

REPUBLIQUE DE LA TUNISIE

# ENERGIE

LA STEG ET SON ACTIVITE  
PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE

NOVEMBRE 1979

WAHAF INTERNATIONAL COORDINATION AGENCY



# **E N E R G I E**

**LA STEG ET SON ACTIVITE  
PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE**

 LIBRARY



1063746[0]

国際協力事業団	
受入 月日 84. 5. 16	417
登録No. 04703	617 MPN

## SOMMAIRE

<b>Chapitre 1</b>	<b>Milieus Naturel et Economique</b>	
1.1	Situation Géographique .....	1
1.2	Ressources et Production de l'Energie .....	2
1.3	Economie Nationale .....	4
<b>Chapitre 2</b>	<b>Etat Actuel de l'Entreprise d'Electricité</b>	
2.1	STEG et son Organisation .....	9
2.2	Equipement de Production .....	11
2.3	Equipement de Transport .....	13
2.4	Equipement de Distribution .....	18
2.5	Evolution de la Production et de la Consommation .....	18
2.6	Tarification .....	21
<b>Chapitre 3</b>	<b>Prévision des Besoins en Electricité</b>	
3.1	Prévision de la Consommation d'Electricité .....	25
3.2	Prévision de la Puissance Maximum Appelée .....	32
<b>Chapitre 4</b>	<b>Projets d'Extension dans le Ve Plan</b>	
4.1	Projets d'Extension .....	39
4.2	Programme d'Investissements .....	42



# **CHAPITRE 1 MILIEUX NATUREL ET ECONOMIQUE**

1.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE

1.2 RESSOURCES ET PRODUCTION DE L'ENERGIE

1.3 ECONOMIE NATIONALE





## CHAPITRE 1 MILIEUX NATUREL ET ECONOMIQUE

### 1.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE

#### 1.1.1 Situation

La République de la Tunisie dont la superficie est de 167.000 km<sup>2</sup> s'inscrit globalement entre le 6ème et le 9ème degré de longitude Est et le 33ème et le 36ème degré de latitude Nord, formant une avancée à la pointe Nord-Est de l'Afrique à la croisée des bassins occidental et oriental de la Méditerranée. Elle est bordée à l'Ouest par l'Algérie, au Sud-Est par la Libye et au Nord et au Nord-Est par la Méditerranée. La longueur du littoral est d'environ 1.200 km.

Les chaînes orientées du Sud-Ouest au Nord-Est divisent le territoire en deux zones très contrastées:

#### (1) Zone du Nord

La chaîne de Medjerda qui est une extension de la chaîne d'Atlas s'allonge du Sud-Ouest au Nord-Est jusqu'à Bizerte, et la chaîne de Teboursouk s'allonge en parallèle avec la chaîne de Medjerda jusqu'à Medjez El Bab. Entre ces deux chaînes principales l'Oued Medjerda, la plus grande rivière du pays et qui a sa source en Algérie, amassant les eaux de ses grands et petits affluents, arrose cette zone et se jette dans la Méditerranée. Au point de vue géographique et climatologique cette zone peut encore se subdiviser en trois régions, la région Nord-Ouest couverte des bois de chêne-liège pour sa majeure partie, la région centrale formée par des champs fertiles et enfin la région Nord-Est qui s'étend de Tunis au Cap Bon connue pour ses bétails, ses limons et ses produits horticulturaux.

#### (2) Zone du Sud

Dès qu'on franchit la Dorsale en allant vers le Sud, la sécheresse s'accroît. C'est la zone du Sud qui peut encore se subdiviser en deux régions du Plateau Central et du Désert saharien. Sur ces deux régions sont parsemés des oasis et des lacs salins qui s'assèchent durant l'été.

#### 1.1.2 Climat

Le climat de la Tunisie est du type méditerranéen doux et ensoleillé, et se divise en quatre saisons, le printemps, l'été, l'automne et l'hiver. Il fait chaud et sec durant la saison sèche qui dure cinq mois de mai à septembre, tandis qu'il fait assez tempéré durant la saison des pluies qui dure sept mois d'octobre à avril de l'année suivante. Les températures moyennes annuelles sont de 18 degré à Tunis, à Sousse et à Sfax, de 17 degré à Bizerte et de 19 degré à Gabès. En ce qui concerne les précipitations elles sont les plus fortes sur le bassin versant de l'Oued Medjerda, mais leurs moyennes annuelles ne sont que de l'ordre de 1.000 à 1.200 mm aux emplacements des barrages de Kasseb et de Ben Métir. Les précipitations moyennes annuelles des dernières années dans les zones urbaines sont les suivantes:

- Tunis-Carthage . . . .	800 mm	Sfax . . . .	300 mm
- Nabeul . . . .	800 mm	Gabès . . . .	280 mm
- Sousse . . . .	600 mm	Kairouan . . . .	300 mm

### 1.1.3 Population

D'après le dernier recensement la population résidente de la Tunisie comptait, à la date du 8 mai 1975, 5.577.000 habitants, alors qu'on en avait dénombré 4.533.000 en 1966. Ce qui représente un taux d'accroissement moyen annuel de 2,3 %. Cependant, si l'on tient compte de l'émigration de 180.000 habitants entre ces deux recensements le taux d'accroissement moyen annuel s'élèvera à 2,65 %. Le nombre total des ménages étant d'environ 1.016.000, la taille moyenne du ménage est de 5,5 personnes.

En se basant sur l'hypothèse retenue (fécondité en baisse), les perspectives démographiques établies par l'I.N.S. estiment que la population s'évoluera au taux moyen annuel de 2,36 % entre 1975 et 1980, de 2,24 % entre 1980 et 1985, de 2,10 % entre 1985 et 1990, de 1,79 % entre 1990 et 1995 et de 1,48 % entre 1995 et 2000.

Le territoire est divisé en 18 grandes circonscriptions régionales et administratives dénommées "Gouvernorats" qui portent le nom de leur chef-lieu. Parmi ces chefs-lieux les principaux et leurs populations sont les suivants:

- Tunis	....	800.000 habitants y compris les habitants de sa banlieue
- Sfax	....	172.000 habitants
- Sousse	....	70.000 habitants
- Bizerte	....	63.000 habitants
- Kairouan	....	55.000 habitants
- Menzel Bourguiba	....	42.000 habitants
- Gafsa	....	42.000 habitants
- Gabès	....	41.000 habitants

## 1.2 RESSOURCES ET PRODUCTION DE L'ENERGIE

### 1.2.1 Généralités

Les ressources énergétiques du pays reflètent nettement sur sa production annuelle d'énergie. Le tableau ci-après présente les productions effectuées en 1976 et leurs projections en 1981.

Catégorie	1976		1981	
	Production	En 10 <sup>3</sup> TEP	Production	En 10 <sup>3</sup> TEP
- Pétrole brut	3.700 MT	3.700 ( 72,5 %)	5.800 MT	5.800 ( 57,8 %)
- Produits raffinés	1.130 MT	1.130 ( 22,1 %)	2.540 MT	2.540 ( 25,3 %)
- Gaz naturel	213.000 Mm <sup>3</sup>	234 ( 4,6 %)	1500.000 Mm <sup>3</sup>	1.650 ( 16,4 %)
- Gaz de ville	22.500 Mm <sup>3</sup>	25 ( 0,5 %)	30.000 Mm <sup>3</sup>	33 ( 0,3 %)
- Energie hydraulique	53.000 MWh	17 ( 0,3 %)	53.000 MWh	17 ( 0,2 %)
Total		5.106 (100 %)		10.040 (100 %)

Comme montré clairement, les besoins actuels en énergie sont fournis par les ressources pétrolières pour la majeure partie. Cependant, au cours du Ve Plan la part relative du pétrole est prévue de s'abaisser de 95 % en 1976 à 83 % en 1981, en contraste avec celle du gaz naturel

qui sera passée de 5 % en 1976 à 17 % en 1981. Par rapport à ces deux catégories d'énergie l'énergie hydro-électrique n'a qu'une importance secondaire.

### 1.2.2 Ressource hydro-électrique

Même dans la région Nord-Ouest qui est la plus pluvieuse du pays les précipitations moyennes annuelles ne sont que de 1.000 à 1.200 mm. D'ailleurs, sauf quelques districts adjacents à l'Algérie, le relief général présente peu d'emplacements de hautes chutes. Par conséquent les milieux topographique et météorologique ne sont pas favorables pour la production de l'énergie d'origine hydraulique. Dans ces situations l'utilisation au maximum des ressources hydrauliques constitue une des demandes les plus importantes du pays.

### 1.2.3 Ressources pétrolières

Par rapport aux ressources hydro-électriques les ressources pétrolières sont relativement abondantes. Depuis 1964 où le premier gisement du pétrole fut découvert à El Borma par la Société SIEP on a vu les découvertes consécutives des gisements à El Douleb, à El Couech, à Sfax et à Ashtart (Golfe de Gabès). C'est ainsi que depuis 1969 les exportations annuelles du pétrole brut dépassaient celles du phosphate, occupant toujours la première place dans les secteurs exportateurs.

Quoi que l'accroissement de la production du pétrole au cours des dernières années ait donné une perspective brillante à l'économie tunisienne qui jusqu'alors avait souffert des énormes déficits de la balance des paiements, la quantité produite demeurait au niveau de 4 millions de tonnes par an, à l'exception de la pointe de 4,6 millions de tonnes en 1974 (4,1 millions de tonnes en moyenne annuelle durant la période 1973-1976 du IVe Plan). Cependant, cette stagnation sera améliorée par suite de l'entrée en production du gisement d'ISIS (0,5 MT) et par le programme d'injection en cours d'exécution pour optimiser la production des gisements d'El Borma (2,7 MT) et d'Ashtart (2,5 MT), portant la production annuelle de 3,7 millions de tonnes en 1976 à 5,8 millions de tonnes en 1981.

### 1.2.4 Raffinage

Quoi que depuis quelques années la raffinerie de Bizerte enregistre un rythme supérieur à sa capacité nominale en traitant un pétrole brut adapté à ses équipements, sa productivité annuelle de l'ordre de 1 million de tonnes est loin d'être suffisante pour parer à l'évolution des besoins en produits raffinés.

Jusqu'à certain degré l'évolution des besoins en produits raffinés est en fonction de la disponibilité du gaz pouvant se substituer au fuel et au gas-oil, mais de toute façon il est prévu que le déficit annuel en produits raffinés passerait de 0,5 millions de tonnes en 1976 à 1,9 millions de tonnes en 1981 ou 1 million de tonnes même en cas de disponibilité du gaz si une nouvelle unité de raffinage n'est pas construite. En conséquence, la réalisation d'une capacité additionnelle se figure dans le Ve Plan pour porter la production annuelle des produits raffinés de 1,1 millions de tonnes en 1976 à 2,5 millions de tonnes en 1981.

## 1.2.5 Gaz naturel

Le gazoduc de 300 km environ installé entre le gisement d'El Borma et le centre de consommation de Gabès a inauguré en 1972 la production du gaz naturel avec capacité initiale de 34.000 m<sup>3</sup>/h. Mais la consommation récente s'avérant au deçà de cette capacité du gazoduc, les renforcements du gazoduc ont été effectués pour porter sa capacité de 34.000 m<sup>3</sup>/h à 58.000 m<sup>3</sup>/h.

La réserve du gisement d'El Borma n'est pas évaluée très riche, mais après les récentes découvertes dans le Golfe de Gabès les réserves en gaz naturel se sont accrues considérablement. En effet les travaux d'appréciation menés jusqu'ici aboutissent aux évaluations suivantes:

- 40 milliards de m<sup>3</sup> de réserves en place prouvées
- 80 milliards de m<sup>3</sup> de réserves en place probables et possibles

Les résultats des études préliminaires d'optimalisation du développement du gisement de gaz off-shore suggèrent la mise en développement d'une façon modulaire pour minimiser les investissements de départ permettant d'aboutir à un prix comparable au prix international. Les investissements prévus du développement du gaz off-shore dans le cadre du Ve Plan se chiffrent à environ 245 millions de Dinars. Sa réalisation permettrait de produire annuellement 3 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel en régime de croisière. Pour l'année 1981 la production prévue ressort à 1,5 milliards de m<sup>3</sup>.

Outre le développement du gaz off-shore, un autre projet est en cours d'étude entre l'Algérie et l'Italie pour transporter le gaz naturel du gisement d'Hassi Rmel en Algérie au Nord de l'Italie, par l'installation des gazoducs terrestre et marin traversant le territoire tunisien jusqu'à Cap Bon et de là la Méditerranée. Dans ce projet il est envisagé de transporter annuellement une quantité d'environ 12 milliards de m<sup>3</sup> de gaz vers l'Italie, déduction faite une quantité égale à 5,7% de la totalité soit environ 600 millions de m<sup>3</sup> qui sera fournie à la Tunisie comme péage. Une fois ce projet réalisé, il favorisera davantage la situation énergétique du pays.

En ce qui concerne la consommation, de la quantité totale de 213 millions de m<sup>3</sup> en 1976, 196 millions de m<sup>3</sup> alimentaient la centrale thermique vapeur de Ghannouch et les turbines à gaz de Ghannouch et de Bouchemma, et 16 millions de m<sup>3</sup> les usines chimiques (ICN, ICF, MAP et AL-KIMIA) et la briqueterie dans la zone industrielle de Gabès. Ce qui signifie qu'au stade actuel cette matière première est presque uniquement utilisée comme énergie primaire.

Après le développement du gaz off-shore, une abondante quantité de gaz produit sera appelée non seulement à alimenter de nouvelles centrales thermiques de la STEG mais à permettre d'accéder aux nouvelles industries gazochimiques.

## 1.3 ECONOMIE NATIONALE

### 1.3.1 Evolution du produit intérieur brut

Durant quelques années après l'indépendance la Tunisie demeurait dans une stagnation économique, comme d'autres pays maghrebins, en raison des perturbations transitoires dues au

rapatriement des colons européens qui jusqu'alors avaient saisi le pivot économique. Cependant, par suite des réalisations consécutives des investissements dans les secteurs public et privé dans le cadre du Plan Décennal de Développement (1961~1971) le produit intérieur brut à l'horizon du deuxième quinquennat dans les années 1960 enregistrait un taux de croissance assez haut par rapport à celui (3 %) enregistré dans les années 1950.

