

第2章

タンザニアの一般事情

第2章 タンザニアの一般事情

2.1 タンザニア国及び経済の概要

2.1.1 自然・社会事情

(1) 国土

タンザニアは総面積 945,037km² の東アフリカ最大の国で、本土及び Mafia, Pemba, Zanzibar 等の島からなる。ブルンジ、ケニア、マラウイ、モザンビーク、ルワンダ、ウガンダ及びジンバブエと国境を接し、国境の総延長は約 3,400km である。地勢的には海岸部が平地、中央部が高原、南部及び北部が高地となっている。気候は海岸部の熱帯性気候から高地の穏和な気候まで様々である。

(2) 政治

タンザニアは独立直後の 1964 年に Tanganyika と Zanzibar が連合してできた連合国家で、連合事項として定められた憲法、連合共和国政府、外交、国防、警察、市民権、租税、航空、通信、郵政等の以外の事項は Zanzibar の主権を連合政府に委譲する形がとられ、その他については Zanzibar 政府が統轄している。

大統領は国家の元首であり、5 年毎に国民の直接選挙で選ばれる。首相を含む大臣は大統領により国会議員の中から選ばれる。国会の議席数は 274 で 5 年毎に改選される。232 議席は選挙で選ばれ、37 議席は大統領によって指名される女性に、5 議席は Zanzibar 議会の代表者に与えられる。Zanzibar には、連合国家とは別に、大統領及び国会(50 議席)がある。現大統領である Benjamin William MKAPA 氏が党首を務める Chama Cha Mapinduzi (CCM) の連合政府議会及び Zanzibar 政府議会の議席数は 244 議席及び 34 議席である。タンザニアは政治的には安定しており、政策的には社会主義的な計画経済から市場経済に移行した。

(3) 人口と労働力

2000 年におけるタンザニアの人口は約 3,300 万人と推定されおり、その 49% が男性、51% が女性である。総人口の約 47% は 15 歳以下の若年人口である。以上の推定は 1988 年に実施された人口調査の結果に年率 2.8% の上昇率を考慮して算出されたものである。次回の人口調査は 2002 年に行なわれる予定である。人種的には、本土では 99% がアフリカ人(内 95% は 130 の種族からなるバツ族)、残りがその他(アジア人、ヨーロッパ人、アラブ人)となっている。Zanzibar 島ではアラブ人、アフリカ人、アラブ人とアフリカ人の混血が多い。宗教的には、本土ではキリスト教 45%、回教 35%、その他 20% となっている。Zanzibar では 99% 以上が回教徒である。

タンザニアの2000年の労働人口はおよそ1,140万人(前年比2.4%増)で、その52%が女性と推定されている。労働人口の約半数が15~29才の若年人口である。労働者の内、中学校卒以上の学歴を有する者は8.5%に過ぎないと言われている。2000年の4~6月にかけて行なわれた労働人口調査(Labor Force Survey)の暫定値によれば、失業率は16%である。失業問題は都市部で深刻であり、都市部の失業率は32%、農村部は9%である。労働力の80%は農業に従事しており、賃金労働者の大部分は公務員である。1994年以降、政府は民間・非政府部門における雇用機会の増大に努めると共に公務員の数の削減に努めており、1999年12月における公務員数は259,846人となった。1999年末迄に削減された公務員の数は下表の通りである。

Table 2.1 削減された公務員の数

Year	Sex	Number	Percent	Total
1993-1996	Female	3,189	28.2	11,310
	Male	8,121	71.8	
1997	Female	3,685	38.15	9,958
	Male	5,973	61.85	
1998	Female	150	26.98	556
	Male	406	73.02	
1999	Female	1,942	43.85	4,429
	Male	2,487	56.15	
Total	Female	8,966	34.55	25,953
	Male	16,987	65.45	

Source: The Economic Survey 1999 (The Planning Commission)

(4) 教育

タンザニアの公的教育システムは、いわゆる、7-4-2-3で小学校7年、中学4年、高校2年、大学3年である。1999年における小学校1年生の就学率は77.8%で男女間の格差は無い。小学校の教師一人当たりの生徒数は全国平均では約40人であるが、地域格差が大きい。地方では教師の不足から国の基準である45人を達成していない。15歳以上の国民の識字率(スワヒリ語、英語或いはアフリカ語)は68%と推定されている。

(5) インフラストラクチャー

(a) 鉄道

タンザニアにはタンザニア鉄道公団(Tanzania Railways Corporation: TRC)の運営するタンザニア鉄道(TR)と、タンザニア・ザンビア鉄道公団(Tanzania Zambia Railway Authority: TAZARA)の運営するタンザニア・ザンビア鉄道(いわゆるタンザン鉄道)がある。鉄道はタンザニア本土の20州の内、14の州を結んでいる。また、隣国のザンビア、コンゴ民主共和国、ブルンジ、ルワンダ、ウガンダ及びケニアとタンザニアを結んでいる。

TRは軌道1m、総延長2,605kmで、2000年の輸送量は、貨物117万ト、旅客

63万人であった。TAZARAは軌道1,067m、総延長1,800kmの内960kmがタンザニア内にある。2000年の貨物輸送量は63.8万トン、旅客数は160万人であった。TR、TAZARA共に機関車や貨車の不足という問題を抱えている。

(b) 道路

道路輸送はタンザニアの陸上輸送の約70%を占める。道路の総延長は85,000kmで、幹線道路は10,230kmあり、うち3,921kmは舗装道路である。貨物輸送の中心は民間セクターで、公共部門の輸送会社(Regional Transport Companies; RETCOs)は競争力及び収益性を強化することを目的に、民営化が進められている。都市部の旅客輸送も民間セクターが中心となっている。但し、Dar es Salaam市は例外で、民営のバスと共に公営のバス会社(UDA)がバスを運行している。

(c) 港湾

タンザニアにはDar es Salaam、Tanga及びMtwaraの3つの主要港があり、タンザニア港湾局(Tanzania Harbor Authority: THA)が管理運営を行っている。内陸の港は1999年8月に設立されたMarine Service Companyにより管理運営されている。Dar es Salaam港は国内最大の港湾であると共に、ザンビア、ブルンジ、カンガ、ルンダ等の貨物需要にも応じる責務を有している。Dar es Salaam港は年間310万トンの一般貨物、600万トンの燃料、100万トンのコンテナ貨物を処理する能力を有する。

(d) 航空

広大な国土を有するタンザニアでは旅客の国内輸送において空路の果たす役割が大きい。国際空港はDar es SalaamとKilimanjaroにあり、他に滑走路が舗装されている空港が11カ所ある。2000年における航空機の着陸数は延べ51,960回(前年比27%増)であった。

タンザニアでは、他の業界と同様に航空業界も自由化が進んでおり、Air Tanzania(ATC)の独占は終わりを告げた。現在、Eagle Air、Precision Air、Regional Air Service Ltd.、Coastal Travel Ltd.等20を越える民間航空会社がある。2000年には、国内線では民間航空会社の旅客輸送量がATCを越えた。

(e) 通信

2000年におけるタンザニアの電話の回線数は前年比11.6%増の233,843回線である。携帯電話を含め電話は急速に普及しつつあるが、人口100人当たりの電話回線数は0.5に満たない。インターネットの普及はめざましく、2000年におけるプロバイダ(ISPs)の数は6、ユーザーの数は25,000人である。

(f) 保健・衛生

タンザニアにおいても、他のアフリカ諸国と同様に、伝染病、栄養失調、出産に伴う病気等が最大の医療問題である。平均寿命は約52歳(男性51歳、女性53歳)で、乳幼児死亡率は1,000人当たり79.4と非常に高い。最大の病気はマリアであるが、最近ではAIDSが非常に深刻な問題となっている。AIDSの感染者数は成人人口の8%或いは130万人と推定されている。

(g) 上下水道

政府は上水道の普及に努めているが、予算不足もあり、上水道の普及率は地方では50%に満たない。都市部でも70%程度である。下水道(下水収集システム)の普及率は極めて低く、都市部でも下水道の普及率は7%程度と推定される。都市部の残りの住居はくみ取り便所や浄化槽付きトイレを使用している。一方、下水道は老朽化しており、汚水の下水管からの流出等により、地下水の汚染を中心とする環境問題が起こっている。

2.1.2 経済事情

(1) 経済概況

タンザニアは世界で最も貧しい国の一つである。2000年における国民一人当たりのGDPは261ドルであり、国民の大部分が国連の定める貧困基準(1ドル/日)以下である。経済は農業への依存度が高く、GDPの約50%、輸出の約85%、労働人口の約80%が農業に依存している。

世界銀行及びIMFを中心とする援助の下、経済の再建が進められている。近年は、タンザニアの経済は比較的順調に推移し、人口増加率(2.8%)を上回る経済成長を達成している。2000年の実質GDP成長率は前年の4.7%を上回る4.9%であった。この成長には農業が順調であったことによる。Table 2.2にGDPの推移を、Table 2.3に産業分野別GDPの構成比の推移を示す。

Fig.2.1に示す様に、物価も近年は安定してきている。これは、政府が貨幣供給量と財政支出を抑制してきた効果が現れたものである。

(2) 財政

タンザニアでは、1998年の7月にSales Taxが廃止され、これに代わりVAT(Value Added Tax)が導入された。VATの導入により政府の税収の基盤は確保され、税収は増加している。しかし、歳出の伸びに伴い、財政赤字は年々増加傾向にある。歳入の不足は外国の援助、国内での借入により補われている。Table 2.4に歳入・歳出の推移を、Table 2.5に歳出の内訳を示す。

第2章 タンザニアの一般事情

Table 2.2 GDP の推移 (1992 年固定価格)

(Unit: Billion T'Sch)

Economic Activity	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Agriculture	604.9	612.4	631.4	644.7	682.2	708.7	726.1	739.9	770.5	796.8
Mining and Quarrying	12.5	13.5	14.6	16.8	18.8	20.5	24	30.0	33.5	38.1
Manufacturing	109.0	104.6	105.2	105.0	106.8	111.9	117.5	126.9	131.5	137.8
Electricity and Water	20.0	19.8	19.9	20.3	21.6	24.0	24.5	25.9	268.7	28.2
Construction	65.0	68.9	59.0	59.8	51.0	54.9	59.3	65.2	70.9	76.8
Trade, Hotel and Restaurant	203.6	202.2	201.4	203.7	210.8	218.1	229.1	239.8	254.1	270.6
Transport and Communication	58.0	66.2	66.3	66.9	70.8	71.6	75.1	79.8	84.4	89.5
Financial and Business Services	123.3	128.0	134.1	137.7	138.5	139.1	149.8	158.1	164.6	172.3
Public Services	111.2	117.4	112.9	112.8	109.8	111.5	115.0	118.1	122.2	126.6
Less Financial Services indirectly measured	▲54.4	▲57.0	▲63.8	▲68.8	▲65.1	▲58.6	▲72.3	▲78.5	▲81.2	▲82.4
Total	1,253.1	1,275.9	1,281.0	1,298.9	1,345.2	1,401.7	1,448.2	1,506.8	1,577.3	1,654.4
Growth Rate	2.8%	1.8%	0.4%	1.4%	3.6%	4.2%	3.3%	4.0%	4.7%	4.9%

Source: The Economic Survey 1999 (The Planning Commission)

The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

Table 2.3 産業分野別 GDP 構成比の推移

(Unit: %)

Economic Activity	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Agriculture	48.3	48.0	49.3	49.6	50.7	50.6	50.1	49.1	48.9	48.2
Crops	35.7	35.3	36.3	36.5	37.7	37.6	37.3	36.5	36.4	35.7
Livestock	6.7	6.7	6.9	6.9	6.8	6.7	6.7	6.6	6.5	6.4
Forestry and Hunting	3.2	3.2	3.3	3.3	3.3	3.3	3.2	3.1	3.1	3.1
Fishing	2.7	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	2.9	2.9	3.0
Mining and Quarrying	1.0	1.1	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7	2.0	2.1	2.3
Manufacturing	8.7	8.2	8.2	8.1	7.9	8.0	8.1	8.4	8.3	8.3
Electricity and Water	1.6	1.5	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Construction	5.2	5.4	4.6	4.6	3.8	3.9	4.1	4.3	4.5	4.8
Trade, Hotel and Restaurant	16.2	15.8	15.7	15.7	15.7	15.6	15.8	15.9	16.1	16.4
Transport and Communication	4.6	5.2	5.2	5.1	5.3	5.1	5.2	5.3	5.4	5.4
Financial and Business Services	9.8	10.0	10.5	10.6	10.3	9.9	10.3	10.5	10.4	10.4
Public Services	8.9	9.2	8.8	8.7	8.2	8.0	7.9	7.8	7.7	7.7
Less Financial Services indirectly measured	▲4.3	▲5.5	▲5.0	▲5.3	▲4.8	▲4.2	▲5.0	▲5.2	▲5.1	▲5.0
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Source: The Economic Survey 1999 (The Planning Commission)

The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

第2章 タンザニアの一般事情

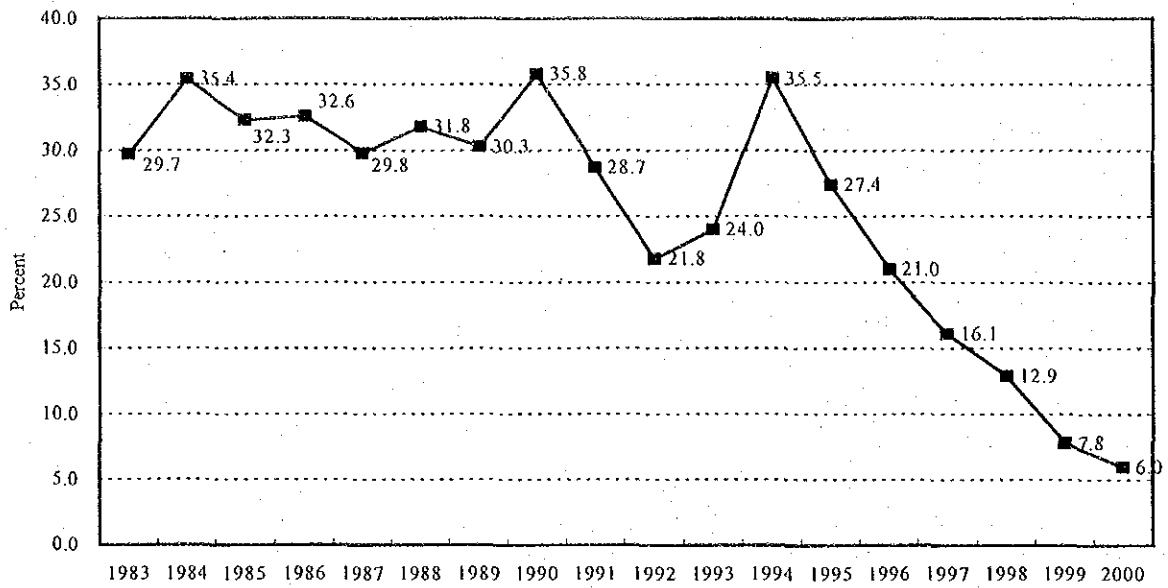


Fig. 2.1 インフレーションレートの推移 Source: The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

Table 2.4 歳入・歳出の推移

(Unit: Billion TSch)

Year	1996/97 Actual	1997/98 Actual	1998/99 Actual	1999/00 Actual	2000/01 Budget
A. Domestic Revenue	572.0	627.5	689.3	777.6	861.4
1. Tax Revenue	505.4	586.2	616.3	685.1	772.6
Import and Excise Duty	176.8	187.4	172.0	178.0	255.8
Sales Tax	115.3	145.4	0.0	0.0	0.0
Value Added Tax	0.0	0.0	208.6	222.3	263.9
Income Tax	125.7	157.0	162.4	209.7	167.9
Other Taxes	87.6	96.5	73.4	75.1	85.0
2. Non-Tax Revenue	66.7	41.3	73.0	92.5	88.8
B. Total Expenditure	730.9	856.2	927.7	1168.8	1,394.6
C. Surplus/Deficit (A - B)	▲158.8	▲228.7	▲238.4	▲391.1	▲533.2
D. Financing	158.8	237.1	201.5	476.0	533.2
1. External Sources	177.5	256.2	223.8	468.1	518.2
Grants	115.4	119.4	169.9	280.3	366.3
Import Support/OGL	47.1	80.1	36.6	54.8	72.3
Loan					
Project Loans	15.0	56.8	17.2	133.0	79.6
Amortization	0.0	0.0	0.0	▲82.4	0.0
2. Internal Sources	▲18.7	▲19.2	▲22.3	7.9	15.0
Non-Bank Borrowings	4.3	27.3	7.7	7.7	0.0
Bank Borrowings	▲47.7	▲23.6	8.0	0.2	▲0.0
Proceed from Privatization	24.7	0.0	7.0	0.0	15.0
Adjustment to Cash	0.0	▲22.8	▲45.0	0.0	0.0

Source: The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

Year	1996/97 Actual	1997/98 Adjusted	1998/99 Adjusted	1999/00 Adjusted	2000/01 Estimate
1. General Public Service	151.0	255.3	269.8	280.1	304.4
2. Defense Affairs and Service	52.8	77.2	82.6	88.7	106.7
3. Public Order and Safety	46.9	27.7	34.7	46.1	74.6
4. Education Affairs and Service	72.1	47.2	54.1	160.2	277.91
5. Health Affairs and Service	26.5	36.7	45.5	63.6	76.4
6. Social Security and Welfare Affaires and Safety	1.3	16.7	14.2	21.0	26.7
7. Housing and Community Amenity Affairs and Service	17.7	12.5	39.2	36.7	46.0
8. Recreational, Cultural & Religious Affairs & Service	7.7	1.0	1.4	1.5	1.2
9. Fuel and Energy Affairs and Service	0.5	10.9	15.6	22.2	2.4
10. Agriculture, Forestry, Fishing & Hunting Affairs & Service	13.5	24.3	42.5	46.1	37.9
11. Mining, Mineral, Manufacturing & Construction Affairs & Service	30.2	1.5	9.5	7.4	7.6
12. Transportation & Communication Affairs and Service	33.8	35.8	78.8	90.1	80.7
13. Other Economic Affairs & Service	11.7	22.3	37.0	50.6	23.0
14. Other	N.A.	246.5	208.5	265.7	323.4
Total	730.9	815.8	933.3	1,180.0	1,465.6

Source: The Economic Survey 1999 (The Planning Commission)
The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

(3) 産業動向

(a) 農業

2000年には、GDPの約50%を占める農林水産業は前年比3.4%増と、前年の伸び率(4.1%)を下回った。この伸び率の減少の主たる原因は、Kilimanjaro、Arusha、Singida等で雨が少なく、穀物の生産量が少なかった事である。特に、トウモロコシの生産が前年を大きく下回り、国の目標である食糧自給を達成する事はできなかった。主要輸出作物であるコーヒーの生産量は48,000トン(1999年)から47,800トン(2000年)と、0.4%の減少となった。コーヒー栽培に直接関与している農民の数は40万人程度であるが、それ以外に約178万人の国民がコーヒー産業に関与していると言われている。コーヒー以外の主要換金作物の生産量は前年と同じか微減となった。Table 2.6に換金作物の生産量を、Table 2.7に穀物の生産量を示す。

Table 2.6 主要換金作物の生産量

(Unit: Thousand Tons)

Crop	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	2000*
Coffee	43,989	55,000	34,117	38,000	42,700	47,811
Cotton	126,094	251,171	253,300	208,200	105,400	188,643
Sisal	34,498	38,000	20,542	15,300	24,000	20,584
Tea	16,572	23,000	19,767	26,200	25,000	24,584
Cashew-nuts	60,000	81,729	65,100	99,000	110,000	188,643
Tobacco	22,110	28,370	35,400	52,000	37,800	26,488
Sugar	104,624	116,810	116,100	111,040	116,930	132,000

Source: The Economic Survey 1999 (The Planning Commission)

The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

Note: * figure in calendar year 2000

Table 2.7 主要穀物の生産量

(Unit: Thousand Tons)

Crop	1994/95	1995/96	1996/97	1997/98	1998/99	2000*
Maize	2,567	2,663	2,387	2,685	2,805	2,128
Paddy	262	339	235	788	865	576
Wheat	75	84	79	53	69	32
Millet/ Sorghum	665	629	655	702	743	771
Cassava	1,992	1,498	1,426	2,048	2,209	1,440
Beans	166	196	147	506	570	584

Source: The Economic Survey 1999 (The Planning Commission)

The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

Note: * figure in calendar year 2000

(b) 工業

2000年における工業部門の伸びは4.8%と、前年の伸び率(3.6%)を上回った。この増加は、製造業における民営化の効果が現れてきたものと言われている。しかし、金属、電池、パコ、漁網、サイマル・ロープ等の産業の操業率は依然として低い。タンザニアの工業は食品加工、飲料、繊維製品、皮革製品等が中心で、軽工業の付加価値額は工業全体の53%程度である。製品のタイプ別では、消費財が65%、中間財が25%、資本財は10%程度である。2000年に Tanzania Investment Center(TIC)に認可されたプロジェクトの数は191で、製造業は65であった。地域別には、65プロジェクトの内、46が Dar es Salaam であった。Table 2.8 に主要工業製品の生産量を示す。

Table 2.8 主要工業製品の生産量

Item	Unit	1996	1997	1998	1999	2000
Cement	000 ton	726	621	778	883	833
Iron Sheet	Ton	7,733	12,498	9,522	9,482	11,182
Corrugated Iron	Ton	6,422	15,218	14,918	23,028	25,046
Petroleum Products	000 ton	336	313	312	287	177
Aluminum	Ton	360	117	180	187	133
Wood Products	000 ton	315	115	0	1,953	568
Cigarette	Million	3,733	4,710	3,933	3,371	3,745
Textiles	000 m ²	33,178	41,706	45,546	49,757	73,566
Sisal Ropes	Ton	11,178	4,919	4,329	3,253	3,900
Beer	000 Ltr	125,074	148,340	170,700	167,478	183,003
Wheat Flour	Ton	33,998	77,598	87,669	144,693	162,634

Source: The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

(c) 鉱業

鉱業部門は、外国企業の積極的な直接投資の下、急速に成長している。1995年以降、50社が500を越えるライセンスを取得しており、その投資額は約3億ドルである。主要な鉱物は金と非鉄金属(ニッケル、コバルト、銅)である。また、ダイヤモント、宝石、石炭、セメント、灰、レンガ等の生産、採鉱が行われている。1998/99年には Golden Pride 及び Ashanti の2鉱山が操業を開始した。Ashanti については、2001年4月に南アフリカの AngloGold 社が株式の50%を取得した。Anglo America 社はニッケル/銅/コバルト鉱山の F/S を実施中である。Table 2.9 に主要鉱産物の生産量を示す。

Table 2.9 主要鉱産物の生産量

Item	Unit	1996	1997	1998	1999	2000
Diamond	Carat	126,670	123,090	97,830	235,000	354,388
Gold	kg	318	323	427	4,767	15,060
Gemstones	kg	142,160	509,489	48,518	95,200	150,000
Salt	ton	86,700	72,511	75,000	35,000	70,000
Phosphate	ton	717	2,120	1,431	7,250	5,100
Limestone	000 ton	1,200	1,282	1,181	1,241	1,500
Tin Ore	ton	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Gypsum	ton	55,430	46,320	59,066	40,000	60,000
Coal	ton	52,000	28,448	45,073	75,044	79,184
Pozolana	ton	n.a.	n.a.	n.a.	2,274	n.a.
Kaolin	ton	1,332	898	n.a.	n.a.	n.a.

