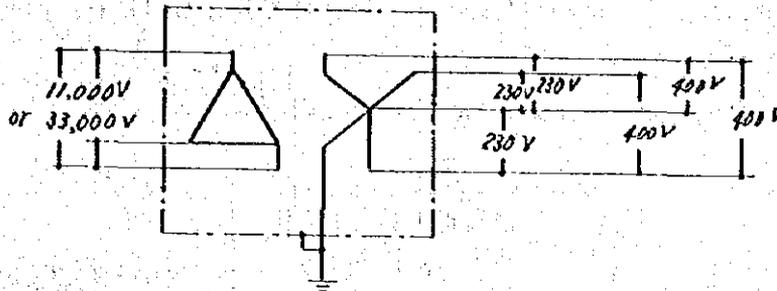


(c) 変圧器



TANESCOの既設柱上変圧器はそのほとんどがH柱に設置されており、3相変圧器で25 KVA, 50 KVA, 100 KVAが標準的に使用されている。

その他200, 300, 500 KVAも使用されているが、そのほとんどがHotelなどの大口需要家に対しスポット的に使用されている。

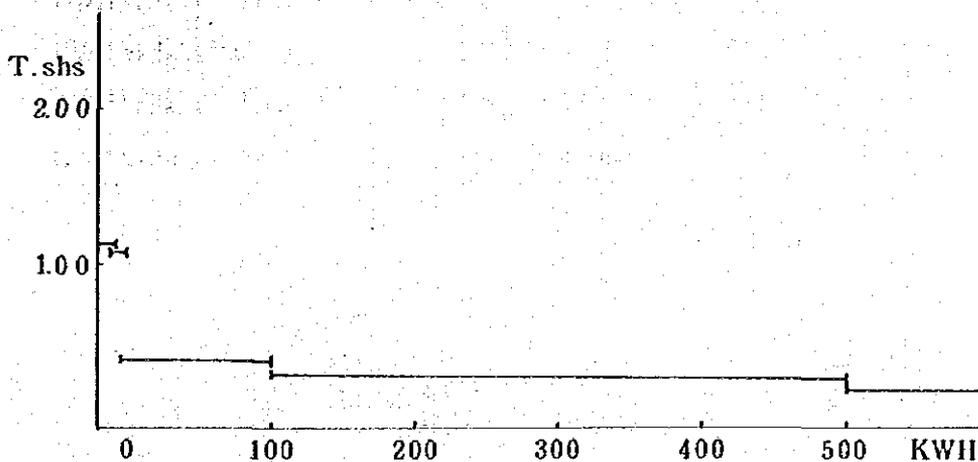
3.3 料金体系

TANESCOの現行料金体系(1976年6月施行)はTariff No.1からNo.5までの種類があり、それぞれ次のような内容となっている。

● Tariff No.1 : Domestic

これは、家庭用ないし個人住居用に供されるものである。

Step	消費電力量 KWH	料 金
1	0 ~ 10	最小13 T. shs
2	10 ~ 20	1.05 T. shs/KWH
3	20 ~ 100	0.45 T. shs/KWH
4	100 ~ 500	0.35 T. shs/KWH
5	500 ~	0.30 T. shs/KWH

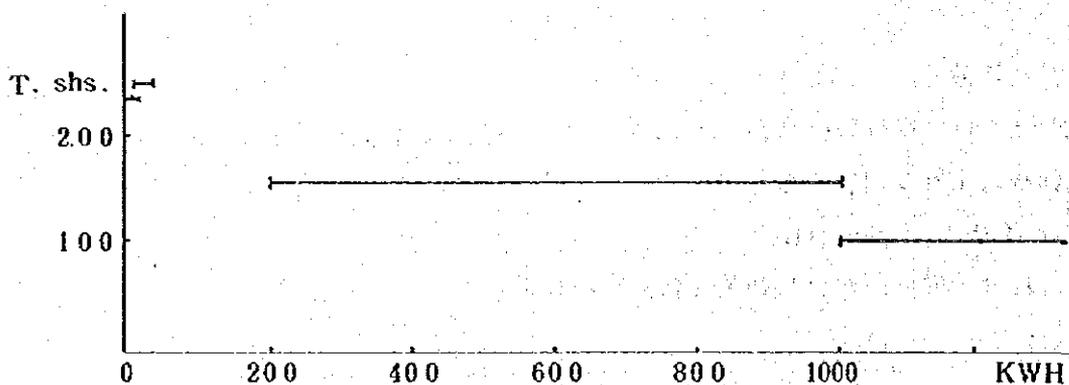


● Tariff No 2 : Commercial

これは個人用住宅や工場以外の全ての物件に対して適用され、商業を営んでいる住居用にも適用される。

ただし、最大需要電力75 KVAを超えないものとしている。

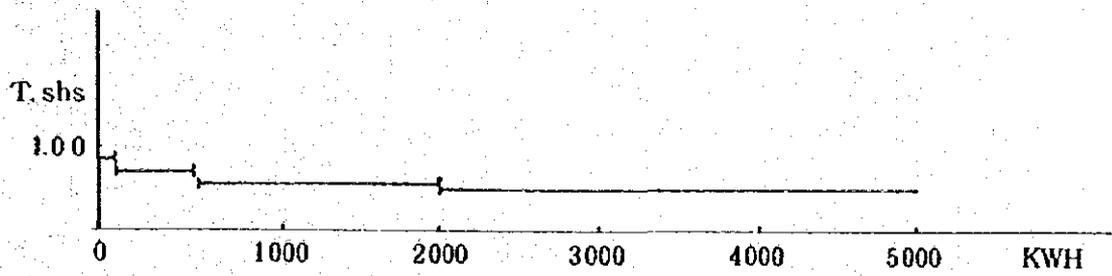
Step	消費電力量 KWH	料 金
1	0 ~ 10	最小 22 T. shs
2	10 ~ 20	2.25 T. shs / KWH
3	20 ~ 200	2.00 T. shs / KWH
4	200 ~ 1000	1.50 T. shs / KWH
5	1000 ~	1.00 T. shs / KWH



● Tariff No 3 : Light Industrial

これは、最大需要電力75 KVA以下の製造工場に適用される。

Step	消費電力量 KWH	料 金
1	0 ~ 100	最小 91 T. shs
2	100 ~ 500	0.80 T. shs / KWH
3	500 ~ 2,000	0.70 T. shs / KWH
4	2,000 ~ 5,000	0.65 T. shs / KWH
5	5,000 ~	0.55 T. shs / KWH



● Tariff No 4 : Industrial

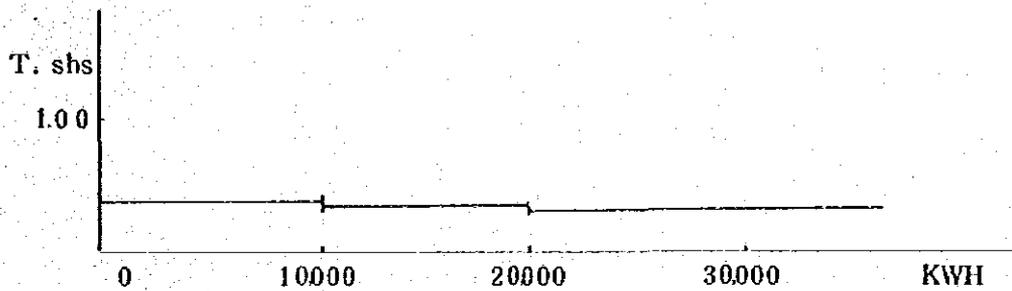
これは最大需要電力 40 KVA を超える設備を有する事業所及び設備の合計最大需要電力が 75 KVA を超えるものについて適用される。

KVA 料金については、40 KVA まで最小 300 T.shs

40 KVA 以上 30 T.shs/kVA

KWH 料金については

Step	消費電力量 KWH	料 金
1	0 ~ 10000	0.22 T.shs / KWH
2	10000 ~ 20000	0.20 T.shs / KWH
3	20000 ~	0.18 T.shs / KWH



● Tariff No 5 : Public Lighting

これは、市、町の行政府のみに適用される。

料金は 1 KWH 当り 0.75 T.shs である。

第4章 本プロジェクトの目的と範囲

目 次

第 4 章 電化計画の策定

4.1 農村電化の意義と目的	II-4-1
4.2 プロジェクトの対象範囲	II-4-2
4.2.1 対象区域設定の方針	II-4-2
4.2.2 各電化対象区域の設定	II-4-4

第4章 本プロジェクトの目的と範囲

4.1 農村電化の意義と目的

第三次5ヶ年開発計画の正式名は、「経済開発と社会開発に関する第三次5ヶ年計画」Third Five Year Plan for Economic and Social Developmentである。経済開発と社会開発の同時開発がその目標となっている。

言うまでもなく、総体としてみたとき、経済開発なくして社会開発はありえないし、社会開発なくして経済開発は望めない。経済開発と社会開発は相互依存的累積的發展関係にある。第三次5ヶ年開発計画が、総体として両開発目標を揚げたのは蓋し当然である。

かくして、第三次5ヶ年開発計画の個別的なマイクロ計画も、その濃淡に差はあれ、経済開発的側面と社会開発的側面の両面をその目的として有することになる。しかし、マイクロ計画レベルにあっては、両開発目標の遂行は、経済効率の観点からすれば、短期的には“Trade-off”の関係にある。従って、プロジェクトの採択にあたっては、National Policy が係わってくるし、政策的価値判断が要求される。社会開発的側面が強くなる程、社会的割引率は低く設定されねばならない。

個別的なマイクロ計画としての農村電化計画は、文字通り農村での電気のAvailabilityの拡大を目的としているが、開発という観点からみると、経済開発と社会開発の両側面を比較的バランスよく有する計画といえる。

農村電化計画の第一の目的は、農村電化を挺子にして、農村の経済開発を促進し、一国の経済を“take-off”させる点にある。

農業が主要な産業であり、国民の大多数が農村に住む社会にあっては、農業部門の生産性上昇が工業化の前提条件になる。農業部門に余剰生産物が生じて初めて工業化が可能になる。工業部門の生産物が農業部門に投下されれば、農業部門の生産性は一層上昇し、それが工業化を更に促進させる。これが農業部門をベースにした初期工業化のプロセスである。

かゝる初期工業化のプロセス、即ち農村部での農業対工業の対応関係が更に進展して、農村部の中小工業対都市部の近代工業の対応関係へと進化したとき、工業化プロセスは新たな発展段階に入る。

Tanzania 経済はかゝる新たな発展段階の初期段階にある。蓋し、都市部の近代工業は飛び地的に存在し、農村部の中小工業との有機的發展関係がいまだ稀薄だからである。

都市部の近代工業と農村部の中小工業の間に有機的發展関係が生じるためには、初期工業化とアナロジーに、農村部の中小工業の生産性上昇、従って農業部門の生産性の上昇がその前提条件となる。かゝる段階での国内貯蓄の源泉、国内市場の拡大は、農村部門の発展に求めなければならない。農村部門の生産性が低い段階での急激な工業化政策が全く失敗に帰したことを「他山の石」とすべきである。

農村電化計画の第二の目的は、第一の目的の系としての都市農村間の経済的格差の是正にある。

Tanzania は社会主義国であり、都市農村間の経済的格差是正を国是の一つに掲げている。アフリカの多くの国々の都市の農村に対する経済的アパルヘイト政策を Tanzania 政府は糾弾しえる立場にある。第一次から第三次までの5ヶ年開発計画の内容がその証左である。

都市農村間の経済的格差是正は、農村での雇用機会の拡大を意味し、それは「農村 Push」型の drastic な都市化を moderate にする。そういう意味で、農村電化計画は都市農村間の経済的格差是正政策であると同時に、社会政策的色彩を持つ。

農村電化計画の第三の目的は社会開発にある。

現代社会にあっては、電気は基礎的必需的サービス化しつつある。電気の availability は Social Minimum の一要件と化しつつある。かくして、農村電化計画は都市農村間の社会的格差是正の為の一手段としても位置づけられる。

以上述べてきたように、農村電化計画は経済開発のみならず社会開発をもその目的としている。どちらの目的にウエイトを置くかは政策的価値判断の問題であるが、以下の文章から Tanzania 政府は農村電化計画の持つ社会開発効果を重視していることがうかがえる。

"... in trying to achieve the goal of rural electrification, social consideration should be given more weight. Economic considerations should not be the only criteria." (註)

かくして、農村電化計画の社会経済的評価に際しては、社会的割引率は低く設定されうるし、営業企業体の財務分析にあっては補助金政策の対象にもなりえる。しかし、いかに社会開発効果があろうとも、経済費用の伴わない開発計画はありえず、農村電化計画といえども、最少の費用で最大の経済社会開発効果をあげねばならない事はいうまでもない。稀少性の論理はあくまでも貫徹するのである。従って、農村電化の対象地域に優先順位をつけざるをえず、亦、対象地域内でも、期待される経済社会開発効果を考慮して、優先順位が付与されることになる。

(註) Third Five-Year Plan, First Volume, Page 51.

4.2 プロジェクトの対象範囲

4.2.1 対象区域設定の方針

前述の如き農村電化の理念の実現として、Kilimanjaro 州の農村電化のあるべき姿を地域の実情の下に、当面整備すべき電化計画の対象範囲として確定する必要がある。

本プロジェクトの背景には、Kilimanjaro 州総合開発計画があり、本計画の骨子は、その中の Sectoral Plan の一つの電化計画を基本としている。ただし、国としての農村電化方針、州及び District の開発方針、TANESCO の既定計画等を参考とし、更に、現地の踏査から得られた種々の情報を基に、対象範囲を確定している。

なお、本プロジェクトが今後全国的に展開されようとする真の意味での Rural Electrification の先駆的プロジェクトの一つとして位置づけられていることを考慮し、Rural Electrification の

社会的経済的意義に深い配慮を払ったことを附記しておく。

電化対象区域の設定についての方針は次のような事項にまとめられる。

(1) District の Center への供給

これは、国の電化方針の中で優先順位が最も高いものであり、電化の効果を考えた場合に於ても、最も効率的にその効果を発揮できる。Kilimanjaro 州の District Center において電化されているのは Moshi と Same のみであり、残りの District Center の電化が急がれている。

(2) Division の Center への供給

これは Kilimanjaro 州総合開発計画での Infrastructure 整備の方針であり、Division Level の Community Center に Social Infrastructure をかなり集中的に計画している。ただし、州内の全 Division Center の電化は、地域的に散在しているため、同時に行なうことは無理であり、段階的に整備されるものとして、当面は、送電線の延長との対比で、可能な限り行なうものとする。

(3) 人口密度の高い地域への供給

Kilimanjaro 州の人口は、農業生産性の高い、Kilimanjaro 山山腹及び Pare 山脈山頂付近の Highland に集中しており、この地域への電気供給は社会的な効果が大きい。

(4) 産業開発のポテンシャルの高い地域への供給

農業生産の高い地域は、農業に附随する種々の産業を有しており、またその発展の可能性が高い地域である。また中小工業の発展が、Kilimanjaro 州における悲願であり、その発展なくして Kilimanjaro 州の開発はありえない。そのための Infrastructure としての電気供給は、きわめて緊急な要請である。

(5) 地域格差の是正

Kilimanjaro 州の中では、Moshi Town はその州都として、産業経済に大きな比率を占め、種々の Infrastructure も整備されている。次いで Moshi Rural, Hai, Rombo の Kilimanjaro 山山腹の Highland である。Pare District の相対的な位置は低いといわざるをえない。電化の経済的効率性を考慮すると、段階的に整備することも考えられるが、社会的公平性と Rural Electrification の社会的側面を重視して、今回の電化計画では、Hai, Rombo, North Pare, South Pare の 4 地区を同時に電化することとした。

(6) TANESCO 自身の計画との調整

TANESCO 自身も、Kilimanjaro 州の Rural Electrification 計画をもっており、1975年から 1978 年にかけて地区別に Preinvestment study が行なわれている。これらの計画は K. I. D. P. の電化計画と若干の相違はあるものの、ほぼ近い計画である。Hai District においては、Machame ~ Sanya Juu 間の電化、及び、Sanya Juu の南方及び、北方への送配電である。

Rombo District では、Marangu から国道沿いに Mkuu までの送配電である。

North Pare は、Nyumba Ya Mungu から North Pare 山頂の Usangi, Ugweno まで、South Pare では、Same から Kisiwani, Gonja を経て、Kifurio までの送配電となっている。

これら TANESCO の計画は、K. I. D. P. の 1985 年までの Scope をかなり超えて長大な送電線を構想しているため、TANESCO の計画担当者との度々の討議を経て、調整を行なった。

4.2.2 各電化対象区域の設定

電化対象地域の確定を4つの地区に分けて述べると次のようになる。

(1) Hai District

Hai District は、その地域的特徴から、Kilimanjaro 山の南側傾斜面の Highland, Moshi-Arusha 国道の南に広がる Lowland, Kilimanjaro 山西側の広大な Lowland に分類される。Sanya Juu は、Hai District の中心的位置を占めており、この電化は、まず第一に行なわれる必要がある。

また、Machame と Sanya Juu 間は、いわゆるコーヒー・バナナゾーンと呼ばれる Highland であり、その高い農業生産性に支えられて多くの人口を擁しており、多数の Village, 数々の公共施設が存在している。従って、この区間の電化の緊急性は非常に高い。

また、Moshi-Arusha 国道沿いの Boma la Ngombe は、この District の次代の Center として、漸進的に Center 機能を移すべく、既に New Town の建設が開始されている。従って、この New Town への電気供給も必要である。

一方、Sanya Juu 北方の地域は Upper lowland で、小麦、牧畜を主とする粗放的農業が行なわれており、人口は希薄である。従って、Sanya Juu の北方へは、近傍の Estate への電気供給にとどめ、その延伸については次段階とした。

(2) Rombo District

現在 Moshi Rural District の Marangu まで電化されているが、この Marangu から一部 Moshi Rural を通り、Mengwe, Mkuu, Mashati, Usseri, Tarakia と続く Rombo District の村々は、Kilimanjaro 山の東側の Highland にあり、国道の両側に豊かなコーヒー・バナナゾーンを帯状に形成している。人口もこの地帯に集中しており、種々の公共施設、商店がこの国道沿いに立地している。この地帯の電化への要望は非常に強いものがある。Rombo District の Center は Mkuu にあり、多くの公共施設が集中しており、更に、現在 D. D. D. officee を中心に New Town の建設が着手されている。従って、Mkuu 迄の電化は特に緊急性があり、更に農業生産性が高く、人口密度も高く、商業活動も活発な隣接の Division の Center である Mashati 迄送電線を延伸するものとした。

なお、今回の Scope に含まれていないし Usseri, Tarakia への電化も次の Phase には高い

優先度を持つものと考えられるため、送電線の計画に当っては延伸に十分な容量を持つものとした。

(3) North Pare District

North Pareの人口は、その大部分がPare山脈の山頂近くのHighlandに集まっており、コーヒー、バナナ、メイズその他の作物が生産されている。これらのHighlandの中心地は、それぞれ2つのDivision CenterであるUsangiとUgwenoとなっており、学校、病院その他の公共施設、商店等が立地している。

一方、現在のPare DistrictがNorth Pare, South Pareに分離されることが決定されており、新しいNorth Pare DistrictのCenterは、Lowlandの国道沿いのMwangaに置かれることとなっている。このMwangaにおいても、New Townの計画があり、行政、商業等の機能の立地が予定されている。従って、Mwangaへの電気供給がまず第一に必要である。

次いで、この地域の実質的なCenterであるHighlandの、Usangi, Ugwenoへ送電線を延伸する必要がある。従って、今回のプロジェクトのScopeは、これらのUsangi, Ugwenoまでとした。

(4) South Pare District

South Pareの人口は、Same及び一部の村落を除けば、Pare山脈の山腹、特に、その東側に集まっており、Highlandでは、コーヒー、バナナ、メイズが生産されているが、Kilimanjaro山腹と比べると、山の傾斜が急であり、農業生産性も低く、人口も散在している。

Sameは、Pare DistrictのCenterであり、新しいSouth Pare DistrictにおいてもCenterとして予定されている。Sameは1975年に電化され、町の中は現在急速に電化されている最中である。Division levelでみたCenterは、Mwembe, Gonja, Mamba, Makanyaが挙げられるが、特にGonja周辺は、Lowlandであっても水資源の利用が可能であり、メイズ、ライス等の農業開発の高いポテンシャルを有している。また、現在、周辺には幾つかのサイザル、砂糖のEstateも存在する。従って、このGonjaまでの送電が最も優先度が高いと考えられる。Gonjaまでの送電線の経路としては、Highlandを経由してゆく路線と、Lowlandを経由してゆく路線の2ルートが考えられる。Highlandを経由してゆく路線上には、現在多くの人口が存在しており、その電化の社会的意義は大きいと考えられるが、急しゅんな地形により送電線の建設と保守には多額の費用がかかることが予想される。特に、Highlandに通じその山腹を走る道路が非常に悪く、その農業生産、民生向上のためには、まず第一に道路新設ないし改良をすべきであると判断される。

