

REPUBLIQUE SOCIALISTE

VOLUME III

CENTRALE THERMIQUE DE RADES

RAPPORT DE FAISABILITE

MARS 1980

INSTITUT NATIONAL DE RECHERCHES NUCLEAIRES

REPUBLIQUE DE LA TUNISIE

VOLUME II

CENTRALE THERMIQUE DE RADES

RAPPORT DE FAISABILITE

JICA LIBRARY



1063748[6]

MARS 1980

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

国際協力事業団	
受入 月日 84.5.18	9 41750
登録No. 04705	61.7.19 MPN

AVANT-PROPOS

Le Gouvernement du Japon, répondant à la demande du gouvernement de la République de la Tunisie d'entreprendre les études sur le programme d'équipement en moyens de production-transport 1982-86 et sur la faisabilité du projet d'implantation de la centrale thermique vapeur compris dans ce programme, a confié à l'Agence Japonaise Coopération Internationale (JICA) l'exécution desdites études.

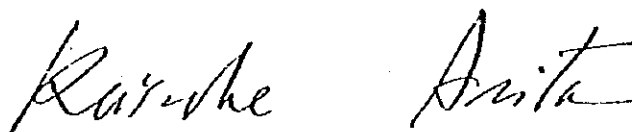
La JICA, compte tenu de l'importance du secteur d'électricité dans le plan du développement économique de la Tunisie, a envoyé une mission d'étude composée de 6 experts et dirigée par Monsieur Masashi MIKUNI (Electric Power development Company, LTD.) pour effectuer les études demandées. Avec une collaboration étroite des autorités tunisiennes, des visites de sites proposés ont été faites pendant une période de 29 jours du 29 septembre au 20 octobre 1979 pour la reconnaissance sur le terrain.

Le présent rapport a été établi au Japon en se basant sur les dépouillements et analyses des renseignements obtenus et des résultats acquis à partir des reconnaissances sur le terrain ci-dessus.

Nous espérons que le présent rapport puisse contribuer au développement électrique de la République de la Tunisie et au renforcement de la relation économique tuniso-japonaise, et par là à l'approfondissement de l'amitié entre les deux pays.

Enfin nous voudrions apprécier les efforts des membres de la mission et exprimer nos sincères remerciements envers les autorités tunisiennes de leurs collaborations faites pour la mission de façon que ses études puissent avoir un bon résultat.

Mars 1980



Keisuke ARITA
Président Directeur Général
Agence Japonaise de Coopération Internationale
(JICA)

LETTRE DE TRANSMISSION

Monsieur Keisuke ARITA
Président Directeur Général
Japan International Cooperation Agency

Monsieur le Président,

Nous avons l'honneur de vous soumettre ci-joint nos rapports d'étude en deux volumes sur la faisabilité du programme d'équipement en moyens de production-transport pour les années 1982-86 entrepris par la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG) de la République de la Tunisie.

C'est en janvier 1979 que la STEG a demandé par l'intermédiaire du Gouvernement de la Tunisie au Gouvernement du Japon d'entreprendre cette étude. Sur cette demande, Japan International Cooperation Agency (JICA), agence d'exécution de la coopération internationale du Gouvernement, a assigné cette mission à Electric Power Development Company, LTD. (EPDC).

L'équipe d'étude composée de 6 experts de l'EPDC a été détachée en Tunisie le 29 septembre 1979, et durant une période de 17 jours du 1er octobre au 17 du même mois des visites des sites proposés 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.

Des explications des études contenues dans les rapports ont été faites à la STEG par Messieurs Masashi MIKUNI et Tetsuro KOBAYASHI, respectivement Chef d'équipe et Chef d'équipe adjoint, qui ont séjourné à Tunis durant une semaine du 2 au 8 mars 1980.

Les grandes lignes de nos études sont comme suit:

(1) Installation des turbines à gaz

L'évolution rapide de la pointe appelée en électricité ferait apparaître un déficit en puissance installée d'au moins 100 MW à l'horizon 1983-84. Compte tenu de la disponibilité en gaz algérien et de l'état du réseau on installe 5 turbines, chacune d'une puissance unitaire de 20 à 30 MW, dont 2 turbines à Kasserine, également 2 turbines à Mélaoui et une turbine à Robbana.

(2) Construction de la centrale thermique de Rades

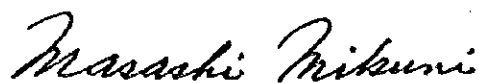
Compte tenu des conditions nécessaires à l'implantation d'une centrale thermique et des résultats obtenus à partir des reconnaissances sur le terrain de trois sites proposés de Rades, Bizerte et Sfax, on a choisi le site de Rades. Sur ce site on installe une centrale thermique de 2 groupes de 150 MW chacun dont la mise en service est prévue pour l'année 1985-86.

(3) Renforcement du réseau de transport

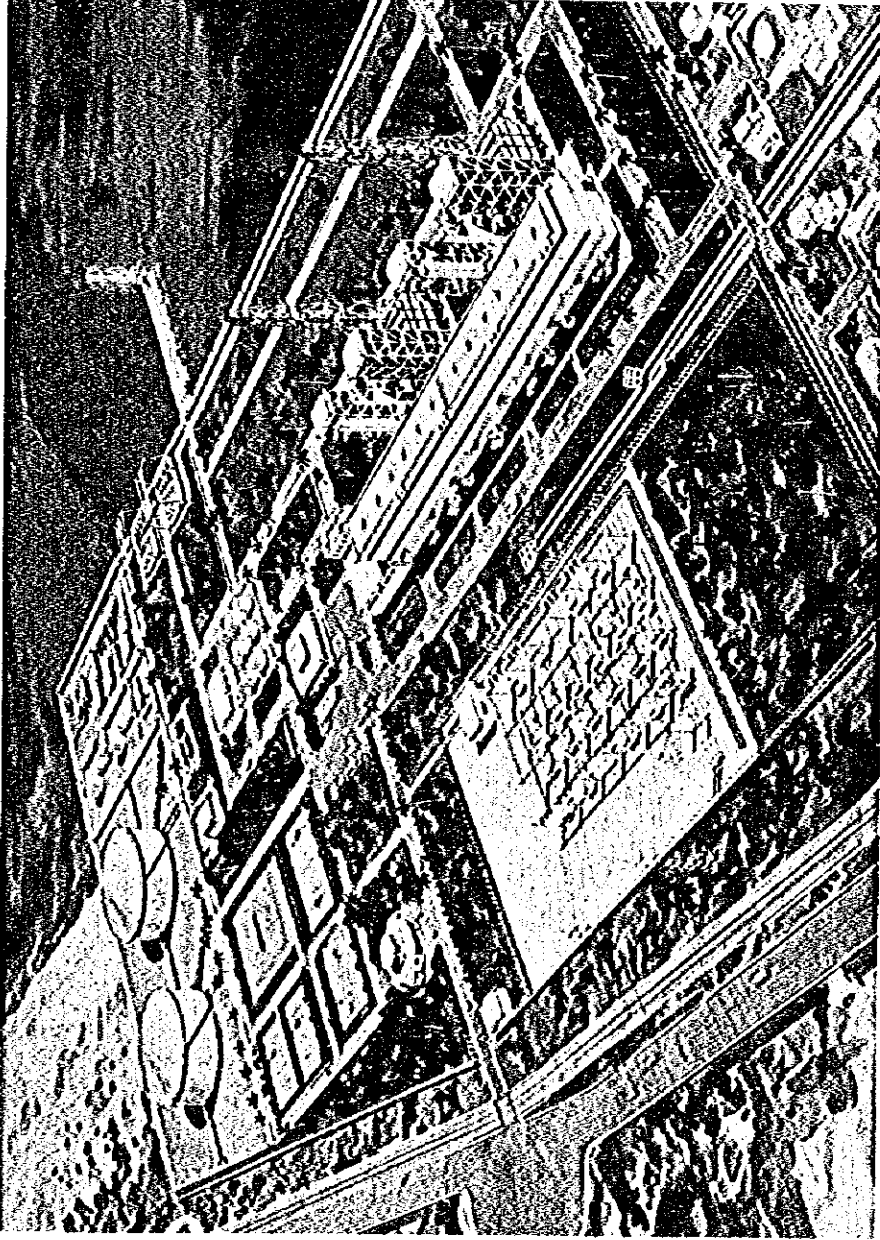
La réalisation du programme d'équipement en moyens de production et l'augmentation de la pointe appelée conduitent à l'implantation de la ligne de transport 225 kV entre Rades et Naassen et également entre Rades et M'Nihla, ainsi qu'au renforcement de deux postes de Naassen et M'Nihla.

Nous espérons que la réalisation du programme d'équipement ci-dessus puisse contribuer au développement économique et social de la Tunisie par la fourniture stable d'électricité et à l'approfondissement de l'amitié entre la Tunisie et le Japon.

A l'occasion de la soumission du présent rapport, nous tenons à remercier les autorités tunisiennes intéressées, la STEG, l'Ambassade du Japon en Tunisie, JICA, le Ministère de l'Industrie et du Commerce Extérieur et le Ministère des Affaires Etrangères du Gouvernement du Japon.



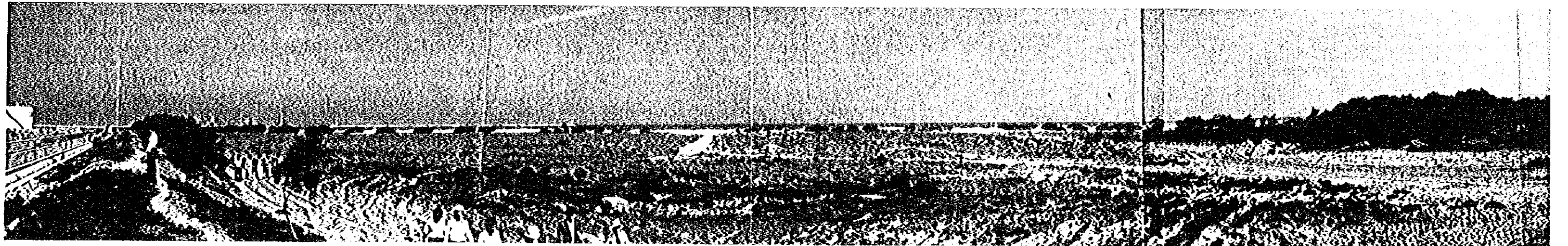
Masashi MIKUNI
Chef de l'Equipe d'Etude du
Programme d'Equipement en
Moyens de Production-Transport



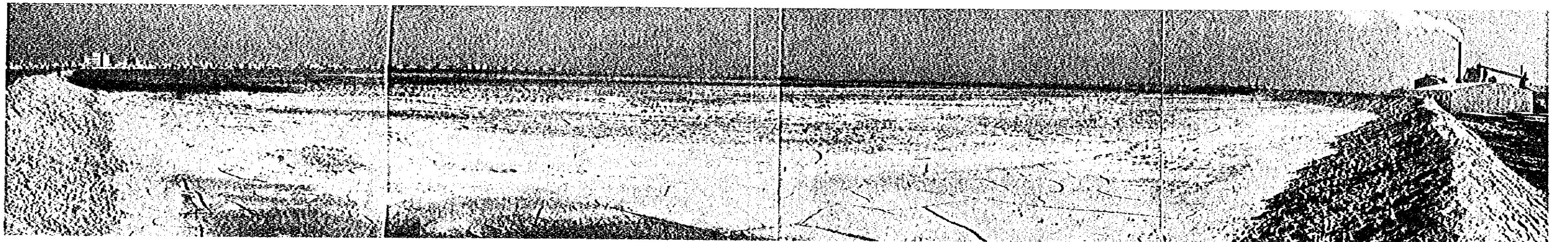
Perspective à vue d'oiseau de la centrale thermique Rades



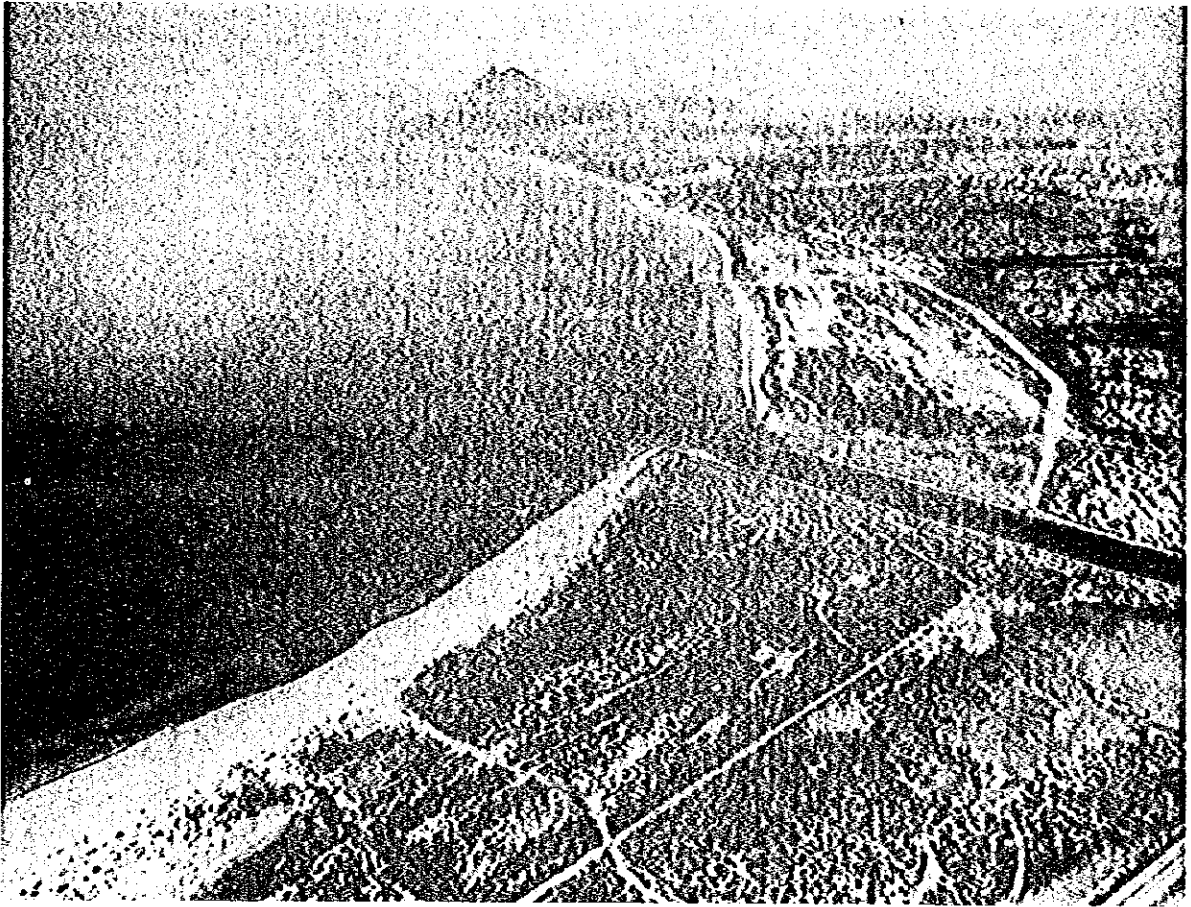
Site de Rades



Site de Bizerte



Site de Sfax



Site de Rades et le canal de pêcherie



Site de Sfax et l'usine de NPK

TABLE DES MATIERES

	Page
Chapitre 1 INTRODUCTION	
1.1 RECAPITULATION DU RAPPORT VOLUME I SUR LE PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT 1982-86	1
1.1.1 Arrière-plan du Projet	1
1.1.2 Objet du rapport	1
1.1.3 Historique et mandat d'étude	2
1.1.4 Prévisions de la consommation d'électricité	2
1.1.5 Marge de sécurité	3
1.1.6 Programme d'équipement en moyens de production	3
1.1.7 Localisation de nouvelles centrales électriques	3
1.1.8 Programme d'équipement en moyens de transport	6
1.1.9 Coûts d'aménagements	7
1.2 DECISION SUR LE CHOIX DU SITE DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE ET LES REMARQUES SUR L'ETUDE EN PREMIERE PHASE	8
Chapitre 2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	
2.1 CONCLUSIONS	9
2.1.1 Centrale de Rades	9
2.1.2 Système de production-transport	10
2-1-3 Ligne de transport et les postes	12
2-1-4 Programme des travaux	14
2-1-5 Coûts d'aménagements	14
2-1-6 Considérations sur l'environnement	16
2.2 RECOMMANDATIONS	
2.2.1 Détermination des paramètres pour l'équipement et l'exploitation	17
2.2.2 Acquisition du terrain pour la ligne de transport	17
Chapitre 3 DESCRIPTION DES OUVRAGES DE LA CENTRALE DE RADES	
3.1 CONDITIONS DU SITE D'IMPLANTATION	19
3.1.1 Situation, topographie, géologie, etc.	19
3.1.2 Météorologie, eau de refroidissement, eau brute	20

