

チュニジア共和国

# 電力開発計画

昭和52年10月

国際協力事業団

JICA LIBRARY



1063751[0]

チュニジア共和国

# 電力開発計画

昭和52年10月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	'84. 3. 16	417
		64
登録No.	00420	MPN

## は し が き

日本政府はチュニジア共和国政府の要請にもとづき、同国で近年顕在化してきたピーク電力に対処する発電設備の新設計画に関連し、電力開発計画の調査を行なうこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、同国の電力事情を同国の社会経済開発計画に照らして、その重要性を考慮し、1977年2月8日より3月9日に至る30日間にわたって団長小池仁氏（EPDC International Ltd）をはじめとする6名の調査団を現地に派遣した。調査団はチュニジア共和国政府機関の協力を得て、現地調査を実施し、帰国後現地で収集した資料および現地踏査の結果を検討し、ここに報告書としてとりまとめたものである。

本報告書がチュニジア国の長期電力開発計画、ひいては同国の社会経済の発展に寄与し、同国と日本との経済交流、友好親善をさらに深めることが出来れば、まことに喜ばしいことである。

終りに、本調査の任にあられた団員各位の労をねぎらうとともに今回の調査にあたり協力を惜しまれなかったチュニジア政府関係者、調査団の直接の受入れ機関であった電力ガス公社（STEG）関係者、在チュニジア日本大使館各位、ならびに調査団派遣についてご支援いただいた外務省、通産省に対し衷心より感謝の意を表わすものである。

1977年10月

国際協力事業団

総裁 法 眼 晋 作

## 伝 達 状

国際協力事業団

総裁 法 眼 晋 作 殿

ここに提出するのは、チュニジア共和国の全土を対象とする長期電力開発計画と、この開発計画の中に組込まれ近年同国において顕在化してきたピーク電力に対処するKasseb 揚水発電計画に関する調査報告書であります。

調査団は、1977年2月9日より3月7日までの27日間、チュニジアにおいて同国の関係政府機関、特に電力・ガス公社(STEG)、企画庁(Ministere du Plan)等において資料および情報の収集を行なうと共に、Kasseb 揚水発電計画地点の現地踏査および関連需要地域の調査を実施いたしました。

調査の主要命題は同国で考えられているKasseb 揚水発電計画を電力系統の現状、電源開発計画および同国のエネルギー事情等を総合的に検討し、最適な電源開発計画の策定をとおして位置づけることにあります。

チュニジア国の電気事業は全国を供給地域とする電力ガス公社(STEG)が、独占的に電力供給を行っており、火力発電設備を主体とする発電所群は150 kV および90 kV 送電線によって連系系統を構成しています。電源開発計画の内容は既に発注済みの発電設備計画を除けば、1983年以降ベース供給力としての150 MW ユニットのスチーム火力と、ピーク供給力としてのKasseb 揚水発電計画350 MW (1期計画75 MW×2台、2期計画100 MW×2台)とを組合せ開発することが最適な電源開発計画であると考えます。

Kasseb 揚水発電計画については代替設備としてのガスタービンと比較する場合、便益/コスト比率であるB/Cは1.06 (割引率10%)であるとの結論を得ましたが社会経済分析で得られた2次便益を加えれば経済性はさらに向上します。Kasseb 揚水発電計画は火力発電設備が主力を占める電力系統内で運転予備力として、また負荷追従運転による規定周波数の維持、ガスタービン等の起動停止回数の低減による起動損失の減少、起動事故の減少、ベース火力ユニットの運転熱効率の向上等電力系統を運用する上での自由度、確実度が高くなるという副次的なメリットがあります。

なお現在、チュニジア国が推進しているOffshore 天然ガス開発プロジェクトとの関連において考慮すれば、Kasseb 揚水発電計画は天然ガスを燃料とするベース火力発電所の利用率を向上させ、すなわちガス・パイプラインの設備利用率を向上させるので天然ガス開発計画にとっても好ましいものであると考えられます。

チュニジア国の経済はこれまで既に4次に亘る“社会経済開発”が実施され急速な発展をたどり

つつあり、本年は第5次5カ年計画が発足する年にあたります。この経済発展を支える基盤として電力開発はこれまで常に最優先計画として遂行され今後も強力に実施されることが予定されており、今後における政府間の経済技術協力の一層の推進が期待される次第であります。

本報告書の提出にあたりチュニジア国で諸般のご協力を賜った同国の政府関係機関、在チュニジア日本大使館、通産省および外務省の各位に対し衷心より感謝の意を表します。

1977年10月

チュニジア共和国電力開発計画調査団

団長 小 池 仁

## 緒 言

### (調査の目的)

本調査は、チュニジア共和国政府の要請にもとづき、同国経済の発展に重要な役割りを果たす今後の電力開発計画の中で、近年特に急速な伸びを示しつつあるピーク電力需要に対処するため、かねてから構想され、検討されていた Kasseb 揚水発電計画の位置づけを行なうことを目的とするものであって、このため必要な需要想定、電源開発計画、Kasseb 揚水発電計画の概括的な経済評価、系統解析を行ない、今後行なわれるべき Kasseb 揚水発電計画のフィジビリティ・スタディのベースを確定せんとするものである。

### (調査団派遣までの経緯)

チュニジア共和国政府は現在第5次経済開発5年計画(1977～1981)に従って豊富な地下資源を基盤に工業化への途を目指している。この工業化に伴う旺盛な電力需要に対処するため同国の政府機関であるチュニジア電力ガス公社(STEG)は上記経済開発5ヶ年計画の一環として454 MWの電源開発計画を進めている。この第5次5ヶ年計画に引続き電力需要のピーク部分を分担する供給力の一つとして Kasseb 揚水発電計画の実現を STEG は考慮しており、このためのフィジビリティ調査を実施すべく諸準備を進めていた。そして1976年7月にチュニジア政府は本プロジェクトのフィジビリティ調査の実施要請を日本政府に行なった。

この要請は以下の事情が背景となっている。即ち近年急増しつつあるピーク電力に対処するためには、ガスタービン等の発電設備ではユニット台数が大巾に増え保守運転上の煩雑さが著しく増加すること、一方水力供給力が増加すれば電力システムの運用上の便利さがあり、深夜揚水電力をベース火力が供給すればベース火力の設備利用率が上昇するなど幾つかのメリットが考えられること、また揚水電力を供給するベース火力の燃料は Gabes 湾沖合で開発される天然ガスが予定されており、国産エネルギーの有効利用の側面もあること等である。

日本政府は上記の要請を受けて、既存の報告書の検討を行なったが、技術協力の第1段階として同国の電力開発計画の全貌を調査し、その中で Kasseb 揚水発電計画の占める位置づけを行なった後、その後に第2段階として Kasseb 揚水発電計画のフィジビリティ調査を実施してはどうかとの提案をチュニジア政府に行なった。この日本政府の提案が受け入れられ調査団の派遣がなされた。

### (調査団の調査日程)

調査団は1977年2月8日に出発し、3月9日に帰国するまでの30日間の日程で現地調査を実施したが、チュニジア国に滞在中の27日間のうち12日間は既設発送変電設備の調査、Kasseb 揚水発電計画地点の踏査、Sousse 火力発電所計画地点視察、および電力需要関連地域での実態調

査に費された。これらの現地踏査結果および東京における事前調査結果にもとづき残日数は主としてSTEGとのディスカッションに費された。

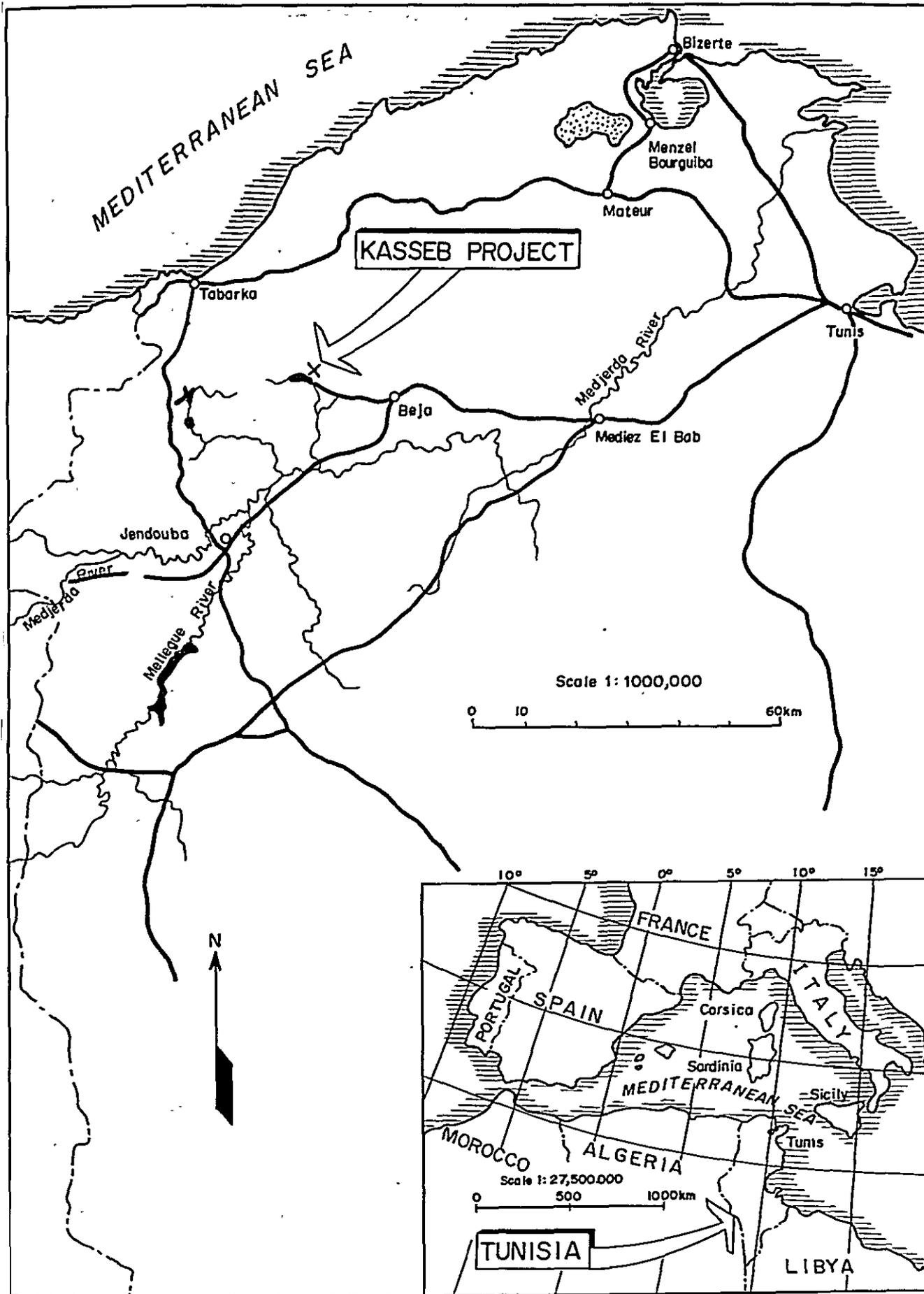
なお現地における詳細スケジュールは Appendix A-5 に示されている。

(調査団の構成)

調査団はEPDCインターナショナル、通産省および国際協力事業団から次のメンバーで構成された。その専門および担当職務は次のとおりである。

団長：小池 仁	電気技師	EPDC International Ltd
団員：井上市郎	施設計画	通産省
団員：小林哲郎	電力経済	EPDC International Ltd
団員：苔米地辰夫	系統計画	”
団員：加賀美 浩	需給計画	”
団員：蝦田 佑一	業務調整	国際協力事業団

# KEY MAP OF KASSEB PROJECT



# チュニジア共和国電力開発計画報告書目次

はしがき

伝達状

緒言

(調査の目的)

(調査団派遣までの経緯)

(調査団の調査日程)

(調査団の構成)

## 第1章 結論および勧告

1.1 結論	1-1
1.1.1 経済開発の背景と発展の見通し	1-1
1.1.2 電力需要想定	1-1
1.1.3 長期電力開発計画	1-3
1.1.4 電力需給バランス	1-5
1.1.5 電力開発計画における検討事項	1-5
1.1.6 Kasseb 揚水発電計画	1-5
1.1.7 Kasseb 揚水発電計画の経済評価	1-8
1.1.8 Kasseb 揚水発電所の予備設計	1-9
1.2 勧告	1-11
1.2.1 Kasseb 揚水発電計画の必要性	1-11
1.2.2 既設 Kasseb 貯水池の利用水深についての提案	1-12
1.2.3 150 MW スチーム・ユニット "X" の建設時期について	1-13
1.2.4 Kasseb 揚水発電計画と次期調査の必要性	1-14

## 第2章 経済的背景

2.1 国土および自然条件	2-1
2.1.1 北部地方	2-1
2.1.2 南部地方	2-1
2.1.3 気温および雨量	2-1
2.2 人口および主要都市	2-1
2.2.1 人口および増加率	2-1

2.2.2	主要都市	2-2
2.3	エネルギー資源	2-2
2.3.1	水力資源	2-2
2.3.2	石油資源	2-3
2.3.3	天然ガス	2-3
2.4	国民経済	2-4
2.4.1	GNP成長率と産業構造	2-4
2.4.2	第5次5ヶ年計画の生産目標と所要投資額	2-6
2.4.3	国際収支	2-7

### 第3章 電気事業の現状

3.1	電力会社	3-1
3.1.1	現 状	3-1
3.1.2	STEGの業務と組織	3-2
3.1.3	STEGの現状と5ヶ年計画	3-2
3.2	発送変電設備の現状	3-5
3.2.1	発電設備	3-5
3.2.2	送電設備	3-12
3.2.3	変電設備	3-16

### 第4章 電力需要想定

4.1	基本条件	4-1
4.1.1	資料および情報	4-1
4.1.2	想定の基本条件	4-2
4.2	マクロ手法による想定	4-2
4.2.1	想定の手法	4-2
4.2.2	想定結果	4-8
4.3	積上方式による想定	4-10
4.3.1	想定の手法	4-10
4.3.2	想定の結果	4-18
4.4	マクロ手法による想定結果と積上方式による想定結果の比較	4-19
4.5	変電所別電力需要想定	4-20

### 第5章 電力開発計画と Kasseb 揚水計画

5.1 開発計画の基本的な考え方 .....	5-1
5.1.1 基本的な考え方 .....	5-1
5.1.2 開発計画の組合せと経済評価の範囲 .....	5-3
5.1.3 開発計画策定のための前提条件 .....	5-5
5.2 最適な電力開発計画 .....	5-7
5.2.1 最適な電力開発計画と供給力構成比率の年次別推移 .....	5-7
5.2.2 最適計画の策定にあたっての考察 .....	5-9
5.3 電力需給バランス .....	5-15
5.4 電力システムの制御運転システムの近代化 .....	5-17

## 第6章 Kasseb 揚水発電計画の予備検討結果

6.1 既存調査および報告書 .....	6-1
6.1.1 計画地域の概況 .....	6-1
6.1.2 既存調査の概要 .....	6-1
6.2 Kasseb 揚水発電計画の予備検討 .....	6-2
6.2.1 揚水発電の特徴 .....	6-2
6.2.2 揚水発電の年間運転状況の予測 .....	6-4
6.2.3 発電電動機台数の選定 .....	6-8
6.3 予備設計の概要 .....	6-15
6.3.1 発電所土木構造物 .....	6-20
6.3.2 発電所電気設備 .....	6-22
6.4 概算工事費および工事工程 .....	6-31
6.4.1 概算工事費 .....	6-31
6.4.2 工事工程および年度別所要資金 .....	6-33

## 第7章 Kasseb 揚水発電計画の経済性に関する概括見通し

7.1 基本的考察 .....	7-1
7.1.1 総論 .....	7-1
7.1.2 分析の方法および目的 .....	7-1
7.2 Kasseb 揚水発電計画の総費用 .....	7-2
7.2.1 建設工事費 .....	7-3
7.2.2 運転維持費 .....	7-3
7.2.3 揚水用燃料費 .....	7-5
7.2.4 設備更新費 .....	7-8

7.3	代案ガスタービン計画の総費用	7-8
7.3.1	建設工事費	7-8
7.3.2	運転維持費	7-10
7.3.3	燃料費	7-11
7.3.4	設備更新費	7-12
7.4	便益・費用比率および経済的内部収益率	7-13
7.4.1	便益・費用比率	7-13
7.4.2	経済的内部収益率	7-13
7.5	社会経済効果の分析	7-14
7.5.1	全体的消費水準の向上目的	7-14
7.5.2	地域的所得再配分目的	7-21
7.6	結論	7-22

## 第8章 電力系統解析

8.1	Kasseb 揚水発電所の発生電力の送電方法	8-1
8.1.1	送電電圧と回線数	8-1
8.1.2	受電変電所	8-1
8.1.3	150 MW スチーム火力ユニットの立地	8-2
8.1.4	検討パターン	8-3
8.2	送電方法の検討結果	8-3
8.2.1	受電変電所	8-4
8.2.2	150 MW スチーム火力ユニットの立地	8-5
8.2.3	結論	8-5
8.3	電力汐流と電圧調整	8-8
8.3.1	電力汐流	8-8
8.3.2	電圧調整	8-9
8.4	過渡安定度	8-11
8.4.1	計算条件	8-11
8.4.2	受電変電所	8-13
8.4.3	150 MW スチーム火力ユニットを1ヶ所に集中配置させた場合と 分散配置した場合	8-13
8.4.4	150 MW スチーム火力ユニットの安定度	8-14
8.4.5	結論	8-15

8.5	短絡容量 .....	8-17
第9章 Kasseb 揚水発電計画実現のために今後実施すべき調査項目		
9.1	フィジビリティ調査開始前にSTEGによって行なわれるべき調査 .....	9-1
9.2	フィジビリティ調査で特に留意すべき調査項目 .....	9-1

#### APPENDIX

A-1	Gabes 湾沖合の天然ガス開発計画と天然ガスの単価 .....	A-1
A-2	Kasseb 揚水発電計画に使用される下池貯留水の分析項目および結果 .....	A-5
A-3	電力汐流図および安定度 .....	A-6
A-4	既設Kasseb 貯水池の流量, 雨量, 上水道, 発電使用水量実績データー .....	A-41
A-5	調査団の現地調査日程 .....	A-43
A-6	報告書作成のために使用された主な資料リスト .....	A-47

## 第1章 結論および勧告

# 目 次

## 第 1 章 結論および勧告

1.1 結 論 .....	1-1
1.1.1 経済開発の背景と発展の見通し .....	1-1
1.1.2 電力需要想定 .....	1-1
1.1.3 長期電力開発計画 .....	1-3
1.1.4 電力需給バランス .....	1-5
1.1.5 電力開発計画における検討事項 .....	1-5
1.1.6 Kasseb 揚水発電計画 .....	1-5
1.1.7 Kasseb 揚水発電計画の経済評価 .....	1-8
1.1.8 Kasseb 揚水発電所の予備設計 .....	1-9
1.2 勧 告 .....	1-11
1.2.1 Kasseb 揚水発電計画の必要性 .....	1-11
1.2.2 既設 Kasseb 貯水池の利用水深についての提案 .....	1-12
1.2.3 150 MW スチームユニット 'X、の建設時期について .....	1-13
1.2.4 Kasseb 揚水発電計画と次期調査の必要性 .....	1-14

## 第1章 結論および勧告

### 1.1. 結 論

#### 1.1.1. 経済開発の背景と発展の見通し

人口5.6百万人、国土面積167,000km<sup>2</sup>のチュニジア共和国は、1956年の独立以来、既に4次に亘る“社会経済開発計画”を遂行し、着実な経済発展を続けてきており、1976年度の1人当たりGNPは222 Dinars (US\$ 517)で、アフリカ諸国中では最も高位に位する国の一つである。

年率7.5%のGNP成長率達成を目標とする「第5次計画」では、総額4,200百万Dinarsの投資額の7%を生産部門に投入することによって諸産業と関連サービス部門の振興を計らんとしているが、このうち特に、製造工業部門とエネルギー部門に対して重点的投資が予定されている。

この国のエネルギー資源は、石油、天然ガス等の炭化水素系の資源が豊富で、特に、「第5次計画」において1981年より採取を予定されているOffshore天然ガスは可採量500～800億m<sup>3</sup>と推定されており、これが、将来におけるガス化学工業発展のベースを提供すると共に、火力発電を主体とする電気事業にとって、長期燃料確保の見通しを明るくしている。

「第5次計画」の成否如何は、総所要資金のうち約28.5% (1,196百万Dinars)を占める外国借款、外資導入が円滑に行くか否かに大きく依存することは言う迄もない。併しながら、独立以来、非同盟中立主義を国是とし、EC諸国、アラブ圏、マグレブ圏、アフリカ圏諸国をはじめ、日本その他の自由主義諸国、共産圏諸国とも、等しく“開発のための協力、を基調とする外国関係を堅持しているチュニジア国の社会経済は時に世界の景気動向に左右されることはあっても、長期的には、豊かな国内資源と行届いた教育レベルを背景として、所期の目標に近接しつつ発展を続けるものと期待される。

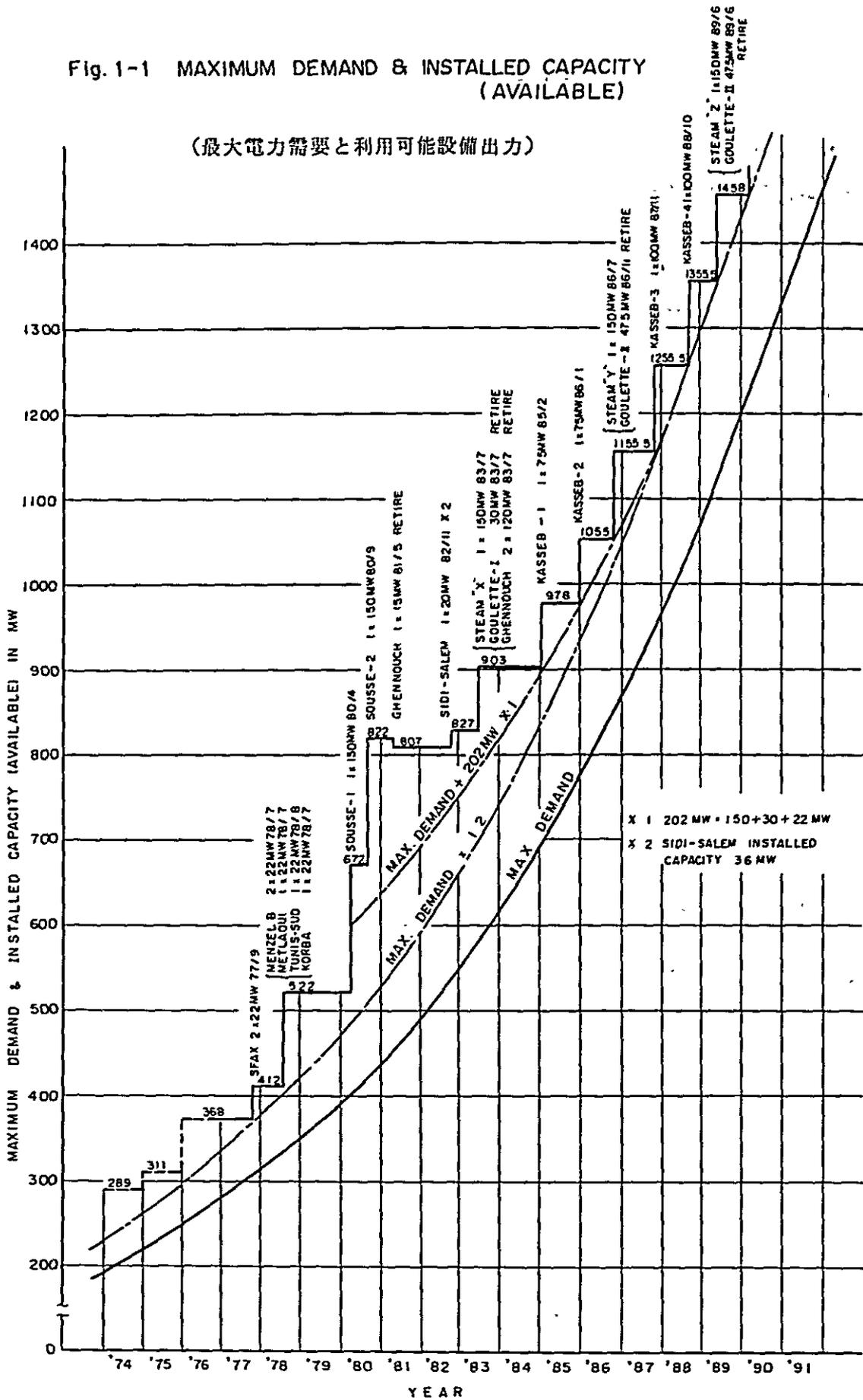
#### 1.1.2. 電力需要想定

高圧需要と低圧需要に分け、高圧需要についてはSTEGの現行5ヶ年計画において採用されている伸び率および1976年までの実績伸び率を勘案して算定し、低圧需要については電化率を1990年時点で85%と推定し、これも実績伸び率および現行5ヶ年計画の採用値を参酌して需要予測を行なった。

また、GNPと電力消費との間の一般的な相関々係資料を基として、チュニジア国の推定GNPより上記の電力需要算定値をチェックし、その妥当性を検討した。その結果、1990年までの電力需要として次の予測値が得られた (Fig 1-1 参照)。

Fig. 1-1 MAXIMUM DEMAND & INSTALLED CAPACITY (AVAILABLE)

(最大電力需要と利用可能設備出力)



	実 績 1976	想 定			
		1980	1985	1990	伸び率 (%)
年間発電量 (GWh)	1,350	2,230	3,940	6,760	11.3
最大電力 (MW)	280	445	775	1,330	11.0
年負荷率 (%)	55.0	57.2	58.0	58.0	

(注) STEG電力系統の需要だけで、自家発は含まれない。

### 1.1.3 長期電力開発計画

#### (1) 予備力の考え方

供給予備力に関する STEG の基準は次の通りである。

(a) 最大容量のユニット + 2番目に大きいユニット + 3番目に大きいユニット

$$150 \text{ MW} + 30 \text{ MW} + 22 \text{ MW}$$

の同時停止を考えて合計 202 MW

(b) ピーク需要の 20%

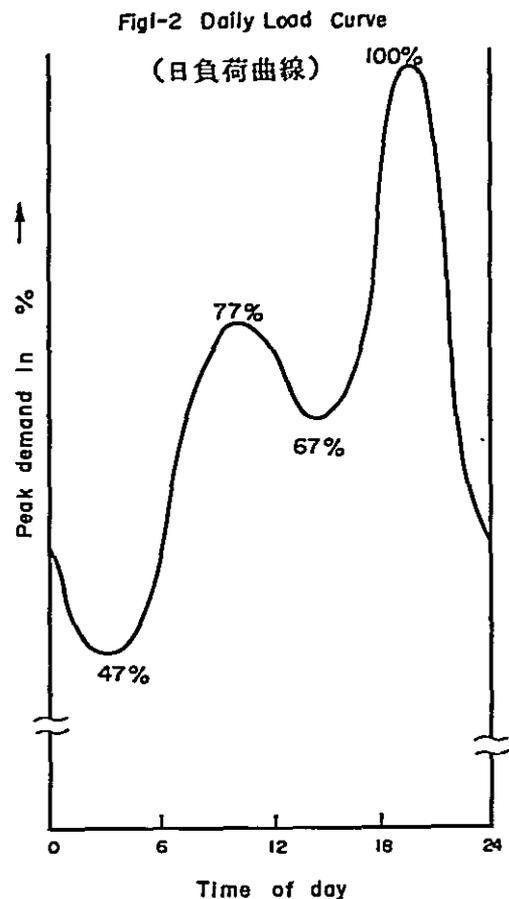
上記の(a), (b)のうち、大きい方の値を計画時点での予備力とする。

この考え方を適用すると、1980～1987年間の予備力は(a)により 202 MW を必要とし、それ以降は(b)が適用されることとなる。

この予備力の妥当性を検討するため火力機事故率を適正に仮定して供給支障を起す確率の計算を行なった。その結果、供給支障の確率は 0.0185 (年間 6.7 日) と推定され、この値は寧ろ一般電気事業において目途とする値より可成り悪いことが分った。とは言え、これ以上の予備力基準を新たに設定することも経済上問題があるので、我々はこの STEG の基準を採用することとした。

#### (2) 日負荷曲線

日負荷曲線については、現在の系統におけるものから推定された STEG 提供のものを採用し、この負荷曲線の形状は我々の study の対象期間中、殆ど変化しないものと推定した。当該負荷曲線の形状は Fig 1-2 に示す通りである。



(3) 既設発電所の休廃止計画

既設スチーム火力発電所は耐用年数22年、既設ガスタービン発電所は施設の現状から考えて11年で廃止されるものとして休廃止計画を立案した。

(4) 供給力の策定（長期開発計画）

1982年に運転開始予定のSidi Salem水力発電所まではSTEGの現行5ヶ年計画で開発計画が決定されている。従って、我々の開発計画の検討はそれ以降が対象となる。検討結果を要約すると次の通りである。

- 1983年に新規供給力の投入が必要となる。

この供給力の性格は、1.1.5(1)項に示す検討により、ベース負荷を担当することが必要で、スチーム火力を新設することとした。

　　X、火力発電所：150 MW

- 1985、1986年で更に新規供給力を投入する。

この時点では、ピーク供給力が必要となり、ここでKasseb揚水発電所を投入する。当該発電所のユニット容量の決定については1.1.5(2)項に述べる通りである。

　　Kasseb揚水発電所 1期：75 MW × 2

運開時期としては、1985年に1台、1986年で更に1台というように需給バランス上の観点から設定することも考えられるが、建設工事の経済性を勘案して、2号機は1号機よりも6ヶ月おくれで建設する方が現実的有利であり、この場合、2台共1985年の同年度に運転開始を予定する。なお、第6章の工事工程および年度別工事費も1975年に2台運転開始ということで算定されている。

- 1986年末に新規ベース供給力を必要とする。

　　Y、火力発電所：150 MW

- 1987、1988年に再びピーク供給力の投入を必要とする。

　　Kasseb揚水発電所 2期：100 MW × 2

- 1989年にベース供給力の投入が計画されなければならない。

　　Z、火力発電所：150 MW

以上の新規供給力投入の状況は前掲Fig 1-1に示す通りである。

## 1.1.4 電力供給バランス

需要増加の状況とそれに伴う所要供給力の投入状況は Fig 1-1 に示す通りであるが、各年次における供給設備の電力需要に対する割合の実態を示したものが Fig 1-3 の④曲線である。

また、同図に各時点毎のベース供給力、ピーク供給力の最大需要値に対する比率が示され、S T E Gの負荷曲線に相応しいベース供給力、ピーク供給力が各時点において概ね確保されていることが判る。

(注) S T E Gの日負荷曲線 (Fig 1-2) から要請されるベースおよびピーク供給力比率の適正範囲、

ベース供給力…… max 80%, min 60%

ピーク供給力…… max 60%, min 40%

### 1.1.5 電力開発計画における検討事項

#### (1) 1983年時点で投入すべきベース供給力の性格

下記の検討を行なった結果、1983年時点でスチーム火力150MWを投入すべきことが結論づけられた。

(a) この時点でS T E Gが保有しているベース供給力の比率が過小である。

(b) ベース供給力としては、スチーム火力の方がガスタービンに比較して大幅に高効率である。

(c) 1983年にガスタービンを新設し当面ベース運転を行なわせておき、1985年にスチーム火力が新設された後は、前記ガスタービンを本来の性格であるピーク負荷供給用に変更すると云う特殊な案 (この場合はKasseb揚水発電所は建設しない) もあるが、この案についても経済性を検討した結果、本案に比し有利ではなかった。

(d) 後年に揚水発電所の実現を企図する場合には、その揚水用電力供給の面から、高能率のスチーム火力発電所を事前に建設しておく必要がある。

#### (2) 1985年時点で投入すべきKasseb揚水発電所の単機容量

揚水起動時の急激な負荷増に際して生ずる系統周波数の変動を $\pm 0.5\text{Hz}$ 以内に抑えることを条件として、Kasseb揚水発電所のユニット容量を検討した結果、1985年時点では75MWは許容出来ることが確認された。

### 1.1.6 Kasseb揚水発電所計画

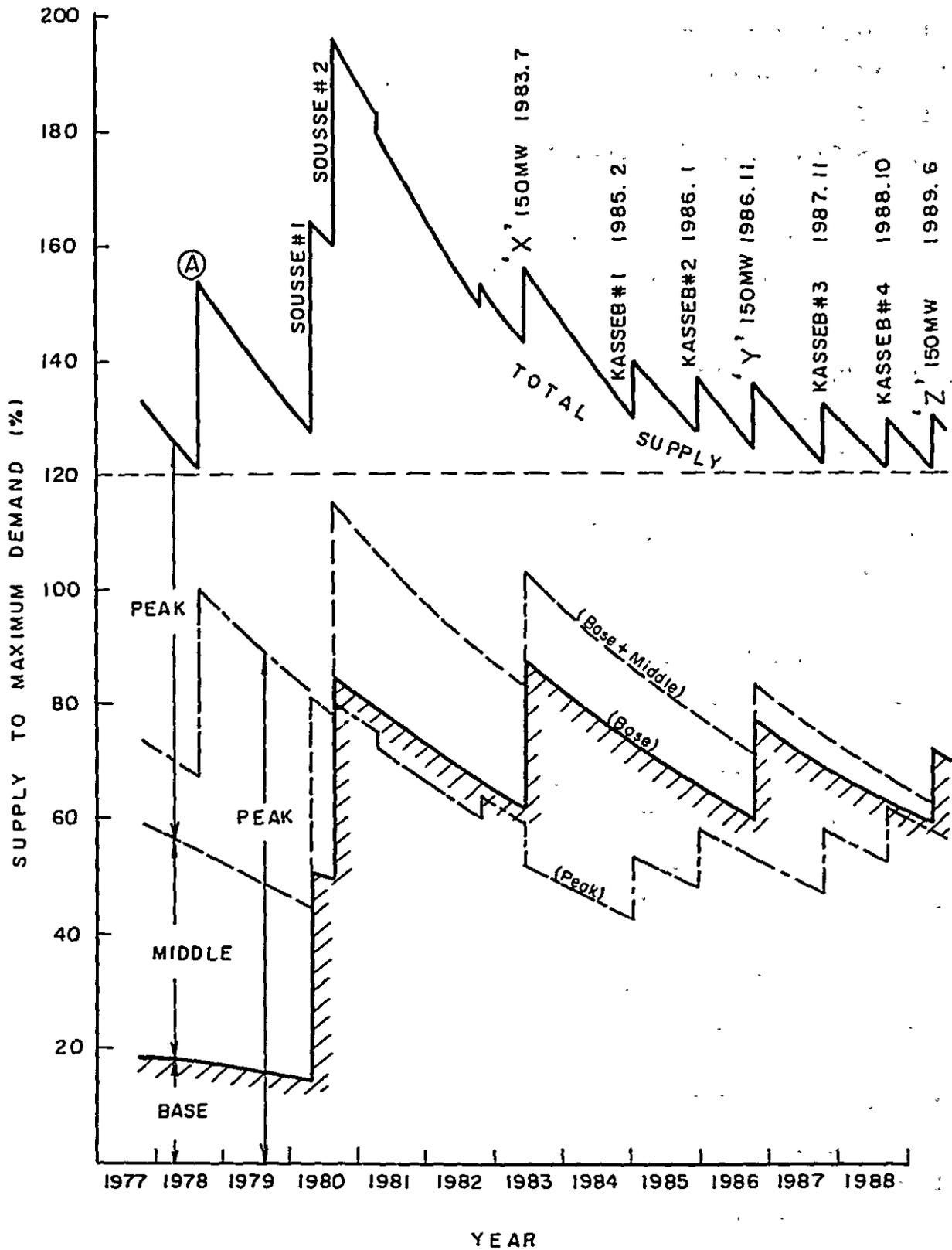
(日間純揚水発電所として計画する)

#### (1) 発電所出力

経済性の観点から、可能な限り大きな出力としたいが、下記の2通りの条件から発電所設備出力は350MWと決定された。

Fig. 1-3 RATIO OF BASE, MIDDLE & PEAK SUPPLY CAPABILITY

(ベース, 中間およびピーク可能供給力)



- 予定される上池について、ダム地点は固定され、然も；地形上、H W Lが或る限度以内（EL 430m）に設定せざるを得ないため、その貯水容量は  $4.5 \times 10^6$  m<sup>3</sup> 程度に限定される。
- Kasseb 揚水発電所に要求されるピーク負荷への供給継続時間は次項記載の通り、3.3時間程度と考えられるが、多少の余裕を見込んで、これを4時間と設定した。

(2) 有効落差

有効落差は次のように計画した。

水位	上池	下池
満水位	EL 430m	EL 290m
最低水位	EL 410m	EL 280m
最高静落差	: 150m	
最低静落差	: 120m	
基準静落差	: 135m	

基準有効落差として129mを設定した。

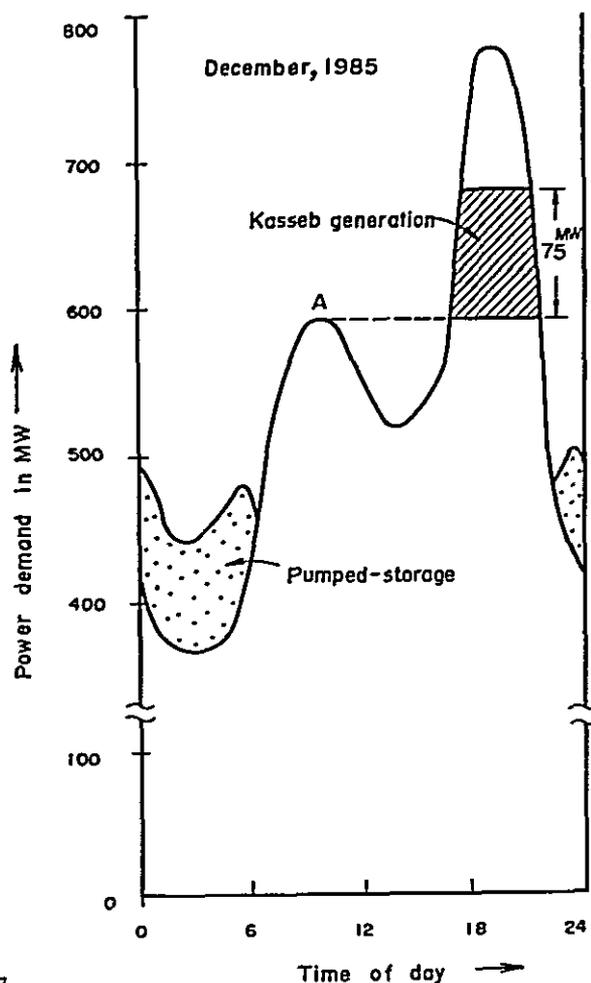
(3) 段階的開発

350 MWのピーク供給力は一挙には必要ではないので、総設備出力350 MWの開発を2期に分け、1期計画では57 MW×2台を1985年に投入し、次にベース供給力が拡充された後、2期計画で100 MW×2台を1期計画に約2年おくらせて運転開始するような段階的開発を策定した。

(4) 予想される運用形態

一般に、揚水式発電所の実際運用の形態は種々であって、一定の形態を予測することは困難だが、本調査報告書では、Kasseb 揚水発電所の稼働は次図のようなピーク部分を供給するものと仮定した。つまり、発電は点灯時ピーク部分のみに限定し、A点より上部のピーク負荷を原則的には全設備出力で供給するものと考えた。

これを基準として、各年次の揚水発電電力量が算定されている。なお、揚水用電力並びに電力量も検討され、各年次とも不足することはない。この稼働形態ではKasseb 発電所完成時のピーク継続時間は3.3時間である。



### 1.1.7 Kasseb 揚水発電計画の経済評価

#### (1) 便益・費用比率および経済的内部収益率

ピーク供給力としてKasseb揚水発電計画を実施しないとすれば、これに代って、ガスタービン発電所の建設が必要となる。従って、ガスタービン計画をKasseb計画の便益と考え、Kasseb発電所の全耐用期間（50年）に亘る両計画の総費用を以って経済比較を行なった。その結果、便益-費用比率B/Cは、割引率6%の場合は1.29、割引率10%の場合は1.06、割引率12%の場合は0.96となり、経済的内部収益率（便益と費用の均衡点）は11.8%と算定された。これについて、チュニジア国では、プロジェクトの経済性評価の際に適用すべきsocial rate of discountを年率10%としているので、上記経済的内部収益率との関連において、Kasseb計画は十分に経済的妥当性があると云える（Table 1-1参照）。

#### (2) 国民経済的効果

プロジェクトの経済評価は、単なる便益・費用比率の面からだけでなく、当該プロジェクトが国民経済全般に及ぼす波及効果の面からも検討しなければ充分でない。この場合、Kasseb計画では、建設資金のうち内貨部分の占める割合が大きく（約44%）、この内貨部分の一部はLocal contractorsや資材供給業者その他によるSavingとなり、これがKasseb計画による直接収益の中から得られるSTEGの純収益と共に国内経済に作用し、無限の再投資サイクルを通じて将来の国民所得形成に多大の効果をもたらすこととなる。本調査報告書では一手法によって、この副次的誘発効果が算出されているが、これによれば、割引率10%とした場合にもたらされる累積支出国民所得（aggregate consumption）の現在価値換算額は約14590.00 Dinarsと推定され、これはKasseb計画総費用現価の約32%に相当する。これに対して、代案ガスタービン計画の場合には、外貨部分が極めて大きく（約90%）、資金の大部分は国外に流出するだけであって、上記波及効果は殆ど期待出来ない。以上により、国民経済的効果の観点から見た場合には、Kasseb計画はガスタービン計画とは比較にならない多大の効果をもたらすこととなる。

#### (3) その他の経済効果

以上のほか、1.2.1項および1.2.2項で後述するように、Kasseb計画は、代案ガスタービン計画に比較して、起動の迅速性その他、設備運用面で種々のメリットがある上に、巨額の資金を投入して建設される将来のOffshore天然ガス・パイプ・ラインの設備負荷率の向上に多大の効果をもたらすものである。

Table 1-1 Kasseb 計画経済評価の概要

項 目	ガスタービス計画案(B)	Kasseb計画(C)
設備出力	380 MW	350 MW
運開時期及び出力	82 MW 1985. 2月	75 MW 1985. 2月
	" 1985. 8月	" 1985. 8月
	108 MW 1987.11月	100 MW 1987.11月
	" 1988. 5月	" 1988. 5月
発電設備工事費	38,000,000 Dinars	44,966,000 Dinars
送変電設備	変電所 103MVA 1985. 2月	送電線
	" 1985. 8月	Kasseb~M' Nihla 1985. 2
	135MVA 1987.11月	Kasseb~Tajerouine 1987.11
	" 1988. 5月	
送変電設備工事費	5,260,000 Dinars	3,510,000 Dinars
総建設費 (その他施設, 管理費等含む)	47,500,000 Dinars	54,823,000 Dinars
運転維持費	1,101,000 Dinars /年	567,000 Dinars /年
燃料単価	3.25 Dinars/TEP	2.25 Dinars/TEP
Kwh 当り燃料費	1.02 Dinars/Kwh	5.2 Dinars/Kwh
年間燃料費	3,653,000 Dinars /年	2,699,000 Dinars /年
設備更新年限	ガスタービン 15年 変電所 30年	土木設備 50年 電気機器 30年
総費用 (運開後50年間)	405,434,000 Dinars	218,578,000 Dinars
現在価値換算額(割引率10%)	48,462,000 Dinars	45,723,000 Dinars

B/C=1.06

## 1.1.8 Kasseb揚水発電所の予備設計

下池として既設Kassebダムを使用し、この貯水池の左岸に近接する山地に広がる盆地に揚水して、これを上池として利用する日間揚水式発電所として設計する。

但し、本設計は当然次回のフィージビリティ調査団が実施することとなるので、今回は既調査のTECSULT Internationalの報告書と大幅に異なる発電所機器関係を主として概略の予備設計を行ない、工事費を算定したものである。発電所の主要諸元は以下の通りである。

Name of river: Kasseb  
Max. available water: 321.4 m<sup>3</sup>/sec

<b>Gross head</b>	
Maximum:	150 m
Minimum:	120 m
Normal:	135 m
<b>Power station capacity</b>	
First stage:	75 MW x 2 units
Second stage:	100 MW x 2 units
<b>Upper reservoir</b>	
High water level:	EL. 430.00 m
Low water level:	EL. 410.00 m
Available drawdown:	20.00 m
Impoundment area:	1.3 km <sup>2</sup>
Total storage capacity:	5.1 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Effective storage capacity:	4.5 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>Lower reservoir (existing Kasseb Dam)</b>	
High water level:	EL. 290.00 m
Low water level:	EL. 280.00 m
Available drawdown:	10.00 m
Effective storage capacity:	34 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>Headrace tunnels</b>	Circular section, pressure type
Inside diameter x Length:	5.8 m $\phi$ x 1,110 m (No. 1 & No. 2 Gen)
	6.7 m $\phi$ x 1,270 m (No. 3 & No. 4 Gen)
<b>Surge tank</b>	
Main chamber	
Inside diameter:	8.00 m $\phi$
Height:	81.00 m
Water chamber:	7.0 m $\phi$ x 50 m
<b>Penstocks:</b>	850 m (No. 1 & No. 2 Gen)
	770 m (No. 3 & No. 4 Gen)
<b>Main generating equipment</b>	
Pump-turbine:	Francis, single-stage, reversible pump-turbine
Number of units:	2 units (No. 1 & No. 2)
	2 units (No. 3 & No. 4)
Output (turbine):	77,400 kW, 103,400 kW (No. 3 & No. 4)
(pump):	83,000 kW, 111,000 kW (No. 3 & No. 4)
Speed:	214 rpm, 188 rpm (No. 3 & No. 4)
Generator-moter	3-phase, AC, synchronous generator-moter
Number of units:	2 units (No. 1 & No. 2)
	2 units (No. 3 & No. 4)
Output:	84,700 kVA, 113,300 kVA (No. 3 & No. 4)
Voltage:	13,200 volt
Frequency:	50 Hz
<b>Main transformer:</b>	3-phase, FOA, outdoor type, with on load tap changer
Number of units:	2 units (No. 1 & No. 2)
	2 units (No. 3 & No. 4)
Capacity:	84,700 kVA, 113,300 kVA (No. 3, & No. 4)
Voltage:	225 kV/13.2 kV
Frequency:	50 Hz
Connection:	$\lambda - \Delta$

### 1.1.9 電力系統解析

主として Kasseb 揚水発電所の発生電力の輸送方法を選定するため、1985、1986、1988年の3断面について系統解析を行ない、電力汐流の分布、電力損失、所要無効電力設備、各所電圧の検討を行なった。その結果は次の通りである。

- Kasseb 発電所からの送電方法としては、次の2案が考えられる。

A案：Kasseb より M' Nihla, Tajerouine 変電所に各 1 cct ずつ引出す案

B案：Kasseb より M' Nihla 変電所に 2 cct で接続する案

上記のうち、A案の方が電力損失、安定度、調相設備等あらゆる面で明らかに有利であり、この送電方法が採用されるべきである。

- 150 MW の `X、および `Y、火力の立地点については、次の2つの案について検討された。

1案：Sousse に集中する案

2案：Tunis 付近に設置する案

この結果には、大きな差異はないが、2案の方が電力損失で 5 MW、所要無効電力設備で 50 MVA 程度有利であり、将来増強される `X、`Y、の 150 MW 火力ユニットは Tunis 付近に設備する方が系統構成上は好ましいと云える。併しながら、これら火力の立地は単に系統構成の面からのみでなく、建設用地の準備状況、燃料としての天然ガス・パイプライン施設との関連も考慮して総合的に検討し、決定されるべきもので、別途詳細な検討が必要である。今回の調査報告書では、この問題の解決は範囲外と考える。

## 1.2 勸告

### 1.2.1 Kasseb 揚水発電計画の必要性

#### (1) 電力系統の運用面からみた必要性

既に述べた如く Kasseb 揚水発電計画については、技術的経済的なフィジビリティは立証された。しかし Kasseb 揚水発電計画の検討にあたっては、揚水発電計画が有する次のような系統運用上のメリットにも留意し今後の検討を進めるべきである。すなわち電力需要の大部分を火力発電設備で賄うことは電力系統を運用するうえでの自由度確実度にかかなりの制約があり Kasseb 揚水発電計画の実現をとおしてこれらをカバーすべきである。

- i) 揚水発電は起動ならびに出力増加速度が早いので事故又は需要の急変時に需給を維持する運転予備力として極めて有効である。
- ii) 負荷追随運転が容易で規定周波数の保持が容易となる。
- iii) ガスタービン、ミドル火力の起動停止回数の軽減が可能となり起動損失の減少、又起動事故の減少が考えられる。
- iv) ベース火力より揚水電力を受電することにより、ベース火力の高効率運転が可能となる。
- v) 系統電圧を維持するための無効電力供給設備としての役割を分担することが可能である。

## (2) 天然ガス開発プロジェクトとの関連

現在チュニジア国最大の国家プロジェクトとして計画されている Offshore 天然ガス開発プロジェクトに対しては、Kasseb 揚水発電計画は極めて好ましい影響を与えられられる。

天然ガスプロジェクトのフィジビリティはガスの大量、恒常的な需要が早急に出現するかどうかに依存するところ大きいと考えられるが、その意味で、ガスの最大の需要先であるベース火力発電所へのこのガスの供給方法を早急に立案すべきであり、またその負荷率を向上する努力を行なうべきものとする。

(天然ガス開発プロジェクトの当面の供給目標年産 15 億  $m^3$  の内、10 億  $m^3$  が 1983 年迄に S T E G が保有するであろう 150 MW 3 台のスチーム火力により使用されると推定される。揚水発電所の出現はこれらベース火力の負荷率を向上し、供給されるガス燃料のユニットコストを低減する効果がある。)

また、揚水用電力のためのガス供給はベース火力の深夜の軽負荷時にその火力 P S の設備出力の範囲で行なわれるので何らのガス供給施設の増強を伴わない。

一方、多数箇所に設置される小容量のピーク供給力用のガスタービン発電所へこのガスを使用することは一般には得策ではない。その理由は次の通りである。

- 小容量の多数箇所への亘長の長い分岐配管施設が必要となり経済的ではない。
- ピーク電源としてのガスタービンは 1 回の内数時間のみ稼働であり上記配管施設の利用率が悪い。
- ガス使用量に大きなピークオフピークが現われることは長大な Offshore の主幹パイプライン施設も、そのピーク時のガス輸送量で設計せざるを得ぬことを意味し、大きな経済的デメリットとなる。

上に述べた通り、もし Kasseb 揚水発電計画に代るガスタービン設備群を建設し燃料にガスを使用するものとするれば、天然ガスプロジェクト側に数々の不利を負担させることとなり、この面からも Kasseb 揚水発電計画を推進することが得策と考えられる。

### 1.2.2 既設 Kasseb 貯水池の利用水深についての提案

揚水発電所の下池を構成する既設 Kasseb 貯水池は現在チュニスへの飲料水供給を主目的として運用されており、その利用水深は H W L 290.00 m と L W L 268.00 m 間の 2200 m とされているが、調査団は、今回この貯水池を揚水発電所の下池として利用するに当り、発電所建設の立場から利用水深に若干の制約を行なうことができないかどうかを検討した。

検討の結果、L W L を E L 280.00 m とし、すなわち H W L と L W L との間の利用水深を 1000 m に制限することは、次のような理由によりほぼ可能であるとし Kasseb 揚水発電所の予備設計を進めた。

- Kasseb 貯水池は建設以来、湛水のための初年度を除き、常に高水位で運転され、水位が

EL 280.00 m以下に下った実績はない。

- ・チュニス市への水道需要として導水管の容量限度である 1.20 m<sup>3</sup>/secを常時送水すると仮定し、過去6ヶ年（1970～1975年）の流入実績より水位変化を計算したが、渇水年においても、この範囲の調整容量をもてば既設Kasseb貯水池の運用上の不都合はないことが分った。
- ・1982年にはMedjerda川本流に大容量のSidi Salemダム（有効貯水量900×10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>）が完成し、貯水された水は灌漑、発電、および飲料水にも利用される。この結果はKasseb貯水池の水道用水用としての重要性は緩和されると期待して良いであろう。

一方、このような利用水深の制限は、Kasseb揚水発電計画にとって次のような便益をもたらす。

- ・発電所は地下式とする必要がなく発電所へのアクセス・トンネルが不要となる。
- ・放水路の建設が容易となる。
- ・発電所建設のために、Kasseb貯水池の大巾な水位低下を行なう必要がなくなり著しく工事が容易となる。
- ・揚水、放水のためKasseb貯水池の貯留水が攪拌される問題は緩和される。

以上の如く調査団はKasseb貯水池のLWLをEL 280.00 mに設定し予備設計を進めたが、本質的には当然Kasseb貯水池の運用管理者であるチュニス上水道当局とSTEGとの協議によって決定されるべき問題であり、別途さらに詳細な検討を行なう必要がある。

しかし、この問題はKasseb揚水発電計画にもたらす建設費の低減、工事上の容易さを考慮すると可能な限りこの提案が推進されることを期待する。

### 1.2.3 150MWスチームユニット`X、の建設時期について

1985年にはKasseb揚水発電計画の第一期工事が完成するが、予想される需要の大きさからみて、この時点にはベース火力150MWユニットが3台運転状態でないと揚水に必要な電力が不足する。一方電力需給バランス上は1983年7月には新規供給力として150MWユニットのスチーム火力を必要とする。

電力系統の供給信頼度、電力損失、電圧調整のための無効電力設備の増加等を考慮するとこの`X、火力150MWユニットはチュニス近郊に建設することが望ましいが、スチーム火力発電所の必要な建設期間を考慮するとチュニス近郊にあたらしい立地を求める場合には、1978年末には建設地点を決定し必要な準備工事に入る必要がある。この立地が困難な場合、又は天然ガス・パイプ・ライン施設との関連を考慮してSousse火力発電所地点に増設することも可能である。いずれにせよこの`X、火力150MWユニットの立地を早急に決定し1980年中頃には機器の発注がなされなくてはならない。

#### 1.2.4 Kasseb揚水発電計画と次期調査の必要性

本電力長期計画は将来の発電計画の中で Kasseb 揚水発電計画がフィジブルな計画として登場しうるものであるか否かについて技術的経済的に概括的な見通しをたてることにある。調査団は既存の T E C S U L T 社による最終予備調査報告書等をベースに検討を加え発電規模の変更、工事費等の見直しを行なった。しかしながら今回の検討は詳細な現地踏査を経たものではないので今後の調査によって下記の項目が明らかにされねばならない。

- i) 上池ダムのフィジビリティ・レベルでの設計
- ii) 取水口、水路、調圧水槽、発電所建屋、放水口等のフィジビリティ・レベルでの設計
- iii) 地質の確認
- iv) 発電所水車センターの選定と下池貯水池の運用条件の確認
- v) 工事数量と単価の確定
- vi) 社会経済評価のためのパラメーターの確定

以上のように Kasseb 揚水発電計画の実現のためにはさらに高精度の分析を行なった後経済性を確定し、又プロジェクトの財務分析を行なって Kasseb 揚水発電計画のフィジビリティを立証する必要がある。このように Kasseb 揚水発電計画の第 2 次調査が必要であり、1985 年 2 月に第 1 期工事を完成させるためにはフィジビリティ調査を 1978 年秋までには終了させる必要がある。

## 第2章 經濟的背景

#### 1.2.4 Kasseb揚水発電計画と次期調査の必要性

本電力長期計画は将来の発電計画の中で Kasseb 揚水発電計画がフィジブルな計画として登場しうるものであるか否かについて技術的経済的に概括的な見通しをたてることにある。調査団は既存の T E C S U L T 社による最終予備調査報告書等をベースに検討を加え発電規模の変更、工事費等の見直しを行なった。しかしながら今回の検討は詳細な現地踏査を経たものではないので今後の調査によって下記の項目が明らかにされねばならない。

- i) 上池ダムのフィジビリティ・レベルでの設計
- ii) 取水口、水路、調圧水槽、発電所建屋、放水口等のフィジビリティ・レベルでの設計
- iii) 地質の確認
- iv) 発電所水車センターの選定と下池貯水池の運用条件の確認
- v) 工事数量と単価の確定
- vi) 社会経済評価のためのパラメーターの確定

以上のように Kasseb 揚水発電計画の実現のためにはさらに高精度の分析を行なった後経済性を確定し、又プロジェクトの財務分析を行なって Kasseb 揚水発電計画のフィジビリティを立証する必要がある。このように Kasseb 揚水発電計画の第 2 次調査が必要であり、1985 年 2 月に第 1 期工事を完成させるためにはフィジビリティ調査を 1978 年秋までには終了させる必要がある。

## 第 2 章 經濟的背景

## 目 次

### 第 2 章 経済的背景

2.1 国土および自然条件 .....	2-1
2.1.1 北部地方 .....	2-1
2.1.2 南部地方 .....	2-1
2.1.3 気温および雨量 .....	2-1
2.2 人口および主要都市 .....	2-1
2.2.1 人口および増加率 .....	2-1
2.2.2 主要都市 .....	2-2
2.3 エネルギー資源 .....	2-2
2.3.1 水力資源 .....	2-2
2.3.2 石油資源 .....	2-3
2.3.3 天然ガス .....	2-3
2.4 国民経済 .....	2-4
2.4.1 GNP成長率と産業構造 .....	2-4
2.4.2 第5次5ヶ年計画の生産目標と所要投資額 .....	2-6
2.4.3 国際収支 .....	2-7

## 第2章 経済的背景

### 2.1 国土および自然条件

1956年、フランスから独立したチュニジア共和国は、アフリカ北部海岸に位置し、北部と東部は地中海に面し、南東部はリビア、西部はアルジェリアと接している。東経 $6^{\circ}\sim 9^{\circ}$ 、北緯 $33^{\circ}\sim 38^{\circ}$ に広がる国土面積は167,000 km<sup>2</sup>で、海岸線の長さは1,200 kmである。

国土は、地勢および気象条件から、北部地方と南部地方に大別される。

#### 2.1.1 北部地方

Medjerda, Mellegue (Medjerdaの上流), Bizerte その他大小の河川渓谷を含む北部地方は、更に次の3地帯に分けられる。即ち、コルク柏の森林が広がる北西部と、肥沃な草原地帯を構成する中央部、および家畜、柑橘類および園芸作物で知られる北東部のチュニスからCap. Bonに到る地帯がそれである。

北部地方の山脈は、Atlas山脈の延長としてBizerteまで到るMedjerda山脈と、その南部のTebessa山脈が重要なものであり、アルジェリアに水源を発するこの国最大の河川Oued Medjerdaが西から東に国土を縦断し、地中海に注いでいる。

#### 2.1.2 南部地方

南部地方は、中央高原地帯と、Sahara砂漠の延長である西部砂漠地帯に分けられ、これらの地方には、なつめ椰子の生えたオアシスや、塩分の多い湖沼が散在しているが、これらの湖沼は、全て夏期には乾上る乾湖である。

#### 2.1.3 気温および雨量

チュニジアの気候は、日射の多い地中海型の気候で、春夏秋冬の4季に分れるが、毎年5月～9月までの乾期は乾燥して暑く、10月～翌年4月までの雨期は温暖である。年平均気温は、チュニス、Sousse, Sfax等で $18^{\circ}\text{C}$ 、Bizerteで $17^{\circ}\text{C}$ 、Gabesで $19^{\circ}\text{C}$ である。

年平均雨量は、北部地方で900 mm 南部地方で200 mm程度に過ぎず、従って、後述のように、水の有効利用はこの国最大の関心事である。

## 2.2 人口および主要都市

### 2.2.1 人口および増加率

1975年5月8日の国勢調査の結果では、全国人口5,577,000人と推定される。これを1966年実施の国勢調査の数字4,533,000人と比較すると年平均増加率は2.3%となるが、この期間中

の出国移住 180,000 人を考慮すると、実質的な増加率は 2.65% である。

また、一戸当りの所帯数については、1975 年の調査による全国総戸数は 1,009,000 戸であるので、一世帯の構成人数は 5.5 人である。

電力需要の想定に当っては、将来の人口動態が一つのベース要因となるが、最低、I. N. S. が家族計画に基づく将来の出生率低下を前提としてたてた見通しによると、今後の人口増加率は 1975～1980 年 2.36%、1980～1985 年 2.24%、1985～1990 年 2.10%、1990～1995 年 1.79%、1995～2000 年 1.48% と想定されている。

## 2.2.2 主要都市

全国は 18 の行政区 'Gouvernorats' に分けられ、152 の都市があるが、これらのうち特に重要都市として挙げられるものは次の通りである。

Tunis (主都) 人口 800,000 以上

Sfax : 人口 120,000

Bizerte : 人口 60,000

Sousse : 人口 75,000

Kairouan : 人口 50,000

## 2.3 エネルギー資産

### 2.3.1 水力資源

この国の年間降雨量は北部地方で平均 900 mm、南部地方で平均 200 mm 程度であって、豊富とは云えず、河川の多くは雨期には流れるが乾期には乾上る。所謂 Oued と言われるものである。また、地形的にも高落差のとれる良好の地点は殆どなく、水力発電資源としては余り恵まれているとは言えない。

既設のダム設備としては、Nebeur, Ben-Metir, El Aroussia, Kasseb および Bon Heur-tma 等の長大なダム施設があるが、これらは水道用水、灌漑用水等の補給が主目的であり、これらに付属する Nebeur 発電所, Fernana 発電所, El Aroussia 発電所 および Kasseb 発電所は、それぞれ設備出力で 13,000 kW, 10,200 kW<sup>1)</sup>, 4,900 kW, および 660 kW 程度の、ピーク補給用の小規模発電所に過ぎない。

既設水力発電所は上記の 5 発電所のみで、この外、1977 年に始まる '経済社会開発第 5 次計画'、で着工し、1982 年運転開始予定の Sidi Salem 発電所 (設備出力 36,000 kW, 保証出力 20,000 kW) があるが、これを含めても、ピーク時の電力需要に対応し得るための保証出力は約 45,000 kW 程度に過ぎない。

水力資源に余り恵まれないこの国においては、当然のことながら、水力の有効利用が大きな要請となっており、Kasseb 揚水発電計画の構想もこの国家的な要請を背景として生じたものである。

注 1) Fernana 発電所は上流および下流発電所の 2 つに分けられ設備出力は 9,000 kW および 1,200 kW, 計 10,200 kW である。

### 2.3.2 石油資源

水力資源に比較し、石油資源は豊富である。即ち、1964年に政府とイタリアのENIとの協定で設立されたSITEPによって、El Bormaに商業量の石油が発見されて以来、El Doureb, El Couech, Sfax, Asthart (Gabes 湾) およびISIS等の石油鉱床が次々と発見され、この結果、原油の輸出額は1969年以降、従来の燐鉱石を抜いて第1位を占めている。

このように、近年における原油生産の増加は、それまで大幅の貿易収支の赤字に悩んでいたチュニジア経済に明るい見通しを与える要素となったが、生産量そのものは、1974年の4.6百万tonをピークとして、概ね4百万ton前後に止まっている。(経済社会開発第4次計画の実績では、1972～1976年の年平均で4.1百万tonと報告されている)。

一方、石油精製については、1963年にENIとの合弁で設立された、年間精製能力百万tonのBizerte 製油所があり、主として軽油を生産している。1972～1976年の第4次計画中の年平均生産量は百万tonを若干上回っている。なお、石油製品の需要増加に対応するため、第4次計画中に、更にもう一ヶ所の新製油所の建設が計画されていたが、石油製品の国際価格の変動や、Gabes 湾沖合の天然ガス発見による影響から、新製油所建設計画は未決定の状態にある。

### 2.3.3 天然ガス

石油と並んで、天然ガスの生産もチュニジア経済を支える大きな支柱となっている。天然ガスの生産は1972年El Borma～Gabes間の石油パイプラインの完成に伴って開始されたが、この外、Cap Bonでも少量の天然ガスが生産されている。1976年の生産量は、El Borma 212百万Nm<sup>3</sup>、Cap Bon 2百万Nm<sup>3</sup>、合計214百万Nm<sup>3</sup>であった。

上記El Bormaの天然ガス生産量212百万Nm<sup>3</sup>のうち、196百万Nm<sup>3</sup>は、STEGのGhannouch汽力発電所およびガスタービン発電所により消費され、残り16百万Nm<sup>3</sup>がGabes地区のI. C. M., I. C. F., M. A. P., AL-KIMIA等の化学工場および煉瓦工場によって消費された。

El BormaのパイプラインCapacityは、297百万Nm<sup>3</sup>/年(34,000 Nm<sup>3</sup>/時)であるが、Gabes地区における今後のガスタービン需要および化学工業需要に対処するため供給Capacityを34,000 Nm<sup>3</sup>/時より58,000 Nm<sup>3</sup>/時に増強するためのCompression stationsの増設が行なわれた。

このEl Borma天然ガスの埋蔵量は比較的少量のものであるが、最近、Gabes 湾沖合に埋蔵量500～800億m<sup>3</sup>と推定される極めて膨大な天然ガス埋蔵地帯が発見され、現在、この開発のための検討が行なわれている。社会経済開発第5次計画、によれば、海底および陸上パイプラインの敷設によって、この天然ガスをGabes, Sfax, Sousse, Tunis および Bizerteの各地域に供給し、将来の大規模火力発電所の使用燃料に充てると共に、今後のガス化学工業育成を図らんとしている。このOffshore天然ガス開発計画は、勿論資金調達の成否如何によって操業開始の年次は移動するであろうが、第5次計画では1981～1982年を操業開始目途としており、年生産

量は当初 15 億 Nm<sup>3</sup>、最終 30 億 Nm<sup>3</sup>を予定している。

## 2.4 国民経済

1956年の独立以来、1960年代に入る頃までのチュニジア経済は、他のマグレブ諸国と同様、経済の主力を担っていた欧州人移民約300,000人の大部分の引揚げによる過渡期の混乱により停滞を余儀なくされたが、1961年に長期開発10ヶ年計画（1961～1971年）が策定され政府投資を中心とする社会経済開発計画が実施された結果、1950年代の実質GNPの成長率年間3%に対して、1960年代後半には可成り大幅の増加が見られるようになった。

この間にあって、1965年には、鉱産物、農産物など一次産品から成る輸出の停滞に対して、輸入が大幅に増加したため、貿易収支赤字の拡大、インフレの高進という需給のアンバランスを生ずるに至ったが、このような経済悪循環に対処するため、1964年に平価切下げが断行され、更に一連の金融引締め政策がとられた結果、チュニジア経済は1968年以降目立って改善され、また、この頃から前述の石油埋蔵地の発見、開発等もあって、経済成長率の加速化が国際収支の改善を伴うと云う均衡経済のパターンを示すようになった。

1961～1971年の長期開発計画は、GNPの成長率を年平均6%増加させることを目標とし、この長期計画の枠内で、第1次計画（1962～64）、第2次計画（1965～68）、第3次計画（1969～72）が実施されたが、その後引続いて、GNPの年平均成長率6.6%を目標とする第4次4ヶ年計画（1973～76）が実施された。第4次計画は、1976年に特に感じられた国際的経済危機、即ち、輸入価格の高騰および流通障害のためと、国内建設資材の供給不足および建築、公共土木工事等のコントラクターの手不足等のため、GNPの計画目標6.6%は達成出来なかったけれども、それでも、国際的景気沈滞の裡にあって、実質成長率6%の高水準を達成し、1977年より新たに第5次5ヶ年計画が実施に移された。

### 2.4.1 GNP成長率と産業構造

GNPの成長に関する第4次計画の実績および第5次計画の目標値を次表に示す。

また、GNPを構成する各部門の経済活動の現状は次の通りである。

#### (1) 農業

GNPに占める農業、水産部門の比重は、観光およびサービス部門に次いで2番目の21.5%を占めており、また、総人口の約45%が農業部門に従事している。その意味で、農業、水産部門は国民経済活動の中樞を成すものと言える。主要農産物は、小麦、大麦等の穀類と、オリーブ、ぶどう、柑橘類、なつめ椰子、アーモンド等の果実である。これら農業生産物の約40%は食品加工業の原料となり、輸出に貢献している。

#### (2) 鉱業、エネルギー

チュニジアは世界でも有数の燐鉱石産出国であり、Sfax～Gafsa地域に9箇所、の鉱山が

ある。これらは、Compagnie des Phos-phates et du Chemin de Fer社(CPCF)によって毎年約 3,800,000ton の生産が行なわれている。この外、Souete de Djebel Djerrissa 社によって年産約 700,000～800,000tonの鉄鉱石の生産が行なわれ、また、小量の鉛、錫、沸素鉱等の産出も行なわれているが、GNPに占める比重は極めて小さい。

以上の外、主としてEl Bormaにおいて、年産 400,000 ton 以上の原油と 250 百万 Nm<sup>3</sup> の天然ガス生産が行なわれており、これらを総合すると、GNPに占める鉱山、エネルギー部門の比重は 1976 年で 6.1%である。

### (3) 製造工業

製造工業はGNPの 11.2%を占めているが、このうち、最も重要なものは食品加工業であり、大規模製糖工場 7ヶ所と幾つかの製粉、植物油工場、多数の魚かん詰工場がある。食品工業に次いで重要なものが繊維、織物、製靴工業である。

上記 2 業種に次いで重要なのが、製鉄業、金属工業、建設資材工業である。

先ず、製鉄部門では、Menzel Bourguibaに `El Fouladh、鉄鋼コンビナートがあり、年間生産量鉄鉄 180,000ton、鋼 195,000ton、鉄筋 110,000ton、針金 25,000ton、鉄構 8,000tonの生産能力を全稼動している。また機械部門では、チュニス、Sousse等に自動車、トラック組立工場があり、Menzel Bourguibaには造船工場がある。電気機器工業では、テレビ、ラジオ、冷蔵庫等の組立工場や、小型変圧器、ケーブル、その他家庭電機具工場が各地で生産を行なっている。

次に建設資材工業では、各種資材中最も重要なものがセメントであるが、現在の年間生産能力は `Cimenterie Portland de Bizerte、社の 600,000tonで、急増する需要に追いつけず、大量の輸入を余儀なくされている。このため、第 5 次計画の期間中に、同社の生産能力を倍加する外、`Cimenterie de Gabes、社 (700,000ton/年)、および `Cimenterie de l'Ouest、社 (1,000,000ton/年)を新設し、生産の大幅増大が計画されている。

GNP中に占める比重は未だ小さいが、最近の Gabes～Sfax地域の化学工業の発展は特に注目に値する。即ち、国産の豊富な磷鉱石と労働力を活用して付加価値の増大を図り、一方巨額の輸入量を削減するため、過去数年間、Gabes～Sfax地区に巨額の建設投資が行なわれ、Gabesでは ICM (Industries Chimiques Maghrebines、が、Sfaxでは SIAPE、NPK等の磷酸生産工場、その他が建設されたが、この外、更に、SEPA (Société des Engrais Phosphatés et Azotés) 磷酸窒素肥料工場の建設計画が現在進められている。

### (4) 観光、サービス業

観光、サービスはチュニジアで最も重要な産業部門の一つであり、1976年の輸出総額のうち 22.5%を観光部門が占めている。このため、チュニス、Sousse、Jerba 島には多数の近代的大ホテルが建設されており、外貨獲得の大きな源泉となっている。

## 2.4.2 第5次5ヶ年計画の生産目標と所要投資額

### (1) 主要目標

G N Pの年平均成長率6%を記録した第4次計画では、計画最終年の1976年で国民1人当たりG N Pは222Dinars (US \$ 517)となったが、これを受けて、本年1977年より1981年までの5年間を対象期間として実施される第5次計画では下記項目を主要達成目標としている。

- a) 総額3,500百万Dinars (1976年価格)の投資を通じてG N P年平均成長率7.5%を達成し、1981年における1人当たりG N Pを285Dinars (US \$ 663)とする。
- b) 公共および民間部門の総需要の年増加率は、第4次計画の8.3%に対して第5次計画では6.6%に抑え、これにより国民貯蓄率23.1%を達成する。(第4次計画では、4ヶ年平均でG N Pに対し22.5%)。
- c) 輸出増加率は9.5% (量および金額とも)、輸入増加率は5.5% (量) および11.5% (金額)と計画し、これによる貿易収支は1981年で赤字457百万Dinarsに抑える。
- d) 雇傭関係において、非農業部門の新規雇傭233,000人 (第4次計画では157,000人)を達成し、このうち100,000人は製造工業部門とする (第4次計画では60,000人)。

### (2) 主要部門生産目標

第5次計画における主要部門の生産増加目標を、第3次計画最終年 (1972年) および第4次計画最終年 (1976年) におけるそれぞれの実績値と対比して示すとTable 2-2の通りとなる。この生産目標で特に注目される点は次の通りである。

- a) 原油生産を35%増大し、石油精製能力を3倍以上増強し、これによって付加価値の増大が図られる。
- b) 従来のEl Borma天然ガスの生産量に加えてOffshore天然ガス年産15億Nm<sup>3</sup> (最終計画は年産30億Nm<sup>3</sup>) が開発され、計17億Nm<sup>3</sup>の生産となる。
- c) STEGおよび自家発を加えたチュニジア全国発電量は1970～1975年の年平均増加率10.7%であったが、諸工業その他分野の旺盛な経済活動を反映して従を上回る13.3%の増加率が推定される。
- d) 製造工業では、特に建設資材工業と化学工業の大幅な生産能力増強が計画されており、Gabes～Sfax地域に大規模工業地帯の出現が予想される。

### (3) 所要投資額

第5次計画の総投資額は、1976年価格で3,500百万Dinarsと見積られるが、物価上昇を年間6%と見て、時価で約4,200百万Dinarsの所要資金となり、更に、これに貯蔵品在庫増8.5百万Dinarsを加え、合計4,208.5百万Dinarsとなる。

一方、G N Pの年平均成長率を7.5%とし、また、公共および民間の総需要増加率を年平均6.6%に抑えることにより、第5次計画期間中に3,012.5百万Dinarsの国民貯蓄が得ら

れる予定である。従って、所要投資額の調達は次のように予定されている。

調達方法	金	額
国民貯蓄	3,012.5 百万 Dinars	( 71.5 %)
外国借款	1,196.0 "	( 28.5 %)
合計	4,208.5 百万 Dinars	(100 %)

次に第5次計画の投資の主要目標は次の通りである。

- 投資の%は生産部門に投入する。
  - 生産部門のうち、特に製造工業部門に重点投資し、雇傭増大を図る。
- 各部門別の投資予定額は次の Table 2-3 に示す通りである。

#### 2.4.3 国際収支

第5次計画で予定される国際収支の概況は次の通りである。

- 物資の輸出入バランスは年平均 325 百万 Dinars の赤字となる。
- サービス関係の輸出入バランスは、観光事業による収入増により、年平均 150 百万 Dinars の黒字が期待される。
- 移転収支のバランスは年平均 64 百万 Dinars の赤字となる。
- 国際収支の総合バランスは、年平均 239 百万 Dinars の赤字となり、5ヶ年計画期間中の累積赤字は 1,196 百万 Dinars となる。この累積額は、さきに 2.4.2(3)項で示したように、外国借款によって賄われることとなる。

以上の収支バランスを年度別に表示すると Table 2-4 に示す通りとなる。

上記の表におけるサービス収入のうち、観光事業による収入が約 65 % を占めており、また、物資輸出のうち、各業種別の比重は次の通りとなっている。

輸出業種	第4次計画	第5次計画
農産物、水産物	4.6 %	6.3 %
鉱物（主として燐鉱石）	12.1 %	10.0 %
石油製品	37.9 %	35.8 %
食品加工物	18.9 %	10.3 %
工業製品（除、食品）	20.8 %	36.0 %
合計	100 %	100 %

Table 2-1 Performance and Predictions in GNP Growth Rate (in 1976 Price)

Item	Fourth Plan				Fifth Plan			
	(million Dinars)		Annual growth rate (%)	Weight (%)	(million Dinars)		Annual growth rate (%)	Weight (%)
	1973	1976			1977	1981		
Agriculture and fishery	206.7	272.8	1.6	21.5	260.0	324.3	2.4	17.7
Mining and energy	70.4	77.3	5.2	6.1	88.8	134.2	11.9	7.3
Mining	10.1	12.4	9.9	1.0	13.7	21.9	10.6	1.2
Petroleum	43.1	43.3	1.7	3.4	50.4	75.4	12.3	4.1
Electricity	12.3	14.8	10.2	1.2	17.0	27.1	13.3	1.5
Water supply	4.5	6.8	13.2	0.5	7.7	9.8	8.3	0.5
Manufacturing industries	98.2	142.6	6.9	11.2	160.0	257.3	13.3	14.1
Buildings and public works	63.2	100.0	10.6	7.9	110.0	161.1	10.0	8.8
Transportation and telecommunication	60.9	79.5	9.0	6.3	85.6	115.5	7.8	6.3
Tourism	32.2	50.6	4.3	4.0	55.1	73.2	8.0	4.0
Commerce and various services	283.8	365.6	8.9	28.7	382.4	514.0	7.7	28.0
Administrative services	128.2	181.9	10.2	14.3	193.4	253.4	6.8	13.8
GNP (Factor costs)	944.4	1,270.3	6.0	100	1,335.3	1,833.0	7.4	100

Table 2-2 Production Capacity Expansions in Principal Industrial Sectors

Item	Unit	1972	1976	1981	Goals of 5th Plan
<b>Mining industries</b>					10.6%
Phosphate rock	1,000 tons	3,387	3,400	7,130	
Iron ore	1,000 tons	884	535	480	
Lead	1,000 tons	32.6	16	18.7	
Tin	1,000 tons	20.5	16.2	27.4	
Fluorine ore	1,000 tons	40.5	38	71.0	
<b>Petroleum industry</b>					12.3%
Crude oil	1,000 tons	3,977	3,900	5,300	
Natural gas	10 <sup>6</sup> x Nm <sup>3</sup>	20	214	1,700	
Light oil	1,000 tons	1,043	1,050	3,500	
<b>Electricity</b>					13.3%
High and middle tensions	GWh	515	745	1,360	
Low tension	GWh	222	377	730	
Total	GWh	737	1,116	2,110	
<b>Manufacturing indust.</b>					13.3%
Food processing					3%
Construction mate.					28.7%
Machinery					16.2%
Chemical					27.6%
Textile and leather					13.8%
Others					11.9%

17.5%

Table 2-3 Investments scheduled for the Fifth Plan

(Million Dinars)

Item	Fourth Plan	Fifth Plan
Agriculture and fishery	201.5	500
Mining	50.0	120.0
Energy:	280.1	710.0
Investigations	(95.4)	(105.0)
Crude oil production	(100.1)	(97.3)
Light oil production	(1.4)	(49.6)
Natural gas product.	(9.7)	(248.1)
Electricity	(73.5)	(210.0)
Water supply	42.4	130.0
Manufacturing industries	283.2	950.0
Buildings and public works	235.7	600.0
Transportation and telecommunication	281.4	600.0
Turism	52.8	80.0
Other services	8.1	60.0
Public facilities	187.8	450.0
<b>Total</b>	<b>1,578.0</b>	<b>4,200.0</b>

Table 2-4. International Balance of Payments under Fifth Plan

Item	(Million Dinars)					
	1976	1977	1978	1979	1980	1981
<b>Trade of goods</b>						
Export	346	375	410	440	500	560
Import	556	640	714	780	847	931
Balance	- 210	- 265	- 304	- 340	- 347	- 371
Export of services	223	256	283	314	348	387
Import of services	122	139	156	166	181	196
Balance	+ 101	+ 117	+ 127	+ 148	+ 167	+ 191
<b>Transfers</b>						
Incoming	77	82	86	89	92	95
Outgoing	98	120	134	150	168	190
Balance	- 21	- 38	- 48	- 61	- 76	- 95
<b>Total</b>						
Incoming	646	712	779	843	940	1,042
Outgoing	776	899	1,004	1,096	1,196	1,317
Balance	- 130	- 187	- 225	- 253	- 256	- 275

### 第3章 電気事業の現状

Table 2-4. International Balance of Payments under Fifth Plan

	(Million Dinars)					
Item	1976	1977	1978	1979	1980	1981
<b>Trade of goods</b>						
Export	346	375	410	440	500	560
Import	556	640	714	780	847	931
Balance	- 210	- 265	- 304	- 340	- 347	- 371
<b>Export of services</b>						
Export of services	223	256	283	314	348	387
Import of services	122	139	156	166	181	196
Balance	+ 101	+ 117	+ 127	+ 148	+ 167	+ 191
<b>Transfers</b>						
Incoming	77	82	86	89	92	95
Outgoing	98	120	134	150	168	190
Balance	- 21	- 38	- 48	- 61	- 76	- 95
<b>Total</b>						
Incoming	646	712	779	843	940	1,042
Outgoing	776	899	1,004	1,096	1,196	1,317
Balance	- 130	- 187	- 225	- 253	- 256	- 275

### 第3章 電気事業の現状

# 目 次

## 第 3 章 電気事業の現状

3.1	電力会社 .....	3-1
3.1.1	現 状 .....	3-1
3.1.2	STEG の業務と組織 .....	3-2
3.1.3	STEG の現状と 5 ヶ年計画 .....	3-2
3.2	発送変電設備の現状 .....	3-5
3.2.1	発電設備 .....	3-5
3.2.2	送電設備 .....	3-12
3.2.3	変電設備 .....	3-16

## 第3章 電気事業の現状

### 3.1 電力会社

#### 3.1.1 現状

チュニジアの電力供給は全土を電力供給地域とする「チュニジア電力ガス公社」(STEG)によって発電から配電まで一元的に行なわれており他に電気事業者は存在しない。STEG電力系統は南部砂漠地帯を除き、150kVおよび90kV送電線および30kV配電線によって需要地域の大部分がカバーされている。東側でリビアと国境を接するがリビア電力系統との接続はない。一方西側ではアルジェリア電力系統と90kV送電線によって2ヶ所で連系可能であり、必要ある場合は電力融通が行なわれる。両国間で過去に行なわれた電力融通の実績は1973年および1974年に最大を記録しており、夫々11GWhが送電された。

STEG以外に発電設備を有するものとしては自家用発電設備を有する石油精製、製鉄、化学工業等があるが、1976年の発電実績は135GWhと推定され、STEGの発電実績1350GWhと比較して自家用発電設備の占める比率は12%と小さい。

チュニジア国全土の電化率は現在都市部において65%、農村部においても23%（農村コミュニティの電化率を指す）であり、1977年より1981年までの第5次5ヶ年計画が目標どおり達成されれば、夫々85%および56%（農村コミュニティの電化率を指す）に電化率は向上する。この結果全土の電化率は1976年の45%から1981年には60%に達する。なおチュニジア国の電力需要は首都チュニスを中心にチュニジア北部で約60%の電力が消費され、残りの大部分がSousse以南の地中海沿岸沿いの地域で消費されている。

チュニジア国の一人当たりの電力消費量を他国と比較すれば次の如くなる。

	Per Capita Consumption (kWh)	Per Capita GNP (US\$)
Sweden	9,206	6,150
Germany, Fed. Rep.	5,023	5,461
Japan	4,201	3,559
France	3,436	4,486
Italy	2,658	2,442
Spain	2,302	1,605
Brazil	676	—
Tunisia	198	363
Morocco	164	290
Algeria	161	425

Remarks: These consumption figures are for 1974 while per capita GNP are at 1968 prices.

