

3.4 1982年時点の発・送・変電設備概要

3.4.1 発電設備

1982年時点のSTEG電力系統の有効総発電設備出力は824MWであり、その水・火力別出力と構成比は下記のとおりである。

	※有効設備出力	構成比
水 力	51.0 (MW)	6.2 (%)
火 力		
蒸 気	※※454.0 (MW)	55.1 (%)
ガスタービン	319.0 (MW)	38.7 (%)
	824 (MW)	100 (%)

※ 所内電力を除く

※※ Goulette I 25MWは Sousse 運開により廃止するものとした。

この他に単独系統を構成するディーゼル発電設備が10MW程度ある。STEG供給設備の特徴はガスタービンの占めるウエイトが大きいことと、しかもこれらガスタービンのうち38%は天然ガスを燃料としてある程度ベース運転を行なっていることである。

1982年時点の発電所別内訳を表3-6に示す。

3.4.2 送変電設備

1982年時点のSTEGの電力系統は225kv、150kvおよび90kvの3通りの標準電圧で運転されており、現在工事中の225kv Sousse ~ Naassen ~ M'Nihla線なども1980年以降相ついで完成する予定である。これら225kv基幹送電網の完成により、チュニジア国は全土にわたる電力輸送設備の整備は一段落し、STEGの電力系統は飛躍的に供給信頼度が向上することとなる。

1982年時点の225kv、150kvの高圧送電線設備を表3-7に、また主要変電所の設備概要を表3-8に示す。

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

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

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

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

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

2) Tous les conducteurs sont en Al-Ac.

**Tableau 3-8 CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES DES POSTES
(FIN 1982)**

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

第 4 章 1982—86 年の発・送・変電設備増強計画

4.1 概 況

- 4.1.1 テュニジアのエネルギー事情
- 4.1.2 電源増強計画のための基本的要素
- 4.1.3 開発すべき発電出力の最適配分

4.2 ガスタービン増強計画

- 4.2.1 設置地点の選定
- 4.2.2 増強計画
- 4.2.3 工事工程
- 4.2.4 概算工事費

4.3 次期汽力発電所建設計画

- 4.3.1 汽力発電所立地々点の選定基準
- 4.3.2 3 候補地点の物理的、環境的諸条件
 - (A) Rades 地点
 - (1) 立地条件
 - (2) 問題点
 - (B) Bizerte 地点
 - (1) 立地条件
 - (2) 問題点
 - (C) Sfax 地点
 - (1) 立地条件
 - (2) 問題点
- 4.3.3 各候補地点の適応性
- 4.3.4 系統運用上の比較
- 4.3.5 工事工程
- 4.3.6 概算工事費

4.4 送・変電設備増強計画

4.4.1 送電線

4.4.2 変電設備

4.4.3 工事工程

4.4.4 概算工事費

4.5 発・送・変電設備増強計画の総合工程および総所要資金

4.5.1 総合工程

4.5.2 総所要資金

4.6 次期汽力発電所立地々点の選定についての結論および勧告

4.6.1 総合比較

4.6.2 結論と勧告

第 4 章 1982—86年の発・送・変電設備増強計画

4.1 概 況

4.1.1 テュニジアのエネルギー事情

水力発電資源に殆んど恵まれないテュニジアでは、電源開発計画は石油燃料（重油、天然ガス、軽油）のAvailability如何の見通しに密接に依存している。

重油については、El Borma、El Douleb、El Couech、Sfax、Ashtart 等での相つぐ埋蔵地帯の発見により、1969年以降、従来の燐鉍石に代って、石油輸出が輸出産業中で常に第1位を占めてきた。併しながら、その年間生産量は、1974年の460万トンピークとして常に400万トン程度に止まっており、この生産量は、El BormaとAshtartで実施中の“注入計画”が完了した後でも、年間600万トンを越すことはないものと見られている。

このような情勢下にあつて、アルジェリアからの天然ガス供給の可能性はテュニジア経済の見通しを可成り明るくするものである。天然ガスは、国内生産量の面では、El Bormaのガス埋蔵量が遅くとも1980年代後半には枯渇する見通しにあるけれども、外国からの供給では、1978年にアルジェリア、テュニジア、イタリアの3国間で締結された国際協定により、アルジェリアのHassi Rmel ガス埋蔵地から、テュニジア国領土内をCap Bonまで通り、そこから地中海を経て、イタリア北部まで達する陸上および海底パイプラインの敷設により、年間120～200億 m^3 の天然ガスがイタリアに向けて輸送される計画が出来上り、この計画に基づいて、テュニジアは年間輸送量の5.7%を国内通過料として受取ることとなっている。また、このパーセントを上回る部分については、商業ベースでの供給が行なわれることとなる。天然ガスの国内消費面では、貴重なエネルギー源を発電専用を使用するのではなく、電力部門とガス化学工業部門とで折半使用することと予定されている。現在のアルジェリア天然ガス供給計画によると、テュニジア国内への供給見込は次の通りである。

1982年	8億 m^3
1983年	12億 m^3
1984年	12億 m^3
1985年以降	20億 m^3

上記の他アルジェリア自身のガス開発計画の規模増大とか、更にはテュニジア国内のMiskar 天然ガス計画の実現等によって供給量は更に増大することが期待されている。

4.1.2 電源増強計画のための基本的要素

電力需要予測が策定されると、これに基づいて電力増強計画が立案されることとなるが、その際に考慮すべき基本的要素は次の通りである。

- ・ 形式別の発電出力の最適配分を決定するための、汽力およびガスタービンの年間運転時間の経済的境界線
- ・ 発電手段の地点決定を条件づけるための燃料入手のAvailability。特に、ガスタービンの設置地点を決定するための天然ガスの使用可能性
- ・ 特に、ガスタービン設置地点決定に関連する送・変電設備の運転状況

上記に関し、汽力発電所の場合は使用燃料としての天然ガス、重油の国際価格が同一水準であるので、天然ガスのAvailabilityはそれ程大きな影響は与えないが（環境問題との関連では天然ガス使用が望ましいが）、ガスタービンの場合は、軽油の国際価格が天然ガスのその1.7倍（1979年始めの国際価格で、天然ガス36DT/TEPに対し、軽油は60DT/TEP）であることを考慮すると、天然ガスのAvailabilityはガスタービン設置計画にとって殆んど至上的なパラメータとなる。

何れにしても、天然ガスの使用可能量は無限のものではないので、発電所群内の使用に当っては経済的な優先順位に従って使用されなければならない。

なお、一般的には、汽力発電所の単機容量のとり方も、電源開発計画の重要なパラメータを成すものであるが、Sousse発電所の完成後に、当該発電所の単機容量以下の容量を採用することは、予備力節減に役立つ訳でもなく、却ってkW当りの建設単価が割高となり、また、燃料費もかさんで不経済である。

4.1.3 開発すべき発電出力の最適配分

1983～86年時点で開発すべき発電出力が400MW前後であると云う見通しを念頭に置いて、次に検討すべき問題は、この開発所要出力を汽力およびガスタービンの両者間で如何に配分したら最も適正であるか、と云う問題である。この問題を解決するための分析上の手段は、各発電手段の年間運転時間数の経済的境界線と、STEGが電算機を使って測定し、作成した年間負荷持続曲線である。このうち、前者の年間運転時間の経済的境界線は、STEGによって提供された基礎データ（発・送電計画の検討のための基礎資料—1979年3月）を使用して算出出来る。計算のためのパラメータは以下の通りである。

項 目	汽力発電所	ガスタービン
・ 単機容量	150MW	22MW
・ 耐用年数	30年	15年

・ 利用可能率	85%	80%
・ 最低負荷運転	30%	20%
・ 熱効率(90%負荷)	2.5 th/kWh	3.5 th/kWh
・ 建設単価	210 DT/kW	115 DT/kW
・ 運転維持費	2.7 DT/kW	1.7 DT/kW
・ 燃料単価		
- 重油	36 DT/TEP (1979年初価格)	
- 天然ガス	36 DT/TEP (")	
- 軽油	60 DT/TEP (")	

上記のデータを基として、kW当り年間固定費と、運転時間に比例するkWh当り可変費が算定出来る。我々は、計算のためのデータとして、STEGより提供された上記のデータの他に、別途、日本で収集した資料も使用して計算したが、算出結果について両者間の相違は、表4-1に示されるように極めて僅少なものであった。

次に、上記計算によって得られた結果を用いて、汽力およびガスタービンのそれぞれの設備1kWの発電費を、年間運転時間に従って、グラフ上にプロットすると、図4-1および図4-2に示す通りとなる(何れも、表4-2の数値を用いて描く)。これらのグラフ上で、汽力およびガスタービンのコスト・ラインの交点を求めると、当該交点は、ガスタービンが天然ガスを使用する場合には年間運転時間は概ね3,000時間附近に、また軽油を使用する場合には年間運転時間数は概ね900時間附近に対応することが確認される。

分析のためのもう一つの道具として、1970~77年のSTEGによる年間負荷持続曲線があるが、上記の運転時間3,000時間をこの負荷持続曲線と対応させると、尖頭負荷の概ね61%の線に対応することが確認される。(図4-3参照)このことは、ガスタービンが汽力よりも経済性を以て運転出来るのは年間3,000時間以下であることを意味する。換言すれば、負荷曲線において、ガスタービンは尖頭負荷の61%より上に値するピーク部分を供給し、また、汽力は当該61%より下の部分に値するベース負荷および中間負荷を供給するよう要求されることを意味する。

一方、STEGの基礎データによると、1982年時点の発電所の出力構成は、上記の経済的境界線61%に対して、汽力発電所55%、ピーク用発電所(水力およびガスタービン)45%の割合である。

Tableau 4-1 DONNEES TECHNICO-ECONOMIQUES

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

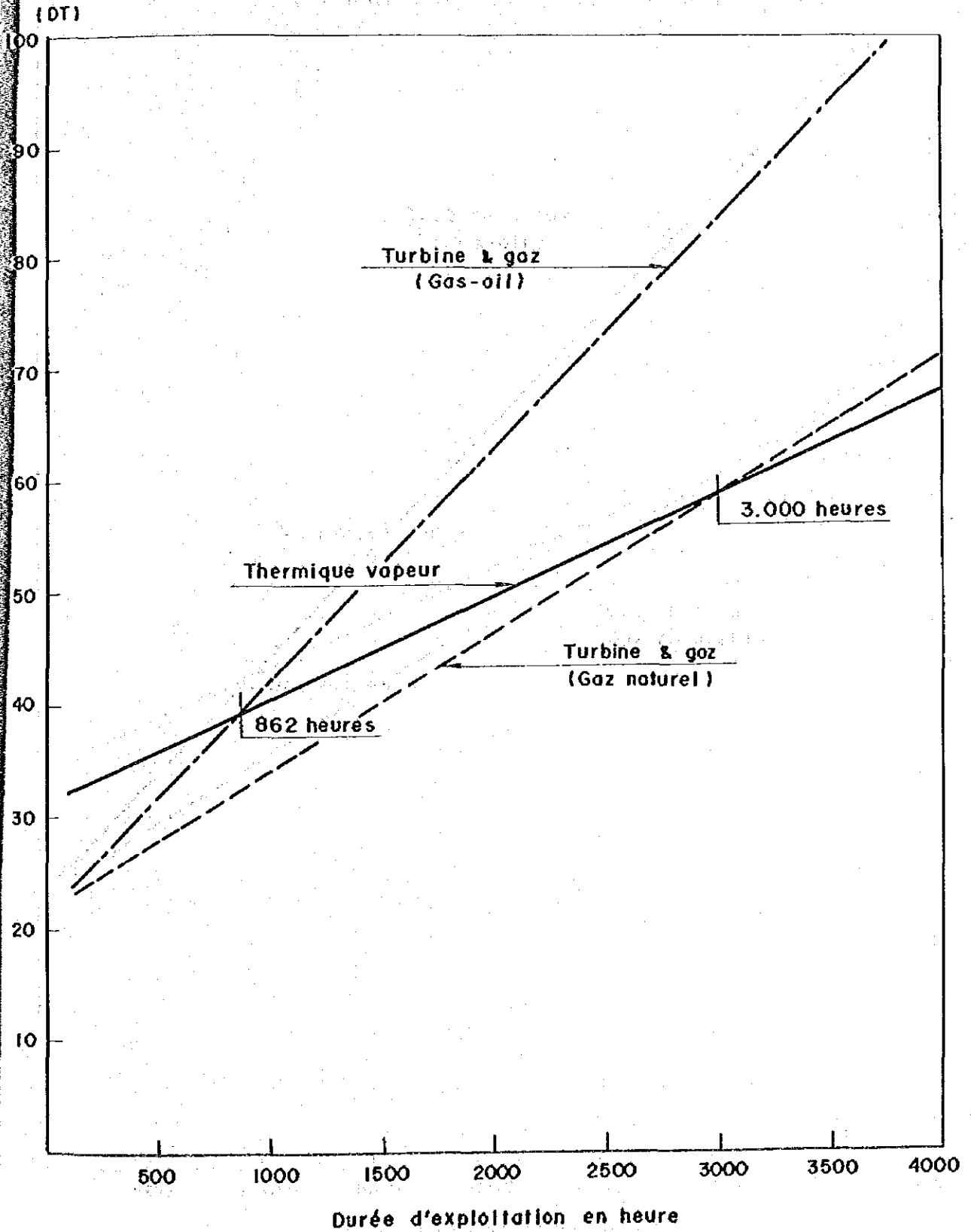
Tableau 4-2 COMPARAISON DES FRAIS ANNUELS DE PRODUCTION

(DT)

Désignation	Sur la base des données de JICA			Sur la base des données de la STEG		
	Thermique vapeur	Turbine à gaz		Thermique vapeur	Turbine à gaz	
		Gaz naturel	Gas-oil		Gaz naturel	Gas-oil
(1) Total des frais annuels par kW (Amortissement, exploitation et entretien)	35,3	23,8	23,8	31,2	21,2	21,2
(2) Frais de combustible:						
- Durée d'exploitation						
100 heures	0,9	1,3	2,1	0,9	1,3	2,1
500 heures	4,5	6,3	10,4	4,6	6,3	10,4
1000 heures	8,9	12,5	20,8	9,2	12,5	20,8
1500 heures	13,4	18,8	31,2	13,8	18,8	31,2
2000 heures	17,8	25,0	41,6	18,4	25,0	41,6
2500 heures	22,3	31,3	52,0	23,0	31,3	52,0
3000 heures	26,7	37,5	62,4	27,6	37,5	62,4
4000 heures	35,6	50,0	83,2	36,8	50,0	83,2
5000 heures	44,5	62,5	104,0	46,0	62,5	104,0
(3) Total des frais annuels						
- Durée d'exploitation						
100 heures	36,2	25,1	25,9	32,1	22,5	23,3
500 heures	59,8	30,1	34,2	35,8	27,5	31,6
1000 heures	44,2	36,3	44,6	40,4	33,7	42,0
1500 heures	48,7	42,6	55,0	45,0	40,0	52,4
2000 heures	53,1	48,8	65,4	49,6	46,2	62,8
2500 heures	57,6	55,1	75,8	54,2	52,5	73,2
3000 heures	62,0	61,3	86,2	58,8	58,7	83,6
4000 heures	70,9	73,8	107,0	68,0	71,2	104,4
5000 heures	79,8	86,3	130,8	77,2	83,7	125,2