Source: The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

Note: Carat = 0.205 grams

(d) エネルギー

タンザニアは水力、天然ガス、石炭、太陽光、地熱などエネルギー資源に恵まれている。しかし、石油製品、電力、石炭等の商業エネルギーの消費量は少なく、総エネルギー消費量の90%以上はバイオマスに依存している。都市部では木炭が販売されており、木炭製造を目的とする森林伐採が森林破壊の大きな原因となっている。石油製品につ

いては 2000 年に規制が撤廃され、21 社に対し石油製品販売免許が交付された。補助金の撤廃に伴い、石油製品の価格はコストにより決定されることとなった。2000 年には原油価格が前年の 12\$/bbl から 26.5\$/bbl に高騰した事に伴い、石油製品の価格は大幅に上昇した。閉鎖中の精油所は民営化が検討されている。また、石油の自給率を上げるべく、石油の探鉱にも力を入れている。

(4) 国際収支

Table 2.10 に示す様に、タンザニアは貿易収支、サービス収支、総合収支共に一貫してマ이너スである。輸出額は依然として輸入額の 1/3 程度しかなく、貿易収支の大幅赤字構造が大きな問題である。輸出総額の約半分は、Table 2.11 に示す様に、コーヒー、綿花、サイザル麻、茶、タバコ、カシューナッツの 7 大換金作物である。農産物以外では、鉱産物の輸出が増加傾向にあるが、工業製品の輸出は減少傾向にある。主要な輸入品は機械類、自動車、石油製品などである。主な貿易相手国は輸出ではインド(20%)、英国(10%)、ドイツ(8%)、日本(8%)、オランダ(8%)等、輸入では南ア(8%)、日本(8%)、英国(8%)、ケニア(7%)、インド(6%)等である。

Table 2.10 タンザニアの国際収支

(Unit: Million US\$)

Item	1995 Actual	1996 Actual	1997 Actual	1998 Actual	1999 Actual	2000 Estimate
Good Balance	▲657.6	▲448.8	▲395.4	▲777.5	▲824.9	▲672.8
Export (fob)	682.9	763.8	752.6	588.5	543.3	662.1
Import (cif)	1340.5	1,212.6	1,148.0	1,366.0	1,368.2	1,334.9
Service Balance	▲216.9	▲278.8	▲306.4	▲452.6	▲226.8	▲95.8
Receipts	582.9	537.1	493.8	537.0	648.8	663.7
Payments	799.8	815.9	800.2	989.6	873.2	759.5
Income	▲110.3	▲72.0	▲122.8	▲124.2	▲75.4	▲93.9
Receipts	31.8	41.5	44.9	48.3	56.1	63.0
Payments	142.1	113.5	167.7	172.5	131.5	156.9
Current Transfer	338.4	338.4	269.5	407.7	333.7	347.9
Inflows	370.7	370.7	337.2	448.1	457.0	424.7
Outflows	32.3	32.3	67.7	40.4	123.3	78.8
Current Account	▲646.4	▲461.2	▲555.1	▲946.6	▲793.4	▲514.8
Capital Transfer	191.0	191.0	166.8	276.0	322.5	330.4
Inflows	191.0	191.0	166.8	276.0	322.5	330.4
Outflows	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Financial Account	139.5	0.3	▲136.4	97.0	177.2	22.2
Errors and Omissions	▲70.1	25.0	▲31.5	▲42.1	▲79.0	▲174.9
Overall Balance	▲386.0	▲245.0	▲556.1	▲615.7	▲372.7	▲336.9

Source: The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

Item	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Traditional Commodities						
Coffee	142.6	136.1	119.3	108.7	76.6	83.7
Cotton	120.2	125.3	130.4	47.6	28.3	38.0
Sisal	6.3	5.3	9.1	6.8	7.3	5.6
Tea	23.4	22.5	31.8	30.4	24.4	32.7
Tobacco	27.1	49.2	53.6	55.4	43.4	38.4
Cashew Nuts	64.0	97.8	91.1	107.3	100.9	84.4
Cloves	-	-	-	-	19.9	10.0
Sub-total	383.6	436.3	435.3	356.3	301.2	292.8
Non-traditional Commodities						
Petroleum Products	11.0	15.8	7.1	0.1	0.4	0.0
Minerals	44.9	55.9	51.1	26.4	73.3	177.4
Manufactured Goods	109.3	122.8	111.3	35.7	30.1	43.1
Others	134.3	133.0	147.7	170.1	138.4	143.8
Sub-total	299.4	327.5	317.2	232.2	242.2	369.3
Grand Total	682.9	763.8	752.6	588.5	543.3	662.1

Source: The Economic Survey 2000 (The Planning Commission)

巨額の対外債務及びその削減はタンザニアにとって最大の問題の一つである。対外債務は1970年には僅かに1億9,600万ドルであったが、1996年度には80億ドルに増加した。1996年及び1997年に、パリクラブの合意により、タンザニアについては、5億2,380万ドルの返済免除と35億3,700万ドルのリスケジュールが認められた。しかし、2000年末に時点での対外債務の総額は76億ドル、国民一人当たりの対外債務額は約260ドルであり、国民一人当たりのGDP(261ドル)とほぼ同額である。1999年にはG-7にてタンザニアを含む債務国の負担を軽減することを目的とする、拡大HIPC(Highly Indebted Poor Countries Initiative)イニシアチブが採択され、同年9月に世界銀行及びIMFに承認された。タンザニアでは拡大HIPCイニシアチブの下、経済構造の改革が行われている。

(5) 構造改革

タンザニアは、世界銀行及びIMFの指導の下、経済構造改革に積極的に取り組んでいる。1992年には新しいPublic Corporation Actが制定され、1993年11月には大幅な改訂が行われた。また、上記の法律の下、Parastatal Sector Reform Commission(PSRC)が設立され、公共企業の構造改革が推進されている。2001年9月の時点で構造改革が実施された政府系企業の数は124社に上る。構造改革が実施された企業の多くは収益性が改善され、納税額(法人税及びVAT)の増加、雇用の増大などの形で国家に大きく貢献している。通信部門(Tanzania Telecommunication Company Limited: TTCL)については株式の35%がドイツのDetecomとフランスのMSIに売却された。石油部門は先に述べた様に完全に自由化され、石油製品への補助金も2000年8月までに撤廃された。金融部門では、南アのABSA Bank Groupが1997年にNational

Bank of Commerce の株式の 70%を購入した。New Africa Hotel、Bahari Beach Hotel 等のホテルも民営化されている。今後は、ユーティリティー及びインフラストラクチャー部門で構造改革が進められていく計画である。具体的な機関名は以下の通り。

- Dar es Salaam Water and Sewage Authority (DAWASA; 10 年程度のリースを検討中)
- Tanzania Harbor Authority (THA;コンテナターミナルは実施済み)
- Tanzania Telecommunication Company Limited (TTCL;残りの政府保有株式の売却)
- Tanzania Railway Corporation (TRC; 長期のリース)
- Air Tanzania Corporation (ATC; 入札中)
- Tanzania Electric Supply Company (TANESCO)

ATC については、株式の 75%迄を売却する方針である。既に、Kenya Airways (ケニア)、South African Airways (南ア)、Comair (南ア)、Nationwide (南ア)、Gulf Air Falcon (UAE)、Aero Asia International (パキスタン)、Air Consult International (アイルランド) および Precision Air (カンザニア) の 8 社が株式購入に興味を示している。

TRC のリースについては 7 社が興味を示し、Great Lakes Railways Co. (南ア)、Genesee and Wyoming Inc (米国)、CANAC (カナダ) および SNCF (フランス) がショートリストされた。しかし、2002 年 6 月 24 日の鉄道事故により、入札は大きく遅れると言われている。

2.2 国家開発に関わる計画

2.2.1 Tanzania Development Vision 2025

カンザニア政府は 2025 年迄の開発計画の基本方針(Tanzania Development Vision 2025)を 1999 年に採択した。この基本方針の究極の目的は 2025 年迄に中進国の仲間入りをすることであり、その方策として、「農業に依存する経済構造からの脱却」及び「政府主導の計画経済から市場経済へ移行」を明確に打ち出している。Vision2025 における目標は以下のとおりである。

(1) 生活水準の向上

- 食料自給及び食料確保
- 教育の充実(初等教育の普及、識字率の向上、中等・高等教育の拡充)
- 性差別の解消
- 保健・医療サービスの普及
- 性と生殖に関する健康にかかる保健・医療サービスの普及
- 乳幼児死亡率の低減(現行の 1,000 人当たり 85 人を 20 人に)
- 安全で衛生的な上水の供給

- 平均寿命の伸長
- 悲惨な貧困の撲滅
- (2) 適切な統治及び法規
 - 道徳及び文化面での公正
 - 法規の遵守
 - 汚職の撲滅
- (3) 強力で競争力のある経済
 - ある程度の工業力を持った多様な経済構造
 - インフレ率の少ない安定した経済及びバランスの取れた経済
 - 年率8%以上の経済成長
 - 経済発展に必要なインフラストラクチャー
 - 市場動向に迅速に対応できる力を持った活発で競争力のある産業

2.2.2 民間企業の誘致

タンザニアでは、国内外の企業の直接投資を増加することを目的に、1997年に投資法(National Investment Act)が改訂され、許認可手続きが簡略化された。また、タンザニア投資センター(Tanzania Investment Center: TIC)に許認可のための”One Stop Center”としての機能を持たせた。この結果、1997年には平均で100日が必要であった許認可の時間が、2000年には14日に短縮された。タンザニアは近隣諸国に比較して政治的に安定していること、優先プロジェクトについてはインセンティブ(税金の減免を含む)が与えられること等の理由から、タンザニアに対する直接投資は順調に増加している。2000年にTICを通じて認可されたプロジェクトは166件(約6,390億シリング)であった。このうち、41件は外国企業、66件は外国企業とタンザニア企業のJVであった。インセンティブが与えられる優先投資分野は以下の2つのカテゴリーに分けられる。

- 先導的分野:
農業、鉱業、インフラ整備(道路、橋、空港、発電、通信、水道、鉱業のバックアップ事業)、輸出加工ゾーン整備
- 優先分野:
航空、商業ビル整備、商業開発銀行・個人向け金融業、輸出加工業、特別開発地域事業、人材開発、製造業、天然資源開発、経済再生

2.3 エネルギー需給の状況

タンザニアはバイオマス、天然ガス、水力、石炭、地熱、太陽エネルギー、風力等、様々なエネルギー資源に恵まれているが、殆どが未開発である。タンザニアの一次エネルギー供給量は石油換算で約1,500万トンであり、その93.8%が薪、炭を中心とする再生可能エネルギーで、石油が4.9%、水力が1.2%である。人口一人当たりの一次エネルギー供給量は日本の約1/9の0.45 toe(ton oil

equivalent)である。

商業エネルギーとして電力に次ぐ地位を占める石油製品の消費量は約75万トン/年であり、主として運輸部門で消費されている。タンザニアにはタンザニア政府とイタリアのAGIPが50%ずつ株式を保有するタンザニア・イタリア石油精製会社(The Tanzania Italian Petroleum Refining Co. Ltd.:TIPER)の保有する日量17,500バレルの処理能力を有する製油所があるが、1999年の11月に閉鎖され、石油製品は全量輸入されている。石油製品の輸入は完全に自由化され、価格も自由化されている。2000年末の時点では、21社が石油製品の流通・販売を行っている。なお、上記の製油所はPSRCにより民営化が検討されている。

石炭については西部及び南西部に12億トンの埋蔵量があると推定されているが、生産量・消費量共に非常に少ない。2000年における石炭の生産量は約8万トンであった。8万トンの内、約42,000トンがKiwira Coal Mineにて発電に利用された。残りの大部分はセメント工場で消費されており、家庭用の燃料としては利用されていない。2000年におけるKiwira Coal Mineの発電量は約31GWhで、自家消費分を除いた約23GWhがTANESCOに販売された。

2.4 エネルギー資源及び開発計画

タンザニア政府のエネルギー政策の基本は国内のエネルギー資源を開発し、エネルギー(特に石油・石油製品)の海外依存度を下げ外貨収支を改善することである。タンザニア政府は外国企業と協力して石油・天然ガスの探査・開発を積極的に行っている。

2.4.1 天然ガス

タンザニアの天然ガスの埋蔵量は2兆立方フィートと推定されている。現在、タンザニア南部のSongosongo島のガス(埋蔵量1兆立方フィート)を首都のDar es Salaamにパイプラインで輸送し、発電燃料及び工業用燃料・原料として利用するSongo Songo Gas-to-Electricity Projectが進められている。本プロジェクトは2つの陸上ガス田、3つの海上ガス田、2つのガス処理プラント、14インチのパイプライン(25km、Songosongo-Somanga Funga間)、12インチパイプライン(207km、Somanga Funga-Dar es Salaam間)及び115MWの火力発電所からなる。2000年には本件実施に協力してきた世界銀行の下部組織であるIFC、当初から主要パートナーであったTCPL Tanzania Limited(Tanscanada Pipeline Ltd.の100%子会社)及びドイツの投資会社であるDEGが本プロジェクトから撤退するといった事態も発生したが、米国のAES Sirocco、Pan African Energy of Mauritius、英国のCDC、European Investment Bank(EIB)、TANESCO、Tanzania Petroleum Development Corporation(TPDC)によりプロジェクトが進められている。この計画は非常に遅れていたが、2001年10月に融資契約が調印された。2002年にパイプラインの建設を始め、2003年末にはDar es Salaamにガスが輸送される予定である。

上記以外に Mnazi 湾でガス田が発見されているが、詳細な開発計画は策定されていない。

2.4.2 石油

タンザニアの石油・天然ガス探鉱の歴史は 1952 年に BP 及び Shell が開発権を取得したことに始まる。現在、Dublin International Petroleum Limited(カガ)、CANOP(カガ)、Ndovu Resources(豪州)等の外国企業が TPDC と生産分与契約を結び探査、試掘などを行っているが、有望な油田は発見されていない。

2.4.3 その他

太陽光、風力、地熱等の再生可能エネルギーについては、African Development Bank (AFDF)の資金協力の下、調査・研究の段階を行っているが、実用化には至っていない。

第3章

電力セクターの現状

第3章 電力セクターの現状

3.1 送変電設備の現状

電源に関する部分については、第4章 電力需給に詳細を記しているため、ここでは本調査に関連する送変電設備について概要を述べる。

3.1.1 基幹系統

Fig 3.1 に 2000 年現在のタンザニア全国連系系統の概略を示す。Kiadatu、Mtera、Kihansi を主力発電所とする全国連系系統は電圧 220 kV の超高圧送電線で構成され、Dar es Salaam から南は Mbeya、北は Arusha および Mwanza まで延長されていて、多くの主要都市がこの系統から受電している。

タンザニア北部の各都市は、Panagni 川の 3 発電所を持つ 132 kV の送電系統により、電力供給されている。Arusha および Morogoro で 220 kV 系統に連系されて、全国連系系統を構成している。また Zanzibar 島へも 41km の海底ケーブルを通じて送電されている。

220kV 送電線は 1975 年に送電を開始した Kidatu 発電所～Ubungo S/S 間の送電線を始めとして順次建設されているが、設計年次が新しく、当初よりタンザニア国の基幹送電線として設計されていることから、送電容量も将来の系統増強を考慮されており、導体も $382\text{mm}^2 \sim 565\text{mm}^2$ の大容量のものが適用されている。一方タンザニア北部の Hale、Tanga、Moshi 方面に送電する 132kV 送電線は、 150mm^2 という比較的細い導体を使用されており、Hale～Kiyungi のような長距離送電線の場合には、送電容量は 60MW 程度となる。Arusha、Moshi の需要が 2010 年にはそれぞれ 120MVA、75MVA 程度と予想されているので、早急な増強が望まれる。

66kV 系統は 1960 年代に建設された Nyumba ya Mungu 発電所-Kiyungi S/S-Unga LTD S/S の送電線のみ適用されていたが、最近 Babati 近辺の中距離送電線にもこの電圧階級が採用されている。

3.1.2 配電系統

TANESCO の配電系統構成は下記の通り

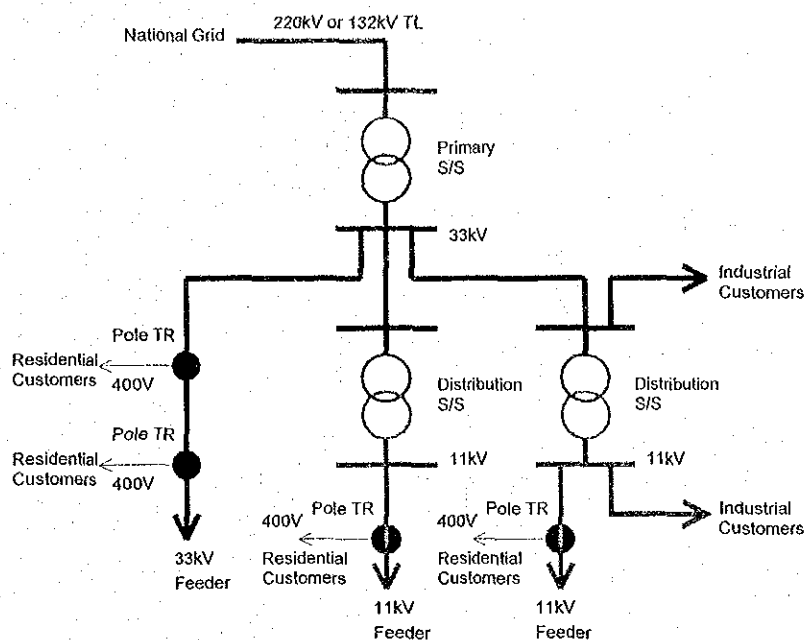


Fig. 3.2 TANESCO の配電系統

発電所で発生した電力は基幹系統から一次変電所に送られ、そこで 33kV 一部では 66kV に降圧され、近傍の配電変電所へ送電される。一部の大口需要家には 33kV でも給電されている。

都市部では 33kV から 11kV に降圧し、11kV Feeder で直接工場などに供給されたり、また柱上変圧器を経由してさらに 400V に降圧し、一般需要家に配電されている。また需要密度の小さい農村部などでは、コストの低減のため 33kV Feeder による配電が行われている。

日本の配電系統は 6.6kV/100・200V 方式であり、現在 22kV/400V 配電への昇圧が検討されているところであるが、タンザニアは宗主国のイギリスの影響を受けており、欧州諸国と同様の 33kV、11kV/230V、400V 方式を採用している。配電系統の構成は将来的にはオープンループ系統を目指しているが、現状は資金の問題もあり、放射状の構成となっている部分が大半である。

3.1.3 配電系統の問題点

TANESCO の配電系統は、資金面、技術面、供給力全てにおいて以下のような重大な問題を抱えている。

- TANESCO が進めている急激な人員削減の影響で、設備保守運営に必要なマンパワーの不足を来している。

- 地方電化や都市化の影響で、需要が増大する一方で、設備を増強したり適切なメンテナンスを実施するための工具、機材が不足している。
- TANESCO の配電設備の保守機能強化を目的として発足した DAMP も、JICA 協力期間終了後の機能低下が著しい。
- 保護用の CT や変圧器用、線路用遮断器など、設備の保護に必要な機器が設置されていない。
- 我が国をはじめとする各国ドナーの援助により部分的なリハビリは実施するものの、抜本的な改善には至っていない。
- 33kV、11kV、低圧配電網に共通して見られる、需要家の規模に対して低い電圧、細い導体を適用していることによる、電圧低下の問題。
- 需要家数に対して柱上変圧器の設置台数が少ないことに起因する電圧問題。
- 柱上変圧器の絶縁油抜き取りや機器破壊、盗電といった住民モラルの問題。

1960年代に設置された多くの機器が設備寿命を迎えており、本調査期間中にもいくつかの老朽設備において、変圧器の障害や配電線の倒壊といった経年劣化によるものと思われる重大な障害が発生しており、危機的な状況にあるといえる。

