

## コンバインドガスタービンの現状と将来について

現在の燃料費の高騰が将来にわたりその傾向が続くと予想されている。そのため各国とも熱効率の良い機種を選定と開発に多大な資金を投入し、開発努力をしているところである。このことは省エネルギー時代の要求にマッチした対応と云えよう。その一環としてコンバインドガスタービンが取り上げられる。

### (1) 熱 効 率

燃料が軽油あるいは天然ガスの場合、ガスタービン入口ガス温度 1,000℃～1,085℃、効率 31%、出力 60～80 MW 級のガスタービンがアメリカに出現している。金属材料の研究開発と相まって、将来は、ガスタービン入口ガス温度 1,500℃を目標に開発研究中である。

コンバインドガスタービンはコンベンショナルプラントと比較して効率が良く、ガスタービン入口ガス温度 1,085℃の場合 41% 効率のプラントもある。将来は、効率を 50% 台にもって行く様、研究開発中である。

### (2) 稼 働 率

航空機ジェットエンジンからガスタービンを開発した経緯があり、使用目的がピーク用プラントとして使用されて来た。コンバインドガスタービンにおいても 3,000 時間毎の定期整備が必要であり、アメリカの実績において年間稼働率は 40～50% であり、コンベンショナルプラントに比較して劣る。主に中間負荷帯に使用されている。

### (3) 運 転 実 績

運転実績としてはアメリカの GE 社 (General Electric)、WH 社 (Westinghouse)、並びにヨーロッパ西独 KWU 社 (Kraft Werk Union) の製品があげられる。GE 社の場合 1970 年に実用化され、1972 年から 1977 年までの商業用実績としては 8 発電所へ納入されており、ガスタービン単機出力 45 MW～65 MW、スチームタービン出力 160 MW～300 MW 範囲のものが多い。WH 社の納入実績としては、1973 年から 1976 年までの 4 年間に 7 発電所に納入されており発電所出力として 240 MW～275 MW の範囲である。KWU 社の場合 1965 年～1975 年の 10 年間の実績として、14 発電所に納入されており、ガスタービン単機出力 10.2 MW～55.9 MW、スチームタービン出力 64 MW～400 MW までのものがある。

### (4) 建 設 費

現時点での機器代は、コンベンショナルプラントと比較して kW 当り 10%～15% 割高となっている。ガスタービンプラントと比較した場合、効率 31% 級のガスタービンを使用し、効率 41% のコンバインドタービンプラントを建設するためには 2 倍の投資額が必要となる。即ち 10% 効率上げるために倍の投資額が必要となるので、2 台ガスタービンを設置した方が投資効果から良策と考慮される。

(5) 結 び

稼働率40%~50%と低く、ベース火力として使用するには難点があり、メンテナンス面からも或る技術レベルが必要であり経済性もあと一步の所である。又、運用実績として世界的にみて未だ実績が少くチュニジアが直ちに導入することは、時期尚早と考える。

併し乍ら、世界的傾向として、将来其燃料費が高騰して行くことは確実であり、それに対処するため高効率コンバインドガスタービンの研究開発、実用化共着実に進展するものと思料する。従ってそれらの情報の収集に努め、動向を見極めながら導入時期を選定することを希望する。

## ITINERAIRE DE LA DELEGATION JAPONAISE

DATE	DESIGNATION	LIEU DE SEJOUR
<b>SEPTEMBER 1979</b>		
Samedi 29	: 21H00 : Départ de Tokyo pour Paris (AF-273)	
Dimanche 30	: 06H55 : Arrivée à Paris	Paris
<b>OCTOBER 1979</b>		
Lundi 1er	: Arrivée à Tunis par AF-2701 de Paris, à 10H35 Réunion avec l'Ambassade du Japon et la STEG	Tunis
Mardi 2	: <u>Matinée</u> Réunion avec la STEG <u>Après-midi</u> Visite de la Goulette II et le poste de Naassen	Tunis
Mercredi 3	: <u>Matinée</u> Reconnaissance sur le terrain du site de Rades <u>Après-midi</u> Collection des données	Tunis
Jeudi 4	: Visite du chantier de la centrale de Sousse et du poste de M'Sakén	Sousse
Vendredi 5	: Reconnaissance sur le terrain du site de Sfax et la visite du poste de Sfax	Tunis
Samedi 6	: Arrangement des données recueillies	Tunis
Dimanche 7	: Repos	Tunis
Lundi 8	: <u>Matinée</u> Reconnaissance sur le terrain du site de Bizerte <u>Après-midi</u> Visite du poste de Menzel Bourguiba	Tunis
Mardi 9	: <u>Matinée</u> Réunion avec la STEG <u>Après-midi</u> Collection des données	Tunis
Mercredi 10	: Visite de Kasseb et du poste d'Oued Zarga (en cours)	Tunis
Jeudi 11	: <u>Matinée</u> Collection des données <u>Après-midi</u> Etude complémentaire sur le terrain – Goulette et M'Nihla	Tunis
Vendredi 12	: Collection des données et renseignements	Tunis
Samedi 13	: Compilation des résultats	Tunis
Dimanche 14	: Compilation des résultats	Tunis

DATE	DESIGNATION	LIEU DE SEJOUR
Lundi 15	: Compilation des résultats	Tunis
Mardi 16	: Réunion avec la STEG et collection des données	Tunis
Mercredi 17	: Réunion de synthèse avec la STEG. Repportage à l'Ambassade du Japon	Tunis
Jeudi 18	: Départ de Tunis par TU-795 pour Londres	Londres
Vendredi 19	: Départ de Londres (12H55) par JL-442 pour Japon	
Samedi 20	: Arrivée à Tokyo à 11H25	

.....

**PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS**

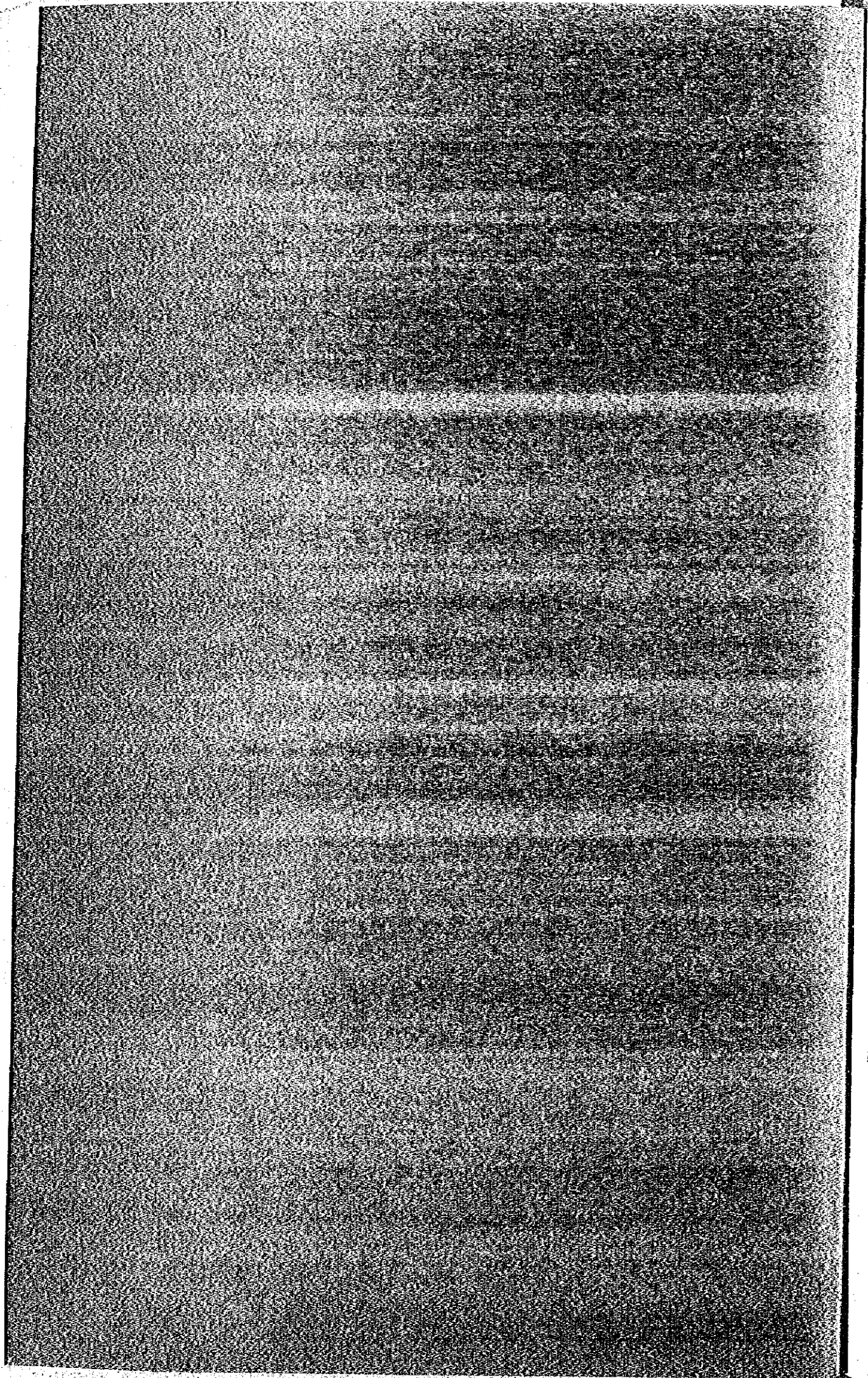
**DE PRODUCTION-TRANSPORT**

**火力発電開発計画**

**調査報告書**

**VOLUME II**

**第二部**



# 目 次

## 第1章 インTRODクシヨN

1.1 Volume I レポ-トの概要	II - 1
1.1.1 プロジェクTの背要	II - 1
1.1.2 調査の目的	II - 1
1.1.3 スタデーの経緯	II - 2
1.1.4 電力需要予測	II - 2
1.1.5 予 備 力	II - 2
1.1.6 発電設備増強計画	II - 2
1.1.7 立地地点の検討結果	II - 3
1.1.8 送・変電設備増強計画	II - 6
1.1.9 総所要投資額	II - 6
1.2 次期汽力発電所地点決定の経緯	II - 7

## 第2章 結 論 と 勧 告

2.1 結 論	II - 9
2.1.1 Rades 汽力発電所の設備概要	II - 9
2.1.2 電力系統	II - 10
2.1.3 送・変電設備概要	II - 11
2.1.4 汽力発電所、送・変電設備開発計画のスケジュール	II - 12
2.1.5 汽力発電所、送・変電設備開発計画の工事費	II - 13
2.1.6 環境問題に対する配慮	II - 13
2.2 勧 告	II - 14

## 第3章 Rades 汽力発電所の設備概要

3.1 Rades 地点の立地条件	II - 17
3.1.1 位置、地形、地質、敷地面積、アクセス	II - 17
3.1.2 気象、海象、冷却水、工業用水	II - 18
3.2 設計についての基本的考え方	II - 27
3.2.1 設計基準	II - 27
3.2.2 機器設計条件	II - 27

