

モルデブニシヤ共和国

# 火力発電開発計画

## 調査報告書

1980年3月

国際協力事業団



JICA LIBRARY



1063762(8)



チュニジア共和国

# 火力発電開発計画

調査報告書

1980年3月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '84. 4. 17	417
登録No. 03568	64.3
	MPN

## は し が き

日本政府はチュニジア共和国政府の要請に基づき、1982～1986年の発送電増強計画並びにそれに含まれた同国火力発電開発計画のフィージビリティ調査を行うこととし、国際協力事業団が同調査を実施した。

当事業団はこの電源開発の重要性を考慮し、1979年9月29日から10月20日に至る22日間にわたり、三国雅士氏（電源開発株式会社）を団長とする6名の調査団を派遣し、チュニジア共和国政府関係機関の協力を得て現地調査を実施した。

本報告書は現地調査結果及び収集資料に基づき、解析・検討した成果をとりまとめたものである。

本報告書がチュニジア共和国の電源開発に寄与するとともに、我が国との経済交流及び友好親善の一助となれば誠に喜ばしいことである。

最後に、今回の調査に当たられた団員各位に謝意を表わすとともに、調査実施にあたり多大の御協力をいただいたチュニジア政府関係機関の方々を始め、在チュニジア日本大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、衷心より感謝の意を表すものである。

1980年3月

国際協力事業団

総裁 有田 圭 輔





## 伝 達 状

国際協力事業団

総裁 有田圭輔 殿

本報告書は、1982～1986年を対象期間として、チュニジア共和国の旺盛な電力需要に対処するため、ガスタービン増設計画、汽力発電所開発計画およびこれに伴う送電、変電設備増強計画のフィージビリティ調査報告書であります。

1979年1月、チュニジア政府から日本政府に対し、外交ルートを通じて本開発計画のフィージビリティスタディー実施の要請がなされた。この要請を受けて、日本政府の海外協力の実施機関である国際協力事業団は、本計画策定のため専門家6名から成る調査団を編成し、1979年10月1日から10月17日までの17日間STEG技術陣の緊密な協力を得て、発電所計画地点の地表踏査を実施すると共に、必要資料、情報の収集並びに意見交換を行った。なお、団長三国雅士および団員小林哲郎は、帰国後、国内作業により作成された以下の内容を含む報告書(案)に関し、1980年3月10日から6日間再度チュニジア共和国を訪れ、STEGおよび関連機関に対して説明を行ないました。

開発計画の内容は、次の3項目を骨子とするものであります。

### (1) ガスタービン増設計画

1983～84年を対象期間として、アルジェリアの天然ガスを使用して単機容量20～30MWのガスタービンをRobbana, Kasserine並びにMellaouiの3地点に合計出力100～120MW増設する計画。

### (2) Rades 汽力発電所開発計画

立地候補地点として、Rades, Bizerte並びにSfaxの3地点について、地表踏査結果および必要諸条件を検討し、Rades地点が最適地点として選定された。又、このRades地点に系統のベース負荷を供給するガス(重油)汽力発電所300MW(150MW×2基)を1985年～86年に建設する計画。

### (3) 送電、変電設備増強計画

以上の電源設備増強計画と電力需要の増大に伴って必要となる送電、変電設備の増強計画を策定致しました。

この火力発電開発計画の実現により、安定した良質の電力供給が行われ、チュニジア共和国の経済発展、社会開発並びに国民の福祉向上に寄与すると共に、同国と日本との親善によ

り一層貢献することを心から念願するものであります。

本報告書の提出にあたりチュニジア共和国で多大な御協力を賜わったSTEG、在チュニジア日本大使館、国際協力事業団並びに関係諸官庁に対し深甚の謝意を表すものであります。

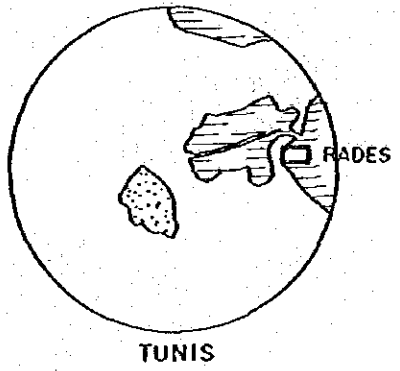
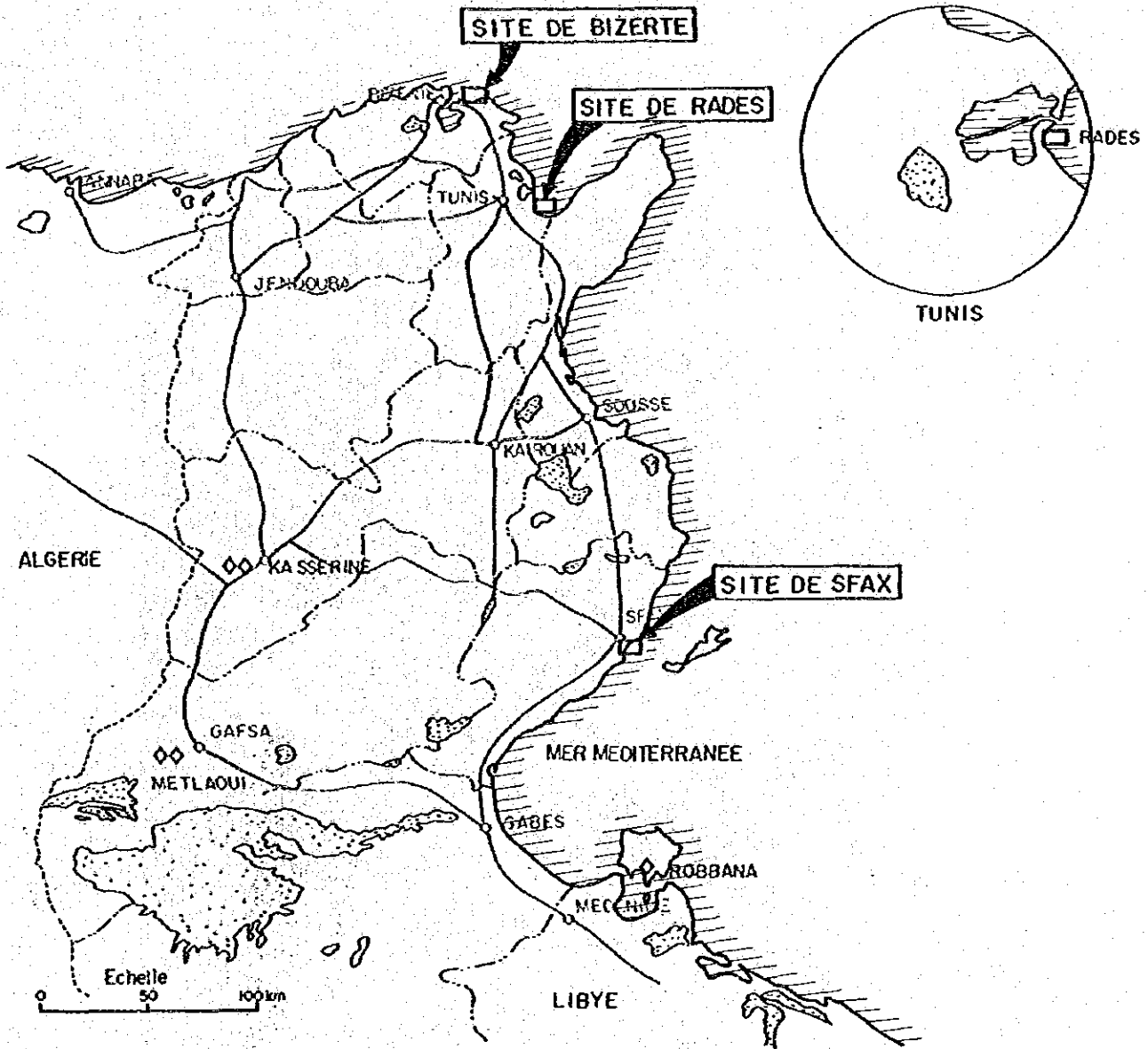
1980年3月