3.1.4 他のドナーによる援助状況

今回確認した、本調査と関連する他ドナーの援助状況は下記の通り。

(1) Kfw(ドイツ)

Dar es Salaam 地区と Mwanza 地区では、Kfw(ドイツ)のローン(No.98 65 254)により、エネルギー改善プロジェクトが進められている。このプロジェクトの目的は既設配電設備のリハビリと新配電網(11kV、33kV 送配電線、変電所)の新設による配電効率化であり、Dar es Salaam 地区における内容は以下の通り。

(a) Temeke Region

- Tandika S/S の新設 (33/11kV 1x15MVA)
- Kurasini S/S のリハビリ(老朽化している 33kV 油遮断器の更新)
- FZ I S/S のリハビリ
- Ilala S/S～Kurasini S/S 間の 33kV 配電線張替(7km)
- 11kV 配電線への負荷開閉器の取り付け

(b) Kinondoni South Region

- Magomeni S/S の新設 (33/11kV 1x15MVA)
- 33kV Nordic フィーダーの張替(Ubungo S/S～Kibaha)
- Ubungo S/S からの 11kV フィーダー-(U1、U2、U8)、Ilala S/S からの 11kV フィーダー-(D7)の張替、負荷開閉器の取り付け
- Magomeni 地区、Tandale 地区、Manzese 地区の低電圧配電網の更新、張替

(2) NORAD(ノルウェー)

NORAD はこれまで電力セクターにおいて多くの援助を実施しており、Dar es Salaam 市内にも Chang'ombe、Tandale S/S を建設してきたが、Bahari Beach 地区に同規模 (33/11kV 1x15MVA) の変電所を建設し 2002 年 7 月に営業運転を開始した。Kilimanjaro 地区の YMCA S/S についても NORAD の援助による建設が進行中であった。

(3) SIDA(スウェーデン)

Dar es Salaam 地区、Zanzibar 地区の電力供給信頼度向上を目的として Ubungo S/S において大規模なリハビリが SIDA の援助により進められている。その内容は以下の通り。

- 一部 220kV 開閉装置の更新
- 大部分の 132kV 開閉装置とその付属機器の更新と制御保護装置の更新
- 33/11kV 15MVA 変圧器の新設と既設 132/33/11kV 2x50MVA 変圧器のリハビリ
- 33kV 屋外開閉器全体の更新
- 11kV 開閉器、制御室の新築
- TANESCO 職員のトレーニング、作業用車両の供給、スペアパーツの供給、無線装置の供給

3.2 送変電設備の拡張計画

TANESCO は発電および送電設備の開発に関して、カダの Acres International 社の協力を得て作成した 2025 年までの長期マスタープランを保有しており、この計画に沿って電源開発計画を立案している。このマスタープラン(TANZANIA POWER SYSTEM MASTER PLAN 2000 UPDATE REPORT)によると、基幹系統の拡張計画はザンビアの Pensulo とタンザニアの Mbeya 間の 330kV 連系送電線の運転開始時期に応じて、Plan A と Plan B の 2 案が立案されている。Plan A と Plan B では、2005 年までの拡張計画は Kinyerezi 発電所 220kV 送電線引き込みの有無を除けば同じであるが、2005 年から 2010 年の期間では、ザンビアから電力融通を受けられるので、Plan B では、タンザニア南部の水力電源と 220kV 送電線の建設計画が Plan A と比べて先送りされている。(電源計画はその後 TANESCO により見直されている。詳細については 4.2(5)を参照)

Plan A (ベースケース)

大規模電源の開発順序

- 2009 年 Ruhudji 水力発電所 358MW
- 2015 年 ザンビア連系線 200MW
- 2020 年 Rumakali 水力発電所 222MW

送電線の拡張計画

- 2004年 Kinyerezi 発電所～Ilala S/S 132kV 送電線新設 15km
- 2004年 Kinyerezi 発電所～Ubungu S/S 132kV 送電線新設 13km
- 2005年 Kinyerezi 発電所 220kV 送電線引き込み(2回線) 2km
- 2005年 Iringa - Mtera - Dodoma - Singida - Shinyaga 220kV 送電線 2回線目増設 669km
- 2010年 Shinyaga - Mwanza 220kV 送電線増設 2回線目 139km
- 2010年 Singida - Babati - Arusha 220kV 送電線増設 2回線目 316km
- 2010年 Mtera - Dodoma - Singida 220kV 送電線 3回線目増設 359km
- 2010年 Kidatu - Morogoro 220kV 送電線 3回線目増設 130km
- 2010年 Morogoro - Ubungu 220kV 送電線 3回線目増設 180km
- 2010年 Ruhudji - Mufindi 220kV 送電線 新設 100km
- 2010年 Mufindi - Kihansi 220kV 送電線 新設 100km
- 2010年 Ruhudji - Kihansi 220kV 送電線 新設 150km

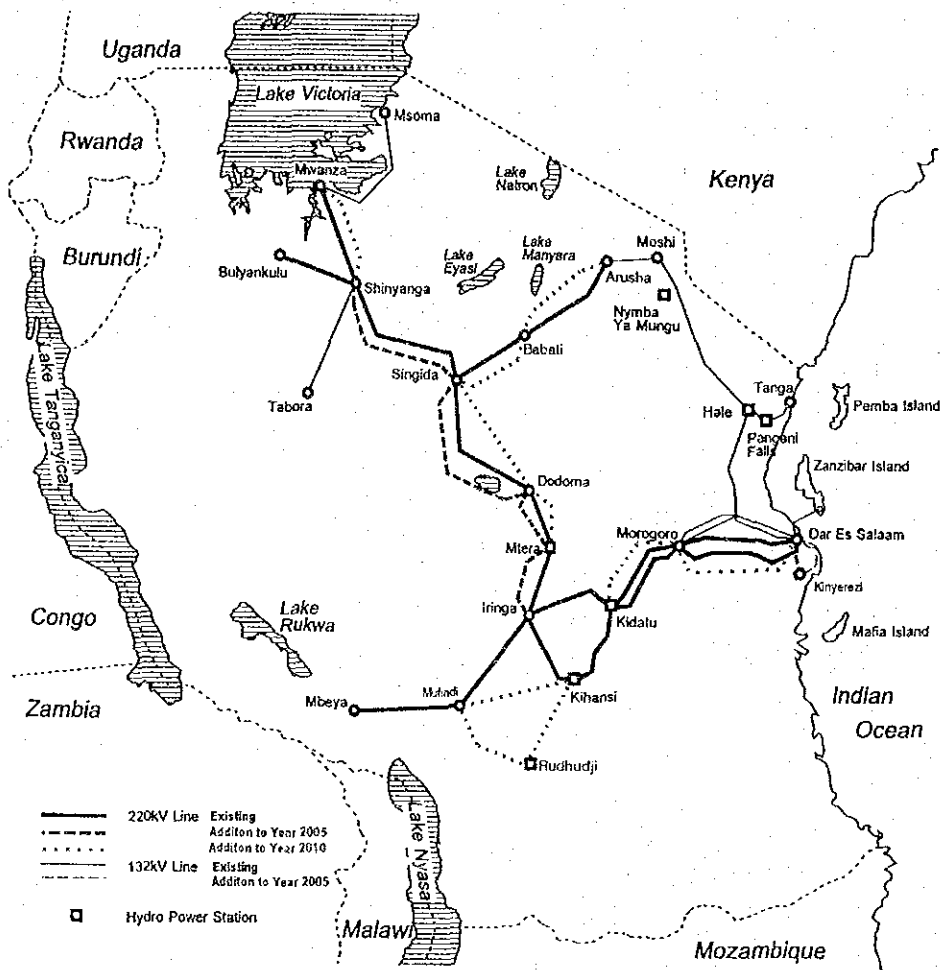


Fig. 3.3 2010年までの全国連系系統拡張計画 (Plan A)

Plan B (ザンビア連系線が早期に完成する場合)

大規模電源の開発順序

- 2005年 ザンビア連系線 200MW
- 2012年 Ruhudji 水力発電所 358MW
- 2018年 Rumakali 水力発電所 222MW

送電線の拡張計画

- 2004年 Kinyerezi 発電所～Ilala S/S 132kV 送電線新設 15km
- 2004年 Kinyerezi 発電所～Ubungo S/S 132kV 送電線新設 13km
- 2005年 Iringa - Mtera - Dodoma - Singida - Shinyaga 220kV 送電線 2回線目増設 669km
- 2010年 Shinyaga - Mwanza 220kV 送電線増設 2回線目 139km
- 2010年 Singida - Babati - Arusha 220kV 送電線増設 2回線目 316km
- 2010年 Mtera - Dodoma - Singida 220kV 送電線 3回線目増設 359km

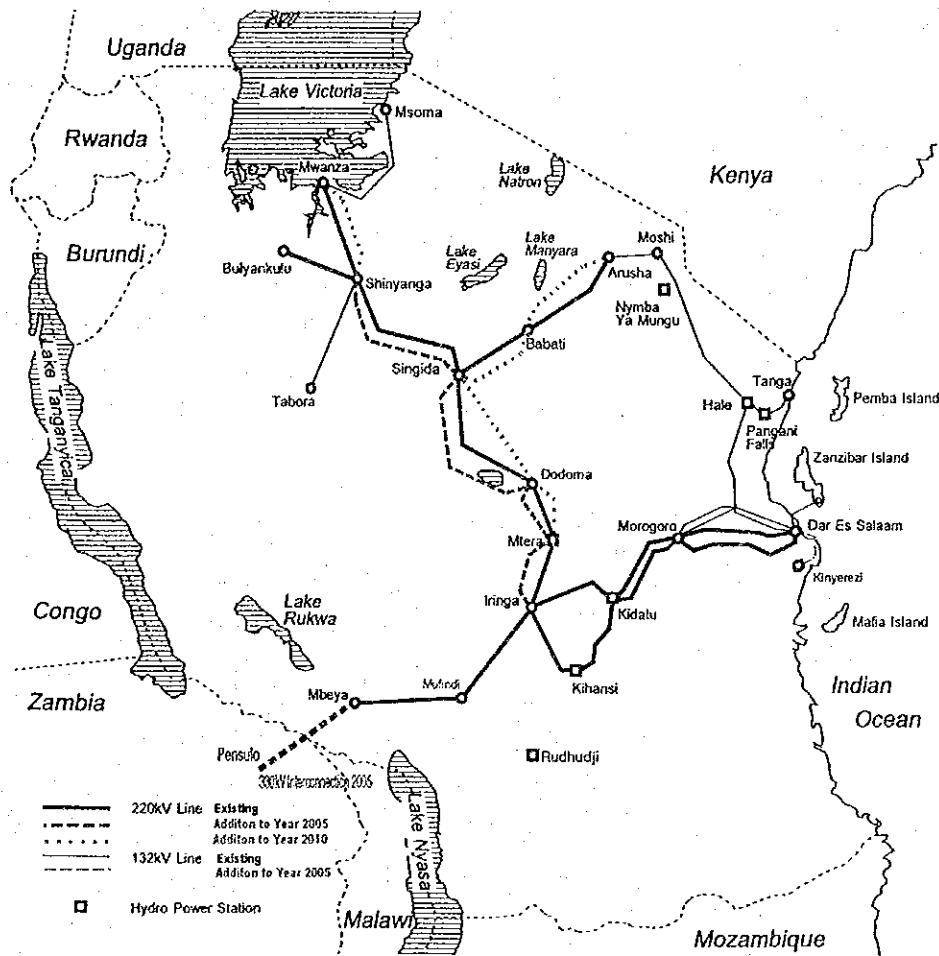


Fig. 3.4 2010年までの全国連系系統拡張計画 (Plan B)

3.3 電力事業者の組織及び運営状況

タンザニアの電力事業は1908年にドイツにより最初の発電所が建設されたことに始まる。1920年にタンザニアが英国の統治に移ったことに伴い、国営の電力部が設立されドイツの残した設備を引き継いだ。1931年には電力事業が民営化され、The Tanganyika Electric Supply Company Ltd. (TANESCO) と The Dar es Salaam and District Electric Supply Company Ltd (DARESCO)が設立された。英国から独立後、政府は電力事業の国営化を目指した。1964～1975年にかけてタンザニア政府により2社の全ての株式が買収され、電力事業が国営化された。また、1968年にTANESCOとDARESCOが合併し、社名をTanzania Electric Supply Company Limited (TANESCO)に変更した。

1992年迄はTANESCOが発電、送電、配電及び電力の販売を独占してきたが、政府のエネルギー政策の変更に伴い、民間企業の電力事業への参加が徐々に認められるようになってきた。現在、2社の独立発電業者(Independent Power Producer: IPP)に対し事業許可がなされている。一社がマレワのIndependent Power Tanzania Ltd.(IPTL)で、他がSongas Ltd.である。

TANESCOはエネルギー鉱山省の傘下であり、大統領が指名するChairmanとエネルギー鉱山大臣が指名する9名のBoard DirectorからなるBoardが運営上の最高機関となっている。実際の運営は16名からなるSenior Management Teamが当たっている。Senior Management TeamのトップのManaging Directorは大統領が、他は上記のBoardが指名することとなっている。Fig.3.5にTANESCOの組織図を示す。

TANESCOの地域的な組織は22に分割されている。これは、Dar es SalaamがTemeke、Ilala、Kinondoni North及びKinondoni Southの4つに分割されている以外は、行政上の区分と殆ど同じである。

3.4 電力セクターにおける構造改革、法制度の動向

3.4.1 タンザニアにおける構造改革

1993年にタンザニア政府は競争原理の導入、不採算部門の清算等に重点を置いた公営企業の改革に着手した。1992年迄は、タンザニアの企業活動は1932年制定のCompanies Ordinance及び1969年制定のPublic Corporation Actに基づき行われてきた。1992年4月に、従来のPublic Corporation Actが廃止され、New Public Corporation Actが制定され、民間企業の公営企業への参加、民間への公営企業の売却が可能となった。

1993年11月にはNew Public Corporation Actが大幅に改訂され、公営企業の売却・清算の法的根拠と手続きが定められた。また、この改訂時に、民営化を含む構造改

革の実施機関として Parastatal Sector Reform Commission (PSRC)が設立された。

公営企業の構造改革の主目的は以下のとおりである。

- 公営企業の経営効率を向上し、公営企業が国家経済の発展に寄与できる体制を作る。
- 公営企業への財政支出を削減する。
- 経済活動における民間の役割を拡大し、政府は保健衛生、教育、社会インフラ整備等の基本的な公共サービスの充実に専念する。
- 企業の所有・運営への民衆の参画を促す。

上記の目的を達成するために、PSRC は以下の目標を定めた。

- 民営化、改変、売却等の手段により主要な公営企業の経営効率を 5 年以内に向上させる。
- 不採算の公営企業を早急に廃止する。

3.4.2 公営企業の構造改革

上記の構造改革計画に基づき、多くの公共企業が民営化された。2001年9月の時点で民営化された公共企業の数 は 124 社に上る。民営化された企業の多くは収益性が改善され、納税額(法人税及び VAT)の増加、雇用の増大などの形で国家に大きく貢献している。これまでに民営化された公共企業はホテル(New Africa Hotel、Bahari Beach Hotel 等)や製造業等の商業性の高い分野が中心であったが、公共性の高い業種の民営化も開始された。通信部門(TTCL: Tanzania Telecommunication Company Limited)については株式の 35%がドイツの Detecom とオランダの MSI に売却された。金融部門では、1997年に、南アの ABSA Bank Group が 1997年に National Bank of Commerce の株式の 70%を買収した。今後は、ユーティリティ及びインフラストラクチャー部門での民営化が進められていく計画であり、以下の公営企業の民営化が予定されている。

- Dar es Salaam Water and Sewage Authority (DAWASA)
- Tanzania Harbor Authority (THA;コンテナターミナルは民営化済み)
- Tanzania Telecommunication Company Limited (TTCL;残りの政府保有株式の売却)
- Tanzania Railway Corporation (TRC)
- Air Tanzania Corporation (ATC)
- Tanzania Electric Supply Company Limited (TANESCO)

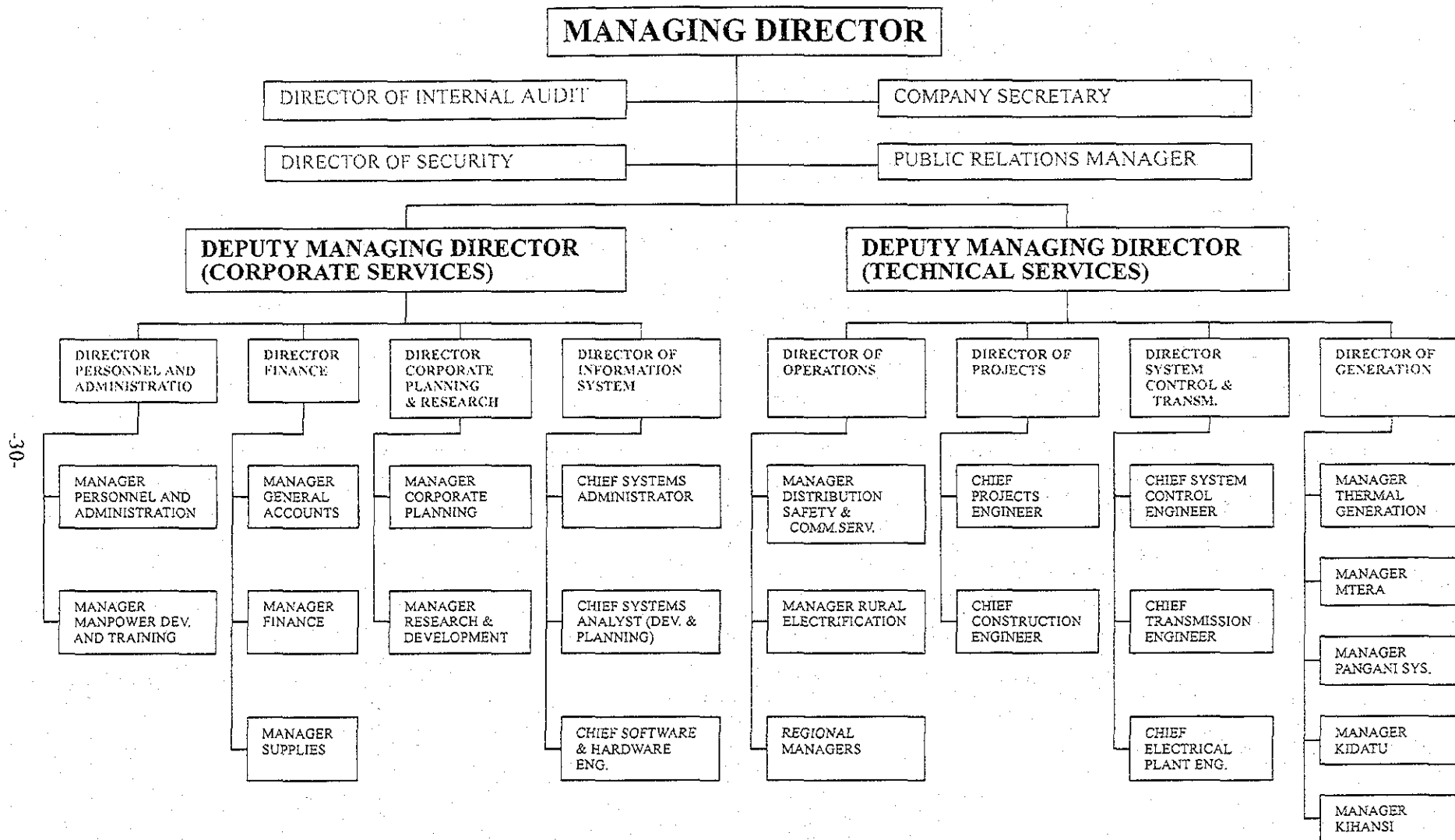


Fig. 3.5 TANESCO の組織図 (2001 年) Source:TANESCO

3.4.3 TANESCO の構造改革

TANESCO についても、経営効率の向上を目的に、構造改革が実施されることとなっている。TANESCO の構造改革の方式に関しては既に種々の調査・検討が行なわれており、また、アルゼンチン、ジャマイカ、ボリビア等、電力事業を民営化した国への訪問・調査も実施された。TANESCO の構造改革の基本は、発電・送電・配電の全てを事実上独占している TANESCO の機能を部門毎に切り離す Vertical Separation と発電部門及び配電部門を複数の会社に分割する Horizontal Unbundling からなる。

上記の構造改革案の策定には世界銀行の資金援助の下で外国のコンサルタントが起用される。コンサルタントの業務は「分割方法(Restructuring)の検討」と「分割後の各社間の電力売買に関する検討(Trading Arrangement)」の2つに分かれ、異なったコンサルタントが起用される。Trading Arrangement についてはアルゼンチンの Mercados Energeticos S.A.、米国の econ ONE、チリの SYNTAX Ingenieros Consultores 及び英国の Economic Consultants Associations からなるコンソーシアムが受注し、2002年1月に報告書が提出された。Restructuring については2001年11月に米国の Stone & Webster Consultant Inc.(大手エンジニアリング会社の Stone & Webster Inc.の兄弟会社)と現地の Coro Securities からなるコンソーシアムがコンサルタントに選定された。TANESCO によると、コンサルタント選定に際し、Stone & Webster Consultant 社の米国での実績(電力事業の分割・民営化に際しての既設の発電所・送電線等の資産評価業務)が高く評価されたとのことである。コンサルタントによる Restructuring に関する検討期間は18ヶ月であり、その後、世界銀行による検討・承認、政府による検討・承認が行なわれることとなっている。

