

第 10 章

積算

第10章 積算

10.1 基本的な積算手法

タンザニア国では、これまで Table 10.1 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ルエ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 10.1 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	ダルエスサラム配電網整備計画 無償援助	緊急資機材貸与
3	1987	ダルエ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	ダルエ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	ダルエ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	ダルエ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。

10.2 積算条件

10.2.1 工事種別と期間、支払い条件

今回のマスタープランにて計画されている工事内容と各工事の期間は下記を想定し、132kV 送電線工事は出来高年払い、その他の工事は竣工時に一括して支払うものとして積算した。

Table 10.2 工事種別と期間

種別	期間
変電所新設、増設、リハビリ工事	18ヶ月
132kV 送電線新設、増架工事 (Njiro-Kiyungi 132kV 送電線)	12ヶ月 (24ヶ月)
33kV 送電線新設、リハビリ工事	12ヶ月
配電工事	6ヶ月

10.2.2 工事実施方法

各工事実施方法は、下記を想定している。

Table 10.3 工事実施方法

種別	実施方法
送電線設備工事	132kV 以上はコントラクターによる据付工事により実施、33kV は TANESCO の直営工事により実施
変電所設備工事	コントラクターによる据付工事により実施
配電工事	TANESCO の直営工事により実施

10.2.3 積算時点

本事業費における資機材単価、労務費等の価格は第3次現地調査時点の2001年9月末日時点とする。

10.2.4 外国為替交換率の設定

タンザニア連合共和国の通貨単位はタンザニアシリング (Tshs) である。調査期間中にも対米ドルレートは Table 10.4 のように下落している

Table 10.4 タンザニア国通貨の対ドルレートの推移

Date	Exchange Rate Tshs/US \$
2001 Jan 2	803.28
2001 Jul 2	887.76
2002 Jan 2	916.04
2002 Jul 2	946.04

Source: Bank of Tanzania Web Site

本事業費における外国為替交換率は、第3次現地調査時点のレートを用いている。すなわち Tsh/US \$=900.00、JPY/US \$=130.00、Tsh/JPY=6.92

10.2.5 物価上昇率

本事業費の積算に当っては、日本国及びタンザニア国の物価上昇率は見込んでいない。

10.3 事業費の構成

10.3.1 構成

今回の積算における事業費の構成は、前回詳細設計時に準じて下記の通りとし、内

備外貨別に積算した。なお、予備費は考慮していない。

Table 10.5 事業費の構成

項目	内容
機器、材料	資機材費
建設工事	据付工事、土木工事、建屋建設工事など
工事用機材、工具	機械損料、直接仮設費、共通仮設費を含む
輸出梱包費	梱包費、船積み諸掛、海上輸送費、現地港湾費、 内陸輸送費、輸送保険料
施工管理費	技術者派遣費、現場経費、一般管理費など
エンジニアリング	詳細設計、入札図書作成など

10.3.2 各積算項目毎の考え方

(1) 機器、材料

送電、変電、配電毎に設計結果より対象機器、装置、設備の数量を算出し、これと機器単価から求めた。

(2) 建設工事

設計結果から建設工事の数量を求め、前回詳細積算結果をベースに算出した。

(3) 工事用機材、工具

前回詳細設計時における、工事用機材、工具費の機器、材料費+建設工事費に対する割合を用いて算出した。その割合は送電、配電工事は4%、変電工事は5%である。

(4) 輸出梱包費

前回詳細設計時における、輸出梱包費の機器、材料費+建設工事費に対する割合を用いて算出した。その割合は送電、変電、配電工事共に15%である。

(5) 施工管理費

前回詳細設計時における、施工管理費の機器、材料費+建設工事費に対する割合を用いて算出した。その割合は送電、変電、配電工事共に20%である。

(6) エンジニアリング費

他の海外送電、変電、配電案件の事業費算定に用いている直接工事費に対する割合から、材料費+建設工事費の7%を見積もった。

10.3.3 運転保守費用

事業の経済性評価のためには、事業費の他に、建設以降に発生する建設した送電、変電、配電設備の運転保守に掛る費用も考慮しなければならない。各設備毎の運転保守費用の考え方は下記の通り。

(1) 送電設備

設備の運転開始の翌年から、内貨分外貨分ともに、建設費の0.7%相当の費用が掛るものとした。

(2) 変電設備

設備の運転開始の翌年から、内貨分外貨分ともに、建設費の1.0%相当の費用が掛るものとした。

(3) 配電設備

設備の運転開始年から、内貨分外貨分ともに、運転保守費用として建設費の1.5%、管理費用として1.0%、維持補修費用として1.0%相当の費用が掛るものとした。

10.4 積算結果

10.4.1 Dar es Salaam

Dar es Salaam 地区のマスタープラン事業費(運転保守費含む)を Table 10.6~9 に示す。

(1) 送電設備

Table 10.6 プロジェクト事業費 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

114
24

(2) 変電設備

Table 10.7 プロジェクト事業費 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
585
85

(3) 配電設備

Table 10.8 プロジェクト外事業費 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
0
699

(4) Dar es Salaam 地区 計

Table 10.9 プロジェクト外事業費 合計(Dar es Salaam Case-B') 単位 千 US \$

第10章 積算

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 after 2011
O & M											
Foreign Currency	0	20	56	340	565	626	659	667	677	3609	699
Local Currency	27	88	227	503	632	740	753	796	808	4572	808
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	

10.4.2 Arusha、Kilimanjaro

Arusha、Kilimanjaro 地区のマスタープラン事業費(運転保守費含む)を Table 10.10~13 に示す。

(1) 送電設備

Table 10.10 プロジェクト外事業費 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 after 2011
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	

(2) 変電設備

Table 10.11 プロジェクト外事業費 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

(3) 配電設備

Table 10.12 プロジェクト外事業費 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	0
Local Currency	12	164	197	259	272	308	345	367	367	2291	367
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

(4) Arusha、Kilimanjaro 地区 計

Table 10.13 プロジェクト外事業費 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	377
Local Currency	12	165	200	286	304	372	410	433	434	2616	434
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	

(本積算には、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 Ubungu 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)

第 11 章

TANESCO の財務状況と課題

第11章 TANESCO の財務状況と課題

本調査では、現地のコンサルタントである Deloitte & Touche 社を起用し、TANESCO の全面的な協力の下、TANESCO の抱える財務面の課題を調査分析した。その結果を以下にまとめる。

11.1 TANESCO 全体の財務内容の分析

電力事業は発電所等の設備の建設に多額の資金を要する典型的な設備産業である。従い、発展途上国の場合には、設備の建設に必要な資金の多くを外国からの借り入れに依存している。その結果、借入金の金利・元金の支払が電力事業の運営上、非常に大きな負担となっている場合が多い。また、電力料金収入は内貨で借入金の返済は外貨となるので、為替変動(差損)も収益性に非常に大きな影響を与える。一方、電力は基本インフラであるので、国民福祉の向上・経済の発展等を目的に電力料金を低く抑え、歳入不足を政府が補填する、或いは、電力事業が国営となっている国が多い。国営企業の場合には、過剰人員を抱えている、コスト意識が希薄である等の問題が指摘される。アフリカ東南部の多くの国では水力発電が主要電源となっており、渇水年には電力が不足する、火力発電所の稼働時間が増え発電原価が上昇するなどの問題を抱えている。以上の状況は、タンザニア政府が TANESCO に補助金を直接供与していない点を除くと、全て TANESCO に当てはまる。以下に、財務諸表に基づき、TANESCO の財務状況を分析する。

11.1.1 損益計算書

Table 11.1 に 1994 年から 2000 年迄の TANESCO の損益計算書を示す(2000 年度の数値は、監査の修了していない暫定値)。表より明らかな様に、TANESCO の損益は年により大きく異なっている。この理由の一つは TANESCO が火力発電に比較して運転費用の安い水力発電に大きく依存しているために、降水量により発電原価が大きく変動したことである。降水量の多かった 1998 年と降水量の少なかった 1997 年を比較すると、1998 年の発電費用は 1997 年の半額以下であった。一方、利益の指標である Gross Profit Ratio 及び EBITDA (Earning before Interest, Tax, Depreciation and Amortization)をみると、1998 年は 1997 年を大きく上回っている。

税引き前利益は、1997 年を除くと、何れの年もマイナスとなっている。このような状況にある最大の理由は、発電燃料油の価格変動、タンザニアの下落などを含むコストの変動(増加)に伴った料金改訂がなされていなかったことである。2002 年 5 月以前に行われた直近の大幅な電力料金改定は 1995 年 11 月であり、1996 年の収益は前年に比較して改善したと言える。1997 年に、渇水年であったにも関わらず、黒字が記録されたのは 1995 年の料金改定の影響に加え、為替差損が計上されなかったことによる。

Table 11.1 TANESCO の損益計算書

(Unit: TSch. Bn)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Sales of Energy	63.69	85.14	110.02	106.77	117.57	124.20	130.77
Cost of sales							
Generation & Transmission	20.01	25.85	21.84	38.05	17.00	28.33	51.35
Distribution	3.83	4.60	4.02	4.21	4.97	9.28	10.41
Depreciation	10.94	25.25	32.94	35.19	39.93	41.62	38.78
Total	34.79	55.70	58.80	77.45	61.90	79.24	100.54
Gross Profit	28.90	29.44	51.23	29.32	55.67	44.96	30.23
Operating Expenses	30.56	57.90	55.77	31.47	70.65	72.06	41.38
Operating Profit	▲1.66	▲28.46	▲4.51	▲2.14	▲14.98	▲27.10	▲11.16
Non-operating Income	0.86	2.02	1.16	5.24	1.25	1.93	1.92
Profit before abnormal items	▲0.80	▲26.44	▲3.38	3.09	▲13.73	▲25.17	▲9.24
Items of Abnormal Size	4.3	--	--	--	--	--	--
Profit before tax	▲5.13	▲26.44	▲3.38	3.09	▲13.73	▲25.17	▲9.24
Provision for Tax	1.5	0.21	0.31	--	0.54	0.58	--
Profit after Tax	▲6.63	26.65	▲3.69	3.09	▲14.23	▲25.68	▲9.24
EBITDA	20.58	33.50	56.08	44.48	58.63	56.91	30.80
Ratios							
Gross Profit Ratio	45.37%	34.57%	46.56%	27.47%	47.35%	36.20%	23.11%
Operating Profit Ratio	--	--	--	--	--	--	--
PBT/Sales (%)	--	--	--	2.90%	--	--	--
PAT/Sales (%)	--	--	--	2.90%	--	--	--
EBITDA/sales	32.31%	39.35%	50.97	41.66%	49.87%	47.43%	23.55%

Source: Deloitte & Touche

11.1.2 貸借対照表

Table 11.2 に 1994 年から 2000 年迄の TANESCO の貸借対照表を示す。TANESCO の貸借対照表で特徴的な事柄は、「膨大な未収金を抱えていること」、「1999 年に大幅な増資が行われたこと」及び「多額の借入金を抱えていること」の 3 点である。

Table 11.2 TANESCO の貸借対照表

(Unit: TSch. Bn)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
ASSETS							
Current Assets							
Cash and Bank Balance	5.48	5.10	8.15	9.59	20.95	13.32	12.89
Prepayments and Deposits	2.01	0.83	1.63	0.52	0.93	2.19	1.75
Debtors and Advances	39.80	62.53	86.71	93.46	113.27	142.94	170.55
Stock and Stores	10.21	8.69	11.00	13.78	17.96	30.32	24.36
Taxation	0.47	0.69	1.34	3.34	5.20	8.68	11.26
Total	57.97	77.84	108.84	120.69	158.31	197.45	220.80
Less: Current Liabilities							
Bank Overdraft	6.59	7.07	3.21	5.43	3.21	5.11	8.50
Creditors	73.97	85.54	92.98	33.30	46.73	74.17	100.08
Deferred Long-term Loans	55.78	70.25	83.28	16.94	34.23	57.07	68.29
Current Maturity of L/T Loans	11.37	9.24	8.98	14.14	15.93	17.59	19.10
Total	147.72	172.09	188.45	69.81	100.20	152.94	195.98
Net Current Assets	▲89.75	▲94.25	▲79.61	50.88	58.10	44.52	24.83
Investment	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Fixed Assets	253.35	777.16	875.40	931.28	975.58	1,003.62	1,162.98
Capital Work in Progress	87.30	64.64	90.44	119.85	182.43	232.34	66.81
TOTAL	250.92	741.57	886.25	1,102.02	1,216.13	1,280.49	1,254.63
SOURCES OF FUNDS							
Shareholders' Funds							
Share Capital	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	293.91	293.91
Advance Towards Share Capital	12.58	15.99	15.99	292.88	292.89	0.39	0.39
Reserves & Surplus	▲30.18	403.80	498.33	589.84	649.41	624.34	617.30
Total	▲16.57	420.82	515.34	883.76	943.35	918.64	911.60
Grants	63.33	77.61	81.97	6.05	10.84	37.46	42.03
Development Funds	78.52	85.25	87.17	--	--	--	--
Borrowed Funds							
Long-term Loans Payable	125.63	157.89	201.76	212.22	261.95	324.39	301.00
Total	250.92	741.57	866.25	1,102.02	1,216.13	1,280.49	1,254.63

