

DIETER WEISS

**Le choix des investissements pour un
système énergétique en Tunisie à l'aide d'un
modèle de simulation**

Revue française d'informatique et de recherche opérationnelle. Série verte, tome 4, n° V2 (1970), p. 97-110

http://www.numdam.org/item?id=RO_1970__4_2_97_0

© AFCET, 1970, tous droits réservés.

L'accès aux archives de la revue « Revue française d'informatique et de recherche opérationnelle. Série verte » implique l'accord avec les conditions générales d'utilisation (<http://www.numdam.org/conditions>). Toute utilisation commerciale ou impression systématique est constitutive d'une infraction pénale. Toute copie ou impression de ce fichier doit contenir la présente mention de copyright.

NUMDAM

Article numérisé dans le cadre du programme
Numérisation de documents anciens mathématiques
<http://www.numdam.org/>

LE CHOIX DES INVESTISSEMENTS POUR UN SYSTEME ENERGETIQUE EN TUNISIE A L'AIDE D'UN MODELE DE SIMULATION

par Dieter WEISS ⁽¹⁾

Résumé. — *La ligne à haute tension Tunis-Sfax-Metlaoui, projet de l'aide allemande envers les pays en voie de développement, a été analysée avec un modèle de simulation. Le modèle permet à la fois une analyse de sensibilité relative au taux d'escompte et de productivité interne, au cours de change et à la tension des lignes. La ligne réalisée représente la possibilité la plus avantageuse de couvrir la consommation en électricité de la région dans le cadre du système de ligne en boucle. La ligne ne le serait plus en tant que système isolé tel qu'elle était conçue au début de la planification, parce qu'une autre alternative dans le système isolé aurait permis une diminution des frais totaux de 40 %.*

1. PROJET ET HORIZON DE L'ETUDE

Le réseau tunisien de haute tension est conçu comme un système de ligne en boucle alimenté au nord par la centrale de La Goulette près de Tunis et au sud (à partir de 1972) par Ghennouch près de Gabès. L'objet de cette étude ⁽²⁾ est la ligne à haute tension Tunis-Sfax-Metlaoui, projet de l'aide allemande envers les pays en voie de développement, qui constitue la moitié sud-est de cette ligne en boucle au sein de laquelle elle alimente surtout les gouvernorats de Sousse, Kairouan, Sfax et Gafsa. La ligne à haute tension Tunis-Sfax-Metlaoui fut mise en service début 1966. Sa vie utile peut être estimée à 30 ans, c'est-à-dire jusqu'en 1995. Une projection à long terme correspondante au développement économique sur 30 ans ne paraît pas réalisable en raison de variations de structures dont il faut tenir compte. L'année 1985 est choisie comme horizon de la projection.

(1) Dr. Dieter Weiss, Institut Allemand du Développement, Berlin Ouest.

(2) Cf. Dieter WEISS et collaborateurs, *Un modèle de simulation pour l'Énergie tunisienne*, Institut Allemand du Développement, Berlin, 1969.

(3) Dans la suite : PIB = produit intérieur brut au prix des facteurs, prix constants de 1960.

2. PROJECTION DU DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE ET DE LA CONSOMMATION EN ELECTRICITE DES DIFFERENTS SECTEURS

2.1. Industrie

La projection s'appuie sur le développement industriel de l'ensemble de la Tunisie, qui présenta entre 1960 et 1968 un taux d'accroissement du PIB de 9,8%. Ce taux d'accroissement très élevé était conditionné par le bas niveau de départ et la forte activité d'investissement au cours des plans de développement. En raison des limitations du marché tunisien, du faible degré d'exploitation des quelques industries déjà existantes et de la rareté des devises, on ne peut envisager à long terme des taux d'accroissement de cette importance. On suppose un taux d'accroissement de l'économie nationale de l'ensemble de la Tunisie de 4,2% par an jusqu'en 1985 et une montée de la part industrielle des 18% actuels à 26%. Pour Sousse on obtient une multiplication de la part industrielle dans le PIB par deux et demi et du degré d'occupation par deux.

La région de *Sfax* ne montra pas ce dynamisme industriel, comme le montre la part de l'industrie au PIB et l'évolution du nombre d'employés. La projection est fondée sur les mêmes considérations que pour le cas de Sousse. Pour l'avenir on a supposé que la politique de développement du gouvernement tunisien tendra à faire de *Sfax* un centre de développement du sud et à lui faire remonter son retard sur Sousse.

A *Gafsa*, le développement qui a débuté à une faible échelle, était insignifiant.

Pour Sousse on obtient jusqu'en 1985 une multiplication de la part industrielle dans le PIB par deux et demi, pour *Sfax* par trois, pour *Gafsa* par cinq.