Source: United Nations Statistics Yearbook, 1975.

### 3.1.2 STEGの業務と組織

STEGは1962年4月にチュニジア国全土を対象に電気とガスを需要家に供給することを目的に創立された国家機関の1つである。

したがって、STEGの業務は電気事業者としては電力を生産するための発電設備から需要家までの送配電設備まで建設保守および運転の責任を一貫して有している。一方ガス事業者として都市ガスの生産、工業需要家等への天然ガスの供給の責任も有している。都市ガス、天然ガスの生産規模はTable 3-1のとおりであるが、Gabes湾沖合の天然ガスの生産が開始される1981年以降はガス事業の占める比率が大巾に増加するものと予想される。

Table 3-1 Gas Demand in 1975

	Consumption (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Remarks
City gas	20.2	4,500 kcal/m <sup>3</sup>
Natural gas		
Cap Bon	2.3	11,000 kcal/m <sup>3</sup>
El Borma	208.2 <sup>1/</sup>	11,000 kcal/m <sup>3</sup>
Total	230.7	

Note 1/ : Approximately 90% of the natural gas produced in El Borma was consumed as a fuel of generation.

1975年のガス需要家数は27,000で電気需要家数416,000に比較して小さい。

STEGの組織はFig 3-1に示すように理事会(Administration Council)がSTEGの事業運営、開発計画等の議決機関であり、構成メンバーは7名でSTEG外部から2名のメンバーが加わっている。

STEGの本部(General Direction)は総裁の下に9の部局からなっており、その下にチュニジア国全土を13の営業地域に別けた地方営業所がある。

電力設備の保守運用は本部直轄の各部局で総括されており、発電所等の運転保守体制は3交代制(3 shift)勤務となっている。なおGabes南部のEl Borma天然ガスおよび石油探掘地点ではSTEGの職員85名が石油開発会社(STIR)の職員250名と勤務している。

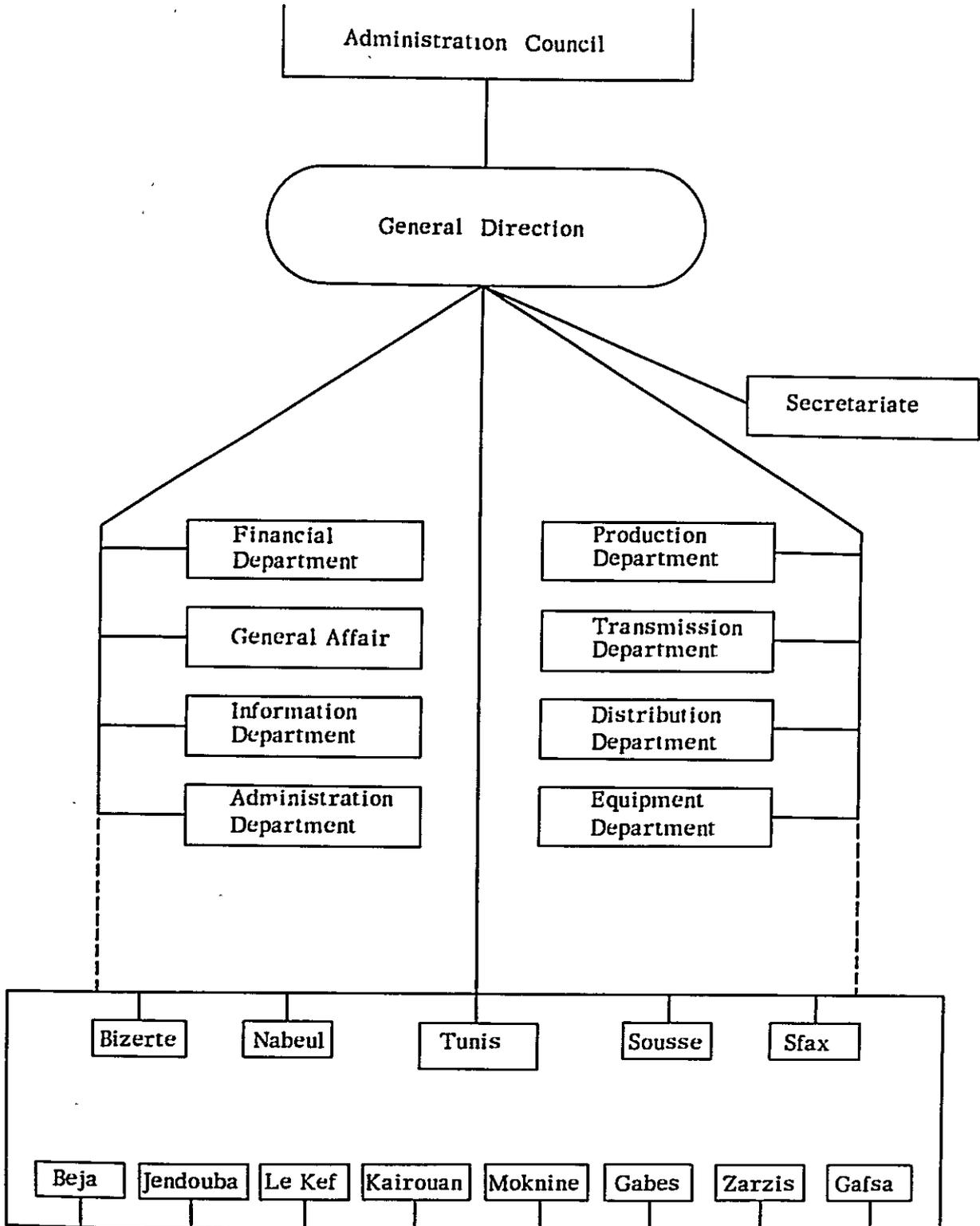
STEGの全社員数は上述の85名を含めて4,100名、その内訳は幹部職員451名、一般職員2,189名、現場員1,460名である。

### 3.1.3 STEGの現状と5ヶ年計画(1977~1981年)

1962年4月にSTEGが創立されて以来STEGは発送変電および配電線設備に総額290百万Dinarsを投資した結果STEG創立時と比較して需要家数は3倍に増加し電化率は全国平均で45%に達した。

1976年末現在の発電設備出力は合計380.0 MW(火力発電設備360.0 MW, 水力20.0 MW),

Fig. 3-1. STEC's Organization Chart  
(STEGの組織図)



送電線設備は 150 kv 741 km, 90 kv 送電線 442 km, 90 kv 以上の変電所 15ヶ所総設備容量 685MVAを所有している。

チュニジア国の南部砂漠地帯を除いて電力需要地域を上記送変電設備でカバーしているが1977年7月に完成する Bouchemma-Oueslatia-Nassen 間 338 km, 225 kv 送電線, 1978 年中に完成する Tajerouine-Oueslatia-Sousse-Nassen 317 km, 225 kv 送電線が完成すれば格子状に電力需要地域をカバーし電力供給信頼度は著しく向上する。

1976年の発電実績は 1,350 GWh (発電所所内分は含まない)で売電々力量は 1,146 GWh である。売電々力量のうち 400 V 以下の低圧需要家に売電された電力量は 400 GWh で全体に占める比率は 35%であった。低圧売電々力量のうち 63%は一般家庭用, 12%は商業用, 残り 25%は灌漑用ポンプその他に使用されている。

1976年の低圧需要家数は 454,000 1 需要家当りの消費電力量は 881 kWh/年であり, 高圧需要家のそれは  $324 \times 10^3$  kWh/年であった。

STEG は 1977年より始まる第5次5ヶ年計画(1977~1981)の中で電力設備関係の投資として総額 212 百万 Dinars を予定している。この投資額の内訳は次のとおりである。

発電設備	送変電設備	配電設備	その他	計	単位: 百万 Dinars
78.5	32.7	80.5	20.7	212.0	
(182.6)	(76.0)	(187.2)	(48.2)	(494.0)	

注 ( ) 内は百万 US\$, 出所: STEG 5ヶ年計画

このための資金調達として, STEG は外国からの長期借入金として 79.0 百万 Dinars 国内での資金調達として 46.0 百万 Dinars および STEG の自己資金として 87.0 百万 Dinars 合計 212.0 百万 Dinars が予定されている。

発電設備に対する投資額 78.5 百万 Dinars のうち 60 百万 Dinars は Sousse 火力発電所 (300 MW) の建設資金であり, 送変電設備の 32.7 百万 Dinars のうち 25.5 百万 Dinars は Naassen - M'Nihla, Sousse-Naassen, Sousse-Oueslatia 225 kv 送電線および M, Nihla-Tunis Nord, Sousse-M'Saken 150 kv 送電線および Sidi Salem-Oued Zarga 90 kv 送電線および変電設備の建設にあてられる。配電線設備に対する投資額 80.5 百万 Dinars のうち, 約 30.0 百万 Dinars を投資して農村電化のため 30 kv 配電線 5,300 km, 配電用変圧器合計 99.6 MVA および 400 V 低圧配電線 3,300 km が建設される。

以上の電力設備に対する投資の外に給電指令設備, データー処理装置, 車輛, その他資材の購入のため 20.7 百万 Dinars が割り当てられている。

STEG は 1975年4月に電気料金の改訂を行なったが, 第5次5ヶ年計画で予定されている電力設備拡張計画を実施し, かつレート・ベースでの報酬率 10% を維持するために 1977年に平均 20%, 1979年にさらに 8% 値上げすることを予定している。これは 1977年に運開する合計 154 MW のガスタービンの燃料費が既存の火力発電所の燃料費と比較して割高であり 1976年の平均

燃料原価 3.4 millimes/kWh が 1978年には 6.7 millimes/kWh にはほぼ倍増すること 1973年から 1976年までの第4次4ヶ年計画に比し第5次5ヶ年計画は設備投資額が倍増するのでその為の STEG 自己資金の確保も料金値上の理由に上げられている。

1975年に決められた現行電気料金の概要は次のとおりである。

(1) 低圧料金 (400 volt 以下に適用)

農 事 用	: 17 millimes/kWh	(点灯時は供給カット)
	7 millimes/kWh	(深夜帯)
温 水 器	: 12 millimes/kWh	(点灯時は供給カット)
家 庭 用	: 45 millimes/kWh	(第1段料金)
	35 millimes/kWh	(第2段料金)
電動モーター	: 40 millimes/kWh	(第1段料金)
	28 millimes/kWh	(第2段料金)

(2) 中圧料金 (30 kv 又は 10 kv 受電)

a) 時間帯料金

基 本 料 金	: 15.0 Dinars/月	(加入料金)
kw 料 金	: 1.5 Dinars/kw-月	(デマンドチャージ)
従 量 料 金	: 11.3 millimes/kWh	(昼間)
	: 18.4 millimes/kWh	(点灯)
	: 4.1 millimes/kWh	(深夜)

b) 段階別料金

第 1 段	: 20.4 millimes/kWh
第 2 段	: 15.3 millimes/kWh

(3) 高圧料金 (90 kv 以上)

kw 料 金	: 6.0 Dinars/kw-年
従 量 料 金	: 11.3 millimes/kWh (昼間)
	18.4 millimes/kWh (点灯)
	4.1 millimes/kWh (深夜)

上記料金の適用は 10MVA 以上の受電設備を有する需要家に適用される。

### 3.2 発送変電設備の現状

#### 3.2.1 発電設備

1977年3月末の STEG 電力システムの有効総発電設備出力は 380.0 MW であり、その水・火力別出力と構成比は下記のとおりで発電所別内訳を Table 3-2 に示す。

		※ 発電端有効設備出力 (MW)	構成比 (%)
水	力	20.0	5.3
火	力		
	蒸気	183.0	48.1
	ガスタービン	165.0	43.4
	ディーゼル	12.0	3.2
計		380.0	100.0

※ 所内電力を除く。

上表から見られる如く電源の構成比は水力5.3%、蒸気火力が48.1%、ガスタービンが43.4%およびディーゼル3.2%であり水力を除けば94.7%が火力である。STEG電力系統の特徴はどのように火力発電設備のウェイトが非常に大きいことと同時に、ガスタービンの占めるウェイトも大きいことである。これらガスタービンのうち73%は石油を採油する際に副産物として出る豊富低廉な天然ガスを燃料としてベース運転を行なっている。

(軽油を燃料とするガスタービンの燃料コストと比較して2分の1(18Dinars/TEP)程度と云われている。)

#### (1) 水力発電所

北アフリカの北部を西から東に走るアトラス山脈、そのアルジェリアに源を發しチュニジア北部を西から東に流れる Medjerda 川はチュニジア国にとって貴重な水資源を提供する。すなわち、この河川のおかげで川沿いに肥沃な農業地帯が広がり、首都チュニスへの上水道の供給、さらに既存の水力発電所もこの河川の支流に位置し発電を行なっている。

STEG の将来開発計画の中で予定されている Sidi Salem 水力発電所 (36.0 MW) もこの Medjerda 川の本流に計画されているプロジェクトで灌漑、上水道および発電のための多目的ダムが建設される。このようにメジェルダ川は唯一の水力発電所建設が可能な河川といえる。

Medjerd 川 流域の降雨は kasseb 地点で年間 1,000 mm, Fernana で 1,200 mm, 南に位置する Nebeur で 400 mm, 首都チュニスで 470 mm と日本の年平均降雨量 1,800 mm と比較して少ない。

既存の水力発電所は 4 ケ所、総有効発電端出力は 20.0 MW, 個々の発電所規模は小さい。又これら発電所は上水道および灌漑用水の確保および供給のために主として貯水池が運用されるため、発電のための運転はこれらの制約の下で行なわれる。

これらのダムは年間調整可能な貯水容量を有し雨期の 12 月から 4 月頃まで貯留し渇期に灌漑用水或いは上水道用水として補給される。なおこれらのダムは農業省 (Ministere de l'Agriculture) の所管になっている。

Table 3-2 Installed Capacity of Generating Facility in March 1977

Classification	Name of Power Plants	Installed Cap. (MW)	Effec. Installed Cap. (MW)	Unit Cap. (MW) x No. of Unit	Major Characteristics	Commencement of Operation	Remarks
Hydro	El Aroussia	4.9		4.9 x 1			
	Nebeur	13.0		6.5 x 2	Vertical Francis	1956	
	Fernana I	9.0		9.0 x 1	Horizontal Francis	1958	Upper stream
	Fernana II	1.2		1.2 x 1	Horizontal Francis	1962	Lower stream
	Kasseb	0.7		0.7 x 1	Horizontal Francis	1969	
	(Sub-total)	28.8	20.0				
Thermal (steam)	La Goulette I	40.0	30.0	17.5 x 1 15.0 x 2 10.0 x 1	Heavy oil	1931	
	La Goulette II	110.0	95.0	27.5 x 4	Heavy oil	1965	Additional 2 unit put into service in 1968
	Ghannouch I	60.0	58.0	30.0 x 2	Natural gas	1972	
	(Sub-total)	210.0	183.0				
	Ghannouch II	59.0	59.0	15.0 x 1 22.0 x 2	Natural gas	1971	Additional 2 unit put into service in 1973
Gas turbine	Tunis-Sud	44.0	44.0	22.0 x 2	Oil gas	1975	
	Bouchemma	62.0	62.0	31.0 x 2	Natural gas	1977	
	(Sub-total)	165.0	165.0				
Diesel		12.0	12.0				Various diesel units
	(Total)	415.8	380.0				

Table 3-3 Annual Energy Production without Station Service Demand in 1976

Unit: 10<sup>6</sup> kWh

Month	Hydro Plants				Steam Thermal Plants				Gas Turbines			Diesel	Total	
	El Aroussia	Né-beur	Fér-nana I & II	Kasseb	Sub-total	La Goulette		Ghannouch II	Sub-total	Tunis Sud	Bouchemma			Sub-total
						I	II							
Jan.	0.6	0.3	0.8	-	1.7	4.1	39.6	394	83.1	27.5	2.9	30.4	0.1	115.3
Feb.	0.9	0.1	0.8	0.0	1.8	3.1	37.0	36.4	76.1	30.2	2.3	32.5	0.1	110.5
Mar.	1.3	0.5	0.8	0.0	2.6	0.4	37.2	40.0	77.6	29.0	3.6	32.6	0.1	112.9
Apr.	0.7	0.5	0.8	0.1	2.1	-	36.8	38.5	75.3	24.6	4.7	29.3	0.1	106.8
May	1.3	0.6	1.8	0.2	3.9	-	35.7	38.1	73.8	23.2	2.9	26.1	0.1	103.9
Jun.	0.7	1.2	0.9	0.2	3.0	-	41.7	28.5	70.2	26.8	2.4	29.2	0.1	102.5
July	1.4	5.0	1.0	0.2	7.6	-	44.3	33.2	77.5	26.4	1.0	27.4	0.2	112.7
Aug.	0.7	3.6	1.1	0.2	5.6	-	50.7	34.2	84.9	17.6	4.5	22.1	0.2	112.8
Sep.	0.7	3.3	1.1	0.2	5.3	-	47.0	36.7	83.7	18.7	2.2	20.9	0.2	110.1
Oct.	0.9	1.3	1.1	0.1	3.4	-	47.7	38.9	86.6	19.4	2.1	21.5	0.1	111.6
Nov.	1.3	3.2	2.2	0.2	6.9	7.3	42.4	36.7	86.4	17.9	4.1	22.0	0.1	115.4
Dec.	1.7	2.9	4.2	0.1	8.9	8.2	52.8	36.1	97.1	12.1	6.0	18.1	0.2	124.3
Total	12.2	22.5	16.6	1.5	52.8	23.1	512.9	436.3	972.3	273.4	38.7	312.1	1.6	1,338.8
Portion (%)	0.9	1.7	1.2	0.1	3.9	1.7	38.3	32.6	72.6	20.4	2.9	23.3	0.1	100.0
Utility factor	28.4	19.8	19.7	24.5	21.4	8.8	56.3	85.9	57.8	54.8	10.5	22.4	1.5	39.1

以下に3貯水池および発電設備の主要諸元を示す。

i) Beni Metir 多目的ダム

このダムは1958年に完成し首都チュニスへの上水道(最大取水量 $2.0\text{ m}^3/\text{sec}$ ) Medjerda川下流地域への灌漑用水(最大取水量 $6.0\text{ m}^3/\text{sec}$ ) および発電のために使用されている。

※ Fernana I (上流) および II (下流) 発電所で発電に利用された水は一旦1976年に完成した Bou Heurtma 貯水池(貯水容量 $117 \times 10^6\text{ m}^3$ )に貯留され、その後灌漑用導水路により送水されるが、このための導水路は現在工事中である。

Catchment area:	108 km <sup>2</sup>
Av. annual precipitation:	1,200 mm
Av. annual inflow:	1.90 m <sup>3</sup> /sec
Reservoir high water level:	EL 440.00 m
Reservoir surface area:	3.50 km <sup>2</sup>
Storage capacity:	73.0 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Dam type:	Concrete gravity and rockfill
Dam crest elevation:	EL 441.00 m
Dam crest length:	483.00 m
Headrace tunnel:	3,500 m × 2.8 mφ
Penstock:	508 m × 2.0 mφ
Fernana I (upstream)	
Turbine type:	Horizontal Francis turbine
Output:	8,100 kW (at normal head)
Effective head:	152.8 m
Max. discharge:	6.2 m <sup>3</sup> /sec. <sup>1/</sup>
Generator type:	Horizontal, 3-phase AC generator
Capacity:	9,500 kVA
Generator voltage:	5,500 V
Rated current:	998 A
Main transformer type:	3-phase, water-cooled type
Capacity:	9,500/2,200/12,000 kVA
Voltage:	5.5/10.0/93,000 V
Fernana II (downstream)	
Turbine type:	Horizontal Francis turbine
Output:	1,400 kW
Effective head:	26.6 m
Max. discharge:	6.2 m <sup>3</sup> /sec. <sup>1/</sup>
Generator type:	Horizontal, 3-phase AC generator
Capacity:	1,480 kVA
Generator voltage:	1,500 V
Rated current:	670 A
Main transformer type:	3-phase, air-cooled type
Capacity:	1,760 kVA
Voltage:	1.5/10.0 kV

Note 1/ : Estimated by Survey Mission

ii) Nebeur 多目的ダム

このダムは Medjerda 川下流の灌漑と発電のために建設され 1956 年に完成した。

Catchment area:	1,000 km <sup>2</sup>
Av. annual precipitation:	400 mm
Av. annual inflow:	4.75 m <sup>3</sup> /sec.
Reservoir high water level:	El 269.00 m
Storage Capacity:	300.0 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Dam type:	Modified arch dam
Dam crest length:	470.0 m
Turbine type:	Vertical Francis turbine
Output:	6,900 kW
Effective head:	53.7 m
Max. discharge:	15.1 m <sup>3</sup> /sec. <sup>1)</sup>
Generator type:	Vertical, 3-phase, AC generator
Capacity:	8,250 kVA × 2
Generator voltage:	5,500 V
Rated current:	867 A
Main transformer type:	3-phase, self-cooled × 2
Capacity:	8,250 kVA
Voltage:	5.5/92 kV

Note 1): Estimated by Survey Mission

Nebeur 発電所はダム直下に建設され上述の水車発電機 2 台が設置されているが、年間平均流入量 4.75 m<sup>3</sup>/sec に対し最大発電使用水量は 30.2 m<sup>3</sup>/sec であるため日常運転は昼間および点灯ピーク時に発電する以外は停止する。

iii) Kasseb 多目的ダム

このダムは 1969 年に完成したが Kasseb 揚水発電所が建設される場合は下池となるダムで、現在は首都チュニスへの上水道 (最大取水量 1.20 m<sup>3</sup>/sec) と発電のためのダムとなっている。発電所の規模は 660 kW と非常に小さい。

Catchment area:	101 km <sup>2</sup>
Av. annual precipitation:	1,000 mm
Av. annual inflow:	1.43 m <sup>3</sup> /sec.
Reservoir high water level:	EL 291.00 m
Reservoir surface area:	4.37 km <sup>2</sup>
Storage capacity:	82.0 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Dam type:	Concrete arch dam
Dam crest length:	245.0 m
Dam height:	58.0 m
Turbine:	Horizontal Francis turbine
Output:	700 kW <sup>1)</sup>
Generator:	Horizontal, 3-phase AC generator
Output:	825 kVA

Note 1): Estimated by Survey Mission

なお既設Kasseb発電所はダムの下流400mに位置している。

以上述べた如く STEG 電力系統の中に占める水力供給力のウエイトは小さい。又水力発電所は灌漑用水の供給の関係から渇水期に発電々力量が多くなる。1976年の STEG 電力系統の総発電々力量に占める水力の比率は Table 3-3 に示す如く僅か3.9%に過ぎない。将来も Kasseb 揚水発電計画が実現するまではそのウエイトは変化しない。

## (2) 火力発電所

前述の如く STEG 電力系統の中に占める火力発電設備は94.7%に達している。Table 3-3にも示すように火力発電設備のうち、設備利用率の高いのは天然ガスを燃料とする Ghannouch I 発電所であり年間をとおして高負荷率運転を行なっている。STEG 電力系統の電力需要の72.8%まではスチーム火力発電設備によって賄なわれている。

なおチュニジア国の中央部で主として Sfax 営業所管内に散在し、単独系統を構成するダイゼル発電所の規模は Sfax の Secours を除けば最大設備出力は620kWである。

### i) スチーム火力発電所

STEG が所有するスチーム火力発電所の総設備出力は183MWで、総発電設備の中に占める割合は48.1%であるが、総発電々力量の中で占める割合は72.9%に達する。すなわちスチーム火力発電所が供給力の主力であることを示している。

La Goulette I 発電所は1931年に運転を開始しその後1948年、1950年および1954年に増設され総設備出力(銘版)は57.5MWであるが、老朽化のためボイラー出力が低下し現状では30MWが発電可能出力である。

La Goulette II 発電所は首都チュニスの電力需要の増加に伴ない、1965年に27.5MW×2台、1968年に27.5MW×2台が建設され現在までチュニジア国の主力発電設備として現在に至っている。

Ghannouch I 発電所は工業地帯としてめざましい発展をしつつある Gabes 市の近郊に位置しスチーム火力発電所として1972年に完成した最も新しい発電所である。この発電所で消費される燃料は Gabes からさらに南300km、アルジェリア国境に近い El Borma 地点で石油採取に伴なって産出する天然ガスである。この天然ガスを輸送するため El Borma と Gabes の間に10¾インチのパイプラインが布設され毎時間58,000立方メートルの天然ガスが送られ主として発電用燃料として使用されている。

この天然ガスのコストは天然ガスの国際価格との比較において2分の1程度18Dinars/TEPと云われており、したがって Table 3-3 においてみられる如く最も設備利用率の高い発電所となっている。

以上述べた3ヶ所のスチーム火力発電所の保守運転は十二分に保管された予備品と修理工場の活用によって良好になされており、保守運転技術のレベルは高い。

## ii) ガスタービン火力発電所

ガスタービン火力発電所は STEG 電力系統内において、Sousse 火力発電所が完成する 1980 年まではベース供給力として、或いはピーク供給力として大きな役割を負う。

特に Gabes 工業地帯に設置されている Ghannouch II 発電所 (59.0 MW) および Bouchemma 火力発電所 (62.0 MW) のガスタービンは Ghannouch I 発電所と同じく El Borma からパイプ・ラインで輸送される天然ガスを燃料として発電する。これらの発電所の設備利用率は 1976 年において 20% 程度であるが、Sousse 火力が完成する 1980 年までは毎年設備利用率が上昇するものと予想される。

Tunis Sud 変電所構内に設置されている 22 MW × 2 台のガスタービンは軽油を燃料とするピーク用供給力であるが、同時に調相機運転も可能で電力系統の電圧調整の役割も負っている。

## iii) デイゼル発電所

デイゼル発電所は主としてチュニジア国の中央部に点在するが、いずれも単独系統を構成し発電所規模も 40 kW から 620 kW と小さい。総発電設備出力は 11.970 kW に達するが Secours 発電所より供給されていた地域は STEG 電力系統より供給されており、Secours 発電所のデイゼル発電設備を除けば 1.340 kW に過ぎない。

Fig 3-2 に 1976 年末現在の STEG 電力系統の発電所位置および主要送電線のルートを示す。

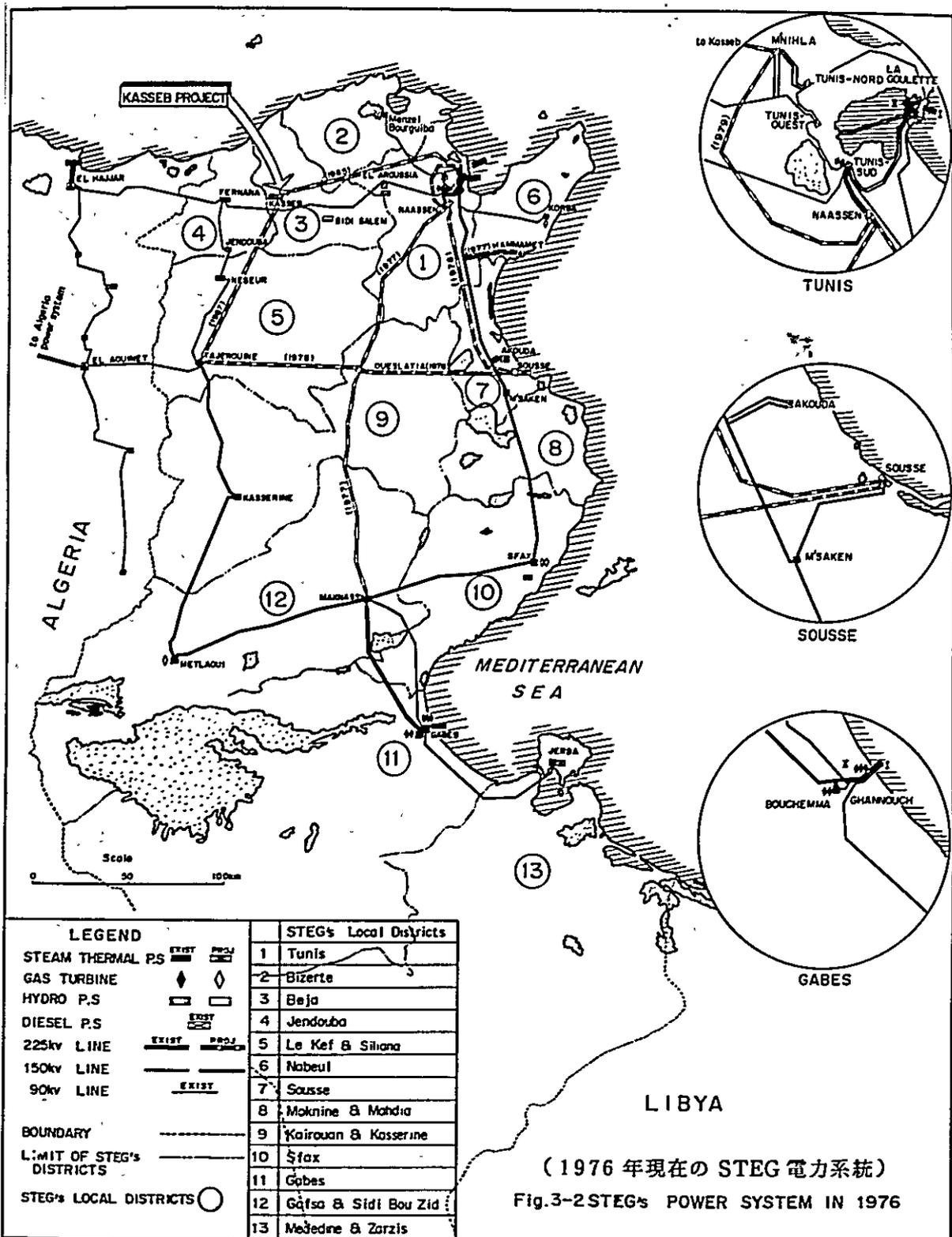
### 3.2.2 送電設備

1977 年から 1979 年までに完成しチュニジア国全土をカバーする 225 kV 基幹送電線、および 225 kV 送電線建設によるチュニス地区の外輸系統の完成により STEG の送電系統は飛躍的に供給信頼度が向上するであろう。

すなわちこれらの完成により STEG の送電系統は強力なグリッド状構成となり、しかもこれを常時ループ運用することで保護システムの整備と相俟って、一區間送電線事故により供給停止に至る変電所は殆んどなくなると思われる。

また主幹系統は大部分が 1 ルート、1 回線であるが長距離電源送電線は少なく、最も長い区間は Oueslatia ~ Bouchemma 間の 226 km<sub>3</sub> だが、これはむしろ例外に属し多くの区間は 100 km を少し超える程度である。従ってグリッドの目が細かく再閉路を高速度で行なうことにより電力系統の供給信頼度はかなり高くなると思われる。

一般に系統計画を策定する場合、安定度をかなり重視するが、STEG ではむしろ電力沙流の方を重視しているように見られる。この理由は先にのべた短距離送電線が大部分であり、なおかつ雷、大風など自然現象による被害の実績があまりない事によると思われるが、225 kV 系統が運転を開始すると従来の 150 kV に比較して安定度に関心を払わざるを得なくなると思われる。



その理由は従来の 150 kV に比べ 225 kV 送電線にはより大きな電力が送電され、かつ電気所間距離が長くなり、リアクタンスが大きくなるので在来電圧の送電線よりも事故に対して注意を払わねばならない。

その他に高電圧になると従来問題のなかった碍子の汚損がクローズアップされてくる。特に雨が少ない地方は碍子の洗滌効果が少なく、一旦事故になると碍子の破損に至ることがあるので注意を要する。

送電線の電圧は目下建設中の 225 kV、(一部は完成し 150 kV 運転中) と 150 kV、90 kV であるが、これらの電圧は受電変電所で 30 kV または 10 kV に過降され、大口需要家にはそのまま、一般家庭には変電塔でさらに 3 相 4 線式 380 v に過降され配電されている。この場合対地電圧は需要家端で 210 V となる。なお 3 相 4 線式への方式変更は現在行なわれつつある。

225 kV、150 kV、90 kV 系統はいずれも中性点直接々地方式で、送電線鉄塔は 1 回線猫形 (Chat) か三角形 (Triangle) が多く碍子はガラス製を使用している。特筆すべきは送電線にいずれも架空地線がなく、わずかに変電所構内の遮蔽地線が引出鉄塔の 5 基程度まで延長して設置されているに過ぎない。

保護方式については距離継電方式を用いており、キャリヤーリレー方式は採用されていない。

150 kV、90 kV 送電線は単相再閉路のみを実施しており 225 kV 系についてもこれが実施されることになっている。

送電線の大部分が 1 ルート、1 回線なので 3 相再閉路は実施していない。既設および建設確定の送電設備を第 3 - 4 表に示す。

中央給電指令所は送電部に属し STEG 本社内にある。主幹系統を示す系統盤と多くのペンレコーダーが設置されており、各電気所への指令、連絡は電力線搬送による電話により行なわれている。各発電所の出力も電力線搬送によりテレメートされておりマイクロウェーブは設備されておらず現状では将来計画もない。

しかし、STEG は近い将来近代的な計算機を使用した自動給電システム導入の検討を始めている。

系統周波数の自動調整は全く行なわれておらず、La Goulette II において周波数計を監視する当直員により手動で周波数調整を行なっている。ガバナー・フリーによる周波数調整は行なわれていないが、周波数の仕上りは良好でペンレコーダーによる短時間の記録を見たところ系統周波数はおよそ 49.5 ~ 50.5 Hz の範囲内に収まっている。周波数については、その変動を最も嫌っている紡績工場ではポット・モーターを使用しておらず 50 Hz 電動機を機械的に増速して使用しており、工場側の周波数変動に対する許容度は  $50 \pm 1.0$  Hz 以内であれば良い事を確認した。

隣接する外国との連系はアルジェリア国と行なっており、90 kV 送電線 2 ルート (計 2 回線) で連系系統を構成している。即ち、北部は Fernana 発電所とアルジェリア国の El Hajjar 変電所間、南部は Tajerouine 変電所とアルジェリア国の El Aouinet 変電所間に連系送電線を有し、

Table 3-4 Transmission Lines of STEG as of February 1977

Section	Voltage (kV)	Distance (km)	No. of cct	Con- ductor	Size of conductor (mm <sup>2</sup> )	Remarks
<b>Existing transmission line</b>						
Tajerouine - El Aouinet	90	60	1	ACSR	288	
Tajerouine - Nebeur	90	59	1	ACSR	288	
Nebeur - Jendouba	90	21	1	ACSR	288	
Jendouba - Fernana	90	27	1	ACSR	288	
Fernana - El Hajjar	90	93	1	ACSR	288	
Fernana - Tunis-Sud	90	143	1	ACSR	288	
Tunis-Sud - Tunis-Ouest	90	10	1	ACSR	288	
La Goulette - Tunis-Sud	90	16	2	ACSR	288	
La Goulette - Tunis-Ouest	90	27	1	ACSR	288	
Tunis-Ouest - M. Bourguiba	90	58	1	ACSR	181.6	
Tunis-Sud - Korba	90	65	1	ACSR	176	
Naassen - Tunis-Sud	90	8	2	ACSR	420	
Sub-total	-	587	-	-	-	
La Goulette - M'Saken	150	129	1	ACSR	297	
M'saken - Sfax	150	102.5	1	ACSR	297	
Sfax - Maknassy	150	104	1	ACSR	297	
Makuassy - Metlaoui	150	116	1	ACSR	297	
Metlaoui - Kasserine	150	106	1	ACSR	297	
Kasserine - Tajerouine	150	83.5	1	ACSR	297	
Ghannouch - Robbana	150	102	1	ACSR	297	
Maknassy - Ghannouch	150	100	1	ACSR	297	
Maknassy - Ghannouch	225 (150)	93	1	ACSR	411	
Sousse - M'saken	150	14	1	ACSR	411	
Bouchemma - Ghannouch	150	3.5	1	ACSR	265	
Ghannouch - Cimenterie	150	10	1	ACSR	297	
Sub-total	-	870.5	-	-	-	
Total	-	1,457.5	-	-	-	
<b>Under construction &amp; projected</b>						<b>Operation in</b>
Maknassy - Oueslatia	225	140	1	ACSR	411	1977
Oueslatia - Naassen	225	112	1	ACSR	411	1977
Oueslatia - Tajerouine	225	100	1	ACSR	411	1978
Oueslatia - Sousse	225	105	1	ACSR	411	1978
Sousse - Naassen	225	112	1	ACSR	411	1978
Naassen - M'Nihla	225	40	1	ACSR	411	1979
Total		609				

常時北部は Fernana 発電所側で「オフ」、南部は El Aouinet 変電所側で「オフ」と差違い運用 (Cross operation) を行なっている。

チュニジア国側で緊急に電力が必要な場合は Fernana 発電所において 15 MW を限度として相手国に無警告に並列し電力を受電する事が可能で、それ以上の電力融通については両国の中央給電指令所間の協議により行なうこととなっている。

融通の実績は 1973 年と 1974 年が最大でそれぞれ 11 GWh となっている。

### 3.2.3 変電設備

STEG の変電所の特徴は変電所内にガスタービンが設置されている個所があり、この場合変電所であると同時に発電所でもある。その例は Tunis-Sud, Ghannouch で、近い将来ガスタービンの設置される変電所は Sfax, Korba, Menzel Bourguiba などがあげられる。

多くの変電所は常時監視の形態をとっておらず、建設中の変電所は遠方監視制御所の形態で設計されており、近傍の大きな変電所から遠方制御されることになっている。例えば Korba は Tunis-Sud よりテレコントロールされ、各バンクの「オン」、「オフ」、負荷時電圧調整器の調整、しゃ断器の開閉などが遠方より可能である。現在、建設中の 225kV Naassen 変電所や Oueslatia 変電所も同様無人変電所として Tunis-Sud 変電所よりテレコントロールされる設計となっている。

既設変電所の主要変圧器は 3 相変圧器であるが殆んどの変電所で予備変圧器を持っている。また変電所内にアレスターが設置されていない箇所が大部分だが送電線に架空地線がないこととあわせ考えると、雷害が少なく、また直接々地である為異常電圧の発生のチャンスが少ない事を知ることができる。

なお、アレスターのかわりに変圧器のブッシングにはロッドギャップのホーンが必ず付いている。

主要変圧器巻線は、直接々地にも拘らず中性点側も全絶縁である。

母線方式は建設中の 225kV 変電所はリングブスで、既設の 150kV, 90kV 変電所はダブルブスが標準である。

進相無効電力供給設備 (Static Power Condenser) は Kasseb 10MVar, Metlaoui, M'Saken, Menzel - Bourguiba の各変電所に各々 9.6MVar, Tunis-Sud と Tunis-Ouest 変電所に各々 8.4 MVar, 計 55.6 MVar が設置されている。なお、Metlaoui 変電所に 6 MVar のシャント・リアクターが設置されているが、線路充電用に使用されるものと思われる。

負荷時タップ調整器は殆んど変圧器に内蔵されており、電圧調整は自動的になされている。

各変電所の主要変圧器のバンク容量を Table 3-5 に示す。

Table 3-5 Transforming Facilities of STEG Power System (As of March, 1977)

Substation	Unit No. of transformer	Capacity (MVA)	Primary voltage (kV)	Secondary voltage (kV)	Reactive power supply equipment		
					Capacitor or reactor	Voltage (kV)	Capacity x No. of unit (M Var)
La Goulette	1	50	96	33			
	2	40	96	33			
Tunis-Sud	1	30	90	11			
	2	30	90	11			
	1	20	90	33	Capacitor	30	8.4 x 1
	2	20	90	33			
	3	30	90	33			
Tunis-Ouest	1	15	90	33			
	2	20	90	33			
	1	30	90	11	Capacitor	10	8.4 x 1
	2	30	90	11			
	3	40	90	11			
Menzel Bourguiba	1	30	90	33	Capacitor	30	9.6 x 1
	2	20	90	33			
	3	20	90	33			
Jendouba	1	15	90	33			
	2	10	90	33			
Tajerouine	1	15	90	33			
	2	15	90	33			
Korba	1	15	90	33			
	2	15	90	33			
M'Saken	1	15	150	33	Capacitor	30	9.6 x 1
	2	15	150	33			
	3	25	150	33			
Sfax	1	25	150	33			
	2	25	150	33			
Metlaoui	1	15	150	33	Capacitor	30	9.6 x 1
	2	15	150	33	Reactor	150	6 x 1
Kaserine	1	15	150	33			
	2	15	150	33			
Ghannouch	1	15	150	33	Reactor	150	6 x 2
	2	15	150	33			
Robbana	1	15	150	33			
Maknassy	1	15	150	33	Reactor	150	6 x 1

## 第4章 電力需要想定

# 目 次

## 第4章 電力需要想定

4.1	基本条件	4-1
4.1.1	資料および情報	4-1
4.1.2	想定の基本条件	4-2
4.2	マクロ手法による想定	4-2
4.2.1	想定の手法	4-2
4.2.2	想定結果	4-8
4.3	積上方式による想定	4-10
4.3.1	想定の手法	4-10
4.3.2	想定結果	4-18
4.4	マクロ手法による想定結果と積上方式による想定結果の比較	4-19
4.5	変電所別電力需要想定	4-20

## 第4章 電力需要想定

### 4.1 基本条件

#### 4.1.1 資料および情報

新しく発送変電設備を作る場合には、巨額の費用と5～10年という長期の期間を必要とする。限りある資金を最も有効に活用するためには将来の電力需要を適確に把握することが必要である。一般に発展途上国においては経済活動も極めて流動的で変化が激しく、電力需要もこれに密接に関連するため正確な想定はかなり難しい問題である。この様な状況にあるため調査団は極力適確な判断を下すことが出来るよう資料の収集を行なった。

すなわち電力需要と密接な関連にあるチュニジア国の「第5次社会経済開発5ヶ年計画（1977年—1981年）」をベースにSTEGによって行なわれた「STEG5ヶ年事業計画」とその電力需要想定資料、チュニジア国の諸機関より入手した経済統計資料、1975年版の国連統計年鑑等を収集しこれらを参考にして需要想定を行なった。

需要想定における基本は上記のような基礎資料の入手とそれの比較検討と共に、関係需要地域の実態を調査し、需要予測を出来るだけ現実の姿に立脚させることが必要である。このため調査団は上記諸需要予測資料その他関係文献を慎重に検討するとともに次のような現地実態調査を実施した。

- (1) チュニジア国の北部工業地帯に位置するEl Fouladh 製鉄工場 S A C E M: (Ste Anonyme de Constructions Electro Mecaniques) 変圧器製造工場, S T I R: (Ste Tunisa-Italiano de Raffinage) 石油精製所における工場拡張計画, 電力需要予測および自家用発電設備の実態調査
- (2) 東部の地中海沿岸の都市 Sousse 市に在る S O G I T E X: (Ste Generale des Industries Textiles) 織物工場における電力需要の実態, 紡錘機および織機の周波数許容変動巾の実態調査
- (3) チュニジア国の南部地中海沿岸に位置する Gabes 工業地域に位置する過磷酸肥料工場 I C M: (Industries Chimiques Maghrebines) およびアルミニウム工場 I C F: (Industrie Chimique du Flour)における設備拡張計画と電力需要予測, 自家用発電設備の実態調査
- (4) Beja, Sfax および Kairouan 等の地方都市に位置する S T E G 地方営業所での地域の電力需要の実態調査
- (5) 観察による主要地域の比較調査。調査団はチュニジア国の主要都市および農村地域を比較観察することによってチュニジア国全体の電化の実態調査
- (6) S T E G の発送配変電設備の建設状況, 運転保守の現状等の調査をとおしての電力需要の把握

#### 4.1.2 想定の基本条件

##### (1) 経済成長

電力需要想定は今後15年に亘る将来を予想するものであるから多くの前提条件の上にはじめて想定が成立する。それらの中でもっとも基本的と考えられるのはチュニジア国の政治経済が今後長期間安定して発展することである。具体的にはチュニジア政府の1977年より1981年までの5ヶ年計画に盛り込まれている如く実質的に7.5%程度の成長率を継続せしめることである。すなわち電力需要の伸びと経済成長率とは密接な相関関係があり、チュニジア国の場合経済成長率が1%低下すれば電力需要の伸び率は1.4%程度低下するものと思われる。

##### (2) 電化率の向上と配電分門への投資

チュニジア国の電化率は1976年現在全国平均で45%であり、第5次5ヶ年計画の終了する1981年には60%に達するものと思われるが、1981年以降も積極的な配電分門への投資がSTEGによって行なわれるものとする。

##### (3) 想定期間

電力需要想定の対象期間は15年としたが、これはKasseb揚水発電計画の予想される投入年度および設備出力がほぼ全部利用出来る1991年までをカバーしている。ただしマクロ手法による想定では西暦2000年までの電力需要を想定したが、この最終年度については特に意味はない。

##### (4) 供給地域

STEGの供給区域はチュニジア国全土である。STEG電力系統は隣国アルジェリアと90kV送電線によって連系可能であるが、アルジェリアへの電力供給は考慮しないものとした。

以上の基本条件のもとに以下に述べるマクロ手法および積上方式による電力需要想定を行ない、積上方式による想定結果をマクロ手法による想定結果でその妥当性を大略チェックしようとするものである。

#### 4.2 マクロ手法による想定

##### 4.2.1 想定の手法

電力消費量はその国の経済的ポテンシャルと非常によい相関々係にあることは良く知られた事実である。

一国の経済活動はGNPという指標で最も包括的に表わされる。電力は生産と消費という国民の経済活動のほとんど全ゆる分野で使用されていたため、長期的にみるとGNPときめてよい相関関係をもつものと考えられる。

電力需要の巨視的予測とは上述のように個人当りのGNP即ち、GNP/Capitaと個人当りの電力消費量即ち、kWh/Capitaの間の相関関係を基として超長期に亘る国全体としての電力需要の

規模を推定する方法である。このような相関関係は、個々の国毎に、その経済規模や、国民の個人所得水準によって規定されるものであり、従って国によって可成りの相違がある。しかしながらEPDCによって行なわれ、国際原子力機構 (IAEA)、世界銀行 (IBRD) でも承認された各国別の統計的調査によれば幾つかの所得規模に対応して、それぞれ電力消費規模の大まかな傾向線が存在する。この長期予測方法に必要なパラメーターは次のとおりである。

- a) 過去の実績から推定される国民経済の現段階における GNP/Capita の平均的な成長率
- b) 現在における GNP/Capita の規模
- c) 現在における kWh/Capita の規模
- d) GNP/Capita の規模の変化に対応する成長率の変化の度合い
- e) GNP/Capita の規模の変化に対応する kWh/Capita の変化の度合い

これらのパラメーターを基にして推定される全国的電力需要の規模は以下のとおりである。なおマクロ手法による電力需要予測のための基礎的な経済指標を Table 4-1 に示す。

- (1) 現在の GNP/Capita および、過去 4 年間の平均成長率 kWh/Capita 現段階におけるチュニジア国の経済の平均的な成長率を反映するものとして「第 4 次 4 ヶ年計画」期間の 1973 年から 1976 年までの主要経済指標即ち、人口、GNP、全国総発電量を採用した。

これらの資料を基として得られる現段階のチュニジア国の GNP/Capita および kWh/Capita の平均成長率および 1976 年のこれらの値は次のとおりである。

GNP/Capita の平均成長率	: 6.0 %
kWh/Capita の平均成長率	: 8.5 %
1976 年の GNP/Capita	: 422 US\$/Capita <sup>※</sup>
1976 年の kWh/Capita	: 233 kWh/Capita

※ : 1968 年価格

マクロ的想定においては GNP/Capita の 1976 年の実績が長期予測の出発点となる。

- (2) GNP/Capita と成長率との相関関係

前述の統計的調査によれば、Fig 4-1 に示すように GNP/Capita の規模とそれに対応する成長率との間には大まかな相関関係があり GNP/Capita が 500 ~ 1000 US\$ に達するまでは成長率のテンポは漸次高まるが、その後は漸次低下することが示されている。

このような相関関係は、世界各国に共通なものではなく、同一規模の GNP/Capita に対して各国の成長率はまちまちである。しかしながらこれらを成長率の高いグループ、低いグループおよび中間グループに分類しそれぞれの傾向線をとると Fig.4-1 に示すとおりとなる。

この国において 1976 年のチュニジアの GNP/Capita である 422 US\$/Capita を基準にして傾向線に従い 500 US\$, 600 US\$, 700 US\$ …………… と漸次増大させそれぞれに対応する GNP/Capita の年間成長率を拾うと Table 4-2 に示すとおりとなる。

- (3) GNP/Capita と kWh/Capita との相関関係

Table 4-1 Basic Economic Index for Demand Forecast

Year	Population (1,000)	GNP at constant price in 1972 (10 <sup>6</sup> Dinars)	GNP/capita (Dinars/capita)	Wholesale index (1970:100)	GNP/capita evaluated by constant price in 1968 (Dinars/capita)	GNP/capita evaluated by US\$ constant price in 1968 (US\$/capita)	Energy consumption in entire country (Gwh)	Energy consumption per capita (Kwh/capita)
1968				95				
1969				96				
1970				100				
1971				107				
1972	5,200	1,077.6	202.7	109	180.6	347	882	170
1973	5,330	1,082.4	203.0		176.9	340	988	185
1974	5,450	1,181.4	216.8		188.9	363	1,079	198
1975	5,577	1,286.3	230.6		201.0	386	1,152	207
1976	5,715	1,443.7	252.6		220.1	422	1,330	233
1977	5,859	1,525.2	260.3		226.9	435	1,510	258
1978	6,000	1,669.3	278.2		242.5	465	1,820	303
1979	6,140	1,779.8	289.9		252.7	485	2,100	342
1980	6,281	1,953.1	311.0		271.0	520	2,450	390
1981	6,428	2,082.6	324.0		282.4	542	2,800	436

(1) Economic growth rate in GNP/capita . . . . . 1972 ~ 1976 (Fourth Plan) 5.1% per year (performance)

1972 ~ 1981 5.1% per year (performance plus Fifth Plan)

(2) Conversion rate from 1968 to 1970 . . . . . 1US\$ = 0.521 Dinars

同じく統計的調査の結果では GNP/Capita と kWh/Capita の間にも、大まかな相関関係が存在する。この相関関係は前項の GNP/Capita と成長率の関係と同様に世界各国に共通なものではないが Fig 4-2 に示すように相関関係をほぼ等しくする幾つかのグループに分類することが出来る。

過去3年間におけるチュニジアの GNP/Capita と kWh/Capita をこの図上にプロットして傾向線を引くと世界の平均線をやや下廻っていることが確認される。

#### 4.2.2 想定結果

1975年版の国連統計資料によれば、1967年より1974年までのチュニジア国の人口増加率は年率2.7%であるが、1975年に行なわれた国勢調査の結果では過去10年間（1966年より1975年まで）の増加率は2.3%であり今後の人口増加率は漸次低下するものと予想されている。従って本報告書では長期予測の条件としての将来の人口増加率についてはチュニジア政府の下記予想値を基とした。

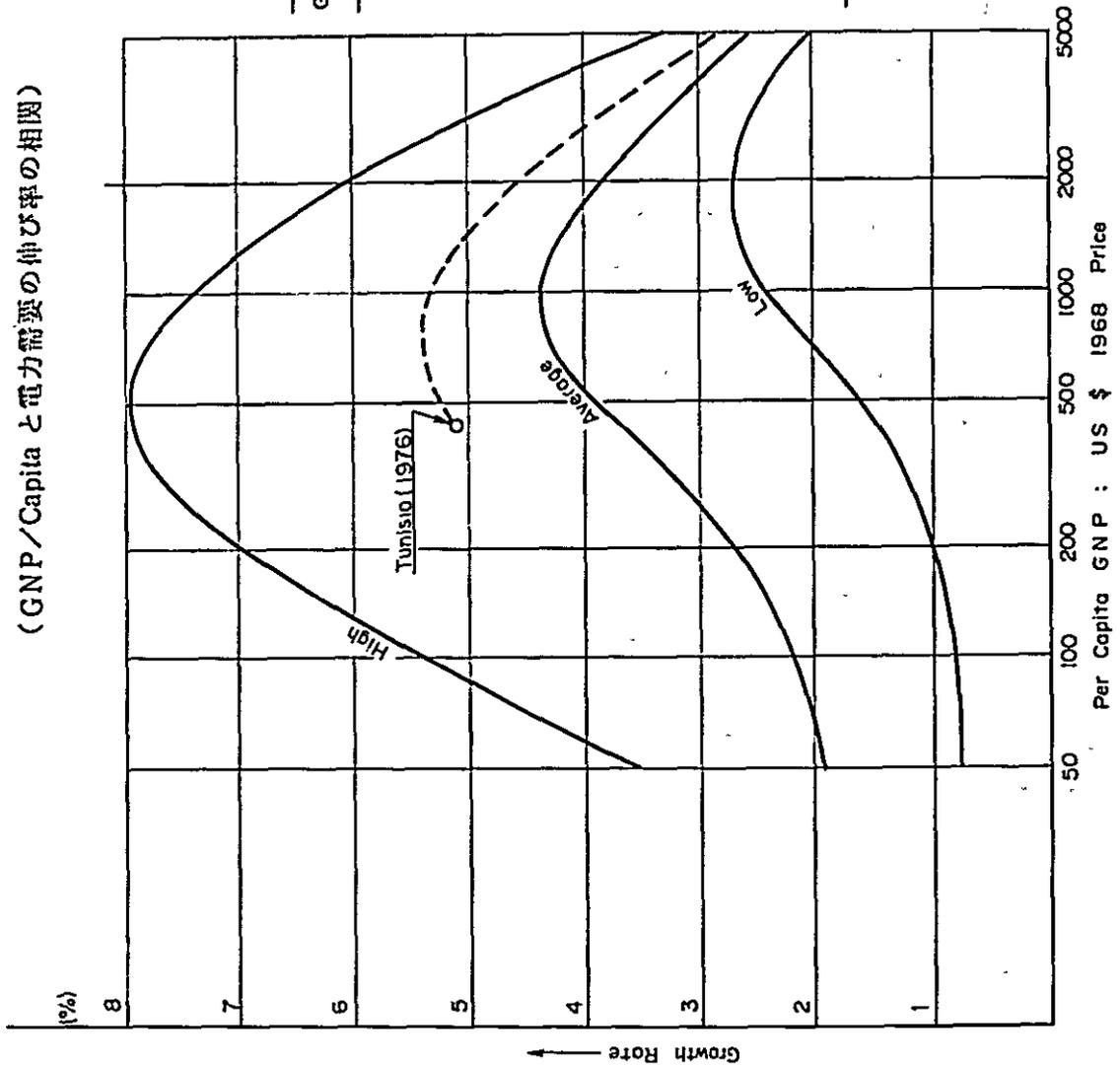
	入 口	増加率
1975年	5,577,300	2.36
1980年	6,280,900	
1985年	7,031,300	2.24
1990年	7,812,000	2.10
1995年	8,549,000	1.79
2000年	9,236,600	1.48

長期予測の想定期間としては西暦2000年までとったが、この最終年については特に意味はない。また想定に当っては出発点として1976年現在の GNP/Capita の平均成長率は5.10%となった。年度毎の全国需要の動向は Table 4-3 に示すとおりである。この表によって1980年、1985年、1990年および1995年時点の需要電力量並びに各5年毎の需要の平均伸び率をみると次のとおりとなる。

	1975	1980	1985	1990	1995
需要電力量 (GWh)	1,152 <sup>1/</sup>	2,260	4,080	7,030	11,370
伸 び 率 (%)	14.2	12.6	11.7	10.1	

Note : 1/ 1975年の実績値

Fig. 4 - 1 Correlation between Per Capita GNP and its Growth Rate  
 (GNP/Capita と電力需要の伸び率の相関)



GNP/Capita (US \$ )	Growth rate (%)	Average growth rate (%)
435	5.10	5.18
500	5.25	5.30
600	5.35	5.38
700	5.40	5.43
800	5.45	5.43
900	5.40	5.38
1000	5.35	5.18
1500	5.00	4.80
2000	4.60	

Table 4-2 : Energy Demand Forecast by Macroscopic Method

Year	Growth rate in GNP/capita (%)	GNP/capita price in 1968 (US\$)	Energy consumption per capita (Kwh/capita)	Predicted population (1,000)	Energy consumption in entire country (Gwh)	Annual increase in energy consumption (%)
1976	5.18	422	233	5,715	1,330	14.2
1977	5.18	444				
1978	5.18	467				
1979	5.18	491				
1980	5.30	517	360	2,261	2,260	
1981	5.30	544				12.5
1982	5.30	573				
1983	5.38	604				
1984	5.38	636				
1985	5.38	670	580	4,078	4,080	
1986	5.43	706				11.5
1987	5.43	745				
1988	5.43	785				
1989	5.43	828				
1990	5.43	873	900	7,031	7,030	
1991	5.38	920				10.2
1992	5.38	970				
1993	5.18	1,022				
1994	5.18	1,075				
1995	5.18	1,131	1,330	11,371	11,370	
1996	5.18	1,189				9.0
1997	5.18	1,250				
1998	5.18	1,316				
1999	5.18	1,384				
2000	5.18	1,455	1,900	17,550	17,550	

Source: Figures on population were given by "Fifth Social Economic Development Plan" 1977 to 1981

Fig. 4-2 Correlation between Per Capita GNP and Per Capita Electricity Production  
 (GNP/Capita と1人当り発電電力量との相関)

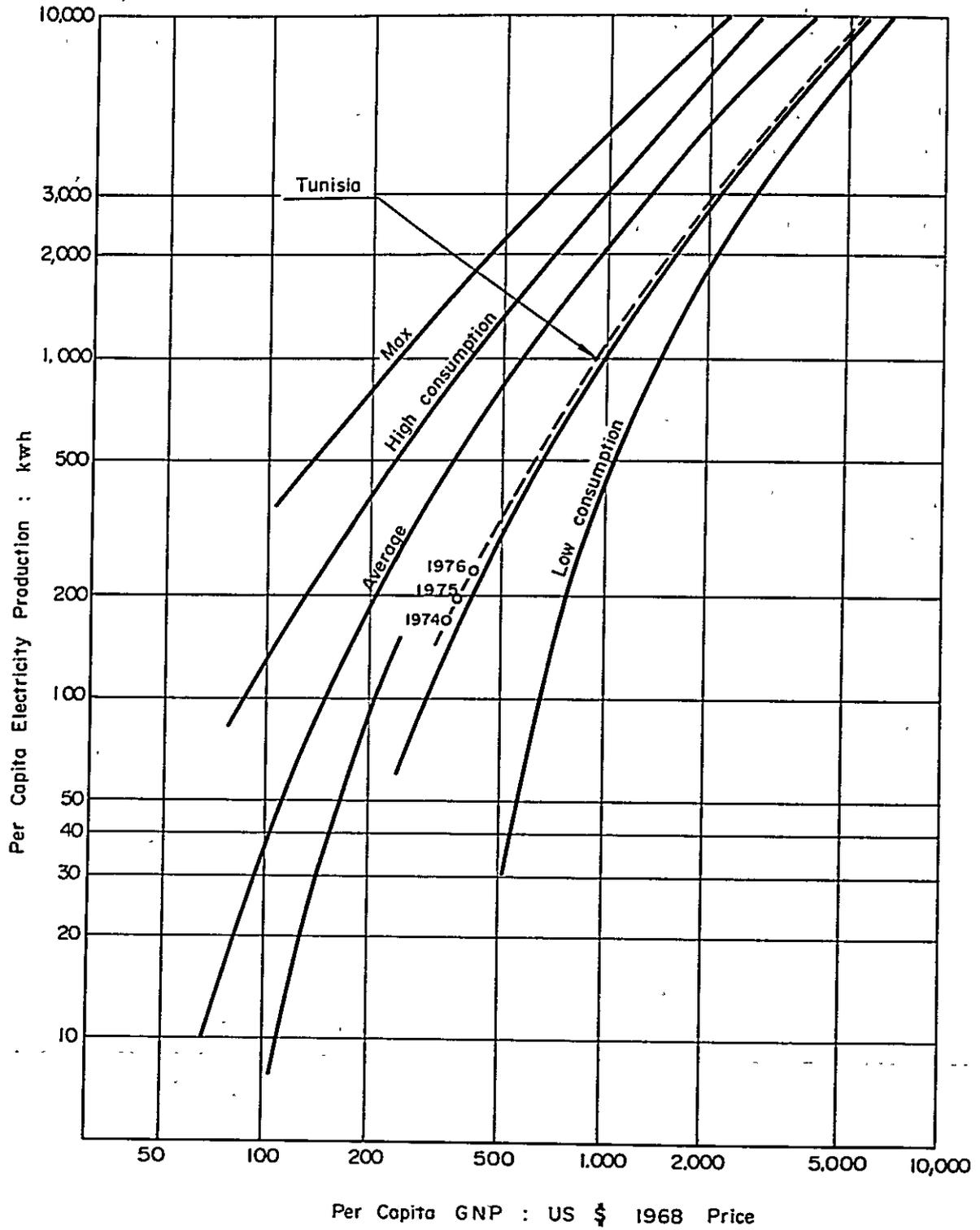


Table 4-3 Power Demand Forecast by Macroscopic Method

Year	Performance and prediction from data of STEG					Prediction by macroscopic method									
	Entire country (A)	High-voltage (B)	STEG Low-voltage (C)	Total (D)	Proportion (D)/(A) (B)/(D) (%)	Gene-rating energy in STEG system (GWh)	Peak power in STEG system (MW)	Transmission and distribution loss (%)	Annual load factor (%)	Prediction for entire country	High-voltage	STEG Low-voltage	Total	Gene-rating energy in STEG system (GWh)	Peak power in STEG system (MW)
1970	692	399	178	577 (2.4)	83	677.7	140	15.2	54.5	1,520	849	460	1,309	1,520	315
71	764	450	195	645 (1.8)	84	766.7	162	16.1	54.0	1,730	994	530	1,524	1,700	355
72	882	516	222	738 (2.3)	84	866.7	175	15.2	56.5	1,980	1,147	610	1,757	1,940	400
73	988	563	253	821 (2.4)	83	960.7	192	14.8	57.1	2,260	1,304	690	1,994	2,230	460
74	1,078	616	287	903 (2.5)	84	1,096.7	225	17.9	55.6	2,540	1,447	780	2,227	2,510	500
75	1,152	669	341	1,010 (3)	87	1,203.8	247	16.1	55.5	2,860	1,630	870	2,500	2,790	570
76	1,330	746	399	1,145 (2)	86	1,339.4	280	14.5	54.5	3,220	1,820	980	2,800	3,130	640
77	1,510	849	460	1,309	87	1,520	315	13.9	55.1	3,620	2,030	1,100	3,130	3,500	720
78	1,820	994	530	1,524	84	1,700	355	10.4	54.7	4,080	2,280	1,220	3,500	3,910	800
79	2,100	1,147	610	1,757	84	1,940	400	9.4	55.4	4,550	2,570	1,380	3,950	4,410	900
1980	2,450	1,304	690	1,994	81	2,230	460	10.6	55.3	5,070	2,800	1,510	4,310	4,820	990
81	2,800	1,447	780	2,227	80	2,510	500	11.3	57.3	5,660	3,130	1,680	4,810	5,370	1,100
82	2,120			2,500	80					7,030	3,890	2,090	5,980	6,680	1,360
83	3,480			2,800	80				(Average 10.5% 1978 to 1981)	7,740	4,280	2,300	6,580	7,350	1,500
84	3,810			3,130	82					8,520	4,710	2,530	7,240	8,090	1,650
85	4,190			3,500	84					9,380	5,180	2,790	7,970	8,910	1,820
86	4,640			3,950	85					10,330	5,710	3,070	8,780	9,810	2,000
87										11,370	6,280	3,380	9,660	10,790	2,200
88										12,390	6,840	3,690	10,530	11,770	2,400
89										13,510	7,460	4,020	11,480	12,830	2,620
90										14,720	8,080	4,730	13,510	15,090	3,080
91										16,050	8,870	4,770	13,640	15,240	3,110
92										17,550	9,700	5,220	14,920	16,670	3,400
93															
94															
95															
96															
97															
98															
99															
2000															

Note: 1. High-voltage load demand for 1982 and after was estimated as 65% of total demand.  
 2. Peak power demand for 1982 and after was estimated based on load factor of 56% and transmission and distribution loss of 10.5%.  
 3. Entire country energy demand of 85% forecast by Macroscopic Method shall be furnished by STEG.

以上の長期予測はチュニジア国の経済構造に急激な変化がなく、現在の成長テンポを起点として将来とも漸進的な発展が行なわれることを前提にしたものである。

#### 4.3 積上方式による想定

##### 4.3.1 想定の手法

1976年におけるチュニジア国の電力需要の86%は STEG によって電力供給が行なわれている。STEG で行なわれている電力需要統計上の需要家区分の方法は次の2つに大別されている。すなわち中圧および高圧で STEG の電力系統より受電する高圧需要家と低圧需要家の2区分である。

##### (1) High-Voltage Customers (30-kV and Over)

	Number of Customers
Extractive industries	70
Iron & Steel industries	16
Chemical industries	108
Construction materials	97
Paper & publishing industries	30
Textile industries	160
Food & tobacco industries	180
Various other industries	186
Pumping	507
Tourism	187
Transport and communication	175
Others	591
Sub-total	2,307
 (2) Low-Voltage Customers (400 V and under)	 454,000

Note: Number of customers as of end of 1976.

1976年の需要家への供給実績によれば、高圧需要家の消費電力量は STEG の売電電量の6%を占め高圧1需要家当りの消費電力量は低圧需要家のそれと比較して1976年において368倍である。

以上の如くチュニジア国の電力需要想定を行なうにあたっては高圧需要家の電力需要の動向を出来るだけ正確に把握することが電力需要想定値の精度を向上させることになる。

積上方式による電力需要想定の方法は需要家種別毎に過去の電力需要の動向を調査すると共に、高圧需要家においては設備の新增設に伴う電力需要の増加、一般低圧需要家においては配電網の拡充に伴う新規需要家の増加、既存の需要家の電力需要の増加（例えば家庭内における電化

製品の動入の動向等)等を調査し、需要家種別毎に電力需要想定を行ない、それらを積上げ全体の電力需要を想定することを云う。

STEG電力系統における需要家区分は上述の如く高圧需要家と低圧需要家の2つに大きく分類されており、したがってこの区分に従って需要想定を行なう。

(1) 高圧需要家の電力需要

電力需要の想定にあたっては前述の需要家のカテゴリー別に各需要家の設備拡張計画、1972年より1976年までの実績等を考慮し、1981年までの想定を行なうものとした。1982年以降についてはカテゴリー別に想定するための資料が乏しく困難であるため、1972年より1976年までの実績値および1977年より1981年までのカテゴリー別の想定値の合計をベースに想定するものとした。

i) Extracting industries (1976年の需要家数70)

この分野の工業需要の過去の大半は隣鉱石(はたる石)の採掘にともなう電力需要である。1972年より1976年までの実績は電力需要の伸びにおいては比較的低調で4.2%/年にとどまった。しかし1978年および1979年に4鉱山において選鉱設備の拡張計画が予定されていること、1980年にはスファックス(Sfax)に新設されるガス化学工業による消費電力量が1980年に50 GWh、1981年には70 GWhと予想され1981年の電力需要は1976年のそれと比較して3.4倍に達するものと想定される。

Unit: GWh

	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	103	111	109	116	123	134	264	291	357	417
Portion Supplied by STEG	--	(106)	(105)	(111)	(118)	(122)	(147)	(164)	(170)	(175)

しかし、これら電力需要のうち1978年以降自家用発電設備の拡張計画があるので、STEGによる1976年から1981年までの電力需要の伸びは8.2%/年と想定される。

ii) Iron & steel industries (需要家数16)

この分野の工業需要の大部分はチュニジア地部(Menzel Bourguiba)に位置するEl Fouladh製鉄所(年産180,000 ton, 内棒鋼160,000 ton, 針金20,000 ton)の電力需要である。1972年より1976年までの電力需要の伸びは11.0%である。El Fouladh製鉄所の設備拡張計画は現在建設中のアーク炉が1977年中に運転に入る予定であり、約7.0 MWの電力需要の増加となる。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	58	67	79	81	88	103	111	116	117	117
Portion Supplied by STEG	-	(47)	(59)	(63)	(71)	(83)	(91)	(96)	(97)	(97)

電力需要のうち約80%は STEGより電力供給がなされる。

この結果1976年より1981年までの STEGの電力供給対象需要の伸び率は6.4%と想定される。

iii) Chemical industries (需要家数108)

この分野の代表的な電力需要家は Sfax に位置する S I A P E: (Ste Industrielle d'Acide Phosphorique et d'Engrais)

および NPK (Engrais Sat) 磷酸肥料工場と Gabes に位置する I C M (Industries Chimiques Maghrebines) 磷酸製造工場である。この分野の需要家は自家用発電設備を有するものが多く電力需要の84%は自家発電によって賄われている。1979年には S E P A: (Ste des Engrais Phosphates et Azotis) が第1期工事として磷酸アンモニウムの生産をさらに第2期工事として合成アンモニウムの生産を予定している。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	114	127	144	115	165	174	186	213	283	356
Portion Supplied by STEG	-	(12)	(21)	(25)	(26)	(33)	(45)	(52)	(72)	(75)

この分野の電力需要は将来とも自家用発電設備によって賄われる比率は大きいですが、1976年より1981年までの STEGの電力供給対象需要の伸び率は23.6%と想定される。

iv) Construction materials (需要家数97)

この分野の電力需要の代表的なものはセメント工業である。1977年に操業を開始する Gabes のセメント工場は年産660,000 tonであり、その他既存のセメント工場の拡張計画も予定されている。1972年から1976年までの電力需要の伸びは6.8%、1976年から1981年までの伸びは23.6%と大きな伸びが予想される。この電力需要の伸びはチュニジア国内のセメント工業の急速な拡大および建造物に使用されるレンガ工業によるも

のである。

Gabes	セメント工場 (新設)	600,000 ton/年	1977-1979年
Bizerte	セメント工場 (拡張)	900,000 ton/年	1978-1980年
Ouest	セメント工場 (新設)	1,000,000 ton/年	1980年

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	83	86	90	97	108	133	172	227	273	311
Portion Supplied by STEG	(83)	(86)	(90)	(97)	(108)	(133)	(172)	(227)	(273)	(311)

註：電力需要は将来も STEG 電力系統より全量供給される。

v) Paper & edition industries (需要家数30)

この分野の代表的な需要家はパルプ工業を代表する SNTC: (Ste Nationale Tunsienne de Cellulose) および SOTUALFA の 2 社でありこの 2 社による電力需要が 1974 年時点で 44 GWh であり全需要の 90% を占めた。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	56	61	58	57	55	61	61	62	64	65
Portion Supplied by STFC		(50)	(49)	(47)	(50)	(51)	(51)	(52)	(54)	(55)

1972 年から 1976 年までの電力需要は 1973 年をピークに漸減したがこれは一時的な現象であり、漸次増加するものと思われる。しかしこの分野には新規計画はないので、STEG 対象電力需要の 1976 年から 1981 年までの電力需要の伸びは 1.9% と想定される。

vi) Textile industries (需要家数 160)

この分野の代表的な需要家は Bou Hjar および Monastir に位置する SOGETISS: (Ste Generale de Tissus Eponge) および SOGITEX: (Ste General des Industries Textiles) 紡績工場である。1977 年以降設備の新增設計画を有するのは SOGITEX のみであり、1972 年より 1976 年までの電力需要の伸び率 5.0% に比し 1976 年より 1981 年までの伸びは 9.8% と予想される。自家用発電設備による電力供給の比率は 1976 年現在 8% である。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	41	42	47	50	50	54	60	66	73	80
Portion Supplied by STEG	-	(39)	(43)	(46)	(46)	(50)	(56)	(62)	(69)	(76)

STEG対象電力需要の1976年から1981年までの電力需要の伸び率は10.6%と想定される。

vii) Food and tobacco industries (需要家数180)

この分野の電力需要は毎年コンスタントな電力需要の伸びを示しており、将来もその基調は変わらないものと思われる。将来プロジェクトとしては1979年に Kairouan にタバコ製造工場、1983年に砂糖精製工場が計画されている。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	53	58	62	69	73	77	84	91	99	107
Portion Supplied by STEG	-	(51)	(54)	(60)	(65)	(69)	(76)	(83)	(91)	(99)

自家用発電設備による1976年の電力需要に占める比率は10%である。しかし、電力需要の増加に対応する自家用発電設備の新增設計画はない。1976年より1981年までの STEG対象電力需要の伸び率は8.8%と想定される。

viii) Various industries (需要家数186)

この分野の電力需要は上述のカテゴリーの中には含まれない諸工業を云い毎年需要家数は増えている。1972年より1976年までの電力需要の伸び率は17.1%を示した。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	28	34	39	42	53	65	77	94	114	138
Portion Supplied by STEG	-	(27)	(32)	(36)	(47)	(59)	(71)	(88)	(108)	(132)

チュニジア国内の工業化にともない前述のカテゴリーに属さない工業需要家数は急増するものと思われる。1976年から1981年までの想定にあたっては1972年から1976年までの平均伸び率17.1%と1975年から1976年までの伸び率26.2%の平均である21.9%の伸びが予想される。

ix) Pumps (需要家数507)

この分野の電力需要は主として高圧から直接受電する灌漑用大容量揚水ポンプである。1972年から1976年までの伸び率は14.4%である。将来計画としてのポンプ需要はBou Hertmaの灌漑揚水計画があり、1977年末に8.0 MW 1978年にさらに8.0 MWのポンプ需要が予想される。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	24	28	33	35	41	49	61	72	84	96
Portion Supplied by STEG	-	(28)	(33)	(35)	(41)	(49)	(61)	(72)	(84)	(96)

ポンプ需要は将来共大きな電力需要の伸びが見込まれ、1976年から1981年までの電力需要の伸びは18.5%と想定される。

x) Tourism (需要家数187)

チュニジア国の外貨収入の大きな部分を占める観光事業は今後も大きく発展するものと予想される。経済社会開発5ヶ年計画(1977-1981)において年間ホテルの利用部屋×日数は約1,000,000と想定されている。なお1975年の実績は800,000部屋×日数を越したと思われる。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	39	44	44	57	60	65	71	78	86	95
Portion Supplied by STEG	-	(44)	(44)	(57)	(60)	(65)	(71)	(78)	(86)	(95)

1972年より1976年までの電力需要の伸び率は15.2%、1976年から1981年まで

のそれは9.6%と想定される。

xi) Transport & communication (需要家数175)

この分野の電力需要は主としてチュニスと Carthage を結ぶ電気鉄道である。

将来のプロジェクトとしては、チュニス市内の簡易電気鉄道の需要として1980年に10 GWhおよび1981年に20 GWhが予想される。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	24	31	31	31	35	40	46	52	64	82
Portion Supplied by STEG	-	(31)	(31)	(31)	(35)	(40)	(46)	(52)	(64)	(82)

1972年より1976年までの電力需要の伸び率は9.9%、1976年から1981年までのそれは18.6%と想定される。

xii) Others (需要家数591)

この分野の電力需要は高圧で直接受電する建物、公共事業、商業、銀行、保険業およびサービス業を云う。1972年から1976年までの電力需要の伸び率は17.8%、1976年から1981年までの伸び率は14.3%と想定される。

	Unit: GWh									
	Performance					Forecast				
	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Power Demand	41	47	55	61	79	95	107	121	136	154
Portion Supplied by STEG	-	(47)	(55)	(61)	(79)	(95)	(107)	(121)	(136)	(154)

以上の高圧需要家のカテゴリー別の電力需要想定値を Table 4-4 に示す。

(2) 低圧需要家の電力需要

低圧需要の電力需要想定にあたっては、1990年時点の1需要家当りの電力消費量を先進国の実績を考慮してターゲットを設定し、このターゲット値に達するよう毎年の需要家数と1需要家当りの消費電力量を想定し相互に乗じたものを毎年の電力需要とした。

すなわち Table 4-5 に示す如く、先進主要国の1世帯の構成員1人当りの電灯消費量、

Table 4-4 Load Forecast for STEG's Power System

Item	Year	Actual				Forecast															Increase (%)			
		-4	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	'73-	'76-	'81-	
		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	'76	'81	'91	
<b>1. Energy consumption</b>																								
<b>i) High and middle voltage</b>																								
Extracting industries	(GWh)	106	105	111	118	122	147	164	170	175												4.2	8.2	
Iron & steel industries	(GWh)	47	59	63	71	83	91	96	97	97												14.8	6.4	
Chemical industries	(GWh)	12	21	25	26	33	45	52	72	75												29.4	23.6	
Construction materials	(GWh)	86	90	97	108	133	172	227	273	311												7.9	23.6	
Paper & edition industries	(GWh)	50	49	47	50	51	51	52	54	55												0	1.9	
Textile industries	(GWh)	39	43	46	46	50	56	62	69	76												5.7	10.6	
Food industries	(GWh)	51	54	60	65	69	76	83	91	99												8.4	8.8	
Various industries	(GWh)	27	32	36	47	59	71	88	108	132												20.3	21.9	
Pumps	(GWh)	28	33	35	41	49	61	72	84	96												13.6	18.5	
Turism	(GWh)	44	44	57	60	65	71	78	86	95												10.9	9.6	
Transport & communication	(GWh)	31	31	31	35	40	46	52	64	82												4.1	18.6	
Others	(GWh)	47	55	61	79	95	107	121	136	154												18.9	14.3	
Sub-total	(GWh)	568	616	669	746	849	994	1,147	1,304	1,447	1,640	1,850	2,080	2,340	2,620	2,930	3,290	3,660	4,080	4,530		9.5	14.2	12.0
<b>ii) Low voltage</b>																								
Number of customer	(10 <sup>3</sup> )	352	383	416	454	503	558	619	687	758	792	853	929	1,009	1,101	1,163	1,236	1,338	1,448	1,514		8.8	10.8	7.2
Consumption per customer	(kWh)	719	749	820	881	915	950	985	1,004	1,029	1,060	1,090	1,120	1,160	1,190	1,230	1,270	1,300	1,350	1,390		7.0	3.2	3.0
Energy consumption	(GWh)	253	287	341	400	460	530	610	690	780	840	930	1,040	1,170	1,310	1,430	1,570	1,740	1,940	2,090		16.5	14.3	10.4
iii) Total energy consumption	(GWh)	821	903	1,010	1,146	1,309	1,524	1,757	1,994	2,227	2,480	2,780	3,120	3,510	3,930	4,360	4,860	5,400	6,020	6,620		11.8	14.2	11.5
<b>2. Transmission &amp; distribution energy loss</b>																								
	(%)	14.6	17.7	15.9	15.1	13.9	10.4	9.4	10.6	11.3	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0		-	-	-
<b>3. Generating energy without station service</b>																								
	(GWh)	961	1,097	1,201	1,350	1,520	1,100	1,940	2,230	2,510	2,790	3,120	3,510	3,940	4,420	4,900	5,460	6,070	6,760	7,440		12.0	13.2	11.5
<b>4. Maximum peak demand without station service</b>																								
	(MW)	192	225	247	280	315	350	390	445	490	550	615	690	775	870	965	1,075	1,195	1,330	1,465		13.4	11.8	11.5
<b>5. Annual load factor</b>																								
	(%)	57.1	55.6	55.5	55.0	55.1	55.4	56.8	57.2	58.5	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0		-	-	-

1人当りの GNP よりチュニジア国の 1990 年のこれらの数値を想定した。

Table 4-5 Lighting Demands of Principal Advanced Nations

Country	Persons per Household	Lighting Consumption per Capita (kWh/year)	GNP/Capita
U.S.A.	3.3 (1960)	2,186 (1970)	4,289 (1970)
U.K.	2.9 (1966)	1,448 (1970)	2,014 (1970)
W. Germany	2.9 (1961)	810 (1970)	2,752 (1970)
France	3.1 (1962)	612 (1970)	2,477 (1970)
Japan	3.7 (1970)	499 (1970)	1,636 (1970)
Tunisia	4.5 (1990)	300 (1990)	873 (1990)

Note: The lighting consumptions per capita of the U.S.A., U.K. and West Germany include those for agricultural purposes. France is for low voltages. The figures in parentheses indicate year.