Source: Deloitte & Touche

(1) 膨大な未収金

未収金は貸借対照表の Debtors and Advances の項目に計上されており、毎年急増

していることが分かる。Debtors and Advances には負債項目が含まれ、未収金の額は Debtors and Advances として表示されている額よりも大きい。Table 11.3 に未収金額の推移を示す。

Table 11.3 需要家別の未収金額の推移 (Unit: TSch. Million)

Year	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Governments	n.a.	n.a.	8,212	10,230	24,889	34,722
Zanzibar	n.a.	n.a.	4,022	8,443	14,251	22,792
Parastatal	n.a.	n.a.	10,422	12,397	11,557	14,773
Embassies	n.a.	n.a.	1,202	1,335	1,516	1,268
Private Accounts, Individuals	n.a.	n.a.	92,211	118,686	126,130	109,603
Industrial & Commercial	n.a.	n.a.	5,999	6,961	7,711	18,338
Others	n.a.	n.a.	1,326	654	1,457	1,822
Total	81,442	118,247	123,396	158,707	187,512	204,002
Sales Amount	85,139	110,028	106,771	117,573	124,199	130,767

Source: Deloitte & Touche

TANESCO では回収不能の未収金の償却処理を行っていないこともあり、未収金は年々増加し、2000 年末時点では 2,040 億シグ (約 2 億 3,000 万ドル) であった。この金額は、2000 年の電力販売額 (1,308 億シグ) の 156% に相当する。ユーザー別では、個人ユーザーから未収金は減少傾向に転じているが、政府・公営企業からの未収金は依然として増加し続けている。2000 年末時点での未収金のユーザー別内訳は、政府 17%、公営企業 7%、Zanzibar 11%、その他 (民間企業、個人等) 65% となっている。地域別では、Dar es Salaam が全体の約 50% に相当する 1,016 億シグで、以下、Kilimanjaro (Moshi) が 219 億シグ、Arusha 195 億シグとなっている。政府・公営企業の電力代金未払いの理由は以下のとおりと言われている。しかし、構造改革を控え、Zanzibar 政府を除くと、未払い金の問題を解消していこうとする動きがタンザニア政府・TANESCO の双方にある。政府・公営企業からの料金徴収率の向上を目的に、政府・公営企業の事務所にプリペイドカード方式の電力メーターを設置する準備が行なわれている。

- タンザニア政府は TANESCO の設立以来、TANESCO が必要とする設備・資金などを提供してきた。従い、タンザニア政府には未払いの電気代金は TANESCO に貸与した資金で相殺されているとの考えがある。また、タンザニア政府と TANESCO の関係は親子関係の様なものであり、親が子に金を払う必要は無いとの理屈もある。
- TANESCO の請求額に間違いが多く、トラブルが多発している。請求額の不正確さを不払いの理由にしている役所もある。

TANESCO の会計システムでは未収金を 30 日以内、30~60 日、60~90 日、90~120 日及び 120 日超の 5 つに区分している。120 日超の内訳は不明であるが、Table 11.4

に示す様に、何れのセクターについても120日超の未収金の額が大きい。120日超の割合は全体では約78%であった。Zanzibarは最も高く89%、公営企業は最も低く38%であった。

Table 11.4 2000年末における需要家別の未払い金額 (Unit: TSch. Million)

Year	Over 120 days	90 - 120 days	60 - 90 days	30 - 60 days	Less than 30 days	Total
Governments	24,849	2,029	1,809	3,814	2,222	34,722
Zanzibar	20,293	589	623	641	644	22,792
Parastatal	5,598	626	735	713	7,099	14,773
Embassies	1,027	44	36	56	104	1,268
Private Accounts, Individuals	92,327	3,032	3,687	4,942	5,615	109,603
Industrial & Commercial	12,185	782	755	2,524	2,090	18,338
Others	1,589	77	68	45	42	1,822
Total	158,583	7,155	7,690	12,690	17,882	204,002

Source: Deloitte & Touche

(2) 大幅な増資

TANESCOは100%政府所有の企業である。1998年までは、TANESCOの払込済み資本金は10億3,000万シリング(約114万ドル)に過ぎなかったが、1999年に新規に株式を発行して2,928億2,000万シリング(約3億2,500万ドル)の増資を行った。その結果、TANESCOの払込済み資本金は2,939億1,000万シリング(約3億2,650万ドル)となった。この大幅な増資の使途・内訳は下表のとおりである。

Table 11.5 増資資金の使途 (Unit: TSch. Billion)

Particulars	
Discharge of overdue long-term loan payable to the Government	70.25
Discharge of interest payable on long-term loan to the Government	68.02
Discharge of long-term loan payable to the Government	2.08
Total	140.35
Less: Unpaid Electricity Bill by Government	24.23
Net Discharge of liabilities by the Government	116.12
Grant received from donor community till 1995	77.61
Development Fund received till 1995	85.24
Amount received from the Government during the previous year	13.91
Total	292.88

Source: Deloitte & Touche

Table 11.5からも明らかな様に、増資により、TANESCOの負債(長期借入金)が1,161億シリング減少した。また、借入金の減少により毎年の金利負担が50億シリング程度軽減された。タンザニアでは、この借入金の返済免除は政府による、政府自身の電力

料金未払いに対する一種の補償であると考えられている。

(3) 長期借入金

タンザニアは金融市場が未発達であり、また、TANESCOの財務状況が良くないので、設備投資に必要な資金の多くを外国の援助機関のワトロンに依存してきた。外国の援助機関の融資条件は低利で返済期間の長いものが多い。しかし、多くの場合、借入れは政府経由で行われ、政府のTANESCOに対する融資条件は特別に有利な条件とはいえない。例えば、NDF(Nordic Development Fund)のタンザニア政府への融資条件は金利0.75%、返済猶予期間10年、返済30年程度である。African Development Fundの融資条件は金利が1%である以外はNDFとほぼ同等である。これに対し、タンザニア政府からTANESCOへの融資条件は金利8%、返済猶予期間3~5年、返済期間20年程度となっている。また、為替リスクはTANESCOが負担することとなっている。Table 11.6に金種別の借入金の内訳を、Table 11.7に長期借入金の内訳を示す。

Table 11.6 金種別の借入金内訳

Currency		Outstanding Amount		% of Total
		Foreign	Tanzania Shilling	
SDR	SDR	127,551,065	136,016,875,806	49.92
Norway Kroner	NOK	404,222,795	37,290,713,029	13.69
Units of Accounts	UA	32,951,799	35,138,874,105	12.89
Swedish Kroner	SEK	340,847,263	29,291,053,821	10.76
European Currency Unit	ECU	31,205,585	23,751,988,923	8.73
French Franc	FF	40,646,117	4,716,664,864	1.74
Kuwait Dinar	KD	1,286,395	3,417,298,672	1.25
Pound Starring	GBP	1,418,913	1,710,311,022	0.62
US Dollars	USD	1,309,673	1,061,201,838	0.39
Tanzania Shilling	TSch.	21,827,816	21,827,816	0.01
Total			272,416,809,896	100.00

Source: Deloitte & Touche

Table 11.7 長期借入金の内訳(1/2)

Sr.	Lenders	Project	Currency	Amount in Currency of Origin	Payment Period	Interest Rate	Outs. In Currency of Original as at 31.12.2000	Outstanding as at 31.12.2000 in Tshs.
1	European Economic Community Through the Government of Tanzania Unsecured	Kidatu Hydro Project - Phase 2	Tshs.	58,100,000	1982 - 2001	8.50%	9,683,360	9,683,360
2	IBRD Loan 1306 Through the Government of Tanzania Unsecured	Kidatu Hydro Project - Phase 2	US \$	30,000,000	1986 - 2001	8.85%	1,309,673	1,061,201,638
3	Commonwealth Development Corporation Loan	Kidatu / Mufindi Power Transmission	Tshs.	31,571,715		8.00%	11,839,392	11,839,392
4	Kreditanstalt Fur Wiederaufbau Frankfurt IBRD Loan 1405 Through the Government of Tanzania Unsecured	Mtera Power Plant (Unsecured)	SDR	32,500,000	1988 - 2003	11.00%	4,837,030	5,158,073,315
5	African Development Fund Through the Government of Tanzania - Unsecured	Rural Electrification Project	UA	13,000,000	1994 - 2023	1.00%	9,748,044	10,395,040,633
6	IBRD Loan 1687	National Power Rehabilitation	SDR	32,357,750	1986 - 2006	9.00%	2,728,823	2,909,940,665
7	NORAD Loan Government of Kingdom of Norway	National Power Rehabilitation	NOK	36,700,000		0.00%	62,446,476	5,760,866,667
8	International Development Association 2330		SDR	7,500,000	1995 - 2009	7.73%	4,500,000	4,798,673,665
9	International Development Association 2489		SDR	144,200,000	1988 - 2017	7.43%	95,445,233	101,730,117,494
10	Tanzania Investment Bank	Equipment and Generators for Mwanza Power Station Project	Tshs.	7,500,000		9.00%	305,064	305,064
11	French Bank Coop. Asst	National Power Rehabilitation	FF	70,600,000			40,646,117	4,716,664,864
12	Instituto De Credito Oficial of the Kingdom of Spain Spanish Loan	Agro-based Ind.	ECU	10,000,000		3.00%	787,611	5,994,871,516
13	Medio Credito Centrale SPA through BOT Through the Bank of Tanzania	Masaki / Bukoba Project	ECU	24,999,916			535,622	4,076,863,944

Source: Deloitte & Touche

Table 11.7 長期借入金の内訳(2/2)

Sr.	Lenders	Project	Currency	Amount in Currency of Origin	Payment Period	Interest Rate	Outs. In Currency of Original as at 31.12.2000	Outstanding as at 31.12.2000 in Tshs.
14	ODA Loan - United Kingdom	Mufindi Electrification	GBP	2,067,000		9.00%	1,418,913	1,710,311,022
15	Nordic Development Fund (Government of Tanzania Through Ministry of Finance)	Power VI Project	SDR	5,000,000	2002 - 2021	7.43%	4,964,511	5,294,014,697
16	SADCC Financing	Mbozi / Tunduma	NOK				7,779,724	717,701,903
17	Kuwait Fund for Arab Economic Development No.382	Mbeya / Tabora / Dodoma	KD	1,900,000	1995 - 2014	9.00%	1,286,395	3,417,298,672
18	SIDA Through the Government of Tanzania Unsecured	Ubungo Gas Turbines	SEK	200,000,000	1997 - 2016	7.73%	151,483,133	13,017,856,032
19	Nigeria Trust Fund (NTF) NTF - NTAN/ELC/92/1	220 KV Singida / Arusha Project	UA	6,000,000	1992 - 2033	4.00%	3,563,472	3,799,986,514
20	SIDA	Lower Kihansi Power Project	SEK	200,000,000	2001 - 2020	7.43%	189,364,130	16,273,197,769
21	NORAD - The Government of Kingdom of Norway Through the Government of Tanzania	Lower Kihansi Power Project	NOK	380,000,000	2001 - 2020	7.43%	333,996,595	30,812,144,459
22	Government of European Investment Bank (EIB) IBRD Loan No.1405 TA	Lower Kihansi Power Project	ECU	23,000,000	2001 - 2015	5.00%	17,973,245	13,680,253,463
23	ADF - F - TAN - ELC - 92 - 26	Singida / Arusha	UA	25,000,000	1992 - 2030	4.00%	19,640,283	20,943,846,958
24	NDF 60 - Nordic Development Project	Power IV Project	SDR	4,000,000	2004 - 2033	0.75%	3,878,064	4,135,453,592
25	International Development Association - IDA 2202 TA Through the Government of Tanzania	Kihansi Hydro Electric Plant	SDR	11,130,000		7.43%	11,197,404	11,940,597,378
	Total							270,706,498,874