2002年7月末の時点で、TANESCO の分割方式については、コンサルタントの提案に一部修正が加えられ、以下につき政府の基本承認が得られた。

- ① TANESCO を発電、送電及び配電の3セクターに分割する。
- ② 発電については以下の様に3社に分割する
 - Kidatu + Mtera (両発電所は同一水系に在る)
 - Kihansi + Pangani Fall + Nymba Ya Mung + Hale (Kihansi 以外は同一水系に在る)
 - Ubungo のガス・ヒン発電所等の火力発電所
- ③ 送電については、半官半民の1社とする。
- ④ 配電については、北部及び南部の2社とする (TANESCO は3社とする案を提案したが PSRC に却下された)。

また、2002年9月に Mercados 及び Stone & Webster の両コンサルタントによる協議が行われ、更なる検討が行われる予定である。TANESCO は資産が大きいので、分割後、株式の売却ではなく、コンセッション方式を採用することとなった。世銀の援助で EWURA (Energy Water Utility Regulatory Authority) を作り、EWURA が中立の立場で、コンセッション

期間中のモニタリングを行う予定である。

一方、世界銀行の主導で進められている構造改革が完了する迄の間、TANESCO の経営を南アフリカの Netgroup Solutions(Pty) Ltd.に委託することが決定された。TANESCO のマネジメントを担当するコンサルタントの費用はスウェーデンの SIDA が 50%、残りはジンバブエ政府の負担となっている。PSRC によれば、マネジメントコンサルタント選定の経緯は以下のとおりである。

(1) 2000 年の初めに TANESCO のボードメンバーが現地の会計事務所である Deloitte & Touche に対し、TANESCO の経営分析を委託した。

(2) Deloitte は 2000 年 6 月に提出した報告書の中で TANESCO の経営面での弱点を指摘した。これを受け、エネルギー鉱山省は、構造改革が完了する迄の間 TANESCO のマネジメントをサポートするためのコンサルタントを起用することとした。

(3) コンサルタントの選定は PSRC に委ねられた。本業務に対し関心表明を行なったのは 11 社とされているが、名前が判明しているのは以下の 10 社(1 社は不明)である。

1. Arnett Consulting, USA
2. Birka energy, Sweden
3. ESB International, Ireland
4. Eskom Enterprises (Pty) Ltd., South Africa
5. IberAfrica, Spain
6. Eltel Networks International, Finland
7. Netgroup Solutions (Pty) Ltd., South Africa
8. NRECA International, USA
9. Revenue Loss Management, South Africa
10. Vattenfall, Sweden

(4) PSRC は大統領府、エネルギー鉱山省、財務省等の人材を含む評価チームを結成し、技術評価を行い、以下の 6 社をショートリストした。

1. ESB International, Ireland
2. Eskom Enterprises (Pty) Ltd., South Africa
3. IberAfrica, Spain
4. Netgroup Solutions (Pty) Ltd., South Africa
5. NRECA International, USA
6. Vattenfall, Sweden

(5) 上記の6社に対し PSRC が入札説明会の案内を出した。以下の4社が出席し、2001年11月に説明会(Prec-bid Conference)が開催された。

1. ESB International, Ireland
2. Eskom Enterprises (Pty) Ltd., South Africa
3. Netgroup Solutions (Pty) Ltd., South Africa
4. Vattenfall, Sweden

(6) PSRC の事務所で開催された説明会には、エネルギー部、財務省、大統領府、TANESCO、世界銀行、マネジメントコンサルタントのメンバーである SIDA 等の代表者も出席した。この会議において、Two Envelope 方式のブローチヤルを2001年11月30日迄に提出する事が決定された。

(7) 期日までに以下の3社がブローチヤルを提出した。IberAfrica、Vattenfall 及び NRECA は文書で辞退を表明した。

1. ESB International, Ireland
2. Eskom Enterprises (Pty) Ltd., South Africa
3. Netgroup Solutions (Pty) Ltd., South Africa

(8) 2001年11月30日から12月3日迄の間、技術評価チームにより3社の技術ブローチヤルの評価が行なわれ、評価チームは ESB と ESCOM のブローチヤルを失格とする様、提案した。

(9) 2001年12月7日に、エネルギー部、TANESCO のメンバー及び PSRC からなるジョイントチームが、ESCOM と ESB の技術ブローチヤルを失格とし、Netgroup Solutions のコマシヤルブローチヤルを開封することを決定した。

(10) 2001年12月11日にエネルギー部、TANESCO のメンバー及び PSRC からなるジョイントチームがコマシヤルブローチヤルを開封し、政府の承認を条件に、Netgroup Solutions と契約することを正式に決定した。この席上、エネルギー部、PSRC 及び TANESCO のトップをメンバーとする交渉チームが選任された。

(11) 2001年12月18日～20日迄の間、交渉チームと Netgroup Solutions の間で協議が行なわれた。12月21日に、PSRC よりエネルギー部に対し、政府の承認申請が行なわれた。

以上の様にコンサルタントの選定は必要な手順を踏んで行なわれたが、Netgroup Solutions が電力事業の運営実績に乏しいこと、Network Solutions が、タンザニアへの経済進出が盛

んな南アフリカ共和国の企業であることなどから、感情的な反対論もある。また、TANESCO の従業員は、漠然とではあるが、首切りを恐れており、2002 年 5 月に Netgroup Solutions が TANESCO 入りした際は、催涙銃を持った約 10 名の警察官が TANESCO 本社前を警備するといった物々しい状況にあった。

調査時点では Netgroup Solutions より派遣された 4 名が TANESCO に常駐しており、必要に応じて専門家が南アから派遣されることとなっている。4 名の役職は以下のとおりである。

- ① Managing Director
- ② Deputy Managing Director (配電及び顧客サービス担当)
- ③ Deputy Managing Director (発電、送電及びエンジニアリング担当)
- ④ Deputy Managing Director (財務・経営管理担当)

南アフリカ政府内における Netgroup Solutions の位置付けは TANESCO の資産価値を高めるための業務を行なうコントラクターであり、TANESCO を管理・運営しているのはエネルギー部である。Netgroup Solutions の業務は以下が中心である。また、業務の一環として、コンピュータシステム (ハード・ソフト共) の改善、顧客データベースの作成、料金体系の再検討等の作業も行っている。

- ① 未収金の回収
- ② エネルギーロスの改善
- ③ 契約 (接続) 待ちの顧客への迅速な電力供給の開始

Netgroup Solutions の最も重要な業務は未収金の回収であり、未払いの個人・企業については、積極的に電力供給停止の措置をとっている。また、政府・公営企業の未払金の問題を先ず解決すべきとの意見が強いことから、TANESCO/Netgroup Solutions は政府と協議を重ね、軍隊、警察などであっても未払いの場合には電力供給の停止が許されることとなった。財務省では、未払い金の問題を解決すべく、各省庁に対し予算の割り当てを行っている。Zanzibar 政府については、2002 年 10 月以降の電気代については全額を支払うこととなった。しかし、過去の未払い金に関する問題は未解決のままである。

南アフリカにおける公営企業の構造改革は実施が容易なセクターから開始され、今後は同国の経済・国民生活に係わりの深いインフラセクターが対象となり、電力セクターの構造改革は最後になるとされている。これは、南アフリカ政府が TANESCO の構造改革の難しさを十分に理解していることに他ならない。マネジメントコンサルタント起用時の騒動を見るまでもなく、TANESCO の構造改革に際して解決すべき課題は多く、予定されている 2004 年末迄に TANESCO の構造改革を実施することは極めて難しいと判断される。主な問

題点は以下のとおりである。

(1) 電力料金の見直し

近年多くの国で電力事業の構造改革が実施され、経営効率の改善・競争原理の導入などにより電力料金が安くなった国がある。しかし、補助金の廃止、参入した民間企業による利潤追求などにより、電力料金が従前よりも高くなった国も多い。タンザニアの場合には電力料金がコストに見合ったレベルに設定されていなかったことから、構造改革による経営効率の向上を勘案しても電力料金の見直しが必要な状況にあった。2002年4月に、家庭用の電力料金の大幅な値上げを含む、電力料金の改訂が発表された。この時は、国民の猛反対があり料金改定は撤回されたが、同年5月に再度、料金改定が発表された。現時点では、大きなトラブルが発生しているとの情報は得ていないが、家庭用電力料金と Zanzibar 向けの料金が大幅に値上げされていることから、反発も危惧される。また、将来、更なる料金改訂が必要となった場合には大きな問題が発生する恐れがある。更に、家庭用、工業用、Zanzibar 向けといったカテゴリー毎の料金設定についても十分な検討が必要となろう。

(2) 世界銀行とタンザニア政府の意向の齟齬

電力事業に関する世界銀行の基本的な考え方はコストに見合った料金設定(補助金の廃止)、競争原理の導入などである。世界銀行或いは IMF の提言に従い公営企業の民営化を行なった国は多いが、全てが成功しているわけではない。また、タンザニア政府にとっては、経済原則に沿った電力事業の運営が好ましいとは言い切れない問題がある。例えば、電力料金の値上げは同国の経済・国民生活にとり、好ましいことではない。また、工業用の大口電力の値下げは外国企業の誘致、工業セクターの競争力強化に役立つが、それと引き換えに、安く設定されている家庭用電力料金の値上げが必要となる。

以上の例を見るまでもなく、TANESCO の構造改革に際しては解決しなければならない政治的・経済的な問題が多い。従い、世界銀行及びタンザニア政府がコンソリダートの提案をそのまま受け入れる可能性は少なく、また、世界銀行の意向と政府の意向が一致しない事態も想定される。

(3) 膨大な未収金

2000年末における TANESCO の未収金の総額は 2,040 億シリング(約 2.3 億ドル)で、この金額は 2000 年の販売収入 1,308 億シリング(約 1.5 億ドル)を大きく上回る。未収金の約 35%は政府及び政府系の企業であり、残りの 65%は民間である。構造改革に際し未収金(不良債権)処理は資産の評価と共に、非常に重要かつ困難な課題である。なお、構造改革の後であっても、民間企業・個人から電力料金を確実に徴収することは難しく、盗電、電力メーターの改造等の違法行為は続くと言わざるを得ない。

(4) 水主火従の電源

タンザニアの電源は水力発電が中心で、不足分を火力発電で補う構造となっている。従い、渇水年には発電原価が大きく上昇し、収益性が急激に悪化する。火力発電中心の事業に比較して、水力発電中心の電力事業の収益改善は難しい。

(5) 膨大な借入金

タンザニアの電力料金はコストに見合ったレベルに設定されていなかったため、TANESCOは年々増加する電力需要に対応するための設備投資の資金を電力販売収入でまかなえず、また、設備投資のために導入された借入金の返済ができない状況にある。更に、外国からの長期借入金の返済に伴う為替リスクも大きな問題となっている。2000年末時点で未払いとなっているTANESCOの長期借入金は約680億シリング(7,600万ドル)で、これ以外に3,200億シリング(3.6億ドル)の長期借入金がある。分割を含む構造改革に際しては、何らかの形で、借入金を清算する必要がある。なお、タンザニア政府はTANESCOに対し、多額の資金を投入する意向は無いといわれている。

(6) 地方電化の遅れ

地方電化は都市部と異なり、需要家当たりの電力消費量が少なく、また、需要家が分散しているため配電コストが割高となり、収益性が低い。また、都市部と比較して、地方の住民は裕福ではないので、支払能力に限界がある。従い、構造改革が実施された後は、収益性の低い地方電化の遅れが危惧される。一方、タンザニア政府は引き続き地方電化を推進する方針であるが、歳入の不足が大きな問題となっているタンザニア政府が地方電化に必要な予算を確保することは容易ではないと言わざるを得ない。

(7) IPTLの取扱い

TANESCOは、ピーク電源とはいえ、US\$13/kWhという非常に高い電力購入契約(PPA)をマレーシアのIPTLと締結している。構造改革後、このPPAを条件変更無しに引き継ぐ民間企業があるとは思われない。

(8) その他

電力事業の構造改革には様々な方式があるが、国民の福祉を重視し関係者間の調整を行なうことは容易ではない。また、Zanzibar政府と連邦政府間での意見調整が非常に難しいというタンザニア独特の問題もある。なお、カリフォルニア州の大停電を契機に、米国を含む多くの国で電力事業の構造改革に対する慎重論が起こっている。タンザニアでもTANESCOの構造改革については慎重論もある。

3.5 電力料金制度の概要

3.5.1 概況

タンザニアの現行の電力料金制度は 1993 年に提出(1996 年に更新)された英国の London Economics Ltd.の報告書に基づくものである。1993年に導入された制度は1986年より適用されてきた従来の制度とは以下の点が異なっている。

- Table 3.1 に示す様に、料金区分を簡略化した。
- 電力料金を長期限界費用(Long Run Marginal Cost)に合わせたものとした。
- 低所得者(小口需要家)向けの料金を低く設定した。
- 大口需要家向けの料金を高く設定した。
- Zanzibar 向けの料金を低く設定した。

Table 3.1 電力料金区分

1986 Study	1993 Study
Tariff-1: Residential	Tariff-1: Residential, Light Commercial and Light Industrial
Tariff-2: Light Commercial	Tariff-2: Low Voltage Supply
Tariff-3: Light Industry	Tariff-3: High Voltage
Tariff-4: Low Voltage Supply	Tariff-4: Public Lighting
Tariff-4A: Agricultural Consumers	Tariff-5: Zanzibar Supply
Tariff-5: High Voltage Supply	
Tariff-5A: High Voltage Supply – Energy Intensive Consumers	
Tariff-6: Public Lighting	
Tariff-7: Water Supply Accounts	
Tariff-8: Zanzibar Supply	

Source: Deloitte and Touche

1998年4月から2002年4月までの電力料金体系は次表のとおりであった。

第3章 電力セクターの現状

Table 3.2 1998年4月～2002年4月までの電気料金体系(VAT除く)

Class	Demand/Month (kWh)		Tariff (/kWh)		Plus Service Charge (/mth)	
	From	To	Tshs	US \$	Tshs	US \$
Tariff-1 Residential/ Light Comm./ Light Industrial	0	100	24.00	2.7	200	22.5
	101	500	38.75	4.3	750	84.5
	501	2,500	88.50	9.9	2,000	224.5
	> 2,500		165.50	18.6	2,000	224.5
Tariff-2 Low Voltage (400 V)			70.35 plus 7,660	7.9 860.7	4,000	449.4 per kVA Billing Demand
Tariff-3 High Voltage (11 kV or more)			67.50 plus 5,950	7.6 668.5	4,000	449.4 per kVA Billing Demand
Tariff-4 Public Lighting			27.80	3.1		
Tariff-5 Zanzibar Bulk Supply			21.5 plus 3,350	2.4 376.4	4,000	449.4 per kVA Billing Demand

Source: TANESCO

2002年5月から適用されている電力料金は Table 3.3 に示すとおりである。

Table 3.3 現行の電気料金体系(VAT除く)

Class	Demand/Month (kWh)		Tariff (/kWh) Tshs	Plus Service Charge (/mth) Tshs
	From	To		
Tariff-1 Residential/Small Commercial and Industrial/ Public Lighting/Billboard (230V - Single Phase 400V - Three Phase)	0	100	25.90	200.00
		Over 100	90.00	1,500.00
Tariff-2 Low Voltage (400 V)			58.50 plus 6,220.00	6,000 per kVA Billing Demand
Tariff-3 High Voltage (11 kV or more)			55.50 plus 6,050	6,000 per kVA Billing Demand
Tariff-4 Zanzibar Bulk Supply			54.15 plus 10,507.00	10,507.00 per kVA Billing Demand

Source: TANESCO

3.5.2 電力料金の推移

TANESCOは電力原価の増大に対処するために電力料金の見直しを行ってきた。

平均電力料金の推移を Table 3.4 及び Fig.3.6 に示す。なお、平均収入が 9¢/kWh になるような料金改定が何度も行なわれたのは、London Economics Ltd.の報告書にて長期限界費用が 9¢/kWh と推定されたことによる。

Table 3.4 電気料金の推移 (VAT 除く)

Date of Increase	Average Tariff (TSch./kWh)	Increase		Reasons for Increase
		TSch.	%	
April 1998	67.73	3.23	5	Increase total revenue to 9 US cents/kWh
Nov 1997	64.50	2.15	3	To accommodate increase in cost
May 1997	62.35	3.81	7	Increase total revenue to 9 US cents/kWh
Nov 1995	58.54	11.07	23	Increase total revenue to 9 US cents/kWh
June 1995	47.47	2.32	5	Increase total revenue to 9 US cents/kWh
July 1993	45.15	20.23	81	Cater for increase in generation and investment cost
Mar 1993	24.92	5.67	29	Reasons not available
Jan 1993	19.25	1.14	6	Reasons not available

Source: Deloitte and Touche

2002年5月に改訂された現行の料金に関する平均単価、値上げ率といった情報は入手していないが、以下の点が大きな改正点である。

- 従来、0～100、101～500、501～2,500 および 2,500kWh 超の4段階に分かれていた Tariff-1 の料金が、0～100、101kWh 以上の2段階となった。また、小口需要家と大口需要家の料金格差が見直され、2,500kWh/月以上については値下げとなったが、多くの家庭に適用される 101～500kWh/月については2倍以上の値上げとなった。
- Tariff-2 及び-3 については多少の値下げとなっている。
- 従来独立していた街灯用電力が Tariff-1(一般用)に組み入れられた。
- Zanzibar 向けの電力が2倍以上に値上げされた。

3.5.3 電力料金の問題点

タンザニアの電力料金には、以下に示す様な問題点が指摘されている。

(1) 発送配電コストがカバーできない

タンザニアの電力料金設定の基本は長期限界費用に基づき決定されるものとされ、TANESCO の判断により 5%以内の値上げを年2回迄、また、エネルギー鉱山省と財務省との合意により 10%以内の値上げを年2回迄できることになっている。しかし、実際には、燃料代を含むコストの大幅な増加にも関わらず、1998年の4月以降は、電力料金の改定は行なわれていなかった。ドルベースで見ると、2000年の平均電力料金は約 8.4¢/kWh、2001年は約 7.6¢/kWh であり、実質、値下げのような形となっていた。Fig. 3.7 に原価と平均電力単価の比較を示す。2002年5月に実施された料金改定により原価と売電価格との差は無くなった、或いは小さくなったものと思われる。

る。

(2) 単一の料金

コスト高となる地域(需要家が散在している地方部、送電網から孤立した地域)にも同一の料金体系が適用されている。政策的な問題もあるのでその是非を一概に論ずることはできないが、結果的に TANESCO の収益を圧迫している面もある。

(3) VAT との不整合

1997年6月に VAT(付加価値税)が導入され、需要家は電力料金に加えて 20%の VAT を支払うこととなった。TANESCO は VAT の徴収を代行するに過ぎないが、TANESCO の税務当局(TRA: Tanzania Revenue Authority)への VAT の支払額が請求書に基づき算出されているので、TANESCO は未収金についても VAT を支払う義務を負っている。

(4) 料金格差 (Cross Subsidy)

タザニア政府は TANESCO に対し補助金の支給は行っていない。一方、電力は基本インフラであるとの考えから、経済力の無い小口需要家向けの料金を安く設定し、大口需要家向けの料金を高く設定している。換言すれば、小口需要家の電力料金の一部を大口需要家に転嫁している。この考え方(Cross Subsidy)は世界各国で採用されており基本方針としては正しいと言える。また、政策的な問題も有るので、その是非を一概に論じることはできないが、以下の問題が指摘されていた。しかし、今回の料金改定により、Cross Subsidy の問題は解決されつつある。

- 家庭、小口商業、小口工業用需要(Tariff-1)については、100kWh/月迄は TSch.24.00/kWh (US \$ 2.7/kWh)の最も安価な料金が適用されている。100kWh/月迄の需要に対して最低料金が適用されている発展途上国は非常に少なく、上限が 30~50kWh/月となっている国が多い。
- 小口であっても、商業用・工業用需要(Tariff-1)に最安値の料金を適用する根拠が希薄である。
- Zanzibar 向けの TSch.21.50/kWh(US \$ 2.4/kWh)、街灯用の Sch.27.8/kWh(US \$ 3.1/kWh)はコストに比較して安く設定されている。これらの料金とコストの差は 2,500kWh/月以上の家庭、小口商業、小口工業需要家の料金(TSch. 165.50 /kWh; US \$ 18.6/kWh)等に転嫁されており、高額な料金を負担している需要家は非常に強い不満を持っている。
- 大口需要家の場合には自家発電の方が割安であるとの指摘もある。