チュニジア共和国火力発電

開発計画調査団

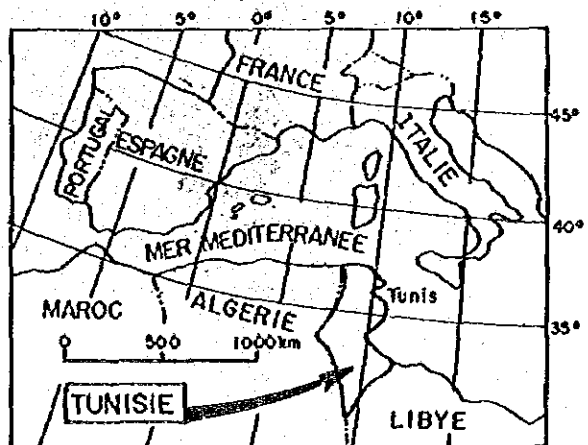
団長 三 国 雅 士

# PLAN DE SITUATION

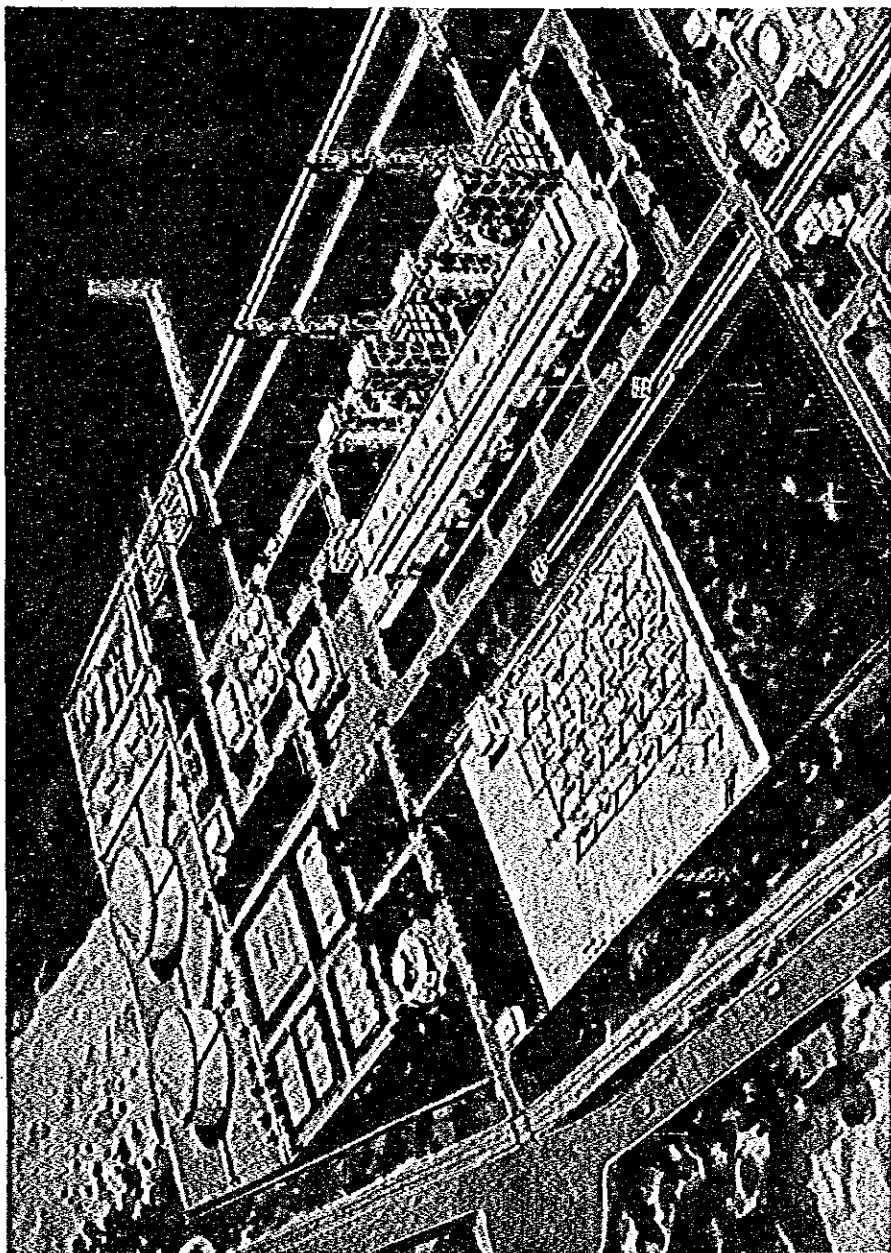


## LEGENDE

- |                     |         |
|---------------------|---------|
| THERMIQUE           | PROJ    |
| TURBINE A GAZ       | ◆       |
| LIMITE d' ETAT      | .....   |
| LIMITE DE DISTRICTS | ---     |
| ROUTE DE            |         |
| GRAND PARCOURS      | —+—+—+— |





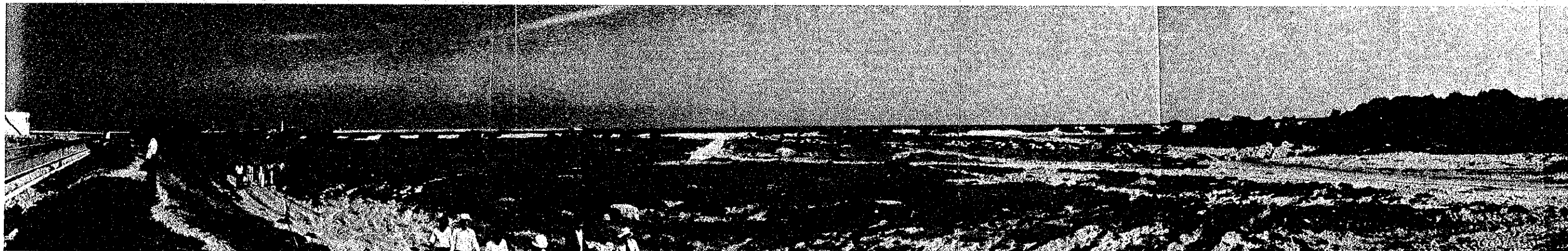


Perspective à vue d'oiseau de la centrale thermique Radès

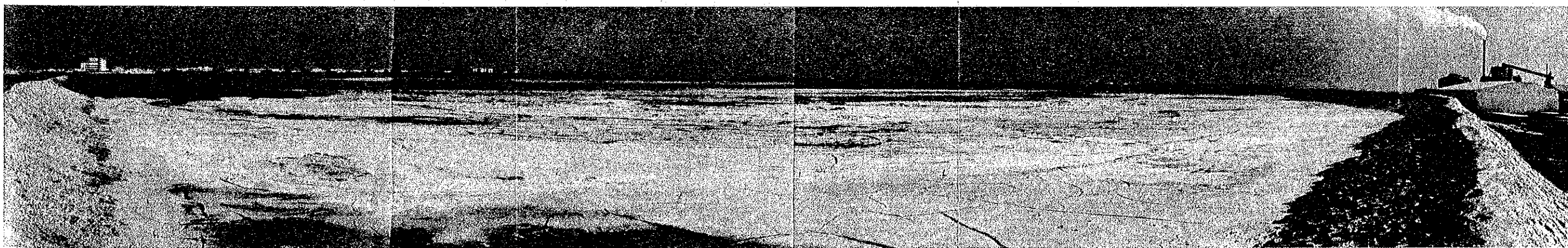
80%  
12/11/83



Site de Rades

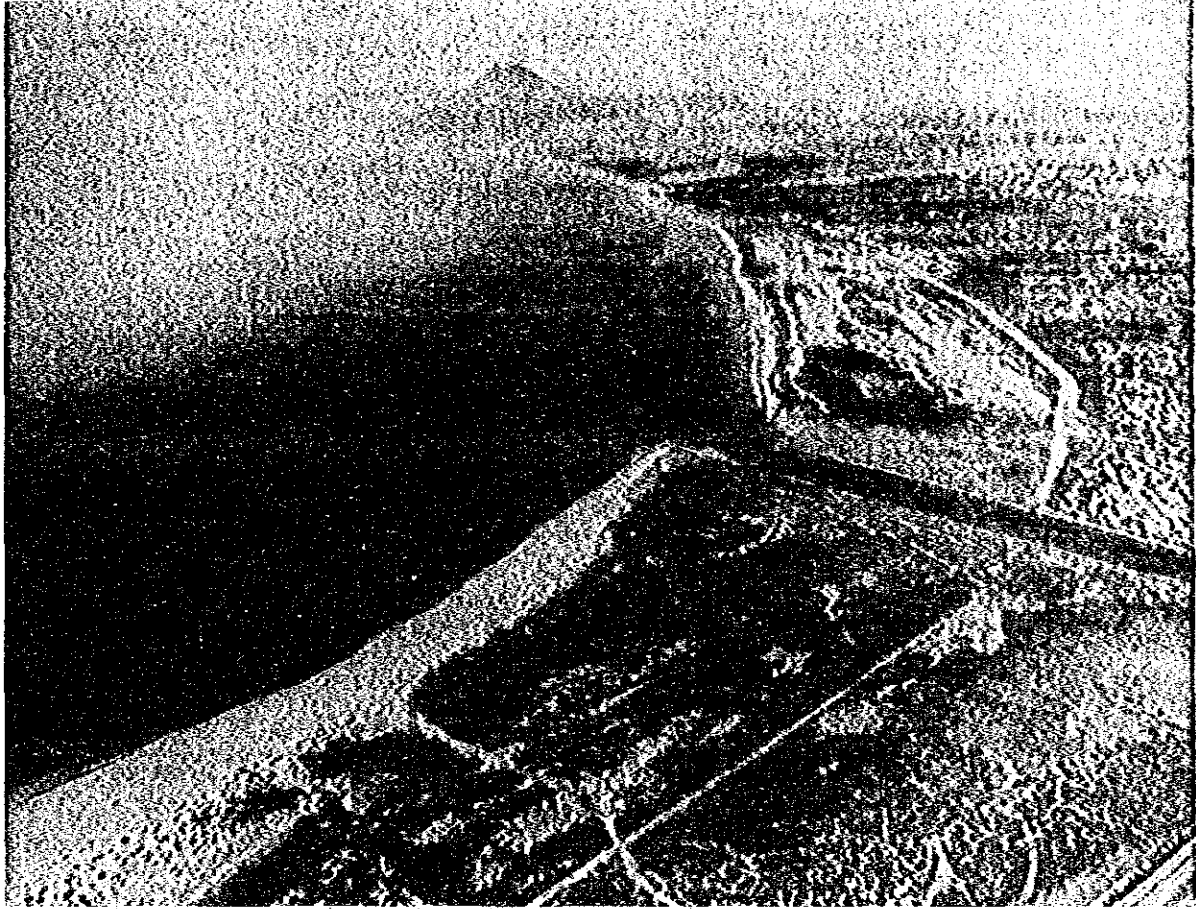


Site de Bizerte



Site de Sfax





Site de Rades et le canal de pêche



Site de Sfax et l'usine de NPK





**PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS**

**DE PRODUCTION-TRANSPORT**

**火力発電開発計画**

**調査報告書**

**VOLUME I**

**第一部**



# 目 次

は し が き

伝 達 状

## 第1章 総 論

- 1.1 プロジェクトの背景 ..... I- 1
- 1.2 調査の目的 ..... I- 1
- 1.3 スタダーの経緯 ..... I- 2
- 1.4 STEGによる既往調査と協同作業 ..... I- 3

