分散について分析すべきであるが、ここでは単純化された簡便法としての感度分析で不確実性の問題に対処したい。

以下、幾つかのキーパラメータをとりあげ、その想定条件が変わった場合に内部収益率がどう変化するかを、他の事情にして不変（*ceteris paribus*）という仮定のもとに、分析を進めて行く。

9.4.1 料金改訂及び工事費の変化による影響

(1) 料金の改訂

現行の料金表は1976年6月からの料金表であり、この数年は、2年おきに料金改訂を行なって来ており、現在、改訂の時期にきている。一方、KIDATU II Projectの融資の際に、世界銀行は料金改訂を要請していると伝えられており、現にTANESCO内部でその改訂順備中であり、この夏には、料金改訂のスケジュールとなっている。

そこで、料金を30%上げた場合と40%上げた場合の内部収益率を計算すると、夫々9.8%、11.1%となる。

Table II-9-5 料金表の変遷

(Unit; T. shs)

Tariff Group	Electricity Consumption (kwh)	Feb. '66	Sep. '72	Apr. '74*	July '76
No. 1	S 1 0 ~ 10	8.00	10.00	13.00	13.00
	2 10 ~ 20	- / 80	- / 80	1 / 05	1 / 05
	3 20 ~ 100	- / 30	- / 32	- / 40	- / 45
	4 100 ~ 500	- / 18	- / 20	- / 25	- / 35
	5 in excess of 500	- / 12.5	- / 15	- / 20	- / 30
No. 2	S 1 0 ~ 10	10.00	12.00	15.60	22.00
	2 10 ~ 20	1 / 00	1 / 20	1 / 55	2.25
	3 20 ~ 200	- / 70	- / 85	1 / 10	2.00
	4 200 ~ 1,000	- / 50	- / 65	- / 85	1 / 50
	5 in excess of 1,000	- / 25	- / 40	- / 50	1.00
No. 3	S 1 0 ~ 100	50.00	70.00	91.00	91.00
	2 100 ~ 500	- / 50	- / 60	- / 80	- / 80
	3 500 ~ 2,000	- / 40	- / 50	- / 65	- / 70
	4 2,000 ~ 5,000	- / 25	- / 35	- / 45	- / 65
	5 in excess of 5,000	- / 15	- / 25	- / 35	- / 55
No. 4	S 1 0 ~ 10,000	- / 11	- / 12	- / 15	- / 22
	2 10,000 ~ 20,000	- / 10	- / 11	- / 15	- / 20
	3 in excess of 20,000	- / 9	- / 10	- / 15	- / 18
No. 5					- / 75

Sep'72の30%値上げと云う推計

(2) 工事費の変化

初期工事費についても、追加工事費についても、その算定の基準となった条件の変化や、着工までのインフレーションの程度等によっても、多少の変動が予想される。そこで、初期工事費については、その工事費が20%及び10% upした場合とdownした場合の内部収益率を算定すると1.5%から5.5%まで変動する。追加工事費について20%及び10% upした場合とdownした場合の内部収益率は、2.8%から3.6%まで変動する。管理・維持補修費について40%及び20% upした場合とdownした場合の内部収益率は2.1%から4.3%まで変動する。

これらの料金収入の変化と工事費の変化とを組み合わせ、内部収益率を算定したものをTable II-9-6に示す。

Table II-9-6 料金改訂及び工事費の変化による
内部収益率の変化

費用 \ 料金単価	Base	10% UP	20% UP	30% UP	40% UP
Base	3,259	4,745	6,166	7,403	8,546
初期工事費 20% DOWN	5,490	7,116	8,542	9,841	11,145
10% DOWN	4,306	5,815	7,276	8,543	9,719
10% UP	2,314	3,774	5,177	6,386	7,501
20% UP	1,451	2,887	4,287	5,471	6,562
追加工事費 20% DOWN	3,592	5,128	6,458	7,669	8,797
10% DOWN	3,428	4,885	6,314	7,537	8,672
10% UP	3,081	4,597	6,013	7,263	8,416
20% UP	2,825	4,445	5,795	7,120	8,283
OPコスト 40% DOWN	4,339	5,730	7,074	8,259	9,363
20% DOWN	3,758	5,289	6,594	7,789	8,904
20% UP	2,619	4,245	5,625	6,870	8,119
40% UP	2,102	3,711	5,217	6,513	7,699