C'est dans le cadre de ce Plan Décennal de Développement que le I<sup>er</sup> Plan (1962~1964), le II<sup>e</sup> Plan (1965~1968) et le III<sup>e</sup> Plan (1969~1972) étaient successivement exécutés ayant pour objectif d'augmenter le produit intérieur brut au taux de 6 % en moyenne par an. Par la suite, le IV<sup>e</sup> Plan (1973~1976) était mis en exécution visant l'augmentation du produit intérieur brut au taux de 6,6 % par an, mais le taux de croissance réalisé a été de 6 % contre 6,6 % prévus. Ce qui s'explique par l'insuffisance des matériaux de construction et des capacités des entrepreneurs locaux d'une part, et l'impact défavorable de la crise économique internationale tel que l'augmentation des prix des importations et les difficultés d'écoulement des produits intérieurs d'autre part. Cependant le fait que l'économie nationale tunisienne marquait un taux de progression de 6 % malgré cette stagnation persistante dominant le marché international mériterait une haute appréciation.

### 1.3.2 Vème Plan de Développement Economique et Social

#### (1) Objectifs et les investissements prévus

Le Ve Plan (1977~1981) qui a démarré en 1977 constitue une nouvelle et première étape du développement économique et social élaboré dans une perspective à long terme couvrant la décennie 1977-1986. Son schéma globale peut s'exprimer par l'accélération de la production industrielle, l'assurance de l'auto-suffisance alimentaire et l'accomplissement du plein emploi de la demande additionnelle, avec un programme d'investissements de 4.200 millions de Dinars aux prix courants (3.400 millions de Dinars aux prix 1976) pour aboutir à un taux de croissance de 7,5 % en moyenne par an du produit intérieur brut.

Le taux de progression économique par secteur, la contribution de chaque secteur à la croissance globale du produit intérieur brut ainsi que les investissements prévus au cours du Ve Plan sont donnés dans le Tableau 1-1. Comme montré dans ce tableau, la somme du produit intérieur brut sera passée de 1.424,7 millions de Dinars en 1976 à 2.022,0 millions de Dinars (aux prix 1976) en 1981, correspondant respectivement à 249 Dinars par habitant en 1976 et à 314 Dinars par habitant en 1981 aux prix 1976.

#### (2) Financement

En réalisant un taux de croissance annuel de 7,5 % du produit intérieur brut contre 6 % pour le IV<sup>e</sup> Plan et en limitant le taux de progression annuel de la consommation publique et privée à 7,1 % contre 8,2 % au cours du IV<sup>e</sup> Plan, il est possible de dégager une épargne nationale de 3.115 millions de Dinars au cours du Ve Plan (ce qui conduit à un taux d'épargne nationale de 22,6 %). En conséquence, les besoins des capitaux évalués à 4.325 millions de Dinars comprenant les investissements nets (4.200 MD) et l'augmentation des stocks (125 MD) sont prévus d'être financés de la façon suivante:

– Epargne nationale	. . . . .	3.115 MD ( 71,2 %)
– Financement extérieur net	. . . . .	1.210 MD ( 28,8 %)
<b>Total</b>		<b>4.325 MD (100 %)</b>

**Note:** Le financement extérieur net se décompose en apports bruts de capitaux extérieurs de 1.680 MD, sorties de capitaux de 370 MD (dont remboursement de 350 MD) et augmentation des réserves de change de 100 MD.

### (3) Balance des paiements

Le schéma de la balance des paiements prévue au cours du Ve Plan peut se résumer comme suit:

- A propos des transactions sur les biens avec l'extérieur elles dégageraient un déficit annuel moyen de 325 millions de Dinars.
- En revanche, les transactions sur les services pourraient dégager un excédent annuel moyen de 145 millions de Dinars, compte tenu des possibilités de l'augmentation des revenus dans le secteur tourisme.
- En ce qui concerne les transferts courants concernant principalement le revenu du travail et du capital, elles dégageraient un déficit annuel moyen de 62 millions de Dinars.

De la sorte, l'ensemble des opérations courantes aboutirait à un déficit total annuel moyen de 242 millions de Dinars, ce qui conduirait au déficit accumulé de 1.210 millions de Dinars au cours du Ve Plan. Cette somme de déficit accumulée sera couverte par moyen de financement extérieur comme décrit précédemment.

Le schéma des opérations courantes est donné dans le Tableau 1-2.

Tableau 1-1

**PRODUIT INTERIEUR BRUT ET PROGRAMME  
D'INVESTISSEMENTS PREVUS AU COURS DU  
Ve PLAN**

Secteur	Produit Intérieur Brut			(Millions de Dinars)	
	1976	1981	Taux de croissance moyen annuel	Part relative en 1981	Investissements prévus dans le Ve Plan
<u>Agriculture et pêche</u>	<u>253,8</u>	<u>303,3</u>	<u>2,5 %</u>	<u>15,0 %</u>	<u>500</u>
<u>Industries</u>	<u>309,7</u>	<u>502,6</u>	<u>10,6 %</u>	<u>24,9 %</u>	<u>2.035</u>
– Mines et énergie	75,7	135,4	12,1 %	6,7 %	1.035
Mines	11,5	21,1	9,7 %		130
Produits pétroliers	41,5	76,7	14,1 %		532
Electricité	15,1	27,2	9,9 %		200
Eau	7,6	10,5	7,9 %		173
– Industries manufacturières	137,5	238,5	11,7 %	11,8 %	950
Agricole et alimentaire	48,7	59,2	2,4 %		130
Matériaux de construction	10,0	26,1	25,3 %		290
Mécanique et électrique	18,2	37,1	15,5 %		170
Chimie et caoutchouc	7,6	20,4	25,1 %		220
Textile, habillement, cuir	38,8	69,7	12,3 %		100
Bois, papier et divers	14,2	26,0	13,0 %		40
– Bâtiment et travaux publics	96,5	128,6	8,0 %	6,4 %	50
<u>Services</u>	<u>512,2</u>	<u>722,1</u>	<u>6,9 %</u>	<u>35,7 %</u>	<u>1.286</u>
Transport et télécommunic.	76,5	125,6	10,8 %		570
Tourisme	49,8	70,2	6,8 %		95
Logement	65,0	76,4	3,3 %		600
Commerce et autres services	320,9	449,9	6,7 %		24
<u>Services administratifs</u>	<u>161,0</u>	<u>232,0</u>	<u>9,4 %</u>	<u>11,5 %</u>	<u>376</u>
<u>Droits et taxes indirects nets de subvention d'Etat</u>	<u>188,0</u>	<u>262,0</u>	<u>8,1 %</u>	<u>12,9 %</u>	-
<b>Total</b>	<b>1.424,7</b>	<b>2.022,0</b>	<b>7,5 %</b>	<b>100,0 %</b>	<b>4.200</b>

**Note:** Le produit intérieur brut est évalué aux prix 1976, tandis que les investissements prévus sont évalués aux prix courants.

Tableau 1-2 BALANCE DES PLAIEMENTS  
(Aux prix courants)

	(Millions de Dinars)					
	1977	1978	1979	1980	1981	Total
<u>Transactions des biens</u>						
– Exportations	386,0	450,0	558,0	642,0	725,0	2.761,0
– Importations	685,0	749,0	884,0	973,0	1.048,0	4.384,0
Solde	- 299,0	- 344,0	- 326,0	- 331,0	- 323,0	- 1.623,0
<u>Transactions des services</u>						
– Exportations	244,0	278,0	306,5	348,0	385,5	1.562,0
– Importations	133,0	155,0	169,5	184,0	196,5	838,0
Solde	111,0	123,0	137,0	164,0	189,0	724,0
<u>Transferts courants</u>						
– Recettes	85,0	89,0	93,0	97,0	101,0	465,0
– Dépenses	114,0	133,0	154,0	175,0	200,0	776,0
Solde	- 29,0	- 44,0	- 61,0	- 78,0	- 99,0	- 331,0
<u>Opérations courantes</u>						
– Recettes totales	715,0	817,0	957,0	1.078,0	1.211,5	4.788,0
– Dépenses totales	932,0	1.082,0	1.207,5	1.332,0	1.444,5	5.998,0
Solde courant	- 217,0	- 265,0	- 250,0	- 245,0	- 233,0	- 1.210,0



## **CHAPITRE 2 ETAT ACTUEL DE L'ENTREPRISE D'ELECTRICITE**

- 2.1 STEG ET SON ORGANISATION
- 2.2 EQUIPEMENT DE PRODUCTION
- 2.3 EQUIPEMENT DE TRANSPORT
- 2.4 EQUIPEMENT DE DISTRIBUTION
- 2.5 EVOLUTION DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION
- 2.6 TARIFICATION



### 2.1 STEG ET SON ORGANISATION

#### 2.1.1 Historique

La Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) a été créée par le décret-loi No. 62-8 du 3 avril 1962, modifié par la loi No. 70-58 du 2 décembre 1970 et s'est ainsi substituée à sept compagnies concessionnaires. Elle est un établissement public à caractère commercial et industriel, doté de la personnalité civile et de l'autonomie financière et qui est chargé de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'énergie électrique ainsi que d'une partie de ces attributions en ce qui concerne le gaz naturel ou manufacturé.

De 1970 à 1974 l'énergie électrique fournie par la STEG représentait normalement 84 % de la demande nationale. Les 16 % restants correspondent à la production autonome dont la plupart sont des usines métallurgiques, des raffineries du pétrole, des usines chimiques, etc. Mais les années 1975 et 1976 enregistraient une baisse de la part de la production autonome qui s'explique par un ralentissement des activités industrielles, ce qui amenait la consommation de l'énergie électrique fournie par la STEG à représenter 88 % en 1975 et 86 % en 1976 de la consommation nationale.

Depuis sa création en 1962 la progression des activités de la STEG était vraiment spectaculaire, c'est-à-dire au cours de 16 dernières années la STEG a sextuplé la production de l'énergie électrique, multiplié par 4 la puissance totale installée, presque triplé le nombre d'abonnés et quintuplé son chiffre d'affaires.

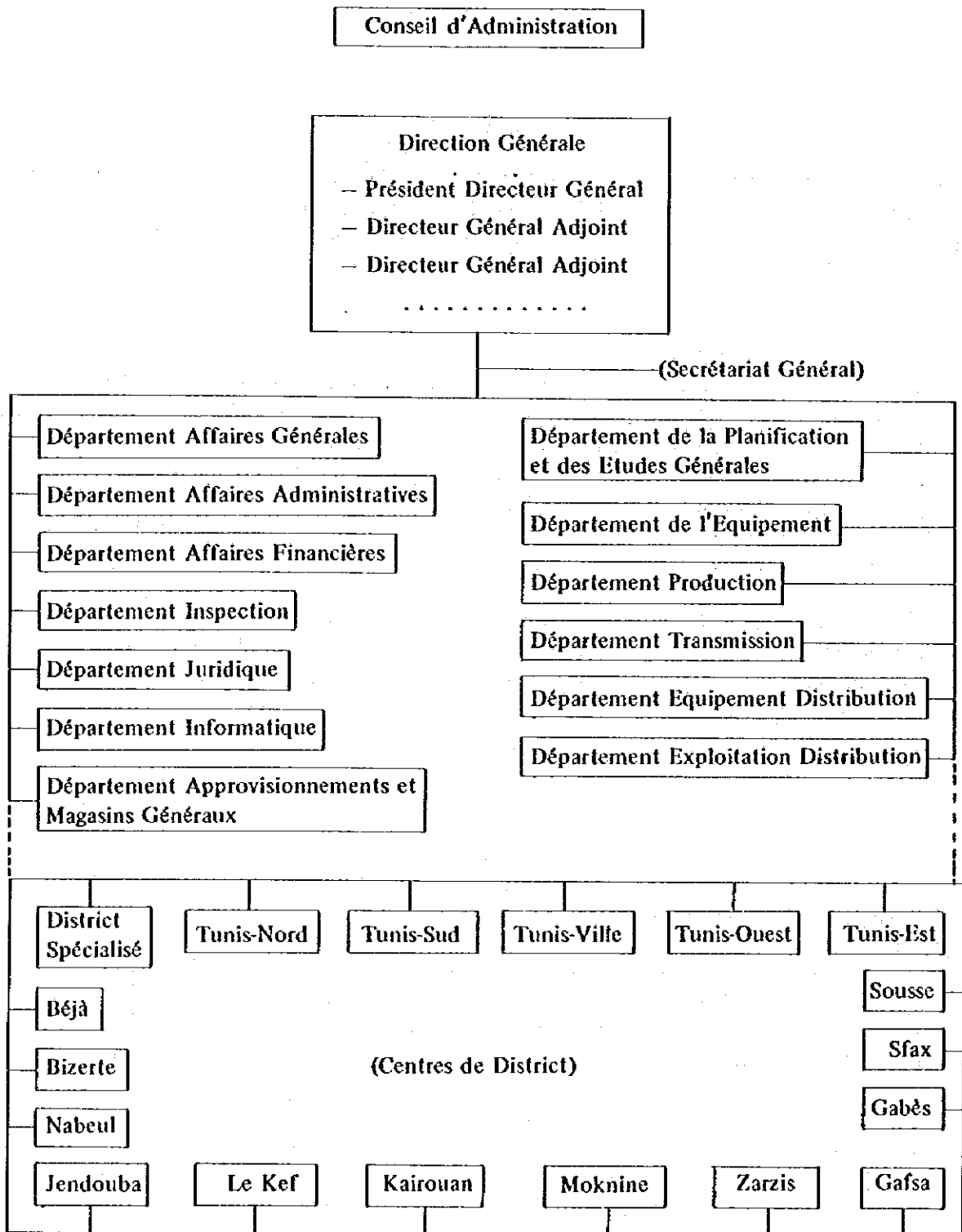
#### 2.1.2 Organisation

Cette progression rapide en effet a été atteinte par un grand effort d'organisation et d'adaptation. L'organisation interne actuelle se caractérise par la décentralisation avec délimitation précise des responsabilités dotées des budgets de gestion et d'investissements, la participation pluraliste aux décisions et le contrôle permanent de gestion. D'ailleurs, grâce notamment au plan informatique réalisé en 1976 la STEG s'est dotée d'instruments de gestion très modernes qui ont permis d'établir le système de facturation journalière des abonnés basse tension, la gestion du personnel, la gestion intégrée des travaux et le système d'information de gestion et le contrôle du réseau sur ordinateur. Avec cette organisation et les moyens informatiques la STEG a réussi à porter sa gestion à un niveau comparable à celui des pays développés.

