10.6.2　新設・増設変電所別の11kV配電線工事

(1)　工事計画概要（短期５か年）

工事計画概要図および各変電所負荷切替計画参照

1994年度計画

①　TANDALE S/S　新設（15MVA×１）

TA１、TA２、TA３ Feeder を新設し、下記 Feeder の一部負荷を分割切替する。

Table 10.6.2-1参照　　Fig 10.6.2-2参照

Mikocheni S/S	MK2・MK3
Oyste bay S/S	O2 ・O4
Ilala S/S	D10
Ubungo S/S	U2

②　CHANG'OMBE S/S　新設（15MVA×１）

CH１、CH２、CH３、CH４ Feeder を新設し、下記変電所 Feeder の負荷を分割切替する。　Table 10.6.2-2照　　Fig 10.6.2-3参照

Ilala S/S	D3 ・D7
FZ-I S/S	F2 ・F5

③　ILALA S/S　５号バンク

３号バンクD3、４号バンクD9 Feeder を新設５号バンクへ切替する。

Ubungo S/S U1 Feeder 負荷を分割切替する。　Table 10.6.2-3参照

Fig 10.6.2-2参照

④　MBEZI S/S　増容量（7.5MVA→15MVA）

既設（7.5MVA×１）バンクから MB1、MB2、MB3 各 Feeder を新設変圧器（15MVA×１）に切替する。　Fig 10.6.2-4参照

1996年度計画

① KUNDUCHI S/S 新設（15MVA ×１）

KU１・KU２・KU３・KU４ Feeder を新設し、下記 Feeder の一部負荷を分割切替する。 Table 10.6.2-4参照 Fig 10.6.2-4参照

Mbezi S/S MB2

② KARIAKOO S/S 新設（15MVA×１）

KA１・KA２・KA３ Feeder を新設し、下記 Feeder の一部負荷を分割切替する。

Table 10.6.2-5参照 Fig 10.6.2-5参照

Ilala S/S D1・D2・D9

Kurasini Port

City center S/S C5

なお、Ilala S/S D8 休止 Feeder を５号バンクに復活新設する。

③ MBAGALA S/S 新設（15MVA×１）

MG１・MG２・MG３ Feeder を新設し、下記 Feeder の一部負荷を分割切替する。

Table 10.6.2-6参照 Fig 10.6.2-6参照

Kurasini S/S Kilwa road

④ TABATA S/S 新設（５MVA×１）

TB１・TB２ Feeder を新設し、既設 33kV 供給負荷の一部を 11kV 供給に切替する。 Fig 10.6.2-7参照

Table 10.6.2-1 TANDALE S/S 負荷切替計画（1／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
TANDALE	需要想定	(kW)		MK2 より 317 MK3 より 473	790
		(A)		MK2 より 21 MK3 より 31	52
TA1	Tr設備容量(kVA)			MK2 より 615 MK3 より 3,420	4,035
	需要想定	(kW)		O4 より 1,022 U2 976 D10 より 860	2,858
		(A)		O4 より 57 U2 64 D10 より 57	178
TA2	Tr設備容量(kVA)			O4 より 1,134 U2 1,515 D10 より 1,130	3,779
	需要想定	(kW)		MK2 より 311	311
		(A)		MK2 より 20	20
TA3	Tr設備容量(kVA)			MK2 より 2,245	2,245

TANDALE S/S 負荷切替計画（2／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
Mikocheni	需要想定	(kW)	3,958	TA1 へ⊖317 MK3より⊕ 57 O2 へ⊖309	3,389
		(A)	260	TA1 へ⊖ 21 MK3より⊕ 4 O2 へ⊖ 20	223
MK2	Tr設備容量(kVA)		7,675	TA1 へ⊖615 MK3より⊕415 O2 へ⊖600	3,875
	需要想定	(kW)	1,649	TA1 へ⊖473 MK2へ⊖ 57 TA3 へ⊖311	808
		(A)	108	TA1 へ⊖ 31 MK2へ⊖ 4 TA3 へ⊖ 20	53
MK3	Tr設備容量(kVA)		11,920	TA1 へ⊖3,420 MK2へ⊖415 TA3 へ⊖2,245	5,840
Oysterbay	需要想定	(kW)	3,029	MK2 より 309	3,338
		(A)	199	MK2 より 20	219
O2	Tr設備容量(kVA)		2,515	MK2 より 600	3,115
	需要想定	(kW)	3,652	TA2 へ⊖ 1,022	2,630
		(A)	240	TA2 へ⊖ 57	183
O4	Tr設備容量(kVA)		4,805	TA2 へ⊖ 1,134	3,671
Ilala	需要想定	(kW)	4,230	TA2 へ⊖ 860	3,370
		(A)	278	TA2 へ⊖ 57	221
D10	Tr設備容量(kVA)		5,560	TA2 へ⊖ 1,130	4,430
Ubungo	需要想定	(kW)	3,008	TA2 へ⊖ 976	2,032
		(A)	197	TA2 へ⊖ 64	133
U2	Tr設備容量(kVA)		4,670	TA2 へ⊖ 1,515	3,155

Table 10.6.2-2 CHANG'OMBE S/S 負荷切替計画（1／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
CHANGOMBE	需要想定	(kW)		D3より 1,240 F5より 349	1,589
		(A)		D3より 81 F5より 23	104
CH1	Tr設備容量(kVA)			D3より 1,815 F5より 2,415	4,230
	需要想定	(kW)		F2より 963	963
		(A)		F2より 63	63
CH2	Tr設備容量(kVA)			F2より 3,750	3,750
	需要想定	(kW)		K3より 2,342	2,342
		(A)		K3より 154	154
CH3	Tr設備容量(kVA)			K3より 6,215	6,215
	需要想定	(kW)		F2より 423 K4より 1,294	1,717
		(A)		F2より 23 K4より 85	108
CH4	Tr設備容量(kVA)			F2より 1,645 K4より 3,015	4,660

CHANG' OMBE S/S 負荷切替計画（2／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
Ilala	需要想定	(kW)	3,750	CH1 へ⊖ 1,240	2,150
		(A)	246	CH1 へ⊖ 81	165
D3	Tr設備容量(kVA)		5,495	CH1 へ⊖ 1,815	3,680
	需要想定	(kW)	2,638	F5 へ⊖ 1,426	1,212
		(A)	159	F5 へ⊖ 86	73
D7	Tr設備容量(kVA)		2,460	F5 へ⊖ 1,330	1,130
FZ-I	需要想定	(kW)	2,764	CH2 へ⊖ 963 CH4 へ⊖ 423	1,378
		(A)	182	CH2 へ⊖ 63 CH4 へ⊖ 23	96
F2	Tr設備容量(kVA)		10,760	CH2 へ⊖ 3,750 CH4 へ⊖ 1,645	5,365
	需要想定	(kW)	1,134	CH1 へ⊖ 349 D7より⊕ 1,426	2,211
		(A)	74	CH1 へ⊖ 23 D7より⊕ 86	137
F5	Tr設備容量(kVA)		7,845	CH1 へ⊖ 2,415 D7より⊕ 1,330	6,670
Kurasini	需要想定	(kW)	3,498	CH3 へ⊖ 2,342	1,156
		(A)	230	CH3 へ⊖ 154	76
Industrial	Tr設備容量(kVA)		9,310	CH3 へ⊖ 6,215	3,095
	需要想定	(kW)	4,812	CH4 へ⊖ 1,294	3,518
		(A)	316	CH4 へ⊖ 85	231
Kilwa road	Tr設備容量(kVA)		11,210	CH4 へ⊖ 3,015	8,195

Table 10.6.2-3 Ilala S/S 負荷切替計画（1／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
ILALA 3号バンク	需要想定	(kW)	2,559		2,559
		(A)	168		168
D1	Tr設備容量(kVA)		5,695		5,695
	需要想定	(kW)	2,349		2,349
		(A)	154		154
D2	Tr設備容量(kVA)		3,215		3,215
	需要想定	(kW)	3,750	ILALA 5号バンクへ⊖ 3,750	0
		(A)	246	ILALA 5号バンクへ⊖ 246	0
D3	Tr設備容量(kVA)		5,495	ILALA 5号バンクへ⊖ 5,495	0
ILALA 4号バンク	需要想定	(kW)	1,212	U1より⊕ 1,234	2,446
		(A)	73	U1より⊕ 81	154
D7	Tr設備容量(kVA)		1,130	U1より⊕ 3,055	4,185
	需要想定	(kW)	6,384	ILALA 5号バンクへ⊖ 6,384	0
		(A)	419	ILALA 5号バンクへ⊖ 419	0
D9	Tr設備容量(kVA)		5,430	ILALA 5号バンクへ⊖ 5,430	0
	需要想定	(kW)	4,230		4,230
		(A)			
D10	Tr設備容量(kVA)		5,560		5,560
ILALA 5号バンク	需要想定	(kW)		ILALA 3号バンクより⊖3,750	3,750
		(A)		ILALA 3号バンクより⊖ 246	246
D3	Tr設備容量(kVA)			ILALA 3号バンクより⊖5,495	5,495
	需要想定	(kW)		ILALA 4号バンクより⊖6,387	6,387
		(A)		ILALA 4号バンクより⊖ 419	419
D9	Tr設備容量(kVA)			ILALA 4号バンクより⊖5,430	5,430

Ilala S/S 負荷切替計画（2／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
Ubungo	需要想定	(kW)	3,762	D7へ⊖ 1,234	2,528
		(A)	247	D7へ⊖ 81	166
U1	Tr設備容量(kVA)		9,310	D7へ⊖ 3,055	6,255

Table 10.6.2-4 KUNDUCHI S/S 負荷切替計画（1／1）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
KUNDUCHI	需要想定	(kW)		Kunduchiより 305	305
		(A)		Kunduchiより 20	20
KU1	Tr設備容量(kVA)			Kunduchiより 650	650
	需要想定	(kW)		Kunduchiより 1,142	1,142
		(A)		Kunduchiより 75	75
KU2	Tr設備容量(kVA)			Kunduchiより 2,525	2,525
	需要想定	(kW)		Kunduchiより 381	381
		(A)		Kunduchiより 25	25
KU3	Tr設備容量(kVA)			Kunduchiより 1,790	1,790
	需要想定	(kW)		Kunduchiより 930	930
		(A)		Kunduchiより 61	61
KU4	Tr設備容量(kVA)			Kunduchiより 4,000	4,000
Mbezi	需要想定	(kW)	4,282	Ku1 へ⊖ 305 Ku3へ⊖ 380 Ku2 へ⊖1,143 Ku4へ⊖ 930	1,524
		(A)	281	Ku1 へ⊖ 20 Ku3へ⊖ 25 Ku2 へ⊖ 75 Ku4へ⊖ 61	100
MB2	Tr設備容量(kVA)		13,810	Ku1 へ⊖ 650 Ku3へ⊖1,790 Ku2 へ⊖2,525 Ku4へ⊖4,000	4,845

Table 10.6.2-5 KARIAKOO S/S 負荷切替計画（1／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
KARIAKOO					
	需要想定	(kW)		D1より 1,463 Portより 996 D2より 336 C5 より 200	2,995
	需要想定	(A)		D1より 96 Portより 65 D2より 23 C5 より 21	205
KA1	Tr設備容量(kVA)			D1より 3,255 Portより 950 D2より 400 C5 より 500	5,100
	需要想定	(kW)		D9より 1,991	1,991
	需要想定	(A)		D9より 131	131
KA2	Tr設備容量(kVA)			D9より 1,515	1,515
	需要想定	(kW)		D2より 846 D9より 2,142	2,988
	需要想定	(A)		D2より 55 D9より 140	195
KA3	Tr設備容量(kVA)			D2より 1,000 D9より 1,630	2,630

KARIAKOO S/S 負荷切替計画（2／2）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
Ilala	需要想定	(kW)	2,860	D2へ⊖ 90 KA1へ⊖1,463 D8へ⊖1,307	0
	需要想定	(A)	188	D2へ⊖ 6 KA1へ⊖ 96 D8へ⊖ 86	0
D1	Tr設備容量(kVA)		6,355	D2へ⊖ 200 KA1へ⊖3,255 D8へ⊖2,900	0
	需要想定	(kW)	2,624	D1より⊕ 90 KA3へ⊖ 846 KA1 へ⊖336	1,532
	需要想定	(A)	172	D1より⊕ 6 KA3へ⊖ 55 KA1 へ⊖ 23	100
D2	Tr設備容量(kVA)		3,100	D1より⊕200 KA3へ⊖1,000 KA1 へ⊖400	1,900
	需要想定	(kW)	7,136	KA2 へ⊖1,991 KA3 へ⊖2,142	3,003
	需要想定	(A)	468	KA2 へ⊖ 131 KA3 へ⊖ 140	197
D9	Tr設備容量(kVA)		5,430	KA2 へ⊖1,515 KA3 へ⊖1,630	2,285
Ilala 5号バンク	需要想定	(kW)		D1より 1,307	1,307
	需要想定	(A)		D1より 86	86
D8	Tr設備容量(kVA)			D1より 2,900	2,900
Kurasini	需要想定	(kW)	3,266	KA1 へ⊖ 996	2,270
	需要想定	(A)	214	KA1 へ⊖ 65	149
Port	Tr設備容量(kVA)		3,115	KA1 へ⊖ 950	2,165
City Center	需要想定	(kW)	4,638	KA1 へ⊖ 200	4,438
	需要想定	(A)	304	KA1 へ⊖ 21	283
C5	Tr設備容量(kVA)		7,300	KA1 へ⊖ 500	6,800

Table 10.6.2-6 MBAGALA S/S 負荷切替計画（1／1）

変電所 Feeder	需要想定 Tr設備容量		対策前	切替内容	対策後
MBAGALA	需要想定	(kW)		K4より 1,655	1,655
		(A)		K4より 108	108
MG1	Tr設備容量(kVA)			K4より 3,245	3,245
	需要想定	(kW)		K4より 536	536
		(A)		K4より 36	36
MG2	Tr設備容量(kVA)			K4より 1,050	1,050
	需要想定	(kW)		K4より 765	765
		(A)		K4より 50	50
MG3	Tr設備容量(kVA)			K4より 1,500	1,500
Kurasini	需要想定	(kW)	4,180	MB1 へ ⊖ 1,655 MB2 へ ⊖ 536 MB3 へ ⊖ 765	1,224
		(A)	274	MB1 へ ⊖ 108 MB2 へ ⊖ 36 MB3 へ ⊖ 50	80
Kilwa road	Tr設備容量(kVA)		8,195	MB1 へ ⊖ 3,245 MB2 へ ⊖ 1,050 MB3 へ ⊖ 1,500	2,400

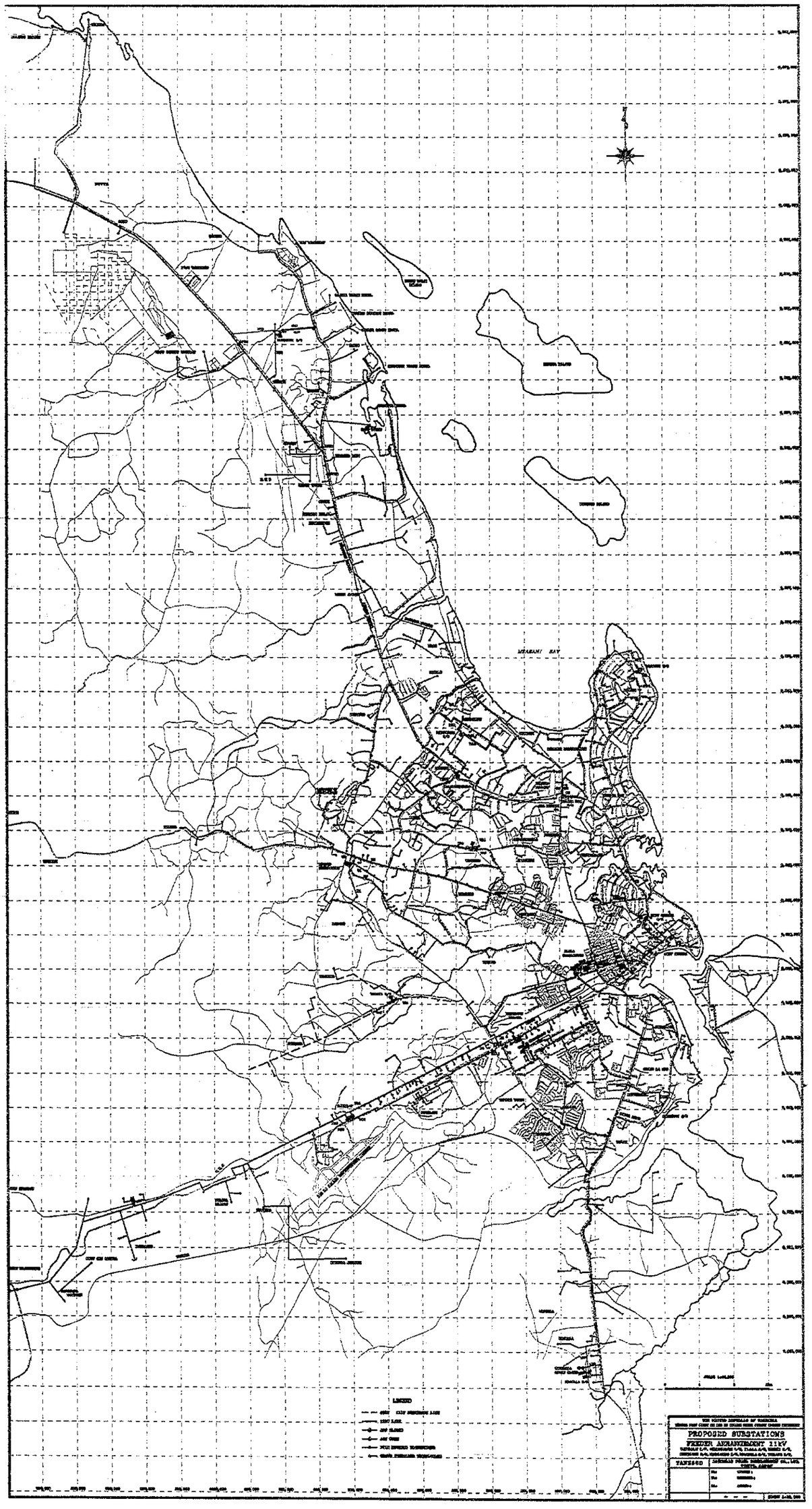

MIKARAMI BAY
LEGEND
PROPOSED SUBSTATIONS
FEEDER ARRANGEMENT 11KV

Fig. 10.6.2-1

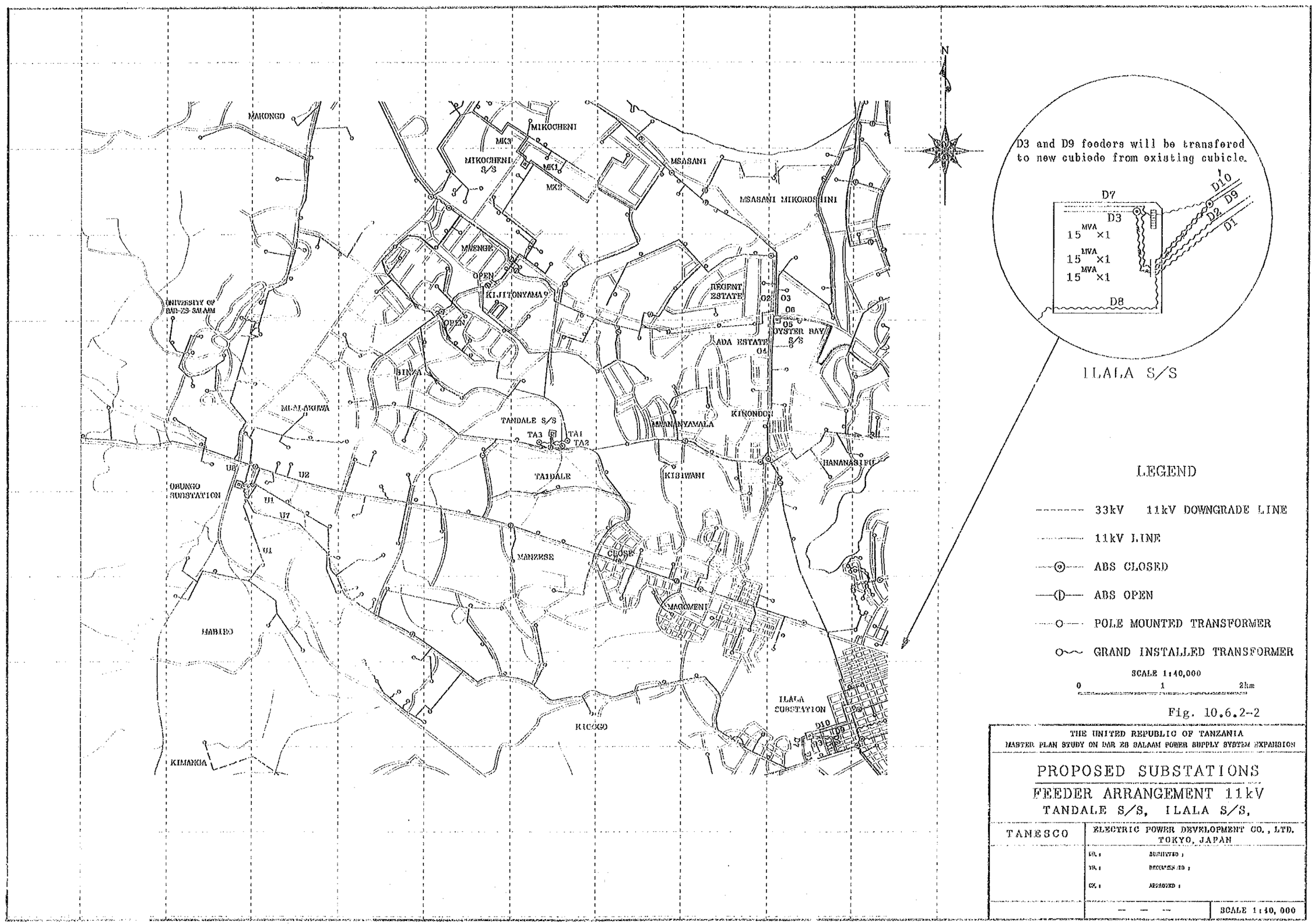


Fig. 10.6.2-2

THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON DAR ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION

PROPOSED SUBSTATIONS

FEEDER ARRANGEMENT 11kV

TANDALE S/S, ILALA S/S,

TANESCO	ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. TOKYO, JAPAN
	DR.: SUBMITTED:
	CK.: DECLARED:
	CK.: APPROVED:
	— — — SCALE 1:40,000

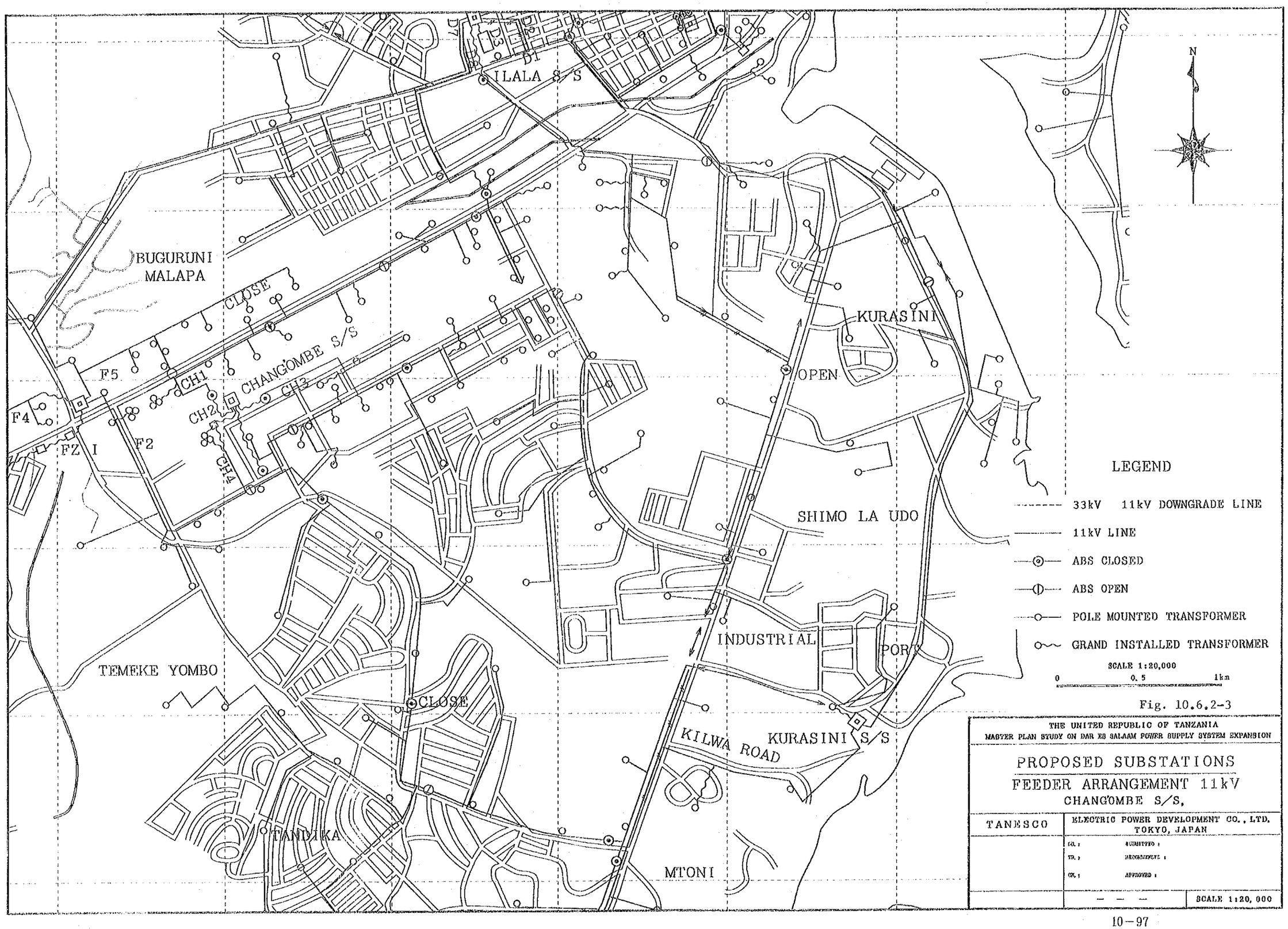
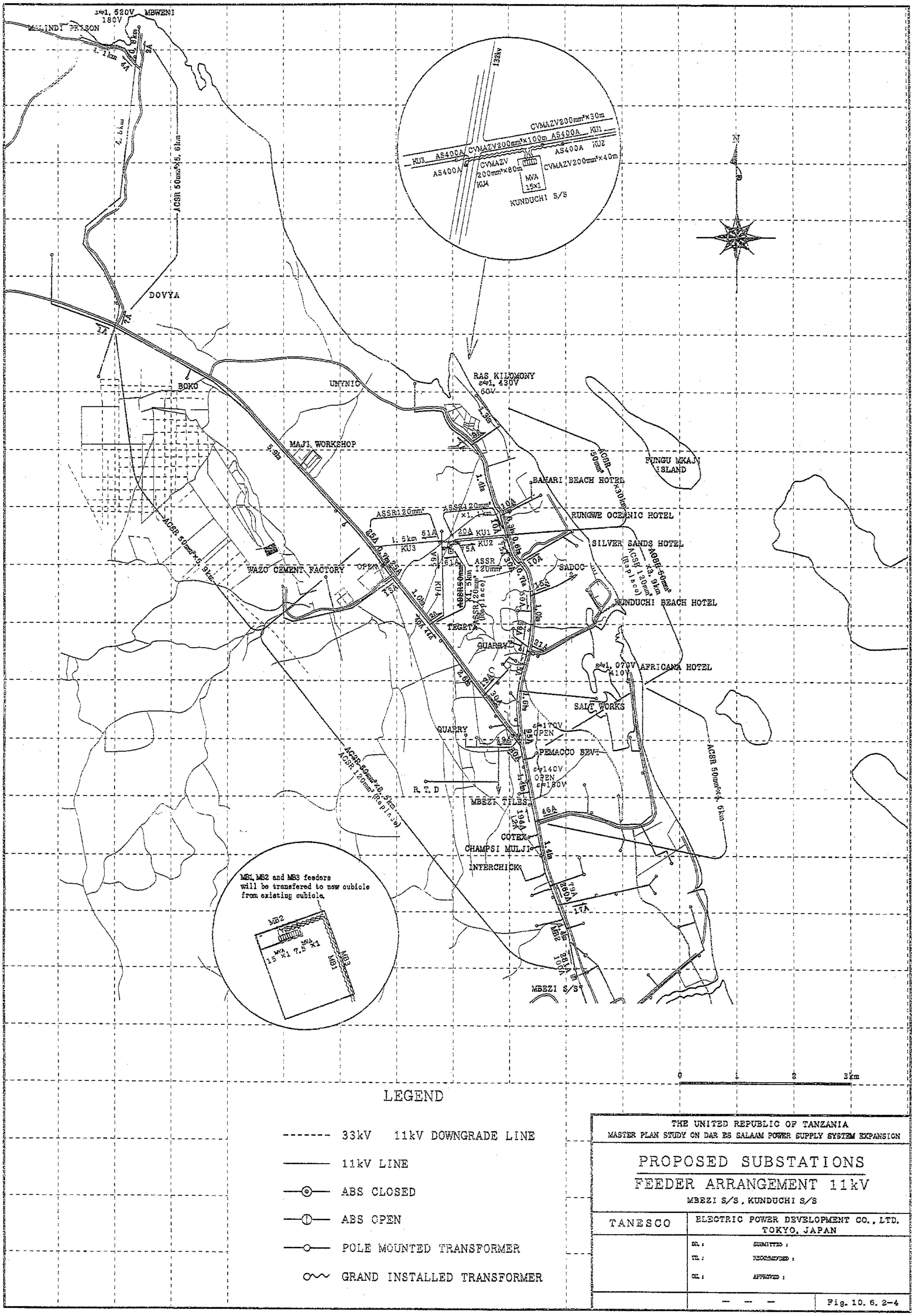

ILALA S/S
BUGURUNI
MALAPA
CLOSE
CHANGOMBE S/S
F5
CH1
CH2
CH3
CH4
F4
F2
KURASINI
OPEN
SHIMO LA UDO
INDUSTRIAL
PORT
TEMEKE YOMBO
CLOSE
KILWA ROAD
KURASINI S/S
TANDIKA
MTONI
N
LEGEND
33kV 11kV DOWNGRADE LINE
11kV LINE
ABS CLOSED
ABS OPEN
POLE MOUNTED TRANSFORMER
GRAND INSTALLED TRANSFORMER
SCALE 1:20,000
0 0.5 1km
THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON DAR ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION
PROPOSED SUBSTATIONS
FEEDER ARRANGEMENT 11kV
CHANGOMBE S/S,
TANESCO
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
TOKYO, JAPAN
SCALE 1:20,000

Fig. 10.6.2-3


MBEWENI
MALINDI PRISON
DOVYA
BOKO
UNYNIO
MAJI WORKSHOP
WAZO CEMENT FACTORY
RAS KILOMONY
FUNGU MKAJI ISLAND
BAHARI BEACH HOTEL
RUNGWE OCEANIC HOTEL
SILVER SANDS HOTEL
SADCC
KUNDUCHI BEACH HOTEL
TEGETA
QUARRY
AFRICANA HOTEL
SALT WORKS
PEMACCO BEV.
R.T.D
MBEZI TILES
COTEX
CHAMPSI MULJI
INTERCHICK
MBEZI S/S
KUNDUCHI S/S
MB1, MB2 and MB3 feeders will be transfered to new cubicle from existing cubicle.
N
0 1 2 3km
LEGEND
33kV 11kV DOWNGRADE LINE
11kV LINE
ABS CLOSED
ABS OPEN
POLE MOUNTED TRANSFORMER
GRAND INSTALLED TRANSFORMER
THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON DAR ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION
PROPOSED SUBSTATIONS
FEEDER ARRANGEMENT 11kV
MBEZI S/S, KUNDUCHI S/S
TANESCO
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. TOKYO, JAPAN
SUBMITTED :
RECOMMENDED :
APPROVED :
Fig. 10. 6. 2-4

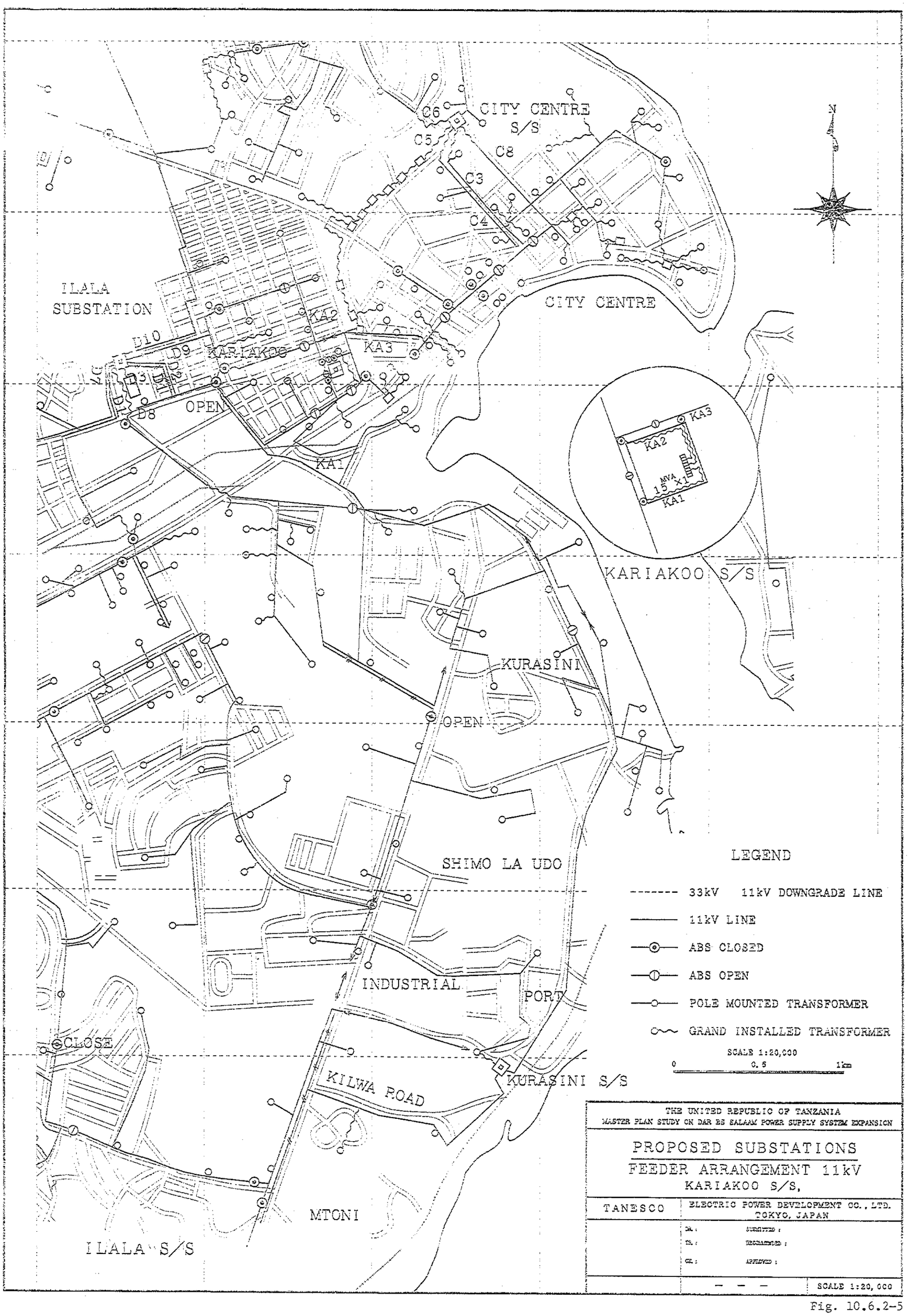

CITY CENTRE S/S
C6
C5
C8
C3
C4
CITY CENTRE
ILALA SUBSTATION
KA2
KA3
D10
D9
KARIAKOO
D3
D8
OPEN
KA1
KA3
KA2
15 MVA X1
KA1
KARIAKOO S/S
KURASINI
OPEN
SHIMO LA UDO
INDUSTRIAL
PORT
CLOSE
KILWA ROAD
KURASINI S/S
MTONI
ILALA S/S
N
LEGEND
33kV 11kV DOWNGRADE LINE
11kV LINE
ABS CLOSED
ABS OPEN
POLE MOUNTED TRANSFORMER
GRAND INSTALLED TRANSFORMER
SCALE 1:20,000
0 0.5 1km
THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON DAR ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION
PROPOSED SUBSTATIONS
FEEDER ARRANGEMENT 11kV
KARIAKOO S/S,
TANESCO
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
TOKYO, JAPAN
SCALE 1:20,000

Fig. 10.6.2-5

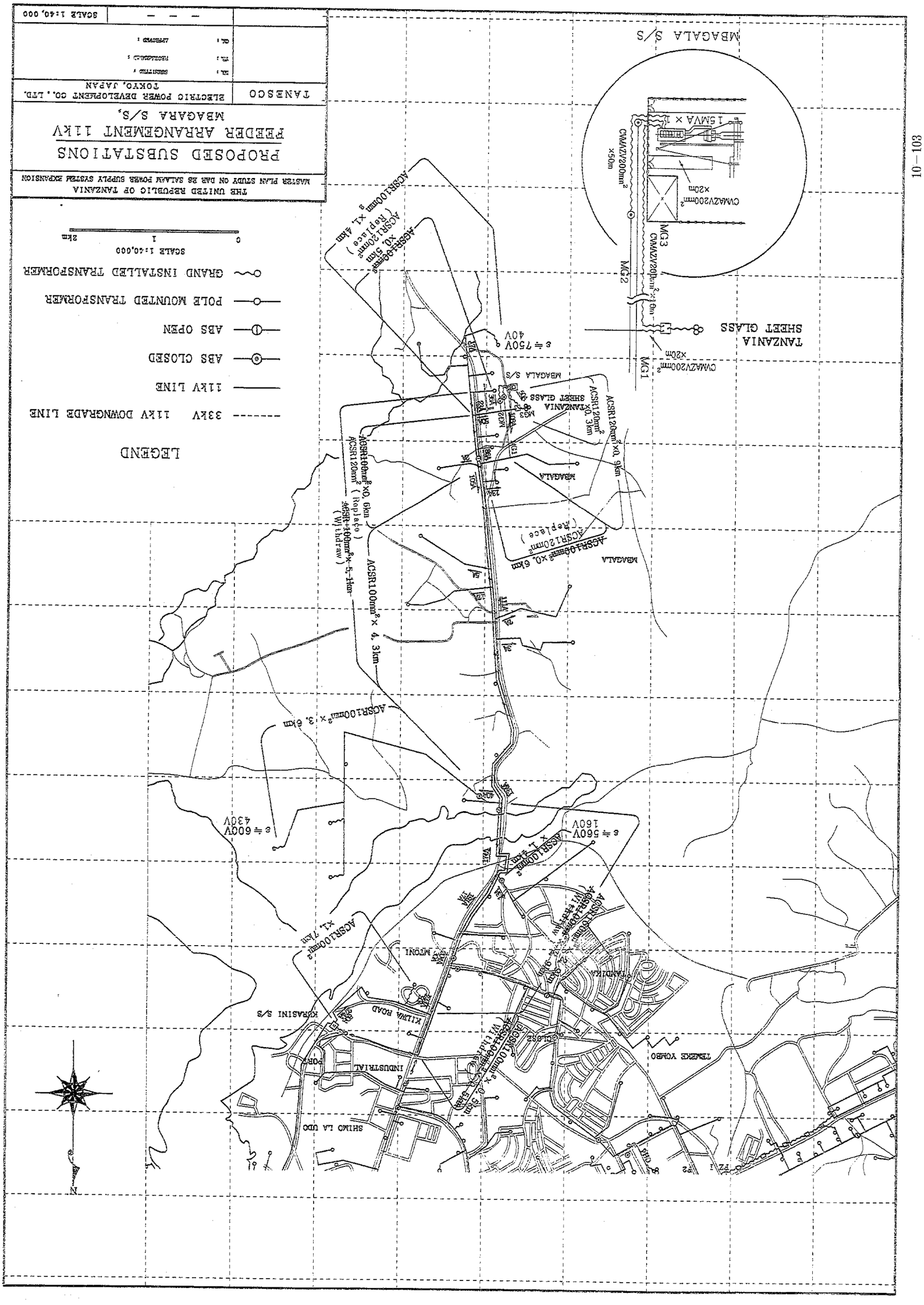
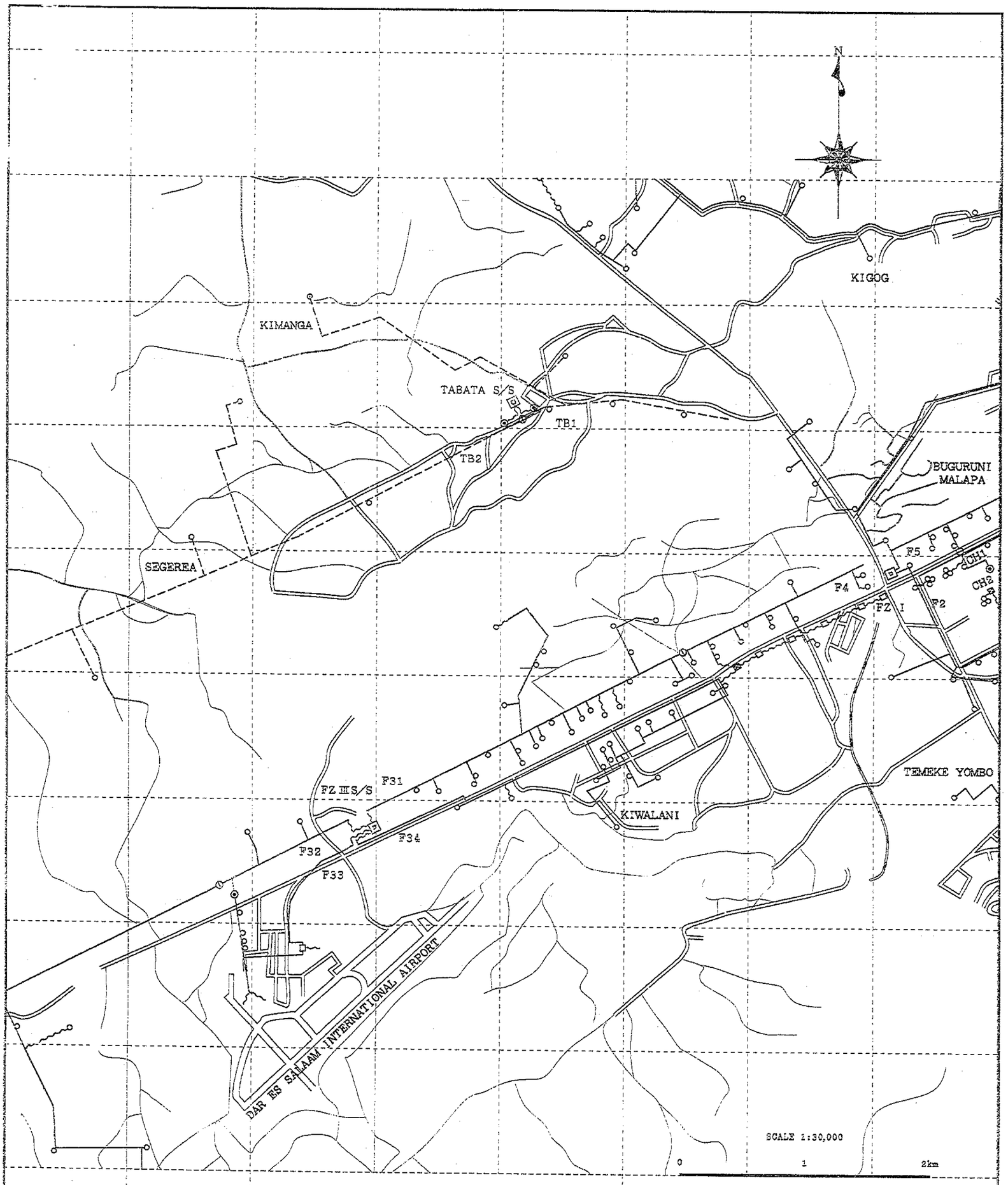

THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON DAR ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION
PROPOSED SUBSTATIONS
FEEDER ARRANGEMENT 11kV
MBAGARA S/S.
TANESCO
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
TOKYO, JAPAN
SCALE 1:40,000
LEGEND
33kV 11kV DOWNGRADE LINE
11kV LINE
ABS CLOSED
ABS OPEN
POLE MOUNTED TRANSFORMER
GRAND INSTALLED TRANSFORMER
SCALE 1:40,000
0 1 2km
MBAGALA S/S
TANZANIA SHEET GLASS
MG1
MG2
MG3
CVMAZV200mm²
CVMAZV200mm² ×20m
CVMAZV200mm² ×50m
15MVA × 1
ε ≒ 750V
40V
ε ≒ 560V
160V
ε ≒ 600V
430V
ACSR100mm² ×0.5km
ACSR120mm² (Replace)
ACSR120mm² ×0.3km
ACSR120mm² ×0.9km
ACSR100mm² ×0.6km
ACSR120mm² (Replace)
ACSR100mm² ×5.1km (Withdraw)
ACSR100mm² ×4.3km
ACSR100mm² ×3.6km
ACSR100mm² ×1.7km
ACSR100mm² ×1.4km
ACSR100mm² ×1.4km (Replace)
ACSR100mm² ×0.5km (Withdraw)
ACSR100mm² ×0.5km (Replace)
MBAGALA
KIJIWA ROAD
KIRASINI S/S
MTONI
KANDIKA
TEMEKE YOMBO
INDUSTRIAL
PORT
SHIMO LA UDO
N

Fig. 10.6.2-6



LEGEND

- 33kV 11kV DOWNGRADE LINE
- 11kV LINE
- ABS CLOSED
- ABS OPEN
- POLE MOUNTED TRANSFORMER
- GRAND INSTALLED TRANSFORMER

THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON DAR ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION

PROPOSED SUBSTATIONS
FEEDER ARRANGEMENT 11kV
TABATA S/S,

TANESCO	ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. TOKYO, JAPAN	
	DR. : SUBMITTED :	
	TR. : RECOMMENDED :	
	CK. : APPROVED :	
	— — —	SCALE 1:30,000

Fig. 10.6.2-7

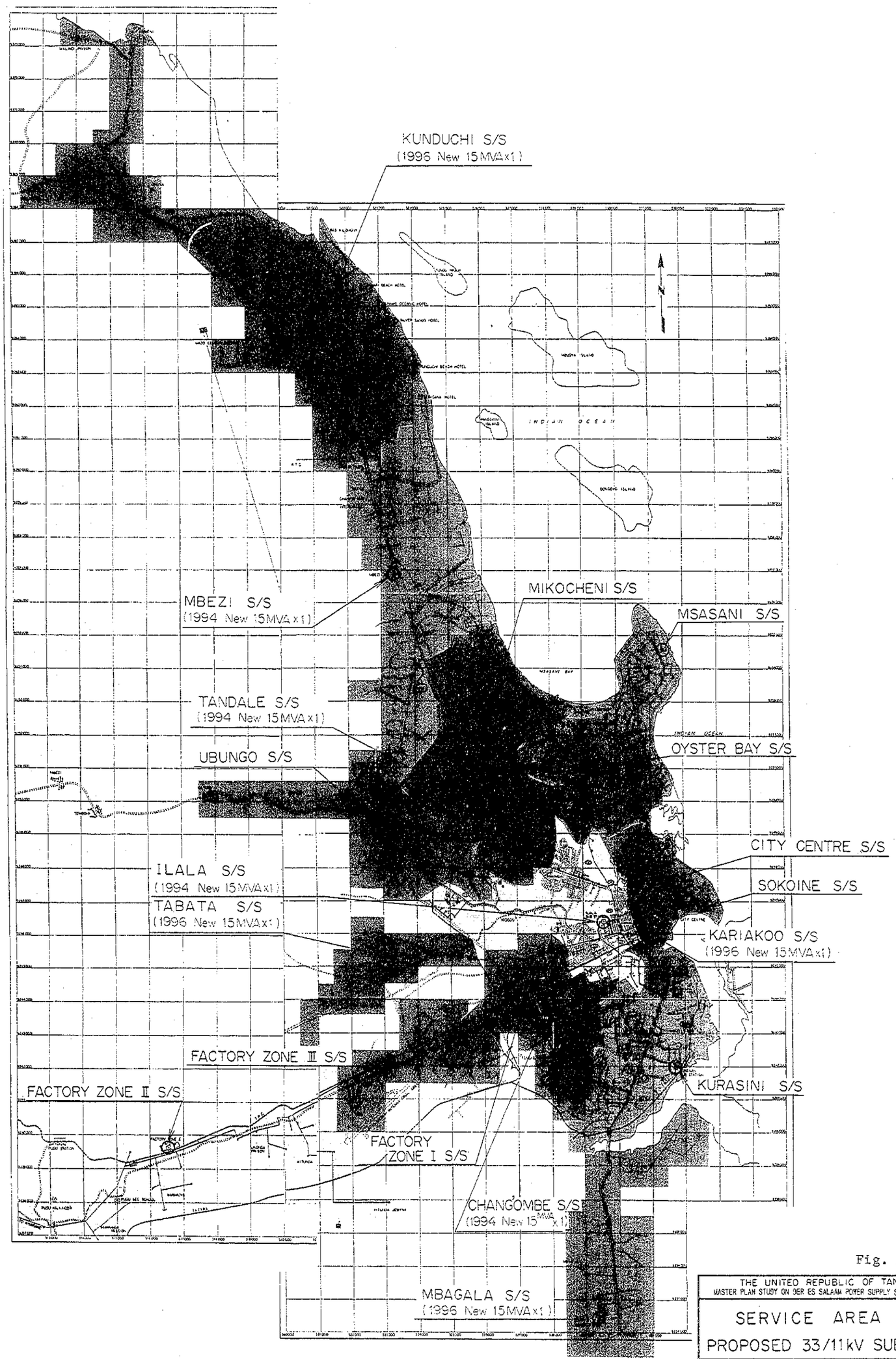


Fig. 10.6.2-8

THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON DER ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION

SERVICE AREA FOR
PROPOSED 33/11kV SUBSTIONS

TANESCO

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD.
TOKYO JAPAN

DR : SUBMITTED.
TR : RECOMMENDED:
CK : APPROVED.

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

REVISION

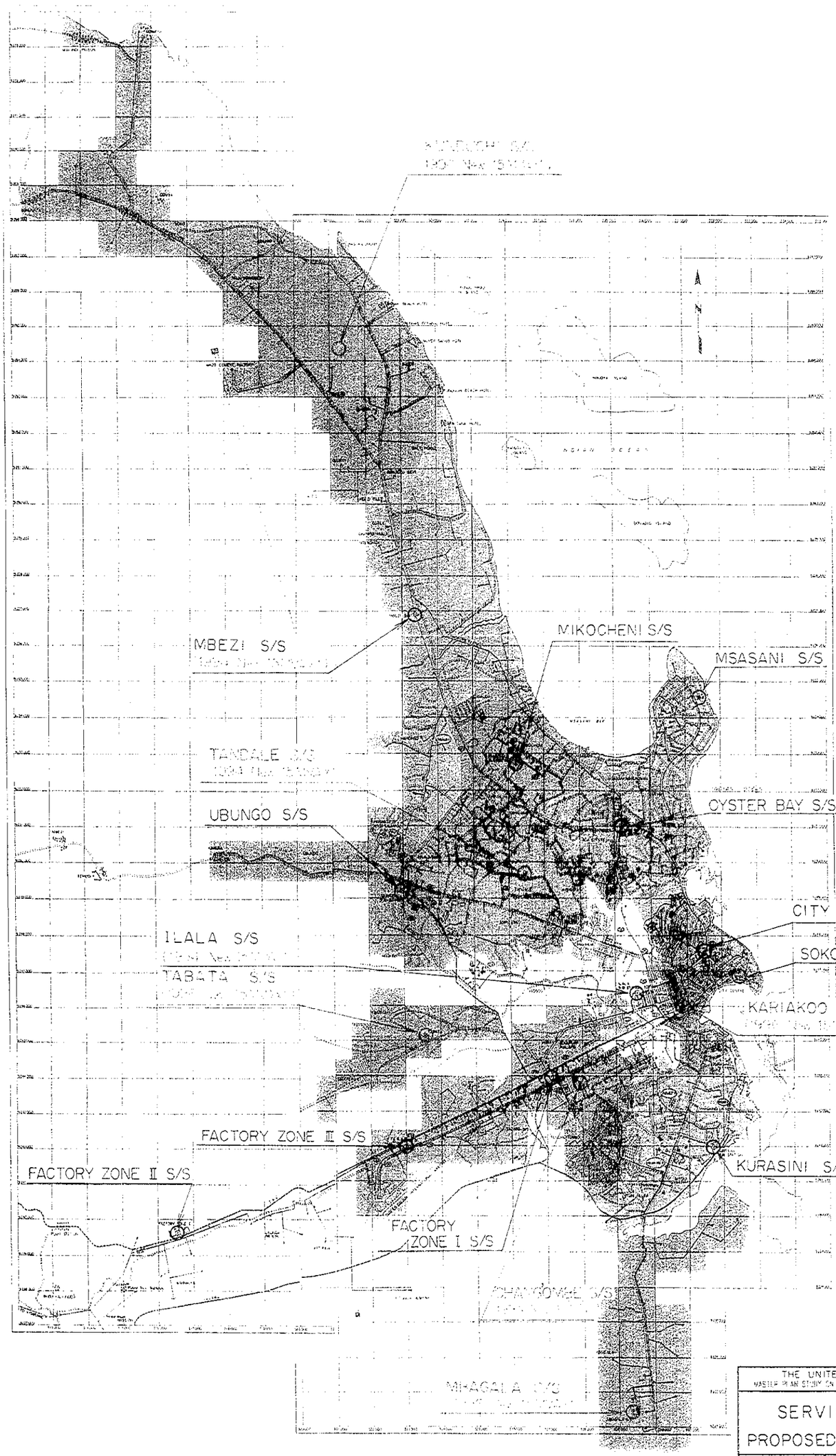


Fig. 10.6.2-8

THE UNITED REPUBLIC OF TANZANIA
MASTER PLAN STUDY ON THE DAR ES SALAAM POWER SUPPLY SYSTEM EXPANSION

SERVICE AREA FOR PROPOSED 33/11kV SUBSTIONS

TANESCO | ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD TOKYO JAPAN

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

Table 10.6.2-7　配電用変電所拡充関連 33／11kV バンク負荷状況（1／2）

年度	拡充変電所		対策前 フィーダー回線 (cct)	対策前 需要面積 (km²)	対策前 フィーダー面積 (km²/cct)	対策前 需要電力 (kW)	対策前 負荷密度 (kW/km²)	対策前 フィーダー負荷 (kW/cct)	対策後 フィーダー回線 (cct)	対策後 需要面積 (km²)	対策後 フィーダー面積 (km²/cct)	対策後 需要電力 (kW)	対策後 負荷密度 (kW/km²)	対策後 フィーダー負荷 (kW/cct)	備考	フィーダー (cct)	需要面積 (km²)	フィーダー面積 (km²/cct)	需要電力 (kW)	フィーダー負荷 (kW/cct)
'94年計画	TANDALE 新設 15MVA ×1		–	–		–	–	–	3	10.8	3.6	3,959	367	1,320						
		Mikocheni	4	17.6	4.4	12,811	728	3,203	4	10.8	2.7	11,401	1,056	2,850	対策前	19	70.9	3.73	64,171	3,377
		Oysterbay	5	10.1	2.0	18,300	1,812	3,660	5	9.8	2.0	17,587	1,795	3,517	対策後	19		3.22		2,917
		Ilala	6	19.3	3.2	23,829	1,235	3,972	6	17.5	2.9	22,969	1,137	3,828	差引	⊕3		⊖0.51		⊖460
		Ubungo	4	23.9	6.0	9,231	386	2,308	4	22.0	5.5	8,255	375	2,064						
	CHANG'OMBE新設 15MVA ×1		–	–		–	–	–	4	6.8	1.7	6,611	972	1,653	対策前	12	54.6	4.55	38,101	3,175
		Ilala	6	17.5	2.9	22,969	1,137	3,828	6	16.0	2.7	21,729	1,358	3,622	対策後	16		3.41		2,381
		FZ-I	3	7.4	2.5	3,898	527	1,299	3	5.1	1.7	2,163	424	721	差引	⊕4		⊖1.14		⊖794
		Kurasini	3	29.7	9.9	11,234	378	3,745	3	26.7	8.9	7,081	265	2,360						
	ILALA 増設 15MVA ×1		6	16.0	2.7	21,729	1,358	3,622	6	18.7	3.1	21,537	1,152	3,590	対策前	13	43.1	3.3	32,147	2,473
		Ubungo	4	22.0	5.5	8,255	375	2,064	4	17.7	4.4	7,021	397	1,755	対策後	13		3.3		2,473
		FZ-I	3	5.1	1.7	2,163	424	721	3	6.7	2.2	3,589	536	1,196	差引					
	MBEZI 増容 7.5MVA×1→15MVA		3	70.4	23.5	8,270	118	2,757	3	70.4	23.5	8,270	118	2,757	7.5MVA → 15MVA フィーダーケーブル入替					

配電用変電所拡充関連　33／11kV　バンク負荷状況（2／2）

年度	拡充 変電所		対策前 フィーダー回線 (cct)	対策前 需要面積 (km²)	対策前 フィーダー面積 (km²/cct)	対策前 需要電力 (kW)	対策前 負荷密度 (kW/km²)	対策前 フィーダー負荷 (kW/cct)	対策後 フィーダー回線 (cct)	対策後 需要面積 (km²)	対策後 フィーダー面積 (km²/cct)	対策後 需要電力 (kW)	対策後 負荷密度 (kW/km²)	対策後 フィーダー負荷 (kW/cct)	備考	備考 フィーダー (cct)	備考 需要面積 (km²)	備考 フィーダー面積 (km²/cct)	備考 需要電力 (kW)	備考 フィーダー負荷 (kW/cct)
'96年計画	KUNDUCHI 新設 15MVA ×1		–	–	–	–	–	–	4	44.2	11.1	2,758	62	690						
		Mbezi	3	70.4	23.5	9,240	131	3,080	3	26.2	8.7	6,482	247	2,161	対策前 対策後 差引	3 7 ⊕4	70.4	23.5 10.1 ⊖13.4	9,240	3,080 1,320 ⊖1,760
	KARIAKOO 新設 15MVA ×1		–	–	–	–	–	–	3	3.4	1.1	7,974	2,345	2,658						
		Ilala	6	18.7	3.1	25,239	1,350	4,207	7	14.7	2.1	18,779	1,277	2,683	対策前 対策後 差引	15 19 ⊕4	49.6	3.3 2.6 ⊖ 0.7	47,944	3,196 2,523 ⊖673
		Kurasini	3	26.7	8.9	7,909	296	2,636	3	27.7	9.2	6,913	250	2,304						
		citycenter	6	4.2	0.7	14,796	3,523	2,466	6	3.8	0.6	14,478	3,810	2,413						
	MBAGALA 新設 15MVA ×1		–	–	–	–	–		3	15.5	5.2	2,956	191	985						
		Kurasini	3	27.7	9.2	6,913	250	2,304	3	12.2	4.1	3,957	324	1,319	対策前 対策後 差引	3 6 ⊕3	27.7	9.2 4.6 ⊖ 4.6	6,913	2,304 1,152 ⊖1,152
	TABATA 新設 5MVA× 1		–	–	–	–	–		2	8.5	4.3	1,716	202	858	33kV 供給フィーダー　11kVに変更					

(2) 11kV 配電線路の電圧測定

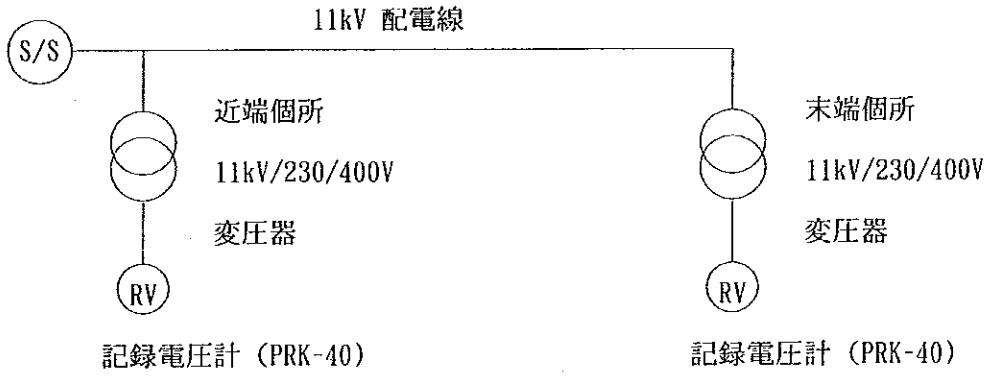
11kV 配電線の電圧降下実態を、把握するため特に、電圧降下の大きいと考えられる下記 Table 10.6.2-8 各 Feeder の電圧測定を TANESCO 側の協力により実施した。

Table 10.6.2-8 電圧測定計画

変電所	Feeder	測定個所			(参考)'91年実績
		近端	遠端	計	電圧降下 (V)
Mbezi	MB2	1	1	2	Max 180A 1,860V
Kurasini	Kilwa-Road	1	1	2	Max 231A 420V
Oysterbay	03	1	1	2	Max 296A 1,090V
	04	1	1	2	Max 177A 710V
Mikocheni	MK2	1	1	2	Max 190A 880V
計	5	5	5	10	――――

注 91年実績の電圧降下は、最大負荷電流実績に対する計算値

1) 記録電圧計取付個所



2) 測定結果

Table 10.6.2.9、Fig.10.6.2-8 ～ Fig.10.6.2-12 参照。

Table 10.6.2-9 11kV 配電線路 電圧測定内訳

変電所	Feeder	記録電圧計取付場所		変圧器容量 Tap Position	測定期間	測定値 最大電圧 (V)	測定値 最小電圧 (V)	測定値 1次側換算 電圧降下(V)	測定値 1次側換算 電圧変動(V)	備考
Mbezi	MB2	近端		(Tap 2)	'93. 8.22(木) ～ 9. 1(木)	8/26(木) 8:00 (11,000) 230	8/26(木) 19:40 (10,570) 221	8/26(木) 19:40 Max 1,130	430	Fig. 10.6.2-8 参照
		末端	Ndege Beach	500 kVA (Tap 5)	'93. 8.22(木) ～ 9. 1(木)	8/26(木) 8:20 (9,920) 228	8/26(木) 19:40 (9,440) 217		480	
Kurasini	Kilwa-Road	近端	Sabasaba Ground	500 kVA (Tap 2)	'93. 9.14(火) ～ 9.21(火)	9/20(月) 2:30 (10,809) 226	9/19(日) 20:30 (10,522) 220	9/19(日) 20:30 Max 1,165	287	Fig. 10.6.2-9 参照
		末端	Land Rover TANZANIA Ltd	200 kVA Tap 5	'93. 9.14(火) ～ 9.21(火)	9/20(月) 2:30 (9,749) 224	9/19(日) 20:30 (9,357) 215		392	
Oysterbay	0 3	近端	Drive-in TANESCO Estate Pole No 5B2	315 kVA Tap 2	'93. 9.24(金) ～10.11(月)	9/25(土) 19:00 (11,526) 241	9/25(土) 23:30 (10,809) 226	9/25(土) 19:00 Max 239	717	Fig. 10.6.2-10 参照
		末端	Texco Flats Pole No 13W1	100 kVA Tap 2	'93. 9.24(金) ～10.11(月)	9/25(土) 19:00 (11,287) 236	9/25(土) 23:30 (10,617) 222		670	
	0 4	近端	Ada Estate Pole No 6BA	315 kVA Tap 2	'93.10.11(月) ～10.25(月)	10/24(日) 5:30 (11,813) 247	10/24(日) 12:30 (11,335) 237	10/24(月) 5:30 12:30 Max 574	478	Fig. 10.6.2-11 参照
		末端	Mwananyamala 'A' Primary School	100 kVA Tap 2	'93.10.11(月) ～10.25(月)	10/24(日) 5:30 (11,239) 235	10/24(日) 12:30 (10,761) 225		478	
Mikocheni	MK 2	近端	TPDC House Staff	500 kVA Tap 2	'93.10.25(月) ～11.11(木)	10/28(木) 13:30 (11,143) 233	10/28(木) 20:30 (10,617) 222	10/28(木) 13:30 Max 334	526	Fig. 10.6.2-12 参照
		末端	Mwananyamala 'B' Primary School	315 kVA Tap 2	'93.10.25(月) ～11.11(木)	10/28(木) 13:30 (10,809) 226	10/28(木) 20:30 (10,330) 216		478	

(注) 1. Tap Position ( ) 内は推定 Position

2. 最大電圧・最小電圧 ( ) 内は1次側換算電圧

3. 1次側換算は変圧器内部電圧降下分 無視

4. 変圧器 Tap Ratio

Tap Position	1次側 (V)	2次側 (V)
1	11,330	230/400
2	11,000	
3	10,670	
4	10,340	
5	10,010	

Fig 10.6.2-8 MBEZI S/S Record Charts of Voltage Fluctuation at 11kV Distribution Line

