第10章　予備設計

第10章 予 備 設 計

10.1 調整ダム

10.1.1 ダム位置の選定

ダムサイトは過去何案か提案されて来たが，こゝではACRES案によるSite(以下上流案という)と我々が第1次調査時点で代案として提案したSite (以下下流案という)について比較検討する。

(1) 地形及び地質

タナ湖流出口付近は極めて複雑な地形を形成している。Dwg No. 4に示す如くAbbay Bridge上流約1Km付近には堆積した溶岩が湖からのOutflowにより浸蝕され，数多くのReefあるいは小島が連続して存在している。主流出口はBlue Nileの本流を形成していると見られるDebre Marian Lagoon(川幅約600 m)とその右岸側に接するMeseraと称せられている開口部(川幅約100 m)である。この2つの流出口の下流端は前述したReefもしくは小島が自然の障壁を形成しており，Lakeからの自由な流出を妨げてタナ湖における自然調節作用を行っている。特にDebre Marian Lagoonには流出口を横断するReefが存在し，このReefは雨期には潜堰状態となり，乾期には大部分が露呈する。Blue Nile右岸側のReefはこゝから下流に向って頷状に連続し，Abbay Bridge付近に達している。その他の小流出口は，Reefの間の狭い開口部に沿って存在するが乾期には殆ど涸渇してSwampを形成する。左岸側は平担な台地状を呈する土地で，雨期には左岸側より流入するChimble川により冠水する一部低地を除き農耕地を形成している。

上流案はDebre Marian Lagoon直下流左岸側より突出する半島状の台地から通称Chara Chara地点を締切り，右岸側に連続するReefに接続してダムを設ける案である。調整ゲートはChara Chara地点に設けてタナ湖水位を調整する。

Abbay Bridge上流約200 m Kamforo Apidsと称せられる地点は上流からのReefがMass状の台地に移行する地点で，河床にはやはり小島が存在するが複雑なものではない。左岸側は緩傾斜で台地上に連続し，右岸側は国道から突出している台地と上流からのReefがV字形に合流し，Tekoritと称するSwampを囲むような地形を形成している。

下流案はこの地点にダムを設け，河流の中央よりやゝ右岸側に調整ゲートを設置してタナ湖の水位調整を行おうとするものである。

両案ダムサイトを含む周辺の地質は"Young vasalt"と呼ばれる溶岩の堆積物で灰色または黒色を呈する多孔質ではあるが極めて硬い岩石で構成されている。詳細については第6章"地質"の項にゆずる。

(2) 概算工事費比較

Table 10-1-1 Comparison Table for Construction Cost

(Unit : Eth$)

Description of Work	①Upstream site	②Downstream site	① - ②
Care of river during Construction	572,000	572,000	0
Arrangement of Riverbed	1,574,400	1,574,400	0
Common excavation	100,800	46,480	54,320
Rock excavation	270,400	275,200	Δ 4,800
Embankment	440,640	413,100	27,540
Concrete in sill	936,440	936,440	0
Concrete in pier	424,215	424,215	0
Concrete in wall	148,988	148,988	0
Concrete in others	50,393	50,393	0
Reinforcement	404,120	404,120	0
Cement grouting	222,060	144,339	77,721
Drilling for grout hole	425,700	283,800	141,900
Access road	46,800	—	46,800
Miscellaneous	633,044	466,525	166,519
Sub total	6,250,000	5,740,000	510,000
Contingency sum	940,000	870,000	70,000
Gate	2,160,000	2,160,000	0
Administration building and others	510,000	510,000	0
Grand total	9,860,000	9,280,000	580,000

(3) 施工条件

両案の比較条件は大要次の事項が考えられる。

(i) 工事中においてもタナ湖水位ー流出量は可能な限り自然状態を保持しておくことが望ましいこと。この為調整ダム地点は，工事中においても在来の流出口形状を大きく変化させない地点を選定することが望ましい。

(ii) 河床低下工事により，湖水位の異常な変動をできるだけ避けるために，低下工事の着手時には，ゲートの操作ができることが望ましい。

(iii) ダム工事に伴う河流〆切は半川〆切が考えられるが，この間自然流量を充分流し得る流積を確保しておく事が要求される。もし，この事を考慮しないと特に雨期においてタナ湖水位が工事の為に上昇する結果を招くことが予想される。よって河流〆切が容易で且つ流積が充分確保出来る地点が望ましい。

(iv) 工事用資機材の運搬が容易であること。

以上の条件により両案について記述すれば次の通りである。

（上流案）

(i) (1)項で述べた如く，ダムサイトは主河床低下部の直下流に位置するため，ダム基礎部が河床低下部と重複し，工事中に流出口の形を相当変化させてしまうことが予想される。これに起因する流出量の変化を調整する手段がない。

(ii) 仮にゲート据付後に河床低下工事に着手した場合，低下部の中間にダムが存在することとなり保安上好ましくない。

(iii) 資機材の搬入には約 1,300 m の工事用道路を新設しなければならない。

（下流案）

(i) この部分における河床低下は殆んど必要なく，したがって施工上の制約は殆んど受けることがない。

(ii) 資機材搬入用道路は殆んど必要としない。

(iii) 国道及び人家に近接しているので工事中の保安について多少考慮する必要がある。

(iv) 左岸側の冠水区域が上流案に比し若干大きい。

(4) 結　語

ダムサイトの選定について両案を比較検討した結果，工事費ならびに施工条件において下流案の優越性が認められる。その他維持管理面について若干考察を加えると，管理用建物の立地条件をはじめ管理用道路，所内動力用配電線，道路照明設備等において下流案が優ると考えられる。

下流案について難点があるとすれば，サイト上流左岸側低地の一部が水没することであろうが，これはあまり問題にならないと考える。

よってダムサイトは下流案を採用すべきである。

10.1.2　河床低下

(1) 規模決定の条件

河床低下の規模は次の条件により決定される。

(i) 100年確率洪水量を考慮した場合においても，タナ湖水位を制限水位内に留めるような放流を可能とする通水容量を有していること。

(ii) この為，Fig 7.25 に示した洪水時ルールカーブに基ずくタナ湖水位ー放流量（Qu）の関係を満足させる通水断面とすること。

(2) 検討の結果

以上の条件を基本として 8.2.1(2)項(2)式を用いて水理検討した結果を Dwg.No 5 に示す。

即ち，Dwg.No 5 に示すように Debre Marian Lagoon における Reef を 1,784 m まで低下させ，1/2000 勾配を持つ底幅 125 m の梯形水路を設けることとなる。なお，この水路と在来の通水断面を加えた流積のもつ最大通水容量はタナ湖水位 1,787.5 m で 1,280 m³/s である。

10.1.3　ゲート容量

ゲートの通水容量は前項の河床低下の規模により自動的に決定される。

ゲート容量の計算は次式による。

$$Q = C \cdot aB\sqrt{2g\Delta h}$$

こゝに　C：流量係数＝2.1

a：ゲート開度

B：ゲート幅

Δh：ゲート上下流の水位差

この結果をDwg.No.5のrating curveに示す。

10.1.4　ダム本体

先の各章で行った検討結果を踏え，調整ダムの予備設計は次の基本的条件に基ずき設計される。

タナ湖水位	最高水位	E.L 1,787.50 m
	最低水位	E.L 1,785.00 m
設計洪水量	100年確率	2,300 m³/s
ダム	越流部クレスト	E.L 1,783.00 m
	コンクリート構造	
	非越流部	E.L 1,788.00 m
	アースフィル構造	
河床低下	幅 125 m	勾配　1/2,000
	素掘	

予備設計図をDrawing No.5に示す。

コンクリート用骨材はBahar Dar西南方約4Kmに位置する原石山より採取，運搬し，Siteで製造することが経済的であると考えられる。しかし，堤体のすべてをコンクリート構造とするためには量的に若干不安があるので越流部のみとした。Site周辺に存在する"Young basalt"は数個の試験片による試験の結果，比重が表面乾燥状態で2.36絶対乾燥状態で2.28吸水率3.40%の値を得ている。この吸水率は通常のコンクリート骨材と比較すると高いので水セメント比W/Cの管理がやゝ困難であり，現時点においては骨材としては不適当であろうと考えられる。

アースフィル材料はAbbay bridge下流約200m左岸側のTaima hillに求められる。この材料は残留粘土であるが，不透水性および剪断について満足すべき性質を有しており，量的にも充分である事を確認している。

材料に関する詳細説明は第6章"地質"の項を参照せられたい。

尚，今後の調査の進展に伴ない，Siteの地質，工事用材料の質および量に関する資料精度を高め，その段階でダム本体各部の構造を検討すべきである。

10.1.5　基本諸元

タナ湖水位	最高水位	E.L 1,787.50 m
	最低水位	E.L 1,785.00 m
	利用水深	2.5 m
設計洪水量	100年確率	2,300 m³/s

ダム本体

越流部　コンクリート造

クレスト	E.L 1,783.00 m
堤長	87.00 m
堤高 (max water level above foundation)	7.50 m
堤体積	4,100 m³

非越流部　アースフィル　表面練石張

クレスト	E.L 1,788.00 m
堤長	353.00 m
堤高	7.00 m
堤体積	27,000 m³
法面勾配　上流	1：2.5
下流	1：3.0

洪水吐ゲート　鋼製ローラーゲート

幅 15.0 m × 高 5.0 m　5 門

最大通水容量　1,280 m³/s

河床低下　素掘，梯形水路

幅	125.0 m
勾配	1/2,000
低下深さ	Debre Marian Lagoon において，E.L 1,784.00 m まで，深さ 1.5 m ～ 2.0 m
掘削量	約 66,000 m³

10.2 Tis Abbay No 2発電所

10.2.1 土木構造物

(1) 取水口

既設水路の下流端右岸側に朝顔型の取水口を設け，スピンドルタイプの手動式ゲート１門（幅2.48 m×高5.20 m）を設置する。ゲートのQ－H curveをDwg.No 8に示す。

(2) 水 路

取水口に接続し，上部半円，下部矩形（幅2.48 m×高2.73 m）のコンクリート無圧導水路によりBlue Nile 右岸台地上に設ける水槽へ導水する。水路経過地は既設発電所構内である事を考慮し，可能な限り地下へ埋設することとし，この為，水路勾配は地表線を考慮し，1／600勾配とする。水路特性曲線をDwg.No 8に示す。

(3) 水 槽

水槽規模は，水車の起動時および負荷変動による水位変動条件を考慮し，水槽容量約1,800㎥，水槽面積約720㎡として設計する。

又，負荷急遮断時において余水を安全に流下させる為，付属設備として余水吐を設ける。

(4) 水圧管路

発電所地点は狭隘であり，地形条件を考慮すれば発電所建物との関係で，水圧管路を露出管として地表に沿わせて設けることは実際的でない。よって内径1.8 m，延長89.7 m（立坑部41.2 m，水平部48.5 m）の立坑および水平坑から成るコンクリート水圧管路として設計する。
なお，地質的にみた場合，周辺地山は硬質の溶岩から成っており，この意味でコンクリート構造でも充分であると判断されるが，負荷急遮断時の水撃圧の影響等については将来，検討されねばならない問題である。

(5) 発電所

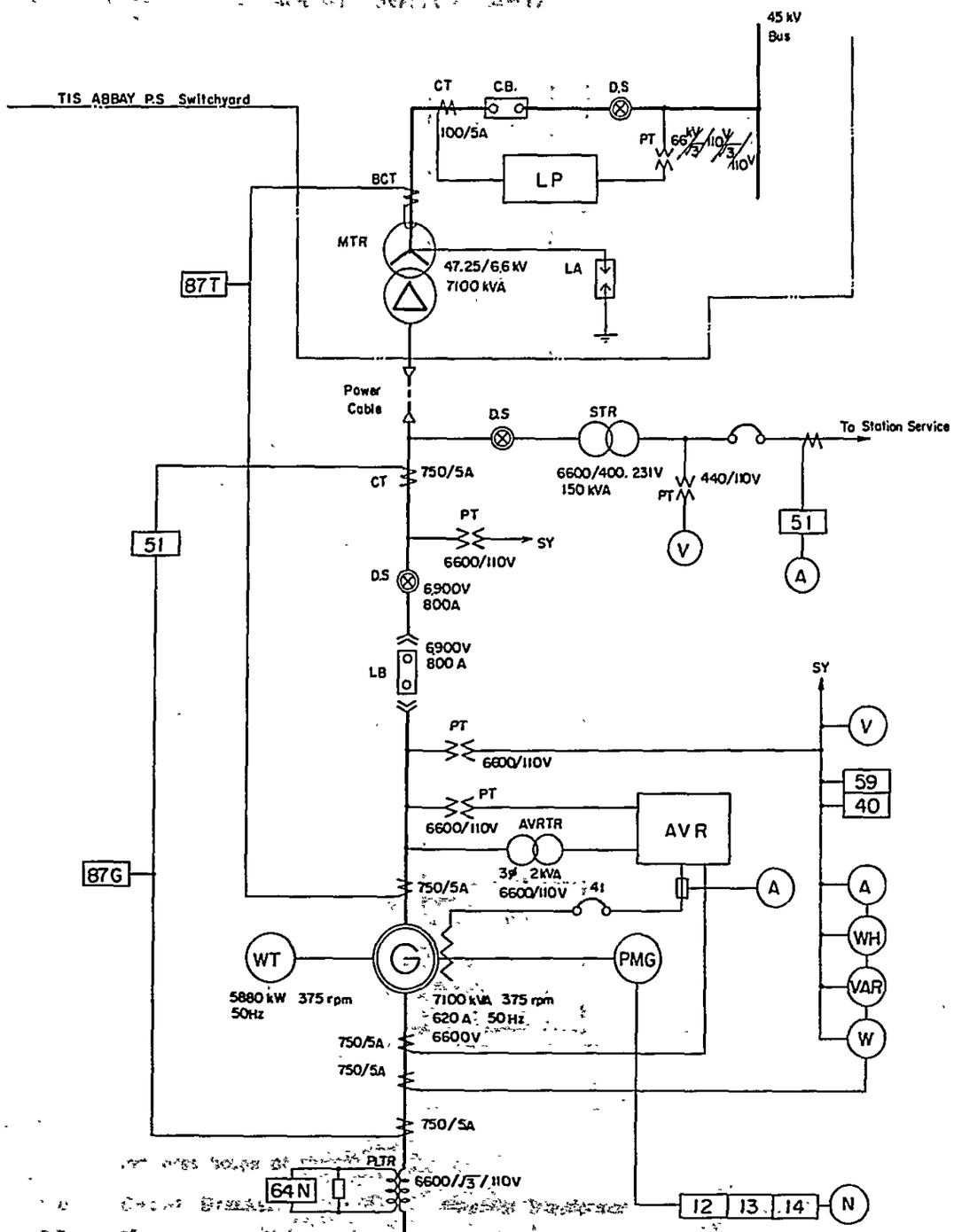
発電所は地形的条件を考慮して設計し，主機室以下は地下に埋設された形となる。Draft tubeはL型とし放水口前面に鋼製ゲート１門を設備する。放水口は流水による渦流の発生を防止するため，Blue Nile の流心とスムーズに合流させるため，放水路を下流に対し約３０度ひねった形とする。屋外開閉所は発電所に隣接して設ける場所がないので右岸台地上の既設屋外開閉所に隣接して設けることとする。

10.2.2 電気機器

この発電所は流込み式で有効落差４６ m，使用水量１５㎥/sec である。この条件に合致する水車はフランシス水車が最適である。水車の出力は5,880KW，回転数は375rpmとする。入口弁は蝶形弁を設置する。

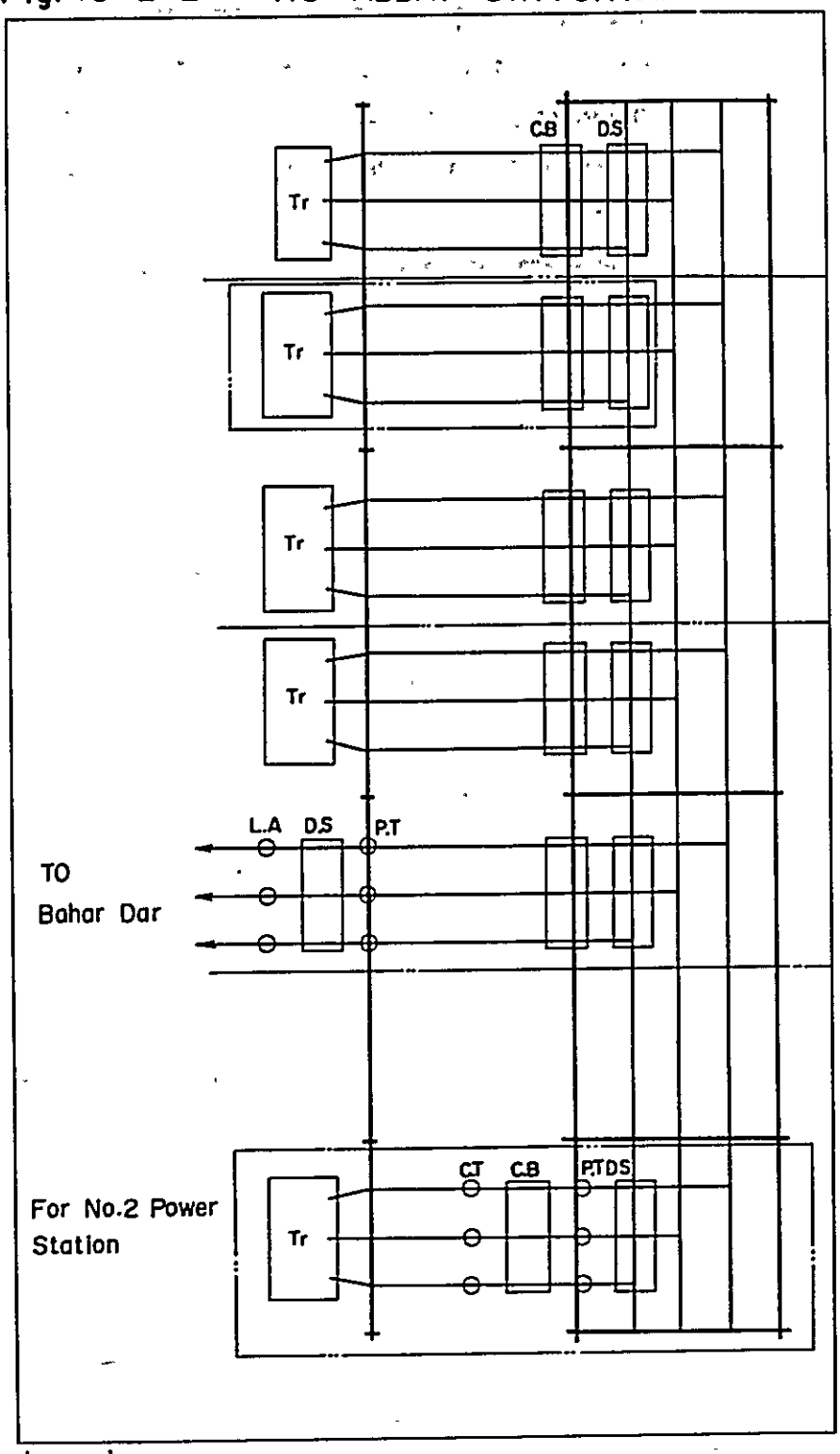
発電機は定格力率0.8（遅れ）において7,100KVA，電圧6.6 KV，周波数50 Hz の３相同期発電機とする。冷却方式は閉鎖風道循環形を採用する。同期方式は所内電源の確保しやすい低圧同期方式とする。既設Tis Abbay開閉所に隣接して設けられる屋外開閉所には47.25／6.6 KV，

Fig.10-2-1 TIS ABBAY No.2 POWER STATION SINGLE LINE DIAGRAM



G	Synchronous Generator	12	Over Speed Relay
WT	Water Turbine	13	Synchronous Speed Relay
MTR	Main Transformer	14	Under Speed Relay
STR	Station Service Transformer	40	Loss of Field Relay
CB	Circuit Breaker	41	Field Circuit Breaker
DS	Disconnecting Switch	51	AC Time Over Current Relay
PT	Potential Transformer	64N	Ground Over Voltage Relay
CT	Current Transformer	87G	Generator Ground Differential Relay
LA	Lightning Arrester	87T	Transformer Differential Relay
PLTR	Pole Transformer		
AVR	Automatic Voltage Regulator		
PMG	Permanent Magnet Generator		
A	Ammeter		
V	Voltmeter		
W	Wattmeter		
WH	Watthourmeter		
VAR	Var meter		
N	Speedmeter		
SY	Synchroscop		
BCT	Bushing Type Current Transformer		
LP	Line Protection		

Fig. 10-2-2 TIS ABBAY SWITCHYARD



Legend

Indicates Scope of this Study

C.B :	Circuit Breaker	P.T :	Potential Transformer
D.S :	Disconnecting Switch	L.A :	Lightning Arrester
C.T :	Current Transformer	Tr :	Transformer

7,100 KVA，3相油入自冷式変圧器を1台設置し，発電所と開閉所間約100 mは6.6電力ケーブルで接続する。発電所は無人とし，既設Tis Abbay 発電所配電盤より遠隔制御する。既設屋外開閉所設備のうちBahar Dar送電線設備の変流器についてはTis Abbay発電所3号機増設の時点で，又Blocking coilについてはTis Abbay No.2発電所新設時点でそれぞれ電流容量不足となるため取り替える必要がある。

単線結線図をFig 10.2.1，屋外開閉所機器配置図をFig 10.2.2に示す。

10.2.3 諸　元

発電方式	流込式	
水　路		
取水口	鉄筋コンクリート構造	朝顔型
	取水量最大	15 m³/s
	ゲートタイプ	スピンドル型手動式
	ゲート寸法	高5.2 m×幅2.8 m
水　路	鉄筋コンクリート構造	無圧水路　1条
	延　長	187.6 m
	形　状	上部半円下部矩形
	内　径	高さ2.73 m×幅2.48 m
水　槽	鉄筋コンクリート構造	普通水槽
	容　量	1,800 m³
	面　積	720 m²
水圧管路	鉄筋コンクリート構造	1条
	長さ	89.7 m　立坑41.2 m，水平48.5 m
	内径	1.8 m
発電所	鉄筋コンクリート構造	半屋外式
	建屋寸法　長さ14.5 m×幅12.0 m×高さ8.3 m	
電気機器		
水　車	立軸フランシス型	1台
	出　力	5,880 kW
	回転数	375 r.p.m
発電機	3相同期閉鎖風道循環型	1台
	容　量	7,100 kV
	電　圧	6.6 kV
	周波数	50 Hz

主要変圧器	3相油入自冷式変圧器	1台
	容　量	7,100 KV
	電　圧	47.25/6.6 KV
屋外開閉所	送電々圧	47.25 KV
	敷地面積	7.2 m × 24.5 m

10.3 送電線

10.3.1 設備概要

(1) 66KV送電線

区　間：Bahar Dar S.S. からGondar S.S. まで

亘　長：165 Km (Bahar Dar S.S. − Wereta S.S. 58 Km)

(Wereta S.S. − Gontar S.S. 107 Km)

電　圧：66 KV

電気方式：3相3線式

回線数：1回線

電　線：160 mm² AAAC

架空地線：22 mm²径GSC

碍　子：254 mm径懸垂碍子

支持物：木柱および鉄塔

接地方式：直接接地

(2) 45KV送電線

区　間	Bahar Dar S.S. − Dangla S.S.	Wereta S.S. − Deble Tabor S.S.	Gondar S.S. − Kora Diba S.S.
亘　長	85 Km	44 Km	29 Km
電　圧	45 KV	45 KV	45 KV
電気方式	3相3線式	3相3線式	3相3線式
回線数	1回線	1回線	1回線
電　線	80 mm² ACSR	80 mm² ACSR	80 mm² ACSR
架空電線	22 mm² GSC	22 mm² GSC	22 mm² GSC
碍　子	254 mm径，懸垂碍子	254 mm径，懸垂碍子	254 mm径，懸垂碍子
支持物	木　柱	木柱および鉄塔	木　柱
接地方式	非接地	非接地	非接地

10.3.2 設計条件

(1) 送電線ルート

既設Tis Abbay発電所とBahar Dar変電所間に45KV送電線がある。本計画の送電線はBahar Dar市からWeretaを経由して，Gondar市に至る165 Kmの66KV送電線と，前述の三地点からそれぞれDangla，Deble Tabor，Kola Diba の各地点を結ぶ三本の45KV送電線を含むものである。66KV送電線のルートはAddis Zemen附近およびWereta − Deble Tabor 中間地

点附近で一部標高2,300～2,500 mの山岳地を通るが，おゝむねタナ湖周辺の標高1,800 m～2,000 mの平担地である。Bahar Dar市周辺はBlue Nile川横断および湿地帯があり，Gondar 市周辺は市街地計画があり，通過地に制約をうけるが，それ以外のルート選定は容易である。

ルートの選定は建設および保守を容易にするため，道路沿いとするが，道路沿いの既設の通信線と接近するので，誘導障害は避けられないが，この障害が予想される場合は，通信設備を詳細に調査し適当な保安対策を実施させる必要がある。地質は第6章地質において詳細に述べているが，6.6 kV送電線ルートでは約20％の区間が粘性の高いシルト質粘土であり，約70％が残留土および風化岩盤であり，ともに支持力を有するものである。しかし残り約10％の区間は，崖錐堆積物で地すべりの恐れがあり，支持物位置の選定には注意を要する。45 kV送電線ルートでは一般に残留土および風化岩盤であり支持力も充分である。

(2) 気象条件

計画地域の気象データーはBahar Dar市とGondar市において過去10年間にわたり調査した。気温はBahar Dar市（1,800 m）では，最高34.8℃，最低2.0℃であり，Gondar市（2,300m）では最高33.4 ℃，最低5.0 ℃であった。

平均風速の最大値は15.6 m/secである。降雨はBahar Darで年間1,300 mm～1,700 mm，Gondarで850～1450 mmであるが，雨期と乾期に分れており，降雨は雨期の7月～9月に集中している。雷現象は観測データによると，年平均130～60回となっているが，Bahar Dar 市近傍の既設45 kV送電線の雷による停止事故はTis Abbay 発電所の運転記録によると平均年間0～4回と少ない。

以上から設計上の気象条件を次の如く定める。

気　温	最高：35 ℃
	最低：0 ℃
	平均：20 ℃
風　圧	25m/sec　風速相当風圧
1KL	殆んど零

(3) 絶縁設計

本送電線の絶縁設計に際して，45 kV系は既設と連系される系統もあり，既設に合わせて非接地方式とし，66 kV系は変電所機器の経済性を考慮して，直接々地方式とした。送電線ルートは標高1,800 m～2,500 mの間にあるので，絶縁設計にあたっては標高補正を行った。この場合補正の基準値として標高2,500 mを考慮した。

絶縁レベルの基準は，系統に発生する開閉サージ電圧におき雷撃による異常電圧に対しては，がいし連にアーキングホーンを取付けてがいしの損傷を防ぐ。故障サージや持続性異常電圧は開閉サージ電圧よりも低く，またこの地域には塩塵害汚損の発生源もないので，これらは考慮しないこととした。

Table 10-3-1 Insulation Design Values

Item	66 kV System	45 kV System
Number of insulators (ea)	5	4
Horn gap (cm)	58	47
Standard insulating spacing (cm)	65	55
Minimum insulating spacing (cm)	40	36
Minimum grounding clearance (m)	6	6

(4) 耐雷設計

本地域の雷現象は観測データによると年平均６０～130回となっているが，Bahar Dar 市近傍の４５kV送電線の雷事故は年間０～４回と非常に少ない。この理由として，架空地線が効果あると判断されるので，既設送電線と同様に架空地線１条を全線に亘って設置する。架空地線の種類は２２mm² G.S.C とし電線遮蔽角を支持物位置にて３０°以下とする。

支持物の接地抵抗を下げることにより支持物又は架空地線に雷撃が発生した場合の逆閃絡を防ぐ効果があるので，アースアングルを支持物に取付けるものとする。

(5) 電 線

本送電線は送電容量，抵抗損失，電圧降下およびその他，技術的，経済的な面を総合的に検討した結果６６kV主幹送電線については，160mm² AAACが最も有利でありこれを採用した。経済比較の結果は第10.3.3表に示す通りである。４５kV送電線は３本の送電線のうち亘長が長く，また需要が大きいBahar Dar 変電所－Dangla 変電所間に２０００年の需要に対してDangla 変電所の１５kV母線電圧が基準電圧の９０％を維持できる８０mm² ACSRを採用し，その他の送電線については，保守用工具資材の面から同一の電線を用いることとする。

この電線の特性は第10.3.2表の通りである。なお，振動による機械的疲労を防止する目的で電線にはダンパーを取付けることとする。

(6) 支持物

支持物は亘長の約９３％については木柱を使用し，約７％の河川横断および運搬の困難な山岳地については鉄塔を使用することとした。

本送電線ルートはほとんど国道沿いの平坦地であり，一部に山岳地のある一般に支持物に加わる荷重が少ない比較的なだらかな地形である。

支持物の検討は，輸入による鉄塔，ケニヤ国からの輸入による木柱，および鉄製型枠，鉄筋を輸入しコンクリートを国産とする現場製作のＰＣコンクリート柱の三種類について，第９章に述べ

る通り経済比較による検討を行った結果，木柱を支持物として使用する送電線が有利であると判断した。しかし，長尺の重量物である木柱の運搬が困難な山岳地および荷重の大きい河川横断については，鉄塔を使用することとした。

経済比較の結果は第 9. 1. 1 表に示す通りである。

なお，支持物の構造は第 10. 3. 1 図の通り。

Table 10-3-2 Characteristics of Conductors

Item		Unit	160mm^2 AAAC	80mm^2 ACSR
Stranding	Aluminum	No/mm	19/3.3	6/4.2
	Steel		-	1/4.2
Diameter		mm	16.5	12.6
Calculated sectional area	Aluminum	mm^2	162.5	83.10
	Steel		-	13.85
Approximate weight		kg/km	453.5	335.5
Maximum resistance at 20°C		Ω/km	0.199	0.345
Minimum tensils strungth		kg	4.820	2.770

A.A.A.C. : All Aluminum Alloy Conductors

A.C.S.R. : Aluminum Conductor Steel Reinforced

Table 10-3-3 Economic Comparisons of Conductors

(Unit : Eth$)

Conductor Type / Comparison Item	A.A.A.C.			A.C.S.R.		
	150mm^2	160mm^2	180mm^2	120mm^2	160mm^2	200mm^2
Construction cost (Eth$/km)	33,040	33,040	34,810	34,090	36,340	40,400
Effective transmission power factor (%)	95.5	96.0	96.4	95.3	96.3	97.0
Construction cost-effective power factor ratio	34.6	34.4	36.1	36.6	37.7	41.6
Comparison	100.6	100	104.5	106.4	109.6	120.9

A.A.A.C. : All Aluminum Alloy Conductors

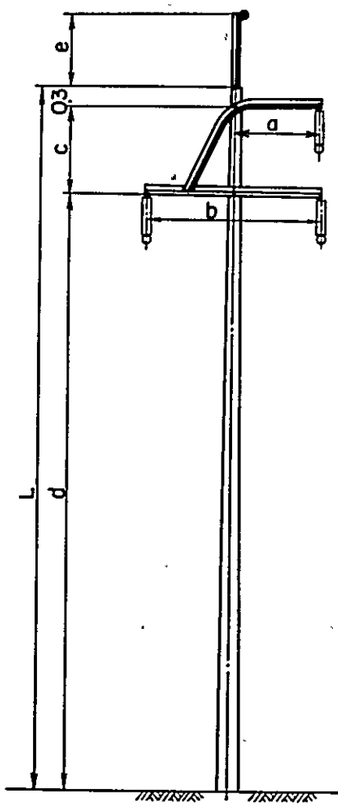
A.C.S.R. : Aluminum Conductor Steel Reinforced

Fig. 10-3-1 Standard Supports for Transmission Line

Unit : Meter

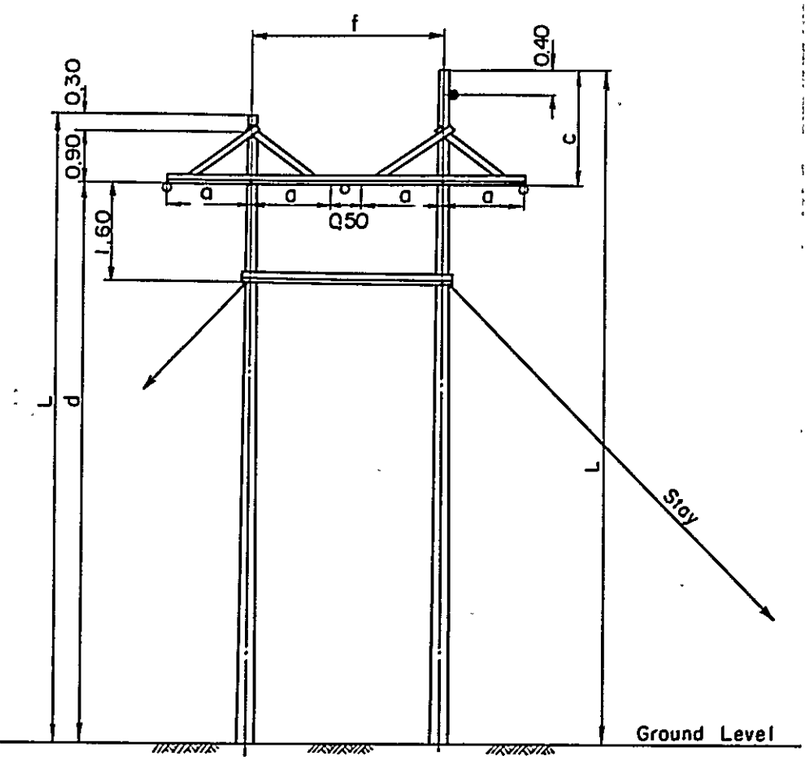
66 kV, 45 kV Standard Wood Pole

Suspension Type



Normal Span 150 (m)

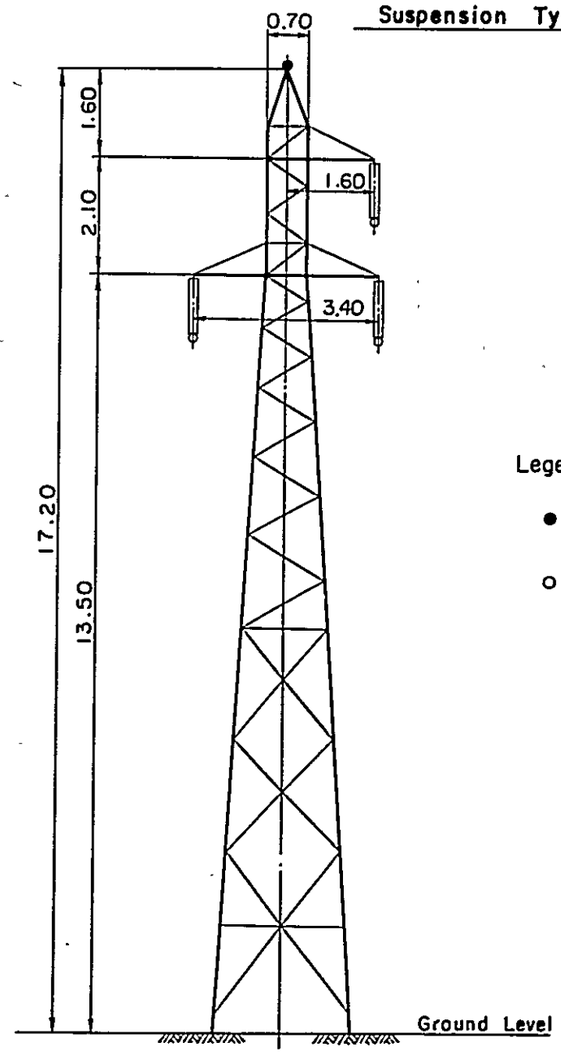
Strain Type



Normal Span 150 (m)

66 kV Standard Steel Tower

Suspension Type



Normal Span 250 (m)

Legend

● : Overhead Ground Wire

o : Conductor

Main Dimension

Voltage / Kinds / Remarks	66 kv			45 kv		
	Suspen	Strain		Suspen	Strain	
		Short	long		Short	long
a	1.50	1.50		1.20	1.40	
b	3.20			2.60		
c	2.10		2.00	1.80		1.70
d	9.90	8.70	8.70	9.20	8.20	8.20
e	1.30			0.80		
f		3.50			3.30	
L	12.30	9.90	11.10	11.30	9.00	10.30

10.4 変電所

10.4.1 Bahar Dar 変電所の増設

(1) 既設々備

既設々備は以下の通りである。

(a) Tis Abbay 変電所よりの45 KV受電設備1回線

(b) Bahar Dar 市内負荷用変圧器，45/15 KV，4.8 MVA 2台

(c) 15 KV配電線引き出し 5回線

(2) 増設々備

増設々備は既設々備に隣接して設置される。

(a) Gondar Wereta の向け45 KV送電設備 1回線

(b) Dangla 向け45 KV送電設備 1回線

(c) Bahar Dar 市内負荷用変圧器45/15 KV 3 MVA 1台

1991年に連系が予定されている66 KV Upper Beles 受電設備および Gondar Wereta 向け45 KV送電線を66 KVに昇圧するための変圧器の増設を考慮して機器配置を決定した。機器の操作方式は既設方式に合せしゃ断器は遠方操作とし断路器についてはすべて手動操作方式とする。増設配電盤は既設配電盤室に既設盤と並べて設備する。

尚，既設設備のうち，Tis Abbay 発電所よりの45 KV受電設備の変流器については Tis Abbay 発電所3号機増設の時点で，又 Line Trap については Tis Abbay No.2発電所新設時点でそれぞれ電流容量不足となるため取り替える必要がある。

単線結線図を Fig 10.4.1 に機器配置図を Fig 10.4.2 に示す。

10.4.2 Wereta 変電所の新設

変電所の地点は Wereta の部落より北へ約4 Km の地点に National Route No.1 と分岐して Debre Tabar へ通ずる道路（現在工事中）の交点の小高い丘に選定した。この丘の中腹には平たんな場所があり，Debre Tabar への送電線およびこの地点より南に位置する Wereta，北に位置する Addis Zemen への配電線を引き出すための最適地である。

変電所に新設する設備は以下の通り。

(1) Debre Tabar 向け45 KV送電設備 1回線

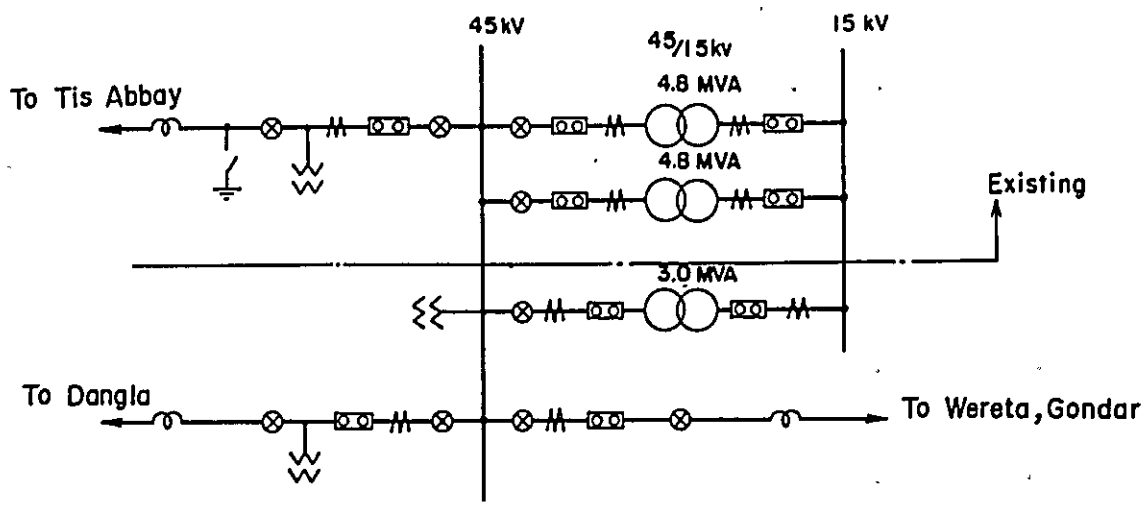
(2) Wereta，Addis Zemen 負荷用変圧器 45/15 KV 3 MVA 1台

しゃ断器は変電所構内に新設する配電盤室からの遠方操作とするが断路器は手動操作とする。Debre Tabar向け45 KV送電線に設備するしゃ断器には自動投入装置を設置して，事故しゃ断後ある時限をもって自動的に強行送電をする。機器配置は将来の機器増設を考慮して決定した。

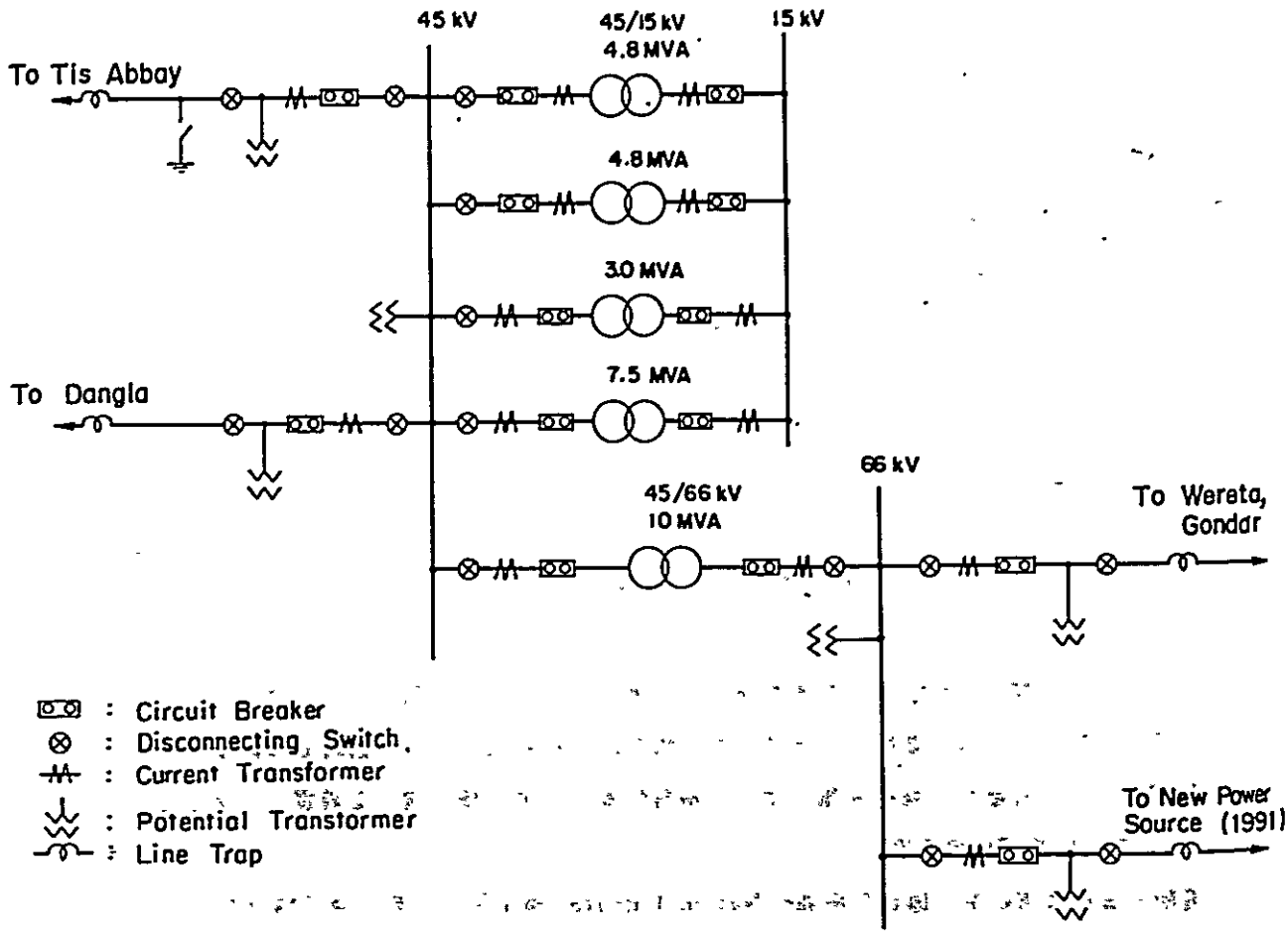
10.4.3 Gonda 変電所の新設

変電所の地点は市の中心地から南西へ National Route No.1 沿いに約4 Km の地点に Cotton Ginning Company が有り，それに隣接する北側の平たんな空地に選定した。これは将来の都市計画

Fig. 10-4-1 BAHAR DAR S.S SINGLE LINE DIAGRAM

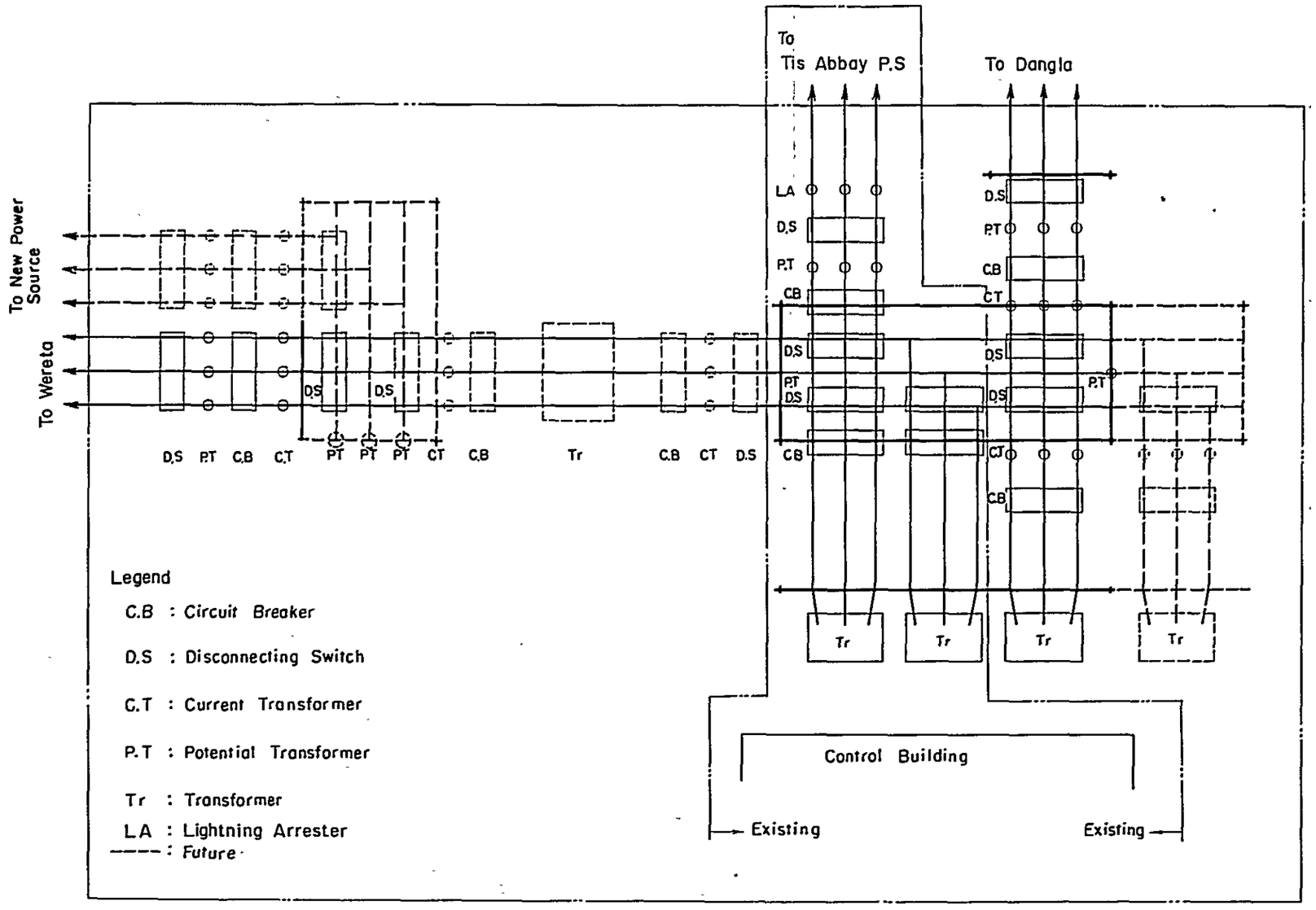


In 1982



In 1991

Fig. 10-4-2 BAHAR DAR SUBSTASION



を考慮し，又送配電線の引き込み出しが最も有利な地点である。

変電所に新設する設備は以下の通りである。

(1) Bahan Dar よりの 45kv 受電設備　1回線

(2) KoloDiba 向け 45kv 送電設備　1回線

(3) Gondar 市内負荷用変圧器　45／15kv　7.5MVA　1台

しゃ断器は変電所構内に新設する配電盤内からの遠方操作とするが，断路器は手動操作とする。KoloDiba 向け 45kv 送電線に設備するしゃ断器には自動投入装置を設備して事故しゃ断後，時限をもって自動的に強行送電をする。

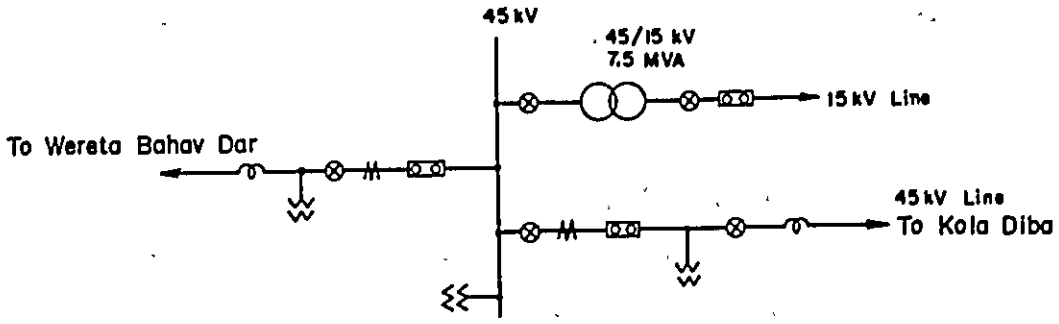
単線結線図を Fig 10－4－3 に機器配置図を Fig 10－4－4 に示す。

10.4.4　Dangla，Debre Tabar，Koladiba 変電所の新設

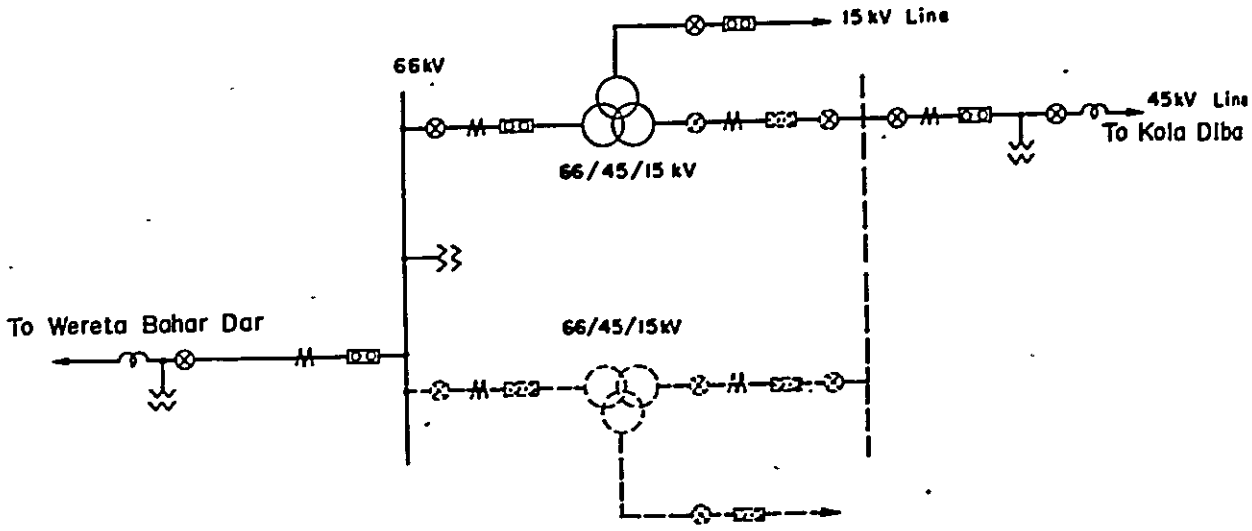
45 KV送電線の末端にそれぞれ下記の変電所を新設する。設置する変圧器容量は以下の通り。