9.4.2 需要の変化による影響

(1) 需要の伸び率の変化

- a. 需要の伸び率は、本プロジェクトのコスト、収入のあらゆる面に影響を与えるパラメータである。したがって需要の伸び率の変化に伴う内部収益率を算定することはもとより、建設工事費、受電コスト及び売電収入に対する影響程度を把握しておくことが必要である。
- b. 追加工事費については、最大電力（KW）で決まってくるものであるから、最大電力の変化比率で変化させる。負荷率はこの際、予測値をそのまま使うものとする。
- c. 管理費及び維持補修費は累積工事費で決まるものであり、上記の追加工事費の変化に応じて算定する。
- d. 平均単価については、（9.1）項料金収入の節で算定した年次別の平均単価とその時の電力消費量との間に相関を見出し、これを基に算定するものとする。
- e. 上記の方法により、需要の伸び率が10%、20%UPまたはDOWNした場合の追加工事費、受電コスト、Total cost、売電収入の計算結果をTable II-9-7~10に示す。それぞれ年が進むにつれて初期の予測値との変化率は大きくなっていくが、平均してみると需要の伸び率が10%変化すると追加工事費では5.6%、受電コストでは6.7%、Total costでは2.9%、売電収入では5.1%程度の変化率を示している。
- f. 内部収益率を計算した結果を下表に示すが、需要の伸び率が10%、20%UPした時IRRはそれぞれ3.6%、4.1%、また10%、20%DOWNした時にはそれぞれ2.8%、2.4%となる。

Table II-9-7 需要の伸び率の変化による内部収益率の変化

料金単価 需要の伸び率	Base	10%UP	20%UP	30%UP	40%UP
Base	3.259	4.475	6.166	7.403	8.546
20% UP	4.065	5.560	6.877	8.188	9.329
10% UP	3.610	5.175	6.520	7.739	8.872
10% DOWN	2.804	4.396	5.734	7.036	8.192
20% DOWN	2.436	3.914	5.367	6.604	7.750

Table II-9-8 需要の伸び率の変化による追加工事費の変化

(単位：百万円)

Year	Base	20% DOWN	10% DOWN	10% UP	20% UP
1983	77.4	77.4	77.4	77.4	77.4
84	77.4	77.4	77.4	77.4	77.4
85	4.8	4.7	4.7	4.8	4.8
86	5.3	5.1	5.2	5.4	5.4
87	9.2	8.9	9.1	9.4	9.5
88	11.1	10.6	10.8	11.3	11.6
89	12.4	11.7	12.1	12.7	13.0
1990	8.3	7.7	7.9	8.6	8.9
91	8.9	8.2	8.6	9.3	9.7
92	29.8	27.0	28.4	31.3	32.9
93	9.5	8.5	9.0	10.1	10.6
94	10.0	8.8	9.4	10.6	11.3
95	10.6	9.2	9.9	11.3	12.1
96	53.0	45.7	49.3	57.0	61.5
97	11.1	9.4	10.2	12.0	13.0
98	12.1	10.2	11.2	13.2	14.4
99	12.7	10.6	11.6	13.9	15.3
2000	13.3	10.9	12.1	15.0	16.2
1	60.0	48.6	54.2	66.3	73.8
2	14.6	11.7	13.1	16.3	18.2
3	57.4	45.5	51.2	64.2	72.3
4	15.9	12.5	14.1	17.9	20.2

Table II-9-9 需要の伸び率の変化による受電コストの変化

(単位;百万円)