一方、Lowland沿いの路線は、一部Mkomazi Game Reserveに接しており、人口は現在稀薄であるが、県道(Regional road)に沿って送電線の建設が可能であり、建設費・保守費は、Highlandに比べて廉価である。また、Kisiwani~Gonja間の地帯は電化により水資源開発が可能となり、農業開発のみならず一部の工業、商業の振興にも寄与する所が大きい

と考えられる。Gonja から先の Mkomazi Valley 沿いの地域は当面隣接する Ndungu 迄の延伸を今回の計画範囲とした。

更に、Highland の電化の足がかりとして、Division Center である Mwembe を電化することとする。Same ~ Mwembe 間は道路の条件も比較的良好である。また、同様に Highland の電化の足がかりとして Gonja から Bombo へ向う配電線を設け、Highland における拠点の一つであり、病院その他の公共施設の存在する Bombo を電化対象区域の中に加えることとした。

第 5 章 需要想定

目 次

第 5 章 需 用 想 定

5.1	資料および情報	II-5-1
5.2	現地調査	II-5-1
5.3	需要想定の方法と期間	II-5-2
5.4	“積み上げ方法”による需用想定	II-5-3
5.4.1	潜在需要の発見と分類	II-5-3
5.4.2	潜在需要の口数	II-5-4
5.4.3	需要家の最大電力	II-5-6
5.4.4	合成最大電力	II-5-7
5.4.5	年消費電力量	II-5-7
5.4.6	開発計画	II-5-8
5.4.7	需要想定	II-5-10
5.5	巨視的方法による全国需要想定	II-5-16
5.5.1	想定方法	II-5-16
5.5.2	想定結果	II-5-17
5.6	結 論	II-5-23

LIST OF TABLE

Table II-5-1	List of Potential Consumers and Estimated Maximum Demand in KW
Table II-5-2	Number of Potential Consumers by Tariff Group
Table II-5-3	Estimated Maximum Demand in KW by Tariff Group
Table II-5-4	Annual Load Factor in Tanzania Rural Area
Table II-5-5	Summary of Sold Energy in GWH by Tariff Group
Table II-5-6	Forecast of Energy Consumption by Tariff Group (All Distribution Networks)
Table II-5-7	- ditto - (Hai Distribution Network)
Table II-5-8	- ditto - (Rombo Distribution Network)
Table II-5-9	- ditto - (North Pare Distribution Network)
Table II-5-10	- ditto - (South Pare Distribution Network)
Table II-5-11	Basic Data for Long - Range Load Forecast
Table II-5-12	Forecasted Growth Rate of GNP/ capita
Table II-5-13	Long - Range Energy Consumption Forecast
Table II-5-14	Summary of Load Forecast (1)
Table II-5-15	Summary of Load Forecast (2)

LIST OF FIGURE

Fig. II-5-1	Forecast of Energy Consumption by Analytical Method
Fig. II-5-2	Estimated Growth Rate of GNP / capita
Fig. II-5-3	Energy Consumption path chart
Fig. II-5-4	Forecast of Energy Consumption and Demand

第5章 電力需要想定

5.1 資料および情報

現在まで、Tanzania においては、Merg and Maclellan, SOFRELEC, SWECO, Norconsult-Electrowatt ACRES, Oskar von Miller GMBH などによって電力の長期需要予測が行われ、TANESCO自身によっても行われている。これ等はいずれもこの国の電源開発と電化計画促進に多大の寄与をしている。

その需要想定の対象地域は、Dar es Salaam, Tanga, Morogoro, Dódoma などの都市形の地域と全国に散在する Rural Townships である。上記報告書中で、Oskar von Miller GMBH "Feasibility Study of the Rural Electrification Project in Tanzania, May 1975" の中で Kilimanjaro 州の Same の需要想定が行われている。他の報告書中では Arusha / Moshi の想定が行われている。

Kilimanjaro 州の需要想定は、日本の国際協力事業団が実施した "Kilimanjaro Region Integrated Development Plan, October 1977" の中で開発計画の一部門として行われている。今回の調査団の電化計画地域である農村部の需要想定は、TANESCOによって、Hai, Rombo, North Pare 及び South Pare に各々分けて実施されている。

調査団は、電化計画地域の調査にあたって、上記報告書を参考にし、かつ下記の実態調査を組合せて、各需要地の潜在需要と計画需要のより正確な実態を把握し、これに基づいて将来の需要予測を行なうこととした。

なお想定上の参考資料としては、1975 - 1978年までのTANESCOの各 Branch 別発電・売電実績、TANESCO年報、Kiyungi 変電所の運転記録、第三次五ヶ年計画書、国連年鑑などを使用した。

5.2 現地調査

電力需要想定では、一般に、対象地域の過去における経済活動を示す基礎資料と電力需給の実績データを組合せ、これに開発計画を織り込みつつ、統計的又は Mathematical Method を使って行なわれる。電化が planning stage の地域に対しては、この方法は適用出来ない。

従って、このような地域の需要想定では、電化が実施されれば電力需要として顕在化するであろう潜在需要を、当該地域で直接調査 (site-investigation) し、見出す必要がある。このため調査団は、上記参考資料を慎重に検討する傍、次に述べる現地実態調査を実施した。

(a) 大口需要と見做される Hai, North Pare 及び South Pare 地区の Estate Farms (Kibo, Kisangara, Kisiwani, Gonja, Ndungu etc) の現有設備調査およびインタビューによる現状聴取。

(b) Kibongoto, Bombo および Furuma Hospital の電気設備調査

- (c) 地区開発長官事務所 (Regional Development Director, District Development Director, 以後RDDおよびDDDと略称す)を訪れ、地区住民の電化に対する協力度合や、潜在需要家とのインタビューを通じて、照明の実態と電化に対する欲求度合の観察
- (d) 地区計画担当官 (planning officer) から、各地区の潜在負荷と見做される需要単位の数量入手
- (e) 観察による各地区間の実態調査 (道路、通信設備など)
- (f) Ministry of Lands, Housings & Urban Development, Moshiを訪ね、Urban Development planの調査
- (g) 既設電力設備 (Kiyungi 変電所, Same 変電所, Nyumba ya Mungu 水力発電所 etc)を訪ね、設備の実態、運転実績などの資料入手

5.3 需要想定の方法と期間

需要想定の対象地域は第4章で定められた。従って需要想定の対象となる村数は104ヶ村、人口約255,000人、estate farmが24である。この内訳はappendixに示されている。この地域の需要想定を、前節で述べたように、当該地域の諸基礎資料をベースに論ずる事は出来ない。従って想定方法に関する方針として、電化されてから10年間は、対象地域内の人口、所帯数、需要の種類、構成などを勘案し、かつこの地域と類似の性格 (similar characteristics) を有すると判断される他地域の電力需給動向を参考にして、将来の需要を予測する、伝統的な所謂“積み上げ予測方法” (Analytical method) を適用した。

長期的観点からみれば、電力需要の動向は可成変貌する事は云うまでもない。この点について電力は生産と消費と云う経済活動のほとんど全ての分野にわたって使用されるため、長期的にみるとGNPときわめてよい相関関係があると考えてよい。そこで個人当りのGNPと個人当りの電力消費量との間の相関々係に世界的な傾向線を見出し、これを基にして一国の電力需要の長期の動向を推定する“巨視的予測方法” (Macroscopic method) がある。

この予測方法によって導かれる電力需要の規模は一国全体のものであり、この全体的規模の需要から、一地域の電力需要を割り出すのは困難である。

しかし、需要想定に或る程度のapproximationはどうしても必要である。従って電化後10年間の需要予測は積み上げ予測方法による需要の規模と伸び率とし、これ以降は巨視的予測方法によって得られる全国規模での伸び率に移行するものとした。

需要想定期間は電化後25年間としたが、特別な需要予測上からの意味はない。

5.4 “積み上げ方法”による需要想定

需要予測は次の順序で行なった。

5.4.1 潜在需要の発見と分類

先ず、電化に伴ない、電力負荷又は電灯負荷となって顕在化するであろう潜在需要 (potential consumers) を発見しなければならない。

Table II-5-1 List of Potential Consumers and Estimated Maximum Demand in kW

Tariff	Potential Consumers	M.D (KW)	Anticipated Electric Commodities
T-1	<u>Domestic Consumers</u>		
	Large houses	0.784	Light, Radio, Ceiling fan, Iron, etc.
	Medium houses	0.328	Light, Radio, Iron, etc.
	Small houses	0.180	Light, Radio, etc.
T-2	<u>Commercial Consumers</u>		
	Government offices	1.0	Light, Radio, Ceiling fan, Copy machine, etc.
	Police stations	1.0	ditto
	Post offices	0.5	ditto
	Courts	0.5	Light
	Primary schools	0.4	ditto
	Secondary schools	1.0	ditto
	Training schools	1.0	Light, Lathe, Drill, Grinder, etc.
	Missions	1.0	Light, Ceiling fan, Radio, etc.
	Mosques	0.5	ditto
	Banks	1.0	Light, Ceiling fan, Radio, etc.
	Hospitals	10-40	Light, Medical appliances, etc.
	Dispensaries	0.5	ditto
	Health centres	0.5	ditto
	Hotels	1.0-	Light, Ceiling fan, Cooker, etc.
	Bars	0.5	Light, Radio, Refrigerator, etc.
	Shops	0.2	Light, Radio, etc.
	Carpentries	0.5	Light, Radio, Saw, etc.
	Garage/workshops	1.0	Light, Radio, Grinder, Welder, etc.
	Petrol station	1.0	Light, Oil pump, etc.
Markets	0.5	Light	
Veterinary offices	0.5	Light, Ceiling fan, Radio, etc.	
T-3	<u>Light Industrial Consumers</u>		
	Maize mills	*	Motors for maize mills
	Coffee pulpings	*	Motors for coffee pulpings
	Estate farms	*	Light, motors for water pumps, maize mills, coffee pulpings, etc.
	Hospitals	*	Light, medical appliances, etc.
T-5	<u>Public Lighting</u>	0.1	

Note *: Maximum demands of tariff T-3 and T-4 are electrical out-puts of motors, prime movers, diesel engines, etc., and refer to appendix tables.

このため調査団は、本章で述べた報告書類を参考にして、潜在需要を整理し、TANESCOの料金体系にしたがって Table II-5-1 に示すように分類した。これに基づいて潜在需要の口数（個数）と規模又は最大電力に関する資料を現地調査及び関連機関と DDD office より収集した。

5.4.2 潜在需要の口数

Domestic consumer の初期電化可能口数は、TANESCO の調査資料を基に次のように推定した。TANESCO の調査によれば、潜在 domestic consumer の口数は次の通りである。

(1) Hai Distribution Network (Sept. 1975)

(a) Sanya Juu

Domestic Consumer	Number	Composition (%)	Number of Households 1978
Large houses	10	12.5	
Medium houses	20	25.0	536
Small houses	50	62.5	
Total	80	100.0	536

(b) Nrong Area

Domestic Consumer	Number	Composition (%)	Number of Households 1978
Large houses	12	11.8	
Medium houses	30	29.4	1,330
Small houses	60	58.8	
Total	102	100.0	1,330

(2) Rombo Distribution Network (June 1978)

Domestic Consumer	Number	Composition (%)	Number of Households 1978
Large house	20	4.0	
Medium houses	80	16.0	6,303
Small houses	400	80.0	
Total	500	100.0	6,303

(3) North Pare Distribution Network (May 1975)

Domestic Consumer	Number	Composition (%)	Number of Households 1978
Large houses	20	4.3	
Medium houses	100	21.3	5,877
Small houses	350	74.4	
Total	470	100.0	5,877

(4) South Pare Distribution Network (May 1975)

Domestic Consumer	Number	Composition (%)	Number of Households 1978
Large houses	43	7.3	
Medium houses	142	24.3	5,556
Small houses	400	68.4	
Total	585	100.0	5,556

各電化対象地域の初期電化可能 domestic consumer の数は、Sanya Juu と South Pare を除いて略 8% である。Sanya Juu は Hai district の郡庁所在地であり他地域村落部とは異なる。又 South Pare が他地区と特別異なるとは我々の現地調査と観察からは考えられない。従って平均的には 8% と推定される。一方 domestic consumer の数は TANESCO によって 19755~1978 年にわたって調査されたものであり、年々増加している事が充分予想される。この増加率は所得や人口の伸びに相関するとみられるが、当該地域の所得動向を示す available data が得られなかったので、第三次 5 ヶ年計画の農業部門の目標 5.1% を採用することにした。この増加率では工事着工年には、1978 年世帯数の 10% が初期電化可能 domestic consumer 口数となる。しかし地域的広がりやを考慮すると 100% が電化されるとみるのは無理であり、我々は 80% が初期に電化される domestic consumer の口数と推測した。すなわち 1978 年世帯数の 8% を domestic consumer の口数とした。

Commercial consumer, light industrial consumer および industrial consumer の口数は DDD office と TANESCO 資料から得た。詳細は appendix に示している。

Public lighting の口数は、domestic consumer 口数の 10% とした。これは TANESCO が採用しているものであり、これに従っている。

以上により得られた tariff group 別の潜在需要家口数は Table II-5-2 に示すとおりである。

Table II-5-2 Number of Potential Consumers by Tariff Group

Distribution Network	Tariff T-1	Tariff T-2	Tariff T-3	Tariff T-4	Tariff T-5	Total
Hai	1,158	318	126	5	117	1,724
Rombo	1,646	400	42	-	164	2,252
North Pare	469	303	21	1	48	842
South Pare	444	300	12	4	46	806
Total:	3,717	1,321	201	10	375	5,624

Note: As for breakdown, refer to the appendix

5.4.3 需要家の最大電力

本来需要家の最大電力は、負荷設備の大きさで定まるものであるが、負荷設備の合計が最大電力とはならない。従って需要率という係数を導入して最大電力を算出するのが一般に行なわれる方法である。需要率は負荷設備の種類、用途により異なるが、経験的に得られた数値がある。一般家庭需要家の需要率を日本の例で示せば、概略24%である。

ここに需要率は次のように定義される。

$$\text{需要率} = \frac{\text{最大電力 (KW)}}{\text{需要家の負荷設備合計 (KW)}} \times 100 (\%)$$

今回の調査区域は電化計画地域であり、需要家の負荷設備は現実には殆んど存在しない。従って負荷設備の合計を算出する事は不可能である。しかし需要想定観点からみると、負荷設備の種類や用途又はその規模などは、二義的意味しかなく、重要かつ必要なのは需要家の最大電力である。この最大電力については、TANESCOのエンジニアによる推定値があり、これを基礎資料とし、これに調査団の現地調査結果と観察および経験を加味して、potential consumersの最大電力をTable II-5-1のとおり定めた。

このTableで、tariff 3のlight industrial および tariff 4の industrial consumersの最大電力は、需要家が設置している電動機、原動機あるいはディーゼル機関の出力を電力に換算したものであり、原資料は appendix に収録されている。

Tariff 1の domestic consumersの最大電力は、本需要想定では large, medium 及び small houses 別での最大電力を計算の便宜上から使用せずに、個別最大電力の加重平均値を使用している。Distribution network 別に若干 consumersの規模が異なると推測されるため、加重平均値(1 domestic consumerの最大電力)が Haiで 207.2 W / one domestic consumer, Rombo, North Pare 及び South Pare が 158.8 W / one domestic consumer となっている。この算出過程は appendix で説明されている。以上によって得られた tariff group 別の最大電力は Table II-5-3 に示される。

Table II-5-3 Estimated Maximum Demand in kW by tariff Group

Tariff Group	Hai		Rombo		North Pare		South Pare		Total	
	No. of Consumers	Maximum Demand								
T-1 Domestic	1,158	240.0	1,646	261.4	469	74.5	444	70.5	3,717	646.4
T-2 Commercial	318	246.3	400	159.6	303	161.9	300	117.9	1,321	685.7
T-3 L. Industrial	126	1,210.8	42	193.4	21	115.3	12	50.4	201	1,568.9
T-4 Industrial	5	660.0	-	-	1	210.0	4	500.0	10	1,370.0
T-5 Public Lighting	117	11.7	164	16.4	48	4.8	46	4.6	375	37.5
Total:	1,724	2,368.8	2,252	630.8	842	565.5	806	743.4	5,624	4,303.5

Note: As for breakdown of maximum demand, refer to the Table in the attached appendix.

5.4.4 合成最大電力

個々の需要家の最大電力は、同時に起るものではなく、その発生時には時間的な差がある。従って個々の負荷を総和した時の最大電力は、個々の最大電力の総和より小さくなるのが普通である。

これを下式のように表わし、不等率という。

$$\text{不等率} = \frac{\text{各需要家の最大電力の総和 (KW)}}{\text{各需要家を合成した時の電大電力 (KW)}} > 1$$

不等率は需要家数が或る程度多くなると一定の値に近づく。普通日本の農村では電灯負荷で 1.15 ~ 1.25, 動力負荷で 1.5 前後, 電灯動力合成で 1.2 ~ 1.3 と云われている。調査団の電化対象地区での負荷設備をみると、最大電力で 65 % 以上を占めるのが動力負荷であり、不等率は高いと考えられる。従って合成最大電力は、不等率を 1.3 と想定して求めることにした。即ち上式より、合成最大電力は

$$\text{合成最大電力 (KW)} = \frac{\text{各需要家の最大電力の総和 (KW)}}{1.3}$$

で求められる。

従って配電線網別合成最大電力は各々、

Hai Distribution Network	1.822 KW
Rombo Distribution Network	485 KW
North Pare Distribution Network	435 KW
South Pare Distribution Network	572 KW

となり、全潜在需要の合成最大電力は、3,314 KWとなる。

但し、後項で述べる都市計画需要は含まれていない。

5.4.5 年消費電力量

年消費電力量 (KWH) は次の関係式で表わされる。

$$\text{年消費電力量 (KWH)} = \text{負荷の最大電力 (KW)} \times \frac{\text{年負荷率 (\%)}}{100} \times 24 \text{時間} \times 365 \text{日}$$

年負荷率は Tanzania で電化された地域で tariff 別にみると次のように推定されている。比較のため、日本での概略値を並記する。

Table II-5-4 Annual Load Factor in Tanzanian Rural Areas

Tariff Group	Annual Load Factor (%)	Load Factor x 24 hr	Japan*
Domestic Consumer	12.5 - 16.5	3 - 3.96	approx. 35.0
Commercial Consumer	16.5 - 20.0	3.96 - 4.8	approx. 45.0
Light Industrial Consumer	20.0 - 25.0	4.8 - 6	approx. 45.0 - 60.0
Public Lighting	approx. 50	12	-

注 ※ 料金分類が同じでないため、推定した値である。

負荷率は可成り低い値となっている。

1978年のFinance Manager's Report (12月分を除く)によるとTANESCO系統全体の年負荷率は45.8%、Dar es Salaam, Morogoro, およびTangaを含むCoastal Gridで46%、Dar es Salaamは57.5%である。又電化が1970と1972年に行なわれたSongea branchとMafia branchでは32%と37%となっている。以上は電化初期では年負荷率が低い事を示し、工業中心地で都市形のところでは年負荷率が高いことを示している。

従って、電化初期の消費電力量の想定では、年負荷率をdomestic consumersは中間値の14.5% (3.5時間/day), commercial consumersは最小値の16.5% (4時間/day), light industrialおよびindustrialも最小値の20% (5時間/day), public lightingは50% (12時間/day)を採用することと、計算では等価1日当りの時間、即ち上記の()内の値を使用した。この結果、各Distribution Networkの電化初期合成負荷率は5.7節のTable II-5-14に示すとおり、電化初期では24.7%となった。

5.4.6 開発計画

需要想定では、将来の開発計画を調査し、その開発地点・規模・性格・種類、計画内容などを電氣的に分析し、需要想定の中に折込まねばならないのは、云うまでもない。従って調査団は、電化対象地域内の開発計画をRDDやDDD office等で調査したが都市開発計画を除き、需要想定に資する程度の資料を入手することが出来なかった。一方Kilimanjaro州の開発計画として、日本国際協力事業団が実施した、"Kilimanjaro Integrated Development Plan, October 1977"がある。これについては第2章で触れられている。

これらのプロジェクトが実現されれば、電力需要として可成りのウェイトを占めるであろう事は十分推察されるが、現時点で需要を時系列に展開する事は困難である。又これらの需要をある仮定に立って、需要の中に組み入れる事は、送配電線プロジェクトのfeasibility studyに樂觀性を持ち込む事になり、需要想定の本旨とは考えられない。従って、上記プロジェクトは需要想定の対象としなかった。

都市開発計画は、現在工事が進行している都市計画と行政区画の分離に伴う行政中心都市計画とがある。前者は Boma La Ngombe と Rombo (Mkuu) 都市計画、後者は Mwangi 都市計画である。これらの都市計画の規模を appendix の Drawing III-5-1 から Drawing III-5-3 に示す。

都市計画は the Ministry of Lands, Housing and Urban Development, Moshi で推進されているが、年度別建設目標を示す資料は入手出来なかった。従って電化初期の最大電力を次の通りと推定した。