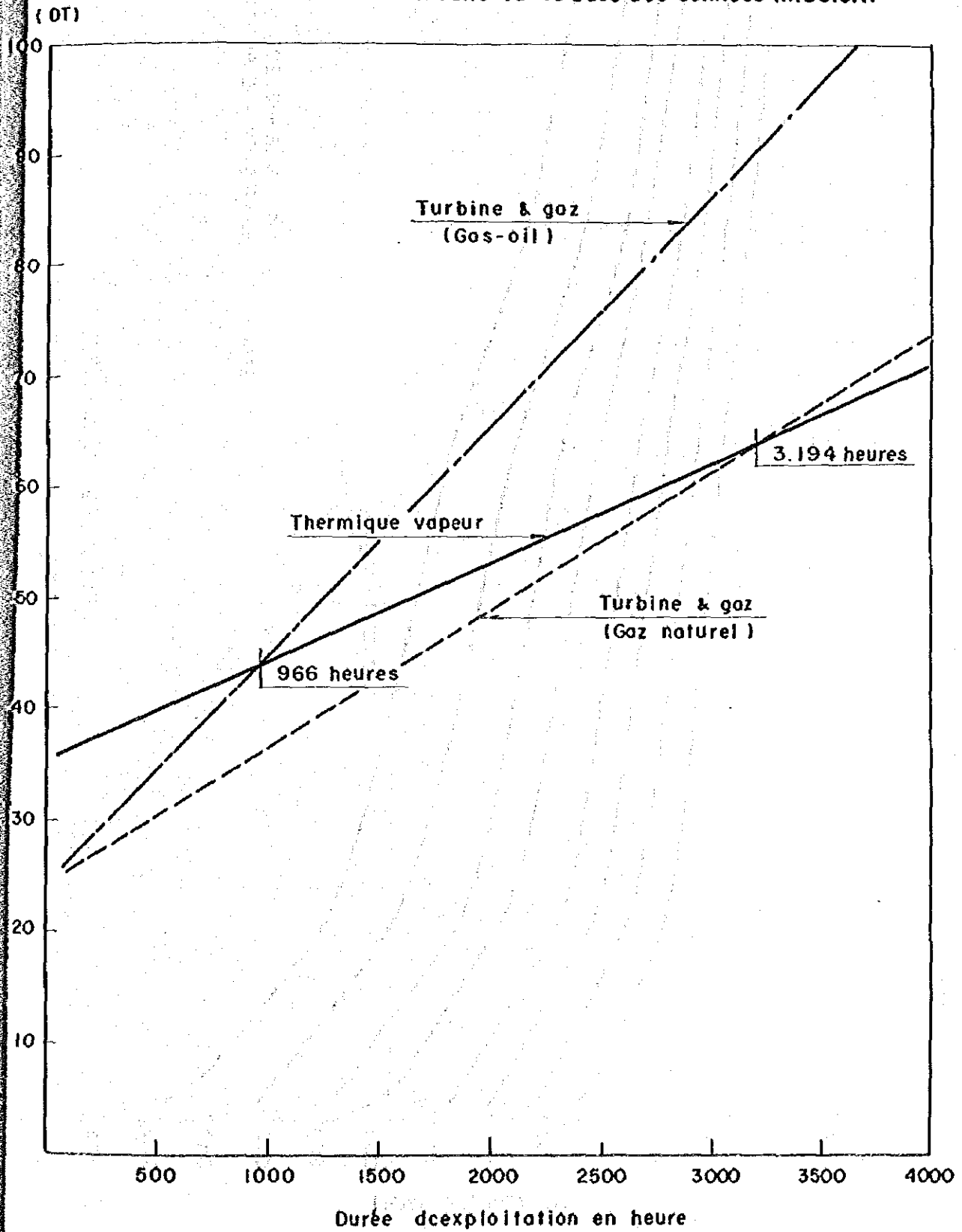
Graphique 4-1 COMPARAISON DES COUTS ANNUELS DE PRODUCTION
PAR KW (BORNE DE LA CENTRALE)

(Estimation faite sur la base des données STEG)



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

(Estimation faite sur la base des données MISSION)



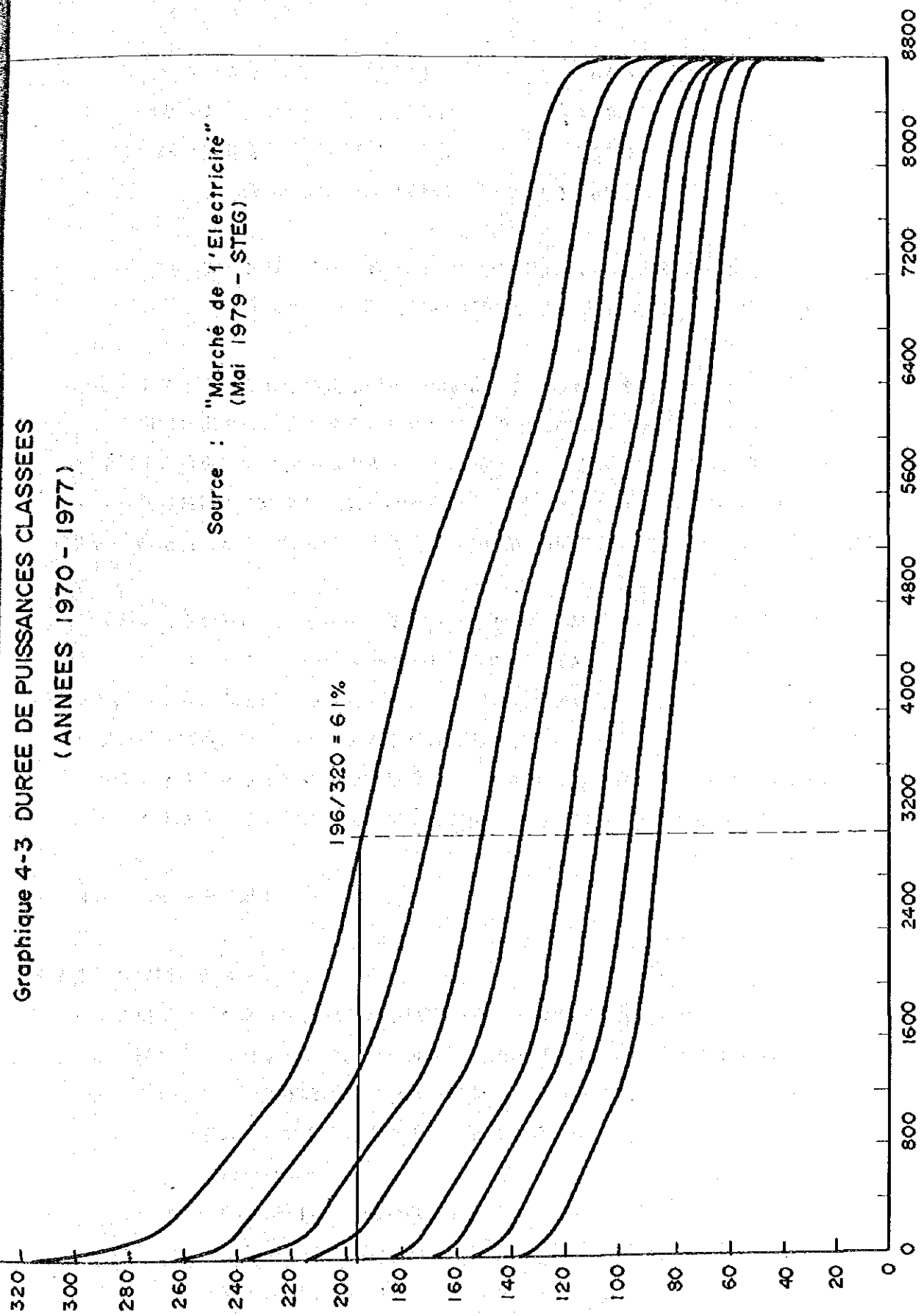
Graphique 4-3 DUREE DE PUISSANCES CLASSEES
(ANNEES 1970 - 1977)

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

196/320 = 61%

Puissances (MW)

Heures



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

※ この数値は、Sousse 発電所運開後に休廃止を予定されている
Goulette I 発電所の保証出力25MWを差引いたものである。

従って、1982～86年の期間中に400MWの電力設備が建設されると、1986年時点の全国保証出力は、同1986年に休廃止予定のGhannouch II発電所のTG-1(15MW)を差引いて1,209MWとなる。従って、1986年時点の最適出力配分としては、汽力発電所738MW(1,209×61%)、ピーク用発電所472MW(1,209×39%)の割合となる。従って、増加出力400MWの配分は理論的には次のようにすればよい。

汽力発電所 ……………738-454=284MW

ガスタービン ……………400-284=116MW

上記の出力配分、および単機容量についての通常の標準に基づいて、我々は1982～86年の電源増強計画として、次の案を計画した。

- ・ 1983～84年に単機容量20～30MWのガスタービン5台を増設する。
- ・ 1985～86年に単機容量150MW2基の汽力発電所を建設する。

4.2 ガスタービン増設計画

4.2.1 設置地点の選定

4.1.2項で示したように、地点選定は次の要素を考慮して行なわれる。

- ・ 最も重要な要素として、天然ガスの利用が可能であること。この点について、1982～83年頃には次の区域に対し、アルジェリアからのガス・パイプラインの運転が開始するものと予想されている。

— Kasserine

— Oum Khelil～Tajerouine

— Enfidah～Sousse～Jemmal

— Mohamedia～Tunis

— Métlaoui～Gafsa

- ・ 送変電設備の運転状況がもう一つの重要な要素を成すこと。即ち、ガスタービン

の設置に伴って、新規送変電設備の建設時期を将来に引伸ばし得るような系統上の弱い個所を選定すること。

最初の条件に合致するものとしては、Tajerouine、Kasserine、Métlaoui等のチュニジア南西部地域が挙げられるであろう。なお、これら南西地域は、発電手段の集中している海岸地帯と較べて、発電設備はMétlaouiに22MWのガスタービンが1基しかないと云う事実にも留意する必要がある。従って、この地域に天然ガスを設置することは、単に天然ガスを利用出来ると云うだけでなく、発電-消費の間の不均衡を是正することが出来る、と云うメリットを持つものである。併し乍ら、これらの3需要地のそれぞれに対してガスタービンを設置するのは、経済的にも妥当でないし、また、発電所の運転保守の面でも妥当でない。各需要地の電力需要の規模は次の通りである(ピーク時)。

地 区	1983年	1984年	1986年
Tajerouine	23MW	25MW	30MW
Kasserine	21MW	23MW	28MW
Métlaoui	48MW	54MW	68MW

上記の各地需要の規模およびガスパイプラインの経過ルート(Tajerouineの場合はセメントへの供給のためのパイプラインである)を考慮すると、Kasserineにガスタービン2台、Métlaouiに同じく2台設置し、KasserineとTajerouineをグループ化するように計画するのが適当と判断される。

また他方、送電線計画の立場から見た場合には、Menzel BourguibaとRobbanaが第2の条件に合致するので、これらを候補にするのが適当と考えられるが、これら2需要地の事情は若干異なる所がある。即ち、前者の場合には、Bizerte-Menzel Bourguiba地域はEl AroussiaとTunis Ouestの双方から90kv送電線で供給を受け、然も最近は電力需要に飽和状態の兆しが見えるのに反し、Robbanaの場合はGhannouchから150kv1回線で供給を受けているだけであって、地域内に発電所が存在しない。

従って、この需要地が存在するJerba島が年間を通じて多数の観光客-特に外国観光客-をひきつけていると云う事情、および県庁所在地であるMedenine-その他の町村がRobbanaから低圧配電で電力供給を受けていると云う事情を考慮すると、事故時の予備用としてガスタービン1台の設置が必要と判断される。

以上により、ガスタービン設置計画は次の通りとなる。

4.2.2 増強計画

前項の地点選定に従い、次のようにガスタービン設置計画を策定する。

設置地点	設 備 諸 元		運 開 時 期
	ガスタービン	変電設備	
Robbana	20~30MW×1台		1983年7月
		30MVA(158/11kv)×1 (増設)	1983年6月
Métlaoui	20~30MW×2台		1984年1月
		30MVA(158/11kv)×2 (増設)	1983年12月
Kasserine	20~30MW×2台		1984年1月
		30MVA(158/11kv)×2 (新設)	1983年12月

4.2.3 工事工程

ガスタービンは、1、2機を含み発注後24ヶ月、変電設備は、引出口1、2を含み新設の場合は23ヶ月、増設の場合は2ヶ月短縮されるものとする。

また、工期は、Study、機器製作期間、輸送、土木工事、据付の各Phaseを含み、運転開始前に1ヶ月の試運転期間を見込むものとする。各Phaseの内訳および所要期間は次のように想定する。

(1) Study

発注前4ヶ月前から開始し、据付工事開始の3ヶ月前までに終了とする。内容は特に変電関連事項として単線結線、その配線図関係である。

(2) 機器製作

変電設備関係は1ヶ年と想定する。ガスタービン関係は、20~30MWクラスはパッケージ・タイプなので、もっと期間は短縮可能と思われる。併し乍ら、据付所要期間は両者同一と思われるので、発注は、輸送予定日の1年前とする。なお、変電所鉄構関係はチュニジア国内で製作するものとし、外国への機器発注と同時に開始するが、製作所要期間はもっと短くて済む筈である。従ってこれらは、外国発注の電気機器の据付が開始される前に出来上っているものとする。

(3) 輸 送

外国の港からチュニジアの港到着、通関、内陸輸送を含め、3ヶ月と想定する。輸送は、電気機器の据付開始予定日までに完了していなければならない。

(4) 土木、建築工事

発電機、変電所機器、鉄構、変圧器等の基礎コンクリート、制御用建物、フェンス等を含む。

工期は、発・変電設備を総合して、機器、1、2台の場合とも新設の時は10ヶ月、増設の場合には5ヶ月と想定する。なお、何れの場合にも、土木工事は機器据付工事開始後、おそくとも2ヶ月以前には完了させるものとする。

(5) 電気機器の組立、据付工事

このPhaseは、据付と試験から成り、従って、鉄構組立てと調整、発電機、変電関係の全ての機器据付が含まれる。工期は変電設備、ガスタービンともに、新設の場合は8ヶ月、増設の場合は6ヶ月を見込むものとする。

以上の前提に基づいて策定されるRobbana、Kasserine、Métlaouiのガスタービンおよび付属変電設備の工程表は図4-4に示す通りである。

4.2.4 概算工事費

1979年はじめの調査で、変電機器を含めたガスタービンの設備出力kW当りの単価は、日本の76MWクラスで124DT/kWであった。STEGの提供による基礎データ(1979年3月)によれば、22MWクラスで115DT/kWと示されている。ガスタービンの価格は、需要市場によって左右される面も可成りあると思われるが、本報告書ではSTEGの見積価格をベースとすることにする。

またチュニジア国内の従来の実績調査(Tunis Sud, Bouchemma, Sfax, Menzel Bourguiba, Korba, Métlaoui等)によると、建設費の内、外貨比率は、電気機器関係(外貨部分)94%、土木工事関係(内貨部分)6%の割合となっている。今、予備費を電気機器関係7%、土木工10%とし、また管理費を直接工事費の2.5%とすると、総工事費(建中利子及び税金含まず)は13910千DTと見積られ、内訳は、外貨分12740千DT、内貨分1170千DTである。

表4-3 ガスタービン増設計画概算工事費(含変電設備) (1,000DT)

地 点 (台 数)	直 接 工 事 費					STEG 管理費 (内貨)	総 額
	電気機器 (外貨)	土木工事 (内貨)	小 計	予備費	合 計		
Robbana (20~30MW×1)	2380	150	2530	200	2730	70	2800
Kasserine (20~30MW×2)	4760	300	5060	360	5420	135	5555
Métlaoui (20~30MW×2)	4760	300	5060	360	5420	135	5555
合 計	11900	750	12650	920	13570	340	13910
外 貨 部 分	11900			840	12740		12740
内 貨 部 分		750		80	830	340	1,170

(注) 建中利子及び税金を含まず

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

LEGENDE: TG _____

Poste - - - - -

Désignation	1981												1982												1983												1984											
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A																
<u>ROBBANA</u>																																																
- Etudes																																																
- Fabrication																																																
- Transport																																																
- Génie civil																																																
- Montage																																																
<u>KASSERINE</u>																																																
- Etudes																																																
- Fabrication																																																
- Transport																																																
- Génie civil																																																
- Montage																																																
<u>METLAOUI</u>																																																
- Etudes																																																
- Fabrication																																																
- Transport																																																
- Génie civil																																																
- Montage																																																

4.3 次期汽力発電所建設計画

4.3.1 汽力発電所立地地点の選定基準

(1) 物理的立地条件

汽力発電所の立地地点としては、下記の選定基準を総合的に判断し、最適地を選定する必要がある。

候補地点は、

- 1) 需要地に近いこと。
- 2) 系統安定上有利であること。
- 3) 冠水、洪水等のおそれがないこと。
- 4) 構内配置に無理が生じない様な適当な形状、面積を有すること。
- 5) 地価が安く、取得が容易で適当な増設余地があり、送電線用地が得られること。
- 6) 地盤が良いこと。
- 7) 燃料受入、払い出しに便利であること。
- 8) 工業用水が容易に得られること。
- 9) 清浄な冷却水が容易に得られること。
- 10) 港湾、道路、鉄道が整備され、機器搬入に便利であること。
- 11) サイト周辺住民の生活環境に与える影響が少ないこと。
- 12) 労務者、および物資の供給に便利であること。

(2) 汽力発電所設計条件(燃料)

発電所使用燃料は、天然ガス、重油を主燃料として候補地点選定を行う。

4.3.2 3候補地点の物理的、環境的諸条件

(1) Rades 地点

1) 立地条件

a) 概況

Rades 地点は、首都 Tunis 市の郊外東方約 10km に位置し、Tunis 湾と Tunis 湖に挟まれた細長い地帯の内、海側約 $\frac{1}{3}$ が候補地点である。

