

第8章 財務分析

前章の経済分析ではプロジェクトの妥当性を国家経済の観点から評価した。本章では、本計画を独立した事業と考え、本計画の実施が TANESCO の財務状況あるいは収支に与える影響を定量的に評価した。

8.1 資金繰り

Dar es Salaam については Case-A、B 共に、想定した条件下では、資金繰り上の問題は無い。一方、Arusha、Kilimanjaro については Case-A、B 共に追加資金(短期借入金)の導入は不要であるが、資金繰りに余裕があるとは言えない。従い、Arusha、Kilimanjaro 地区のプロジェクトを実施するためには、想定した条件よりも有利な条件の融資が望ましい。

想定した融資条件

- 金利:3%/年
- 返済猶予期間:7年
- 返済:返済猶予期間終了後25年

8.2 財務的内部収益率

算出された財務的内部収益率を Table 8.1 にまとめる。Dar es Salaam の拡張計画については FIRROI が税引き前で 10%程度に過ぎないのに対し、FIRROE は非常に高い値となっている。この結果は、総投資額に占める自己資金の割合が 10%程度と低いために、結果的にレバレッジ効果があったに過ぎない。Arusha、Kilimanjaro の拡張計画については、算出された FIRROI 及び FIRROE から判断して、収益性が低いと言わざるを得ない。

Table 8.1 財務的内部収益率

	Dar es Salaam (Case-A)	Dar es Salaam (Case-B)	Arusha, Kilimanjaro (Case-A)	Arusha, Kilimanjaro (Case-B)
FIRROI (b/Tax)	10.5%	11.6%	3.9%	4.4%
FIRROI (a/Tax)	7.9%	8.6%	2.9%	3.2%
FIRROE (b/Tax)	61.1%	81.5%	16.7%	22.3%
FIRROE (a/Tax)	42.4%	51.8%	8.5%	12.7%

8.3 感度分析

プロジェクトの財務評価は仮定に基づくものであり、その仮定は将来の政治・社会・経済動向などにより変わり得るものである。従い、本調査では、以下のパラメータを変化させその影響を評価した。感度分析の結果は Table 8.2 及び 8.3 に示すとおりである。

- 電力料金
- 建設費用

Table 8.2 感度分析結果のまとめ(Dar es Salaam)

	Case-A		Case-B	
	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)
Construction Cost				
+ 20%	8.5%	30.8%	9.4%	37.7%
+ 10%	9.5%	36.1%	10.4%	44.0%
± 0%	10.5%	42.4%	11.6%	51.8%
-10%	11.8%	50.3%	13.0%	62.0%
-20%	13.3%	60.8%	14.7%	76.2%
Sales Revenue				
+ 20%	13.0%	57.2%	14.3%	71.2%
+ 10%	11.8%	49.7%	13.0%	61.1%
± 0%	10.5%	42.4%	11.6%	51.8%
-10%	9.2%	35.4%	10.2%	43.1%
-20%	5.8%	28.3%	8.7%	34.7%

Table 8.3 感度分析結果のまとめ(Arusha, Kilimanjaro)

	Case-A		Case-B	
	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)	FIRROI(b/Tax)	FIRROE(a/Tax)
Construction Cost				
+ 20%	2.4%	No Return	2.8%	No Return
+ 10%	3.1%	No Return	3.5%	4.1%
± 0%	3.9%	8.5%	4.4%	12.7%
-10%	4.9%	16.6%	5.3%	21.1%
-20%	6.0%	25.3%	6.5%	30.8%
Sales Revenue				
+ 20%	5.9%	22.4%	6.4%	27.5%
+ 10%	4.9%	15.9%	5.4%	20.3%
± 0%	3.9%	8.5%	4.4%	12.7%
-10%	2.9%	No Return	3.3%	3.0%
-20%	1.2%	No Return	2.1%	No Return

上記に加え、融資条件を変更して、その影響を評価した。Dar es Salaam の場合は基本ケースで資金繰りに問題が無かったので、参考ケースとして、金利 8%/年、返済猶予期間 5 年、返済 20 年の条件(タンザニア政府が TANESCO に外国のワットンを転貸する際の一般的な条件)を想定した。Arusha、Kilimanjaro については、金利 1%/年、返済猶予期間 10 年、返済期間 30 年を参考ケースとして想定した。その結果は以下のとおりである。

Dar es Salaam の Case-A については、金利の上昇と返済期間の短縮に基づく各年の元利払いの増加から、2004 年に 28.5 万ドルの資金不足が発生する。税引き後の FIRROE は 11.8% である。Case-B については、資金不足は発生しない。税引き後の FIRROE は 16.8% である。

Arusha、Kilimanjaro については金利低減と返済期間の延長に基づく各年の元利払いの減少から、Case-A、B 共に資金不足は一切発生しない。税引き後の FIRROE は Case-A では

31.1%、Case-B では 35.2%である。

8.4 財務分析のまとめ

TANESCO の電力料金は 2002 年 5 月 1 日に改定されたとはいえ、売電価格が原価を下回っている。従い、新規事業に比較して収益性の高いのが一般的といえるリハビリテーション案件でも、高い収益性を期待することは難しい。本調査の結果は、高い収益性は期待できないが、低利で有利な条件の融資が適用されれば投下資金の回収が可能となることを示している。

Dar es Salaam の場合は、基本ケース(金利 3%/年、返済猶予期間 7 年、返済期間 25 年)の条件では資金繰りに問題は発生しない。しかし、タンザニア政府が外国の援助機関の融資を TANESCO に転貸する際の平均的な条件を参考に設定した条件(金利 8%、返済猶予期間 7 年、返済期間 25 年)では資金不足が発生する。

Arusha、Kilimanjaro の場合は、上記の基本ケースの条件でも資金繰りが良好とは言えない。Arusha、Kilimanjaro で本プロジェクトを実施するためには、現在タンザニアに適用されている最も有利な条件に近い融資がなされる必要がある。今後共、現地通貨が下落し、コストに見合った電気料金の改訂が適切に行なわれないとすると、機器が無償で提供されない限り、Arusha、Kilimanjaro のプロジェクト実施は難しいと言わざるを得ない。

なお、繰り返しになるが、条件により高い FIRROE が出ているのは、投資の自己資金比率が 10%程度と低いためである。

第9章 積算

9.1 基本的な積算手法

タンザニア国では、これまで Table 9.1 に示すような送変電プロジェクトが日本政府により実施されている。これらに関する詳細な積算資料が蓄積されており、積算の確度も事業費精算時に確認されている。したがって今回の積算においても、今回のマスタープランに含まれる工事内容と、対象設備の電圧階級や設備規模において同等の、至近に実施した類似プロジェクトであるダレスサラム電力供給拡充計画 詳細設計時(以下前回詳細設計時と記す)の積算手法を踏襲して事業費を算出した。

Table 9.1 タンザニアにおける送変電案件

No.	実施時期	件名	備考
1	1983-1984	キマンジャロ州送配電網整備計画 OECF 有償援助	
2	1986	ダレスサラム配電網整備計画 無償援助	緊急資機材貸与
3	1987	ダレスサラム配電網整備計画 無償援助	本格Ⅰ期、本格Ⅱ期
4	1991	ダレスサラム配電網整備計画 無償援助	Ⅲ期
5	1996-1997	キマンジャロ州送配電網整備計画 無償援助	
6	1997-1998	ダレスサラム電力供給拡充計画 無償援助	日本無償実施分 第Ⅰ期 Ilala SS 増設、Kariakoo、Mbagala SS 新設 Ubungo-Ilala 送電線増設
7	1998-1999	ダレスサラム電力供給拡充計画 無償援助	日本無償実施分 第Ⅱ期 Ubungo-F.Z.Ⅲ送電線新設、F.Z.Ⅲ SS 増設

本調査においても、マスタープラン策定と同様、マスタープランの検討段階(Case-A、Case-B の事業費策定時)と詳細設計段階(Case-B' の事業費策定時)の 2 度に亘り積算を実施したが、基本的な積算手法は双方とも同様である。

9.2 積算結果

9.2.1 Dar es Salaam

Dar es Salaam 地区のマスタープラン Case-B' 事業費(運転保守費含む)を Table 9.2~5 に示す。(TANESCO の自己資金で進められている Mbezi S/S リハビリ、KfW のファイナンスで実施予定の Tandika S/S、Magomeni S/S の新設、NORAD のファイナンスで実施された Bahari Beach S/S の新設、Sida のファイナンスで実施された Ubungo S/S のリハビリ、AfDB のファイナンスで実施される Monduli S/S の新設の事業費を含む)

9.2.2 Arusha、Kilimanjaro

Arusha、Kilimanjaro 地区のマスタープラン Case-B' 事業費(運転保守費含む)を Table 9.6~9 に示す。

Table 9.2 プロジェクト外事業費 送電設備(Dar es Salaam Case-B') 単位 千 US \$

Transmission Line	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Equipment, Material										
Foreign Currency	957	474	6933	6743	786	31	0	264	41	16229
Local Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction, Installation										
Foreign Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local Currency	89	48	906	2272	109	3	0	28	4	3459
Packing, Shipping										
Foreign Currency		71	1040	1011	118	5	0	40	6	2291
Local Currency		7	136	341	16	0	0	4	1	506
SV and Administration										
Foreign Currency		95	1387	1349	157	6	0	53	8	3054
Local Currency		10	181	454	22	1	0	6	1	674
Construction Equipment and Tools										
Foreign Currency		19	277	270	31	1	0	11	2	611
Local Currency		2	36	91	4	0	0	1	0	135
Engineering										
Foreign Currency		33	485	472	55	2	0	18	3	1069
Local Currency		3	63	159	8	0	0	2	0	236
Sub Total (w/o O & M)										
Foreign Currency	957	692	10122	9845	1148	45	0	385	60	23254
Local Currency	89	70	1323	3317	159	4	0	41	6	5009
O & M										
Foreign Currency		7	10	59	106	111	111	111	113	629
Local Currency		1	1	7	23	24	24	24	24	128
Sub Total (w/ O & M)										
Foreign Currency	957	699	10132	9903	1253	157	111	497	173	23883
Local Currency	89	71	1324	3324	182	28	24	65	30	5137

O & M
after
2011

Table 9.3 プロジェクト外事業費 変電設備(Dar es Salaam Case-B') 単位 千 US \$

Substation	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Equipment, Material										
Foreign Currency	1290	3304	23584	17735	5546	3247	801	875	2109	58491
Local Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction, Installation										
Foreign Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local Currency	194	496	3538	2660	832	487	120	131	316	8774
Packing, Shipping										
Foreign Currency		496	3538	2660	832	487	120	131	316	8580
Local Currency		74	531	399	125	73	18	20	47	1287
SV and Administration										
Foreign Currency		661	4717	3547	1109	649	160	175	422	11440
Local Currency		99	708	532	166	97	24	26	63	1716
Construction Equipment and Tools										
Foreign Currency		165	1179	887	277	162	40	44	105	2860
Local Currency		25	177	133	42	24	6	7	16	429
Engineering										
Foreign Currency		231	1651	1241	388	227	56	61	148	4004
Local Currency		35	248	186	58	34	8	9	22	601
Sub Total (w/o O & M)										
Foreign Currency	1290	4857	34668	26070	8153	4773	1177	1286	3100	85375
Local Currency	194	729	5201	3910	1223	716	176	193	465	12807
O & M										
Foreign Currency		13	46	282	459	515	547	555	564	2980
Local Currency		2	7	42	69	77	82	83	85	447
Sub Total (w/ O & M)										
Foreign Currency	1290	4870	34714	26352	8612	5288	1725	1841	3664	88356
Local Currency	194	731	5208	3952	1292	793	258	276	549	13254

O & M
after
2011

Table 9.4 プロジェクト事業費 配電設備 (Dar es Salaam Case-B') 単位 千 US \$

Distribution	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Equipment, Material										
Foreign Currency	596	1292	2945	5178	1902	2182	187	920	228	15430
Local Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction, Installation										
Foreign Currency	175	380	866	1522	560	642	55	270	67	4537
Local Currency	4	8	18	31	11	13	1	6	1	93
Packing, Shipping										
Foreign Currency	116	251	572	1005	369	424	36	179	44	2995
Local Currency	1	1	3	5	2	2	0	1	0	14
SV and Administration										
Foreign Currency	154	334	762	1340	492	565	48	238	59	3993
Local Currency	1	2	4	6	2	3	0	1	0	19
Construction Equipment and Tools										
Foreign Currency	31	67	152	268	98	113	10	48	12	799
Local Currency	0	0	1	1	0	1	0	0	0	4
Engineering										
Foreign Currency	54	117	267	469	172	198	17	83	21	1398
Local Currency	0	1	1	2	1	1	0	0	0	7
Sub Total (w/o O & M)										
Foreign Currency	1126	2441	5564	9782	3595	4123	353	1737	431	29152
Local Currency	6	12	26	45	16	19	1	9	1	136
O & M										
Foreign Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local Currency	27	86	219	453	540	638	647	689	699	3997
Sub Total (w/ O & M)										
Foreign Currency	1126	2441	5564	9782	3595	4123	353	1737	431	29152
Local Currency	33	97	245	499	556	657	648	697	700	4133

O & M
after
2011

Table 9.5 プロジェクト事業費 合計 (Dar es Salaam Case-B') 単位 千 US \$

Summary	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Grand Total (w/o O & M)										
Foreign Currency	3373	7990	50355	45697	12895	8941	1531	3409	3591	137781
Local Currency	289	811	6550	7273	1398	739	178	242	472	17952
O & M										
Foreign Currency	0	20	56	340	565	626	659	667	677	3609
Local Currency	27	88	227	503	632	740	753	796	808	4572
Grand Total (w/ O & M)										
Foreign Currency	3373	8010	50411	46038	13460	9567	2189	4076	4268	141390
Local Currency	316	899	6777	7776	2030	1479	931	1038	1279	22524

O & M
after
2011

第9章 積算

Table 9.6 プロジェクト事業費 送電設備(Arusha、Kilimanjaro Case-B') 単位 千 US \$

Transmission Line	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total	
Equipment, Material											
Foreign Currency	1215	0	3120	5267	5451	154	0	0	0	15207	
Local Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Construction, Installation											
Foreign Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Local Currency	126	0	325	1694	1713	16	0	0	0	3874	
Packing, Shipping											
Foreign Currency			468	790	818	23	0	0	0	2099	
Local Currency			49	254	257	2	0	0	0	562	
SV and Administration											
Foreign Currency			624	1053	1090	31	0	0	0	2798	
Local Currency			65	339	343	3	0	0	0	750	
Construction Equipment and Tools											
Foreign Currency			125	211	218	6	0	0	0	560	
Local Currency			13	68	69	1	0	0	0	150	
Engineering											
Foreign Currency			218	369	382	11	0	0	0	979	
Local Currency			23	119	120	1	0	0	0	262	
Sub Total (w/o O & M)											
Foreign Currency	1215	0	4555	7690	7958	225	0	0	0	21643	
Local Currency	126	0	475	2473	2501	23	0	0	0	5598	
O & M											
Foreign Currency		9	9	30	37	105	106	106	106	509	106
Local Currency		1	1	3	4	27	27	27	27	117	27
Sub Total (w/ O & M)											
Foreign Currency	1215	9	4564	7720	7995	330	106	106	106	22152	
Local Currency	126	1	475	2476	2505	50	27	27	27	5715	

O & M
after
2011

Table 9.7 プロジェクト事業費 変電設備(Arusha、Kilimanjaro Case-B') 単位 千 US \$

Substation	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total	
Equipment, Material											
Foreign Currency		1252	15292	3060	5310	846	1136	138	0	27034	
Local Currency		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Construction, Installation											
Foreign Currency		0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Local Currency		188	2203	459	797	126	169	21	0	3963	
Packing, Shipping											
Foreign Currency		188	2294	459	797	127	170	21	0	4055	
Local Currency		28	330	69	120	19	25	3	0	594	
SV and Administration											
Foreign Currency		250	3058	612	1062	169	227	28	0	5407	
Local Currency		38	441	92	159	25	34	4	0	793	
Construction Equipment and Tools											
Foreign Currency		63	765	153	266	42	57	7	0	1352	
Local Currency		9	110	23	40	6	8	1	0	198	
Engineering											
Foreign Currency		88	1070	214	372	59	80	10	0	1892	
Local Currency		13	154	32	56	9	12	1	0	277	
Sub Total (w/o O & M)											
Foreign Currency	0	1840	22479	4498	7806	1244	1670	203	0	39740	
Local Currency	0	276	3238	675	1172	185	248	31	0	5826	
O & M											
Foreign Currency			13	165	196	249	258	269	270	1420	270
Local Currency			2	24	29	36	38	39	40	208	40
Sub Total (w/ O & M)											
Foreign Currency	0	1840	22492	4664	8002	1493	1928	472	270	41160	
Local Currency	0	276	3240	699	1200	222	286	70	40	6033	

O & M
after
2011

Table 9.8 プロジェクト事業費 配電設備(Arusha, Kilimanjaro Case-B') 単位 千 US \$

Distribution	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Equipment, Material										
Foreign Currency	265	3351	743	1365	279	808	808	480	0	8099
Local Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction, Installation										
Foreign Currency	77	986	219	401	82	237	237	141	0	2380
Local Currency	2	20	4	8	2	5	5	3	0	49
Packing, Shipping										
Foreign Currency	51	651	144	265	54	157	157	93	0	1572
Local Currency	0	3	1	1	0	1	1	0	0	7
SV and Administration										
Foreign Currency	68	867	192	353	72	209	209	124	0	2096
Local Currency	0	4	1	2	0	1	1	1	0	10
Construction Equipment and Tools										
Foreign Currency	14	173	38	71	14	42	42	25	0	419
Local Currency	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
Engineering										
Foreign Currency	24	304	67	124	25	73	73	43	0	734
Local Currency	0	1	0	1	0	0	0	0	0	3
Sub Total (w/o O & M)										
Foreign Currency	499	6332	1405	2578	527	1526	1526	907	0	15299
Local Currency	3	29	6	12	3	7	7	4	0	72
O & M										
Foreign Currency	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Local Currency	12	164	197	259	272	308	345	367	367	2291
Sub Total (w/ O & M)										
Foreign Currency	499	6332	1405	2578	527	1526	1526	907	0	15299
Local Currency	15	193	203	271	275	316	352	371	367	2363