## 第2章 結論および勧告

- 2.1 結 論 ..... I- 5
  - 2.1.1 基本的条件 ..... I- 5
  - 2.1.2 電力需要予測 ..... I- 5
  - 2.1.3 予 備 力 ..... I- 6
  - 2.1.4 発電設備増強計画 ..... I- 6
  - 2.1.5 送変電設備増強計画 ..... I- 11
  - 2.1.6 総所要投資額 ..... I- 11
- 2.2 勧 告 ..... I- 13
  - 2.2.1 次期汽力発電所建設地点の決定促進 ..... I- 13
  - 2.2.2 コンサルタントの早期指名 ..... I- 13
  - 2.2.3 1987年以降の長期開発計画検討の準備 ..... I- 13

## 第3章 電力需要予測と所要供給力

- 3.1 STEGによる電力需要予測とこれに対する評価 ..... I- 15
  - 3.1.1 1966～1978年の需要実績 ..... I- 15
  - 3.1.2 想定方法 ..... I- 15
  - 3.1.3 想定結果 ..... I- 16
  - 3.1.4 STEG予測に対する評価 ..... I- 16
- 3.2 系統予備力 ..... I- 25
  - 3.2.1 STEGの採用している予備力基準 ..... I- 25
  - 3.2.2 火力定期補修停止出力の織込み ..... I- 25
  - 3.2.3 国際電力連系の適用 ..... I- 26
  - 3.2.4 次期汽力運開後の予備力のあり方 ..... I- 27
  - 3.2.5 本スタディの予備力基準 ..... I- 27

3.3	所要供給力と年度別所要開発量	I-31
3.4	1982年時点の発送変電設備増強計画	I-32
3.4.1	発電設備	I-32
3.4.2	送変電設備	I-32

#### 第4章 1982～86年の発送変電設備増強計画

4.1	概況	I-37
4.1.1	テュニジアのエネルギー事情	I-37
4.1.2	電源増強計画のための基本的要素	I-38
4.1.3	開発すべき発電出力の最適配分	I-38
4.2	ガスタービン増強計画	I-49
4.2.1	設置地点の選定	I-49
4.2.2	増強計画	I-50
4.2.3	工事工程	I-51
4.2.4	概算工事費	I-52
4.3	次期汽力発電所増強計画	I-55
4.3.1	汽力発電所立地地点の選定基準	I-55
4.3.2	3候補地点の物理的、環境的諸条件	I-55
4.3.3	各候補地点の適応性	I-63
4.3.4	系統運用上の比較	I-64
4.3.5	工期	I-67
4.3.6	概算工事費	I-71
4.4	送変電設備増強計画	I-72
4.4.1	送電線	I-72
4.4.2	変電設備	I-75
4.4.3	工事工程	I-75
4.4.4	概算工事費	I-76
4.5	発送変電設備増強計画の総合工程および総所要資金	I-76
4.5.1	総合工程	I-76
4.5.2	総所要資金	I-76
4.6	次期汽力発電所立地地点の選定についての結論および勧告	I-76
4.6.1	総合比較	I-76
4.6.2	結論と勧告	I-89

添付資料	Figure -1	Rades 地点平面図	.....I-93
	Figure -2	同上 (Alternative)	.....I-95
	Figure -3	Bizerte 地点平面図	.....I-97
	Figure -4	Sfax 地点平面図	.....I-99
	Graphique -1	1982年の送電容量	.....I-101
	Graphique -2	1982年の潮流図	.....I-103
	Graphique -3	1986年の潮流図 (Rades)	.....I-105
	Graphique -4	同上 (Bizerte)	.....I-107
	Graphique -5	1986年の安定度曲線 (Rades)	.....I-109
	Graphique -6-7	同上 (Bizerte 1,2)	.....I-111
	Graphique -8	1986年の潮流図 (Rades) Sousse~Sfax 系統増強	.....I-115
		コンバインドガスタービンの現状と将来について	.....I-117
		表 調査日程表	.....I-119



# 第 1 章 総 論

- 1.1 プロジェクトの背景
- 1.2 調査の目的
- 1.3 スタダーの経緯
- 1.4 STEGによる既往調査と協同作業





# 第 1 章 総 論

## 1.1 プロジェクトの背景

工業生産の促進、食糧自給、完全雇用の達成等を目標に、計 4200 百万 dinars の投資努力を以て、国民総生産年率 7.5 % の成長率を達成せんとするチュニジア共和国の経済社会開発第 5 次計画 (1977~1981 年) は現在着実に進行中である。この第 5 次計画は、1977~1986 年の長期展望のもとに、その第 1 段階として策定されたもので、現在の旺盛な発展テンポは次期の第 6 次 5 ヶ年計画 (1982~1986 年) にもそのまま持越されるものと期待されている。

この急速な経済発展を背景として、1986 年を対象とする中期予測によると、電力需要の伸び率は、低圧需要年率 1.5 %、中圧需要年率 1.2 %、高圧需要年率 1.1 % と予想され、STEG の連系々統における年間尖頭負荷は 1979 年の 420 MW から 1986 年には 940 MW に増大するものと想定されている。これに所要の系統予備力を見込むと、1986 年時点には約 1140 MW の供給力が必要となる。

上記の電力需要に対して、現在実施中の STEG の電源開発計画が完了する 1982 年の全国発電所保証出力は 824 MW<sup>\*</sup> である。従って、1987 年以降へのマージンを含めると、1982~1986 年期間中に、少なくとも 400 MW 前後の発電設備増強が必要となり、また、これに伴って、送・変電設備の増強と配電網の整備が要請される。

(※ Goulette I 25 MW は Sousse の運開により廃止)

## 1.2 調査の目的

この調査の目的は、1982~1986 年を対象期間とし、チュニジア国内の負荷特性に見合った電源の増強、および、これに伴う送・変電設備の増強計画を策定することであるが、これをより具体的に示すと次の諸項目に分れる。

### (1) ガスタービン増設計画

現在の需要の増勢から見ると 1983~84 年時点に電力供給設備の不足を生ずる。これに対応する電源として最も望ましいのはガスタービンである。このため、系統運用およびアルジェリアよりの天然ガス供給の可能性等を考慮して、設置地点を選定する。

### (2) 汽力発電計画

系統のベース負荷に供給するため合計出力 300 MW の汽力発電所の建設を計画する。このための立地候補地点として、STEG の予備調査によって Rades、Bizerte、Sfax の 3 地点が挙げられているので、地表踏査の結果並びにその他の諸条件を検討し、最適地点を選定する。また、選定された最適地点についてフィージビリティ

ベルのスタデーを実施する。

### (3) 送・変電設備増強計画

以上の電源増強計画と電力需要の増大に伴って必要となる送・変電設備の増強計画を策定する。

なお、報告書は Volume I および II に分冊し、Volume I には、1982～1986年の発・送変電設備増強計画の全貌と次期汽力発電所の立地々点決定のため行なった検討結果を記載し、Volume II には、右の検討結果を考慮して STEG によって決定された地点における汽力発電所のフイージビリティスタデーを記載する。

## 1.3 スタデーの経緯

1982～1986年の電力増強計画について、さきに JICA 派遣の“電力長期計画調査団”(1977年)および“Kasseb 揚水発電計画調査団”(1978年)は、いずれも、ベース供給力としての“X火力”(150MW)および“Y火力”(150MW)をそれぞれ1983年および1986年に運開させ、ピーク供給力としての Kasseb 揚水発電所1、2号機計150MWを1985～1986年に運開させる開発計画を策定した。併し乍ら、Kasseb 揚水発電計画は、補足調査が必要となり、このため当該計画は1987年以降の将来計画となった。これらの事情のため天然ガス利用の可能性と STEG の財務的ポテンシャルティを考慮して1982～1986年の開発計画を見直さなければならなかった。

以上の情勢を背景に、1979年1月、外交ルートを通じて、チュニジア政府より日本政府に対し、1982～1986年を対象とする発・送変電計画の策定と、その中における次期汽力発電所のフイージビリティスタデー実施の要請が成された。この要請を受け、JICA は本調査の実施を電源開発株式会社(EPDC)に委託し、同社によって編成された調査団は1979年10月1日～17日に亘り、STEG 技術陣の緊密な協力を得て、Rades、Bizerte、Sfax の3候補地点の地表踏査を実施すると共に、必要資料、情報の収集を行なった。因みに、同調査団の構成メンバーは以下の通りである。

三 国 雅 士	団長 電気機械技師	(EPDC)
小 林 哲 郎	経済専門家	(EPDC)
伊 賀 精 二	土木技師	(EPDC)
井 上 哲 郎	電気技師	(EPDC)
遠 藤 清 雄	電気機械技師	(EPDC)
末 森 満	コーディネータ	(JICA)

現地調査の詳細日程は添付書類に示す通りである。

#### 1.4 STEGによる既往調査と協同作業

1982～1986年を対象期間とする発・送変電設備増強計画、並びに次期汽力発電所建設地点の選定については、1978年以来、STEGの企画調査部（部長 Sadok RABAH）において予備的検討が行なわれており、以下に示すような研究および基礎資料が作成されている。

##### (1) 基礎資料

- －発・送変電計画スタデーのための基礎資料（1979年3月）
- －1981年時点の電力系統に関する技術資料（1979年3月）

##### (2) 研究資料

- －1982～1986年における発電設備増強計画（予備的検討）  
（1978年）
- －1982～1986年における発電設備増強計画（補足ノート）  
（1979年1月）
- －1982～1986年における発・送電設備増強計画の選定のための方法論  
（1979年1月）
- －電力需要～実績と長期予測  
（1979年5月）

以上の基礎資料および研究資料は極めて行き届いたもので、日本側調査団の検討作業に極めて有効なものであった。また、これら諸資料のほか、同じくSTEGの建設部および発電部より次の諸資料を入手した。

- －Goulette II発電所原水調書（1968～71年）
- －Tunisia 国地震記録
- －Tunis 地方地震測定記録
- －日射量記録
- －気象資料（大気温度、湿度、雨量等）－1974～78年
- －Sousse 発電所人員配置計画

このほか、建設部より、現在工事中のSousse 発電所土木工事、構造物の主要単価（1979年時点に換算）に関する情報を入手した。これら工事単価は、労務費、資機材費、請負の経費、利益等を含み、税金は含まれていない。