2.2. Exploitation minière

L'exploitation des mines se concentre dans les mines de phosphates de *Metlaoui* dans le gouvernorat de *Gafsa*. Les mines de phosphates furent raccordées à la ligne en 1966. Les vieilles installations autonomes diesel ne servent plus que de groupes de réserve. De 1964 à 1968, la contribution au PIB passa de 6 à 10 millions de D, le nombre des employés de 7 700 à 9 100. La projection suppose que l'extraction des phosphates bruts triplera jusqu'en 1985, la part des exportations passant de 76 à 85%.

2.3. Tourisme

Le développement touristique des dernières années se concentre sur la région de *Sousse* (PIB 1968 = 2,6 millions de D, employés 2 200).

La projection de l'hôtellerie est basée sur une évaluation de l'ensemble

du tourisme méditerranéen en fonction surtout de la demande européenne, et sur l'estimation de la fraction tunisienne. Pour l'avenir, on suppose une croissance importante, Sousse conservant sa prééminence, quintuplant sa contribution au PIB.

2.4. Agriculture

La production agricole n'est presque pas électrifiée. L'énergie motrice n'est nécessaire que pour le pompage dans les régions irriguées artificiellement. Ces dernières ne présentent actuellement que 0,8% de la surface cultivable totale de la région. Cette partie est évaluée à 3% pour 1985 après l'évaluation des provisions d'eau disponibles et la tendance générale de modernisation. L'énergie de pompage est fournie encore en grande partie par des moteurs diesel. Il n'y a donc pratiquement pas de relation entre la consommation en électricité et la production agricole.

2.5. Autres services

Les autres services comprennent tous les services à l'exception du tourisme. Leur développement fut évalué globalement en fonction du développement d'ensemble de l'économie tunisienne. Pour les services modernes, l'énergie électrique constitue une condition non remplaçable du point de vue technique ; pour le commerce traditionnel et les services personnels, l'électricité ne compte pas plus que pour l'agriculture et l'artisanat non électrifié.

2.6. Projection de la consommation en électricité

Sur la base d'une telle projection du développement économique des différents secteurs, on a évalué leur consommation d'électricité. Comme résultat de ces études détaillées dans la région, on suppose une charge de pointe en 1985 de 36 MW pour Sousse, de 20 MW pour Sfax, de 33 MW pour Gafsa et de 19 MW pour une quatrième région, Gabès, dont le rattachement au réseau haute tension est projeté (1).