O & M
after
2011
367

Table 9.9 プロジェクト事業費 合計(Arusha, Kilimanjaro Case-B') 単位 千 US \$

Summary	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Grand Total (w/o O & M)										
Foreign Currency	1714	8172	28439	14766	16291	2994	3196	1110	0	76683
Local Currency	129	306	3719	3160	3675	216	256	35	0	11495
O & M										
Foreign Currency	0	9	21	196	233	355	364	375	377	1929
Local Currency	12	165	200	286	304	372	410	433	434	2616
Grand Total (w/ O & M)										
Foreign Currency	1714	8181	28460	14962	16524	3349	3560	1485	377	78611
Local Currency	141	470	3919	3446	3980	588	666	469	434	14111

O & M
after
2011
377

第10章 実施計画

10.1 拡張計画のファイナライズ

これまでに述べたように、調査団は拡張計画について、以下の手順にて技術的・経済的な最適化を図ってきた。

2種類の拡張計画を立案した。

Case-A 基本計画、変電所のピーク負荷が設備容量を超えた時点で設備を増設。

Case-B ロードシェーディングと過負荷運用を考慮した計画。変電所のピーク負荷が設備容量の120%に到達した時点で設備を増設。

↓

両案の概算事業費を求めた。

↓

Case-AとCase-Bの経済性比較を行いCase-Bの内部収益率の優位性が確認された。

したがって、Case-Bを元に、第4次および第5次現地調査による調査結果、TANESCOの意見、要望の反映、2002年、2003年実施予定分の繰り延べ等を施すマスタープランのファイナライズを図り、最終的なマスタープランはCase-B'と称することとする。

10.2 拡張計画(Case-B')

10.2.1 Dar es Salaam

以上に述べたような見直しを実施し、最終的な拡張計画としてCase-B'を設定した。Case-B'のうち、2004年までに実施する部分を緊急案件とし、この部分について詳細設計と経済評価を再度実施した。Table 10.1にDar es Salaam地区の拡張計画(Case-B')を記載する。緊急対策を実施することにより2004年末時点で過負荷、あるいは老朽変電所はDar es Salaam地区にて11箇所から2箇所に減少する。Fig. 10.1~6にDar es Salaam地区における2001年時点、2004年末および2010年末の単線結線図、系統図をそれぞれ示す。

10.2.2 Arusha, Kilimanjaro

Table 10.2にArusha, Kilimanjaro地区の拡張計画(Case-B')を記載する。緊急対策を実施することにより2004年末時点で過負荷、あるいは老朽変電所はArusha, Kilimanjaro地区にて8箇所から0箇所に減少する。

Fig. 10.7~12にArusha, Kilimanjaro地区における2001年、2004年末および2010年末の単線結線図、系統図を示す。

Table 10.1 Dar es Salaam 地区における送変電設備拡張案(Case-B')

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark	
2002	Bahari Beach S/S	33kV 15MVAx1	New	Commissioned by KfW by SIDA by KfW by TANESCO	Tegeta-Bahari Beach	33kV 100mm ² 2cct 13km	New	Commissioned	
	Kurasini S/S	Switchgear	Replace		Ilala-Kurasini	33kV 150mm ² 2cct 7.1km	Reconductor	On Going KfW	
	Ubungo S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		Magomeni-Magomeni Tap	33kV 100mm ² 1cct 1km	New	On Going	
	Magomeni S/S	33kV 15MVAx1	New						
2003	Mbezi S/S	33kV 15MVAx1	R/E						
	Sokoine S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		City Center-Sokoine	33kV 100mm ² 1cct 3km	Reinforce		
2004	FZ III S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		Chang'ombe-Kurasini	33kV 240mm ² 1cct 5km	Reinforce		
					FZ III-FZ I	33kV 240mm ² 2cct 4.0km	Replace		
					FZ I-Chang'ombe	33kV 240mm ² 1cct 1.0km	Reinforce		
2004 Phase1	Bagamoyo S/S	33kV 5MVAx1	New	1x15-->1x30 by KfW Tandika Line	Tegeta-Bagamoyo	33kV 100mm ² 2cct 45km	New	On Going 2cct	
	City Center S/S	33kV 30MVAx1	R/E						
	Mikocheni S/S	33kV 15MVAx1	Expansion						
	Tandika S/S	33kV 15MVAx1	New			FZ I-Tandika	33kV 150mm ² 2cct 4.2km	New	
	FZ III S/S	33kV Leadout	Expansion						
	FZ I S/S	Panel, others	Replace						
2004 Phase2	FZ II S/S	Switchgear etc	Replace						
	City Center S/S	33kV Leadout	Expansion	Sokoine Line					
	Tandale S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		Tandale-Magomeni	33kV 150mm ² 1cct 3km	New		
	New Oysterbay S/S	132kV 45MVAx2	New		Ubungo-New Oysterbay	132kV 240mm ² 1cct 8.5km	New		
	Ubungo S/S	33kV 15MVAx2	Expansion	NOB Line					
	Oysterbay S/S	132kV Leadout	R/E	2x5-->1x15	New Oysterbay-Oysterbay	33kV 240mm ² 2cct 1.6km	New	1cct	
2005	Msasani S/S	33kV 15MVAx1	Expansion		New Oysterbay-Msasani	33kV 150mm ² 2cct 5km	New	1cct	
	Mbagala S/S	33kV 15MVAx1	Expansion						
	Muhimbili S/S	33kV 15MVAx1	New		Muhimbili Tap-Muhimbili	33kV 100mm ² 1cct 0.5km	New		
	TOL S/S	33kV 15MVAx1	New		Ilala-TOL	33kV 100mm ² 2cct 5km	New	1cct	
	Ilala S/S	33kV Leadout	Expansion	TOL Line					
	University S/S	33kV 15MVAx1	New		Ubungo-University	33kV 100mm ² 1cct 3km	New		
	Ubungo S/S	33kV Leadout	Expansion	University Line					
	Yombo S/S	132kV 45MVAx1	New		FZ III-Yombo	132kV 240mm ² 1cct 12km	New		
	FZ III S/S	33kV 15MVAx1	New						
		132kV Leadout	Expansion	Yombo Line					
	Kitunda S/S	33kV 15MVAx1	New		Yombo-Mbagala	132kV 240mm ² 1cct 10km	New		
Mbagala S/S	132kV 45MVAx1	Expansion		Yombo-Kitunda	33kV 100mm ² 1cct 3.9km	New			
Kurasini S/S	132kV 45MVAx2	Expansion		Kurasini-Mbagala	132kV 240mm ² 1cct 16km	New			
Ilala S/S	132kV Leadout	Expansion	Kurasini Line	Ilala-Kurasini	132kV 240mm ² 1cct 10km	New			

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark
2005	Kurasini S/S Kigamboni Sw/S Tabata Sw/S Mburahati S/S Ubungo S/S Kurasini S/S	33kV 15MVAx1 33kV 33kV 33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 15MVAx1	Expansion Rehabilitation New New Expansion Replace	Ilala Line	Ubungo-Ilala	33kV 150mm ² 2cct 7.5km	Rehabilitation	1cct
2006	Kinondoni S/S Kawe S/S Mbezi S/S City Center S/S Ilala S/S	33kV 15MVAx1 33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 30MVAx1 132kV 45MVAx1 33kV 15MVAx1	New New Expansion R/E Expansion Expansion	Kawe Line 1x15-->1x30	Kinondoni Tap-Kinondoni Oysterbay-Ilala Mbezi-Kawe Ubungo-Ilala Ilala-City Center #2	33kV 100mm ² 1cct 1.0km 33kV 240mm ² 2cct 6.3km 33kV 100mm ² 1cct 4.5km 132kV 240mm ² 1cct 7.5km 33kV 100mm ² 1cct 2.8km	New Reinforce New Reinforce Reconductor	Upgrade
2007	Bahari Beach S/S Tegeta S/S Kigogo S/S Mbezi S/S Tegeta S/S	33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 15MVAx1 33kV 15MVAx1 33kV Leadout	Expansion Expansion New Expansion Expansion	Bahari Beach Line Mbezi Line	Kigogo-Kigogo Tap Tegeta-Mbezi	33kV 100mm ² 1cct 1km 33kV 100mm ² 1cct 8.4km	New Reinforce	
2008	Chang'ombe S/S	33kV 15MVAx1	Expansion					
2009	Msasani S/S	33kV 15MVAx1	Expansion					
2010	Kariakoo S/S Ilala S/S Ilala S/S	33kV 15MVAx1 33kV Leadout 33kV 15MVAx1	Expansion Expansion Expansion	Kariakoo Line	Ilala-Kariakoo	33kV 100mm ² 1cct 1.3km	Reinforce	

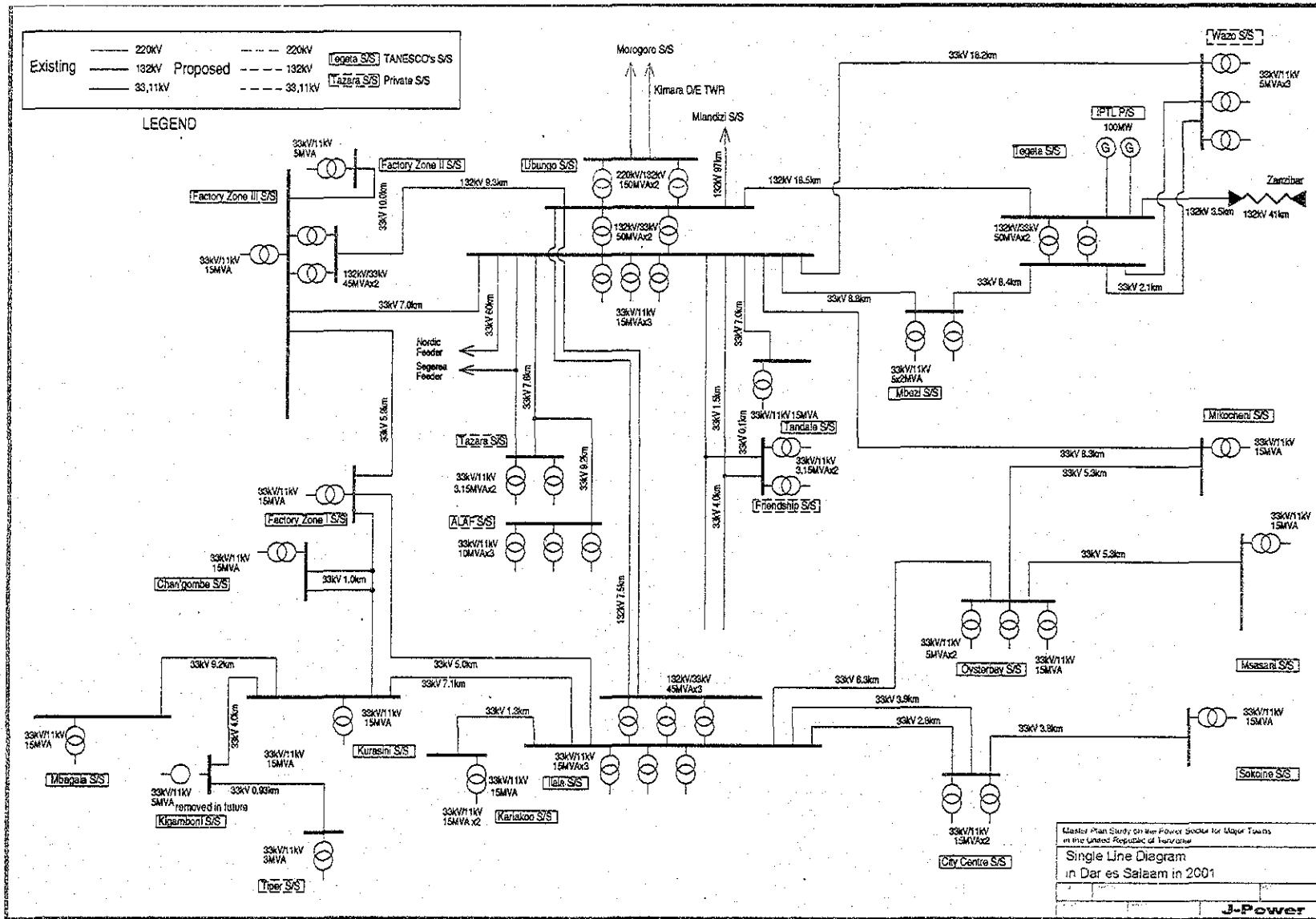


Fig. 10.1 単線結線図 (Dar es Salaam 2001 年)

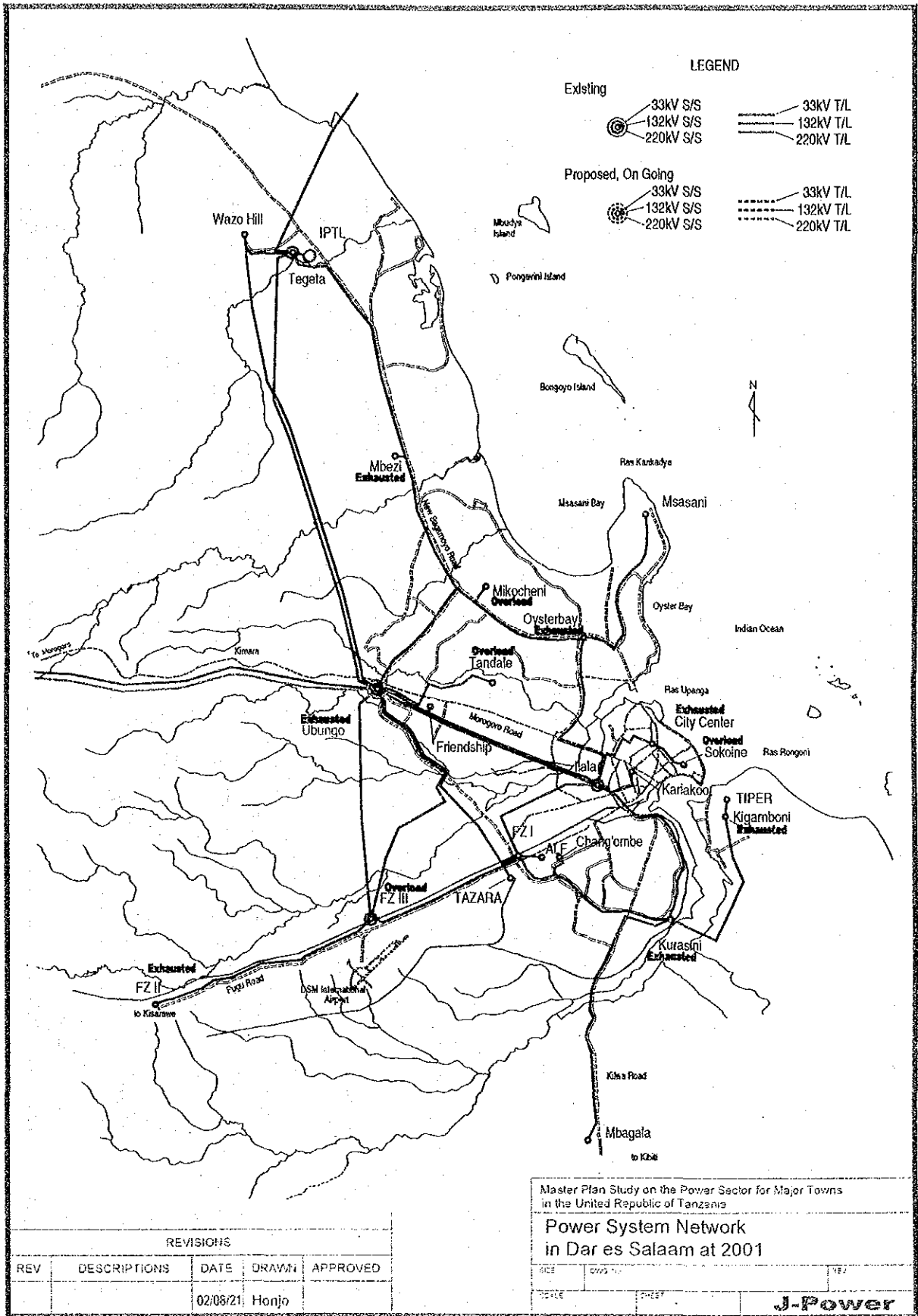


Fig. 10.2 系統図 (Dar es Salaam 2001 年)

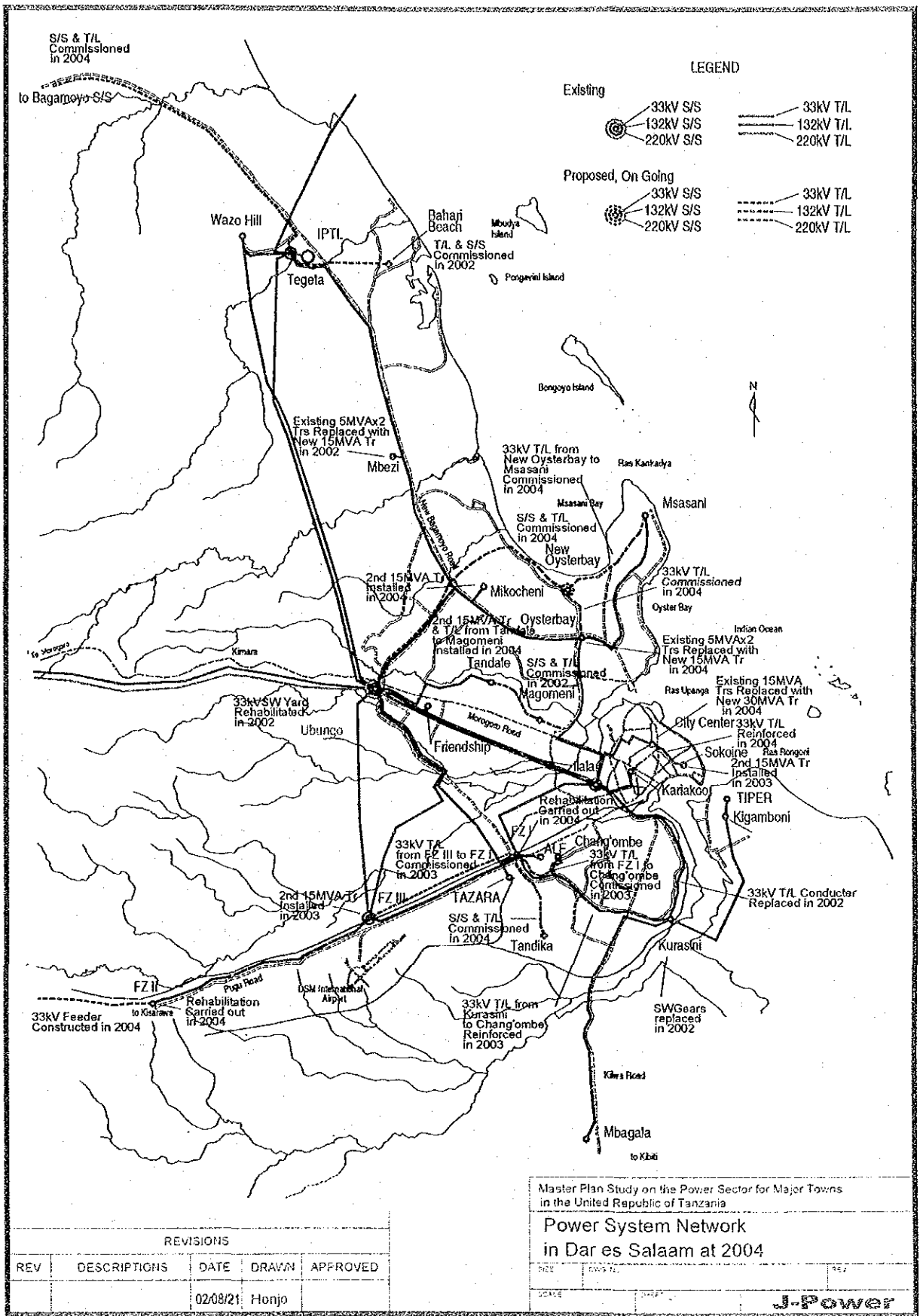


Fig. 10.4 系統図 (Dar es Salaam 2004年)