3.2	CONDITIONS DE BASE POUR L'ETUDE	21
3.2.1	Norme adoptée	21
3.2.2	Conditions de l'étude du matériel électrique	21
3.2.3	Principes adoptés dans l'étude	22
3.3	CARACTERISTIQUES GENERALES DE LA CENTRALE	31
3.3.1	Ouvrages de génie civil	31
3.3.2	Architectures	32
3.3.3	Matériel mécanique	35
3.3.4	Equipements auxiliaires	35
3.3.5	Matériel électrique	41
3.3.6	Poste de sectionnement	45
3.4	DESCRIPTION DES OUVRAGES	47
3.4.1	Plan de masse	47
3.4.2	Localisation des équipements dans le bâtiment principal	48
3.4.3	Circuit de l'eau de refroidissement	50
3.4.4	Eau d'alimentation de la chaudière	52
3.4.5	Système de combustion	57
3.4.6	Chaufferie	63
3.4.7	Salle des machines	64
3.4.8	Matériel électrique et appareillage de couplage et de coupure	69
3.4.9	Poste de sectionnement	72
3.4.10	Système de drainage	72
3.4.11	Bâtiment principal	77
3.4.12	Fondations du bâtiment principal et les principaux équipements	77
3.4.13	Bâtiment administratif, bâtiment d'entretien et d'autres bâtiments	77
3.4.14	Cheminée	79
Chapitre 4 ANALYSE DU RESEAU DE TRANSPORT		
4.1	CONCEPTION DE BASE POUR LA FORMATION DU RESEAU OPTIMUM	81
4.2	ECOULEMENT DU COURANT	82
4.3	STABILITE TRANSITOIRE	82
4.4	CAPACITE DU COURT-CIRCUIT	83
4.5	REGLAGE DE TENSION	83

**Chapitre 5 DESCRIPTION DE LA LIGNE DE TRANSPORT ET
DES POSTES**

5.1	CONDITION DE BASE POUR L'ETUDE	93
5.2	DESCRIPTION DE LA LIGNE DE TRANSPORT	94
5.2.1	Caractéristiques générales	94
5.2.2	Dépouillements et étude	94
5.3	DESCRIPTION DES POSTES	97
5.3.1	Caractéristiques générales	97
5.3.2	Dépouillements et étude	98
5.4	EQUIPEMENT DE TELECOMMUNICATION	107
5.4.1	Caractéristiques générales	107
5.4.2	Dépouillements et étude	107

**Chapitre 6 PROGRAMME DES TRAVAUX DE LA CENTRALE ET
DE LA LIGNE DE TRANSPORT ET DES POSTES**

6.1	CONDITIONS DE BASE	113
6.2	PROGRAMME DES TRAVAUX	114
6.3	ROLE DE LA STEG	117
6.4	ROLE DE L'INGENIEUR-CONSEIL	118

Chapitre 7 ESTIMATION DES COUTS D'AMENAGEMENTS

7.1	CONDITIONS POUR L'ESTIMATION	121
7.2	COUTS TOTAUX D'AMENAGEMENTS	122
7.3	PROGRAMME DES INVESTISSEMENTS	122

Chapitre 8 CONSIDERATIONS SUR L'ENVIRONNEMENT

(A) FONCTIONNEMENT AU GAZ NATUREL

8.1	GENERALITES	127
8.2	POLLUTION ATMOSPHERIQUE	127
8.3	EAU CHAUDE JETEE	127
8.4	EAU MELANGEE D'HUILES GRASSES	128

8.5 BRUITS	128
(B) FONCTIONNEMENT AU FUEL-LOURD	
8.6 CONCENTRATION DE L'OXYDE D'AZOTE (No _x)	130
8.7 CONCENTRATION DU GAZ SULFUREUX (So ₂)	130
8.8 PREVENTION DE LA POLLUTION ATMOSPHERIQUE CAUSEE PAR LE BIOXYDE SULFUREUX	130
8.9 CONCENTRATION D'EMERGEANCE MAXIMUM ET LA DISTANCE D'EMERGEANCE MAXIMUM DU GAZ SULFUREUX	131
8.10 POUSSIERES	134
8.11 DIFFUSION DES POUSSIERES DANS L'AIR	134

FIGURES ATTACHEES:

- Figure 3-1(A) Plan de masse – Site de Rades
- Figure 3-2(B) Plan de masse – Site de Rades
- Figure 3-2 Plan de masse – Site de Rades (Alternative)
- Figure 3-3 Bâtiment principal – Rez-de-chaussée
- Figure 3-4 Bâtiment principal – Etage de l'exploitation
- Figure 3-5 Bâtiment principal – Coupe
- Figure 3-6 Bâtiment principal – Façade et flanc
- Figure 3-7 Circuit de l'eau de refroidissement (Conduite de prise)
- Figure 3-8 Circuit de l'eau de refroidissement (Canal de rejet)
- Figure 3-9 Diagramme de débit de vapeur
- Figure 3-10 Schéma unifilaire de la centrale
- Figure 3-11 Poste de sectionnement – Plan
- Figure 3-12 Poste de sectionnement – Schéma unifilaire
- Figure 3-13 Bâtiment administratif – Plan
- Figure 3-14 Bâtiment administratif – Coupe
- Figure 3-15 Bloc entretien – Plan
- Figure 3-16 Bloc entretien – Coupe

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

- 1.1 RECAPITULATION DU RAPPORT VOLUME 1 SUR LE PROGRAMME
D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT 1982-86
- 1.2 DECISION SUR LE CHOIX DU SITE DE LA NOUVELLE CENTRALE
THERMIQUE ET LES REMARQUES SUR L'ETUDE EN PREMIERE PHASE

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 RECAPITULATION DU RAPPORT VOLUME 1 SUR LE PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT 1982-86

1.1.1 Arrière-plan du Projet

La République de la Tunisie se trouve actuellement juste au milieu de son Vème Plan Quinquennal qui se déroule activement. Avec ce développement économique, les besoins en électricité évoluent rapidement, de sorte que la prévision à long terme de la STEG estime que la puissance maximum appelée atteindrait 940 MW à l'horizon 1986. Si on y ajoute une marge de sécurité de 200 MW, le parc de production de la STEG devrait avoir une puissance totale de 1.140 MW pour la même année. Afin de suivre l'augmentation rapide de la pointe appelée, la puissance totale garantie du parc de production sera passée de 496 MW en 1979 à 824 MW 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 et, en même temps, le renforcement des réseaux du transport et de la distribution.

1.1.2 Objet du rapport

L'objet du rapport Volume 1 consiste essentiellement à établir les grandes lignes du programme d'équipement en moyens de production-transport sur la période 1982-86, compte tenu des niveaux de production-consommation et de l'état du réseau. Il s'articule en trois catégories suivantes:

1) Installation des turbines à gaz

Etablir le programme d'installation des turbines à gaz compte tenu de l'état du réseau et de la disponibilité en gaz naturel, pour faire face au déficit en puissance installée d'environ 100 MW à l'horizon 1983-84.

2) Construction d'une nouvelle centrale thermique

Pour la centrale thermique de 300 MW à construire à l'horizon 1985-86, choisir un site optimum parmi trois sites proposés de Rades, Bizerte et Sfax compte tenu des observations effectuées au cours des reconnaissances sur le terrain et en dépouillant des données techniques et économiques.

3) Equipement en moyens de transport

Etablir le programme d'équipement en moyens de transport en tenant compte de la réalisation de nouveaux moyens de production et de l'augmentation de la pointe appelée.

Pour les études ci-dessus, il a été convenu que le rapport sera divisé en deux volumes: le Volume 1 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 dépouillements pour le choix du site de la nouvelle centrale thermique, et le Volume II décrira l'avant-projet de la centrale thermique comprise dans le programme.

1.1.3 Historique et mandat d'étude

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 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'études. Dans ces circonstances on est appelé à établir le programme d'équipement pour les années 1982–86 qui tient compte des disponibilités de 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 1978 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'avant-projet 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 de 6 experts de l'EPDC a mené les études en Tunisie pendant une période de 17 jours du 1er au 17 Octobre 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.

1.1.4 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 l'autre statistique et globale se basant sur un modèle autonome et un modèle explicatif. On pourrait dire qu'un tel mode d'approche est assez raisonnable. Le rapport "Marché de l'électricité – Rétrospectives et prévisions" de Mai 1979 prévoit que la consommation annuelle d'électricité serait passée de 1.765 GWh en 1979 à 4.120 GWh en 1986. 1986.

Les pertes de transport et de distribution ont été de l'ordre de 15 à 16% 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 pour atteindre autour de 12.5% à l'horizon 1986 comme prévu par la 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 sur l'amélioration du facteur de charge ne soulève aucune objection.

Il est supposé donc que seraient raisonnables et très probables les prévisions de la pointe appelée établies à partir de cette consommation annuelle d'électricité et des hypothèses prises pour l'amélioration du taux de pertes et du facteur de charge.

En ce qui concerne la répartition des pointes appelées par poste HT/MT, chaque pointe est obtenue par l'extrapolation des séries statistiques observées en tenant compte toutefois d'importants projets qui seront mis en service au cours des prochaines années. A ce sujet, on ne pourrait supposer d'autres manières d'approches.

Tout ce qui précède permettrait d'appliquer les prévisions établies par la STEG comme base du programme d'équipement en moyens de production.

1.1.5 Marge de sécurité

Comme marge à réserver dans le parc de production pour parer aux défaillances d'un système de production-transport dues aux accidents et aux visites générales périodiques, il convient de retenir une puissance égale à la somme des trois plus gros groupes soit $150 + 31 + 22 = 200$ MW environ au cours de 1982-86, et 300 MW au-delà de 1987.

Toutefois, cette manière de conception devra être étudiée pour l'élaboration du prochain programme.

1.1.6 Programme d'équipement en moyens de production

Compte tenu du passage des pointes et de la marge de sécurité, il faut équiper, au cours des années 1983-86, une puissance totale d'au moins 400 MW dont la répartition optimum est de 284 MW pour le thermique vapeur et de 116 MW pour les turbines à gaz.

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

- Installation des turbines à gaz d'une puissance totale de 100 à 120 MW à l'horizon 1983-86
- Construction d'une centrale thermique de deux groupes de 150 MW chacun à l'horizon 1985-86

1.1.7 Localisation de nouvelles centrales électriques

(1) Installation des turbines à gaz

Pour la localisation des turbines à gaz le programme d'équipement tient compte des deux conditions suivantes:

- Les lieux d'implantation doivent être choisis parmi des centres de consommation qui pourront être alimentés en gaz naturel.
- Ils doivent être des points faibles du réseau de sorte que l'installation des turbines à gaz puisse retarder la construction de nouvelles lignes de transport.

Pour la turbine à gaz la puissance unitaire sera de 20 à 30 MW et ceci pour ne pas prendre d'option lors du choix du constructeur.

Le programme établi est 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

Il est à noter d'ailleurs que l'analyse du réseau constate que l'installation des turbines à gaz à Kasserine et à Métlaoui aura pour effet de reporter la construction de la ligne 225 kV entre Sousse et Sfax jusqu'à vers la fin des années 1980.

(2) Construction d'une centrale thermique

Un choix préliminaire de sites a été fait par la STEG; certains sites ont été écartés lors de ce choix; il s'agit de l'extension du site de Goulette II pour manque de place, et du site de Bizerte-Menzel Abderrahman qui se trouve dans une zone militaire et dans le cône de nuisance de l'aéroport militaire de Sidi Ahmed. L'extension de Sousse n'a pas été envisagée pour cette étape parce que la région est déjà excédentaire en production, et cela concentrerait toute la production (70%) dans un même site.

Parmi les trois sites retenus de Rades, Bizerte et Sfax, le site de Rades semble le meilleur à partir des comparaisons globales englobant les conditions du terrain, la perspective de la disponibilité en gaz naturel, les besoins en électricité, l'exploitation du réseau de transport et les coûts d'aménagements, etc. Les conditions des trois sites sont comme suit:

(a) Site de Sfax

Le terrain est couvert de déchets (gypse) de l'usine de NPK. Ces déchets atteignent maintenant une épaisseur de quelques mètres. Les aspects topographiques et géologiques d'alentours laissent supposer que le terrain sous les déchets serait mou et que le fond rocheux se trouverait très profond. 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'importants 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 (environ 1.700 mètres). Et même si la prise d'eau est implantée juste à côté de l'usine de NPK, la longueur de la conduite de prise sera encore de 900 mètres. Ceci conduit à l'augmentation des coûts d'aménagements. D'ailleurs, après le départ de la centrale, la ligne de transport doit s'acheminer le long de la mer pour éviter l'encombrement des bâtiments. Ceci impose des fondations coûteuses des pylônes.

Il est difficile de trouver un autre site à Sfax. A côté du port le terrain est marécageux et se trouve au centre de la ville (déjà encombrée). Si on s'éloigne du port nous rencontrons deux problèmes; le premier est l'alimentation de la centrale en fuel-lourd (Il faut en tenir compte même si la centrale fonctionne au gaz). Le deuxième problème est celui de la faible profondeur de l'eau de mer (Il faut faire 3 à 7 km pour atteindre le niveau moins 5 mètres). Ceci pose effectivement un problème pour l'alimentation électrique à long terme de cette grande agglomération. Une recherche de site plus approfondie devra être menée dans cette région pour le prochain programme.

(b) Site de Bizerte

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

Par rapport aux avantages ci-dessus on doit noter les désavantages suivants:

- Symptôme d'une saturation de consommation d'électricité dans la région de Bizerte-Menzel Bourguiba
- Non alimentation en gaz naturel de la région de Bizerte.
- Difficulté d'approvisionnement en eau brute jusqu'à la mise en service du barrage de Joumine prévue pour l'année 1986

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

Les dépouillements de ces avantages et désavantages permettent de conclure que le site de Bizerte n'est pas aussi recommandable que le site de Rades.

(c) Site de Rades

Le terrain est constitué d'une couverture argilo-sableuse d'une épaisseur 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. Toutefois, 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 (déficit en production de 110 MW environ à l'horizon 1986).
- 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.

Il faut remarquer que les études de marché de l'électricité de la STEG prévoient une diminution du taux de perte, ce qui est synonyme d'une meilleure répartition (production-consommation) d'où le choix du site de Rades qui répond au critère principal de la concentration de la consommation dans la région de Tunis.

La Solution de la STEG pour la prise d'eau et le rejet de la centrale de Rades répond aux critères suivants:

- a) Il y a actuellement une mauvaise régénération de l'eau dans le lac de Tunis. Cette solution permet de créer une circulation forcée d'eau qui, même chaude, aura un effet bénéfique pour l'oxygénation du lac Sud.

- b) Il faut que le bassin de tranquillisation et la digue de protection soient aussi utilisés pour autre chose que pour la prise d'eau de la centrale (par exemple un port de pêche ...).

Toutefois, la solution de la STEG ci-dessus obligera le dragage du fond de mer sur une distance d'environ 800 mètres si la prise d'eau doit se situer au niveau moins 4 mètres. Par rapport à cette solution on peut considérer une autre solution qui consiste à implanter la prise d'eau au coin nord-est du site pour raccourcir la longueur du fond dragué soit jusqu'à 400 mètres environ. Dans tous les cas, sur le site de Rades il est à tenir compte des apports importants de sables et d'algues pour l'implantation de la prise d'eau.

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. (Cette solution est montrée dans la Figure 3-2 annexée au présent rapport).

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. Ces demandes conduisent à implanter le rejet d'eau au flanc du canal de pêche. 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. Toutefois, 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.

Malgré ce problème d'environnement, une comparaison globale entre les trois sites montre que le site de Rades est le plus recommandable.

(d) Date de mise en service

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 sera établi comme suit:

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

1.1.8 Programme d'équipement en moyens de transport

En se basant sur le programme d'équipement en moyens de production et compte tenu des résultats obtenus à partir des analyses du réseau vis à vis des pointes appelées prévues pour les années 1982 et 1986, le programme d'équipement en moyens de transport a été 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 -- 15 km (pylône à double terre)
(b) Solution Bizerte		
Janvier 1985	Bizerte-M'Nihla	2 lignes 225 kV à simple terre
Janvier 1985	Alimentation au Cimenterie de Bizerte	– 50 km 90 kV à simple terre – 10 km

(2) Poste

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

1.1.9 Coûts d'aménagements

Aux conditions économiques en octobre 1979 les coûts d'aménagements sont estimés comme suit (non compris les intérêts intercalaires):

Désignation	Rades	Bizerte
Turbines à gaz	14,330	14,330
Centrale thermique	83,670	85,820
Ligne et postes	5,320	5,340
Total	103,320	105,490

1.2 DECISION SUR LE CHOIX DU SITE DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE ET LES REMARQUES SUR L'ETUDE EN PREMIERE PHASE

Sous forme d'un projet, le rapport Volume I sur le programme d'équipement en moyens de production-transport pour les années 1982-86 a été soumis à la révision de la STEG le 3 décembre 1979, en lui demandant d'aviser par voie diplomatique l'autorité japonaise de la décision effectuée en Tunisie sur le choix du site de la nouvelle centrale thermique.

