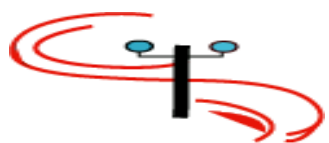




République du Sénégal



Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité

Rapport annuel 2004

Version du 15 juin 2006



SOMMAIRE

Sommaire	2
Le mot du président	4
Les membres de la Commission	6
Introduction	7
La Commission	9
1. Présentation	9
1.1. Organigramme.....	9
1.2. Composition, rôle et pouvoirs.....	10
1.3. Fonctionnement	11
2. Gestion budgétaire, comptable et administrative	12
2.1. Exécution du budget 2004	13
2.2. Etats financiers de l'exercice 2004	15
3. Coopération internationale, relations extérieures et renforcement de capacités	15
3.1. Coopération avec les organes de régulation	15
3.2. Rencontres internationales	15
3.3. Renforcement de capacités	16
Activités de régulation	17
1. Suivi du Contrat de Concession Etat-Senelec.....	17
1.1. Suivi des obligations contractuelles.....	17
1.2. Suivi des obligations de SENELEC au niveau comptable.....	20
2. Régulation tarifaire	21
2.1. Ajustement des tarifs de vente au détail de SENELEC pour 2004	21
2.2. Révision des conditions tarifaires de SENELEC.....	22
2.3. Tarifs de vente applicables par les détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural	24
2.4. Tarifs de revente d'énergie électrique applicables par SENELEC aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural.....	25
3. Appel d'offres pour la production indépendante	26
4. Audit sur la sécurité d'approvisionnement	26
5. Relations avec les consommateurs.....	27
5.1. Plaintes des consommateurs.....	27
5.2. Adoption du Règlement d'Application relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs	27



Activités consultatives	29
1. Programme d'électrification rurale de l'ASER	29
2. Lettre de politique de développement de l'électrification rurale	30
3. Règlement du service de SENELEC	31
4. Autres activités	31
Le bilan du secteur de l'électricité	32
1. Bilan technique et économique de l'exploitation du secteur	32
1.1. Exploitation de SENELEC	32
1.2. Exploitation de GTI-Dakar	49
1.3. Exploitation de ESKOM-ENERGIE-MANANTALI	50
2. Bilan financier de SENELEC	52
2.1. Analyse du bilan	52
2.2. Analyse du compte de résultats	55
2.3. Analyse du financement des emplois	60
2.4. Analyse financière	61
Conclusion	63
Glossaire	66
Annexes	69

LE MOT DU PRESIDENT

L'année 2004 est une année charnière pour le secteur électrique sénégalais puisqu'elle marque la fin de la première période quinquennale du Contrat de Concession de l'opérateur historique (SENELEC). Ce quatrième rapport annuel de la Commission offre ainsi l'occasion de faire l'évaluation partielle de la réforme intervenue en 1998, tant au niveau des performances de l'exploitation, que du point de vue de la préservation des intérêts des consommateurs.

Concernant l'exploitation, d'importantes évolutions ont été enregistrées sur la période 1999-2004, notamment dans la production. De nouveaux équipements, propriété de SENELEC, ont été mis en service et le recours à la production indépendante s'est développé avec l'énergie provenant de la centrale hydroélectrique de Manantali et celle produite par GTI-Dakar. Ainsi, la structure du parc de production du Sénégal s'est sensiblement améliorée, en terme d'âge des équipements mais également de type de centrale. En effet, la part des équipements de plus de 20 ans est passée de 42% en 1999 à 27% en 2004 et la part de ceux de 5 ans et moins de 33% à 46% sur la même période. De même les équipements de pointe qui représentaient 38% de la puissance assignée du Réseau Interconnecté en 1999 sont ramenés à 18% en 2004 au profit des équipements de base.

Ces évolutions ont permis à SENELEC de passer d'une situation déficitaire en début de période quinquennale, tant sur le plan technique que sur le plan financier, à une situation d'équilibre en 2003. Cependant, une dégradation de ces performances a été notée en 2004, avec la croissance de la demande et l'augmentation des prix des produits pétroliers, qui constituent le principal facteur de production de l'entreprise.

Ainsi, l'année 2004 a également révélé la fragilité de notre système électrique face à une forte variation des facteurs exogènes tels que les cours des produits pétroliers, d'où la nécessité de mettre en place des mécanismes permettant d'amortir les chocs liés à cette variation. La mise en service de nouveaux projets de production devra également être accélérée.

La protection des droits des consommateurs a connu des avancées significatives au cours de cette première période quinquennale. En effet, la régulation tarifaire a permis de contenir l'évolution des tarifs dans une limite de 4,74% entre 1999 et 2004 avec une augmentation de 10% en 2001 suivie d'une baisse de 4,78% en 2004. Pendant cette période, l'indice d'inflation au Sénégal a évolué de 7,53%. Il convient de noter le soutien du Gouvernement qui a versé à SENELEC une compensation de revenus de 5,2 milliards de francs CFA pour limiter la hausse à 10% en 2001.

Au delà de la régulation tarifaire, la protection des droits des consommateurs s'est aussi illustrée par leur plus grande implication dans l'élaboration de l'outil réglementaire définissant les modalités de traitement des plaintes des consommateurs. Ainsi, la Commission a publié en 2004, après une large concertation, le règlement d'application n°08-2004 y afférent.

On peut également relever que le processus de révision des conditions tarifaires de SENELEC a été l'occasion de faire rentrer le Sénégal dans le cercle des quelques pays qui utilisent cette méthode faisant appel à la consultation publique. Ce processus de révision entamé en 2003 s'est poursuivi en 2004 avec notamment la première consultation publique de l'ensemble des acteurs du secteur pendant près d'un mois.

Pour ce qui concerne le respect des normes et obligations définies par le Contrat de Concession de SENELEC, des efforts importants restent à faire en terme d'outils de contrôle. En effet, La Commission n'a pas toujours pu obtenir de SENELEC les informations lui permettant d'apprécier la bonne application de ces normes et obligations.

La problématique de l'élargissement de l'accès à l'électricité, fort levier de développement, a été au cœur des préoccupations de la Commission avec une participation active à la mise en œuvre des pré-requis à l'opérationnalisation des premières concessions d'électrification rurale.

C'est ainsi qu'un système de tarification applicable dans les concessions d'électrification rurale a été établi et comporte de nombreuses innovations, notamment l'introduction du principe d'une tarification forfaitaire et du préfinancement des installations intérieures des nouveaux usagers, pour ainsi lever les barrières à l'accès des populations rurales à l'électricité.

Le Président de la Commission



Ibrahima THIAM



LES MEMBRES DE LA COMMISSION

La Commission

Ibrahimia THIAM
Président

Edmond DIOUF
Commissaire

**Mamadou Ndoye
DIAGNE**
Commissaire



INTRODUCTION

Le secteur électrique au Sénégal est régi par la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, modifiée par la loi n°2002-01 du 10 janvier 2002.