地表は、標高 1~2 m 程度の雑草地で樹木は見られない。候補地点の南側に接して、海と湖を連絡する巾約 30 m のキナルがある。又、この地点のほぼ中央を横断している既設送電線(150 kv)の鉄塔1基がある。

b) 構内面積

候補地点の敷地面積は約 270,000 m² でこの内約 110,000 m² は埋立で造成する。

現存の陸地部分の土地については全て公共用地であり、既に取得については相手側と確約済みである。

敷地の広さから最終的に 150MW 4 基迄の発電所を建設するには充分の面積を有する。

c) 地形、およびアクセス

標高 1~2 m の平坦な砂質地盤で敷地の大部分は約 1 m 程度の盛土がなされている。又、一部の未盛土部分は湿地帯となり水溜りとなっている。

建設に先立ち敷地を 1~2 m の盛土を施工し整地する必要がある。

候補地点の西側（湖側）に接して鉄道と道路があり建設資材、および重量物搬入のアクセスは良い。

海岸線はほぼ南北に大きな弓状をなした静穏かつ清浄な砂浜である。

海底勾配は -3 m 迄は約 $\frac{1}{100}$ これより以深はほぼ $\frac{1}{500} \sim \frac{1}{700}$ の遠浅海岸で復水器冷却用水の取放水口の位置選定には充分な配慮が必要である。

送電線の引出しについては鉄道、道路、キナナルに接しており、又、既設 150 kv、90kv 送電線もあるのでルートはかなりふくそうする。そのため既設 150 kv 送電線（サイト ~ Goulette II 発電所の区間）を撤去し、新設送電線ルートに代替する必要がある。又、将来の港湾計画と充分に協調をとった引出し（既設 90kv の移設を含む）を策定する必要がある。

送電先の 225 kv 変電所までの送電ルートについては 4.4 で記述する。

d) 地 質

当地点の地質は S T E G の技師の説明によれば基盤は深く 30~60 m (Goulette II 発電所と同じ) の砂質粘土層が被っている。従って基盤に構造物の支持層を求めることは困難であるのでコンクリートパイル、又は鋼管パイルを使用した基礎構造となろう。

e) 気象、海象

支配的な風向は冬期は西風、夏期は東風であるので夏期は Tunis 市中央の方向に吹く風が多いことになる。

風速は最大 $17 \frac{m}{s}$ 以下であり年間雨量は 860 mm (1968 年) である。

波高は最大約 30 cm、平均約 24 cm であるが港湾局年報によれば嵐の場合や、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 60 cm に達することがある。

汐位差は、Goulette 港で 30 cm である。

潮流の方向は確認されなかったが建設に先立って、潮流観測を実施して取・放水口の位置を決定しなければならない。

海生物はくらげ、海草類、貝類の発生があり取水口の設計に当っては充分留意する必要がある。

f) 冷却用水及び工業用水

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

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

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

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

工業用水については SONEDE（水供給公社）より確保可能である。

g) 燃料（天然ガス、重油）

天然ガスパイプラインの運転開始を 1982～83 年頃に計画しており、そのパイプラインにより Tunis 市附近は、ガスの供給を受ける事ができる。この天然ガスパイプラインにより、発電所は運開当初より発電所燃料として、使用が可能である。受入は構内に減圧ステーションを設け、貯蔵タンクは設けず、ボイラに直接供給する方法を計画した。重油は揚油設備を設け、パイプライン輸送が適当と考えられるが、揚油設備の設置は Tunis 港港湾整備計画の一環として計画中で完成後は、これにより供給を受けることが出来る。

発電所燃料使用量は 7 t/h とし、貯蔵日数は 20 日分とし、重油タンク容量は 30,000 t と計画した。

h) 環境への影響

汽力発電所の設置にあたり環境への影響は、大気汚染、温排水、油脂漏洩を含む排水処理、騒音等である。

・大気汚染

本プロジェクトに於ける汽力発電所使用燃料は天然ガス及び重油である。

天然ガス専焼に於ける大気汚染として影響するものは、窒素酸化物〔NO_x〕であるが、天然ガス専焼での排出値は少なく問題ではない。

重油専焼時に於いては、大気汚染として、問題となるのは、ばい煙とばいじんであり、既設発電所 Goulette II の硫黄酸化物〔SO_x〕排水量、ばいじんと併せ、周辺環境への影響が出るが、重油使用は、短時間のため問題とはならない。

・温排水

湖内において温排水（チャンネル出口温度上昇約7~8℃）が環境水温より1~2℃程度高くなる範囲はプレリミナリー段階の予想では大むね出口を中心として数百メートルから1キロメートルの範囲と予想される。もし環境問題との関連を詳細に知る必要がある場合には模型水理実験等で求めなければならない。

・油脂漏洩を含む排水処理

一般に汽力発電所に於ける排水処理で問題になるのは、定期点検時に於ける煙突、空気予熱器の洗浄排水、給水処理装置の再生排水、本館ピット、重軽油タンクヤードの油脂分を含む排水が主である。

天然ガス専焼に於いては煙突、空気予熱器の洗浄は行う必要がないので問題はない。

給水処理装置再生排水については、pH調整による排水処理を行い、本館ピット、重軽油タンクヤードの油脂分を含む排水処理については、油分離槽を設置する事により、対処できるので問題はない。

・騒音

候補地点境界面に於ける騒音源は連続的に発生するものと、不定期に発生するものの2通りである。連続的に発生する騒音源は、Boiler Feed Water Pump, Forced Draft Fan, Air Compressor, Circulating Water Pump, 変圧器等であるが、Power House内に収納、あるいは低騒音機種を選定等により対処できるので問題はない。

不定期に発生する安全弁吹出し時の騒音に対しては、サイレンサーの設置、吹出口を海に向ける事により軽減できる。

i) 電力需給面の条件

1986年時点のTunis地域の需要は約290MWあり、これに対して供給設備は176MWである。差引約110MWの供給力不足となっており、86年以

降も毎年30~40MWの顕著な需要増が見込まれている。

従って、電力需給面からは、もっとも新規供給力増強が期待されている地域である。

2) 問題点

・取水口前面の砂の対策（実施設計段階）

・温排水のTunis湖内における環境影響

(2) Bizerte 地点

1) 立地条件

a) 概況

候補地点はBizerte市の中心より南東に約2kmの地点に位置し、Bizerte港の東側防波堤より南東に約800m海岸線より市約300mの範囲が地点である。

候補地点の南側にTunis市とBizerte市を結ぶ国道があり、この道路に接して山側（南側）には精油工場が操業されている。

東側防波堤の内港側は精油工場の専用バースがあり、地点西側の境界線上に沿ってパイプラインが布設されている。

又、このパイプラインに平行して同精油所の工場排水路（ヒューム管）が埋設され、落線で放流されている。

b) 構内面積

候補地点の敷地面積は約265000m²で、この内約50000m²は埋立地となる。又、この地点は公共用地であり取得は容易である。

敷地の広さから、最終的に150MW4基の発電所立地は可能である。

c) 地形およびアクセス

敷地は標高1~2mの平坦地で消線より約50mの所は波のため盛り上がりを見せている。地表は所々雑草におおわれ、一部灌木も見られる。

海岸線は西側の方向に大きな弓状をなし、候補地点前面の海底勾配は約 $\frac{1}{60}$ である。

候補地点の南側に接してTunis市~Bizerte市間の道路があり、又、Bizerte港に隣接していることからアクセスは非常に良い。

燃料（重油）受入れの場合は精油工場の設備を利用することも可能であるので軽微な投資で充分機能を満すことが出来る。

送電線引出しについては特に制約は受けない。

d) 地質

敷地は砂質地盤で湿地帯や沼沢地は見られない。

地点の南側方向の後背地に丘陵を控えていることから推察すると、Rades地

点と比較して基礎基盤はより浅い所に存在するものと推定される。

海底は砂質で、海図によれば東側防波堤の先端附近の外海に漂砂が堆積して水深の浅い部分が出来ていることから、前面海域に構造物を設置する場合には漂砂の影響を充分考慮する必要がある。

e) 気象および海象

港湾局の年報によれば、支配的な風向は冬期は西と北西の範囲の風が多く、夏期は南東と北東からの風が多い。このうち特に南東風と北東風は Beaufort 基準で 7 ($13.9 \sim 17.2 \frac{m}{s}$) に達することがままある。

年間雨量は 990 mm (1978年) である。

北東風の時は、Bizerte 港内に大きな「うねり」を生じ、又、悪天候の時は波高 1 m、或はそれ以上に達することがある。汐位差は約 5.0 cm である。

潮流の方向は確認出来なかった。

f) 冷却用水および工業用水

取水口、放水口の位置は、隣接する Bizerte 港内と候補地点前面海域が考えられる。特に港内は水深 - 1.0 m 迄浚渫してあり深層取水が充分可能である。

従って、精油工場のバースのけい船および操船に支障をきたさない地点にパイプ深層取水方式を計画した。

放水口は、前面海域のどの位置に設置しても溢排水のリサーキュレーションの問題は生じない。

工業用水については現時点では余裕がなく、1986年に Joumine ダムが完成すれば供給については問題がない。

g) 燃料(天然ガス、重油)

天然ガス供給については、パイプライン布設計画はあるが、布設ルート、時期は現時点に於いては未定であり、布設決定されたとしても、運転開始は 1986年以降となる事は確定的で、発電所使用燃料としては考慮できない。

重油については、STIRの精油所が候補地点道路反対側に位置し、精油所よりパイプラインにより直接受入が可能である。又、同精油所からの燃料供給が保証されるならば、発電所構内に重油貯蔵タンクを設置する必要はない。

しかし、重油貯蔵タンクの設置が必要である場合を考慮し、重油タンク容量は発電所燃料使用量 71 t/h とし、貯蔵日数 20 日分として 30,000 t と計画した。

h) 環境への影響

・大気汚染

天然ガス専焼に於ける大気汚染は前記 Rades と同様問題はない。
重油専焼に於いては、重油使用は、短時間である事より問題はない。

・温排水

候補地点前面放流に於ける温排水の環境への影響は問題はない。

油脂漏洩を含む排水処理

前記 Rades と同様排水処理装置を設置する事により問題はない。

・騒音

前記 Rades と同様対処する事により問題はない。

1) 電力需給面の条件

1986年の Menzel Bourguiba - Bizerte 地域の需要は 80~90 MW である。
一方発電設備は 49 MW である。

供給力は不足するものの、他の地域に比べて、緊急に新規供給力を増強しなければならないという状況ではない。

2) 問題点

・精油工場専用パイプラインと取水路との横断部の施工。

・原水確保の問題。(Joumine ダム完成が 1986 年予定で、発電所運開 1985 年度は用水補給が困難である。)

・天然ガスパイプラインが Bizerte 市までは敷設されないこと。

(3) Sfax 地点

1) 立地条件

a) 概況

候補地点は Sfax 市の中心より南東方向に約 1 km にある NPK (化学肥料工場) の産業廃棄物 (石こう) の捨場が予定地点である。

同工場の設立以来の廃棄物を旧海底より高さ 7~8 m の堤防を築造して、その内部に石こうと水と一緒に廃液として排水し、水分のみをオーバーフローさせるものである。現在その堆積厚さは 4~5 m に達している。

立地に先立って、堆積した石こうを取除く必要があり、この捨場の問題および工場側の新規捨場の確保等問題が多い地点である。

b) 敷地問題

候補地点の敷地面積は約 270000 m² であり、国が工業団地立地を計画しているので土地取得は容易である。

立地可能基数は150MW級4基は可能である。

e) 地形およびアクセス

旧海底(-0.50~-0.80m)の上に、750×350mの長方形に捨場が形成され、その内部に高さ4~5m程度に石こうが堆積している。

表面の乾燥した状態では、大小3~5cm程度のクラックが無数に発生しているが、水分を含むとヘドロ状になるものと思われる。

海底勾配は約 $\frac{1}{800}$ と非常に遠浅な海岸である。

Sfax港に隣接しており、又、鉄道の引込線が港迄敷設されているので重量物の搬入は容易である。しかし、陸上輸送の場合は比較的住宅、工場の密集地帯を通過するので、多少の制約はまぬがれない。

送電線引き出しルートの確保は、発電所に隣接する諸工場や建物類を考慮すると、送電線ルートは海岸沿いに選定しなければならない。

このためには鉄塔基礎工事費が割高となる。

d) 地質

廃棄されている石こうの土質学的物性値は不明であるが、これは建設するとなれば撤去するので問題はない。むしろ、旧海底面下の地質性状を把握する必要がある。

基盤は周辺の状態から推定して深いものと思われる。

e) 気象、海象

港務局の年報によると、支配的な風向は夏期東北東、冬期は西北西である。潮位は満潮平均1.20m、干潮平均0.40mである。

潮流は満潮時には北東方向に流れ、干潮時は南西に流れる。潮流の速度はチャンネル入口で2ノット/sec.である。

f) 冷却用水および工業用水

冷却水の取水は、候補地点の前面海域は非常に遠浅な海底地形である。このため、前面海域に取水口を設けることは浚渫土量が増大となり得策でない。従って既に浚渫してあるSfax港内のNPK工場横の岸壁に接して設置する計画とした。

しかしながら、水路延長が約900mとなり工事費は増大する。

放水口は候補地点前面海域のどの位置に設置しても取水口が遠く港内なので、温排水のリサーキュレーションの問題は生じない。

工業用水については、SONEDE(水供給公社)より確保可能である。

g) 燃料(天然ガス、重油)

天然ガス供給については、現時点に於いて未定である。将来Gabés湾天然

ガスパイプラインの陸上基地がSidi Mansour に設置される予定であるが、時期は未定であり、1985～86年時点に於いて天然ガスの使用は不可能で、発電所燃料としては考慮できない。

重油については、Sfax 港が近いので容易に入手できる。

発電所燃料使用量は71t/hとし、貯蔵日数20日分として、重油タンク容量は30000tと計画した。

h) 環境への影響

・大気汚染

天然ガス専焼に於ける大気汚染は、前記Radesと同様問題はない。

重油専焼時に於いては、既設肥料工場(NPK)の排煙と重なり、周辺環境への影響は出るが、重油使用は、短時間である事により特に問題はない。

・温排水

放水口出口部に於ける温排水の影響については、現状の環境を踏まえて特に問題はない。

・油脂漏洩を含む排水処理

前記Rades、Bizerte同様に排水処理装置の設置により問題はない。

・騒音

前記Rades、Bizerte同様に対処する事により問題はない。

i) 電力需給面の条件

1986年頃のSfax地域の需要は90～100MWである。1986年以降も15MW前後の需要増加が見込まれている。

供給設備はガスタービン22MW 2台のみであり、1986年時点で、56MWの供給力不足である。STEGでは送電線増強により対処することも検討しているが、Sousse、Gabèsなどの主要電源地域からもかなり遠い距離にあるため、1986年以降いずれは需給面から適当な規模の新規電源が必要とされる地域である。

2) 問題点

- ・現在堆積している石こうの新しい捨場の確保とそのための工期延伸。
- ・取水口が遠隔地のためメンテナンスと保安の問題。

4.3.3 各候補地点の適応性

Rades、Bizerte、Sfax の3候補地点について立地条件から汽力発電所の適応性を判

断すると次のようになる。

(1) Rades 候補地点

天然ガス使用の条件が非常に優れており、需要地の中心部に大容量電源を設置することは、送電ロスが一番少く系統上からも最も好ましい。

地質条件として、基盤がやや深い難点があるが、他の立地条件は、おおむね好条件を備えており、第一候補地点と判断される。

(2) Bizerte 候補地点

1985年の試運転時期および引き続き営業運転初期において、ボイラ用水の確保および天然ガス供給に難点がある。しかしながら、地形、地質等他の立地条件がおおむね良好であり、汽力発電所候補地点として考慮出来る。

(3) Sfax 候補地点

地形、地質条件が劣悪であり、送電線ルート選定の困難さ、送電ロスの増大並びに冷却水取水口位置選定の困難さ、長距離水路等多くの悪条件を備えている。わずかに好条件として、港に近いことにより機械、資材の陸揚げに便利であり、アクセス条件が良好である。汽力発電所候補地点として不適当と判断される。

しかしながら、Sfax地域がチュニジア国内の大電力需要地帯であり、需要が不断に増大していることを考慮すると、1987年以降にこの地域に汽力発電所開発計画を真剣に考慮する必要がある。

この点について、将来Gabés沖合天然ガスの圧縮基地の建設が計画されているSfax北東10数kmにあるSidi Mansourを当該時期における新規発電所の立地候補地点として、留意する価値があろう。但しこの地点自身も重油供給の面で難点がある。

4.3.4 系統運用上の比較

1982～86年における225kv、150kv送変電設備増強の概略検討ならびに次期火力候補地点の系統運用面からの比較検討を行うため、1982年断面と1986年断面の系統解析計算(汐流・過渡安定度計算)を実施した。

国際連系線については、1980年運開予定の新連系線はピーク時間帯のみ連系融通する運用計画となっているが、今回は汐流・電圧調整・安定度いずれの面でもシビアサイドの条件をとることとし、一応連系線オフとして計算を行なった。又、次期火力開発に伴う関連送変電設備増強計画は、次節4.4に記述する内容で織込んでいる。

(1) 1982年断面の系統解析

本スタデーのベースとして、STEGの資料をもとに、第6次5ヶ年計画のスタート年である1982年の系統解析を行ない、送変電設備を増強する必要があるかどうか検討してみた。

計算データ、夕流図などは添付資料に記載されている。(図-1.2参照)

