

RÉPUBLIQUE DU SÉNÉGAL



ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE THIÈS

Gm. 0271

PROJET DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGÉNIEUR DE CONCEPTION

TITRE

Etude technico-
économique d'une
alimentation par centrale
autonôme vs réseau éten-
du

AUTEUR

: ABDOU-GAYE

DIRECTEUR

: PIERRE-MARKON

CO-DIRECTEUR

: J. C. WARMOS

DATE :

JUIN 836

DEDICALE

- A mes deux Parents;
Que la terre leur soit légère

&

- A toute La Famille Diarna

BOUSSO

REMERCIEMENTS

Que tous ceux qui ont contribué à la rédaction et à l'élaboration de ce projet trouvent ici l'expression de mes plus sincères remerciements. Plus particulièrement je voudrais remercier MONSIEUR PIERRE MARKON d'avoir proposé ce sujet et de le suivre jusqu'à son aboutissement, ainsi que MESSIEURS O. NIANG ET M.M. LÔ de La Sénélec pour leur collaboration sincère.

SOMMAIRE

Ce projet de fin d'étude est une étude technico-économique de deux modes d'alimentation électrique : alimentation par le réseau de distribution de la SENELEC (Société nationale d'électricité), ou par une centrale autonome. Il a été rédigé en cherchant un partage équitable entre les questions scientifiques ou techniques et les questions économiques que les réseaux d'énergie ou une autoproduction posent aussi bien aux utilisateurs qu'aux distributeurs.

Cette étude, axée sur la moyenne tension M.T et la haute tension H.T, cherche donc à faire une comparaison entre ces différentes possibilités d'alimentation, qui doit aboutir sur un choix dont l'élément principal sera le prix de revient de l'énergie consommée : donc recherche d'une alimentation au moindre coût, dans les limites de qualité définie et avec un minimum de risques d'interruption de fourniture d'énergie. Elle permet ainsi d'estimer les situations pour lesquelles il est plus économique de posséder son unité autonome.

La méthodologie employée est par conséquent la suivante :

- Calcul des coûts fixes de la ligne électrique (variant de 2 à 300 Km), amortis sur sa durée de vie et rapportés sur l'énergie consommée par des entreprises de puissance variant entre 50 à 22000 Kw; auxquels on ajoute les tarifs de la Senelec, pour déterminer le coût réel par kWh consommé.

- Choix et dimensionnement des moyens de production interne d'énergie pour une fiabilité au moins égale à celle de la Senelec, et calcul des coûts moyens actualisés de l'énergie pour les mêmes puissances.

- Enfin, comparaison technico-économique des résultats obtenus.

TABLE DES MATIÈRES

<u>TITRE</u>	<u>PAGE</u>
DEDICACE	I
REMERCIEMENTS	II
SOMMAIRE	III
<u>INTRODUCTION</u>	1
<u>CHAPITRE-I</u>	
I <u>Aspects de La distribution</u>	3
1° Aspects techniques et économiques	3
2° Service public assuré par le réseau	4
3° Effet d'une mauvaise qualité de service	5
II <u>Critères de design</u>	7
1° <u>Paramètres économiques</u>	
1-1 Durée de vie économique des ouvrages	7
1-2 Méthode comparative utilisée	7
1-3 Taux d'actualisation	9
1-4 Intérêts intercalaires	9
1-5 Calcul de rentabilité	10

2°. <u>Autres Paramètres</u>	10
2-1° choix gamme de puissance	10
2-2° choix des tensions	11
2-3° choix des longueurs de câbles	11
2-4° Nombre d'heures d'utilisation	12

CHAPITRE - II

I : <u>Caractéristiques Principales du marché de l'énergie</u>	13
1° Répartition des ressources	13
2° Carte électrique du Sénégal	13
3° Répartition des ventes	13
II : <u>Fiabilité et disponibilité du réseau électrique</u>	14
2° Bilan des coupures sur défauts	14
3° Bilan des coupures pour travaux	15
4° Bilan des délestages	15
5° MEAN TIME BEFORE FAILURE	16
6° MEAN TIME TO REPAIR	17
7° conclusion Partielle	18

CHAPITRE - III

<u>Etude technico. économique des différents modes d'alimentation en énergie : Calcul des coûts par kwh.</u>	19
--	----

I : <u>Données économiques sur les liaisons par ligne</u>	20
1° <u>Calcul coûts de la ligne électrique</u>	20

1.1- Coût unitaire des ouvrages	21
1.2- Tableaux des coûts fixes par kwh.	26
1.2.1 - utilisation 12 heures par jour	26
1.2.2 - utilisation 24 " " "	30
2- <u>Tarifification de l'énergie au Sénégal</u>	34
2-1 Factures.	34
2-2 horaires d'utilisation	35
2-3 Coûts de l'énergie consommée	35
3- <u>Coûts moyens de revient du kwh</u>	37
3-1 <u>Fonctionnement 12hrs/jour</u>	39
3-1-1 M.T 30Kv	
3-1-2 M-T 6.6 Kv	
3-1-3 Zone Franche : 30Kv	
3-1-4 H.T 90 Kv	
3-2 <u>Fonctionnement 24hrs/Jour</u>	44
3-2-1 M.T. 30kv	
3-2-2 M.T. 6.6 Kv	
3-2-3 Zone Franche : 30Kv	
3-2.4 H.T : 90 Kv	

II - Données économiques sur alimentation par centrale autonome.

1- <u>Buts de l'autoproduction</u>	49
2- <u>choix des moyens de production</u>	49
2-1 Chutes d'eau	
2-2 Turbines à gaz	
2-3 Turbines à vapeur	

2.4:	Moteurs diesel	52
2.5:	Centrale à charbon	52
3-	<u>Prix de revient du kwh produit</u>	54
3-1:	<u>MÉTHODE DE CALCUL</u>	
3-1-1:	Coût moyen actualisé du kwh	
3-1-2:	Présentation par annuités	56
3-1-3:	Coûts fixes	57
3-1-4:	Coûts proportionnels	58
3-1-5:	Prix de revient	
3-2:	<u>Critère de dimensionnement du Parc autonome</u>	59
3-3:	<u>Disponibilité des unités</u>	60
3-4:	<u>Données de base sur les équipements envisagés</u>	61
3-5:	<u>Coûts moyens actualisés</u>	65
3-5.1	Exemples de calcul	66
3-5.2	Tableaux des résultats.	76

CHAPITRE IV

COMPARAISON · ECONOMIQUE

I-	<u>Etude comparative des solutions technico-économiques.</u>	81
1.1:	Tableaux comparatifs	81
1.2:	Interprétations des résultats et économie conclusion . partielle	84

CHAPITRE V

<u>CONCLUSION</u> <u>RECOMMANDATIONS</u>	88
---	----

<u>ANNEXES</u>	92
----------------	----

Annexe A : Note de comparaison entre les moteurs diesel semi-rapides à 4 temps et les moteurs lents à deux temps.

Annexe B : Calcul d'un optimum dans la 95 sécurité de l'alimentation électrique.

Annexe C : Exemple de Calcul du Coût implicite d'un bouclage. 97

Annexe D : Méthode de comparaison 99
graphique des solutions technico-économiques

Annexe E : Schémas : situation actuelle de l'énergie au Sénégal.

BIBLIOGRAPHIE

INTRODUCTION

L'entreprise, comme toute autre chose doit suivre la dialectique de l'histoire ; ainsi requiert-elle une réadaptation, contenue en tenant compte de divers facteurs influençant la valeur marginale de ses produits.

Si on analyse la lourdeur de la facture de l'énergie dans les entreprises sénégalaises et on évalue son influence sur le prix de revient de ses produits, il s'avérerait nécessaire de faire des études technico-économiques, tant chez le consommateur que chez le distributeur d'énergie électrique, pour une production ou une consommation et une gestion rigoureuse de l'énergie assurant la couverture des besoins aux meilleures conditions de coût.

En effet, l'énergie est une source indispensable à l'entreprise, au même titre que le capital, le personnel ou les matières premières. Ce n'est certes pas la préoccupation majeure des responsables, surtout si son coût ne représente qu'une faible part du chiffre d'affaires. Mais si l'on réfléchit aux conséquences que pourrait avoir une rupture d'approvisionnement, on se rend compte du caractère vital de cette ressource et de la nécessité d'une gestion rigoureuse qui permettra :

- Les approvisionnements, avec pour objectif, de mettre à disposition de l'entreprise les quantités d'énergie nécessaires, au moindre coût, dans des limites de qualité définies et en rendant minimaux les risques d'interruption de fourniture.

- des investissements avec pour objectif de faire prendre en considération la variable consommation d'énergie dans les choix, voire de proposer certains investissements lorsqu'ils seront justifiés par les économies d'énergie qu'ils permettront.

Il est donc question dans cet ouvrage de faire, en fonction de la grosseur de l'entreprise (sa puissance), de la position géographique (distance par rapport à une source d'énergie), de la fiabilité du réseau actuel de la société nationale d'énergie (SENELEC), une étude comparative entre l'alimentation par centrale autonome ou par le réseau. Cette étude technico-économique de la production interne d'énergie électrique doit aboutir à un choix, dont l'élément principal sera le prix de revient de l'énergie électrique sans autoproduction et avec diverses hypothèses d'autoproduction.

Ainsi, le calcul du prix de revient par kilowatt-heure (kwh) consommé à partir du réseau, intégrant l'amortissement du coût de la ligne, comparé à celui d'un système autonome, permettra à une nouvelle société, de bien choisir son mode d'alimentation. Toutefois, pour une société déjà existante, en analysant le manque à gagner causé par la fréquence des ruptures du réseau et l'évolution des prix de l'énergie de la SENELEC, ne serait-on pas en mesure, d'estimer à partir de quelles situations, ces prix deviennent prohibitifs, c'est-à-dire supérieurs au coût de production d'un système autonome ?

I- ASPECTS DE LA DISTRIBUTION

1- ASPECTS TECHNIQUES ET ECONOMIQUES DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

Le rôle essentiel que joue l'électricité dans notre civilisation tient à la facilité de ses transformations réciproques avec les autres formes d'énergie et de son transport. La consommation d'énergie électrique est étroitement corrélée avec le développement économique de chaque pays. Les réseaux ont la mission essentielle de véhiculer et de répartir le produit que constitue l'énergie électrique. Ils exercent, par ailleurs, une incidence considérable sur le coût de la fourniture de l'électricité à ses usagers. Le document a été rédigé en cherchant à réaliser un partage équitable entre les questions scientifiques ou techniques et les questions économiques que les réseaux d'énergie posent aussi bien à ceux qui en attendent un service qu'à ceux qui ont la charge d'assurer ce service.

En effet, si la science doit poursuivre ses développements, libre de toute contrainte, la technique est liée étroitement à l'évolution et aux possibilités de l'activité économique. Parmi les techniques possibles, on choisit et on fait progresser celle qui est réputée conduire à la solution optimale. Autrefois, c'est "l'homme de l'art" qui orientait la technique grâce à son expérience professionnelle. Aujourd'hui, on ne découvre la meilleure voie qu'au tra-

vers des études poussées et, souvent volumineuses. La technique n'est qu'un moyen d'agir avec efficacité. Elle est par nature le point de rencontre entre la science et l'économie. Cela est particulièrement vrai pour les techniques de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Leur analyse doit s'attacher aussi bien aux aspects scientifiques qu'aux aspects économiques, sous peine de ne pas faire saisir, ni les raisons qui ont conduit aux choix de tel mode de production, de tels matériels ou de telles structures au lieu d'autres, ni celles qui orientent le développement des réseaux et le perfectionnement des méthodes d'exploitation.

L'énergie électrique est modulable très facilement, ce qui constitue un remède à la difficulté de stockage en réalisant un équilibre permanent dans les réseaux entre production et consommation. D'aspect ondulatoire est mis ici à profit pour le transport de l'énergie électrique. En effet, les lignes électriques ne transportent pas des quantités d'électricité, comme les canaux transportent de l'eau. Ce ne sont que des guides d'onde qui obligent l'énergie d'un champ électromagnétique à suivre un trajet fixe.

2° SERVICE PUBLIC ASSURÉ PAR LE RESEAU

La construction et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique ont manifestement les caractéristiques d'une industrie. Elles nécessitent l'usage de machines

Complexes, d'une technique évoluée, le recrutement d'une main d'œuvre très qualifiée, et surtout des investissements très importants. (C'est de loin l'industrie la plus "capitalistique").

Mais cette industrie a un aspect particulier, car la "marchandise" qu'elle produit, l'énergie électrique, est un flux mis à la libre disposition des consommateurs à tout instant. Certes des conditions limitatives sont fixées au préalable, mais le contrôle en est très souple et généralement fait a posteriori. En particulier le paiement est effectué bien après la consommation. Aussi peut-on dire, qu'il s'agit moins de la livraison d'un produit que de la mise à disposition d'un service.

Comme chacun peut utiliser ce service sous des conditions très générales (garantissant en particulier l'égalité de traitement), et contrôlé par l'Etat, il s'agit d'un service public. Le caractère de service public a une influence prépondérante sur la conception et l'exploitation des réseaux.

Ceci permet à l'ETAT de suggérer dans le cahier de clauses et conditions générales de la SENELEC certaines qualités de service. Le prix en dépend ainsi, car plus la qualité est élevée, plus grandes doivent être les dépenses d'investissement et d'exploitation.

3°- EFFETS D'UNE MAUVAISE QUALITE DE SERVICE

On dira que le service livré est de bonne qualité que si la tension et la fréquence du réseau restent voisines

des valeurs définies pour les appareils utilisant l'énergie électrique, et que si les interruptions de service ne sont pas trop fréquentes.

En effet les variations de tension nuisent au rendement des applications lumineuses, thermiques et mécaniques de l'énergie électrique. (cf. cours d'électricité 3-12 et 4-12). Si ces variations se font par sauts brusques, leur répercussion entraînent des variations de vitesse, donc de couple dans les moteurs et des variations d'induction, donc de pertes dans les circuits magnétiques. Les interruptions de service occasionnent une gêne pour les usagers; gêne parfois purement psychologique, (cf. B.T.T éclairage artificiel dans les ateliers et les bureaux: Genève 1965), mais souvent matérialisée par des dégâts coûteux dans les produits fabriqués par certaines entreprises: l'arrêt uniquement d'un filte à Taïba pendant une heure occasionne un manque à gagner estimé à plus de 156.000 francs CFA (voir mon rapport de stage ouvrier à Taïba en 1982).

Les défaillances ci mentionnées, augmentent ainsi la durée des temps improductifs dans les entreprises et diminuent en conséquence le rendement des machines et des ouvriers. (cf. introduction à l'ETude du Travail).

Il faut donc, que l'assurance et l'accroissement de qualité et de continuité du service, d'une solution à une autre, soit une bonne mesure du gain dont bénéficie l'économie, (c'est-à-dire l'utilisateur) gain à mettre en balance avec les dépenses supplémentaires qui ont permis ceux-ci.

II - CRITERES DE DESIGN

Il nous paraît utile de mettre en relief dans cette partie les différents critères qui ont permis l'élaboration des calculs des prix de revient par kilowatt-heure consommé et de la méthode comparative utilisée.

1° PARAMETRES ECONOMIQUES

1-1. DUREE DE VIE ECONOMIQUES des OUVRAGES

- lignes aériennes moyenne tension (MT) et haute tension (HT) : 25ans.
- Postes et transformateurs : MT/BT : 25ans.
- Postes et transformateurs : HT/MT : 25ans.
- centrales thermiques : 25ans.

Les durées de vie économiques des ouvrages ont été retenues à partir du cahier des charges de la SENELEC. Mentionnons aussi que ce sont des valeurs couramment utilisées pour des études de distribution, autant en Europe qu'en Amérique du Nord.

Cependant dans le cadre de cette étude, nous nous proposons de faire l'étude comparative entre l'alimentation par réseau ou par système autonome que pour une durée de 20 ans.

1-2. METHODE Comparative utilisée.

Comme pour tout investissement le choix économique entre les diverses solutions de réaliser un ouvrage considéré afin de satisfaire un besoin peut se faire

par des méthodes différentes. Pour nous, on prend la méthode générale consistant à comparer l'évolution du réseau sur un nombre d'années correspondant à la vie de notre ouvrage à réaliser. En fait pour le type de centrale retenue, on sera conduit à considérer une suite de travaux étalés dans le temps (travaux d'équipement, d'entretien et d'exploitation) et à estimer pour chaque travaux des coûts annuels.

Cependant, comme ces coûts sont étalés sur un certain nombre d'années et cela de façon inégale, il est indispensable d'appliquer la théorie de l'actualisation - d'actualisation résulte de ce que des dépenses doivent être faites à des instants différents et qu'il est indispensable pour comparer des solutions différentes de trouver une mesure commune à une dépense actuelle et à une dépense future.

En fait le processus de l'actualisation correspond à une réalité profonde qui transcende même le système économique. Rappelons que cette théorie part du fait que dépenser un franc dans 2 ans ne peut pas être équivalent à dépenser ce franc tout de suite : l'environnement économique aura évolué entre temps et les conséquences résultant de cette dépense de un franc seront nécessairement plus faibles dans le premier cas que dans le second (un franc dans 2 ans équivaut à $1/(1+a)$ Franc tout de suite : cf n'importe quel ouvrage économique ; a = taux d'actualisation).

Toutefois, on suppose ici que la valeur de l'invest-

tissement se transmettait en permanence au produit (la valeur du réseau et de la centrale à l'énergie électrique qu'il (ou elle) permet de transporter (ou produire), l'investissement fait alors l'objet d'un investissement annuel. Mais la transmission ne pouvant pas être définie avec précision, on admet alors la supposition qui consiste à admettre qu'une même fraction de la valeur de l'investissement est amortie chaque année et qui ne prend donc pas en considération les variations éventuelles d'usage de l'ouvrage réalisé et du produit d'une année à l'autre.

1.3. TAUX D'ACTUALISATION

Au SENEGAL, dans le cadre de l'évaluation des projets à court, moyen et même à long terme, le SENELEC effectue l'optimisation des réseaux et le choix entre les différentes alternatives avec un taux d'actualisation de 12%. Dans l'optique de trouver une mesure commune, nous avons considéré le même taux.

1.4. LES INTÉRÊTS INTERCALAIRES

Ce sont des intérêts durant la construction de l'ouvrage. Ces intérêts représentent les dépenses propres du maître d'œuvre, en grande partie constituées par des salaires et réparties uniformément dans le temps. Ainsi les dépenses fixes d'investissement pour les différents types de centrale, sont toujours majorées des intérêts intercalaires. Ils sont évalués d'après

Le cahier de clause de la SENELEC à un certain pourcentage, du coût d'investissement initial de la centrale; dépendamment de la durée de construction:

- durée de construction sans (TAG): 6%.
- durée de construction sans (diesel): 12.2%.
- durée de construction sans (Vapeur): 19.1%.

Ainsi à la date de mise en service industriel de notre centrale, le coût d'investissement global devient le coût d'achat des groupes plus les intérêts intercalaires, à amortir, durant 20ans.

1.5. CALCUL DE RENTABILITE

Dans tous les calculs, on ne tiendra pas compte des effets de l'inflation; elle-ci, tant qu'elle joue de la même façon sur les différents prix, ne modifie en rien les conditions du choix final. Elle jouerait d'ailleurs un rôle favorable en diminuant l'importance relative des annuités de remboursement des emprunts (cf. cours gestion financière. chap. Emprunts bancaires).

2°: AUTRES PARAMETRES

2.1. CHOIX GAMME DE PUISSANCES

Pour une étude générale, comme celle-ci, et vu la gamme élargie de puissances, souscrites des entreprises au Sénégal, on ne peut que choisir un échantillon représentatif dans notre économie. Ainsi en rapport avec le choix de tension, on choisira des entreprises de puissance:

P en kw

50	100	250	500	1000	2000	3000	6000	12000	18000	22000
----	-----	-----	-----	------	------	------	------	-------	-------	-------

2.2. CHOIX DES TENSIONS

L'étude étant axée que sur la consommation industrielle, on choisira que la moyenne et haute tension, choix d'autant plus justifié par le fait ^{que} le cahier de clauses donne à la SENELEC la possibilité de passer à la Moyenne tension dès que la puissance demandée dépasse 32kw. Au Sénégal, les tensions disponibles dans cette gamme sont:

- Moyenne tension: 6.6kv et 30kv.
- Haute tension: 90kv.

2.3. CHOIX DES LONGUEURS DE CÂBLES

Nous estimons des entreprises de puissances définies, ci-haut situées dans un endroit géographique distant d'un point d'alimentation possible de x variant entre:

 x en km.

2	5	10	30	50	100	150	250	300
---	---	----	----	----	-----	-----	-----	-----

Théoriquement il existe une longueur limite maximale d'un départ qui est fixée par les contraintes de chute de tension (limitées à 5%) et par la valeur minimale du courant de court-circuit nécessaire pour obtenir un réglage satisfaisant de la protection de sensibilité de phase des feeders MT. Mais ceci est loin d'être respecté par notre société distributrice. (voir le réseau interconnecté du Sénégal).

24. NOMBRE D'HEURES D'UTILISATION

Dans cette étude, nous supposons un fonctionnement de nos entreprises de 12 heures par jour ou de 24 heures par jour.

Cependant, au Sénégal, la réalité est que, bon nombre d'entreprises, dans le souci d'un entretien et d'une maintenance adéquats, fonctionnent dans les 52 semaines de l'année que 48 semaines, pour une révision générale de leurs installations.

Ainsi, nous nous sommes proposés de porter notre étude que sur 4040 heures de fonctionnement ou 8088 heures de fonctionnement annuel, des entreprises considérées, en d'autres termes, de la gamme de puissances étudiées.

CHAPITRE II

CARACTÈRES PRINCIPAUX
du marché de l'ÉNERGIE-
FIABILITÉ du RÉSEAU

I- CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES du MAR- ché de l'ÉNERGIE au SÉNÉGAL (cf. ANNEXE E)

1° RÉPARTITION des RESSOURCES (fig 5-0)

L'étude de la carte du Sénégal avec les répartitions des ressources et industries montre ... une forte concentration des entreprises vers l'OUEST du Sénégal. Ce qui provoque une saturation de la structuration du réseau à proximité des principales centrales de la SENELEC, une mobilisation de la population vers l'ouest et une surprotection des lignes dans le Cap-vert.

2° CARTE ELECTRIQUE du SENEGAL (fig 5-1)

L'analyse de la carte électrique du Sénégal nous montre que la distribution de l'énergie est assurée par un réseau général composé d'un réseau interconnecté (liaisons entre Cap-de-Pêche, la centrale de St Louis et celle de Kahone), et de trois centrales autonomes diesel (Tamba, Ziguinchor et Kolda) ainsi que de micro-centres éparpillés dans les départements. Les différentes centrales reliées, produisant de l'énergie pour la zone concernée, mais aussi à l'aide de points d'ouverture ou de fermeture, peuvent assurer la reprise de certaines charges en cas de défaut de l'autre côté de la ligne. Mais ceci pose le problème de capacité des centrales de St Louis et Kahone et de la disponibilité suffisante pour assurer une certaine continuité de service.