3.2.3	基本設計上特に配慮すべき事項	II - 28
3.3	発電設備概要	II - 28
3.3.1	土木工事および設計	II - 28
3.3.2	建築設備	II - 30
3.3.3	機械設備	II - 33
3.3.4	その他設備	II - 37
3.3.5	電気設備	II - 39
3.3.6	開閉所設備	II - 43
3.4	発電設備の検討内容	II - 46
3.4.1	構内配置	II - 46
3.4.2	本館機械配置	II - 47
3.4.3	復水器冷却水設備	II - 48
3.4.4	発電所用水設備	II - 50
3.4.5	燃料設備	II - 55
3.4.6	ボイラー設備	II - 61
3.4.7	タービン設備	II - 62
3.4.8	電気及び制御設備	II - 66
3.4.9	開閉所	II - 68
3.4.10	排水設備	II - 69
3.4.11	発電所本館	II - 73
3.4.12	発電所本館及び設備の基礎	II - 73
3.4.13	管理棟, 保守棟, その他の建物	II - 73
3.4.14	煙突	II - 74

#### 第4章 電力系統

4.1	電力系統構成の基本的考え方 (Rades 発電所の送電方法)	II - 77
4.2	電力潮流	II - 78
4.3	過渡安定度	II - 79
4.4	短絡容量	II - 79
4.5	電圧調整	II - 80



## 第5章 送変電設備概要

5.1 設計についての基本的考え方	II-89
5.2 送電線設備	II-89
5.2.1 送電線設備概要	II-89
5.2.2 送電線設備の検討内容	II-90
5.3 変電設備	II-93
5.3.1 変電設備概要	II-93
5.3.2 変電設備の検討内容	II-94
5.4 通信設備	II-94
5.4.1 通信設備概要	II-94
5.4.2 通信設備の検討内容	II-95

## 第6章 汽力発電所、送変電設備開発計画のスケジュール

6.1 スケジュール策定の範囲および前提条件	II-107
6.2 施工工程	II-108
6.3 STEGが遂行する主な業務	II-110
6.4 コンサルタントが遂行する主な業務	II-111

## 第7章 工事費見積り

7.1 見積り条件	II-115
7.2 概算総工事費	II-116
7.3 年度別工事費	II-116

## 第8章 環境問題に対する配慮

8.1 環境問題に対する基本的考え方	II-119
8.2 大気汚染対策	II-119
8.2.1 天然ガス専焼の場合	II-119
8.2.2 重油専焼の場合	II-120
8.2.3 重油専焼のばいじん	II-123
8.2.4 大気中におけるばい煙の拡散	II-123
8.3 温排水対策	II-124
8.4 油脂漏洩を含む排水処理	II-125
8.5 騒音対策	II-125



## 第1章 インTRODクシヨN

### 1.1. Volume 1レポ-トの概要

#### 1.1.1. プロジェクTの背景

#### 1.1.2. 調査の目的

#### 1.1.3. スタデーの経緯

#### 1.1.4. 電力需要予測

#### 1.1.5. 予備力

#### 1.1.6. 発電設備増強計画

#### 1.1.7. 立地地点の検討結果

#### 1.1.8. 送・変電設備増強計画

#### 1.1.9. 総所要投資額

### 1.2. 次期汽力発電所地点決定の経緯



# 第1章 イントロダクション

## 1.1 Volume I レポートの概要

### 1.1.1 プロジェクトの背景

チュニジア共和国の経済社会開発第5次計画(1977～1981年)は着実に進展中であり、急速な経済発展に伴って、電力需要の伸びも旺盛である。1986年には940 MWの尖頭負荷が予想され、所要の系統予備力を見込むと、1,140 MWの供給力が必要となる。この電力需要に対し、1982年の全国発電所保証出力は824 MWであり、1982～1986年には少なくとも400 MWの発電設備増強が必要となり、又これに伴う送変電設備の増強と配電網の整備が要請される。

### 1.1.2 調査の目的

1982～1986年を対象期間として負荷特性に見合った電源の開発とそれに伴う送、変電設備の増強計画を策定することであり、次の3項目に大別される。

#### (1) ガスタービン増設計画

1983～1984年の電力供給不足に対し、最も望ましい天然ガス使用のガスタービン設置地点の選定。

#### (2) 汽力発電所計画

系統のベース負荷火力として300 MWの汽力発電所建設計画のため、その立地候補地点Rades, Bizerte 並びにSfax の地表踏査およびその他の諸立地条件を検討し、最適地点の選定と、そのフィージビリティレベルのスタディー。

#### (3) 送、変電設備増強計画

電源増強計画に伴い必要となる送、変電設備の増強計画。

なお、報告書はVolume IおよびIIの2分冊とし、

Volume Iは、1982～1986年の発、送、変電設備増強計画の全ぼうと、次期汽力発電所の立地地点選定の検討結果。

Volume IIにはVolume I(案)の検討結果を考慮して、STEGによって決定された地点における汽力発電所および送、変電設備のフィージビリティスタディーを記載する。

### 1.1.3 スタダーの経緯

過去において JICA ベースで電力長期計画調査および Kasseb 揚水発電計画調査が実施され、ベース火力 X, Y. (150MW) の運開計画を策定した。然し、その後天然ガス利用可能性と STEG の財務的ポテンシャルを考慮して、1982年～1986年の開発計画を見直さなければならなくなった。

これらの情勢を背景に、外交ルートを通じチュニジア政府から日本政府に対し、次期火力発電所開発計画のファイジビリティスタダー実施の要請がなされた。これを受けて国際協力事業団は6名から成る調査団を編成し、1979年10月1日から17日間、STEGの協力を得て Rades, Bizerte 並びに Sfax の3候補地点の現地踏査、必要資料の収集および意見の交換等を行った。

### 1.1.4 電力需要予測

STEG は、統計的モデルを利用した包括的手法と、部門別の消費予測をベースとした分析的手法を用い、それらの結果を照合し、電力需要予測を設定している。これら想定方法は妥当なものであり、1986年の年間消費電力量 4.120 Gwh と想定される。送電ロス率は 225kV 送電網整備後 15～16% (1977～1978年) から 12.5% (1986年) まで改善可能であろう。又、系統負荷率は 55～56% (1970年以降) の水準に定着している。それらのデータを基準に STEG が行った尖頭負荷予測は合理的なものと判断出来る。又、変電所別需要予想について、過去の需要実績と大口需要計画とを勘案し、将来予想を行っている。従って STEG が行った中、長期電力予測は妥当なものと判断出来る。

### 1.1.5 予備力

電力系統の事故、発電所の定期点検、補修期間を考慮した場合、1982～1986年の予備力として最大容量 150MW 1基と残余発電所群のうち代表的なもの2基を合計した約 200MW とすることが望ましい。又、1987年以降は 300MW (定期点検 150MW, 系統予備 150MW) の予備力を要するであろう。但し、この考え方は将来の設備計画の際に新らためて、詳細に検討されなければならない。

### 1.1.6 発電設備増強計画

電力需要想定および予備力を考慮し、1982～1986年の需給バランスを求めると、

1986年までに約400MWの新規電源開発が必要である。チュニジアにおける負荷特性から理想的な発電構成を求めると新規電源400MWの配分は火力発電284MW、ガスタービン116MWとなる。単機容量についてはチュニジアの既設備の標準に従い次の2案を計画した。

1983～1984年に単機容量20～30MWのガスタービン5台を増設する。

1985～1986年に単機容量150MW 2基の火力発電所を新設する。

### 1.1.7 立地地点の検討結果

#### (1) ガスタービン増設計画

設置地点の選定条件は次の2点を考慮した。

- 1) アルジェリヤ天然ガスの利用が可能であること。
- 2) 出来るだけ送電線増設の必要性を遅らせ得る系統の弱い地点。

なお単機容量については製作者選定の際の幅をもたせるため20～30MWとする。

これらの条件に該当するガスタービン増設計画は次の様に策定される。

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

なお、系統解析の結果、上記ガスタービン計画の実施に伴いSousse - Sfax の送電線増強計画は1980年代の末頃まで必要ないことが確認された。

#### (2) 次期火力発電所建設計画

地点選定については予めSTEGによって予備地点の検討が行なわれ、その結果、第一段階で残つた地点が候補から外された。これら外された地点とは、敷地が狭いため外されたGoulette II発電所案(拡張)、および軍事基地が近くにあり、またSidi Ahmed 軍用飛行場の航空管制区域内にあるため外されたBizerte - Abderrhaman地点案等である。また、Sousse 地点での増設案についても、発電手段の1ヶ所集中(70%)と云う事から、今回の発電計画から外される結果となった。この結果、残された立地候補地点としてSTEGの予備調査からRades, Bizerte並びにSfaxの3地点が挙げられ立地地点の物理的・環境的諸条件を比較検討した結果Rades 地点が最も適当であるとの結論が得られた。

### 1) Sfax 地点

NPK工場の産業廃棄物である石膏が4～5m堆積している捨場であり、その下の海底面下の地質は周辺の状態から推察すると軟弱であろう。又、基盤は相当深いものと思われる。従って地質、地形とも劣悪な条件であり工事費の増大を伴う。取水口位置として、既Sfax港の岸壁に接して設置する案の場合でも900mの長水路となり工事費も増大する。又、送電ルートについても制約があり、海岸沿に設置せざるを得ない状態であり、工事費の増大と送電ロスの増大を伴う。以上の理由によりSfax地点は火力発電所立地々点として不適當と判断される。

Sfaxでは、この外の地点を見つけることは難しい。港の附近だと地盤は沼地化しているし、市の中心部（既に建物が密集している）でもある。また市から遠ざかると別の問題を生ずる。第1の問題は重油の供給である（たとえ天然ガスで発電所が運転される場合でも、重油供給は考慮しなければならない）。第2の問題は海が遠浅だと云うことである（水深5mを得るためには3～7km離れなければならない）。以上の事柄はこの大都市の長期電力供給にとって重大問題である。次回の電源開発計画のために、Sfax地方における候補地点の選定に慎重な調査が必要である。

### 2) Bizerte 地点

この地点の利点は、地質が砂質であり、後背地に丘陵を控えていることから推察するとRades地点と比較して基礎岩盤はより浅い所に存在すると推定され、より有利な地質条件を備えている。最も有利な点は敷地から道路を距て、STIR精石油所が操業しているので、燃料である重油の補給には好都合である。

しかし、1986年時点で当該地域の電力供給力は、やゝ不足するが電力需要の伸びは大巾に期待出来ない。火力発電所計画の基本条件であるアルジェリヤ天然ガスパイプラインが1986年まで敷設されないので、ボイラの主燃料として利用の可能性はない。更に1986年Joumineダム完成後は問題ないがボイラ補給用水の確保は、運開当初、相当の困難が予想される。又、復水器冷却水の取水方法は港内から深層取水が最良と考えられるが、工事費の増大を伴う。

