

変電所からの引出口、City Centre S.S.のC₅及びC₆、Factory Zone I S.S.のF₃などは殆ど地中ケーブルで、3C×185 sq. mmが使用されている。C₅、C₆、F₃など幹線部分での負荷への分岐には、主回路側は負荷開閉器の性能を有し分岐側はFuseで保護されるRing Main Unitを分岐箇所毎に施設している。ただし、現在C₅はケーブル劣化のため使用されていない。

また、3C×70 sq. mm地中ケーブルは、負荷への架空分岐が困難な個所で分岐用に使用されている。

(3) ケーブルの端末処理

ケーブルの端末は、紡物タイプおよび、プラスチックタイプのケーブルヘッドと熱収縮タイプの端末処理材で対処している。

4.5 低圧配電線

(i) 配電用変圧器

(i) 容量および台数

配電用変圧器の容量は25KVAから1000KVAまでと広範囲に亘っているが、200KVA～500KVAと大容量のものが主力となっている。

施設されている変圧器の台数は重点地域4変電所の供給エリアで285台程度である。表4-4-10にFeeder別変圧器台数を示す。

(ii) 変圧器の保護方式

変圧器巻線より負荷側の短絡事故に対しては、1次側のOpen Fuse Cutoutによって保護され、低圧線以下の過負荷もしくは、短絡に対しては、Low Voltage CutoutのFuseにより保護されるシステムになっている。ただし一部大容量の変圧器2次側に対しては、低圧開閉器盤を置いて保護している。

(iii) 変圧器の施設方式

200KVA程度以下の比較的小容量のものはH変台柱上に施設され、300KVA以上のものはCable box typeの変圧器を使用し、地上に設置されているケースが多い。

(iv) 変圧器の負荷電流

調査時点に実測した変圧器の負荷電流を表4-4-11に示す。

この表から、実測変圧器22台についてみると、実測時点での負荷電流は殆ど定格電流の60%以下で特段過負荷のものは見当らなかったが、No15変圧器のデマンド値のように過去のPeak時において定格電流を14%程度オーバーしているものも見受けられた。

また、18台の変圧器の接地線について電流を測定した結果13台の変圧器に0.5~26A程度の接地電流が認められた。

(v) 変圧器1次2次側の電線接続

1次2次側とも捲付接続の部分は捲付回数の不足や締付不良のものが多く、特に2次側は劣悪な状態のまま放置されている。

表 4-4-10 Feeder 别 变 压 器 台 数

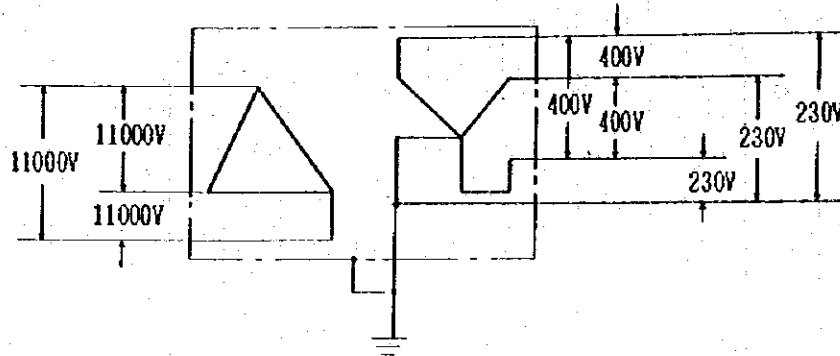
Feeder	Tr. 台 数 (台)												Total Capacity (KVA)	
	KVA 25	50	100	150	200	300	315	400	500	750	1000	計		
Oysterbay S.S.													(81)	(18,905)
O ₂		1	5	1	10	2	2			1			22	4,680
O ₃		1	1	1	3	3							9	1,800
O ₄		1	5		4	1							11	1,650
O ₅		1			5	1			1				8	1,850
O ₆	1	1	1		11	11			5	1			31	8,925
City Center S.S.													(64)	(27,880)
C ₂					5	8	2		7				22	7,530
C ₃		1				4		1	10	2	1		19	9,150
C ₄						1			5	3			9	5,050
C ₅													0	--
C ₆													0	--
C ₇			2		2	1			7	1	1		14	6,150
Hala S.S.													(67)	(20,790)
D ₀											2		2	2,000
D ₁						2							2	600
D ₂					5	3			11				19	7,400
D ₃		4	1	6	4	3			2				20	3,900
D ₄		1			5	1	1		3	3			14	5,415
D ₁₀	1	2	1	3	1	2							10	1,475
(小 計)	2	13	16	11	55	43	5	1	51	11	4		(212)	(67,575)
F.Z. I S.S. I													(73)	(21,200)
F ₂			5	3	4	5			10		1		29	9,650
F ₃			1	1	1	1		1	2				6	1,750
F ₄					8	8							16	(4,000)
F ₅					10	11			1				22	(5,800)
合 計	2	13	22	15	78	68	5	2	64	11	5		285	88,775

表4-4-11 配電用変圧器調査

No	調査月日	Feeder	Tr 容量 (KVA)	測定電流(A) ()内アムンド					装 柱 別	備 考
				R	Y	B	N	Earth		
1	6/29 A.M.	O ₂	150	110	85	80	25	-	木柱	Rated Current 217A
2	"	O ₄	150	85	65	77	25	-	"	
3	"	"	300	220	250	200	30	-	鋼管柱	Rated Current 433A 地上設置低圧盤あり。
4	"	"	200	53	28	105	48	-	"	Rated Current 289A
5	6/29 P.M.	O ₄	200	43	40	15	70	0.5	"	Tr. 1930 ノルウェー製
6	"	"	750	83	78	77	24	14	地上	Rated Current 1083A
7	"	"	200	125	75	110	34	0.5	木柱	
8	"	"	500	105 (350)	150 (420)	75 (250)	50	4	地上	Rated Current 722A 低圧盤付
9	6/30 A.M.	"	200	4	2	0	2.5	0	鋼管・木柱	11KV bushingにarc bornあり 2次側Fuse乗越し。
10	"	"	100	42	24	30	22	0	鋼管柱	Rated Current 144A
11	"	O ₃	150	11	12	10	0	0	地上	
12	7/2 A.M.	C ₂	200	9.3	3.5	24	23	0	鋼管柱	
13	"	"	500	335	255	230	149	2	地上	Tr. 低圧盤一体。
14	"	"	500	90	110	100	9	0.1	地上 (屋内)	Mhimbili Hospital
15	"	"	500	350 (560)	400 (620)	330 (775)	-	0.2	地上	Tr. 1978三菱 低圧盤あり。
16	"	"	50	24	24	70	8	3	鋼管柱	Rated Current 72A
17	7/2 P.M.	C ₃	750	171	235	175	74	7	地上	TANESCO 本社 一部一般供給に使用。
18	7/3 A.M.	C ₄	750	(420)	(520)	(470)	-	-	地上	低圧盤あり。
19	"	D ₂	300	180	230	220	34	26	"	
20	"	D ₁₀	300	42	65	40	18	1.5	木柱	
21	7/5 A.M.	F ₅	500 500	240 240	210 210	230 240	18 15	0.5 5	屋内 地上	11KV受電器製家。
22	7/7 A.M.	D ₁₀	315	290	280	230	45	0	地上	Tr. Open type 同種あり。 Rated Current 455A

(2) 配電方式と配電電圧

配電方式は、図のようにY3相4線式で中性点接地方式を採用し、使用電圧は単相負荷が単相2線式230V、3相負荷は3相3線式400Vとなっている。



一般に幹線部分は3相4線式、枝線は3相4線式または単相2線式で配電され、樹枝状方式をとっている。

(3) 変圧器Bank当りの低圧線こう長

現地調査を実施した Msasani地区とKariakoo地区の200KVA変圧器についてみると、径間数で41~47総こう長で1.6~1.9km程度となっている。

図4-5-1、4-5-2に低圧線の現地調査図を示す。

(4) 支持物および装柱

支持物は市街地では主に28ft(8.4m)の鋼管柱が、郊外では木柱が使用され、装柱は殆ど垂直配線方式が採用されている。

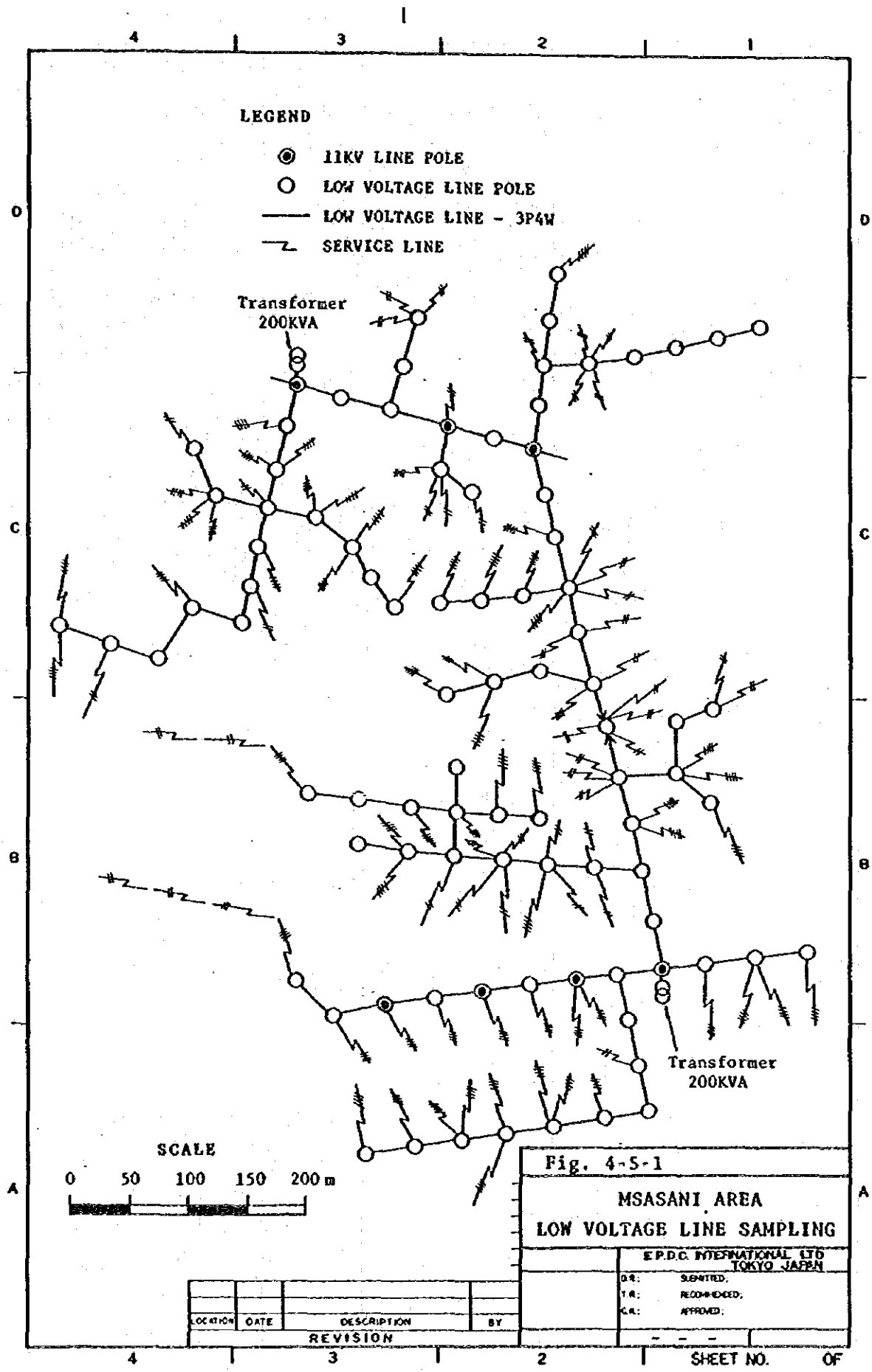
(5) 電線及び電線接続箇所

比較的新しい電線(HA ϕ 100sq.mm)も一部に見られるが、大部分はHA ϕ 50sq.mm, Cu35sq.mm, Cu25sq.mmおよび単線Cu3.2mmあるいは2.6mm程度のものが使用されており、これらは殆ど裸線で接続箇所が多く劣化が甚だしい。絶縁電線も一部に使用されているが経年のため絶縁性能を喪失しているものが多い。

電線接続箇所も経年劣化のため腐食しているものも多く、事故原因となっている。

(6) 引込線

殆ど裸線が使用され、一部使用されている絶縁電線についても前記(5)項と全く同様で劣化電線が多い。



LEGEND

- ⊙ 11KV LINE POLE
- LOW VOLTAGE LINE POLE
- LOW VOLTAGE LINE - 3P4W
- - - SERVICE LINE

Transformer
200KVA

Transformer
200KVA

SCALE

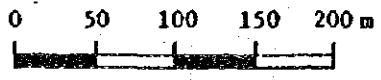


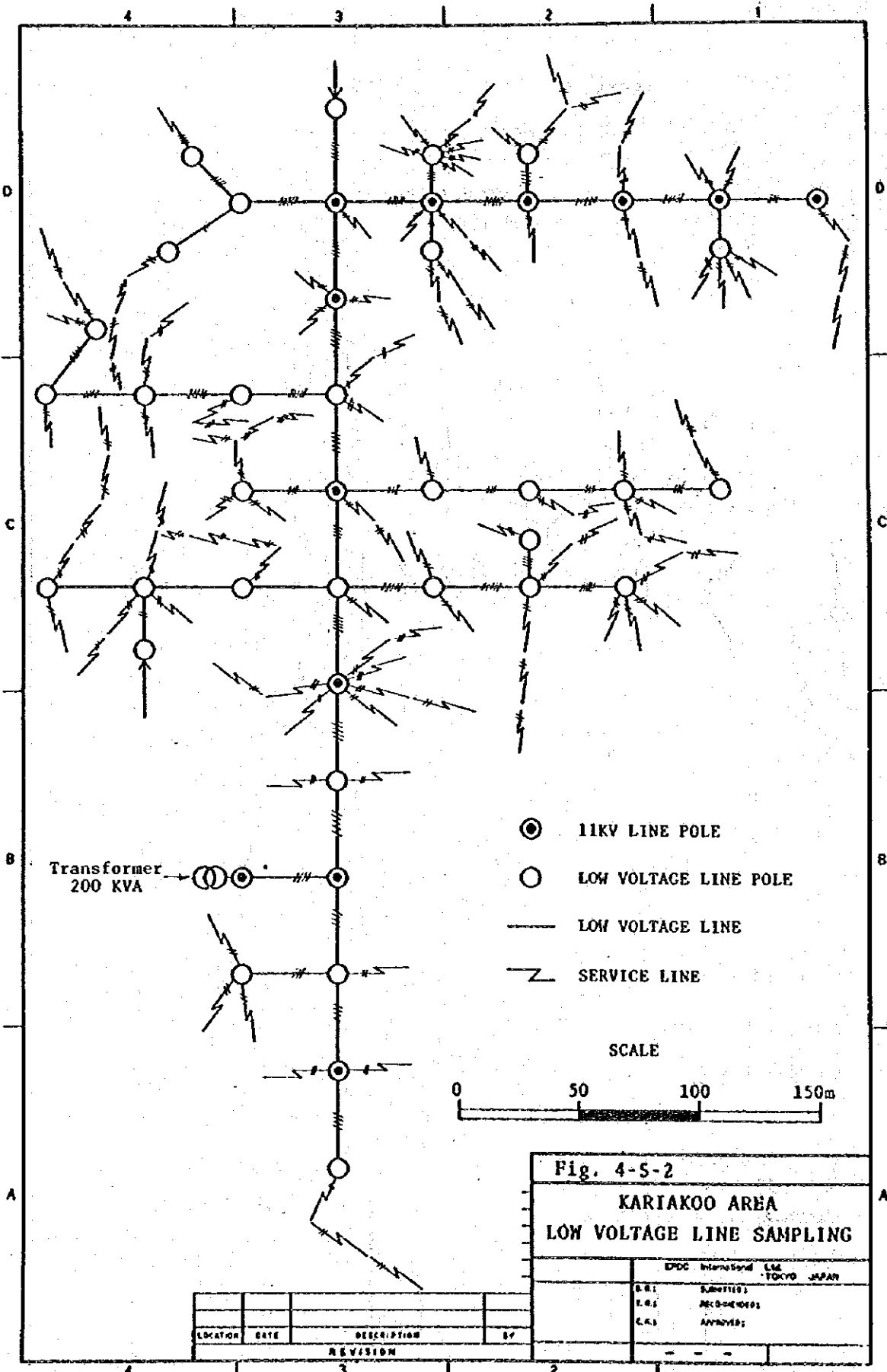
Fig. 4-5-1
**MSASANI AREA
LOW VOLTAGE LINE SAMPLING**

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

DR: SUBMITTED:
Y.R: RECOMMENDED:
C.R: APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

SHEET NO. OF



(7) 一般需要家における電圧変動の状況

調査期間中に実測した一般需要家における電圧変動の状況をFig. 4-5-3, 4-5-4に示す。

定格電圧 230Vの回路で電圧変動巾+45V, -30Vと大きい。その主因は低圧配電線路こう長と電線サイズが負荷電流に適合しないものが多いためである。

Fig. 4-5-3 RECORD OF VOLTAGE FLUCTUATION AT DOMESTIC CONSUMER

(Recorded in Msasani Area - 06 Feeder)

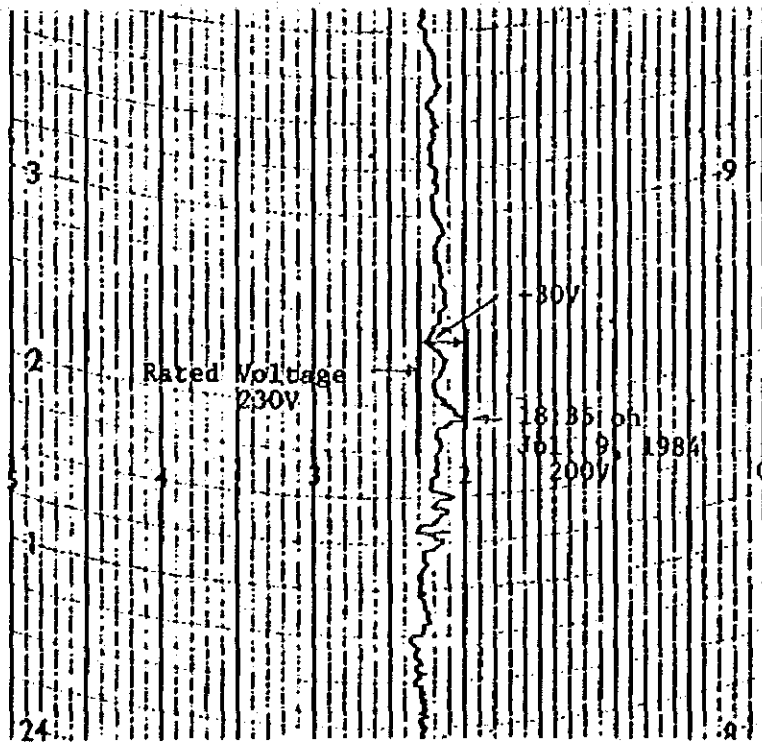
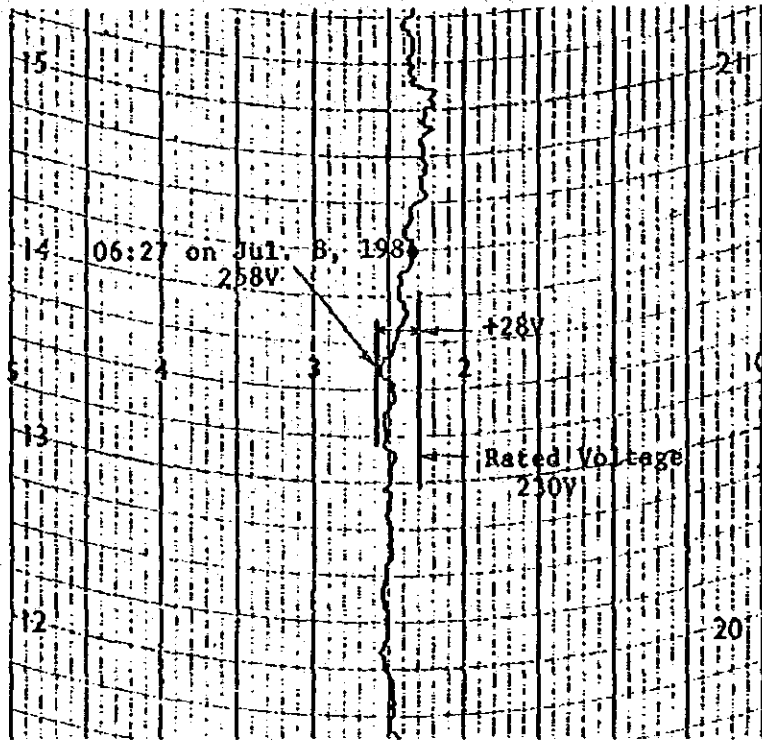
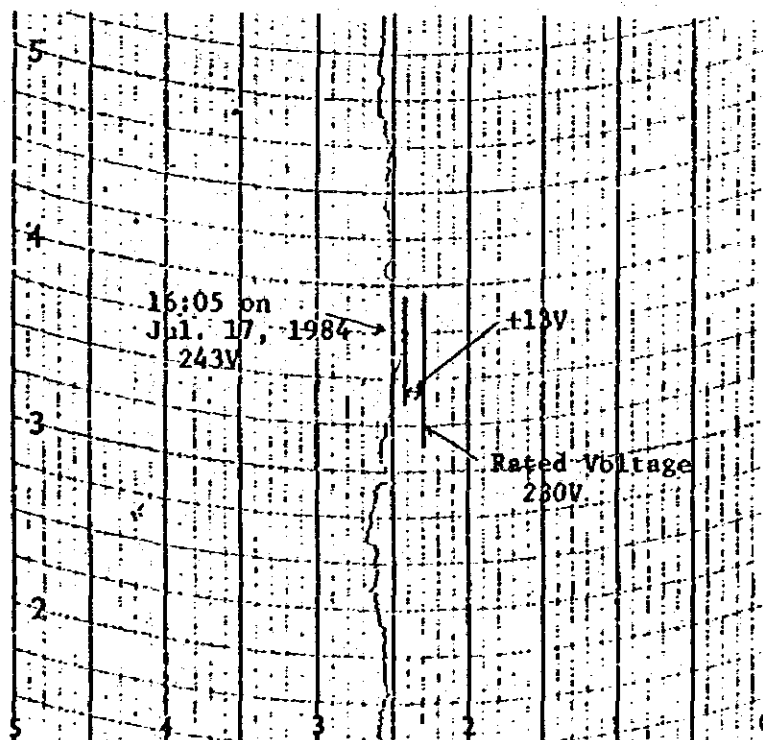
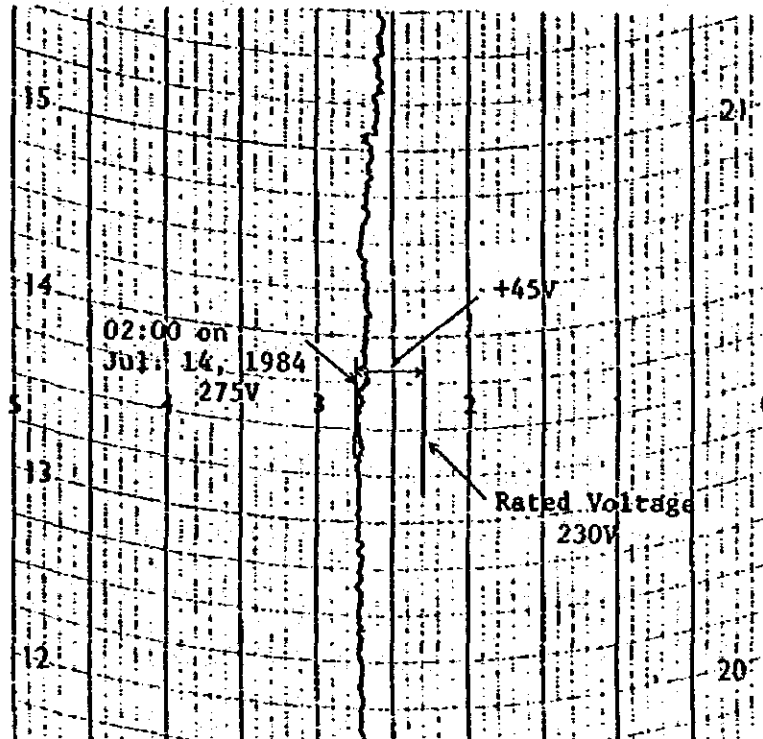


Fig. 4-5-4 RECORD OF VOLTAGE FLUCTUATION AT DOMESTIC CONSUMER

(Recorded in Msasani Area - 06 Feeder)



4.6 現状設備における問題点

4.6.1 変電所

(1) 変電所の設備容量

(i) Ubungo S.S. の 132KV/33KV 50MVA変圧器は2台据付けられているが、油漏れがひどい。しかし補修したくとも資材不足且つ比較的負荷が重いため補修停止の機会がない。TANESCO では100MVA×2台又は50MVAを1台増設して3台としたい意向である。

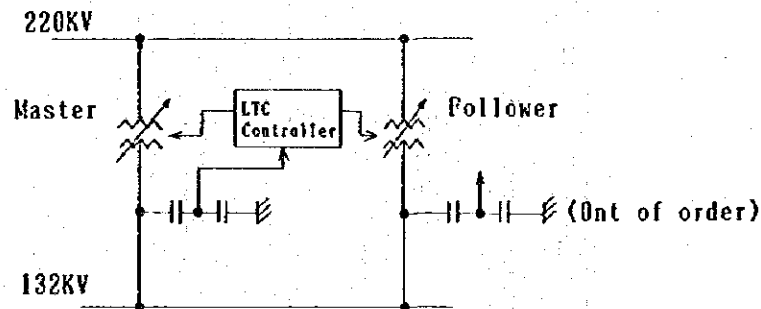
(ii) Ubungo-Hala S.S.間の 132KV送電線はHala S.S.の 132KV/33KV変圧器(10MVA×2台)の容量不足のため有効に活用されず、又この変圧器のインピーダンスが比較的大きいため、並列運用中の33KV送電線2回線との運用が難しく負荷時タップ切換装置(L.T.C.)も自動運用出来ない状態にある。

(2) 設備の保守状況

変電所の構内は、配電線に比して程度は良いが、良好な保守状況とは言えない。例えば、撤去資材の放置、清掃不良、吸湿剤の点検不良、建物の水漏れ、キュービクル周辺の乱雑、機器銘板、計量倍率表示、Feeder名称板の欠落又は誤表示などである。

これらの他、設備が故障しているものとして次の機器がある。

(i) Ubungo S.S. 220KV/132KV 150MVA変圧器LTC制御用の 132KV側電圧検出装置は、



上図に示すように各変圧器に1台ずつ設けられているが、その内1台が故障して撤去されていた。

現在、健全側の電圧検出装置により、2台共LTCを自動運用している。現用の1台が故障するとLTCは手動運用することになり各配電用変電所の11KV母線電圧変動は、更に大きくなるため正常な形に戻しておくのが望ましい。

(ii) 負荷時タップ切替装置 (L.T.C.) の故障している変圧器として次のものがある。

- Ubungo S.S. 132/33KV 50MVA L.T.C. 制御盤
- Ilala S.S. 33/11KV 7.5MVA L.T.C. 本体抵抗器
- Factory Zone I 33/11KV 5MVA L.T.C. 操作電動機

これらの詳細については次項(3)「設備の運用状況」を参照されたい。

(iii) Ilala S.S. の 132/33KV, 10MVA 変圧器の 1 台は巻線ダイヤル温度計が不良であり現在油温用ダイヤル温度計のみ使用している。

(iv) Ilala S.S. の架空地線は、各鉄構の頭部に単に接続されており、立下りの接地線が布設されていなく、単に鉄構の脚部の接地に頼っている。もし架空地線に落雷が起これると、見掛けの接地抵抗値が大きく逆閃絡しやすいため、架空地線は直接電線で接地網に接続するのが望ましい。

(v) Ilala S.S. の 132KV 避雷器は、20年以上使用しているものと見られ、性能上不安がある。なお、当地域に関する雷害について、現地調査の結果、数回/年程度の落雷があり、Ilala S.S. を始め各配電用変電所の避雷器の動作カウンターが 5~10 回程度動作していた。

また、Ruvu S.S. の 33/11KV 変圧器が落雷により 2 台焼損した他、送配電設備でも何件かの落雷による被害を受けている。

(vi) 各変電所に据付けられている変圧器はほとんどが油漏れを起こしており、機会を見てパッキンを交換する必要がある。

(vii) Oysterbay S.S. City Centre S.S. Factory Zone I S.S. の直流電源装置は痛みが激しく更新する必要がある。