Sources: Overseas Electric Industries Statistics, Japan and United Nations Statistics, 1975.

1975年の国勢調査結果では1世帯当りの人員は5.5人であった。

チュニジア国においても将来1世帯当りの人員構成は急速に低下するものと思われるが、1990年時点では4.5人、1人当りの電灯消費量300 kWhは1人当りのGNPが870 US\$に達するものとすれば妥当な数値である。

#### 4.3.2 想定結果

前述の如く、積上方式による電力需要は高圧需要と低圧需要に区分しそれぞれを想定した。高圧の電力需要についてはカテゴリー別に想定出来る期間は1981年までであり、1982年以降については1973年から1976年までの電力需要の伸び9.5%と1976年から1981年までの伸び率14.2%の平均値をとり小数点1桁を切上げ12.0%とした。この結果高圧電力需要の1976年から1991年までの電力需要の伸び率は12.8%と想定される。

低圧電力需要の1976年より1991年までの伸び率は高圧電力需要の伸び率のそれと比較して小さく11.6%と想定される。

STEG電力系統全体の発電所端(所内負荷を除く)の最大電力および発電電力量を1976年、1980年、1985年、および1990七の各年度毎に示せば次の如くなる。

	1976	1980	1985	1990	Growth Rate (%)
Max. peak demand (MW)	280	445	775	1,330	11.0
Energy generation (GWh)	1,350	2,230	3,940	6,760	11.3
Annual load factor (%)	55.0	57.2	58.0	58.0	—

積上方式による電力需要想定結果を Table 4-4 に示す。

#### 4.4 マクロ手法による想定結果と積上方式による想定結果の比較

マクロ手法による想定は積上方式によって想定された電力需要をクロスチェックする意味で行なわれたものであり、すなわち積上方式によって想定された将来需要とマクロ手法による想定結果が接近していれば積上方式による想定は妥当なものであると結論づけて良いであろう。

Table 4-3 および Table 4-4 よりマクロ手法および積上方式による想定結果を1976年, 1980年, 1985年, および1990年の各年度について示せば次の如くなる。

	Actual	Forecast		
	1976	1980	1985	1990
A) Macroscopic Method				
Max. peak demand (MW)	280	460	800	1,360
Energy generation (GWh)	1,350	2,230	3,910	6,680
B) Analytical Method				
Max. peak demand (MW)	280	445	775	1,330
Energy generation (GWh)	1,350	2,230	3,940	6,760
A/B				
Max. peak demand (%)	100	103	103	102
Energy generation (%)	100	100	99	99

すなわち、積上方式による想定結果はマクロ手法による想定結果と非常に近似しており、チュニジア国の経済が順調な発展を示せば1990年頃まで毎年11%程度の電力需要の伸びが期待出来ると結論づけられる。

#### 4.5 変電所別電力需要想定

以上述べた電力需要想定結果は STEG 電力系統における発電所端（発電所の所内消費を除く）電力需要である。第8章で述べる電力系統の解析のためには STEG 電力系統の変電所別電力需要を想定する必要がある。このため高圧・中圧の電力需要については STEG の13営業地域別に電力需要を想定し、又低圧電力需要については1976年の電化率と STEG の5ヶ年計画で予定されている13営業地域別の配電線拡張計画とより想定した。

Table 4-6に13営業地域別の1981年時点の需要家端における電力需要を、又 Table 4-7に1981年、1985年、1986年および1986年の変電所別電力需要を示す。

Table 4-6 Demand at the End of Customers in 1981

STEG's local districts	Energy demand (10 <sup>6</sup> GWh)			Max demand		<sup>2/</sup> Additional transformers
	High-voltage	Low-voltage	Total	(MW)	L.F (%)	(kVA)
1 Tunis & Tunis-Sud	429	297	726	127	65.3	9.8
2 Bizerte	220	41	261	43	69.3	6.5
3 Beja	14	16	30	5	68.5	5.4
4 Jendouba	42	12	54	25	71.2	11.5
5 Le Kef & Siliana	86	16	102			
6 Nabeul	59	60	119	30	45.3	19.5
7 Sousse	96	69	165	67	44.3	0.4
8 Mahdia & Monastir	45	50	95			
9 Kairouan & Kasserine	73	50	123	65	53.4	6.3
10 Sfax	83	98	181			
11 Gabes	131	27	158	73	51.0	6.6
12 Gafsa & Sidi Bou Zid	145	23	168			
13 Medenine	24	21	45	9	57.1	6.5
Total	1,447 <sup>1/</sup>	780 <sup>1/</sup>	2,227	444	57.3	99.6

Note: <sup>1/</sup> Refer to Table 4-4

<sup>2/</sup> Additional transformers for distribution lines to be installed from 1977 to 1981.

Table 4-7 Maximum Demand at Substations

		Unit (MW)			
		1981	1985	1986	1988
1	Tunis & Tunis-Sud	144	228	256	308
	La Goulette	(18)	(28)	(33)	(41)
	Tunis-Sud S.S	(46)	(73)	(80)	(94)
	Tunis-Nord S.S	(39)	(62)	(70)	(86)
	Tunis-Ouest S.S	(41)	(65)	(73)	(87)
2	Bizerte				
	Menzel Bourguiba S.S	45	72	78	92
3	Beja				
	Zarga S.S	4	7	8	10
4	Jendouba				
	Jendouba S.S	13	20	22	26
5	Le Kef & Siliana				
	Tajerouine S.S	14	22	23	26
6	Nebeul	30	48	53	65
	Korba S.S	(16)	(25)	(27)	(33)
	Hammamet S.S	(14)	(23)	(26)	(32)
7,8	Sousse, Mahdia & Monastir	77	124	145	194
	M'Saken S.S	(41)	(66)	(77)	(104)
	Akouda S.S	(36)	(58)	(68)	(90)
9	Kairouan & Kasserine	16	25	29	33
	Oueslatia S.S	(6)	(9)	(10)	(11)
	Kasserine S.S	(10)	(16)	(19)	(22)
10	Sfax				
	Sfax S.S	49	79	93	124
11	Gabes				
	Ghannouch S.S	28	44	47	54
12	Gafsa & Sidi Bou Zid	45	72	80	97
	Metalaoui S.S	(38)	(61)	(68)	(83)
	Maknassy S.S	(7)	(11)	(12)	(14)
13	Mededine				
	Robbana S.S	9	14	15	18
Total		474	755	849	1,047
Generating End <u>1/</u>		490	775	870	1,075

Note 1/ Refer to Table 4-4.

## 第5章 電力開発計画とKasseb揚水発電計画

Table 4-7 Maximum Demand at Substations

		Unit (MW)			
		1981	1985	1986	1988
1	Tunis & Tunis-Sud	144	228	256	308
	La Goulette	(18)	(28)	(33)	(41)
	Tunis-Sud S.S	(46)	(73)	(80)	(94)
	Tunis-Nord S.S	(39)	(62)	(70)	(86)
	Tunis-Ouest S.S	(41)	(65)	(73)	(87)
2	Bizerte				
	Menzel Bourguiba S.S	45	72	78	92
3	Beja				
	Zarga S.S	4	7	8	10
4	Jendouba				
	Jendouba S.S	13	20	22	26
5	Le Kef & Siliana				
	Tajerouine S.S	14	22	23	26
6	Nebeul	30	48	53	65
	Korba S.S	(16)	(25)	(27)	(33)
	Hammamet S.S	(14)	(23)	(26)	(32)
7,8	Sousse, Mahdia & Monastir	77	124	145	194
	M'Saken S.S	(41)	(66)	(77)	(104)
	Akouda S.S	(36)	(58)	(68)	(90)
9	Kairouan & Kasserine	16	25	29	33
	Oueslatia S.S	(6)	(9)	(10)	(11)
	Kasserine S.S	(10)	(16)	(19)	(22)
10	Sfax				
	Sfax S.S	49	79	93	124
11	Gabes				
	Ghannouch S.S	28	44	47	54
12	Gafsa & Sidi Bou Zid	45	72	80	97
	Metalaoui S.S	(38)	(61)	(68)	(83)
	Maknassy S.S	(7)	(11)	(12)	(14)
13	Mededine				
	Robbana S.S	9	14	15	18
Total		474	755	849	1,047
Generating End <u>1/</u>		490	775	870	1,075

Note 1/ Refer to Table 4-4.

## 第5章 電力開発計画とKasseb揚水発電計画

# 目 次

## 第5章 電力開発計画とKasseb揚水計画

5.1	開発計画の基本的な考え方 .....	5-1
5.1.1	基本的な考え方 .....	5-1
5.1.2	開発計画の組合せ .....	5-3
5.1.3	開発計画策定のための前提条件 .....	5-5
5.2	最適な電力開発計画 .....	5-7
5.2.1	最適な電力開発計画と供給力構成比率の年次別推移 .....	5-7
5.2.2	最適計画の策定にあたっての考察 .....	5-9
5.3	電力需給バランス .....	5-15
5.4	電力系統制御運転システムの近代化 .....	5-17

## 第5章 電力開発計画とKasseb揚水計画

### 5.1 開発計画の基本的な考え方

#### 5.1.1 基本的な考え方

電源設備は一旦建設されると長く電力系統にあって電力供給の使命を果たすことになるので、電源開発の経済性は電力需給の安定を確保しつつ長期間にわたる電力系統の総合経費を最小にすることで評価される。この場合の電力系統の総合経費最小とは既設および新設設備の経済的運用を考慮して、需給バランスを定めその各々について経費計算を行ない、相互に比較して経費最小の計画を選定することである。しかし、STEG電力系統は以下に述べるような理由により1983年以降の増分需要に対する供給電源の比較検討を行なえば充分である。具体的な検討の進め方として次の事項に留意した。

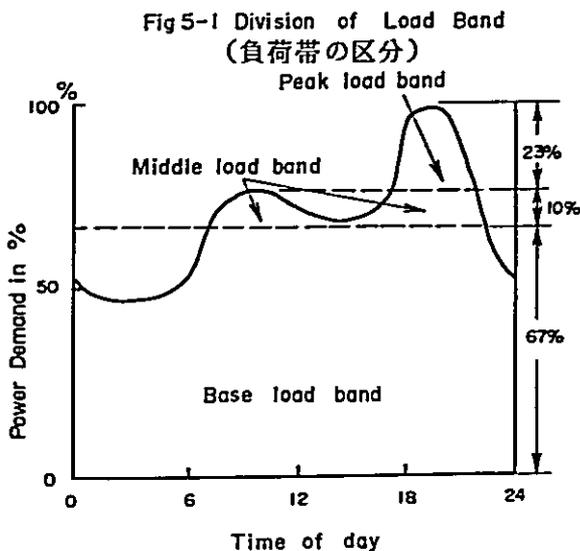
#### (1) 将来年度に亘る電源開発の大勢把握

STEG電力系統の電源開発計画は1977年より1982年までの間に490.0MWの開発が予定されており、1982年11月に運転開始が予定されているSidi Salem水力発電計画(36.0MW)を除きすべて入札が終り発註手続きも終了している。したがって1982年末までの電源開発計画は決定済みである。

よって、調査団に課せられた問題は1983年以降の電源開発計画の策定であり、既存の発電設備、および1977年から1982年までに開発される供給力を考慮しながら、負荷の特性、(電力需要の形等)に応じて供給力はそれぞれどのようなものを計画すべきかということである。

STEG電力系統の負荷をモデル化すると次のような3つの部分に分割して考えることが出来る。

Fig 5-1に示す各負荷帯の特徴をもとに、これらに適合するために要求される供給力の一般的特性を示すと次の如くなる。



チュニジア国の河川で水力電源開発の可能な河川は Medjerda 川とその支流である。この河川には既に既設の水力発電所5ヶ所が開発され、さらに Sidi Salem(36.0MW)および Kasseb 揚水発電所(350MW)が計画されている。調査団が現地調査で得た資料によれば、現状では Kasseb 揚水発電計画以降に水力発電計画は無い。したがって、STEG電力系統

は将来共火力発電設備による供給力が大きなウエイトを占めるものと考えて良い。

Table 5-1 各負荷帯に適合する供給力の一般的特性

負荷帯	供給力の一般的特性		適合する機種	1982年末の 設備出力 MW (%)
	経済上からみた特性	運用上から みた特性		
ピーク	設備利用率は極めて低いので、発電コストに与える影響は固定費が大きく可変費は小さい。したがって揚水式水力或いは効率は低くてもkW当りの建設費の安い火力が適している。	起動・停止が容易でかつ負荷追従能力が優れていること。	(1) 貯水池式・調整池式水力 (2) 揚水式水力 (3) ガスタービン	36.0(4.3) 0(0) 198.0(23.5)
ミドル	年設備利用率は50%程度以下でピークとベースの間である。したがって要求される特性も中間的なもので、例えばベース用火力と比較して効率はやゝ低いがkW当りの建設費もやゝ安いような火力がこれを担当する。	毎日の深夜停止が可能でもあること。	(1) 調整池式水力 (2) ミドル火力 (3) 天然ガスを燃料とするガスタービン	20.0(2.4) 125.0(14.8) 106.0(12.6)
ベース	年設備利用率は80~90%と高いので経済性に与える影響は、可変費が大きい。したがって例えばkW当りの建設費が或る程度高くても効率の高い火力等が適している。	一般的には特に厳しい制約はない。	(1) 流入式水力 (2) 高能率火力 (3) 天然ガスを燃料とするスチーム火力	0(0) 300.0(35.5) 58.0(6.9)
			計	843.0(100%)

Table 5-1 に示す如く 1982年の設備供給力で気付くことはベース火力の供給力が電力需要の形(負荷曲線)からみて少ないことである。したがって、1983年以降に最初に投入されるべき供給力としてはベース火力(150 MWユニット)でなくてはならないであろう。

1982年時点でミドル火力は充分な供給力を有するが、ピーク供給力は1983年以降電力需要の伸びに応じ新規供給力を投入する必要があることが分かる。

## (2) 1983年以降の電源開発のテンポと火力ユニット容量

1983年以降の毎年の電力需要の伸びは、1983年時点で65 MW、1990年時点で135 MWと予想される。すなわち、電力需要の伸びの大きさを考慮すると150 MW程度の設備を最初は1.5年程度のインターバルで、後半は1年程度のインターバルで建設する必要があること

が分かる。STEG 電力系統の中に 1980 年には 150 MW ユニットの火力 2 台が投入されるので 1983 年以降新設される火力ユニットは 150 MW 以上を考慮すれば良いであろう。なお STEG 電力系統の規模からみて次のステップである 250 MW ユニットの採用しうるのは 1990 年頃となる。

一方水力発電計画としては Kasseb 揚水発電計画があり、電力需要の伸びに応じて顕著になるピーク需要に対処するものとして計画されている。

### 5.1.2 開発計画の組合せと経済評価の範囲

1983 年以降の開発計画は上述のベース供給力としての 150 MW ユニットの供給力とピーク供給としてのガスタービンか、或いはガスタービンに代る Kasseb 揚水発電計画とをどのような順位で開発すれば良いかを検討することである。Kasseb 揚水発電計画については第 7 章でガスタービン発電設備と比較検討され、その経済性は明らかになっている。一方電力需要の伸びに応じてベース供給力を必要とするが、これは本章の 5.2.2 で示す如く明らかにスチーム火力がガスタービン火力より経済性が高い。

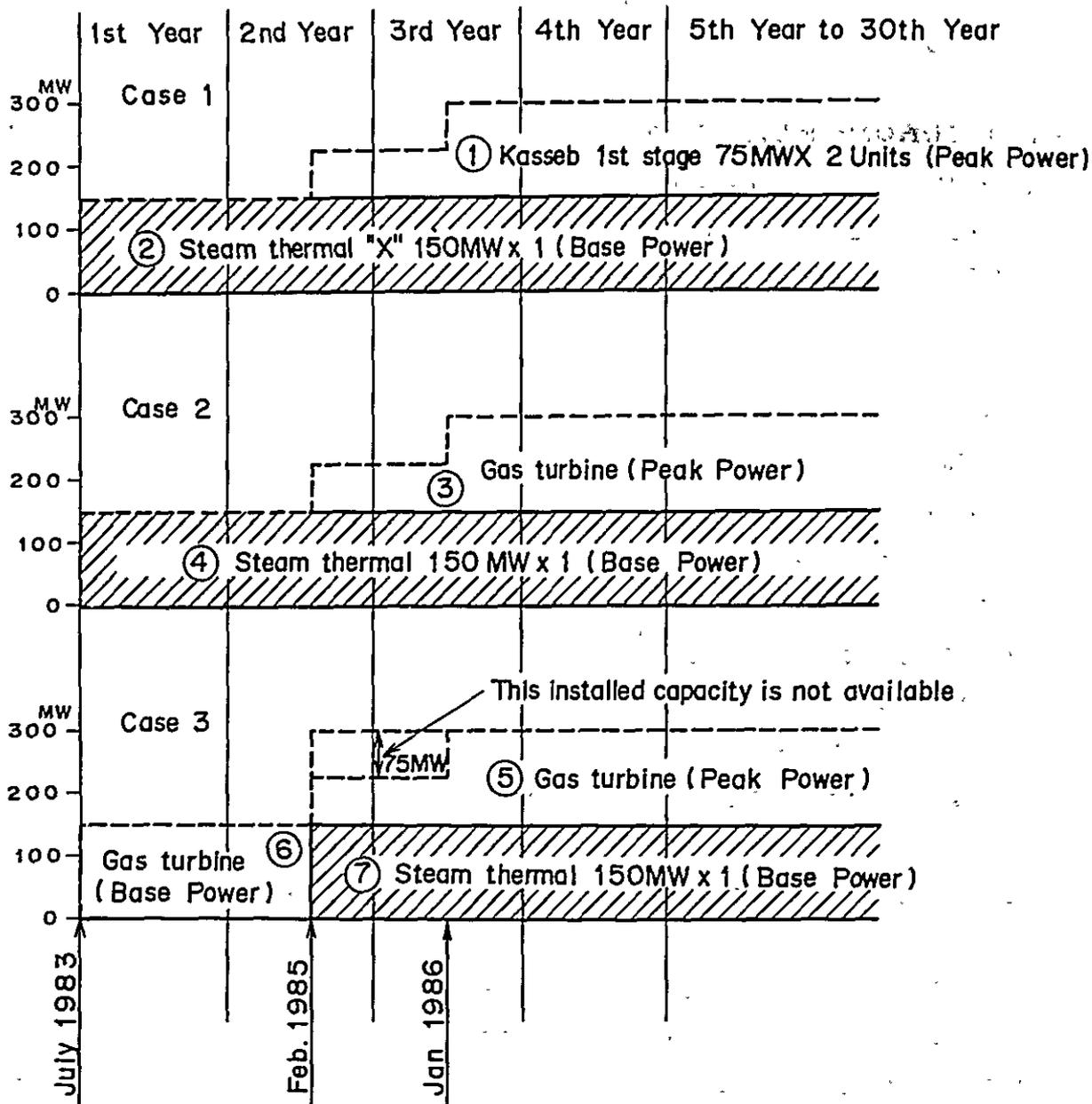
しかし 1983 年の供給力については、建設費の安いガスタービン火力を先づ建設し、1985 年まではベース火力として運転を行ない、1985 年時点でスチーム火力が建設された後は、このガスタービン火力をピーク供給力に充当するという代案も考えられるのでこの検討も行なうこととした。すなわち開発計画の骨子となる 1983 年から 1985 年時点での供給力開発の方法として Fig 5-2 に示すような次の 3 案が考えられる。

- case 1 : 1983 年にスチーム火力 (150 MW ユニット × 1 台) を建設し、1985 年に Kasseb 揚水発電計画 (第 1 期) 運開
- case 2 : 1983 年にスチーム火力 (150 MW ユニット × 1 台) を建設し、1985 年にガスタービン (75 MW)、さらに 1986 年にガスタービン (75 MW) を建設
- case 3 : 1983 年にガスタービン (150 MW) を建設し、1985 年までベース 負荷運転を行なわせ、1985 年にスチーム火力 (150 MW × 1 台) を建設。  
(1985 年時点以降ガスタービンはピーク運転とする。)

但し Fig 5-2 の中に示す Case 1 と Case 2 の比較については第 7 章にて Kasseb ①とガスタービン③の経済比較が行なわれ Kasseb の優位性、すなわち Case 1 の経済性は立証されているので Case 2 と Case 3 の比較をすれば良い。これは本章 5.2.2 にて検討されているように Case 2 が優位であった。従って 1983 年時点で投入すべき供給力としてはスチーム火力が適当であろうと予想される。

# Fig.5-2 Combination of Power Plants

(発電設備の組合せ)



Note : Operating conditions of gas turbine (6) will be varied to (5) from February 1985

### 5.1.3 開発計画策定のための前提条件

#### (1) 予備力とサービス基準

予備力が充分なほどサービス基準は向上する。(供給力の不足確率は小さい)しかし、このことは発電設備が遊休している割合が多いことを意味し、電力系統全体では発電コストを上昇させる要因になる。STEGの予備力の基準は最大電力需要の20%か、又は最大のユニット容量とさらにガスタービン2台(30MWと22MWの両ユニット)の容量との和のいずれか大きい値を必要予備力と定めている。

この予備率は我が国の電気事業において云われている7~10%(但し日本の場合は火力等の定期点検のためのスケジュール停止の供給力は除いてある)と比較すればかなり大きめの数値といえる。

水力を除く火力発電設備の事故、または作業停止により保有予備力(202MW)以上に発電機が停止し、電力が供給出来なくなる確率を参考のため下記条件により試算を行なった。

- a) 計算時点 1983年末
- b) 供給力合計 903MW 内訳 水力を除き  
150MW×3台, 30MW×8台, 22MW×9台
- c) 停止率 各ユニット一律5%としたが、150MWユニットの補修停止については需要の少ない季節に計画的に行なうものとし、5%すべてが事故率とみなし、その他の補修停止率は無視した。  
他の30MW, 22MWユニットについては事故率2%, その他の補修停止率3%計5%と想定した。

試算の結果によると202MW以上の不足供給確率は0.018443すなわち1年間に6.7日となる。

発電機停止の組合せによる停止確率の内、主なるものは下記の通りである。

停止発電機の組合せ	停止確率
case 1 : 150MW(2台)と他のユニットのすべての組合せ	0.007125
case 2 : 150MW(1台)+30MW(2台)	0.004390
case 3 : 150MW(1台)+30MW(1台)+22MW(2台)	0.002377
case 4 : 150MW(1台)+30MW(2台)+22MW(1台)	0.002080
case 5 : 150MW(1台) +22MW(3台)	0.000693
計	0.016665

当初調査団はSTEGの予備力基準については202MWが過大であるとの印象を受けていた。しかし試算の結果の年間6.7日の不足供給日は一般電気事業者の信頼度レベルから考えて

不足日数は大であり、決して予備力は過大ではないことが分かる。

しかし、これを改善するためさらに予備力を増加させることは、ますます発電コストを増加させることになるので現在の STEG の予備力基準は止むを得ないものと結論づけて良いであろう。

(2) 休廃止発電設備の扱い

STEG 電力系統内の既設発電設備のうち最も古い発電設備は La Goulette I スチーム火力発電所のそれで、1931年に運転を開始した。既設水力発電所（5ヶ所）は、いずれも第2次世界大戦後に建設されたものであり、比較的新しい。Table 3-2 に既設発電設備の運転開始年度が示されている。

STEG 電力系統の電源開発計画を立案するにあたっては既設発電設備の老朽化による電力系統からの撤去を考慮しながら計画を決める必要がある。この意味において調査団は STEG とディスカッションの上、Table 5-2 に示す火力発電設備は老朽化により撤去されるものとした。撤去年度については、ガスタービンの運転条件からくるサービス・ライフを考慮し、又スチーム火力についてはその撤去対象発電所の規模がいずれも小さく、150 MW ユニットのスチーム火力が3台運転可能となる1983年より順次撤去を考慮した。この結果ガスタービンは据付後、11年間ほぼ全稼動後撤去されることになる。又スチーム・タービンは据付後22年目に撤去されることになる。

Table 5-2 Thermal power plants to be retired

Power Plants	No. of Units	Effective installed Cap.(MW)	Year of commissioning	Year of retirements	Period of operation
Ghannouch II	1	15.0	1971	May 1981	11 years (Gas)
La Goulette I	4	30.0	1931~1954	July 1983	24 years (Steam)
Ghannouch	1	22.0	1973	July 1983	11 years (Gas)
Ghannouch	1	22.0	1973	July 1983	11 years (Gas)
La Goulette II	1	47.0	1965	Nov. 1986	22 years (Steam)
"	1				
"	1	47.5	1968	June 1989	22 years (Steam)
"	1				
Total	11	184.0	-	-	-

(3) 経済比較における送電線および変電所の建設費の扱い

一般に水火力個別計画の組合せを検討するにあたっては、第7章でも述べる如く電源と一次変電所までの送電線を含めた設備を対象に評価する必要がある。すなわち、Kasseb揚水発電計画と組合せられる場合には、M' Nihla 変電所およびTajeroune 変電所までの送電線の建設費を含めて評価するものとした。又スチーム火力およびガスタービンはいずれも電力需要地

に近く、電力系統との接続のための送電線は考慮しないものとしたが、225 kV 送電線との連系のための変電設備は考慮した。

#### (4) Kasseb揚水発電所の即応性の評価

水力は火力に比べて負荷変化にたいする即応性が優れており、そのため急変する負荷にたいする瞬動予備力および事故時の運転予備力として十分に利用される。したがって水力の評価にあたっては、このような水力固有の能力を十分に評価することが望ましいが、金額に評価が困難なため経済性評価にはとり入れないこととした。

## 5.2 最適な電力開発計画

上述の如く、将来の電源開発に対する大勢把握、開発のテンポと火力ユニット容量、開発計画の組合せ、予備力とサービス基準および休廃止設備の条件等を考慮すると開発計画のパターンは限定されたものになる。

### 5.2.1 最適な電力開発計画と供給力構成比率の年次別推移

結論的に言えば最適な電力開発計画は次のとおりである。

Jul.	1983:	Steam thermal "X", 150-MW unit (Base power)
Feb.	1985:	Kasseb Hydro, 75 MW x 1 unit (peak power)
Jan.	1986:	Kasseb Hydro, 75 MW x 1 unit (peak power)
Nov.	1986:	Steam thermal "Y", 150-MW unit (base power)
Nov.	1987:	Kasseb Hydro, 100 MW x 1 unit (peak power)
Oct.	1988:	Kasseb Hydro, 100 MW x 1 unit (peak power)
Jun.	1989:	Steam thermal "Z", 150-MW unit (base power)

Kasseb 揚水発電所のユニット容量については 6.2.3 で述べた如く第 1 期工事においては 75 MW ユニットが採用され第 2 期工事において 100 MW ユニットが採用された。

Fig 5-3 に 1982 年以降の増分電力需要に対応する最適開発計画を示す。図に示される如くベース供給力としてのスチーム火力 150 MW ユニットと Kasseb 水力が交互に投入されていることが分かる。

なおスチーム火力 "X" および "Y" の建設地点は第 8 章で詳述されているように現在建設されている Sousse 火力発電所地点に増設するのではなく、電力需要の中心地であるチュニス近郊に発電所立地を求めるのが電力汐流および安定度の面から好ましい。

Table 5-3 に 1983 年以降のピーク、ミドルおよびベース負荷帯における供給力の比率を示す。すなわち電力需要の形（負荷曲線の形状）からみて機種別の供給力の比率はベース供給力の比率がやゝ小さく、ピーク供給力の比率がやゝ高くなっているが、ほぼ妥当な比率と云える。

Fig. 5-3 Incremental Demand and Additional Installed Capacity  
(増分電力需要と追加の発電設備出力)

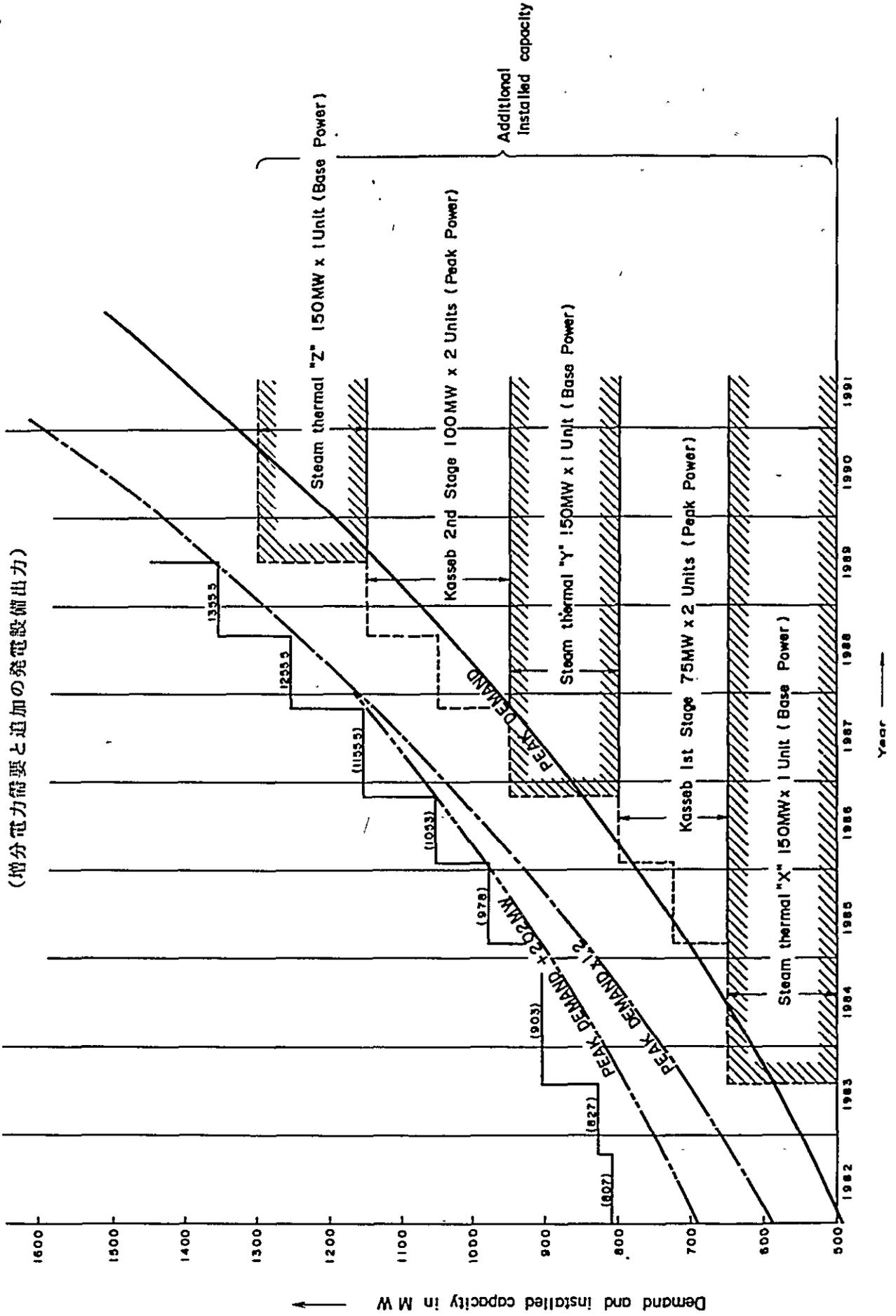


Table 5-3 Proportion of Supply Capability divided into Type of Power Plants

Load band	Applicable power plant type	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
		MW (%)	MW (%)	MW (%)	MW (%)	MW (%)	MW (%)	MW (%)
Peak	Reserver type hydro	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0
	Regulating type hydro							
	Pumped strage type	—	—	75.0	150.0	250.0	350.0	350.0
	Gasturbine	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0
	sub-total	234.0 (25.5)	234.0 (25.5)	309.0 (31.1)	384.0 (32.7)	484.0 (38.1)	584.0 (42.6)	584.0 (39.6)
Middle	Regulating pond type	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
	Middle thermal	95.0	95.0	95.0	47.5	47.5	47.5	0
	Natural gas-fueled gas turbine	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0
	sub-total	177.0 (19.3)	177.0 (19.3)	177.0 (17.8)	129.5 (11.1)	129.5 (10.2)	129.5 (9.4)	82.0 (5.6)
	Base	Run-of-river type hydro	0	0	0	0	0	0
High efficiency thermal		450.0	450.0	450.0	600.0	600.0	600.0	750.0
Natural gas-fueled steam thermal		58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0	58.0
sub-total		508.0 (55.2)	508.0 (55.2)	508.0 (51.1)	658.0 (56.2)	658.0 (57.7)	658.0 (48.0)	808.0 (54.8)
Total		919.0 (100)	919.0 (100)	994.0 (100)	1,171.5 (100)	1,271.5 (100)	1,371.5 (100)	1,474.0 (100)

## 5. 2. 2 最適計画の策定にあたっての考察

### (1) ベース供給力としての機種選択に関する経済性の検討

ベース供給力としては、スチーム火力以外に他の機種を選定することは困難である。しかし、このスチーム火力の経済性の検討のため代替設備としてガスタービンを考慮するものとした。

#### (i) 150 MW スチームユニットの発電コスト

150 MW ユニットの発電コストを算定するにあたって必要な諸元は次の如く想定した。

#### Characteristics

Installed capacity:	150 MW x 2 units (output excluding station service)
Utilization factor:	75% (excluding station service)
Thermal efficiency (transmitting end):	35.1% (2,453 kcal/kWh)
Energy production (transmitting end):	1,971 GWh
Construction cost:	60,000,000 Dinars (200 Dinars/kW)
Fuel cost (natural gas):	32.5 Dinars/TEP (TEP: 10,500 kcal/kg x 10 <sup>3</sup> )
Service life:	30 years
Power station employees:	150
Annual Cost	
Interest & depreciation:	6,360,000 Dinars (i=10%, f <sub>CR</sub> =0.106)

Operation & maintenance cost:	16,470,400 Dinars
Maintenance & repair cost:	(1,320,000 Dinars)
(construction cost × 2.2%)	
Personnel cost:	(190,500 Dinars) (1,270 Dinars × 150 men)
Fuel cost:	(14,959,900 Dinars) (7.59 millime/kWh)
Administrative costs, others:	120,800 Dinars
Total	22,951,200 Dinars
Generating cost per kWh:	11.64 millime/kWh

天然ガスの価格は 7.2.3 で述べた如く現在の国際価格である 30～35 Dinars / TEP の平均である 32.5 Dinars / TEP をとった。この天然ガス価格は代替発電設備であるガスタービンの発電コストの算定のためにも使用されている。

(ii) 22 MW 級ガスタービンの発電コスト

上述 i) で述べた 150 MW ユニットの火力発電設備と比較するにあたっては、7.3.1 項で述べたと同様 1977 年～1978 年までに建設されるガスタービン発電所の建設費を用い評価するものとした。なお 150 MW ユニット 2 台のスチーム火力発電所の有効出力 300 MW とガスタービン発電所（数ヶ所に分散建設されるものと仮定する）の設備出力とは等しいものとする。すなわち両発電所の停止率は同じものと仮定し kW 補正係数は考慮しないものとした。

Characteristics

Installed capacity:	300 MW
Utilization factor:	75.5%
Thermal efficiency:	26.6% (3,235 kcal/kWh)
Energy production:	1971 GWh
Construction cost:	34,500,000 Dinars (115 Dinars/kW)
Fuel cost (natural gas):	32.5 Dinars/TEP (TEP: 10,500 kcal/kg × 10 <sup>3</sup> )
Service life:	15 yr
Power station personnel:	130

Annual cost

Interest & depreciation:	4,519,500 Dinars (i = 10%, f <sub>CR</sub> = 0.131)
Operation & maintenance cost:	20,650,800 Dinars
Maintenance & repair cost:	(756,000 Dinars) (2.52 Dinars/kW)
Personnel cost:	(165,000 Dinars) (1,270 Dinars × 130)
Fuel cost:	(19,729,700 Dinars) (10.01 millimes/kWh)
Administrative cost, others:	120,800 Dinars
Total	25,291,100 Dinars
Generating cost per kWh:	12.83 millimes/kWh

以上述べた如く、発電コストの比較においてベース供給力としてはスチーム火力がガスタービンより優れている。スチーム火力は同一規模のガスタービンと比較して建設費は73.9%高いが、熱効率がガスタービンと比較して8.5%高いため燃料費が安く、設備利用率が高くなる程スチーム火力はガスタービンに比し経済性は有利になる。

- (2) 1983年時点におけるスチーム火力150 MWの必要性既にスチーム火力（150 MWユニット）の必要性について述べたが、さらに総合的に需給面および経済面から、この問題を論ずる。

(i) 需給面からの必要性

1983年時点での各種既設供給力と、これに対応する電力需要を検討するとベース供給力に対応する電力需要は最大需要の67%、すなわち415 MWで、これを賅うべきベース供給力はSousse スチーム火力300 MW（150 MW×2台）、Gannouch スチーム火力58 MWの合計358 MWであり、明らかにこの種供給力に不足が目立っている。この供給力不足分を暫定的にミドル供給力であるLa Goulette II 95 MWを活用することは考えられるが効率の悪いミドル火力をベース運転させることは好ましくなく、又、Sousse火力150 MWユニット2台のうち1台の故障または作業停止の際の需給逼迫も問題であり、1983年時点での供給力は150 MWユニットの新規スチーム供給力を考慮すべきである。

又、第6章のKasseb揚水発電計画の予備設計で述べている如く、Kasseb発電所をピーク時に発電運転するための揚水電力を深夜に確保するためには、発電燃料コストの低廉なベース供給力を必要とする。このベース供給力は150 MWユニットのスチーム火力が適切でFig 6-2に示す如く、Kasseb揚水発電所が運開する1985年時点ではベース供給力として150 MWユニットのスチーム火力3台を必要とすることが分かる。

上述の如く、総合して考慮すると1983年にスチーム火力150 MWを新設し電力系統に投入することは必要であり、これが開発計画の基本的事項と考えられる。

この3台目の150 MWユニットを“X”火力と呼ぶが、この150 MWユニットの建設地点の選定、および必要な建設期間を考慮するとKasseb揚水発電計画の第2次調査が終了しフィジビリティ報告書が提出される1978年秋には、その報告書の結論をまって直ちにチュニス付近にその電源立地を求めなければならないであろう。

なお“X”火力の建設地点の決定が遅れる場合には、Sousse 3号機としてSousse火力発電所に増設することは可能である。この場合は1980年後半に機器の発注を行っても1983年7月に運転開始は可能である。

(ii) 経済面からの必要性

Fig 5-2に示す如く、初期投資の少ないガスタービンを最初に建設しスチーム火力が運転に入るまでベース供給力として稼働させ、スチーム火力運開後はピーク供給力として稼働させる場合（Case 3）と、最初からスチーム火力を建設しガスタービンをピーク供給力の必要な時期に開発する場合（Case 2）とを以下に比較検討する。

Fig.5-4 RATIO OF BASE, MIDDLE & PEAK SUPPLY CAPABILITY

(ベース, 中間およびピーク可能供給力)

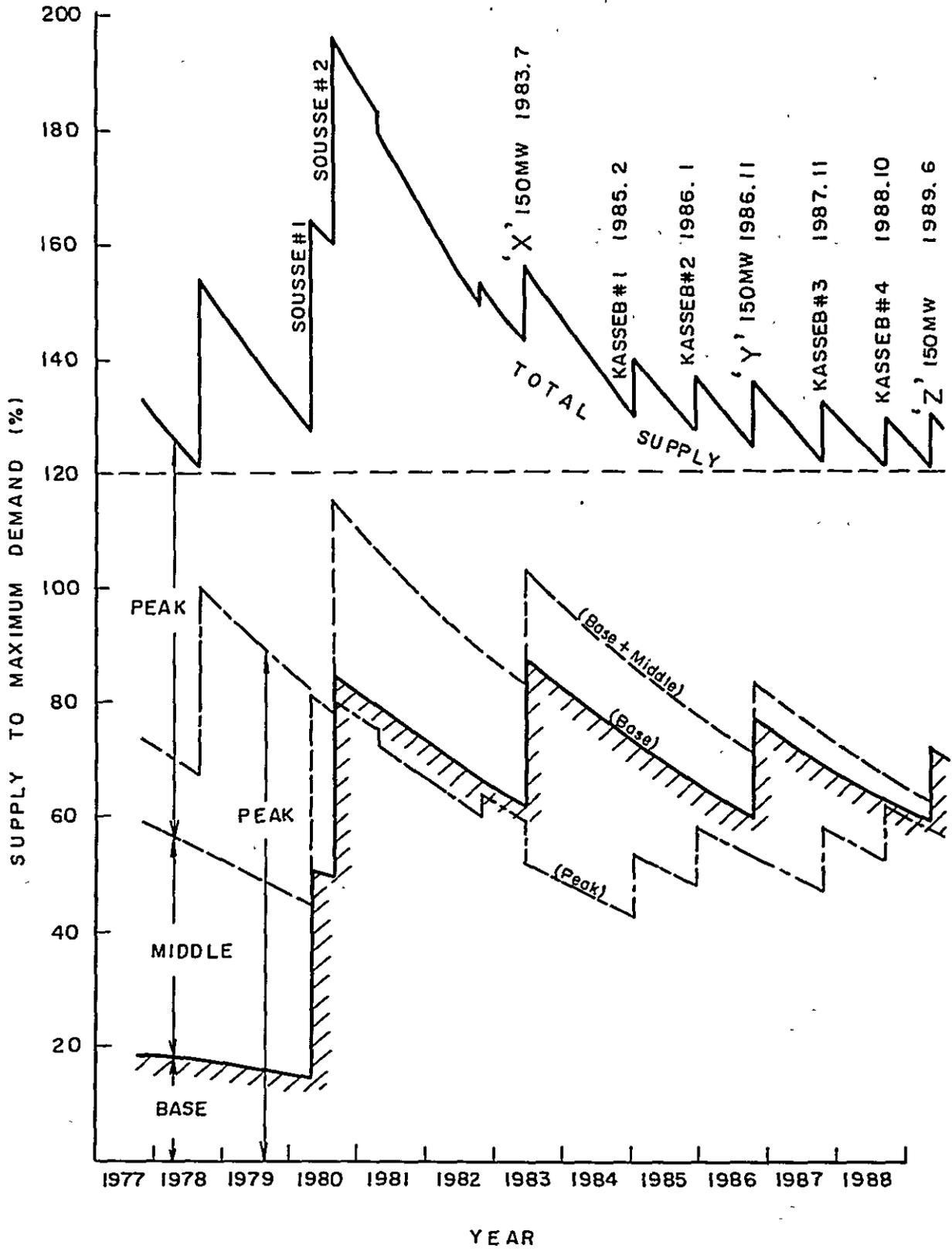
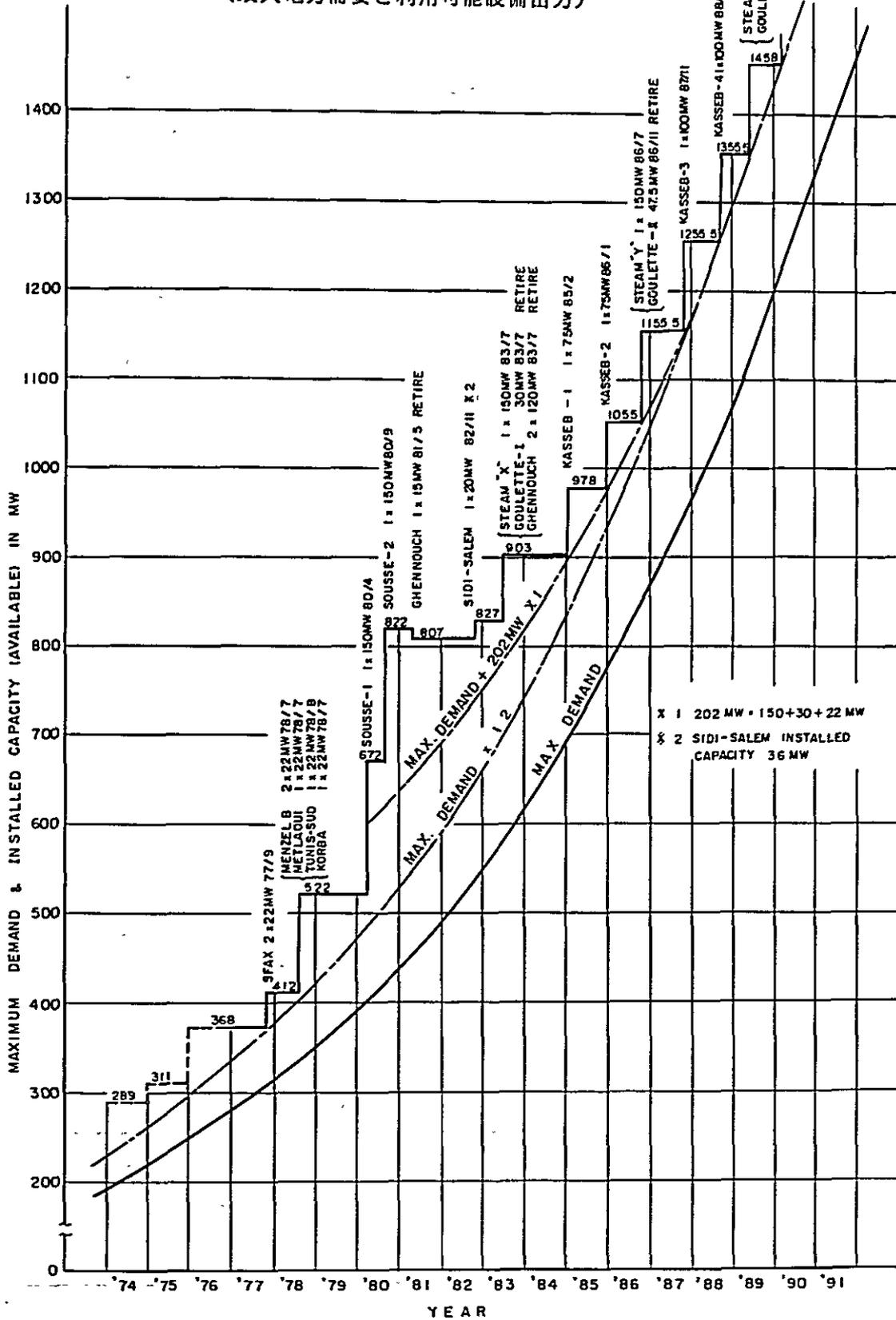


Fig. 5-5 MAXIMUM DEMAND & INSTALLED CAPACITY (AVAILABLE)

(最大電力需要と利用可能設備出力)



比較検討の方法はガスタービンの設備更新費が無視しうる30年間に亘る年経費で行なうものとする。又ガスタービンのピーク供給力として、評価する場合の燃料費は7.3.3で述べる 10.20 millimes/kWhを使用する。他の諸元は上述のベース供給力の場合のスチーム火力およびガスタービンの発電コスト算定に用いたものを使用する。

Table 5-4 に示す如く、30年間に亘る年経費の比較において Case 2 は Case 3 に比し 2573 千 Dinars の便益が期待出来る。したがって 1983 年 7 月に投入すべきベース供給力としては、スチーム火力 150 MW ユニートを建設すべきであると結論づけられる。

### 5.3 電力需給バランス

電力需給バランスを検討するあたっては、短期供給計画と長期供給計画とに分けて考慮する必要がある。一般に短期計画においては電力量を重点に2～3年間に亘る供給計画が検討される。一方5年ないし10年以上に亘る長期計画の場合にはkWに重点を置いた検討がなされるのが普通である。調査団が対象にしたSTEG電力系統の電力需給バランスは1983年より1989年までの7年間に亘る電力供給計画であるのでkWに重点を置いて評価するものとする。

電力需給状況を検討するためには需要と供給力の均衡度合いを明らかにする必要がある。電力供給設備には常に事故の危険性があり、又水力では河川流量の豊渇水或いは運用上の制限により発電力が変化し、さらに需要についても予測違いなどがあり、ただ単に想定された最大需要に見合う発電設備を保有しただけでは、到底需給均衡を保持しがたいので、予備設備をもつことが必要となってくる。

STEG 電力系統の特徴は既に述べた如く、河川流量による水力発電所の有効設備出力は1982年において56 MWと総発電設備の6.6%に過ぎない。したがって河川の流量変化による水力供給力のSTEG電力系統に与える影響は無視して考えて良い。

したがって電力需給バランスの均衡度合いを現わすために水力の供給力は一定とし、需要と供給力の差額である予備力が5.1.3で述べた所定の量を確保しているかどうかで判定するものとした。1977年より1989年までの年度別予備力は新設火力発電設備、Kasseb 揚水発電計画および撤去設備を考慮すれば Table 5-5 および Fig 5-4 の如くなる。

Table 5-5 Reserved Capacity of STEG Power System

	1977	1979	1981 <sup>1/</sup>	1983	1985	1987	1989
Installed capacity (MW)	412.0	522.0	807.0	903.0	978.0	1,255.0	1,458.0
Max. demand (MW)	315.0	390.0	490.0	615.0	775.0	965.0	1,195.0
Reserved capacity(MW)	97.0	132.0	317.0	288.0	203.0	290.0	263.0
Reserve ratio (%)	30.8	33.8	64.7	46.8	26.2	30.1	22.0

Note 1/ : 150 MW x 2 steam units will be put into service in 1980.

Table 5-4. Comparison of Annual Cost between Case 2 and Case 3

Unit: 10<sup>3</sup> Dinars

Year	Present factor (i=10%)	Case 2							Case 3									
		Gas turbine			Steam turbine				Gas turbine			Steam turbine						
		Fixed cost	Variable cost	Sub-total	Fixed cost	Variable cost	Sub-total	Total	Present value	Fixed cost	Variable cost	Sub-total	Fixed cost	Variable cost	Sub-total		Total	Present value
1	0.909	-	-	-	3,996	7,480	11,476	11,476	10,431	2,781	9,865	12,646	-	-	-	12,646	11,495	Steam turbine (Base load)
2	0.826	579	329	908	3,996	7,480	11,476	12,384	10,229	2,781	6,084	8,865	1,665	3,117	4,782	13,647	11,272	Fixed cost =
3	0.751	2,085	1,185	3,270	3,996	7,480	11,476	14,746	11,074	2,781	1,185	3,966	3,996	7,480	11,476	15,442	11,597	$\frac{(6,360 + 1,320 + 190.5 + 120.8) \times 10^3}{2}$
4	0.683	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	10,817	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	10,817	= 3,996 × 10 <sup>3</sup> Dinars
5	0.620	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	9,819	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	9,819	Variable cost =
6	0.564	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	8,932	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	8,932	$\frac{14,959.9 \times 10^3}{2} = 7,480 \times 10^3$ Dinars
7	0.513	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	8,124	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	8,124	
8	0.466	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	7,380	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	7,380	
9	0.424	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	6,715	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	6,715	
10	0.385	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	6,097	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	6,097	
11	0.350	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,837	5,543	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	5,543	Gas turbine (Base load)
12	0.318	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,837	5,036	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	5,036	Fixed cost =
13	0.289	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,837	4,577	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	4,577	$\frac{(4,519.5 + 756 + 165.1 + 120.8) \times 10^3}{2}$
14	0.263	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,837	4,165	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	4,165	= 2,781 × 10 <sup>3</sup> Dinars
15	0.239	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,837	3,785	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	3,785	Variable cost =
16	0.217	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	3,436	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	3,406	$\frac{19,729.7 \times 10^3}{2} = 9,865 \times 10^3$ Dinars
17	0.197	2,781	1,580	4,361	3,996	7,480	11,476	15,837	3,120	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	3,093	
18	0.179	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,810	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,810	
19	0.163	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,559	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,559	
20	0.148	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,323	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,323	
21	0.135	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,119	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	2,119	Gas turbine (Peak load)
22	0.122	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,915	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,915	Fixed cost = same as base load
23	0.111	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,742	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,742	
24	0.101	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,585	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,585	
25	0.092	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,698	1,444	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,444	Variable cost
26	0.083	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,698	1,303	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,303	75 MW × 3.3 <sup>H</sup> × 365 <sup>days</sup> × 6/7
27	0.076	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,698	1,193	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,193	× 10.2 millimes/kWh = 790 × 10 <sup>3</sup> Dinars
28	0.069	ditto	1,580	ditto	3,996	7,480	11,476	15,698	1,083	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	1,083	
29	0.063	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	989	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	989	
30	0.057	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	895	2,642	1,580	4,222	3,996	7,480	11,476	15,698	895	150 MW × 3.3 <sup>H</sup> × 365 <sup>days</sup> × 6/7
																		× 10.2 millimes/kWh = 1,580 × 10 <sup>3</sup> Dinars
Total	-	75,944	44,174	120,118	119,880	224,400	344,280	464,398	141,240	81,345	59,794	141,139	113,553	212,557	326,110	467,249	143,813	

一方、最大需要に対する前述のピーク、ミドルおよびベース供給力の比率および総設備出力の比率を示せば Fig 5-4 に示すとおりである。Fig 5-4 から分かるように 1980年に Sousse スチーム火力 150 MW ユニットが ベース供給力として投入され、それ以降は下限を 60%として 150 MW ユニットのベース火力が投入されており、ほぼ必要なベース供給力は確保されていることが分かる。ピーク供給力は 1983年頃まではやゝ過剰設備の傾向がみられるが、これは 1978年に投入される 22 MW ユニットのガス タービン 7 台の影響であり、Sousse スチーム火力完成までの過渡的な供給力である。

なお、最大需要に対する総設備出力の比率は必要予備力基準の一つである最大需要の 20% を大きく超えて 1982 年頃まで続くが、1983 年以降はほぼ妥当な比率に収斂している。

以上述べた如く、1983 年以降の需給バランスは必要な予備力を確保しながら保たれていることが分かる。なお Fig 5-5 に 1977 年以降の設備出力と最大需要の関係を示す。

#### 5.4 電力系統の制御運転システムの近代化

電力系統は広い地域に分布する電力設備の複雑な有機体である。したがって、電力系統内のあらゆるところからの情報を収集し、これに基づいて一つの考え方、目的に沿うように指令を出して有機体の部分部分が、全体として調和のとれた働きをするよう制御する必要がある。STEG 電力系統は第 5 次 5 ヶ年計画が終了する 1981 年には、225 kV 送電系統が全国をグリッド状にカバーし、運転中火力の最大ユニット容量は 150 MW になり、総発電設備出力は 807 MW に達する。このように電力系統の拡大に伴ない電力系統が複雑になってくると、電力系統を調和のとれた制御運転を行なうためには情報伝達のための通信設備を含めた種々の給電施設が要求される。

特に需要家に対し良質な電気、すなわち、規定周波数、規定電圧を維持するためには現在 STEG が有している主要発電所の電氣的諸量の測定および系統上重要なしゃ断器のオン・オフ状態を監視するだけでは充分でなく連続調整可能な自動周波数調整装置 (AFC) や自動電圧調整装置 (AVC) のような自動制御装置が必要となる。さらに規定周波数を維持するために発電力を調整する場合には発電機の増分燃料費が等しくなるよう経済負荷配分計算装置の導入、運転結果の記録整理のためのデータ・ロガーの導入等が必要になってくる。STEG の現在の給電指令設備を考慮し、かつ将来の電力系統を考慮した場合、次のような給電指令設備近代化のための努力が必要である。

- (1) 給電専用電話回線
- (2) 遠隔測定装置 (テレメーター)
- (3) 遠隔表示装置 (スーパービジョン)

(現 在)



- (1) 給電専用電話回線
- (2) 遠隔測定装置 (テレメーター)
- (3) 遠隔表示装置 (スーパービジョン)
- (4) 経済負荷配分計算機
- (5) 自動周波数調整装置

(近い将来)

アナログ計算機および単能式  
自動制御装置の採用



- (1) 給電専用電話回線
- (2) 遠隔測定装置 (テレメーター)
- (3) 遠方制御装置
- (4) 総合自動給電装置

(未 来)

デジタル計算機および総合  
自動制御装置の採用

なお、電力システムを運用する上で情報伝達のための通信システムの整備は、系統事故の迅速な復旧、或いは系統状態の急激な変化に際し充分対応出来るよう信頼度の高いものでなくてはならないが、回線構成にあたっては、極超短波無線方式、電力線搬送方式、或いは通信線搬送方式等給電指令所と火力発電所、水力発電所、変電所との間にそれぞれ適した方式が採用されねばならない。

## 第6章 Kasseb揚水発電計画の子備検討結果

- (1) 給電専用電話回線
- (2) 遠隔測定装置 (テレメーター)
- (3) 遠隔表示装置 (スーパービジョン)

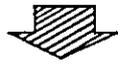
(現 在)



- (1) 給電専用電話回線
- (2) 遠隔測定装置 (テレメーター)
- (3) 遠隔表示装置 (スーパービジョン)
- (4) 経済負荷配分計算機
- (5) 自動周波数調整装置

(近い将来)

アナログ計算機および単能式  
自動制御装置の採用



- (1) 給電専用電話回線
- (2) 遠隔測定装置 (テレメーター)
- (3) 遠方制御装置
- (4) 総合自動給電装置

(未 来)

デジタル計算機および総合  
自動制御装置の採用

なお、電力系統を運用する上で情報伝達のための通信系統の整備は、系統事故の迅速な復旧、或いは系統状態の急激な変化に際し充分対応出来るよう信頼度の高いものでなくてはならないが、回線構成にあたっては、極超短波無線方式、電力線搬送方式、或いは通信線搬送方式等給電指令所と火力発電所、水力発電所、変電所との間にそれぞれ適した方式が採用されねばならない。

## 第6章 Kasseb揚水発電計画の予備検討結果

## 目 次

### 第 6 章 Kasseb 揚水発電計画の予備検討結果

6.1	既存調査および報告書 .....	6-1
6.1.1	計画地域の概況 .....	6-1
6.1.2	既存 study の概要 .....	6-1
6.2	Kasseb 揚水発電計画の予備検討 .....	6-2
6.2.1	揚水発電の特徴 .....	6-2
6.2.2	揚水発電の年間運転状況の予測 .....	6-4
6.2.3	発電電動機台数の選定 .....	6-8
6.3	予備設計の概要 .....	6-15
6.3.1	発電所土木構造物 .....	6-20
6.3.2	発電所電気設備 .....	6-22
6.4	概算工事費および工事工程 .....	6-31
6.4.1	概算工事費 .....	6-31
6.4.2	工事工程および年度別所要資金 .....	6-33

## 第6章 Kasseb 揚水発電計画の予備検討結果

### 6.1 既存調査および報告書

Kasseb 揚水発電所計画の構想は、STEGがかねてより有していたものであるが、1974年にMECASOL社によってボーリング地質調査が行なわれ、同年11月、STEGに対して“Kasseb 上池ダム予備測量調査報告書”が提出されている。

その後1974年、STEGよりカナダのTECSULT International社に対して、Kasseb 揚水発電所の予備設計委託契約が行なわれ、翌1975年同社よりSTEGに対して、中間報告書および最終報告書が提出された。

Kasseb 計画地域の概況および上記既存 study の概要は次の通りである。

#### 6.1.1 計画地域の概況

Kasseb 揚水発電所の計画地点は、チュニスの西方約100kmに位置する山岳地帯であり、この地域の谷を形成するOued Kassebは、El BrickおよびM'Zazの2つのOued(川)の水を集めて流下している。この2つの支流の合流点の下流約400mの地点に、既設のKassebダム(アーチダム)があり、水道用水の補給および発電用として、水位標高268.50m~288.50mの間で貯水池の運用が行なわれている。

この既設貯水池は、北側はBou Sattar山、東側はEl Fahama山、南側はKhour山、西側はKef El Krenigua山で囲まれており、この貯水池が本Kasseb 揚水発電所の下池となるものである。

本計画の上池は、Bou Sattar山とEl Fahama山に挟まれた狭谷にダムを築造してつくられる。

この地方の植生は豊富であり、数多くの耕地がある。また、Oued Kassebの流域は地中海地方に位置しているため、夏期は亜熱帯性気候であり、冬期も温暖な気候である。

#### 6.1.2 既存 study の概要

##### (1) 運転方式と発電所規模

TECSULT社による既存 study は、1975年3月につくられたSTEGの“1975~1979年5年間発電予測”をベースとして、1日7時間運転のピーク補給用発電所として検討されたものであり、発電所の規模は、将来の増設を考えない150MW案(日発電量700MWh)と、最終320MW(日発電量1,500MWh)までの段階開発案との2通りについて予備設計が行なわれている。

##### (2) 発電所形式

水車はFrancis reversible型、取水口および放水口は共にチューリップ型としているが、発電所は地下発式と堅坑式との2通りの案について設計している。150MW案も320MW案

も、発電所の位置は、地下発式の場合は放水口より約300m内部に、また堅坑式の場合は放水口より約150m内部に設けるものとしている。何れの場合にも、調圧水槽は必要ないとしている。

### (3) 上池の運用計画

上池に流れ込む細流は流量微少なのでこれを無視し、下池からの揚水だけで出力、発電量を決定する。上池の容量はSTEG提供の1/5000地形図とMEGASOL社の予備調査報告書に基づいて計算されたが、その際、標高400~409m間の利用水深だと容量も小さくなるし、泥灰岩質のsedimentationも大きいことを考慮し、また上池を形成する谷の鞍部が標高430mであることを考慮して、利用水深はEl 409~430mまでの21mとしている。

### (4) 下池の運用計画

Kassebの主要支流であるEl BrickおよびM'Zazの両Ouedsの流域面積は合計101km<sup>2</sup>であり、Kassebの流況は9月~翌年4月の大量の降雨による洪水期と5月~8月の渇水期によって特徴づけられている。

1943~1961年のKassebの年平均流量は1.66m<sup>3</sup>/s、年間総流出量は52.3百万m<sup>3</sup>/s、既往最大流量は、17.5m<sup>3</sup>/sと記録されている(Ben Metir貯水池およびBou Atma貯水池の影響も受ける)。

通常の状態での貯水池運用は、冒頭で述べたように標高268.50~288.50mの間で行なうが、洪水期には水位最高292.50mまで上昇する。

1日の揚水量は150MW計の場合は2,000,000m<sup>3</sup>(利用水深0.75m)、320MW案の場合は5,000,000m<sup>3</sup>(利用水深約2.5m)を計画している。

以上により、使用総落差は最大160m、最低121m、設計総落差は139mと計画している。

## 6.2 Kasseb揚水発電計画の予備検討

揚水発電は周知の如く深夜の軽負荷時に生ずる安価な電力で水を高所に汲み上げて貯水し、必要時にその水を使用して発電するものである。したがって揚水という仕事を通じて価値の低い電気エネルギーを価値の高い電気エネルギーに変換する点に揚水発電の意義があるといえる。Kasseb揚水発電計画はGabes湾沖合で採取される豊富低廉な天然ガスを利用し発電する150MWユニットの火力(複数)を動力源として深夜に揚水し、点灯時の最も尖頭負荷の大きい時間帯に発電しようとするものである。

### 6.2.1 揚水発電の特徴

#### (1) 揚水発電の性格および能力面の特徴

i) 揚水発電は起動から全出力運転に至るまでの時間が数分程度しか要しないし、また負荷変

動に対する出力追随能力も火力発電所に比べて非常に大きく系統運用上は一般水力と同じように扱うことが出来るが、揚水用動力を必要とするため、火力と同じように燃料費がかかることになる。この場合の揚水発電の熱効率はKassebの例で算定すれば次のようになる。

Kasseb 揚水発電の熱効率 = 揚水のための 150 MW ユニットの火力

$$\text{焚増効率} \times \text{揚水総合効率} = 35.7\% \times 69\% = 24.6\%$$

すなわち Kasseb 揚水発電は熱効率 24% の低能率火力（ガスタービンの熱効率とほぼ等しい）と等価と考えられるが深夜の電力供給力に余力がありその燃料コストが低廉であれば発電経済上有利なプロジェクトになり得る。

ii) 揚水発電所は上池および下池の貯水池容量などによって運転継続時間に制限を受ける。Kasseb 揚水発電所の上池容量は地形上余り大きくすることは不利であるが、STEG電力系統におけるピーク供給力の必要時間（4時間）と上池容量より発電所規模は決まる。また、これに対応する深夜の揚水用電力の供給可能時間帯はSTEG電力系統の場合、6時間程度は見込むことが出来るので、この発電所は日間調整式揚水発電所として計画することが出来る。

iii) 揚水発電は一般水力のように河川流量などの制限を受けることがないから、運転の自由度ならびに確実度が高い。すなわち、揚水発電は供給力不要のときは揚水は行わず、必要な時は火力余力を揚水用動力として使うことにより、常に一定の供給力を入手出来るので、供給力としての自由度、確実度は一般水力に比べてずっと高い。

## (2) 揚水発電の電力需給および系統運用面における特徴

揚水発電は前述の如く低能率火力と貯水池式水力の両者の性格を有しているが、このほかにこれらにない揚水運転があり、さらに他の制約をも受ける複雑な供給力である。従って電力需給および系統運用の面においては、一般的なピーク供給力としてのみでなく、次に述べるような種々の役目を持つ。

### i) 運転予備力

揚水発電は起動ならびに出力増加速度が早いので事故、または需要の急変時に需給を維持する運転予備力として極めて有効に活用出来る。

### ii) 負荷追随運転による規定周波数の維持

Kasseb 揚水発電所はピーク時の負荷追随用供給力として使用することにより、系統周波数を規定値に保持することが容易となる。

### iii) ガスタービンおよびミドル火力の起動停止回数の軽減

特にスチーム火力の頻繁な起動停止は経済的損失のみでなく機器への悪影響などを伴うが、起動停止の容易な揚水発電をピーク供給力として投入することにより、起動停止回数を減少させることが出来る。

### iv) ベース火力ユニットの運転効率の向上

深夜の揚水運転は深夜負荷を増加させることになり、ベース火力ユニットの出力制限を緩和するので、高効率運転を行なうことが出来、経済性の向上を図りうる。

v) 系統電圧を維持するための無効電力の供給

Kasseb 揚水発電計画は STEG 電力系統の 60% を占める北部電力系統内に建設され、比較的需地に近いので揚水発電による無効電力の供給、または吸収は系統の電圧制御の面で非常に大きな効果を発揮することが出来、かつ経済的でもある。

## 6.2.2 揚水発電の年間運転状況の予測

揚水発電計画を立案するためにあたっては、将来の電力需要に対処するため供給力をどのように開発していけば最も経済的な開発計画となるのかを検討し、その中で揚水発電計画の位置づけがなされなくてはならない。

この場合将来の電力需要はどのような形（負荷曲線）となり、その中で揚水発電所の負荷分担は、また揚水動力源は将来とも確保出来るのか、このように揚水発電だけではなく他の供給力についてもその発電々力量、稼動状況等をできる限り正確に予測し、揚水発電の年間運転状況を予測する必要がある。

このような意味において、調査団は STEG とディスカッションの上 Kasseb 揚水発電所が完成する 1985 年以降の STEG 電力系統の供給力の稼動状況を予測するとともに、第 4 章の電力需要想定で述べたごとく 1981 年以降 STEG 電力系統の年負荷率は変化しないので、1981 年時点において予想される STEG 電力系統の負荷曲線はそのまま電力需要の伸びに比例するものとした。

予測された 1981 年の電力需要の形（負荷曲線）は現状の電力需要をベースに想定されたが基本的に相違はない。STEG 電力系統の年間の負荷曲線の推移は点灯ピークの発生時間が季節によって異なるが、最大電力は漸増傾向を示し季節的（冬期、夏期といった顕著な外気温差に起因する電力需要の変動）な需要の増減はみられない。

STEG 電力系統の負荷曲線の特徴は、昼間ピークが点灯ピーク時の 75% 程度であり、その差 25% は点灯時を中心とした尖頭負荷である（Fig 6-1 参照）。

このような電力需要の形の中での揚水発電所の負荷分担は昼間ピークを超える負荷を分担することが前述の火力発電設備（ガスタービンを含む）の起動停止の低減、負荷率の向上に伴う高効率運転を可能にすることになる。したがって調査団は、Fig 6-2-①に示すごとく Kasseb 揚水発電所は全て点灯ピークの時間帯の 4～5 時間稼動するものとした。なお、日曜、祭日の電力需要の形は、Fig 6-1 に示すごとく通常の労働日のそれとは異なり、休日の点灯ピーク負荷の大きさが労働日の昼間ピークとほぼ等しく、また休日の昼間ピークは点灯ピークの 60% 程度で

Fig. 6-1 Estimated Week-day and Sunday

Load Curves in 1981

(1981年の労働日および祭日負荷曲線)

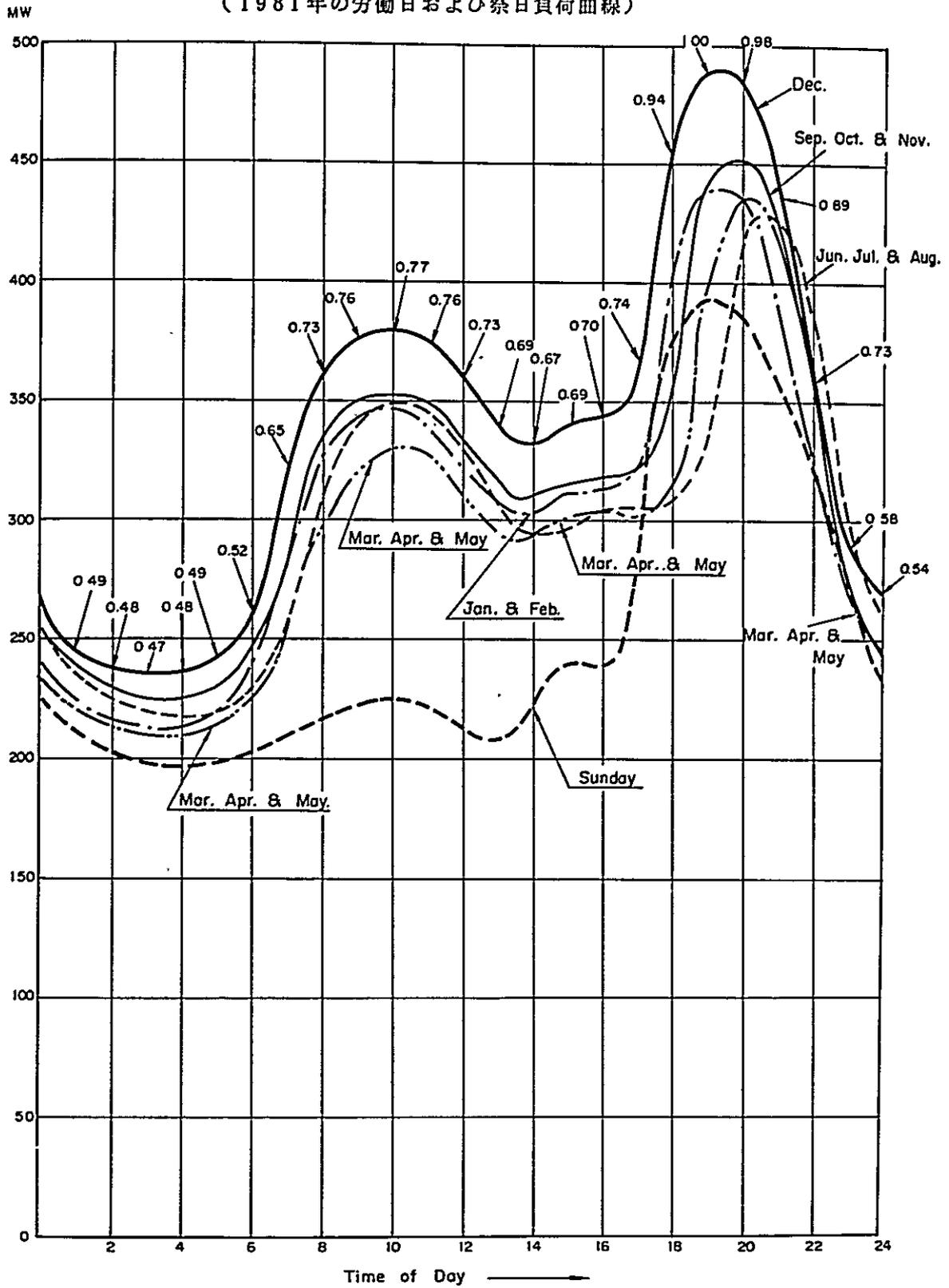


Fig. 6 - 2 - (1) Peak Day Load Curve of STEG Power System and Power and Energy to be Provided by Kasseb P.P.