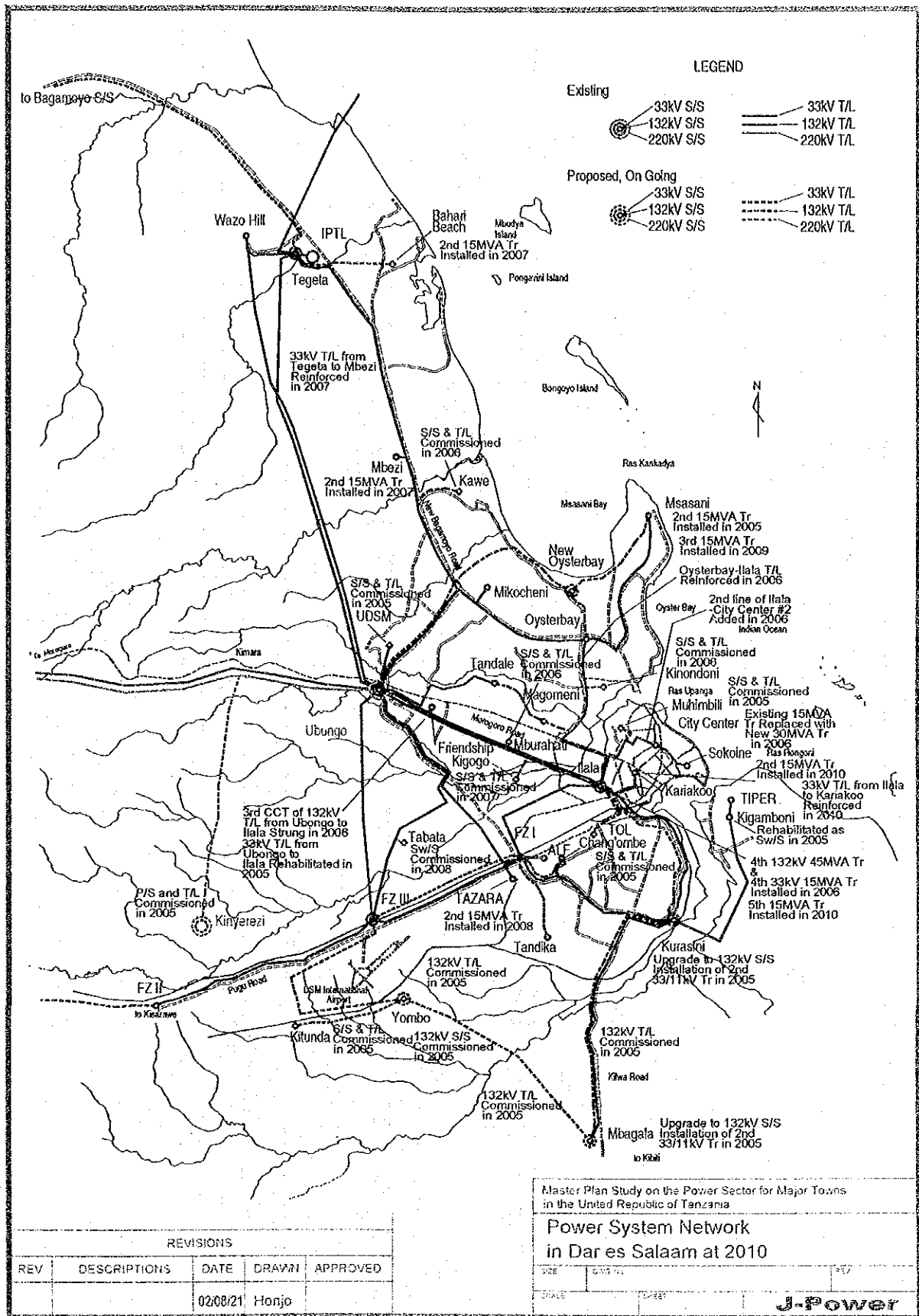


Fig. 10.6 系統図 (Dar es Salaam 2010年)

Table 10.2 Arusha, Kilimanjaro 地区における送変電設備拡張案(Case-B')

Year	Name of S/S	Specification	Type	Remark	Name of Transmission Line	Specification	Type	Remark
2002	Njiro S/S Monduli S/S YMCA S/S	Switchgear 33kV 2.5MVAx1 33kV 10MVAx1	Replace New New	On going On going On going	Njiro-Monduli	33kV 100mm ² 38.6km	New	On Going 1cct
2003								
2004 Phase1	Njiro S/S Mt. Meru S/S Unga LTD S/S Kiyungi S/S Boma Mbuzi S/S Trade School S/S Marangu Sw/S	132kV 45MVAx1 33kV 10MVAx3 33kV 10MVAx3 Switchgear etc 132/33kV 45MVAx1 Switchgear etc 33kV 10MVAx1 33kV 10MVAx1 33kV	Expansion Expansion R/E Replace Expansion Replace Expansion R/E New	2x5-->3x10	Njiro-Mt.Meru Njiro-Unga LTD Kiyungi-Boma Mbuzi Kiyungi-Trade School Kiyungi-Marangu	33kV 100mm ² 7.3km 33kV 100mm ² 5.8km 33kV 100mm ² 7km 33kV 100mm ² 10km 33kV 100mm ² 69km	Reinforce Reinforce Reinforce Reinforce New	1cct→2cct 1cct→2cct 1cct→2cct 1cct→2cct 1cct
2004 Phase2	Kitex S/S Machame S/S Same S/S NYM P/S	33kV 10MVAx1 33kV 5MVAx1 Switchgear etc CB,LS	R/E R/E Replace Reinforce	1x5-->1x10 1x2.5-->1x5				
2005	Njiro B S/S Sakina S/S KCMC S/S Trade School S/S Boma Ngombe S/S	33kV 10MVAx1 33kV 10MVAx1 33kV 10MVAx1 33kV Leadout 33kV 5MVAx1	New New New Expansion New	KCMC Line	Njiro-Njiro B Njiro-Sakina Mt.Meru-Sakina Njiro-Kiyungi Trade School-KCMC	33kV 100mm ² 3km 33kV 100mm ² 13.2km 33kV 100mm ² 8.1km 132kV 240mm ² 70km 33kV 100mm ² 3.7km	New New New Reinforce New	1cct 1cct 1cct 1cct→2cct 1/2
2006	Usa River Sw/S Njiro S/S Kiyungi S/S	33kV 220kV 60MVAx1 132kV 45MVAx1 132kV Leadout	New Expansion Expansion Expansion	Njiro Line	Njiro-Usa River Tengeru-Usa River Njiro-Kiyungi	33kV 100mm ² 21.3km 33kV 100mm ² 12.5km 132kV 240mm ² 70km	New New Reinforce	1cct 1cct 1cct→2cct 2/2
2007	Gomber S/S KCMC S/S	33kV 5MVAx1 33kV Leadout	New Expansion	Gomber Line	KCMC-Gomber	33kV 100mm ² 4.9km	New	1cct
2008	Them S/S	33kV 10MVAx1	Expansion					
2009	Lawate S/S	33kV 5MVAx1	R/E	1x2.5-->1x5				
2010								

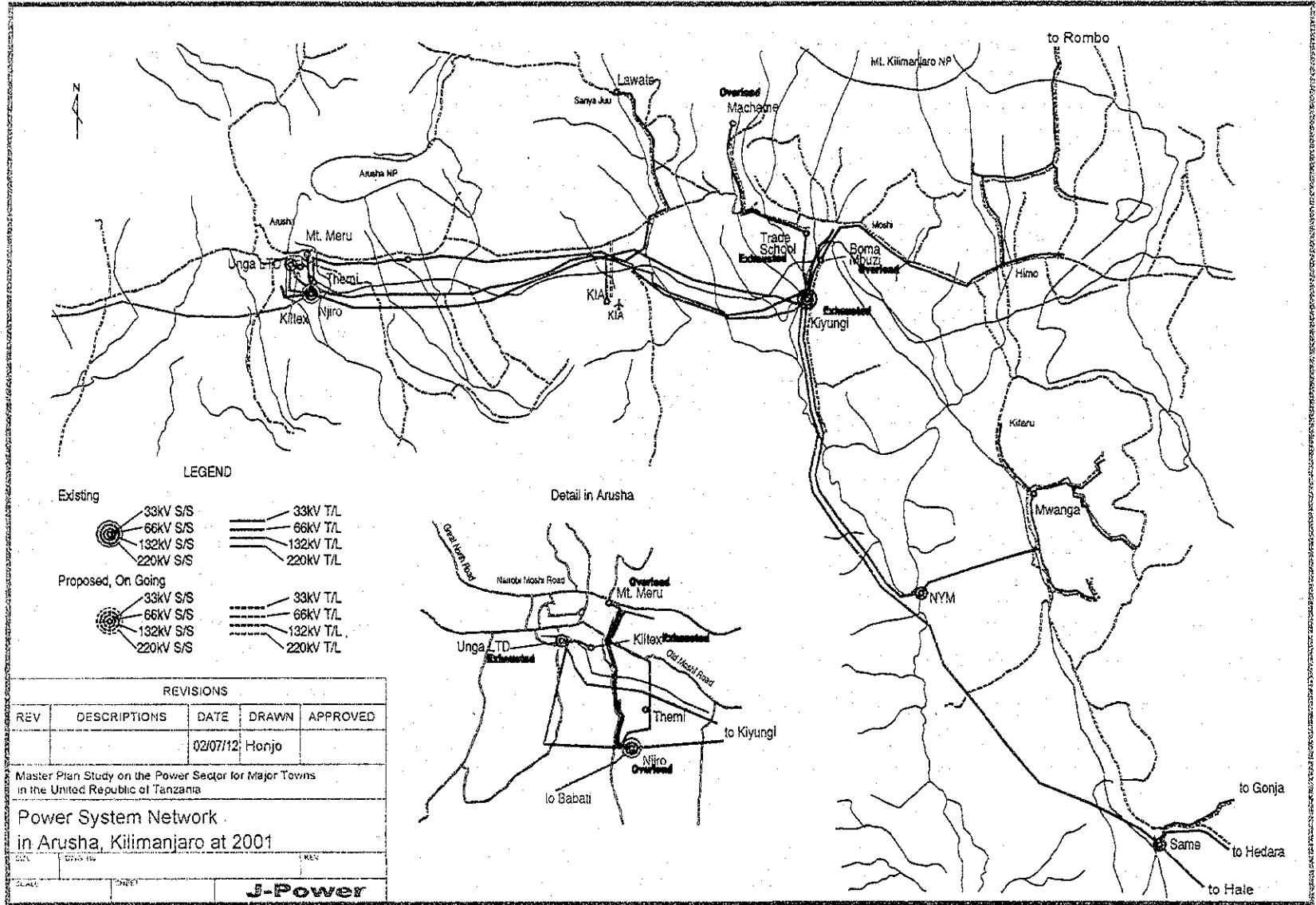


Fig. 10.8 系統図 (Arusha、Kilimanjaro 2001年)

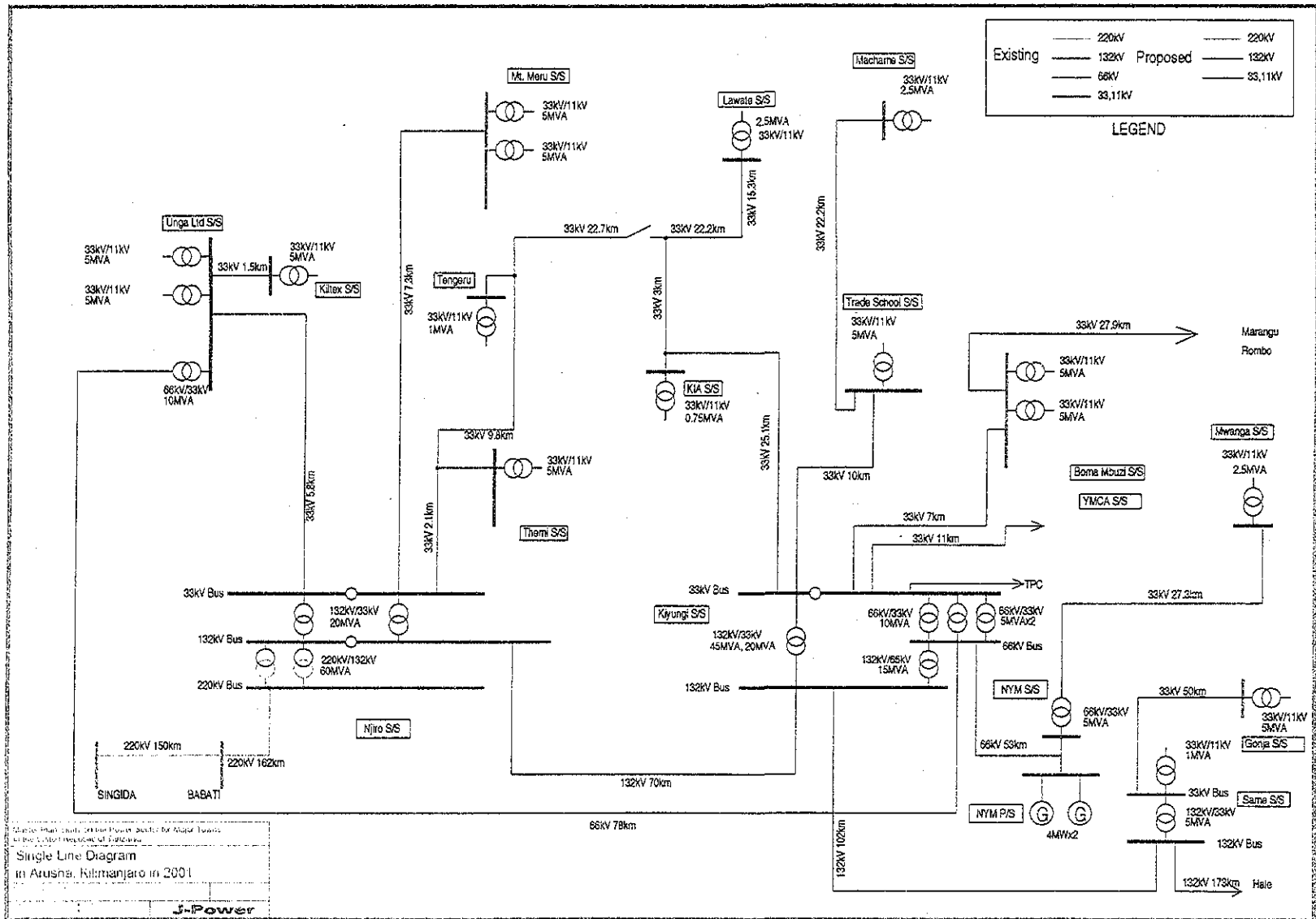


Fig. 10.7 単線結線図 (Arusha、Kilimanjaro 2001年)

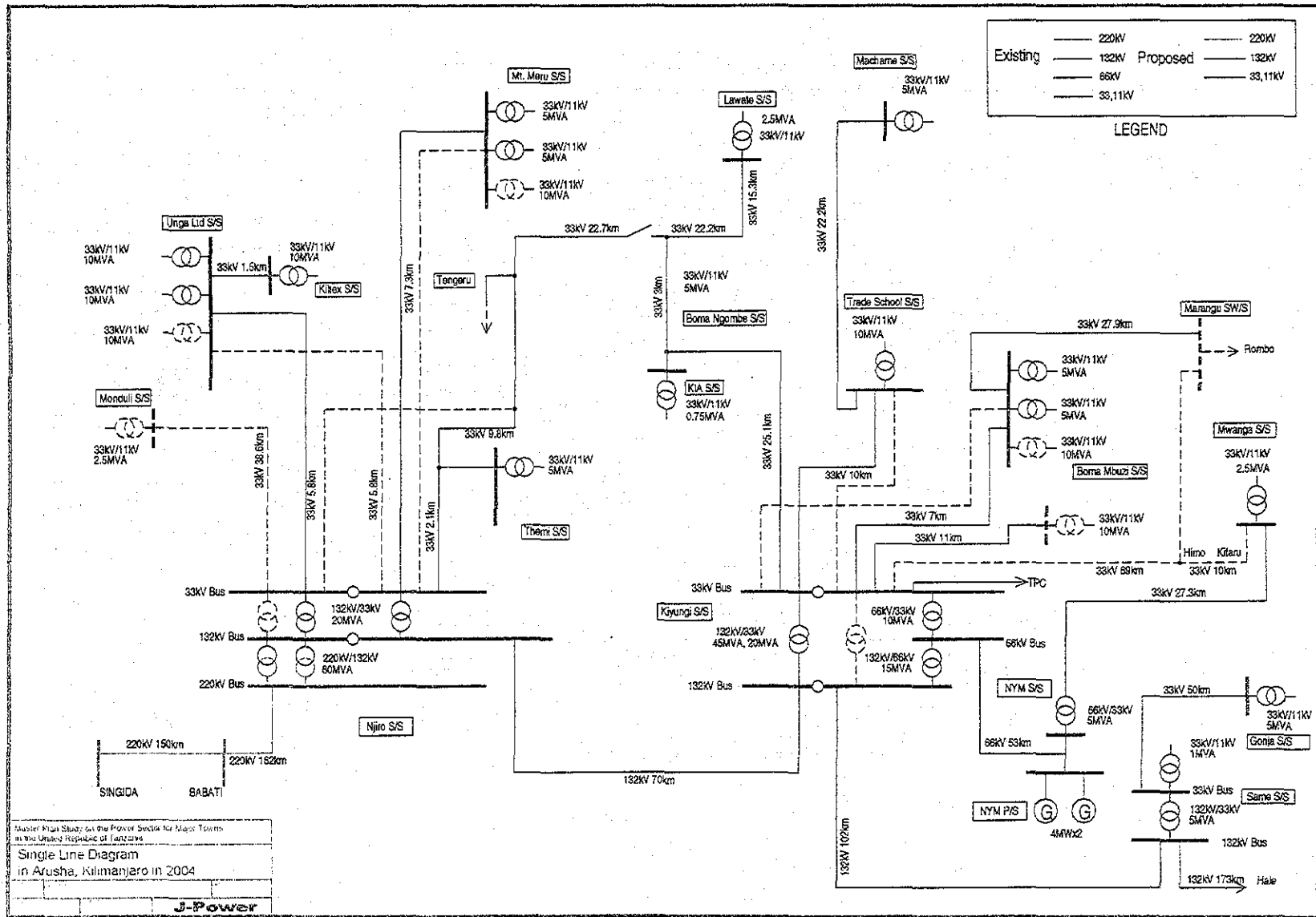


Fig. 10.9 単線結線図 (Arusha, Kilimanjaro 2004 年)