MB2 Feeder

THU./AUG/26/93

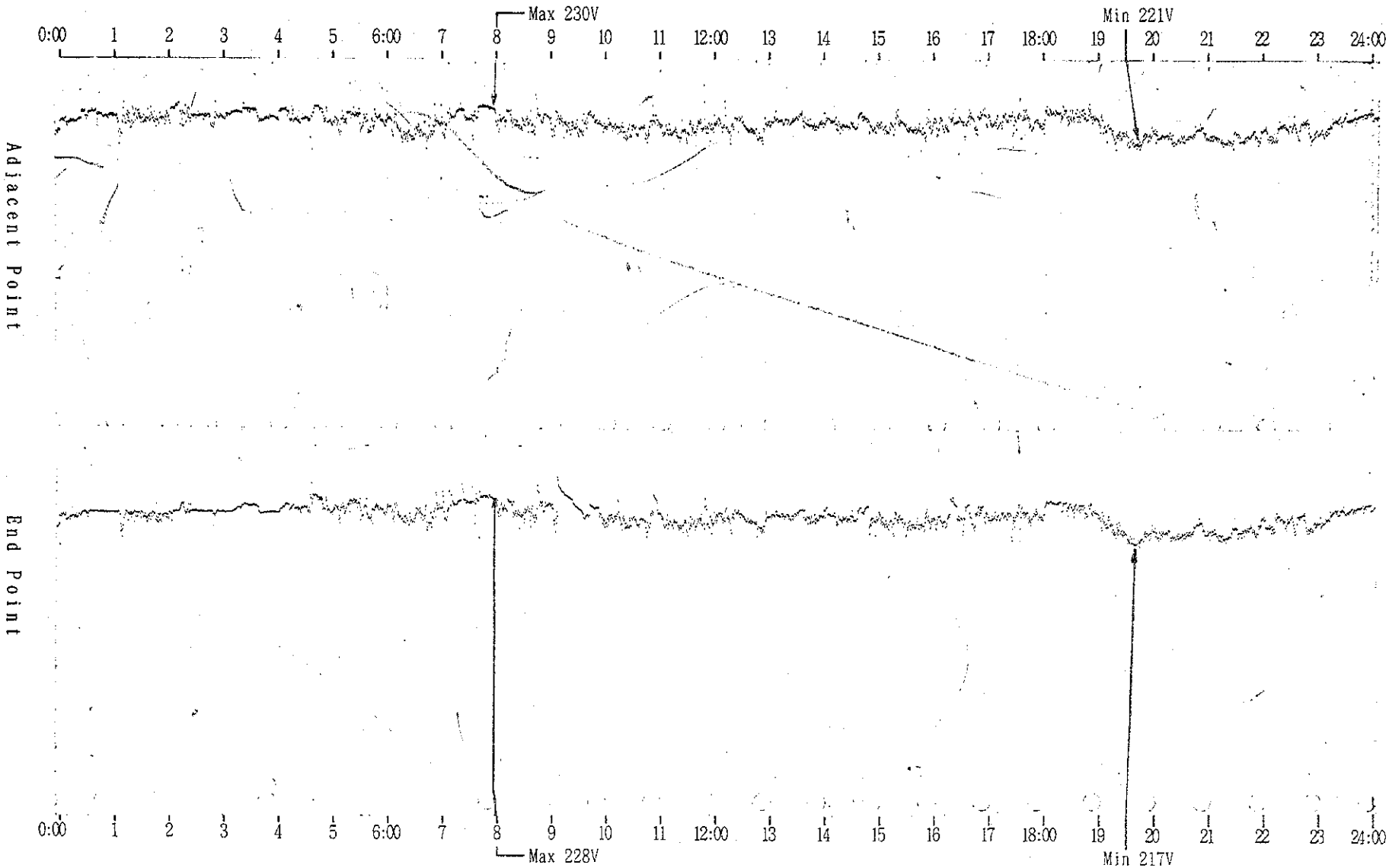


Fig 10.6.2-9 KURASINI S/S Record Charts of Voltage Fluctuation at 11kV Distribution Line
Kilwa-Road Feeder

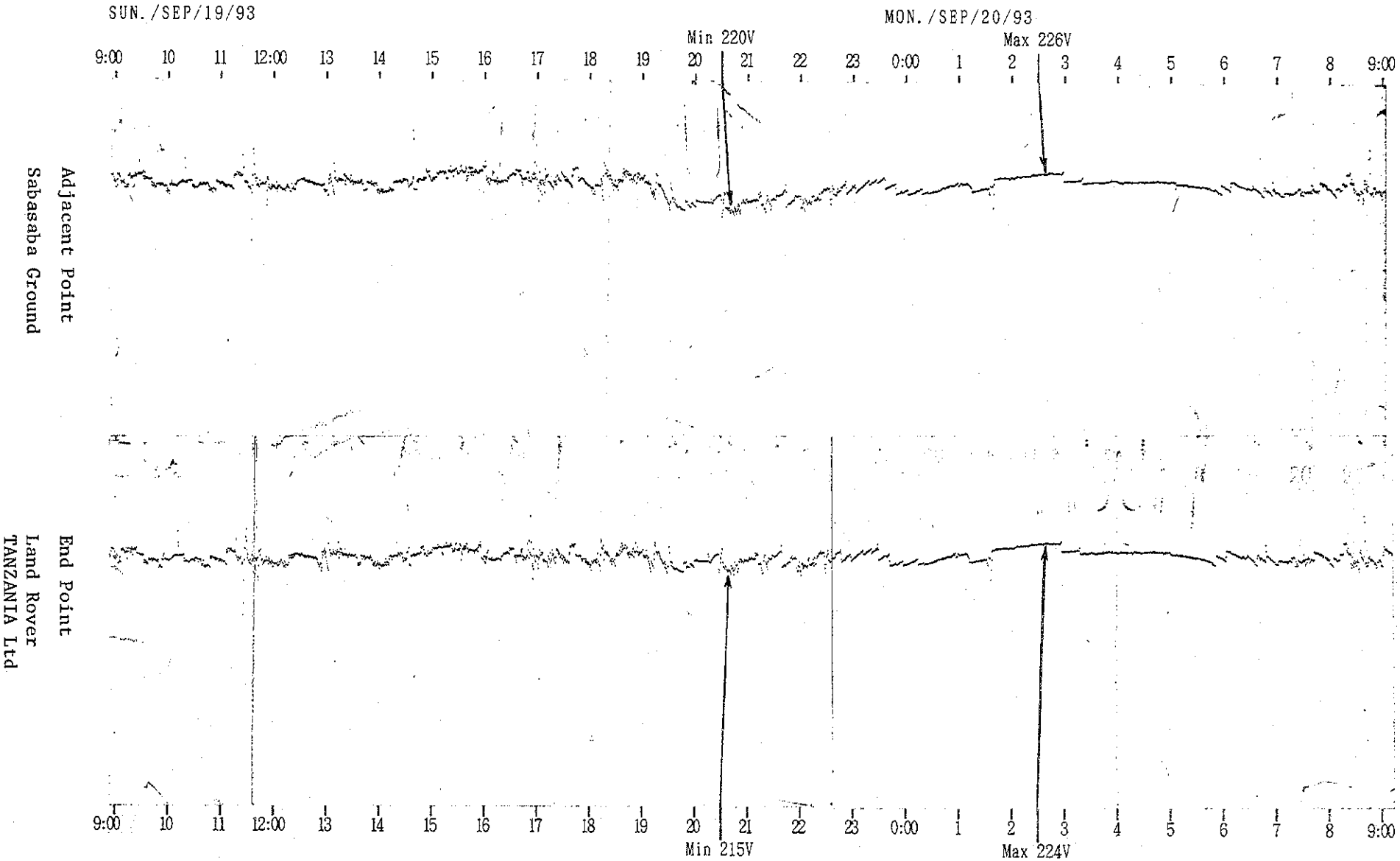


Fig 10.6.2-10 OYSTERBAY S/S 03 Feeder

Record Charts of Voltage Fluctuation at 11kV Distribution Line

SAT./SEP/25/93

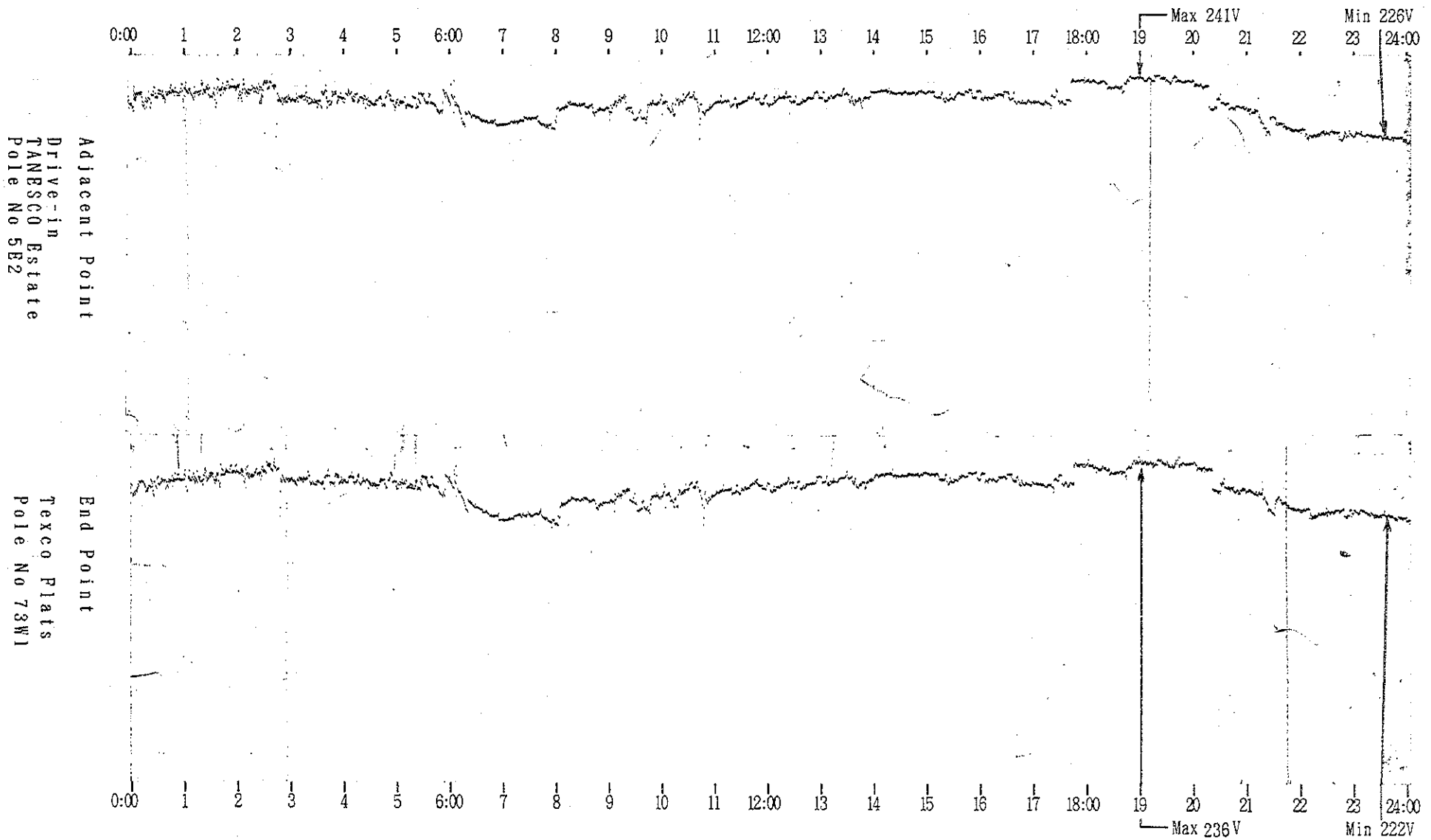


Fig 10.6.2-11 OYSTER BAY S/S 04 Feeder — Record Charts of Voltage Fluctuation at 11kV Distribution Line

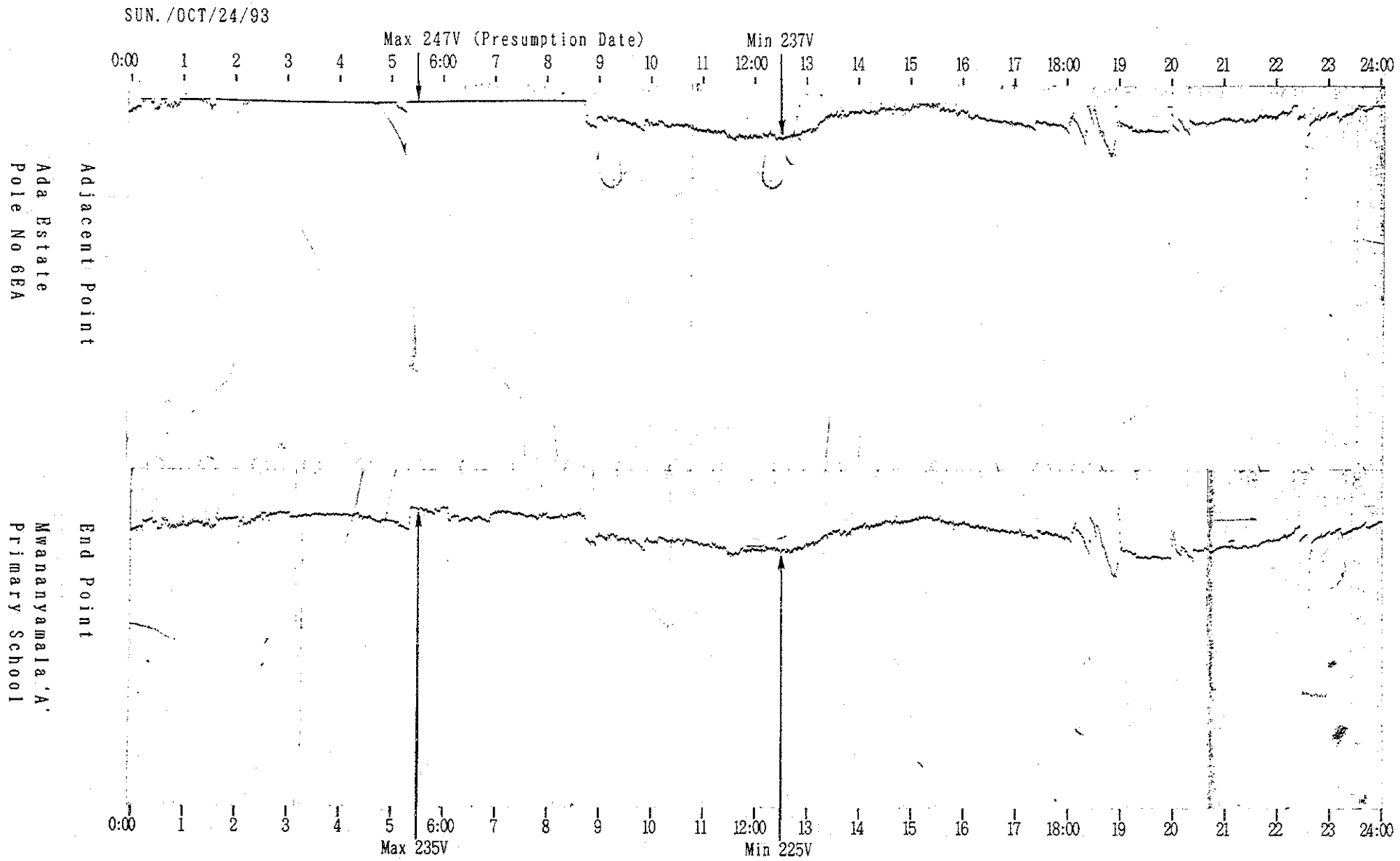
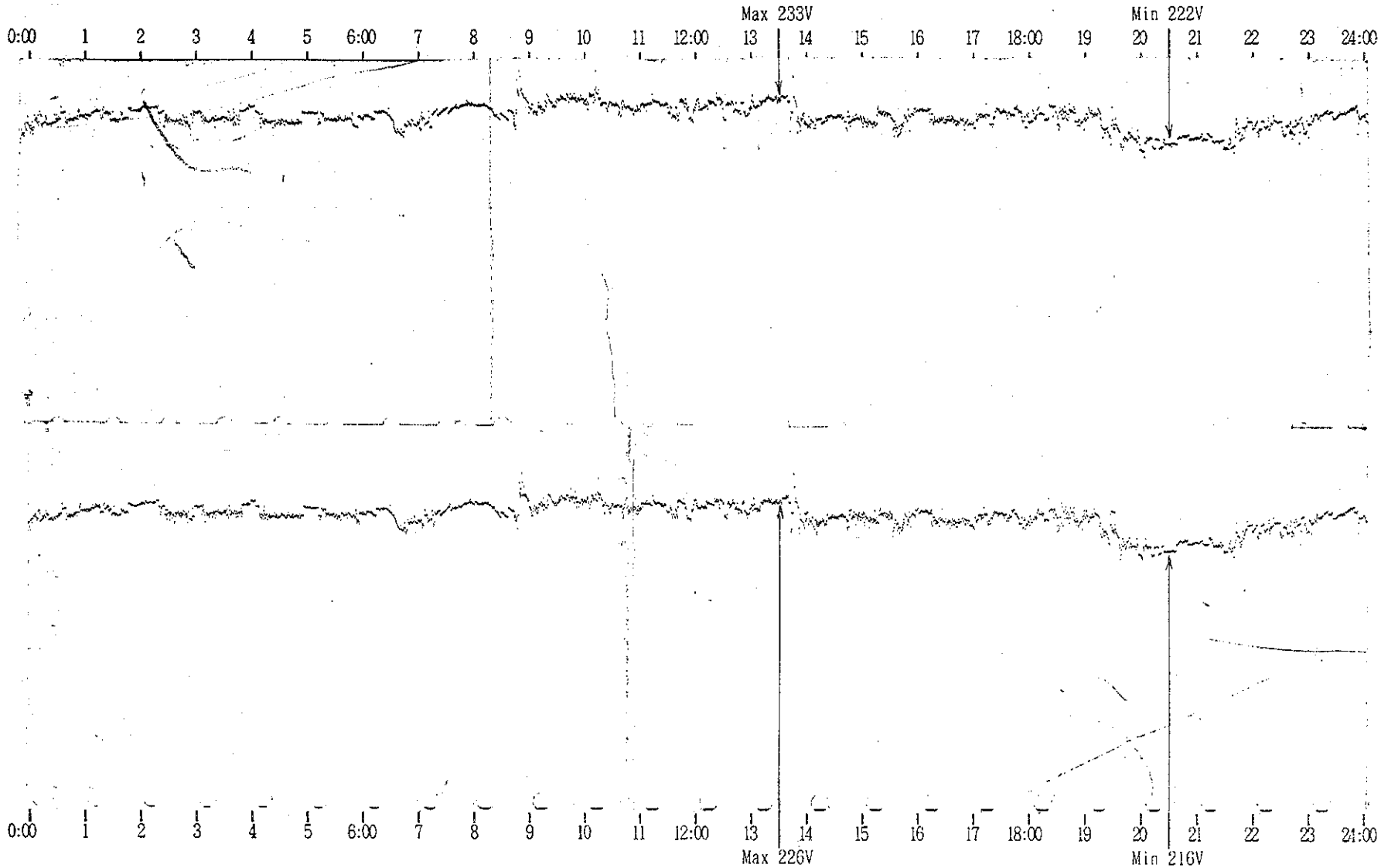


Fig 10.6.2-12 MIKOCHENI S/S Record Charts of Voltage fluctuation at 11kV Distribution Line
MK2 Feeder

TUH./OCT/28/93



Adjacent Point
TPDC Staff-Estate

End Point
Mwananyamala 'B'
Primary School

Table 10.6.3-1 1994年 11kV 配電線路主要資材内訳（1／2）

		架空電線路									地中電線路		
		コンクリート柱			木柱		ACSR		気中開閉器	避雷器	ケーブル CVMAZV 3×185mm²	多回路開閉器 400A×3回路	終端処理キット
		14-100	14-70	12-50	13 m	11 m	120 mm²	OC-120	400A				
		(基)	(基)	(基)	(基)	(基)	(m)	(m)	(台)	(個)	(m)	(基)	(組)
TANDALE S/S													
新設	TA1	7				66	8,800	2,900	2	6	200		2
	TA2					3	300	100	3	9	100		2
	TA3	3							3	9	100		2
	O2					10	1,100	400					
	MK2					4	600		1	3			
	MK3					10	1,100	400					
	U2					6	900						
	計	10				99	12,800	3,800	9	27	400		6
CHANG'OMBE S/S													
新設	CH1	7					900	300	3	9	100		2
	CH2	3								3	400	1	5
	CH3	15					2,000	700	2	6	100		2
	CH4	3							2	6	400		3
	F5					10	1,800	600					
	計	28				10	4,700	1,600	7	24	1,000	1	12
ILALA S/S													
増設	D3								1	3	70		2
	D7								1	3			
	D9								1	3	30		2
	計								3	9	100		4
MBEZI S/S													
増容	MB1								1	3	100		2
	MB2								1	3	100		2
	MB3								1	3	100		2
	計								3	9	300		6
合計		38				109	17,500	5,400	22	69	1,800	1	28

１９９６年 11kV 配電線路主要資材内訳（２／２）

		架空電線路									地中電線路		
		コンクリート柱			木柱		ACSR		気中開閉器	避雷器	ケーブル CVMAZV 3×185mm²	多回路開閉器 400A×3回路	終端処理キット
		14-100	14-70	12-50	13 m	11 m	120 mm²	OC-120	400A				
		(基)	(基)	(基)	(基)	(基)	(m)	(m)	(台)	(個)	(m)	(基)	(組)
KUNDUCHI S/S													
新設	KU1	19					2,500	800	2	6	30		2
	KU2					27	11,000	3,700	1	3	40		2
	KU3	26				6	5,000	1,600	1	3	100		2
	KU4					61	20,900	7,000	1	3	80		2
	計	45				94	39,400	13,100	5	15	250		8
KARIAKOO S/S													
新設	KA1		11	22				5,700	5	15	100		2
	KA2		3	5				1,200	3	9	100		2
	KA3		6					900	3	9	100		2
	D8			8			1,300		1	3	800		4
	Industrial								1	3			
	計		20	35			1,300	7,800	13	39	1,100		10
MBAGARA S/S													
新設	MG1	19					3,300	1,200	2	6	100		2
	MG2	19					3,800	1,300	1	3	200		2
	MG3									3	400	1	5
	計	38					7,100	2,500	3	12	700	1	9
TABATA S/S													
新設	TB1				2				2	6	200		2
	TB2				2				1	3	100		2
	計				4				3	9	300		4
合計		83	20	35	4	94	47,800	23,400	24	75	2,350	1	31

10.6.3 主要機材仕様

(1) 支持物

現行設備は、都市中心部が鋼管柱、周辺部その他は木柱で施設されており、コンクリート柱は採用していない。

鋼管柱は地際部分が発錆のため、鋼板厚さが薄くなり、強度不足のまま放置されているなどが散見された。

今後における支持物選定については、設計強度、総合コスト、保守運用などすべてに優れるコンクリート柱を採用することとしたい。鋼管柱は特に必要とする場合を除き適用しない。