(a) Boma La Ngombe Urban Development Plan : Drawing III-5-1

Moshi西方約23kmに位置する Boma La Ngombe を中心とした広がるサバンナに計画されている。Boma La Ngombe は Moshi から Arusha 又は Kilimanjaro International Airport に通ずる交通上の要衝にあり、この地より現 DDD office が存在する Sanya Juu に通ずる道路の分岐点でもある。都市計画面積は約 1,300,000m² (130 hectares) に及び、公共設備、社会福祉設備、教育設備などを多く含んでいる。現在新 DDD office の建設が 1979 年末を目途に行なわれている。

新 DDD office	20 KW
職員住宅	10 KW
飲料水ポンプ	30 KW
Public Lighting・他	10 KW
	70 KW

(b) Rombo Urban Development Plan : Drawing III-5-2

Rombo District の中心地に、面積約 2,000,000 m² (200 hectares) 以上の敷地で、Boma La Ngombe と同様の計画が推進されている。現在 DDD office, National Bank of Commerce, SIDO office などが存在し、Furuma hospital の拡張が計画されている。又、Rombo 地区での coffee pulping と maiz milling は Moshi で実施されているが、将来はこの都市計画地内で行なう事になると推測される。

DDD office	10 KW
National Bank of Commerce	20 KW
SIDO office	10 KW
Furuma hospital	40 KW
職員住宅	10 KW
Light Industry	80 KW
Public Lighting・他	10 KW
	180 KW

(c) Mwanga Urban Development Plan : Drawing III-5-3

North pare は, Pare District から分離独立して新 District になる事が決定されており, Mwanga が District 中心なる予定である。Mwanga は Moshi 東方約 55km に位置し, Moshi-Same の間の道路から Usangi, Ugweno へ通じる道路の分岐点である。

DDD office	20 KW
職員住宅	20 KW
Public Lighting	10 KW
	50 KW

5.4.7 需要想定

電化段階の需要想定を, 過去の実績から行なう事が出来ない事は既に述べた。従って電化が行なわれている地域で, Dar es Salaam, Arusha, Tanga など工業都市形を除いた rural townships の 1970 年から 1978 年の販売電力量を調べ, この伸び率を, 電化対象地区の伸び率とした。

19 の rural townships の 1970 年から 1978 年までの tariff group 別の販売電力量は Table II-5-5 に示すとおりであり, その基礎データは appendix の Table III-5-20 に示す。

この表より 1970/1974, 1974/1978・および 1970/1978 の間での年平均伸び率を tariff group 別にみると次のようになる。

Tariff Group	1970/1974 (%)	1974/1978 (%)	1970/1978 (%)
T-1 Domestic	7.40	13.60	10.45
T-2 Commercial	Δ1.15	4.72	1.74
T-3 Light industrial	5.86	6.83	6.34
T-4 Industrial	12.72	0.56	6.47
T-5 Public lighting	7.00	1.03	3.97
Total	7.74	4.21	5.96

Table II-5-5 Summary of Energy Sold in GWh by
Tariff Group (1970-1978)

Year	T-1	T-2	T-3	T-4	T-5	Total
1970	11.32	20.77	6.61	33.73	1.64	74.07
1971	12.15	23.29	7.96	31.93	1.87	77.20
1972	12.72	23.08	7.82	37.75	1.91	83.28
1973	13.54	25.03	8.24	43.79	1.97	92.57
1974	15.06	19.83	8.30	54.46	2.15	99.80
1975	17.21	20.71	8.94	58.42	2.14	107.42
1976	17.32	21.29	9.57	57.04	2.24	107.46
1977	19.65	22.02	9.23	58.37	2.06	111.33
1978	25.08	23.85	10.81	55.70	2.24	117.68

Source: Finance Manager's Report

Tariff group 別の年平均伸び率を maximum, medium および minimum に分けると次のようになる。

Tariff Group	Maximum (%)	Medium (%)	Minimum (%)
T-1 Domestic	13.60	10.40	7.40
T-2 Commercial	4.72	1.74	Δ1.15
T-3 Light industrial	6.83	6.34	5.86
T-4 Industrial	12.72	6.47	0.56
T-5 Public lighting	7.00	3.97	1.03
Total	7.74	5.96	4.21

Tariff group 別の年伸び率は 19 の rural townships の 1970 年から 1978 年実績の Medium increase rate を採用することにした。すなわち;

T-1 Domestic Consumers	10.5%
T-2 Commercial consumers	1.8%
T-3 Light industrial consumers	6.4%
T-4 Industrial consumers	6.5%
T-5 Public lighting	4.0%

潜在需要が顕在化するのには、電化完了時に、T-3, T-4 tariff が 85%, T-1, T-2 及び T-5 tariff が 50%, 続く 2 年後に各 tariff とともに逐次 100% とした。以後は上記伸び率を示すこととなる。

都市計画による需要は、電化完了時 25%, 続く 1 年間で 50%, 2 年後 75%, 3 年後に 100% が顕在化するものと想定した。以後の需要の伸びは、逐次建設されるであろう公共用設備や住

居等で定まるが、既述のとおり具体的指標が示されなかった。そこで第3次五ヶ年計画で示されている Moshi, town の想定人口伸び率の8%と、既述の "Kilimanjaro I D.P., 1977" に示されている District 中心の想定人口伸び率 (1980-1990) 8%に着目し、弾性率を1として、Boma La Ngombe と Mwangi の伸び率を8%、Rombo を6%とした。Rombo は light industry のウエイトが高いため他より小さく見込んだ。以上の潜在需要が顕在化する過程および伸び率の想定のもとに1983年から1993年までの需要想定結果は Table II-5-6 から Table II-5-10 および Fig II-5-1 のとおりである。

Table II-5-6 Forecast of Energy Consumption by Tariff Group
(All Distribution Networks)

Year	T-1 (MWh)	T-2 (MWh)	T-3 (MWh)	T-4 (MWh)	T-5 (MWh)	U.D.P. (MWh)	Total (MWh)	Increase Rate (%)
1983	424.0	500.6	2,433.7	2,125.2	83.9	126.4	5,693.8	18.1
1984	635.9	750.9	2,648.6	2,312.9	126.2	252.6	6,727.1	15.3
1985	847.8	1,001.1	2,863.3	2,500.3	167.7	379.0	7,759.2	7.5
1986	936.6	1,019.2	3,046.6	2,662.8	174.4	505.2	8,344.8	6.3
1987	1,034.7	1,037.6	3,241.6	2,835.9	181.4	539.5	8,870.7	6.3
1988	1,143.3	1,056.2	3,449.0	3,020.3	188.6	576.3	9,433.7	6.4
1989	1,262.6	1,074.5	3,669.7	3,216.5	196.2	615.6	10,035.1	6.4
1990	1,395.4	1,094.6	3,904.7	3,425.7	204.1	657.6	10,682.1	6.5
1991	1,541.5	1,114.1	4,154.5	3,648.3	212.1	702.6	11,373.1	6.5
1992	1,703.1	1,134.2	4,420.3	3,885.4	221.6	750.7	12,115.3	6.55
1993	1,881.5	1,154.7	4,703.2	4,138.0	229.5	802.1	12,909.0	

Note: U.D.P. is an abbreviation of Urban Development Plan

Table II-5-7 Forecast of Energy Consumption by Tariff Group
(Hai Distribution Network)

Year	T-1 (MWh)	T-2 (MWh)	T-3 (MWh)	T-4 (MWh)	T-5 (MWh)	U.D.P. (MWh)	Total (MWh)	Increase Rate (%)
1983	164.3	179.8	1,878.2	1,023.8	27.4	29.5	3,303.0	14.3
1984	246.5	269.7	2,044.0	1,114.2	41.4	59.0	3,774.8	12.5
1985	328.6	359.6	2,209.7	1,204.5	54.8	88.5	4,425.7	6.9
1986	363.1	366.1	2,351.1	1,282.8	57.0	118.0	4,538.1	6.4
1987	401.2	372.7	2,501.6	1,366.2	59.3	127.4	4,828.4	6.4
1988	443.4	379.4	2,661.7	1,455.0	61.6	137.6	5,138.7	6.5
1989	489.9	386.2	2,832.0	1,549.5	64.1	148.6	5,470.3	6.5
1990	541.4	393.2	3,013.3	1,650.3	66.7	160.5	5,825.4	6.5
1991	598.2	400.2	3,206.1	1,757.5	69.3	173.4	6,204.7	6.5
1992	661.0	407.4	3,411.3	1,871.8	72.1	187.3	6,610.9	6.57
1993	730.4	414.8	3,629.7	1,993.4	75.0	202.2	7,045.5	

Note: U.D.P. is an abbreviation of Urban Development Plan

Table II-5-8 Forecast of Energy Consumption by Tariff Group
(Rombo Distribution Network)

Year	T-1 (MWh)	T-2 (MWh)	T-3 (MWh)	T-4 (MWh)	T-5 (MWh)	U.D.P. (MWh)	Total (MWh)	Increase Rate (%)
1983	167.0	116.5	300.0	—	35.9	75.8	695.2	37.7
1984	250.4	174.8	326.5	—	53.9	151.5	957.1	27.4
1985	333.9	233.0	353.0	—	71.8	227.3	1,219.0	11.5
1986	368.9	237.2	375.6	—	74.7	303.0	1,359.4	6.5
1987	407.7	241.5	399.6	—	77.7	321.2	1,447.7	6.6
1988	450.6	245.8	425.2	—	80.8	340.5	1,542.9	6.6
1989	497.8	250.2	452.4	—	84.0	360.9	1,645.3	6.7
1990	550.1	254.7	481.4	—	87.4	382.5	1,756.1	6.8
1991	607.8	259.3	512.2	—	90.8	405.5	1,875.6	6.9
1992	671.7	264.0	545.0	—	95.4	429.8	2,005.9	6.91
1993	742.2	268.7	579.8	—	98.3	455.6	2,144.6	

Note: U.D.P. is an abbreviation of Urban Development Plan

Table II-5-9 Forecast of Energy Consumption by Tariff Group
(North Pare Distribution Network)

Year	T-1 (MWh)	T-2 (MWh)	T-3 (MWh)	T-4 (MWh)	T-5 (MWh)	U.D.P. (MWh)	Total (MWh)	Increase Rate (%)
1983	47.6	118.2	177.3	325.8	10.5	21.1	700.5	21.9
1984	71.4	177.3	193.0	354.6	15.8	42.1	854.2	18.0
1985	95.2	236.4	208.6	383.3	21.0	63.2	1,007.7	7.4
1986	105.1	240.7	222.0	408.2	21.8	84.2	1,082.0	5.9
1987	116.0	245.0	236.2	434.7	22.7	90.9	1,145.5	5.9
1988	128.1	249.4	251.3	463.0	23.6	98.2	1,213.6	6.0
1989	141.4	253.9	267.4	493.1	24.6	106.1	1,286.5	6.1
1990	156.1	258.5	284.5	525.2	25.5	114.6	1,364.4	6.1
1991	172.4	263.1	302.7	559.3	26.6	123.7	1,447.8	6.2
1992	190.3	267.8	322.0	595.6	27.6	133.6	1,536.9	6.24
1993	210.1	272.7	342.6	634.4	28.7	144.3	1,632.8	

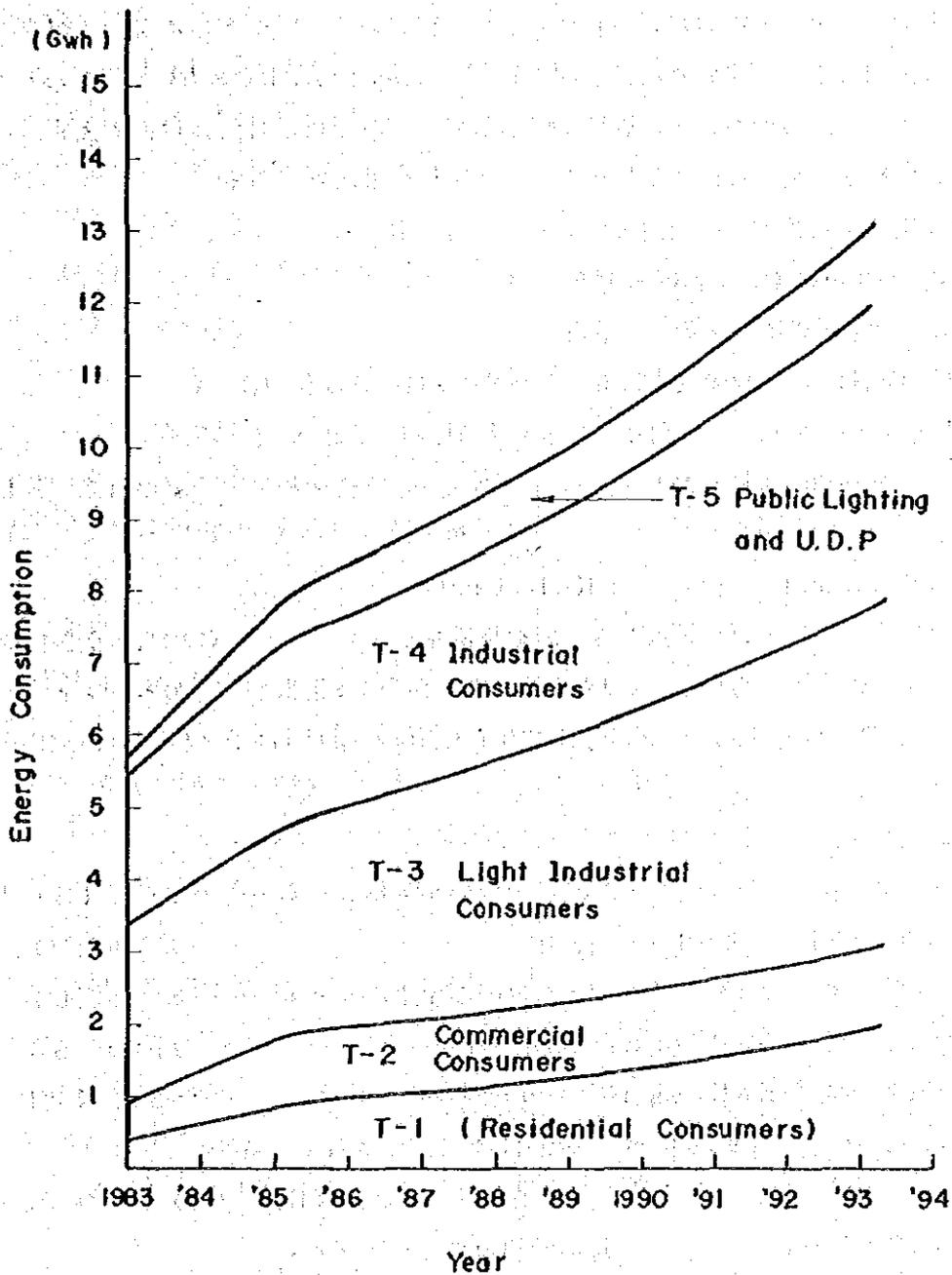
Note: U.D.P. is an abbreviation of Urban Development Plan

Table II-5-10 Forecast of Energy Consumption by Tariff Group
(South Pare Distribution Network)

Year	T-1 (MWh)	T-2 (MWh)	T-3 (MWh)	T-4 (MWh)	T-5 (MWh)	U.D.P. (MWh)	Total (MWh)	Increase Rate (%)
1983	45.1	86.1	78.2	775.6	10.1	—	995.1	14.7
1984	67.6	129.1	85.1	844.1	15.1	—	1,141.0	12.8
1985	90.1	172.1	92.0	912.5	20.1	—	1,286.8	6.1
1986	99.5	175.2	97.9	971.8	20.9	—	1,365.3	6.1
1987	109.8	178.4	104.2	1,035.0	21.7	—	1,449.1	6.2
1988	121.2	181.6	110.8	1,102.3	22.6	—	1,538.5	6.2
1989	133.8	184.8	117.9	1,173.9	23.5	—	1,633.9	6.3
1990	147.8	188.2	125.5	1,250.2	24.5	—	1,736.2	6.3
1991	163.1	191.5	133.5	1,331.5	25.4	—	1,845.0	6.3
1992	180.1	195.0	142.0	1,418.0	26.5	—	1,961.6	6.35
1993	198.8	198.5	151.1	1,510.2	27.5	—	2,086.1	

Note: U.D.P. is an abbreviation of Urban Development Plan

Figure II-5-1 Forecast of Energy Consumption
by Analytical Method
(10 years of 1973/1983)



Note ; UDP is an abbreviation of Urban Development Plan

5.5 巨視的方法による全国需要想定

5.5.1 想定方法

電力需要の巨視的方法とは、個人当りのGNP即ち、 $GNP / Capita$ と個人当りの電力消費量即ち $KWH / Capita$ の間の相関々係を基として、超長期に亘る国全体としての電力需要の規模を推定する方法である。

この相関々係は、個々の国毎に、その経済規模、国民の個人所得水準によって規定されるものであり、従って国によって可成り相異なる。しかしながら、EPDCにおいて行なわれた各国別の統計的調査によれば、幾つかの所得規模に対応して、それぞれ電力消費規模に大まかな傾向線が存在する。この長期予測方法に必要なパラメーターは次の通りである。

(a) 過去の実績から推定される国民経済の現段階における成長率の度合い

(b) 現在における $GNP / Capita$ の規模

(c) 現在における $KWH / Capita$ の規模

(d) $GNP / Capita$ の規模の変化に対するGNP成長率の変化の度合い

(e) $GNP / Capita$ の規模の変化に対応する $KWH / capita$ の変化の度合い

以上のパラメーターおよびそれをもととして推定される全国的電力需要の将来規模は以下のとおりである。

(1) 現在の $GNP / Capita$ 、平均成長率 $KWH / Capita$

長期予測の国際的比較という観点から、所要経済指標即ち、人口、GNP、全国総発電量等は、国連統計資料を使用することとし、1970～1976年の経済指標を検討のベースとした。Table II-5-11に示すとおり $GNP / capita$ 、 $KWH / capita$ および $GNP / capita$ の平均的成長率は次のとおりである。

(a) 平均的成長率

— 成長率の高かった3年間をとり、この間の年平均成長率…………… 2.0% (H)

— 1970～1976年間の年平均成長率…………… 1.6% (M)

— 成長率の低かった3年間をとり、この間の年平均成長率…………… 1.2% (L)

(b) 最近年1976年の $GNP / capita$ …………… 1020 US\$

(c) 最近年1976年の $KWH / capita$ …………… 37.3 KWH

なお、GNPについては1968年ベースのUS\$で表示されている。

以上の1976年での個人当りGNPと電力消費量、並びに(H)、(M)および(L)で表わされた上記の $GNP / capita$ 平均成長率が長期予測の出発点となる。

(2) $GNP / capita$ とGNP成長率との相関々係

前期の $GNP / capita$ の規模とGNP成長率との間には、統計的調査によれば相関々係がみられる。すなわち1968年価格で $GNP / capita$ が500～1,000 US\$に達するまでは、成長率は漸次高まるが、その後は漸次低下することが示されている。

しかしこの様な傾向は、同一規模の GNP/capita の国でも GNP 成長率はまちまちである。ここで成長率の高いグループ、中間的グループおよび低いグループに分類して傾向線をたどると Fig. II-5-2 に示すとおりである。この Figure 中に、1976 年の Tanzania の GNP/capita である 1020 US\$ に対して、3 通りの平均成長率の 2.0% (H)、1.6% (M) および 1.2% (L) をプロットすると同図に示すとおりである。

Fig. II-5-2 に画かれた Tanzania の 3 通りの傾向線に従い、1976 年の 1020 US\$/capita を起点として、100 US\$, 120 US\$, 140 US\$, …… と漸次増大させ、それに対する GNP/capita の成長率を拾うと Table II-5-12 となる。

(3) GNP/capita と KWH/capita との相関々係

同じく統計的調査では、GNP/capita と KWH/capita の間にも相関々係がみられる。この相関々係も、GNP/capita と GNP 成長率の相関々係と同様に、各国共通ではないが、Fig. II-5-3 に示すように傾向を同じくする幾つかのグループに分類する事が出来る。1970、1973 および 1976 年の Tanzania の GNP/capita と KWH/capita を図上にプロットして傾向線を引くと、世界の平均線とはほぼ同じであることがわかる。

Fig. II-5-3 に画かれた Tanzania の傾向線から将来の GNP/capita の規模の変化と、それに対応する KWH/capita を求めると Table II-5-13 の中央欄に示すとおりとなる。

5.5.2 想定結果

国連の統計資料に示されている 1970～1976 年の Tanzania の人口増加率は 2.7% である。一方 1978 年 Tanzania では人口調査が実施されたが、その結果はまだ公表されていないが、第一次五ヶ年計画 (1964～1969) では projected population increase を 2.7% として経済開発計画が策定されている。従って本報告書における長期予測の条件として 1980 年までは人口増加率を 2.7% とし、5 年毎に 0.05% 漸減するものと仮定し、これに基づいて将来の需要予測を行なった。

長期予測の想定期間は工事完成后 25 年間とし、2007 年までとした (工事完成は 1982 年)。予測にあたって、出発点の GNP/capita の平均成長率を 2.0% (H)、1.6% (M) および 1.2% (L) の 3 通りのケースをとった。この 3 通りの平均成長率に対応する需要の動向は Table II-5-13 に示すとおりである。