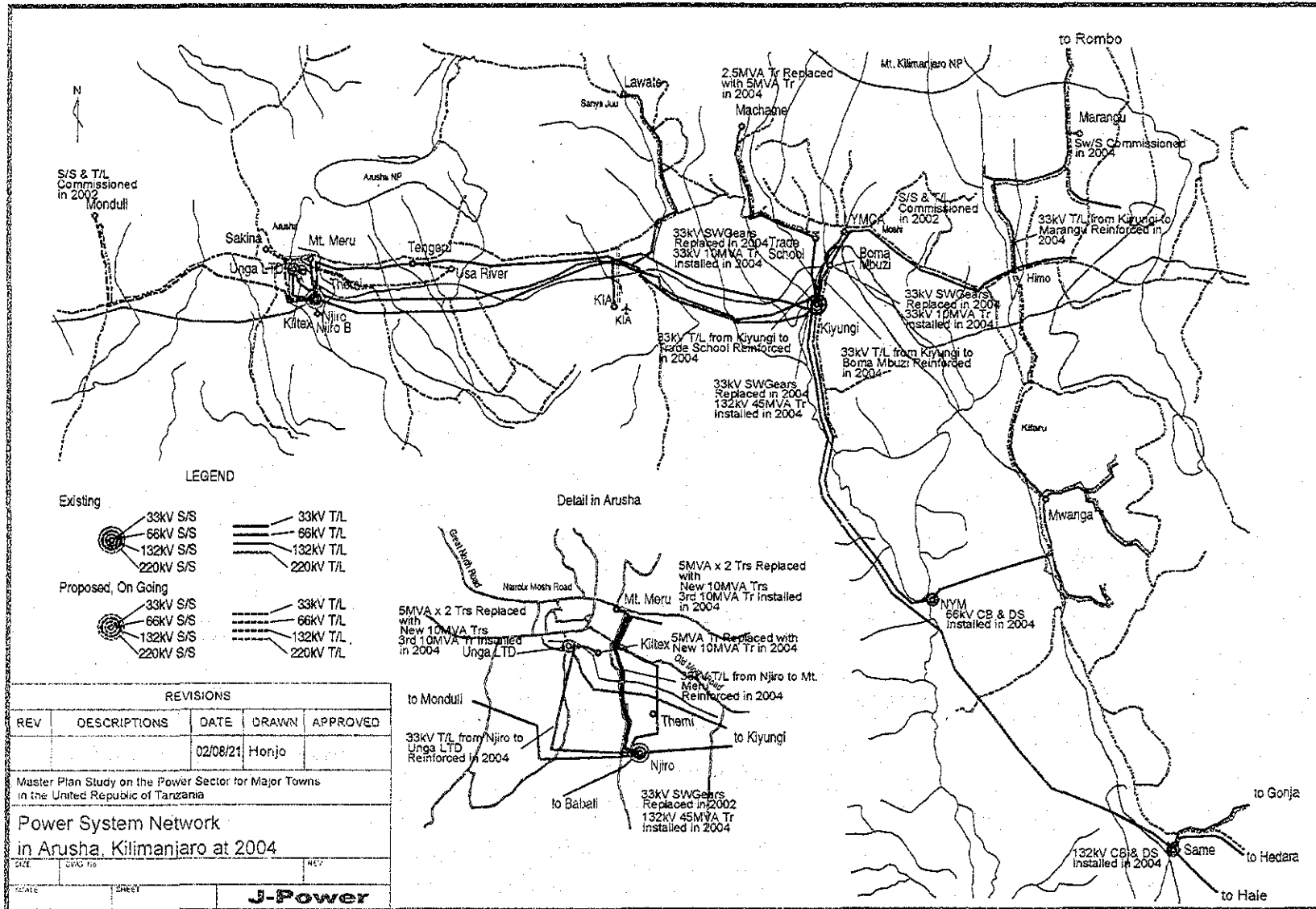


Fig. 10.10 系統圖 (Arusha、Kilimanjaro 2004 年)

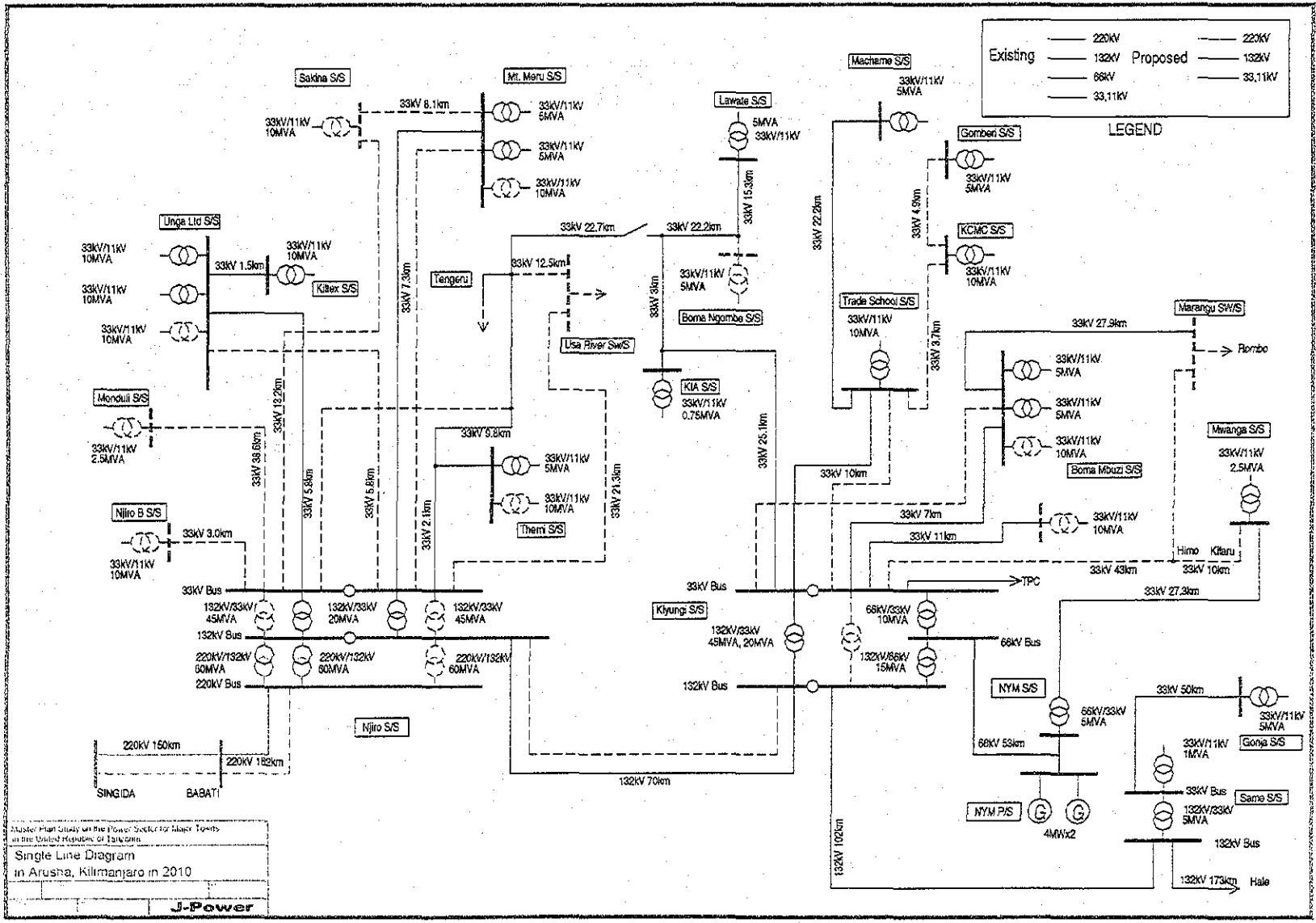


Fig. 10.11 単線結線図 (Arusha、Kilimanjaro 2010年)

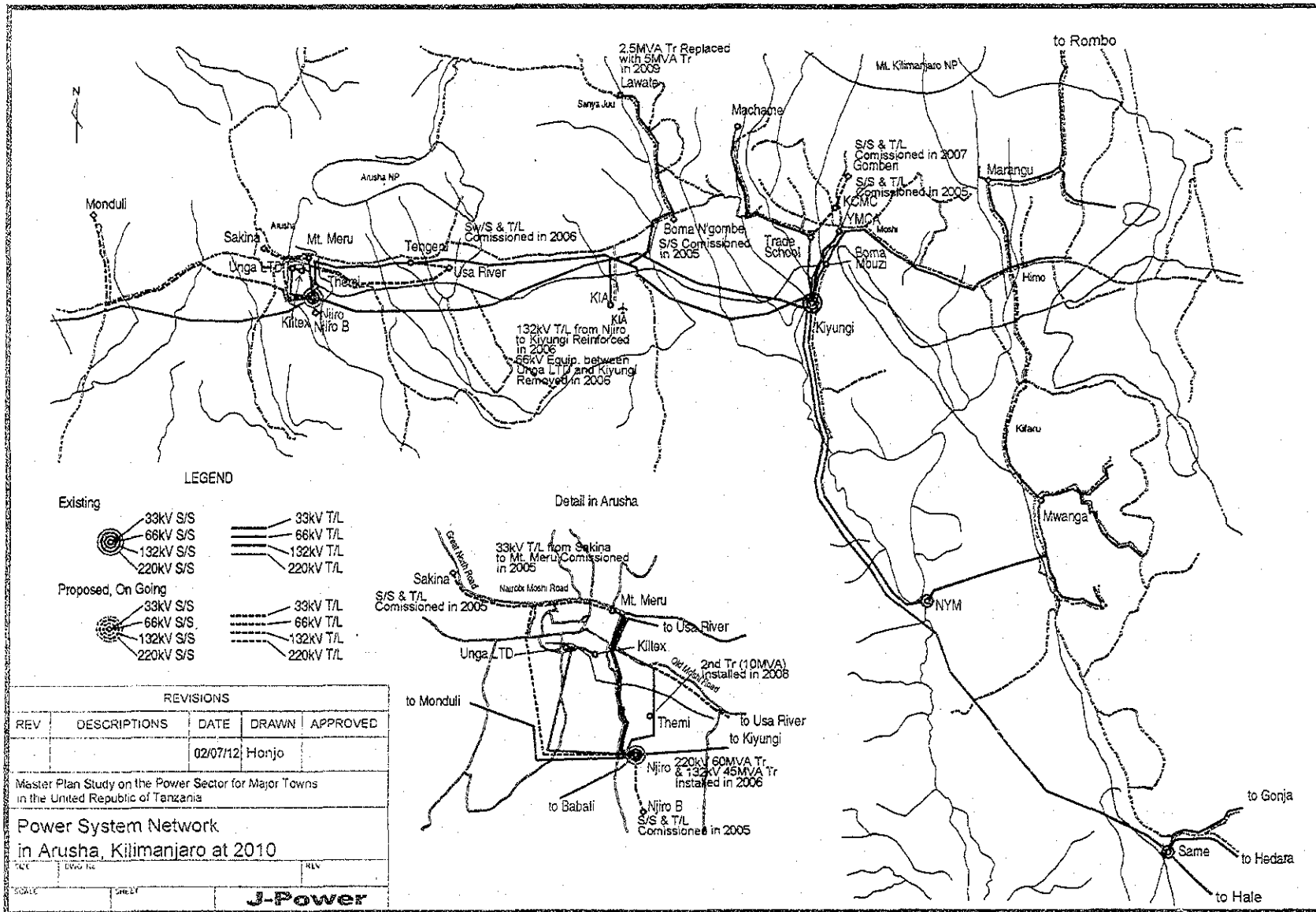


Fig. 10.12 系統図 (Arusha、Kilimanjaro 2010年)

10.3 送電設備の詳細設計

拡張計画(Case-B')のうち、緊急性の高い 2004 年実施予定分を更に優先順位 1、2 に区分し、詳細設計を行う。

10.3.1 詳細設計対象設備

Table 10.3 送電線拡張計画(Dar es Salaam 地域)

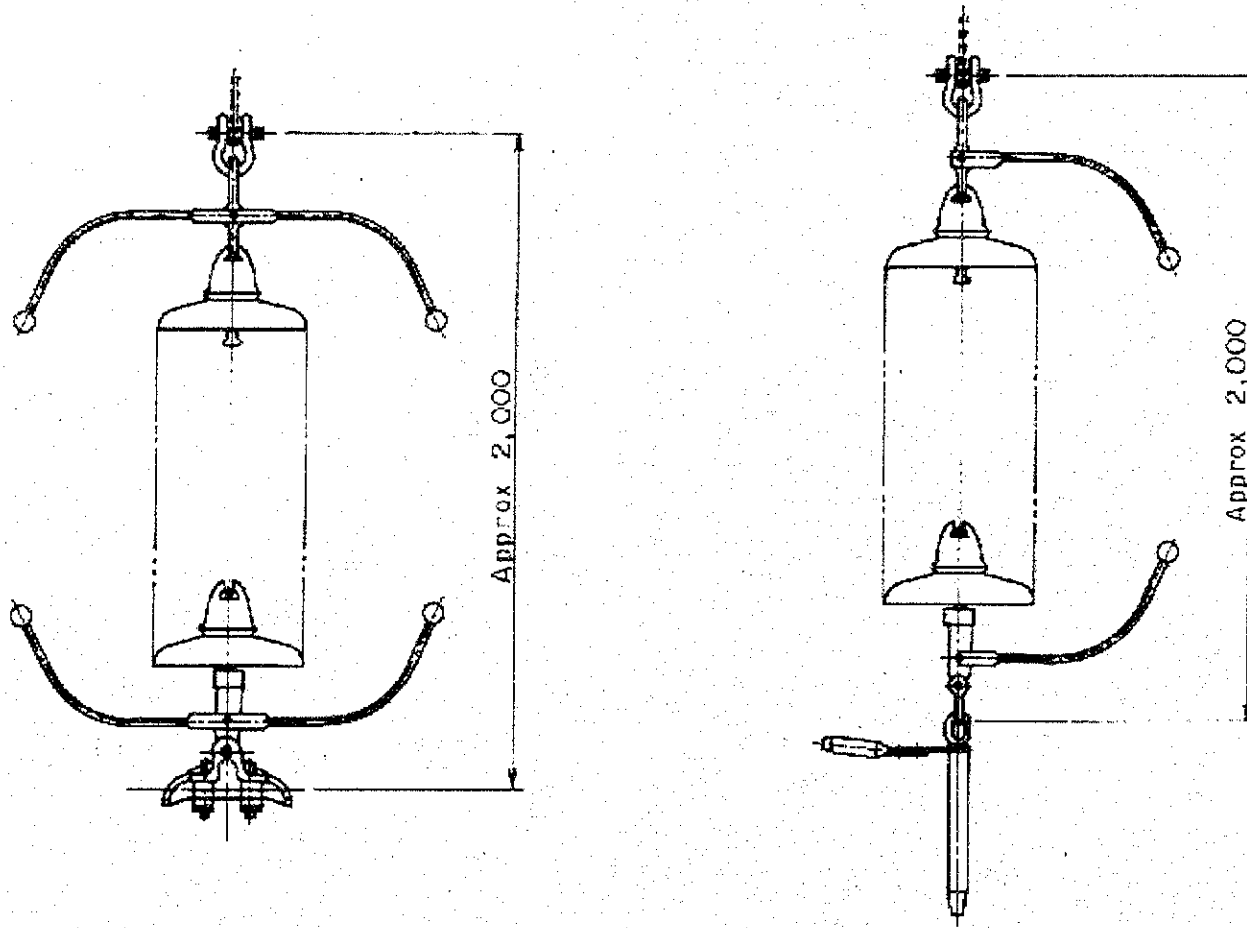
年度	送電線路名	仕様	種別	延長(km)
2004 1 st	FZI-Tandika	33kV 150mm ² 2cct 1cct	New	4.2
2004 2 nd	City Center-Sokoine	33kV 100mm ² 1cct 1cct	Reinforce	3.0
	Tandale-Magomeni	33kV 150mm ² 1cct 1cct	New	3.0
	Ubungo-Ilala	33kV 150mm ² 2cct 1cct	Replace	7.5
	Ubungo-New Oysterbay	132kV 240mm ² 1cct 1cct	New	8.5
	New Oysterbay-Oysterbay	33kV 240mm ² 2cct 1cct	New	1.6

Table 10.4 送電線拡張計画(Arusha, Kilimanjaro 地域)

年度	送電線路名	仕様	種別	延長(km)
2004 1 st	Njiro-Mt.Meru	33kV 100mm ² 1cct 1cct	Reinforce	7.3
	Njiro-Unga LTD	33kV 100mm ² 1cct 1cct	Reinforce	5.8
	Kiyungi-Boma Mbuzi	33kV 100mm ² 1cct 1cct	Reinforce	7.0
	Kiyungi-Trade School	33kV 100mm ² 1cct 1cct	Reinforce	10.0
	Kiyungi-Mkuu Rombo	33kV 100mm ² 1cct 1cct	New	69.0
2004 2 nd				

