

REPUBLIQUE DE CAMBODGE

VOLUME II

PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS
DE PRODUCTION-TRANSPORT

1982-1986

MARS 1980

REPUBLIQUE DE LA TUNISIE

VOLUME I

**PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS
DE PRODUCTION-TRANSPORT**

1982-1986

JICA LIBRARY



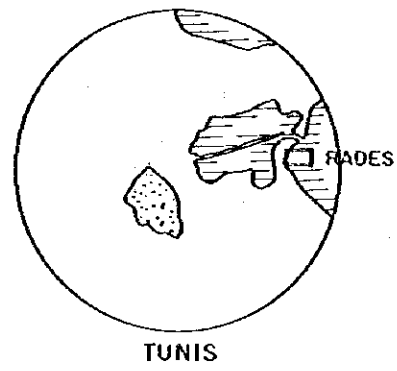
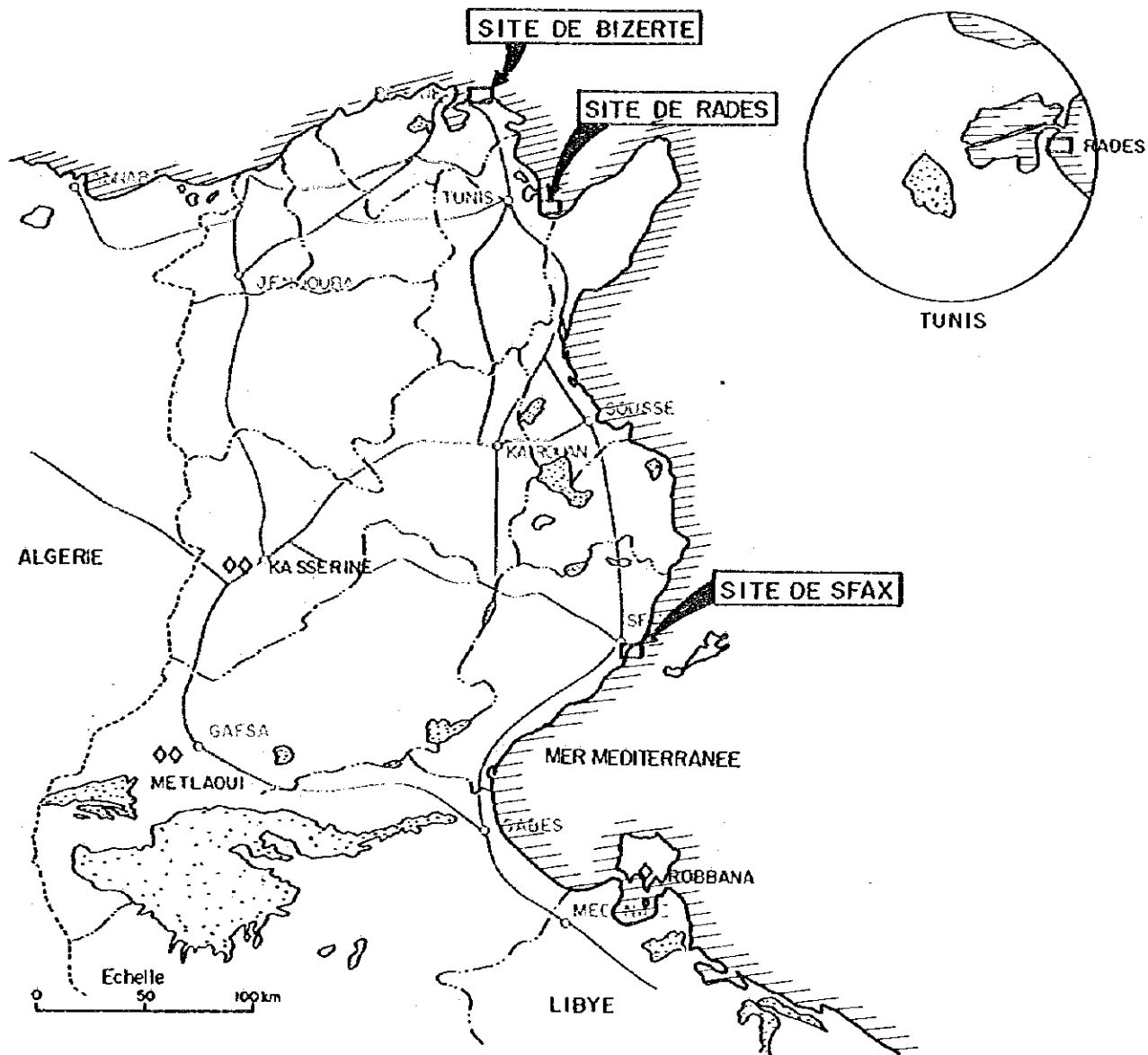
1063747(8)

MARS 1980

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

国際協力事業団		
受入 月日	'84.5.16	4170
登録 No.	04704	61719 MPNN

PLAN DE SITUATION



LEGENDE

- THERMIQUE PROJ
- TURBINE A GAZ
- LIMITE d' ETAT
- LIMITE DE DISTRICTS
- ROUTE DE GRAND PARCOURS

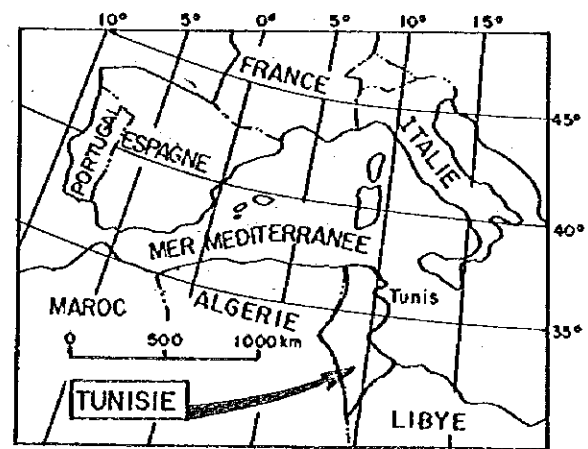


TABLE DES MATIERES

		Page
Chapitre 1	GENERALITES	
1.1	SITUATIONS EN TUNISIE	1
1.2	OBJET DU RAPPORT	1
1.3	HISTORIQUE ET MANDAT D'ETUDE	2
1.4	ETUDES MENEES PAR LA STEG ET OPERATION CONJOINTE	3
Chapitre 2	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	
2.1	CONCLUSIONS	5
2.1.1	Conditions impératives	5
2.1.2	Prévisions de la consommation d'électricité	5
2.1.3	Marge de sécurité	6
2.1.4	Programme d'équipement en moyens de production	6
2.1.5	Programme d'équipement en moyens de transport	12
2.1.6	Coûts d'investissements	13
2.2	RECOMMANDATIONS	
2.2.1	Décision sur le choix du site de la centrale thermique	14
2.2.2	Mandat d'étude à l'ingénieur-conseil	14
2.2.3	Préparation pour le programme d'équipement en moyens de production-transport au-delà de 1987	14
Chapitre 3	PREVISIONS DES BESOINS EN ELECTRICITE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER	
3.1	PREVISIONS DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE ETABLIES PAR LA STEG ET LEUR VERIFICATION	23
3.1.1	Rétrospectives 1966-78	23
3.1.2	Méthodologie	23
3.1.3	Résultats de prévisions	24
3.1.4	Vérification	24
3.2	MARGE DE SECURITE	30
3.2.1	Règle adoptée par la STEG sur la marge de sécurité	30
3.2.2	Groupes déclenchés dès aux révisions périodiques	30
3.2.3	Gain de l'interconnexion avec l'Algérie	31
3.2.4	Marge de sécurité au-delà de 1987	31
3.2.5	Règle adoptée dans la présente étude	32

3.3	PUISSANCE NECESSAIRE GARANTIE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT	34
3.4	CARACTERISTIQUES GENERALES DU SYSTEME PRODUCTION-TRANSPORT A L'HORIZON 1982	34
3.4.1	Parc de production	34
3.4.2	Lignes et postes	35
Chapitre 4	PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION- TRANSPORT POUR LA PERIODE DE 1982-1986	
4.1	GENERALITES	39
4.1.1	Situation énergétique en Tunisie	39
4.1.2	Facteurs à retenir dans le programme d'équipement	39
4.1.3	Répartition optimum des puissances à développer	40
4.2	PROGRAMME D'INSTALLATION DES TURBINES A GAZ	47
4.2.1	Localisation	47
4.2.2	Programme d'équipement	48
4.2.3	Programme des travaux	48
4.2.4	Coûts d'aménagements	49
4.3	PROGRAMME DE CONSTRUCTION DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE	51
4.3.1	Conditions essentielles pour le choix du site	51
4.3.2	Conditions physiques des trois sites proposés	52
	(A) Site de Rades	52
	(B) Site de Bizerte	56
	(C) Site de Sfax	59
4.3.3	Site optimum pour la nouvelle centrale thermique	61
4.3.4	Comparaison des trois sites au point de vue de l'exploitation du réseau	62
4.3.5	Programme des travaux	65
4.3.6	Coûts d'aménagements	66
4.4	PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE TRANSPORT	72
4.4.1	Lignes de transport	72
4.4.2	Postes	73
4.4.3	Programmes des travaux	74
4.4.4	Coûts d'aménagements	77
4.5	CALENDRIER D'IMPLANTATION ET INVESTISSEMENTS DE L'ENSEMBLE DU PROGRAMME D'EQUIPEMENT PRODUCTION-TRANSPORT	77
4.5.1	Calendrier d'implantation global	77
4.5.2	Investissements totaux	77

4.6	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS SUR LE CHOIX DU SITE DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE	83
4.6.1	Comparaison globale	83
4.6.2	Conclusions et recommandations	83

APPENDICE

ANALYSES DU RESEAU

-	Capacité de transmission des lignes de transport et les transformateurs (1982)	91
-	Ecoulement du courant et réglage de tensions en heures de pointe (1982)	92
-	Ecoulement du courant et réglage de tensions en heures de pointe (Solution Rades - 1986)	93
-	Ecoulement du courant et réglage de tensions en heures de pointe (Solution Bizerte - 1986)	94
-	Courbe d'oscillation - stabilité du réseau (Bizerte-M'Nihla)	95
-	Courbe d'oscillation - stabilité du réseau (Rades-M'Nihla)	97
-	Courbe d'oscillation - stabilité du réseau (Bizerte-M'Nihla)	99

EXPLOITATION A CYCLE COMBINE DE THERMIQUE VAPEUR ET TURBINE A GAZ	101
----------------------------------------------------------------------------	-----

ITINERAIRE DE LA DELEGATION JAPONAISE	103
---------------------------------------------	-----

CHAPITRE 1 GENERALITES

1.1 SITUATIONS EN TUNISIE

1.2 OBJET DU RAPPORT

1.3 HISTORIQUE ET MANDAT D'ETUDE

1.4 ETUDES MENEES PAR LA STEG ET OPERATION CONJOINTE

CHAPITRE 1 GENERALITES

1.1 SITUATIONS EN TUNISIE

La République de la Tunisie se trouve actuellement juste au milieu de son Vème Plan Quinquenal qui se déroule très activement et régulièrement, ayant pour but de réaliser un taux de croissance de 7,5% en moyenne et par an du produit intérieur brut 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 l'effort d'investissements de 4.200 millions de dinars. Ce plan constitue la première étape du développement économique et social élaboré dans une perspective à long terme couvrant la décennie 1977-86, et des circonstances actuelles laissent prévoir que le rythme actuel se maintiendrait sur le prochain plan quinquenal de 1982-86.

Dans ces conditions, la prévision à long terme de la STEG prévoit que la consommation d'électricité par niveau de tension augmenterait en moyenne et par an de 15% pour la basse tension, de 12% pour la moyenne tension et de 11% pour la haute tension, conduisant ainsi la puissance maximum appelée de 420 MW en 1979 à 940 MW en 1986. Si l'on y ajoute une marge de sécurité de 200 MW, le parc de production de la STEG devrait avoir une puissance totale nette de 1.140 MW à l'horizon 1986.

Pour suivre l'augmentation rapide de la pointe appelée, la puissance totale nette du parc de production sera passée de 496 MW en 1979 à 824 MW (1) en 1982 où se terminera le programme d'équipement en moyens de production en cours, ce qui imposera sur la quinquennie 1982-86 l'augmentation d'une puissance totale d'au moins 400 MW y compris quelque marge pour les années au-delà de 1987 et, en même temps, le renforcement des réseaux de transport et de distribution pour faire face à l'augmentation continue de la pointe appelée.

Note (1): Ce chiffre tient compte du déclassement de la centrale de Goulette I.

1.2 OBJET DU RAPPORT

La présente étude consiste essentiellement à établir les grandes lignes du programme d'équipement en moyens de production-transport sur la période de 1982-86, compte tenu des niveaux de production-consommation, de l'état du réseau et de la disponibilité probable en gaz naturel, etc. Il s'articule en trois catégories:

(1) Installation des turbines à gaz

L'évolution rapide de la pointe appelée ferait apparaître un déficit en puissance installée d'au moins 100 MW à l'horizon 1983-84. Pour faire face à cette situation on est appelé à installer des turbines à gaz compte tenu de l'état du réseau et de la disponibilité en gaz naturel.

(2) Construction d'une nouvelle centrale thermique

La construction d'une centrale thermique à deux groupes de 150 MW chacun est envisagée à l'horizon 1985-86. Comme site d'implantation, trois alternatives de Rades, Bizerte et Sfax ont été mises au point par la STEG à partir de ses études préliminaires. La présente étude analysera les données et observations obtenues au cours des reconnaissances sur le terrain afin d'arriver au choix du site optimum et établira l'étude préliminaire sur le site qui sera définitivement adopté par la STEG.

(3) Equipement en moyens de transport

Le programme d'équipement en moyens de transport nécessité par suite de la réalisation de nouveaux moyens de production et de l'augmentation de la pointe appelée fera également l'objet de la présente étude.

Il est à noter d'ailleurs que le rapport d'études sera divisé en deux volumes : le Volume I comprendra les études globales sur le programme d'équipement en moyens de production-transport sur la période de 1982-86 ainsi que les résultats de dépouillement pour le choix du site de la nouvelle centrale thermique, et le Volume II décrira l'étude préliminaire de la centrale thermique comprise dans le programme.

1.3 HISTORIQUE ET MANDAT D'ETUDE

En ce qui concerne le programme d'équipement en moyens de production pour les années 1982-86, deux rapports de la JICA, l'un sur "le développement électrique à long terme" (1977) et l'autre sur "l'étude de faisabilité du projet de Kasseb" (1978), ont envisagé tous les deux l'implantation de deux groupes thermiques de 150 MW chacun de "X" et "Y" respectivement en 1983 et en 1986 pour alimenter la charge de base et la mise en service de deux premiers groupes de 75 MW chacun de la centrale pompage turbinage de Kasseb à l'horizon 1985-86.

Cependant, la réalisation du projet de Kasseb a été reportée au-delà de 1987 pour complément d'étude. Dans ces circonstances on est appelé à établir le programme 1982-86 qui tient compte des disponibilités du gaz naturel et des potentiels humains et financiers de la STEG.

Vu les situations ci-dessus, le Gouvernement de la Tunisie a demandé au Gouvernement du Japon en Janvier 1979 d'entreprendre l'étude sur le programme d'équipement en moyens de production-transport pour les années 1982-86 et d'établir entre autres l'étude préliminaire de la nouvelle centrale thermique sur un site optimum. Sur cette demande, la JICA, agence d'exécution de la coopération internationale du gouvernement, a assigné à l'EPDC cette mission en Septembre 1979.

L'équipe d'étude constituée des experts de l'EPDC a été détachée en Tunisie le 29 septembre 1979. Des visites des sites proposés de Rades, Bizerte et Sfax ont été faites pour la reconnaissance préliminaire du terrain, et des réunions au siège de la STEG ont été tenues pour la collecte des renseignements nécessaires. Les membres de l'équipe sont:

MM. Masashi MIKUNI	Chef de l'équipe	
	Ingénieur électricien	(EPDC)
Tetsuro KOBAYASHI	Chef adjoint	
	Economiste	(EPDC)
Seiji IGA	Ingénieur de génie civil	(EPDC)
Tetsuro INOUE	Ingénieur électricien	(EPDC)
Kiyoo ENDO	Ingénieur électricien	(EPDC)
Mitsuru SUEMORI	Coordonnateur	(JICA)

L'itinéraire de l'étude en Tunisie est donné en annexe du présent rapport.

1.4 ETUDES MENEES PAR LA STEG ET OPERATION CONJOINTE

De diverses études relatives au programme d'équipement en moyens de production-transport et au choix du site de la nouvelle centrale thermique ont été menées par le Département de la Planification et des Etudes Générales de la STEG. Les rapports d'études et de données de base publiés par le même département sont les suivants:

(a) Rapports des données de base

- Données de base pour l'étude du programme production-transport (Mars 1979)
- Données techniques sur le système production-transport à l'horizon 1981 (Mars 1979)

(b) Rapports d'études

- Programme d'équipement en moyens de production d'électricité à l'horizon 1983-86 (Edition provisoire en 1978)
- Programme d'équipement en moyens de production d'électricité (Note complémentaire en Janvier 1979)
- Méthodologie pour le choix du programme d'équipement production-transport 1982-86 (Mars 1979)
- Le marché de l'électricité – Rétrospectives et prévisions à long terme (Mai 1979)
- Plan de masse – Solution Rades (1979)
- Plan de masse – Solution Bizerte (1979)
- Plan de masse – Solution Sfax (1979)

Tous ces documents sont bien élaborés pour servir de base de nos études.

D'autres renseignements supplémentaires ont également été fournis par deux départements de l'Équipement et de la Production. Ils sont les suivants:

- Eau de circulation de la centrale de Goulette II (1968–71)
- Séismicité en Tunisie – Relevé des séismes de la région de Tunis
- Fréquence de vents – Tunis
- Radiation globale
- Données météorologiques (1974–78)
- Organigramme pour la centrale de Sousse

D'ailleurs, la majorité des prix des ouvrages de génie civil, ramenés aux conditions économiques de 1979, nous ont été fournis par le Département de l'Équipement. Ces prix sont pour des unités en place du chantier de Sousse et comprennent le coût de la main d'œuvre, de la fourniture, de l'équipement de construction et des frais et profits de l'entrepreneur.

Les études ci-après ont été effectuées en se basant sur les données ci-dessus et sous forme de revue des études faites par la STEG, élucidant toujours des points incertains au travers des discussions avec des ingénieurs de la STEG. Dans ce sens le présent rapport pourrait être regardé comme résultat d'une opération conjointe de l'EPDC-STEG.

CHAPITRE 2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

2.1 CONCLUSIONS

- 2.1.1 Conditions impératives**
- 2.1.2 Prévisions de la consommation d'électricité**
- 2.1.3 Marge de sécurité**
- 2.1.4 Programme d'équipement en moyens de production**
- 2.1.5 Programme d'équipement en moyens de transport**
- 2.1.6 Coûts d'investissements**

2.2 RECOMMANDATIONS

- 2.2.1 Décision sur le choix du site de la centrale thermique**
- 2.2.2 Mandat d'étude à l'ingénieur-conseil**
- 2.2.3 Préparation pour le programme d'équipement en moyens de production-transport au-delà de 1987**

CHAPITRE 2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

2.1 CONCLUSIONS

2.1.1 Conditions impératives

En Tunisie qui est dépourvue de ressources hydro-électriques, le programme d'équipement en moyens de production doit toujours être établi en fonction de la disponibilité en combustible, surtout en gaz naturel pour les années à venir qui sera transité par le gazoduc Itaro-algéro-tunisien. La première tranche du gazoduc sera mise en service à l'horizon 1981-82 et alimentera les tronçons Kasserine, Oum Khelil-Tajerouiné, Enfidha-Sousse-Jemmal, Mohamedia-Tunis et Méllaoui-Gafsa. Toutefois, même si un retard aura lieu dans ce calendrier d'alimentation, aucun ajournement ne devra être permis pour les dates de mise en service de nouvelles centrales prévues dans le présent rapport.

2.1.2 Prévisions de la consommation d'électricité

Comme base pour le programme d'équipement en moyens de production, la STEG a établi les prévisions de consommation d'électricité à moyen et long terme. Ces prévisions ont été obtenues en utilisant deux approches, l'une analytique sectorielle se rapportant au moyen terme et ayant pour horizon 1986, et l'autre statistique et globale se basant sur un modèle autonome et un modèle explicatif et ayant pour horizon 1990. On pourrait dire qu'un tel modèle d'approche est assez raisonnable. Le rapport "Marché de l'électricité - Rétrospectives et prévisions" de Mai 1979 constate que la consommation annuelle d'électricité serait passée de 1.765 GWh en 1979 à 4.120 GWh en 1986. Ce dernier chiffre est tout comparable à celui prévu (3.970 GWh) par méthode macroscopique dans le rapport de la JICA "Etude de faisabilité du projet de Kasseb" de Novembre 1978 (écart de 3,8 %). Ces prévisions constatent également que la pointe appelée serait portée de 420 MW en 1979 à 940 MW en 1986.

Les pertes de transport et de distribution ont été de l'ordre de 15 à 18% de la consommation pour les années 1977-78. Sans doute ce taux diminuera nettement au fur et à mesure de l'extension du réseau 225 kV. Il est vraisemblable que le taux de pertes sera amélioré au rythme de 1 % toutes les deux années pour atteindre autour de 12,5 % comme prévu par STEG.

D'autre part, compte tenu du fait que le facteur de charge a fluctué dans une plage étroite entre 54 et 56 % au cours de la dernière décennie, on suppose que l'hypothèse retenue par la STEG pour l'amélioration du facteur de charge ne soulève aucune objection.

Il est supposé donc que seraient raisonnables, d'ailleurs très probables les prévisions de la pointe appelée établies par la STEG à partir de cette consommation annuelle d'énergie et des hypothèses sur une amélioration du taux de pertes et sur le facteur de charge. En ce qui concerne la répartition des pointes appelées par poste HT/MT, chaque pointe est obtenue par extrapolation des séries statistiques observées en tenant compte toutefois d'importants projets qui seront mis en service au cours de prochaines années. Et les résultats obtenus de cette approche sont ensuite confrontés avec la pointe nationale pour aboutir aux valeurs finales. A ce sujet, on ne pourrait supposer d'autres manières d'approche.

Tout ce qui précède nous permettrait d'appliquer, comme base pour le programme d'équipement en moyens de production, les prévisions établies par la STEG dans son rapport "Marché de l'électricité".

2.1.3 Marge de sécurité

Il existe de différentes approches théoriques sur la marge à réserver pour parer aux défaillances d'un système de production-transport d'électricité, et la STEG adopte une règle empirique qui consiste à retenir la plus grande de deux puissances suivantes:

- Puissance égale à 20 % de la pointe appelée d'une part,
1982 : $640 \times 20\% = 120 \text{ MW}$
1986 : $940 \times 20\% = 188 \text{ MW}$
- Puissance totale des deux plus gros groupes d'autre part.
 $150 \text{ MW} + 31 \text{ MW} = 181 \text{ MW}$ (de 1982 à 1986)

A ce sujet, dans le parc de production de la STEG à l'horizon 1982 on compte 8 groupes thermiques (non compris Goulette I) et 14 unités de turbines à gaz qui seront augmentées de 4 ou 5 unités à l'horizon 1983-84. En conséquence, la durée d'indisponibilité due aux accidents et aux visites générales périodiques sera assez longue et conduit à adopter une puissance égale à la somme des trois plus gros groupes, soit $150 + 31 + 22 = 200 \text{ MW}$ environ.