L'organigramme général de la STEG est comme montré dans la Figure 2-1. Le Conseil d'Administration est un organe suprême de délibération, de contrôle et de décision.

Le siège social de la STEG comprend une direction et treize départements. La Direction Générale est chargée du contrôle général sur ces départements et les centres de district qui sont établis dans chaque gouvernorat. Le maintien et l'exploitation des centrales électriques, de la ligne de transport et des postes ainsi que des réseaux de distribution s'effectuent sous le contrôle des départements en charge du siège social.

Figure 2-1 ORGANIGRAMME GENERAL



L'effectif est passé de 4.134 agents en 1976 à 4.397 en 1977, se répartissant en 537 cadres supérieurs, 1.162 agents de maîtrise d'encadrement et 2.698 agents de maîtrise et d'exécution.

## 2.2 EQUIPEMENT DE PRODUCTION

Depuis la création de la STEG, la puissance totale installée des centrales électriques est passée de 116.200 kW en 1962 (70.300 pour les centrales vapeur, 27.900 pour les centrales hydrauliques et 18.000 pour les centrales diesel) à 477.060 kW en octobre 1977, dont 227.500 pour le thermique vapeur, 209.000 pour les turbines à gaz, 28.260 pour les centrales hydrauliques et 12.300 pour les centrales diesel, au taux moyen annuel de progression de 9,9 %. Les taux de répartition de ces puissances installées sont donc les suivants:

<u>Centrales</u>	<u>Puissance installée</u> (kW)	<u>Taux de répartition</u> (%)
<u>Réseau interconnecté</u>		
Centrales vapeur	227.500	47,7
Turbines à gaz	209.000	43,8
Centrales hydrauliques	28.260	5,9
<u>Sous-total</u>	<u>464.760</u>	<u>97,4</u>
<u>Système isolé</u>		
Centrales diesel	12.300	2,6
<u>Total</u>	<u>477.060</u>	<u>100,0</u>

Au 31 mars 1978, cette puissance installée de 477.060 se décompose comme suit:

### 2.2.1 Capacité de production thermique

Les centrales vapeur existantes sont La Goulette I (57.500 kW), La Goulette II (110.000 kW) et Ghannouch I (60.000 kW) totalisant 227.500 kW, dont les deux premières fonctionnent au pétrole lourd et la dernière fonctionne au gaz naturel. Par rapport à leurs puissances installées, leurs puissances maximum nettes en régime continu sont respectivement de 30.000 kW, 95.000 kW et 58.000 kW.

Quant aux turbines à gaz, les centrales existantes sont Ghannouch II (59.000 kW), Bouchemma (62.000 kW), Tunis Sud (44.000 kW) et Sfax (44.000 kW) totalisant 209.000 kW, dont les deux premières fonctionnent au gaz naturel et les deux dernières au gas-oil.

Les centrales diesel d'une puissance totale installée de 12.300 kW (y compris le matériel de secours de 10.240 kW à Sfax) sont installées à 14 localités isolées.

Tableau 2-1

**CARACTERISTIQUES GENERALES DES CENTRALES  
ELECTRIQUES EXISTANTES SUR LE RESEAU IN-  
TERCONNECTE EN MARS 1978**

Catégorie et Centrale	Groupe	Année de mise en service	Puissance installée (kW)	Puissance garantie (kW)	Combustible utilisé
<b>Thermique Vapeur</b>					
La Goulette I	GR 3	1954	17.500		
	GR 4	1950	15.000		
	GR 5	1948	15.000		
	GR 6	1931	10.000		
	Total		57.500	30.000	Bunker C
La Goulette II	TV 1	1965	27.500		
	TV 2	1965	27.500		
	TV 3	1968	27.500		
	TV 4	1968	27.500		
	Total		110.000	95.000	Bunker C
Ghannouch I	TV 1	1972	30.000		
	TV 2	1972	30.000		
	Total		60.000	58.000	Gaz naturel
<b>Turbine à gaz</b>					
Ghannouch II	TG 1	1971	15.000		
	TG 2	1973	22.000		
	TG 3	1973	22.000		
	Total		59.000	59.000	Gaz naturel
Bouchemma	TG 4	1977	31.000		
	TG 5	1977	31.000		
	Total		62.000	62.000	Gaz naturel
Tunis Sud	TG 1	1975	22.000		
	TG 2	1975	22.000		
	Total		44.000	44.000	Gas-oil
Sfax	TG 1	1977	22.000		
	TG 2	1977	22.000		
	Total		44.000	44.000	Gas-oil
<b>Hydraulique</b>					
Nebeur	GR 1	1956	6.500		
	GR 2	1956	6.500		
	Total		13.000		(Barrage Mellègue)
Fernana amont		1958	8.500		
	Fernana aval	1962	1.200	20.000	
	Total		9.700		(Barrage Ben Metir)
El Aroussia	GR.PR.	1956	4.800		
	GR.AUX.	1956	100		
	Total		4.900		(Centrale au fil de l'eau)
Kasseb	GR 1	1969	660		(Barrage Kasseb)
Puissance Totale	26	-	464.760	412.000	(Arrondi)

## 2.2.2 Capacité de production hydraulique

Comme barrages existants, on peut compter cinq grands barrages de Mellègue, de Ben Metir, d'El Aroussia, de Kasseb et de Bou Heurtma. Cependant, leurs objectifs principaux sont de fournir des eaux potables ou des eaux d'irrigation, tandis que l'objectif de production d'énergie hydro-électrique n'occupe qu'une place secondaire. (Le barrage de Bou Heurtma ne s'équipe pas de centrale hydraulique)

Par conséquent, la capacité totale des centrales hydrauliques est très petite par rapport à celle des centrales thermiques. Ces centrales hydrauliques existantes sont Nebeur (13.000 kW), Fernana amont (8.500 kW), Fernana aval (1.200 kW), El Aroussia (4.900 kW) et Kasseb (660 kW) totalisant 28.260 kW. Par rapport à cette puissance totale installée la somme de leurs puissances garanties est d'environ 20.000 kW.

Les caractéristiques générales de ces centrales thermiques et hydrauliques sont récapitulées dans le Tableau 2-1.

## 2.3 EQUIPEMENT DE TRANSPORT

### 2.3.1 Lignes haute tension

Le réseau de transport de la STEG tel qu'il se présente en mars 1978 est formé en tensions à 3 niveaux de 225 kV, 150 kV et 90 kV, et constitué pour une large part par une boucle faisant le tour du territoire.

Sur cette boucle sont greffées une antenne qui alimente la région de Cap Bon (ligne 90 kV Tunis Sud - Korba) et une antenne de production qui permet l'évacuation de l'énergie produite des centrales thermiques de Ghannouch I et Ghannouch II (ligne 225 kV Ghannouch - Maknassy qui est provisoirement exploitée en 150 kV). Sont accolées aussi deux mailles, la maille La Goulette - Tunis Ouest - Tunis Sud et la maille Tunis Sud - Tunis Ouest - Menzel Bourguiba - El Aroussia.

La construction d'une nouvelle ligne 225 kV qui prolongera la ligne 225 kV existante Ghannouch - Maknassy et qui aboutira au poste de Naassen à proximité de Tunis sera bientôt terminée.

D'autre part, deux lignes d'interconnexion avec l'Algérie en 90 kV, l'une à partir de Fernana, l'autre à partir de Tajerouine, permettent le secours mutuel jusqu'à concurrence de 15 MW entre les réseaux tunisien et algérien.

Après la mise en service de la nouvelle ligne mentionnée ci-dessus, la longueur totale des lignes 225 kV sera de 345 km, celle des lignes 150 kV de 901 km et celle de 90 kV de 475 km soit une longueur totale des lignes de transport et de répartition de 1.721 km, non compris 153 km des lignes d'interconnexion avec l'Algérie.

Les caractéristiques générales des lignes de transport et de répartition sont données dans le Tableau 2-2.

### 2.3.2 Postes haute tension

Le réseau de transport actuel comprend 15 postes à haute tension qui ont une transformation HT/HT ou HT/MT.

Parmi ces postes de transport, ceux de Tunis Sud, de Ghannouch, de Sfax, de Korba et de Menzel Bourguiba sont adjacents aux centrales turbines à gaz.

Ces postes comprennent 57 transformateurs totalisant 1.350 MVA de la capacité de transformation avec la répartition suivante:

– Transformateurs	225/150 kV	:	100 MVA en	1 unité
– Transformateurs	150/ 33 kV	:	25 MVA en	6 unités
– Transformateurs	150/ 33 kV	:	15 MVA en	14 unités
– Transformateurs	96/ 33 kV	:	50 MVA en	1 unité
– Transformateurs	96/ 33 kV	:	40 MVA en	2 unités
– Transformateurs	90/ 30 kV	:	30 MVA en	4 unités
– Transformateurs	90/ 30 kV	:	20 MVA en	10 unités
– Transformateurs	90/ 30 kV	:	15 MVA en	8 unités
– Transformateurs	90/ 30 kV	:	10 MVA en	2 unités
– Transformateurs	90/ 11 kV	:	40 MVA en	3 unités
– Transformateurs	90/ 11 kV	:	30 MVA en	6 unités
	<b>Total</b>		<b>1.350 MVA en</b>	<b>57 unités</b>

Ces postes comprennent aussi 4 réactances 150 kV de 6 MVAR et 5 batteries de condensateurs totalisant 45,6 MVAR. D'ailleurs, il est possible de faire fonctionner les alternateurs de turbines à gaz à Tunis Sud en compensateurs synchrones.

La localisation de ces puissances des transformateurs et des moyens de compensation est donnée dans le Tableau 2-3.

### 2.3.3 Centre de dispatching

Le fonctionnement du réseau de transport et de répartition est contrôlé par le centre de dispatching localisé dans le siège social de la STEG. Ce centre est muni d'appareils d'enregistrement de mesures et de téléseñalisations en nombre réduit. A l'aide de ces moyens simples, le dispatcheur est obligé d'effectuer toutes les opérations permettant de définir les conditions de marche du réseau et de prendre les décisions qu'il communique par voie téléphonique aux centrales électriques et aux postes de transport.

Au fur et à mesure d'un développement rapide du réseau qui sera caractérisé par un nombre plus important des centrales, des nouvelles lignes de transport en haute tension ainsi que par les futures interconnexions avec les réseaux de l'Algérie et de la Libye, il arrive dans un proche avenir que le nombre d'informations à traiter, la quantité d'opération à effectuer et l'importance des décisions à prendre nécessitent le renforcement du centre de dispatching par l'introduction des moyens automatiques plus puissants de collecte et de traitement des données et des informations.



Tableau 2-2 CARACTERISTIQUES GENERALES DES LIGNES DE TRANSPORT HAUTE TENSION EN MARS 1978

Ligne	Tension (kV)	Distance (km)	Terne	Conducteur	Section (mm <sup>2</sup> )
<b>Ligne 225 kV</b>					
Ghannouch - Maknassy *	225	93	1	Al-Ac	411
Maknassy - Oueslatia **	225	140	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Naassen **	225	112	1	Al-Ac	411
<b>Total</b>		<b>345</b>			
<b>Ligne 150 kV</b>					
La Goulette - M'Saken	150	129	1	Al-Ac	297
M'Saken - Sfax	150	102,5	1	Al-Ac	297
Sfax - Maknassy	150	104	1	Al-Ac	297
Maknassy - Metlaoui	150	116	1	Al-Ac	297
Metlaoui - Kasserine	150	106	1	Al-Ac	297
Kasserine - Tajerouine	150	83,5	1	Al-Ac	297
Ghannouch - Robbana	150	102	1	Al-Ac	297
Ghannouch - Maknassy	150	100	1	Al-Ac	297
Ghannouch - Bouchemma	150	3,5	1	Al-Ac	265
Ghannouch - Cimentrie	150	11	1	Al-Ac	297
Alimentation Hammamet	150	34	2	Al-Ac	265
Alimentation Akouda	150	9	2	Al-Ac	265
<b>Total</b>		<b>900,5</b>			
<b>Ligne 90 kV</b>					
Tajerouine - Nebeur	90	59	1	Al-Ac	288
Nebeur - Jendouba	90	21	1	Al-Ac	288
Jendouba - Fernana	90	27	1	Al-Ac	288
Fernana - El Aroussia	90	100	1	Al-Ac	288
El Aroussia - Tunis Sud	90	43	1	Al-Ac	288
Tunis Sud - Tunis Ouest	90	10	1	Al-Ac	288
La Goulette - Tunis Sud	90	16	2	Al-Ac	288
La Goulette - Tunis Ouest	90	27	1	Al-Ac	288
Tunis Ouest - M. Bourguiba	90	58	1	Al-Ac	181,6
El Aroussia - M. Bourguiba	90	39	1	Al-Ac	176
Maassen - Tunis Sud	90	8	2	Al-Ac	420
Alimentation El Fouladh	90	2	1	Al-Ac	176
Tunis Sud - Korba	90	65	1	Al-Ac	176
<b>Total</b>		<b>475</b>			
<b>Ligne 90 kV internationale</b>					
Tajerouine - El Aouinet	90	60	1	Al-Ac	288
Fernana - El Hajjar	90	93	1	Al-Ac	288
<b>Total</b>		<b>153</b>			
<b>Longueur totale du réseau de la STEG</b>		<b>1.873,5 km</b>			