Source: Deloitte & Touche

11.1.3 キャッシュフロー表

Table 11.8 のキャッシュフロー表の Net cash flow from operating activities から明らか様に、TANESCO は発電・送配電に必要な資金を電力販売収入にて確保してきた。しかし、借入金の返済に十分な資金は無く、借入金の返済に支障をきたしている(Table 11.9 参照)。なお、1997 年に未払いの借入金が減少しているのは、702 億シリング(約 7,800 万ドル)の返済が免除(自己資金への転換)されたことによる。一方、当然のことながら、年々増加する電力需要に対応するための設備投資、老朽化した設備の更新に必要な資金も無い。その結果、設備の新增設・更新に必要な資金を海外の援助機関や融資機関から借り入れ、その元金の返済が更に資金繰りを悪化する状況に陥っている。

Table 11.8 TANESCO のキャッシュフロー表

(Unit: TSch. Million)

Year	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Cash flow from Operating Activities						
Net Profit before tax	▲26.44	▲3.38	3.09	▲13.73	▲25.17	▲9.24
Add: Depreciation	25.25	32.93	35.19	39.93	41.62	38.78
Add: Foreign Exchange Loss	20.59	12.23	▲3.52	15.70	21.29	▲9.63
Add: Loss on sales of fixed assets	▲0.07	▲0.10	▲0.02	0.50	▲0.11	▲0.01
Decrease in Working Capital	▲8.46	▲19.85	▲6.17	▲10.98	▲16.86	5.71
Cash from operating activities	10.86	21.83	28.57	31.43	20.77	25.61
Corporate tax paid	▲0.43	▲0.96	▲2.00	▲2.36	▲3.99	▲2.58
Net Cash flow from operating activities	10.43	20.87	26.56	29.07	16.78	23.03
Cash from Investing Activities	▲59.71	▲62.72	▲34.86	▲59.12	▲91.37	▲49.43
Cash from Financing Activities	48.42	48.76	7.51	43.52	65.17	22.57
Net Increase in Cash	▲0.85	6.91	▲0.97	13.47	▲9.42	▲3.82
Cash at the beginning of the year	▲1.11	▲1.97	4.94	4.16	17.63	8.21
Cash at the end of the year	▲1.97	4.94	4.16	17.63	8.21	4.38

Source: Deloitte & Touche

Table 11.9 延滞債務の推移

(Unit: TSch. Bn)

Year	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Opening Balance	55.78	70.25	83.28	16.94	34.22	57.07
Add: Exchange fluctuation losses for the year	3.78	4.17	0.00	2.47	6.84	▲
Add: L/T loan transferred to overdue category	10.69	8.86	8.08	14.81	16.86	2.92
Less: Offset against unpaid Government Electricity Bills						16.53
Less: Transfer to Share Capital			70.24			
Less: Currency Fluctuation charged for 1996			4.17			
Less: Paid during the year					0.86	
Closing Balance	70.25	83.28	16.94	34.22	57.07	2.39
						68.29

Source: Deloitte & Touche

11.1.4 海外援助機関の動向

タンザニアの電力セクターの発展に最も深く関わってきた援助機関は世界銀行である。援助を開始した 1969 年から現在迄に、第二世銀 (IDA: International Development Association) は 13 のエネルギー関連のプロジェクトに総額 4 億 3,700 万ドルの融資を行った。上記の内、電力プロジェクトは 8 つで、融資総額は 3 億 6,400 万ドルである。世界銀行の援助により、小火力(ディーゼル)中心であったタンザニアの電源が水力中心の構成に変わった。残りの 5 つのプロジェクトには、TANESCO が深く関与している Songo Songo のガス田開発プロジェクトが含まれる。Songo Songo プロジェクトについては、第二世銀が更に 1 億 8,300 万ドルの融資を計画している。

世界銀行以外に多くの援助機関が TANESCO に対し有償・無償援助を行ってきた。以下に TANESCO に対する近年の無償援助(日本の援助を除く)の実績をまとめる。なお、融資(有償協力)については Table 11.7 に示したとおりである。

表より明らかな様に、NORAD(ノルウェー)を中心に KfW(ドイツ)、FINNIDA(フィンランド)、SIDA(スウェーデン)、Afd(フランス)等の欧州勢が無償援助を行ってきた。一方、USAID(米国)、CIDA(カナダ)は援助対象が保健衛生、教育、環境、貧困対策等となっており、電力セクターに対する援助を行っていない。

今後の援助に関しては、TANESCO の民営化が計画されていることもあり、タンザニアの電力セクターに対する援助は農村電化に移行すると言われている。なお、欧州の援助機関は、2 国間援助ではなく、EU として援助を行っていく方針である。

Table 11.10 TANESCO に対する無償援助実績

Donor	Project	Currency	Amount Received	
			Foreign Currency	TSch
Year 1995				
SIDA	Capacitor installation at Ubungu	SEK	4,433,939	231,622,736
KFW	220kV Kidatu / Morogoro	DEM	8,146	3,133,483
NORAD	132kV Hale / Chalinze Rehabilitation	NOK	1,342,799	127,368,760
NORAD	Rehabilitation of Kunduchi substation	NOK	24,463,430	1,649,734,846
NORAD	Rehabilitation of Mogomeni substation	NOK	12,958,258	1,130,299,910
NORAD	Redevelopment of Pangani falls	NOK	10,997,357	892,588,364
FINNIDA	Redevelopment of Pangani falls	NOK	63,003,886	5,609,379,480
SIDA	Redevelopment of Pangani falls	NOK	1,516,682	133,806,829
KFW	2 nd 220kV Kidatu / Morogoro / Dar	DEM	25,724,669	4,148,037,214
KFW	Rehabilitation of grid control center network	DEM	602,494	286,674,175
SIDA	Environmental Study - Kihansi	SEK	601,806	64,233,868
TOTAL				14,276,879,665
Year 1996				
NORAD	Const. of substation at Kihansi and Kidatu	NOK	43,030	3,914,010
NORAD	Redevelopment of Pangani falls	NOK	108,351	9,245,503
NORAD	Redevelopment of Pangani falls	NOK	53,761	5,032,321
FINNIDA	Const. of substation at Kihansi and Kidatu	NOK	9,662,823	850,121,414
SIDA	Redevelopment of Pangani falls	NOK	5,369,969	489,405,711
KFW	Redevelopment of Pangani falls	DEM	4,584,074	1,862,468,922
KFW	Const. of substation at Kihansi and Kidatu	DEM	743,765	294,951,060
SIDA	Redevelopment of Pangani falls	SEK	250,531	23,850,075
NORAD	Redevelopment of Pangani falls	NOK	7,779,724	414,616,736
SIDA	Const. of substation at Kihansi and Kidatu	SEK	8,841,411	407,457,365
TOTAL				4,361,063,117
Year 1997				
KFW	Const. of substation at Kihansi and Kidatu	DEM	3,860,478	1,522,264,223
KFW	Redevelopment of Pangani falls	NOK	1,615,895	133,741,005
NORAD	Redevelopment of Pangani falls	NOK	824,361	73,650,785
TOTAL				1,729,656,013
Year 1998				
KFW	Construction of substation at Kihansi	DEM	12,350,680	4,777,416,955
KFW	Rehabilitation of grid control network	DEM	38,000	14,317,685
TOTAL				4,791,734,640

	Year 1999			
KFW	Construction of substation at Kihansi	DEM	7,379,071	3,100,349,038
KFW	Rehabilitation of grid control center network	DEM	71,518	30,722,188
NORAD	Rehabilitation of Changombe substation	NOK	13,975,436	1,234,952,019
NORAD	Construction of 229kV Singida – Arusha	NOK	226,130,000	22,252,887,975
	TOTAL			26,618,911,220
	Year 2000			
KFW	Construction of substation at Kihansi	DEM	2,268,775	878,684,927
KFW	Rehabilitation of grid control center network	DEM	182,402	77,256,617
NORAD	Construction of 132 kV Mbala / Sumbawanga	NOK	28,438,930	2,702,397,125
AfD	Rehabilitation of Morogoro substation	EURO	1,078,685	783,366,840
SIDA	Rehabilitation of Ubugo power station	SEK	590,000	55,034,693
KFW	Energy efficiency improvement program	DEM	183,984	74,293,677
	TOTAL			4,571,062,879

Source: Deloitte & Touche

11.1.5 管理運営

(1) エネルギーロス

高率のエネルギーロスは TANESCO の抱える大きな問題の一つである。Fig. 11.1 から明らかな様に、1995 年から 2000 年の間に、発電量は 4 割程度しか増加していないのに、エネルギーロスは、246GWh から 2.8 倍に相当する 679GWh に増加した。

エネルギーロスの内訳は Fig.11.2 に示すとおりである。送配電のロスはほぼ発電量の変化に対応しているが、近年、非技術的ロス(non-technical Loss)が急増している。2000 年の非技術的ロスは 355GWh であり、金額に換算すると 250 億シリング(約 2,700 万ドル)となる。非技術的ロスは Unexplainable Loss とも呼ばれ、その理由を完全に明らかにすることはできないが、以下の理由が挙げられる。

- 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

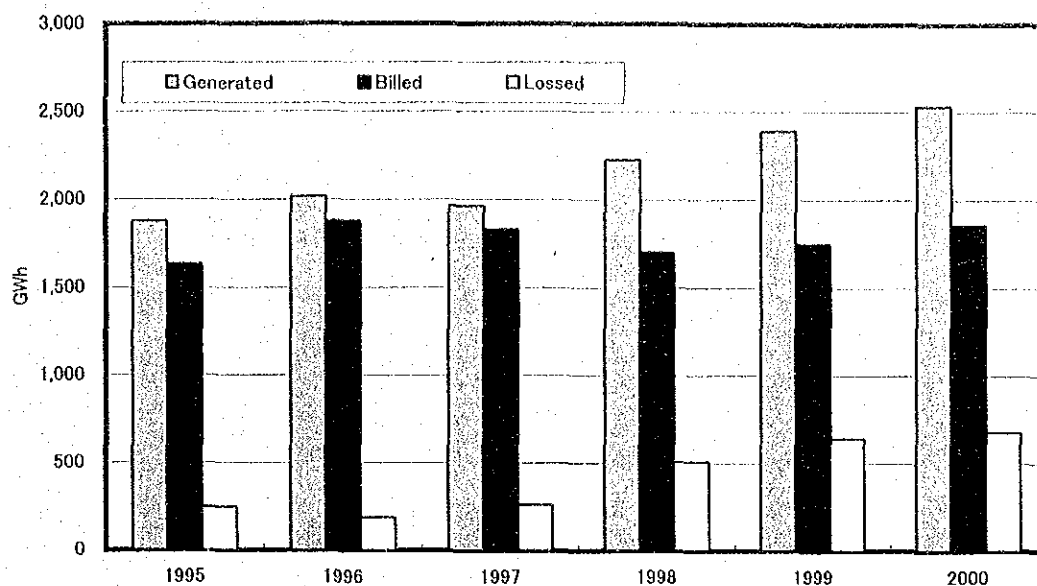


Fig. 11.1 発電量、販売電力量、送配電損の推移

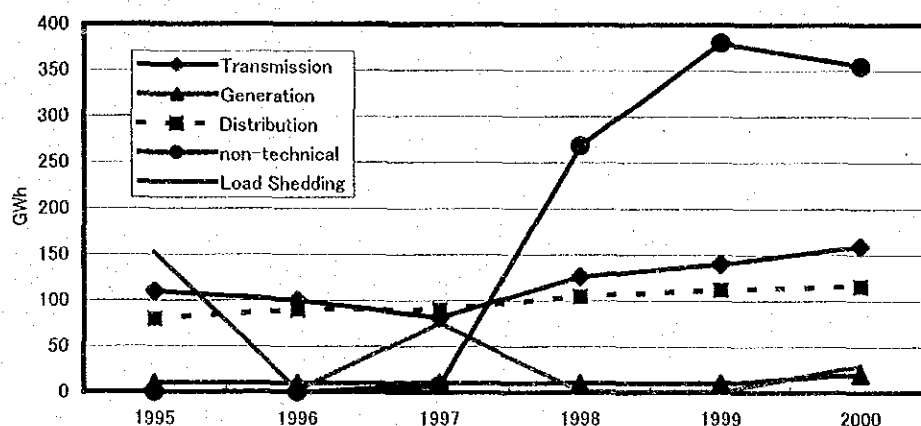


Fig. 11.2 部門別の損の推移

盗電等の行為は Electricity Ordinance にて禁止されている。しかし、何度か改定はされているものの、同法は 1957 年に制定された古い法律であるので、現状に合っていない。例えば、盗電を行った者に対する罰金は 500 シンガ (約 55 ㄱ) に過ぎない。