Le gain tiré de l'échange d'électricité par interconnexion avec l'Algérie en heures de pointe étant limité en effet à une heure due au décalage horaire entre deux pays, on ne pourrait s'y attendre beaucoup pour économiser la marge de sécurité.

Pour les années postérieures à 1987, l'indisponibilité due aux visites générales périodiques de 4 groupes de 150 MW chacun durera plus de six mois au cours de l'année. Il faudrait donc adopter une autre règle consistant, à titre d'exemple, à réserver 300 MW dont 150 pour la révision périodique et le reste pour les réserves proprement dites.

Cette proposition devra être étudiée pour l'élaboration du prochain programme.

2.1.4 Programme d'équipement en moyens de production

Les puissances à installer pour le passage des pointes au cours des années 1982-86 sont obtenues à partir des prévisions de la pointe appelée et de la marge de sécurité sus-mentionnées. Elles sont montrées dans le Tableau 2-1, et on y trouvera une puissance totale d'au moins 400 MW à installer au cours des années 1983-86 en tenant compte du programme ultérieur à 1987.

Tableau 2-1 PUISSANCE A INSTALLER SUR LA PERIODE DE 1982-86

Désignation	(MW)				
	1982	1983	1984	1985	1986
• Pointe appelée	600	660	740	830	940
• Marge de sécurité	200	200	200	200	200
• Déclassement					-15
• Puissance nécessaire dans le parc de production	800	860	940	1.030	1.125
• Puissance garantie (1982)	824	824	824	824	824
• Puissance à installer		36	116	206	331

Ici, on se trouve devant le problème de choix du type de production, à savoir la centrale thermique ou la turbine à gaz.

Notre analyse économique conclut que pour une durée de fonctionnement annuelle inférieure à 3.000 heures la turbine à gaz est plus économique qu'une centrale thermique vapeur de puissance unitaire de 150 MW. Compte tenu de cette limite économique et de la courbe des puissances classées de la STEG, les centrales thermiques vapeur doivent alimenter la charge de base et la charge médiane se trouvant en dessous du niveau 61 % de la pointe appelée.

Par rapport à cette limite économique la structure du parc de production de la STEG à l'horizon 1982 sera encore mal équilibrée (55 % pour les centrales de base et 45 % pour les centrales de pointe).

Hydraulique	51 MW	(6 %)
Turbine à gaz	319 MW	(39 %)
Thermique vapeur	454 MW	(55 %)
Total	824 MW	(100 %)

Si une puissance de 400 MW est ajoutée au parc de production au cours des années 1982-86, la puissance totale garantie sera passée de 824 MW en 1982 à 1.209 MW en 1986 compte tenu du déclassement de TG-1 (15 MW) de Ghannouch II à l'horizon 1986. Par conséquent la répartition optimum des puissances à cet horizon sera exprimée avec proportion de 738 MW ($1.209 \times 61\%$) pour les centrales de base et de 472 MW ($1.209 \times 39\%$) pour les centrales de pointe, de là une répartition théorique de 400 MW comme suit:

Centrale thermique	$738 - 454 = 284$ MW	300 MW
Turbines à gaz	$400 - 284 = 116$ MW	100 ~ 120 MW

Nous arrivons à la même conclusion que la méthode d'approche de la STEG qui est basée sur une simulation du coût d'exploitation du parc sur une période de dix ans environ et sur une comparaison des différents programmes d'équipement en moyens de production.

La répartition ci-dessus et les critères adoptés pour les puissances unitaires conduisent à établir le programme suivant:

- Installation de 5 unités de turbines à gaz de 20 à 30 MW chacune à l'horizon 1983-84

- Construction d'une centrale thermique de deux groupes de 150 MW chacun à l'horizon 1985-86

Les sites d'implantation et les motifs de choix sont décrits ci-après.

(1) Installation des turbines à gaz

Les conditions impératives pour la localisation des turbines à gaz sont les suivantes:

- Le facteur le plus important est la disponibilité en gaz naturel. Compte tenu du fait que le gas-oil coûte environ 1,7 fois plus cher que le gaz naturel aux prix internationaux (60 DT/TEP pour le gas-oil par rapport à 36 DT/TEP pour le gaz naturel au début 1979), les lieux d'implantation devraient être choisis parmi des centres qui pourront être alimentés en gaz naturel transité par le gazoduc algéro-tunisien dès l'horizon 1983-84, et compte tenu du fait que l'utilisation du gaz naturel a été prise comme hypothèse pour la détermination du programme.
- L'état du réseau de transport constitue un autre paramètre important. Les lieux d'implantation devraient être cherchés parmi des points faibles du réseau de sorte que l'installation des turbines à gaz puisse retarder la construction de nouvelles lignes de transport.

Ceux qui s'appliquent à la première condition seraient les agglomérations du Sud-Ouest telles que Tadjerouine, Kasserine et Mélaoui où les pointes atteignent respectivement 23 MW, 21 MW et 48 MW à l'horizon 1983.

Par rapport aux régions littorales où sont concentrées les centrales électriques, la région du Sud-Ouest n'est pas dotée de moyens de production sauf une unité (22 MW) de turbine à gaz à Mélaoui, ce qui conduit à opter pour cette région pour l'installation des turbines à gaz afin d'équilibrer la production-consommation. Dans ce cas, installer les turbines à gaz à chacun des trois centres n'est pas raisonnable tant au point de vue économique qu'au point de vue de l'exploitation et de l'entretien des centrales. Compte tenu des ampleurs des besoins en électricité et du tracé de gazoduc, nous avons opté pour la solution consistant à installer 2 unités à Mélaoui et également 2 unités à Kasserine, ayant pour but de grouper Kasserine et Tadjerouine.

D'autre part, deux agglomérations de Menzel Bourguiba et de Robbana s'appliqueraient à la dernière condition. Toutefois, les conditions sont un peu différentes entre ces deux car la région de Menzel Bourguiba est alimentée par deux lignes à 90 kV, l'une à partir d'El Aroussia et l'autre à partir de Tunis Ouest, et fait apparaître récemment un symptôme de saturation de consommation d'électricité, alors que l'île de Jerba n'est alimentée que par une ligne à 150 kV à partir de Ghannouch et est dépourvue de moyens de production. Quoique la fiabilité de la ligne de transport soit assez élevée (98% environ), le fait que l'île de Jerba attire de nombreux touristes surtout étrangers et que d'autres agglomérations sont fournies de Robbana par ligne à moyenne tension laisse supposer la nécessité d'y installer une unité de turbine à gaz comme secours pour parer à toute éventualité de panne.

C'est ainsi que le programme d'installation des turbines à gaz sera établi comme suit:

Date de mise en service	Lieu d'implantation	Puissance x unité
Juillet 1983	Robbana	20-30 MW x 1
Janvier 1984	Kasserine	20-30 MW x 2
Janvier 1984	Métlaoui	20-30 MW x 2

Une surcharge de la ligne 150 kV de M'Saken-Sfax a laissé supposer la nécessité de la construction d'une nouvelle ligne 225 kV entre Sousse et Sfax à l'horizon 1986-87. Toutefois, notre analyse du réseau constate que l'implantation des turbines à gaz à Kasserine et à Métlaoui a pour effet de reporter cette construction jusqu'à vers la fin des années 1980.

(2) Construction d'une centrale thermique

Pour l'implantation des équipements thermiques vapeur la STEG après une étude préliminaire a analysé six sites préalablement choisis en fonction du déficit régional en production. Il s'agit des sites de Sfax, Bizerte (entrée de la ville), Rades, Bizerte (Menzel Abderrahman), Goulette II (extension), Sousse (extension), et a retenu trois sites parmi lesquels le site de Rades semble le meilleur à partir des comparaisons globales englobant les conditions physiques du terrain, la perspective de la disponibilité en gaz naturel, le problème d'environnement, la consommation de la disponibilité en gaz naturel, le problème d'environnement, la consommation d'électricité, l'exploitation du réseau de transport et les coûts d'aménagements, etc.

Les sites rejetés pendant l'étude préliminaire sont:

- Goulette II: Parce que la place disponible est très limitée et qu'il ne présente pas d'avantage par rapport à Rades.
- Sousse: Cette solution permet d'alléger les travaux d'aménagement mais concentrerait 70 % de la production sur un seul site et se traduirait par la construction de nouvelles lignes de transport.
- Bizerte (Menzel Abderrahman): Ce site se trouve dans une zone militaire et dans le cône de nuisance de l'aéroport militaire de Sidi Ahmed.

Les conditions d'aménagement des sites retenus sont les suivantes:

(a) Site de Sfax

Ce terrain est prévu comme zone industrielle (industrie lourde) dans le plan d'aménagement de Sfax, et il est formé de déchets (gypse) de l'usine de NPK. Ces déchets, entassés sur la terre limoneuse depuis la création de l'usine, atteignent maintenant une épaisseur de quelques mètres. Si la centrale doit être construite sur ce terrain, tous ces déchets devront être évacués et l'usine de NPK devra trouver ailleurs un autre lieu de rejet. Sur un tel terrain des risques d'affaissement sont à craindre.

D'importantes quantités d'excavation et de remblai ainsi que des traitements coûteux de fondation auront pour effet d'occasionner d'énormes investissements. L'implantation de la prise d'eau au bout de la future jetée envisagée dans le plan d'extension du port de Sfax fait la conduite de prise très longue (à peu près 1.700 mètres), ce qui fait d'ailleurs que les travaux ne peuvent être exécutés qu'en parallèle avec les travaux d'extension du port (A ce sujet, il peut y avoir une autre solution qui consiste à implanter la prise d'eau juste à côté de l'usine de NPK).

La construction de la ligne de transport coûterait également très chère, nécessitant l'installation de nouveaux moyens de production réactive. D'ailleurs, les pertes de transport sont importantes et le réseau n'est pas très stable.

Les conditions ci-dessus conduisent à conclure que le site de Sfax n'est pas convenable pour la construction de la centrale thermique. Il faudrait choisir un autre emplacement même pour les programmes futurs.

(b) Site de Bizerte

Les montagnes qui se trouvent derrière le site laissent supposer la présence du substratum rocheux moins profond que celui du site de Rades. Outre cet avantage le site de Bizerte se trouve tout près de la raffinerie STIR qui lui permettra de s'approvisionner facilement en produits pétroliers.

Pour ce site il convient d'envisager l'implantation de la prise d'eau à un endroit profond dans l'avant-port dragué de 10 à 13 mètres. Pour ce faire, il faut traverser la jetée pour pétroliers sur laquelle s'installent les canalisations de la raffinerie STIR.

Ce site présente les désavantages suivants:

- Non alimentation en gaz naturel à l'horizon 1985-86
- Difficulté d'approvisionnement en eau brute jusqu'à la mise en service du barrage de Joumine (prévue pour l'année 1986)
- Symptôme d'une saturation de consommation d'électricité dans la région de Bizerte-Menzel Bourguiba
- Pertes de transport plus importantes que celles de la solution Rades.

(c) Site de Rades

Les caractéristiques du sol de ce site seraient presque pareilles à celles du terrain de la centrale de Goulette II, présentant la couverture argilo-sableuse d'une épaisseur allant de 30 à 60 mètres environ, ce qui veut dire que les conditions géologiques de ce site sont moins favorables que celles du site de Bizerte. D'ailleurs, le tracé de la ligne de transport présente quelques inconvénients, nécessitant le déplacement partiel de la ligne existante et l'implantation de quelques pylônes dans le lac de Tunis.

Toutefois, malgré les désavantages ci-dessus, le site de Rades est doté des conditions très favorables, c'est-à-dire:

- Au point de vue de l'exploitation du réseau, ce site occupe la meilleure position, se trouvant dans la région de Tunis où les besoins en électricité sont toujours croissants.
- Dès sa mise en service la nouvelle centrale pourra fonctionner au gaz naturel. Ceci permet surtout de faciliter l'exploitation du réseau gazier de la Tunisie. Elle sera alimentée par la conduite prévue pour la centrale de Goulette II.

De tout ce qui précède et compte tenu de la comparaison des coûts d'aménagements ci-après mentionnés, on est conduit à opter pour le site de Rades.

Compte tenu de la durée de temps nécessaire pour la réalisation du projet englobant les études détaillées, les appels d'offres, les passations des marchés, les travaux et les essais, le programme de construction de la nouvelle centrale thermique est établi comme suit :

Date de mise en service		Puissance unitaire x groupe
Août	1985	150 MW x 1
Février	1986	150 MW x 1

La prise d'eau est localisée au coin nord-est du site pour les raisons suivantes:

- 1) Une carte marine établie par l'Office des Ports Nationaux montre que la mer devant le canal de pêche est beaucoup moins profonde que la mer devant le coin nord-est du site. Ceci laisse supposer que le courant d'eau s'écoulerait du nord au sud.
- 2) L'implantation de la prise d'eau à côté du canal de pêche obligerait un dragage important du fond de mer.
- 3) Même lorsque l'eau du canal s'écoule du lac à la mer, l'eau chaude jetée de la centrale dans le canal ne retournerait plus à la prise d'eau, si celle-ci est implantée au coin nord-est du site de la centrale.

Comme prévention des algues, des méduses et des ordures, le plafond de la prise d'eau se situe au niveau moins un mètre sous le plan d'eau, et la prise d'eau est munie des grillages, des trommels et des grilles de filet.

Dans la phase des études détaillées, il y a lieu d'étudier un moyen de prévention des sables mouvants et des sables flottants. La réalisation du bassin de tranquillisation en serait l'exemple.

En ce qui concerne la localisation du canal de rejet, la meilleure solution est de le faire déboucher dans la mer pour économiser le coût de construction et pour éviter des dommages causés par l'eau chaude jetée de la centrale.

Toutefois, sur ce site il faut tenir compte d'un aménagement intégré de la zone d'implantation de la centrale d'une part, et d'une régénération du lac intérieur par la circulation du débit important de l'eau jetée de la centrale d'autre part. Ceci conduit à implanter la rejet d'eau au flanc du canal de pêche.

2.1.5 Programmé d'équipement en moyens de transport

En se basant sur le programme d'équipement en moyens de production ci-dessus et compte tenu des résultats obtenus à partir des analyses du réseau vis à vis des pointes appelées prévues pour 1982 et 1986, le programme d'équipement en moyens de transport est établi comme suit :

(1) Ligne de transport

Mise en service	Postes extrémités	Tension et longueur
(a) Solution Rades		
Janvier 1985	Rades-M'Nihla	225 kV à simple terre-30 km (pylône à double terre)
Octobre 1984	Rades-Naassen	225 kV à simple terre-50 km (pylône à double terre)
(b) Solution Bizerte		
Janvier 1985	Bizerte-M'Nihla	225 kV à double terre-50 km
Janvier 1985	Raccordement au système 90 kV de Bizerte-Menzel Bourguiba)	

L'implantation des turbines à gaz à Kasserine et à Mélaoui a pour effet de reporter la construction d'une nouvelle ligne 225 kV entre Sousse et Sfax jusqu' à vers la fin des années 1980.

(2) Postes

Mise en service	Postes	Transformateurs	
(a) Solution Rades			
Janvier 1985	M'Nihla	225/90 kV	100 MVA x 1
Octobre 1984	Naassen	225/90 kV	100 MVA x 1
(b) Solution Bizerte			
Janvier 1985	M'Nihla	225/90 kV	100 MVA x 1
	Bizerte	225/90 kV	100 MVA x 1

2.1.6 Coûts d'investissements

Aux conditions économiques en octobre 1979 les coûts d'aménagements sont estimés dans le Tableau 2-2 (non compris les intérêts intercalaires).

Tableau 2-2 COÛTS TOTAUX D'AMENAGEMENTS

(1 000 dinars)

Désignation	Turbines à gaz	Centrale thermique	Ligne et poste	Total
(a) Solution Rades				
• Génie civil et bâtiments	750	19.690		20.440
• Fourniture matériel et montage	11.900	53.770	4.690	69.680
• Contingences	920	5.690	340	6.950
Coûts directs	13.570	78.470	5.030	97.070
• Administration	340	1.970	130	2.440
• Ingénierie		790		790
Coûts indirects	340	2.760	130	3.230
Total	13.910	81.230	5.160	100.300
• Taxe	420	2.440	160	3.020
Grand Total	14.330	83.670	5.320	103.320
(b) Solution Bizerte				
• Génie civil et bâtiments	750	20.860		21.610
• Fourniture matériel et montage	11.900	53.770	4.710	70.380
• Contingences	920	5.860	340	7.120
Coûts directs	13.570	80.490	5.050	99.110
• Administration	340	2.020	130	2.490
• Ingénierie		810		810
Coûts indirects	340	2.830	130	3.300
Total	13.910	83.320	5.180	102.410
• Taxe	420	2.500	160	3.080
Grand Total	14.330	85.820	5.340	105.490

Note: Ces coûts ne tiennent pas compte de l'alimentation en gaz naturel. Dans le cas de Bizerte, même en cas de disponibilité du gaz naturel dans la région, il faut prévoir une antenne reliant la centrale à Menzel Bourguiba (Il n'est pas rentable en effet d'alimenter Bizerte en gaz naturel parce qu'il n'y a pas de grands consommateurs et à cause de la proximité de la raffinerie).

2.2 RECOMMANDATIONS

2.2.1 Décision sur le choix du site de la centrale thermique

Vu la situation de production-consommation, la nouvelle centrale thermique doit se mettre en service au plus tard en août 1985. Ceci nécessite de démarrer les mesures en mer (surtout la température et le courant d'eau) et les études détaillées au cours de 1980.

2.2.2 Mandat d'étude à l'ingénieur-conseil

Antérieurement aux études détaillées les études géologiques et météorologiques maritimes sont à exécuter par la STEG en se conformant aux spécifications établies par l'ingénieur-conseil. Il est donc recommandé à la STEG d'assigner immédiatement après l'établissement du rapport de faisabilité.

2.2.3 Préparation pour le programme d'équipement en moyens de production-transport au-delà de 1987

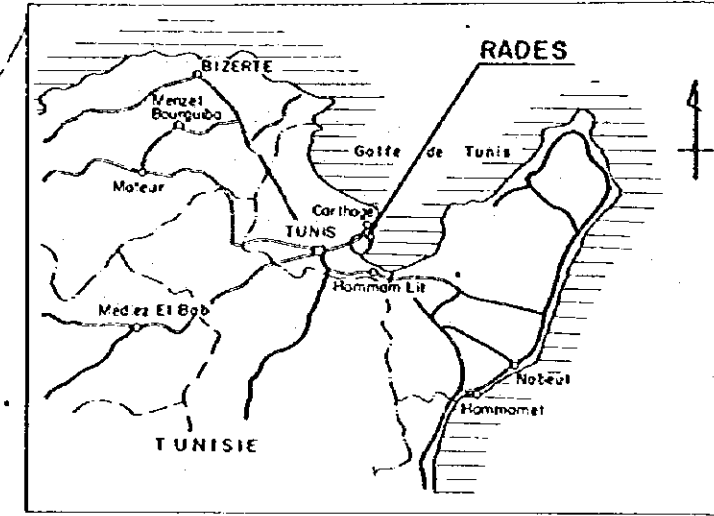
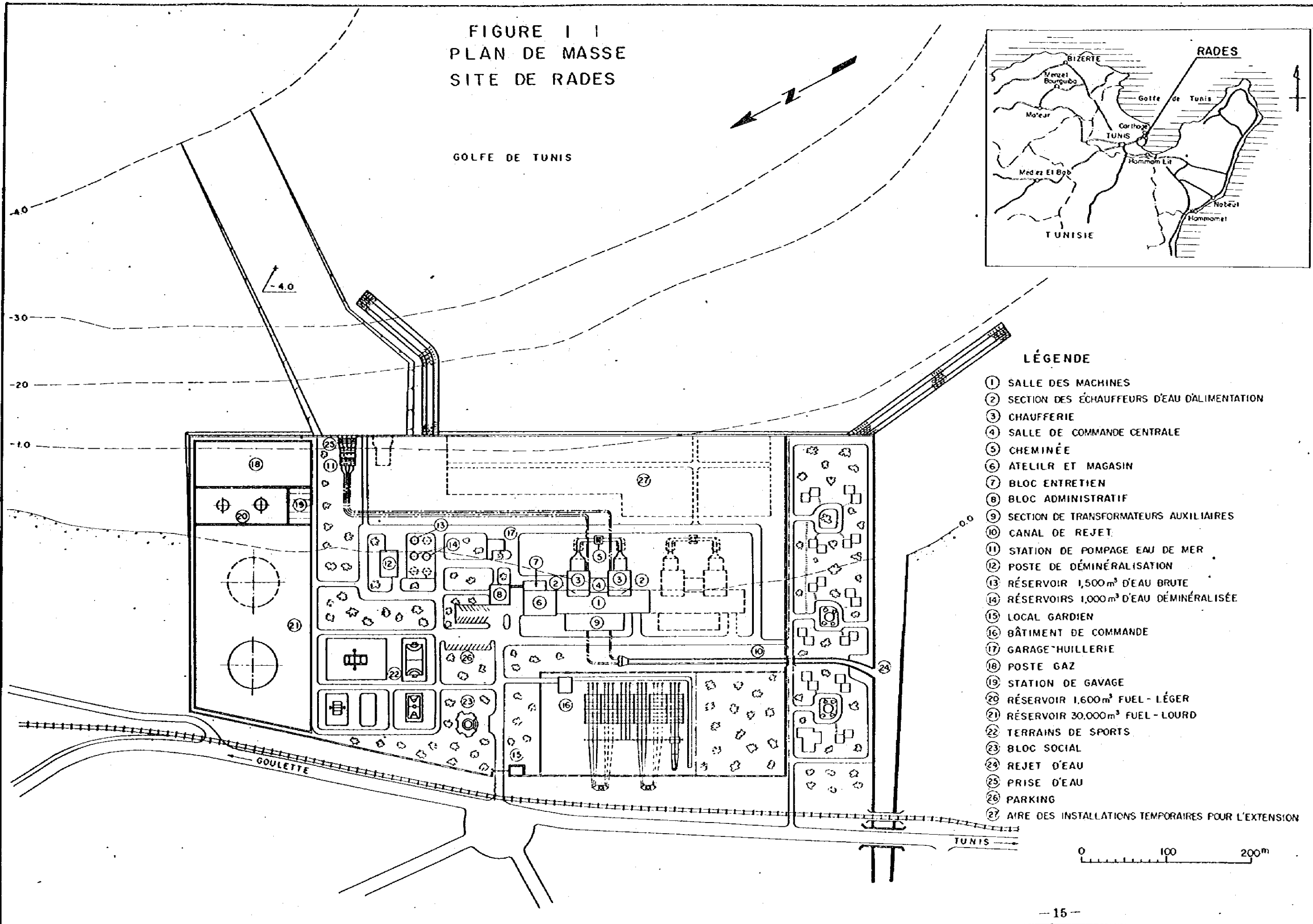
D'après notre étude sommaire, il s'avère nécessaire d'implanter une autre centrale thermique d'une puissance d'environ 300 MW à l'horizon 1987-88. Les études détaillées pour cette centrale sont à commencer au début 1982 au plus tard.