3° RÉPARTITION des VENTES (fig 5-2)

La concentration des entreprises à l'ouest du Sénégal, mon-

tre l'influence de cette zone sur la répartition des ventes. En effet, la figure 5-2, révèle que le Cap Vert (essentiellement Dakar et Rufisque) totalise environ 68% des ventes de la SENELEC. Les deux plus grands consommateurs au Sénégal, sont SOCOCIM et Taïba. Lorsque les ventes H.T (deux clients: Mines de phosphates de Taïba et SOCOCIM-cimenterie) sont exclues, la part du Cap Vert, révélée par le rapport 39432.7-85, passe à près de 79%. Rappelons que le réseau H.T se limite uniquement de Cap de Biche vers Dakar et vers Taïba en passant par le Poste Thionn de Thiès - Le réseau interconnecté (Fig 1-2) nous montre ainsi que l'importance des ventes se trouve au niveau de la MT et HT.

II - FIABILITÉ DU RESEAU

Les statistiques de la SENELEC en 1984, nous permettent de dresser les bilans des coupures sur les réseaux et de calculer la disponibilité et la fiabilité, à cause de la qualité dépressive des réseaux: état vétus des conducteurs.

2. Bilans des Coupures sur défauts

RESEAUX	Nbre de Coupures sur défauts			Durée de Coupures en mn		
	1984	1983	Evolution%	1984	1983	Evolution%
BEL-AIR 6.6kv	244	190	24.49	5080	2391	112.46
S/station 6.6kv	218	233	-6.44	8720	4564	91.06
30 KV	839	769	9.10	10779	16871	-36.11

90 KV	38	16	137.5	4030	6436	- 37.38
Totaux	1339	1184	1309	28.609	30.262	- 5,46

3- Bilan des Coupures pour travaux

RESEAUX	Nbre de Coupures Pour travaux			Durée en mn		
	1984	1983	Evol %	1984	1983	Evol
BEL. Air. 6.6kv	28	35	-20	9639	/	/
s/station 6.6kv	64	65	-1.54	32174	/	/
30 K	65	80	-18.75	25478	/	/
90 K	70	44	59.09	21653	/	/
Totaux	227	224	1.33	88964	/	/

4- Bilan des délestages

des délestages, au niveau de la sénélec, consistent à une opération de coupure momentanée de courant dans certains secteurs du réseau.

RESEAUX	Nbre de Coupures Par délestages			Durée en mn		
	1984	1983	Evolut %	1984	1983	Evolut %
Bel. air 6.6KV	874	805	8.57	35264	20354	73,25
s/station 6.6KV	1095	536	104.29	38709	17885	116.43
30 KV	1612	1345	19.85	52426	26775	95,80
90 KV	81	18	72.22	2225	2017	10,31
Totaux	3612	2704	33.58	128.626	67031	91,89

A partir de ces données, nous pouvons calculer le nombre de bris par heure dans l'année 1984 en vue de déterminer le temps moyen de bon fonctionnement (MTBF), le temps moyen de réparation (MTTR), la disponibilité et la fiabilité de réseaux.

- Taux de bris λ :

$$\lambda = \frac{\text{Nbre total de bris dans l'année pour chaque réseau}}{\text{Nbre total d'heures dans l'année (8760h)}}$$

- 5. MEAN TIME BEFORE FAILURE

Si on approche la fonction de densité par une fonction exponentielle, alors on a:

$$\text{MTBF} = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^{\infty} t \frac{dR(t)}{dt} dt$$

avec $f(t)$: fonction de densité

$R(t)$: fiabilité du système = $e^{-\lambda t}$.

En procédant par intégration par partie, on aura:

$$\int u dv = uv - \int v du \text{ avec:}$$

$$v = R(t) \Rightarrow dv = dR(t)$$

$$u = t \Rightarrow du = dt$$

donc:

$$\text{MTBF} = - \int_0^{\infty} t \frac{d(R(t))}{dt} dt$$

$$= -t R(t) \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} R(t) dt.$$

$$= \int_0^{\infty} R(t) dt$$

$$M.T.B.F = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} e^{-\lambda t} \Big|_0^{\infty} = \frac{1}{\lambda}$$

Donc :

$$\boxed{M.T.B.F = \frac{1}{\lambda}}$$

6. M.T.T.R.

De même, on définit le MTTR par le rapport entre la durée totale de réparation et le nombre total de bris dans l'année 84.

i.e :

$$\boxed{M.T.T.R = \frac{T_R(\text{heures})}{N(\text{bris})}}$$

- Disponibilité

On démontre, ainsi dans le cours de la recherche opérationnelle (P.25) que la disponibilité A des réseaux, définie comme la probabilité de trouver le réseau en état de bon fonctionnement, est :

$$\boxed{A = \frac{M.T.B.F}{M.T.B.F + M.T.T.R}}$$

- Fiabilité

Du fait que la fonction de densité est, supposée être exponentielle, alors la fiabilité $R(t)$ sera :

$$\boxed{R(t) = e^{-\lambda t}}$$

Les résultats ainsi obtenus sont consignés dans le tableau ci dessous :

RÉSEAUX	N (Σbis)	TR (Σdurées heures)	λ (bis/h)	M.T.B.F (Tic en bis)	M.TTR (T _R /N)	A (%)	R(Ti) (%)
BEL. AIR.	1146	833	0.131	7.63	0.727	91	36.8
6.6 Kv	1377	1327	0.157	6.37	0.963	87	36.8
30 Kv	2516	1478	0.287	3.48	0.587	86	36.8
90 Kv	139	202.7	0.0159	62.89	1.458	97	36.8

7. Conclusion. Partielle :

En examinant les tableaux précédents, nous notons sur l'ensemble du réseau une augmentation du nombre de coupures par rapport à l'année précédente. Cela a une cause principale : l'état très vétus des conducteurs. Le réseau le plus touché par les coupures sur défauts est le ligne 30 kv qui sillonne tout le pays.

Cependant, la forte disponibilité de réseaux (86 à 97%) s'explique par la baisse des durées de coupures, ce qui montre une certaine rapidité dans les interventions. Par contre le manque d'entretien préventif condamne les réseaux à avoir une faible fiabilité (36.8%).

ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DES DIFFERENTS MODES D'ALI- MENTATION EN ENERGIE

A Travers cette étude technico-économique de production d'énergie électrique, nous essayerons d'aboutir à un choix, dont l'élément principal, sera le prix de revient de l'énergie électrique sans auto-production (alimentation par le réseau de la SENELEC) ou avec diverses hypothèses d'autoproduction (alimentation par centrale autonome)

CHAPITRE-III

CALCUL DES COÛTS PAR KWH

I°: DONNEES ECONOMIQUES SUR LES LIAISONS PAR LIGNES

Nous tenons tout d'abord, à rappeler que le nouveau cahier des charges approuvé le 2 octobre 1984 par le conseil des ministres prévoit que pour la desserte en MT et HT, la SENELEC supportera 20% des dépenses de premier établissement et le client 80% restant.

Dans cette partie, nous aborderons l'étude du prix de revient par kilowatt-heure (kwh) pour les sections de lignes les plus couramment utilisées au SENEGAL :

- . 148 mm² et 54.6 mm² pour la MT (6.6 kv et 30 kv)
- . 288 mm² et 228 mm² pour la H.T (90 kv).

Pour la H.T., nous calculerons le prix de revient pour une entreprise située dans le Cap-Vert ou dans les autres régions. Car il existe une différence de prix du kilomètre de ligne dans ces deux cas; différence due à la protection supplémentaire exigée dans la zone du Cap-Vert où le réseau est dense.

1°: CALCUL DU COÛT DE LA LIGNE

Le coût de construction des lignes dépend de beaucoup de la nature des terrains traversés. un terrain difficile conduit :

- Soit à un renforcement mécanique (dont la conséquence est de réduire les écarts de coûts en fonction de

La tension.)

- Soit à un allongement

Les dépenses annuelles d'entretien des lignes aériennes sont faibles et réparties assez régulièrement dans le temps. Elles sont à la charge de la SENELEC.

Cependant, dans une étude générale, on ne peut que raisonner sur un coût moyen, défini par des prix kilométriques. Le prix par kilomètre de ligne comprend les prix :

• des pylônes, des massifs de béton et des ancrages nécessaires à leur bonne tenue, du levage de ces pylônes, des isolateurs, des accessoires de suspension, des conducteurs et de leur tirage, auxquels il faut ajouter le coût des études du tracé, des contrôles et des droits de passage.

1.1. COÛTS UNITAIRES DES OUVRAGES

Cette section présente les coûts unitaires des ouvrages considérés dans cette étude, soit :

- les lignes M.T. : 30 kV et 6.6 kV.
- les postes M.T./B.T.
- les lignes 90 kV.
- les postes H.T./M.T.

Les coûts ci-dessous sont essentiellement les mêmes coûts que ceux utilisés pour l'étude de Dabou et sont représentatifs des conditions économiques de fin 1984, plus précisément du 1^{er} Janvier 1985, dans un marché ouvert à la compétition internationale. Ils sont

exemptés de toutes taxes et de tous droits de douane. sont inclus dans les estimés :

- les études, la fourniture (livrée au site).
- le génie civil et le montage.

MOYENNE TENSION

- RESEAU 30KV

<u>Lignes :</u>		<u>Coût en millions</u>
<u>Section :</u>	148 mm ²	7.85 Fcfa / km
	54.6 mm ²	5.68 Fcfa / km
<u>Postes :</u>		
	Cabine maçonnerie haute	8.8 Fcfa

- RESEAU 6.6 KV

<u>Lignes :</u>		<u>Coût en millions</u>
<u>Section :</u>	148 mm ²	4.43 Fcfa / km
	54.6 mm ²	3.22 Fcfa / km
<u>Postes :</u>		
	Cabine basse	6.86 Fcfa

HAUTE TENSION

- RESEAU 90KV

<u>Lignes</u>	<u>Coût (millions)</u>	
	<u>CAP-Vert</u>	<u>Autres Régions</u>
<u>Section :</u> 288 mm ²	25.7 Fcfa/km	19.8 / km
228 mm ²	23.8 Fcfa/km	18.3 / km
<u>Postes :</u>		
Génie civil + équipement commun :		300.

Ainsi, nous avons pour un réseau donné, une équation du coût en fonction de la longueur x de ligne en kilomètres sous la forme :

$$C = Ax + B$$

avec : A = coût par kilomètre de ligne

x = nombre de km.

B = coût du poste complet.

C = coût d'investissement total.

Les coûts obtenus ci-dessous en fonction des niveaux de tension, constituent les coûts d'investissement initiaux, donc les coûts fixes pour une alimentation par le réseau. Ils sont consignés dans les tableaux ci-après :

- RESEAU 6.6 KV

DISTANCES SECTIONS (km) (mm ²)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
148	15.10	27.88	61.43	167.83	274.23	540.23	806.23	1238.23	1604.23
54.6	12.76	22.03	46.83	124.03	201.23	396.23	587.23	973.23	1166.23

COÛT = f (distance et section) En millions FFA

- RESEAU 30KV

DISTANCES SECTIONS (km) (mm ²)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
148	23.56	46.18	104.76	203.16	481.56	952.56	1423.56	2365.56	2836.56
54.6	19.40	35.78	78.72	215.64	351.36	692.16	1032.96	1716.56	2055.36

COÛT = f (d, s) En millions de FRANCS
CFA.

moyen de revient fixe para :

$$C_m = \frac{F}{P_d \times h} = \frac{C}{20 \cdot P_d \times h} \quad (\text{FCFA/kwh})$$

Application numérique.

$$x = 50 \text{ km.} \quad S = 148 \text{ mm}^2$$

Pour réseau 6.6 kV : $C' = 274.23 \cdot 10^6 \text{ FCFA.}$

$$\text{alors : } F = \frac{C}{20} = \frac{0.80 \times 274.23 \cdot 10^6}{20}$$

$$F = 10.969.200 \text{ FCFA/an.}$$

d'où le coût moyen fixe pour une entreprise de puissance $p_d = 50 \text{ kw}$ fonctionnant 12 heures par jour :

$$C_m = \frac{F}{P_d \times h} = \frac{10.969.200}{50 \times 12 \times 337} = 54.25 \text{ FCFA/kwh}$$

$$C_m = 54.25 \text{ FCFA/kwh}$$

Ce même principe de calcul, nous permet ainsi, de déterminer et de consigner les coûts fixes en fonction de la puissance et du nombre d'heures annuel de fonctionnement pour les différentes tensions, dans les tableaux ci-après.

1-8] Coûts fixes PAR kWh (F_{cfa}/kwh)

1-2-1. UTILISATION 12 heures PAR JOUR

Réseau 30 kV

d(km) P(kw)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	5.83 (1)	11.42	20.78	58	96.26	188.0	281.62	468	561.12
	4.80 (2)	8.85	15.57	42.66	69.50	136.9	200.3	339.2	406.6
100	2.92	5.71	10.36	29.00	47.63	94.20	140.31	234	280.6
	2.40	4.42	7.79	21.35	34.78	68.53	102.27	169.76	203.5
250	1.17	2.28	4.14	11.6	19.00	37.69	56.32	96.60	112.22
	0.96	1.77	3.11	8.53	13.90	27.38	40.87	67.84	81.32
500	0.58	1.14	2.07	5.80	9.52	18.80	28.16	46.80	56.11
	0.48	0.88	1.56	4.26	6.95	13.69	20.43	33.92	40.66
1000	0.29	0.57	1.03	2.90	4.76	9.42	14.08	23.40	28.06
	0.24	0.49	0.78	2.10	3.47	6.85	10.22	16.96	20.33
2000	0.14	0.28	0.51	1.45	2.38	4.70	7.04	11.70	14.02
	0.12	0.22	0.38	1.06	1.74	3.42	5.10	8.48	10.16
3000	0.10	0.19	0.34	0.96	1.58	3.10	4.70	7.80	9.36
	0.08	0.15	0.26	0.71	1.16	2.28	3.41	5.66	6.78
6000	0.05	0.09	0.17	0.48	0.79	1.57	2.34	3.90	4.68
	0.04	0.07	0.13	0.35	0.58	1.14	1.70	2.82	3.38
12000	0.023	0.045	0.084	0.24	0.39	0.78	1.17	1.94	2.34
	0.019	0.035	0.064	0.18	0.29	0.57	0.85	1.41	1.69
18000	0.016	0.031	0.060	0.16	0.26	0.52	0.78	1.30	1.56
	0.013	0.024	0.040	0.12	0.19	0.38	0.57	0.94	1.13
22000	0.013	0.025	0.050	0.13	0.22	0.42	0.64	1.06	1.27
	0.010	0.020	0.035	0.10	0.16	0.31	0.46	0.77	0.92

Tableau N° 1

Coûts en F_{cfa}/kwh

(1) section 148 mm²

(2) section 54.6 mm²

RESEAU. 6.6 kV

d (bn) P (kwh)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	3.74 ⁽¹⁾	6.90	12.15	33.2	54.25	106.9	159.5	264.7	317.35
	3.16 ⁽²⁾	5.44	9.26	24.54	39.81	78.00	116.2	192.5	230.70
100	1.87	3.45	6.68	16.16	27.13	53.43	79.74	132.37	158.68
	1.58	2.72	4.63	12.26	19.90	39.99	58.09	96.26	115.35
250	0.74	1.38	2.46	6.64	10.85	21.38	31.90	52.90	63.47
	0.62	1.09	1.86	4.90	7.96	15.60	23.23	38.50	46.14
500	0.37	0.69	1.22	3.40	5.42	10.69	15.95	26.47	31.70
	0.31	0.54	0.93	2.46	3.98	7.80	11.62	19.26	23.07
1000	0.19	0.34	0.61	1.66	2.71	5.34	7.97	13.23	15.87
	0.16	0.27	0.46	1.22	1.99	3.90	5.81	9.63	11.53
2000	0.09	0.17	0.30	0.83	1.35	2.67	3.98	6.61	7.93
	0.08	0.14	0.23	0.61	0.99	1.95	2.90	4.81	5.76
3000	0.06	0.112	0.20	0.55	0.90	1.78	2.66	4.42	5.29
	0.05	0.088	0.15	0.41	0.66	1.30	1.94	3.21	3.85
6000	0.03	0.056	0.10	0.27	0.45	0.89	1.33	2.21	2.64
	0.026	0.044	0.07	0.20	0.33	0.65	0.97	1.60	1.92
12000	0.015	0.028	0.05	0.13	0.22	0.44	0.66	1.10	1.32
	0.013	0.022	0.03	0.10	0.16	0.32	0.48	0.80	0.96
18000	0.010	0.019	0.03	0.096	0.152	0.30	0.44	0.74	0.88
	0.008	0.015	0.02	0.068	0.112	0.22	0.32	0.54	0.64
22000	0.008	0.015	0.024	0.072	0.112	0.24	0.36	0.60	0.72
	0.007	0.012	0.018	0.056	0.088	0.176	0.26	0.44	0.53

(1) section 148 mm²
 (2) section 54.6 mm²

Tableau N° 2
 Coûts en Fcfa/kwh.

RESEAU 90 RV

REGION DE DAKAR

d (km) P (rv)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	69.52 ⁽¹⁾	84.77	110.20	211.99	313.52	569.22	821.96	1330.36	1584.58
	68.76 ⁽²⁾	82.89	106.40	207.60	290.76	530.18	765.58	1236.40	1471.80
100	34.76	42.38	55.10	105.94	156.78	284.86	410.98	665.18	792.29
	34.38	41.44	53.22	100.3	147.38	265.09	382.79	618.2	735.90
250	13.90	16.55	23.24	42.36	62.70	113.06	144.38	246.08	316.92
	13.75	16.58	21.28	40.12	58.94	106.04	153.12	247.28	294.36
500	6.95	8.47	11.02	21.18	31.15	56.98	82.19	133.04	158.46
	6.87	8.29	10.64	20.06	29.47	53.02	76.56	123.64	157.18
1000	3.47	4.23	5.51	10.59	15.67	28.49	41.09	66.52	79.23
	3.43	4.14	5.32	10.03	14.73	26.51	38.28	61.82	73.59
2000	1.73	2.11	2.75	5.29	7.83	14.24	20.54	33.26	39.61
	1.71	2.07	2.66	5.01	7.36	13.25	19.14	30.91	36.79
3000	1.16	1.41	1.84	3.54	5.24	9.48	13.70	22.18	26.42
	1.15	1.38	1.78	3.37	4.92	8.84	12.76	20.60	24.52
6000	0.58	0.71	0.92	1.77	2.62	4.74	6.85	11.09	13.21
	0.57	0.69	0.89	1.67	2.46	4.42	6.38	10.30	12.26
12000	0.29	0.35	0.46	0.88	1.31	2.37	3.42	5.54	6.60
	0.28	0.34	0.44	0.83	1.23	2.21	3.19	5.15	6.13
18000	0.193	0.235	0.30	0.60	0.86	1.58	2.28	3.70	4.40
	0.191	0.230	0.28	0.56	0.82	1.48	2.12	3.40	4.10
22000	0.161	0.192	0.26	0.48	0.72	1.30	1.88	3.02	3.60
	0.156	0.188	0.24	0.44	0.68	1.20	1.74	2.82	3.34

(1) SECTION 288 mm²
 (2) SECTION 228 mm²

Tableau N° 3
 Coûts en Fcfa/kwh

1.2.2. FONCTIONNEMENT 24 heures/Jour
RESEAU 30 KV

d (km) \ P(kw)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	2.91 ⁽¹⁾	5.71	10.36	29.00	47.63	94.20	140.81	234.	280.6
	2.40 ⁽²⁾	4.42	7.78	21.33	34.75	68.46	102.17	169.6	203.3
100	1.46	2.85	5.18	14.5	23.81	47.10	70.40	117	140.28
	1.20	2.21	3.89	10.67	17.39	34.26	51.13	84.88	101.75
250	0.58	1.14	2.07	5.80	9.52	18.84	28.16	46.30	56.11
	0.48	0.88	1.55	4.20	6.95	13.69	20.43	33.92	40.66
500	0.29	0.57	1.03	2.90	4.76	9.48	14.08	23.40	28.65
	0.24	0.44	0.77	2.10	3.47	6.84	10.21	16.94	20.33
1000	0.14	0.28	0.51	1.45	2.38	4.71	7.04	11.70	14.63
	0.12	0.22	0.38	1.05	1.73	3.42	5.11	8.48	10.16
2000	0.07	0.14	0.25	0.72	1.19	2.35	3.52	5.85	7.01
	0.06	0.11	0.19	0.52	0.86	1.71	2.55	4.24	5.08
3000	0.05	0.09	0.17	0.48	0.79	1.57	2.35	3.90	4.68
	0.04	0.07	0.13	0.35	0.58	1.14	1.70	2.83	3.39
6000	0.03	0.05	0.085	0.240	0.395	0.78	1.17	1.95	2.34
	0.02	0.04	0.065	0.175	0.290	0.57	0.85	1.41	1.69
12000	0.011	0.022	0.042	0.120	0.197	0.39	0.585	0.97	1.17
	0.009	0.017	0.032	0.09	0.145	0.285	0.425	0.705	0.845
18000	0.008	0.015	0.03	0.08	0.13	0.26	0.39	0.65	0.78
	0.006	0.012	0.02	0.06	0.09	0.19	0.28	0.47	0.54
22000	0.006	0.012	0.025	0.06	0.11	0.21	0.32	0.53	0.63
	0.005	0.010	0.017	0.05	0.08	0.15	0.23	0.38	0.46