以上の得失を比較検討し、総合的に評価するとBizerte地点はやゝ劣る。

### 3) Rades 地点

この地点の地質は砂質粘土層で、基礎岩盤上30～60m被っていると推定されるので、土地の物理的条件はBizerte地点と比較して劣る。然しながらこの地点は



首都 Tunis 市およびその周辺の顕著な電力需要を反映して、1986年時点で約110 MWの供給力不足が生じ、その後も旺盛な需要が見込まれる。大需要地に近いため送電ロスが一番少い。アルジェリヤの天然ガスパイプラインの敷設計画があり、主燃料として使用出来る利点もあり、候補地点として最も望ましい地点である。レイアウト上、取水口について STEG案は取水口を魚道チャンネル入口傍に設置する計画である。そもそも、STEG案の背景となっているのは次のような事情である。

a) 現在、Tunis 湖の水は再生状況が極めて悪い。このため、たとえ熱い温排水であっても、これを湖に強制循環させれば湖水への酸素補給によって良好な結果が期待できる。

b) 取水口前面の沈静池や防波堤を、取水口のためだけでなく、その他の目的（例えば内側の漁港等）にも利用したい。

併しながら、この案の場合には取水を水面下4mとすると取水口前面800mの浚渫が必要となる。これに対し、当方案は取水口を敷地北側の境界線附近に設置すると、取水口前面約400mの浚渫となり約半分の浚渫距離になると推定される（港湾局年報の海図による）。但し、何れにしても、この海域には大量の海草が寄せるので、取水口については、このための適切な対策が必要である。

放水口については、工事費の軽減および温排水による環境上の問題を考慮すると、前面海域にこれを設けるのが最も望ましい（本案は Figure 3-2 Alternative として本報告書に添付する）。併しながら、STEGの要望では Rades 地域においては地域の総合開発を考慮すると共に、大量の発電所冷却水を背後の湖に循環させ、湖の Regeneration を計りたいとのことである。この要請を満たすため、本スタデーでは、復水器冷却水は既存の魚道チャンネルに放流することとした。一方、港湾設備拡張計画による湖の埋立によりチャンネルは現在より可成り延長され、放水口から湖まで約1,800m となるが、この場合でも排水温度の低下は余り期待できない。従って、温排水による自然環境への悪影響、特に漁業に対する悪影響は免れないであろう。

以上の各地点の得失を相互比較し、且つ後述の工事費を勘案すると Rades 地点が最も適当と判断される。

#### 4) 運開時期

今後の実施設計、入札、発注、工事の所要期間を考慮すると汽力発電所の運開

時期は次の通りとなる。

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

### 1.1.8 送変電設備増設計画

発電設備増強計画および1986年時点の系統解析の結果、1982年～1986年までの送、変電設備増強計画は次の様に策定される。

#### (1) 送電線増強計画

1) Rades案	完成予定	区 間	電圧、亘長
	1985年1月	Rades～M'Nihla	225 kV, 1 cct, 約30 km
	1984年10月	Rades～Naassen	225 kV, 1 cct, 約15 km (但し、2回線鉄塔)

#### 2) Bizerte案

	1985年1月	Bizerte～M'Nihla	225 kV, 2 cct, 約50 km
	1985年1月	発電所～Cimenterie de Bizerte	90 kV, 1 cct, 約10 km

#### (2) 変電設備増強計画

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

#### 2) Bizerte案

	1985年1月	M'Nihla	100MVA×1 (225kV/90kV)
--	---------	---------	-----------------------

### 1.1.9 総所要投資額

1979年10月現在の価格ベースで、発、送、変電設備増強計画の概算工事費は下表の通り見積られた。但し、建設中利子は含まれていない。

発、送、変電設備増強計画総工事費

(1,000 DT)

項目 \ 地点名	Rades	Bizerte
ガスタービン増強計画	14,330	14,330
汽力発電、送、変電計画	88,990	91,160
総計	103,320	105,490

1.2 次期汽力発電所地点決定の経緯

1979年12月3日に、1982～86年発・送電設備増強計画の全ぼうと次期汽力発電所立地地点決定に必要な検討結果をドラフト形式で取りまとめた報告書がEPDCよりSTEGに提出され、その検討を依頼すると共に、次期汽力発電所の立地地点が決定され次第、その旨を外交ルートを通じて日本側に通知する様要請が行われた。

STEGは上記報告書ドラフトを検討した結果、12月25日付書簡をもって、下記の意見を付し、且つ次期汽力発電所はRades地点と云うことで第2段階のスタデーであるVolume II 報告書作成作業を進めるようEPDCに要請した。

- (1) 取水口については、この海域に大量の砂および海藻が寄せることを考慮して検討を行うと共に、放水口については、地域総合開発並びに湖のRegenerationを考慮して、キヤナル利用の方向で検討すること。
- (2) 管理費およびエンジニアリングフィーの見積りが過大と思われるので再検討すること。

以上の書簡並びにその他事項についてのSTEGの諸意見を考慮し、第2章以下の各章でRades汽力発電所および送、変電設備開発計画のフェージビリティスタデーを行なうものである。



## 第2章 結論と勧告

### 2.1 結論

2.1.1 Rades 汽力発電所の設備概要

2.1.2 電力系統

2.1.3 送・変電設備概要

2.1.4 汽力発電所、送・変電設備開発計画のスケジュール

2.1.5 汽力発電所、送・変電設備開発計画の工事費

2.1.6 環境問題に対する配慮

### 2.2 勧告



## 第2章 結論と勧告

### 2.1 結論

本報告書は、Rades 汽力発電所 150MW × 2 基および 225KV送電線、変電設備開発計画策定のため、次の諸事項につきフィージビリティスタデーを行い結論したものである。

#### 2.1.1 Rades 汽力発電所の設備概要

##### (1) 工事費 (1,000 D.T.)

外貨分	57,420
内貨分	26,250
合計	83,670

##### (2) 運開時期

1号機 1985年8月

2号機 1986年2月

##### (3) 汽力発電所設備概要

1) 位置 Tunis 市郊外 Rades 地区

2) 敷地面積 270,000 m<sup>2</sup> (4基分)

3) 建築面積 10,000 m<sup>2</sup>

4) 設備容量 300MW (150MW × 2基)

##### 5) 設備概要

###### a) ボイラ

型式 単筒、自然循環、屋外型

蒸発量 500 t/h (最大連続定格)

蒸気条件 138 kg/cm<sup>2</sup> × 541 °C (過熱器出口にて)

29.8 kg/cm<sup>2</sup> × 541 °C (再熱器出口にて)

燃料 天然ガス、重油

###### b) タービン

型式 直列2車室2分流排気再生復水式

定格出力 160,000 kW (発電機端)

蒸気条件 136 kg/cm<sup>2</sup> × 538 °C (主さい止弁前)

回転数 3,000 r.p.m.

c) 発電機

型式 横軸円筒回転界磁耐爆型水素冷却

定格出力 200000 kVA (水素圧力 20kg/cm<sup>2</sup> の場合)

パワーファクター 0.8

短絡比 0.58

d) 主変圧器

型式 屋外用 3 相送油風冷式

定格容量 188000 kVA

2.1.2 電力系統

(1) Rades 汽力発電所の送電方法

新設 Rades 汽力発電所からの送電方法として下記の 2 案について検討を行った。

- 1) Rades 発電所から Naassen 変電所へ 1 ルート 225 kV 2 回線で送電する。
- 2) Rades 発電所から Naassen, M'Nihla 変電所へそれぞれ 1 ルート 225 kV 1 回線 (2 回線鉄塔) で送電する。

検討の結果、2) 案は、Tunis の大負荷中心を取り巻くリング状系統が形成されることにより、負荷供給用系統構成の信頼度向上、および供給力配分の機能も発揮できる理想的な形態となるので、当案を採用した。

なお、既設 Hammamet 150 kV 送電線は Rades 汽力発電所に引込むこととした。

(2) 系統解析

Rades 汽力発電所 1, 2 号機共運開する 1986 年 12 月ピーク時を検討時点として、225 kV、150 kV 系統の汐流、安定度、並びに短絡容量の検討を行った。

1) 電力汐流

汐流計算の結果、225 kV および 150 kV 送電線については、特に増強の必要はない。しかし、Naassen, M'Nihla 変電所共、バンク増設が必要である。

2) 過渡安定度

Rades 汽力発電所至近端において、3 相地絡事故を想定し、3 相再閉路不成功 (3LG O-C-O) と云う最も苛酷な条件の場合でも過渡安定度は安定である。

3) 短絡容量

短絡容量検討時点は、Rades 汽力発電所の最終規模 (4 基運転、送電線各 2 回線) 完成時とした。計算結果は、既設 225 kV 系統、しる断容量 2500 MVA 級で



あるが、Rades, Naassen並びにM'Nihlaの225 kVしゃ断器は3,500MVA級の採用が望ましい。

#### 4) 電圧調整

1986年ピーク時のTunis地区の系統電圧は適正値に維持されている。しかし、Menzel Bourguiba地区の電圧低下現象については、実運用面での検討が必要であらう。

### 2.1.3 送・変電設備概要

#### (1) 送電線設備概要

Rades汽力発電所の発生電力は225 kV送電線1回線で、既設NaassenおよびM'Nihla変電所へ送電する。その設備概要は次の通りである。

##### 1) 区間: Rades汽力発電所～Naassen変電所

亘長 15 km

電圧 225 kV

回線数 1回線

電線 ACSR411 mm

支持物 2回線垂直配列形鉄塔

##### 2) 区間: Rades汽力発電所～M'Nihla変電所

亘長 30 km

その他の諸元は1)項に同じ。

#### (2) 変電設備概要

系統解析の結果NaassenおよびM'Nihla変電所の変電設備増強が必要となり、その概要は次の通りである。

##### 1) Naassen変電所

###### a) 225 kV開閉設備

数量 3組

仕様 3,500MVA 1,200A BCT付

###### b) 変圧器

形式、数量 屋外形油入低騒音変圧器 1台

仕様 225 kV/90 kV 100MVA LRT付

## 2) M'Nihla 変電所

225 kV 開閉設備および変圧器増設分の数量、仕様共 1) 項 Naassen 変電所と同じ。

### (3) 通信設備概要

Rades 汽力発電所、Naassen および M'Nihla 変電所、給電指令所間に給電指令用電話回路と送電線保護のため電力線搬送保護リレー装置を設置する。それらの通信設備概要は次の通りである。

機 種	仕 様	数 量		
		Rades 発電所	Naassen 変電所	M'Nihla 変電所
電力線搬送装置	2 ch 形 35 dBm	2	1	1
搬送保護リレー装置	方向比較方式	2	1	1

### 2.1.4 汽力発電所、送変電設備開発計画のスケジュール

実施設計に必要な調査業務、実施設計、入札書類作成、入札、工事発注等の工事着手前の諸スケジュールを24ヶ月と推定した。その後実施されるコントラクターによる機器の設計製作、輸送、土木建築工事、機器の据付、試運転等施工工程をチュニジアの実績を考慮して汽力発電所1号機は40ヶ月、同2号機を46ヶ月とした。又、送電線施工工程は23ヶ月、変電所工事工程を20ヶ月と想定した。それらの所要期間を考慮すると、汽力発電所、送電線並びに変電所の運開時期は次の通りである。