Les pouvoirs publics ont procédé à une profonde réforme qui s'est traduite par une restructuration de l'industrie électrique et la modification du cadre institutionnel, avec la création de nouveaux organes, à savoir l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) et la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

Les objectifs majeurs de la réforme sont, à court terme, la recherche d'une plus grande efficacité et, à long terme, la promotion des investissements par le développement du Partenariat Public-Privé.

Les missions des différentes institutions, à savoir le Ministère chargé de l'Energie, l'ASER et la CRSE sont précisées dans la loi susvisée et ses décrets d'application.

Le Ministre chargé de l'Energie est responsable de la mise en œuvre de la politique sectorielle définie par le Chef de l'Etat, de la définition du plan national d'électrification, ainsi que des normes applicables au secteur. Il accorde les licences et les concessions, après avis conforme de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité.

L'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale apporte aux entreprises du secteur de l'électricité et aux particuliers, l'assistance technique et l'assistance financière en vue de soutenir leurs initiatives en matière d'électrification rurale. A cet effet, elle élabore des programmes qui découlent du plan national défini par le Ministre chargé de l'Energie. Elle organise les appels d'offres pour l'octroi des concessions en milieu rural et elle travaille à la promotion de projets d'électrification d'initiative locale.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité est chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique. Ses décisions ont le caractère d'acte administratif et sont susceptibles de recours juridictionnel en annulation.

Au titre de ses attributions décisionnelles, la Commission instruit les demandes de licences et de concessions et veille au respect des leurs termes. La Commission détermine également la structure et la composition des tarifs à partir d'un système de régulation fondé sur le système des prix plafonds et applique, le cas échéant, des sanctions aux opérateurs en cas de manquement à leurs obligations.

S'agissant des attributions consultatives, la Commission émet des avis sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité. Elle propose également des arrêtés relatifs aux droits et obligations des entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession.



La production, le transport, la distribution et la vente d'énergie électrique sont autorisés aux personnes physiques ou morales de droit public ou de droit privé ayant obtenu une licence ou une concession à cet effet.

Deux opérateurs, SENELEC et GTI, présents à l'entrée en vigueur de la loi, disposent de ce fait de plein droit de leur titre d'exercice.

SENELEC, opérateur historique du secteur de l'électricité au Sénégal, détient le monopole du transport sur l'ensemble du territoire, hormis le réseau de Manantali. Elle exploite son propre parc de production et achète l'électricité des producteurs indépendants. Elle détient également le monopole de la distribution et de la vente au détail de l'énergie électrique dans le périmètre de sa concession. Au terme d'une période de dix ans à compter de la signature du Contrat de Concession de SENELEC (31 mars 1999), certains gros clients éligibles pourront s'approvisionner auprès des producteurs de leur choix.

GTI-Dakar est un producteur indépendant privé. Il a signé, en 1996, un contrat de fourniture d'énergie électrique d'une durée de quinze ans avec SENELEC, à partir de 2000. Il exploite aujourd'hui, une centrale en cycle combiné d'une puissance de 53 MW environ, composée d'une turbine à gaz (TAG) de 37 MW et d'une turbine à vapeur (TAV) de 16 MW.

Outre ces deux opérateurs, il y a Eskom-Energie-Manantali, opérateur des ouvrages hydroélectriques de l'Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal (OMVS) qui, relevant d'accords interétatiques est exclu du champ d'application de la loi. Ces ouvrages sont composés d'une centrale de cinq groupes de 40 MW chacun et d'un réseau de transport d'une longueur totale de 1683 km. La mise en eau de la centrale a eu lieu le 20 juillet 2001 et les trois capitales des Etats membres, à savoir Bamako, Dakar et Nouakchott, ont été alimentées respectivement, le 3 février 2002, le 19 juillet 2002 et le 15 novembre 2002. Le Sénégal dispose d'un quota de 33 % du productible de ces ouvrages.

De nouveaux opérateurs sont attendus dans le secteur pour faire face au besoin additionnel de production et pour la réalisation des objectifs du Gouvernement en matière d'électrification rurale.

Le présent rapport rend compte de l'ensemble des activités menées par la Commission pendant l'année 2004 et s'articule autour des cinq parties suivantes :

- la Commission
- les activités de régulation
- les activités consultatives
- le bilan du secteur de l'électricité
- la conclusion