Dangla	45／15 KV変圧器	3 MVA	1台
Dabre Tabor	〃	2 MVA	1台
KoloDiba	〃	3 MVA	1台

Fig. 10-4-3 GONDAR S.S. SINGLE LINE DIAGRAM

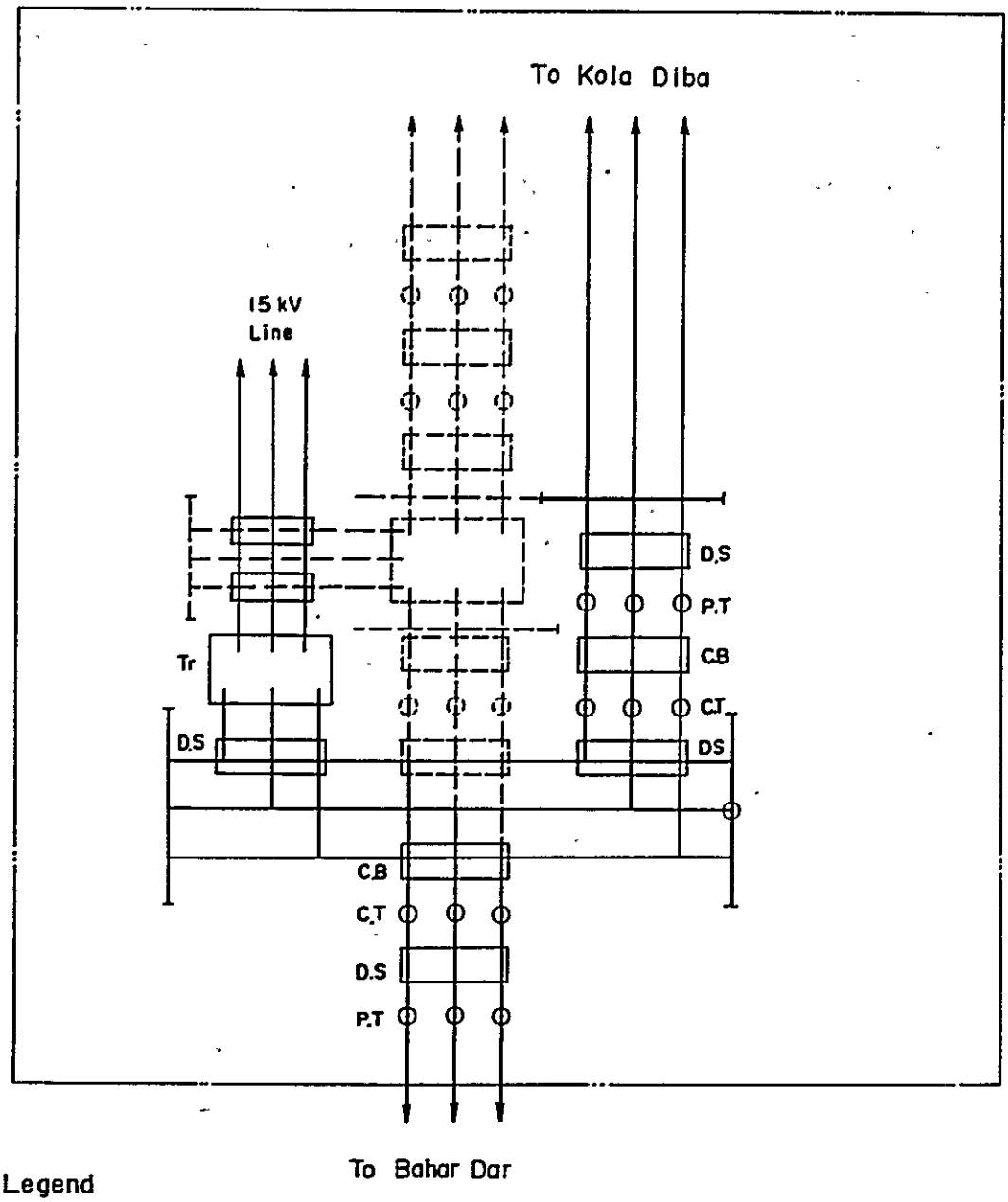


In 1982



In 1991

Fig. 10-4-4 GONDAR SUBSTATION



Legend

C.B : Circuit Breaker
D.S : Disconnecting Switch
C.T : Current Transformer
P. T : Potenical Transformer
Tr : Transformer
---- : Future

10.5 通　信

既設通信回線としてはBahar Dar 変電所とTis Abbay 発電所間に電力線搬送装置を使用した電話回線が有る。新設する通信設備は下記の通り（ Fig 10.5.1， 10.5.2参照）

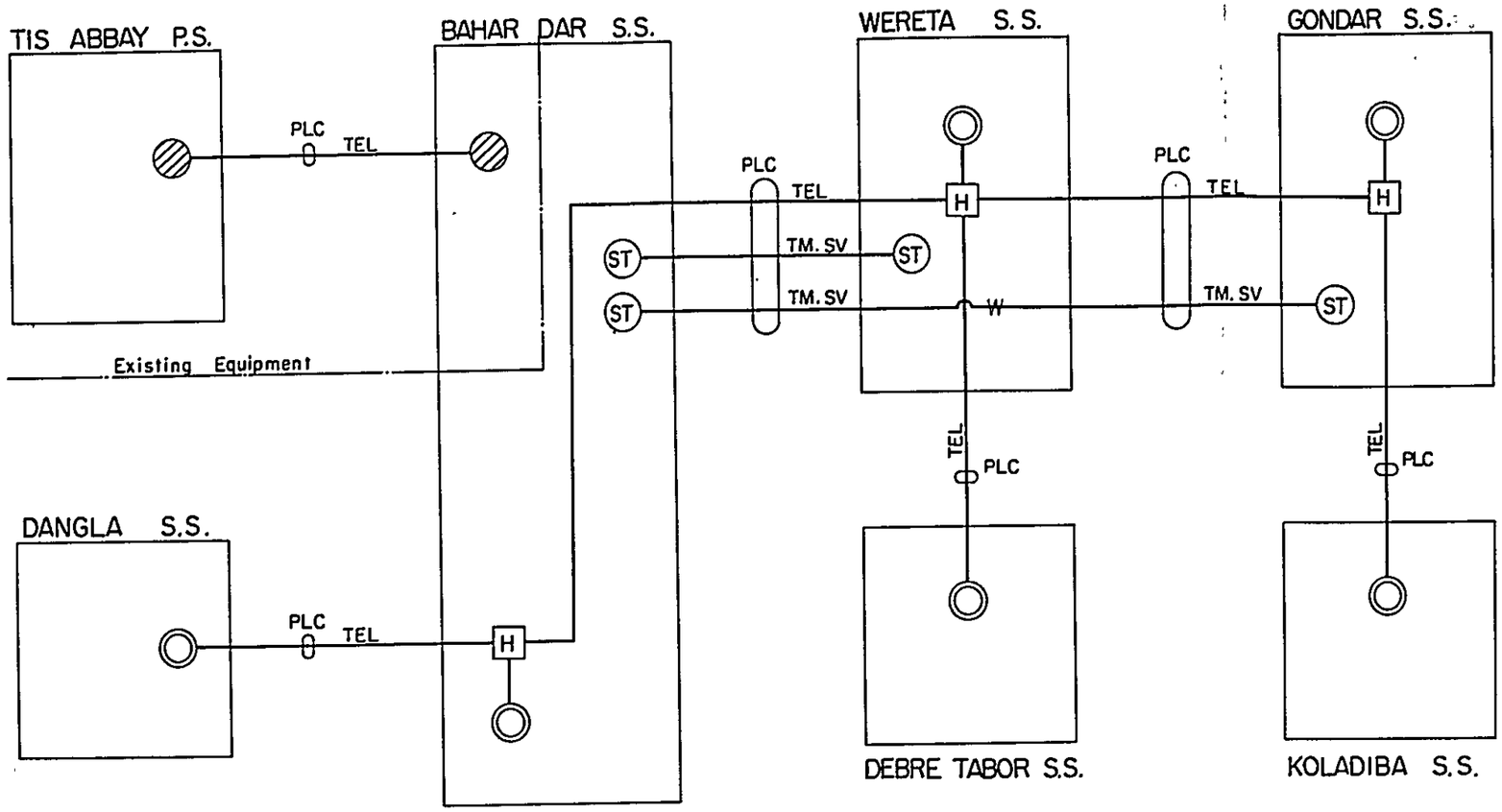
(1) 電話回線

機器操作時の連絡，又緊急時の連絡等の給電用としてパーティライン電話回線を構成する。これはBahar Dar，Dangla，Wereta，Debre Tabor，Gondar，Koladiba の各変電所間に電力線搬送回線1 channel を構成し，各変電所に設置するトーンリンガー装置に結び，それぞれの変電所を選択呼び出し通話をする。

(2) 遠方監視用通信回線

新設のWereta，Gondar変電所は無人であること，又系統上重要な変電所となるのでテレメーター，スーパービジョン回線をBahar Dar，Gondar，Wereta 変電所間で構成してWereta，Gondar 変電所の状態をBahar Dar 変電所で遠方監視する。

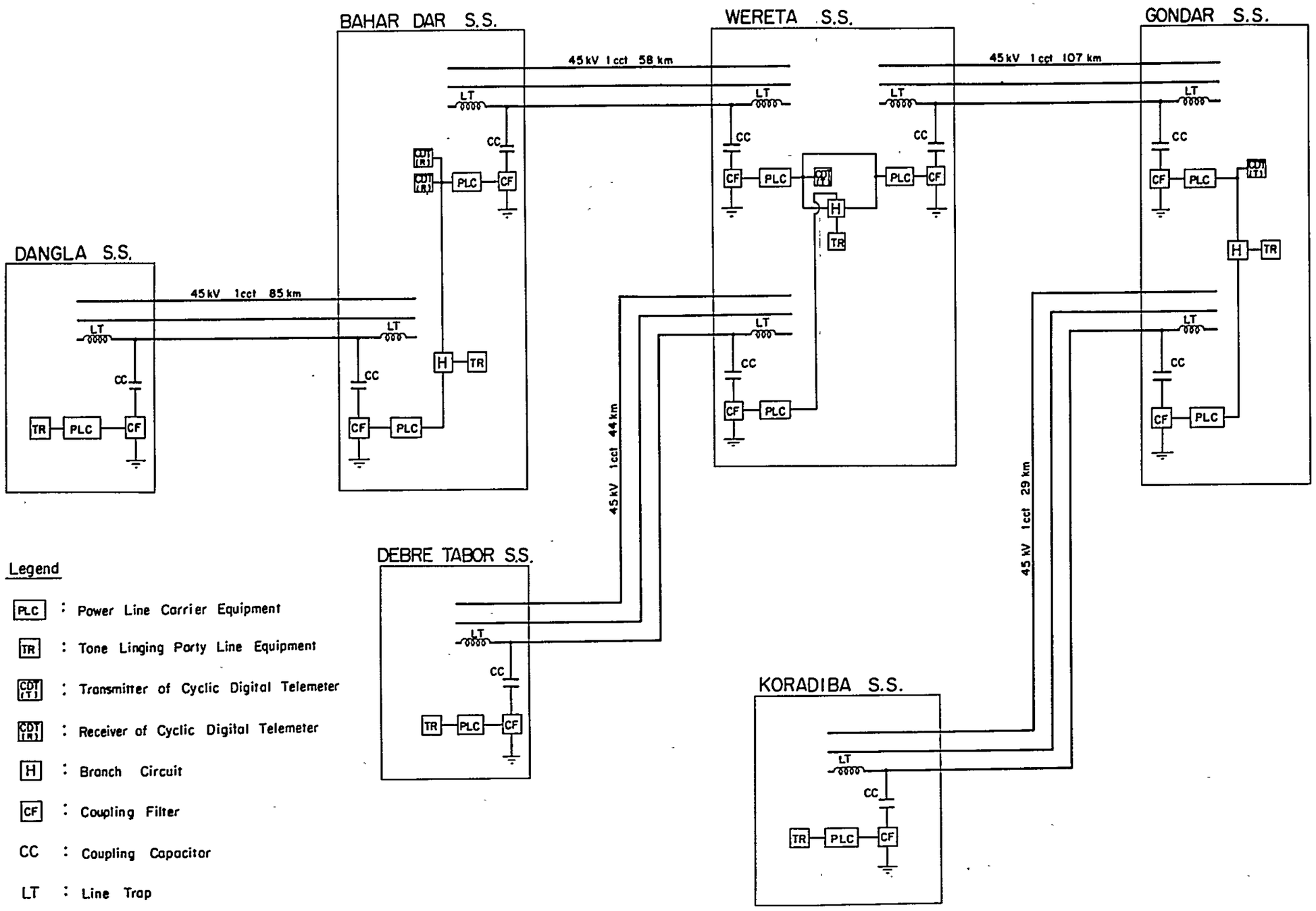
Fig. 10-5-1 TELECOMMUNICATION CIRCUIT DIAGRAM



Legend

◎——◎	:	Channel for Load Dispatching
(ST)——(ST)	:	Channel for data Transmmission
—[H]—	:	Branch Connection
—W—	:	Four - wire Connection
PLC	:	Power Line Carrier Connection
TM	:	Telemeter
SV	:	Supervision
TEL	:	Telephone
▨——▨	:	Existing Channel

Fig. 10-5-2 TELECOMMUNICATION SYSTEM DIAGRAM



Legend

- PLC : Power Line Carrier Equipment
- TR : Tone Linging Party Line Equipment
- CDT (T) : Transmitter of Cyclic Digital Telemeter
- CDT (R) : Receiver of Cyclic Digital Telemeter
- H : Branch Circuit
- CF : Coupling Filter
- CC : Coupling Capacitor
- LT : Line Trap

第11章　工事費および工事工程

第１１章　工事費及び工事工程

11.1　工事工程及施工方法

11.1.1　工事工程

タナ湖周辺 Project の工期は，Project の規模，地理的，自然的条件，構造物の大きさ及びコントラクターの施工能力等を勘案して検討した結果，調整ダムは３ケ年，Tis Abbay 発電所は２.５年の工期を必要とする。３号機増設に要する工期は１年２ケ月であり，これは殆んど電気機器の据付に要する期間である。

電力需要の見地からみると，調整ダムおよび３号機の増設は１９８２年末，また Tis Abbay №2 発電所は１９８５年末には運転を開始しなければならない。

以上の条件から工事着手時点を逆算すると，調整ダムは１９７９年，３号機は１９８１年，№２発電所は１９８３年に夫々着手することが必要である。但し，水車発電機等の電気機器類はメーカー側の設計，工場製作期間として約２４ケ月を要するので，これらの機器の発注時点は更に早まり３号機は１９７９年末，№２発電所機器は１９８２年初頭には夫々発注を完了していなければならない。

工事工程を Fig 11.1.1 に示す。

11.1.2　施工計画

(1)　地域条件及び関連事項

(a)　輸送路

タナ湖調整ダム地点は Addis Ababa 北方約 330 Km に位置する Bahar Dar 市内にあり，Tis Abbay 発電所はそこから東方へ約３５Km Blue Nile に沿って下った地点にある Tis Issat Falls の直下に位置する。

工事に要する主要資材は Addis Ababa から供給される。輸送道路は National road №３ であり，Addis Ababa，Bahar Dar 間の道路延長は約５７８Km である。このうち Addis Ababa から Blue Nile を横断するまでの約２３０Km 間はアスファルト舗装道路であり，それ以降は未舗装区間となっているが路面の状況は概して良好のようである。しかし途中に介在する橋梁群の許容載荷重は事前に調査を進めておかなければならない。輸入資機材は工事用機械，電気機器類の重量物を含めすべて Addis Ababa 北東約８７０Km，紅海に面した Assab 港より Addis Ababa 経由で運搬されることとなる。

Assab 港より Addis Ababa 間の工事用資材の輸送日数について我々が調査したところでは，到着までに２０日～115 日間を要している。この時間差は余りにも大きく，もしこれが輸送の実態であるならば輸送計画の策定が極めて困難であり，ひいては工事工程に大きな影響を及ぼすことなろう。この意味で道路調査と併行してこの間の事情を精査しておくことが望まれる。

Bahar Dar からTis Abbay 発電所に至る道路は砂利道であり，雨期には路面状態が相当悪化することが予想される。従って工事着手後は定期的に補修する必要があろう。骨材採取地及び土質材料採取地に至る道路は全く問題ない。

(b) 工事用動力設備

工事工程表に示す如くこの工事は雨期を避け主として乾期に施工される。この為，工事用動力源を電力に依存する事はTis Abbay 発電所の現状からみて困難であるから可能な限り，原動機付機械の使用を考慮しなければならない。主要な工事用プラント類はコンクリートプラント，骨材プラント，エアーコンプレッサー，ボーリング，グラウト機，照明用発電機および各種ポンプ類が想定されるが，いずれも原動機付機械の使用が可能である。

(c) 建設資材の購入

工事に使用される主要資材はセメント約3,800ton，Steel bar 約400ton，ダイナマイト約40 ton等である。これら資材のうち，セメント及びSteel bar は国内調達が可能であるがダイナマイトは輸入しなければならない。また，コンクリート用骨材は全部で約25,000㎥を必要とするが，これは現地で生産することとなろう。

(2) 主要構造物の施工

(a) 調整ダム

この工事は越流部側右岸河流の締切りから開始される。締切方法は半川締切となるが，締切による上流側水位上昇がタナ湖周辺へ及ぼす影響を極力小さくする為，また締切自身の高さを低くする必要から工事は乾期に集中的に実施される。

工事工程表に示す如く，第1年目の雨期の終了を待って工事用資機材の搬入，仮設備工事等を開始し，第2年目初頭に第1回目の締切を実施する。引続き河床掘削，基礎処理ボーリンググラウトを施工した後，ダムコンクリートの打設及び盛立を実施する。乾期の終りまでに越流部をすべて完了することは不可能なのでピアーを若干立上げた状態で締切を撤去し雨期を迎えることとなる。この間にゲートの発註が行われる。第3年目の初頭より第2回目の河流締切を実施し，越流部の残工事を終了し引続きゲートの据付を完了する。第4年目初頭より左岸側河流の締切を行い，河流を越流部へ転流する。次いで基礎掘削，ボーリンググラウトを施工した後堤体の盛立を行う。同時に上流部において河床低下工事が実施されるが，この時は完成している調整ゲートにより流量は調整される。

(b) 3号機増設

この工事は殆んど電気機器の据付が主体であり，土木工事は単にドラフト廻りの整理，機器据付時のコンクリート打設及び放水口側のコンクリートバルクヘッドの撤去のみである。従って工程的にはダム工事の第3年目に着手すればよいが，電気機器類の発註は調整ダム工事着手後直ちになされねばならない。

(c) Tis Abbay No 2発電所

3号機の運転開始の翌年№2発電所工事に着手する。第1年目は水槽の掘削とAccess road工事が先行し，引続き発電所の掘削および水圧管路立坑部の掘削が実施される。発電所の掘削盤が水車センターに到達した後，水圧管路水平部の掘削に移行し，掘削完了後直ちに立坑部を含めてコンクリートライニングを実施する。電気機器類は1982年始に発注される。第2年目は引続き，発電所下部の掘削を実施し，ドラフトチューブの据付，発電所側壁コンクリートの打設，本館工事へと進み，天井クレーンの据付を行う。この間にゲート類が発註される。第3年目は水車，発電機の据付，屋外開閉所の機器類の据付等を完了し，全工程を完了する。

11.2 工事費

11.2.1 基本条件

(1) 一般事項

工事費は自然条件，地域条件，工事規模或は現在考えられる技術水準等を考慮しつつ必要な余裕を見込んで算定した。

工事費は現地通貨所要分と外貨所要分とに分けられる。現地通貨所要分には，国内労務者の賃金，工事監督に要するエンジニアおよびテクニシアンならびに外国労務者（ foreman，機械工，トンネル坑夫，グラウト工等）の現地滞在費，セメント，棒鋼，木材，燃料油脂等国内で調達し得る工事用資材費および輸入資機材の国内輸送費用を含めた。これ以外はすべて外貨所要分に計上した。

国内労務費および資材費は1976年3月現在の単価を使用し，さらにエチオピア国内の工事実績および日本その他諸外国の実績を参考としつつ，地域条件を考慮して1976年現在工事単価を算定した。

実際の工事は，この開発計画の事業主体であるEELPAとの契約に基づいて，設計および施工監督をするコンサルティングエンジニアのもとに，コントラクタがこれを行なうものとし，事業主体，エンジニアおよびコントラクタの三者の相互関係および責任分界についてある想定をたて，工事費を算定した。

詳細測量設計費および施工監督費を一括し，管理費として計上した。

工事に必要な工事用地の取得，工事に伴なって生ずる各種の補償に必要な費用は計上しない。

予備費は土木工事に対して１５％，水力機器に対して１０％，電気機器に対して１０％，送変電工事に対して１２％を見込んだ。

調達資金の借入金利は不明であるので，建設期間中の内，外貨にかかる利子は，本章の工事費には計上しない。

交換レートは次の通りとする。

1 US $: 2.07 Eth $

1 US $: 290 ¥

1 Eth $: 140 ¥

(2) ダムおよび発電設備

ダムおよび発電設備の土木工事費は，工事工程および工事数量に基づいて，労務費，資材費，工事用機械の損料，運転経費および諸経費からなる直接工事費を算出し，さらにこれら工事用機械および諸設備の円滑な稼動をはかるために必要なすべての工事用道路，工事用建物，工事用設備，共通機器損料，労務に要する費用，およびコントラクタの間接経費を加えて工事費を算定した。

ダム調整ゲート，取水口ゲート，土砂吐ゲート，放水口ゲート等，水力機器の工事費は，製品の輸入，運搬，据付までの費用を計上した。

電気機器の工事費は，水車およびその他設備の製作，運搬，据付に要する費用を計上した。

(3) 送，変電，通信設備

Bahar Dar－Gondar，Bahar Dar－Dangla，Wereta－Debre Tabor，Gondar－Kola Diba の送電線およびこれに伴なう各変電所に必要な機器，通信設備，鉄塔，コンクリート柱，電線，碍子等の資材費，輸送費，据付費をそれぞれ送電線，変電所，通信設備として計上した。

11.2.2 工事費総括

本計画の総工事費は43,300,000Eth$であり，その breakdown を Table 11.2.1，Table 11.2.2 に示す。

(Unit : Eth$)

Item	Total	Foreign Currency	Domestic Currency
Regulating Dam	10,174,000	6,162,000	4,012,000
Tis Abbay PS No. 3 Unit	4,238,000	3,691,150	546,850
Tis Abbay No. 2 PS	12,052,000	8,706,430	3,345,570
Transmission Lines, Substations & Telecomunications System	16,836,000	9,878,420	6,957,580
Total	43,300,000	28,438,000	14,862,000

工事費の各年資金計画を工事工程表に基づき作成する。これを Table 11.2.3 に示す。この場合の支払条件は次の通りである。

土木工事については，契約時請負金額の１０％を前途金として支払い，工事着手後，月別出来高金額の１０％づつをその返済時にあて，その累計額が前途金総額に達した以降は，出来高金額の１０％を保留し，運転開始時に一括してコントラクタに支払われる。

電気機器類については，契約時に総額の１０％，船積時に５０％，運転開始時に４０％を支払う。

ゲートその他の機器類は，契約時に総額の１０％，船積時６０％，据付完了時２０％，通水後１０％を支払う。

送電線については契約時に資材費の２０％，船積時に資材費の８０％，工事着手後月別出来高払いとする。但しその１０％を保留し，運転開始時に一括支払うものとする。

Table 11-2-1 Construction Costs of Project

(Unit : Eth$)

Item	Total	Foreign Currency	Domestic Currency
Regulating Dam	10,174,000	6,162,000	4,012,000
Construction cost	8,216,000	4,853,000	3,363,000
Administration cost	893,000	691,000	202,000
Contingency	1,065,000	618,000	447,000
Tis Abbay PS, No. 3 unit	4,238,000	3,691,150	546,850
Construction cost	3,681,430	3,218,290	463,140
Administration cost	190,000	152,000	38,000
Contingency	366,570	320,860	45,710
Tis Abbay No. 2 PS	12,052,000	8,706,430	3,345,570
Construction cost	9,959,720	7,183,290	2,776,430
Administation cost	943,000	731,000	212,000
Contingency	1,150,280	793,140	357,140
Transmission Lines, Substations & Telecommunication System	16,836,000	9,878,420	6,957,580
Construction cost	14,254,280	8,482,640	5,771,640
Administration cost	944,000	436,000	508,000
Contingency	1,637,720	959,780	677,940
Total	43,300,000	28,438,000	14,862,000

Table 11-2-2 Summary of Construction Costs

(Unit : Eth$)

Item	Total	Foreign Currency	Domestic Currency
Regulating Dam	9,280,000	5,470,000	3,810,000
Dam	4,165,600	1,956,000	2,209,600
Deepening of River-bed	1,574,400	984,000	590,400
Hydraulic Equipment	1,965,000	1,682,000	283,000
Control Building	360,000	130,000	230,000
Miscellaneous	150,000	100,000	50,000
Contingency	1,065,000	618,000	447,000
Tis Abbay PS, No. 3 unit	4,048,000	3,539,150	508,850
Foundation	110,000	54,000	56,000
Turbine & Generator	2,864,290	2,621,430	242,860
Main Transformer, Others	707,140	542,860	164,280
Contingency	366,570	320,860	45,710
Tis Abbay No. 2 PS	11,110,000	7,976,430	3,133,570
Access Road	185,000	106,000	79,000
Waterway, Head Tank, Penstock	2,075,000	1,005,000	1,070,000
Foundation of Power House	1,351,000	618,000	733,000
Power House	200,000	70,000	130,000
Turbine & Generator	4,064,290	3,642,860	421,430
Main Transformer, Others	1,771,430	1,521,430	250,000
Hydraulic Equipment	291,000	220,000	71,000
Foundation of Switchyard	22,000	-	22,000
Contingency	1,150,280	793,140	357,140
Transmission Lines, Substations & Telecommunication System	15,892,000	9,442,420	6,449,580
Transmission Lines, 66 kV	6,007,000	3,274,050	2,732,950
Transmission Lines, 45 kV	4,597,280	2,294,310	2,302,970
Substations	3,035,710	2,407,140	628,570

(Unit : Eth$)

Item	Total	Foreign Currency	Domestic Currency
Telecommunication System	614,290	507,140	107,150
Contingency	1,637,720	959,780	677,940
Administration Costs	2,970,000	2,010,000	960,000
Surveying Fee	470,000	10,000	460,000
Engineering Fee	2,500,000	2,000,000	500,000
Total	43,300,000	28,438,000	14,862,000

P : Preperation work
E : Excavation
C : Concrete
T : Turbine
G : Generator
M : Manufacture

Fig. 11-1-1 Construction Schedule

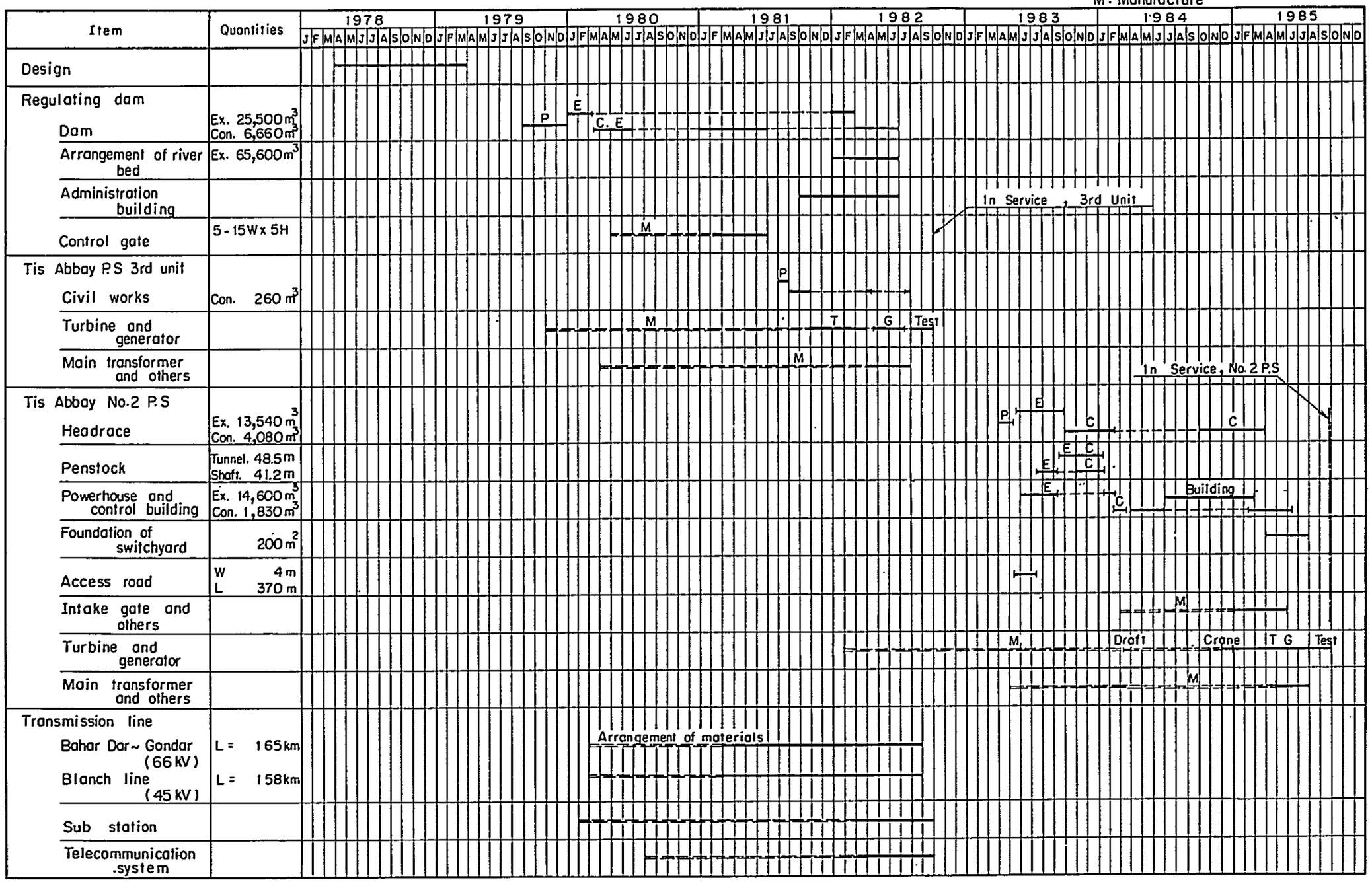


Table 11-2-3 Annual Expenditure Schedule (Unit : 10^3 Eth $)

Item	Total fund requirement			1978			1979			1980			1981			1982			1983			1984			1985		
	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C	Total	F.C	L.C
Engineering fee	2,500	2,000	500	600	480	120	240	192	48	200	160	40	420	336	84	520	416	104	300	240	60	220	176	44			
Surveing	470	10	460	400	-	400	46	7	39				1	0	1	23	3	20									
Regulating dam	9,280	5,470	3,810				681	352	329	3,771	2,483	1,288	1,759	918	841	3,069	1,717	1,352									
Dam	4,946	2,382	2,564				681	352	329	2,259	1,188	1,071	991	320	671	1,015	522	493									
Arrangement of river bed	1,814	1,108	706													1,814	1,108	706									
Administration building	360	130	230										120	43	77	240	87	153									
Control gate	2,160	1,850	310							1,512	1,295	217	648	555	93												
Tis Abbay P.S 3rd unit	4,048	3,539	509				314	287	27	78	60	18	1,966	1,741	225	1,690	1,451	239									
Civil work	120	59	61													120	59	61									
Turbine and generator	3,150	2,883	267				314	287	27				1,576	1,442	134	1,260	1,154	106									
Transformer and others	778	597	181							78	60	18	390	299	91	310	238	72									
Tis Abbay No.2 P.S	11,110	7,977	3,133													447	401	46	5,089	3,563	1,526	2,229	1,394	835	3,345	2,619	726
Headrace and Penstock	2,381	1,153	1,228																1,799	923	876	207	76	131	375	154	221
Powerhouse and control building	1,746	776	970																641	344	297	823	312	511	282	120	162
Fundation of switchyard	26	0	26																						26	0	26
Access road	217	124	93																217	124	93						
Intakegate and others	320	242	78																			224	169	55	96	73	23
Turbine and generator	4,470	4,007	463													447	401	46	2,236	2,004	232				1,787	1,602	185
Transformer and others	1,950	1,675	275																196	168	28	975	887	138	779	670	109
Transmission line, Sub-station and Telecommunication system	15,892	9,442	6,450							4,173	4,092	81	7,241	4,068	3,173	4,478	1,282	3,196									
Transmission, 66kV	6,728	3,667	3,061							2,200	2,200	0	2,691	1,467	1,224	1,838	0	1,838									
" 45kV	5,149	2,569	2,580							1,571	1,571	0	2,542	998	1,544	1,035	0	1,035									
Sub-station	3,339	2,648	691							334	265	69	1,670	1,324	346	1,335	1,059	276									
Telecommunication	676	558	118							68	56	12	338	279	59	270	223	47									
Grand total	43,300	28,438	14,862	1,000	480	520	1,281	838	443	8,222	6,795	1,427	11,387	7,063	4,324	10,227	5,270	4,957	5,389	3,803	1,586	2,449	1,570	879	3,345	2,619	726

第12章　経済評価

第12章 経 済 評 価

12.1 基本的考察

12.1.1 評価の目的

Tana湖周辺電力計画の目的はBlue Nileの豊富な水量を利用して低廉な水力電気を生産し，また連系送電線を建設して，発生電力をGondar～Azezo, Debre Taber, Wereta, Dangla等の既電化町村やその他の未点灯町村に供給することであり，これによって従来のコスト高のジーゼル発電供給方式を低廉な水力発電供給方式に転換し，EELPAにとっても，国全体にとっても，著しい経済効果をもたらそうと云うものである。

事実，燃料価格から見てisolatedのジーゼル発電を継続するよりも，送電線を通じての水力発電供給方式に移行する方が経済的であることは疑を入れない。併しながら，後者の場合には送変電設備建設費のウェイトが高いため，経済性の確立は電力需要の規模に依存することとなる。

従って，本経済評価の要点は，最少費用による電力供給を実現するため，diesel power alternativeからtransmission alternativeへの転換時点を見出すことである。事実，連系送電線が建設されない限り，調整ダムの建設は妥当性立証は困難である。何故なら，送電線を通しての他地域への電力供給が伴なわなければ，調整ダムの巨額の建設費はBahar Dar地域の需要だけでカバーしなければならないこととなり，このことは同地域の需要の規模から見て不可能であるからである。

12.1.2 Cost Estimateの条件

(1) Shadow Pricingについて

地方電化を目的とする本計画は国家機関としてのEELPAの財務状況改善に役立つばかりでなく，国家経済全体にとっても有効なものでなければならない。

従って，経済分析に当って適用される全てのcostsは，エチオピアにとって真実のcostsを反映するshadow prices乃至opportunity costsであることが望ましい。この点について，1972年にPlanning Commission Officeより発表された"A Guide to Project Planning in Ethiopia"において，プロジェクトの外貨部分および労務賃銀その他について，次のようなconversion factorsが示されている。

(a) 外貨部分についてはEth$の公定レートの33%増とする。

(b) 労務賃銀についてはactual rateの70%とする。

(c) constructionについてはactual priceの90%とする。

上記のうち，労務賃銀のopportunity costは，若し本計画による雇傭がなければ失業状態にある労務者，即ち，主として未熟練労働者に対して適用されるべきものであるが，これら労務者賃銀が本計画の総投資額中に占める割合は微々たるものに過ぎない。従って，上記conversion

factor は無視しても差支えないと思われる。

また，construction に対する conversion factor 90％は，主に未熟練労働者の賃銀 opportunity cost を考慮した場合における各種建設工事の economic cost/financial cost の平均値と考えられる。この点について，本計画の場合は未熟練労務賃銀の比重は微々たるものであるので，上記 conversion factor は適用する必要はないと思われる。

以上の線に従い，本分析では市場価格を表わす所謂 financial cost に基く分析と，外貨部分に conversion factor を乗じた economic cost に基く分析との2通りの分析を行なうこととする。また，租税・公課等は，国内における財貨の単なる transfer を表わすものにすぎないので全ての costs から控除する。

(2) Cost Escalation について

エチオピアにおける建設工事費について，最近，IBRD によって行われた estimation によると，土木工事の場合は1979年までは毎年１２％，その後は毎年１０％の単価の値上りが予想され，また，機器関係では1979年までは毎年８％，その後は毎年７％の値上りが予想されるとしている。

併し乍ら，本経済分析の場合には，一方の代案である diesel power alternative のコストの大部分は燃料費によって占められており，この燃料費の将来の価格動向については的確な予測を得ることは殆ど不可能である。

従って，以下の経済分析における全ての investment cost および運転維持費等はいずれも1976年現在の価格とし，escalation は適用しないこととする。但し，本経済分析の末尾において，若し escalation を適用した場合に，diesel power 若しくは transmission の何れの alternative により有利な作用が及ぼされるかについて一般的に述べることとする。

12.1.3 割引率

プロジェクトの経済評価のための資本の opportunity cost について，エチオピアでは Planning Commission Office によって，適正 rate は10％程度と見積られている。

一方，従来エチオピアにおいて大規模発電計画等の資金調達が行なわれてきた IBRD の長期利子率は現在約８％である。この利子率は，資本の国際市場における risk free の長期安定利子率と見做して差支えないであろう。以上の観点から本経済分析においては，年率１０％および８％の２通りの割引率を適用する。

12.1.4 電力需要想定

分析のベースとしての電力需要想定については第４章で示したように，下記2通りのケースが考えられるので，それぞれのケースの需要予測に基いて本計画の経済性を分析する。

Case A …電気ボイラーに対して off－peak 時にのみ電力供給を行なう場合

Case B …電気ボイラーの peak load が系統の peak load と重なって発生し，電力供給を受ける場合。

12.2 分析方法

12.2.1 分析事項

冒頭で述べたように経済分析の骨子は，discounted present worth method によって,diesel alternative から transmission alternative に転換するための最適時期を決定することであり，調整ダムその他発電設備の建設もこの時期に合せて行なわれることとなる。

この最適時期とは diesel power alternative から transmission alternative に転換する時点（year of conversion）までに累積される diesel power alternative の総費用と，転換時点以降における transmission alternative の総費用との和が最少となるような時点として定義される。なお，transmission alternative の総費用には，単に送変電設備のみならず，調整ダム，新，増設発電設備の全ての費用が含まれる。

また，上記の最適転換時期の決定に伴い，下記の factors が算出されることとなる。

- 経済的内部収益率
- diesel power alternative をその儘，継続した場合と比較して得られる transmission alternative への転換による電力供給コストの節減額

12.2.2 分析の基準年および建設利息の取扱い

分析は discounted cash flow に基いて行なわれるので，discount の計算起点としての基準年を設定する必要がある。本経済分析においては，技術経済および財務上の全ての条件が満足されたと仮定した場合に，最も早く本計画の発送，変電設備を完成し運転開始し得ると考えられる1982年初頭を以てこの計算起点とする。

また，investment cost に建設利息を含めた所謂 capital cost の算定については，本計画は未だ feasibility study の段階であるので，EPDC が日本国内で適用している下記の概略法を適用する。即ち，

Capital cost = investment cost × (1+0.4 RT) 但し，R＝利率，T＝年数(工期)

12.2.3 Diesel power Alternative の構成

調整ダムおよび新，増設発電設備は，Tana 湖周辺の全地域への電力供給を目的として計画されるものであって，この中には従来から水力電気の供給を受けている Bahar Dar も含まれている。従って，diesel power alternative においては，従来のジーゼル発電地区はもとより，Bahar Dar においても将来の不足電力をジーゼル発電によって賄う場合を想定しなければならない。なお，diesel power alternative の一形式として，Bahar Dar および Gondar に大規模ジーゼル発電所を設置して，それぞれの周辺地域に送電線を通じて供給する案も考えられるが，この案は送電距離等から考えて，各町村毎にジーゼル発電所を設ける isolated diesel power system よりコスト高になるのは明らかなので，transmission alternative の代案としては isolated diesel power alternative のみを考えることとする。

12.2.4 Transmission Alternative の分析区分

本計画による送電線は，湖北および湖東地域への供給のための６６KV基幹送電線（この送電線の途中Wereta からDebre Tabor へ４５KV線が分岐する）および湖南地域への供給のための４５KV送電線に大別される。従って，厳密には各送電線毎に最適建設時期を決定するのが最も望ましいが，そのためには，下記の条件が満足されていなければならない。

(a) 調整ダム，増設３号機，No２発電所等の新・増設発電設備等が既に完成済みのものであり，従って，これらを含めたTis Abbay 発電系統の energy cost が既知のものである場合，または，

(b) 上記の新・増設発電設備は計画全地域にとっての共同施設であるが，これらの共同施設費（capital cost および運転維持費）が各需要地域毎に cost allocationできるものである場合。

併しながら現実には，これらの新・増設発電設備は，送電線建設時期に合せて建設されるものであり，且つ一つの設備を１期，２期…と分割して建設することは不可能である。

従って，transmission alternative については，湖北，湖東，湖南の各送電線を含め全て同一時期に建設することとし，この案を以て diesel power alternative と比較することとする。

12.2.5 System considerations

分析期間は，連系送電線によって供給を受ける電力需要の規模が，電圧降下１０％の範囲内における送電容量の限界に達するまでの期間としなければならない。この場合，各区間の送電容量と当該容量に需要規模が到達する年次の関係は次の通りである。

Transmission Line	Specification		Trans-mission Capacity	Scale of Demand after Reaching Transmission Capacity		
	Voltage (kV)	Number of cct.	(kW)	(yr)	(kW)	(MWh)
- Bahar Dar～Gondar	66	1	21,800	2001	18,700	62,250
- Gondar～Kola Diba	45	1				
- Wereta～Debre Tabor	45	1				
- Bahar Dar～Dangla	45	1	19,000	2019	17,860	68,840
- Tis Abbay PS～B. Dar	45	1	17,100	2011 (A)	15,800	86,750 (A)
				2006 (B)		69,480 (B)

上記のうち，送電容量とはBahar Dar 変電所よりの送電端におけるものである。また，当該送電容量に到達した後の各地域の需要端電力は，到達年におけるこれら地域の負荷率および送電ロスを考慮して算定したものである。到達年以降は，これらの需要端電力は無限遠に亘って，毎年コンスタントに供給されるものと考えられる。

従って，分析においては送電容量到達以降の供給電力のコストは，到達年において資本還元（capitalized）されることとなる。

12.2.6　分析の手順

(1)　第1段階… diesel power alternative のコスト計算

各需要地毎に，需要に応じて増設されて行くジーゼル発電所の capital cost および燃料費，運転維持費の各年の合計額を1982年初頭を基準に現在価値換算し，その各年毎の累積額を算出する。この計算は，前項12.2.5の分析期間の終了年まで行なわれる。

(2)　第2段階… transmission alternative のコスト計算

1982年以降の各年について，それぞれの年を diesel power alternative から transmission alternative への転換年（year of conversion）と仮定し，当該年における発・送・変電設備の capital cast と当該年以降無限遠（infinity）までの運転維持費の資本還元額との合計額を算出し，然る後，当該合計額を1982年初頭を基準として現在価値換算する。なお，この場合既設Tis Abbay 発電所，Bahar Dar 変電所および45 kV線の運転維持費については，現在の実績値をベースとして資本還元額が算出され，また，将来Upper Beles 発電所から受電される電力量の energy cost については，当該発電所の ICS における発電単価を概算で想定し，これに基いて本計画に計上すべき cost を算出する。

(3)　第3段階… minimum total cost による最適転換時期の決定

1982年以降の各年について，当該年までの diesel power alternative の累積現価額と当該年以降の transmission alternative の capitalized amount の現価額を合計すると，転換各年案毎の total cost of power supply が得られる。このうち，minimum total cost をもたらす転換年が最適転換時期となる。

12.2.7　設備更新および資本還元

Diesel power alternative の計算は，transmission alternative に移行する迄の各年毎について，当該年の Capital cost の年賦額（equalized installements）と燃料費，運転維持費，管理費等の合計額を算出し，然る後，これら合計額を1982年初頭時点を基準とした現価に換算すると共に，またこれら現価換算額の毎年の累計額を算出することである。従って，設備に対する更新費用は既に毎年の capital cost の年賦額の中に含まれていることとなる。

これに対し，transmisson alternative の計算は，移行年以後，無限遠に亘る費用を当該移行年に集積するものであるので，その capital cost と運転維持費および energy cost には下記の考慮が必要である。

(1)　送変電設備の perpetual replacement

初期投資額を Inv，耐用年数を n，割引率を i とすると，"初期投資額＋無限遠更新費"の合計額は次の通りとなる。

$$\mathrm{Lim}\ S = \mathrm{Inv} + \frac{\mathrm{Inv}}{(1+i)^n} + \frac{\mathrm{Inv}}{(1+i)^{2n}} + \cdots\cdots$$

$$= \frac{\mathrm{Inv}}{1-\frac{1}{(1+i)^n}} = \mathrm{Inv} \times \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

分析においては送変電設備は，無限遠に亘って設備更新されるものと考え，従って，それぞれの capital cost に上記の perpetuel replacement factor を乗ずるものとする。

(2) 運転維持費および energy cost の資本還元

Transmission alternative における運転維持費は毎年コンスタントと考えられる。また，送電容量の限界に達した後の energy cost も毎年コンスタントと考えられる。

従って，これらはいずれも 1/i を乗じて資本還元される。なお，この場合，年初時点の資本還元額を算出する場合には 1/i を，また，年末時点の資本還元額を必要とする場合には (1+i)/i を乗ずることとなる。

12.3 計算上の基準条件

12.3.1. Diesel Power Alternative

(1) ジーゼル発電機の据付価格（ financial cost ）

ジーゼル発電所の建設費は，makers の製作価格および海上運賃等の外貨部分を８０%，エチオピア内陸輸送費，据付工事，建屋等の内貨部分を２０%と想定し，且つ，最近EELPA に対して各国から提出された幾つかの quotations を参考として検討したが，その結果，ジーゼル発電機の価格上昇は他の重電機器の価格上昇よりも大きく，単機容量別価格は Fig 12. 1 に示す通りとなる。（なお，Fig 12. 1 に示す単価には建屋，基礎土木工事，燃料タンク，その他Panel，Circuit brakers，トランス等の全ての補器を含む）。

単機容量毎の単価をその都度追加発電機に適用することは計算を煩雑にするだけで実効に乏しいので，本分析では Fig 12.1 から求めた下記の平均単価を適用する。

単機容量（KW）	Capital cost（Eth $/KW）
１００～３００	1,750
５００～1,０００	1,400
1,０００～2,５００	1,100

(2) 経済的耐用年数

全ての発電設備は，計算開始時点において新しい機器を設備するものと想定し，その経済的耐用年数は，EELPA の基準に従い，１５年間にする。

(3) 予備力の基準

発電所に留保すべき予備力については，EELPA の基準に従って，Peak load の２５%とする。従って，需要地区の Peak load が既存設備出力の８０%に達した時点で追加発電機を増設するものとする。

(4) 燃料消費率

燃料消費率は，発電所の単機容量が増大するに従い，また，負荷率が高まるに従って減少する。併しながら，燃料消費量の変動幅は，単機の負荷が５０%～１００% の間で変動する場合でも僅か５%前後にすぎない。また，標高との関係については，本計画の場合は何れも EL 2000 ～EL 2500 m の高所に発電所を設けなければならないため，各発電所には super-charger を取付けて酸素吸入量を補給し，出力低下を防ぐものとする。従って，燃料消費率は低地における基準値を適用する。但し，エチオピアの実績を見ると，partial 運転等のため，実際の燃料消費率は理論値よりも１０%前後高くなっている。Fig 12.2 は，燃料消費率の理論値および実際値を示すものであり，本経済分析では実際値を適用する。

なお，(1)項のKW当り建設費の場合と同様，単機容量別のそれぞれの消費量を計算に適用することは煩雑なので，本分析では，図から求めた下記の平均消費率と発電所の単機容量構成を考慮しつつ検討を行なう。

単機容量 (KW)	単位消費率 (gr／KWh)
100～300	300
500～1,000	270
1,000～2,500	260

(5) 燃料価格 (financial cost)

EELPAのジーゼル発電所に適用されている燃料価格は，諸税，賦課金等を免除されている。計画地域において，現在EELPAによって供給が行なわれているのはGondar～Azezo～Kola Diba地域と，Debre Taborの2需要地区だけで，これら地区のEELPAの現行燃料価格は確認されているが，その他需要地については諸税，賦課金を含まぬ燃料価格は不明である。従って，若しこれらの需要地において，EELPAがジーゼル発電供給を行なうと仮定した場合に適用される価格については，次のようにして想定する。

即ち，National Route №3上において，Addis Ababaより300km地点にあるDebre MarkosにおけるEELPAの燃料価格はEth $340／1000 lt であり，また，750km地点のGondarおよび690km地点のDebre Taborにおける燃料価格はそれぞれEth 400／1000 lt，Eth $375／1000 lt である。これら地域間の価格差は輸送費その他chargesの差を示すものと考えられる。従って，Debre Markos，Debre TaborおよびGondarの3地域の価格を基準とし，各需要地区の間の距離を考慮して，諸税および賦課金を含まぬ各地区別の燃料価格を推定すると次の通りとなる。(尚，ジーゼル・オイルのkg／lt比は 1,208 lt＝1 tonである)。

Locality	Fuel Price (Eth $) (per 1,000 lt)	(per ton)
Bahar Dar	365	440
Gondar district (inc. Azezo, Kola Diba)	400	483
Chewahit	406	490
Gorgora	408	493
Debre Tabor	375	453
Wereta	370	447
Addis Zemen	372	449
Dangla	357	431
Injibara Addis Kidame	} 353	} 426

(6) 潤滑油消費率および価格 (financial cost)

潤滑油の消費率は単機容量別に次のように想定する。

単機容量500KWおよびそれ以上 …… 4 gr／KWh

単機容量500KW以下 …… 6 gr／KWh

また，潤滑油の価格についても，地区毎に異る訳であるが，燃料油と異り，消費量が少いので，その価格差は経済計算の結果に大きな影響を持たない。従って，各地区に対し一律に下記の価格を適用する。

…… Eth $1.50/kg

(7) 運転維持費 (financial cost)

給与賃銀，保守用資材，および旅費手当等を含めたジーゼル発電所の運転維持費はSelf-Contained Systems 全体平均で1975年実績は，下表に示すように2.62Eth¢/KWh であった。また，1975年のKWh 当り運転維持費の対前年増加率は約4%であったので，1976年についてもこの増加率を適用し，1976年は2.73Eth¢/KWh と想定する。

(Eth $)

Item	Diesel PS	Tis Abbay PS	Total SCS
Salaries and wages	867,062	96,489	963,551
Materials for maintenance	250,920	30,684	281,604
Travel expenses	50,691	3,033	53,724
Sub-total	1,168,673	130,206	1,298,879
Fuel cost	4,918,154	4,713	4,922,879
Depreciation	813,618	214,898	1,028,516
Total	6,900,445	349,817	7,250,262
Energy production (MWh)	44,485	20,487	64,972