1) 適用種別

(a) コンクリート柱 : 市街地および変電所引出しの2回線架線個所など特に設計強度の必要とする場合。

(b) 木 柱 : 上記以外の地域

2) 仕 様

(a) コンクリート柱（ＪＩＳ－Ａ－５３０９）

呼称	寸法				設計荷重		
	末口径 (mm)	元口径 (mm)	地際径 (mm)	元口より地際までの距離 (m)	荷重点の地表上の高さ (m)	荷重 (kg)	地際モーメント (kg-m)
12－ 50	190	265	252	2.1	9.65	500	4,825
14－ 70	190	377	345	2.4	11.35	700	7,945
14－100	220	407	371	2.7	11.05	1,000	11,050

(b) 木 柱

材 質 : 米松 クレオソート注入

電柱長さ (m)	末口径 (cm)	地際径 (cm)
11	19以上	26.5以上
13	21以上	30.5以上

3) 装　　柱

11kV 配電線の電線配列は、水平配列、垂直配列、三角配列など種々の架線装柱がなされているが、今後の装柱としては、特に柱上変圧器のリード線引下げが容易な水平配列を標準とする。

なお腕金は、コスト上有利な軽腕金（汎用品）を採用したい。

標準装柱図（Fig 10.6.3-1 ～ Fig 10.6.3-4）参照

(a) 適用種別

（i） 1.8m　引通し装柱用

11kV配電線引通し腕に用いる。

（i） 1.8m　引留装柱用

11kv配電線引留腕、および区分開閉器取付腕に用いる。

(2) 架空電線（ＪＥＣ１３０）

1) 適用種別

11kV 架空電線は、ほとんどが、ACSR 100sqmm²、ACSR 50sqmm²で一部 cu25sqmm²が施設されている。なお被覆線は採用していない。

本計画では、幹線区間は ACSR 120spmm²を標準として策定した。また、供給信頼度向上、設備安全の視点から必要個所には被覆線を適用することとする。

2) 仕　　様

項目 ＼ 種別			裸線 ACSR	被覆線 ACSR-OE
導体	公称断面積	(mm²)	120	120
	より線構成 (本／mm)	アルミニウム	30／2.3	6／SB*
		鋼	7／2.3	1／4.2
	外　径	(mm)	16.5	13.6
ビニル絶縁体厚さ		(mm)	—	1.6
仕上がり外径		(約mm)	—	16.8
導体引張荷重		(kg)	5,540	3,300
20℃導体抵抗		(Ω／km)	0.216	0.250
概算重量　約		(kg／km)	540	555

(3) 碍　子（ＡＮＳＩ　Ｃ 29.5）

1) 適用種別

現状設備は、11kV ピン碍子、および懸垂碍子(254mm×146mm) は、2個連結で施設されている。

今後については、コスト上ほぼ同じで性能の向上・強化が期待できる中実碍子を採用したい。

(4) 区分開閉器（ＭＬＢＳ）

従来同様、下記仕様品を適用する。

1) 仕　　様

定格電圧	12 kV
定格電流	400 A
定格周波数	50 Hz
ＢＩＬ	95 kV
商用耐電圧	31.5 kV
定格短時間電流（1 sec）	12.5 kA

(5) 避雷器（ＪＥＣ　２０３）

従来同様、下記仕様品を適用する。

1) 仕　　様

定格電圧	14 kV
商用周波数放電開始電圧	21 kV
雷インパルス放電開始電圧	50 kV
公称放電電流	5 kA
制限電圧	50 kV

(6) 11 kV CVMAZV ケーブル（ＪＩＳ．ＩＥＣ）

従来同様、下記仕様品を適用する。

芯線数	3 芯
公称断面積	200 sq. mm

絶縁体の長さ（XLPE）	5.5 mm
仕上がり外径	80 mm
電気抵抗（20℃）	0.0933［Ω／km］
絶縁抵抗	2,000［MΩ－km］以上
商用周波耐電圧	26 kV／10分
雷インパルス耐電圧	140 kV／3回

(7) 多回路開閉器（ＩＥＣ）

従来同様、下記仕様品を適用する。

定格電圧	12 kV
定格電流	400Ａ×3回路
ＢＩＬ	75 kV
定格短時間電流	12.5 kA(1秒)

Fig 10.6.3-1

装柱タイプ：1

11kV引通し1回線標準装柱

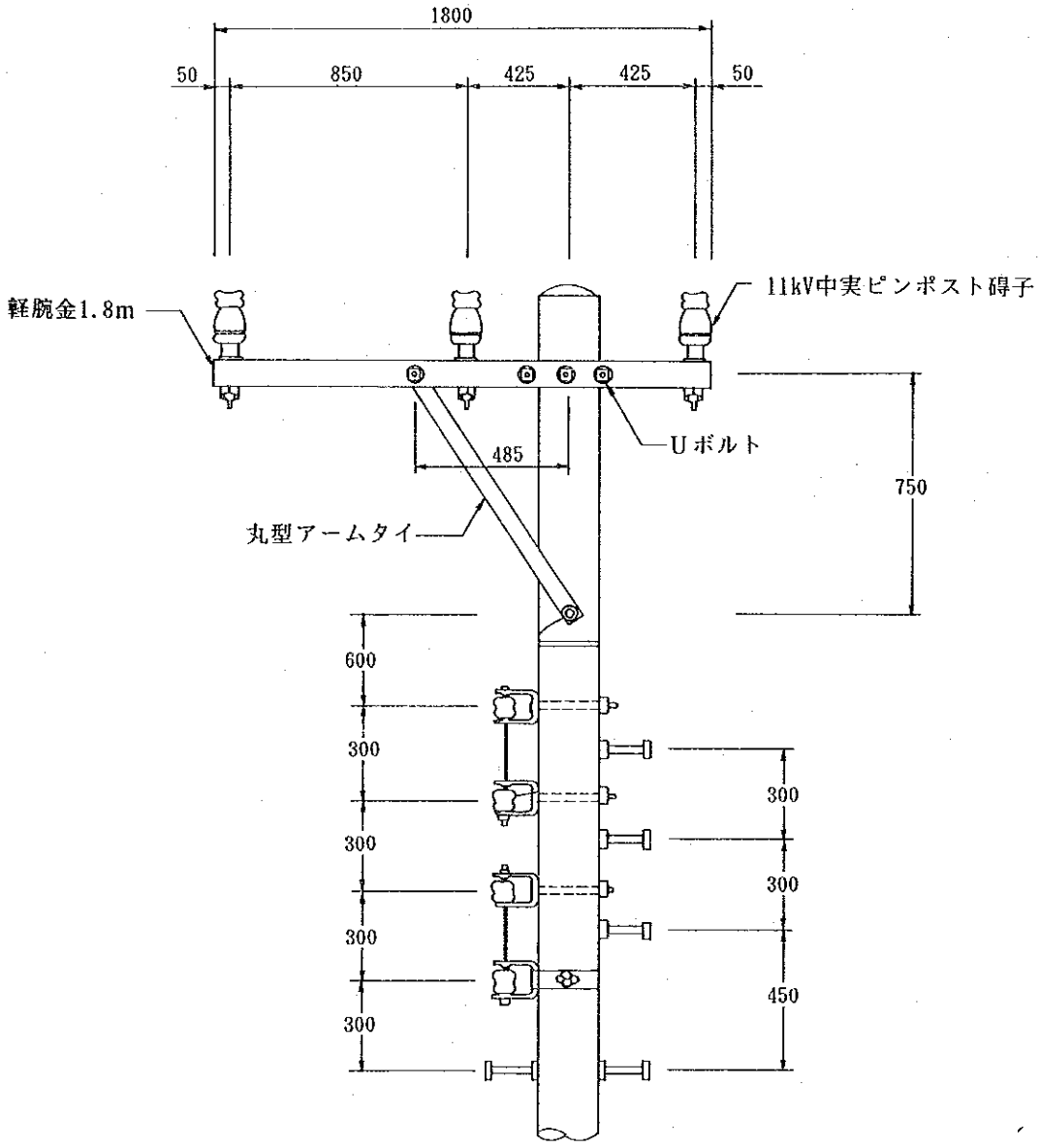


Fig 10.6.3-2

装柱タイプ：1

11kV引通し2回線標準装柱

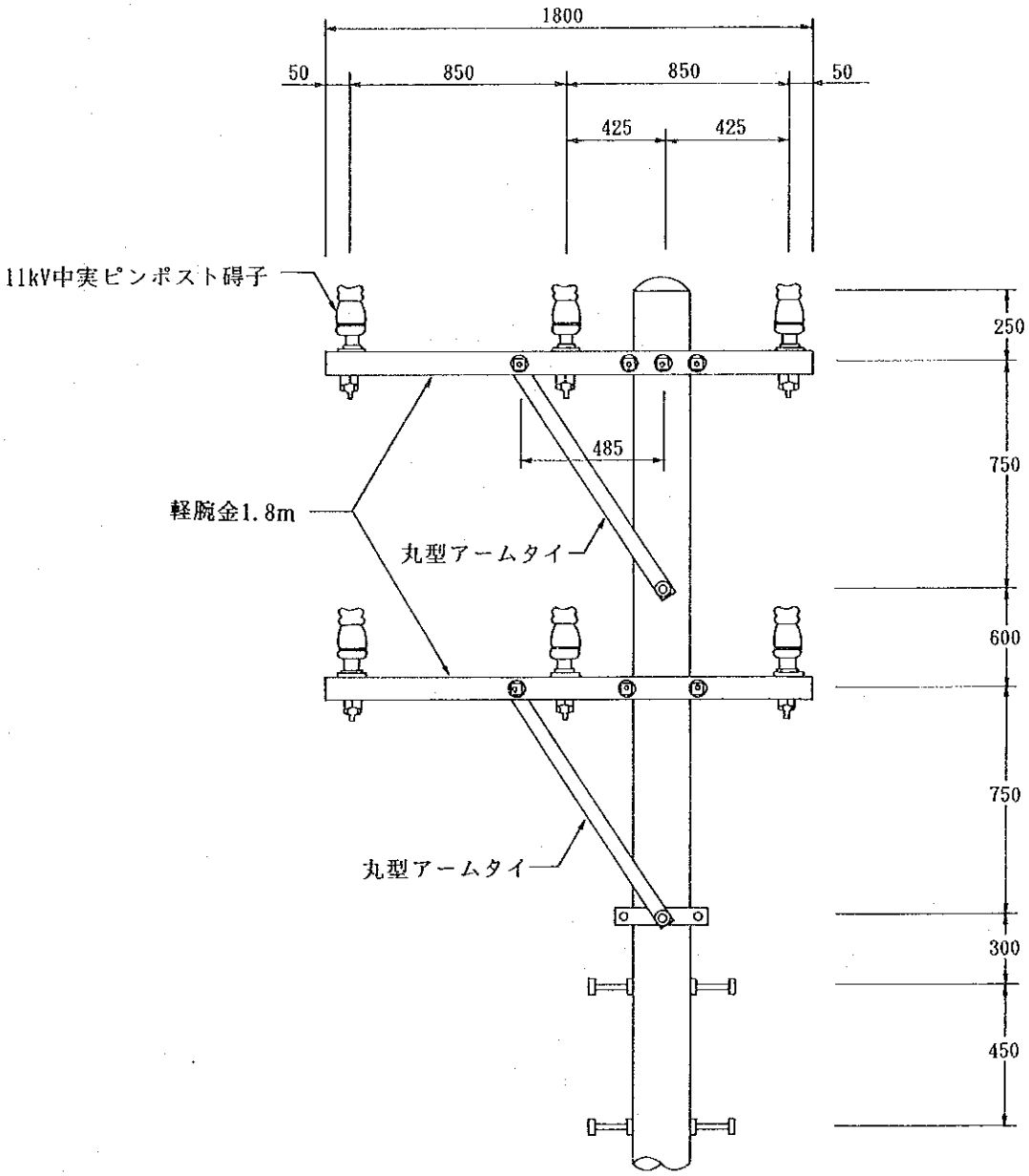
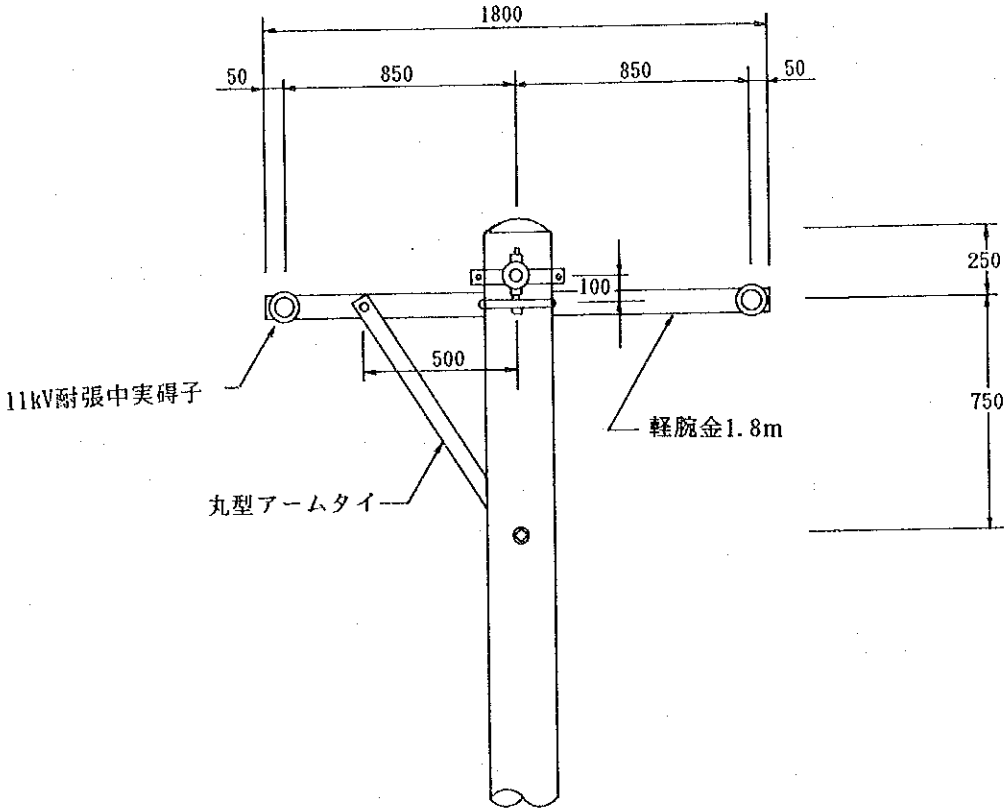


Fig 10.6.3-3

装柱タイプ：3

11kV引留標準装柱（コンクリート柱、木柱）



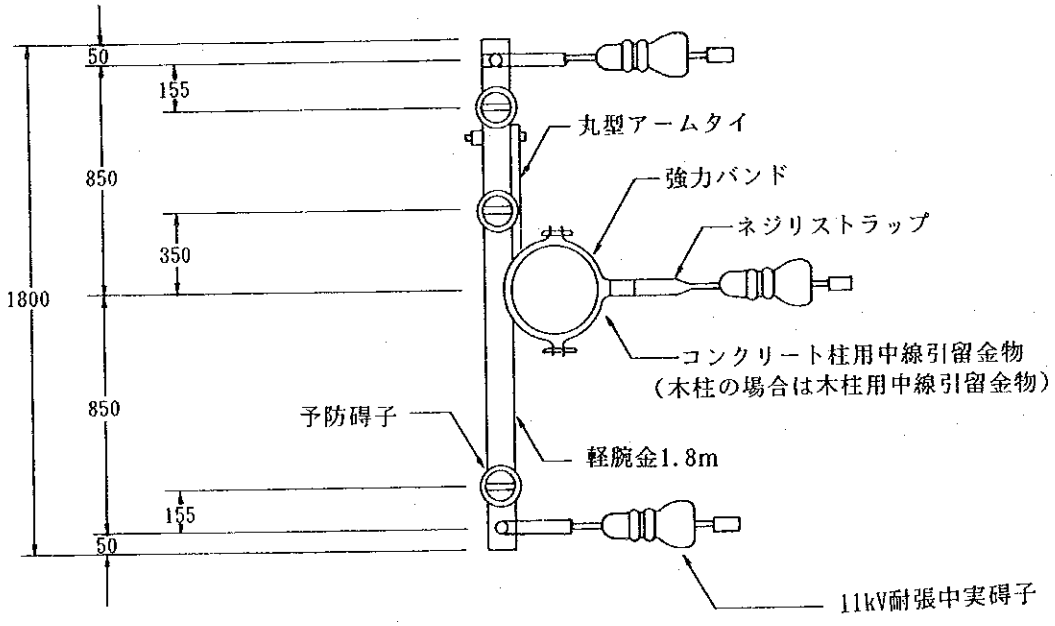
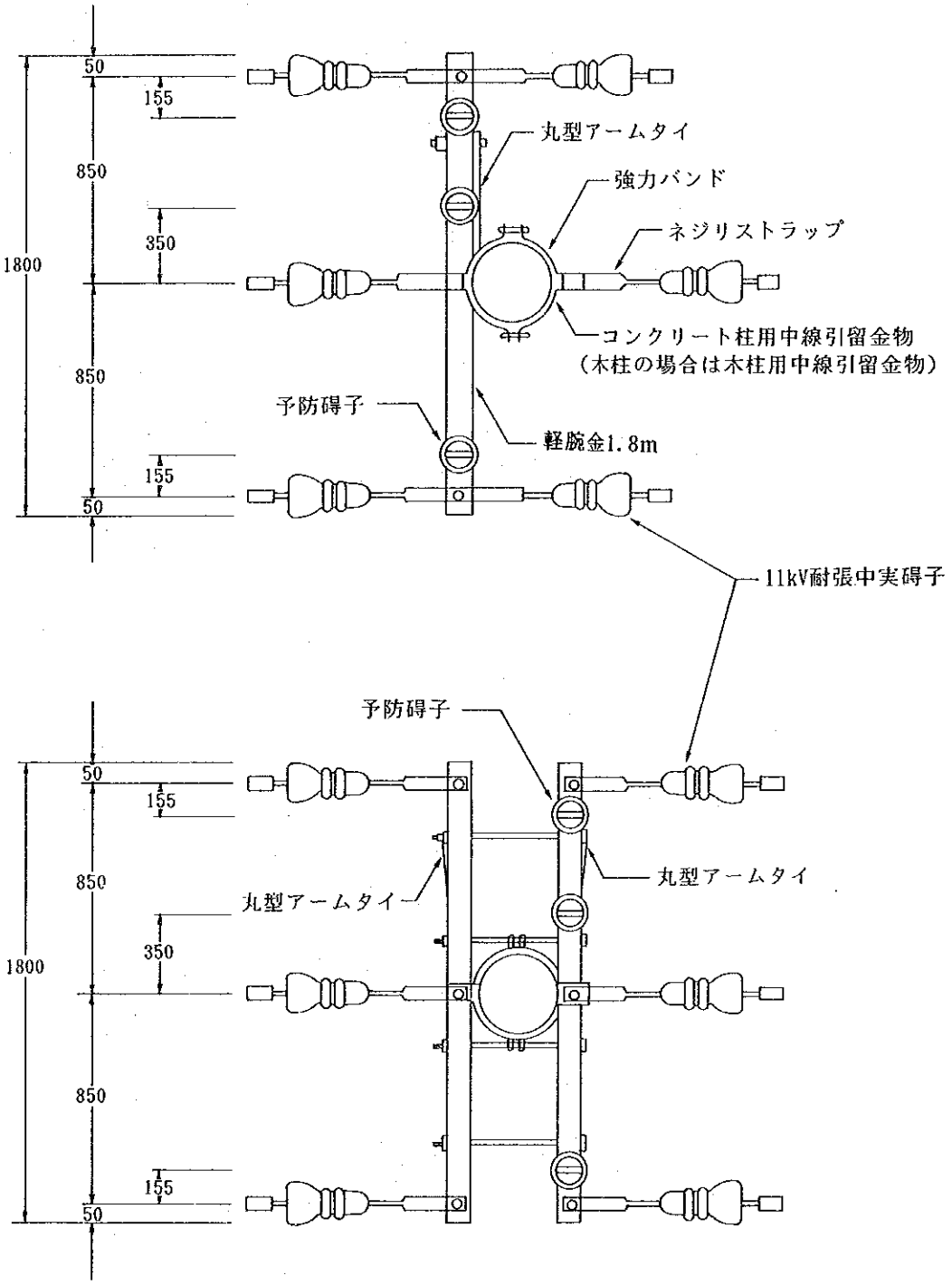


Fig 10.6.3-4

装柱タイプ：4

11kV両引留標準装柱（コンクリート柱、木柱）



10.6.4　改善効果

拡充計画（短期５ヵ年）実施に伴う11kV配電設備関係の改善効果は下記 Table 10.6.4-1 のとおりである。

Table 10.6.4-1　改善効果（短期５ヵ年）

年　度	変　電　所		年間損失電力軽　減　量 (MWH)	事故停電減少年間支障電力量 (MWH)	備　　考
1994年	新設	TANDALE S/S 3cct　新設	6,912	70	
		CHANG'OMBE S/S 4cct　新設	4,844	59	
	増強	ILALA S/S 2cct バンク間切替	333	—	3号バンク 1cct 4号バンク 1cct 5号バンクに切替
		MBEZI S/S 3cct　切替	—	—	7.5MVA→15MVA に増容量 3cct新バンクに切替
1996年	新設	KUNDUCHI S/S 4cct　新設	1,428	26	
		KARIAKOO S/S 3cct　新設 (1cct 新設)	3,276	66	(　)内 Ilala S/S 1cct　新設 別掲
		MBAGALA S/S 3cct　新設	1,384	17	
		TABATA S/S 2cct　新設	—	—	33kV線路 11kvに変更
計		8個所 20cct 新設	18,177	238	

(1) 損失電力軽減効果

1) 年間損失電力軽減量

変電所新設・増強に伴う11kV Feeder の年間損失電力軽減量は下記のとおりである。Table 10.6.4-4 配電用変電所拡充関連 11kv 配電線改善効果比較……参照。

(a) 1994年計画

(i) TANDALE S/S 新設関連

年間損失電力軽減量＝(1,066kW－277kW)×8,760時間×10^{-3}＝6,912(MWH)

(ii) CHANG'OMBE S/S 新設関連

年間損失電力軽減量＝(1,319kW－766kW)×8,760時間×10^{-3}＝4,844(MWH)