Par sa lettre du 25 décembre la STEG a demandé à l'EPDC d'entamer l'étude en deuxième phase prenant comme hypothèse le site de Rades. Cette lettre décrit également les remarques suivantes sur l'étude de la première phase:

- 1) Tenir en compte les apports importants de sable et d'algues pour la localisation de la prise d'eau.
- 2) Faire déboucher l'eau rejetée de la centrale dans le canal de pêcheur compte tenu d'un aménagement intégré de la zone d'implantation de la centrale.
- 3) Dépouiller les coûts d'ingénierie et d'administration compte tenu de la philosophie de la STEG qui suppose généralement des marchés clés en main.

Compte tenu de la décision et des remarques ci-dessus, les chapitres ci-après décrivent l'avant-projet de la nouvelle centrale thermique sur le site de Rades.

CHAPITRE 2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

2.1 CONCLUSIONS

2.2 RECOMMANDATIONS

CHAPITRE 2 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

2.1 CONCLUSIONS

Les conclusions obtenues à partir des études sur les faisabilités de la centrale de Rades (2 groupes de 150 MW chacun) et de la ligne de transport 225 kV et des postes qui font l'objet du rapport volume II sont montrées ci-après:

2.1.1 Centrale de Rades

(1) Coûts d'aménagements

• Partie en devises étrangères	57,420,000 dinars
• Partie en monnaie domestique	26,250,000 dinars
Total	83,670,000 dinars

(2) Mise en service

• 1er groupe	Août 1985
• 2è groupe	Février 1986

(3) Caractéristiques générales

- 1) Situation : Zone de Rades à proximité de la ville de Tunis
- 2) Superficie du terrain : 270.000 mètres carrés
- 3) Superficie bâtie : 10.000 mètres carrés
- 4) Puissance installée : 300 MW (2 groupes de 150 MW chacun)
- 5) Caractéristiques
 - a) Chaudière:
 - Type : Chaudière munie d'un seul ballon et à circulation naturel d'eau. Type ouvert
 - Evaporation : 500 tonnes/h au régime maximum
 - Condition de vapeur : 138 kg/cm²G et 541°C à la sortie de sur-chauffeur
 - Combustible : Gaz naturel et le fuel-lourd

- b) Turbine:
- Type Turbine à seule ligne d'arbre à deux corps et à double écoulement à resurchauffe
 - Puissance nominale 160.000 kW (aux bornes d'alternateur)
 - Condition de vapeur 136 kg/cm²G et 538°C à l'admission de la soupape d'arrêt principale
 - Vitesse 3.000 tpm
- c) Alternateur:
- Type Alternateur à champ rotationnel horizontale, refroidi à hydrogène et à antiexplosion
 - Facteur de puissance 0,80
 - Rapport du court-circuit 0,58
- d) Transformateur de puissance:
- Type Triphasé, à refroidissement par circulation d'air forcée, immergé dans l'huile et muni des commutateurs de réglage en charge
 - Capacité nominale 188.000 kVA

2.1.2 Système de production-transport

(1) Tracé de la ligne de transport

Pour déterminer le tracé de la ligne de transport, une étude comparative a été menée sur les deux variantes suivantes:

– Variante 1)

Rades-Naassen Ligne 225 kV à double terne -- longueur de 15 km

– Variante 2)

Rades-Naassen Ligne 225 kV à simple terne (pylône à double terne) – longueur de 15 km

Rades-M'Nihla Ligne 225 kV à simple terne (pylône à double terne) – longueur de 30 km

De ces deux variantes, la variante 2) qui consiste à former une boucle 225 kV faisant le tour de la région de Tunis réalise une structure idéale du réseau. Par ce bouclage d'artère la fiabilité du réseau est largement améliorée, permettant une répartition équilibrée de la fourniture d'électricité. Ceci conduit à opter pour la variante 2).

La ligne 150 kV de Goulette-Hammamet est raccordée au poste de Rades, et sa section comprise entre le poste de Goulette et le site de Rades est remplacée par la ligne 225 kV qui sort de la centrale de Rades.

(2) Analyse du réseau

Pour les heures de pointe en décembre 1986 ont été effectuées les analyses du réseau englobant le calcul de l'écoulement du courant, l'examen de la stabilité transitoire et le calcul de la capacité du court-circuit. Les résultats obtenus sont comme suit:

1) Ecoulement du courant

Pour les lignes existantes à 225 kV et à 150 kV aucun renforcement n'est nécessaire parce que les puissances des courants écoulés sur ces lignes demeurent aux niveaux inférieurs à leurs capacités de transmission. Toutefois, pour les postes de Naassen et M'Nihla il faut installer de nouveaux transformateurs.

2) Stabilité transitoire

Le réseau s'avère stable même en cas de défauts triphasés provoqués à proximité de la centrale de Rades.

3) Capacité du court-circuit

L'examen de la capacité du court-circuit a été fait pour l'époque où 4 groupes de la centrale de Rades sont en marche et que l'énergie produite est transitée par deux ligne 225 kV à double terre.

Le résultat de calcul constate que pour les disjoncteurs à installer aux postes de Rades, Naassen et M'Nihla il convient d'adopter une capacité de disjonction de 3.500 MVA, par rapport au système 225 kV existant qui adopte normalement une capacité de disjonction de 2.500 MVA.

4) Réglage de tension

Le calcul effectué pour les heures de pointe en 1986 précise que dans la région de Tunis la tension du réseau est maintenue presque à sa valeur nominale par l'intervention de la centrale de Rades, mais que dans le district de Bizerte-Menzel Bourguiba apparaît une chute de tension. Pour cela, il faudrait étudier les mesures à prendre y compris l'exploitation des turbines à gaz de Menzel Bourguiba durant les heures de pointe.

2.1.3 Ligne de transport et les postes

(1) Caractéristiques générales de la ligne

1) Ligne Rades-Naassen

- Longueur 15 km environ
- Tension 225 kV
- Nombre de terre Simple terre
- Conducteur Al-Ac, 411 mm²
- Support Pylône à double terre et à câblages verticaux

2) Ligne Rades-M'Nihla

- Longueur 30 km environ
- Tension 225 kV
- Nombre de terre Simple terre
- Conducteur Al-Ac, 411 mm²
- Support Pylône à double terre et à câblages verticaux

(2) Caractéristiques générales des postes

1) Poste de Naassen (pour l'extension)

a) Equipements de sectionnement 225 kV:

- Nombre de travée 3 travées
- Caractéristiques 3.500 MVA, 1.200 A
Transformateur de courant à borne traversée
est annexé

b) Transformateur:

- Nombre d'unité Un transformateur
- Type Transformateur immergé dans l'huile
(Type bruits faibles)

Caractéristiques

225 kV/90 kV, 100 MVA, muni de commutateurs de réglage en charge

2) Poste de M'Nihla (pour l'extension)

Les caractéristiques des équipements de sectionnements 225 kV utilisés pour l'extension du poste de M'Nihla sont les mêmes que celles des équipements utilisés pour l'extension du poste de Naassen.

a) Equipements de sectionnements 225 kV:

- Nombre de travée 3 travées
- Caractéristiques 3.500 MVA, 1.200 A
Transformateur de courant à borne travée est annexé

b) Transformateur:

- Nombre d'unité Un transformateur
- Type Transformateur immergé dans l'huile
(Type bruits faibles)
- Caractéristiques 225 kV/90 kV, 100 MVA, muni de commutateurs de réglage en charge

(3) Caractéristiques générales des équipements de télécommunication

Pour le dispatching les téléphones radioélectriques UHF sont installés entre le Centre de Dispatching National et la centrale de Rades, et pour l'entretien les téléphones à transmission par ligne électrique sont installés entre Rades et Naassen et également entre Rades et M'Nihla. En plus, pour la protection de la ligne 225 kV sont installés les appareils de relais de protection à transmission par ligne électrique entre Rades et Naassen et également entre Rades et M'Nihla. Leurs caractéristiques générales sont comme suit:

Désignation	Caractéristiques	Dispatching	Rades	Naassen	M'Nihla
• Téléphone radioélectrique multiple UHF	SS-PM 10 W, 6 W	1	1		
• Téléphone à transmission par ligne électrique	2 ch 35 dBm		2	1	1
• Relais de protection à transmission par ligne électrique			2	1	1

2.1.4 Programme des travaux

Depuis la soumission du présent rapport jusqu'au démarrage des travaux une durée de 24 mois sera nécessaire pour l'exécution des travaux d'études (étude du terrain et mesures en mer), l'exécution des études détaillées, la préparation des documents d'appel d'offres, la soumission des offres, les passations des marchés et les commandes.

Compte tenu des travaux actuels de la centrale de Sousse, la durée de construction de la centrale de Rades est estimée à 40 mois pour le 1er groupe et à 46 mois pour le 2ème groupe, englobant les travaux préparatoires, les dessins et fabrications des matériels électriques et mécaniques, le transport maritime, les travaux de génie civil et d'architecture, le montage et les essais.

D'autre part, les durées de construction de la ligne de transport et des postes sont respectivement estimées à 23 mois et à 20 mois.

Les mises en service de la centrale et de la ligne de transport sont prévues comme suit:

(1) Centrale de Rades

<u>Mise en service</u>	<u>Puissance</u>
Août 1985	150 MW (1er groupe)
Février 1986	150 MW (2è groupe)

(2) Ligne de transport 225 kV

<u>Mise en service</u>	<u>Postes d'extrémités</u>	<u>Longueur</u>	<u>Terne</u>
Octobre 1984	Rades-Naassen	15 km	Simple terne
Janvier 1985	Rades-M'Nihla	30 km	Simple terne

Pour les deux lignes ci-dessus les pylônes sont du type double terne à câblages verticaux.

(3) Postes (extension)

<u>Mise en service</u>	<u>Nom de poste</u>	<u>Transformateur</u>
Octobre 1984	Naassen	100 MVA x 1 (225 kV/90 kV)
Janvier 1985	M'Nihla	100 MVA x 1 (225 kV/90 kV)

2.1.5 Coûts d'aménagements

Les coûts de construction de la centrale et de la ligne de transport et des postes ont été estimés sur la base des conditions économiques en octobre 1979.

Les coûts se rapportant aux imprévus et contingences ont été estimés à 10 % des coûts directs pour les travaux de génie civil et d'architecture, et à 7 % des coûts directs pour le matériel électrique et mécanique.

Les frais d'administration de la STEG ont été estimés à 2,5% des coûts directs. Ces frais englobent toutes les dépenses occasionnées au chantier telles 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.

Les frais d'ingénierie ont été sommairement estimés à 1 % des coûts directs. Ces frais se rapportent à la préparation des documents d'appel d'offres (études détaillées, prescriptions techniques, formules de soumission, etc.) et à l'assistance aux appels d'offres.

En se basant sur les conditions ci-dessus, les coûts totaux d'aménagements sont estimés à 88.990 milliers de dinars dont 60.590 milliers de dinars sont les dépenses en devises étrangères et 28.400 milliers de dinars les dépenses en monnaie domestique (non compris les intérêts intercalaires).

(1.000 dinars)

Désignation	Centrale			Ligne et postes			Total		
	Devi.	Dinar	Total	Devi.	Dinar	Total	Devi.	Dinar	Total
• Génie civil et architectures	6.170	13.520	19.690				6.170	13.520	19.690
• Matériel et montage	46.580	6.510	53.090	2.960	1.730	4.690	49.540	8.240	57.780
• Contingences	3.880	1.810	5.690	210	130	340	4.090	1.940	6.030
Coûts directs	56.630	21.840	28.470	3.170	1.860	5.030	59.800	23.700	83.500
• Frais d'administration		1.970	1.970		130	130		2.100	2.100
• Frais d'ingénierie	790		790				790		790
Coûts indirects	790	1.970	2.760		130	130	790	2.100	2.890
Coûts totaux	57.420	23.810	81.230	3.170	1.990	5.160	60.590	25.800	86.390
• Taxe (3%)		2.440	2.440		160	160		2.600	2.600
Grand total	57.420	26.250	83.670	3.170	2.150	5.320	60.590	28.400	88.990

2.1.6 Considérations sur l'environnement

(1) Pollution atmosphérique

La centrale fonctionnera principalement au gaz. La combustion du gaz naturel produit l'oxyde d'azote (NO_x) qui est une cause de la pollution atmosphérique. Toutefois, la production de cet oxyde est très faible parce que la température de combustion du gaz naturel est inférieure à celle de combustion du fuel-lourd ou du charbon, et que la quantité de l'air injecté pour la combustion du gaz naturel peut être ajustée très facilement. Par conséquent la fumée échappée de la centrale de Rades ne soulève pas un problème important en matière de la pollution atmosphérique.

Pour parer au cas où la centrale doit fonctionner au fuel-lourd sont décrites au chapitre 8 quelques mesures à prendre contre le gaz sulfureux, l'acide sulfureux anhydre et des suies et poussières qui sont contenus dans la fumée échappée de la centrale.

(2) Eau chaude jetée

Pour éviter toute nuisance provoquée par l'eau chaude jetée de la centrale le meilleur moyen est d'implanter le rejet d'eau sur le rivage de la mer. (Cette solution est donnée sur la Figure 3-2 comme alternative)

Cependant, sur le site de Rades il faut tenir compte d'un aménagement intégré de la zone d'implantation de la centrale et d'une régénération du lac intérieur par la circulation du débit important de l'eau chaude jetée de la centrale. Pour satisfaire ces demandes on est conduit à implanter le rejet d'eau sur le flanc du canal de pêche. Par conséquent un changement défavorable du milieu naturel est à craindre. Dans le cas où il est nécessaire de préciser la répartition des températures des eaux chaudes jetées dans le lac il faut faire appel à l'essai sur modèle réduit.

(3) Traitement d'eau

1) Traitement par le réservoir de neutralisation

Comme les eaux évacuées du laboratoire chimique et du poste de déminéralisation sont traitées dans le réservoir de neutralisation, aucune nuisance n'est produite.

2) Traitement par le réservoir de séparation d'huiles

Les eaux mélangées d'huiles grasses qui sont évacuées de l'aire de stockage des combustibles, des stations de pompage et des égouts de la salle des machines sont amenées au réservoir de séparation d'huile, et après le traitement elles sont évacuées à l'extérieur du parc de la centrale.

(4) Bruits

Pour restreindre au minimum la fuite des bruits à l'extérieur du parc de la centrale, les machines bruyantes telles que les pompes alimentaires, les compresseurs d'air, etc. sont locali-

sées dans le bâtiment principal. A propos des matériels posés au dehors, des matériels du type bruits faibles sont adoptés. Pour les bruits irréguliers tels que les souffles des soupapes de sécurité, le problème est remédié en installant des silencieux ou en tournant les soupapes vers la mer.

2.2 RECOMMANDATIONS

2.2.1 Détermination des paramètres pour l'équipement et l'exploitation

En plus des recommandations données dans le rapport Volume I pour les travaux d'étude à effectuer avant les études détaillées, il est recommandé à la STEG d'établir le mode d'exploitation de la centrale de Rades et de déterminer les caractéristiques générales qui reflètent bien le mode d'exploitation retenu. Les paramètres qui le concernent sont les suivants:

- a) Marge pour la puissance nominale du groupe turbine-alternateur
- b) Marge pour la capacité nominale de l'appareillage auxiliaire
- c) Formes typiques des courbes de charge et les vitesses des variations de charge
- d) Charge minimum pour l'exploitation
- e) Limite de tolérance pour les variations de fréquence

2.2.2 Acquisition du terrain pour la ligne de transport

Avant les études détaillées de la ligne de transport il est nécessaire d'exécuter les travaux d'étude géologique et la cartographie topographique. Pour cela il est recommandé à la STEG de déterminer tôt le tracé de la ligne et d'acquérir le terrain nécessaire. Dans ce cas il faut tenir compte des facteurs suivants:

- a) Harmonie avec un aménagement intégré des zones intéressées
- b) Prévention des effets d'induction sur les lignes existantes de transport et de télécommunication

CHAPITRE 3 DESCRIPTION DES OUVRAGES DE LA CENTRALE DE RADES

3.1 CONDITIONS DU SITE D'IMPLANTATION

3.2 CONDITIONS DE BASE POUR L'ETUDE

3.3 CARACTERISTIQUES GENERALES DE LA CENTRALE

3.4 DESCRIPTION DES OUVRAGES

CHAPITRE 3 DESCRIPTION DES OUVRAGES DE LA CENTRALE DE RADES

3.1 CONDITIONS DU SITE D'IMPLANTATION

3.1.1 Situation, topographie, géologie, etc.

(1) Situation

Le site de Rades se situe à environ 10 km à l'est de la ville de Tunis et à 1,5 km au sud-ouest du port de Tunis-Coulette. Le terrain, inséré entre le Golfe de Tunis et le Lac Sud, s'étend du nord au sud.