( Kasseb 発電所より供給される年負荷最大日における最大電力と電力量 )

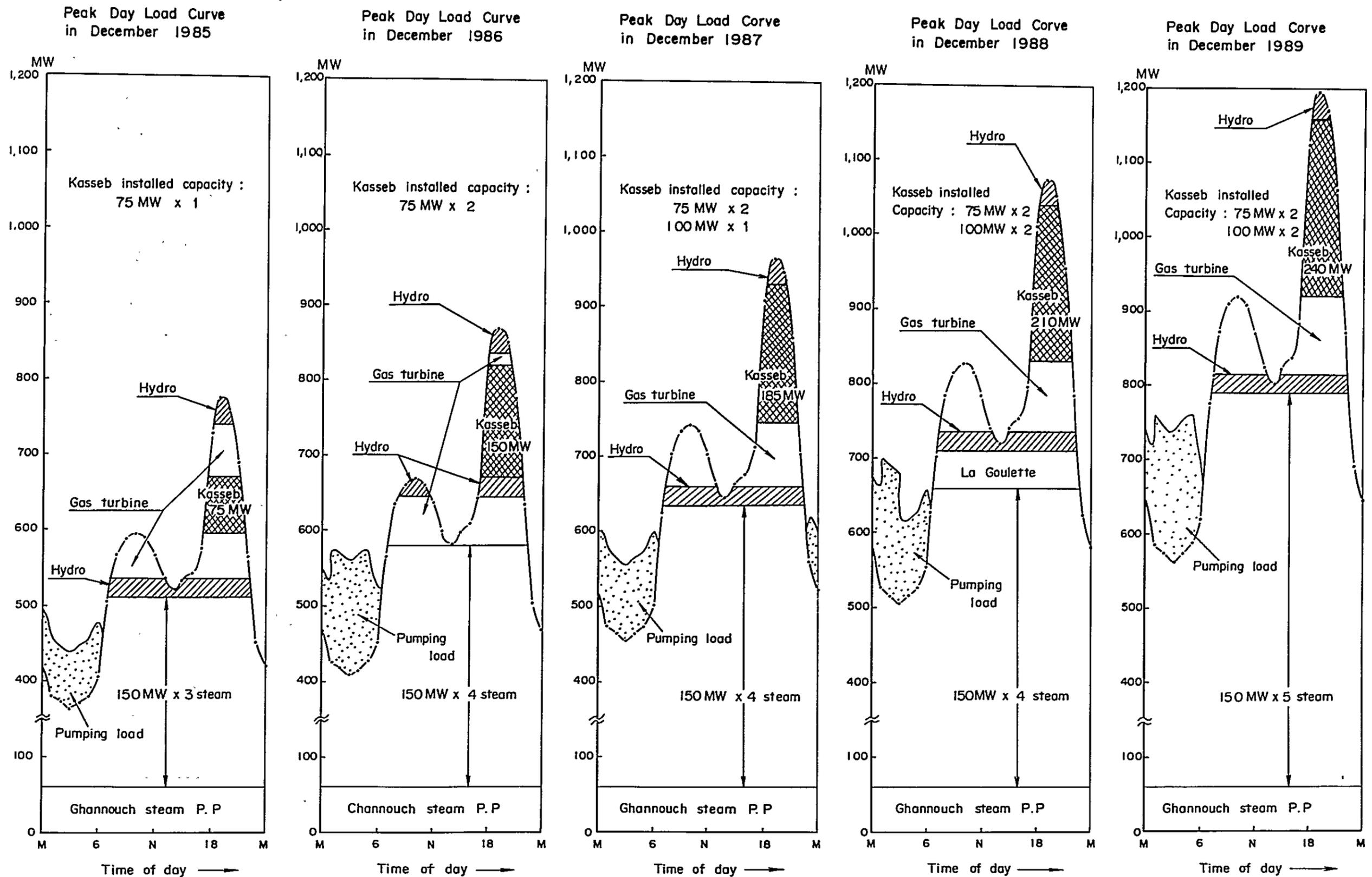
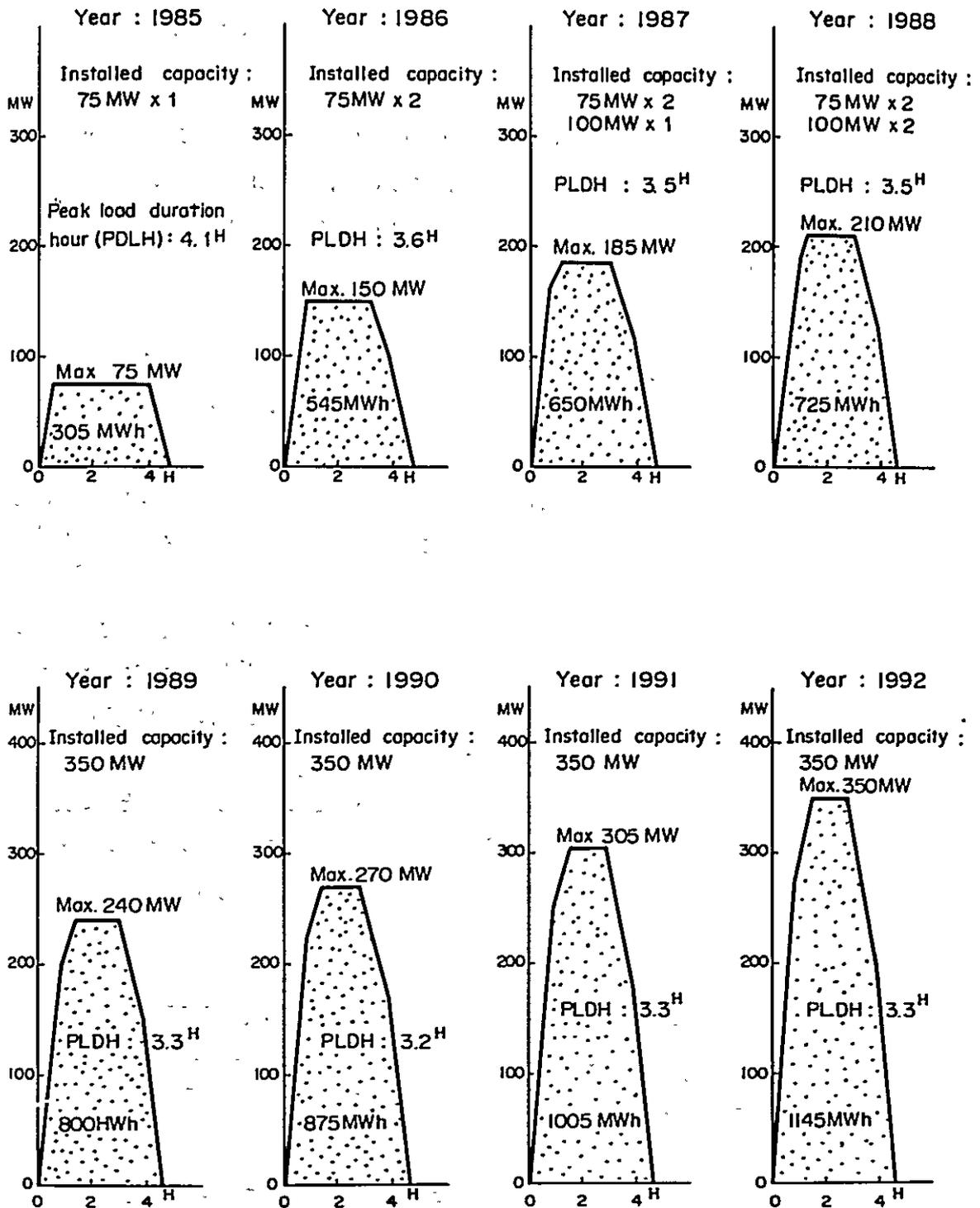


Fig.6-2-(2) Peaking Power Required by Kasseb Pumped-Storage Station

( Kasseb 発電所が分担する年度別日最大電力と電力量 )



あるので、労働日の点灯ピークと昼間ピークの差 25%と比較して<sup>※</sup>40%と大きい。このことは休日においても Kasseb 揚水発電所は稼動（揚水・発電）することが可能である。

すなわち、Kasseb 揚水発電所は将来の STEG 電力需要の中で年間をとおして点灯時のピーク発電所として 4～5 時間稼動する発電所であり、ピーク供給力として大きな位置を占めることになる。なお Fig 6-2-(2)に 1985 年より 1992 年までの Kasseb 揚水発電所が負担する最大電力および発電々力量を示す。

※ 但し“第 7 章 Kasseb 揚水計画の経済性”の中においては労働日の昼間ピークの大きさと休日の点灯ピークの大きさがほぼ同じであるため、すなわち、労働日の昼間に稼動する発電設備で休日の点灯ピーク時に供給出来るため休日の点灯ピークは Kasseb 揚水発電所は稼動しないものとして評価されている。Fig. 6-1 参照。

### 6.2.3 発電電動機の単機容量の決定

主機台数は輸送限界、機器の製作限界、経済性および電力系統との調和などを考慮して最も有利なものが決定されねばならない。

Kasseb 揚水発電計画の場合チュニジア国内の内陸輸送上の問題は、道路、橋梁を踏査した結果から判断して問題ないと思われる。したがって機器台数は経済性および電力系統との調和の観点から決めて良い。

一般に発電所では単機出力を大きくするほど機械費、土木工事費が総合して経済的になる傾向にある。よって単機出力は機器の信頼度即ち運転実績、製作技術などを考慮してなるべく大容量とすることが望ましい。しかし、電力系統が小さい場合、あまり大きな単機出力は事故および作業のため停止した場合、供給支障をまねくことになる。

Kasseb 揚水発電計画は一般の水力発電所と異なり、供給力としての水力発電所と、電力負荷としてのポンプ・ステーションの 2 つの側面を備えている。したがって単機出力は電力系統に与える影響を発電機運転の場合とポンプ運転の場合の 2 つに区分し検討し、電力系統との調和の観点から決めるべきである。

#### (1) 揚水電動機としての単機容量の決定

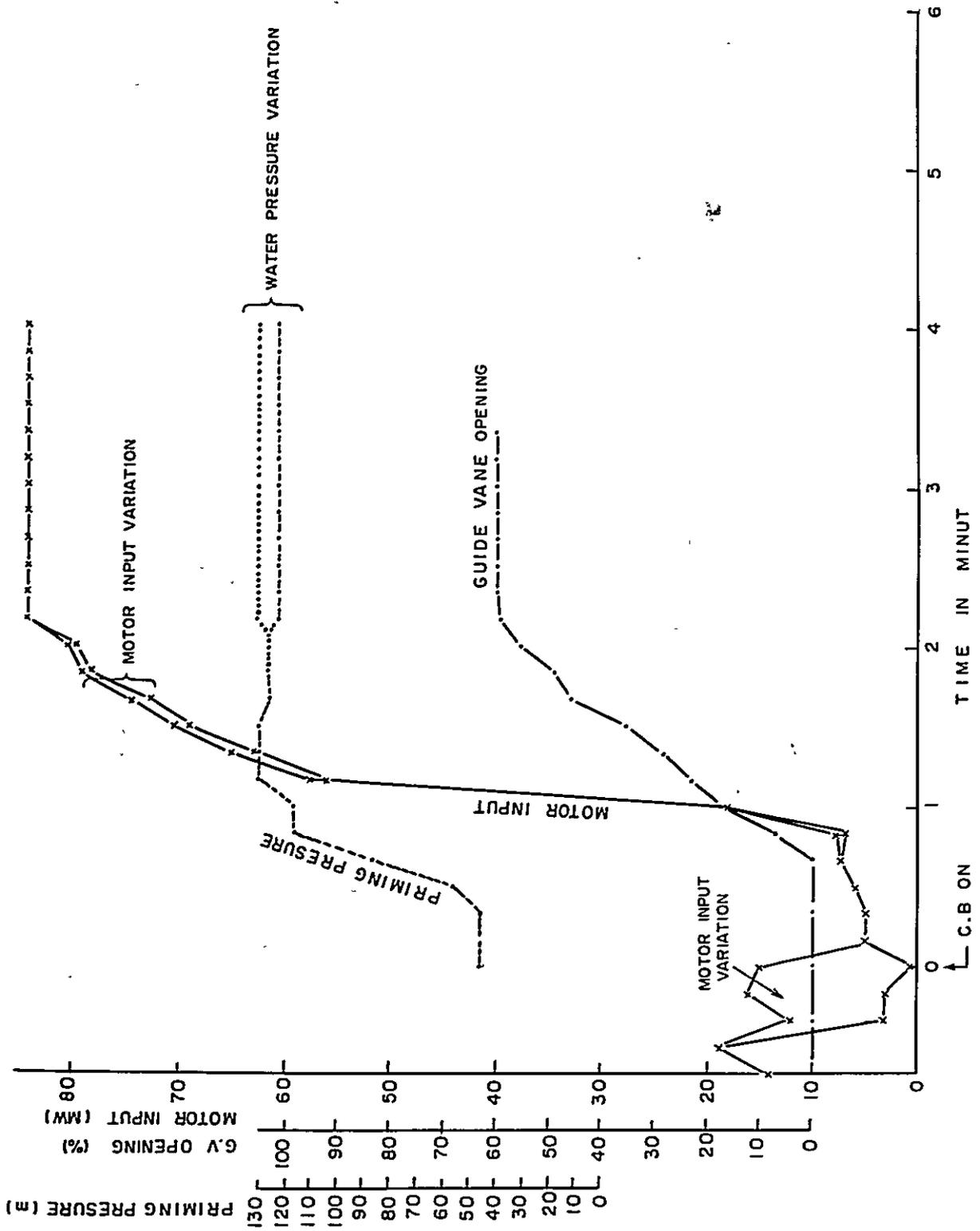
ユニット容量はなるべく大きいほど経済的であるが、最初に投入する揚水電動機のそれは STEG の系統容量に見合ったものでなければならない。

##### i) 揚水開始時の電動機入力

揚水電動機はケーシングに充水後、極めて短時間に全負荷運転となる特性を有するため、系統定数、バックアップする火力の増出力などを勘案し、検討する必要がある。

日本における揚水発電所の発電電動機が系統に投入された時のポンプ・タービンの負荷特性および水圧変動を Fig. 6-3 に示す。

Fig. 6-3 CHARACTERISTICS CURVES OF PUMP-TURBINE  
 (ポンプ・タービンの負荷特性曲線)



これによると主回路しゃ断器投入後約40秒でプライミング水圧が確立し、ガイド・ヴェーンが開きはじめると急激に60 MW付近まで直線的に輸入が増え、その後、やや緩慢に100%輸入の85 MWとなっている。

傾斜の最も急な部分では、20秒間に50 MWの輸入増となっており、この部分が系統に最も周波数および電圧変動の影響を与える。

Fig. 6-3に示すように揚水電動機輸入はかなり急峻に立上るが、日本の場合系統容量が大きいので周波数低下、電圧降下等の問題はない。

また、輸入が安定するまでの間はポンプ水車、ガイド・ヴェーン等において振動が発生し、これが電動機の負荷変動となって現われるが、この時間はなるべく短かい方が好ましい。しかしSTEGの系統の場合、短時間に揚水電動機の負荷が増加することは、これに対応する火力発電設備の増出力スピードが追随せず、周波数変動が大となり好ましくない。

したがって、Kasseb揚水発電計画では、当初は1分20秒程度で電動機輸入を増加させるようにガイド・ヴェーン開速度を調整し、振動に対しては予め充分な機械的強度を持つようポンプ・タービン設計時に考慮し、必要な対策を行なっておくものとする。

## ii) 揚水開始時の電力供給

電動機が揚水を行なう際の急激な負荷増に対する電力の供給は、

- a) ベース火力機の急速負荷増
- b) 系統特性による電力系統からの供給力が考えられる。

揚水電動機の負荷急増に対応するベース火力機はロード・リミッターにより1分間7%の割合で発電機出力を上昇せしめることとする。

150 MWユニット3台とGhannouch 58 MW、計508 MWが系統に接続されている時、1分20秒の間に得られる出力増 $\Delta P_g$ は、

$$\Delta P_g = 508 \times 0.07 \times 1 \frac{20}{60} = 47.4 \text{ MW となる。}$$

不足の電力(75 MW - 47.4 MW)は系統特性による電力系統からの供給力に期待するものとする。

具体的には揚水開始前の系統周波数を0.5 Hzだけ予め上げておき、揚水電動機の入力急増の際に生ずる系統周波数低下分だけ系統から電力を得るもので、系統周波数が下がることによる需要の減少分および火力機のWR<sup>2</sup>より放出される出力などにより揚水電動機入力を得ようとするものである。

系統定数Kを8.0%/Hzとすれば、系統特性により電力系統から供給される上述の不足電力27.6 MWに相応する周波数低下 $\Delta f$ は次のごとくになる。

$$\Delta f = \frac{27.6}{350 \times 8\%} = 0.986 \text{ Hz}$$

iii) 電算機による電動機投入時の周波数低下計算

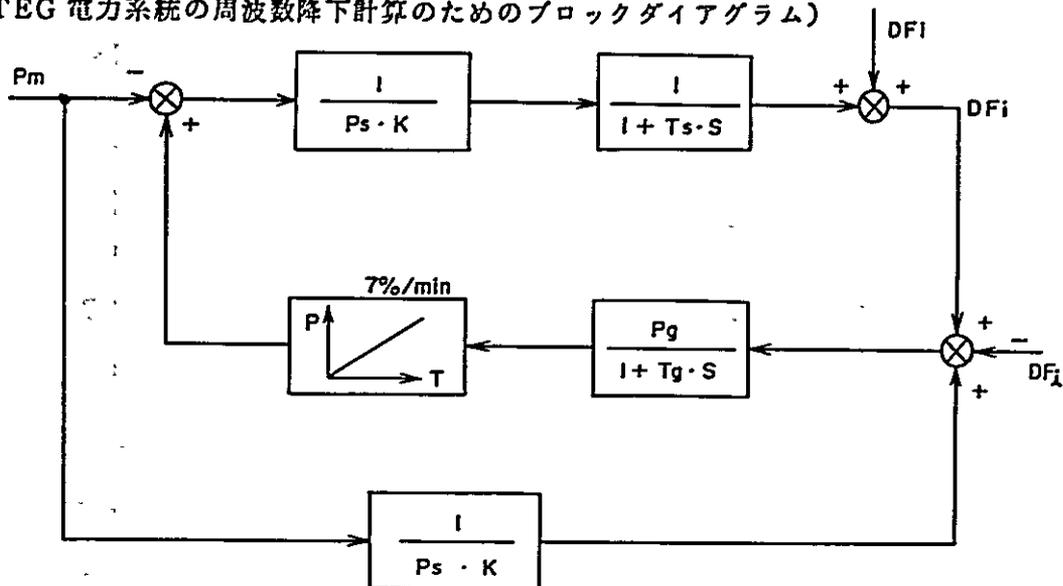
Fig. 6-4 のブロックダイアグラムで揚水特性を簡易模擬し、デジタル電子計算機により、系統周波数低下量を算定した。

計算条件は下記の通りである。

- a)  $P_m$  : 電動機入力 は 0 MW  $\rightarrow$  75 MW を 1 分 20 秒 で直線的に増加するものとした。(実際は直線的ではなく 100% 入力に近づくと曲線状になる。)
- b)  $P_s$  : 系統の負荷 350 MW (1985 年深夜)
- c)  $K$  : 系統定数  $K = 8.0 \%$ /Hz とする。
- d)  $T_s$  : 系統時定数は 1.0 sec とする。
- e)  $T_g$  : 火力機の時定数は、運転員が出力増操作を手動 (ロード・リミッターを手動で操作する) で行なうものとし 0.5 sec とする。なお、ガバナーで検知すれば 2.0 sec 程度の時定数となる。
- f) 火力発電機の負荷増スピードは 7%/min とする。
- g)  $P_g$  : 増分発電可能出力は 158 MW (350 MW  $\rightarrow$  508 MW) とする。

Fig. 6-4 Simplified Blockdiagram for Frequency Drop Calculation for STEG Power System

(STEG 電力系統の周波数低下計算のためのブロックダイアグラム)

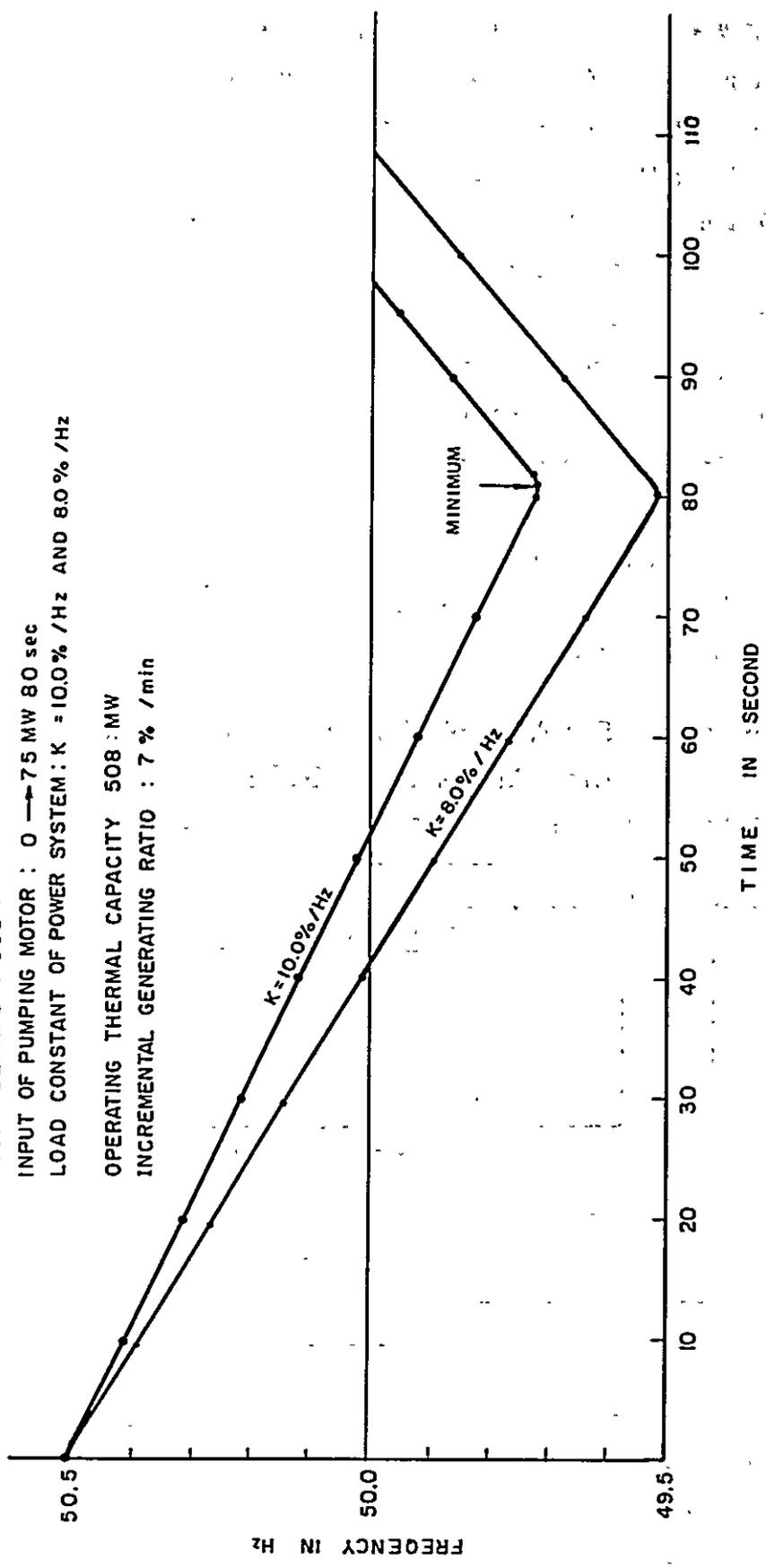


以上の条件で計算を行なうと Fig. 6-5 のように 50.5 Hz から 80 秒後に 49.5 Hz と最低となり、その後徐々に火力機の出力増 (7%/min) により回復に向い、正規の 50 Hz にもどるのは約 110 秒後となる。

なお、STEG の系統定数  $K$  が不明のため Fig. 6-5 には  $K = 10 \%$ /Hz の場合も併記してあるが、当然この場合は周波数低下量は小さくなる。

Fig. 6-5 FREQUENCY VARIATION AT STARTING OF PUMPING-MOTOR  
 (ポンプ・モーター起動時の周波数変動)

CONDITIONS  
 NIGHT DEMAND : 350 MW  
 INPUT OF PUMPING MOTOR : 0 → 75 MW 80 sec  
 LOAD CONSTANT OF POWER SYSTEM:  $K = 10.0\% / \text{Hz}$  AND  $8.0\% / \text{Hz}$   
 OPERATING THERMAL CAPACITY 508 : MW  
 INCREMENTAL GENERATING RATIO :  $7\% / \text{min}$



#### iv) 結 論

1985年に75 MWユニットの揚水を系統周波数変動 $\pm 0.5$  Hzの範囲内で行なうためには、下記条件が必要となる。

- a) 1985年深夜需要：350 MW 以上
- b) 系統定数： $K = 8\%$ /Hz 以上
- c) 揚水機の増入力速度：電動機の増入力速度は0 MW  $\rightarrow$  75 MWが1分20秒となるようガイド・ヴェーン開速度の調整
- d) 150 MWユニットの増出力スピード：50%負荷から100%負荷に増負荷の速度は7%/min 以上
- e) 150 MWユニットの連続運転可能上下限周波数：50.0 Hz  $\pm$  0.5 Hz

なお1985年時点で運転可能なユニット容量75.0 MWを選定しておけば電力系統の拡大に伴って揚水電動機の負荷急増による電力系統に与える周波数変動、電圧降下等の影響は小さくなる。

#### (2) 発電機としての単機容量

発電機の場合の電力系統との調和とは言い換れば、発電所全体の供給信頼度を確率的にある基準値以上に維持するためには発電機1台当りの事故率と発電機台数、電力系統の予備力の大きさを考慮して、どのように単機容量を決めるかという問題である。

$n$  台の発電機のうち  $x$  台が事故停止する確率は2項分布  $\binom{n}{x} q^x p^{n-x}$  で与えられる。ここに1台当りの供給確率  $p = 1 - q$  である。

水力発電所の発電機の※事故率 ( $q = \text{事故停止日数} / \text{運転日数} + \text{事故停止日数}$ )は普通0.01 ~ 0.03とされている。Kasseb揚水発電計画の場合、電気機器は全て外国から輸入されるので、事故が起きた場合の復旧には比較的長時間を要する場合も考えられるので  $q = 0.03$  を採用し単機容量を検討するものとした。

##### i) 発電機台数 $n$ の変化と発電所全体の供給信頼度

Fig. 6-6に示すごとく、発電機台数が多くなるほど発電所全体としての供給信頼度は向上する。

一般に電力需要家からみた電力系統の供給信頼度、言い換えれば停電の確率は10年に1日程度であれば許容されると云われている。事実多くの世界各国の電気事業者はこの値を最終目標に発送変配電設備の建設、保守、運用をしていると云って過言ではない。この意味において発電機台数  $n = 2$  は、この10年に1日の停電の供給信頼度より大きく逸脱しており好ましくない。

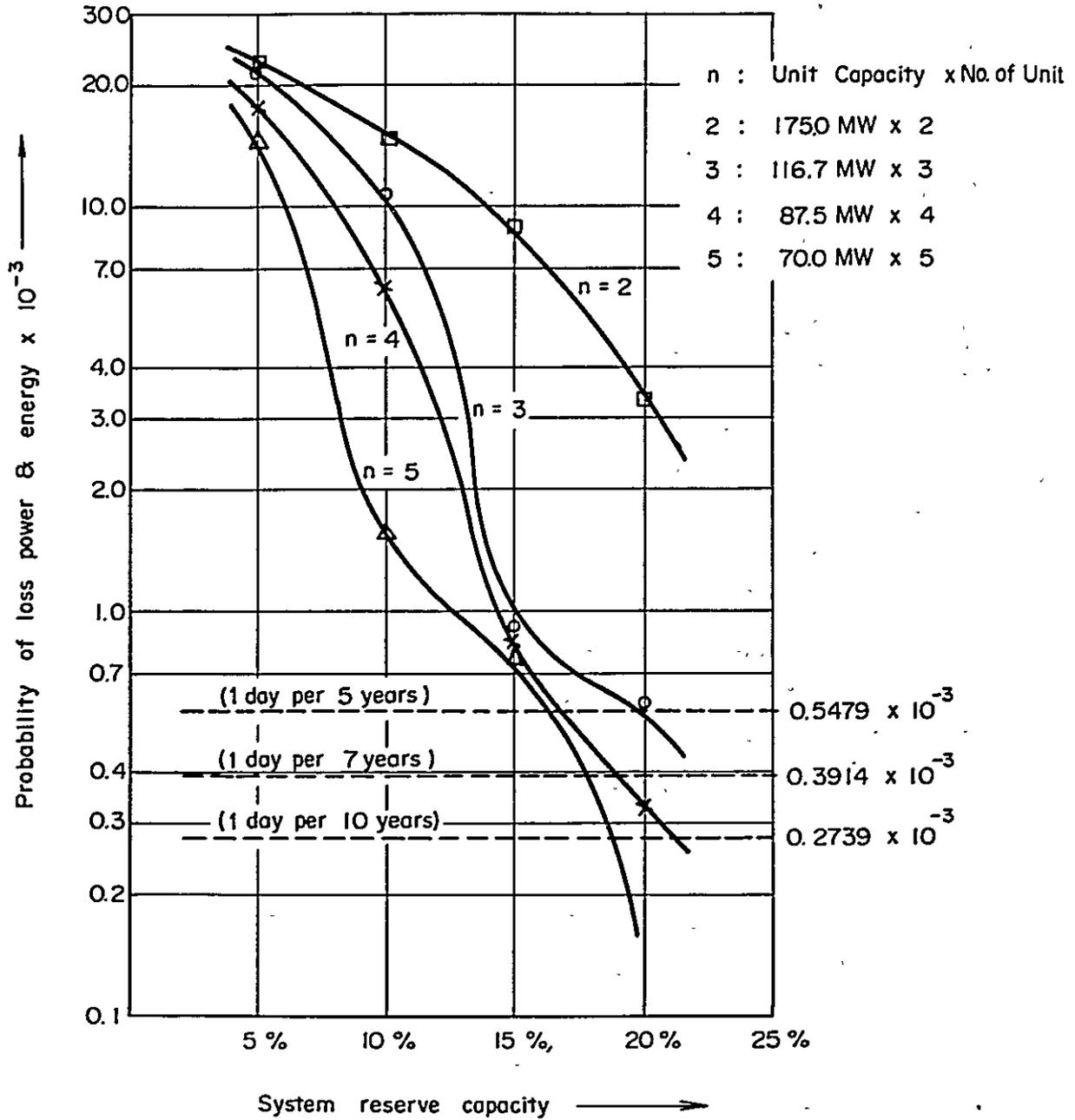
##### ii) 運転予備力の変化と発電所全体の供給信頼度

電力系統に十分な予備力があれば、たとえKasseb揚水発電所の発電機に事故が起きて

※：事故率の中には作業停止時間も含まれる。

Fig. 6-6 Reliability by Loss of Power & Energy of Kasseb P.P.

( Kasseb 発電所の電力および電力量不足確率 )



も予備力でカバーすることにより、電子系統全体の供給信頼度は変わらない。すなわちFig. 6-6 に示すごとく、電力系統の予備力が大きいほど Kasseb 発電所の供給信頼度は上昇する。

STEG は発電設備を電力系統の最大需要に対し毎年 20% 以上を確保出来るよう電源開発計画を進めているが、電力系統の中に占める発電設備の大部分が火力発電設備であることを考慮すれば事故時に対処出来る運転可能な予備力は 20% に限定して単機容量を決めるべきであろう。

この意味から運転予備力 20% でみた場合、発電機台数  $n = 3$  の場合は発電所全体の供給確率が 5 年に 1 日の停電確率と等しく  $n = 4$  の場合は 10 年に 1 日の停電確率に近い。また  $n = 5$  の場合は供給信頼度が著しく良くなる。

以上述べたごとく発電機台数  $n$  と電力系統の予備力をパラメーターにして Kasseb 揚水発電所の供給確率を 10 年に 1 日の停電確率にほぼ等しいとした場合の 4 台案が適当であると結論づけられる。すなわち  $350\text{MW} / 4\text{台} = 87.5\text{MW/台}$  程度のユニット容量を採用すれば良いと言える。

### (3) Kasseb 揚水発電所の単機容量の決定

以上述べたごとく、揚水時電動機として運転される場合の電力系統の周波数変動を考慮すると、Kasseb 揚水発電所の単機容量を 75.0 MW に限定することが電力系統との調和の観点から要求される。また発電時においてもこのユニット容量の値は STEG 電力系統の供給信頼度の確保の観点からも充分満足の出来る数値である。

したがって Kasseb 揚水発電所は“第 5 章 最適な電力開発計画”で述べたごとく第 1 期工事において 75 MW ユニット 2 台を設置するものとし、第 2 期工事において 100 MW ユニット 2 台を建設するものとした。

## 6.3 予備設計の概要

揚水発電所の開発地点は自然条件により地形、地質を勘案して決定され、その規模は落差、池容量、利用水深および要求される負荷時間等を考慮して決定されるが、本章で扱われる Kasseb 揚水発電計画の予備設計は将来の電力需要に対処するための他の電源開発計画との比較のために必要な工事費を算定するためであり、プレフィジビリティ・レベルでの予備設計である。

予備設計にあたって考慮された諸条件は次のごとくである。

### (1) 下池ダム（既設 Kasseb 貯水池）

Kasseb 揚水発電計画となる下池は 1969 年に完成し、主として首都チュニスの上水道を確保するために建設されたダムである。

以下に主要な諸元を示す。

Kasseb ダム

流域面積

101 km<sup>2</sup>

年間平均降雨量	1.000 mm
年平均流入量	1.43 m <sup>3</sup> /sec.
1000年確率洪水	1.200 m <sup>3</sup> /sec.
ダムタイプ	アーチダム
ダム高さ	58 m
ダム提頂長	245 m
ダム貯水量	82 × 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
貯水表面積	4.37 km <sup>2</sup>
既設Kasseb発電所	
設備出力	660 kW (825 kVA)
年間可能発生電力量	3.0 × 10 <sup>6</sup> kWh

下池貯水池の利用貯水容量はKasseb揚水発電所の規模によって異なるが、発電所出力が350MWの場合3.8百万m<sup>3</sup>で貯水池水位変動は満水位に近い標高290.00m付近で0.80m、標高280.00m付近で1.00mである。(Fig.6-9参照)

Kasseb揚水発電計画の下池最低水位をどのレベルに決めるかによって発電所を地下式とするか半屋外式あるいは地上式とするか変わってくる。このことはKasseb揚水発電計画の工事費にも大きく影響する。すなわち地下式発電所とする場合には発電所へのアクセス・トンネルが必要となり、工事費の増加をまねく。このような意味において既設Kassebダムの利用目的を考慮し慎重に最低水位を決める必要がある。

1969年より1976年までの既設Kasseb貯水池の水位曲線をFig.6-7に示す。この図から分かるように1969年以降現在までEl 280.00m以下に水位が低下したことはない。

一方1970年より1975年までの流量資料をベースに過去チュニスへの上水道用水の最大取水実績を確保し、さらに流入量が多い場合には既設Kasseb発電所(600kW)の運転のための発電水量をダムより取水するものとして下池貯水池の水位を検討した結果Fig.6-8に示すごとく最低水位を標高280.00mとすることが可能である。しかし流量資料が1970年から1975年までの6年間であることを考慮すれば、さらに古い過去の流量資料を入手し、Kasseb揚水発電計画のフィジビリティ調査時点でさらに最低水位について詳細検討がなされなくてはならない。

なお、Sidi Salem貯水池が完成すると上水道用水として平均1.58m<sup>3</sup>/sec.の取水が可能となるので既設Ben Metirダム、KassebダムおよびSidi Salemダムの総合運用によりKasseb揚水発電計画のための最低水位を標高280.00mとすることはさらに容易となろう。

## (2) 上池ダムとKasseb揚水発電所の最大出力

Kasseb既設貯水池の左岸に位置し地形的な条件よりダム高さは39.00m、満水位標高は430.00mに制限される。

( 既設 Kasseb ダム の 実績 水位 曲線 )

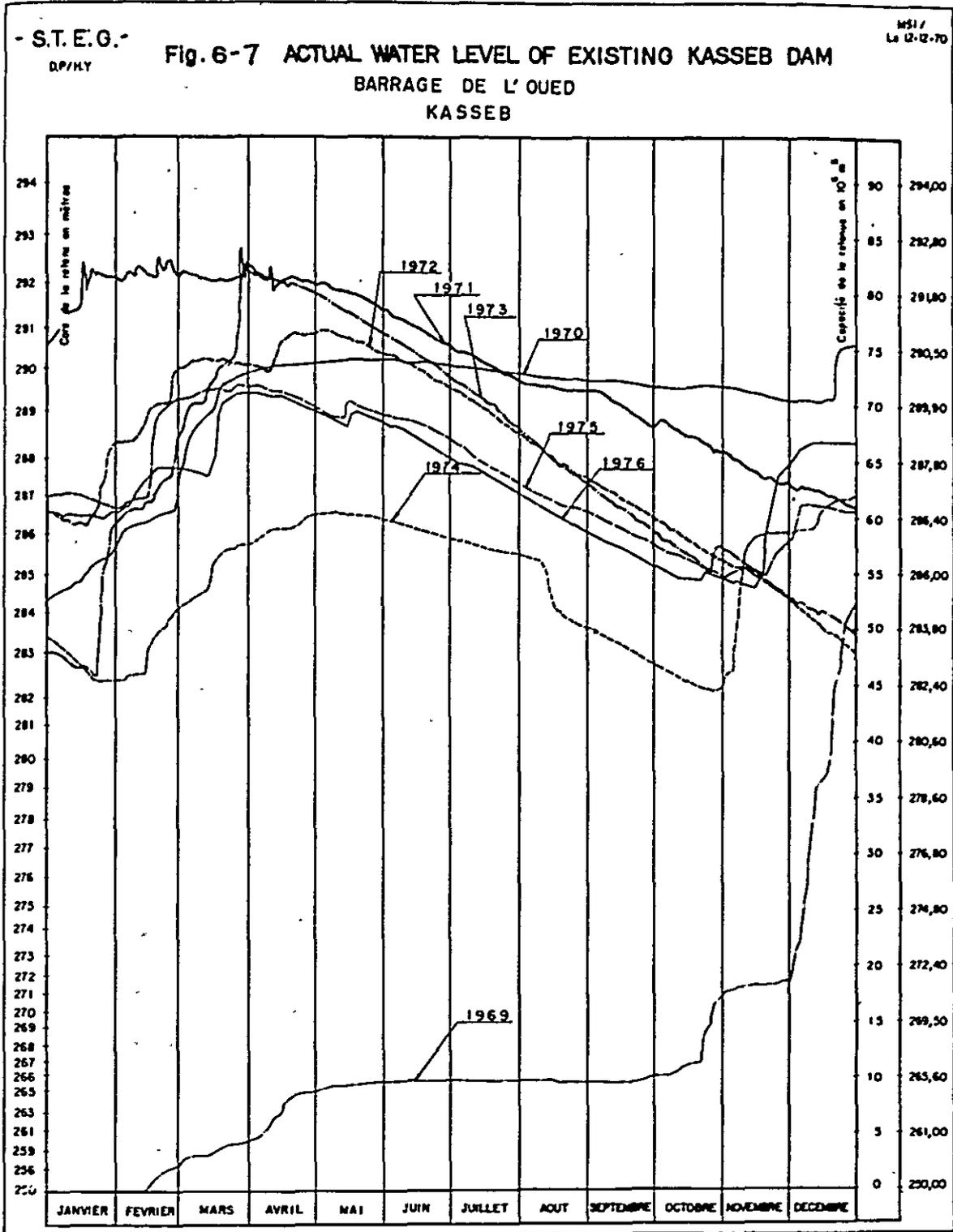


Fig. 6 - 8 Water Level of Existing Kasseb Dam (Lower Reservoir for Kasseb Pumped-Storage Station)

(既設Kassebダムの貯水池水位)

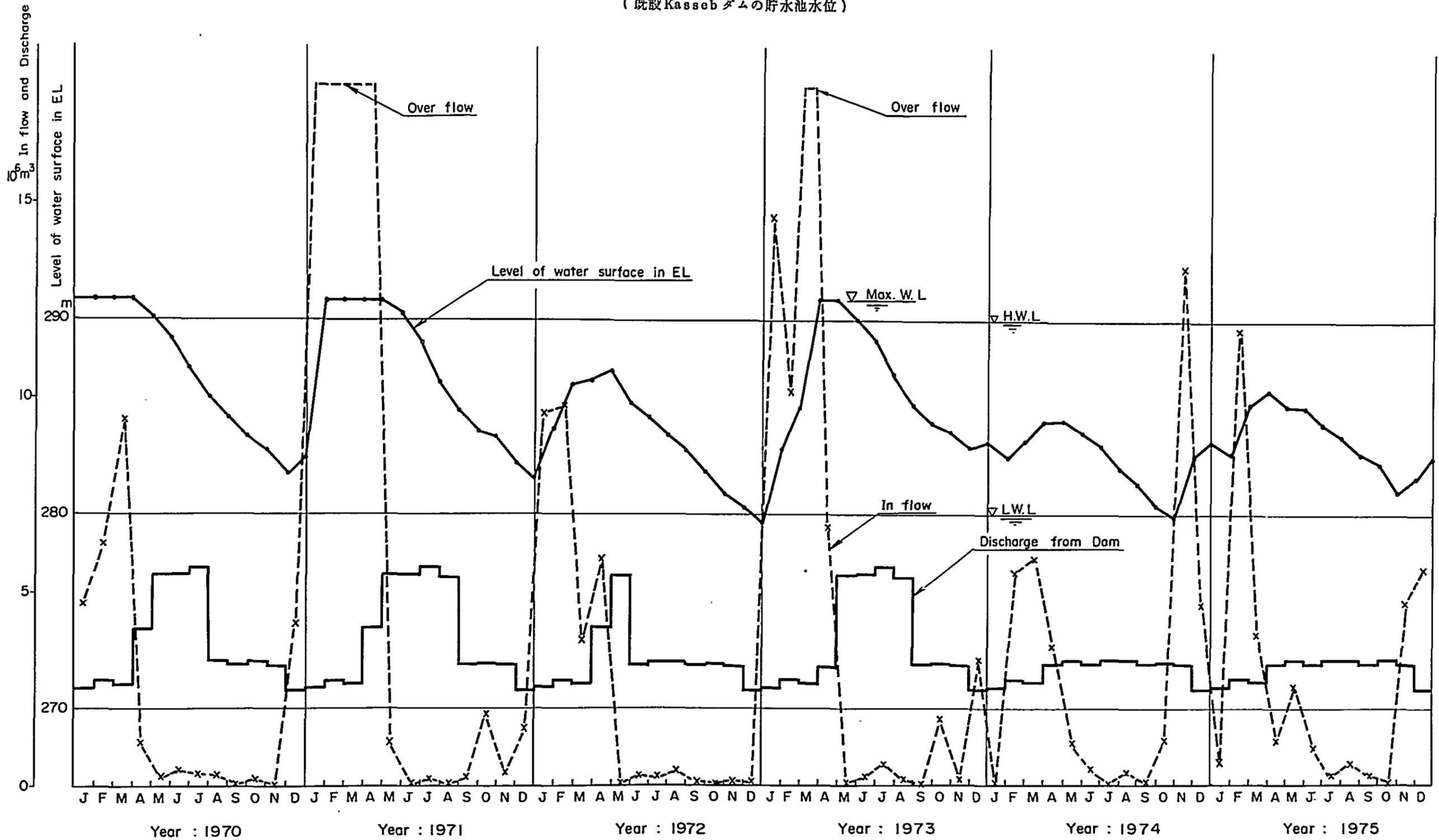
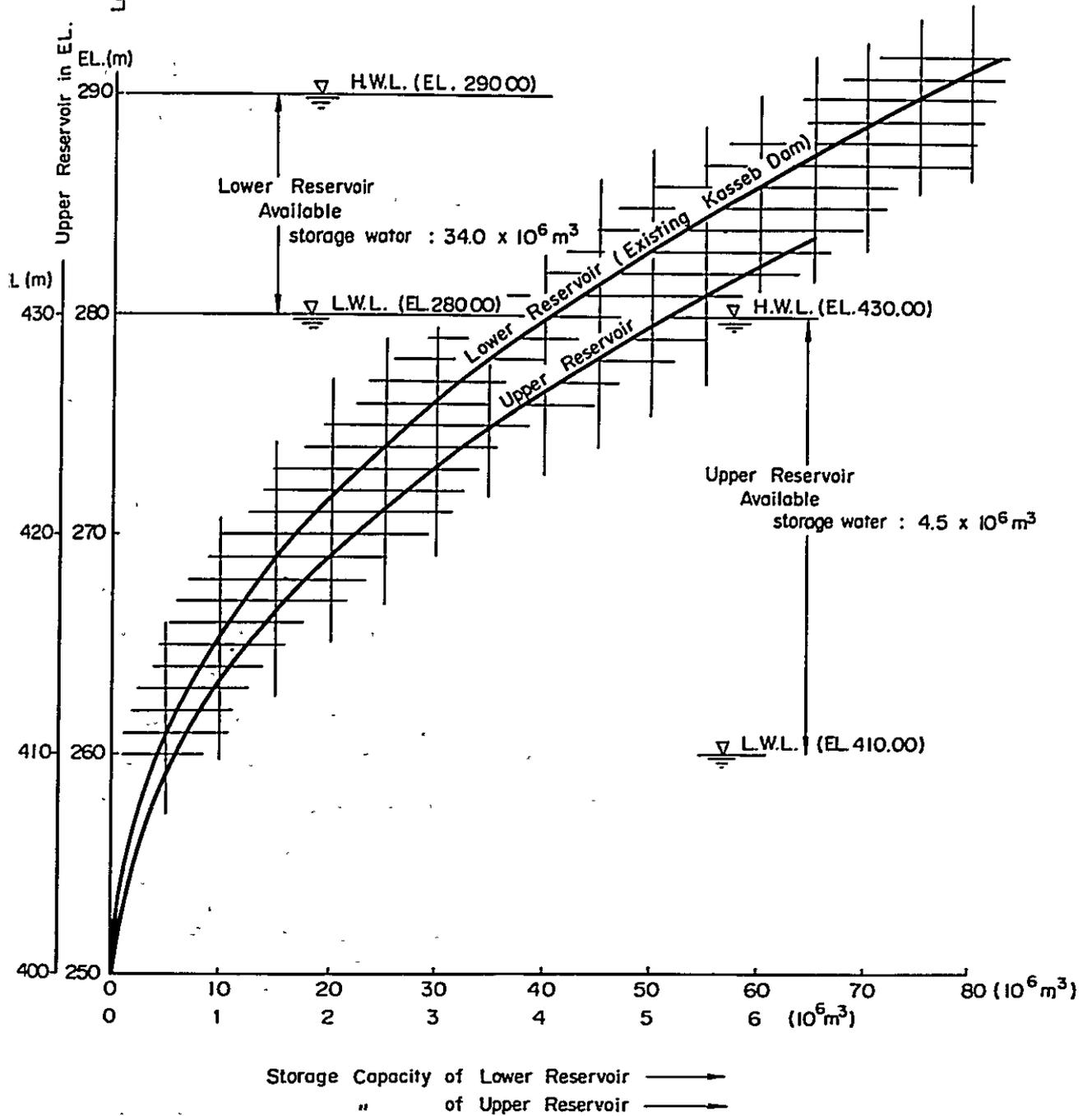


Fig. 6 - 9 Water Storage Capacity of Upper and Lower Reservoirs  
for Kasseb Pumped - storage Station  
(上池および下池貯水池の貯水容量曲線).



本章の1.2 揚水発電所の年間運転状況の予測の中で述べたごとく Kasseb 揚水発電所は点灯ピーク時にピーク継続時間（最大出力350 MW×時間）に換算して3.3時間の発電が要求されることになる。このために必要な貯水容量は3.8百万m<sup>3</sup>である。

満水位標高430.00 mにおける貯水量はFig. 6-9に示すごとく5.1百万m<sup>3</sup>であるが点灯ピークの形状の変化、事故時等の運転予備力としてのマージン等を考慮して、ピーク継続時間4時間を確保しうる標高410.00 mに最低水位を定めた。

以上に述べた下池および上池貯水池の利用可能水位より Kasseb 発電所の利用可能な落差は次のごとくなる。(上池ダムの標高は5000分の1の地形図より検討されたものであり、次期フィジビリティ・レベル調査の結果で詳細検討がなされる。)

最高静落差：EL 430.00 - EL 280.00 = 150 m

最低静落差：EL 410.00 - EL 290.00 = 120 m

基準静落差：EL 425.00 - EL 290.00 = 135 m

但し、

	上池	下池
満水位 (EL)	430.00	290.00
最低水位 (EL)	410.00	280.00

揚水発電計画は一般に従来の水力開発計画と異なり、河川流量の制限をうけることはなく、自然の地形および池の有効貯水容量でその規模が決まる。Kasseb 揚水発電計画の場合上池の自然流量は零で、上池の地形条件によって有効貯水容量が決まり、有効貯水容量によって規模が決まると云って良い。したがって、上池のダム高さをパラメーターに有効貯水容量を求め Kasseb 揚水発電所のkW 当りの建設費が最も低廉な規模を Kasseb 揚水発電所の最適規模とすべきであるが、地質調査の現状、地形図が5000分の1であること下池水位の最低レベルを決めた流入量資料が1970年から1975年までの6年間であること等を考慮すると、現在の調査レベルで最適規模を限定するのは時期尚早であり、次期フィジビリティ・レベルでの調査に託すべきである。しかし揚水発電計画は地形上の制約条件の範囲内で出来るだけ規模を大きくすることが、より経済的な発電所となることはその特性上明らかであるので、本章での土木構造物および電気機械の予備設計では上池貯水容量からみて最大の350 MWを発電規模として予備設計を行なった。

### 6.3.1 土木構造物

#### (1) ダム

上池ダムが構築される地点は踏査の結果からみて漏水を危惧させるような地形ではなく、基盤には可溶性岩石も存在しないものと思われる。TECSULT社によって選定されたダム軸はほぼ妥当なものと思われるが、次期フィジビリティ・スタディによるテスト・ピット、コアボーリング（1部すでに実施済み）等による地質調査の結果をまって決められねばな

らない。

ダム形式はTECSULT社によってロック・フィルダムの採用が考えられているが、ロックの採取が上池ダムの周辺で可能であるのでその採用はほぼ妥当なものと思われる。現状ではTECSULTのロック・フィルダムの予備設計を変更すべき理由を調査団は持たないのでTECSULT社案をそのまま採用することとした。

## (2) 導水路

導水路（取水口より発電所までを云い、鉄管路部分を含む）のルートはTECSULT社案（Etude 2A, Variante 1）より大巾に長くなったが、これは調圧水槽を設けて調圧水槽よりダム側の圧力遂道の経済設計を行なった結果である。なお調圧水槽より発電所までの鉄管路は1号導水トンネルが770m、2号導水トンネルが850mとなる。

## (3) 発電所

発電所建屋内に据付けられるポンプ・タービンのセンターをTECSULT社案（Etude 2A, Variante 1）のEL 247.50mよりEL 268.00mに変更したため発電所は半地下式で設計可能となる。この結果地下発電所への機器搬入のためのアクセス・トンネルが不必要となる。

## (4) 放水路

TECSULT社案（Etude 2A, Variante 1）と比較した場合、放水路の長さが約400m短縮可能となった。この理由は下池となる既設Kasseb貯水池の最低水位をEL 280.00mに設定したことによる。

以下に予備設計の諸元を示す。

### ・ダム

型 式	ロック フィルダム
高 さ	39.00 m
満 水 位	EL 430.00 m
低 水 位	EL 410.00 m
利 用 水 深	20.00 m
総 貯 水 量	$5.1 \times 10^6 \text{ m}^3$
有 効 貯 水 量	$4.5 \times 10^6 \text{ m}^3$

### ・導水トンネル

型 式	円形圧力トンネル
トンネル内径	5.8 mおよび6.70 m
トンネル直長	900 mおよび1,060 m

### ・調圧水槽

制水孔型水室付

### ・鉄管路(導水路内張鉄管を含む)

770 mおよび850 m

・発電所	半地下式
・放水路	開水路

### 6.3.2 電気設備

#### (1) ポンプ水車

Kasseb 揚水発電所の基準有効落差は 129 m, 最大揚程は 153 m (推定値), 発電運転時の最大使用水量は 75 MW 機で 68.8 m<sup>3</sup>/sec, 100 MW 機で 91.9 m<sup>3</sup>/sec である。この条件 (諸元) に合致するポンプ水車はフランス形ポンプ水車であり, これを採用する。

フランス形ポンプ水車の回転速度は, ポンプ比速度を 40 (m<sup>3</sup>/sec-m)<sup>※</sup>前後を採用して, 75 MW 機で 214 rpm, 100 MW 機で 188 rpm となる。

水車出力は 75 MW 機で 77,400 kW, 100 MW 機で 103,400 kW, 最大ポンプ入力 (推定値) は各々 83,000 kW および 111,000 kW である。

ポンプ水車の据付高さは下地最低水位時での最高揚程および最低揚程時の必要吸出し高さを検討した結果, 下池最低水位より, 75 MW 機で -11 m, 100 MW 機で -12 m とする。

入口弁は蝶形弁を採用する。

#### (2) 発電電動機

ポンプ起動の方法は発電電動機を半傘形構造とし上部案内軸受の上部に巻線形誘導電動機を設け, この電動機によりポンプ起動を行なう方法とする。この電動機の出力は, 75 MW 機で 6,000 kW, 100 MW 機で 8,000 kW である。

発電電動機の容量は, 最低揚程時の必要出力と電圧改善のための進み力率 0.98 として, 84,700 kVA および 113,300 kVA となる。電圧は発電機と電動機いずれの運転の場合でも 13.2 kV とする。

#### (3) 開閉所

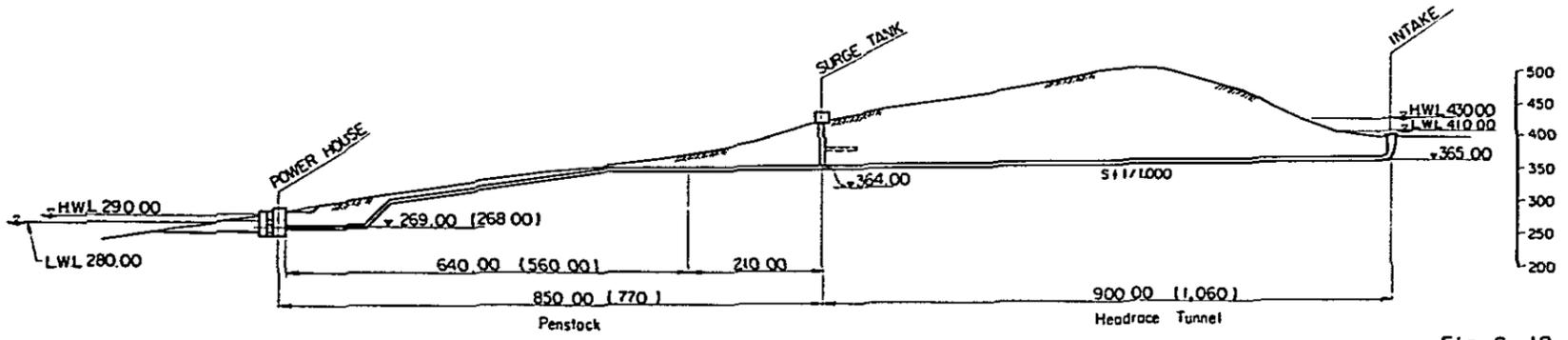
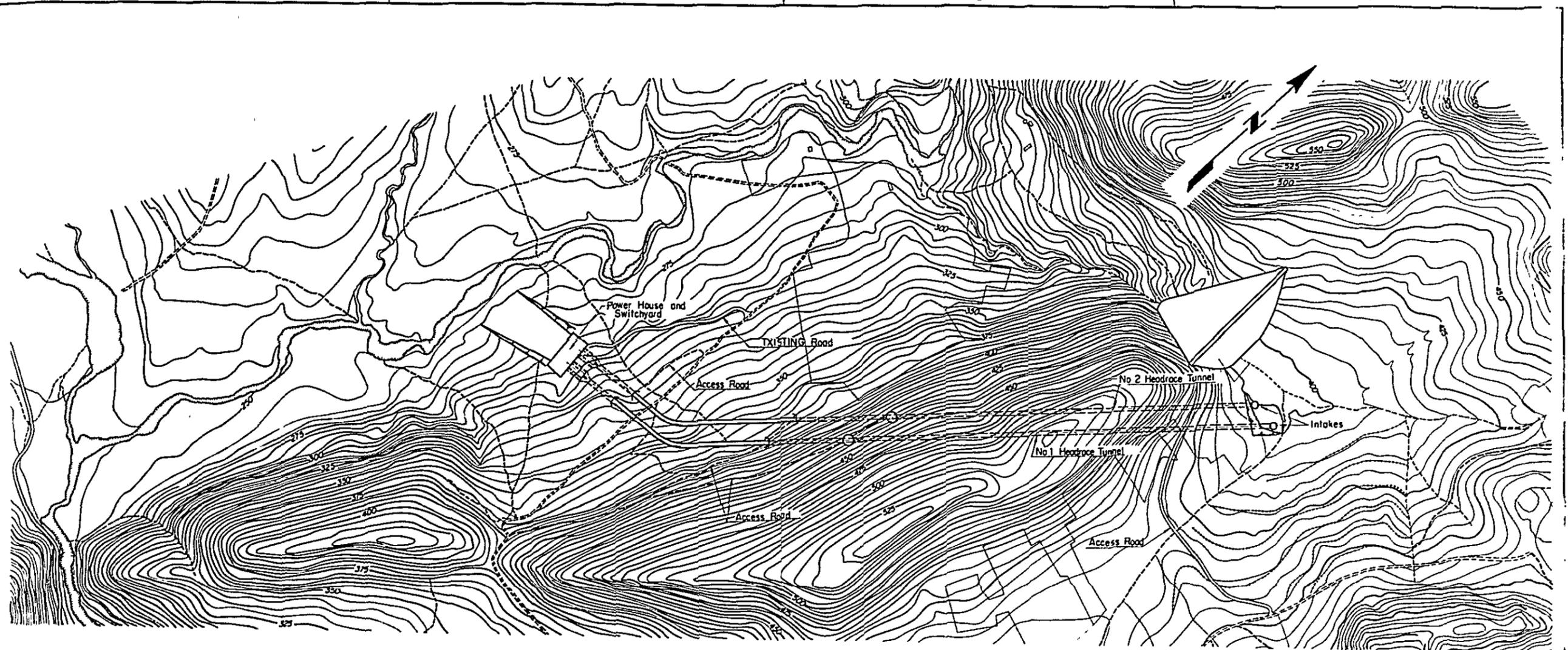
開閉所は発電所に隣接して設ける。所要面積は 196 m × 116 m である。電圧は 225 kV で M'Nihla 向けおよび Tajerouine 向け送電線を各々 1 回線引き出す。

開閉所に設置する主要変圧器および起動用変圧器は, 発電運転時と揚水運転時の電圧変動を補償するため負荷時タップ切替装置付とする。主要変圧器の容量は 84,700 kVA および, 113,300 kVA, 起動用変圧器は 10,000 kVA である。

#### (4) 補機類

ポンプ水車・発電電動機の補機は起動装置を除いて全てユニット方式とする。起動装置は主機 2 台に対してセントラル方式とする。Kasseb 揚水発電所の補機類を含む全付属設備の

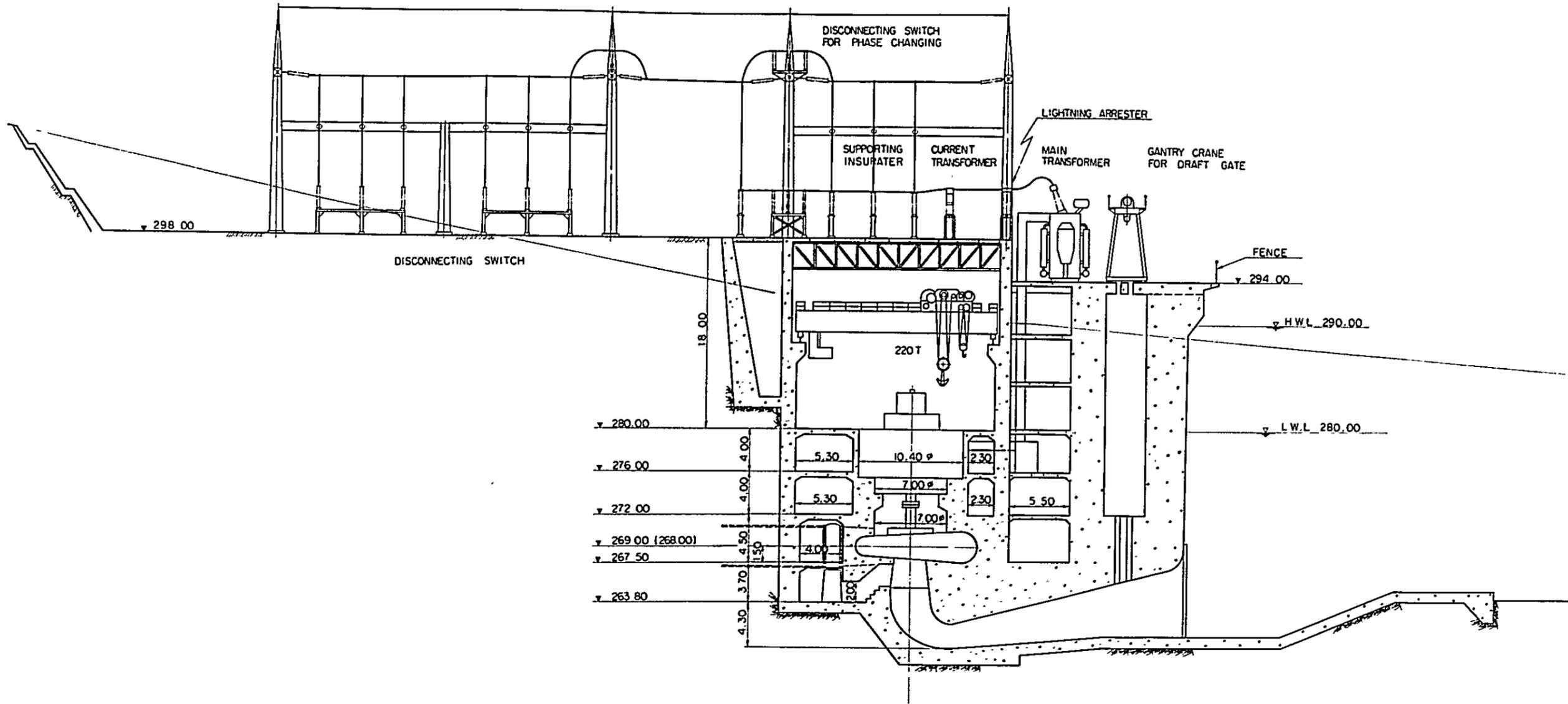
※ 揚程が 130 m から 150 m のフランス形ポンプ水車のポンプ比速度  $n_s$  (m<sup>3</sup>/s-m) は 25 から 65 が採用される。



(水路および平面)

Fig. 6-10

KASSEB PUMPED-STORAGE POWER PLANT	
WATER WAY PLAN	
75 MW x 2 UNITS, 100 MW x 2 UNITS	
EPDC INTERNATIONAL LTD.	
DR:	SKETCHED
TR:	ORIGINATED
CE:	APPROVED
LOCATION	DATE
DESCRIPTION	BY
REVISION	
SHEET NO. OF	



(発電所断面)

Fig. 6-II

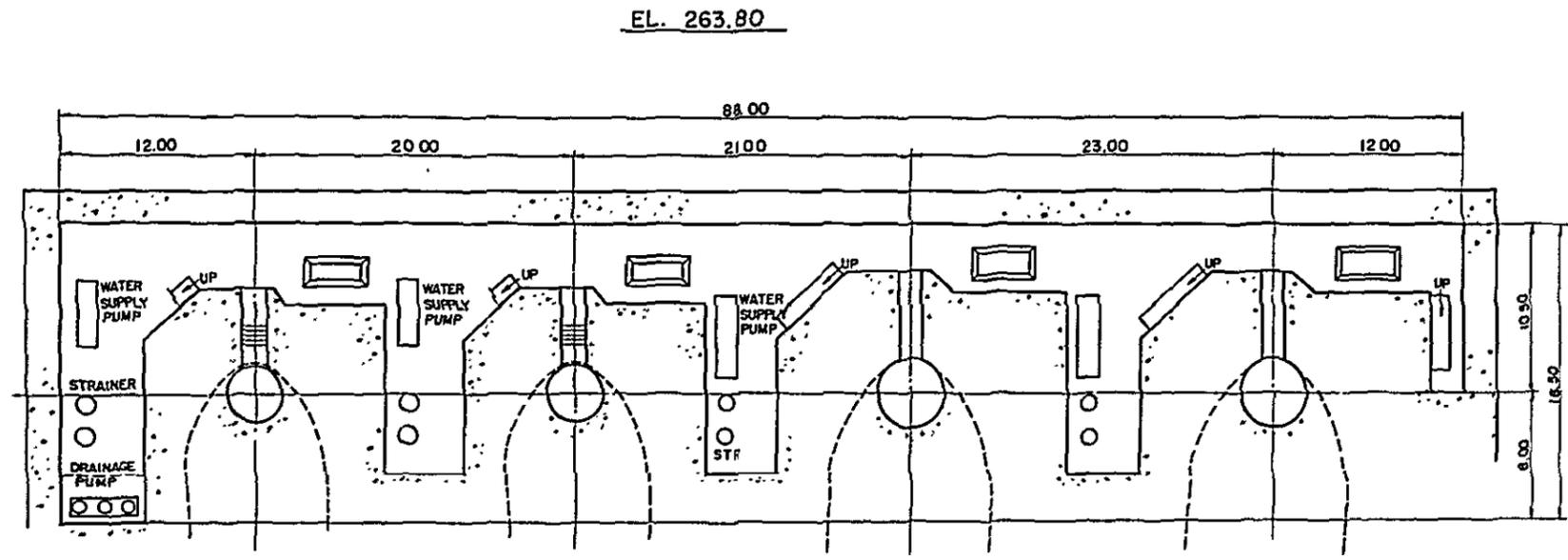
KASSEB PUMPED-STORAGE POWER PLANT

POWER HOUSE SECTION  
( SECTION OF 75MW UNIT )

EPDC INTERNATIONAL LTD.,  
TOKYO, JAPAN

DR: SUBMITTED:  
TR: RECOMMENDED:  
CC: APPROVED.

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



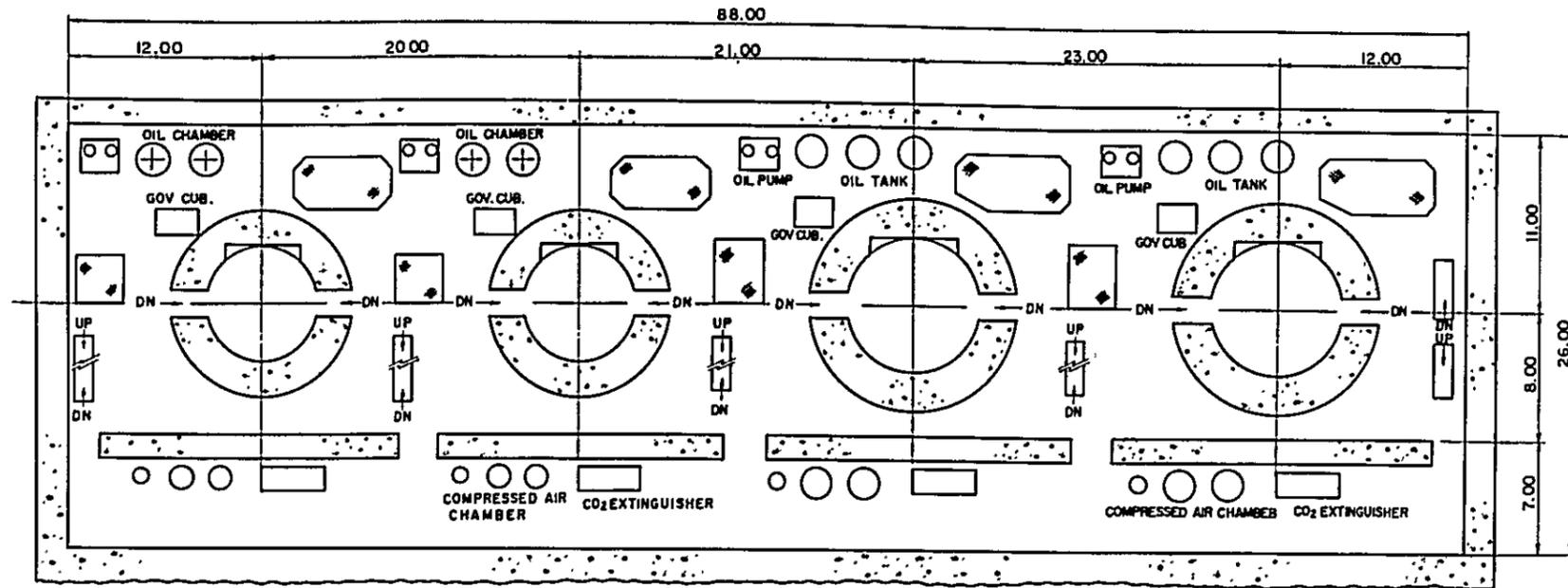
(機器配置図 EL 263.80m)

Fig. 6-12

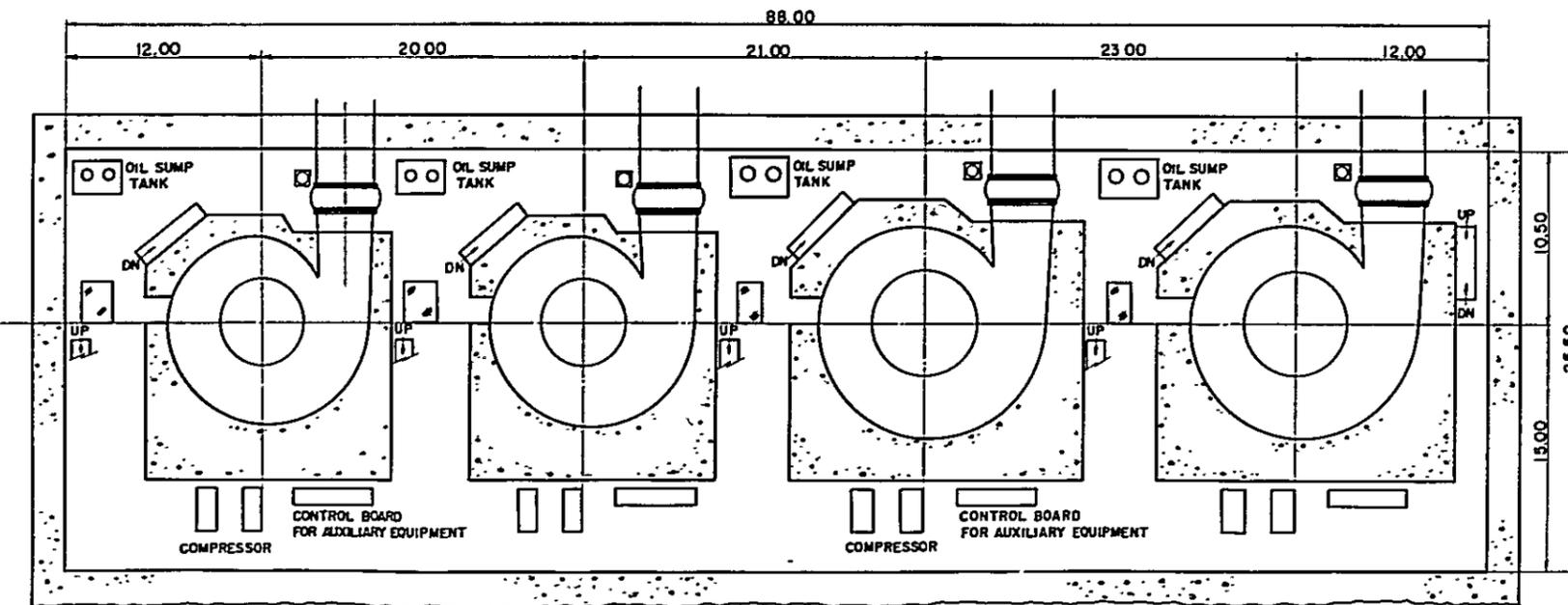
KASSEB PUMPED-STORAGE POWER PLANT	
ARRANGEMENT OF EQUIPMENT	
EL. 263.80 SECTION	
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO, JAPAN	
DR:	SUBMITTED:
TR:	RECOMMENDED:
CK:	APPROVED:
-	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

EL. 272.00



EL. 267.50



(機器配置図 EL 272.00mおよびEL 267.50m)

Fig. 6-13

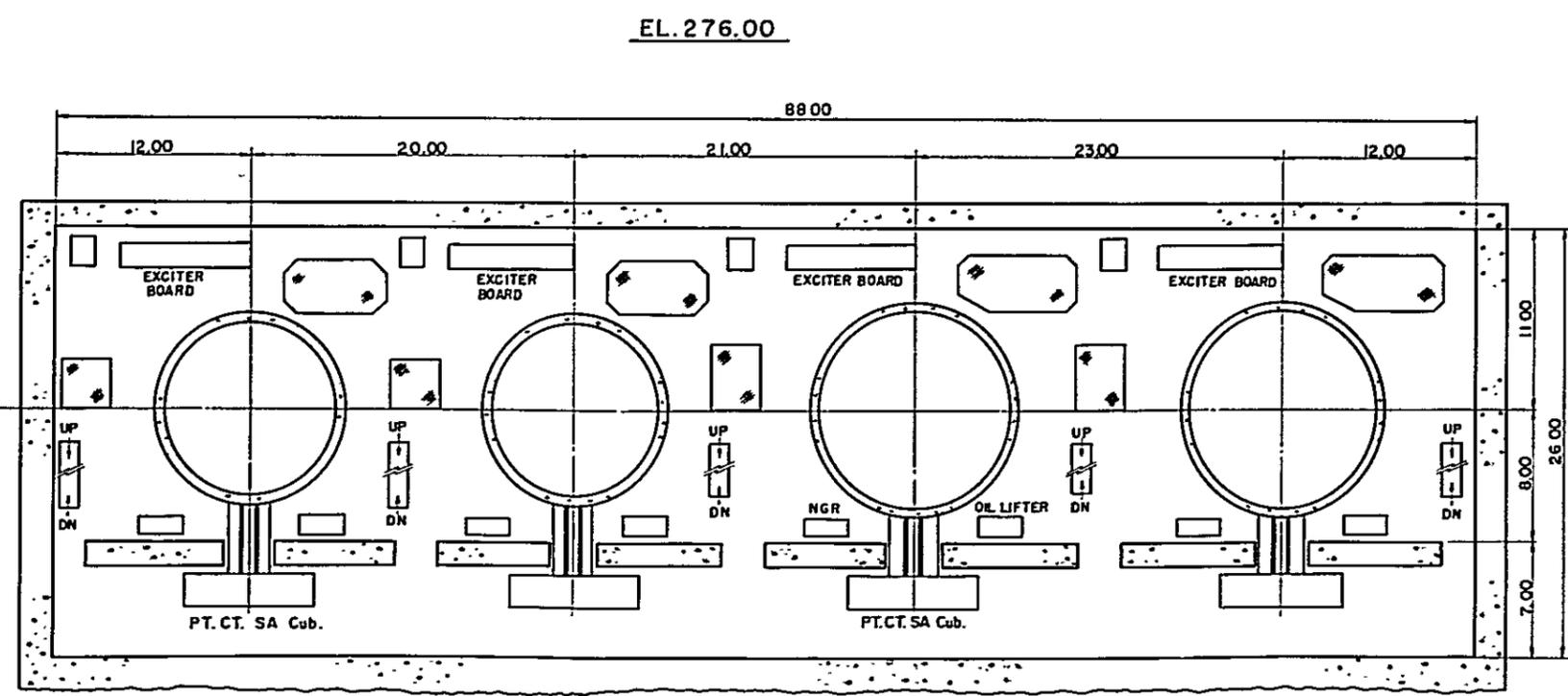
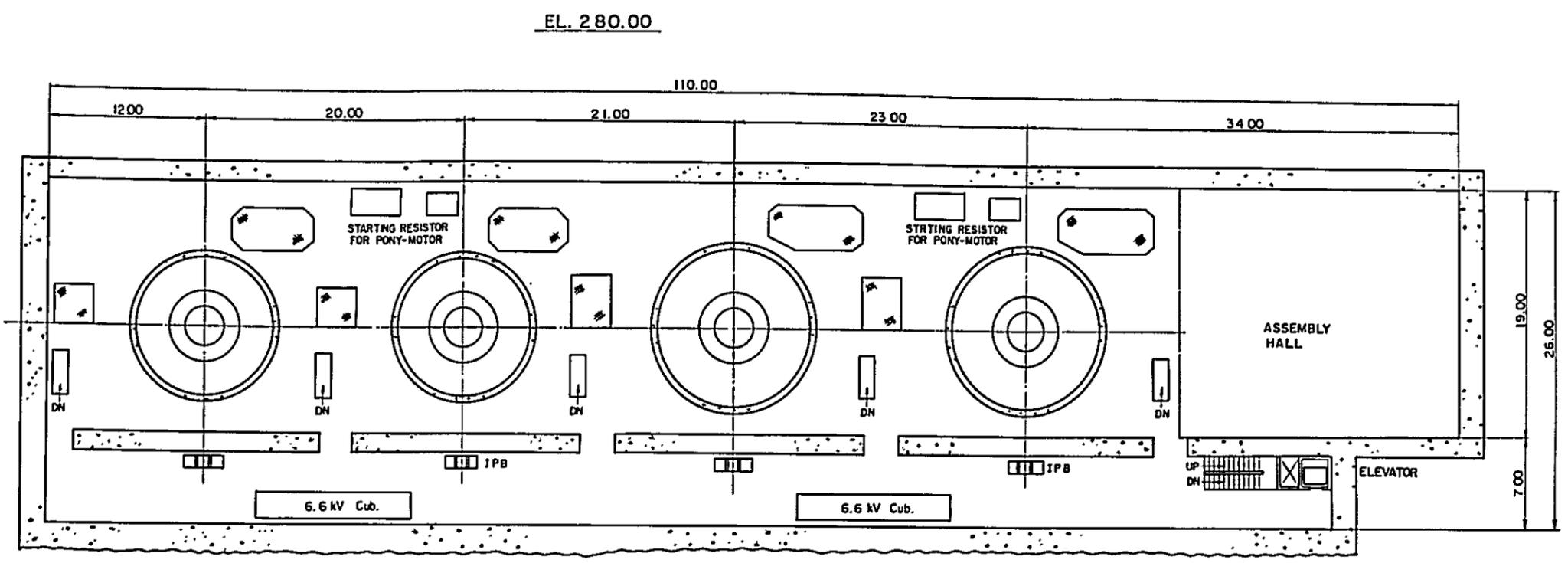
KASSEB PUMPED-STORAGE POWER PLANT

ARRANGEMENT OF EQUIPMENT  
EL.272.00 AND EL.267.50 SECTION

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

DR.: SUBMITTED  
TR.: RECOMMENDED  
CK.: APPROVED

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



(機器配置図 EL 280.00m および EL 276.00m)

Fig. 6-14

KASEB PUMPED-STORAGE POWER PLANT	
ARRANGEMENT OF EQUIPMENT	
EL 280.00 AND EL 276.00 SECTION	
E.P.D.C. INTERNATIONAL LTD TOKYO, JAPAN	
DR :	SUBMITTED :
FR :	RECOMMENDED :
CE :	APPROVED :
-	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

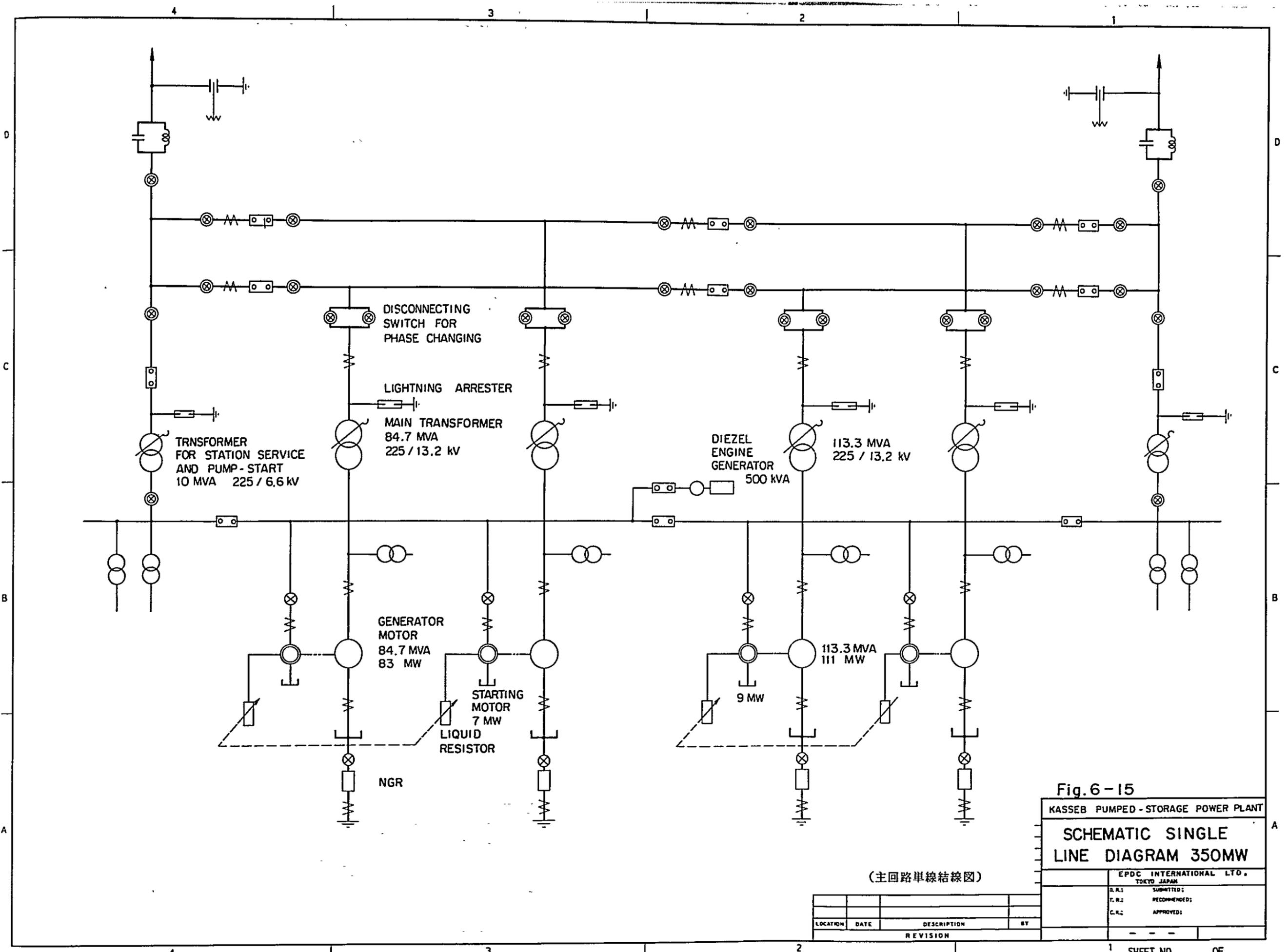


Fig. 6-15  
 KASSEB PUMPED-STORAGE POWER PLANT  
 SCHEMATIC SINGLE  
 LINE DIAGRAM 350MW

(主回路単線結線図)

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

EPDC INTERNATIONAL LTD. TOKYO JAPAN	
D. R. 1	SUBMITTED:
T. R. 1	RECOMMENDED:
C. R. 1	APPROVED:

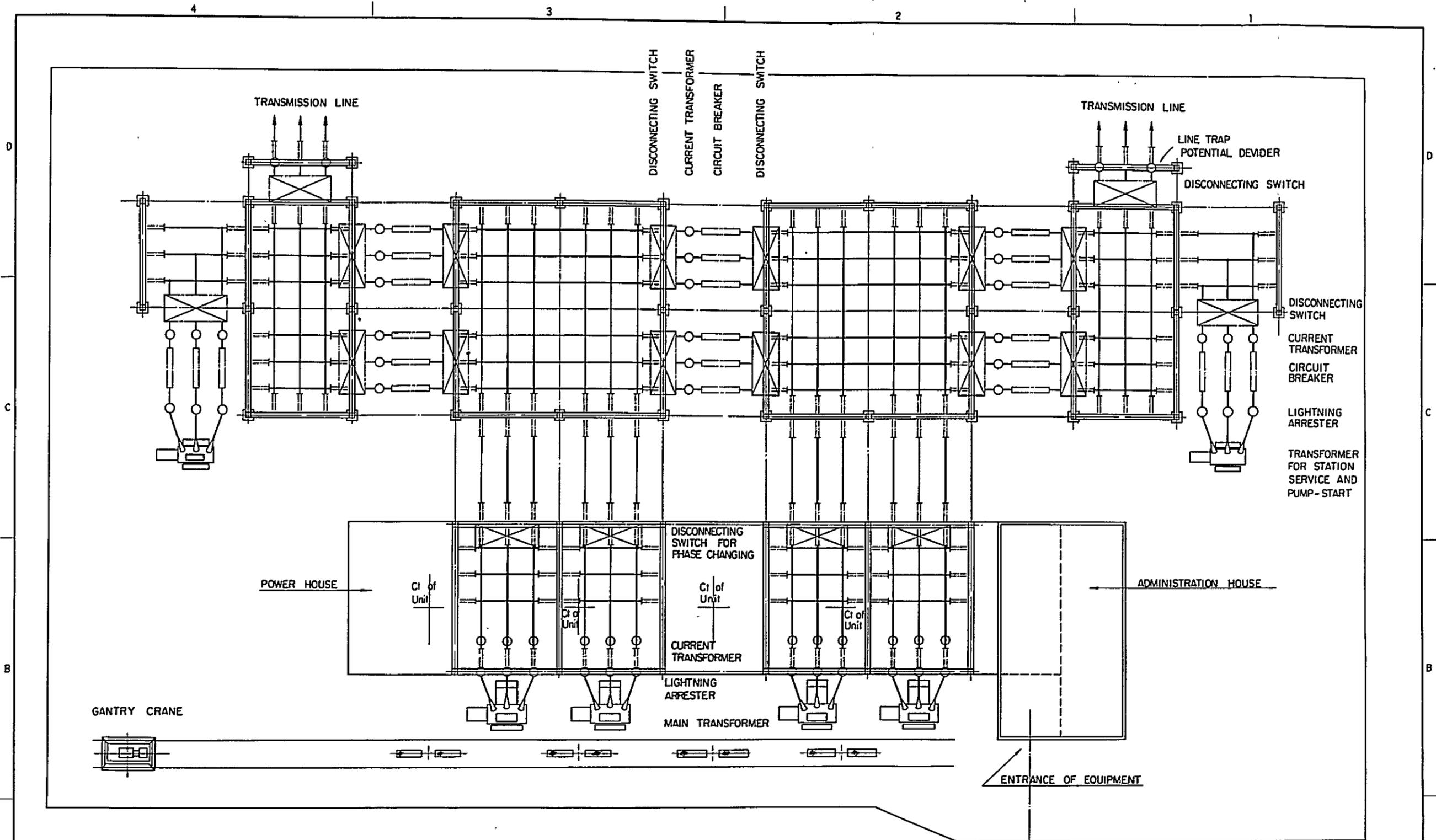


Fig. 6-16

KASSEB PUMPED-STORAGE POWER PLANT  
**ARRANGEMENT OF  
 220kV OUTDOOR SWITCHYARD**

(220 kV 屋外機器配置図)

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	

EPOC INTERNATIONAL LTD., TOKYO JAPAN	
D. R.:	SUBMITTED:
T. R.:	RECOMMENDED:
C. K.:	APPROVED:

容量は約 5,000 kVA と予想される。

(5) 単線結線図および制御方式

発電電動機の同期方式は高圧側同期方式とする。従って所内電力および起動用電力は主変圧器高圧側から受電することになる。高圧母線はリンク方式とする。

主機の制御は一人制御方式とし主配電盤より運転員により行なわれる。

送電線保護は電力線搬送保護方式とする。

(6) 通信系統

Kasseb 揚水発電所と STEG の中央給電指令所および関連変電所との通信は電力線搬送電話回線により構成されるものとする。

以上述べた Kasseb 揚水発電所の予備設計結果を Fig. 6-10 より Fig. 6-16 に示す。

Kasseb 揚水発電所計画の主要諸元は次の通りである。

Principal characteristics of electrical equipment for Kasseb Pumped Storage Projects are as follows:

		<u>75MW unit</u>	<u>100MW unit</u>
Pump-turbine	Vertical shaft Francis type, reversible pump-turbine		
Turbine	Output	77,400 kW	103,400 kW
	Net head	129 m	129 m
	Maximum discharge	68.8 m <sup>3</sup> /s	91.9 m <sup>3</sup> /s
	Velocity of revolution	214 rpm	188 rpm
Pump	Maximum input (assumed value)	83,000 kW	111,000 kW
	Maximum dynamic head	153 m	153 m
	Maximum flow (assumed value)	60 m <sup>3</sup> /s	80 m <sup>3</sup> /s
	Velocity of revolution	214 rpm	188 rpm
Generator-motor	Three phase synchronous generator-motor, vertical shaft, rotating field, semi-umbrella type		
Generator	Capacity	84,700 kVA	113,300 kVA
	Voltage	13.2 kV	13.2 kV
	Frequency	50 Hz	50 Hz
	Power factor (lag)	0.895	0.895
Motor	Capacity	83,000 kW	111,000 kW
	Voltage	13.2 kV	13.2 kV
	Frequency	50 Hz	50 Hz
	Power factor (lead)	0.98	0.98
Pony-motor	Wound rotor type induction motor		
	Output (assumed value)	6,000 kW	8,000 kW
	Voltage	6.6 kV	6.6 kV
	Velocity of revolution	250 rpm	200 rpm

Transformer	Three-phase outdoor, oil-immersed forced-cooled type with OLT device		
	Capacity	84,700 kVA	113,300 kVA
	Voltage	13.2/225 kV	13.2/225 kV
Starting Transformer	Three-phase outdoor, oil-immersed forced/self cooled type with on-load tap-changer device		
	Capacity	10,000 kVA	10,000 kVA
	Voltage	225/6.6 kV	225/6.6 kV
Outdoor Switchyard	Transmission voltage	225 kV	
	Area	196 x 116 m	
Transmission line	Length	110 km	
	Voltage	225 kV	
	Number of circuits	2 cct	
Telecommunication System	Carrier relaying system		
	Carrier telephone system		

#### 6.4 概算工事費および工事工程

##### 6.4.1 概算工事費

###### (1) 前提条件

工事費は、自然条件、地域条件、工事規模およびテュニジア国内業者の建設技術水準等を考慮しつつ、且つ必要な余裕も見込んで見積らなければならないが、これら諸条件の詳細な調査は次回の Kasseb プロジェクトのフィジビリティ・スタディ調査団によって実施される予定である。

今回の調査団による調査では、以上の諸前提に関する調査は行なわれなかったため、Kasseb 発電所の土木工事費については1975年のTECSULT社の調査報告書に記載されている単価をベースとして算定された工事費に、その後の物価騰貴率を乗ずることによって1977年時点の土木工事費を見積ることとした。また、発電所、開閉所等の電気機械装置および送電線工事費については、現時点における日本国内価格その他を考慮して概算工事費を見積ることとした。本調査において適用された1975年以降の物価騰貴率は次の通りである。

土木工事費      年率 10%

機械装置      年率 8% (必要な場合に適用)

工事費は、現地通貨所要分と外国通貨所要分とに分けられるが、このうち、現地通貨所要分には、国内労務者の賃金、工事の管理監督に要する STEG のエンジニア、テクニシャン等の給与、セメント、鉄筋、木材、燃料油脂等の工事用資材および機器その他の内陸輸送費が含まれる。これ以外の水力機器、電気機器、送変電資機材、ならびにエンジニアリングの費用は外貨所要分に計上した。

予備費については、電気機器の場合は、内陸輸送、据付工事も含めて現地通貨所要部分、外国通貨所要部分ともに10%を見込み、また、発電所土木工事については、構造物ごと下

記のように予備費を見込んだ。

ダム	20%
取水口, 導水路	10%
調圧水槽	10%
導水路, 水圧鉄管	15%
発電所	20%
放水口	20%
放水路	10%

また, コンサルタントのエンジニアリング費用およびSTEGによる管理費用は合せて工事費の10%とし, うち外貨所要部分はそれぞれ50%ずつとした。

調達資金の借入金利は不明であるので, 建設期間中のうち, 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。

$$1 \text{ US\$} = 0.43 \text{ Dinars} = \text{¥} 280$$

$$1 \text{ Dinars} = \text{¥} 651$$

## (2) 総工事費

Table 6-4-(1) は, 1975年のTECSULT 報告書に適用された単価をベースとして算定された Kasseb 発電所の土木工事費である。また, Table 6-4-(2) は, 1977年時点における同発電所の電気工事費, 送電線建設費および変電所引込設備の費用である。

以上の Tables に基づき, Table 6-4-(3) に, 1975年単価をベースとした場合の調査団による350 MW 計画案とTECSULT 社による320 MW 計画案の発電所工事費の比較, ならびに1977年価格における350 MW 計画案の概算総工事費(送・変電設備を含む)を示しており, その概要は次の通りである。

Unit: 1,000 Dinars

Items	Domestic Currency	Foreign Currency	Total
<b>Kasseb Pumped Storage Power Station</b>			
Civil works	18,464	6,495	24,959
Electrical works	1,844	18,163	20,007
Sub-total	20,308	24,658	44,966
Transmission lines	309	5,236	6,545
Substation lead-in facilities	104	370	474
Total	21,717	30,264	51,985
Kasseb site housing	1,331	-	1,331

Engineering & administrative costs	2,508	2,508	5,016
Total construction cost	25,560	32,772	58,332

### (3) 発電所建設単価

1975年単価を適用した場合のTECSULTの320MW案と調査団の350MW案のkW当り発電所建設単価を比較すると次の通りである。

・ JICA 案 (350 MW)	108.5 Dinars/kW
・ TECSULT 案 (320 MW 2A 案)	
地下発式	116.1 Dinars/kW
豎坑式	132.4 Dinars/kW

上記のJICA案を1977年価格で算定すると、発電所建設単価は128.5 Dinars/kWとなる。

## 6.4.2 工事工程および年度別所要資金

### (1) 工事工程

工事工程は、電力需給上の要請、工事の規模および地形条件、地域条件、さらには工事請負業者の建設技術能力等によって左右されるが、Kasseb計画の場合は、現場へのアクセス道路の条件は良好であり、また、特に困難な地形条件も見当たらない。

現地請負業者の建設能力について言えば、現在各地で行なわれている建設工事や大規模土木工事を通して多くの経験を積み、従って、Kasseb計画の工事着工の頃までには、これら国内請負業者の技術水準は長足の進歩を遂げるものと予想される。

電力需給上の要請からは、Kasseb発電所1号機(75MW)は1985年2月、2号機(75MW)は翌年1月、3号機(100MW)は1987年11月、4号機(100MW)は1988年10月にそれぞれ運転開始が必要であるが、他方、工事の技術的、経済的観点からは、2号機は1号機の半年おくれ、4号機は3号機の半年おくれで、それぞれ運転開始するのがスケジュール上望ましい。従って、本工事工程では、各発電機の運転開始時期を次のように設定する。

1号機(75MW)	運転開始	1985年2月
2号機(75MW)	"	1985年8月
3号機(100MW)	"	1987年11月
4号機(100MW)	"	1988年5月

また、工事規模から判断される主要構造物等のそれぞれの工期は次の通りである。

取水口および導水路	27ヶ月
調圧水槽	12ヶ月
導水路および水圧鉄管	21ヶ月

発電所土木工事	27ヶ月
放水口および放水路	12ヶ月
発電機据付	各14ヶ月
送電線工事	各1回線につき18ヶ月

なお、各発電機は、据付後運転開始まで、それぞれ4ヶ月の試験期間を置くものとする。

また、実施設計の開始は1979年はじめとし、機械装置等の最初の発注は1981年上半期、現場居住施設の工事開始は1981年半ばと予定する。

以上により、Kasseb揚水発電計画全体の工事工程を図示すると、Fig. 6-4-(1)の通りとなる。

## (2) 年度別所要資金

工事費の年度別支出については次の前提を適用する。

土木工事	前渡金10%、出来高払い
ゲート・ペンストック類	
契約時	10%
船積時	60%
据付完了時	20%
通水時	10%
電気機器	
契約時	10%
船積時	50%
運転開始時	40%
送電線機材	
契約時	20%
船積時	80%

以上の前提および前項の工事工程に基づいて年度別所要資金を算出すると Table 6-4-(4)に示す通りとなる。(但し、前述のように、調達資金の金利が不明なので、表の金額には建設期間中の利子は計上していない。従って、今後、現実の資金計画を策定する場合には、以上の工事費の他に建設利息も含めることが必要である)。

Table 6-4(1) Summary of Construction Cost of Kasseb Pumped Storage Power Station  
(Civil Works)  
(Estimated based on unit prices in 1975)

Item	Description	Unit	Unit Price (Dinars)	Quantity	Total Price (Dinars)
100 Access Road	Permanent road				
	Common excavation	m <sup>3</sup>	1.07	130,000	139,100
	Asphalt surface treatment	m <sup>2</sup>	7.00	9,100	63,700
	Maintenance	Lump Sum			10,000
					212,800
	Temporary road				
	Common excavation	m <sup>3</sup>	1.07	300,000	321,000
	Rock excavation, open	m <sup>3</sup>	3.75	30,000	112,500
	Conception of construction	mℓ	15.00	3,000	45,000
					478,500
	Sub-total				691,300
200 Dam	Excavation				
	Common excavation	m <sup>3</sup>	0.4	16,010	6,400
	Crown-loose ground	m <sup>3</sup>	1.0	970	970
	Rock excavation	m <sup>3</sup>	2.95	1,600	4,700
	Impervious core fill	m <sup>3</sup>	1.28	43,700	55,900
	Filter layer fill	m <sup>3</sup>	2.95	41,500	122,400
	Downstream fill	m <sup>3</sup>	1.48	164,200	243,000
	Rockfill, upstream	m <sup>3</sup>	1.48	125,600	185,900
	Dewatering	Lump Sum			12,000
	Contingencies (20%)				118,730
	Sub-total				750,000
300 Intake upstream and Headrace Tunnel	Excavation				
	Common excavation	m <sup>3</sup>	1.07	30,000	32,100
	Rock excavation, open	m <sup>3</sup>	3.75	5,000	18,750
	Rock excavation, shaft	m <sup>3</sup>	22.00	13,000	286,000
	Concrete in wall	m <sup>3</sup>	36.75	500	18,375
	Reinforcement	T	300.00	450	135,000
	Concrete in intake	m <sup>3</sup>	50.00	4,500	225,000
	Intake screen	T	650.00	90	58,500 <sup>1/</sup>
Steel in lining	T	750.00	40	30,000 <sup>1/</sup>	
					803,725

Item	Description of Work	Unit	Unit Price (Dinars)	Quantity	Total Price (Dinars)
	Contingencies (10%)				80,275
	Sub-total				884,000
	Excavation				
	Excavation, open	m <sup>3</sup>	1.07	15,000	16,050
	Rock excavation, shaft	m <sup>3</sup>	22.00	45,000	990,000
Surge Tank	Concrete in lining	m <sup>3</sup>	50.00	12,000	600,000
	Reinforcement	T	300.00	1,000	300,000
	Grouting	m	18.00	7,000	126,000
	Steel in lining	T	1,050.00	100	105,000*
	Contingencies (10%)				213,450
	Sub-total				2,351,000
400	Excavation				
	Excavation, open	m <sup>3</sup>	1.07	35,000	37,450
Penstock	Excavation, bifurcation	m <sup>3</sup>	8.30	113,000	937,900
	Excavation, tunnel	m <sup>3</sup>	10.45	20,000	209,000
	Concrete				
	Horizontal section	m <sup>3</sup>	42.00	34,000	1,428,000
	Concrete, tunnel	m <sup>3</sup>	39.00	5,000	195,000
	Grouting	m	18.00	37,000	666,000
	Penstock (690m x 2)	T	1,050.00	4,700	4,935,000 <sup>1/</sup>
	Steel support	T	350.00	1,900	666,000
	Reinforcement	T	280.00	1,200	336,000
	Measuring devices	Lump Sum			10,000 <sup>1/</sup>
					9,420,350
	Contingencies (15%)				1,413,650
	Sub-total				10,834,000

Item	Description of Work	Unit	Unit Price (Dinars)	Quantity	Total Price (Dinars)
500	Excavation				
	Common excavation	m <sup>3</sup>	1.07	40,000	42,800
Powerhouse	Rock excavation, open	m <sup>3</sup>	3.75	60,000	225,000
	Rock excavation, tunnel	m <sup>3</sup>	8.30	1,000	8,300
	Bolts	m	5.85	5,000	29,250
	Concrete				
	Mass concrete	m <sup>3</sup>	20.00	7,000	140,000
	Draft tubes	m <sup>3</sup>	40.00	8,000	320,000
	Concrete in wall	m <sup>3</sup>	60.00	5,000	300,000
	Concrete in superstructure	m <sup>3</sup>	70.00	2,000	140,000
	Reinforcement	T	300.00	600	180,000
					1,385,350
	Contingencies (20%)				277,650
	Sub-total				1,663,000
700	Coffer dam				
	Center core	m <sup>3</sup>	5.25	108,000	567,000
Outlet	Impervious surfacing	m <sup>3</sup>	2.15	102,000	219,000
	Rock excavation, open	m <sup>3</sup>	1.07	5,000	18,750
	Concrete in wall	m <sup>3</sup>	36.75	6,000	220,500
					1,025,250
	Mechanical work				
	Draft gate (4.5m x 4.5m x 2)	T	2,000.00	150	300,000*
	Trash racks	T	650.00	200	130,000*
					430,000
	Measuring devices	Lump Sum			10,000
					1,465,250
	Contingencies (20%)				293,750
	Sub-total				1,759,000
800	Excavation				
	Common excavation	m <sup>3</sup>	1.07	210,000	224,700
Tailrace canal	Rock excavation, open	m <sup>3</sup>	3.75	50,000	187,500
	Dragaing	m <sup>3</sup>	5.35	150,000	802,500

Item	Description of Work	Unit	Unit Price (Dinars)	Quantity	Total Price (Dinars)
	<b>Masonry</b>				
	Masonry, open	m <sup>2</sup>	5.25	15,000	78,750
	Masonry, under water	m <sup>2</sup>	5.30	7,000	37,100
	Protection, wall	m <sup>2</sup>	2.00	10,000	20,000
					1,350,550
	Contingencies (10%)				134,450
	<b>Sub-total</b>				1,485,000
900	Excavation	m <sup>3</sup>	1.07	110,000	117,700
	Concrete in foundation	m <sup>3</sup>	39.70	7,000	277,900
Switchyard	Building	Lump Sum			15,000
					410,600
	<b>Sub-total</b>				410,600
	<b>Total Amount (Civil works)</b>				20,827,900
	— Domestic currency				(15,259,400)
	— Foreign currency				(5,568,500)

Note: Mark <sup>L</sup> indicates foreign currency portion.

Table 6-4(2) Summary of Construction Cost of Kasseb Pumped-Storage Power Station  
 (Electrical Equipment)  
 (Estimated based on 1977 Prices)

Unit: Dinars			
Item	Foreign Currency	Domestic Currency	Total
<b>Hydro Power Plant Equipment</b>			
Pump Turbine	5,241,000	—	5,241,000
Motor Generator	4,650,000	—	4,650,000
Main Transformer	650,000	—	650,000
Starting Transformer			
Control Switch Board			
Steel Structure			
Power Plant Equipment	4,051,000	—	4,051,000
Temporary Facility			
Cost of Ocean Freight	1,247,300	—	1,247,300
Insurance	73,000	—	73,000
Cost of Inland Transportation	—	276,500	276,500
Erection and Installation Works	599,000	1,399,500	1,998,500
Sub-Total	16,512,000	1,676,000	18,188,000
Contingencies (10%)	1,651,000	168,000	1,819,000
Total Amount	18,163,000	1,844,000	20,007,000
<b>Transmission Lines and Substation Equipment</b>			
<b>Transmission Lines (29,750 Dinars/Km)</b>			
Kasseb — M:Nihla	2,618,000	654,500	3,272,500
Kasseb — Tajerouine	2,618,000	654,500	3,272,500
Sub-Total	5,236,000	1,309,000	6,545,000
<b>Substation Equipment</b>			
M'Nihla Substation	185,000	52,000	237,000
Tajerouine Substation	185,000	52,000	237,000
Sub-Total	370,000	104,000	474,000
Total Amount	5,606,000	1,413,000	7,019,000

Table 6-4-(3) Total Construction Cost of Kasseb Project and Comparison with Estimate made by TECSULT International Ltd.

Unit: 1,000 Dinars

Item	Study 2A (TECSULT)		Study made by Japanese Mission (2 x 75 MW, 2 x 100 MW):					
	4 x 80 MW : 1975 Prices		1975 Prices			1977 Prices		
	Underground Type	Vertical Shaft Type	Domestic Currency	Foreign Currency	Total	Domestic Currency	Foreign Currency	Total
<b>A. Kasseb Pumped Storage Power Station</b>								
<b>1. Civil Works</b>								
Access roads	970,200	948,300	691,300	—	691,300	836,500	—	836,500
Dam	650,000	650,000	750,000	—	750,000	907,500	—	907,500
Intake and Headrace tunnel	295,000	295,000	795,500	88,500	884,000	962,600	103,200	1,065,800
Surge tank	—	—	2,246,000	105,000	2,351,000	2,717,700	122,500	2,840,200
Penstock	4,925,000	9,240,000	5,889,000	4,945,000	10,834,000	7,125,700	5,767,700	12,893,400
Powerhouse	1,986,000	4,945,800	1,663,000	—	1,663,000	2,012,200	—	2,012,200
Outlet	2,666,600	1,295,000	1,329,000	430,000	1,759,000	1,608,100	501,600	2,109,700
Tailrace canal	3,407,500	3,394,000	1,485,000	—	1,485,000	1,796,900	—	1,796,900
Switchyard	206,100	259,850	410,600	—	410,600	496,800	—	496,800
Access tunnel	969,000	473,000	—	—	—	—	—	—
Sub-total	17,883,100	22,647,450	15,259,400	5,568,500	20,827,900	18,464,000	6,495,000	24,959,000
Contingencies	2,880,000	2,880,000			(Included in the above estimates)			(Included in the above estimates)
Total (Civil Works)	20,763,100	25,527,450	15,259,400	5,568,500	20,827,900	18,464,000	6,495,000	24,959,000
<b>2. Electrical Equipment</b>								
Powerhouse equipment	12,618,000	13,000,000						
Switchyard equipment	2,152,100	2,209,250						
Sub-total	14,770,100	15,209,250	1,437,000	14,156,000	15,593,000	1,676,000	16,512,000	18,188,000
Contingencies	1,620,000	1,620,000	143,700	1,415,600	1,559,300	168,000	1,651,000	1,819,000
Total (Electrical Work)	16,390,100	16,829,250	1,580,700	15,571,600	17,152,300	1,844,000	18,163,000	20,007,000
Grand total (Power Station)	37,153,200	42,356,700	16,840,100	21,140,100	37,980,200	20,308,000	24,658,000	44,966,000
<b>B. Transmission Lines and Sub-stations</b>								
Transmission lines						1,309,000	5,236,000	6,545,000
Sub-stations						104,000	370,000	474,000
<b>C. Total Direct Construction Cost</b>						21,721,000	30,264,000	51,985,000
<b>D. Kasseb site Housing</b>	1,100,000	1,100,000	1,100,000		1,100,000	1,331,000		1,331,000
<b>E. Engineering Fee and Administration Costs</b>	4,000,000	4,000,000				2,508,000	2,508,000	5,016,000
Total Construction Cost						25,560,000	32,772,000	58,332,000
<b>F. Unit construction cost of Power station (Dinars/KW)</b>	116.1 D/KW	132.4 D/KW		108.5 D/KW			128.5 D/KW	

Table 6-4-(4) Annual Expenditure Schedule

Unit: 1,000 Dinars

Item	Total Construction Cost			1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
	Domestic Currency	Foreign Currency	Total										
<b>A. Kasseb Pumped Storage Power Station</b>													
<b>1. Civil Works</b>													
Access roads	836,500		836,500				836,500						
Dam	907,500		907,500					363,000	544,500				
Intake and Headrace tunnel	962,600	103,200	1,065,800				299,100	543,200	223,500				
Surge tank	2,717,700	122,500	2,840,200					543,600	2,296,600				
Penstock	7,125,700	5,767,700	12,893,400			576,800		7,736,000	4,580,600				
Powerhouse	2,012,200		2,012,200				603,700	1,006,100	402,400				
Outlet	1,608,100	501,600	2,109,700				50,200	1,909,100	150,400				
Tailrace canal	1,796,900		1,796,900					898,500	898,400				
Switchyard	496,800		496,800						496,800				
Sub-total	18,464,000	6,495,000	24,959,000			576,800	1,789,500	12,999,500	9,593,200				
- Domestic Currency			18,464,000				1,729,000	9,176,000	7,559,000				
- Foreign Currency			6,495,000			576,800	60,500	3,823,500	2,034,200				
<b>2. Electrical Equipment</b>	1,844,000	18,163,000	20,007,000			762,900		2,023,300	5,028,400	1,642,000	5,588,100	2,801,900	2,160,400
- Domestic Currency			1,844,000					116,300	542,200	116,200	320,800	695,000	53,500
- Foreign Currency			18,163,000			762,900		1,907,000	4,486,200	1,525,800	5,267,300	2,106,900	2,106,900
<b>B. Transmission lines and Sub-stations</b>													
Transmission lines	1,309,000	5,236,000	6,545,000				523,600	2,421,400	327,500	523,600	2,421,400	327,500	
Sub-stations	104,000	370,000	474,000						237,000			239,000	
Sub-total	1,413,000	5,606,000	7,019,000				523,600	2,421,400	564,500	523,600	2,421,400	564,500	
- Domestic Currency			1,413,000					327,000	379,500		327,000	379,500	
- Foreign Currency			5,606,000				523,600	2,094,400	185,000	523,600	2,094,400	185,000	
<b>C. Total Direct Construction Cost</b>													
Total	21,721,000	30,264,000	51,985,000			1,339,700	2,313,100	17,444,200	15,186,100	2,165,600	8,009,500	3,366,400	2,160,400
- Domestic Currency			21,721,000				1,729,000	9,619,300	8,480,700	116,200	647,800	1,074,500	53,500
- Foreign Currency			30,264,000			1,339,700	584,100	7,824,900	6,705,400	2,049,400	7,361,700	2,291,900	2,106,900
<b>D. Kasseb site Housing</b>	1,331,000		1,331,000			731,000	400,000						
<b>E. Engineering Fee and Administration Costs</b>	2,508,000	2,508,000	5,016,000	752,000	83,000	108,000	197,000	1,467,000	1,253,000	171,000	638,000	265,000	82,000
- Domestic Currency			2,508,000		49,000	64,000	116,000	863,000	737,000	100,000	375,000	156,000	48,000
- Foreign Currency			2,508,000	752,000	34,000	44,000	81,000	604,000	516,000	71,000	263,000	109,000	34,000
<b>F. Total Construction Cost</b>													
Total Amount	25,560,000	32,772,000	58,332,000	752,000	83,000	2,378,700	2,910,100	18,911,200	16,439,100	2,336,600	8,647,500	3,631,400	2,242,400
- Domestic Currency			25,560,000		49,000	995,000	2,245,000	10,482,300	9,217,700	216,200	1,022,800	1,230,500	101,500
- Foreign Currency			32,772,000	752,000	34,000	1,383,700	665,100	8,428,900	7,221,400	2,120,400	7,624,700	2,400,900	2,140,900

Table 6-4(5) Construction Schedule of Kasseb Pumped Storage Power Project

Item	Works	Quantity	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Detailed Design and Supervision of Works												
Ordering of Materials												
Kasseb site Housing												
Construction works of Power Station												
Access roads												
Dam												
Height of dam: 39 m	Excavation	18,580 m <sup>3</sup>										
	Embankment	375,000 m <sup>3</sup>										
Intake and Headrace tunnel												
φ6.70 x 900 m (No. 1 tunnel)	Excavation	156,000 m <sup>3</sup>										
φ5.80 x 1,060 m (No. 2 tunnel)	Concrete	38,500 m <sup>3</sup>										
	Gate, etc.	90 ton										
Surge tank												
	Excavation	60,000 m <sup>3</sup>										
	Concrete	12,000 m <sup>3</sup>										
Penstock												
φ6.2 x 640 m (No. 1 penstock)	Excavation	55,000 m <sup>3</sup>										
φ4.5 x 560 m (No. 2 penstock)	Concrete	5,000 m <sup>3</sup>										
Tunnel 2 x 210 m												
Powerhouse												
2 x 75 MW (First stage)	Excavation	100,000 m <sup>3</sup>										
2 x 100 MW (Second stage)	Concrete	20,000 m <sup>3</sup>										
	Installation of	1st unit										
	"	2nd Unit										
	"	3rd Unit										
	"	4th Unit										
Outlet and Tailrace canal												
	Excavation	415,000 m <sup>3</sup>										
	Concrete	12,600 m <sup>3</sup>										
	Gate, etc.	350 ton										
	Masonry	22,000 m <sup>3</sup>										
Switchyard												
	Excavation	110,000 m <sup>3</sup>										
	Concrete	7,000 m <sup>3</sup>										
	Installation of equipment											
Transmission lines and Sub-stations												
Kasseb - M'Nihla	Distance	110 km										
Kasseb - Tajerouine	Distance	110 km										
Sub-stations	Installation of equipment											

Note: ..... Test and Commissioning

## 第7章 Kasseb揚水発電計画の経済性に関する 概括見通し

# 目 次

## 第7章 Kasseb揚水発電所計画の経済性に関する概括見通し

基本的考察 .....	7-1
7.1.1 総 論 .....	7-1
7.1.2 分析の方法および目的 .....	7-1
2 Kasseb揚水発電計画の総費用.....	7-2
7.2.1 建設工事費 .....	7-3
7.2.2 運転維持費 .....	7-3
7.2.3 揚水用燃料費 .....	7-5
7.2.4 設備更新費 .....	7-8
3 代案ガスタービン計画の総費用 .....	7-8
7.3.1 建設工事費 .....	7-8
7.3.2 運転維持費 .....	7-10
7.3.3 燃 料 費 .....	7-11
7.3.4 設備更新費 .....	7-12
4 便益・費用比率および経済的内部収益率.....	7-13
7.4.1 便益・費用比率 .....	7-13
7.4.2 経済的内部収益率 .....	7-13
5 社会的経済効果の分析 .....	7-14
7.5.1 全体的消費水準の向上目的 .....	7-14
7.5.2 地域的所得再配分目的 .....	7-21
6 結 論 .....	7-22

## 第7章 Kasseb揚水発電所計画の経済性に関する概括見通し

### 7.1 基本的考察

#### 7.1.1 総論

本電力長期計画は、現在実施中の“社会経済開発第5次計画”(1977～1981年)に続く10年間の電力需要を予測し、且つそれに対処すべき最適発電計画を策定することを内容とするものであるが、その主たる目的は、この将来発電計画の中に、Kasseb揚水発電計画がフィジブルな計画として登場し得るものであるか否かについて概括的見通しを立てることである。

本Kasseb揚水発電計画については、これまでSTEGの要請に基いてMECASOL社およびTECSULT社によって調査が行なわれ、1975年にはTECSULT社による最終予備調査報告書が提出されている。

上記調査報告書に対して、調査団は、技術的・経済的見地から第1次的な検討を加え、発電規模の変更と工事費の見直しを行なった。しかしながら、今回のreviewは詳細な現地踏査を経たものではないので、今後の詳細調査によって当然修正が予想される。本章の経済評価はこの見直し工事費をベースとして行なったものであり、また分析評価の上の所要パラメータの幾つかについても想定数値を基としているので、分析精度は必ずしも高いとは言いがたいが、本揚水発電計画の経済性に関する概括的見通しはほぼ確定し得るものと考えられる。

#### 7.1.2 分析の方法および目的

##### (1) 間接的効果も含めた代案プロジェクトとの比較

発電計画の経済性評価は、当該プロジェクトと“同等のサービス”を提供する代案プロジェクトとのコスト比較と云う形で行なわれる。この場合の“同等のサービス”とは、チュニジア連繫系統のピーク時においてKasseb揚水発電所と同等の電力(kw)および電力量(kwh)を負荷の変動に追随しつつ発電することであり、このようなサービスを提供し得る最適の代案発電機種はガスタービンである。従って、Kasseb揚水発電計画の経済性は、同発電所と同等供給能力のガスタービン発電所とのコスト比較と云う形で評価される。

しかしながら、単に現価換算された総コストの比較と云う形における経済性評価だけでは充分とは言えない。即ち、プロジェクトの所要資金の構成に着目した別途の考察が必要である。

所要資金から見たKasseb揚水発電計画と代案ガスタービン計画とのそれぞれの際立った特徴を挙げると次の通りである。

(a) Kasseb計画では、建設資金のうち内貨部分(主として発電所土木工事費)の占める比率が極めて大きく(43.8%)、従って当該内貨部分のうち、可成りの部分がlocal contractors 其他によるsaving となって国内経済に作用し、同saving が無限の再投資サイク

ルを通じて将来の多大の間接的効果を派生することとなる。

(b) これに対して、代案ガスタービン計画にあっては、所要建設資金の殆ど大部分は外貨として国外に流出し、内貨 portion の占める比率は極めて小さい。従って、construction を通じての国内経済に与える impact は殆ど期待出来ない。

以上により、本章の経済評価は、第1段階として Kasseb 揚水発電計画と代案ガスタービン計画のそれぞれの総コスト（建設費、運転維持費、設備更新費）の現在価値換算額の比較と云う traditional な形式で行ない、第2段階として直接効果の外に将来の間接効果を含めたプロジェクトの social value を算定することとする。

## (2) 分析目的

他の多くの国々でそうであるように、チュニジアにおいても電力開発計画は国の全般的経済政策の一環として策定される。そして、国の政策目的は“福祉最大”を実現することであって、単なる“経済的収益性の最大”を目指すものではない。従って、電力開発計画の経済効果の分析においても、商業プロジェクトで考慮される経済効果の外に、国民福祉に関連する諸要素をも考慮して分析を行なうのが妥当と思われる。

通常、国の経済政策は、たとえそれが明示されていない場合であっても、次の二つの目的が暗黙裡に含まれている。

### (a) 全体的国民消費水準の向上

先ず第一に国民全体としての消費水準の向上が national planning の基本目的であることは論を俟たない。Kasseb 揚水発電計画の場合も、窮極的には、この計画がチュニジア国全体の消費水準の向上に何の程度貢献し得るか、と云う観点から評価されなければならない。

### (b) 所得再配分

National planning の第2の基本的目的は、所得分配の調整、即ち、より恵まれた階層あるいは地域からより恵まれていない階層ないし地域への所得の移転の効果を期待すると云う点にある。Kasseb 揚水発電計画地域はチュニジア国内では比較的富裕な北部地方に位しているが、それにも拘らずチュニスを中心とし Gabes を南端とする東部海岸地方に比べれば後進地域である。従って、Kasseb 揚水発電計画の経済性の評価目的には、当該計画地域に対する所得の再分配効果を含めるのが適当である。

本章の経済性評価は上記の2目的に沿いつつ行なうこととする。

## 7.2 Kasseb 揚水発電計画の総費用

Kasseb 揚水発電計画に投入される総費用は、ダム発電所、送電線および変電所引込設備等の建設費、運転維持費、揚水用燃料費、並びに一部設備の経済的耐用年数経過後の設備更新費である。

## 7.2.1 建設工事費

### (1) 揚水発電所

Table 6-4-3 に示すように、Kasseb 発電所の総工事費(建中利子含まず)は、44,966,000 Dinars と見積られ、このうち外貨部分は 24,658,000 Dinars (54.8%)、また内貨部分は 20,308,000 Dinars (45.2%) である。また、工事の実施設計の開始は 1979 年とし、運転開始は次の如く予定される。

1985年2月	1号機	75 MW	運転開始
1985年8月	2号機	75 MW	"
1987年11月	3号機	100 MW	"
1988年5月	4号機	100 MW	"

### (2) 送変電設備 (allocated costs)

送電線は、Kasseb 揚水発電所から M' Nihla 変電所および Tajerouine 変電所まで、各 225 kV、1 回線送電線が敷設される。工事費は送電線 6,545,000 Dinars、変電所引込設備 474,000 Dinars、合計 7,019,000 Dinars である。これら工事費の内・外貨比率は、外貨部分 80%、内貨部分 20% と想定され、また、各 1 回線の運転開始は次のように計画される。

Kasseb ~ M' Nihla 変電所	1985年2月	運転開始
Kasseb ~ Tajerouine 変電所	1987年11月	"

ところで、上記送電線は、Kasseb 計画に必要な送電線ではあるが、他方、全国の系統安定度強化の面からも、将来、Kasseb 発電所の有無に拘りなく、最適送電線として建設さるべきものである。従って、本経済評価の際には、これら送変電設備工事費のうち、 $\frac{1}{2}$  を Kasseb 計画の負担とする。従って、allocated costs は、送電線 3,273,000 Dinars 変電設備 237,000 Dinars 合計 3,510,000 Dinars (うち、外貨部分 2,808,000 Dinars 内貨部分 702,000 Dinars) となる。

### (3) Engineering 費用および管理費

また、実施設計、施工監理等の engineering 費用、および STEG の管理費用については、それぞれ建設費の 5% と想定する。

以上の(1)、(2)、(3)項の各費用の年度別支出内訳は、Table 7-1 に示す通りである。

## 7.2.2 運転維持費 (除く、燃料費)

運転維持費は、運転保守要員人件費と維持修繕費とに大別することが出来、且つこれら費用の直接工事費に対する比率は、統計的に各国とも概ね共通である。各設備毎の運転維持費は次のように見積られる。

### (1) ダム発電所

(a) 運転保守要員人件費

TECSULTの予備最終報告書によると、STEGはKasseb揚水発電所の運転保守要員として下記の編成を考えている旨記載されている。

発電所長	1
当直責任者	1
ブロックの長	5
交替勤務要員	5
電気技手	1
機械技手	1
補助技術員	2
運転手	1
雑役	1

計 18 名

また、発電所の運転保守要員の人件費単価は、後述の7.3に示すように、1977年時点で約1,650 Dinars /人年と推定されるので、Kasseb揚水発電所の年間人件費は次のように見積られる。

$$1,650 \text{ Dinars} \times 18 = 29,700 \text{ Dinars}$$

(b) 維持修繕費

ダム発電所の維持修繕費は統計的に見ると直接工事費の約1%程度でさらにこのうち約80%が輸入による保守用資材費と推定される。従ってKasseb揚水発電所の維持修繕費は次のように見積られる。

$$44,966,000 \text{ Dinars} \times 0.01 = 449,700 \text{ Dinars}$$

(うち外貨部分 359,700 Dinars 内貨部分 90,000 Dinars)

(2) 送電線および変電所

送変電設備の場合は、直接工事費に対して、運転保守要員の人件費は概ね0.5%、維持修繕費は約2%程度と見積られ、後者については、そのうち約80%が輸入による保守用資材と想定される。従って、Kasseb計画に伴う関連送変電設備の運転維持費は次の通りとなる。

(a) 保守要員人件費

$$3,510,000 \text{ Dinars} \times 0.005 = 17,500 \text{ Dinars}$$

(b) 維持修繕費

$$3,510,000 \text{ Dinars} \times 0.02 = 70,200 \text{ Dinars}$$

(うち、外貨部分 56,200 Dinars 内貨部分 14,000 Dinars)

(3) 年度別合計運転維持費

以上により、Kasseb揚水発電所が完成した以後における運転維持費の合計額は次の通り

となる。

人件費	47,200 Dinars
維持修繕費（内貨部分）	104,000 Dinars
“（外貨部分）	415,900 Dinars
計	567,100 Dinars

また、発電所の1号機運転開始時点からの年度別運転維持費の支出内訳は、Table 7-2に示す通りである。

### 7.2.3 揚水用燃料費

#### (1) ベース火力および熱効率

Kasseb 発電所の1号機運開当初は、揚水に必要な電力は Sousse 汽力発電所、或は、Ghannouch 発電所等によって供給されるものと予想される。しかしながら、その後の需要増加に対処するため、単機容量 150 ~ 250 MW クラスの新鋭機（汽力）が次々に建設されるものと考えられるので、Kasseb 発電所の運開数年後には、揚水用所要電力の全量が Sousse 汽力発電所によって供給されるようになるであろう。

従って、揚水のための発電を分担するベース火力の熱効率としては、Sousse 発電所の 150 MW 発電機のそれを適用することとする。

熱効率は、発電機の負荷率に伴って変動するが、単機容量 150 MW の燃料消費率は、負荷率 60 % の場合 2,486 Kcal/kWh（熱効率 34.6 %）、負荷率 100 % の場合 2,453 Kcal/kWh（熱効率 35.1 %）である。今、揚水用電力を補給するため、発電機が負荷率 60 % の状態から 100 % の状態まで稼働が高められるものと仮定すると、下記の増分熱効率が揚水用電力の熱効率と云うことになる。

$$\frac{(2453 \times 100) - (2486 \times 60)}{40} = 2,404 \text{ Kcal / kWh}$$

従って、熱効率 = 35.7 %

#### (2) 使用燃料および燃料価格

##### (a) 使用燃料

現在建設中の Sousse 汽力発電所は、使用燃料として、重油 No 2 および天然ガスの何れをも使用し得るように設計されている。しかしながら、“社会経済開発第 5 次計画”では、推定埋蔵量 500 ~ 800 億 m<sup>3</sup> と云われる Gabes 沖合天然ガスの開発計画が最重要事業の一つとして掲げられており、この天然ガスを、海中および陸上パイプラインを敷設して、Gabes ~ Sousse ~ Tunis ~ Bizerte 等に供給し、各地火力発電所の一次エネルギーとして使用すると共に、この天然ガス資源を利用して、将来、ガス化学工業を発展させることが計画されている。同計画の現段階の構想では、1981 年を操業開始目途とし、当初の年間ガス生産量 15 億 m<sup>3</sup>、最終段階で年産 30 億 m<sup>3</sup> の生産が期待されている。

年間生産量15億 $m^3$ の天然ガスは、Sousse 火力クラスのベース火力合計出力約1,100 MWの年間 full 運転を可能ならしめる量である。

Offshore 天然ガスの開発は、資金面その他の面で未解決の点も残されているが、Kasseb 計画実現までには充分の年月もあることであるから、本経済評価においては、Kasseb 揚水を受持つベース火力の使用燃料は Offshore 天然ガスと想定する。

#### (b) 燃料価格

現在、チュニジアの天然ガスの大部分は El Borma で生産されており、国内販売価格は 18 Dinars / TEP (1 TEP は重油 1 ton と等価) である。Offshore の天然ガスの場合、生産コストの見通しはつけ難いが、STEG の見通しによると概ね 10 ~ 20 Dinars / TEP と見積られている。

上記の国内価格に対して、天然ガスの国際価格は現在 30 ~ 35 Dinars / TEP である。このことは、若し Off shore 天然ガスを液化加工して輸出すれば、30 ~ 35 Dinars / TEP の収益を獲得出来ることを意味するものであって、従って、18 Dinars / TEP の国内価格との差額は、国が得ることの出来る収益機会の犠牲を表わすものである。

従って、National project としての本 Kasseb 計画の経済性評価の場合には、shadow price としての国際価格 30 ~ 35 Dinars / TEP が、ベース火力およびガスタービンの何れの発電形式においても燃料価格のベースとなる。

しかしながら、一方、天然ガスの供給原価について考察すると、ガス・パイプラインの容量はガス使用のピーク時における需要規模に対応し得るように設計され、建設されるので、ピーク時のガス需要がパイプラインの容量を超えて増加すればする程、追加設備投資が必要となり、供給原価は高くなる。これに対して、深夜オフ・ピーク時のガス需要が増加すればする程、設備全体の利用率は高くなり、供給原価は割安となる。このようにして、電力消費の場合と同様に、ガス需要の場合においても、ピーク時および深夜オフ・ピーク時のそれぞれの需要家責任は当然異なるので、Kasseb 発電所の揚水時の使用天然ガスについては、上記国際価格に然るべき調整を加えた価格を適用すべきである。

しかしながら、ガス供給におけるピーク時およびオフ・ピーク時のそれぞれの限界供給原価を明示した資料を調査団は入手していない。従って、調査団は、天然ガスも電力もその供給原価の大部分が資本費(設備償却費)によって占められること、および、日負荷曲線が殆ど同一の形状を示していること(天然ガスの最大の需要家は電気事業である)等を考慮し、天然ガスの限界供給原価は電力のそれと殆ど同様であると云う仮定のもとに分析を進めることとした。

このようにして、電力の場合の点灯ピーク時、昼間重負荷時、および深夜オフ・ピーク時の時間帯料金比率を準用して、Kasseb 揚水時(深夜オフ・ピーク時)の天然ガス価格を以下の要領で設定した。

(i) 限界費用理論に基づく STEG の現行電気料金制度では、高圧および中圧需要家の従量料金は、1 kwh 当り、点灯ピーク時 18.4 millimes、昼間重負荷時 11.3 millimes、深夜オフ・ピーク時 4.1 millimes である。

(ii) 電力と異り、天然ガス供給の場合は、或程度ガス貯蔵が可能なので、ピーク時と昼間重負荷時とのそれぞれの需要家責任の限界はそれ程鮮明でない。従って、両者の平均値に対する深夜オフ・ピーク時の料率の比を以て、深夜ガス供給の供給原価低減率と見做すのも一つの方法であろう。このようにして求められる低減率は次のようになる。

$$(11.3 \text{ millimes} + 18.4 \text{ millimes}) \div 2 = 14.9 \text{ millimes}$$

$$4.1 \text{ millimes} \div 14.9 \text{ millimes} = 0.275$$

(iii) 上記の低減率は極端に低いが、その理由は、電気事業で通常行なわれているように、ピーク時の需要を極力抑制せんとする料金政策上の要請に起因するものであろう。原価計算だけの観点から、極めて大胆な approximation をするならば、ピーク時およびオフ・ピーク時の供給原価比はそれぞれの需要規模（従って供給設備規模）に或程度比例するであろう。従って、本経済評価では、電力の場合のピーク時とオフ・ピーク時の需要規模の比、即ち、2 : 1 を考慮して、深夜オフ・ピーク時のガス供給原価の低減率を 0.5 と想定することとした。

(iv) Offshore 天然ガスの生産コストは、未だ正確な見通しはつけ難いが、現段階の見通しのうち、高目の 20 Dinars / ton を適用すると、オフ・ピーク時のガス供給低減額は次の通りとなる。

$$20 \text{ Dinars / ton} \times (1 - 0.5) = 10 \text{ Dinars / ton}$$

従って、国際価格 30 ~ 35 Dinars / TEP (平均 32.5 Dinars / TEP) をベースとすると、Kasseb 揚水時におけるガス供給価格は次の通りとなる。

$$32.5 \text{ Dinars / TEP} - 10 \text{ Dinars / TEP} = 22.5 \text{ Dinars / TEP}$$

(c) 燃料単価

1 TEP の保有カロリーは 10,500 Kcal / kg であり、また、燃料消費率は 2,404 Kcal / kwh であるので、ベース火力による揚水時の燃料単価は 5.2 millimes / kwh となる。

(3) 揚水発電所総合効率

日本国内その他の例を勘案し Kasseb 発電所の揚水発電総合効率を次のように想定する。

揚 水 時		発 電 時	
トランス	0.995	水 路	0.975
モーター	0.975	水 車	0.89
ポンプ	0.89	発 電 機	0.975
水 路	0.975	トランス	0.995
揚水時送電ロス	2%		

以上により、総合効率は69%と設定される。なお、発電時における送電ロスについては、代案としてのガスタービン計画の場合にも等しいロスが伴うことを考慮し、Kasseb 計画にも代案ガスタービン計画にも、当該ロスは計上しないこととする。

#### (4) 揚水用燃料費

上記(1)、(2)、(3)により、Kasseb 揚水発電計画に必要な毎年の揚水用燃料費を算定すると Table 7-3 に示す通りとなる。

### 7.2.4 設備更新費

機器、構造物等の償却年数は国によって異なるが、経済的な耐用年数としては、ほぼ国際的な基準がある。本経済評価においては、これらの国際的基準およびチュニジア国内の基準を考慮して次の耐用年数を設定し、更新費を計上する。

土木構造物	50年
鉄塔送電線	50年
発電所電気機器	30年
開閉設備	30年

### 7.3 代案ガスタービン計画の総費用

Kasseb 計画の代案としてのガスタービン計画の総費用は、Kasseb と同等発電規模のガスタービン発電所並びに付帯変電設備の建設費、運転維持費、燃料費、および機器の設備更新費である。

#### 7.3.1 建設工事費

##### (1) ガスタービン発電所

揚水発電所の場合、点検等による発電所の停止率は通常2%程度であるが、Kasseb 計画の場合は最初の経験でもあるので、発電所の停止率として3%を見込むものとする。従って、設備出力に対して年間平均して保証される出力は  $350\text{MW} \times 0.97 = 340\text{MW}$  となる。

これに対して、ガスタービンの停止率は、1976年の運転記録によると、Tunis Sud および Ghannouch の両発電所を平均して10.7%である。従って、Kasseb の代案としてのガスタービン発電所の所要設備出力は次の通りとなる。

$$350\text{MW} \times 97\% \div (1 - 0.107) = 380\text{MW}$$

次に、STEGの資料によると、1977～1978年に運転開始予定のSfax, Tunis Sud, Menzel Bourguiba, Korba および Metlaoui 等の合計出力149.8MW のガスタービン発電所の建設費は13,500,000 Dinars (うち、外貨部分94%, 内貨部分6%) である。しかしながら、この金額は、当該ガスタービン機器の需要の少ない時期における競争見積りの結果であり、

実勢価格はこれより約10%高目と見積られている。この場合、建設単価は約100 Dinars/kwとなる。従って、代案ガスタービン発電所を Kasseb 発電所の出力増加テンポに合わせて増設したとすると、年度別の所要運転開始設備出力と建設工事費は次の通りとなる。

1985年2月	82MW 運転開始	建設費	$8.2 \times 10^6$ Dinars
1985年8月	82MW 増設	"	$8.2 \times 10^6$ "
1987年11月	108MW 増設	"	$10.8 \times 10^6$ "
1988年5月	108MW 増設	"	$10.8 \times 10^6$ "
計	380MW		$38.0 \times 10^6$ "

工期は発注後1年半とし、機材費の支出は発注時10%、船積時50%、運開時40%と仮定する。

## (2) 付帯変電設備

同じく、STEGの5ヶ年計画によると、現在建設中の Tunis Nord 変電所（新規増設は70 MVA）の建設費は1,285,000 Dinars と見積られ、建設単価は18.4 Dinars/kVA である。しかしながら、この価格は1975～76年頃のものであるので、その後の機器価格上昇率を年率8%と仮定すると、1977年現在の建設単価は約19.8 Dinars/kVA となる（うち、80%は外貨部分、20%は内貨部分と想定）。一方、代案ガスタービン計画の場合は、発電所地点の幾つかは休廃止発電所の敷地が選ばれることも充分考えられ、その際には、既存変電設備がその併用されると共に、内貨工事費の可成りの部分が節約出来ることとなる。

従って、本経済評価においては、力率80%として必要となる総変電容量のうち、約60%を代案ガスタービン計画に伴う新規増設分とし、また、内貨工事費についても、約2/3が節約されるものと想定する。以上により、付帯変電設備を前記のガスタービン発電所増設テンポに合わせて建設すると、各ステップ毎の総所要変電容量、同総評価額、並びに当該総評価額のうち代案ガスタービン計画に伴って増分支出される金額は次の通りとなる。

運 開 年 月	所要総変電容量	総 評 価 額	代案GT負担分
1985年2月	102.5MVA	2,030,000Dinars	1,120,000Dinars
1985年8月	102.5MVA	2,030,000Dinars	1,120,000Dinars
1987年11月	135 MVA	2,670,000Dinars	1,480,000Dinars
1988年5月	135 MVA	2,670,000Dinars	1,480,000Dinars
計	475 MVA	9,400,000Dinars	5,200,000Dinars

## (3) Engineering 費用および管理費

据付指導等の engineering の費用は Kasseb 揚水発電所の場合に比べて建設費に対する比率は低くなるであろうが、反面、STEG 職員の稼働による管理費比率は高目になるであろう。本経済評価では、直接工事費に対してengineering 費用を3%、管理費を6%と想定した。

### 7.3.2 運転維持費（除く、燃料費）

#### (1) ガスタービン発電所

##### (a) 運転保守要員人件費

Ghannouch ガスタービン発電所（設備出力 59MW）は、運転保守要員 26 名に対して 1976 年度給与総額は約 30,000 Dinars であった。従って、1 人当りの給与単価は 1,270 Dinars / 人年となる。しかしながら、人件費としては、この外に社会保障費その他の関連費用も含める必要があり、また、過去 1 年間の給与水準の引上げもしなければならない。これらの増加要因を約 30% と想定し、本経済評価においては、人件費単価を約 1,650 Dinars / 人年とする。

次に、代案ガスタービン発電所は、単機容量 20 MW ~ 30 MW クラスのガスタービン 3 ~ 4 台を設備する発電所が、4 ケ所に分散して建設されると仮定するのが供給安定性の面から最も妥当である。この場合、これら発電所は、毎日、ピーク時のみ発電を行なうものである。Ghannouch 発電所のようにベース負荷運転を持つ発電所と比較すると、運転保守要員の所要人数は少なくて済み、1 発電所当り約 15 名程度、4 ケ所で合計 60 名程度見込めばよいと考えられる。

以上により、発電所の運転保守要員人件費は次のように見積られる。

$$1,650 \text{ Dinars} \times 60 \text{ 人} = 99,000 \text{ Dinars}$$

##### (b) 維持修繕費

また同じく Ghannouch ガスタービン発電所の 1976 年度の維持修繕費は約 110,000 Dinars であった。従って、過去 1 年間の資機材価格上昇率 8% を考慮すると、1977 年現在の維持修繕費は 112,800 Dinars となり、設備出力 59MW で除すと、維持修繕費単価は 2.02 Dinars / kW となり、発電所建設単価 100 Dinars / kW の丁度 2% に相当することが分かる。

以上により、設備出力 380 MW まで建設された後のガスタービン発電所の維持修繕費は次のように見積られる。

$$2.02 \text{ Dinars / kW} \times 380,000 \text{ kW} = 767,600 \text{ Dinars}$$

（うち外貨部分 614,100 Dinars, 内貨部分 153,500 Dinars）

#### (2) 変電所

7.2.2 項(2)で述べたように、変電所の運転維持費は、直接工事費に対して人件費分 0.5%、維持修繕費分 2% 程度であり、後者についてはそのうち約 80% が外貨部分と見積られる。従って、付帯変電設備が全て完成した後の運転維持費は次のように見積られる。

$$\text{人件費} \quad 9,400,000 \text{ Dinars} \times 0.005 = 47,000 \text{ Dinars}$$

$$\text{維持修繕費} \quad 9,400,000 \text{ Dinars} \times 0.02 = 188,000 \text{ Dinars}$$

（うち、外貨部分 150,400 Dinars, 内貨部分 37,600 Dinars）

#### (3) 年度別合計運転維持費

以上により、代案ガスタービン計画が完成した以後における運転維持費の合計額は次の通りとなる。

人件費	146,000 Dinars
維持修繕費（内貨部分）	191,100 Dinars
“（外貨部分）	764,500 Dinars
計	1,101,600 Dinars

また、これら運転維持費の年度別支出状況は Table 7-5 に示す通りである。

### 7.3.3 燃料費

#### (1) 代案ガスタービン発電所熱効率

1976年度の記録によると、Ghannouch ガスタービン発電所の燃料消費率は発電端で 3,206 Kcal/kWh 送電端で 3,235 Kcal/kWh である。代案ガスタービンは並列運転開始後、極めて短時間で、Ghannouch 同様、full 運転される。

しかしながら、Ghannouch ガスタービンがベース負荷運転を行なっているのに対して、代案としてのピーク用ガスタービンは、毎日起動停止1回の運転形式をとるものであるため、Ghannouch ガスタービン燃料消費率をそのまま準用するのは妥当ではない。

単機容量20～30 MW クラスのガスタービンの場合、起動時～併列運転までの所要時間約10分で、この間の燃料消費率は100%負荷時の約35%である。従って、1日運転時間3.3時間のピーク用ガスタービンの燃料消費率は、下記のように、起動時損失を加え、3,292 Kcal/kWh となる。

$$\cdot (3,235 \text{ Kcal/kWh} \times \frac{1}{6} \times 0.35 + 3,235 \text{ Kcal/kWh} \times 3.3) \div 3.3 = 3,292 \text{ Kcal/kWh}$$

#### (2) 使用燃料及び燃料価格

現在、チュニジアでは、ガスタービンの使用燃料として El Borma の天然ガスの他に、輸入による gas-oil（国際価格、国内価格とも 50 Dinars/ton）が使用されている。El Borma のガス埋蔵量は比較的小さいため、現在の生産量を長期に亘って維持することは出来ないが、7.2.3(2)項で述べたように1981年操業開始を目標に、歴大な Offshore 天然ガスの開発計画が推進されつつあるので、代案ガスタービン発電所の使用燃料としては当該天然ガスと考えるのが妥当である。

次に、代案ガスタービン発電所は、ガス圧の最も低下するガス需要のピーク時にガスの追加消費をもたらすものであり、従って、ガス供給施設の限界開発コストを規定するものであると同時に、設置個所によっては、パイプライン本管からの長い分岐管を敷設する必要性を生ずる。しかしながら、これら分岐管等の増分コストの評価は現時点では行ない得ないので、代案計画には計上しない。

また、燃料価格については、7.2.3(2)項で述べた所に従い、国際価格である30～35 Dinars

／TEP (平均 32.5 Dinars / TEP) を適用する。

(3) 燃料単価および燃料費

燃料消費率 3,292 Kcal/kWh, 1 TEP の保有カロリー 10,500 Kcal/kg とすると代案ガスタービンの燃料単価は 10.20 millimes/kWh となる。

また、以上によるガスタービン計画の年度別燃料費は Table 7-3 に示す通りとなる。

7.3.4 設備更新費

(1) ガスタービン発電所耐用年数

ガスタービン maker の系列には、General Electric 社の系列、Westinghouse 社の系列、B.B.C. 社の系列等、様々あり、各系列毎に、機器耐用年数の算定方法があるが、機械的損耗のテンポは何れの系列の機器も同様と考えてよい。また、算定式によって推定される耐用年数は、毎週行なうべき running inspection, 一定運転時間毎に行なわれる service inspection (燃焼器系統), minor inspection (タービン) および major inspection (全体オーバーホール) 等が理想的に行なわれた場合のものであって、実際の経済的耐用年数は算定式によって推定されたそれよりも短いものと推定される。

通常適用されているガスタービン耐用年数の算定方式は次の通りである。

$$Z_e = \underbrace{b_B \cdot Z_B + b_p \cdot Z_p + b_R \cdot Z_R}_{\text{運転時間数による寿命}} + \underbrace{a_n \cdot N_n + a_f \cdot N_f}_{\text{起動回数による寿命}}$$

ここで、 $Z_e$  : 80,000 時間

$Z_B$  : Base load 運転時間数 (過負荷運転なし)

$Z_p$  : peak load " (約 8.5 % の過負荷運転)

$Z_R$  : 緊急時 " (約 13 % の " )

$N_n$  : 通常運転の起動回数  $b_B$  : 常数 1

$N_f$  : 急速運転の "  $b_p$  : 常数 5

$b_R$  : 常数 12

$a_n$  : 5 時間

$a_f$  : 20 時間

運転時間数については、代案ガスタービン発電所の平均運転時間は 3.3 時間で、毎週、日曜日を除く 6 日間稼動するものと想定される。

また、系統に並列後、全負荷に到るまでの所要時間は、通常起動の場合は 10 分、急速起動の場合は 3 分である。Kasseb 揚水発電所の代案としてのガスタービン発電所は単機容量 20~30 MW クラスのガスタービン 10 数基によって構成されるが、全く Kasseb と同様の負荷追従を行なうためには、少なくとも全機台数の半数は急速起動が必要と考えられる。

以上により、代案ガスタービン発電所の平均耐用年数は次のようになる。

$$80,000 \text{ h} \div (1 \times 3.3 \text{ h} \times 365 \times \frac{6}{7} + 5 \text{ h} \times 365 \times \frac{3}{7} + 20 \text{ h} \times 365 \times \frac{3}{7}) = 16.2 \text{ 年}$$

前述のように、実際の耐用年数は算式によって推定される耐用年数よりも短くなるのが通常であるので、本経済評価においては、代案ガスタービンの耐用年数は15年と想定する。<sup>(注3)</sup>

(注3) 日本国内では、電気事業者に所属するピーク用ガスタービンは、法人税法によって、15年と規定されている。

## (2) 設備更新費

以上のガスタービン耐用年数15年および、7.2.4項で示した変電設備の耐用年数30年をベースとして、代案ガスタービン計画の設備更新費を計上する。なお、この場合、7.3.1(2)項で述べたように、付帯変電設備のうち、代案ガスタービン計画実施の際に新たに増設される変電設備は総所要変電容量の60%と想定したが、設備更新費は、既存設備も含めた全設備について計上するものとし、また、これら既存変電設備は、代案ガスタービン計画実施の際に、既に一律10年の使用期間が経過しているものと想定する。

## 7.4 便益・費用比率および経済的内部収益率

### 7.4.1 便益・費用比率

若し、Kasseb 揚水発電計画が実現されるならば、代案としてのガスタービン計画は実施せずに済むこととなる。換言すれば、代案ガスタービン計画は Kasseb 計画によって支出を免れるものであるから Kasseb 計画による便益と見做される。

Table 7-6 および Table 7-7 は、Kasseb 計画および代案ガスタービン計画のそれぞれの年度別支出を内外貨別に示したものであるが、これらの表に基いて、割引率を6%、10%および12%とした場合の総コストの現価換算額を求めると Table 7-8 の通りとなり、便益費用比率は次の通りとなる。

割引率	Kasseb 計画 (1,000 Dinars) (A)	代案 GT 計画 (1,000 Dinars) (B)	便益費用比率 (B)/(A)
6%	70,621.6	90,840.7	1.29
10%	45,723.0	48,462.9	1.06
12%	38,525.9	37,090.6	0.96

### 7.4.2 経済的内部収益率

Table 7-8 に基いて、割引率を横軸とし、総費用現価額を縦軸とする Kasseb および代案ガスタービン計画のそれぞれの費用曲線を描くと Fig 7-1 に示す通りとなり、両曲線の交点は割引率 11.8% に対応することが分かる。即ち、この交点は代案と比較した場合の Kasseb 計画の損益均

衡点(経済的内部収益率)を示すものであり、割引率 11.8%以下ならば Kasseb 計画は代案ガスタービン計画よりも経済的優位であることが示される。

チュニジアにおいては、プロジェクトの経済性評価の際、通常、10%の割引率が適用されているので、Kasseb 計画は代案ガスタービン計画と比較して経済的優位であると判定出来る。

また現在、国際金融機関等で適用されている長期貸付金利は概ね 8%程度であるが、これを基準とすれば Kasseb 計画は代案ガスタービン計画と比較して、約 20% (便益・費用比率  $B/C = 1.20$ ) 経済的に優利となる。

## 7.5 社会的経済効果の分析

前項により、ピーク用ガスタービン計画に対する Kasseb 揚水発電計画の経済的優位性が見通しがたてられたが、次に調査団は、冒頭に掲げた 2 つの社会経済目的に従って、本揚水発電計画の社会的経済効果の分析および評価を行なうこととする。

### 7.5.1 全体的消費水準の向上目的 (Aggregate Consumption Objective)

#### (1) 第 1 次接近

##### (a) 収 益

プロジェクトの socio-economic の解析は現実の cash flows に従って行なわれる。従って、投資の対価としての収益を先ず規定する必要がある。Kasseb 計画の場合は、ピーク時に当該発電所によって供給された電力に対する料金収入であるが、現行料金をそのまま適用するのは妥当でない。何故なら、1975 年に規定された STEG の現行料金制は限界費用理論に基づいて時間帯毎に需要家責任を明らかにした合理的な料金体系ではあるが、現実の物価騰貴に既に対応しておらず、現在改訂の機運にある。

国際金融機関その他において、公益事業としての電気事業の健全経営の一つの目安として稼働資産に対して 8%の収益率を見込むこととしているが、本 study においては、調査団は Kasseb 計画の妥当収益の一つの基準として、当該計画の opportunity cost である代案ガスタービン計画の総費用を適用することとする。このように規定された収益は一つの擬制であるが、socio-economic 分析の立場から見て妥当と考えられる。

##### (b) 労務賃金の shadow pricing

財貨の価格は、完全競争市場の下では、価格メカニズムの働きにより、自動的に決まってくるが、不完全競争の下では、各財貨の価格は必ずしも実際の価値を反映するものでなく、調整が必要となる。チュニジアの場合に考慮を要すると思われるものは労務者賃金である。即ち、現在“社会経済開発第 5 次計画”で旺盛な各種建設事業が進められているが政府が最大の関心を寄せているのは新たな追加雇用の造出機会であり、このことを裏返せば、社会経済全体としての労働力が未だ完全雇用の域に到っていないことを意味すると考えら

れる。また一方、第5次計画で実施される Sidi Salew, Sidi Saad, その他の大規模 infrastructure 工事の労働力が、開発が一段落する 1980 年代中期において、場合により余剰を生ずることも考え得るであろう。

一般に、一つのプロジェクトが完全雇傭またはそれと類似の条件下で実施される場合には、当該プロジェクトに必要な労働力は他の部門から引抜く必要があり、その場合には、当該プロジェクトに投入される労働力の価格は、労働力を引抜かれた部門が蒙る net loss (opportunity cost) で評価される。

Kasseb 計画の場合、動員しても他の経済部門に何等のロスも生じない労働力の割合が何の程度であるか明らかでないが、何れにしても、未熟練労働者の全部および可成りの割合の熟練労働者は計画地域付近の遊休労働力と農閑期の農民と推定されるので、彼等への支払賃金の一部は実際の労働力価格 (opportunity cost) に上乘せられた“賃金プレミアム”を表わすものとなる。本調査においては、極めて大胆な仮定であるので、動員される労働力の約20%を賃金プレミアムと想定し、実支払賃金を調整する。

次に、Kasseb 計画の内貨部分のうち、労務賃金の占める割合は概ね次の通りである (Table 7-9 (1)および Table 7-9 (2)参照)。

工 種	熟練労働者	未熟練労働者	合 計
発電所土木工事	19%	2%	21%
発電所機器据付工事	42%		42%
送電線敷設工事	24%	2%	26%
発電所工事	30%	2%	32%

上記の労務賃金比率を以て、Kasseb 計画の総コストの内貨部分を更に労務賃金、国内調達資材その他に区分して現価換算すると Table 7-10 に示す通りとなる。Table 7-10 は、7.5.1 (1)項で規定された Kasseb 計画の妥当収益と総コストの cash flows の現価額を示すものである。

(c) コストにおけるマージン

Kasseb 計画による収益は電力収入として全て STEG に帰属することとなるが、費用の関係者として次のグループが挙げられるであろう。

グループ S …… STEG 工事費と運転維持費を負担)

グループ L …… 労働者 (労務賃金を取得)

グループ P …… 運転保守要員 (給与を取得)

グループ C …… コントラクター (工事の対価を取得)

上記各グループのうち、グループ L (労働者) の労務賃金については、その中の20%が“賃金プレミアム” ( $\sigma = -0.20$ ) と想定されることは既に述べた。

次にグループP（運転保守要員）の給与は、労務者賃金と異り、opportunity cost を反映した approximate cost と見做し得るが、これを更に分解すれば net の生計費部分と貯蓄引当のマージン部分とに区分出来るであろう。このマージン比率について裏付け資料はないが、給与総額に対し、概ね10%前後 ( $\lambda = -0.10$ ) と想定する。

最後に、Kasseb 計画実施の項には、国内コントラクターが十分に育成され、内貨工事の対価は全て国内コントラクターが取得するものと想定する。この場合、工事費に対する利益マージンの比率は15~25%、平均20%程度 ( $\gamma = -0.20$ ) と推定される。このことは保守用国内資材についても同様と想定する。

## (2) 第2次接近

### (a) 投資の shadow price

プロジェクトの完成に伴って生ずる収益 (gains) は次のように表現される。

$$\text{Gains} = \text{Consumption} + \text{Savings (reinvestment)}$$

分析における第2次接近は、investment の社会価値を consumption の社会価値と比較可能なベースによって測定し、プロジェクトの総合的な社会価値を算定することである (Investment の社会価値は consumption の社会価値を上回る)。即ち、上式における saving の実際の価値は“投資の shadow price”によって調整されたものでなければならない。

この場合、“投資の shadow price”とは現時点で行なう1単位の投資が生み出す将来の aggregate consumption stream の現在価値として規定されるものである。今、デュニジア全体としての経済部門の内部収益率（投下資本を回収しつつ、なお且つ、資産残高に対して年平均何%の収益を上げるかと云う率）を  $q$ 、限界貯蓄性向を  $s$ 、社会的割引率を  $i$  とすれば、投資の shadow price は次式によって示される。

$$P_{inv} = \frac{(1-s)q}{i-sq}$$

(注)

限界投資1単位が  $t$  年において累積投資額  $A_t$  をもたらすとすれば、 $t$  年次における return は次のようになる。

$$qA_t$$

この return は当然 consumption と saving (re-investment) に振向けられる。貯蓄性向を  $s$  とすると、 $t$  年次における Consumption の額は次の通りとなる。

$$(1-s)qA_t$$

従って、consumption stream の全期間を通じての現在価値（投資の shadow price）は次のようになる。

$$P_{inv} = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{(1-s)qA_t}{(1+i)^t}$$

ここで,

$$\begin{aligned} A_1 &= 1 \\ A_2 &= A_1 + sqA_1 = (1+sq)A_1 \\ A_3 &= A_2 + sqA_2 = (1+sq)A_2 \\ &= (1+sq)^2 A_1 \\ &= (1+sq)^2 \end{aligned}$$

従って,

$$\begin{aligned} P_{inv} &= \sum_{t=1}^{\infty} \frac{(1-s)q(1+sq)^{t-1}}{(1+i)^t} \\ &= \frac{(1-s)q}{1+sq} \sum_{t=1}^{\infty} \left(\frac{1+sq}{1+i}\right)^t \end{aligned}$$

ここで,

$$\sum_{t=1}^{\infty} \left(\frac{1+sq}{1+i}\right)^t = \frac{1+sq}{i-sq}$$

$$P_{inv} = \frac{(1-s)q}{i-sq}$$

### (3) 分 析

#### (a) First Approximation

Table 7-10の(R)項は、本計画が実施されることにより節約される国全体としての費用であるから、本計画の real gains と見做される。

これに対して、(1)~(4)項は、もし本 Kasseb 計画が実施されなかったならば、国民経済の何れかの部門で利用されるであろう（或は利用することが出来るであろう）資源の支出である。換言すれば、本計画のために生ずる“消費機会の犠牲”である。

以上により、各年次における aggregate consumption benefitの市場価値MCは次式によって示される。

$$\bullet MC=(R) - (1) - (2) - (3) - (4) \dots \dots \dots (1式)$$

#### (b) 2nd Approximation

分析の第2段階は、市場価格で表わされた(1式)の諸項目のうち、特定項目の価格に調整を施し、各項目が実際の net value で表わされるようにすることである。この点に関し、我々はさきに次の諸係数を想定した。

$$\bullet \text{ 労務賃金のプレミアム} \dots \dots \dots \sigma = -0.20$$

・コストにおけるマージン：

　　運転保守要員 ……………  $\lambda = -0.10$

　　国内コントラクター ……………  $\gamma = -0.20$

以上により， aggregate consumption benefit の net の社会価値 SC は次のように表わされるであろう。

$$\cdot SC = MC - \sigma [(1 \cdot L) + (4 \cdot L)] - \gamma [(1 \cdot M) + (4 \cdot M) + (2 \cdot M)] - \lambda (2 \cdot P) \dots\dots\dots (2 \text{ 式})$$

(c) Final Approximation

分析の最終段階は“投資の shadow price” を適用して investment の社会的価値を consumption の社会的価値と比較可能のベースに調整し，これによって Kasseb 計画の総合的な社会価値を算出することである。

此処で，国全体としての再投資額を考察するに当って注目しなければならないことは，社会を構成する各階層による貯蓄性向の相違である。従って，分析の最終段階で行なうべきことは，計画に関係する各グループ毎の gains をそのグループに発生する一次的な consumption の量と，消費されないで残される部分 (saving) が基となって全社会的に誘発される二次的 (または間接的) の consumption の量との和として把握することである。

Kasseb 計画に関係するグループとして，さきに調査団は下記の 4 グループを区分した。

グループ S	STEG
” L	労務者
” P	運転保守要員
” C	コントラクター (及び国内 supplier)

(注) 上記グループのうち，グループ S の STEG が国家機関であることと，工事費が巨額であることを考慮すると工事費の一部は政府負担と云うことも考えられるが，両者の限界貯蓄性向が殆ど同一であることを考慮すると，このように両者を区分するのは意味がない。従って工事費は全額 STEG の負担と想定した。また同じく，国内コントラクターの請負金額は労務賃金を含むものであるが，両者の貯蓄性向が異なるため，請負金額のうち労務賃金を抽出し，両グループに区分することとした。

いま， SCS, SCL, SCP および SCC をそれぞれグループ S, L, C, P の一次的 consumption benefit の価額であるとする， (2 式) は次のようになる。

$$SC = SCS + SCL + SCP + SCC \dots\dots\dots (3 \text{ 式})$$

また、各グループの gains は次のように表わすことが出来る。

$$SCS = (R) - (1) - (2) - (3) - (4) \quad \dots\dots\dots (3 \text{ 式 A})$$

$$SCL = -\sigma [(1 \cdot L) + (4 \cdot L)] \quad \dots\dots\dots (3 \text{ 式 B})$$

$$SCP = -\lambda (2 \cdot P) \quad \dots\dots\dots (3 \text{ 式 C})$$

$$SCC = -\gamma [(1 \cdot M) + (2 \cdot M) + (4 \cdot M)] \quad \dots\dots\dots (3 \text{ 式 D})$$

上記 (3 式) の合計は (2 式) と等しくなる。

次に、各グループの貯蓄性向をそれぞれ  $s^S$ ,  $s^L$ ,  $s^C$ ,  $s^P$  とすると、例えば、グループ (STEG) の benefit の全体価値  $CS$  は次のように表わすことが出来る。即ち、

$$\begin{aligned} CS &= SCS \cdot s^S \cdot Pinv + SCS (1 - s^S) \\ &= SCS [ s^S Pinv + (1 - s^S) ] \end{aligned}$$

此処で、 $SCS \cdot s^S \cdot Pinv$  は saving から誘発された consumption の社会価値であり、また  $SCS(1-s^S)$  は一次的 (直接的) な consumption の社会的価値である。

同様にして、その他グループの享受する consumption benefit の全体価値は次のように表現出来る。

$$CL = SCL [ s^L Pinv + (1 - s^L) ]$$

$$CP = SCP [ s^P Pinv + (1 - s^P) ]$$

$$CC = SCC [ s^C Pinv + (1 - s^C) ]$$

従って、aggregate consumption benefit の最終的な社会価値を  $C$  とすると、

$$C = CS + CL + CP + CC$$

従って、(3 式) と合せて、次の式が得られる。

$$C = SC + (Pinv - 1) (s^S SCS + s^L SCL + s^P SCP + s^C SCC)$$

(d) 適用パラメータ

以上の aggregate consumption の評価には幾つかのパラメータが含まれているが、今回の現地調査の過程では、これらについての正確な資料、情報は入手出来なかった。従って、以下の評価においては、これらパラメータの一般的標準値を適用することとした。この点に関し、今後の調査において精査し、分析の精度を高める必要がある。

しかしながら、Kasseb 計画の実施に伴う社会経済的効果の大略的な数値は本調査によって把握出来ると考えられる。本調査で適用したパラメータを表示すると次の通りである。

(1) 割引率	$i = 6\%, 10\%, 12\%$	
(2) 労務者賃金プレミアム	$\sigma = -0.20$	
(3) 運転保守要員給与マージン	$\lambda = -0.10$	
(4) 国内コントラクター、マージン	$\gamma = -0.20$	
(5) 経済部門全体の限界収益率	$q = 0.20$	
(6) 経済部門全体の限界再投資率	$s = 0.25$	(注)
(7) 投資の shadow price	$P_{inv} = 15, 3; 2.14$	
(8) 限界貯蓄性向：		
STEG	$s^S = 1.0$	
労務者	$s^L = 0.05$	
運転保守要員	$s^P = 0.25$	
国内コントラクター(及び資材供給者)	$s^C = 0.80$	(注)

(注) GNPに対するチュニジア全国の貯蓄率は、1975年25.8%、1976年24.8%である。  
国内コントラクター(及び資材供給者)については、利益配当等を考慮して貯蓄性向を推定した。

(e) 評価

以上の式およびパラメータを用いて Kasseb 計画のもたらす consumption benefitの社会価値を算定すると、Table 7-11およびFig 7-2に示す通りとなり、要約すると次の通りである。

項 目	(単位：千 Dinars)		
	割 引 率		
	6%	10%	12%
市場価格における超過			
consumption benefit	20,219.1	2,739.9	-735.3
Consumption benefit の			
一次的(直接的)社会価値	23,798.0	5,548.5	1,792.5
Consumption benefit の			
最終的総合価値	338,464.8	14,587.9	2,775.4

即ち、割引率10%の場合には、一次的(直接的) consumption benefit 5,548,500 Dinars に対して誘発される二次的(間接的) consumption benefit を含めた最終的総合 benefit は約2.6倍の14,587,900 Dinars に達する。

また、Fig 7-2 によって、割引率 8% の場合には、直接的 consumption benefit 約 13,000,000 Dinars に対して、最終的な総合 consumption benefit は約 5.6 倍の 73,000,000 Dinars に達し、国民消費水準の向上に寄与することとなる。

## 7.5.2 地域的所得再配分目的 (Regional Redistribution Objective)

次に、社会経済的観点からの第 2 の評価目的である所得再分配効果について検討する。

### (1) First Approximation

Table 7-10 のうち、地域的所得再配分のテーマに関する項目は次の通りである。

即ち、

- (1・L) 項および (4・L) 項の建設期間中の労務賃金は、計画地域における所得となる。
- (1・A) 項は建設期間中の STEG の管理費であるが、これら管理費は工事の施工管理に従事する職員の人件費が大部分であり、その所得は計画地域で消費されるので、当該地域の所得となる。
- (2・P) 項の運転保守要員の給与も計画地域における所得となる。

いま、上記のうち、管理費について、その $\frac{1}{2}$ が管理職員の給与部分と仮定すれば、計画地域の直接的な consumption benefit ( $DR^M$ ) は次の通りとなる。

$$DR^M = (1 \cdot L) + (4 \cdot L) + 1/2 (1 \cdot A) + (2 \cdot P) \dots \text{Eq. (5)} \dots \dots \dots (5 \text{ 式})$$

なお、此処で取扱う目的は、現実の所得 flow を問題とするものであるから、7.5.1 項の aggregate consumption objective で取上げた労務賃銀の opportunity cost とか、投資の shadow price 等の観念は導入の必要がない。

### (2) 2nd Approximation

分析の第 2 段階は、(5 式) の直接的な regional consumption benefit を地域消費乗数 (regional spend multiplier) によって補正することである。

何故なら、計画の実施に伴って、Kasseb 計画地域に直接的 benefit (増分所得) がもたらされると、その一部は当該地域で respent される。つまり、計画地域内に、新たに一連の benefit の round が生ずることとなる。例えば Kasseb 計画による所得からの支出は、計画地域の small business や サービス部門に対する追加収入をもたらす、更に、これらの部門は、当該追加収入の一部を消費目的のために支出する。かくして、間接的 benefit の無限の round が計画地域内に誘発されることとなる。

いま、前述の増分所得と増分支出の比、即ち、限界消費性向 (marginal propensity to spend) を  $r$  とすると、或る一つの project の直接的 benefit ( $R^D$ ) から生ずる間接的 benefit ( $R^I$ ) は次のようになる。

$$\begin{aligned}
 RI &= rRD + r(rRD) + r(r^2RD) + \dots \\
 &= RD(r + r^2 + r^3 + \dots) \\
 &= RD\left(\frac{r}{1-r}\right)
 \end{aligned}$$

従って、プロジェクトの benefit の総合的な社会価値を  $R^T$  とするならば、

$$\begin{aligned}
 R^T &= RD + RI = RD\left(1 + \frac{r}{1-r}\right) \\
 &= RD\left(\frac{1}{1-r}\right)
 \end{aligned}$$

つまり、地域的 consumption benefit の最終的な社会価値は、プロジェクトの直接的 benefit に“地域消費乗数”  $\left(\frac{1}{1-r}\right)$  を乗じたものに等しくなる。

従って、Kasseb 計画のもたらす地域所得分配効果  $R^M$  は次式で表わされる。

$$R^M = \frac{DRM}{1-r} \quad \dots\dots\dots (6式)$$

此处で労賃に対する所要資材（雇用に伴う）の比率を 100%，雇用に伴うコントラクター等の利潤を 20% と想定し、また、賃金所得の 80% および利潤の 20% が計画地域内で消費されるものと仮定すると、計画地域の限界消費性向  $r$  は約 30% と算定される。

### (3) 評 価

以上の式および係数を用いて、Kasseb 計画のもたらす地域的所得分配効果を算定すると Table 7-11 に示す通りとなる。即ち、

(単位: 千 Dinars)

項 目	割 引 率		
	6 %	10 %	12 %
計画地域の直接所得	5, 141. 8	3, 983. 3	3, 564. 7
地域の最終的分配所得	6, 347. 9	4, 917. 7	4, 400. 9

上記の最終分配所得は、所得に基づく consumption benefit の無限の stream を現価換算したものであるが、これらの数字によって Kasseb 計画のもたらす所得再分配効果が極めて大きいものであることが予想される。

### 7.6 結 論

冒頭で述べたように、Kasseb 揚水発電計画は今後、詳細な現地調査を行ない、技術的諸元の最終決定と、これに基づく工事費の見直しが必要である。また、社会経済効果の解析に必要な各種パラメータも、チュニジアにおける十分な裏付けのある数値を適用し、分析評価の精度を高める必要がある。

しかしながら、preliminary レベルの概算工事費および各国における平均的なパラメータを適

用して行なった今回の経済評価において、市場価格における便益・費用比率は割引率10%の場合1.06、割引率8%の場合1.20を示し、また、経済的内部収益率も11.8%と高い数値を示している。このことはチュニジアにおいて社会的割引率（social rate of discount）として通常10%の割引率が適用されていることを考慮すると、Kasseb 計画は、今後の調査において工事費に大幅な増高が予想されない限り、経済的に充分有利なプロジェクトであると判断される。

また、プロジェクトの副次的な誘発 benefit をも考慮した socio-economic 分析において、投資額を回収した後に残る社会全体に対する aggregate consumption benefit は割引率10%の場合に約14,590,000 Dinars、割引率8%の場合に約73,000,000 Dinars に達するものと算定される。

このような副次的な consumption benefit は、プロジェクトの建設に要する投資額のうち、内貨資金が国内コントラクター或は国内資材供給業者を通じて、一部が saving に回り、無限の再投資サイクルを通ずることによって生み出されるものである。同様のことが計画地域に対する所得の大きな分配効果ともなって表われる。

これらの aggregate consumption benefit および地域的分配効果は、所要資金のうち外貨部分の比重が圧倒的に高い代案ガスタービン計画の場合には、殆ど期待出来ないものである。この意味から言って、代案ガスタービン計画に比較し、Kasseb 揚水発電所計画は社会経済的メリットは遙かに高いと判断される。

Table 7-1 Annual Construction Costs of KASSEB Project

Unit: 1,000 Dinars

Item	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
<b>KASSEB Pumped Storage</b>											
Power Station	44,966			1,339.7	1,789.5	15,022.8	14,621.6	1,642	5,588.1	2,801.9	2,160.4
Foreign Currency	24,658			1,339.7	60.5	5,730.5	6,520.4	1,525.8	5,267.3	2,106.9	2,106.9
Domestic Currency	20,308				1,729	9,292.3	8,101.2	116.2	320.8	695	53.5
<b>Transmission line and Substation</b>											
Substation	3,510				262.3	1,211.5	281.2	262.3	1,211.5	281.2	
Foreign Currency	2,808				262.3	1,049	92.7	262.3	1,049	92.7	
Domestic Currency	702					162.5	188.5		162.5	188.5	
<b>Supporting facilities at Project site</b>											
Foreign Currency	1,331			931	400						
Domestic Currency	1,331			931	400						
<b>Engineering and Administration costs</b>											
Foreign Currency	2,508	752	34	44	81	604	516	71	263	109	34
Domestic Currency	2,508	752	49	64	116	863	737	100	375	156	48
<b>Total Investment Costs</b>	<b>54,823</b>	<b>752</b>	<b>83</b>	<b>2,378.7</b>	<b>2,648.8</b>	<b>17,701.3</b>	<b>16,155.8</b>	<b>2,075.3</b>	<b>7,437.6</b>	<b>3,348.1</b>	<b>2,242.4</b>
Foreign Currency	29,974	752	34	1,383.7	403.8	7,383.5	7,129.1	1,859.1	6,579.3	2,308.6	2,140.9
Domestic Currency	24,849	752	49	995	2,245	10,317.8	9,026.7	216.2	858.3	1,039.5	101.5

Table 7-2 Annual Operation and Maintenance Costs of KASSEB Project

Item	1983	1983	1985	1986	1987	1988	1989 -
Unit: 1,000 Dinars							
KASSEB Pumped Storage Power Station			313.3	363.3	372.9	460.2	479.4
Foreign Currency			228.7	268	275.6	344.5	359.7
Domestic Currency			84.6	95.3	97.3	115.7	119.7
Transmission line and Substation							
Foreign Currency			25.8	28.1	32.8	56.2	56.2
Domestic Currency			14.4	15.7	18.3	31.5	31.5
Total O and M Costs			353.5	407.1	424.0	547.9	567.1
Foreign Currency			254.5	296.1	308.4	400.7	415.9
Domestic Currency			99.0	111.0	115.6	147.2	151.2

Table 7-3 Annual Fuel Costs of KASSEB Project and Alternative Gas Turbine Project

Year	Installed Capacity of KASSEB P.S. (MW)	Output and Energy to be supplied during Peaking Hours			Required Annual Energy for Pumping up (MWh)	Unit Fuel Costs (millimes/KWh)		Annual Fuel Costs (1,000 Dinars)	
		Output (MW)	Daily Energy (MWh)	Annual Energy (MWh)		Peak KASSEB	Off-Peak Gas turbine	KASSEB	Alternative Gas turbine
1985	150	75	305	87,470	126,770	5.2	10.2	659.2	892.2
1986	150	150	545	170,510	247,120	5.2	10.2	1,285.0	1,739.2
1987	250	185	650	175,980	255,040	5.2	10.2	1,326.2	1,795.0
1988	350	210	725	226,820	338,720	5.2	10.2	1,709.3	2,313.6
1989	350	240	800	250,290	362,740	5.2	10.2	1,886.2	2,553.0
1990	350	270	875	273,750	396,740	5.2	10.2	2,063.0	2,792.3
1991	350	305	1,005	314,420	455,680	5.2	10.2	2,369.5	3,207.1
1992 - 2037	350	350	1,145	358,220	519,160	5.2	10.2	2,699.6	3,653.8

Table 7-4 Annual Construction Costs of Alternative Gas Turbine Project

Unit: 1,000 Dinars

Item	Total	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Gas Turbine Power Stations	38,000	2,050	11,320	3,080	2,660	14,840	4,050
Foreign Currency	35,700	1,540	10,800	3,080	2,030	14,260	4,050
Domestic Currency	2,300	510	520		630	640	
Substations	5,200	200	1,500	540	260	2,000	700
Foreign Currency	4,500	200	1,350	390	260	1,800	500
Domestic Currency	700		150	150		200	200
Engineering and Administration Costs	4,300	220	1,260	380	280	1,660	500
Foreign Currency	1,300	70	390	110	80	500	150
Domestic Currency	3,000	150	870	270	200	1,160	350
Total Investment Costs	47,500	2,470	14,080	4,000	3,200	18,500	5,250
Foreign Currency	41,500	1,810	12,540	3,580	2,370	16,500	4,700
Domestic Currency	6,000	660	1,540	420	830	2,000	550

Table 7-5 Annual Operation and Maintenance Costs of Alternative Gas Turbine Project

Unit: 1,000 Dinars

Item	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989 -
Gas Turbine Power Stations			249.4	373.9	414.6	784.9	866.6
Foreign Currency			177	265	294	556	614.1
Domestic Currency			72.4	108.9	120.6	228.9	252.5
Substations							
Foreign Currency			43	64	71	136	150.4
Domestic Currency			24	36	40	77	84.6
Total O and M Costs			316.4	473.9	525.6	997.9	1,101.6
Foreign Currency			220	329	365	692	764.5
Domestic Currency			96.4	144.9	160.6	305.9	337.1

Table 7-6 Annual Total Expenses of KASSEB Project

Unit: 1,000 Dinars

Item	Total Expenses	1 1979	2 1980	3 1981	4 1982	5 1983	6 1984	7 1985	8 1986	9 1987	10 1988	11 1989	13 1990	13 1991	1992-2037
(1) Construction Costs	54,823	752	83	2,378.7	2,648.8	17,701.3	16,155.8	2,075.3	7,437.6	3,348.1	2,242.4				
(1.F) Foreign Currency	29,974	752	34	1,383.7	403.8	7,383.5	7,129.1	1,859.1	6,579.3	2,308.6	2,140.9				
(1.D) Domestic Currency	24,849		49	995	2,245	10,317.8	9,026.7	216.2	858.3	1,039.5	101.5				
(2) Operatoni and Maintenance Costs	29,520.4							353.5	407.1	424.0	547.9	567.1	567.1	567.1	567.1
(2.F) Foreign Currency	21,638.8							254.5	296.1	308.4	400.7	415.9	415.9	415.9	415.9
(2.D) Domestic Currency	7,881.6							99.0	111.0	115.6	147.2	151.2	151.2	151.2	151.2
(3) Fuel Costs (Domestic)	135,480.0							659.2	1,285.0	1,326.2	1,709.3	1,886.2	2,063.0	2,369.5	2,699.6
(4) Replacement Costs	1 x 20,244			(762.9)		(2,023.3)	(5,146.9)	(1,642)	(5,588.1)	(2,920.4)	(2,160.4)				
(4.F) Foreign Currency	1 x 18,348			(762.9)		(1,907)	(4,578.7)	(1,525.8)	(5,267.3)	(2,199.4)	(2,106.9)				
(4D) Domestic Currency	1 x 1,896					(116.3)	(568.2)	(116.2)	(320.8)	(721.0)	( 53.5)				
Total Expenses	240,067.4	752	83	2,378.7	2,910.1	17,701.3	16,155.8	3,088.0	9,129.7	5,098.3	4,499.6	2,453.3	2,630.1	2,936.6	3,266.7
Foreign Currency	69,960.8	752	34	1,383.7	665.1	7,383.5	7,129.1	2,113.6	6,875.4	2,617.0	2,541.6	415.9	415.9	415.9	415.9
Domestic Currency	170,106.6		49	995	2,245	10,317.8	9,026.7	974.4	2,254.3	2,481.3	1,958.0	2,037.4	2,214.2	2,520.7	2,850.8

Note: Figures in parentheses by year indicate the value of annual replacement costs to be required after 30 years from respective initial investment.