本スタデーは以上の諸資料、情報ベースにすると共に、STEGの既往スタデーの見直しと云う形で行なわれ、且つSTEG技術陣との詳細な議論を経て行なわれたものであり、その意味で、本報告書は、日本側とチュニジア側との共同作業の成果とも見做し得るものである。



## 第 2 章 結論および勧告

### 2.1 結 論

- 2.1.1 基本的条件
- 2.1.2 電力需要予測
- 2.1.3 予 備 力
- 2.1.4 発電設備増強計画
- 2.1.5 送変電設備増強計画
- 2.1.6 総所要投資額

### 2.2 勧 告

- 2.2.1 次期汽力発電所建設地点の決定促進
- 2.2.2 コンサルタントの早期指名
- 2.2.3 1987年以降の長期開発計画検討の準備



## 第 2 章 結論および勧告

### 2.1 結 論

#### 2.1.1 基本的条件

チュニジアでは火力発電計画はアルジェリアよりの天然ガス供給計画と不可分の関係にあり Kasserine、Tajerouine、Sousse、Tunis、Metlaoui 等の需要地に対し 1981/82 年時点では上記のガス供給が実現する予定である。併し乍ら例えこの時期迄に天然ガス供給が行なわれなかったとしても本報告書で策定された各発電所の運開予定日は遅らせてはならない。

#### 2.1.2 電力需要予測

電源増強計画のベースとしての電力需要予測について、STEG は統計的モデルを利用した包括的手法と、部門別の消費予測をベースとした分析的手法との 2 通りの手法を用い、それぞれの手法によって得た結果を照合して中、長期需要の予測値を設定している。これは、想定方法として、万全なものである。1979 年 5 月の STEG の報告書 (Le Marché de l'Electricité Rétrospectives et Prévisions à long terme) は 1986 年時点の年間消費電力量を 4120 GWh と想定されているが、この数字は、1978 年、日本側の Kasseb 揚水発電計画調査団が巨視的統計モデルを使って想定した 3970 GWh と比較して極めて近似的である (3.8% の開き)。

送配電ロス率については、1977~1978 年のそれは、消費電力量に対して、15~16% であるが、225 kv 基幹送電網の完成に伴って減少し、1986 年時点には STEG の予測するように 12.5% 程度まで改善するものと推定出来る。一方、系統負荷率は、1970 年以降、55~56% の水準に定着しており、また将来の消費構造にもそれ程 Drastic な変化は考えられない。

従って、以上の消費電力量、送配電ロス率、系統負荷率をベースとして行なわれた STEG の尖頭負荷予測は極めて合理的なものを考えられる。

なお、変電所別需要予測については、地域的大口需要の計画を勘案しつつ過去の需要実績を外挿して将来予測を樹てているが、想定方法として、これ以外の方法は見出せない。

以上の結論として、電源増強計画のベースとしての STEG の中、長期需要予測は極めて妥当なものと考えられる。



### 2.1.3 予備力

電力系統の事故、定期点検等に対処するための予備力については種々の理論が存在するが、STEGでは、次の何れか大なるものを採用することとしている。

—尖頭負荷の20%に相当する出力：

$$\begin{pmatrix} 1982年 \cdots \cdots 120 \text{ MW} \\ 1986年 \cdots \cdots 188 \text{ MW} \end{pmatrix}$$

—最大容量1基と、残余発電所群のうち次に大きい容量の発電機1基の出力を合計した出力：

$$(150 \text{ MW} + 31 \text{ MW} = 181 \text{ MW})$$

併し乍ら、1982年時点で、Sousse 発電所以外に汽力発電機6基(Goulette I は考慮に入れない)、ガスタービン14台があり、1984年時点では、後述のように、更にガスタービン5台が増加するものと考えられる。従って、これら機種毎の定期点検、補修の所要期間を考慮すると、1982～1986年の期間は、予備力として、最大容量1基(150MW)と残余発電所群のうち代表的なもの2基(31MW+22MW)を合計した約200MWを確保することが望ましい。なお、アルジェリアとの送電連系によるピーク時電力融通のメリットは両国の時差により、タイム・ラグが1時間程度なので、予備力として大きな期待をかけることは出来ないであろう。

なお、1985/86年に次期汽力発電所の150MW2基が運開すると、これら150MW機の定期点検、補修期間が年間の半分以上を占めることとなる。従って、1987年以降には300MW(定期点検150MW、系統予備150MW)の予備力を要するであろう。但しこの考え方は将来設備計画の際に詳細に検討されなければならない。

### 2.1.4 発電設備増強計画

以上の電力需要想定、予備力を前提として、1982～1986年の需給バランスを求めると次の通りとなる。

表2-1 所要増加出力 (MW)

年次	尖頭負荷	予備力	所要供給力	保証出力 (1982年)	休廃止出力	需給バランス出力
1982	600	200	800	824	—	+24
1983	660	"	860	"	—	-36
1984	740	"	940	"	—	-116
1985	830	"	1,030	"	—	-206
1986	940	"	1,140	"	-15*	-331

※ Ghannouch II の TG-1 号機 (1971年運開)

即ち、1983年より供給設備の不足を生じ、1986年までに約400 MWの新規電源を開発すべきこととなる。

次に、発電手段の形式について見ると、天然ガスを燃料とするガスタービンが新鋭汽力発電所と経済的に対抗し得るのは、全出力運転で年間3000時間(82時間/日)程度までであり、これ以上の長時間運転は汽力発電所の方が有利である。この経済的境界線は、STEGが作成した年間Durationカーブにおいて尖頭負荷の61%に相当する。これに対して、1982年時点の発電所出力構成は、ベース用の汽力55%に対して、ピーク発電所45%(うちガスタービン39%)である。

水力発電所	.....	51 MW	( 6%)
ガスタービン	.....	319 MW	( 39%)
汽力発電所	.....	454 MW	( 55%)
合計		824 MW	(100%)

従って、1982~86年に400 MWを開発し、1986年時点の総保証出力が1,209 MWとなった時のSTEG電力システムの理想的な出力構成を求めると、汽力は $1,209 \times 0.61 = 738$  MW、ピーク発電所は $1,209 \times 0.39 = 471$  MWとなる。

これらの数値から1982~86年の形式別の所要増加出力を求めると、次の通りとなる。

汽力発電所	.....	$738 - 454 = 284$ MW	.....	300 MW
ガスタービン	.....	$400 - 284 = 116$ MW	.....	100~120 MW

上記の数値並びに機器単機容量の一般的な標準を考慮し、電源増強計画としては、1983/84年に単機容量20~30 MWのガスタービン5台を、また1985/86年に150 MW 2基の汽力発電所を建設するのが適当である。なお、上記の出力配分についてはSTEG自身もシュミレーションを用いて計算期間を約10年として各種発電計画について費用比較を行っているが調査団の得た出力配分の結論と同じ結論に達している。

#### (1) ガスタービン増設計画

ガスタービン増設については、次の基本的条件を考慮して設置地点を選定する必要がある。

- 出来るだけ送電線増強の必要性をおくらせるため、系統の弱い所を選ぶこと。
- 国際価格において、ガスオイルは天然ガスの1.7倍の割高であることを考慮し(1979年初価格で、1TEP当りガスオイル60DTに対し天然ガスは36DT)、1983/84年時点からアルジェリア天然ガスを使用出来る需要地を選ぶこと。

前の条件に該当するのはMenzel BourguibaとRobbanaである。併し乍ら、Bizerte-Menzel Bourguiba 地域は工業を主体とする電力需要が飽和の状態にあり、且つEl Aroussia および Tunis Ouest より9.0 kv各1回線で供給されているのに対し、

Jerba 島は Ghannouch より 150 kv 1 回線で供給を受けているだけであり、発電所が存在しない。また、この Jerba 島がチュニジア最大の観光地域であり内外人観光客を多く集めていることを考慮すると、緊急時の予備用として、ガスタービン1台の設置が適当と考えられる。また、後の条件に該当する地域は Tajerouine、Kasserine Metlaoui 等のチュニジア西南部の需要地で、1983年時点の電力需要はピークでそれぞれ 23 MW、21 MW、4.8 MW と予測されている。発電設備の集中している地中海沿岸地帯に比較し、これら西南部地域には発電設備は Metlaoui に 22 MW のガスタービン1台があるだけである。従って、発電/消費のバランス上からこの地域にガスタービン設置が妥当である。この場合、これら3地域に、それぞれ、ガスタービンを設置するのは経済性および発電所の運転保守の面から適当でない。電力需要の規模から見て、Metlaoui にガスタービン2台増設し、残り2台は、ガスパイプライン本管通過地である Kasserine に設置して Kasserine-Tajerouine の需要に対処するのが適当と考えられる。

以上により、ガスタービン増設計画は次のように策定される。

設置時期	設置場所	出力×台数
1983年7月	Robbana	20 ~ 30 MW × 1 台
1984年1月	Kasserine	20 ~ 30 MW × 2 台
1984年1月	Metlaoui	20 ~ 30 MW × 2 台

なお、系統解析の結果、上記ガスタービン計画の実施に伴い、Sousse~Sfax 間の送電線増強計画は 1980年代の末頃まで必要ないことが確認された(若し、上記ガスタービン計画が行なわれなければ 1986年末頃には 225 kv 1回線増強が必要である)

## (2) 次期汽力発電所建設計画

汽力発電所の建設については STEG では地方の電力事業を考慮しつつプレミナリイ段階の候補地点として6地点を考えていた。即ち Sfax, Bizerte (市の入口)、Rades, Bizerte (Menzel Abderrahman), Goulette II (拡張), Sousse (拡張) の各地点である。このうち予備検討の結果更に Rades, Bizerte, Sfax の3地点に選ばれ、その中で以下に述べるように Rades 地点がサイトの物理的条件、天然ガスの利用可能性、環境問題、電力需要、系統運用、工事費等の総合比較の結果最も有望と判断された。