Table II-5-13 によって電力需要とその平均伸び率をみると次のとおりである。

電力需要 (GWH)	1976	1980	1985	1990	1995	2000	2007
Case (H)	582	850	1285	1877	2632	3651	5684
Case (M)	582	824	1186	1631	2223	2999	4509
Case (L)	582	798	1097	1450	1891	2449	3445
需要伸び率 (%)							
Case (H)		9.93	8.62	7.87	7.00	6.76	6.52
Case (M)		9.08	7.56	6.71	6.26	6.17	6.00
Case (L)		8.21	6.57	5.74	5.45	5.31	5.00

以上の長期需要予測は Tanzania の経済構造に急激な変化がなく、現在の成長テンポを起点として将来とも漸進的な発展が行なわれることを前提としている。

この前提のもとに、Tanzania の電力需要の規模を予測すれば、西暦 2000 年頃には概ね 2600 GWH から 3600 GWH の間、most probable として 3000 GWH に増大するものと予測され、伸び率は現在の 9% 前後から 2000 年頃には 6% 前後になる事が予想される。ちなみに TANESCO の売電々力量と伸び率を 1976 ~ 1978 年についてみると次の通りである。

	1976	1977	※1978
売電々力量 (GWH)	490	516	581
伸び率 (%)		5.3	12.6
1976/1978 伸び率 (%)		8.9	

Note : ※ 11月までの実績電力量から推定

Source : Annual Report 1977. TANESCO

Table II-5-11 Basic Data for Long-Range Load Forecast

Year	Population (10 ⁵)	GNP (10 ⁶ T.shs)	GNP/capita (T.shs/capita)	GNP/capita at price in 1968 (T.shs/capita)	GNP/capita at price in 1968 (US\$/capita)	Energy Consumption (Gwh)	KWh/capita (KWh/capita)
1970	13.3	9,173	690	661	92.5	407	30.6
1971	13.6	9,814	722	669	93.7	433	31.8
1972	14.0	11,172	798	695	97.3	473	33.7
1973	14.4	13,103	910	702	98.3	511	35.4
1974	14.8	15,994	1,081	702	98.3	532	36.0
1975	15.2	18,905	1,244	708	99.1	555	36.6
1976	15.6	22,507	1,443	728	102.0	582	37.3

Average Growth Rate of GNP/capita

- (a) Annual average of higher 3 years 2.0%
- (b) Annual growth rate from 1970 to 1976 1.6%
- (c) Annual average of lower 3 years 1.2%

SOURCE: Statistic Yearbook 1977

Table II-5-12 Forecasted Growth Rate of GNP/capita

GNP/capita (US\$ in 1968)	Growth rate starting from 2.0% base		Growth rate starting from 1.6% base		Growth rate starting from 1.2% base	
	Growth rate (%)	Mean value (%)	Growth rate (%)	Mean value (%)	Growth rate (%)	Mean value (%)
100	2.03		1.62		1.22	
		2.07		1.66		1.24
120	2.10		1.69		1.25	
		2.14		1.73		1.28
140	2.18		1.77		1.30	
		2.23		1.81		1.33
160	2.27		1.85		1.35	
		2.31		1.90		
180	2.35		1.94			
		2.39				
200	2.43					

Figure II-5-2 Estimated Growth Rate of GNP / capita

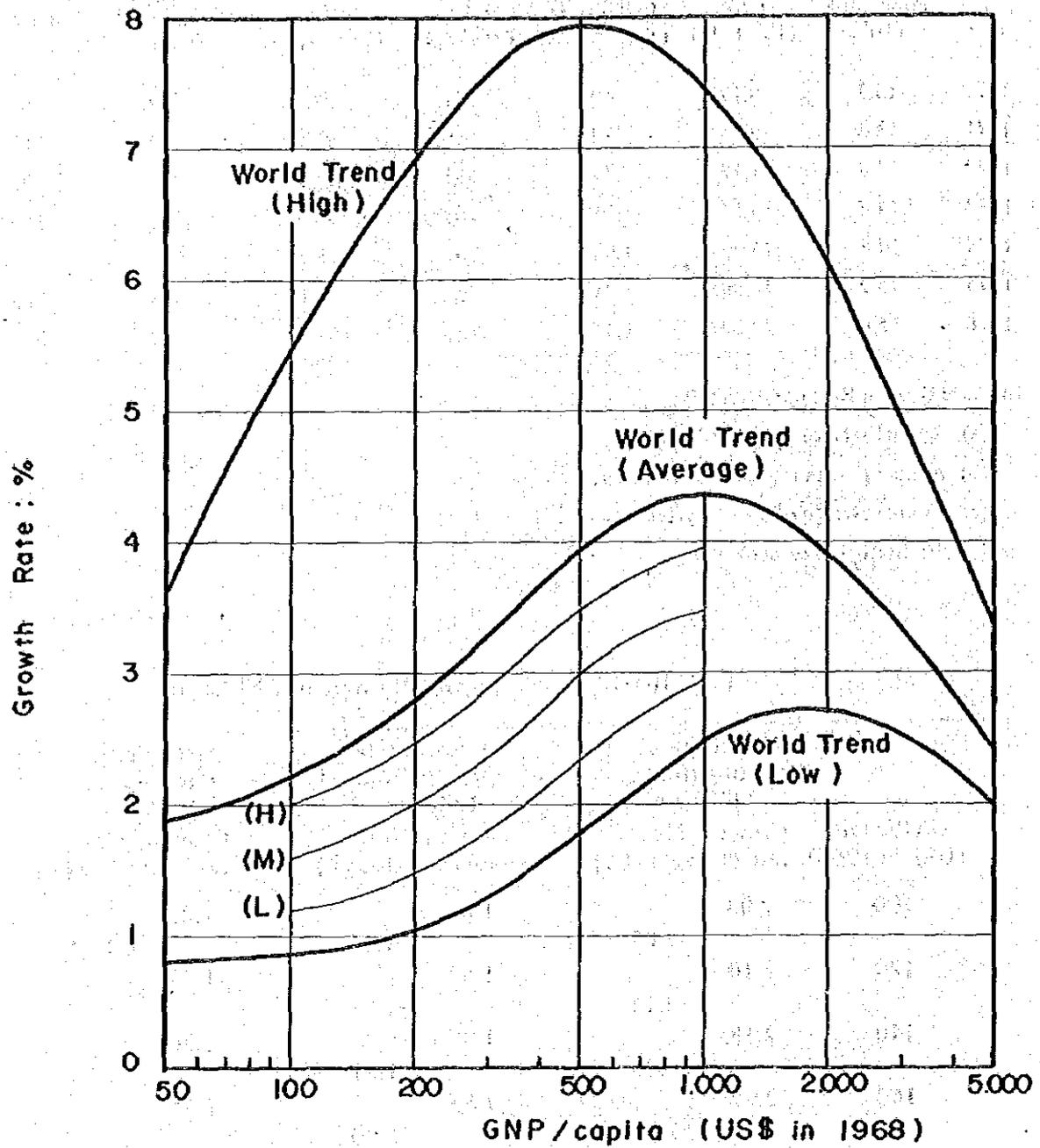


Figure II-5-3 Energy Consumption path chart

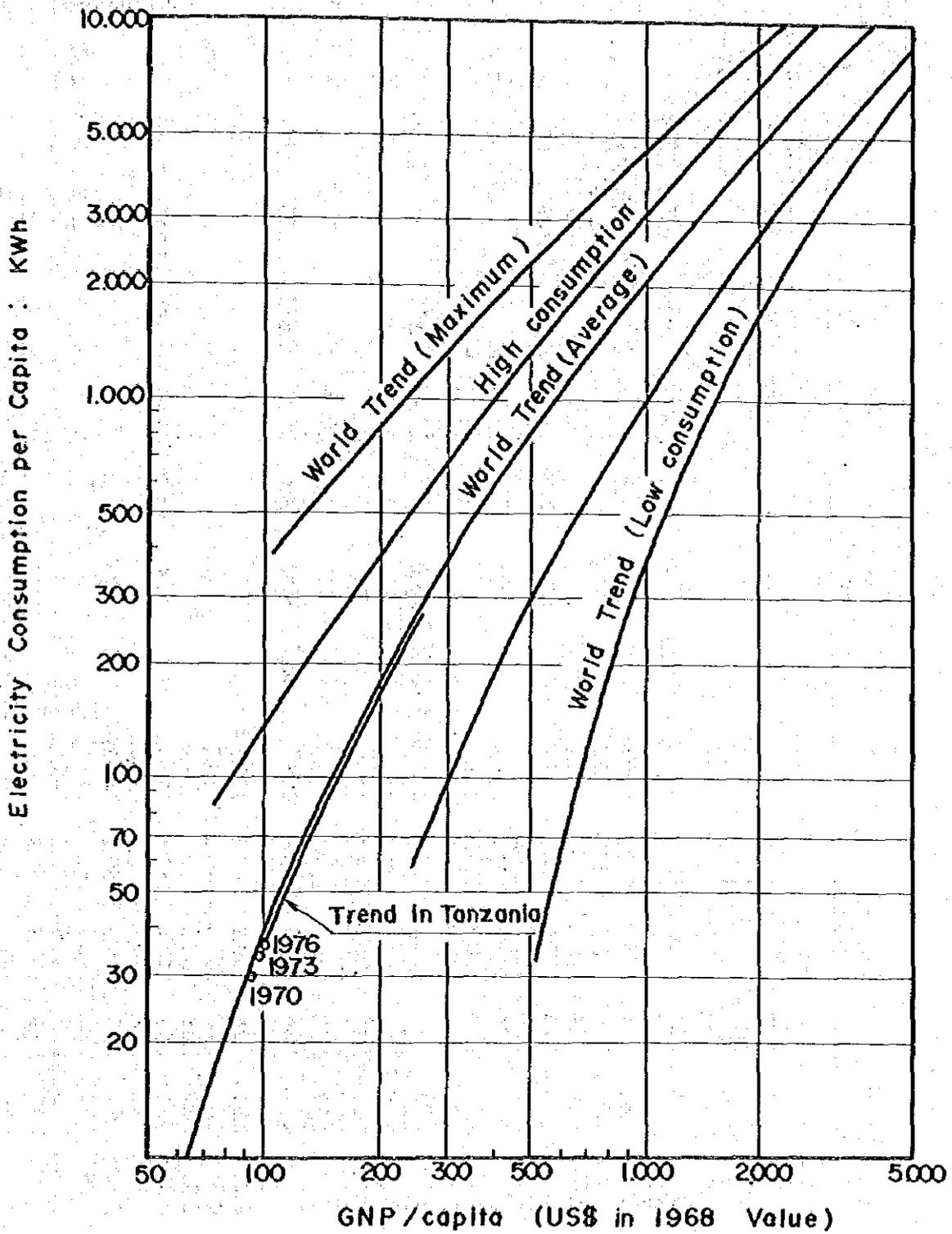


Table II-5-13 Long-Range Energy Consumption Forecast

Year	Growth rate of GNP/capita (%)			GNP/capita (US\$ in 1968)			Energy Consumption (KWh/capita)			Population (10 ⁶)			Energy Consumption (GWh)			Growth rate of Energy Consumption (%)		
	H	M	L	H	M	L	H	M	L	H	M	L	H	M	L	H	M	L
1976	2.03	1.62	1.22	102.0	102.0	102.0	37.3	37.3	37.3	15.60	582	582	582					
1977	2.07	1.66	1.24	104.1	103.7	103.3										9.93	9.08	8.21
1978	2.07	1.66	1.24	106.3	105.4	104.5												
1979	2.07	1.66	1.24	108.5	107.2	105.8												
1980	2.07	1.66	1.24	110.7	108.9	107.2	49.0	47.5	46.0	17.35	850	824	798					
1981	2.07	1.66	1.24	113.0	110.8	108.5												
1982	2.07	1.66	1.24	115.3	112.6	109.8										8.62	7.56	6.57
1983	2.07	1.66	1.24	117.7	114.5	111.2												
1984	2.07	1.66	1.24	120.2	116.4	112.6												
1985	2.14	1.66	1.24	122.8	118.3	114.0	65.0	60.0	55.5	19.77	1,285	1,186	1,097					
1986	2.14	1.66	1.24	125.4	120.3	115.4												
1987	2.14	1.73	1.24	128.1	122.4	116.8										7.87	6.71	5.74
1988	2.14	1.73	1.24	130.8	124.5	118.3												
1989	2.14	1.73	1.24	133.6	126.7	119.7												
1990	2.14	1.73	1.28	136.5	128.8	121.2	83.5	73.0	64.5	22.48	1,877	1,631	1,450					
1991	2.14	1.73	1.28	139.4	131.1	122.8												
1992	2.23	1.73	1.28	142.5	133.3	124.4												
1993	2.23	1.73	1.28	145.7	135.6	125.9												
1994	2.23	1.73	1.28	148.9	138.0	127.6												
1995	2.23	1.73	1.28	152.3	140.4	129.2	103.0	87.0	74.0	25.55	2,632	2,223	1,891					
1996	2.23	1.81	1.28	155.7	142.9	130.8												
1997	2.23	1.81	1.28	159.1	145.5	132.5												
1998	2.31	1.81	1.28	162.8	148.2	134.2												
1999	2.31	1.81	1.28	166.5	150.8	135.9												
2000	2.31	1.81	1.28	170.4	153.6	137.7	126.0	103.5	84.5	28.98	3,651	2,999	2,449					
2001	2.31	1.81	1.28	174.3	156.4	139.4												
2002	2.31	1.81	1.33	178.3	159.2	141.3												
2003	2.39	1.90	1.33	182.5	162.1	143.1												
2004	2.39	1.90	1.33	186.9	165.2	145.0												
2005	2.39	1.90	1.33	191.3	168.3	146.9												
2006	2.39	1.90	1.33	196.0	171.5	148.9												
2007	2.39	1.90	1.33	200.6	174.8	150.9	165.0	130.9	100.0	34.45	5,684	4,509	3,445					

5.6 結 論

5.4節で述べたとおり、電化後10年間は“積上げ方法”により得られた需要の伸びが、以後“巨視的方法”により得られた伸び率に移行することになる。1990年から2007年の間での伸び率は Table II-5-13 に示すように、下記の値となる事が予想された。

Growth Rate of Energy Consumption

Increase Case	1990/1995 (%)	1995/2000 (%)	2000/2007 (%)
High case	7.00	6.76	6.52
Medium case	6.26	6.17	6.00
Low case	5.45	5.31	5.00

一方“積上げ方法”によって得られた各配電線網の1992/1993の需要の伸び率は、Table II-5-7～10から、Hai で6.57%、Rombo で6.91%、North Pare で6.24%、South Pare で6.35%である。これら伸び率は Tanzania 全国伸び率の medium caseより若干上回っていることが判明した。1993年以降の各配電線網の伸び率は Tanzania 全国伸び率に移行し、次の様になる。

Distribution Network	1993/1995 (%)	1995/2000 (%)	2000/2007 (%)
Hai	6.57	6.42	6.20
Rombo	6.91	6.69	6.46
North Pare	6.24	6.10	5.98
South Pare	6.35	6.24	6.06

“積上げ方法”によって得られた1993年までの需要予測と上記需要の伸び率から2007年までの需要電力量は Table II-5-14、Fig. II-5-4のとおりとなる。

最大電力は、潜在需要が顕在化する1983年の負荷率24.7%から2007年に35%になるものとして想定した。

需要想定結果を電化対象地区の1人当りで見ると、潜在需要が100%顕在化する1985年で25 KWH/人と推定される。これは1976年の Tanzania 全国平均の38 KWH/人より低く予想されている。全国平均にはエネルギー多消費の工業や産業が含まれているため平均値を高めており、今回対象地域のように所謂小口需要形地域での1人当り電力量が小さくなるのは当然である。一方本需要想定では、5.5.6項で述べたように、計画形需要は含まれておらず、この面からもひかえめな値となっている。将来、当該地域の中小工業の顕著な発達がみられれば、かなりの需要増が期待されるであろう。

従って、又1人当りの消費電力量も全国平均レベルへ接近するであろう。ちなみに世界の地域別にKWH/人を1977年世界統計でみると次のとおりである。

因連統計で示すと次の様になる。(1976年現在)

地 域	KWH / capita	1967/1976 伸び率(%)
アフリカ	310	8.5
アジア	410	9.4
北アメリカ	6,130	5.7
南アメリカ	715	9.1
ヨーロッパ	3,480	6.1
世界	1,570	6.7
タンザニア	38	8.3

上表から Tanzania は1976年でアフリカ平均の123%であり、潜在需要が大きい事を示している。伸び率はアフリカ平均とほぼ同じであったが、今後送配電部門への積極的投資が行なわれれば急速な需要の伸びが予想される。

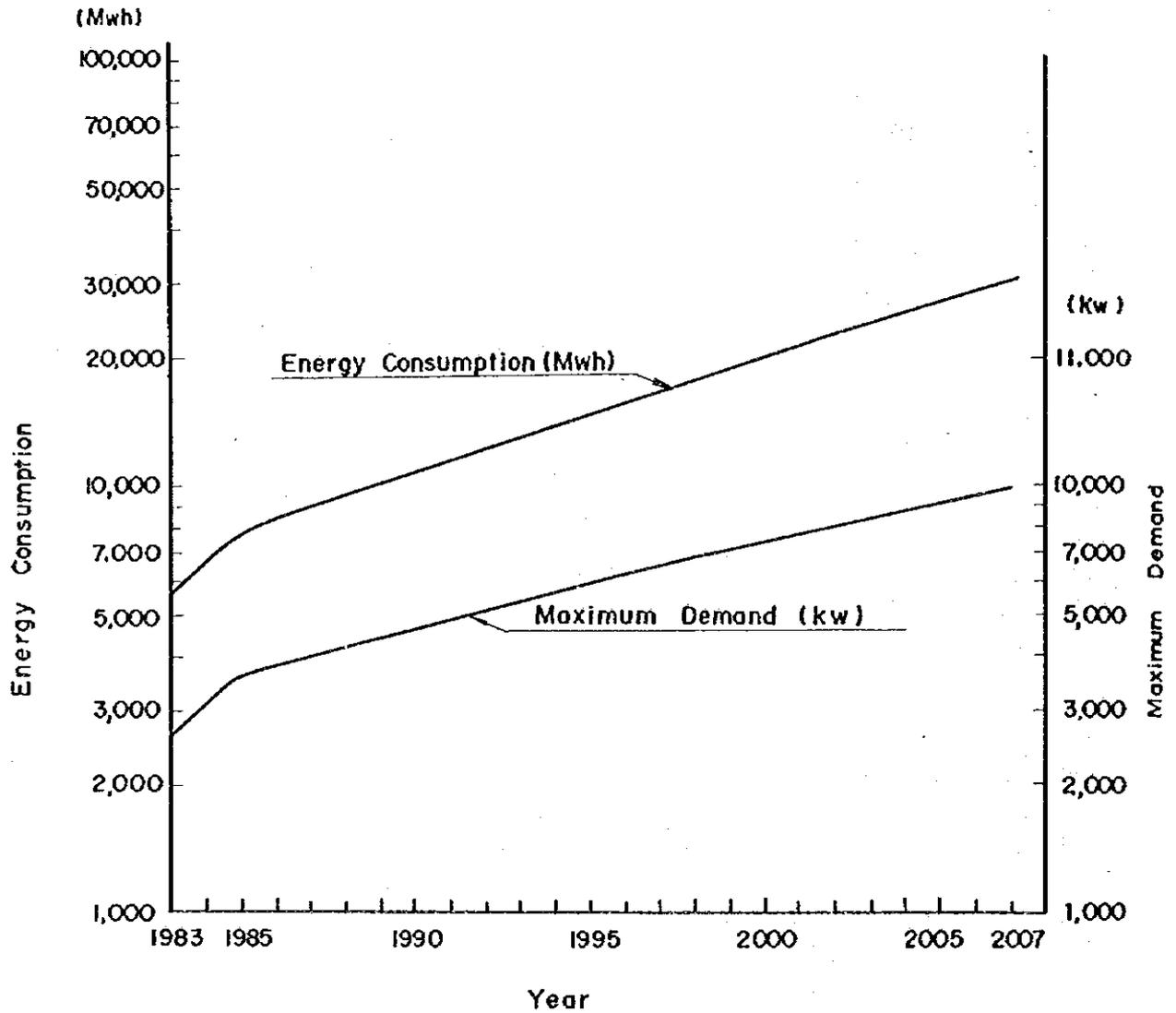
Table II-5-14 Summary of Load Forecast (1)