Operation and maintenance cost per kWh for diesel power station

= Eth $ 1,168,673/44,485 MWh = E¢ 2.62/kWh

(8) 管理費

EELPA の算定基準によれば，管理費は，運転維持費に燃料費および潤滑油費を加えた総variable cost の10%としているので，本経済分析においてもこの基準を適用する。

12.3.2. Transmission Alternative

(1) 経済的耐用年数

Transmission alternative に含まれる設備は，調整ダム，発電設備，および送変電設備であるが，これらの経済的耐用年数は，EELPA の基準に従い，次のように設定する。

(a) 新，増設の発・送変電設備

- 調整ダム …… 50年
- №2発電所 …… 40年
  (但し，電気機器は25年)
- 送電線：鉄塔送電線 …… 50年
  木柱送電線 …… 25年
  15KV配電線 …… 25年
- 変電所 …… 30年

(b) 既設発・送変電設備

既設Tis Abbay発電所，Bahar Dar変電所およびこれらを結ぶ45 kV 1回線送電線は，1964年に運転開始した。従って，2003年には既設発電所は経済的耐用年数の終期に達することとなる。併しながら，既設発電所に接続するNo.2発電所の場合は，当該発電所が建設される際に，既設発電所の関連構造物について所要の設備更新が行なわれることとなるので，No.2発電所の経済的耐用年数は，既設発電所の残存耐用年数とは無関係に，40年間とする（なお，既設々備の実際の償却は，発電所が30年，変電所が27年，送電線が25年でそれぞれ完了の予定となっているが，これらは財務上の必要性に基くものである）。

なお，上記の既設々備のうち，発電所の電気機器は1988年に，変電設備は1993年に，それぞれ設備更新時期に達することとなる。

(2) Capital cost および adjusted cost (financial cost)

ダムおよび発電所は，土木構造物の寿命が尽きた後は設備再建設は行なわれないと考えられるので，perpetual replacement factor は考慮する必要はない。これに対し，送・変電設備は，無限遠に亘って設備更新が行なわれると考えられるので，これらの capital cost に対しては perpetual replacement factor を乗じて補正する必要がある。各設備の capital cost および adjusted capital cost は，別表Table 12.5に示す通りである。

また，設備更新に当って，Tis Abbay既設発電所，Bahar Dar変電所等の設備更新費は1976年価額で再評価する必要がある。1964年におけるこれら既設々備の capital cost は，Tis Abbay発電所がEth $1,874,000（発電所の総capital cost Eth $6,245,000の約30%を電気機器と想定），Bahar Dar変電所がEth $362,500，45 kV送電線がEth $295,000である。

その後，1976年までの電気機器の価格上昇率は，日本の卸売物価指数によれば，約1.7倍であり，また，45 kV送電線の建設単価はkm当り現在約Eth $35,700である。これらを考慮すると，既設々備の更新価額は概算で次のように再評価される。

－Tis Abbay発電所電気機器	Eth $3,186,000
－Bahar Dar変電所	Eth $ 616,000
－45 kV送電線	Eth $1,071,000

(3) 既設発・送変電設備の資本費および運転維持費（ financial cost ）

(a) 資本費

既設Tis Abbay発電所，Bahar Dar変電所および45 kV送電線の原初価額および年間償却額は次の通りである。

	Initial Cost	Annual Depreciation Cost
Tis Abbay PS	Eth $6,245,000	Eth $214,900
Bahar Dar SS	Eth $ 362,500	Eth $ 13,320
45-kV line	Eth $ 295,000	Eth $ 11,820

上記諸設備はいずれも1964年に運転開始したものであるから，1981年までに18年間の償却が行なわれ，従って，1982年初頭における各設備の帳簿価額は，発電設備Eth $2,376,800 変電所Eth $122,740，送電線Eth $82,240と推定される。

本経済計算において計上される既設発・送変電設備の各年の資本費は1982年初頭の上記帳簿価額を基として算出される毎年の帳簿価額であり，その場合の償却年数は12.3.2.(1) 項に示した耐用年数を適用する。

(b) 運転維持費

既設発・送変電設備の1975年の運転維持費は，合計Eth $150,390である。

- Tis Abbay Power Station	Eth $134,920
- Bahar Dar Substation	Eth $ 14,310
- 45-kV Transmission Line	Eth $ 1,160
Total	Eth $150,390

1976年の実績運転維持費は確認できなかったが，前年度より約4%高騰していると推定されるので，1976年価額でそれぞれ次のように想定する。

- Tis Abbay Power Station	Eth $140,320
- Bahar Dar Substation	Eth $ 14,900
- 45-kV Transmission Line	Eth $ 1,140
Total	Eth $156,360

経済計算に計上される既設々備の各年の運転維持費は上記金額の資本還元額を1982年初頭を基準として現価換算した金額である。

(4) 新・増設々備の運転維持費

調整ダム，既設発電所の増設3号機，No.2発電所，送変電設備の年間運転維持費は次のように想定する。

－調整ダムおよび発電設備	……	investment cost の2%
－送電線	……	〃 2.5%
－変電設備	……	〃 2.5%

(5) Upper Beles 発電所からの補給電力の費用 (financial cost)

1971年以降, Upper Beles 発電所からの補給電力を必要とするので, transmission alternative による総供給コストの中には, 同発電所からの補給電力の費用も計上する必要がある。併しながら, Upper Beles 計画の study は, 未だ preliminary の段階に過ぎないので, 以下に算定する同発電所の電力量単価は, 飽くまで tentative なものである。

(a) 概算投資額 (1976 年価額)

Upper Beles 計画の建設工事費は, 1971年のACRES Internationalの予備報告書において Eth $220,880,000と見積られているが, この中には, Tana 湖調整ダムの工事費として Eth $5,720,000が見込まれている。従って, 総建設費から, これを差引き, またそれに伴って予備費 engineering 費用等を調整すると, 費用内訳は次の通りとなる。

Civil work	Eth$ 95,540,000	(60 %)
Electrical equipment	Eth$ 65,760,000	(40 %)
Sub-total	Eth$161,300,000	(100 %)
Contingency	Eth$ 24,192,000	
Engineering, etc.	Eth$ 27,823,000	
Total	Eth$213,315,000	

いま, 予備費および engineering の費用も, 土木関係60%, 電気関係40%の率で配分すると, 総投資額は, 土木工事関係 Eth $128,000,000, 電気機器関係 Eth $85,315,000と見積られる。

上記の総建設費を1976年現在の価格で見積るに当り, 電気機器については日本の卸売物価指数を適用すると, 1971年価格に対して約1.50倍であり, 土木工事では, ACRES International による調整ダム見積工事費 Eth $5,720,000 に対して EPDC の見積りは Eth $9,370,000 (上流案) であるから, 1971年価格に対してほぼ1.70倍となる。従って, 工期4年とし, 建設利息を含めた capital cost を1976年価額で見直すとほぼ次のようになる。

(1,000 Eth$)

Interest Rate	Investment Cost	Interest during Construction	Capital Cost
8 %	345,600	44,200	389,800
10 %	345,600	55,300	400,900

(6) 売電可能電力量

Upper Beles発電所は設備利用率60%以上を以て運転可能であるが, 発生電力の大部分の供

給 はInterconnected System (ICS) の需要地であり，負荷率は従来よりほぼ60%コンスタントである。従って設備出力200MWのUpper Beles発電所のfull utilizationの状態における年間発電量は200MW×8,760時間×0.60=1,051,200MWhと算定される。併しながら，第4章の5.3項で述べたように，Upper Beles発電所の運転開始テンポは1991年に1号機および2号機合計100MWの運開を要し，1995年に3号機および4号機合計100MWの運開が必要となるが，同発電所の供給力がfull utilizationに入るのは1998年以降である。従って，1991～1997年までの当初7年間の総発電量はfull utilizationの場合の約3.5年分と概算できる。従って，当該発電所の耐用年数を40年間と仮定すると，全耐用期間中の年平均発電量は次の通りとなる。

全期間総発電量……1,051,200MWh × 36.5年=38,368,800MWh

年平均発電量……38,368,800MWh ÷ 40年=959,220MWh/年

本計画では，送電線は230 kV 2回線で，ICS までの送電距離は450 kmであり，KWh の送電ロスは約8%と推定される。従って，ICSにおける変電所入口の年間売電可能電力量は次の通りとなる。

売電可能電力量……959,220MWh × 0.92=882,482MWh

(c) KWh当り受電単価

1991年以降，Upper Beles発電所からTana 湖周辺地域に電力補給が行なわれた場合，補給電力はBahar Dar変電所で受電されることになると思われるが，その際のKWh 当りの受電単価として，ICSにおける受電単価を適用して差支えないと思われる。

割引率を8%および10%と仮定した場合におけるそれぞれの受電単価は次の通りとなる。

Item	Discount Rate (8%)	Discount Rate (10%)
Amortization of capital cost	Eth$32,689,000	Eth$40,972,000
Operation and maintenance cost	Eth$ 6,912,000	Eth$ 6,912,000
Total annual cost	Eth$39,601,000	Eth$47,884,000
Average annual energy supply (at substation inlet)	882,482 MWh	882,482 MWh
Unit cost per kWh	E¢ 4.48/kWh	E¢ 5.43/kWh

(d) 補給電力の費用

1991年以降の補給電力量に上記需電単価を乗じた額を各年毎に計上し，然る後，1982年初頭を基準とするこれら金額のpresent worthを計算する。

なお，送電容量が限界に達した後は，当該限度の電力量が毎年コンスタントに供給されるもの

と考えられる。従って，このコンスタントの電力補給費用を当該限界到達年において資本還元し，更に，この資本還元額を1982年初頭を基準としてpresent worthに換算する。

12.4 Economic Costs の算定

12.1.2(1)項において，設備費および運転維持費中の外貨部分については shadow pricingすることによって，これら費用の economic costs を算定し，これを経済評価のベースにすべきことを示した。

12.4.1. Diesel Power Alternative における shadow pricing

(1) Diesel 発電所据付価格の economic cost

諸税を控除した diesel 発電所の据付価額（ erected cost ）のうち，外貨部分の割合は全体の約８０％と見積られる。外貨の shadow price は公定為替レートの１３３％と設定されているので，据付価額の economic cost を得るためには， financial cost による据付価額に conversion factor 1.264 を乗ずればよい。

$$0.8 \times 1.33 + 0.2 = 1.264$$

(2) 燃料油の economic cost

１９７６年６月以降の Assab 港における原油輸入価格（ＣＩＦ価格）は US $9497/ton（≒Eth $197/ton）である。また，Assab の精油所出口における diesel の燃料油価格は Eth $314/ton（Eth $260/Kℓ）である。従って，精油所での processing cost は Eth $314 − Eth $197＝Eth $117/ton と推定される。

各 diesel 発電所で消費される燃料油価格は，上記の Assab 精油所渡しの価格に，当該発電所までの輸送費および配給業者の cost を加算したものである。

EELPA の行なった study によれば，燃料価格中の外貨部分および内貨部分の割合は次のように見積られているので，本経済分析においてもこれに準拠する。

－原油輸入価格	１００％外貨
－精油所での processing cost 中の外貨部分	７０％
－輸送費中の外貨部分	５０％
－配給業者の cost	１００％内貨

次に，発電所渡しの燃料価格と Assab 精油所渡しの燃料価格との差額は輸送費と配給業者cost に区分されるが，その内訳は EELPA の study によれば概ね輸送費６０％，配給業者 cost ４０％の割合と推定される。

以上により，市場価格（但し諸税除く）Eth $４００／１０００lt（Eth $４８３/ton）の Gondar 発電所燃料費の economic cost を算定すると次の通りとなる。

同様にして，12.3.1.(5)項に示した各需要地区における燃料価格の economic cost を算定すると，次の通りとなる。

(Eth $/ton)

Item	Financial Cost			Economic Cost		
	Domestic Currency	Foreign Currency	Total	Domestic Currency	Foreign Currency	Total
Import price of heavy oil		197	197		262	262
Processing cost	35	82	117	35	109	144
Ex-refinery price	35	279	314	35	371	406
Transportation cost	51	51	102	51	68	119
Distributor's cost	67		67	67		67
Delivered price at PS	154	329	483	154	438	592

Similarly, the economic costs of fuel at the various localities indicated in item 12.3.1(5) are calculated to be as follows:

(Eth $/ton)

Locality	Financial Cost	Economic Cost
Bahar Dar	440	545
Gondar district	483	592
Chewahit	490	599
Gorgora	493	603
Debre Tabor	453	559
Wereta	447	552
Addis Zemen	449	556
Dangla	431	535
Injibara - Addis Kidame	426	529

(3) 潤滑油の economic cost

潤滑油の市場価格は，12.3.1.(6)項で述べたように，現在Eth $1.50/kgであるが，EELPAのstudyによれば，このうち外貨部分は70%，内貨部分は30%と見積られている。従って，economic costはEth $1.85/kgとなる。

Eth $1.50×0.7×1.33+Eth $1.50×0.3=Eth $1.85

(4) 運転維持費

12.3.2.(7)項の tableに示したように，全国のジーゼル発電所の運転維持費は1975年実績で

Eth $1,168,673であり，このうち，保守用資材は約22%のEth $250,920であった。EELPAのstudyによれば，これらの取替用その他資材代の80%が外貨分と見積られている。同項で示したように，1976年現在の運転維持費の単価はEth ¢2.73/KWhと見積られるので，同費用のeconomic costはEth ¢2.89/KWhとなる。

Eth ¢2.73×(0.78+0.22×0.2)+Eth ¢2.73×0.22×0.8×1.33=Eth ¢2.89

(5) 管理費

管理費は全て内貨と見積られるので，Economic costはFinancial costと同じであると考える。

(6) Tis Abbay発電所およびBahar Dar発電所の電気機器更新費のeconomic cost

標記電気機器の設備更新費は，diesel power alternativeにも，transmission alternativeにも双方の費用に計上される。これら機器の現時点における再評価額は，12.3.2.(2)項に示したように，発電所機器Eth $3,186,000，変電所機器Eth $616,000である。これら費用のうち，外貨部分は全体の70%，内貨部分は30%と見積られるので，各機器のeconomic costは次の通りとなる。

－発電所機器　Eth $3,186,000×(0.7×1.33+0.3)=Eth $3,922,000

－変電所機器　Eth $　616,000×(0.7×1.33+0.3)=Eth $　758,000

12.4.2. Transmission Alternativeにおけるshadow pricing

(1) 設備建設費のeconomic cost

各設備毎の建設費とその内貨，外貨の区分，並びに，これによって算定されるeconomic costは別表Table 12－5に示す通りである。

(2) 既設発・送変電設備の資本費

これらは既に投下された資本の償却に関するものであるので，12.3.2.(3)，(a)項に述べたように，各年毎の帳簿価額がそのまま適用される。

(3) 既設発・送変電設備の運転維持費

12.3.2.3.(b)項に示したように，これら既設々備の現在の運転維持費はEth $156,360と見積られる。このうち約90%はTis Abbay発電所のそれであるが，1975年の実績を調べると，同発電所の運転維持費Eth $139,919のうち約26%(Eth $35,397)が保守用資材および潤滑油等である。12-4.1.(4)項で示したように，これら保守用資材等のうち約80%が外貨部分と想定されるので，既設々備のfinancial costによる運転維持費に下記のconversion factorを乗ずることによって，economic costが得られる。

(0.74+0.26×0.22)+(0.26×0.80×1.33)=1.069

(4) 新増設々備の運転維持費のeconomic cost

前項の例に従い，運転維持費総額のうち26%が保守用資材等の費用と見，更にそのうちの80%が外貨部分と想定すると，既設々備の場合と同様に，financial costによる運転維持費に，

conversion factor 1.069を乗ずることによって，economic cost による運転維持費が算出される。

(5) Upper Beles発電所からの補給電力の費用

12.3.2.(5),(a)項に示したように，Upper Beles発電所の概算投資額は，現時点で約Eth $ 345,600,000と見積られ，そのうち，土木工事費が約60%，電気工事費が約40%と見積られる。このうち，外貨部分と内貨部分の比率は，土木工事の場合は外貨50%，内貨50%，電気工事の場合は外貨70%，内貨30%と推定される。従って，これらを総合した外貨部分，内貨部分の割合は次の通りとなる。

－外貨部分　土木0.6×0.5＋電気0.4×0.7＝0.58

－内貨部分　土木0.6×0.5＋電気0.4×0.3＝0.42

従って，financial cost を economic cost に見直すための conversion factor は 0.42＋0.58×1.33＝1.191となり，建設利息を含めた capital cost の economic cost による評価額は次の通りとなる。

金利8%の場合……Eth $389,800,000×1.191＝Eth $464,252,000

金利10%の場合……Eth $400,900,000×1.191＝Eth $477,472,000

また，運転維持費の economic cost は次の通りとなる。

Eth $6,912,000×1.069＝Eth $7,396,000

従って，割引率8%および10%のそれぞれの場合における受電単価は次の通りとなる。

Item	Discount Rate 8%	Discount Rate 10%
Amortization of capital cost	Eth$38,904,000	Eth$48,797,000
Operation and maintenance cost	Eth$ 7,396,000	Eth$ 7,396,000
Total annual cost	Eth$46,300,000	Eth$56,193,000
Average annual energy supply (at substation inlet)	882,482 MWh	882,482 MWh
Unit cost per kWh	E¢5.25/kWh	E¢6.36/kWh

12.5 分　析

12.5.1 Diesel power alternative のコストの年次別累積現価額

(1) 年度別所要設備出力，設備建設費，燃料消費率

各需要地にジーゼル発電で電力供給を行なうと仮定した場合の各年毎の所要設備出力およびそれに対応する設備の価額，並びに発電機の単機容量の増大に比例して逓減する燃料消費率等は，Table 12－1(1)～(9)に示す通りである。

なお，これら各需要地のうち，Bahar Dar 地域だけは特別の考慮を要する。何故なら同地域は，他の需要地と異り，現在既設のTis Abbay 水力発電所によって電力供給が行なわれており，従って，当該地域がdiesel power alternative に移行するのはTis Abbay発電所の供給力が需要を賄い切れなくなる時点以降だからである。この場合，同地域の電力需給バランスは，第4章で述べた如くTextile Mills S.C. への供給の仕方に下記2通りの立場がある。

Case A …… 電気ボイラーへは，系統のピーク時以外にのみ供給する。

Case B …… 系統のピーク時にも，制限なしに電気ボイラーに供給する。

Diesel power alternative の場合には，調整ダムは築造されず，既存設備の儘であるので，Tis Abbay発電所の平水年の供給能力はTable 8－2－2のCace (1)によって次のように算出される。

(a)	年平均電力	……	6,670 KW
(b)	保証出力	……	4,610 KW
(c)	常時20㎥/Sで移動した場合の年間発電量	……	64,100 MWh
(d)	年平均発電量	……	58,446 MWh
(e)	渇水による減少電力量（c－d）	……	5,654 MWh
(f)	保証電力量	……	40,384 MWh
(g)	2次電力量（d－f）	……	18,062 MWh

また，第8章で述べたように，渇水期におけるTis Abbay 発電所の出力低下日数は年平均約75日（1,800時間）である。duration カーブの形状から，この期間中の発電量の減少ははは，（最大出力－保証出力）×900 時間と近似的に算定される。

補給用ジーゼル発電所が建設された後は，上記の渇水期減少電力量はジーゼル発電所によって補給され，これと同時に，2次電力量は負荷曲線の形状に従って有効化されることになる。

以上により，本経済分赤においては，Tis Abbay発電所のfirm capacity を上回る需要電力はdiesel発電所によって供給され，当該発電所の年間補給電力量は上記超過需要電力×900 時間と想定する。

なお，transmission altemative の場合と異り，diesel power altemative のCace Aの場合は，10 数年間は電気ボイラーによる需要電力量の一部は供給カットせざるを得ないことになる。

(2) コストの年次別累積現価額

Diesel power alternative の各需要地毎の年次別累積現価額は，割引率８％および１０％の２通りで算定される。

別表 Table 12.2(1)～(11)は financial cost による累積現価額であり，また，Table 12.3(1)～(11)は economic cost による累積現価額である。

また，各需要地毎の累積現価額を合計した，計画地域全体の diesel alternative の年次別累積現価額は Table 12.4 に示す通りである。

12.5.2 Transmission alternative の Capital costおよび運転維持費の年次別現価額

別表 Table 12.5 に調整ダム，増設３号機，№２発電所，送電線，変電所および通信設備等の新規設備，並びに既設発・送・変電設備等の investment cost および Capital cost をそれぞれ financial cost および economic cost で算定した額を示すと共に，perpetual replacement を考慮したこれらの補正額を示してある。

また，同じく，上記諸設備の運転維持費の資本還元額も同 table に示されてある。

上記の補正 capital cost および資本還元された運転投資額に基いて算定される Transmission alternative の年次別総コストは次の通りである。

(1) 移行年以降の新規設備の capital cost 現価額

需要想定の case A および case B のそれぞれに対応する新規設備の capital cost の年次別現価額は Table 12.6(1)～6(4)に示す通りである。なお，この中には，既設設備の更新費の現価額も含まれている。

(2) 既設発・送・変電設備の capital cost 現価額

既設 Tis Abbay 発電所，Bahar Dar 変電所および４５ KV 送電線の 1982年初頭における帳簿価額は 12.3.2(3)，(a)項に示した通りである。これらの価額を基とし，所定の残存耐用年数期間中の各年毎の帳簿価額を現価換算すると Table 12.7 に示す通りとなる。

(3) 運転維持費の資本還元額の年次別現価額

新規設備および既設々備の運転維持費の資本還元額を年次別に原価還元すると Table 12.8(1)～8(4)に示す通りとなる。このうち，既設 Tis Abbay 発電所は 2003年で40年間の耐用年数を経過することとなるので，それ以降の運転維持費は経済分析においては計上しないこととする。また従って，同発電所に設置される増設３号機の運転維持費も 2004年以降は計上されないこととなる。

また，既設発電所および変電所の電気機器は，それぞれ 1988年および 1993年に再評価額（１９７６年時点）を以て設備更新されるものとするが，これら既設々備全体としての運転維持費の額はそれによって変ることはないものと考える。

12.5.3 Transmission alternative に計上される Energy cost の年次別現価額

第4章4.5.3項に述べたように，Tis Abbay 既設発電所および№2発電所のKWの供給力は1991年以降になると需要に対して不足を生ずる（case Bの場合は1986年に不足を生ずるが，1990年までは電気ボイラーの負荷をoff－peak時にshiftすることにより，系統の総需要を賄い得る）。従って，1991年以降は他の発電所より補給電力を受ける必要があり，この場合の電源として本経済分析ではUpper Beles 発電所の開発を想定した。

以上により，1991年以降のUpper Beles 発電所からの受電々力のenergy costをTransmission alternative に計上する必要を生ずる。その算定要領は次の通りである。

(1) Upper Beles からの補給電力量および年次別energy cost

Gondar および Debre Tabor を中心とする湖北および湖東地域と，Dangla を中心とする湖南地域，並びに Bahar Dar 地域は，それぞれ関連送電線の送電容量に当該地域の需要規模が到達する年次が異っている（12.2.5項参照）。

次に，Tis Abbay 系統の発電所から供給される電力量は，1990年において71,144MWh であるが，2003年には既設Tis Abbay 発電所は経済的耐用年数に達する。従って，翌年以降は当該発電所の運転は短時間のピーク補給のみと考え，そのKWhの供給力は経済分析においては考慮しないこととする。この場合，残る№2発電所による供給電力量を，既設Tis Abbay 発電所（増設3号機を含む）の保証出力と№2発電所の保証出力との比で按分すると23,620MWh となる。

Upper Beles 発電所からの補給電力量は，以上のTis Abbay 系発電所の供給電力量を上回る部分と考えるのが最も妥当である。

以上の考慮に基いてUpper Beles 発電所からの補給電力量および各case および各割引率に対応する補給電力量コストを算定するとTable 12.9の通りとなる。

(2) 年次別energy cost の現価額

需要規模が送電容量に到達した年以降のenergy costを当該到達年において資本還元し，更にそれ以前の各年のenergy costと合せて年次別に現価換算するとTable 12.10 に示す通りとなる。

12.5.4 Transmission alternative の総コストの年次別現価額

12.5.2項および12.5.3項に述べたcapital cost運転維持費およびenergy costの全てを含めたtransmission alternative の総コストの年次別現価額は別表Table 12.11に示す通りとなる。

12.6 分析結果および結論

12.6.1 Tana湖周辺電力計画の最適実施時期

Table 12.4に示される各年次毎のdiesel power alternativeの累積コストと，Table12.11に示される同年次のtransmission alternativeのコストを合計したものが，同年次にジーゼル発電供給方式からtransmission 供給方式に移行した場合の無限遠に亘る電力供給総コストとなる。Table 12－12は各年次について，当該年次にtransmission 供給方式に移行した場合の総供給コストを示したものである。

上記の各tableはそれぞれ8％，10％の2通りの割引率，financial costとeconomic cost の2通りのコスト見積り，およびcase A，case B の2通りの需要想定に対応して作成されたものであり，これら各表を基としてcost－time curvesを描くとFig 12.3(1)～3(4)およびFig 12.4(1)～4(4)の通りとなる。

以上のtablesおよびfiguresより以下の結論が得られる。

(a) 割引率が低くなる程，電力供給総コストは大きくなる。

(b) いずれの場合にも，case Aに対応する電力開発計画の方がcase Bによる開発計画よりも総供給コストは少くて済む。例えば，移行年を1983年とした場合のA案，B案の総コストの差は次の通りである。

(1000 Eth $)

Classification	Financial Costs		Economic Costs	
	Discount Rate 8％	Discount Rate 10％	Discount Rate 8％	Discount Rate 10％
Case B	96,108	85,563	113,773	101,371
Case A	92,789	81,093	109,560	95,866
Difference	3,319	4,470	4,213	5,505

(c) 割引率8％の場合は，financial costsで見積った場合も，economic costsで見積った場合も，case A，case Bとも，1982年初頭に調整ダムおよび送変電設備を運転開始するのが最も経済的である。

(d) 割引率10％の場合は，case Aでは1988年，case Bでは1985年にTransmission alternativeに移行するのが最も経済的と云う結論が得られるが，cost－time curvesの1983～1988年間の勾配は極めて緩く，殆ど水平である。

(e) 経済計算の結果は上記の通りであるが，8％の割引率が国際的な長利利子率を反映するものであることを考慮するならば，本計画の調整ダムおよび送変電設備は1982年以降出来るだけ早い時期に運転開始するよう今後の諸準備を進めることが適当と思料される。この場合，増設3号機およびNo.2発電所の運転開始時期は，第4章4.5.3項に示したcase A の開発テンポに従うのが適当である。

12.6.2 Continued diesel power supply に対する Transmission alternative による節約額

ジーゼル発電供給方式を永続させた場合の総供給コストと，本Tana 湖計画を実施した場合の総供給コストを比較し，前者に対する後者による節約額を以下に示すこととする。この場合，transmission alternative への移行年次は1983年とする。

(1000 Eth $)

Classification	Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	Case A	Case B	Case A	Case B
(Financial Costs)				
Continued diesel	177,849	185,221	122,975	131,623
Transmission	92,789	96,108	81,093	85,563
Savings	85,060	89,113	41,882	46,060
(Economic Costs)				
Continued diesel	214,565	224,000	148,257	159,059
Transmission	109,560	113,773	95,866	101,371
Savings	105,005	110,227	52,391	57,688

即ち，本計画による総供給コストは，ジーゼル発電の永続案による総供給コストに対して，割引率8％の場合は50～55％，割引率10％の場合は60～65％のコストで済む結果となる。

12.6.3 Rate of Return Approach

本経済分析においては，割引率を2通りしか適用していないので，内部収益率を正確に確認するためのカーブは画くことは出来ない。Fig 12.5(1)～5(4)は割引率8％の場合と10％の場合のdiesel案の2通りの総供給コストを直線で結び，同じく transmission案についても割引率8％と10％のそれぞれに対応する総供給コストを直線で結び，両直線の交点（internal rate of return）を求めたものであるが，本来はこれらは直線でなく concave 曲線として現れるものであるから，実際の rete of return はこれらの直線の交点よりも右方に来ることとなる。これらの figures から本計画の economic internal rate of return について，次のように結論することが出来るであろう。

(a) Financisl cost の場合も，economic cost の場合も rate of returnは殆ど変らず，12％より数％高い率となろう。

(b) 何れの場合にも，case B の方が rate of return は若干高目となる。

12.6.4 一般的考察

Transmission alternative の場合は，設備完成後の年経費の大部分は資本費であり，運転維

持費の占める比重は極めて小さい。これに対して，diesel power alternative の場合は年経費の５５～６０％が燃料，潤滑油費である。従って，将来におけるOil 価格の上昇は diesel power alternative に極めて不利に作用し，従って，それだけ transmission alternative に有利に響く訳であるが，本分析においては，将来の価格 escalation は考慮していないので transmission alternative によりシビアな分析となっている。

次に，transmission alternative の実施時期は，電力需要の規模に応じて異って来る。即ち，需要の増加テンポが高い程，transmission alternative への移行年次が早まって来る。従ってこの点に関して，計画地域の電力需要喚起，特に潜在需要の実需要化のための諸対策が本計画の早期実現のための重要な鍵となる。

Fig. 12-1 Construction Cost of Diesel Power Station

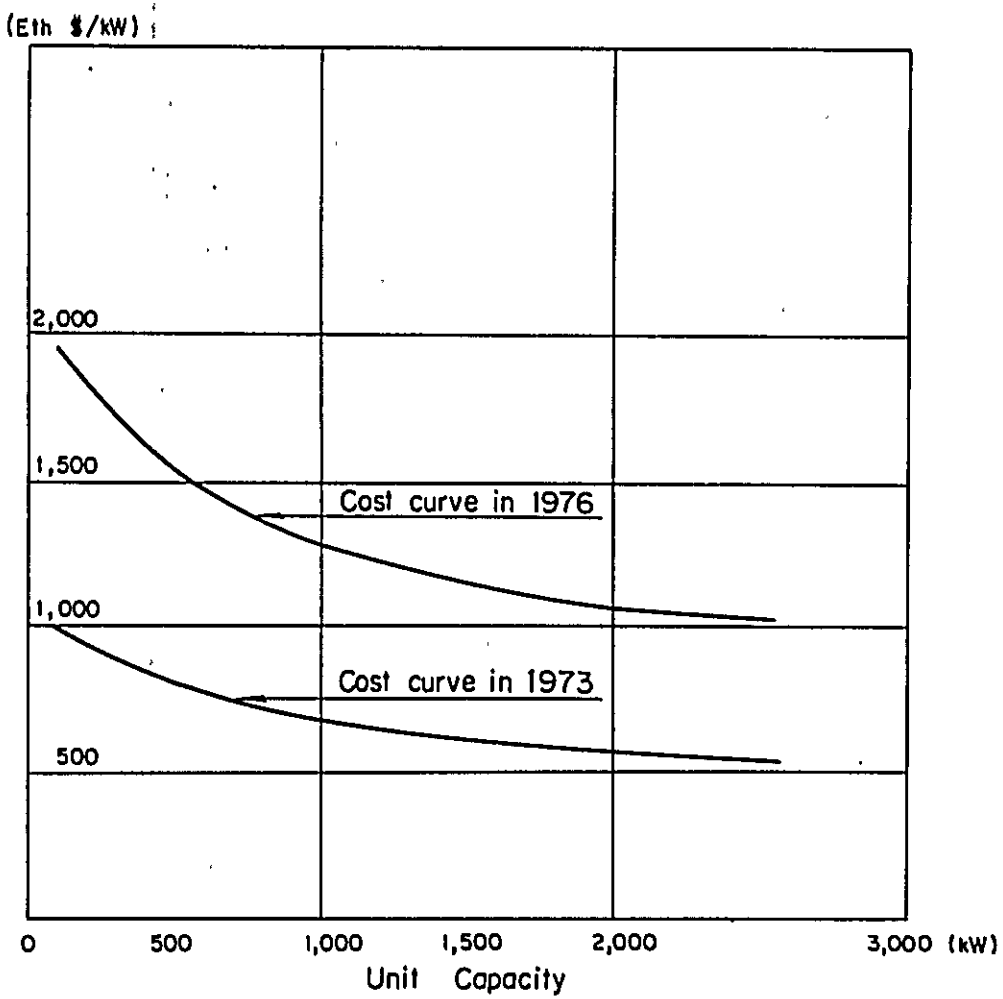
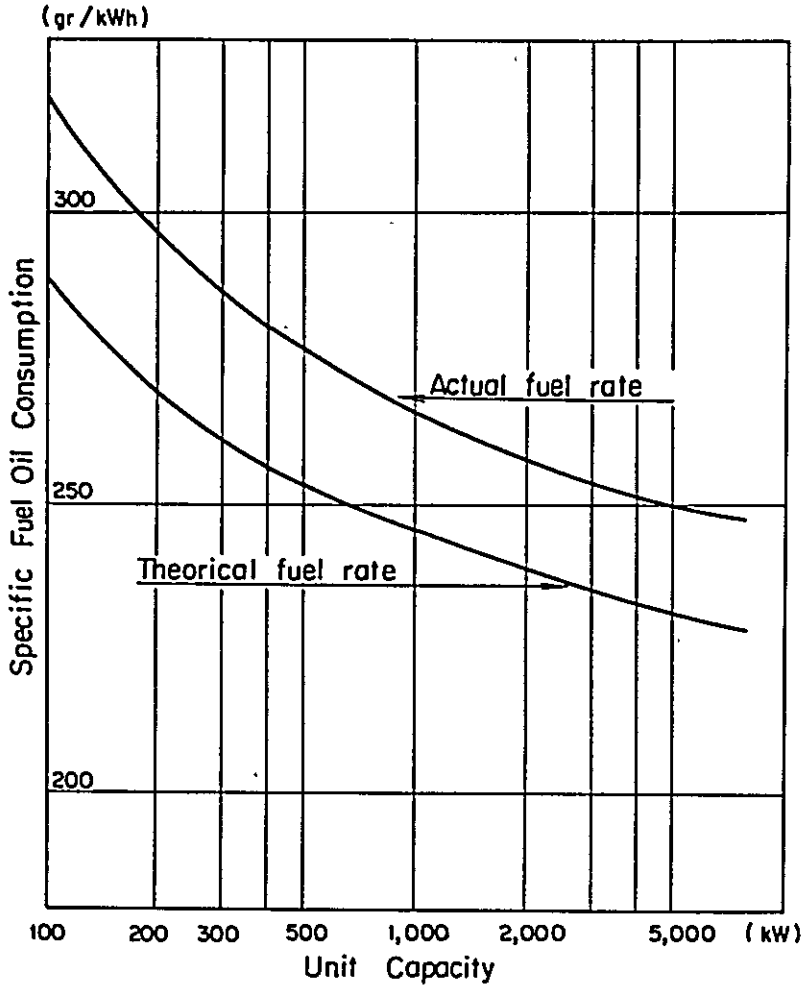
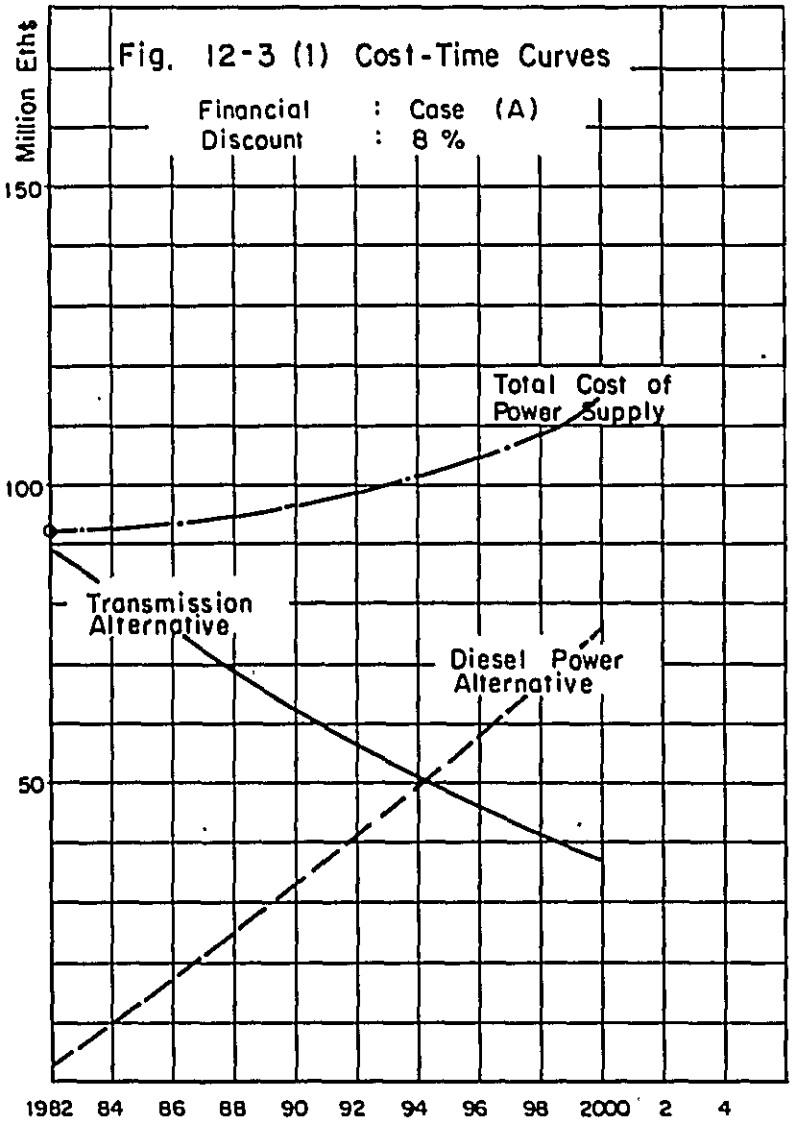
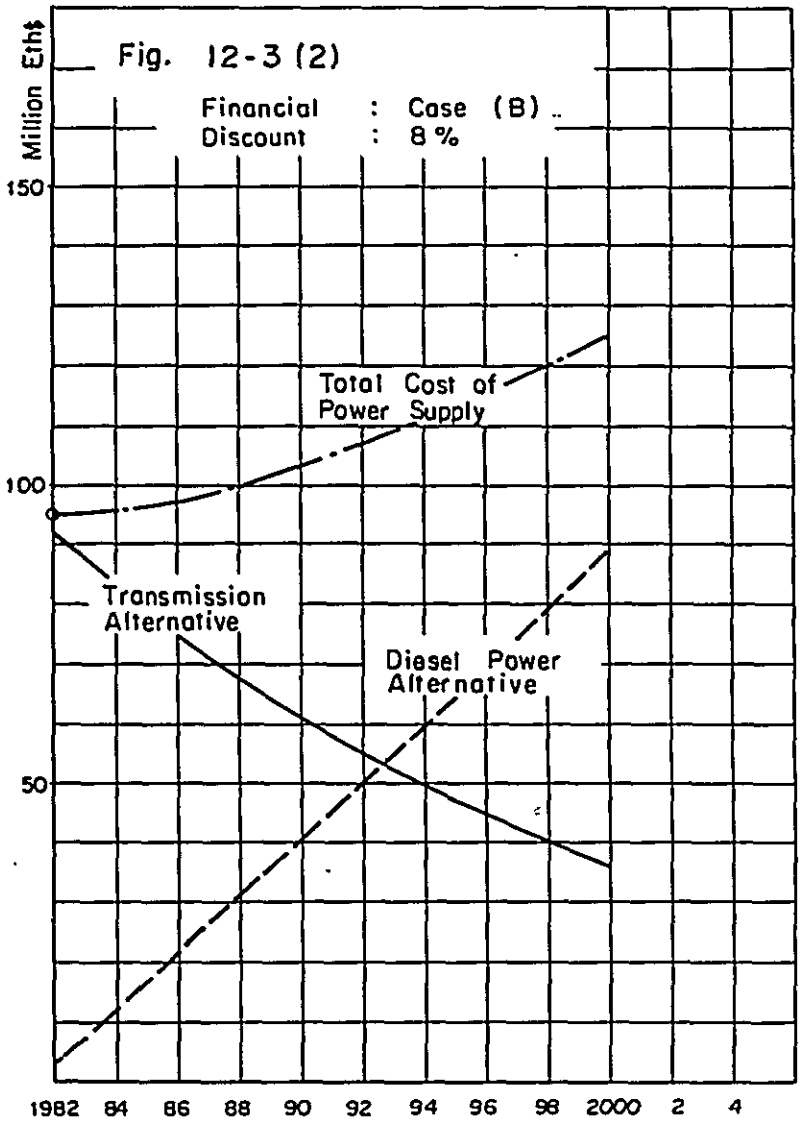


Fig. 12-2 Specific Consumption of Fuel Oil







Year of Conversion to Transmission Supply

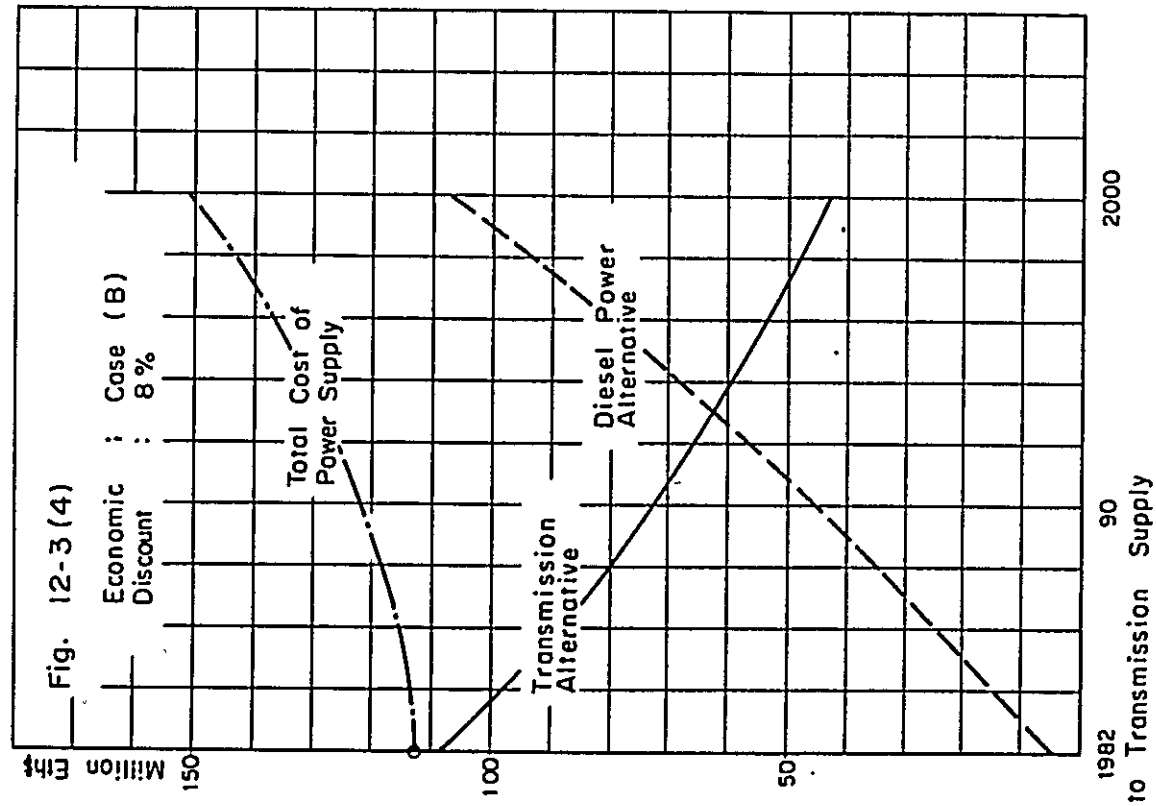


Fig. 12-3 (4)
Economic Discount : Case (B)
: 8 %
Million Eirl
150
100
50
Total Cost of Power Supply
Transmission Alternative
Diesel Power Alternative
1982
90
2000
Year of Conversion to Transmission Supply

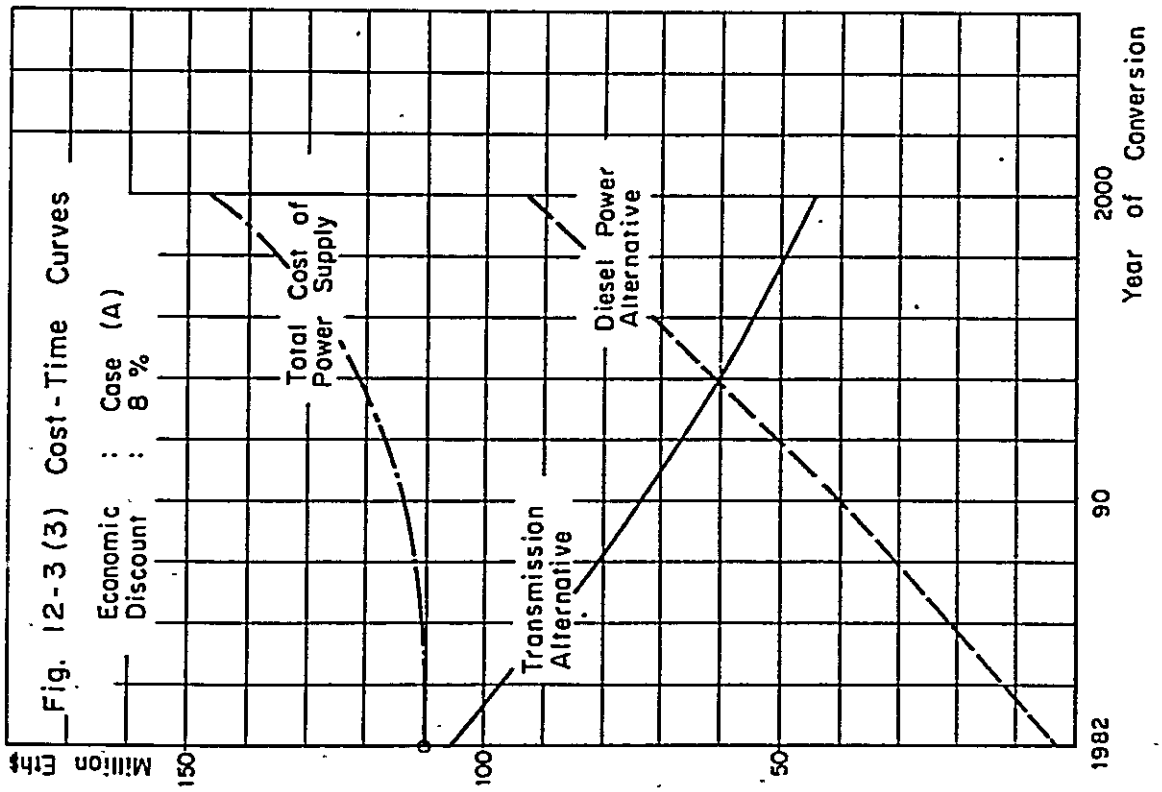
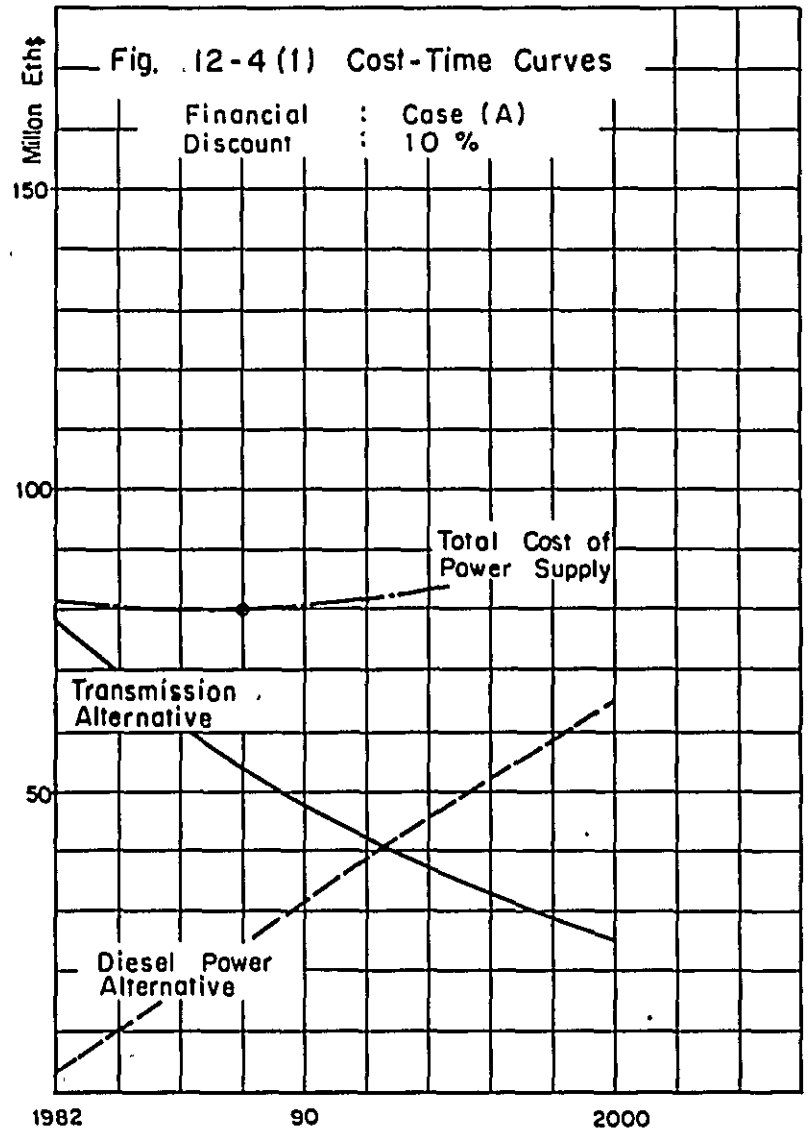
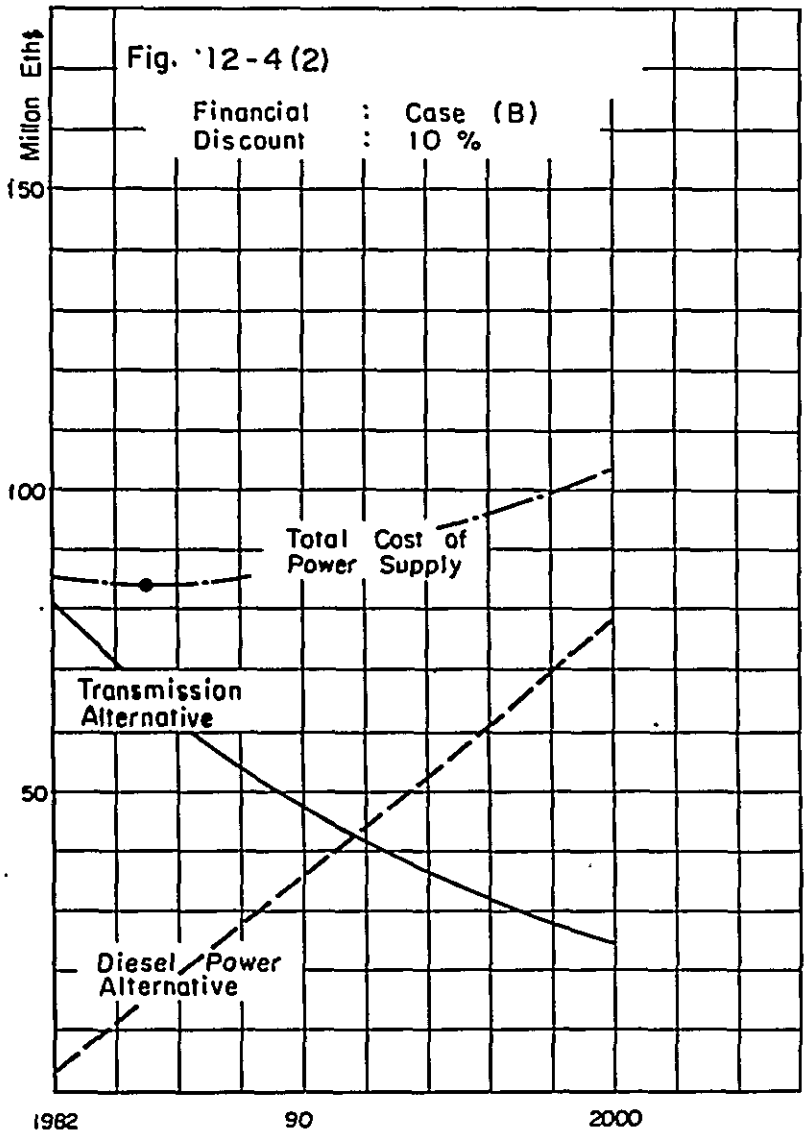
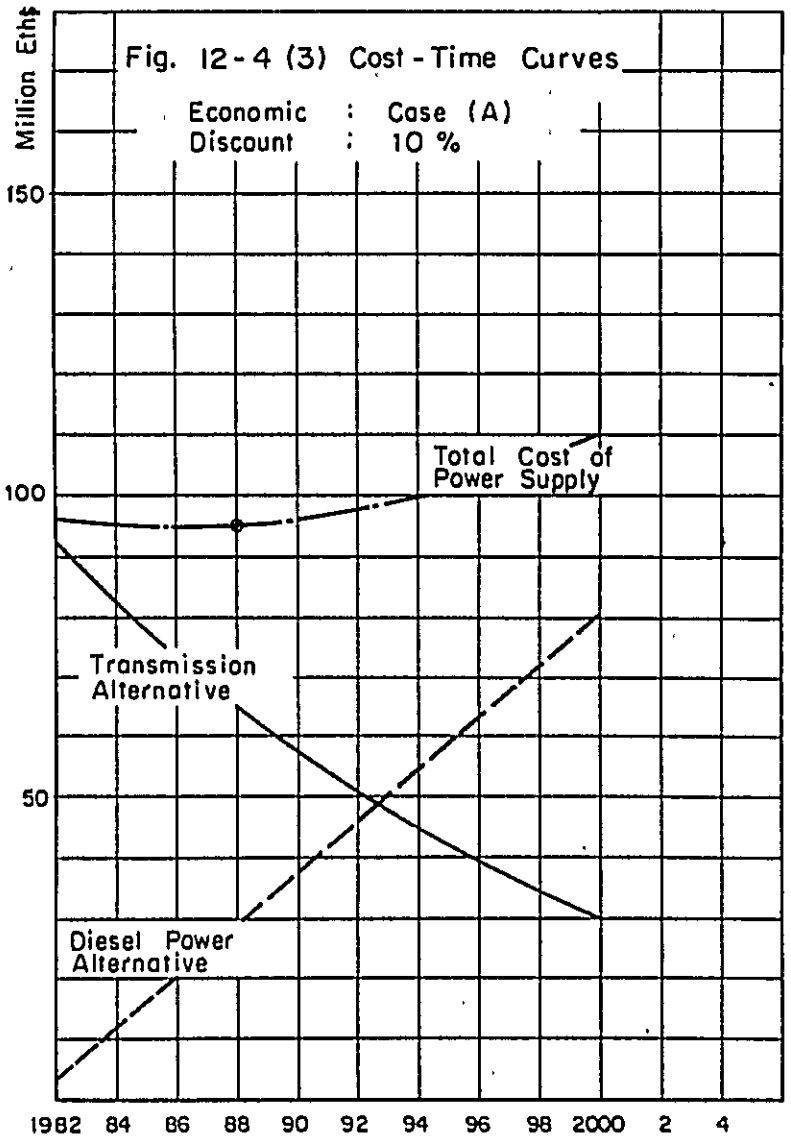