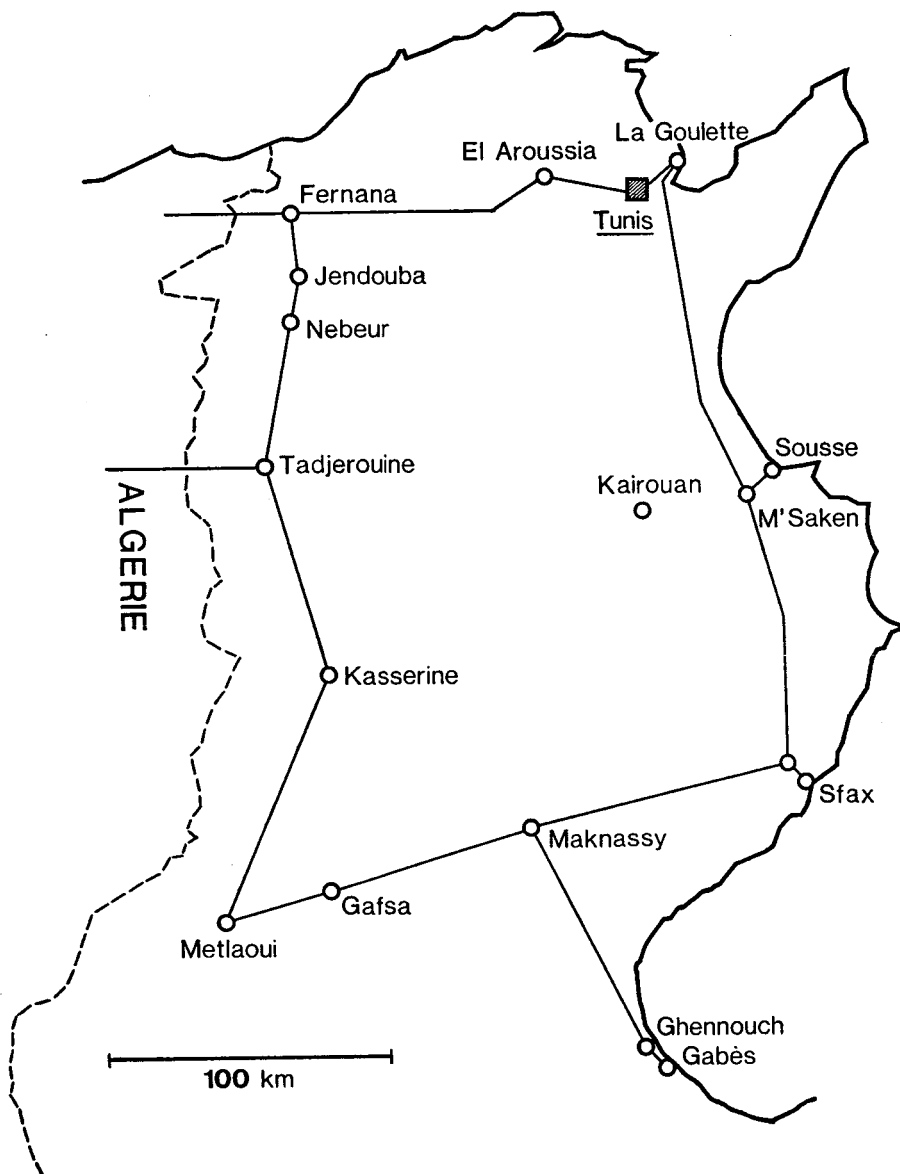
3. LE MODELE DE SIMULATION

3.1. Exposé du modèle

On a choisi un modèle de simulation pour examiner si la ligne à haute tension Tunis-Gafsa, réalisée et mise en service en 1966 et alimentée par la centrale de Tunis, représentait la possibilité la plus avantageuse de couvrir la consommation en électricité de ces régions. On développe dans ce but des alternatives de systèmes de centrales et de lignes et on les compare les unes aux autres pour la période de 1963 à 1985. Une alternative *A* sera jugée plus avantageuse qu'une alternative *B*, si les frais totaux de cette alternative, escomptés au début de la période de simu-

(1) Cf. Weiss, p. 23-26.

lation $t_0 = 1962$, sont inférieurs à ceux de l'alternative *B*, l'équivalence technique de ces différentes alternatives étant assurée par des conditions accessoires. Sur la base de cette équivalence, on peut faire l'hypothèse que les rendements des différentes alternatives sont les mêmes ; le calcul se limite ainsi aux *frais* de ces alternatives.



Le réseau tunisien de haute tension

On définit les deux catégories de frais suivantes ⁽¹⁾ :

a) Dans le domaine de la production d'énergie électrique : frais d'investissement des centrales d'énergie K , frais d'exploitation et d'entretien M , frais de combustibles F .

b) Dans le domaine de transport de l'énergie électrique : frais d'investissement des lignes à haute tension \mathcal{K} , frais d'exploitation et d'entretien \mathcal{M} , frais de pertes de transports \mathcal{U} . Le réseau basse tension n'est pas pris en considération dans l'analyse, car il est le même pour chaque alternative.

La fonction fondamentale, dont il s'agit de trouver le minimum, revêt alors la forme :

$$G(X, Y) = \sum_i [(1 + \pi)^{-i}] [K_i(X) + M(\underline{x}_i) + F(\underline{x}_i)] - (1 + \pi)^{-N} \Gamma(\underline{x}_N) \\ + \sum_i [(1 + \pi)^{-i}] [\mathcal{K}_i(Y) + \mathcal{M}(\underline{y}_i) + \mathcal{U}(\underline{y}_i)]$$

π désignant le taux d'escompte, i l'indice de l'année ($i = 1 \dots N$) et $\Gamma(\underline{x}_N)$ un facteur de correction.

Pour certains paramètres, dont la valeur est difficile à déterminer ou sujette à des fluctuations, on calcule le modèle plusieurs fois avec plusieurs valeurs de ces paramètres. Ces paramètres sont les suivants : le taux d'escompte, le cours de change, d'après lequel la part des frais d'investissement en devises est convertie en unités de la monnaie du pays, et le facteur de frais d'opportunité à l'aide duquel on évalue les frais d'investissement totaux. En outre trois tensions possibles des lignes de transport entrent en ligne de compte : 90, 150 et 225 kV.