D'autre part, on devrait prévoir les déclassements des turbines à gaz d'une puissance totale de 103 MW à l'horizon 1987-89 (TG-1 et 2 de Tunis Sud et TG-1, 2 et 3 de Ghannouch II) et encore d'une puissance totale de 216 MW à l'horizon 1992-93 (tout le reste du parc de turbines à gaz). Si l'on suppose une dégradation graduelle due aux décrépitudes, on commence à s'interroger si ces turbines n'arrivent plus tôt au bout de leurs vies.

La réalisation du projet de Kasseb, variante aux turbines à gaz, nécessitera une durée d'environ huit ans depuis le démarrage des études détaillées jusqu'à la mise en service de son 1er groupe, ce qui veut dire que les études détaillées devront être commencées au cours de 1981, si cette centrale est appelée à intervenir vers 1988-89.

En conséquence, il est recommandé à la STEG de se préparer pour l'établissement du programme à long terme pour les équipements en moyens de production-transport pour les années postérieures à 1987, comprenant entre autres le choix du site de la 3ème centrale de 300 MW et la revue du projet de Kasseb.

FIGURE I I
PLAN DE MASSE
SITE DE RADES



LÉGENDE

- ① SALLE DES MACHINES
- ② SECTION DES ÉCHAUFFEURS D'EAU D'ALIMENTATION
- ③ CHAUFFERIE
- ④ SALLE DE COMMANDE CENTRALE
- ⑤ CHEMINÉE
- ⑥ ATELIER ET MAGASIN
- ⑦ BLOC ENTRETIEN
- ⑧ BLOC ADMINISTRATIF
- ⑨ SECTION DE TRANSFORMATEURS AUXILIAIRES
- ⑩ CANAL DE REJET
- ⑪ STATION DE POMPAGE EAU DE MER
- ⑫ POSTE DE DÉMINÉRALISATION
- ⑬ RÉSERVOIR 1,500m³ D'EAU BRUTE
- ⑭ RÉSERVOIRS 1,000m³ D'EAU DÉMINÉRALISÉE
- ⑮ LOCAL GARDIEN
- ⑯ BÂTIMENT DE COMMANDE
- ⑰ GARAGE-HUILLERIE
- ⑱ POSTE GAZ
- ⑲ STATION DE GAVAGE
- ⑳ RÉSERVOIR 1,600m³ FUEL - LÉGER
- ㉑ RÉSERVOIR 30,000m³ FUEL - LOURD
- ㉒ TERRAINS DE SPORTS
- ㉓ BLOC SOCIAL
- ㉔ REJET D'EAU
- ㉕ PRISE D'EAU
- ㉖ PARKING
- ㉗ AIRE DES INSTALLATIONS TEMPORAIRES POUR L'EXTENSION

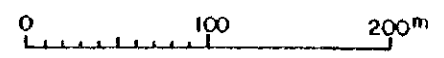


FIGURE 2.
PLAN DE MASSE
SITE DE RADES

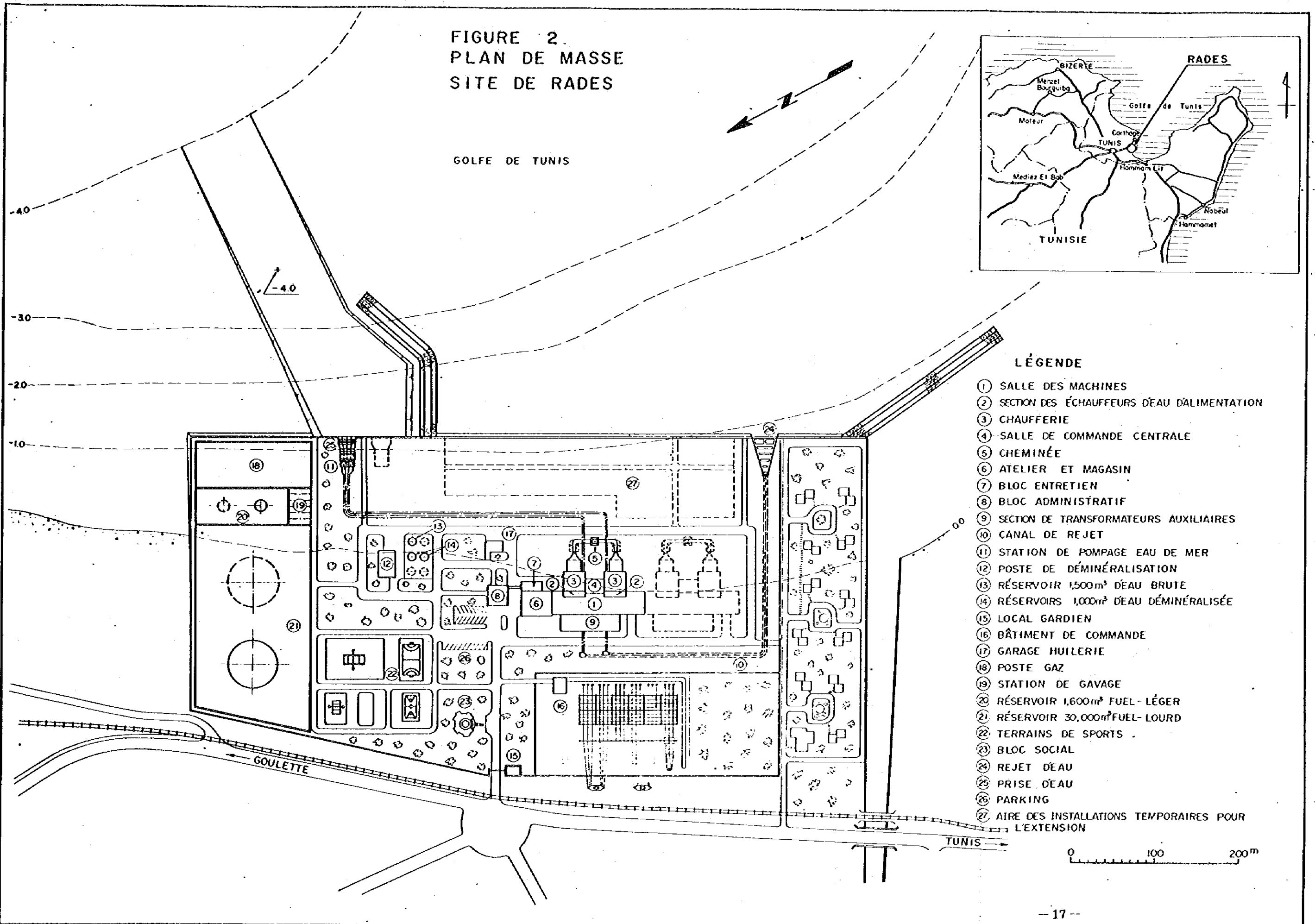
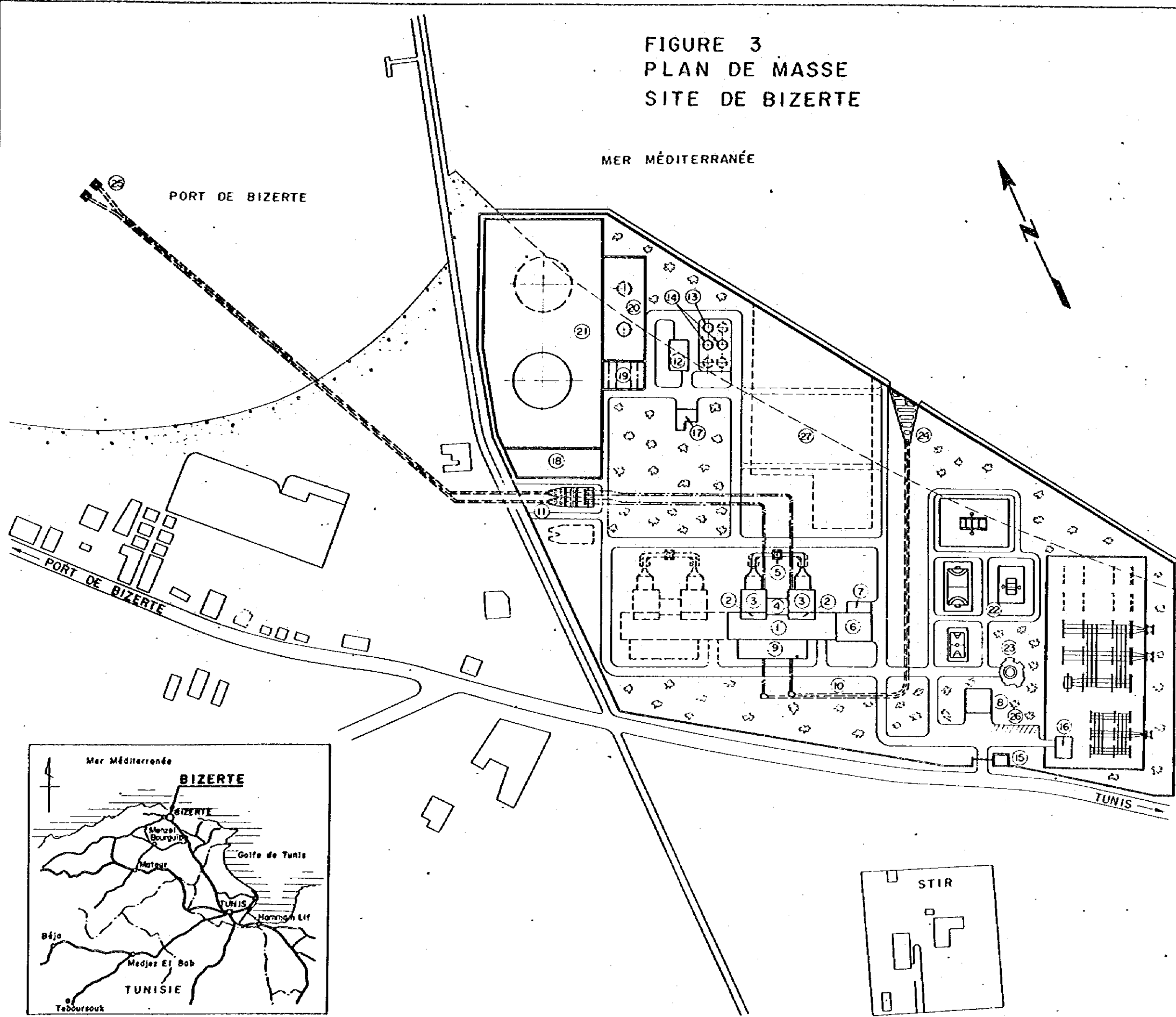


FIGURE 3
PLAN DE MASSE
SITE DE BIZERTE

MER MÉDITERRANÉE

PORT DE BIZERTE



LÉGENDE

- ① SALLE DES MACHINES
- ② SECTION DES ÉCHAUFFEURS D'EAU D'ALIMENTATION
- ③ CHAUFFERIE
- ④ SALLE DE COMMANDE CENTRALE
- ⑤ CHEMINÉE
- ⑥ ATELIER ET MAGASIN
- ⑦ BLOC ENTRETIEN
- ⑧ BLOC ADMINISTRATIF
- ⑨ SECTION DE TRANSFORMATEURS AUXILIAIRES
- ⑩ CANAL DE REJET
- ⑪ STATION DE POMPAGE EAU DE MER
- ⑫ POSTE DE DÉMINÉRALISATION
- ⑬ RÉSERVOIR 1.500m³ D'EAU BRUTE
- ⑭ RÉSERVOIRS 1.000m³ D'EAU DÉMINÉRALISÉE
- ⑮ LOCAL GARDIEN
- ⑯ BÂTIMENT DE COMMANDE
- ⑰ GARAGE HUILERIE
- ⑱ POSTE GAZ
- ⑲ STATION DE GAVAGE
- ⑳ RÉSERVOIR 1.600m³ FUEL-LÉGER
- ㉑ RÉSERVOIR 30.000m³ FUEL-LOURD
- ㉒ TERRAINS DE SPORTS
- ㉓ BLOC SOCIAL
- ㉔ REJET D'EAU
- ㉕ PRISE D'EAU
- ㉖ PARKING
- ㉗ AIRE DES INSTALLATIONS TEMPORAIRES POUR L'EXTENSION

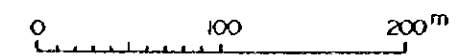
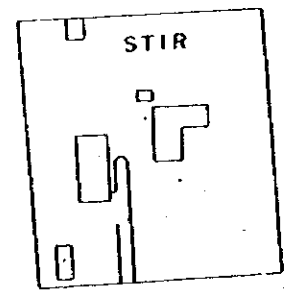
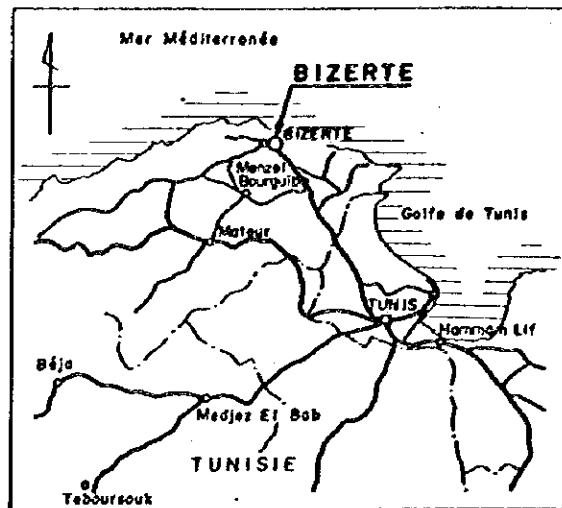
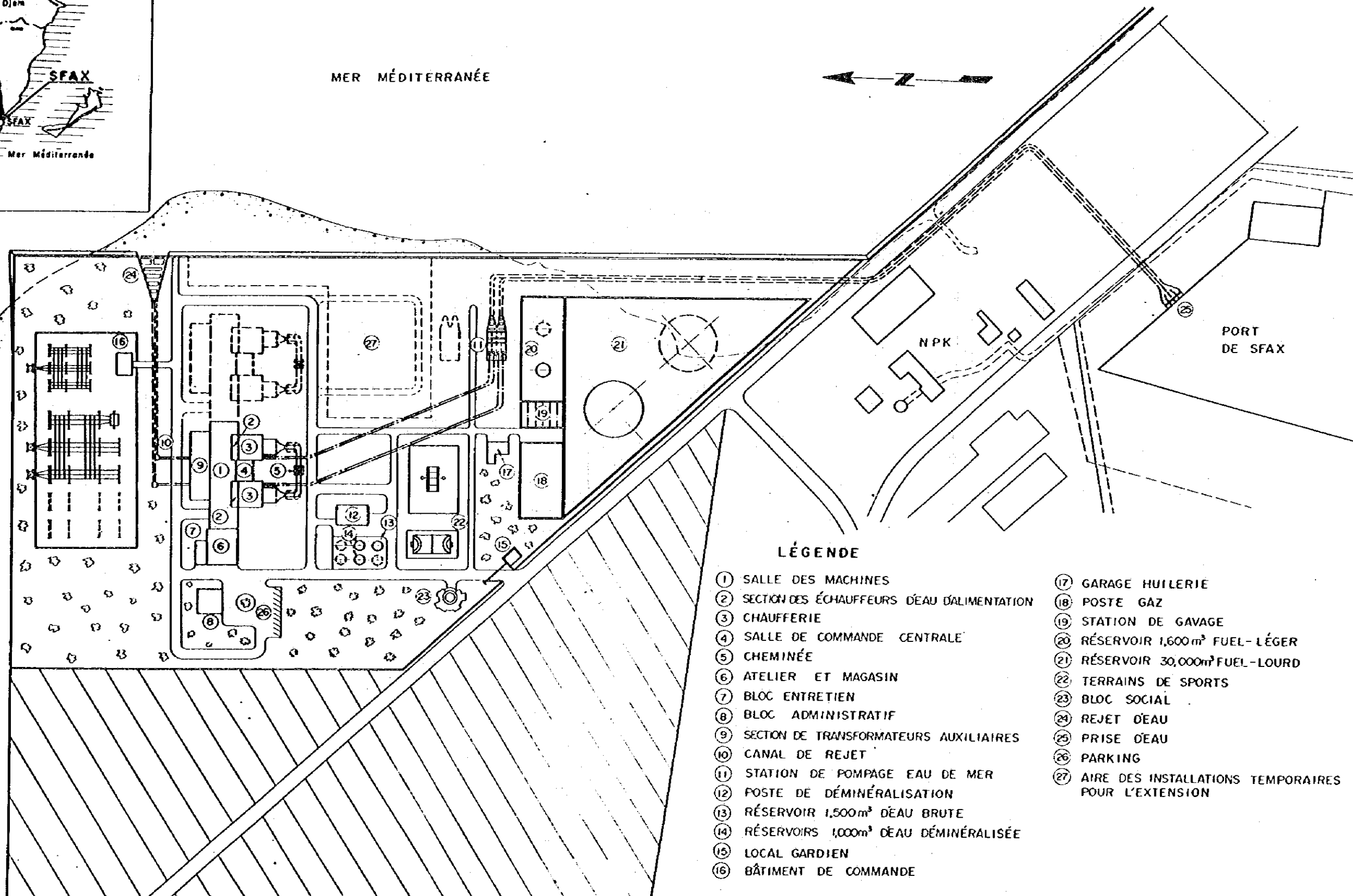




FIGURE 4
PLAN DE MASSE
SITE DE SFAX

MER MÉDITERRANÉE



LÉGENDE

- | | | | |
|---|----------------------------------------------------|----|-----------------------------------------------------|
| ① | SALLE DES MACHINES | ①⑦ | GARAGE HUILERIE |
| ② | SECTION DES ÉCHAUFFEURS D'EAU D'ALIMENTATION | ①⑧ | POSTE GAZ |
| ③ | CHAUFFERIE | ①⑨ | STATION DE GAVAGE |
| ④ | SALLE DE COMMANDE CENTRALE | ②① | RÉSERVOIR 1,600m ³ FUEL-LÉGER |
| ⑤ | CHEMINÉE | ②② | RÉSERVOIR 30,000m ³ FUEL-LOURD |
| ⑥ | ATELIER ET MAGASIN | ②③ | TERRAINS DE SPORTS |
| ⑦ | BLOC ENTRETIEN | ②④ | BLOC SOCIAL |
| ⑧ | BLOC ADMINISTRATIF | ②⑤ | REJET D'EAU |
| ⑨ | SECTION DE TRANSFORMATEURS AUXILIAIRES | ②⑥ | PRISE D'EAU |
| ⑩ | CANAL DE REJET | ②⑦ | PARKING |
| ⑪ | STATION DE POMPAGE EAU DE MER | ②⑧ | AIRE DES INSTALLATIONS TEMPORAIRES POUR L'EXTENSION |
| ⑫ | POSTE DE DÉMINÉRALISATION | | |
| ⑬ | RÉSERVOIR 1,500m ³ D'EAU BRUTE | | |
| ⑭ | RÉSERVOIRS 1,000m ³ D'EAU DÉMINÉRALISÉE | | |
| ⑮ | LOCAL GARDIEN | | |
| ⑯ | BÂTIMENT DE COMMANDE | | |

0 100 200m

CHAPITRE 3 PREVISIONS DES BESOINS EN ELECTRICITE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER

3.1 PREVISIONS DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE ETABLIES PAR LA STEG ET LEUR VERIFICATION

- 3.1.1 Rétrospectives 1966-78
- 3.1.2 Méthodologie
- 3.1.3 Résultats de prévisions
- 3.1.4 Vérification

3.2 MARGE DE SECURITE

- 3.2.1 Règle adoptée par la STEG sur la marge de sécurité
- 3.2.2 Groupes déclenchés dus aux révisions périodiques
- 3.2.3 Gain de l'interconnexion avec l'Algérie
- 3.2.4 Marge de sécurité au-delà de 1987
- 3.2.5 Règle adoptée dans la présente étude

3.3 PUISSANCE NECESSAIRE GARANTIE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT

3.4 CARACTERISTIQUES GENERALES DU SYSTEME PRODUCTION-TRANSPORT A L'HORIZON 1982

- 3.4.1 Parc de production
- 3.4.2 Lignes et postes

CHAPTER 3 PREVISIONS DES BESOINS EN ELECTRICITE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER

3.1 PREVISIONS DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE ETABLIES PAR LA STEG ET LEUR VERIFICATION

3.1.1 Rétrospectives 1966-78

La consommation d'électricité fournie par la STEG, structurée en 1978 par proportion de 33,5% pour la basse tension, de 47,5% pour la moyenne tension et de 19% pour la haute tension, est passée de 455 GWh en 1966 à 1.537 GWh en 1978 au taux d'augmentation de l'ordre de 12% en moyenne et par an, et au cours de cette période le poids de la consommation fournie d'une manière autonome par les entreprises elles-mêmes dans la consommation nationale a décliné de 26% en 1966 à 12% en 1978.

L'évolution de la consommation par secteur au cours de la dernière décennie (1969-78) est montrée comme suit:

• Moyenne et haute tension	
- Industries extractives	8 %
- Industries lourdes	16 %
- Industries de matériaux de construction et du verre	12 %
- Industries légères	11 %
- Industries alimentaires	12 %
- Secteur des services	12 %
	<hr/>
Moyenne	12 %
• Basse tension (usagers domestiques)	14 %
	<hr/>
Ensemble des abonnés	12 %

Sur la même période de 1966 à 1978, la pointe appelée a évolué de 94 MW à 374 MW, soit au taux de croissance moyen annuel de 12% mais l'évolution n'est pas homogène car elle a été de 8% entre 1971/72 et de 17,5% entre 1976/77.

3.1.2 Méthodologie

Après une présentation de l'évolution dans le passé, deux approches sont utilisées par la STEG pour déterminer ce que sera les besoins en électricité à moyen et à long terme: une approche analytique sectorielle qui, à partir de l'analyse rétrospective de chaque secteur économique et des données relatives aux projets futurs, essaie d'établir la demande prévisionnelle à moyen terme (1986), et l'autre approche globale et statistique qui consiste à appliquer deux modèles sur l'historique de la consommation d'électricité et sur l'évolution des produits intérieurs bruts (P.I.B aux coûts des facteurs) pour compléter l'approche analytique sectorielle et pour déterminer la demande à long terme (1990). D'après le rapport de la STEG, ces deux modèles donnent des prévisions peu différentes.