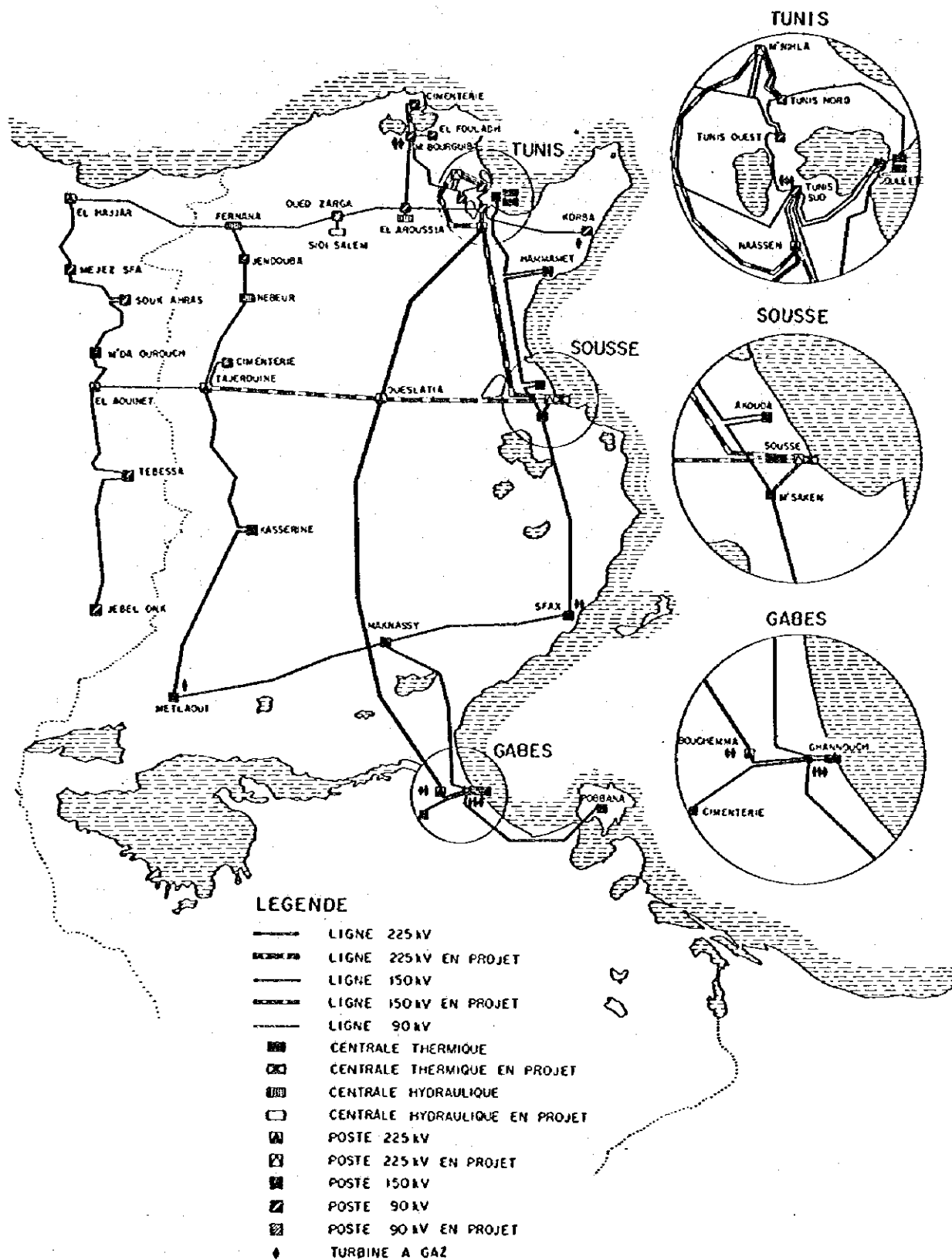
Note: \* Une ligne de 93 km, Ghannouch - Maknassy, est construite en 225 kV mais est exploitée provisoirement en 150 kV.

\*\* La construction de ces deux lignes 225 kV est presque terminée.

Tableau 2-3 LOCALISATION DES PUISSANCES DE TRANSFORMATION ET DE COMPENSATION EN MARS 1978

Poste	Nombre de transformateurs	Capacité (MVA)	Tension (kV)	Capacité de compensation		
				Condensateur ou réactance	Tension (kV)	Capacité (MVAR)
La Goulette	1	50	96/33			
	2	40	96/33			
Tunis Sud	1	30	90/11			
	2	30	90/11			
	1	20	90/33	Condensateur	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	Condensateur	10	8,4 x 1
	2	30	90/11			
	3	40	90/11			
Menzel Bourguiba	1	30	90/33	Condensateur	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	Condensateur	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	Condensateur	30	9,6 x 1
	2	15	150/33	Réactance	150	6 x 1
Kaserine	1	15	150/33			
	2	15	150/33			
Ghannouch	1	15	150/33	Réactance	150	6 x 2
	2	15	150/33			
Robbana	1	15	150/33			
Maknassy	1	15	150/33	Réactance	150	6 x 1
<u>Sous-total</u>	<u>56</u>	<u>1.250</u>				
Bouchemma	1	100	225/150	Réactance	150	20 x 1
<u>Grand total</u>	<u>57</u>	<u>1.350</u>				

# RESEAU DE TRANSPORT SITUATION EN 1978



## 2.4 EQUIPEMENT DE DISTRIBUTION

### 2.4.1 Normalisation des tensions et des équipements

Au cours de la période de 1962 à 1973 étaient élaborés et presque entièrement réalisés les plans d'amélioration des réseaux de distribution par normalisation des tensions à 3 niveaux, 30, 15 et 10 kV et celle des équipements du réseaux ainsi que les plans d'alimentation des grandes villes telles que Tunis, Sousse, Sfax, Gabès, Gafsa et Bizerte. Et en particulier, le plan d'alimentation de Tunis faisait l'objet d'une attention spéciale sur la base d'un programme de distribution à partir des 3 points d'injection de La Goulette, de Tunis Sud et de Tunis Ouest.

Mais de toute façon, jusqu'à là la somme des investissements de distribution était établie au moment des choix budgétaires au niveau de chaque centre de district à gestion décentralisée, en fonction des capacités de financement de la STEG après que les investissements de production et de transport aient été déterminés.

### 2.4.2 Plan Directeur de la Distribution

Dans les conditions ci-dessus et en absence d'un plan de développement à moyen terme les réseaux se sont étendus sans que l'on soit certain que ce développement ait été réalisé dans les conditions les plus économiques. C'est pour cela que la STEG a réalisé l'Audit Technique de la Distribution dès le début de 1973 pour permettre de déceler les insuffisances des réseaux et leurs faiblesses sur l'exploitation. Faisant suite à cet Audit Technique, le Plan Directeur de la Distribution a permis de définir à la fin de 1975 un plan d'orientation pour l'horizon 1981 avec une évaluation financière des électrifications nouvelles et une nouvelle philosophie dans la conception des réseaux.

Sous ce Plan Directeur, en ce qui concerne l'alimentation basse tension, la technique du câble préassemblé (torsadé) a été testée en 1975 et est généralisée depuis 1977.

Par contre, pour les réseaux moyenne tension, il s'est avéré après des études minutieuses tant techniques qu'économiques qu'il fallait changer complètement la conception du système de distribution et adopter le système M.A.L.T. (en triphasé 4 fils mis effectivement à la terre), et le passage de l'ancien système au nouveau système M.A.L.T. est actuellement en cours. En dehors des aspects d'amélioration de la qualité de service, cette nouvelle technique permettra l'alimentation des zones rurales en monophasé et aura pour conséquence une réduction considérable du coût des électrifications rurales.

## 2.5 EVOLUTION DE LA PRODUCTION ET DE LA CONSOMMATION

### 2.5.1 Production

Comme décrit plus haut, la production de l'énergie électrique de la STEG constitue environ 86 % de la production nationale en 1977, 14 % étant le fait des autoproducteurs.

En 1962, la production de la STEG était de 287,9 GWh, dont 6,8 % d'origine hydraulique, 8,6 % par diesel et 84,6 % par thermique vapeur. En 1977, elle a atteint 1.517,8 GWh, dont

73,2 % par thermique vapeur, 24,7 % par turbines à gaz, 2,0 % d'origine hydraulique et 0,1 % par diesel. Elle s'est ainsi accrue au taux moyen annuel de 11,7 %. Au cours de 4 dernières années de 1973 à 1977, le taux moyen annuel de progression était de 12 %.

Quant à la production nationale, y compris la production autonome, en particulier celle des Industries Chimiques Maghrébines (ICM) à Gabès, de la SIAPÉ et de la NPK à Sfax, elle est passée de 340,2 GWh en 1962 à 1.557,4 GWh en 1976, traduisant un rythme moyen annuel de 11,5 %.

Ces productions rétrospectives sont récapitulées comme suit:

<u>Moyen de production</u>	<u>1962</u> (GWh)	<u>1973</u> (GWh)	<u>1976</u> (GWh)	<u>1977</u> (GWh)	<u>Part relative</u> (%)
<u>STEG</u>					
Thermique vapeur	243,7		972,3	1.111,2	( 73,2)
Turbines à gaz	-		312,1	374,3	( 24,7)
Hydraulique	19,4		53,0	30,3	( 2,0)
Diesel	24,8		2,0	2,0	( 0,1)
<b>Sous-total</b>	<b>287,9</b>	<b>960,7</b>	<b>1.339,4</b>	<b>1.517,8</b>	<b>(100 )</b>
<u>Autoproducteurs</u>	52,3	169,3	185,0	207,0	
<u>Production nationale</u>	<u>340,2</u>	<u>1.130,0</u>	<u>1.524,4</u>	<u>1.724,8</u>	

### 2.5.2 Consommation

Les ventes de l'énergie électrique de la STEG sont passées de 246,4 GWh en 1962 (141,9 GWh en moyenne tension et 104,5 GWh en basse tension) à 1.331,3 GWh en 1977 (882,3 GWh en moyenne tension et 449 GWh en basse tension). Le taux moyen de croissance de la consommation était ainsi de 12,9 % pour la moyenne tension et de 10,2 % pour la basse tension (11,9 % pour l'ensemble).

La rapport de la consommation à la production, qui traduit le rendement des réseaux de transport et de distribution, est resté sensiblement constant et de l'ordre de 86 %, soit 85,6 % en 1962, 85,7 % en 1973, 84,3 % en 1976 et 87,7 % en 1977.

La répartition sectorielle pour les ventes en moyenne et basse tension au cours des 5 dernières années est comme suit:

<u>Moyen de consommation</u>	<u>1962</u>	<u>1973</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>Part relative</u>
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)
<b>- <u>Ventes par la STEG</u></b>					
<b><u>Moyenne tension</u></b>					
<b>Industries:</b>					
– Extractives		106	123	132	( 10,0)
– Sidérurgiques		47	67	79	( 5,9)
– Chimiques		12	26	21	( 2,3)
– Mat. de construction		86	106	159	( 11,9)
– Papier et édition		50	54	63	( 4,7)
– Textiles		39	48	59	( 4,4)
– Alimentaires		51	64	75	( 5,6)
– Diverses		27	44	54	( 4,1)
Autres secteurs		150	210	230	( 17,4)
<b>Sous-total</b>	<b>141,9</b>	<b>568</b>	<b>742</b>	<b>882</b>	<b>( 66,3)</b>
<b><u>Basse tension</u></b>	<b>104,5</b>	<b>253</b>	<b>387</b>	<b>449</b>	<b>( 33,7)</b>
<b>Total</b>	<b>246,4</b>	<b>821</b>	<b>1.124</b>	<b>1.331</b>	<b>(100 )</b>
<b>- <u>Consommation autonome</u></b>	<b>52,3</b>	<b>169</b>	<b>185</b>	<b>207</b>	
<b>Consommation nationale</b>	<b>298,7</b>	<b>990</b>	<b>1.314</b>	<b>1.538</b>	

### 2.5.3 Puissance maximum appelée

La puissance maximum appelée sur le réseau interconnecté qui était à peine de 60 MW en 1962 a enregistré 192 MW en 1973, 272 MW en 1976 et 320 MW en 1977, le coefficient d'utilisation de la puissance installée étant resté sensiblement constant soit 54,8 % en 1962, 57,1 % en 1973, 56,2 % en 1976 et 54,1 % en 1977.

### 2.5.4 Abonnés

Par les efforts incessants de la STEG pour les électrifications urbaines et rurales le nombre total des abonnés (moyenne et basse tension) est passé de 203.000 en 1962 à 452.000 en 1976 dont 408.000 (90,3 %) pour les zones urbaines et 44.000 pour les zones rurales, au taux de croissance annuel moyen de 5,9 % (ce nombre total a atteint 507.000 environ en 1977).

La STEG, estimant que la population desservie correspond à 45 % de la population totale de 5.890 milliers d'habitants en 1977 (65 % de la population urbaine et 23 % de celle rurale), la consommation nette annuelle est ainsi de 259 kWh par habitant de la Tunisie et de 576 kWh par habitant desservi, y compris la consommation autonome.

## 2.6 TARIFICATION

### 2.6.1 Ajustements tarifaires

La première phase de l'étude tarifaire entamée par la STEG depuis 1971 et inspirée de la théorie du coût marginal s'est terminée en 1975 par le premier ajustement tarifaire d'avril 1975 et la mise en place des nouveaux contrats moyenne tension en décembre de la même année.

Faisant suite à cet ajustement tarifaire, au mois de juin 1977 le second ajustement a été mis en vigueur par un relèvement des tarifs d'environ 20 % en moyenne par rapport à ceux précédents, et le troisième ajustement est encore prévu pour sa mise en place en 1979 visant le relèvement d'environ 8 % des prix par rapport aux tarifs actuels. Ces ajustements tarifaires consécutifs ont pour motifs entre autres:

- d'assurer un taux de rentabilité financière de 10 % sur la base tarifaire;
- d'absorber l'augmentation des prix de combustibles (le prix moyen de combustibles pour les centrales thermiques est prévu de passer de 3,4 millimes/kWh en 1976 à 6,7 millimes/kWh en 1978);
- de réaliser le programme d'investissements retenu pour les années 1977 ~ 1981 (Ve Plan), qui s'élève à 200 millions de Dinars correspondant à un triplement par rapport au rythme de IVe Plan (68,7 millions de Dinars).