3.2. Stratégies

Chacune des alternatives du système étudié est caractérisée par un certain équipement en installations de production et de transport de l'énergie électrique. On appelle « stratégie » le développement de cet équipement au cours du temps le long de la période de simulation. Au total, 33 stratégies d'alimentation des régions touchées par la ligne à haute tension réalisée sont développées, la consommation des différentes régions étant concentrée en un point de leurs centres de consommation respectifs. Ensuite on développe 11 autres stratégies dans lesquelles on considérera, à côté des régions de Sousse, Sfax et de Gafsa/Metlaoui touchées par la ligne à haute tension réalisée, une quatrième région dont

(1) Les procédés suivants dans cet article sont à la base du modèle développé par Henry Donnan JACOBY, *Analysis of Investment in Electric Power*, Cambridge 1967. Cf. Vidkunn HVEDING, *Digital Simulation Techniques in Power Systems Planning*, *Economics of Planning*, vol. 8, n° 1-2, 1968, p. 118 s. Arthur MAASS et Maynard M. HUFSCHMIDT, *Methods and Techniques of Analysis of the Multiunit, Multipurpose Water-Resource System : A General Statement*, Arthur MAASS, Maynard M. HUFSCHMIDT, Robert DORFMANN, Harold A. THOMAS, Jr., Stephen A. MARGLIN, Gordon MASKEW FAIR et al., *Design of Water-Resource Systems*, London et Melbourne 1962, p. 250 s. Maynard M. HUFSCHMIDT et Myron B. FIERING, *Simulation Techniques for Design of Water-Resource Systems*, Cambridge/Mass., p. 1 s.

I. Représentation schématique des stratégies

Z	Tunis		Sousse		Sfax		Gafsa		Gabès
1	—	1966 →	●	→	●	→	●		
2	—	1967 →	●	→	●	→	●		
3	—	1968 →	●	→	●	→	●		
4	—	1969 →	●	→	●	→	●		
5	—	1970 →	●	→	●	→	●		
6	—	1966 →	●	→	●	→	●		
7	—	1967 →	●	→	●	→	●		
8	—	1968 →	●	→	●	→	●		
9	—	1969 →	●	→	●	→	●		
10	—	1970 →	●	→	●	→	●		
11	—	1966 →	●	←	●	→	●		
12	—	1968 →	●	←	●	→	●		
13	—	1970 →	●	←	●	→	●		
14			●		●		●		
15			●		●	→	●		
16			●		●	→	●		
17	—	1974 →	●		●		●		
18	—	1966 →	●		●		●		
19	—	1966 →	●		●	→	●		
20	—	1966 →	●		●	→	●		
21			●	→	●		●		
22			●	→	●		●		
23	—	1974 →	●	→	●		●		
24	—	1973 →	●	→	●		●		
25			●	←	●	→	●		
26			●	←	●	→	●		
27			●	←	●	→	●		

le centre de consommation est Gabès et dont le rattachement au réseau haute tension existant aura lieu vers 1972.

3.3. Matrices des unités de production et des lignes à haute tension

Toutes les unités de production U_j ($j = 1 \dots J$) considérées par le modèle — qu'elles aient déjà été présentes au départ, ou qu'elles aient été introduites dans le système au cours de la période de simulation —, sont groupées en une matrice X . Il existe une matrice Y correspondante pour toutes les lignes à haute tension H_l ($l = 1 \dots L$) rentrant dans le modèle. Chaque stratégie choisit alors à partir de ces matrices X et Y une certaine composition des U_j et H_l et fixe la date de leur entrée dans le système ou de leur élimination de ce dernier par un vecteur Départ « S » ou Arrêt « R » dans lequel les unités utilisées sont identifiées de manière appropriée. Chaque stratégie est caractérisée parfaitement par ses vecteurs Départ et Arrêt.

3.4. Restrictions

Chaque stratégie est sujette à la restriction que la quantité d'énergie électrique produite pour chaque centre de consommation z , plus celle reçue d'autres centres par des lignes à haute tension W_{iz} , doit être supérieure ou au moins égale dans chaque période i à la consommation $P_{\max zi}$ du centre en question :

$$\frac{Q_{ijz} \cdot x_{ij}}{1 + r} + W_{iz} - P_{\max zi} \geq 0$$

Q_{ijz} désignant la puissance disponible des unités de production j dans la période i au centre z , r le facteur de réserve (20 %). x_{ij} indique qu'une unité de production fait partie ($x_{ij} = 1$) ou ne fait pas partie ($x_{ij} = 0$) du système. D'autres restrictions du domaine de transport existent pour la densité de courant, les pertes et la chute de tension.

3.5. Alternatives de centrales

Le système est calculé pour des *centrales à vapeur* et des *centrales diesel*. La possibilité de construire une *centrale nucléaire* dans le sud de la Tunisie a déjà été étudiée il y a plusieurs années dans une étude de la S.T.E.G. La mise en service d'installations de ce genre en Tunisie, vu leur ordre de grandeur actuelle, n'était pas rentable même en les utilisant simultanément pour le dessalement de l'eau de mer.