#### (1) Rades 汽力発電所

運開時期 号機×出力

1985年8月 1号機×150MW

1986年2月 2号機×150MW

#### (2) 225 kV 送電線

運開時期 区 間 互長、回線数

1984年10月 Rades ~ Naassen 15km、1 cct

1985年1月 Rades ~ M'Nihla 30km、1 cct

(但し、2回線鉄塔)

#### (3) 変電設備増設

運開時期 変電所名 変圧器容量等

1984年10月 Naassen 100MVA×1 (225/90kV)

## 2.1.5 汽力発電所、送・変電設備開発計画の工事費

1979年10月現在の価格をベースに発電所、送・変電設備開発計画の工事費を算出した。又、予備費を機器関係7%、土工工事関係10%とし、管理費を直接工事費の2.5%、エンジニアリングフィーを直接工事費の1%（スーパービジョンは含まない）税金3%とすると総工事費は88990千DTと見積られ、その内訳は外貨分60590千DT、内貨分28400千DTである。但し、建設中利子は含まない。

## 発・送・変電開発計画工事費

(1,000 DT)

種別 項目	汽力発電所計画工事費			送・変電増強工事費			合計		
	外貨	内貨	計	外貨	内貨	計	外貨	内貨	計
土木、建築工事	6,170	13,520	19,690				6,170	13,520	19,690
機器および据付	46,580	6,510	53,090	2,960	1,730	4,690	49,540	8,240	57,780
予備費	3,880	1,810	5,690	210	130	340	4,090	1,940	6,030
直接費計	56,630	21,840	78,470	3,170	1,860	5,030	59,800	23,700	83,500
管理費		1,970	1,970		130	130		2,100	2,100
エンジニアリング費	790		790				790		790
間接費計	790	1,970	2,760		130	130	790	2,100	2,890
建設費合計	57,420	23,810	81,230	3,170	1,990	5,160	60,590	25,800	86,390
税金		2,440	2,440		160	160		2,600	2,600
建設費総計	57,420	26,250	83,670	3,170	2,150	5,320	60,590	28,400	88,990

## 2.1.6 環境問題に対する配慮

## (1) 大気汚染

Rades 汽力発電所で使用する燃料は天然ガスである。天然ガスを燃焼して大気汚染に影響を与えるものは窒素酸化物 (NOx) であるが、天然ガスの燃焼温度は石炭、重油に比較して低く、又、燃焼用空気の調節も容易であるので窒素酸化物の生成量は少ない。従って大気汚染に及ぼす影響は極めて小さい。なお、重油燃焼の場合、硫黄酸化物およびばいじんについての対策は別に記載してあるが、当面重油使用量は少ないと考えられるので、特別の配慮は不要と思われる。

## (2) 温排水

温排水による環境上の問題を考慮すると、前面海域に放水口を設け、自然拡散さ

せるのが最も望ましい(本案はFigure 3-2 Alternativeとして本報告書に添付)。然し乍ら、STEGの要望ではRades地域の総合開発を考慮すると共に、大量の復水器冷却水を背後の湖に循環させ湖のRegenerationを計りたいとのことである。この要請を満たすため本スタデーでは復水器冷却水を既存の魚道キヤナルに放流することとした。従って、温排水による自然環境への悪影響は免れないであろう。環境問題との関連で温排水の温度分布の詳細を知る必要がある場合には、港湾設備拡張計画による湖の埋立によりキヤナル延長を考慮した模型水理実験等により求められねばならない。

### (3) 排水処理

#### 1) 中和槽を通した排水

化学分析室および給水処理装置からの排水は、中和槽へ導き、中和処理後排水するので環境への影響はない。

#### 2) 油分離槽を通した排水

重油、軽油タンクヤード、重、軽油ポンプ室および各機器からのドレン等油脂分を含む排水は油分離槽に集められ、油脂分離後清浄水を排水する。

### (4) 騒音対策

発電所機器から発生する騒音対策としては、機器の適正配置および建物内に収納することにより、発電所構外への騒音レベルを低減する様配慮した。又、屋外設置機器に対しては、低騒音機器を採用し対処した。なお、不定期に発生する安全弁吹き出し時の騒音対策として、サイレンサーの設置とその吹き出し方向を考慮し対処した。

## 2.2 勸告

### (1) 詳細設計に反映させるべき必要な事項

Volume I報告書の勸告の項に詳細設計に必要な調査事項の主なものを列記したが、それに加え、Rades汽力発電所をSTEGが将来運用して行くことに鑑み、その運用方針、使用条件を充分検討し、機器の仕様反映させ、織り込む様勧告する。その主な事項は次の通りである。

#### 1) 主機の定格出力に対する裕度

#### 2) 補機容量の裕度と予備機の考え方

#### 3) 負荷変動のパターンとその変化速度

4) 最低負荷の限度

5) 周波数変動の許容限度

(2) 225 kV 送電線ルート<sup>①</sup>の用地確保

実施設計に先立って、送電線ルート<sup>①</sup>の地質調査工事、および地形図作成作業が必要であるが、そのためにも早期にルート決定とその用地確保に努めなければならない。その場合、次の点を充分考慮する様勧告する。

1) 地域総合開発計画との協調

2) 既設通信線に対する誘導対策



## 第3章 Rades 汽力発電所の設備概要

- 3.1. Rades 地点の立地条件
  - 3.1.1. 位置、地形、地質、敷地面積、アクセス
  - 3.1.2. 気象、海象、冷却水、工業用水
- 3.2. 設計についての基本的考え方
  - 3.2.1. 設計基準
  - 3.2.2. 機器設計条件
  - 3.2.3. 基本設計上特に配慮すべき事項
- 3.3. 発電設備概要
  - 3.3.1. 土木工事および設備
  - 3.3.2. 建築設備
  - 3.3.3. 機械設備
  - 3.3.4. その他設備
  - 3.3.5. 電気設備
  - 3.3.6. 開閉所設備
- 3.4. 発電設備の検討内容
  - 3.4.1. 構内配置
  - 3.4.2. 本館機械配置
  - 3.4.3. 復水器冷却水設備
  - 3.4.4. 発電所用水設備
  - 3.4.5. 燃料設備
  - 3.4.6. ボイラ設備
  - 3.4.7. タービン設備
  - 3.4.8. 電気及び制御設備
  - 3.4.9. 開閉所
  - 3.4.10. 排水設備
  - 3.4.11. 発電所本館
  - 3.4.12. 発電所本館及び設備の基礎
  - 3.4.13. 管理棟、保守棟、その他の建物
  - 3.4.14. 煙突





## 第3章 Rades 汽力発電所の設備概要

### 3.1 Rades 地点の立地条件

#### 3.1.1 位置、地形、地質、敷地面積、アクセス

##### (1) 位置

発電所建設地点 (Site) は首都 Tunis 市の郊外東方約 10 km の Tunis 湾と Tunis 湖に挟まれた地域にあり、La Goulette 港の南西方向約 1.5 km の位置にある。

##### (2) 地形

Site 周辺の地形は標高 1～2 m 程度の平坦な雑草地で樹木はない。地表の大部分は 1 m 程度の盛土がなされているが 1 部未盛土部分は湿地帯となり水溜りとなっている。

Site の南側に接して海と湖を連絡する巾約 30 m のキヤナルがあり魚道として使用し水路が浅くなると浚渫を行なっている。

Site 前面の海岸線は、ほぼ南北に大きな弓状をなした清浄な砂浜で海底勾配は標高 -3 m 迄は約 1/100 これより以深は、ほぼ 1/500～1/700 の遠浅海岸である。

##### (3) 地質

CARTE GÉOLOGIQUE DE LA TUNISIE の内 LA GOULETTE によると発電所 Site 附近の地質は沖積土でその被りは 30～40 m であり、この沖積層の下に砂岩と粘土の互層が分布している。

沖積層の地質は主として砂質であるがその中間部に厚さ 3～5 m の粘土層が堆積しており、砂層の中には 1 部軟泥、貝がらの破片や腐食土が混入しているものもある。

発電所構造物の基礎は基盤が深いため直接基礎岩盤上に求めることは困難であるのでタービン、ボイラ、煙突等荷重の大きい構造物はコンクリート杭を使用した基礎構造とした。

なお、実施設計に先立ってボーリング調査、物理探査等密度の高い地質調査を実施して設計に反映させなければならない。

##### (4) 敷地面積

発電所の敷地造成面積は約 270,000 m<sup>2</sup> でこの内約 110,000 m<sup>2</sup> は埋立により土地造成を行なう。この敷地面積は本計画の発電所建設分 (150 MW × 2 基) と将来建設する同規模発電所設備の配置とこの工事に伴う仮設用地の面積を考慮に入れて決定

した。

(5) アクセス

建設資材および発電所機器の陸上輸送には Site の西側(湖側)に接した鉄道、道路が使用可能であり又海上輸送の場合には La Goulette 港が利用出来る。

3.1.2 気象、海象、冷却用水、工業用水

(1) 気象

発電所 Site はチュニジアの北部地方に位置し地中海性気候である。

5月から9月迄つづく夏季は乾燥して暑く10月から翌年4月迄の冬季は降雨も多く温和である。

1974年から1978年迄5ケ年の Tunis での観測によれば、気温は5ケ年平均18.3℃、最低平均13.9℃、最高平均22.7℃であり最低気温は1978年1月に観測された2.5℃であり最高気温は同年8月の42.5℃である。

湿度は平均68.2%、最低平均58.0%、最高平均78%である。(表3-1参照)

雨量は5ケ年の内年間最高降水量が、1975年の671.3mmで5ケ年の平均降水量は395.2mmである。又日最大降水量は1975年11月の195mmである。

(表3-2参照)

風向および風速は図3-1の通り1951年より1970年の Tunis での観測によれば西から北西の範囲の風と東風が多い。最大風速はいつでも17m/s以下となっている。Rades 地点での支配的な風向は冬季は西風、夏季は東風である。

(2) 海象

海水温度は Goulette II 発電所で観測されているが、これによると1968年より1971年迄4年間の月平均最高水温は8月の27.1℃であり、最低水温は1月の11.6℃である。又4年間の平均水温は19.2℃である。(図3-2参照)

波高は最大約30cm、平均で24cmであるが港湾局年報によると嵐の場合や南方からの風を伴う低気圧の時には例外的に湾内で波高60cmに達することがある。

汐位差は La Goulette 港で30cmである。

海流の方向は確認されなかったが、実施設計に先立って潮流観測を実施する必要がある。

(3) 冷却用水、工業用水

冷却用水は Site 前面海域より海水を取水し南側キヤナルに放流する。

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		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)