Table 7-7 Annual Total Expenses of Alternative Gas Turbine Project

Unit: 1,000 Dinars

Item	Total Expenses	1 1979	2 1980	3 1981	4 1982	5 1983	6 1984	7 1985	8 1986	9 1987	10 1988	11 1989	12 1990	13 1991	1992-2037
(1) Construction Costs	47,500					2,470	14,080	4,000	3,200	18,500	5,250				
(1.F) Foreign Currency	41,500					1,810	12,540	3,580	2,370	16,500	4,700				
(1.D) Domestic Currency	6,000					660	1,540	420	830	2,000	550				
(2) Operation and Maintenance Costs	56,292.2							316.4	473.9	525.6	997.9	1,101.6	1,101.6	1,101.6	1,101.6
(2.F) Foreign Currency	39,066.5							220	329	365	692	764.5	764.5	764.5	764.5
(2.D) Domestic Currency	17,225.7							96.4	144.9	160.6	305.9	337.1	337.1	337.1	337.1
(3) Fuel Costs (Domestic)	183,367.2							892.2	1,739.2	1,795	2,313.6	2,553	2,792.3	3,207.1	3,653.8
(4) Replacement Costs of Gas turbines	3 x 38,000					(2,050)	(11,320)	(3,080)	(2,660)	(14,840)	(4,050)				
(4.F) Foreign Currency	3 x 35,700					(1,540)	(10,800)	(3,080)	(2,030)	(14,200)	(4,050)				
(4.D) Domestic Currency	3 x 2,300					(510)	(520)		(630)	(640)					
(5) Replacement Costs of Sub-stations	1 x 9,400					(200)	(1,500)	(540)	(260)	(2,000)	(700)				
(5.F) Foreign Currency	1 x 7,500					(200)	(1,350)	(390)	(260)	(1,800)	(500)				
(5.D) Domestic Currency	1 x 1,900						(150)	(150)		(200)	(200)				
<b>Total Expenses</b>	<b>410,559.4</b>					<b>2,470</b>	<b>14,080</b>	<b>5,208.6</b>	<b>5,413.1</b>	<b>20,820.6</b>	<b>8,561.5</b>	<b>3,654.6</b>	<b>3,893.9</b>	<b>4,308.7</b>	<b>4,755.4</b>
<b>Foreign Currency</b>	<b>195,166.5</b>					<b>1,810</b>	<b>12,540</b>	<b>3,800</b>	<b>2,699</b>	<b>16,865</b>	<b>5,392</b>	<b>764.5</b>	<b>764.5</b>	<b>764.5</b>	<b>764.5</b>
<b>Domestic Currency</b>	<b>215,392.9</b>					<b>660</b>	<b>1,540</b>	<b>1,408.6</b>	<b>2,714.1</b>	<b>3,955.6</b>	<b>3,169.5</b>	<b>2,890.1</b>	<b>3,129.4</b>	<b>3,544.2</b>	<b>3,990.9</b>

Note: Figures in parentheses by year indicate the values of annual replacement costs to be required after 15 years from respective initial investment for gas turbines, and 30 years for sub-stations.

Table 7-8 Comparison of Total Present Worth Costs of KASSEB Project and Alternative Gas Turbine Project

Unit: 1,000 Dinars

Item	KASSEB Project			Alternative Gas Turbine Project		
	6%	10%	12%	6%	10%	12%
(1) Construction Costs	38,049.5	31,275.6	28,212.9	30,310.3	22,889.2	19,991.4
Foreign Currency	19,965.7	16,462.4	14,759.9	26,440.7	19,947.3	17,413.3
Domestic Currency	18,083.8	14,813.2	13,453.0	3,869.6	2,941.9	2,578.1
(2) Operation and Maintenance Costs	5,738.8	2,730.6	2,006.4	10,491.1	4,815.8	3,472.9
Foreign Currency	4,201.9	1,997.5	1,467.0	7,280.9	3,342.3	2,410.0
Domestic Currency	1,536.9	733.1	539.4	3,210.2	1,473.5	1,062.9
(3) Fuel Costs (Domestic)	24,649.7	11,182.5	8,037.0	33,362.4	15,137.5	10,882.3
(4) Replacement Costs	2,183.6	534.3	269.6	16,676.9	5,620.4	3,444.0
Foreign Currency	1,983.0	485.9	245.4	15,583.4	5,248.6	3,214.8
Domestic Currency	200.6	48.4	242	1,093.5	371.8	229.2
Total Present Worth Costs	70,621.6	45,723.0	38,525.9	90,840.7	48,462.9	37,790.6

Table 7-9 (1) Labour Wages Ratios in Domestic Currency Portion  
(Civil Works)

(1,000 Dinars)

Item	Total	Excavation	Embankment	Concrete Work	Others	Remarks
<b>1. Construction Costs</b>						
<b>(Domestic Currency)</b>						
Access road		572,600				
Dam			734,120			
Intake and Headrace tunnel		370,540		396,000		
Surge tank		1,106,660		660,000		
Penstock		1,362,000		1,866,450		
Power house		331,320		1,080,000		
Tailrace		22,500	943,200	264,600		
Tailrace canal		1,336,000				
Switchyard		117,700		277,900		
Total (A)	15,259,400	5,219,320	1,686,320	4,544,950	3,808,810	
<b>2. Labour Wages in the Construction Costs</b>						
— Skilled labour						
(%)		(30%)	(27%)	(10%)	(10%)	
(1,000 dinars) (B)	2,856,500	1,565,800	455,300	454,500	380,900	
— Unskilled labour						
(%)		(3%)	(3%)	(2%)		
(1,000 dinars) (C)	298,100	156,600	50,600	90,900		

Labour wages ratios:  
 — Skilled labour  
 (B)/(A) = 19%  
 — Unskilled labour  
 (C)/(A) = 2%  
 — Total 21%

Table 7-9 (2) Labour Wages Ratios in Domestic Currency Portion  
(Electrical Works)

Item	Ratio in the total construction costs (A)	Ratios of Labour Wages in the respective Works (B)	Ratios of Labour Wages in the Total Construction Costs (A) X (B)
<b>1. Installation Works of Electrical Equipment (Power Station)</b>			
Transportation	20%		
Installation	60%	70%	42%
Administration and others	20%		
Total	100%		42%
<b>2. Transmission Works</b>			
Transportation	20%		
Foundation Works (Towers)	40%	30%	12%
Installation	20%	70%	14%
Administration and others	20%		
Total	100%		
<b>3. Substation Works</b>			
Building	60%	30%	18%
Installation	20%	70%	14%
Administration and others	20%		
Total	100%		32%

Table 7-10 Present Worth Cash Flow of KASSEB Project

Unit: 1,000 Dinars

Item	Social Rate of Discount		
	6%	10%	12%
<b>Revenues</b>			
(R) Revenues from Sales of Electricity	90,840.7	48,462.9	37,790.6
<b>Costs</b>			
(1) Construction Costs	70,621.6	45,723.0	38,525.9
(1.F) Imported equipment and materials	38,049.5	31,275.6	28,212.9
(1.L) Labour wages	19,965.7	16,462.4	14,759.9
(1.M) Domestic materials	3,663.5	3,005.9	2,732.3
(1.A) Administration	12,646.8	10,376.9	9,432.3
	1,773.5	1,430.4	1,288.4
<b>(2) Operation and Maintenance Costs</b>			
(2.F) Imported equipment and materials	5,738.8	2,730.6	2,006.4
(2.M) Domestic materials	4,201.9	1,997.5	1,467.0
(2.P) Salary of STEG personnel	1,029.7	491.2	361.4
	507.2	241.9	178.0
(3) Fuel Costs (Domestic)	24,649.7	11,182.5	8,037.0
<b>(4) Replacement Costs</b>			
(4.F) Imported equipment and materials	2,183.6	534.3	269.6
(4.M) Domestic materials	1,983.0	485.9	245.4
(4.L) Labour wages	116.3	28.1	14.0
	84.3	20.3	10.2

**Table 7-11 Aggregate Consumption Benefit and Regional Income Redistribution  
Benefit to be obtained from KASSEB Project**

Unit: 1,000 Dinars

Item	Social Rate of Discount		
	6%	10%	12%
<b>Total present worth costs of:</b>			
– KASSEB Project	90,840.7	48,462.9	37,790.6
– Alternative Gas turbine Project	70,621.6	45,723.0	38,525.9
<b>Aggregate Consumption Benefit</b>			
MC Consumption benefit at market prices	20,219.1	2,739.9	Δ 735.3
SC <sup>S</sup> Consumption benefit to STEG	20,219.1	2,739.9	Δ 735.3
SC <sup>L</sup> Consumption benefit to labour	749.6	605.2	548.5
SC <sup>P</sup> Consumption benefit to personnel	50.7	24.2	17.8
SC <sup>C</sup> Consumption benefit to domestic contractors and suppliers	2,758.6	2,179.2	1,961.5
SC Social value of direct consumption benefit	23,798.0	5,548.5	1,792.5
C Social value of aggregate consumption benefit	338,464.8	14,587.9	2,775.4
<b>Regional Redistribution Benefit</b>			
DR <sup>M</sup> Direct Income in the project area	5,141.8	3,983.3	3,564.7
RM Final income redistribution benefit in the project area	7,345.2	5,690.4	5,092.4

Fig. 7-1 Economic Internal Rate of Return

(經濟的内部收益率)

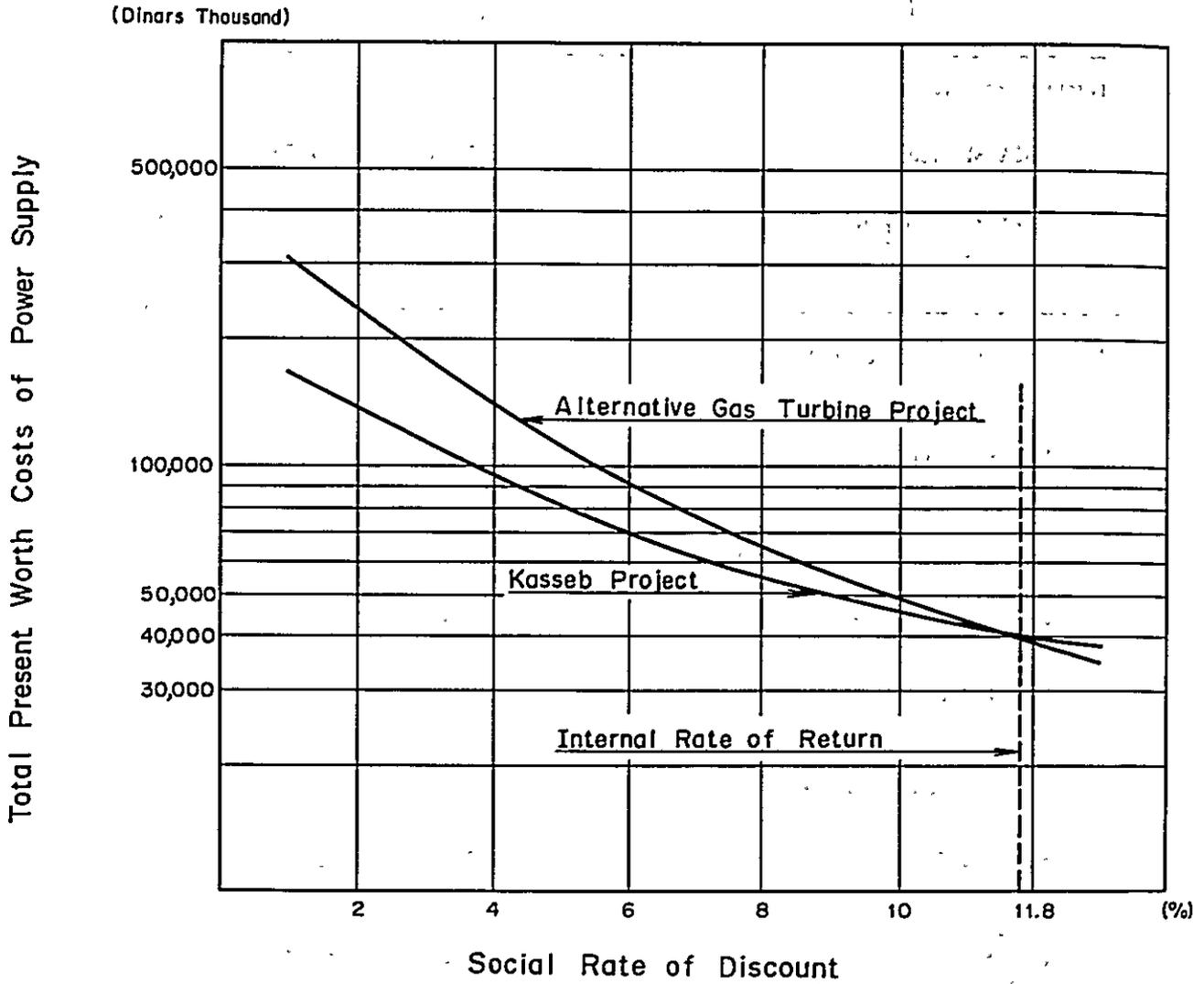
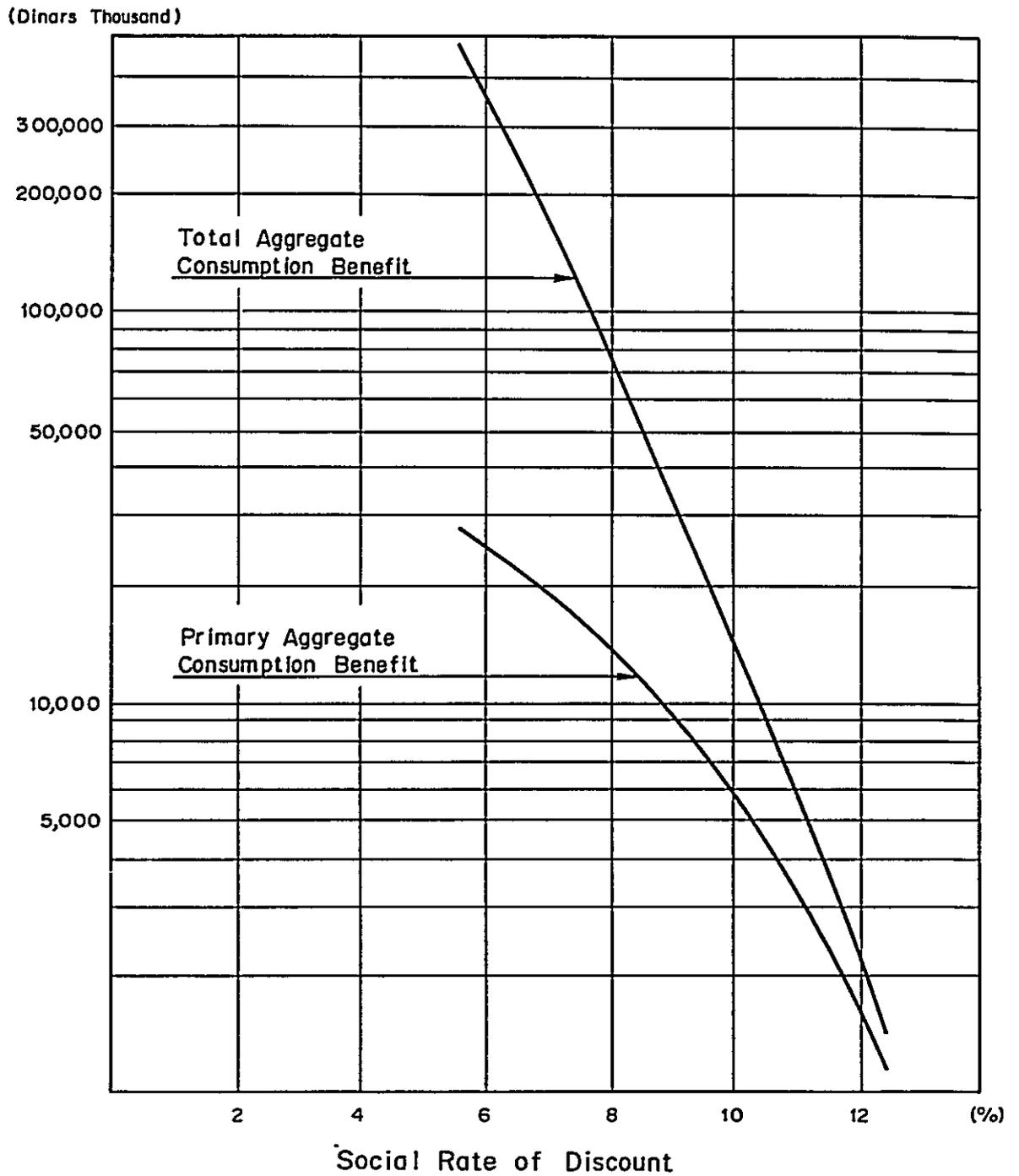


Fig. 7-2 Social Value of Aggregate Consumption Benefit  
 ( 全体的消費便益の社会的価値 )



## 第8章 電力系統解析

# 目 次

## 第8章 電力系統解析

8.1	Kasseb 揚水発電所の発生電力の送電方法 .....	8-1
8.1.1	送電電圧と回線数 .....	8-1
8.1.2	受電変電所 .....	8-1
8.1.3	150 MW スチーム火力ユニットの立地 .....	8-2
8.1.4	検討パターン .....	8-3
8.2	送電方法の検討結果 .....	8-3
8.2.1	受電変電所 .....	8-4
8.2.2	150 MW スチーム火力ユニットの立地 .....	8-5
8.2.3	結 論 .....	8-5
8.3	電力汐流と電圧調整 .....	8-8
8.3.1	電力汐流 .....	8-8
8.3.2	電圧調整 .....	
8.4	過渡安定度 .....	8-11
8.4.1	計算条件 .....	8-11
8.4.2	受電変電所 .....	8-13
8.4.3	150 MW スチーム火力ユニットを1ヶ所に集中配置させた場合と分散配置 した場合 .....	8-13
8.4.4	150 MW スチーム火力ユニットの安定度 .....	8-14
8.4.5	結 論 .....	8-15
8.5	短絡容量 .....	8-17

## 第8章 電力系統解析

### 8.1 Kasseb 揚水発電所の発生電力の送電方法

Kasseb 計画の送電方法の検討に関連して種々のパラメーターが考えられるが、大別して下記の3点にしぼった。

- (a) 送電電圧をいくりにするか、そして当初から2回線を建設するか、それとも1, 2号機(75 MW × 2)を対象として1回線を建設し、3号機の運開に合わせてもう1回線を増強するか。
  - (b) Kasseb 発電所の発生電力の受電変電所としてチュニス近郊の変電所と Tajerouine 変電所が考えられる。最終系統としてチュニス近郊と Tajerouine 変電所へ各1回線引込み(パターンA)のケースとチュニス近郊へ2回線引込み(パターンB)のケースとどちらが良いか。
  - (c) Kasseb 発電所の揚水源資となる 150 MW ユニット・スチーム火力は Kasseb 計画2期完成時には4台が必要となるが、これを Sousse 地点に集中的に配置(パターン1)させるか、Sousse とチュニス地区に分散配置(パターン2)させるか。(分散案では2台ずつとした)
- 以上の3つのパラメータについて、パラメータの問題点について述べ、8.2項で検討結果を述べる。

#### 8.1.1 送電電圧と回線数

送電電圧については現在建設しつつあり今後の STEG の基幹系統の最高電圧となる 225 kV が検討の対象となるが、この電圧の送電線単導体の surge impedance loading はおよそ  $2.5 \times 225^2 = 127 \text{ MW}$  である。したがって約 100 km を送電する場合下記温度条件を考慮すると S. I. L の約 2 倍が送電可能であり、Kasseb 発電所 350 MW の送電のためには 225 kV 2回線送電線で充分である。

電線サイズは現在建設中のものと同等の ACSR 410 mm<sup>2</sup> 単導体が適当である。この電線の安全電流は連続許容温度 90℃、周囲温度 50℃、風速 0.5 m/sec、日射 0.1 W/cm<sup>2</sup>、放散係数 0.9 とかなりシビアな条件で約 710 A である。これは容量 (MVA) に換算すると 276 MVA に相当し、1回線で Kasseb 計画の 1～3号機までの発生電力を送電することが可能な値である。

回線数の検討にあたっては当初若干の信頼度が低下するのは止むを得ないものとし初期投資を抑えて1回線のみを建設し Kasseb 発電所 3号機の運開に合わせて2回線目を建設することとした。

なお、外雷による送電線トリップの機会は、過去の記録によれば非常にまれである。なお、I.K.L map はまだチュニジアでは公表されていない。

#### 8.1.2 受電変電所

Kasseb 揚水発電所の電力を受電する変電所は、深夜は逆に Kasseb 発電所へ揚水電力を送電

する変電所となるが次に示す A, B 2 つのパターンを検討した。

- パターン A は当初 M'Nihla 変電所へ、1 ルート、1 回線で接続し、Kasseb 揚水発電所 3 号機の運用に合わせて Tajerouine 変電所にさらにもう 1 ルート、1 回線で接続するものである。
- パターン B は当初 2 回線鉄塔 1 回線架線で、M'Nihla 変電所に接続し、3 号機の運用に合わせて増架するものとする。Kasseb 発電所から M'Nihla, Tajerouine 両変電所は、ほぼ同距離にあるのでパターン B の様に 2 回線鉄塔で建設する方法をとればパターン A よりおよそ建設費は 30% 安くすむメリットがある。

なお、当初調査団はチュニス地区での接続変電所は Nassen 変電所を想定していたが、次の理由で M'Nihla 変電所に変更した。

もし、Nassen 変電所に接続するならば、

- a) Nassen 変電所の 225 kV feeder の数は 5 回線に及び他の 225 kV 変電所に比して feeder の集中化が激しいこと。(パターン B)
- b) チュニス北部に大容量火力が投入される以前に M'Nihla へ Nassen 変電所間の外輪線が事故により停止すれば M'Nihla 変電所が停電となる可能性があること。

などの理由で信頼度上好ましくないので M'Nihla 変電所へ接続することとした。

### 8.1.3 150MW スチーム火力ユニットの立地

150 MW スチーム火力を Sousse 地点に集中させることは、以下に述べる理由により好ましくない。

集中化により、たとえ稀頻度事故であっても、Sousse 火力発電所が系統から脱落することは、チュニア全土の電力系統の壊滅を意味する。

したがって、150 MW ユニットの分散には Sousse 地点に集中させずチュニス地区にも分散配置させるべきで分散化により送電ロスが減り、無効電力供給設備の増強が少なくて済み、さらに供給信頼度が増加する。

150 MW ユニットの分散には種々のケースが考えられるが Sousse 地点に最初の 1 号機と 2 号機を設置することは既に建設が進行中であり、検討は 150 MW ユニットの 3 台目以降の配置パターンに関する次のようなパターンの検討になる。

- パターン 1 : 150 MW ユニットの 3 台目以降も Sousse 地点に集中設置
- パターン 2 : " " 3 台目と 4 台目をチュニス地区へ設置
- パターン 2' : " " 3 台目を Sousse へ 4 台目をチュニス地区へ設置

a) パターン 2 は La Goulette I の跡地以外の適当な場所がチュニス地区にあるなら系統運用上最も好ましい案である。しかも、Sousse 地点と同様 2 台ずつ 1 組になっているので先行投資額も最少であろう。

b) パターン 2' は Sousse 地点に 150 MW ユニットの 3 台が設置され、セミピーク時間帯ではか

なり Sousse 発電所からチュニス地区への北上汐流が予想され、かつ深夜揚水時は、これがかなり増加し、パターン 2 に比べると先行投資額も増え好ましくない。

以上の検討結果から分散形であるパターン 2 と Sousse 地点に全部 150 MW ユニットを集中建設する場合のパターン 1 とに検討はしぼられる。これは 150 MW スチーム・ユニットの分散形と集中形との利害を明確にする。

150 MW ユニットの配置については、ここで検討を行なったパターン以外の案があるかもしれないが、それらについてはさらに技術的な検討を行なう必要がある。なお、150 MW ユニットの 3 台目を "X" 4 台目を "Y" と記号で表現する。

#### 8.1.4 検討パターン

以上述べたパターン A, B, パターン 1, 2 による組合せの基本パターン (A-1, A-2, B-1, B-2) にさらに検討年次による需要, 供給力の増加の影響を加味し, Fig 8-1 の様に検討パターンを決定した。

具体的なパターンの表現方法として, 例えば "A-5-1-P" は次のような意味をもつ。

— 最初の文字は送電線の最終パターンを示す。

A : 送電線は M'Nihla と Tajerouine 変電所に夫々 1 回線ずつ引込む。

B : 送電線は M'Nihla 変電所へ 2 回線引込む。

— 2 番目の数字は Kasseb 発電所の発電機ユニットの運開時期を表わす。

5 …… 1985 年 (1 号機運開時)

6 …… 1986 年 (2 " )

8 …… 1988 年 (3 " )

なお, 1987 年 (Kasseb 発電所 3 号機運開時) の検討は行なっていないが, これは Kasseb 発電所より M'Nihla 変電所或いは Tajerouine 変電所向に送電線 2 回線目が出来る時点であり, Kasseb 発電所に関連する送電線の電力汐流, 電圧調整は 1986 年よりさらに容易となるので省略した。

— 3 番目の数字は 150 MW ユニットが集中パターンなのか, 或いは分散パターンなのかを表わす。すなわち,

1 …… Sousse 地点に 150 MW ユニット 4 台が集中する場合

2 …… 150 MW ユニットを 2 台ずつ Sousse とチュニス地点に分散する場合

— 最後の文字 P は peak 時に Kasseb 発電所が発電する場合, N は midnight 時に Kasseb 発電所が揚水する場合を表わす。

#### 8.2 送電方法の検討結果

送電線による電力系統の構成の違いは電力系統の負荷の増大に従って電力損失, 電圧調整, 過渡安定度の優劣が顕著となる。なお検討対象期間の範囲内では, 現在計画中, 或いは建設中の S-

TEG の 225 KV 基幹系統を変更することなく上述の各パターンの比較検討を行なった。

また、Kasseb 発電所の 1 号機、2 号機運開時は送電線は 1 回線のみであり、1985 年、1986 年ではパターン A も B も系統的には差がない。しかし Kasseb 発電所の 2 期が完成する 1988 年の検討は重要な意味を持っているのでこれについて述べる。

### 8.2.1 受電変電所

パターン A と B を比較した場合 M'Nihla 変電所と Tajerouine 変電所に Kasseb 発電所からの 225 kV 送電線を接続するパターン A の方が好ましい。その理由は下記の通りである。

- a) STEG 全体の系統構成上パターン A の方が良い。すなわち、パターン A では M'Nihla 変電所と Tajerouine 変電所が Kasseb 発電所を中心に連系されることになり系統全体を見ると、225 kV 系統をグリッド状に構成することになる。すなわちチュニス地区はこの送電線により Sousse 地区と下記の 225 kV 3 回線で結ばれることとなる。

Sousse 火力発電所 — Nassen 変電所

Sousse 火力発電所 — Oueslatia 変電所 — Nassen 変電所

Sousse 火力発電所 — Oueslatia 変電所 — Tajerouine 変電所 — Kasseb 発電所  
— M'Nihla 変電所

さらに、将来アルジェリアと 225 kV 送電線で連系点となる Tajerouine 変電所はパターン B では系統の末端に位置するが、パターン A ではグリッド状の電力系統の一端に位置することとなり供給信頼度は格段に向上する。

- b) Kasseb 発電所～Tajerouine 変電所間の需要地に対する信頼度向上

現在この区間は 90 kV 送電線 1 回線で送電されているが Kasseb 発電所付近で 225 kV と既設 90 kV 系統とを連系することで供給信頼度は高まり 90 kV 送電線の増設は必要なくなる。

- c) Kasseb 発電所

ピーク時の Kasseb 発電所の発生電力はパターン B ではあくまでも受電の対象はチュニス地区に限定されるが、パターン A はチュニス地区と南部地区の両方にまたがる。パターン B は Kasseb 発電所のチュニス地区への供給信頼度は高いが、Sousse 火力発電所の電源脱落時の Kasseb 発電所の応援汐流は一旦チュニス地区を経て南部へ送電されるのでパターン A の方が無理がないと思われる。又、揚水時についても同様のことが云える。

- d) 過渡安定度

8-4 項で詳しく述べるが過渡安定度はパターン A の方が安定である。

パターン B でピーク時 Kasseb 発電所～M'Nihla 変電所間 1 回線再閉路失敗時に安定度上の問題が生ずる。

しかし、パターン A では上述のパターン B での 1 回線再閉路失敗、或いは Kasseb 発電所

～ Tajerouine 変電所間の再閉路失敗時でも安定である。

### 8.2.2 150MW スチーム火力ユニットの立地

これは分散形の方がはっきり良い。

すなわち "A-8-1-P" と "A-8-2-P" を比べると送電線損失は分散形の "A-8-2-P" の方が、約10%少なく、増強調相設備は約20%少なくて良い。

これは "B-8-1-P" と "B-8-2-P" についても同じ様な傾向が見られ、分散形の方が良い。

Kasseb 発電所から M'Nihla 変電所或いは Tajerouine 変電所間の送電線事故時の 150 MW ユニットの過渡安定度については、分散形と集中形との間にあまり顕著な差はみられなかったが、その他の 225 kV 送電線の事故のケースを検討すれば、分散形の方が安定度が良いことがはっきりすると思われる。

### 8.2.3 結 論

結論として A-2 のパターンが最も良い (Fig 8-1 参照) 即ち送電線は M'Nihla 変電所と Tajerouine 変電所へ各 1 回線引込みとし、150 MW ユニットの 2 台、チュニス近郊に 2 台の分散配置のパターンは 1988 年の他のパターンである。

このパターンは 1988 年の他のパターン (A-1, B-1, B-2) に比べて次のような特色がある。

i) 225 KV 以下の関連送電線の増強は下記の 2 区間が必要である。

- Sousse 発電所～ M'Saken 変電間 150 kV 送電線を 2 回線増強 (14km×2) する必要がある。
- M'Nihla 変電所～ Tunis-Ouest 変電所間 90 kV 送電線を 1 回線増強 (12km) する必要がある。

ii) 送電線損失が 4 つのパターンのうち最も少なく 57.2MW である。

iii) 増分進相調相設備容量が 4 つのパターンのうち最も少なく 295 MVar である。

なお、shunt reactor は必要ないと思われる。

iv) 過渡安定度は Kasseb 発電所の関連送電線では、パターン A-2 と A-1 とではあまり差が認められないが、パターン B (B-1, B-2) に比べるとパターン A の方が良い。

ただし、これはパターン B が決定的に好ましくないと云うことではない。パターン B でピーク時 Kasseb 発電所が 350 MW 出力で運転し、3 相短絡による故障により再閉路が失敗した時にのみ不安定となり、再閉路成功時は安定であり、また Kasseb 発電所の出力がもっと少ない時は再閉路失敗でも安定であろう。

v) さらにパターン A は将来の STEG の基幹系統の骨格の一部を形成しており、アルジェリアとの連系点の強化になり、また Kasseb 発電所～ Tajerouine 変電所間の需要地に対する供給信頼度の強化となる。

以上の結論を総合すれば、A-2 のパターンが最も好ましい。

Fig. 8-1 Comparison of Various Patterns (電力系統構成パターンの比較)

Items examined	A-1	A-2	B-1	B-2
Power system in 1985	<p>(Pattern : A-5-1)</p>	<p>(Pattern : A-5-2)</p>	<p>Same as "A-5-1"</p> <p>(Pattern : B-5-1)</p>	<p>Same as "A-5-2"</p> <p>(Pattern : B-5-2)</p>
Power system in 1986	<p>(Pattern : A-6-1)</p>	<p>(Pattern : A-6-2)</p>	<p>Same as "A-6-1"</p> <p>(Pattern : B-6-1)</p>	<p>Same as "A-6-2"</p> <p>(Pattern : B-6-2)</p>
Power system in 1988	<p>(Pattern : A-8-1)</p>	<p>(Pattern : A-8-2)</p>	<p>(Pattern : B-8-1)</p>	<p>(Pattern : B-8-2)</p>
Transmission line to be added in 1988	<p>1) 150kV, 2cct, 14km Soussse P.S - M'Saken S.S.</p> <p>2) 90kV, 1cct, 12km M'Nihla SS-Tunis Ou.st S.S.</p> <p>(Total construction cost : 1,120 x 10<sup>3</sup> Dinars)</p>	<p>Same as "A-1"</p>	<p>Same as "A-1"</p>	<p>1) 150kV, 2cct, 14km Soussse P.S - M'Saken S.S.</p> <p>2) 90kV, 1cct, 53km M'Nihla - Menzel Bourguiba</p> <p>3) 90kV, 1cct, 12km M'Nihla SS-Tunis Ouest S.S.</p> <p>(Total construction cost : 2,460 x 10<sup>3</sup> Dinars)</p>
Transmission line loss in 1988	62.3 MW	57.2 MW (Minimum loss)	73.7 MW	80.2 MW
Reactive power supply facilities to be added by 1988	371 MVar	315 MVar	405 MVar	403 MVar
Transient stability in 1988	Stable	Stable	Unstable (at line fault between Kasseb P.S and M'Nihla S.S in case O-C-O)	Critically stable (at line fault between Kasseb P.S and M'Nihla S.S in case O-C-O)
Other characteristics	<p>1) Reinforcement of 225kV power system by forming grid system</p> <p>2) Reinforcement of interconnection with Algerian power system</p> <p>3) Improvement of supply reliability in 90kV power system of western district.</p>	Same as A-1		
Comprehensive judgement	Preferable	Best	Not preferable	Not preferable

Table 8-1 Transmission Lines to be Added by The Year of 1988

Section	Year to be put into service	A-1				A-2				B-1				B-2			
		Vol-tage (kv)	Distance (km)	No. of cct to be added	Construc-tion cost (10 <sup>3</sup> Dinars)	Vol-tage (kv)	Distance (km)	No. of cct to be added	Construc-tion cost (10 <sup>3</sup> Dinars)	Vol-tage (kv)	Distance (km)	No. of cct to be added	Construc-tion cost (10 <sup>3</sup> Dinars)	Vol-tage (kv)	Distance (km)	No. of cct to be added	Construc-tion cost (10 <sup>3</sup> Dinars)
Sousse~ M'Saken	1985	150	14	1	431.2												
	1986					150	14	1	431.2								
	1988	150	14	1	431.2	150	14	1	431.2	150	14	2	862.4	150	14	2	862.4
M'Nihla~ Menzel Bourguiba	1988													90	53	1	1,303.8
M'Nihla~ Tunis Ouest	1988	90	12	1	295.2	90	12	1	295.2	90	12	1	295.2	90	12	1	295.2
Total construc-tion cost					1,157.6				1,157.6				1,157.6				2,461.4

- Note 1) Unit construction cost of transmission lines: 30,800 Dinars/km for 150 kV line  
24,600 " " for 90 kV line
- 2) The unit construction cost mentioned above is slightly high considering short distance of the transmission lines to be constructed.

### 8.3 電力汐流と電圧調整

#### 8.3.1 電力汐流

Kasseb 発電所の 1, 2, 4 号機の運用する 1985, 1986, 1988 年の各時点におけるピーク時、深夜時の汐流計算を行なった。3 号機の運用する 1987 年は計算を行っていないが、この時点は Kasseb 発電所の 2 回線目送電線が建設される年であり、Kasseb 発電所より送電される電力は 4 号機の据付が完成する 1988 年に比較して小さく、したがって検討の対象より除いた。電力汐流の検討にあたっては下記の如く送電線電圧別、電線種別毎に下記の値を越える場合は 1 回線新設するものと仮定した。

	電線種類	電流	電力汐流
225 KV 送電線 :	ACSR 410 mm <sup>2</sup>	710 A	276 MVA
150 KV 送電線 :	ACSR 410 mm <sup>2</sup>	710 A	184 MVA
150 KV 送電線 :	ACSR 290 mm <sup>2</sup>	580 A	151 MVA
150 KV 送電線 :	ACSR 180 mm <sup>2</sup>	430 A	112 MVA
90 KV 送電線 :	ACSR 410 mm <sup>2</sup>	710 A	111 MVA
90 KV 送電線 :	ACSR 180 mm <sup>2</sup>	430 A	67 MVA

いずれの電線も連続許容温度 90℃、周囲温度 50℃としている。各年度の電力汐流を見ると、225 kv 主幹系統の汐流は送電容量に対して比較的余裕を持っており、わずかにケース "B-8-2-P" の場合 M'Nihla 変電所～Naassen 変電所間が南下汐流となり、わずかに定格容量をオーバーしている。

パターン B の同じ区間の汐流に関してはパターン 2 の電源分散形よりパターン 1 の電源集中形の方が良く

B-8-2-P :	300 MW -j 27.6 MVar	(分散形)
B-8-1-P :	57.8 MW -j 55.6 MVar	(集中形)

となり、電源分散形の方が汐流が多い。

また、パターン A, B の違いを見ると、

B-8-2-P :	300 MW -j 27.6 MVar
A-8-2-P :	163.5 MW -j 9.6 MVar

となり、パターン A の方が電力汐流は少ないが、これは西側外輪線である Kasseb 発電所～Tajerouine 変電所間の送電線が東側幹線のバイパス線路の役目を果たしていることによる。

深夜の各 225 kv 送電幹線は殆んど電力汐流上の問題はない。150 kv および 90 kv 送電線で新規に建設の必要な区間およびその概算建設費を Table 8-1 に示す。

A-1, A-2, B-1 の建設費が各々 1,157.6 千 Dinars および B-2 が 2,461.4 千 Dinars である。また各年度における 90 kv 系統以上の送電線損失は Table 8-2 の通りである。

Table 8-2 Transmission Line Loss (more than 90 kV lines)  
in Various Patterns

Year	Unit: MW			
	A-1	A-2	B-1	B-2
1985 - P	23.3	18.8	-	-
1985 - N	23.2	12.3	-	-
1986 - P	30.0	26.7	-	-
1986 - N	26.2	18.3	-	-
1988 - P	62.3	57.2	73.7	80.2
1988 - N	35.0	18.5	40.1	22.1

Table 8-2 でわかるように、1988年で比べると、パターンAよりパターンBの方が、そしてパターン2よりパターン1の方がそれぞれピーク時、深夜とも送電損失が大きい。

結論としてパターンA-2が最も良くその次にA-1が良い。

### 8.3.2 電圧調整

電圧調整は系統で発生または供給する無効電力と消費する無効電力とのバランスをどの様にとるかという事と、系統の適当な運転電圧及び変電所二次側電圧を適正に維持するための発電所変圧器タップの選択によりなされる。

#### (1) 電圧調整の方針

電圧調整は下記のような条件のもとで行なった。

- 変電所二次側目標電圧を一律 100% 電圧 (30 kV, 10 kV) とした。
- 発電機電圧は 95% ~ 103% の間で運転するものとした。発電機で発生する無効電力は定格力率の範囲内とし深夜の進相運転は極力避けた。
- 変圧器はすべてタップ付とし、変電所の変圧器は負荷時タップ切換器付とし、全て ±10% の電圧調整巾に収まるようタップ値を調整した。
- 変電所に設備されている既設、又は計画中の無効電力設備はなるべくこれを活用し、不足の場合は発電機の無効電力により供給し、さらに不足の場合は新規に static power condenser 或いは shunt reactor を必要な場所に投入するものとした。
- Kasseb 発電所において揚水時に消費される無効電力は必要あれば揚水電動機自身が発生することとした。

この場合、発電電動機からの供給無効電力を大きくすることは、発電電動機の定格容量を大きくすることになり、このことは機器価格の上昇となるので、その影響を無視しうる力率 98% で発電電動機の運転を考慮した。これより 75 MW × 2 台揚水時は約 30 MVar の無効電力

を期待できるので Kasseb 発電所の変圧器と関連送電線で消費される無効電力は完全に補償することが出来る。

(2) 電圧調整の結果

各年度、各パターンにおける無効電力バランス表を Table 8-3 に示し、発電所、変電所別所要調相設備を Table 8-4 に示す。

Table 8-3 Balance of Reactive Power

Pattern	Demand (consumption)	Lines & Transformers (consumption)	Generators (generation)	Existing & projected R.P. equipment by STEG (generation)	Additional R.P. equipment recommended by JICA (generation)
A-5-1-P	343.25	71.03	330.1	46	38.1
A-5-1-N	181.8	53.57	217.8	18	0
A-5-2-P	343.25	57.02	308.5	46	44.9
A-5-2-N	181.8	-40.65	142.3	0	0
A-6-1-P	379.8	138.8	390.9	55.6	71.8
A-6-1-N	210.4	61.64	232	37.6	0
A-6-2-P	379.8	133.95	408	55.6	49.9
A-6-2-N	210.4	-23.44	145.8	36.4	0
A-8-1-P	473.6	339.17	386.02	55.6	371.1
A-8-1-N	246	68.28	267.8	46	0
A-8-2-P	473.6	318.64	421.2	55.6	315.4
A-8-2-N	246	-23.0	195.9	26.4	0
B-8-1-P	473.6	413.81	426.55	55.6	405.3
B-8-1-N	246	111.48	286.9	46	24.2
B-8-2-P	473.6	455.07	469.4	55.6	403.1
B-8-2-N	246	18.89	237.5	26.4	0

Note R.P. : Reactive Power

Table 8-3 の無効電力バランスは目安を示すものであるが結論として次の事が言える。  
 一送電線および変圧器で消費する無効電力は電力汐流の2乗にほぼ比例するが、各年の電源集中形（パターン1）と分散形（パターン2）では分散形の方が無効電力設備が少なく済む。特にこの傾向は深夜が甚だしく、例えばケース“A-8-1-N”と“A-8-2-N”を比べると、68.3 MVarと-23.0 MVarとなりピーク時のそれとの比は約20%と-7.2%であり、27%もの差がある。（マイナス符号は送電線が容量性である事を意味する）

一追加調相設備は、パターンBよりパターンAの方が少く、

"A-8-1-P"と"B-8-1-P"では約10%の差

"A-8-2-P"と"B-8-2-P"では約28%の差

がある。

一調相設備としての shunt reactor は検討対象年では必要ない。

STEGでは Oueslatia 変電所に 20 MVar shunt reactor の設置を計画しているが今回の検討ではその必要は認められなかった。

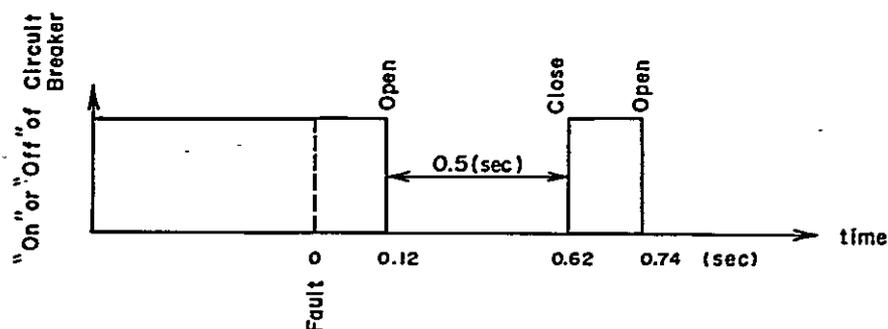
一 Kasseb 発電所で揚水時に消費される無効電力は Kasseb 発電所自ら発生することとしたが、ケース "A-8-2-N" では力率 100%でも充分必要な電圧を保っており、このパターンをとる限り Kasseb 発電所が無効電力を発生する必要はないと考えられるが、さらに将来 (1988 年以降) 3 台及び 4 台同時揚水運転を行なう時の電圧については、さらに詳細検討を行なう必要がある。

一結論として電圧調整上最も好ましいパターンは追加調相設備の最も少ない A-2 である。その次に好ましいパターンは A-1 となる。

## 8.4 過渡安定度

### 8.4.1 計算条件

計算条件としては 1 回線事故では、最も苛酷な 3 相地絡を想定し、高速度 3 相再閉路成功 (O-C) と不成功 (O-C-O) の場合の検討を行なった。



しゃ断時間は継電器の動作時間を含めて 0.12 秒、無電圧時間は 0.5 秒をとっており、日本における同電圧送電線の標準的な値である。

最も多い送電線事故は 1 相地絡であるが、3 相地絡で過渡安定度が安定であれば、1 相地絡による单相再閉路 (または 3 相再閉路) は、より安定であると見てよい。

又、1 ルート、1 回線送電線における 3 相再閉路は他回線がループシステムを構成していることを条件に可能であり、これは供給信頼度を増すためにも行なうべきである。

Table 8-4 Reactive Power Supply Facilities Required by Electrical Stations

Power Station or substation	Unit: MVar							
	A-1-P		A-2-P		B-8-1-P		B-8-2-P	
	1985	1986	1988	1985	1986	1988	1988	1988
La Goulette P.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Tunis-Sud S.S.	8.4	8.4	8.4 (38.2)	8.4	8.4	8.4 (15.1)	8.4	8.4 (82.3)
Tunis-Ouest S.S.	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4
Tunis-Nord S.S.	-	-	(20.5)	-	-	-	(35.2)	-
Menzel-Bourguiba S.S.	9.6 (38.1)	9.6 (56.3)	9.6 (91)	9.6 (44.9)	9.6 (43.9)	9.6 (79.1)	9.6 (95.4)	9.6 (90.2)
Zarga S.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Jendouba S.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Tajerouine S.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Korba S.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
M'saken S.S.	-	9.6	9.6 (96.6)	-	9.6	9.6 (98.9)	9.6 (99.4)	9.6 (120.5)
Sfax S.S.	-	(9.6)	(67.8)	-	-	(63.9)	(50.5)	(49)
Maknassy S.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Metlaoui S.S.	9.6	9.6 (5.9)	9.6 (57.0)	9.6	9.6 (6.0)	9.6 (58.4)	9.6 (70.3)	9.6 (74.5)
Kasserine S.S.	10	10	10	10	10	10	10	10
Ghannouchi P.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Robbana S.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Bouchemma P.S.	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	46.0 (38.1)	55.6 (71.8)	55.6 (371.1)	46.0 (44.9)	55.6 (49.9)	55.6 (315.4)	55.6 (405.3)	9.6 (416.5)

Note: Figures in parenthesis indicate the value of reactive power capacity to be added.

なお、過渡安定度については、最終年度 1988 年のみ行なったが、これは基本となる STEG の基幹系統は 1985 年から 1988 年までの間、特に増強の必要はなく従って、電力汐流の最も大きな 1988 年のみチェックすれば充分である。

#### 8.4.2 受電変電所

パターン A (M'Nihla 変電所と Tajerouine 変電所へ各 1 回線接続) とパターン B (M'Nihla 変電所へ 2 回線接続) の比較結果は顕著にスイング・カーブに相違がある。すなわちケース "A-8-1-P" と "B-8-1-P" の比較結果は Kasseb 発電所～M'Nihla 変電所間の故障 O-C-O の時、パターン B は Kasseb 発電所が、脱調して不安定となっている。

しかし、現実の問題としてパターン B を否定するものではない。何故ならば、このケースでは、Kasseb 発電所は全出力 (350 MW) 運転を行っており、再閉路成功なら問題なく、不成功の場合に不安定になり、このチャンスはかなり小さいと思われる。しかし調査団としてはパターン A を推奨する。

なお、ケース "B-8-1-P" は不安定であるが、ケース "B-8-2-P" (電源分散形) は、やや不安定であり、安定度上の限界と思われる。(A-3 項, Chart No 3 および No 4 参照) いずれにしてもパターン B は A に比べて安定度が劣る。

調査団は、これ以上の詳細検討を行っていないがケース "B-8-1-P" の限界値 (Kasseb 発電所の出力をいくらまで減らせば安定になるか) についてさらに検討の必要があろう。

なお、同一個所の送電線事故で、再閉路成功の場合は両ケースとも安定である。

O-C-O

O-C

"A-8-1-P" Kasseb 発電所: 18.6°

Kasseb 発電所: 16.6°

"B-8-1-P" Kasseb 発電所: 脱調

Kasseb 発電所: 35.5°

上記の角度は相差角の最大ふれ巾を示し、角度の小さいもの程より安定であることを示す。一般的には無電圧時間の大小にもよるが、O-C-O よりも O-C の方が安定である。

#### 8.4.3 150MW スチーム火力ユニットを 1 ケ所に集中配置させた場合と分散配置した場合

パターン 1 (150 MW ユニット集中形) とパターン 2 (150 MW ユニット分散形) の過渡安定度上の優劣は各ケースとも殆んどない。

これらを論ずる場合はパターン A と B とに分けて検討した方が良い。しかし、その違いは、どちらにしても極めて小さい。

パターン A では集中、分散形どちらも殆んど同じで、わずかに分散形の方が数度開いている程度である。下表はいずれも Kasseb 発電所の相差角を示す。(A-2 項; Chart No 5 - No 22 参照)

Table 8-5 Phase Differential Angles at Kasseb Power Station (Pattern A)

Time	Fault Line	Reclose	A-1	A-2
Peak	Kasseb ~ M'Nihla	O - C	16.6°	20°
	"	O - C - O	18.6°	20°
	Kasseb ~ Tajerouine	O - C	26.2°	28.3°
	"	O - C - O	26.2°	30.1°
Night	Kasseb ~ M'Nihla	O - C - O	21.0°	22.6°
	Kasseb ~ Tajerouine	O - C - O	21.7°	24.8°

しかし、パターンBではAに比して集中形、分散形の違いが良く出ており分散形の方が良い。下表はいずれも Kasseb 発電所の相差角を示す。(A - 2 項, Chart No 3 および No 4 参照)

Table 8-6 Phase Differential Angles at Kasseb Power Station (Pattern B)

Time	Fault line	Reclose	B-1	B-2
Peak	Kasseb ~ M'Nihla	O - C	35.6°	37.7°
"	"	O - C - O	step-out	54.9°
Night	"	O - C - O	35.4°	32.4°

#### 8.4.4 150MW スチーム火力ユニットの安定度

前項では Kasseb 発電所の安定度を主体に考えたが、深夜において、ベース 150 MW ユニットの近傍の送電線が事故の場合、150 MW ユニットが安定であるか否かは、Kasseb 発電所以上に重要な問題である。結果は下表のように安定であり、問題は無い。(A - 2 項 Chart No 17 ~ No 20)

Table 8-7 Phase Differential Angles at 150MW Units Steam Thermal Power Station  
(In case line fault occurred in vicinity of the power station at the midnight)

Fault Line	Reclose	A-1	A-2	B-1	B-2
Sousse ~ Nassen	O - C - O	Sousse : 19.6°	-	Sousse : 20.4°	-
X, Y ~ M'Nihla	O - C - O	-	X, Y: 22.0°	-	X, Y: 17.7°

同様にピーク時の 150 MW ユニット近傍の送電線事故の場合は下記の通りで問題ない。(A - 2 項 Chart No 21 および No 22 参照)

Table 8-8 Phase Differential Angles at 150MW Units Steam Thermal Power Station  
(In case line fault occurs in vicinity of the power station at the peak time  
for power demand)

Fault Line	Reclose	A-2	B-2
X, Y ~ M'Nihla	O - C	X, Y: 17.0°	X, Y: 17.8°
X, Y ~ M'Nihla	O - C - O	X, Y: 19.4°	X, Y: 19.0°

#### 8.4.5 結 論

1988年での STEG 電力系統における過渡安定度の結論としては次のことが云える。

- Kasseb 発電所への送電線の接続方法の相違によるパターン A と B とでは、パターン A (M' Ninla 変電所および Tajerouine 変電所と各 1 回線連系) の方がよい。
- パターン 1 と 2 (ベース 150 MW スチーム・ユニットの集中形か、分散形か) では A-1 と A-2 では殆んどその差はないが、B-1 と B-2 では B-2 の方がよい。
- 深夜およびピーク時のベース 150 MW スチーム・ユニットの近傍の送電線事故時に 150 MW スチーム・ユニットは O-C-O までは安定である。
- 過渡安定度の結論として A-2 が最も好ましい。なお、過渡安定度計算の結果を Table 8-9 に示す。

【安定度計算に使用した機器定数】

Kaseb 発電所に使用した単位慣性定数  $M$  と  $x_d$  は日本の典型的揚水発電所である沼原発電所のも  
のを採用した。主なる機器定数を下記に示す。

ユニット容量	250 MVA
力率	95 % (揚水時 100 %)
周波数	50 Hz
回転数	375 rpm
出力	225 MW (揚水時 250 MW)
$GD^2$	7025 t - m <sup>2</sup>
単位慣性定数 $M$	10.8
$x_d$	126.6 %
$x_d'$	29.2 %

150 MW ユニットの火力については下記の様に定めた。

ユニット容量	179 MVA
力率	90 %
周波数	50 HZ
回転数	3,000 rpm
出力	161 MW
単位慣性定数 $M$	8 ※
$x_d'$	150 % ※

※印は日本の電気学会の標準値である。

## 8.5 短絡容量

3 相単絡容量は下記条件で計算を行なった。Fig A-3-19に短絡電力分布図を示す。

計算条件

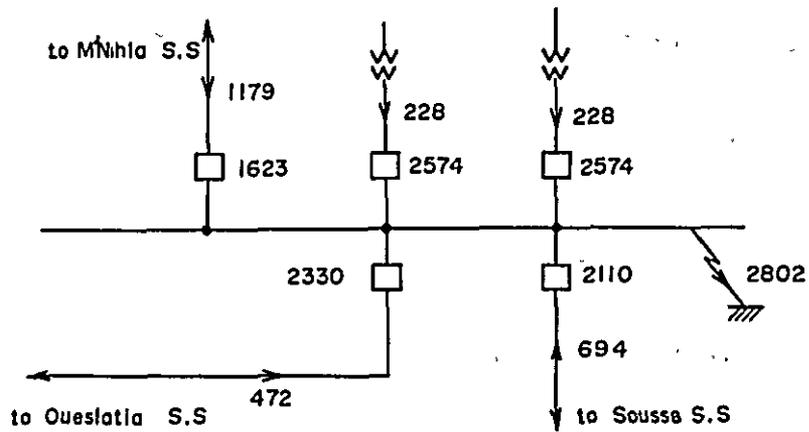
- 一時点 : 1988年 Kasseb 4台運開時
- Kasseb 送電線 : パターンAおよびBのいずれでも、短絡容量の計算結果としては余裕のある回線構成として、M'Nihla変電所と2回線、Tajerouine変電所と1回線で連系。
- 150 MWユニットの配置 : 分散案或いは集中案のいずれでも短絡容量の計算結果としては余裕のある系統構成として、Sousseに4台、X、Yに2台同時配置とした。
- 発電機リアクタンス :  $x_d'$ を使用

計算結果を母線短絡容量の大きい順に記す。

Sousse 火力発電所	225 kV ブス	: 3763 MVA
M'Nihla 変電所,	"	: 3276 "
X, Y 火力	"	: 3103 "
Nassen 変電所,	"	: 2802 "
Kasseb 水力発電所,	"	: 2540 "
Oueslatia 変電所,	"	: 2086 "
Tunis Sud 変電所,	150 kV ブス	: 2069 "
M'Nihla 変電所,	"	: 2008 "
Sousse 火力発電所,	"	: 1999 "
Nassen 変電所,	150 KV ブス	: 1853 MVA
M'Saken 変電所,	"	: 1851 "

調査団が訪問した Nassen 変電所では、据付中の 225 KV シャ断器のシャ断容量は 2500 MVA であり、下記のような短絡容量の分布では、変圧器用シャ断器の短絡容量が 2574 MVA なので最初の 2 桁まで数字が合致している。

しかし、これは前にも述べたように計算した短絡容量は十分な裕度を持っているので、Nassen 変電所の 225 kV シャ断器は 2500 MVA のシャ断容量で充分である。



Shortcircuit capacity at Naassen Substation.

なお Soussa 火力発電所については、もし 150 MW ユニットのスチーム火力 4 台までの設置を考慮するならば、225 kV しゃ断器は 2500 MVA ではしゃ断容量不足で 1 ランク上の 3500 MVA が望ましい。

Table 8-9 Results of Transient Stability Study

No. of Swing Chart	Case	Period	Fault				Result			Judgment
			Fault Line	Fault Point	Kind of Fault	Reclosing Time (Sec)	Station	Maximum Phase Angle (Degree)	Time (Sec)	
1, 7	A-8-1-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb Ghannouch	18.6 15.6	0.4 0.4	Stable
2, 3	B-8-1-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG	0.12-0.62-0.74	Kasseb	Step out		Unstable
4	B-8-2-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb Sousse-150kV	54.87 37.58	1.1 1.1	Stable
5	A-8-1-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C	0.12-0.62	Kasseb Sousse	16.6 14.1	0.4 0.9	Stable
6	A-8-2-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C	0.12-0.62	Kasseb Ghannouch	20 24.7	0.4 0.5	Stable
8	A-8-2-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb Ghannouch	20 24.7	0.4 0.5	Stable
9	A-8-1-P	Peak	Tajerouine-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C	0.12-0.62	Kasseb La Goulette-II	26.2 22.6	0.5 0.5	Stable
10	A-8-2-P	Peak	Tajerouine-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C	0.12-0.62	Kasseb Sousse-150kV X, Y	28.32 34 25.82	0.5 2.2 0.5	Stable
11	A-8-1-P	Peak	Tajerouine-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb La Goulette-II Sousse-150kV	26.2 22.59 16.3	0.5 0.5 0.5	Stable
12	A-8-2-P	Peak	Tajerouine-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb La Goulette-II Sousse-150kV X, Y	30.09 28.36 26.07 22.19	0.9 2.0 2.2 0.5	Stable
13	A-8-1-N	Midnight	M'Nihla-Kasseb	M'Nihla	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb	21.04	0.3	Stable
14	A-8-2-N	Midnight	M'Nihla-Kasseb	M'Nihla	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb	22.55	0.3	Stable

No. of Swing Chart	Case	Period	Fault				Result			Judgment
			Fault Line	Fault Point	Kin dof Fault	Reclosing Time (Sec)	Station	Maximum Phase Angle (Degree)	Time (Sec)	
15	A-8-1-N	Midnight	Tajerouine-Kasseb	Tajerouine	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb	21.74	0.4	Stable
16	A-8-2-N	Midnight	Tajerouine-Kasseb	Tajerouine	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb X, Y	24.77 11.59	0.4 0.5	Stable
17	A-8-1-N	Midnight	Sousse-Naassen	Sousse	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb Sousse-225kV Sousse-150kV	38.82 19.59 13.58	0.4 0.4 0.5	Stable
18	B-8-1-N	Midnight	Sousse-Naassen	Sousse	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb Sousse-225kV	46.66 20.43	0.4 0.4	Stable
19	A-8-2-N	Midnight	M'Nihla-X, Y	X, Y	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb X, Y	24.92 21.95	1.0 0.9	Stable
20	B-8-2-N	Midnight	M'Nihla-X, Y	X, Y	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb X, Y	24.62 17.66	0.3 0.9	Stable
21	A-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	X, Y	19.43	0.9	Stable
22	B-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	X, Y Sousse-150kV Goulette-II	19 12.67 17.13	1.0 1.0 1.0	Stable
	A-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62	X, Y	17.0	0.3	Stable
	B-8-1-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C-0 0-C-0	0.12-0.62	Kasseb Sousse-150kV Ghannouch	35.57 23 23	0.5 0.6 0.6	Stable
	B-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62	X, Y	17.79	0.3	Stable
	B-8-2-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62	Kasseb Ghannouch	37.74 28	0.5 0.6	Stable
	B-8-1-N	Midnight	M'Nihla-Kasseb	M'Nihla	1cct 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb	35.36	0.4	Stable

**第9章 Kasseb揚水発電計画実現のために  
今後実施すべき調査項目**

No. of Swing Chart	Case	Period	Fault					Result			Judgment
			Fault Line	Fault Point	Kin dof Fault	Reclosing Time (Sec)	Station	Maximum Phase Angle (Degree)	Time (Sec)		
15	A-8-1-N	Midnight	Tajerouine-Kasseb	Tajerouine	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb	21.74	0.4	Stable	
16	A-8-2-N	Midnight	Tajerouine-Kasseb	Tajerouine	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb X, Y	24.77 11.59	0.4 0.5	Stable	
17	A-8-1-N	Midnight	Sousse-Naassen	Sousse	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb Sousse-225kV Sousse-150kV	38.82 19.59 13.58	0.4 0.4 0.5	Stable	
18	B-8-1-N	Midnight	Sousse-Naassen	Sousse	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb Sousse-225kV	46.66 20.43	0.4 0.4	Stable	
19	A-8-2-N	Midnight	M'Nihla-X, Y	X, Y	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb X, Y	24.92 21.95	1.0 0.9	Stable	
20	B-8-2-N	Midnight	M'Nihla-X, Y	X, Y	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb X, Y	24.62 17.66	0.3 0.9	Stable	
21	A-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	X, Y	19.43	0.9	Stable	
22	B-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	X, Y Sousse-150kV Goulette-II	19 12.67 17.13	1.0 1.0 1.0	Stable	
	A-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1ect 3LG 0-C	0.12-0.62	X, Y	17.0	0.3	Stable	
	B-8-1-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1ect 3LG 0-C 0-C-0	0.12-0.62	Kasseb Sousse-150kV Ghannouch	35.57 23 23	0.5 0.6 0.6	Stable	
	B-8-2-P	Peak	M'Nihla-X, Y	X, Y	1ect 3LG 0-C	0.12-0.62	X, Y	17.79	0.3	Stable	
	B-8-2-P	Peak	M'Nihla-Kasseb	Kasseb	1ect 3LG 0-C	0.12-0.62	Kasseb Ghannouch	37.74 28	0.5 0.6	Stable	
	B-8-1-N	Midnight	M'Nihla-Kasseb	M'Nihla	1ect 3LG 0-C-0	0.12-0.62-0.74	Kasseb	35.36	0.4	Stable	

第9章 Kasseb揚水発電計画実現のために  
今後実施すべき調査項目

## 目 次

### 第9章 Kasseb揚水発電計画実現のために今後実施すべき調査項目

- 9.1 フィジビリティ・スタディ開始前に STEG よって行なわれるべき調査 ..... 9-1
- 9.2 フィジビリティ・スタディで特に留意すべき調査項目 ..... 9-1

## 第9章 Kasseb揚水発電計画実現のために今後実施すべき調査項目

本電力長期計画は将来の発電計画の中で Kasseb 揚水発電計画がフィジブルな計画として登場しうるものであるか否かについて技術的、経済的にかつ概括的に見透しを立てることにあつた。その結果は既に述べた如く、代替発電設備であるガスタービンと比較し経済的にも優れたものであるとの結論を得た。しかしながら、今回の調査結果は詳細な現地踏査を経たものではなく、又十分な資料に基づいたものでもない。したがって以下に述べる様な調査を行なつて、Kasseb 揚水発電計画の経済性の確度を高め財務分析を行なつてフィジビリティを立証しなければならない。

### 9.1 フィジビリティ調査開始前に STEG によって行なわれるべき調査

Kasseb 揚水発電計画のフィジビリティ調査は 1978 年初めには実施されなければならないが、以下の調査項目は STEG によって 1977 年末までに終了しておくことが望ましい。

- (1) 上池ダム地点、取水口地点および発電所地点（JICA 案および TECSULT 案 Etude 2 A, Variante 1）の 1/2,000 の地形図の作成。（既存の航測写真より図化して良い。）
- (2) 上池ダム軸上の地質データの整備（追加ボーリングの必要性の検討を含む）
- (3) 下池ダム（既設 Kasseb 貯水池）への流入資料の整備
- (4) 工事単価資料の整備
- (5) 社会経済評価のためのパラメータの検討および確定

### 9.2 フィジビリティ調査で特に留意すべき調査項目

今回の調査結果との関連において特に留意すべき調査項目は次のとおりである。

- (1) Kasseb 揚水発電所建屋を半屋外式とするか、地下式とするかによってプロジェクト全体の工事費に大きな差が出る。半屋外式を採用出来る条件の 1 つは、下池ダムの最低水位を EL 280.00 m にすることが出来るかどうかである。すなわち満水位 EL 290.00 m と最低水位 EL 280.00 m の間において、上水道用水 1.20 m<sup>3</sup>/sec を確保しながら下池運用が将来に亘って可能かどうかである。これは過去の流入資料を解析することによって、その可能性を検討する。
- (2) Kasseb 揚水発電所のフィジビリティを左右する代替火力発電設備であるガスタービンの燃料は Offshore の天然ガスである。この天然ガスは Kasseb 揚水発電所の揚水電力を電力系統から受電する場合の 150 MW ユニットのベース火力の燃料としても使用される。本報告書で行なわれた燃料の Economic justification の手法をベースに十分な討議を行ないフィジビリティ・スタディにおける Kasseb 揚水発電計画の経済性の確定がなされなくてはならない。

(3) 発電所位置の選定は導水路の巨長に影響し、従って土木工事費に影響を与える。本報告書の予備設計の結果は TECSULT社案 (Etude 2 A) と比較し、取水口から放水路先端までの水路構造物の距離の比較において約 450 m 長い。

フィジビリティ・スタディにおいては地質条件を考慮し、水路系の設計および発電所位置の確定がなされなくてはならない。

**APPENDIX**

# 目 次

## APPENDIX

A - 1	Gabes 湾沖合の天然ガス開発計画と天然ガスの単価 .....	A - 1
A - 2	Kasseb揚水発電計画に使用される下池貯留水の分析項目および 結果 .....	A - 5
A - 3	電力汐流図および安定度 .....	A - 6
A - 4	既設 Kassb貯水池の流量, 雨量, 上水道, 発電使用水量の実績 データ .....	A - 41
A - 5	調査団の現地調査日程 .....	A - 43
A - 6	報告書作成のために使用された主な資料リスト .....	A - 47

A-1 Gabes湾沖合の天然ガス開発計画  
と天然ガスの単価

## A-1 Gabes 湾神合の天然ガス開発計画と天然ガスの単価

Kasseb揚水開発計画実現のためには揚水動力源である150 MW火力ユニットの燃料費と密接な関係にある Offshore gasの価格を成る程度の確度で知る必要がある。何故ならば第7章の経済比較は Offshore gasの価格は国際市場価格での天然ガス価格と等しいことを前提に行なわれているからである。すなわち、もし天然ガス価格が国際価格よりも高ければ揚水動力源である150 MW火力の燃料費は高くなり、Kasseb 揚水発電計画の経済便益を減少させるであろうし、又、国際価格よりも安ければ経済便益を増加させる。

第5次5ヶ年計画（1977—1981年）に記載されている Offshore gasの開発計画の概要は次のとおりである。

### a) 建設費

埋蔵地 ( Miskar ) の開発 :	$88.0 \times 10^6$ Dinars
海中パイプラインの敷設 :	$44.0 \times 10^6$ Dinars
処理およびガソリン回収工場1ヶ所 :	$38.0 \times 10^6$ Dinars
陸上パイプライン敷設 :	$65.0 \times 10^6$ Dinars
計	$235.0 \times 10^6$ Dinars ( $546.5 \times 10^6$ US\$)

### b) 天然ガス埋蔵量

Gabes 湾の神合140 Km地点のMiskarの埋蔵量は500億立方メートルから800億平方メートルと見積られる。

### c) 計画採取天然ガス量

上記a)で述べた投資によって年産30億立方メートルの天然ガス輸送が可能となろう。しかし初年度1981年の生産量は15億立方メートルと見込まれる。

### d) 天然ガスの使用目的

開発された貴重な天然ガスはこれまでのように単に一次エネルギー源として使用されるのではなくガス化学工業も発展させチュニジア経済の変革を導入するよう要求される。

Fig A-1に天然ガスパイプラインの敷設ルートおよび口径を示す。

チュニジア政府は Offshore gas開発を5ヶ年開発計画の主要プロジェクトの1つにあげ現在鋭意世界銀行との間で借款交渉を行なっている。天然ガスの埋蔵量はその後の調査によれば800億立方メートルないし1500億立方メートルと云われ、このうち可採量は800億立方メートルと云われている。一方パイプライン、Gabes湾神合のプラットフォーム、石油抽出設備を含む総建設費は第5次5ヶ年

計画の 546.5 百万<sup>6</sup> US\$ より 750 百万 US\$ に上昇が予想されている。

調査団は上述のような現状を踏えて下記条件のもとで Offshore gas のコストを算定した。

1. 仮定条件

a) 総建設費	750 × 10 <sup>6</sup>	US\$
b) 耐用年数	20 年	
	(一般にプラットフォームの機械装置で決まる)	
* <sub>1</sub> c) 保守運転維持費	総建設費の 1.23 %	
d) 資本費(金利および消却)		
金利 7 % / 年の場合	70.8 × 10 <sup>6</sup>	US\$ / 年
金利 10 % / 年の場合	88.1 × 10 <sup>6</sup>	US\$ / 年

			単位 10 <sup>6</sup> US\$
2. 年経費	i = 7 %	i = 10 %	
a) 資本費	70.8	88.1	
b) 保守運転維持費	9.2	9.2	
計	80.0	97.3	

3. 天然ガスのコスト

	採取量 (10 <sup>6</sup> Nm <sup>3</sup> )	1,500 の場合	3,000 の場合
	天然ガスコスト (US\$ / 10 <sup>3</sup> Nm <sup>3</sup> )		
	i = 7 %	53.3	26.7
	i = 10 %	64.9	32.4
* <sub>2</sub>	C 重油国際価格との比率 (%)		
	i = 7 %	65.5	32.8
	i = 10 %	79.7	39.8

\*<sub>1</sub> 管理費を含む

\*<sub>2</sub> : 天然ガスの国際価格 75.6 US\$ / 10<sup>3</sup> Nm<sup>3</sup>

(150 MW × 3 ユニットが年負荷率 100% で稼動した場合 1,000 百万 Nm<sup>3</sup> を消費する。)

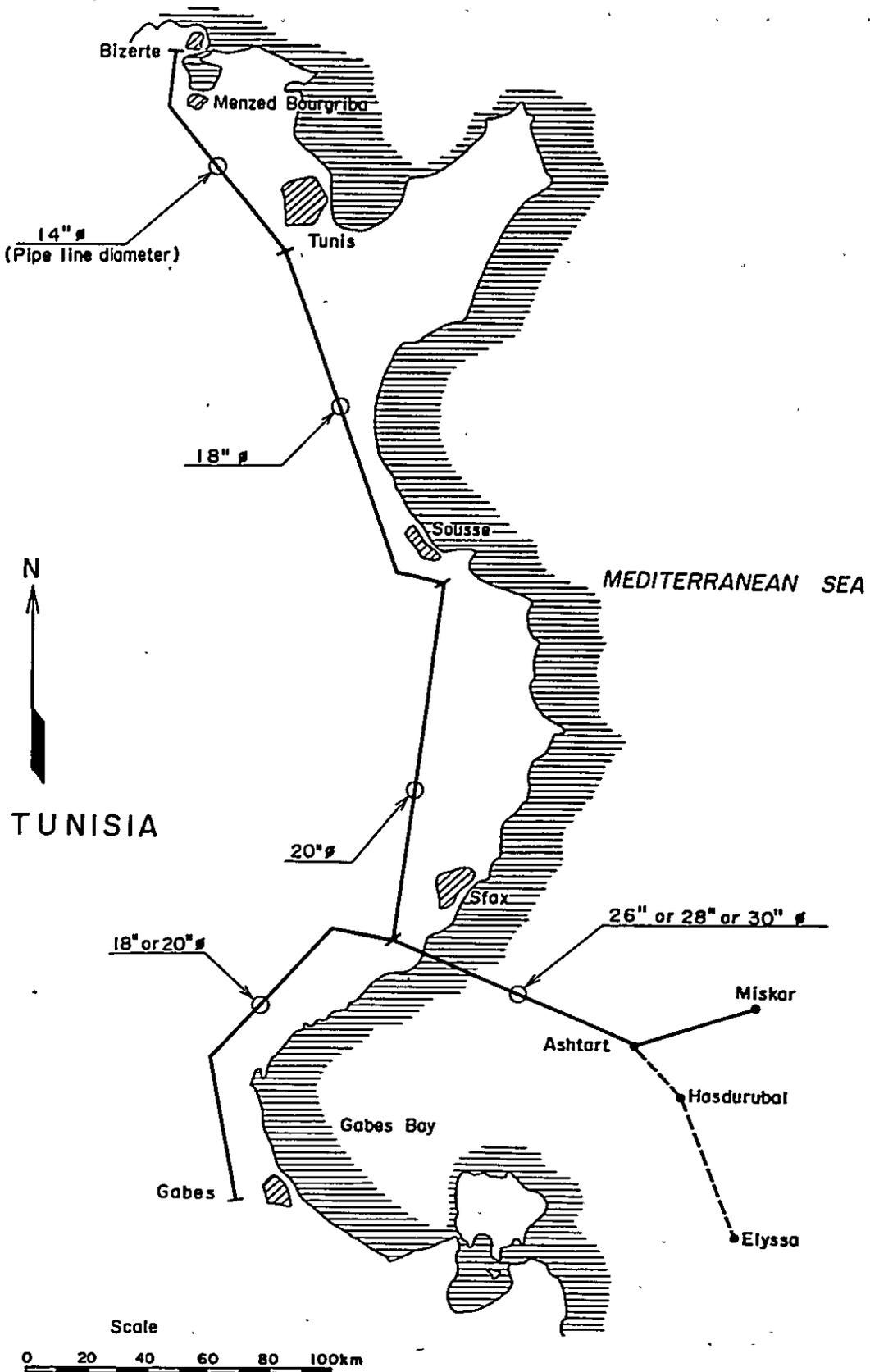
STEG 電力系統 5 ヶ年開発計画の中では Sousse 火力発電所に供給される Offshore gas の価格を 10 Dinars / 10<sup>3</sup> Nm<sup>3</sup> (23.3 US\$ / 10<sup>3</sup> Nm<sup>3</sup>) ないし 20 Dinars / 10<sup>3</sup> Nm<sup>3</sup> (46.4 US\$ / 10<sup>3</sup> Nm<sup>3</sup>) と予想しているが上述の如く天然ガスパイプラインの利用率によってかなり天然ガス

コストに変化がある。すなわち30億立方メートルの天然ガスを消費することが可能な場合そのコストは、借入金の年利子率10%の場合は13.9 Dinars /  $10^8 \text{ Nm}^3$  ( 32.4 US\$ /  $10^8 \text{ Nm}^3$  )であり、初年度の予想需要である15億立方メートルの場合には27.9 Dinars /  $10^8 \text{ Nm}^3$  ( 64.9 US\$ /  $10^8 \text{ Nm}^3$  )となり天然ガスの国際価格と比較して夫々42.9% および85.8%となる。

(注)  $10^8 \text{ Nm}^3$  の天然ガス発熱量はC重油1tonの発熱量とほぼ等しい。

Fig.A-1 Pipe Line for Natural Gas(Off Shore)

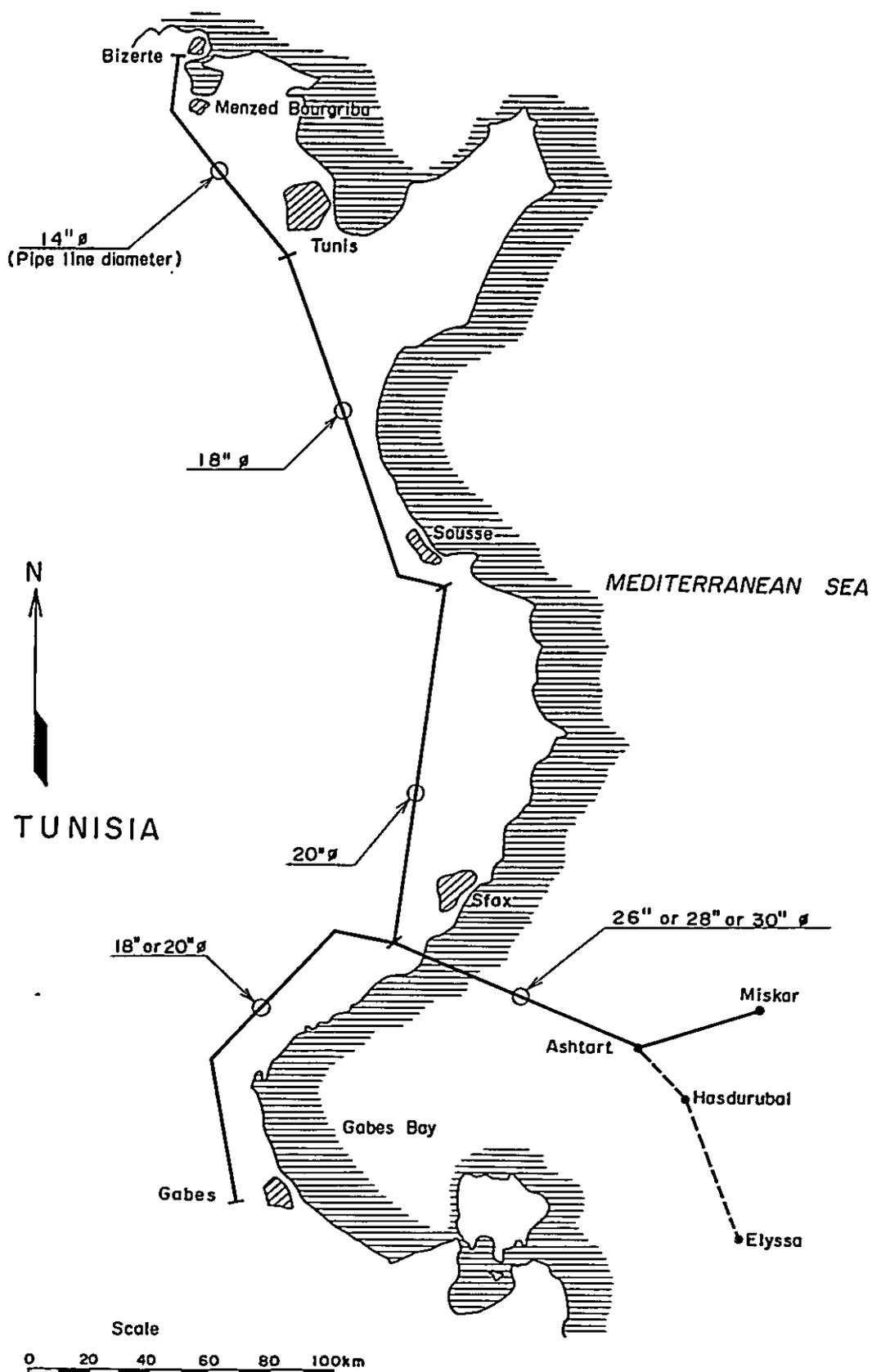
(天然ガス・パイプライン)



**A-2 Kasseb 揚水発電計画に使用される  
下池貯留水の分析項目および結果**

Fig.A-1 Pipe Line for Natural Gas(Off Shore)

(天然ガス・パイプライン)



**A-2 Kasseb 揚水発電計画に使用される  
下池貯留水の分析項目および結果**

A-2 Kasseb揚水発電計画に使用される下池貯留水の  
分析項目および結果

既設カセブダムに貯留された水は現在首都チュニスへ上水道用水として最大1.20 m<sup>3</sup>/sec が送水されている。カセブ揚水発電計画はこの上水道用水を貯水池の左岸に位置する上池に揚水し、下池に落下させ発電に利用しようとするものである。このように揚水—発電—揚水—発電というサイクルで貯留水は利用されるが、水の中に不純物（塩分、硅砂、等）を含む場合は水と接触する機械類に不測の被害を与える。調査団は現地調査の際に約1リットルの貯留水（下池となる既設カセブダム）を日本に持ち帰り分析したが、その結果は下表のとおりであり、ポンプ—水車の設計製作上特別な対策は不必要なことが分かった。

分析項目	分析方法	検水使用量 (ミリ・リットル)	結 果	飲料水基準	
				日本(水道法)	WHO
塩素イオン	テオミアン酸 第二水銀法	10	40.0PPM	<200PPM	<200PPM
シア	ピリジン・ピラソロン	200	不検出	不検出	
総水銀	原子吸光度法	100	不検出	不検出	
銅	"	200	不検出	<1.0PPM	<1.0PPM
鉄	"	200	<0.1PPM	<0.3PPM	<0.3PPM
フッ素	イオン電極	50	不検出	<0.8PPM	
鉛	原子吸光度法	200	不検出	<0.1PPM	
亜鉛	"	200	不検出	<1.0PPM	<5.0PPM
総クロム	"	100	不検出	6価クロム <0.05PPM	
ヒ素	ジエチルジチオ カルバミン酸銀	100	不検出	<0.05PPM	
マンガン	原子吸光度法	200	不検出	<0.3PPM	<0.1PPM
全硬度	EDTA 滴定	50	177PPM	<300PPM	
カルシウム硬度	"	50	128PPM		
マグネシウム硬度	"	50	49PPM		
PH	PH計	—	7.15		7.0 — 8.5
導電率	導電率計	—	390μS/cm		
SS		1040	82 PPM		
COD	100℃における K <sub>2</sub> MnO <sub>2</sub> 法	50	1.4 PPM	<10PPM	
カドミウム	原子吸光度法	200	不検出		

\*参考値

分析所 : 磯子火力発電所

分析年月 : 昭和52年4月

### A-3 電力汊流図および安定度

Appendix A-3-(1)

Rating and Characteristics of Generators and Transformers

Station	Generator						Transformer			
	No. of Unit	Capacity of Unit (MVA)	Output of Unit (MW)	Power Factor	Xd' Machine Base (%)	M (sec)	Capacity of Transf. (MVA)	Transf. Voltage (KV)	Reactance of Transformer Machine Base (%)	Station Capacity (MW)
Existing										
La Goulette-II	2	34.375	27.5	0.8	18	8.07	64	99/12.5	10	55
Ghannouch	2	33.3	30	0.9	20.4	7.2	64	158/12.5	11.2	60
Tunis-Sud	2	27	21.6	0.8	18.6	19.18	55.38	96.5/5.5	10.74	43.2
Tunis-Sud	1	27.75	22	0.8	15.6	17.1	29.5	96/11	11.4	22
Menzer Bourguilba	2	27.75	22	0.8	15.6	17.1	59	96/11	11.4	44
Bouchemma	2	43.5	34.8	0.8	23.5	12	85	228/11	11	69.6
Sfax	2	27.75	22	0.8	15.6	17.1	59	158/11	11.8	44
Korba	1	27.75	22	0.8	15.6	17.1	29.5	96/11	11.4	22
Metlaoui	1	27.75	22	0.8	15.6	17.1	29.5	158/11	11.8	22
Side Salem	1	40	36	0.9	37	7	40	90/11	10	36
Fernana	1	10.9	9.08	0.8	25.1	5.32	12.3	93/5.5	9.26	9.08
Nebeur	2	8.25	6.6	0.8	37~30	4.84~5.0	16.5	92/5.5	9.7	6.6
Projected										
Kasseb	2	83.3	75	0.9	29.2	10.8	168	225/16.5	11	150
Kasseb	2	111	100	0.9	29.2	10.8	222	225/16.5	11	200
X, Y	2	179	161	0.9	16	8	400	225/12.5	14	322
Sousse	1	179	161	0.9	16	8	200	158/12.5	12	161
Sousse	3	179	161	0.9	16	8	600	225/12.5	14	483

Characteristics of 225 kV Transmission Line

A-3-(2)

Conductors: ACSR  
225 kV, 1000 MVA Base

Line	L (km)	S (mm <sup>2</sup> )	R (%)	X (%)	Y/2 (%)
Bouchemma - Oueslatia <sup>1/</sup>	226	411	39.28	186.13	1.487
Oueslatia - Tajerouine <sup>1/</sup>	100	411	17.38	83.36	0.658
Naassen - M'Nihla <sup>1/</sup>	40	411	6.95	32.94	0.263
Oueslatia - Naassen <sup>1/</sup>	112	411	19.47	93.24	0.737
Naassen - La Goulette <sup>1/</sup>	17	2 x 411	1.50	11.75	0.119
La Goulette - M'Nihla <sup>1/</sup>	25	2 x 411	2.21	17.28	0.175
Kasseb - Tajerouine <sup>1/</sup>	110	411	19.12	90.6	0.724
Kasseb - M'Nihla <sup>1/</sup>	110	411	19.12	90.6	0.724
Ghannouch - Sfax <sup>1/</sup>	130	411	22.59	107.07	0.856
M'Nihla - M. Bourguiba <sup>1/</sup>	53	411	9.21	43.65	0.349
Naassen - M'Nihla <sup>1/</sup>	40	2 x 411	3.532	27.64	0.279
Naassen - M'Nihla (par Goulette) <sup>1/</sup>	42	2 x 411	3.709	29.02	0.293
Soussé - Oueslatia <sup>1/</sup>	105	411	18.25	86.48	0.691
Sousse - Naassen <sup>1/</sup>	112	411	19.47	92.24	0.737
Tajerouine - El Aouinet <sup>1/</sup>	60	411	10.43	49.42	0.395
X, Y - M'Nihla (1) <sup>2/</sup>	20	411	1.766	13.82	0.1397
X, Y - M'Nihla (2) <sup>2/</sup>	20	411	1.766	13.82	0.1397

Note 1/: Transmission lines projected by STEG.