Year	Base	20% DOWN	10% DOWN	10% UP	20% UP
1982	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2
83	32.7	32.7	32.7	32.7	32.7
84	38.7	38.7	38.7	38.7	38.7
85	44.6	44.6	44.6	44.6	44.6
86	48.0	47.3	47.6	48.3	48.7
87	51.0	49.7	50.4	51.7	52.4
88	54.2	52.2	53.2	55.3	56.4
89	57.7	54.9	56.3	59.1	60.7
1990	61.4	57.7	59.5	63.3	65.4
91	65.4	60.7	63.0	67.8	70.5
92	69.7	63.9	66.7	72.7	76.0
93	74.2	67.2	70.6	78.0	82.0
94	79.1	70.7	74.8	83.6	88.4
95	84.3	74.3	79.2	89.6	95.4
96	89.7	78.1	83.8	95.9	102.8
97	95.4	82.1	88.7	102.6	110.7
98	101.5	86.3	93.8	109.7	119.2
99	108.0	90.7	99.3	117.4	128.4
2000	114.9	95.3	105.0	125.6	138.3
1	122.0	100.1	110.9	134.2	148.5
2	129.6	105.1	117.1	143.3	159.5
3	137.6	110.3	123.6	153.1	171.3
4	146.1	115.8	130.5	163.5	184.0

Table II-9-10 需要の伸び率の変化による全費用の変化

(単位;百万円)

Year	Base	20% DOWN	10% DOWN	10% UP	20% UP
1980	519.6	519.6	519.6	519.6	519.7
81	779.3	779.3	779.3	779.3	779.3
82	560.9	560.9	560.9	560.9	560.9
83	167.8	167.8	167.8	167.8	167.8
84	136.2	136.2	136.2	136.2	136.2
85	69.5	69.4	69.4	69.5	69.5
86	99.7	98.8	99.2	100.1	100.5
87	106.8	105.2	106.1	107.7	108.5
88	112.1	109.6	110.8	113.4	114.9
89	117.2	113.7	115.5	118.9	120.9
1990	117.0	112.7	114.7	119.2	121.7
91	121.8	116.3	119.1	124.6	127.8
92	147.7	139.0	143.2	152.3	157.2
93	132.1	124.0	127.9	136.6	141.2
94	137.7	128.0	132.8	142.9	148.5
95	143.8	132.2	137.9	149.9	156.6
96	192.8	173.5	183.0	203.2	214.8
97	156.9	141.4	149.0	165.2	174.5
98	164.2	146.7	155.4	173.8	184.8
99	171.6	151.7	161.6	182.5	195.2
2000	179.4	156.9	168.1	192.2	206.4
1	234.6	200.5	217.3	253.6	275.9
2	197.2	168.9	182.7	213.1	231.7
3	249.3	208.9	228.5	272.2	299.3
4	216.6	181.7	198.6	236.7	260.3

Table II-9-11 需要の伸び率の変化による売電収入の変化

(単位;百万円)

Year	Base	20% DOWN	10% DOWN	10% UP	20% UP
1982	48.5	48.5	48.5	48.5	48.5
83	129.3	129.3	129.3	129.3	129.3
84	161.5	161.5	161.5	161.5	161.5
85	193.8	193.8	193.8	193.8	193.8
86	186.2	182.9	184.1	186.4	187.5
87	196.0	190.8	193.1	197.3	199.7
88	206.0	199.0	202.5	209.0	212.5
89	216.3	207.7	212.2	221.2	226.1
1990	227.2	216.7	222.5	234.2	240.4
91	239.8	226.1	233.1	247.9	255.6
92	252.1	235.8	244.4	262.3	271.8
93	266.8	245.9	256.3	277.5	288.9
94	280.2	256.3	268.4	293.4	307.0
95	295.0	267.1	281.2	310.0	325.9
96	310.1	278.0	294.2	327.1	345.5
97	326.0	289.4	307.7	345.0	366.3
98	342.6	301.1	321.6	363.8	388.3
99	360.0	313.2	336.3	383.7	411.7
2000	378.3	325.8	351.4	404.7	437.0
1	396.6	338.5	366.8	426.6	463.3
2	415.9	351.7	382.9	449.9	492.1
3	435.8	365.1	399.4	475.1	523.7
4	456.7	379.4	417.0	502.6	559.3