(2) Topographie

En se situant à la cote de 1 à 2 mètres le terrain est couvert des herbes et on n'y trouve pas d'arbre. Il est remblayé d'un mètre environ d'épaisseur pour sa majeure partie, et le reste du terrain non-remblayé présente un aspect humide ou marécageux. Le canal de pêcherie de 30 mètres de large qui délimite l'extrémité sud du site assure la liaison entre la mer et le lac intérieur. Le dragage y est exécuté de temps en temps.

La plage est calme et propre, se courbant doucement en arc du nord au sud. La mer est peu profonde et le fond de mer présente une pente d'environ 1/100 jusqu'à une profondeur de moins 3 mètres, et de là une pente de 1/500 à 1/700 environ.

(3) Géologie

D'après une carte géologique, le terrain du site est constitué des alluvions sableuses d'une épaisseur de 30 à 40 mètres et en-dessous des alternances de grès et d'argile. Au milieu de ces alluvions est intercalée une couche argileuse de 3 à 5 mètres d'épaisseur, et les alluvions elles-mêmes contiennent partiellement des limons, des plaquettes de coquilles et la terre végétale.

Sur un tel terrain, il est difficile d'appuyer les fondations des ouvrages directement sur le substratum rocheux qui se trouve très profond. Des pieux de béton y seront battus comme fondations des ouvrages lourds tels que les turbines, les chaudières, les cheminées, etc. Pour les études détaillées il est nécessaire de savoir les caractéristiques physiques du sol par les sondages en carottage et par les essais en laboratoire sur des échantillons prélevés.

(4) Superficie

Le site a une superficie d'environ 270.000 mètres carrés dont 110.000 mètres carrés doivent être aménagés par remblai. Cette superficie a été déterminée pour permettre la construction de deux groupes de 150 MW chacun en première phase et encore de deux groupes supplémentaires en deuxième phase. Elle tient compte aussi de l'aire de montage et du parc des installations provisoires pour l'extension en deuxième phase.

(3) Eau de refroidissement et l'eau brute

L'eau de refroidissement est prise de la mer et rejetée dans le canal de pêche.

L'eau brute pour l'alimentation de la centrale sera fournie par la SONEDE (quantité maximum de 1.000 mètres cubes par jour).

3.2 CONDITIONS DE BASE POUR L'ETUDE

En ce qui concerne la localisation de la prise d'eau, il existe deux solutions dans la stade actuelle, l'une Solution EPDC (solution A) se propose de l'implanter au coin nord-est du site et l'autre Solution STEG (solution B) consiste à l'implanter juste à côté de l'entrée du canal de pêche. La présente étude décrit toutes ces deux solutions. Cette localisation sera déterminée dans la phase des études détaillées.

3.2.1 Norme adoptée

Pour l'étude et les matériaux des ouvrages les normes internationales telles que IEC, ISO et NEMA sont utilisées. Toutefois, les conditions particulières du site telles que les températures de l'air, les vitesses du vent, etc. sont toujours tenues en compte comme base de l'étude.

3.2.2 Conditions de l'étude du matériel électrique

Les conditions adoptées pour l'étude du matériel électrique sont les suivantes :

3.2.2 Conditions de l'étude du matériel électrique

Les conditions adoptées pour l'étude du matériel électrique sont les suivantes :

- 1) Température de l'air : 40°C
 - Température maximum 45°C
 - Température minimum 0°C
- 2) Effets sismiques : Accélération horizontale de 0,1
- 3) Vitesse du vent maximum : 20 mètres par seconde
- 4) Température de l'eau de mer : 22°C
 - Température maximum 29°C
 - Température minimum 9,8°C
- 5) Humidité :
 - Moyenne annuelle 68,2%
 - Maximum annuel 78,0%
- 6) Précipitation maximum journalière : 200 mm

(5) Accès

Le transport du matériel et des matériaux de construction peut se faire facilement par la voie ferrée et la route nationale qui longent le site. Le site peut également bénéficier du port de Tunis-Goulette qui se trouve tout près.

3.1.2 Météorologie, eau de refroidissement, eau brute

(1) Météorologie terrestre

Le climat de la zone du site est du type méditerranéen doux et ensoleillé. Il fait chaud et sec durant la saison sèche qui dure cinq mois de mai à septembre, tandis qu'il fait assez tempéré durant la saison humide qui dure sept mois d'octobre à avril de l'année suivante.

D'après les records météorologiques de la région de Tunis sur les années 1974-78, les températures sont de 18,3 °C pour la moyenne annuelle, de 13,9 °C pour la moyenne minimum et de 22,7 °C pour la moyenne maximum. Sur ces 5 ans la température minimum est de 2,5°C enregistrés en janvier 1978 et la température maximum de 42.5°C enregistrés en août de la même année.

Les humidités sont de 68,2 % pour la moyenne annuelle, de 58 % pour la moyenne minimum et de 78 % pour la moyenne maximum (voir le Tableau 3-1).

Egalement sur ces 5 ans, la précipitation annuelle moyenne est de 395,2 mm par rapport à la précipitation annuelle maximum de 671,3 mm de l'année 1975. La précipitation maximum journalière est de 195 mm enregistrés en novembre 1975 (voir le Tableau 3-2).

Les observations effectuées sur les années 1951-70 constatent que les vents du secteur Ouest ou Nord-Ouest et du secteur Est sont les plus fréquents, comme le montre le Graphique 3-1. Sur le site de Rades les vents dominants sont du secteur Ouest en hiver et du secteur Est en été.

(2) Météorologie maritime

Les mesures de la température de l'eau de mer effectuées à l'emplacement de la centrale de Goulette II précisent que la température mensuelle maximum est de 27,1 °C en août et celle minimum de 11,6°C en janvier, par rapport à la moyenne annuelle de 19,2°C (voir le Graphique 3-2).

Les hauteurs des vagues sont d'environ 30 cm au maximum et de 24 cm en moyenne. Toutefois, d'après l'annuaire de l'Office des Ports Nationaux, les dénivellations du plan d'eau atteignent exceptionnellement 60 cm en cas de tempête ou de forte baisse barométrique de vent du secteur sud. Au port de Tunis-Goulette les dénivellations sont de 30 cm environ.

La direction du courant d'eau n'a pu être précisée. Pour les études détaillées il est nécessaire d'effectuer les mesures périodiques du courant d'eau.

3.2.3 Principes adoptés dans l'étude

(1) Système de combustion

La centrale sera dessinée de façon qu'elle fonctionne tant au gaz naturel qu'au fuel-fourd.

(2) Système de couplage automatique

Comme la centrale doit alimenter la charge de base, il faut tenir compte de la fiabilité et de la sûreté de son exploitation en même temps que son rendement thermique. Par conséquent le système de couplage automatique sera adopté pour permettre de maintenir la température de vapeur à un niveau constant pour un taux de charge de 40 à 100 %.

(3) Système de contrôle central

L'automatisation du matériel de la centrale est déterminée au niveau qui permet de fonctionner deux groupes thermiques par 10 personnels d'exploitation. Pour ce faire le système de contrôle suivant sera adopté :

- 1) Pour 2 groupes thermiques une salle de commande centrale sera installée pour permettre l'exploitation et le contrôle à distance des chaudières, des turbines-alternateurs et de leurs appareillages auxiliaires.
- 2) Le démarrage et l'arrêt de la centrale ainsi que l'exploitation et le contrôle des appareillages en marche permanente seront également effectués à la salle de commande centrale.

(4) Conditions de vapeur

Compte tenu de la taille unitaire de 150 MW, des frais de combustible et des coûts de construction, les conditions de vapeur suivantes sont adoptées:

- 1) Pression de vapeur : 136 kg/cm²G (à l'admission de la vanne d'arrêt principale)
- 2) Température de vapeur : 538°C (à l'admission de la vanne d'arrêt principale)

(5) Débit de vapeur

Un débit de vapeur de 500 tonnes/heure en régime maximum continue est envisagé pour satisfaire les conditions ci-dessus.

Tableau 3-1 TEMPERATURE DE L'AIR, HUMIDITE A TUNIS
(1974-1978)

Mois	Moyenne maximum	Moyenne minimum	Moyenne mensuelle	Extrêmes absolus		Humidité relative			Mois	Moyenne maximum	Moyenne minimum	Moyenne mensuelle	Extrêmes absolus		Humidité relative		
				Max.	Min.	Max.	Min.	Moyenne					Max.	Min.	Max.	Min.	Moyenne
1974									1977								
Janvier	15,8	8,6	12,2	19,5	6,0	83	65	75	Janvier	17,0	9,0	13,0	21,5	4,5	84	63	75
Février	16,2	8,1	12,2	20,0	4,0	79	59	70	Février	18,7	9,5	14,1	26,0	6,5	84	60	71
Mars	18,1	9,9	14,0	23,0	5,5	80	59	69	Mars	21,0	10,3	15,7	25,0	4,5	79	53	66
Avril	19,2	10,4	14,8	25,5	6,0	79	59	69	Avril	21,4	11,7	16,5	31,5	9,5	73	49	62
Mai	24,6	14,9	19,7	31,5	8,5	73	52	63	Mai	24,3	15,1	19,7	28,5	10,0	83	59	70
Juin	29,0	19,2	24,1	34,0	15,0	64	47	56	Juin	27,6	17,5	22,5	33,0	14,0	77	55	74
Juillet	30,4	20,6	25,5	37,0	18,0	70	53	60	Juillet	31,3	21,6	26,4	35,0	19,0	75	56	64
Août	31,5	21,0	26,3	37,5	17,5	70	47	59	Août	31,1	21,3	26,2	37,5	18,5	76	52	64
Septembre	29,6	20,4	25,0	35,5	17,5	76	51	66	Septembre	27,8	18,4	23,1	36,0	13,5	77	58	69
Octobre	21,9	14,5	18,2	30,5	8,5				Octobre	26,2	16,7	21,5	31,0	14,0	78	54	69
Novembre	18,9	10,5	14,7	27,5	8,0	85	60	74	Novembre	20,7	13,2	16,4	26,0	7,0	83	63	74
Décembre	15,1	8,6	11,9	17,6	4,0	83	68	77	Décembre	17,3	8,8	13,1	22,5	4,0	82	67	75
Moyenne	22,5	13,9	18,2	27,8	9,9	77	56	67	Moyenne	23,7	14,4	19,1	29,5	10,4	79	57	69
1975									1978								
Janvier	15,9	8,1	12,0	18,5	4,0	84	65	76	Janvier	15,0	6,6	10,8	20,0	2,5	80	61	71
Février	14,5	8,7	11,6	18,0	4,0	86	73	79	Février						82	67	74
Mars	17,2	8,7	13,0	27,0	4,0	81	61	71	Mars	18,2	9,4	13,8	23,2	5,2	80	59	70
Avril	19,1	11,0	15,1	23,5	6,0	73	56	65	Avril	19,9	10,9	15,4	26,5	7,0	79	59	69
Mai	23,6	14,4	19,0	28,5	9,5	75	57	66	Mai	23,7	14,5	19,1	32,0	11,0	74	56	65
Juin						73	51	61	Juin	28,0	18,2	23,1	35,5	14,0	66	50	59
Juillet	31,7	20,6	26,1	39,0	13,5	68	41	55	Juillet	31,2	20,4	25,8	40,0	17,5	66	45	55
Août	31,2	21,6	26,4	37,5	16,0	71	47	61	Août	32,0	21,2	26,6	42,5	16,5	73	54	64
Septembre	30,6	20,2	25,4	35,5	14,5	80	53	69	Septembre	28,4	19,0	23,7	31,2	15,0	76	54	66
Octobre	24,4	14,2	19,3	31,0	8,0	80	55	69	Octobre	22,8	14,3	18,5	26,5	11,0	82	60	72
Novembre	19,1	10,4	14,7	24,5	4,5	84	66	76	Novembre	18,5	10,0	14,2	21,5	5,0	86	67	76
Décembre	16,6	9,2	12,9	21,5	5,0	85	69	77	Décembre	18,6	9,3	14,0	24,0	5,0	78	64	72
Moyenne	22,2	13,4	17,8	27,7	8,1	78	58	69	Moyenne	23,3	14,0	18,6	29,4	10,0	77	58	68
1976									Moyenne (5 ans)								
Janvier	14,8	7,5	11,2	17,5	4,0	89	69	75	Moyenne (5 ans)	22,7	13,9	18,3	28,4	9,6	78	58	68
Février	15,5	7,7	11,6	18,5	4,0	83	64	74									
Mars	16,5	8,4	12,4	21,5	5,5	85	64	74									
Avril	19,5	10,9	15,2	26,0	6,0	79	58	69									
Mai	22,8	15,0	18,9	27,0	10,5	78	62	70									
Juin	27,7	18,2	22,9	34,5	13,0	72	52	62									
Juillet	30,4	21,4	25,9	34,5	19,0	70	50	59									
Août	31,3	21,5	26,4	38,5	18,5	69	46	59									
Septembre	27,7	19,3	23,5	34,6	11,5	76	54	66									
Octobre	23,8	16,2	20,0	33,0	11,0	78	61	71									
Novembre	17,4	10,6	14,0	25,0	6,5	83	66	75									
Décembre	17,0	9,3	13,1	22,0	6,0	81	65	74									
Moyenne	22,0	13,8	19,7	27,7	9,6	78	59	69									

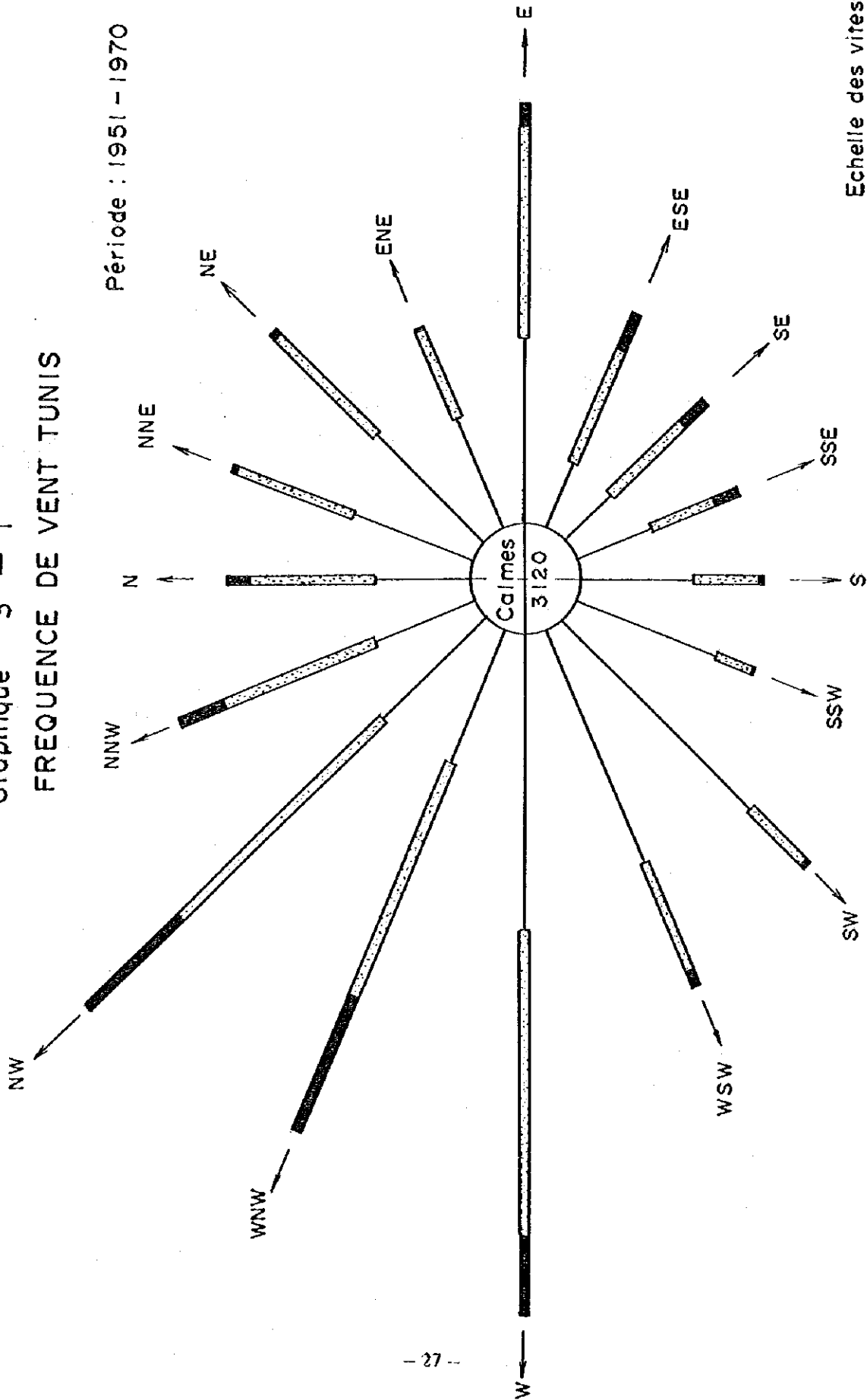
Tableau 3-2 PRECIPITATION A TUNIS
(1974-1978)