予備検討の段階で捨られたサイトについて述べると以下の通りである。

- Goulette II ; 土地が狭く、Rades に較べると各種の点で劣る。
- Sousse ; この地点は工事費の負担は少なく済むが国全体の発電出力

の70%が此処1ヶ所に集中することとなり、また新規送電線の工事費が増大する。

- Bizerte (Menzel Abderrahman) ; この地点は軍事基地が近くにあり、また Sidi Ahmed の軍用飛行場の航空管制区域の中にあるので、排除した。

Rades, Bizerte, Sfax の3地点の状況は次の通りである。

(a) Sfax 地点

Sfax 地点は、重工業開発予定区域の中にある。土地は NPK 工場の創設以来の廃棄物の捨て場になっており、ヘドロの上に厚さ数mの廃棄物(石膏)が堆積している。若し発電所を建設するとすれば、これら廃棄物は全て除去しなければならない。また NPK 工場もその他の場所に新たな捨て場を見つけなければならない。またこのような劣悪な地盤では地盤の不等沈下の惧れを免れない。このように、基礎処理に膨大な費用を要するほか、港湾拡張計画で予定された堤防の先端に取水口を設けることとなるので、取水路は極めて長大なものとなり(約1,700m) 然も、工事を港湾拡張工事と独立して行なうことが不可能となる(この点について、取水口を NPK 工場の横の港の岸壁に接して設け、取水路を短くする案もある。) また、送電線についても、Sfax 地点は3案のうち最も割高となり、送電ロスが多くなること、および安定度の面で他の2案に比較して可成り劣る。以上の理由により、Sfax 地点は1985/86年時点での汽力発電所立地々点としては不相当と判断される。しかし、将来の計画のためにも別の候補地点を見つけなければならないであろう。

(b) Bizerte 地点

Bizerte 地点は、後背地に丘陵を控えていることを考慮すると、Rades 地点に較べて基礎岩盤はより浅い所に存在するものと推定され、より有利な地質条件を有するほか、附近に STIR 精油所があるので、予備用重油の補給には好都合である。冷却用水は湾内からの深層取水が適当と考えられるが、そのためには STIR 精油所への送油管堤防を横切るための地下工事を行わなければならない。不利材料として、1985/86年時点には、アルジェリア天然ガスのパイプラインは未だこの地域まで敷設されないこと、発電所用水の補給が Joumine ダム運開までは困難であること(同ダムの運開予定は1986年であるので、発電所運開当初の用水補給は可成り困難なものとなろう)、および、Bizerte-Menzel Bourguiba 地域の電力需要の伸びが鈍化していること、送電ロスの面で Rades 案にやゝ劣ること等が挙げられる。

(c) Rades 地点

Rades 地点は、Goulette II 発電所地点と同様に、基礎岩盤まで厚さ30~60 mの砂質粘土層をかぶっているものと予想されるので、土地の物理的条件はBizerte 地点に劣る。また、Rades-M'Nihla 間送電線が湖の上を通ることとなるので幾つかの鉄塔を湖中に設置しなければならないと云う工事上の難点を伴う。併し乍ら、この地点は首都Tunisおよびその周辺の激増する電力需要を控え、系統運用上、発電所建設に最も望ましい地点であると同時に、運開当初からアルジェリア天然ガスを発電用燃料として使用出来ると云う利点がある。(Goulette II 発電所へ予定されているガスパイプラインから供給を受けることとなろう。)

以上、各地点の得失を相互比較し、且つ後述の建設工事費を勘案すると、Rades 地点が最も適当と判断される。今後の実施設計、入札、発注、工事の所要期間を考慮すると、次期汽力発電所の運開時期は次の通りとなる。

運開時期	出力×台数
1985年8月	150 MW×1基
1986年2月	150 MW×1基

(d) Rades 案の取水口、放水口位置について

Rades 地点における STEG 案の取水口位置は呑口標高を Sousse 発電所と同じく海面下4 mに設けるとすると、取水口前面の外海に約800 m区間の浚深を必要とする(港湾局年報海図による)。これに対し当方案の場合、取水口を敷地北側の境界線付近の外海に設ければ、所要浚深区間は約400 mに短縮可能なので工事費の低減が計れる。

但し、いずれにしても海域には大量の砂および海草が寄せるので取水口については、このための適切な対策が必要である。

放水口については、工事費の軽減および温排水による環境上の問題を考慮すると、前面海域にこれを設けるのが最も望ましい(本案はFigure-2 Alternativeとして本報告書に添付する)。併し乍ら、STEGの要望では、Rades 地域においては地域の総合開発を考慮すると共に、大量の発電所冷却水を背後の湖に循環させ、湖のRegenerationを計りたいとのことである。この要請を満すため、本スタディーでは、復水器冷却水は既存の魚道チャンネルに放流することとした。

一方、港湾設備拡張計画による湖の埋立によりチャンネルは現在より可成り延長され、放水口から湖まで約1,800 mとなるが、この場合でも排水温度の低下は余り期待できない。従って、温排水による自然環境への悪影響、特に漁業に対する悪影響は免れないであろう。

### 2.1.5 送変電設備増強計画

前項の発電設備増強計画、並びに1982年および1986年時点の電力需要に基く系統解析の結果を考慮すると、1982～86年の送変電設備増強計画は次のように策定される。

#### (1) 送電線増強

	完成予定期日	区 間	電圧、互長等
(a) Rades 案			
	1985年1月	Rades ~ M'Nihla	225kV1 cct 約 30km (但し2回線鉄塔)
	1984年10月	Rades ~ Naassen	225kV1 cct 約 15km ( " )
(b) Bizerte 案			
	1985年1月	Bizerte ~ M'Nihla	225kv2 cct 約 50km (および発電所~Menzel Bourguiba 90kv 系統との接続)

なお、ガスタービンをKasserineおよびMetlaouiに設置することによりSousse~Sfax間の225kv送電線新設は1980年代の末頃まで引伸し得ることとなった。

#### (2) 変電設備増強

	完成予定期日	変電所名	変圧器容量等
(a) Rades 案			
	1985年1月	M'Nihla	100MVA × 1 (225kV / 90kV)
	1984年10月	Naassen	100MVA × 1 (225kV / 90kV)
(b) Bizerte 案			
	1985年1月	M'Nihla	100MVA × 1 (225kV / 90kV)

### 2.1.6 総所要投資額

1979年10月現在の価格ベースでの以上の発・送・変電設備増強計画の概算工事費(建中利子含まず)は次表のように見積られる。

表2-2 発送変電計画工事費 (1979年価格)

(1,000DT)

項目	ガスタービン 増設計画	汽力発電・送変電工事費					
		汽力発電所計画		送変電増強計画		合計	
		Rades案	Bizerte案	Rades案	Bizerte案	Rades案	Bizerte案
土木・建築工事	750	19690	20860	—	—	19690	20860
機器および据付	11900	53090	53770	4690	4710	57780	58480
予備費	920	5690	5860	340	340	6030	6200
直接費計	13570	78470	80490	5030	5050	83500	85540
管理費	340	1970	2020	130	130	2100	2150
エンジニアリング フィー	—	790	810	—	—	790	810
間接費計	340	2760	2830	130	130	2890	2960
建設費計	13910	81230	83320	5160	5180	86390	88500
税金	420	2440	2500	160	160	2600	2660
建設費総計	14330	83670	85820	5320	5340	88990	91160

表2-3 発送変電計画総工事費

(1,000TD)

	Rades案	Bizerte案
ガスタービン増強計画	14330	14330
汽力発電・送変電工事	88990	91160
総計	103320	105490

(注) 上記の見積りには天然ガスの供給についての部分は考えていない。Bizerte案の場合にはたとえMenzel, Bourguibaまで天然ガスが供給されるようになっても、そこからBizerteまで更にパイプラインを延長しなければならなくなる。(Bizerte市内へのガス供給は同市に製油所がある。一方大口需要家もないので発電所が建設されない限りパイプラインの敷設は実施されないであろう。)

## 2.2 勸告

### 2.2.1 次期汽力発電所建設地点の早期決定

電力需給バランスから見て、次期汽力発電所は遅くとも1985年8月までには完成を必要とするが、そのためには1980年半ばには実施設計を開始しなければならない。また、実施設計が予定通り開始出来るためには、海象調査の一部(水温、海流等)は1980年中に開始する必要がある。このため汽力発電所の建設地点を、本報告書に基いて可及的速やかにSTEGにおいて決定するよう勸告する。

### 2.2.2 コンサルタント契約の早期締結

実施設計に先立って、地質調査工事、陸上および海底地形図化作業、海象調査等が、実施設計を担当するコンサルタントの仕様書に基いて、STEGによって行なわれなければならない。このため、コンサルタントの指名および契約締結を可及的速やかに行なうようSTEGに勸告する。

### 2.2.3 1987年以降の長期開発計画検討の準備

日本側調査団の予備検討によれば、1987/88年時点には更に300MW前後のベース火力の建設が必要であり、そのためには、1982年はじめに同発電所調査工事に着手しなければならない。一方、ピーク供給力としてのガスタービンは、1987~89年にかけて合計103MW (Tunis Sud TG-1、TG-2の44MW および Ghannouch II のTG-1、2、3の59MW) が廃止され、1992~93年にかけて Bouchemma, Sfax, Menzel Bourguiba, Korba, Metlaoui の既設216MW が廃止となる。機器の老朽化に伴う効率低下を考慮すれば、実際の廃止時期がもっと早くなることも予想される。これらガスタービンの代案としてのKasseb揚水発電所は、実施設計の開始から運転開始まで約8年を要するものと考えられるので、ピーク供給力補充のため1988/89年に運開を要するものとするれば、1981年中には実施設計に着手しなければならない。

従って、上記ベース火力の地点選定およびKasseb揚水発電の見直しを含めた1987年以降の発・送電設備増強計画の検討を行なうため、必要な準備を開始するようSTEGに勸告する。