Le passage de la consommation d'électricité à la puissance maximum appelée se fait par le biais de deux hypothèses suivantes:

- Amélioration du taux de pertes de 1% toutes les deux années sur la période de 1979 à 1984 et de 0,5% tous les deux ans pour les années 1985-90.
- Amélioration du facteur de charge de 1% tous les quatre ans

En ce qui concerne la répartition des pointes par poste HT/MT se fait par extrapolation des séries statistiques observées en tenant compte toutefois d'importants projets à réaliser au cours de prochaines années. Et les résultats obtenus de cette approche sont ensuite confrontés avec la pointe nationale pour obtenir les valeurs définitives.

3.1.3 Résultats de prévisions

En utilisant les deux approches sus-mentionnées, la STEG a établi les prévisions à moyen terme ayant pour horizon 1986 et les prévisions à long terme ayant pour horizon 1990, précisant qu'à moyen terme la consommation d'électricité par niveau de tension augmenterait en moyenne et par an de 15% pour la basse tension, de 12% pour la moyenne tension et de 11% pour la haute tension, et qu'à long terme l'évolution de la consommation serait de 12% par an.

Les consommations rétrospectives et prévisionnelles de l'énergie électrique sur le réseau de la STEG, montrées dans le rapport "Le marché de l'électricité - Rétrospectives et prévisions à long terme" du mai 1979, sont récapitulées dans les Tableaux 3-2, 3-3 et 3-4.

3.1.4 Vérification

Comme mode d'approche pour la prévision de la consommation, la méthodologie adoptée par la STEG est raisonnable, et les valeurs de taux de croissance annuel moyen pour chaque secteur économique semblent assez probables compte tenu des évolutions dans le passé de la consommation d'électricité.

Quant au taux de pertes de transport et de distribution, l'amélioration estimée par la STEG se fera certainement au fur et à mesure de l'extension de la ligne 225 kV, comme le montre le rapport de la JICA de novembre 1977.

D'autre part, le facteur de charge sur le réseau de la STEG a fluctué dans une plage très étroite entre 54 et 56% au cours de la dernière décennie. Par conséquent l'amélioration en cette matière prévue par la STEG ne soulève aucune objection.

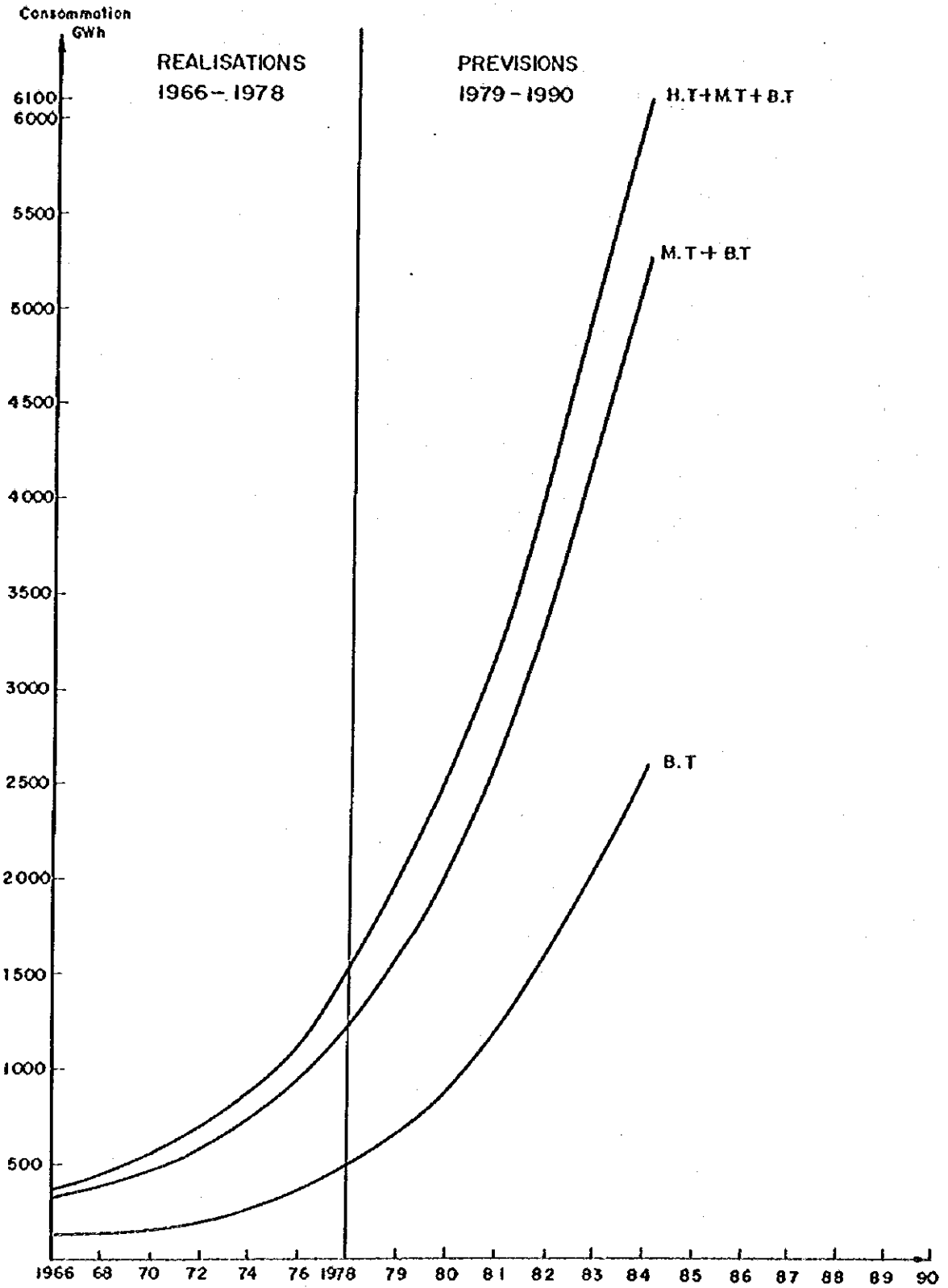
La confrontation des prévisions faites par la STEG avec celles essayées par le biais d'une méthode macroscopique dans le rapport de la JICA "Etude de faisabilité du projet de Kasseb" de novembre 1978 précise que la différence entre les deux est presque négligeable (écart de 3,8% à l'horizon 1986), comme le montre le Tableau 3-1.

De tout ce qui précède, nous avons conclu que les prévisions établies par la STEG pourraient servir de base solide pour l'établissement du programme d'équipement en moyens de production-transport sur la période de 1982-86.

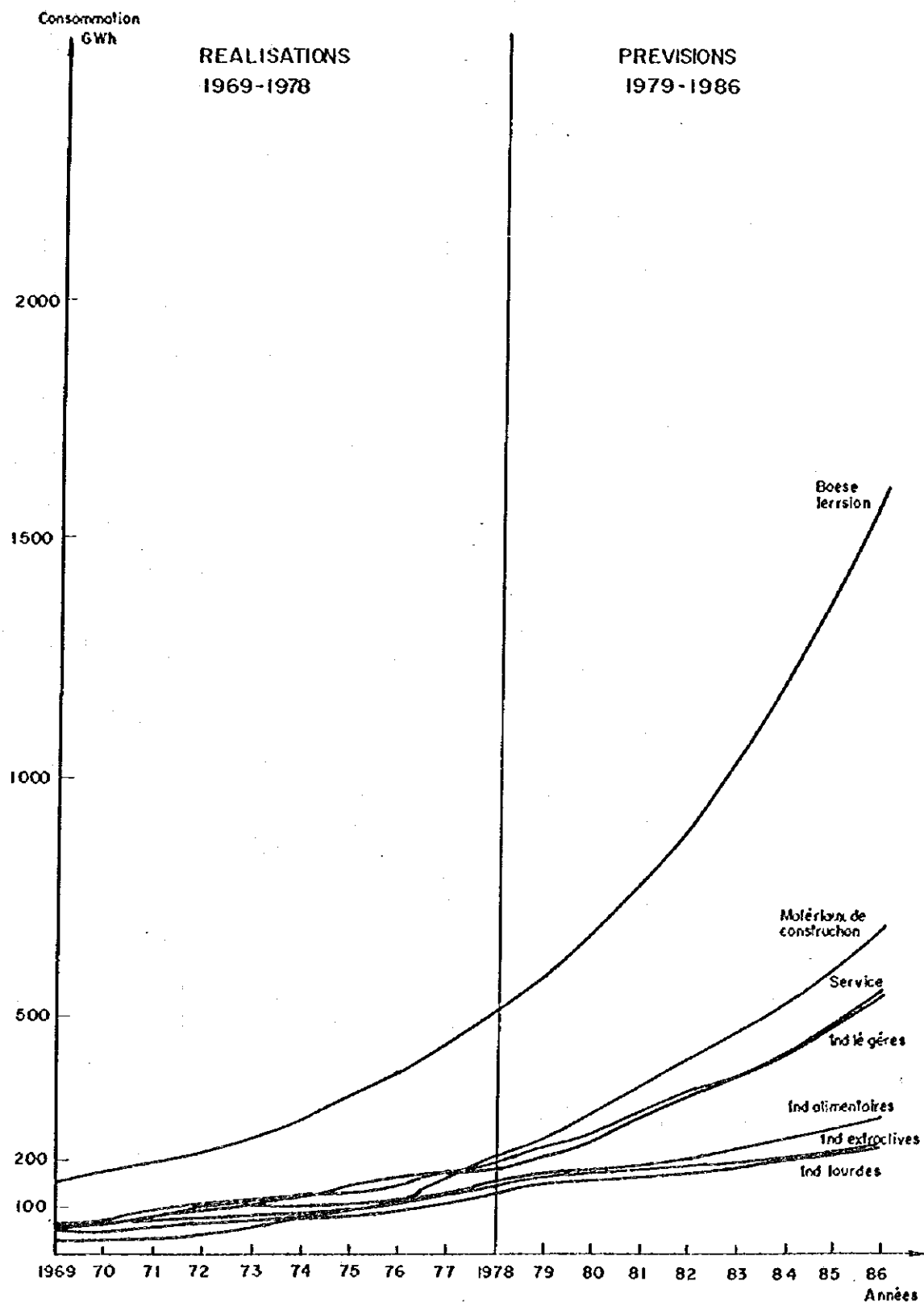
**Tableau 3-1 COMPARAISON DES PREVISIONS ETABLIES
PAR LA STEG ET PAR L'EPDC (JICA)**

Année	Prévisions de la STEG		Prévisions de l'EPDC	
	Consom- mation	Pointe	Consom- mation	Pointe
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(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 (GWh)	Taux de pertes (%)	Pointe appelée (MW)	Facteur de charge (%)
	BT (GWh)	MT (GWh)	HT (GWh)	Total (GWh)				
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 (GWh)	Taux de pertes (%)	Pointe appelée (MW)	Facteur de charge (%)
	BT (GWh)	MT (GWh)	HT (GWh)	Total (GWh)				
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
Mélsoui	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 MARGE DE SECURITE

3.2.1 Règle adoptée par la STEG sur la marge de sécurité

Pour assurer une fourniture stable en électricité dans n'importe quelles conditions anormales telles que déclenchement des groupes thermiques, défaillance du réseau de transport, augmentation subite des besoins en électricité, etc., le parc de production doit réserver toujours quelques groupes comme marge de sécurité.

Pour déterminer l'ampleur de ces réserves il existe de différentes approches théoriques et la STEG adopte une règle plutôt empirique qui consiste à retenir la plus grande de deux puissances suivantes:

- 1) Puissance égale à 20% de la pointe appelée d'une part,

$$1982 : 600 \times 20\% = 120 \text{ MW}$$

$$1982 : 940 \times 20\% = 188 \text{ MW}$$

- 2) Puissance totale des deux plus gros groupes d'autre part

$$150 + 31 = 180 \text{ MW environ (de 1982 à 1986)}$$

Si l'on se base sur cette règle, la marge de sécurité à conserver sera de 180 MW au cours des années 1982-85 et de 188 MW pour l'année 1986.

3.2.2 Groupes déclenchés dûs aux révisions périodiques

Pour déterminer l'ampleur des réserves il faut toujours tenir compte des groupes déclenchés dûs aux révisions générales périodiques. La puissance de ces groupes doit être réduite de la totalité des puissances garanties du parc de production, ce qui veut dire que la marge de sécurité est étroitement liée au programme de révisions périodiques des groupes thermiques.

La règle 2) sus-mentionnée demanderait au parc de production de se trouver à un niveau tellement fiable que même durant la réparation d'une unité de 31 MW, le déclenchement d'un groupe de 150 MW ne cause aucun empêchement pour la fourniture d'électricité.

En réalité, dans le parc de production de la STEG à l'horizon 1982 on trouve 14 unités de turbines à gaz qui seront augmentées encore de 5 unités à l'horizon 1984. Les révisions générales des turbines à gaz durent normalement à peu près 20 jours par an, ce qui conduit à supposer qu'une unité de turbine à gaz serait toujours mise hors de service au cours de l'année. Il conviendrait donc d'adopter, comme réserves pour les années 1982-86, une puissance égale à la somme des trois plus gros groupes soit $150 + 31 + 22 = 200$ MW environ. A ce sujet, un des paramètres qui travaillent à déterminer la marge de sécurité a pour objectif de parer à une augmentation subite de la demande d'électricité, et est pris normalement à 3 ou 4% de la pointe appelée. Alors, une marge supplémentaire de 22 MW (environ 3% de la pointe appelée) pourra servir comme moyen de faire face à cette augmentation subite imprévue.

3.2.3 Gain de l'interconnexion avec l'Algérie

Le mode d'exploitation des lignes interconnectées avec des pays voisins constitue également un paramètre important pour la détermination de la marge de sécurité.

Maintenant, le réseau de transport de la STEG est interconnecté avec le réseau algérien par deux lignes à 90 kV pour transiter l'énergie comme secours jusqu'à concurrence d'une puissance de 50 MW. Cette interconnexion sera renforcée par deux lignes supplémentaires suivantes qui seront mises en service vers le milieu 1980.

- Tadjerouine-El Aouinet : Ligne 225 kV à simple terre
- Méthlaoui-Jebel Onk : Ligne 150 kV à simple terre

Sur le mode d'exploitation de ces nouvelles lignes des discussions sont en cours mais laissent prévoir ce qui suit:

Profitant d'un décalage horaire d'une heure des pointes entre deux pays, les nouvelles lignes seront couplées durant les heures de pointe pour transiter l'énergie l'un à l'autre jusqu'à concurrence de 100 MW de sorte que les quantités annuelles de l'énergie fournie à chacun de deux pays soient compensées.

En dehors des heures de pointe les lignes seront déclenchées sauf en cas urgent lorsque l'énergie transitée comme secours dépassera 100 MW.

Ayant une idée sur l'exploitation des lignes interconnectées on s'interroge maintenant sur l'avantage de cette interconnexion dans l'économie de la marge de sécurité.

Théoriquement, même si ce n'est qu'un couplage limité aux heures de pointe, on pourrait économiser une réserve égale à la puissance contractée. Cependant, compte tenu du fait que le taux de probabilité des déclenchements des groupes thermiques et des défaillances du réseau de transport est le même tant pour les heures de pointe que pour le jour plein et les heures creuses durant lesquels les lignes interconnectées ne sont pas couplées, on est obligé d'adopter la règle de la marge de sécurité sus-mentionnée pour ces bandes horaires de jour plein et d'heures creuses.

Même si les lignes d'interconnexion seront couplées en permanence, il ne peut y avoir de répercussion sur la marge qu'une fois faite une analyse globale du parc des deux pays. Il faudra une planification commune des équipements. Au point de vue pratique la réalisation de l'interconnexion par ligne 225 kV pourrait améliorer largement les fiabilités de deux systèmes de transport tunisien et algérien. Son intérêt est en train d'être senti pour le démarrage de la centrale de Sousse.

3.2.4 Marge de sécurité au-delà de 1987

Quoi que le programme d'équipement en moyens de production au-delà de 1987 ne fasse pas l'objet de la présente étude, il ne serait pas inutile de dépouiller un peu ce que devra être la marge de sécurité à long terme.

Après la mise en service de deux nouveaux groupes thermiques le parc de production de la STEG verra quatre groupes 150 MW alimenter la charge de base, et à cette époque on ne pourra s'assurer d'une fiabilité du système de production-transport que par l'adoption d'une nouvelle règle de la marge de sécurité qui consiste à déterminer les réserves compte tenu des révisions programmées des groupes 150 MW.

Les révisions générales durent normalement de 40 à 50 jours par an pour chaque groupe thermique.

D'autre part, les formes presque identiques des courbes de durée des puissances classées pour les années 1970-77 (voir le Graphique 4-3) laissent supposer que les modulations mensuelles des pointes appelées dans le futur seraient presque les mêmes que celles rétrospectives.

Compte tenu de l'hypothèse sur ces modulations mensuelles des pointes appelées et de la durée des révisions programmées, on pourrait établir, à titre d'exemple, un programme de révisions des groupes thermiques 150 MW comme le montre le Graphique 3-3.

Sur ce graphique on trouve qu'en 1983 la période critique n'ayant qu'une marge de 44 à 74 MW dure seulement trois mois, mais qu'en 1987 la période critique n'ayant qu'une marge de 89 à 129 MW dure à peu près sept mois. Et il arrive que cette période tombe sur un accident d'un groupe 150 MW qui était jusqu'alors en fonctionnement. Ceci conduit à une nouvelle règle qui consiste à réserver une puissance égale à:

$$150 \text{ MW (pour les accidents provoqués au plus gros groupe)} + 150 \text{ MW (pour les révisions programmées)} = 300 \text{ MW}$$

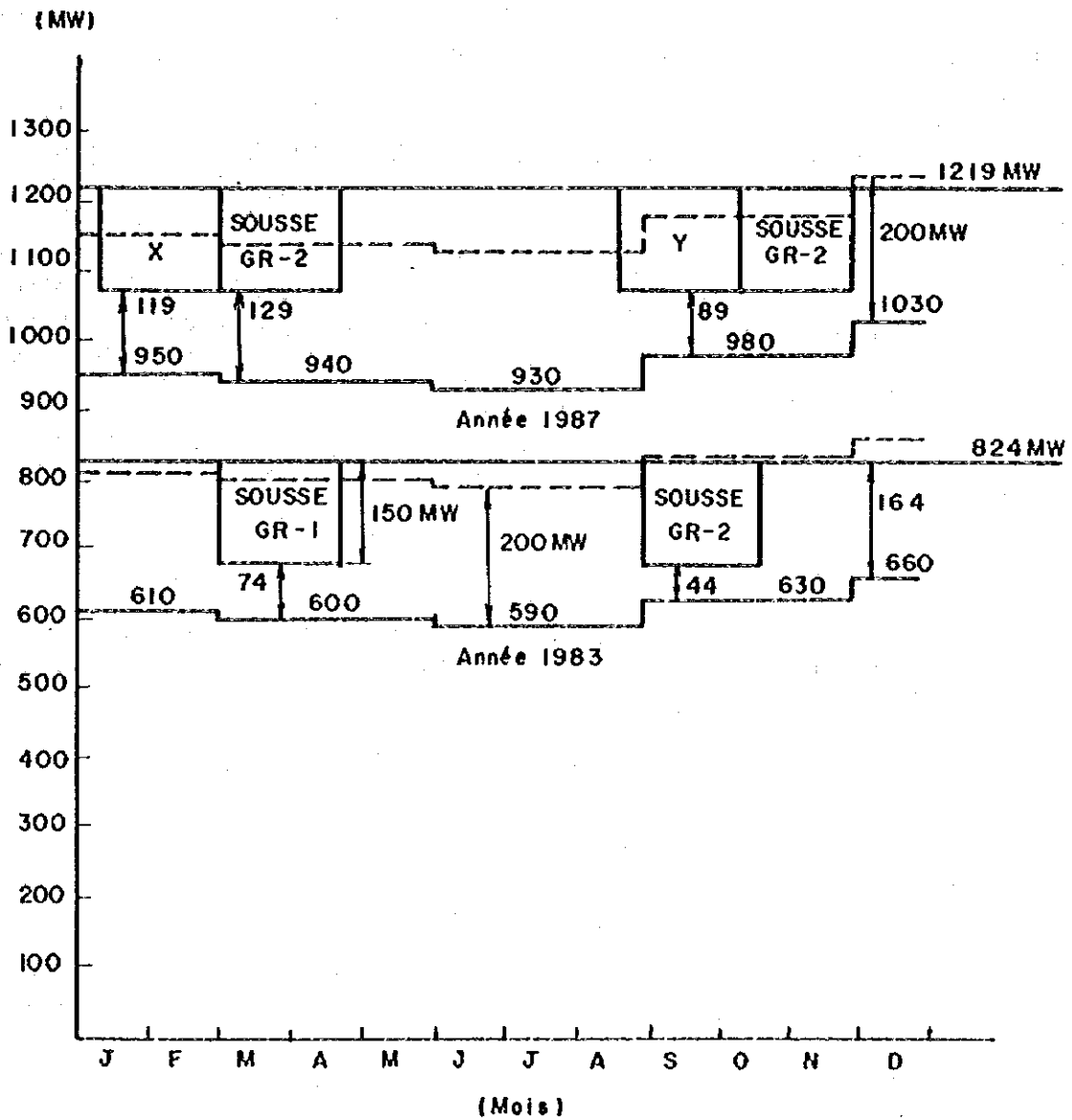
De toute façon, pour faire face aux implantations successives des groupes 150 MW au-delà de 1987, on serait appelé à établir une nouvelle règle de la marge de sécurité en parallèle avec l'élaboration des programmes de révisions.

3.2.5 Règle adoptée dans la présente étude

Comme résultats du dépouillement sus-mentionné, on a établi la norme suivante sur la marge de sécurité:

- Période 1982-86 Marge de 200 MW
- Période 1987-90 Marge de 300 MW

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



Il reste à ajouter quelques désignations essentielles concernant la marge de sécurité à incorporer dans le programme d'équipement à long terme. Elles sont les suivantes:

- 1) Saisir d'une manière systématique et continue le niveau du taux d'indisponibilité de prochains groupes thermiques de 150 MW
- 2) Saisir les écarts produits entre les pointes appelées prévues et les réalisations pour améliorer davantage le mode d'approche de la prévision
- 3) Estimer quantitativement les effets apportés par l'interconnexion internationale sur l'économie de la marge de sécurité, en attendant le couplage en permanence des lignes interconnectées

3.3 PUISSANCE NECESSAIRE GARANTIE ET LA PUISSANCE A DEVELOPPER NOUVELLEMENT

A partir des prévisions de la pointe appelée et de l'hypothèse sur la marge de sécurité on a établi le Tableau 3-5 pour montrer une série de puissances nécessaires garanties dans le parc de production d'une part, et le déficit en puissance pour parer à toute éventualité d'autre part. Sur ce tableau on trouvera qu'une puissance de l'ordre de 400 MW devra être développée au cours des années 1983--86.

3.4 CARACTERISTIQUES GENERALES DU SYSTEME PRODUCTION-TRANSPORT A L'HORIZON 1982

3.4.1 Parc de production

A la fin de l'année 1982 la puissance totale garantie du parc de production de la STEG atteindra 824 MW, déduction faite de 25 MW de la centrale de Goulette I qui sera déclassée après la mise en service de la centrale de Sousse.