### 2.6.2 Structure tarifaire

#### (1) Tarifs basse tension

La STEG applique deux catégories de tarifs en basse tension, le tarif "éclairage" (1 ou 2 kVA) et le tarif "force motrice" (3 kVA ou plus). Ces tarifs comportent le redevance de puissance (uniquement pour "force motrice"), le redevance d'abonnement (uniquement pour "éclairage") et les prix de l'énergie par tranche mensuelle de consommation (toutes taxes comprises) comme suit;

- Redevance de puissance 100 millimes/kVA-mois
- Redevance d'abonnement 100 millimes/abonné-mois
- Prix au kWh:

	<u>Eclairage</u>	<u>Force motrice</u>
de 0 à 10 kWh/kVA	46 millimes	41 millimes
au delà de 10 kWh/kVA	41 millimes	34 millimes

#### (2) Tarifs spéciaux basse tension

Les tarifs spéciaux en basse tension sont divisés en 5 catégories de tarifs, c'est-à-dire, usages agricoles avec effacement en pointe, chauffe-eau avec effacement en pointe, chauffage et

climatisation (tarif provisoire), huileries et moutures, éclairage public. Ces tarifs comportent le redevance de puissance, le redevance d'abonnement et les prix de l'énergie comme suit:

- Redevance de puissance 100 millimes/kVA-mois  
(pour "huileries et moutures seulement)
- Redevance d'abonnement 200 ~ 700 millimes/abonné-mois  
(pour toutes les catégories)
- Prix au kWh:  
Les prix peuvent varier de 8 à 25 millimes/kWh selon les postes horaires journalières (jour, pointe et nuit) ou de 30 à 40 millimes/kWh pour la 1re tranche de consommation mensuelle de 0 à 25 ou 30 kWh/kVA et de 22 à 25 millimes/kWh pour la 2e tranche de consommation mensuelle au delà de 25 ou 30 kWh/kVA.

### (3) Tarifs moyenne tension

A propos des tarifs moyenne tension, la STEG applique 2 catégories de tarifs, le tarif à postes horaires et le tarif à tranches. Ils comportent le redevance de puissance, le redevance d'abonnement et les prix de l'énergie comme suit:

	<u>Postes horaires</u>	<u>Tranches</u>
– Redevance de puissance	1,5 DT/kW-mois	0,1 DT/kVA-mois
– Redevance d'abonnement	15 DT/abonné-mois	2,5 DT/abonné-mois
– Prix au kWh:		

Pour le tarif à postes horaires, il est appliqué les prix de 16 millimes (jour), 26 millimes (pointe) et 7 millimes (nuit). Pour le tarif à tranches, il est appliqué les prix de 27 millimes/kWh pour la 1re tranche de consommation mensuelle de 0 à 50 kWh/kVA et 22 millimes/kWh pour la 2e tranche de consommation mensuelle au delà de 50 kWh/kVA.

### (4) Tarifs spéciaux en moyenne tension

Les tarifs spéciaux en moyenne tension se divisent en 2 catégories de tarifs, le tarif à usage agricole avec effacement en pointe et le tarif secours en moyenne tension. Leurs structures tarifaires sont les suivantes:

	<u>Usage agricole</u>	<u>Secours</u>
– Redevance de puissance	1,5 DT/kW-mois	0,2 DT/kW-mois
– Redevance d'abonnement	2,5 DT/abonné-mois	15 DT/abonné-mois
– Prix au kWh:		

Pour ces deux tarifs à l'usage agricole et à celui en secours, les prix au kWh sont respectivement de 16 et 24 millimes pour la consommation en jour, et de 7 et 4 millimes pour la consommation en nuit. Le prix pour la consommation en pointe dans le cas du tarif secours est de 47 millimes/kWh.



### (5) Tarifs haute tension

En ce qui concerne les tarifs haute tension, la STEG applique 2 catégories de tarifs, le tarif général et le tarif secours en haute tension. Leurs structures tarifaires sont comme suit:

	<u>Tarif Général</u>	<u>Secours</u>
-- Redevance de puissance	0,5 DT/kW-mois	0,1 DT/kW-mois
-- Redevance d'abonnement	-	30 DT/abonnement-mois
-- Prix au kWh:		

Pour ces deux tarifs "général" et "secours", les prix au kWh sont respectivement de 15 et 21 millimes pour la consommation en jour, de 22 et 37 millimes pour la consommation en pointe et de 6 et 3 millimes pour la consommation en nuit.

### 2.6.3 Prix de vente unitaire du kWh

Avant et après le réajustement tarifaire du Juin 1977, la comparaison des prix de vente unitaires du kWh entre les usages en haute et moyenne tension et ceux en basse tension peut s'exprimer comme ci-après:

<u>Item</u>	<u>Haute et moyenne tension</u>	<u>Basse tension</u>	<u>Total ou Moyenne</u>
<u>Tarif d'Avril 1975</u>			
(base: consommation en 1976)			
-- Chiffres d'affaires (DT)	10.413.000	12.342.000	22.755.000
-- Energie consommée (GWh)	746	399	1.145
-- Prix unitaires (millimes/kWh)	<u>14,0</u>	<u>30,0</u>	<u>19,9</u>
<u>Tarif de Juin 1977</u>			
(base: consommation en 1976)			
-- Taux d'augmentation des prix (%)	24,8	16,0	20,0
-- Prix unitaires (millimes/kWh)	<u>17,4</u>	<u>35,9</u>	<u>23,9</u>



## **CHAPITRE 3 PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE**

3.1 PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

3.2 PREVISION DE LA PUISSANCE MAXIMUM APPELEE



## CHAPITRE 3 PREVISION DES BESOINS EN ELECTRICITE

### 3.1 PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

#### 3.1.1 Rétrospective de la consommation

Comme indiqué dans le paragraphe 2.5.2, la consommation nationale d'énergie électrique est passée de 990 GWh en 1973 à 1.527 GWh en 1977, soit un accroissement annuel moyen de 11,5 %. C'est un rythme très rapide comparé aux rythmes observés tant dans les pays développés que dans les pays en voie de développement.

Durant la même période, la fourniture par la STEG est passée de 821 GWh à 1.309 GWh au taux d'accroissement annuel de 12,4 %. Si l'on analyse cette progression par catégorie d'abonnés, on peut constater que la consommation en basse tension a enregistré un taux d'accroissement moyen annuel de 16 % par rapport à celui de 10,6 % dans le cas de la consommation en haute et moyenne tension.

#### 3.1.2 Prévision établie par la STEG

Depuis 1977 le Vème Plan de Développement Economique et Social est en vigueur ayant pour objectif d'atteindre un taux de croissance de 7.5% en moyenne par an du Produit Intérieur Brut (P.I.B) par l'accélération de la production industrielle, l'assurance de l'auto-suffisance alimentaire et l'accomplissement du plein emploi de la demande additionnelle. Et comme prévision des besoins en électricité qui s'augmenteront en parallèle avec le déroulement du Vème Plan, la STEG a établi un rapport intitulé "Le Marché de l'Electricité à Moyen et Long Terme" en décembre 1977.

Dans le rapport ci-dessus quelques méthodologies sont appliquées pour essayer les prévisions de la demande en électricité à moyen terme (1977 ~ 1986) et à long terme (1987 ~ 2003). Et les prévisions retenues par la STEG comme les plus probables sont établies d'une manière suivante:

- (a) Dans le cadre de la prévision à moyen terme, une approche sectorielle est appliquée qui tient compte du programme de développement par secteur des industries pour la Haute et Moyenne Tension, et qui se base sur le plan du développement régional de la distribution pour la Basse Tension.
- (b) Comme méthode à appliquer pour la prévision à long terme, une approche globale est adoptée qui consiste en deux modèles autonome et explicatif; le modèle autonome utilise les valeurs rétrospectives de la consommation et le modèle explicatif tient compte du produit intérieur brut se rapportant aux grandeurs de la consommation d'électricité. Et dans la fourchette des courbes extrapolées on trace trois courbes à main levée en se basant respectivement sur les hypothèses forte, moyenne et faible.

Le tableau suivant indique les valeurs à chaque quinquennie de la consommation d'électricité fournie par la STEG et du taux de croissance annuel moyen correspondant.

<u>Année</u>	<u>1977</u>	<u>1981</u>	<u>1986</u>	<u>1991</u>	<u>1996</u>
<u>Consommation (GWh)</u>	<u>1977</u>	<u>1981</u>	<u>1986</u>	<u>1991</u>	<u>1996</u>
– Hypothèse forte	1.340	2.280	4.340	7.200	10.500
– Hypothèse moyenne	1.340	2.280	4.340	6.500	9.000
– Hypothèse faible	1.340	2.280	3.970	5.800	7.600
<u>Taux de croissance (%)</u>					
– Hypothèse forte	14,2	13,7	10,6	7,8	
– Hypothèse moyenne	14,2	13,7	8,4	6,7	
– Hypothèse faible	14,2	11,7	7,8	5,5	

Comme montré dans le tableau, la prévision pour la période du Vème Plan (1977 ~ 1981) est la même pour les trois variantes. Cependant, au delà de 1982 on trouve un écart d'environ 10 % à l'horizon 1986 entre les prévisions forte et moyenne et la prévision faible, étant donné que les deux premières tiennent compte des projets au delà de 1981 tels que le Complexe sidérurgique, le Complexe chimique et la 6ème Cimentrie qui sont encore dans la phase des études préliminaires, alors que la dernière tient compte seulement des projets du Vème Plan.

Par ailleurs, si l'on suppose comme la plus probable la prévision établie par l'hypothèse moyenne, il est à remarquer que le taux de croissance annuel moyen donné par cette hypothèse s'abaisse rapidement au delà de 1987, pour aboutir à 6,7 % à l'horizon 1991 ~ 1996 par rapport à 14,2 % prévus pour la décennie 1977 ~ 1986.

### 3.1.3 Prévision obtenue par une méthode macroscopique

Les prévisions établies par la STEG reflètent bien le plan du développement économique et social qui est en cours d'exécution, mais il est vrai que les objectifs ne coïncident pas toujours avec les réalisations (pour le IVème Plan le taux de réalisation a été de 91 % - le rapport du P.I.B. réalisé par P.I.B. prévu).

C'est pour cela que nous allons établir une autre prévision de consommation par une méthode macroscopique qui nous pourrait conduire à une conclusion plus réaliste. Cette conclusion sera obtenue en comparant le résultat donné par cette méthode macroscopique avec celui des prévisions données par les hypothèses forte, moyenne et faible.

Normalement, les activités économiques d'un pays se concrétisent nettement sous forme du Produit Intérieur Brut (P.I.B.) et il est admis en général que la consommation d'électricité causée par la production et la consommation des biens et services est en relation étroite avec le P.I.B. Et la méthode macroscopique consiste à utiliser une évolution de cette corrélation trouvée entre le P.I.B. par habitant et la consommation spécifique d'électricité pour prévoir la demande en électricité à long terme du pays. A ce sujet, une telle corrélation dépend des

grandeurs de l'économie nationale d'une part, et des niveaux de vie des habitants d'autre part et, par conséquent, elle varie selon le pays. Cependant, d'après des études statistiques sur quelques dizaines de pays tant développés qu'en voie de développement, menées par l'Electric Power Development Company, Ltd., Tokyo (EPDC) et autorisées par l'International Atomic Energy Agency (IAEA) et la Banque Internationale de la Reconstruction et du Développement (BIRD), on peut confirmer des tendances globales qui précisent ladite corrélation.

### (1) Paramètres nécessaires

La prévision macroscopique est basée sur la confirmation des paramètres et des évolutions de corrélation suivants:

- Taux de croissance annuel moyen du P.I.B. par habitant à l'état actuel
- P.I.B. par habitant à l'état actuel
- Consommation d'électricité par habitant à l'état actuel
- Variation du taux de croissance du P.I.B. par habitant qui correspond à ses grandeurs
- Evolution de consommation d'électricité par habitant qui correspond aux grandeurs du P.I.B. par habitant
- Prévision démographique

A ce sujet, les IVème et Vème Plans du développement économique et social nous présentent les indices économiques suivants (cf. Tableau 3-1):

- P.I.B. par habitant en 1976 . . . . 415 \$E.U. (prix 1968)
- Consommation spécifique d'électricité en 1976 . . . . 232 kWh
- Taux de croissance annuel moyen du P.I.B. par habitant à l'état actuel (pour les années 1972~1976) . . . . 5,2 %

### (2) Evolution de corrélation entre le P.I.B. par habitant et son taux de croissance

Les études statistiques confirment une évolution assez régulière de la corrélation entre le P.I.B. par habitant et son taux de croissance comme montré dans le Graphique 3-1. Cette évolution traduit l'accélération du rythme de croissance jusqu'à ce que le P.I.B. par habitant atteigne le niveau 500 ~ 1.000 \$E.U. (prix 1968) et au delà l'abaissement graduel du rythme de croissance. Cette évolution est différente selon le pays, mais sur l'échelle internationale on peut classer en trois groupes des évolutions forte, moyenne et faible. Les courbes qui représentent ces trois groupes sont données dans le Graphique 3-1. Pour la Tunisie les valeurs nécessaires peuvent être obtenues en traçant une courbe approximative à partir de la coordonnée de 415 \$E.U. pour le P.I.B. par habitant et de 5,2 % pour le taux de croissance annuel moyen.

### (3) Evolution de corrélation entre le P.I.B. par habitant et la consommation spécifique d'électricité

Egalement les études statistiques précisent l'existence d'une relation étroite entre le P.I.B. par habitant et la consommation spécifique de l'électricité, et on peut classer les pays en trois

groupes de consommations forte, moyenne et faible par rapport aux mêmes grandeurs du P.I.B. par habitant. Les courbes d'évolution représentatives de ces trois groupes sont données dans le Graphique 3-2. Les valeurs propres à la Tunisie peuvent être obtenues en traçant une courbe de tendance à partir des valeurs réelles du P.I.B. par habitant et de la consommation spécifique de l'électricité de ces dernières années.