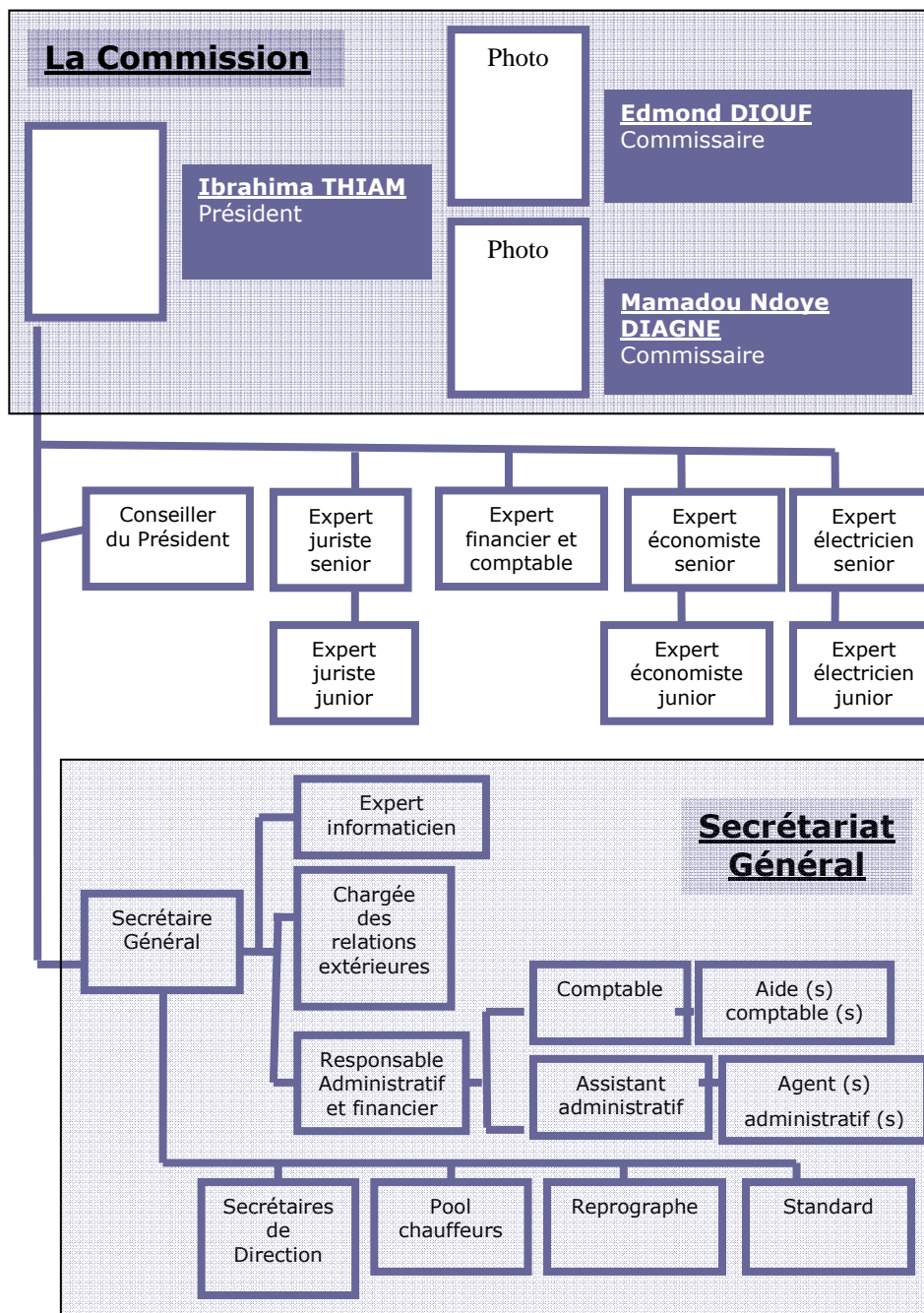


LA COMMISSION

1. Présentation

La Commission est présentée à travers son organigramme, sa composition, son rôle, ses pouvoirs et son fonctionnement.

1.1. Organigramme



1.2. Composition, rôle et pouvoirs

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité est composée d'un Président et de deux autres membres. Ils sont nommés par décret en raison de leur intégrité morale, de leur honnêteté intellectuelle, de leur neutralité et impartialité ainsi que de leur qualification dans les domaines juridique, technique, et économique et de leur expertise dans le secteur de l'électricité.

Le mandat du Président et des membres de la Commission est de cinq ans, renouvelable une fois.

La Commission est chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique conformément aux dispositions de la loi. Elle veille au maintien de l'équilibre économique et financier du secteur, à la préservation des droits des consommateurs, et au respect des normes applicables aux opérateurs.

La Commission dispose, à cet effet, d'attributions décisionnelles et d'attributions consultatives.

Au titre des attributions décisionnelles, la Commission exerce les responsabilités suivantes :

- elle instruit les demandes de licence ou de concession que le Ministre chargé de l'Énergie accorde, après son avis conforme ;
- elle veille au respect des termes des licences et des concessions ;
- elle apporte toute modification d'ordre général aux licences, aux concessions ou à leur cahier des charges ;
- elle assure le respect des normes techniques applicables aux entreprises du secteur ;
- elle assure le respect de la concurrence dans le secteur de l'électricité, et
- elle détermine la structure et la composition des tarifs appliqués aux entreprises titulaires de licences ou de concessions conformément aux dispositions de la loi.

Le suivi des contrats de concession et de licence des entreprises occupe une place importante dans les activités de la Commission. Il s'agit de veiller à la viabilité financière des entreprises tout en assurant la protection des droits des consommateurs en matière de prix, de fourniture et de qualité de service.

Dans l'exercice de ses missions, la Commission dispose d'un large pouvoir d'enquête ainsi que de sanction. Elle peut procéder à des expertises, mener des études, recueillir toutes informations sur le secteur de l'électricité. Dans ce cadre, elle a commandité l'audit de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du Sénégal, menée au lendemain des terribles événements qui ont marqué le pays dans le domaine du transport en 2002. Les sanctions sont prononcées d'office ou suite à l'instruction d'une plainte. Elles vont de la



suppression totale ou partielle du droit de produire, de transporter, de distribuer ou de vendre, au retrait de la licence ou de la concession, en passant par l'application de pénalités pécuniaires.

Aux termes de la loi, la Commission est consultée par le Ministre chargé de l'Energie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité.

Elle peut également être saisie pour avis sur les questions intéressant le secteur ou de nature à avoir un impact sur la politique sectorielle. Ainsi, l'avis de la Commission a été requis dans l'élaboration de la lettre de politique de développement de l'électrification rurale ainsi que dans la conduite des activités relatives au volet énergie du NEPAD.

Par ailleurs, la Commission peut, dans le respect des dispositions de la loi, proposer au Ministre chargé de l'Energie tout projet d'arrêté concernant :

- les droits et obligations des entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession pour la production, le transport, la distribution et la vente d'énergie électrique ;
- l'accès des tiers aux réseaux de transport ou de distribution ;
- les relations des entreprises du secteur avec la clientèle et ;
- les formalités, les délais et les actes requis lors des procédures administratives pour lesquelles le Ministre chargé de l'Energie est compétent en vertu de la loi.

1.3. Fonctionnement

Le Règlement Intérieur de la Commission précise les règles et les modalités de son fonctionnement, les conditions et modalités de tenue des audiences et des réunions, les modalités de prise de décisions, les incompatibilités ainsi que les règles de déontologie.

Le Président est chargé d'organiser, de suivre, de contrôler l'ensemble des activités de la Commission et d'informer chaque fois que les circonstances le requièrent, le Ministre chargé de l'énergie, par voie d'audience, des activités ou des difficultés rencontrées lors de l'exécution de ses missions.

Par ailleurs, il a la qualité d'employeur et dispose de tout pouvoir y afférent sur le personnel de la Commission.

Pour l'exercice de ses responsabilités, il s'appuie sur un Secrétaire Général et sur un pool d'experts.

A l'exclusion des simples séances de travail qu'il appartient au Président de la Commission de convoquer en tant que de besoin, dans les conditions de forme et de délai qu'il déterminera avec les autres membres, les réunions de la Commission sont des séances au cours desquelles elle doit s'exprimer par voie de vote, sous forme de décisions, d'avis ou de recommandations



Le Président convoque et préside les réunions. En son absence, la réunion est présidée par le membre le plus âgé.

Le Président arrête, en concertation avec les deux autres membres de la Commission, l'ordre du jour de chaque réunion.

La Commission ne délibère valablement que si deux de ses membres au moins sont présents.

Les projets de décisions, avis et recommandations sont établis par le Secrétaire Général sous la responsabilité du Président.

Les membres se prononcent, à main levée, sur les projets proposés. Ils sont adoptés à la majorité des membres présents. En cas de partage égal des voix, celle du Président est prépondérante. En son absence, les décisions sont prises à l'unanimité.

Les décisions, avis ou recommandations sont consignés dans un procès verbal établi par le Secrétaire Général sur un registre spécial et sont signés par les membres de la Commission présents à la réunion.

La Commission dispose de plusieurs outils d'information et de communication, à savoir :

- le rapport annuel présenté chaque année au Président de la République qui rend compte, au titre de l'exercice précédent, de ses activités, de l'exécution de son budget et de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives au secteur de l'électricité ;
- le Bulletin Officiel dans lequel sont publiées les Décisions de la Commission conformément à la loi et qui permet d'aider à une meilleure connaissance du secteur ;
- le site Internet qui permet de renforcer les liens avec les opérateurs, les acteurs institutionnels et le public.

2. Gestion budgétaire, comptable et administrative

Le budget de la Commission est alimenté par le produit des redevances annuelles versées par les entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession, les crédits inscrits, le cas échéant, au budget de l'Etat, une partie des pénalités pécuniaires infligées aux titulaires de licences ou de concession et les frais d'instruction de dossiers de demande de licence ou de concession versés par les entreprises. Il est approuvé par le Ministre chargé de l'Energie. Les comptes de la Commission sont présentés chaque année au contrôle de la Cour des Comptes.