Centrale	Puissance garantie	Part relative
- Hydraulique	51 MW	6 %
- Turbines à gaz	319 MW	39 %
- Thermique vapeur	454 MW	55 %
Total	824 MW	100 %

Note : Il existe encore 10 MW environ de groupes diesel qui constituent des systèmes isolés.

Le caractère particulier de ce parc de production s'exprime par le poids important des turbines à gaz dont 38% fonctionnent au gaz naturel et alimentent la charge de base.

Les caractéristiques des centrales par catégorie sont montrées dans le Tableau 3-6.

3.4.2 Lignes et postes

Le réseau de transport à l'horizon 1982 sera formé en tensions de trois niveaux de 225 kV, 150 kV et 90 kV.

Outre les lignes existantes à 225 kV de Bouchemma-Oueslatia-Naassen, les lignes 225 kV de Sousse-Naassen-M'Nihla et de Sousse-Oueslatia-Tajerouine sont en cours de construction, visant les mises en service au cours des années 1979-81. Après l'achèvement de ces nouvelles lignes la fiabilité du réseau de transport de la STEG sera largement améliorée.

Les caractéristiques générales des lignes et postes à l'horizon 1982 sont montrées dans les Tableaux 3-7 et 3-8.

Tableau 3-5 PUISSANCE NECESSAIRE POUR LE PARC DE PRODUCTION ET LE DEFICIT EN PUISSANCE

(MW)						
Année	Pointe appelée	Marge de sécurité	Puissance nécessaire au parc (A)	Puissance garantie en 1982 (B)	Déclassement	Déficit en puissance (A) - (B)
1979	420	80	500			
1980	480	200	680			
1981	540	200	740		-25	

1982	600	200	800	824		+ 24
1983	660	200	860	—		- 36
1984	740	200	940	—		-116
1985	830	200	1.030	—		-206
1986	940	200	1.140	—	-15	

1987	1.030	300	1.330			
1988	1.140	300	1.440			
1989	1.250	300	1.550			
1990	1.360	300	1.660			

Note: Déclassement en 1981 - Goulette I

Déclassement en 1986 - TG-I de Ghannouch II

Tableau 3-6 CARACTERISTIQUES GENERALES DES MOYENS DE PRODUCTION (FIN 1982)

Centrale	Groupe	Puissance installée	Puissance effective	Mise en service
THERMIQUE VAPEUR		(MW)	(MW)	
Goulette II	TR-1	27,5	24	1965
	TR-2	27,5	24	1965
	TR-3	27,5	24	1968
	TR-4	27,5	24	1968
Ghannouch I	TV-1	30	29	1972
	TV-2	30	29	1972
Sousse	GR-1	160	150	1980
	GR-2	160	150	1980
Sous-total		490,0	454,0	
TURBINES A GAZ				
Tunis-Sud	TG-1	22	22	1975
	TG-2	22	22	1975
	TG-3	22	22	1978
Ghannouch II (Gaz naturel)	TG-1	15	15	1971
	TG-2	22	22	1973
	TG-3	22	22	1973
Bouchemma (Gaz naturel)	TG-1	31	31	1977
	TG-2	31	31	1977
Sfax	TG-1	22	22	1977
	TG-2	22	22	1977
Menzel Bourguiba	TG-1	22	22	1978
	TG-2	22	22	1978
Korba	TG-1	22	22	1978
Métlaoui	TG-1	22	22	1978
Sous-total		319	319	
HYDRAULIQUE				
Fernana	Amont	8,5	7,8	1958
	Aval	1,2	1,2	1962
Nebeur	GR-1	6,5	5	1956
	GR-2	6,5	5	1956
El Aroussia	GR-1	4,8	3,5	1956
Kasseb	GR-1	0,66	0,5	1966
Sidi Salem	GR-1	36	28	1982
Sous-total		64,16	51,0	
Puissance		873,16	824,0	

**Table 3-7 CARACTERISTIQUES GENERALES DU RESEAU
DE TRANSPORT HAUTE TENSION (FIN 1982)**

Postes extrémités	Tension (kV)	Longueur (km)	Terme	Section (mm ²)	Mise en service
LIGNE 225 kV					
Bouchemma-Oueslatia	225	226	1	420	1977 (1974)
Oueslatia-Tajerouine	225	102	1	411	1979
Naassen-M'Nihla	225	40	1	411	1979
Oueslatia-Naassen	225	112	1	420	1977
Sousse-Oueslatia	225	105	1	411	1981
Sousse-Naassen	225	112	1	411	1980
Total		697			
LIGNE 150 kV					
M'Saken-Sfax	150	102,5	1	297	1965
Sfax-Maknassy	150	104	1	297	1966
Maknassy-Métlaoui	150	116	1	297	1966
Métlaoui-Kasserine	150	106	1	297	1968
Kasserine-Tajerouine	150	83,5	1	297	1968
Ghannouch-Robbana	150	102	1	297	1974
Maknassy-Ghannouch	150	100	1	297	1974
M'Saken-Akouda	150	26	1	297	1979 (1965)
Akouda-Hammamet	150	93	1	297	1978 (1965)
Goulette-Hammamet	150	85	1	297	1978 (1965)
Sousse-M'Saken	150	14	2	411	1981
Bouchemma-Ghannouch	150	3,5	1	265	1976
Ghannouch-Cimenterie de Gabés					
Total		945,5			
INTERCONNEXION INTERNATIONALE					
Tajerouine-El Aouinet	225	60	1	411	1980
Métlaoui-Jebel Onk	150	62	1	411	1980
Tajerouine-El Aouinet	90	60	1	288	1952
Femana-El Hadjar	90	93	1	288	1955
Total		275			

Note: 1) Les années de mise en service entre parenthèses montrent l'exploitation à tension inférieure.

2) Tous les conducteurs sont en Al-Ac.

**Tableau 3-8 CARACTERISTIQUES GENERALES DES POSTES
(FIN 1982)**

Poste	Nombre de transformateurs	Capacité (MVA)	Tension (kV)
Goulette	2	90	96/33
	2	60	150/90
Tunis Sud	5	150	90/11 90/33
Tunis Ouest	3	100	90/11
Tunis Nord	4	125	90/11 90/33
Menzel Bourguiba	3	90	90/33
Jendouba	2	30	90/33
Oued Zarga	2	35	90/33
Korba	2	30	90/33
Hammamet	2	60	150/33
Tajerouine	2	40	150/90
	1	100	225/150
	2	30	90/33
M'Saken	3	105	150/33
Akouada	2	60	150/33
Sfax	3	90	150/33
Métlaoui	3	120	150/33
Kasserine	2	30	150/33
Ghannouch	3	45	150/33
Robbana	2	30	150/33
Maknassy	2	30	150/33
Oueslatia	2	60	225/33
Bouchemma	1	100	225/150
Naassen	2	200	225/90
M'Nihla	1	200	225/90
Sousse	1	200	225/150
Total		2.210	

CHAPITRE 4 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT POUR LA PERIODE DE 1982-1986

4.1 GENERALITES

- 4.1.1 Situation énergétique en Tunisie
- 4.1.2 Facteurs à retenir dans le programme d'équipement en moyens de production
- 4.1.3 Répartition optimum des puissances à développer

4.2 PROGRAMME D'INSTALLATION DES TURBINES A GAZ

- 4.2.1 Localisation
- 4.2.2 Programme d'équipement
- 4.2.3 Programme des travaux
- 4.2.4 Coûts d'aménagements

4.3 PROGRAMME DE CONSTRUCTION DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

- 4.3.1 Conditions essentielles pour le choix du site
- 4.3.2 Conditions physiques des trois sites proposés
 - (A) Site de Rades
 - (B) Site de Bizerte
 - (C) Site de Sfax
- 4.3.3 Site optimum pour la nouvelle centrale thermique
- 4.3.4 Comparaison des trois sites au point de vue de l'exploitation du réseau
- 4.3.5 Programme des travaux
- 4.3.6 Coûts d'aménagements

4.4 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE TRANSPORT

- 4.4.1 Lignes de transport
- 4.4.2 Postes
- 4.4.3 Programme des travaux
- 4.4.4 Coûts d'aménagements

4.5 CALENDRIER D'IMPLANTATION ET INVESTISSEMENTS DE L'ENSEMBLE DU PROGRAMME D'EQUIPEMENT PRODUCTION-TRANSPORT

4.5.1 Calendrier d'implantation global

4.5.2 Investissements totaux

**4.6 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS SUR LE CHOIX DU SITE
DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE**

4.6.1 Comparaison globale

4.6.2 Conclusions et recommandations

CHAPITRE 4 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT POUR LA PERIODE DE 1982-86

4.1 GENERALITES

4.1.1 Situation énergétique en Tunisie

En Tunisie qui est presque dépourvue des ressources hydroélectriques, le programme d'équipement en moyens de production est étroitement lié aux perspectives d'approvisionnement en énergie primaire constituée essentiellement d'hydrocarbures (fuel-lourd, gaz naturel, gas-oil, etc.).

Par suite de découvertes successives des gisements à El Borma, à El Douleb, à El Couech, à Sfax et à Ashtart, les exportations annuelles du pétrole brut dépassaient celle du phosphate, occupant toujours la première place dans les secteurs exportateurs depuis 1969. Toutefois, la production annuelle demeurerait toujours au niveau de 4 millions de tonnes en moyenne et par an, exception faite de 4,6 millions de tonnes en 1974. Et même après l'achèvement du programme d'injection pour optimiser la production des gisements d'El Borma et d'Ashtart, la production annuelle ne pourrait dépasser 6 millions de tonnes.

Dans ces situations, une possibilité d'approvisionnement en gaz d'Algérie a soulagé la perspective de l'économie tunisienne. Quoiqu'on se trouve devant l'épuisement probable du gisement d'El Borma vers la fin des années 1980 au plus tard, une convention passée entre trois pays de l'Algérie, de la Tunisie et de l'Italie en 1978 a concrétisé le projet de canalisation des gazoducs terrestre et marin depuis le gisement d'Hassi Rmeil en Algérie jusqu'au Nord de l'Italie, traversant le territoire tunisien depuis frontière tuniso-algérienne jusqu'à Cap Bon et de là la Méditerranée. Dans cette convention il est projeté de transiter annuellement un volume de 12 à 20 milliards de mètres cubes de gaz naturel en régime de croisière à destination de l'Italie. La Tunisie a le droit de 5,7% du volume transité, et pour la consommation qui dépasse ce pourcentage la fourniture se fera sur la base commerciale. En ce qui concerne la consommation, cette matière première noble ne sera plus uniquement utilisée comme énergie primaire. Il est prévu que le volume disponible sera partagé par moitié entre deux secteurs, l'électricité et le gazochimie. D'après un programme d'alimentation on suppose que les quantités disponibles en Tunisie seraient les suivantes:

1982	0,8 milliards de m ³
1983	1,2 milliards de m ³
1984	1,2 milliards de m ³
1985 et au-delà	2,0 milliards de m ³

D'autres quantités de gaz seraient disponibles en fonction du programme algérien d'exploitation et en fonction de l'exploitation du gisement de Miskar.

4.1.2 Facteurs à retenir dans le programme d'équipement en moyens de production

Une fois les prévisions de la consommation d'électricité établies, le programme d'équipement en moyens de production pourrait être élaboré compte tenu des facteurs suivants:

- Limite économique de la durée d'exploitation entre la thermique vapeur et la turbine à

gaz permettant la répartition optimum des puissances dans le parc de production

- Disponibilité en combustibles surtout en gaz naturel qui conditionne la localisation des moyens de production
- Etat du réseau de transport qui conditionne surtout la localisation des turbines à gaz

La disponibilité en gaz naturel n'exerce pas d'importantes influences sur les groupes thermiques vapeur car les prix internationaux du fuel-lourd et du gaz naturel sont au même niveau, quoi que l'utilisation de celui-ci soit préférable au point de vue d'environnement. Toutefois, pour les turbines à gaz la disponibilité en gaz naturel constitue un paramètre presque impératif compte tenu du fait que le gas-oil coûte environ 1,7 fois plus cher que le gaz naturel (60 DT/TEP pour le gas-oil par rapport à 36 DT/TEP pour le gaz naturel aux prix internationaux au début 1979). De toute façon, les quantités disponibles en gaz naturel n'étant pas illimitées, cette matière première devrait être utilisée dans l'ordre de préférence dans le parc de production.

Or, les tailles unitaires du thermique vapeur constituent en général un paramètre important, mais revenir à des tailles inférieures à 150 MW après la construction de la centrale de Soussse ne pourra économiser la marge de sécurité et se traduira par contre par une augmentation du coût du kW installé et des frais de combustible utilisé.

4.1.3 Répartition optimum des puissances à développer

Ayant une idée sur l'ampleur des puissances à développer, soit d'un ordre de 400 MW sur les années 1983-86, on se trouve maintenant devant le problème de répartition optimum de ces puissances entre les groupes thermiques vapeur et les turbines à gaz. Cette répartition pourra être déterminée en fonction d'une limite économique de la durée d'exploitation annuelle des moyens de production, et sur la base des courbes de durée des puissances établies par la STEG par le biais de son ordinateur.

Pour le calcul de la limite économique de la durée d'exploitation, des données de base technico-économiques nous ont été fournies par la STEG (cf. Données de base pour l'étude du programme production-transport - Mai 1979). Les paramètres en sont les suivants:

Paramètres	Thermique vapeur	Turbine à gaz
• Puissance unitaire	150 MW	20 MW
• Durée de vie	30 ans	15 ans
• Taux de disponibilité	85 %	80 %
• Minimum technique	30 %	20 %
• Consommation spécifique à 90 %	2,5 th/kWh	3,5 th/kWh
• Coût d'installation	210 DT/kW	115 DT/kW
• Dépenses conduites	2,9 DT/kW	1,7 DT/kW
• Prix de combustible :		
- Fuel-lourd	36 DT/TEP (Prix 1979)	
- Gaz naturel	36 DT/TEP (")	
- Gas-oil	60 DT/TEP (")	
• Taux d'actualisation	10 %	

Avec ces paramètres on peut calculer les coûts fixes annuels par kW installé et les coûts de kWh qui varient en fonction des durées d'exploitation. Les calculs ont été effectués non seulement sur la base des données de la STEG ci-dessus, mais aussi sur la base des données recueillies au Japon. Les deux calculs ont donné des résultats peu différents, comme le montre le Tableau 4-1.

Les coûts de production par kW installé du thermique vapeur et de la turbine à gaz sont ensuite respectivement tracés sur les graphiques en fonction de leurs durées d'exploitation (voir les Graphiques 4-1 et 4-2 établis à partir du Tableau 4-2). Sur ces deux graphiques on trouve que les points d'intersection des lignes de deux moyens de production tombent sur autour de 3.000 heures d'exploitation lorsque la turbine à gaz fonctionne au gaz naturel, et sur autour de 900 heures d'exploitation lorsqu'elle fonctionne au gas-oil.

Les courbes des puissances classées des années 1970-77 établies par la STEG constituent un autre instrument d'analyse. Sur ces courbes de durée des puissances on trouve que l'exploitation d'une durée de 3.000 heures correspond à environ 61% de la pointe appelée, ce qui signifie que ce serait moins de 3.000 heures d'exploitation par an que les turbines à gaz peuvent fonctionner plus économiquement que les groupes thermiques vapeur. Cette limite économique montre que sur les courbes de durée des puissances les turbines à gaz sont appelées à alimenter la partie se trouvant au-dessus de la ligne 61% environ de la puissance maximum appelée, et que les groupes thermiques vapeur doivent alimenter la charge de base et la charge médiane se trouvant en-dessous de la ligne 61% environ de la pointe appelée.

D'après les données de base de la STEG, la structure du parc de production à l'horizon 1982 sera constituée avec proportion de 55% pour les groupes thermiques vapeur et de 45% pour les centrales de pointe (hydraulique et turbine à gaz), par rapport à cette limite économique de 61% pour les centrales de base.

Hydraulique	51 MW	(6 %)
Turbines à gaz	319 MW	(39 %)
Thermique vapeur	454 MW	(55 %) §
Total	824 MW	(100 %)

§ Cette valeur tient compte du déclassement de la centrale de Goulette I après la mise en service de la centrale de Sousse.

En conséquence, si une puissance de 400 MW est ajoutée au parc de production au cours des années 1982-86, la puissance totale garantie sera passée de 824 MW en 1982 à 1.209 MW en 1986, déduction faite de 15 MW de TG-I de Ghannouch II qui sera déclassé à l'horizon 1986. La répartition optimum des puissances à cet horizon sera donc exprimée par proportion de 738 MW ($1.209 \times 61\%$) pour les groupes thermiques vapeur et de 472 MW ($1.209 \times 39\%$) pour les centrales de pointe. Par conséquent il conviendrait théoriquement de répartir la puissance de 400 MW comme suit:

Groupes thermiques	$738 - 454 = 284$ MW
Turbines à gaz	$400 - 284 = 116$ MW

Tableau 4-1 DONNEES TECHNICO-ECONOMIQUES

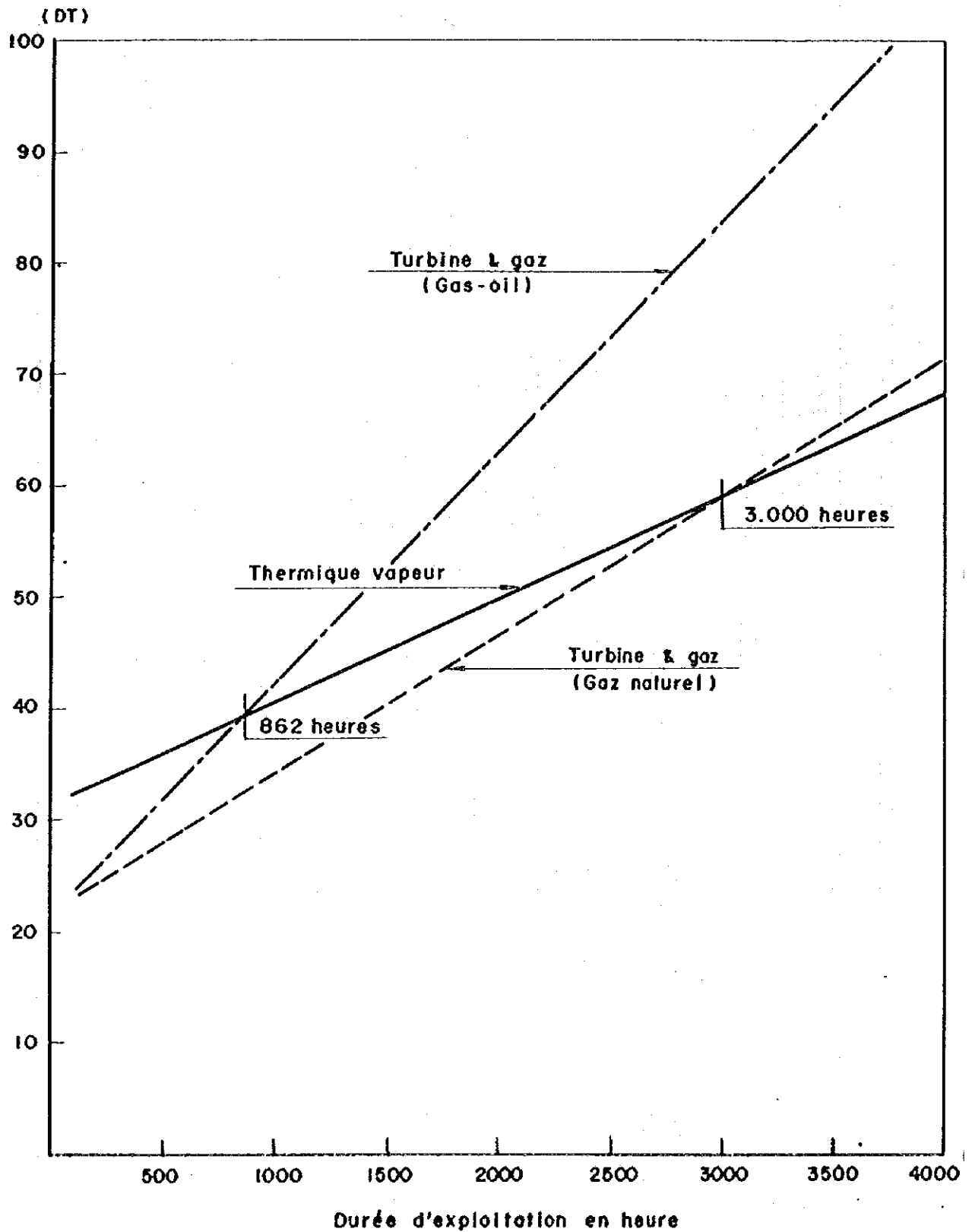
Désignation	Unité	Sur la base des données de JICA				Sur la base des données de la STEG			
		Thermique vapeur		Turbine à gaz		Thermique vapeur		Turbine à gaz	
		Gaz naturel	Gas-oil	Gaz naturel	Gas-oil	Gaz naturel	Gas-oil	Gaz naturel	Gas-oil
(1) Puissance unitaire	MW	150		76		150		20	
(2) Puissance totale installée	MW	300		152		300		300	
(3) Durée de vie	ans	30		15		30		15	
(4) Prix unitaire de construction	DT/kW	218		124		210		115	
(5) Amortissement annuel des investissements par kW	DT/kW	23,1		16,3		22,3		15,1	
(6) Frais d'exploitation et d'entretien par kW	DT6kW	5,4		2,6		2,9		1,7	
(7) Total de frais annuels par kW	DT/kW	28,5		18,9		25,2		16,8	
(8) Prix de combustible	DT/TEP	36		36	60	36		36	60
(9) Prix unitaire par thermique	DT/th	0,00353		0,00353	0,00588	0,00353		0,00353	0,00588
(10) Consommation spécifique	th/kWh	2,4		3,5	3,5	2,5		3,5	3,5
(11) Prix de combustible par kWh	DT/kWh	0,0085		0,0124	0,0206	0,0088		0,0124	0,0206
(12) Taux d'indisponibilité	%	15		20		15		20	
(13) Taux de consommation auxiliaire	%	5		1		5		1	
(14) Taux d'ajustement kW	%	124		126		124		126	
(15) Taux d'ajustement kWh	%	105		101		105		101	
(16) Frais unitaire ajusté:									
-- Frais par kW (7) x (14)	DT/kW	35,3		23,8		31,2		21,2	
-- Frais de combustible par kWh (11) x (15)	DT/kWh	0,0089		0,0125	0,0208	0,0092		0,0125	0,0208

Tableau 4-2 COMPARAISON DES FRAIS ANNUELS DE PRODUCTION

(DT)