(viii) Oysterbay S.S. の 33KV 受電用断路器 (Ilala S.S. Line) は故障しており操作出来ない。

(3) 設備の運用状況

(i) 電圧変動状況

現在、Ubungo S.S. の 220KV/132KV 変圧器用及び Kurasini S.S. の 33/11KV 変圧器用負荷時タップ切替装置 (L.T.C.) は、自動運用されているが、

その他のものは全て手動運用であり（4.2.(3)項参照）、電圧安定に寄与していない。これらのLTCを自動運用するための問題点は次の通りである。

(a) Ubungo S.S. 及びIlala S.S. の 132/33KV変圧器は、132KV及び33KV各連系送電線の汐流バランスが崩れる為、常時 Fixしておき、33KV母線電圧が高い（低い）時に手動で操作している。

(b) Ubungo S.S. の 132KV/33KV変圧器LTC用 Tap制御盤は焼損しており、Tap位置が不明である。

又、LTC本体が油漏れしている。

(c) Ilala S.S. の33/11KV 7.5MVA 変圧器はLTC内の抵抗が故障しており、手でも動かすことができず、不使用中であった。

(d) Oysterbay S.S., City Center S.S., Factory Zone I S.S. の33KV/11KV変圧器用LTCは、有人変電所であるIlala S.S.との通信線が不通のため、状態監視が出来ず、自動運用していない。

(e) Factory Zone I S.S. 33/11KV変圧器用LTC (No 1) の駆動電動機は故障中である。残りの2台は正常である。

Ilala S.S. の33KV母線電圧は、現在の状況では軽負荷と重負荷で 6.5%程度（Ubungo S.S. の 132KV電圧変動 1.5%、132KV/33KV変圧器と送電線の電圧降下 5%）の電圧変動が考えられ、配電用変電所の11KV母線電圧は更に変動することになる。

(ii) Feederのアンバランス状況

各変電所の11KV Feeder の負荷電流を見るとアンバランスが相当目立つ。

(4.4.5 項参照) 出来る範囲で各Feederの電流を揃えて運用する事が望ましい。又、折角Feederがあっても、CBを切っているものがあり、資機材不足による影響もあろうが対策が望まれる。

(iii) 区分母線の運用

Ilala S.S., City Centre S.S. 共に11KV母線は区分出来るようになっているが、実運用は全て単母線として使用している。負荷の大きさや種別、短絡電流対策、事故時の停電範囲縮小などの長短所を良く検討して運用すべきである。

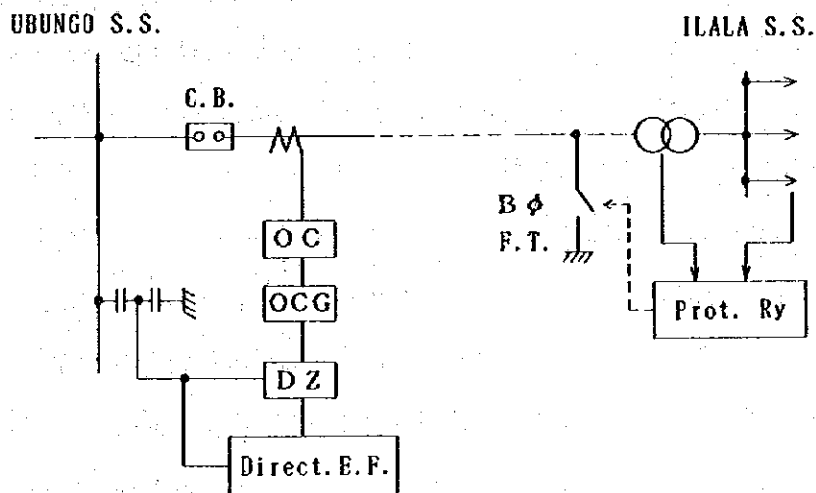
(4) 保護リレーシステム

現在、Ubungo S.S. ~ Ilala S.S. 間 132KV送電線については、Ilala S.S. 側にCBが設置されていない為Ilala S.S. の変圧器を含め、構内側の事故発生時には、Bφの接地用断路器 (F.T.) を「閉」として1線を人工地絡させ、この地絡電流を Ubungo S.S. のDirection Earth Fault リレーで検出して、Ubungo S.S. のCBをトリップさせる方式を用いている。

又、配電用変電所のうち、Oysterbay S.S., Factory Zone I S.S. Factory Zone II S.S., Mbezi S.S. には上記同様、受電用CBが設置されず、F.T.を使用する同様の保護方式を用いている。

この方式は、事故電流を増加させ、事故除去時間も秒オーダーかかる。また変圧器の二次出口短絡などの事故発生時には、変圧器を焼損する危険を含んでいると共に、系統安定度上や直列機器の保護上からも、極めて危険な保護システムである。特に直接接地系においては事故発生時高速しゃ断するのが望ましい。

ここに電源が一端流入のみの比較的小系統に繋がる変電所を除き、系統運用上重要な変電所では、何らかの対策が望まれる。



(5) Ruvu変電所電圧変動問題

ダルエスサラーム市民に給水しているLower Ruvuポンプ設備の電源はUbungo S.S.より、80kmに亘る長距離33KV送電線 (Nordic Line) を経て供給されてい

る。一方ここで使われているポンプ用電動機は、3,300V 1,900HP3台（通常1～2台運転）であるが、かご形誘導電動機を使用しており、起動電流が大きく、電圧低下によりトリップする為、電動機を起動するたびに、既運転中の電動機についても無負荷として追加起動する必要があるなど、運用に難点がある。

4.6.2 二次送電線

(1) Ilala - City Center 線

この線路はダルエスサラーム市中心部のビジネス街、官公庁、学校など重要負荷を分担しており、Table 4-3-1, 4-6-2-1および4-6-2-2で見ると既に過負荷状態となっている。この地域の需要の伸びは大きく、一旦供給支障が起きれば影響が大きいため緊急に対策が必要である。

(2) Ilala ~ Oysterbay 線

この線路は建設後21年を経過しているがまだ十分に使用に耐える状態にある。しかし使用電線サイズが ACSR 50 sq. mmと小さい。現在この線路は使用されずOysterbay S.S.への供給は専ら1976年に建設されたUbungo~Oysterbay線、ACSR 100 sq. mm 1回線によりなされており、Ilala ~ Oysterbay 線は緊急時の予備線として運用されている。しかし Ubungo S.S.からの供給線も1988年には過負荷となること、また万一 Ubungo S.S.からの供給がstopした場合は、本線により代替供給することとなるが、その供給力は現時点で70%しかなく、しかるべき時期に増強の必要がある。

(3) Ubungo - Kurasini 線

Kurasiniへの供給は本来 Ilalaより供給すべきところであるが、Ubungo - Ilala S.S.間の 132KV, 33KV連系線のload controlに問題があり、33KV lineのloadを減らすためにIlala S.S.の母線を通さず直接 Ubungo S.S.よりTextile II線を使用して供給している。Ubungo~Kurasini線は次の使用区分により4種類の電線が使われている。即ちUbungo~Ilala間は ACSR 50 sq. mmが、Ilala ~ Old P.S.間はACSR 150 sq. mmがOld P.S. ~ Kurasini間はACSR 100 sq. mmが、それにIlala ~ Old P.S.間のPug road横断箇所には Cu 90 sq. mm × 2の地下ケーブルが使われている。

現状方式で Kurasini S.S. に供給する場合の weak point は Ubungo～Ilala 間の ACSR 50 sq. mm 区間であるが、1987年頃までの需要には対応可能である。しかし1987年には ACSR 50 sq. mm の送電容量を超過することとなるので対策が必要である。

(4) Ubungo～Ruvu (NORDIC) 線

この線路はグルエスサラーム北方60kmにある同市の給水源、Lower Ruvu Pump Station に電力を供給しており、同時に沿線のKibaha地区など2、3の集落とRuvuの先、東方30kmのBagamoyoまで給電している。

Ubungo S.S. では受電端の電圧降下を補償するため送電端電圧を高め運転するため、Ubungo S.S. に近い需要家からは電圧が高過ぎるという苦情がある。又、Pump Stationではポンプ起動時のtripが問題となっている。更に設備の経年劣化に加えて機材不足による保守条件の悪化が心配される。

しかし、電圧変動関連問題は現行システムでは解決困難なことであり後述(8.6.(2))する132/33KV Ruvu S.S. 新設による受電方式の変更が得策である。従って本プロジェクトでは送電線の補強は行わない。

(5) Ilala～Factory Zone I 線

この線路は建設後19年を経過しているが十分使用に耐える状態にある。この地域の需要の伸びは比較的大きいため1989年頃には過負荷状態となる。しかしFactory Zone I の需要増加分に対しては後述(8.1.3 (3))する新設 Factory Zone III により供給するものとし、既設線の補強は行わない。

(6) Ilala～Factory Zone II 線

この線路は建設後16年で電線は ACSR 50 sq. mm の小サイズが使われている。この線路に Ilala 変電所の汐流コントロールの都合により現在 Ilala 側遮断器は解放されており、Factory Zone II への供給は Ubungo～TAZARA 線より分岐して行われている。

Factory Zone II の需要の伸びは大きくなく、TAZARA 線が事故の場合は十分本設備の運用で対応できるので、この線路の補強は行わない。

(7) Ubungo～Ilala 間 132KV 送電線

Ilala S.S. への供給は現在 132KV 1 回線と 33KV 2 回線により行われている。

132KVの送電容量は96MVAであり33KV線は48MVAである。しかし現状システムはHala S.S.の132/33KV変圧器の内部インピーダンスが高いため132KV側に負荷が乗りにくいという問題をかかえている。132KV線の分担すべき負荷は結果としてUbung S.S.より長距離で各配電用変電所あるいは大口需要家に供給されているが、極めて効率の悪い設備運用となっている。従って132KV線の本来の使命を十分に活用できるようHala S.S.の改修が急務である。

Table. 4 - 6 - 2 - 1 Transmission Capacity of 33KV Line

Conductor	Ampacity (A)	Approximate Capacity (MW)			Remark
		$\cos \theta = 1$	$\cos \theta = 0.9$	$\cos \theta = 0.85$	
Existing					
ACSR 50 sq. mm	213	12.1	10.9	10.3	Rabbit Dog Wolf Underground Cable
" 100 "	333	19.0	17.1	16.1	
" 150 "	420	24.0	21.6	20.4	
Cu 90 sp. mm × 2	460	26.2	23.6	22.3	
Proposed					
ACSR 120 sq. mm	388	22.1	19.9	18.8	
" 160 "	454	25.9	23.3	22.0	
" 240 "	593	33.8	30.5	28.8	

Table 4 - 6 - 2 - 2 Load Forecast at Distribution Substations

(Unit : MW)

Substation/Consumer	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
	(Actual)	(Actual)										
Ilala	13.0	13.0	13.2	14.2	14.3	14.8	16.5	16.6	17.2	18.0	19.0	20.3
City Center	15.8	17.5	17.8	19.2	19.5	21.7	21.8	22.0	22.2	23.3	24.7	26.2
Dysterbay	12.0	12.2	12.4	13.3	13.9	14.8	16.6	17.1	17.2	18.0	19.0	20.3
Factory Zone I	12.0	12.6	12.6	12.6	12.8	12.9	14.7	18.9	22.2	23.1	24.9	26.7
Ubungo	2.7	2.8	2.9	3.1	3.5	4.5	4.5	4.5	5.0	5.3	5.7	6.1
Mbezi	2.0	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	2.8	2.8	4.8	5.1	5.5	5.9
Kurasini	4.0	8.1	8.1	8.1	8.7	9.5	10.7	12.5	13.1	14.0	15.0	16.1
Factory Zone II	3.6	3.6	3.6	3.6	3.7	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.4	4.5
ALAF	9.6	9.0	9.0	9.0	9.1	9.2	9.2	9.4	9.4	9.6	9.8	10.0
TAZARA	1.5	0.9	1.0	1.0	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4
NORDIC	4.4	5.8	5.8	5.8	6.4	6.8	6.9	6.9	7.0	7.1	7.3	7.5
WAZO Hill	11.8	8.9	8.9	9.2	9.5	9.6	9.7	9.8	9.8	10.0	10.3	10.6
Textile	3.4	3.0	3.0	3.0	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.4	3.5	3.6
Aggregated Total	95.8	99.5	100.5	104.5	108.4	115.0	121.9	129.0	136.6	142.4	150.5	159.2

4.6.3 11kV配電線

(1) 保守管理運用の不備

(a) 保守管理の基本となる線路台帳が整備されていないため、Feeder別線路こう長、支持物の種類及び基数、変圧器設置個所容量・台数等が明確に把握できず、従って合理的な保守管理が行い得ない。

(b) 数年前から、保守用資機材の不足と連日発生する事故対応に追われ、計画的補修工事が殆ど行われていない。

(2) 系統構成上の問題点

各Feederは10個所程度、常開の区分開閉器を介して連系されているが、常開区分開閉器が適切に施設されていないことと電線サイズの不揃い等もあり、効果的な負荷融通が行われていない。

系統の連系強化と区分開閉器の適切な設置が必要である。

(3) 電線および電線の接続

素線切れや接続個所の多い劣化電線は断線事故の原因となる。また、ルーズな電線接続も溶断事故の原因となる。劣化電線や細物電線の張替および接続個所の改修が急務である。

特に電線接続に当っては、電線に適合した接続材料を用い正しい工法で施工しなければならない。

(4) 耐塩、耐雷対策

海岸地域であっても比較的塩害の影響が少ないのは、一定の周期での降雨量による雨洗効果が幸いしているものと思う。従って、特別な塩害対策は必要ないものと判断する。

沿岸地方での雷の発生は比較的少ないが、多少の雷鳴を聞くこともあることから、重要機器の保護のため若干のアレスターの設置を考慮したい。

(5) 11kV地中配電線

架空線の施設困難な過密地域のため地中線を施設するC6Feederは、現在絶縁劣化しており殆ど使用されていない。C6エリアは、City Centre S.S.に隣接し、市の中心部で需要密度も高い地域である。この地域は現在 Ilala変電所から仮りに供給されているが、City Centre S.S.も昨年 30MVAに増強され、電源に余裕があ

るので Cable および付属装置を取替え C6 Feeder を修復することが妥当と考える。

(6) 供給信頼度

TANESCO においては、未だ供給信頼度についての統計的な管理を行うまでに至ってなく、従って、直ちにサービスレベルについて計数的管理を行うことには無理があると思う。しかしながらこの機会に、サービスレベルについて基本的な指標を定めることは、適切な施策である。

(i) 供給電圧

供給電圧の許容限度については、すべての需要家において、照明その他の家庭用電気機器の使用に支障をきたすことのないような電圧変動の巾とすることである。しかしながら実際の運用に当っては、配電設備の実態、上位系統の電圧調整能力等の制約も受けるので、全需要家のうち大多数がその許容範囲内に努力すれば入れることができるような達成率を定めて、その達成に努力することである。

イギリス、日本における許容電圧変動範囲は規定電圧に対してほぼ $\pm 6\%$ で、前記の達成率は、日本の場合 99.6% (1982) となっている。

今回調査対象区域についての許容電圧変動範囲は詳細検討の結果から、 $\pm 7\%$ ($230 \pm 16V$)、達成目標は 95% 程度が妥当と考えられる。

(ii) 事故停電

重点地域 4 変電所について、1983年に発生した事故の概要を、表 4-6-3-1 に示す。

この表から、一需要家当りの事故停電回数を $11kV$ Feeder CB Trip、変圧器 Fuse 切れ、低圧線ジャンパー溶断について分析すると、Oysterbay 地区で 19.9 ($11.4+8.5$) 回/年と最も悪く、City Centre 地区 15.3 回/年、Ilala 地区 11.2 回/年、Factory Zone I 地区が比較的良くて 6.6 回/年となっている。実際には更に上位系統分が加わるのもっと悪い値となる。

因みに日本における一需要家当りの事故停電回数は、 0.44 回/年 (1982) となっている。

以上のようなグルエスサラームの現状は、破局的な停電回数といわざるを得ないが、適切な改修工事と、計画的な保守管理によって一需要家当りの停電回

表4-6-3-1 停電事故の概要
(4 変電所地域)

1989年

変電所名	稼働 (A) Feeder数	11kV Feeder C.B. Trip 回数 (B)	(B) / (A) ①	Tr 1 次側 Fuse 切れ (C)	Tr 2 次側 Fuse 切れ (D)	低圧線 ジャンパー切れ (E)	Tr 設置台数 (F) ②	$\frac{(C) + (D) + (E)}{(F) ②}$	停電回数 ①+②
Oysterbay	5	57	11.4	108	557	20	81	8.5	19.9
City Centre	4	45	11.3	25	223	7	64	4.0	15.3
Ilala	5	45	9.0	12	126	6	67	2.2	11.2
Factory Zone I	4	22	5.5	24	53	0	73	1.1	6.6
計	18	169	9.4	169	957	33	285	4.1	18.5

注: ① (B) / (A) : 11kV Feeder C.B Tripによる1需要家当りの年平均停電回数。

② $\frac{(C) + (D) + (E)}{(F)}$: Tr 1 次側および2次側フューズ切れ, 低圧線ジャンパー切れによる, 1 需要家当りの年平均停電回数。

数を、3.0回/年程度以下に改善することが可能と考えられる。

4.6.4 低圧配電線

(I) 配電用変圧器

(i) 変圧器1次2次側の改修

1次2次側とも保護開閉器が破損あるいは素通しのものが多い。更に電線の接続状態は全く劣悪で、特に2次側接続部では、随所に過熱のあとがみられる。保護装置のヒューズの定格についても全バンクについてチェックする必要がある。

変圧器の保護装置の不良箇所は、即刻改修すべき緊急項目であるので、TANESCO自体が可能な限り改修を促進するよう自助努力をはかり、変圧器の焼損防止と低圧線の保護に万全を期さなければならない。

尚これらの資機材のうち取急ぎ必要な所要量については、緊急資機材援助のなかに見込まれている。

(ii) 負荷分割と新規需要対策

過負荷あるいは電圧降下の面からの負荷分割、または、潜在需要、新規需要対策として、最小必要限度の変圧器容量台数の供給が必要である。

(iii) 変圧器の適正タップと電圧電流管理

電圧変動の縮小をはかり供給電圧の安定化をはかることは、最重要課題の一つである。

軽負荷時と重負荷時については、変圧器直下と最末端需要家の電圧をチェックして、電圧変動の実態を把握し変圧器の最適使用タップを選択することである。このことは適正電圧維持上有効な手段である。

また、変圧器の過負荷対策や、不平衡電流の軽減をはかるためにも、計画的な負荷電流の測定が不可欠となる。

電圧・電流の管理に必要な測定器具類は、緊急資機材援助のなかにも見込まれている。

(iv) 変圧器接地線の電流

現地調査で変圧器負荷電流測定の際、数百mAから20数A程度の電流が変圧

器接地線に流れているのを多くの変圧器でみかけた。裸低圧線が樹木などと接触しているためや屋内配線機器などからの漏えい電流の影響が考えられ、保守面からも問題である。

(v) 変圧器の保守

変圧器の保守に不十分な面がある。変圧器は重要な配電設備である。ブリーザのシリカゲルが殆どの変圧器で吸湿された状態のまま、放置されている。吸湿が絶縁低下の原因となることは常識である。

点検手入れの周期を早めるなど、日常保守業務の中で対処すべき重要事項である。

(2) 低圧線

(i) 需要家の電圧変動

電圧の問題は11kV Feeder を含め上位系統の影響も無視できないが、電圧変動の主たる原因は、低圧線こう長と電線サイズおよび負荷電流との相関関係によるものである。現在の低圧線はこれらの協調がとれてないものが多いため実測記録のように電圧変動中の最大値は+45V、-30Vと大きい。

これらの解決策には、まず、規定電圧に対する許容変動巾を設定し、大部分の低圧線が許容変動巾内におさまるよう設計標準を定め、これに準拠して改修工事を進めることである。

(ii) 電線

使用されている各種の電線は、老朽電線が多く直線接続箇所も極めて多い。また、コネクタの劣化も甚だしい。これらの現状は夥しい数の変圧器ヒューズ切れの事故やジャンパールーズ事故となって現われている。この荒唐著しい低圧線を改善するためには、不良箇所の劣化張替以外にない。

ただし、前述した需要家の電圧改善降下を十分あげるためには、現状設備の事前調査と合理的な設計が可能なよう、推進組織体制の確立をはかって、強力に進めなければならない。

尚使用電線は、耐塩害効果も考慮した全数絶縁電線とし接続箇所にはすべて絶縁処理を施すべきである。使用電線は、低圧幹線部 HAL-0W 125 sq mm同枝線部 HAL-0W 55 sq mmを標準とすることが望ましい。

(iii) 低圧線架線上の問題

垂直配線の裸低圧線が不平衡負荷電流のためか、弛みの不揃いが生じているものがある。そのまま放置すると中間線が下部の低圧線と短絡する状態となるので、比較的弛みの小さい上部の低圧線から絶縁電線を使用してスパンの中間で中間線を吊架しているケースが見受けられ、非常に見苦しい。

吊架線の絶縁が劣化すれば勿論短絡事故となるので、放置しておくべきではない。

この問題は低圧線の垂直間隔や弛度の不適、負荷電流の不平衡からくる問題である。緊急資機材による低圧線張替工事を推進する過程等で標準設計を定め、逐次改修をはかるべきである。

(iv) 引込線と電力量計

引込線も殆ど裸電線で、老朽電線が多い。劣化引込線は、耐塩害効果と保安確保の面から絶縁電線(DV電線)に張替える必要がある。

電力量計は、単相負荷のみの需要家であっても、3相4線式の計器で供給されているケースが多く見受けられる。単相負荷のみの一般需要家に対しては、単相2線式で供給したほうが負荷電流のバランスもとりやすく合理的と考えるので、逐次改めるべきである。

また、現在殆ど屋内に取付けてある電力量計は、電力取引きの公正と検針を容易にするために、工事動機のとど屋外に取付替えすることを推奨する。

(v) 支障木の伐採と保安の確保

電線と樹木の接触は断線事故の原因となり、公衆感電など保安上の重大問題ともなりかねない。電気事業用の電気設備の保安を確保することは電気事業者の社会的責務である。

電線と樹木との接触・接近は11kVラインを含め随所に見られる。何れ電線張替工事を実施する際には組織的に大規模な伐採が必要となるが、TANESCOの日常業務のなかで、計画的な保修作業の一貫として、樹木接触個所の伐採を早急に推進すべきである。

また、電線と建造物や他の工作物との接触接近個所は、保安上放置することは許されず日常業務の中で即時改修すべき緊急項目である。

4.6.5 通信および監視システム

Ilala変電所と無人各配電用変電所の通信設備は、Fig. 4-6-5-1の通りである。

これらの通信線はIlala S.S. - City Centre S.S.間を除き全て、途中何ヶ所かで断線しており使用不能の状態にある。

これらは通信回線を修理する必然性に欠けることと資材不足のせいもあり、ほとんど放置されている状態である。しかし無人変電所の負荷時タップ切換装置 (L.T.C.) を自動運用するためにはL.T.C.の動作状況を監視する必要があり、又配電線の再閉路状況も把握していることが望ましい。

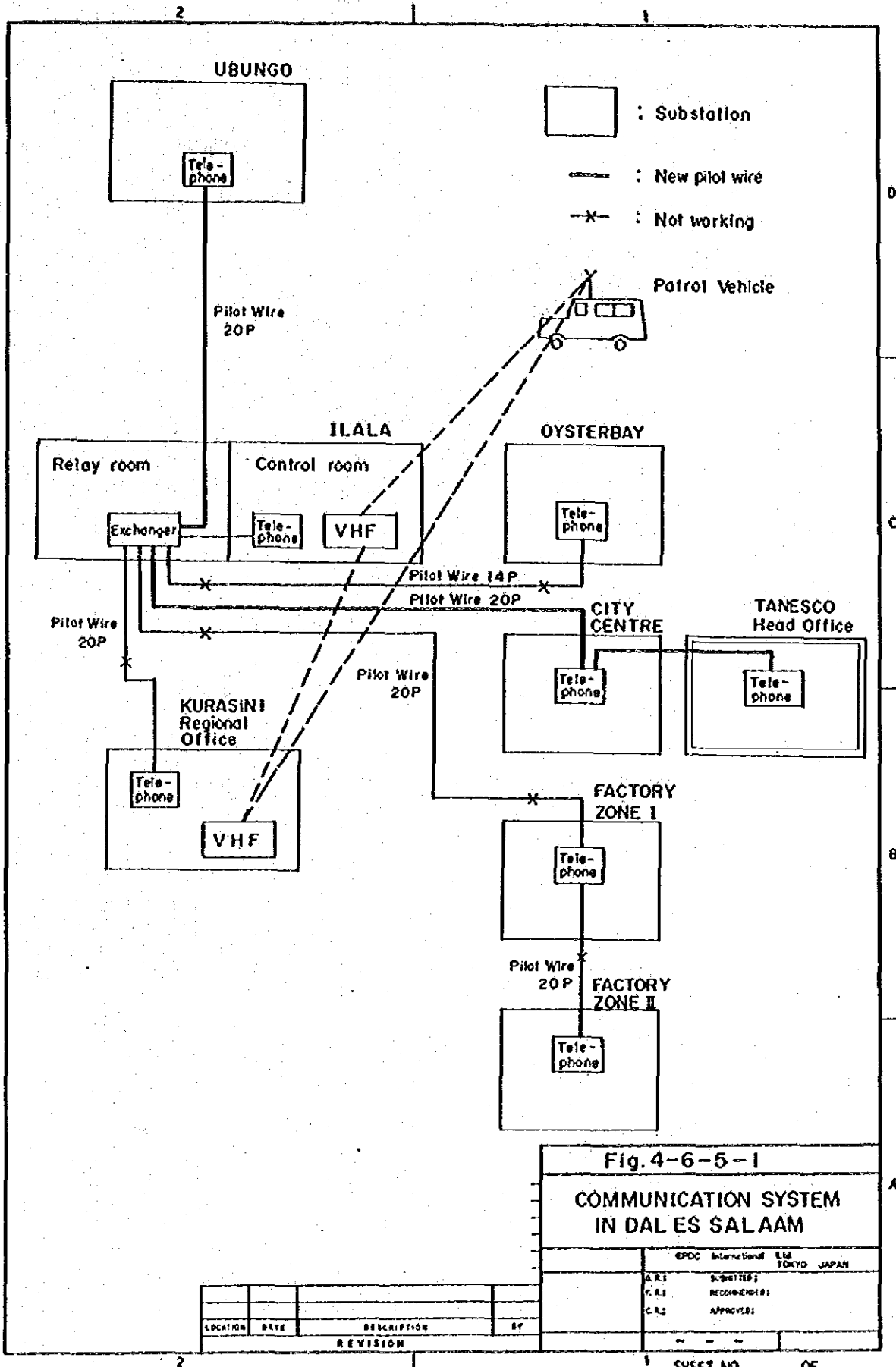


Fig. 4-6-5-1
**COMMUNICATION SYSTEM
 IN DAL ES SALAAM**

				EPDC International Ltd TOKYO JAPAN	
				CR1	3-DW/11/61
				CR2	RECOMMENDATION
				CR3	APPROVAL
				-	-

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

第5章 システム疲弊に対する緊急対策

第5章 システム復旧に対する緊急対策	5-1
5.1 TANESCO 自身が実施すべき応急対策	5-1
5.2 緊急資機材の供与を受けて実施する対策	5-2
5.2.1 設備改修の重点地域	5-2
5.2.2 対策の内容	5-3
5.2.3 街路灯の補修	5-7
5.2.4 工事用車両	5-8
5.2.5 工具、測定器具類	5-9
5.3 緊急資機材リスト	5-9
5.3.1 内容の概説	5-9
5.3.2 品目明細及び数量	5-12
5.4 履行方法	5-19
5.4.1 工事方法	5-19
5.4.2 技術援助	5-19
5.4.3 工事工程	5-20
5.5 費用見積り	5-21
5.6 工事効果	5-22

第5章 システム疲弊に対する緊急対策

4.6に詳述されているが当市の配電システムの荒廃は予想以上に著しく、事故、停電の日常的な頻発、著しい電圧変動による使用中の家電機器の焼損など、先進国では考えられないような破局的な現状であり、市民の多大な苦情が寄せられており、一刻も早い設備改修の実現が必要である。ここに緊急対策を、次の如き考え方のもとに早急を実施する必要があると考える。

- (1) 先づ TANESCO自身の努力により、設備が危険に傾いている箇所について直ちに手当てを行う。
- (2) 次にタンザニヤ側から要請を受けている緊急資機材供与については、資金ソースの額の制約から、最重点地区を限定して、特に低圧配電線の改修と、重負荷Feederの解消を目的として資機材を決定し、この資機材の緊急供与を受けた後改修工事を実施する。
- (3) 変電所設備に関する対策と、それに伴う二次送電線の手当て及び前記限定地区以外の配電線改修は、資金枠の面よりこの緊急対策から外す。