Les dépenses de la Commission sont constituées par les charges de fonctionnement et les dépenses d'investissement.

Le financement du budget de la Commission en 2004 a été assuré par les redevances versées par SENELEC et GTI.

2.1. Exécution du budget 2004

Le budget de la Commission a été arrêté, au titre de l'exercice 2004, en recettes et en dépenses, à la somme totale de 645 591 756 francs CFA.

Il a été financé pour partie par le reliquat de l'exercice 2003 à hauteur de 94 970 871 francs CFA et, pour partie par les redevances notifiées aux opérateurs au titre de l'exercice pour un montant total de 550 620 885 francs CFA. Le montant des redevances a été réparti entre SENELEC et GTI pour des montants respectifs de 518 461 660 francs CFA et 32 159 225 francs CFA.

S'agissant des dépenses, le budget a été globalement exécuté à hauteur de 92,32% avec un taux de 50,76% pour le budget d'équipement et de 96,05% pour le budget de fonctionnement.

Pour les équipements, les dépenses s'élèvent à 26 981 107 francs CFA et concernent principalement l'acquisition d'un nouveau véhicule et de matériel informatique complémentaire. Le faible taux de réalisation s'explique en partie par la non réalisation du projet d'extension des locaux de la Commission.

Pour le fonctionnement, les sommes dépensées au titre du budget 2004 s'élèvent à 569 028 147 francs CFA et concernent :

- les dépenses de personnel pour un montant de 374 531 569 francs CFA contre 359 590 797 francs CFA prévus au budget. Le léger dépassement de 4,15 % est dû à l'application de la hausse des salaires de 13% à compter du mois d'octobre dans les administrations publiques ;
- les dépenses de prestations externalisées, intégrant le volet formation, pour un montant de 31 369 688 francs CFA contre une prévision budgétaire de 57 192 000 francs CFA. Ce faible taux de réalisation de 54,85% s'explique en partie par la non réalisation de certaines études, notamment celles prévues dans le cadre de la révision des conditions tarifaires de SENELEC et de l'établissement des tarifs d'accès aux réseaux.

- les missions et tournées pour un montant de 49 826 079 francs CFA contre 50 000 000 francs CFA prévus au budget. Ce fort taux de réalisation de 99,61%, traduit en particulier l'ouverture de la Commission au plan international grâce à la coopération avec les organes de régulation des autres pays;
- les services extérieurs pour un montant de 67 754 700 francs CFA pour des prévisions de 68 940 000 francs CFA, soit un taux d'exécution de 98,28%. Cette rubrique est composée des dépenses de services (la fourniture d'eau, d'électricité, de carburant, les télécommunications) et des dépenses liées à la stratégie de communication dans le cadre du processus de révision des conditions tarifaires de SENELEC ;
- les autres dépenses pour un montant de 38 533 300 francs CFA sur les 49 500 000 francs CFA prévus, soit un taux de réalisation de 77,85% concernent la contribution de la Commission à la mission de coordination et de pilotage du Volet Energie du NEPAD confiée au Président de la République du Sénégal, les prêts au personnel et les différents subventions et dons accordés.

Après imputation des dépenses (596 009 254 francs CFA) ainsi que des engagements de l'exercice (39 582 502 francs CFA), un reliquat de 10 000 000 francs CFA est disponible sur le montant total des ressources budgétaires mobilisées en 2004.

Tableau 1 : Exécution du budget 2004 de la Commission

Rubriques	Dotation	Réalisation	Taux de réalisation (%)
RESSOURCES	645 591 756	645 591 756	100
Solde de trésorerie 2003	94 970 871	94 970 871	100
Redevances exercice en cours	550 620 885	550 620 885	100
EMPLOIS	645 591 756	596 009 254	92,32
Equipements	53 150 000	26 981 107	50,76
Fonctionnement	592 441 756	569 028 147	96,05
Dépenses de personnel	359 590 797	374 531 569	104,15
Missions et tournées	50 000 000	49 826 079	99,65
Prestations externalisées	57 192 000	31 369 688	54,85
Autres services extérieurs	68 940 000	67 754 700	98,28
Concours divers	49 500 000	38 533 300	77,85
Aléas	7 218 960	7 012 811	97,14
SOLDE		49 582 502	

2.2. Etats financiers de l'exercice 2004

Les états financiers de l'exercice 2004 de la Commission sont présentés en annexe. Ils ont été certifiés sans réserve par le Commissaire aux Comptes de la Commission (le cabinet Mazars) dont les conclusions sont formulées ainsi qu'il suit :

« A notre avis, les états financiers présentent dans tous leurs aspects significatifs la situation financière de la CRSE ainsi que le résultat de ses opérations pour l'exercice clos le 31 décembre 2004, en conformité avec les principes comptables généralement admis ».

Le Président de la Commission a transmis les états financiers ainsi certifiés à la Cour des Comptes, conformément à la loi.

3. Coopération internationale, relations extérieures et renforcement de capacités

La coopération avec les organes de régulation, les relations extérieures et le renforcement des capacités ont occupé une place importante dans les activités de la Commission.

Ces activités permettent à la Commission d'avoir une vision plus large de la régulation du secteur électrique et de renforcer sa collaboration avec les différentes institutions internationales.

3.1. Coopération avec les organes de régulation

Dans le cadre de la coopération avec les organes de régulation, la Commission a pris part à une rencontre avec la Commission de Régulation de l'Electricité et de l'Eau du Mali (Bamako – du 10 au 15 juin 2004) et a effectué une visite à la Commission de Régulation de l'Energie de la France (Paris – du 1^{er} au 2 juin 2004).

3.2. Rencontres internationales

La Commission a pris part aux rencontres internationales suivantes :

- 3^{ème} Sommet de l'Energie en Afrique, organisé par l'Institut Français du Pétrole - Ecole Nationale du Pétrole et des Moteurs - Dakar (Sénégal) - novembre 2004 ;
- séminaire sur l'accès à l'énergie et la réduction de la pauvreté organisé par l'Institut de l'Energie et de l'Environnement de la Francophonie (IEPF) - Ouagadougou (Burkina Faso) - mai 2004 ;
- 3^{ème} Colloque international du réseau MONDER - Québec (Canada) - Septembre 2004 ;



- 2^{ème} conférence annuelle du réseau mondial de régulation – Bamako (Mali)- juillet 2004 ;
- 19^{ème} conférence du Conseil Mondial de l'Energie – Sydney (Australie) – du 5 au 9 septembre 2004 ;
- participation au Forum Africain sur l'Energie consacré au thème Promoting Investment in Africa's Energy Sector – Amsterdam (Pays Bas) - 21 au 27 juin 2004;
- visite à CONSUEL France dans le cadre de la préparation du décret relatif au contrôle des installations électriques intérieures des ménages. – Paris (France) – 4 au 7 juillet 2004 ;
- réunion des Groupes de travail du Système d'Echange d'Energie Electrique d'Afrique de l'Ouest (EEEOA)- Accra (Ghana) – 11 au 17 avril 2004 ;
- convention de l'industrie électrique en Afrique de l'Ouest (WAPIC) Comptage Facturation, Relations avec les clients – Abuja (Nigeria) - juin 2004 ;

3.3. Renforcement de capacités

Au cours de l'année 2004, les membres de la Commission et le personnel ont pris part à diverses sessions de formation.