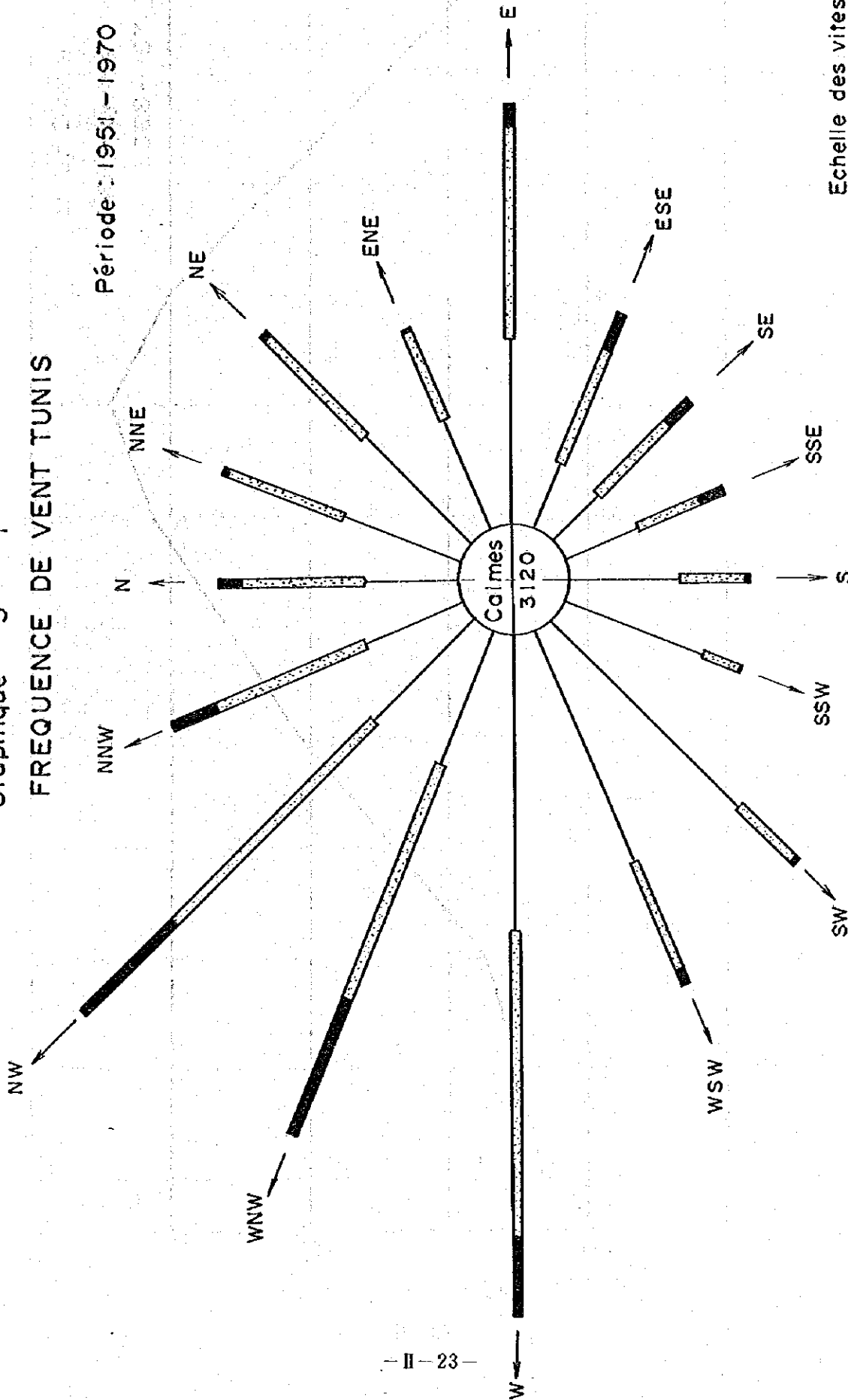
(mm)

Désignation	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	55,0	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



FREQUENCE DE VENT TUNIS

Période : 1951 - 1970

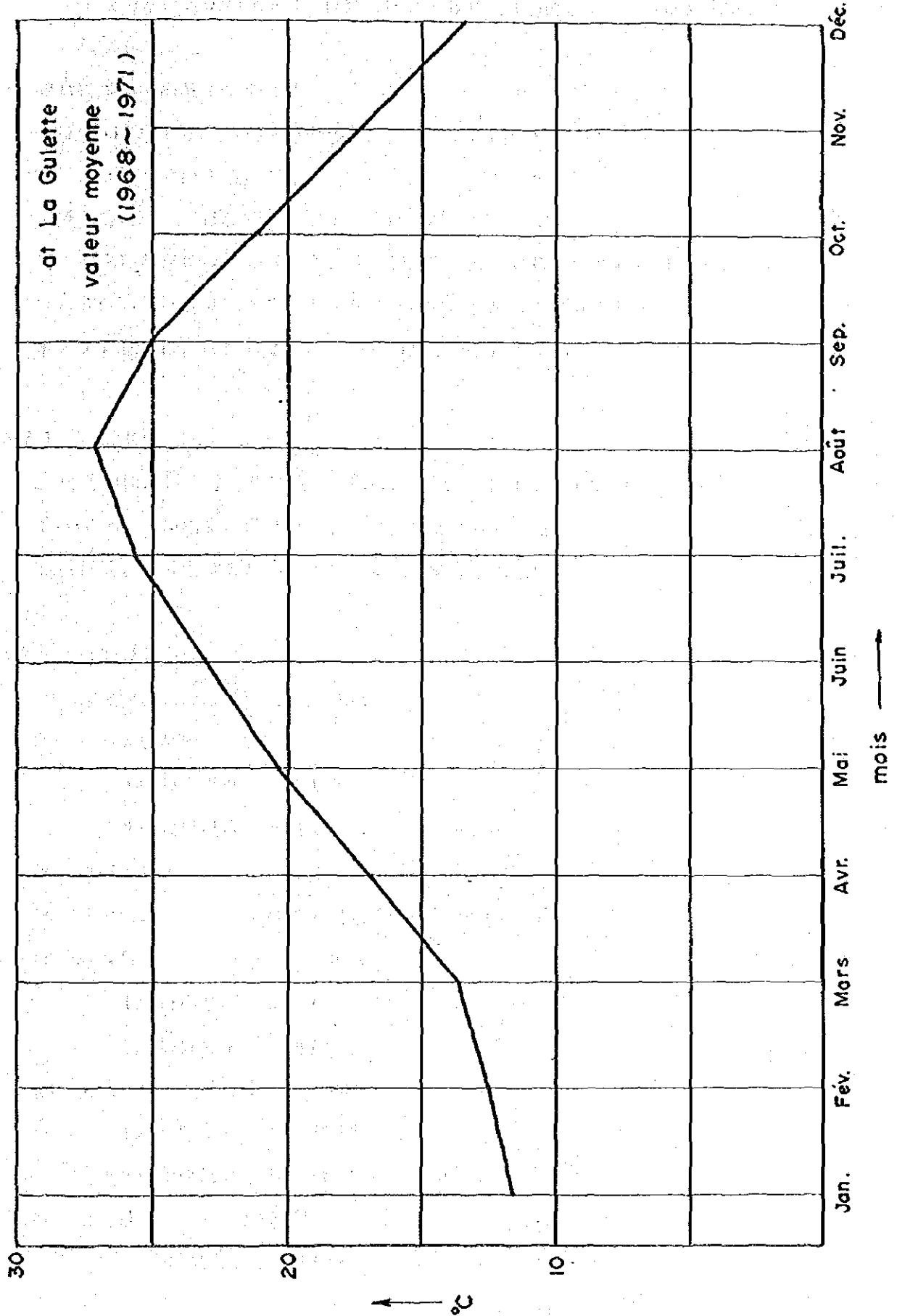


NOMBRE TOTAL DES OBSERVATIONS, 21915  
 HEURES D'OBSERVATION : 06-12-18h TU  
 ECHELLE : 1m/m pour 20 Observations





Graphique 3-2 EAU DE CIRCULARION





工業用水は SONEDE (水供給公社) より最大 1,000 l/d の供給が可能である。

### 3.2 設計についての基本的考え方

1979年10月1日から約2週間の現地調査と日本国内作業の結果 Rades 地点に 150 MW × 2 unit を計画する。

単機容量については、チュニジアの標準を採用し 150 MW とした。

尚、取水口位置については、実施設計の段階で最終的に決定されるが、チャンネル横に設ける STEG 案 (B 案) とサイト北側に設ける調査団の案 (A 案) がある。

本スタデーでは、これら 2 案についての諸元をかかげてある。

#### 3.2.1 設計基準

構造物に用いる材料及び設計基準は、IEC、ISO、NEMA 他 International Standard を使用する。ただし、設計上加味されるチュニジアの地域的特性、例えば設計風速、設計温度等については現地調査結果を適用する。

#### 3.2.2 機器設計条件

(1) 電気機器設計温度 40℃

大気温度

1) 最高温度 45℃

2) 最低温度 0℃

(2) 地震係数

0.1G

(3) 最大風速

機械・電気設備

20 m/s

(4) 海水温度

22℃

1) 最高温度 29℃

2) 最低温度 9.8℃

(5) 電気・機械設計湿度 80%

1) 年間平均 68.2%

2) 年間最高平均 78.0%

(6) 雨量

日最大 200 mm

### 3.2.3 基本設計上特に配慮すべき事項

- (1) 本汽力発電所の使用燃料は天然ガス及び重油とする。
- (2) 本汽力発電所は Base load 火力であり、従って熱効率の面と共に運用面での信頼性、安全性を考慮し、自動制御方式を採用し、Boiler 蒸気温度制御は 40～100% load 一定で計画する。
- (3) 本汽力発電所の機器自動化レベルは 2 Unit 運転員10名で運転操作が出来る範囲とする。そのため下記の通り計画する。
  - 1) 2 Unit 1 Central Control Room 方式とし、ボイラ、タービン、発電機とそれらの補機は中央制御室からの操作、監視とする。
  - 2) Plant Start-up・Shutdown の主要操作、連続運転機器の操作と監視は中央制御方式とする。
- (4) 蒸気条件の選定に際しては単機容量、燃料費、建設費、その他を考慮して最も経済的となる様に下記の通り計画する。
  - 1) Steam Pressure 136kg/cmG (at main stop Value Inlet)
  - 2) Steam Temperature 538℃ (at main stop Value Inlet)
- (5) Unit Capability について  
Unit Capability を下記方針にて計画する。
  - 1) 復水器冷却水温度 22℃ 補給水率 1% で 5% の過負荷が可能
  - 2) 復水器冷却水温度 30℃ 補給水率 3% で 160MW (発電端) 発生が可能
 上記条件を充分満足するボイラ蒸発量として 500 t/h (MCR) を計画する。

### 3.3 発電設備概要

#### 3.3.1 土木工事および設備

##### (1) 敷地造成 (4 ユニット)

発電所面積 270,000 m<sup>2</sup>

標高 + 2.00 m

周辺護岸 場所打コンクリート L 型護岸

天端標高 + 2.50 m

延長 1,070.00 m

##### (2) 冷却用水路 (2 ユニット)

取水口防波堤

A 案 (EPDC 案)

B 案 (STEG 案)

1) 型式		捨石堤	同左
2) 寸法	天端巾	6.00 m	7.00 m
	天端標高	+2.00 m	+2.00 m
	延長	200.00 m	450.00 m
取水口、ポンプ場			