10.3.2 詳細設計結果

設計結果の例を以下に示す。

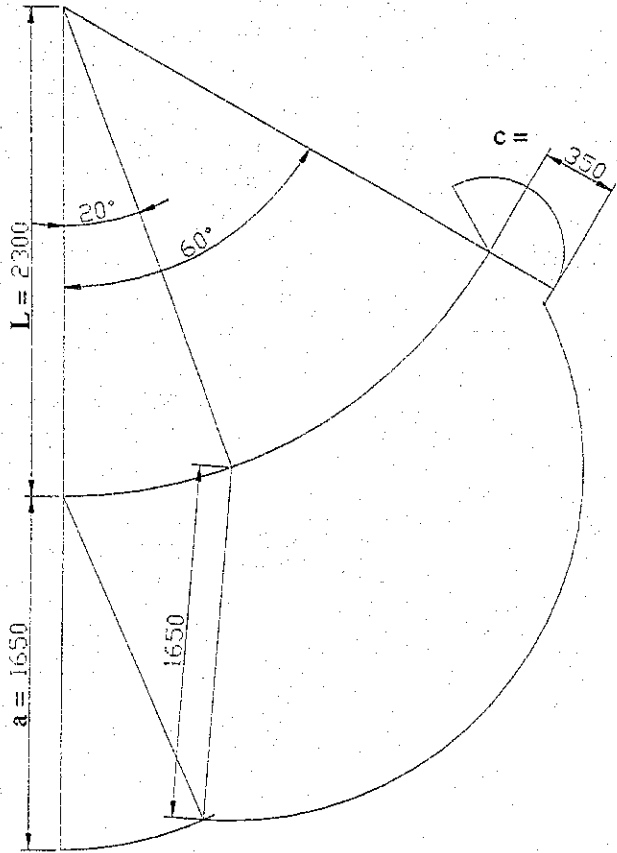


Suspension Type

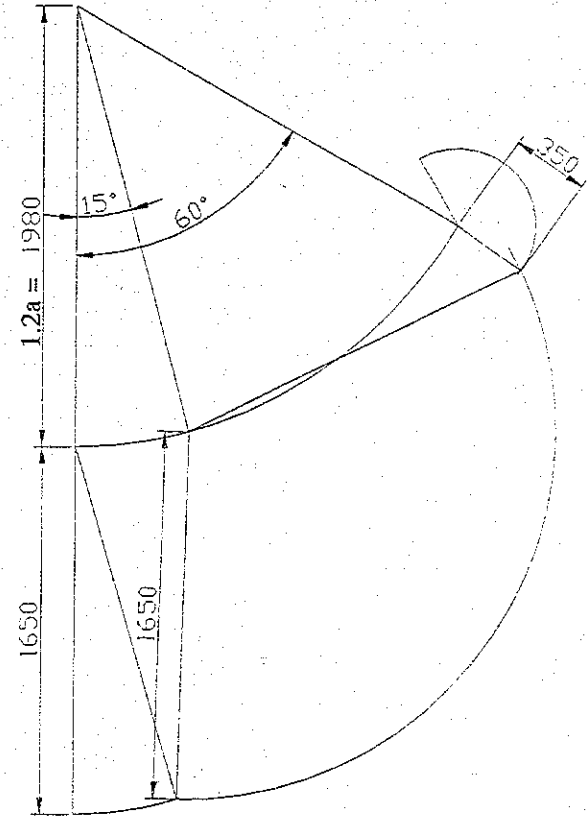
Tension Type

Fig. 10.13 Insulator Strings

Suspension Type



Tension Type



Where, L; Insulator unit length
a; Standard insulator gap
c; Abnormal state insulator gap
1.2a; Dip of jumper

Fig.10.14 132kV Transmission Line Clearance Diagram

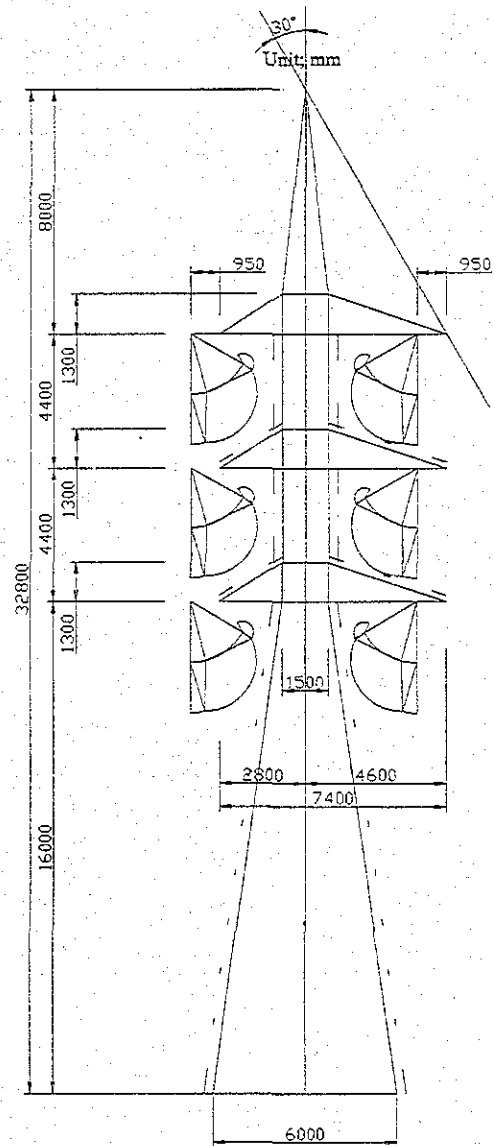
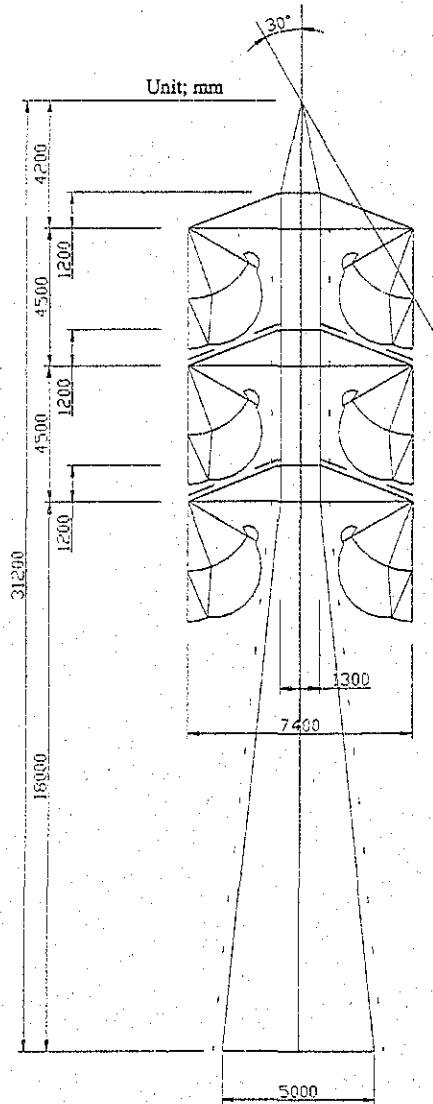
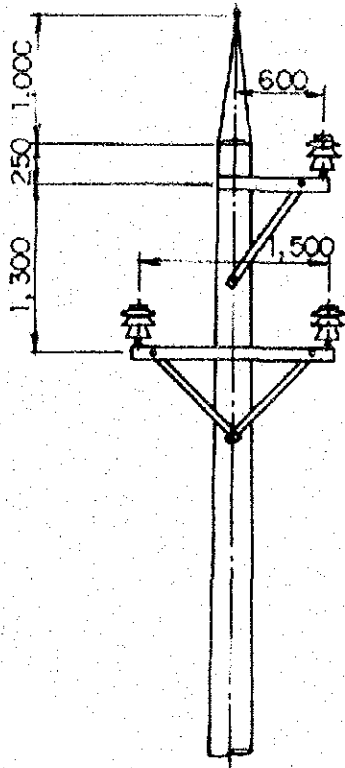
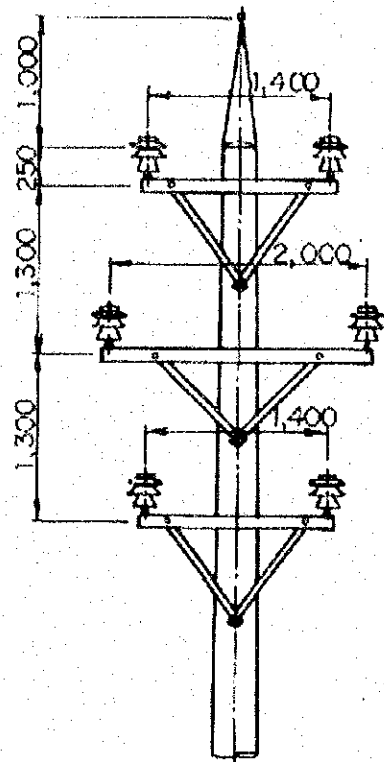


Fig.10.15 132kV Steel Tower Proportion (Suspension Type) Fig.10.16 132kV Steel Tower Proportion (Tension Type: 30° Angle)



For Single Circuit



For Double Conductor or Double Circuit

Fig. 10.17 33kV Pole Assembly

10.4 変電設備の詳細設計

拡張計画(Case-B')の中で、至近年内具体的には、2004年までに竣工する変電所をFS設計の対象設備とした。

10.4.1 詳細設計対象設備

FS設計対象の変電所名、別り、増設、新設の別、竣工年、工事概要を以下に記載する。なお、既に On going の設備は対象外とした。

(1) Dar es Salaam Region

Table 10.5 FS 対象設備 (Dar es Salaam)

No	Name of Substation	Type	Prim. Voltage	Comp. Year	Project Summary	Remarks
1	Mbezi	R/E	33kV	2004	2x5MVA→15MVA All Equipment Rehabilitation	
2	Bagamoyo	New	33kV	2004	1x5MVA	
3	City Center	R/E	33kV	2004	15MVA →30MVA Switchgears and Cub. Replacement	
4	Mikocheni	Exp.	33kV	2004	1x15MVA	
5	Tandika	New	33kV	2004	1x15MVA	
6	FZ III	Exp.	132kV	2004	33kV TL lead out	For Tandika
7	FZ I	Rehab.	33kV	2004	Cub. Replacement	
8	FZ II	Rehab.	33kV	2004	Switchgears and Cub. Replacement	
9	Sokoine	Exp.	33kV	2004	1x15MVA	
10	City Center	Exp.	33kV	2004	33kV TL lead out	For Sokoine
11	Tandale	Exp.	33kV	2004	1x15MVA	
12	FZ III	Exp.	132kV	2004	1x15MVA	
13	New Oyster Bay	New	132kV	2004	2x45MVA(132kV) 2x15MVA(33kV)	
14	Ubungo	Exp.	220kV	2004	132kV TL Lead out	For New OB
15	Oyster Bay	R/E	33kV	2004	2x5MVA→15MVA Switchgears and Cub. Replacement 33kV TL lead out	For New OB

R/E:Reinforcement and Expansion

(2) Moshi and Arusha region

Table 10.6 FS 対象設備 (Moshi, Arusha)

No	Name of Substation	Type	Prim. Voltage	Comp. Year	Project Summary	Remarks
1	Njiro	R/E	220kV	2004	1x45MVA(132kV) Switchgears Replacement	
2	Mt. Meru	Exp.	33kV	2004	3x5MVA→3x10MVA	
3	Unga LTD	R/E	33kV	2004	2x5MVA→3x10MVA	
4	Kiyungi	R/E	132kV	2004	1x45MVA(132kV) Switchgears Replacement	
5	Boma Mbuzi	R/E	33kV	2004	1x10MVA Switchgears Replacement	
6	Trade School	R/E	33kV	2004	1x10MVA Switchgears Replacement	
7	Marangu	New	33kV	2004	Booster and Switchgears	Sw/S
8	Kiltex	R/E	33kV	2004	1x10MVA Switchgears Replacement	
9	Machame	Exp.	33kV	2004	1x2.5MVA→1x5MVA	
10	Same	Rehab.	132kV	2004	Switchgears	