9.5 TANESCOの財務状況

(1) 貸借対照表にみる財務状況

TANESCOの Annual report (1977) によると貸借対照表は次の通りである。

Table II - 9 - 12 TANESCOの貸借対照表 (1977)

	T. shs.	%
資産の部 (借方)	1,531,677,533	100.00
流動資産	193,395,214	12.63
Cash in Hand and at Bank	2,488,914	0.16
Stock of Stores	60,945,698	3.98
Debtors	81,094,989	5.29
Prepayment and Deposits	671,198	0.04
Investments in Short Term Deposits	48,194,415	3.15
固定資産		
Fixed Asset	1,129,505,148	73.74
Capital Work in Progress	208,777,171	13.63
負債 + 資本 (貸方)	1,531,677,533	100.00
負債の部	803,282,144	52.44
流動負債	137,501,487	8.98
Sundry Creditors	112,436,794	7.34
Current Maturities of Long Term Loans	20,703,854	1.35
Taxation	4,360,839	0.28
固定負債		
Deferred Taxation	90,904,000	5.93
Long Term Loans	595,890,511	38.88
Less Current Maturities of Long Term Loans	20,703,854	1.35
資本の部	728,395,389	47.56
Share Capital	436,843,540	28.52
Advance Towards Share Capital	159,644,581	10.42
Capital Reserve	127,689,739	8.34
Currency Revaluation Reserve	—	—
Surplus	4,217,529	0.28

ここで、流動比率(流動資産/流動負債)をみると、141%となっており、日本の電力企業より大きい。また固定比率(固定資産/資本)は184%であり、これは日本の電力企業より小さい。

固定資産対長期資本比率(固定資産/資本+固定負債)は96%となり、100%以下であり一応健全である。資本負債比率(資本/負債)は91%であり、100%には至らないが、それに近い。また、流動資産対固定資産比率(流動資産/固定資産)は145%とかなり低いが、日本の電力企業並みである。資本金自己資本比率(資本金/自己資本)は60%である。

貸借対照表を時系列的にみたものが、Table II-9-13である。流動資産でみると当座比率が非常に低くなっている。

固定資産は、1974年を境に大きくなっている。また Capital Work in Progress は Kidatu Hydro Project phase I のために1973年、74年が特に大きくなっており、これらが1975年以降の Fixed Assets の増加につながっている。

固定負債の増加も著しく、Long term loans もこの5年間で2.5倍となっているが、そのために比率は若干低下している。

資本については、この5年間で2.9倍となっており、そのうち資本金は3.4倍の伸びであり、その比率も若干上昇している。

Table II-9-13 TANESCO's Yearly Change in Balance Sheet (1972 ~ 1977)