Désignation	(mm)												
	Jan	Fev	Mar	Avr	Mai	Juin	Jui	Aôut	Sep	Oct	Nov	Dec	Annuelle
1974													
Mensuelle	13,9	72,7	14,5	35,1	7,0	2,3	0,0	0,0	12,5	60,5	58,6	28,8	305,9
Maximum journalière	8,0	28,9	7,5	8,7	6,5	2,3	0,0	0,0	12,0	22,6	20,0	9,6	
1975													
Mensuelle	3,3	189,4	100,8	10,5	45,3	0,4	0,0	11,7	6,8	8,0	268,2	26,9	671,3
Maximum journalière	1,6	58,6	68,9	5,5	24,6	0,4	0,0	8,4	5,0	5,0	195,0	14,5	
1976													
Mensuelle	39,2	32,0	36,3	11,1	64,3	18,6	6,8	13,2	30,0	67,6	125,3	19,1	463,5
Maximum journalière	18,3	10,2	11,0	3,0	28,5	7,9	4,5	10,8	13,6	16,7	74,2	10,7	
1977													
Mensuelle	75,3	2,8	19,8	69,8	12,8	0,0	0,0	11,8	15,1	14,7	63,3	3,4	288,8
Maximum journalière	41,0	2,1	15,5	35,0	7,0	0,0	0,0	6,0	6,8	10,2	39,0	2,7	
1978													
Mensuelle	9,1	63,2	0,0	42,4	14,8	0,0	0,0	0,0	7,0	67,6	31,0	10,5	245,6
Maximum journalière	2,8	11,2	0,0	27,0	9,1	0,0	0,0	0,0	3,5	25,3	17,5	10,5	
Moyenne mensuelle sur 5 ans	28,16	72,02	34,28	33,78	28,84	4,26	1,36	7,34	14,28	43,68	109,3	17,74	395,02

Graphique 3 - 1

FREQUENCE DE VENT TUNIS

Période : 1951 - 1970

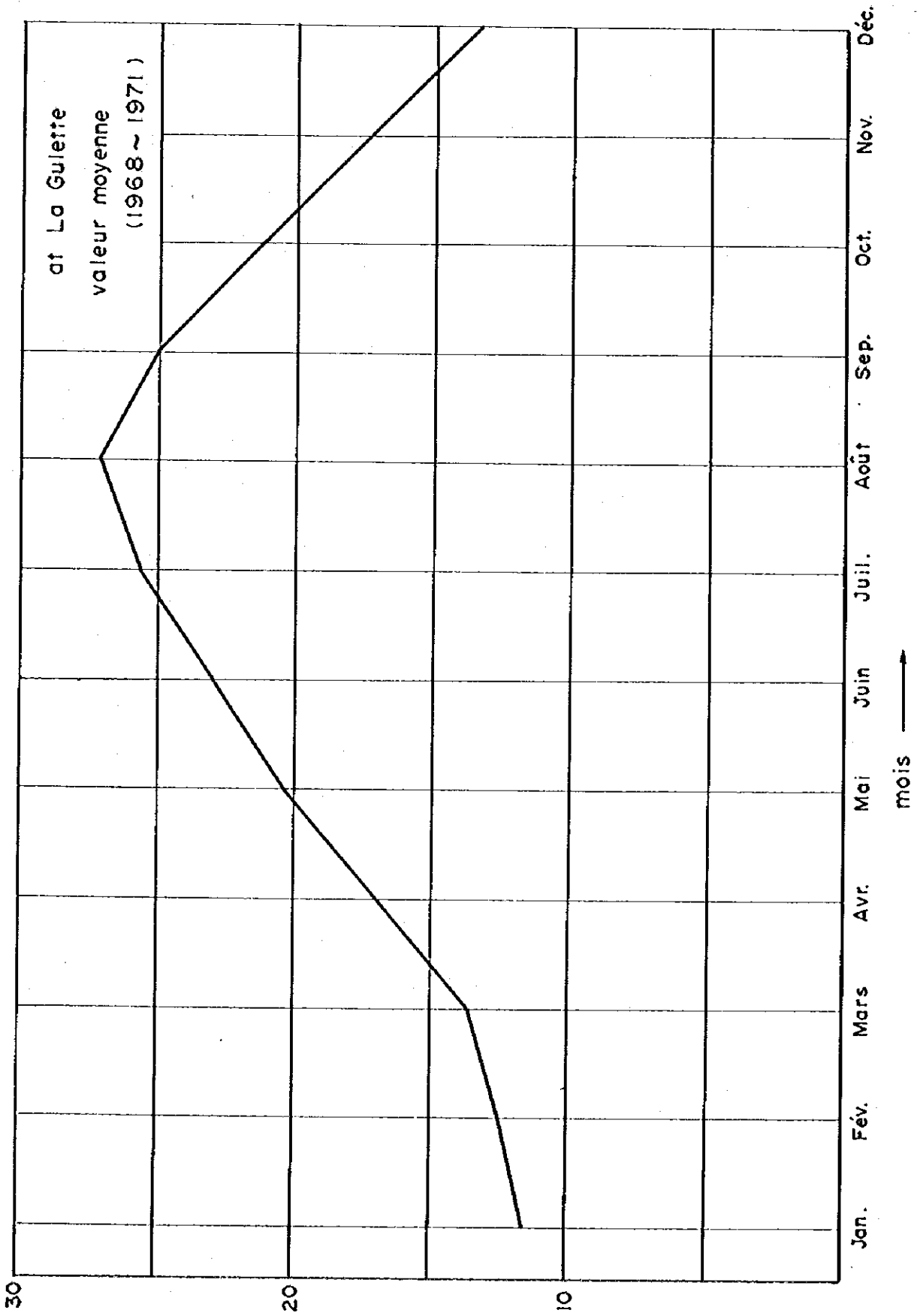


NOMBRE TOTAL DES OBSERVATIONS, 21915

HEURES D'OBSERVATION : 06-12-18 h TU

ECHELLE : 1 m/m pour 20 Observations

Graphique 3-2 EAU DE CIRCULARION



3.3 CARACTERISTIQUES GENERALES DE LA CENTRALE

3.3.1 Ouvrages de génie civil

(1) Aménagement du terrain (pour 4 groupes)

- a) Superficie du terrain : 270.000 m²
- b) Cote du terrain : 2,00 m
- c) Digue de protection : Digue en béton du type L (coulage sur place)
Cote de crête de 2,50 m
Longueur de 1.070,00 m

(2) Circuit de l'eau de refroidissement (pour 2 tranches)

- a) Epi de la prise d'eau:

	Solution A	Solution B
• Type	Epi en enrochement	Epi en enrochement
• Dimension	Largeur de crête de 6,00 m Cote de crête de 2,00 m Longueur de 200,00 m	7,00 m 2,00 m 450,00 m
- b) Bloc prise d'eau et station de pompage :

• Type	Ouvrage en béton armé	Ouvrage en béton armé
• Dimension	Longueur de 37,00 m Largeur de 16,00 à 21,00 m Hauteur de 7,00 à 8,00 m	37,00 m 16,00 à 21,00 m 7,00 à 8,00 m
- c) Conduite de prise :

• Type	Tuyaux d'acier	Tuyau d'acier
• Dimension	Diamètre intérieur de 1.200 mm x 4 Longueur de 430,00 m pour la conduite N°1 et de 400,00 m pour la conduite N°2	Diamètre intérieur de 1.700 mm x 2. Longueur de 360,00 m pour la conduite No. 1 et de 330,00 m pour la conduite No. 2
- d) Conduite de fuite :

• Type	Tuyau d'acier	Tuyau d'acier
--------	---------------	---------------

- Dimension Diamètre intérieur de 1.200 mm x 4
Longueur de 78,00 m pour la conduite N° 1 et de 46,00 m pour la conduite N° 2
- Diamètre intérieur de 1.700 mm x 2.
Longueur de 78,00 m pour la conduite No. 1 et de 46,00 m pour la conduite No. 2

e) Citerne de décharge :

- Type Ouvrage en béton armé
- Dimension Largeur de 10,00 m
Hauteur de 5,50 m
Longueur de 13,00 m

f) Canal de rejet :

- Type Canal en béton
- Dimension Hauteur de 2,00 m
Largeur de 6,00 m
Longueur de 290,00 m

(3) Epi du sud

- Type Epi en enrochement
- Dimension Largeur de crête de 6,00 m
Cote de crête de 2,00 m
Longueur de 200,00 m

(4) Pistes dans le parc de la centrale

- Type Revêtement asphaltique
- Dimension Largeurs de 8,00 m et
Longueur de 1.700,00 m

3.3.2 Architectures

(1) Bâtiment principal

- a) Fondation : Pieux de béton (y compris la fondation de chaudière)
- b) Plancher de fond : Fond en béton armé
- c) Structure : Charpente d'acier
Toiture : Revêtement étanche asphaltique

Mur extérieur : Béton armé au revêtement de tôle galvanisé
Plancher : Béton armé – grilles d'acier partiellement

- d) Dimension :
Supérficie bâtie de 3.470 m²
Surface totale de 11.200 m²
Capacité de bâtiment de 73.700 m³

Hauteur : 25 m pour la salle des machines (2 étages)
13,5 m pour la salle de commande centrale
Massifs en béton armé : 2.470 m²
- e) Installations accessoires:
Climatiseurs
Eclairages
Installations d'alimentation en eau
Système de drainage
Installations sanitaires
Pompes d'extinction
Avertisseurs d'incendie
Ventilateurs

(2) Bâtiment administratif

- a) Fondation : Pieux de béton
- b) Structure : Structure en béton armé
- c) Dimension :
Supérficie bâtie de 670 m²
Surface totale de 1.260 m²
- d) Salles et locaux :
- (Rez-de-chaussée)
 - Halle de vestibule
 - Réception
 - Toilettes
 - Local climatiseur
 - Bureau des affaires générales
 - Vestiaires
 - Clinique
 - Salle de radiographie
 - Salle de détente

 - (1er étage)
 - Bureau du chef de centrale
 - Bureau du chef adjoint de centrale
 - Bureau du chef de service exploitation
 - Bureau du chef de service entretien
 - Bureau du chef de service technique
 - Bureau de comptabilité
 - Secrétariat
 - Salle de conférence
 - Archives

Salle de formation
Standard téléphonique
Cuisine
Toilettes
Plate-forme (couloir)

e) Installations
accessoires :

Climatiseurs
Eclairages
Installations d'alimentation en eau
Système de drainage
Avertisseurs d'incendie
Pompes d'extinction
Installations sanitaires
Ventilateurs

(3) Bloc entretien

a) Fondation :

Pieux de béton

b) Structure :

Structure en béton armé (3 étages)

c) Dimension :

Superficie bâtie de 330 m²
Surface totale de 1.330 m²

d) Salles et locaux :

(Rez-de-chaussée)
Salle de douche
Vestiaires

(1er étage)

Bureau du contremaître des méthodes
Salle du personnel d'entretien
Bureaux d'études et archives
Salle de tirages

(2^e étage)

Bureau du contremaître
Laboratoire chimique
Bureau des données statistiques
Centre THF
Bureau en réserve

(3^e étage)

Atelier d'entretien
Magasin des pièces d'échange (appareils de mesure)
Bureau en réserve

Ascenseur
Toilettes

(Sur le toit)
Local climatiseur

e) Installations
accessoires : Climatiseurs
Eclairages
Installations d'alimentation en eau
Distributeur d'eau chaude
Système de drainage

Ventilateurs
Avertisseurs d'incendie
Pompes d'extinction

(4) Bâtiments auxiliaires

a) Atelier et magasin : Un étage : 3.260 m² (15.800 m³)

b) Bâtiment de commande
au poste : Un étage : 690 m²

c) Poste déminéralisation
d'eau : Un étage : 1.160 m²

d) Bloc social : Sans étage : 360 m²

e) Local gardien : Sans étage : 91 m²

(5) Cheminée

a) Charpente de support : Hauteur de 62,5 m

b) Cheminée : Diamètre de 3,50 à 4,00 m (2 conduites de fumée)
Hauteur de 80 m

c) Fondation : Pieux de béton
Fond en béton armé

3.3.3 Matériel mécanique (par tranche)

(1) Système turbine

a) Turbine :

- Type Turbine à seule ligne d'arbre, à deux corps et à double écoulement à resurchauffe
- Puissance nominale 160.000 kW
- Vitesse 3.000 tpm
- Condition de vapeur 136 kg/cm²G et 538°C à l'admission de la soupape d'arrêt principale
27 kg/cm²G et 538°C à l'admission de la soupape d'arrêt de resurchauffe
- Nombre de soufflage 6

b) Condenseur :

- Type Type à double parcours avec surface de boîte d'eau
- Vide au condenseur 722 mmHg
- Température de l'eau de refroidissement 22°C

c) Pompe de circulation d'eau :

- Type Axe vertical, munie de pales fixes
- Nombre 2 unités

d) Ejecteur d'air :

- Type Jet de vapeur à 2 chaînes
- Nombre Une unité (2 chaînes)

e) Ejecteur d'air de démarrage :

- Type Jet de vapeur
- Nombre Une unité

f) Pompe d'extraction : n :

- Type Axe vertical
- Nombre 3 unités

g) Piège à moules

- Type Nettoyeur en charge du type TAPROGGE
- Nombre Une unité

h) Dégazeur et bêche alimentaire :

- Type Dégazeur à étage par pression
- Nombre Une unité

i) Réchauffeur d'eau d'alimentation :

- Réchauffeur à basse pression

Type Tuyauterie-U horizontale avec zone à sous-refroidissement de purge

Nombre 3 unités (N°1, N°2 et N°3)

- Réchauffeur à haute pression

Type Tuyauterie-U horizontale avec zone à refroidissement de purge et zone à désurchauffe

Nombre 2 unités (N°5 et N°6)

j) Pompe alimentaire :

Type Pompe à axe horizontal, motorisé et à étages multiples

Nombre 3 unités (capacité unitaire: 50%)

(2) Système chaudière (par tranche)

a) Chaudière :

- Type Type ouvert, munie d'un seul ballon et à circulation naturelle d'eau
- Evaporation 500 tonnes/h (régime maximum)
481 tonnes/h (régime économique)
- Débit de vapeur resurchauffée 477 tonnes/heure au maximum (opération continue)
- Pression désignée 165 kg/cm²G (surchauffeur de chaudière)
40 kg/cm²G (résurchauffeur)
- Condition de vapeur
138 kg/cm²G et 541°C à la sortie du surchauffeur
29,8 kg/cm²G et 541°C à la sortie du résurchauffeur
- Température de l'eau d'alimentation 236°C à l'admission de l'économiseur
- Système d'aspiration Ventilateur de soufflage
- Contrôle de température de vapeur
Type vaporisateur (température de surchauffeur)
Registre de tirage série-gaz (température de résurchauffeur)
Type vaporisateur (température de résurchauffeur à l'usage urgent)

b) Réchauffeur d'air :

- Type Type régénération rotative LJUNGSTROM
- Nombre 2 unités

c) Préchauffeur d'air à vapeur :

- Type Tuyau d'acier muni de pales de cuivre
- Nombre 2 unités

d) Système combustion

- Combustible Gaz naturel et fuel-lourd

- Nombre de bruleurs 12 unités

- Pompe de fuel-lourd
 - Type Pompe à vis
 - Nombre 2 unités (capacité unitaire : 50%)

- Pompe de fuel-léger
 - Type Pompe à engrenages
 - Nombre Une unité

- Réservoir de fuel-
lourd
 - Type Toiture à cône
 - Capacité 30.000 m³ x 1

- Réservoir de fuel-
léger
 - Type Toiture à cône
 - Capacité 1.600 m³ x 1

e) Ventilateur de soufflage :

- Nombre 2 unités

f) Ramoneurs :

- Type Type rotatif-rétractile
- Nombre 16 unités

3.3.4 Equipements auxiliaires

a) Portique pour le bloc
turbine :

- Capacité du crochet
 - 50 tonnes (principal)
 - 10 tonnes (auxiliaire)
- Portée 20 m

- Hauteur de levage
20 m
- Nombre
Une unité

b) Poste de déminéralisation :

- Filtre
 - Type
Plaque d'acier -- Type circulaire
 - Capacité
700 tonnes par jour
- Equipement
 - Type
2 chaînes à 3 tours et à 2 lits
 - Capacité
600 tonnes/jour
 - Nombre
2 chaînes
- Réservoir de déminéralisation
 - Type
Plaque d'acier -- Type circulaire
 - Capacité
600 tonnes x 2 unités

c) Chaudière auxiliaire :