Year	Hai (MWh)	Rombo (MWh)	North Pare (MWh)	South Pare (MWh)	Total (MWh)	Load Factor (%)	Maximum Demand (%)
1983	3,303.0	695.2	700.5	995.1	5,698.3	24.7	2,633
1984	3,774.8	957.1	854.2	1,141.0	6,727.1	24.7	3,122
1985	4,245.7	1,219.0	1,007.7	1,286.8	7,759.2	24.7	3,590
1986	4,538.1	1,359.4	1,082.0	1,365.3	8,344.8	24.7	3,857
1987	4,828.4	1,447.7	1,145.5	1,449.1	8,870.7	25.1	4,034
1988	5,138.7	1,542.9	1,213.6	1,538.5	9,433.7	25.5	4,223
1989	5,470.3	1,645.3	1,286.5	1,633.9	10,035.1	26.0	4,406
1990	5,825.4	1,756.1	1,364.4	1,736.2	10,682.1	26.4	4,619
1991	6,204.7	1,875.6	1,447.8	1,845.0	11,373.1	26.8	4,844
1992	6,610.9	2,005.9	1,536.9	1,961.6	12,115.3	27.3	5,066
1993	7,045.5	2,144.6	1,632.8	2,086.1	12,909.0	27.7	5,320
1994	7,508.4	2,292.8	1,734.7	2,218.6	13,754.5	28.2	5,568
1995	8,001.7	2,451.2	1,842.9	2,359.4	14,655.2	28.7	5,829
1996	8,515.4	2,615.2	1,955.3	2,506.6	15,592.5	29.2	6,096
1997	9,062.1	2,790.1	2,074.6	2,663.0	16,589.8	29.6	6,398
1998	9,643.9	2,976.8	2,201.1	2,829.2	17,651.0	30.1	6,694
1999	10,263.0	3,175.9	2,335.4	3,005.8	18,780.1	30.6	7,006
2000	10,921.9	3,388.4	2,477.9	3,193.3	19,981.5	31.2	7,311
2001	11,599.0	3,607.3	2,626.1	3,386.8	21,219.2	31.7	7,641
2002	12,318.2	3,846.3	2,783.1	3,592.1	22,539.7	32.2	7,990
2003	13,081.9	4,088.4	2,949.5	3,809.7	23,929.5	32.8	8,328
2004	13,893.0	4,352.5	3,125.9	4,040.6	25,412.0	33.3	8,711
2005	14,754.4	4,633.7	3,312.9	4,285.5	26,986.5	33.9	9,087
2006	15,669.1	4,933.0	3,511.0	4,545.2	28,658.3	34.4	9,510
2007	16,640.6	5,251.7	3,720.9	4,820.6	30,433.8	35.0	9,926

Table II-5-15 Summary of Load Forecast (2)

Year	Demand Annual Energy			Maximum Demand kW	Remarks
	MWh	Increase Rate (%)	Load Factor (%)		
1983	5,693		24.7	2,633	By Analytical Method ↑ By Macroscopic Method
84	6,727	18.1	24.7	3,122	
85	7,759	15.3	24.7	3,590	
86	8,344	7.5	24.7	3,857	
87	8,870	6.3	25.1	4,034	
88	9,433	6.3	25.5	4,223	
89	10,035	6.4	26.0	4,406	
90	10,682	6.4	26.4	4,619	
91	11,373	6.5	26.8	4,844	
92	12,115	6.5	27.3	5,066	
93	12,909	6.55	27.7	5,320	
—	—	6.45			
97	16,589		29.6	6,398	
—	—	6.3			
2002	22,539		32.2	7,990	
—	—	6.2			
07	30,433		35.0	9,926	

Figure II-5-4 Forecast of Energy Consumption and Demand



第6章 電化計画の策定

目 次

第 6 章 電化計画の策定

6.1 計画策定の方針	II-6-1
6.1.1 電化方法の選択	II-6-1
6.1.2 設備容量決定の考え方	II-6-3
6.1.3 各地区の電源ならびに系統	II-6-4
6.1.4 将来の増強に関する考え方	II-6-7
6.2 計画の内容	II-6-8
6.2.1 設備概要	II-6-8
6.2.2 送配電線のルート	II-6-11
6.2.3 変電所位置の選定	II-6-17
6.2.4 工事用車輛工具	II-6-23

LIST OF TABLE

Table II - 6 - 1 地区別送配電設備概要

Table II - 6 - 2 変電設備概要

LIST OF FIGURE

Fig. II - 6 - 1 Power Supply System of Kilimanjaro
Region including Proposed Electrification

Fig. II - 6 - 2 Line Route Map (HAI)

Fig. II - 6 - 3 Line Route Map (ROMBO)

Fig. II - 6 - 4 Line Route Map (NORTH PARE)

Fig. II - 6 - 5 Line Route Map (SOUTH PARE)

第 6 章 電化計画の策定

6.1 計画策定の方針

6.1.1 電化方法の選択

(1) Diesel 発電機による供給

Kilimanjaro 州にはすでに Hale 発電所, Kiyungi 変電所間に 132 KV 275 km の送電線が建設され、またその途中には Same 変電所が設置されている。したがってこの地区の電化はこの両変電所および地元水力である Nyumba Ya Mungu 発電所を拠点として行なわれる。したがってこの送電線の付近ではもはや Diesel 発電機による電化は経済的に成立しない。しかし今回電化計画区域内で最も比較対象になりうると思われる地域、South pare 地区について経済計算を行った。

この詳細は第10章に示す通りである。すなわち、これを要約すれば Diesel 発電機案は配電線案に対して経済性で決定的な差があり、この地区でさえも Diesel 発電機案の採用は考えられない。したがって South pare 地区より送電線直長の短い他の地区で Diesel 案が成立することは全く考えられない。以上の事項をふまえて今回の電化は配電線による案だけについて検討することにした。

(2) 送電電圧と系統構成

(a) 送配電電圧の選定

送配電電圧は TANESCO の規準に合わせ、33 KV, 11 KV を採用した。配電電圧は 11 KV を主体にし特殊な地域のみ 33 KV 配電を行なう。今回計画では 33 KV 配電は ROMBO 地区に限定、他の地区はすべて 11 KV を配電電圧として採用した。

(b) 系統構成

各地区の配電系統構成は次の考え方にもとづいて決定した。

a. 標準パターン

本計画では需要点と電源との距離が 30 ~ 50 km あるので 11 KV で直接電源から供給することは、電圧降下の点から困難である。したがって今回計画では Rombo 地区を除く 3 地区に対し、電源から需要点の近くに 33/11 KV 変電所を設け 33 KV から 11 KV に遁降し 11 KV で配電する方式を標準とした。

なおこの標準パターンでは送電線の途中に点在する需要家に対し 33/4 KV 柱上変圧器によりスポット供給を行なうこととした。

b. Rombo 地区の系統構成に関する検討

Rombo 地区の電化区域は Kilimanjaro 山の中腹に幅 4 ~ 5 km のベルト状の地帯である。そしてこの地区の中心部を道路が貫通しており、需要はこの道路の両側に分布している。今後この地区の電化は Kenya 国境の Tarakiya まで延長されるであろう。この計画が実

現すれば Kiyungi ~ Tarakiya 間に 90 km の配電線が完成することになる。したがってこの細長い 90 km のベルト地帯に対しどのような配電方式が最適であるか、つぎの三つのパターンについて検討し、今回計画である 33 KV 配電の妥当性を明らかにしたい。

- Marangu 変電所案

- Mkuu 変電所案

- 33 KV 案 (今回計画)

— Marangu 変電所案は本計画の標準パターンである。すなわち Rombo 地区の入口 Marangu に 33/11 KV 2500 KVA の変電所を設置し、Rombo 地区は 11 KV 配電を行なう案である。Rombo 地区の 11 KV 配電線延長は 33 km。運開当初は電圧降下が大きかった問題はないが、将来需要が増加した場合、とくに Tarakiya まで供給区域が拡大された場合を考えるとその延長は約 50 km となり 11 KV では電圧降下が大きく、また投資額も 33 KV より多く不利である。

— Mkuu 変電所案は Rombo 地区の中心に 33/11 KV 変電所を設置する案である。この案では Marangu ~ Mkuu 間 21 km を 33 KV 配電で、また Mkuu 以遠を 11 KV で供給する。この案は電圧降下は前記 Marangu 案よりやや有利であるが、逆に投資額は増加する。

上記 2 案を、今回計画案 (33 KV 配電) と比較したものを次表に示す。

設 備 比 較

配 電 線 計 画	33 KV 配電線		11 KV 配電線		変 電 所 容 量
	延 長	柱上変圧器	延 長	柱上変圧器	
Marangu S.S 案	0 km	0 台	33 km	23 台	LRT 2500 KVA
Mkuu S.S 案	21	11	12	12	LRT 2500 KVA
今 回 計 画	33	23	0	0	0

建 設 費 の 比 較 (単位 百万円)

	33 KV		11 KV		変電所	計
	線 路	柱上変圧器	線 路	柱上変圧器		
Marangu S.S 案	0	0	87	15	45	147
Mkuu S.S 案	60	10	32	4	45	151
今 回 計 画	95	30	0	0	0	125

建設費を比較すると Marangu S.S 案は今回計画に対し建設費で約 2 割高く、しかも、電圧降下が多いので不利である。また Mkuu S.S 案は電圧の面では 33 KV 配電計画とほぼ同様であるが建設費が約 5 割割高になる。また送電容量は 33 KV 配電がはるかに多いので、長期的にみて 33 KV 配電が電氣的にも、経済的にも有利である。

6.1.2 設備容量決定の考え方

(1) 11 KV 配電線の配電容量

今回の計画では 11 KV 配電線に使用する電線は ACSR 95 mm² とした。その最経済最大電流は約 260 A、最経済負荷は約 5,000 KVA である。

今回計画における配電線の標準パターンを次のように考えた場合の配電容量は下記の通りとなる。

主要幹線の電線	電 圧	常時配電容量
ACSR 95 mm ²	11 KV	1,700 KVA

但し標準パターンは次の通りとする。

- ・平均線路延長 30 km
- ・負荷分布 平等分布
- ・電圧降下限度 10 %

(2) 柱上変圧器

柱上変圧器の容量の決定に当っては今後需要が毎年約 6 % 伸びるものと仮定し、10 年後で変圧器の利用率が約 100 % になるよう計画した。したがって初期における利用率は 60 % とした。

(3) 主要変圧器容量の決定

主要変圧器容量の決定に当っては TANESCO の標準容量系列の中から長期的にみて経済性の有利なものを 7.3.1 項に示す経済計算により選定した。その結果は次の通り。

変電所名	電 圧	容 量
Machame	33 / 11 KV	2,500 KVA
Sanya Juu	33 / 11 KV	2,500 KVA
Nyumba Ya M.	11 / 33 KV	1,000 KVA
Gonja	33 / 11 KV	1,000 KVA
Mwanga	33 / 11 KV	500 KVA

6.1.3 各地区の電源ならびに系統

Kilimanjaro 州の電化は Kiyungi, Same の両変電所および Nyumba Ya Mungu 発電所の 3ヶ所を拠点として進められる。これらの拠点と各地区との連系方法は概略つきの通りとなる。なお Kilimanjaro 州の送電系統の概略を Fig. II - 6 - 1 に示す。

(1) Hai 地区

Machame 変電所は Hai 地区の東部に、また Sanya Juu 変電所は Hai 地区の西端に設置され、その設備はそれぞれ 33/11 KV 3 相 2,500 KVA である。なおこの二つの変電所はそれぞれ East Hai, West Hai 地区の供給を分担するほか、Central Hai 地区の半分をそれぞれ分担するよう計画した。

(a) Sanya Juu 変電所

Sanya Juu 変電所の電源は最寄りの 33 KV 送電線に求めた。すなわち Kiyungi ~ Arusha 間 33 KV 送電線の第 177 柱から T 分枝して受電する。なおその亘長は約 30 km である。

(b) Machame 変電所

Machame 地区にはすでに Kiyungi 変電所から 33 KV 送電線 1 回線が導入されている。これは 33 KV 装柱で現在 11 KV で使用されている。この末端に Machame 変電所を新設し、33 KV で受電する。なお Machame ~ Sanya Juu 間に分布する Hai 地区の需要は、この間を連絡する 11 KV 配電線によって供給される。この配電線は Kilimanjaro 山の山ひだを直角に横断する道路に沿って建設される。この配電線は付近の村落および農場の需要に供給するもので、その分岐線を含めた亘長は約 70 km (Machame ~ Sanya Juu) である。

(2) Rombo 地区

Rombo 地区の送電線は Marangu を起点とし Kilimanjaro 山麓を走る道路に沿って建設される。この道路は Kenya 国境までのびているが、今回はその途中の Mashati まで 33 kV, 33 km 1 回線を計画した。

この地区ではすでに 33 KV 配電線が一部建設されており、その電源は現在 West Vunjo 地区の Kiboroni 変電所である。この Kiboroni 変電所は Moshi 市内を経過した 11 KV 配電線の末端に Step-up transformer 11/33 KV 500 KVA 1 台を設置しただけの簡単なものである。TANESCO の計画によればこの変電所は今後撤去され、ここと Kiyungi 変電所の間に 1979 年度に 33 KV 10 km の送電線が建設されることになっている。そしてこの予算はすでに TANESCO の 79 年度予算に織込み済みである。

これにより本計画の Rombo 地区電源は Kiyungi 変電所の 33 KV 母線から直接引出されることになり、今後この地区の供給信頼度向上が期待される。

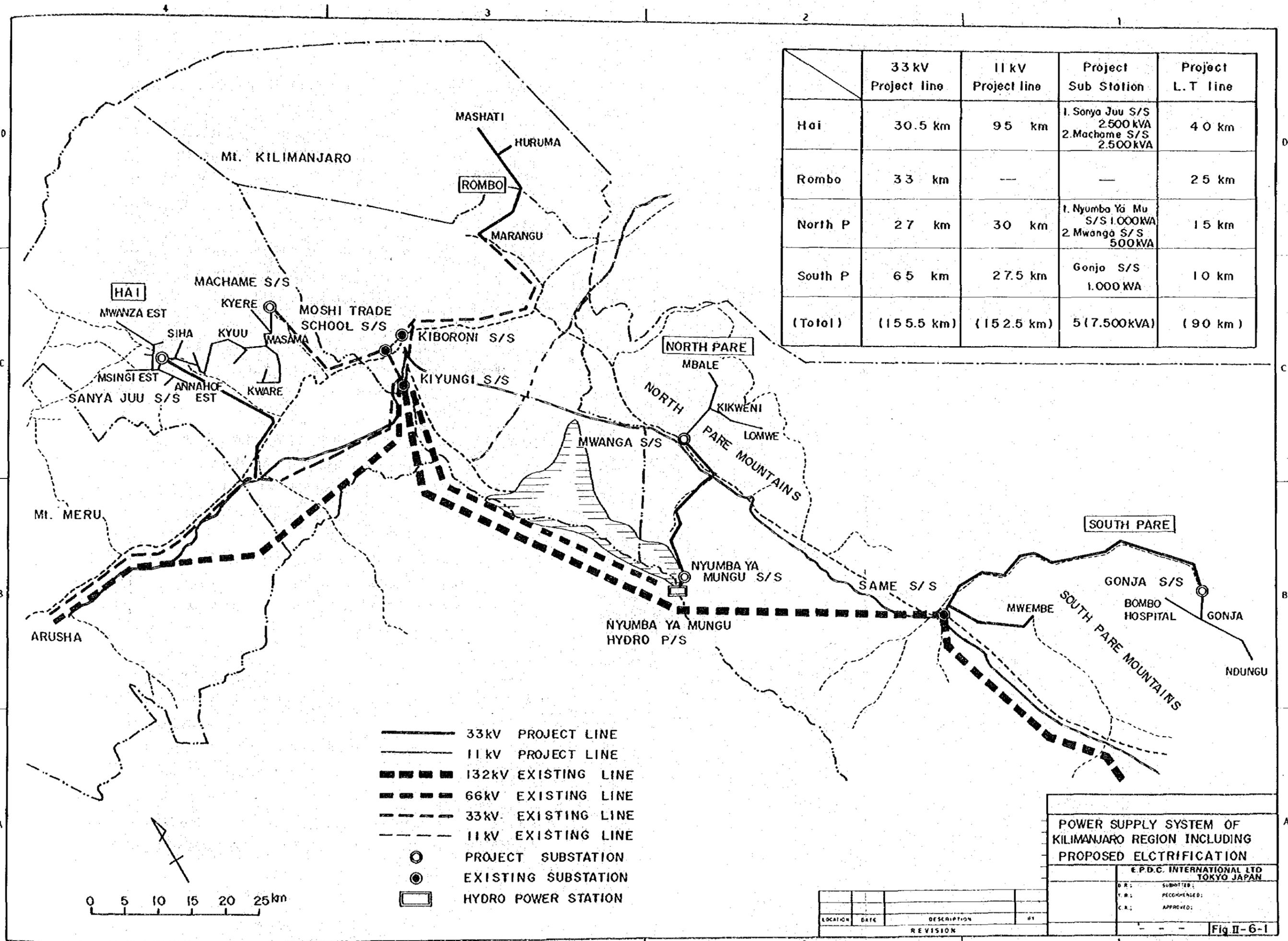
(3) North Pare 地区

North Pare 地区の南端には Nyumba Ya Mungu 発電所 (8000 KW) があり、今回この発電所の発電機の発電機母線 (11 KV) から直接受電するよう計画した。この案は発電機母

線電圧 11 KV を 11/33 KV 1000 KVA 変圧器で昇圧して Mwanga まで 33 KV 27 km を送電するもので、この変圧器を発電所の屋外変電所に隣接して設置することにした。なお発電機回路に外部故障が波及しないよう保護装置をとくに整備し、発電機の保護に万全を期した。

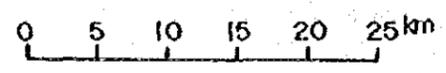
(4) South Pare 地区

South Pare 地区の電源は Same 地区電化の中心である Same 変電所とした。この変電所には 33 KV 母線に引出口が、すでに設置されている。今回の計画では、ここから 33 KV 送電線 49 km を引き出し、Gonja 変電所に連系するとともに、変電所付近から Mwembe までの 33 KV 送電線約 16 km を T 分岐接続することとした。



	33 kV Project line	11 kV Project line	Project Sub Station	Project L.T line
Hai	30.5 km	95 km	1. Sanya Juu S/S 2.500 kVA 2. Machame S/S 2.500 kVA	40 km
Rombo	33 km	—	—	25 km
North P	27 km	30 km	1. Nyumbo Ya Mu S/S 1.000 kVA 2. Mwangi S/S 500 kVA	15 km
South P	65 km	27.5 km	Gonjo S/S 1.000 kVA	10 km
(Total)	(155.5 km)	(152.5 km)	5 (7.500 kVA)	(90 km)

- 33kV PROJECT LINE
- 11 kV PROJECT LINE
- 132kV EXISTING LINE
- 66kV EXISTING LINE
- 33kV EXISTING LINE
- 11kV EXISTING LINE
- PROJECT SUBSTATION
- EXISTING SUBSTATION
- HYDRO POWER STATION



6.1.4 将来の増強に関する考え方

今回の計画における供給範囲および設備投資量は既述の通りであるが、今後電化の普及にとともに、供給区域の拡大が当然行なわれるであろう。

特に TANESCO の計画としては、Hai 地区の Londoros 付近の森林開発のための 33 kV 70 km の送電線、また Rombo 地区 33 KV 配電線の Kenya 国境までの延長などがあげられる。

尚、その他の地区でも供給範囲の拡大が当然考えられる。これに対応して考えられる設備投資の将来像は次のようになろう。

(1) 33 KV 送電線

これはこの地区の幹線であり、その送電容量には充分の余裕をみて設備投資を行っている。したがって今後の需要増、送電線の延長、供給範囲の拡大に対し追加投資を行わずに充分対処できる。

(2) 11 KV 配電線

将来における需要増に対し電線の張替・増架の必要のないように、長期的な見通しの上に立って容量の検討を行った。したがって現在の供給範囲においては将来とも追加投資の必要はない。なお、供給範囲の拡大に対応して配電線の延長、新設は当然必要となるであろう。

(3) 主要変圧器

主要変圧器の容量の選定に当っては将来の需要増に対し余裕を見るとともに過大投資を抑えるため、長期的視点に立って経済計算を行ない容量の決定を行っている。したがって当分設備の増強を行なわなくても需要増および供給範囲の拡大に充分対処できる。なお後年度において同容量の変圧器をもう1台設置し需要増、供給範囲の拡大に対応する。

(4) しゃ断器 断路器 他

これらの変電機器は標準規格のうち最小のものを採用したが、なお充分の余裕があり、将来ともまず容量不足となることはない。なお今回電化計画の主力である Hai 地区に対しては、今後 11 KV 配電線の回線増があるものと考えられるので、とくに 11 KV 配電線用 Cubicle を Machame, Sanya Juu 両変電所に各 1 回線分予備として設置し今後の需要増に備えた。

(5) 柱上変圧器

初期投資に当っては、今後 10 年間の需要増に対処できるよう余裕をみた。しかし地区別に需要の伸びに相当のバラツキを生ずるものと考えられるので連開後 7～8 年後からは需要増に対応して毎年若干の設備投資が必要である。

なお農場用の柱上変圧器の容量決定に当ってはその最小容量を 50 KVA とし充分余裕をみて設計を行っている。したがって今後当分変圧器の格上げの必要はない。

(6) 電力用コンデンサ

当分電圧降下が少いので電力用コンデンサの必要はない。しかし後年度に Hai 地区の末端需要家では電圧降下を改善する必要が生じてくるので、電力用コンデンサの設置が必要とな