## 第 3 章 電力需要予測と所要供給力

### 3.1 STEGによる電力需要予測とこれに対する評価

#### 3.1.1 1966～78年の需要実績

#### 3.1.2 想定方法

#### 3.1.3 想定結果

#### 3.1.4 STEG予測に対する評価

### 3.2 系統予備力

#### 3.2.1 STEGの採用している予備力基準

#### 3.2.2 火力定期補修停止出力の織込み

#### 3.2.3 国際電力連系の適用

#### 3.2.4 次期火力連開後の予備力のあり方

#### 3.2.5 本スタディの予備力基準

### 3.3 所要供給力と年度別所要開発量

### 3.4 1982年時点の発・送・変電設備概要

#### 3.4.1 発電設備

#### 3.4.2 送変電設備



### 第 3 章 電力需要予測と所要供給力

#### 3.1 STEGによる電力需要予測とこれに対する評価

##### 3.1.1 1966～1978年の需要実績

STEG電力系統における需要家の電圧別構成は、1978年時点で、低圧需要33.5%、中圧需要47.5%、高圧需要19%となっているが、これらを総合した過去12年間の需要の伸びは、年平均約12%で、1966年の455GWhから1978年には1,537GWhに増大した。この同期間における自家用発電の全国需要に占める割合は、1966年の2.6%から1978年には1.2%に低下している。

次に、1969～1978年の過去10年における用途別電力需要の増加状況を示すと次の通りである。

##### ・高、中圧需要家

鉱業	年平均増加率	8%
重工業	"	16%
建設資材、ガラス工業	"	12%
軽工業	"	11%
食品工業	"	12%
サービス業	"	12%
平均	"	12%

##### ・低圧需要家

"	"	14%
総合平均	"	12%

一方、1966～1978年の年間尖頭負荷は、94MWから374MWに増加している。尖頭負荷の増加状況は必ずしも平担ではなく、例えば1971/72年は8%、1976/77年は17.5%等、波はあるが、期間平均では年率12%の増加率となる。

##### 3.1.2 想定方法

過去の需要実績を背景として、将来の長期予測を行なうに当たって、STEGは2通りの接近方法を採用している。即ち、その一つは、部門別分析的手法で、各経済部門別の過去の需要実績と将来の計画プロジェクトの分析に基づいて中期予測(1986年目標)を行なうものである。また、もう一つは、包括的、統計的手法であって、電力需要の実績

統計モデルと、国民総生産モデル(要素費用に基く)とを使用して長期予測(1990年目標)を行なうと共に、これにより、前者の部門別、分析的手法により得た結果を補完することを目的としている。なお、STEGの報告書によれば、両モデルそれぞれによって得られた予測結果の間には、殆んど相違はないとのことである。

以上の手法で得た年間消費電力量予測から、年間尖頭負荷の予測を行なうに当って、STEGは次の2通りの仮定を立てている。

- 送配電総合損失率については、1979~1984年までは2年毎に1%、1985~1990年までは2年毎に0.5%ずつ損失率が遅減するものと仮定する。
- 負荷率については、4年毎に1%ずつ向上する。

また、高圧/中圧の各変電所別の尖頭負荷予測については、各変電所の受持供給地域内の過去の消費実績と、将来の産業開発プロジェクトの運開予定時期等を分析し、それらに基いて予測を行なっている。斯くして、各変電所別の合成ピークと、全国総合ピーク予測結果が照合され、最終的な予測数値が決定される。

### 3.1.3 想定結果

以上の2通りの接近方法に基いて、1986年を対象とする中期予測、並びに1990年を対象とする長期予測が行なわれているが、中期予測によると、1986年まで、低圧需要は年平均増加率15%、中圧需要は同じく年率12%、低圧需要は11%の割合で増加するものと想定され、また、長期予測では総合平均で年率12%の割合で需要増加が見込まれるものと想定している。

以上の予測結果は、1979年5月のSTEGの報告書「電力需要-実績および予測」に示されているが、要約すると、表3-2、3-3および3-4の通りとなる。

### 3.1.4 STEG予測に対する評価

年間電力消費量を予測するためにSTEGによって適用された接近方法は、方法論としても妥当なものであり、また、得られた結果としての各用途別の年平均増加率も、過去の実績増加率を考慮すると、極めてProbableなものと考えられる。

また、送配電総合損失率についてSTEGが立てた改善見通しも、225kv基幹送電線が整備されるに伴って、この程度の改善は確実視されることが1977年のJICA調査団の報告書に示されている。

他方、STEG電力系統における負荷率は、過去10年間54~56%の間を上下して、殆んど停滞状態にある。従って、この点についてのSTEGの立てた向上予測は無理のないものであり、特に反論すべき点は見当たらない。

以上のSTEGの需要予測結果を、1978年のJICA調査団報告書「Kasseb揚水発電  
フイージビリティ調査報告書」における想定結果と対比すると、表3-1に示す通り、  
両者の間には殆んど差がない(1986年時点で3.8%)ことが確認される。

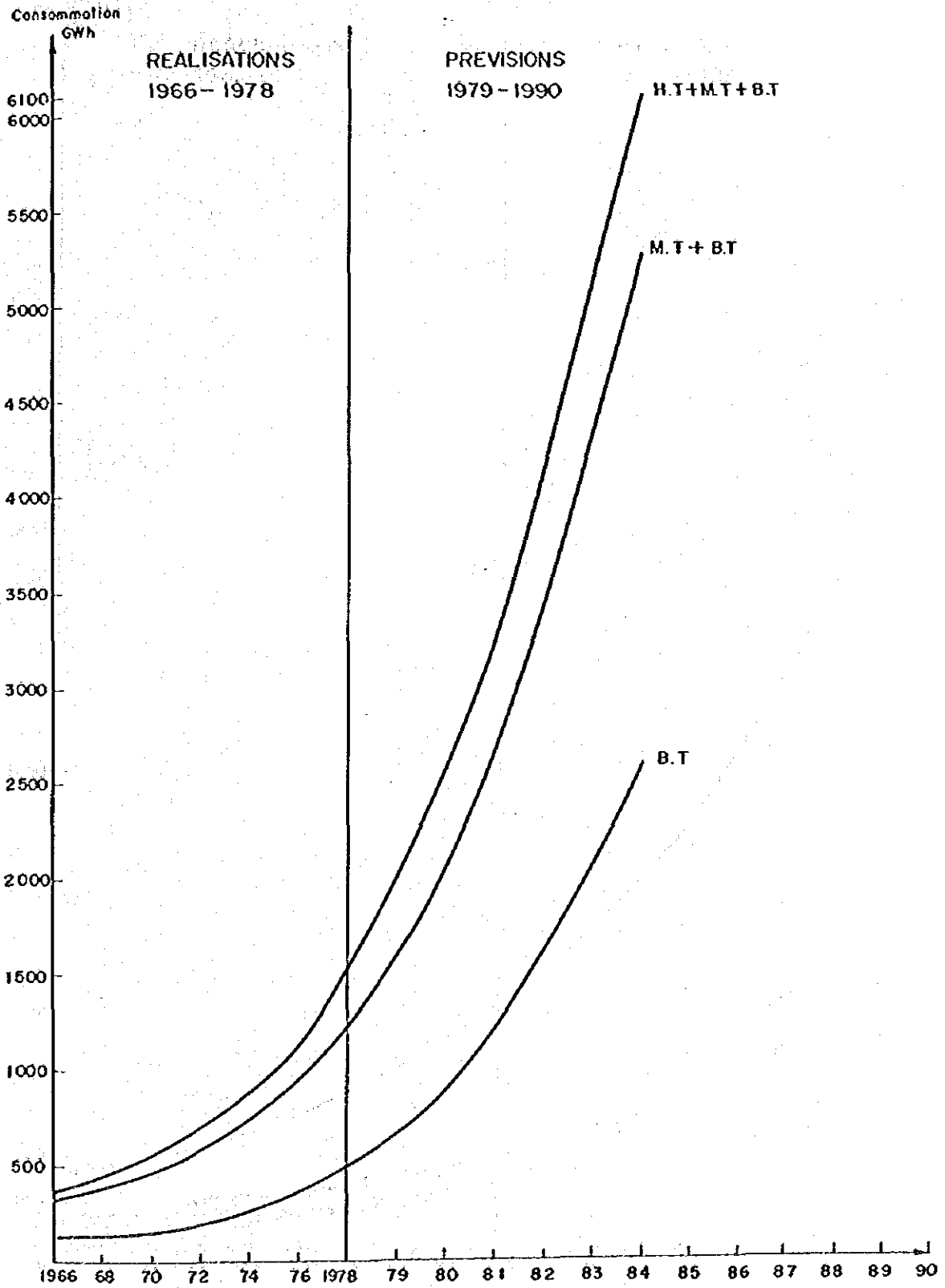
以上により、STEGの電力需要予測は、1982～86年電力増強計画のベースとし  
て十分に耐え得る強固なものであると結論出来る。

Tableau 3-1 COMPARAISON DES PREVISIONS ETABLIES  
PAR LA STEG ET PAR L'EPDC (JICA)

Année	Prévisions de la STEG		Prévisions de l'EPDC	
	Consom- mation (GWh)	Pointe (MW)	Consom- mation (GWh)	Pointe (MW)
1979	1.765	420	1.730	420
1980	2.000	480	1.930	470
1981	2.280	540	2.190	530
1982	2.550	600	2.520	600
1983	2.880	660	2.860	680
1984	3.240	740	3.220	770
1985	3.650	830	3.590	870
1986	4.120	940	3.970	970
1987	4.600	1.030	4.490	1.060
1988	5.100	1.140	4.960	1.160
1989	5.600	1.250	5.520	1.280
1990	6.100	1.360	6.100	1.390