夕流・安定度計算の結果では、STEGで現在建設中ならびに既決定分の225 kv、150 kv 送変電設備以外に特に設備増強する必要はない。

但し、調相設備に関しては次の問題がある。今回の系統計算では発電設備の経済性を考慮して、軽油だきのガスタービンはすべて停止しているものとして計算を行なった。そのため、系統の末端に近いMenzel Bourguiba、Metlaoui、Sfax では電圧低下の現象が発生している。南部のMetlaoui、Sfax については、本計算ではMetlaoui にまとめて調相設備をおくこととして、夕流計算を行なった結果、計算上からはMenzel Bourguiba に約30 MVA、Metlaoui に約26 MVA の調相設備の設置が必要との結論がでている。

しかしながら、これはただちに調相設備を増強しなければならないというものではない。なぜなら、計算はピーク負荷時に地元のガスタービンをまわしていないというシビアな条件で行なったものであり、地元のガスタービンを稼働させれば、大巾な電圧改善となりうるからである。

いずれにしても、実運用にあわせてきめこまかい検討を行ない、電圧対策を講じる必要があろう。

(2) 1986年断面の系統解析

1986年断面の系統解析は、4.3.3で述べられたように、Sfax地点は詳細検討の対象とならなかったため、Rades、Bizerte両地点について、夕流・過渡安定度計算を行ない、あわせて86年までの225、150 kv系統の送変電設備の増強について系統面からの概略検討を行なった。

系統構成は一応1982年ベースの系統とし、それに、Rades、Bizerte地点の関連送変電設備を加えて、夕流面、安定度面の比較検討を行なったが、検討結果の概要は次の通りである。(添付資料図-3.4.5.6.7参照)

1) Rades 地点の場合

Rades 発電所の発生電力の送電方法としては、Tunis 周辺の225 kv 基幹変電所のNaassen、M' Nihla へそれぞれ1回線(2回線鉄塔)で送電することとし、また、150 kv Hammamet への既設送電線をRades 開閉所へ引込むこととしている。今回はSTEGの検討しているTunis 90 kv 新規変電所計画は織り込んでいないが、Rades、Bizerte 両地点の比較検討にはあまり影響しないと思われる。

夕流計算の結果によると、M' Nihla 変電所の225/90 kv バンクの夕流は1930 MW+j87.7 MVar(212 MVA)であり、変圧器定格容量200 MVAをオーバーしている。また、Naassen 変電所のバンク夕流は、1745 MW+j83.9 MVar(194 MVA)であり、変圧器定格容量200 MVAの97%となっているので、

Rades 関連の設備増強としては将来の汐流動向を踏まえて両変電所の変圧器 100 MVA 1 台ずつの増設が必要である。

又、今回の検討対象には含まれないが、Tunis、Bizerte 90 kv 系統のなんらかの整備が必要となっている。

すなわち、M' Nihla - Menzel Bourguiba 間 90 kv 送電線にはかなりの汐流 (約 51 MW) が流れている。送電容量面では 86 年までの増強は必要ないものの、Bizerte 地区の送電線が 90 kv 2 回線のみであるので、送電線事故時には問題があり、信頼度面から 90 kv あるいはそれ以上の電圧での系統増強が望ましい。又、本計算では Goulette 地区の負荷供給は Goulette II 発電所および 90 kv 送電線から行なうこととしたが、ループ系統 (Rades ~ M' Nihla 区間) からの直接供給も含めて別途検討する必要がある。

系統全体の送電ロスは無効分約 1.7 MW、無効分約 1.13 MVar である。

安定度計算では、Rades 発電所至近端の 3 相地絡事故でも充分安定であり、何ら問題はない。

2) Bizerte 地点の場合

Bizerte 発電所の発生電力の送電方法としては、Tunis 郊外の M' Nihla 変電所まで 225 kv 2 回線で送電し、あわせて、Bizerte 地域の負荷供給送電線として一応 90 kv 1 回線の増強を考慮して計算を行なっている。

汐流計算の結果、M' Nihla 変電所 225 kv/90 kv バンクの汐流は 1945 MW + j95.4 MVar (217 MVA) であり、既設定格容量 200 MVA を超過しているので、100 MVA 変圧器 1 台の増設が必要である。

Bizerte 地域の系統増強に関しては、ここでは一応 Bizerte 発電所 ~ Cimenterie de Bizerte 90 kv 1 回線新設を織込んでいるので、M' Nihla ~ Menzel Bourguiba 間などの増強は必要ない。

系統全体の送電ロスは、有効分約 1.7 MW、無効分 1.26 MVar で、Rades 地点に比べてやや多くなっている。

安定度計算では、Bizerte 発電所至近端の 3 相地絡事故でも安定であった。又、225 kv M' Nihla ~ Naassen 1 回線 3 相地絡事故 3 LG-Open というもっとも苛酷な事故条件でも 52 MW の汐流が 90 kv 系統に分流できるので安定であった。従って、1986 年の時点では、M' Nihla ~ Naassen 間 1 回線の増強は必要ない。

3) 両地点の系統運用からの比較検討

Rades、Bizerte 両地点の比較は、汐流計算の結果では、系統全体の送電ロスは Rades 地点の方がやや少なく、安定度計算ではどちらも安定であった。

従って、系統運用面からは Rades 地点の方が Bizerte 地点よりも有利であると言える。

4) その他系統増強

STEGの1982年時点の系統がかなり整備されているので、その後5年間は基本的には1982年の系統で充分対応可能である。しかし、需要負荷増大に伴ない次の90 kv 変電所のバンク増設が必要であり目下STEGで検討中である。

Jendouba	Kasserine
Ghannouch	Sfax

又、電圧目標値を確保するために、Menzel Bourguiba などの変電所に無効電力供給用の調相設備が必要であるが、具体的設備増強計画は実運用を充分考慮して別途検討されるべきである。

なお、当初 Sfax 地域の需要増に対処するため、何らかの系統増強が必要とみられていたが、今回 Kasserine、Metlaoui に天然ガス利用のガスタービンを投入したことにより、Maknassy 変電所経由の西側からの汐流が増加することとなった。従って、Sfax ガスタービン停止でも、150 kv M' Saken ~ Sfax 間の汐流は約70 MW 程度であり、1986年までの系統増強は必要なく、1986年以降に繰延べが可能となった。

さらに、Sfax の電圧低下対策として225 kv 送電線を増強しても有効な対策とならず、当面はピーク時にガスタービン稼働である程度対処可能の見込である。

(添付資料図-8参照) 1986年頃には、調相設備の設置が必要となる見込であるが詳細は別途検討されるべきである。

4.3.5 工期 (Rades/Bizerte)

(1) 前提条件

図4-5に示すインプラメンテーションスケジュールは、150 MW×2基の汽力発電所及び送変電設備を実現するため、このフィージビリティ報告書提出時を起点としてコントラクターが行うアクセプタンステスト完了に伴い、STEGが証明書発行までを含むスケジュールを示した。このスケジュールは、次の主要項目より構成されている。即ち、フィージビリティ報告書提出時より起算し、3ヶ月以内に融資協定の締結、その後コンサルタントの役務提供に必要な信用状が2ヶ月以内に開設されることとした。コンサルタントにより実施される詳細設計、所要の仕様書作成および入札書類の作成期間を8ヶ月とした。入札者の見積期間3ヶ月とし、決定されたコントラクターに対する信用状発行に到る期間を、当フィージビリティ報告書提出

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

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

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

時から約24ヶ月と推定した。その後コントラクターによる工事期間はチュニジアでの実績を勘案して40ヶ月工程を採用した。

(2) 工事工程

1号機150MWの工事完成は準備工事着工から40ヶ月工程であり、2号機150MWの工事完了は、1号機より6ヶ月遅れの46ヶ月工程である。1号機の主要項目とその時期、準備工事着工からの期間を下記に示す。

主要項目	時 期	期間
準備工事	1982年 3月	—
基礎着工	1983年 4月	13ヶ月
立柱	1983年10月	18ヶ月
ドラム揚げ	1984年 1月	21ヶ月
ボイラー水圧テスト	1984年 9月	29ヶ月
受電	1985年 1月	33ヶ月
ボイラー点火	1985年 3月	35ヶ月
タービン通汽	1985年 5月	37ヶ月
営業運転開始	1985年 8月	40ヶ月

4.3.6 概算工事費

(1) 前提条件

1) 工事費はチュニジア国、内貨所要分と外貨所要分に分け、内貨所要分には国内労務者の賃金、セメント、骨材、木材等チュニジア国内で調達し得る工事用資材費および国内輸送費を計上した。それ以外は全て外貨所要分に計上した。

2) 価格の算定は次の基準によった。

外貨分：1979年10月の日本価格を基準としCIF価格とした。

内貨分：1979年10月のチュニジア国内価格を基準とした。

3) 通貨の交換レートは、1DT = 560YENとした。

4) 工事に必要な用地の取得、工事に伴って生ずる各種の補償に必要な経費は計上していない。

5) 輸入される機器および資材に対する関税、その他諸税、エンジニアリングフィーに対する税金および外国人エンジニアの所得税は免除されるものとし、計上していない。

6) 建設、保守に必要な事務所、道路、予備品、事務用品、自動車、売店、テニスコート等の厚生施設は含まれているが、ゲストハウス、職員住宅および学校等の公共施設は含まれていない。

- 7) 予備費は、止むを得ざる理由による設計変更を引き当てるものとし、土木建築工事費は10%、機器代は7%を計上した。
- 8) 管理費は直接工事費の25%を計上した。(Sousse の実績により STEG に於て見直されなければならない)
- 9) エンジニアリング・フィーは直接工事費の1%を計上した。(実施設計のみ)
- 10) 建設中利子は考慮していない。

(2) 概算工事費

上記の工事費算定条件の下に概算工事費を算出した結果、Rades 地点の場合 83670×10^3 D.T.、Bizerte 地点の場合 85820×10^3 D.T. である。

詳細は表4-4に示す。

4.4 送変電設備増強計画

次期火力開発計画ならびに4.3.4の1982、86年の系統解析の結果を考慮すると、86年までの225、150kv送変電設備増強計画は次のように策定される。

4.4.1 送電線

(1) Rades 地区の場合

Rades 発電所の発生電力の送電方法としては次の2案が考えられる。

第1案：Rades~Naassen

225 kV 1回線(2回線鉄塔) 直長 約15 km

Rades~M'Nihla

225 kV 1回線(2回線鉄塔) 直長 約30 km

第2案：Rades~Naassen

225 kV 2回線 直長 約1.5 km

Rades~M'Nihla

225 kV 1回線増強 約40 km

上記2案のうち、第1案はループ系統を構成し、最少設備で充分の信頼度が得られ、送電ロスも少なくすむ。次に記述する湖横断のルート上の問題も、概略検討では技術的に問題ないとの見通しが得られたので、第1案を採用することとした。

Rades~M'Nihla間の送電線ルートについては、実地踏査の結果、Goulette 発電所の近傍の洲の上は住宅・工場が密集しているため、送電ルート確保は不可能である。

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

Désignation	SOLUTION RADES			SOLUTION BIZERTE		
	Devises	Dinars	Total	Devises	Dinars	Total
A. <u>Génie civil et bâtiments</u>	6.170	13.520	19.690	6.690	14.170	20.860
B. <u>Matériel électro-mécanique</u>	46.580	6.510	53.090	47.170	6.600	53.770
- Chaudière	18.020	2.530	20.550	18.020	2.530	20.550
- Turbine	12.470	1.750	14.220	12.470	1.750	14.220
- Electrique	10.960	1.530	12.490	11.550	1.620	13.170
- Auxiliaire	5.130	700	5.830	5.130	700	5.830
C. <u>Sous-total</u> (C = A + B)	52.750	20.030	72.780	53.860	20.770	74.630
D. <u>Contingences</u> (D = Ax0, 10+Bx0,07)	3.880	1.810	5.690	3.980	1.880	5.860
E. <u>Coûts directs</u> (E = C + D)	56.630	21.840	78.470	57.840	22.650	80.490
F. <u>Administration</u> (F = E x 0.05)		1.970	1.970		2.020	2.020
G. <u>Ingénierie</u> (G = E x 0.01)	790		790	810		810
H. <u>Coûts indirects</u> (H = F + G)	790	1.970	2.760	810	2.020	2.830
I. <u>Coûts totaux</u> (I = E + H)	57.420	23.810	81.230	58.650	24.670	83.320
J. <u>Taxe</u> (J = I x 0.03)		2.440	2.440		2.500	2.500
K. <u>Grand total</u>	57.420	26.250	83.670	58.650	27.170	85.820

従って、既設 Goulette II 発電所から Tunis 湖を横断しなければならない。湖横断ルート選定は5万分の1地形図による机上検討、実地踏査ならびに STEG カウターパートの助言を参考に、気象関係のアンテナを考慮しつつ、概略ルートを選定し、Rades サイド近傍の地質図をもとに概略技術検討を行なった結果、工事費はかなり割高となるが充分建設可能との見通しが得られた。なお、今回の検討では Tunis 国際空港があるので、一応一般的な鉄塔高さで検討を行なったが、鉄塔高さを高くして、鉄塔基数をへらすことも可能なので、実施設計段階では、より経済的な設計とする必要がある。いずれにしても、湖の地形、地質調査を充分に行ない、実施設計段階ではより詳細なルート調査、技術的検討を行なう必要がある。

又、Rades ~ M'Nihla, Rades ~ Naassen 送電線共 Rades 発電所の最終規模、Tunis 周辺の将来のルート難を考慮して鉄塔は2回線とした。電線サイズは極力大きいのを採用することが望ましい。

その他の 150、225 kv の系統増強は特に必要ではない。

送電線増強の概要をまとめると次のようになる。

• Rades ~ M'Nihla

225 kv 1回線 (2回線鉄塔) ACSR 411 mm² × 1
亘長 約 30 km
(うち湖横断ヶ所 約 2 km)

• Rades ~ Naassen

225 kv 1回線 (2回線鉄塔) ACSR 411 mm² × 1
亘長 約 15 km

(2) Bizerte 地区の場合

Bizerte 発電所の発生電力の送電方法としては、Tunis 地域の需要増に対処するため、当面の発電規模 300 MW を考慮して M'Nihla 変電所に 225 kv 1回線2ルートで引込むことが考えられる。この送電線新設に関して、ルート確保の点では問題はないと思われる。

又、Bizerte ~ Menzel Bourguiba 地域の負荷供給対策として、ここでは Cimenterie de Bizerte ~ Bizerte 発電所間に 90 kv 1回線増強する計画としたが、Bizerte 地区の需要動向を踏まえて、STEG にて別途最適な 90 kv 送電計画を策定することが望ましい。その他に 225 kv、150 kv の系統増強は特に必要ない。

送電線設備増強は次のとおり。

• Bizerte~M'Nihla.