Z	Tunis		Sousse		Sfax		Gafsa		Gabès
28			●	← 1975	●	→ 1968	●		
29			●	← 1968	●	→ 1968	●		
30	→ 1966		●	← 1970	●	→ 1968	●		
31	→ 1974		●	← 1971	●	→ 1968	●		
32	→ 1970		●	← 1968	●	→ 1972	●		
33	→ 1966		●	← 1968	●	→ 1970	●		
34			●		●		●		●
35			●		●	→ 1968	●	→ 1972	●
36	→ 1966		●		●	→ 1968	●	→ 1972	●
37	→ 1973		●	← 1968	●		●		●
38			●	← 1971	●	→ 1968	●	← 1972	●
39			●	← 1968	●	→ 1968	●	← 1972	●
40			●	← 1975	●	→ 1970	●	← 1972	●
41	→ 1966		●	→ 1968	●	→ 1968	●	← 1972	●
42	→ 1974		●	← 1971	●	→ 1968	●	← 1972	●
43	→ 1970		●	→ 1970	●	→ 1970	●	← 1972	●
44	→ 1966		●	→ 1966	●	← 1966	●	← 1972	●

Explication des symboles:

- ● Centres non reliés avec centrales propres
- → 1975 ● Centres reliés à partir de 1975 par une ligne à haute tension, le sens de la flèche indiquant la direction du transport de l'électricité entre les centres.

3.6. Frais d'investissement des centrales

Les frais d'investissement K d'une unité de production U_j comprennent la totalité des frais de cette unité depuis le stade des avant-projets jusqu'au moment de la production y compris ceux des installations auxiliaires nécessaires. Ils dépendent, entre autres, de la puissance installée, de la technologie et du lieu d'implantation.

3.7. Frais d'exploitation et d'entretien des centrales

Ces frais comprennent tous les frais courants à l'exception des frais de combustible. Les frais d'exploitation se composent pour l'essentiel des frais salariaux du personnel assurant le service, la surveillance et l'administration ; ces frais dépendent avant tout de la taille et de la technologie des installations. Le montant des frais d'entretien dépend de la durée d'utilisation et du degré d'exploitation des installations, ou bien de la quantité de kWh produite.

3.8. Frais de combustibles

La consommation spécifique en combustibles d'une installation U_j peut prendre différentes valeurs suivant son degré d'exploitation. Pour simplifier les calculs, on travaille ici avec des valeurs moyennes établies séparément pour chaque installation.

3.9. Facteur de correction final

La composition du système de production à la fin de la période de planification décrite par le dernier vecteur colonne de la matrice d'une stratégie

$$\underline{x}_N = x_{1N} \dots x_{jN} \dots x_{jN}$$

agit sur les frais de production de la période suivante. La durée de service des unités de production dépasse plus ou moins pour les différentes stratégies le terme fixé arbitrairement de la période de planification ; il faut donc introduire un facteur de correction final pour éviter que des systèmes dont les éléments possèdent encore une durée de service élevée à la fin de la période, ne soient désavantagés par rapport à ceux dont les éléments seraient de toute façon éliminés à la fin de la période de simulation. Le facteur de correction final $\Gamma(\underline{x}_N)$ permet donc de limiter la période et peut être interprété comme la somme que les « héritiers » du système seraient disposés à payer à la fin de la période de simulation pour « hériter » d'une composition d'unités \underline{x}_{N1} qui leur occasionnerait des frais moins élevés qu'une autre composition \underline{x}_{N2} . Il faut donc définir tout d'abord une composition « neutre » du système, pour laquelle on pose $\Gamma(\underline{x}_N) = 0$. Une valeur de $\Gamma(\underline{x}_N)$ différente de 0 indique alors la déviation (positive) à partir de cette composition neutre. $\Gamma(\underline{x}_N)$ n'est pas la valeur du système de production à la fin de la période de planification, mais la différence entre la valeur du système et la valeur du système neutre. Une telle différence peut avoir deux raisons :

a) La réserve excédentaire d'un système est plus élevée à la fin de la période de simulation que celle du système neutre.

b) La production d'un système est moins coûteuse que celle du système neutre, ceci étant dû à une composition d'unités de production travaillant plus économiquement.

On définit comme système « neutre », pour lequel $\Gamma(\underline{x}_N) = 0$, la composition d'unités de production pour laquelle :

1. La réserve excédentaire est juste égale à 0 à la fin de la période de planification, c'est-à-dire que la puissance disponible suffit juste à couvrir la consommation, y compris le facteur de réserve ;

2. Toutes les installations existantes en l'année de départ $i = 1$, fonctionnent encore en l'année $i = N$, c'est-à-dire qu'aucune des installations du système n'a été remplacée dans la durée de la période.