上記の考え方により、緊急対策として下記の如く実施する。

5.1 TANESCO 自身が実施すべき応急対策

設備上直ちに手当てを行わなければ危険である下記事項については、緊急資機材の到着を待つことなく、困難はあろうが TANESCO自身の努力及び資金により、今直ぐ実施に移す必要がある。

(1) 配電用変圧器の保護

変圧器1次側、2次側とも過電流保護装置（フューズ）が破損しており、またはフューズが無く素通しとしているものが随所に見受けられ、まことに危険である。更に二次側電線の接続状態は極めてルーズで、フューズ破損の変圧器の殆どの二次側導体には過熱の跡が見られる。TANESCO は、貴重な設備の永久損壊を招くことのないよう直ちにフューズを手配し、最小限、一次側については変圧器保護を完備することを即刻実行しなければならない。

二次側電線の接続については、これも全箇所を強固な接続とするよう早速作業を

実施する必要がある。

(2) 架空配電線の他物への接触箇所の除去

架空電線が樹木と接触している箇所は数多く見られ、また支線との離隔距離も極めて小さい箇所が多い。これらは徹底した巡視を行い早急に根絶しなければならない。

配電用変圧器の接地線に異常に大きい電流が存在するものがかなり多数見受けられ、これは各相電線が他物へ接触し漏電していることを証明している。

(3) ルーズな電線接続の改修

変圧器二次側以外にも、架空線途中や、引込線との接続点などで、電線接続がルーズな箇所が多い。在庫がないならば、必ずしも、特別な器材を使用する必要はないので正しい巻付けジョイントの方法を以て、このようなルーズな接続ヶ所を一掃する必要がある。

(4) 配電用変圧器タップ選択の適正化

電圧が特に高い配電地域が見受けられるが、配電電圧と変圧器タップを調査し、適正なタップに設定変更する必要がある。

上記4点については、緊急資機材の到着を待つことなく、TANESCO自身の手で直ちにこれを実施することが必要であり、もしこれらの改修が完全に行われれば、これだけでも現在の劣悪な状態はかなり改善されるものと考えられるので、これを強く勧告する。

5.2 緊急資機材の供与を受けて実施する対策

要請が行われている緊急資機材の内容を大巾には変更しないことを原則として、ダルエスサラーム配電システムの内、最も緊急に改修を行われなければならない部分について、この資機材を使用して対策を行うものとし、具体的にその内容を次の如く立案した。これを本節に述べる。

5.2.1 設備改修の重点地域

設備は全地域に亘って老朽化し改修が必要であるが、この中でも、特に Msasani

地区を優先して対策を講ずることとする。この地区は市中心より約8 km北方の Msasani 半島に広がる面積約10 sq. kmの市郊外地区であり、近年急速に住宅地区として発展した地域である。

外国公館や公邸も多くこの地区に存在し、一般の住宅の規模も他地区に比べ格段に大きい所謂高級住宅区と云える。

急速な発展を支えるインフラストラクチャの整備が立遅れており、偶々発展の時期が近年のタンザニア国の経済状態の悪化の時期とも重なって、配電供給のシステムも増設に次ぐ増設を、乏しい資機材で応急的に行って来た状況にあり、これがそのまま永久施設として存続している状態である。

停電や電圧上昇の問題もこの地区が最も大きい。配電11kVフィーダーも1本のみで、市内の全フィーダー中最大の重負荷となっている。

このような理由から当 Msasani地区を最優先にとり上げて、緊急資機材の供与を得て以下に述べる改修対策を行うものとする。

併し本章冒頭に述べた通り、この緊急対策は資金ソース面の制約から主として末端の低圧回路を重点にした改修に止めざるを得ず、その背景に多くの問題をもっている変電所設備のための対策などは、別章記載の改善対策によることとするので、Msasani地区についても本章に述べる対策のみで、改修が完了するものではない。

5.2.2 対策の内容

(i) Msasani地区低圧配電線の全面改修

低圧配電線に使用されている電線は、極端に粗悪で、多くは旧品の流用や間に合わせの不適切な材料が使用されており、ほぼ全面的に張替を必要とする。

張替えに当っては、大部分は旧ルートのまま既設支持物（木柱及び鋼管柱）を利用するが、一部は適正なルートに変更し、または回線構成を変更する。

配電用変圧器については、既設のものをそのまま利用することとするが、保護装置は、1次、2次側全て新品ととり替え、併せてケーブルの接続不備を解消する。

新規の電線は幹線部をHAL-0W 125 sq. mm、枝線部をHAL-0W 55 sq. mmの絶縁電線を標準として張り替えを行う。各需要家への引込線も大巾にとりかえ改修を行

う。

(2) Msasani地区への11kVフィーダ06の重負荷対策

同地区への11kVフィーダとしては Oysterbay S.Sより2ルート2回線(06及び03)が引込まれているが、地区需要の大部分が06に依存している。従ってこのフィーダーは非常に重負荷(ダルエスサラーム配電系統中最大)となっており、問題である。

今回、11kV配電線の小規模の新設を行って、03と06を連系し、需要のかなりの部分を常時03にて供給するよう系統の構成変更を行えば、問題の06の重負荷は解消可能である(Fig 5-1参照)。

このため、11kV配電線新設約2km及び11kV区分開閉器5箇所の新設を行うこととする。

(3) Upanga地区への11kVフィーダC2の重負荷対策

ダルエスサラーム中心部と Msasani地区との中間に存在する、Upanga地区への主要フィーダーはCity Centre S.SからのC2であるが、これには常時重負荷がかかっており、何らかの軽減対策が至急に望まれるところである。

一方 Selander Bridgeの対岸には Oysterbay S.Sからの軽負荷の05フィーダーが到達しており、その間は既存支持物が利用可能である。ここに05フィーダーを延長し、Upanga地区に導入して一部の負荷を肩代り分担させることで前記C2の重負荷を軽減することとする。

負荷の適正な分担のため、妥当な箇所に11kV区分開閉器を新設するのは当然である(Fig 5-2参照)。

(4) Hala S.S-City Center S.S.間33kV送電線増設

City Center S.Sへの送電はHala S.Sの33kV母線より引き出された当該変電所間のACSR 100 sq.mm、架空既設送電線1回線のみにより行われているが、この系統は送電容量上、既に過負荷状態に近づいており緊急対策が必要である。

City Center S.Sは負荷増のため昨年、主変圧器のとり替えを実施し、変電所容量が15MVA(5MVA×3台)より30MVA(15MVA×2台)に倍增されたが、送電線は前記100 sq.mm 1回線(送電容量19MVA)で、未対策のまま推移している現状である。

LEGEND

- EXISTING LINE
- PROPOSED LINE
- ⊙ EXISTING AIR BREAK SWITCH - OPEN
- ⊖ EXISTING AIR BREAK SWITCH - CLOSE
- ⊕ PROPOSED AIR BREAK SWITCH - OPEN
- ⊖ PROPOSED AIR BREAK SWITCH - CLOSE

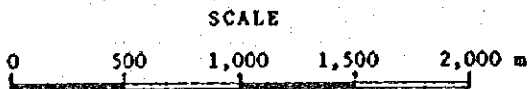
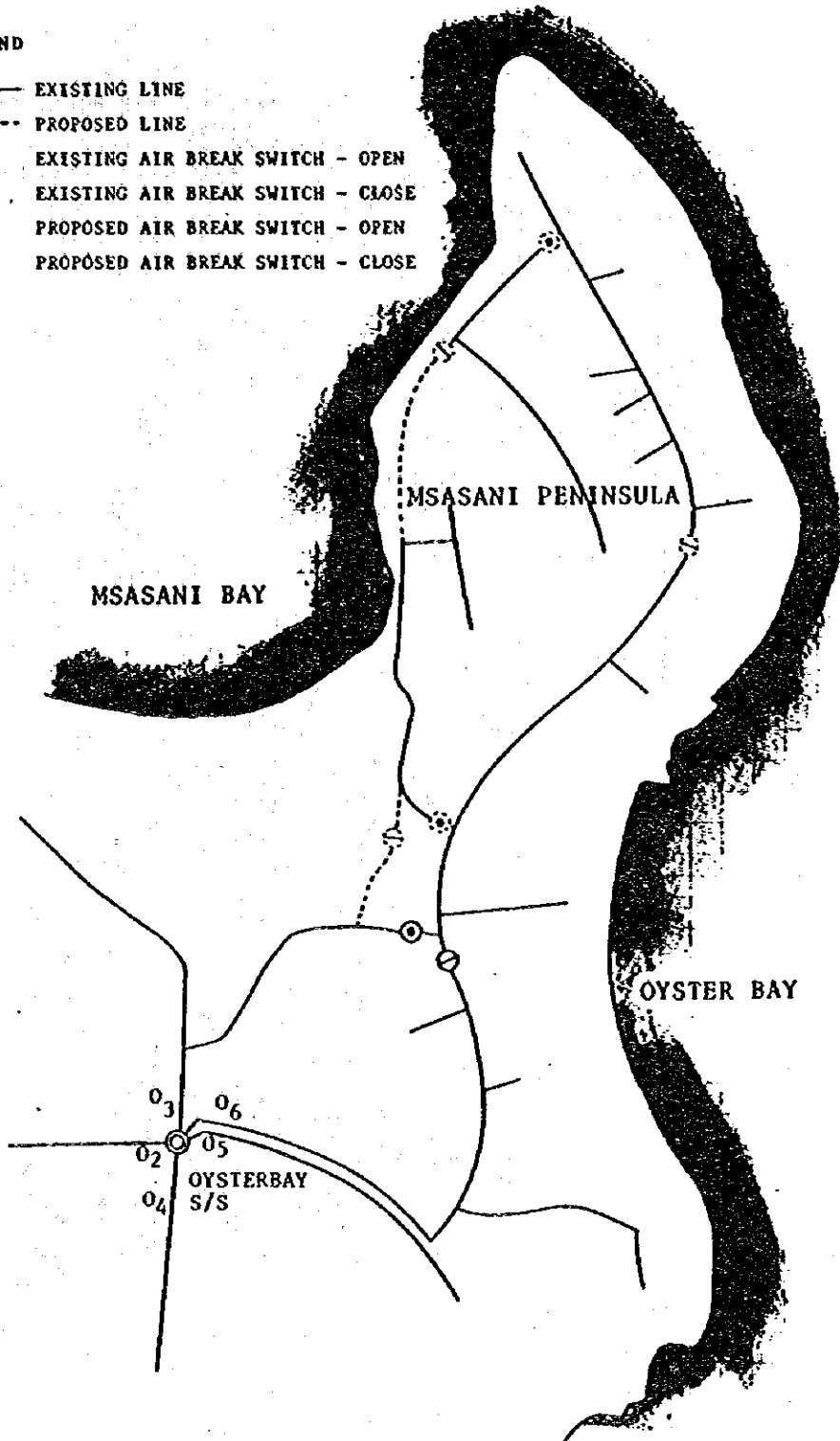


Fig. S-1

**MSASANI AREA
11KV DISTRIBUTION NETWORK**

EPCO International Ltd
TOKYO JAPAN

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

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

LEGEND

- EXISTING LINE - OVERHEAD
- EXISTING LINE - UNDER GROUND
- x-x-x- PROPOSED LINE - OVERHEAD
- ⊙ EXISTING AIR BREAK SWITCH - OPEN -
- ⊖ EXISTING AIR BREAK SWITCH - CLOSE -
- ⊙ (with cross) PROPOSED AIR BREAK SWITCH - OPEN -
- ⊖ (with cross) PROPOSED AIR BREAK SWITCH - CLOSE -

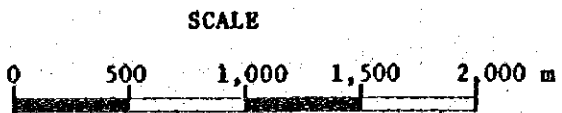
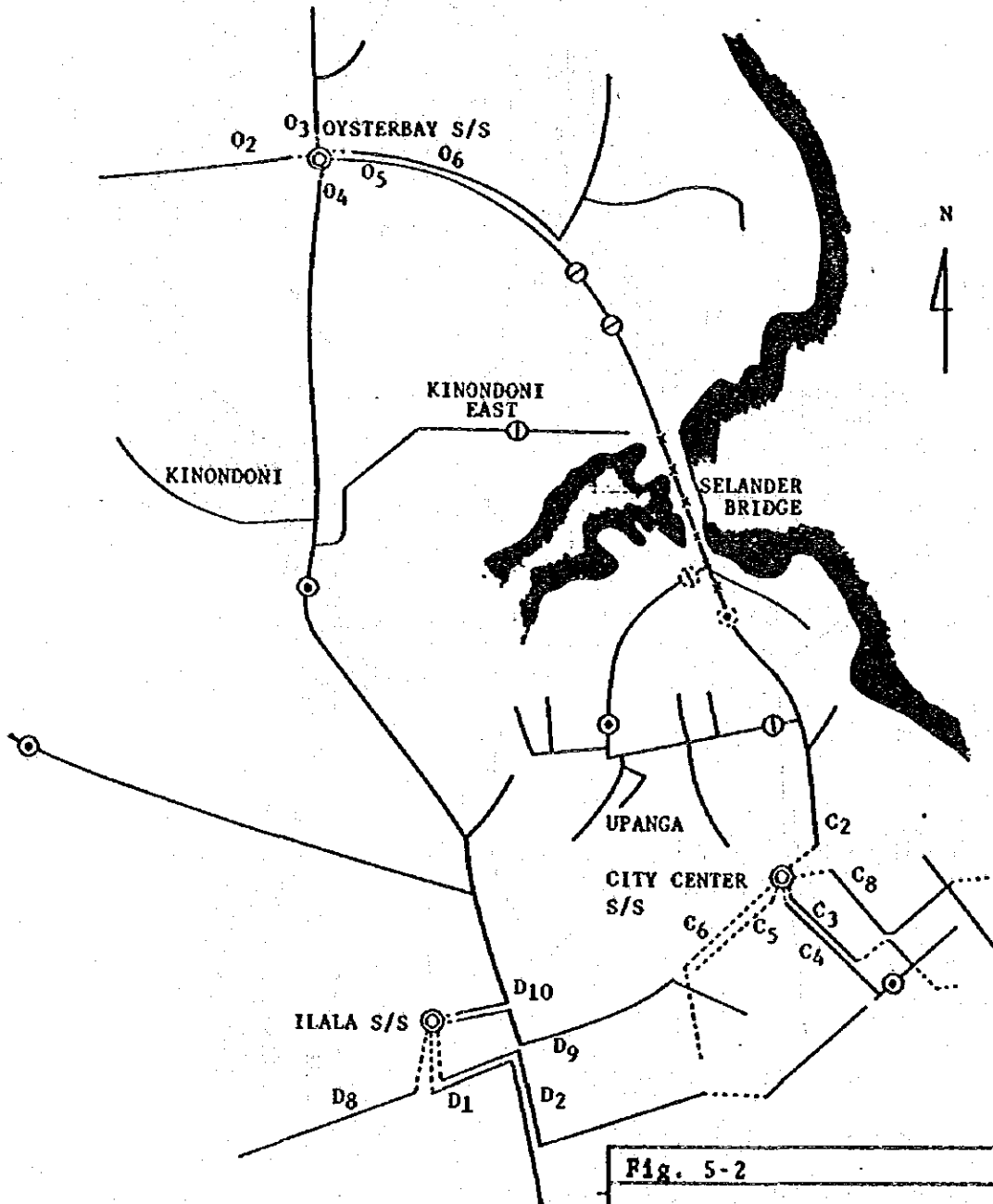


Fig. 5-2	
UPANGA AREA 11KV DISTRIBUTION NETWORK	
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO JAPAN	
DR:	SUBMITTED:
FR:	RECOMMENDED:
CR:	APPROVED:
-	-

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

City Center S.S はダルエスサラーム二次変電所の中でも、最大で最重要変電所であり、長期間の停止を行うことはできないので、既設電線の張り替え作業は許容出来ず送電容量対策としては、別ルート1回線の新設を行う必要がある。

新設送電線は電圧33kV、亘長 2.8km、電線サイズはこの送電線のみでもCity Center 30MVA全量を供給できるよう架空部分ACSR 240 sq.mm、ケーブル部分 300 sq.mmの設計とする。都心ではないので支持物は経済性を考え木柱とする。

(5) 事故復旧、補修用保有資機材

ダルエスサラーム地域の既存全システムを対象として、配電用変圧器の1次、2次側保護装置の修復を初め、頻発している設備事故の復旧用資機材及び施設保守上の補修用資機材として、11kVケーブル、ケーブル端末材料、支線材料などを、要請リストの項目、数量の範囲内で、調整し決定した。

この項目数量は、同市配電施設の設備規模から見て、保有すべき数量として到底充分とは云えないが、当面緊急用として早急に充足が必要なものである。

なお、アルミ電線、碍子の数量については、前記(1)~(4)の特定箇所の所要数量に対し、約25%の余裕を与えたので、全市における不特定小規模の改修作業には、当面对応可能である。

5.2.3 街路灯の補修

今回の要請リスト内に、街路灯器具の供与要望が含まれているため、配電施設の調査と併行して街路灯の状況を概略調査した。

現状は配電設備同様老朽化が著しく、また交換すべき予備ランプ、器具も殆ど皆無であることから、点灯している街路灯は一部の新設道路を除いては、極めて少ない(30%以下)。従って交通の安全、社会治安の面からも緊急資機材中に含めて早急に復旧を行うことが必要である。

各道路別の要請数量は概ね妥当であるが、各街路毎に現状は種々の型式のものが夫々使用されており、また支持物も一定ではない。本来は、街路の性格からそれぞれふさわしいタイプの灯器を選択すべきであるが、現在のタンザニアの状態から考慮して、むしろ経済性、互換性を重視し、標準化した実用的な同一タイプの灯器を供与すべきものとする。

即ち、全ての既存照明柱に取付け可能なアームをもつ高圧水銀灯及び高圧ナトリウム灯を要請数量通り合計 1,000灯の供与を行うものとして、標準化を行って対処することとしたい。

但し、比較的新しいタイプのハイウェイ型街路灯が設備されている Pugu Road (市内～空港)、及び Port Roadなどでは現状をそのまま復旧する必要があるので、所要の予備ランプ、予備器具(安定器フューズなど)等を当面の復旧に必要な数量分供給することとしたい。

5.2.4 工事用車両

現在タネスコの施工班が使用している車輛は、6トクラスのトラックが主であるが何れも古く、故障が多く、台数も不十分であるため施工能力が極めて低い。また、小型車輛が配備されていないため市中心部などでも、巡視点検、事故復旧に大型車を用いることとなり、小回りのきいた迅速な行動がとれず非能率である。

かかる状態を解消するため、要請リスト所載の下記車輛は最小限必要であると考えられる。

項 目	数量	用 途
6トトラック(トランシーバ付)	4	施工班及び資材班用
4WDワゴン車(トランシーバ付)	6	巡視点検、設計班 PR班用
ピックアップトラック(トランシーバ付)	2	事故復旧班用
バイク	10	検針用

車両にはトランシーバーを取り付け、各グループの活動性を高めることとする。作業現場において、本部および相互間の連絡が可能であることは、作業能率上重要なことであり、特に停電作業時には安全の確保、停電時間の短縮等その効果は絶大であると考えられる。

5.2.5 工具、測定器具類

TANESCOの施工班、事故復旧班の班装備工具は極めて貧しい状態にあり、このことが最も大きな事故原因となっている施工不良を生み出しており、また作業員の士気をも大いに低下させて、確実かつ安全な施工に対するモラルの荒廃を助長していると考えられる。かかる見地から、要請品リストについて十分検討を加え、TANESCOとの協議を通じ電工用一般工具セット、樹木伐採工具、圧縮・圧着用工具、一般測定器具、保守保安用器具を見込んで5.3に示す品目及び数量を決定した。

現状を明確にするため、現地にて行なった班装備工具に関するサンプル調査の結果を示す。

(1) 調査対象：施工班（班員15名）

(2) 班装備工具

スコップ	6	ペンチ	1
張線器	2	ハンマー	1
つるはし	1	圧縮器	1
スパナ	2	ハシゴ	1
レンチ	3		

(3) 工具の状態

極めて古く、本来の性能の50%以下の能力程度と判断される。

調査結果より明らかな様にペンチ、ドライバ、スパナ等の各自携帯用工具すら不十分であり、日常行われるべき巡視点検業務にも支障をきたす程度の工具しかなく、その上ゴム手袋、検電器等の作業安全確保のために当然必要とされる物が全く無い。従ってリストアップされている工具・測定器等は最小限必要であると考えられる。

5.3 緊急資機材リスト

5.3.1 内容の概説

TANESCOより提出された要請品リストにもとづき、その用途、必要な数量及び対象地区に関し、TANESCO側と詳細打合せを行い、最終的にA～Dの4アイテムより成るリストを作成した。各々のアイテムの内容は次の通りである。

A. 送配電線路用資機材

B. 車両及び付属品

C. 街路灯

D. 工具・測定器

尚同上リスト中欠番があるが、これは協議の結果削除となった品目によるものであり、以下にその内容を示す。

No	品 目	理 由
A. 5	MI Seal Termination kit	Item A.2 で代用可能
D. 1	Pull Lift	Item D.2 で代用可能
D. 12	Portable A. meters	Item D.13が同機能を有する。
E	Technical Service	別 途 計 上

上記の他に要請数量及び仕様の変更も行ったので、下記にその要目を示す。

(1) A.1 11kV CVTAZV (がい装CVケーブル)

要請品リストでは紙絶縁ケーブルであったが、端末処理が難しい点、吸湿による事故発生の恐れがある点から、CVTAZVとした。また日本においても現在ほとんど紙絶縁ケーブルは使用されていない。

(2) A.4 L/T Cable Lugs

70 sq. mm用：20,000個、300 sq. mm用：10,000個の要請に対し、70 sq. mm用：1,500個、300 sq. mm用：600個とし、新たに100 sq. mm用：1,500個、185 sq. mm用：1,500個、200 sq. mm用：1,500個を追加した。その理由は対象地域では300 sq. mmのケーブル使用箇所が少なく、大部分が185 sq. mmケーブルである事、Item A.4のサイズを変更した事及び変圧器台数に比べその数量があまりにも多すぎた事による。

(3) A.6 600V CVTAZV (がい装CVケーブル)

要請品リストの70 sq. mm、185 sq. mmは電流容量的に不十分のためこれを100 sq. mm、200 sq. mmに変更し、又 Street Light 用16 sq. mmは14 sq. mmに変更した。

(4) A.7 Overhead Line Conductors

高圧線路用ACSR 100 sq.mmを日本規格の標準品であるACSR 120 sq.mmに変更し、その数量は要請 200kmのうち対象地域外の Nordic Line分を除外し、Msasani地区及びUpanga地区の改修工事に必要な60kmに削減した。低圧線路用の電線についてはAA25 sq.mm, AA 100 sq.mmを全数量削除し、その代りとしてPVC AA 25 sq.mm, PVC AA 100 sq.mmをそれぞれHAL-OW 55 sq.mm, HAL-OW 125 sq.mmに仕様変更し数量を 100km及び 200kmに増加した。これは低圧線の絶縁化を図り、電線の電流容量を考慮した事による。

(5) A.10 11kV Open Fuse Cutout

対象地域内の変圧器台数が約 285台であることから、要請数量 500セットを 250セットとした。

(6) A.11 33kV Open Fuse Cutout

対象地域内に33kV配電線が無く、基本的には不要と考えたがOysterbay S.Sの電源となっている33kVラインは一部に変圧器が取付けられているため、電源保護の意味で対象地域外ではあるが75セットを供給する。尚要請リストでは 200セットであるが上記数量にて十分対処できる。

(7) A.12 400A Fuse Holder

対象となる変圧器 285台に対し、要請数量 2,000台は多すぎるため 1,200台とした。

又、5.2.1に述べた様に今回の緊急資機材供給により、補修工事を優先的に実施しなければならない地域及び内容を TANESCOとの協議により設定したが、特に低圧配電線路用資機材について、TANESCOの要請リストの内容のみではこの工事実施に不十分であったため Item 100 ~400 より成る低圧配電線路用資機材リストを追加作成した。各Itemの内容は次の通り

- | | |
|-----|--------------|
| 100 | 電線、ケーブル及び付属品 |
| 200 | ヒューズ、端子 |
| 300 | 装柱金物及び雜材 |
| 400 | 支持物 |

尚 5.2.2 (4)項に記載した33kV送電線増設に伴う資機材は、Item 500とした。

5.3.2 品目明細及び数量

(1) 修正した要請品目リスト

No	ITEM	UNIT	Q'TY
A.1.1	11kV CVTAZV 70 sq.mm×3	m	2,000
A.1.2	11kV CVTAZV 300 sq.mm×1	m	1,000
A.2.1	11kV Cable Termination 70 sq.mm×3	set	400
A.2.2	11kV Cable Termination 185 sq.mm×3	set	400
A.2.3	11kV Cable Termination 300 sq.mm×1	set	120
A.3	Cable Compound	kg	5,000
A.4.1	L/T Cable Lugs 70 sq.mm	pcs	1,500
A.4.2	L/T Cable Lugs 100 sq.mm	pcs	1,500
A.4.3	L/T Cable Lugs 185 sq.mm	pcs	1,500
A.4.4	L/T Cable Lugs 200 sq.mm	pcs	1,500
A.4.5	L/T Cable Lugs 300 sq.mm	pcs	600
A.6.1	600V CVTAZV 14 sq.mm×4	m	20,000
A.6.2	600V CVTAZV 100 sq.mm×4	m	4,000
A.6.3	600V CVTAZV 200 sq.mm×4	m	2,000
A.7.1	ACSR 120 sq.mm	km	60
A.7.2	HAL-0W 55 sq.mm	km	100
A.7.3	HAL-0W 125 sq.mm	km	200
A.8.1	11kV Fuse 3A	pcs	500
A.8.2	11kV Fuse 5A	pcs	600
A.8.3	11kV Fuse 8A	pcs	2,000
A.8.4	11kV Fuse 25A	pcs	5,000
A.8.5	11kV Fuse 30A	pcs	2,000
A.8.6	11kV Fuse 40A	pcs	2,000
A.8.7	11kV Fuse 50A	pcs	500

No	ITEM	UNIT	Q'TY
A. 9. 1	33kV Fuse 2A	pcs	500
A. 9. 2	33kV Fuse 5.5A	pcs	2,000
A. 9. 3	33kV Fuse 8A	pcs	2,000
A. 9. 4	33kV Fuse 10A	pcs	2,000
A. 9. 5	33kV Fuse 20A	pcs	1,000
A. 9. 6	33kV Fuse 25A	pcs	1,000
A. 10	11kV Open Fuse Cutout	set	250
A. 11	33kV Open Fuse Cutout	set	75
A. 12	400A Fuse Holder	pcs	1,200
A. 13. 1	415V HRC Fuse Link 200A	pcs	400
A. 13. 2	415V HRC Fuse Link 300A	pcs	1,000
A. 13. 3	415V HRC Fuse Link 400A	pcs	5,000
A. 14	Iron Clad Neutral Link	pcs	500
A. 15. 1	11kV Pin Insulator	pcs	600
A. 15. 2	33kV Pin Insulator	pcs	200
A. 15. 3	250mm Disc Insulator	pcs	600
A. 15. 4	L/T Shackle Insulator	pcs	10,000
A. 15. 5	L/T Bobbin Insulator	pcs	10,000
A. 16. 1	Meter Seal	pack	500
A. 16. 2	Seal Wire	roll	100
A. 17. 1	Guy Wire 22sq. mm	m	5,000
A. 17. 2	Guy Wire 30sq. mm	m	5,000
A. 18. 1	33kV Disconnecting Switch	set	5
A. 18. 2	33kV Discon. Switch with Earth	set	5
A. 19	33kV Cable Termination	set	10
A. 20	Spares & Sandries Items	lot	1
A. 21	11kV Load Interrupter Switch	set	20

No	ITEM	UNIT	Q'TY
A. 22.1	Distribution Pillar-500KVA	set	20
A. 22.2	Distribution Pillar- 75KVA	set	1
B. 1	Cargo Truck 6ton	unit	4
B. 2	4WD Wagon C/W Carrier	unit	6
B. 3	Pickup Truck	unit	2
B. 4	VHF Transceiver	set	12
B. 5	Motor-bike	unit	10
C. 1.1	Street Light-Mercury	set	700
C. 1.2	Street Light-Sodium	set	300
C. 1.3	Spares for C.1.1&C.1.2	lot	1
C. 1.4	Spares for Existing	lot	1
D. 2.1	Tensioning Hoist 1ton	set	30
D. 2.2	Tensioning Hoist 1.5ton	set	30
D. 2.3	Tensioning Hoist 2ton	set	20
D. 3	Tirfor 3.0ton	set	50
D. 4	Compressor c/w Kinematichammer	set	2
D. 5	Extension Ladder 11m	set	30
D. 6	Extension Ladder 9m	set	50
D. 7	L/T Safety Glove	pair	500
D. 8	Safety Belt	set	100
D. 9.1	33kV Earthing Gear	set	15
D. 9.2	11kV Earthing Gear	set	15
D. 10	33/11kV Switch Stick 6m	pcs	30