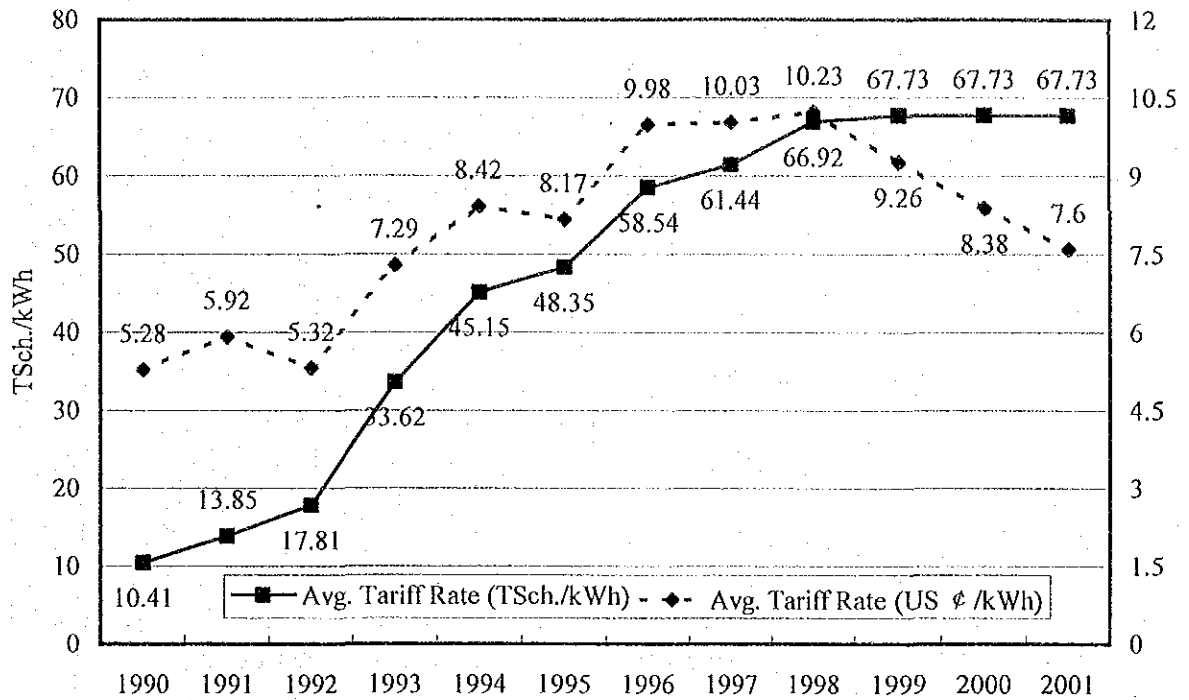


Fig. 3.6 電気料金平均単価の推移 (VAT 除く) Source: Deloitte & Touche

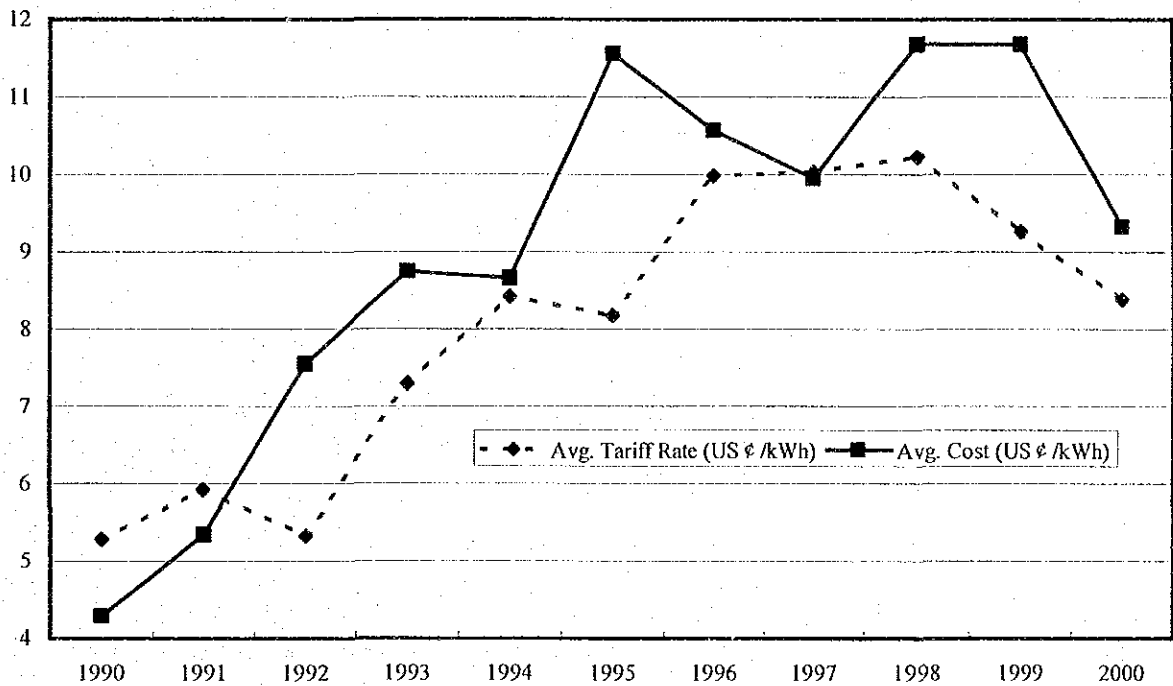


Fig. 3.7 売電コストと電気料金の比較 Source: Deloitte & Touche

3.5.4 他のアフリカ諸国との比較

アフリカ東南部諸国の電力料金を Fig. 3.8 にまとめた。同表より、2002年5月の料金改定前のタンザニアの電力料金の特徴を以下の様にまとめることができる。また、以下より、今回の料金改定（家庭用の値上げ、商業・工業用の値下げ）は、ある程度理にかなったものといえることができる。

- 工業用電力料金は最も高い。
- 商業用電力料金はジンバブエ、ザンビア、ケニアに次いで高い。
- 家庭用の電力料金は比較的安い。
- 上記3用途の平均で見ても、タンザニアの電力料金は高いと言える。

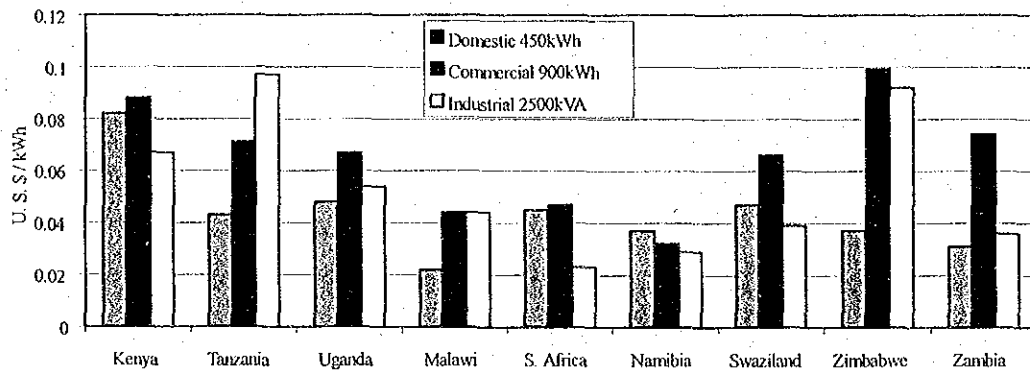


Fig. 3.8 東南アフリカ諸国の電気料金

3.5.5 需要家の意見

現地のコンサルタントである Deloitte & Touche 社に依頼して Dar es Salaam にて質問状によるアンケート調査を行なった。配布先は電話帳にてランダムに抽出し、以下の数のアンケートを配布した。

- 商工業需要者:150 通(Temeke、Ilala、Kinondoni の各地区に 50)
- 家庭需要者:150 通(同上)

商工業者からの回答数は Temeke:13 通(26%)、Ilala:30 通(60%)、Kinondoni:46 通(92%)であった。家庭需要者については Temeke:20 通(40%)、Ilala:25 通(50%)、Kinondoni:29 通(58%)であった。調査の結果を以下にまとめる。

- 電力料金よりも電気の質・TANESCO のサービスに不満がある。しかし、回答者の多くは電気の質・サービスの向上の対価として現行以上の料金を払う意志は無い。
- 現行以上の料金を払っても良いと答えた回答者は全回答者の 25%に過ぎず、その 82%は 5%以内の値上げにすべきとしている。
- 現行以上の料金を払っても良いと答えた家庭需要者は 30%であったが、同様の回答をした商工業者は 17%に過ぎなかった。
- 料金を下げるべきかとの問いに対しては、当然のことながら、89%の回答者が

値下げに賛成している。

- 値下げ率については、回答した家庭需要者の53%、商工業者の68%が10%以上とすべきと回答した。
- プリペイドカード式の電力メータ(LUKU)と従来のメータとの比較については、家庭用需要家の80%、商工業者の70%が LUKUの方がよいと回答した。

限られたサンプル数の調査結果であるが、家庭需要者(小口需要者)よりも商工業者(大口需要者)の方が現行の料金への不満が大きいことが確認された。この結果は、他国の電力料金との比較結果と矛盾しない。

第 4 章

電力需給

第4章 電力需給

4.1 電力需給の現状

TANESCO 連系系統の 1998 年における最大需要は 367.5 MW、販売電力量は 1,822 GWh、総合率は 12.9%である。過去 11 年の販売電力量の伸びは平均すると年率 7.6%の高い値となっている。これに対する供給力は水主火従型で 2000 年は発電電力量の 89%を水力から得ている。水力電源は二つの水系から得ており、ひとつはタンザニア西部の Rufiji 川水系で、すでに開発されたもの計 464MW を有するが、この内 2000 年に運転を開始した Lower Kihansi 水力(180 MW)により渇水時の負荷制限は著しく改善された。この水系の未開発包蔵水力は大きく、将来の大電源地帯となるであろう。もうひとつの北東部の Pangani 川水系は、計 97MW の発電所群で占められている。TANESCO は水力電源が主体であるため過去の供給力は豊水、渇水の影響を受けてきた。

水力以外の火力は主として Dar es Salaam の郊外にある Ubungo 発電所のガスタービンとディーゼルで構成されており、約 120MW の設備を持っているが高価な輸入ジェット燃料を使用しているため、旱魃の時には貴重な外貨を費やしていた。また Tegeta s/s に隣接してこの国最初の IPP 100MW ディーゼル発電所 (IPTL 社、Independent Power Tanzania Limited 所有) が 2000 年に竣工したが電力料金契約 (PPA :Power Purchase Agreement) の折がつかず、2002 年 1 月に至ってやっと運転が開始された。計画が具体化しつつあるインド洋に位置する Songo Songo 島の天然ガスはカナダのコンサルタントによると総埋蔵量は 1 兆立方フィートと見込まれている。このような国産の燃料が安価に利用できるようになれば TANESCO の財政体質はかなり改善されるであろう。しかしパイプラインの工事は 2002 年 8 月現在まだ手がついていない状態である。

Table 4.1 タンザニア国内の主な発電所 2001 年 2 月現在

		Name	Installed Capacity (MW)	Effective Capacity (MW)
Hydro	Rufiji River Basin	Kidatu	204	204
		Lower Kihansi	180	180
		Mtera	80	80
	Pangani River Basin	Pangani Falls	68	66
		Ihale	21	17
Nyumba ya Mungu		8	8	
Hydro Total			561	555
Thermal	Gas Turbines	Ubungo	120	112.5
	Diesel	Ubungo	26.5	10
	Other Remote Diesels		55.5	25.3
	Thermal Total			202
Total Grid System			763	702.8

Source ; TANESCO

TANESCO の既設発電所を Table 4.1 に示す。なお連系系統に含まれない地方に点在する需要家の消費電力量は全ツザニアの 3.1%(1998 年)に過ぎない。スタディの対象都市である Dar es Salaam、Arusha、Moshi はいずれも連系系統に属しており、報告書でのべるデータや電力設備については特に断りのない限り連系系統を示すものとする。

4.2 マクロ需要想定

2010 年までの長期電力需要についてマクロナ観から①連系系統、②Dar es Salaam、③Arusha、④Moshi の需要想定を行った。

4.2.1 連系系統の電力需給

連系系統の長期電力需要については需要想定を行ってから、これに対する TANESCO 連系系統の供給計画は需要に対してバランスしているか概略の検討を行った。Dar es Salaam、Arusha、Moshi の 3 都市は連系系統内の一部であり 220kV、132kV の大容量基幹送電線によって結ばれているので 3 都市ごとの需給バランスの検討を行う必要はない。

(1) GDP との相関関係

一般に GDP(国内総生産)と電力需要は強い相関関係がある。Table 4.2 および Fig.4.1 のツザニアにおける 1980~1998 年の 18 年間における GDP と販売電力量の推移を比較して見ると両者の伸びの関係には、強い相関関係がある。

Table 4.2 ツザニアにおける GDP と TANESCO の販売電力量の推移

Year	GDP (Billion TSh)	Energy Sales (GWh)
1980	856.7	579.1
1981	844.8	600.4
1982	848.4	604.8
1983	824.9	587.9
1984	852.4	603.4
1985	936.1	700.6
1986	1,001.3	822.3
1987	1,072.5	868.6
1988	1,119.0	1,005.8
1989	1,147.7	1,109.6
1990	1,219.2	1,254.4
1991	1,253.1	1,375.8
1992	1,275.9	1,373.9
1993	1,281.0	1,371.3
1994	1,298.9	1,397.8
1995	1,345.2	1,539.4
1996	1,401.7	1,717.6

1997	1,448.2	1,735.8
1998	1,505.8	1,822.4

Source : GDP : Bureau of Statistic,

Energy Sales : TANESCO

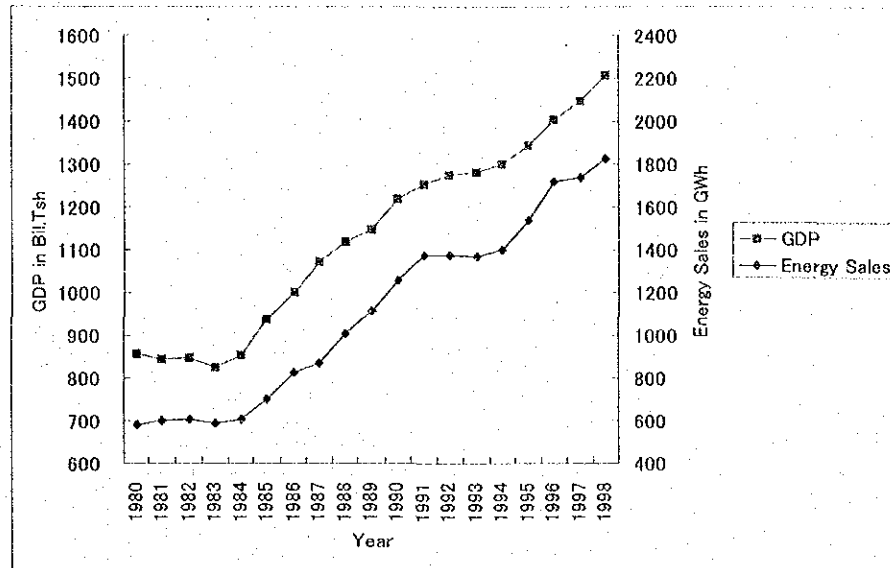


Fig.4.1 GDP と販売電力量の相関関係

GDP と電力需要の関係に着目して一次回帰式を用いてこの二者が相似していることの検証を行った。1992年から1998年の7年間のGDPとTANESCO連系系統の電力需要の関係は次のとおりとなる。

$$Y = 1.98x - 1,158$$

ここで、

Y = 電力需要 (GWh)

x = GDP (Billions TSh)

GDPの対前年の伸びがマイナスであった年は1980年代の初めに2年あったが以後はすべてプラス成長で18年間の年平均伸び率は3.2%と好調である。最も伸び率の大きかった年は1985年の9.8%である。また至近年の1995年から1998年までの4年間は極めて安定した変動の少ない伸び率を示しており最低で3.3%、最高で4.2%を示している。近い将来のGDPの大きな伸びの要因は、工業化、特にビクトリア湖周辺の鉱山開発が唯一具体的なもので、有望視されている。

また過去のGDPの内容を農業、工業、サービスのセクター別に見ると、その比率はTable 4.3のように1980年から1998年までほとんど変わっていない。一般的には年の経過につれてサービス部門の比率が増える傾向にあるが、これまでのケニアでは産業構

造が変わらずに成長してきたと言える。したがって電力の伸び率が GDP のセクター合計の伸び率に比例していると見て差し支えない。

Table 4.3 GDP の部門別内訳 (%)

Year	Agriculture	Service	Industry	Total
1980	45	18	37	100
1990	48	17	35	100
1998	49	17	34	100

Source : Bureau of Statistic

(2) 需要の現状

TANESCO の 1980 年から 1998 年までの連系系統の販売電力量実績は Table 4.2 および Fig.4.1 のとおりである。1992～1997 年は渇水により主要ダムの水位は低下し、水力発電の出力が減少し、それまで経験しなかった全国規模の負荷制限(Load Shedding)を実施して急場をしのいだ経緯がある。それにもかかわらず 1996 年は高い値となっているが、これは燃料費の高いガスタービンを運転して不足の電力を補給したためである。結果として 1988～1998 年の 10 カ年の伸びは年率 6.1%となっている。このうち 1992、1993、1994 年はほとんど伸びは認められないがそれでも総合して 6.1%は高い伸び率と言えよう。1997 年はエルニョによる大量の降雨があり Rufiji 川、Pangani 川両水系の貯水池は満水になり一息ついている。しかしこれらの主として天候による発電電力量のばらつきは Fig.4.2 を見るかぎり傾向としてうなずけるものもあるが、顕著なものではない。需要想定は過去の異常渇水時の販売電力量および最大電力の減少を補正して行っている。

TANESCO が策定した最新の需要想定は 2000 年 5 月付の "Tanzanian Power System Master Plan, May 2000" およびカナダのコンサルタント、Acres International による "Power System Master Plan, 2000 Update, Nov. 2000" がある。前者は 1980～1998 年の 18 年間の需給実績をもとにして 2030 年までの需要想定を種々のパラメーターを設定して行っているものである。毎年、定期的に見直し、修正を行っており、想定内容は確度の高いものである。後者の Acres のものは主として供給力の投入の種類、容量、時期について 2025 年までスケジュールしたものである。

本レポートでは唯一 TANESCO 計画部(Corporate Planning and Research Department)が承認し、これに基づいて電源開発計画を策定している前者の需要想定について検討を行い、これに若干の修正を加えて JICA 案とした。想定算出条件として、次項のパラメーターの組み合わせで行っている。

(3) 需要想定的前提条件

需要想定は過去の実績が最も重要であるが、そのほかに下記の 4 項目を前提条

件のパラメータとした。

- GDPの年伸び率について3ケース設定
 - A 中程度(5.0%)
 - B 低成長(3.4%)
 - C 高成長(5.8%)
- 需要家数の増加率は
 - A 新規加入者数を中程度(5%)
 - B 少数 (4.5%)
 - C 多数 (6%)
- 単位需要家当たりの年電力消費増加率は
 - A 増加(4%)
 - B 増加なし(0%)
 - C 減少 (-4%)
- 新規大口工業の需要立ち上げ期間は
 - 短期(3年)
 - 長期(5年)の2ケース

GDPについては4.2.1で述べたように至近年の実績は安定した3.3~4.2%の伸びとなっているが将来の想定は5%を見込んでいる。これは至近年に鉱山部門の伸びることが確実視されているため、これによる伸び1%を見込んで4.2 + 1 = 5%とした。なおタンザニア政府の“Rolling Plan and Forward Budget”(96/97~98/99)においてもGDPの伸び率目標を5%としているのでこれとも合致している。

需要家数の年増加率は連系系統の場合、想定最初の年(1999年)にそれまでであった待機需要家5,000戸を一掃し、さらに新規に21,600戸が増加するとしている。この増加分の21,600戸をベースとして年5%を平均的な伸びとし、4.5%を低め、6%を高めとしている。(Annex 4.1 Energy Sales and Number of Customers 参照)この増加率は地区によって異なる。

新規大口工業の需要については連系系統の場合、鉱山開発にともなう需要増により、ビクトリア湖南部周辺のMwanza S/S、Shinyanga S/Sの両変電所は大幅な増設が必要と見込まれている。(Annex 4.2.1~4.2.3 List of New Industries 参照)通常、新設の工場はTANESCOに需要の申請があつてから、景気の良い時は3年程度で全負荷操業になるが、不景気のときは5年程度かかると見ている。特に鉱山の開発は開発範囲が広い地域に分散しており、遅くなる傾向があり5年の立ち上げと見ている。

連系系統の前提条件の組み合わせは下記のとおりでベースケースが最も現実的であり、Highケースは高め・楽観的、Lowケースは低め・悲観的な想定を表す。

需要想定ケース

Case	GDP Growth			Growth in Number of Customer			Growth in kWh per Customer			Industry's Year to Full	
	Low 3.4%	Mod. 5.0%	High 5.8%	Slow 4.5%	Mod. 5%	Fast 6%	Low -4%	Mod. 0%	High 4%	Short 3 ys	Long 5 ys
High			x			x	x			x	
Base		x			x				x		x
Low	x			x				x			x

Note : Mod.:Moderate, ys:years

ケースの表中で単位需要家当りの年電力消費増加率(Growth in kWh per Customer)について説明を加える。経済が高成長になると、タンザニア国民は輸入品を購入する傾向が大きくなり、国内の製造業者の電力消費が減少するという先進国と逆の傾向を示す。この製造業者の消費電力の増減が「単位需要家当りの消費量」に影響している。しかし需要想定ベースケースでは電力需要の消費電力量4%増加を採用している。

なおこれらの前提条件は連系系統だけでなく Dar es Salaam、Arusha、Moshi にも当てはめて想定を行なっている。

(4) 需要想定

もっとも現実的と思われるベースケースは、① GDP の伸びが中程度(過去の平均 4.2% プラス 1%の 5.0%)、② 新規需要家数の伸びが中程度(年 5.0%)、③ 単位需要家あたりの電力消費率の伸びが高い(年 4.0%)、④ 新規工業の立ち上げが長期(5年)の場合である。このケースによる需要想定を回帰分析により実施し、過去の実績とつないで1枚のグラフにしたものを Fig.4.2 に示す。これによると 1998 年から過去 10 年の実績は年平均 6.1%で推移しており、1999~2010 年の需要想定値は年 7.7%の伸びとなる。