3.10. Frais d'investissement des lignes à haute tension et des stations de transformation

Les frais d'investissement du domaine du transport se composent des frais des lignes à haute tension et des frais des stations de transformation. Comme la construction de stations de transformation n'est nécessaire qu'en liaison avec la construction de lignes à haute tension, leurs frais d'investissement sont comptés, pour simplifier, avec ceux des lignes. Le côté basse tension des stations de transformation est toujours de 30 kV, le côté haute tension s'alignant sur la tension des lignes. On considère trois tensions possibles des lignes : 90 kV, 150 kV, 225 kV.

3.11. Frais d'exploitation et d'entretien du domaine du transport

Le montant des frais d'exploitation et d'entretien du domaine du transport dépend, comme pour les frais d'investissement, de la longueur.

3.12. Frais de pertes en ligne

La transmission d'énergie électrique par des lignes à haute tension s'accompagne de pertes en ligne qu'il faut donc compter comme un facteur de frais. Leur montant dépend de la longueur, de la tension, des caractéristiques et de la vie utile de la ligne. On obtient leur valeur en multipliant la quantité d'énergie perdue par les frais de revient moyens du courant dans le centre de consommation considéré.

4. RESULTATS

Le modèle de simulation fut programmé en langage Fortran pour l'ordinateur ICL 1909 du centre de calcul de l'Université Technique à Berlin. Le temps de calcul par stratégie comportait environ 5 minutes.

4.1. Admissibilité des alternatives du système en considération des restrictions de transport

La variante de 90 kV, ne respectant pas les restrictions imposées au transport (chute de tension et pertes en ligne), est éliminée de presque toutes les stratégies. Dans les stratégies, dans lesquelles n'existe qu'un point d'alimentation ou dans lesquelles un point d'alimentation est prédominant, le calcul est généralement interrompu dans le cas de la variante de 150 kV, violant également les restrictions de transport.

4.2. Analyse de sensibilité

4.2.1. Analyse de sensibilité relative aux taux d'escompte

En modifiant les paramètres des cinq stratégies les plus avantageuses, on ne bouleverse pas de façon notable leur classification : Si, pour l'alternative de 150 kV, on maintient constants le taux de productivité interne à 3 % et le cours de change à 0,13158 D/DM, on obtient, pour un taux d'escompte de 3 % le classement suivant : 1 — 6 — 2 — 3 — 7. Pour un taux d'escompte de 11 %, certaines stratégies deviennent équivalentes deux à deux (classement : 1 — (6 = 2) — (3 = 7)). Des différences plus nettes apparaissent entre les stratégies moins avantageuses. Pour un taux d'escompte de 3 % les stratégies ayant le rang 15 jusqu'à 20 ont, par exemple, l'ordre suivant : 31 — 19 — 28 — 25 — 29, pour un taux d'escompte de 11 %, cet ordre devient : 31 — 28 — 25 — 19 — 29. Les valeurs absolues des différences sont considérables. Les frais totaux de la stratégie 1 s'élèvent à 17 millions de D pour un taux d'escompte de 3 % et à 9 millions de D pour un taux de 11 %.

4.2.2. Analyse de sensibilité relative au taux de productivité interne

Ici aussi on ne note pas de bouleversements importants du classement des 5 stratégies les plus avantageuses du point de vue frais. Pour une tension de 150 kV, un taux d'escompte de 3 % et un cours de change de 0,13158 D/DM, on obtient, pour un taux de productivité interne de 3 %, l'ordre suivant : 1 — 6 — 2 — 3 — 7, et pour un taux de 11 % : 1 — (6 = 2) — 3 — 7. Pour les stratégies moins avantageuses ⁽¹⁾, on obtient, par exemple, les classements suivants : 31 — 19 — 28 — 25 — 29 ou 31 — 30 — 28 — 18 — 20. Les montants en valeur absolue de la stratégie 1 sont de 17 et de 21 millions de D respectivement.

4.2.3. Sensibilité relative au cours de change

Pour les cours de change alternatifs, on peut appliquer ce qui a été dit plus haut. Pour une tension de 150 kV, un taux d'escompte et un taux de productivité interne de 3 % chacun, les frais totaux de la stratégie 1 s'élèvent à 17 millions de D pour un cours de change de 0,13158 et à 18 millions de D pour un cours de 0,1819 D/DM.

4.2.4. Sensibilité relative à la tension des lignes

On n'obtient pas de différences de frais notables en effectuant le calcul avec les différentes tensions choisies. Une alternative de 225 kV ne dépasse en moyenne que de 0,1 à 0,2 million de D les frais totaux d'une alternative de 150 kV, parce que les variations déjà relativement faibles des frais d'investissement (environ 11 %) sont partiellement compensées par des frais de pertes en ligne plus faibles et passent au second plan en valeur absolue lorsqu'on ajoute les autres frais.