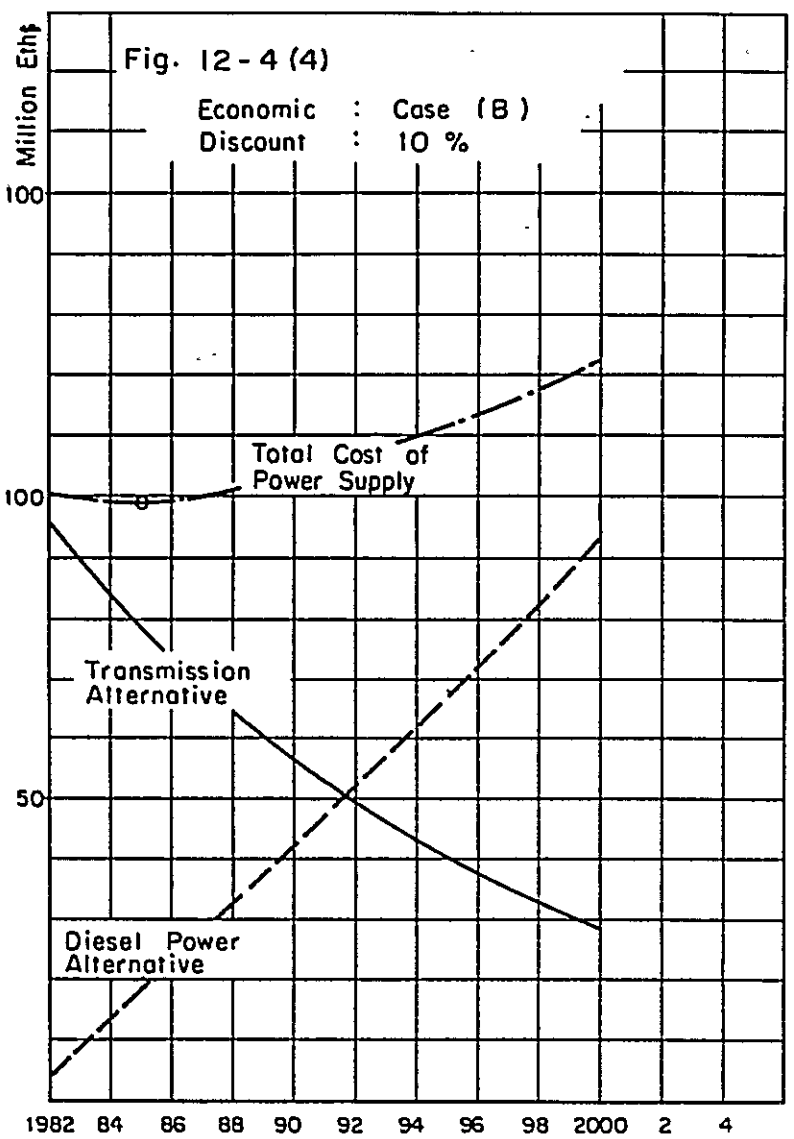
Fig. 12-3 (3) Cost-Time Curves
Economic Discount : Case (A)
: 8 %
Million Eirl
150
100
50
Total Cost of Power Supply
Transmission Alternative
Diesel Power Alternative
1982
90
2000





Year of Conversion to Transmission Supply





Year of Conversion to Transmission Supply

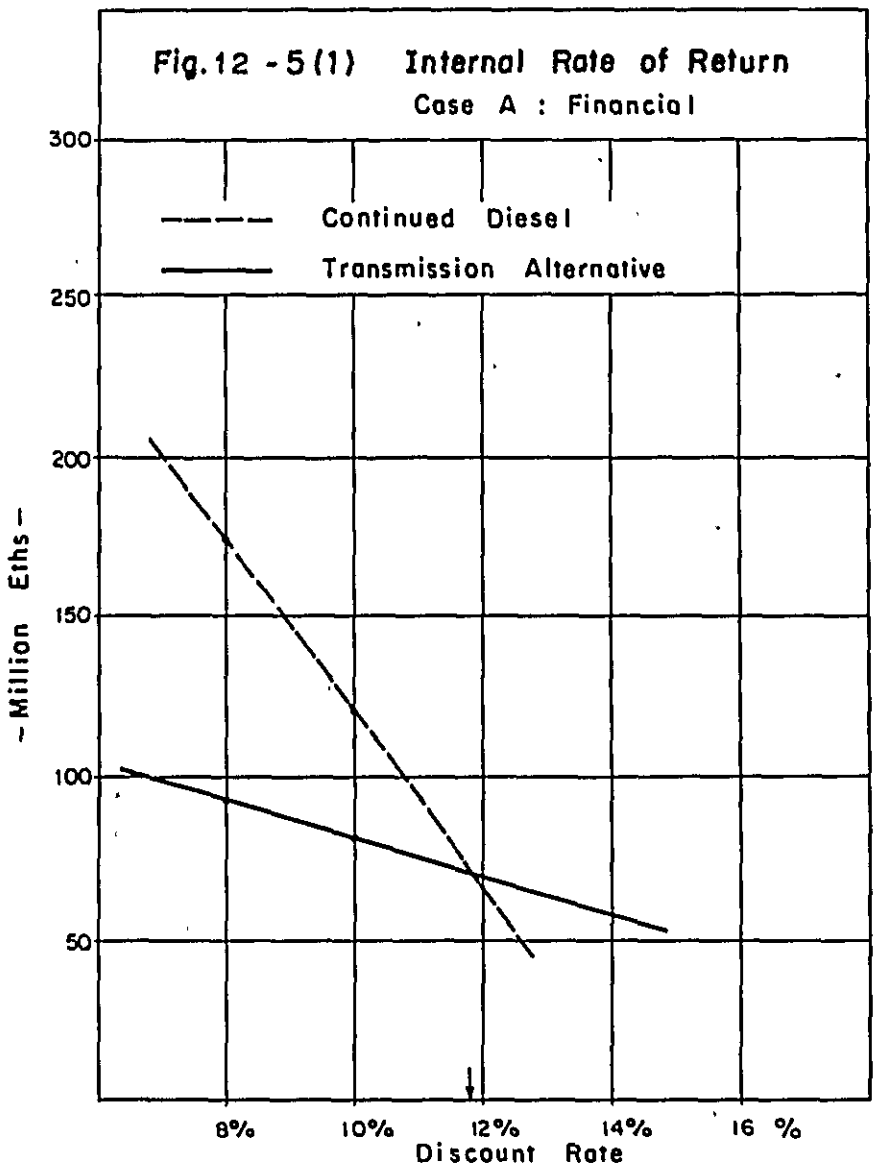


Fig.12 -5(1) Internal Rate of Return
Case A : Financial
Continued Diesel
Transmission Alternative
300
250
200
150
100
50
- Million Eths -
8%
10%
12%
14%
16 %
Discount Rate

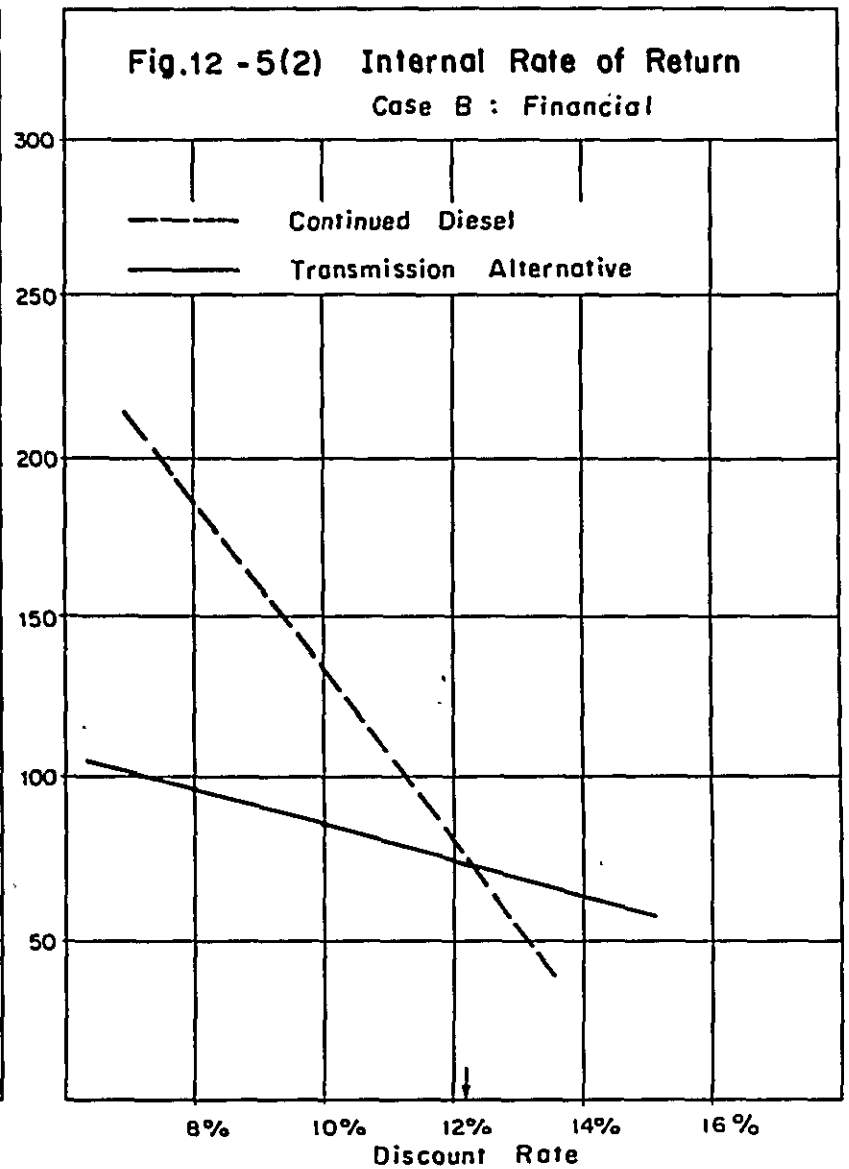


Fig.12 -5(2) Internal Rate of Return
Case B : Financial
Continued Diesel
Transmission Alternative
300
250
200
150
100
50
8%
10%
12%
14%
16 %
Discount Rate

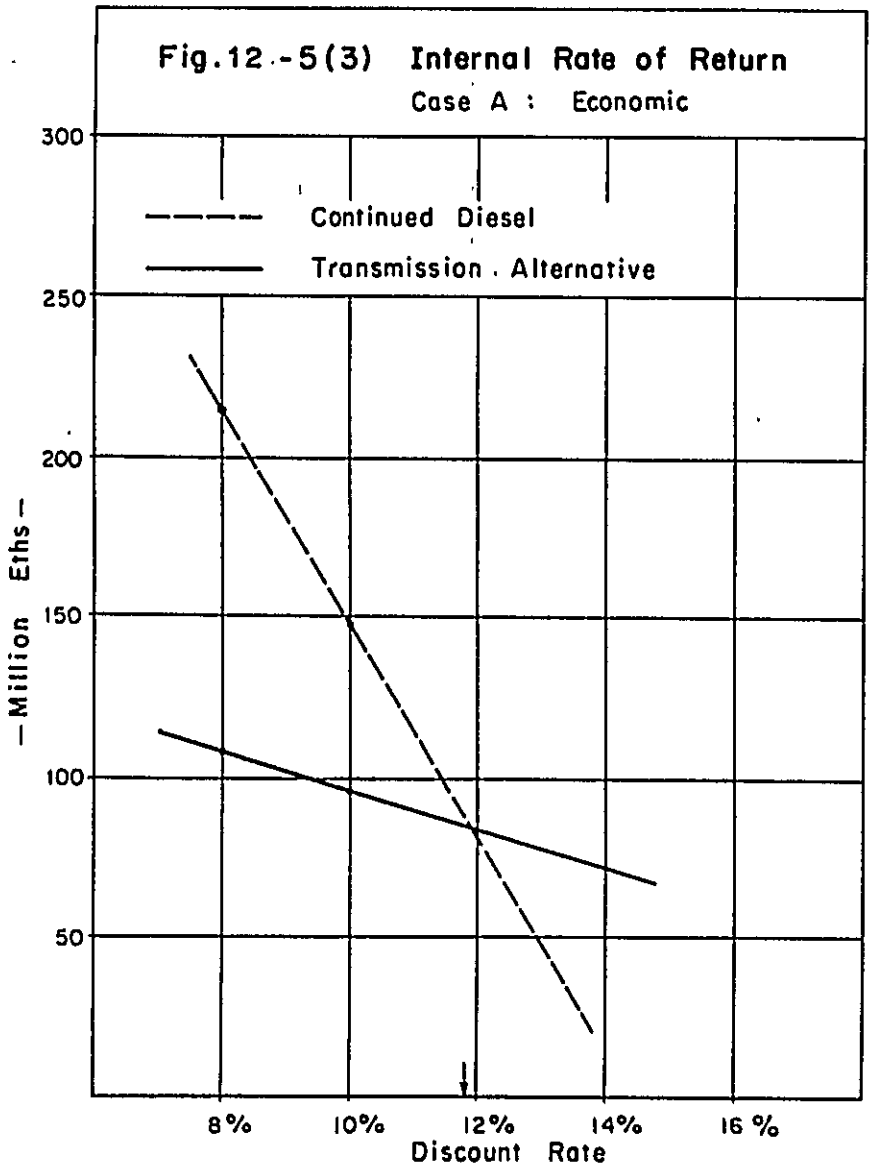


Fig.12-5(3) Internal Rate of Return
Case A : Economic
Continued Diesel
Transmission Alternative
300
250
200
150
100
50
—Million Eths—
8%
10%
12%
14%
16 %
Discount Rate

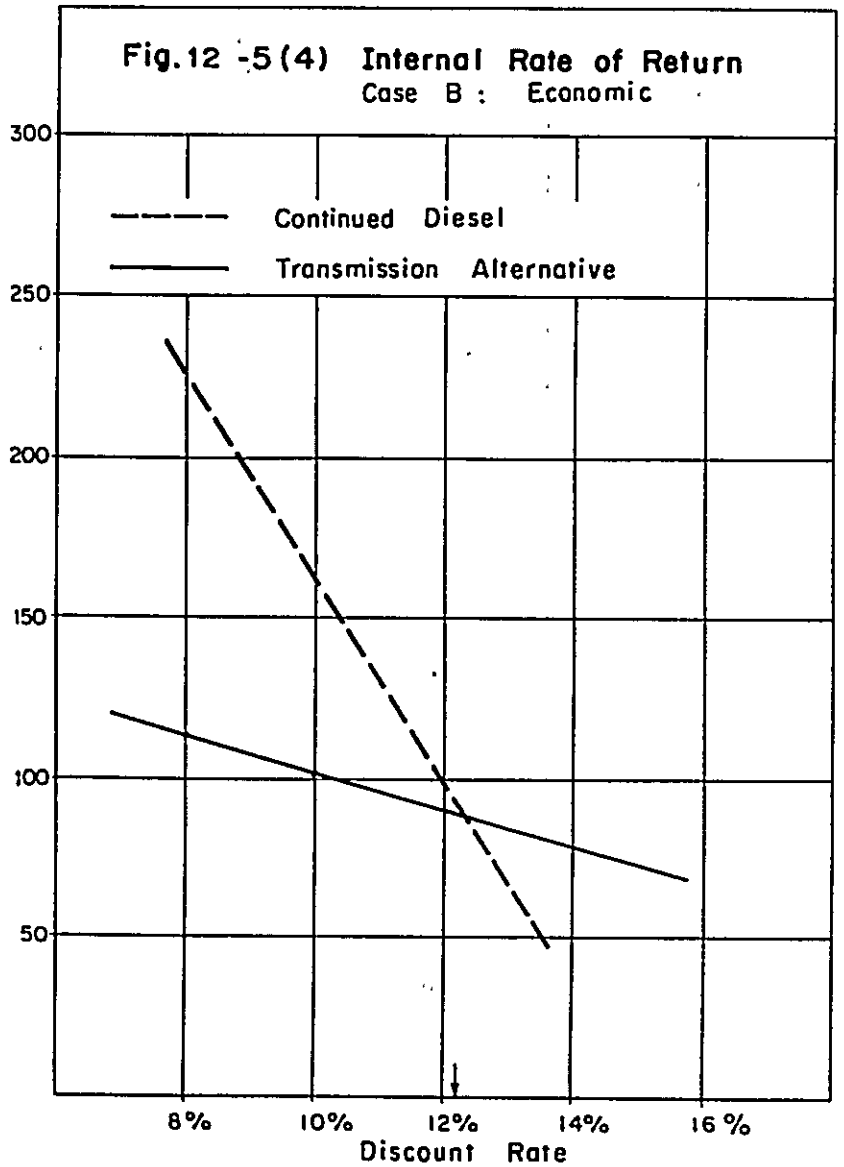


Fig.12-5(4) Internal Rate of Return
Case B : Economic
Continued Diesel
Transmission Alternative
300
250
200
150
100
50
8%
10%
12%
14%
16 %
Discount Rate

Table 12-1 (1) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Gondar area

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity		Specific Consumption		Capital Cost (1000 Eth$)
			Addit. (kW)	Total (kW)	Fuel oil (gr/kWh)	Lubricat. (gr/kWh)	
							(Financial)
1981	4,683	1,475		1,450	280	4	2,153
1982	5,717	1,830	2,000 x 1	3,450	260	4	4,353
1983	6,862	2,200		3,450	260	4	4,353
1984	7,581	2,430		3,450	260	4	4,353
1985	8,378	2,610		3,450	260	4	4,353
1986	9,256	2,880	2,000 x 1	5,450	260	4	6,553
1987	10,230	3,190		5,450	260	4	6,553
1988	11,303	3,430		5,450	260	4	6,553
1989	12,490	3,790		5,450	260	4	6,553
1990	13,801	4,180		5,450	260	4	6,553
1991	15,181	4,480	2,500 x 1	7,950	260	4	9,303
1992	16,699	4,930		7,950	260	4	9,303
1993	18,369	5,420		7,950	260	4	9,303
1994	20,207	5,820		7,950	260	4	9,303
1995	22,226	6,390	2,500 x 1	10,450	260	4	12,053
1996	24,449	7,030		10,450	260	4	12,053
1997	26,894	7,550		10,450	260	4	12,053
1998	29,584	8,310		10,450	260	4	12,053
1999	32,542	9,130	5,000 x 1	15,450	255	4	17,553
2000	35,542	9,810		15,450	255	4	17,553
2001	35,796	9,810		15,450	255	4	17,553
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		....	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...

Notes : Gondar area includes Gondar city, Azezo and Kola Diba.

Table 12-1 (2) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Chewahit

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity Addit. (kW)	Installed Capacity Total (kW)	Specific Consumption Fuel oil (gr/kWh)	Specific Consumption Lubricat. (gr/kWh)	Capital Cost (1000 Eth$) (Financial)
1981							
1982	322	110	200 x 2	400	300	6	700
1983	713	240		400	300	6	700
1984	789	260		400	300	6	700
1985	871	280		400	300	6	700
1986	963	310		400	300	6	700
1987	1,063	340	300 x 1	700	300	6	1,225
1988	1,176	370		700	300	6	1,225
1989	1,299	410		700	300	6	1,225
1990	1,436	450		700	300	6	1,225
1991	1,578	490		700	300	6	1,225
1992	1,736	530		700	300	6	1,225
1993	1,911	590	300 x 1	1,000	300	6	1,750
1994	2,102	630		1,000	300	6	1,750
1995	2,311	690		1,000	300	6	1,750
1996	2,543	760		1,000	300	6	1,750
1997	2,797	820	500 x 1	1,500	290	6	2,450
1998	3,078	900		1,500	290	6	2,450
1999	3,384	990		1,500	290	6	2,450
2000	3,723	1,060		1,500	290	6	2,450
2001	4,072	1,160		1,500	290	6	2,450
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...

Table 12-1(3) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Gorgora

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity Addit. (kW)	Installed Capacity Total (kW)	Specific Consumption Fuel oil (gr/kWh)	Specific Consumption Lubricat. (gr/kWh)	Capital Cost (1000 Eth$)
							(Financial)
1981							
1982	262	120	200 x 2	400	300	6	700
1983	567	250		400	300	6	700
1984	627	270		400	300	6	700
1985	691	290		400	300	6	700
1986	764	320		400	300	6	700
1987	844	350	300 x 1	700	300	6	1,225
1988	933	380		700	300	6	1,225
1989	1,031	420		700	300	6	1,225
1990	1,140	460		700	300	6	1,225
1991	1,254	490		700	300	6	1,225
1992	1,379	540		700	300	6	1,225
1993	1,518	600	300 x 1	1,000	300	6	1,750
1994	1,669	640		1,000	300	6	1,750
1995	1,836	700		1,000	300	6	1,750
1996	2,020	770		1,000	300	6	1,750
1997	2,221	820	500 x 1	1,500	290	6	2,450
1998	2,443	900		1,500	290	6	2,450
1999	2,688	990		1,500	290	6	2,450
2000	2,957	1,060		1,500	290	6	2,450
2001	3,234	1,150		1,500	290	6	2,450
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...

Table 12-1(4) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Debre Tabor

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity Addit. (kW)	Installed Capacity Total (kW)	Specific Consumption Fuel oil (gr/kWh)	Specific Consumption Lubricat. (gr/kWh)	Capital Cost (1000 Eth$)
							(Financial)
1981	500	230		238	310	6	417
1982	761	300	500 x 1	738	270	6	1,117
1983	1,556	610	500 x 1	1,238	270	6	1,817
1984	1,719	670		1,238	270	6	1,817
1985	1,899	720		1,238	270	6	1,817
1986	2,099	800		1,238	270	6	1,817
1987	2,319	880		1,238	270	6	1,817
1988	2,562	950		1,238	270	6	1,817
1989	2,832	1,040	500 x 1	1,738	270	5	2,517
1990	3,129	1,150		1,738	270	5	2,517
1991	3,442	1,230		1,738	270	5	2,517
1992	3,787	1,350		1,738	270	5	2,517
1993	4,164	1,480	500 x 1	2,238	270	5	3,217
1994	4,581	1,590		2,238	270	5	3,217
1995	5,040	1,740		2,238	270	5	3,217
1996	5,543	1,920	1,000 x 1	3,238	270	4	4,617
1997	6,098	2,050		3,238	270	4	4,617
1998	6,708	2,250		3,238	270	4	4,617
1999	7,378	2,470		3,238	270	4	4,617
2000	8,117	2,650	1,000 x 1	4,238	270	4	6,017
2001	8,358	2,720		4,238	270	4	6,017
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...

Table 12-1 (5) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Wereta

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity		Specific Consumption		Capital Cost (1000 Eth$)
			Addit. (kW)	Total (kW)	Fuel oil (gr/kWh)	Lubricat. (gr/kWh)	
							(Financial)
1981	83	42		42	320	6	74
1982	481	220	300 x 2	642	300	6	1,124
1983	961	440		642	300	6	1,124
1984	1,062	480		642	300	6	1,124
1985	1,173	520	500 x 1	1,142	290	6	1,824
1986	1,297	570		1,142	290	6	1,824
1987	1,433	630		1,142	290	6	1,824
1988	1,583	670		1,142	290	6	1,824
1989	1,750	740		1,142	290	6	1,824
1990	1,933	820		1,142	290	6	1,824
1991	2,127	870		1,142	290	6	1,824
1992	2,339	950	500 x 1	1,642	280	5	2,524
1993	2,573	1,050		1,642	280	5	2,524
1994	2,831	1,110		1,642	280	5	2,524
1995	3,113	1,220		1,642	280	5	2,524
1996	3,426	1,350	500 x 1	2,142	280	5	3,224
1997	3,767	1,440		2,142	280	5	3,224
1998	4,144	1,570		2,142	280	5	3,224
1999	4,559	1,730	1,000 x 1	3,142	270	4	4,324
2000	5,014	1,850		3,142	270	4	4,324
2001	5,486	2,020		3,142	270	4	4,324
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...

Table 12-1 (6) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Addis Zemen

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity Addit. (kW)	Installed Capacity Total (kW)	Specific Consumption Fuel oil (gr/kWh)	Specific Consumption Lubricat. (gr/kWh)	Capital Cost (1000 Eth$)
							(Financial)
1981							
1982	422	170	300 x 2	600	300	6	525
1983	929	380		600	300	6	525
1984	1,027	420		600	300	6	525
1985	1,134	450		600	300	6	525
1986	1,254	490	500 x 1	1,100	290	6	1,225
1987	1,386	540		1,100	290	6	1,225
1988	1,531	580		1,100	290	6	1,225
1989	1,692	640		1,100	290	6	1,225
1990	1,869	710		1,100	290	6	1,225
1991	2,056	760		1,100	290	6	1,225
1992	2,262	830		1,100	290	6	1,225
1993	2,489	920	500 x 1	1,600	280	5	1,925
1994	2,737	980		1,600	280	5	1,925
1995	3,010	1,070		1,600	280	5	1,925
1996	3,311	1,180		1,600	280	5	1,925
1997	3,643	1,260		1,600	280	5	1,925
1998	4,008	1,390	500 x 1	2,100	280	5	2,625
1999	4,408	1,520		2,100	280	5	2,625
2000	4,849	1,630		2,100	280	5	2,625
2001	5,304	1,780		2,100	270	4	2,625
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...
....	...	...		...	...	.	...

Table 12-1(7) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Dangla

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity Addit. (kW)	Installed Capacity Total (kW)	Specific Consumption Fuel oil (gr/kWh)	Specific Consumption Lubricat. (gr/kWh)	Capital Cost (1000 Eth$)
							(Financial)
1981	178	76		76	320	6	133
1982	797	310	500 x 2	1,076	270	4	1,533
1983	1,531	600		1,076	270	4	1,533
1984	1,691	670		1,076	270	4	1,533
1985	1,869	710		1,076	270	4	1,533
1986	2,066	790		1,076	270	4	1,533
1987	2,282	870	500 x 1	1,576	270	4	2,233
1988	2,522	930		1,576	270	4	2,233
1989	2,787	1,030		1,576	270	4	2,233
1990	3,080	1,130		1,576	270	4	2,233
1991	3,388	1,210		1,576	270	4	2,233
1992	3,727	1,330	500 x 1	2,076	270	4	2,933
1993	4,100	1,460		2,076	270	4	2,933
1994	4,509	1,560		2,076	270	4	2,933
1995	4,960	1,720	1,000 x 1	3,076	270	4	4,033
1996	5,455	1,880		3,076	270	4	4,033
1997	6,002	2,020		3,076	270	4	4,033
1998	6,602	2,220		3,076	270	4	4,033
1999	7,262	2,440		3,076	270	4	4,033
2000	7,989	2,610	1,000 x 1	4,076	270	4	5,133
2001	8,740	2,850		4,076	270	4	5,133
2002	9,561	3,120		4,076	270	4	5,133
2003	10,459	3,320	1,500 x 1	5,576	260	4	6,783
2004	11,442	3,630		5,576	260	4	6,783
2005	12,519	3,970		5,576	260	4	6,783
2006	13,696	4,230		5,576	260	4	6,783
2007	15,701	4,580		7,576	260	4	8,983
2008	17,177	4,960		7,576	260	4	8,983
2009	18,792	5,370		7,576	260	4	8,983
2010	20,559	5,810		7,576	260	4	8,983
2011	22,493	6,290	2,000 x 1	9,576	260	4	11,183
2012	24,605	6,800		9,576	260	4	11,183
2013	26,918	7,370	3,000 x 1	12,576	260	4	14,483
2014	29,449	7,980		12,576	260	4	14,483
2015	32,217	8,630		12,576	260	4	14,483
2016	35,245	9,340		12,576	260	4	14,483
2017	38,559	10,120	3,000 x 1	15,576	260	4	17,783
2018	42,183	10,950		15,576	260	4	17,783
2019	45,090	11,740		15,576	260	4	17,783

Table 12-1 (8) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Injubara and Addis Kidame

Year	Energy Demand (MWh)	Maximum Demand (kW)	Installed Capacity Addit. (kW)	Installed Capacity Total (kW)	Specific Consumption Fuel oil (gr/kWh)	Specific Consumption Lubricat. (gr/kWh)	Capital Cost (1000 ES) (Financial)
1981							
1982	411	140	200 x 1	200	300	6	350
1983	906	300	300 x 1	500	300	6	875
1984	1,000	340		500	300	6	875
1985	1,107	370		500	300	6	875
1986	1,222	400		500	300	6	875
1987	1,352	440	300 x 1	800	300	6	1,400
1988	1,494	470		800	300	6	1,400
1989	1,651	520		800	300	6	1,400
1990	1,824	570		800	300	6	1,400
1991	2,118	650	300 x 1	1,100	300	6	1,925
1992	2,208	680		1,100	300	6	1,925
1993	2,429	740		1,100	300	6	1,925
1994	2,672	800		1,100	300	6	1,925
1995	2,940	880		1,100	300	6	1,925
1996	3,234	970	500 x 1	1,600	290	6	2,625
1997	3,558	1,040		1,600	290	6	2,625
1998	3,913	1,140		1,600	290	6	2,625
1999	4,303	1,260		1,600	290	6	2,625
2000	4,734	1,350	500 x 1	2,100	280	5	3,325
2001	5,180	1,480		2,100	280	5	3,325
2002	5,667	1,620		2,100	280	5	3,325
2003	6,199	1,730	1,000 x 1	3,100	270	4	4,425
2004	6,781	1,890		3,100	270	4	4,425
2005	7,419	2,070		3,100	270	4	4,425
2006	8,117	2,210		3,100	270	4	4,425
2007	8,162	2,390		3,100	270	4	4,425
2008	8,929	2,590	1,000 x 1	4,100	260	4	5,525
2009	9,768	2,800		4,100	260	4	5,525
2010	10,686	3,030		4,100	260	4	5,525
2011	11,689	3,280	1,500 x 1	5,600	260	4	7,175
2012	12,790	3,550		5,600	260	4	7,175
2013	13,992	3,850		5,600	260	4	7,175
2014	15,307	4,170		5,600	260	4	7,175
2015	16,746	4,510	1,500 x 1	7,100	260	4	8,825
2016	18,320	4,880		7,100	260	4	8,825
2017	20,042	5,280		7,100	260	4	8,825
2018	21,926	5,720	1,500 x 1	8,600	260	4	10,475
2019	23,750			8,600	260	4	10,475

Table 12-1 (9) Capital Cost and Specific Fuel Consumption of Diesel Alternative

Bahar Dar

Year	Annual Energy Demand	Maximum Power Demand (kW)		Supply Capability of Tis Abbay Power Station (without regulation)				Energy and Power to be supplied by Diesel Power Station				Capital Cost of Diesel Power Station (1000 Eth$)				Replacement of Existing Facilities	Specific Consump.	
		Case A	Case B	Case A		Case B		Case A		Case B		Case A		Case B			Fuel oil	Lubricat.
	(MWh)			Energy (MWh)	Power (kW)	Energy (MWh)	Power (kW)	Energy (MWh)	Power (kW)	Energy (MWh)	Power (kW)	(kW)	Costs	(kW)	Costs	(1000 Eth$)	(gr/kWh)	(gr/kWh)
1981	23,068			58,446	4,610	58,446	4,610											
1982	32,370	3,010	6,310	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	1,530	1,700			2,000 x 2	4,400		260	4
1983	39,018	3,430	7,720	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	2,800	3,110						260	4
1984	39,424	3,540	7,830	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	2,900	3,220						260	4
1985	39,877	3,680	7,970	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	3,020	3,360			2,000 x 1	2,200		260	4
1986	40,369	3,850	8,140	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	3,180	3,530						260	4
1987	40,917	3,980	8,270	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	3,290	3,660						260	4
1988	41,522	4,180	8,470	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	3,470	3,860						260	4
1989	42,191	4,390	8,680	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	3,660	4,070					3,186	260	4
1990	42,932	4,570	8,860	58,446	4,610	58,446	4,610	-	-	3,830	4,250						260	4
1991	43,711	4,820	9,110	58,446	4,610	58,446	4,610	190	210	4,050	4,500	300 x 3	1,580				260	4
1992	44,566	5,080	9,370	58,446	4,610	58,446	4,610	520	470	4,280	4,760						260	4
1993	45,507	5,300	9,590	58,446	4,610	58,446	4,610	620	690	4,480	4,980	500 x 2	1,400	2,000 x 2	4,400		260	4
1994	46,544	5,620	9,910	58,446	4,610	58,446	4,610	910	1,010	4,770	5,300					616	260	4
1995	47,682	5,970	10,260	58,446	4,610	58,446	4,610	1,220	1,360	5,090	5,650	500 x 2	1,400				260	4
1996	48,936	6,240	10,530	58,446	4,610	58,446	4,610	1,470	1,630	5,330	5,920						260	4
1997	50,314	6,650	10,940	58,446	4,610	58,446	4,610	1,840	2,040	5,700	6,330	1,000 x 1	1,100				260	4
1998	51,830	7,110	11,400	58,446	4,610	58,446	4,610	2,250	2,500	6,110	6,790						260	4
1999	53,499	7,470	11,760	58,446	4,610	58,446	4,610	2,570	2,860	6,440	7,150	1,000 x 1	1,100				260	4
2000	55,334	8,010	12,300	58,446	4,610	58,446	4,610	3,060	3,400	6,920	7,690			3,000 x 1	3,300		260	4
2001	57,230	8,560	12,850	58,446	4,610	58,446	4,610	3,560	3,950	7,420	8,240						260	4
2002	59,307	8,990	13,280	58,446	4,610	58,446	4,610	3,940	4,380	7,800	8,670	3,000 x 1	3,300				260	4
2003	61,578	9,640	13,930	58,446	4,610	58,446	4,610	4,530	5,030	8,390	9,320	3,000 x 2	6,600	3,000 x 2	6,600		260	4
2004	64,062	10,350	14,640					64,062	10,350	64,062	14,640						260	4
2005	66,780	10,900	15,190					66,780	10,900	66,780	15,190						260	4
2006	69,753	11,730	15,800					69,753	11,730	69,480	15,800	3,000 x 2	6,600				260	4
2007	72,857	12,450	15,800					72,857	12,450	...	...						260	4
2008	76,100	13,220	15,800					76,100	13,220	...	...						260	4
2009	79,485	14,030	15,800					79,485	14,030	...	...						260	4
2010	83,022	14,890	15,800					83,022	14,890	...	...						260	4
2011	86,750	15,800	15,800					86,750	15,800	...	...						260	4
....	...	...	...					...	...	...	...						260	4
....	...	...	...					...	...	...	...						260	4

Table 12-2(1) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Gondar Area

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	509	572	718	34	156	90	1,396	1,396	1,428	1,428
1983	509	572	862	41	187	109	1,465	2,861	1,464	2,892
1984	509	572	952	45	207	120	1,455	4,316	1,425	4,317
1985	509	572	1,052	50	228	133	1,450	5,766	1,390	5,707
1986	766	862	1,162	56	252	147	1,622	7,388	1,540	7,247
1987	766	862	1,285	61	279	162	1,609	8,997	1,495	8,742
1988	766	862	1,419	67	308	179	1,598	10,595	1,455	10,197
1989	766	862	1,568	75	340	198	1,592	12,187	1,420	11,617
1990	766	862	1,733	83	376	219	1,590	13,777	1,388	13,005
1991	1,087	1,223	1,906	91	414	241	1,732	15,509	1,494	14,499
1992	1,087	1,223	2,097	100	455	265	1,717	17,226	1,451	15,950
1993	1,087	1,223	2,300	110	501	291	1,704	18,930	1,410	17,360
1994	1,087	1,223	2,537	121	551	320	1,697	20,627	1,377	18,737
1995	1,408	1,584	2,791	133	606	353	1,801	22,428	1,440	20,177
1996	1,408	1,584	3,070	147	667	388	1,791	24,219	1,402	21,579
1997	1,408	1,584	3,377	161	734	427	1,782	26,001	1,368	22,947
1998	1,408	1,584	3,715	178	807	470	1,778	27,719	1,336	24,283
1999	2,051	2,308	4,008	195	888	509	1,915	29,694	1,422	25,705
2000	2,051	2,308	4,409	214	977	560	1,903	31,597	1,385	27,090
2001	2,051	2,308	4,409	214	977	560				
...			...	...	...	...				
...			...	...	...	...				
...			...	...	...	...				
From 2001 to Infinity							23,787		13,850	
Total								55,384		40,940

Table 12-2(2) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Chewahit

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	82	92	48	3	9	6	137	137	144	144
1983	82	92	105	6	19	13	193	330	195	339
1984	82	92	117	7	22	14	192	522	190	529
1985	82	92	129	8	24	16	191	713	184	713
1986	82	92	142	9	26	17	188	901	178	891
1987	143	161	157	10	29	19	226	1,127	213	1,104
1988	143	161	174	11	32	21	223	1,350	205	1,309
1989	143	161	192	12	35	23	219	1,569	198	1,507
1990	143	161	212	13	39	26	217	1,786	192	1,699
1991	143	161	233	14	43	29	214	2,000	185	1,884
1992	143	161	256	16	47	31	212	2,212	179	2,063
1993	204	230	283	17	52	35	235	2,447	197	2,260
1994	204	230	311	19	57	38	231	2,678	190	2,450
1995	204	230	342	21	63	42	229	2,907	184	2,634
1996	204	230	376	23	69	46	227	3,134	178	2,812
1997	286	322	400	25	76	50	244	2,378	190	3,002
1998	286	322	440	28	84	55	242	3,620	184	3,186
1990	286	322	484	30	92	60	239	3,859	178	3,364
2000	286	322	532	34	102	66	237	4,096	173	3,537
2001	286	322	582	37	111	73				
...			...	..	...	..				
...			...	..	...	..				
...			...	..	...	..				
From 2001 to Infinity							2,925		1,680	
Total								7,021		5,217

Table 12-2 (3) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Gorgora

Year	Capital Costs Discount Rate 8 %	Capital Costs Discount Rate 10 %	Variable Costs Fuel oil	Variable Costs Lubricat.	Variable Costs O and M	Administration	Present Worth Costs Discount Rate 8 % Yearly	Present Worth Costs Discount Rate 8 % Cumulat.	Present Worth Costs Discount Rate 10 % Yearly	Present Worth Costs Discount Rate 10 % Cumulat.
1981										
1982	82	92	39	2	7	4	124	124	131	131
1983	82	92	84	3	15	10	167	291	169	300
1984	82	92	94	5	17	11	166	457	163	463
1985	82	92	102	6	19	12	163	620	158	621
1986	82	92	113	7	21	14	162	782	154	775
1987	143	161	125	8	23	15	198	980	188	963
1988	143	161	138	8	25	17	194	1,174	179	1,142
1989	143	161	152	9	28	18	189	1,363	172	1,314
1990	143	161	169	10	31	21	187	1,550	167	1,481
1991	143	161	185	11	34	23	184	1,734	160	1,641
1992	143	161	204	12	37	25	181	1,915	154	1,795
1993	204	230	225	14	41	28	204	2,119	189	1,984
1994	204	230	247	15	46	31	200	2,319	182	2,166
1995	204	230	272	17	50	34	197	2,516	175	2,341
1996	204	230	297	18	55	37	193	2,709	153	2,494
1997	286	322	317	20	61	39	211	2,920	166	2,660
1998	286	322	349	22	67	43	208	3,128	159	2,819
1999	286	322	384	24	73	48	204	3,332	153	2,972
2000	286	322	423	26	80	52	201	3,533	148	3,120
2001	286	322	462	29	88	57				
...			...	..	..	..				
...			...	..	..	..				
...			...	..	..	..				
From 2001 to Infinity							2,475		1,430	
Total								6,008		4,550

Table 12-2(4) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Debre Tabor

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	130	147	93	7	21	12	244	244	255	255
1983	212	239	190	14	42	20	414	658	421	676
1984	212	239	210	15	46	27	405	1,063	404	1,080
1985	212	239	232	17	51	30	399	1,462	389	1,469
1986	212	239	256	19	57	33	393	1,855	375	1,844
1987	212	239	283	21	63	36	388	2,243	363	2,207
1988	212	239	313	23	70	40	384	2,627	352	2,559
1989	294	331	346	25	77	44	425	3,052	384	2,943
1990	294	331	382	28	85	49	420	3,472	371	3,314
1991	294	331	420	31	94	54	414	3,886	359	3,673
1992	294	331	463	34	103	60	409	4,295	348	4,021
1993	376	423	509	37	114	66	438	4,733	366	4,387
1994	376	423	560	41	125	72	432	5,165	354	4,741
1995	376	423	616	45	137	75	412	5,577	331	5,072
1996	545	610	678	50	151	83	461	6,038	366	5,438
1997	545	610	746	55	166	96	470	6,508	364	5,802
1998	545	610	820	60	183	106	464	6,972	352	6,154
1999	545	610	902	66	201	117	459	7,431	341	6,495
2000	703	791	992	73	221	128	491	7,922	361	6,856
2001	703	791	1,021	75	227	131				
...			...	..	...	...				
...			...	..	...	...				
...			...	..	...	...				
From 2001 to Infinity							5,775		3,330	
Total								13,697		10,186

Table 12-2(5) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Wereta

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8%		Discount Rate 10%	
	8%	10%					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	131	148	64	4	13	8	204	204	216	216
1983	131	148	129	9	26	16	267	471	271	487
1984	131	148	142	10	29	18	262	733	261	748
1985	213	240	152	11	32	19	314	1,047	310	1,058
1986	213	240	168	12	35	21	306	1,353	296	1,354
1987	213	240	185	13	39	23	298	1,651	283	1,637
1988	213	240	205	14	43	26	293	1,944	271	1,908
1989	213	240	226	16	48	29	288	2,232	261	2,169
1990	213	240	250	17	53	32	283	2,515	251	2,420
1991	213	240	275	18	58	35	278	2,793	242	2,662
1992	295	332	292	18	66	37	304	3,097	261	2,923
1993	295	332	322	19	70	41	297	3,394	250	3,173
1994	295	332	354	21	77	45	292	3,686	240	3,413
1995	295	332	389	23	84	49	286	3,972	231	3,644
1996	377	424	428	26	93	54	309	4,281	246	3,890
1997	377	424	471	28	102	60	303	4,584	236	4,126
1998	377	424	518	30	113	66	299	4,883	228	4,354
1999	505	568	550	30	124	70	320	5,203	242	4,596
2000	505	568	605	31	136	77	314	5,517	232	4,828
2001	505	568	662	33	149	84				
...			...	..	...	..				
...			...	..	...	..				
...			...	..	...	..				
From 2001 to Infinity							3,850		2,230	
Total								9,367		7,058

Table 12-2(6) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Addis Zemen

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	61	69	56	4	12	7	130	130	135	135
1983	61	69	125	8	25	15	201	331	200	335
1984	61	69	138	9	28	17	201	532	196	531
1985	61	69	152	10	31	19	201	733	192	723
1986	143	161	163	11	34	21	254	987	243	966
1987	143	161	180	12	37	23	249	1,236	233	1,199
1988	143	161	199	14	41	25	247	1,483	226	1,425
1989	143	161	220	15	46	28	245	1,728	220	1,645
1990	143	161	243	17	51	31	243	1,971	214	1,859
1991	143	161	267	19	56	34	241	2,212	207	2,066
1992	143	161	294	20	61	37	238	2,450	202	2,268
1993	225	253	312	20	67	40	264	2,714	221	2,489
1994	225	253	344	21	74	44	261	2,975	214	2,703
1995	225	253	378	23	82	48	258	3,233	207	2,910
1996	225	253	416	25	90	53	255	3,488	201	3,111
1997	225	253	457	27	99	58	253	3,741	196	3,307
1998	307	345	504	30	109	64	274	4,015	208	3,515
1999	307	345	554	33	120	70	272	4,287	202	3,717
2000	307	345	610	35	132	76	269	4,556	196	3,913
2001	388	439	642	35	144	82				
...			...	..	...	..				
...			...	..	...	..				
...			...	..	...	..				
From 2001 to Infinity							3,237		1,850	
Total								7,793		5,763

Table 12-2(7) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Dangla

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	179	202	93	5	21	12	286	286	302	302
1983	179	202	178	9	41	22	368	654	374	676
1984	179	202	197	10	46	25	363	1,017	360	1,036
1985	179	202	217	11	51	28	358	1,375	348	1,384
1986	179	202	240	12	56	30	352	1,727	335	1,719
1987	261	294	266	14	62	34	402	2,129	378	2,097
1988	261	294	294	15	68	37	394	2,523	363	2,460
1989	261	294	324	17	76	41	389	2,912	350	2,810
1990	261	294	359	18	84	46	384	3,296	340	3,150
1991	261	294	394	20	92	50	379	3,675	328	3,478
1992	343	386	434	22	101	55	409	4,084	350	3,828
1993	343	386	477	25	112	61	404	4,488	338	4,166
1994	343	386	525	27	123	67	399	4,887	326	4,492
1995	471	530	577	29	135	74	438	5,325	354	4,846
1996	471	530	635	33	148	81	431	5,756	342	5,188
1997	471	530	699	36	163	89	425	6,181	329	5,517
1998	471	530	768	40	180	98	420	6,601	320	5,837
1999	471	530	845	44	198	108	417	7,018	310	6,147
2000	600	675	930	48	218	119	443	7,461	325	6,472
2001	600	675	1,017	52	238	130	436	7,897	314	6,786
2002	600	675	1,113	57	261	143	431	8,328	304	7,090
2003	792	892	1,172	63	285	152	453	8,781	315	7,405
2004	792	892	1,283	68	312	166	446	9,227	304	7,709
2005	792	892	1,403	75	341	181	440	9,667	294	8,003
2006	792	892	1,535	82	373	199	435	10,102	284	8,287
2007	1,094	1,180	1,758	94	411	226	484	10,586	304	8,591
2008			1,923	103	450	247	477	11,063	296	8,887
2009			2,104	112	492	270	471	11,534	286	9,173
2010			2,302	123	538	296	467	12,001	279	9,452
2011	1,306	1,469	2,519	134	589	324	483	12,484	286	9,738
2012			2,755	147	644	354	478	12,962	279	10,017
2013	1,738	1,903	3,014	161	705	388	510	13,472	290	10,307
2014			3,298	176	771	424	507	13,979	282	10,589
2015			3,608	193	844	464	499	14,478	273	10,862
2016			3,947	211	923	508	490	14,968	262	11,124
2017	2,077	2,336	4,318	231	1,010	555	507	15,475	270	11,394
2018			4,724	253	1,105	608	499	15,974	261	11,655
2019			5,050	270	1,181	650				
From 2019 to Infinity							6,112		2,560	
Total								22,086		14,215

Table 12-2(8) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$) Injibara and Addis Kidame

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	41	46	52	4	11	6	106	106	109	109
1983	102	115	115	8	24	14	226	332	228	337
1984	102	115	128	9	27	16	224	556	222	559
1985	102	115	141	10	30	18	222	778	215	774
1986	102	115	156	11	33	20	219	997	208	982
1987	164	184	172	12	36	22	256	1,253	241	1,223
1988	164	184	190	13	40	24	252	1,505	232	1,455
1989	164	184	210	15	45	27	249	1,754	225	1,680
1990	164	184	233	16	50	30	247	2,001	218	1,898
1991	225	253	270	19	55	34	280	2,281	243	2,141
1992	225	253	282	20	60	36	267	2,548	228	2,369
1993	225	253	310	22	66	39	263	2,811	220	2,589
1994	225	253	341	24	73	43	259	3,070	212	2,801
1995	225	253	375	26	80	48	257	3,327	206	3,007
1996	307	345	399	29	88	51	276	3,603	218	3,225
1997	307	345	439	32	97	56	271	3,874	211	3,436
1998	307	345	483	35	106	62	269	4,143	204	3,640
1999	307	345	529	38	117	68	265	4,408	197	3,837
2000	388	437	564	38	129	73	276	4,684	203	4,040
2001	388	437	617	39	141	79	271	4,955	195	4,235
2002	388	437	676	42	154	87	267	5,222	189	4,424
2003	517	582	712	42	169	92	281	5,503	195	4,619
2004	517	582	779	43	185	100	276	5,779	188	4,807
2005	517	582	853	45	202	110	272	6,051	181	4,988
2006	517	582	933	47	221	120	269	6,320	178	5,166
2007			938	54	227	121	250	6,570	159	5,325
2008	645	725	991	56	235	128	256	6,826	162	5,487
2009			1,084	58	255	139	250	7,076	156	5,643
2010			1,186	64	279	152	248	7,324	151	5,794
2011	838	942	1,297	90	306	167	265	7,589	158	5,952
2012			1,419	76	335	183	262	7,851	153	6,105
2013			1,553	83	366	200	258	8,109	147	6,252
2014			1,699	91	401	219	253	8,362	144	6,396
2015	1,030	1,159	1,858	100	438	239	267	8,629	147	6,543
2016			2,033	110	479	262	262	8,891	141	6,684
2017			2,224	120	525	286	256	9,147	138	6,822
2018	1,223	1,376	2,435	131	574	314	266	9,413	140	6,962
2019			2,636	142	622	340				
From 2019 to Infinity							3,287		1,380	
Total								12,700		8,342