(iii) ILALA S/S 増設関連

年間損失電力軽減量＝(165kW－127kW)×8,760時間×10^{-3}＝333(MWH)

(b) 1996年計画

(i) KUNDUCHI S/S 新設関連

年間損失電力軽減量＝(182kW－19kW)×8,760時間×10^{-3}＝1,428(MWH)

(ii) KARIAKOO S/S 新設関連

年間損失電力軽減量＝(598kW－224kW)×8,760時間×10^{-3}＝3,276(MWH)

(iii) MBAGALA S/S 新設関連

年間損失電力軽減量＝(191kW－33kW)×8,760時間×10^{-3}＝1,384(MWH)

(2) 事故停電に伴う支障電力量の減少効果

需要家の停電は、

① 配電要変電所以上の上位電力系統の波及事故および11kV配電線から需要家引込線に至るまでの配電設備に起因する事故停電

② 送変配各設備の工事、保守などに関わる計画停電

③ 供給電力不足による輪番停電

に分類される。

本拡充計画の実施に伴って上記停電の減少効果は逐次現れてくるものと想定される。しかしながらその定量的な把握は困難な面もあるが、下記を前提条件として予測を行った。

本計画の目的・内容から効果予測は、上記

①の事故停電は、11kV配電線関係のみとし、上位系統および柱上変圧器以下の低圧配電線は対象に含めない。

②については、設備実態・工法・工事技能に左右されるほか、不明な点もあることから効果予測から除外する。

③についても、上記と同様効果予測の対象としない。

1) 事故停電に伴う支障電力量予測

11kV Feeder の事故停電は、台風・雷雨などの気象条件のほか、設備劣化など、さまざまな要因により発生する。

今回の拡充計画は、電力需要増対策を主眼とした33/11kV 配電用変電所の新設・増強ならびに11kV Feeder の新設・負荷切替が主体となっている。事故発生要因の未然防止を目的とした劣化設備改修は含まれていないため、事故発生回数の大幅な減少は期待できない。拡充計画実施による効果としては、変電所新設に伴う隣接する既設変電所 11kV Feederの分割切替により、線路亘長／cct は短くなることから、事故停電も1回当たりの支障電力量は大幅な減少が期待できる。

(a) 支障電力量減少効果の算出

(i) 算出の考え方および前提条件

下記により年間支障電力減少電力量を改善効果として算出することとした。

なお、最近の事故実績内訳が不明のため、

（ダルエスサラーム送配電網計画 調査報告書 1985年1月） 実績値から基礎データ値を予想した。

事故停電減少年間支障電力量＝年間支障電力量（対策前－対策後）

年間支障電力量＝〔年間事故回数／cct ×停電地域の需要電力
×停電時間（事故捜査時間＋復旧作業時間）〕
×計画全域内の総 Feeder 数

上記のうち

① 対策後の事故発生回数／cct は、線路亘長の短縮に比例して減少するが、Feeder数が増加するため計画全域での大幅な減少は期待できない。

事故発生要因の一つである設備劣化は、経年劣化の進行による増加不安も考えられるが、TANESCO 側の必要最小限の設備改修は不可欠であり、毎年継続的に実施されるものとし、対策後は84年実績値の3％減で予測した。

② 停電時間は、配電設備実態、および保守体制・作業員の技能レベルなどに関係する。時間短縮については、それぞれの強化が必要であり、不明の点もあることから、定量的な時間予測は不可能に近いが、線路開閉器取付効果なども期待し、従来実績の平均時間の約10％減で予測した。

（ii）事故停電実績

（ダルエスサラーム送配電網計画 調査報告書 1985年1月）より

Table 10.6.4-2 1983年 概 要（4変電所地域）

変電所名	稼 動（A） Feeder数	11kV Feeder CB. Trip回数（B）	（B）／（A） ①
Oysterbay	5	57	11.4
City Centre	4	45	11.3
Ilala	5	45	9.0
Factory Zone I	4	22	5.5
計	18	169	9.4

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

Table 10.6.4-3　１９８４年４月分　概　要

変電所名	稼　動 Feeder 数	停　電　実　績			
		Feeder 名	発生回数 (回)	時　間 (分)	１回当たり 時間（分）
Ilala		D 2	1	47	47
		D 9	2	422	211
		D10	2	75	38
	6	3 cct	5	544	109
Oysterbay		O 2	3	391	130
		O 3	1	113	113
		O 5	2	47	24
	5	3 cct	6	551	92
FZ - I		F 2	1	6	6
		F 4	2	373	187
		F 5	1	26	26
	3	3 cct	4	405	101
Kurasini		Industrial	1	95	95
		Kilwa	3	151	50
	3	2 cct	4	246	62
Ubungo		U 2	5	1,887	377
		U 3	1	10	10
		U 6	1	6	6
	4	3 cct	7	1,903	272
City Centre	6	C 2	1	33	33
Mbezi	3	MB 2	3	237	79
合　計７ヵ所 S/S	30	16cct	30	3,919	131

（iii）対策後の年間支障電力軽減量

①　基礎データ予測

1984年事故実績値から下記予測値により改善効果を算出した。

－　年間事故発生回数／cct

'84年４月分のうち特異ケースと考えられる Ubungo S/S U 2 Feeder 発生分（５回 1,887分）を除外した25回がほぼ毎月均等に発生するものと予想した。

対策前

$$年間事故発生回数／cct = \frac{25回 \times 12ヵ月}{30cct}$$

$$= 10回$$

対策後

$$年間事故発生回数／cct = 10 \times 97\%$$

$$= 9.7回 \quad \cdots\cdots \quad 対策前の3\%減$$

－ 停電時間／cct 回

上記と同様で予想した。

$$対策前停電時間／cct\ 回 = \frac{2,032分}{30cct}$$

$$\fallingdotseq 68分$$

対策後 …… 対策前の10%減 ≒ 61分

－ 損失係数

$$損失係数 = \frac{平均電力損失\ (kW)}{最大電力損失\ (kW)} \times 100\%$$

$$= 40\%と想定した。$$

② 年間支障電力軽減量

1994年計画分　Table 10.6.4-4 より

－ Tandale S/S （3 cct 新設）

対策前

$$年間支障電力量 = 10回／cct \times 3,377kW \times 0.4 \times 1.13時間 \times 19cct \times 10^{-3}$$

$$\fallingdotseq 290\ (MWH)$$

対策後

$$年間支障電力量 = 8.4回／cct \times 2,917kW \times 0.4 \times 1.02時間 \times 22cct \times 10^{-3}$$

$$\fallingdotseq 220\ (MWH)$$

$$年間支障電力軽減量 = 290 - 220$$

$$= 70\ (MWH)$$

－ Changombe S/S （4 cct 新設）

対策前

$$年間支障電力量 = 10回／cct \times 3,175kW \times 0.4 \times 1.13時間 \times 12cct \times 10^{-3}$$

$$\fallingdotseq 172\ (MWH)$$

対策後

年間支障電力量＝7.3回／cct×2,381kW×0.4×1.02時間×16cct×10^{-3}

≒ 113 (MWH)

年間支障電力軽減量＝172 － 113

＝ 59 (MWH)

1996年計画分　Table 10.6.4-4 より

－ Kunduchi S/S (4 cct 新設)

対策前

年間支障電力量＝10回／cct×3,080kW×0.4×1.13時間× 3 cct×10^{-3}

≒ 42 (MWH)

対策後

年間支障電力量＝4.2回／cct×1,320kW×0.4×1.02時間× 7 cct×10^{-3}

≒ 16 (MWH)

年間支障電力軽減量＝ 42 － 16

＝ 26 (MWH)

－ Kariakoo S/S (4 cct 新設) 含む Ilala 1 cct 新設

対策前

年間支障電力量＝10回／cct×3,196kW×0.4×1.13時間×15cct×10^{-3}

≒ 217 (MWH)

対策後

年間支障電力量＝7.7回／cct×2,523kW×0.4×1.02時間×19cct×10^{-3}

≒ 151 (MWH)

年間支障電力軽減量＝217 － 151

＝ 66 (MWH)

－ Mbagara S/S (3 cct 新設)

対策前

年間支障電力量＝10回／cct×2,304kW×0.4×1.13時間× 3 cct×10^{-3}

≒ 31 (MWH)

対策後

年間支障電力量＝4.9回／cct×1,152kW×0.4×1.02時間× 6 cct×10^{-3}

≒ 14 (MWH)

年間支障電力軽減量＝ 31 － 14

＝ 17 (MWH)

Table 10.6.4-4　配電用変電所拡充関連　11kV　配電線　改善効果比較（1／3）

年度	変電所 Feeder			対策前 幹線 ACSR (mm²)	対策前 幹線 亘長 (km)	対策前 Max (Amps)	対策前 Loss 系数	対策前 Power (kW)	対策前 Loss (kW)	対策前 Voltage Drop (V)	対策後 幹線 ACSR (mm²)	対策後 幹線 亘長 (km)	対策後 Max (Amps)	対策後 Loss 系数	対策後 Power (kW)	対策後 Loss (kW)	対策後 Voltage Drop (V)	備考
'94年	TANDALE S/S																	
	15MVA ×1	新設	TA 1								120 100	2.0 1.3	52	0.4	790	5	110	
			TA 2								100	3.56	178	0.4	2,858	25	290	
			TA 3								100	3.66	20	0.4	311	1	40	
		既設	MIKOCHENI S/S															
			MK 2	100	10.82	260	0.4	3,958	290	1,200	100	5.6	223	0.4	3,389	60	540	
			MK 3	100	4.8	108	0.4	1,649	22	230	100	3.7	53	0.4	808	3	90	
			OYSTERBAY S/S															
			O 2	100	4.22	199	0.4	3,029	67	320	100	4.22	219	0.4	3,338	70	330	
			O 4	Cu 25	3.8	240	1.0	3,652	359	960	Cu 25	2.64	183	1.0	2,630	72	510	
			ILALA S/S															
			D10	100	6.51	278	0.4	4,230	199	750	100	3.36	221	0.4	3,370	27	310	
			UBUNGO S/S															
			1,000V U 2	100	8.36	197	0.4	3,008	129	720	100	3.9	133	0.4	2,032	14	230	
		小計						19,526	1,066						19,526	277		改善Loss 789kW
	CHANG'OMBE S/S																	
	15MVA ×1	新設	CH 1								120 100	0.3 1.5	104	0.4	1,589	6	70	
			CH 2										63	0.4	963	2	30	
			CH 3								120 100	0.9 1.3	154	0.4	2,342	43	130	
			CH 4								100	4.8	108	0.4	1,717	45	190	
		既設	ILALA S/S															
			D 3	100	2.82	246	0.4	3,750	134	300	100	2.3	165	0.4	2,510	15	160	
			D 7	100	2.95	159	0.4	2,638	37	220	100	2.1	73	0.4	1,212	8	100	
			FZ-I S/S															
			F 2	100	2.5	182	0.4	2,764	10	170	100	1.6	96	0.4	1,378	3	60	
			F 5	100	3.2	74	0.4	1,134	3	90	100	3.2	137	0.4	2,211	9	150	
			KURASINI S/S															
			Industrial	100	9.52	230	0.8	3,498	798	1,240	100	3.9	76	0.8	1,156	5	100	
			Kilwa road	100	8.5	316	0.4	4,812	337	790	100	8.5	231	0.4	3,518	630	350	
		小計						18,596	1,319						18,596	766		改善Loss 553kW
	計							38,122	2,385						38,122	1,043		改善Loss 1,342kW

配電用変電所拡充関連　11kV　配電線　改善効果比較（2／3）

年度	変電所 Feeder			対策前 幹線 ACSR (mm²)	対策前 幹線 亘長 (km)	対策前 Max (Amps)	対策前 Loss 系数	対策前 Power (kW)	対策前 Loss (kW)	対策前 Voltage Drop (V)	対策後 幹線 ACSR (mm²)	対策後 幹線 亘長 (km)	対策後 Max (Amps)	対策後 Loss 系数	対策後 Power (kW)	対策後 Loss (kW)	対策後 Voltage Drop (V)	備考
'94年	ILALA S/S																	
	15MVA ×1 増設	既設	ILALA S/S															
			D 3															3号バンクから5号バンクに切替
			D 7	100	2.1	73	0.4	1.212	8	100	100	6.1	154	0.4	2.444	82	480	
			D 9															4号バンクから5号バンクに切替
			UBUNGO S/S															
			U 1	100	7.4	247	0.4	3.762	157	780	100	4.7	166	0.4	2.530	45	330	
		小計						4.974	165						4.974	127		改善Loss 38kW
	合計							43.096	2.550						43.096	1.170		改善Loss 1.380kW

配電用変電所拡充関連　11kV 配電線　改善効果比較（3／3）

年度	変電所 Feeder			対策前 幹線 ACSR (mm²)	対策前 幹線 亘長 (km)	対策前 Max (Amps)	対策前 Loss 系数	対策前 Power (kW)	対策前 Loss (kW)	対策前 Voltage Drop (V)	対策後 幹線 ACSR (mm²)	対策後 幹線 亘長 (km)	対策後 Max (Amps)	対策後 Loss 系数	対策後 Power (kW)	対策後 Loss (kW)	対策後 Voltage Drop (V)	備考
'96年	KUNDUCHI S/S																	
		新設	KU 1								120 100	1.1 3.3	20	0.4	305	1	60	
			KU 2								120 100	1.05 3.5	75	0.4	1,142	4	0	
			KU 3								120 100	1.5 11.5	25	0.4	381	2	0	
			KU 4								120 100	1.6 3.3	61	0.4	930	4	140	
		既設	MBEZI S/S															
			MB 2	50	20.3	281	0.4	4,282	182	1,510	100	7.4	100	0.4	1,524	8	410	
		小計						4,282	182						4,282	19		改善Loss 163kW
	KARIAKOO S/S																	
		新設	KA 1								120 100	1.9 1.8	184	0.4	2,995	50	280	
			KA 2								120 100	0.3 0.6	131	0.4	1,991	6	60	
			KA 3								120 100	0.2 0.8	195	0.4	2,988	10	50	
		既設	ILALA S/S															
			D 1	100	5.45	188	0.4	2,860	77	440								切替後負荷0
			D 2	100	6.05	172	0.4	2,624	71	440	100	1.6	100	0.4	1,532	13	70	
			D 8								100	2.9	86	0.4	1,307	17	160	
			D 9	100	2.53	468	0.4	7,136	221	510	100	1.4	197	0.4	3,003	22	120	
			KURASINI S/S															
			Port	100	4.32	214	0.9	3,266	177	630	100	2.9	149	0.9	2,270	69	300	
			CITYCENTER S/S															
			C 5	CV 185	2.2	304	0.4	4,638	52	190	CV 185	1.8	283	0.4	4,438	37	150	
		小計						20,524	598						20,524	224		改善Loss 374kW
	MBAGALA S/S																	
		新設	MG 1								120 100	1.4 7.9	108	0.4	1,655	21	430	
			MG 2								120 100	0.8 1.2	36	0.4	536	1	40	
			MG 3								CV MAZV 200	0.4	50	0.4	765	0.3	10	
		既設	KURASINI S/S															
			Kilwa RD	100×2	9.52	274	0.4	4,180	191	750	100	5.2	80	0.4	1,224	11	160	
		小計						4,180	191						4,180	33		改善Loss 158kW
	合計							28,986	971						28,986	276		改善Loss 695kW

(3) 電圧改善効果

変電所新設・増強（短期５ヵ年）にともない隣接する既設変電所・Feederのうち負荷切替に関係する Feeder の過大電圧降下は、すべて改善される。

（下記 Table 10.6.4-5 Table 10.6.4-6 参照）

Table 10.6.4-5 電圧降下適正率

年　度	計　画	Feeder数（A）	適正Feeder数（B）	適正率（%）(B)/(A)×100
１９９４年	対策前	13	8	69.2
	対策後	20	20	100.0
１９９６年	対策前	6	3	50.0
	対策後	17	17	100.0

11kV 配電線の電圧降下限度

	地域区分	電圧降下限度（V）
常　時	A 地 域	500
	B 地 域	1,000
事故時	A 地 域	900
	B 地 域	1,900

（注）　A地域：重要官公庁・重要施設
B地域：上記以外のその他地域

Table 10.6.4-6 電圧降下改善状況（1／2）

年度	ｻｰﾋﾞｽ区分（電圧降下限度）	変電所名	Feeder 名	対策前 500V以下	対策前 1,000V以下	対策前 1,000V超過	対策前 適正率（%）	対策後 500V以下	対策後 1,000V以下	対策後 1,000V超過	対策後 適正率（%）
1994年	A地域 500V	Ilala	D 3	OK				OK			
			D 7	OK				OK			
			D10		NO			OK			
		Kurasini	Industrial			NO		OK			
			Kilwa road		NO			OK			
		FZ-I	F 2	OK				OK			
			F 5	OK				OK			
		Changombe（新設）	CH 1					OK			
			CH 2					OK			
			CH 3					OK			
			CH 4					OK			
		計		4	2	1	57.1	11			100.0
	B地域 1,000V	Mikocheni	MK 2			NO			OK		
			MK 3	OK				OK			
		Oyster bay	O 2	OK				OK			
			O 4		OK				OK		
		Ubungo	U 1		OK			OK			
			U 2		OK			OK			
		Tandale（新設）	TA 1					OK			
			TA 2					OK			
			TA 3					OK			
		計		2	3	1	83.3	7	2		100.0
合計				6	5	2	69.2	18	2		100.0

電圧降下改善状況（2／2）

年度	ｻｰﾋﾞｽ区分（電圧降下限度）	変電所名	Feeder 名	対策前 500V以下	対策前 1,000V以下	対策前 1,000V超過	対策前 適正率（%）	対策後 500V以下	対策後 1,000V以下	対策後 1,000V超過	対策後 適正率（%）
1996年	A地域 500V	Ilala	D 1	OK							
			D 2	OK				OK			
			D 8					OK			
			D 9		NO			OK			
		Kurasini	Kilwa road					OK			
			Port		NO			OK			
		City-center	C 5	OK				OK			
		Kariakoo	KA 1					OK			
			KA 2					OK			
			KA 3					OK			
		Mbagala	MG 1					OK			
			MG 2					OK			
			MG 3					OK			
		計		3	2		40.0	12			100.0
	B地域 1,000V	Mbezi	MB 2			NO		OK			
		Kunduchi	KU 1					OK			
			KU 2					OK			
			KU 3					OK			
			KU 4					OK			
		計				1	0.0	5			100.0
合計				3	2	1	50.0	17			100.0

(4) 11kV配電線の最大電圧降下および電力損失

KUNDUCHI S/S 4cct新設事例

Fig.10.6.4-1 KUNDUCHI S/S新設（対策前・対策後）電流分布図から最大電圧降下および電力損失を下記により算出する。

最大電圧降下

－ 中間線路区分

次式により電圧降下を計算する。ただし、線路区分内は平等分布負荷とする。

$$\varepsilon_{xy}=\sqrt{3}\times\frac{\gamma e\,(I_x+I_y)\,\ell}{2}\qquad〔V〕$$

ε_{xy}……xy間の電圧降下 〔V〕

I_x ……線路区分に流入する電流 〔A〕

I_y ……線路区分より流出する電流 〔A〕

ℓ ……線路区分の距離 〔km〕

γ_e $=r\cos\theta+x\sin\theta$……電線1条1km当りの等価抵抗 〔Ω/km〕

－ 末端線路区分の電圧降下

$$\varepsilon_{xy}=\sqrt{3}\times\frac{\gamma_e\ I_x}{2}\ \ell\qquad〔V〕$$

－ 線路の総電圧降下

末端までの総電圧降下 ε は各区分の電圧降下の総和とする。

$$\varepsilon=\Sigma\,\varepsilon_{xy}$$

1) 対策前の最大電圧降下

(a) MBEZI S/S MB2 Feeder

ACSR 50sqmm²の等価抵抗γ_eは 0.6474〔Ω/km〕

① MBWENI 地点

$$V_{AB}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(281+277)\times1.4}{2}=438 \quad 〔V〕$$

$$V_{BC}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(260+240)\times1.4}{2}=392 \quad 〔V〕$$

$$V_{CD}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(194+175)\times1.4}{2}=290 \quad 〔V〕$$

$$V_{DE}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(80+66)\times1.1}{2}=90 \quad 〔V〕$$

$$V_{EF}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(66+42)\times1.5}{2}=91 \quad 〔V〕$$

$$V_{FG}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(40+38)\times1.0}{2}=44 \quad 〔V〕$$

$$V_{GH}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(25+8)\times6.6}{2}=12 \quad 〔V〕$$

$$V_{HI}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(7+6)\times4.8}{2}=35 \quad 〔V〕$$

$$V_{IJ}=\sqrt{3}\times 0.6474\times4\times1.1=5 \quad 〔V〕$$

$$\varepsilon=\Sigma\,\varepsilon_{xy} \quad 〔V〕$$

$$=V_{AB}+V_{BC}+V_{CD}+V_{DE}+V_{EF}+V_{FG}+V_{GH}+V_{HI}+V_{IJ} \quad 〔V〕$$

$$\fallingdotseq 1.520 \quad 〔V〕$$

② RAS KILOMONY 地点

$$V_{DK}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(95+80)\times1.6}{2}=157 \quad [V]$$

$$V_{KM}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(59+40)\times1.7}{2}=94 \quad [V]$$

$$V_{MN}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(30+20)\times0.9}{2}=25 \quad [V]$$

$$V_{NO}=\sqrt{3}\times\frac{0.6474\times(10+10)\times1.4}{2}=16 \quad [V]$$

$$V_{OP}=\sqrt{3}\times 0.6474\times 9\times1.3=13 \quad [V]$$

$$\varepsilon=\Sigma\,\varepsilon_{xy} \quad [V]$$

$$=V_{AB}\sim V_{CD}+V_{DK}\sim V_{OP} \quad [V]$$

$$\fallingdotseq 1.430 \quad [V]$$

③ AFRICANA HOTEL 地点

$$V_{CQ}=\sqrt{3}\times 0.6474\times46\times4.6=237 \quad [V]$$

$$\varepsilon=\Sigma\,\varepsilon_{xy} \quad [V]$$

$$=V_{AB}\sim V_{BC}+V_{CQ} \quad [V]$$

$$\fallingdotseq 1.070 \quad [V]$$

2) 対策後の最大電圧降下

ACSR 120sqmm² の等価抵抗 γ_e は 0.410 〔Ω/km〕

(a) MBEZI S/S MB2 Feeder

③ AFRICANA HOTEL 地点

$$V_{AB}=\sqrt{3}\times\frac{0.410\times(100+96)\times1.4}{2}=97 \quad [V]$$

$$V_{BC}=\sqrt{3}\times\frac{0.410\times(79+58)\times1.4}{2}=68 \quad [V]$$

$$\varepsilon=\Sigma\,\varepsilon_{xy} \quad [V]$$

$$\varepsilon=V_{AB}+V_{BC}+V_{CQ}$$

$$\fallingdotseq 410 \quad [V]$$

(b) KUNDUCHI S/S KU1 Feeder

② RAS KILOMONY 地点

$V_{ST}=\sqrt{3}\times0.410\times20\times1.1=16$ 〔V〕

$V_{TN}=\sqrt{3}\times0.6474\times20\times0.3=7$ 〔V〕

$\varepsilon=\Sigma\varepsilon_{xy}$ 〔V〕

$=V_{ST}+V_{TN}+V_{NO}+V_{OP}$

$\fallingdotseq 60$ 〔V〕

(c) KUNDUCHI S/S KU2 Feeder

⑤ KU4 と分界点

$V_{ST}=\sqrt{3}\times0.410\times75\times1.7=91$ 〔V〕

$V_{ML}=\sqrt{3}\times0.410\times65\times0.7=32$ 〔V〕

$V_{LK}=\sqrt{3}\times\dfrac{0.410\times(50+36)\times1.0}{2}=31$ 〔V〕

$V_{KD}=\sqrt{3}\times\dfrac{0.410\times15\times1.6}{2}=9$ 〔V〕

$\varepsilon=\Sigma\varepsilon_{xy}$ 〔V〕

$=V_{SM}+V_{ML}+V_{LK}+V_{KD}$

$\fallingdotseq 170$ 〔V〕

(d) KUNDUCHI S/S KU3 Feeder

① MBWENI 地点

$V_{SR}=\sqrt{3}\times0.410\times25\times1.5=27$ 〔V〕

$\varepsilon=\Sigma\varepsilon_{xy}$ 〔V〕

$=V_{SR}+V_{RH}\sim V_{HJ}$

$\fallingdotseq 180$ 〔V〕

(e) KUNDUCHI S/S KU4 Feeder

④ MBEZI S/S MB2 Feederとの分界点

$$V_{SF}=\sqrt{3}\times 0.410\times 59\times 1.5 = 63 \quad [V]$$

$$V_{FE}=\sqrt{3}\times 0.410\times 44\times 1.5 = 47 \quad [V]$$

$$V_{ED}=\sqrt{3}\times \frac{0.410\times(30+26)\times 1.1}{2} = 22 \quad [V]$$

$$V_{DU}=\sqrt{3}\times \frac{0.410\times 7\times 0.9}{2} = 2 \quad [V]$$

$$\varepsilon=\Sigma\,\varepsilon_{xy} \quad [V]$$

$$=V_{SF}+V_{FE}+V_{ED}+V_{DU}$$

$$\fallingdotseq 140 \quad [V]$$

電力損失

－ 中間線路区分の電力損失

$$\omega_{xy}=\frac{N}{3}\,\gamma\,\frac{I^2_x+I_x\,I_y+I^2_y}{1,000}\,\ell \quad [kW]$$