(1) Les stratégies ayant le rang 15 jusqu'à 20 du point de vue frais.

4.3. Détermination de l'alternative la plus avantageuse du point de vue frais

4.3.1. L'alternative la plus avantageuse du système réduit Tunis-Sfax-Gafsa/Metlaoui

La comparaison des 33 premières stratégies du « système réduit » Tunis-Sfax-Metlaoui fournit les résultats suivants :

1. Toutes les stratégies basées sur des centres isolés, possédant leurs propres centrales, entraînent des frais bien plus élevés que celles qui prévoient la liaison des centres entre eux par des lignes à haute tension.

2. Les économies relatives réalisées sont d'autant plus grandes que les centres sont reliés plus tôt entre eux par des lignes à haute tension.

3. L'alternative la plus avantageuse est la stratégie 1, dans laquelle les centres sont reliés par des lignes à haute tension à partir de 1966.

4. Cette *stratégie 1* a été réalisée dans sa variante avec des lignes de 150 kV. Elle n'est néanmoins pas admissible en tant qu'alternative en tenant compte des restrictions de transport, puisqu'elle comporte une chute de tension dépassant celle de 10 % admissible. La chute de tension effective atteint 12 % en l'année 14 (= 1976). En outre la *capacité maximale* de transport du tronçon Tunis-Sousse dans le cas d'un point d'alimentation (Tunis) et d'une ligne de 150 kV, comporte 79 MW, alors que la charge de pointe atteint à la fin de la durée de planification considérée, c'est-à-dire en 1985, 36 MW à Sousse, 20 MW à Sfax et 33 MW à Gafsa / Metlaoui, donc au total 89 MW qui doivent être transportés par le premier tronçon Tunis-Sousse.

5. Une *alternative admissible* est l'alternative 1 dans sa variante à 225 kV. Ses frais totaux ne dépassent que légèrement ceux de la variante à 150 kV ; sa *capacité* comporte sur le premier tronçon Tunis-Sousse 247 MW et la chute de tension admissible de 10 % n'est pas dépassée.

6. Une fois l'alternative de 150 kV réalisée, un point d'alimentation supplémentaire sera nécessaire au plus tard dans l'année où la capacité limite sera dépassée. Un seul point d'alimentation supplémentaire a l'avantage sur plusieurs parce qu'il permet une meilleure exploitation des réductions de frais. Pour le lieu d'implantation entrent en ligne de compte Sousse, Sfax ou Gafsa / Metlaoui. Gafsa / Metlaoui est éliminé en raison de sa pénurie en eau.

Ainsi Sfax offre le lieu d'implantation le plus méridional ; cette alternative est décrite par la stratégie 11, dans laquelle la capacité de la centrale de Sfax est étendue à 65 MW. Les frais supplémentaires par rapport à l'alternative de 225 kV de la stratégie 1 (un seul point d'alimentation à Tunis) sont considérables : pour un taux d'escompte et un taux de productivité interne de 3 % chacun et un cours de change de 0,13158 D/DM, la stratégie 1 entraîne pour des lignes de 225 kV des frais totaux de 17 millions de D, alors que la stratégie 11 avec des lignes de 150 kV et une centrale à Sfax coûte 30 millions de D.

7. En résumé, on constate qu'en considérant le « système réduit » *Tunis-Sfax-Gafsa/Metlaoui*, la construction d'une ligne de 225 kV aurait permis une diminution des frais totaux, escomptés sur la valeur du présent, de 40 % par rapport aux frais entraînés par la ligne réalisée de 150 kV.

Il faudra modifier cette évaluation dans le cadre du « système élargi » *Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui-Gabès*.

4.3.2. L'alternative la plus avantageuse du système élargi Tunis-Sfax Gafsa/Metlaoui-Gabès

Il faut reconsidérer les résultats concernant l'alternative la plus avantageuse du « système réduit » *Tunis-Sfax-Gafsa* dans le cadre élargi *Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui-Gabès*. Gabès sera agrandi pour devenir un nouveau centre industriel ; la centrale de Ghennouch près de Gabès alimentera à partir de 1972 le « sous-système » *Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui*. L'alternative modifiée en conséquence — c'est-à-dire que les centres *Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui* sont reliés à partir de 1966, et que ce sous-système est relié à Gabès à partir de 1972 et alimenté au nord par Tunis à partir de 1966 et au sud par Gabès à partir de 1972 — est décrite par la stratégie 44.