No	ITEM	UNIT	Q'TY
D.11	Binocular	pcs	10
D.13	Tong Tester	set	20
D.14	Recording Volt Meter	set	10
D.15	Loop Impedance Tester	set	5
D.16.1	Earth Tester	set	5
D.16.2	Insulation Tester 500V 1000Mohm	set	5
D.16.3	Insulation Tester 1000V 2000Mohm	set	5
D.17	L/T Phas Sequence Meter	set	10
D.18	L/T Current Tester	set	10
D.19	33kV Phasing Equipment	set	5
D.20	11kV Phasing Equipment	set	5
D.21.1	Cable Fault Locator	set	2
D.21.2	33/11kV Voltage Detector	set	5
D.22	First Aid Kit	set	40
D.23	Circuit Tester	set	10
D.24	Tool Box c/w Standard Tools	set	100
D.25	General Work Tool	lot	1
D.26	Measuring Apparatus	lot	1
D.27	Security Goods	lot	1
D.28.1	Compression Tool Y35	set	10
D.28.2	Compression Tool Y40TG-2TG	set	5

(2) 追加品目リスト

No	ITEM	UNIT	Q'TY
101	PDC 22 sq.mm	m	372
102	CVTAZV 60×4	m	40
103	DV Wire 3.2×2	km	30
104	DV Wire 3.2×4	km	24
105	DV Wire 22×2	km	7
106	DV Wire 22×4	km	12
107	Comp. Connect. Al 125-Cu 100	pcs	153
108	Comp. Connect. Al 125-Cu 60	pcs	9
109	Comp. Connect. Al 125-Al 125	pcs	480
110	Comp. Connect. Al 125-Al 55	pcs	960
111	Comp. Connect. Al 55-Cu 60	pcs	3
112	Comp. Connect. Al 55-Al 55	pcs	124
113	Comp. Connect. ACSR 120-ACSR 120	pcs	71
114	Sleev-Al 125	pcs	480
115	Sleev-Al 55	pcs	248
116	Sleev-ACSR 120	pcs	66
117	Bolt Connector PG3	pcs	14,292
118	Bolt Connector PG5	pcs	36
119	Comp. Terminal Cu 60	pcs	12
120	Insulated Al Bind 3.2mm	m	7,440
121	Bare Al Bind Wire 4.0mm	m	1,095
122	Aluminium Tape	m	1,095
123	Bare Cu Bind Wire 2.0mm	m	4,344

No	ITEM	UNIT	Q'TY
201	11kV Fuse 2A	pcs	3
202	11kV Fuse 6A	pcs	6
203	11kV Fuse 12A	pcs	30
204	11kV Fuse 20A	pcs	33
205	Stay Insulator	pcs	88
301	Crossarm 2100	pcs	57
302	Crossarm Beace 780	pcs	124
303	Aluminium Clamp	pcs	84
304	Stay Anchor 2t	set	354
305	Stay Anchor 3t	set	44
306	Twist Strap	pcs	168
307	Dead End Clevis	pcs	28
308	D-Iron	pcs	372
309	Bands For D-Iron	pcs	372
310	Strain Plate	pcs	398
311	Bolt & Nut M16 120mm	pcs	580
312	Bolt & Nut M16 250mm	pcs	57
313	Bolt & Nut M16 320mm	pcs	57
314	Bolt & Nut M16 400mm	pcs	14
315	Square Washer	pcs	708
316	Pole Cap	pcs	150
317	Pole Number Plate	pcs	2,000
318	Danger Plate	pcs	100
319	Polyvinyl Tape	roll	465
320	Barbed Wire	kg	40

No	ITEM	UNIT	Q'TY
321	Iron Wire 4.0mm	kg	121
322	Iron Wire 1.2mm	kg	20
323	Round Wire Nail	kg	25
324	Paint	can	40
325	Brush for Painting	pcs	40
401	Wood Pole 8m	pcs	93
402	Wood Pole 11m	pcs	57
403	Kicking Block	pcs	150
500	ACSR 240 sq.mm	m	6,000
501	Midspan Joint for ACSR 240	set	3
502	Compression Connector	pcs	30
503	33kV Pin Insulator	pcs	95
504	250mm Disc Insulator	pcs	200
505	Stay Rod	pcs	20
506	Stay Wire 30 sq.mm	m	280
507	Wedge Type Aluminium Clamp	pcs	60
508	Crossarm C-2800	pcs	35
509	Crossarm L-2800	pcs	10
510	Crossarm Brace 780	pcs	90
511	Pole Cap	pcs	45
512	Bolt & Nut M20 40mm	pcs	90
513	Bolt & Nut M20 140mm	pcs	20
514	Bolt & Nut M20 240mm	pcs	75
515	Bolt & Nut M20 280mm	pcs	45
516	Square Washer	pcs	50

No	ITEM	UNIT	Q'TY
517	Miscellaneous	lot	1
518	Wood Pole 13m	pcs	45
519	CVTAZV 300 sq. mm × 3	m	800
520	Straight Joint for CVTAZV 300	set	2
521	Cable Termination	set	2

5.4 履行方法

5.4.1 工事方法

本計画の工事施工は TANESCO直営で行う事とするが、初期の段階においては日本人技術者による指導が必要であると考えられる。5.2に述べた計画を実現するための工事を大別し工事手順に従い列記すれば、下記の通りとなる。

- 資材受入れ及び管理
- Msasani地区低圧配電線改修工事
- Msasani地区及びUpanga地区11kV連系配電線路新設工事
- Msasani地区11kV配電線の劣化電線張替工事
- Upanga地区の変圧器1次、2次側改修工事
- その他の地域の変圧器保安装置改修工事
- Ilala~City Center間33kV送電線増設工事

これらの工事を確実に実施するため、Fig 5-3に示す施工体制を組織し、対処する事が必要である。

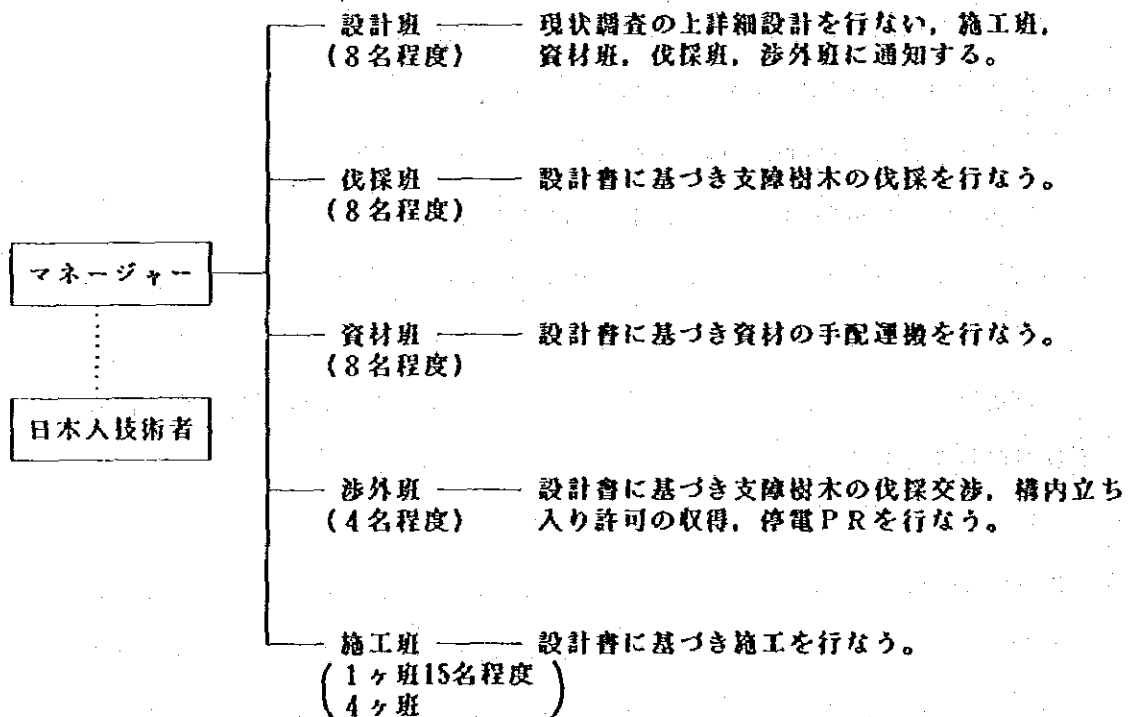
5.4.2 技術援助

Msasani地区の工事を中心とし正しくかつ安全な施工法、メンテナンス及び機器・工具の正しい使用法、手入れ方法等を重点的に、日本人専門家による指導を行ない、これにより TANESCOの施工班、事故復旧班の中に指導的人材の育成を目指す。Msasani地区の工事規模は比較的小さいが、高圧から低圧引込みまでと一応配電線に関する全てを含んでいるので、この目的には最適であると考えられる。

日本人による技術援助の要点は次の通りである。

- 確実な電線接続工法
- 支持物強度を確保するための設計・施工
- 最も効果的かつ安全な作業手順
- 工具・測定器の正しい使用法と点検手入れ
- 公衆安全の確保
- 低圧配電線の管理手法
- 負荷の分割
- 日常行うべき巡視のポイントと対策
- 工程管理
- 資材の節約
- 区分停電による高圧電線張替の手法と系統運用
- 線路図面の作成

Fig 5-3 工事推進組織体制



5.4.3 工事工程

前述の通り本計画の工事は、緊急に着手しなければならず、またできる限り短期

間で確実な施工を実施することが強く望まれている。このために必要な種々の工事について、その具体的な工事量及び難易度等を十分考慮し表5-1に示す通り工事工程を作成した。

表5-1 工事工程

工事種別	期間(月)	1	2	3	4	5	6
資材受入れ、工事準備		■					
Msasani 地区低圧線改修			■	■	■	■	■
Msasani 地区11kV連系線新設			■				
Upanga地区11kV連系線新設			■				
Msasani 地区高圧線劣化張替				■	■		
Upanga地区保護装置改修		■	■				
その他地域保護装置改修			■	■	■	■	■
33kV送電線増設						■	■

5.5 費用見積り

前記5.3.2のリストに示された緊急用資機材の購入費用は下表の通りである。なお算出にあたり、条件として資材単価は1985年度のものとし、CIFドルエスサラム渡しとした。

(1) 資機材費

ITEM No	品 目	金額 (千円)
A	電線路用資機材	
B	車両及び付属品	
C	街路灯	
D	工具・測定器	
100~400	追加品目(1)	
500	追加品目(2)	
	小 計	

(2) コンサルタント費

合 計 (千円)

5.6 工事効果

緊急保修用資機材の供与による前記の各工事完成などに伴い、以下に示す工事効果を期待することが出来る。

(1) 電圧改善, 供給信頼度の向上

(i) Msasani地区は前記工事の完成により、低圧 230V回路の電圧変動値が、工事前(冬季)約60V程度、(夏季)約 100V程度(実測値)に対し夏季でも50V程度以内におさまるものと考えられる。

(ii) Msasani地区の事故による工事後の停電回数は、ケーブル・がい子及び機器類の自然劣化による事故と、11kV受電需要家の内部事故による波及事故以外には考えられなくなるので、画期的に改善されるものと確信する。

(2) 重負荷Feederの解消

O₆、C₂ Feederの重負荷が軽減される。

(3) ロスの改善

工事後の電線路は、ロスの軽減、電圧の改善が計られる。

- (4) 区分開閉器の増設により、事故時・作業時の停電範囲が縮小され、また、負荷融通が可能となる。
- (5) 工事箇所は、適切な資材により、完全な施工をするので公衆に対する保安も確保できる。
- (6) 緊急資機材の供給によって、最も問題な保安装置関係の改修が計画的に推進できる。
- (7) 車両・工具類の供給によって、保修作業および事故対応が迅速化され、かつ確実な施工が期待できる。
- (8) 日本人の指導による Mbasani地区の工事を通じ、工事方法、施工技術が相当程度統一され、TANESCO社員技能のレベルアップが期待できる。
- (9) 安定した電気の供給により、販売電力量の伸びも若干期待できる。
- (10) 街路灯の点灯により防犯、交通事故防止に対する効果が期待できる。
- (11) Hala-City Centre S.S 間33kV送電線の完成により、City Centre の受電電力が増加出来、事故時などの11kV Feeder 切替えがスムーズに実施出来る。

第6章 電力需要予測

第6章 電力需要予測	6-1
6.1 一般的考察	6-1
6.2 予測方法	6-1
6.3 重回帰方程式	6-3
6.4 需要予測に採用した前提条件	6-3
6.4.1 GDPの実質成長率	6-5
6.4.2 電力料金の上昇率	6-5
6.4.3 消費者物価上昇率	6-6
6.4.4 全国発電量に対するグルエスサラームの電力消費比率	6-6
6.4.5 グルエスサラームにおける負荷率	6-7
6.5 巨視的予測結果	6-7
6.6 グルエスサラームの変電所別需要予測	6-10
6.6.1 配電網改善計画に適用すべき需要予測	6-10
6.6.2 負荷配分の要領	6-11
6.6.3 潜在需要	6-11
6.6.4 想定結果	6-14

第6章 電力需要予測

6.1 一般的考察

一般に、実地調査を通じて市町村単位（微視的経済単位）で行う電力需要予測は短期計画の立案に当って最も適していると考えられているが、この方法を採用できるのは、各用途別の需要家や実施中または計画中の諸プロジェクトについての組織的且つ正確な資料、情報が完備している場合だけである。さもない場合には、このような方法は的外れの予測結果を導き易い。いずれにせよ、このような微視的需要予測方法が適用できるのは限られた場合だけである。

国内総生産（GDP）で表わされる国の経済成長と発電量の増加との間に密接な相関々係のあることは周知の事実である。このことに関連し、第3章の表3-2に示したように、ダルエスサラーム地域の送出電力量の全国発電量に対する割合が、1973年より現在まで常に50%前後であったことに注目する必要がある。この事実は、発電量とGDPとの間の上記の相関々係を考慮して想定される将来の全国発電量からダルエスサラーム地域の電力需要予測を導き出すことが可能であることを意味するものである。

地域の需要予測に当っては、当該地域の特殊条件を考慮に入れなければならない。ダルエスサラーム地域の場合には、潜在需要家の需要電力、用途別需要構成、および各用途別の需要増加トレンド等である。

6.2 予測方法

一般に、或る財貨に対する需要関数は当該財貨の価格と需要家の所得に依存し、次の関係式で表わされる。

$$D_i = f(P_i, P_w, Y)$$

ここで、 D_i : i 番目の財貨に対する需要

P_i : i 番の財貨の価格

P_w : 総合物価指数で表わされるその他財貨の価格水準

Y : 需要家の所得

所得および価格に対する需要関数の対応の仕方は殆ど同じであるから、上記の関

係式は次のように改めることができる。

$$D_i = f(P_i/P_w, Y/P_w)$$

このことは、 i 番目の財貨に対する需要関数は当該財貨の相対価格と需要家の実質所得に依存することを意味するものであり、電力に対する需要関数も同様の形をとるであろう。

上の理論に基づいて、電力に対する需要関数 (y) は、以下の重回帰式で表すことができる。

$$y = a + b_1 x_1 + b_2 x_2$$

ここで、 x_1 : GDP

x_2 : KWh 当り売電単価

b_1 : 所得に対する偏回帰係数

b_2 : 価格に対する偏回帰係数

いま、 n 個の標本、

$$(y_1, x_{11}, x_{21}), (y_2, x_{12}, x_{22}), \dots, (y_n, x_{1n}, x_{2n})$$

から、最小 2 乗法によって重回帰を求めれば、以下の連立方程式を以て偏回帰係数 b_1, b_2 が得られる。

$$S_{11} b_1 + S_{12} b_2 = S_{1y}$$

$$S_{12} b_1 + S_{22} b_2 = S_{2y}$$

$$\text{ここで、 } S_{11} = \sum_{i=1}^n (x_{1i} - \bar{x}_1)^2 \quad \bar{x}_1 = 1/n \sum x_{1i}$$

$$S_{22} = \sum_{i=1}^n (x_{2i} - \bar{x}_2)^2 \quad \bar{x}_2 = 1/n \sum x_{2i}$$

$$S_{12} = \sum_{i=1}^n (x_{1i} - \bar{x}_1)(x_{2i} - \bar{x}_2)$$

$$S_{1y} = \sum_{i=1}^n (x_{1i} - \bar{x}_1)(y_i - \bar{y})$$

$$S_{2y} = \sum_{i=1}^n (x_{2i} - \bar{x}_2)(y_i - \bar{y})$$

偏回帰係数 b_1, b_2 が求められれば、需要関数 (y) は以下の式のようになる。

$$y = \bar{y} + b_1 (x_1 - \bar{x}_1) + b_2 (x_2 - \bar{x}_2)$$

求められた重回帰方程式の適合度は、以下の重相関係数を以て測定される。

$$R^2 = \frac{b_1 S_{1y} + b_2 S_{2y}}{S_y}$$

$$\text{ここで、 } S_y = \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2$$

また、公式を用いて算出された発電量 (y) と実際の発電量 (y') との開きは、

次の標準偏差によって測定される。

$$s = \sqrt{1/n \sum (y - y')^2}$$

6.3 重回帰方程式

1973年より1982年までの期間における全国発電量、デフレーターで調整されたGDPおよび売電単価は表6-1に示す通りである。前記の方程式とこの表に示された数値を用いて、下記の重回帰方程式が得られる。

偏回帰係数 : $b_1 = 0.089009$

$$b_2 = -9.1182$$

表6-1から : $\bar{y} = 672.4$ (GWh)

$$\bar{x}_1 = 10.677$$
 (百万T.Shs.)

$$\bar{x}_2 = 18.67$$
 (Cents/KWh)

従って、

$$\begin{aligned} y &= \bar{y} + b_1(x_1 - \bar{x}_1) + b_2(x_2 - \bar{x}_2) \\ &= -107.7 + 0.089009x_1 - 9.1182x_2 \end{aligned}$$

重相関係数 : $R^2 = 0.90$

標準偏差 : $s = 38.3$ (GWh)

従って、上記方程式の偏差の度合いは次の通りとなる。

$$38.3 \text{ GWh} / 672.4 \text{ GWh} = 5.7\%$$

6.4 需要予測に採用した前提条件

上記の重回帰方程式を用いて電力需要予測を行うためには、将来について幾つかの前提条件を設定する必要がある。これらの条件とは、将来のGDP成長率、電気料金値上げ率、消費者物価指数(CPI)等である。また、この方程式を用いて得られる電力需要は発電量(KWh)で表わされるから、尖頭負荷を求めるためには適当と考えられる負荷率を想定しなければならない。これらについて、この報告書で採用された前提条件は以下の通りである。

表 6-1 需要予測のための経済的パラメータ

年次	全国発電量 (GWh)	国内総生産 (百万T. Shs.)			発電単価 (Cents / KWh)		
		市場価格	デフレクター (1966=100)	1966年価格	時価	物価指数 (1970=100)	デフレート された価格
1973	515.1	14,490	130.5	8,800	26.13	124.5	20.98
1974	536.0	14,010	155.3	9,020	30.72	148.4	20.70
1975	557.6	16,988	177.8	9,553	31.82	187.9	16.95
1976	590.9	20,648	203.0	10,169	40.34	200.6	20.10
1977	619.1	26,569	240.2	11,061	48.23	223.8	21.55
1978	680.3	29,557	262.6	11,253	48.14	249.3	19.31
1979	752.0	32,579	279.5	11,657	46.09	283.6	16.25
1980	799.6	36,176	301.1	12,014	65.05	269.4	24.12
1981	843.4	39,822	337.1	11,812	64.47	464.1	13.89
1982	829.5	42,190	369.0	11,435	70.94	551.8	12.86
合計	6,723.5			106,774			186.71
平均	$\bar{y}=672.4$			$\bar{x}_1=10,677$			$\bar{x}_2=18.67$

資料出所 : 発電量および発電単価はTANESCO 年次報告書による。
国内総生産はStatistical Abstract-1982による。
物価指数はタンザニア銀行 "Economic and Operations Report (June 1982) による。

6.4.1 GDPの実質成長率

第2章の表2-3に示したように、市場価格におけるGDPは1973年の11,490百万T. Shs. から1982年は42,190百万T. Shs. と年平均15.5%の割合で増大したが、1966年価格による実質GDPは1973年の8,800百万T. Shs. から1982年の11,435百万T. Shs. と年平均3%、即ち人口増加率と同じ割合いで増大したにすぎない。

第4次5ヶ年計画では、GDPの年平均成長率6%を目標としているが、この目標の達成は困難と考えられている。事実、表2-3は、実質GDPが1980年の12,014百万T. Shs. から1981年11,812百万T. Shs.、1982年は11,435百万T. Shs. と漸減しつつあることを示している。

しかしながら、人口増加率よりも低い経済成長率の見通しをベースとして電力需要予測を行うのは適当ではない。人口増加率について、政府は、第2章の表2-2に示すように、1982年から1990年までの期間、年平均3.3%の増加率を予測している。

これら過去のトレンドと現在の経済情勢を考慮し、将来のGDP成長率については以下のような見通しを採用した。

期 間	下 限	上 限
1983-1985	3.3 %	3.3 %
1985-1990	3.3 %	6.0 %

6.4.2 電力料金の上昇率

KWh 当りの売電単価は、1981年は64.47Cents/KWh、1982年は70.94Cents/KWhであったが、その後、1983年1月および1984年1月と2度に亘って電力料金は値上げされている。JICA調査団の検討によれば、1983年および1984年のKWh当り平均売電単価は、それぞれ、88 Cents/KWh および105Cents/KWh と見積られる。

従って、1973年から1984年までの期間における電力料金の値上げ率は、以下に示すように年平均13.5%となる。

年 次	平均売電単価 (Cents/KWh)
1973	26.13
1978	48.14
1980	65.05
1984	105.00
年平均上昇率	
1973-1984	13.5 %
1978-1984	13.8 %

以上の資料に基づいて、1985年から1993年までの電力料金上昇率を年平均13.5%と想定した。

6.4.3 消費者物価上昇率

第2章の表2-5に示すように、消費者物価指数は1970年を100とすると1980年は369.4、1982年は551.8に上昇している。従って年平均上昇率は以下のようになる。

期 間	年平均上昇率
1970-1980	14.0 %
1980-1982	22.2 %
1970-1982	15.3 %

上に示すように、1980年以降現在までの物価上昇率は極めて高いが、このような傾向が何時までも続くとは考えられない。この報告書では1973~1982年の長期トレンドを考慮し、年率15.5%のインフレ率を採用した。

6.4.4 全国発電量に対するグルエスサラームの電力消費比率

第3章の表3-2に示すように、1973年より1983年までの統計資料によると、

ダレスサラームにおける送出電力量は全国発電量の50%前後に定着している。

ダレスサラームと地方との間の将来の経済的バランスが将来もそのまま維持されるものと考え、上記50%のシェアが将来も続くものと想定した。

6.4.5 ダレスサラームにおける負荷率

上記の表3-2に示すように、ダレスサラームにおける負荷率は1979年と1980年の約66%から漸次低下し、1982年、1983年は63.2%となっている。これは、最近における工業用電力の伸び悩みに起因するものと思われる。今後、工業活動が正常に戻れば、負荷率も次第に高まることは明らかである。この報告書では、ダレスサラームにおける負荷率について以下の見通しを採用した。

期 間	負 荷 率
1983-1985	63.2%
1986-1990	65.0%
1991-1993	66.0%

6.5 巨視的予測結果

前述の重回帰方程式に上記の諸条件をインプットすると、全国およびダレスサラームの電力需要予測は、それぞれ表6-2および表6-3に示す通りとなる。

表6-3によると、ダレスサラームにおける年間送出電力量と尖頭負荷は以下のように要約される。

表 6-2 電力需要予測 (全国)

年次	1966価格GDP (百万T.Shs.)		売電単価 (Cents/KWh)				電力需要 (GWb)		
	上 限	下 限	時価	物価指数 (1970=100)	デフレート された価格	上限	中間	下限	
1982	11.435		70.94	551.8	12.86		829.5		
1983	11.812		88	637	13.81		817.8		
1984	12.202		105	736	14.27		848.3		
1985	12.605		119	850	14.00		886.6		
1986	13.361	13.021	135	982	13.75	956.1	941.0	925.9	
1987	14.163	13.450	154	1,134	13.58	1,029.1	997.4	965.7	
1988	15.013	13.894	174	1,310	13.28	1,107.5	1,057.7	1,007.9	
1989	15.914	14.352	198	1,513	13.09	1,189.4	1,104.9	1,050.4	
1990	16.868	14.826	225	1,748	12.87	1,276.3	1,185.4	1,094.5	
1991	17.880	15.316	255	2,018	12.64	1,368.5	1,254.4	1,140.3	
1992	18.953	15.821	289	2,331	12.40	1,466.2	1,326.8	1,187.4	
1993	20.090	16.343	328	2,692	12.18	1,569.4	1,402.7	1,235.9	
年平均増加率 1982-90						5.5%	4.6%	3.5%	
1990-93						7.1%	5.8%	4.1%	

表6-3 電力需要予測 (ダルクエスサラム)

年次	年間電力量 (GWh)			尖頭負荷 (MW)		
	上限	中間	下限	上限	中間	下限
1982		406.4			73.4	
1983		408.9			75.8	
1984		424.2			76.6	
1985		443.3			80.1	
1986	478.1	470.6	463.0	84.0	82.6	81.3
1987	514.6	498.8	482.9	90.4	87.6	84.8
1988	553.8	528.9	504.0	97.3	92.9	88.5
1989	594.7	560.0	525.2	104.4	98.3	92.5
1990	638.2	592.8	547.3	112.1	104.1	96.1
1991	684.3	627.3	570.2	118.4	108.5	98.6
1992	733.1	663.4	593.7	126.8	114.7	102.7
1993	784.7	701.4	618.0	135.7	121.3	106.9
年平均増加率						
1982-90	5.8 %	4.8 %	3.8 %	5.4 %	4.5 %	3.4 %
1990-93	7.1 %	5.8 %	4.1 %	6.6 %	5.2 %	3.6 %

年次	年間送出電力量 (GWh)			尖頭負荷 (MW)		
	上限	中間	下限	上限	中間	下限
1982	—	406.4	—	—	73.4	—
1985	—	443.3	—	—	80.1	—
1990	638.2	592.8	547.3	112.1	104.1	96.1
1993	784.7	701.4	618.0	135.7	121.3	106.9
年平均増加率						
1982-90	5.8 %	4.8 %	3.8 %	5.4 %	4.5 %	3.4 %
1990-93	7.1 %	5.8 %	4.1 %	6.6 %	5.2 %	3.6 %

また、上記の中間予測に対応する1986年以降のGDPの年間成長率は約4.7%となり、これは1973~1980年のGDP年平均成長率(約4.6%)を僅かに上回るものである。

6.6 ダルエスサラームの変電所別需要予測

6.6.1 配電網改善計画に適用すべき需要予測

前節6.5において、1986年以降のGDPの実質年平均成長率を上限6%、下限3.3%として、それぞれに対応する電力需要の上限予測と下限予測を求めた。また、これら両予測を平均する中間予測を求めると、それに対応するGDP成長率は年率約4.7%となった。

タンザニアのこれまでの経済の発展状況(GDP成長率:1973-80年が4.6%、1980-82年が-2.4%、1973-82年で3%)から勘案すると、上限予測は極めて実現性に乏しく、また、中間予測も、経済開発計画の全てが可成り順調に進展した場合のものであって、現在の経済状況をベースとする限り高目の予測と思われる。

しかしながら、配電設備は国民経済の重要な下部機構であり、その整備には長期間を要するので、配電網改善計画のベースとしては中間予測を適用する。

6.6.2 負荷配分の要領

各変電所別の需要予測は以下の順序に従って行われた。

- (a) 第1段階として、各変電所の供給地域における潜在需要家の需要電力を、最も現実的と思われるタイミングで各変電所の負荷に計上する。
- (b) 第2段階として、尖頭負荷と不等率から1983-1993年の系統合成最大電力を想定し、次に、当該最大電力から潜在需要を差引くと既存需要家の需要増加が判るので、これにより、1983-1985年、1985-1990年、および1990-93年の各期間における既存需要の年平均増加率を算出する。
- (c) 経済がほぼ順調に発展していた1973-80年における住宅・商業用需要の年平均増加率と工業用需要の年平均増加率、並びに、1982年、1985年および1990年の住宅・商業用と工業用需要の構成比に基づいて、前記(b)項の既存需要総合増加率を住宅・商業用と工業用の2通りの増加率に区分する。分析の結果得た既存需要の年平均予想増加率は次の通りである。

既存需要家	1983-85年	1985-90年	1990-93年
住宅・商業用	4.7 %	1.4 %	5.7 %
工業用	1.7 %	0.5 %	2.5 %
総合	3.14%	0.95%	4.55%