225 kv 2回線 ACSR411mm² × 1

亘長 約50 km

• 発電所~Cimenterie de Bizerte

90 kv 1回線 ACSR288mm²

亘長 約10 km

4.4.2 変電設備

系統解析の検討により、次の225 kv 設備増強が必要である。

(1) Rades 地区の場合

M'Nihla 変電所 225 kv/90 kv

100MVA変圧器1台

Naassen 変電所 225 kv/90 kv

100MVA変圧器1台

(Rades 開閉所 225 kv/150 kv

70~100MVA)

(2) Bizerte 地区の場合

M'Nihla 変電所 225 kv/90 kv

100MVA変圧器1台

4.4.3 工事工程

(1) 前提条件

送変電設備建設工程は、以下の前提条件により策定する。

1) 送電設備

a) 送電線組立は1日2基のペースで進むものとし、工期余裕分として2カ月見込む。(架線もこの工期で行なう。)

b) テュニジア国内の鉄塔製作(カッティング、アングル孔あけなど)は、1日1.5基のペースで行なわれるものとし、工期余裕分として2ヶ月見込む。

c) 鉄塔機材の製作は外国に発注し、製作期間は1年とする。

d) 外国からチュニジアへの輸送期間は3ヶ月とする。

e) 火力送電線の運開は火力発電所運開の7カ月前とする。

なお、Naassen~Rades 送電線は Hammamet 地区への供給信頼度を高めるため、火力運開の10カ月前に運開し 225/150kv 変圧器を新設して150 kv Hammamet 線と連系する。

2) 変電設備

- a) 変電所機器の組立は、新設変電所の場合8カ月、増設の場合6カ月とする。
- b) 変電所基礎工事は、新設の場合10カ月、増設5カ月とする。
- c) 変電機器の製作は外国に発注し、製作期間は1年とする。
- d) 外国からチュニジアへの輸送期間は2カ月とする。

(2) 工事工程

各送変電設備の工事工程を図4-6に示す。

4.4.4 概算工事費

(1) 前提条件

送変電設備概算工事費算定の前提条件は、原則として火力本体の前提条件に準ずることとする。(4.3.6(1)参照)

(2) 概算工事費

上記の工事費算定条件のもとに、火力関連送変電設備概算工事費を算出した結果、Rades地点の場合 5.320×10^3 DT、Bizerte地点の場合 5.340×10^3 DT である。詳細は表4-5に示す。

4.5 発・送変電設備増強計画の総合工程および総所要資金

4.5.1 総合工程

ガスタービン、汽力発電所、送変電設備増強計画の総合工程は図4-7の通りである。

4.5.2 総所要資金

ガスタービン、汽力発電所、送変電設備増強計画の総所要資金は表4-6の通りである。

4.6 次期汽力発電所立地地点の選定についての結論及び勧告

4.6.1 総合比較

次期汽力発電所候補地点Rades、Bizerte、Sfaxの3地点につき、4.3.2項、3候補地点の立地条件、4.3.4項、系統運用上の比較、4.3.5項、概算工事費、4.4項、送変電増強計画等により総合比較を行うと表4-7の通りである。

総合評価は、立地条件、経済性を総合的に検討した結果Rades地点が最良と判断される。

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

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

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

(1.000 dinars)

Désignation	SOLUTION RADES			SOLUTION BIZERTE		
	Devises	Dinars	Total	Devises	Dinars	Total
A. Lignes et postes						
- Lignes de transport	2.960	1.730	4.690	2.970	1.740	4.710
- Postes	210	130	340	210	130	340
Total	3.170	1.860	5.030	3.180	1.870	5.050
B. Contingences (B = A x 0,07)						
C. Coûts directs (C = A + B)						
D. Administration (D = C x 0,05)						
E. Ingénierie (E)	-	-	-	-	-	-
F. Coûts indirects (F = D + E)						
G. Coûts totaux (G = C + F)	3.170	1.990	5.160	3.180	2.000	5.180
H. Taxe (H = G x 0,03)						
Taxe		160	160		160	160
Grand total	3.170	2.150	5.320	3.180	2.160	5.340
Caractéristiques	Rades-Naassen :			Bizerte-M'Nihla :		
	225 kV	simple terre	15 km	2 lignes 225 kV à simple terre		50 km
	Rades-M'Nihla :			Bizerte-Cimenterie de Bizerte :		
	225 kV	simple terre	30 km	90 kV	simple terre	10 km

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

Graphique 4-7 CALENDRIER D'IMPLANTATION GLOBAL POUR LE PROGRAMME D'EQUIPEMENT EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT 1982-86

DESIGNATION	1980				1981				1982				1983				1984				1985				1986			
	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O	J	A	J	O
PROGRAMME TURBINES A GAZ																												
Centrale de Robbana																												
Centrale de Kasserine																												
Centrale de Méttlaoui																												
PROGRAMME CENTRALE THERMIQUE VAPEUR																												
Travaux de génie civil																												
Bâtiments :																												
- Bâtiment principal																												
- Cité du personnel																												
Matériel mécanique et électrique																												
- Fabrication à l'étranger																												
- Montage																												
Ingénierie																												
- Etudes détaillées																												
- Assistance au appel d'offres et évaluation																												
PROGRAMME LIGNE DE TRANSPORT ET POSTE																												
(Cas de la Solution Rades)																												
Ligne de transport																												
- Fabrication à l'étranger																												
- Montage :																												
Rades-M'Nihla																												
Rades-Naassen																												
Postes																												
- Fabrication à l'étranger																												
- Montage																												
(Cas de la Solution Bizerte)																												
Ligne de transport																												
- Bizerte-M'Nihla																												
Poste																												
- Poste de M'Nihla																												

Tableau 4-6 COÛTS TOTAUX D'INVESTISSEMENTS DU PROGRAMME D'EQUIPEMENT
EN MOYENS DE PRODUCTION-TRANSPORT POUR LES ANNEES 1982-86

(1.000 dinars)

DESIGNATION	TURBINES A GAZ			THERMIQUE VAPEUR						LIGNES ET POSTE						COÛTS TOTAUX D'INVESTISSEMENTS					
				Solution Rades			Solution Bizerte			Solution Rades			Solution Bizerte			Solution de Rades			Solution de Bizerte		
	Devisé	Dinars	Total	Devisé	Dinars	Total	Devisé	Diars	Total	Devisé	Dinar	Total	Devisé	Dinar	Total	Devisé	Dinar	Total	Devisé	Dinar	Total
Genie civil et Bâtiments		750	750	6.170	13.520	19.690	6.690	14.170	20.860							6.170	14.270	20.440	6.690	14.920	21.610
Matériel mécanique et électrique	11.900		11.900	46.580	6.510	53.090	47.170	6.600	53.770	2.960	1.730	4.690	2.970	1.740	4.710	61.440	8.240	69.680	62.040	8.340	70.380
Chaudières				18.020	2.530	20.550	18.020	2.530	20.550												
Turbines				12.470	1.750	14.220	12.470	1.750	14.220												
Electriques				10.960	1.530	12.490	11.550	1.620	13.170												
Auxiliaires				5.130	700	5.830	5.130	700	5.830												
Sous-total	11.900	750	12.650	52.750	20.030	72.780	53.860	20.770	74.630	2.960	1.730	4.690	2.970	1.740	4.710	67.610	22.510	90.120	68.730	23.260	91.990
Contingences	840	80	920	3.880	1.810	5.690	3.980	1.880	5.860	210	130	340	210	130	340	4.930	2.020	6.950	5.030	2.090	7.120
Coûts directs	12.740	830	13.570	56.630	21.840	78.470	57.840	22.650	80.490	3.170	1.860	5.030	3.180	1.870	5.050	72.540	24.530	97.030	73.760	25.350	99.110
Administration		340	340		1.970	1.970		2.020	2.020		130	130		130	130		2.440	2.440		2.490	2.490
Ingénierie				790		790	810		810							790		790	810		810
Coûts indirects		340	340	790	1.970	2.760	810	2.020	2.830		130	130		130	130	790	2.440	3.230	810	2.490	3.300
Coûts totaux	12.740	1.170	13.910	57.420	23.810	81.230	58.650	24.670	83.320	3.170	1.990	5.160	3.180	2.000	5.180	73.330	26.970	100.000	74.570	27.840	102.410
Taxe		420	420		2.440	2.440		2.500	2.500		160	160		160	160		3.020	3.020		3.080	3.080
Grand total	12.740	1.590	14.330	57.420	26.250	83.670	58.650	27.170	85.820	3.170	2.150	5.320	3.180	2.160	5.340	73.330	29.990	103.320	74.570	30.920	105.490

- (1) Les frais de l'administration de la STEG comprennent tous les frais occasionnés au chantier tels que les salaires du personnel et des ouvriers, les frais de transport, les voitures, l'essence, les pièces de rechanges, l'eau et l'électricité, les bureaux temporaires, etc.
- (2) Les frais d'ingénierie pour la centrale comprennent les frais d'ingénierie pour la ligne et les postes. Ces frais sont pour les études détaillées (prescriptions techniques, documents d'appel d'offres, etc.) et l'assistance aux appels d'offres.

Tableau 4-7 COMPARAISON GLOBALE DES TROIS SITES PROPOSES
POUR LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

A ... Très bonne condition
B ... Relativement bonne condition
C ... Condition normale
D ... Relativement mauvaise condition
E ... Mauvaise condition

DESIGNATION		SITE DE RADES		SITE DE BIZERTE		SITE DE SFAX	
Conditions topographiques	Terrestre	C	• Terrain plat et sableux, remblayé d'un mètre environ pour la majeure partie. Partie non remblayée est humide et marécageuse.	B	• Terrain plat et couvert des herbes.	E	• Le site est couvert de déchets (gypse) entassés sur l'ancien fond de mer jusqu'à une épaisseur de 4 à 5 mètres.
	Maritime	C	• Pente à 1/100 jusqu'à moins 3 m, et de-là pente à 1/500-1/700.	B	• Pente du fond est d'environ 1/60.	E	• Mer très peu profonde d'une pente du fond d'environ 1/800.
Conditions géologiques		D	• Couverture argilo-sableuse d'une épaisseur de 30 à 60 mètres jusqu'au substratum rocheux.	C	• Terrain est sableux. Montagnes derrière laissent supposer le substratum rocheux moins profond.	E	• Topographie d'alentours laisse supposer la couverture très épaisse.
Conditions météorologiques terrestre et maritime		C	• Vents dominants du secteur Ouest en hiver et du secteur Est en été. Vitesse de vent maximum de 17 m/sec environ. Précipitation annuelle de 860 mm. • Hauteurs des vagues de 30 cm au maximum et de 24 cm en moyenne. Dénivellations de 30 cm au port de Tunis-Goulette. Dénivellations du plan d'eau atteignent exceptionnellement 60 cm en cas de tempête ou de forte baisse barométrique de vent de la partie Sud.	C	• Vents dominants sont Ouest à Nord-Ouest en hiver et Sud-Est à Nord-Est en été. Vitesse de vent maximum de 17,2 m/sec. Les vents de Nord-Est soulèvent une forte houle dans la baie de Bizerte. Dénivellations du plan d'eau atteignent 1 mètre et plus par mauvais temps.	C	• Vents dominants sont Est-Nord-Est en été et Ouest-Nord-Ouest en hiver. Marées sont de 1 m, 20 en période de "Vives eaux" et de 0 m, 40 en période de "Mortes eaux".
Accès		B	• Le site se situe à 10 km environ à l'est du centre de la ville de Tunis et un peu loin du port. Route et voie ferrée en face du site.	A	• Le site se situe à côté de l'avant-port de Bizerte. Route nationale en face du site.	B	• Le site est adjacent au port de Sfax et aux usines. Voie de garage du chemin de fer est installée toute près du site.
Acquisition du terrain		B	• Acquisition facile (terrain public)	C	• Acquisition facile (terrain public)	B	• Acquisition facile (terrain public)
Eau de refroidissement (Localisation de la prise d'eau)		C	• La prise d'eau est implantée au rivage de la mer et le rejet d'eau se débouche dans le canal de pêcheur.	C	• La prise d'eau est implantée dans l'avant-port de Bizerte.	D	• Implantation de la prise d'eau au rivage devant le site n'est pas raisonnable en raison de la mer très peu profonde. Ceci conduit à implanter la prise d'eau sous le quai. La conduite de prise est très longue.
Approvisionnement en eau brute		C	• Aucun problème pour l'approvisionnement en eau de la SONEDE.	D	• Approvisionnement n'est pas disponible jusqu'à l'achèvement du barrage de Joumine.	C	• Aucun problème pour l'approvisionnement en eau de la SONEDE.
Disponibilité en gaz naturel		A	• La centrale peut fonctionner au gaz naturel dès le début de son exploitation.	E	• Pendant les premières années de son exploitation la centrale ne peut fonctionner au gaz naturel.	E	• Pendant les premières années de son exploitation la centrale ne peut fonctionner au gaz naturel.

Tableau 4-7. (suite) COMPARAISON GLOBALE DES TROIS SITES PROPOSÉS
POUR LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

A ... Très bonne condition
B ... Relativement bonne condition
C ... Condition normale
D ... Relativement mauvaise condition
E ... Mauvaise condition

DESIGNATION		SITE DE RADES	SITE DE BIZERTE	SITE DE SFAX
Approvisionnement en fuel-lourd		C • Après l'achèvement du plan d'extension du port de Tunis-Goulette, le fuel pourra être fourni par canalisations à la centrale.	A • Approvisionnement en fuel-lourd pourra se faire par canalisations de la raffinerie STIR.	C • Approvisionnement en fuel-lourd est facile à partir du port de Sfax.
Problème d'environnement		D • Fonctionnement au fuel-lourd exerce une mauvaise influence aux conditions d'environnement, aggravée par exploitation de la centrale Goulette II.	D • Fonctionnement au fuel-lourd donne une mauvaise influence sur conditions d'environnement.	E • Fonctionnement au fuel-lourd affecte beaucoup les conditions d'environnement avec gaz échappé de l'usine de NPK.
Condition de la production-consommation		A • Déficit en puissance garantie des centrales régionales de 110 MW à l'horizon 1986. La situation est la plus pressée.	B • Déficit en puissance garantie des centrales régionales de 40 MW à l'horizon 1986.	A • Déficit en puissance garantie des centrales régionales de 56 MW à l'horizon 1986.
Exploitation du réseau		B • La moindre perte de transport. Le réseau est stable même en cas de défauts triphasés.	B • Taux de pertes de transport est presque pareil au cas de la solution de Rades. Le réseau est stable même en cas de défauts triphasés.	D • La perte de transport est la plus importante.
Lignes de transport		• Rades-M'Nihla: 225 kV à simple terre longueur de 30 km (pylône à double terre) • Rades-Naassen: 225 kV à simple terre longueur de 15 km (pylône à double terre)	• Bizerte-M'Nihla: 2 lignes 225 kV à simple terre – longueur de 50 km • Centrale-Cimenterie de Bizerte: 90 kV à simple terre-longueur de 10 km	—
Postes		• Poste de M'Nihla: 225/90 kV 100 MVA x 1 • Poste de Naassen: 225/90 kV 100 MVA x 1	• Poste de M'Nihla: 225/90 kV 100 MVA x 1	—
Coûts de construction	Centrale	• 83.670 milliers de dinars	• 85.820 milliers de dinars	
	Lignes et postes	• 5.320 milliers de dinars	• 5.340 milliers de dinars	
	Total	B • 88.990 milliers de dinars	C • 91.160 milliers de dinars	
EVALUATION GLOBALE		B	C	E

4.6.2 結論と勧告

(1) 結論

次期火力発電所の立地地点の選定について、4.3.3項で候補地点の適応性から考察した結果、Sfax候補地点は不適当と判断され、Rades、Bizerte 両地点が候補地点として考慮された。更に、系統運用上の比較、送変電設備増強計画の比較並びに概算工事費の比較を行い、総合的に判断した結果、Rades 地点が最も適当であるとの結論を得た。

1) Rades 地点

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110MWの供給力不足が生じ、1987年以降も旺盛な需要が見込まれる。系統運用上から考察した場合、大需要地に近いことから、送電ロスが一番少く、且つ225kv送電線がRades~M'Nihla、Rades~Naassen間に各1回線増設されることにより、リング状態が形成され過渡安定度面から安定である。

火力発電所用燃料として試運転時期からアルジェリアの天然ガスを利用出来る利点もあり、発電所建設に最も望ましい地点である。併しながら、225kv送電線Rades~M'Nihla間の一部がルート上の制約上、湖上を通過することとなるので数基の鉄塔を湖中に設置しなければならない。これは、工事上の難点と、地上設置の場合と比較して工事費の増大を伴う。又、サイト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。

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

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

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

1979年10月現在の日本価格をベースに、発電所、送電設備増強計画の概算工事費を算出した結果は次のとおりとなる。

(1,000 D. T.)