#### (4) Prévision démographique

D'après le dernier recensement la population de la Tunisie est passée à 5.577.300 en 1975 au taux de croissance de 2,65 % en moyenne par an depuis 1965. Pour la population future le Vème Plan a établi deux perspectives d'évolution: l'une suppose que la fécondité restera constante pendant toute la période couverte par la projection, et l'autre, compte tenu de la comparaison des fécondités observées en 1965/66 et en 1975, est basée sur l'hypothèse que la fécondité tendra à la baisse. Dans les présentes études nous appliquerons la dernière prévision qui donne les valeurs de population et le taux de croissance suivants:

Tableau 3-1 PRINCIPAUX INDICES ECONOMIQUES POUR LA PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE

Description	1972	1973	1974	1975	1976
1. Population (1.000)	5.200	5.330	5.450	5.577	5.737
2. P.I.B. aux prix 1972 (Million de DT)	1.077,6	1.082,4	1.185,8	1.301,7	1.424,7
3. P.I.B. par habitant (Dinars)	202,7	203,0	217,6	233,4	248,3
4. P.I.B. par habitant évalué aux prix 1968:					
(Dinars)	176,6	176,9	189,7	203,4	216,4
(Converti en \$E.U.)	339	340	364	390	415
5. Consommation nationale (GWh)	882	988	1.078	1.152	1.330
6. Consommation par habitant (kWh)	170	185	198	207	232

Note: (1) Les indices des prix de gros sont les suivants:

1968	.....	95
1969	.....	96
1970	.....	100
1971	.....	107
1972	.....	109

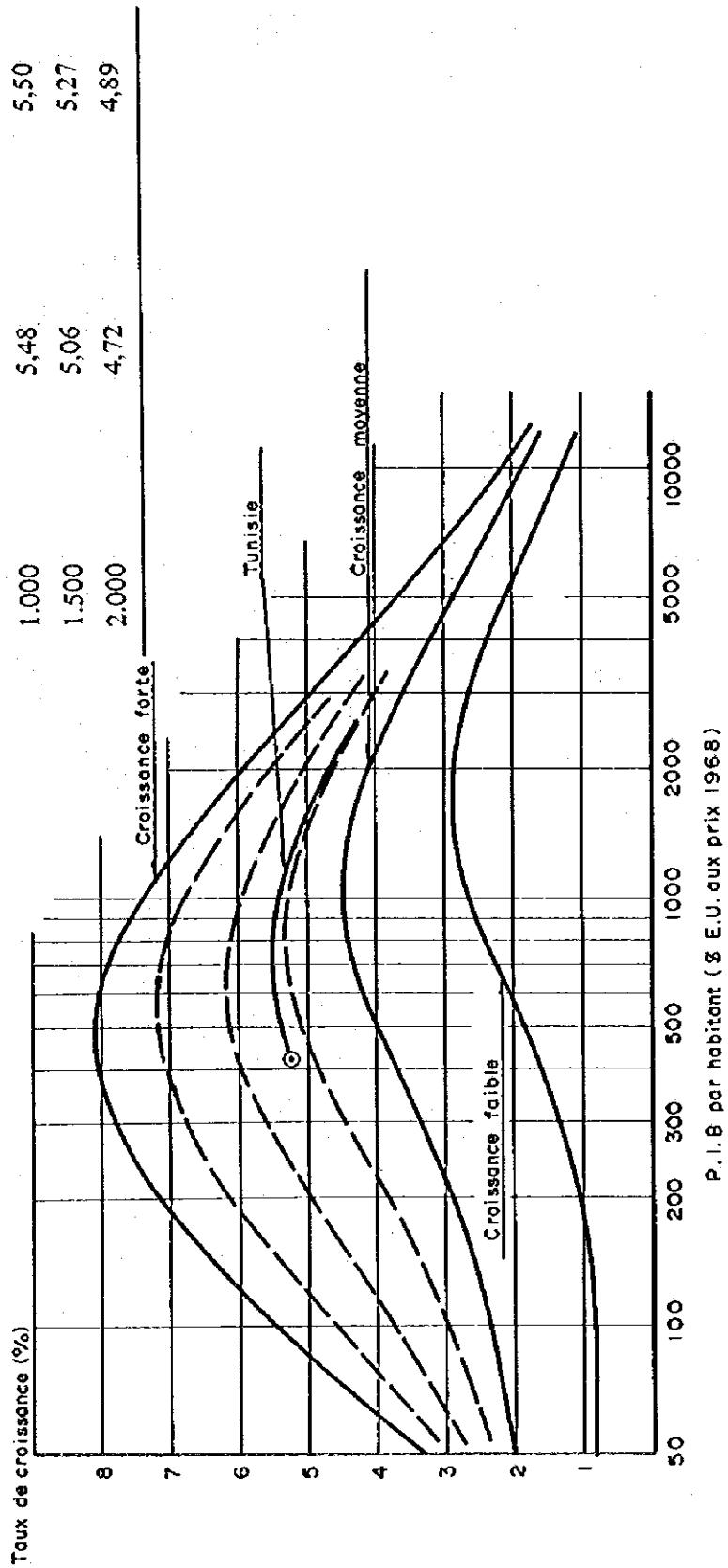
(2) Le taux de change avec le dollar E.U. au cours de la période 1968 ~ 1970 était le suivant:

$$1 \text{ \$E.U.} = 0,521 \text{ Dinars}$$



Graphique 3-1 CORRELATION ENTRE P.I.B. PAR HABITANT ET SON TAUX ANNUEL DE CROISSANCE

P.I.B. par habitant (S.E.U.)	Taux annuel de croissance (%)	Taux moyen de croissance (%)
415	5,20	
500	5,37	5,29
600	5,49	5,43
700	5,62	5,56
800	5,57	5,59
900	5,52	5,55
1.000	5,48	5,50
1.500	5,06	5,27
2.000	4,72	4,89



Graphique 3-2

**CORRELATION ENTRE P.I.B. PAR HABITANT ET LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR HABITANT**

Consommation d'électricité  
par habitant (KWh)

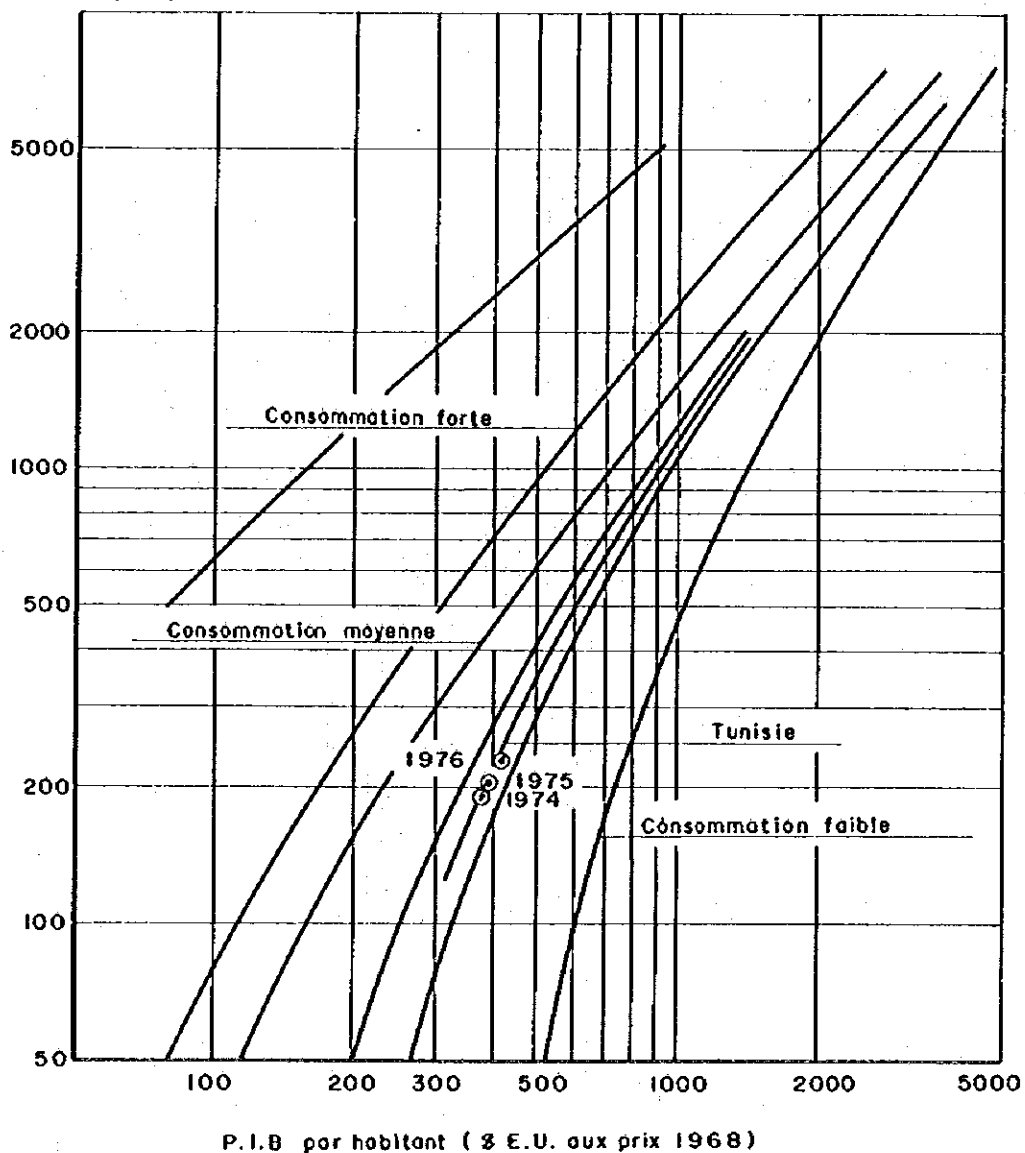


Tableau 3-2

PREVISION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE  
ETABLIE PAR LA METHODE MACROSCOPIQUE

Année	Taux de croissance du P.I.B. par habitant	P.I.B. par habitant aux prix 1968	Consommation d'électricité par habitant	Population estimée	Consommation nationale	Consommation fournie par la STEG
	(%)	(\$E.U.)	(kWh)	(1.000)	(GWh)	(GWh)
1976	5,20	415	232	5.737	1.330	1.145
1977	5,29	437	260	5.872	1.530	1.300
1978	5,29	460	290	6.037	1.750	1.490
1979	5,29	484	330	6.175	2.040	1.730
1980	5,43	510	360	6.307	2.270	1.930
1981	5,43	538	400	6.437	2.570	2.190
1982	5,43	567	450	6.581	2.960	2.520
1983	5,43	598	500	6.728	3.360	2.860
1984	5,56	631	550	6.879	3.780	3.220
1985	5,56	666	600	7.033	4.220	3.590
1986	5,56	708	650	7.177	4.670	3.970
1987	5,59	742	720	7.331	5.280	4.490
1988	5,59	784	780	7.485	5.840	4.960
1989	5,59	827	850	7.642	6.500	5.520
1990	5,55	873	920	7.803	7.180	6.100
1991	5,55	922	1.000	7.939	7.940	6.750
1992	5,50	973	1.100	8.085	8.890	7.560
1993	5,50	1.020	1.200	8.229	9.879	8.390
1994	5,27	1.080	1.290	8.377	10.820	9.200
1995	5,27	1.130	1.400	8.527	11.940	10.150
1996	5,27	1.197	1.500	8.675	13.010	11.060

Note: Les taux de croissance annuels moyens sont les suivants:

De 1976 à 1981 . . . . . 13,8 %

De 1981 à 1986 . . . . . 12,6 %

De 1986 à 1991 . . . . . 11,2 %

De 1991 à 1996 . . . . . 10,4 %

La moyenne de 1976 à 1996 . . . . . 12,0 %

<u>Année</u>	<u>Population</u>	<u>Taux de croissance annuel moyen</u>
1976	5.737.300	
1981	6.437.000	2,36 %
1986	7.177.000	2,24 %
1991	7.939.999	2,10 %
1996	8.675.000	1,79 %

### (5) Résultat de prévision

Les paramètres et graphiques ci-dessus nous permettent d'établir, par moyen de la méthode macroscopique, les prévisions de la consommation nationale et de la consommation fournie par la STEG telles qu'elles sont montrées dans le Tableau 3.2. Dans ce cas on a supposé que la part relative de la consommation fournie par la STEG resterait constamment au niveau 85% de la consommation nationale (ce taux était de 84 % pour la période de 1970 à 1974, de 88 % en 1975 et 86 % en 1976).

#### 3.1.4 Comparaison et conclusion

Les deux prévisions de la consommation d'électricité, l'une établie par la STEG et l'autre établie par la méthode macroscopique sont figurées dans le Graphique 3-3 qui nous montre, dans le cas de cette dernière, une courbure doucement dégressive soit aux taux de croissance annuels moyens de 13,8 % (1976 ~ 1981), 12,6 % (1981 ~ 1986), 11,2 % (1986 ~ 1991) et 10,4 % (1991 ~ 1996) et, dans le cas de la première donnée par l'hypothèse moyenne, une courbure assez progressive jusqu'en 1986 et au delà subitement dégressive soit pour les mêmes périodes quinquenales aux taux de croissance annuels moyens de 14,2 %, 13,7 %, 8,4 % et 6,7 %

L'écart de la prévision basée sur l'hypothèse moyenne par rapport à la prévision macroscopique évolue de 4,1 % en 1981 à 6,4 % en 1985 et à 9,3 % en 1986, mais au delà elle diminue rapidement pour disparaître à l'horizon 1989/1990 à postérieur duquel la prévision macroscopique dépasse la prévision donnée par l'hypothèse moyenne en portant l'écart entre ces deux à 16 % en 1996.