Table 12-2(9) Annual Costs of Existing Facilities (Financial)

(1000 Eth$)

Bahar Dar

Year	Equalized Installements of Capital Costs										O and M	Total Costs	
	Discount Rate 8 %					Discount Rate 10 %							
	Initial Facilities			Replacement		Initial Facilities			Replacement				
	Power Station	Sub-station	Trans-mission	Power Station	Trans-former	Power Station	Sub-station	Trans-mission	Power Station	Trans-former		Discount 8 %	Discount 10 %
1981													
1982	233	16	8			271	18	9			156	413	454
1983	233	16	8			271	18	9			156	413	454
1984	233	16	8			271	18	9			156	413	454
1985	233	16	8			271	18	9			156	413	454
1986	233	16	8			271	18	9			156	413	454
1987	233	16	8			271	18	9			156	413	454
1988	233	16	8			271	18	9			156	413	454
1989	233	16	8	372		271	18	9	419		156	785	873
1990	233	16	8	372		271	18	9	419		156	785	873
1991	233	16	8	372		271	18	9	419		156	785	873
1992	233	16	8	372		271	18	9	419		156	785	873
1993	233	16	8	372		271	18	9	419		156	785	873
1994	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
1995	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
1996	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
1997	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
1998	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
2000	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
2001	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
2002	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955
2003	233		8	372	92	271		9	419	100	156	861	955

Table 12-2(10) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$)

Bahar Dar (Case A)

Year	Annual Costs of Tis Abbay P.S.		Capital Costs of Diesel P.S.		Variable Costs of Diesel P.S.				Present Worth Costs			
	Discount 8 %	Discount 10 %	Discount 8 %	Discount 10 %	Fuel oil	Lubricat.	O and M	Administration	Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
									Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981												
1982	413	454							383	383	413	413
1983	413	454							354	737	376	789
1984	413	454							328	1,065	341	1,130
1985	413	454							304	1,369	310	1,440
1986	413	454							281	1,650	282	11,722
1987	413	454							261	1,911	257	1,979
1988	413	454							241	2,152	233	2,212
1989	785	873							423	2,575	407	2,619
1990	785	873							392	2,967	370	2,989
1991	785	873	185	208	21	1	5	3	465	3,432	393	3,382
1992	785	873	185	208	59	3	14	8	452	3,884	408	3,790
1993	785	873	348	392	71	4	16	9	489	4,373	434	4,224
1994	861	955	348	485	104	5	24	13	498	4,871	458	4,682
1995	861	955	512	576	139	7	32	18	533	5,404	454	5,136
1996	861	955	512	576	168	9	39	21	507	5,911	422	5,558
1997	861	955	640	720	210	11	48	27	523	6,434	428	5,986
1998	861	955	640	720	256	14	59	33	503	6,937	401	6,387
1999	861	955	768	864	293	15	67	37	510	7,447	402	6,789
2000	861	955	768	864	349	18	80	44	489	7,936	377	7,166
2001	861	955	768	864	406	21	93	52	471	8,407	353	7,519
2002	861	955	1,154	1,298	450	24	103	57	524	8,931	390	7,909
2003	861	955	1,925	2,165	517	27	119	66	643	9,574	469	8,378
2004			1,925	2,165	7,329	384	1,749	946	2,090	11,664	1,403	9,781
2005			1,925	2,165	7,640	400	1,823	986	2,005	13,669	1,314	11,095
2006			2,696	3,032	7,980	419	1,904	1,030	2,048	15,717	1,324	12,419
2007			2,696	3,032	8,334	437	1,948	1,071	1,955	17,672	1,245	13,664
2008			2,696	3,032	8,705	456	1,993	1,115	1,870	19,542	1,162	14,826
2009			2,696	3,032	9,093	476	2,082	1,165	1,813	21,355	1,094	15,920
2010			2,696	3,032	9,497	498	2,175	1,217	1,725	23,080	1,034	16,954
2011			2,696	3,032	9,924	520	2,272	1,271				
...			...	...	...	...	...	...				
...			...	...	...	...	...	...				
...			...	...	...	...	...	...				
From 2011 to Infinity									20,713		9,750	
Total										43,793		26,704

Table 12-2(11) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Financial)

(1000 Eth$)

Bahar Dar (Case B)

Year	Annual Costs of Tis Abbay P.S.		Capital Costs of Diesel P.S.		Variable Costs of Diesel P.S.				Present Worth Costs			
	Discount 8 %	Discount 10 %	Discount 8 %	Discount 10 %	Fuel oil	Lubricat.	O and M	Administration	Discount Rate 8 % Yearly	Discount Rate 8 % Cumulat.	Discount Rate 10% Yearly	Discount Rate 10% Cumulat.
1981												
1982	413	454	514	578	174	9	40	22	1,084	1,084	1,160	1,160
1983	413	454	514	578	319	17	73	40	1,180	2,264	1,223	2,383
1984	413	454	514	578	330	17	76	42	1,103	3,367	1,124	3,507
1985	413	454	770	867	345	18	79	44	1,227	4,594	1,234	4,741
1986	413	454	770	867	362	19	83	46	1,151	5,745	1,136	5,877
1987	413	454	770	867	375	20	86	48	1,079	6,824	1,043	6,920
1988	413	454	770	867	395	21	91	50	1,014	7,838	963	7,883
1989	785	873	770	867	407	22	96	53	1,158	8,996	1,084	8,967
1990	785	873	770	867	437	23	100	56	1,086	10,082	999	9,966
1991	785	873	770	867	462	24	106	59	1,021	11,103	920	10,886
1992	785	873	770	867	488	26	112	62	962	12,065	863	11,749
1993	785	873	1,285	1,445	511	27	117	65	1,110	13,175	966	12,715
1994	861	955	1,285	1,445	544	29	125	69	1,069	14,244	887	13,602
1995	861	955	1,285	1,445	580	31	133	74	1,008	15,252	846	14,444
1996	861	955	1,285	1,445	608	32	140	78	947	16,199	778	15,226
1997	861	955	1,285	1,445	650	34	149	83	894	17,093	719	15,945
1998	861	955	1,285	1,445	697	37	160	89	845	17,938	666	16,611
1999	861	955	1,285	1,445	734	39	169	94	796	18,734	615	17,226
2000	861	955	1,670	1,879	789	42	181	101	846	19,580	643	17,869
2001	861	955	1,670	1,879	847	45	194	108	798	20,378	596	18,465
2002	861	955	1,670	1,879	890	47	204	114	750	21,128	552	19,017
2003	861	955	2,441	2,746	957	50	220	123	856	21,984	620	19,637
2004			2,441	2,746	7,329	384	1,749	946	2,188	24,174	1,467	21,104
2005			2,441	2,746	7,640	400	1,803	986	2,093	26,265	1,378	22,482
2006			2,441	2,746	7,948	417	1,825	1,018				
...			...	...	...	...	...	...				
...			...	...	...	...	...	...				
...			...	...	...	...	...	...				
From 2006 to Infinity									24,900		12,870	
Total										51,165		35,352

Table 12-3 (1) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Gondar Area

Year	Capital Costs Discount Rate 8 %	Capital Costs Discount Rate 10 %	Variable Costs Fuel oil	Variable Costs Lubricat.	Variable Costs O and M	Administration	Present Worth Costs Discount Rate 8 % Yearly	Present Worth Costs Discount Rate 8 % Cumulat.	Present Worth Costs Discount Rate 10 % Yearly	Present Worth Costs Discount Rate 10 % Cumulat.
1981										
1982	643	723	880	42	165	90	1,683	1,683	1,727	1,727
1983	643	723	1,056	50	198	109	1,761	3,444	1,764	3,491
1984	643	723	1,166	55	219	120	1,746	5,190	1,714	5,205
1985	643	723	1,289	61	241	133	1,739	6,929	1,671	6,876
1986	968	1,090	1,424	68	266	147	1,953	8,882	1,856	8,732
1987	968	1,090	1,574	74	295	162	1,935	10,817	1,801	10,533
1988	968	1,090	1,739	82	326	179	1,920	12,737	1,752	12,285
1989	968	1,090	1,922	91	360	198	1,911	14,648	1,706	13,991
1990	968	1,090	2,123	101	398	219	1,904	16,552	1,666	15,657
1991	1,374	1,546	2,336	111	438	241	2,083	18,635	1,798	17,455
1992	1,374	1,546	2,569	122	482	265	2,059	20,694	1,744	19,199
1993	1,374	1,546	3,827	134	530	291	2,046	22,740	1,694	20,893
1994	1,374	1,546	3,199	147	583	320	2,030	24,770	1,148	22,541
1995	1,780	2,002	3,420	162	641	353	2,161	26,931	1,730	24,271
1996	1,780	2,002	3,762	179	706	388	2,146	29,007	1,682	25,953
1997	1,780	2,002	4,139	196	777	427	2,129	31,206	1,636	27,589
1998	1,780	2,002	4,553	217	854	470	2,126	33,332	1,594	29,183
1999	2,592	2,917	4,910	237	940	509	2,297	35,629	1,702	30,885
2000	2,592	2,917	5,402	260	1,034	560	2,274	37,903	1,658	32,543
2001	2,592	2,917	5,402	260	1,034	560				
...	...	...	...	...	...	...				
...	...	...	...	...	...	...				
...	...	...	...	...	...	...				
From 2001 to Infinity							28,425		16,580	
Total								66,328		49,123

Table 12-3 (2) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Chewahit

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	104	116	58	4	10	6	168	168	176	176
1983	104	116	128	8	20	13	233	401	235	411
1984	104	116	142	9	23	14	231	632	228	639
1985	104	116	156	10	25	16	228	860	220	859
1986	104	116	173	11	28	17	226	1,086	214	1,073
1987	181	204	191	12	31	19	273	1,359	247	1,330
1988	181	204	211	13	34	21	268	1,627	248	1,578
1989	181	204	233	14	37	23	263	1,890	238	1,816
1990	181	204	258	16	41	26	261	2,151	231	2,047
1991	181	204	283	17	45	29	256	2,407	222	2,269
1992	181	204	312	19	50	31	253	2,660	215	2,484
1993	258	291	343	21	55	35	282	2,942	236	2,720
1994	258	291	378	23	60	38	279	3,219	228	2,948
1995	258	291	415	25	67	42	274	3,493	220	3,168
1996	258	291	457	28	73	46	271	3,764	214	3,382
1997	363	407	486	31	80	50	293	4,057	228	3,610
1998	363	407	534	34	89	55	289	4,346	220	3,830
1999	363	407	587	37	97	60	285	4,631	212	4,042
2000	363	407	647	41	108	66	282	4,913	206	4,248
2001	363	407	707	45	118	73				
...	...	...	...	..	...	..				
...	...	...	...	..	...	..				
...	...	...	...	..	...	..				
From 2001 to Infinity							3,487		2,000	
Total								8,400		6,248

Table 12-3 (3) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Gorgora

Year	Capital Costs Discount Rate 8 %	Capital Costs Discount Rate 10 %	Variable Costs Fuel oil	Variable Costs Lubricat.	Variable Costs O and M	Administration	Present Worth Costs Discount Rate 8 % Yearly	Present Worth Costs Discount Rate 8 % Cumulat.	Present Worth Costs Discount Rate 10 % Yearly	Present Worth Costs Discount Rate 10 % Cumulat.
1981										
1982	104	116	47	3	7	4	152	152	161	161
1983	104	116	103	6	16	10	204	356	208	269
1984	104	116	113	7	18	11	201	557	199	568
1985	104	116	125	8	20	12	198	755	192	760
1986	104	116	138	8	22	14	194	949	185	945
1987	181	204	152	9	24	15	240	1,189	227	1,172
1988	181	204	169	10	26	17	234	1,423	218	1,390
1989	181	204	187	11	30	18	230	1,653	210	1,600
1990	181	204	206	13	33	21	227	1,880	203	1,803
1991	181	204	227	14	36	23	222	2,102	194	1,997
1992	181	204	249	15	29	25	214	2,316	182	2,179
1993	258	291	275	17	43	28	247	2,563	208	2,387
1994	258	291	302	18	49	31	242	2,805	200	2,587
1995	258	291	332	20	53	34	236	3,041	192	2,779
1996	258	291	365	22	58	37	233	3,274	185	2,964
1997	362	407	388	24	65	39	255	3,529	200	3,164
1998	362	407	427	27	71	43	252	3,781	192	3,356
1999	362	407	470	29	77	48	246	4,027	185	3,541
2000	362	407	517	33	85	52	242	4,269	178	3,719
2001	362	407	565	36	93	57				
...	...	...	...	..	..	..				
...	...	...	...	..	..	..				
...	...	...	...	..	..	..				
From 2001 to Infinity							2,975		1,710	
Total								7,244		5,429

Table 12-3 (4) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Debre Tabor

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	164	186	115	9	22	12	298	298	313	313
1983	268	186	234	17	44	24	503	801	513	826
1984	268	186	259	18	49	27	492	1,293	491	1,317
1985	268	186	286	21	54	30	484	1,777	474	1,791
1986	268	186	316	23	60	33	478	2,253	456	2,247
1987	268	186	349	25	67	36	469	2,722	440	2,687
1988	268	186	386	28	74	40	464	3,186	426	3,113
1989	372	418	427	30	82	44	516	3,702	466	3,579
1990	372	418	472	34	90	49	509	4,211	450	4,029
1991	372	418	519	38	100	54	502	4,713	434	4,463
1992	372	418	571	41	109	60	494	5,207	419	4,882
1993	475	535	628	45	121	66	530	5,737	444	5,326
1994	475	535	691	50	132	72	521	6,258	428	5,754
1995	475	535	760	55	145	75	513	6,771	413	6,167
1996	689	771	836	61	160	83	576	7,347	457	6,624
1997	689	771	920	67	176	96	567	7,914	441	7,065
1998	689	771	1,012	73	194	106	560	8,474	424	7,489
1999	689	771	1,113	81	213	117	554	9,028	411	7,900
2000	889	1,000	1,224	89	234	128	592	9,620	436	8,336
2001	889	1,000	1,260	91	240	159				
...	...	...	...	..	...	...				
...	...	...	...	..	...	...				
...	...	...	...	..	...	...				
From 2001 to Infinity							7,075		4,080	
Total								16,695		12,416

Table 12-3(5) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Wereta

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	166	187	80	5	14	8	253	253	267	267
1983	166	187	159	11	28	16	326	579	332	599
1984	166	187	175	12	31	18	319	898	318	917
1985	269	303	188	14	34	19	385	1,283	381	1,298
1986	269	303	208	15	37	21	374	1,657	362	1,660
1987	269	303	230	16	41	23	264	1,921	346	2,006
1988	269	303	254	17	46	26	357	2,278	332	2,338
1989	269	303	280	19	51	29	350	2,628	318	2,656
1990	269	303	309	21	56	32	344	2,972	306	2,962
1991	269	303	340	22	61	35	337	3,309	293	3,255
1992	373	420	362	22	70	37	370	3,679	319	3,574
1993	373	420	398	23	74	41	361	4,040	304	3,878
1994	373	420	438	25	82	45	353	4,393	292	4,170
1995	373	420	481	28	89	49	347	4,740	281	4,451
1996	477	536	530	31	98	54	375	5,115	299	4,750
1997	477	536	583	34	108	60	368	5,483	287	5,037
1998	477	536	641	37	120	60	363	5,846	276	5,313
1999	638	718	680	37	131	70	389	6,235	293	5,606
2000	638	718	748	38	144	77	380	6,615	281	5,887
2001	638	718	818	41	158	84				
...	...	...	...	..	...	..				
...	...	...	...	..	...	..				
...	...	...	...	..	...	..				
From 2001 to Infinity							4,662		2,700	
Total								11,277		8,587

Table 12-3 (6) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Addis Zemen

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8 %		Discount Rate 10 %	
	8 %	10 %					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	77	87	70	5	13	7	159	159	165	165
1983	77	87	155	10	26	15	243	402	243	408
1984	77	87	172	11	30	17	243	645	239	647
1985	77	87	189	12	33	19	242	887	232	879
1986	181	204	202	14	36	21	309	1,196	296	1,175
1987	181	204	223	15	39	23	303	1,499	284	1,459
1988	181	204	247	17	43	25	299	1,798	275	1,734
1989	181	204	272	18	49	28	296	2,094	266	2,000
1990	181	204	302	21	54	31	295	2,389	260	2,260
1991	181	204	332	23	59	34	292	2,681	251	2,511
1992	181	204	364	25	65	37	288	2,969	243	2,754
1993	284	320	388	25	71	40	321	3,290	269	3,023
1994	284	320	426	26	78	44	314	3,604	258	3,281
1995	284	320	469	28	87	48	312	3,916	250	3,531
1996	284	320	516	31	95	53	308	4,224	242	3,773
1997	284	320	568	33	105	58	305	4,529	236	4,009
1998	388	436	625	37	115	64	332	4,861	252	4,261
1999	388	436	687	41	127	70	328	5,189	244	4,505
2000	388	436	755	43	140	76	323	5,512	237	4,742
2001	490	552	796	44	152	82				
...	...	...	...	..	...	..				
...	...	...	...	..	...	..				
...	...	...	...	..	...	..				
From 2001 to Infinity							4,187		2,410	
Total								9,699		7,152

Table 12-3 (7) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Dangla

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8%		Discount Rate 10%	
	8%	10%					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	226	255	115	6	22	12	352	352	373	373
1983	226	255	221	11	43	22	448	800	455	828
1984	226	255	244	12	49	25	440	1,240	439	1,267
1985	226	255	270	14	54	28	435	1,675	424	1,691
1986	226	255	298	15	59	30	427	2,102	407	2,098
1987	330	372	329	17	66	34	489	2,591	461	2,559
1988	330	372	364	18	72	37	479	3,070	443	3,002
1989	330	372	403	21	80	41	472	3,542	428	3,430
1990	330	372	445	22	89	46	466	4,008	413	3,843
1991	330	372	489	25	97	50	459	4,467	398	4,241
1992	434	488	538	27	107	55	497	4,967	425	4,666
1993	434	488	592	31	119	61	491	5,455	411	5,077
1994	434	488	651	33	130	67	483	5,938	396	5,473
1995	595	670	716	36	143	74	532	6,470	431	5,904
1996	595	670	788	41	157	81	523	6,993	416	6,320
1997	595	670	867	44	173	89	516	7,509	400	6,720
1998	595	670	954	49	191	98	510	8,019	388	7,108
1999	595	670	1,049	54	210	108	504	8,523	374	7,482
2000	758	853	1,154	59	231	119	538	9,061	395	7,877
2001	758	853	1,263	64	252	130	529	9,590	381	8,258
2002	758	853	1,382	70	276	143	522	10,112	368	8,626
2003	1,001	1,127	1,454	78	302	152	549	10,661	382	9,008
2004	1,001	1,127	1,591	84	330	166	540	11,201	368	9,376
2005	1,001	1,127	1,741	92	361	181	532	11,733	356	9,732
2006	1,001	1,127	1,905	101	395	199	526	12,259	344	10,076
2007	1,382	1,491	2,184	116	453	226	589	12,848	375	10,451
2008	1,382	1,491	2,383	127	496	247	579	13,427	361	10,812
2009	1,382	1,491	2,613	139	543	270	573	14,000	350	11,162
2010	1,382	1,491	2,859	152	594	296	565	14,565	339	11,501
2011	1,650	1,855	3,128	166	650	324	587	15,152	350	11,851
2012	1,650	1,855	3,422	182	711	354	581	15,733	339	12,190
2013	2,196	2,405	3,744	199	777	388	620	16,353	355	12,545
2014	2,196	2,405	4,096	217	851	424	613	16,966	343	12,858
2015	2,196	2,405	4,481	238	931	464	606	17,572	333	13,221
2016	2,196	2,405	4,902	260	1,018	508	600	18,172	322	13,543
2017	2,625	2,952	5,363	285	1,114	555	616	18,788	328	13,871
2018	2,625	2,952	5,867	312	1,219	608	615	19,403	322	14,193
2019	2,625	2,952	6,272	333	1,303	650				
From 2019 to Infinity							7,487		3,030	
Total								26,890		17,223

Table 12-3(8) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$)

Injibara and Addis Kidame

Year	Capital Costs		Variable Costs			Administration	Present Worth Costs			
	Discount Rate		Fuel oil	Lubricat.	O and M		Discount Rate 8%		Discount Rate 10%	
	8%	10%					Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981										
1982	52	58	65	5	12	6	130	130	133	133
1983	129	145	144	10	25	14	276	406	279	412
1984	129	145	159	11	29	16	273	679	270	682
1985	129	145	176	12	32	18	270	949	262	944
1986	129	145	194	13	35	20	266	1,215	252	1,196
1987	207	233	215	14	38	22	313	1,528	294	1,490
1988	207	233	237	16	42	24	307	1,835	283	1,773
1989	207	233	262	18	47	27	303	2,138	273	2,046
1990	207	233	289	20	53	30	300	2,438	265	2,311
1991	284	320	336	23	58	34	340	2,778	297	2,608
1992	284	320	350	24	64	36	325	3,103	278	2,886
1993	284	320	385	27	70	39	320	3,423	267	3,153
1994	284	320	424	29	77	43	315	3,738	258	3,411
1995	284	320	467	32	85	48	311	4,049	250	3,661
1996	388	436	496	36	93	51	335	4,384	266	3,927
1997	388	436	545	39	103	56	329	4,713	256	4,183
1998	388	436	600	43	112	62	325	5,038	248	4,431
1999	388	436	660	47	124	68	322	5,360	239	4,670
2000	490	552	701	47	137	73	335	5,695	247	4,917
2001	490	552	767	48	149	79	328	6,023	237	5,154
2002	490	552	839	52	163	87	323	6,346	228	5,382
2003	653	736	885	52	179	92	342	6,688	237	5,619
2004	653	736	968	53	190	100	335	7,023	229	5,848
2005	653	736	1,059	55	214	110	330	7,353	221	6,069
2006	653	736	1,159	60	234	120	325	7,678	213	6,282
2007	653	736	1,165	63	243	121	303	7,981	195	6,477
2008	815	916	1,227	66	258	128	311	8,292	197	6,674
2009	815	916	1,343	72	282	139	304	8,596	190	6,864
2010	815	916	1,469	79	308	152	302	8,898	184	7,048
2011	1,059	1,190	1,607	86	337	167	323	9,221	194	7,242
2012	1,059	1,190	1,758	94	369	183	318	9,539	186	7,428
2013	1,059	1,190	1,923	103	404	200	314	9,853	181	7,609
2014	1,059	1,190	2,104	113	442	219	310	10,163	174	7,783
2015	1,301	1,464	2,302	123	483	239	324	10,487	180	7,963
2016	1,301	1,464	2,519	135	529	262	320	10,807	174	8,137
2017	1,301	1,464	2,755	148	579	286	318	11,125	169	8,306
2018	1,545	1,739	3,014	162	633	314	328	11,453	172	8,478
2019	1,545	1,739	3,266	175	686	340				
From 2019 to Infinity							4,025		1,660	
Total								15,478		10,138

Table 12-3 (9) Annual Costs of Existing Facilities
(Economic)

(1000 Eth$)

Bahar Dar

Year	Equalized Installements of Capital Cost										O and M	Total Costs	
	Discount Rate 8%					Discount Rate 10%							
	Initial Facilities			Replacement		Initial Facilities			Replacement			Discount 8%	Discount 10%
	Power Station	Sub-station	Trans-mission	Power Station	Trans-former	Power Station	Sub-station	Trans-mission	Power Station	Trans-former			
1981													
1982	233	16	8			271	18	9			167	424	465
1983	233	16	8			271	18	9			167	424	465
1984	233	16	8			271	18	9			167	424	465
1985	233	16	8			271	18	9			167	424	465
1986	233	16	8			271	18	9			167	424	465
1987	233	16	8			271	18	9			167	424	465
1988	233	16	8			271	18	9			167	424	465
1989	233	16	8	458		271	18	9	515		167	882	980
1990	233	16	8	458		271	18	9	515		167	882	980
1991	233	16	8	458		271	18	9	515		167	882	980
1992	233	16	8	458		271	18	9	515		167	882	980
1993	233	16	8	458		271	18	9	515		167	882	980
1994	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
1995	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
1996	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
1997	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
1998	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
1999	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
2000	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
2001	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
2002	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085
2003	233		8	458	113	271		9	515	123	167	979	1,085

Table 12-3(10) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Bahar Dar (Case A)

Year	Annual Costs of Tis Abbay P.S.		Capital Costs of Diesel P.S.		Variable Costs of Diesel P.S.				Present Worth Costs			
									Discount Rate 8%		Discount Rate 10%	
	Discount 8%	Discount 10%	Discount 8%	Discount 10%	Fuel oil	Lubricat.	O and M	Administration	Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981												
1982	424	465							392	392	422	422
1983	424	465							363	755	385	807
1984	424	465							336	1,091	350	1,157
1985	424	465							311	1,402	318	1,475
1986	424	465							289	1,691	288	1,763
1987	424	465							267	1,958	263	2,026
1988	424	465							247	2,205	239	2,265
1989	882	980							476	2,681	457	2,722
1990	882	980							441	3,122	416	3,138
1991	882	980	233	263	26	1	6	3	533	3,655	492	3,630
1992	882	980	233	263	73	4	15	8	520	4,175	470	4,100
1993	882	980	440	495	88	5	18	9	573	4,748	508	4,608
1994	979	1,085	440	613	129	6	26	13	585	5,333	541	5,149
1995	979	1,085	647	728	172	9	35	18	632	5,965	539	5,688
1996	979	1,085	647	728	208	11	43	21	601	6,566	501	6,189
1997	979	1,085	808	910	260	14	53	27	623	7,189	510	6,699
1998	979	1,085	808	910	317	17	65	33	600	7,789	478	7,177
1999	979	1,085	970	1,092	363	18	74	37	610	8,399	478	7,655
2000	979	1,085	970	1,092	432	22	88	44	586	8,985	450	8,105
2001	979	1,085	970	1,092	503	26	103	52	563	9,548	424	8,529
2002	979	1,085	1,458	1,640	558	30	113	57	633	10,181	470	8,999
2003	979	1,085	2,433	2,736	641	33	131	66	784	10,965	577	9,576
2004			2,433	2,736	9,078	468	1,851	946	2,511	13,476	1,682	11,258
2005			2,433	2,736	9,463	487	1,930	986	2,402	15,878	1,584	12,842
2006			3,407	3,832	9,884	509	2,016	1,030	2,460	18,338	1,592	14,434
2007			3,407	3,832	10,323	589	2,105	1,296	2,386	20,724	1,520	15,954
2008			3,407	3,832	10,783	563	2,199	1,354	2,289	23,013	1,424	17,378
2009			3,407	3,832	11,263	588	2,297	1,414	2,200	25,213	1,338	18,716
2010			3,407	3,832	11,764	614	2,399	1,477	2,104	27,317	1,265	19,981
2011			3,407	3,832	12,292	641	2,507	1,544				
....			...	...	...	...	...	...				
....			...	...	...	...	...	...				
From 2011 to Infinity									25,237		11,960	
Total										52,554		31,941

Table 12-3(11) Present Worth Annual Costs of Diesel Alternative (Economic)

(1000 Eth$) Bahar Dar (Case B)

Year	Annual Costs of Tis Abbay P.S.		Capital Costs of Diesel P.S.		Variable Costs of Diesel P.S.				Present Worth Costs			
									Discount Rate 8%		Discount Rate 10%	
	Discount 8%	Discount 10%	Discount 8%	Discount 10%	Fuel oil	Lubricat.	O and M	Administration	Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1981												
1982	424	465	649	730	216	11	44	27	1,269	1,269	1,357	1,357
1983	424	465	649	730	396	21	81	50	1,389	2,658	1,440	2,797
1984	424	465	649	730	409	21	84	51	1,299	3,957	1,321	4,118
1985	424	465	973	1,096	428	22	87	54	1,482	5,439	1,470	5,588
1986	424	465	973	1,096	449	23	92	56	1,371	6,810	1,352	6,940
1987	424	465	973	1,096	465	25	95	59	1,286	8,096	1,243	8,183
1988	424	465	973	1,096	490	26	100	61	1,209	9,305	1,148	9,331
1989	882	980	973	1,096	517	27	106	65	1,388	10,693	1,300	10,631
1990	882	980	973	1,096	542	28	110	68	1,302	11,995	1,197	11,828
1991	882	980	973	1,096	573	30	117	72	1,226	13,221	1,104	12,932
1992	882	980	973	1,096	605	32	124	76	1,152	14,373	1,020	13,952
1993	882	980	1,624	1,826	633	33	129	80	1,342	15,715	1,170	15,122
1994	979	1,085	1,624	1,826	675	36	138	84	1,298	17,013	1,111	16,233
1995	979	1,085	1,624	1,826	719	38	147	90	1,223	18,236	1,027	17,260
1996	979	1,085	1,624	1,826	753	39	154	95	1,148	19,384	945	18,205
1997	979	1,085	1,624	1,826	806	42	164	101	1,081	20,465	873	19,078
1998	979	1,085	1,624	1,826	864	46	176	109	1,025	21,490	810	19,888
1999	979	1,085	1,624	1,826	910	48	186	114	966	22,456	746	20,634
2000	979	1,085	2,110	2,375	978	52	200	123	1,026	23,482	787	21,421
2001	979	1,085	2,110	2,375	1,050	55	214	132	973	24,455	727	22,148
2002	979	1,085	2,110	2,373	1,104	58	225	139	913	25,368	673	22,821
2003	979	1,085	3,085	3,470	1,187	62	243	150	1,044	26,412	760	23,581
2004			3,085	3,470	9,077	468	1,851	946	2,623	29,035	1,764	25,345
2005			3,085	3,470	9,462	488	1,930	986	2,504	31,539	1,658	27,003
2006			3,085	3,470	9,845	514	2,008	1,236				
....					...	...	...	...				
....					...	...	...	...				
From 2006 to Infinity									30,450		15,740	
Total										61,989		42,743

Table 12-4 Summary of Present Worth Cumulated Costs of Diesel Alternative

(1000 Eth$) Whole Project Area

Year	Financial Costs				Economic Costs			
	Discount 8%		Discount 10%		Discount 8%		Discount 10%	
	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B
1981								
1982	3,010	3,711	3,133	3,880	3,587	4,464	3,737	4,67
1983	6,665	8,192	6,831	8,425	7,944	9,847	8,051	10,04
1984	10,261	12,563	10,393	12,770	12,225	15,091	12,399	15,36
1985	13,863	17,088	13,889	17,190	16,517	20,554	16,573	20,68
1986	17,640	21,733	17,100	21,655	21,031	26,150	20,489	26,06
1987	21,527	26,440	21,151	26,092	25,584	31,722	25,262	31,41
1988	25,353	31,039	24,667	30,338	30,159	37,259	29,478	36,54
1989	29,554	35,793	28,304	34,652	34,976	42,988	33,840	41,74
1990	33,335	40,450	31,815	38,792	39,723	48,596	38,050	46,74
1991	37,522	45,193	35,426	42,930	44,747	54,313	42,429	51,73
1992	41,711	49,892	39,007	46,966	49,767	59,965	46,724	56,57
1993	46,079	54,881	42,632	51,323	54,938	65,905	51,065	61,57
1994	50,281	59,651	46,185	55,105	60,058	71,738	55,314	66,39
1995	54,689	64,537	49,767	59,079	65,376	77,647	59,620	71,19
1996	59,139	69,430	53,295	62,963	70,674	83,492	63,882	75,86
1997	63,621	74,286	56,783	66,742	76,129	89,405	68,076	80,45
1998	68,078	79,076	60,175	70,398	81,486	95,187	72,148	84,85
1999	72,679	83,966	63,622	74,059	87,021	101,078	76,286	89,26
2000	77,302	88,946	67,022	77,725	92,573	107,070	80,374	93,69
....								
....								
From 2001 to Infinity	100,547	96,275	55,953	53,898	121,992	116,930	67,883	65,369
Total	177,849	185,221	122,975	131,623	214,565	224,000	148,257	159,059

Note : In case A, the power demand of electric boilers (Textile Mills S.C.) is assumed to be supplied always in off-peak hours of the power system.
In case B, peak load of electric boilers is assumed to be met in peak hours of the power system.

Table 12-5 Adjusted Capital Costs and Capitalized Costs of Operation and Maintenance of Transmission Alternative

Item	Economic service life (year)	Construction period (year)	Cost components (%)		Conversion factor	Investment Costs	Financial Capital Costs (1000 Eth$)				Economic Capital Costs (1000 Eth$)			
							Capital Costs		Adjusted Capital Costs		Capital Costs		Adjusted Capital Costs	
			Foreign Currency	Domestic Currency		(1000 Eth$)	Discount 8%	Discount 10%	Discount 8%	Discount 10%	Discount 8%	Discount 10%	Discount 8%	Discount 10%
Initial Installation														
- Regulating dam	50	3	60	40	1.198	10,174	11,150	11,395	11,150	11,395	13,357	13,651	13,357	13,651
- No.3 Turbin-generator	25	2.3	87	13	1.287	4,238	4,550	4,629	4,550	4,629	5,855	5,957	5,855	5,957
- No.2 Power Station	40	3	72	28	1.237	12,052	13,209	13,498	13,209	13,498	16,339	16,697	16,339	16,697
- Transmission lines	25	2.5	55	45	1.182	12,526	13,528	13,778	15,841	15,183	15,990	16,285	18,724	17,946
- Substations, telecommunicat.	30	1.5	80	20	1.264	4,310	4,516	4,568	5,012	4,846	5,708	5,773	6,335	6,125
- 15kV distribution lines	25	1.5	40	60	1.132	1,151	1,206	1,220	7,412	1,344	1,365	1,381	1,598	1,521
Replacement of Existing Facil.														
- Power Station	25	1.5	80	20	1.264	3,186	3,338	3,377	3,908	3,721	4,219	4,268	4,939	4,703
- Substation	30	1.5	80	20	1.264	616	645	652	715	691	815	824	903	873
- Transmission line	50	1.5	80	20	1.264	1,071	1,122	1,135	1,145	1,145	1,418	1,434	1,446	1,446
Transformer Addition		1.5	78	22	1.257	3,786	3,990	4,043	4,429	4,289	5,015	5,082	5,567	5,392

Item	Capitalization (year)	Cost components (%)		Conversion factor	Base Costs	Capitalized Costs (Fin.) (1000 Eth$)		Capitalized Costs (Eco.) (1000 Eth$)	
		Foreign Currency	Domestic Currency		(1000 Eth$)	Discount 8%	Discount 10%	Discount 8%	Discount 10%
Operation and Maintenance									
(A) Existing Facilities									
- Tis Abbay Power Station	22	21	79	1.069	140	1,428	1,228	1,526	1,313
- Bahar Dar Substation	Infinity	21	79	1.069	15	187	150	200	160
- 45kV transmission line	Infinity	21	79	1.069	1	13	10	14	11
(B) New Facilities									
- Regulating dam	50	21	79	1.069	203	2,483	2,013	2,654	2,152
- No.3 Turbin-generator	22	21	79	1.069	85	867	746	927	797
- No.2 Power Station	40	21	79	1.069	241	2,861	2,347	3,058	2,509
- Transmission lines	Infinity	21	79	1.069	313	3,912	3,130	4,175	3,340
- Substations, telecommunicat.	Infinity	21	79	1.069	108	1,350	1,080	1,437	1,150
- 15kV distribution lines	Infinity	21	79	1.069	28	350	280	374	299
Transformer Addition	Infinity	21	79	1.069	95	1,187	950	1,269	1,016

Table 12-6 (1) Present Worth Capital Costs of Transmission Alternative from Year of Conversion (Financial)

(1000 Eth$) Discount Rate : 8%

Year of Conversion	Initial Capital Costs		Cost Components											Cost from Year of Conversion	
			Dam, transmission, etc. (1)	No. 3 Turbin-generat.		No. 2 Power Station		Transformer Addition	Replacement of Existing Facil.			Total			
	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B		Power Station	Sub-station	Transmission	Case A	Case B	Case A	Case B
1981															
1982	33,415	37,965	33,415	4,208	4,550	9,708	12,218	2,214	2,278	283	98	52,204	55,056	52,204	55,056
1983	37,965	51,174	33,415	4,550	4,550	10,474	13,209	2,301	2,462	306	105	53,703	56,438	49,723	52,255
1984	37,965	51,174	33,415	4,550	4,550	11,320	13,209	2,582	2,657	331	113	54,968	56,857	47,126	48,744
1985	37,965	51,174	33,415	4,550	4,550	12,218	13,209	2,790	2,872	357	122	56,324	57,315	44,709	45,450
1986	51,174	51,174	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	3,011	3,099	386	132	57,802	57,802	42,484	42,484
1987	51,174	51,174	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	3,255	3,349	416	143	58,337	58,337	39,669	39,669
1988	51,174	51,174	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	3,512	3,614	450	154	58,904	58,904	37,110	37,110
1989	55,082	55,082	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	3,795	3,908	486	167	59,530	59,530	34,706	34,706
1990	55,082	55,082	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,096	3,908	525	180	59,883	59,883	32,336	32,336
1991	59,511	59,511	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	567	195	60,273	60,273	30,149	30,149
1992	59,511	59,511	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	612	210	60,333	60,333	27,935	27,935
1993	59,511	59,511	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	661	227	60,399	60,399	25,899	25,899
1994	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	245	60,471	60,471	24,013	24,013
1995	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	265	60,491	60,491	22,236	22,236
1996	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	286	60,512	60,512	20,598	20,598
1997	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	309	60,535	60,535	19,080	19,080
1998	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	334	60,560	60,560	17,671	17,671
1999	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	360	60,586	60,586	16,376	16,376
2000	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	389	60,615	60,615	15,165	15,165
2001	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	421	60,647	60,647	14,051	14,051
2002	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	454	60,680	60,680	13,016	13,016
2003	60,226	60,226	33,415	4,550	4,550	13,209	13,209	4,429	3,908	715	491	60,717	60,717	12,058	12,058
2004	60,226	60,226	33,415			13,209	13,209	4,429		715	530	52,298	52,298	9,617	9,617
2005	60,226	60,226	33,415			13,209	13,209	4,429		715	572	52,329	52,329	8,911	8,911
2006	60,226	60,226	33,415			13,209	13,209	4,429		715	618	52,386	52,386	8,256	8,256
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
2014	61,371	61,371	33,415			13,209	13,209	4,429		715	1,145	52,953	52,953	4,511	4,511

Notes : (1) ... Regulating dam Eth$ 11,150,000
Transmission lines Eth$ 15,841,000
Substations Eth$ 5,012,000
15kV distribution lines Eth$ 1,412,000

Table 12-6 (2) Present Worth Capital Costs of Transmission Alternative from Year of Conversion (Financial)

(1000 Eth$)

Discount Rate : 10%

Year of Conversion	Initial Capital Costs		Cost Components											Cost from Year of Conversion	
			Dam, transmission, etc. (1)	No. 3 Turbin generat.		No. 2 Power Station		Transformer Addition	Replacement of Existing Facil.			Total			
	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B		Power Station	Sub-station	Transmisstion	Case A	Case B	Case A	Case B
1981															
1982	32,768	37,397	32,768	4,208	4,629	9,219	12,270	1,818	1,909	220	54	50,196	53,668	50,196	53,668
1983	37,397	50,895	32,768	4,629	4,629	10,141	13,498	2,000	2,100	242	59	51,939	55,276	47,217	50,269
1984	37,397	50,895	32,768	4,629	4,629	11,155	13,498	2,200	2,310	266	65	53,393	55,736	44,103	46,037
1985	37,397	50,895	32,768	4,629	4,629	12,270	13,498	2,421	2,541	293	72	54,994	56,224	41,300	42,224
1986	50,895	50,895	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	2,663	2,795	322	79	56,754	56,754	38,762	38,762
1987	50,895	50,895	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	2,929	3,075	354	87	57,340	57,340	35,551	35,551
1988	50,895	50,895	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	3,222	3,382	390	96	57,985	57,985	32,703	32,703
1989	54,616	54,616	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	3,544	3,721	429	105	58,694	58,694	30,110	30,110
1990	54,616	54,616	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	3,899	3,721	471	116	59,102	59,102	27,541	27,541
1991	58,905	58,905	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	519	127	59,551	59,551	25,250	25,250
1992	58,905	58,905	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	571	140	59,616	59,616	22,952	22,952
1993	58,905	58,905	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	628	154	59,687	59,687	20,890	20,890
1994	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	170	59,766	59,766	19,041	19,041
1995	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	187	59,783	59,783	17,313	17,313
1996	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	206	59,802	59,802	15,745	15,745
1997	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	226	59,822	59,822	14,315	14,315
1998	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	249	59,845	59,845	13,022	13,022
1999	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	274	59,870	59,870	11,842	11,842
2000	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	301	59,897	59,897	10,769	10,769
2001	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	331	59,927	59,927	9,798	9,798
2002	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	364	59,960	59,960	8,910	8,910
2003	59,596	59,596	32,768	4,629	4,629	13,498	13,498	4,289	3,721	691	401	59,997	59,997	8,106	8,106
2004	59,596	59,596	32,768			13,498	13,498	4,289		691	441	51,687	51,687	6,347	6,347
2005	59,596	59,596	32,768			13,498	13,498	4,289		691	485	51,731	51,731	5,773	5,773
2006	59,596	59,596	32,768			13,498	13,498	4,289		691	534	51,780	51,780	5,255	5,255
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
2014	60,741	60,741	32,768			13,498	13,498	4,289		691	1,145	52,391	52,391	2,478	2,478

Notes : (1) ... Regulating dam Eth$ 11,395,000
Tranamission lines Eth$ 15,183,000
Substations Eth$ 4,846,000
15 kV distribution lines Eth$ 1,344,000
Total Eth$ 32,768,000

Table 12-6 (3) Present Worth Capital Costs of Transmission Alternative from Year of Conversion (Economic)

(1000 Eth$) Discount Rate : 8%

Year of Conversion	Initial Capital Costs		Cost Components											Cost from Year of Conversion	
			Dam, trans-mission etc. (1)	No. 3 Turbin-generat.		No. 2 Power Station		Trans-former Addition	Replacement of Existing Facil.			Total			
	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B		Power Station	Sub-station	Trans-mission	Case A	Case B	Case A	Case B
1981															
1982	40,014	45,869	40,014	5,421	5,855	12,009	15,128	2,784	2,881	358	133	63,600	67,153	63,600	67,153
1983	45,869	62,208	40,014	5,855	5,855	12,970	16,339	3,007	3,112	387	143	65,488	68,857	60,635	63,754
1984	45,869	62,208	40,014	5,855	5,855	14,008	16,339	3,248	3,361	418	155	67,063	69,390	57,472	59,467
1985	45,869	62,208	40,014	5,855	5,855	15,128	16,339	3,508	3,630	451	167	68,753	69,964	54,576	55,537
1986	62,208	62,208	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	3,788	3,920	487	181	70,584	70,584	51,879	51,879
1987	62,208	62,208	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	4,091	4,234	526	195	71,254	71,254	48,452	48,452
1988	62,208	62,208	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	4,419	4,573	569	211	71,980	71,980	45,355	45,355
1989	67,147	67,147	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	4,772	4,939	614	228	72,761	72,761	42,448	42,448
1990	67,147	67,147	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,154	4,939	663	246	73,210	73,210	39,548	39,548
1991	72,714	72,714	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	716	265	73,695	73,695	36,862	36,862
1992	72,714	72,714	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	774	289	73,775	73,775	34,165	34,165
1993	72,714	72,714	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	836	310	73,860	73,860	31,671	31,671
1994	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	335	73,962	73,962	29,366	29,366
1995	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	361	73,978	73,978	27,194	27,194
1996	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	390	74,007	74,007	25,192	25,192
1997	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	422	74,039	74,039	23,337	23,337
1998	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	455	74,072	74,072	21,614	21,614
1999	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	492	74,109	74,109	20,054	20,054
2000	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	531	74,148	74,148	18,552	18,552
2001	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	574	74,191	74,191	17,190	17,190
2002	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	620	74,237	74,237	15,924	15,924
2003	73,617	73,617	40,014	5,855	5,855	16,339	16,339	5,567	4,939	903	669	74,286	74,286	14,753	14,753
2004	73,617	73,617	40,014			16,339	16,339	5,567		903	723	63,546	63,546	11,686	11,686
2005	73,617	73,617	40,014			16,339	16,339	5,567		903	781	63,604	63,604	10,831	10,831
2006	73,617	73,617	40,014			16,339	16,339	5,567		903	843	63,666	63,666	10,040	10,040
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
2014	75,063	75,063	40,014			16,339	16,339	5,567		903	1,446	64,270	64,270	5,475	5,475

Notes : (1) ... Regulating dam Eth$ 13,357,000
Transmission lines Eth$ 18,724,000
Substations Eth$ 6,335,000
15kV distribution lines Eth$ 1,598,000
Total Eth$ 40,014,000

Table 12-6(4) Present Worth Capital Costs of Transmission Alternative from Year of Conversion (Economic)

(1000 Eth$) Discount Rate : 10%

Year of Conversion	Initial Capital Costs		Cost Components											Cost from Year of Conversion	
			Dam, transmission, etc. (1)	No. 3 Turbin-generat.		No. 2 Power Station		Transformer Addition	Replacement of Existing Facil.			Total			
	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B		Power Station	Sub-station	Trans. mission		Case B		Case B
1981															
1982	39,243	45,200	39,243	5,415	5,957	11,404	15,179	2,286	2,413	278	68	61,107	65,424	61,107	65,424
1983	45,200	61,897	39,243	5,957	5,957	12,544	16,697	2,515	2,654	305	75	63,293	67,446	57,539	61,314
1984	45,200	61,897	39,243	5,957	5,957	13,799	16,697	2,766	2,920	336	82	65,105	68,001	53,801	56,196
1985	45,200	61,897	39,243	5,957	5,957	15,179	16,697	3,043	3,212	370	91	67,095	68,613	50,408	51,548
1986	61,897	61,897	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	3,348	3,533	407	100	69,285	69,285	47,321	47,321
1987	61,897	61,897	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	3,682	3,886	447	110	70,022	70,022	43,476	43,476
1988	61,897	61,897	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	4,051	4,275	492	121	70,836	70,836	39,980	39,980
1989	66,600	66,600	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	4,456	4,703	542	133	71,731	71,731	36,805	36,805
1990	66,600	66,600	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	4,901	4,703	596	146	72,243	72,243	33,701	33,701
1991	71,992	71,992	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	655	161	72,808	72,808	30,877	30,877
1992	71,992	71,992	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	721	177	72,890	72,890	28,099	28,099
1993	71,992	71,992	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	793	195	72,980	72,980	25,572	25,572
1994	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	214	73,073	73,073	23,281	23,281
1995	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	236	73,101	73,101	21,170	21,170
1996	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	260	73,125	73,125	19,254	19,254
1997	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	286	73,151	73,151	17,505	17,505
1998	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	314	73,179	73,179	15,923	15,923
1999	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	346	73,211	73,211	14,481	14,481
2000	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	380	73,245	73,245	13,169	13,169
2001	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	418	73,283	73,283	11,981	11,981
2002	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	460	73,325	73,325	10,896	10,896
2003	72,865	72,865	39,243	5,957	5,957	16,697	16,697	5,392	4,703	873	506	73,371	73,371	9,912	9,912
2004	72,865	72,865	39,243			16,697	16,697	5,392		873	557	62,762	62,762	7,707	7,707
2005	72,865	72,865	39,243			16,697	16,697	5,392		873	613	62,818	62,818	7,010	7,010
2006	72,865	72,865	39,243			16,697	16,697	5,392		873	674	62,879	62,879	6,382	6,382
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
....	....	....	....			....	....	....		....	....	....	....	....	....
2014	74,311	74,311	39,243			16,697	16,697	5,392		873	1,446	63,651	63,651	3,010	3,010

Notes : (1) ...

Regulating dam	Eth$	13,651,000
Transmission lines	Eth$	17,946,000
Substations	Eth$	6,125,000
15kV distribution lines	Eth$	1,521,000
Total	Eth$	39,243,000

Table 12-7 Present Worth Capital Costs of Existing Facilities

(1000 Eth$)

Year of Conversion	Remaining Book Value				Costs from Year of Conversion	
	Tis Abbay Power Station	Bahar Dar Substation	45kV Transmission line	Total	Discount 8%	Discount 10%
1981						
1982	2,377	123	82	2,582	2,582	2,582
1983	2,269	113	79	2,461	2,276	2,237
1984	2,161	103	76	2,340	2,005	1,932
1985	2,053	93	73	2,219	1,759	1,666
1986	1,945	83	70	2,098	1,542	1,432
1987	1,839	73	67	1,977	1,344	1,225
1988	1,729	63	64	1,856	1,169	1,046
1989	1,621	53	61	1,735	1,011	890
1990	1,513	43	58	1,614	871	752
1991	1,405	33	55	1,493	747	633
1992	1,297	23	52	1,372	639	528
1993	1,189	13	49	1,251	535	437
1994	1,081		46	1,127	447	358
1995	973		43	1,016	372	293
1996	865		40	905	307	238
1997	757		37	794	250	189
1998	649		34	683	198	148
1999	641		31	572	154	112
2000	433		28	461	115	82
2001	325		25	350	80	57
2002	217		22	239	51	35
2003	109		19	128	25	17
2004			16	16	3	2
2005			13	13	2	2
2006			10	10	2	1

Table 12-8(1) Capitalized Costs of Operation and Maintenance of Transmission Alternative from Year of Conversion (Financial)

(1000 Eth$)

Discount Rate : 8%

Year of Conversion	Existing Facilities			Dam, transmission, etc. (1)	No. 3 Turbin-generat.		No. 2 Power Station		Transformer Additions	Total		Present Worth	
	Power Station	Sub-station	Transmission		Case A	Case B	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B
1981													
1982	1,428	187	13	8,095	802	867	2,102	2,649	593	13,220	13,832	13,220	13,832
1983	1,428	187	13	8,095	867	867	2,271	2,861	641	13,502	14,092	12,489	13,047
1984	1,428	187	13	8,095	867	867	2,452	2,861	692	13,734	14,143	11,775	12,126
1985	1,428	187	13	8,095	867	867	2,649	2,861	748	13,987	14,799	11,091	11,259
1986	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	807	14,258	14,258	10,479	10,479
1987	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	872	14,323	14,323	9,739	9,739
1988	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	942	13,393	14,393	9,067	9,067
1989	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,017	14,468	14,468	8,434	8,434
1990	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,099	14,550	14, 50	7,857	7,857
1991	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	7,322	7,322
1992	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	6,780	6,780
1993	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	6,277	6,277
1994	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	5,812	5,812
1995	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	5,382	5,382
1996	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	4,983	4,983
1997	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	4,614	4,614
1998	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	4,272	4,272
1999	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	3,956	3,956
2000	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	3,663	3,663
2001	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	3,391	3,391
2002	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	3,140	3,140
2003	1,428	187	13	8,095	867	867	2,861	2,861	1,187	14,638	14,638	2,907	2,907
2004		187	13	8,095			2,861	2,861	1,187	12,343	12,343	2,269	2,269
2005		187	13	8,095			2,861	2,861	1,187	12,343	12,343	2,102	2,102
2006		187	13	8,095			2,861	2,861	1,187	12,343	12,343	1,945	1,945

Notes : (1) ...