	1972	1973	1974	1975	1976	1977
CURRENT ASSETS						
Cash in Hand and Bank	5,663,384	4,686,541	4,455,518	5,181,990	7,058,985	2,488,914
Stock of Stores	35,198,500	34,701,435	46,902,879	65,586,768	72,041,353	60,945,698
Debtors	19,629,012	22,051,108	31,173,757	40,391,886	62,264,837	81,094,989
Prepayment and Deposits	217,548	903,553	55,326	1,682,293	723,126	671,198
Investments in Short-term Deposits	60,708,444	6,476,600	82,587,480	15,862,000	13,360,950	48,194,415
		68,819,237		128,704,937	155,449,251	193,395,214
CURRENT LIABILITIES						
Sundry Creditors	23,352,214	40,689,653	84,659,158	62,710,964	86,731,168	112,436,794
Current Maturities of Long-term Loans			4,733,526	13,650,435	21,815,051	20,703,854
Bank Overdraft			7,596,868			
Taxation	15,698,404	17,113,443	6,681,512	2,786,922	2,542,579	4,360,839
	39,050,618	57,803,096	103,671,064	79,148,321	111,088,798	137,501,487
NET CURRENT ASSETS	21,657,826	11,016,141	21,083,584	49,556,616	44,360,453	55,893,727
FIXED ASSETS	254,003,850	257,178,031	259,982,657	1,021,631,870	1,007,966,090	1,129,505,148
CAPITAL WORK IN PROGRESS	254,066,356	415,969,754	706,718,572	112,428,510	204,679,950	208,777,171
	529,728,032	684,163,926	945,617,645	1,183,616,996	1,257,006,493	1,394,176,046
FINANCED BY:						
SHARE CAPITAL	126,528,080	181,164,040	249,452,580	336,941,680	379,767,540	436,843,540
ADVANCE TOWARDS						
SHARE CAPITAL	44,164,968	43,988,557	107,646,262	174,188,975	177,427,893	159,644,581
CAPITAL RESERVE	77,226,409	93,146,959	99,044,958	103,152,899	101,325,680	127,689,739
CURRENCY REVALUATION						
RESERVE	5,544,019	5,934,739	1,711,458			
SURPLUS	1,121,143	837,196	697,544	721,485	1,031,583	4,217,529
	254,584,619	325,071,491	458,552,802	615,005,039	659,552,696	728,395,389
SHAREHOLDER'S FUND						
DEFERRED TAXATION	32,227,000	35,226,000	41,909,500	59,909,500	67,000,000	90,904,000
LONG TERM LOANS	242,916,413	323,866,455	449,888,869	522,352,893	552,268,848	595,580,511
LESS CURRENT MATURITIES			4,733,526	13,650,435	21,815,051	20,703,854
OF LONG TERM LOANS			445,155,343	508,702,457	530,453,797	574,876,657
	529,728,032	684,163,926	945,617,645	1,183,616,996	1,257,006,493	1,394,176,046

Unit: T.shs.

(2) 損益計算書にみる財務状況

TANESCOの Annual Report (1977) における損益計算書は次の通りである。

Table II - 9 - 14 TANESCOの損益計算書 (1977)

売上高	Sales of Energy	248,859,584	100.0
売上原価	Cost of Sale	113,629,608	45.7
販売費及	Administrative Expenses	46,534,518	18.7
一般管理費	Directors Fees	42,000	0
	Auditors Remuneration	206,221	0.1
支払利息等	Interest	37,309,584	15.0
	Exchange (Gain) Loss	(1,091,687)	0.4
	Preinvestment Study Expenses	910,967	0.4
営業外収入	Non Operating Income	1,756,944	0.7
支出	Non Operating expenses	5,985,371	2.4
税引前利益	Net Revenue before Taxation	47,089,946	18.9
税金	Taxation	23,904,000	9.6
税引後利益	Net Revenue after Taxation	23,185,946	9.3
引当金他	Provision for Development	20,000,000	8.0
	Balance Brought Forward	1,031,583	0.4
	Dividend	0	0
期末処分利益		4,217,529	1.7

また、これを経常的にみたものが Table II - 9 - 15 である。

Table II-9-15 TANESCO's Yearly Change in Income Statement
(1972 ~ 1977)