(2) 人件費

1995 年に 111 億シンガであった TANESCO の人件費(福利厚生費を含む)は 1999 年には 330 億シンガ、2000 年には 389 億シンガに増加している。2000 年においては、人件費が TANESCO の最大の費用で、減価償却費(387 億シンガ)、燃料代(374 億シンガ)とほぼ同額である。人件費の売上高に対する比率は 1995 年が 13%、1999 年が

27%、2000年が30%と、年々増加している。一方、政府の公務員削減政策もあり、TANESCO の従業員の数は、下表に示す様に、年々減少している。従業員数の減少は新規採用の中止と自然減によるものである。なお、本社スタッフの減少が一番大きいのは管理部門の人員を減らそうとしている努力の現れである。従業員の給与水準は、優秀な人材を確保するために、高めに設定されている。

Table 11.11 TANESCO 従業員数の推移

	1996	1997	1998	1999	2000	Decrease
Head Office	1,593	1,551	1,527	1,402	1,095	498
Hydro Power Plant	809	779	744	717	767	42
Zonal and Regional Office	4,979	5,034	4,809	4,739	4,823	156
Total	7,381	7,364	7,080	6,858	6,685	696

Source: Deloitte & Touche

Table 11.12 にアフリカ東南部諸国との比較を示す。表より以下が明らかとなった。

- TANESCOの従業員一人当たりの電力販売量(Sales / Total Empl.)は最低である。
- 需要家一人当たりの電力消費量(kWh / Cust. / month)はタンザニアが最低である。
- 従業員一人当たりの顧客数(Cust. / Total Empl.)については、TANESCO は 65 で、中位にランクされる。

以上をまとめると、顧客一人当たりの電力消費量が極めて少ないことが、タンザニアの電力市場の特徴である。換言すれば、タンザニアでは、配電、電力料金徴収コストが割高であり、収益を上げ難い構造であると言える。以上は市場の問題であり TANESCO 自身の問題ではないが、近隣諸国に比較して経営環境が厳しい事を十分に認識して、更なる経営効率の向上が必要となる。従い、最大の費用である人件費の削減は重要な課題である。

Table 11.12 近隣諸国の電力会社、公社と TANESCO との比較

Name of the Company	Country	Gross Staffing Drivers					Employees		Benchmarks					
		Total Sales (GWh)	Peak Demand (MW)	Total Capacity (MW)	Circuit Length		No. of Customer	Total	Admin	Sales / Total Empl.	Cust. / Total Empl.	Cust. / Admin Empl.	Circuit km. / Empl.	KWh / Cust. / month
					Trans. (km)	Dist. (km)								
Electricidade de Mozambique	Mozambique	885	235				186,208	2,700		0.33	69			396
ESKOM	South Africa	171,454	27,803	39,405		281,010	2,564,000	37,311		4.60	69		7.53	5,572
Kenya Power & Lighting	Kenya	3,879	753	808	2,605	10,000	472,671	7,167	2,655	0.54	66	178	1.76	684
ZESA	Zimbabwe	10,150	1,950	1,960			451,615	7,462		1.36	61			1,873
TanESCO	Tanzania	1,856	368	803	4,420	21,528	431,205	6,685	3,954	0.28	65	109	3.88	359
Swaziland Electricity Board	Swaziland	695	145				33,316	728		0.95	46			1,738
ZESCO	Zambia	6,430	1,126	1,768	6,159		170,924	4,097		1.57	42			3,135
Botswana Power Corp.	Botswana	1,479	257	132	2,454		67,397	1,670	552	0.89	40	122		1,829
ESCOM	Malawi	802	190				71,990	2,218		0.36	32			928
National Electricity Co.	Angola	1,009	209	598			79,556	3,319		0.30	24			1,057
Egyptian Electricity Authority	Egypt	56,982	10,500	13,300	26,304	264,511	1,219,432	109,285		0.52	11		2.66	3,894
Namibian Power Corp.	Namibia	1,812	292	393			2,219	789		2.30	3			68,049

Source: Deloitte & Touche

(3) その他

タンザニアでは発電所、送配電設備等の補修に必要な部品、工具類等の多くを海外から調達せざるを得ないこともあり、TANESCOは大量の部品、工具類をストックしている。2000年末における部品、工具等の在庫は289億シリングと算定されている。この内、45億シリングが過剰あるいは不用在庫(Obsolete and Slow moving stock)とされている。適切な調達計画を策定し、在庫量を減らすことが望まれる。

11.2 料金徴収の問題点

11.2.1 電力料金徴収システム

TANESCOは1999年末迄に、Custimaと呼ばれる料金徴収集中管理システムを一部の遠隔地を除く全ての地域に導入した。これにより、電力メータの読取、読取データのコンピュータ入力、請求書の送付、電力料金の受領以外の料金徴収に関する全ての業務は機械化された。しかし、解決すべき問題が多く残っている。ハードウェアについては旧式の機械(コンピュータ、プリンタなど)が多く使われており、データ処理、請求書の印刷等に非常に時間がかかることが最大の問題である。また、皮肉なことであるが、頻発する停電がコンピュータシステムに悪影響を及ぼしている(Uninterruptible Power Supplies: UPSも十分には機能していない)。ソフトウェア/運営面については、以下の点に問題がある。

- 地方事務所のスタッフがシステムを十分に理解していない。
- 検針員の数が不足しており、全ての電力メータを毎月1回検針することができない。
- 検針員の教育が不十分で、間違った検針が頻繁に行われている。
- データの入力に非常に時間がかかる。
- 検針ができなかった或いは間違った検針が行われた場合に、適切な仮定により電力消費量を推定・補正するシステム(ルチ)をCustimaは有していない。

以上の結果、需要家の多くがTANESCOの請求額に不信感を抱いている。また、検針から請求書の発行までに3ヶ月を要することが珍しくない。需要家の不信感は、電力料金支払の遅れ、不払いにつながっている。なお、後述する様に、Dar es Salaam市ではKinondoni地区を中心にLUKUと呼ばれるプリペイドカード式のメータが導入され、上記の様な問題は少ない。

一方、料金回収率が低く、未収金が年々増加していることが、TANESCOにとり非常に大きな問題である。料金回収率が低い主な理由は以下のとおりである。

(1) 料金請求に関する不信感

需要家の多くがTANESCOの請求額に不信感を持っている。また、TANESCO

も請求額に正確さに自信が無いのが現状である。その結果、TANESCO は電気の供給を止めるといった断固たる対策を採ることに躊躇があるのが実情である。

(2) 規格の欠如

電力量計に規格が無く、多数のメーカーの多様なメーターが使用されている。また、検針員が全てのメーターについて十分な知識を持っているわけではない。更に、メーターの設置場所(高さ)が決まっておらず、正確な検針が困難な非常に高い場所にメーターが設置されている場合も多い。

(3) スタッフの問題

検針員の教育が不十分である、検針員の士気が低い、検針員の絶対数が不足している、検針員の読み違いが多いなどの問題が指摘されている。

(4) 需要家の不正行為、無理解

電力料金を払う意志が無い、電力料金を安くしようとしてメーターを不法改造する、メーターをバypassさせる需要家が少なからずいる。料金制度(消費量が増えると単価が上がるシステム)を理解していない需要家もいる。また、検針の妨害(検針員の立ち入り拒否)も行われているとのことである。なお、需要家が検針員の立ち入りを嫌がるのは、検針員を装った泥棒を警戒してのものである。

(5) その他

TANESCO の経理担当者がコンピュータ入力、記帳等の際に、不正、ごまかしを働いているとの指摘もある。

11.2.2 電力料金徴収の状況

タンザニア全体、Dar es Salaam、Arusha、Moshi 及び Zanzibar の料金徴収の状況は以下のとおりである。

(1) タンザニア全体

タンザニア全体の年毎の料金徴収率は上昇傾向にあり、1995年に63%であった料金徴収率は2000年には87%となった。料金徴収率が上昇傾向にあるのはTANESCOの努力と、LUKUメーターの普及に因るものである。但し、料金徴収率が100%に満たないということは、未収金が年々増加していることと同義である。

(2) Dar es Salaam

Dar es Salaam 地区は、TANESCO の区分上、Ilala、Temeke、Kinondoni North 及び Kinondoni South の4つの地域に区分される。各地区の需要家の数は下表のとおり

りである。

Table 11.13 Dar es Salaam 地区の需要家数

Region	Number of Customers		
	Conventional Meters	LUKU Meters	Total
Ilala	46,279	12,396	58,675
Temeke	34,359	7,234	41,593
Kinondoni North	39,662	32,438	72,100
Kinondoni South	40,940	1,191	42,131
Total	161,240	5,3259	214,499

Source : Deloitte & Touche

Dar es Salaam の各地区の料金徴収率は、下表に示す様に、非常に低かった。しかし、2000 年以降は大きく改善されている。Dar es Salaam の料金徴収率が低い理由の一つに、政府・政府系企業の未払いが挙げられる。

Table 11.14 Dar es Salaam 地区の料金徴収率の推移

	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Kinondoni North	14%	12%	79%	6%	37%	66%
Kinondoni South	10%	9%	9%	33%	32%	41%
Temeke	8%	7%	8%	19%	54%	95%
Ilala	27%	25%	51%	18%	34%	60%
Total Dar Es Salaam	13%	12%	23%	18%	37%	61%

Source : Deloitte & Touche

Note): * Figure for half year up to June 2001

(3) Arusha

Arusha 地区は観光の中心地であると共に商工業も盛んであり、約 40,000 の需要家が存在している。大規模需要家を含め、需要家の約 8 割は Arusha 市に集中している。電力代金の請求額、徴収額及び徴収率の推移は下表に示すとおりである。Arusha における大きな問題は、1999 年以降、請求額が大幅に減少していることである。請求額が大きく減少している主な理由は以下のとおりである。

- 1999 年に導入された新しい料金徴収システム(Custima)が上手く機能していない。
- 検針員及び検針員の移動手段(自動車、オートバイ、自転車など)が不足している。
- 不適切な住所表示により、顧客の所在地を見つけ難い。
- 検針員を装った泥棒が存在するので、顧客が検針員の立ち入りを拒む。

Table 11.15 Arusha 地区における料金徴収の推移

	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Billings (MMUS\$)	22.6	20.7	22.2	13.2	14.0	3.4
Collection (MMUS\$)	8.2	8.9	9.7	8.9	7.2	4.9
Collection (%)	36%	43%	44%	68%	51%	142%

Source : Deloitte & Touche

Note): * Figure for half year up to June 2001

(4) Moshi

Moshi 地区には約 5 万の需要家が存在し、その約半数は Moshi 市に在る。過去 6 年間の電力代金の請求額、徴収額及び徴収率の推移は下表に示すとおりである。

Table 11.16 Moshi 地区における料金徴収の推移

	1996	1997	1998	1999	2000	2001*
Billings (MMUS\$)	14.8	16.0	13.8	16.8	8.1	1.3
Collection (MMUS\$)	6.4	5.3	3.7	7.1	9.3	3.1
Collection (%)	44%	33%	27%	42%	115%	239%

Source : Deloitte & Touche

Note): * Figure for half year up to June

Moshi 地区の料金徴収に係る問題は Arusha と同様である。2000 年以降の徴収率が 100% を大きく超えているのは年々請求額が減少したことに起因するものであり、徴収額が増加しているわけではない。なお、Moshi 地区では山の斜面に多くの住居が散在しているため、検針に非常に手間がかかる。また、顧客が支払のために TANESCO の事務所を訪問することも大変である。

(5) Zanzibar

TANESCO は Zanzibar State Fuel and Power Company に対して電力供給を行っている。Zanzibar の TANESCO への電力料金の支払額は下表に示す様に驚くほど少ない。その結果、2000 年末における未払い金の総額は同年の電力販売額の 5 倍を超えている。独立以来、Zanzibar 政府と連合政府(Mainland Government)間の関係は非常に複雑なものがあり、Zanzibar 政府(Zanzibar State Fuel and Power Company)の電力料金未払い問題の解決は非常に難しい。