なお GDP 高成長の High ケースでは 1999~2010 年の伸び率は年 9.2%となり、GDP 低成長の Low ケースでは 5.4%となる。

設備計画に必要な最大需要電力は電力量と負荷率の変化から求められる。実績値と想定値を Annex 4.1 と 4.3 に、グラフを Fig.4.2 に示す。一般にピークとオフピークの差が大きくなると負荷率は悪くなり電力量よりも最大電力の伸び率が大きくなるが TANESCO の場合は連系系統、3 都市とも電力量と最大電力の伸び率はあまり変わらない。Base ケースでは 1999~2010 年の 12 年間の伸び率を年平均 7.9%としている。ちなみに GDP 高成長の High ケースでは 9.6%、低成長の Low ケースでは 5.7%となる。タンザニアのピークは夕方に発生し、調理用電熱電源によるものと見られる。もっとも暑い時間帯の冷房器具によるピークはまだ見られない。平均的所得階層にはまだ冷房器具は普及していないが、Dar es Salaam の新装のスーパーマーケットやレストランなどには最新式の冷房器具を見ることができる。日本の本州のように夏季に冷房需要、冬季に暖房需要の顕著なピークは認められず、年間負荷率は日本よりも高い。

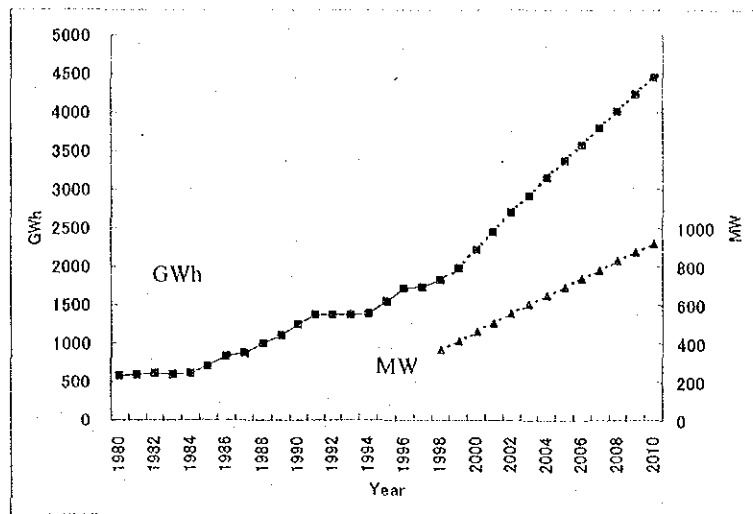


Fig.4.2 全国連系系統における販売電力量と最大需要の実績と予想

Source TANESCO

(5) 供給計画

当初調査団は TANESCO により策定された供給計画(原典は Acres International による PSMP ; Power System Master Plan, 2000 up date、Draft Final Report)により検討を行ってきた。その後、2002年5月15日付、TANESCO 発信の文書 “Re Master Plan Study on the Power Sector for Major Towns in the United Republic of Tanzania”により最新の2001年のPSMPに計画が更新されたので修正の要請があり以下のように改めた。

なお修正の前(2000年計画)と後(2001年計画)の供給計画を比較すると、修正後は電源の運転開始をかなり遅らせており、見方によっては SONGAS 工事の遅れなどを見込んだ、より現実的な計画と言えよう。

なおこれらの電源に関連する送電線、変電所も同時に計画されているが、流通設備については第4章では触れない。

新規電源の開発計画(TANESCO 2001年計画による)

1 Tegeta IPP ディゼル 100MW 2002年

設備としてはすでに2年前に完成していたが、料金に関する調停に時間を要し、2002年1月に営業運転を開始した。電力料金が高めに設定されていることから、今後計画利用率で継続運転できるかどうか、不透明である。

このディゼルは SONGAS が導入される2004年に燃料を重油から天然ガスに切り換える計画となっている。

2 Ubungo ガスタービン 5号 新設	40MW	2004年
3 油焚きガスタービン新設 TANESCO の資料によるとガスタービンの出力が不明だったので標準的な 60MW と想定して括弧をつけてある。	(60MW)	2004年
4 SONGAS による Kinyerezi ガスタービン新設	60MW	2005年
5 Ruhudji 水力(89.5MW×4台)新設	358MW	2012年

修正の前後の違いは下記の通りである。

新規に油焚きガスタービンを 2004 年に計画しているが、これは SONGAS が計画通り 2004 年から使えない場合のためを考慮したものと思われる。もちろんガス導入後はガスタービンの燃焼器の改造により燃料転換は可能である。

Ubungo などの老朽ディーゼル計 82MW の廃止の時期 2004 年を延期している。

Ruhudji 水力(358MW)は 2010 年から 2012 年に延期され本マスタープランの計画範囲からはずれてしまった。

以上の修正の結果、連系系統は、特に Ruhudji 水力の延期が大きく影響しているが、2009 年から 2012 年の間は十分な予備力を保有できず、供給力不足となる懸念がある。すなわち予備率は 2008 年が 16%あるが、2009 年 10%、2010 年 5%となる。老朽ディーゼルが含まれていることを考慮するなら実態はもっと少ない数字となる。

2010 年までの新規電源は上記 5 項の Ruhudji 水力を除いてすべてが SONGAS に依存しており、SONGAS プロジェクトの成否が TANESCO の需給バランスを左右すると言っても過言ではない。

天然ガスは 230km のパイプラインで Dar es Salaam まで持ってきて既設 Ubungo 発電所や Dar es Salaam 空港南西部の新規地点、Kinyerezi 発電所にガスタービン、将来はコンバインドサイクルの発電所を新・増設することとしている。発電セクター以外にも化学工業、燃料等に多くの用途が渴望されている。パイプラインの建設費は第二世銀により融資され 2 億ドルといわれている。

以上の計画に続いて 2012 年以降は下記の計画があるもののまだ優先順位は低く流動的と思われる。

2012年以降の新規電源の開発計画(TANESCOによる)

1 Lower Kihansi 4、5号の増設

1,2,3号機(60MW×3台)は2000年に運転開始したばかりであるが、ダム下流に生息する希少動物(Kihansi Spray Toad...小さな蛙の種類)保護のために環境問題が発生している。欧米の生物学者や環境論者はこの希少動物のため一定の河川流量が必要で、そのためダムから常時放流をしなければならないとしている。

これは全く発電に寄与しない、無効放流となるが、この放流量の大小により増設計画中の4,5号機のみならず既設1,2,3号機の減電にも影響しかねない深刻な問題となっている。他にも建設費などのこともあり増設には手が付けられる状態ではないと思われる。

2 ザンビアとの国際連系

TANESCOはZESCO(Zambia Electricity Supply Corporation)と共同で1995年から国際連系の検討を行っている。スザイではザンビア北部にあるPensulo S/Sからクザニアの南西部にある220kV, Mbeya S/Sまで約700kmの距離を330kV交流送電線1回線で連系し200MWをTANESCOが受電するとしている。輸入電力はコンゴの余剰電力をザンビア経由でクザニアに4.5セント/kWh程度で売電すると言われているが確度の高いデータはない。(出典はAcres InternationalのレポートPSMP: Power System Master Plan 2000年版)

なおこの連系はESKOM(南アフリカ)の主導でSAPP(South Africa Power Pool、南アフリカ諸国電力広域運用)により国境を超えた南アフリカ主要国の交流連系による広域運用の一部を形成しようとするもので、さらに将来はアフリカ全体を連系しようとする雄大な計画がある。

よってこの連系は見方によっては単にTANESCO一社の経済性だけでなく南アフリカ電気事業者の複数のパワープールによるマーケットが認められるならザンビアとの国際連系が決まる可能性があると思われる。

3 Rumakali 水力 222MW(74MW×3台)

Rumakali 水力はマウイとの国境にあるNyasa湖に流入するRumakali川をせき止めてダムを建設しようとするものである。他のRuhudji地点(Ruhudji川)、Mandera地点(Pangani川)と同様フィジビリティスタディのレベルにあり、着工までにはまだかなりの年数が必要と思われる。

4 ケニアとの国際連系

これは渇水時に電力不足が発生するケニア側が実現に熱心でArushaとケニアのNairobi間、約250kmを220kV1回線送電線で結ぶフィジビリティスタディをケニア政府とクザニア政府が共同で行おうとしている。これはケニアがクザニアから電力を輸入しようとするものでTANESCOは現時点ではこの案に冷淡であるように感じた。

これは近い将来 TANESCO が SONGAS による安価な余剰電力を生み出した時を見込んでの計画かと思われるが、いずれにしても数 100MW 程度の融通でも Arusha、Nairobi 間の連系線新設だけでは不十分で、SONGAS による発電所または南西部の水力電源地帯から Arusha までの TANESCO の既設送電線の増強が必要となり、少なくない建設費が必要となる。不確定要素が多くまだ先の話と思われる。

(6) 供給予備力

連系系統の最大需要と、これに対する供給力をグラフにしたのが Fig.4.3 である。安定した電力を供給するためには、ある程度のマージンすなわち供給予備力を持たなければならない。

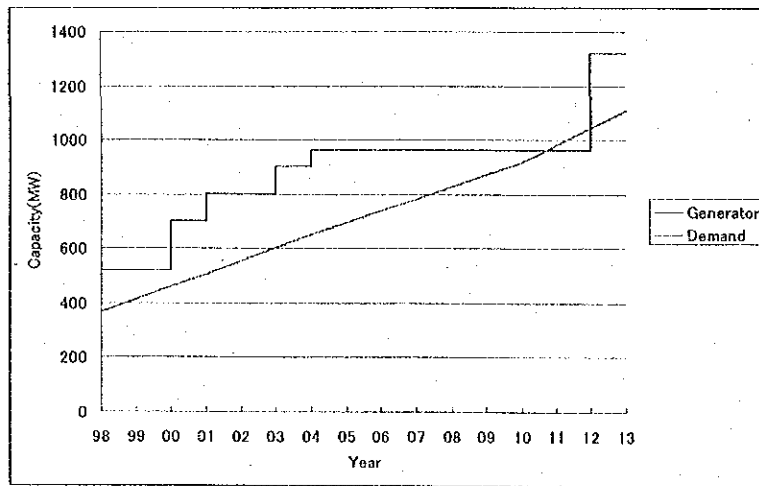


Fig.4.3 連系系統の最大需要と供給力の推移 Source TANESCO

TANESCO の供給予備力の保持基準は最大需要の 20%の予備力があればよいとしている。

なお TANESCO の予備力率の定義は日本と違い、点検中の停止発電機を差し引いたものではない。ここでは最も過酷な 1 年間に発生する最大需要を採用すれば供給予備力は下記の通りとなる。

Table 4.4 供給予備力

	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2009	2010
Max. Demand (MW)	506	555	605	652	698	782	872	918
20% of above (MW)	101	111	121	130	139	156	174	184
Effective Supply (MW)	802	802	802	902	962	962	962	962
Supplying Margin(MW)	297	248	197	250	264	180	90	44
Supplying Margin (%)	59	45	33	38	38	23	10	5

Source : Fig. 4.3 *Supplying Margin (MW) = Effective Capacity - Maximum Demand

Fig. 4.3 と Table 4.4 は系統の損失を差し引いていない概略的なものであるが、最

FZ III S/S から受電 2 箇所
 FZ II S/S, FZ I S/S

なお、切り替えにより 2 箇所の上位変電所から受電できるものもあり、上記は固定されたものではない。また(私)は私企業所有の変電所を示す。

Dar es Salaam 全体の 1980 年から 1998 年までの過去 18 年間の販売電力量を Annex 4.6 と Fig.4.4 に示す。

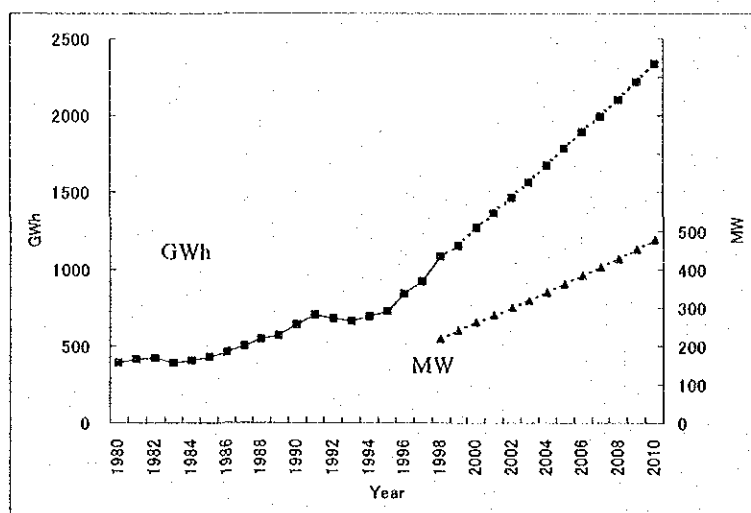


Fig. 4.4 Dar es Salaam における販売電力量と最大需要の実績と予想

Source TANESCO

これによると 1992～1995 年の 4 年間は渾水によりゼロ成長に近かったが、これを含めても過去 10 年は年平均 7.0% の高い伸び率を示しており、連系系統全体の同時期の伸び率 6.1% よりも高い。

(2) 需要想定

1999～2010 年の想定ではベースケースで電力量、最大電力とも伸び率 6.7% で、これをグラフにしたものを Fig.4.4 に示す。Dar es Salaam の伸び率は連系系統全体、Arusha、Moshi よりも低いがこの都市部よりも地方のほうが無点灯地域の電化による新規加入の需要家の比率が大きいからである。増加率としては Dar es Salaam は少ないが増分販売電力量は圧倒的に大きい。

4.2.3 Arusha の電力需要

(1) 需要の現状

Arusha は Arusha 宣言で有名な国際都市で一流の国際ホテルがあり、国際会議が開かれ、また緑が多く周辺には野生動物保護区があり、多くの観光客が訪れる都市で

もある。町はまとまっており一次変電所から配電用変電所、および配電線の距離は短い。Arusha に供給している一次変電所は 220kV Njiro S/S 1 箇所だけであり、220kV 1 回線送電線により西南部の Singida S/S を経由しタンザニア西南部の水力電源を受電、さらに東南部より 132kV 1 回線送電線により Moshi 経由で Pangani 川水系の電源を受電している。Njiro S/S から供給される Arusha 市内の配電用 33kV 変電所はつぎの 4 箇所とほかに私企業の変電所がある。(2001 年時点)

Mt. Meru S/S、 Unga Limited S/S、 Themti S/S、 Kiltex S/S

Arusha の 1988 年から 1998 年までの過去 10 年間の販売電力量の実績を Annex 4.10 と Fig.4.5 に示す。1990～1997 年は凹凸が激しいが、これは渇水のため負荷制限を 1992～1995 年に行ったためだが、Arusha は国際会議など開催される国際都市であり、Moshi のような頻度の多い負荷制限は実施されなかったようである。

(2) 需要想定

Arusha の過去 10 年間の平均伸び率は年 6.7%だが、至近年に注目すると渇水の影響を受けて、かなり低い数字となっている。しかし豊水であったなら販売電力量はもっと大きな実績値を記録したはずであり、渇水による減少を補正すると 2010 年までの伸び率はベースケースで年率 8.4%となりかなり高い値である。グラフを Fig.4.5 に示す。

なお High ケースの想定では年率 9.4%、Low ケースでは 6.2%となる。

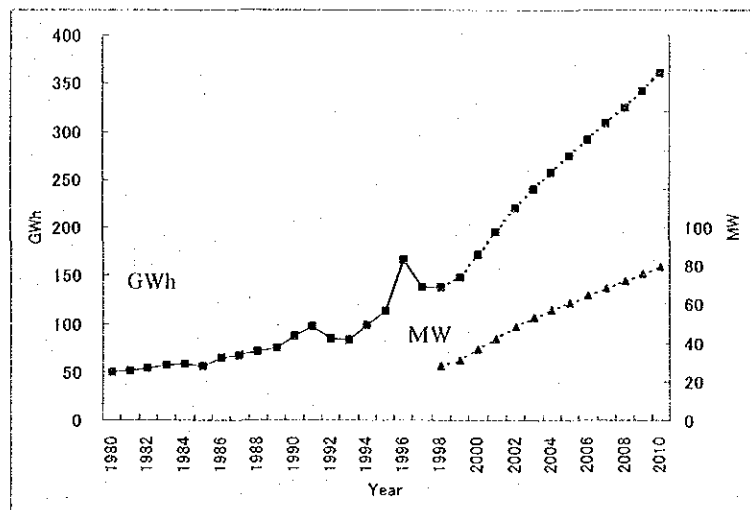


Fig.4.5 Arusha における販売電力量と最大需要の実績と予想

Source TANESCO

2010年までの最大需要の伸び率もベースケースで年率9.2%とかなり大きい。

4.2.4 Moshi の電力需要

(1) 需要の現状

Moshi は Arusha に比べて人口は少ないが、キリマンジャロ山の麓にあり土地が肥沃で面積は広く、コーヒー、バナナなど農産物やライガム、材木の生産地となっている。そのため配電用変電所は広い面積に点在しており、配電線 1 フィーダーの長さは 120km にも及ぶものもあり、末端部は電圧変動が大きい。広い森林地帯を経過するため支障木による地絡事故が多い。Moshi は 2 箇所の 132kV 変電所、Kiyungi S/S と Same S/S および 1 箇所の Nyumba ya Mungu P/S から 33kV に変降されて配電用変電所に送電されている。3 箇所の発変電所が分担する配電用変電所およびフィーダーはつぎのとおりである。(2001 年時点)

Kiyungi S/S から受電	5 箇所
Boma Mbuji S/S、 Trade School S/S、 Machame S/S、 Lawate S/S、 KIA(Kilimanjaro International Air Port)	
Nyumba ya Mungu P/S から受電	1 箇所
Mwanga S/S	
Same S/S から受電	2 箇所
SameS/S、 Gonja S/S	

Moshi の 1988 年から 1998 年までの過去 10 年間の販売電力量実績を Annex 4.14 と Fig.4.6 に示す。過去の伸び率は平均すると 4.0%に過ぎないが 1996、1997 年が突出して大きい。この理由は豊水によるものと思われるが需要想定上はこの突出を特異なものとして処理している。1992～1994 年は、渇水による負荷制限の頻度が多かったため落ち込みが激しかった。1998 年は対前年マイナス 34%まで落ち込んでいる。これは前年の豊水の水を使いこんだためではないかと思われる。1987～1997 年の 10 年間だけを見ると一転して年率 11.4%と大きな伸びとなっている。

(2) 需要想定

Moshi の将来 10 年の販売電力量想定値はベースケースで連系系統全体の伸び率 7.7%を上回って 9.0%、最大需要は 9.3%としているが、この理由は前述したように未点灯村落の電化比率が大きいためである。しかしこの数字は 4.3 でのべる需要想定と比較するとやや大き過ぎるので TANESCO の 1998 年から 2010 年までの伸び率想定値を電力量、最大電力とも 0.5%下げて下記のように修正し、修正後のケースを

Base-J(ベースJICA案)とした。なお大口電力の新規加入が少ないことも下方修正の一因である。

- 販売電力量の伸び率 9.0%を 8.5%に修正
- 最大需要電力の伸び率 9.3%を 8.8%に修正

需要想定の結果を Fig.4.6 に示す。

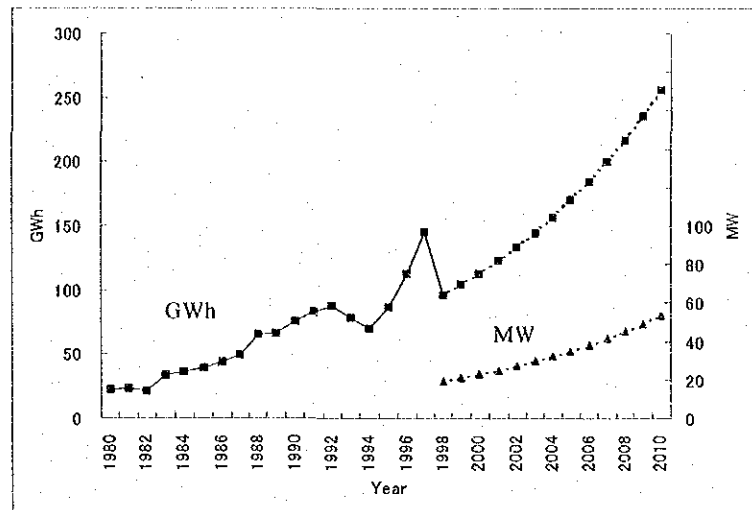


Fig. 4.6 Moshiにおける販売電力量と最大需要の実績と予想

Source TANESCO

4.2.5 マクロ需要想定まとめ

マクロ需要想定は対象とする連系系統、Dar es Salaam、Arusha、Moshiの需要の伸びをマクロにとらえて、1999年から2010年までを想定したものである。

GDPの伸び率などはすべて中程度に見たベースケースでも最大需要電力は連系系統で7.9%の大きい伸びを示しており、1998年の367.5MWが2010年には2.5倍の918.3MWとなるであろう。1998年に1,822GWhだった販売電力量は年平均7.7%の伸びで2010年には2.4倍の4,454GWhとなるであろう。2000年に運転開始したLower Kihansi水力(180MW)によって現在の需給は一息ついているが、さらにその後に電源の増強がなければ、旺盛な需要増は4年後の2004年にはLower Kihansiによる増分(180MW)は全て消費されるであろう。

連系系統および三都市の需要想定まとめをTable 4.5に示す。Dar es Salaam、Arushaはベースケース、MoshiはベースJケースが現実的な想定値である。連系系統、3都市のBase Case以外の楽観的想定(High Case)、悲観的想定(Low Case)についてのデータはAnnex 4.4 4.5 4.8 4.9 4.12 4.13 4.16を参照されたい。なおAnnexの表題にReference CaseとあるものはBase Caseのことである。またReduced Industrial List

とあるものは、4.2.1 (3) 需要想定的前提条件で述べた新規大口工業の需要立上期間が長期(5年)であることを意味し、Full Industrial List とあるものは短期(3年)を意味する。