- Type
Chaudière du type packages
- Vapeur
7 kg/cm² de vapeur saturée
- Capacité
5 tonnes/heure au maximum
- Soufflage
Type FDF
- Nombre
Une unité

d) Compresseur d'air de régulation et de travail (par tranche) :

- Type
Double action à simple étage -- refroidissement par circulation d'eau
- Nombre
2 unités

e) Compresseur d'air pour le service auxiliaire (par tranche) :

- Type Double action à simple étage – refroidissement par circulation d'eau
- Nombre 2 unités

f) Equipement d'injection de réactifs (par tranche) :

- Type Pompe refoulante (système contrôle PID)
- Nombre 3 unités

g) Dégrilleurs(par tranche) :

- Grille filtrante 2 unités
- Grille Type vertical 2 unités
- Dégrilleur Type vertical 2 unités

3.3.5 Matériel électrique (par tranche)

(1) Alternateur

a) Type Alternateur à champ rotationnel horizontal, refroidi à hydrogène et à antiexplosion

b) Conditions normales de fonctionnement assignés

- Puissance 200.000 KVA
- Fréquence 50 Hz
- Facteur de puissance 0,8
- Tension 13,8 kV
- Courant 8.368 A
- Rapport de court-circuit 0,58

c) Excitatrice : Excitation à Thyristor

(2) Caniveau de barre omnibus

a) Type Type enveloppe cylindrique en aluminium

b) Conditions normales de fonctionnement assignés

- Tension 13,8 kV
- Courant 9.000 A
600 A
- Niveau d'iso-
lation BIL : 95 kV
CA : 36 kV
- Montée de
température 65°C au maximum

(3) Transformateur

a) Transformateur de puissance

- Type Triphasé, à refroidissement par circulation d'air forcée, immergé dans l'huile et muni des commutateurs de réglage en charge
- Capacité 188.000 kVA
- Tension 13,8 kV (primaire)
225 kV \pm 10% (secondaire)
- Nombre de commuta-
teurs de réglage 17
- Tension impédance 12%
- Nombre Une unité

b) Transformateur auxiliaire :

- Type Type triphasé à refroidissement par circulation d'air forcée et muni des commutateurs de réglage à vide
- Capacité 12.000 kVA
- Tension 13,8 kV (primaire)
6,9 \pm 5% (secondaire)

- Nombre de commutateurs de réglage 5
- Tension impédance 8%
- Nombre Une unité

c) Transformateur de démarrage :

- Type Type triphasé à refroidissement par circulation d'air forcée et muni des commutateurs de réglage en charge
- Capacité 18.000 kVA
- Tension 225 kV \pm 10% (primaire)
6,9 kV \pm 5% (secondaire)
- Nombre de commutateurs de réglage 17
- Tension impédance 10%

(4) Armoire de commande 6,9 kV

a) Armoire de commande :

- Type Triphasé à "Single bus" – l'ensemble localisé dans un coffret métallique
- Courant électrique

Bus principal :	2.000 A
	1.200 A
Bus branché :	2.000 A
	1.200 A
	600 A
- Niveau d'isolement

BIL :	60 kV (1,2 x 50 us)
AC :	22 kV (50 Hz)

b) Disjoncteur :

- Type Disjoncteur à soufflage d'arc par système magnétique
- Tension 7,2 kV

- Courant électrique
2.000 A
1.200 A

- Courant d'interruption
20 kA

(5) Sectionneur à basse tension

a) Armoire de commande :

- Type
Triphasé à "Single bus" – l'ensemble localisé dans un coffret métallique
- Courant électrique
3.150 A
2.500 A
1.250 A
1.000 A
- Niveau d'isolement
Centre de puissance : 2.200 V
Salle de commande : 1.500 V

b) Sectionneur :

- Type
A coupure dans l'air
- Tension
600 V
- Courant électrique
2.500 A
1.600 A
600 A

(6) Génératrice à diesel pour secours

- Type
"Vertical, single acting, solia injection, cold starting turbo charged, suction air cooled"
- Puissance
300 kVA (50 Hz -- facteur de puissance de 0,8)
- Tension
400/220 V
- Phase
Triphasé, 4 fils

(7) Système du courant continu

- Type
Batterie au plomb
- Capacité
800 A (au taux de déchargement 10 heures)

- Tension 220 V
- Chargement de batterie Chargement par Thyristor

(8) Digital Computer

- Composants Mémoire à cône : une unité
Mémoire à table : une unité
Machines à écrire : 7 unités

3.3.6 Poste de sectionnement (Pour 2 tranches)

(1) Transformateur de couplage au réseau

- Type Type triphasé, à refroidissement par circulation d'air forcée, immergé dans l'huile et muni des commutateurs de réglage en charge
- Capacité 100.000 kVA
- Tension 225 kV \pm 10% (primaire)
150 kV (secondaire)
- Nombre de commutateurs de réglage 17
- Connexion Primaire : Mise à la terre à travers une
Secondaire : résistance faible
- Groupe de couplage Yyd II (IEC – 76)
- Niveau d'impulsion (1,2 x 50 us)
Primaire : 900 kV
Secondaire : 650 kV
- Tension impédance 15%

(2) Barre d'omnibus

- Système de barre Système "Double bus"
- Tension 225 kV,
- Classe d'isolement IEC – 56
225 kV Tension maximum de système : 245 kV
Niveau d'impulsion (1,2 x 50 us) : 900 kV
AC (50 Hz) : 395 kV

(3) Disjoncteur

• Type	Disjoncteur à coupure dans l'air
• Tension	245 kV
• Capacité de disjonction	3.500 MVA
• Mode opératoire	Opération pneumatique
• Nombre	7 unités

(Muni du transformateur à borne traversée)

(4) Sectionneur

• Type	Ouverture centrale, ouverture double et à pantographe, type horizontale	Ouverture double, type horizontale
• Tension	245 kV	170 kV
• Courant	1.200 A	800 A
• Courant d'interruption	31,5 kA	20 kA
• Mode opératoire	Opération pneumatique	Opération pneumatique
• Nombre	16 unités	1 unité

(5) Transformateur de potentiel

• Type	Type "Capacitor"	Type "Capacitor"
• Tension	225 $\sqrt{3}$ kV/110 $\sqrt{3}$ V	154 $\sqrt{3}$ kV/110 $\sqrt{3}$ V
• Charge secondaire	200 VA	200 VA
• Nombre	18 unités (monophasé)	3 unités (monophasé)

(6) Transformateur de courant

• Type	Transformateur du type borne traversée ou du type poteau	Transformateur du type borne traversée ou du type poteau
• Rapport de courant	1.200 A/5 A	800 A/5 A

• Charge secondaire	40 VA	40 VA
• Nombre	3 unités (monophasé)	3 unités (monophasé)

(7) Parafoudre

• Type	“Magne resistovalve”	“Magne resistovalve”
• Tension	210 kV	210 kV
• Nombre	4 unités	Une unité

(8) Bobines de brochage

• Tension	245 kV	170 kV
• Nombre	2 unités (monophasé) (6 pièces/unité)	Une unité (monophasé) (3 pièces/unité)

3.4 DESCRIPTION DES OUVRAGES

3.4.1 Plan de masse (voir la Figure 3-1)

(1) Bâtiment principal

Le bâtiment principal de la centrale doit être construit sur un terrain aussi solide que possible pour éviter des affaissements qui risquent d'exercer une mauvaise influence sur le matériel et les tuyauteries de la centrale. En outre il existe encore des facteurs particuliers qui dominent la localisation des ouvrages. Pour la centrale de Rades on a tenu compte des critères suivants :

- 1) Réaliser un ensemble équilibré des ouvrages.
- 2) Assurer l'exploitation facile et efficace de deux premiers groupes.
- 3) Séparer la zone d'exploitation des deux premiers groupes de la zone d'extension future pour les 3^e et 4^e groupes, afin de ne pas donner l'inconvénient à l'exploitation des deux premiers groupes lors de la construction des deux derniers groupes.
- 4) Réserver l'aire de montage et des installations provisoires pour l'extension future.

(2) Bloc d'entretien

Le bâtiment d'entretien est localisé au nord du bâtiment principal pour permettre d'exécuter d'une manière efficace l'exploitation, l'entretien et les travaux de réparation.

(3) Bâtiment administratif

Le bâtiment administratif est localisé au centre du site et juste en face de l'entrée de la centrale compte tenu de sa position dans l'ensemble et de la facilité de l'exploitation de la centrale.

(4) Aire de stockage des combustibles

L'aire de stockage des combustibles occupe la zone nord du site. Ceci tient compte de la facilité de transport des fuels à partir du port de Tunis-Goulette, de la dérivation du gazoduc et de la prévention d'incendie. Comme zone neutre, les terrains de sports et les espaces verts sont localisés entre le bâtiment principal et l'aire de stockage des combustibles.

(5) Cheminée

La localisation de la cheminée est presque déterminée par l'agencement du bâtiment principal. Une cheminée est construite pour deux groupes, ce qui tient compte de l'économie du coût de construction et de la diffusion facile du gaz échappé. Dans la cheminée un espace est réservé pour permettre d'y installer un dépoussiéreur électrostatique pour parer au cas où la centrale fonctionne au fuel-lourd.

(6) Poste de sectionnement

Pour la facilité de départ des lignes de transport et pour la prévention des dégâts provoqués par le sel de l'air marin, le poste de sectionnement est localisé à l'ouest du bâtiment principal.

(7) Bloc social

Comme zone neutre, le bloc social comprenant les terrains de sports et les espaces verts est localisé entre l'aire de stockage des combustibles et le bâtiment principal.

(8) Espaces verts

Pour les besoins esthétiques des espaces verts sont établis à divers endroits.

3.4.2 Localisation des équipements dans le bâtiment principal (voir les Figures 3-3 et 3-4)

(1) Dimension du bâtiment principal

Le bâtiment principal est dimensionné comme suit :

- | | |
|--------------------------|---|
| – Salle des machines | : Largeur de 20 m (de colonne A à colonne E)
Hauteur de 25 m |
| – Section des échangeurs | : Largeur de 8 m (de colonne E à colonne F) |
| – Bâtiment principal | : Longueur totale de 101 m |

(2) Direction de l'axe des groupes

Les groupes turbines-alternateurs sont installés perpendiculairement à l'axe des chaudières.

(3) Agencement général des équipements

Les équipements sont localisés de façon à permettre le charriage facile des équipements démontés. Ceci tient compte également de la facilité et de la sûreté de leurs exploitation, entretien et visite.

(4) Espaces réservés

Pour parer au cas où la centrale fonctionne au fuel-lourd, les espaces sont réservés pour l'installation d'une pompe et d'un échangeur du fuel-lourd.

(5) Condenseurs

Les condenseurs sont installés perpendiculairement à l'axe des turbines. Pour ne pas produire dans le bâtiment principal des espaces morts pour l'extraction des tuyaux de condenseurs, les valets sont installés entre les colonnes 4 et 5 pour permettre de sortir à l'extérieur ces tuyaux.

(6) Dé-gazeurs

Compte tenu de la hauteur d'aspiration nette des pompes alimentaires, les dé-gazeurs sont installés sur les systèmes des échangeurs entre les colonnes E et F du 4^e étage.

(7) Réchauffeur à basse pression N° 1

Pour l'économie des espaces et pour le raccourcissement des tuyaux d'extraction de vapeur, le réchauffeur à basse pression N° 1 est installé dans le condenseur.

(8) Transformateurs de puissance

Pour raccourcir la distance entre les alternateurs et les transformateurs de puissance, ceux-ci sont accolés au mur extérieur de la salle des machines. Les transformateurs auxiliaires et les transformateurs de démarrage sont installés près de transformateurs de puissance.

(9) Compresseurs et génératrices à diesel

Les compresseurs de contrôle, les compresseurs aux usages divers et les génératrices à diesel sont installés au rez-de-chaussée compte tenu de l'économie des coûts de construction et de l'insonorisation.

(10) Autres équipements installés au rez-de-chaussée

En plus des équipements cités à (9), sont également installés au rez-de-chaussée les pompes d'alimentation en eau, les pompes d'extraction, les pompes nourricières, les pompes d'eau de refroidissement, les citernes d'huile, les réfrigérants d'huile ainsi que les pompes de fuel-lourd et les échangeurs de fuel-lourd, etc.

(11) Equipements installés au 1er étage

Les principaux équipements installés au 1er étage sont les éjecteurs d'air, le poste couplage et coupure et la salle de relais des appareillages électriques.

(12) Equipements installés au 2è étage

Au 2è étage sont installés les groupes turbines-alternateurs, les échangeurs à basse pression N°2, les échangeurs à haute pression N°5, la salle de commande centrale et la salle de relais des combineurs de couplage automatiques, etc.

3.4.3 Circuit de l'eau de refroidissement

La localisation et la structure de la prise d'eau seront déterminées dans la phase des études détaillées compte tenu des résultats acquis à partir des études en mer et des études géologiques. Comme décrit plus haut, le présent rapport donne les descriptions sur les deux solutions provisoires, l'une Solution EPDC et l'autre Solution STEG (voir les figures 3-1 (A) et 3-1(B)).

La prise d'eau de la solution (A) est localisée au coin nord-est du site pour les raisons suivantes :

- 1) Une carte marine établie par l'Office des Ports Nationaux constate que la mer devant le canal de pêcherie 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 pêcherie 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 pas à la prise d'eau, si celle-ci est implantée au coin nord-est du site de la centrale.

D'autre part, la solution (B) se propose d'implanter la prise d'eau juste à côté de l'entrée du canal de pêcherie de façon que le bassin de tranquillisation et la digue de protection puissent être utilisés aussi pour autre chose que pour la prise d'eau (par exemple un port de pêche ou de plaisance ...).

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. (Cette solution est montrée dans la Figure 3-2 annexée au présent rapport comme variante)

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. Ces demandes conduisent à implanter le rejet d'eau au flanc du canal de pêcherie.

Dans le cas de la solution (B) il est nécessaire d'installer une écluse sur le canal de pêcherie pour empêcher le refoulement de l'eau chaude jetée.

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.

(1) Bloc prise d'eau et station de pompage

Comme le montre la Figure 3-7, le bloc prise d'eau et station de pompage est d'une longueur de 37,00 mètres, d'une largeur de 16,00 à 21,00 mètres et d'une hauteur de 7,00 à 8,00 mètres. C'est un ouvrage en béton armé construit sur les fondations en pieux de béton.

La localisation de la prise d'eau doit tenir compte des vagues, des sables mouvants, des sables flottants, de la température d'eau de mer, des ordures, des méduses, etc. Comme eau de refroidissement, il est souhaitable de pouvoir prendre l'eau autant pure et froide que possible et qui ne présente pas de forte variation saisonnière et journalière de la température. Au site de Rades il s'agit des vagues, des sables, des algues et des méduses.

Pour limiter au minimum les fluctuations du niveau d'eau dans la station de pompage, la solution (A) envisage un épi de 200,00 mètres de long au sud de la prise d'eau. Cet épi est orienté pour faire face aux houles du secteur Ouest qui présentent des ondes relativement longues. De toute façon, dans la phase des études détaillées la localisation de l'épi doit être élaborée compte tenu de la direction et la vitesse des vents et de la hauteur des vagues. S'il en est requis, il faut faire appel à l'essai sur modèle réduit.

Egalement 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.

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 grilles filtrantes, des grilles et des dégrilleurs.

(2) Conduite de prise et conduite de fuite (voir la Figure 3-8)

Pour chacun des groupes sont installées sous terre 2 conduites de prise et également 2 conduites de fuite. Toutes ces conduites, fabriquées en acier, sont supportées tous les 4 mètres par les blocs d'ancrage construits sur les pieux de béton. Elles sont bitumées à leurs extérieur et bitumées et vernies à leurs intérieur.

(3) Citerne de décharge et canal de rejet

Le citerne de décharge est construite en béton armé et dimensionnée de 10,00 mètres de large, de 13,00 mètres de long et de 5,50 mètres de haut (voir la Figure 3-8). Son radier se situe au niveau moins 2,50 mètres de façon à ne pas gêner l'effet siphonal des conduites de fuite.

Au départ du canal de rejet sont installées les vannes de batardé pour permettre d'effectuer facilement la visite et la réparation des conduites de fuite.

Le canal de rejet, construit en béton armé, a une section trapézoïde de 2,00 mètres de haut, de 5,00 mètres de largeur en base et de 6,20 mètres de largeur en crête (voir la Figure 3-8).

Tous les deux ouvrages de la citerne de décharge et du canal de rejet sont supportés par les pieux de béton.

3.4.4 Eau d'alimentation de la centrale (pour 2 groupes)

L'eau d'alimentation de la centrale sera dérivée d'une conduite d'eau de la SONFDE. La qualité d'eau est montrée dans le Tableau 3-3.