- (d) Ifala, City Center, Oysterbay, Ubungoおよび Mbeziの既存需要に対しては前記(c)項の住宅・商業用需要増加率を適用し、その他地区の既存需要に対しては工業用需要増加率を適用する。

6.6.3 潜在需要

(1) 変電所別潜在需要

第3章3.4.4項に述べたように、Capital works ordersの潜在需要25.5MWおよびService lines works ordersの潜在需要4MW、合計29.5MWの需要が配電網の改善に伴って供給を受けるものと予想される。Capital Works Ordersの潜在需要家の申込契約電力の内訳は表6-4に示す通りであるが、その変電所別の

最大需要電力は以下の通りである。

(MW)

変電所	住宅用	商業用	工業用	合計
Ilala	—	0.3	1.6	1.9
City Center	—	2.0	—	2.0
Factory Zone I	0.1	—	11.3	11.4
Oysterbay	0.1	0.3	1.3	1.7
Ubungo	0.4	0.9	—	1.3
Factory Zone II	0.1	0.2	—	0.3
Kurasini	0.1	0.3	3.3	3.7
Mbezi	0.2	0.1	2.0	2.3
Ruvu	0.5	0.4	—	0.9
合計	1.5	4.5	19.5	25.5

また、Service Lines Works Ordersの潜在需要家は全地域に亘っているが、変電所別の配分は概ね以下のように想定される。

Oysterbay	1.6 MW
Kurasini	1.6 MW
Ilala	0.8 MW
Ubungo	0.8 MW
合計	4.0 MW

(2) 接続時期

潜在需要家の接続時期については以下のように想定した。

Capital Works Orders

住宅用 : 1986年に 100% (1.5 MW) 接続

商業用 : 1987年に 100% (4.5 MW) 接続

表6-4. Capital Works Orders需要家申込契約電力

変電所	住宅用	商業用	工業用	合計	注
Ilala	—	500	2,500	3,000	(1)
City Center	—	3,150	—	3,150	(2)
Factory Zone I	100	—	17,800	17,900	(3)
Oysterbay	150	500	2,100	2,750	(4)
Ubungo	600	1,450	—	2,050	(5)
Factory Zone II	225	300	50	575	
Kurasini	90	600	5,315	6,005	(6)
Mbezi	295	150	3,200	3,645	(7)
Ruvu	840	525	50	1,415	
合計	2,300	7,175	31,015	40,490	

(注)

(1) Ilala	KVA	(4) Oysterbay	KVA
Simba Plastic	1,000	Ache Mweda	500
Brewery	1,500	Coir and Fibre	100
		Smuza ポンプ所	750
(2) City Center		Karnal Stove工場	500
NPF 本部拡張	300	Kays織物工場	200
New Africaホテル第3期	300	(5) Ubungo	
Azikiwe 通り建物設備	500	NDF 事務所設備	300
NASACO本部	300	大学拡張	500
SUKARI House	500	TPTL住宅団地	500
NIC 建物設備	300	(6) Kurasini	
デンマーク大使館	200	Glass Factory	4,000
(3) Factory Zone I		ランドローバー工場	500
J.V. 合成せん推工場	12,500	BP拡張	500
Light Source	1,600	(7) Mbezi	
Rajan Oil Industry	1,000	Low Loader Factory	1,600
新空港	1,500	Kawe Meat Plant	1,500
Aisco Complex	500		
Trama Garment 工場	200		

工業用 : Factory Zone I の J.V. Synthetic Textile および Kurasini の Glass Factory は 1989 年に各最大需要電力の 50%、1990 年に 70%、1993 年に 100% 供給されるものとする。また、Factory Zone I の Light Source と Rajan Oil Industry、並びに、Mbezi の Low Loader Factory と Kawa Meat Plant は 1990 年から各最大需要電力の 100% が供給を受けるものとする。

以上の諸工場は、いずれも申込契約電力が 1,000KVA 以上の大規模工場である。

上記以外の工場は、全て 1988 年から、各最大需要電力の 100% が供給を受けるものと想定する。

Service Lines Works Orders

1986～1990 年の 5 年間に亘り、次のスケジュールで接続工事が行われるものと想定する。

Oysterbay	:	1986-1989
Kurasini	:	1986-1989
Hala	:	1990
Ubungo	:	1990

6.6.4 想定結果

変電所別の需要予測結果は表 6-5 および表 6-6 (1), (2), (3) に示す通りであるが、これらを要約すると次表の通りとなる。

(MW)

交 電 所	1983	1985	1990	1993
Ilala	13.0	14.2	17.2	20.3
City Center	17.5	19.2	22.2	26.2
Oysterbay	12.2	13.3	17.2	20.3
Factory Zone I	12.6	12.6	22.2	26.7
Ubungo	2.8	3.1	5.0	6.1
Mbezi	2.1	2.4	4.8	5.9
Kurasini	8.1	8.1	13.1	16.1
Factory Zone II	3.6	3.6	4.1	4.5
ALAF	9.0	9.0	9.4	10.0
Ruvu	5.8	5.8	7.0	7.5
TAZARA	0.9	1.0	1.3	1.4
WAZO Hill	8.9	9.2	9.8	10.6
Friendship Textile	3.0	3.0	3.3	3.6
合成最大需要	99.5	104.5	136.6	159.2
不等率	1.312	"	"	"
系統尖頭負荷	75.8	80.1	104.1	121.3

表6-5 変電所別電力需要予測 (ダルクネスサラム)

(MW)

変電所	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
	(実績)	(実況)										
Ilala	13.0	13.0	13.2	14.2	14.3	14.8	16.5	16.6	17.2	18.0	19.0	20.3
City Center	15.8	17.5	17.8	19.2	19.5	21.7	21.8	22.0	22.2	23.3	24.7	26.2
Oysterbay	12.0	12.2	12.4	13.3	13.9	14.8	16.6	17.1	17.2	18.0	19.0	20.3
Factory Zone I	12.0	12.6	12.6	12.6	12.8	12.9	14.7	18.9	22.2	23.1	24.9	26.7
Ubungu	2.7	2.8	2.9	3.1	3.5	4.5	4.5	4.5	5.0	5.3	5.7	6.1
Mbezi	2.0	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	2.8	2.8	4.8	5.1	5.5	5.9
Kurasini	4.0	8.1	8.1	8.1	8.7	9.5	10.7	12.5	13.1	14.0	15.0	16.1
Factory Zone II	3.6	3.6	3.6	3.6	3.7	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.4	4.5
ALAF	9.6	9.0	9.0	9.0	9.1	9.2	9.2	9.4	9.4	9.6	9.8	10.0
Ruvu	4.4	5.8	5.8	5.8	6.4	6.8	6.9	6.9	7.0	7.1	7.3	7.5
TAZARA	1.5	0.9	1.0	1.0	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4
WAZO Hill	11.8	8.9	8.9	9.2	9.5	9.6	9.7	9.8	9.8	10.0	10.3	10.6
Textile	3.4	3.0	3.0	3.0	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.4	3.5	3.6
合成最大	95.8	99.5	100.5	104.5	108.4	115.0	121.9	129.0	136.6	142.4	150.5	159.2
不等率	1.305	1.312	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
系統尖頭負荷	73.4	75.8	76.6	80.1	82.6	87.6	92.9	98.3	104.1	108.5	114.7	121.3

表 6-6 (1) 発電所別需要予測内訳 (ダルエスサラム)

(MW)

発電所	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Elala 既存需要 CW-住・商 SL-" CW-工業 合計	(突破)	(突破)										
	13.0	13.0	13.2	14.2	14.3	14.5	14.6	14.7	14.9			
						0.3	0.3	0.3	0.3			
							1.6	1.6	1.6			
	13.0	13.0	13.2	14.2	14.3	14.8	15.5	16.6	17.2	18.0	19.0	20.3
City Center 既存需要 CW-住・商 合計												
	15.8	17.5	17.8	19.2	19.5	19.7	19.8	20.0	20.2			
	15.8	17.5	17.8	19.2	19.5	21.7	21.8	22.0	22.2	23.3	24.7	26.2
Oysterbay 既存需要 CW-住・商 SL-" CW-工業 合計												
	12.0	12.2	12.4	13.3	13.4	13.6	13.7	13.8	13.9			
					0.1	0.4	0.4	0.4	0.4			
					0.4	0.8	1.2	1.6	1.6			
	12.0	12.2	12.4	13.3	13.9	14.8	15.6	17.1	17.2	18.0	19.0	20.3
Factory Zone I 既存需要 CW-住・商 CW-工業 合計												
	12.0	12.6	12.6	12.6	12.7	12.8	12.9	13.1	13.2			
					0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			
							1.7	5.7	8.9			
	12.0	12.0	12.6	12.6	12.8	12.9	14.7	18.9	22.2	23.1	24.9	26.7

(注) CW : Capital Works Orders の需要家 SL : Service Lines Orders の需要家

表 6 - 6 (2) 変電所別需要予測内訳 (ダルエニスサラーム)

(MW)

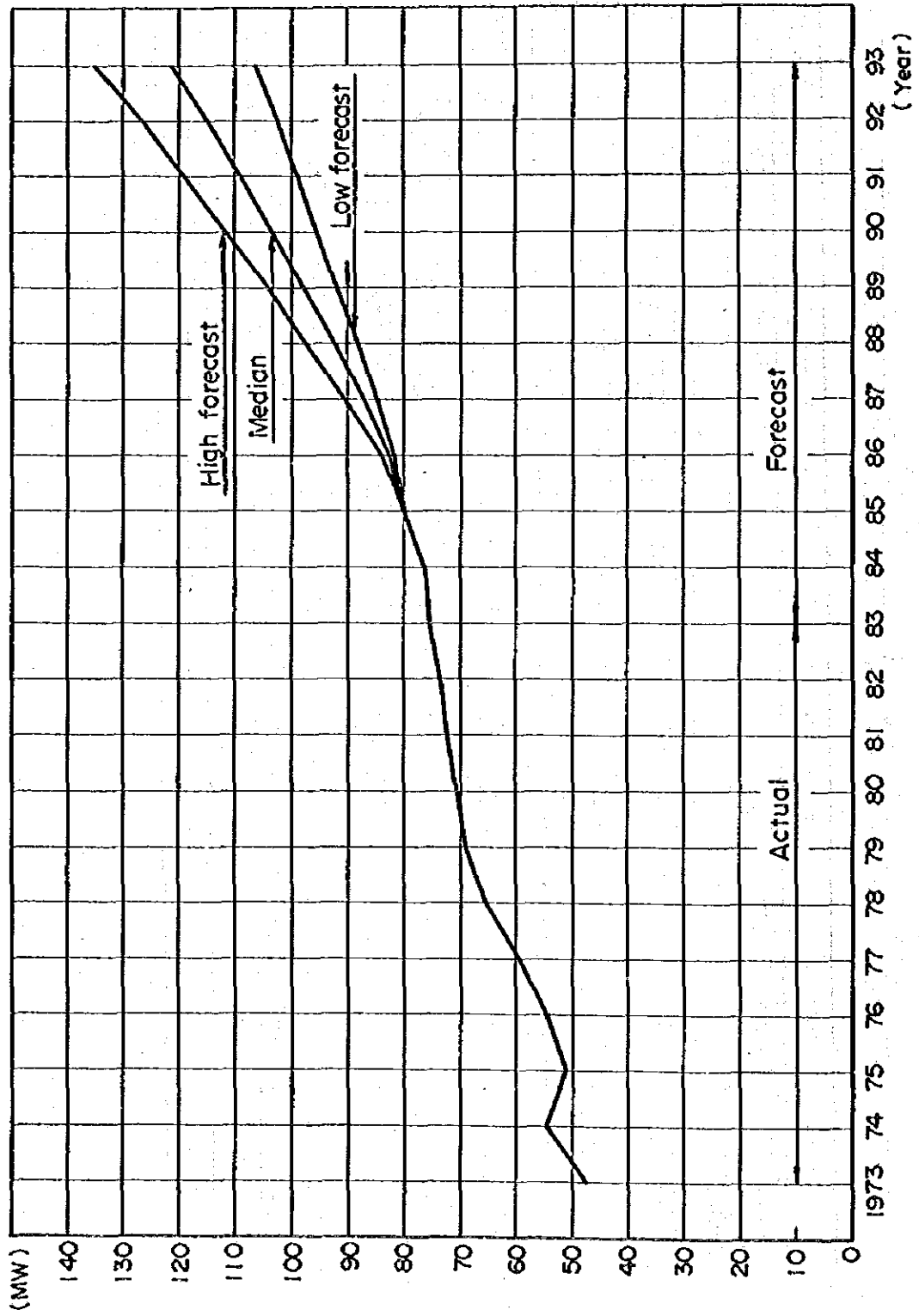
変電所	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
Ubungo												
既存需要	2.7	2.8	2.9	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3			
CW-住・商				0.4	0.4	1.3	1.3	1.3	1.3			
SL-									0.4			
合計	2.7	2.8	2.9	3.1	3.5	4.5	4.5	4.5	5.0	5.3	5.7	6.1
Mbezi												
既存需要	2.0	2.1	2.2	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5			
CW-住・商				0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3			
CW-工業									2.0			
合計	2.0	2.1	2.2	2.4	2.6	2.8	2.8	2.8	4.8	5.1	5.5	5.9
Karasini												
既存需要	4.0	8.1	8.1	8.1	8.2	8.3	8.3	8.4	8.5			
CW-住・商					0.1	0.4	0.4	0.4	0.4	11.2	12.0	12.8
SL-					0.4	0.8	1.2	1.6	1.6	2.8	3.0	3.3
CW-工業							0.8	2.1	2.6			
合計	4.0	8.1	8.1	8.1	8.7	9.5	10.7	12.5	13.1	14.0	15.0	16.1
Factory Zone II												
既存需要	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8			
CW-住・商					0.1	0.3	0.3	0.3	0.3			
CW-工業												
合計	3.6	3.6	3.6	3.6	3.7	3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.4	4.5

表 6 - 6 (3) 変電所別需要予測内訳 (ダルエスサラム)

(MW)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
	(実績)	(実績)										
Ruvu												
既存需要	4.4	5.8	5.8	5.8	5.9	5.9	6.0	6.0	6.1			
CW-住・商					0.5	0.9	0.9	0.9	0.9			
CW-工業												
合計	4.4	5.8	5.8	5.8	6.4	6.8	6.9	6.9	7.0	7.1	7.3	7.5
ALAF	9.6	9.0	9.0	9.0	9.1	9.2	9.2	9.4	9.4	9.6	9.8	10.0
TAZARA	1.5	0.9	1.0	1.0	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4
WAZO Hill	11.8	8.9	8.9	9.2	9.5	9.6	9.7	9.8	9.8	10.0	10.3	10.6
Freindship Textile	3.4	3.0	3.0	3.0	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.4	3.5	3.6
合成最大需要	95.8	99.5	100.5	105.1	108.4	115.0	121.9	129.0	136.6	142.4	150.5	159.2
不 等 率	1.305	1.312	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
系統尖頭負荷	73.4	75.8	76.6	80.1	82.6	87.6	92.9	98.3	104.1	108.5	114.7	121.3

Fig. 6-1 Load Forecast (Dar-es-Salaam)



第7章 系統解析

第7章 系統解析	7-1
7.1 系統構成の概要	7-1
7.2 系統計算	7-1
7.2.1 系統計算の内容	7-1
7.2.2 計算条件	7-1
7.3 計算結果	7-4
7.3.1 潮流・電圧計算	7-4
7.3.2 安定度計算	7-6
7.3.3 短絡電流計算	7-6
7.4 Ilala S.S.の変圧器の取替に関する検討	7-7
7.4.1 現状設備の問題	7-7
7.4.2 改善策	7-7
7.5 グルエスサラーム系統の運用	7-10

第7章 系統解析

7.1 系統構成の概要

タンザニア電力系統は、上位電圧から 220KV、132KV、33KV の順で構成されている。首都ダルエスサラームはその西側約 300kmの地点に位置する主要電源 Kidatu P.S. からその電力を受電している。西部電源と首都を結ぶ送電線は、Kidatu P.S. ~ Morogoro S.S.間を 220KV 1回線、Morogoro S.S. ~ Ubungo S.S. (ダルエスサラームに位置) を 220KV 1回線と 132KV 1回線とで構成されている。

タンザニア国の北部には小水力発電所が散在し、132KV送電線でダルエスサラーム系統と結ばれている。同地域の需要はこれらの小水力発電所だけの供給では不十分なため、ピーク時にはKidatu P.S. から受電している。

ダルエスサラームの送電網は、Ubungo S.S. から Ilala S.S. へ 132KV 1回線で送電している他は、全て33KV送電線で構成されている。

7.2 系統計算

系統計算は主幹系統と、送配電網整備計画を実施した後のダルエスサラーム配電網とを対象に実施した。

7.2.1 系統計算の内容

系統計算は次の項目について実施した。

- 潮流・電圧計算
- 安定度計算
- 短絡電流計算

7.2.2 計算条件

系統計算を実施するにあたっての計算条件を次の様に設定した。

(1) 対象系統の範囲

計算の対象となる系統の範囲は、西部に広がる 220KV送電線、北部に広がる 132KVと33KV送電線で構成されたダルエスサラーム系統である。

これらの系統範囲をFig. 7-1に示す。

(2) 対象年度および負荷の規模

1990年の系統を計算の対象とし、この時の負荷規模は、第6章の需要想定に基づき次の様に設定した。

	ピーク負荷	オフピーク負荷
ダレスサラーム系統	104.1	65.6
西部・北部連系々統	162.6	102.6
合 計	266.7 MW	168.2 MW

オフピーク時の負荷は、ピーク負荷に負荷率0.63を乗じた値とした。

(3) 汐流・電圧計算

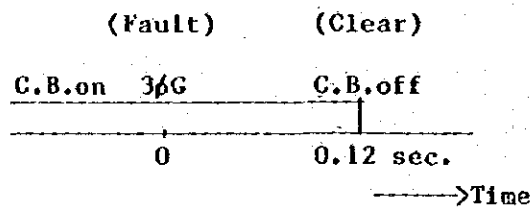
系統の電圧を維持するために必要な機器の運転条件を次の様に設定した。

- 系統電圧の維持範囲； 95～108 %
- 発電機の運転電圧； 100± 5 %
- 変圧器のタップ比； 1.00～0.85 P.U.
- 負荷力率； 0.90

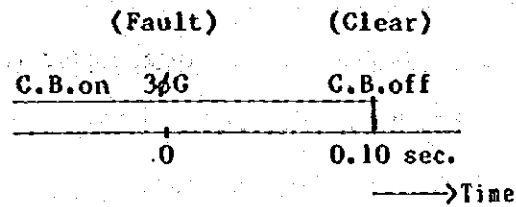
(4) 安定度計算

安定度計算は、系統の信頼度基準に応じて送電線の事故様相を設定すべきであるが、ここでは3相地絡事故(3φG)を適用した。送電々圧階級とその事故シ-ケンスは次の通りである。

(i) 66KV, 132KV 送電線



(ii) 220KV 送電線



(5) 短絡電流計算

短絡電流計算に用いた発電機の定数および運転状況は次の通りである。

発電機リアクタンス；過渡リアクタンス (X_d')

変圧器のタップ比； 1.00 P.U.

発電機の運転状況； Ubungo	5.5 MVA × 3
	7.66 MVA × 3
	10.1 MVA × 2
	18.6 MVA × 1
Hale	12.35 MVA × 2
Pangani	3.125MVA × 3
	6.25 MVA × 2
Nyumba ya Mungu	4.7 MVA × 2
Arusha	1.19 MVA × 4
	0.448MVA × 2
Kidatu	60 MVA × 4
Mtera	40 MVA × 2
合 計	459.91 MVA

(6) 機器の特性

Fig. 7-1 に送変電設備のインピーダンスを、Table. 7-1 に発電機の特性を示す。

7.3 計算結果

7.3.1 汐流・電圧計算

電力の主要消費地である首都ダルエスサラームは、首都から西へ約 300km離れた Kidatu P.S. から 220KV送電線で受電している。西部の電源地帯に広がる 220KV送電線は、1990年頃には1200km以上に拡張される計画である。

これらの 220KV送電線では、Kidatu P.S. 以西の区間では送電線が長く且つ汐流が軽くフェランティ効果により系統電圧が上昇する。一方、Kidatu P.S. とダルエスサラーム間では汐流が重く電圧降下が非常に大きい。このため、電圧上昇の抑制と電圧降下の補償を異った地域で同時に行わなければならない。特に軽負荷時の電圧上昇を抑制するために、分路リアクトルの運転が必要となる。

(i) ピーク負荷時

ピーク負荷時の汐流をFig. 7-2に示す。

(i) ダルエスサラーム系統

ダルエスサラーム系統では、Ubungo P.S. の発電機を運転しない限り、無効電力を供給し系統電圧を維持する設備がなく、電圧調整は変圧器のタップ制御だけで行わなければならない。

1990年頃までは、各変電所とも変圧器タップを制御することで2次側の電圧を95%以上に維持出来る。但し、Ubungo S.S. から60km以上離れているRuvu S.S. は電圧降下が大きく、同変電所又は需要者側に電圧補償用コンデンサ (4.5 MVA) を設置しなければならない。

ダルエスサラーム地域で消費される無効電力は、全て 220KV系統およびKidatu P.S. から供給しなければならないために、Kidatu P.S. とUbungo S.S. 間の電圧は著しく低下する。

(ii) ダルエスサラーム系統にS.C.が無い場合

Ubungo S.S. 又はIlala S.S. に電圧補償用のコンデンサを設置しない場合、Ubungo S.S. の 220KV母線電圧は90%以下に低下する。これは Kidatu P.S. の電圧に比較して18%低下している (Fig. 7-2)。

しかし、Ubungo S.S. の変圧器 (220/132 KV, 132/33 KV) とIlala S.S. の変圧器 (132/33 KV) のタップ調整により33KV送電網の電圧を95%以上に

維持出来る。

(iii) グルエサラーム系統にS.C.を設置した場合

Ilala S.S.に10MVAの電力用コンデンサを設置した場合、Ubungo S.S.の220KV母線電圧は設置しない場合に比較して6.6%上昇する(Fig. 7-3)。この結果、送電系統の電圧は上昇し、送電損失は減少する。電圧改善のための電力用コンデンサは、負荷端に設置するのが経済的であるので、今後の需要増に応じて需要家側に設置すべきである。

(iv) 西部および北部系統

西部に広がる220KV系統では、電圧上昇を抑制するために分路リアクトルの設置が次の変電所に必要となる。

Mbeya S.S.	13.5 MVA
Singida S.S.	4.5 MVA

北部の系統では、需要増に伴って電圧降下を補償する電力用コンデンサがArusha S.S.に3.3MVA必要となる。

(2) オフピーク負荷時

オフピーク負荷時の潮流図をFig. 7-4に示す。

オフピーク負荷時には、フェラントイ効果による220KV系統の電圧上昇を抑制するために、次の変電所と発電所に分路リアクトルを設置しなければならない。

Iringa S.S.	6.5 MVA
Mbeya S.S.	17.5 "
Mtera P.S.	46.9 "
Singida S.S.	4.8 "

しかし、グルエサラーム系統のRuvu S.S.はオフピーク負荷時であっても、送電距離が長いために電圧降下が大きく、これを補償するための電力用コンデンサ0.9MVAの運転が必要である。

(3) Ubungo S.S. の分路リアクトル

Ubungo S.S.とZanzibar S.S.間に敷設されている132KV電力ケーブルの進相無効電力を吸収するために、現在、同送電線のUbungo S.S.側に直付けされている分路リアクトルは、1990年頃のピーク負荷時には系統から切離されなければな

らない。

ピーク負荷時には、ダルエスサラーム系統での無効電力の消費が多くなるために、電力ケーブルから供給される進相無効電力を分路リアクトルで吸収する必要がなくなるためである。

オフ・ピーク負荷時に必要な分路リアクトルの容量は、30MVA程度であり、この容量はUbungo S.S. の220/132KV変圧器の3次側に設置されている分路リアクトルと同容量である。

このため、ピーク時およびオフ・ピーク時に開閉する分路リアクトルは、変圧器の3次側の容量で充分である。

7.3.2 安定度計算

安定度計算は、北部系統の発電機を対象に132KVと66KV送電線の事故を模擬し、次の4ケースで実施した。

Case-1 : Hale P.S. ~Tanga S.S.	132KV 送電線
Case-2 : Kiyungi S.S. ~Arusha P.S.	66KV "
Case-3 : Kiyungi S.S. ~Arusha P.S.	132KV "
Case-4 : Morogoro S.S. ~Chalinze S.S.	132KV "

Fig. 7-5に模擬した事故点を示す。

各計算ケースの発電機動揺曲線をFig. 7-6(1)-(4)に、電圧動揺曲線をFig. 7-7に示す。

いずれの計算ケースにおいても、発電機は安定である。これらのケースのうちで、Case-4は事故送電線の潮流が多いために他のケースに比較して北部系統の発電機に与える動揺が大きい。系統電圧はいずれのケースでも安定している。

7.3.3 短絡電流計算

Fig. 7-8に短絡電流計算の結果を示す。

各電圧階級毎の母線の最大電流は次の通りである。

220KV母線	Kidatu P.S.	1.93KA (= 735 MVA)
132KV母線	Ubungo S.S.	1.45KA (= 332 MVA)

33KV母線 Ubungo S.S. 5.51KA (= 315 MVA)

11KV母線 Ubungo S.S. 11.70KA (= 222 MVA)

ダルエスサラーム系統の遮断器の定格遮断容量は、いずれもこれらの値を満たしている。

7.4 Ilala S.Sの変圧器の取替に関する検討

7.4.1 現状設備の問題

(1) Ilala S.S.への送電容量

現在Ubungo S.S. からIlala S.S.への送電方法は、132KV 1回線と33KV 2回線との並行運転によって行っている。これらの送電線のうち、132KV送電線はその送電容量が96MVAであるのに対して、実際の汐流は20MVAで抑制されている。これは132KV送電線のIlala S.S.側の132/33KV変圧器の容量が20MVAでしかないためである。一方、33KV送電線は48MVAの送電容量を有している。

このため、132KVおよび33KV送電線を並行運転すると、これらの送電線の電力はその送電容量に対して不均衡に流れるために設備の利用率が極めて悪い。

(2) ダルエスサラームの系統構成

Ubungo S.S. からIlala S.S.向けの132KV送電線の送電容量が小さいために、系統構成の面ではIlala S.S.からの供給が適している33/11KV変電所に対しても、Ubungo S.S.がIlala S.S.の需要を一部肩代わりしているのが現状である。この結果、Ubungo S.S.の33KV送電線の電圧降下と送電損失が大きくなっている。

7.4.2 改善策

(1) Ilala S.S.の変圧器の取替

Ilala S.S.の132/33KV変圧器(10MVA×2)を132KV送電線の送電容量相当の90MVA(45MVA×2)に取替えることにより、Ubungo S.S.からIlala S.S.への送電容量が増加する。また同時に、Ubungo S.S.の220KV側から33KV側への受電可能電力も増加する。

この結果、首都ダルエスサラームへの供給力が増加する。

(2) 33KV送電線の接続変更

現在、Ubungo S.S. から供給している Ilala S.S. 近傍の変電所、即ち、Kurasini S.S.、および Oysterbay S.S. は Ilala S.S. から供給するために 33KV 送電線を接続変更する (Fig. 7-9)。

この結果、

- 132KV 送電線の利用率が上る
- 33KV 送電線の電圧降下を改善できる
- 送電損失を低減出来る

ことになる。

(3) 送電容量の比較

Ilala S.S. の変圧器の取替えと 33KV 送電線の接続変更による送電容量の増加分を、現在の設備と比較すると Table. 7-2 の様になる。

(i) 132KV, 33KV 送電線を並行運転する場合

全設備が健全な場合、Ubungo S.S. の 132KV 母線から同変電所の 33KV 側および Ilala S.S. への送電容量の合計は、既設備で 113MVA、改善後は 190MVA となりその増分は 77MVA である (Fig. 7-10, 7-11)。

Ubungo S.S. の 132/33KV 変圧器 (50MVA×2) 又は Ilala S.S. の 132/33KV 変圧器 (既設 10MVA×2, 取替後 45MVA×2) のいずれか 1 バンクが停止した場合は、送電容量の合計は、既設備で 69MVA、改善後は 116MVA にそれぞれ減少するが、改善による増分は 47MVA である。

なお、この検討に用いた Ubungo S.S. と Ilala S.S. の需要の比率は、1990 年のピーク負荷と同じにし、1990 年以降の両変電所の需要の増加率を等しくした。

(ii) 132KV 送電線を単独運転する場合

Ubungo S.S. 又は Ilala S.S. の変圧器のいずれか 1 バンクを停止する場合は、両変電所の負荷状況によっては、33KV 送電線を停止し 132KV 送電線だけを運転するのが有利な場合がある (Fig. 7-10(2), (3), Fig. 7-11(2), (3))。