Table 11.17 Zanzibar における料金徴収の推移

	1996	1997	1998	1999	2000
Billings (MMUS\$)	4.56	2.75	4.01	5.45	5.21
Collection (MMUS\$)	0.44	0.08	0.23	0.07	0.94
Collection (%)	9.6%	2.9%	5.7%	1.3%	18.0%

Source : Deloitte & Touche

11.3 プリペイドカード方式について

11.3.1 概要

タンザニアのプリペイドカード方式の電力メーターは LUKU と呼ばれ、首都の Dar es Salaam のみにて使用されている。LUKU の導入は、世界銀行の援助の下で、TANESCO が Dar es Salaam の Kinondoni North 地区で試験的に約 300 の LUKU メーターを設置したこ

とに始まる。Kinondoni North 地区が試験地域として選定された理由は、「大口のユーザーが多く存在すること」及び「ユーザーの多くが検針員の敷地内への立ち入りを希望していないこと」である。LUKU 導入の主目的は以下のとおりである。

- 料金回収率の向上、TANESCO の収入増加
- 検針員の削減
- 請求書の郵送費用の削減
- 電気供給停止(Disconnection)及び供給再開(Reconnection)費用の削減
- 顧客へのサービスの向上
- 顧客による節電を促す

本格的なプロジェクトは1993年にニュージランドの Messrs. Worley International Ltd.がコンラクトに選定されたことに始まり、1995年10月から1997年2月まで実施された。Worley 以外にプロジェクトに関与した企業は以下のとおりである。

- 南アの Messrs ROSCHON (Pty):コントラクター
- 南アの CONLOG(Pty):メーター/カード販売機等の機器の供給及び教育訓練
- Brampton International:渉外(Public Relations)
- Messrs Industrial & Commercial Installations Ltd.:メーターの据付

当初の計画では2,000~3,000台のメーターを導入して試験を行う計画であったが、世界銀行がLUKUメーターは料金徴収問題解決の有効な手段であると判断したこともあり、規模を拡大してプロジェクトが実施された。プロジェクトの終了時点でのLUKUメーターの設置台数は40,382台であり、毎日2,200万シリング(約2.4万ドル)の電力料金がLUKUメーターにより徴収されるようになった。その後、Kinondoni South、Ilala、Temeke 地区にもLUKUメーターが設置され、2001年5月末の時点では53,196台のLUKUメーターにより、毎日3,450万シリング(約3.8万ドル)の電力料金が徴収されている。TANESCO の料金収入に占めるLUKUの割合は、Fig. 11.3に示す様に、1996年の7%から2000年には14%に倍増している。

53,196台のLUKUメーターの約85%は磁気カード方式であるが、最近では、技術的に完成度の高い(信頼性が高く改造が難しい)キパッド型(数値入力型)が導入されており、今後は、キパッド式が中心になっていくとのことである。LUKUメーターの費用(設置費用を含む)は約6万シリング(約67ドル)で、現在はTANESCOが全額負担している。Fig.11.4及び11.5にLUKUメーターの写真を示す。

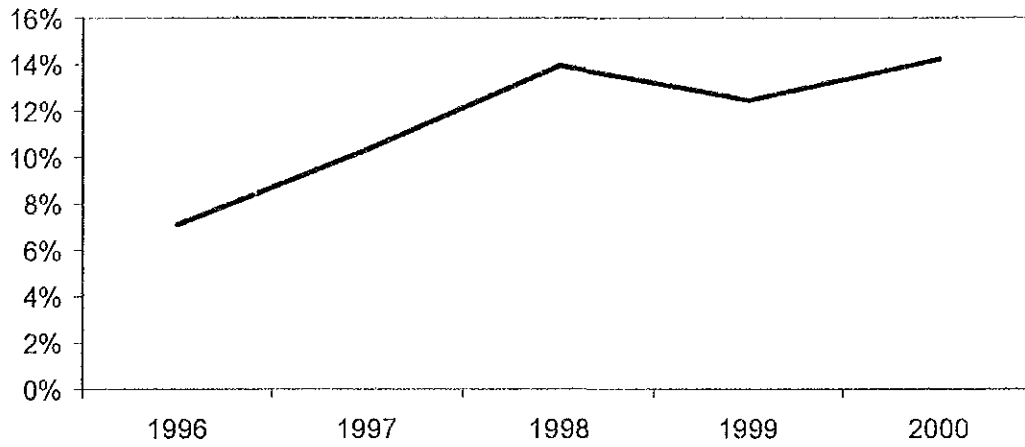


Fig 11.3 TANESCO の料金収入に占める LUKU の割合

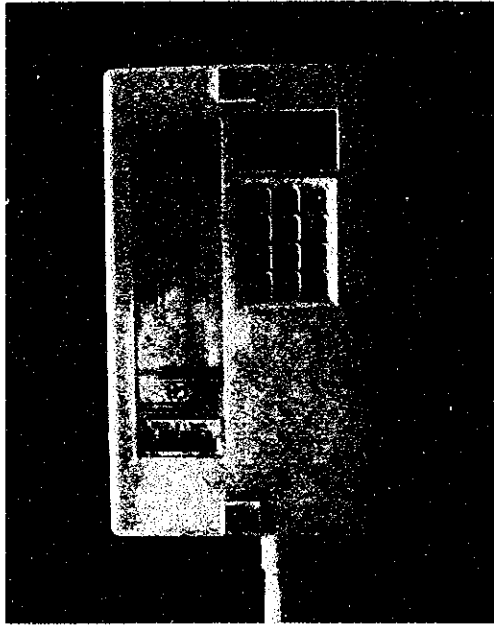


Fig.11.4 TANESCO 本店の料金徴収所に
デモ用に設置された LUKU メーカー
(単相用、CONLOG 社製)



Fig.11.5 三相用の LUKU メーカー
(Tellumat 社製)

11.3.2 長所、短所

(1) 利用者の立場

LUKU 利用者の LUKU に対する満足度は高く、9 割近い利用者が引き続き LUKU を使っていきたいとしている。その主な理由は以下のとおりである。

- LUKU では実際の電力消費量に応じて正確に電力料金が徴収される。
- 検針員のメーターの誤読、検針を行わない推定による請求、検針値のコピー入力のみ等による間違った請求が行われることは無い。
- タンザニアではメーター検針員を装った泥棒が存在すること等から、需要家は検針員の敷地内への立ち入りを好まない。LUKU は検針員の敷地内への立ち入りが不要である。
- 従来は 2 ヶ月以上遅れて請求書が送られて来ることが頻繁にあったが、LUKU は前払いであるので、上記の問題は発生しない。
- 使用した電力量と料金が分かるので、節電に役立つ。

一方、問題点としては、以下の 2 点が挙げられる。

- LUKU カードの販売所が少なく、また、カード発行に時間がかかるので、カード購入に際して非常に長い時間がかかる。カード販売所が少ないのは、電話のプリペイドカードと異なり、出来合いのカードを販売するのではなく、販売時にカードに種々の情報を電子的に書き込む必要があるので街中の材刃等での販売は不可能なことに因る。また、委託を受けた民間業者が不正を働いたことから、民間委託を停止した経緯もある。販売所を増やすと共に、ソフトの改良による販売時間の短縮を行っているが、問題が完全に解決されたわけではない。
- LUKU メーターは輸入品(主として南アから)である事もあり、新規導入には時間を要する。

一部の利用者が LUKU に満足していない大きな理由は、月初め(最初の 100kWh)と月末(100kWh 超)で、電力使用量が同じであるにも関わらず、引き落とされた料金が異なることから LUKU メーターに不信感を抱いている事である。TANESCO の電力料金(Tariff-1)は 4 段階の累進料金になっているので、消費量により単価が異なるのは当然のことであるが、料金制度を正しく理解していない一部の利用者が、上記の状況を奇異に感じている。なお、従来のメーターでは料金が表示されないのが問題とはならなかった。以上は、LUKU の問題ではなく、料金制度或いは料金に関する広報の問題ではあるが、LUKU を今以上に普及させるためには、料金制度の周知徹底等の対策が必要となろう。

(2) TANESCO の立場

プリアイドカード方式は、従来の方式では検針から入金まで2ヶ月程度必要とした電気料金を前払いの形で受け取るので、TANESCO にとっては非常に好都合なシステムである。また、メーターの誤読や請求書発行の遅れの解消、検針・料金請求コストの削減等の面での効果も非常に大きい。料金徴収率の向上に寄与していることも確かである。

一方、LUKU はメーターのバリエーションや改造等の不正行為に対しては有効な対策を持たず、定期的に客先を訪問して調査する以外には対策が無い。メーターのバリエーションや改造についての系統的な調査は実施されていないが、上記の不正行為は珍しくないとの報告がある。ハード面では、一部のメーター、特に三相メーターに問題が多く、修理・取替えが必要である。TANESCO が行った調査では、単相メーターの異常が0.8%であったのに対し、三相メーターでは6%の異常が発見された。

(3) 今後の動向

TANESCO の LUKU メーターに関する基本認識はパイロットプロジェクトで、その延長として、需要家の要望に応じ設置台数を増やしてきたというのが実情である。従い、TANESCO はビジネスとして LUKU システムの定量的な経済評価を行っていないが、利用者と TANESCO の双方に利益をもたらしていることは間違いが無い。また、違法行為に対して十分な対応が出来ないという欠点は有るが、技術的に LUKU メーターに匹敵するものは無い。従い、TANESCO は、引き続きハードウェアの両面から改良を行いつつ、LUKU メーターの設置台数を増やしていく方針である。また、政府機関の事務所や公務員の住宅への設置も検討している。今後、LUKU メーターを更に普及させていく上で問題となるのは技術的な問題よりも、LUKU メーターを購入(輸入)するのに必要な資金(外貨)の不足にあると言える。

11.3.3 LUKU メーターの Arusha・Moshi への適用可能性

TANESCO は Dar es Salaam への設置がほぼ完了するまでは、地方都市への LUKU メーターの導入は行わない考えである。一方、11.2 節「料金徴収の問題点」にて述べた様に、Arusha、Moshi で請求業務の遅れが非常に深刻な問題となっている。LUKU システムは請求業務の簡素化に非常に有効で、現時点では他に適当な技術は無い。従い、上記の問題が解決されない場合には、LUKU メーターの Arusha・Moshi への導入を早急に検討する必要が生じると思われる。資金不足の問題については、シモンズ等の民間企業が BOT(Built, Operate and Transfer)方式でプリアイドカード方式の導入に興味を示しているため、民間企業(外資)の活用も検討すべきである。

11.4 隣国の電力事業の概況

情報が得られたケニア及びウガンダの電力事業の概要とタンザニアとの比較を以下にまとめる。

ケニアでは1996年にエネルギーセクターの構造改革が行なわれた。電力セクターも大きく変化し、ケニアの電力事業を事実上独占していた Kenya Power and Lighting Company (KPLC)は送配電事業のみを独占的に行なうこととなった。KPLCが保有・運営していた全ての発電設備(水力、地熱、火力及び風力)は国営の Kenya Electricity Generation Company (KenGen)に移管され、KenGenの発電した電力は全てKPLCに販売されている。一方、民間企業による発電事業が認められるようになり、ケニアの発電設備容量の約90%はKenGenが、残りの10%は以下に示す民間の独立電気事業者が保有している。電源構成は60%が水力で、主要な水力発電所はケニア北部のTana川沿いにある。Nairobi及びMombasaには火力発電所があり、また、大地溝帯に位置するOlkariaには地熱発電所がある。

Table 11.18 ケニアにおけるIPP事業者

Name	Location	Type	Major Shareholder
IberAfrica	Nairobi	Diesel	Union Electric Fenosa, Spain
Westmont	Mombasa	Gas Turbine	Westmont Malaysia, Malaysia
Ormat Power	Olkaria	Geothermal	Ormat, USA
Tsavo Power	Monbasa	Diesel	Cinergy Corp, USA

Source: Deloitte & Touche

ウガンダでは Uganda Electricity Board (UEB) が電力事業を独占的に行なってきたが、2001年3月31日に、発電、送電及び配電の各部門が別会社となった。電源構成は90%以上が水力である。余剰電力はケニア、タンザニア及びルワンダに輸出され、ルワンダからは電力の輸入も行なわれている。2000年における電力輸出入の状況はTable 11.19に示すとおりである。