10.4.2 詳細設計結果

設計結果の例を以下に示す。

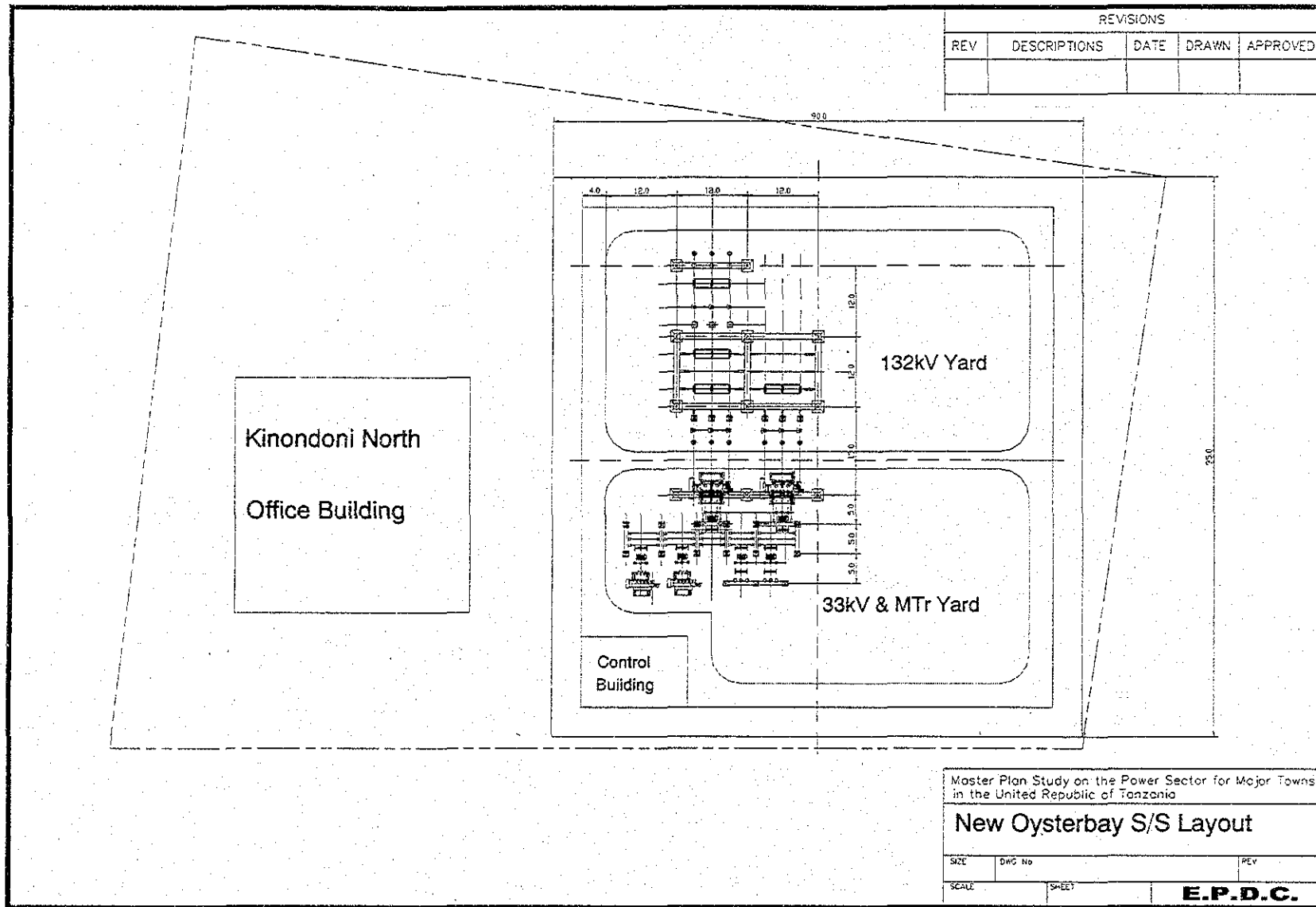


Fig. 10.18 New Oysterbay S/S 機器配置図

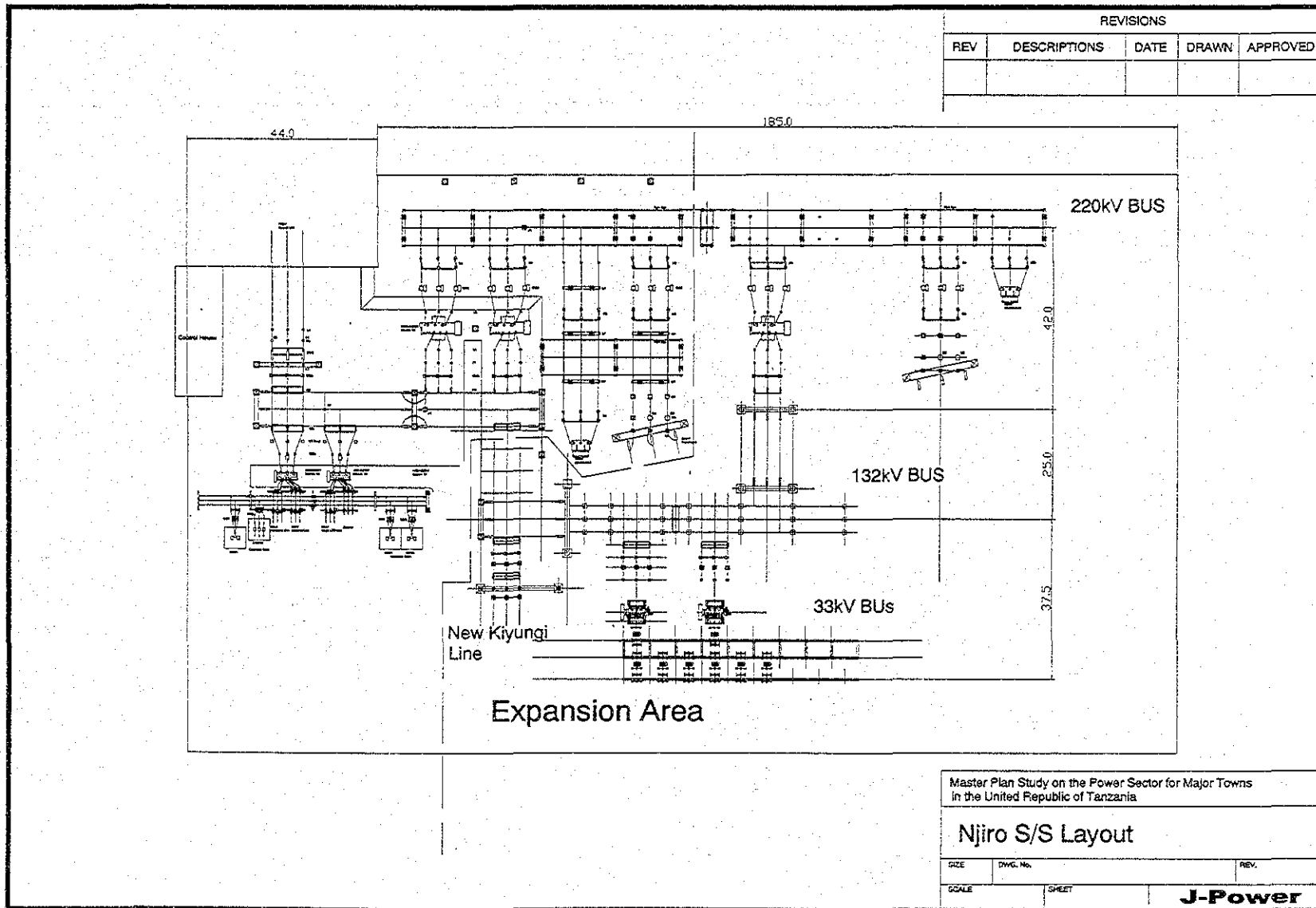
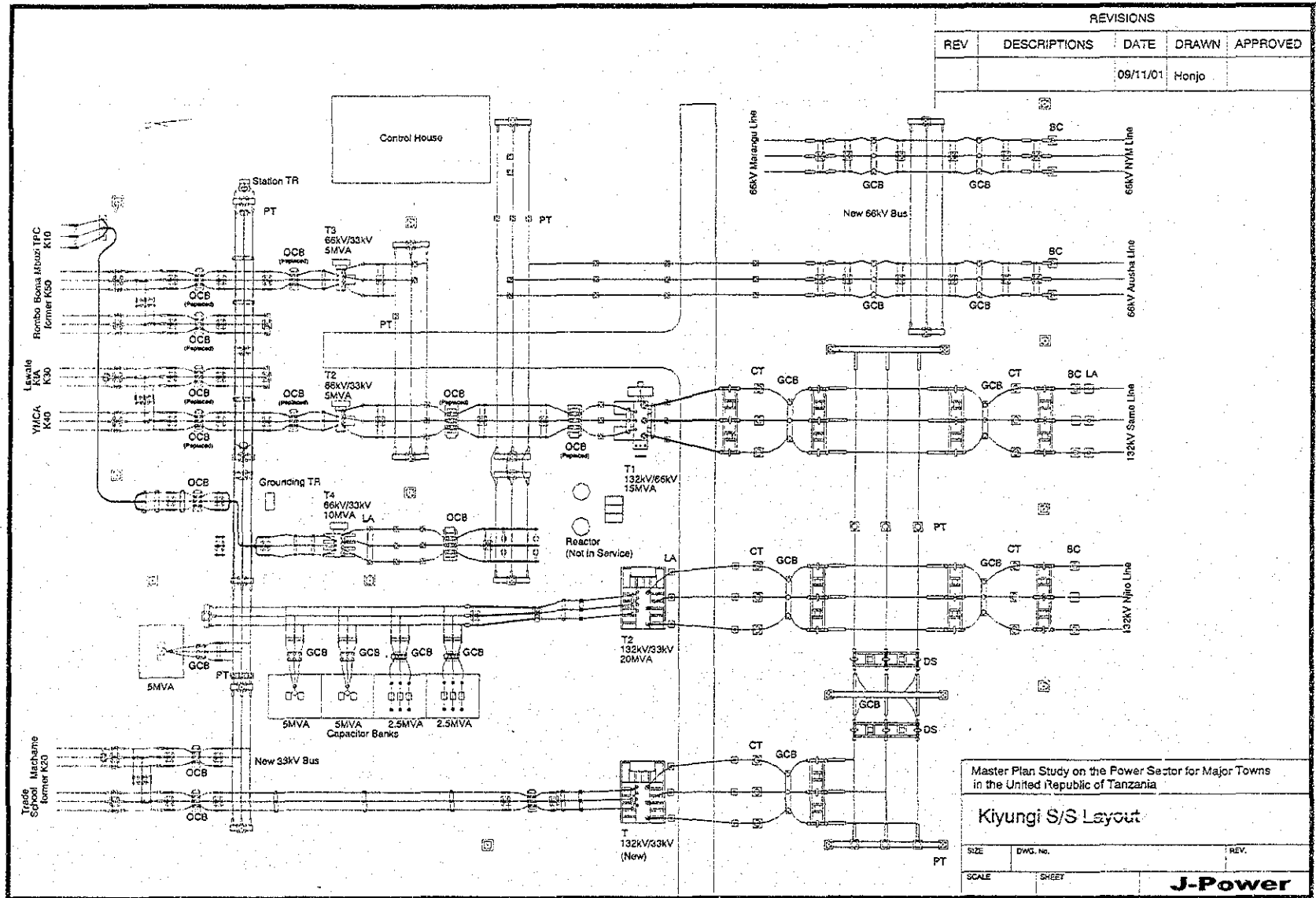


Fig. 10.19 Njiro S/S 機器配置図



REVISIONS				
REV	DESCRIPTIONS	DATE	DRAWN	APPROVED
		09/11/01	Horjo	

Master Plan Study on the Power Sector for Major Towns in the United Republic of Tanzania

Kiyungi S/S Layout

SIZE	DWG. No.	REV.
SCALE	SHEET	

J-Power

Fig.10.20 Kiyungi S/S 機器配置図

Table 10.8 設備拡充計画 — Arusha

年度	ファイタ'-	新設 (km)	張替 (km)	地中線 (m)	開閉器 (台)
2002	Monduli - MD1	1.0		50	3
	Monduli - MD2	1.0		50	3
	Monduli - MD3	1.0		50	3
	2002年計：3ファイタ'-	3.0		150	9
2003	Mt. Meru - M01		8.0	50	1
	Mt. Meru - M02		10.0	50	1
	Mt. Meru - M03		13.0	50	1
	Mt. Meru - M04		5.0	50	1
	Mt. Meru - M05	8.0	-	50	1
	Mt. Meru - M06	8.0	-	50	1
	Unga Ltd. - F1		6.0	50	1
	Unga Ltd. - F2		70.0	50	1
	Unga Ltd. - F3		6.0	50	1
	Unga Ltd. - F4	3.0		50	3
	2003年計：10ファイタ'-	19.0	118.0	500	12
2004	Kiltex - K'tex		5.0	50	1
	Kiltex - Brew		5.0	50	1
	Kiltex - Sinon	6.0		50	1
	2004年計：3ファイタ'-	6.0	10.0	150	3
合計	計16ファイタ'-	28.0	128.0	800	24

Table 10.9 設備拡充計画 — Moshi

年度	ファイタ'-	新設 (km)	張替 (km)	地中線 (m)	開閉器 (台)
2002	YMCA	5.0			3
	2002年計：1ファイタ'-	5.0			3
2003	Boma Mbuzi - Kibo		10.0	50	1
	Boma Mbuzi - Town		10.0	50	1
	Boma Mbuzi - Boma		10.0	50	1
	Boma Mbuzi - B04	5.0		50	3
	Boma Mbuzi - B05	5.0		50	3
	Trade School - M1		10.0	50	3
	Trade School - M2		10.0	50	3
	Trade School - M3		10.0	50	3
	Machame - SP		15.0	50	1
	2003年計：9ファイタ'-	10.0	75.0	450	19
合計	計10ファイタ'-	15.0	75.0	450	22

10.5 配電設備の詳細設計

10.5.1 設備拡充基本計画

拡張計画(Case-B')について、配電変電所の新設および増強にあわせ、それぞれの地域において下表に示す通り配電設備の整備拡充を行う。

Table 10.7 設備拡充計画 - Dar es Salaam

年度	71-ダ'	新設 (km)	張替 (km)	地中線 (m)	開閉器 (台)
2002	Bahari Beach - BB4	6.0		50	3
	Ubungo - U9	6.0		50	3
	Magomeni - M01	3.0		50	3
	Magomeni - M02	3.0		50	3
	Magomeni - M03	3.0		50	3
	2002年計：571-ダ'	21.0		250	15
2003	Mbezi - MB5	8.0		50	3
	Bagamoyo - BA01	6.0		50	3
	City Center - C9	2.0		50	3
	Mikocheni - MK5	13.0		50	3
	Tandika - TK1	6.0		50	3
	Tandika - TK2	6.0		50	3
	Tandika - TK3	6.0		50	3
	2003年計：771-ダ'	47.0		350	21
2004	Sokoine - SK5	1.0		50	3
	Tandale - MG6	8.0		50	3
	Factory Zone III - F36	9.0		50	3
	Factory Zone III - F37	9.0		50	3
	New Oysterbay - KN1	10.0		50	3
	New Oysterbay - KN2	10.0		50	3
	New Oysterbay - KN3	10.0		50	3
	Oysterbay - O7	6.0		50	3
	Kisalawe Feeder (33kV)	25.0		0	0
	2004年計：971-ダ'	88.0		400	24
合計	計2171-ダ'	156.0		1,000	60

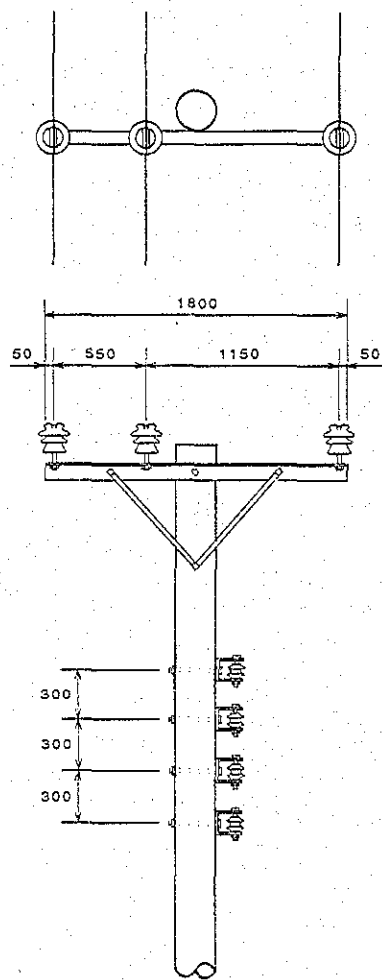


Fig.10.21 標準装柱図-引き通し柱(低圧線併設)

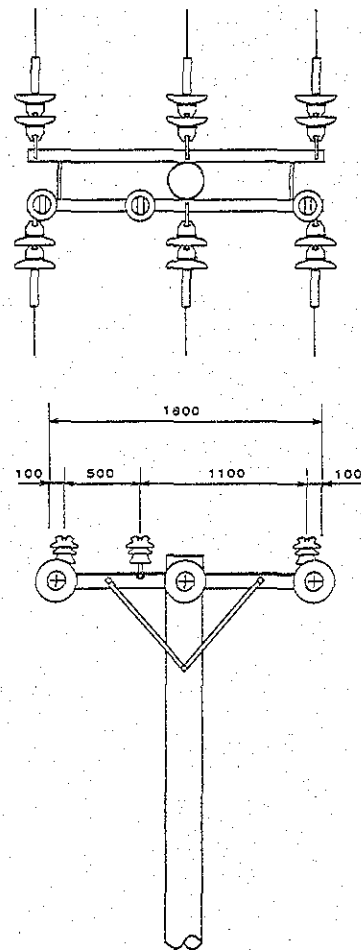


Fig.10.22 標準装柱図-両引留め柱(単柱)

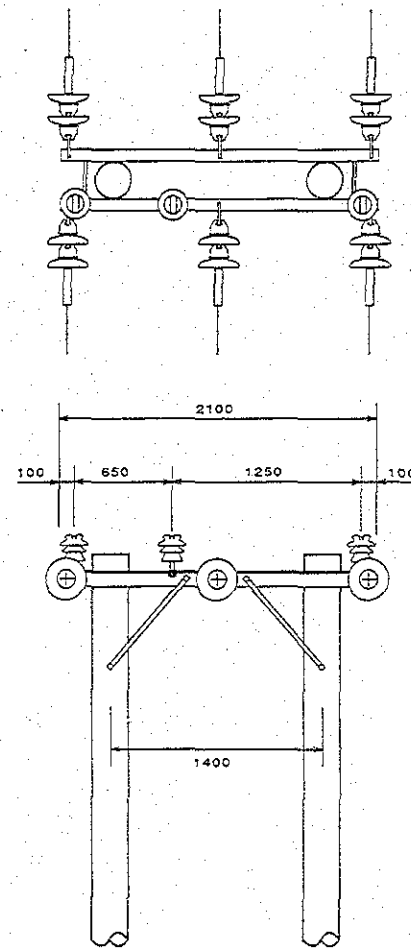


Fig.10.23 標準装柱図-両引留め柱(H柱)

10.5.2 改善効果

(1) 損失電力の軽減

本計画の実施により 11kV 配電網で軽減される年間損失電力量は下表のように算出される。なお、対象地域における配電変電所ごとの改善電力は Table 10.10~12 に示した。

Table 10.10 Dar es Salaam 地区における改善電力量

Dar es Salaam			
年度	関連変電所工事	改善電力 (kW)	年間軽減電力量 (MWh)
2002	Bahari Beach S/S 新設	142	1,244
	Ubungu S/S 増強	316	2,768
	Magomeni S/S 新設	364	3,189
	2002 年計	822	7,201
2003	Mbezi S/S 増強	31	272
	Bagamoyo S/S 増強	27	237
	City Center S/S 増強	246	2,155
	Mikocheni S/S 増強	250	2,190
	Tandika S/S 新設	1,304	11,423
	2003 年計	1,853	16,277
2004	Sokoine S/S 増強	59	517
	Tandale S/S 増強	170	1,489
	FZ.III S/S 増強	602	5,274
	New Oysterbay S/S 新設	79	692
	Oysterbay S/S 増強	177	1,551
	2004 年計	1,087	9,523
合計		3,767	33,001

注) 年間軽減電力量=改善電力×8,760時間

Table 10.11 Arusha 地区における改善電力量

Arusha			
年度	関連変電所工事	改善電力 (kW)	年間軽減電力量 (MWh)
2002	Monduli S/S 新設	418	3,662
2003	Mt. Meru S/S 増強	298	2,610
	Unga Ltd S/S 増強	408	3,574
	2003 年計	706	6,185
2004	Kiltex S/S 増強	4	35
合計		1,124	9,846

注) 年間軽減電力量=改善電力×8,760時間

Table 10.12 Moshi 地区における改善電力量

Moshi			
年度	関連変電所工事	改善電力 (kW)	年間軽減電力量 (MWh)
2002	YMCA S/S 新設	1,402	12,282
2003	Boma Mbuzi 増強	1,375	12,045
	Trade School S/S 増強	103	902
	Machame S/S 増強	30	263
	2003 年計	1,508	13,210
合計		2,910	25,492

注) 年間軽減電力量=改善電力×8,760時間

(2) 事故停電電力量の減少

本計画の実施による事故停電回数の減少、停電時間短縮等の効果は逐次現れてくるものと想定される。その定量的な把握は困難な面もあるが、調査で得られた Dar es Salaam 市内の 18 変電所の事故停電データをもとに、減少し得るとと思われる電力量を以下のように計算した。

(a) 1 ヲ-ダ'-当りの平均負荷

下表に示すように対象となる変電所の 2002 年における最大需要電力は合計 276.4MW であり、11KV ヲ-ダ'-当りの最大負荷は 3.89MW である。

Table 10.13 各変電所の最大負荷とヲ-ダ'-数

変電所	最大負荷 (MW)	ヲ-ダ'-数 (cct)	(2002 年)
			負荷/ヲ-ダ'- (MW)
Ubungo	12.0	4	3.00
Ilala	34.7	9	3.86
Tegeta	38.1	3	12.70
City Centre	25.0	6	4.17
Oysterbay	22.2	5	4.44
F.Zone I	15.9	3	5.30
Mikocheni	16.3	4	4.08
Mbezi	7.4	3	2.47
F.Zone III	14.3	4	3.58
Kurasini	14.0	4	3.50
F.Zone II	3.4	2	1.70
Kigamboni	2.5	2	1.25
Tandale	14.1	4	3.53
Msasani	10.8	3	3.60
Sokoine	14.3	4	3.58
Kariakoo	9.1	3	3.03
Mbagala	12.2	4	3.05
Chang'ombe	10.1	4	2.53
合計	276.4	71	3.89

本計画の実施後は、変電所の新增設により当該地域では 20 ファイダ-増加することになり、ファイダ-あたりの平均負荷は 3.03MW となる。

(b) 平均停電時間

下表に示す 1998 年の事故停電調書によると、14 変電所のファイダ-当りの平均停電時間は 1.08 時間である。

Table 10.14 変電所の停電回数と停電時間

変電所	停電回数	停電時間 (h)	(1998 年)	
			ファイダ-数 (cct)	時間/ファイダ- (h)
Ubungo	39	53.72	4	1.38
Ilala	87	47.38	9	0.54
City Centre	66	48.85	6	0.74
Oysterbay	35	30.68	5	0.88
F.Zone I	29	34.15	3	1.18
Mikocheni	54	51.24	4	0.95
Mbezi	24	32.24	3	1.34
F.Zone III	40	49.14	4	1.23
Kurasini	67	85.87	4	1.28
F.Zone II	22	62.16	2	2.83
Kigamboni	6	19.33	2	3.22
Tandale	21	20.82	4	0.99
Msasani	17	15.79	3	0.93
Sokoine	5	0.38	4	0.08
合計	512	551.75	57	1.08

停電時間は配電設備実態、保守体制、作業員の技能レベルなどに関係している。時間短縮については、それぞれの強化が必要であり不明な点もあるが、線路開閉器を増設することによる効果や DAMP 機能の強化なども期待し、実績の平均時間の約 10%減と想定する。

(c) 事故停電回数

11kV ファイダ-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。計画実施後のファイダ-当りの事故発生回数は、ファイダ-亘長の短縮に比例して減少するが、一方でファイダ-数が増加することになるため、計画全域での大幅な減少を期待することは難しい。

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、DAMP を中心とした TANESCO 側の計画的な保守業務が毎年継続的に実施されるものとし、対策後も事故停電回数は増加せず 98 年実績値と同件数に留まると想定する。

(d) 対策後に減少する事故停電電力量

上記(a)から(c)の予測値により対策前および対策後の支障電力量は以下のとおり計算される。(損失係数:0.4)

対策前: 年間支障電力量=512回×3.89MW×0.4×1.08時間=860MWh

対策後: 年間支障電力量=512回×3.03MW×0.4×0.97時間=602MWh

軽減量: 年間軽減量=860-602=258MWh

(3) 電圧改善

計画の実施に伴い対象となる 11kV ファイダ - の電圧降下は、以下に示すように全てが目標値である 10%以下に改善される。

Table 10.15 電圧降下の改善効果(Dar es Salaam)