1) 型式		鉄筋コンクリート造	同左
2) 寸法	長さ	37.00 m	37.00 m
	巾	16.00~21.00 m	16.00~21.00 m
	高さ	7.00~8.00 m	7.00~8.00 m

送水管路

1) 型式		地下埋設鋼管	地下埋設コンクリート管
2) 寸法	内径	1,200 mm × 4条	1,700 mm × 2条
	延長	1号機 430.00 m 2号機 400.00 m	1号機 360.00 m 2号機 330.00 m

放水管路

1) 型式		地下埋設鋼管	地下埋設コンクリート管
2) 寸法	内径	1,200 mm × 4条	1,700 mm × 2条
	延長	1号機 78.00 m 2号機 46.00 m	1号機 78.00 m 2号機 46.00 m

放水槽

1) 型式		鉄筋コンクリート造
2) 寸法	巾	10.00 m
	高さ	5.50 m
	長さ	13.00 m

放水路開渠

1) 型式		コンクリート造開渠
2) 寸法	高さ	2.10 m
	巾	6.00 m
	延長	290.00 m

(3) 南側防波堤

1) 型式		捨石堤
-------	--	-----

2) 寸 法	天端巾	6.00 m
	天端標高	2.00 m
	延長	200.00 m
(4) 構内道路		
1) 型 式	アスファルト舗装	
2) 寸 法	巾員	8 m及び4.5 m
	延長	1,700.00 m

### 3.3.2 建築設備

#### (1) 発電所本館

1) 基 礎	コンクリート杭打基礎 (ボイラ基礎を含む)
2) 基礎版	鉄筋コンクリート基礎版 ( " )
3) 構 造	鋼構造
	屋根 アスファルト防水
	外壁 鉄筋コンクリート、上部被覆鋼板
	床 鉄筋コンクリート一部鋼製格子床
4) 建物規模	建築面積 3,470 $m^2$ (柱芯)
	床面積 11,200 $m^2$ ( " )
	建物容積 73,700 $m^3$ ( " )
	建物高さ タービン棟 25 m (3階建)
	中操棟 13.5 m ( " )
	ボイラマット面積 2,470 $m^2$
5) 設 備	空気調和設備
	照 明 設 備
	給排水設備
	衛生設備
	消火設備
	火災警報設備
	換気設備

#### (2) 管理棟

1) 基 礎	コンクリート杭打基礎
--------	------------

2) 構造 鉄筋コンクリート造 2階建

3) 規模 建築面積 670㎡

床面積 1,260㎡

4) 設置室名

1階 玄関ホール、応接室、便所(男・女)、空調機械室、事務室(3室)、  
医務室、レントゲン室、休養室、ロッカー室、待合室

2階 所長室、次長室、運転課長室、保守課長室、技術課長室、秘書室、  
会計室、会議室、資料保存室、ロッカー室、実施研修室、電話交  
換室、湯沸室、調理室(流し)、便所(男・女)、デッキ(廊下)

5) 設備 空気調和設備

照明設備

給排水設備

火災警報設備

消火設備

衛生設備

換気設備

(3) 保守棟

1) 基礎 コンクリート杭打基礎

2) 構造 鉄筋コンクリート造 4階建

3) 規模 建築面積 330㎡(柱芯)

床面積 1,330㎡(〃)

4) 設置室名

1階 シャワールーム(ロッカー室共)

2階 保修員詰所、保修職長室、資料室、コピー室

3階 統計室、VHFセンター、燃料試験室及水分析室、職長室、予備室

4階 電気計測修理室、予備品保管室(電気計測)、予備室

各階共通 エレベーターシャフト、便所

屋上 エレベーターシャフト、空調機械室

5) 設備 空気調和設備

照明設備

給水給湯設備

排水衛生設備

換気設備

火災警報設備

消火設備

(4) その他建物の規模

1) 倉庫付修理工場 2階建 3,260 $m^2$

2) 開閉所制御所 2 " 690 $m^2$

3) 水処 理 室 2 " 1,160 $m^2$

4) 厚 生 館 平家建 360 $m^2$

5) 守 衛 所 " 90 $m^2$

(5) 煙 突 支持鉄塔 H = 62.50 m

筒 身  $\phi = 3.50 \sim 4.00 m$  2本

高さ 80 m

基 礎 コンクリート杭打支持

鉄筋コンクリート基礎



### 3.3.3 Mechanical Equipment/unit

#### (1) Turbine Equipment

##### 1) Turbine

- a) Type Tandem compound, two-cylinder double flow reheat turbine.
- b) Rated Output 160,000 kW (at generator terminal)
- c) Speed 3,000 rpm
- d) Steam Condition 135 kg/cm<sup>2</sup>G × 538°C (at main stop valve inlet)  
27 kg/cm<sup>2</sup>G × 538°C (at reheat stop valve inlet)
- e) Number of Extractions 6

##### 2) Condenser

- a) Type Double pass, devided water-box surface
- b) Vacuum 722 mmHg
- c) Cooling Water Temperature 22°C

##### 3) Circulating Water Pump

- a) Type Vertical mixed-flow type with fixed blades
- b) Number 2 sets

##### 4) Air Ejector

- a) Type 2 stage, twin element steam jet with common inter-after condensers

- 5) Starting Air Ejector
  - a) Type Steam jet
- 6) Condensate Pump
  - a) Type Vertical type
  - b) Number 3 sets (50% capacity)
- 7) Condenser Tube Cleaning Facilities
  - a) Type Taproge on-load condenser tube cleaning
- 8) Dearater and Storage Tank
  - a) Type Pressurized tray type horizontal dearater
- 9) Feed Water Heater
  - a) Low Pressure No. 1 Heater
    - Type Horizontal u-tube type with drain subcooling-zone provided on condenser neck
  - b) Low Pressure No. 2, 3 Heater
    - Type Horizontal u-tube type with drain subcooling-zone
    - Number 2 sets
  - c) High Pressure No. 5, 6 Heater
    - Type Horizontal u-tube type with drain cooler-zone and desuper heating zone
    - Number 2 sets
- 10) Boiler Feed Water Pump
  - a) Type Horizontal, multi-stage vertical split motor drive with booster pump
  - b) Number 3 sets (50% capacity)

## (2) Boiler Equipment

### 1) Boiler

- a) Type Single drum natural circulation, outdoor type
- b) Evaporation 500 (t/h) (at max. continuous rating)  
481 (t/h) (at econ. continuous rating)
- c) Reheat Steam Flow 477 (t/h) (at max. continuous rating)
- d) Design pressure 165 (kg/cm<sup>2</sup>G) (Boiler, superheater)  
40 (kg/cm<sup>2</sup>G) (Reheater)
- e) Steam Conditions 138 (kg/cm<sup>2</sup>G) × 541°C (at superheater outlet)  
29.8 (kg/cm<sup>2</sup>G) × 541°C (at reheater outlet)
- f) Feed Water Temperature 236°C (at economizer inlet)
- g) Draft System Forced draft system
- h) Steam Temperature Control Water spray type (superheater steam temperature)  
Series gas damper (reheater steam temperature)  
Water spray type (reheater steam temperature emergency use)

### 2) Air Pre-heater

- a) Type Ijungström
- b) Number 2 sets

### 3) Steam Air Pre-heater

- a) Type Steel pipe with copper fin type
- b) Number 2 sets

**4) Fuel Firing**

**a) Fuel**

Natural gas

Heavy oil

Light oil

**b) Burner**

Number

12 sets

**c) Heavy Oil Pump**

Type

Screw-type

Number

2 sets (100% capacity)

**d) Light Oil Pump**

Type

Gear pump

**e) Heavy Oil Tank**

Type

Cone roof

Capacity

30,000 (kl)

**f) Light Oil Tank**

Type

Cone roof

Capacity

1,600 (kl)

**5) Draft Equipment**

**a) Forced Draft Fan**

Type

Turbo-vane type

Number

2 sets

**6) Soot Blower**

**a) Type**

Steam atomize type

**b) Number**

16 sets



- (5) House Service Air Compressor (1 unit)
  - Type Double-acting, single-stage, water-cooled
  - Number 2 sets
  
- (6) Chemical Injection Equipment (1 unit)
  - Type Plunger pump, pH control system
  - Number 3 sets
  
- (7) Screen Equipment (1 unit)
  - a) Net Screen 2 sets
  - b) Bar-Screen with Rake Vertical type 2 sets
  - c) Travelling Screen Vertical type 2 sets

### 3.3.5 Electrical Equipment/unit

#### (1) Generator

##### 1) Generator

Type	Horizontal, rotation field, closed hydrogen cooled, explosion proof
Rating	
Output	200,000 kVA (at rated hydrogen pressure 2.0 kg/cm G)
Frequency	50 Hz
Power Factor	0.8 (lag)
Voltage	13.8 kV
Current	8,368A
Short Circuit Ratio	0.58 (Not less than)

##### 2) Exciter

Thyrister excitation

#### (2) Busduct

Type	Cylindrical aluminum made enclosed type
Rating	
Voltage	13.8 kV
Current	9,000A (Main and neutral current) 600A (Other current)
Insulation Level	BIL: 95 kV (1.2 x 50 $\mu$ s) AC : 36 kV (50 Hz)
Temperature Rise	Max.: 65°C

#### (3) Transformer

##### 1) Main Transformer

Type	Outdoor, 3 phase, 50 Hz forced oil, forced air cooled, on load tap changer
------	--

Rating	188,000 kVA 13.8 kV (primary) 225 kV <u>+10%</u> (secondary)
Number of Taps	17 taps
Impedance Voltage	12% (based on the rated kVA and rated tap voltage)

2) House Transformer

Type	Outdoor, 3 phase, 50 Hz forced air cooled off-load tap changer
Rating	12,000 kVA 13.8 kV (primary) 6.9 kV <u>+5%</u> (secondary)
Number of Taps	5 taps
Impedance Voltage	8% (based on the rated kVA and rated tap voltage)

3) Starting Transformer (Common)

Type	Outdoor, 3 phase, 50 Hz forced air cooled on-load tap changer
Rating	18,000 kVA 225 kV <u>+10%</u> (primary) 6.9 kV <u>+5%</u> (secondary)
Number of Taps	17 taps
Impedance Voltage	10% (based on the rated kVA and rated tap voltage)

(4) 6.9 kV Switchgear Cubicle

1) Cubicle

Type	Indoor, metal-clad, single bus system 3-phase 3 wire, draw-out type
Rating	Main bus 2,000A 1,200A



Branch bus 2,000A  
1,200A  
600A

BIL: 60 kV (1.2 × 50 μs)  
AC : 22 kV (50 Hz)