Table 11.19 2000年における電力輸出入の状況

Country	Exported (GWh)	Imported (GWh)
Kenya	229.51	--
Tanzania	21.53	--
Rwanda	0.10	1.1
Total	251.15	1.1

Source: Homepage of Uganda Electricity Board (www.ueb.co.ug)

Table 11.20に1999年における、タンザニア、ケニア及びウガンダの電力産業の概要をまとめる。同表から明らかな様に、タンザニアの電力料金はケニアに対しては60%高、ウガンダに対しては21%高となっている。需要家一人当たりの電力消費量はタンザニアが最低である。

Table 11.20 1999年における、タンザニア、ケニア及びウガンダの電力産業の概要

Particulars	Tanzania	Kenya	Uganda
Generation Capacity (MW)			
Hydro	399*	625	261
Thermal	233*	217	2
Geothermal	--	45	--
Total	632*	887	263
Revenue (TSch billion)	124.20	164.90	51.40
Total Sales (GWh)	1,748	3,717	876
Total No. of Customers	396,176	472,671	164,225
Average Sales per Customer (in kWh)	4,412	7,864	5,334
(in TSch)	313,495	348,871	164,317
Average Price per kWh (TSch)	71.05	44.36	58.68

Source: Deloitte & Touche, Home Pages of KenGen (www.kengen.co.ke), KPLC (www.kplc.co.ke) and UEB (www.ueb.co.ug), and The Economic Survey 2000, (The Planning Commission, Tanzania)

Note *: Small power stations isolated from grid are not included

Table 11.21 にタンザニアとケニアの電力事業の財務状況をまとめる。同表から明らかな様に、1999年と2000年共に TANESCO が赤字であったのに対し、両年の合計で KenGen 及び KPLC は税引き後で約 413 億タンザニアシリングの利益を上げている。ケニアでは構造改革により電力事業の収益性が向上したと言われている。ケニアでも未収金は大きな問題であるが、タンザニアほど深刻ではない。以下の式で計算される料金徴収に要する日数の指標は、2000年末時点で、ケニアが 220 日、タンザニアは 570 日である。

$$\text{年度末の売掛金総額} \div \text{当該年度の電力販売額} \times 365 \text{ 日}$$

KenGen 及び KPLC の固定総資産額は TANESCO の約 43% であり、TANESCO に比較して償却費や金利負担が小さい。一方、TANESCO は総発電量の 80% 以上を水力発電に依存しており水力発電所や送電線の建設に多額の投資を行ってきたため、償却や金利負担が大きい。設備投資に必要な資金については、TANESCO は、ほぼ全てを長期の借入金に依存しているが、ケニアでは短期の資金も活用されている。

第11章 TANESCO の財務状況と課題

Table 11.21 タンザニアとケニアの電力事業の財務状況

Particulars	2000		1999	
	TANESCO ¹⁾	KenGen & KPCL ²⁾	TANESCO ¹⁾	KenGen & KPCL ²⁾
Profitability				
Revenue	130.77	170.20	124.20	164.90
Cost of sales + Operating Expenses	141.92	174.20	151.30	144.60
Operating Profit	▲11.16	▲4.00	▲27.10	20.30
Profit before Tax	▲9.24	28.23	▲25.17	20.30
Profit after Tax	▲9.24	24.66	▲25.68	16.64
Assets and Liabilities				
Current Assets	220.80	149.42	197.45	137.62
Current Liabilities	195.98	237.61	152.94	177.47
Net Current Assets	24.83	▲88.19	44.52	▲39.85
Investment	0.01	0.04	0.01	0.04
Fixed Assets and Capital WIP	1,229.79	522.62	1,235.96	235.80
Total Assets	1,254.63	434.47	1,280.49	195.99
Share Capital	294.30	124.65	294.30	21.05
Reserves and Surplus	617.30	158.76	624.34	133.73
Grants and Development Fund	42.03	--	37.46	--
Long-term Debt	301.00	136.63	324.39	30.55
Deferred Tax Liabilities	--	14.42	--	10.67
Total Liabilities	1,254.63	434.47	1,280.49	195.99
Ratios				
Operating Profit	0.00%	0.00%	0.00%	12.31%
Profit before Tax	0.00%	16.59%	0.00%	12.31%
Return on	▲0.63%	15.67%	1.38%	16.45%
Current Ratio	1.13	0.63	1.29	0.79
Liquid Ratio	0.94	0.45	1.04	0.64
Debt Equity Ratio	25%	33%	26%	16%
Total Debt to Total Assets	34%	56%	33%	56%

Source: Deloitte & Touche

Note 1): TANESCO pursues the calendar year as their accounting year.

2): The financial year for KenGen and KPCL commences on 1st July and ends on 30th June.

第 12 章

經濟分析

第12章 経済分析

12.1 経済分析の目的

一般に、国の経済発展を図るためには、種々の分野で様々な投資が必要である。タンザニアの様な発展途上国の場合は、電力、上水道、道路等の基本インフラの整備・拡張が必要である。しかし、財源に限りがあり、必要な全ての投資を同時に行なうことはできないので、プロジェクトの優先順位付けが必要となる。

一方、本調査の対象地域である Dar es Salaam、Arusha 及び Moshi の3都市では、電力需要が急増しており、変電設備・送配電網の整備・拡張が急務となっている。また、設備の老朽化、設備容量の不足などから停電の頻発・電圧の変動等の問題が多発している。従い、本計画の重要度が高いことは間違いない。しかし、本プロジェクトを他のプロジェクトに優先して実行するか否を判断するには定量的な分析が必要となる。

プロジェクトの評価には経済分析と財務分析がある。経済分析はプロジェクトの妥当性を国家経済の観点から行なうものであり、財務分析はプロジェクトの収益性を評価するものである。本章では、本計画の妥当性を国家経済の観点から定量的に評価する。

12.2 経済分析の方法

12.2.1 基本方針

一般に、経済分析では、プロジェクトが実施された場合 (With Project) とプロジェクトが実施されなかった場合 (Without Project) の両ケースの差につき便益とコストの検討が行なわれる。プロジェクトの便益はプロジェクトの実施により、新たに生み出される財・サービス、或いは削減されるコストのことである。本調査では、プロジェクトの実施により達成される電力供給の増加分を便益と見なし、本プロジェクトの投資コストと新規投資に伴う運転管理費の増加分をコストとする。地域については、3都市が対象であるが、Arusha と Moshi の電力系統は互いに連系しているので、Arusha・Moshi を一つの地域 (Arusha・Kilimanjaro 地域) とし、Dar es Salaam および Arusha・Kilimanjaro の2地域を評価の対象とする。

12.2.2 評価方法

本調査では、経済分析にて広く用いられている経済的内部収益率 (Economic Internal Rate of Return; EIRR) を評価の指標とする。EIRR は、便益をインフロー、コストをアウトフローとし、インフローからアウトフロー控除した各年のネットフローの合計がゼロとなる割引率のことで、次式により算出される。

$$\sum_{i=1}^n \frac{\text{Net Flow}_i}{(1+R)^{i-1}} = 0$$

ここで、nは計算期間（年）、Rは割引率である。

12.2.3 評価対象（代替案）

本経済分析では以下の2ケースを検討の対象とする。

- ピークロードに対応した設備投資を行い、変圧器・送電線等の過負荷運用を避けるケース（Case-A：A-ケース）
- 変圧器、送電線の過負荷運用をみとめるケース。具体的には、変圧器の増設は最大負荷が既設の120%に達した時点で実施、新設変電所の建設はOn Going 以外については、1年先送りとする（Case-B）

12.3 前提条件

経済分析における主要な前提条件を以下にまとめる。

(1) 価格の基準と為替レート

本調査では現地調査を実施した2001年の固定価格で経済評価を行なうものとし、インフレーションは考慮しない。また、為替レートは2001年後半の実勢レートに基づき、以下の通りとする。

$$1 \text{ US\$} = 900 \text{ Tanzania Shilling}$$

一方、為替の公定レートが実勢を反映していない国におけるプロジェクトの経済分析では、公定レートの代わりに Shadow Exchange Rate や市場レートを用いることがある。しかし、タンザニアでは1993年8月に公定レートと市場レートの一本化が行なわれ、受給バランスにより日々の為替レートが決定されている。従い、本調査では Shadow Exchange Rate についての検討は行なわない。

(2) 計算期間

TANESCO が毎年の減価償却額の計算に用いている配電設備関係の機器の耐用年数は架空線（11kV および 33kV）が30年、変電所は60年となっている。また、他の多くの機器の耐用年数も30～60とされている。従い、一番短い耐用年数に合わせ、経済分析の対象期間を30年とした。なお、本調査のロードが2010年迄の電力需要に対応することとなっており、設備計画案も2010年迄を対象としているので、本経済分析では、2011年以降の電力供給量（便益）は2010年と同量とした。

(3) 便益の考え方

電力事業の経済分析では長期限界費用を便益とする事が一般的である。TANESCO

の長期限界費用については、1993年に行なわれた London Economics Ltd.の調査で US\$ 9/kWh という数値が算定され、長らくこの数字が基本とされてきた。しかし、上記の数値は10年近く前に算出された数値で現状を必ずしも反映していないと考えられる。一方、1993年の発電・送電・配電の総原価が US\$ 8.75であったのに対し、2000年の総原価は US\$ 9.33/kWhであった。従い、本調査では1993年の長期限界費用である US\$ 9/kWh に総原価の上昇率を乗じた US\$ 9.60/kWh を長期限界費用とする。

一方、当然のことながら、電力販売量を増加するためには発電量を増加する必要がある。原価単価が類似した発電所のみからなる国や地域の場合には発電量が多少増加しても平均の発電単価に大きな変化は無いが、タンザニアに様に水力発電が中心で不足分を発電単価が異なる火力発電で補っている国の場合には、発電量の増加に伴う発電単価の変化を予測することは非常に難しい。従い、本調査では、発電・送電・配電の総原価を配電部分とその他の部分に分け、上記の長期限界費用に配電部分の比率を乗じた金額を配電部分の長期限界費用とすることとした。配電部分の原価は Deloitte & Touche が TANESCO より入手した資料 (Table 12.1 参照) に基づき、以下の方法で算出した。

- 直接原価 (Cost of sales excluding Depreciation) は Table 12.1 の数値をそのまま使用した。
- 減価償却費は発・送電、配電、その他の3つに区分されていたので、その他の部分を発・送電と配電の減価償却額の比率に応じ、両者に配分した。
- 一般管理費 (Administration Expense) は管理部門の人件費が大部分を占めるので、人件費の比率に応じ、発・送電と配電の両者に配分した。
- その他の費用は金利、為替差損などの設備関連費用が中心であるので、発・送電と配電の減価償却額の比率に応じ、両者に配分した。

以上の結果を Table 12.2 にまとめる。同表から明らかな様に、総原価に占める配電コストの比率は年により変動している。この理由は、降水量により、発電原価が大きく異なるためである。水力発電を中心とする電源構成が当分変わらないので、今後共、配電コストの比率は毎年変化することになる。従い、本調査では2000年の数値ではなく、過去5年間の平均値である 25.33% を総原価 US\$ 9.60/kWh に乗じた US\$ 2.43/kWh を配電の原価 (便益) とした。

Table 12.1 TANESCO の原価構成の推移

(Unit: TSch Million)

Particulars	1996	1997	1998	1999	2000
Cost of sales					
Generation and Transmission	21,844	38,047	17,002	28,331	51,350
Distribution	4,024	4,210	4,969	9,282	10,408
Depreciation	32,935	35,189	39,932	41,622	38,783
Total	58,803	77,446	61,903	79,235	100,541
Operating Expenses					
Administration Expenses	15,840	20,645	25,929	29,605	37,559
Provision for Doubtful Debts	13,285	4,513	11,168	1	22
Interest on Loans	6,849	6,383	14,796	15,487	13,918
Exchange Fluctuation Loss	19,673	▲182	17,634	29,969	▲12,664
Provision for Obsolete Stocks	120	106	1,127	0	2,549
Total	55,767	31,466	70,654	72,063	41,383
Non-Operating Income	1,164	5,236	1,254	1,931	1,919
Total Cost	113,406	103,676	131,303	149,367	140,005
Energy Sold (in GWh)	1,829	1,701	1,718	1,748	1,857
Cost per kWh	62.01	60.96	76.42	85.46	75.41
Av. Exchange Rate for US\$	587	613	654	731	808
Cost per kWh (in US Cents)	10.57	9.95	11.68	11.68	9.33