Dar es Salaam

年度	関連変電所	ファイダ -	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2002	Bahari Beach	BB4	—	—	401	3.6
		MB3	350	3.2	280	2.5
		MB4	982	8.9	442	4.0
	Ubungo	U9	—	—	499	4.5
		U8	1,453	13.2	654	5.9
	Magomeni	M01-03	—	—	318	2.9
		D13	804	7.3	434	3.9
		MG4	1,166	10.6	478	4.3
		MG5	572	5.2	337	3.1
	2003	Mbezi	MB5	—	—	550
MB2			327	3.0	196	1.8
MB3			285	2.6	179	1.6
MB4			813	7.4	545	5.0
Bagamoyo		BA01	—	—	197	1.8
		BA00	563	5.1	169	1.5
City Center		C9-C10	—	—	284	2.6
		C2-C8	1,026	9.3	647	5.9
Mikocheni		MK5	—	—	862	7.8
		MK2	625	5.7	437	4.0
		MK3	1,389	12.6	972	8.8
		MK4	934	8.5	748	6.8
Tandika		TK1-3	—	—	322	2.9
		MBF3	3,542	32.2	885	8.0
	KR3	1,291	11.7	813	7.4	

第10章 実施計画

年度	関連変電所	ノード	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2004	Sokoine	SK5	—	—	94	0.9
		SK1	99	0.9	30	0.3
		SK2	31	0.3	43	0.4
		SK3	45	0.4	252	2.3
		SK4	359	3.3	58	0.5
	Tandale	MG6	—	—	55	0.5
		MG1	150	1.4	83	0.8
		MG2	452	4.1	248	2.3
		MG4	166	1.5	99	0.9
		MG5	678	6.2	407	3.7
	FZ.III	F36-37	—	—	234	2.1
		F31-34	1,638	14.9	262	2.4
	New Oysterbay	KN1-3	—	—	256	2.3
		O2	228	2.1	91	0.8
		MK1	180	1.6	69	0.6
		MK2	813	7.4	650	5.9
	Oysterbay	O7	—	—	166	1.5
		O3	237	2.2	388	3.5
		O4	555	5.0	396	3.6
		O5	566	5.1	256	2.3
O6		366	3.3	419	3.8	

Table 10.16 電圧降下の改善効果(Arusha)

Arusha

年度	関連変電所	ノード	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2002	Monduli	MD1-3	—	—	31	0.3
		F03	2,596	23.6	260	2.4
2003	Mt. Meru	M01	839	7.6	545	5.0
		M02	599	5.4	389	3.5
		M03	1,364	12.4	855	7.8
		M04	225	2.0	146	1.3
	Unga Ltd.	F4	—	—	339	3.1
		F2	1,448	13.2	941	8.6
2004	Kiltex	F3	651	5.9	296	2.7
		Brew	2,025	18.4	56	0.5
		K'tex	700	6.4	19	0.2

Table 10.17 電圧降下の改善効果(Moshi)

Moshi

年度	関連変電所	ノード	対策前		対策後	
			(V)	%	(V)	%
2002	YMCA	Y1-3	—	—	604	5.5
		Town	2,978	27.1	894	8.1
2003	Boma Mbuzi	BM04-05	—	—	964	8.8
		Kibo	116	1.1	81	0.8
		Town	3,179	28.9	954	8.7
	Trade School	Boma	332	3.0	299	2.7
		M1	314	2.9	204	1.9
		M2	1,126	10.2	731	6.7
Machame	M3	646	5.9	419	3.8	
	SP	648	5.9	421	3.8	

Table 10.18 変電所の新設・増強に伴う 11kV 配電網の改善効果

Dar es Salaam 2002

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Bahari Beach S/S	MB4	3,693	238	982	MB4	1,662	48	442	190	540
	MB3	1,915	44	350	MB3	1,532	28	280	16	70
					BB4	2,414	64	401	-64	
小計			282			140		142		
Ubungu S/S	U8	5,466	521	1,453	U8	2,460	106	654	415	799
					U9	3,006	99	499	-99	
小計			521			205		316		
Magomeni S/S	D13	4,399	232	804	D13	2,375	68	434	161	370
	MG4	3,480	266	1,166	MG4	1,427	45	478	221	688
	MG5	4,050	152	572	MG5	2,389	53	337	99	235
					MO1-03	5,739	120	318	-120	
小計			650			286		364		
2002計			1,453			631		822	(56%減)	

Dar es Salaam 2003

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Mbezi S/S	MB2	2,884	62	327	MB2	1,730	22	196	40	131
	MB3	1,742	33	285	MB3	1,097	13	179	20	106
	MB4	2,068	110	813	MB4	1,386	50	545	60	268
					MB5	2,481	89	550	-89	
小計			205			174		31		
Bagamoyo S/S	BA00	1,100	41	563	BA00	330	4	169	37	394
					BA01	770	10	197	-10	
小計			41			14		27		
City Center S/S						5,130	383	284	-383	
	小計	28,500	1,919	1,026		23,370	1,290	647	629	379
			1,919				1,673		246	
Mikocheni S/S	MK2	5,505	226	625	MK2	3,853	111	437	115	188
	MK3	5,899	537	1,389	MK3	4,129	263	972	274	417
	MK4	5,112	313	934	MK4	4,090	201	748	112	186
					MK5	4,444	251	862	-251	
小計			1,076			826		250		
Tandika S/S	MBF3	5,466	1,270	3,542	MBF3	1,366	79	885	1,191	2,657
	KR3	4,616	391	1,291	KR3	2,908	155	813	236	478
					TK1-3	5,808	123	322	-123	
小計			1,661			357		1,304		
2003計			4,902			3,044		1,858	(38%減)	

Dar es Salaam 2004

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Sokoine S/S	SK1	5,093	33	99	SK1	4,838	30	94	3	5
	SK2	2,271	5	31	SK2	2,157	4	30	1	1
	SK3	3,244	10	45	SK3	3,082	9	43	1	2
	SK4	5,191	122	359	SK4	3,634	60	252	62	107
					SK5	2,088	8	58	-8	
小計			170			111		59		
Tandale S/S	MG1	3,393	33	150	MG1	1,866	10	83	23	67
	MG2	3,978	118	452	MG2	2,188	36	248	82	204
	MG4	1,574	17	166	MG4	944	6	99	11	67
	MG5	2,550	113	678	MG5	1,530	41	407	72	271
					MG6	4,967	18	55	-18	
小計			281			111		170		
F.Z. III S/S		16,900	1,816	1,638		13,520	1,162	262	654	1,376
	小計		1,816		F36-37	3,380	52	234	-52	
						1,214		602		
New Oysterbay S/S	O2	3,912	58	228	O2	1,565	9	91	49	137
	MK1	2,244	27	180	MK1	853	4	69	23	111
	MK4	4,448	237	813	MK4	3,558	152	650	85	163
					KN1-3	4,629	78	256	78	
小計			322			243		79		
Oysterbay S/S	O3	2,445	38	237	O3	1,711	11	166	27	71
	O4	9,537	347	555	O4	6,676	170	383	177	167
	O5	5,380	200	566	O5	3,766	98	396	102	170
	O6	3,668	88	366	O6	2,568	43	256	45	110
					O7	6,309	174	419	-174	
	小計			673			496		177	
2004計			3,262			2,175		1,243	(38%減)	

第10章 実施計画

Arusha 2002

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Monduli S/S	F03	2,500	426	2,596	F03	250	4	260	422	
					MD1-4	2,250	4	31	-4	
小計			426				8		418	
2002計			426				8		418	(98%減)

Arusha 2003

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Mt. Meru S/S	M01	4,917	271	839	M01	4,917	178	545	95	294
	M02	2,809	110	599	M02	2,809	72	339	38	210
	M03	4,917	440	1,364	M03	4,917	286	855	154	479
	M04	2,107	31	225	M04	2,107	20	146	11	79
小計			852			554		298		
Unga Ltd. S/S	F2	6,225	591	1,448	F2	4,357	290	1,014	301	434
	F3	6,356	271	651	F3	4,449	86	296	185	355
					F4	3,775	78	314	-78	
小計			862			454		408		
2003計			1,714			1,008		706		(41%減)

Arusha 2004

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Kiltex S/S	Brew	2,025	11	86	Brew	2,025	7	56	4	30
	K'tex	700	1	31	K'tex	700	1	19		12
小計			12			8		4		
2004計			12			8		4		(33%減)

Kilimanjaro 2002

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
YMCA S/S	Town	9,352	1,828	2,978	Town	2,806	165	894	1,663	2,084
					YI-3	6,546	261	604	-261	
小計			1,828			426		1,402		
2002計			1,828			426		1,402		(77%減)

Kilimanjaro 2003

変電所	対策前				対策後				改善効果	
	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	Feeder	最大需要 (kW)	損失 (kW)	電圧降下 (V)	損失 (kW)	電圧降下 (V)
Boma Mbuzi S/S	Kibo	5,001	38	116	Kibo	3,501	19	81	19	35
	Town	9,999	2,085	3,179	Town	3,000	188	954	1,897	2,225
	Boma	1,999	44	332	Boma	1,799	35	299	9	33
					BM04-05	8,700	550	964	-550	
小計			2,167			792		1,375		
Trade School S/S	M1	1,216	25	314	M1	1,216	16	204	9	110
	M2	2,006	148	1,126	M2	2,006	96	731	52	395
	M3	2,857	121	646	M3	2,857	79	419	42	227
小計			294			191		103		
Machame S/S	SP	2,025	86	648	SP	2,025	56	421	30	227
							56		30	
小計			86			56		30		
2003計			2,547			1,039		1,508		(59%減)

10.6 経済分析

10.6.1 経済分析結果

算出された経済的内部収益率(Economic Internal Rate of Return: EIRR)は、添付の計算書に示す様に、Dar es Salaam が 14.24%、Arusha、Kilimanjaro が 5.74%であった。また、便益の額と建設費用を変化させその影響を評価した感度分析の結果は、Fig. 10.24 及び Fig. 10.25 に示すとおりである。

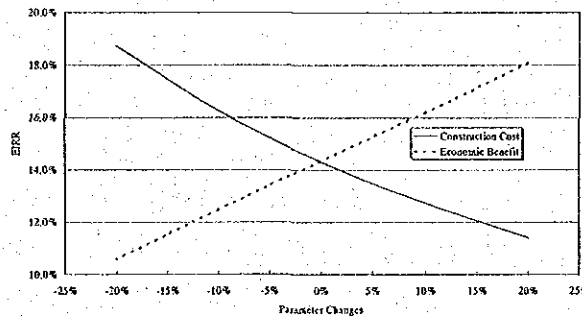


Fig. 10.24 感度分析結果(Dar es Salaam:Case-B')

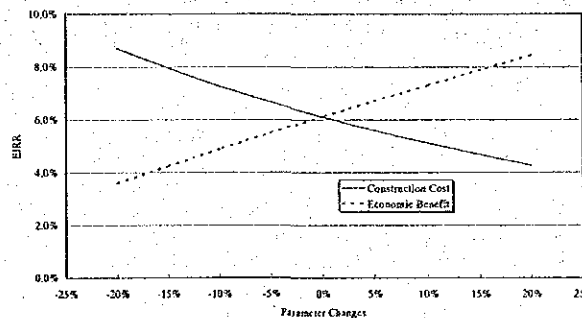


Fig. 10.25 感度分析結果(Arusha、Kilimanjaro:Case-B')

10.6.2 経済分析のまとめ

算出された経済的内部収益率(Economic Internal Rate of Return: EIRR)は Dar es Salaam が 14.24%、Arusha、Kilimanjaro が 5.74%であった。経済分析におけるカット・オフ・レート(これ以下では事業を実施しないという EIRR の値)は国により、あるいは事業の種類により異なるが、電力事業の場合 10~12%程度が一般的である。上記の数値と比較すると、Dar es Salaam については、実施に値するプロジェクトといえる。Arusha、Kilimanjaro については、直接便益のみを評価対象としているので低い数字となっているが、観光業への好影響を含む間接便益を含めて考えると、実施に値するプロジェクトと言えよう。

10.7 財務分析

10.7.1 財務分析結果

算出された内部収益率は下表のとおりである。

Table 10.20 財務的内部収益率(Case-B')

	FIRROI (b/Tax)	FIRROE (a/Tax)
Dar es Salaam (Finance Condition: Base Case)	9.0%	45.2%
Dar es Salaam (Finance Condition: Reference Case)	9.0%	6.4%
Arusha, Kilimanjaro (Finance Condition: Base Case)	2.3%	No Return
Arusha, Kilimanjaro (Finance Condition: Reference Case)	2.3%	24.8%

Dar es Salaam の拡張計画は、基本ケースでは資金不足は一切発生しない。一方、厳しい融資条件を設定した参考ケースでは借入金の返済の始まる 2006 年より資金不足が発生し、資金繰りが最も困難な時期の資金不足額は 2,500 万ドルを超える。Arusha・Kilimanjaro の拡張計画は、基本ケースでは借入金の返済の始まる 2012 年の翌年から資金不足が発生し、年々短期借入金の額が膨らんでいく。一方、非常に低利で有利な融資条件を設定した参考ケースでは、資金不足は発生しない。電力料金と建設費用を変化させその影響を評価した感度分析の結果は下表に示すとおりである。

Table 10.21 感度分析結果のまとめ(Case-B')

	Dar es Salaam		Arusha, Kilimanjaro	
	FIRROI (b/Tax)	FIRROE (a/Tax)	FIRROI (b/Tax)	FIRROE (a/Tax)
Construction Cost				
+20%	6.9%	30.6%	0.9%	No Return
+10%	7.9%	37.3%	1.6%	No Return
± 0%	9.0%	45.2%	2.3%	No Return
-10%	10.2%	55.1%	3.2%	4.8%
-20%	11.8%	68.1%	4.3%	15.5%
Sales Revenue				
+20%	11.5%	63.6%	4.2%	12.0%
+10%	10.2%	54.2%	3.3%	3.6%
± 0%	9.0%	45.2%	2.3%	No Return
-10%	7.6%	36.4%	1.3%	No Return
-20%	6.3%	27.4%	No Return	No Return

10.7.2 財務分析のまとめ

タンザニアの電力料金は、運転費用を加える事はできるが、設備の拡張・更新に必要な資金を確保できるレベルにはないので、通常の資金計画では高い収益率は望めない。本調査の結果は以下の様にまとめられる。なお、第 13 章において述べた様に、算出された FIRROE が高いのは、自己資金が少ないためにレバレッジ効果が働いたからに過ぎない。

- Dar es Salaam については有利な条件の融資の適用がプロジェクト実施の鍵となる。
- Arusha, Kilimanjaro については、機器が無償で提供されない限り、プロジェクト実施は難しい。

第11章 今後の課題

11.1 送電設備面における今後の課題

11.1.1 角度鉄塔の多用

今回の調査対象である Dar es Salaam、Arusha、Moshi のような大都市では、年々人口が増加傾向にあるため、送電線ルートの確保が困難になりつつある。そのため、従来のような「送電線ルートを決定後、補償金を支払い線下の住宅を異動させる」方法は限界があると考えられる。

それを解決する方法の1つとして「角度鉄塔の多用」がある。これは、今までのような「送電線ルートは可能な限り直線鉄塔を使用し、最短ルートを選定する」方法と比較し、住民や周辺環境に与える負担を軽減する効果がある。この方法は建設費を増大することになるが補償金の大きさと比較して考えるべきである。また、角度鉄塔を適用するには、ルート測量を今まで以上に正確に行う必要がある。

11.1.2 台帳の整理

今回の調査において、送電線支持物の位置や型式(懸垂形、耐張形)、鉄塔高、径間長等が正確に記録された図面や台帳が充分整備されていないことが明らかになった。緊急事故対応、定期巡視や点検、パワパツの計画的調達、貯蔵といった点から、地図、台帳は送電線路毎に早急に整備するべきである。

11.1.3 パイロット碍子による汚損測定

今回の詳細設計では、Ubungo-New Oysterbay 132kV 送電線の一部(測量番号 P14~NOB S/S)の等価塩分付着密度を $0.35\text{mg}/\text{cm}^2$ としたが、可能であれば等価塩分付着密度を正確に把握するため、パイロット碍子を New Oysterbay S/S 予定地(Kinondoni North regional office 敷地内)や Msasani S/S に木柱を建てて設置し、定期的に実測することを推奨する。

11.1.4 コンクリート柱の導入

現在、33kV 送電線用支持物は主に木柱が使用されているが、雨期に洪水になったり、湿地等の水はけの悪い箇所では通常よりも早く根元が腐食を起し、交換を余儀なくされている。なお、市街地では住宅等の過密化により交換作業そのものが困難な箇所もある。そのため、前回実施した Dar es Salaam 電力供給拡張計画では、木柱と比較し、耐候性のある鋼管柱が採用された。今回も一部で鋼管柱を適用する設計とした。

しかし、鋼管柱は非常に高価であるため、鉄筋コンクリート柱の採用が期待されるが、重量が鋼管柱(14m、550kg)に対し鉄筋コンクリート柱は重い(14m、1,200kg)ため、建柱用の重機が必要になる。また、鉄筋コンクリート柱は鋼管柱同様、輸入することになるため、現状では導入することは困難である。将来的には、耐候性が高く、鋼管柱よりも廉価な鉄筋コンクリート柱の導入が期待される。

11.2 変電設備面における今後の課題

タジニアの変電設備に関する今後の主要な課題のうち、一つは設備の機能維持すなわち保守・点検の確立であり、もう一つは、柔軟な運用を行うため、将来配電用変電所(33kV/11kV)の基本構成の確立である。

11.2.1 設備の機能維持について

機器の状態把握の方法は大別して、課電状態、通電状態での健全性を確認する巡視点検と、機器に異常が発生した場合あるいは、数年毎に定期的に機器を停止し、詳細な外観点検に加え、専用の計器や測定器具を使用し、絶縁抵抗値など基本的な電気性能と、開閉器等の動作特性を確認する方法がある。

すなわち、日常の巡視による機器の状態把握と、定期的な機器の診断が変電設備の状態把握に欠かせないものである。

(1) 定期的な巡視点検の実施

2週間に1回程度の頻度で設備を巡視し、点検路等から目視で設備全体の状態把握と、タップチェンジャー等動作回数を記録する。具体的には、巡視項目のポイントは以下のとおりである。