	1972	1973	1974	1975	1976	1977
SALE OF ENERGY	95,814,365	112,777,953	141,044,292	154,848,939	197,726,189	248,859,584
Less: COST OF SALES	38,895,025	46,507,322	90,881,580	85,084,385	94,813,952	113,629,608
GROSS INCOME	56,919,340	66,270,631	50,162,712	69,764,554	102,912,237	135,229,976
Less:						
ADMINISTRATIVE EXPENSES	14,136,883	17,611,963	25,926,979	35,447,730	39,823,572	46,534,518
DIRECTORS FEES	60,000	54,045	66,000	38,200	38,000	42,000
AUDITORS REMUNERATION	120,000	130,000	180,000	180,000	200,000	206,221
Interest	5,961,870	5,412,266	5,226,166	12,965,701	36,316,321	37,309,584
Exchange (Gain) Loss for Year	-	-	-	2,890,905	18,636,807	(1,091,687)
Pre-investment study Expenses written off	-	-	-	-	-	910,967
	20,278,753	23,208,274	31,399,145	51,462,536	95,014,700	83,911,603
OPERATING INCOME	36,640,587	43,062,357	18,763,567	18,302,018	7,897,537	51,318,373
Non Operating Income	1,517,734	3,332,665	813,687	2,150,357	2,910,082	1,756,944
Less: Expenses	-	(568,864)	(1,710,382)	-	(3,407,021)	(5,985,371)
	1,517,734	2,763,801	(896,695)	2,150,357	(496,939)	(4,228,427)
NET REVENUE BEFORE TAXATION:	38,158,321	45,826,158	17,866,872	20,452,375	7,400,598	47,089,946
Provision for the Year	13,497,840	16,754,955	6,323,024	-	-	-
Deferred Taxation	2,224,000	2,999,000	6,683,500	18,000,000	7,090,500	23,904,000
Adjustments for pervious years	463,660	(252)	-	2,428,434	-	-
	16,185,500	19,753,703	13,006,524	20,428,434	7,090,500	23,904,000
NET REVENUE AFTER TAXATION	21,972,821	26,072,455	4,860,348	23,941	310,098	23,185,946
Less: Provision for Development	(14,000,000)	(15,000,000)	(5,000,000)	-	-	(20,000,000)
Add: Balance Brought Forward	1,583,527	1,121,143	837,196	697,544	721,485	1,031,583
LESS: Dividend	(8,435,205)	(11,356,402)	-	-	-	-
SURPLUS CARRIED FORWARD	1,121,143	837,196	697,544	721,485	1,031,583	4,217,529

Unit: T.shs.

1977年の財務状況は、前年に比してかなり改善され、売上は26%の伸びを示した。これは前年6月の料金改訂の寄与する所大である。また税引前利益は、前年の約6倍になっている。ただし、これらは、1975年、1976年があまりに悪すぎたからであり、1972・1973年当時の状態に回復したにすぎない。

利益率（税引前）は、1972年40%が1976年に最低の4%となり1977年では21%と回復した。税引後利益率は1972年の23%が1976年に0.2%となり1977年では10%に回復した。

資本と売上高を比較した指標でみると、総資本回転率（売上高/総資本）は0.16、自己資本回転率（売上高/自己資本）は0.34であり、最悪期の1975年当時よりも回復している。また固定資産回転率（売上高/固定資産）は0.19で、1972年水準に回復している。ただし、これらの回転率は、日本の電力産業の数分の1の値を示しており、資本及び資産の効率があまりよくないことを示している。

世界銀行では、その融資の条件としてRate of Return (Operating Income to Average Net Fixed Asset in Operation) が7%以上と云う条件を出しており、これが1974～6年7%以下であったものが、1977年には7.9%へと回復した。また、返済計画の目安となる支払い利息については、Times Interest Charges Covered by Operating Income と云う指標があり、1977年には2.3になっており、これもかなり回復したと云える。

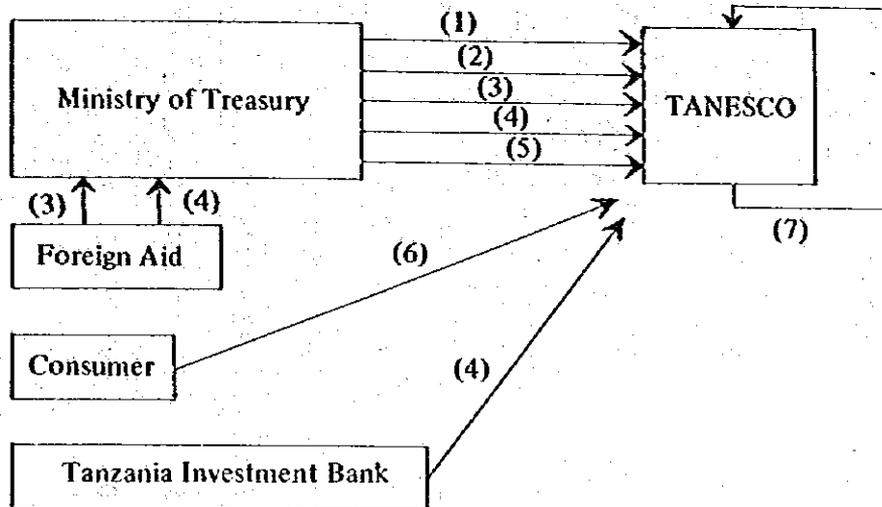
Table II-9-16 TANESCOの財務指標の経年変化（1972～77）