Tableau N° 5

(1) SECTION 148 mm²
 (2) SECTION 54.6 mm²

Coûts en FCPA /kwh

RESEAU. 6.6 KV

d (km) P (kw)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	1,87 ⁽¹⁾	3.45	6.07	16.60	27.12	53.43	79.74	132.40	158.67
	1.58 ⁽²⁾	2.72	4.63	12.27	19.90	38.99	58.08	96.26	115.35
100	0.93	1.72	3.04	8.30	13.56	26.71	39.87	66.18	79.33
	0.79	1.36	2.31	6.13	9.95	19.49	29.04	48.13	57.67
250	0.37	0.69	1.21	3.32	5.42	10.69	15.95	26.47	31.73
	0.31	0.54	0.93	2.45	3.98	7.80	11.61	19.25	23.07
500	0.18	0.34	0.60	1.66	2.71	5.34	7.97	13.23	15.86
	0.15	0.27	0.46	1.22	1.99	3.90	5.80	9.62	11.53
1000	0.09	0.17	0.30	0.83	1.35	2.67	3.98	6.61	7.93
	0.08	0.13	0.23	0.61	0.99	1.95	2.90	4.81	5.76
2000	0.045	0.08	0.15	0.41	0.67	1.33	1.99	3.30	3.96
	0.040	0.07	0.11	0.30	0.49	0.97	1.45	2.40	2.88
3000	0.030	0.056	0.10	0.27	0.45	0.89	1.33	2.21	2.64
	0.025	0.044	0.075	0.20	0.33	0.65	0.97	1.60	1.92
6000	0.015	0.028	0.05	0.13	0.22	0.44	0.66	1.10	1.32
	0.013	0.022	0.037	0.10	0.16	0.32	0.48	0.80	0.96
12000	0.007	0.014	0.025	0.060	0.11	0.22	0.33	0.55	0.66
	0.006	0.011	0.018	0.050	0.08	0.16	0.24	0.40	0.48
18000	0.005	0.009	0.015	0.048	0.076	0.15	0.22	0.37	0.44
	0.004	0.007	0.012	0.034	0.056	0.110	0.16	0.27	0.32
22000	0.004	0.007	0.012	0.036	0.060	0.120	0.18	0.30	0.36
	0.003	0.006	0.009	0.028	0.044	0.088	0.132	0.22	0.26

Tableau N° 6

(1) SECTION 148 mm²

coûts en Fcfa/kwh

(2) SECTION 54.6 mm²

RESEAU 90KV

REGION DE DAKAR

P (km)	P (km)	SECTION 288 mm ²		SECTION 288 mm ²		Costs on FWH kWh	
		(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)
2	2	0.078	0.080	0.094	0.12	0.094	1.67
5	5	0.095	0.115	0.13	0.24	0.096	1.8
10	10	0.117	0.15	0.14	0.28	0.115	2.05
30	30	0.140	0.22	0.170	0.41	0.140	2.20
50	50	0.145	0.23	0.175	0.44	0.145	2.57
100	100	0.175	0.28	0.23	0.49	0.175	3.30
150	150	0.28	0.34	0.34	0.83	0.28	6.13
250	250	0.29	0.35	0.46	0.88	0.29	6.60
300	300	0.57	0.69	0.69	1.67	0.57	12.26
500	500	0.58	0.70	0.92	1.77	0.58	13.21
1000	1000	0.85	1.03	1.33	2.50	0.85	18.35
2000	2000	0.86	1.05	1.37	2.64	0.86	19.80
3000	3000	1.71	2.07	2.66	5.01	1.71	36.79
6000	6000	1.73	2.11	2.75	5.29	1.73	39.61
12000	12000	3.43	4.14	5.32	10.03	3.43	73.59
18000	18000	3.47	4.23	5.51	10.59	3.47	79.23
27000	27000	6.87	8.29	10.64	20.06	6.87	147.2
40500	40500	6.95	8.47	11.62	21.18	6.95	158.5
60750	60750	17.19	20.72	26.61	50.15	17.19	327.9
91125	91125	17.38	21.19	27.55	52.97	17.38	366.1
136687	136687	34.38 ⁽¹⁾	41.44	53.82	100.3	34.38 ⁽²⁾	735.9
205030	205030	34.76 ⁽¹⁾	42.38	55.10	105.94	34.76 ⁽²⁾	792.3
307545	307545	41.0	49.9	66.52	132.5	41.0	1000
461317	461317	56.5	68.8	91.9	182.5	56.5	150
691975	691975	76.56	92.19	123.6	254.7	76.56	250
1037962	1037962	102.9	123.0	166.52	330.8	102.9	300
1556943	1556943	156.4	191.9	249.23	499.5	156.4	300
2335414	2335414	229.47	282.8	366.52	736.9	229.47	300
3503170	3503170	343.7	418.8	532.8	1073.8	343.7	300
5104755	5104755	510.64	618.2	792.3	1568.8	510.64	300
7507127	7507127	750.64	918.2	1185.2	2351.1	750.64	300
11260690	11260690	1126.06	1382.8	1792.3	3542.4	1126.06	300
16891035	16891035	1689.10	2050.3	2547.2	5015.1	1689.10	300
25336565	25336565	2533.65	3075.4	3666.1	7369.9	2533.65	300
37504710	37504710	3750.47	4613.1	5327.9	10737.8	3750.47	300
55037065	55037065	5503.70	6919.7	7922.3	15688.8	5503.70	300
81047127	81047127	8104.71	10379.6	11852.3	23511.1	8104.71	300
11910367	11910367	11910.36	15569.4	17922.3	35424.4	11910.36	300
17507127	17507127	17507.12	22947.5	25472.2	50151.5	17507.12	300
25910367	25910367	25910.36	35031.7	39661.1	73699.9	25910.36	300
38104710	38104710	38104.71	51047.1	53279.9	107378.8	38104.71	300
55037065	55037065	55037.06	75071.2	79222.3	156888.8	55037.06	300
81047127	81047127	81047.12	112606.9	118522.3	235111.1	81047.12	300
11910367	11910367	119103.67	168910.3	179222.3	354244.4	119103.67	300
17507127	17507127	175071.27	253365.6	254722.2	501515.5	175071.27	300
25910367	25910367	259103.67	375047.1	366611.1	736999.9	259103.67	300
38104710	38104710	381047.10	550370.6	532799.9	1073788.8	381047.10	300
55037065	55037065	550370.65	810471.2	792222.3	1568888.8	550370.65	300
81047127	81047127	810471.27	1191036.7	1185222.3	2351111.1	810471.27	300
11910367	11910367	1191036.7	1750712.7	1792222.3	3542444.4	1191036.7	300
17507127	17507127	1750712.7	2591036.7	2547222.2	5015155.5	1750712.7	300
25910367	25910367	2591036.7	3810471.0	3666111.1	7369999.9	2591036.7	300
38104710	38104710	3810471.0	5503706.5	5327999.9	10737888.8	3810471.0	300
55037065	55037065	5503706.5	8104712.7	7922222.3	15688888.8	5503706.5	300
81047127	81047127	8104712.7	11910366.7	11852222.3	23511111.1	8104712.7	300
11910367	11910367	11910366.7	17507126.7	17922222.3	35424444.4	11910366.7	300
17507127	17507127	17507126.7	25910366.7	25472222.2	50151555.5	17507126.7	300
25910367	25910367	25910366.7	38104710.3	36661111.1	73699999.9	25910366.7	300
38104710	38104710	38104710.3	55037065.6	53279999.9	107378888.8	38104710.3	300
55037065	55037065	55037065.6	81047126.7	79222222.3	156888888.8	55037065.6	300
81047127	81047127	81047126.7	119103666.7	118522222.3	235111111.1	81047126.7	300
11910367	11910367	119103666.7	175071266.7	179222222.3	354244444.4	119103666.7	300
17507127	17507127	175071266.7	259103666.7	254722222.2	501515555.5	175071266.7	300
25910367	25910367	259103666.7	381047103.6	366611111.1	736999999.9	259103666.7	300
38104710	38104710	381047103.6	550370656.5	532799999.9	1073788888.8	381047103.6	300
55037065	55037065	550370656.5	810471266.7	792222222.3	1568888888.8	550370656.5	300
81047127	81047127	810471266.7	1191036666.7	1185222222.3	2351111111.1	810471266.7	300
11910367	11910367	1191036666.7	1750712666.7	1792222222.3	3542444444.4	1191036666.7	300
17507127	17507127	1750712666.7	2591036666.7	2547222222.2	5015155555.5	1750712666.7	300
25910367	25910367	2591036666.7	3810471036.7	3666111111.1	7369999999.9	2591036666.7	300
38104710	38104710	3810471036.7	5503706565.6	5327999999.9	10737888888.8	3810471036.7	300
55037065	55037065	5503706565.6	8104712666.7	7922222222.3	15688888888.8	5503706565.6	300
81047127	81047127	8104712666.7	11910366666.7	11852222222.3	23511111111.1	8104712666.7	300
11910367	11910367	11910366666.7	17507126666.7	17922222222.3	35424444444.4	11910366666.7	300
17507127	17507127	17507126666.7	25910366666.7	25472222222.2	50151555555.5	17507126666.7	300
25910367	25910367	25910366666.7	38104710366.7	36661111111.1	73699999999.9	25910366666.7	300
38104710	38104710	38104710366.7	55037065656.5	53279999999.9	107378888888.8	38104710366.7	300
55037065	55037065	55037065656.5	81047126666.7	79222222222.3	156888888888.8	55037065656.5	300
81047127	81047127	81047126666.7	119103666666.7	118522222222.3	235111111111.1	81047126666.7	300
11910367	11910367	119103666666.7	175071266666.7	179222222222.3	354244444444.4	119103666666.7	300
17507127	17507127	175071266666.7	259103666666.7	254722222222.2	501515555555.5	175071266666.7	300
25910367	25910367	259103666666.7	381047103666.7	366611111111.1	736999999999.9	259103666666.7	300
38104710	38104710	381047103666.7	550370656565.6	532799999999.9	1073788888888.8	381047103666.7	300
55037065	55037065	550370656565.6	810471266666.7	792222222222.3	1568888888888.8	550370656565.6	300
81047127	81047127	810471266666.7	1191036666666.7	1185222222222.3	2351111111111.1	810471266666.7	300
11910367	11910367	1191036666666.7	1750712666666.7	1792222222222.3	3542444444444.4	1191036666666.7	300
17507127	17507127	1750712666666.7	2591036666666.7	2547222222222.2	5015155555555.5	1750712666666.7	300
25910367	25910367	2591036666666.7	3810471036666.7	3666111111111.1	7369999999999.9	2591036666666.7	300
38104710	38104710	3810471036666.7	5503706565656.5	5327999999999.9	10737888888888.8	3810471036666.7	300
55037065	55037065	5503706565656.5	8104712666666.7	7922222222222.3	15688888888888.8	5503706565656.5	300
81047127	81047127	8104712666666.7	11910366666666.7	11852222222222.3	23511111111111.1	8104712666666.7	300
11910367	11910367	11910366666666.7	17507126666666.7	17922222222222.3	35424444444444.4	11910366666666.7	300
17507127	17507127	17507126666666.7	25910366666666.7	25472222222222.2	50151555555555.5	17507126666666.7	300
25910367	25910367	25910366666666.7	38104710366666.7	36661111111111.1	73699999999999.9	25910366666666.7	300
38104710	38104710	38104710366666.7	55037065656565.6	53279999999999.9	107378888888888.8	38104710366666.7	300
55037065	55037065	55037065656565.6	81047126666666.7	79222222222222.3	156888888888888.8	55037065656565.6	300
81047127	81047127	81047126666666.7	119103666666666.7	118522222222222.3	235111111111111.1	81047126666666.7	300
11910367	11910367	119103666666666.7	175071266666666.7	179222222222222.3	354244444444444.4	119103666666666.7	300
17507127	17507127	175071266666666.7	259103666666666.7	254722222222222.2	501515555555555.5	175071266666666.7	300
25910367	25910367	259103666666666.7	381047103666666.7	366611111111111.1	736999999999999.9	259103666666666.7	300
38104710	38104710	381047103666666.7	550370656565656.5	532799999999999.9	1073788888888888.8	381047103666666.7	300
55037065</							

AUTRES REGIONS

$\frac{d \text{ (km)}}{P \text{ (km)}}$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	33.59 ⁽¹⁾	39.46	49.26	83.43	127.60	225.52	323.44	519.29	617.21
	33.29 ⁽²⁾	38.72	47.77	83.98	120.18	210.68	307.19	482.20	572.70
100	16.79	19.73	24.63	44.21	63.80	112.76	161.72	284.64	308.60
	16.64	19.36	23.88	41.99	60.09	105.34	150.59	241.10	286.35
250	6.72	7.89	9.85	17.69	25.52	45.10	64.69	103.86	123.44
	6.66	7.74	9.55	16.80	24.04	42.14	60.24	96.44	114.54
500	3.36	3.94	4.92	8.84	12.76	22.55	32.34	51.93	61.72
	3.33	3.87	4.77	8.40	12.02	21.07	30.12	48.22	57.27
1000	1.68	1.97	2.46	4.42	6.38	11.27	16.17	25.96	30.86
	1.66	1.93	2.38	4.20	6.01	10.53	15.06	24.11	28.63
2000	0.84	0.98	1.23	2.21	3.19	5.63	8.08	12.98	15.43
	0.83	0.96	1.19	2.10	3.00	5.26	7.53	12.05	14.31
3000	0.56	0.66	0.82	1.47	2.13	3.76	5.39	8.65	10.29
	0.55	0.64	0.80	1.40	2.00	3.51	5.02	8.04	9.54
6000	0.28	0.33	0.41	0.73	1.06	1.88	2.69	4.32	5.14
	0.27	0.32	0.40	0.70	1.00	1.75	2.51	4.02	4.77
12000	0.14	0.17	0.21	0.36	0.53	0.94	1.34	2.16	2.57
	0.13	0.16	0.20	0.35	0.50	0.87	1.25	2.01	2.38
18000	0.095	0.11	0.14	0.25	0.35	0.63	0.90	1.44	1.71
	0.090	0.10	0.13	0.23	0.33	0.59	0.84	1.34	1.59
22000	0.076	0.089	0.11	0.20	0.29	0.51	0.74	1.18	1.40
	0.075	0.088	0.11	0.19	0.27	0.48	0.68	1.10	1.30

Tableau N° 8

(1) : SECTION 288 mm²
 (2) : SECTION 228 mm²

Cows au PCFA / kWh

2: TARIFICATION DE L'ENERGIE

Les nouveaux tarifs entrant en vigueur, actuellement, au Sénégal, en application des mesures visant l'adaptation du prix de l'électricité à l'évolution des coûts des facteurs et le financement du programme d'investissements à moyen terme de la SENELEC, donnés par l'annexe tarifaire de cette société, nous permettent de déterminer les coûts de l'énergie consommée.

2.1: FACTURES

La périodicité des factures est en principe au Sénégal bimestrielle. Les factures comportent, cependant:

- le coût de l'énergie consommée
- la quote part des primes fixes, annuelles, calculées, au prorata temporis.
- des majorations ou minorations relatives au COSF.
- des frais d'entretien et de location des branchements, compteurs et disjoncteurs, des indemnités de pose des compteurs etc...
- des prix du timbre de quittance
- des taxes diverses de profit de l'ETAT ou des collectivités.

Les primes fixes, les frais d'entretien et de location, sont dus pendant toute la durée de la police ou, contrat qu'il y ait ou non, consommation d'énergie.

Cependant, comme notre objectif est de calculer le coût moyen par revient du kilowatt.heure (kwh)

dépendamment des niveaux de tension, nous nous sommes alors proposés de déterminer le coût moyen du "kwh" consommé en y ajoutant la part provenant de la prime fixe mensuelle (PF).

2.2: HORAIRE D'UTILISATION

K_1 et K_2 représentent, pour la moyenne et la haute tension.

K_1 = kwh consommés, entre 0 et 19 et entre 23 et 24 heures (heures hors pointe).

K_2 = kwh consommés, entre 19 et 23 heures (Pointe)

2-3: COÛTS DE L'ÉNERGIE CONSOMMÉE

Abonnement	Prix de l'énergie en Francs Par kwh		La puissance appliquée est déterminée par un indicateur de Puissance Maximum
	K_1	K_2	Prime fixe mensuelle en francs par kwh de la puissance appliquée ≥ 16 kw
Tarif général HT et LT 6.6 et 30kv	59.97	76.23	802.5
Tarif spécial Zone Franche	47.15	56.74	1140 sans rabais dégressif sur la P.F
Tarif HT pour CAP-VERT	50.45	60.71	1159.16 sans rabais dégressif sur la P.F
Tarif HT hors du CAP-VERT	50.92	60.94	1438,43 sans rabais dégressif sur la P.F
Majoration de la PF et du prix de l'énergie pour $\cos \varphi < 0.87$			Rabais de dégressivité par tranche de puissance appliquée pour le calcul de la P.F
Pour $0.75 \leq \cos \varphi \leq 0.79$: 5% " $0.70 \leq \dots \leq 0.74$: 10% " $0.65 \leq \dots \leq 0.69$: 15% " $0.60 \leq \dots \leq 0.64$: 20% " $0.55 \leq \dots \leq 0.59$: 30% " $0.50 \leq \dots \leq 0.54$: 40% " $0.45 \leq \dots \leq 0.49$: 50% " $0.40 \leq \dots \leq 0.44$: 65% " $\dots \leq 0.39$: 80%			De 0 à 100kw : 0% 101 à 250 kw : 5% 251 à 500... : 10% 501 à 1000... : 15% 1001 à 2000... : 20% 2001 à 4000... : 25% > 4000... : 30%

Ainsi nous avons pour un fonctionnement de 24h/jour :

- Pour la moyenne tension : 6.6 et 30 kv.

$$K_1 = 59.97 \text{ FCFA/kwh}$$

$$K_2 = 76.23 \text{ ---}$$

$$PF = 802.5 \text{ FCFA/kw/mois.}$$

d'où le prix moyen par kwh (P_m).

$$P_m = \frac{59.97 \times 20 + 76.23 \times 4}{24} + \frac{802.5}{30 \times 24}$$

$$P_m = 63.77 \text{ FCFA/kwh}$$

- Pour la zone fianche: Tarif spécial

$$K_1 = 47.15 \text{ FCFA/kwh}$$

$$K_2 = 56.74 \text{ ---}$$

$$PF = 1140 \text{ FCFA/kw/mois}$$

done :

$$P_m = \frac{47.15 \times 20 + 56.74 \times 4}{24} + \frac{1140}{30 \times 24}$$

$$P_m = 50.31 \text{ FCFA/kwh}$$

- Pour la haute tension dans le CAP-VERT

$$K_1 = 50.92 \text{ FCFA/kwh}$$

$$K_2 = 60.94 \text{ ---}$$

$$PF = 1438.43 \text{ FCFA/kw/mois}$$

d'où :

$$P_m = \frac{50.92 \times 20 + 60.94 \times 4}{24} + \frac{1438.43}{30 \times 24}$$

$$P_m = 54.56 \text{ FCFA /kwh}$$

• Haute tension dans les autres régions

$$K_1 = 50.45 \text{ FCFA /kwh}$$

$$K_2 = 60.71 \text{ - " -}$$

$$P.F = 1159.16 \text{ FCFA /kw/mois}$$

d'où :

$$P_m = \frac{50.45 \times 20 + 60.71 \times 4}{24} + \frac{1159.16}{30 \times 24}$$

$$P_m = 53.75 \text{ FCFA /kwh}$$

3 : COÛT MOYEN DE REVIENT DU KWH

En faisant la somme des coûts variables ou coûts proportionnels, constitués par la tarification de la SENELEC et des coûts fixes, constitués par la prise de la ligne, on obtient ainsi le prix du kilowatt-heure pour une alimentation par le réseau, dépendamment de la tension.

EXEMPLE DE CALCUL :

Pour éviter de faire des calculs répétitifs, nous proposons d'en donner qu'un à partir d'une situation donnée :

si on prend une entreprise de capacité $P = 50 \text{ kW}$ alimentée par un réseau MT 30 kV , de section 148 mm^2 et de longueur $l = 50 \text{ km}$, alors le Tableau N°1 donne pour un fonctionnement de 24 h/jour :

$$\text{Coût fixe} = 95,26 \text{ FCFA/kwh.}$$

Les coûts proportionnels, sont :

$$C_p = 63,77 \text{ FCFA/kwh.}$$

d'où le coût moyen de revient du kwh.

$$C_m = C_f + C_p = 159,03 \text{ FCFA/kwh}$$

$C_m = 159,03 \text{ FCFA/kwh}$

Ce même principe de calcul nous permet ainsi de faire les calculs des autres prix de revient du kwh pour les différentes situations considérées au départ (Puissance, section et longueur de ligne), et de consigner les résultats dans les tableaux ci-après :

3.1: Fonctionnement 12 heures/jour3.1.1 M.T. 30 KV

$d(km)$ $P(kw)$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	69.6 ⁽¹⁾	75.19	84.49	121.77	159.03	257.17	345.39	531.77	624.90
	68.57 ⁽²⁾	72.63	79.34	106.43	133.27	200.70	268.11	402.95	430.40
100	66.69	69.48	74.13	92.77	111.40	157.97	204.58	297.77	344.30
	66.17	68.19	71.56	85.12	98.55	132.3	166.04	233.53	267.30
250	64.94	66.05	67.91	75.37	82.89	101.96	120.09	157.37	175.99
	64.73	65.54	66.88	72.30	77.67	91.15	104.66	131.61	145.09
500	64.35	64.91	65.84	69.57	73.79	82.61	91.93	110.52	119.88
	64.25	64.65	65.33	68.03	70.72	77.46	84.2	97.69	104.43
1000	64.06	64.34	64.80	66.67	68.53	73.19	77.85	87.17	91.83
	64.01	64.21	64.55	65.91	67.24	70.62	73.99	80.73	84.10
2000	63.91	64.05	64.28	65.22	66.15	68.47	70.81	75.47	77.79
	63.89	63.99	64.15	64.83	65.51	67.19	68.87	72.25	73.93
3000	63.87	63.96	64.11	64.73	65.35	66.91	68.47	71.57	73.13
	63.85	63.92	64.03	64.48	64.93	66.05	67.18	69.43	70.55
6000	63.82	63.86	63.94	64.25	64.56	65.34	66.11	67.67	68.45
	63.81	63.85	63.90	64.12	64.35	64.91	65.47	66.59	67.15
12000	63.79	63.82	63.85	64.01	64.16	64.55	64.94	65.71	66.11
	63.78	63.81	63.83	63.95	64.06	64.34	64.62	65.18	65.46
18000	63.79	63.80	63.83	63.93	64.03	64.29	64.55	65.07	65.33
	63.78	63.79	63.81	63.89	63.96	64.15	64.34	64.71	64.90
22000	63.78	63.80	63.82	63.90	63.99	64.18	64.41	64.83	65.04
	63.78	63.79	63.81	63.87	63.93	64.08	64.23	64.54	64.69

Tableau N° 9 Coûts en FCFA/KWH

(1) section 148 mm²(2) section 54,6 mm²

3.1.2: M.T. 6.6KV

$d(km)$ $P(kw)$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	67.51 ⁽¹⁾	70.67	75.92	96.97	118.02	170.64	223.26	328.51	381.12
	66.93 ⁽²⁾	69.21	73.03	88.31	103.58	141.75	189.94	256.30	294.47
100	65.64	67.22	69.85	79.93	90.90	117.20	143.51	196.14	222.65
	65.35	66.49	68.40	76.03	83.67	103.76	121.86	160.03	189.12
250	64.51	65.15	66.20	70.41	74.62	85.15	95.67	116.71	127.24
	64.39	64.96	65.63	68.67	71.73	79.33	87.00	102.27	109.91
500	64.14	64.46	64.99	67.17	69.19	74.46	79.72	90.26	95.51
	64.08	64.31	64.70	66.23	67.75	71.51	75.39	83.03	86.84
1000	63.96	64.11	64.78	65.43	66.48	69.11	71.74	77.00	79.66
	63.93	64.04	64.23	64.96	65.76	67.67	69.58	73.40	75.30
2000	63.86	63.94	64.07	64.60	65.12	66.44	67.75	70.38	71.70
	63.85	63.91	64.00	64.38	64.76	65.72	66.67	68.58	69.53
3000	63.83	63.88	63.97	64.32	64.67	65.55	66.43	68.19	69.06
	63.82	63.86	63.92	64.18	64.43	65.07	65.71	66.98	67.62
6000	63.80	63.83	63.86	64.04	64.22	65.66	65.10	65.98	64.41
	63.79	63.81	63.84	63.97	64.10	64.42	64.74	65.37	65.69
12000	63.79	63.80	63.82	63.90	63.99	64.21	64.43	64.78	65.09
	63.78	63.79	63.80	63.87	63.93	64.09	64.25	64.57	64.73
18000	63.78	63.79	63.80	63.87	63.92	64.07	64.21	64.51	64.65
	63.78	63.79	63.79	63.84	63.88	63.94	64.09	64.31	64.41
22000	63.78	63.79	63.79	63.84	63.89	64.01	64.13	64.37	64.49
	63.78	63.78	63.79	63.83	63.86	63.95	64.03	64.21	64.30

Tableau N°10

côts en Fcra / kw.h.