2/: Transmission lines estimated by JICA.

Characteristics of 150 kV Transmission Line

A-3-(3)

Conductor: ACSR  
150 kV, 1000 MVA Base

Line	L (km)	S (mm <sup>2</sup> )	R (%)	X (%)	Y/2 (%)
La Goulette - M'saken	129	297	83.59	234.83	0.406
M'saken - Sfax	102.5	297	64.42	186.59	0.323
Sfax - Maknassy	104	297	67.39	189.32	0.328
Maknassy - Metlaoui	116	297	75.17	211.17	0.365
Metlaoui - Kasserine	106	297	68.69	192.96	0.334
Kasserine - Tajerouine	83.5	297	54.11	152.0	0.263
Ghannouch - Robbana	102	297	66.1	185.68	0.321
Maknassy - Ghannouch (1)	100	297	64.8	182.04	0.315
Maknassy - Ghannouch (2)	93	411	36.32	172.14	0.272
M'saken - Akouda <sup>1/</sup>	26	297	16.85	47.33	0.0819
Akouda - Hammamet <sup>1/</sup>	99	297	64.15	180.22	0.312
La Goulette - Hammamet <sup>1/</sup>	83	297	53.78	151.09	0.261
Sfax - Ghannouch <sup>1/</sup>	130	411	50.76	240.63	0.380
Naassen - Hammamet <sup>1/</sup>	70	297	45.36	127.43	0.221
Sousse - M'saken <sup>1/</sup>	14	411	5.47	25.914	0.041
Sousse - Akouda <sup>1/</sup>	14	411	5.47	25.914	0.041
Bouchemma - Ghannouch <sup>1/</sup>	3.5	265	2.31	6.393	0.011
Ghannouch - Cimenterie de Gabes <sup>1/</sup>	10	297	6.48	18.2	0.0315

Note 1/: Transmission lines projected by STEG.

### Characteristics of 90 kV Transmission Line

A-3-(4)

Conductor: ACSR  
90 kV, 1000 MVA Base

Line	L (km)	S (mm <sup>2</sup> )	R (%)	X (%)	Y/2 (%)
Tajerouine - El Aouinet	60	288	109.56	303.54	0.0792
Tajerouine - Nebeur	59	288	107.73	298.48	0.0779
Nebeur - Dendouba	21	288	38.35	106.24	0.0277
Dendouba - Fernana	27	288	49.30	136.59	0.0356
Fernana - El Haddar	93	288	169.82	470.49	0.1228
Fernana - Tunis-Sud	143	288	261.12	723.44	0.1888
Tunis Sud - Tunis-Ouest	10	288	18.26	50.59	0.0132
La Goulette - Tunis Sud (1)	16	288	29.22	80.94	0.0211
La Goulette - Tunis Sud (2)	16	288	29.22	80.94	0.0211
La Goulette - Tunis-Ouest	27	288	49.30	136.59	0.0356
Tunis-Ouest - M. Bourguiba	58	181.6	129.4	286.29	0.0657
Tunis-Sud - Korba	65	176	154	320.8	0.074
Naassen - Tunis-Sud (1) <sup>1/</sup>	8	420	8.64	41.09	0.0084
Naassen - Tunis-Sud (2) <sup>1/</sup>	8	420	8.64	41.09	0.0084
M'Nihla - Tunis-Nord (1) <sup>1/</sup>	7	411	7.525	35.91	0.00735
M'Nihla - Tunis-Nord (2) <sup>1/</sup>	7	411	7.525	35.91	0.00735
La Goulette - Tunis-Nord <sup>1/</sup>	20	288	36.52	101.18	0.0264
Tunis-Nord - Tunis-Ouest <sup>1/</sup>	7	288	12.78	35.41	0.00924
Aroussia - M. Bourguiba <sup>1/</sup>	40	176	94.76	197.44	0.0453
Aroussia - Fernana <sup>1/</sup>	100	288	182.6	505.9	0.132
Aroussia - Tunis-Sud <sup>1/</sup>	43	288	78.52	217.54	0.0568
Sidi Salem - Aroussia <sup>1/</sup>	40	116.2	151.04	197.44	0.0453
Menzel Bourguiba - M'Nihla <sup>1/</sup>	53	181.6	118.24	261.61	0.0601
Naassen - Korba <sup>1/</sup>	58	176	137.40	286.29	0.0657
Sidi Salem - Oued Zarga <sup>1/</sup>	10	288	18.26	50.59	0.0132
Oued Zarga - Aroussia <sup>1/</sup>	40	288	73.04	202.36	0.0528
Oued Zarga - Fernana <sup>1/</sup>	60	288	109.56	303.54	0.0792
M'Nihla - Tunis Ouest <sup>1/</sup>	12	181.6	26.77	59.23	0.0136
M. Bourguiba - Cimenterie de Bizerte <sup>1/</sup>	22	288	40.17	112.3	0.029
Tajerouine - Cimenterie Algero-Tunisienne <sup>1/</sup>	8	288	14.61	40.47	0.01
M. Bourguiba - El Fouladh <sup>1/</sup>	2.5	288	4.57	12.65	0.0033

Note 1/ : Transmission lines projected by STEG.

A-3-(5)

## Rating and Characteristics of 225 kV Transformer for Substation

Station	No. of Unit	Capacity of Trans. (MVA)	Transf. Voltage (KV)	Xt Reactance of Transf. Machine Base (%)	Station Capacity (MVA)	Reactive Power Supply Equipment			
						S.C (Mvar)		R.C	Reactor
						10 KV	30 KV	(Mvar)	(Mvar)
Nassen	2	100	225/90	14	200				
Tajerouine	1	100	225/150	14	100				
Tajerouine	1	50 <sup>y</sup>	225/150	14	50				
Oueslatia	2	30	225/30	11	60				20 x 1
M'nihla	2	100	225/90	14	200				
M'nihla	1	100 <sup>y</sup>	225/90	14	100				
Sousse	1	100	225/150	14	100				
Sousse	1	100 <sup>y</sup>	225/150	14	100				
Bouchemma	1	100	225/150	14	100				20 x 1

Note y/: Additional transformer.

A-3-(6)

## Rating and Characteristics of 150 kV Transformer for Substation

Station	No. of Unit	Capacity of Trans. (MVA)	Transf. Voltage (KV)	Xt Reactance of Transf. Machine Base (%)	Station Capacity (MVA)	Reactive Power Supply Equipment			
						S.C (Mvar)		R.C	Reactor
						10 KV	30 KV	(Mvar)	(Mvar)
Hammamet	2	30	150/33	12	60				
Akouda	1	15	150/33	12.15	15				
Akouda	2	30	150/33	12	60				
Akouda	1	25 <sup>y</sup>	150/33	11.24	25				
M'Saken	1	25	150/33	11.24	25		9.6x1		
M'Saken	1	25 <sup>y</sup>	150/33	11.24	25				
M'Saken	2	40	150/33	12	80				
Sfax	2	25	150/33	11.24	50				
Sfax	1	40	150/33	12	40				
Sfax	1	30 <sup>y</sup>	150/33	12	30				
Sfax	1	40 <sup>y</sup>	150/33	12	40				
Maknassy	2	15	150/33	12.5 12.6	30				6 x 1
Ghannouch	2	15	150/33	12.07 12.06	30				6 x 2
Ghannouch	1	40 <sup>y</sup>	150/33	12	40				
Ciementeri Gabes	1	15	150/33	12	15				
Ciementeri Gabes	1	15 <sup>y</sup>	150/33	12	15				
Robbana	2	15	150/33	12.11 11.88	30				
Metlaoui	3	40	150/33	12	120		9.6x1		6 x 1
Kasserine	2	15	150/33	12	30		10x1		
Tajerouine	2	20	150/90	12.2	40				

A-3-(7)

## Rating and Characteristics of 90 kV Transformer for Substation

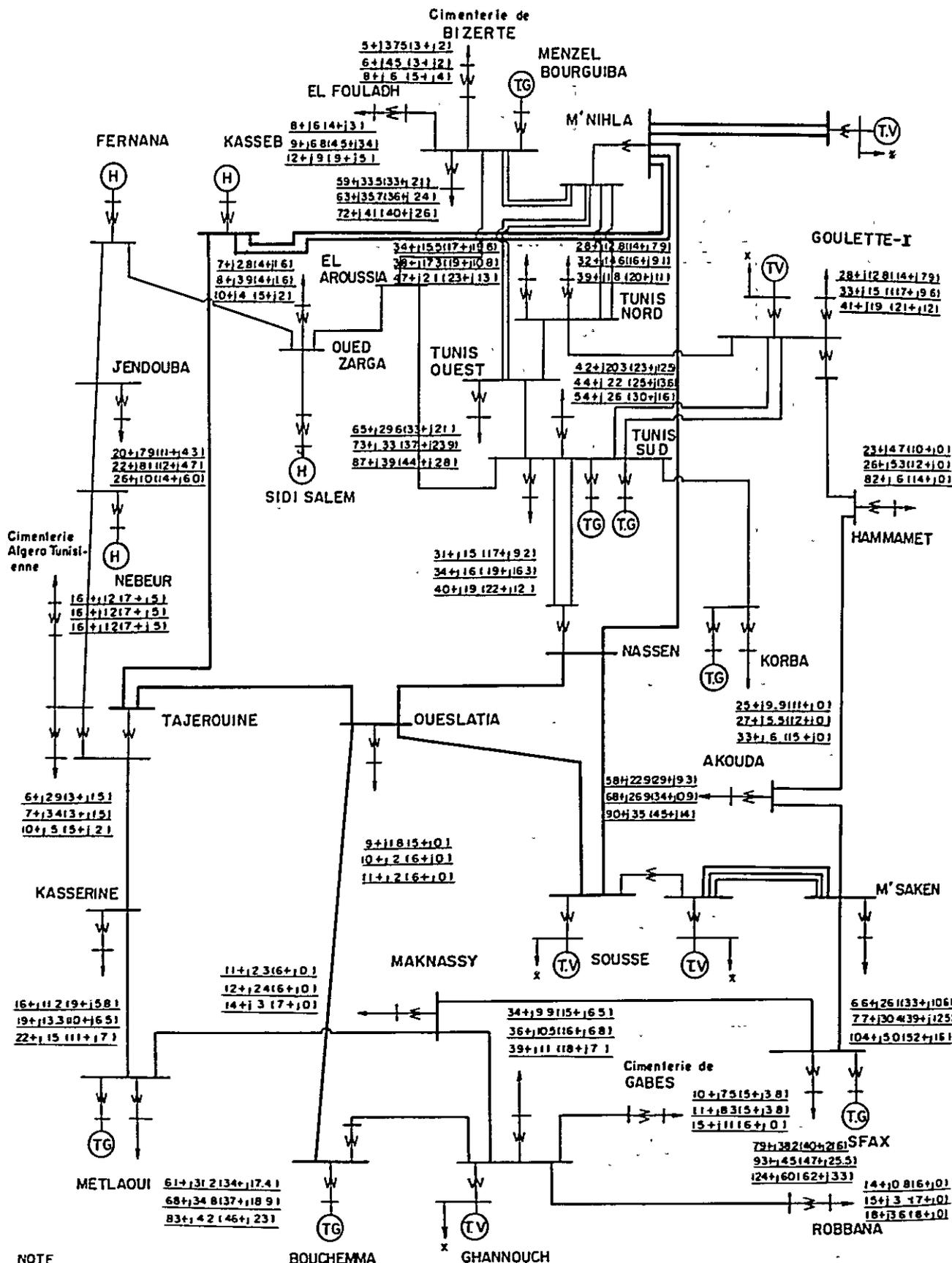
Station	No. of Unit	Capacity of Trans. (MVA)	Transf. Voltage (KV)	Xt Reactance of Transf. Machine Base (%)	Station Capacity (MVA)	Reactive Power Supply Equipment			
						S.C (Mvar)		R.C	Reactor
						10 KV	30 KV	(Mvar)	(Mvar)
Tunis-Sud	2	20	90/33	12.4 12.6	40		8.4x1	23 x 2 (prod.)	
"	1	30	90/33	11.65	30			6 x 2 (abs.)	
"	2	30	90/11	9.5 9.75	60				
Tunis-Ouest	2	30	90/11	13.1	60	8.4x1			
"	1	40	90/11	13	40				
Tunis-Nord	1	30	90/33	11.6	30				
"	1	40	90/33	11.6	40				
"	1	30	90/11	13	30				
"	1	40	90/11	13	40				
La Goulette	1	40	90/33	9.84	40				
"	1	50	90/33	9.6	50				
Menzel Bourguiba	1	20	90/33	11.6	20		9.6x1		
"	2	40	90/33	11.6	80				
Jendouba	2	15	90/33	10	30				
Oued-Zarga	1	10	90/33	9.7	10				
"	1	15	90/33	10.08	15				
Bizerte	1	20 <sup>1/</sup>	90/33	9.8	20				
Fouladh	1	20 <sup>1/</sup>	90/33	9.8	20				
Korba	2	15	90/33	11	30				
"	1	20	90/33	11.55	20				
Tajerouine	2	15	90/33	9.8	30				
Cimenterie Algero Tunisienne	1	20 <sup>1/</sup>	90/33	10	20				

Note 1/ : Additional transformer.



Fig.A-3-2

Load Distribution



NOTE

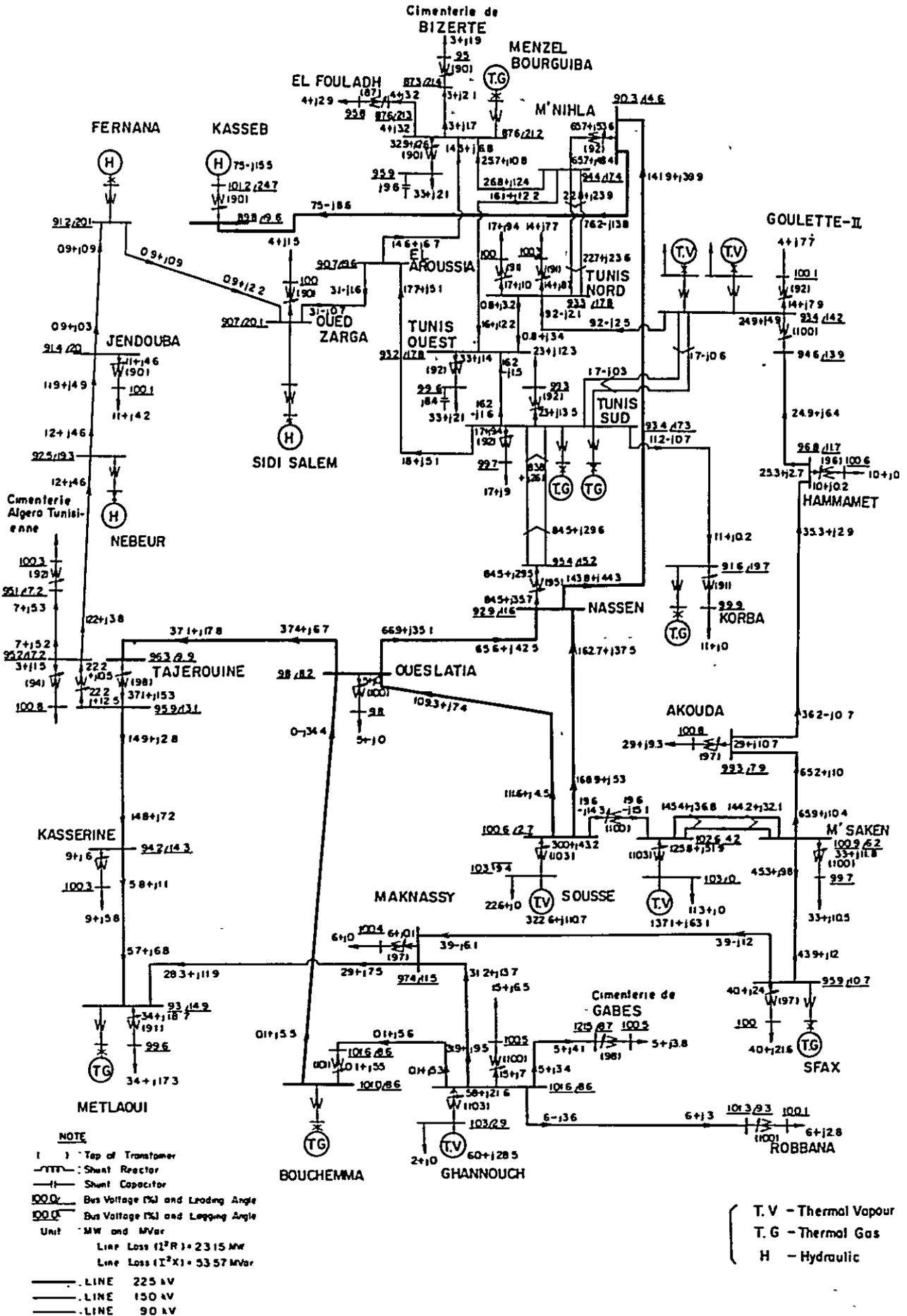
$P^{MW} + j Q^{Mvar}$  This figures show the peak (mid night) load in 1985  
 \* \* \* \* \* in 1986  
 \* \* \* \* \* in 1988

X ----- Auxiliary use  
 ——— LINE 225 kV  
 ——— LINE 150 kV  
 ——— LINE 90 kV

T.V - Thermal Vapour  
 T.G - Thermal Gas  
 H - Hydraulic



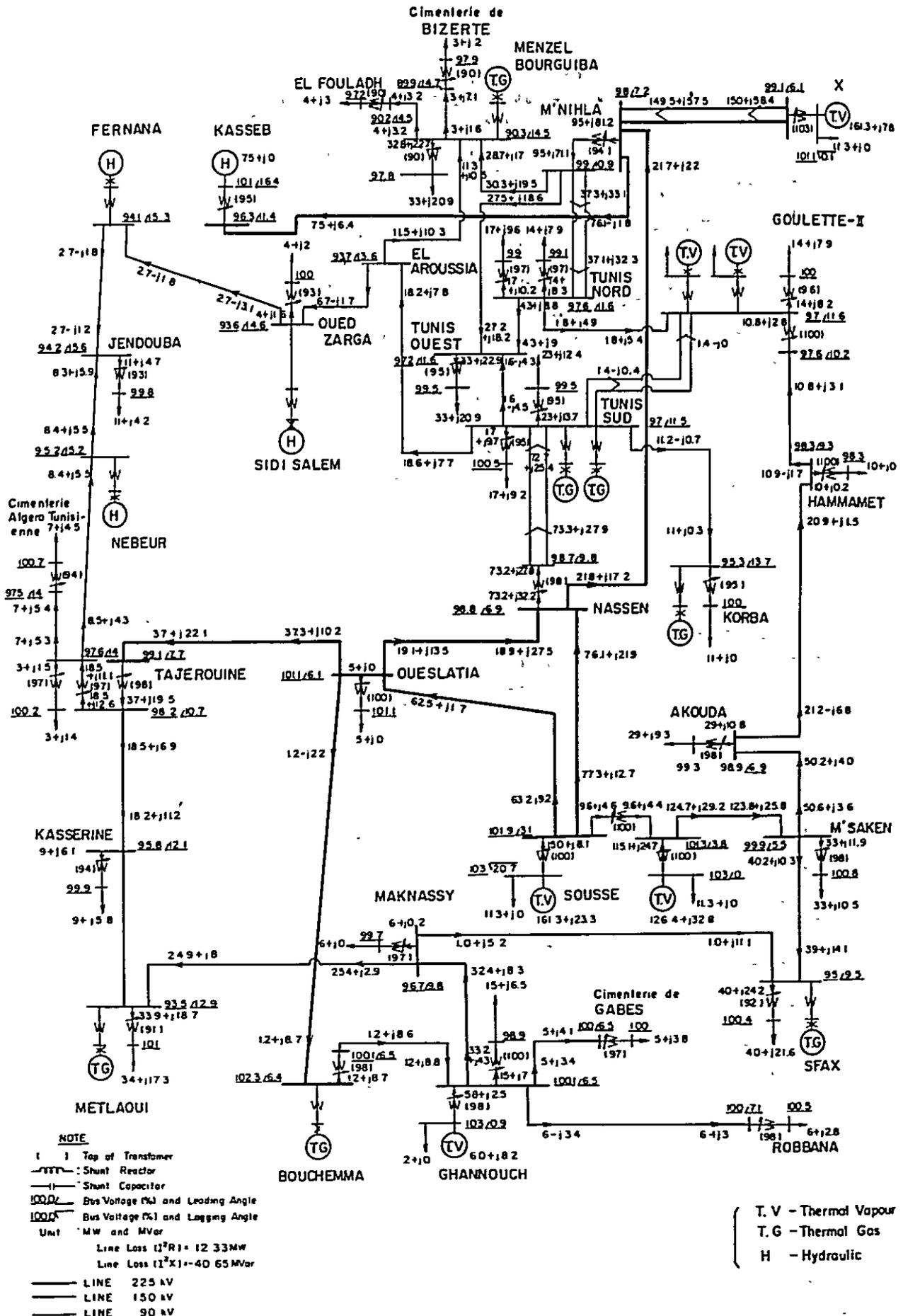
Fig.A-3-4 Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1985



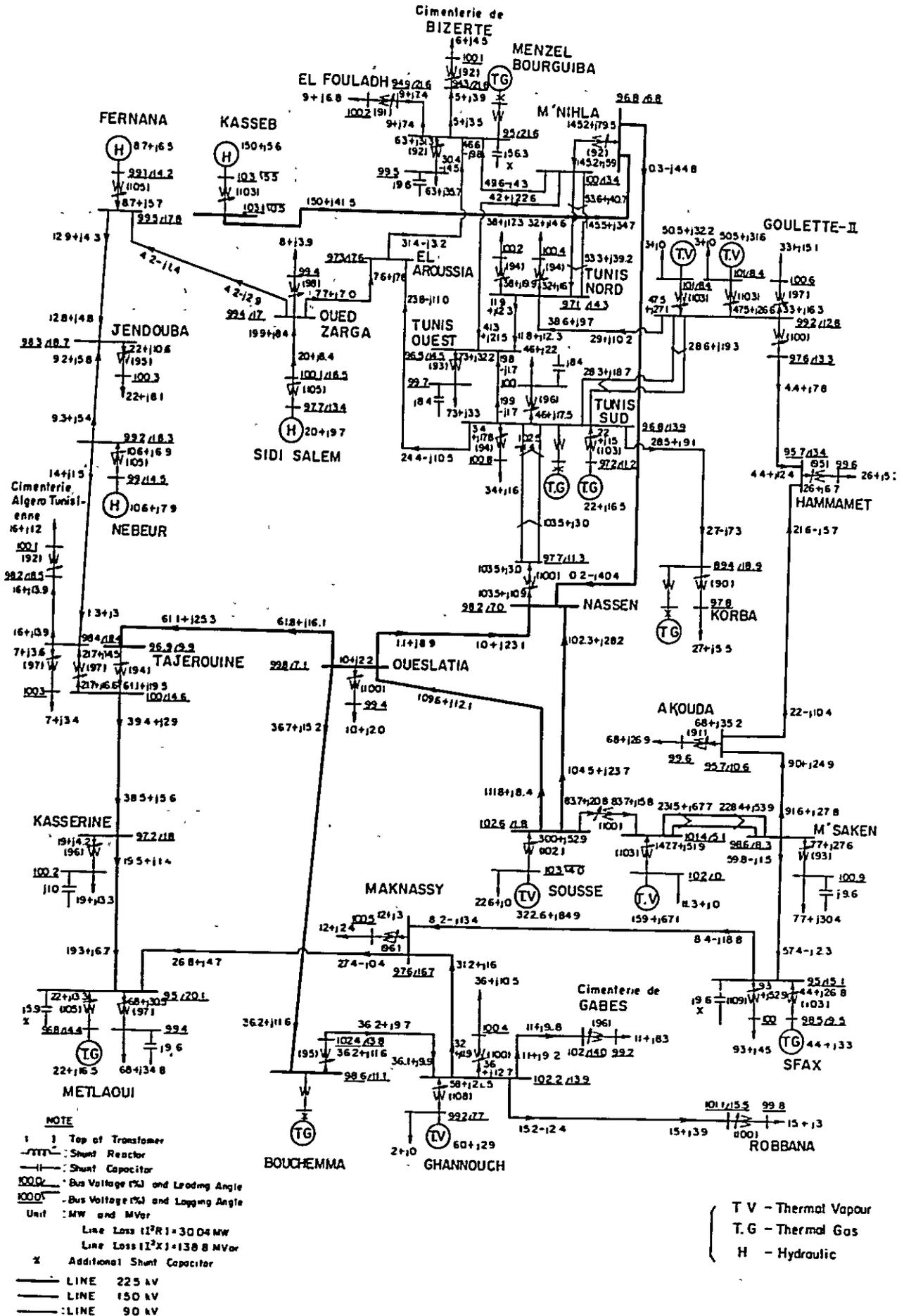


Case A-5-2-N

Fig.A-3-6 Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1985.

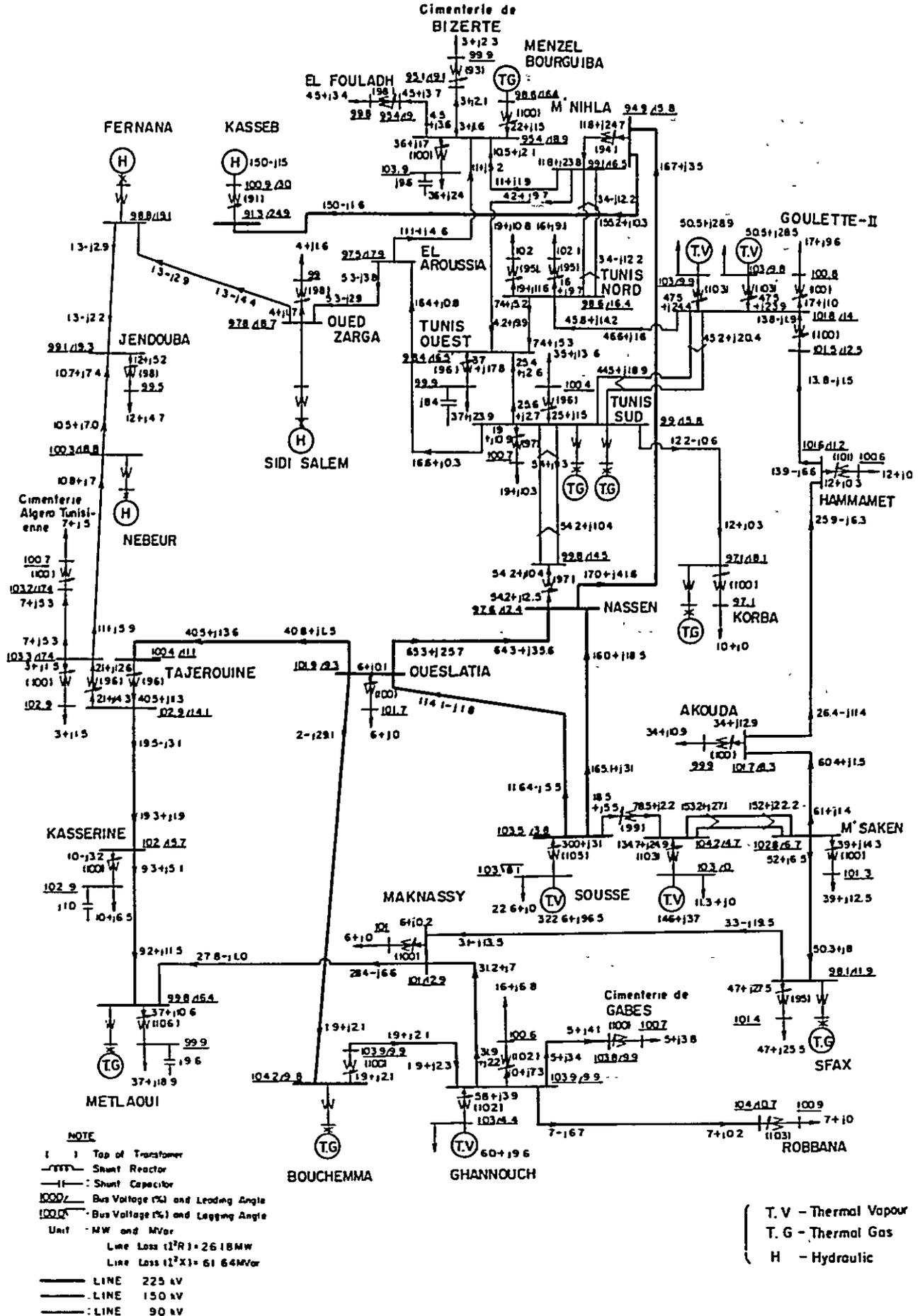


Case A-6-1-P  
 Fig.A-3-7 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1986



Case A-6-1-N

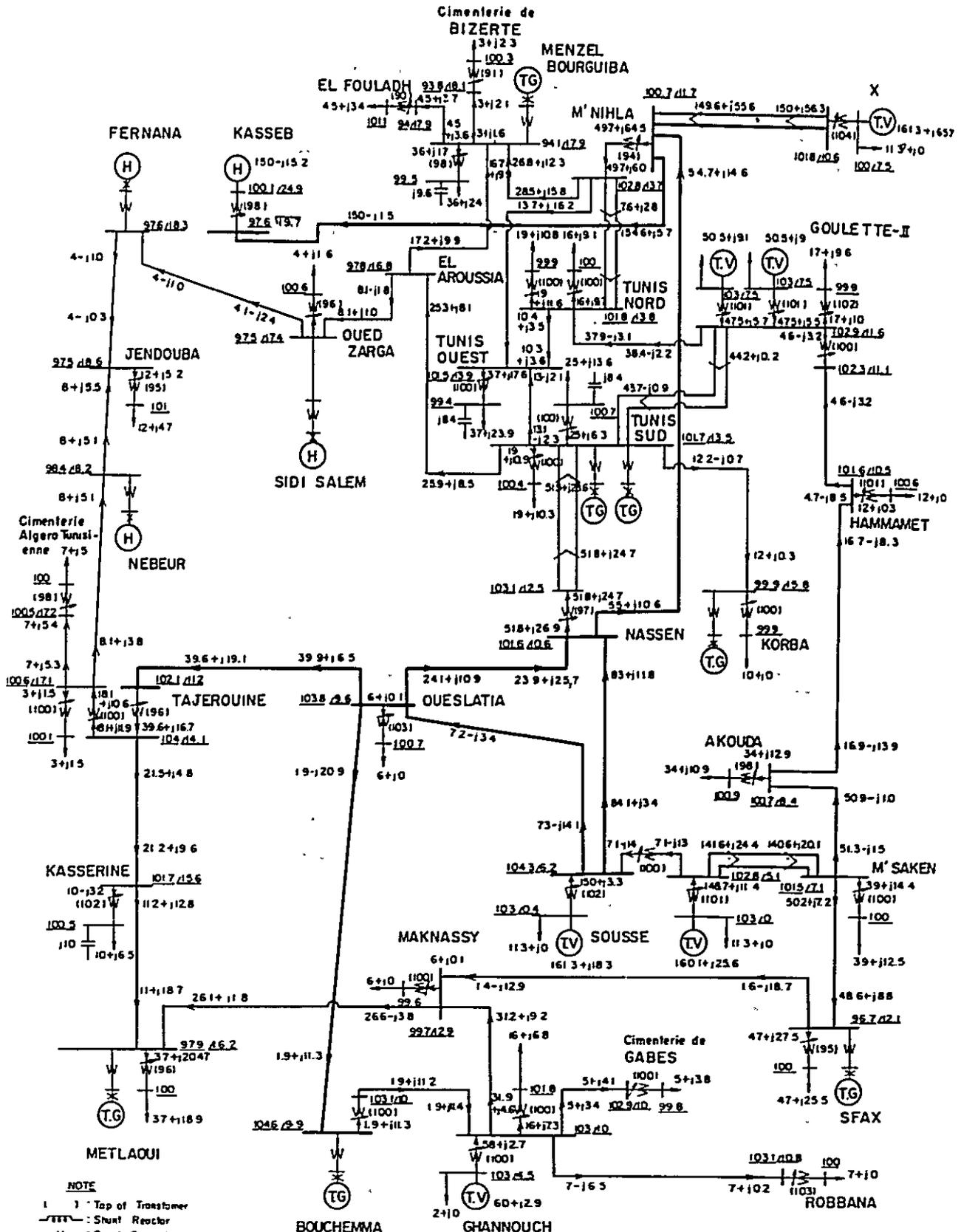
Fig.A-3-8 Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1986





Case A-6-2-N

Fig.A-3-10 Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1986

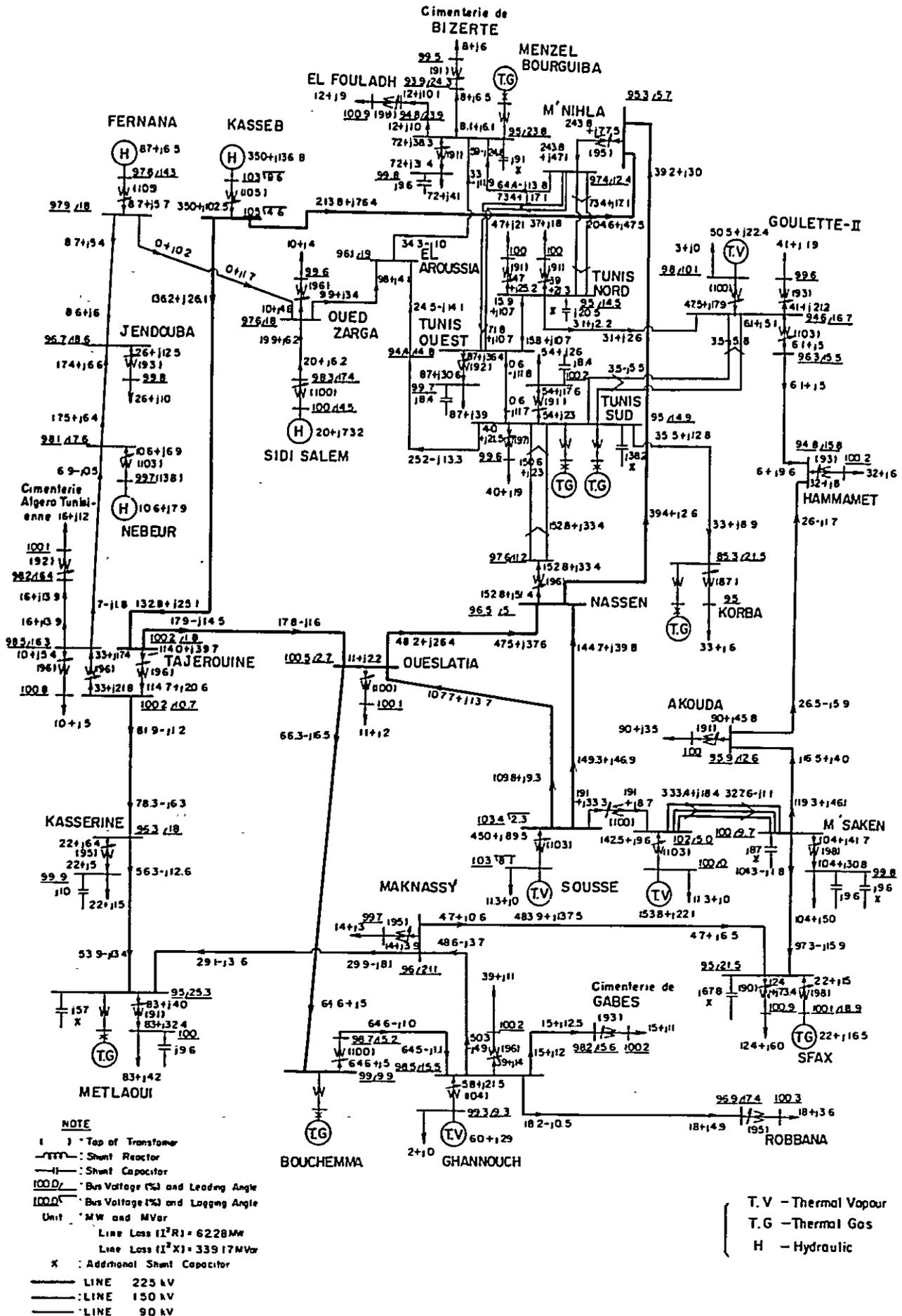


**NOTE**

- 1 - Top of Transformer
- Shunt Reactor
- Shunt Capacitor
- 1000/ - Bus Voltage (%) and Leading Angle
- 1000/ - Bus Voltage (%) and Lagging Angle
- Unit : MW and MVar
- Line Loss (I<sup>2</sup>R) = 18.28 MW
- Line Loss (I<sup>2</sup>X) = 23.44 MVar
- . LINE 225 kV
- . LINE 150 kV
- . LINE 90 kV

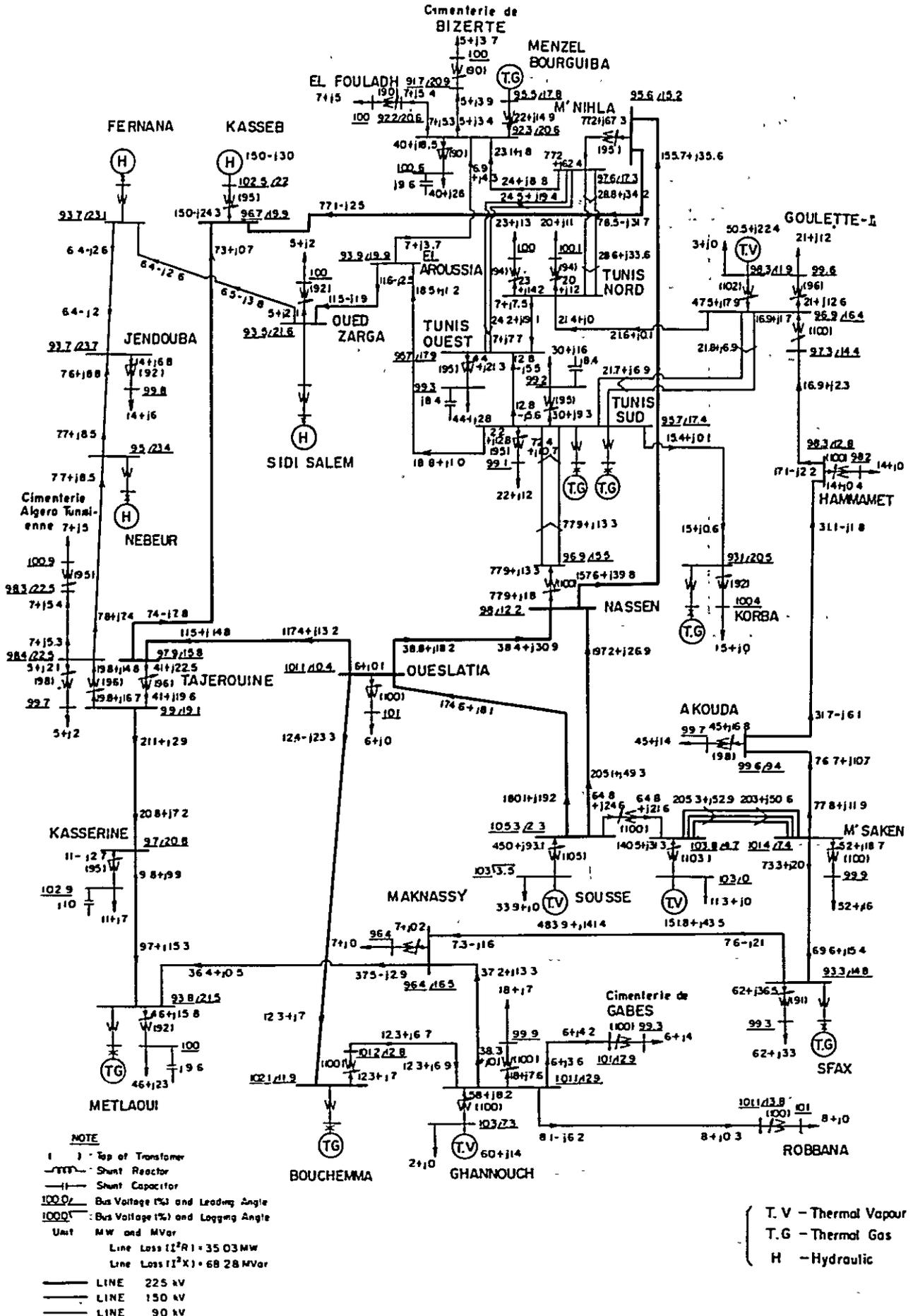
T.V - Thermal Vapour  
 T.G - Thermal Gas  
 H - Hydraulic

Fig.A-3-11 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1988



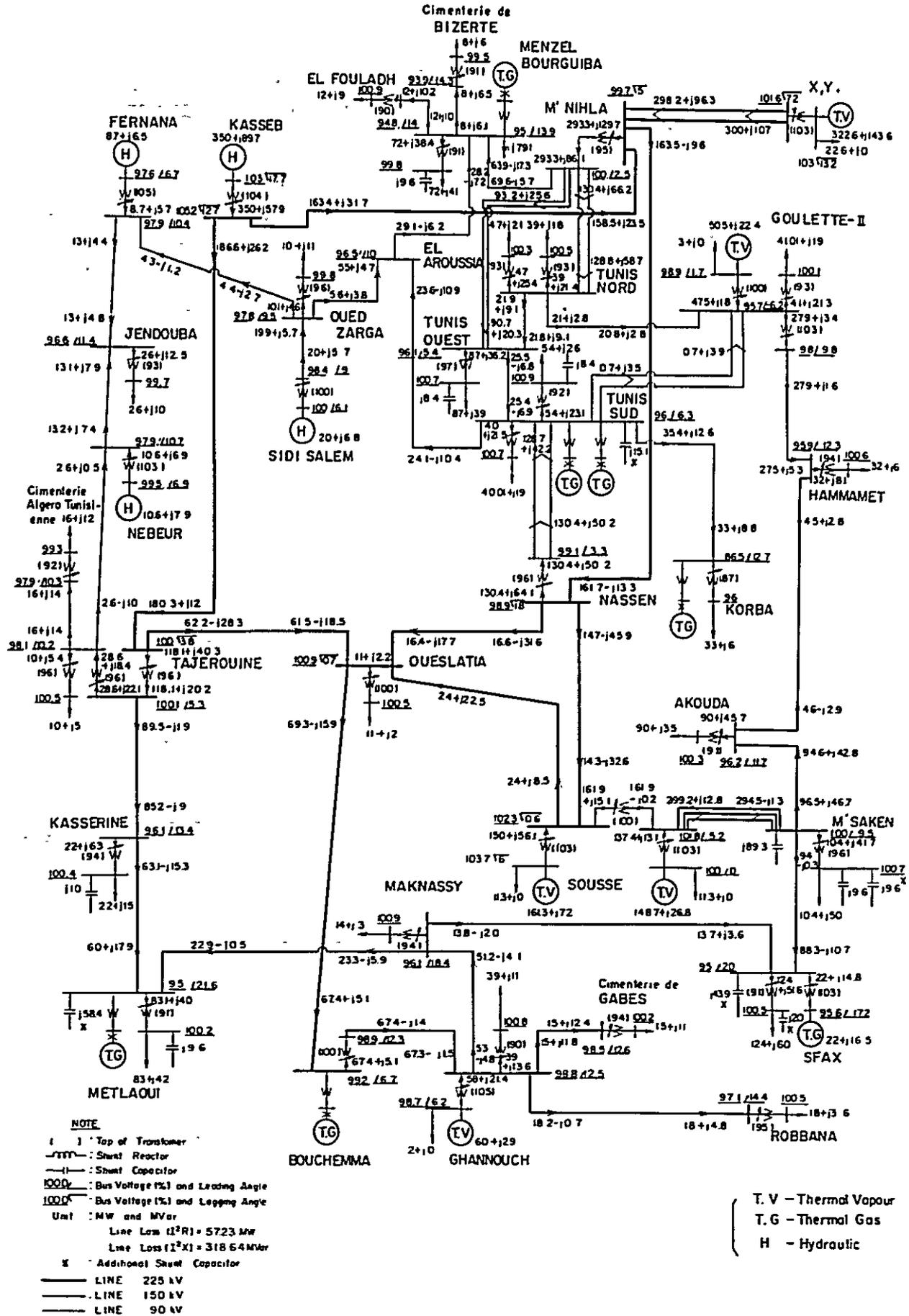
Case A-8-1-N

Fig.A-3-12 Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1988



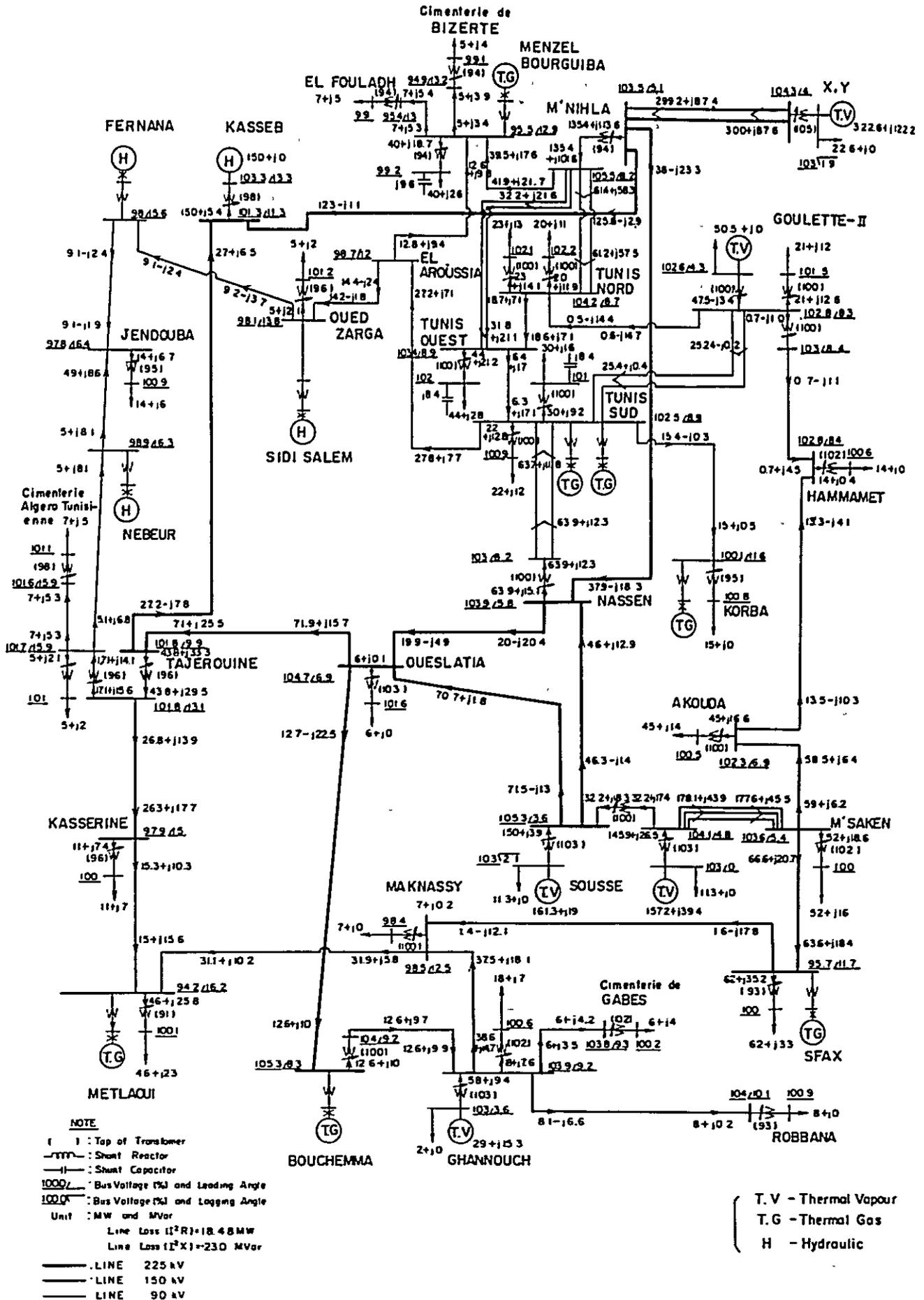
Case A-8-2-P

Fig. A-3-13 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1988

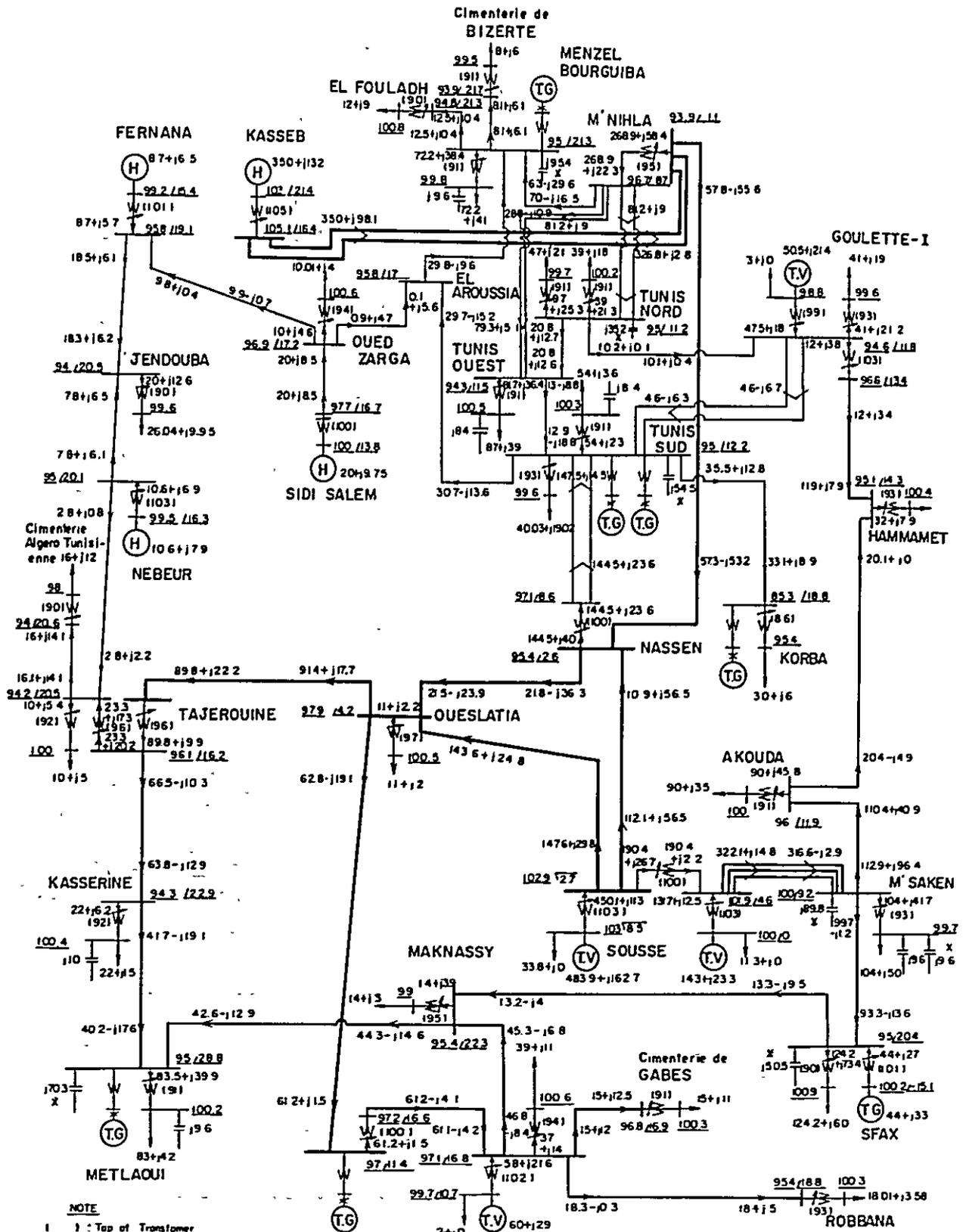


Case A-8-2-N

Fig.A-3-14 Power Flow and Voltage Regulation at Midnight Time in 1988



Case B-8-1-P  
 Fig.A-3-15 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1988



**NOTE**

- ⊥ : Top of Transformer
- TTT— : Shunt Reactor
- ||— : Shunt Capacitor
- 1000<sub>v</sub> : Bus Voltage (kV) and Leading Angle
- 1000<sub>l</sub> : Bus Voltage (kV) and Lagging Angle
- Unit : MW and MVar
- Line Loss (I<sup>2</sup>R) = 7372 MW
- Line Loss (I<sup>2</sup>X) = 4138 MVar
- X : Additional Shunt Capacitor

——— LINE 225 kV  
 ——— LINE 150 kV  
 ——— LINE 90 kV

T.V - Thermal Vapor  
 T.G - Thermal Gas  
 H - Hydraulic



Case B-8-2-P  
 Fig.A-3-17 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1988