ろう。なおこの際、農場その他の大口需要家の力率改善を行なうことが望ましい。

(7) 低圧線、引込線および計器類

一般需要家の需要が顕在してくるためには、地域住民の電化に対する欲求とその負担能力の兼ねいで決まるものが多く予測に相当の誤差を生ずる「おそれ」がある。したがって引込線、計器の数量は、需要想定の際推定した値を相当割引いて決定した。残余の当該設備については本プロジェクト完成後逐次申込みを受けて、TANESCOが実施するものとする。

6.2 計画の内容

6.2.1 設備の概要

6.1節の電化計画策定の方針に基づき、電力供給区域 Hai, Rombo, North Pare, South Pare に対する送配変電設備を計画した。その計画の概要は下表の通りである。

設 備	概 要
33 KV 送 電 線	122.5 km
33 KV 配 電 線	33 km
11 KV 配 電 線	152.5 km
柱 上 変 圧 器	107台 (6,325 KVA)
低 圧 線	90 km
引 込 線	1,650口
街 路 灯	160灯
33/11 KV変圧器 2.5MVA	2台
33/11 KV変圧器 0.5MVA	1台
11/33 KV 33/11 KV変圧器 1MVA	2台

地区別の送配電設備概要、変電設備概要は次表に示す通りである。

Table II-6-1 地区別送配電設備概要

地区	設備名	区間	供給範囲	線路延長	電圧	電線	碍子	子	支持物	柱上変圧器
Hai	送電線	既設33KV空港線No.177号柱 ～ Sanya Juu S.S		30.5 km	33 KV	ACSR 95mm ²	中実LP碍子(LP30) 250%懸垂碍子×3		木柱	54台
	配電線	Sanya Juu S.S ～ Gararagua Estate	West Hai方面のEstate群	95 km	11 KV	"	特別高圧ピン碍子(11KV) 250%懸垂碍子×1		"	3250 KVA
		Sanya Juu S.S ～ Machame S.S	Central Hai 地区		11 KV	"	"	"	"	
Rombo	配電線	Marangu ～ Mashati	Mkuu, Mashati 方面の 主要村落	33 km	33 KV	"	中実LP碍子(LP30) 250%懸垂碍子×3		"	23台 1,075 KVA
North Pare	送電線	Nyumba Ya Mungu水力院 ～ Mwanga S.S		27 km	33 KV	"	"		"	16台
	配電線	Mwanga S.S～Sido Mwanga S.S～Ghogho	Kikweni～Sido 方面 Kikweni～Ghogho 方面の 主要村落	30 km	11 KV	"	特別高圧ピン碍子(11KV) 250%懸垂碍子×1		"	875 KVA
South Pare	送電線	Same S.S～Gonja S/S		65 km	33 KV	"	中実LP碍子(LP30) 250%懸垂碍子×3		"	14台
	配電線	Same S.S～Mwenbe	Mwenbe 地区		33 KV	"	"	"	"	
			Gonja S.S～Ndungu	Gonja, Mpirani Bombo 地区	27.5 km	11 KV	"	特別高圧ピン碍子(11KV) 250%懸垂碍子×1	"	1,125 KVA

Table II-6-2 變電設備概要

主要設備	變電所			名	
	Machame	Sanya juu	Nyumba Ya Mungu		Gonja
主要變压器	2500 KVA 3相 50 Hz 33/11 KV Y ₃ Y ₂ △ 負荷時タップ切換	2500 KVA 3相 50 Hz 33/11 KV Y ₃ Y ₂ △ 負荷時タップ切換	1000 KVA 3相 50 Hz 11/33 KV △Y ₃ 無負荷時タップ切換	1000 KVA 3相 50 Hz 33/11 KV △Y ₃ 無負荷時タップ切換	Mwanga 500 KVA 3相 50 Hz 33/11 KV △Y ₃ 無負荷時タップ切換
しゃ断器	36 KV 600 A 125 KA 1 定格電圧・電流 定格しゃ断電流	36 KV 600 A 125 KA 1 台数	36 KV 600 A 125 KA 1 台数	36 KV 600 A 125 KA 1 台数	36 KV 600 A 125 KA 1 台数
しゃ断器	12 KV 600 A 25 KA 3 定格電圧・電流 定格しゃ断電流	12 KV 600 A 25 KA 3 台数	12 KV 600 A 25 KA 1 台数	12 KV 600 A 25 KA 1 台数	12 KV 600 A 25 KA 1 台数
断路器	36 KV 400 A 1 定格電圧 定格電流	36 KV 400 A 1 台数	36 KV 400 A 1 台数	36 KV 400 A 1 台数	36 KV 400 A 1 台数
11 KV閉鎖型配電盤	7 台数	7 台数	3 台数	3 台数	3 台数

6.2.2 送配電線のルート

送配電線ルートの選定に当ってはK. I. D. P. に示めされている諸開発計画及び Kilimanjaro 州の R. D. D. が計画中の諸開発計画、さらには TANESCO の将来構想に合致するよう考慮し、今回の計画に於ける送配電線路は各地区の主要道路沿いに位置する比較的ポテンシャルの高い村落を結び、このプロジェクトラインが将来とも Kilimanjaro 州に於ける送配電線路の骨格を形成する事を基本に置きルートを求めた。

又、ルートの決定に当っては、特に次の事項を考慮した。

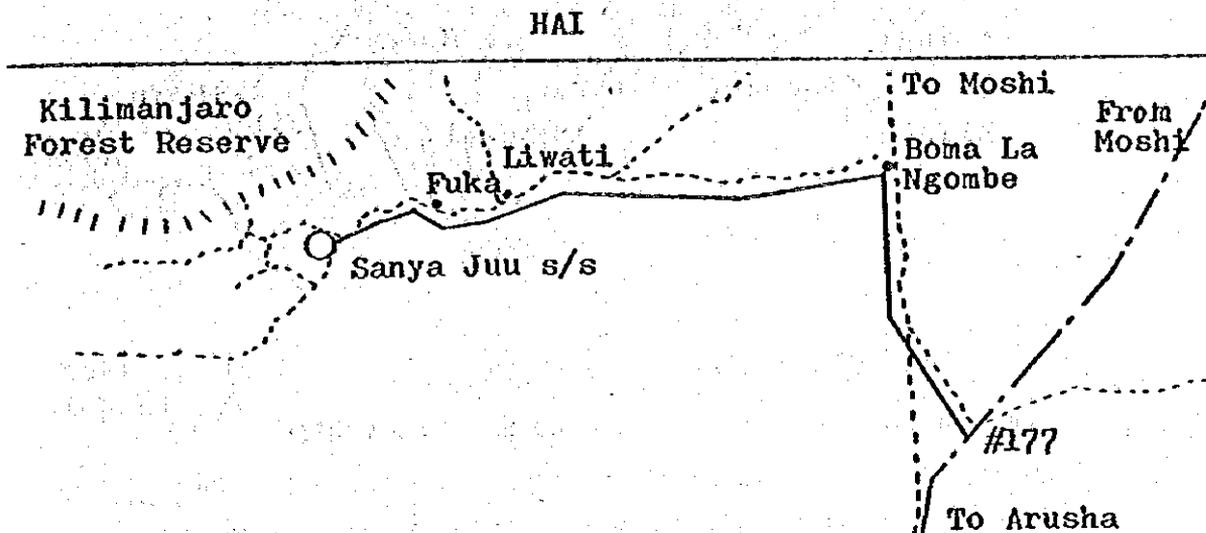
a. 将来に於ける線路の保守管理を容易にし、かつ本プロジェクトの建設工程を短縮するためルートは出来るかぎり道路沿いにし、さらには長径間となる谷越えなどは避けた。

b. 降雨により地盤不良となる場所は避けた。

(i) Hai 地区の送配電線ルート

(a) 送電線ルート

(Sanya Juu 変電所までの 33 KV 送電線ルート)



Sanya Juu S.S. までの新設 33 KV 送電線は、Sanya Juu に建設する 33/11 KV 変電所より最短距離にある既設の 33 KV 送電線 (Moshi ~ Arusha Line) No 177 号柱より分岐する。

この分岐点は Moshi ~ Kilimanjaro Air port 間の国道近くにあり、線路パトロール、資材運搬が比較的便利な地点である。この分岐点より国道沿いに Boma La Ngombe 迄約 10 km のラインを計画する。

Boma La Ngombe は現在 Hai D. D. D. 事務所が移転新築中でかつニュータウン建設計画を実施中である。

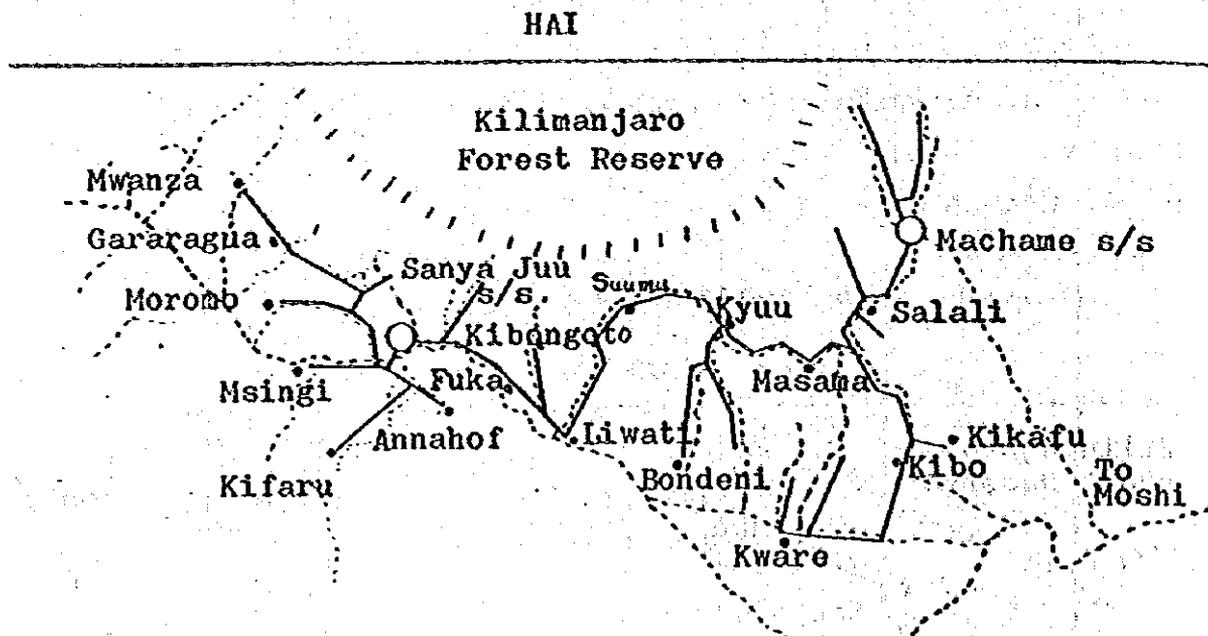
さらに、Boma La Ngombe より Sanya Juu town まで約 18.5 km の 33 KV line を建設する。

このルートは Boma La Ngombe より Sanya Juu 及び West Hai 方面へ延びている Regional Road 沿いの畑の中を Liwati 及び Fuka を経山し Sanya Juu に至る。

又、分枝点より Sanya Juu 変電所まではほぼ平坦地であり、谷越えや、伐採を要する樹木はほとんどないので建設は比較的容易であると判断できる。

(b) 配電線ルート

(Hai 地区の 11 KV 配電線ルート)



a. West Hai 方面

(Sanya Juu S.S より West Hai 方面に引き出す 11 KV 配電線ルート)

District Center である Sanya Juu town 周辺には数多くの農園が散在している。

今回計画のこの配電線は、これらの農園への電力供給を主な目的としている。

Sanya Juu town に建設する変電所の北方には Gararagua 農園及び Molomo 農園など計 7ヶ所の農園群がある。

ルートは Sanya Juu S.S から北方に位置する農園群まで約 17 km、さらに西方に位置する Annahof 農園他合計 3ヶ所の農園群まで約 6 km の配電線となる。

又、これらのルートは各農園を結んでいる道路沿いに、コーヒー畑、及び若干の森林地帯を通過するよう計画した。

b. Central Hai 方面

(Sanya Juu S.S ~ Machame S.S 間の 11 KV 配電線ルート)

Sanya Juu ~ Machame 間に建設するこの配電線路は、この間に散在している主要な村落及び農園を結び、かつ Kilimanjaro 山の山腹部を走っている道路沿いにルートを

求めた。

Sanya Juu S.S より Liwati までのルートは Sanya Juu town より Fuka を経由する 7 km を計画した。

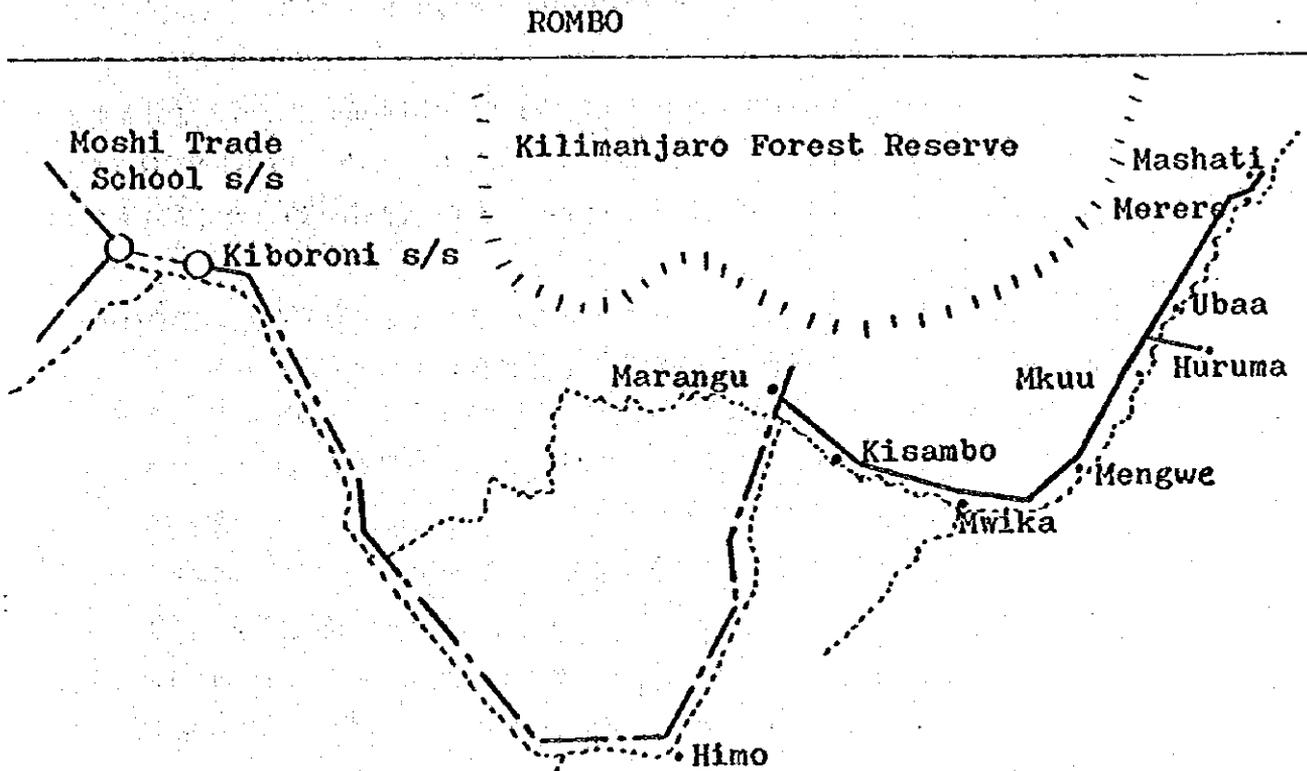
この途中にはこの地区で重要な病院となっている Kibongoto Hospital があり高い供給信頼度が要求されるであろう。

又 Liwati より先きの線路沿いに Machame S.S まで約 22 km の幹線を計画した。

このルートは Suumu ~ Kyuu ~ Lemira ~ Masama ~ Salali 等の主要村落を結び Division Center の Machame に至る線路となる。途中 Kyuu の南方に位置する Bondeni 農園、Boloti 農園へ供給するための分岐線、及び Masama の南方に位置し Kilimanjaro 州でも最大規模で経営されている Kibo 農園、Kikafu 農園、及 Kware 方面への供給のための分岐線路、その他 2 ~ 3 の分岐線路を含め、合計約 32 km のルートを各地点に通じている道路沿いに計画した。

尚、これらのルートはいずれも、山岳及び比較的樹高の高いバナナ等の間を建設しなければならないので、多くの樹木伐採が必要である。又高低差の激しいルートとなるので、線路の高低差を出来る限り少なくするため、長さの異なる電柱を使い分けるなどの設計が必要である。

(2) Rombo 地区 33 KV 配電線ルート



この地区には既設配電線が Kilimanjaro 山の登山口の一つとして有名な Marangu まで延びている。

今回計画する新設配電線は、この既設 33 KV line を起点として、Kilimanjaro 山の中腹を走り、Kenya との国境付近の Tarakia 方面に延びている。Trunk Road 沿いに計画した。

このルートは主にコーヒー、バナナ畑、及び多少の樹林を通り地形的にも複雑なので多くの角度柱が必要となる。

さらに数ヶ所に 150 m ~ 180 m 前後の長径間箇所の建設も必要である。

尚、この Trunk Road は改良工事が計画中であるので、今回の配電線計画との調整が大切である。

配電線路延長は Marangu を出発点とし、Mashati に至る約 31 km の幹線となる。

通過する村落は Marangu を引出点とし、Kisambo, Mwika, Mengwe, Mkuu, Ubaa, Merere を経て Mashati に至る。これらの中 Mwika には軽工業団地開発の計画がある。

とくに Merere は Rombo 地区で比較的大きなマーケットが定期的にかかれる地点で今後の需要増が期待できる。

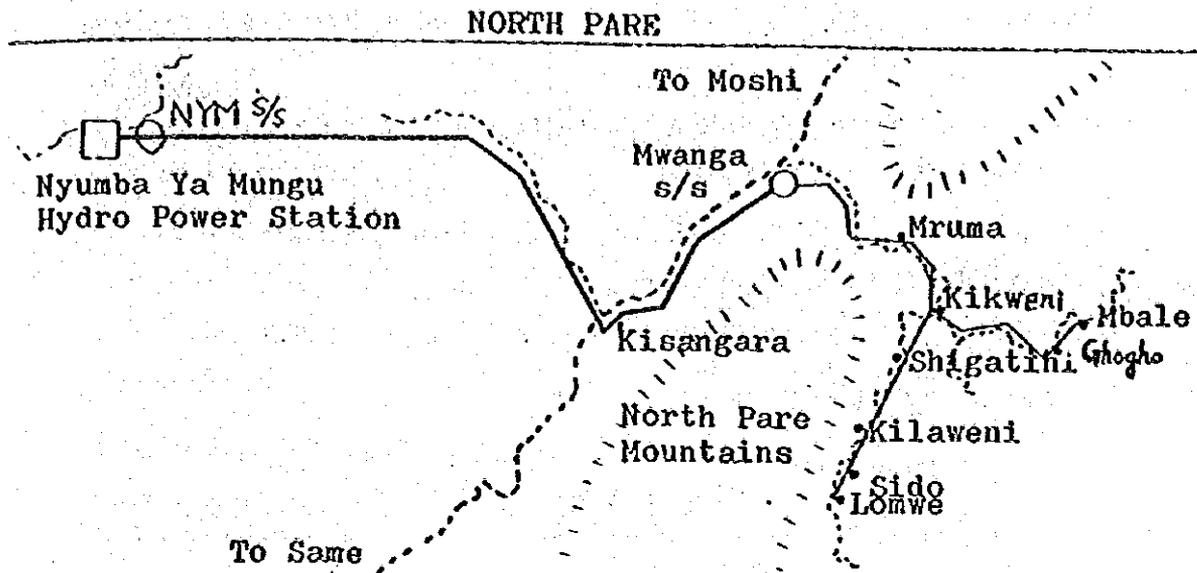
又 Mkuu 付近より約 1 km 東部には Huruma がある。ここにはすでに Rombo の D. D. D. 事務所が移転済みで、今後多くの公共施設等が建設される予定である。このニュータウンの Huruma への分岐線の建設を含めて合計 2ヶ所の分岐線路計 2 km を計画した。

尚、このルートの大部分はバナナ畑、及び樹木の中を通過するので、ルート確保、及び保守対策も考え伐採が必要である。

現在 Marangu まで延びている既設配電線は 11/33 KV Kiboroni 変電所より引き出されているが、その容量は 500 KVA で、既設負荷分の容量しかないため、TANESCO では Kiyungi 変電所より Kiboroni 変電所付近まで約 10 km の 33 KV line の建設計画をもっている。

この計画は今回のプロジェクトに欠かす事のできない線路となるので TANESCO は、このプロジェクトの建設工程に合致するよう実施する必要がある。

(3) North Pare 地区の送配電線ルート



(a) 送電線ルート

(Nyumba Ya Mungu 水力発電所～

Mwanga 変電所間の 33-KV 送電線ルート)