(1) Système d'eau d'alimentation de la chaudière

L'eau dérivée d'une conduite d'eau de la SONEDE est stockée dans le réservoir d'eau brute. Et ensuite l'eau stockée est pompée à la citerne de tête installée au 8^e étage.

Une partie de l'eau brute est dérivée du tuyau principal d'eau brute et traitée dans le poste de déminéralisation pour être stockée dans le réservoir d'eau épurée. L'eau épurée est utilisée comme eau d'appoint pour l'alimentation des chaudières et pour le refroidissement des paliers des équipements.

(2) Système d'eau pour les services auxiliaires

Pour les services auxiliaires l'eau est fournie par deux systèmes soit le système d'eau aux usages divers et le système d'eau potable, chacun branché du tuyau principal d'eau brute.

L'eau transitée par le système d'eau potable est pompée à la citerne d'eau potable installée sur le toit du bâtiment d'entretien. S'il en est requis, l'eau est stérilisée par l'injection du chlore avant d'être stockée dans cette citerne.

(3) Système d'eau à incendie

L'eau à incendie est pompée du réservoir d'eau brute aux bouches d'incendie. Pour l'extinction initiale du feu le réservoir d'eau brute est connecté en permanence avec le système d'extinction. Les appareillages d'extinction chimiques sont installés dans l'aire de stockage des combustibles.

(4) Capacité du réservoir d'eau brute

La quantité d'eau nécessaire pour l'alimentation de la centrale est comme suit :

- Eau d'appoint de la centrale :
Débit de vapeur (1.000 m³/h) × taux d'appoint (0,03) × 24 heures = 720 m³/jour
- Eaux pour les services auxiliaires et l'eau potable = 280 m³/jour

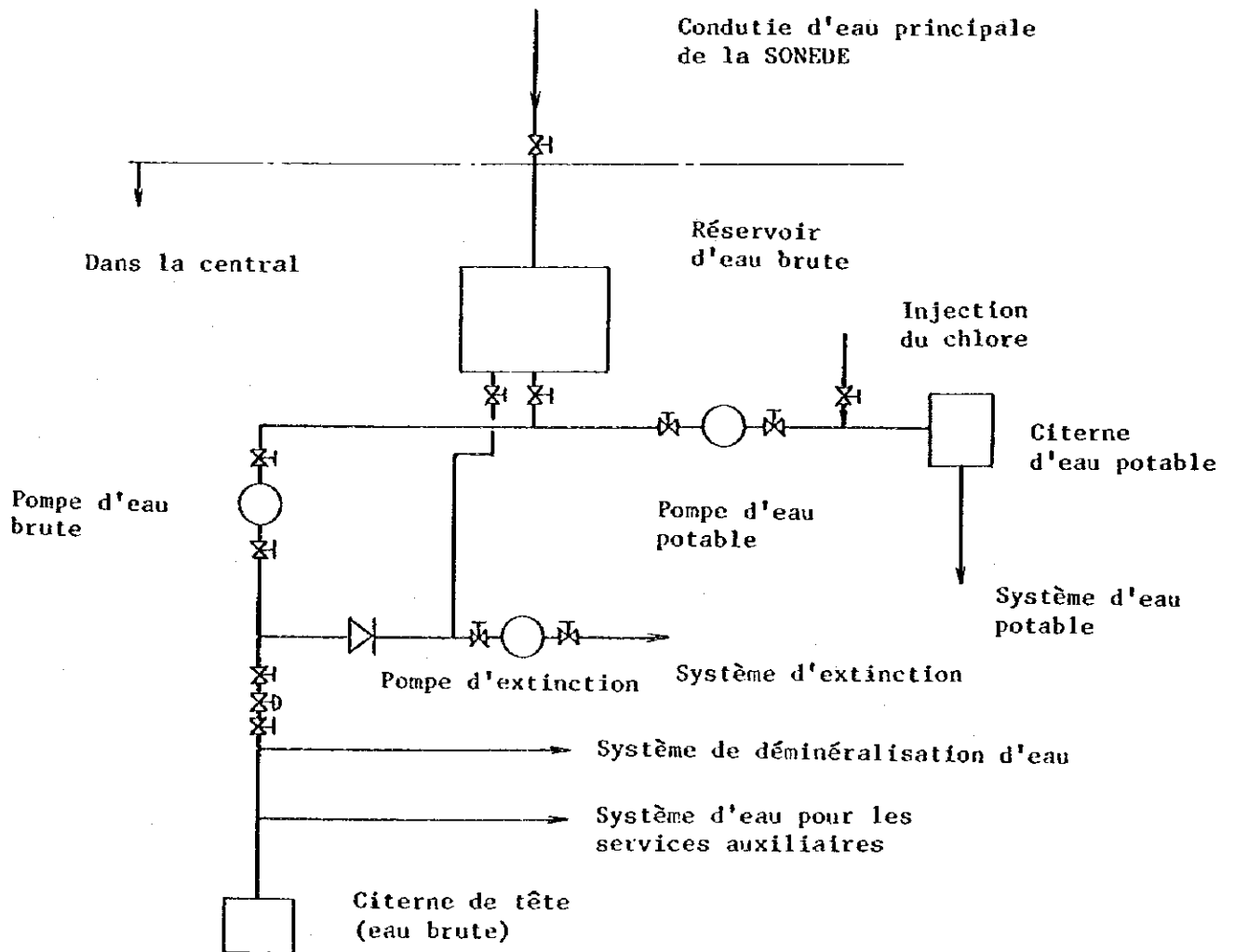
Total 1.000 m³/jour

Pour cela, compte tenu de cette quantité journalière de 1.000 mètres cubes et d'une quantité à réserver pour l'extinction du feu, la capacité du réservoir d'eau brute a été déterminée à 1.500 mètres cubes.

Tableau 3-3 RESULTAT D'ANALYSES DE L'EAU DOUCE
(Région de Tunis)

Désignation	Norme	Résultats	
		°F	mg/lt
TA : Titre alcalimétrique		0	
TAC : Titre alcalimétrique complet		7,5	91,50
TH : Titre hydrotimétrique	NFT 90-003	11,7	
THca : Titre hydrotimétrique calcique		8,1	32,4
THmg : Titre hydrotimétrique magnésien		3,6	8,74
SO ₄ ⁻ : Teneur en Sulfates	NFT 90-009	5	48
NO ₃ ⁻ : Teneur en Nitrates	NFT 90-012	0	
N ₂ ⁻ : Teneur en Nitrates		0	
NH ₄ ⁺ : Teneur en Ammonium	NFT 90-015	0	
Cl ⁻ : Teneur en Chlorures	NFT 90-014	6,5	46,15
Na ⁺ : Teneur en Sodium	NFT 90-019	7,5	34,5
SAF : Sels d'acides forts		11,5	
TDS : Total sels dissous			231,6
Matières en suspension	NFT 90-105		0,8
Matières organiques (KMNO ₄)	NFT 90-018		0,2
SiO ₂ : Teneur en Silica	NFT 90-007		2,925
NaCl : Teneur de Sodium	NFT 90-014		76,48
S ²⁻ : Teneur en Sulfure			0
Masse spécifique à 20°C (MKSA)	NFT 60-101		999,01 kg/m ³
Turbidité (en unité néphélométrique)	NFT 90-033		1,5
PH	NFT 90-008		8,15
Résistivité	NFT 90-031		2,150

Graphique 3-3 SCHEMA DE CANALISATION DE L'EAU
D'ALIMENTATION DE LA CENTRALE



(5) Capacité des réservoirs d'eau épurée

Pour déterminer la capacité des réservoirs d'eau déminéralisée, on adopte la plus grande de deux capacités suivantes :

- [débit de vapeur ($1.000 \text{ m}^3/\text{h}$) \times taux d'appoint (0.03) \times 24 heures – capacité du poste de déminéralisation ($600 \text{ m}^3/\text{j}$)] \times 5 jours = 600 m^3
- Quantité d'eau utilisée pour le lessivage des ballons de chaudière à effectuer lors du démarrage de la centrale = 1.000 m^3

De là on a adopté 2 réservoirs de 600 m^3 chacun compte tenu d'une capacité morte des réservoirs et des accidents éventuels du poste de déminéralisation.

(6) Schéma globale des systèmes d'eau d'alimentation

Le système d'eau d'alimentation de la centrale est schématisé dans le Graphique 3-3.

3.4.5 Système de combustion (pour 2 groupes)

(1) Composition chimique des combustibles

Au cours de son étude en Tunisie en octobre 1979 la Mission Japonaise a été fournie par la STEG des résultats d'analyse des combustibles tels qu'ils sont montrés dans le Tableau 3-4.

(2) Quantité consommée des combustibles

Au taux d'utilisation de la centrale de 70 % et au rendement thermique de 38 % aux bornes des alternateurs, la quantité consommée par deux groupes de 160 MW (borne alternateur) est calculée comme suit :

a) En cas du gaz naturel :

La formule suivante conduit à une consommation horaire d'environ 96.000 mètres cubes du gaz naturel.

$$W_G = P_G \times 860/\eta_p \times H_h \quad (10^3 \times \text{Nm}^3/\text{heure})$$

où : W_G = consommation du gaz naturel ($10^3 \times \text{Nm}^3/\text{heure}$)

P_G = puissance au borne de l'alternateur (MW)

η_p = rendement thermique au borne de l'alternateur

H_h = valeur calorifique supérieure du gaz naturel (kcal/Nm^3)

b) En cas du fuel-lourd :

Egalement la formule suivante donne une consommation horaire d'environ 71 tonnes du fuel-lourd.

$$W_O = P_G \times 860/\eta_p \times M_h \quad (\text{tonne}/\text{heure})$$

- où : W_O = consommation du fuel-lourd (kl/heure)
 P_G = puissance au borne de l'alternateur (MW)
 η_p = rendement thermique au borne de l'alternateur
 H_h = valeur calorifique supérieure du fuel-lourd (kcal/kg)

(3) Capacité de réservoir de stockage de combustible

a) Pour le gaz naturel :

Aucun réservoir de stockage n'est pas envisagé pour le gaz naturel car celui-ci peut être fourni par un gazoduc à n'importe quel moment.

b) Pour le fuel-lourd :

Pour le fuel-lourd un réservoir de stockage de 30.000 mètres cubes est installé pour une consommation de 20 jours. Cette capacité tient compte d'une capacité morte de 10 %.

(4) Appareillage de combustion (par tranche)

Douze brûleurs sont installés. Ils peuvent être utilisés aussi bien pour le gaz naturel que pour le fuel-lourd. De ces 12 brûleurs, 3 brûleurs peuvent être utilisés même pour le fuel-léger.

a) Pour le gaz naturel :

Pour le gaz naturel, les brûleurs sont d'une capacité unitaire de 4.800 Nm³/heure chacun. Ils sont alimentés par 2 souffleries qui fonctionnent toujours en parallèle, s'accordant au tuyau principal de gaz par l'intermédiaire des soupapes de section. Le système de combustion et le mécanisme de verrouillage doivent se conformer à la norme de NFPA (National Fire Protection Association) ou à une autre norme comparable.

b) Pour le fuel-lourd :

Pour le fuel-lourd, les brûleurs sont d'une capacité de 3.600 kg/heure chacun. La combustion se fait par l'atomisation de vapeur. Les brûleurs sont alimentés par 2 pompes de fuel-lourd. Un espace est réservé pour l'installation d'une pompe supplémentaire pour parer au cas où la centrale fonctionne au fuel-lourd. Deux échangeurs de fuel-lourd sont installés, et un espace est également réservé pour l'installation d'un échangeur supplémentaire.

c) Pour le fuel-léger :

La capacité unitaire de brûleur est de 1.500 kg/heure. La combustion se fait par la pulvérisation forcée. Pour les 3 brûleurs une pompe de fuel-léger est installée.

(5) Schéma du système de combustion

Le système de combustion est schématisé dans le Graphique 3-4.

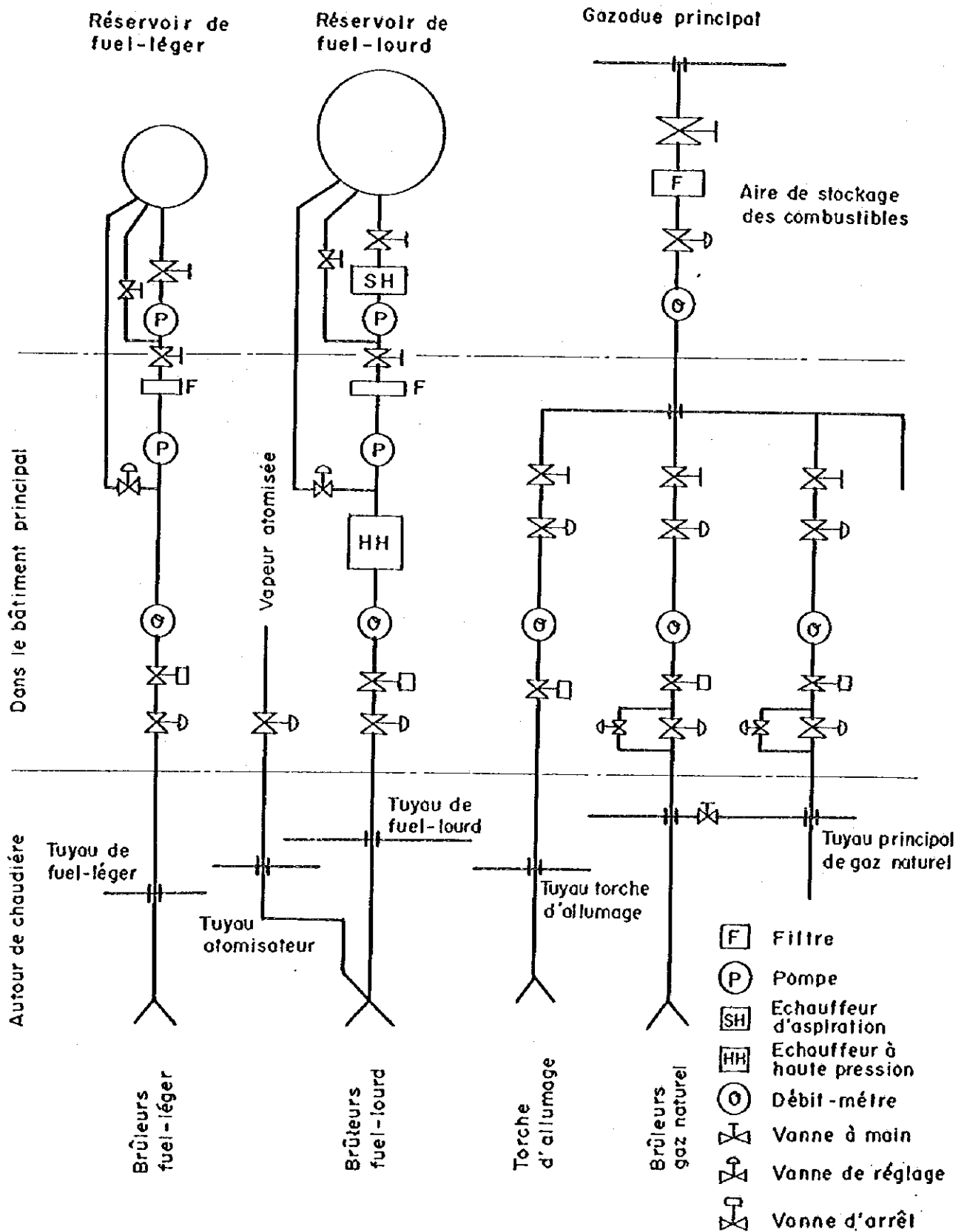
Tableau 3-4 COMPOSITION CHIMIQUE DU FUEL

Désignation	Fuel-lourd	Fuel-léger
• Valeur calorifique :		
Côté supérieur	10.300 kcal/kg	10.600 kcal/kg
Côté inférieur	9.700 kcal/kg	9.950 kcal/kg
• Poids spécifique	0,947 g/cm ³ à 15°C	0,885 g/cm ³ à 15°C
• Point d'allumage	118°	68°
• Viscosité	223 cst à 20°C	30,9 cst à 50°C
• Point de fluidité	27°C	3°C
• Teneur carbonique	84,03%	86,72%
• Teneur en hydrogène	11,49%	12,60%
• Teneur sulfureuse	3,00%	1,75%
• Humidité	0,15%	0,40%
• Teneur en cendres	0,04%	0,018%
• Teneur en V ₂ O ₂	89 ppm	
• Teneur en Na ₂ O	36,5 ppm	

COMPOSITION CHIMIQUE DU GAZ NATUREL

• Valeur calorifique supérieure		7.600 kcal/Nm ³
• Densité du méthane (CH ₄)		73%
• Densité de l'éthane (C ₂ H ₆)		3,3%
• Densité du propane (C ₃ H ₈)		0,5%
• Densité du gaz anhydride carbonique (CO ₂)		0,09%
• Densité de l'azote (N ₂)		22,7%

Graphique 3-4 SCHEMA DE CANALISATION DE COMBUSTIBLE



3.4.6 Chaufferie

(1) Chaudière du type circulation naturelle

Comme type de chaudière, il en existe trois; le type circulation naturelle, le type circulation forcée et le type passage direct. Pour la centrale de Rades, la chaudière du type circulation naturelle a été adoptée compte tenu de ses caractéristiques favorables suivantes :

- a) Convenir à la taille unitaire de 160 MW (au borne de l'alternateur) et à la condition de vapeur de 165 kg/cm²G et 541 °C
- b) Être relativement facile pour l'exploitation et l'entretien
- c) Être relativement bon marché

(2) Chaudière du type ouvert

La chaudière adoptée est du type ouvert compte tenu des circonstances suivantes :

- a) En raison d'un progrès technique de la fabrication du matériel tous les corps sont devenus de structure soudée, d'ailleurs le progrès en matières d'enduit et en matériaux à l'épreuve de l'eau a permis de supprimer le bâtiment de la chaudière.
- b) Les précipitations sont relativement faibles dans la zone d'implantation de la centrale.
- c) La chaudière du type ouvert peut échapper aux dangers en cas d'une fuite de gaz à partir du système d'alimentation.
- d) Également ce type est favorable pour économiser le coût de construction et raccourcir la durée de construction.