**Insulation Level**

**2) Circuit Breaker**

**Type** Magnetic-blast type, 3 phase  
50 Hz

**Rating**

**Voltage** 7.2 kV

**Current** 2,000A  
1,200A

**Interrupting Current** 20 kA

**(5) Low Voltage Switch**

**1) Cubicle**

**Type** Indoor, metal-clad, single bus system  
3 phase 3 wire, draw-out type

**Rating** 3,150, 2,500, 1,250, 1,000A

**Insulation Level** Power center 2,200V AC  
Control center 1,500V AC

**2) Circuit Breaker**

**Type** Air circuit breaker 3 phase 50 Hz  
no fuze breaker

**Voltage** 600V

**Current** 2,500A  
1,500A  
600A

**(6) Emergency Diesel Power Unit**

Type	Vertical, single acting, solia injection, cold starting turbo-charged suction air cooled
Rating	Continuous use
Output	300 kVA, pf 0.8, 50 Hz
Voltage	400/220V
Phase	3 phase 4 wire system

**(7) DC System**

Type	Lead acid, plastic container steel rack type
Voltage	220V
Capacity	800AH x 1 set
Battery Charger System	Thyrister charger system

**(8) Digital Computer**

Type	Digital computer
Capacity	Core memory 1 set Dish memory 1 set Typewriter 7 sets

### 3.3.6 Switch Yard Equipment

#### (1) Network-Coupling Transformer

Type	Outdoor, forced oil air cooled, oil immersed, three phase transformer on-load tap changer
Rating	100,000 kVA
Output	100,000 kVA
Capacity and Voltage of Each winding	Primary 100,000 kVA 225 kV $\pm 10\%$ Secondary 100,000 kVA 150 kV
Number of Taps	17 taps
Connection	Primary Wyc (neutral solidly grounded) Secondary Wyc (neutral solidly grounded)
Vector Group	Yyd 11 (IEC-76)
Basic Impulse Level	(1.2 $\times$ 50 $\mu$ s) Primary 900 kV Secondary 650 kV
Impedance Voltage	15% (based on the rated kVA and rated tap voltage)

#### (2) Bus

Bus system	Double bus system
Voltage	225 kV
Insulation class	IEC-56
225 kV	Max. system voltage 245 kV Basic impulse level (1.2 $\times$ 50 $\mu$ s) 900 kV AC (50 Hz) 395 kV

(3) Circuit Breaker

Type	Air circuit breaker with B, CT
Rated Voltage	245 kV
Interrupting Capacity	3,500 MVA
Operating Method	Pneumatic
Quantity	7 sets

(4) Disconnecting Switch

Type	1) Horizontal Center break type	Horizontal Double break type
	2) Horizontal Double break type	
	3) Horizontal Pantograph break type	
Rated Voltage	245 kV	170 kV
Rated Current	1,200A	800A
Short Time Current	31.5 kA	20 kA
Operating Method	Pneumatic	Pneumatic
Quantity	16 sets	1 set

(5) Voltage Transformer

Type	Capacitor type	Capacitor type
Voltage ratio	$225/\sqrt{3}$ kV/ $110/\sqrt{3}$ V	$154/\sqrt{3}$ kV/ $110/\sqrt{3}$ V
Secondary Burden	200 VA	200 VA
Quantity	1 $\phi$ x 18	1 $\phi$ x 3

(6) Current Transformer

Type	Bucking CT or post type	Bucking CT or post type
Current Ratio	1,200A/5A	800A/5A
Secondary Burden	40 VA	40 VA
Quantity	1 $\phi$ x 3	1 $\phi$ x 3

(7) Arrester

Type	Magne-resisto valve	Magne-resisto valve
Rated voltage	210 kV	144 kV
Quantity	4 sets	1 set

(8) Blocking Coil

Rated Voltage	245 kV	170 kV
Quantity	103 × 2 sets	103 × 1 sets

### 3.4 発電設備の検討内容

#### 3.4.1 構内配置 (Figure 3-1 参照)

##### (1) 発電所本館

発電所本館はできるだけ地盤の良い位置を選び不等沈下による機器、配管への影響を極力さける事は勿論であるが下記の点を考慮して配置を決定した。

- 1) 発電所としての全体的バランス。
- 2) 3・4号機の増設時期が現時点に於いて不明であり、1・2号機の運転保守の効率化、発電所保安体制の確立を計る。
- 3) 3・4号機増設時に於いて、管理、保守棟を含めた1・2号ユニットの営業運転体制と増設工事体制が明確に区分でき、営業運転プラントの安全が計れる。
- 4) 上記3)項と関連し、増設工事が容易となり、増設工事に伴う仮資材置場、作業場等の確保が容易となる。

##### (2) 保守棟

保守棟は運転・保守・補修作業の効率化を計るため発電所本館北側に配置した。

##### (3) 管理棟

管理棟は発電所の運営が能率的に処理される事と、対外的に発電所の玄関を受けもつ位置等を考慮し敷地中央部に設置する。

##### (4) 燃料貯蔵ヤード

燃料貯蔵ヤードは、Tunis 港からの重軽油受入れ、天然ガスの受入れ、ボイラへの払出し、防災等を考慮して敷地北側に設置し、燃料貯蔵ヤードと本館の中間に体育施設、緑地帯を配置し、かんしょう地帯とした。

##### (5) 煙突配置

煙突配置は本館配置により大筋が決定する。建設コストの低減、公害防止上から排煙拡散の増大を計る等により1・2号ユニットの集合形とし、将来の重油専焼時のばいじん防止を考慮し、電気集じん器設置のスペースを確保しておく。

##### (6) 開閉所

開閉所は送電線引出し、塩害防止のため、本館建物を海風からのしゃへい物として構内西側(陸側)に配置した。

##### (7) 厚生施設

発電所従業員の体育向上、親睦を計る事を目的に厚生施設を設け、発電所本館と燃料貯蔵ヤードの中間に配置し防災上のかんしょう地帯とした。

(8) 緑地帯

発電所の美感を考慮し構内各所に緑地帯を配置した。

3.4.2 本館機械配置 (Figure 3-2・3-3・3-4 参照)

- (1) 本館は Turbine 室中 (④⑤間) 20 m、高さ 25 m、Heater section 中 (⑥⑦間) 8 m で計画、本館全長は (150 MW × 2) 101 m で計画した。
- (2) タービン、発電機の配置はボイラに対し T 型配置とする。
- (3) 機器は分解搬出入に支障のない配置とし、運転操作、点検、保守に便利、かつ安全を考慮する。
- (4) 将来の重油専焼移行に対し、重油ポンプ予備機、重油ヒータ予備機各 1 台の増設余地を確保しておく。
- (5) Condenser は Turbin 軸と直角に配置し、④⑤間に Shutter を設け Condenser Tube 引抜き Space として本館内の Dead Space がなくなる様配慮する。
- (6) Deaerator は、Boiler Feed Water Pump の Net positive Suction Head の関係より上 (5 FL) ⑥⑦間の Heater Section に配置する。
- (7) No 1 Low Pressure Heater は Space 節約、抽気管の短縮等から Condenser 内部に設置する。
- (8) 主変圧器は発電機との距離を短くするため、タービン室の外壁に隣接する Transformer Section に設置する。  
House Transformer、Starting Transformer も主変圧器に近接して設置する。
- (9) 制御用コンプレッサー、雑用コンプレッサー、非常用ジーゼル発電機は騒音防止、経済性の点を考慮して本館内 1 FL に設置する。
- (10) その他 1 FL の主要機器は電動給水ポンプ、復水ポンプ、Cooling Water-Booster ポンプ、冷却水ポンプ、オイルタンク、オイルクラー、重油ポンプ、重油ヒータ等である。
- (11) 2 FL の主要機器は空気抽出器、スイッチギヤールーム、電気関係リレールーム等である。
- (12) 3 FL は主タービン発電機、Low Pressure No 2 Heater、High Pressure No 5 Heater、中央制御室、自動制御関係リレールーム等である。

### 3.4.3 復水器冷却用水設備

復水器冷却用水設備の位置および構造等については海象調査、地質調査の結果を踏えて実施設計段階において詳細な検討を行って決定されなければならない。

今回のスタデーの内取水口、放水口の位置については3.2で述べたように、A案（Figure 3-1 A参照）およびB案（Figure 3-1 B参照）とがあるがA案の場合の取水口は次の理由により決定した。

- 1) 港灣局の海図によると Site 南側（キャナル側）の前面海域は北側と比較して遠浅な海底地形となっていることから海流の方向は北から南の方向に流れているものと推定されること。
- 2) 南側に取水口を設けた場合遠浅海底のため浚渫土量が大量となること。
- 3) キャナルの水流の方向が湖より海側に流れる場合も温排水のリサーキュレーションの影響が少ないこと。

から取水口を敷地北側に設置する計画とした。

B案の取水口についてはキャナル入口の南側に Tunis 当局による漁港の新設とレジューセンターの計画がある。このため敷地の南側に防波堤を築造するのでこれを利用して取水口を設置する案となっている。

放水口については工事費の軽減および温排水による環境上の問題を考慮すると前面海域に設けるのが最も望ましい。（本案は Figure 3-2 Alternative として本報告書に添付する）

併し乍ら STEG の要望では Rades 地域の総合開発を考慮すると共に大量の発電所冷却用水を背後の湖に放流して湖水を強制的に循環させ湖の Regeneration を計りたいとのことである。

この要請を満すため本スタデーでは復水器冷却用水は既存の魚道キャナルに放流する計画とした。なおA案の場合にはキャナルに水門を設ける必要はないが、B案の場合は温排水の逆流を防止するため水門を設ける必要がある。

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

#### (1) 取水口、ポンプ場

取水口、ポンプ場は Figure 3-7 に示すとおり長さ 37.00 m、巾 16.00 ~ 21.00



m、高さ7.00～8.00 m の一体構造とした鉄筋コンクリート造で基礎はコンクリート杭支持方式である。

取水口は波浪、漂砂、浮遊砂、水温、塵芥、くらげ等を考慮し、冷却水はなるべく季節的变化および日変化が少なく低温かつ清浄であることが望ましい。Rades地点の場合現段階ではこれらの内波浪、漂砂、塵芥、くらげの発生等が懸念される。

波浪についてはポンプ場内の波浪による水位変動を極力少なくするため延長約200 mの防波堤を設置することとした。防波堤の方向は比較的吹送距離の長い東方向の波浪を防波するよう計画した。

併し乍ら防波堤の配置計画は風向、風速、波高等を調査の上必要があれば模型水理実験を行って詳細な配置を決定する必要がある。

漂砂、浮遊砂については漂砂源、砂の移動方向等現地調査の結果を検討し実施設計段階において沈砂池を設置する等その対策を講じなければならない。

くらげ、海藻等浮遊塵芥の取水口流入防止については呑口を水面下1.00 mに設けると共に流入した塵芥を処理するための除塵装置としてレーキ付バースクリーン、ロータリースクリーン、ネットスクリーンを設置した。

又水路点検やスクリーン補修時にポンプ場内をドライに出来るよう角落しゲートを設けた。

## (2) 送水管路、放水管路 (Figure 3-7、3-8 参照)

送水管路、放水管路は内径1.20 mの地下埋設鋼管とし1ユニット当り2条である。管路は地盤の不等沈下に備えて長さ方向4.00 m間隔にコンクリート杭基礎による支台支持方式とした。