(4) 電圧調整

1990 年頃の夕流を例にとると、Ubungo S.S. の 220KV 母線電圧は、ピーク負荷時で、定格電圧の 85.8%、オフ・ピーク負荷時では 101.5% となり、その変動巾は 15% 以上となる (Fig. 7-2 と Fig. 7-4 の比較)。

この電圧変動に起因する33KV送電系統の電圧変動を調整するために、Ubungo S.S. の 220/132KV 変圧器と 132/33KV変圧器およびHala S.S.の 132/33KV変圧器のタップを制御しなければならない。

ピーク負荷時およびオフ・ピーク負荷時に選択する変圧器のタップ比の概略値は次の通りであり、既設および計画の変圧器タップの仕様で対応出来る。

変圧器	ピーク時	オフ・ピーク時
Ubungo 220/132 KV Tr.	220KVタップ 0.900 P.U	220KVタップ 1.00 P.U
Ubungo 132/ 33 KV Tr.	132KVタップ 0.875 P.U	132KVタップ 0.90 P.U
Hala 132/ 33 KV Tr.	132KVタップ 0.875 P.U	132KVタップ 0.90 P.U

タップ市の合計

Ubu. 220kV-Ubu. 33kV	0.225 P.U.	0.10 P.U
Ubu. 220kV-Ubu. 33kV	0.225 P.U.	0.10 P.U

これらの変圧器のタップ比を選択する場合、Ubungo S.S. の 132/33KV変圧器と、Hala S.S.の 132/33KV変圧器のタップ比は同一に選定すべきである。これら2つの変圧器のタップ比が大きすぎると、132KV送電線と33KV送電線との間で、横流が流れ、両送電線の潮流バランスが大きく変わることになる。

Fig. 7-12は、Hala S.S.の変圧器のタップ比を 0.85.P.U.又は 0.90 P.U.にそれぞれ固定し、Ubungo S.S. の変圧器のタップ比を 0.85 P.U.から 1.00 P.U.の範囲にそれぞれ変更した場合の潮流である。両回線の潮流の比率は大巾に変わり、無効横流が流れていることが分る。

(5) Hala S.S.の新設変圧器のインピーダンス電圧

Hala S.S.の新しい変圧器 (132/33KV, 45MVA × 2) のインピーダンス電圧は、定格容量ベースで 8.0%とするのが適当である。

132KV送電線と33KV送電線を並行運転する場合、これらの送電線の潮流の比率は、送電線のインピーダンス、Ubungo S.S. の 132/33KV変圧器 (50MVA × 2) とHala S.S.の 132/33KV変圧器 (45MVA × 2) のインピーダンス電圧およびUbungo S.S. とHala S.S.の負荷比率の影響を受ける。

Ubungo S.S. と Ilala S.S. の負荷比率を1990年のピーク負荷と同じにした場合、Ilala S.S. の新しい変圧器のインピーダンス電圧を 8.0%にすると、送電線の潮流バランスがとれる。

インピーダンス電圧を10%と 8.0%とした場合の潮流図をFig. 7-13に示す。インピーダンス電圧が10%では、Ilala S.S. の変圧器が Ubungo S.S. の変圧器よりも早く定格容量に達するが、8%では両変電所の変圧器は殆ど同時に定格容量に達する。

この結果、インピーダンス電圧の差による両変電所への供給力の差は 11MVAとなり、インピーダンス電圧を 8.0%とするのが有利である。

7.5 ダルエスサラーム系統の運用

Ilala S.S. の変圧器の取替および33KV送電線の接続変更を実施した後(7.4.2参照)、Ubungo S.S. からIlala S.S. への送電方法は、現在の方法と同様に、132KV 1回線と33KV 2回線の並行運転を行うのが次の理由により有利である。

- 電圧低下の改善
- 送電損失の低減
- 供給信頼度の向上

なお、Ubungo S.S. 又はIlala S.S. の変圧器を1台停止する時は、両変電所の負荷状況に応じて、132KV送電線だけを運転するのが有利な場合もある (Fig. 7-11)。

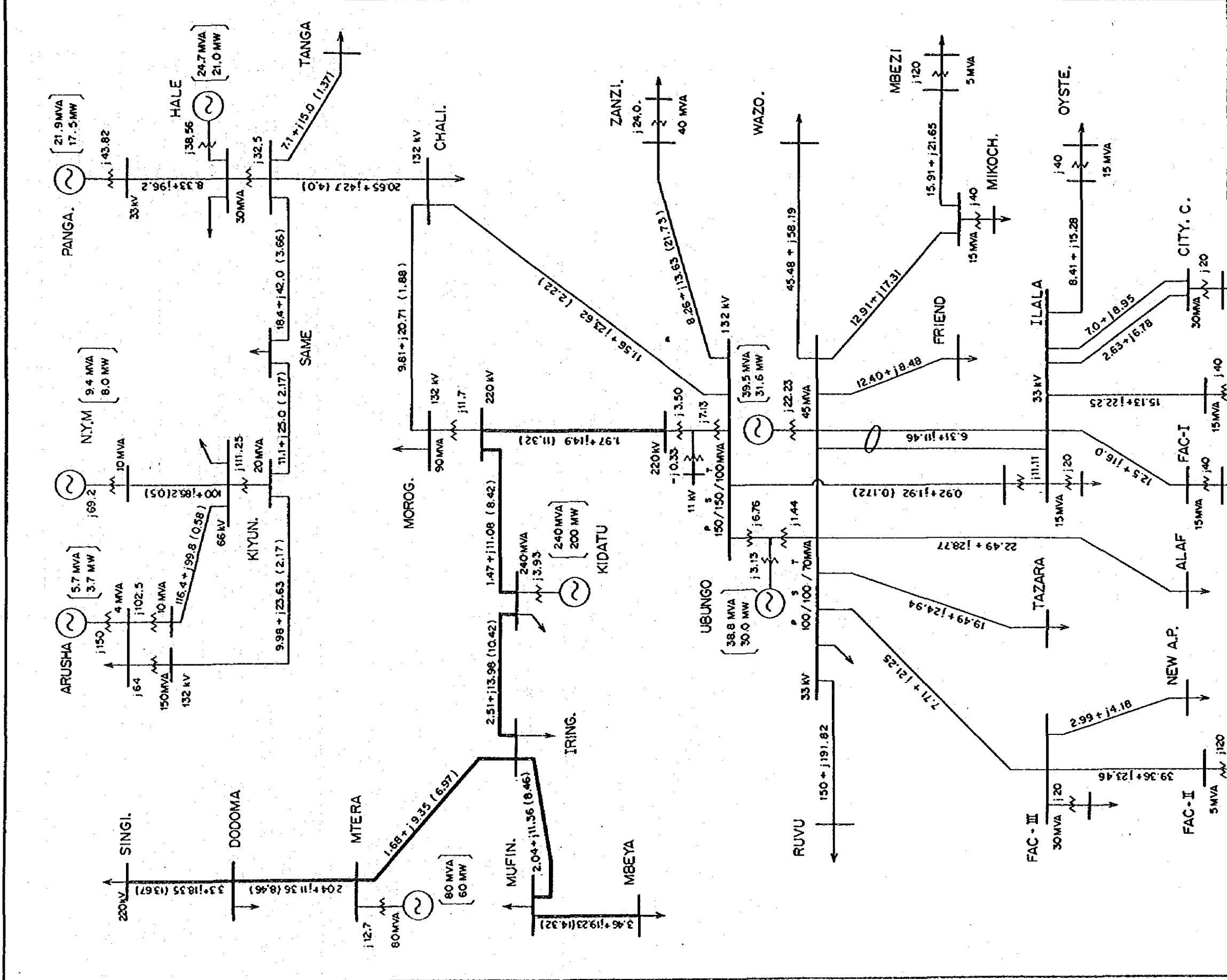


Fig. 7 - 1
IMPEDANCE MAP
 Positive phase sequence 100MVA base

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY

Note :
 Line impedance r + j x (Y/2)
 Transformer
 Generator

Table 7-1 Technical Data

Constants Power Station	Pcap (MVA)	Pout (MW)	Xd (%)	Xd' (%)	Xd'' (%)	Xq (%)	X _L (%)	Tdo' (sec)	Tdo'' (sec)	Tqo (sec)	T _o (sec)	M (sec)
Ubungo	78.3	61.6	110	20	12	90	18	6	0.05	0.07	0.4	4.0
Hale	24.7	21.0	80	30	20	60	14	6	0.04	0.10	0.2	7.4
Pangani F.	21.9	17.5	80	30	20	60	14	6	0.04	0.10	0.2	7.4
Nyumba Y.M.	9.4	8.0	190	39	25	109	14	6	0.04	0.10	0.2	5.0
Arusha	5.7	3.7	130	20	12	90	18	2	0.05	0.07	0.4	4.0
Kidatu	240.0	200.0	90	29	16	60	14	4.4	0.04	0.10	0.2	7.4
Mtera	80.0	60.0	90	30	20	60	14	5	0.04	0.10	0.2	7.4

Note : PcapRated capacity (total)

PoutRated output (total)

XdDirect-axis synchronous react.

Xd'Direct-axis transient react.

Xd''Direct-axis sub-transient react.

XqQuadrature-axis synchronous react.

X_LStator leakage react.

Tdo'Direct-axis open circuit Time C.

Tdo''Direct-axis open circuit sub-transi. Time C.

TqoQuadrature-axis open circuit "

T_oArmature Time C.

MInertia constant (= 2H)

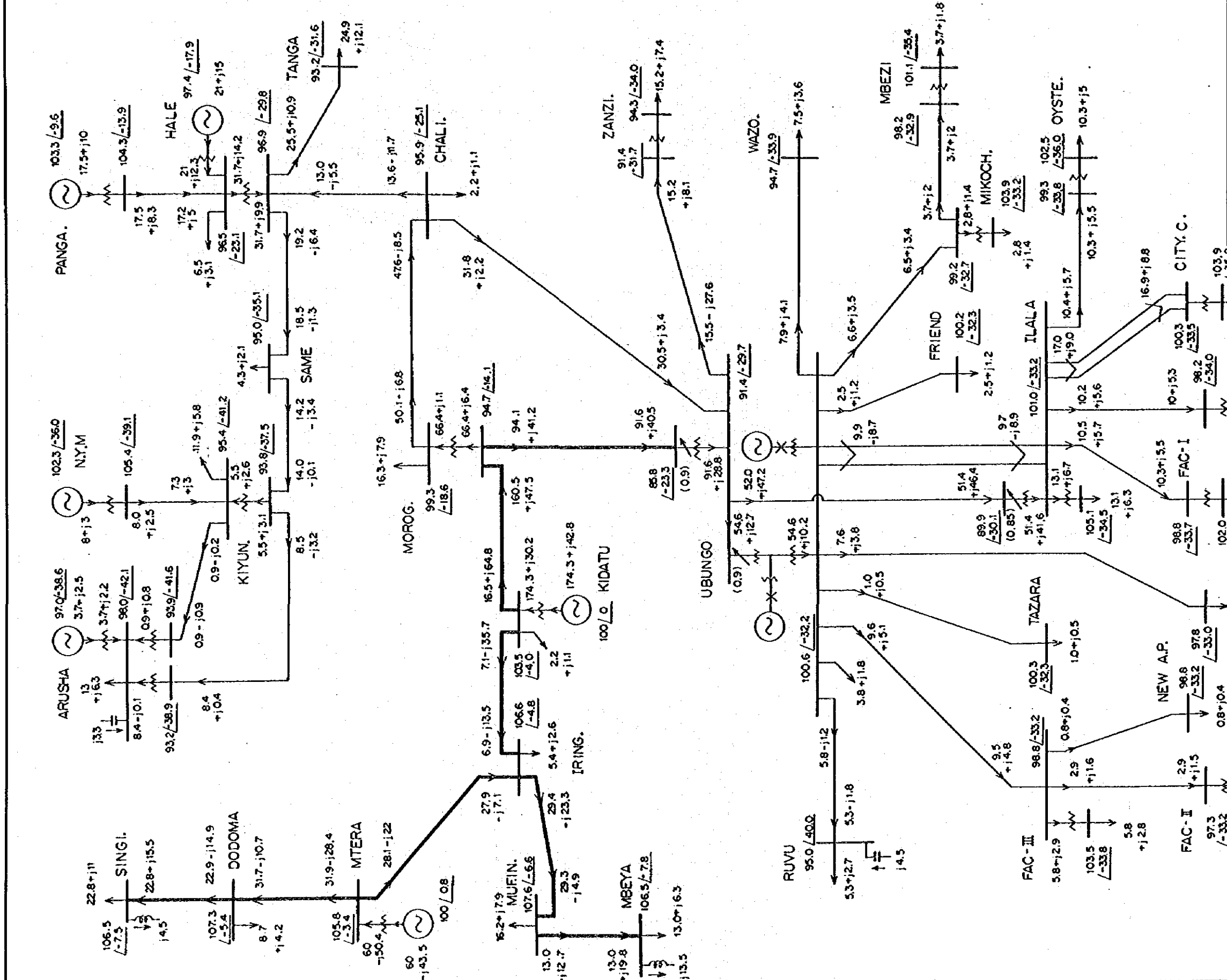
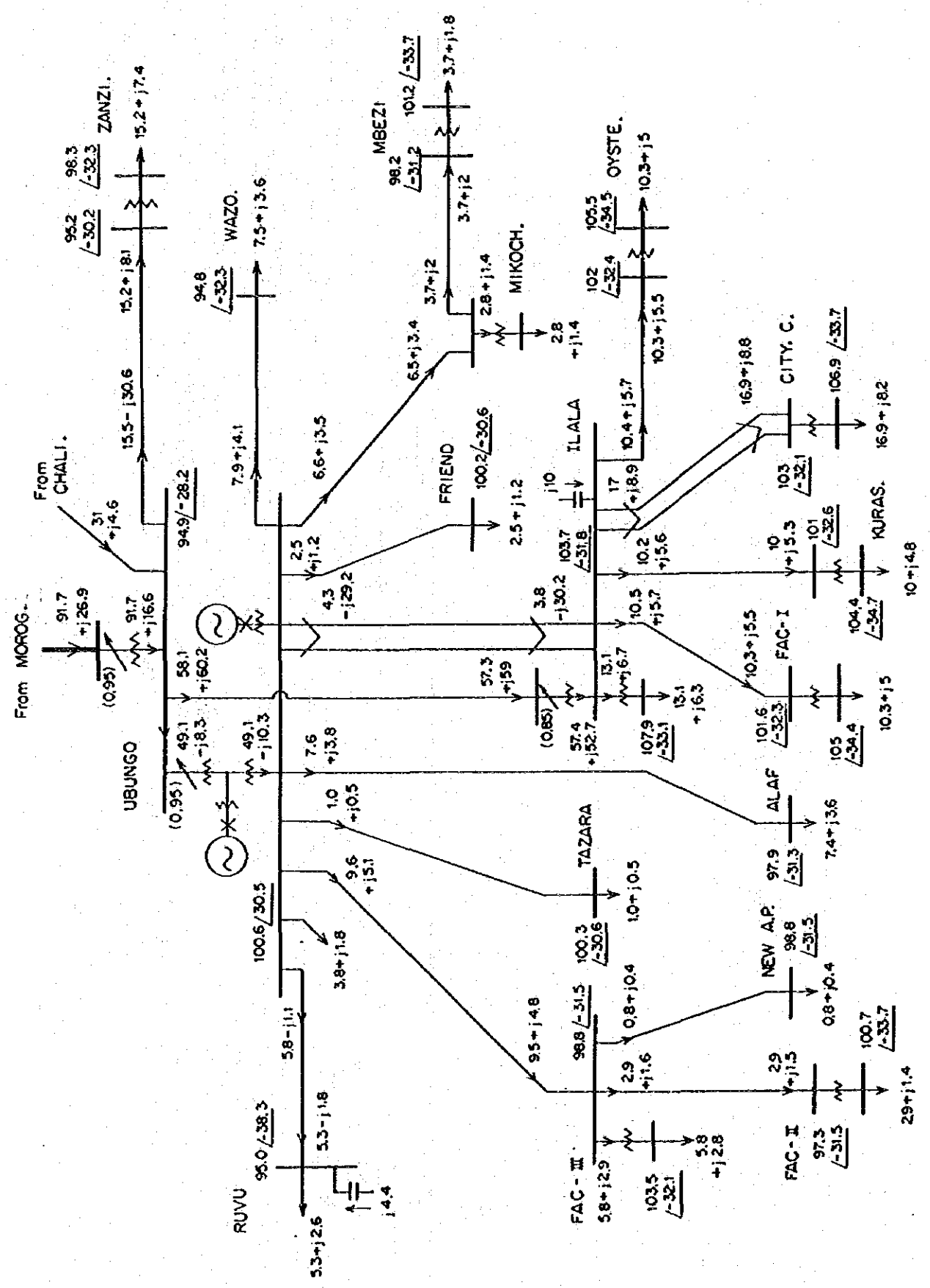


Fig. 7 - 2
POWER FLOW DIAGRAM
 Peak in 1990

DR.: EPCO INTERNATIONAL LTD. TOKYO, JAPAN
 YR.:
 C.K.: APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

Note: 2.9+j1.4
 P+jQ Effective power (MW) & Reactive power (MVar)
 V & Bus voltage (%) & Leading angle (deg.)
 Transformer & (top ratio)
 Generator
 Static condenser
 Shunt reactor



Note :

- $P+jQ$ Effective power (MW) & Reactive power (MVar)
- $V\angle\theta$ Bus voltage (%) & Leading angle (deg.)
- Transformer & (tap ratio)
- Generator
- Static condenser
- Shunt reactor

Fig. 7-3

POWER FLOW DIAGRAM
Peak in 1990 (S.C.: 10MVA)

EPC International, LTD.
TOKYO, JAPAN

D.A. : SUBMITTED
T.K. : RECOMMENDED
C.K. : APPROVED

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

SHEET NO. OF

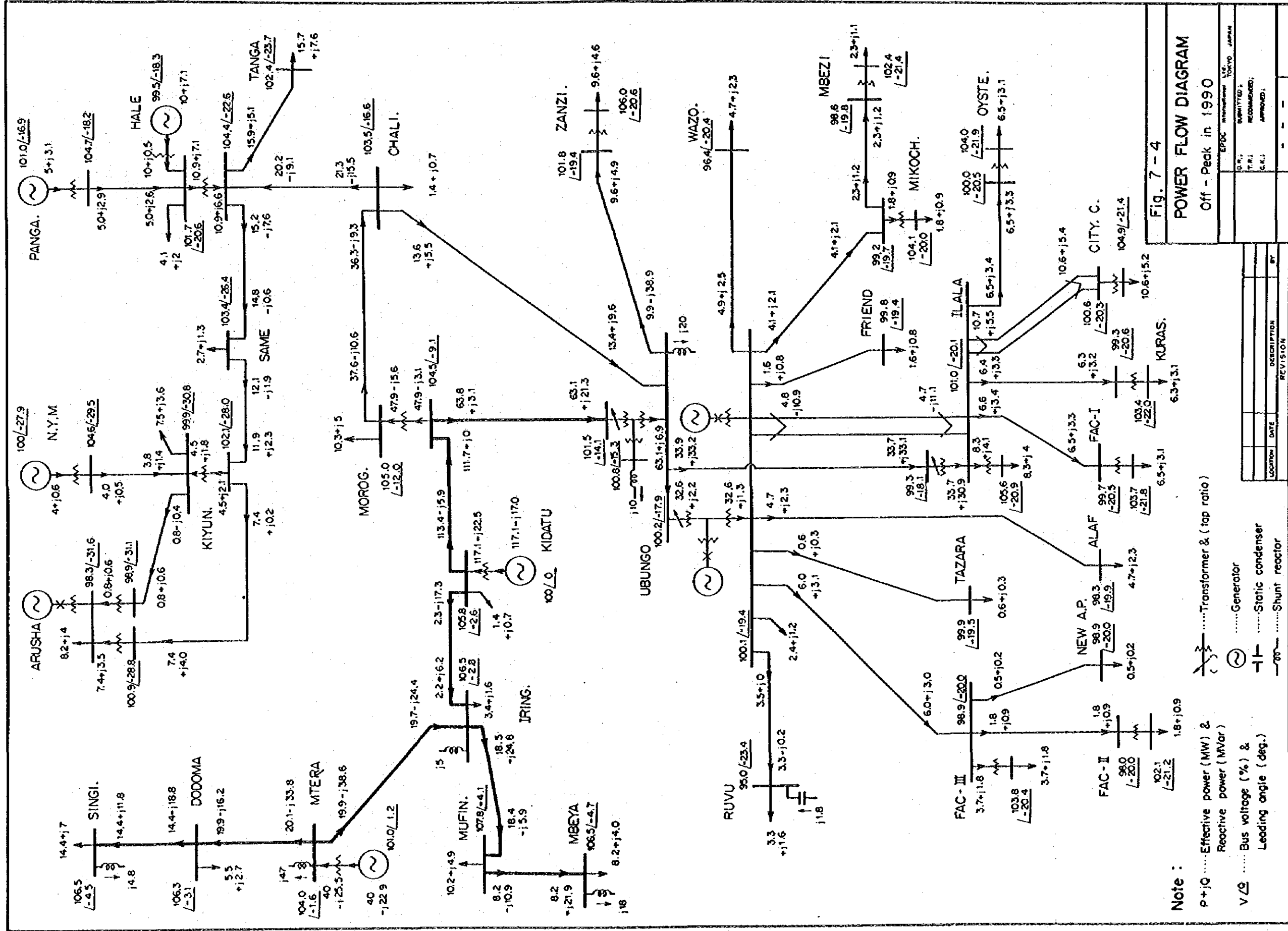


Fig. 7 - 4
POWER FLOW DIAGRAM
Off - Peak in 1990

Note :
 P+jQ Effective power (MW) & Reactive power (MVar)
 V ∠ Bus voltage (%) & Leading angle (deg.)
 [Symbol: Transformer with tap ratio] Transformer & (tap ratio)
 [Symbol: Generator] Generator
 [Symbol: Static condenser] Static condenser
 [Symbol: Shunt reactor] Shunt reactor

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY	REVISION

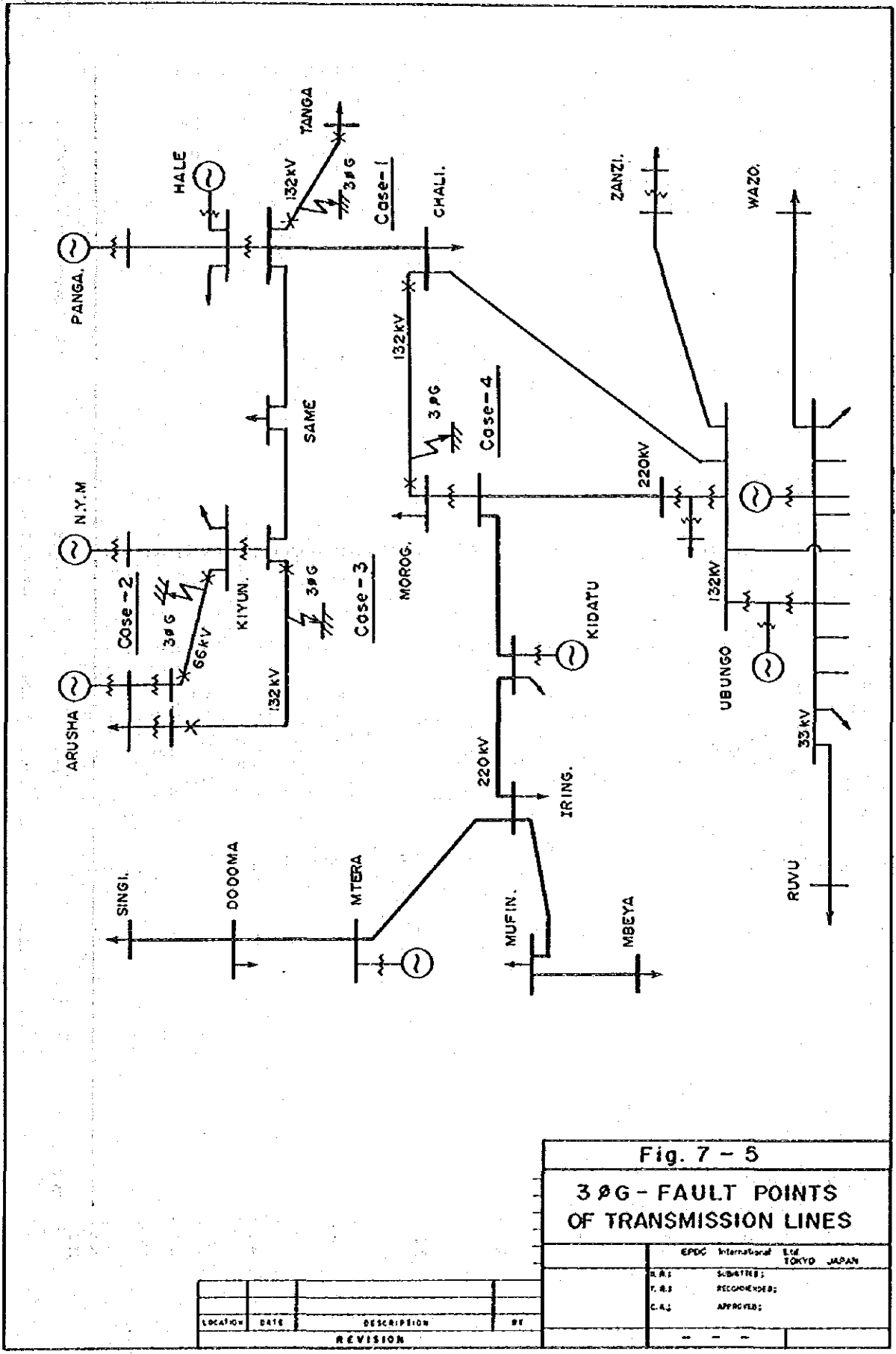


Fig. 7 - 5
3 Ø G - FAULT POINTS
OF TRANSMISSION LINES

EPDC International Ltd TOKYO JAPAN	
D.R.S.	SUBMITTER;
P.R.S.	RECOMMENDER;
C.A.S.	APPROVER;
-	-