(1) section 148 mm²(2) section 50.6 mm²

3.1.3. ZONE FRANCHE. 30KV

$d(km) \backslash P(kw)$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	56.14 (1)	61.73	71.03	108.31	145.57	238.71	331.93	518.30	611.43
	55.11 (2)	59.16	65.88	92.97	119.81	187.24	254.65	389.49	456.91
100	53.23	56.02	60.67	79.31	97.94	144.51	191.12	284.31	330.84
	52.71	54.73	58.10	71.66	85.09	118.84	152.58	220.07	253.81
250	51.48	52.59	54.45	61.91	69.35	88.00	106.63	143.91	162.53
	51.27	52.08	53.42	58.84	64.21	77.69	91.18	118.15	131.63
500	50.89	51.45	52.38	56.11	59.83	69.15	78.47	97.11	106.42
	50.79	51.19	51.87	54.57	57.26	64.00	70.74	84.23	90.97
1000	50.60	50.88	51.34	53.21	55.07	59.73	64.39	73.71	78.34
	50.55	50.75	51.09	52.45	53.78	57.16	60.53	67.27	70.64
2000	50.45	50.59	50.82	51.76	52.69	55.01	57.35	63.01	64.33
	50.43	50.53	50.69	51.37	52.05	53.73	55.41	58.74	60.47
3000	50.41	50.50	50.65	51.27	51.89	53.45	55.01	58.11	59.67
	50.39	50.46	50.57	51.02	51.47	52.39	53.72	55.97	57.09
6000	50.36	50.40	50.48	50.79	51.10	51.87	52.65	54.21	54.99
	50.35	50.38	50.44	50.66	50.91	51.45	52.01	53.13	53.69
12000	50.33	50.36	50.39	50.55	50.70	51.09	51.48	52.25	52.65
	50.33	50.35	50.37	50.49	50.60	50.88	51.16	51.72	52.00
18000	50.33	50.34	50.37	50.47	50.57	50.83	51.09	51.61	51.87
	50.32	50.34	50.35	50.43	50.50	50.69	50.88	51.25	51.44
22000	50.32	50.34	50.36	50.44	50.53	50.73	50.95	51.37	51.58
	50.32	50.33	50.35	50.41	50.47	50.64	50.77	51.08	51.23

Tableau n° 11: Coûts en Fcfa / kWh

(1) section 148 mm²(2) section 54.6 mm²

3.1.4 H-T dans le CAP-VERT

d (cm)	P (kW)	50	100	250	500	1000	2000	3000	6000	12000	18000	22000
2	124,08 (1)	123,32 (2)	137,45	141,00	255,16	349,32	584,76	820,16	1291	1526	1639	1385
5	139,33	164,76	267,44	368,12	624,28	876,52	1385	1639	1526	846,9	719,7	465,54
10	109,66	140,5	211,34	339,42	465,54	719,7	846,9	719,7	465,54	319,65	437,35	672,8
30	96,94	107,78	154,86	201,94	319,65	437,35	672,8	319,65	218,94	320,6	371,5	348,9
50	68,46	71,51	77,80	96,92	117,26	168,52	218,94	320,6	371,5	301,8	348,9	348,9
100	61,51	63,03	65,58	75,79	85,71	111,52	136,75	187,6	213,0	213,0	213,0	213,0
250	61,43	62,85	65,20	74,68	84,03	107,58	131,12	178,2	201,7	201,7	201,7	201,7
500	58,03	58,79	60,07	65,15	70,23	83,05	95,65	121,1	133,8	133,8	133,8	133,8
1000	57,99	58,70	59,88	64,59	69,29	81,07	92,84	116,4	128,2	128,2	128,2	128,2
2000	56,29	56,67	57,31	59,85	62,35	68,80	75,10	87,82	94,17	94,17	94,17	94,17
3000	55,72	55,97	56,40	59,10	59,80	64,04	68,26	76,74	80,98	80,98	80,98	80,98
6000	55,14	55,26	55,48	56,33	57,18	59,30	61,41	65,65	67,77	67,77	67,77	67,77
12000	54,85	54,91	55,02	55,44	55,87	56,93	57,98	60,10	61,16	61,16	61,16	61,16
18000	54,75	54,80	54,86	55,16	55,42	56,14	56,84	58,26	58,96	58,96	58,96	58,96
22000	54,72	54,76	54,82	55,04	55,28	55,86	56,44	57,58	58,16	58,16	58,16	58,16

Tableau N° 12 : Coûts en Fcra/kwh
 (1) section : 288 mm²
 (2) section : 228 mm²

$d(km)$ $P(kw)$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	120.90 ⁽¹⁾	132.68	159.27	230.61	308.95	504.79	700.63	1092	1288
	120.30 ⁽²⁾	131.20	149.29	221.71	294.11	483.11	656.13	1018	1199
100	87.34	93.21	103.01	142.18	181.35	279.27	377.19	573.04	640.96
	87.04	92.47	101.52	137.73	173.93	264.43	354.91	535.95	626.45
250	67.19	69.54	73.45	89.13	104.79	143.95	183.13	261.47	300.63
	67.07	69.24	72.85	87.35	101.83	138.03	174.23	246.63	282.83
500	60.47	61.64	63.60	71.44	79.27	98.85	118.44	157.61	177.19
	60.41	61.49	63.30	70.55	77.79	95.89	113.99	150.19	168.29
1000	57.11	57.69	58.67	62.59	66.51	76.30	86.09	105.68	115.47
	57.08	57.62	58.52	62.15	65.74	74.82	83.77	101.97	111.02
2000	55.43	55.72	56.21	58.17	60.13	75.02	69.92	79.71	84.61
	55.41	55.68	56.13	57.95	59.76	64.28	68.81	77.86	82.38
3000	54.87	55.07	55.39	56.69	58.01	61.27	64.53	71.05	74.33
	54.86	55.04	55.35	56.55	57.75	60.77	63.79	69.83	72.83
6000	54.31	54.41	54.57	55.22	55.88	57.51	59.14	62.40	64.04
	54.30	54.39	54.55	55.15	55.75	57.26	58.77	61.79	63.29
12000	54.03	54.08	54.16	54.48	54.81	55.63	56.44	58.07	58.89
	54.02	54.07	54.15	54.45	54.75	55.50	56.26	57.77	58.52
18000	53.94	53.97	54.03	54.24	54.45	55.01	55.55	56.63	57.17
	53.93	53.96	54.01	54.21	54.41	54.92	55.43	56.43	56.93
22000	53.90	53.93	53.97	54.15	54.33	54.77	55.22	56.11	56.55
	53.90	53.93	53.96	54.13	54.29	54.71	55.02	55.94	56.35

Tableau N° 13

Coûts en FCFA/kwh

(1) section 288 mm²(2) section 228 mm²

3.2.1 RESEAU: 30KV

d(km) \ P(kw)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	66.68 ⁽¹⁾	69.48	74.13	92.77	111.40	157.97	204.58	297.77	244.40
	66.17 ⁽²⁾	68.19	71.55	85.10	98.52	132.23	165.94	233.39	267.1
100	65.23	66.62	68.95	78.27	87.58	110.87	134.17	180.77	204.1
	64.97	65.98	67.66	74.44	81.16	98.03	114.90	148.65	165.50
250	64.35	64.91	65.84	69.57	73.29	82.61	91.93	110.57	119.90
	64.25	64.65	65.32	67.97	70.72	77.46	84.20	97.69	104.40
500	64.06	64.34	64.80	66.67	68.53	73.19	77.85	87.17	92.42
	64.01	64.21	64.54	65.87	67.24	70.61	73.98	80.73	84.10
1000	63.91	64.05	64.28	65.22	66.15	68.48	70.81	75.47	77.80
	63.89	63.99	64.15	64.82	65.50	67.19	68.87	72.25	73.93
2000	63.84	63.91	64.02	64.49	64.96	66.12	67.29	69.62	70.78
	63.83	63.88	63.96	64.29	64.63	65.48	66.32	68.01	68.85
3000	63.82	63.86	63.94	64.25	64.56	65.34	66.12	67.67	68.75
	63.81	63.84	63.90	64.12	64.35	64.91	65.47	66.60	67.16
6000	63.80	63.82	63.85	64.01	64.17	64.55	64.96	65.72	66.11
	63.79	63.81	63.84	63.95	64.06	64.34	64.62	65.18	65.46
12000	63.78	63.79	63.81	63.89	63.97	64.16	64.36	64.74	64.94
	63.78	63.79	63.80	63.86	63.92	64.06	64.20	64.48	64.62
18000	63.78	63.79	63.80	63.85	63.90	64.03	64.16	64.42	64.55
	63.78	63.78	63.79	63.83	63.86	63.96	64.05	64.24	64.33
22000	63.78	63.78	63.80	63.83	63.88	63.98	64.09	64.30	64.40
	63.78	63.78	63.79	63.82	63.85	63.92	64.00	64.15	64.23

Tableau N° 14 : Coûts en FCFA/kWh

(1) section : 148 mm²

(2) section : 54.6 mm²

3.2.2. RESEAU . 6.6 KV

$d(km) \backslash P(kw)$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	65.64 ⁽¹⁾	67.22	69.84	80.37	90.89	117.20	143.51	196.17	222.40
	65.35 ⁽²⁾	66.49	68.40	76.04	83.67	102.76	121.85	160.03	179.10
100	64.70	65.49	66.81	72.07	77.33	90.48	103.64	129.95	143.10
	64.56	65.13	66.08	69.90	73.72	83.26	92.81	111.90	121.44
250	64.14	64.46	64.98	67.69	69.19	74.46	79.72	90.24	95.50
	64.08	64.31	64.70	66.22	67.75	71.57	75.38	83.02	86.84
500	63.95	64.11	64.37	65.43	66.48	69.11	71.74	77.00	79.63
	63.92	64.04	64.23	64.99	65.76	67.67	69.57	73.39	75.30
1000	63.86	63.94	64.07	64.60	65.12	66.44	67.75	70.38	71.70
	63.85	63.90	64.00	64.38	64.76	65.79	66.67	68.58	69.53
2000	63.82	63.85	63.92	64.18	64.44	65.10	65.76	67.07	67.73
	63.81	63.84	63.88	64.07	64.26	64.74	65.22	66.17	66.65
3000	63.80	63.83	63.87	64.04	64.22	64.66	65.00	65.98	66.41
	63.80	63.81	63.85	63.97	64.00	64.42	64.74	65.37	65.69
6000	63.79	63.80	63.82	63.90	63.99	64.21	64.43	64.87	65.09
	63.78	63.79	63.81	63.87	63.93	64.09	64.25	64.57	64.73
12000	63.78	63.78	63.80	63.83	63.88	63.99	64.10	64.32	64.43
	63.78	63.78	63.79	63.82	63.85	63.93	64.01	64.17	64.25
18000	63.78	63.79	63.79	63.82	63.85	63.92	63.99	64.14	64.21
	63.77	63.78	63.78	63.80	63.83	63.88	63.93	64.04	64.09
22000	63.77	63.78	63.78	63.81	63.83	63.89	63.95	64.07	64.13
	63.77	63.78	63.78	63.80	63.81	63.86	63.90	63.99	64.03

Tableau N° 15 Coûts en FcFA/kwR

(1) section : 148 mm²(2) section : 54.6 mm²

3.2.3 ZONE FRANCHE : 30 KV

$d(km) \backslash P(kw)$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	53.23 ⁽¹⁾	56.02	60.67	79.31	97.94	144.58	191.12	284.31	330.91
	52.71 ⁽²⁾	54.73	58.09	71.64	85.06	118.77	152.48	219.91	253.61
100	51.77	53.16	55.49	64.81	74.12	97.41	120.71	167.31	190.59
	51.51	52.52	54.20	60.98	67.70	84.57	101.44	135.19	152.06
250	50.89	51.45	52.38	56.11	59.83	69.15	78.47	97.11	106.42
	50.79	51.19	51.86	54.51	57.26	64.00	70.74	84.23	90.94
500	50.60	50.88	51.34	53.21	55.07	59.73	64.39	73.71	78.96
	50.55	50.75	51.08	52.41	53.78	57.15	60.52	67.27	70.64
1000	50.45	50.59	50.82	51.76	52.69	55.02	57.35	62.01	64.34
	50.43	50.53	50.69	51.36	52.04	53.73	55.41	68.79	60.47
2000	50.38	50.45	50.56	51.03	51.50	52.66	53.83	56.16	57.32
	50.37	50.42	50.50	50.83	51.17	52.02	52.86	54.55	55.39
3000	50.36	50.40	50.48	50.79	51.10	51.88	52.66	54.21	54.99
	50.35	50.38	50.44	50.66	50.89	51.45	52.01	53.14	53.70
6000	50.34	50.36	50.40	50.55	50.71	51.09	51.48	52.26	52.65
	50.33	50.35	50.37	50.49	50.60	50.88	51.16	51.72	52.06
12000	50.32	50.33	50.35	50.43	50.61	50.70	50.90	51.28	51.48
	50.32	50.33	50.34	50.40	50.46	50.60	50.74	51.01	51.16
18000	50.32	50.33	50.34	50.39	50.44	50.57	50.70	50.96	51.09
	50.32	50.32	50.33	50.37	50.40	50.50	50.59	50.78	50.87
22000	50.32	50.32	50.34	50.37	50.42	50.52	50.63	50.84	50.94
	50.32	50.32	50.33	50.36	50.39	50.46	50.54	50.69	50.77

Tableau N° 16

Coûts en Fcfa/kwh

(1) section : 148 mm²

(2) section : 54.6 mm²

3.24. RESEAU 90KV

3.24.1 REGION DE DAKAR

$d(km)$ $P(kw)$	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	89.32 ⁽¹⁾	96.94	109.66	160.50	211.36	339.46	465.56	719.30	846.90
	88.94 ⁽²⁾	96.00	107.78	154.86	201.96	319.66	437.36	672.80	990.50
100	71.94	75.75	82.11	107.53	132.95	196.96	260.06	387.20	450.70
	71.75	76.35	81.17	104.71	128.25	187.06	245.96	363.70	422.50
250	61.51	63.03	66.18	75.74	85.91	111.54	136.75	187.60	213.10
	61.43	62.85	65.20	74.62	84.03	107.58	131.12	178.20	201.80
500	58.03	58.79	60.07	65.15	70.23	83.05	95.65	121.10	133.20
	57.99	58.70	59.88	64.59	69.29	81.07	92.84	116.40	128.20
1000	56.29	56.67	57.31	59.85	62.39	68.80	75.10	87.82	94.17
	56.27	56.63	57.22	59.57	61.92	67.81	73.70	85.47	91.35
2000	55.42	55.61	55.93	57.20	58.47	61.68	64.83	71.19	74.36
	55.41	55.59	55.89	57.06	58.24	61.18	64.13	70.01	72.95
3000	55.14	55.26	55.48	56.33	57.18	59.30	61.41	65.65	67.77
	55.13	55.25	55.45	56.23	57.02	58.98	60.94	64.86	66.82
6000	54.85	54.91	55.02	55.44	55.87	56.93	57.98	60.10	61.16
	54.84	54.90	55.00	55.39	55.79	56.77	57.75	59.71	60.69
12000	54.71	54.74	54.79	55.00	55.21	55.74	56.27	57.33	57.86
	54.70	54.73	54.78	54.97	55.17	55.66	56.15	57.13	57.62
18000	54.66	54.68	54.71	54.86	54.99	55.35	55.70	56.41	56.76
	54.66	54.68	54.70	54.84	54.97	55.30	55.62	56.28	56.61
22000	54.64	54.66	54.69	54.80	54.93	55.21	55.50	56.07	56.36
	54.64	54.65	54.68	54.78	54.91	55.16	55.43	55.97	56.23

Tableau N°17 : Coûts en FCFA / kw h

(1) section 288 mm²(2) section 228 mm²

3.24.2 Dans les autres REGIONS

d(km) \ P(kw)	2	5	10	30	50	100	150	250	300
50	88.15 ⁽¹⁾	93.21	103.01	132.18	181.35	279.29	377.20	543.60	671.00
	87.04 ⁽²⁾	92.47	101.52	132.73	173.93	264.43	354.90	536.	626.30
100	70.54	73.48	78.38	92.96	117.55	166.51	215.47	338.39	362.35
	70.39	73.11	77.63	95.74	113.84	159.09	204.34	296.85	340.10
250	60.47	61.64	63.60	71.44	79.27	98.85	118.44	157.61	177.10
	60.41	61.49	63.30	70.55	73.79	95.89	113.99	150.19	168.30
500	57.11	57.69	58.67	62.59	66.51	76.30	86.09	105.68	115.50
	57.08	57.62	58.52	62.15	65.77	74.82	83.87	101.99	111.00
1000	55.43	55.72	56.21	58.17	60.13	65.02	69.92	79.71	84.61
	55.41	55.68	56.13	57.95	59.76	64.28	68.81	77.86	82.38
2000	54.59	54.73	54.98	55.96	56.94	59.38	61.83	66.73	69.18
	54.58	54.71	54.94	55.85	56.75	59.01	61.28	65.80	68.06
3000	54.31	54.41	54.57	55.22	55.88	57.51	59.14	62.40	64.04
	54.30	54.39	54.55	55.15	55.75	57.26	58.77	61.79	63.29
6000	54.03	54.08	54.16	54.48	54.81	55.63	56.44	58.07	58.89
	54.02	54.07	54.15	54.45	54.75	55.50	56.26	57.77	58.52
12000	53.89	53.92	53.96	54.11	54.28	54.69	55.09	55.91	56.32
	53.88	53.91	53.95	54.10	54.25	54.62	55.00	55.76	56.13
18000	53.85	53.86	53.89	54.00	54.10	54.38	54.65	55.19	55.46
	53.84	53.85	53.88	53.98	54.08	54.34	54.59	55.09	55.44
22000	53.83	53.84	53.86	53.95	54.04	54.25	54.49	54.93	55.15
	53.83	53.84	53.86	53.94	54.02	54.23	54.43	54.85	55.05

Tableau N° 18 : Coûts en Fcfa /kwh

(1) section 288 mm²

(2) section 228 mm²

II DONNEES ECONOMIQUES SUR ALI- MENTATION PAR CENTRALE AUTO- NOMIE.

1%. BLITS DE L'AUTOPRODUCTION

d'industriel en voulant produire son électricité recherche indéniablement deux choses :

- Obtenir un coût d'énergie plus bas que celui offert par le distributeur
- assurer la permanence de la fourniture.

Pendant le prix de revient étant constitué en moyenne partie par les investissements, l'opération n'est rentable que si l'industriel a la possibilité de valoriser les valeurs perdues sur ses propres fabrications. Cette partie se propose donc de déterminer le type et la capacité unitaire des équipements requis pour satisfaire, à chaque situation, la demande en puissance et la demande en énergie électrique, au moindre coût.

2%. CHOIX DES MOYENS DE PRODUCTION

2-1 CHUTES D'EAU

L'équipement d'une chute nécessite des travaux

(le génie civil importants (barrages, prise d'eau, conduite forcée, bassin de restitution, etc).

Différents types de turbines sont utilisables selon la hauteur de chute et la puissance disponible. Par contre les dépenses d'exploitation sont réduites, puisqu'elles se limitent à l'entretien et à la conduite du matériel. Cependant la puissance des chutes varie également au cours de l'année, par suite de la variation du débit du cours d'eau qui les alimente, ce qui rend encore plus nécessaire, le recours à un autre mode de fourniture.

2-2 LES TURBINES A GAZ

Les puissances unitaires sont du même ordre de grandeur que pour les Diesels, étendues vers les valeurs plus élevées (20 à 25 MW) : (cf catalogues de la compagnie Alsthom).

Leur rendement est moins bon que celui des groupes Diesels (20 à 25%) et décroît sensiblement au fur et à mesure de la diminution de la charge. Ceci est dû à la nécessité de fonctionner ^{avec} un fort excès d'air (généralement de l'ordre de 500%) en vue d'abaisser la température de la chambre de combustion et de protéger ainsi la turbine de puissance.

Elles ont en outre l'inconvénient de nécessiter

des combustibles "nobles", gaz naturel, gas-oil, en tout cas pauvres en soufre et en cendre (chlorures, alcalins, vanadium) à cause des corrosions sévères provoquées par ces éléments sur le métal des ailettes. En plus de cela, leur consommation spécifique et leurs coûts d'entretien et de maintenance relativement élevés, nous poussent à les écarter dans cette étude.

2-3 LES TURBINES A VAPEUR

Le rendement propre de la turbine est assez importante (plus de 85%) ainsi que celui de la chaudière (parfois 92%).

La plus grosse perte est constituée par la chaleur contenue dans la vapeur d'échappement; et celle-ci est évacuée à l'atmosphère, sans être utilisée (turbines à condensation), le rendement de l'ensemble ne dépasse pas 36 à 37%, dans les meilleurs cas. Cependant la possibilité d'utiliser dans la chaudière n'importe quel combustible et même des déchets constitue un avantage certain.

Mais les coûts d'investissement élevés et la diminution de la production d'électricité lorsque la consommation de vapeur baisse, nous poussent aussi à les écarter.