ただし ω_{xy} …… x y間の電力損失 〔kW〕

γ … 電線1条1km当たりの抵抗 〔Ω／km〕

N … 導体の条数 3線式 N＝3

I_x … 線路区分に流入する電流 〔A〕

I_y … 線路区分より流出する電流 〔A〕

ℓ … 線路区分の距離 〔km〕

－ 末端区分の電力損失

$$\omega_{xy}=\frac{N}{3}\,\gamma\,\frac{I^2_x}{1,000}\,\ell \quad [kW]$$

－ 線路の総電力損失

$$\omega=\Sigma\,\omega_{xy} \quad [kW]$$

－ 年間損失電力量

$W = \omega GH$ 〔kWH〕

ただし　G … 損失係数

H … 年間供給時間（365 × 24 = 8,760%）

1） 対策前の電力損失

MBEZI S/S MB2 Feeder

ACSR 50 sqmm² の抵抗は 0.5426〔Ω／km〕

$$\omega_{AB} = \frac{0.5426 \times (281^2 + 281 \times 277 + 277^2)}{1,000} \times 1.4 = 177.40 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{BC} = \frac{0.5426 \times (260^2 + 260 \times 240 + 240^2)}{1,000} \times 1.4 = 142.51 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{CD} = \frac{0.5426 \times (194^2 + 194 \times 175 + 175^2)}{1,000} \times 1.4 = 77.64 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{DF} = \frac{0.5426 \times (80^2 + 80 \times 42 + 42^2)}{1,000} \times 2.6 = 16.26 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{FG} = \frac{0.5426 \times (40^2 + 40 \times 38 + 38^2)}{1,000} \times 1.0 = 2.48 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{GR} = \frac{0.5426 \times (25^2 + 25 \times 25 + 25^2)}{1,000} \times 0.7 = 0.71 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{RH} = \frac{0.5426 \times (25^2 + 25 \times 8 + 8^2)}{1,000} \times 5.9 = 2.85 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{HI} = \frac{0.5426 \times (7^2 + 7 \times 6 + 6^2)}{1,000} \times 4.8 = 0.33 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{IJ} = \frac{0.5426 \times 4^2}{1,000} \times 1.1 = 0.0095 \fallingdotseq 0.01 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{DK}=\frac{0.5426\times(95^2+95\times80+80^2)}{1,000}\times1.6=19.99\quad[kW]$$

$$\omega_{KL}=\frac{0.5426\times(59^2+59\times55+55^2)}{1,000}\times1.0=5.29\quad[kW]$$

$$\omega_{LM}=\frac{0.5426\times(40^2+40\times40+40^2)}{1,000}\times0.7=1.82\quad[kW]$$

$$\omega_{MN}=\frac{0.5426\times(30^2+30\times20+20^2)}{1,000}\times0.9=0.93\quad[kW]$$

$$\omega_{NO}=\frac{0.5426\times(10^2+10\times10+10^2)}{1,000}\times1.4=0.23\quad[kW]$$

$$\omega_{OP}=\frac{0.5426\times9^2}{1,000}\times1.3=0.06\quad[kW]$$

$$\omega_{CQ}=\frac{0.5426\times46^2}{1,000}\times4.6=5.28\quad[kW]$$

全電力損失は、

$$\omega=\Sigma\omega_{xy}\quad[kW]$$

$$=\omega_{AB}+\omega_{BC}+\omega_{CD}\ \cdots\cdots\ \omega_{LR}$$

$$=453.79\quad[kW]$$

年間損失電力量は、

$$W=453.79\times0.4\times8,760\times10^{-3}\ [MWH]$$

$$\fallingdotseq1,590\ [MWH]$$

2) 対策後の電力損失

KUNDUCHI S/S

ACSR 120 sqmm²の抵抗は 0.252 〔Ω／km〕

ACSR 50 sqmm²の抵抗は 0.5426 〔Ω／km〕

(a) ＫＵ１ Feeder

$$\omega_{ST} = \frac{0.252 \times (20^2 + 20 \times 20 + 20^2)}{1,000} \times 1.1 = 0.33 \quad [kW]$$

$$\omega_{TN} = \frac{0.5426 \times (20^2 + 20 \times 20 + 20^2)}{1,000} \times 0.3 = 0.20 \quad [kW]$$

$$\omega_{NO} = 0.23 \ [kW]$$

$$\omega_{OP} = 0.06 \ [kW]$$

全電力損失は、

$$\omega = \Sigma \omega_{xy} \quad [kW]$$

$$= \omega_{ST} + \omega_{TN} + \omega_{NO} + \omega_{OP}$$

$$= 0.82 \quad [kW]$$

年間損失電力量は、

$$W = 0.82 \times 0.4 \times 8,760 \times 10^{-3} \ [MWH]$$

$$= 2.87 \ [MWH]$$

(b) ＫＵ２ Feeder

$$\omega_{SM} = \frac{0.252 \times (75^2 + 75 \times 75 + 75^2)}{1,000} \times 1.7 = 7.23 \quad [kW]$$

$$\omega_{ML} = \frac{0.252 \times (50^2 + 50 \times 36 + 36^2)}{1,000} \times 1.0 = 1.41 \quad [kW]$$

$$\omega_{LK} = \frac{0.252 \times (50^2 + 50 \times 36 + 36^2)}{1,000} \times 1.0 = 1.41 \quad [kW]$$

$$\omega_{KD} = \frac{0.252 \times 15^2}{1,000} \times 1.6 = 0.09 \quad [kW]$$

全電力損失は、

$$\omega = \Sigma \omega_{xy} \quad \text{〔kW〕}$$

$$= \omega_{SM} + \omega_{ML} + \omega_{LK} + \omega_{KD}$$

$$= 10.97 \quad \text{〔kW〕}$$

年間損失電力量は、

$$W = 10.97 \times 0.4 \times 8,760 \times 10^{-3}$$

$$\fallingdotseq 38.44 \text{〔MWH〕}$$

(c) ＫＵ３ Feeder

$$\omega_{SR} = \frac{0.252 \times (25^2 + 25 \times 25 + 25^2)}{1,000} \times 1.5 = 0.71 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{RH} = 2.85 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{HI} = 0.33 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{IJ} = 0.01 \quad \text{〔kW〕}$$

全電力損失は、

$$\omega = \Sigma \omega_{xy} \quad \text{〔kW〕}$$

$$= \omega_{SR} + \omega_{RH} + \omega_{HI} + \omega_{IJ}$$

$$= 3.9 \quad \text{〔kW〕}$$

年間損失電力量は、

$$W = 3.9 \times 0.4 \times 8,760 \times 10^{-3}$$

$$\fallingdotseq 13.67 \text{〔MWH〕}$$

(d) ＫＵ４ Feeder

$$\omega_{SF} = \frac{0.252 \times (59^2 + 59 \times 59 + 59^2)}{1,000} \times 1.5 = 3.95 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{FE} = \frac{0.252 \times (44^2 + 44 \times 43 + 43^2)}{1,000} \times 1.5 = 2.15 \quad \text{〔kW〕}$$

$$\omega_{EU} = \frac{0.252 \times 30^2}{1,000} \times 2.5 = 0.57 \quad [kW]$$

$$\omega_{FG} = \frac{0.252 \times (15^2 + 15 \times 13 + 13^2)}{1,000} \times 1.0 = 0.15 \quad [kW]$$

$$\omega_{GZ} = \frac{0.5426 \times 13^2}{1,000} \times 2.7 = 0.25 \quad [kW]$$

全電力損失は、

$$\omega = \Sigma \omega_{xy} \quad [kW]$$

$$= \omega_{SF} + \omega_{FE} \cdots\cdots + \omega_{GZ}$$

$$= 7.07 \quad [kW]$$

年間損失電力量は、

$$W = 7.07 \times 0.4 \times 8,760 \times 10^{-3}$$

$$\fallingdotseq 24.77 \ [MWH]$$

(e) MBEZI S/S MB2 Feeder

$$\omega_{AB} = \frac{0.252 \times (100^2 + 100 \times 96 + 96^2)}{1,000} \times 1.4 = 10.17 \quad [kW]$$

$$\omega_{BC} = \frac{0.252 \times (79^2 + 79 \times 58 + 58^2)}{1,000} \times 1.4 = 5.01 \quad [kW]$$

$$\omega_{CU} = \frac{0.252 \times 12^2}{1,000} \times 0.6 = 0.02 \quad [kW]$$

$$\omega_{CQ} = 5.28 \quad [kW]$$

全電力損失は、

$$\omega = \Sigma \omega_{xy} \quad [kW]$$

$$= \omega_{AB} + \omega_{BC} + \omega_{CU} + \omega_{CQ}$$

$$= 20.48 \quad [kW]$$

年間損失電力量は、

$$W = 20.48 \times 0.4 \times 8,760 \times 10^{-3}$$

$$\fallingdotseq 71.76 \text{〔MWH〕}$$

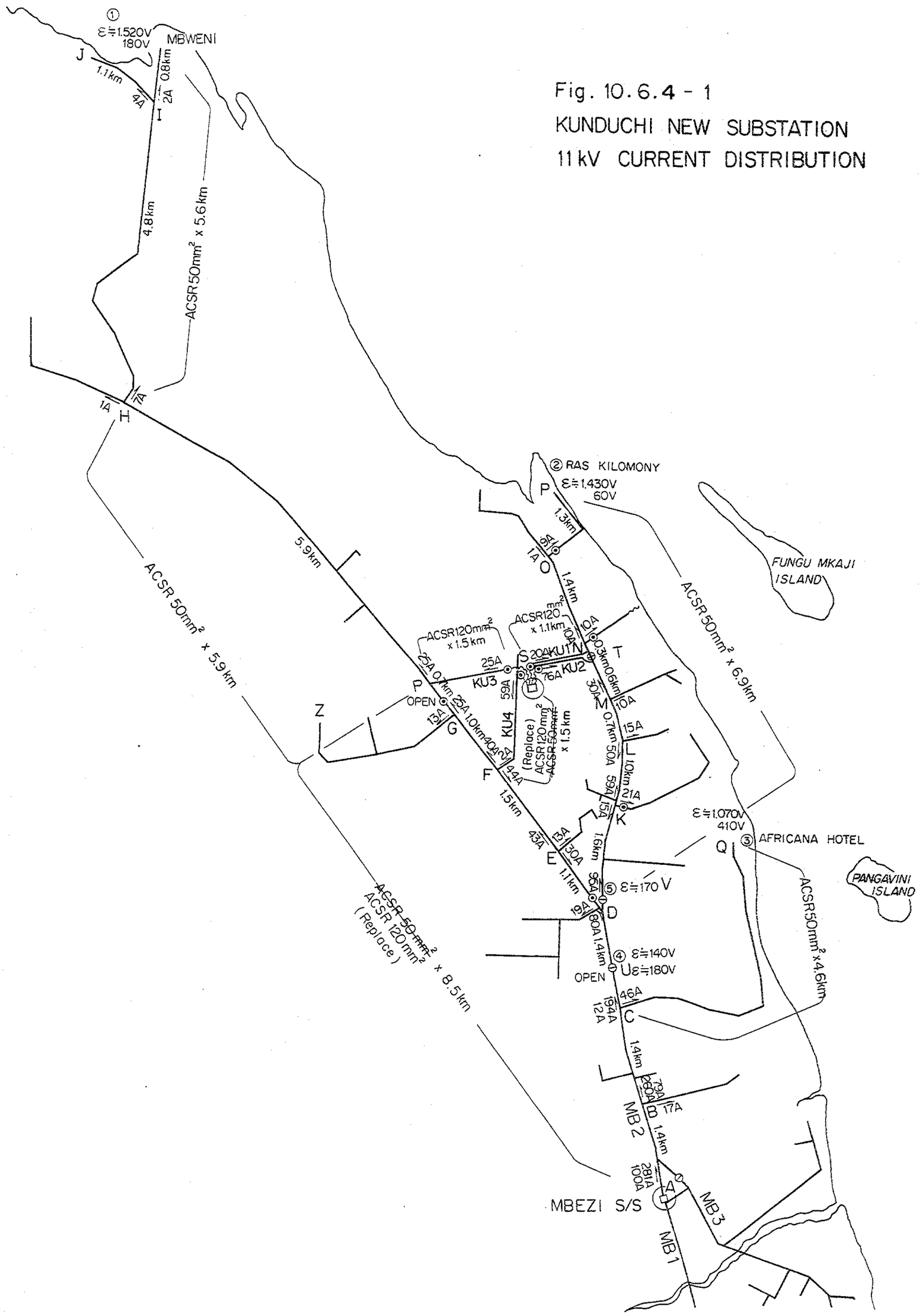
(3) 損失電力軽減量

年間損失電力軽減量 ＝ 年間損失電力量（対策前－対策後）

$$= 1.590 - (2.87 + 38.44 + 13.67 + 24.77 + 71.7)$$

$$\fallingdotseq 1.438 \text{〔MWH〕}$$

Fig. 10.6.4 - 1
KUNDUCHI NEW SUBSTATION
11 kV CURRENT DISTRIBUTION



10.7 給電保安通信システム

新設予定の各変電所には設備構成・設置スペース・運転員の業務・保守管理を考慮し、既設同等のSCADA システムの設置が望ましく、給電保安通信システムについても現状のシステムに増設を図る範囲で対応するものとする。

(1) ＳＣＡＤＡシステム

Ilala 変電所のホストコンピュータについては以下の対応が必要となる。

① Hardware：既設装置には増設用の空きスロットがあるため、必要なシートを差し込む。

② Software：各変電所に対応するメモリー容量は残されているが、プログラムの変更を行い監視項目の増設に対応する。

なお、SCADA システムはHardware並びにSoftware共に、バージョンアップ等による製品の変化が激しいため、旧タイプの製品を増設・改造しようとする場合に困難なことが多い。よって、本計画についても実施時期が変更される場合は、施行内容の再検討が必要である。

(2) 給電保守電話

各変電所には各所個別に電話番号が設定されており、Ilala 制御室および変電所からのダイヤリングで相互の呼び出しを行っている。新設変電所においてもこの番号割り付けが必要であり、電話卓に既設同等の機器を設置する。

第11章

建設工事計画

第11章　建設工事計画

11.1　施工方法 …… 11－ 1

11.2　施工体制 …… 11－ 1

11.3　建設工程 …… 11－ 1

第11章　建設工事計画

予備設計の対象となっているダルエスサラーム市地域の電力供給設備の現状は、10年前に比べると予想以上に改善されている。しかしながらタンザニアの将来について長期的な視野から考察すると未だ充分でない。現在尚残っている事故停電あるいは著しい電圧変動による荷電機器の焼損等が頻発しており、一刻も早い設備の新設、増設改良工事の実現が強く望まれている。

この工事を確実かつ安全に実施するために、その方法施工体制及び建設工程は次に示すような計画とする事を推奨する。

11.1　施工方法

工事施工は、TANESCO 直営で実施することとするが、各変電所の新設、増設改良工事については、土木工事を除き機器組立調整を製作者が実施する、セミ・ターンキー工事とする。送電線及び変電所については段階的に工事を進め、配電線工事は本プロジェクト対象の各変電所の供給区域ごとに工事地域を分割し、それぞれ並行して施工を行なうものとする。

11.2　施工体制

設備工事は、設備拡充計画であることから新設部分が多く、既設設備の改修・改良、取替工事は比較的少ない、しかしながら増設改良工事も含むため必然的に多くの停電工事が要求されている。又、対象となる地域は都市部のいわゆる官公庁・ビジネス街とその周辺の住宅密集地も含むことから、これらの工事にともなう停電時間の確保は、かなりの困難があるものと予想される。

このため施工体制の組織に当たっては、設計書、工事工程、工事手順指示書等の作成を専門に担当するチームを編成し、施工班を無駄なく稼動させ、最少の停電時間で確実な工事を実施し、かつ安全の確保にも心掛けるようにする事が必要である。

尚本計画のため準備する車両にはＶＨＦトランシーバー等を装備し、建設途上極めて重要な要因となる指示・連絡手段を確保し工事をより効率的に行なうことが出来るよう計画した。

11.3　建設工程

前述の施工方法、施工体制をふまえ、建設工程は Table 11－1 に示す通り暫定的に設定した。

Table 11－1 Construction Schedule

	1994												1995												1996											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SUBSTATION :																																				
1. Ilala S/S 増設・改良工事																																				
2. Ubungo S/S 132kV 開閉設備増設工事																																				
3. Tandale S/S 新設工事																																				
4. Chang'ombe S/S 新設工事																																				
5. Kurasini S/S 増設・改良工事																																				
6. Mbezi S/S 新設工事																																				
7. Kunduchi S/S 新設工事																																				
8. Kariakoo S/S 新設工事																																				
9. Mbagala S/S 新設工事																																				
10. Tabata S/S 新設工事																																				
11.																																				
TRANSMISSION LINE :																																				
1. Ubungo-Ilala 132kV Line																																				
2. Tandale S/S 33kV Line																																				
3. Chang'ombe S/S 33kV Line																																				
4. Ubungo-F.Z.Ⅲ 132kV Line																																				
5. Kunduchi S/S 33kV Line																																				
6. Kariakoo S/S 33kV Line																																				
7. Mbagala S/S 33kV Line																																				
8. Tabata S/S 33kV Line																																				
DISTRIBUTION LINE :																																				
1. Ilala S/S 11kV 2cct ﾊﾞﾝｸ間入替工事																																				
2. Tandale S/S 11kV 3cct 新設工事																																				
3. Chang'ombe S/S 11kV 4cct 新設工事																																				
4. Mbezi S/S 11kV 3cct ﾊﾞﾝｸ間入替工事																																				
5. Kunduchi S/S 11kV 4cct 新設工事																																				
6. Kariakoo S/S 11kV 3cct 新設工事																																				
7. Mbagala S/S 11kV 3cct 新設工事																																				
8. Tabata S/S 11kV 2cct 新設工事																																				
9.																																				