Table 4.5 マクロ需要想定の結果

	1998(Actual)		Case	2005		2010		Growth Rate 1999 to 2010 (% / year)	
	Energy Sales (GWh)	Max. Demand (MW)		Energy Sales (GWh)	Max. Demand (MW)	Energy Sales (GWh)	Max. Demand (MW)	Energy Sales (%)	Max. Demand (%)
Grid System	1,822.4	367.5	High	3,764.3	790.3	5,262.6	1,104.1	9.2	9.6
			Base	3,373.9	696.1	4,454.2	918.3	7.7	7.9
			Low	2,796.2	578.9	3,446.0	713.6	5.4	5.7
Dar es Salaam	1,079.2	217.6	High	1,898.5	385.6	2,639.9	535.9	7.8	7.8
			Base	1,781.1	361.9	2,339.8	475.2	6.7	6.7
			Low	1,476.2	300.3	1,808.6	367.7	4.4	4.5
Arusha	137.4	27.7	High	291.2	64.5	405.0	89.3	9.4	10.2
			Base	274.3	60.9	360.4	79.7	8.4	9.2
			Low	228.1	51.1	279.5	62.4	6.2	7.0
Moshi	96.1	19.4	High	214.5	44.5	308.1	63.9	10.1	10.4
			Base	200.7	41.7	271.8	56.4	9.0	9.3
			Base-J	170.1	35.0	255.8	53.4	8.5	8.8

4.3 ミクロ需要想定

4.3.1 ミクロ需要想定の方法

Dar es Salaam、Arusha、Moshi のミクロ需要想定は既設変電所の過去 10 年(1991~2000 年)の需要実績に外挿して将来 10 年(2001~2010 年)の需要想定を行った。過去の需要実績は通常の経済の伸びによる需要増のほかに無点灯地域電化、大口工場新設など突出したものも含まれたすべての需要増の結果である。2010 年の想定値を見ると 1 箇所の変電所としては非現実的な大容量となっている個所がある。例えば Table 4.7 によると City Center 52.5 MVA(11kV)などである。実際の現実的な設備計画は後章で述べるが、需要増に伴い既設変電所からファイバーを移設・分岐して新設変電所が分担することとなる。つまり新設変電所を含む需要想定合計値は既設変電所の外挿値の合計と同等と見なされる。ただし Dar es Salaam で近々新設が確定されている New Oysterbay 変電所については、現在建設中のアメリカ大使館など比較的大きい需要が至近年に急増する見込みなので、例外的に過去の外挿以外に想定に加えている。他の将来新設される予定の Kitunda, Magomeni, Mburahati, Yombo, TOL, Tandika などの変電所は需要想定変電所としては、あげていないが既設変電所の需要の外挿値の中に含まれることは前に述べた通りである。

変電所単位の需要想定の方法は、過去 10 年(1991~2000 年)の各変電所の運転日誌の記録から 11kV ファイバー毎に 1 年間の最大電力を拾い上げ、伸び率を求め、これに外挿して将来の想定を行った。この記録は 11kV ファイバーの損失や低圧線の損失を含んでおり純粋な需要と言えないが今のところ需要端にもっとも近くて得ることのできる唯一の最大電力の記録である。そしてこの値は変圧器通過容量そのものであるため

新設変圧器の容量や設置時期がすぐ判るメリットがある。なお記録がばらついていて傾向がつかめないもの、至近年に運転開始したため記録の点数が少なく傾向が掴めないものは4.2の手法で求めた3都市毎の伸び率(2010年までの最大需要の年率)によって最大電力の想定を行った。その値を再掲すると次の通りである。

Dar es Salaam	6.7%
Arusha	9.2%
Moshi	8.8%

4.3.2 Dar es Salaam の最大電力の実績と想定

Dar es Salaam の各変電所の過去の運転日誌から得た最大電力値および2010年までの想定値を Table 4.6 および Fig.4.7 に示す。

変電所によって伸び率は異なるが、大きいところは Kigamboni 25%、Msasani 15%、Mbezi 11%、FZ III 9% などである。これらは新興住宅地、リゾートホテル地帯、ショッピングセンター、工場地帯などを抱えている。Tandale は少なくとも4%であるがその周辺部が伸びている。

運転日誌のデータは MW 単位であり、Table 4.6 の MW 値に力率を加味し、MVA 表示したものを Table 4.7 に示す。

第4章 電力需給

Table 4.6 (1/2) Dar es Salaam 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)

DAR ES SALAAM		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Ratio	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
1	Ubungo																							
	U1	3.4	3.2	3.0	3.3	3.2	3.3	3.0	2.4	3.0	3.5													
	U2	3.4	3.3	3.0	3.2	3.5	3.0	0.6																
	U7	3.3	3.3	3.2	3.2	3.5	3.8	2.5	3.8	3.0	2.5													
	U8	3.8	4.0	4.0	3.8	3.8	3.8	3.8	4.0	4.3	4.5													
	(Total)	13.9	13.8	13.2	13.5	14.0	13.9	9.9	10.2	10.3	10.5	6.7%	11.2	12.0	12.8	13.7	14.6	15.5	16.6	17.7	18.9	20.2		
	Alaf	10.0	8.8	9.2	9.0	8.0	7.2	3.6	7.8	5.0	12.0	1.0MWy	10.2	11.2	12.2	13.2	14.2	15.2	16.2	17.2	18.2	19.2		
	Tazara	2.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.5	4.0	5.8	6.0	7.0	0.5MWy	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0		
	Wazo Hill	13.0	12.0	12.5	12.5	10.5	9.2	3.2	6.5	4.0	3.8	0.0%	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0		
	Frien.Text	4.5	4.5	4.0	2.0	2.4	1.4	2.2	2.0	2.0	1.8	0.0%	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0		
(Total)	29.5	28.3	29.7	27.5	23.9	21.3	13.0	22.1	17.0	24.6		23.7	25.2	26.7	28.2	29.7	31.2	32.7	34.2	35.7	37.4			
Total	43.4	42.1	42.9	41.0	37.9	35.2	22.9	32.3	27.3	35.1		34.9	37.2	39.5	41.9	44.3	46.7	49.3	51.9	54.6	57.6			
2	Jlala																							
	D0	1.5	1.5	1.8	2.1	1.8	1.8	2.0	2.2	2.4	2.4													
	D1	2.1	2.3	3.8	2.6	2.4	2.3	2.7	4.1	3.4	3.4													
	D2	3.7	3.8	3.8	4.4	4.4	4.5	4.5	4.5	3.9	3.8													
	D3	3.5	2.1	4.1	4.5	4.5	3.4	4.4	4.5	4.5	3.8													
	D7	2.4	?	2.0	2.3	2.7	2.7	3.0	3.7	3.2	3.9													
	D8	2.4	3.4	4.2	2.1	2.1	2.1	2.7	4.1	2.7	3.4													
	D9	3.0	3.6	3.8	3.7	3.7	3.8	4.0	4.4	3.8	3.8													
	D10	3.8	3.8	3.8	4.5	4.5	3.8	4.4	4.5	4.5	3.7													
	D13										4.2	3.8												
	Total (Syn)	21.0	22.0	28.0	26.0	28.0	25.0	28.0	34.0	33.0	30.5	6.7%	32.5	34.7	37.1	39.5	42.2	45.0	48.0	51.2	54.7	58.3		
	3	Tegeta																						
		TG4					0	0	0	3.2	2.0	2.3												
TG5						0	8.2	8.2	8.4	8.9	9.6													
TG6						12.0	11.0	6.8	21.0	21.9	21.6													
Total					12.0	19.2	15.1	32.6	32.8	33.5	6.7%	35.7	38.1	40.7	43.4	46.3	49.4	52.7	56.3	60.1	64.1			
4	City Center																							
	C2																							
	C3																							
	C4																							
	C5																							
	C6																							
	C8																							
	Total (Syn)	24.0	25.0	26.0	26.0	20.5	22.0	22.0	22.5	22.0	22.0	6.7%	23.5	25	26.7	28.5	30.4	32.5	34.6	37.0	39.4	42.0		
5	Oysterbay																							
	O2	1.1	1.0	1.2	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4	1.4	1.6													
	O3	0.5	0.5	0.7	0.7	0.7	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0													
	O4	2.0	2.0	2.1	2.1	2.1	2.8	3.5	3.8	3.6	3.9													
	O5	1.3	1.4	1.5	1.5	1.5	1.5	2.0	2.0	2.0	2.2													
	O6	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.5													
	Total (Syn)	7.3	11.2	11.1	11.7	10.7	11.0	10.1	10.4	11.9	12.3	6.7%	13.1	14.0	15.0	15.9	17.0	18.2	19.4	20.6	22.1	23.5		
6	Factory Zone I																							
	F5				4.7	?	?	4.5	5.2	3.0	2.3													
	F4				0.2	?	?	0.2	1.5	1.0	1.1													
	F2							5.7	5.2	5.5	2.9													
Total (Syn)	8.0	9.0	12.5	12.0	10.5	11.5	8.3	9.5	7.6	5.0	6.7%	6.3	6.7	7.2	7.7	6.2	8.7	9.3	9.9	10.6	11.3			
7	Mikocheni																							
	MK1	1.0	2.5	2.5	1.1	1.9	1.9	2.3	2.5	2.5	1.6													
	MK2	3.0	3.2	3.5	3.9	3.9	3.9	3.8	3.8	3.9	4.2													
	MK3	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.5	3.5	4.0	4.1	4.5													
	MK4	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.2	2.8	3.4	3.9	3.9													
Total	7.9	9.8	10.1	9.2	10.0	10.5	12.4	13.7	14.4	14.2	7.0%	15.2	16.3	17.4	18.6	19.9	21.3	22.8	24.4	26.1	27.9			
8	Mbezi																							
	K'Chi	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	?	3.0	3.2	2.8	2.7													
	Lugalo	0.5	0.5	0.6	1.0	1.0	1.0	0.8	1.8	1.9	1.9													
	Packers	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	?	0.3	0.3	1.0	1.4													
Total	2.4	2.5	2.7	3.1	3.1	?	4.1	5.3	5.7	6.0	11.0%	6.7	7.4	8.2	9.1	10.1	11.2	12.5	13.8	15.3	17.0			
9	Factory Zone III																							
	F31																							
	F32																							
	F33																							
Total (Syn)	5.5	5.9	6.7	7.5	8.0	9.5	10.0	10.0	10.0	12.0	9.0%	13.1	14.3	15.5	16.9	18.5	20.1	21.9	23.9	26.1	28.4			
10	Kurasini																							
	Port				3.7			2.1	2.6	2.4	3.3													
	Kilwa				2.6			3.8	3.9	2.9	2.7													
	Industrial				1.6			4.1	4.1	4.1	3.6													
	GlasSheet				3.1			2.3	1.6	1.6	0.6													
Total				11.0	?	?	12.3	12.2	11.0	10.2	6.7%	13.1	14.0	14.9	15.9	17.0	18.2	19.4	20.7	22.0	23.5			
11	Factory Zone II																							
	Total	1.5	1.8	1.9	2.0	2.5	2.5	2.6	3.0	3.0	2.9	8.0%	3.1	3.4	3.7	3.9	4.3	4.6	5.0	5.4	5.8	6.3		
12	Kigamboni																							
	Mjimwe							0.4	0.5	0.5	0.2													
	Kigambo							0.4	0.6	0.4	1.4													
Total							0.8	1.1	0.9	1.6	25.0%	2.0	2.5	3.1	3.9	4.9	6.1	7.6	9.5	11.9	14.9			

Note : (Syn) is Synthetic total : Measured at the 11kV side of 33/11kV TRF
 8 Mbezi is included by 3 Tegeta
 Italic is modified figures at the Meeting of Oct. 1. 2001

Table 4.6 (2/2) Dar es Salaam 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)

Substation	Feeder	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Ratio	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
13 Tandale	MG1						2.4	2.6	2.6	2.9	2.9												
	MG2						3.9	3.2	3.2	3.3	3.4												
	MG3																						
	MG4						2.8	2.6	2.7	2.9	3.1												
	MG5						2.2	3.4	3.3	3.5	3.6												
	Total						11.3	11.8	12.0	12.6	13.0	4.0%	13.5	14.1	14.6	15.2	15.8	16.4	17.1	17.8	18.5	19.2	
14 Msasani	MS1	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	2.0	2.2	3.0	3.0	3.0												
	MS2	1.5	1.5	1.6	1.9	1.9	2.0	2.5	2.4	2.8	2.8												
	MS3	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	1.0	1.2	2.2	2.3	2.4												
	Total	3.7	3.8	3.9	4.3	4.3	5.0	5.9	7.6	8.1	8.2	15.0%	9.4	10.8	12.5	14.3	16.5	19.0	21.8	25.1	28.8	33.2	
15 Sokoine																							
	Total(Syu)				10.0	11.0	11.5	10.5	11.5	12.0	13.0	5.0%	13.7	14.3	15.0	15.8	16.6	17.4	18.3	19.2	20.2	21.2	
16 Kariakoo																							
	Total(Syn)								8.0	7.0	6.7%	8.5	9.1	9.7	10.4	11.1	11.8	12.6	13.4	14.3	15.3		
17 Mbagala	MBF1										1.0												
	MBF2										0.5												
	MBF3										4.5												
	MBF4										4.7												
	Total										10.7	6.7%	11.4	12.2	13.0	13.9	14.8	15.8	16.8	18.0	19.2	20.5	
18 Chang'ombe	CG2										2.7												
	CG3										1.6												
	CG4										1.3												
	CG5										3.3												
	Total										8.9	6.7%	9.5	10.1	10.8	11.5	12.3	13.1	14.0	15.0	16.0	17.0	
19 TIPER (Private)																							
20																							
21 New Oysterbay (Proposed)												2.50%	8.1	8.6	8.8	9.0	9.3	9.5	9.8	10.0	10.2	10.5	
22																							
23																							
24 Zanzibar											24.9	7.4%	26.7	28.7	30.8	33.1	35.6	38.2	41.0	44.1	47.3	50.8	
25 Sum Total except Zanzibar											240.4		266.9	312.5	358.5	400.4	460.6	494.7					
26 Sum Total with Zanzibar											265.0		292.9	336.0	385.0	441.4	507.9	545.5					
27 Synthetic Sum Total (26X 1/1.1)											240.9		266.3	350.5	350.0	401.3	461.7	495.9					

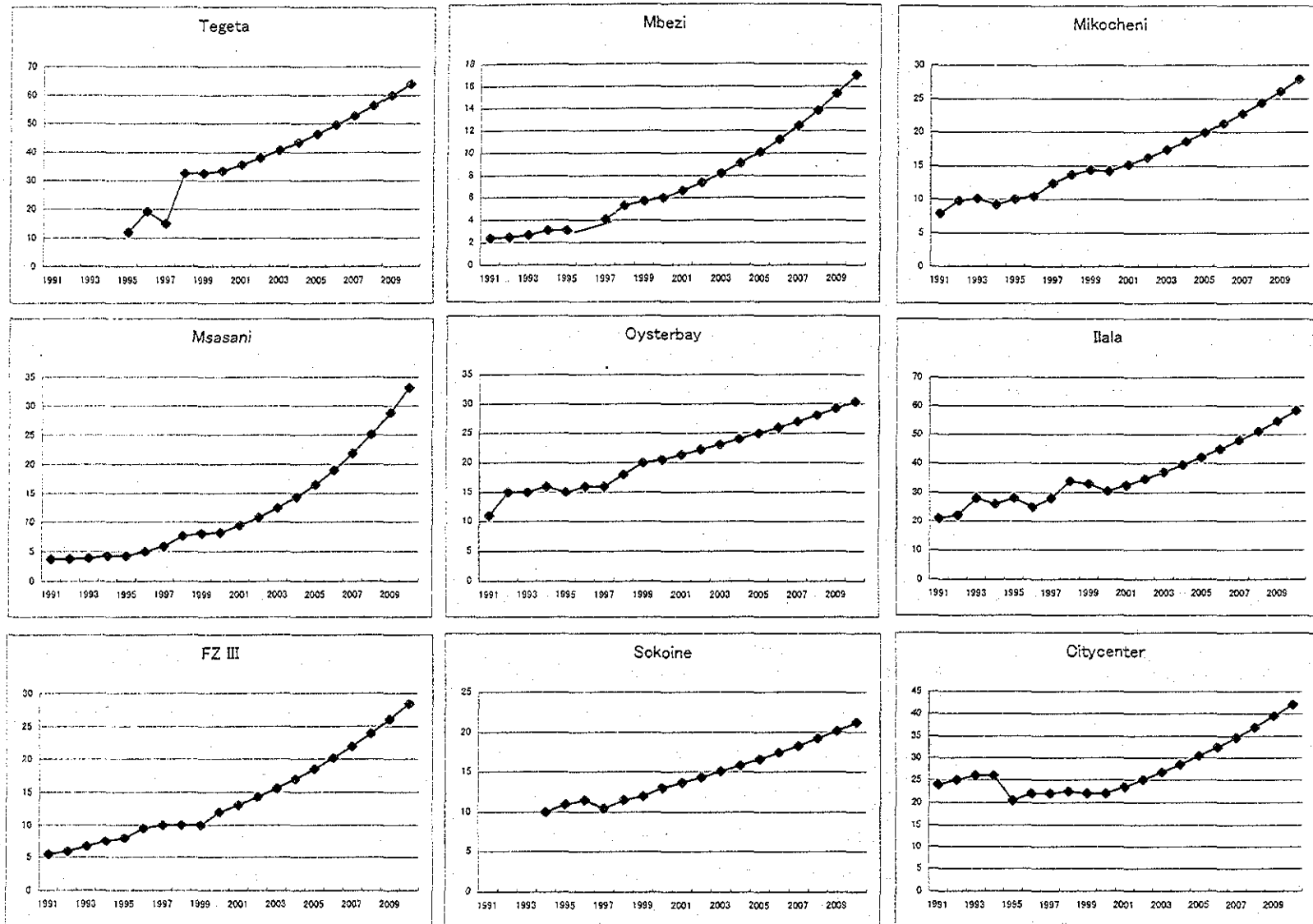


Fig. 4.7.1 Dar es Salaam 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)

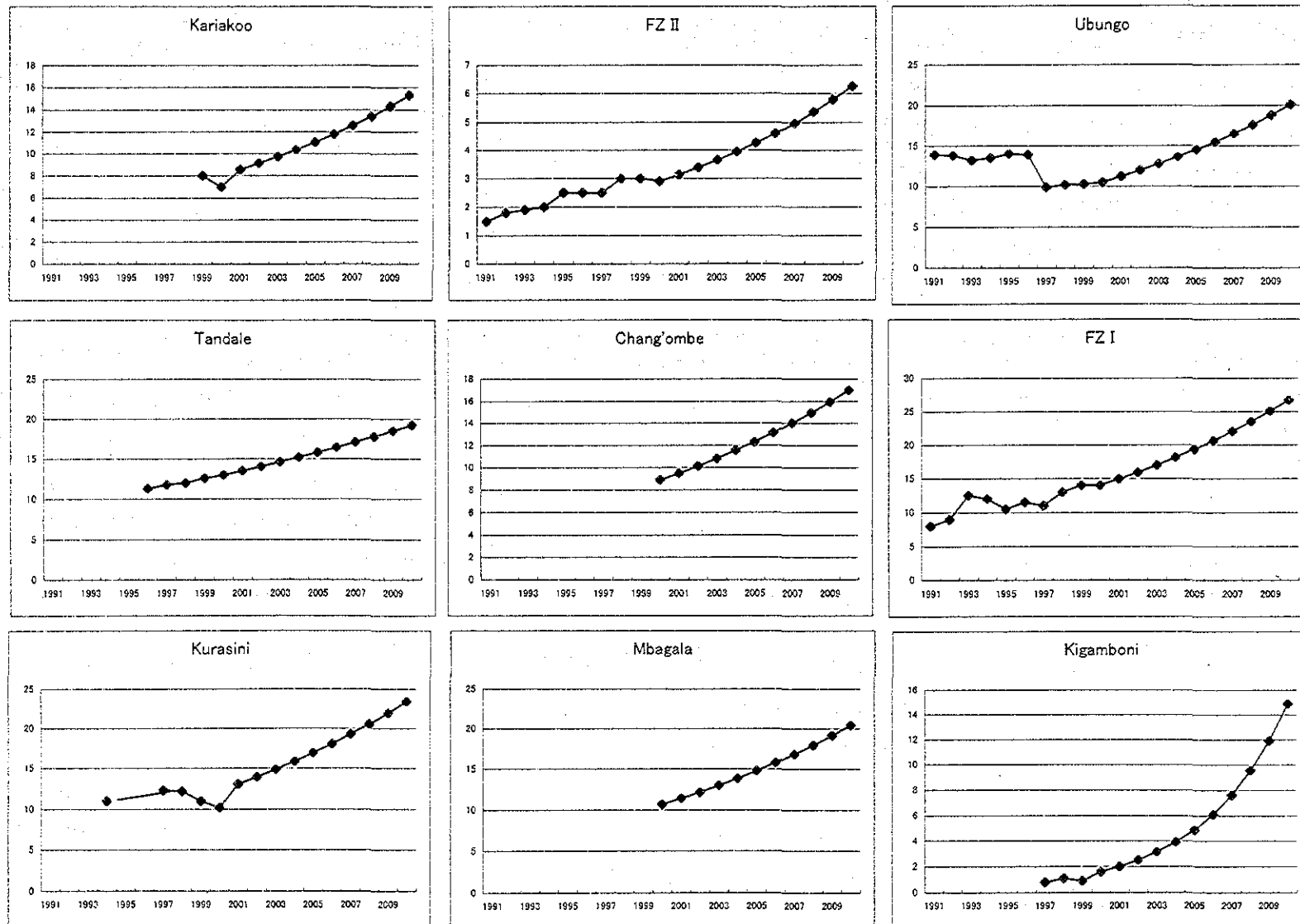


Fig. 4.7.2 Dar es Salaam 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)