2.4. Les MOTEURS DIESELS.

Les groupes Diesels, constituent une sérieuse alternative aux groupes à Vapeur, du fait de leur rendement généralement excellent (34 à 36%) et les délais relativement courts qui entraînent leur installation. Ils fonctionnent au fuel lourd ou léger ou au Diesel-oil. Ils s'adaptent assez bien aux variations de charge. Les moteurs Diesels sont réservés aux puissances relativement modestes (quelques MEGAWATT (MW)) et ont une consommation spécifique relativement faible (entre 198 et 300g/kwh généralement).

Cette solution s'avère donc être bien adaptée aux cas où l'on peut envisager une autonomie complète vis-à-vis du distributeur.

Ainsi pour cette évaluation économique, parmi les deux types de moteurs Diesels disponibles sur le marché, nous choisirons le moteur semi-rapide à 4 temps de type P.C., car il entraîne des frais d'investissement moins élevés, des délais de mise en oeuvre plus courts et colle bien à notre gamme de puissance considérée.

(cf. Annexe A)

2.5. Centrale au charbon.

L'étude effectuée en septembre 1983 par la SEMA

Sur l'intérêt économique de l'implantation du charbon minéral au Sénégal, montre que les avantages du recours au charbon dépendent du volume des importations.

En effet, le prix de la tonne de charbon, pour moins de 50.000 tonnes par an, achetées à des négociants, transitant par un port européen et approvisionnées par bateaux de moins de 10000 tonnes, est de 50% plus élevé que le prix de la tonne de charbon, pour 400.000 tonnes par an, approvisionnées directement par gros vracquiers directement depuis les ports d'exportation des USA.

En ce qui concerne les besoins du secteur de l'énergie électrique, l'étude conclut ainsi qu'au delà de 200 000 tonnes par an, le charbon importé est plus économique que le fuel-lourd, en deçà de 100.000 tonnes par an, un recours au charbon doit être considéré avec précaution.

Ainsi pour un particulier, le recours au charbon pour la production d'énergie électrique s'avère difficilement envisageable, à moins qu'on procède à la reconversion rapide au charbon, d'une part de l'industrie sénégalaise parmi les plus importants consommateurs de fuel-lourd (Sococim, Touba, etc)

3% PRIX DE REVIENT DU KWh, SORTIE CENTRALE Avec DES moteurs DIESELS.

Le calcul consiste à déterminer le coût actualisé, sur la durée de vie des équipements, du kWh produit à facteur de charge donné en monnaie constante (FCFA en 1986)

3-1% METHODES DE CALCUL

Les coûts de production comprennent des coûts fixes (investissement et exploitation) et des coûts proportionnels (combustibles et autres matières consommables).

3-1-1 Coût moyen actualisé du kWh.

Soit D le coût total actualisé de notre centrale couvrant toutes les dépenses (investissement, frais d'exploitation et de combustible).

Il s'agit maintenant de répartir uniformément ce coût sur l'énergie produite par la centrale pendant toute sa vie. Pour cela on affecte à chaque kWh un coût moyen (c) tel que la valeur actualisée de la production de la centrale, comptabilisée à ce coût moyen, soit égale au total des dépenses actualisées D .

Comme la valeur actualisée de la production d'électricité est le produit d'un nombre de kWh par un coût unitaire constant par hypothèse sur toute la durée de vie de la centrale, on est conduit à faire apparaître une expres.

sion a priori un peu inattendue : celle de "l'énergie totale actualisée" ou du "nombre d'heures actualisées"

En effet, en désignant par $E(t)$ l'énergie fournie l'année t , le coût moyen actualisé du kwh (c) est défini par l'égalité :

$$D = \sum_0^T \frac{cE(t)}{(1+a)^t} \quad \text{ou} \quad c \sum_0^T \frac{E(t)}{(1+a)^t}$$

T : durée de vie de la centrale.

La mise en facteur commun de c au second membre fait apparaître une quantité qui est l'énergie totale actualisée E .

Le coût moyen actualisé du kwh est donc égal, par définition, au rapport du coût total actualisé D à l'énergie totale actualisée E .

On peut dire aussi que le coût c est le prix auquel une société, construisant et exploitant la centrale, devrait vendre l'énergie aux bornes de la centrale pour équilibrer exactement le bilan actualisé de ses dépenses et de ses recettes.

Dans le cas où toutes les dépenses sont exprimées en kw par kw électrique net, il doit en être de même pour l'énergie $E(t)$ qui est alors homogène à un nombre d'heures $H(t)$; le nombre d'heures actualisées s'exprime ainsi,

$$H = \sum_{t=1}^T \frac{H(t)}{(1+a)^{t-1/2}}$$

3-1-2. PRESENTATION PAR ANNUITES

A partir d'une quantité totale actualisée (dépense, énergie, ou nombre d'heures), on peut définir une moyenne annuelle pondérée par les coefficients d'actualisation des années successives. Par exemple, l'utilisation moyenne annuelle actualisée est définie par le rapport :

$$\bar{H} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{H(t)}{(1+a)^{t-1/2}}}{\sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+a)^{t-1/2}}}$$

Il en serait de même pour les dépenses ou pour l'énergie - de dénominateur de ce rapport est le nombre d'années actualisées, ou durée de vie actualisée de la centrale.

Si on considère le rapport définissant le coût moyen actualisé du kWh et si on divise le haut et le bas de ce rapport par le nombre d'années actualisées, on voit que le coût moyen actualisé du kWh est aussi égal au rapport de la dépense moyenne annuelle à l'énergie moyenne annuelle.

Or le coût total actualisé comprend :

- le coût d'investissement (I)
- les frais de fonctionnement de la centrale (F)

La dépense moyenne annuelle comprend elle-même deux termes :

- le premier, quotient de I par la durée de vie actualisée, représente la charge annuelle

d'immobilisation, comprenant l'amortissement du Capital investi et les frais financiers (ou intérêts) sur le Capital non encore amorti :

- Le second est la moyenne annuelle des frais d'exploitation et de combustible.

Le Calcul du coût moyen actualisé du kWh peut être ainsi entièrement fondé sur des annuités. Celles-ci ne sont pas des quantités relatives à une année particulière ; mais des moyennes pondérées par les coefficients d'actualisation des années successives d'exploitation de la centrale.

Tout ce qui précède n'implique la connaissance d'aucune loi d'amortissement. Une telle loi apparaît seulement lorsqu'on fixe une chronique des charges d'immobilisation année par année ; par exemple : si on les suppose constantes et égales à leur valeur moyenne.

Mais dans la réalité, la loi d'amortissement est fixée par des considérations financières et fiscales qui n'entrent pas dans le cadre de cette partie.

3.1.3. Coûts fixes

Les dépenses réelles d'investissements seront majorées des intérêts intercalaires durant la construction des ouvrages, calculés au taux d'actualisation de 12% par an. L'annuité pour charges de capital, calculée au même taux d'actualisation de 12% est donnée par les tables financières en fonction de la durée de vie des

Ouvrages qui est de 20 ans.

L'annuité pour charges de capital, augmentée des dépenses annuelles fixes d'exploitation donne les coûts fixes totaux annuels (F).

3-1.4: Coûts Proportionnels

En notant par :

P: la puissance installée nette

d: la disponibilité globale des installations

La puissance nette disponible est égale à Pd.

Pour une durée annuelle h de cette puissance disponible, l'énergie produite annuellement est égale à :

$$E = Pd \cdot h$$

Avec un coût de combustible par kWh produit égal à C, le coût proportionnel annuel sera :

$$CE = C \cdot Pd \cdot h$$

3-1.5: PRIX DE REVIENT

La dépense totale annuelle est : $T = F + CE$

En appelant $f = \frac{F}{Pd}$ les dépenses fixes par kWh disponible, il vient :

$$T = Pd (f + Ch)$$

Le prix de revient du kWh net produit est égal à :

$$t = \frac{T}{E} = \frac{f}{h} + C = \frac{F}{Pd \cdot h} + C$$

3-2: CRITERES DE DIMENSIONNEMENT du PARC AUTONOME

Le problème des secours vis-à-vis d'incidents sur le matériel de production, ou de l'entretien périodique de celui-ci, conduit à fractionner l'installation en un certain nombre de groupes, bien qu'il faille augmenter la puissance unitaire des groupes pour bénéficier de l'effet de taille sur l'investissement.

Si le taux de disponibilité des groupes est de x , la puissance minimale nécessaire W_n , la condition d'avoir toujours au moins un groupe en réserve oblige à fractionner en n groupes de puissance unitaire W_u de telle façon que :

$$n = \frac{W_n}{W_u} \cdot x + 1$$

cf. gestion de l'énergie dans l'entreprise. (BERNARD BAUDIN). P.47.

Le prix d'un groupe n'étant pas proportionnel à la puissance, mais plutôt de la forme :

$$P = P_0 (1 + a W_u)$$

avec a : taux d'actualisation.

Le majoration de prix, comparée à un groupe unique de puissance W_n sera égale à :

$$n P_0 (1 + a W_u) - P_0 (1 + a W_n)$$

qui représente le coût de la permanence de la fourniture.

3-3 : Disponibilité des unités

Pour évaluer la quantité d'énergie maximale qu'un équipement thermique pourrait produire, on s'est appelé à déterminer son utilisation annuelle maximale. Elle dépend d'une part des causes d'indisponibilités propres à l'équipement (vétusté et pannes fortuites) et d'autre part des causes externes dues aux contraintes d'exploitation de réseau ou d'environnement qui peuvent empêcher l'équipement de fonctionner normalement.

La disponibilité des installations sera basée sur des statistiques internationales selon lesquelles les risques d'indisponibilité des centrales thermiques sont relativement élevés pendant les trois premières années et au delà de 15 ans d'exploitation.

Pour ces unités à moteurs semi-rapides, une statistique de la "Diesel-Engine USERS Association" a donné pour l'année 1975 pour 45 moteurs P.C. en centrale, une moyenne d'arrêt pour entretien de 6,5% du temps et 2,5% du temps pour arrêt non programmé.

Pour ce même type de moteur, une statistique de la S.E.M.T. (groupe Alsthom) donne 8,14% et 7,5% du temps respectivement pour l'entretien et les arrêts non programmés.

Le taux de disponibilité est ainsi compris entre 84 et 90%. Une disponibilité moyenne de 85% sur la durée de vie de l'équipement sera retenue

soit une utilisation moyenne de 6800 h/an/groupe. Ainsi, pour le fonctionnement de 24 h/jour des entreprises considérées dans cette étude, nous serons amenés à augmenter un autre groupe, au nombre de groupes déterminé par le critère de dimensionnement ci dessus, pour satisfaire la demande en énergie et avoir au moins un groupe en réserve.

3-4 : DONNÉES DE BASE SUR LES EQUIPEMENTS EN VISAGES.

EQUIPEMENTS	DIESELS SEMI-RAPIDES				
Puissance Nominale (kw)	50	100	250	500	1000
Puissance continue nette (kw)	48	95	238	475	950
Vitesse de rotation (T/M)	1500	1500	1500	750	750
Utilisation Moy. Annuelle (heures)	6800				
DURÉE de vie (années)	20				
DURÉE DE construction (années)	2				

Tableau A

SUITE TABLEAU A.

EQUIPEMENTS	DIESELS SEMI-RAPIDES			
P.N (Kw)	2000	3000	6000	8000
P.C.N (Kw)	1900	2850	5700	7650
T.P.M	750	750	500	500
Utilisation moy. Annuelle (heures)	6800			
DUREE DE VIE (années)	20			
DUREE DE CONSTRUCTION (années)	2			

COMBUSTIBLE ET HUILE DE GRAISSAGE

PUISSANCE kw	50	100	250	500	1000	2000	3000	6000	8000
Combustible	DIESEL - OIL					FUEL - LOURD - 3500			
Consommation spécifique g/kwh	420	400	350	300	250	250	250	220	220
Consommation huile (g/kwh)	3.8	3.5	3.2	3.0	2.8	2.5	2.2	2.2	2.2
Prix du Combustible	199 160 Fcfa / Tonne					112 295 Fcfa / Tonne			
Prix de l'huile	82010 ³ Fcfa / Tonne								

Tableau C

- Prix obtenus dans le sésol
du 1^{er} juillet 1985 (actuellement
en vigueur)

CHARGES FIXES DES EQUIPEMENTS

64

PUISSANCE NOMINALE (KW)	50	100	250	500	1000	2000	3000	6000	8000	
Pluis. continue NETTE (KW)	48	95	238	475	950	1900	2850	5700	7650	
Coût. d'INVESTISSE- MENT (10^6 FCFA)	39.95	63.07	147.65	291.72	469.37	878.56	1154.13	2217.30	2301.2	
Coefficient d'inté- rêts intercalaires à 12%	1.134									
C O U T S	Fixes 10^3 FCFA/kw/an	108.8	108.8	108.8	106.76	56.10	30.94	30.60	24.65	20.60
	Variables FCFA/kwh	4.08	4.08	3.74	3.06	3.06	3.91	3.91	3.91	3.91

Tableau. B

Remarques:

. Pour ces groupes Diesels, à moteur semi-rapi-
de, les coûts ainsi donnés, sont établis à partir des
indications fournies par la documentation de la
S.E.M.T PIESTICK (Groupe Alsthom).

. Par ailleurs, nous ajouterons à ces coûts,
les dépenses relatives au stock de fuel-lourd ou
de Diesel-oil (estimé à 1000 m^3) pour ces moteurs.
Car bien que les livraisons, soient souvent assez
fréquentes au Sénégal, on pensera toujours aux
ruptures possibles d'approvisionnement pour évi-
titer un stock de sécurité.

3.5 : COÛT MOYEN ACTUALISÉ

Pour éviter de faire des calculs répétitifs, nous
nous proposons de donner deux exemples de calcul
de coût moyen actualisé :

1°. Diesels semi-rapides, consommant du Diesel-oil
pour satisfaire une demande donnée

2°. Diesels semi-rapides, consommant du fuel-
lourd pour satisfaire une autre demande.

N.B : 2^{ème} exemple nécessaire, car en moyenne les unités die-
sels de 2000, 3000, 6000 et 8000 Kw utilisent du diesel-oil
70% du temps, pour les démarrages et arrêts.

3.5.1: EXEMPLE N° I

- Soit une demande de : 50 Kw.

Le critère de dimensionnement, ci-dessus, nous permet de déterminer le nombre de groupes, de puissance continue nette $W_u = 48 \text{ kw}$ nécessaire pour satisfaire la demande en puissance $W_n = 50 \text{ kw}$.

$$n = \frac{W_n}{W_u} \times x + 1$$

Avec la disponibilité $x = 0.85$ déjà estimée pour les groupes diesels, on a :

$$n = \frac{50}{48} \times 0.85 + 1 = 2 \text{ groupes}$$

$$\underline{n = 2 \text{ groupes.}}$$

Cependant pour satisfaire la demande en énergie électrique, on sera obligé d'avoir 3 groupes pour avoir au moins un groupe en réserve pour le problème de secours vis-à-vis de incidents sur le matériel; Car l'utilisation annuelle moyenne des groupes est de 6800 heures et le fonctionnement de l'entreprise 8088 hrs/an. comme déjà mentionné dans les critères de design (24hrs/j).
Donc on aura 3 groupes de 48 kw.

de tableau B, nous permet de calculer le coût d'investissement I

A- Coûts fixes :

. Investissement :

$$I = 3 \times 39.95 = 119.85 \cdot 10^6 \text{ FCFA}$$

$$\underline{I = 119.85 \cdot 10^6 \text{ CFA}}$$

. Intérêts intercalaires : i

Les intérêts intercalaires sont évalués à 12.2% du coût d'investissement :

$$i = 0.122 \bar{I} = 14.622 \cdot 10^6 \text{ FCFA}$$

$$\underline{i = 14.622 \cdot 10^6 \text{ FCFA}}$$

. Investissement global

$$I_g = \bar{I} + i = 134.472 \cdot 10^6 \text{ CFA}$$

$$\underline{\bar{I}_g = 134.472 \cdot 10^6 \text{ FCFA}}$$

. Annuités de l'investissement global :

Le terme annuités désigne une série de versements égaux effectués à des intervalles de temps égaux.

On utilise les annuités simples dans cette étude, car la période de capitalisation des intérêts est la même que la période de versements.

De fait qu'il s'agit d'annuités de remboursement (Remboursement d'une dette), alors la valeur présen. de l'annuité de fin de période V_p est de :

$$\boxed{V_p = y \frac{27}{n} i}$$

Avec : y : Le montant du versement
 n : nombre de versements ou de périodes de capitalisation
 i : Taux d'intérêts par période de capitalisation.

Les tableaux financiers, donnent pour $n = 20$ ans (durée de vie de l'ouvrage) et pour $i = 12\%$ (taux d'actualisation) :

$$2n i = 7.469444.$$

Donc pour : $V_p = I_g = 134.472 \cdot 10^6$ FCFA.

$$y = \frac{V_p}{2n i} = \frac{134.472 \cdot 10^6}{7.469444}.$$

$$y = 18,003 \cdot 10^6 \text{ FCFA/an}$$

• Coût MOYEN D'INVESTISSEMENT NET. ACTUEL/kwh

$$C_m = \frac{y}{\text{ENERGIE Annuelle consommée Par an}}$$

$$= \frac{18,003 \cdot 10^6}{50 \times 8088}$$

$$C_m = 44.52 \text{ FCFA/kwh}$$

• Charges fixes d'exploitation
de tableau B. donne :

$$C_f = 108,8 \cdot 10^3 \text{ FCFA/kw/an}$$

$$C_v = 4,08 \text{ FCFA/kwh}$$

D'où :

$$C_e = \frac{108800 \text{ FCFA/kw/an}}{8088 \text{ hrs/an}} + 4,08 \text{ FCFA/kwh}$$

$$C_e = 17,53 \text{ FCFA/kwh}$$

• TOTAL DES COÛTS FIXES

$$C_T = C_m + C_e$$

$$C_T = 62,05 \text{ FCFA/kwh}$$

• B- COÛTS PROPORTIONNELS :

de tableau C, nous indique pour $P = 50 \text{ kW}$, une consommation spécifique de 420 g/kwh et une consommation en huile de $3,8 \text{ g/kwh}$.

A partir de ces spécifications, on obtient les coûts :

- Diesel-oil :

$$C_d = 199,160 \text{ FCFA/kg} \times 0,420 \text{ kg/kwh}$$

$$C_d = 83,65 \text{ FCFA/kwh}$$

- Huile de Graissage :

$$C_h = 0,820 \text{ FCFA/g} \times 3,8 \text{ g/kwh}$$

D'où $C_h = 3.12 \text{ FCFA/kwh}$

. TOTAL DES COÛTS PROPORTIONNELS.

$$C_{T_2} = C_d + C_h.$$

$$C_{T_2} = 86.77 \text{ FCFA/kwh}$$

c- COÛT MOYEN DE PRODUCTION

$$C_M = C_{T_1} + C_{T_2}.$$

D'où : $C_M = 148.82 \text{ FCFA/kwh}$

EXEMPLE N° II

• Soit une demande de : 22000 Kw
 De même le critère de dimensionnement permet de déterminer le nombre de groupes de puissance $W_u = 7650 \text{ Kw}$

$$n = \frac{22000}{7650} \times 0.85 + 1 = 4 \text{ types}$$

On considèrera 5 groupes pour satisfaire la demande en énergie et pour avoir un groupe en réserve.

Donc :

$$n = 5 \text{ groupes}$$

A- Coûts FIXES

• Investissement

$$I = 5 \times 2301.2 \cdot 10^6 = 11506 \cdot 10^6 \text{ FCFA}$$

$$\underline{I = 11506 \cdot 10^6 \text{ FCFA}}$$

• Intérêts intercalaires

$$i = 0.122 \times I = 1403.73 \cdot 10^6$$

• Investissement global

$$I_g = I + i = 12909.73 \cdot 10^6 \text{ FCFA}$$

• ANNUITES DE L'INVESTISSEMENT.

$$V_p = I_g = 12909.73 \cdot 10^6 \text{ CFA}$$

$$2n/i = 7.469444$$

D'où :

$$y = \frac{V_p}{2n/i} = 1728.34 \cdot 10^6 \text{ FCFA}$$

$$y = 1728.34 \cdot 10^6 \text{ CFA}$$

• Coût MOYEN D'INVESTISSEMENT NET ANNUEL

$$C_m = \frac{1728.34 \cdot 10^6}{22000 \times 8088}$$

$$C_m = 9.71 \text{ FCFA/kwh}$$

• Charges d'exploitation

Du tableau C :

$$C_f = 20600 \text{ FCFA/kw/an}$$

$$C_v = 3.91 \text{ FCFA/kwh}$$

$$\text{D'où : } C_e = \frac{20600 \text{ FCFA/kw/an}}{8088 \text{ hrs/an}} + 3.91 \text{ FCFA/kwh}$$

$$C_e = 8.46 \text{ FCFA/kwh}$$

• TOTAL DES CÔTS fixes

$$C_{T_i} = C_m + C_e$$

$$C_{T_i} = 16.17 \text{ FCFA/kwh}$$

B- CÔTS PROPORTIONNELS

Consommation spécifique : 220 g/kwh

Consommation huile de
graissage : 2.2 g/kwh

Prix FUEL. lourd : 112.295 FCFA/kg.

Donc les coûts seront :

• fuel. lourd :

$$C_f = 0.112295 \text{ FCFA/g} \times 220 \text{ g/kwh}$$

$$C_f = 24.7 \text{ FCFA/kwh}$$

• Huile de graissage :

$$C_h = 0.820 \text{ FCFA/g} \times 2.2 \text{ g/kwh}$$

$$C_h = 1.80 \text{ FCFA/kwh}$$

• DIESEL OIL :

La différence essentielle entre ces deux exemples réside sur cette nécessité de diesel. oil pour les groupes de puissance supérieure à 2000 kW pour assurer

Les démarrages et arrêts, à cause de la viscosité du fuel. lourd. Ces groupes utilisent, d'après les constructeurs, 7% du temps du diesel-oil.

Ainsi :

$$C_d = 0.199160 \text{ FCFA/g} \times 220 \text{ g/kwh} \times \frac{7\% \times 8088 \text{ hrs/an}}{8088 \text{ hrs/an}}$$

$$= 0.199160 \times 220 \times 0.07$$

$$\underline{C_d = 3.07 \text{ FCFA/kwh}}$$

• TOTAL DES COÛTS PROPORTIONNELS.

$$C_{T2} = C_f + C_h + C_d.$$

$$\boxed{C_{T2} = 29.57 \text{ FCFA/kwh}}$$

C. COÛT MOYEN ACTUALISÉ DE PRODUCTION

$$C_m = C_{T1} + C_{T2}$$

$$= 16.17 + 29.57$$

$$\boxed{C_m = 45.74 \text{ FCFA/kwh}}$$

Cependant à ces coûts moyens actualisés, nous ajouterons les coûts de revient par kWh des 1000 m^3 de combustible, qui doivent être gardés en stock.