Source: Deloitte & Touche

Table 12.2 部門別原価構成の検討

(Unit: TSch Million)

Particulars	1996	1997	1998	1999	2000
Generation & Transmission					
Cost of Sale excl. Depreciation	21,844	38,047	17,002	28,331	51,350
Depreciation	25,765	28,912	30,481	31,453	31,879
Administration	8,549	11,519	13,495	15,276	19,532
Others	30,324	4,589	33,18	30,625	1,566
Total	86,482	83,067	94,161	105,689	104,327
Distribution Cost					
Cost of Sale excl. Depreciation	4,024	4,210	4,969	9,282	10,408
Depreciation	7,170	6,277	9,451	10,169	6,904
Administration	7,291	9,126	12,433	14,329	18,027
Others	8,439	996	10,288	9,901	339
Total	26,925	20,609	37,142	43,682	35,678
Total Cost	113,406	103,676	131,303	149,367	140,005
% of Distribution Cost	23.74%	19.88%	28.29%	29.24%	25.48%
			Average of 5 Years		25.33%

12.4 プロジェクトコスト

12.4.1 建設費

想定した2ケースの建設費を Table 12.3 及び Table 12.4 にまとめる。両表に示した建設費には、経済分析における移転項目に相当する、輸入関税を始めとする税金は含まれていない。

Table 12.3 建設費用の要約 (Case-A)

Dar es Salaam (Unit: Thousand US\$)

Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	20,270	3,032	23,302	11,671	1,310	12,981	3,683	17	3,700	35,624	4,359	39,983
2003	12,530	1,887	14,417	3,503	761	4,264	4,999	23	5,022	21,032	2,671	23,703
2004	13,845	2,094	15,939	11,060	3,250	14,310	5,181	24	5,205	30,086	5,368	35,454
2005	2,962	454	3,416	834	98	932	1,920	9	1,929	5,716	561	6,277
2006	6,047	915	6,962	1,102	168	1,270	2,360	11	2,371	9,509	1,094	10,603
2007	2,439	369	2,808	520	61	581	508	2	510	3,467	432	3,899
2008	877	131	1,008	0	0	0	674	3	677	1,551	134	1,685
2009	4,994	754	5,748	0	0	0	643	3	646	5,637	757	6,394
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	63,964	9,636	73,600	28,690	5,648	34,338	19,968	92	20,060	112,622	15,376	127,998

Arusha, Kilimanjaro (Unit: Thousand US\$)

Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	12,047	1,594	13,641	3,610	424	4,034	2,578	11	2,589	18,235	2,029	20,264
2003	4,516	685	5,201	4,195	493	4,688	2,682	12	2,694	11,393	1,190	12,583
2004	1,509	231	1,740	1,341	158	1,499	742	3	745	3,592	392	3,984
2005	662	100	762	7,916	2,352	10,268	1,406	7	1,413	9,904	2,459	12,443
2006	5,700	855	6,555	8,018	2,364	10,382	0	0	0	13,718	3,219	16,937
2007	1,684	254	1,938	0	0	0	1,666	8	1,674	3,350	262	3,612
2008	0	0	0	0	0	0	1,045	5	1,050	1,045	5	1,050
2009	2,707	401	3,108	0	0	0	0	0	0	2,707	401	3,108
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	28,825	4,120	32,945	25,080	5,791	30,871	10,119	46	10,165	64,024	9,957	73,981

Table 12.4 建設費用の要約 (Case-B)

Dar es Salaam (Unit: Thousand US\$)

Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	16,062	2,400	18,462	10,600	1,196	11,796	2,725	13	2,738	29,387	3,609	32,996
2003	9,646	1,448	11,094	2,619	655	3,274	4,192	19	4,211	16,457	2,122	18,579
2004	16,192	2,449	18,641	11,542	3,307	14,849	4,635	22	4,657	32,369	5,778	38,147
2005	2,238	339	2,577	636	77	713	1,401	7	1,408	4,275	423	4,698
2006	6,054	915	6,969	1,279	188	1,467	2,462	11	2,473	9,795	1,114	10,909
2007	3,470	531	4,001	493	58	551	2,824	13	2,837	6,787	602	7,389
2008	800	123	923	163	19	182	242	1	243	1,205	143	1,348
2009	1,916	284	2,200	451	53	504	1,190	6	1,196	3,557	343	3,900
2010	2,592	393	2,985	70	8	78	0	0	0	2,662	401	3,063
Total	58,970	8,882	67,852	27,853	5,561	33,414	19,671	92	19,763	106,494	14,535	121,029

Arusha, Kilimanjaro (Unit: Thousand US\$)

Year	Substation			Transmission			Distribution			Total		
	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total	Foreign	Local	Total
2002	11,909	1,571	13,480	1,303	153	1,456	2,883	13	2,896	16,095	1,737	17,832
2003	3,330	508	3,838	2,618	307	2,925	1,850	9	1,859	7,798	824	8,622
2004	1,324	200	1,524	3,884	456	4,340	1,268	5	1,273	6,476	661	7,137
2005	1,509	231	1,740	9,096	2,491	11,587	1,406	7	1,413	12,011	2,729	14,740
2006	5,793	870	6,663	7,916	2,352	10,268	361	2	363	14,070	3,224	17,294
2007	569	85	654	263	31	294	1,045	5	1,050	1,877	121	1,998
2008	1,684	254	1,938	0	0	0	1,045	5	1,050	2,729	259	2,988
2009	0	0	0	0	0	0	621	3	624	621	3	624
2010	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	26,118	3,719	29,837	25,080	5,790	30,870	10,479	49	10,528	61,677	9,558	71,235

12.4.2 運転費用

変電設備及び送電設備は年末に工事が完了するものとし、翌年から維持管理費が必要となるものとした。変電及び送電設備の維持管理は、それぞれ、建設費の0.5%及び0.7%とした。配電設備の維持管理費はTable 12.5に示す様に、推定した。

Table 12.5 配電設備の維持管理費 (Unit: Thousand US\$)

Year	Dar es Salaam		Kilimanjaro	
	Case-A	Case-B	Case-A	Case-B
2002	130	96	90	101
2003	306	243	185	166
2004	488	406	211	210
2005	556	455	261	260
2006	639	452	261	273
2007	657	641	320	310
2008	681	650	357	347
2009 and after	704	692	357	369

12.5 プロジェクトの便益

本プロジェクトの主目的は、容量不足或いは過負荷となっている設備を増強すると共に、老朽化した設備を更新することにより、増加する需要に対応した電力を安定的に供給することである。従い、本調査では、2001年の電力供給量を基準に、電力供給量の増加額をプロジェクトの便益とした。電力供給量の予測値については第4章の電力需給にて検討を行っており、その結果をTable 12.6にまとめる。ベースケース (Case-A) における各年の便益額は下表の電力販売増加量に、先に検討した単価 US\$ 2.43/kWh を乗ずる事により算定する。2011年以降の便益は、先に述べた様に、2010年と同額とする。

Table 12.6 想定される電力供給量 (Case-A) (Unit: GWh)

Year	Dar es salaam		Kilimanjaro	
	Energy Sold	Increase in Energy Sold	Energy Sold	Increase in Energy Sold
2001	1,354.68	--	330.39	--
2002	1,466.54	111.86	369.90	39.51
2003	1,565.51	210.83	406.81	76.42
2004	1,671.50	316.82	441.79	111.40
2005	1,781.11	426.43	475.09	144.70
2006	1,889.49	534.81	506.86	176.47
2007	1,995.33	640.65	536.32	205.93
2008	2,105.57	750.89	567.02	236.63
2009	2,220.31	865.63	598.96	268.57
2010	2,339.83	985.16	632.23	301.84

一方、Case-B においては、先に述べた様に、変圧器、送電線の過負荷運用をある程度認める前提で設備投資計画を策定している。タンザニアでは実際に過負荷運用を余儀なくさ

れており、また、今後も過負荷運用が完全になくなる訳ではないと思われる。過負荷運用は停電や電圧低下といった問題の大きな原因の一つであるが、将来の停電の発生頻度や電圧降下の度合いを定量的に予測することは不可能である。従い、Case-B においては、過負荷になった時点でロードシェーディングを行なうことを前提に経済分析を行なう。Case-B における電力供給量を以下の手順で算出した。

- Fig. 12.1 に示した TANESCO の年間負荷曲線が 2010 年迄、全変電所の負荷曲線に対応できるものと仮定した。
- 年間負荷曲線を直線近似し、その年のピークロードを 1 とした場合の、各負荷の発生期間を求めた (Fig.12.2 参照)。
- 増設を後送りした影響で過負荷になる変電所と過負荷運転年を抽出した。
- Fig. 12.2 により、抽出した各変電所につき、各年における、定格容量を超える電力量を求めた (Table 12.7 参照)。電力量の算定に当たり、力率を 0.8 とした。

Table 12.7 定格容量を越える電力量

(Unit: MWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total
Dar es Salaam										
Mbezi	--	--	--	--	--	6	343	--	--	349
Bahari Beach	--	3	11	170	678	--	--	--	--	858
Ilala	--	--	277	1,383	--	--	138	1,043	--	2,845
Kariakoo	--	--	--	--	--	11	170	678	--	858
Sokoine	678	--	--	--	--	--	--	--	--	678
TOL	--	--	--	--	--	--	--	11	170	180
Kurasini	386	1,078	--	--	--	--	--	--	--	1,463
Mbagala	--	53	--	--	--	--	--	--	--	53
Tandale	480	--	--	--	--	--	--	--	--	480
FZ III	575	--	--	--	--	--	--	--	--	575
Msasani	--	6	631	--	--	--	22	--	--	670
Chang'ombe	--	--	--	1	80	433	--	--	--	513
Total	2,118	1,140	919	1,553	758	449	673	1,732	170	9,512
Kilimanjaro										
Themí	--	--	--	--	--	2	129	--	--	131
Usa River	--	--	--	--	--	--	--	24	354	379
Kiyungi	--	--	--	--	--	--	--	105	1,926	2,031
Machame	29	--	--	--	--	--	--	--	--	29
Total	29	0	0	0	0	0	129	129	2,281	2,570

ロードシェーディングを考慮した Case-B の電力供給量を Table 12.8 にまとめる。2011 年以降の電力販売量は、2010 年に設備投資が行なわれるので、2010 年の販売量に同年のロードシェーディング分を加えた量とする。