Regulating dam	Eth$	2,483,000
Transmission lines	Eth$	3,912,000
Substations	Eth$	1,350,000
15kV distribution lines	Eth$	350,000
Total	Eth$	8,095,000

Table 12-8(2) Capitalized Costs of Operation and Maintenance of Transmission Alternative from Year of Conversion (Financial)

(1000 Eth$) Discount Rate : 10%

Year of Conversion	Existing Facilities			Dam, transmission, etc. (1)	No. 3 Turbin-generat.		No. 2 Power Station		Transformer Additions	Total		Present Worth	
	Power Station	Sub-station	Transmission		Case A	Case B	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B
1981													
1982	1,228	750	10	6,503	678	746	1,603	2,133	402	10,574	11,172	10,574	11,172
1983	1,228	750	10	6,503	746	746	1,763	2,347	443	10,843	11,427	19,857	10,388
1984	1,228	750	10	6,503	746	746	1,939	2,347	487	11,063	11,471	9,138	9,475
1985	1,228	750	10	6,503	746	746	2,133	2,347	536	11,306	11,520	8,490	8,651
1986	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	589	11,573	11,573	7,904	7,904
1987	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	648	11,632	11,632	7,211	7,211
1988	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	713	11,697	11,697	6,597	6,597
1989	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	785	11,768	11,769	6,037	6,037
1990	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	863	11,847	11,847	5,520	5,520
1991	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	5,061	5,061
1992	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	4,601	4,601
1993	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	4,182	4,182
1994	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	3,802	3,802
1995	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	2,456	3,456
1996	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	3,142	3,142
1997	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	2,856	2,856
1998	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	2,597	2,597
1999	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	2,361	2,361
2000	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	2,146	2,146
2001	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	1,951	1,951
2002	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	1,773	1,773
2003	1,228	750	10	6,503	746	746	2,347	2,347	950	11,934	11,934	1,612	1,612
2004		750	10	6,503			2,347	2,347	950	9,960	9,960	1,223	1,223
2005		750	10	6,503			2,347	2,347	950	9,960	9,960	1,111	1,111
2006		750	10	6,503			2,347	2,347	950	9,960	9,960	1,010	1,010

Notes : (1) ...

Regulating dam	Eth$	2,013,000
Transmission lines	Eth$	3,130,000
Substations	Eth$	1,080,000
15kV distribution lines	Eth$	280,000
Total	Eth$	6,503,000

Table 12-8 (3) Capitalized Costs of Operation and Maintenance of Transmission Alternative from Year of Conversion (Economic)

(1000 Eth$) Discount Rate : 8%

Year of Conversion	Existing Facilities			Dam, transmission etc. (1)	No. 3 Turbin-generat.		No. 2 Power Station		Transformer Additions	Total		Present Worth	
	Power Station	Sub-station	Transmission		Case A	Case B	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B
1981													
1982	1,526	200	14	8,640	858	927	2,247	2,831	634	14,119	14,772	14,119	14,772
1983	1,526	200	14	8,640	927	927	2,427	3,058	685	14,419	15,050	13,350	13,935
1984	1,526	200	14	8,640	927	927	2,621	3,058	740	14,668	15,105	12,570	12,944
1985	1,526	200	14	8,640	927	927	2,831	3,058	799	14,937	15,164	11,845	12,025
1986	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	863	15,228	15,228	11,192	11,192
1987	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	932	15,297	15,297	10,401	10,401
1988	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,007	15,372	15,372	9,685	9,685
1989	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,087	15,452	15,452	9,008	9,008
1990	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,174	15,539	15,539	8,391	8,391
1991	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	7,821	7,821
1992	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	7,241	7,241
1993	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	6,705	6,705
1994	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	6,208	6,208
1995	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	5,748	5,748
1996	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	5,322	5,322
1997	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	4,928	4,928
1998	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	4,563	4,563
1999	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	4,225	4,225
2000	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	3,912	3,912
2001	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	3,622	3,622
2002	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	3,354	3,354
2003	1,526	200	14	8,640	927	927	3,058	3,058	1,269	15,634	15,634	3,105	3,105
2004		200	14	8,640			3,058	3,058	1,269	13,181	13,181	2,423	2,423
2005		200	14	8,640			3,058	3,058	1,269	13,181	13,181	2,244	2,244
2006		200	14	8,640			3,058	3,058	1,269	13,181	13,181	2,077	2,077

Notes : (1) ... Regulating dam Eth$ 2,654,000
Transmission lines Eth$ 4,175,000
Substations Eth$ 1,437,000
15kV distribution lines Eth$ 374,000
Total Eth$ 8,640,000

Table 12-8 (4) Capitalized Costs of Operation and Maintenance of Transmission Alternative from Year of Conversion (Economic)

(1000 Eth$)

Discount Rate : 10%

Year of Conversion	Existing Facilities			Dam, transmission, etc. (1)	No. 3 Turbin-generat.		No. 2 Power Station		Transformer Addition	Total		Present Worth	
	Power Station	Sub-station	Transmission		Case A	Case B	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A	Case B
1981													
1982	1,313	160	11	6,941	724	797	1,713	2,280	430	11,292	11,932	11,292	11,932
1983	1,313	160	11	6,941	797	797	1,885	2,509	473	11,580	12,204	10,527	11,094
1984	1,313	160	11	6,941	797	797	2,073	2,509	521	11,816	12,252	9,764	10,120
1985	1,313	160	11	6,941	797	797	2,280	2,509	573	12,075	12,304	9,068	9,240
1986	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	630	12,361	12,361	8,442	8,442
1987	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	693	12,424	12,424	7,702	7,702
1988	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	763	12,494	12,494	7,046	7,046
1989	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	839	12,570	12,570	6,448	6,448
1990	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	923	12,654	12,654	5,896	5,896
1991	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	5,406	5,406
1992	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	4,914	4,914
1993	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	4,467	4,467
1994	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	4,061	4,061
1995	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	3,692	3,692
1996	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	3,356	3,356
1997	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	3,051	3,051
1998	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	2,774	2,774
1999	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	2,521	2,521
2000	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	2,292	2,292
2001	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	2,084	2,084
2002	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	1,894	1,894
2003	1,313	160	11	6,941	797	797	2,509	2,509	1,016	12,747	12,747	1,722	1,722
2004		160	11	6,941			2,509	2,509	1,016	10,637	10,637	1,306	1,306
2005		160	11	6,941			2,509	2,509	1,016	10,637	10,637	1,187	1,187
2006		160	11	6,941			2,509	2,509	1,016	10,637	10,637	1,079	1,079

Notes : (1) ...

Regulation dam	Eth$	2,152,000
Transmission lines	Eth$	3,340,000
Substations	Eth$	1,150,000
15kV distribution lines	Eth$	299,000
Total	Eth$	6,941,000

Table 12-9 Costs of Energy to be Supplied by Upper Beles Project for the Transmission Alternative

/1000 Eth$)

Year	Energy Demand (MWh)						Supply Capability of Tis Abbay Power System (MWh)	Energy to be Supplied by Upper Beles Power Station (MWh)		Financial Energy Cost				Economic Energy Cost			
	North and East of Lake Tana	South of Lake Tana	Bahar Dar Area		Total					Discount Rate 8%		Discount Rate 10%		Discount Rate 8%		Discount Rate 10%	
			Case A	Case B	Case A	Case B		Case A	Case B	Case A (EØ 4.48/kWh)	Case B	Case A (EØ 5.43/kWh)	Case B	Case A (EØ 5.25/kWh)	Case B	Case A (EØ 6.36/kWh)	Case B
1982																	
....																	
....																	
1991	25,638	5,506	43,711		74,855		(1) 71,144	3,711		166		201		194		236	
1992	28,202	5,935	44,566		78,703		71,144	7,559		338		410		396		480	
1993	31,024	6,529	45,507		83,060		71,144	11,916		533		647		625		757	
1994	34,127	7,181	46,544		87,852		71,144	16,708		748		907		877		1,062	
1995	37,536	7,900	47,682		93,118		71,144	21,974		984		1,193		1,153		1,397	
1996	41,292	8,689	48,936		98,917		71,144	27,773		1,244		1,508		1,458		1,766	
1997	45,420	9,560	50,314		105,294		71,144	34,150		1,530		1,854		1,792		2,171	
1998	49,965	10,515	51,830		112,310		71,144	41,166		1,844		2,235		2,161		2,618	
1999	54,959	11,566	53,499		120,024		71,144	48,880		2,189		2,654		2,566		3,108	
2000	60,456	12,723	55,334		128,513		71,144	57,369		2,570		3,115		3,011		3,648	
2001	62,250	14,407	57,230		133,887		71,144	62,743		2,810		3,406		3,294		3,990	
2002	62,250	15,228	59,307		136,785		71,144	65,641		2,940		3,564		3,446		4,174	
2003	62,250	16,658	61,578		140,486		71,144	69,342		3,106		3,765		3,640		4,410	
2004	62,250	18,223	64,062		144,535		(2) 23,620	120,915		5,416		6,565		6,348		7,690	
2005	62,250	19,938	66,780		148,968		23,620	125,348		5,615		6,806		6,580		7,972	
2006	62,250	21,813	69,753	69,480	153,816	153,543	23,620	130,196	129,923	5,832	5,820	7,069	7,054	6,835	6,820	8,280	8,263
2007	62,250	23,863	73,005	69,480	159,118	155,593	23,620	135,498	131,973	6,070	5,912	7,357	7,166	7,113	6,928	8,617	8,393
2008	62,250	26,106	76,564	69,480	164,920	157,836	23,620	141,300	134,216	6,330	6,012	7,672	7,287	7,418	7,046	8,986	8,536
2009	62,250	28,560	80,457	69,480	171,267	160,290	23,620	147,647	136,670	6,614	6,122	8,017	7,421	7,751	7,175	9,390	8,692
2010	62,250	31,245	84,715	69,480	178,210	162,975	23,620	154,590	139,355	6,925	6,243	8,394	7,566	8,116	7,316	9,831	8,862
2011	62,250	34,182	86,750	69,480	183,182	165,912	23,620	159,562	142,292	7,148	6,374	8,664	7,726	8,377	7,470	10,148	9,049
2012	62,250	37,395	86,750	69,480	186,395	169,125	23,620	162,775	145,505	7,292	6,518	8,838	7,900	8,545	7,639	10,352	9,254
2013	62,250	40,910	86,750	69,480	189,910	172,640	23,620	166,290	149,020	7,449	6,676	9,029	8,091	8,730	7,823	10,576	9,477
2014	62,250	44,756	86,750	69,480	193,963	176,486	23,620	170,136	152,866	7,622	6,848	9,238	8,300	8,932	8,025	10,820	9,722
2015	62,250	48,963	86,750	69,480	197,963	180,693	23,620	174,343	157,073	7,810	7,036	9,466	8,529	9,153	8,246	11,088	9,989
2016	62,250	53,565	86,750	69,480	202,565	185,295	23,620	178,945	161,675	8,016	7,243	9,716	8,778	9,394	8,487	11,380	10,282
2017	62,250	58,601	86,750	69,480	207,601	190,331	23,620	183,891	166,717	8,242	7,468	9,990	9,052	9,659	8,752	11,701	10,602
2018	62,250	64,109	86,750	69,480	213,109	195,839	23,620	189,489	172,219	8,489	7,715	10,289	9,251	9,948	9,041	12,051	10,953
2019	62,250	68,840	86,750	69,480	217,840	200,570	23,620	(3) 194,220	176,950	108,763	99,092	105,461	96,083	127,456	116,123	123,523	112,540
....	...	...	...	...	...	...	...	...	...								
....	...	...	...	...	...	...	...	...	...								
....	...	...	...	...	...	...	...	...	...								

Note : (1) ... Energy supplied by Tis Abbay power stations in 1990.
(2) ... Energy supplied by Tis Abbay No. 2 Power Station.
(3) ... Costs of Energy shown in final year include capitalized costs of future energy supply to infinity at constant rate corresponding to line capability.

Table 12-10 Present Worth Energy Costs of Transmission Alternative from Year of Conversion

(1000 Eth$)

Year	Yearly Discounted Costs								Present Worth Costs from Year of Conversion							
	Financial Costs				Economic Costs				Financial Costs				Economic Costs			
	Discount Rate 8%		Discount Rate 10%		Discount Rate 8%		Discount Rate 10%		Discount Rate 8%		Discount Rate 10%		Discount Rate 8%		Discount Rate 10%	
	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B
1981																
1982	21,636	20,437	14,957	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1983	23,368	22,073	16,446	15,669	27,383	25,878	19,263	18,353	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1984	25,238	23,840	18,091	17,235	29,574	27,948	21,190	20,189	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1985	27,256	25,746	19,900	18,959	31,940	30,184	23,309	22,207	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1986	29,437	27,807	21,890	20,855	34,495	32,599	25,640	24,428	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1987	31,792	30,031	24,079	22,941	37,254	35,207	28,204	26,871	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1988	34,336	32,433	26,487	25,235	40,235	38,023	31,024	29,558	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1989	37,083	35,028	29,136	27,758	43,454	41,065	34,127	32,514	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1990	40,049	37,830	22,049	30,534	46,930	44,300	37,539	35,766	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1991	43,254	40,857	35,255	33,588	50,685	47,899	41,294	39,343	21,636	20,437	14,951	14,244	25,355	23,961	17,512	16,685
1992	46,547	43,959	38,582	36,749	54,549	51,540	45,189	43,044	21,560	20,357	14,873	14,166	25,261	23,868	17,420	16,593
1993	49,937	47,142	42,051	40,015	58,516	55,266	49,230	46,870	21,412	20,214	14,727	14,021	25,091	23,698	17,250	16,423
1994	53,397	50,379	45,587	43,369	62,576	59,066	53,397	50,800	21,203	20,005	14,524	13,817	24,848	23,455	17 012	16,184
1995	56,924	53,663	49,241	46,801	66,706	62,916	57,676	54,820	20,925	19,726	14,260	13,553	24,521	23,127	16,702	15,875
1996	60,494	56,973	52,973	50,290	70,890	66,795	62,047	58,905	20,592	19,393	13,947	13,241	24,130	22,737	16,336	15,509
1997	64,091	60,288	56,764	53,812	75,104	70,688	66,487	63,031	20,201	19,002	13,583	12,877	23,672	22,279	15,910	15,083
1998	67,690	63,583	60,587	57,341	79,323	74,547	70,965	67,163	19,751	18,553	13,181	12,477	23,146	21,756	15,441	14,614
1999	71,260	66,824	64,411	60,840	83,508	58,351	75,444	71,262	19,254	18,055	12,740	12,034	22,563	21,170	14,922	14,095
2000	74,775	69,985	68,199	64,271	87,625	82,055	79,882	75,282	18,708	17,510	12,262	11,555	21,923	20,530	14,362	13,535
2001	78,186	73,012	71,905	67,584	91,626	85,611	84,224	79,164	18,115	16,916	11,756	11,049	21,229	19,836	13,770	12,943
2002	81,633	76,045	75,691	70,937	95,663	89,166	88,656	83,090	17,510	16,311	11,247	10,541	20,519	19,126	13,174	12,347
2003	85,224	79,189	79,698	74,469	99,872	92,855	93,350	87,228	16,925	15,726	10,767	10,060	19,834	18,441	12,611	11,784
2004	88,936	82,418	83,903	78,151	104,222	96,644	98,275	91,540	16,355	15,156	10,303	9,596	19,166	17,772	12,068	11,241
2005	90,638	83,598	85,729	79,402	106,214	98,029	100,414	93,006	15,435	14,236	9,567	8,801	18,088	16,694	11,206	10,379
2006	92,273	84,671	87,497	80,537	108,132	99,293	102,484	94,335	14,551	13,352	8,880	8,174	17,041	15,648	10,402	9,575

Table 12-11 Summary of Present Worth Costs of Transmission Alternative

(1000 Eth$)

Year	Financial Costs				Economic Costs			
	Discount 8%		Discount 10%		Discount 8%		Discount 10%	
	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B
1981								
1982	89,642	91,907	78,303	81,666	105,656	108,468	92,493	96,623
1983	86,124	88,015	74,262	77,138	101,616	103,926	87,815	91,330
1984	82,542	83,312	70,124	71,688	97,408	98,377	83,009	84,933
1985	79,195	78,905	66,407	66,785	93,535	93,282	78,654	79,139
1986	76,141	74,942	63,049	62,342	89,968	88,574	74,707	73,880
1987	72,388	71,189	58,938	58,231	85,552	84,158	69,915	69,088
1988	68,982	67,783	55,297	54,590	81,564	80,170	65,584	64,757
1989	65,787	64,588	51,988	51,281	77,822	76,428	61,655	60,828
1990	62,700	61,501	48,764	48,057	74,165	72,771	57,861	57,034
1991	59,854	58,655	45,895	45,188	70,785	69,391	54,428	53,601
1992	56,914	55,711	42,954	42,247	67,306	65,913	50,961	50,134
1993	54,123	52,925	40,236	39,530	64,002	62,609	47,726	46,899
1994	51,495	50,277	37,735	37,018	60,869	59,476	44,712	43,884
1995	48,915	47,716	34,322	34,615	57,835	56,441	41,857	41,030
1996	46,480	45,281	33,072	32,366	54,951	53,558	39,184	38,357
1997	44,245	42,946	30,943	30,237	52,187	50,794	36,655	35,828
1998	41,892	40,694	28,948	28,244	49,521	48,131	34,286	33,459
1999	39,740	38,511	27,055	26,349	46,996	45,603	32,036	31,209
2000	37,651	36,453	25,259	24,552	44,502	43,109	29,905	29,078
2001	35,637	34,438	23,562	22,855	42,121	40,728	27,892	27,065
2002	33,717	32,518	21,965	21,795	39,848	38,455	25,999	25,172
2003	31,915	30,716	20,502	20,795	37,717	36,324	24,262	23,435
2004	28,244	27,045	17,875	17,168	33,278	31,884	21,083	20,256
2005	26,450	25,251	16,146	15,747	31,165	29,771	19,405	18,578
2006	24,754	23,555	15,146	14,440	29,160	27,767	17,864	17,037

Table 12 - 12 Summary of Total Present Costs of Power Supply

(1000 Eth$)

Year	Financial Costs				Economic Costs			
	Discount 8%		Discount 10%		Discount 8%		Discount 10%	
	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B	Case A	Case B
1981								
1982	92,652	95,618	81,436	85,546	109,243	112,932	96,230	101,29
1983	92,789	96,108	81,093	85,563	109,560	113,773	95,866	101,37
1984	92,803	95,875	80,517	84,458	109,633	113,468	95,408	100,29
1985	93,058	95,993	80,296	83,975	110,052	113,836	95,227	99,82
1986	93,781	96,675	80,149	83,997	110,999	114,724	95,196	99,94
1987	93,915	97,629	80,089	84,323	111,136	115,880	95,177	100,50
1988	94,335	98,822	79,964	84,928	111,723	117,429	95,062	101,30
1989	95,341	100,381	80,292	85,933	112,798	119,416	95,495	102,57
1990	96,035	101,951	80,579	86,849	113,888	121,367	95,911	103,77
1991	97,406	103,848	81,321	88,118	115,532	123,704	96,857	105,33
1992	98,625	105,603	81,961	89,213	117,070	125,878	97,685	106,71
1993	100,202	107,545	82,868	90,853	118,940	128,514	98,791	108,47
1994	101,756	109,928	83,910	92,123	120,927	131,214	100,026	110,28
1995	103,604	112,253	84,089	93,694	123,211	134,088	101,477	112,22
1996	105,619	114,711	86,367	95,329	125,625	137,014	103,066	114,21
1997	107,866	117,226	87,726	96,979	128,316	140,199	104,731	118,28
1998	109,970	119,770	89,123	98,642	131,007	143,318	106,434	119,31
1990	112,437	122,507	90,677	100,408	134,017	146,681	108,322	120,48
2000	114,953	125,399	92,281	102,275	137,075	150,179	110,279	122,76

第13　財務分析

第１３章　財　務　分　析

13.1　基本的条件

13.1.1　分析項目

本計画の財務分析は，下記の諸項目について行なう。

(a)　収益／費用比率から見た財務的 soundness の評価

(b)　発電端および需要端における電力原価の算定

(c)　資金調達における許容借入条件の評価

13.1.2　適用コストについて

財務分析は，現実の収益および費用の流れを通して行なわれるものである。従って，第12章の経済分析の場合と異り，所謂 economic cost の概念は必要でなく，分析には全て financial cost が適用される。

13.1.3　適用金利

調整ダム，水力発電所，送変電設備を含む本計画の電力コストにおいては，資本費の占める割合が極めて高くなり，また，資本費は資金の調達金利によって可成り変動する。

第12章の経済分析においては割引率として，エチオピアの Planning Commission Office がプロジェクト評価の場合に適用を規定している年率１０％と，国際金融機関の長期貸付金利を反映すると見られる年率８％との２通りの割引率を適用した。

本計画の所要資金の実際の調達金利は，外貨部分と内貨部分とで異るであろうし，また，外貨部分に対して，上記の８％以下の融資条件が適用される場合もあり得るであろう。併し乍ら，13.1.1項の分析項目の(a)および(b)を算定する場合には,適用金利として年率８％および１０％の２通りの金利を仮定した方が第１２章の経済分析との関連がつき易い。従って，財務分析における資金の調達金利も年率８％および１０％の２通りとする。

13.1.4　電気料金単価

計画地域の需要家に適用されている現行電気料金は１９７２年に改訂された SCS 料金であり，この料金の個々の需要種別（Residential，commercial，street－lighting，small industrial．etc）毎の料金単価は ICS 料金と殆ど同一である。本計画が実施され，送電線を通して Tis Abbay 系水力発電所の発生電力が計画地域の各需要家に供給されるようになった場合，現行 SCS 料金の適用が ICS 料金の適用へと変更される場合も考えられるが，両者の料率に大差はないので，本財務分析においては現行 SCS 料金を以て販売電力収入を算定することとする。

併しながら，計画地域の需要家のうち，Bahar Dar Textile Mills S.C. の電気ボイラーに対する電気料金については特別の考慮が必要である。即ち，電気ボイラーに対しては第４章の２.２.４(2)項で述べたように，ボイラーの負荷へは off－peak 時の電力を供給する売電契約とな

っているため，現行電気料金はcapacity chargesを含まぬenergy chargesとしてE¢1.30／KWhの特別料金が賦課されている。併しながら，同itemで示したように，Heavy Oil №6 の現行価格Eth $ 252／tonをベースとして，1KWhの発熱量と同等のfurnace boilerの発熱量価格を算定すると，現行料金単価はE¢252／KWh まで調整し得る余地がある。将来における電気ボイラーへの適用料金は，EELPAとTextile Mills S.C. の間の協議によって決定されるものであるが，電気ボイラーへの電力供給をoff－peak時にのみ限定する限り，E¢ 252／KWhが一つの上限値と考えられる。従って，本財務分析における販売電力収入の算定では，次の2通りの場合を設定する。

－現行料金案……電気ボイラーの適用料金を現行のE¢ 1.30／KWhとした場合

－調整料金案……　　〃　　E¢ 252／KWhとした場合

13.1.5　電力需要想定と本計画による販売電力量

第4章の電力需要想定は，需要に対応する発・送・変電設備が1982年以降，常に存在しているものと仮定して想定したいわば無制限電力需要の想定であり，また，この想定において，Textile Mills S.C. の電気ボイラーへの電力供給方式として，case AおよびcaseB の2通りの場合を想定した。

上記について，第12章経済分析において，次の各事項が指摘されている。

(a)　case BよりもcaseAの適用が経済性が高い。

(b)　Tis Abbay系発電所の電力供給力は1990年で限界に達し，1991年からは他の電源，例えばUpper Beles 発電所（将来計画）からの補給電力が必要である。

(c)　既設Tis Abbay 発電所は2003年には経済的耐用年数（40年）の限界に達するので，その後の供給は極めて短時間のpeak 時補給用としてしか期待出来ないと思われる（従って，経済分析におけると同様に，財務分析においても2004年以降は既設Tis Abbay 発電所のコスト，供給力は考慮しない）。

(d)　本計画による送電線の送電容量は，case Aの場合湖北および湖東地域は2000年に，Bahar Dar地域は2010年に，湖南地域は2018年にほぼ限界に達する。従って，これら各限界年の翌年からの各需要地に対する本計画による販売電力量はコンスタントとなる。

本財務分析は，上記(a)，(b)，(c)，(d)の各項を考慮して行なうこととする。

13.1.6　分析の期間および区分

第11章の工事工程は，第12章経済分析12.6.1項(a)の結論と，今後の諸手順を考慮して設定されたものである。この工程によれば，調整ダムおよび増設3号機並びに送変電設備の運転開始は1983年初めと計画され，また，№2発電所の運転開始は1986年初めと計画されている。№2発電所の経済的耐用年数は第12章の3.2(1)項に述べたように40年間と設定されているので，その運転終期は2025年となる。従って，本財務分析における分析期間は1983年より2025年までの43年間とする。

また，前項(c)で述べたように，既設Tis Abbay 発電所（増設3号機を含む）は2003年で経済的耐用年数が尽き，その後におけるTis Abbay 系発電所の供給力はNo 2発電所のそれしか期待出来ない点を考慮し，収益／費用比率の算定は次の2通りの期間に区分して行なうものとする（但し，電力原価の分析は2003年までの期間について行なう）。

－1983年～2003年までの21年間

－1983年～2025年までの43年間

13.1.7 Upper Beles プロジェクトとの関連

Tis Abbay 系発電所の供給能力は，需要に対して1990年頃までしか対応出来ない。一方，調整ダムは将来におけるUpper Beles 計画との共同施設としての役割りを持つものであり，送電計画はこの将来電源からの補給電力をも考慮して策定されている。即ち，本計画による各需要地への送電容量は，Tis Abbay 系発電所の供給力を上回る可成りの裕度を持つものである。

従って，経済分析におけると同様に，財務分析においてもUpper Beles プロジェクトからの補給電力をも考慮に入れる必要がある。従って，収益／費用比率の算定を通じての財務的収益性の検討は次の2通りのケースについて行なう。

－Tis Abbay 系発電所の供給力だけを採った場合

－Upper Beles プロジェクトからの補給電力も考慮に入れた場合

13. 2　収益／費用比率

財務分析の最大の要点は，投下資金に対して収益が見合うか否かを確認することである。そのためには，現価換算された電力収入の年平均額と，同じく現価換算された資本費，運転維持費等の年平均額を対比し判定すればよい。

13. 2. 1　年平均電力収入

(1)　販売電力量

第１２章２５項に示すように，湖北および湖東地域の電力需要は２０００年に同地域向け６６KV送電線の送電容量の限界に達するので，翌２００１年以降は，本計画の送変電設備の下においては，消費電力は毎年コンスタントとならざるを得ない。同様にしてDangla，Injilara向けの４５KV線の負荷は２０１９年以降コンスタントとなり，また，Bahar Darの負荷は２０１１年以降コンスタントとなる。

一方，Tis Abbay 系発電所の供給力は，１９９１年には計画地域の総需要（KW需要）を賄い切れなくなるので，同年以降，他の電源からの補給電力が必要と想定されるが，当該電源として，本studyではUpper Beles プロジェクトの開発を想定している。この場合，１９９１年以降のTis Abbay 系発電所による供給電力量は負荷曲線の形状が大幅に変動しない限り，前年度1990 年のそれと同程度と考えるのが最も妥当である。また，２００４年以降は既設Tis Abbay発電所（増設３号機を含む）の供給力は期待出来なくなると思われるが，その場合，残るNo.２発電所の分担すべき供給電力量については，本studyにおいては，既設発電所とNo.２発電所の保証出力比に基いて算定している（第１２章5. 3(1)参照）。

また，販売電力量は，需要の規模および販売電力量単価の２つの点から見て，住居用，商業用，街灯用，小工業等を含めた一般需要家（general customers）向けの電力量と，大口需要家であるBahar Dar Textile Mills S.C. の工場のモーター類および電気ボイラー向けの販売電力量に大別し得る。

本財務分析では，１９９１年～２００３年間の販売電力量のうち，Textile company の工場モーター類および電気ボイラーの消費電力は全てTis Abbay 系発電所が供給するものとした。その理由は次の通りである。

(a)　Upper Beles発電所はICSにおける需要の変動（負荷率約６０％）に応じて運転されるものである。これに対して，Tis Abbay 系発電所は，昼夜間を問わず年間を通じて，ほぼ常時設備出力一様の運転が可能である。

(b)　Textile company の工場のモーター設備の負荷率は約７２％，電気ボイラーのそれは約50％で，夜間の運転時間が長い。また，特に電気ボイラーについては，系統全体のoff－peak 時に稼動するようなシステムを本studyは推奨している。

(c)　従って，これら夜間運転の長いTextile companyの設備に対する供給は，Tis Abbay系発電所で受持つ方が経済的である。

併しながら2004年以降は，No.2発電所の供給力はBahar Dar 市内需要だけでも賄い切れなくなるので，textileモーターおよび電気ボイラーとも，Upper Beles 発電所によって電力供給を受けるものとした。

以上の考えに基いて，Tis Abbay系発電所およびUpper Beles 発電所のそれぞれが供給する電力量を区分して示すと，Table 13－1の通りとなる。

(2) 電気料金単価

EELPAの電気料金は固定料金と従量料金の2部料金制となっており，各需要種別毎に異なっているが，計画地域においては，用途別構成に将来大幅な変動は予想されないので，前述の如く一般需要家，textileおよびtextileの電気ボイラーの3通りに大別した販売電力量の平均単価を適用することによって，電力収入の予想はほぼ正確に把握出来ると思われる。

1975年実績に基くBahar DarおよびGondar両地域の電気料金単価は次の通りである。

Tariff No.	Category	Energy Sold (kWh)		Revenue (Eth$)		Unit Price (E¢/kWh)	
		B. Dar	Gondar	B. Dar	Gondar	B. Dar	Gondar
15	Residential	515,122	764,812	90,932	155,568	17.7	20.3
18	"	41,552	33,834	8	-	-	-
19	"	880	908	-	-	-	-
	Subtotal	557,554	799,554	90,940	155,568	16.3	19.5
25	Commercial	176,058	288,653	31,164	55,199	17.7	19.1
35	Street lighting	156,772	226,219	23,516	33,933	15.0	15.0
45	Industrial (small)	522,428	1,079,627	112,531	205,858	21.5	19.1
46	Industrial (large)	221,389	266,960	31,822	32,998	14.4	12.4
	Total	1,634,201	2,661,013	289,973	483,557	17.7	18.2
42	Textile motor	8,489,000	-	385,740	-	4.55	-
Special	Textile boiler	9,684,000	-	133,027	-	1.37	-

(注) 電気ボイラーの料金単価はE¢1.30/KWhであるが，力率條項のpenaltyにより，1975年実績ではE¢1.37/KWhとなっている。

以上により，一般需要家の料金単価は両地域の平均をとりE¢18.0/KWh，また，textileモーターについてはE¢4.55/KWh，電気ボイラーはE¢1.30/KWhとして，電力収入を想定することとする。なお，電気ボイラーについては13.1.4項で述べた如く，上記単価のほかに，調整料金としてE¢2.52/KWhを適用した場合の電力収入も算定することとする。

また，Upper Beles プロジェクトによる補給電力のコストについては，第12章12.3.2 (5)

項で算定した如く，下記の受電単価を適用する。

－金利８％の場合 …… E¢ 4.48/KWh

－金利１０％の場合…… E¢ 5.43/KWh

(3) 年平均電力収入

以上の年次別販売電力量および料金単価に基いて，本 Tana 計画および将来の Upper Beles 計画のそれぞれに基く販売電力収入を算定すると，別表 Table 13.2(1)および Table 2(2) に示す通りとなる。

なお，前掲 Table 13.1 の一般需要家の需要電力量は，１５KV配電線端子におけるものであるが，それより先の低圧配電線の配電ロスは１０％程度と見込まれるので，当該ロスを考慮して一般需要家よりの電力収入を算定してある。

上記２通りの表により，現価換算された年平均電力収入を要約すると次の通りとなる。

(1,000 Eth$)

Calculation Period	Interest Rate 8%		Interest Rate 10%	
	Present Tariff	Adjusted Tariff	Present Tariff	Adjusted Tariff
1983 ～ 2003				
Lake Tana Project Sales Revenue	5,699	5,966	5,599	5,866
Upper Beles Project Sales Revenue	1,490	1,490	6,772	7,039
Total	7,189	7,456	6,772	7,039
1983 ～ 2025				
Lake Tana Project Sales Revenue	5,384	5,606	5,385	5,620
Upper Beles Project Sales Revenue	3,484	3,524	2,425	2,457
Total	8,868	9,130	7,810	8,077

以上の結果から，次の事実が指摘される。

(a) 現価換算された電力収入のうち，Tis Abbay 系発電所の発生電力による収入は金利８％の場合には全体の５５～６０％，金利１０％の場合は約７０％である。

(b) 電気ボイラーの料率を E¢252/KWh に調整しても，総電力収入には大幅な変動は生せず，現行料率の場合の総収入に対して約４％の収入増に止まる。

13.2.2 年平均電力費用

電力費用の算定の場合にも，電力収入の場合と同様に，既設 Tis Abbay 発電所の耐用年限で

ある2003年までの期間と，№2発電所の耐用年限である2025年までの期間の2通りに区分して算定する必要がある。費用項目は，amortizedされた資本費と運転維持費に大別され，このうち資本費については，本計画によって新設される電力設備と既設の発・送・変電設備の資本費並びに設備更新費を考慮しなければならない。

(1) 資本費

(a) 新設々備の資本費

標記資本費のうち，送電線および15KV配電線の耐用年数は25年，変電設備の耐用年数は30年である。従って，それぞれ25年および30年後には設備更新が必要である。このため，それぞれの設備更新費の現価換算額にそれぞれの初期投資額を加えた額を，送・配電線については50年間，変電設備については60年間でamortize するものとした。また，№2発電所の電気機器も25年後の設備更新を考えなければならないが，この場合は当該更新費の現価換算額を発電所運転終期までの43年間でamertizeするものとした。

なお，1991年運転開始の増設変圧器は，2020年に第1回目の設備更新が必要となるので，その費用を見込むべきであるが遠将来のことであり，計算結果への影響は殆どnegligible なのでこれを無視し，初期投資額の現価換算額を2025年までの43年間でamortize するものとした。

(b) 既設々備の資本費

1964年に運転開始した既設のTis Abbay発電所，Bahar Dar 変電所および45KV送電線は本分析期間中にいずれも設備更新が必要となるので，各設備更新費の現価換算額を各設備の耐用年数に応じてamortizeするものとした。

また，これら設備の初期投資額の1983年初頭における未償却残額については，第12章3.2(3)(a)項およびTable 12－7によって当該未償却残額を推定し，これら初期投資額のamortization を行なうものとした。この場合，償却期間は，Tis Abbay発電所は2003年までの21年間であるが，Bahar Dar 変電所および45KV送電線は，本来ならそれぞれ1993年までの11年間および2013年までの31年間である。併しながら，発電所と異り，これら送変電設備は無限に設備更新を続けるものであり，前述の如く，既に第1回目のこれらの更新費は計上してある。従って，本分析期間を通じての年平均費用を求めるための便宜上，既設送・変電設備の未償却残額は2025年までの43年間でamortizeするものとした。

(2) 運転維持費

各設備の運転維持費のうち，№2発電所のそれは1986年より発生し，増設変圧器のそれは1991年より発生する。他の諸設備の運転維持費はいずれも1983年より発生し，毎日コンスタントの金額が計上される。従って，1983年を始点とする分析期間中の年平均額を算定するため，№2発電所および増設変圧器の運転維持費については，それぞれの資本還元額は1983年初頭価額に現価換算され，次いでそれぞれの耐用年数期間に亘ってamortizeされる。

(3) 年平均電力費用

以上の資本費および運転維持費を合計した年平均電力費用を算定すると，別表Table 13.3 に示す通りである。なお，Tis Abbay 既設発電所（増設3号機を含む）の資本費および運転維持費は，2003年までの21年間に計上されるものであるが，2025年までの全分析期間の平均電力費用を求める際には，当該資本費および運転維持費は43年間の平均費用が計上されることとなる。各期間別平均電力費用は次の通りである。

Calculation Period	Interest Rate 8%	Interest Rate 10%
Av. Annual Cost for 1983 ~ 2003 (1,000 Eth$)	5,892	6,752
Av. Annual Cost for 1983 ~ 2025 (1,000 Eth$)	5,702	6,603

13.2.3 収益／費用比率

以上により，現価換算された年平均電力収益と年平均電力費用を対比し，本Tana 計画の収益／費用比率を求めると次の通りとなる。

(1,000 Eth$)

Calculation Period	Average Annual Revenue and Cost			
	Interest Rate 8%		Interest Rate 10%	
	Present Tariff	Adjusted Tariff	Present Tariff	Adjusted Tariff
1983 ~ 2003				
Sales Revenue				
Lake Tana Project	5,699	5,966	5,599	5,866
Upper Beles Project	1,490	1,490	1,173	1,173
Total	7,189	7,456	6,772	7,039
Power Cost	5,892		6,752	

(1,000 Eth$)

Calculation Period	Average Annual Revenue and Cost			
	Interest Rate 8%		Interest Rate 10%	
	Present Tariff	Adjusted Tariff	Present Tariff	Adjusted Tariff
1983 ~ 2025				
Sales Revenue				
Lake Tana Project	5,384	5,606	5,385	5,620
Upper Beles Project	3,484	3,524	2,425	2,457
Total	8,868	9,130	7,810	8,077
Power Cost	5,702		6,603	

Calculation Period	Revenue/Cost Ratio			
	Interest Rate 8%		Interest Rate 10%	
	Present Tariff	Adjusted Tariff	Present Tariff	Adjusted Tariff
1983 ~ 2003				
Lake Tana Project alone	0.97	1.01	0.83	0.87
Incl. energy from Upper Beles Project	1.22	1.27	1.003	1.04
1983 ~ 2025				
Lake Tana Project alone	0.94	0.98	0.82	0.85
Incl. energy from Upper Beles Project	1.56	1.60	1.18	1.22

13.2.4 分析結果に関する結論

前項の表に基いて，下記の結論が得られる。

(1) 1983～2003年までの期間をとった場合

(a) Tana 計画単独の場合，即ち，Tis Abbay 既設発電所（増設3号機を含む）および№2発電所の発生電力による収益のみの場合には，調達資金の金利を8％として，且つ電気ボイラーへの売電料金をE¢252/KWh 程度まで調整した場合にのみ辛うじて収支相償うに止まり，その他の

場合は，いずれも費用に対して収益が下回る結果となる。

(b) 併しながら，Upper Beles 発電所からの補給電力量による収益を見込めば，金利８％の場合には，現行料金の儘でも，収益は費用を２０％以上上回ることとなる。併しながら，調整資金の金利を１０％とするとUpper Beles 発電所からの受電収益を見込んでも収支は辛うじて均衡するに止まる。

(2) 1993～2025年までの全分析期間をとった場合

(a) Tana 計画単独の場合には，既設発電所の供給力が途中から期待できなくなるので，収支バランスは1983～2003年期間よりも少し悪くなり，いずれの場合にも収益は費用を下回る結果となる。

(b) 併しながら，Upper Beles 発電所からの受電収益を見込めば，分析期間の後半期において当該補給電力によってTana 計画の送変電設備が full utilization へ導かれることとなるので収益／費用比率は大幅に改善され，金利８％の場合には，費用に対して５０％以上の収入増が期待でき，また，金利１０％の下においても収益は約２０％前後，費用を上回る結果となる。

13.3 電力供給原価

電力供給原価は電気料金の算定基準としての役割りを持つものであるが，電気料金そのものはこのほか，比較的短期のcash flow の見透し，その他の要素をも勘案して設定される。このため，本財務分析においては，既設Tis Abbay 発電所の運転終期である2003年までの期間についてのTis Abbay 系発電所の電力供給原価を発電端および15 kV配電線末端の2つに区分して算定することとする。

13.3.1 年間発電費および送・変・配電費

年間電力費用については既に13.2.2項で示した通りであるが，1983～2003年までの期間のそれを，発電設備および送・変・配電設備のそれぞれに区分して示すと次表の通りとなる。

(1,000 Eth$)

Cost Item	Interest Rate 8%			Interest Rate 10%		
	Capital Cost	Oper. & Maint. Cost	Total	Capital Cost	Oper. & Maint. Cost	Total
Power Generating Cost						
Regulating Dam	911	203	1,114	1,149	203	1,352
Additional No. 3 Unit	454	85	539	535	85	620
No.2 Power Station	871	189	1,060	1,031	180	1,211
Existing Tis Abbay PS	227	140	367	262	140	402
Equipment Replacement Cost:						
No.2 Power Station	82	-	82	64	-	64
Existing T. Abbay PS	210	-	210	220	-	220
Subtotal	2,755	617	3,372	3,261	608	3,869

Cost Item	Interest Rate 8%			Interest Rate 10%		
	Capital Cost	Oper. & Maint. Cost	Total	Capital Cost	Oper. & Maint. Cost	Total
Transmitting, Transforming, 15kV Distributing Cost						
Transmission Line	1,106	313	1,419	1,389	313	1,702
Substation, Telecommunication Facilities	364	108	472	458	108	566
15kV Distribution Line	99	28	127	123	28	151
Additional Transformer	179	49	228	192	43	235
Existing Bahar Dar SS	9	15	24	11	15	26
Existing 45kV Transmission Line	7	1	8	8	1	9
Equipment Replacement Cost:						
Transmission Line	161	-	161	128	-	128
SS, Telecommunication	36	-	36	26	-	26
15kV Distribution Line	14	-	14	11	-	11
Existing B. Dar SS	23	-	23	23	-	23
Existing 45kV Line	8	-	8	6	-	6
Subtotal	2,006	514	2,520	2,375	508	2,883
Total	4,761	1,131	5,892	5,636	1,116	6,752

13.3.2 供給電力量

15kV配電線末端における年次別供給電力量はTable 13.1 に示す通りであるが，このうち，1983～2003年までの期間におけるTis Abbay 系発電所による総供給電力量および年平均供給電力量は次の通りである。

－総供給電力量…… 1,414,454 KWh

－年平均電力量…… 67,355 KWh

13.3.3 電力供給原価

前項の年平均電力費用と年平均供給電力量に基いて，本計画による電力供給原価を算定すると次の通りとなる。

(E¢/kWh)

Classification	Interest Rate 8%	Interest Rate 10%
Power Generating Cost	5.0	5.74
Transmitting, Transforming, & 15kV Distributing Cost	3.75	4.26
Total	8.75	10.02
Of which, Capital Cost	7.07	8.36
Oper. & Maint. Cost	1.68	1.66

上記の供給原価は，これまでのICS における供給原価に比較すると可成り高目となっているが，その主な原因は次の通りである。

(a) 石油危機以降の電気機器価格および土木工事費の大幅な値上り

(b) Upper Beles プロジェクトとの共同施設である調整ダムの資本費，運転費を全て負担しているため。

併しながら，これをdiesel 発電による供給原価と比較するならば，なお著しく低廉と言える。例えば，第12章経済評価の3.1(7)項に示したように，1975年における全国SCS を合計したdiesel 発電量は，総発電量44,485 MWh に対し，Eth $ 6,900,445 （金利を含まず）であり，供給原価はE¢15.5/KWh である。従って，金利を含めた本計画の供給原価は既存diesel 発電所のそれの1/2と考えられ，然も石油価格の変動その他に影響を受けない供給安定性のメリットが附加される。

13. 4　資金調達における許容借入条件の算定

財務分析における最後のテーマは，当該プロジェクトの電力収益および運転経費を勘案しつつ，資金調達の際の借入条件に関する許容限度を見出すことである。借入条件は，金利および返済期間，並びに場合によって返済期間に見込むべき grace period 等から成る。以下の分析は，Tana 計画における借入許容条件の一つの目やすを示すものである。

13. 4. 1　前提条件

(1)　返済期間について

発展途上国の電源開発に対する国際金融機関等による融資の返済期間は通常１５～２０年程度である。従って，本財務分析においては予め，返済期間について下記の長短２ケースを設定し，分析を行なうこととした。

－ Case (x)……返済期間最長２０年とした場合

－ Case (y)……返済期間最短１５年とした場合

分析は，以上両ケースのそれぞれの場合における借入金利の最高限度，並びに grace period 等を見出すことである。

(2)　資金調達額について

建設資金は外貨および内貨に分れているが，外貨については外国または国際金融機関からの借入れ，内貨についてはエチオピア国内における借入れとする。このようにして，本報告書の資金計画および工程表に示された金額以外に，１５ KV配電線の建設資金も借入資金に含めるものとする。従って，これら資金の合計額は次の通りとなる。

（なお，建設利息は調達資金の借入金利によって定まるが，本 study は tentative approach としての分析であるため，第１２章で示した金利８％の場合の建設工事費をそのまま分析に適用する。これによって study の全体に及ぼす影響は殆どない）。

(3)　設備更新費について

１９８３年より最長２０年間の期間中において必要となる設備更新費は既設 Tis Abbay 発電所の電気機器と，Bahar Dar 変電所の機器であるが，これらの更新費は net 営業収益の累積額の中から賄うものとし，借款対象には含めない。

(4)　No. 2 発電所と増設変圧器について

No. 2 発電所は１９８６年運転開始，増設変圧器は１９９１年運転開始であるが，分析においては，計算の簡略化のため，いずれも１９８３年運転開始と仮定して算定を行なう。このために生ずる計算上の誤差は study の全体に殆ど影響を与えない。

13. 4. 2　分　　析

(1)　営業収支

電力収入については Tis Abbay 系発電所による電力収入のみとし，これより毎年の運転維持費および前記の設備更新費を差引いて収支バランスを累積すると，１９８３年の運転開始後１５年

(1,000 Eth$)

	Investment Amount	Total Construction Cost (incl. Interest during Construction)
Regulating Dam	10,174	11,150
Additional No. 3 Unit	4,238	4,550
No. 2 Power Station	12,052	13,209
Transmission Lines	12,526	13,528
Substations, Telecommunication Facilities	4,310	4,516
Additional Transformers	3,786	3,990
15kV Distribution Lines	1,151	1,206
Total	48,237	52,149

目および２０年目のnet営業収益の累積額は次の通りとなる（別表Table 13.4参照）。

－１５年目net営業収益累積額　Eth $ 67,907,000

－２０年目　〃　Eth $ 95,847,000

なお，減価償却引当金は，借入金返済に充当されるものであり，上記の営業収益累積額の中に含まれている。

(2) 年平均返済可能額および借入金に対する年賦償却率

以上によって，１５年返済のcase (X)および２０年返済のcase (Y)のそれぞれにおける年平均返済可能額および借入金に対する年賦償却率を求めると次の通りとなる。

(a) 年平均返済可能額

－Case (X)…… Eth $ 95,847,000／20年＝ Eth $ 4,793,000／年

－Case (Y)…… Eth $ 67,907,000／15年＝ Eth $ 4,527,000／年

(b) 年賦償却率

－Case (X)…… Eth $ 4,793,000／Eth $ 52,149,000＝0.09191

－Case (Y)…… Eth $ 4,527,000／Eth $ 52,149,000＝0.08681

(3) 許容借入金利

以上により，許容借入金利をRとするとcase (X)およびcase (Y)　のそれぞれの許容借入金利は次の通りとなる。

－Case (X)…… $\frac{R}{1-(1+R)^{-20}} = 0.09191$

従って，R＝0.066

－Case (Y)…… $\frac{R}{1-(1+R)^{-15}} = 0.08681$

従って，R＝0.035

則ち，case (X)の場合の許容借入金利（最高限度）は年率6.6％，case (Y) の場合は年率3.5％であることが確認される。

(4) 所要grace period

前記の返済期間および許容金利に基いて借入金の元利均等償還額を求めると，case (X)の場合は毎年Eth $ 4,770,000，case (Y)の場合は毎年Eth $ 4,528,000となる。

これらの金額とTable 13.4のnet 営業収益の年次別累積額を比較勘案すると，借入金返済後のバランスに赤字を生ぜしめないためには，3年間のgrace period が必要であることが判る。従って，各案の返済条件の許容限度は次の通りとなる。

－Case (X) …… 返済期間20年（但し3年間のgrace periodを含む）

金利　6.6％

元利均等年返済額　Eth $ 5,195,000

総返済額　Eth $ 88,315,000

－Case (Y) …… 返済期間15年（但し3年間のgrace periodを含む）

金利　3.5％

元利均等年返済額　Eth $ 5,397,000

総返済額　Eth $ 64,764,000

上記条件による借入金のrepayment schedule は別表Table 13.4に示す通りである。

13.5 総括的結論

以上の分析結果に基いて，本計画の財務的 soundness について次のように結論づけることが出来るであろう。

(1) 収益／費用比率から見た財務的 soundness

プロジェクトの財務的 soundness の分析は，全耐用年数に亘るものでなければならない。この点に関し，本計画は将来における Upper Beles プロジェクトを考慮しつつ策定されたものであり，当該プロジェクトの補給電力をも供給する margin を持った送電設備を含んでいる。従って，総合判断の際は，Upper Beles プロジェクトよりの受電収益をも当然含めて考えるべきである。この場合，資金の調達金利１０％の場合においても，収益／費用比率が1.20 前後（金利８％の場合には 1.50 以上）を示す本計画は財務的にも充分 sound なものと結論できる。

また，上記収益／費用比率は調整ダムの資本費および運転維持費を全て本計画の負担として算定した結果である。若し，当該共同施設の費用の一部を使用水量および利用期間を考慮して Upper Beles 計画に allocate するならば，本計画の経済的，財務的 soundness は更に高まることとなる。

(2) 電力供給原価について

本計画の電力供給原価は既存ＩＣＳ のそれより可成り高目となるが，石油危機以降の物価騰貴が主原因である。併しながら diesel 発電による供給原価と比較すれば 1/2 であり，且つ供給安定性が高い。従って，現在の diesel 発電供給による赤字累増を考慮すると，本計画の実施は EELPA の財務状況の改善に大幅に寄与するものと確信される。

(3) 資金調達条件に関連して

本計画実施のための資金調達の際の許容条件は，返済期間１５年の場合は金利３.５％，返済期間２０年の場合は金利６.６％であり，これら両条件の範囲内で具体的借款条件を設定すべきこととなる。これらの条件は，例えば世界銀行等の融資条件から見ると若干 soft に過ぎるが，通常の２国間経済協力の借款基準から見ると，充分調達可能な条件であると思料される。

Table 13-1 Annual Energy Sold

(MWh)