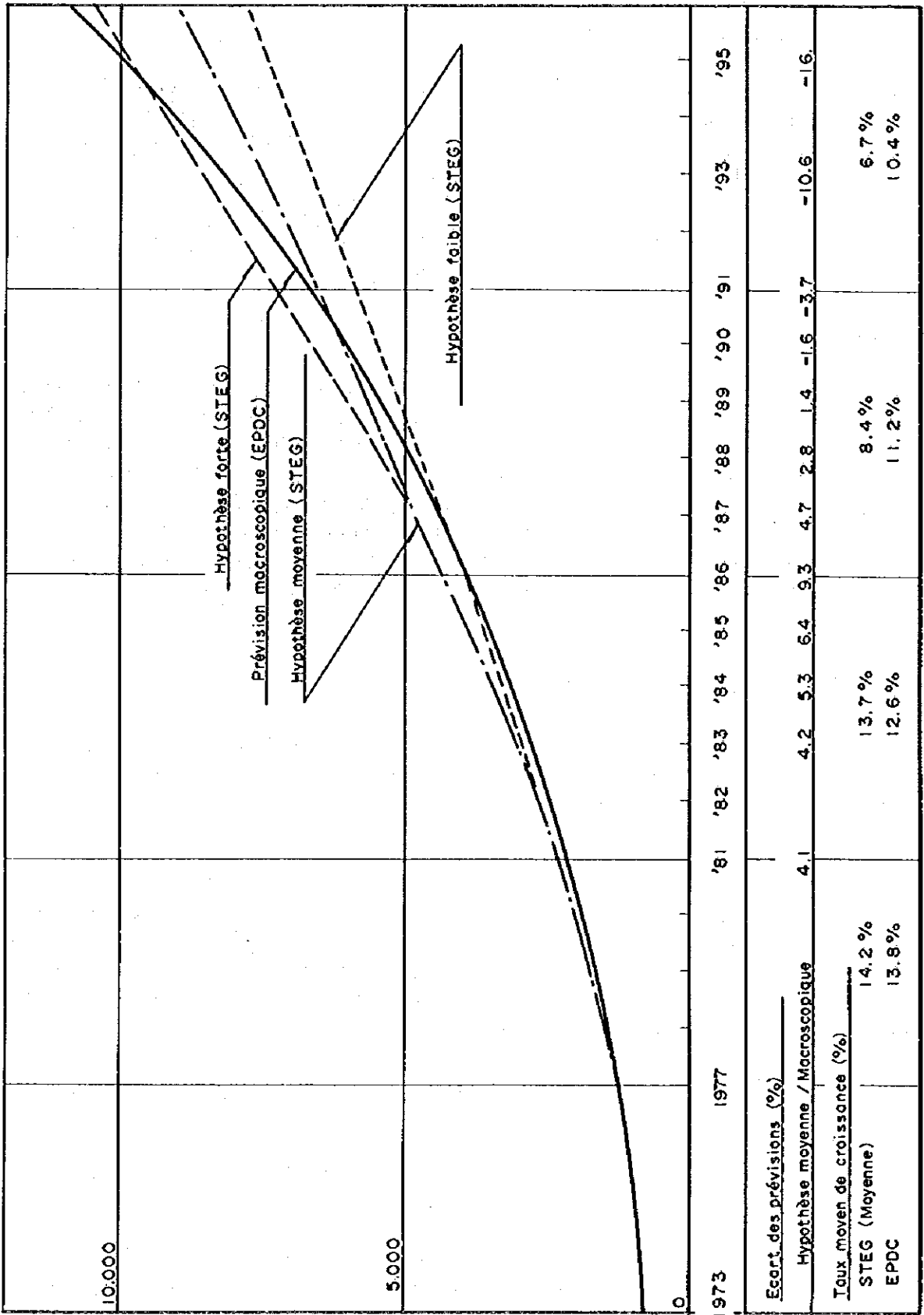
Compte tenu du fait que la prévision basée sur l'hypothèse moyenne présuppose la satisfaction de toutes les conditions économiques pour la décennie 1977 ~ 1986, et que les taux de croissance annuels moyens estimés pour les années postérieures à 1986 sont inférieurs à ceux normalement observés dans les pays développés, nous avons décidé de retenir une prévision donnée par la médiane à partir de ces deux prévisions macroscopique et à l'hypothèse moyenne, pour procéder aux prévisions de la production aux bornes centrales et de la puissance maximum appelée.

## 3.2 PREVISION DE LA PUISSANCE MAXIMUM APPELEE

### 3.2.1 Taux de perte d'énergie sur le réseau et la durée d'utilisation annuelle de la pointe

Pour établir la prévision de la puissance maximum appelée il est à estimer les évolutions du taux de perte d'énergie sur le réseau de transport et de distribution ainsi que de la durée

(GWh) Graphique 3-3 COMPARAISON DES PREVISIONS DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE



Ecart des prévisions (%)	
Hypothèse moyenne / Macroscopique	4.1
Taux moyen de croissance (%)	
STEG (Moyenne)	14.2%
EPDC	13.8%

	'81	'82	'83	'84	'85	'86	'87	'88	'89	'90	'91	'93	'95
			4.2	5.3	6.4	9.3	4.7	2.8	1.4	-1.6	-3.7	-10.6	-1.6
				13.7%				8.4%				6.7%	
				12.6%				11.2%				10.4%	

d'utilisation annuelle de la pointe. A ce sujet la STEG nous a donné les enseignements suivants:

(1) Taux de pertes de transport et de distribution

Le taux de pertes de transport et de distribution par rapport à la consommation sur le réseau de la STEG était de 18,5 % en moyenne pour la période de 1970 à 1976. La STEG suppose que par suite d'une amélioration au niveau du réseau interconnecté le rapport pertes/consommation décroîtrait de 1 % à chaque quinquennie comme suit:

<u>Période</u>	<u>1977~1981</u>	<u>1982~1986</u>	<u>1987~1991</u>	<u>1992~1996</u>
Pertes/consommation	17 %	16 %	15 %	14 %

(2) Durée d'utilisation annuelle de la pointe

Sur le réseau de la STEG la durée d'utilisation annuelle de la pointe que l'on obtient en divisant la production aux bornes centrales par la pointe demeure au niveau constant de 4.800 à 4.900 heures. Cette durée, exprimée en heures, décroîtrait si la part relative des abonnés en Basse Tension augmente en concentrant leurs consommations pendant les heures de pointe et, à ce contre, elle accroîtrait si la part relative des abonnés en Haute et Moyenne Tension augmente car leurs charges journalières présentent des courbes relativement constantes. La STEG, compte tenu d'une accélération de la production industrielle, suppose que la durée d'utilisation annuelle de la pointe croîtrait de 50 heures par quinquennie comme suit:

<u>Période</u>	<u>1977~1981</u>	<u>1982~1986</u>	<u>1987~1991</u>	<u>1992~1996</u>
Heures/an	4.900	4.950	5.000	5.050

Comme les prévisions de la STEG sur ces deux matières sont établies à partir des analyses détaillées de son réseau et de la structure de consommation, il serait tout raisonnable de les appliquer dans nos études.

3.2.2 Résultat de prévision

Sur la base des prévisions ci-dessus qui concernent la consommation d'énergie, les pertes du réseau et la durée d'utilisation annuelle de la pointe, il est possible de calculer la production d'énergie aux bornes centrales et la puissance maximum appelée telles qu'elles se représentent par le Tableau 3-3. La comparaison des deux prévisions de la puissance maximum appelée à la fin de chaque quinquennie est la suivante:

<u>Prévision</u>	<u>1981</u>	<u>1986</u>	<u>1991</u>	<u>1996</u>
-- Prévision retenue (MW)	530	970	1.520	2.260
-- Prévision de la STEG basée sur l'hypothèse moyenne (MW)	540	1.020	1.380	2.050

Les trois prévisions de la puissance maximum appelée établies par la STEG en se basant respectivement sur les hypothèses forte, moyenne et faible ainsi que la prévision retenue dans

ce rapport se figurent sur le Graphique 3-4. Celui-ci nous conduit à la conclusion suivante:

- (a) Toutes les prévisions donnent les même valeurs jusqu'en 1980.
- (b) A l'horizon 1986 la prévision retenue dans ce rapport coïncide avec la médiane entre les prévisions forte, moyenne et faible.
- (c) La prévision retenue dans ce rapport se figure par une courbe régulière entre les trois prévisions établies par la STEG qui se caractérisent surtout par un ralentissement rapide du rythme de progression au delà de 1986.

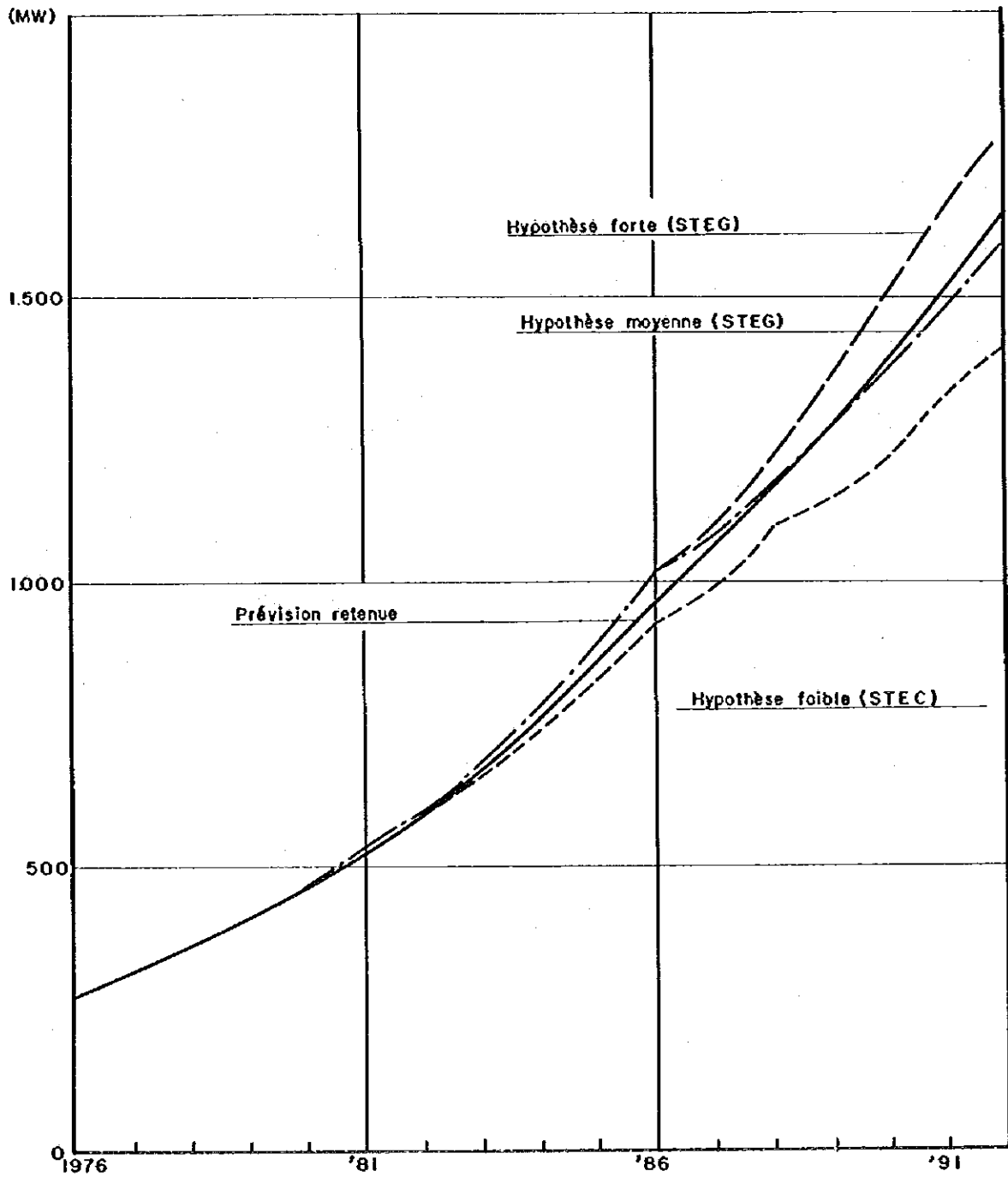
Tableau 3-3

**PREVISION DE LA PUISSANCE MAXIMUM APPELEE  
SUR LE RESEAU INTERCONNECTE DE LA STEG**

Année	Consommation fournie par la STEG			Production aux bornes centrales	Puissance maximum appelée
	Prévision macroscopique par l'EPDC	Prévision par la STEG (Hypothèse moyenne)	Prévision retenue dans ce rapport		
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(MW)
1976	1.145	1.145	1.145	1.339,4	272
1977	1.330	1.340	1.335	1.560	320
1978	1.490	1.570	1.530	1.790	370
1979	1.730	1.750	1.740	2.040	420
1980	1.930	1.990	1.960	2.290	470
1981	2.190	2.280	2.235	2.610	530
1982	2.520	2.590	2.555	2.960	600
1983	2.860	2.980	2.920	3.390	680
1984	3.220	3.390	3.305	3.830	770
1985	3.590	3.820	3.705	4.300	870
1986	3.970	4.340	4.155	4.820	970
1987	4.490	4.700	4.595	5.280	1.060
1988	4.960	5.100	5.030	5.780	1.160
1989	5.520	5.600	5.560	6.390	1.280
1990	6.100	6.000	6.050	6.960	1.390
1991	6.750	6.500	6.625	7.620	1.520
1992	7.560	7.000	7.280	8.300	1.640
1993	8.390	7.500	7.945	9.060	1.790
1994	9.200	8.000	8.600	9.800	1.940
1995	10.150	8.500	9.325	10.630	2.110
1996	11.060	9.000	10.030	11.430	2.260



Graphique 3-4 COMPARAISON DES PREVISIONS DE LA PUISSANCE  
MAXIMUM APPELEE





## **CHAPITRE 4 PROJETS D'EXTENSION DANS LE V<sup>e</sup> PLAN**

4.1 PROJETS D'EXTENSION

4.2 PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS



#### 4.1 PROJETS D'EXTENSION

Pour faire face à l'augmentation des demandes urbaines et rurales d'une part, et pour améliorer la qualité de service en atténuant les effets des défaillances du réseau de transport d'autre part, les renforcements du parc de production, des réseaux de transport et de distribution et enfin des équipements logistiques sont en cours d'exécution avec un programme d'investissements s'élevant à environ 200 millions de Dinars au cours des années 1977 ~ 1981.

##### 4.1.1 Renforcement du parc de production

###### (1) Centrales thermiques

Le renforcement du parc de production d'origine thermique se schématise autour de la centrale thermique-vapeur à Sousse (2 groupes de 150 MW chacun) et de sept turbines à gaz de 22 MW chacune totalisant 154 MW, à Sfax (2 turbines), à Menzel Bourguiba (2 turbines), à Tunis Sud (1 turbine), à Korba (1 turbine) et à Metlaoui (1 turbine).

Parmi les turbines à gaz, deux turbines à Sfax ont été mises en service en 1977 et les cinq autres seront mises en service au cours de l'année 1978. Deux groupes thermiques-vapeur à Sousse seront mis en service au cours de 1980, le premier en avril 1980 et le deuxième en septembre de même année.