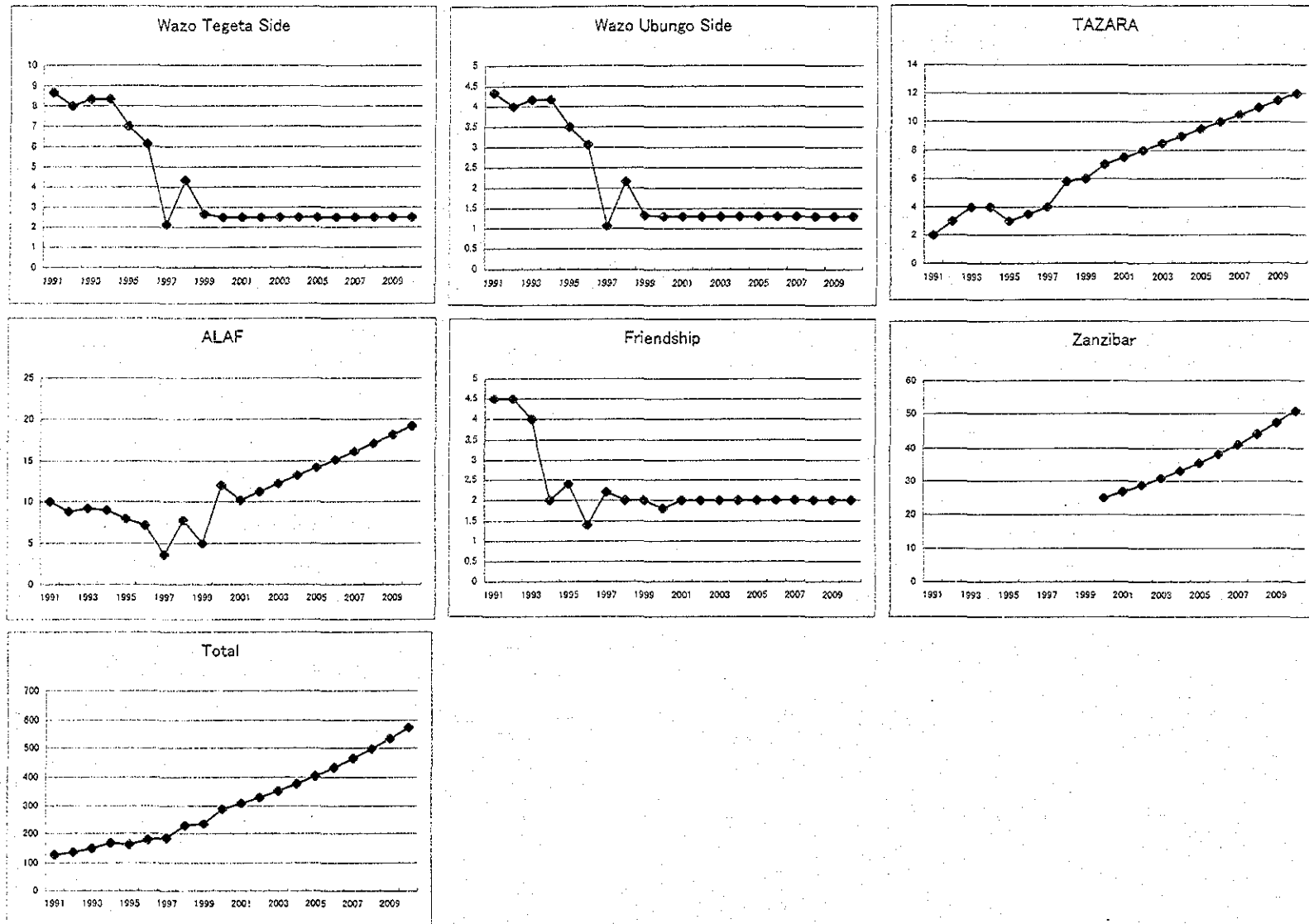


Fig. 4.7.3 Dar es Salaam 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)

Table 4.7 Dar es Salaam 地区各変電所の最大電力の予想(MVA)

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1.Ubungo	33/11kV	13.1	14.0	15.0	16.0	17.1	18.3	19.4	20.8	22.1	23.6	25.3
	33kV	30.8	29.6	31.5	33.4	35.3	37.1	39.0	40.9	42.8	44.6	46.8
	Lines Total	43.9	43.6	46.7	49.6	52.4	55.4	58.4	61.7	64.9	68.2	72.1
2.Hala	33/11kV 132/33kV	38.1	40.6	43.4	46.4	49.4	52.8	56.3	60.0	64.0	68.4	72.9
3.Tegeta	132/33kV	41.9	44.6	47.6	50.9	54.3	57.9	61.8	65.9	70.4	75.1	80.1
4.City Center	33/11kV	27.5	29.4	31.3	33.4	35.6	38.0	40.6	42.3	46.3	49.3	52.5
5.Oysterbay	33/11kV	15.4	16.4	17.5	18.8	19.9	21.3	22.8	24.3	25.8	27.6	29.4
6.FZ I	33/11kV	6.3	7.9	8.4	9.0	9.6	10.3	10.9	11.6	12.4	13.3	14.1
7.Mikocheni	33/11kV	17.8	19.0	20.4	21.8	23.3	24.9	26.6	28.5	30.5	32.6	34.9
*8.Mbezi	33/11kV	7.5	8.4	9.3	10.3	11.4	12.6	14.0	15.6	17.3	19.1	21.3
9.FZ III	33/11kV 132/33kV	15.0	16.4	17.9	19.4	21.1	23.1	25.1	27.4	29.9	32.6	35.5
10.Kurasini	33/11kV	12.8	16.4	17.5	18.6	19.9	21.3	22.8	24.3	25.9	27.5	29.4
11.FZ II	33/11kV	3.6	3.9	4.3	4.6	4.9	5.4	5.8	6.3	6.8	7.3	7.9
12.Kigamboni	33/11kV	2.0	2.5	3.1	3.9	4.9	6.1	7.6	9.5	11.9	14.8	18.6
13.Tandale	33/11kV	16.3	16.8	17.6	18.3	19.0	19.8	20.5	21.4	22.3	23.1	24.0
14.Msasani	33/11kV	10.3	11.8	13.5	15.6	17.9	20.6	23.8	27.3	31.4	36.0	41.5
15.Sokoine	33/11kV	16.3	17.1	17.9	18.8	19.8	20.8	21.8	22.9	24.0	25.3	26.5
16.Kariakoo	33/11kV	8.8	10.6	11.4	12.1	13.0	13.9	14.8	15.8	16.8	17.9	19.1
17.Mbagala	33/11kV	13.4	14.3	15.3	16.3	17.4	18.5	19.8	21.0	22.5	24.0	25.6
18.Chang'ombe	33/11kV	11.1	11.9	12.6	13.5	14.4	15.4	16.4	17.5	18.8	20.0	21.3
19.TIPER												
20.												
21.New Oysterbay (Proposed)	33/11kV	-	10.5	10.8	11.0	11.3	11.6	11.9	12.3	12.5	12.8	13.1
22.Zanzibar	132kV	31.1	33.4	35.9	38.5	41.4	44.5	47.8	51.3	55.1	59.1	63.5

*8 Mbezi is included by 3 Tegeta

MW から MVA に換算する時の留意事項は下記のとおりである。

- MVA に変換するための力率は一律 80%を適用した。複数の変電所の配電盤指示計器によると 11kV フィーダー出口で、または 33/11kV 変圧器低圧側では 80%付近運転しているものが多かったためである。中には 90%程度のものもあったが裕度をみて 80%とした。
- 1箇所の変電所は 11kV フィーダーが少ない所で 3フィーダー、多い所で 8フィーダーを持っており、変電所としての最大電力は不等率により各フィーダーの最大電力の単純合計より少ないものである。しかし総合した変圧器潮流データのない個所はフィーダーの単純合計値を採用して安全対策をとっている。

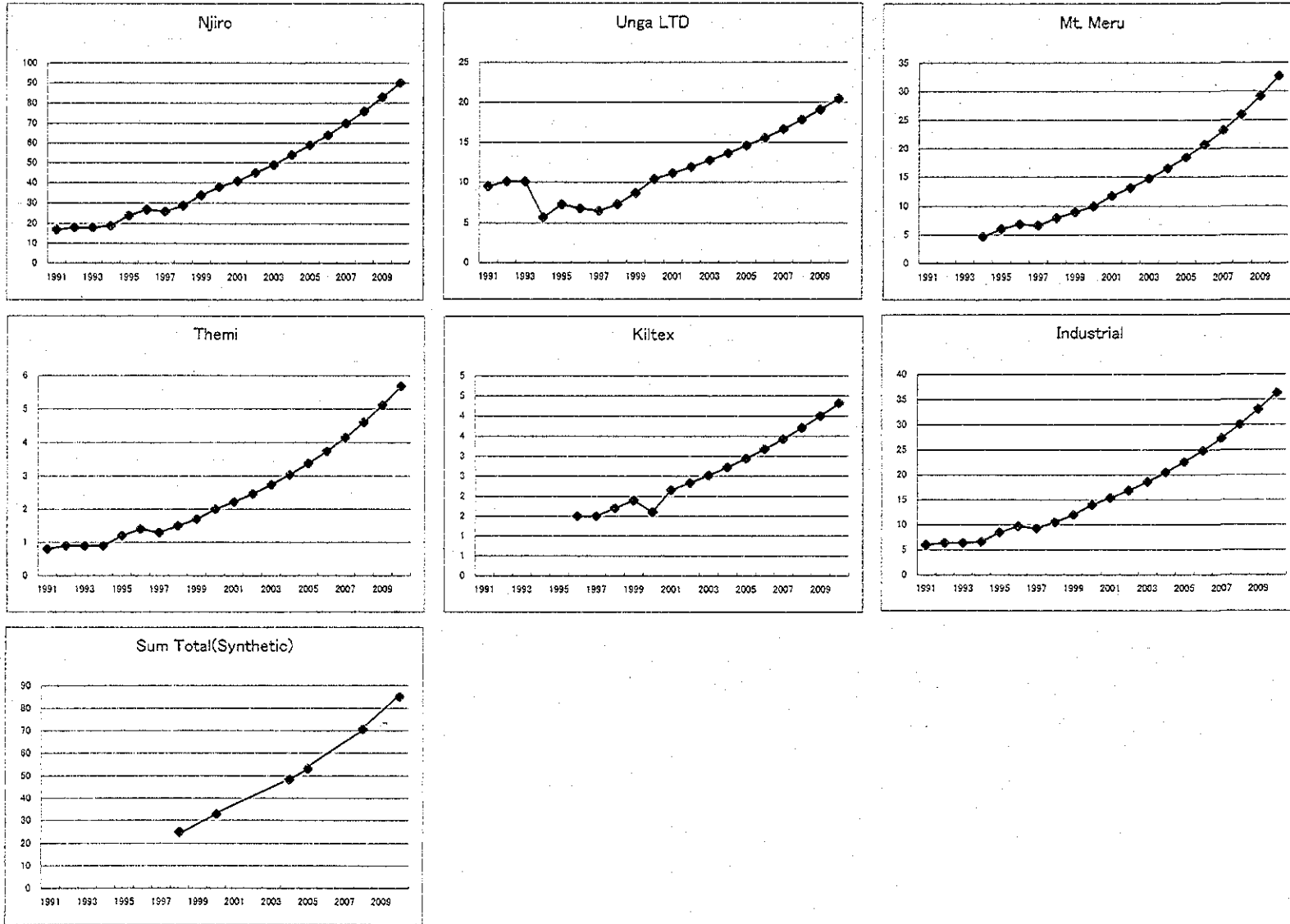


Fig. 4.8 Arusha 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)

Table 4.9 Arusha 地区各変電所の最大電力の予想(MVA)

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1.Njiro	132/33kV 220/132kV											
2.Unga Ltd	33/11kV	13.0	13.9	14.9	15.9	17.0	18.3	19.5	20.9	22.4	23.9	25.6
3.Mt. Meru	33/11kV	13.1	14.8	16.5	18.5	20.6	23.1	25.9	29.0	32.5	36.4	40.8
4.Themi	33/11kV	2.5	2.8	3.1	3.4	3.8	4.3	4.6	5.3	5.8	6.4	7.1
5.Kiltex	33/11kV	2.0	2.8	2.9	3.1	3.4	3.6	4.0	4.3	4.6	5.0	5.3
6.Usa River (SW/S)		-	5.0	5.5	6.0	6.6	7.4	8.0	8.9	9.8	10.8	11.8
7.Tengeru and Others	33/11kV	15.0	11.5	12.5	13.9	15.3	16.6	18.4	20.0	22.0	24.1	26.5
8.Total		45.6					73.3					117.1

Note : 8 Total is sum of 2,3,4,5,6 and 7

4.3.4 Moshi の最大電力の実績と想定

最大電力の実績と想定を Table 4.10 と Fig.4.9 に示す。さらに MVA に換算したものを Table 4.11 に示す。Moshi はデータの不ぞろい、または指示計器がなくてデータの取れないところもあり、マシ需要想定で得た伸び率によって想定したものが多い。

なお Nymba ya Mungu P/S(1x5MVA)と Lawate S/S(1x2.5MVA)は最近の運転開始で需要の正確な実態が把握できず、将来の伸びの動向が判らないため、マシ需要想定で得た 8.8%で想定を行っている。現在の負荷状態ではあと数年は現状の変圧器容量のままでもよい。変電所単位の伸び率のデータを入手できたのは町の中心部に供給している Boma Mbuzi S/S(2x5MVA)や Trade School S/S(1x5MVA)などだが伸び率は 10%以下である。

Table 4.10 Moshi 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)

MOSHI		1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	Ratio	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
1	Kiyungi Substation: 132/66kV 1x20MVA Feeder: 132/33kV, 1x20MVA 66/33kV, 2x5, 1x10																						
	Total(Syn)		17.3	19.2	15.0	20.6	22.7	20.6	23.8	26.5	21.9	5.0%	23.0	24.1	25.4	26.6	27.9	29.4	30.9	32.4	34.0	35.7	
2	Boma Mbuzi Substation: 33/11kV 2x5MVA																						
	Total(Syn)		8.0	8.3	6.4	9.5	9.5	9.6	11.0	13.2	13.2	6.5%	14.1	15.0	15.9	17.0	18.1	19.3	20.5	21.8	23.3	24.8	
3	Marangu and Rombo Substation: 33/11kV 1x5MVA																						
	Total(Syn)										3.6	8.8%	3.9	4.3	4.6	5.0	5.5	6.0	6.5	7.1	7.7	8.4	
4	Trade School and Machame Substation: 33/11kV 1x5MVA																						
	Total(Syn)										1x2.5MVA	8.8%	8.2	8.9	9.7	10.5	11.4	12.4	13.5	14.7	16.0	17.4	
5	*Mwanga Substation: 33/11kV 1x5MVA																						
	Total											8.8%	0.6	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	
6	*Machame Substation: 33/11kV 1x2.5MVA																						
	Total(Syn)											1.9	8.8%	2.1	2.2	2.4	2.7	2.9	3.2	3.4	3.7	4.1	4.4
7	Lawate Substation: 33/11kV 1x2.5MVA																						
	Total											1.2	8.8%	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8
8	NyM and Mwanga Substation: 66/33kV 1x5MVA																						
	Total(Syn)											3.8	8.8%	4.1	4.5	4.9	5.3	5.8	6.3	6.9	7.5	8.1	8.8
9	KIA Substation: 33/11kV 1x0.75MVA																						
	Total																						
10	Same and Gonja Substation: 132/33kV 1x5MVA 33/11kV 1x1MVA																						
	Total(Syn)		2.7	2.6	1.9	2.0	0.9	1.0	1.1	0.9	1.1	8.8%	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	2.0	2.2	2.3	2.5	
11	*Gonja Substation: 33/11kV 1x1MVA																						
	Total(Syn)											8.8%	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	
12	Sum Total (2+3+4+7+8+10)		17.3	14.0	17.9	18.7	27.3							32.8	35.4	38.0	41.0	44.3	47.8	51.6	55.7	60.0	64.8
13	Synthetic Sum Total (11 x 1/1.1)		15.7	12.7	16.3	17.0	24.8							29.8	32.2	34.5	37.2	40.3	43.5	46.9	50.6	54.5	58.9

Table.4.11 Moshi 地区各変電所の最大電力の予想(MVA)

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1.Kiyungi	132/66kV 132/33kV											
2.Boma Mbuzi	33/11kV	16.5	17.6	18.8	19.9	21.2	22.6	24.1	25.6	27.3	29.1	31.0
3.Marangu and Rombo	33kV Line	4.5	4.9	5.4	5.8	6.3	6.9	7.5	8.1	8.9	9.6	10.5
4.Trade School and Machame	33kV Line	5.5	10.3	11.1	12.1	13.1	14.3	15.5	16.9	18.4	20.0	21.8
5.*Mwanga	33/11kV	-	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	1.6
6.*Machame	33/11kV	2.4	2.6	2.8	3.0	3.4	3.6	4.0	4.3	4.6	5.1	5.5
7.Lawate	33/11kV	1.5	1.6	1.7	1.9	2.0	2.2	2.4	2.6	2.8	3.1	3.3
8.NyM and Mwanga	66/33kV	4.8	5.1	5.6	6.1	6.6	7.3	7.9	8.6	9.4	10.1	11.0
9.KIA	33/11kV											
10.Same and Gonja	132/33kV	1.4	1.5	1.6	1.8	1.9	2.1	2.3	2.5	2.8	2.9	3.3
11.*Gonja	33/11kV	-	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5

Note : 5 Mwanga is included by 8 NyM and Mwanga
 6 Machame is included by 4 Trade School and Machame
 11 Gonja is included by 10 Same and Gonja

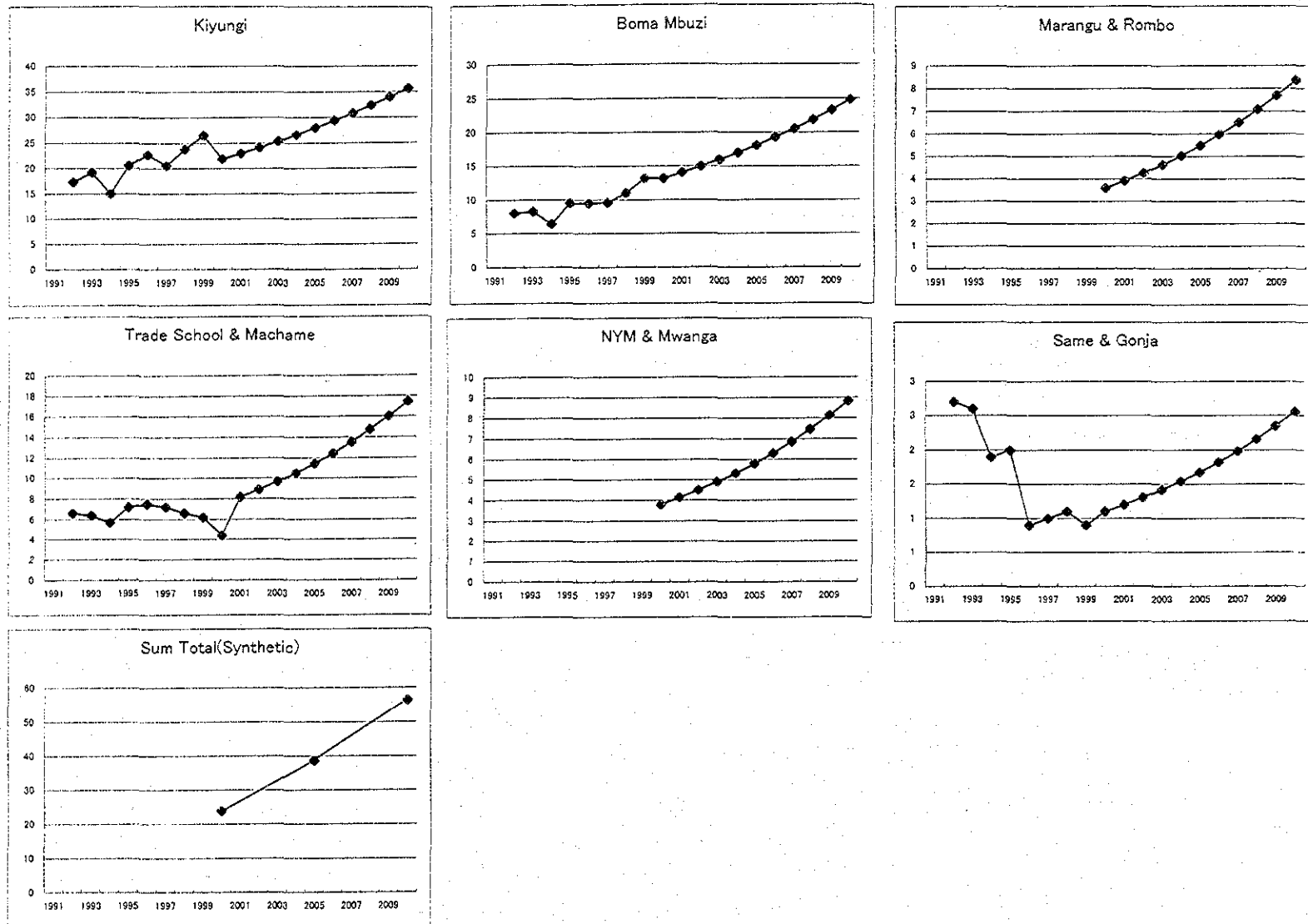


Fig. 4.9 Moshi 地区各変電所の最大電力の実績と予想(MW)