鋼管ライニングは内面はタールエポキシ塗装、外面はコールタールエナメルガラスクロス2重巻きとした。

## (3) 放水槽および放水路

放水槽はFigure 3-8に示す通り巾1000 m、長さ13.00 m、高さ5.50 mの鉄筋コンクリート構造で、循環水管のサイフォン効果を損わないよう敷高を標高-2.50 mに計画した。又放水路開渠部始端側に角落しゲートを設置し循環水管内部の点検、補修を容易ならしめた。

放水路はFigure 3-8に示すとおり上辺巾6.20 m、下辺巾5.00 m、高さ2.00 m (2ユニット)の梯形断面の鉄筋コンクリート構造の開水路で既設キャナルに連絡している。

放水槽および放水路開渠の基礎はいずれも構造物の不等沈下を防止する目的でコンクリート杭支持方式とした。

#### 3.4.4 発電所用水設備（2ユニット分）（図3-3参照）

発電所用水のボイラ用水、所内用水、消火用水については、SONEDE（水供給公社）より供給される水道水を使用する。水道水の水質分析値は表3-3の通りである。

##### (1) ボイラ用水系統

SONEDE(水供給公社)の水道水供給母管より分岐した用水は原水タンクに貯水する。原水タンクより原水ポンプにて Pump-up し、ボイラブロックの 9FL に設置された原水 Head Tank に送水する。

純水系統に供給する原水は、原水母管途中より分岐し、水処理装置(純水装置)に供給する。処理された純水は純水 Tank に貯水される。この純水はボイラ補給水及び軸受冷却水補給水として使用される。

##### (2) 所内用水系統

所内用水系統は雑用水系統と飲料水系統に分けられる。

雑用水系統はボイラ用水系統と同様、原水母管途中より分岐し雑用水として使用する。

飲料水系統は原水母管途中より分岐し、飲料水 Pump にて Pump-up し、保守棟屋上部に設置された飲料水 Tank に貯水する。必要があれば飲料水 Tank 途中のラインで塩素注入を行い殺菌して使用する。

##### (3) 消火用水系統及び化学消火設備

原水 Tank より消火 Pump にて Pump-up され、ラインにより消火栓に連絡される。なお、初期消火のため原水 Tank と消火ラインは連絡しておく。

化学消火設備（エアーフォーム式）を燃料貯蔵ヤードに設置する。

##### (4) 原水タンク容量

発電所推定所要水量は

1) 発電所補給水量 蒸発量  $1,000(t/h) \times 3(\%) \times 24(h) = 720(t/d)$  2 Unit

2) 飲料、雑用水量  $\approx 270(t/d)$  2 Unit

合計  $\approx 1,000(t/d)$  2 Unit

原水タンク貯蔵容量は発電所所要水量1日分とし、上記1,000 t/dに消化用水、

タンクデッドバンドを加味し、原水タンク容量は 1,500 m<sup>3</sup> タンク 1 基を設置する。

(5) 純水タンク容量

純水タンク容量は下記の通り決定する。

1)  $\{(蒸発量 1,000 (l/h) \times 補給水率 3 (\%) \times 24 (h)) - 純水装置能力 600 (l/d)\} \times 5 (d)$

上式により 600 t となる。

2) 160MW 級のプラント起動時のシリカブロー量は約 1,000 t/d である。

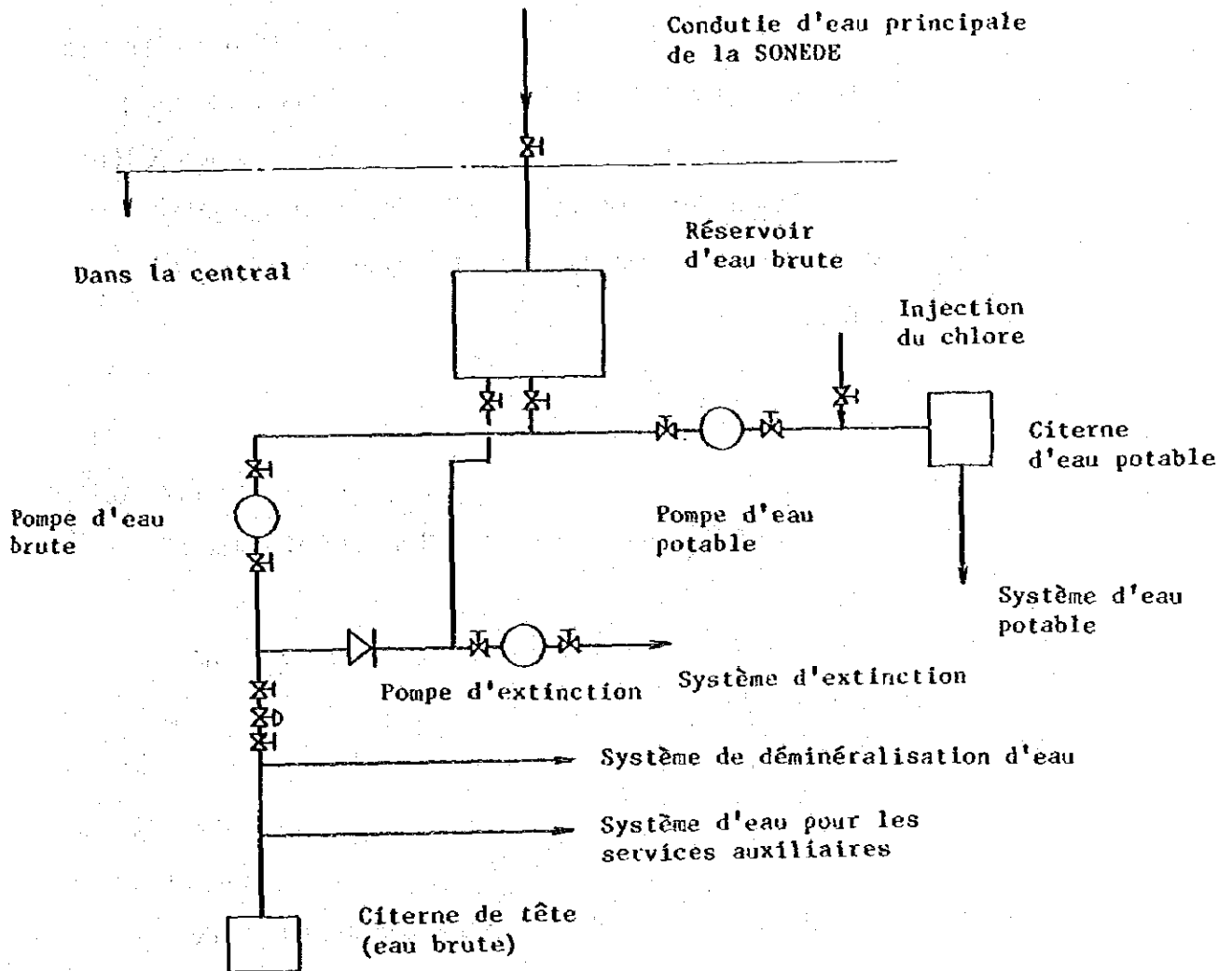
上記 1), 2) の大きい数値をベースにタンク容量を決定する。

タンク数、容量はタンクデッドバンド、純水装置水質トラブルを考慮して純水タンク 600 m<sup>3</sup> 2 基とする。

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

Désignation	Norme	Résultats	
		°F	mg/lit
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 <sub>4</sub> <sup>-</sup> : Teneur en Sulfates	NFT 90-009	5	48
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> : Teneur en Nitrates	NFT 90-012	0	
N <sub>2</sub> <sup>-</sup> : Teneur en Nitrates		0	
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> : Teneur en Ammonium	NFT 90-015	0	
Cl <sup>-</sup> : Teneur en Chlorures	NFT 90-014	6,5	46,15
Na <sup>+</sup> : 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 <sub>4</sub> )	NFT 90-018		0,2
SiO <sub>2</sub> : Teneur en Silica	NFT 90-007		2,925
NaCl : Teneur de Sodium	NFT 90-014		76,48
S <sup>2-</sup> : Teneur en Sulfure			0
Masse spécifique à 20°C (MKSA)	NFT 60-101		999,01 kg/m <sup>3</sup>
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





### 3.4.5 燃料設備 (2 ユニット分) (Figure 3-4 参照)

#### (1) 燃料分析値

1979年10月の Feasibility 調査による天然ガス、重油、軽油の分析値は表 3-4 の通りである。従って本プロジェクトで使用する天然ガス、重油の分析値はこれを使用する。

#### (2) 燃料使用量

Plant 利用率 70%、発電端熱効率 38%、160MW (発電端出力) 2 Unit として、

##### 1) 天然ガス

燃料使用量は下記の式により求まり約  $96 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$  である。

$$W_G = P_G \times 860 / \eta_p \times H_h \times 10^3 \text{ (Nm}^3/\text{h)} \quad W_G = \text{燃料使用量 (Nm}^3/\text{h)}$$

$$P_G = \text{発電端出力 (MW)}$$

$$\eta_p = \text{発電端熱効率}$$

$$H_h = \text{高位発熱量 (kcal/Nm}^3\text{)}$$

##### 2) 重油

燃料使用量は下記の式により求まり約  $71 \text{ t/h}$  である。

$$W_o = P_G \times 860 / \eta_p \times H_h \text{ (t/h)}$$

$$W_o = \text{燃料使用量 (t/h)}$$

$$P_G = \text{発電端出力 (MW)}$$

$$\eta_p = \text{発電端効率}$$

$$H_h = \text{高位発熱量 (kcal/kg)}$$

#### (3) 貯蔵容量

##### 1) 天然ガス

本プロジェクトの常用燃料である天然ガスについては、天然ガス供給母管を貯蔵設備と考え、発電所構内には、貯蔵タンクは設けない。

##### 2) 重油

重油の貯蔵容量は、貯蔵日数を20日間と決定し、重油タンクデッドバンドを10%とし、30,000Kl Tankを設置する。

#### (4) 燃焼設備

1) バーナ バーナは天然ガス、重油共用で12本設備し、その内3本は軽油も使用可能である。

##### 2) 天然ガス

天然ガスバーナ単体容量は  $4,800 \text{ Nm}^3/\text{h}$  とする。燃料供給ラインは100%

容量2系統を設備し常時並列使用とし、併回りガスバーナ供給母管にSectionバルブを設け切離し可能とする。燃焼設備系統、インターロック等についてはNFPA (National Fire protection Association)と同等の規格を使用する。

3) 重油

重油バーナ単体容量は3600kg/h、蒸気アトマイズ燃焼方式とする。

重油ポンプは50%容量2台設置し、将来重油専焼運転にそなえ重油ポンプ予備機の増設余地を確保しておく。

重油ヒーターは50%容量2台設置とし、重油ポンプ同様将来重油専焼にそなえ重油ヒーター予備機の増設余地を確保しておく。

4) 軽油

軽油設備はECRの12.5%容量とし、バーナ単体容量は1,500 kg/h、圧力噴霧式燃焼とする。

軽油ポンプは100%容量1台設置する。