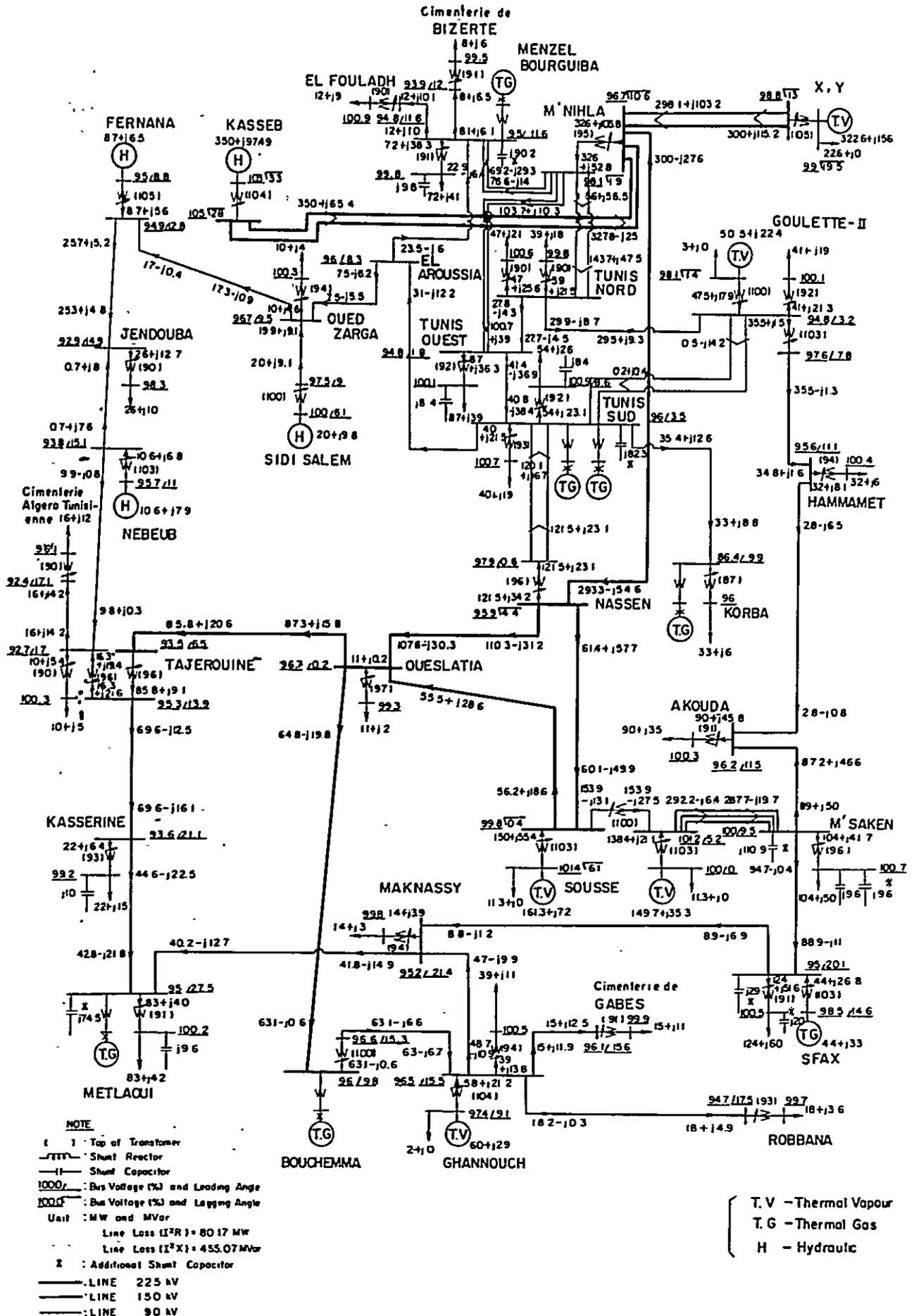




Fig.A-3-19 Fault Capacity in 1988

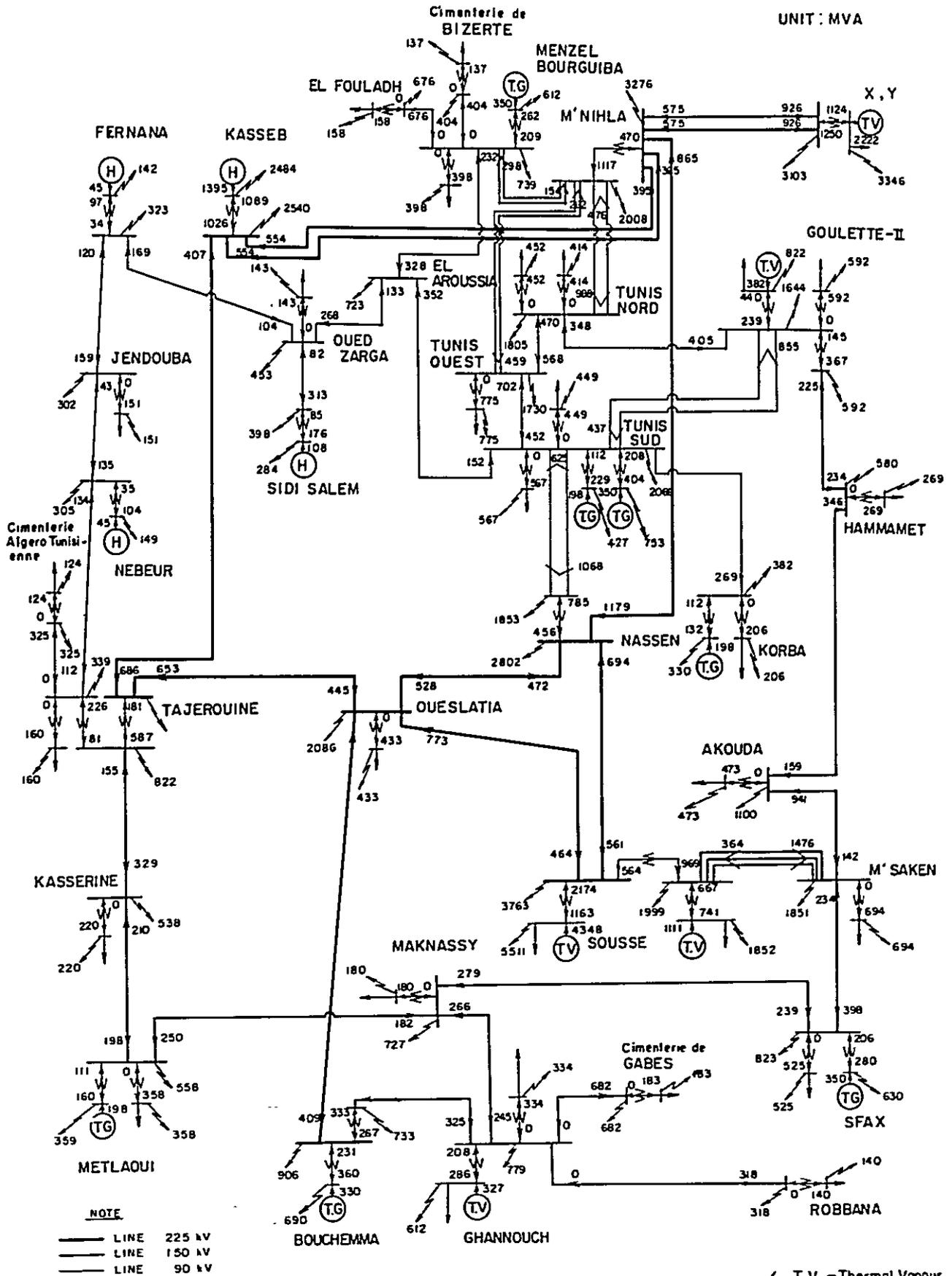


CHART NO.1  
Case A-8-1-P.KASSEB-M'NIHLA O-C-O

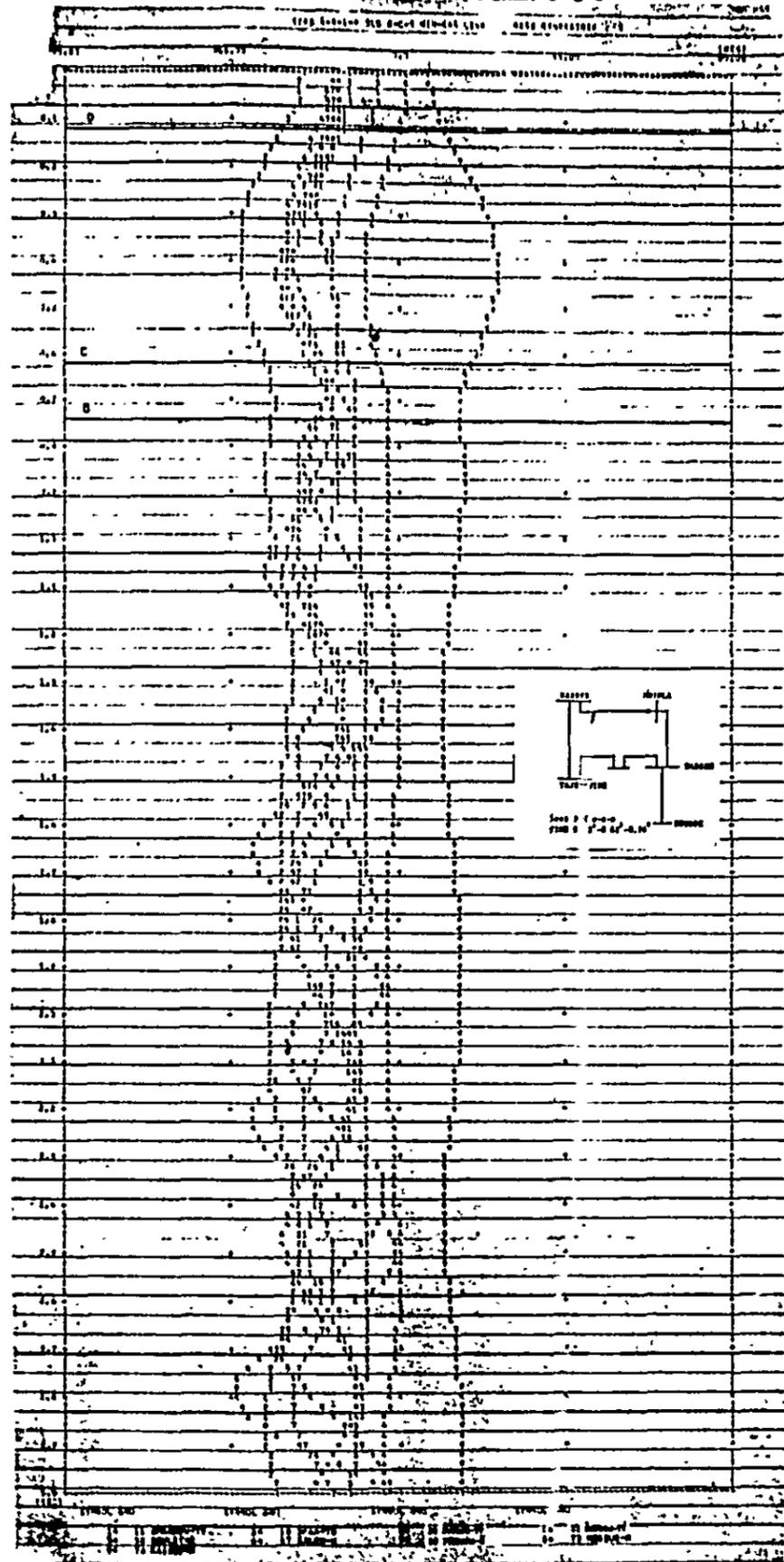


CHART NO.2  
Case B-8-1-P.KASSEB-M'NIHLA O-C-O

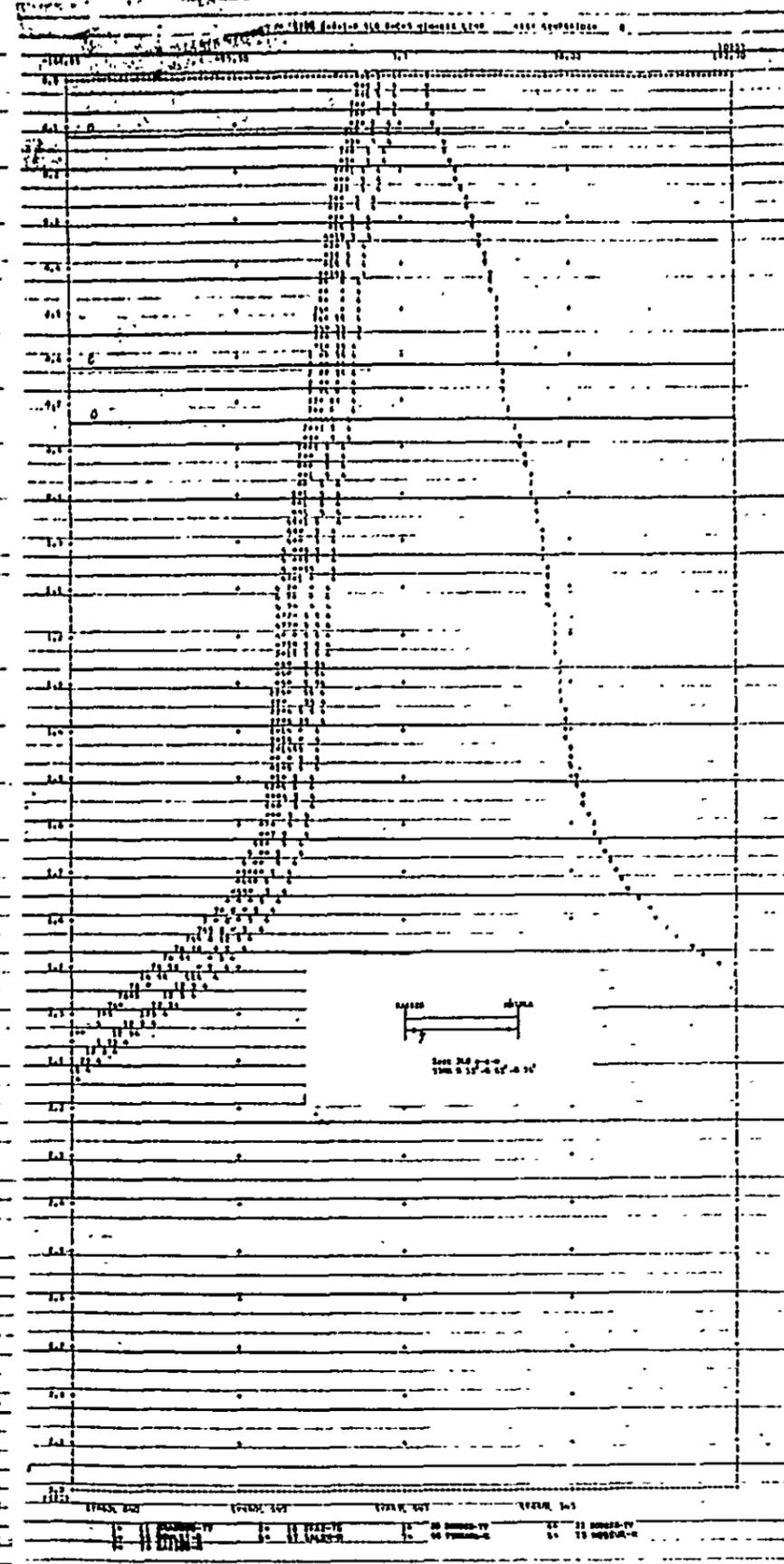


CHART NO. 3  
Case B-8-1-P KASSEB-M'NIHLA O-C-O

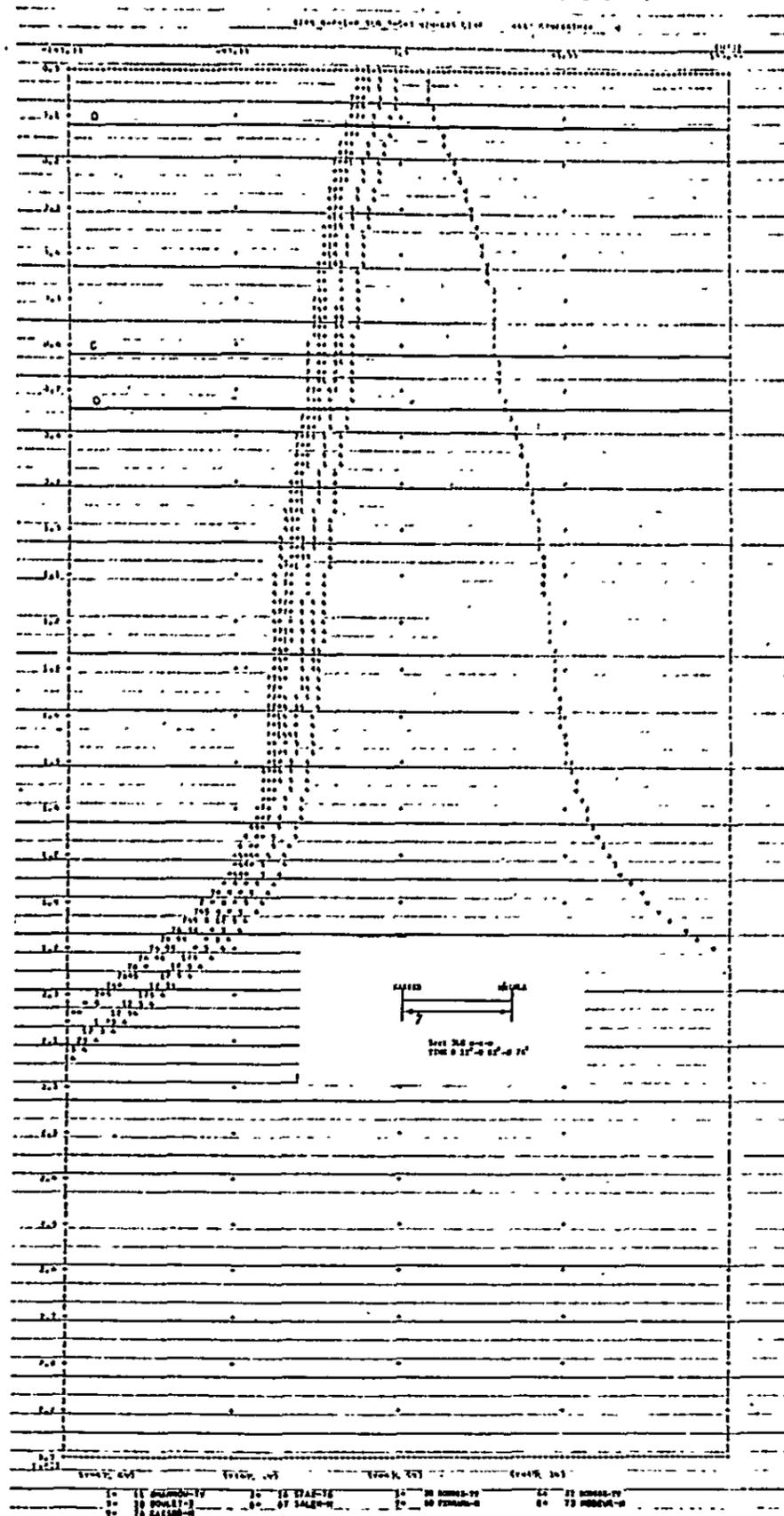


CHART NO. 4  
Case B-8-2-P KASSEB-M'NIHLA O-C-O

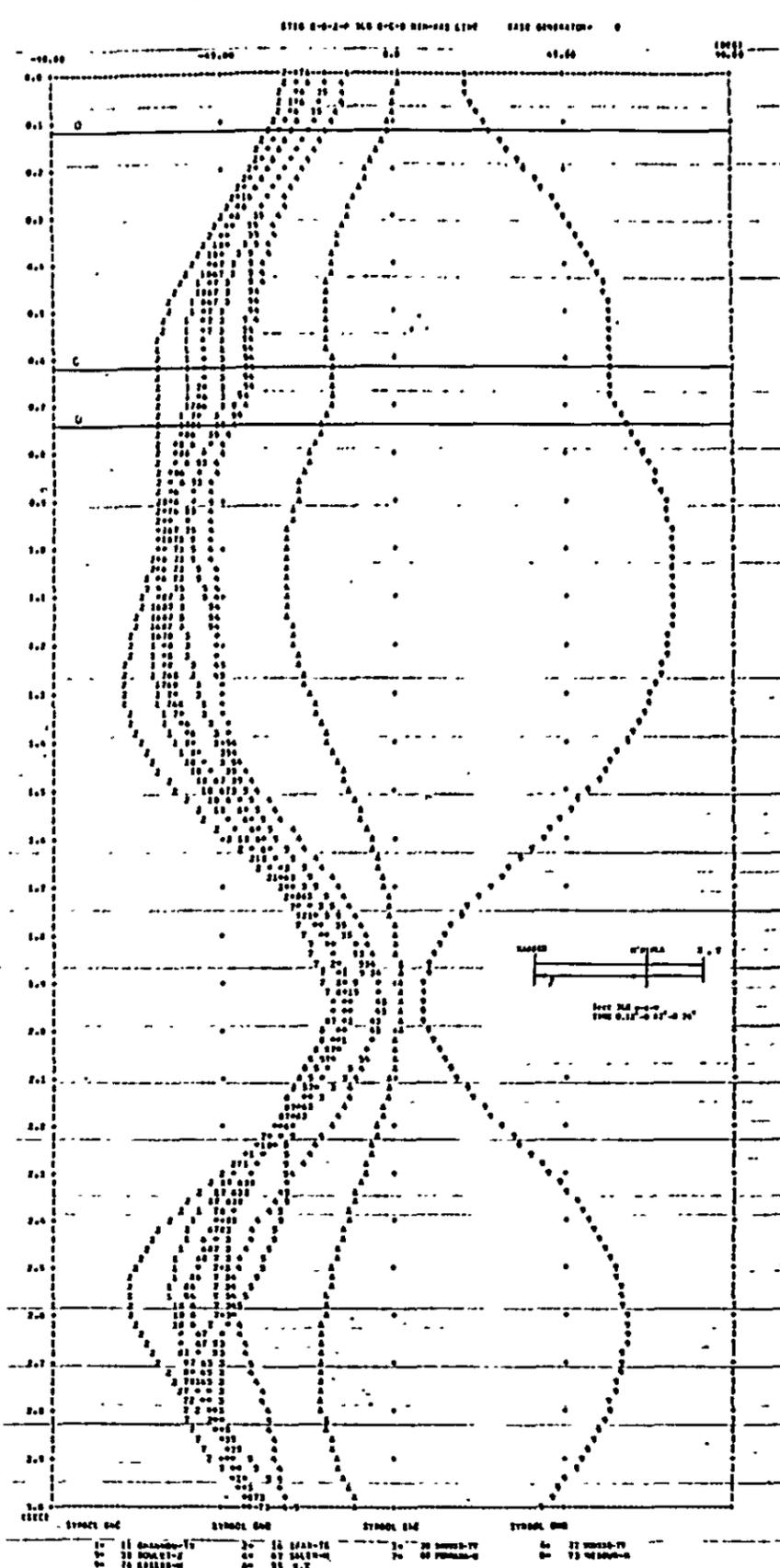


CHART NO.5  
Case A-8-1-P KASSEB-M'NIHLA O-C

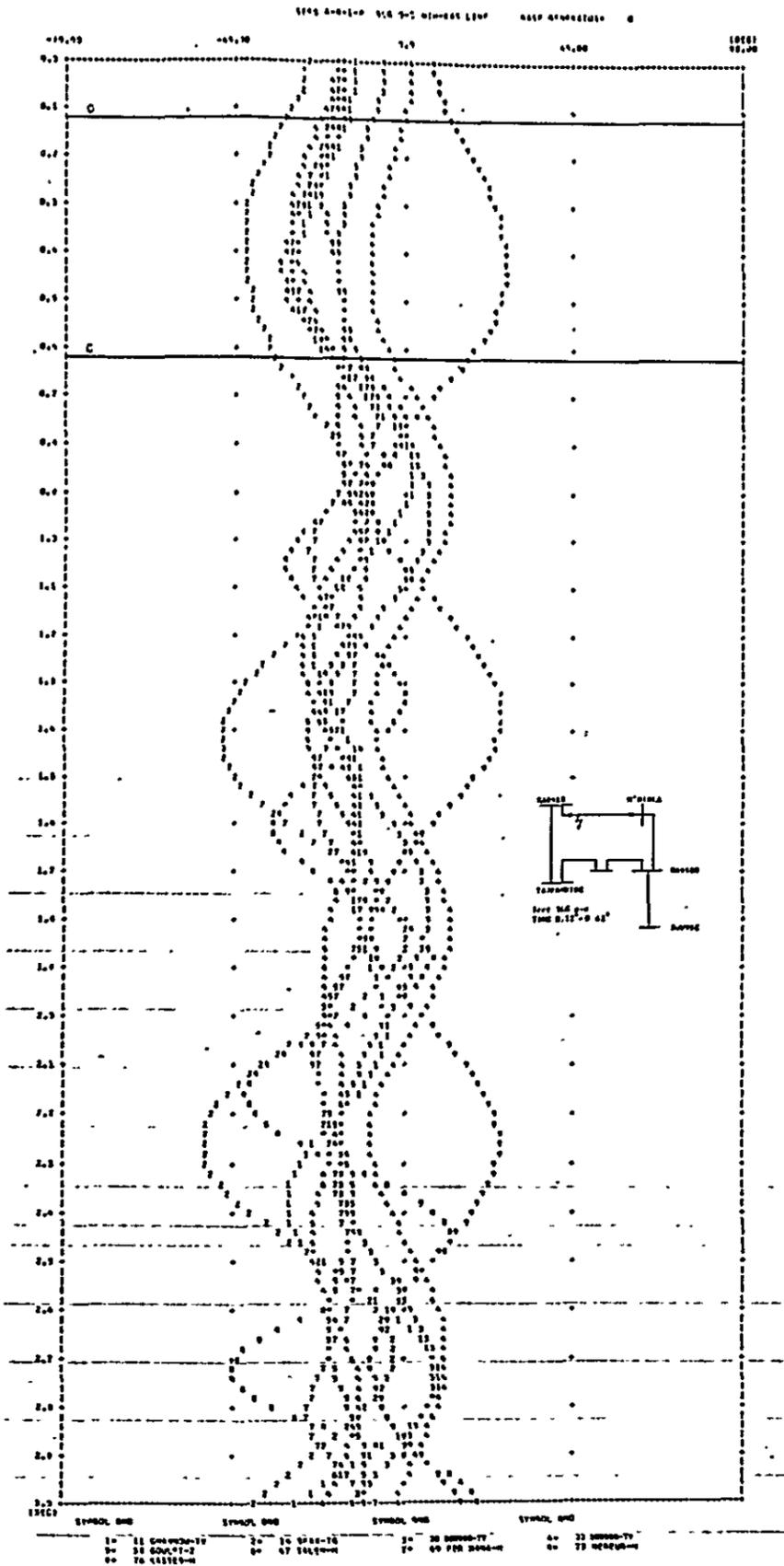


CHART NO.6  
Case A-8-2-P KASSEB-M'NIHLA O-C

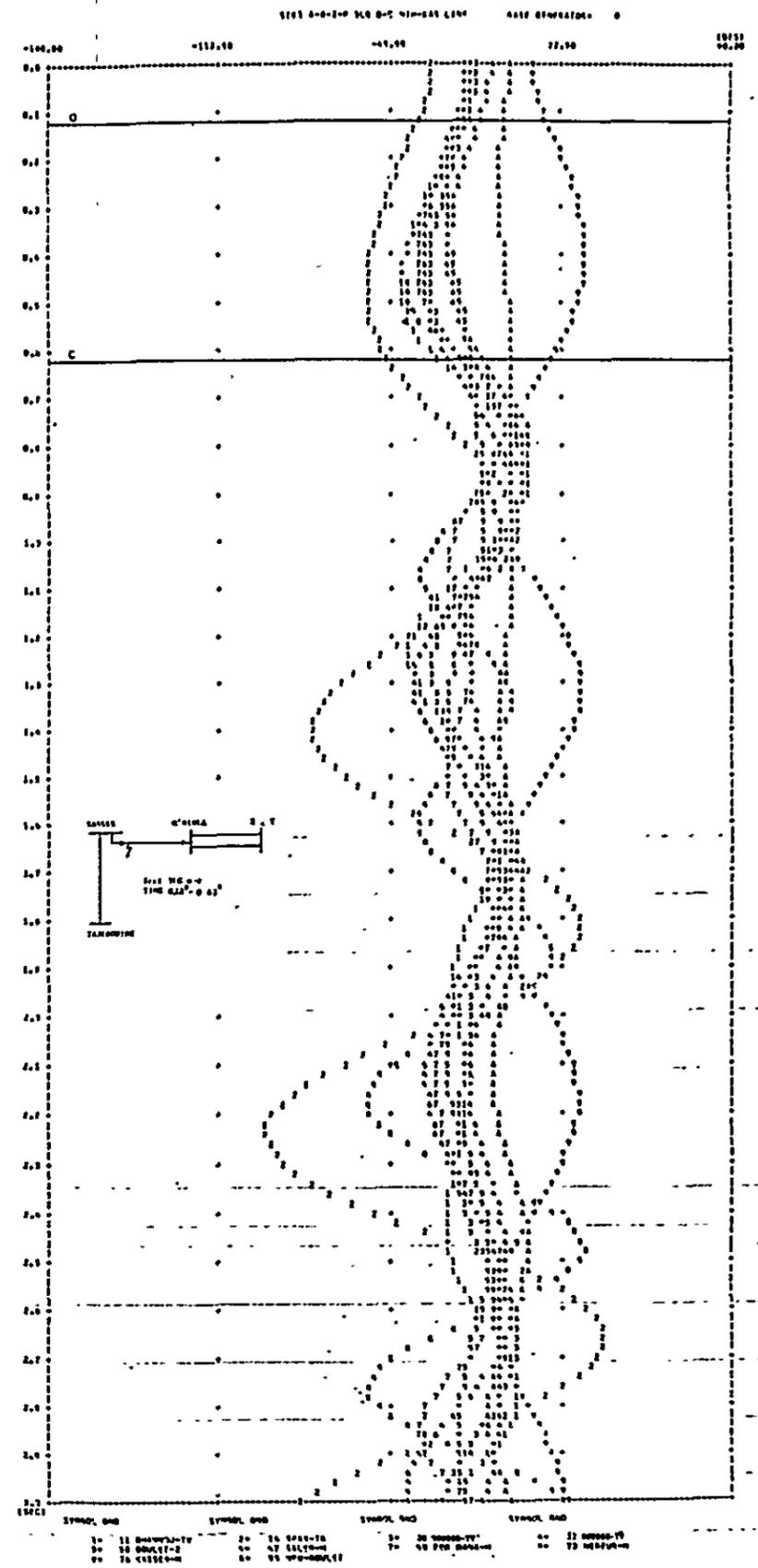


CHART NO. 7  
Case A-8-1-P KASSEB-M'NIHLA O-C-O

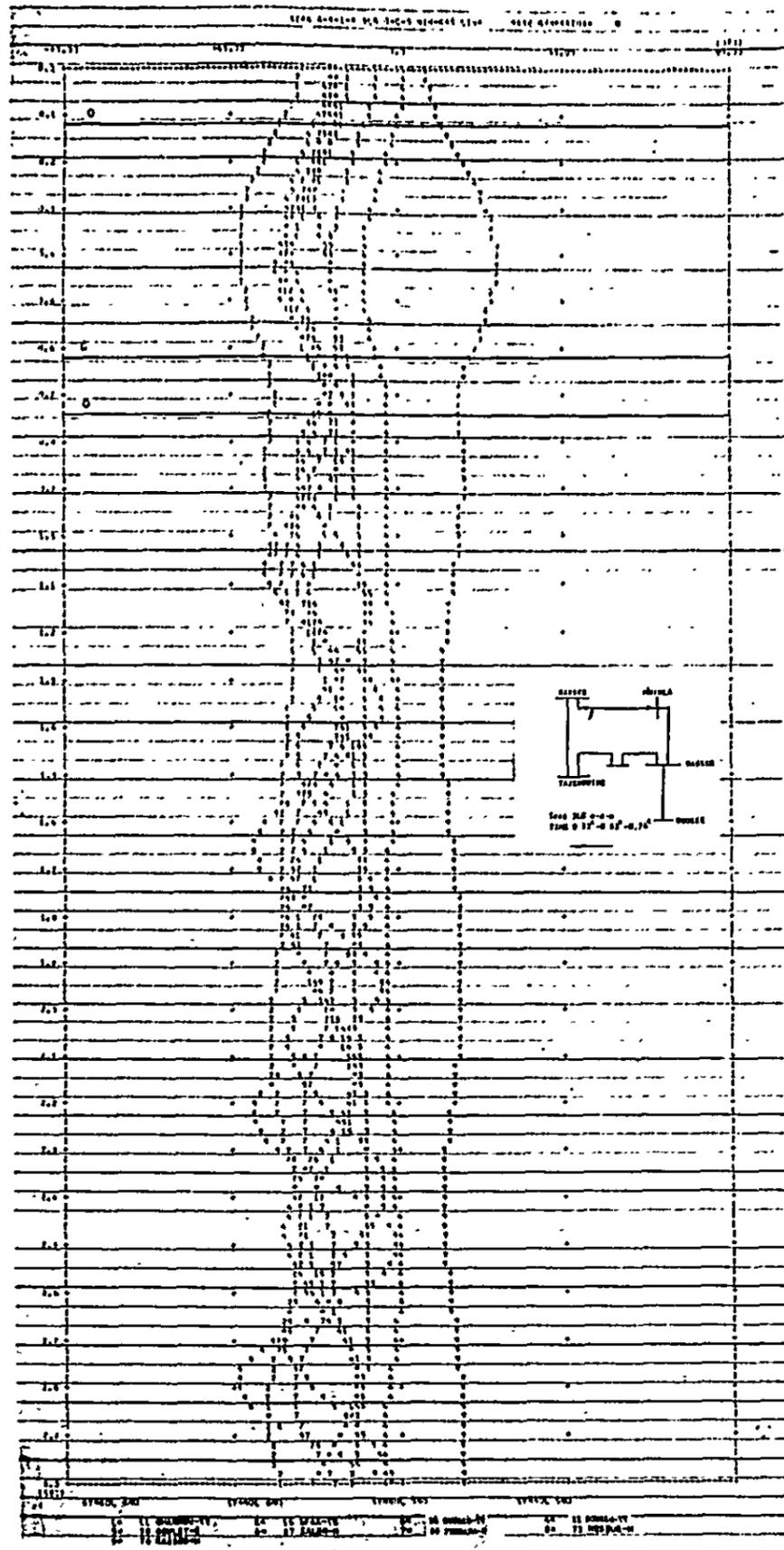


CHART NO. 8  
Case A-8-2-P KASSEB-M'NIHLA O-C-O

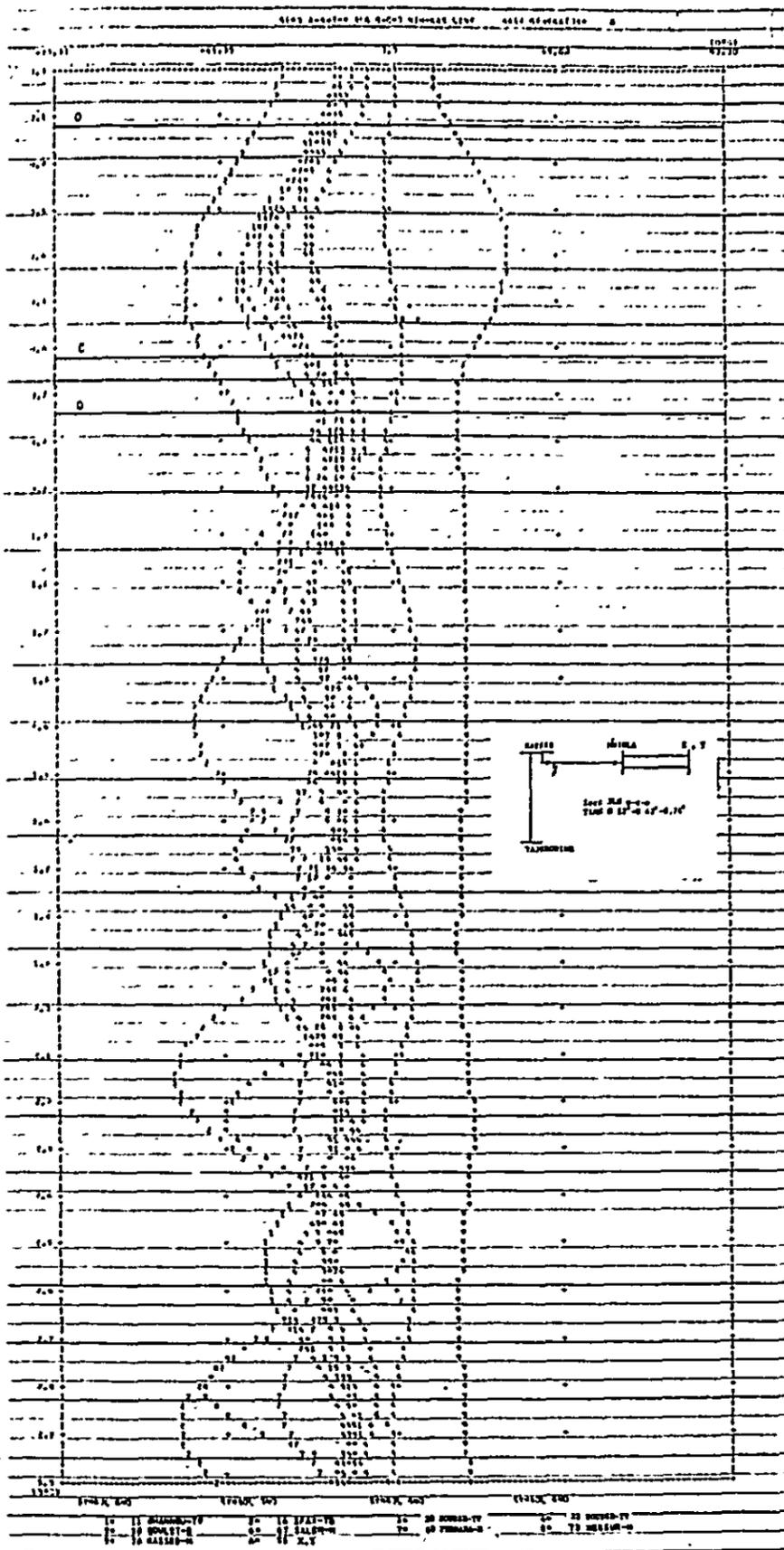




CHART NO.11  
Case A-8-1-P KASSEB-TAJEROUINE O-C-O

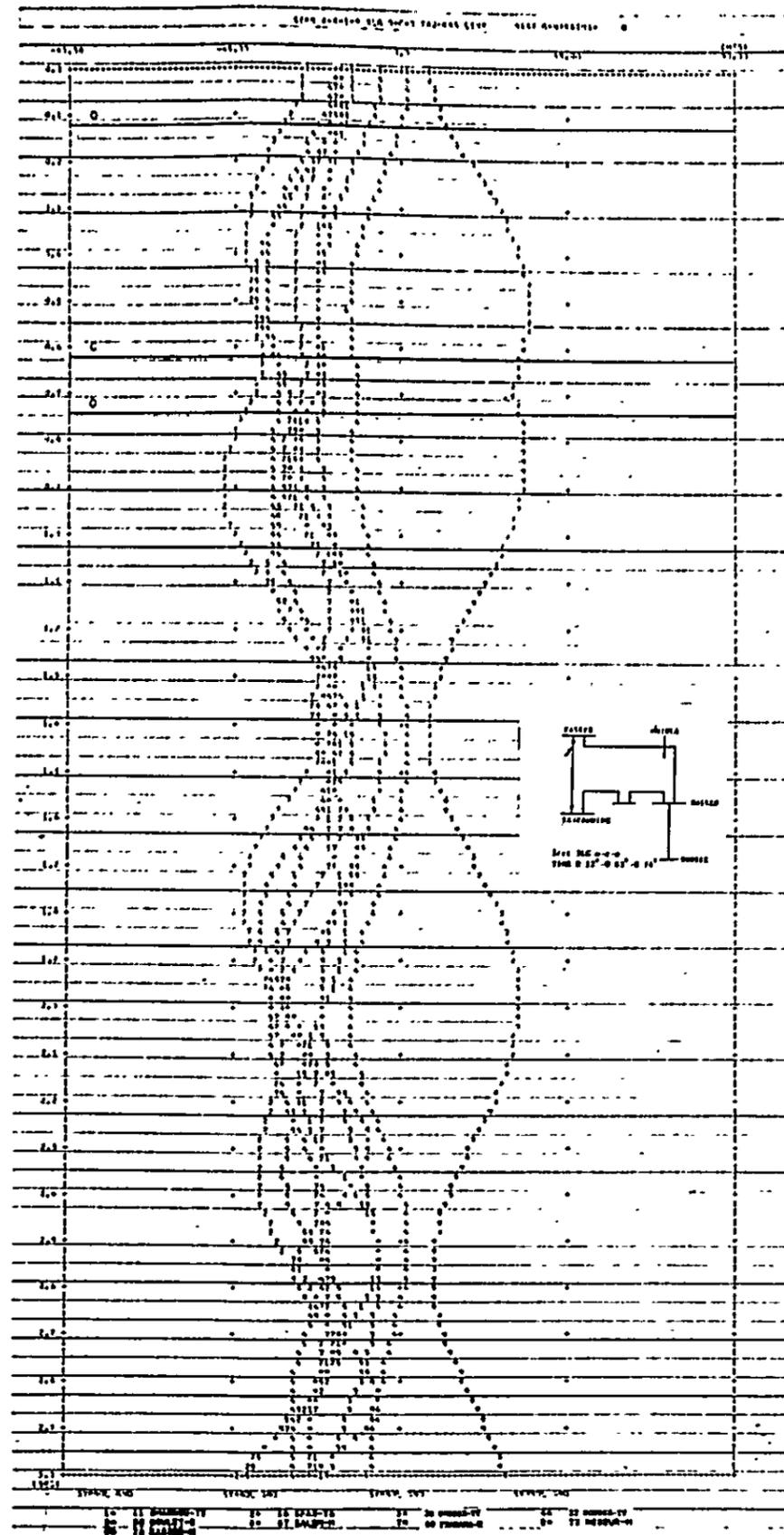


CHART NO.12  
Case A-8-2-P KASSEB-TAJEROUINE O-C-O

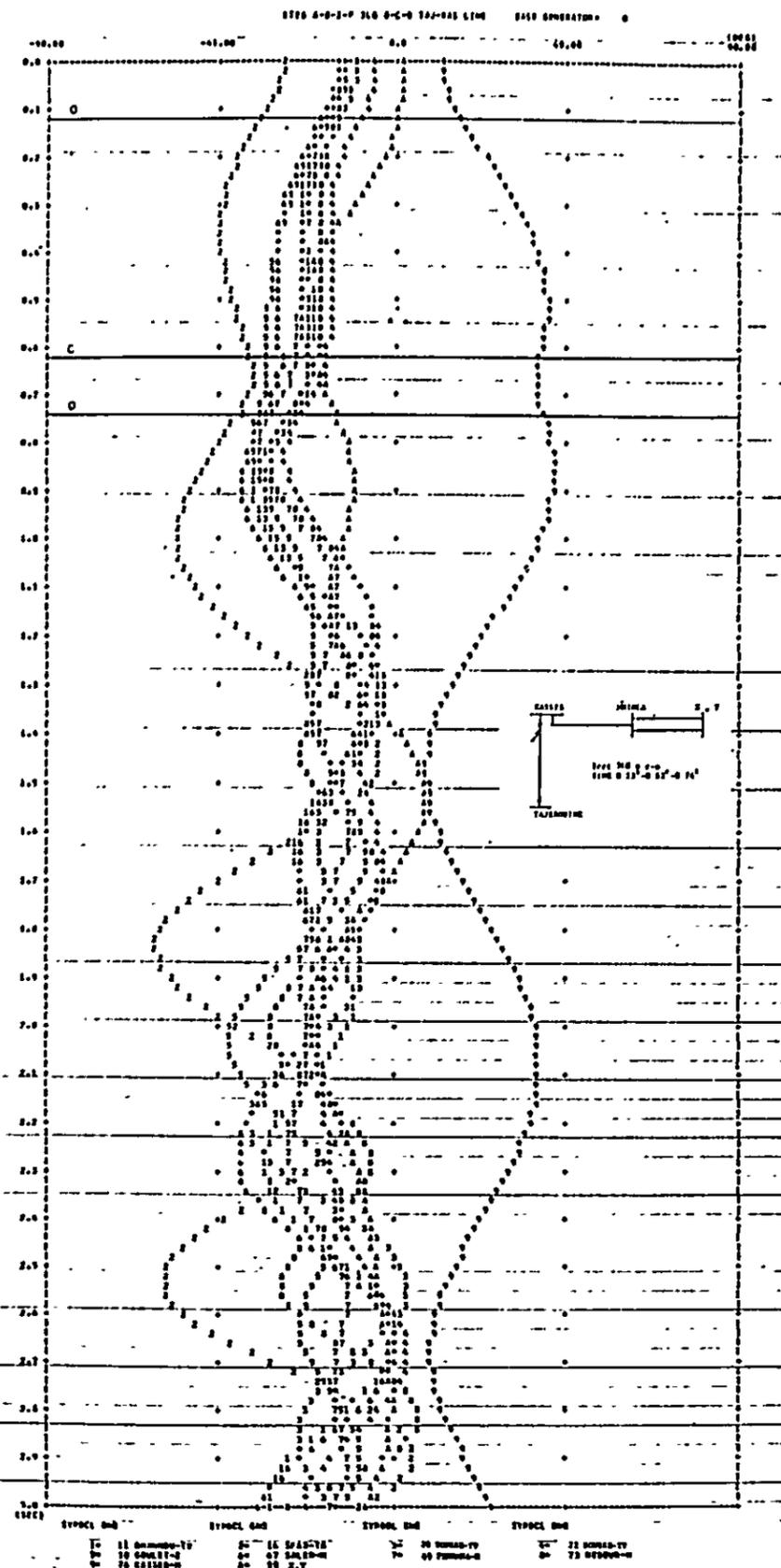


CHART NO. 13  
Case A-8-1-N M'NIHLA-KASSEB O-C-O  
SITE A-8-1-N PLD O-C-O NIM-025 LINE DATE GENERATOR 8

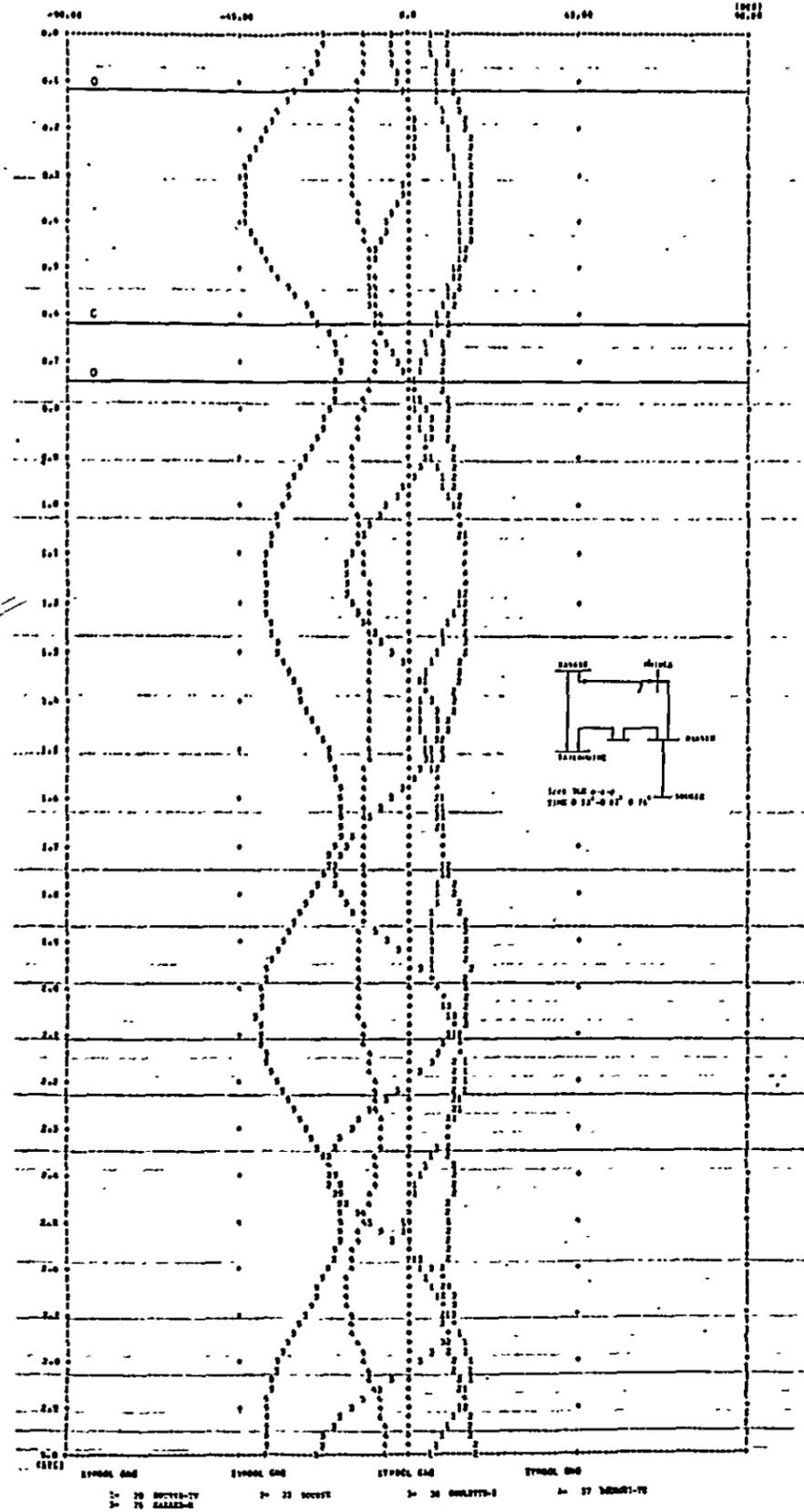


CHART NO. 14  
Case A-8-2-N KASSEB-M'NIHLA O-C-O  
SITE A-8-2-N PLD O-C-O NIM-025 LINE DATE GENERATOR 8

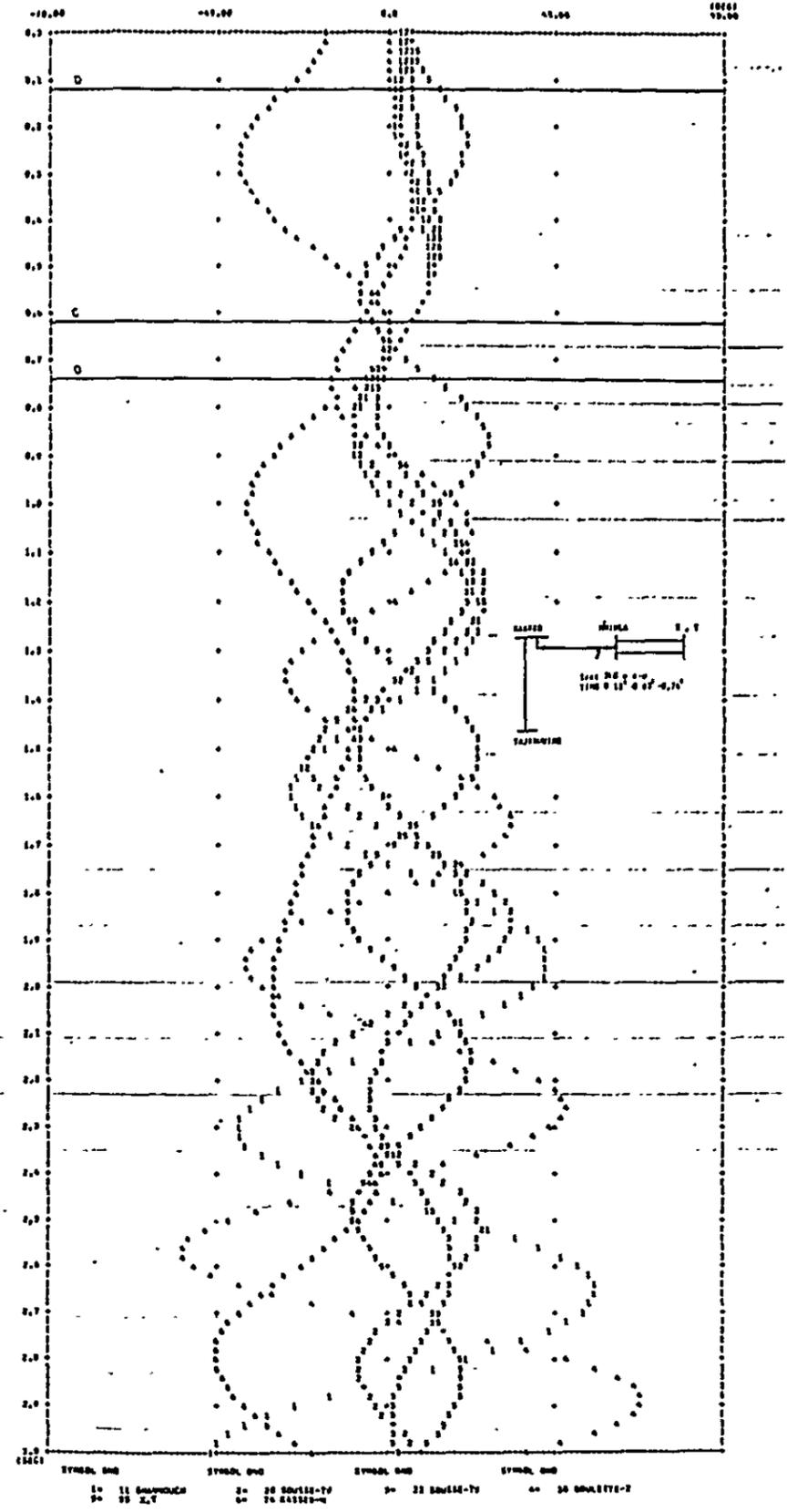


CHART NO.15  
Case A-8-1-N TAJEROUINE-KASSEB O-C-O

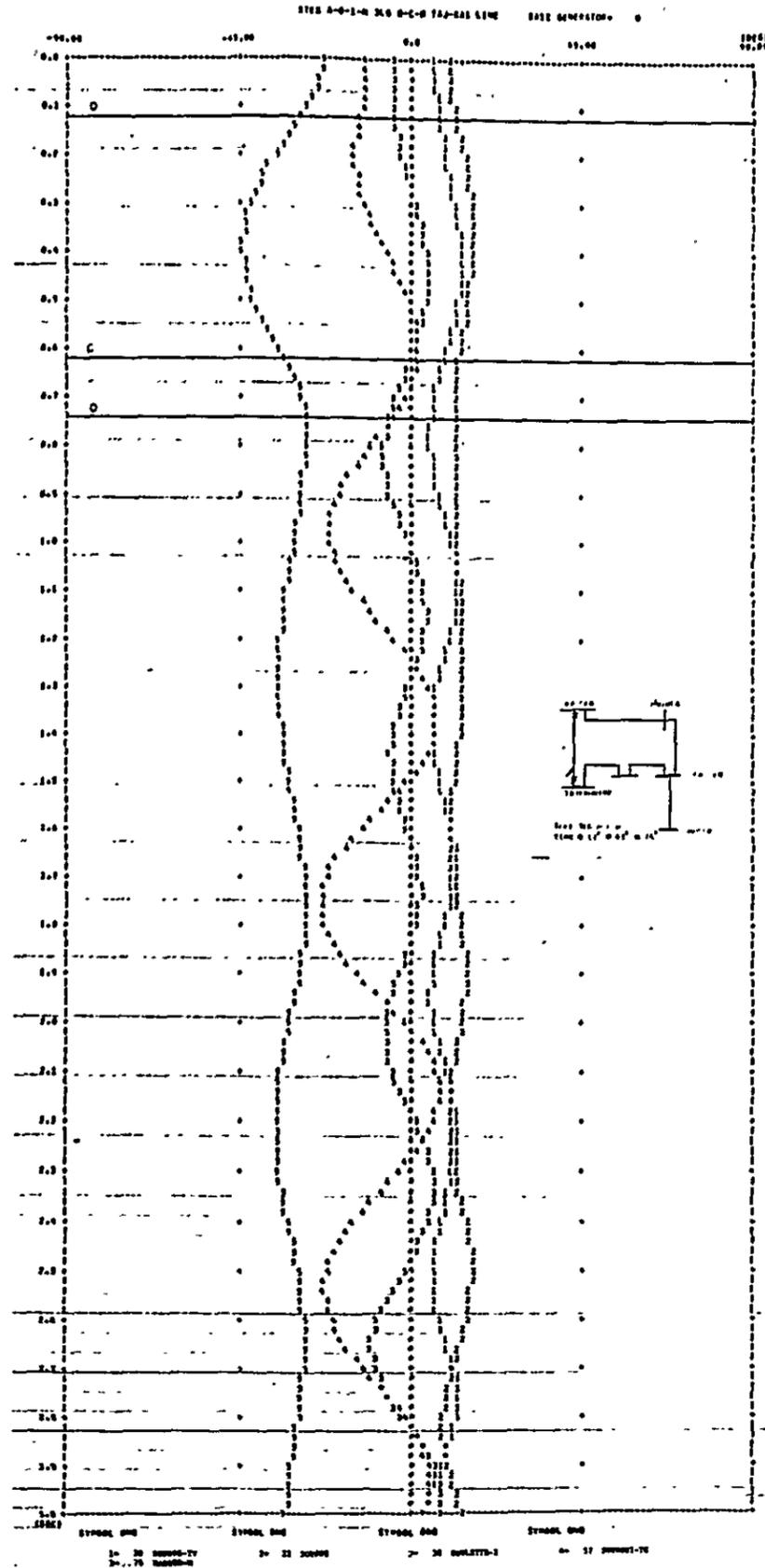


CHART NO.16  
Case A-8-2-N TAJEROUINE-KASSEB O-C-O

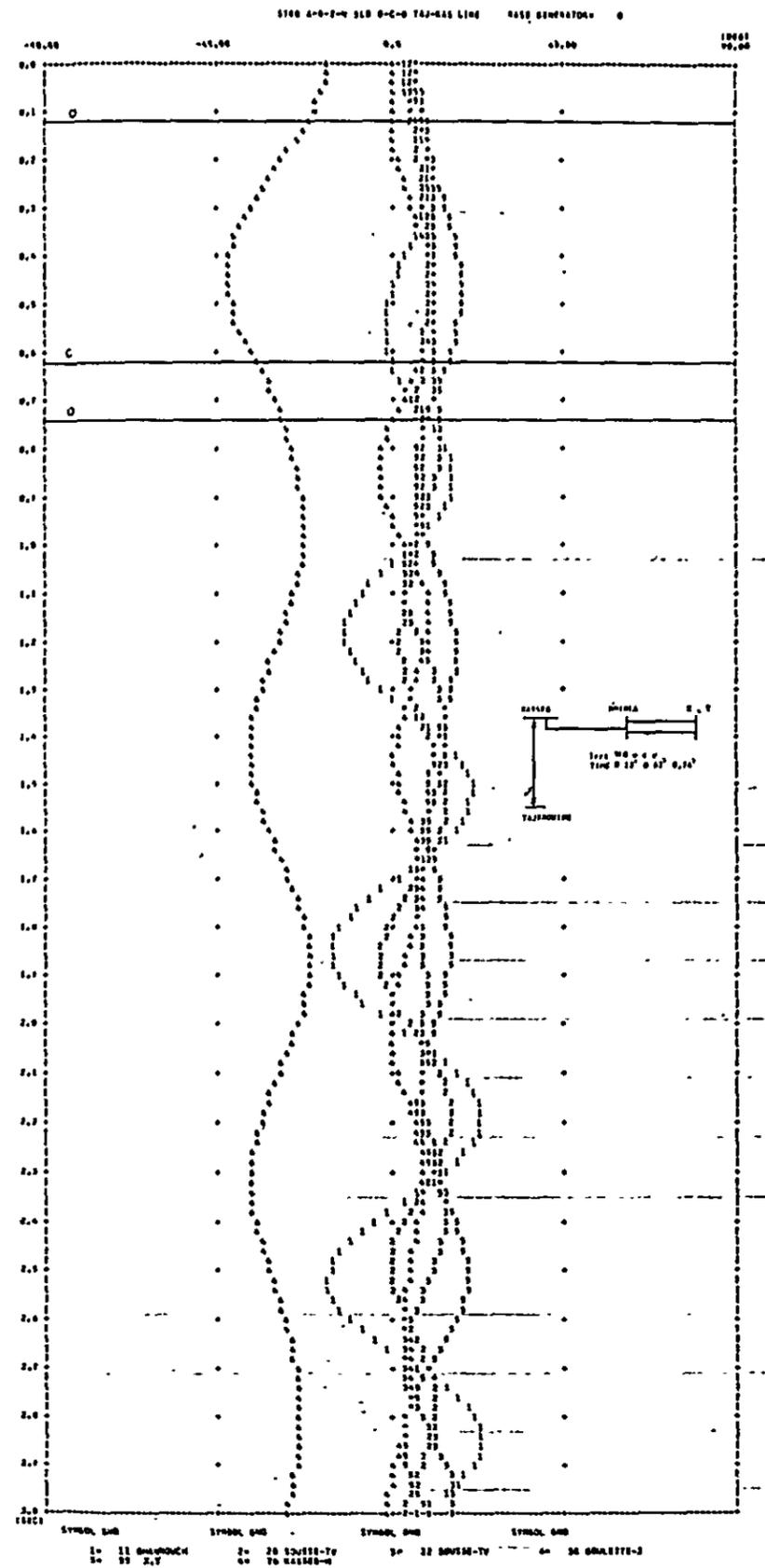


CHART NO. 17  
Case A-8-1-N SOUSSE-NASSEN O-C-O

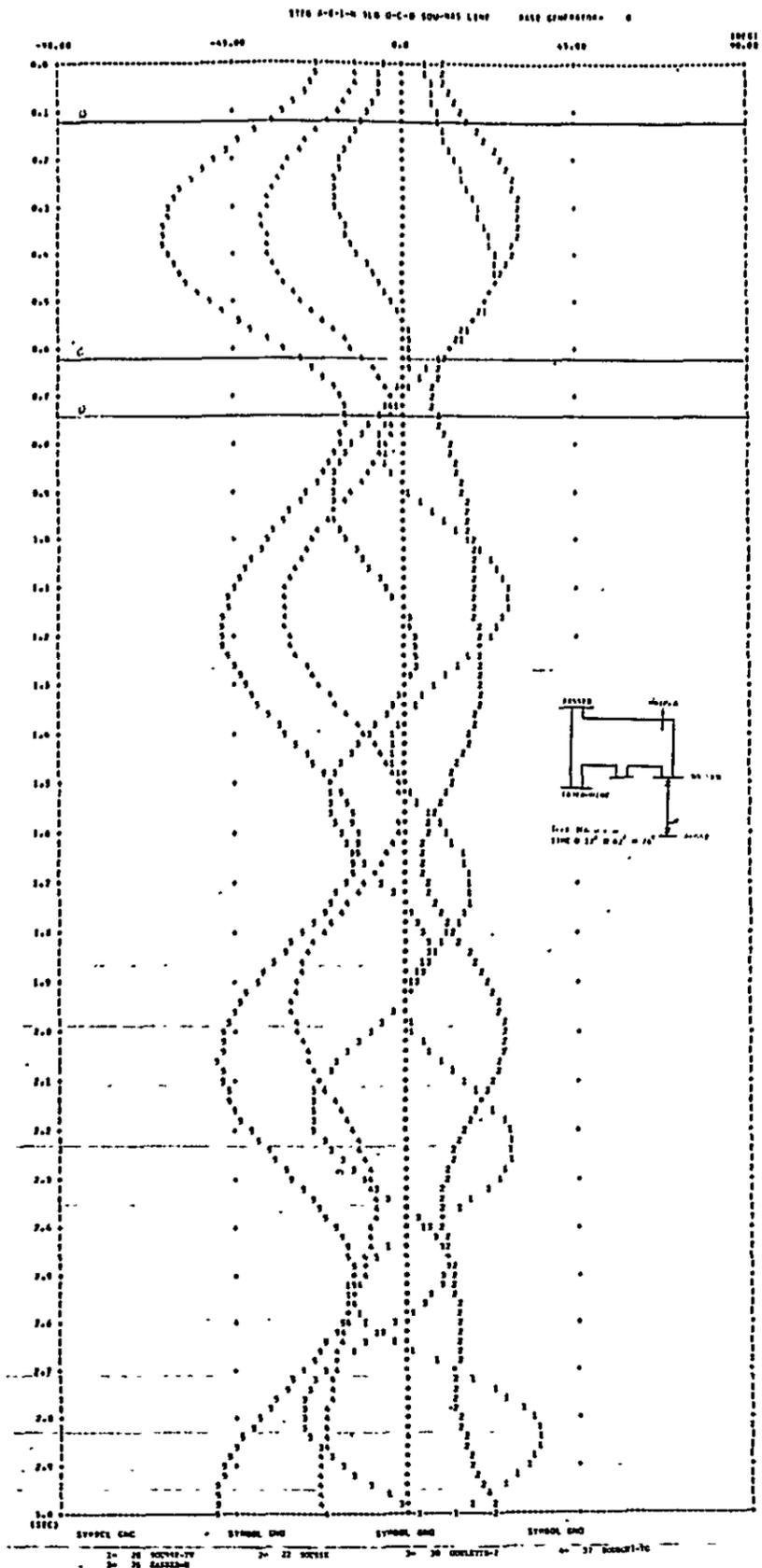


CHART NO. 18  
Case B-8-1-N SOUSSE-NASSEN O-C-O

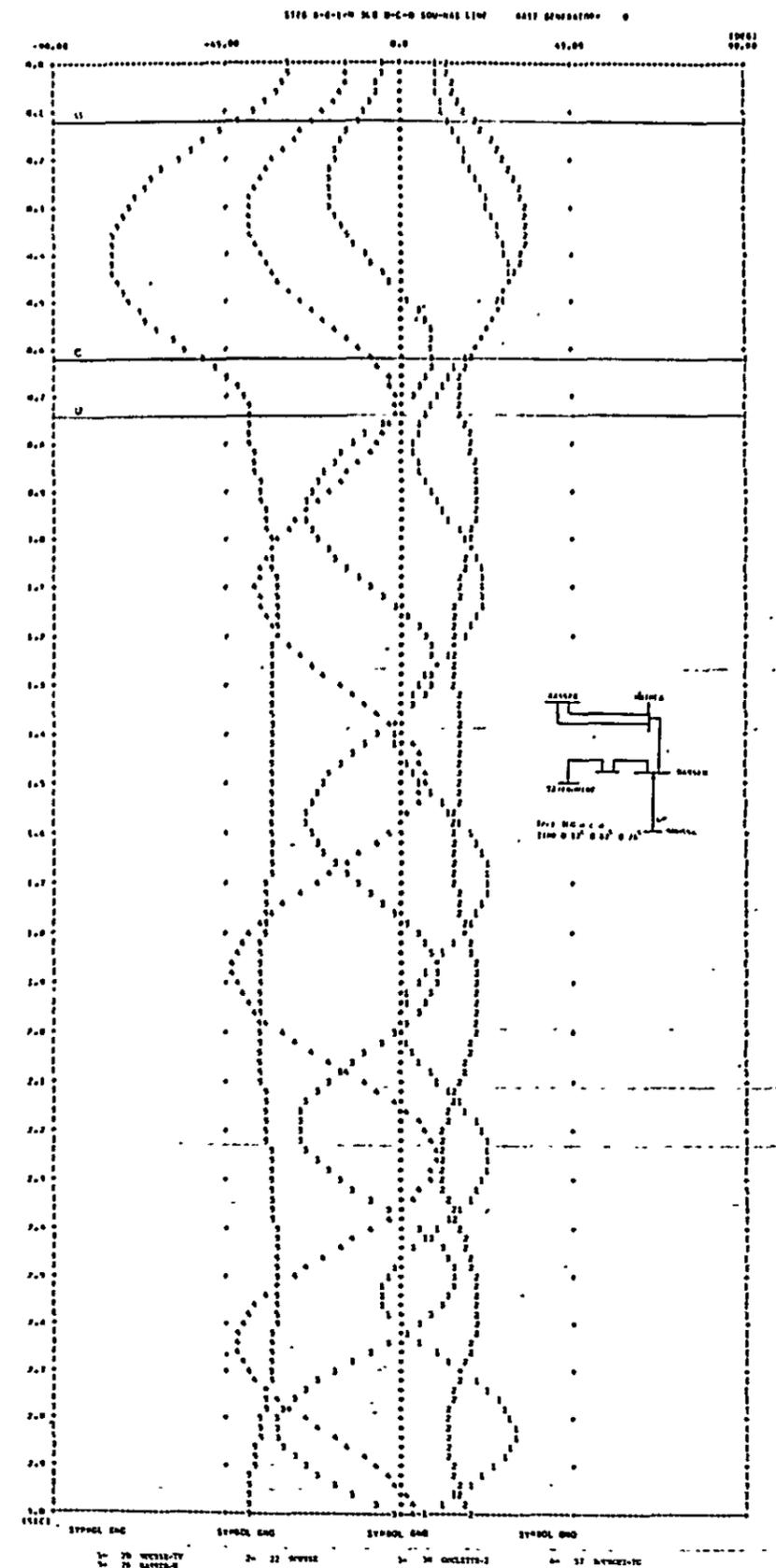


CHART NO.19  
Case A-8-2-N X, Y-M'NIHLA O-C-O

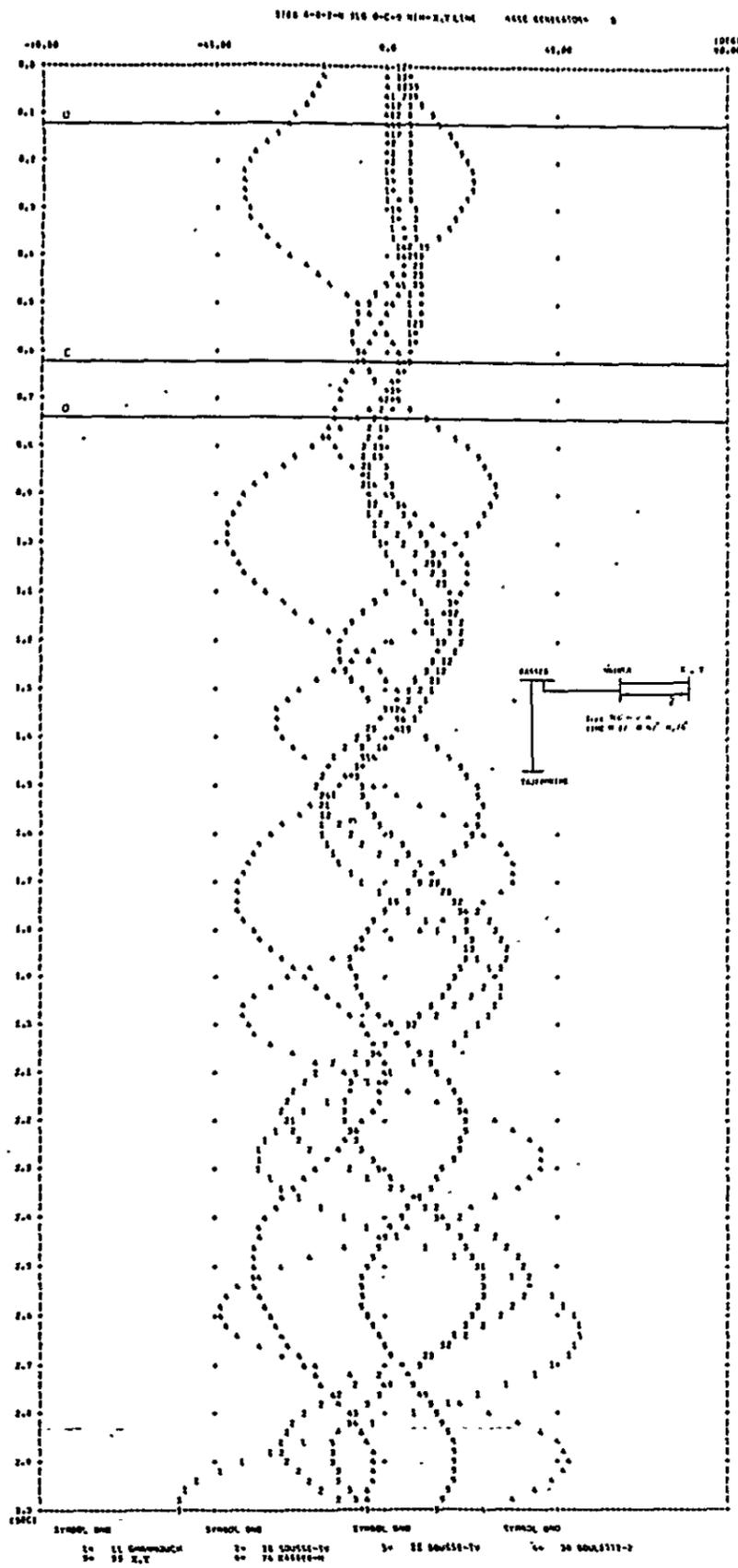


CHART NO.20  
Case B-8-2-N X, Y-M'NIHLA O-C-O

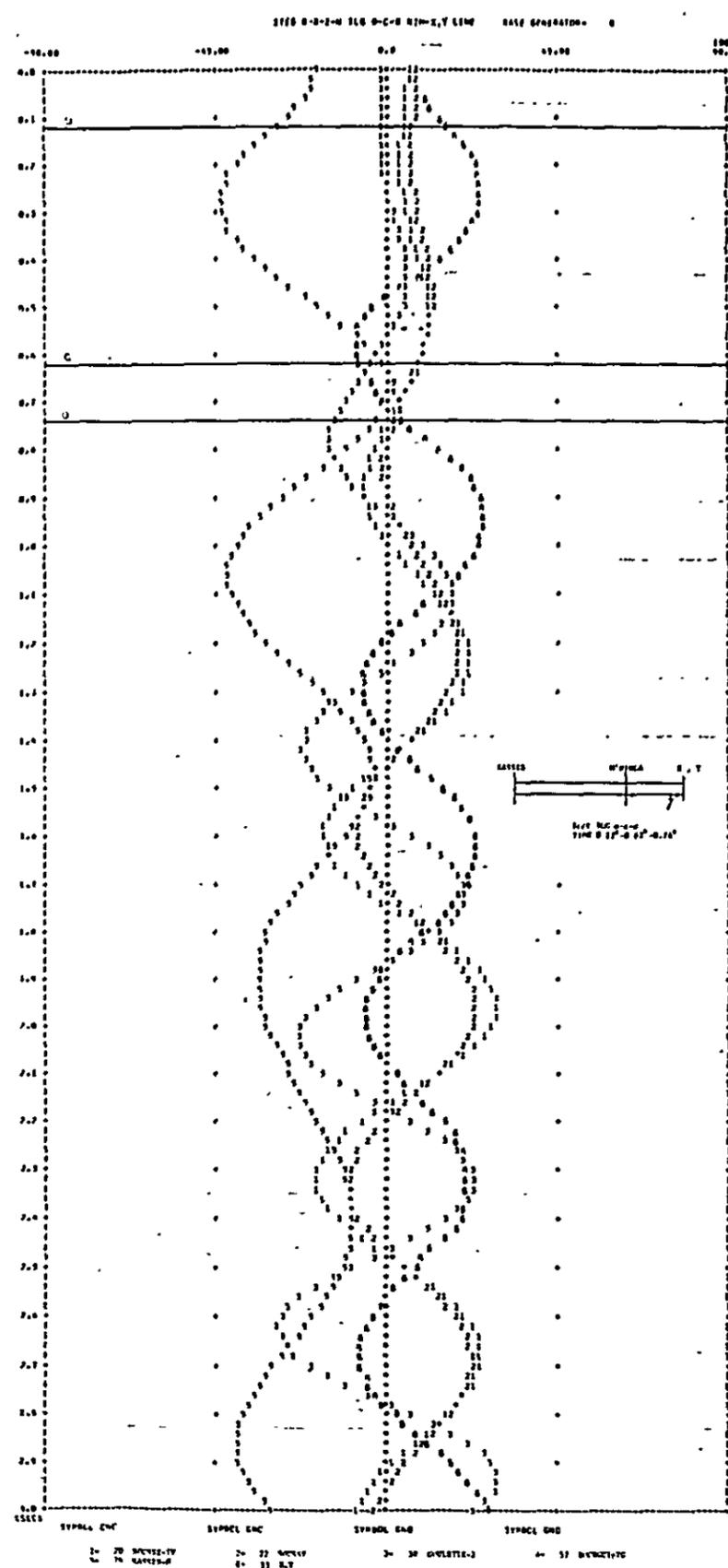


CHART NO.21  
Case A-8-2-P X,Y-M'NIHLA O-C-O

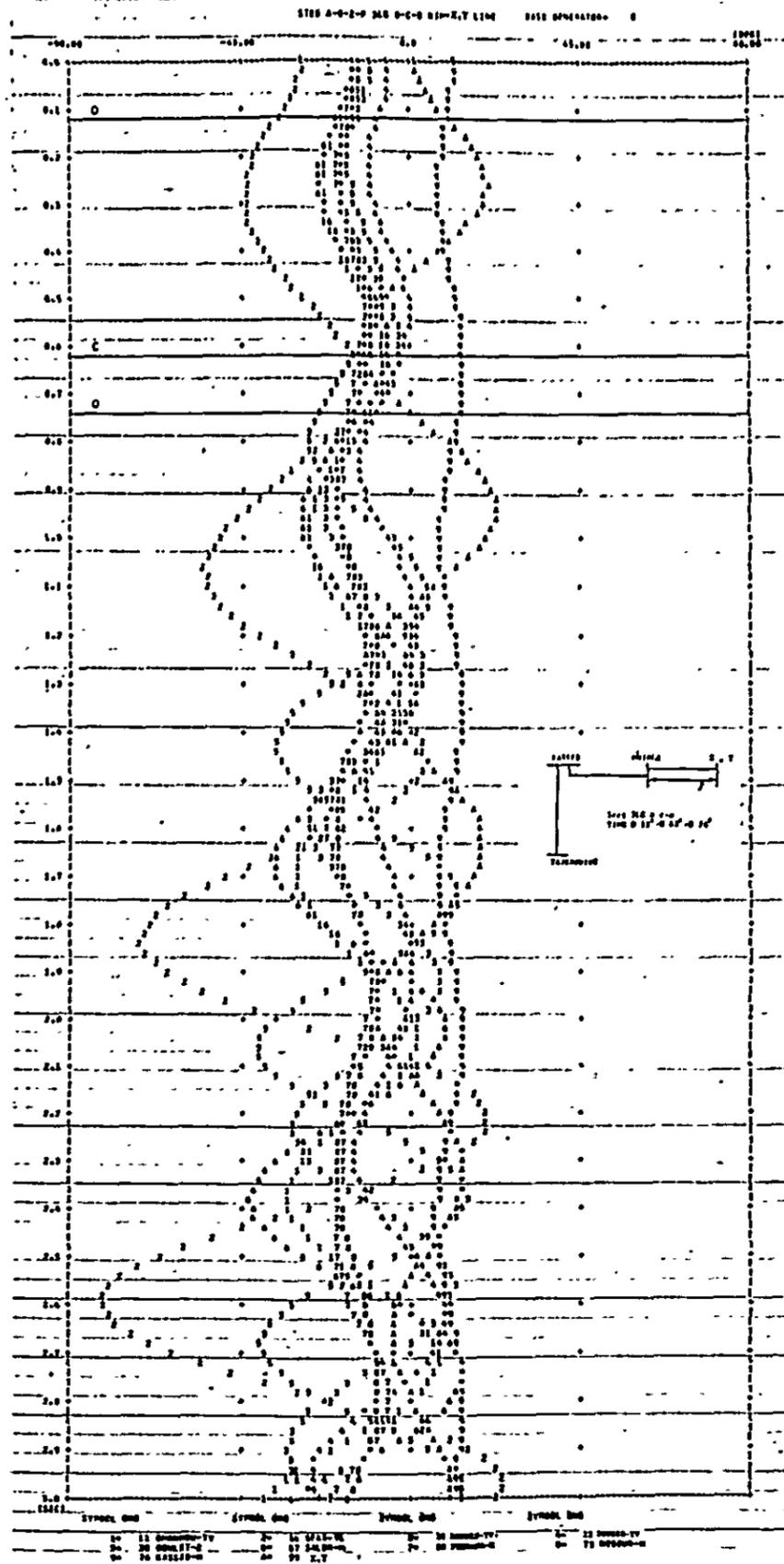
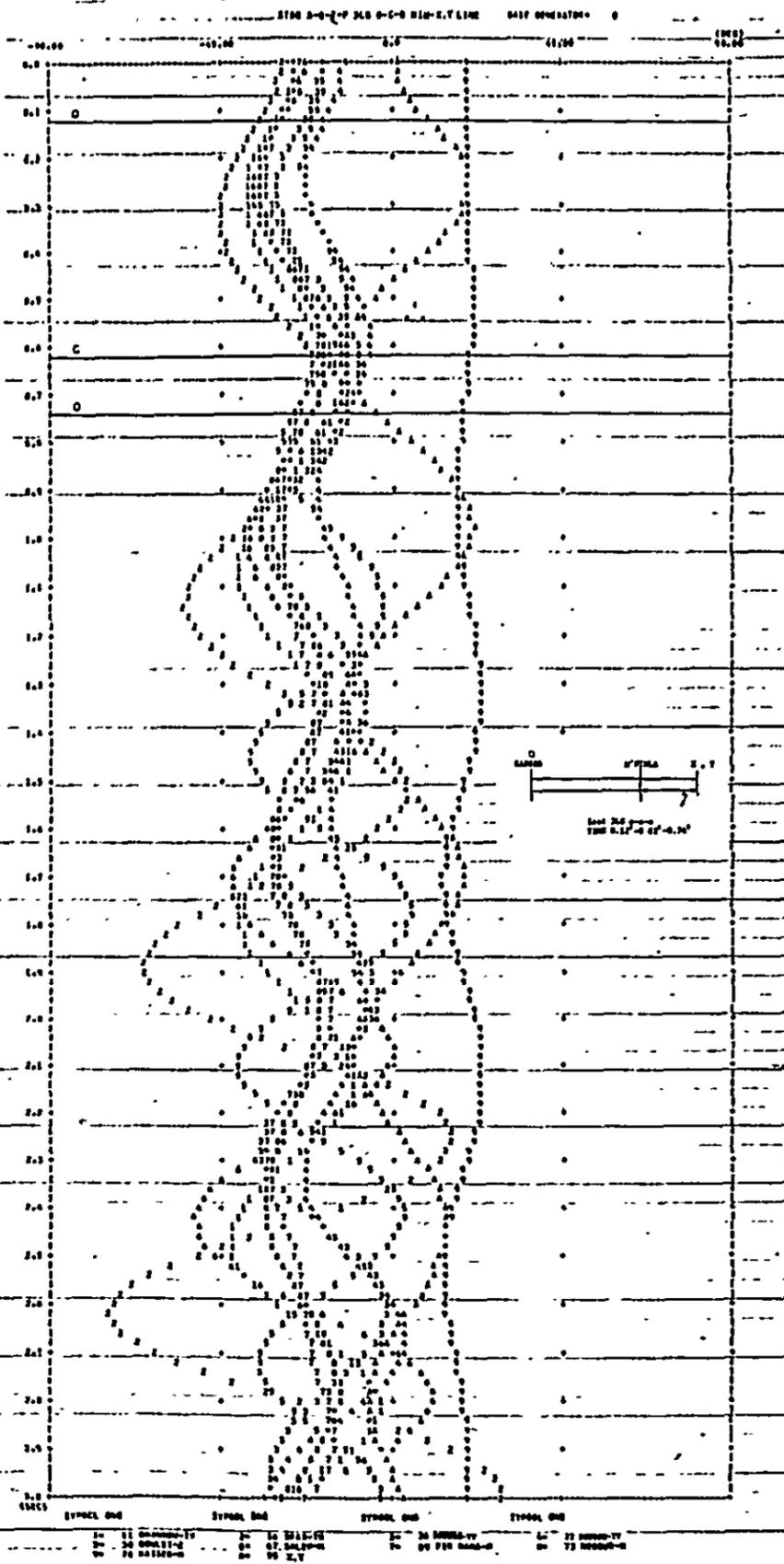


CHART NO.22  
Case B-8-2-P X,Y-M'NIHLA O-C-O



**A-4 既設 Kasseb 貯水池の流量，雨量，上水道，  
発電使用水量実績データ**

S. T. E. G.

DPP - 14

A-4(1)

ARRAGE DE KASSEB

M O I S	1971		1972		1973		1974		1975		1976	
	Turbinaço en m3											
Janvier	1 006 160	3 198 300	3 738 260	3 035 360	0	0	1 721 160	0	0	0	2 509 92	
Février	938 880	3 267 640	3 040 960	0	0	0	1 935 360	0	0	222 410	2 505 60	
Mars	1 044 410	3 216 240	2 435 810	0	370 260	0	2 645 280	0	0	190 630	2 439 72	
Avril	2 420 690	2 645 260	2 891 860	0	654 120	1 010 090	1 927 510	0	0	981 070	3 103 92	
Mai	3 002 000	3 075 450	3 705 160	0	999 720	2 050 280	716 680	0	0	2 294 900	3 143 34	
Juin	2 903 680	2 793 810	3 544 700	269 760	1 036 800	172 630	2 012 210	0	0	2 506 100	2 959 56	
Juillet	2 526 650	3 168 060	3 850 290	0	864 900	1 198 180	1 987 100	0	0	2 413 790	3 214 08	
Août	0	3 372 060	3 923 360	1 244 670	4 630 262	427 420	1 952 900	0	0	2 138 770	3 214 08	
Septembre	2 855 680	3 488 800	3 417 570	0	2 286 360	564 590	1 975 570	0	0	2 221 080	2 737 17	
Octobre	3 901 030	3 287 210	3 497 080	0	2 286 360	611 360	1 835 980	0	0	909 510	2 253 36	
Novembre	3 308 310	3 232 130	4 142 220	0	1 519 200	82 400	1 413 040	0	0	2 220 040	2 632 32	
Décembre.	3 639 720	3 849 090	4 394 020	0	921 600	323 810	2 501 890	0	0	446 420	2 027 52	
T O T A L	27 547 210	38 594 050	42 581 290	4 549 810	15 569 582	6 440 700	22 624 680	16 544 720	32 740 59			

Nota :

- Le 1/11/70 : mise en service industriel de la Centrale hydro-électrique de Kasseb

- Le 1/3/74 : mise en service industriel de la station de traitement des eaux potables de Kasseb

A-4(2)

BARRAGE DE KASSEB  
Pluviométrie et Apports de 1968 - 1969 à 1975 - 1976

M o i s	1968 - 1969		1969 - 1970		1970 - 1971		1971 - 1972		1972 - 1973		1973 - 1974		1974 - 1975		1975 - 1976	
	Pluvio- métrie en mm	Apports en 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>														
SEPTEMBRE			81,50	0,542	19,25	0	58,00	0,188	79,95	0,060	14,20	0	16,50	0,078	3,20	0,237
OCTOBRE			193,83	7,612	56,72	0,200	109,97	1,860	51,35	0	86,45	1,727	94,12	1,170	26,60	0,073
NOVEMBRE			12,20	1,247	9,50	0	31,00	0,337	3,50	0,101	2,10	0,121	152,46	13,358	166,50	4,770
DECEMBRE			237,55	33,315	109,12	4,203	31,40	1,488	44,80	0,097	37,20	3,212	37,90	4,682	55,00	5,575
JANVIER			65,91	4,732	143,13	34,605	117,20	9,640	157,65	14,625	5,50	0,035	12,45	0,583	35,10	2,591
FEVRIER	75,40	0,780	65,70	6,247	150,15	67,355	96,25	9,815	100,25	10,158	108,10	5,480	112,40	11,770	65,40	6,734
MARS	19,40	1,620	45,50	9,469	73,90	35,500	35,50	3,728	133,60	31,235	92,30	5,872	43,60	3,894	89,80	9,170
AVRIL	50,85	4,402	29,50	1,174	58,65	26,302	73,80	5,855	29,50	6,672	35,60	3,576	19,00	1,182	33,10	1,709
MAI	0	0,620	30,50	0,244	48,35	1,130	20,75	0	0	0	3,50	1,044	75,90	2,560	32,10	2,721
JUIN	0	0,062	0	0,464	3,00	0,067	9,25	0,278	22,00	0,217	0	0,388	0	0,918	39,50	0,822
JUILLET	0	0	0	0,341	1,50	0,193	0	0,194	0	0,549	2,50	0	0	0,275	48,10	0,706
AOUT	11,10	0	0	0,332	0	0	4,70	0,370	0	0,156	0	0,308	2,25	0,529	32,80	0,418
T O T A L	156,75	7,484	762,19	65,719	673,27	169,555	587,82	33,753	622,63	63,860	387,45	21,763	566,58	55,287	627,20	35,526

NOTA : (1) Pluviométrie mesurée à l'emplacement du Barrage  
(2) Le Barrage de Kasseb a été mis en eau en Février 1969

## A-5 調査団の現地調査日程

A-5 チュニジア電力開発計画調査団日程表(1977年2月8日より3月9日まで)

日順	月日	曜日	行 程	宿 泊 地	調 査 内 容
1	2/8	火	東京発(11:00 JL441便)	パリー	小池, 井上, 小林, 苦米地, 加賀美出発(蝦田団員は2月17日出発)
2	2/9	水	チュニス着(10:35 AF2701便)	チュニス	PM 3:00 日大使館表敬調査日程等打合せ
3	2/10	木	STEG本社 総裁会議室 中央給電指令所 計算センター	チュニス	AM 9:00 総裁以下関係者と初顔合せ, 調査日程打合せ PM 3:00 中央給電指令所, 計算センター視察, 資料収集
4	2/11	金	チュニス市近郊のラ・グレット火力発電所 南変電所, ナッセン変電所	チュニス	AM 9:00 ラ・グレット火力発電所(110MW) PM 3:00 南変電所(ガスタービン2台設置) PM 6:00 ナッセン変電所(建設中)を視察, 資料収集 PM 7:00 STEG 本社技師との会議
5	2/12	土	コルプス揚水計画地点	チュニス	チュニスの東35kmに位置するコルプス海水揚水計画(100MW
6	2/13	日		チュニス	×2台)地点調査入手資料整理
7	2/14	月	STEG 本社 総裁会議室	チュニス	PM 9:00 日本での予備検討結果を STEG に説明討論(主として質問状を中心) PM 3:00 発電部にて STEG の発電設備の概要説明をうける。 PM 4:30 建設部にて STEG の将来開発計画の概要説明をうける。
8	2/15	火	メンゼル・ブルギーバの ELFOULADH 製鉄所, SACEM 変圧器工場およびピゼ ルテの STIR 精油所		AM 10:00 製鉄所施設および電力需要資料の収集 AM 11:30 SACEM 変圧器工場の製作状況視察 PM 3:00 精油所の現況および電力需要調査
9	2/16	水	チュニジア北西部のネブル水力発電所 (15.0MW), フェルナナ上流発電所 (7.6MW)およびフェルナナ下流発電所 (1.5MW)	ベンメティール	AM 11:30 ネブル水力発電所発電設備視察, 電圧, 周波数変動等の資料収集 PM 3:00 フェルナナ上下流発電所発電設備視察 PM 6:00 ボウヘルマ灌漑用ダム見学

日順	月日	曜日	行 程	宿 泊 地	調 査 内 容
10	2/17	木	カセブ揚水計画地点踏査	チュニス	AM 9:30 既設カセブダム(下池)および既設カセブ発電所(600KW)視察 貯水池使用実績等の資料収集 AM 11:30 カセブ計画地点ダム・サイト踏査, 地形, 位置等確認 PM 2:30 ベジャにて STEG 技師と踏査結果の感想と意見交換の会議
11	2/18	金	シディ・サレム水力発電計画地点踏査	チュニス	AM 10:00 シディ・サレム計画地点視察 灌漑, 発電計画(36.0 MW)等の資料入手 PM 5:00 小池団長, 蝦田 日本大使館に現地調査状況の中間報告 入手資料の整理と問題点のディスカッション
12	2/19	土	蝦田団員チュニス着(15:00 TU 745 便)	チュニス	
13	2/20	日		チュニス	入手資料の整理, 追加質問状の作成
14	2/21	月	STEG 本社 発電部会議室 送変電部  政府機関, 銀行等	チュニス	AM 9:00 電力需要関係資料の収集とディスカッション AM 10:00 日本で行なった STEG 電力システムの系統解析結果についてディスカッション PM 3:00 経済統計資料収集 PM 5:00 カセブ揚水計画の投入時期, 発電機ユニット容量についての図表作成
15	2/22	火	井上団員チュニス発帰国(13:00 TU 722 便) STEG 総裁会議室 企画庁 政府機関銀行等	チュニス	AM 9:00 カセブ揚水計画について日本での予備検討をベースに説明, 討論(ポンプタービン起動時の周波数変動, 投入時期等) PM 3:00 企画庁にて第5次5ヶ年計画(1977年~1981年)の概要聴取 STEG に依頼し経済統計資料収集
16	2/23	水	スース火力発電所建設現場, スースの織物工場 SOGITEX	スファックス	AM 11:30 スース火力発電所(第一期工事150 MW × 2台)建設現場視察 資料収集, 公害対策等聴取および会議

日順	月日	曜日	行 程	宿 泊 地	調 査 内 容
17	2/24	木	STEGのスファックス支店 スファックス変電所 ガベスのガンノッシュ第1発電所 " 第2発電所  ブッチャマ発電所	ガベス	PM 3:00 SOGITEX 工場設備見学 許容周波数変動等についてディスカッション AM 8:00 スファックス支店の業務概要聴取 AM 10:00 スファックス変電所視察, 資料収集 PM 3:00 ガンノッシュ 蒸気火力発電所(60MW)施設視察, 資料収集 PM 5:00 " ガスタービン発電所(15MW×1台, 225MW×2台)施設視察, 資料収集 PM 6:00 ブッチャマ ガスタービン発電所(30MW×2台)施設視察, 資料収集
18	2/25	金	ガベス工業地域の過磷酸肥料工場ICMおよび 弗化アルミニウム工場ICF	ジェルバ	AM 8:30 ICM工場施設見学, 電力需要等の資料収集 AM 11:30 ICF工場施設見学 同上
19	2/26	土	ロバナ変電所	ジェルバ	AM 8:00 ロバナ変電所施設視察 資料収集 150KV送電線用鉄塔耐塩害について聴取
20	2/27	日	ジェルバ発(6:50 TU716便)  メタルウィ変電所	チュニス ガフサ	小池団長, 蝦田空路チュニスに帰着 小林, 苦米地, 加賀美は陸路ガフサに向う。 PM 4:00 ガフサ西方40kmのメタルウィ変電所視察 資料収集
21	2/28	月	STEG 本社(小池団長) 日本大使館( ) カセブ揚水計画地点(蝦田)  STEG カイルーアン支店(小林, 苦米地, 加賀美)	チュニス チュニス チュニス	AM 9:00 小池団長補足資料収集 PM 2:00 日本大使館にて中間報告 AM 10:00 カセブ揚水計画地点踏査, カセブ既設ダム, 発電所視察, 資料収集 AM 11:30 カイルーアン支店の業務概要聴取 225kV送電線(建設中)ルートおよび碍子装置調査

日順	月日	曜日	行 程	宿 泊 地	調 査 内 容
22	3/1	火	STEG 本社 発電部会議室	チュニス	PM 7:00 日本大使館, STEG 総裁等との会議 AM 9:00 調査結果の整理 } 中間報告書の作成 補足質問状作成
23	3/2	水	STEG 本社 発電部会議室	チュニス	PM 6:30 日本大使公邸に招待される AM 9:00 調査結果の整理 } 中間報告書の作成, STEG 5ヶ年計画内容チェック
24	3/3	木	STEG 本社 発電部会議室	チュニス	PM 7:00 STEG 担当者との会議 AM 9:00 中間報告書の作成 タイプ }
25	3/4	金	同 上 建設部 STEG 本社 総裁会議室 STEG 本社 発電部会議室 日本大使館	チュニス	PM 4:30 PM 5:00 中間報告書の概要について説明 AM 9:00 総裁以下関係者に現地調査結果説明, 中間報告書提出 PM 2:00 担当者別に中間報告書の内容ディスカッション PM 5:00 調査結果, 中間報告書の内容を日本大使館に説明(小池団長, 蝦田)
26	3/5	土		チュニス	資料整理, 会計整理
27	3/6	日		チュニス	資料整理および梱包
28	3/7	月	STEG 本社 チュニス発(13:00 TU722便) ロンドン着(21:00 AF856便)	ロンドン	AM 9:00 総裁以下関係者にお別れの挨拶
29	3/8	火	ロンドン発(14:25 JL422便)	機中泊	
30	3/9	水	東京着(19:00 JL422便)		

**A-6 報告書作成のために使用された  
主な資料リスト**

A - 6 報告書作成のために使用された主な資料リスト

資料 番号	題 名	備 考
1	Repport Sur le Budget Economique 1977	
2	VePlan (1977-1981) Sous-Comite de L'electricite (第5次5ヶ年計画電力部門)	STEG 5ヶ年計画
3	Installations de la STEG a Gabes	ガベス周辺発電設備
4	Amenagement Hydro - Electrique de Korbous	海水揚水計画地点
5	同 上	図面集
6	Tunisia moves ahead	英文チュニジア紹介文
7	Centrale D'Accumulation Par Pompage de Kasseb (TECSULT Report) Vol 1, 2 & 3	
8	Activites et Comptes de Gestion 1975 de la STEG	1975年の STEG 業務 報告書
9	Societe Tunisienne de Banque (exercice 1975)	1975年版
10	" " ( " 1974)	1974年版
11	L'Investissement Industriel En Tunisie	1976年版
12	Repport Annuel Banque Centrale de Tunisie 1975	1975年版
13	Made in Tunisia 2 Guide des industries tunisiennes	1976年版
14	Industrial Investment in Tunisia by Investment Promotion Agency	英文
15	La Tunisie economique Février 1977 No II	1977年版
16	Annuaire Economique de la Tunisie 1975~1976	
17	Veme Plan de Developpement Econmique et Social 1977~ 1981 Vol I	チュニジア国経済開発 5ヶ年計画 Vol I
18	" " Vol II	" Vol II
19	Special System Applicable to Exporting Industries	英文
20	The Industrial Investor's Guide to Tunisia	英文
21	Social Legislation for Workers and Labour Costs in Tunisia	英文
22	Law 74-74 of 3 August 1974 Relative to Investments in The manufacturing Industries (Producing for the Tunisian Market)	英文
23	Tunisia 紹介パンフレット	12分冊
24	Kasseb Project STEG より入手図面類(地質)	
25	既設 Kasseb ダム 関連図面およびダム水位曲線	

資料 番号	題 名	備 考
26	Kasseb Project 周辺地形図 1/50,000 計6枚	インデックスマップ有 り
27	チュニジア国地形図 1/500,000 計2部	
28	Kasseb Project に関連する技術検討資料 STEG 建設部作成(14検討 項目)	仏文
29	同 上 訳文	英文
30	Kasseb Project STEG より入手図面類(地形図)	
31	Kasseb Project Site 航空写真(3枚)	
32	Michelin, Hallwag 地図等各1部	
33	Sidi-Salem 水力計画, Oued Bou Heutma ダム概要図面	
34	電力需要想定関係資料(1977~1981) STEG 想定負荷曲線 最大需要 過去の実績	
35	雑資料 El Fouladh 製鉄所資料 1974年3月 STIR パンフレット STEG National Dispatching	
36	国連統計年鑑(1975年版)	
37	Caracteristiques des Turboalteuro Existants DPE 01 MDI/AL 17, 2, 77	14枚
38	Caracteristiques des Lignes 90 kV DPE 01 MDI/BD 25, 6, 76	4枚
39	Caracteristiques des Transformateurs DPE 01 MDI/OH 2, 7, 76	11枚
40	Caractenstiques de Transformateurs Futuro DPE 01 MDI/OH 3, 2, 77	7枚
41	Central Thermique, Goulette II	