Year	Energy Demand by Region				Energy Sold by Tana Project				Energy Sold by Upper Beles Project				Remarks
	Bahar Dar Area	North and East Reg.	South Region	Total	General Consumers	Textile motors	Textile boilers	Total	General Consumers	Textile motors	Textile boilers	Total	
1983	39,018	11,588	2,437	53,043	17,893	13,250	21,900	53,043					
1984	39,424	12,805	2,691	54,920	19,770	13,250	21,900	54,920					Energy sold shown in this table is estimated at 15kV terminal.
1985	39,879	14,146	2,976	57,001	21,851	13,250	21,900	59,001					
1986	40,369	15,633	3,288	59,290	24,140	13,250	21,900	59,290					
1987	40,917	17,275	3,643	61,835	26,685	13,250	21,900	61,835					Distribution loss to supply general consumers is estimated to be 10% for North and East regions, and South region of the lake, and 6% for city of Bahar Dar.
1988	41,522	19,088	4,016	64,626	29,476	13,250	21,900	64,626					
1989	43,191	21,094	4,438	67,723	32,573	13,250	21,900	67,723					
1990	42,932	23,308	4,904	71,144	35,994	13,250	21,900	71,144					
1991	43,711	25,638	5,506	74,855	35,994	13,250	21,900	71,144	3,711			3,711	
1992	44,566	28,202	5,935	78,703	35,994	13,250	21,900	71,144	7,559			7,559	
1993	45,507	31,024	6,529	83,060	35,994	13,250	21,900	71,144	11,916			11,916	
1994	46,544	34,127	7,181	87,852	35,994	13,250	21,900	71,144	16,708			16,708	
1995	47,683	37,536	7,900	93,118	35,994	13,250	21,900	71,144	21,974			21,974	
1996	48,936	41,292	8,689	98,917	35,994	13,250	21,900	71,144	27,773			27,773	
1997	50,314	45,420	9,560	105,294	35,994	13,250	21,900	71,144	34,150			34,150	
1998	51,830	49,965	10,515	112,310	35,994	13,250	21,900	71,144	41,166			41,166	
1999	53,499	54,959	11,566	120,024	35,994	13,250	21,900	71,144	48,880			48,880	
2000	55,334	60,456	12,723	128,513	35,994	13,250	21,900	71,144	57,369			57,369	
2001	57,230	62,250	14,407	133,887	35,994	13,250	21,900	71,144	62,743			62,743	
2002	59,307	62,250	15,228	136,785	35,994	13,250	21,900	71,144	65,641			65,641	
2003	61,578	62,250	16,658	140,486	35,994	13,250	21,900	71,144	69,342			69,342	
2004	64,062	62,250	18,223	144,535	23,620			23,620	85,765	13,250	21,900	120,915	
2005	66,780	62,250	19,938	148,968	23,620			23,620	90,198	13,250	21,900	125,348	
2006	69,753	62,250	21,813	153,816	23,620			23,620	95,046	13,250	21,900	130,196	
2007	73,005	62,250	23,863	159,118	23,620			23,620	100,348	13,250	21,900	135,498	
2008	76,564	62,250	26,106	164,920	23,620			23,620	106,150	13,250	21,900	141,300	
2009	80,457	62,250	28,560	171,267	23,620			23,620	112,497	13,250	21,900	147,647	
2010	84,715	62,250	31,245	178,210	23,620			23,620	119,440	13,250	21,900	154,590	
2011	86,750	62,250	34,182	183,182	23,620			23,620	124,412	13,250	21,900	159,762	
2012	86,750	62,250	37,395	186,395	23,620			23,620	127,625	13,250	21,900	162,775	
2013	86,750	62,250	40,910	189,910	23,620			23,620	131,140	13,250	21,900	166,290	
2014	86,750	62,250	44,756	193,756	23,620			23,620	134,986	13,250	21,900	170,136	
2015	86,750	62,250	48,963	197,963	23,620			23,620	139,193	13,250	21,900	174,343	
2016	86,750	62,250	53,565	202,565	23,620			23,620	143,795	13,250	21,900	178,945	
2017	86,750	62,250	58,601	207,601	23,620			23,620	148,831	13,250	21,900	183,781	
2018	86,750	62,250	64,109	213,109	23,620			23,620	154,339	13,250	21,900	189,489	
2019 to 2025	86,750	62,250	68,840	217,840	23,620	278,250		23,620	159,070	13,250	21,900	194,220	
Total				6,103,581	1,195,944	278,250	459,900	1,934,094	3,396,187	291,500	481,800	4,169,487	

Table 13-2 (1) Present Worth Average Annual Revenues from Sales of Energy Supplied by Tana Project

(1000 EthS)

Year	Annual Revenues from Sales of Energy						Present Worth (Actual Tariff)				Present Worth (Adjusted Tariff)			
	General customers	Textile motors	Textile boilers		Total		Interest rate : 8%		Interest rate : 10%		Interest rate : 8%		Interest rate : 10%	
			Actual tariff	Adjusted tariff	Actual tariff	Adjusted tariff	Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.	Yearly	Cumulat.
1983	2,899	603	285	552	3,787	4,054	3,506	3,506	3,442	3,442	3,753	3,753	3,685	3,685
1984	3,203	603	285	552	4,091	4,358	3,507	7,013	3,380	6,822	3,736	7,489	3,601	7,286
1985	3,540	603	285	552	4,428	4,695	3,515	10,528	3,327	10,149	3,727	11,216	3,527	10,813
1986	3,911	603	285	552	4,799	5,066	3,527	14,055	3,277	13,426	3,724	14,940	3,460	14,273
1987	4,323	603	285	552	5,211	5,478	3,546	17,601	3,236	16,662	3,728	18,668	3,401	17,674
1988	4,775	603	285	552	5,663	5,930	3,568	21,169	3,197	19,859	3,736	22,404	3,347	21,021
1989	5,277	603	285	552	6,165	6,432	3,597	24,766	3,164	23,023	3,753	26,157	3,301	24,322
1990	5,831	603	285	552	6,719	6,986	3,630	28,396	3,134	26,157	3,773	29,930	3,259	27,581
1991	5,831	603	285	552	6,719	6,986								
....	5,831	603	285	552	6,719	6,986								
....	5,831	603	285	552	6,719	6,986	28,691		22,265		29,831		23,150	
....	5,831	603	285	552	6,719	6,986								
2003	5,831	603	285	552	6,719	6,986		57,087		48,422		59,761		50,731
2004	3,827				3,827	3,827								
....	3,827				3,827	3,827								
....	3,827				3,827	3,827	7,755		4,536		7,755		4,536	
....	3,827				3,827	3,827								
2025	3,827				3,827	3,827		64,842		52,958		67,516		55,267

Unit Price per kWh Sold

	Actual Tariff	Adjusted Tariff
- General customers	E¢ 18.0	E¢ 18.0
- Textile motors	E¢ 4.55	E¢ 4.55
- Textile boilers	E¢ 1.30	E¢ 2.52

Average Annual Revenues

Interest Rate : 8%

- From 1983 to 2003 ... EthS 5,699
- From 1983 to 2025 ... EthS 5,384

Interest Rate : 10%

- From 1983 to 2003 ... EthS 5,599
- From 1983 to 2025 ... EthS 5,385

Average Annual Revenues

Interest Rate : 8%

- From 1983 to 2003 ... EthS 5,966
- From 1983 to 2025 ... EthS 5,606

Interest Rate : 10%

- From 1983 to 2003 ... EthS 5,866
- From 1983 to 2025 ... EthS 5,620

Table 13-2 (2) Present Worth Average Annual Revenues from Sales of Energy Supplied by Upper Beles Project

(1000 Eth$)

Year	Annual Revenues from Sales of Energy: General customers	Textile motors	Textile boilers: Actual tariff	Textile boilers: Adjusted tariff	Total: Actual tariff	Total: Adjusted tariff	Annual Energy Costs: Interest rate: 8%	Annual Energy Costs: Interest rate: 10%	Present Worth (Actual Tariff) Interest rate : 8%: Yearly	Present Worth (Actual Tariff) Interest rate : 8%: Cumulat.	Present Worth (Actual Tariff) Interest rate : 10%: Yearly	Present Worth (Actual Tariff) Interest rate : 10%: Cumulat.	Present Worth (Adjusted Tariff) Interest rate : 8%: Yearly	Present Worth (Adjusted Tariff) Interest rate : 8%: Cumulat.	Present Worth (Adjusted Tariff) Interest rate : 10%: Yearly	Present Worth (Adjusted Tariff) Interest rate : 10%: Cumulat.
1991	601				601	601	166	202	218	218	169	169	218	218	169	169
1992	1,225				1,225	1,225	339	410	410	628	315	484	410	628	315	484
1993	1,930				1,930	1,930	534	647	599	1,227	450	934	599	1,227	450	934
1994	2,707				2,707	2,707	749	907	780	2,007	574	1,508	780	2,007	574	1,508
1995	3,560				3,560	3,560	984	1,193	947	2,954	685	2,193	947	2,954	685	2,193
1996	4,499				4,499	4,499	1,244	1,508	1,108	4,062	787	2,980	1,108	4,062	787	2,980
1997	5,532				5,532	5,532	1,530	1,854	1,261	5,323	880	3,860	1,261	5,323	880	3,860
1998	6,669				6,669	6,669	1,844	2,235	1,408	6,731	965	4,825	1,408	6,731	965	4,825
1999	7,919				7,919	7,919	2,190	2,654	1,548	8,279	1,042	5,867	1,548	8,279	1,042	5,867
2000	9,294				9,294	9,294	2,570	3,115	1,682	9,961	1,111	6,978	1,682	9,961	1,111	6,978
2001	10,164				10,164	10,164	2,811	3,407	1,704	11,665	1,105	8,083	1,704	11,665	1,105	8,083
2002	10,634				10,634	10,634	2,941	3,564	1,650	13,315	1,051	9,134	1,650	13,315	1,051	9,134
2003	11,233				11,233	11,233	3,107	3,765	1,614	14,929	1,009	10,143	1,614	14,929	1,009	10,143
2004	13,894	603	285	552	14,782	15,049	5,416	6,566	1,722	16,651	1,008	11,151	1,771	16,700	1,042	11,185
2005	14,612	603	285	552	15,500	15,767	5,616	6,806	1,683	18,334	971	12,122	1,729	18,429	1,000	12,185
2006	15,397	603	285	552	16,285	16,552	5,833	7,070	1,648	19,982	935	13,057	1,690	20,119	962	13,147
2007	16,256	603	285	552	17,144	17,411	6,070	7,358	1,617	21,599	904	13,961	1,656	21,775	928	14,075
2008	17,196	603	285	552	18,084	18,351	6,330	7,673	1,589	23,188	874	14,835	1,625	23,400	896	14,971
2009	18,225	603	285	552	19,113	19,380	6,615	8,017	1,565	24,753	846	15,681	1,598	24,998	867	15,838
2010	19,349	603	285	552	20,237	20,504	6,926	8,394	1,542	26,295	822	16,503	1,573	26,571	840	16,678
2011	20,155	603	285	552	21,043	21,310	7,148	8,664	1,491	27,786	780	17,283	1,519	28,090	797	17,475
2012	20,675	603	285	552	21,563	21,830	7,292	8,839	1,418	29,267	729	18,012	1,444	29,534	745	18,220
2013	21,245	603	285	552	22,133	22,400	7,449	9,030	1,351	30,618	683	18,695	1,376	30,910	696	18,916
2014	21,868	603	285	552	22,756	23,023	7,622	9,238	1,290	31,908	640	19,335	1,312	32,222	653	19,569
2015	22,549	603	285	552	23,437	23,704	7,810	9,467	1,232	33,140	602	19,937	1,254	33,476	613	20,182
2016	23,295	603	285	552	24,183	24,450	8,017	9,717	1,181	34,321	566	20,503	1,200	34,676	576	20,758
2017	24,111	603	285	552	24,999	25,266	8,242	9,990	1,133	35,454	535	21,038	1,152	35,828	544	21,302
2018	25,003	603	285	552	25,891	26,158	8,489	10,289	1,090	36,544	505	21,543	1,106	36,934	513	21,815
2019-2025	25,769	603	285	552	26,657	26,924	8,701	10,546	5,420	41,964	2,306	23,849	5,501	42,435	2,345	24,160

Unit Price per kWh Sold

	Actual Tariff	Adjusted Tariff
- General customers	E£ 18.0	E£ 18.0
- Textile motors	E£ 4.55	E£ 4.55
- Textile boilers	E£ 1.30	E£ 2.52

Energy Costs of Upper Beles Project

- Interest rate : 8% ..... E£ 4.48/kWh
- Interest rate : 10% ..... E£ 5.43/kWh

Average Annual Revenues

Interest Rate : 8%

- From 1983 to 2003 ... Eth$ 1,490
- From 1983 to 2025 ... Eth$ 3,484

Interest Rate : 10%

- From 1983 to 2003 ... Eth$ 1,173
- From 1983 to 2025 ... Eth$ 2,425

Average Annual Revenues

Interest Rate : 8%

- From 1983 to 2003 ... Eth$ 1,490
- From 1983 to 2025 ... Eth$ 3,524

Interest Rate : 10%

- From 1983 to 2003 ... Eth$ 1,173
- From 1983 to 2025 ... Eth$ 2,457

Table 13-3 Present Worth Average Annual Costs of Power Supply (Costs of Tana Project)

(1000 Eth$)

Item	Investment Costs	Year of Commissioning	Capital Costs: Interest Rate: 8%	Capital Costs: Interest Rate: 10%	Present Worth (1983): Interest Rate: 8%	Present Worth (1983): Interest Rate: 10%	Amortization Period from 1983 (years)	Average Annual Costs: Interest Rate: 8%	Average Annual Costs: Interest Rate: 10%
Costs of Initial Facilities									
- Regulating dam	10,174	1,983	11,150	11,395	11,150	11,395	50	911	1,149
- No.3 turbine-generator	4,238	1,983	4,550	4,629	4,550	4,629	21	454	535
- No.2 Power Station	12,052	1,986	13,209	13,498	13,528	13,778	43	871	1,031
- Transmission lines	12,526	1,983	13,528	13,778	13,528	13,778	50	1,106	1,389
- Substations and telecommunication	4,310	1,983	4,516	4,568	4,516	4,568	60	364	458
- 15 kV distribution lines	1,151	1,983	1,206	1,220	1,206	1,220	50	99	123
- Additional transformers	3,786	1,991	3,990	4,043	2,155	1,886	43	179	192
Replacement of Initial Facilities									
- No.2 Power Station	6,420	2,008	6,728	6,805	982	628	43	82	64
- Transmission lines	12,526	2,008	13,528	13,778	1,975	1,271	50	161	126
- Substations and telecommunication	4,310	2,013	4,516	4,568	449	262	60	36	26
- 15 kV distribution lines	1,151	2,008	1,206	1,220	176	113	50	14	11
Replacement of Existing Facilities									
- Tis Abbay Power Station	3,186	1,989	3,338	3,377	2,103	1,906	21	210	220
- Bahar Dar Substation	616	1,994	645	652	276	229	43	23	23
- 45 kV transmission line	1,071	2,014	1,122	1,135	103	59	81	8	6
Amortization of Existing Facilities									
- Tis Abbay Power Station	2,269						21	227	262
- Bahar Dar Substation	(2) 113						43	9	11
- 45 kV transmission line	79						43	7	8
Sub-total								4,761	5,636
Operation and Maintenance Costs	Base Cost				Capitalized (1983)				
- Regulating dam	203				2,483	2,012	50	203	203
- No.3 turbin-generator	85				851	735	21	85	85
- No.2 Power Station	241				2,281	1,770	43	189	180
- Transmission lines	313				3,829	3,103	50	313	313
- Substations and telecommunication	108				1,337	1,076	60	108	108
- 15 kV distribution lines	28				343	278	50	28	28
- Additional transformers	95				598	427	43	49	43
- Tis Abbay Power Station	140				1,402	1,210	21	140	140
- Bahar Dar Substation	15				181	148	43	15	15
- 45 kV transmission line	1				12	10	43	1	1
Sub-total								1,131	1,116
Average Annual Costs (1983 to 2003)								5,892	6,752
(1) Average Annual Costs (1983 to 2025)								5,702	6,603

(1) Figures are calculated by amortizing the following costs over 43 years from 1983 :
- Capital cost of No.3 turbine generator,
- Replacement cost of electrical equipment of existing Tis Abbay Power Station,
- Remaining capital cost of existing Tis Abbay Power Station,
- O and M cost of existing Tis Abbay Power Station, including No.3 turbine-generator.

In this table, capital costs means investment costs plus interest during construction.

(2) Book values at the beginning of 1983.

Table 13-4 Cash Flow and Repayment Schedule (Tentative Approach)

(1000 Eth$)

No.	Year	Cash Flow: Power Revenues	Cash Flow: Expenditures: O and M Expenses	Cash Flow: Expenditures: Replacement Expenses	Cash Flow: Expenditures: Total	Net Income: Yearly	Net Income: Cumulat. (A)	Repayment Schedule: Case (X): Funds Borrowed	Repayment Schedule: Case (X): Repayment (B)	Repayment Schedule: Case (X): Balance (A) - (B)	Repayment Schedule: Case (Y): Funds Borrowed	Repayment Schedule: Case (Y): Repayment (B)'	Repayment Schedule: Case (Y): Balance (A) - (B)'
0								52,149			52,149		
1	1983	3,787	893		893	2,894	2,894			2,894			2,894
2	1984	4,091	893		893	3,198	6,092			6,092			6,092
3	1985	4,428	893		893	3,535	9,627			9,627			9,627
4	1986	4,799	1,082		1,082	3,717	13,344		5,195	8,149		5,397	7,947
5	1987	5,211	1,082		1,082	4,129	17,473		5,195	7,083		5,397	6,679
6	1988	5,663	1,082	3,338	4,420	1,243	18,716		5,195	3,131		5,397	2,525
7	1989	6,165	1,082		1,082	5,083	23,799		5,195	3,019		5,397	2,211
8	1990	6,719	1,082		1,082	5,637	29,436		5,195	3,461		5,397	2,451
9	1991	6,719	1,131		1,131	5,588	35,024		5,195	3,854		5,397	2,642
10	1992	6,719	1,131		1,131	5,588	40,612		5,195	4,247		5,397	2,833
11	1993	6,719	1,131	645	1,776	4,943	45,555		5,195	3,995		5,397	2,379
12	1994	6,719	1,131		1,131	5,588	51,143		5,195	4,388		5,397	2,570
13	1995	6,719	1,131		1,131	5,588	56,731		5,195	4,781		5,397	2,761
14	1996	6,719	1,131		1,131	5,588	62,319		5,195	5,174		5,397	2,952
15	1997	6,719	1,131		1,131	5,588	67,907		5,195	5,567		5,397	3,143
16	1998	6,719	1,131		1,131	5,588	73,495		5,195	5,960			
17	1999	6,719	1,131		1,131	5,588	79,083		5,195	6,353			
18	2000	6,719	1,131		1,131	5,588	84,671		5,195	6,746			
19	2001	6,719	1,131		1,131	5,588	90,259		5,195	7,139			
20	2002	6,719	1,131		1,131	5,588	95,847		5,195	7,532			
Total		121,491	21,661	3,983	25,644	95,847			88,315			64,764	

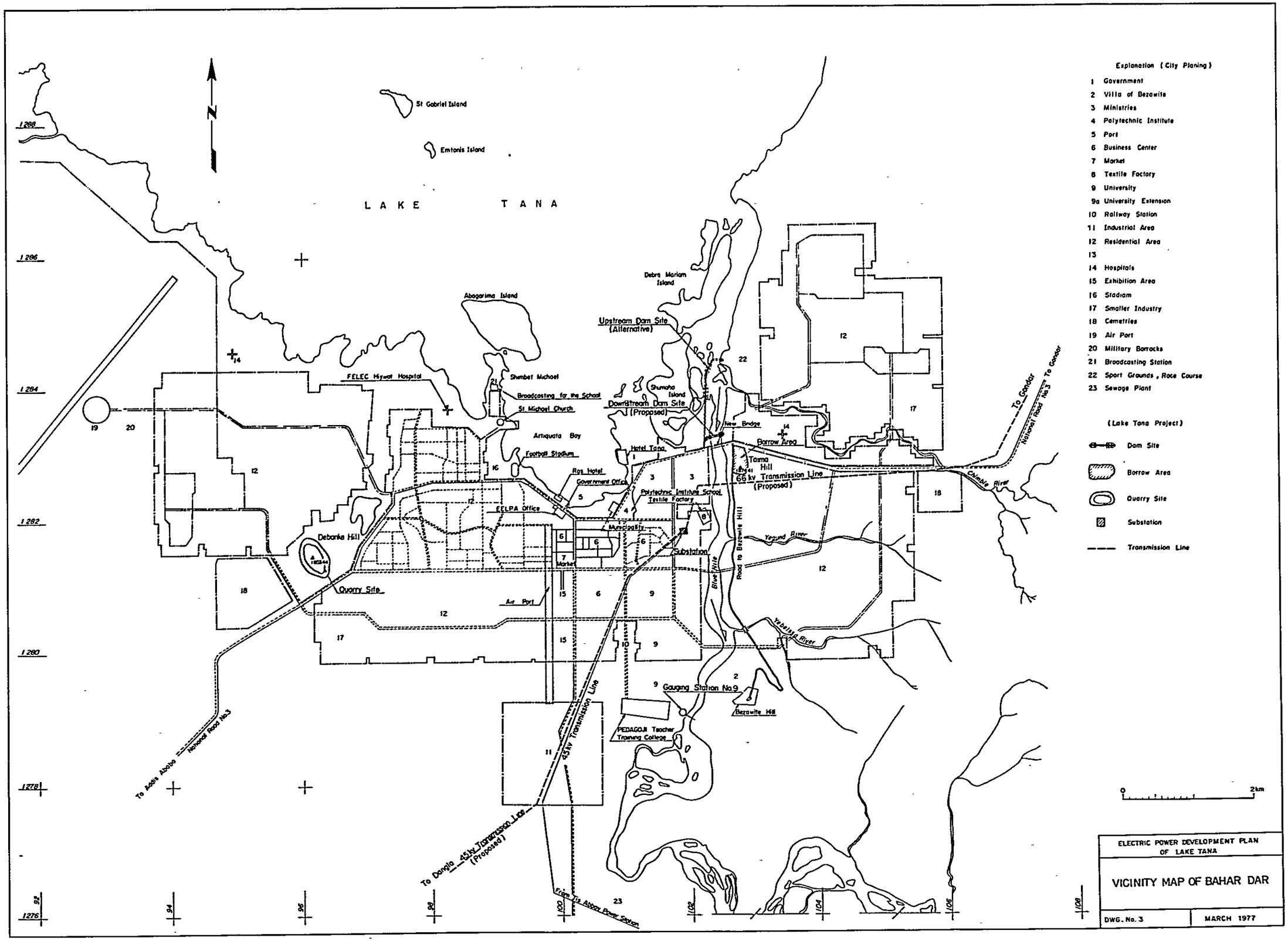
Note : Repayment includes capital and interest.

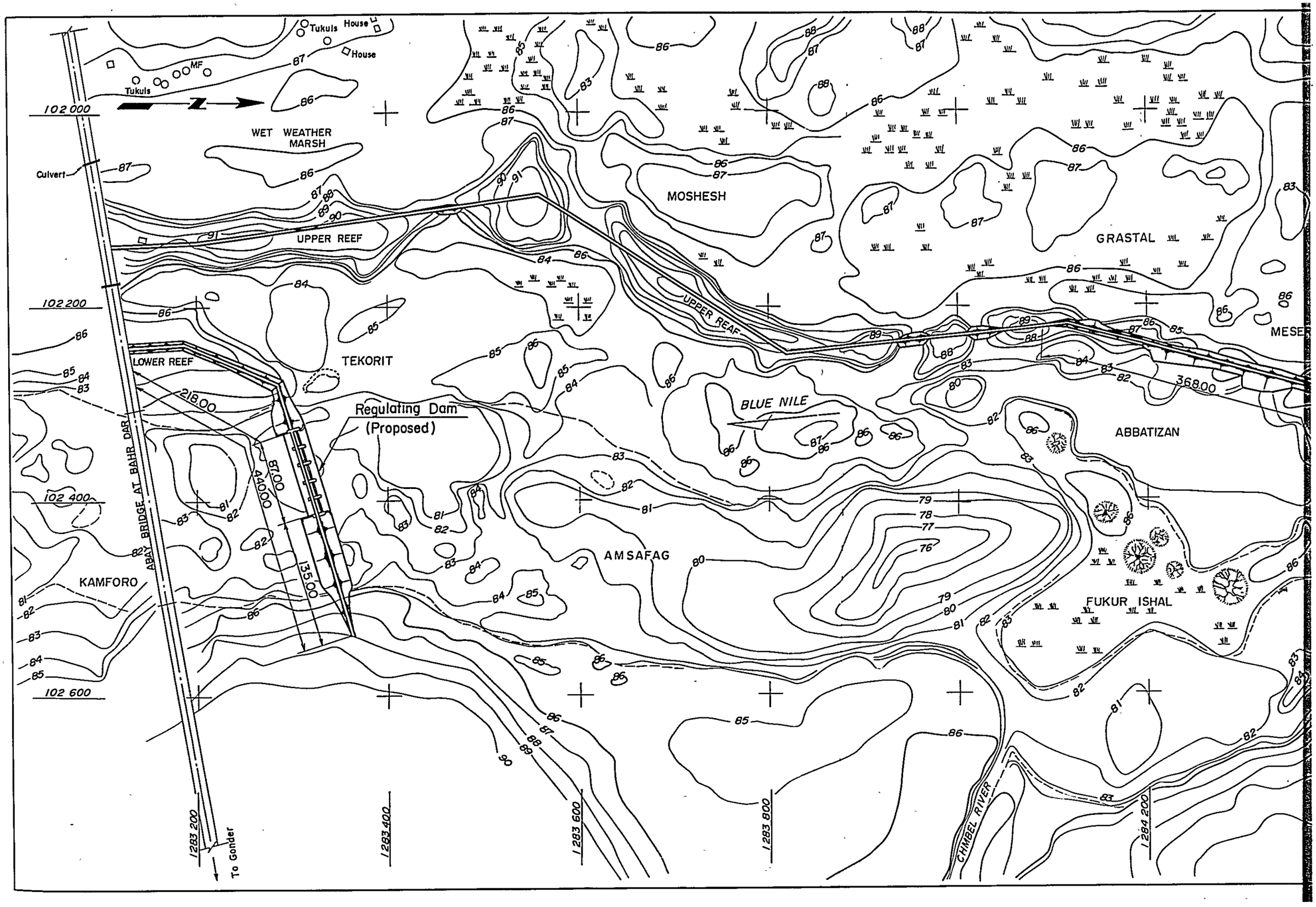
Loan conditions are as follows :

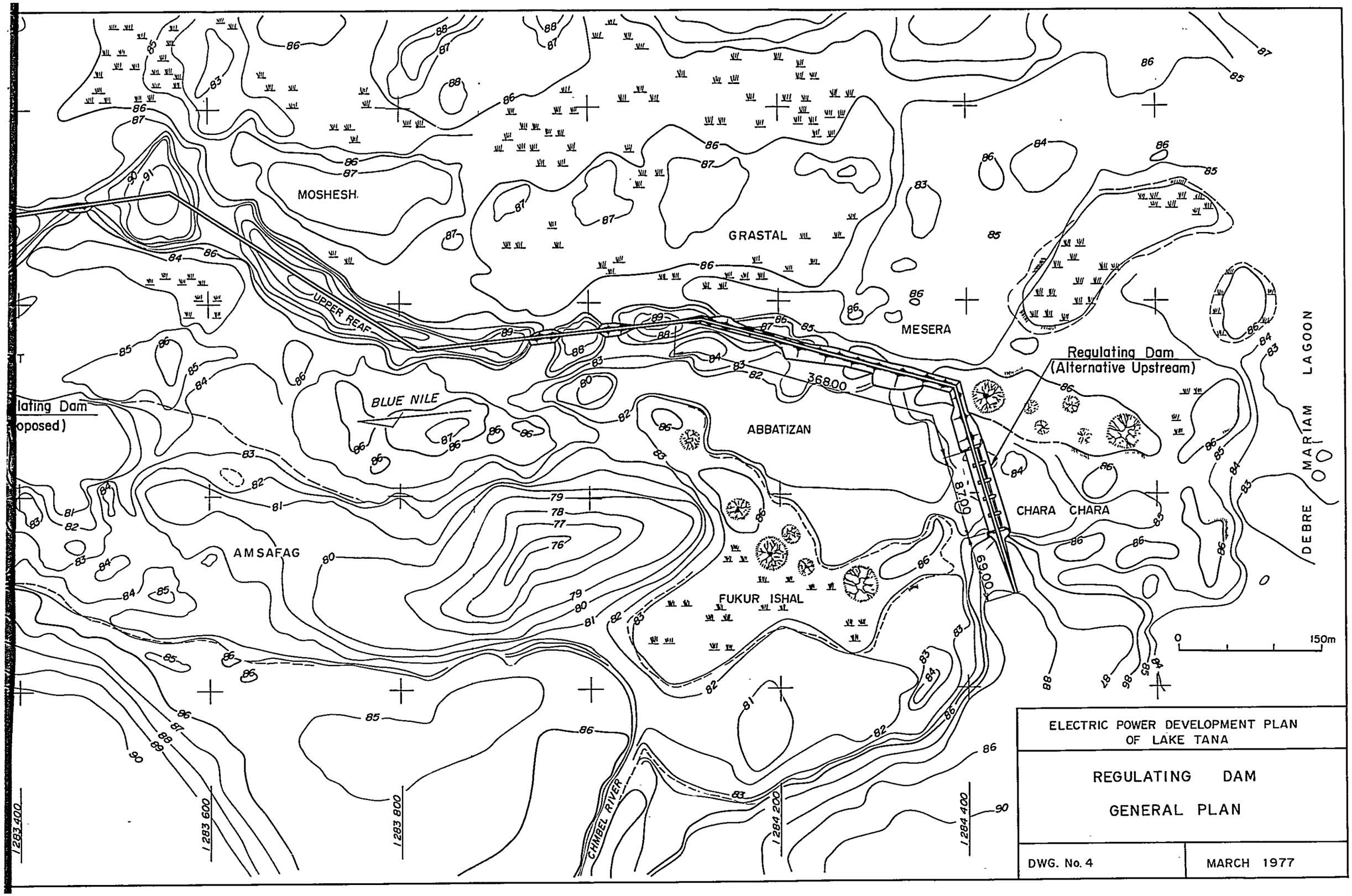
Case (X) ..... Interest of 6.6% per year.
Repayment period of 20 years including grace period of 3 years.

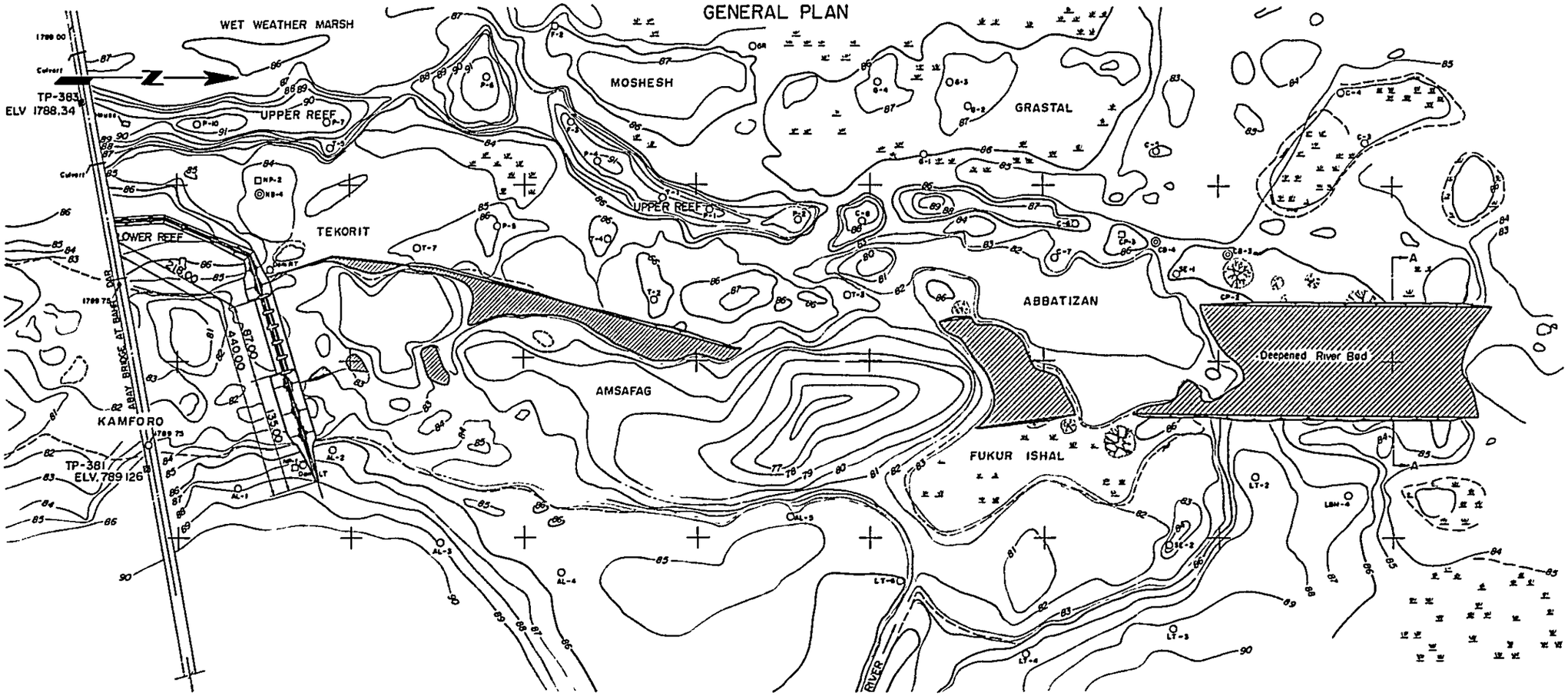
Case (Y) ..... Interest of 3.5% per year.
Repayment period of 15 years including grace period of 3 years.

DRAWINGS

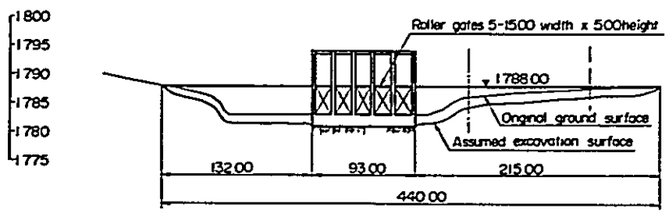

LAKE TANA
St Gabriel Island
Emtonis Island
Abagorima Island
Debra Mariam Island
Upstream Dam Site (Alternative)
Downstream Dam Site (Proposed)
Shumaha Island
Shembet Michael
Broadcasting for the School
St Michael Church
Artiquata Bay
Football Stadium
FELEC Hiywot Hospital
Ras Hotel
Government Office
Hotel Tana
New Bridge
Borrow Area
Tana Hill
66 kv Transmission Line (Proposed)
Polytechnic Institute School
Textile Factory
FELPA Office
Municipality
Substation
Market
Debarke Hill
Quarry Site
Air Port
Yezend River
Yebelsa River
Blue Nile
Road to Bezawite Hill
Chimbe River
To Gondar
National Road No.3
To Gondar
To Addis Ababa
National Road No.3
45kv Transmission Line
To Dangla 45kv Transmission Line (Proposed)
From Tis Abbay Power Station
Gauging Station No.9
Bezawite Hill
PEDAGOJI Teacher Training College
Explanation (City Planing)
1 Government
2 Villa of Bezawite
3 Ministries
4 Polytechnic Institute
5 Port
6 Business Center
7 Market
8 Textile Factory
9 University
9a University Extension
10 Railway Station
11 Industrial Area
12 Residential Area
13
14 Hospitals
15 Exhibition Area
16 Stadiam
17 Smaller Industry
18 Cemetries
19 Air Port
20 Military Barracks
21 Broadcasting Station
22 Sport Grounds, Race Course
23 Sewage Plant
(Lake Tana Project)
Dam Site
Borrow Area
Quarry Site
Substation
Transmission Line
0 2km
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA
VICINITY MAP OF BAHAR DAR
DWG. No. 3
MARCH 1977


Tukuls
House
House
MF
Tukuls
N
WET WEATHER MARSH
Culvert
102 000
102 200
102 400
102 600
UPPER REEF
LOWER REEF
TEKORIT
MOSHESH
GRASTAL
UPPER REAF
BLUE NILE
ABBATIZAN
MESE
368.00
218.00
Regulating Dam
(Proposed)
87.00
44.00
135.00
ABAY BRIDGE AT BAHR DAR
KAMFORO
AMSAFAG
FUKUR ISHAL
CHIMBEL RIVER
1283 200
1283 400
1283 600
1283 800
1284 200
To Gonder

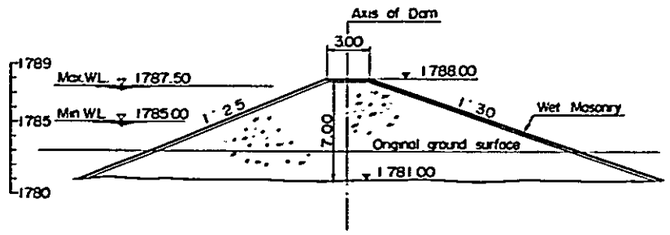

MOSHESH
GRASTAL
MESERA
UPPER REAF
BLUE NILE
ABBATIZAN
AMSAFAG
FUKUR ISHAL
CHARA CHARA
MARIAM LAGOON
DEBRE
CHAMBEL RIVER
Regulating Dam
(Alternative Upstream)
lating Dam
oposed)
368.00
678
69.00
1 283 400
1 283 600
1 283 800
1 284 200
1 284 400
0
150m
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN
OF LAKE TANA
REGULATING DAM
GENERAL PLAN
DWG. No. 4
MARCH 1977



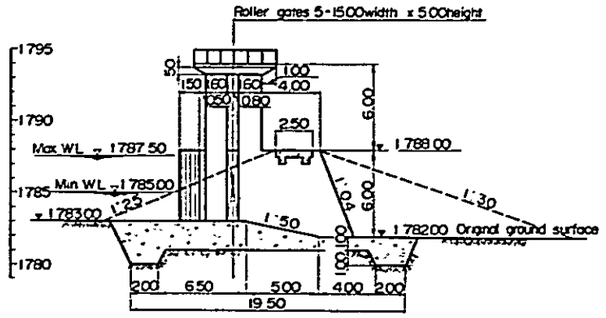
PROFILE ON ℄ CREST OF DAM



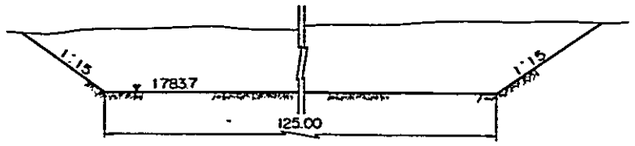
MAXIMUM SECTION OF EMBANKMENT



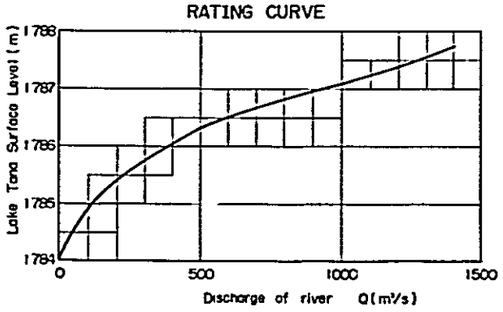
SECTION OF SPILLWAY

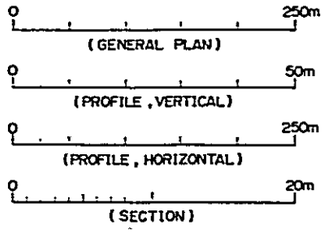


EXCAVATED RIVER TYPICAL SECTION A – A

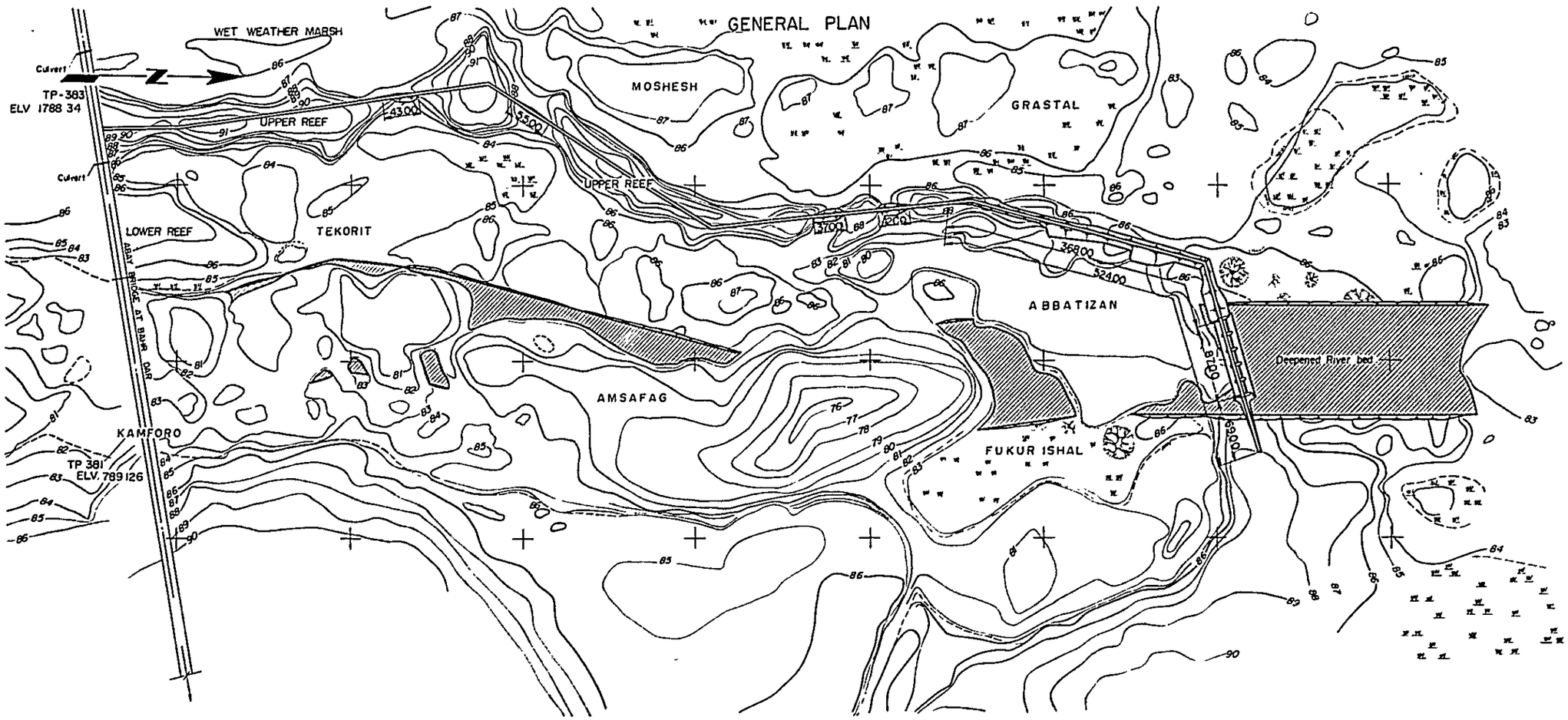


RATING CURVE

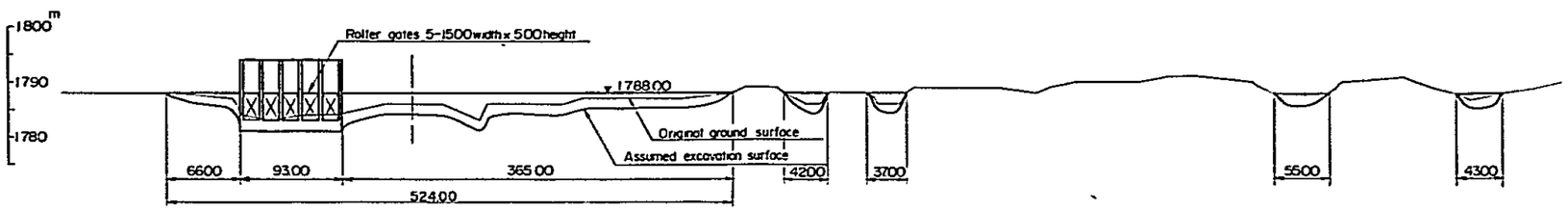


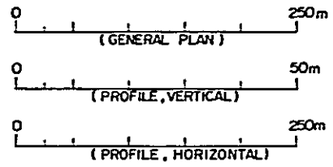


ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA	
REGULATING DAM (PROPOSED) PLAN, PROFILE AND SECTION	
DGW. No. 5	MARCH 1977



PROFILE OF ℄ CREST OF DAM



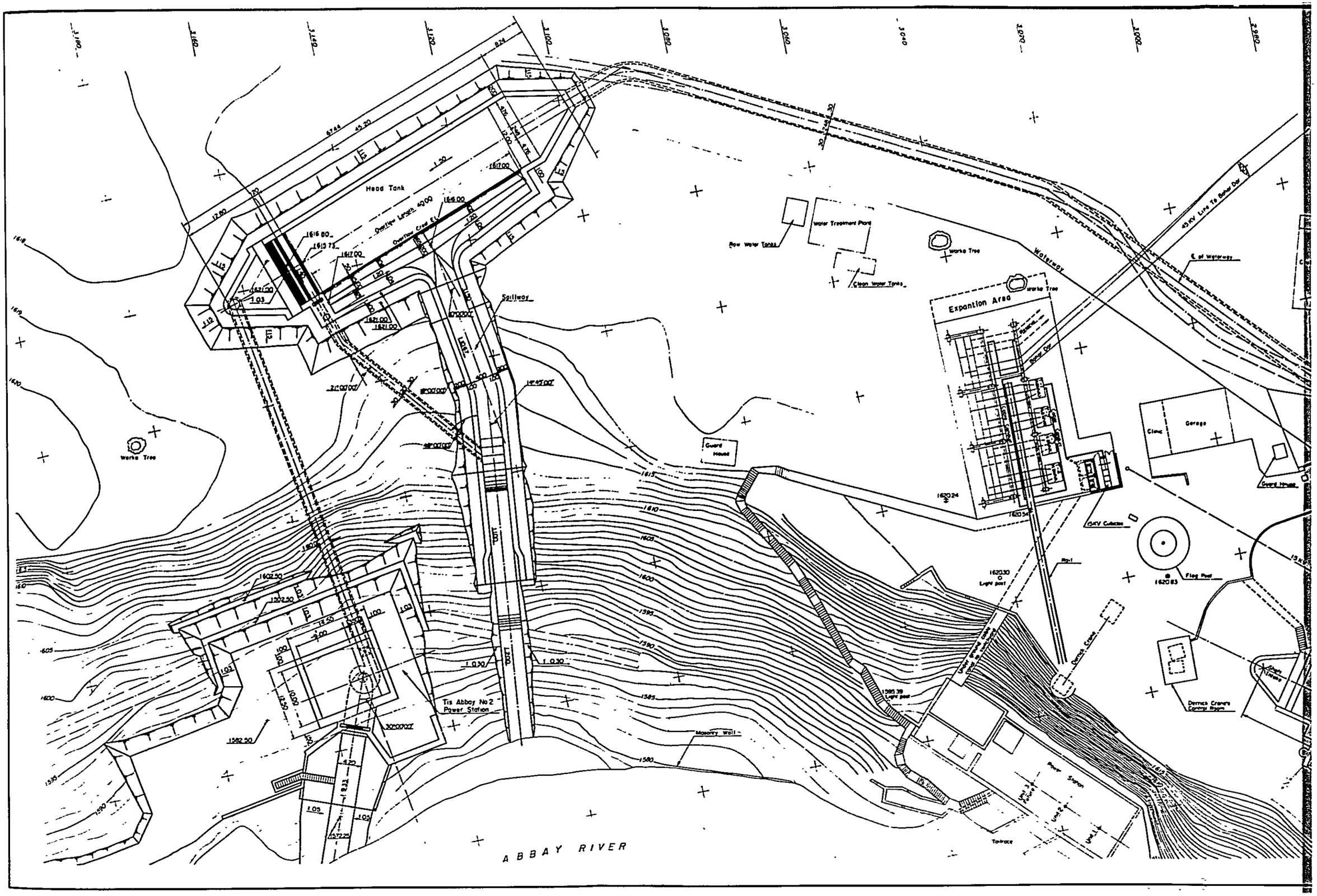


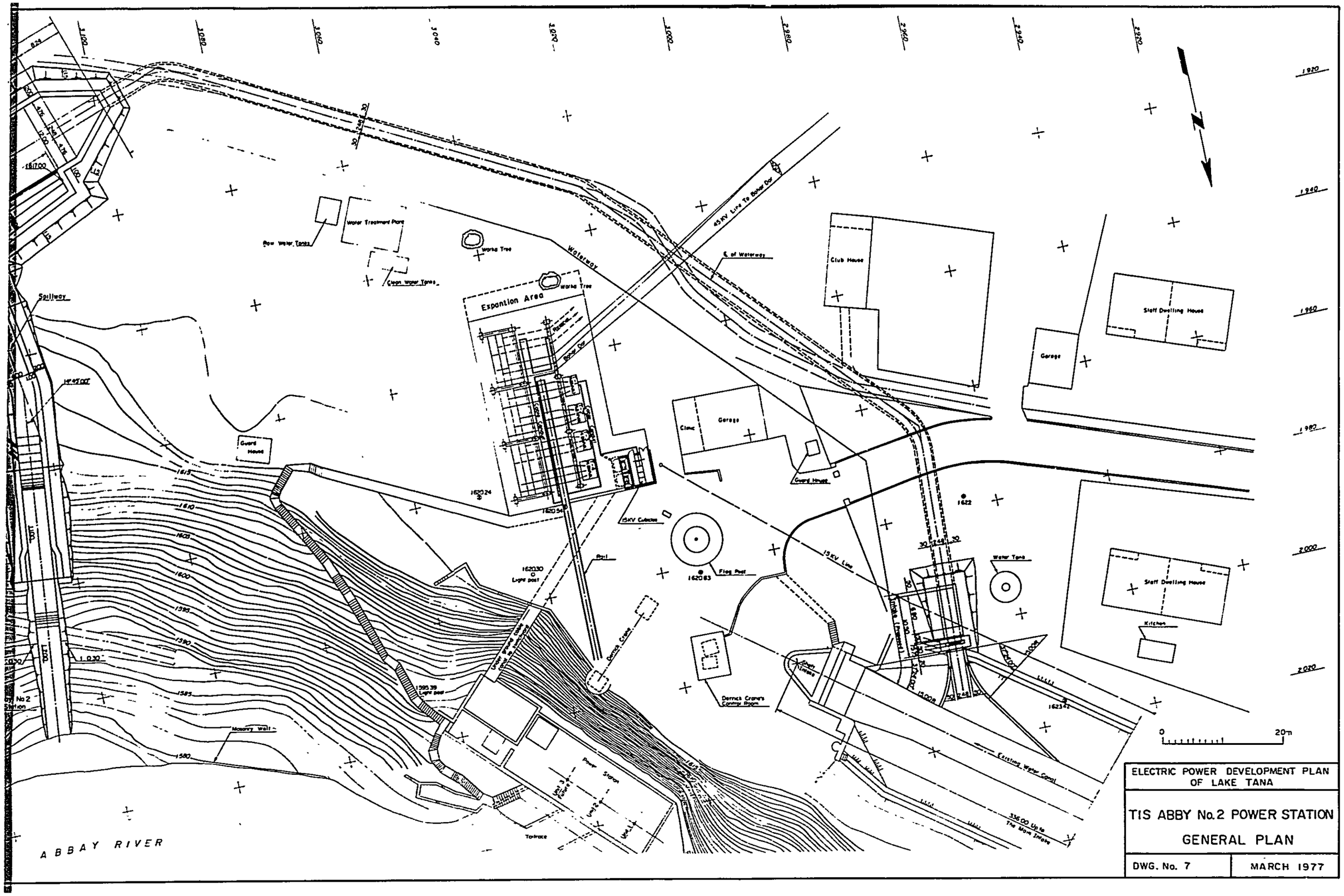
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

REGULATING DAM (ALTERNATIVE, UPSTREAM)

PLAN AND PROFILE

DWG. No. 6 | MARCH 1977


Head Tank
Overflow Length 40.00
Spillway
Raw Water Tanks
Water Treatment Plant
Clean Water Tanks
Waterway
Expantion Area
Garage
Clinic
Guard House
Flag Pool
Derrick Crane
Derrick Crane's Control Room
Power Station
Tailrace
Tis Abbay No 2 Power Station
Masonry Wall
ABBAY RIVER



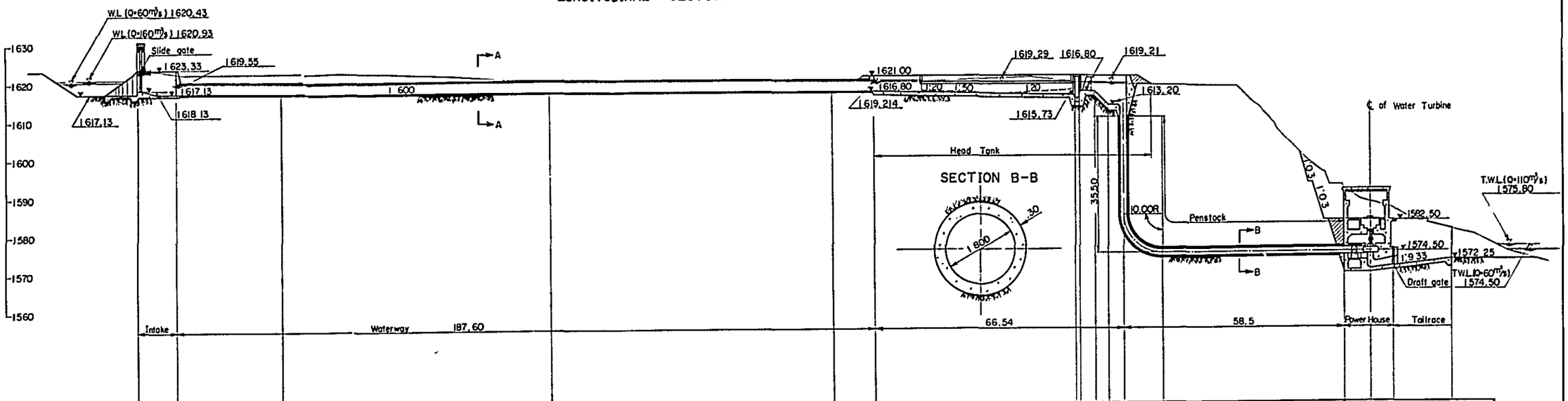
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