###### (2) Centrale hydraulique

Dans le parc de production d'origine hydraulique, le projet aux buts multiples de Sidi Salem a été mis en chantier en 1977. Le barrage de Sidi Salem dont le but principal est de fournir les eaux potables et d'irrigation a pour objectif secondaire de produire l'énergie électrique en implantant une centrale hydraulique d'une puissance installée de 36 MW (puissance garantie de 20 MW). La mise en service de cette sixième centrale hydraulique de la STEG est prévue pour le novembre 1982.

Après l'achèvement des travaux de la centrale Sidi Salem la puissance totale installée du parc de production de la STEG atteindra à peu près 911 MW (puissance garantie de 846 MW).

Les caractéristiques générales de ces centrales électriques envisagées dans le Ve Plan sont présentées dans le Tableau 4-1.

##### 4.1.2 Renforcement du réseau de transport

###### (1) Lignes haute tension

Dans l'équipement en moyen de transport, des études technico-économiques du réseau sont toujours nécessaires en vue d'éviter des fonctionnements anormaux pouvant entraîner soit des dépenses préjudiciables à l'entreprise soit une dégradation de la qualité de service. En conséquence, c'est après des amples études sur des variantes que la STEG a dressé le plan de renforce-

ment du réseau de transport à réaliser au cours du Ve Plan. Ce plan a été choisi comme solution qui pourrait minimiser le coût total actualisé couvrant le coût d'investissements de transport, le coût d'exploitation ainsi que le coût des défaillances au niveau de transport.

Ces nouvelles lignes haute tension prévues dans le Ve Plan sont présentées dans le Tableau 4-2.

Parmi ces lignes, la ligne 225 kV Maknassy - Oueslatia - Naassen sera mise en service au cours de 1978. La construction des lignes d'alimentation 150 kV de Hammamet, de la Cimentrie à Gabès et de Akouda, et de la ligne 90 kV El Aroussia - Menzel Bourguiba est déjà terminée.

De toute façon, la mise en service prévue à l'horizon 1979 ~ 1980 des artères d'interconnexion 225 kV et en particulier d'une boucle 225 kV faisant le tour de la région de Tunis pourra élever considérablement la fiabilité du réseau de transport de la STEG. En effet, une fois la construction de ces lignes 225 kV achevée, le système de transport de la STEG sera d'une structure solide en grille, et avec l'amélioration du système de protection l'exploitation en permanence de ces lignes en boucle pourra éliminer presque tout l'arrêt de service des postes de transport causé par défauts éventuels d'une ligne de transport.

D'ailleurs, des mailles de grille étant relativement petites (de l'ordre d'environ 100 km), la fiabilité du réseau deviendra assez haute si l'exploitation de refermeture du circuit électrique sera faite à grande vitesse.

En outre, il conviendrait de remarquer deux interconnexions internationales, l'une avec l'Algérie l'autre avec la Libye, dont les mises en service sont prévues respectivement en 1980 et 1982:

– Interconnexion avec l'Algérie

Metlaoui - Jebel Onk	150 kV 1 terne en 1980
Tajerouine - El Aouinet	225 kV 1 terne en 1980

– Interconnexion avec la Libye

Bouchemma - Zouara	225 kV 2 ternes en 1982
--------------------	-------------------------

Les interconnexions ci-dessus sont à fournir instantanément la puissance en cas de défaillance entre autres d'un ou des groupes de 150 MW de la nouvelle centrale thermique-vapeur de Sousse jusqu'à la reprise de charge par les différents groupes débitant sur le réseau de la STEG. D'ailleurs, elles pourront apporter de grands avantages économiques par la réduction des investissements en moyen de production et par la pratique des échanges programmés de puissance.

A la fin de l'année 1981, la longueur totale du réseau haute tension de la STEG sera portée à 2.543 km, non compris la longueur des lignes d'interconnexions avec l'Algérie et la Libye.

## (2) Postes haute tension

En parallèle avec les renforcements du parc de production et du réseau de transport, huit nouveaux postes seront construits au cours du Ve Plan, à Tunis Nord, à Sousse, à Naassen, à M'Nihila, à Akouda, à Hammamet, à Oueslatia et à Oued Zarga. Et encore six postes seront renforcés par l'augmentation des capacités de transformation. Parmi eux il est à noter en particulier les attributions des deux postes suivants:

- Poste 90 kV de Tunis Nord: Ce poste est pour alimenter les nouvelles cités construites à El Menzah, l'Ariana, Ras Tabia ainsi que la nouvelle zone industrielle de Charguia. Ce poste reprendra entièrement la charge actuelle 30 kV de Tunis Ouest et sera en coupure sur la ligne La Goulette-Tunis Ouest.
- Poste 90 kV de Oued Zarga: Ce poste sera en coupure sur la ligne 90 kV Fernana - El Aroussia et alimentera la région Nord-Ouest de la Tunisie dans une bonne condition de desserte. La nouvelle centrale hydraulique de Sidi Salem évacuera sa puissance vers ce nouveau poste de Oued Zarga par un tronçon de 10 km de ligne.

Comme mentré dans le Tableau 4-3, la puissance totale installée des transformateurs sera doublée au cours du Ve Plan et portée à 2.590 MVA à la fin de l'année 1981.

#### 4.1.3 Renforcement du réseau de distribution

Ce qui caractérise le renforcement du réseau de distribution par rapport aux renforcements du parc de production et du réseau de transport, c'est la diversité des contraintes, soit contraintes des tiers demandant la fourniture d'électricité et qui doivent se charger d'une partie du financement des investissements, contraintes de réalisation liées à l'approvisionnement en matériel et aux capacités physiques des équipes de la STEG et des entreprises locales sous-traitantes et enfin contraintes de financement auquel la STEG doit participer pour une large part.

Cependant, comme indiqué dans le paragraphe 2.4.2, la mise en place du Plan Directeur de Distribution en 1975 a permis de définir les mesures à prendre pour mettre en place des schémas d'électrification urbaine et rurale, par moyen de l'application de la technique de câble préassemblés pour la basse tension et du passage au système M.A.L.T. (en triphasé- 4 fils mis effectivement à la terre) pour la moyenne tension, avec les objectifs suivants à atteindre au cours du Ve Plan;

- Electrification urbaine: Il est prévu que le nombre d'abonnés urbains passe de près de 408.000 fin 1976 à 640.000 à la fin du Ve Plan correspondant à un accroissement net de 232.000 abonnés nouveaux et à un taux de croissance annuel moyen de 9,4 %. Le taux d'électrification atteint en 1981 serait alors de 85 %.
- Electrification rurale: Il est prévu que le nombre d'abonnés ruraux passe de près de 44.000 fin 1976 à 118.000 à la fin du Ve Plan correspondant à un accroissement net de 74.000 abonnés nouveaux et à un taux de croissance annuel moyen de 22 %. Le taux d'électrification atteint en 1981 serait de 57 %.

Les longueurs des lignes moyenne et basse tension et la puissance des postes de distribution qui doivent être développés au cours du Ve Plan dans tous les districts desservis de la STEG sont comme suit:

- Longueur du réseau	
Moyenne tension	5.276 km
Basse tension	3.311 km
- Puissance installée	99.577 kVA

## 4.2 PROGRAMME D'INVESTISSEMENTS

Quant aux investissements prévus pour le Ve Plan ils s'élevaient à environ 212 millions de Dinars, dont 37 % est pour la production, 11,5 % pour le transport, 38 % pour la distribution et 9,5 % pour les équipements logistiques. Ce montant d'investissement correspond à un triplement par rapport à celui réalisé au cours du IVe Plan (68,7 millions de Dinars).

Le tableau ci-après montre un aperçu global des investissements à prévoir au cours des années 1977 ~ 1981 du Ve Plan.

Désignation	(Milliers de Dinars)					
	1977	1978	1979	1980	1981	Total
Production	16.342	18.845	22.435	14.680	6.200	78.502
Transport	7.220	7.350	8.150	7.600	2.400	32.720
Distribution	11.800	13.000	15.800	18.700	21.200	80.500
Logistique	2.858	4.915	4.480	4.030	3.670	19.953
Sous-total	38.220	44.110	50.865	45.010	33.470	211.675
Taxes et douanes	4.100	6.340	7.850	4.490	1.220	24.000
Grand total	42.320	50.450	58.715	49.500	34.690	235.675

Les investissements de production permettront de faire passer la puissance installée de 358.760 kW en 1976 (464.760 kW en 1977) à 874.760 kW en 1981 et à 910.760 kW en 1982.

Les investissements de transport doivent permettre de faire passer la longueur des lignes haute tension de 1.550 km environ en 1976 à 2.254 km en 1981 faisant passer durant la même période la capacité des postes haute tension de 1.175 MVA à 2.590 MVA.

Le programme d'investissements pour la distribution se propose de porter le nombre des abonnés de 452.000 en 1976 à 758.000 en 1981 faisant passer le taux d'électrification de 65 % à 85 % pour les zones urbaines, de 23 % à 57 % pour les zones rurales et de 40 % à 60 % pour l'ensemble du pays. A ce sujet, il est à remarquer que les investissements de distribution sont généralement financés en partie par les tiers tels que bénéficiaires, collectivités publiques et régionales et en partie par la STEG. Le programme de financement envisagé pour le Ve Plan estime que 56 % du coût total sont à supporter par les tiers. En conséquence, la charge supportée par la STEG serait de 35,6 millions de Dinars par rapport à 44,9 millions de Dinars financés par les tiers.

A ces investissements d'infrastructure de base s'ajoutent les investissements logistiques pour le Dispatching National, des bâtiments et mobiliers, le matériel roulant et des engins spéciaux, etc. Parmi ces équipements logistiques il est à remarquer le projet du Dispatching National dont la réalisation a été décidée compte tenu du fait que la future structure du réseau de production et de transport de la STEG nécessite un contrôle plus efficace et une surveillance plus rigoureuse de cet ensemble dynamique, surtout après la mise en service des lignes d'interconnexion avec l'Algérie et la Libye.



Tableau 4.1

**RENFORCEMENT DU PARC DE PRODUCTION  
AU COURS DU Ve PLAN (1977~1981)**

Catégorie et Centrale	Groupe	Année de mise en service	Puissance installée (kW)	Puissance garantie (kW)	Combustible utilisé
<b>Thermique Vapeur</b>					
Sousse	TV 1	1980	150.000		
	TV 2	1980	150.000		
	<b>Total</b>		<b>300.000</b>	<b>300.000</b>	<b>Bunker C et gaz naturel</b>
<b>Turbine à gaz</b>					
Sfax	TG 1	1977	22.000		
	TG 2	1977	22.000		
	<b>Total</b>		<b>44.000</b>	<b>44.000</b>	<b>Gas-oil</b>
Menzel Bourguiba	TG 1	1978	22.000		
	TG 2	1978	22.000		
	<b>Total</b>		<b>44.000</b>	<b>44.000</b>	<b>Gas-oil</b>
Tunis Sud	TG 3	1978	22.000	22.000	Gas oil
Korba	TG 1	1978	22.000	22.000	Gas-oil
Metlaoui	TG 1	1978	22.000	22.000	Gas-oil
	<b>Total des turbines à gaz</b>		<b>154.000</b>		
<b>Hydraulique</b>					
Sidi Salem	GR 1	1982	36.000	20.000	(Barrage Sidi Salem)
	<b>Grand Total</b>		<b>490.000</b>	<b>474.000</b>	
<b>Puissance totale du parc de production à la fin de l'année 1982</b>			<b>910.760</b>	<b>842.000</b>	

**Tableau 4.2 RENFORCEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT  
AU COURS DU Ve PLAN (1977 ~ 1981)**

Ligne	Tension (kV)	Longueur (km)	Terne	Conduc- teur	Section (mm <sup>2</sup> )
<u>Ligne 225 kV</u>					
Maknassy - Oueslatia	225	140	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Naassen	225	112	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Tajerouine	225	100	1	Al-Ac	411
Oueslatia - Sousse	225	105	1	Al-Ac	411
Sousse - Naassen	225	112	1	Al-Ac	411
Naassen - M'Nihila	225	40	1	Al-Ac	411
<b>Total</b>		<b>609</b>			
<u>Ligne 150 kV</u>					
Alimentation Hammamet	150	34	2	Al-Ac	265
Alimentation de la Cimentrie à Gabès	150	11	1	Al-Ac	297
Alimentation de Akouda	150	9	2	Al-Ac	265
Sousse - M'Saken	150	13	1	Al-Ac	297
<b>Total</b>		<b>67</b>			
<u>Ligne 90 kV</u>					
El Aroussia - M. Bourguiba	90	39	1	Al-Ac	176
Alimentation de El Fouladh	90	3	1	Al-Ac	176
Tunis Sud - Naassen	90	8	2	Al-Ac	420
Sidi Salem - Oued Zarga	90	10	1	Al-Ac	288
<b>Total</b>		<b>60</b>			
<b>Grand Total</b>		<b>736 km</b>			
Longueur totale du réseau à la fin du Ve Plan (fin 1981)		<b>2.253,5 km</b>			

**Tableau 4.3 RENFORCEMENT DES POSTES DE TRANSPORT  
AU COURS DU Ve PLAN (1977~1981)**

Poste	Nombre de transformateurs	Capacité (MVA)	Tension (kV)	Capacité de compensation		
				Condensateur ou réactance	Tension (kV)	Capacité (MVAR)
Sousse	1	100	225/150			
Tajerouine	1	100	225/150			
Bouchemma	1	100	225/90			
Naassen	2	100	225/90			
M'Nihila	2	100	225/90			
Hammamet	2	30	150/33			
Akouda	2	30	150/33			
Tunis Nord	1	40	90/33			
	1	30	90/33			
	1	40	90/11			
	1	30	90/11			
Menzel Bourguiba	2	40				
M'Saken	2	40				
Metlaoui	3	40				
Sfax	1	40				
Oueslatia	2	30		Réactance		
<b>Sous-total</b>	<b>25</b>	<b>1.340</b>				
<b>Capacité totale à la fin du Ve Plan (fin 1981)</b>		<b>2.590</b>				

**Note:** Non compris l'augmentation de capacité par le transfert des transformateurs à partir des autres postes.