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

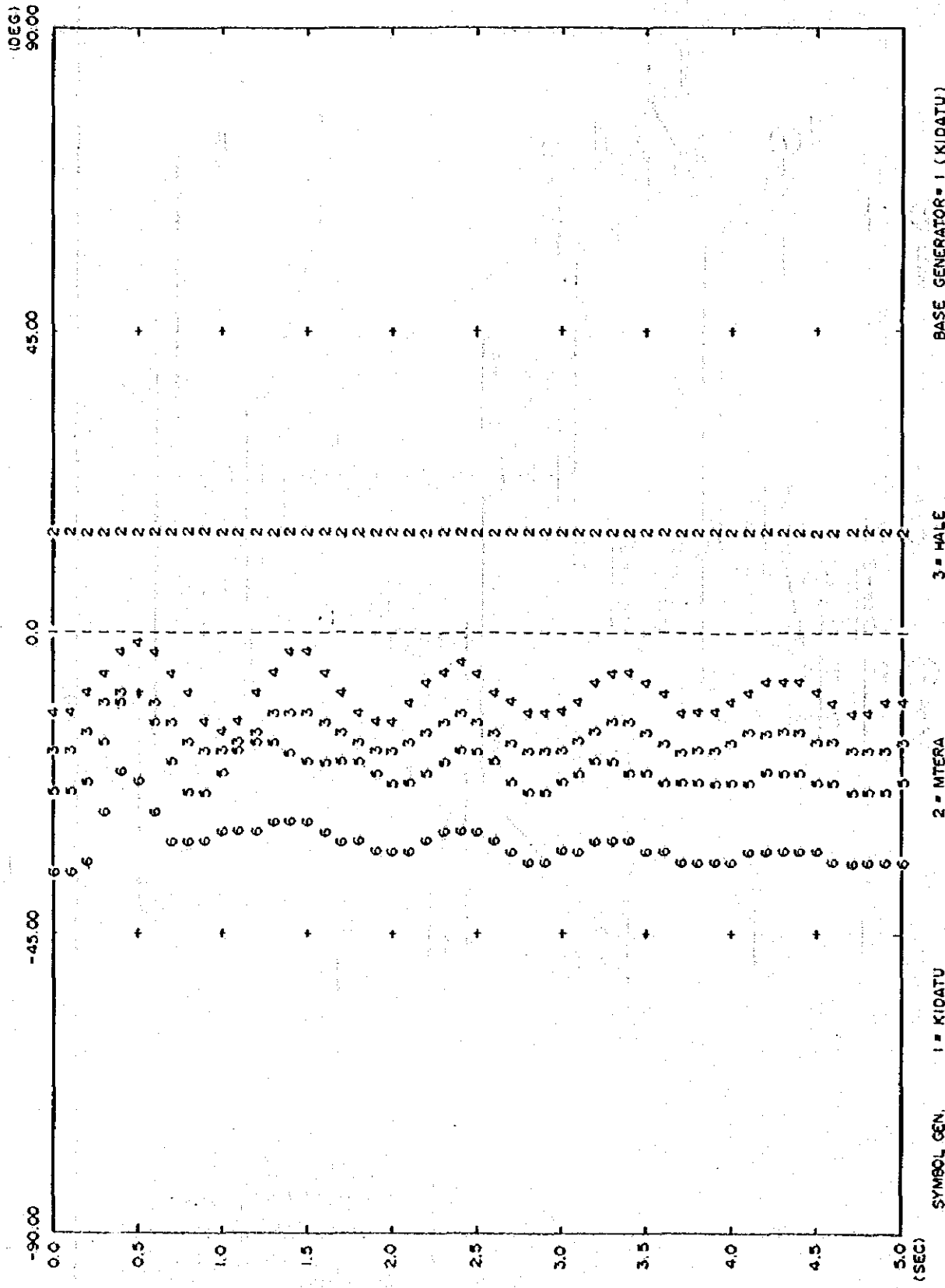
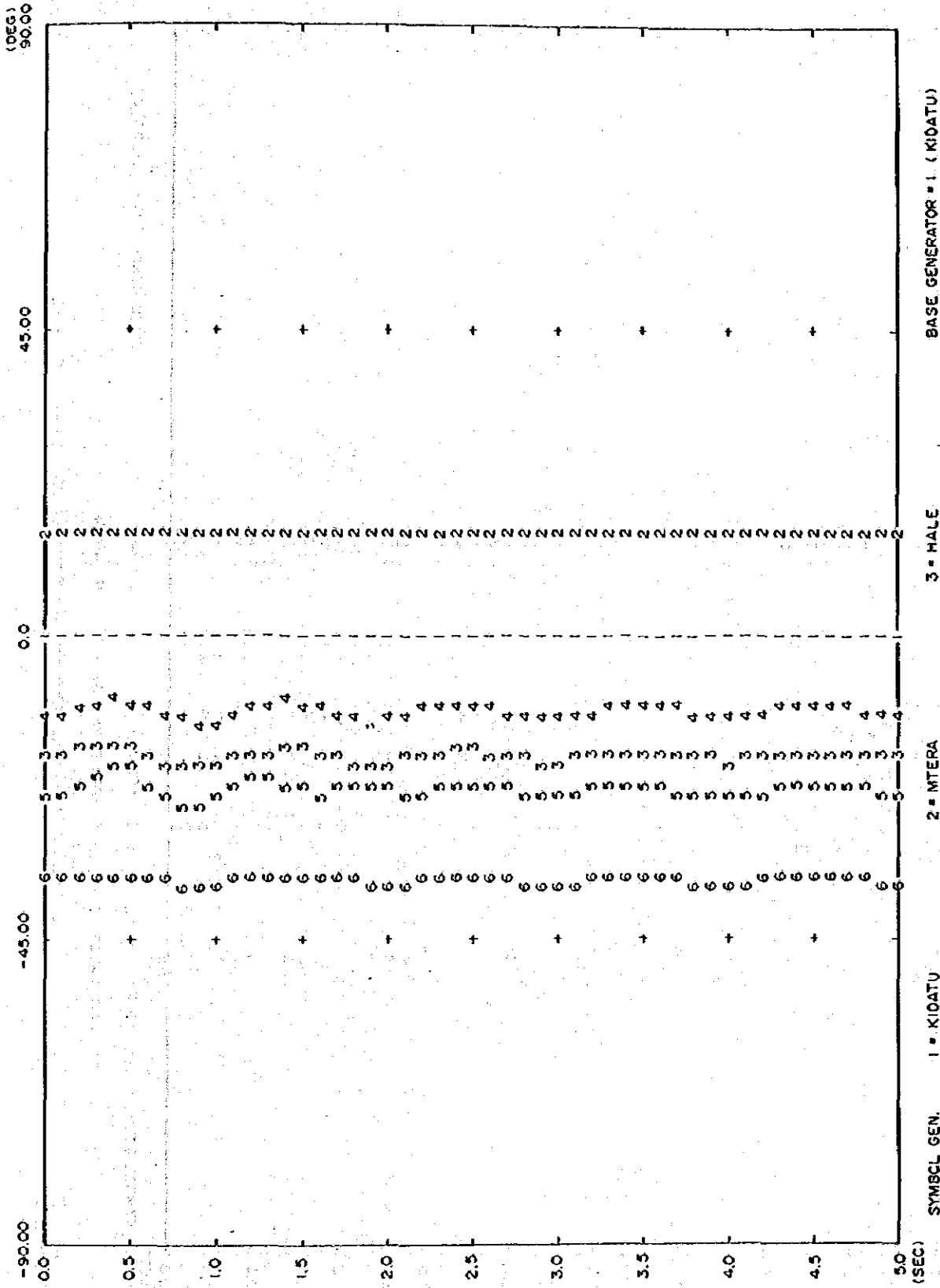


Fig. 7-6 (1) DYNAMIC STABILITY SWING CURVE (Case-1)



BASE GENERATOR = 1 (KIDATU)
 3 = HALE
 2 = MTERA
 5 = NYUNGA YA MUN.
 4 = PANG. FALLS
 6 = ARUSHA

Fig. 7-6 (2) DYNAMIC STABILITY SWING CURVE (Case-2)

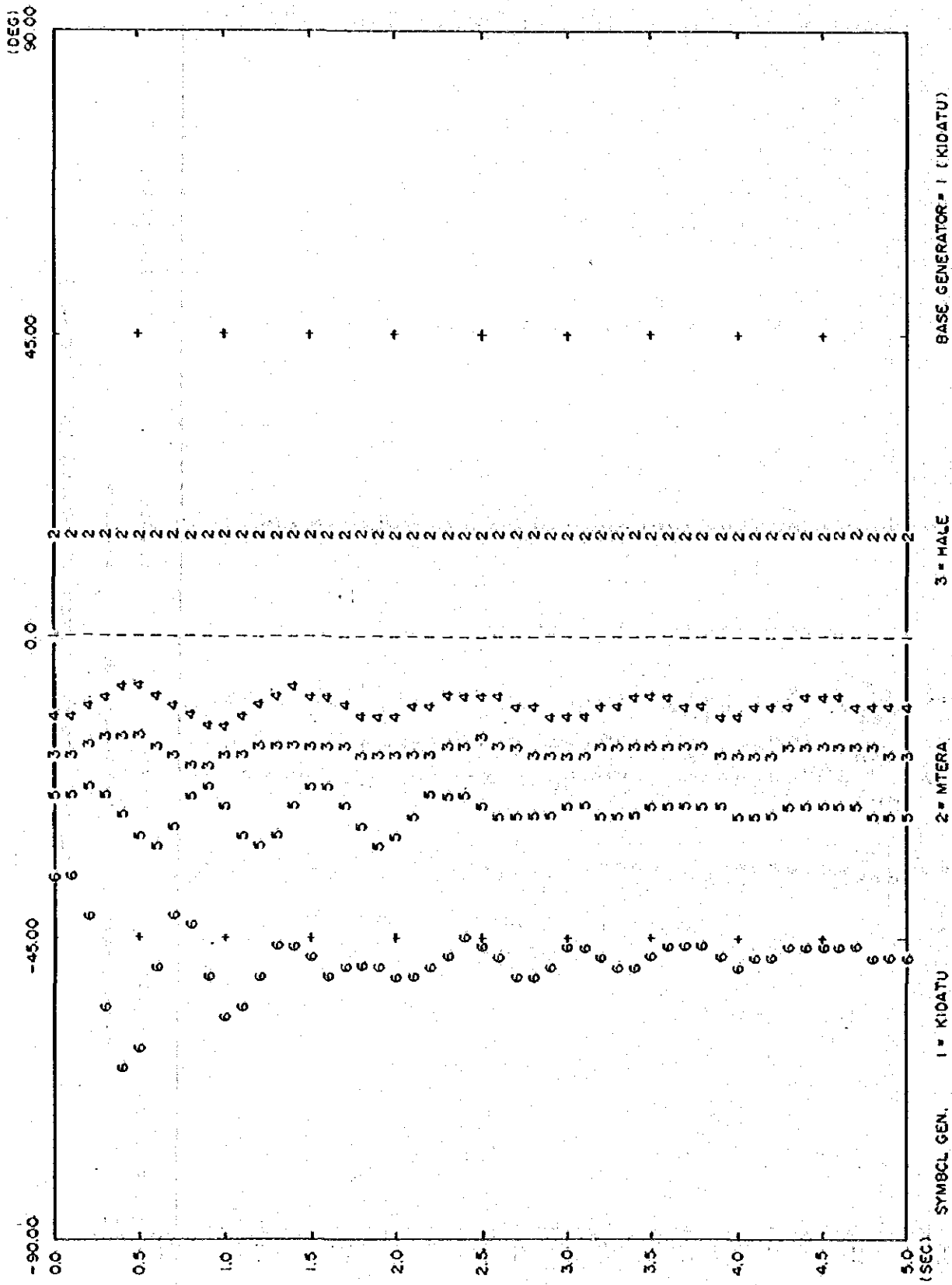


Fig. 7-6 (3) DYNAMIC STABILITY SWING CURVE (Case-3)

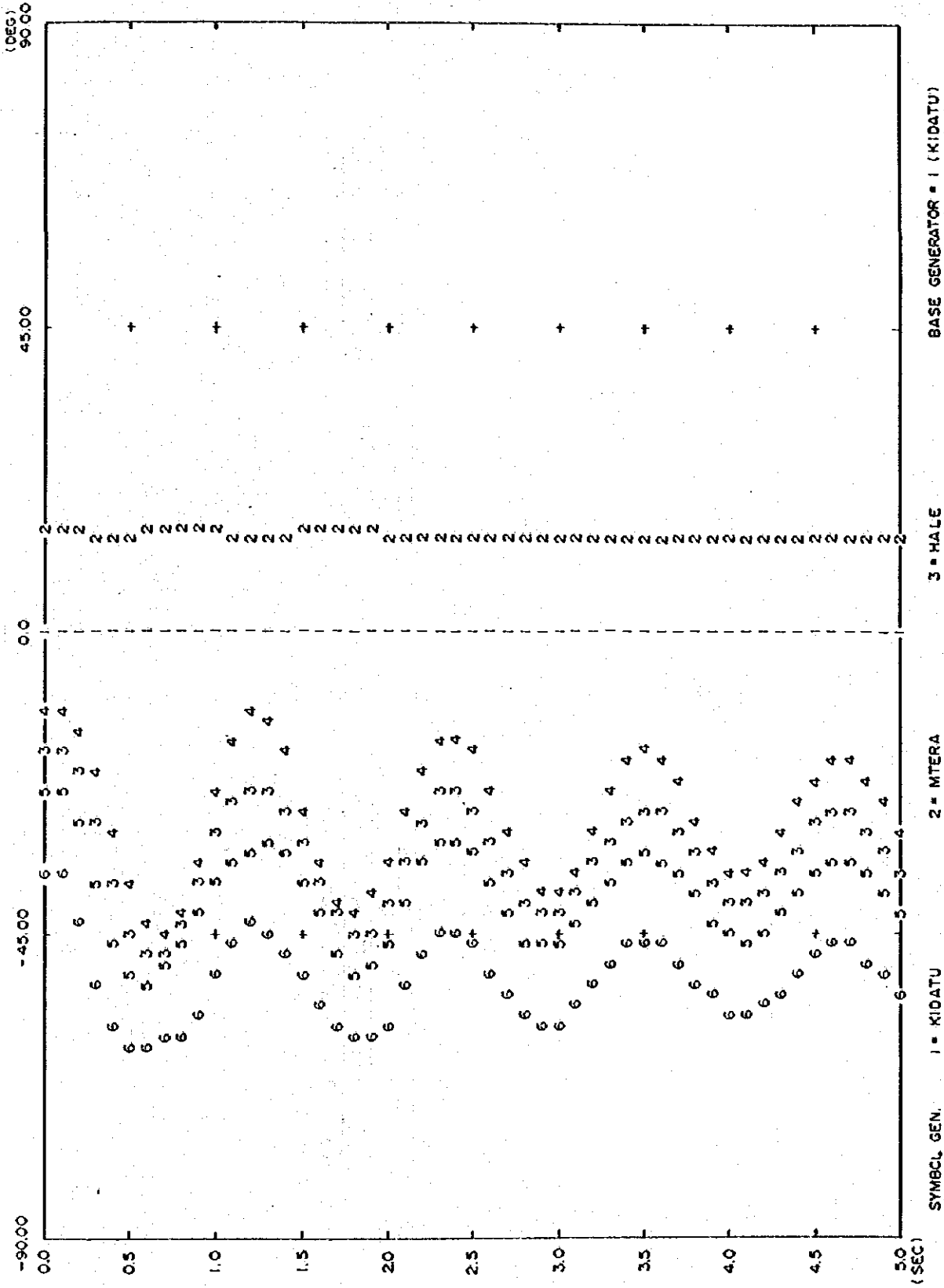


Fig. 7-6 (4) DYNAMIC STABILITY SWING CURVE (Case -4)

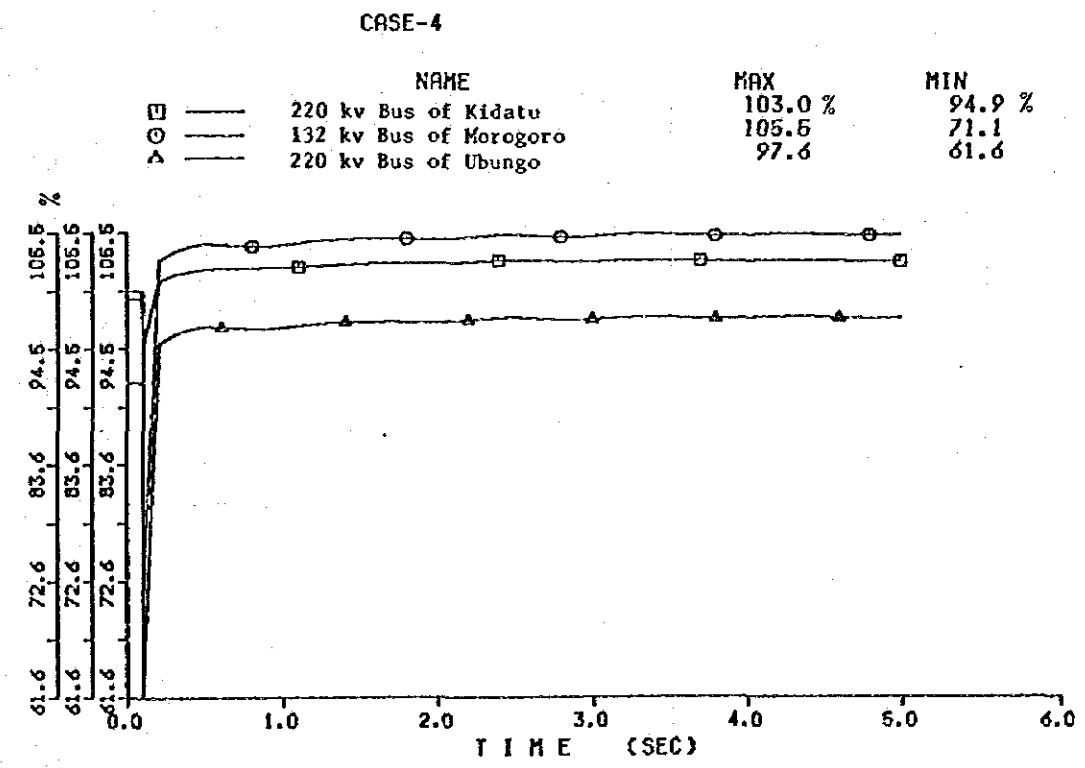
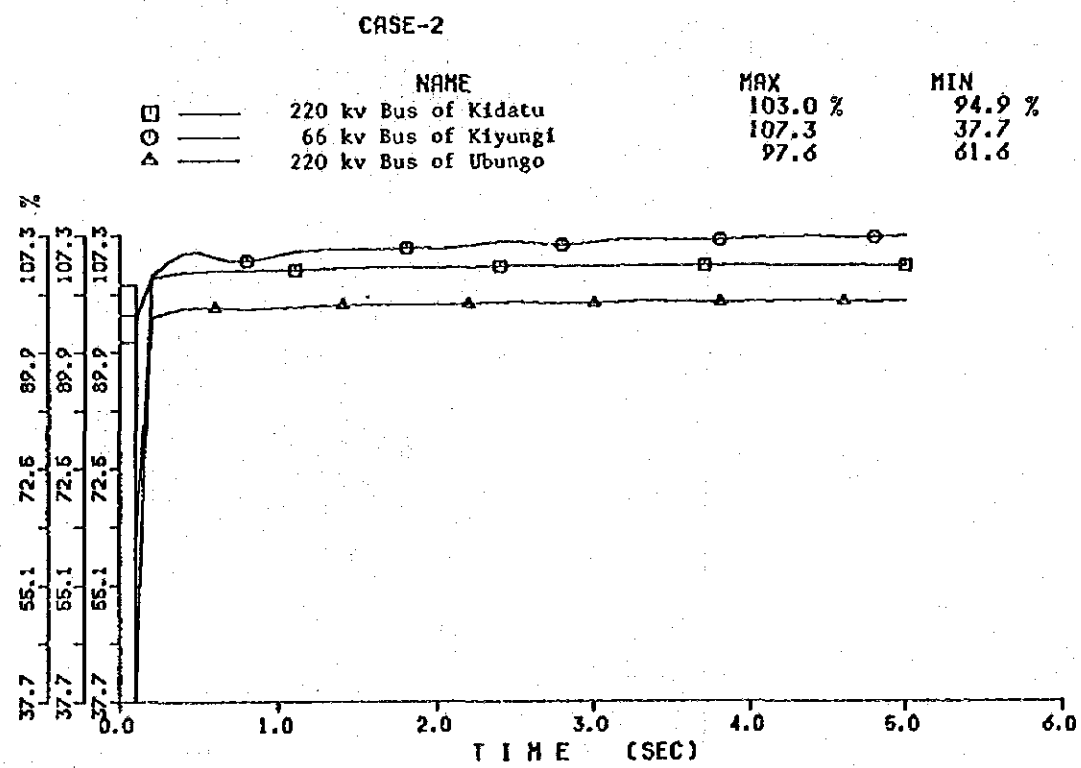
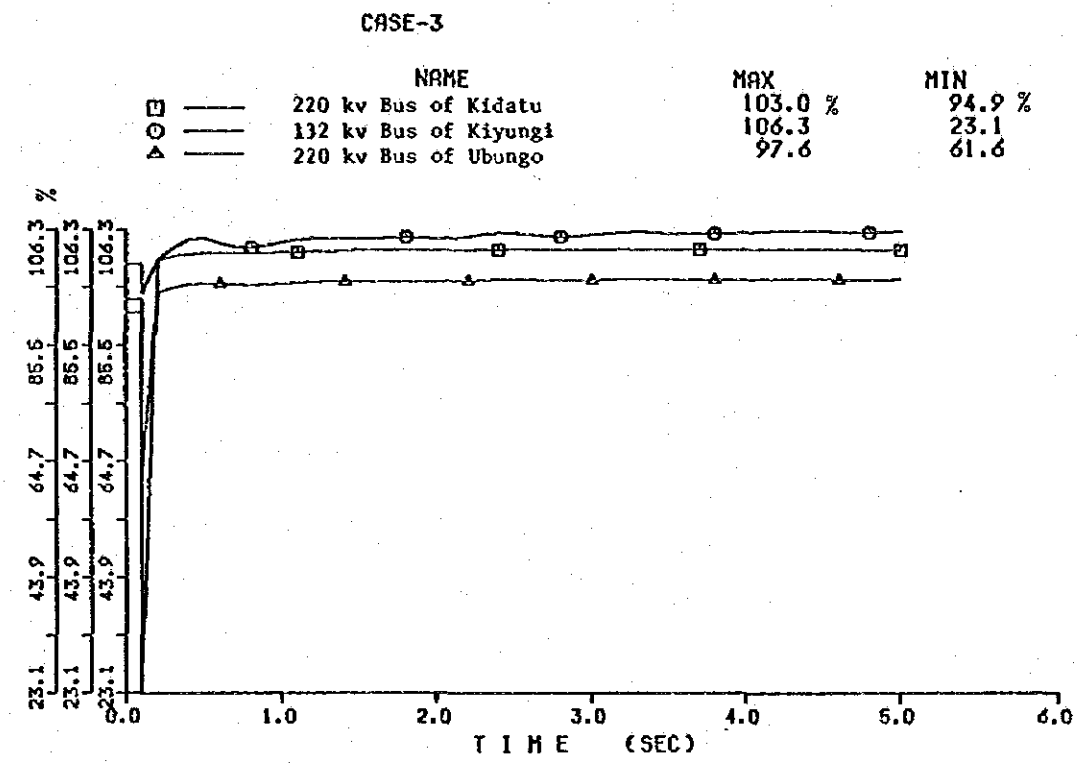
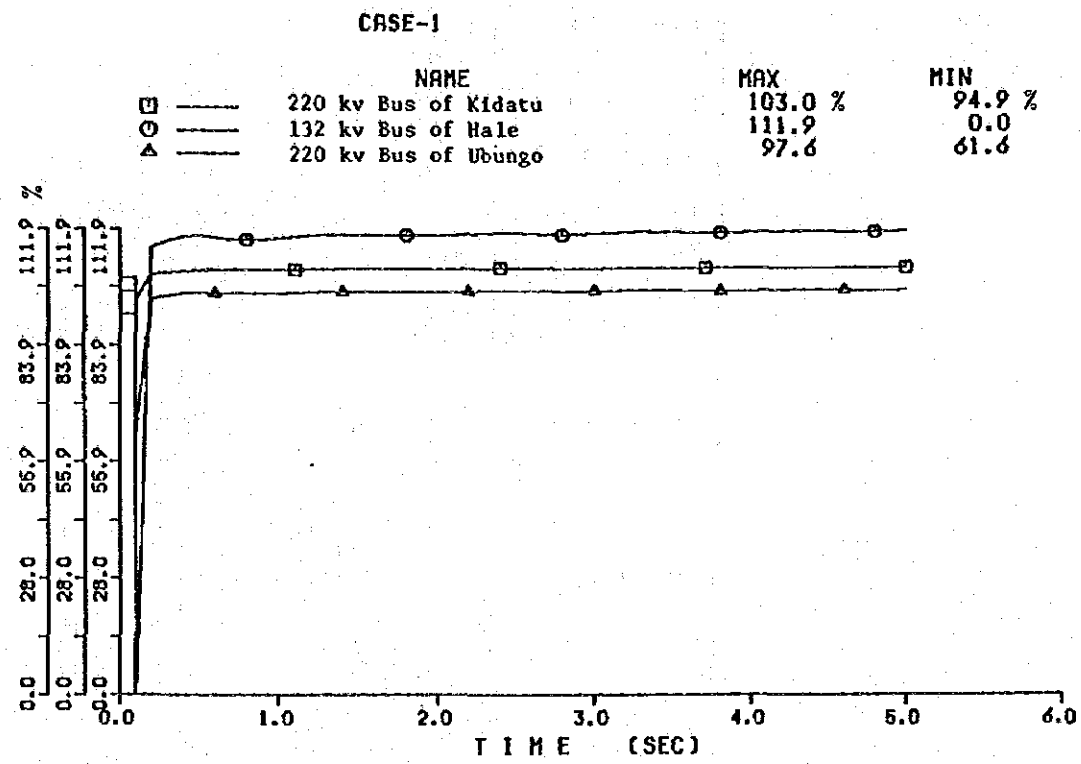


Fig. 7-7 VOLTAGE PERTUBATION AFTER 3φG-Fault

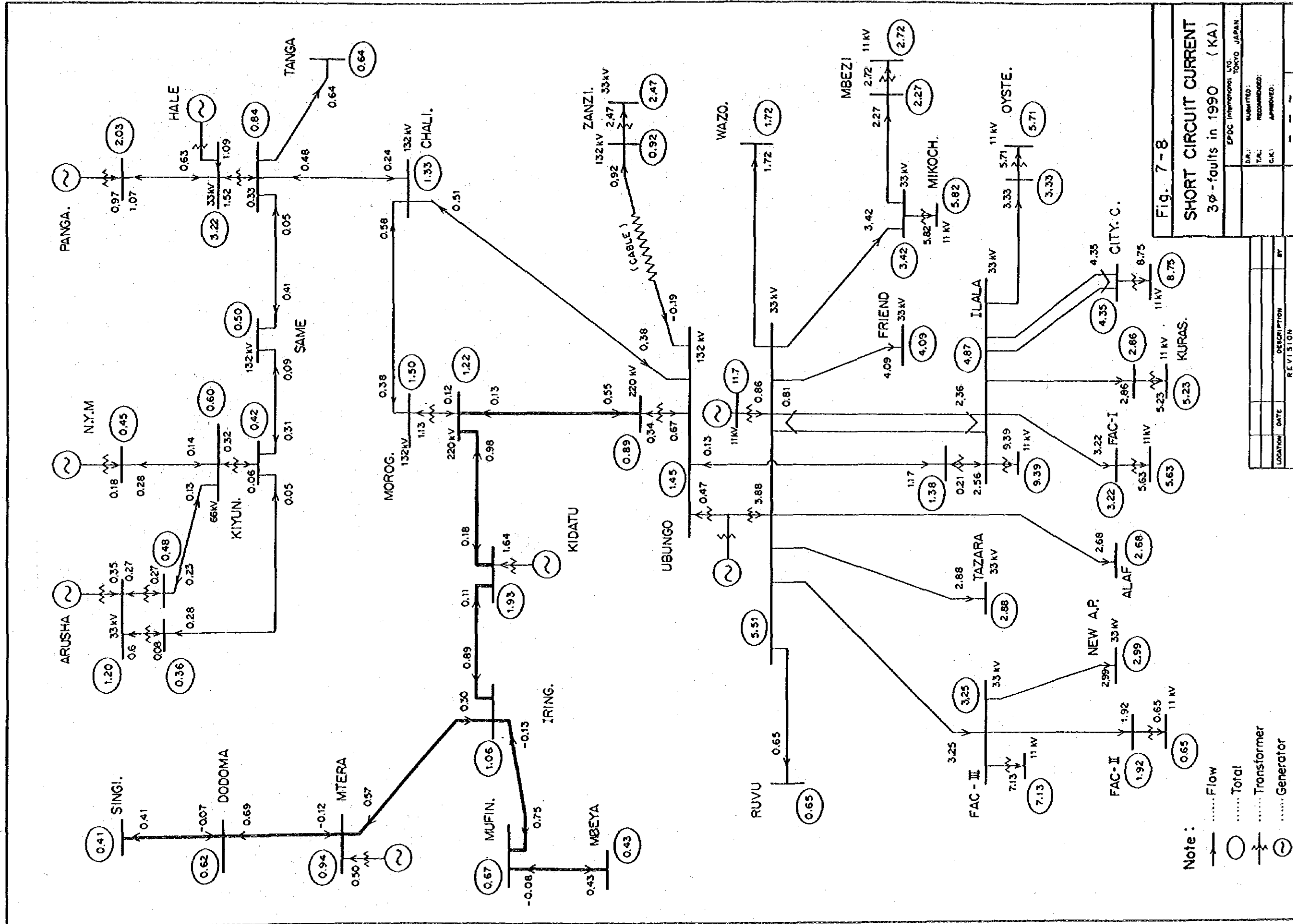


Fig. 7-8
SHORT CIRCUIT CURRENT
 3φ-faults in 1990 (KA)

EPCO International Ltd. TOKYO, JAPAN	
DATE:	SUBMITTED:
DATE:	RECOMMENDED:
DATE:	APPROVED:

Note :
 - - - - - Flow
 ○ Total
 ⊕ Transformer
 ⊙ Generator

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

SHEET NO. OF

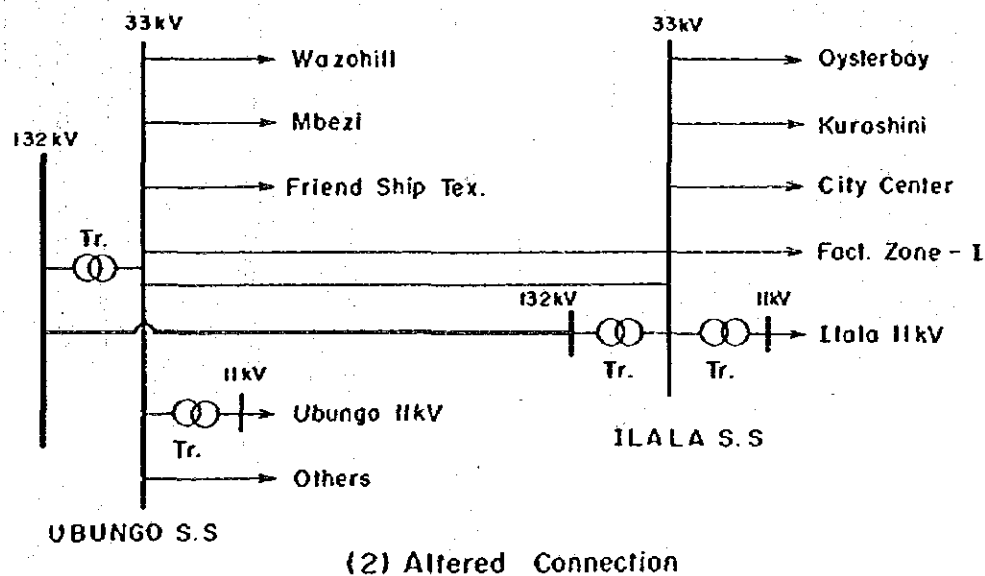
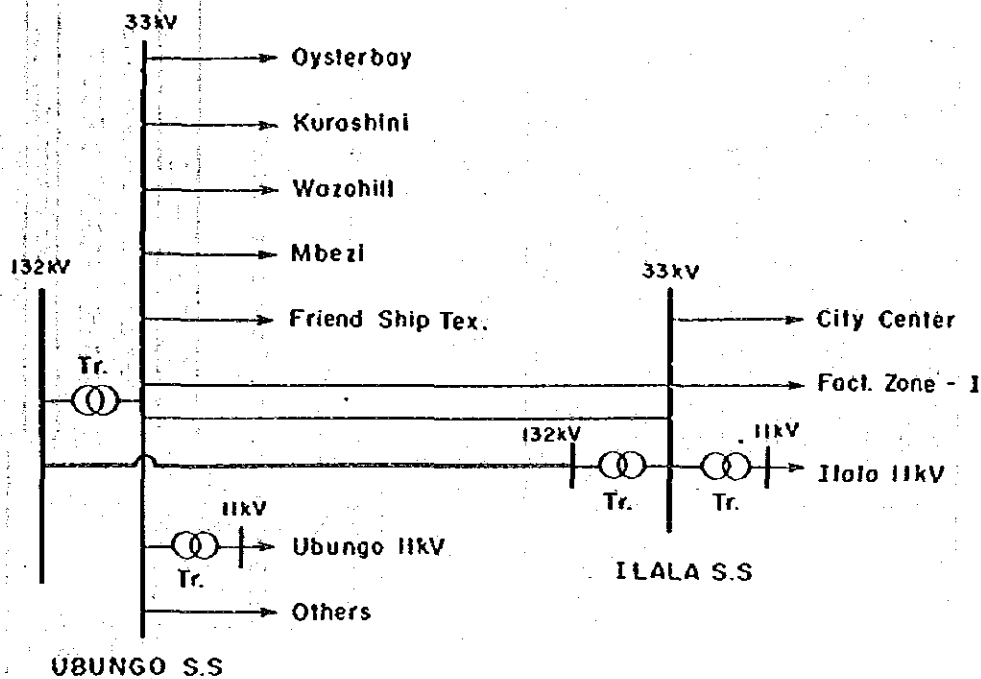


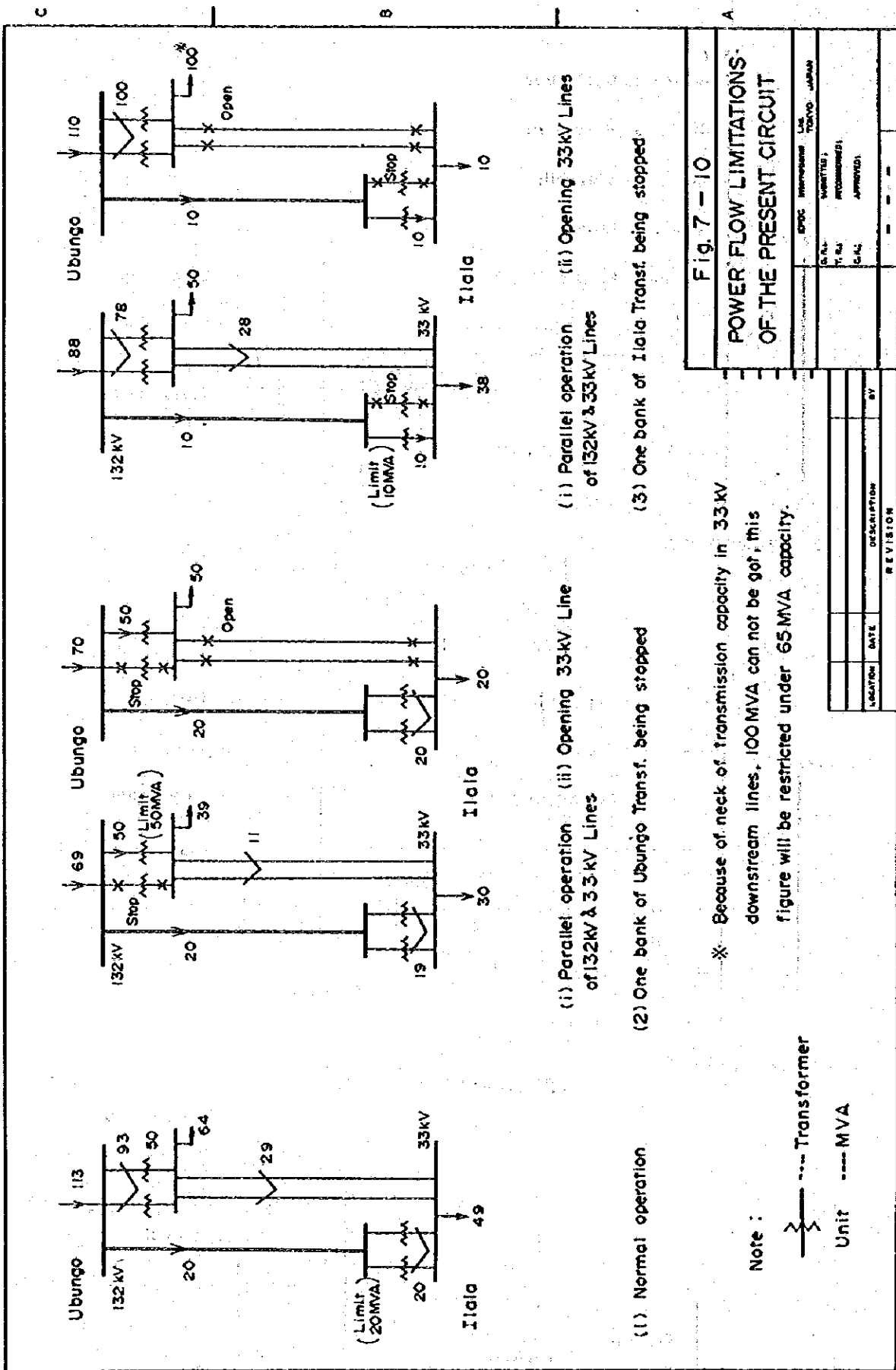
Fig. 7 - 9

ALTERATION OF 33KV LINE CONNECTION

EPOC International Ltd
 TOKYO JAPAN

D.R.1 SUBMITTED
 F.R.1 RECOMMENDED
 C.R.1 APPROVED

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



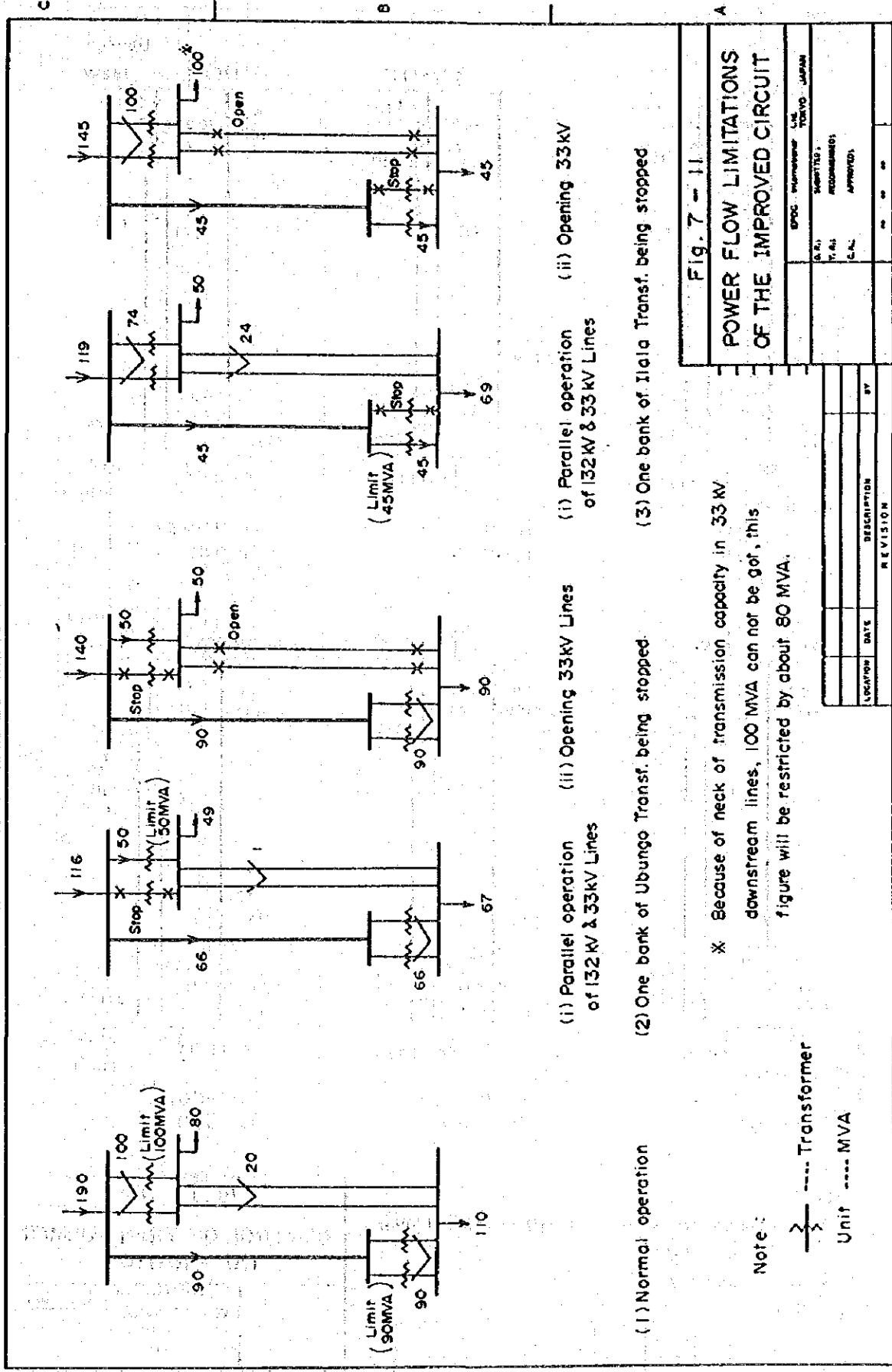


Fig. 7 - 11
POWER FLOW LIMITATIONS OF THE IMPROVED CIRCUIT

* Because of neck of transmission capacity in 33 kV downstream lines, 100 MVA can not be got, this figure will be restricted by about 80 MVA.

Note : Transformer
 Unit ----- MVA

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

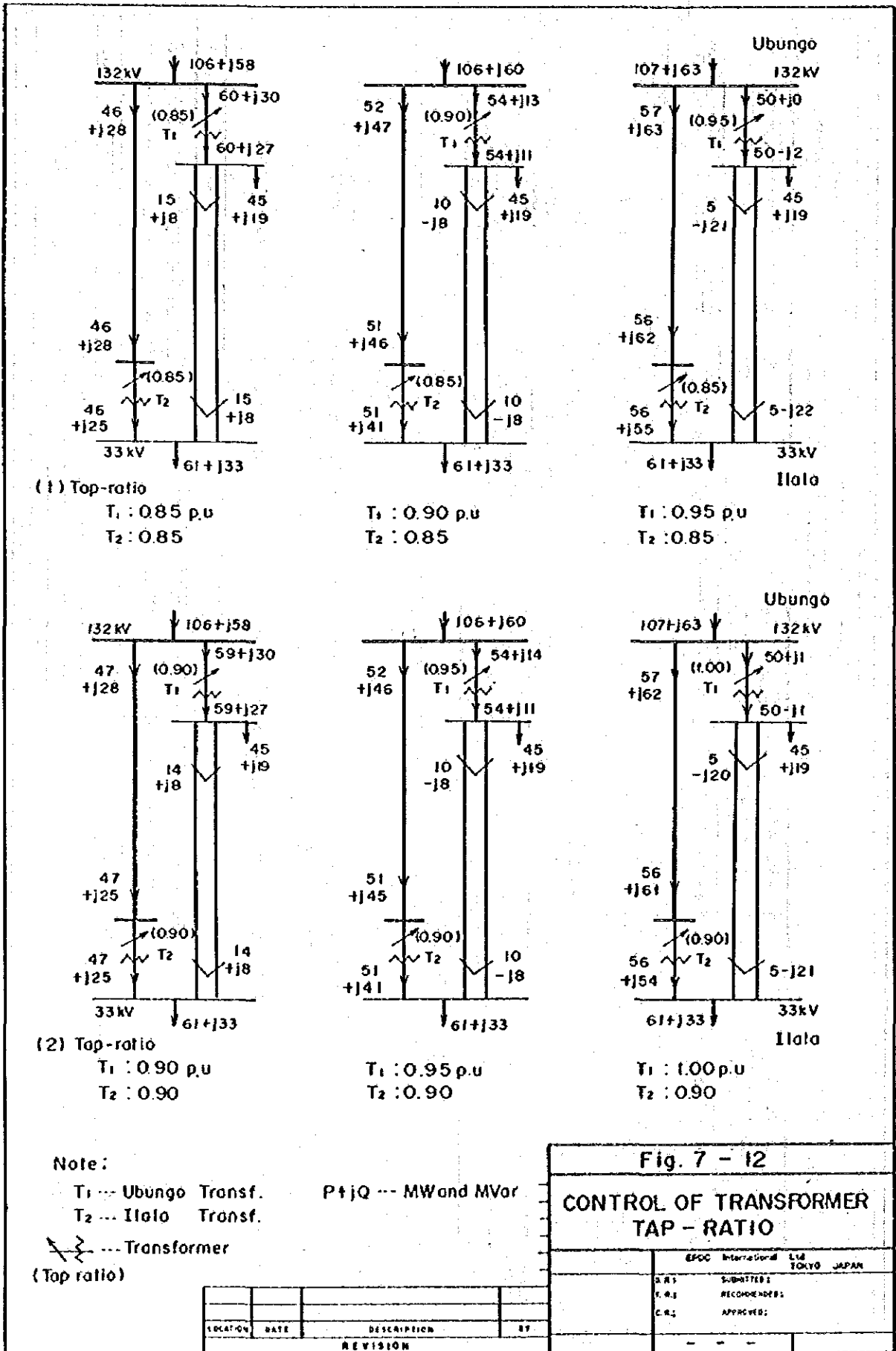
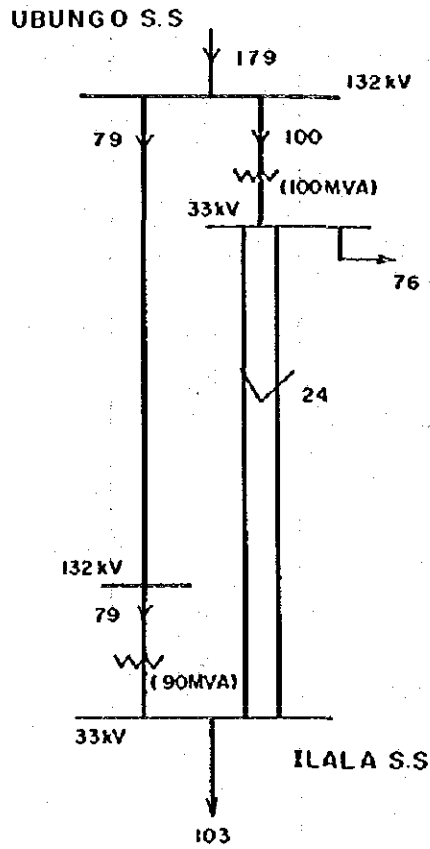


Table 7-2 改善による 132KV→33KVバンクダウン容量の増加

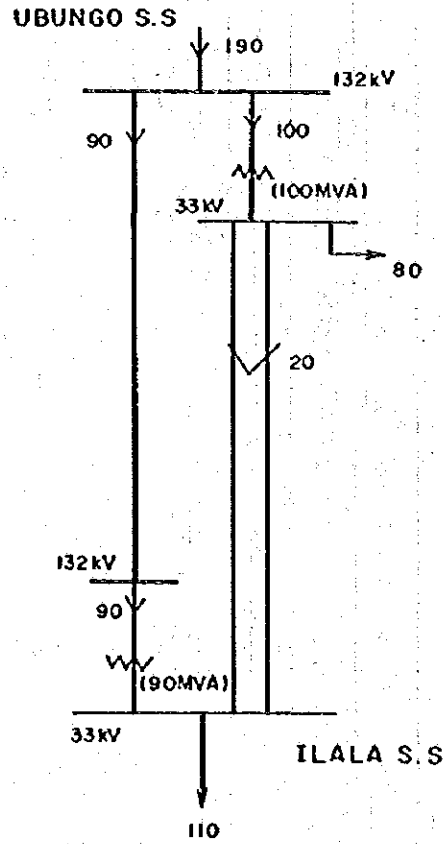
変圧器の運転条件	バンクダウン容量 (MVA)									
	全変圧器が健全な場合					変圧器1台が停止した場合				
	Ilalaにて		Ubungoにて		計	Ilalaにて		Ubungoにて		計
現状	49	64	113	30	39	69	38	50	88	
Ubungo : 50MVA × 2 Ilala : 10MVA × 2										
改善後	110	80	190	※ 90	※ 50	※ 140	69	50	119	
Ubungo : 50MVA × 2 Ilala : 45MVA × 2										
改善による バンクダウン容量の 増加	61	16	77	60	11	71	31	—	31	

(注) ※ 33KV Interlink line を開放したケース

(Ubungoの Tr. 1台停止では33KV Interlink line を開放する方がバンクダウン容量は増加するので、このケースを採用した。)



(1) $X_i = 10.0\%$



(2) $X_i = 8.0\%$

Note :

X_i --- Impedance voltage
of Ilala S.S Trans.

 --- Transformer

Unit : MVA

Fig. 7 - 13	
POWER FLOW AND COMPARISON OF IMPEDANCE VOLTAGE	
EPOC International Ltd TOKYO JAPAN	
D.R.I	SUBMITTER
F.R.I	RECOMMENDER
C.R.I	APPROVER
- - -	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

第 8 章 送配電網改善計画

第8章 送配電網改善計画	8-1
8.1 変電所	8-1
8.1.1 変電所の改善計画	8-1
8.1.2 変電設備の増強対策に関する考え方	8-5
8.1.3 各変電所の最適増強方法の選定	8-7
8.1.4 変電所における諸機器に対する改善内容	8-12
8.2 33KV二次送電線	8-30
8.2.1 第1段階で実施すべき対策	8-30
8.2.2 Mikocheni S.S.新設関連送電線	8-30
8.2.3 Factory Zone III S.S. 新設関連送電線	8-30
8.3 11KV配電線	8-33
8.3.1 新設変電所に伴う11KV Feeder	8-33
8.3.2 系統連系対策	8-34
8.3.3 枝線延長	8-35
8.3.4 架空線劣化張替	8-36
8.3.5 耐雷対策	8-41
8.4 低圧配電線	8-41
8.4.1 既設設備の劣化改修と供給電圧の改善	8-41
8.4.2 新規需要対策	8-43
8.5 工事用車両・工具測定器具	8-44
8.5.1 工事用車両	8-44
8.5.2 工具、測定器具	8-45
8.6 その他	8-46

第8章 送配電網改善計画

8.1 変電所

8.1.1 変電所の改善計画

各変電所の変圧器設備容量について、当面確保すべき目標を1990年に置くものとして検討した。

電圧変動対策として、変圧器に付属する負荷時タップ切換装置 (L.T.C.) の運用を Ubungo S.S. の 132KV/33KV変圧器を含め、Ilala S.S., Oysterbay S.S., City Centre S.S., Factory Zone I S.S.の全変圧器について自動運用するものとし、これに必要な対策を行うものとした。

供給信頼度の向上対策として、1変電所の事故発生時、他の変電所へ支障を及ぼさないよう対策することとした。

この他、既設設備のうち現在故障中のものや、劣化が進み、今後の運用上問題であると考えられる機器について対策することとした。

これらの結果、第4章で述べた設備の現状と問題点および第6章で検討した需要予測を踏まえ、各変電所における主要変圧器の増強対策を表8-1-1に、またこれらを含めた変電所の主要設備のうち改善に要する機器の仕様を表8-1-2に示すよう策定した。

表8-1-1 変電所の主要変圧器増強対策

		需要予測 (MVA)		変圧器容量		備 考
		1983年	1990年	既 設	増 強 後	
Ilala S.S.	132/33KV	—	—	20 MVA (10MVA × 2台)	90 MVA (45MVA × 2台)	
	33/11KV	15.3	20.2	15 (7.5 × 2)	22.5 (7.5 × 1) (15 × 1)	7.5MVAを1台 15 MVAと交換する
City Centre S.S.	33/11KV	20.6	26.1	30 (15 × 2)	全 左	
Oysterbay S.S.	33/11KV	14.4	20.2	15 (5 × 3)	30 5 × 3 (15 × 1)	15MVA × 1台は新変 電所に設置
Factory Zone I S.S.	33/11KV	14.8	26.1	15 (5 × 3)	30 5 × 3 (15 × 1)	15MVA × 1台は新変 電所に設置

(但し力率は0.85とした。)

表8-1-2 新規変電設備一覧

主要設備		変電所名									
		Ilala		Oysterbay	City Centre	Factory Zone I	Mikocheni		Factory Zone III		Utungo
主要変圧器	容量	45 MVA	15 MVA				15 MVA		15 MVA		
	相数	3 相	3 相				3 相		3 相		
周波数	波数	50 Hz	50 Hz				50 Hz		50 Hz		
	定格電圧	132/33 KV	33/11 Kv				33/11 Kv		33/11 Kv		
結線	結線	人+人+△	人+人+△				人+人+△		人+人+△		
	タップ切換機	負荷時タップ切換	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	台数	2	1				1		1		
	台数										
シ断器	定格電圧	145 KV	36 KV	36 KV		36 KV	36 KV		36 KV	36 KV	
	定格電流	800 A	1200 A	600 A		600 A	600 A		600 A	600 A	
台数	定格シ断電流	12.5 KA	12.5 KA	12.5 KA		12.5 KA	12.5 KA		12.5 KA	12.5 KA	
	台数	1	3	2		3	2		3	1	
シ断器	定格電圧						12 KV	12 KV	12 KV	12 KV	
	定格電流						1200 A	600 A	1200 A	600 A	
台数	定格シ断電流						25 KA	25 KA	25 KA	25 KA	
	台数						1	3	1	5	
断路器	定格電圧	145 KV		36 KV		36 KV	36 KV		36 KV	36 KV	
	定格電流	800 A		600 A		600 A	600 A		600 A	600 A	
台数	台数	2		2		3	3		5	1	
	台数										
断路器	定格電圧	36 KV	36 KV	36 KV	36 KV	36 KV	36 KV		36 KV	36 KV	
	定格電流	1200 A	800 A	600 A	600 A	600 A	600 A		600 A	600 A	
台数	接地装置	—	—	接地装置付き	接地装置付き	接地装置付き	接地装置付き		接地装置付き	接地装置付き	
	台数	2	2	1	2	2	2		3	1	
計器用変成器 (主回路のみ)	定格電圧	132 KV	33 KV	33 KV		33 KV	33 KV	33 KV	33 KV	33 KV	
	定格電流	(BCT) 800/5A, 400/5A	(BCT) 1200/5A, 400/5A	(BCT) 600/5 A		(BCT) 600/5 A	(BCT) 600/5 A	(BCT) 400/5 A	(BCT) 600/5 A	(BCT) 400/5 A	
(1台=3相)	台数	1, 2	5, 1	2		3	2	1	3	1	
	台数										
(1台=3相)	定格電圧	11 KV	11 KV			11 KV	11 KV	11 KV	11 KV	11 KV	
	定格電流	(BCT) 1200/5 A	10A 号 1200/5 A			(BCT) 1200/5 A	10A 号 1200/5A, 600/5A	(BCT) 1200/5 A	10A 号 1200/5A, 600/5A	10A 号 1200/5A, 600/5A	
台数	台数	1	1			1	1, 3	1	1, 5	1 (相)	
	台数										
閉鎖型配電盤	台数	3		—	—	—	6		8		

8.1.2 変電設備の増強対策に関する考え方

(I) Ilala S.S. 132KV/33KV変圧器の増強について

市のほぼ中心に位置する Ilala S.S. には強固な鉄塔支持物の 132KV送電線が導入されているにも拘わらず Ilala S.S. の変圧器 10MVA 2台に接続されているため、この送電容量は僅か 20MVAに制約され、しかも併行運用されている33KV送電線のインピーダンス整合が困難なため、Ilala S.S. の着電は 49MVA以下 (132KV Line : 20MVA, 33KV Line : 29MVA) に制約されている。このため現状では、Oyster-bay, Kurasiniの両変電所は近傍のIlala S.S.からの受電が望ましいがUbungo S.S.より直接受電せざるを得ず信頼度面、Loss面で不利な状態にある。

ここに信頼性のある 132KV送電線の本質的な活用を図るため、Ilala S.S. 設置の 10MVA×2台の変圧器を 45MVA×2台に取替え、Ilala S.S. 33KV 母線の着電容量を大巾に改善し (第7章 系統解析参照)、本来の主力二次変電所 (有人変電所) として位置づけることとしたい。

この対策の主目的は勿論Ilala S.S. 着電容量の信頼性のある増強であるが、重要な次の如き附帯メリットがある。

(i) Ubungo S.S. の 132/33KV 50MVA 変圧器 2台の重負荷の軽減

上記変圧器はグルエスサラーム配電系統への電力供給の大半を賅っている基幹設備であるが、油漏れも見られ、現在オーバーホールを必要としている。しかし常時、重負荷で停止作業を行うこともできない状態にある。

Ilala S.S. の 132KV送電容量が増強されればこの変圧器のバンクダウン汐流は減少し懸案の点検補修が実施できる。

(ii) Ilala S.S. より撤去する 132/33KV 10MVA変圧器の Ruvu S.S. への流用

Ruvu揚水所へ供給している33KV Nordic 送電線はUbungoより80km (含Ruvu S.S. - 揚水所間20km) もの巨長を有し、しかもRuvu Pump Motor は1900 HP の大容量カゴ型誘導電動機のため、起動時のRush Currentが大きく、著しい電圧降下を生じ運用に極めて困難を感じている。

TANESCO はRuvu S.S. へのこの電力供給方式を改め、Ruvu近傍を通過している 132KVChalinze-Ubungo線より受電する 132/33KV Ruvu S.S. を新設してRuvu揚水所への供給を行うことを企画している。

Ilala S.S.からの撤去された 10MVA 132/33KV変圧器は丁度この計画に流用出来る。

このことはNordic Line 沿い需要家の電圧変動対策としても大変効果が期待出来るものと考えられる。

(2) 配電用変圧器の増強について

各配電用変電所の設備増強対策の検討にあたっては、既設変圧器設備容量に対する需要予測 (Table 6-5 参照) に基づいて進めることとする。これらを整理すると次のようになる。

変電所・容量		1983年における 最大需要実績	1990年における 需要予測	(参考) 1992年における 需要予測
Ilala	15 MVA	15.3 MVA	20.2 MVA	22.4 MVA
City Center	30	20.6	26.1	29.1
Oysterbay	15	14.4	20.2	22.4
Factory Zone I	15	14.8	26.1	29.3

(但し力率は0.85とした)

これらよりCity Center S.S.を除くIlala S.S., Oysterbay S.S., Factory Zone I S.S.については、いずれも増強対策が必要と考えられる。

なお変電所の設備規模については、常時供給力が需要を上回るよう計画して行くことは当然であるが、各変電所の容量を目標需要に対し若干の余裕を持つよう計画し、運転中の変圧器1台の停止があっても他の稼働中の健全バンクから送配電線の切替などにより、大きな供給支障を起こさずに供給できるよう設備面で対応することとした (8.1.3 (5) 予備変圧器に対する検討参照)。

(3) 配電用変電所の変圧器標準容量

4.2 項に記述したように、ダルエスサラーム地域の各配電用変電所において、使われている変圧器の標準容量は (5), 7.5, 10, 15MVAであるが、需要電力の規模および増加状況から見て 5 MVA 及び 7.5 MVA は小さすぎると考えられる為、10 MVA 及び 15 MVA で検討することとする。

() 内は電気規格調査会作製の標準容量以外のものを示す。