TIS ABBY No.2 POWER STATION

GENERAL PLAN

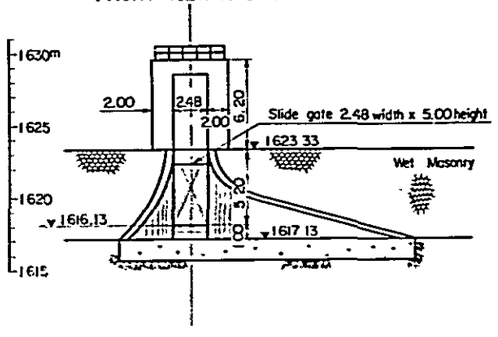
DWG. No. 7 | MARCH 1977

LONGITUDINAL SECTION

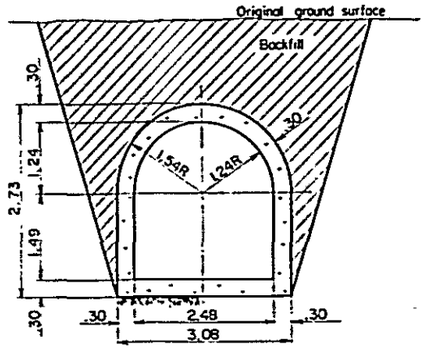


Station	Section distance	Cumulative distance	Ground surface level	Formation level
0	0	0	1623.33	1618.13
1	10.50	10.50	1622.07	1617.13
2	27.80	38.30	1622.35	1617.08
3	72.40	110.70	1620.35	1616.95
4	76.40	187.10	1619.90	1616.82
5	11.00	198.10	1619.90	1616.80
6	53.44	251.54	1619.00	1615.73
7	1.20	252.74	1619.00	1616.80
8	4.26	257.00	1618.90	1616.80
9	3.60	260.60	1618.90	1613.20
10	4.04	264.64	1618.80	1613.20
11	10.00	274.64	1618.50	1574.50
12	48.50	323.14	1592.00	1574.50
13	7.00	330.14	1587.20	1574.50
14	8.60	338.74	1585.20	1570.55
15	15.75	354.49	1580.00	1572.25

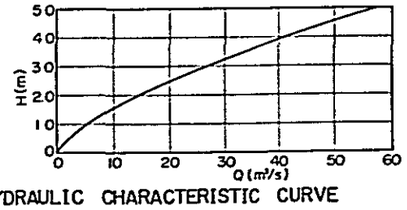
FRONT VIEW OF INTAKE



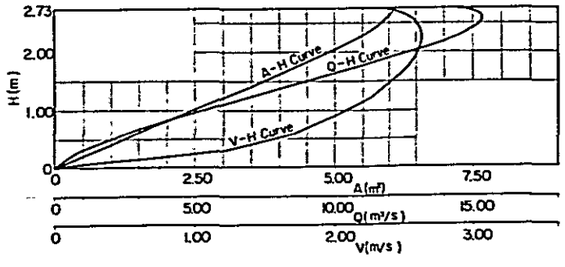
SECTION A-A



RATING CURVE OF INTAKE



HYDRAULIC CHARACTERISTIC CURVE



0 — 50m (LONGITUDINAL SECTION)

0 — 20m (FRONT VIEW)

0 — 5m (SECTION A-A, B-B)

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

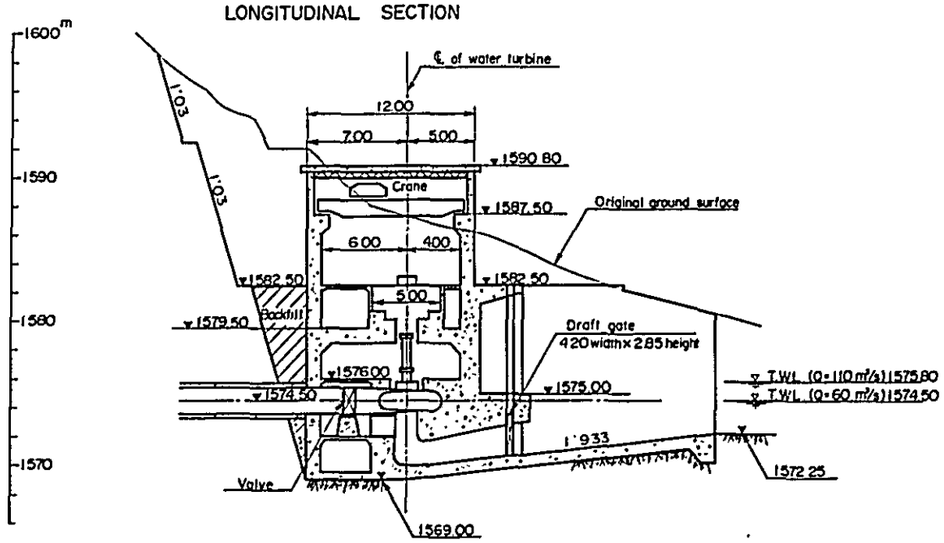
TIS ABBAY No.2 POWER STATION

LONGITUDINAL SECTION OF WATERWAY

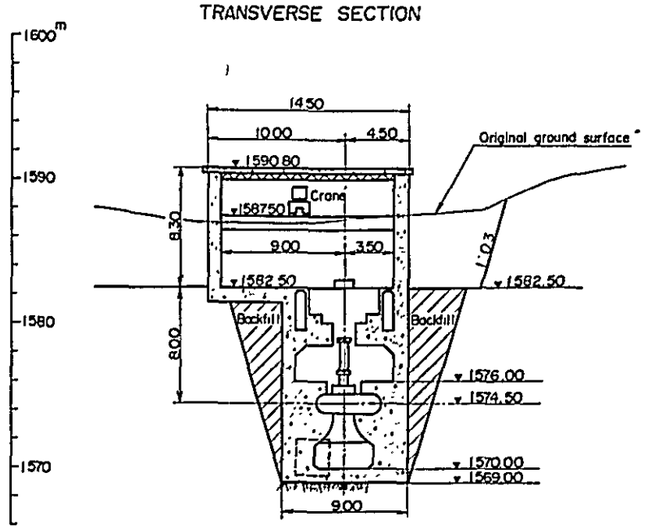
DWG. No. 8

MARCH 1977

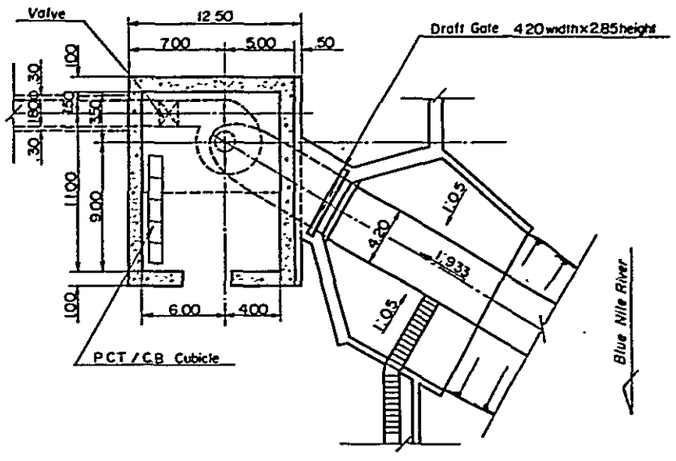
LONGITUDINAL SECTION



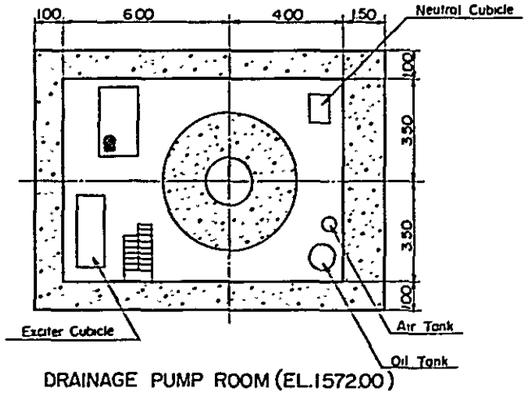
TRANSVERSE SECTION



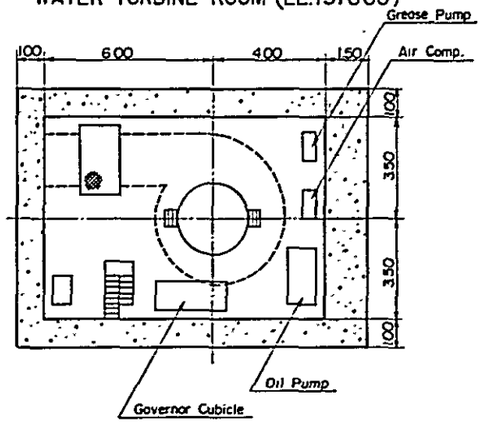
MACHINE ROOM (EL.1582.50)



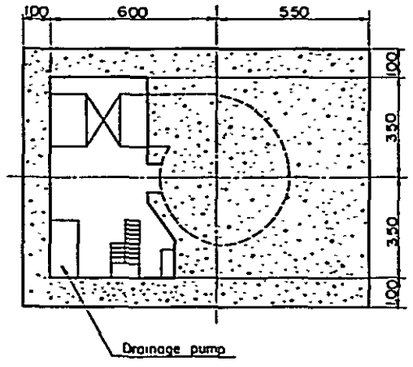
GENERATOR ROOM (EL.157950)



WATER TURBINE ROOM (EL.157600)



DRAINAGE PUMP ROOM (EL.1572.00)



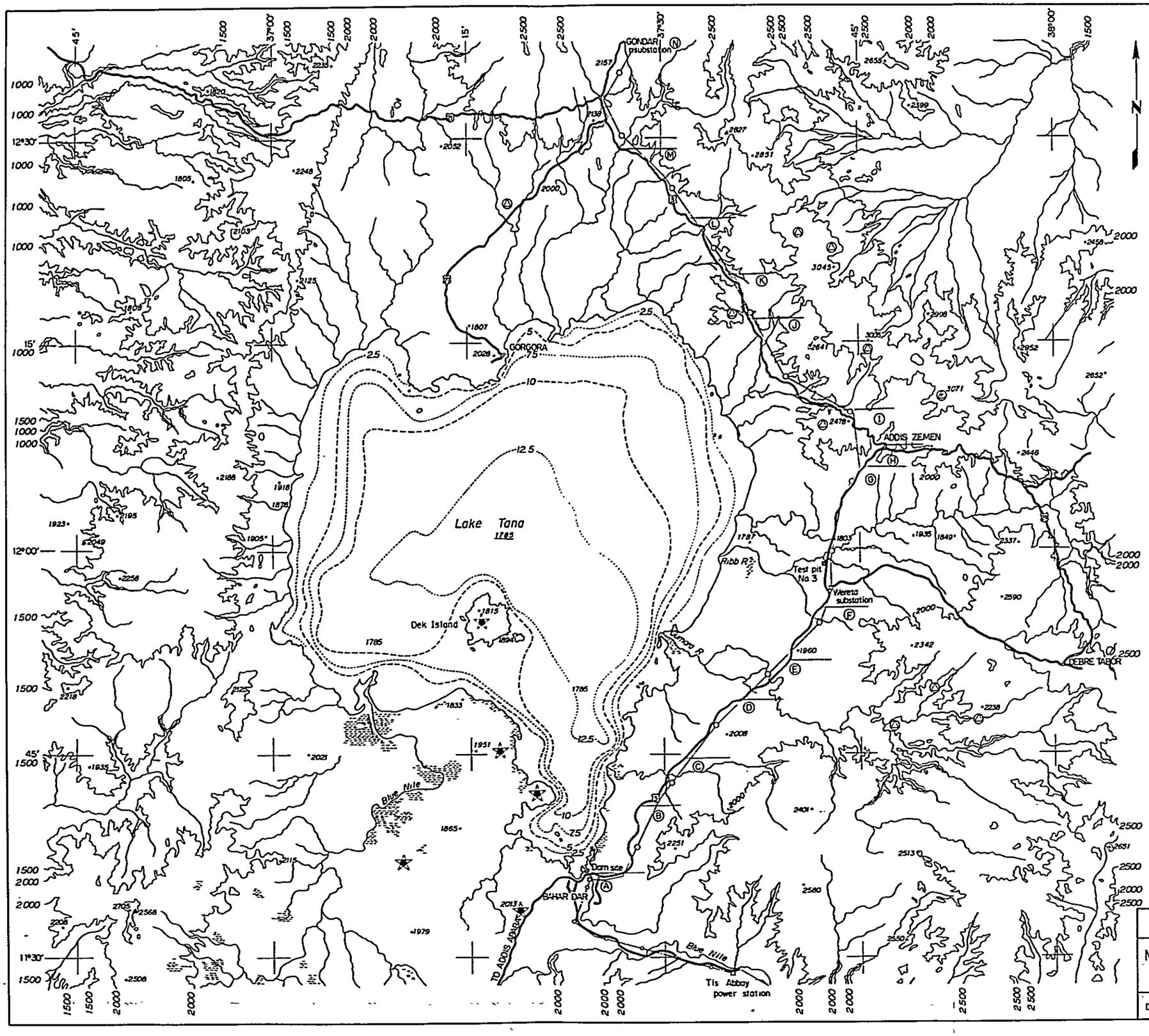
0 — 20m
(LONGITUDINAL SECTION, TRANSVERSE SECTION, MACHINE ROOM)

0 — 10m
(GENERATOR ROOM, WATER TURBINE ROOM, DRAINAGE ROOM)

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

TIS ABBAY NO.2 POWER STATION; PLAN AND SECTION

DWG. No. 9 | MARCH 1977



LEGEND

- Swamp and marshy area
- Volcanic center, crater or cardera
- Major plug or group of small plugs
- Ⓐ Geologic section Ⓐ
- Bathymetric line
- Highway Route NO.3; Black and white sections are marked in 5km.
- 66kV Transmission line (proposed)
- 45kV Transmission line (existing)

REMARKS

1) The matters in volcanics are cited from Consiglio Nazionale Delle Ricerche-Italy (1973), GEOLOGICAL MAP OF ETHIOPIA AND SOMALIA.

2) Geologic section Ⓐ to Ⓝ is prepared for the sutudies of the alignment on the proposed 66kV transmission line.

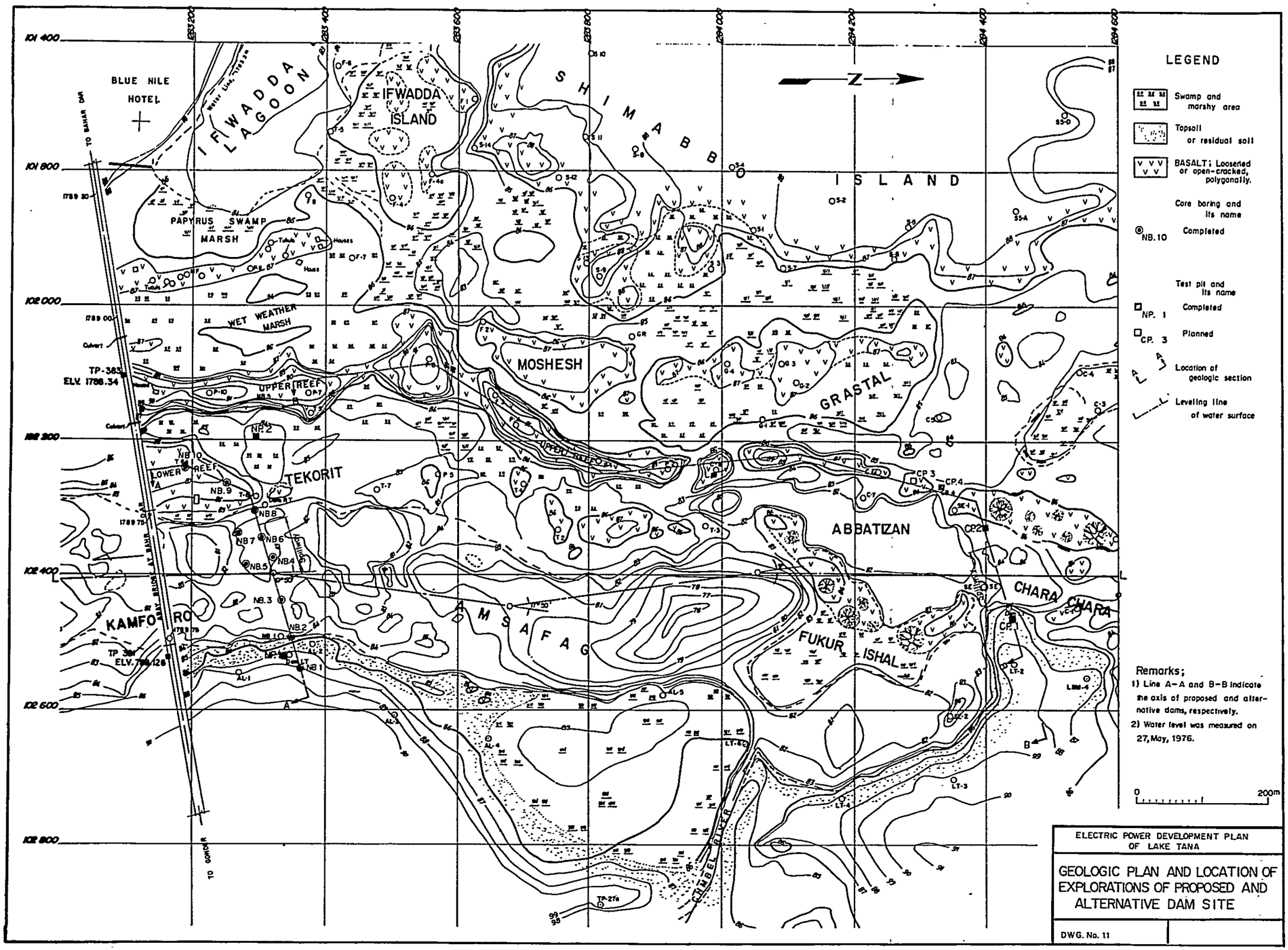
The explanations of the geologic sections indicate in Table 6-4 and 5.

0 — 20km

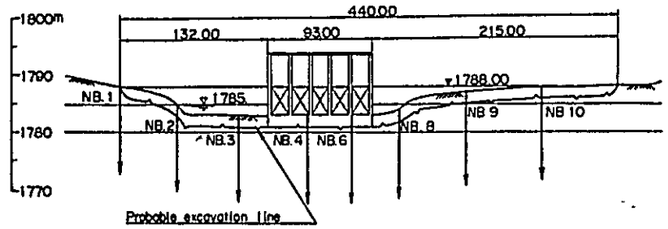
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

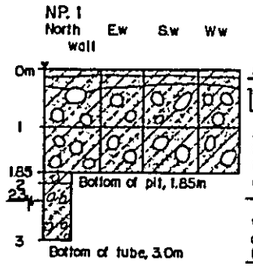
MORPHOLOGY AND GENERAL GEOLOGY OF PROJECT AREA

DWG. No. 10 | MARCH 1977


LEGEND
Swamp and marshy area
Topsoil or residual soil
BASALT; Loosened or open-cracked, polygonally.
Core boring and its name
NB.10 Completed
Test pit and its name
NP. 1 Completed
CP. 3 Planned
Location of geologic section
Leveling line of water surface
Remarks;
1) Line A-A and B-B indicate the axis of proposed and alternative dams, respectively.
2) Water level was measured on 27, May, 1976.
0
200m
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA
GEOLOGIC PLAN AND LOCATION OF EXPLORATIONS OF PROPOSED AND ALTERNATIVE DAM SITE
DWG. No. 11
BLUE NILE HOTEL
TO BAHAR DAR
IFWADDA LAGOON
IFWADDA ISLAND
SHIMABB ISLAND
PAPYRUS SWAMP MARSH
WET WEATHER MARSH
MOSHESH
GRASTAL
UPPER REEF
LOWER REEF
TEKORIT
ABBATIZAN
CHARA CHARA
KAMFORO
AMSAFAG
FUKUR ISHAL
CHIBEL RIVER
TO GONDER
TP-383
ELV. 1788.34
Z

SECTION A-A





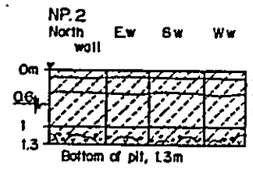
Topsoil; Brown, silty clay, slightly sandy moist compact, with grass roots (0-15cm)

CLAY; Light brown, silty, sandy, gravelly, moist, compact (15-30cm)

BOULDERS; Vesicular basalt, subround to angular, some of boulders are larger than 1.5m in diameter. Boulders are filled with clay that is dark brown, silty, sandy gravelly, moist, compact (30-185cm)

CLAY; Yellowish grey, silty, sandy, gravelly, wet, plastic, granules are yellow and black, angular, soft, crushed by press of finger nails (185-230cm)

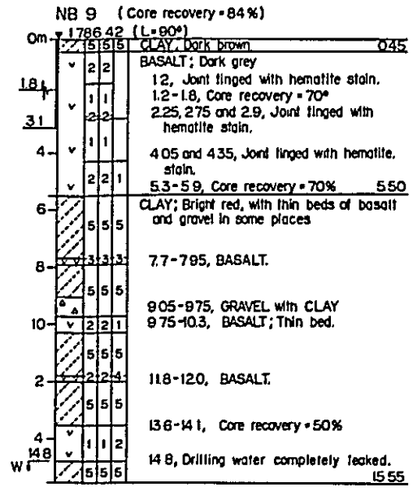
CLAY and GRAVEL; Quantity of gravels increases below, otherwise similar to upper layer. (230-300cm)

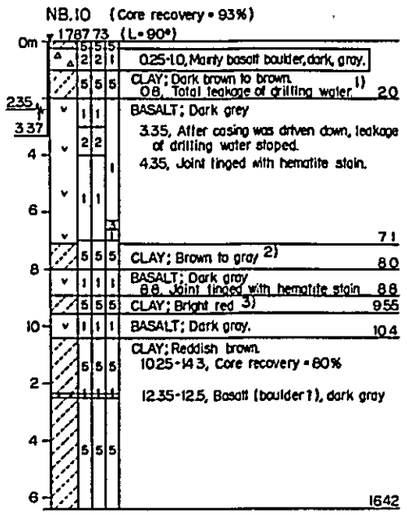


Topsoil; Brown, clay, silty, moist to wet, plastic, with grass roots (0-15cm)

CLAY; Grayish brown, swampy, very wet, soft, plastic. (15-40cm)

CLAY; Dark gray, very wet to liquid, plastic, with boulders. Clay becomes sandy and gravelly toward the bottom. At a depth of 120cm to 130cm, there are basalt boulders, probably bed rock





Core recovery;

1) 0m-0.9m = 75%
2) 7.85m-8.0m = 70%
3) 8.7m-9.5m = 60%

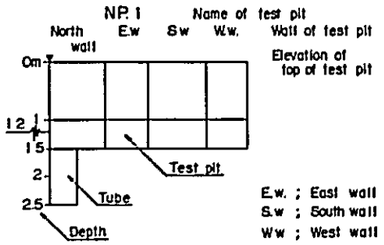
LEGEND

(SECTION A-A and B-B)

NP. 1 — Test pit and its name.

NB.9 — Core boring and its name.

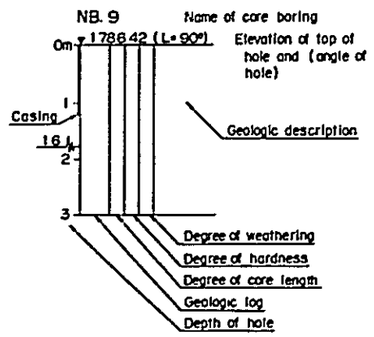
(GEOLOGIC LOG OF TEST PIT)



E.w. ; East wall
S.w ; South wall
Ww ; West wall

1.2 — Water table and its depth. (Geologic log of core boring, in common)

(GEOLOGIC LOG OF CORE BORING)



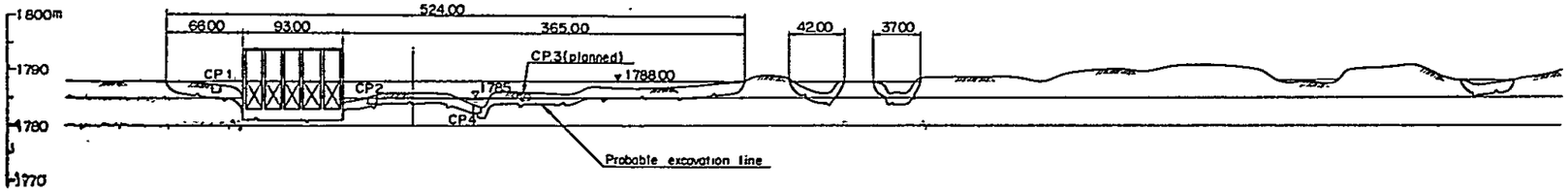
Degree of character of core

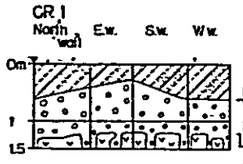
Weathering ; 1 (fresh) - 5 (decomposed)

Hardness ; 1 (hard) - 5 (soft)

Core length ; 1 (stick)
2 (substick)
3 (piece)
4 (fragment)
5 (grain to particle)

SECTION B-B

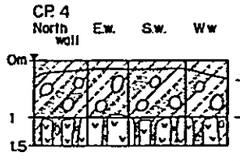




CLAY; Brown, silty, sandy, hard, friable, moist, plastic. The upper 15cm is topsoil with grass roots.

GRAVEL; Yellow to dark, angular, weathering products of underlying vesicular basalt. The gravels in part go down as much as 1.2m deep

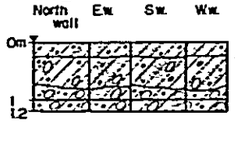
BASALT; Dark to light gray, highly vesicular (some vesicles more than 3cm in diameter) secondary filling in vesicules is rare. Joints spaced as much as 10 to 20cm wide and filled with the clayey and gravelly matters.



CLAY; Dark brown to dark, silty, sandy, loose, moist, plastic, with some boulders. The gravels are weathering products of vesicular basalt and increase downward.

BOULDERS; Dark to light grey vesicular basalt with clay similar to above layer among them.

BASALT; Dark to light gray, highly vesicular. vesicules are coated with minerals, possibly quartz.



CLAY, Dark to dark gray, silty, sandy, gravelly, spongy, swampy, highly plastic, very wet, with lots of trees, shrubs and grass roots.

CLAY; Few boulders of basalt interbedded, otherwise, similar to above layer.

BOULDERS; Vesicular basalt, dark to light gray, with clay as described above among boulders. The boulders tend to change to bedrock of jointed basalt below the deeper.

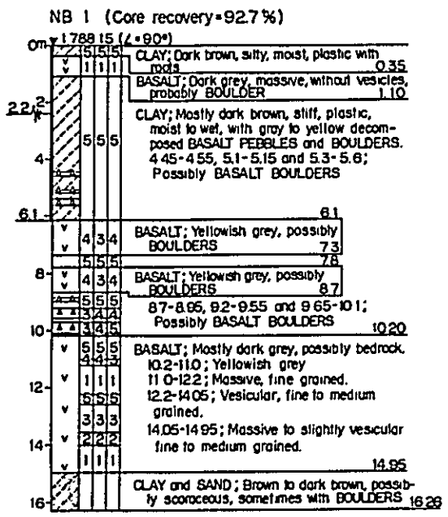
0 — 100 — 200m

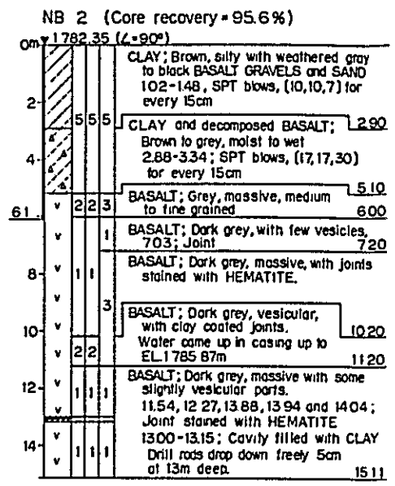
(Horizontal scale of section)

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

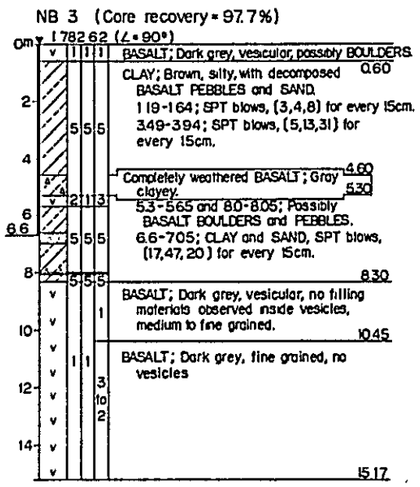
LOCATION OF EXPLORATION AND GEOLOGIC LOG OF TEST PIT AND CORE BORING AT DAM SITES (1-2)

DWG. No. 12-A | MARCH 1977

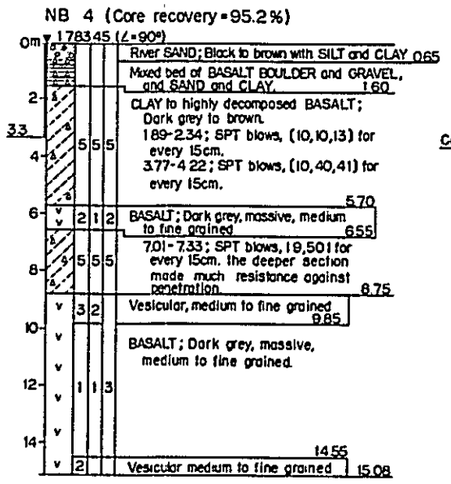




Water table ; +1.83m above the top of hole.

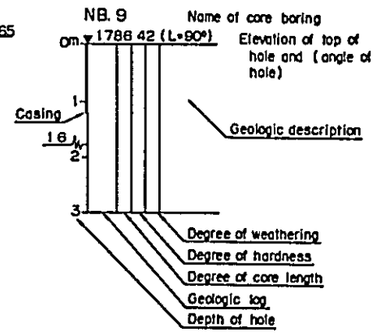


Water table ; +1.46m above the top of hole.



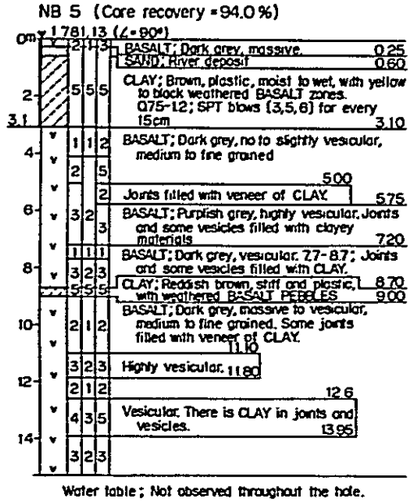
Water table ; +0.52m above the top of hole

LEGEND

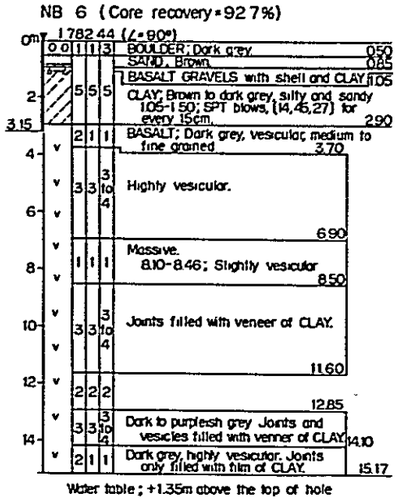


1.2 Water table and its depth. (Geologic log of core boring, in common)

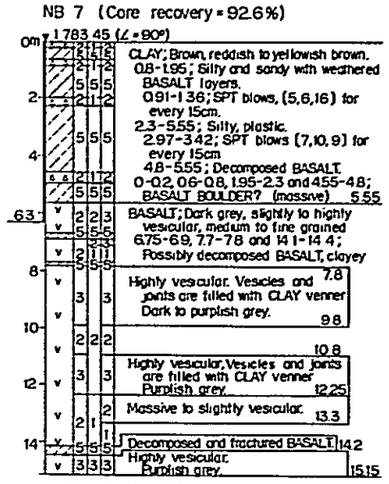
Degree of character of core
Weathering ; 1 (fresh) - 5 (decomposed)
Hardness ; 1 (hard) - 5 (soft)
Core length ; 1 (stick)
2 (substick)
3 (piece)
4 (fragment)
5 (grain to particle)



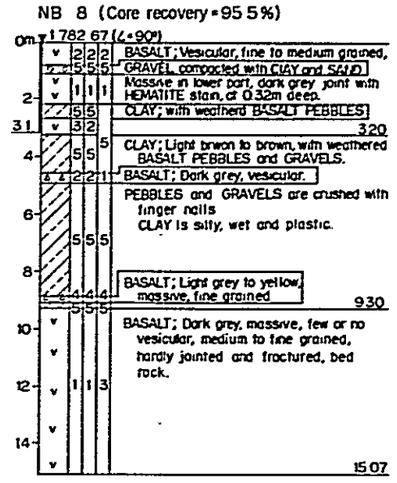
Water table ; Not observed throughout the hole.



Water table ; +1.35m above the top of hole



Water table ; +0.3m above the top of hole.

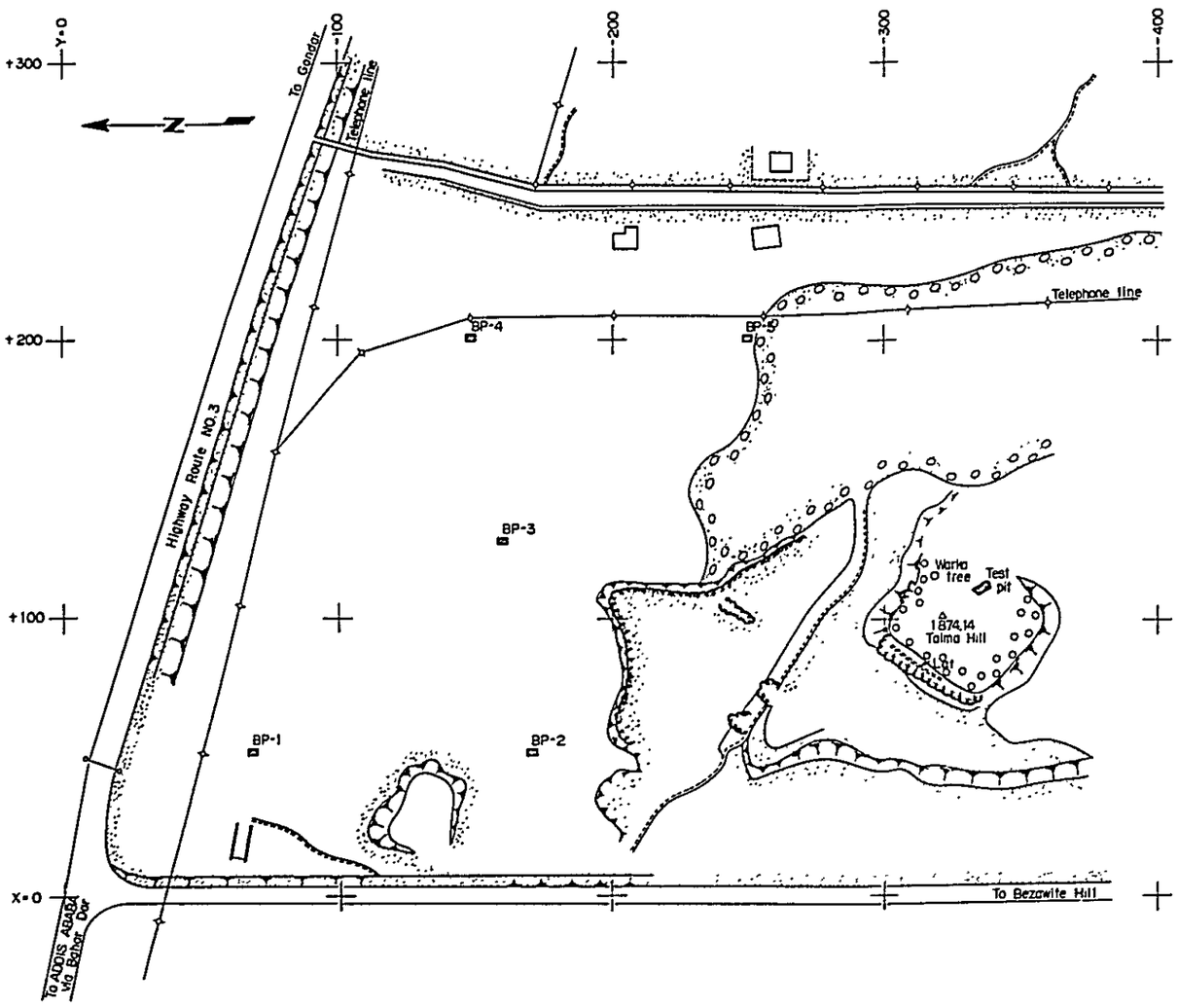


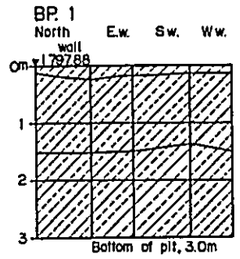
Water table ; +1.58m above the top of hole.

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

LOCATION OF EXPLORATION AND GEOLOGIC LOG OF TEST PIT AND CORE BORING AT DAM SITES (2-2)

DWG. No. 12-B | MARCH 1977

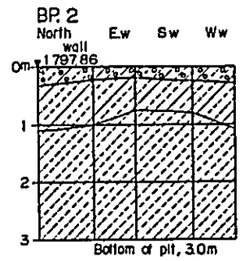




CLAY; Brown, silty, moist, stiff, plastic, with grass roots.

CLAY; Reddish brown, silty, moist, stiff, plastic.

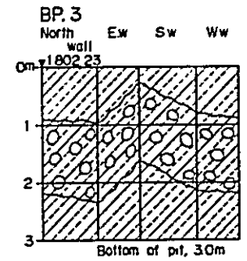
CLAY; Reddish to yellowish brown, silty moist, stiff, plastic, with occasional completely weathered basalt zones, giving yellowish dark to yellowish grey to the layer.



CLAY; Brown, silty, moist, stiff, with weathered and rounded basaltic gravels and pebbles, with grass roots.

CLAY; Reddish brown, silty, moist, stiff, plastic.

CLAY; Grayish green to yellowish brown. It is lightly weathered basalt, which has not yet completely changed to clay, like the upper layer. It is plastic, too soft to be called rock, but rater harder than soil. It is plastic when wet.



CLAY; Reddish brown, silty, moist, stiff, plastic. Roots penetrate down to 20cm, with spares penetration going deeper.

CLAY and BOULDER; Clay is similar to above Boulders are basalts of vesicular and massive, diameter 1m in average. Contact between clay and boulder is tight. Boulder is 60% and clay about 40% in volume

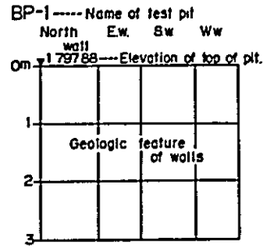
CLAY; Brown, silty, moist stiff, plastic, scattered with yellow or dark patches of weathered rock in some places. Weathered material bears sometimes in forms of soft gravel, pebble and sand, and is crushed with the fingers.

LEGEND

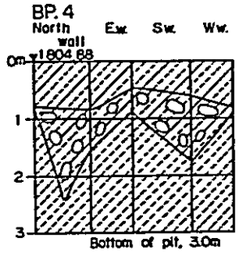
(GEOLOGIC PLAN)

- Residual SOIL; Reddish brown silty clay with small grains of weathered basalt.
- BOULDER scattered zone in residual soil.
- River terrace deposit; Gravel, cobble and sandy soil
- Outcrop of rock; Highly weathered basalt.
- Lat — Lateritized zone; Nearly horizontal, 40cm thick.
- BP-1 — Test pit and its name.

(LOG OF TEST PIT)



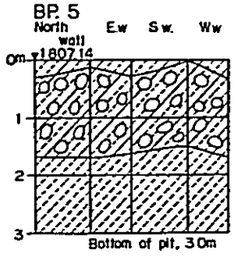
E.w. ; East wall
S.w. ; South wall
W.w ; West wall



CLAY; Reddish brown, silty, moist, stiff, plastic. Roots penetrate down to 20cm, with scattered roots going more deeper

CLAY and BOULDER; Clay about 30% and boulder about 70%. Clay is similar to above. Boulders are basalt, rounded and massive, with diameter 1.5m to 2m in average. Filled up clay is fairly tight.

CLAY; Brown, with patches of yellow and dark grey, weathered basalt. The weathered bed rock comes sometimes in forms of pebbles, gravels and sand, and is crushed with pressing with fingers. It is plastic when wet.



CLAY; Reddish brown, silty, moist, stiff. Roots penetrate down to 15cm, with scattered roots going more deeper

CLAY and BOULDER; Clay about 30% and boulder about 70% in volume Clay is similar to above. Boulders are vesicular or massive basalt, with diameter 1.2m in average. Filled up clay is tight.

CLAY; Brown, silty, moist, stiff, plastic, scattered with yellow or dark grey in patches of weathered rock in some places. This weathered bed rock sometimes bears in forms of pebbles, gravels and sand, and is crushed with pressing of fingers.

Remaks;

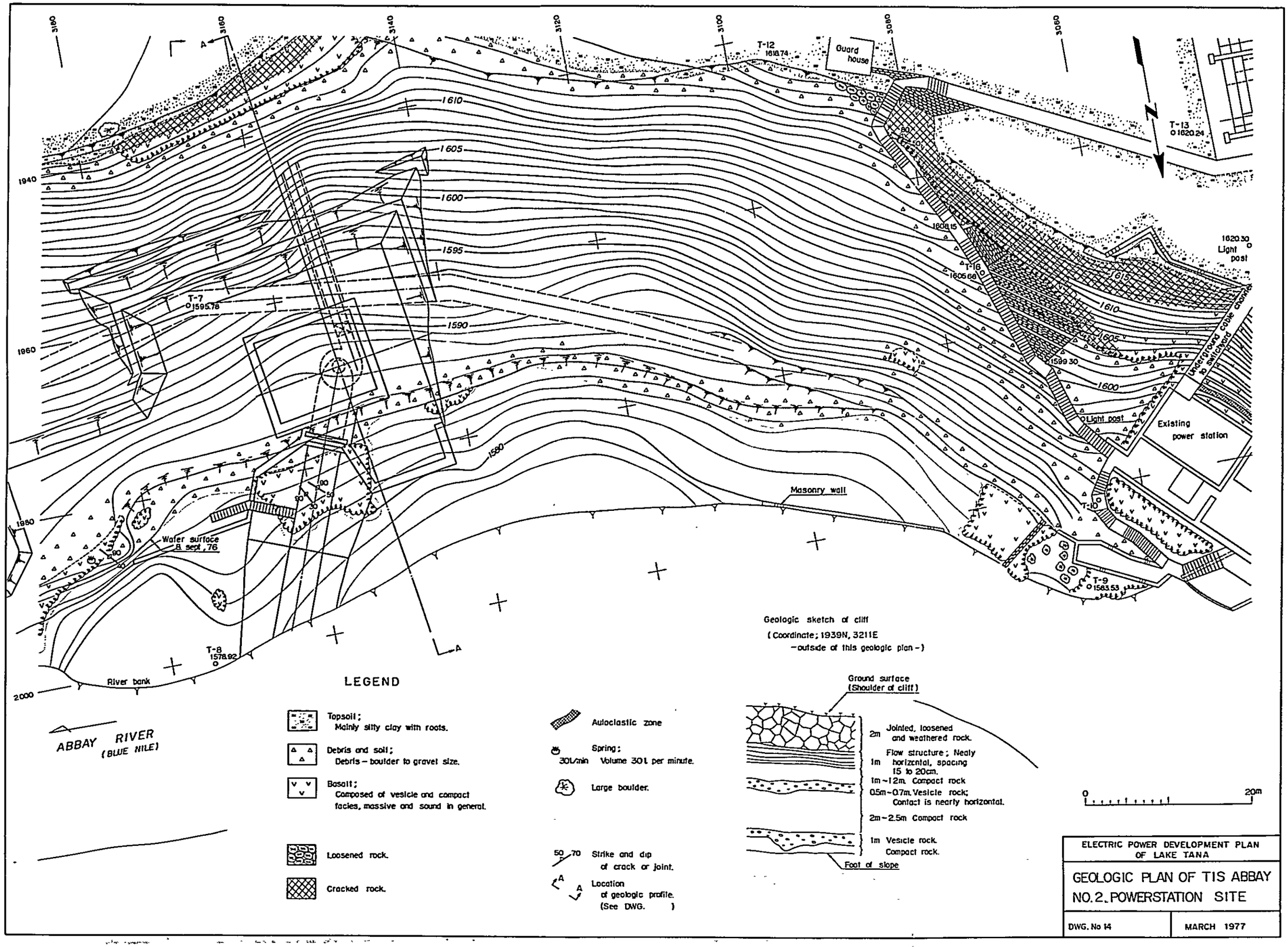
1. The geologic plan was measured by means of walking steps and locally meter tape.
2. The test pits were dug with the cross-section of 2m by 1.5m

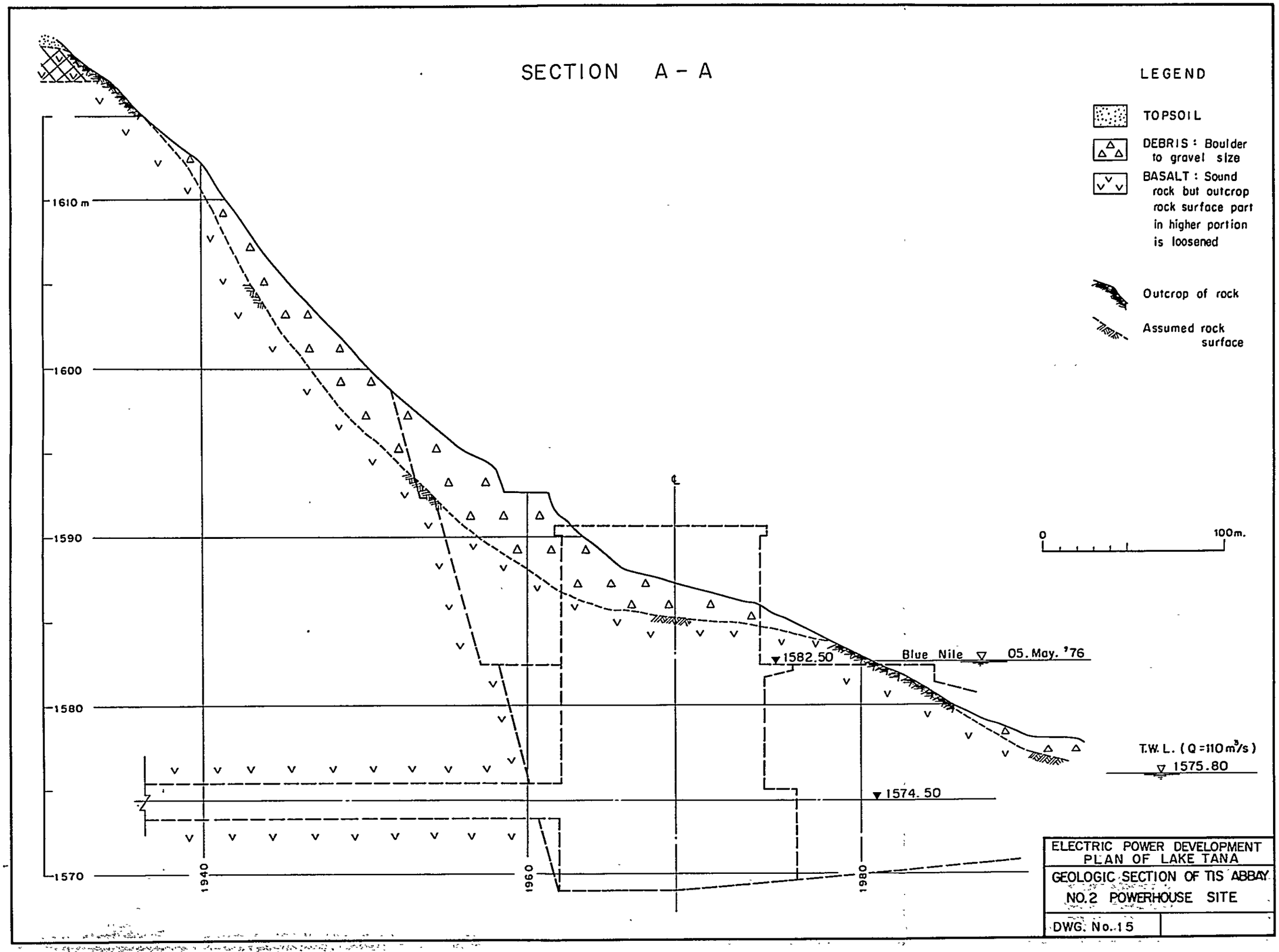
0 — 100m

ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA

GEOLOGIC PLAN AND LOG OF TEST PIT OF BORROW AREA

DWG. No.13 | MARCH 1977


3180
3160
3140
3120
3100
3080
3060
A
T-12
1618.74
Guard house
T-13
1620.24
1610
1605
1600
1595
1590
1580
1940
1960
1980
2000
T-7
1595.78
1608.15
T-16
1605.68
1620.30
Light post
1615
1610
1605
1599.30
1600
Underground cable channel to switchyard
Light post
Existing power station
Masonry wall
T-10
T-9
1583.53
Water surface
8 sept. 76
T-8
1578.92
River bank
ABBAY RIVER
(BLUE NILE)
Geologic sketch of cliff
(Coordinate; 1939N, 3211E
-outside of this geologic plan-)
Ground surface
(Shoulder of cliff)
2m Jointed, loosened and weathered rock.
1m Flow structure; Nealy horizontal, spacing 15 to 20cm.
1m~1.2m. Compact rock
0.5m~0.7m. Vesicle rock; Contact is nearly horizontal.
2m~2.5m Compact rock
1m Vesicle rock. Compact rock.
Foot of slope
0
20m
LEGEND
Topsoil;
Mainly silty clay with roots.
Debris and soil;
Debris – boulder to gravel size.
Basalt;
Composed of vesicle and compact facies, massive and sound in general.
Loosened rock.
Cracked rock.
Autoclastic zone
Spring;
30L/min Volume 30L per minute.
Large boulder.
50 70 Strike and dip of crack or joint.
A A Location of geologic profile. (See DWG.)
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA
GEOLOGIC PLAN OF TIS ABBAY NO.2. POWERSTATION SITE
DWG. No 14
MARCH 1977


SECTION A - A
LEGEND
TOPSOIL
DEBRIS : Boulder to gravel size
BASALT : Sound rock but outcrop rock surface part in higher portion is loosened
Outcrop of rock
Assumed rock surface
0
100m.
1610 m
1600
1590
1580
1570
1940
1960
1980
1582.50
Blue Nile
05. May. '76
1574.50
T.W.L. (Q=110m³/s)
1575.80
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT PLAN OF LAKE TANA
GEOLOGIC SECTION OF TIS ABBAY NO.2 POWERHOUSE SITE
DWG. No. 15