Il s'agit des sessions suivantes :

- formation sur la réglementation économique et financière des industries de réseaux organisée par l'Université de Sherbrooke sous l'égide de l'Institut de l'Energie et de l'Environnement de la Francophonie (IEPF)- Montréal (Canada)- mai 2004 ;
- formation-action sur les contrats et conventions dans un contexte de libéralisation du secteur énergie organisée par l'Institut de l'Energie et de l'Environnement de la Francophonie (IEPF) - Cotonou (Bénin) - octobre 2004 ;
- formation sur le thème : "Adressing challenge of Reform, Liberalisation and Regulation of Network Utilities" - Edimburgh (Ecosse) – juin 2004 ;
- séminaire de formation sur la direction et l'informatisation du Personnel au Centre Africain de Management et de Perfectionnement des Cadres (CAMPC) –Abidjan (Cote d'Ivoire) – du 28 juin au 9 juillet 2004;
- session de formation sur le thème : " rédiger, passer et gérer un contrat de délégation de service public " – Paris (France) – juin 2004;

ACTIVITES DE REGULATION

Durant l'année 2004, les activités de régulation ont porté sur le suivi du Contrat de Concession de SENELEC, la régulation tarifaire, la supervision des appels d'offres pour la production indépendante d'électricité, l'audit de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du Sénégal et le traitement des plaintes des consommateurs.

1. Suivi du Contrat de Concession Etat-Senelec

1.1. Suivi des obligations contractuelles

Aux termes de son Contrat de Concession, SENELEC est soumise à des normes et obligations relatives notamment, aux relations avec la clientèle, à la qualité de la fourniture et à la soumission de documents et d'informations à la Commission pour la vérification de ses pratiques.

Ces normes, lorsqu'elles ne sont pas respectées, peuvent entraîner le paiement de pénalités pécuniaires dites incitations contractuelles.

La revue des obligations de SENELEC faites ci-après, permet d'apprécier le respect des dispositions du contrat de concession et son cahier des charges.

1.1.1. Inventaire des ouvrages

Les articles 3, 21 et 27 du Contrat de Concession disposent que SENELEC doit faire un inventaire, d'une part, de ses installations de production dans un délai de 6 mois à compter de la date de signature de son contrat et, d'autre part, de ses installations de transport et de distribution dans un délai de deux ans. Ils sont établis de manière contradictoire par SENELEC et la Commission.

Ces inventaires qui recensent les caractéristiques principales des ouvrages, leur localisation et leur état général doivent préciser la durée de vie résiduelle et la valeur comptable estimée.

Installations de production

L'inventaire des installations de production, propriété de SENELEC, a été effectué en 1999. Cet inventaire n'a toutefois pas fait l'objet d'une valorisation comptable et d'une actualisation depuis cette date.



Installations de transport

SENELEC a procédé en mars 2000, au recensement exhaustif de ses ouvrages de transport. La Commission a été régulièrement associée aux travaux, mais les résultats de l'inventaire et la valorisation comptable ne lui ont pas été communiqués.

Installations de distribution

Comme pour le transport, SENELEC a procédé à un recensement des ouvrages de distribution en 2001, mais les résultats et la valorisation comptable n'ont pas été transmis à la Commission.

1.1.2. Elaboration d'un Règlement du service de l'électricité

L'article 33 du Contrat de Concession dispose que dans un délai de 6 mois à compter de son entrée en vigueur, SENELEC établit et communique à la Commission et au Ministre un projet de Règlement du service faisant état des règles appliquées par SENELEC dans ses relations avec les consommateurs, notamment en matière de raccordement, de contrats d'abonnement, de normes de sécurité des installations intérieures, de recouvrement et de litiges.

Sur la base des principes fixés dans « les Principes du règlement du service » annexés au contrat, SENELEC a transmis à la Commission la première version du Règlement du service le 30 septembre 1999. Les travaux effectués par la Commission en 2004 sur le Règlement du service sont présentés dans la partie activités consultatives du présent rapport.

1.1.3. Frais de raccordement au réseau de transport et frais pour la fourniture d'un nouveau branchement particulier et pour le renforcement de branchement nécessaire à une augmentation de puissance

Les articles 6 et 9 du Cahier des Charges disposent que SENELEC doit, dès que possible et dans un délai inférieur à 6 mois après l'entrée en vigueur du contrat de concession, soumettre à l'approbation de la Commission un document présentant la base sur laquelle ces frais sont déterminés.

Les éléments de détermination de ces frais ont été inclus dans le Règlement du service.

1.1.4. Normes de qualité

Selon l'article 6 du Cahier des Charges, SENELEC doit soumettre à l'approbation de la Commission, dans un délai de 6 mois après l'entrée en vigueur du contrat, les critères d'évaluation de la qualité du service de transport.

Les critères d'évaluation de la qualité du service ont été transmis à la Commission en septembre 1999. Cependant, SENELEC n'a pas finalisé et fait valider par la Commission les procédures permettant le suivi du respect de ces normes.

1.1.5. Cartes à l'échelle 1/5000 en milieu urbain et 1/2000 en milieu rural :

L'article 8 du Cahier des Charges dispose que dans un délai inférieur à 6 mois après l'entrée en vigueur du contrat de concession, et au-delà de ce délai sur demande de la Commission, la SENELEC soumet à l'approbation de la Commission une carte à l'échelle de 1/5000 en milieu urbain et de 1/2000 en milieu rural indiquant les limites géographiques de son Périmètre.

Les cartes des localités incluses dans le périmètre de distribution de SENELEC ont été transmises à la Commission en décembre 1999 pour le milieu urbain et en mai 2000 pour le milieu rural. Toutefois, elles ne comportent pas une indication des limites géographiques.

1.1.6. Revente d'électricité aux Détaillants Indépendants

L'article 3 du Cahier des Charges stipule que SENELEC doit, dès que possible après l'entrée en vigueur du contrat de concession, et dans tous les cas, avant la date définie par la Commission, élaborer un tarif de vente en gros pour les reventes d'énergie électrique aux détaillants indépendants. Ce tarif et les conditions de vente en gros doivent être approuvés par la Commission.

Dans ce cadre, la Commission a adressé à SENELEC une correspondance le 31 janvier 2003 pour lui demander de lui soumettre les tarifs applicables. SENELEC a fait une proposition qui consiste à appliquer son tarif moyenne tension actuel.

La Commission a organisé une série de concertations avec toutes les parties concernées (SENELEC, ASER, Ministère de l'Energie).

A la suite de ces concertations, un tarif permettant de développer efficacement l'électrification rurale, tout en garantissant à SENELEC le niveau des revenus autorisés, a été fixé en 2004.