汽力発電所建設計画	送電線増強計画	合計
83,670	5,320	88,990

2) Bizerte 地点

1986年時点での Bizerte ~ Menzel Bourguiba 地域の電力供給力が不足するが、電力需要の伸びは大巾に期待出来ない。225 kv 送電線 2 回線を Bizerte ~ M' Nihla 間に新設された場合、系統運用面で過渡安定度は安定であるが、送電ロスはやや増大する。決定的不利条件として、1985年および1986年時点までに、アルジェリア天然ガスパイプラインが Bizerte 地域まで敷設されないので、ボイラーの燃料として使用出来ないことである。更に、1986年 Joumine ダム完成後は問題ないが、ボイラー補給水の確保は、試運転時期および運開当初は相当の困難が予想される。復水器冷却水の取水方法は、港内からの深層取水が最良と考えられる。Bizerte 地点の利点は、地質が砂質であるが、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ものと推定され、より有利な地質条件を備えている。最も有利な点は、敷地から道路をへだて、STIR 精油所が操業しているので、予備用燃料である重油の補給には好都合である。

発電所、送電設備増強計画の概算工事費を算出した結果、 $91,160 \times 10^3$ D. T. となる。

(2) 勧告

1) 次期汽力発電所建設地点の早期決定

次期汽力発電所を1985年8月に完成させることはインプラメンテーションスケジュールから見て可能であり、電力需給バランス面から見て必要なことである。そのためには詳細設計に必要な海象調査の一部である海水温度、潮流測定等を1980年の早い時期に開始する必要がある、同年に実施される詳細設計に反映させなければならない。従って、本報告書にもとづき、汽力発電所の建設地点を、

出来るだけ速く STEG において決定するよう勧告する。

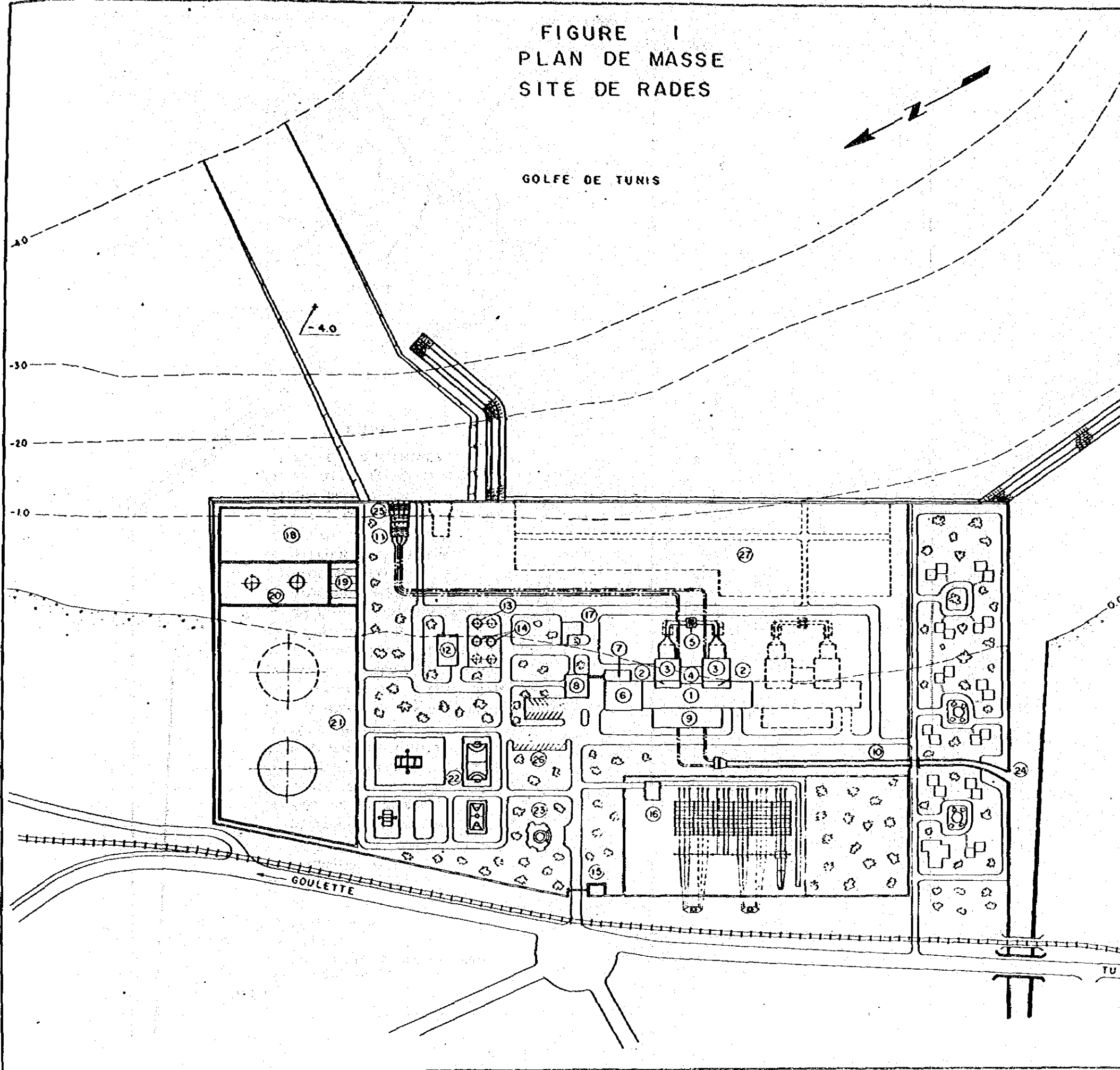
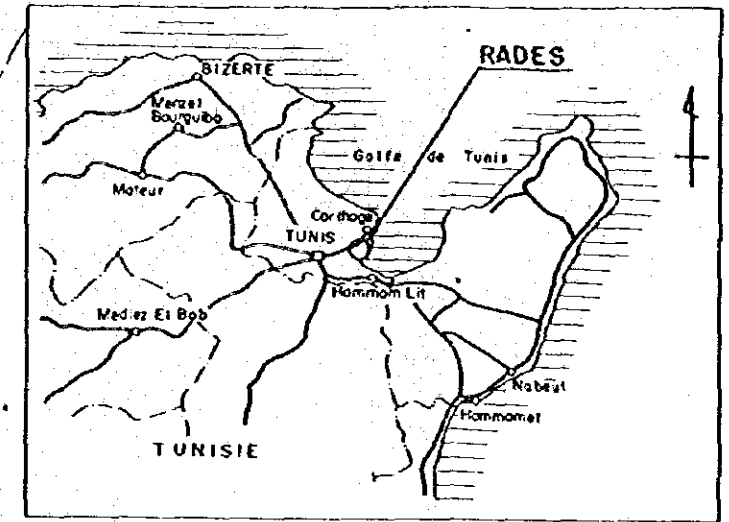
2) コンサルタント契約の早期締結

詳細設計および入札書類を作成させるコンサルタントを早期に選定する必要がある。そのためには、コンサルタントが実施する業務内容の確定、スケジュール等を作成し、選定の準備を進め、コンサルタントの指名および契約締結を早期に行う様勧告する。なお、詳細設計に必要な調査事項の主なものは次の通りであり、コンサルタントの仕様書にもとづき、STEGにより行われなければならない。

- a) 建設地点の詳細測量を実施し、地形図を作成すること。
- b) 建設地点前面海域の海底地形図を作成すること。
- c) 本館予定地点を主にボーリングを実施し、地質を調査すること。併せて、地耐力測定も実施すること。
- d) 海象、気象調査を行うこと。特に潮流、海水温度、波高、潮位の測定。

FIGURE I
PLAN DE MASSE
SITE DE RADES

GOLFE DE TUNIS



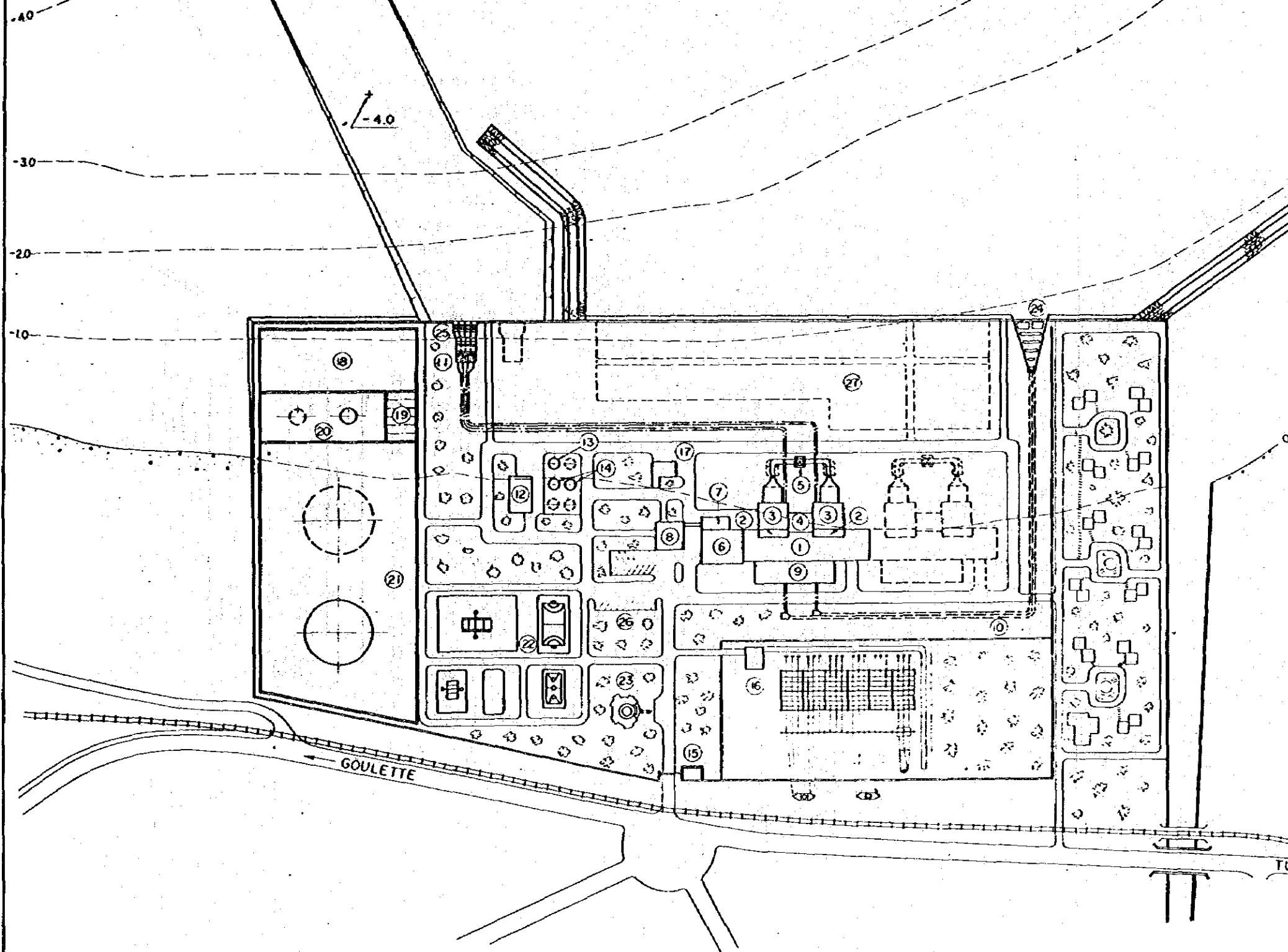
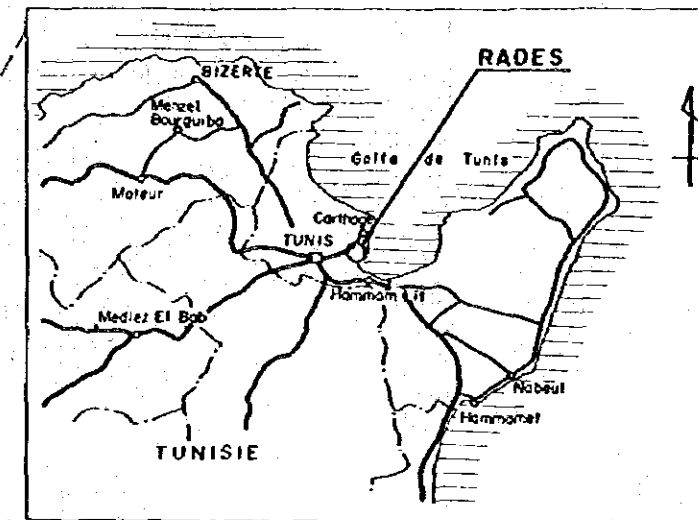
LÉGENDE

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

0 100 200m

FIGURE 2
PLAN DE MASSE
SITE DE RADES

GOLFE DE TUNIS



LÉGENDE

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

0 100 200m

FIGURE 3
PLAN DE MASSE
SITE DE BIZERTE

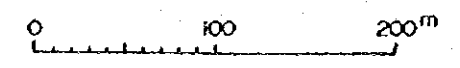
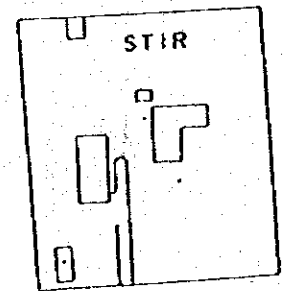
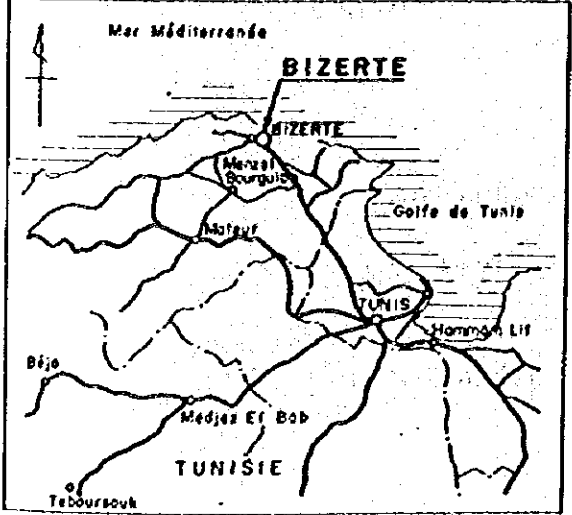
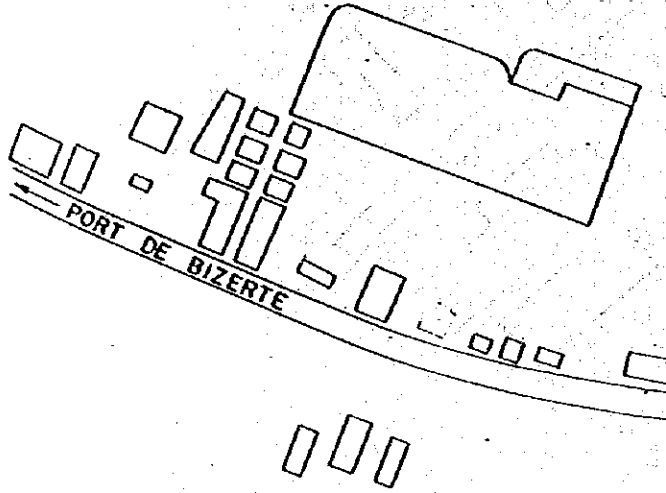
MER MÉDITERRANÉE

PORT DE BIZERTE



LÉGENDE

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



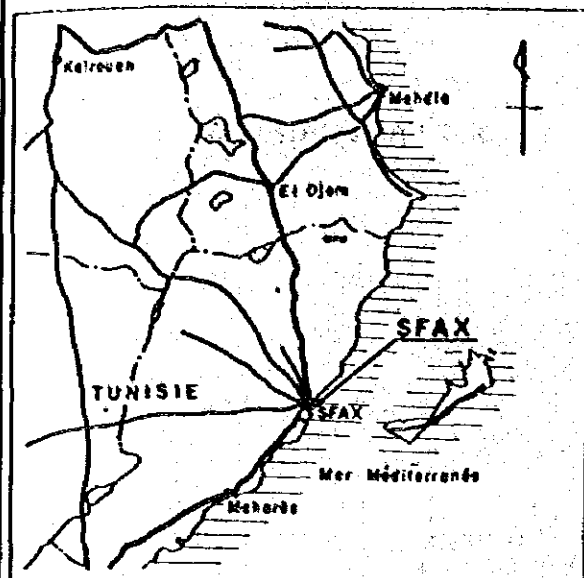
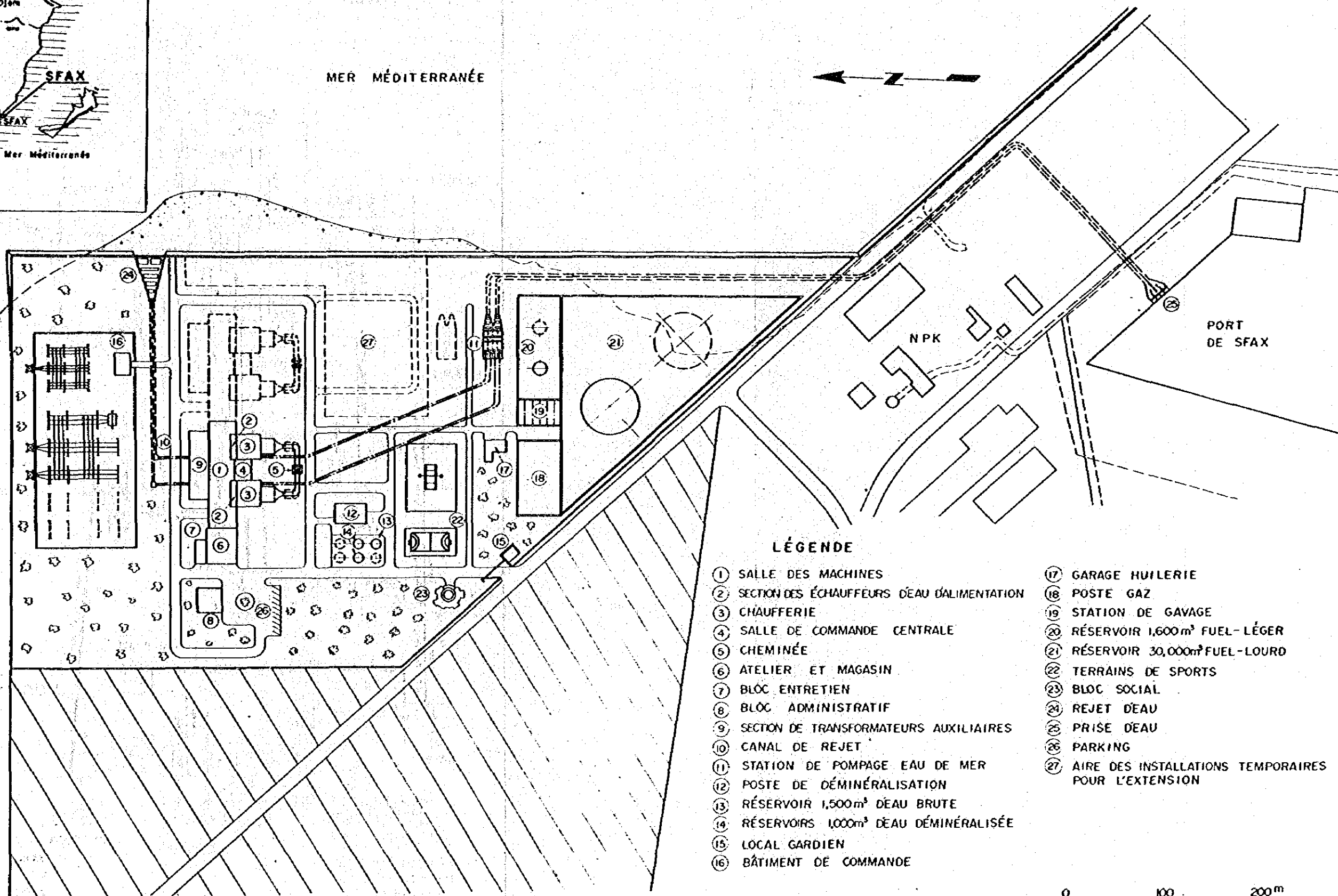