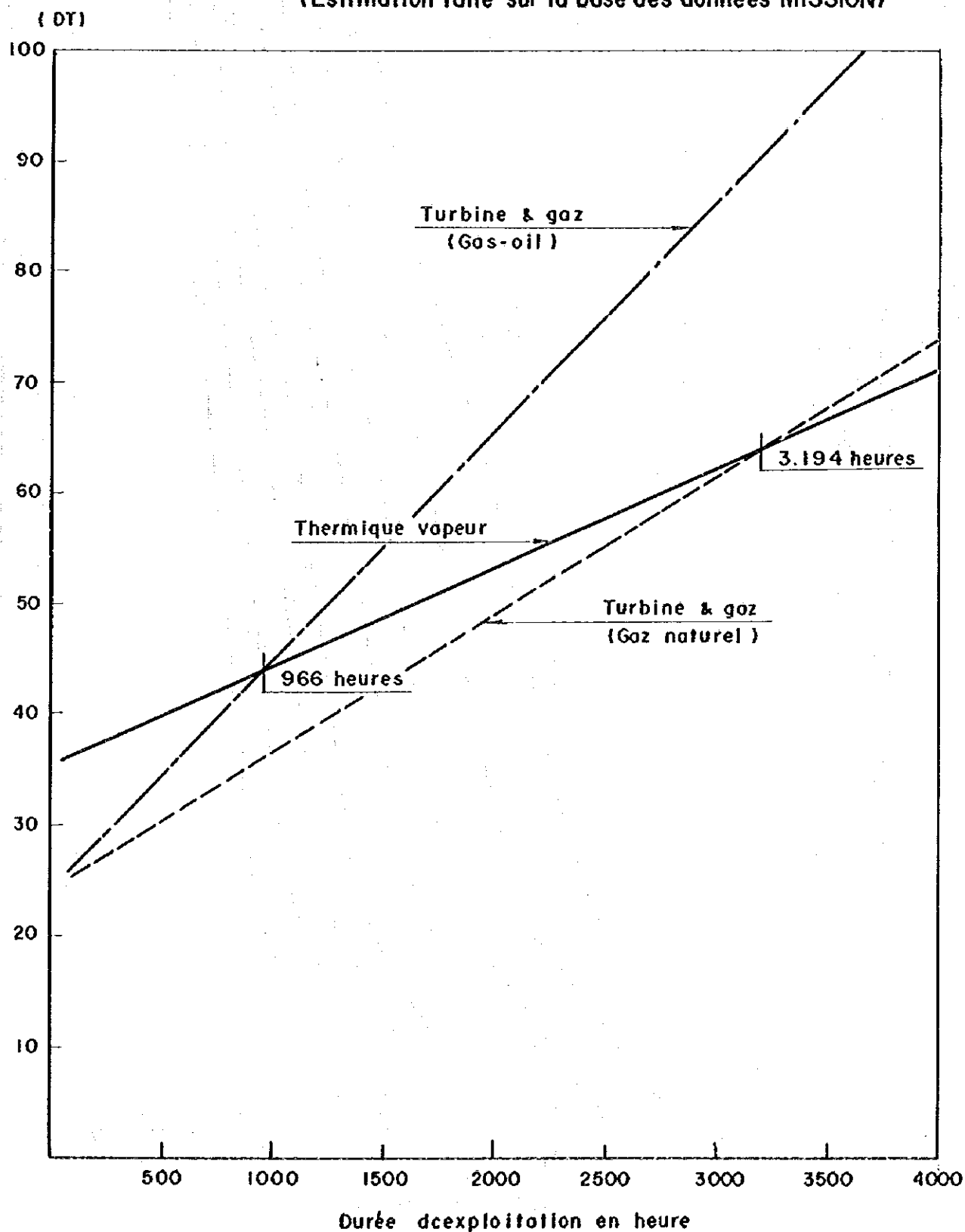
Désignation	Sur la base des données de JICA			Sur la base des données de la STEG		
	Thermique vapeur	Turbine à gaz		Thermique vapeur	Turbine à gaz	
		Gaz naturel	Gas-oil		Gaz naturel	Gas-oil
(1) Total des frais annuels par kW (Amortissement, exploitation et entretien)	35,3	23,8	23,8	31,2	21,2	21,2
(2) Frais de combustible:						
- Durée d'exploitation	0,9	1,3	2,1	0,9	1,3	2,1
500 heures	4,5	6,3	10,4	4,6	6,3	10,4
1000 heures	8,9	12,5	20,8	9,2	12,5	20,8
1500 heures	13,4	18,8	31,2	13,8	18,8	31,2
2000 heures	17,8	25,0	41,6	18,4	25,0	41,6
2500 heures	22,3	31,3	52,0	23,0	31,3	52,0
3000 heures	26,7	37,5	62,4	27,6	37,5	62,4
4000 heures	35,6	50,0	83,2	36,8	50,0	83,2
5000 heures	44,5	62,5	104,0	46,0	62,5	104,0
(3) Total des frais annuels						
- Durée d'exploitation	36,2	25,1	25,9	32,1	22,5	23,3
500 heures	39,8	30,1	34,2	35,8	27,5	31,6
1000 heures	44,2	36,3	44,6	40,4	33,7	42,0
1500 heures	48,7	42,6	55,0	45,0	40,0	52,4
2000 heures	53,1	48,8	65,4	49,6	46,2	62,8
2500 heures	57,6	55,1	75,8	54,2	52,5	73,2
3000 heures	62,0	61,3	86,2	58,8	58,7	83,6
4000 heures	70,9	73,8	107,0	68,0	71,2	104,4
5000 heures	79,8	86,3	130,8	77,2	83,7	125,2

**Graphique 4-1 COMPARAISON DES COÛTS ANNUELS DE PRODUCTION
PAR KW. (BORNE DE LA CENTRALE)
(Estimation faite sur la base des données STEG)**



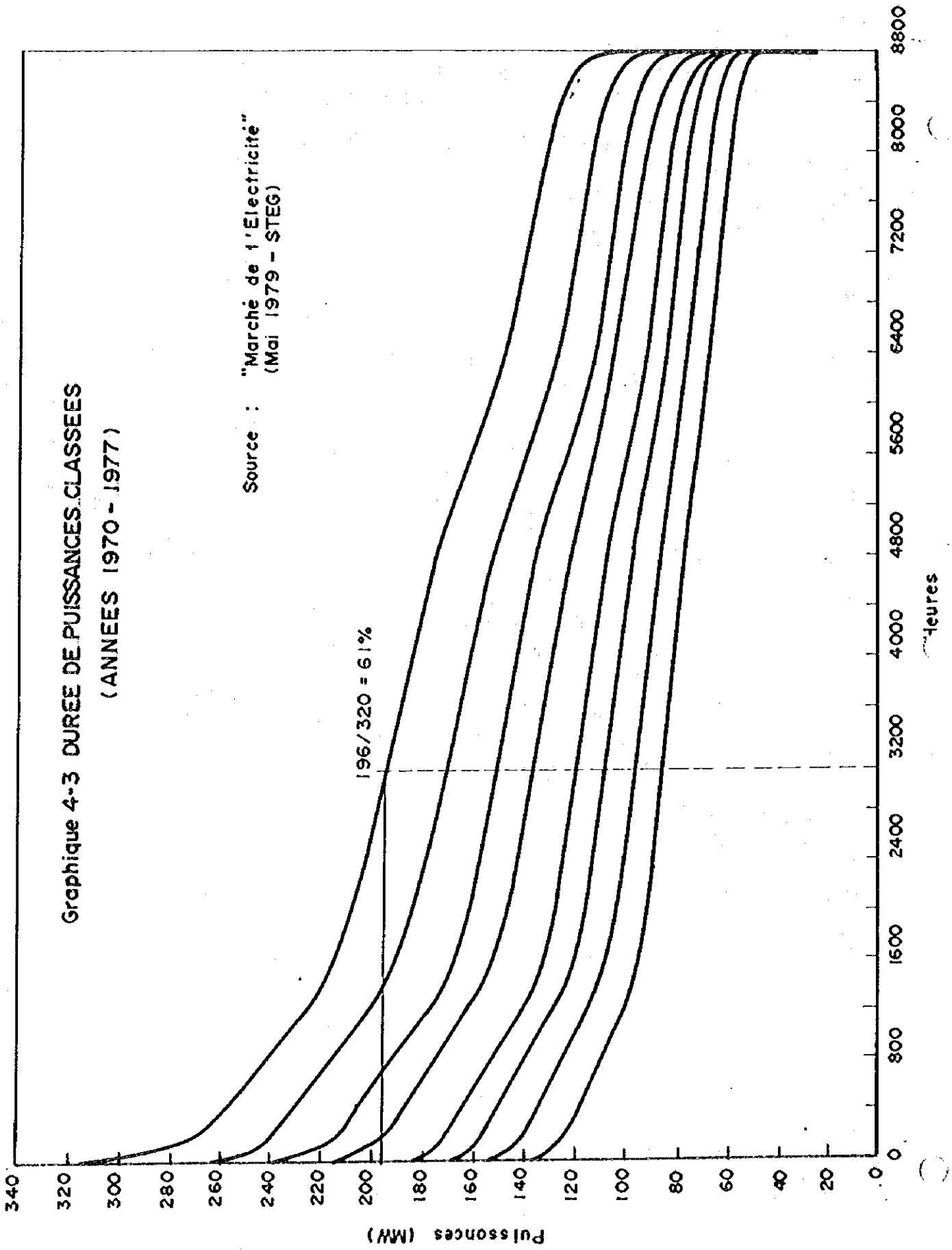
Graphique 4-2 COMPARAISON DES COUTS ANNUELS DE PRODUCTION
PAR KW (BORNE DE LA CENTRALE)

(Estimation faite sur la base des donnees MISSION)



Graphique 4-3 DUREE DE PUISSANCES CLASSEES
(ANNEES 1970 - 1977)

Source : "Marché de l'Electricité"
(Mai 1979 - STEG)



Compte tenu de la répartition ci-dessus et des critères normalement adoptés pour les puissances unitaires, on a établi le programme suivant pour les équipements en moyens de production.

- Installation de 5 unités de turbines à gaz de 22 à 25 MW chacune à l'horizon 1983-84
- Construction d'une centrale thermique de deux groupes de 150 MW chacun à l'horizon 1985-86

4.2 PROGRAMME D'INSTALLATION DES TURBINES A GAZ

4.2.1 Localisation

Comme le montre le paragraphe 4.1.2 ci-avant, les deux conditions suivantes constituent les paramètres importants pour la localisation des turbines à gaz:

- Le facteur le plus important est la disponibilité en gaz naturel. A ce sujet, on suppose que la première tranche du gazoduc algéro-tunisien sera mise en service à l'horizon 1982-83 pour alimenter les tronçons suivants:
 - Kasserine
 - Oum Khelil-Tajerouine
 - Enfidha-Sousse-Jemmal
 - Mohamedia-Tunis
 - Méllaoui-Gafsa
- L'état du réseau de transport constitue un autre paramètre important. Il y a lieu de chercher en effet les lieux d'implantation parmi des points faibles du réseau de sorte que l'installation des turbines à gaz puisse retarder la construction de nouvelles lignes de transport.

Ceux qui s'appliquent à la première condition seraient les agglomérations du Sud-Ouest du pays telles que Tajerouine, Kasserine et Méllaoui. Il est à noter d'ailleurs que la région du Sud-Ouest n'est pas dotée de moyens de production sauf une unité (22 MW) de turbine à gaz à Méllaoui, par rapport aux régions littorales où sont concentrées les centrales électriques. Et pour cela, installer les turbines à gaz dans cette région peut non seulement utiliser le gaz naturel, mais aussi remédier les situations déséquilibrées entre la production et la consommation. Toutefois, installer les turbines à gaz à chacun des trois centres de consommation n'est pas raisonnable tant au point de vue économique qu'au point de vue de l'exploitation et de l'entretien des centrales. Les ampleurs de la demande en pointe de ces trois centres sont les suivantes:

Agglomération	1983	1984	1986
Tajerouine	23 MW	25 MW	30 MW
Kasserine	21 MW	23 MW	28 MW
Méllaoui	48 MW	54 MW	68 MW

Si l'on tient compte de ces ampleurs des besoins en électricité et du tracé du gazoduc (tronçon Oum Khelil-Tajerouine est pour alimenter la cimenterie), il conviendrait d'installer 2 unités de

turbine à gaz à Méllaoui et encore 2 unités à Kasserine, ayant pour but de grouper Kasserine-Tajerouine.

D'autre part, au point de vue de l'état du réseau de transport, on sera amené à choisir deux agglomérations de Menzel Bourguiba et de Robbana. Toutefois, les conditions sont un peu différentes entre ces deux car la région de Bizerte-Menzel Bourguiba est alimentée par deux lignes à 90kV, l'une à partir de la centrale d'El Aroussia et l'autre à partir de Tunis Quest, et fait apparaître récemment un symptôme de saturation des besoins en électricité, alors que l'agglomération de Robbana n'est fournie que par une ligne à 150 kV à partir de Ghannouch et est dépourvue de moyens de production. Le fait que l'île de Jerba attire de nombreux touristes surtout étrangers et que l'agglomération de Medenine, chef-lieu du Gouvernorat, et d'autres centres de consommation sont fournis de Robbana par ligne à basse tension laisse supposer la nécessité d'y installer une unité de turbine à gaz comme secours pour parer à toute éventualité.

4.2.2 Programme d'équipement

La prévision du déficit en puissances garanties à l'horizon 1983-84 et les conditions locales sus-mentionnées nous ont conduit à établir le programme d'équipement en turbines à gaz comme suit:

Lieu d'implantation	Caractéristiques		Date de mise en service
	Turbine à gaz	Poste	
Robbana (Nouveau)	22-25 MW x 1	30 MVA x 1	Juillet 1983
		158/11 kV	Juin 1983
Méllaoui (Extension)	22-25 MW x 2	30 MVA x 2	Janvier 1984
		158/11 kV	Décembre 1983
Kasserine (Nouveau)	22-25 MW x 2	30 MVA x 2	Janvier 1984
		158/11 kV	Décembre 1983

4.2.3 Programme des travaux

Pour la centrale turbine à gaz la durée de construction sera de 24 mois pour une ou deux unités depuis la commande jusqu'à la mise en service. Pour un poste nouveau elle sera de 23 mois pour une ou deux travées, mais elle sera raccourcie de deux mois pour une extension de poste. Ces équipements se subdivisent en cinq phases suivantes:

(a) Phase études

les études commencent normalement quatre mois avant la commande et doivent être terminées trois mois avant le début du montage tant pour la turbine à gaz que pour le poste. Les études englobent entres autres les schémas unifilaires, les plans de filerie, etc.

(b) Phase fabrication à l'étranger

On pourrait estimer à une année la durée de fabrication du matériel électrique pour le poste. Dans le cas de la turbine à gaz, l'ensemble du matériel étant constitué de trois packages préfabriqués, la durée de fourniture pourra être moins longue. De toute façon, la durée de montage étant la même pour la turbine à gaz et pour le poste, les commandes des matériels doivent se faire une année avant le début de la phase transport. La fabrication de la charpente se fait en Tunisie en même temps que la fabrication du matériel à l'étranger mais demande beaucoup moins de temps. La charpente doit seulement être sur le site avant le début du montage.

(c) Phase Transport

La phase transport est estimée à une durée de trois mois, englobant le transport de l'étranger jusqu'au port tunisien, le dédouanement du matériel et son transport jusqu'au pied d'oeuvre. Le transport doit se terminer juste avant le début du montage.

(d) Phase génie civil

Le génie civil comprend les massifs de turbine, d'appareillage électrique, de charpente, de bâtiment de commande et de clôture, etc.

Pour une nouvelle centrale les travaux de génie civil dureront 10 mois quelque soit le nombre d'unités. Pour une extension la durée sera de cinq mois pour une ou deux unités.

Dans tous les cas les travaux de génie civil doivent être terminés au maximum deux mois après le début du montage.

(e) Phase montage et équipement électrique

La phase montage et équipement électrique est la dernière avant la mise en service d'une centrale. Elle englobe le réglage et montage de la charpente, l'installation de tout le matériel électrique et les essais. Pour une centrale nouvelle la durée de montage et d'équipement électrique sera de huit mois pour une ou deux unités, et pour une extension la durée de ces opérations sera de six mois.

En se basant sur les hypothèses ci-dessus, le programme des travaux pourra être dressé comme le montre le Graphique 4-4.

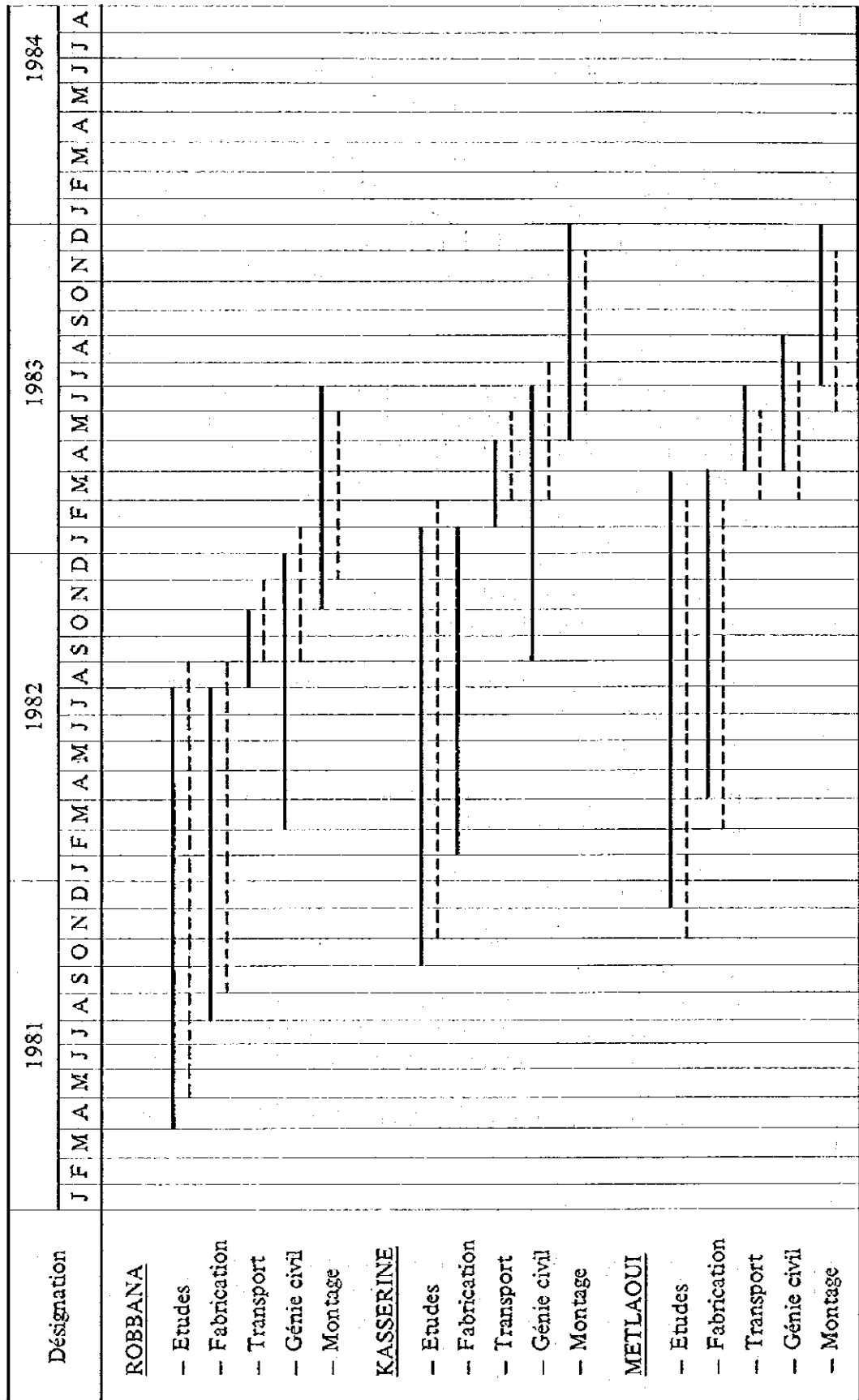
4.2.4 Coûts d'aménagements

Aux conditions économiques au début 1979 le coût unitaire par kW installé (coût direct) de la turbine à gaz est estimé à 124 dinars pour une taille de 76 MW au Japon, ou à 115 dinars pour une taille de 22 MW en Tunisie comme le montre le Tableau 4-1. Il est vrai que le prix dépend plus ou moins des conditions entre la demande et la fourniture qui varient d'ailleurs selon les pays. Compte tenu d'une taille à adopter dans le présent équipement on se

Graphique 4-4 PROGRAMME DES TRAVAUX (TURBINES A GAZ ET POSTES)

LEGENDE: TG

Poste



basera sur le coût unitaire estimé par la STEG.

Les dépenses rétrospectives pour l'équipement en turbine à gaz (Tunis Sud, Bouchemma, Sfax, Menzel Bourguiba, Korba, Méllaoui, etc.) montrent que des coûts totaux d'aménagements environ 94% ont été destinés à l'achat du matériel électro-mécanique (en devises) et le reste aux travaux de génie civil (en monnaie domestique).

Si l'on estime les contingences à 7% pour le matériel et à 10% pour le génie civil et encore les frais d'administration à 2.5% des coûts directs, les coûts totaux d'aménagements seront estimés à 13.910 milliers de dinars dont 12.740 dinars en devises et 1.170 milliers de dinars en monnaie domestique, comme le montre le Tableau 4-3.

Tableau 4-3 COÛTS D'AMENAGEMENTS DU PROGRAMME DES TURBINES A GAZ

(1.000 dinars)

Désignation	Coûts directs				Total	Adminis- tration	Grand total
	Matériel	Génie civil	Sous- total	Contin- geances			
<u>Robbana</u>							
22 MW x 1	2.380	150	2.530	200	2.730	70	2.800
<u>Kasserine</u>							
22 MW x 2	4.760	300	5.060	360	5.420	135	5.555
<u>Méllaoui</u>							
22 MW x 2	4.760	300	5.060	360	5.420	135	5.555
Total	11.900	750	12.650	920	13.570	340	13.910
En devises	11.900			840	12.740		12.740
En dinars		750		80	830	340	1.170

Note: Les intérêts intercalaires et le taxe ne sont pas inclus.

4.3 PROGRAMME DE CONSTRUCTION DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

4.3.1 Conditions essentielles pour le choix du site

(1) Conditions physiques

Le site d'implantation de la centrale thermique doit être choisi en se basant sur un jugement global qui tient compte des conditions suivantes:

- a) Etre proche d'un centre de consommation d'électricité

- b) Se situer à une place favorable pour stabiliser le réseau de transport
 - c) Etre exempté de risques d'inondations
 - d) Avoir une superficie suffisante du terrain qui présente d'ailleurs une forme convenable pour la localisation des ouvrages
 - e) Etre d'un terrain facile à acquérir, présentant une condition topographique favorable pour le départ de la ligne de transport
 - f) Avoir une bonne condition géologique
 - g) Etre convenable à l'approvisionnement en combustible
 - h) Etre convenable à l'approvisionnement en eau brute
 - i) Etre convenable à obtenir l'eau de refroidissement
 - j) Etre convenable pour transporter le matériel par camion ou par voie ferrée à partir d'un port de débarquement
 - k) Pouvoir se passer de donner de mauvaises influences aux conditions de la vie des habitants dans les environs du site
 - l) Etre convenable à l'approvisionnement en matériaux de construction et en main-d'oeuvre locale
- (2) Condition sur l'étude

La nouvelle centrale thermique doit être dessinée de façon qu'elle puisse fonctionner tant au gaz naturel qu'au fuel-lourd.