第12章

建設工事費

第12章　建設工事費

12.1　工事費算出の前提条件 …… 12－ 1

12.2　外貨・内貨の区分 …… 12－ 2

12.3　工　事　費 …… 12－ 3

第12章　建設工事費

本計画の建設工事費は、変電所、132kV および 33kV 送電線、11kV 配電線、車両・工具等の各アイテム毎に直接概算建設費を算出した。

12.1　工事費算出の前提条件

建設工事費の算出に当たり下記に示す条件を採用した。

(1)　資機材単価

ＦＯＢ価格については、1992年度価格をベースとし、物価上昇は見込、又タンザニアの輸入関税は計上しない事とした。

(2)　輸送費および保険

輸送費は海上輸送費の他国内輸送費も含める事とし、さらに保険料も考慮して上記(1)のＦＯＢ価格に上乗せし、ＣＩＦ価格とした。

(3)　労務費

TANESCO の現行標準労務費および日本国内における同種工事実績より、資機材価格を決定した。

尚、上記のうち変電所関係工事についてはセミ・ターンキー方式とする。

(4)　予備費

外貨分、内貨分とも 15% を計上した。

(5)　Engineering Fee

総工事費の 15% を計上した。

(6)　技術教育費

外国における TANESCO 要員に対する施工技術教育を行い、また必要な保守管理の改善用設備費用を計上した。

(7)　換算レート

換算レートは下記のとおりとして計算した。

1 US $ ＝ 124.9 円　　1 US $ ＝ 325 T.Sh

1 円　＝ 2.602 T.Sh

12.2 外貨・内貨の区分

建設工事費のうち外貨ポーション、内貨ポーションの区分は次の通りとする。

(1) 外貨ポーション

（ｉ）資　　機　　材　　：砂利、砂、セメントを除く全品目

（ii）車　両・工　具　　：建設工事に必要な車両、工具・測定器

（iii）輸送費および保険料：海上および国内輸送費、輸送保険料

（iv）労　　務　　費　　：変電所工事における大型機器据付、調整に伴う技術者の派遣費用

（ｖ）コンサルタントおよび技術教育費

(2) 内貨ポーション

（ｉ）労　　務　　費

（ii）資　　材　　費　　：砂利、砂、セメント、その他工事に伴う現地で調達すべき諸種小物材料。

12.3 工 事 費

(1) 長期マスタープラン（1993～2007年の15ヶ年間）の総工事費は以下の通りである。

外 貨 分 （百万円） 11,848

内 貨 分 （百万Tsh） 外貨分に含む

(2) 短期マスタープラン（1993～1997年の５ヶ年間）の総工事費は以下の通りである。

短期（５ヶ年）マスタープラン工事費

5YJ-COST	外貨相当分（百万円）	内貨相当分（百万円）	合 計（百万円）	タンザニア担当分（百万Tsh）
(1994年工事分)				
送 電	215.1	26.9	242.0	14.5 (*1)
変 電	1,313.9	77.3	1,391.2	230.0 (*2)
配 電	72.7	1.4	74.1	17.0 (*3)
車両、工具	149.9	2.9	152.8	-
その他	95.4	1.8	97.2	-
小 計	1,847.0	110.3	1,957.3	261.5
予備費	277.0	16.5	293.6	-
1994年工事分合計	2,124.0	126.8	2,250.9	261.5
(1996年工事分)				
送 電	309.6	33.7	343.4	80.0 (*1)
変 電	1,328.2	78.1	1,406.3	209.5 (*2)
配 電	114.8	2.2	117.0	51.0 (*3)
車両、工具	164.6	3.2	167.8	-
その他	104.8	2.0	106.8	-
小 計	2,022.0	119.2	2,141.2	340.5
予備費	303.3	17.9	321.2	-
1996年工事分合計	2,325.3	137.1	2,462.4	340.5
合 計	3,869.0	229.5	4,098.5	602.0
合 計(予備費含)	4,449.3	264.0	4,713.3	602.0

(注) (a) タンザニア担当分工事費の内

(*1) 33kV 送電線建設費および用地補償費

(*2) 変電所基礎工事費および用地補償費

(*3) 配電線建設費および用地補償費を示す

第13章

経済分析

第13章　経済分析

13.1　経済分析の目的 …… 13－ 1

13.2　経済分析の方法 …… 13－ 1

13.2.1　With/Without分析 …… 13－ 1

13.2.2　分析対象範囲 …… 13－ 2

13.2.3　評価指標（経済的内部収益率） …… 13－ 2

13.3　前提条件 …… 13－ 3

13.4　事業費用 …… 13－ 5

13.4.1　工事費 …… 13－ 5

13.4.2　工事費の調整 …… 13－ 5

13.4.3　運転維持費 …… 13－ 6

13.4.4　用地費 …… 13－ 7

13.5　便　益 …… 13－ 7

13.5.1　便益の種類 …… 13－ 7

13.5.2　電力消費の増加 …… 13－ 8

13.5.3　損失電力の軽減 …… 13－ 8

13.5.4　事故停電の減少 …… 13－ 8

13.5.5　運転維持費の減少 …… 13－ 8

13.6　分析結果 …… 13－ 11

13.6.1　経済的内部収益率（EIRR） …… 13－ 11

13.6.2　感度分析 …… 13－ 11

13.7　評　価 …… 13－ 11

第13章　経済分析

13.1　経済分析の目的

経済分析の目的は、本計画を実施することが、国民経済の観点から妥当かどうかを検討することにある。国家は経済発展のために種々の事業を行わなければならないが、そのための資金には限りがあり、これを有効に使わなければならない。限られた資金を有効に使うためには、投資対象として優良な事業を選ぶことが何よりも大切なことである。

誤って悪い事業を選択すれば、資金を無駄使いするだけでなく、優良な事業を駆逐することになり、それだけ経済発展を遅らせることになってしまう。

経済分析は、“国民経済の観点から”事業を評価するという点で、“企業の採算性の観点から”事業を評価する財務分析とは異なる。両者ともに重要な視点であり、本調査でも次章で財務分析を取り扱うが、国家事業の場合、事業が国民経済の観点から妥当であること、即ち経済的妥当性を有することは是非とも必要なことである。

本計画がそのような妥当性を有しているかどうかを検討することが、この経済分析の目的とするところである。

13.2　経済分析の方法

13.2.1　With/Without分析

With とは事業が実施された場合（With Project)、Without とは事業が実施されなかった場合（Without Project）のことである。With の内容は本計画そのものであるが、Without とは本計画を実施しない場合の代替案（Alternative)のことである。本計画を実施しなくとも、代替案の費用はいずれかかる、或いは本計画を実施すれば代替案の費用は節約できるという考え方から、経済分析においては本計画の事業費から代替案の事業費を控除するか、或いは代替案の事業費を便益として計上する。同様に、本計画を実施することにより期待される便益からは、代替案の実施によりもたらされるであろう便益を控除する。要するに、本経済分析は、事業費・便益ともに With と Without の差額を求め、それらを13.2.3項で述べる方法で計算する。

しかしながら、本計画の代替案としては、発電計画の際の水力か火力か、とい

ったような明確な代替案はない。特に、将来の電力需要の増加に対処するための設備増強（変送配電設備の新増設）については代替案は考えにくい。本計画で考えられる代替案としては、唯一、既存変送配電網の整備改修について、それを実施することなく既存設備の運転維持を続けるという代替案が存在するだけと考えられる。この場合、既存設備の運転維持費は設備改修により節約されるものとして、将来の全体の運転維持費から控除するか、別途便益として計上することになる。

13.2.2 分析対象範囲

本分析は、費用・便益ともに、計画実施に伴って発生する増分のみを対象とする。従って、計画実施後の電力供給体制の全体を分析する訳ではない。ただ、分析の対象地域としては、計画期間内に工事が行われる区域に限定せず、対象工事と密接不可分の関係にあるダルエスサラーム市全域とする。この短期プランは、それ自体で独立したプロジェクトではなく、あくまでもダルエスサラーム市全体の変送配電網改善計画の一環として考えられているものであり、計画の効果も、他の地域と相互補完関係にあるからである。

13.2.3 評価指標（経済的内部収益率）

経済的に調整された後の費用（事業費）と便益を用いて、費用と便益の現在価値の合計が等しくなるような割引率、即ち経済的内部収益率（Economic Internal Rate of Return : EIRR)を求める。求められた EIRR がタンザニアの社会的割引率を上回っていれば、本計画の実施は国民経済的に妥当であるとみなす。

なお、“経済的に調整された後の費用ないし便益”とは、市場価格から税金や補助金などの移転項目を除去したり、外国為替などへシャドウ・プライスを適用した後の費用ないし便益を言うが、具体的には各々の関連個所で述べる。

また、EIRR は次の式で求められる。

$$0 = \sum_{i=1}^{n} \text{Net Flow } i / (1 + \text{EIRR})^{i-1}$$

但し、Net Flow は各年の費用と便益の差額であり、また n は経済分析の計算期間である。

この計算期間については 13. 3 -(2)項で述べるが、1994年から2018年までの25年間である。

13.3 前提条件

本分析における主な前提条件は以下のとおりである。

(1) 為替レート

本調査は1992年を基準時点としている。本分析では、以下に示す同年後半（7～12月）における各通貨の期中平均レートを用いることとする。

1米ドル＝124.90円＝325.00タンザニア・シリング

1円＝2.602 タンザニア・シリング

経済分析においては、公定レートに代えて、実勢を示すシャドウ・レートを用いることもあるが、この方法はタンザニアの主権にも関わってくるので本分析では避けた。なお、タンザニアでは、1993年8月25日より公定レートとその他のレートとが統一され、かつレートは市場動向によって決定されることとなった。しかしその後のレートの動きをみると、この措置によってレートが急変したとは認められない。逆に言えば、上記レートは実勢に近いレートであったと推定される。

(2) 計算期間

TANESCO の 1990年度財務報告によれば、設備の償却年数は、送電線が40年、11kV Feeder が30年、変圧器、変電所が20年となっている。しかし、これら設備の実際の機械的耐用年数はより長期である。このことを勘案し、経済分析の対象期間は25年間（1994年～2018年）とする。

(3) 価格ベースと物価上昇

価格は1992年時点のものであるが、事業開始年である1994年時点のものとみなして計算する。

また、経済分析の一般的原則に従って、物価上昇は計算に織り込まない。費用および便益は全て1994年初頭に現価計算する。

(4) 配電損失率

配電損失については、第10章の 10.6.4-(1) 項において、計画実施に伴う配電損失の軽減効果が調査されている。経済分析では、そこで推計された損失電力軽減量を便益の一つとして計上する。その際、別の便益である増分消費電力量の値は、改善前の配電損失を織り込んだものとなる。改善前の配電損失率としては、軽減効果調査から得られた比率である 1994年 4.5%、1995年 4.8%、1996年以降 5.1%を用いた。

(5) 負荷率

負荷率は一律 66%と想定する。

(6) 電力価格

T.Shs.29.25/kWH を使用する。

調査時点である1992年の平均電力料金は明らかではないが、TANESCO の電力料金表の記載事項から逆算することができる。TANESCO が1993年3月改訂した電力料金表には、この改訂により平均電力料金は 27%引き上げられ、7米セントになったと記載されている。当時のタンザニア・シリングの交換レートは1米ドル当り 350タンザニア・シリングであったから、値上げ前は T.Shs.19.29/kWH であったと推定される。一方、TANESCO の電力料金は、従来、コスト比割安であったと考えられる。TANESCO は後追い的に電力料金の値上げを行っているが、1993年3月から間もない同年7月にも値上げを行っていることから、この7月値上げ後の料金が比較的1992年時点の長期的限界費用 (Long-run Marginal Cost:LRMC) を反映しているものと考えられ、本分析で使用すべき電力料金の経済価格に相応しいと考えられる。よって、これを採用することとした。1993年7月値上げ後の平均電力料金は9米セント、これを本調査時点の交換レートである1米ドル当り 325タンザニア・シリングで換算すると、T.Shs.29.25/kWH となる。

(7) 電力供給原価に占める変送配電部門の割合

TANESCO の1990年度財務諸表などから、本割合は35%と推定した。増分電力消費便益を計算する際に用いる。

13.4 事業費用

13. 4. 1 工事費

本短期プランの工事費は第12章の 12. 3 項に示されているが、このうち予備費に含まれている物価上昇分を取り除き、かつタンザニア・シリングに換算すると下表のとおりである。物価上昇分を取り除いたのは、本章 13. 3 -(3)項で述べた理由による。

工　事　費

(百万T. Shs.)

	1994	1996	合　計
基本部分（外貨）	5,526.6	6,050.4	11,577.0
基本部分（内貨）	330.2	356.7	686.9
（小　計）	(5,856.8)	(6,407.1)	(12,263.9)
除、物価上昇分	△254.6	△278.6	△533.2
基本部分計（A）	5,602.2	6,128.5	11,730.7
タンザニア担当分（内貨)(B)	261.5	340.5	602.0
合　計　(A+B)	5,863.7	6,469.0	12,332.7

△はマイナスの意味

13. 4. 2 工事費の調整

13. 2. 3 項で述べたとおり、経済分析では市場価格から税金や補助金等の移転項目を除去する。本分析の場合、内貨部分の資機材費および輸送費について、取引税（Sales Tax）25%が含まれているものと想定してこれを除去した。具体的には下表のとおりである。

なお、内貨部分のその他の部分は概ね労務費とみられるが、調整の根拠が乏しいので本分析では特に調整を行わなかった。

工事費の調整

（百万T. Shs.）

		調整前	調整後	差　額
1994年	132kV 建設費	22.9	19.2	3.7
	33kV 建設費	14.5	12.2	2.3
	変電所基礎工事費	220.0	184.8	35.2
	11kV 建設費	17.0	14.3	2.7
	輸送費	46.1	36.9	9.2
	合　計	320.5	267.4	53.1
1996年	132kV 建設費	25.0	21.0	4.0
	33kV 建設費	30.0	25.2	4.8
	変電所基礎工事費	209.0	175.6	33.4
	11kV 建設費	51.0	42.8	8.2
	輸送費	50.5	40.4	10.1
	合　計	365.5	305.0	60.5

上記計算を行うに当たっては、建設費・工事費はその80%が資機材であると想定した。又、輸送費については、その全額が取引税の対象になっているとみなした。

13. 4. 3　運転維持費

変送配電設備の運転維持費は、統計的にみて、投資額に対して通常３％前後である。本分析でも、調整後の工事費の３％を運転維持費とした。

但し、1994年、1996年の工事年においては、工事は年間ならして行われるものと想定し、運転維持費の対象となる設備は工事費の半分とみた。

13.4.4 用 地 費

TANESCO より聴取した用地確保に係る費用は以下のとおりである。

用 地 費

	補償費（百万ｼﾘﾝｸﾞ）	ﾚﾝﾀﾙ費（ｼﾘﾝｸﾞ／年）
Tandale S/S	10.0	25,400
Changombe S/S	——	18,160
Kunduchi S/S	——	12,100
Kariakoo S/S	——	30,200
Mbagala S/S	0.5	48,400
Tabata S/S	0.01	16,900
132kV Ubungo-FZⅢ	40.0～50.0	——
33kV、11kV	——	——

—— は不要又は僅少

上記のうち補償費は前掲の工事費に含まれている。レンタル費については、費用項目として新たに計上する。

13.5 便　　益

13.5.1 便益の種類

本計画実施によりもたらされる便益としては以下のものが考えられる。

(1) 電力消費の増加

(2) 電力損失の軽減

(3) 事故停電の減少

(4) 既存設備の整備・改修による運転維持費の減少

(5) 電圧・周波数安定化に伴う電機機器の故障・損害等の減少

(6) 事故停電減少に伴う民生上の利便の向上

しかし、これら便益のうち(5)と(6)は数量化が困難である。故に本分析には含めないこととした。次項以降で(1)～(4)の各便益について述べる。

13.5.2 電力消費の増加

ダルエスサラーム市の電力需要想定は第Ⅰ編第4章で展開されており、将来の具体的需要量予測は Table 4.2-4 に示されている。

本短期プランの工事は、市内電力網の一部の改善ではあるが、市内電力網は各部分が相互に密接な連係関係にあり、一部の改善でもその効果は全体に及ぶ。

このことより、本短期プランの工事実施は、Table 4.2-4 で予測された増加電力需要のうち、次期工事が行われる1998年までの分を充足するものと想定する。

上記想定の下に、需要端電力量（最終消費量）を計算したのが Table 13.5-1 である。需要端電力量として、改善前のものと改善後のものが示されているが、両者の差が電力損失軽減量および事故停電減少量ということになる。本分析ではこれらを別個の便益として扱い、計算上独立した項目で計上している。従って、本分析でいう増分消費電力量は、改善前需要端電力量のことである。

なお、電力消費の増加を金額換算する際の適用価格については 13.3-(6)項で述べた。

13.5.3 損失電力の軽減

損失電力軽減量については、第10章 10.6.4-(1) 項で調査され、その結果は Table 10.6.4-1 に示されている。本分析では同表の数値を使用する。但し、工事年は年間軽減量の半分が達成されるものとし、また1997年以降は軽減量は不変と想定した。

なお、適用する電力価格は 13.5.2 項と同じである。

13.5.4 事故停電の減少

事故停電減少量も第10章 10.6.4-(2) 項で調査され、その結果が Table 10.6.4-1 に記載されている。損失電力軽減量と同様の方法で便益に計上した。

13.5.5 運転維持費の減少

この便益の考え方については、既に 13.2.1 項で述べた。

本計画の場合、既存設備の運転維持費節減につながる整備改修費は Table 13.5-2 のとおりである。

Table 13.5-1 需 要 端 電 力 量

	1993	1994	1995	1996	1997	1998-2018
最大需要電力量（kW）	142,054	150,150	158,858	169,470	179,300	189,341
増分（対1993年）	——	8,096	16,804	27,416	37,246	47,287
調整後増分（注1）	——	4,048	16,804	22,110	37,246	42,267
負荷（負荷率 66%）	——	2,672	11,091	14,593	24,582	27,896
変電所送出量（GWH/年）	——	23.4	97.2	127.8	215.3	244.4
（改善前）電力損失率（注2）	——	(4.5%)	(4.8%)	(5.1%)	(5.1%)	(5.1%)
（改善前）電力損失量（GWH/年）	——	1.6	7.1	9.9	16.6	18.9
（改善前）事故停電量（GWH/年）	——	0.2	0.5	0.6	0.8	0.8
（改善前）需要端電力量（GWH/年）(注3)	——	21.6	89.6	117.3	197.9	224.7
電力損失軽減量（増分分）(GWH/年)	——	0.2	1.3	2.0	3.8	3.8
電力損失軽減量（従来分）(GWH/年)	——	5.8	10.8	13.1	14.4	14.4
電力損失軽減量　小　計	——	6.0	12.1	15.1	18.2	18.2
事故停電減少量（GWH/年）	——	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2
（改善後）需要端電力量（GWH/年）	——	27.7	101.8	132.6	216.3	243.1

（注1） 工事が行われる 1994、1996、1998の各年は、対前年増分の半分を工事による効果とみなす。

（注2） 調整後増分に対する比率

（注3） 「改善前」「改善後」は、電力損失軽減および事故停電減少が発生する前か後かを区別するための用語。

Table 13.5-2 既存設備の整備改修費

（百万T. Shs.）

年次	項　　目	基本部分		
		外貨	内貨	合計
1994	・Kurasini 変電所 33kV 線引込工事	67.7	2.6	70.3
	・変圧器1次・2次・Bus 改造	351.3	20.8	372.1
	・Ilala 変電所 SCADA 改造修理	109.3	7.8	117.1
	・Ilala 変電所 CVMAZV 引替	2.9	0.1	3.0
	・Mbezi 変電所 CVMAZV 引替	7.8	0.2	8.0
	・Tandale 線 33kV グレード・アップ	19.8	1.3	21.1
	合　　計	558.8	32.8	591.6
1996	・Kurasini 変電所 33kV 線引込工事	65.1	2.6	67.7
	・FZⅢ 変圧器 1次・2次・Bus 改造	374.7	20.8	395.5
	・Ilala 変電所 SCADA 改造修理	75.5	2.6	78.1
	・Kunduchi 変電所 ACSR 張替	32.5	2.8	35.3
	・Mbagala 変電所 ACSR 撤去・張替	6.0	0.5	6.5
	合　　計	553.8	29.3	583.1
総　　計		1,112.6	62.1	1,174.7

これらの工事については、既存設備の運転維持費が将来節約されるとみて、工事費の3％を便益として計上した。但し、例によって、工事年の便益は半年分を計上、また1997年以降便益額は不変とした。

13.6 分析結果

13.6.1 経済的内部収益率（EIRR）

以上述べた費用と便益、並びにその差額を年度別に展開すると Table 13.6-1 のとおりである。また、13.2.3 項で述べた方法で Net Flow から EIRR を求めた結果、次の値が得られた。

EIRR = 20.8%

13.6.2 感度分析

費用が 10%増加した場合、便益が 10%減少した場合、両者が同時に発生した場合の 3 ケースについて感度分析を行った。結果は次のとおりである。

	EIRR
費　用　10%増	18.4 %
便　益　10%減	18.2 %
両者同時発生	16.0 %

なお、便益のうち運転維持費減少量は工事費の増減に正比例するので、費用10%増の時は同減少量も10%増とし、便益10%減の時でも費用が変わらない場合には同減少量も不変としてある。

13.7 評　価

TANESCO で聴取したところでは、タンザニアの社会的割引率は 12%前後とのことであった。これは世銀など国際援助機関がプロジェクト評価の目安としている割引率とほぼ同水準である。

本計画の EIRR 20.8%は、タンザニアの社会的割引率を優に超えており、本計画が経済的に十分妥当であることを示している。また、感度分析における最悪のケースでも 16.0%であり、依然経済的に妥当な水準を確保している。

さらに、13.5.1 項で述べた如く、本計画の便益としては、分析に織り込んだ便益の他に、電気機器損害の減少や民生上の利便の向上など数量化困難な便益もある。

これらも勘案すれば、本計画の経済性は更に高いものと考えられ、十分実施に価するものと判断される。

Table 13.6-1　経済的内部収益率（ＥＩＲＲ）算出表

(百万T.Shs.)

項　目	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
費用																
工事費		5810.6		6408.5												
基本部分		5602.2		6128.5												
タ国担当分		261.5		340.5												
内貨調整		-53.1		-60.5												
運転維持費		87.2	174.3	270.4	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6
用地レンタル費		0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
費用合計		5897.8	174.3	6679.0	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8
便益																
増分消費電力量		221.1	917.3	1200.9	2026.0	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4
損失電力軽減量		175.5	353.9	441.7	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4
事故停電減少量		2.9	2.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9
運転維持費減少量		8.9	17.7	26.5	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2
便益合計		408.4	1291.8	1675.0	2599.5	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9
Ｎｅｔ　Ｆｌｏｗ		-5489.4	1117.5	-5004.0	2232.7	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1
ＥＩＲＲ		0.20759														

項　目	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	合計
費用											
工事費											12219.1
基本部分											11730.7
タ国担当分											602.0
内貨調整											-113.6
運転維持費	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	366.6	8596.5
用地レンタル費	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	4.5
費用合計	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	366.8	20820.1
便益											
増分消費電力量	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	2300.4	52673.7
損失電力軽減量	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	532.4	12683.9
事故停電減少量	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	141.5
運転維持費減少量	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	35.2	827.5
便益合計	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	2873.9	66326.6
Ｎｅｔ　Ｆｌｏｗ	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	2507.1	45506.5
ＥＩＲＲ											