	1972	1973	1974	1975	1976	1977
<u>Net Revenue Before Taxation</u> Sales Amount	% 40	% 41	% 13	% 13	% 4	% 19
<u>Net Revenue After Taxation</u> Sales Amount	% 23	% 23	% 3	% 0	% 0	% 9
<u>Liability and Capital</u> Sales Amount	0.17	0.15	0.13	0.12	0.15	0.16
<u>Capital</u> Sales Amount	0.38	0.35	0.31	0.25	0.30	0.34
<u>Fixed Asset</u> Sales Amount	0.19	0.17	0.15	0.14	0.16	0.19
<u>Share Capital</u> Net Revenue Before Taxation	% 30	% 25	% 7	% 6	% 2	% 11
<u>Rate of Return</u>	% 11.7	% 13.4	% 6.4	% 4.7	% 4.3	% 7.9
<u>Times Interest Charges</u>	2.4	1.4	0.5	0.7	1.2	2.3

TANESCOの投資資金の源泉をみると、次のような項目が挙げられる。

- ① Share Capital
- ② Advance towards Share Capital
- ③ Grants
- ④ Loans
- ⑤ Deffered Taxation
- ⑥ Consumer's Contribution
- ⑦ Surplus

これらの資金の流れを示すと次の通りである。



TANESCOが借り入れている長期ローンは Table II-9-17 の通りであり、今後 1982年か
らかなりの返済が開始される予定である。

Table II-9-17 TANESCOの長期負債 (1977)

Name	Total Amount	Moratorium	Repayment due	Finance charges	Outstanding at 1977 T. shs.	Repayment in 1978 T. shs.
1. Foreign Loans						
(1) Commonwealth Development Corporation	STG £ 3,000,000	5	1969 ~ 1985	I = 7.25	19,979,895	2,686,270
(2) IBRD Loan 518-TA	US\$ 5,200,000	3	1971 ~ 1988	I = 6 Comm. = 0.375	32,855,566	2,107,423
(3) IBRD Loan 715-TA	US\$ 35,000,000	5	1976 ~ 1996	I = 7.25 Comm. = 0.25	313,718,145	7,236,811
(4) Kingdom of Sweden Through Govt.	SW. KR. 83,000,000	5	1976 ~ 1996	I = 7.25	147,276,663	7,067,575
(5) Govt. of Canada Through Govt.	CAN \$ 2,000,000	-	1977 ~ 1992	I = 3.25	15,409,127	969,245
(6) IBRD Loan 1306-TA	US\$ 30,000,000		1983 ~ 2001	I = 8.5	24,952,349	-
(7) Kingdom of Sweden	S.W. KR. 80,000,000	5	1982 ~ 2001	I = 6.3	16,644,793	-
(8) K.F.W. Loan Kidatu II Loan	D.M. 60,000,000	5	1982 ~ 2001	I = 8.5	13,934,919	-
(9) K.F.W. Loan Rural Electrification Loan	D.M. 13,500,000	10	1987 ~ 2001	I = 6	4,699,620	-
2. Local Loans						
(1) Govt. for Sub Economic Branches	T. shs. 982,700	-	1968 ~ 1988	I = 6.25	416,355	59,610
(2) Tanzania Investment Bank	T. shs. 7,500,000	2	1976 ~ 1989	I = 9 Comm. = 1	5,693,079	576,920
					595,580,511	20,703,854