• Fuel. lourd :

. masse volumique : 918 kg/m^3 .

. Coût des 1000 m^3 .

$$C_i = 112,295 \text{ FCFA/kg} \times 918 \text{ kg/m}^3 \times 1000 \text{ m}^3$$

$$\underline{C_i = 103,087 10^6 \text{ FCFA}}$$

Ainsi, dépendamment des demandes, on trouve le coût par kWh et par an durant la durée de vie des ouvrages.

Exemple : Pour $P = 22000 \text{ kw}$.

$$C_i = \frac{103,087 10^6 \text{ FCFA}}{22000 \times 8018 \frac{\text{h}}{\text{an}} \times 20 \text{ ans}} = 0,029 \text{ FCFA/kwh.}$$

D'où le coût global actualisé :

$$C_A = C_m + C_i = 45,74 + 0,029.$$

$$\boxed{C_A = 45,77 \text{ FCFA/kwh.}}$$

• DIESEL. oil

$$C = 199,160 \text{ FCFA/kg} \times 0,81270 \text{ kg/m}^3 \times 1000 \text{ m}^3$$

$$= 161,718 10^8 \text{ FCFA.}$$

Exemple: Pour $P = 50 \text{ kw}$

$$C = \frac{161.71810^6}{50 \times 8088 \times 20} = 19.99 \text{ FCFA/kwh.}$$

le coût global actualisé devient:

$$C_A = C_M + C = 148.82 + 19.99$$

$$C_A = 168.81 \text{ FCFA/kwh}$$

N.B: Comme déjà convenu, les autres coûts moyens de production actualisés sont calculés de la même manière. Les résultats obtenus sont donc consignés dans le tableau (D) suivant.

3.5.2 Tableaux des résultats

COÛT MOYEN ACTUALISÉ DE PRODUCTION du KwH DES ÉQUIPEMENTS
ENVISAGÉS . (TABLEAU A2) . Fonctionnement 12h/Tour

DEMANDE KW	50	100	250	500	1000	2000	3000	6000	12000	18000	22000
Puissance nette continue Kw	3x48	3x95	3x238	3x475	3x950	3x1900	3x2850	4x2850	4x5700	5x5700	5x7650
INVESTISSEMENT 10 ⁶ FCFA	119,85	189,21	442,95	875,16	1408,11	2635,68	3462,39	4616,52	8869,2	11086,5	11506
INTÉRÊTS interco- laires 10 ⁶ FCFA	14,622	23,084	54,04	106,77	171,769	321,55	422,41	563,22	1082,06	1352,55	1403,73
INVESTISSEMENT global 10 ⁶ FCFA	134,472	212,29	496,99	981,93	1579,90	2957,23	3884,80	5179,74	9951,26	12439,05	12909,73
ANNUITÉS 10 ⁶ FCFA	18,003	28,492	66,536	131,46	211,515	395,91	520,09	693,657	1332,26	1665,33	1728,36
COÛT MOYEN D'INVESTISSEMENT Par Kw h (FCFA/kwh)	89,03	70,28	65,82	65,02	52,30	48,96	42,86	28,58	27,46	22,88	19,42
charges d'exploita- tion PFCFA/kwh	30,98	30,98	30,64	29,66	16,93	11,56	11,47	11,47	10,01	10,01	9,00
Coût du stockage Par kwh FCFA/kwh	39,98	19,99	7,998	3,998	1,998	0,638	0,426	0,212	0,106	0,072	0,058

SUITE DU TABLEAU D.2

78

Coût Total fixe Par kwh FCFA /kwh	159,99	121,25	104,46	98,48	71,23	61,16	54,76	40,26	37,58	32,96	28,48
Coût Du Diesel oil. FCFA/kwh	83,65	79,7	69,7	59,7	48,8	3,49	3,49	3,49	3,07	3,07	3,07
Coût fuel lourd FCFA/kwh	—	—	—	—	—	28,1	28,1	28,1	24,7	24,7	24,7
Coût huile de graissage FCFA/kwh	3,12	2,87	2,62	2,46	2,3	2,05	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Total des coûts proportionnels FCFA /kwh	86,77	82,57	72,32	62,16	51,10	33,64	33,39	33,39	29,57	29,57	29,57
Coût MOYEN Actualisé FLFA /kwh	246,76	203,82	176,78	160,64	122,33	94,8	88,15	73,65	67,15	62,53	58,05

COÛT MOYEN ACTUALISÉ DE PRODUCTION DU KWh
DES EQUIPEMENTS EN VISAGES (Tableau 10)

DEMANDE KW	50	100	250	500	1000	2000	3000	6000	12000	18000	22000
PUISSANCE NETTE continue (KW)	3x48	3x95	3x238	3x475	3x950	3x1900	3x2850	4x2850	4x5700	5x5700	5x7650
INVESTISSEMENT (10 ⁶ FCFA)	119.85	189.21	442.95	875.16	1408.11	2635.68	3462.39	4616.52	8869.2	11086.5	11506
INTÉRÊTS INTER- CALAIRES (10 ⁶ FCFA)	14.622	23.084	54.04	106.77	171.769	321.55	422.41	563.22	1082.04	1352.55	1403.73
INVESTISSEMENT Global (10 ⁶ FCFA)	134.472	212.29	496.99	981.93	1579.90	2957.23	3884.80	5179.74	9951.24	12439.05	12909.73
ANNUITES 10 ⁶ FCFA	18.003	28.422	66.536	131.46	211.515	395.91	520.09	693.457	1332.26	1665.33	1728.34
Coût moyen D'INVESTISSEMENT Par kwh. FCFA/kwh	44.52	35.14	32.91	32.51	26.15	24.48	21.43	14.29	13.73	11.44	9.71
charges d'exploitation : FCFA/kwh	17.53	17.53	17.19	16.26	10.00	7.74	7.69	7.69	6.96	6.96	6.46
Coût du stockage Par kwh.	19.99	9.997	3.999	1.999	0.999	0.319	0.213	0.106	0.053	0.036	0.029

SUITE DU TABLEAU D.2 : Fonctionnement 24hrs/jour.

80

Coût total fixe par kwh FCFA /kwh	82.04	62.67	54.10	50.77	37.15	32.54	29.33	22.09	20.74	18.44	16.20
Coût du Diesel. oil FCFA /kwh	83.65	79.7	69.7	59.7	48.8	3.49	3.49	3.49	3.07	3.07	3.07
Coût de l'huile de graissage FCFA /kwh	3.12	2.87	2.62	2.46	2.3	2.05	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
Coût du Fuel. lourd FCFA /kwh	-	-	-	-	-	28.1	28.1	28.1	24.7	24.7	24.7
Total des Coûts proportionnels FCFA /kwh	86.77	82.57	72.32	62.16	51.10	33.64	33.39	33.39	29.57	29.57	29.57
Coût MOYEN ACTUALISE FCFA /kwh	168.81	145.24	126.42	112.93	88.25	66.18	62.72	55.48	50.31	48.01	45.77


I- ETUDE COMPARATIVE DES SOLUTIONS TECHNICO-ECONOMIQUES

Tout d'abord, le calcul des coûts moyens de production, du kWh, pour une alimentation autonome par différents groupes électrogènes, nous montre une variation de ces coûts inversement proportionnels à la grosseur des groupes, donc à la puissance installée. Ce qui laisse imaginer, l'existence d'une puissance, au delà de laquelle les prix actuels de la kwh, deviennent prohibitifs, c'est-à-dire supérieurs, aux coûts de production, d'une centrale autonome.

Les tableaux comparatifs ci après, nous permettent de spécifier les conditions, en fonction, du fonctionnement des entreprises (24h/J ou 12h/J), des puissances et du niveau de tension, les distances au delà desquelles la possession d'une unité autonome devient plus rentable que l'alimentation par le réseau de distribution.

1.1 Tableaux comparatifs

N.B :  : Pas rentable dans cette gamme de distance choisie.

 : Coûts inférieurs aux prix actuels de la kwh, donc centrale autonome plus économique.

CHAPITRE

IV

ETUDE . COMPARATIVE

FONCTIONNEMENT 24 hrs / Jour

d: distances d en kilomètres au delà desquelles il est plus rentable d'avoir son unité autonome

Tension P(kw)	30KV	6.6KV	Zone. Franche 30KV	Région de DAKAR 90KV	Autres régions 90K
50	110 ⁽¹⁾	180	130	40 ⁽³⁾	40
	155 ⁽²⁾	260	160	45 ⁽⁴⁾	42
100	162		190	60	80
	252		260	80	90
250				130	200
				140	220
500				200	280
				240	302
1000				252	
				270	
2000	108	180		210	245
	120	250		220	260
3000				160	260
				180	280
6000				31	90
				35	96
12000			Point critique: Coût = Prix Sèdes		
18000					
22000					

1.2. INTERPRETATION DES RESULTATS ET CONCLUSION PARTIELLE

A l'issue, de cette partie, on remarque quelques aspects très importants de la distribution :

- Tout d'abord, pour que la comparaison puisse se fonder sur des bases objectives et scientifiques, il fallait obtenir, à partir de nos centrales autonomes, une fiabilité au moins égale à celle assurée par la Sénélec, pour une même demande. Certes, avec les possibilités de bouclage sur le réseau interconnecté (cf. fig N°3.Am-E), on ne peut pas affirmer que s'il y a coupure ou défaut sur telle ligne, il y aura arrêt complet de production pour toutes les entreprises qui elle dessert, mais, tout au moins la fiabilité trop faible des lignes électriques actuelles (36.8%) nous sert de base (de référence) solide pour voir l'état défectueux de ces lignes. Ce qui, en fait de compte, nous montre que quelque soit la fiabilité des centrales de la Sénélec, on retrouvera une fiabilité globale de la distribution, inférieure à celle de nos centrales autonomes qui est de plus de 95%.

- Ensuite, il faudra faire la distinction dans le cadre de cette comparaison, entre une entreprise existante, qui a donc déjà financé le coût de sa ligne, pour qui l'importance de cette étude technico-économique portera uniquement sur la comparaison des prix actuels

de la Senelec, aux coûts moyens actualisés de la production autonome; et une entreprise en cours de construction, pour qui la comparaison intégrera 80% du coût éventuel de la ligne.

Ainsi pour le premier cas, cette comparaison révèle, que pour les grandes consommations d'énergie: Puissance supérieure ou égale à 18 MW avec un fonctionnement de 24 heures par jour ou au dessus de 12 MW pour 12 heures par jour de fonctionnement, les prix actuels de l'énergie de la Senelec deviennent prohibitifs, donc une centrale autonome serait plus économique, donc plus rentable; et ceci d'une façon générale. Mais plus particulièrement on retrouve, dépendamment des niveaux de tension, que pour la moyenne tension (6.6 KV et 30 KV), ces prix de la Senelec deviennent supérieurs aux coûts moyens de production interne d'énergie d'une entreprise fonctionnant 24 heures par jour.

Cependant, pour le deuxième cas, en outre des limites de rentabilité du premier cas, ci décrit, on remarque que l'option production autonome ne sera rentable qu'au delà des longueurs de ligne allant de 100 à 300 km, dépendamment des puissances demandées (de 50 à 1000 KW). Or en regardant la répartition du réseau interconnecté et la capacité des unités annexes de la Senelec réparties sur l'ensemble du territoire (cf. fig N° 5.1.AE), il serait fort peu probable

de voir une localisation possible de telles entreprises, si éloignée du réseau.

- Toutefois, il serait enfin indispensable pour une unité autonome, de penser éventuellement au remplacement de certains équipements; donc d'avoir une certaine politique de gestion de stocks, surtout des pièces de rechange, qui nécessite un investissement initial et comptabiliser sur le coût de revient du kWh; ainsi qu'une main d'œuvre qualifiée pour le suivi et le bon marche des installations. Les coûts doivent être comparés à l'économie actualisée, réalisée au moyen ou long terme en adoptant cette solution. Les tableaux suivants nous indiquent l'économie actualisée sur 20 ans par rapport, aux prix de la Senelec, pour une entreprise fonctionnant 24 hrs par jour.

MOYENNE TENSION 6.6 à 30KV

DEMANDE KW	3000	6000	12000	18000	22000
Prix Senelec FCFA/Kwh	63.77	63.77	63.77	63.77	63.77
Unité autonome. FCFA/Kwh	62.18	55.48	50.31	48.01	45.77
ECONOMIE Actualisée sur 20ans 10% FCFA	38.580	402.30	1306.37	2294.40	3202.85

ZONE FRANCHE industrielle 30KV

DEMANDE KW	18000	22000
Prix fenelec FCFA / Kwh	50.31	50.31
Unité autonome FCFA / Kwh	48.01	45.77
Economie REALISEE (10 ⁶ FCFA)	334.84	807.83

HAUTE TENSION

DEMANDE [KW]		12000	18000	22000	
P R I X	S E N E L E C	Region de Dakar [FCFA / Kwh]	54.56	54.56	54.56
		Autres Regions [FCFA / Kwh]	53.75	53.75	53.75
UNITE AUTONOME FCFA / Kwh		50.31	48.01	45.77	
E C O N O M I S E	R E A L I S E	Region de Dakar [10 ⁶ FCFA]	412.49	953.58	1564.06
		Autres Regions [10 ⁶ FCFA]	333.87	835.65	1419.93

CONCLUSION

Au terme de cette étude, si modeste, nous dirons que les objectifs poursuivis ont été en grande partie atteints.

En effet, nous avons tenté tant bien que mal au cours des pages précédentes, de faire une étude technico-économique de production interne d'énergie électrique, qui, à notre avis, doit être un document permettant la facilité et la rapidité de prise de décision pour les industriels, choix dont l'élément principal sera le prix de revient de l'énergie provenant du réseau général de la Senelec ou d'une centrale autonome. Car elle permet d'estimer à partir de quelles situations (puissance appelée d'une entreprise, situation géographique, etc) les prix de la Senelec deviennent supérieurs aux coûts de production d'un système autonome.

Cependant, il s'agit aujourd'hui de faire une analyse approfondie de ce document, surtout des méthodes de calcul du prix moyen de revient par kWh consommé, en vue d'en tirer le maximum de profit et de faire une analyse de sensibilité des résultats. En effet, nous avons posé un certain nombre d'hypothèses et fait quelques estimations à propos du coût moyen par kilomètre de ligne électrique.

Le rapport, en montrant que, mis à part des cas particuliers d'utilisation massive d'énergie électrique, la solution est beaucoup plus économique actuellement, pour les utilisateurs de puissances allant jusqu'à 2 megawatts, et le raccordement au réseau de distribution, nous impose à faire certaines recommandations pour assurer une certaine qualité et une certaine continuité de service.

RECOMMANDATIONS

SUJET PROPOSÉ :

IMPACT DU COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ, SUR LES PRODUITS DES ENTREPRISES SÉNÉGOLAISES.

En attendant l'exécution du programme à moyen terme de la Senelec, contenu dans le rapport sur l'étude de l'extension des moyens de production et du renforcement du réseau, "étalé" d'ici 1995, les utilisateurs doivent faire quelque chose pour réduire les défaillances et permettre par ailleurs le maintien d'une certaine continuité dans l'alimentation électrique.

En effet, on peut rendre la fourniture plus sûre en amenant le courant par deux lignes distinctes qui auront peu de chances d'être détruites simultanément (rappelons que l'utilisateur paiera 80% du coût de ces lignes); mais

il n'est pas sûr que le coût de cette solution ne soit pas supérieur à la mise en place de groupes de secours. En fait, toutes les fabrications ne nécessitent pas en permanence absolue de la fourniture, d'où la nécessité, de faire une étude interne en vue de déterminer, celles qui doivent satisfaire à cette condition, et limiter en conséquence la puissance requise et la consommation correspondante en plaçant un ou des groupes diesel (dépendamment de cette consommation) en standby avec le réseau.

- Toutefois, pour le Lénélec, nous pensons qu'il est nécessaire et même indispensable de mettre en évidence l'existence d'un optimum dans la sécurité d'alimentation: les progrès dans les connaissances économiques permettent de faire ces calculs (Voir Annexe B) dont l'étude de renforcement et d'extension, doit aboutir à un choix adéquat d'une structure topologique du réseau qui permettra d'agir sur le taux de coupure de plusieurs façons:

- soit en réduisant la probabilité de coupure (sources multiples)
- soit en réduisant la durée des coupures (possibilités de secours par les réseaux voisins, dispositifs de réenclenchement automatique etc)
- soit en réduisant l'amplitude de chaque coupure, c'est à dire le nombre des usagers ou la puissance qui ils appellent (fractionnement du réseau, augmentation du nombre d'appareils de coupures etc).

de Comparaisons entre ces moyens doit se faire en mettant en balance leurs coûts et leurs efficacités respectives

Ces dernières peuvent évidemment être très différentes suivant que le réseau sera radial, bouclé ou maillé.

Cette comparaison technique-économique des différents systèmes de distribution serait de toute façon une entreprise vaste et périlleuse, dans la mesure où il serait nécessaire d'y inclure tout le contexte environnant, actuel et passé, propre à notre pays.

On retrouvera simplement dans ce document quelques idées qui peuvent éclairer certains choix. Le critère de décision doit être la valeur économique implicite de l'unité de dépense. - N-à-dire, le rapport entre la dépense pour réaliser certaines structures et le gain avant obtenu par l'énergie non distribuée en cas d'incident (cf. Annexe C)

Il ne pourra terminer sans pour autant soulèver une interrogation : pour projet d'auto-production, ne réduirait-il pas le réseau public au rôle de secours et d'appoint, annihilant ainsi le principal avantage du service public d'électricité (gain par les économies d'échelle) ?

ANNEXES

ANNEXE - A

NOTE DE COMPARAISON ENTRE LES MOTEURS DIESEL SEMI-RAPIDES à 4 TEMPS ET LES MOTEURS LENTS à 2 TEMPS

(TIRÉE du RAPPORT de la Senelec du 7.04.83)

I. INVESTISSEMENT

Au fait que le prix d'un moteur diesel croît avec les dimensions des cylindres, le coût d'investissement d'un moteur lent à 2 temps (gros cylindres) est plus élevé que celui d'un moteur semi-rapide à 4 temps (cylindres plus petits) à puissance égale. L'écart entre les 2 prix varie de 30 à 50% pour toute la gamme de puissance.

II. CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE ET d'HUILE de GRAISSAGE

Le moteur diesel lent à 2 temps étant conçu pour fonctionner sur fuel lourd avec une viscosité atteignant 6000 s. red, et plus apte à l'utilisation des fuels résiduels ne dépassant pas 3500 s. red, viscosité limite du fuel lourd destiné à l'alimentation des diesels semi-rapides à 4 temps.

Pour évaluer, la consommation spécifique * augmente quand les dimensions des cylindres diminuent, elle est de ce fait inférieure pour le moteur lent; cependant les progrès spectaculaires réalisés ces dernières années sur l'amélioration de la consommation spécifique.

des moteurs à 2 temps ont été suivis par ceux des diesels

Semi-rapides à 4 temps qui sont principalement conçus pour des puissances allant jusqu'à 12 MW environ. Au dessus de cette puissance très peu de moteurs à 4 temps sont en compétition avec le diesel lent.

Ces considérations sont illustrées par les deux graphiques suivants.

Pour l'huile de graissage, les moteurs semi-rapides à 4 temps consomment 2 fois plus que le moteur lent à 2 temps; cependant, l'huile cylindre du moteur lent, coûte environ 15% plus cher que celui des diesels-rapides.