Table 11.1 変電所の巡視点検のポイント

項目	点検のポイント	備考
1 設備全般	外部から侵入の形跡の有無及び、飛来物の有無確認 異音、異臭の有無確認	
2 主要変圧器	変圧器全般に異変の有無確認 異音、異臭の有無確認 ブッシング、碍管の状態確認 油漏れの有無確認、または、漏油拡大の有無確認 油面、油温表示の確認 タップチェンジャー動作回数確認・記録	その都度または、1回/月で記録する。
3 遮断器	遮断器全般に異変の有無確認 異音、異臭の有無確認 ブッシング、碍管の状態確認 油面、ガス圧の確認 油漏れ有無の確認 操作箱内の状態確認 操作機構からの漏油有無確認	油遮断器
4 断路器	断路器全般に異常の有無確認 碍管の状態確認 通電部に変色発生の有無確認 操作機構の状態確認	
5 計器用変成器	計器用変成器全般に異常の有無確認 碍管の状態確認 異臭の有無確認 漏油の有無または、漏油拡大の有無確認	

項目	点検のポイント	備考
6	キュービクル キュービクル全般に異常の有無確認 異音、異臭の有無確認 電圧、電流、電力値の記録 小動物侵入形跡の有無確認	巡視時に毎回記録
7	配電盤類 配電盤全般に異常の有無の確認 電圧、電流、電力値の記録	巡視時に毎回記録
8	直流電源装置 直流電源装置全般に異常の有無の確認 異臭、異音の有無確認 充電器の状態確認 バッテリー液の状態確認 電圧、電流、電力値の記録	巡視時に毎回記録
9	屋外母線 端子、電線の状態確認 飛来物有無の確認 異音、加熱形跡有無の確認	

(2) 定期点検・診断の実施

変電機器の内、長期間運転に伴い絶縁劣化傾向を示す機器や、開閉動作回数、経年使用に伴い磨耗する機器や、動作特性が低下する機器については、その動作回数または、使用年数で詳細な点検を実施する必要がある。

代表的なものとして、主要変圧器と開閉機器がある。その他の機器については上記の巡視の結果と、停止時の詳細な状態確認で使用する可否を判断せざるを得ない。

以下に変圧器と、遮断器の例を記載する。

Table 11.2 機器の定期点検手法

項目	定期点検・診断の手法	備考
1	主要変圧器 油中ガス分析の実施 絶縁油を少量採油し、油の性状及び、油中可燃ガスの定性、定量分析をおこなう。 その他、変圧器の漏油が著しい場合は、オーバーホールを行う必要がある。	変圧器等、油入機器は点検時に開放すると、吸湿、酸化で絶縁油、絶縁物に悪影響が大である。 このため、運転中でも診断できる油分析が内部異常を早期に発見する最も優れた方法である。
2	遮断器 事故電流を10回以上遮断した場合、あるいは6年以上の使用年数のものについては、製造者による詳細点検を実施する。 必要に応じ、オーバーホールや、遮断動作特性の測定を実施する。	遮断器の分解は、製造者に依頼する。

変圧器の油中ガス分析装置を、TANESCO も出資している Arusha の電力機器メーカー TANELEC の工場内に設置する方法をとれば、TANESCO 設備の全ての主要変圧器を対象に、効率的、経済的な診断が可能となる。高価な電気設備を維持していく手段として、今後具体的に検討する必要があると考える。

11.2.2 将来変電所の増設方法の提案

変電所機器の標準化については、変電所の概念設計で述べたとおりであるが、ここでは、変電所の増設方法の基本的な考え方を記載する。

変電所に求められる基本事項としては、

- 常時は、変電所の設備出力 100%で運用できること。
- 事故時には、短時間で設備修復ができ、緊急時には回路切換等で求められる出力で運転できること。
- 修復期間が仮に、長期間に至る場合でも、ピーク対応ができ、変電所機器に致命的なダメージを与えないこと。

これらを、満足するためには、

- 遮断器、断路器、変流器などの直列機器の電流容量は、変圧器の短時間の過負荷運転に充分耐え得る定格とする必要がある。
- 変圧器は、一般的に 150%以上の運転を行うと、期待する機器寿命が急激に短縮されることが考えられることから、事故時等の緊急事態でも、150%過負荷で 2 時間程度の運転範囲とする必要がある。

具体的な増設方法としては、

- 第1ステージでは、変圧器 1 台設置
- 第2ステージでは、変圧器 1 台増設
- 最終ステージでは、変圧器 1 台増設合計 3 台とする。

現在は、最終ステージでの変圧器台数が 2 台の変電所がほとんどであるが、上述した条件を満足するためにも、今後は最終ステージで変圧器 3 台とすることを推奨する。

このため、新設変電所の用地確保時には、変圧器 3 台と分割母線が構成可能な主回路並びに、その他所機器が設置可能な敷地を考慮することを提案する。

11.2.3 SCADA システムの必要性

配電システムの信頼性は、設備そのものの信頼性の他、給電配電システムを含む運用システムや運用環境にも左右される。配電システムは面状に布設され、その保守運用には膨大な労力が掛ること、今回策定したマスタープランによれば、TANESCO の配電システムは今後一層複雑化すること、将来の TANESCO の料金収入を確保するためには、需要家に係わる業務

の高速化が望まれることなどを考慮すると、信頼性の高いシステムを構築するため、配電システムを集中的に監視制御する監視制御システム(SCADA:Supervisory Control and Data Acquisition)の導入が必須となる。TANESCO の配電システムでは、Dar es Salaam 地区で部分的に SCADA が導入されているものの、以下の問題を抱えており抜本的な対策が望まれる。

- 老朽化が著しく取替部品も不足して、当初の機能を維持していない。
- 通信回線の問題もあり、機器状態(遮断器の入/切情報)や障害情報の監視のみに使用されており、電圧・電流・周波数の計測情報は監視しておらず、制御も行っていない。
- 通信手段には VHF を使用しているが、VHF 帯は混信が発生しやすく、無線を伝送路として用いる場合、専用の通信線を信号伝送路として用いる場合と比べ信頼性が低い。また通信チャンネルの確保も困難で配電の自動化を進めるには向いていない。
- SCADA に取り込まれていない配電用変電所も多数ある。

また、Arusha および Kilimanjaro の配電システムでは、SCADA システムは導入されていない。

前述のように、タンザニアの配電システムでは、被制御機器の信頼性や通信システムの問題があり、Dar es Salaam において、一部 SCADA システムが導入されているものの、本格的な SCADA システムは導入されていない。SCADA システムを導入する場合、通信システムと自動化処理の計算機器との親和性や TANESCO の保守管理組織とシステム構成の整合性を考慮する必要がある。

タンザニアの配電システムに SCADA を導入する場合には、少なくとも以下について考慮する必要がある。

- VHF 回線は混信が発生しやすく、機器の制御には用いることには問題があるため、現行の VHF 回線の代りに、マイクロ波伝送や光ファイバケーブルなどの信頼性の高い伝送路を構築する。
- Ilala S/S の SCADA システムは 1987 年製であり、老朽化が著しい。補充部品の調達も困難であり、全面的に再構築する必要がある。現状の SCADA システムは監視と給電電話にのみ使用されているが、更新の際には配電自動化や遠方制御を考慮した総合的なシステムとする必要がある。
- SCADA システム構築に当たっては、TANESCO の設備運用方法やメンテナンス方法と協調を取るとともに、運転保守する TANESCO のオペレータおよびエンジニアに受け入れられる技術を適用したものにする必要がある。
- SCADA システムを既設設備に適用する場合、既設設備が SCADA システム対応に設計されていないことから、インターフェース部分について SCADA システムに取り込む際に問題が生じる可能性がある。したがって、SCADA システムへは、新設の変電所から

被制御箇所に取り込むことが望ましい。

- 既設の変電所で遠方操作を実施するためには、少なくとも遮断器用の遠方制御回路を追加する必要がある。その場合、簡易形のプログラマブルコントローラを利用することを推奨する。
- 一般的には SCADA システムを導入することにより、それまで電話連絡で現場に向いて機器操作を行っていたものが、制御所からの遠方操作で可能になることから、運転保守の効率化が図られ、人員削減につながると言われている。しかしタンザニアの場合これまで配電システムに本格的な SCADA システムが導入されていないこともあり、初期の段階では設備のトラブルや運転員の不慣れによる誤操作等が予想される。したがって人員合理化を行うとしても、SCADA による運転実績を十分に積んでから実施する必要がある。

11.3 配電設備面における今後の課題

電力設備の損失軽減に努めることは、貴重な電気エネルギーの有効活用を意味し、経済的な効果が大きく、また設備の効率的な運用という面からも決しておろそかにはできない重要な課題である。電圧改善効果を伴う改修工事は、並行的に電力損失の軽減を果し得る場合が多いので、本計画に示された諸対策を実施することによって、相当大きな損失軽減効果が期待できる。配電設備の電力損失を軽減するため、今後 TANESCO が努力すべきであると思われる事項を以下に記す。

11.3.1 設備面での対策

(1) 11kV ワイヤー

線路の損失軽減対策を理論的な観点から見れば、当然ながら線路抵抗の低下をはかることが最も効果的である。既設 11kV ワイヤーは、HDCC 35 mm²、ACSR 100 mm²、ACSR 50 mm² など種々の電線が混在している部分が多く残されている。これらの電線は、TANESCO の標準である ACSR 100 mm² に張替えを行うべきであり、損失軽減の効果は大きい。また、電線の張替え工事により電線接続の不良個所を一掃することにもなり、この面での大きな効果も期待される。

(2) 低圧配電線

計画対象地域における配電線の損失分布は、低圧配電線亘長とその 1 回線当りの平均電流値等から想定して、低圧線が占める割合が圧倒的に大きいものと判断される。したがって、損失軽減対策の重点も低圧線にあると考えられる。混在した線種およびサイズの劣化電線を PVC 絶縁形電線 100 mm² または 50 mm² に張替えることにより、事故停電の画期的な減少、電圧の安定化および大幅な損失の軽減が期待できる。

(3) 配電用変圧器

既設変圧器に対しては運用面での対策を講ずることとし、需要増対策として新規購入するものについては、低損失変圧器についての経済評価も行って、リットの追求をはかっていくことも必要となる。

11.3.2 運用面での対策

(1) 不平衡電流の解消

3相4線式低圧配電幹線の不平衡電流を完全に解消するのは至難のことであるが、定期的な測定によって各相電流の大きさを把握し、単相分岐線および引込線を適切に接続替えることで不平衡電流を大巾に解消することができる。不平衡電流は電力損失の増加をもたらすばかりでなく、電圧降下の不平等などにより線路の各点で三相電圧のアンバランスをひき起し、負荷機器の効率低下を招くなど、線路運用上好ましいことではない。低圧幹線の不平衡電流が大巾に解消されれば、11kV フィーダーの不平衡電流も改善されることになり、さらに上位系統にも好影響を与える。

(2) 重負荷フィーダーの解消

連系用区分開閉器を活用して、負荷分割をはかり可能な限り各フィーダーの負荷分担の平均化をはかることが必要である。

(3) 配電用変圧器運用の適正化

容量過大なものや容量不足なものなど、既設変圧器同士をそれぞれ適正な容量のものに入れ替えて使用する配慮も、変圧器の利用率と全日効率を高める面から有効な手段である。また、配電用変圧器は一般に20%程度の過負荷運転が可能であるから、変圧器の性能を個別に検討して過負荷運転の範囲を明確化することで変圧器に対する投下資本の繰りのべが可能となり、経済的效果が期待できる。

(4) 力率改善用低圧コンデンサの設置

誘導負荷で一定力率以下のものについては、電気供給の条件として適正容量のコンデンサの設置を需要家に義務づけることが効果的である。ただし電気料金面で負荷率割引などの優遇措置を講ずる必要がある。

(5) 計器管理

(a) 電気取引きの公正化

取引用計器の検定制度を確立し、許容される公差の範囲で取引きする。

(b) 未計器供給の解消

可能な限り未計器供給をなくする。止むを得ず未計器供給とする場合は、適正な協定電力量とし盗電防止に努力する。

(c) 検針エラーの解消

定められた周期で正しく検針し、検針エラーを絶滅する。

(d) 契約の適正化

契約の適正化をはかるため、契約容量に応じた電流制限器の取付を推奨する。

(6) 電力損失管理手法の明確化

配電線以下の電力損失は、実際には電力量計の経年による誤差や盗電、漏れ電流損などが意外に大きく、物理的な損失よりもこれらの取扱いについて問題となることが多い。配電システムの損失改善対策を推進する場合、まず配電用変電所の全送り出し電力量は定められた誤差の範囲内で、正しく計量されているかを確認する。また、販売電力量のうち定額需要電力量の換算は合理的であるかを検討するなど、一定の前提条件のもとで管理手法を明確化することが必要である。明確化された損失管理のなかから純物理的な損失を把握し、その後の技術的改善対策に活用することが求められる。

11.4 維持管理における今後の課題

需要家に対して良質の電気を安全にしかも中断なく供給するためには、電力設備の維持、改善、運用が不断に行われなければならない。配電設備は広範な地域に面的に分布し、かつ煩雑なため設備全体を掌握することは非常に手間を要する事であるが、これを怠ると計画的な保守運用ができなくなり設備の荒廃を招くことになる。

配電設備を合理的かつ効率的に運用管理するためには次のような基準類を作成し、これに従い統一された手法で維持管理を続けることが必要である。これらの手法によって不断の努力を重ねることが設備の予防保全につながる。

(1) 保安基準

屋内配線を含む電線路の絶縁抵抗値、電線路の地上高、樹木や建造物などとの離隔距離、電気機器の接地抵抗値など設備が維持すべき基準を定める。

(2) 保守要則

保守責任者、保守業務の分担、巡視点検、事故の未然防止を図るための保守作業及び事故復旧作業などの基本的事項を明確化し、円滑な保守業務の運営をはかる。

(3) 巡視点検要領

巡視点検の周期、巡視点検の方法、巡視点検調査項目などを定めたもので、巡視の際は巡視点検カードを持参し必要事項を記入する。記入された巡視点検カードは、即日緊急改修分、10日以内改修分、計画改修分などに分類され、保修工事指示の重要な基礎資料となる。

(4) 保修作業実施要領

緊急作業や計画的保修工事の計画、作業命令系統、作業責任者などについて定めるものである。

(5) 配電線路の電圧電流測定**(a) 需要家供給電圧の測定**

需要家の供給電圧を変圧器の至近需要家および末端需要家について年 1 回程度または必要に応じ、ワットメーターで 24 時間測定記録し設備改善計画のための基礎データとする。

(b) 負荷電流の測定

変圧器や低圧線路の負荷電流を年 1 回程度または必要に応じ測定し、負荷管理を適切に行うための資料とする。

(6) 配電線路図（配電系統図）

5000 分の 1 程度の大きさで電柱の位置、電柱番号、径間距離、電線やケーブルの種類及びサイズ、変圧器取付け位置及び容量、区分開閉器の位置及び大口需要家の位置、名称などを記入した配電線路の台帳を作成し、これを維持する。

配電系統の連系操作や停電事故復旧操作は、この図面によって行われるので図面は設備変更の都度直ちに修正し、常に設備の現状と一致させておかなければならない。

(7) 設備管理カード

配電設備では機器の数が多く、また変更が度々行なわれるため、次のようなカードを作成し管理する事が望まれる。

(a) 変圧器カード

変圧器の経歴、低圧線区域、使用タップ、電圧、負荷電流、接地抵抗値などの状態を管理するためのものである。このカードは需要家の負荷設備を記録することによって電柱ごとの負荷も知ることができ、低圧線の電圧降下も計算できる。したがって、負荷管理、電圧管理上欠くことのできない重要なカードである。

(b) その他の機器カード

区分開閉器、アラームなどの柱上機器および地中線路機器について、銘板、施設場所、点検保修事項などを記録して機器類の施設管理のため作成するものである。

(8) 配電線事故復旧指針

配電線の事故復旧に当たっての初動体制、事故探査、復旧作業における留意事項について定め、停電時間の短縮化をはかることを目的とするものである。

(9) 供給信頼度管理要領

適正電圧の達成率や需要家の事故停電回数、作業停電回数、停電時間等を配電線

路別に記録し、次期の設備改善計画のための基礎データとする。

11.5 経営面における今後の課題

TANESCO はタンザニア政府の保護・監督の下、電力事業を独占的に行なってきた。政府の電力事業に対する基本方針は電力を安価に供給する事と地方電化の促進であり、電力事業の収益性については二の次とされてきた。以上の経緯もあり、タンザニア政府も TANESCO も既に認識していることではあるが、TANESCO の経営には改善すべき点が多い。

TANESCO の経営に直接影響を与える問題は、依然として設備投資を可能とするレベルに料金が設定されていない点にある。しかし、この問題は国民福祉と電力事業経営の両面からタンザニア政府が検討すべき課題であり、TANESCO が独自で解決できる問題ではない。また、電力事業の構造改革と共に慎重に検討されることとなる。

上記に次いで大きな課題は料金徴収の改善にある。料金徴収上の課題は非技術的なエネルギー損失と未収金とに大別される。近年急増している非技術的なエネルギー損失については、「電力メーターの不正確な検針」、「メーターの故障・誤動作」、「不正確な推定による請求書の発行」、「盗電、メーターの改造、パイプ等の不正行為」などが理由とされている。TANESCO が採るべき対策はたくさんあるが、先ず、検針員の教育、メーターの校正・修理・取替え等の対策が必要となる。推定による請求書の発行については、検針員の不足が大きな原因であるので、検針員の増員、移動手段として自転車やオートバイの供与などの対策が必要となろう。不正確な請求書の発行は料金徴収の遅れの原因となると共に、不払いの口実となっている。従い、検針員の増員・移動手段の供与等の対策は料金回収率の向上にも役立つものと思われる。盗電などの不正行為については政府に働きかけ罰則を強化すると共に、監視強化も必要となろう。対策を立案・実施するに当たっては、各対策の費用対効果を確認した後、有効と判断される対策については予算を確保し、予算に基づき計画的に実行することが重要である。

上記以外では、以下の対策が必要である。

- 運転、停電など事故処理の記録を整え、財務管理に反映させる。
- 現実的な予算を作成し、予算に沿った財務管理を行なう。
- 現金、売掛金、買掛金、在庫等の管理を適切に行なう。
- 現業部門から管理部門への適切なレポート・システムを構築する。
- あらゆる部署・階層のスタッフを対象に教育・訓練を強化する。
- 燃料代金、一般管理費、輸送費などを中心にコスト管理・削減に努める。

なお、既に述べた様に、構造改革完了までの期間を対象に、南アフリカの Netgroup Solutions (Pty) Ltd. がマネジメント・コンサルタントとして起用されている。Netgroup Solutions は、未収金の回収を含め、既に TANESCO の経営改善に着手している。

JICA



LIE