ANNUAL LOAD DURATION CURVE 1999

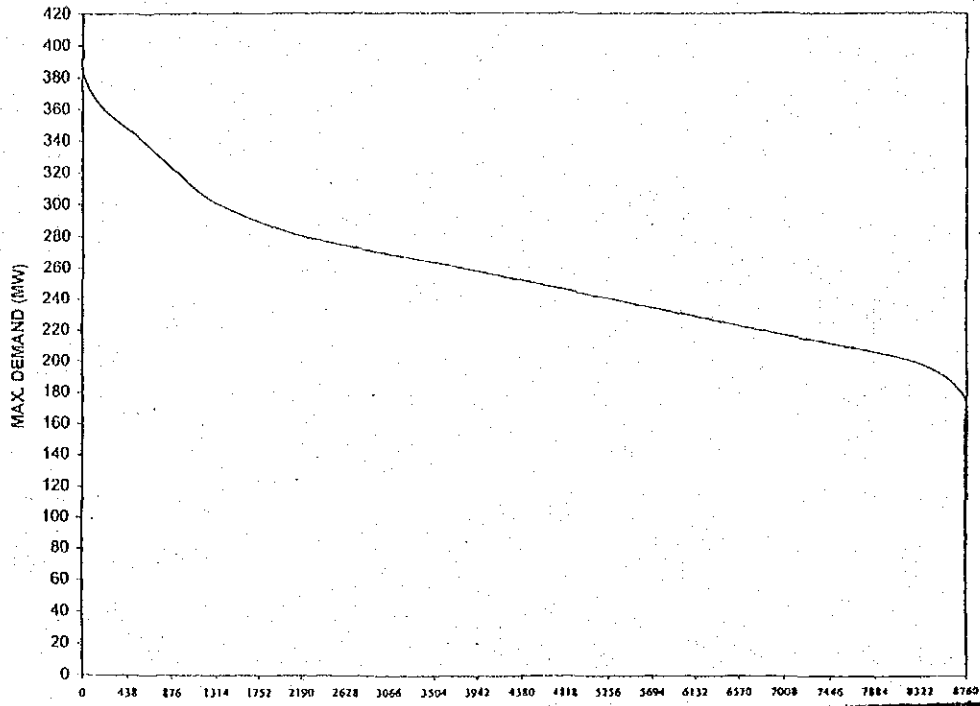


Fig. 12.1 TANESCO の年間負荷曲線

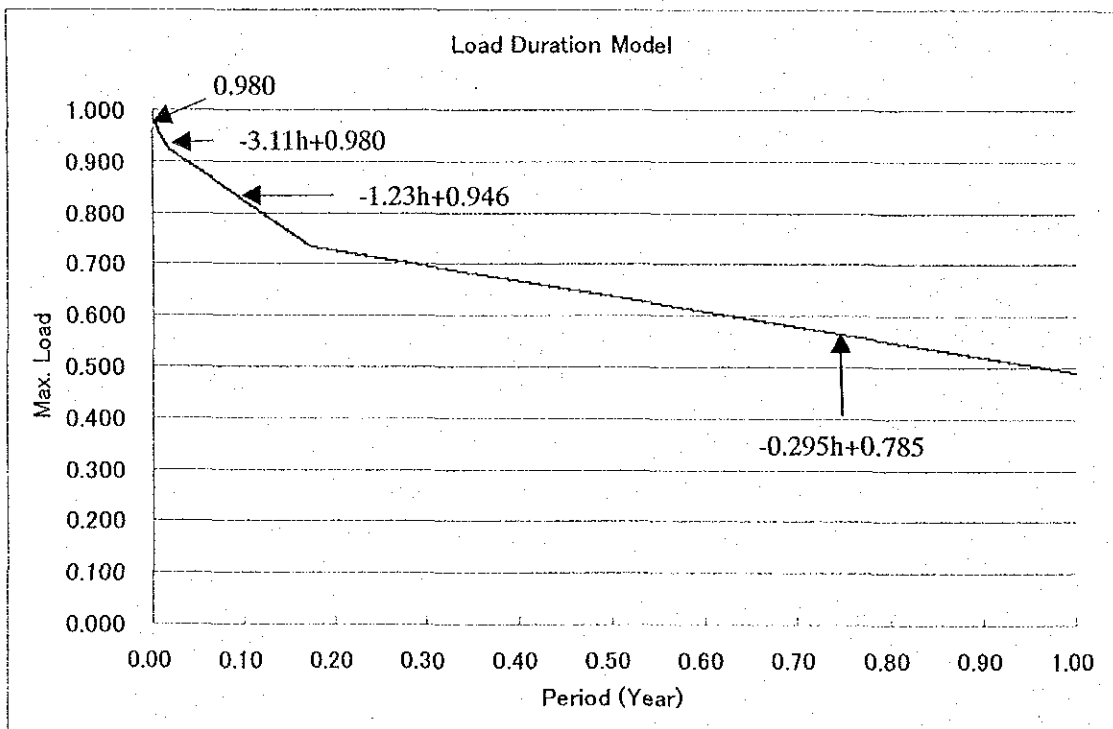


Fig. 12.2 年間負荷曲線近似式

Table 12.8 想定される電力供給量 (Case-B)

(Unit: GWh)

Year	Dar es salaam				Arusha, Kilimanjaro			
	Energy Demand	Load Shedding	Energy Sold	Increase in Energy Sold	Energy Demand	Load Shedding	Energy Sold	Increase in Energy Sold
2001	1,354.68	--	--	--	330.39	--	--	--
2002	1,466.54	2.12	1,465.40	109.74	369.90	0.03	369.87	39.48
2003	1,565.51	1.14	1,564.37	209.69	406.81	0.00	406.81	76.42
2004	1,671.50	0.95	1,670.55	315.87	441.79	0.00	441.79	111.40
2005	1,781.11	1.55	1,779.56	424.88	475.09	0.00	475.09	144.70
2006	1,889.49	0.76	1,888.73	534.05	506.86	0.00	506.86	176.47
2007	1,995.33	0.45	1,994.88	640.20	536.32	0.00	536.32	205.93
2008	2,105.57	0.67	2,104.90	750.22	567.02	0.13	566.89	236.50
2009	2,220.31	1.73	2,218.58	863.90	598.96	0.13	598.83	268.44
2010	2,339.83	0.17	2,339.66	984.99	632.23	2.28	629.95	299.56

12.6 分析結果

12.6.1 経済的内部収益率

上記の便益とコストに基づき、4つのケースに付き経済的内部収益率を算出した計算シートを章末に添付した。算出されたEIRRは以下の通りである。

- Dar es Salaam 地域 (Case-A) : 14.73%
- Dar es Salaam 地域 (Case-B) : 15.92%
- Arusha, Kilimanjaro 地域 (Case-A) : 7.19%
- Arusha, Kilimanjaro 地域 (Case-B) : 7.72%

12.6.2 感度分析

プロジェクトの経済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。その結果はTable 12.9に示すとおりである。

- 便益の額
- 建設費用

Table 12.9 感度分析結果のまとめ

	Dar es Salaam		Arusha, Kilimanjaro	
	Case-A	Case-B	Case-A	Case-B
Construction Cost				
+ 20%	12.25%	13.23%	5.37%	5.83%
+ 10%	13.39%	14.47%	6.21%	6.71%
± 0%	14.73%	15.92%	7.19%	7.72%
- 10%	16.32%	17.65%	8.33%	8.91%
- 20%	18.25%	19.78%	9.69%	10.34%
Benefit Amount				
+ 20%	17.76%	19.23%	9.46%	10.08%
+ 10%	16.26%	17.59%	8.35%	8.92%
± 0%	14.73%	15.92%	7.19%	7.72%
- 10%	13.15%	14.21%	5.98%	6.47%
- 20%	11.51%	12.45%	4.69%	5.15%

12.7 経済分析のまとめ

本調査ではプロジェクトの定量化が可能な直接便益のみを対象として経済評価を行なった。Dar es Salaam 地区の EIRR は 15% 前後と高い値であったが、Arusha, Kilimanjaro 地区については 7% 程度であった。人口密度が低く、需要家当たりの電力消費量が少ない地方都市の場合には、コストに比較して電力販売量（直接便益）が少なくならざるを得ないため、上記の結果は当然とも言える。2010 年迄に必要な投資コストと運転費用の合計額を電力販売量（増加額）で除した kWh 当たりのコストを指標とすると、Arusha, Kilimanjaro 地区は Dar es Salaam 地区の約 1.8 倍となった。

一方、増加する需要に対応した品質の高い電力を安定供給することは地域の工業発展、住民の生活水準の向上等に不可欠である。また、電圧変動の解消により、電気製品が損害を受け寿命が短い、電圧低下により電気器具が使えないといった問題が解消される。以上の様な間接便益を勘案すると、Dar es Salaam に限らず、Arusha, Kilimanjaro 地区でも、本プロジェクトは実施に値すると判断される。

Case-A（ピーク対応の設備投資を行なう場合）と Case-B（完全なピーク対応の設備投資は行なわず、ロードシェーディングを行なう場合）の比較では Case-B の方が高い EIRR が得られた。ピーク需要に対応した設備投資を行なう事が理想ではあるが、資金面での制約もあるので、ロードシェーディングについて検討の価値はあると言える。

Dar es Salaam: Case-A

EIRR= 14.73%

(Unit: Thousand US\$)

Year	Economic Benefit	Economic Cost			Balance
		Capital Expenditure	Operation Expense	Total	
2002	2,720.0	39,982.0	130.0	40,112.0	▲ 37,392.0
2003	5,126.8	23,703.0	513.4	24,216.4	▲ 19,089.6
2004	7,704.0	35,454.0	797.3	36,251.3	▲ 28,547.3
2005	10,369.5	6,277.0	1,045.2	7,322.2	3,047.3
2006	13,004.8	10,603.0	1,151.8	11,754.8	1,250.0
2007	15,578.6	3,899.0	1,213.5	5,112.5	10,466.1
2008	18,259.3	1,685.0	1,255.6	2,940.6	15,318.7
2009	21,049.4	6,394.0	1,283.6	7,677.6	13,371.8
2010	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2011	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2012	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2013	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2014	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2015	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2016	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2017	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2018	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2019	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2020	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2021	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2022	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2023	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2024	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2025	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2026	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2027	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2028	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2029	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2030	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
2031	23,955.9	0.0	1,312.4	1,312.4	22,643.5
Total	620,841.5	127,997.0	36,262.2	164,259.2	456,582.3

Dar es Salaam: Case-B

EIRR= 15.92%

(Unit: Thousand US\$)

Year	Economic Benefit	Economic Cost			Balance
		Capital Expenditure	Operation Expense	Total	
2002	2,633.7	32,996.0	96.0	33,092.0	▲ 30,458.3
2003	5,032.7	18,579.0	417.9	18,996.9	▲ 13,964.2
2004	7,580.8	38,147.0	659.3	38,806.3	▲ 31,225.4
2005	10,197.2	4,698.0	905.4	5,603.4	4,593.8
2006	12,817.2	10,909.0	1,010.3	11,919.3	897.9
2007	15,364.8	7,389.0	1,154.4	8,543.4	6,821.4
2008	18,005.3	1,348.0	1,187.3	2,535.3	15,470.0
2009	20,733.7	3,900.0	1,235.2	5,135.2	15,598.5
2010	23,639.7	3,063.0	1,249.7	4,312.7	19,327.0
2011	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2012	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2013	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2014	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2015	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2016	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2017	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2018	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2019	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2020	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2021	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2022	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2023	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2024	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2025	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2026	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2027	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2028	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2029	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2030	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
2031	23,643.8	0.0	1,265.2	1,265.2	22,378.6
Total	612,524.2	121,029.0	34,483.7	155,512.7	457,011.5

Arusha, Kilimanjaro: Case-A

EIRR= 7.19%

(Unit: Thousand US\$)

Year	Economic Benefit	Economic Cost			Balance
		Capital Expenditure	Operation Expense	Total	
2002	960.7	20,264.0	118.2	20,382.2	▲ 19,421.6
2003	1,858.2	12,583.0	309.7	12,892.7	▲ 11,034.4
2004	2,708.8	3,984.0	394.5	4,378.5	▲ 1,669.7
2005	3,518.6	12,443.0	463.7	12,906.7	▲ 9,388.1
2006	4,291.2	16,940.0	539.4	17,479.4	▲ 13,188.2
2007	5,007.5	3,612.0	703.9	4,315.9	691.6
2008	5,754.0	1,050.0	750.5	1,800.5	3,953.5
2009	6,530.8	3,108.0	750.5	3,858.5	2,672.2
2010	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2011	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2012	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2013	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2014	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2015	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2016	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2017	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2018	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2019	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2020	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2021	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2022	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2023	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2024	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2025	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2026	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2027	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2028	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2029	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2030	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
2031	7,339.8	0.0	766.1	766.1	6,573.8
Total	192,106.0	73,984.0	20,884.2	94,868.2	97,237.8

Arusha, Kilimanjaro: Case-B

EIRR= 7.72%

(Unit: Thousand US\$)

Year	Economic Benefit	Economic Cost			Balance
		Capital Expenditure	Operation Expense	Total	
2002	959.9	17,841.0	101.0	17,942.0	▲ 16,982.1
2003	1,858.2	8,622.0	243.7	8,865.7	▲ 7,007.4
2004	2,708.8	7,137.0	327.3	7,464.3	▲ 4,755.5
2005	3,518.6	14,740.0	415.3	15,155.3	▲ 11,636.7
2006	4,291.2	17,294.0	518.1	17,812.1	▲ 13,521.0
2007	5,007.5	1,998.0	660.3	2,658.3	2,349.1
2008	5,750.9	2,988.0	702.6	3,690.6	2,060.2
2009	6,527.6	624.0	734.3	1,358.3	5,169.3
2010	7,284.4	0.0	734.3	734.3	6,550.1
2011	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2012	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2013	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2014	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2015	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2016	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2017	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2018	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2019	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2020	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2021	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2022	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2023	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2024	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2025	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2026	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2027	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2028	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2029	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2030	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
2031	7,339.8	0.0	734.3	734.3	6,605.5
Total	192,043.5	71,244.0	19,858.2	91,102.2	100,941.4