Parmi les 11 stratégies (34-44) qui décrivent des alternatives du « système élargi » auquel a été adjoint Gabès, l'alternative la plus avantageuse est, de façon analogue au paragraphe 4.3.1., celle qui ne nécessite pas de centrales isolées et qui établit le plus rapidement des liaisons de lignes. Les alternatives de 90 kV violent dans tous les cas, — celles de 150 kV dans quelques cas —, les restrictions imposées au transport. Les différences de frais entre les alternatives de 150 kV et de 225 kV ne comportent généralement que 0,2 à 0,3 million de D. Les capacités de transport des tronçons Gabès-Sfax ou Gabès-Metlaoui sont de 18 MW pour la ligne à 90 kV, 51 MW pour celle à 150 kV et de 158 MW pour la ligne à 225 kV. *L'alternative la plus avantageuse* est constituée par la *stratégie 44* dans laquelle, en substance, Sousse et Sfax sont alimentées par Tunis et Gafsa par Gabès.

Si on effectue, pour la stratégie 44, un calcul spécialement axé sur les restrictions de transport, l'alternative de 150 kV indique un léger dépassement de la chute de tension admissible de 10 % sur les tronçons de ligne Tunis-Sousse (10,1 %) et de Metlaoui-Gabès (12,2 %) en l'année 1985. L'alternative de 225 kV permet le transport aisé des puissances (chutes de tension sur les mêmes tronçons 4,8 et 3,9 %). Les frais totaux occasionnés par les deux alternatives sont presque identiques pour différentes valeurs des paramètres.

Par une exploitation appropriée du système, on peut soit éviter, soit minimiser, le cas échéant, le dépassement de la chute de tension admissible. Du point de vue des frais, l'alternative de 225 kV représenterait une solution légèrement plus chère qui évite des problèmes techniques de transport de ce genre.

En résumé, on peut constater qu'en reconsidérant le « sous-système »

Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui au sein du système élargi Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui-Gabès, on aboutit aux *conclusions modifiées* suivantes :

1. *L'alternative de 150 kV non admissible au sein du « sous-système » Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui pour la stratégie 1, devient possible dans le système élargi Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui-Gabès de la stratégie 44, si certaines dispositions relatives aux conditions d'exploitation sont prises.*

2. La construction d'une centrale à Sfax est inutile.

4.3.3. L'alternative la plus économique dans le cadre du système général tunisien de ligne en boucle

Le système élargi Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui-Gabès fait partie du système général tunisien de ligne en boucle ; la ligne Tunis-Sfax-Gafsa en représente la partie orientale. C'est essentiellement Tunis au Nord et Gabès au sud, qui alimenteront cette boucle, qui a été conçue par la S.T.E.G. pour 150 kV.

Dans le modèle présent, on peut traiter la continuation du système élargi Tunis-Sfax-Gafsa /Metlaoui-Gabès au-delà de Metlaoui comme une centrale d'énergie *hypothétique* implantée au point de liaison Metlaoui (sa réalisation effective est rendue impossible par le manque d'eau). On n'a pas calculé le cas où le système est alimenté à partir de la boucle occidentale, car il aurait fallu effectuer des analyses de consommation et de capacité à l'extérieur des quatre gouvernorats étudiés, dans la partie septentrionale et occidentale du pays. On peut cependant reconnaître qu'il serait possible de compenser la légère violation de la restriction de transport sur le tronçon de ligne Gabès-Metlaoui en transportant la puissance nécessaire critique vers Gafsa /Metlaoui par la boucle occidentale et en déchargeant ainsi la ligne Gabès-Metlaoui.

Dans des conditions d'exploitation appropriées, les problèmes de l'alternative de 150 kV posés par l'alimentation de Gafsa /Metlaoui disparaissent entièrement. Cela confirme l'expérience générale selon laquelle les résultats de l'analyse se modifient lorsqu'on analyse des « sous-systèmes » au sein de systèmes plus grands qui les englobent.

4.3.4. Conclusion

L'alternative de 150 kV de la stratégie 1 dans laquelle les centres Tunis-Sfax-Sousse-Gafsa /Metlaoui sont reliés à partir de 1966 et alimentés par Tunis, est l'alternative la plus économique dans le cadre du système de ligne en boucle tunisien. Elle ne le serait pas en tant que système isolé sans autres possibilités d'alimentation à partir de Gabès et de la moitié occidentale du système de ligne en boucle. Les différents paramètres économiques comme le taux d'escompte, le taux de productivité interne et le cours de change peuvent modifier considérablement les montants absolus des frais de la stratégie 1, la combinaison des paramètres la moins avantageuse fournit 22 millions de DM, la plus avantageuse 9 millions de DM. Mais, si la variation des paramètres modifie le rang des différentes stratégies, elle ne peut supprimer la prédominance de la première stratégie, c'est-à-dire de la ligne à haute tension effectivement réalisée.