4.3.2 Conditions physiques des trois sites proposés

(A) SITE DE RADES

(1) Conditions d'implantation

(a) Aperçu général

Le site de Rades se situe à environ 10 km à l'est de la ville de Tunis. Le terrain, inséré entre le Golfe de Tunis et le lac intérieur, s'étend du nord au sud avec la cote de 1 à 2 mètres. Il est couvert des herbes mais on n'y trouve pas d'arbres. Le canal de pêcheur de 30 mètres de large qui délimite l'extrémité sud du site assure la liaison entre la mer et le lac. Au milieu du site se trouve un pylône de ligne de transport à 150 kV.

(b) Superficie

Le site a une superficie d'environ 270.000 mètres carrés dont 110.000 mètres carrés doivent être aménagés par remblai. C'est un terrain public et les autorités compétentes sont déjà d'accord de son utilisation pour la construction de la centrale thermique. La superficie du terrain permettra l'installation de 4 groupes thermiques de 150 MW chacun jusqu'à l'ultime phase.

(c) Topographie et accès

Le terrain est tout plat et constitué de terre sableuse. Il est remblayé d'un mètre environ d'épaisseur pour sa majeure partie, et le reste du terrain non remblayé présente un aspect humide et marécageux. Par conséquent l'aménagement du terrain par remblai d'un ou deux mètres doit être exécuté.

La voie ferrée et la route qui longent le site donnent une condition favorable au transport au site du matériel et des matériaux de construction.

La plage est calme et propre, se courbant doucement du nord à l'est. La mer est peu profonde et la pente du fond est d'environ 1/100 jusqu'à une profondeur de moins 3 mètres, et de-là d'environ 1/500 à 1/700, ce qui nécessite une étude minutieuse sur le choix de l'emplacement de la prise d'eau.

Après le départ de la centrale la ligne de transport sera obligé de suivre un tracé plus ou moins compliqué, étant donné que le site se situe en face de la voie ferrée et la route nationale, et tout près du port de Tunis-Goulette. D'ailleurs près du site se trouvent les lignes de transport à 150 kV et à 90 kV. A cause de ces conditions on sera obligé de retirer la ligne 150 kV existante qui passe entre le site et le poste de Goulette, pour la remplacer par une nouvelle ligne à 225 kV qui sortira de la nouvelle centrale thermique.

(d) Géologie

D'après le géologue de la STEG, le sol du site serait de caractéristiques presque pareilles à celles de Goulette II, présentant une couverture argilo-sableuse jusqu'à une profondeur de 30 à 60 mètres. Ceci nécessiterait le battage des pieux de béton ou métalliques pour les fondations des ouvrages car il est difficile de les appuyer sur le substratum rocheux.

(e) Météorologies terrestre et maritime

Les vents dominants sont du secteur Ouest en hiver et du secteur Est en été. La vitesse de vents est de 17 mètres par seconde au maximum et la précipitation maximum annuelle est de 806 mm en 1968. Les hauteurs des vagues sont de 30 centimètres au maximum et de 24 centimètres en moyenne. Toutefois, d'après l'annuaire de l'Office des Ports Nationaux, les dénivellations du plan d'eau atteignent exceptionnellement 60 centimètres en cas de tempête ou de forte baisse barométrique de vents de la partie Sud. Au port de Tunis-Goulette les dénivellations sont

de 30 centimètres.

La direction du courant d'eau n'a pu être précisée. Avant de procéder aux études détaillées il est à effectuer les mesures périodiques du courant d'eau pour avoir la localisation définitive de la prise d'eau.

L'étude de la prise d'eau doit tenir en compte des dispositions à prendre pour des faunes et herbiers.

(f) Circuit de l'eau de refroidissement

La prise d'eau est localisée au coin nord-est du site pour les raisons suivantes:

Une carte marine établie par l'Office des Ports Nationaux constate que la mer devant le canal de pêche est beaucoup moins profonde que la mer devant le coin nord-est du site. Ceci laisse supposer que le courant d'eau s'écoulerait du nord au sud.

L'implantation de la prise d'eau à côté du canal de pêche obligerait un dragage important du fond de mer.

Même lorsque l'eau du canal s'écoule du lac à la mer, l'eau chaude jetée de la centrale dans le canal ne retournerait plus à la prise d'eau, si celle-ci est implantée au coin nord-est du site.

Comme prévention des algues, des méduses et des ordures, le plafond de la prise d'eau se situe au niveau moins un mètre sous le plan d'eau, et la prise d'eau sera munie des grillages, des trommels et des grilles de filet.

Dans la phase des études détaillées, il y a lieu d'étudier un moyen de prévention des sables mouvants et des sables flottants. La réalisation du bassin de tranquillisation en serait l'exemple.

Après le remblai d'une partie du lac intérieur envisagé dans le plan d'extension du port de Tunis-Goulette, le parcours entre le rejet d'eau et l'embouchure au lac sera prolongé à environ 1.800 mètres. Cependant, même dans ce cas on ne peut s'attendre à une baisse importante de la température d'eau jetée de la centrale. En conséquence, un changement défavorable du milieu naturel en particulier pour la zone de pêche est à craindre.

En ce qui concerne l'eau brute pour alimenter la centrale, son approvisionnement ne présente aucun problème.

(g) Combustible

L'alimentation en gaz naturel de la région de Tunis est prévue pour l'horizon 1981-82. Par conséquent la nouvelle centrale thermique pourra fonctionner au gaz naturel dès le début de son exploitation. Dans la présente étude un poste de détente est envisagé dans le parc pour alimenter directement la chaudière.

En ce qui concerne le fuel-lourd, deux réservoirs d'un volume total de 30.000 tonnes sont envisagés pour la consommation de 20 jours, en considérant une consommation spécifique d'environ 80 tonnes à l'heure. Après l'achèvement du plan d'extension du port de Tunis-Goulette, le fuel-lourd sera transporté par canalisations du port à la centrale.

(h) Considération sur l'environnement

Les influences exercées par centrale thermique sur l'environnement se divisent en quatre catégories, soit pollution atmosphérique, eau chaude jetée, eau mélangée d'huiles grasses et bruits.

- Pollution atmosphérique

Il est envisagé d'exploiter la nouvelle centrale au gaz naturel en principe et au fuel lourd en cas d'éventualité. Quoique la combustion du gaz naturel produise l'oxyde d'azote, la quantité produite est très faible pour causer un problème d'environnement.

D'autre part, la combustion du fuel-lourd cause une pollution atmosphérique par oxyde sulfureux. Lorsque la nouvelle centrale fonctionne au fuel-lourd, la pollution atmosphérique deviendrait assez importante car elle est aggravée davantage par l'exploitation de la centrale de Goulette II. Toutefois, tant que son exploitation est limitée à un court temps, une pollution importante n'aura pas lieu.

- Eau chaude jetée

Comme on ne peut s'attendre à une baisse importante de l'eau chaude jetée de la centrale dans le lac intérieur, un changement défavorable du milieu naturel surtout pour la zone de pêche est à craindre. Pour détecter la limite de la zone affectée il faut faire appel à l'essai sur modèle réduit.

- Eaux mélangées d'huiles grasses

Les eaux mélangées d'huiles grasses proviennent de la cheminée et des échangeurs d'air lors de leurs nettoyages, ainsi que des égouts du bâtiment principal, du poste de déminéralisation et de l'aire de stockage des combustibles.

Si la centrale fonctionne au gaz naturel, les nettoyages de la cheminée et des échangeurs d'air ne sont pas nécessaires.

Pour les eaux évacuées du poste de déminéralisation le traitement sera fait par ajustement de PH, et pour les eaux évacuées des égouts du bâtiment principal et de l'aire de stockage des combustibles il convient d'installer un réservoir de séparation des huiles.

- **Bruits**

Il y a deux catégories de bruits; bruits continus et bruits irréguliers. Les premières proviennent des pompes d'alimentation de la chaudière, du ventilateur de tirage forcé, du compresseurs d'air, des pompes de circulation d'eau et des transformateurs, etc. Le problème de ces bruits continus peut être résolu en renfermant ces matériels dans le bâtiment principal ou en utilisant des matériels moins bruyants.

Pour les bruits irréguliers soit les souffles des soupapes de sécurité on peut remédier le problème en installant les silencieux ou en tournant les soupapes vers la mer.

- (i) **Condition de la production-consommation d'électricité**

A l'horizon 1986, la pointe appelée dans la région de Tunis atteindra environ 290 MW par rapport à une puissance garantie de 176 MW soit un déficit de l'ordre de 110 MW si la nouvelle centrale n'est pas construite dans cette région. D'ailleurs, il est prévu que la demande évoluera de 30 à 40 MW chaque année. La région de Tunis sera donc très déficitaire en production d'électricité.

- (2) **Problèmes à résoudre**

- (a) **Prévention des apports de sable et d'algues devant la prise d'eau**
- (b) **Incidents de l'eau chaude jetée de la centrale dans le lac intérieur.**

(B) SITE DE BIZERTE

- (1) **Conditions d'implantation**

- (a) **Aperçu général**

Le site de Bizerte se situe à environ 2 km au sud-est du centre de la ville de Bizerte, et le terrain s'étend sur une distance d'environ 800 mètres vers le sud-est depuis la jetée pour pétroliers, avec environ 300 mètres de large.

La route nationale qui sort de Tunis passe à côté du site, et en face de cette route se trouve la raffinerie STIR.

Sur la jetée pour pétroliers s'installent les canalisations de cette raffinerie. Le long de la jetée est installée une conduite de rejet souterraine pour évacuer l'eau dans la mer.

(b) Superficie

Le site a une superficie d'environ 265.000 mètres carrés dont 50.000 mètres carrés doivent être aménagés par remblai. C'est un terrain public et son acquisition ne poserait pas un problème. Cette superficie permettra l'installation de 4 groupes thermiques de 150 MW chacun jusqu'à l'ultime phase.

(c) Topographie et accès

Le terrain est tout plat et s'étend à la cote de 1 à 2 mètres. L'extrémité de plage qui s'allonge à environ 50 mètres de la mer est comblée de sables poussés par les vagues. On y trouve des herbes et arbustes. La plage se courbe doucement en arc vers l'ouest. La pente du fond de mer devant le site est d'environ 1/60.

L'accès au site est très bon parce que le site se trouve à côté de la route nationale et tout près du port de Bizerte.

L'approvisionnement en produits pétroliers peut se faire très facilement en utilisant les installations de la raffinerie STIR.

Topographiquement, il n'y a aucune condition limitative pour le départ de la ligne de transport.

(d) Géologie

Le terrain est sableux et ne présente aucun aspect d'humidité. Les montagnes derrière laissent supposer la présence du substratum rocheux à une profondeur moins importante que celle du site de Rades. Le fond de mer est sableux. Sur une carte topographique maritime, on trouve un entassement des sables mouvants à un endroit peu profond près de la jetée pour pétroliers.

(e) Météorologies terrestre et maritime

D'après l'annuaire de l'Office des Ports Nationaux, les vents dominants sont Ouest à Nord-Ouest en hiver et Sud-Est à Nord-Est en été. Les vents de Sud-Est et de Nord-Ouest atteignent fréquemment la force 7 de l'échelle Beaufort (de 13,9 à 17,2 m/s). La précipitation annuelle est de 990 mm en 1978.

Les vents de Nord-Est soulèvent une forte houle dans la baie de Bizerte. Les dénivellations de la mer atteignent 1 mètre et plus par mauvais temps.

La direction du courant n'a pu être précisée.

(f) Circuit de l'eau de refroidissement

Les emplacements de la prise d'eau et du rejet d'eau sont respectivement envisagés à un endroit profond dans l'avant-port et sur le rivage juste en face du site. L'avant-port dragué jusqu'à une profondeur de 10 mètres permet d'installer la prise d'eau profonde. L'eau de refroidissement sera conduite par les blindages d'acier. L'emplacement de cet ouvrage a été choisi de façon à ne pas donner d'empêchements à l'accostage et au mouillage des pétroliers à la jetée.

Quant au rejet d'eau, quelque soit son emplacement sur le rivage, une récirculation de l'eau chaude jetée n'aura pas lieu.

L'eau brute pour l'alimentation de la centrale ne serait pas disponible jusqu'à l'achèvement du barrage de Joumine prévu pour l'année 1986.

(g) Combustible

Il est supposé que l'alimentation en gaz algérien en région de Bizerte-Menzel Bourguiba ne serait réalisée qu'au-delà de 1986.

L'approvisionnement en fuel-lourd pourrait se faire directement par canalisations de la raffinerie STIR qui se trouve juste à l'autre côté de la route nationale qui longe le site. Par conséquent il ne sera pas nécessaire d'installer les réservoirs de fuel-lourd et de fuel-léger dans le parc de la centrale. Toutefois, compte tenu de toute éventualité la présente étude a projeté d'installer deux réservoirs de stockage d'un volume total de 30.000 tonnes pour la consommation de 20 jours comme dans le cas de la solution Rades.

(h) Considérations sur l'environnement

• Pollution atmosphérique

Si la centrale doit être construite sur ce site et qu'elle doit fonctionner au fuel-lourd, une pollution atmosphérique est à craindre.

• Eau chaude jetée

L'eau chaude jetée de la centrale ne présente aucun problème d'environnement.

• Eaux mélangées d'huiles grasses

Par l'installation d'un réservoir de séparation des huiles on peut éviter la pollution.

• Bruits

Le problème de bruits peut être résolu en prenant les mêmes dispositions que celles du cas de Rades.

(i) Condition de la production-consommation d'électricité

A l'horizon 1986, la pointe appelée dans la région de Bizerte-Menzel Bourguiba atteindra 90 MW environ par rapport à une puissance garantie de 49 MW. Cet ordre de déficit en puissance n'est pas très grand en comparaison avec celui de la région de Tunis.

(2) Problèmes à résoudre

- (a) Obtention de l'autorisation de la raffinerie STIR sur l'exécution des travaux sous sol pour traverser la jetée pour pétroliers
- (b) Indisponibilité en eau brute jusqu'à l'achèvement du barrage de Joumine
- (c) Non alimentation de la région en gaz naturel

(C) SITE DE SFAX

(1) Conditions d'implantation

(a) Aperçu général

Le site de Sfax se situe à environ 1 km au sud-est du centre de la ville de Sfax. Le terrain du site est couvert de déchets (gypse) jetés par l'usine NPK. Ces déchets, entassés sur la terre limoneuse depuis la création de l'usine, atteignent maintenant une épaisseur de 4 à 5 mètres. Si la centrale doit être construite sur ce terrain, ces déchets doivent être évacués et l'usine NPK devra trouver ailleurs un autre lieu de rejet.

(b) Superficie

Le site a une superficie d'environ 270.000 mètres carrés. C'est un terrain public et compris dans la zone industrielle envisagée par le gouvernorat. Pour cela l'acquisition du terrain pour la construction d'une nouvelle centrale est toute facile. La superficie du terrain permettra d'installer 4 groupes de 150 MW chacun jusqu'à l'ultime phase.

(c) Topographie et accès

Le lieu de déchets est d'une forme rectangulaire (750 x 350 m), formé par l'entassement de gypse sur l'ancien fond de mer de moins 50 à 80 cm. Cette couverture en gypse montre d'innombrables fissures en son état sec. Elle sera sujette à un état limoneux avec de l'eau.

La mer est très peu profonde avec une pente du fond d'environ 1/800.

L'accès au site est très facile parce qu'il se trouve tout près du port de Sfax et de la voie de garage de chemin de fer. Toutefois, le transport au site du matériel lourd aura quelques difficultés dans la zone adjacente au site où des usines et des maisons privées sont très comblées.

Après le départ de la centrale la ligne de transport sera obligée de passer le long de la mer pour éviter la zone comblée des usines et des maisons privées. Ceci conduit à l'augmentation des coûts de fondations des pylônes.

(d) Géologie

Les dépouillements des caractéristiques du gypse entassé n'entrent pas dans la présente étude car il doit être évacué lors de construction de la centrale. Le problème est de savoir les conditions géologiques de l'ancien fond de mer. Des circonstances d'alentours laissent supposer un substratum rocheux très profond.

(e) Météorologies terrestre et maritime

Les vents dominants sont Est-Nord-Est en été et Ouest-Nord-Ouest en hiver.

Les marées sont régulières. En période de "Vives eaux" l'amplitude moyenne est de 1m 20, et en période de "Mortes eaux" elle est de 0m,40. Ceci provoque des courants de flot orientés Nord-Est en période de "Vives eaux" et Sud-Ouest en période de "Mortes eaux". A l'entrée du chenal, le courant peut atteindre la vitesse de deux noeuds.

(f) Circuit de l'eau de refroidissement

Planter la prise d'eau sur le rivage devant le site n'est pas raisonnable parce que la mer est très peu profonde. Cette implantation nécessitera un dragage important. De ce fait, dans la présente étude la prise d'eau est envisagée sous le quai juste à côté de l'usine de NPK.

Le rejet d'eau est envisagé sur le rivage en face du site. Quelque soit son emplacement, une récirculation de l'eau chaude jetée n'aura pas lieu.

Quant à l'eau brute pour l'alimentation de la centrale, il n'y a aucun problème pour son approvisionnement.

(g) Combustible

Comme dans le cas du site de Bizerte, l'alimentation du gaz algérien ne serait réalisée qu'au-delà de 1986. Toutefois, le fuel-lourd pourra être fourni facilement parce que le port est tout près. Deux réservoirs de fuel-lourd d'un volume total de 30.000 tonnes sont envisagés.

(h) Considérations sur l'environnement

Des influences exercées sur l'environnement par l'implantation de la centrale thermique sont mêmes que celles prévues au site de Bizerte.

(i) Condition de la production-consommation d'électricité

A l'horizon 1986, la pointe appelée dans cette région atteindra 100 MW environ par rapport à une puissance garantie de 44 MW, de là un déficit de 56 MW.

Même s'il est possible de faire face pour le moment à cette situation par renforcement du réseau de transport, le fait que le ville de Sfax se situe assez loin tant de Sousse que de Gabés nécessitera la construction d'une nouvelle centrale dans un proche avenir au-delà de 1987.

(2) Problèmes à résoudre

(a) Nécessité de trouver un autre lieu de rejet (gypse) qui causerait un prolongement de la durée de construction.

(b) Entretien et la garde de la prise d'eau située loin de la centrale.

4.3.3 Site optimum pour la nouvelle centrale thermique

Tout ce qui précède permettra les jugements suivants en ce qui concerne les adaptabilités des trois sites proposés de Rades, Bizerte et Sfax:

(1) Site de Rades

Le site de Rades est doté de deux conditions très favorables; la disponibilité en gaz naturel dans un très proche avenir et la proximité du gros centre de consommation d'électricité. L'implantation de la nouvelle centrale thermique au site de Rades est la plus souhaitable au point de vue de l'exploitation économique du réseau parce qu'elle entraîne les moindres pertes de transport.

Quoi qu'on puisse signaler la localisation relativement profonde du substratum, d'autres aspects semblent satisfaire entièrement les conditions indispensables pour site d'implantation de la centrale thermique.

De tout ce qui précède on est amené à conclure que le site de Rades serait le meilleur parmi les trois.

(2) Site de Bizerte

Le site de Bizerte a deux désavantages, c'est-à-dire, l'indisponibilité en gaz naturel et une difficulté d'approvisionnement en eau brute pour l'alimentation de la centrale durant les premières années de son exploitation.

Toutefois, les conditions topographiques et géologiques sont très favorables.

Par conséquent on peut conclure que ce site est aussi recommandable pour l'implantation d'une future centrale thermique.

(3) Site de Sfax

Le site de Sfax a beaucoup d'inconvénients, soit mauvaises conditions topographiques et géologiques, difficulté sur le premier tronçon de la ligne de transport, pertes importantes de transport, difficulté sur le choix de l'emplacement de la prise d'eau (l'implantation de la prise d'eau au bout de la jetée envisagée dans le plan d'extension du port de Sfax oblige de construire la conduite de prise très longue), etc.

Seulement, l'accès facile au site peut satisfaire une des conditions requises.

Les conditions défavorables ci-dessus obligent à juger que ce site ne convient pas comme lieu d'implantation de la centrale thermique.

Cependant, si l'on tient compte du fait que Sfax est une des plus grandes villes en Tunisie avec consommation d'électricité rapidement croissante, il faudrait sérieusement considérer l'implantation d'une nouvelle centrale thermique au-delà de 1987. Dans ce sens, comme nouveau site à cet horizon, il y aura lieu de remarquer Sidi Mansour qui se situe à une dizaine de km au nord-est de Sfax et où est envisagée l'installation d'une station de compression du gaz naturel. Ce site pose toutefois le problème de l'alimentation en fuel-lourd.

4.3.4 Comparaison des trois sites au point de vue de l'exploitation du réseau

Afin de savoir des points faibles à renforcer sur le réseau pour la période 1982-86 et pour essayer une étude comparative des trois sites proposés du point de vue de l'exploitation du réseau, les analyses ont été effectuées sur l'écoulement du courant et sur la stabilité transitoire pour les années 1982 et 1986.

Quoi que les lignes interconnectées avec le réseau algérien soient couplées durant les heures de pointe, les calculs ci-dessus ont été effectués à condition que ces lignes interconnectées étaient déclenchées. C'est pour confirmer l'état du réseau de transport dans les conditions les plus sévères.

(1) Analyses du réseau à l'horizon 1982

En se basant sur les données de base fournies par la STEG, les analyses ont été faites tout d'abord pour l'année 1982, la première année du prochain plan quinquennal.

Les résultats de calculs (capacité de transmission, écoulement du courant et réglage de tensions) sont donnés en annexe.

A partir des résultats de calculs sur l'écoulement du courant et sur la stabilité transitoire, on peut conclure qu'aucun renforcement supplémentaire que celui en cours ou en projet ne serait nécessaire à cet horizon.

Toutefois, en ce qui concerne les moyens de production réactive il faut noter ce qui suit:

- Les calculs ont été faits à condition que toutes les turbines à gaz brûlant le gas-oil se sont arrêtées pour la raison de l'économie, et les résultats ont fait apparaître quelques

chutes de tension aux bouts du réseau, soit au poste de Menzel Bourguiba pour la région du Nord et aux postes de Sfax et Méttlaoui pour la région du Sud.

- Si les moyens de production réactive sont à installer à Méttlaoui pour l'ensemble de la région du Sud, les capacités de ces moyens de production réactive sont de 30 MW environ au poste de Menzel Bourguiba et de 26 MW environ au poste de Méttlaoui.
- Ce qui précède ne signifie pas, toutefois, qu'il faut installer immédiatement ces moyens de production réactive à ces postes, parce que ces calculs ont été effectués à condition que les turbines à gaz se sont arrêtées même pendant les heures de pointe. Si ces turbines fonctionnent durant ces heures critiques, les chutes de tension peuvent être largement remédiées.

De toute façon, pour le réglage de tensions du réseau de transport une règle raisonnable doit être établie en se basant sur une considération économique et pratique.