FIGURE 4
PLAN DE MASSE
SITE DE SFAX

MER MÉDITERRANÉE

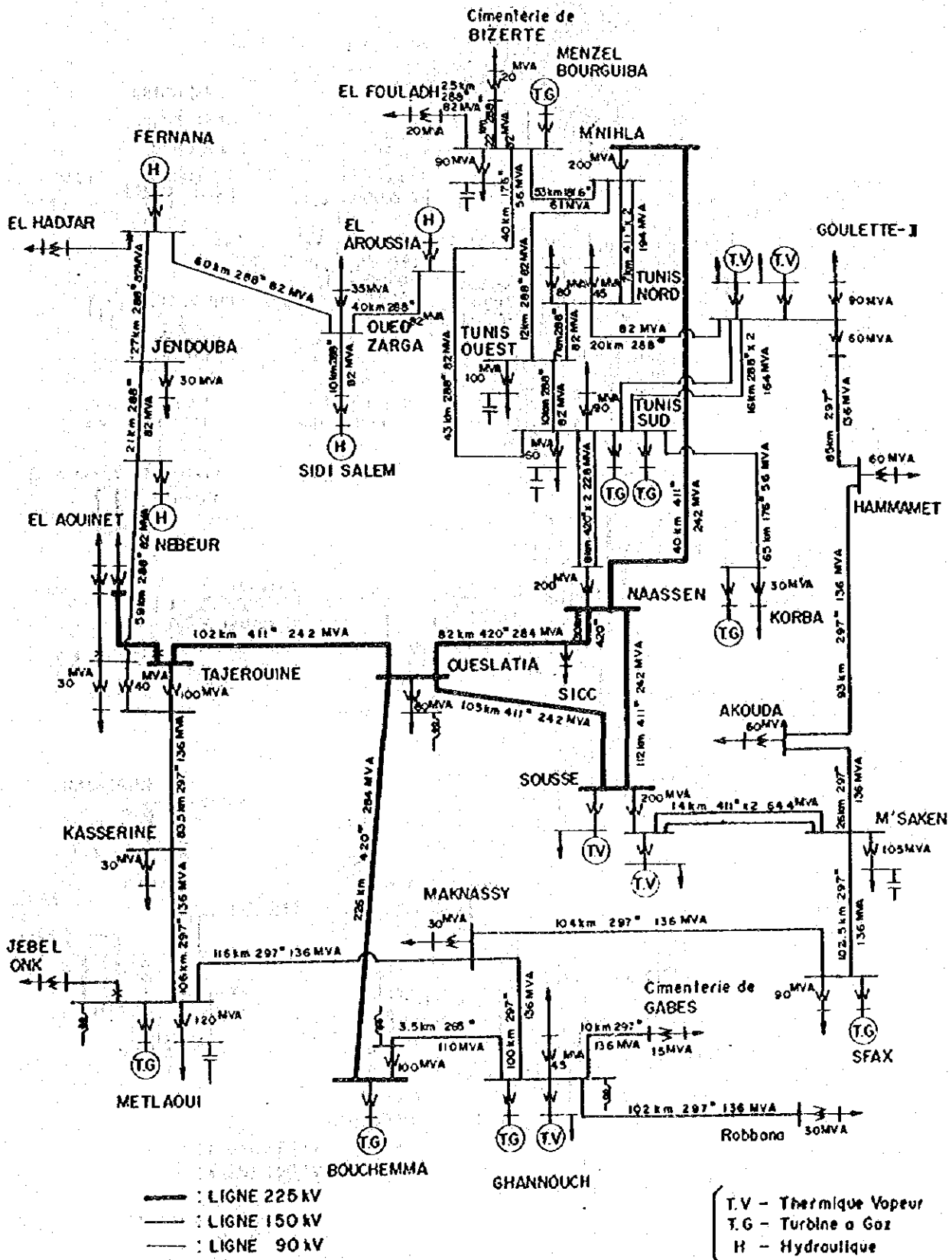


LÉGENDE

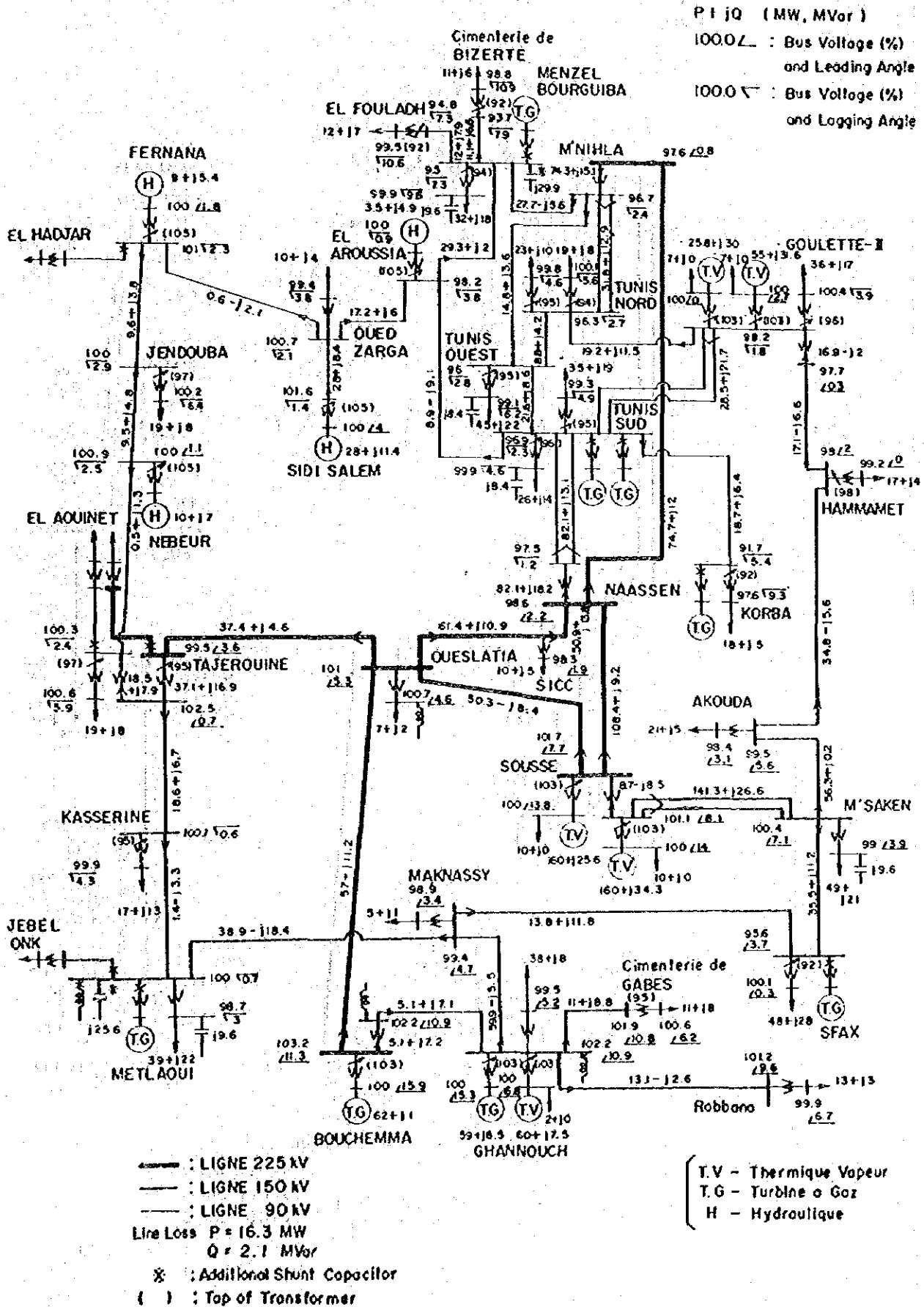
- | | | | | | |
|---|--|---|---|---|---|
| ① | SALLE DES MACHINES | ⑩ | CANAL DE REJET | ⑱ | STATION DE GAVAGE |
| ② | SECTION DES ÉCHAUFFEURS D'EAU D'ALIMENTATION | ⑪ | STATION DE POMPAGE EAU DE MER | ⑲ | RÉSÉROIR 1,600m ³ FUEL-LÉGER |
| ③ | CHAUFFERIE | ⑫ | POSTE DE DÉMINÉRALISATION | ⑲ | RÉSÉROIR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

0 100 200m

Graphique 1 Transmission Capacity of Lines and Transformers in 1982 (MVA)



Graphique 2 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1982



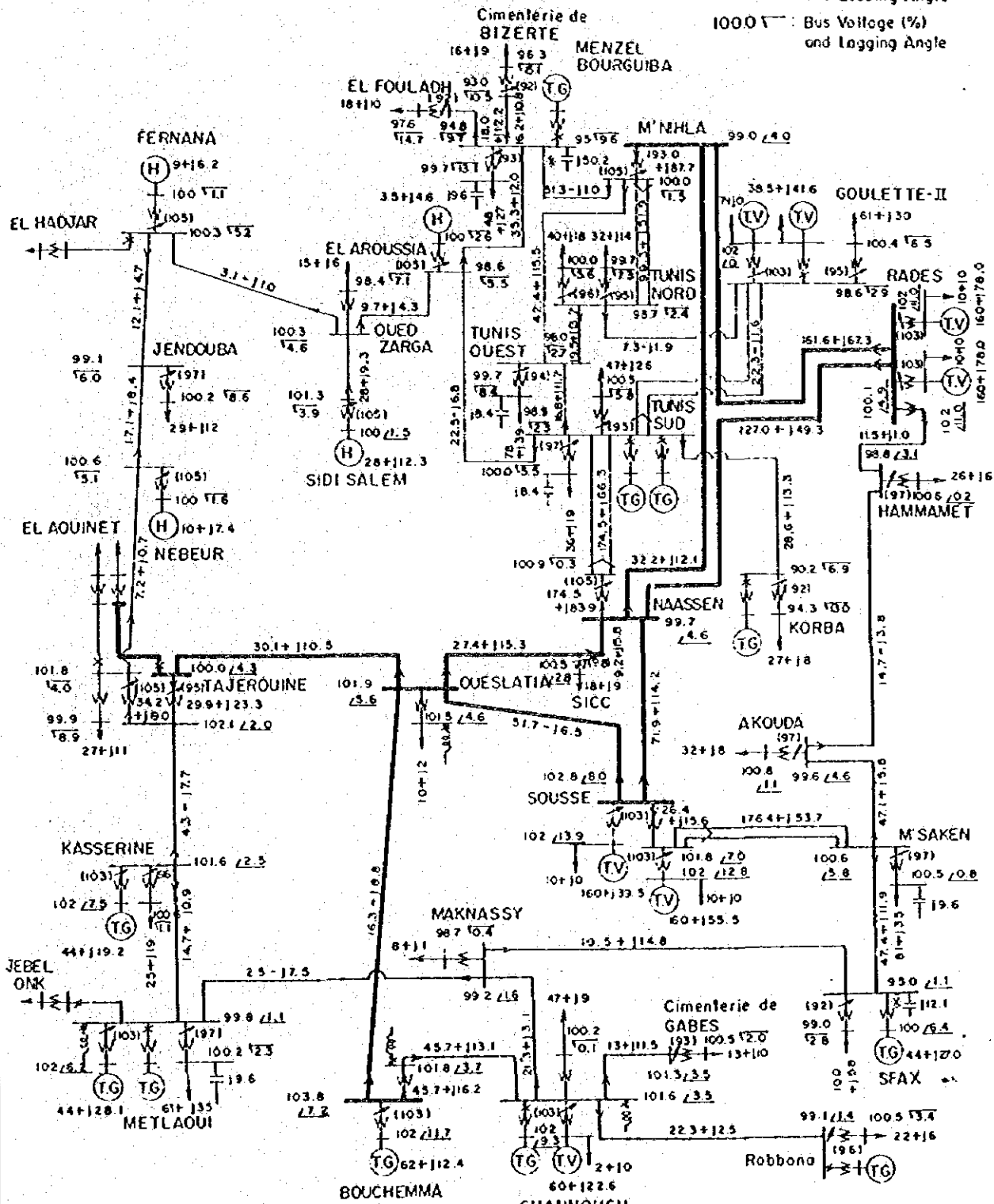
Graphique 3

ÉCOULEMENT DU COURANT ET LE REGLAGE DE TENSION EN HEURES DE POINTE (RADES, ANNEE 1986)

P + jQ (MW, MVar)

100.0 ∠ : Bus Voltage (%) and Leading Angle

100.0 ∟ : Bus Voltage (%) and Lagging Angle

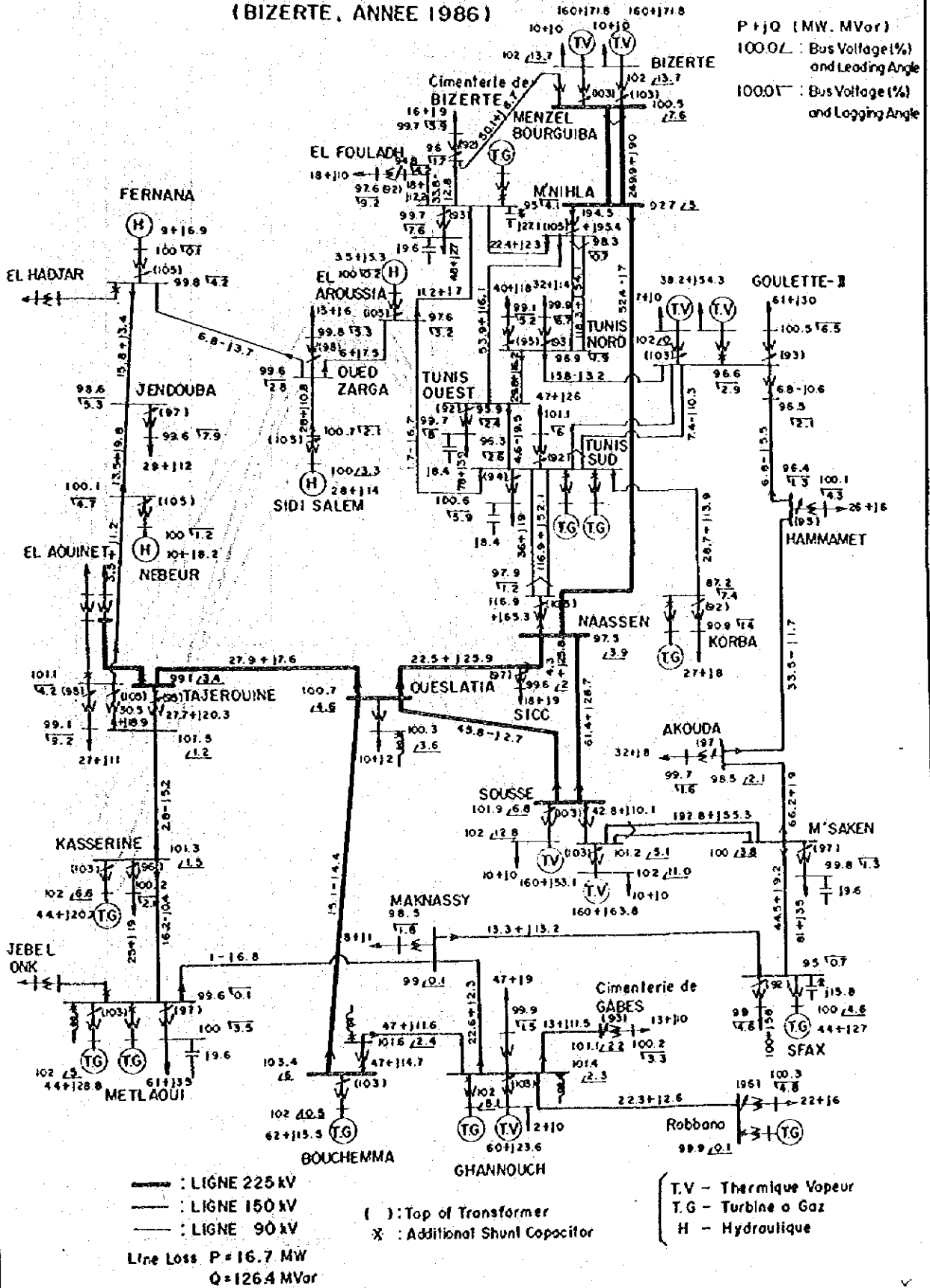


— : LIGNE 225 kV
 — : LIGNE 150 kV
 — : LIGNE 90 kV
 () : Top of Transformer
 X : Additional Shunt Capacitor
 T.V - Thermique Vapeur
 T.G - Turbine a Gaz
 H - Hydraulique