* N.B: Les valeurs indiquées de la consommation spéci-

fique, sont valables pour les conditions définies par I.S.O

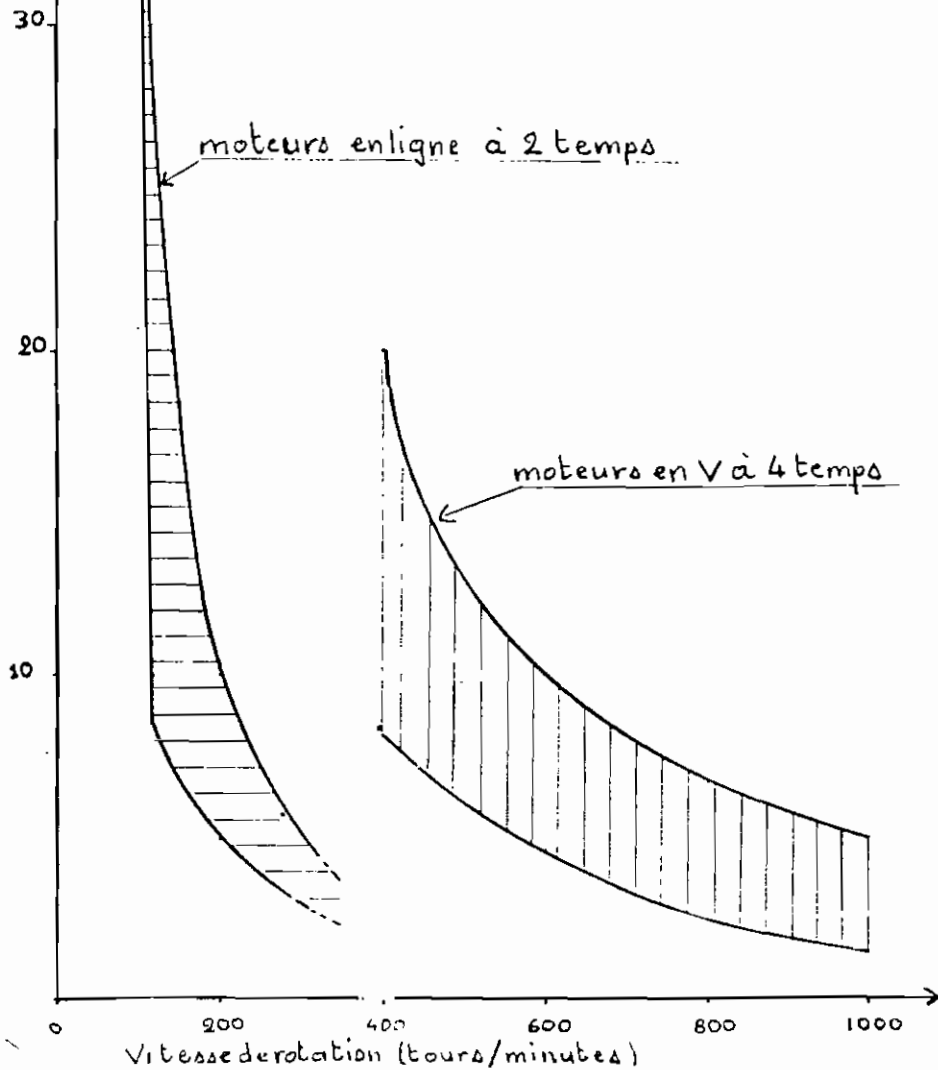
- Pouvoir calorifique inférieur : 10 200 kcal/kg
- Température de l'air atmosphérique : 27°C
- " " " l'eau : 30°C
- Pression atmosphérique : 1000 bars

Puissance
sortie alternateur
(MW)

Moteurs diesel lents à 2 temps et

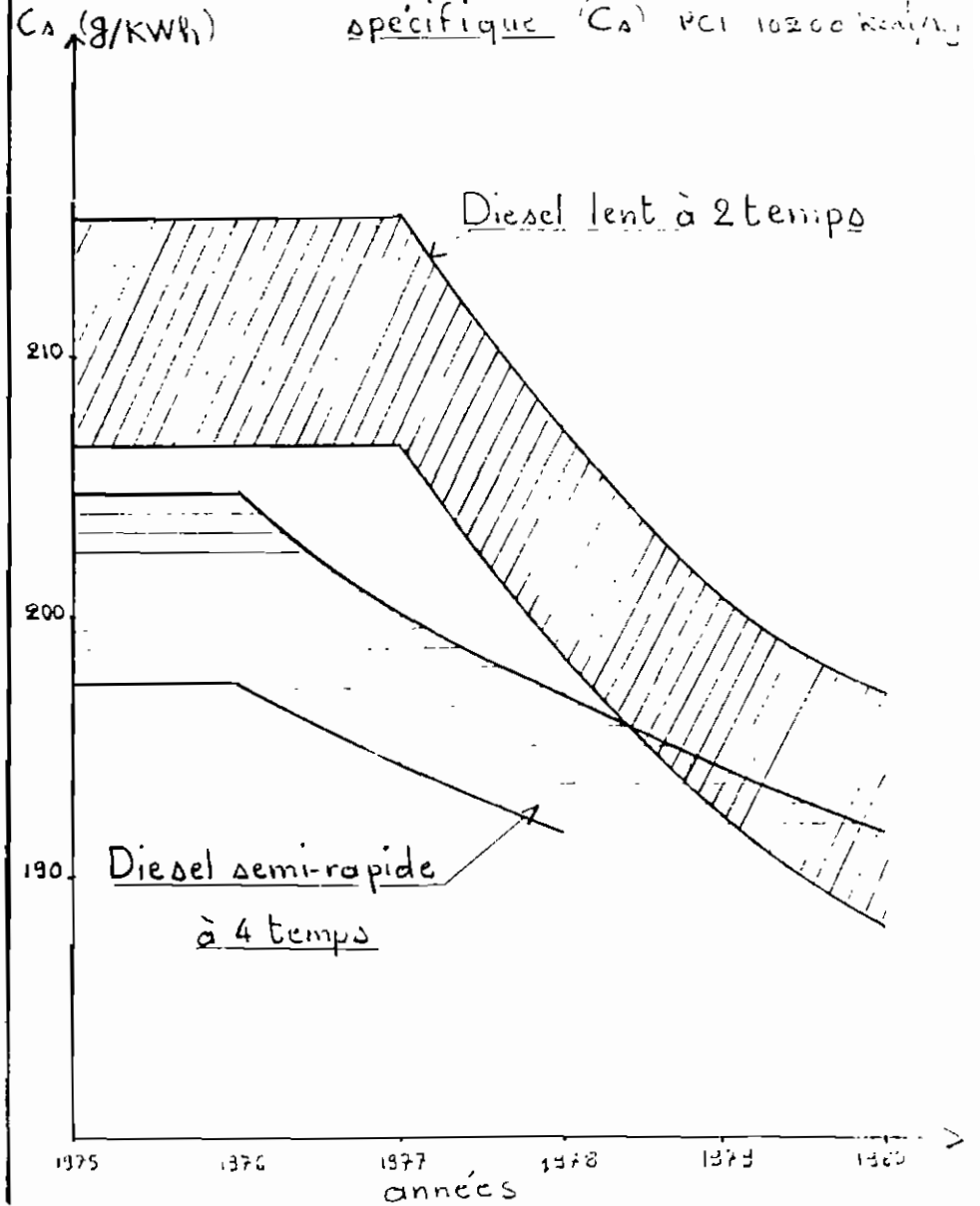
semi-rapides à 4 temps (6, 12, 16, 18 à 20

cylindres) disponibles dans le marché



Evolution de la consommation

spécifique (C_s) PCI 10200 kcal/m³



ANNEXE B.

Soit A le taux de coupures annuel dans un réseau. A est supposé mesuré dans une unité convenable (Par exemple : somme annuelle des "énergies non fournies" de chaque coupure). Le coût de ces coupures est proportionnel à A ; soit $C_1 A$. Pour réduire ce taux de coupure, il faut renforcer le réseau, ce qui coûte d'autant plus cher que l'on a déjà un taux de coupures faible. On peut même dire que pour annuler A , il faudrait des dépenses infiniment grandes.

Les dépenses nécessaires pour obtenir le taux de coupure A peuvent donc se mettre en première approximation sous la forme : C_2 / A .

Cela conduit à dire que pour réduire le taux de coupures de ΔA , il faut dépenser :

$$\Delta C = C_2 \frac{\Delta A}{A^2} \quad (\text{voir Réseaux Electriques de RENE PELISSIER.})$$

L'optimum national est obtenu pour le taux A si le gain marginal sur le coût des coupures égal le coût marginal du renforcement du réseau ou de l'équipement nécessaire :

$$C_1 \Delta A - \Delta C = 0 \quad \text{soit} \quad A^2 = \frac{C_2}{C_1}$$

Si l'on pouvait estimer les coûts marginaux C_1 et C_2 , on en déduirait donc le taux optimal de panne A_0 . En pratique, on connaît les sommes investies dans les

réseaux, donc C_2 et la relation ci-dessus, dans lequel
le on prend pour A le taux de coupure constant,
permet de se rendre compte de la limite à laquelle
la pratique habituelle correspond. On peut alors juger
s'il est raisonnable d'admettre le taux A , ou s'il faut
augmenter C_2 . La formule $A^2 = \frac{C_2}{a}$, montre que le
taux de coupures correspondant à l'optimum économique
est d'autant plus faible que le coût de l'appareillage
est plus faible (logiques techniques) et que le coût des
coupures est plus élevé (répercussions plus onéreuses
chez les usagers industriels).

- Le gain annuel réalisé sur les investissements M , par contre, on n'effectue pas le brucage: $B = iCD$.

On calcule ainsi le rapport $d = B/D$ qui représente la valeur économique qui s faut attribuer à chaque unité d'énergie non distribuée pour pouvoir justifier le brucage. On compare alors d appelé coût implicite de défaillance, à la valeur explicite que l'entreprise accorde à la défaillance.

ANNEXE D

METHODE DE COMPARAISON GRAPHIQUE

- - -

En plus des tableaux comparatifs des pages 82 et 83, basés sur la comparaison des coûts moyens actualisés de production des pages 78 et 80 aux pués de revient de l'énergie consommée, à partir du réseau de distribution, ainsi consignés sur les tableaux (Page 39 → 48), nous tenons à donner une deuxième méthode comparative, axée sur les interprétations graphiques, qui sera mise en relief à partir de deux exemples pour la M.T 30K et la H.T. 90Kv.

M.T : 30 Kv.

- Tout d'abord en traçant, pour une puissance P donnée, la variation du coût en fonction de l'énergie consommée à partir d'une centrale autonome, on obtient une droite coupant l'axe des ordonnées au point marquant l'investissement initial des équipements. Notez dans ce cas, que le coût en fonction de l'énergie est uniquement les coûts proportionnels (cf. P. 78).

Ensuite en traçant sur le même graphique, la variation des coûts en fonction de la longueur de la ligne électrique, on obtient aussi une droite coupant l'axe des ordonnées au point indiquant

le coût annuel de l'énergie pour la même puissance p , à partir des tarifs actuels de la S'nelec.

Ainsi l'intersection des deux droites nous montre, pour la puissance p , la distance au delà de laquelle, il est plus économique d'avoir son propre système autonome, donc le point critique.

En application de cette méthode, nous avons: (cf. fig n° 6.)

• Pour $P = 100 \text{ kW}$ on a $d = 162 \text{ km}$ pour un fonctionnement de 24 hrs/jour et 48 semaines par année.

• Pour $P = 50 \text{ kW}$ on a $d = 110 \text{ km}$ pour le même fonctionnement.

H.T 90 KV

En procédant de la même manière que précédemment, on a obtenu les graphiques de la figure N° 7 pour 2 puissances données

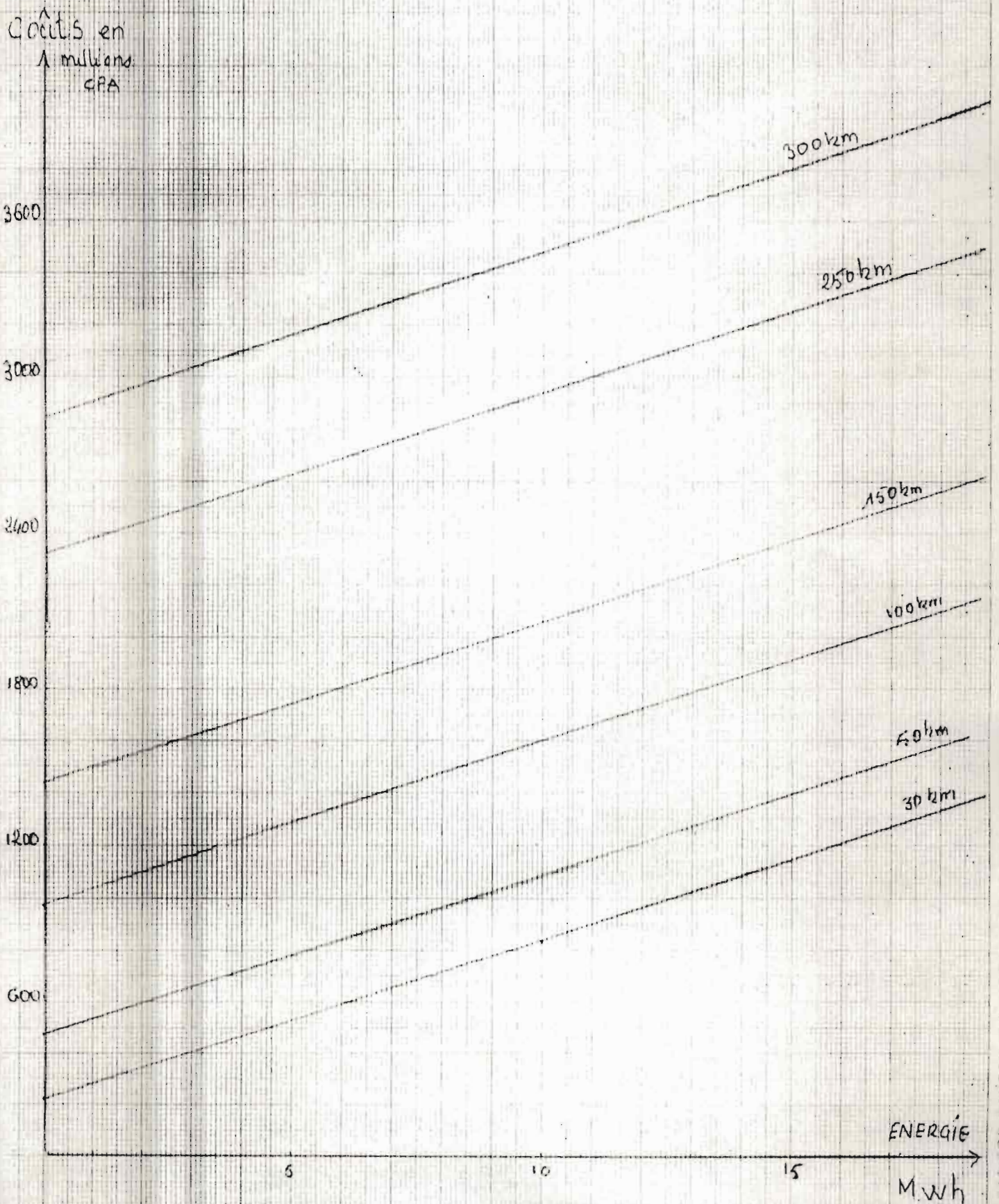
Ainsi: - Pour $P = 2000 \text{ kW}$ \longrightarrow $d = 210 \text{ km}$ pour une utilisation de 24 hrs par jour et 48 semaines par année.

- Pour $P = 3000 \text{ kW}$ \longrightarrow $d = 260 \text{ km}$ pour le même taux d'utilisation.

Dés lors où la méthode est acquise, on peut l'appliquer pour n'importe quelle puissance p demandée, après dimensionnement de nos installations, pour faire un choix optimal

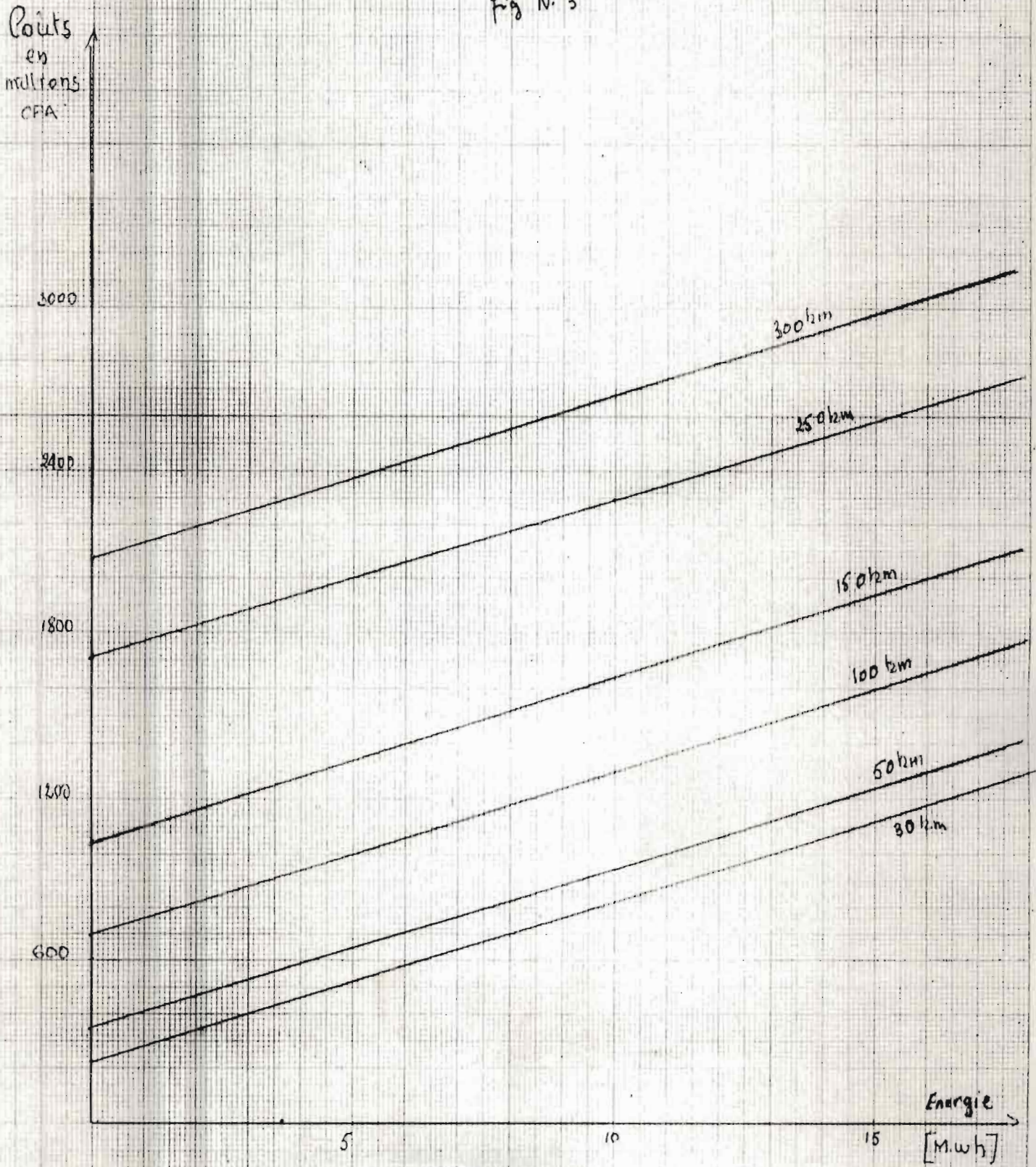
Coûts = fonction (Energie, distance)
 Pour le réseau 30KV et des
 câbles électriques de section 148mm²

fig N°2



• Coûts = fonction (Énergie, longueur de câbles)
 • Réseau 30 kV
 • Section câbles 54.6 mm²

Fig N° 3



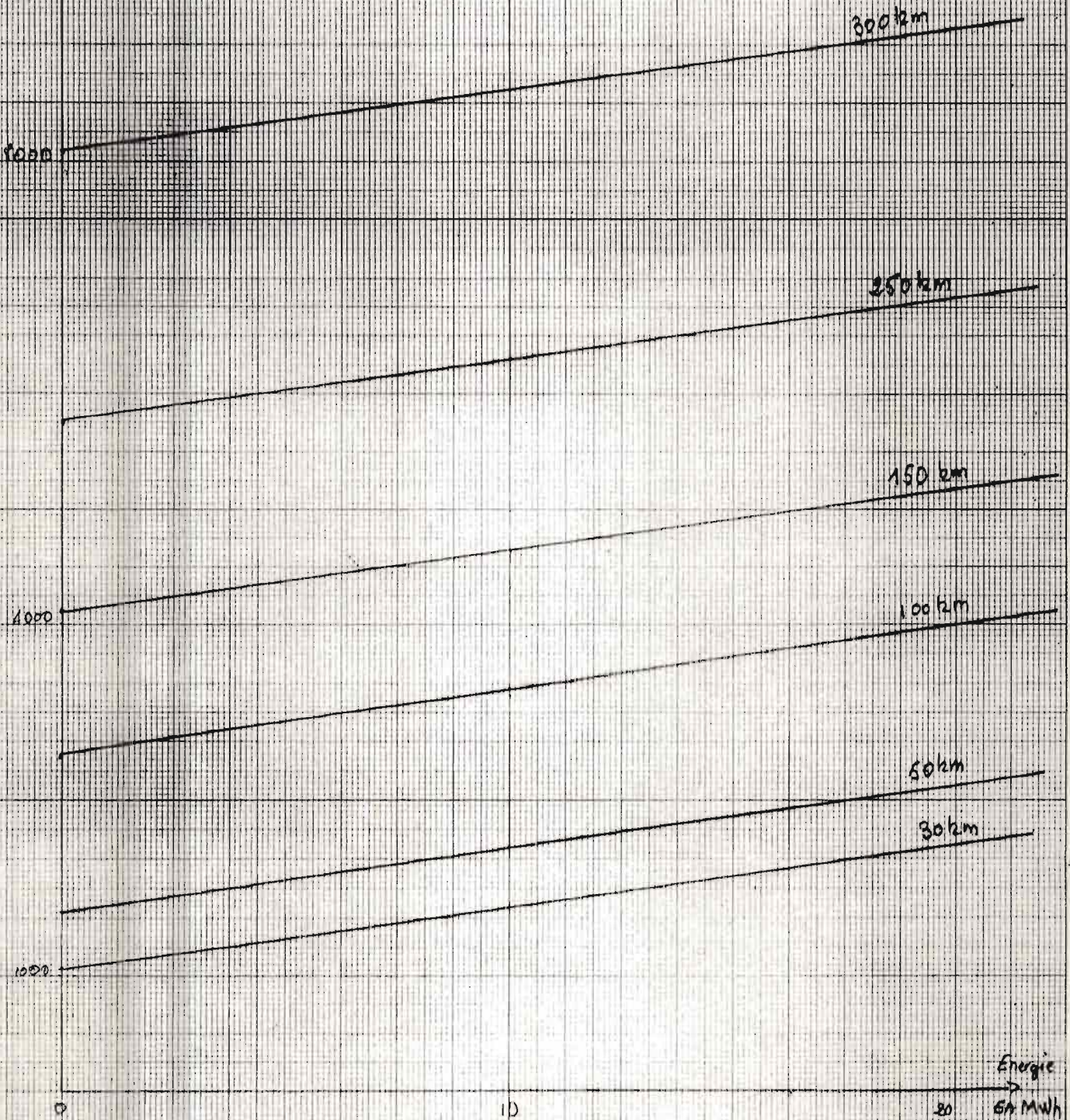
Coût = fonction (Energie, longueur câbles)