1.1.7. Obligations de raccordement

Le Cahier des Charges impose à SENELEC de raccorder un certain nombre d'abonnés avant la fin de l'année 2004, en milieu urbain et en milieu rural.

Les informations fournies par SENELEC font ressortir qu'au 31 décembre 2004 ces objectifs ont été globalement atteints.

1.2. Suivi des obligations de SENELEC au niveau comptable

Le suivi des obligations de SENELEC au niveau comptable concerne les points ci-après :

- la certification des états financiers de SENELEC ;
- la séparation comptable des activités de SENELEC.

1.2.1. Certification des états financiers de SENELEC

L'article 38 du Contrat de Concession stipule que SENELEC présente annuellement, au plus tard trois ans après la première clôture d'un exercice consécutive à la date de signature (1999), des comptes certifiés par un cabinet d'audit de renommée internationale.

Cette obligation n'est pas respectée par SENELEC. En effet, comme en 2002 et 2003, les Commissaires aux Comptes n'ont pas certifié les états financiers 2004, reconduisant quasiment les mêmes réserves dans les termes suivants :

- « une mission complémentaire d'inventaire des compteurs, des transformateurs et de l'outillage est actuellement en cours d'exécution et a produit des résultats provisoires. Ceux-ci n'ont cependant pas pu être validés et intégrés dans les comptes de l'exercice 2004;
- pour les terrains, les modalités de leur mutation sont en cours d'examen avec un notaire mais les obstacles tenant en particulier au montant élevé des droits et des frais à payer ont été signalés ;
- s'agissant du régime juridique des immobilisations de production, de transport et de distribution de l'électricité, il n'a pas eu d'évolution significative. Toutefois, sur la base des dernières informations qui nous ont été données, le traitement de cette question serait étroitement liée au schéma d'évolution institutionnelle de la SENELEC et pourrait trouver une réponse appropriée dans les perspectives d'adaptation du cadre institutionnel, à défaut d'une simple abrogation de la loi 2002-01 du 10 janvier 2002 ».

De l'avis de la Commission, une autre solution consisterait à modifier le Contrat de Concession de SENELEC pour le conformer avec la loi n°2002-01 du 10 janvier 2002, en précisant le régime de comptabilisation des biens conformément à l'option de concession retenue par l'Etat.

1.2.2. Séparation comptable des activités de SENELEC

L'article 38 du Contrat de Concession indique qu'au plus tard trois ans après la première clôture d'un exercice consécutive à la date de signature (1999), SENELEC opère conformément aux termes de l'article 19 de la loi 98-29 du 14 avril 1998 relative au



secteur de l'électricité, une séparation comptable des activités de production, de transport et de distribution.

Cette disposition n'est pas effective puisque la séparation comptable des activités de SENELEC n'est pas encore réalisée.

2. Régulation tarifaire

Les tarifs de l'électricité sont soumis à régulation, l'objectif étant d'obtenir les tarifs les plus bas possibles tout en assurant les conditions de la viabilité financière des entreprises, en vue de garantir l'équilibre économique et financier du secteur.

La régulation des tarifs de l'électricité est basée sur le principe des prix plafonds. Les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur sont définies dans le cahier des charges du titulaire de licence ou de concession.

Au cours de l'année 2004, la Commission a procédé à l'ajustement des tarifs de vente au détail de SENELEC, à la poursuite du processus de révision des conditions tarifaires de SENELEC entamé en 2003, à la définition des tarifs applicables par SENELEC aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural et à la fixation des tarifs de revente en gros d'énergie électrique par SENELEC.

2.1. Ajustement des tarifs de vente au détail de SENELEC pour 2004

L'article 36 du Contrat de Concession de SENELEC prévoit que les tarifs de vente au détail exclusive, pris dans leur ensemble ne peuvent excéder le seuil autorisé par la formule de contrôle des revenus prévue à l'article 10 du Cahier des Charges. Il dispose, en outre, que SENELEC peut, à tout moment, procéder à une révision de tout ou partie des tarifs de vente au détail exclusive dans le respect de la formule de contrôle des revenus, après approbation de la Commission.

Ainsi, en janvier 2004, la Commission a demandé à SENELEC de lui soumettre les tarifs applicables en 2004, pour lui permettre de vérifier que les tarifs en vigueur ne conduisent pas à un niveau de revenus supérieur au montant maximum autorisé.

SENELEC a envoyé en avril 2004 les résultats de son calcul du revenu maximum autorisé en 2004 qui donne un montant de 125,969 milliards de francs CFA, correspondant à une baisse de 0,69% des tarifs de l'électricité.

La Commission, après analyse des éléments de calculs fournis par SENELEC a procédé à la correction de certains éléments et a conclu que le revenu maximum autorisé à SENELEC en 2004 au titre de ses ventes au détail exclusives, est égal à 122,836 milliards de francs CFA.

La Commission a, en outre, constaté qu'avec les tarifs actuellement appliqués, SENELEC percevrait, en 2004, des revenus estimés à 129,003 milliards de francs CFA. Ainsi, par



Décision du 13 juillet 2004, la Commission a conclu à la nécessité d'une baisse globale des tarifs de 4,78% pour respecter le revenu maximum autorisé.

Par ailleurs, SENELEC a présenté à la Commission une requête visant à étendre à l'année 2002 le différé de l'application des incitations contractuelles. La Commission, estimant qu'une telle requête vise la modification du Contrat de Concession signé entre l'Etat du Sénégal et SENELEC, s'est déclarée incompétente.

2.2. Révision des conditions tarifaires de SENELEC

La révision des conditions tarifaires de SENELEC est instituée par la loi n°98-29 du 14 avril 1998, notamment son article 28, qui prévoit que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur seront définies dans le cahier des charges du titulaire de licence ou de concession.

En application de cette disposition, le Contrat de Concession de SENELEC et le Cahier des Charges y annexé, définissent une formule de contrôle des revenus dont la durée de validité est de cinq (5) années. A l'issue de cette période, la formule doit être révisée par la Commission, après consultation de SENELEC, notamment.

Après le lancement du processus de révision des conditions tarifaires de SENELEC, le 1er novembre 2003, une première consultation publique a été organisée par la Commission du 20 décembre 2004 au 14 janvier 2005. Elle a porté sur :

- le bilan de l'exploitation de SENELEC durant la période 1999-2004 ;
- l'appréciation par SENELEC de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus ;
- les normes et obligations édictées par le Ministre chargé de l'Energie pour la période 2005-2009 ;
- l'exposé de la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

2.2.1. Bilan de l'exploitation de SENELEC durant la période 1999-2004

Le bilan soumis par SENELEC fait ressortir que l'exploitation sur la période a été marquée par une situation déficitaire aussi bien sur le plan technique que sur le plan financier. Cette situation découle d'un contexte difficile, marqué par deux opérations de privatisation, des difficultés d'accès aux financements et une forte inflation sur les produits pétroliers.

Toutefois, une évolution favorable a été notée en 2003, avec l'amélioration qualitative du système de production qui a permis de réduire les déficits et les dépenses d'exploitation.