(2) Analyses du réseau à l'horizon 1986

Le site de Sfax étant exclu des sites à retenir pour la nouvelle centrale thermique, comme le montre le paragraphe 4.3.3, les analyses du réseau pour l'année 1986 ont été effectuées seulement pour les deux solutions de Rades et Bizerte, pour faire apparaître des points faibles du réseau qui doivent être renforcés jusqu'à 1986. Les résultats d'analyses sont les suivants:

(a) Solution Rades

L'énergie produite de la centrale sera transportée par deux lignes 225 kV, l'une de Rades à Naassen et l'autre de Rades à M'Nihla. D'ailleurs, la ligne 150 kV existante de Goulette-Hammamet sera raccordée au poste de Rades.

Le poste 90 kV en cours d'étude (Tunis Centre) n'a pas été pris en compte dans les présents calculs. Toutefois, ceci n'affecte pas beaucoup la comparaison entre deux solutions de Rades et Bizerte.

Les calculs constatent que le courant passé le transformateur 225/90 kV du poste de M'Nihla est de $190,0 \text{ MW} + j87,7 \text{ Mvar} = 212 \text{ MVA}$ par rapport à la capacité nominale de ce transformateur de 200 MVA, et que le courant passé le transformateur du poste de Naassen est de $174,5 \text{ MW} + j83,9 \text{ Mvar} = 194 \text{ MVA}$ soit 97% de la capacité nominale de son transformateur de 200 MVA. Par conséquent il serait nécessaire d'installer en supplément deux transformateurs de 100 MVA chacun, l'un au poste de M'Nihla et l'autre au poste de Naassen.

Quoi que le réseau 90 kV entre Tunis et Bizerte ne fasse pas l'objet de la présente étude, celle-ci peut faire remarquer ce qui suit:

- A l'horizon 1986, l'énergie transitée sur la ligne 90 kV entre M'Nihla et Menzel Bourguiba sera d'une puissance d'environ 51 MW, ce qui signifie qu'au point de vue physico-thermique du conducteur de la ligne aucun renforcement n'est

nécessaire jusqu'à cet horizon. Cependant, le fait que la région Bizerte-Menzel Bourguiba n'est alimentée que par deux lignes 90 kV ne pourrait éviter un problème ennuyeux lors d'un accident d'une ligne de transport. Pour assurer la fiabilité du réseau, l'implantation supplémentaire d'une ligne 90 kV ou plus est recommandable.

- Les présents calculs supposent que la demande dans le banlieue nord sera fournie par la centrale de Goulette II et par la ligne 90 kV. Toutefois, il y aura lieu d'étudier la fourniture directe par boucle 225 kV (section Rades-M'Nihla).

Les pertes de transport globales sont de 17 MW en puissance active et de 113 Mvar en puissance réactive. Les calculs constatent également que le réseau sera stable même en cas de défauts triphasés à proximité de la centrale de Rades.

(b) Solution Bizerte

L'énergie produite de la centrale sera transportée par 2 lignes 225 kV à simple terre de Bizerte à M'Nihla et par la ligne 90 kV de la centrale à la cimenterie de Bizerte.

Les calculs précisent que le courant passé le transformateur 225/90 kV du poste de M'Nihla est de $194,5 \text{ MW} + j95,4 \text{ Mvar} = 216,6 \text{ MVA}$ soit 108% de la capacité nominale de son transformateur de 200 MVA, ce qui veut dire qu'il est nécessaire d'installer en supplément un transformateur de 100 MVA.

Comme la ligne 90 kV à simple terre est construite entre la centrale et la cimenterie de Bizerte, le renforcement de la ligne Bizerte-Menzel Bourguiba n'est pas nécessaire. Les pertes de transport pour l'ensemble du système sont de 17 MW en puissance active et de 126 Mvar en puissance réactive. Ces pertes sont plus importantes que celles de la solution Rades.

Les calculs constatent que le réseau sera stable même dans les conditions les plus sévères de deux défauts triphasés, l'un à proximité de la centrale de Bizerte et l'autre sur la ligne 225 kV entre M'Nihla et Naassen. Par conséquent l'augmentation d'un terre 225 kV entre M'Nihla et Naassen n'est pas nécessaire à l'horizon 1986.

(c) Comparaison entre deux solutions au point de vue de l'exploitation du réseau

Les analyses sur l'écoulement du courant constatent que les pertes de transport de la solution Rades sont moins importantes que celles de la solution Bizerte. D'autre part, les analyses sur la stabilité transitoire précisent que chacune des deux solutions peut assurer la stabilité du réseau. Par conséquent, au point de vue de l'exploitation du réseau la solution Rades est mieux que la solution Bizerte.

(d) Renforcements des postes 90 kV et ajournement de l'implantation d'une nouvelle ligne entre Sousse et Sfax

Il est prévu que le réseau sera aménagé assez bien jusqu'à l'horizon 1982. Toutefois, pour faire face à l'augmentation rapide des besoins futurs en électricité, il est

nécessaire d'ajouter des transformateurs aux postes 90 kV suivants au cours des années 1982-86 (l'étude de ce programme est en cours à la STEG):

- Poste de Jendouba
- Poste de Kasserine
- Poste de Ghannouch
- Poste de Sfax

Par ailleurs, l'installation d'un moyen de production réactive serait nécessaire au poste de Menzel Bourguiba. Le programme de cet équipement devrait être établi compte tenu de l'exploitation pratique.

Jusqu'à présent, il a été supposé que la ligne 150 kV entre M'Saken et Sfax devrait être renforcée vers l'horizon 1986 pour faire face à l'augmentation de la pointe appelée dans la région de Sfax. Cependant, l'installation des turbines à gaz à Kasserine et à Méllaoui à l'horizon 1983-84 a pour effet d'amplifier l'écoulement du courant qui passe par le poste de Maknassy de l'ouest à l'est. Il en résulte que la puissance transitée sur la ligne M'Saken-Sfax peut demeurer au niveau de 70 MW environ à l'horizon 1986 même en cas de l'arrêt total des turbines à gaz de Sfax durant les heures de pointe. Ceci a pour effet de retarder de quelques années la construction d'une nouvelle ligne entre Sousse et Sfax.

Il est à noter d'ailleurs que, comme disposition à prendre pour le réglage de tension dans la région de Sfax il convient de fonctionner les turbines à gaz de Sfax durant les heures de pointe, et que l'implantation de la ligne 225 kV entre Sousse et Sfax n'est pas si efficace pour le réglage de tension.

4.3.5 Programme des travaux

(1) Calendrier global

Le programme des travaux montré dans le Graphique 4-5 fait remarquer de principaux événements depuis la soumission du présent rapport jusqu'à la mise en service de la nouvelle centrale thermique. Il comprend entre autres la passation d'un accord de financement et l'établissement de la Lettre de Crédit en faveur de l'ingénieur-conseil.

La durée de temps nécessaire pour l'établissement des documents d'appel d'offres (études détaillées, dessins et prescriptions techniques, etc.) est estimée à huit mois et la durée de temps pour la soumission des offres par des constructeurs à trois mois.

L'établissement des Lettres de Crédit en faveur des constructeurs doit se faire dans 24 mois après la soumission du présent rapport. La durée de construction est estimée à 40 mois après le démarrage des travaux préparatoires.

(2) Programme des travaux

Le premier groupe 150 MW sera mis en service dans 40 mois après le démarrage des travaux préparatoires, comme le montre le Graphique 4-5, et de-là dans six mois le

deuxième groupe 150 MW sera mis en service.

Le calendrier de principaux événements durant les travaux est le suivant:

Désignation	Date		Possage du temps
• Démarrage des travaux préparatoires	Mars	1982	—
• Démarrage des travaux de fondation	Avril	1983	13 mois
• Démarrage des travaux structurels	Octobre	1984	18 mois
• Pose du ballon de chaudière	Janvier	1984	21 mois
• Essais à pression hydraulique de chaudière	Septembre	1984	29 mois
• Essais au courant électrique de l'appareillage électrique	Janvier	1985	33 mois
• Allumage initial de chaudière	Mars	1985	35 mois
• Essais à vapeur de turbine	Mai	1985	37 mois
• Mise en service du premier groupe	Août	1985	40 mois

4.3.6 Coûts d'aménagements

(1) Conditions d'évaluation

Les coûts d'aménagements sont divisés en deux catégories de dépenses; les dépenses en dinars se rapportant aux salaires de la main-d'oeuvre, à la fourniture des matériaux de construction tels que ciment, agrégats, armature, bois, etc., et les dépenses occasionnées en devises étrangères se rapportant surtout au matériel importé et au service d'ingénierie. Les conditions de l'évaluation sont comme suit:

(a) L'évaluation a été faite aux conditions économiques suivantes:

- Dépenses en devises: Prix au Japon aux conditions économiques en octobre 1979
- Dépenses en dinars: Prix en Tunisie aux conditions économiques en octobre 1979
- Taux de change appliqué: 1 DT = 560 Yens

(b) Les coûts comprennent:

- installations de soutien impliquant les aires de travaux, la construction du camp (logements, bureaux, cafétéria, route et accès)
- voitures et toutes les pièces de rechange
- bloc social (kiosk et court de tennis, etc.)

(c) Les frais suivants sont exclus des coûts:

- les frais d'acquisition du terrain et les frais d'indemnisation de toute sorte

- Les taxes et droits de douane n'ont pas été inclus dans cette estimation

- les intérêts intercalaires

(d) A cause des imprécisions, il a été considéré les pourcentages ci-après pour la marge de précision de l'étude:

- Travaux de génie civil et des bâtiments 10%

- Equipement mécanique et électrique 7%

(e) Les frais de l'administration (STEG) ont été estimés à 2,5 % des coûts directs.

- Ces frais comprennent tous les frais occasionnés au chantier tels que les salaires du personnel et des ouvriers, les frais de transport, les voitures, l'essence, les pièces de rechange, l'eau et l'électricité, les bureaux temporaires, etc.

(f) Les frais de l'ingénierie (études détaillées et l'assistance aux appels d'offres seulement) ont été estimés à 1 % des coûts directs.

(2) Coûts d'aménagements

Les coûts totaux d'aménagements sont évalués à 83.670 milliers de dinars pour la solution Rades par rapport à 85.820 milliers de dinars pour la solution Bizerte.

Graphique 4-5 PROGRAMME DES TRAVAUX (NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE)

DESIGNATION	1980				1981				1982				1983				1984				1985				1986										
	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J								
A. EVENEMENTS PRINCIPAUX																																			
- Groupe No. 1	(A)	(B)	(C)		(D)	(E)		(F)	(G)						(H)	(I)			(J)	(K)	(L)	(M)	(N)												
- Groupe No. 2													Manufacture →						(I)		(J)	(K)	(L)	(M)	(N)										
B. PROGRAMME DES TRAVAUX																																			
(1) Travaux de génie civil																																			
a) Travaux préparatoires																																			
b) Prise d'eau et le circuit d'eau de refroidissement																																			
c) Travaux divers																																			
(2) Bâtiments																																			
a) Bâtiment principal																																			
b) Bloc administratif																																			
c) Ateliers, magasins, etc.																																			
d) Cité personnel, bloc social																																			
(3) Matériel électro-mécanique																																			
a) Chaudières																																			
b) Turbine-alternateurs																																			
c) Appareillage électrique																																			
d) Poste de sectionnement																																			
e) Equipements divers																																			
C. SERVICE D'INGENIERIE																																			
D. Administration (STEG)																																			

Note: (A) Soumission du rapport de Faisabilité
 (B) Conclusion de l'accord de financement
 (C) Etablissement de Lettre de Crédit en faveur de l'ingénieur-conseil
 (D) Achèvement des documents d'appel d'offres (dessins, spécifications, etc.)
 (E) Soumission des offres
 (F) Passation des marchés
 (G) Etablissement des Lettres de Crédit en faveur des constructeurs
 (H) Démarrage des travaux structurels
 (I) Pose des ballons de chaudière
 (J) Essai à pression hydraulique des chaudières
 (K) Essai au courant électrique de l'appareillage auxiliaire
 (L) Allumage initial des chaudières
 (M) Essai à vapeur des turbines
 (N) Mise en service

Tableau 4-4 COUTS D'AMENAGEMENTS DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE
(COMPARAISON RADES/BIZERTE)

Désignation	SOLUTION RADES			SOLUTION BIZERTE		
	Devises	Dinars	Total	Devises	Dinars	Total
A. <u>Génie civil et bâtiments</u>	6.170	13.520	19.690	6.690	14.170	20.860
B. <u>Matériel électro-mécanique</u>	46.580	6.510	53.090	47.170	6.600	53.770
- Chaudière	18.020	2.530	20.550	18.020	2.530	20.550
- Turbine	12.470	1.750	14.220	12.470	1.750	14.220
- Electrique	10.960	1.530	12.490	11.550	1.620	13.170
- Auxiliaire	5.130	700	5.830	5.130	700	5.830
C. <u>Sous-total</u> (C = A + B)	52.750	20.030	72.780	53.860	20.770	74.630
D. <u>Contingences</u> (D = Ax0,10+Bx0,07)	3.880	1.810	5.690	3.980	1.880	5.860
E. <u>Coûts directs</u> (E = C + D)	56.630	21.840	78.470	57.840	22.650	80.490
F. <u>Administration</u> (F = E x 0,05)		1.970	1.970		2.020	2.020
G. <u>Ingénierie</u> (G = E x 0,01)	790		790	810		810
H. <u>Coûts indirects</u> (H = F + G)	790	1.970	2.760	810	2.020	2.830
I. <u>Coûts totaux</u> (I = E + H)	57.420	23.810	81.230	58.650	24.670	83.320
J. <u>Taxe</u> (J = I x 0,03)		2.440	2.440		2.500	2.500
K. <u>Grand total</u>	57.420	26.250	83.670	58.650	27.170	85.820

4.4 PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE TRANSPORT

Compte tenu du programme de construction de la nouvelle centrale thermique et des résultats obtenus à partir des analyses du réseau décrites au paragraphe 4.3.4 ci-avant, on est amené à établir le programme d'équipement en moyens de transport comme ci-après:

4.4.1 Lignes de transport

(1) Solution Bizerte

En cas de la solution Rades on peut considérer deux moyens de transport d'électricité:

- Variante 1 :

Rades-Naassen	225 kV à simple terna (pylône à double terna)	- longueur de 15 km environ
Rades-M'Nihla	225 kV à simple terna (pylône à double terna)	- longueur de 30 km environ

- Variante 2 :

Rades-Naassen	225 kV à double terna	- longueur de 15 km environ
Naassen-M'Nihla	Augmentation d'un terna 225 kV	- longueur de 40 km environ

De ces deux variantes, la variante 1 qui consiste à former une boucle 225 kV faisant le tour de la région de Tunis peut assurer une fiabilité assez haute du réseau de transport avec moindres coûts de construction et encore avec moindres pertes de transport. Quoiqu'il en soit, cette variante oblige la ligne de transport à traverser le lac de Tunis après le poste de Goulette, les dépouillements techniques préliminaires montrent que l'implantation des pylônes dans ce lac ne présenterait aucun problème difficile. C'est ainsi que la présente étude a retenu la variante 1.

Entre Rades et M'Nihla, la ligne de transport ne peut passer sur le banc étendu au nord de la centrale de Goulette II parce que celui-là est comblé d'usines et d'habitations. La ligne de transport doit donc traverser le lac de Tunis après le départ du poste de Goulette.

Pour la traversée du lac, le tracé de la ligne a été déterminé en se basant sur des observations obtenues au cours de la reconnaissance sur le terrain, des dépouillements des plans topographiques à l'échelle de 1/50.000 et compte tenu également de la localisation des antennes de la station météorologique, des cartes géologiques pour les alentours du site et des conseils données par les ingénieurs de la STEG.

Tous ces dépouillements ont constaté la possibilité de l'implantation des pylônes dans le lac mais avec coûts de construction assez importants. Dans cette étude la hauteur de pylône a été déterminée à une hauteur normale compte tenu de l'aéroport international qui se trouve tout près du lac. Toutefois, au stade des études détaillées, il y aura lieu d'étudier, pour but de l'économie, la possibilité de diminuer le nombre des pylônes à implanter dans le lac en les faisant d'une taille plus haute. De toute façon, au stade des études détaillées, d'amples études géologiques et topographiques doivent être exécutées.

Pour les deux tronçons de Rades-M'Nihta et Rades-Naassen la ligne à simple terre mais à pylône à double terre est adoptée compte tenu des difficultés de passage futur. Le conducteur adopté est en Al-Ac à 411 mm^2 . Toutefois, il y a lieu d'étudier sur le pour ou le contre de l'utilisation d'un autre conducteur à une section plus importante compte tenu des programmes futurs d'équipement en moyen de production.

Pour le tronçon Rades-Naassen il n'y a aucun problème difficile.

De tout ce qui précède on peut récapituler le programme d'équipement comme suit:

- Rades-M'Nihta: 225 kV à simple terre – conducteur Al-Ac à une section 411 mm^2 et longueur de 30 km dont 2 km est le parcours sur le lac de Tunis
- Rades-Naassen: 225 kV à simple terre – conducteur Al-Ac à une section 411 mm^2 et longueur de 15 km environ

(2) Solution Bizerte

Dans le cas de la solution Bizerte l'énergie produite de la centrale sera transportée à la région de Tunis par 2 lignes 225 kV à simple terre qui se raccorde au poste de M'Nihta. Le tracé de cette ligne ne présente aucun problème difficile.

D'ailleurs, pour faire face à la demande dans la région de Bizerte-Menzel Bourguiba l'implantation d'une ligne 90 kV à simple terre pour l'alimentation de la cimenterie de Bizerte a été envisagée dans la présente étude. A ce sujet, il est souhaitable d'établir un autre programme de renforcement du réseau 90 kV de cette région en plus de cette ligne 90 kV compte tenu de l'évolution probable de la demande régionale.

La récapitulation du programme d'équipement en moyens de transport pour la solution Bizerte sera donc:

- Bizerte-M'Nihta: 2 lignes 225 kV à simple terre -- conducteur Al-Ac à une section 411 mm^2 et longueur de 50 km environ
- Centrale-Cimenterie de Bizerte: 90 kV à simple terre – conducteur Al-Ac à une section 288 mm^2 et longueur de 10 km environ

4.4.2 Postes

Compte tenu des résultats obtenus à partir des analyses du réseau, le programme d'équipement pour les postes a été établi comme suit:

(1) Solution Rades

- Poste de M'Nihta: 225/90 kV – installation d'un transformateur de 100 MVA
- Poste de Naassen: 225/90 kV – installation d'un transformateur de 100 MVA
- Poste de sectionnement de Rades:
225/150 kV – transformateurs de 70 à 100 MVA

(2) Solution Bizerte

– Poste de M’Nihla: 225/90 kV – installation d’un transformateur de 100 MVA

4.4.3 Programme des travaux

(1) Prémisse pour l’estimation

(a) Ligne de transport

- Le montage est prévu de se faire au rythme de 2 pylônes par jour. L’ensemble de la phase montage est majoré de 2 mois pour marge d’éventualité. Le câblage est inclus dans cette durée.
- La fabrication des pylônes en Tunisie (coupage, perçage de cornières, etc.) est prévue de se faire au rythme de 1,5 pylônes par jour. La durée totale sera majorée de 2 mois comme dans le cas de la phase montage.
- La durée de fabrication à l’étranger est estimée à une année.
- La phase transport est estimée à une durée de 3 mois.
- La construction de la ligne Rades-M’Nihla doit se terminer 7 mois et la ligne Rades-Naassen doit se terminer 10 mois avant la mise en service de la nouvelle centrale thermique.

(b) Postes

- La phase montage et équipement électrique est estimée à 8 mois pour un poste nouveau et à 6 mois pour une extension.
- Le génie civil comprend les massifs d’appareillage électrique, de charpente, de bâtiment de commande et de clôture. Pour un poste nouveau la durée de génie civil est estimée à 10 mois, et pour une extension elle sera de 5 mois.
- La fabrication à l’étranger sera d’une durée d’un an.
- La phase transport est estimée à une durée de 2 mois. Cette durée englobe le transport de l’étranger jusqu’au port tunisien, le dédouanement du matériel et son transport jusqu’au pied d’oeuvre.

(2) Programme des travaux

Le programme des travaux pour la ligne de transport et les postes est montré dans le Graphique 4-6.

Graphique 4-6 PROGRAMME DES TRAVAUX (LIGNES ET POSTES)

Désignation	1983												1984												1985				
	J F M			A M J			J A S			O N D			J A S			O N D			J F M			A M J							
<u>SOLUTION RADES</u>																													
-- <u>Partie ligne</u>																													
• Fabrication à l'étranger																													
• Transport																													
• Fabrication en Tunisie																													
• Montage																													
• Fabrication à l'étranger																													
• Transport																													
• Fabrication en Tunisie																													
• Montage																													
-- <u>Partie poste</u>																													
• Fabrication à l'étranger																													
• Transport																													
• Génie civil																													
• Montage																													
Rades-Naassen 225 kv 15 km																													
Rades-M'Nihla 225 kv 30 km																													
225/90 kv Naassen 100 MVA x 1 M'Nihla 100 MVA x 1																													
<u>LUTION BIZERTE</u>																													
-- <u>Partie ligne</u>																													
• Fabrication à l'étranger																													
• Transport																													
• Fabrication en Tunisie																													
• Montage																													
-- <u>Partie poste</u>																													
• Fabrication à l'étranger																													
• Transport																													
• Génie civil																													
• Montage																													
Bizerte-M'Nihla 225 kv 50 km																													
225/90 kv M'Nihla 100 MVA x 1																													

Tableau 4-5 COUTS DE CONSTRUCTION DES MOYENS DE TRANSPORT
(COMPARAISON RADES/BIZERTE)

(1.000 dinars)

Désignation	SOLUTION RADES			SOLUTION BIZERTE		
	Devises	Dinars	Total	Devises	Dinars	Total
	A. Lignes et postes - Lignes de transport - Postes Total	2.960	1.730	4.690	2.970	1.740
B. Contingences (B = A x 0,07)	210	130	340	210	130	340
C. Coûts directs (C = A + B)	3.170	1.860	5.030	3.180	1.870	5.050
D. Administration (D = C x 0,05)		130	130		130	130
E. Ingénierie (E)	-	-	-	-	-	-
F. Coûts indirects (F = D + E)	-	130	130	-	130	130
G. Coûts totaux (G = C + F)	3.170	1.990	5.160	3.180	2.000	5.180
H. Taxe (H = G x 0,03)		160	160		160	160
Grand total	3.170	2.150	5.320	3.180	2.160	5.340
Caractéristiques	<u>Rades-Naassen :</u> 225 kV simple terre 15 km			<u>Bizerte-M'Nihla :</u> 2 lignes 225 kV à simple terre 50 km		
	<u>Rades-M'Nihla :</u> 225 kV simple terre 30 km			<u>Bizerte-Cimenterie de Bizerte :</u> 90 kV simple terre 10 km		

Note: Les frais d'ingénierie sont compris dans le frais d'ingénierie pour la centrale.