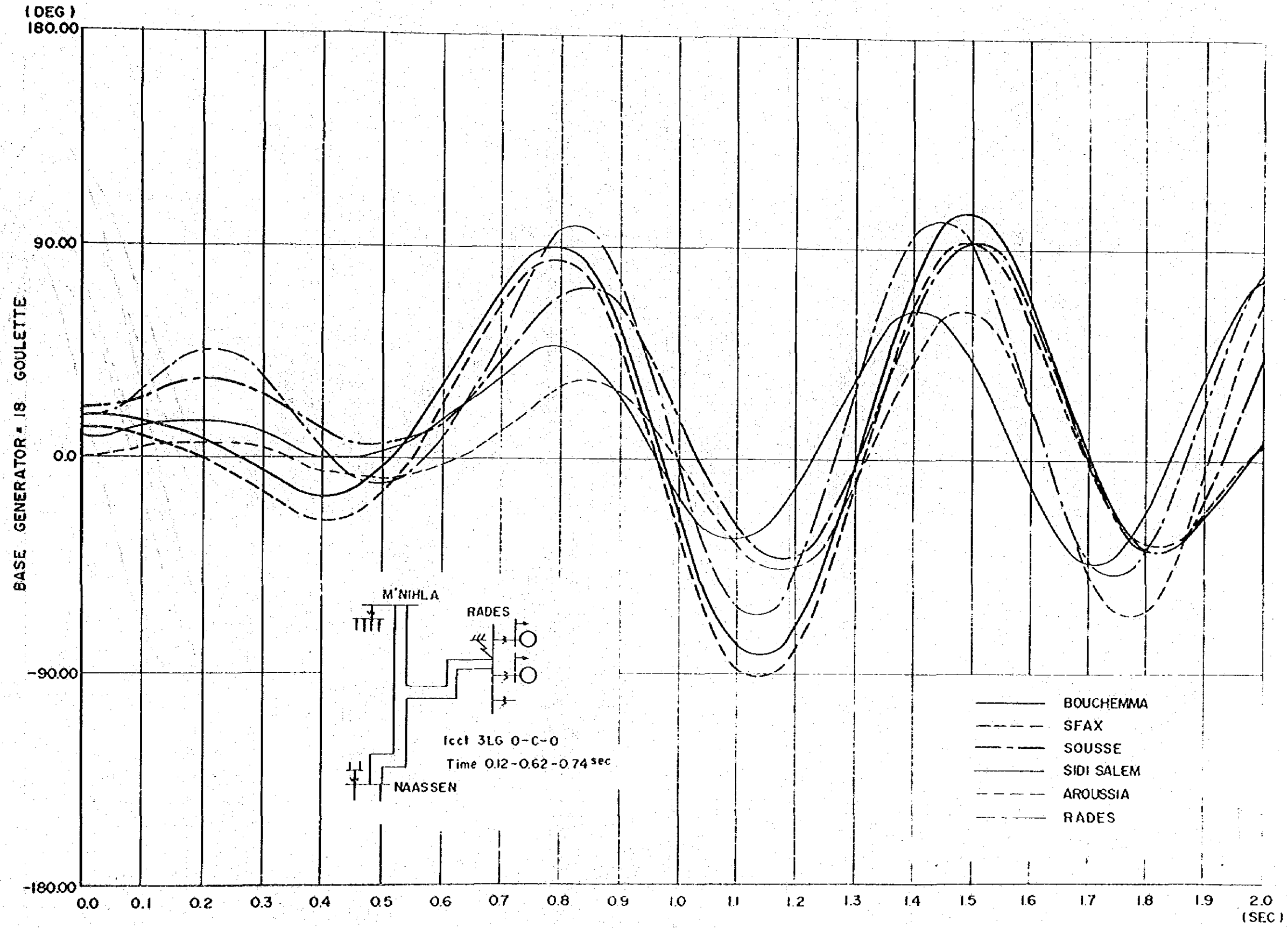
Line Loss P = 17.0 MW
 Q = 113.3 MVar

Graphique 4

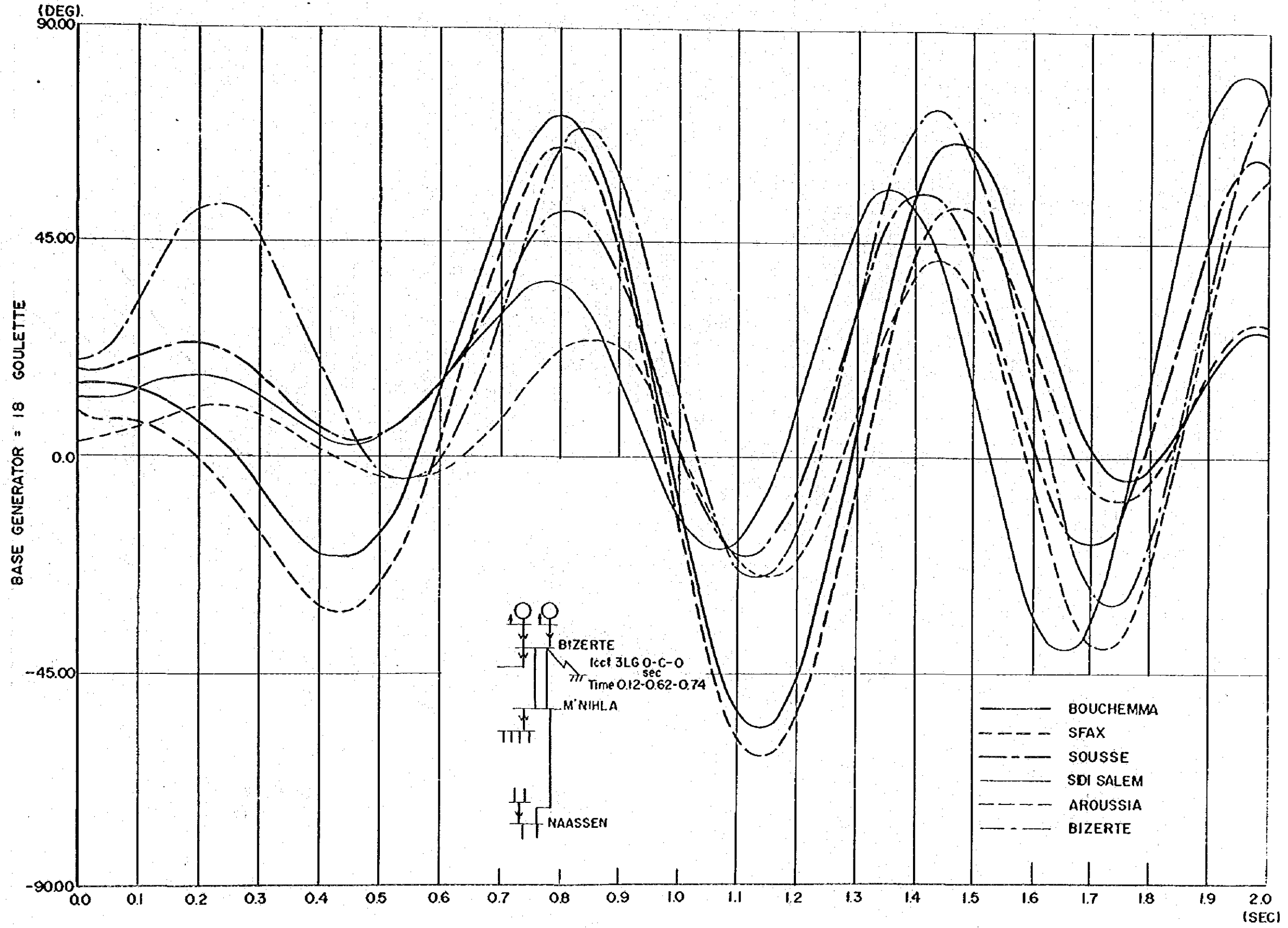
ÉCOULEMENT DU COURANT ET LE REGLAGE DE TENSION EN HEURES DE POINTE (BIZERTE, ANNEE 1986)



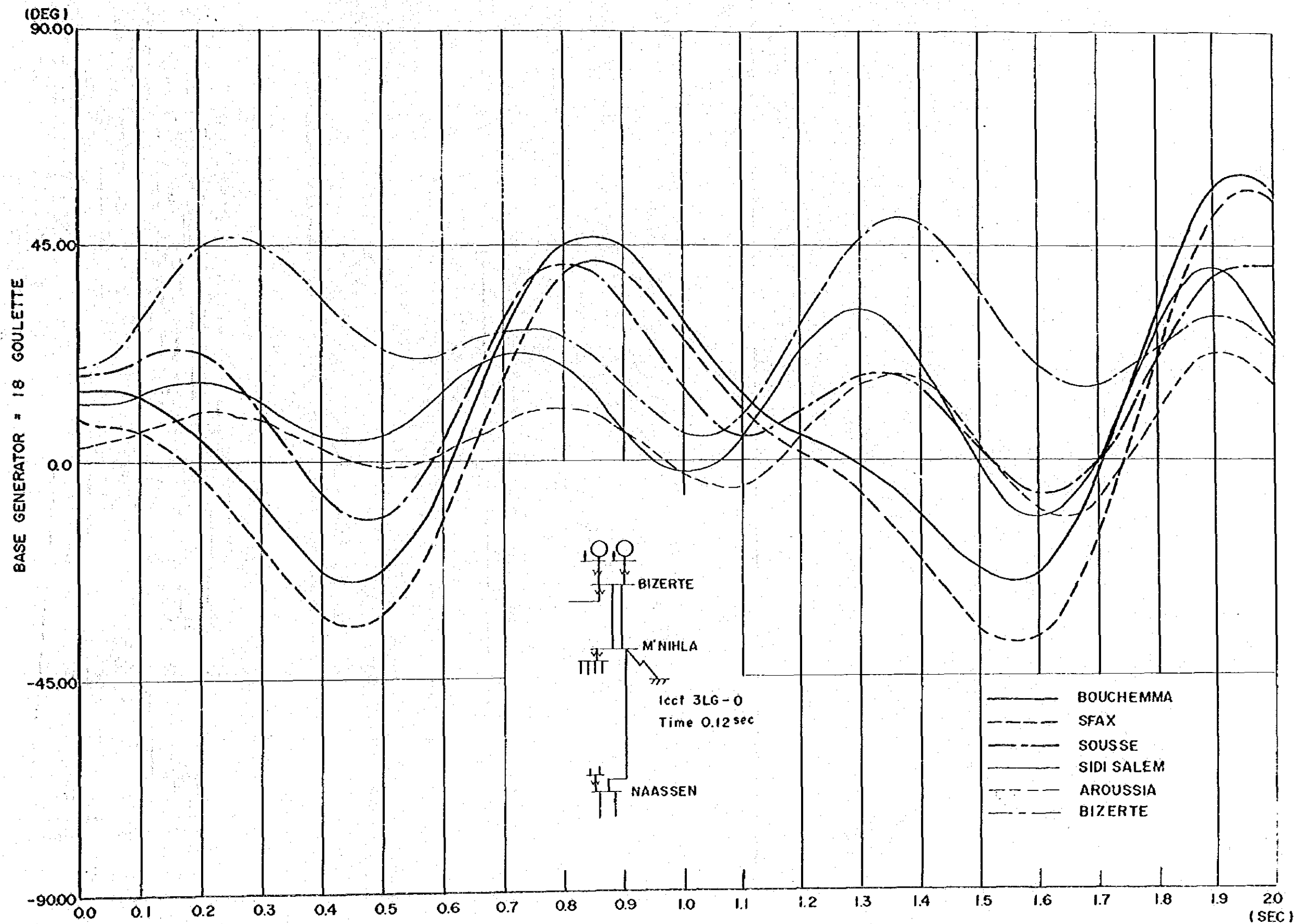
Graphique 5 1986 RADES M'NIHLA ~ RADES 3LG-0-C-0



Graphique -6 1986 BIZERTE M'NIHLA ~ BIZERTE 3LG-O-C-O

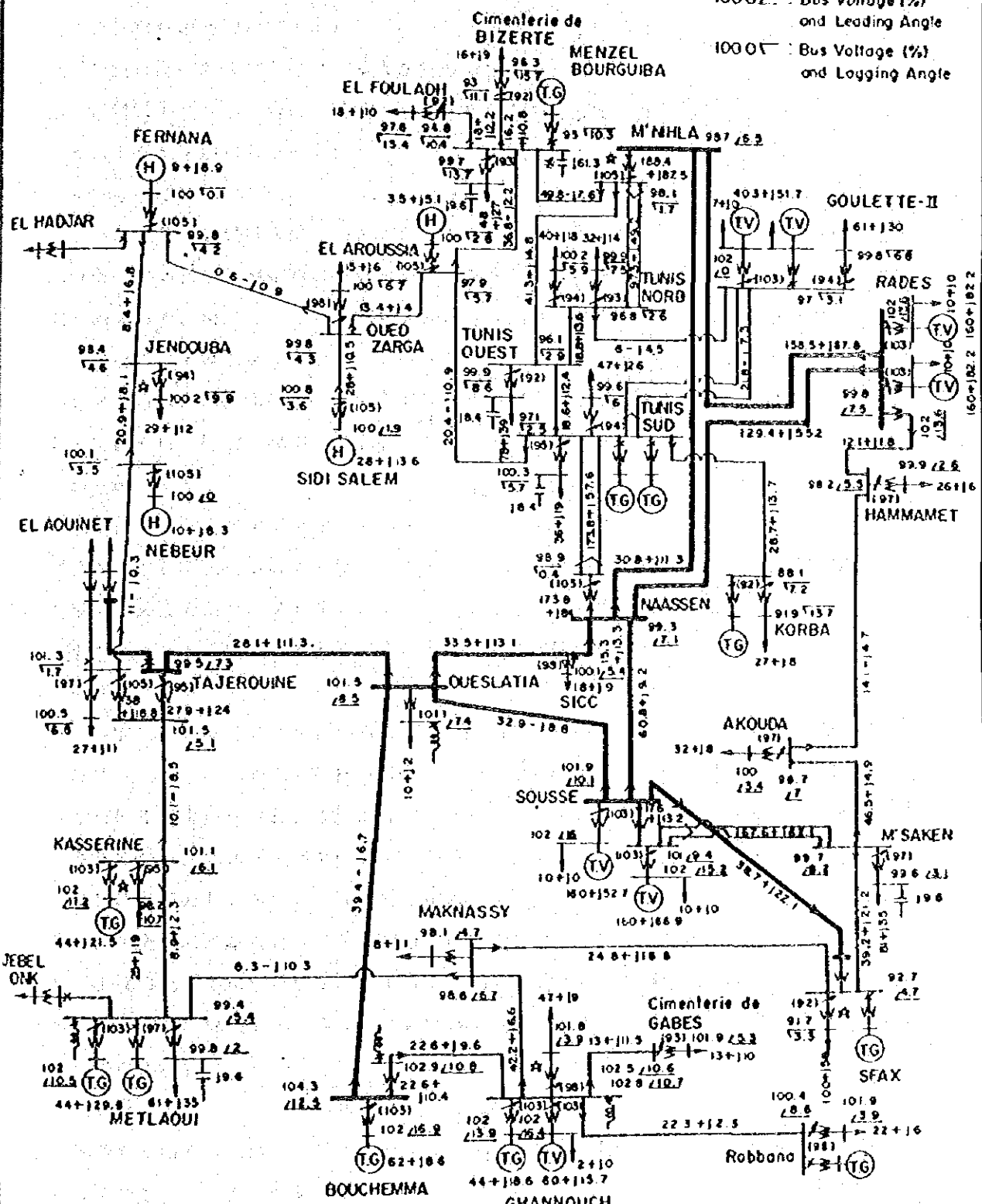


Graphique 7 1986 BIZERTE NAASSEN ~ M'NIHLA 3LG-0



Graphique - 8 ÉCOULEMENT DE COURANT ET LE REGLAGE DE TENSION EN HEURES DE POINTE (HORIZON 1986)
(Avec renforcement de la ligne Souss - Sfax)

P + jQ (MW, MVar)
 1000L : Bus Voltage (%) and Leading Angle
 1000V : Bus Voltage (%) and Lagging Angle



— : LIGNE 225 kV
 — : LIGNE 150 kV
 — : LIGNE 90 kV
 () : Top of Transformer
 * : Additional Shunt Capacitor
 ☆ : Over Capacity
 TV - Thermique Vapour
 TG - Turbine a Gaz
 H - Hydraulique