Reseau 90 KV dans CAP-VERT

section câbles : 288mm^2

fig. N° 4

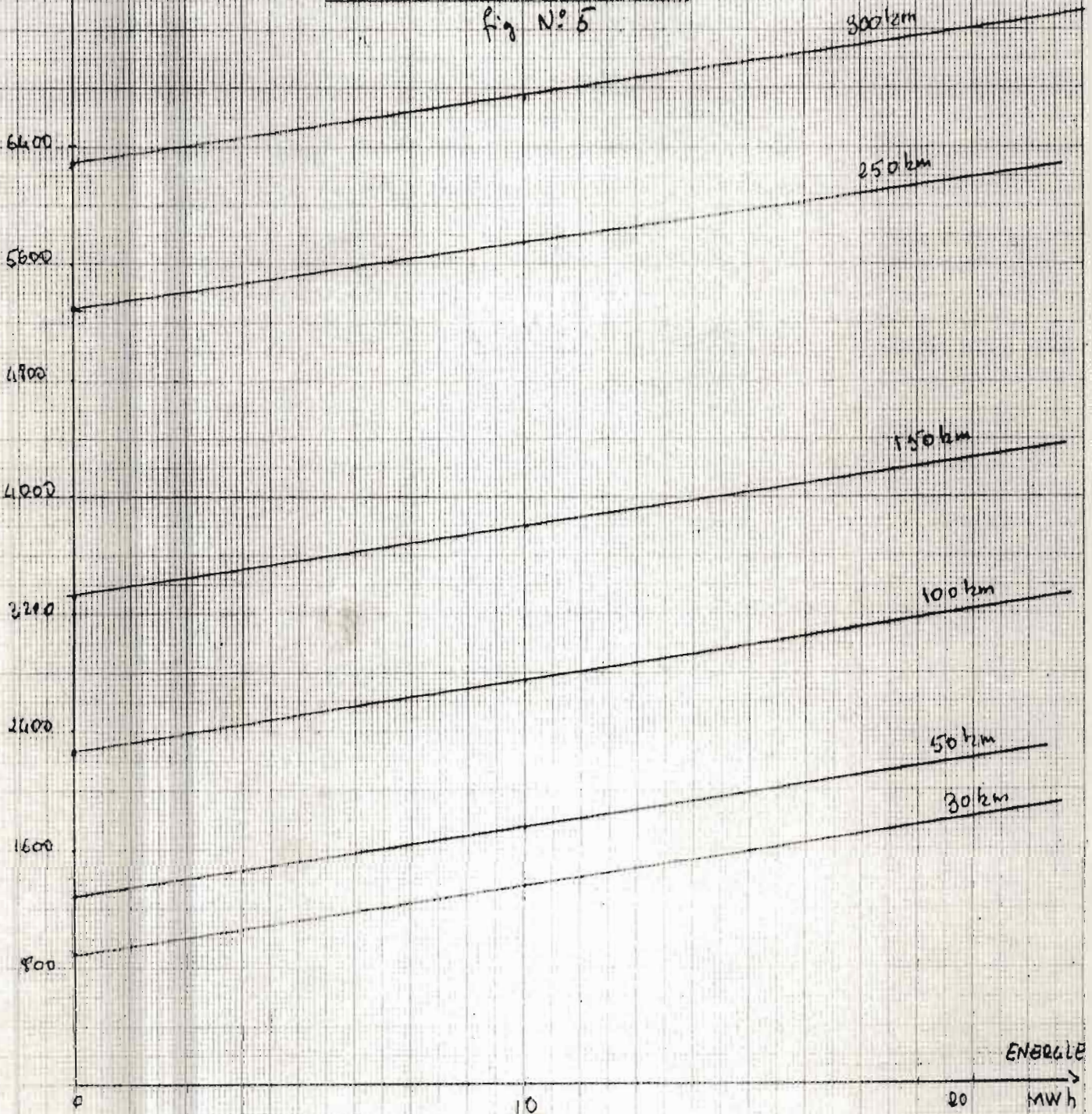
Coûts en millions CFA
A



• Coût = f (Kwh, km)
 • Réseau 30 KV dans les
 régions autres que de
 Dakar - section 288mm²

fig N° 5

Coût en millions
CFA



ENERGIE
MWh

A. Coûts
en
millions
CFA

Courbes comparatives: MIT 30kv
 alimentation par réseau: $y = f(\text{distance})$
 Auto production: Puissance 50 ou 100 kw.
 $y = f(\text{energie})$

Fig N° 6

2400

2000

1800

1400

1000

800

600

400

200

154

67.58

25.79

② $y = 25.79 + 7.15x$
 section 10 P/m²

$y = f(\text{Mwh})$ 50kw

① $y = 67.58 + 7.15x$
 section 10 P/m²

Courbe N° 1: Pour 100 kw
 Courbe N° 2: Pour 50 kw

0.40

100

110 km
 0.909 Mwh

102 km
 0.81 Mwh

200

1.2

Energie [Mwh]
 distance: X (km)

Coûts
en
millions
CFA

Courbes comparatives : HT 90KV

Demande 2000 kW

① $y = f(\text{longueur})$ Réseau 288mm² (Reg. OK)

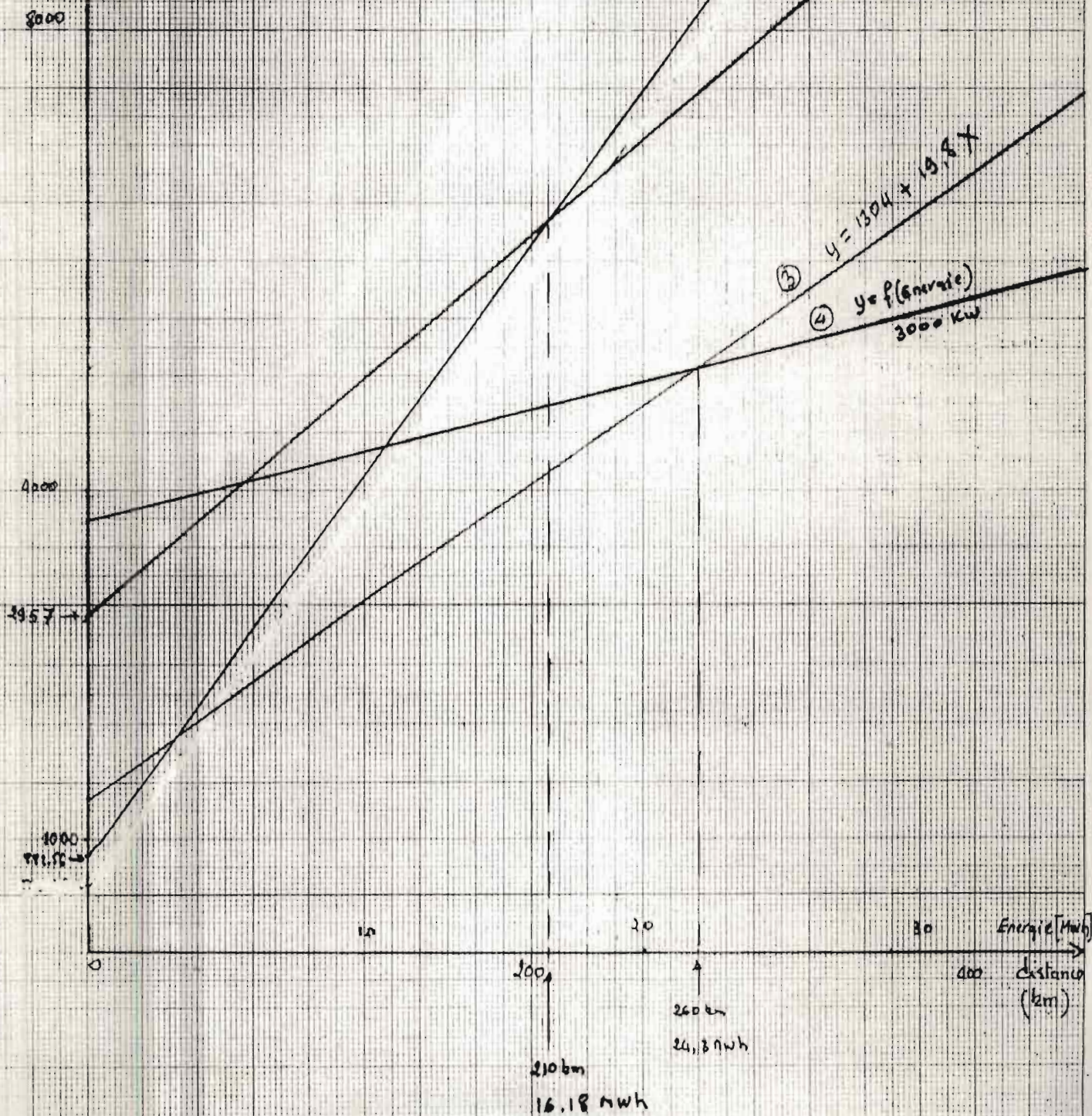
② $y = f(\text{energie})$ autoproduction

Demande 3000 kW

③ $y = f(\text{longueur})$ Réseau 228mm² (Autoco. Reg.)

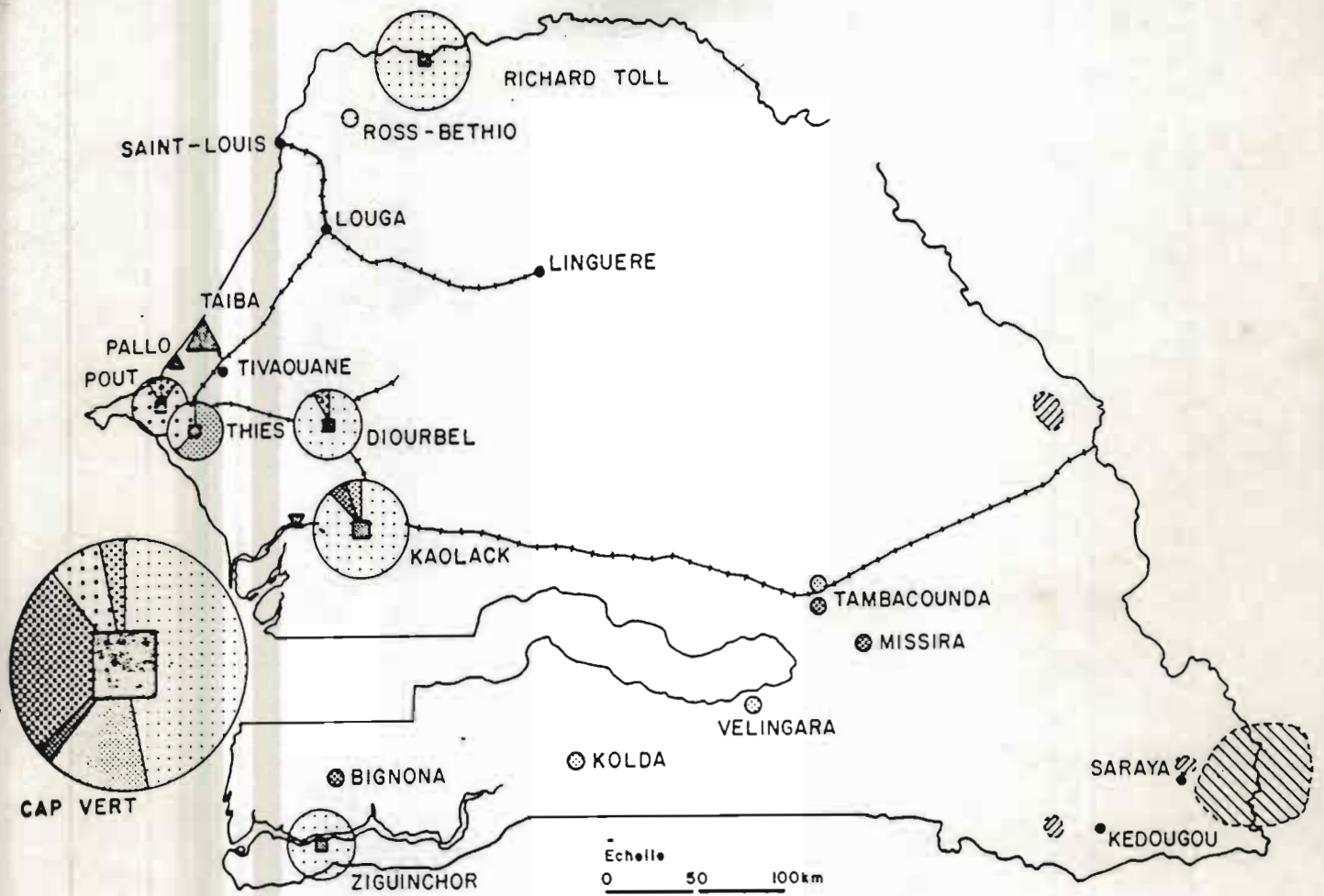
④ $y = f(\text{energie})$ autoproduction

Fig N° 7

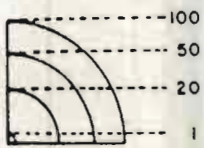


ANNEXE - E

Schémas indiquant la situation actuelle de la distribution de l'énergie électrique au
SENEGAL



CHIFFRE D'AFFAIRES EN 1976
(en milliards de F CFA)



NOMBRE D'USINES EN 1976



MINES

- 1 500 000 Tonnes de Phosphates
- 250 000
- 150 000 Tonnes de Sel
- Minerai de Fer Inexploite
- Metaux Non Ferreux Inexploites
- Chemin de Fer

INDUSTRIES

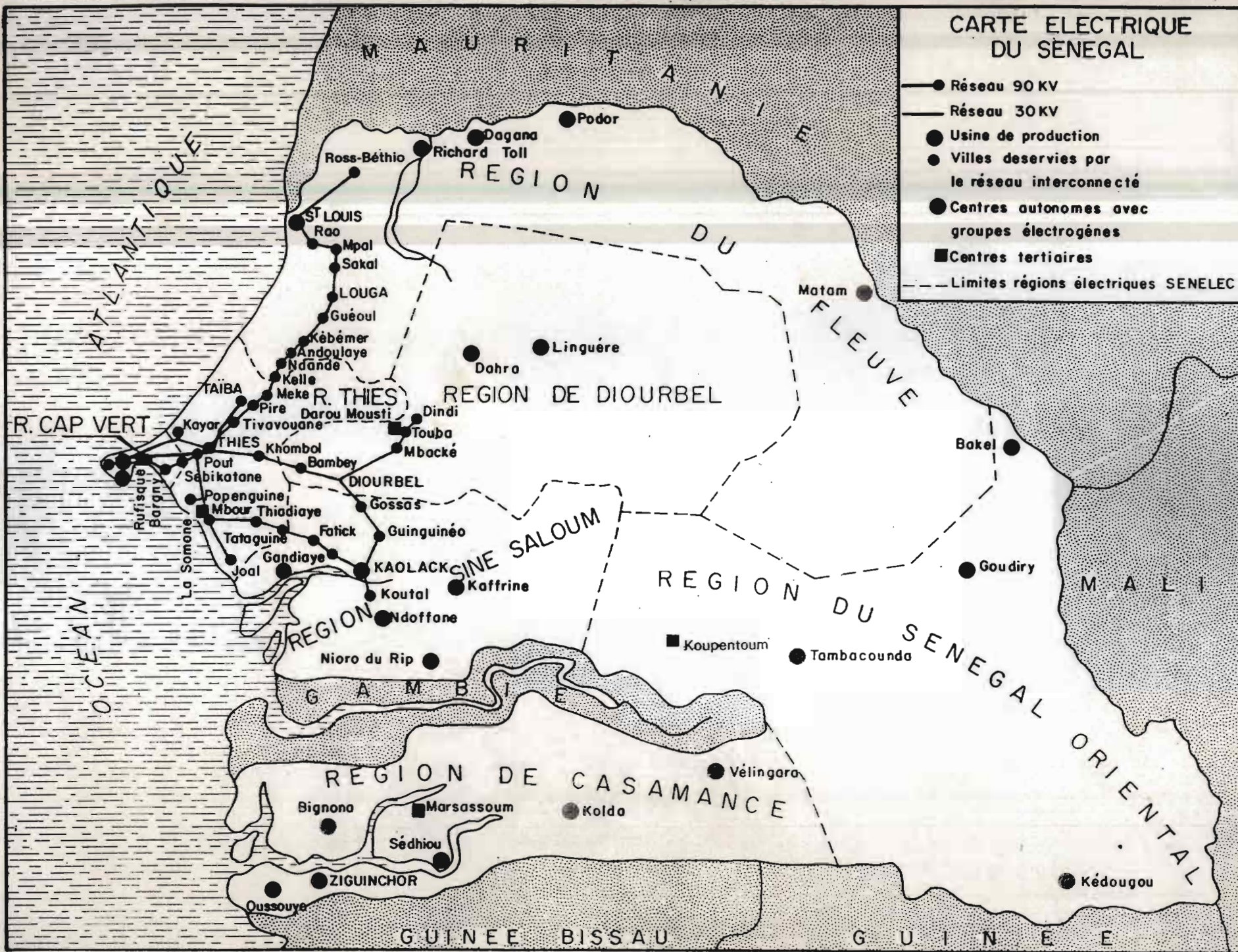
- ALIMENTAIRES
- TEXTILES, CUIR, CHAUSSURES
- BOIS, PAPIER, IMPRIMERIE
- CHIMIQUES
- METALLURGIQUES
- MATERIAUX DE CONSTRUCTION

REPARTITION DES RESSOURCES
MINERALES ET DES INDUSTRIES

(Fig. 5.0)

CARTE ELECTRIQUE DU SENEGAL

- Réseau 90 KV
- Réseau 30KV
- Usine de production
- Villes deservies par le réseau interconnecté
- Centres autonomes avec groupes électrogènes
- Centres tertiaires
- - - Limites régions électriques SENELEC



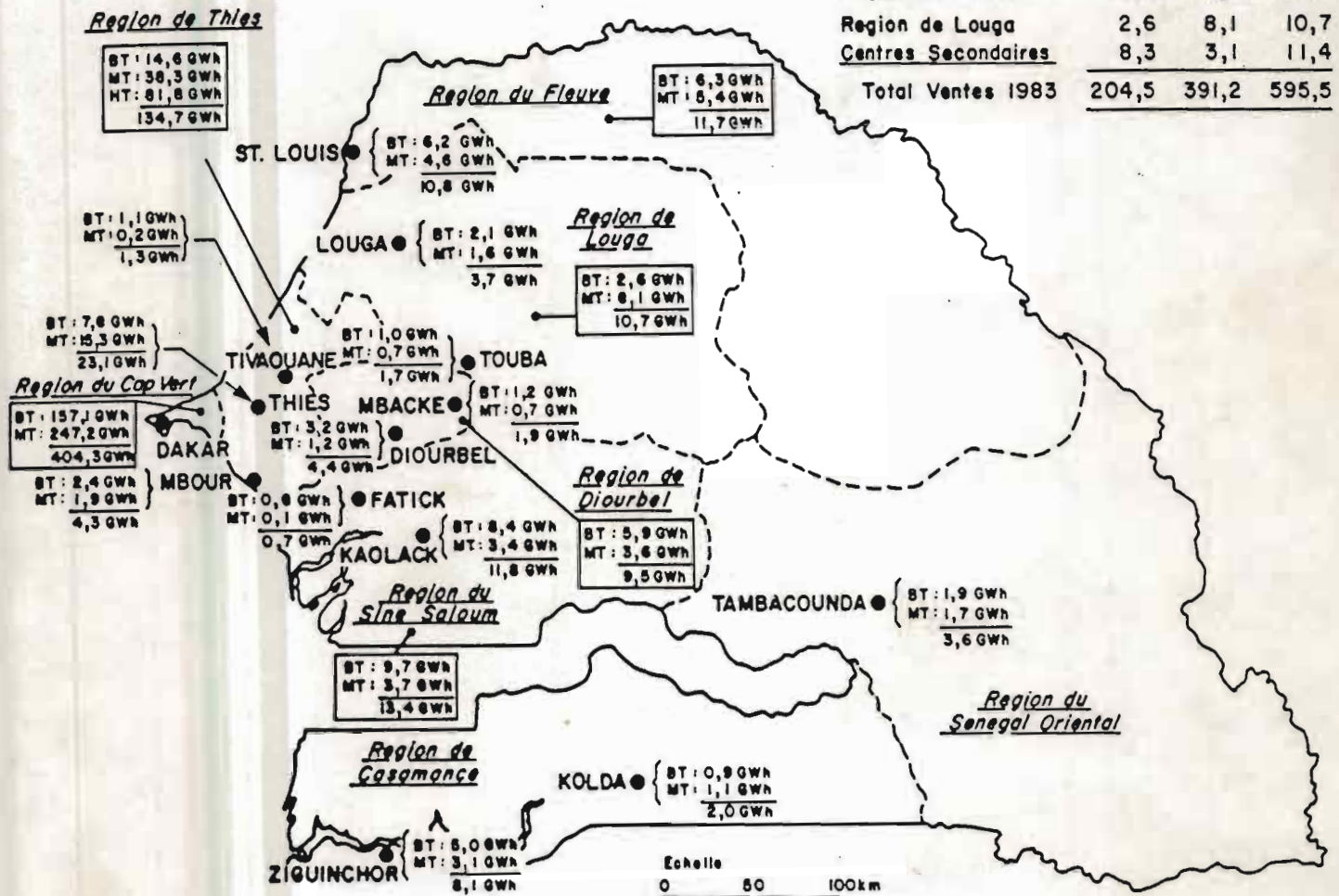
● Sucochim → client 90 kv nouveau

0 30 60 90 120Km

Figure 2° 1

Ventes 1983 (GWh)

Reseau General	BT	HT/MT	TOTAL
Region du Cap Vert	157,1	247,2	404,3
Region de Thies	14,6	120,1	134,7
Region du Sine Saloum	9,7	3,7	13,4
Region de Diourbel	5,9	3,6	9,5
Region du Fleuve	6,3	5,4	11,7
Region de Louga	2,6	8,1	10,7
Centres Secondaires	8,3	3,1	11,4
Total Ventes 1983	204,5	391,2	595,5



REPARTITION DES VENTES 1983 PAR
REGIONS & NIVEAUX DE TENSION -
VENTES DANS LES CENTRES ETUDIES

(fig. 5-2)

BIBLIOGRAPHIE

Volumes consultés

- 1 - La réduction des coûts de la distribution par la recherche opérationnelle
Par A. OLMI & F. JOLY Editions d'organisation
- 2 - Optimization and Probability in systems engineering
PAR: JOHN GRAU
- 3 - LA Gestion de l'énergie dans l'entreprise
PAR: BERNARD. BAUDIN
- 4 - LES RESEAUX d'énergie électrique : Calcul et réglage des réseaux : TOME II
PAR: RENE PELISSIER
- 5 - LES RESEAUX d'énergie électrique : Aspects techniques du service : TOME III
PAR: RENE PELISSIER
- 6 - Dynamique socio-énergétique à DAKAR
PAR: G. DI. MEO, J.P. JARRES & R. GUERRERO
Série études et recherches N-100, 101, 85. Nov. Dec. 1985
- 7 - Techniques de l'INGENIEUR : Réseaux d'appareillages
D. 645. 7 PAR: ALEXIS DESOU & P. GAUSSENS
- 8 - Simplified methodology for economic screening of potential low-head, small-capacity hydroelectric sites
Prepared by: Tudor Engineering Company SAN. FRANCISCO, California. January 1981

- 9 - Technique de l'ingénieur : Réseaux de distribution - structure et planification : D.G.S. PAR JEAN-CLAUDE LEMOINE

ARTICLES DE REVUES OU DE JOURNAL consultés

- 10 - Etude de renforcement et d'extension du réseau de distribution électrique des centres urbains (hors Oubang et sa banlieue)
Tome V : Marché de l'énergie électrique
Tome VI : Plan directeur de développement
Rapport 39632. 7. 85. Du Juillet 1985
Par : Agence canadienne de développement international
- 11 - Note sur le développement des moyens de production dans le réseau interconnecté. Par La DRPE/SENELEC
Rapport du 6.07.85
- 12 - Méthode de calcul du coût de production de l'énergie électrique, à partir des centrales thermiques classiques et nucléaires
" Rapport publié par la Commission des Communautés européennes
- 13 - Rapport annuel de la Senelec. 1984
- 14 - Rapport de la D.R.P.E sur les moteurs Diesel lents et les moteurs Diesel rapides
du 7. Avril 1983
- 15 - LE SOLEIL du 15 Juillet 1985.
- 16 - Rapport de stage ouvrier - Juillet 1982 à Taïba.
- 17 - Cours d'élec. 4-12 § 3-12.
- 18 - B.I.T: Eclairage dans les ateliers et bureaux: Genève 1965
- 19 - Cours Gestion Financière

Auto production

Coûts en FCFA par kWh produit
En fonction de la puissance

Fig N° 1