Au titre des obligations contractuelles, le bilan n'a pas fourni les informations permettant de s'assurer que SENELEC a respecté les normes des conditions de service et que les incitations contractuelles liées à ces normes ont été régulièrement calculées et versées le cas échéant. Seules les normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie) ont pu faire l'objet d'un suivi puisque les incitations contractuelles pour manquement à ces

normes ont été prises en compte directement à travers la formule de contrôle des revenus.

Pour ce qui concerne l'obligation de raccorder un nombre minimal de nouveaux abonnés domestiques au réseau avant la fin de l'année 2004, *les informations fournies par SENELEC font ressortir qu'au 31 décembre 2004, les objectifs d'électrification ont été globalement atteints.* Les éléments détaillés concernant les niveaux d'électrification sont présentés dans la partie bilan du secteur de l'électricité du présent rapport.

2.2.2. Appréciation par SENELEC de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus

Les observations de SENELEC ont porté sur les points suivants :

- Inflation sur les combustibles : prévoir une pondération de l'indice des prix du fuel oil (référence de l'inflation sur les combustibles) par les quantités mensuelles consommées pour obtenir un indice plus réaliste et appliquer trimestriellement la révision tarifaire pour que les revenus autorisés prennent en compte plus régulièrement les fluctuations de cour des produits pétroliers.
- Application des incitations contractuelles : différer l'application des incitations contractuelles au terme de son plan d'urgence 2004-2006.
- Coefficients de pondération des indices d'inflation : les facteurs de pondération doivent être révisés en fonction des réalisations des cinq dernières années. D'autre part, SENELEC souhaiterait que pour la nouvelle période tarifaire, ces indices soient révisables annuellement.
- Fonds de préférence : il devra être traité comme une redevance.
- Le différentiel entre tarif moyenne tension et tarif de cession aux opérateurs d'électrification rurale : il devra être intégré comme une redevance.
- La structure tarifaire : la grille tarifaire datant de 1998 devra être modifiée.
- Le facteur de gain de productivité : l'analyse comparative des sociétés d'énergie de la zone CEDEAO devra permettre de fixer sa valeur pour les années 2005-2009.

2.2.3. Nouvelles normes et obligations pour la période 2005-2009

A l'issue des cinq premières années de la Concession, les normes en vigueur sont soumises à une révision en fonction des performances constatées durant la période écoulée et des coûts et avantages pour les abonnés qui résulteraient de la révision.

A ce titre, le Ministre chargé de l'Energie a fixé, après consultation de SENELEC et de la Commission, les nouvelles normes pour la nouvelle période 2005-2009 présentées en annexe. Il convient de noter que des normes spécifiques à l'électrification rurale ont été introduites.

2.2.4. Méthodologie de révision de la formule actuelle

Conformément à la réglementation, les nouvelles conditions tarifaires doivent assurer à SENELEC un niveau de revenus suffisants pour couvrir ses coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance, ses impôts et taxes ainsi que ses besoins en investissements tout en obtenant un taux de rentabilité normal sur sa base tarifaire.

Les charges d'exploitation et de maintenance ainsi que les besoins d'investissements à couvrir par les revenus sur la période sont déterminés sur la base des projections soumises par SENELEC en tenant compte de son plan de développement et des normes et obligations définies par le Ministre chargé de l'Énergie.

Le taux de rentabilité normal est égal au coût réel du capital avant impôt sur les sociétés pour une entreprise opérant dans le domaine d'activité de SENELEC ; le coût du capital étant calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC), en faisant l'hypothèse des ratios efficaces, à savoir 45% de dette et 55% de fonds propres.

Le montant des revenus autorisés, rapporté aux prévisions de vente d'électricité permet de déterminer le prix moyen de vente applicable par SENELEC sur la période 2005-2009 aux conditions économiques de référence (conditions de 2004) et au niveau de ventes défini.

Une formule d'indexation est définie et paramétrée par la suite pour tenir compte de l'inflation, des fluctuations des ventes (niveau et structure) par rapport aux prévisions de ventes de référence et des gains d'efficacité réalisés par l'entreprise.

La synthèse de la première consultation publique, les projections établies par SENELEC pour la période 2005-2009 et les premières conclusions de la Commission feront l'objet d'une seconde consultation publique en 2005 à l'issue de laquelle la Commission prendra une Décision pour définir les nouvelles conditions tarifaires de SENELEC valables pour la période 2005-2009.

2.3. Tarifs de vente applicables par les détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural

L'article 11 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 dispose que la Commission détermine la structure et la composition des tarifs applicables par les entreprises titulaires de licence ou de concession.

En outre, la loi précise qu'en définissant les conditions tarifaires initiales, le Ministre chargé de l'Énergie et la Commission autoriseront les niveaux de revenus suffisants pour permettre au titulaire de licence ou de concession d'obtenir un taux de rentabilité normal.

Sur le fondement de ce qui précède, l'ASER a saisi la Commission pour qu'elle fixe les tarifs de vente d'énergie électrique applicables par les détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural. L'ASER avait préconisé l'adoption de tarifs forfaitaires par niveau de service et par technique d'électrification.

L'analyse de la Commission a fait apparaître que l'application d'un système de facturation au forfait est possible pour les clients à consommation modeste. Un tel système permet de minimiser les coûts d'exploitation et les dépenses d'investissements nécessaires pour le système de comptage, et donc les tarifs applicables à la clientèle.

Par contre, la différenciation des tarifs en fonction des techniques d'électrification dans une même concession ne se justifie pas en raison des principes d'équité et de solidarité à développer dans chaque concession.

Par ailleurs, l'investissement de départ pour les services connexes, notamment les branchements et les installations intérieures, constitue un frein certain pour le développement de l'électrification rurale. L'expérience a montré qu'au Sénégal comme dans d'autres pays en développement, l'instauration d'un système de préfinancement de ces services permet d'atteindre rapidement un taux d'électrification élevé.

Par Décision en date du 20 février 2004, la Commission a autorisé les détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural à appliquer un système de tarification forfaitaire pour les clients à consommation modeste, ainsi qu'un système de préfinancement des services connexes. Pour chaque concession, il est prévu que le montant des forfaits soit fonction du niveau de service offert et indépendant des techniques d'électrification.

2.4. Tarifs de revente d'énergie électrique applicables par SENELEC aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural

La Commission a demandé à SENELEC de lui soumettre les tarifs applicables aux détaillants indépendants.

Sur la base des tarifs proposés par SENELEC, la Commission a engagé une concertation avec les différents acteurs concernés pour obtenir un tarif permettant de développer efficacement l'électrification rurale tout en garantissant à SENELEC ses revenus autorisés.

La nécessité est apparue d'élaborer une tarification spéciale pour les détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural pour tenir compte de la faible capacité à payer des populations rurales.

Par Décision en date du 20 février 2004, la Commission a fixé le tarif applicable par SENELEC durant la période d'exclusivité aux détaillants indépendants titulaires de concession en milieu rural. Ce tarif ne peut excéder le prix moyen obtenu avec le tarif général moyenne tension actuel sur lequel est appliqué une remise de 20% et ce, en considérant un facteur de charge de 25%, 30% de l'énergie consommée durant la période de pointe, et 70% de l'énergie consommée en période hors pointe, soit un tarif maximal de 68 francs CFA/kWh aux conditions de 2004.