この送電線の引出し点は Nyumba Ya Mungu 水力発電所の構内に建設する 11/33KV 変電所である。

この線路は Dar es Salaam～Moshi 間の国道まで 1ヶ所の鉄道越しを含め、約 17km のルートを大部分、広大なサバンナの中に平坦な道路沿いに建設する。

さらにこの国道沿いに、Mwanga 変電所まで約 9 km をこの地方の特産物であるサイザル畑の中にルートを求める計画とした。

又、Mwanga S.S. に至るルートの途中、広大なサイザル畑を有し大規模な経営を行なっている Kisangara サイザル農園へ電力供給するため約 1 km の分岐線を建設する。

この Nyumba Ya Mungu 水力発電所から Mwanga S.S. までのルートは道路も十分整備されており建設上支障となるものはなく建設工事は比較的容易である。

(b) 配電線ルート

(Mwanga 変電所～Sido 及び Ghogho 方面への 11 KV 配電線ルート)

この 11 KV 配電線は Mwanga に建設する変電所から、前記の国道と T字型に東方向に、North Pare 山に向ってルートを求める。山の中腹部までは地形的に急斜面であり、その道路沿いにルートを求める事は建設が相当困難である。

又、将来の保守面でも必ずしも有利とは考えられないため、比較的平坦な山のふもとに線路を計画し、山の中腹に至るルートとした。

さらに、山の中腹部より Mruma 村までのルートは前記と同じ考え方で山越しの直線ルートを考えた。

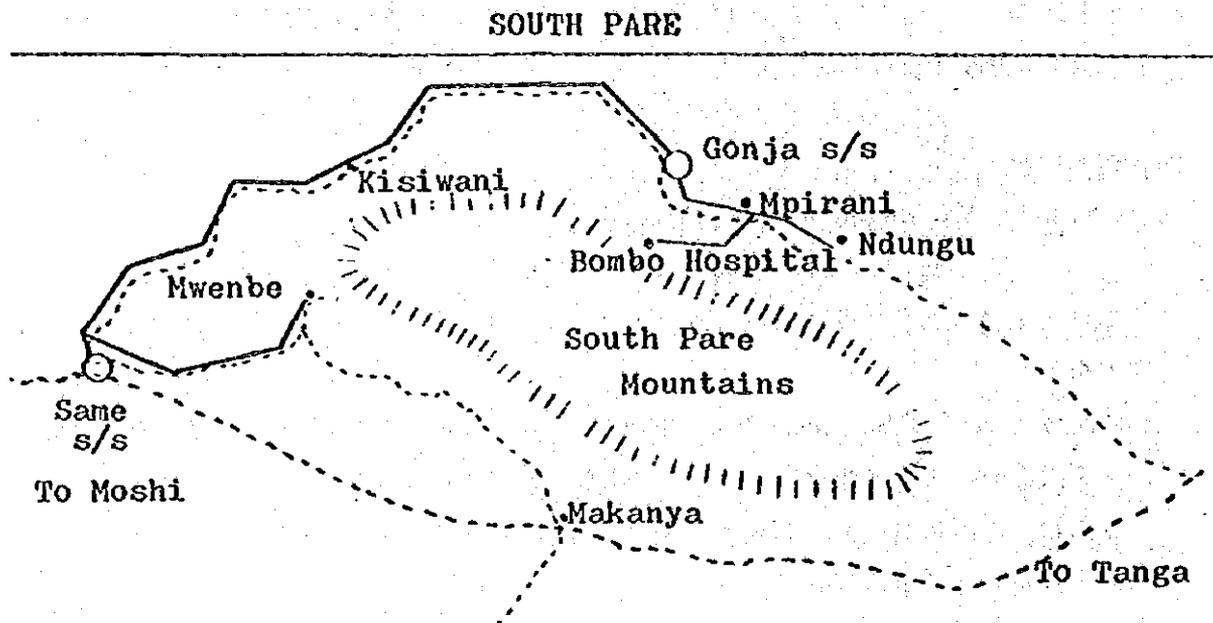
Mruma からは山間を走っている道路沿いに Kikweni まで計約 9.5 km の線路を計画した。

Kikweni から Ghogho 及び Sido 方面に至る線路は一部蛇行部分の道路をショートカットするなど約 11.5 km のルートを計画した。

このルートの大部分は山の急斜面を走っている道路沿の自然林及び多少のバナナ、コーヒー畑を通り主要村落を結ぶものである。

建設は今回のプロジェクトの中で最も困難なルートになると判断される。

(4) South Pare 地区送配電線ルート



(a) 送電線ルート

(Same 変電所から Gonja 変電所までの 33 KV 送電線ルート)

このルートは South Pare 山の東側の山麓及び Kenya との国境との間に広がり、Game reserve に指定されているサバンナ地帯を走っている Regional Road 沿いに Gonja 村まで 49 km のルートを計画した。

途中、Same ~ Gonja 間のほぼ中間に位置している Mukonga, Kisiwani の両村、及び Kisiwani サイザル農園に電力を供給するよう計画する。

Gonja に至る一部には巨木林が茂っているため、ルートの確保上、又将来の保守上のためにも多量の伐採が必要であろう。

又、Same の既設変電所のすぐ近くより South Pare 山の山頂に向ってサバンナを縦走

している道路沿いに Mwenbe 村まで約 16 km のルートを描画した。

この 16 km のルートは多少の起伏のある地形となっているが、建設上大きな支障となるものはないと判断出来る。

(b) 配電線ルート

(Gonja 変電所～Ndungu 間の 11 KV 配電線ルート)

この 11 KV 配電線は Gonja に建設する 33/11 KV S.S より South Pare 山東部の山麓を走っている Regional Rode 沿いに延長する。

このルートは Gonja の南方に位置する Ndungu まで 19 km の線路と、Gonja より北方部で、この地方で医療の中心的役割を果し、Pare 山中にある Bombo Hospital まで 8.5 km 計 27.5 km の延長となる。

尚、Gonja ～ Bombo Hospital 間 8.5 km のルートは急坂な狭い山岳路であるため、山林を切り開き蛇行路をショートカットなどでルートを確保する必要がある。

6.2.3 変電所位置の選定

a. 変電所用地の選定に当っては、TANESCO の長期計画にもとづき、将来における増設・増強が可能な場所を総合的見地から検討し、それぞれの地点を決定し現地に標示した。その結果は次の通り。

b. 変電所の位置

• Machame 変電所

Machame Hospital 南方 200 m の Baraza に適当な地点を選定した。なおここは既設 33 KV 送電線 (Machame ～ Moshi Trade School S.S) の終端の未耕地である。

用地面積 (第 1 期分) : $125 \text{ m} \times 18 \text{ m} = 225 \text{ m}^2$

• Sanya Juu 変電所用地

33 KV, 11 KV 送配電線のルート選定に重点をおき用地を選定した。場所は Sanya Juu 西端、キリスト教教会近くの未耕地広場である。

用地面積 (第 1 期分) : $125 \text{ m} \times 18 \text{ m} = 225 \text{ m}^2$

• Gonja 変電所用地

Gonja 市街から北方 1 km の地点の未耕地に変電所用地を選定した。

用地面積 (第 1 期分) : $145 \text{ m} \times 8 \text{ m} = 116 \text{ m}^2$

$145 \text{ m} \times 8 \text{ m} = 116 \text{ m}^2$

• Mwanga 変電所用地

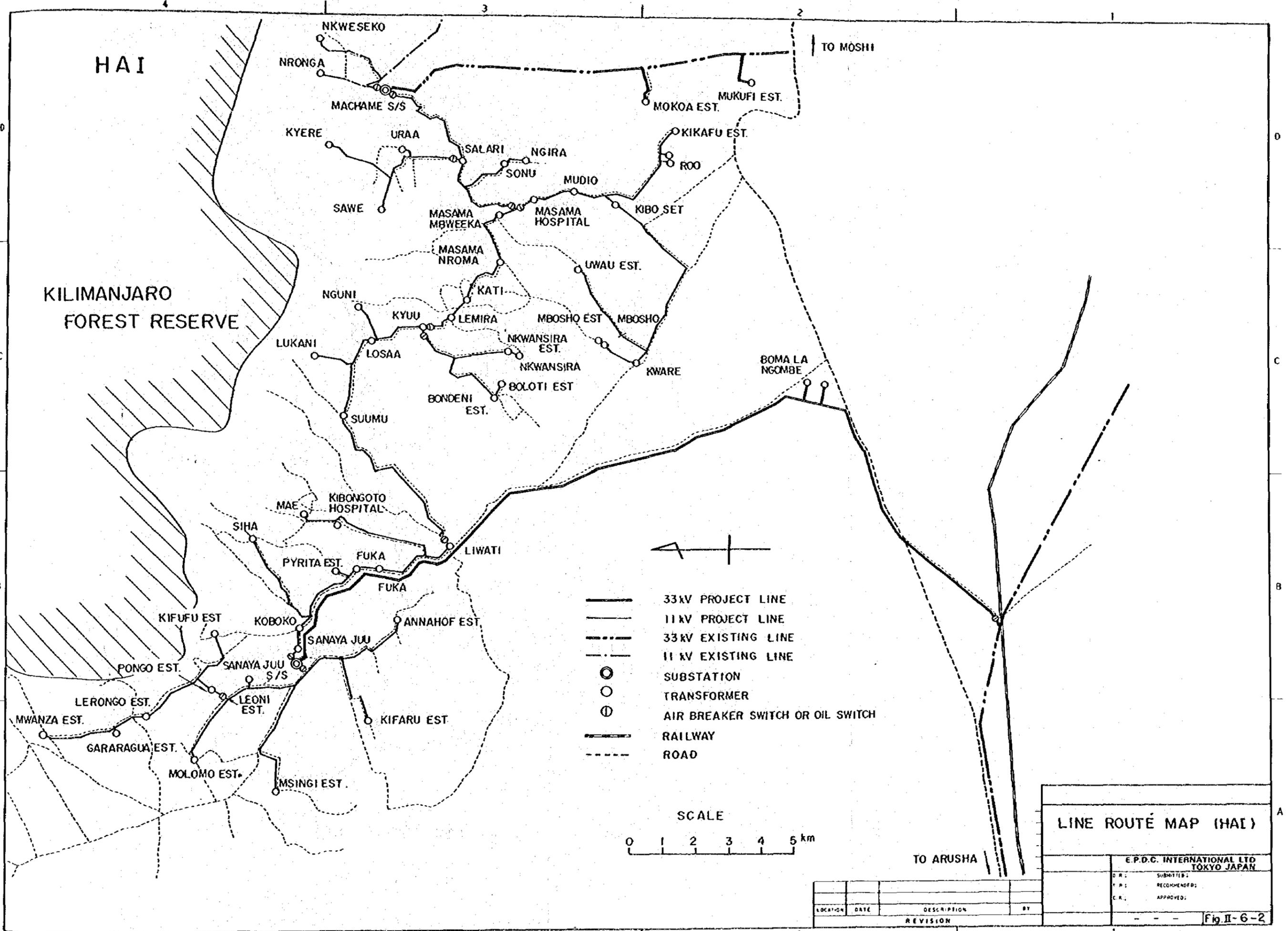
Mwanga 南端の原野に用地を選定した。

用地面積 : $145 \text{ m} \times 8 \text{ m} = 116 \text{ m}^2$

• Nyumba Ya Mungu 変電所用地

Nyumba Ya Mungu 発電所屋外変電所に隣接して変電所用地を選定した。

用地面積 : $16 \text{ m} \times 8 \text{ m} = 128 \text{ nf}$



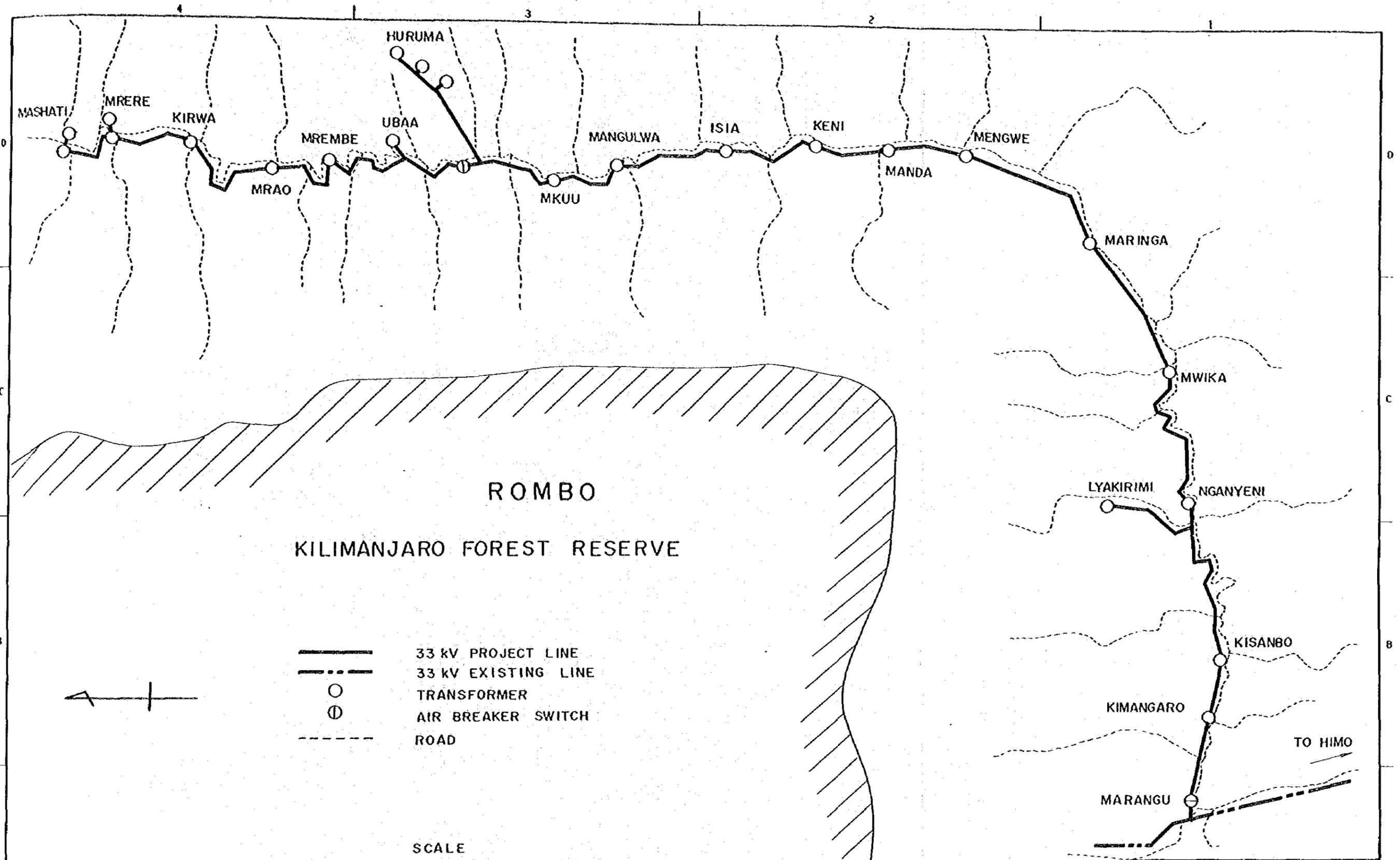
LINE ROUTE MAP (HAI)

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

SUBMITTED:
RECOMMENDED:
APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig. II-6-2



LINE ROUTE MAP (ROMBO)

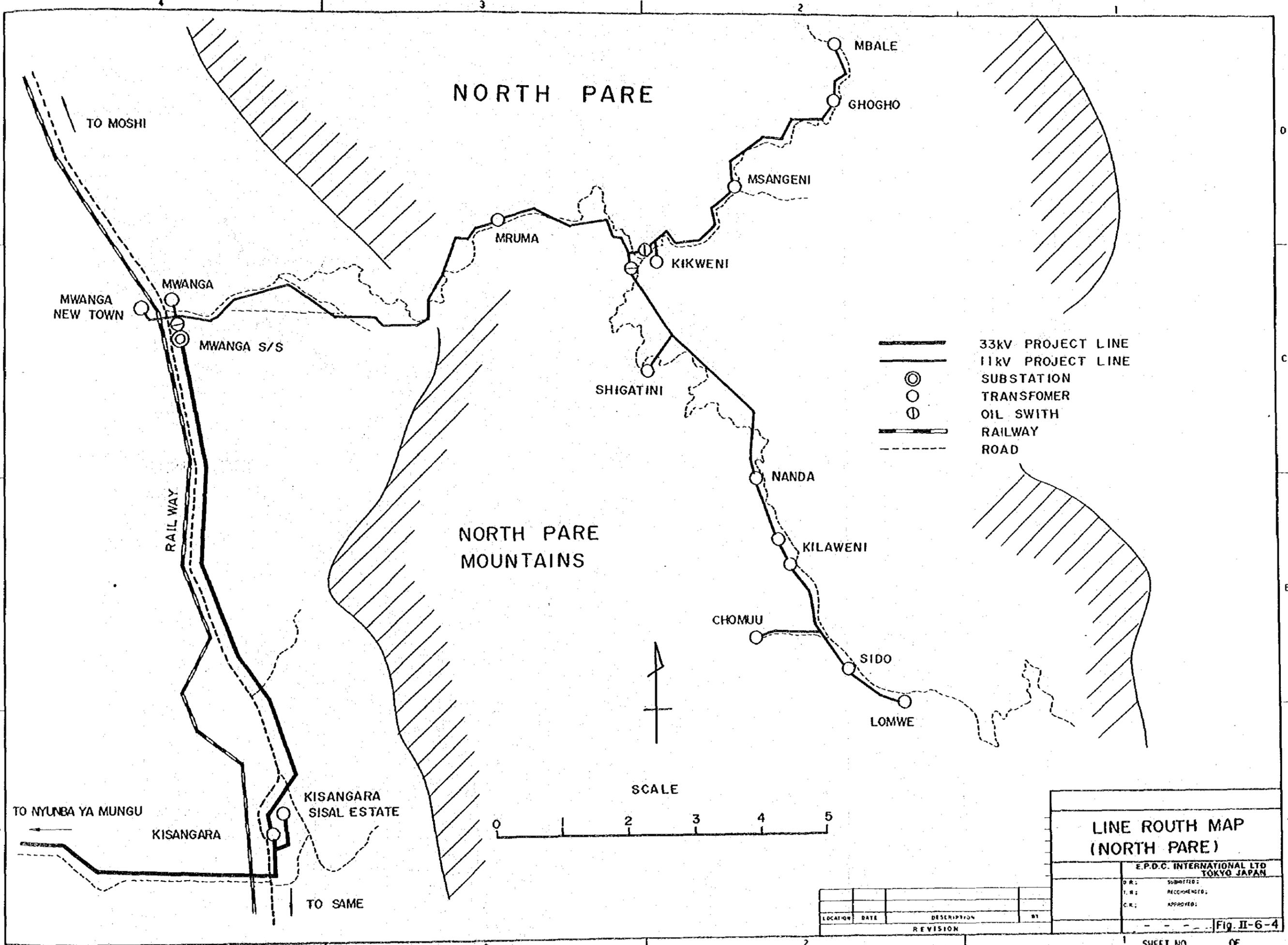
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