(3) Système ventilation forcée

Il y a deux catégories de ventilateurs mécaniques soit le ventilateur équilibré et le ventilateur forcé. Pour la centrale de Rades le système de ventilation forcée a été adopté pour les raisons ci-après :

- a) Le ventilateur forcé est moins cher.
- b) Le frais d'énergie est moins important.
- c) L'exploitation, l'entretien et le contrôle sont plus faciles par la simplification des systèmes de soufflage de l'air et du gaz.
- d) Maintenant où la chaudière est d'une structure étanche au gaz, c'est le ventilateur forcé qui est normalement adopté.

(4) Réchauffer d'air

Les réchauffeurs d'air adoptés sont les suivants :

a) Réchauffeur d'air du type régénération rotative :

Le réchauffeur d'air du type LJUNGSTROM à régénération rotative est installé pour élever le rendement thermique de la chaudière en échauffant l'air de combustion par l'utilisation de la chaleur résiduelle du gaz échappé dans la conduite de fumée.

b) Réchauffeur du type échauffement d'air à vapeur :

Pour parer au cas où la centrale fonctionne au fuel-lourd, est installé le réchauffeur d'air du type échauffement à vapeur en tuyau d'acier pour la prévention de corrosion de la partie de basse température du réchauffeur d'air.

(5) Ramoneur

Un ramoneur motorisé du type rotatif-rétractile est installé pour le cas où le fuel-lourd est utilisé comme combustible de la chaudière.

3.4.7 Salle des machines (voir les Figures 3-3, 3-4 et 3-9)

(1) Turbine du type couvert

Comme le montre le Tableau 3-2, dans la région de Tunis les précipitations de la saison humide qui dure d'octobre à avril de l'année suivante sont relativement importantes. Pour cela la turbine du type couvert a été adoptée pour la centrale de Rades. Ce type permet également d'établir d'une manière flexible et indépendamment des saisons un programme de visite des centrales thermiques existantes et futures.

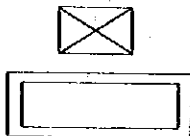
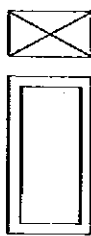
(2) Localisation de turbine

Il y a deux modes de la localisation de turbine vis à vis de l'axe de chaudière, soit la localisation de la turbine perpendiculairement à l'axe de chaudière (type "T") et les installations de la turbine et de la chaudière sur un seul axe (type "I"). Une comparaison globale montrée dans le Tableau 3-5 conduit à l'adoption du type "I".

La turbine à resurchauffe a une longueur totale relativement importante. La localisation du type "I" permet alors de raccourcir la portée du pont roulant, de là un avantage économique par rapport au cas où l'on adopte la localisation du type "T".

D'ailleurs le site rectangulaire de Rades présente des conditions plus favorables à la localisation du type "I".

Tableau 3-5 COMPARAISON DE DEUX TYPES DE LOCALISATION (TURBINE-CHAUDIÈRE)

Désignation	Type "T"	Type "I"
Localisation	<p>Chaudière</p>  <p>Groupe turbine-alternateur</p>	<p>Chaudière</p>  <p>Groupe turbine-alternateur</p>
Portée du pont roulant	<p>Il est possible de réduire au minimum la longueur de la portée.</p> <p>La longueur de portée n'affecte pas l'installation des groupes futurs d'une puissance plus importante.</p>	<p>La portée devient longue.</p> <p>La longueur de portée du pont roulant existant affecte beaucoup l'installation des groupes futurs d'une taille plus importante.</p>
Bâtiment principal : • Largeur • Longueur	<p>Moins importante que celle du type "I".</p> <p>Plus importante que celle du type "I".</p>	<p>Plus importante que celle du type "T".</p> <p>Moins importante que celle du type "T".</p>
Contrôle d'exploitation	Presque pareil au cas du type "I".	Presque pareil au cas du type "T".
Longueur des tuyauteries	Les longueurs du tuyau de vapeur et du tuyau d'eau d'alimentation sont plus importantes que celles du type "I".	Les tuyaux de vapeur et d'eau d'alimentation sont moins longs que ceux du type "T".
Forme du terrain du site	La localisation des autres ouvrages est favorisée par le type "T".	Le type "I" a pour effet de limiter la plage de choix de la localisation des autres ouvrages.

(3) Quantité d'eau de refroidissement (par tranche)

La quantité d'eau nécessaire pour le refroidissement du condenseur et des eaux dans le système à circuit fermé est estimée à 21.380 mètres cubes à l'heure.

a) Eau de refroidissement du condenseur:

Pour produire une différence de température d'eau de 10°C entre l'admission et la sortie du condenseur, la quantité d'eau de refroidissement nécessaire est de 20.420 mètres cubes à l'heure.

$$Aw = \frac{Aa}{r \times C \times \Delta T} \quad (\text{m}^3/\text{heure})$$

- où :
- Aw = quantité d'eau de refroidissement du condenseur (m³/h)
 - Aa = quantité de chaleur échangée dans le condenseur (kcal/h)
 - r = poids spécifique de l'eau de mer (kg/m³)
 - C = chaleur spécifique de l'eau de mer (kcal/kg°C)
 - ΔT = différence de température de l'eau de refroidissement entre l'admission et la sortie du condenseur (°C)

La quantité de chaleur échangée dans le condenseur (cas du groupe 160 MW) est d'environ 200 millions de kcal à l'heure.

b) Eau pour le refroidissement des paliers:

Le refroidissement des paliers se fait par circulation des eaux dans le système à circuit fermé. Pour refroidir ces eaux il faut une quantité d'environ 960 mètres cubes d'eau de refroidissement.

(4) Pompe de circulation (par tranche)

a) Nombre des pompes :

Deux pompes de circulation d'eau sont installées. On n'installe pas de pompe de réserve pour les raisons suivantes :

- L'accident de pompe de cette catégorie est très rare.
- Même en cas d'un accident, il ne cause pas immédiatement de graves empêchements.

b) Capacité :

Compte tenu d'une capacité de 21.380 mètres cubes à l'heure de l'eau de refroidissement, deux pompes chacune d'une capacité de 11.000 mètres cubes à l'heure sont installées.

(5) Condenseur

a) Conditions désignées :

Les conditions désignées du condenseur sont comme suit :

• Niveau de vide	722 mmHg
• Température d'eau à l'admission	22°C
• Quantité d'eau de refroidissement	20.420 m ³ /heure
• Degré de propreté	85%
• Vitesse de débit dans le tuyau	1,95 m/sec
• Matériaux de mailles de refroidissement	Cuivre jaune aluminé
• Diamètre extérieur des mailles de refroidissement	25,4 mm
• Epaisseur des mailles de refroidissement	1,24 mm

b) Hausse de température d'eau de refroidissement :

La hausse de température désignée de l'eau de refroidissement à la sortie du condenseur par rapport à sa température à l'admission du condenseur est de 9,5°C.

$$\Delta T = \frac{Aa}{r \times C \times Aw} \quad (^\circ\text{C})$$

où : ΔT	=	hausse de température	(°C)
Aa	=	quantité de chaleur échangée dans le condenseur	(kcal/h)
Aw	=	quantité d'eau de refroidissement du condenseur	(m ³ /h)
r	=	pois spécifique de l'eau de mer	(kg/m ³)
C	=	chaleur spécifique de l'eau de mer	(kcal/kg°C)

La quantité de chaleur échangée dans le condenseur est de 190 millions de kcal à l'heure.

c) Surface de refroidissement du condenseur :

Le taux de passage thermique est de 2.706 kcal/m²H°C.

$$K = K_o \times Ct \times Cm \times Co \quad (\text{kcal/m}^2\text{H}^\circ\text{C})$$

où : K	=	taux de passage thermique	(kcal/m ² H°C)
K_o	=	taux de passage thermique du condenseur	(kcal/m ² H°C)
Ct	=	Taux d'ajustement à la température d'eau à l'admission du condenseur	
Cm	=	taux d'ajustement par matériaux et par épaisseur des mailles de refroidissement	
Co	=	Degré de propreté de l'eau	

La moyenne logarithmique de la hausse de température de l'eau de refroidissement du condenseur est de 7,3°C.

$$Q_m = \frac{t_2 - t_1}{\ln \frac{t_3 - t_1}{t_3 - t_2}} \quad (^\circ\text{C})$$

- où : Q_m = moyenne logarithmique de la hausse de température $(^\circ\text{C})$
 t_1 = température d'eau de refroidissement à l'admission du condenseur $(^\circ\text{C})$
 t_2 = température d'eau de refroidissement à la sortie du condenseur $(^\circ\text{C})$
 t_3 = Température saturée dans le condenseur $(^\circ\text{C})$
 \ln =

En utilisant les paramètres ci-dessus on peut obtenir la surface de refroidissement du condenseur (9.600 m^2) comme suit :

$$S = \frac{Q_a}{Q_m \times K} \quad (\text{m}^2)$$

- où : S = surface de refroidissement du condenseur (m^2)
 Q_a = quantité de chaleur échangée dans le condenseur (kcal/h)
 Q_m = moyenne logarithmique de la hausse de température $(^\circ\text{C})$
 K = taux de passage thermique

(6) Pompe d'extraction (par tranche)

- a) Nombre des pompes :

Trois pompes d'extraction sont installées dont l'une est pour secours, compte tenu du fait que l'accident de ces pompes risque de causer de graves empêchements.

- b) Capacité :

(7) Pompe alimentaire (par tranche)

- a) Nombre des pompes:

Compte tenu de la norme japonaise pour le construction de la centrale thermique et pour parer aux accidents qui risquent de causer de graves empêchements, trois pompes alimentaires sont installées dont l'une est pour secours.

- b) Capacité :

La capacité unitaire de la pompe alimentaire a été déterminée à 280 mètres cubes à l'heure compte tenu d'une quantité totale d'environ 560 mètres cubes à l'heure de l'eau alimentée. Pour le calcul la formule suivante est utilisée :

$$W = (G_B + G_{BL} + G_{SP}) \times (1,05 \text{ ou } 1,1)$$

- où : W = quantité d'eau pompée par les pompes alimentaires (m³/h)
 G_B = quantité d'évaporation maximum de la chaudière (500 m³/h)
 G_{BL} = quantité soufflée continue (15 m³/h)
 G_{SP} = quantité d'eau pulvérisée pour la baisse de température (15 m³/h)

3.4.8 Matériel électrique et appareillage de couplage et de coupure (par tranche)

Les localisations du matériel électrique et de l'appareillage de couplage et de coupure sont montrées dans les Figures 3-4 et 3-10.

(1) Choix de la tension

Les niveaux de tension nominale et de tension maximum d'exploitation sont comme suit :

Désignation	Tension nominale	Tension d'exploitation
• Lign de transport	225 kV	245 kV
• Alternateur	13,8 kV	13,8 kV
• Appareillages auxiliaires à haute tension	6,9 kV	7,2 kV
• Appareillages auxiliaires à basse tension	400 V	420 V
• Appareillages d'éclairage et autres	220 V	230 V
• Appareillages auxiliaires au courant continu et le circuit de contrôle	220 V	230 V

(2) Alternateur

L'état actuel du parc de production et la prévision de la consommation d'électricité conduisent à installer deux groupes d'une puissance nominale de 200 kVA, 160 MW chacun (borne d'alternateur).

(3) Transformateur de puissance

Le transformateur de puissance est d'une capacité de 188 kVA, déduction faite de la consommation auxiliaire de la puissance de l'alternateur.

La transformateur auxiliaire est d'une capacité de 12.000 kVA. Cette capacité est de 6% de la puissance de l'alternateur.

La capacité du transformateur de démarrage est de 18.000 kVA. Elle a été déterminée compte tenu de l'énergie consommée par les appareillages auxiliaires lors de démarrage d'un groupe, de la consommation commune de la centrale et de l'énergie nécessaire pour l'essai d'exploitation de l'autre groupe.

(4) Structure des sources d'énergie pour les services auxiliaires

La structure des sources d'énergie pour les services auxiliaires est comme suit :

- A chacun des deux groupes turbines-alternateurs se raccorde son propre système des sources d'énergie.
- Dans chaque système, l'armoire de couplage et de coupure 6,9 kV se divise en 2 parties. Le changement du sens du courant électrique pour l'alimentation d'une charge commune se fait par le transformateur de démarrage.
- Dans chaque système, le centre de puissance 400 V se divise en 3 parties. Le changement du sens du courant électrique pour l'alimentation d'une charge commune se fait par le centre de puissance.
- Pour chacun des deux groupes turbines-alternateurs est formé son propre système des sources d'énergie au courant continu (batteries et génératrice au diesel). Le changement du sens du courant électrique peut se faire entre les deux systèmes.

(5) Armoire de couplage et de coupure 6,9 kV

L'armoire de couplage et de coupure à 6,9 kV est composée par les deux systèmes suivants :

- Système d'énergie pour les équipements communs aux deux groupes turbines-alternateurs
- Système d'énergie pour les appareillages auxiliaires

Les charges sont appelées par les équipements suivants :

- Moteurs à haute tension d'une puissance supérieure à 200 kW
- Transformateurs alimentant les moteurs à basse tension d'une puissance inférieure à 200 kW

(6) Centre de puissance 400 V

Le centre de puissance a une fonction analogue à l'armoire de couplage et de coupure. Il alimente les sectionneurs des moteurs de moyenne puissance de 50 à 200 kW et les postes de commande de petits moteurs d'une puissance inférieure à 50 kW.

(7) Tableau de distribution 400 V

Le tableau de distribution joue le même rôle que le centre de puissance. Il alimente les moteurs d'une puissance inférieure à 50 kW et les appareillages d'éclairage.

(8) Sources d'énergie au courant continu

Les sources d'énergie au courant continu alimentent les appareillages auxiliaires, les avertisseurs d'alarmes et les mécanismes de verrouillage. Elles sont également utilisées comme sources d'énergie en cas urgent.

La capacité de batteries est de 800 AH au taux de décharge de 10 heures.

(9) Génératrice au diesel

La génératrice au diesel est mise en marche en cas d'un arrêt total des sources d'énergie auxiliaires provoqué par une défaillance de la ligne de transport ou par un déclenchement des groupes de la centrale. Ses fonctions assignées sont comme suit :

- Alimentation des appareillages auxiliaires pour permettre d'arrêter en sûreté la centrale
- Fourniture d'énergie pour permettre de démarrer le groupe après la restauration des accidents

(10) Appareillages et le système de contrôle

Dans la salle de commande centrale sont installés les tableaux pour contrôler la chaudière, le groupe turbine-alternateur et les équipements auxiliaires. Parmi les équipements auxiliaires, l'appareillage de prise d'eau et l'appareillage de déminéralisation sont contrôlés par les postes de commande respectivement installés sur le terrain de ces appareillages.

Le combinateur de couplage automatique de chaudière est opéré par mécanisme électrique, toutefois le fonctionnement de la soupape de contrôle et des appareillages de contrôle de pression, de température et de débit de vapeur se fait par mécanisme pneumatique.

Les combineurs de couplage automatique suivants sont installés dans la salle de relais adjacente à la salle de commande centrale:

- Combinateur de couplage automatique des brûleurs
- Combinateur de couplage des romaneurs
- Combinateur de couplage automatique de la turbine

D'autre part, les appareillages suivants sont installés dans la salle de relais construite au 1er étage (en-dessous de la salle de commande centrale) :

- Régulateur de tension automatique
- Panneau de relais de protection des appareillages électriques