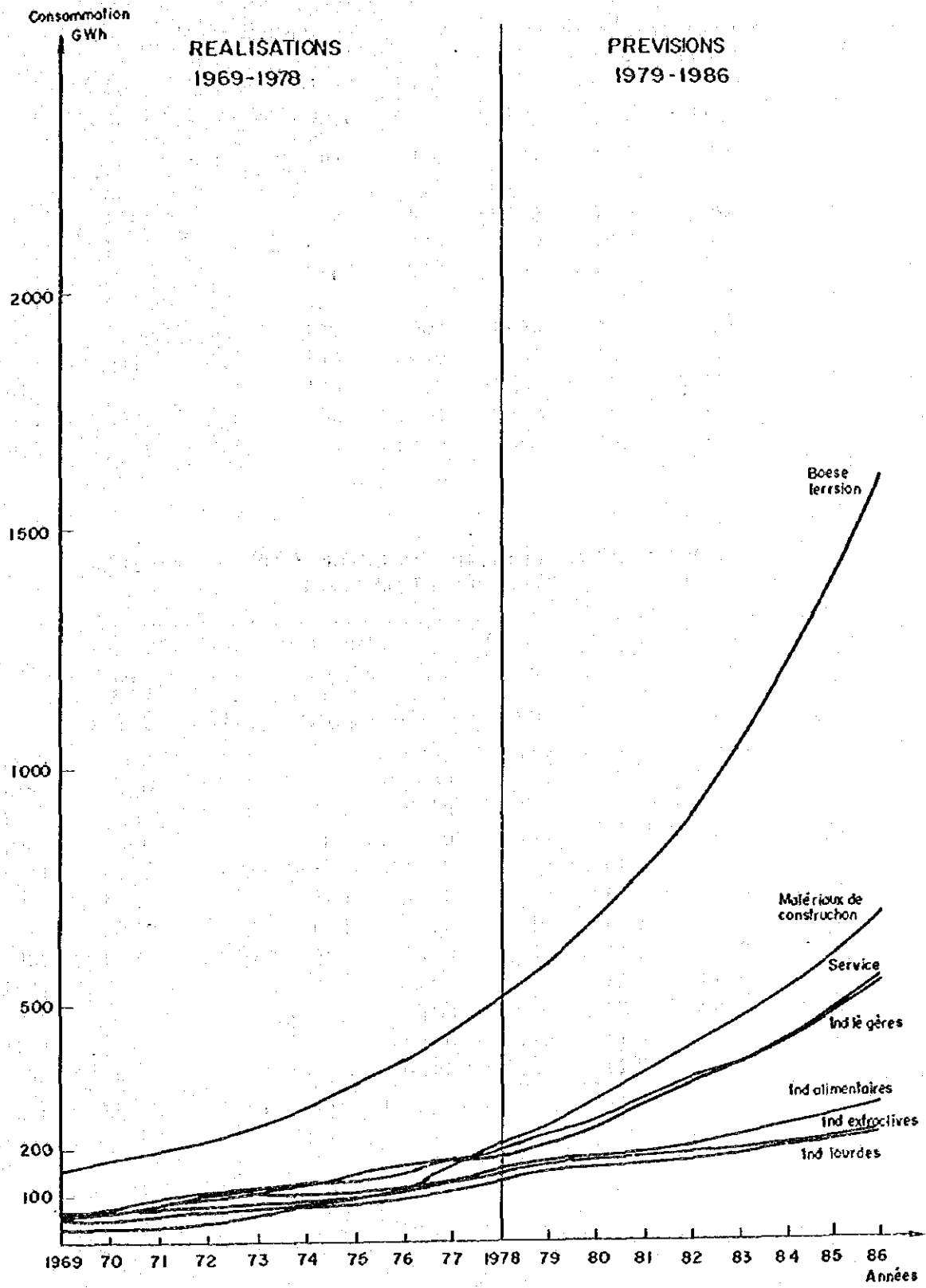
Graphique 3-1 EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE







Graphique 3-2 EVOLUTION SECTORIELLE DE LA CONSOMMATION





**Tableau 3-2 EVOLUTION DES BESOINS EN ELECTRICITE  
(RESEAU DE LA STEG)**

Année	Consommation annuelle				Production	Taux de pertes	Pointe appelée	Facteur de charge
	BT	MT	HT	Total				
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(MW)	(%)
1966	131	201	46	378	445	17,7	94	54
1970	178	300	99	577	680	17,8	142	54
1971	195	334	116	645	769	19,2	162	54
1972	222	385	131	738	869	17,9	175	56
1973	253	432	135	820	964	17,4	192	57
1974	287	467	149	903	1.088	20,5	225	55
1975	341	516	153	1.010	1.193	18,1	246	55
1976	387	567	176	1.130	1.343	18,9	272	56
1977	449	644	238	1.331	1.533	15,2	320	54
1978	515	728	294	1.537	1.785	16,2	374	54

**Tableau 3-3 PREVISIONS DES BESOINS EN ELECTRICITE  
(RESEAU DE LA STEG)**

Année	Consommation annuelle				Production	Taux de pertes	Pointe appelée	Facteur de charge
	BT	MT	HT	Total				
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(MW)	(%)
1979	585	805	375	1.765	2.030	15	420	55
1980	680	910	410	2.000	2.300	15	480	55
1981	780	1.041	459	2.280	2.600	14	540	55
1982	900	1.141	509	2.550	2.900	14	600	55
1983	1.050	1.286	544	2.880	3.250	13	660	56
1984	1.220	1.440	580	3.240	3.660	13	740	56
1985	1.400	1.610	640	3.650	4.110	12,5	830	56
1986	1.610	1.810	700	4.120	4.640	12,5	940	56
1987				4.600	5.150	12	1.030	57
1988				5.100	5.710	12	1.140	57
1989				5.600	6.240	11,5	1.250	57
1990				6.100	6.800	11,5	1.360	57

Source: "Marché de l'Electricité (mai 1979)

Tableau 3-4 PREVISIONS DES POINTES APPELEES PAR POSTE HT/MT

Poste	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Goulette	28	32	37	41	46	52	59	68	75	84	92	102
Tunis-Sud	55	59	66	70	74	79	86	93	98	104	109	114
Tunis-Ouest	33	40	45	52	58	66	76	87	95	108	119	133
Tunis-Nord	34	37	45	49	55	62	70	80	89	98	108	117
Menzel Bourguiba	48	52	59	63	68	75	82	92	97	105	113	120
Jendouba/Qued Zarga	20	22	28	34	39	43	48	51	58	63	69	75
Tajerouine	18	19	21	22	23	25	28	30	32	34	39	40
Korba/Hammamet	29	32	37	41	43	49	55	62	66	73	79	84
Akouada	15	16	21	24	25	30	34	39	43	49	53	59
M'Saken	40	46	51	57	65	71	83	95	105	116	129	141
Sfax	35	40	49	56	61	72	86	100	113	129	147	164
Maknassy	4	5	5	6	7	7	8	9	10	10	11	12
Mélaoui	32	36	41	45	48	54	60	68	74	81	90	98
Kasserine	14	15	17	19	21	23	25	28	30	33	35	37
Ghannouch	40	42	54	56	57	59	63	67	70	73	77	79
Robbana	10	11	13	15	17	19	22	25	27	31	34	37
Oueslatia	5	6	7	8	8	9	10	11	13	14	16	18
S.I.C.C	-	-	4	12	20	20	20	20	20	20	20	20
Total	460	510	600	670	735	815	915	1.025	1.115	1.225	1.340	1.450
Pointe nationale	420	480	540	600	660	740	830	940	1.030	1.140	1.250	1.360
Coefficient de foisonnement (%)	91,1	94	90	89,5	89,8	90,8	90,7	91,7	92,4	93,1	93,3	93,8

Source: "Marché de l'Electricité" (mai 1979)

## 3.2 供給予備力

### 3.2.1 STEGの採用している予備力基準

発電所機器、送電線の事故、あるいは需要の増加など予測出来ない異常事態の発生があっても、安定した供給を行いうるよう、あらかじめ予備設備として保有する供給力を供給予備力（以下予備力という）といい、この算定については種々の理論がある。

現在STEGが採用している予備力の基準は次の通りである。

(1) ピーク需要の20%に相当する出力

(1982年.....120MW)  
1986年.....188MW

(2) 最大容量のユニット1基と、残余発電所群のうち、次に大きい容量のユニット1基の出力を合計した出力

すなわち  $150\text{MW} + 31\text{MW} = 180\text{MW}$  (1982~1986年)

上記の(1)、(2)のうち、いずれか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、本スタディ対象の1982~1986年の予備力は1985年まで180MW、1986年は188MWとなる。

### 3.2.2 火力定期補修停止出力の織込み

予備力算定の前提としての火力供給力は

$$\text{火力供給力} = \text{火力設備出力} - \underbrace{\text{所内出力} - \text{定期補修停止出力}}_{\text{火力保証出力}}$$

として算定される。従ってSTEGの系統における火力ユニットの補修計画が予備力に大きくかかわってくる。

前述の(2)の予備力基準では、1つの例として31MWユニット1台補修停止時に、150MWユニット1台の事故が起っても、供給支障とならないような信頼度レベルであることを示している。しかしながら、1982年時点で、ガスタービンは14台もあり、更に1984年時点では、後述のようにガスタービン5台が増加するものと考えられる。ガスタービンの補修日数は、我が国（日本）の例では約20日であり、STEGの系統では年間を通じて、ガスタービン1台は、常時補修停止していることになる。従ってガスタービン定期補修停止電力みあいとして22MWユニット、1基の出力相当分も予備力として保有することが、従来の信頼度レベルを低下させないためにも必要と思われる。よって、STEGの系統としては、1982~1986年の期間は、予備力約200MW ( $150\text{MW} + 31\text{MW} + 22\text{MW} = 200\text{MW}$ )を保有することが望ましい。

なお、我が国では予備力の要素の1つに、景気変動による需要増加と、需要想定との誤差

に対応するものがあり、系統需要の2~4%を常時保有することになっている。  
上記の22MWはSTEG系統負荷の約3%に相当し、これを需要想定変動対応分とみる  
ことも出来よう。