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

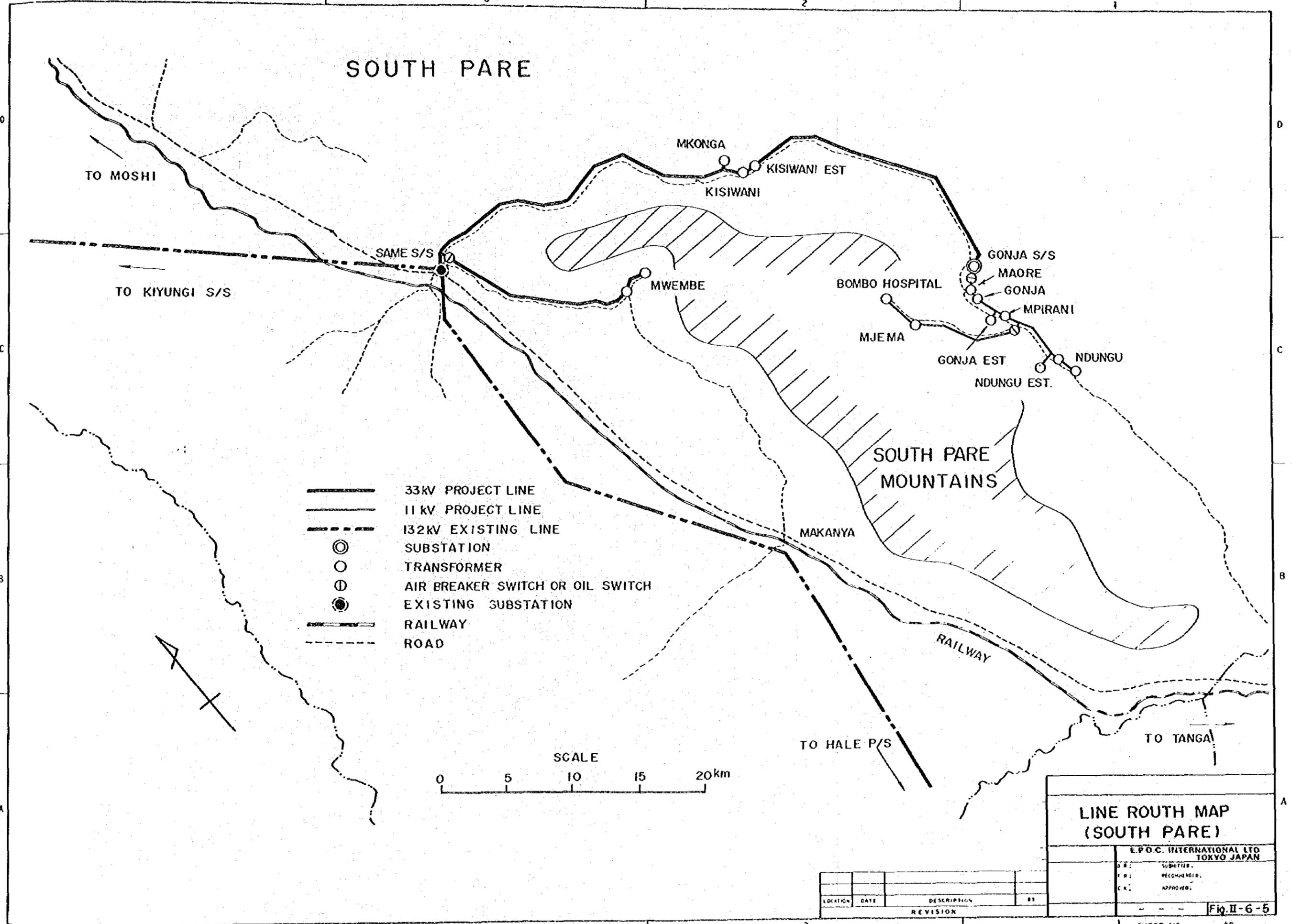
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

Fig. II-6-3

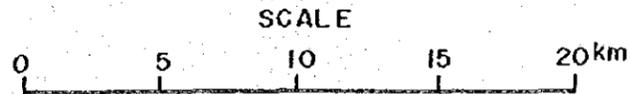
SHEET NO. OF



SOUTH PARE



- 33KV PROJECT LINE
- 11 KV PROJECT LINE
- 132KV EXISTING LINE
- SUBSTATION
- TRANSFORMER
- AIR BREAKER SWITCH OR OIL SWITCH
- EXISTING SUBSTATION
- RAILWAY
- ROAD



LINE ROUTE MAP (SOUTH PARE)			
E.P.O.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO JAPAN			
D.R.:	SUBMITTED:		
P.R.:	RECOMMENDED:		
C.R.:	APPROVED:		
			Fig. II-6-5
SHEET NO.		OF	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

6.2.4 工事用車両工具

今回計画に必要な工事用車両工具は次の通りである。

	Hai	Rombo	North. P	South. P	Total	Remark
1. ピックアップトラック	2	1	1	1	5	2 ton class
2. トラック	2	1	1	1	5	7 ton "
3. クレーントラック	2	1	1	1	5	3ton crane "
4. ボールキャリアカー	1		1		2	10 ton "
5. ジープ	2				2	
6. 油圧々縮器	10				10	
7. 手動圧縮器	25				25	
8. 張線器	50				50	
9. 手動ウィンチ	10				10	
10. 計測器, その他	1 式				1 式	
11. 無線器	5				5	

第7章 送配変電設備の設計

目 次

第 7 章 送配変電設備の設計

7.1 計画基準と設計条件	II-7-1
7.1.1 計画基準	II-7-1
7.1.2 設計条件	II-7-2
7.2 送配電設備の設計	II-7-3
7.2.1 設計基準	II-7-3
7.2.2 送配電線の設計	II-7-9
7.2.3 柱上変圧器容量	II-7-18
7.2.4 主要資機材の仕様	II-7-24
7.3 変電所の設計	II-7-27
7.3.1 設計基準	II-7-27
7.3.2 各変電所の設備	II-7-30
7.3.3 機器の仕様	II-7-38
7.4 低圧配電線設計	II-7-41
7.4.1 設計基準	II-7-41
7.4.2 低圧配電線の供給範囲	II-7-44
7.4.3 低圧配電線設計	II-7-45
7.4.4 引込線及び街路灯設計	II-7-47

LIST OF FIGURE

- Fig II - 7 - 1 Distribution System
- Fig II - 7 - 2 Typical Structure (1)
- Fig II - 7 - 3 Typical Structure (2)
- Fig II - 7 - 4 Typical Structure (3)
- Fig II - 7 - 5 Typical Structure (4)
- Fig II - 7 - 6 Single Line Diagram (Hai)
- Fig II - 7 - 7 Single Line Diagram (Rombo)
- Fig II - 7 - 8 Single Line Diagram (North Pare)
- Fig II - 7 - 9 Single Line Diagram (South Pare)
- Fig II - 7 - 10 Single Line Diagram (Machame & Sanya Juu S. S)
- Fig II - 7 - 11 Single Line Diagram (Nyumba Ya Mungu S. S)
- Fig II - 7 - 12 Single Line Diagram (Mwanga S. S)
- Fig II - 7 - 13 Single Line Diagram (Gonja S. S)
- Fig II - 7 - 14 General Arrangement (Machame & Sanya Juu S. S)
- Fig II - 7 - 15 General Arrangement (Nyumba Ya Mungu S. S)
- Fig II - 7 - 16 General Arrangement (Gonja & Mwanga S. S)

第 7 章 送配変電設備の設計

7.1 計画基準と設計条件

7.1.1 計画基準

本プロジェクトの電化計画に伴う送配電設備建設計画は、TANESCO の建設計画及び今回の調査結果を基本として次の考え方により計画設計した。

(1) 公称電圧及び電気方式

(a) 送電線路

- a. 電 圧：33 KV
- b. 送電方式：3 相 3 線式

(b) 高圧配電線路

- a. 電 圧：33 KV および 11 KV
- b. 配電方式：3 相 3 線式
- c. 線路形態：樹枝状方式
- d. 電圧降下の限度：10%

(c) 低圧配電線路

- a. 電 圧：400 V, 230 V
- b. 配電方式
 - 3 相 4 線式
 - 3 相 3 線式
 - 単相 2 線式
- c. 線路形態：樹枝状方式
- d. 電圧降下の限度：4%

(d) 引込線

- a. 電 圧：400 V, 230 V
- b. 配電方式
 - 動 力：3 相 3 線式 (400 V)
 - 電 灯：単相 2 線式 (230 V)

(e) 計 器

1 供給種別毎に 1 計量とする。

7.1.2 設計条件

設計の基本となる工事基準については、現在 TANESCO が運転保守している現行基準及び日本の現行基準に準拠し、次の設計条件を採用した。

尚、主要な機器及び資材のうち外貨分によって購入されるものについての適用規格は、日本規格を主として、一部については BS、ANSI を採用した。

(1) 自然条件

(a) 標 高：海拔 800 ~ 1800 m

(b) 外 気 温：最高 40℃

最低 10℃

平均 32℃

(2) 安全率

TANESCO の規準により次の通りとした。

支 持 物 4

支持物の基礎 2.5

電 線 3

碍 子 (取引部含む) 3.5

腕 金 2.5

支 線 2.5

(3) 導体の温度

導体の平均使用温度 32℃

導体の許容温度 90℃

(4) 風圧荷重

最大風速 20 m/sec として、風圧荷重 50 kg/m² とする。

(5) 送配電線の地上高

架渉線の地上高は、TANESCO の規準により次の通りとする。ただし低圧電線路は日本の技術基準を採用した。

項 目		33 KV	11 KV	L.T(中性線含む)
車両の通る道路	横 断	6.0 m	5.7 m	5.0 m
	その他	6.0	5.4	4.0
車両の通らない道路	横 断	6.0	4.8	4.0
	その他	6.0	4.8	4.0
電 話 線 上		1.8	1.8	1.2
鉄 道 線 路 上		9.0	9.0	9.0

7.2 送配電設備の設計

7.2.1 設計基準

(1) 設計の基本的考え方

Kilimanjaro 地域の送配電設備、33 KV、11 KVの線路の設計については、次の事項を基本とし、Kilimanjaro 地域の既設設備の実態との調和、協調をも、十分考慮し設計した。

(a) 将来への需要増加に対応出来ること。

(b) 電圧変動及び供給信頼度のサービスレベルの向上をはかる。

(2) 供給信頼度の向上

日本に於ける送配電線の事故件数の統計によれば事故は年々減少しているが、これを原因別にみると設備不備（製作不完全、施工不完全等）及び保守不完全（油劣化その他自然劣化、過負荷）、自然現象（風雨による他物飛来、水害）、他物接触（樹木、鳥獣）等が大半を占めている現状である。

これら現状を見極め今回建設される線路の信頼度向上をはかるため主に次の対策をたてた。事故停電減少対策としては、33 KV送電線路へのLP 碍子採用、溝型銅腕金、支線強化のため打込アンカーの採用等送配電用機材の品質向上をはかった。

又耐雷対策としては機器への避雷器取付、停電区域縮少には区分開閉器の取引等施設の強化をはかった。

尚変電所にはOCBを設置し、配電線の事故に対して、OCBを再閉路させ、供給信頼度の向上をはかった。

(3) 電圧調整

変電所に設置する負荷時電圧調整装置付変圧器（L・R・T.）による電圧調整及び柱上変圧器の5%及び2.5%タップによって低圧需要家の電圧変動を±5%以内に保持する。

(4) 絶縁協調

(a) 絶縁設計

絶縁設計は雷サージから商用周波までの全領域に亘って線路および機器の絶縁レベルの協調をとることにより設備を保護することを目的として次により設計した。

a. 内部異常電圧（開閉サージ、持続性異常電圧など）に対しては機器自体の絶縁性能により保護する。

b. 外部異常電圧（雷サージ）に対しては避雷器により保護する。

(b) 碍子種類及び連結個数の決定について

前述のように絶縁設計の基本的考え方は内部異常電圧による閃絡を起さないことを前提にして耐雷対策を考えた。内部異常電圧については、従来送電線に適用される考え方を採用して、次の表の値を想定した。

接地系の種別	持続性異常電圧倍数	開閉異常電圧倍数
有効接地系	0.8 U _m	2.8 U _m

(U_m: 系統の最高許容電圧)

母子の絶縁強度を考える場合、開閉異常電圧にたいしては開閉サージによる注水時の閃絡特性を、持続性異常電圧に対しては商用周波の注水時の閃絡特性を用いた。内部異常電圧に対する母子の所要絶縁強度及び母子の電気的特性は次表の通りである。

開閉異常電圧より求めた母子の所要絶縁強度

公称電圧 (KV)	11	33
最高許容電圧 U _m (KV)	12	36
対地電圧波高値 $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m$ (KV)	9.8	29.4
開閉サージ倍数 n 倍	2.8	2.8
開閉サージ電圧 $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m \times n$ (KV)	27.4	82.3
絶縁低下係数	1.2	1.2
母子の所要絶縁強度 (KV)	33	99

持続性異常電圧より求めた母子の所要絶縁強度

公称電圧 (KV)	11	33
最高許容電圧 U _m (KV)	12	36
異常電圧倍数 n 倍	0.8	0.8
持続性異常電圧 (KV)	9.6	28.8
絶縁低下係数	1.2	1.2
母子の絶縁強度 (KV)	12	35

罫子の電気的特性

	標準サージ	開閉サージ (注水)		商用周波 (注水)	
	50%閃絡電圧	50%閃絡電圧	耐電圧	閃絡電圧	耐電圧
250mm懸垂罫子 1個	125KV	85KV	75KV	45KV	40KV
” ” 2個連	255	170	155	80	70
” ” 3個連	345	245	220	115	105
LP罫子 (LP-30)	220	200	185	100	75
特別高圧ピン罫子 (11KV)	115	—	—	50	45

注 ① 250mm懸垂罫子の特性は、架空電線路の絶縁設計要綱 (1966. 10) による。

② LP罫子は JIS. C3812 による。

③ 特別高圧ピン罫子 (11KV) は、BS. 137 による。

上記の電気的特性と罫子の所要絶縁強度を比較し絶縁裕度を考慮し使用する罫子及び連結個数を次の通りとした。

尚、特に 33 KV 送電線での引留個所の 250mm懸垂罫子は保守管理の面も併せ余分に 1 個を見込んだ。

上記により絶縁設計として次の通り決定した。

電圧	使用個所	LP罫子	特別高圧ピン罫子	懸垂罫子
33 KV	引通し	○	—	—
	引留み	—	—	3 個連
11 KV	引直し	—	○	—
	引留め	—	—	1 個

注 ○印を採用

(c) 基準衝撃絶縁強度 (BIL) の設定

BIL は 33 KV 系統では 30 号 A 及び 11 KV 系統では 10 号 A とした、決定した理由は次の通りである。

前述の通り雷サージに対しては避雷器により保護を行うので開閉サージに耐え、かつ雷サージに対して避雷器の保護性能との協調のとれる BIL を選定する必要がある。即ち避雷器と被保護設備の雷サージに対する保護裕度を 20% とすれば、避雷器の 100% 放電開始電圧及び制限電圧の 1.2 倍以上の BIL が必要となる。33 KV 系統で使用する避雷器即ち JEC~156 (避雷器) に規定する 5 KA の避雷器では 100% 放電開始電圧 = 135K

V. 制限電圧 = 145 KV である。

従って所要 BIL は $145 \text{ KV} \times 1.2 \text{ 倍} = 174 \text{ KV}$ となり 174 KV 以上の BIL が選択されるべきである。即ち 30 号 B が必要となるが変電所 33 KV 系の機器の BIL が 30 号 A であるので、これとの協調をとり 30 号 A (200 KV) とした。

尚 11 KV 配電線路は 10 号 A とした。

(d) 耐雷設計

今回の調査によれば I K L (Isokeraunic Level, 年間の雷雨日数) の正確な統計は得られなかったし、又架空地線は一部海岸地帯を除いては殆んど施設されていない状況であり、一年を通じて雷発生頻度は少ないと考えられる。

しかし機器には避雷器を取付けて雷サージなどの外部異常電圧に対して保護する。

(5) 供給方式

TANESCO の規準により、

33 KV / 400, 230 V 低圧直接逓降供給方式

11 KV / 400, 230 V 低圧直接逓降供給方式

とする。

(6) 線路形態及び保安開閉器の設置について

(a) 線路形態

33 KV, 11 KV 配電線路の供給容量は大きいので、線路形態としても将来事故及び作業停電時の対応を十分考慮する必要がある。しかし今回の需要地区は同一方向であり、需要密度が低いので 1 回線樹枝状とする。

(b) 保安開閉器

保安運用を効率的に実施するために、33 KV, 11 KV 送配電線路の適切な個所に保安開閉器を設置し、系統運用の充実をはかった。

a. 33 KV 送電線

Sanya Juu 変電所への送電線の T 分岐個所 (No 177) 及び Same 変電所近くより、Mwembe 方面に T 分岐する個所には気中開閉器を設置し、系統操作による停電時間の短縮を図った。この操作は、原則として無電圧で行なうものとする。

b. 33 KV 配電線

系統保護は既設 Kiyungi 変電所の保護継電器、油入しゃ断器による。したがって保護方式、再開路方式およびその運用は既設に準ずる。

c. 11 KV 配電線

線路亘長の長い配電線の主な分岐個所には油入開閉器を設け、系統操作を容易にし時間の短縮をはかった。

Hai 地区の需要は Machame 変電所及び Sanya Juu 変電所より供給される。

すなわち両電源から供給できる形態にしてあるので常時開の開閉器は Masama に設置するが Central Hai 地区の 11 KV 主幹系統のループ運用は行わない。又系統切替もループ切替は実施しないものとし、操作はすべて停電切替とする。

d. 低圧配電線路

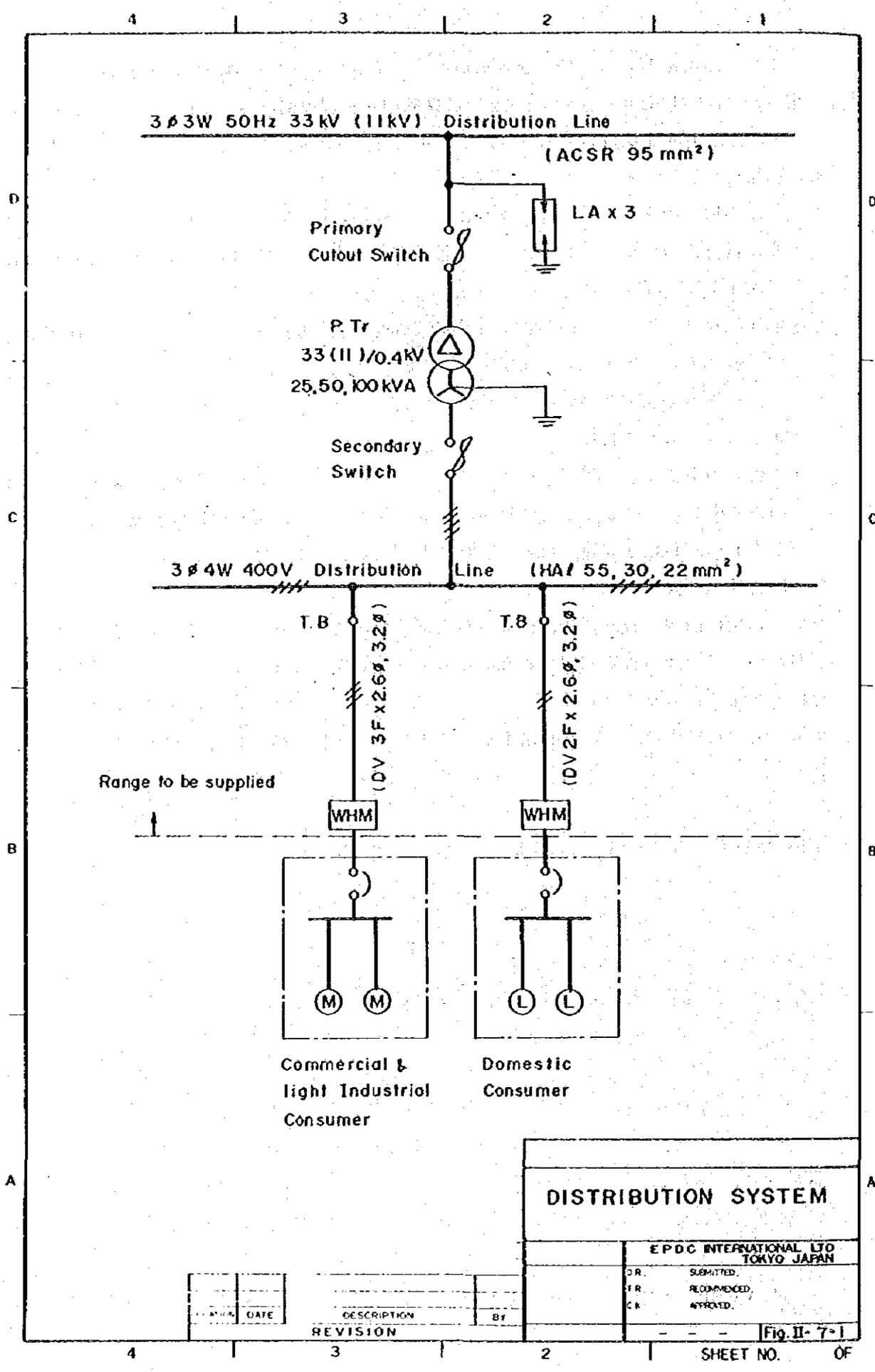
低圧線以下の過負荷及び短絡事故に対する保護は次に依り行なう。

- 変圧器自体の内部短絡事故については、変圧器一次側負荷開閉器 (P. C. S) により保護する。
- 低圧線及び引込線及び引込線における過負荷、短絡事故については変圧器二次側負荷開閉器により保護する。
- 上記変圧器一次側及び二次側の開閉器に対しては変圧器容量、負荷容量を考慮した適正なヒューズを取付ける。
- 三相動力を使用する需要家に対しては、配電線側の欠相に依る事故は従来の実績では極めて少ない。需要家設備に対する事故波及防止のため過負荷保護装置 (ブレーカーなど) の取付けを義務づけることが必要である。

(7) 電線路方式の種類

今回の建設経過地は野原、畑、山間部が大部分を占めており、人口密集地、都市部の通過箇所がないので絶縁電線を使用する必要はなく、経済性も考慮のうえ、裸電線を用いた架空電線路方式を採用した。

但し、変電所引出口で架空電線路を適用できない場所は、地中ケーブル方式を一部採用する。



DISTRIBUTION SYSTEM

EPDC INTERNATIONAL LTD
TOKYO JAPAN

DR. SUBMITTED
FR. RECOMMENDED
CK. APPROVED

NO.	DATE	DESCRIPTION	BY

REVISION

Fig. II-7-1

SHEET NO. OF