### 3.2.3 国際電力連系の適用

予備力の設定にあたっては、隣接する電力系統との連系のあり方が重要なファクター  
となる。

現在チュニジアは、アルジェリア国と連系を行っており、90kv送電線2ルート(計2  
回線)で連系系統を構成している。常時運用は、おのおの片端の変電所で「オフ」する  
差し違い運用である。

さらにSTEGはアルジェリアとの新連系線の建設を進めている。

すなわち、

- ・ 225 kv 1回線 (Tajerouine 変電所~アルジェリア・El Aouinet 変電所)
- ・ 150 kv 1回線 (Metlaoui 変電所~アルジェリア・Jebel Onk 変電所)

いずれも完成予定は1980年半ば頃である。

現在兩國の間で新連系線の運用方法について協議中であるが、現在までの段階では、大  
よそ次の様な運用となる見込みである。

チュニジアとアルジェリアは、地理的關係でお互いのピーク時間帯に1時間程度の差が  
あり、そのダイバーシティ (diversity) を利用して、ピーク時間帯のみ常時連系とし  
て、最大融通電力100MWを相互に流し、年間については、お互いの融通電力量(キロ  
ワット時)が等しくなるように運用する。

ピーク時間帯以外は連系線は開いていて、緊急事故時のみ100MWを限度として応援電  
力を流すこととしている。

以上の国際電力融通計画を、設備開発計画の予備力のあり方に、どう反映させるかにつ  
いては、次のような方針でスタデーすることとする。

理論的には、1~2時間前後のピーク時間帯のみの連系でも、それによる応援電力期待  
量の分だけ保有予備力は節減できうと思われる。しかし、連系が切れているオフピー  
ク時にも、同じ確率ひん度で火力ユニット脱落事故、送電線事故が起こりうるものであ  
り、この場合には瞬時の応援電力は期待できない。従ってオフピーク時間帯は、従来と  
同じ基準の予備力とせざるを得ない。

よって将来常時連系が開始されるまでは国際融通からみた場合の予備力としては、従来  
と同じ基準を適用することとする。

もちろん実運用ベースにおいては、225 kv系統での直接連系ができたことにより運用

信頼度は大巾に向上しており、チュニジア、アルジェリア両国とも充分そのメリットを享受できると思われる。また Sousse 発電所の運開試運転に関連してそのメリットが注目され始めている。

### 3.2.4 次期火力運開後の予備力のあり方

今回スタデーの対象外であるが、次期火力運開後の予備力のあり方について検討してみる。

前述の予備力基準は 150MW ユニットが数少ない時には、適用できたが、次期火力 150MW 2 基が運開したあとでは、これら 150MW ユニットの定期補修による停止電力も信頼度の面から考慮せざるを得なくなってくる。

ここで STEG の系統で 150MW ユニットの補修計画のあてはめを行なってみる。

STEG の月別最大電力比率は 1970～1977 年実績のデュレーションカーブの形状がほぼ同一であるので、今後も同じ比率で推移していくものとみなせる。150MW ユニットの定期補修日数は我国の例では 40～50 日程度であり、ここでは安全サイドとして 50 日をとることとする。

今、STEG 系統での 1983、87 年の補修計画のあてはめの 1 例を 図 3-3 に示す。

まず、1983 年断面については、一応 1982 年ベースの有効設備量 824MW のまゝとすると、約 3 カ月予備力は 74,44MW と低下する。信頼度的にはやゝ厳しい状況に移行しつつあるので、1983、84 年のうちには、最大ユニット 150MW が脱落しても、大丈夫なよう約 100MW の新規開発が必要なことを示している。

また、1987 年の断面については、半年以上予備力 200MW をわっており、信頼度を低下させないためには、ある程度の供給力を増加させる必要がある。いいかえれば予備力相当としては、最大ユニット 150MW が定期補修停止時にさらに同じ規模の 150MW ユニットの事故脱落が重なっても、停電などの供給支障を起こさないような出力をとることが望ましいことを示している。

以上の検討で明らかのように、設備増強の指針となる予備力としては、1987 年以降については、

$$\begin{array}{l} \text{最大ユニット事故停止分} + \text{最大ユニット定期補修停止分} \\ 150\text{MW} \qquad \qquad \qquad 150\text{MW} \end{array}$$

とすることも考えられる。今後 150MW ユニットの一層の開発投入にそなえて、補修計画のルール作り、設備開発計画への適確なる反映を検討すべきと思われる。

### 3.2.5 本スタデーの予備力基準

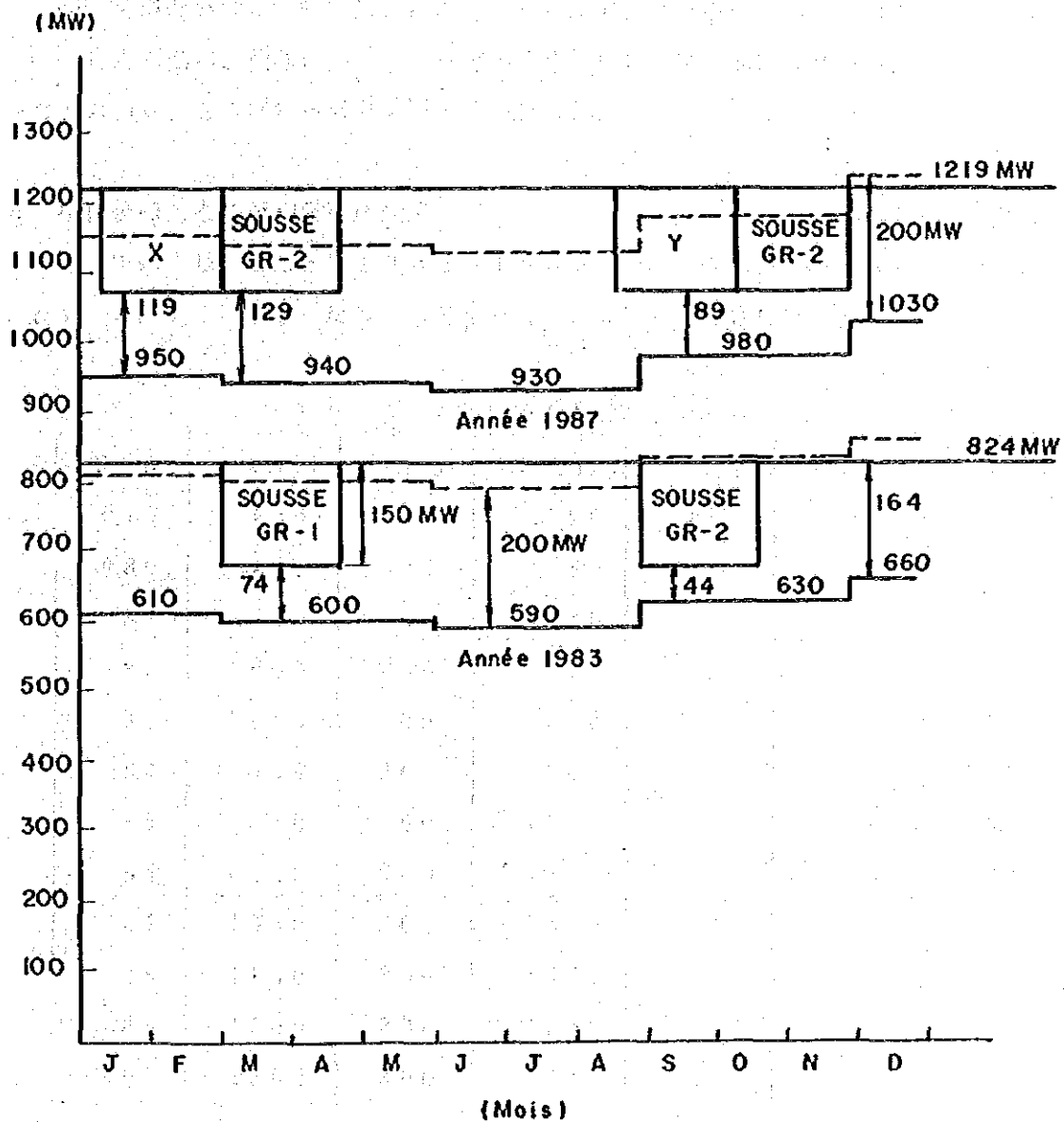
これまでの予備力に関する検討を踏まえて、本スタデーの予備力基準としては、

- ・ 1982～1986 年、予備力 200MW 保有目標





**Graphique 3-3 PROGRAMME DES REVISIONS GENERALES  
PERIODIQUES DES GROUPES THERMIQUES DE 150 MW**





・1987～1990年、予備力300MW 保有目標

を適用することとする。

なお、今後のSTEGの予備力基準の精度を更に向上させるために、

- (1) 今後投入される150MWユニットの事故調査を継続的に実施し、事故率の把握に努める。
- (2) 長期需要想定値と実績のピーク需要値との差異を継続的に把握し、需要想定手法に反映させる。
- (3) 国際連系線が常時連系となる時にそなえて、緊急応援融通電力の予備力節減にあたる効用、便益について、算定手法を開発し、量的把握に努める。

などの調査、ならびに検討が必要と思われる。

### 3.3 所要供給力と年度別所要開発量

前節の予備力基準をもとに1982～1986年の所要供給力と所要増加出力を求めると表3-5のようになる。なお、参考までに1990年までの分も記載する。

表3-5 所要供給力と所要増加出力 (単位: MW)

年次	尖頭負荷	予備力	㊤所要供給力	㊦保証出力	休廃止出力	所要増加出力㊤-㊦
1979	420	80	500			
1980	480	200	680			
81	540	200	740			
82	600	200	800	*824		-24
83	660	200	860	"		36
84	740	200	940	"		116
85	830	200	1030	"		206
86	940	200	1140	"	** -15	331
87	1030	300	1330			
88	1140	300	1440			
89	1250	300	1550			
1990	1360	300	1660			

注) \* 1982年時点STEG保証出力(所内分を除く)次頁参照

\*\* Ghannouch IIのTG-1号機(1971年運開)

上表より、1982～1986年の間に約400MWの新規電源を開発すべきこととなる。