3. Appel d'offres pour la production indépendante

La Commission a supervisé l'appel d'offres pour la réalisation d'une centrale de production de 60 MW à Kounoune suivant la formule BOO (Built Own and Operate).

La Commission a veillé au respect des principes d'équité, de transparence et de non discrimination. C'est ainsi qu'elle a émis un certain nombre d'observations sur le dossier d'appel d'offres, qui ont été intégrées dans le dossier final.

Durant l'année 2004, la supervision s'est poursuivie avec l'implication de deux experts de la Commission qui ont participé à :

- l'ouverture des offres techniques et financières ;
- l'analyse des offres ;
- la négociation du contrat d'achat d'énergie.

4. Audit sur la sécurité d'approvisionnement

La Commission veille au respect des termes des concessions et licences, en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité de service en quantité et en qualité. Elle assure le suivi du respect des normes applicables aux entreprises du secteur.

En application des dispositions législatives et réglementaires ci-dessus, la Commission a entrepris un audit de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du pays le 24 février 2002.

L'objectif de cet audit est d'identifier les risques de catastrophe liés au fonctionnement des équipements de production, de transport et de distribution d'énergie électrique, ainsi que leur capacité à satisfaire la demande.

Les résultats attendus visent à permettre de limiter considérablement les risques d'une interruption massive et durable de la fourniture d'électricité, d'assurer la continuité du service en quantité et en qualité, d'assurer un suivi correct des normes techniques et de sécurité applicables aux entreprises du secteur.

La mission démarrée le 1^{er} janvier 2004 a permis de faire un diagnostic complet des installations des différents opérateurs et une analyse de leurs exploitations.

Le rapport provisoire du consultant fait état des différents risques de détérioration de la qualité du service ou d'accidents. Il s'agit notamment :

- de la difficulté de communication entre l'opérateur des ouvrages de la SOGEM, (Eskom Energie Manantali) et SENELEC ;

- de l'existence de réserves à lever dans certains ouvrages exploités par Eskom Energie Manantali, notamment les postes THT du système ouest ;
- de problèmes de maintenance identifiés dans certaines centrales de SENELEC, avec comme conséquence de nombreuses avaries au niveau des groupes ;
- de problèmes de surcharge au niveau des transformateurs de puissance de certains postes sources et sous-stations ;
- de la nécessité de renforcer les réseaux de distribution et de les enterrer dans certains endroits pour améliorer la sécurité du public ;
- de la nécessité d'une meilleure prise en charge de la sécurité industrielle.

Après discussion des différents points soulevés par le consultant, la Commission a validé le rapport provisoire.

5. Relations avec les consommateurs

5.1. Plaintes des consommateurs

En 2004, les plaintes reçues par la Commission, opposant des abonnés à SENELEC, sont relatives à des accusations de fraude, des durées de facturation anormalement longues, et à une mauvaise qualité de service. Elle a également été ampliatrice de plaintes directement adressées à SENELEC relatives à des contestations de fraude et à des dommages causés par des travaux de SENELEC.

Pour l'ensemble des plaintes, la Commission a saisi SENELEC.

Toutefois, la Commission note que le traitement par SENELEC des plaintes des consommateurs n'est pas toujours satisfaisant.

L'adoption d'un règlement d'application relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs devrait permettre d'aboutir à un meilleur traitement.

5.2. Adoption du Règlement d'Application relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs

En 2004, la mise au point du Règlement d'Application s'est poursuivie avec l'analyse des différentes observations recueillies auprès des organisations patronales et des associations de consommateurs. Il s'agit de la Confédération Nationale des Employeurs du Sénégal (CNES) et de l'Association de Défense des Usagers de l'Eau, de l'Electricité, des Télécommunications et des Services (ADEETéls).

Rappel des principales observations recueillies par la Commission

- Donner la possibilité à la Commission de procéder à une enquête n'excédant pas une semaine en vue de prononcer une décision, à défaut d'un règlement à l'amiable du litige.
- Pouvoir saisir la Commission 48 heures après une absence de réponse du concessionnaire.
- Prévoir des démembrements de la Commission pour les consommateurs des régions.
- Prévoir que la réponse du concessionnaire ou titulaire de licence soit écrite et qu'elle précise les solutions apportées ou suggérées. En cas de refus d'instruire, ce dernier doit être motivé et notifié au demandeur et à la Commission.
- Prévoir que le délai de traitement d'une plainte par la Commission n'excède pas 10 jours.
- Prévoir que tout refus par la Commission d'instruire une plainte soit écrit, motivé, notifié au demandeur et au concessionnaire ou titulaire de licence concerné.
- Prévoir que la Commission propose un formulaire pour la réclamation (renseignements et pièces à fournir...).
- Prévoir que la mention par le demandeur des dispositions législatives, réglementaires et contractuelles soit facultative.
- Prévoir que l'instruction de la plainte par la Commission soit suspensive de toute mesure de rétorsion ou de pénalité de la part du concessionnaire ou du titulaire de licence.
- Prévoir que la réponse du concessionnaire ou titulaire de licence à toute réclamation soit communiquée à la Commission dans un délai de 48 heures.

Pour l'essentiel, les préoccupations des consommateurs ont été prises en compte par la Commission. En effet, le souci majeur de la Commission est d'obtenir un Règlement d'Application assurant un traitement efficace et rapide des réclamations des consommateurs.

La Commission a donc adopté le 14 décembre 2004, le Règlement d'Application n°08-2004 qui est résumé en annexe. Désormais, les responsabilités des différents acteurs et les délais de réponse ou d'exécution, sont précisés.

ACTIVITES CONSULTATIVES

Au titre des activités consultatives, la Commission est intervenue, durant l'année 2004, principalement sur la définition du programme d'électrification rurale de l'ASER, sur l'élaboration de la lettre de politique d'électrification rurale et sur le règlement du service de SENELEC.

1. Programme d'électrification rurale de l'ASER

La Commission a poursuivi en 2004 les actions en appui à l'ASER pour la mise au point du programme d'électrification rurale. A ce titre, elle a organisé des séances de travail et a produit des notes et avis sur divers dossiers, à savoir notamment :

- l'étude sur la tarification de la cession de l'énergie électrique aux futurs opérateurs d'électrification rurale ;
- la délimitation du périmètre de la SENELEC, opérateur historique ;
- l'élaboration des documents juridiques pour la création d'un Fonds d'Electrification Rurale ;
- la tarification des services dans les concessions d'électrification rurale ;
- la négociation du financement de la Banque Mondiale ;
- la définition du régime de propriété des ouvrages dans les concessions d'électrification rurale ;
- les documents relatifs à la gestion déléguée transitoire ;
- la convention entre SENELEC et les opérateurs d'électrification rurale ;
- le règlement des appels d'offres et du document type d'appel d'offres ;
- le projet de contrat de concession et de cahier des charges dans les concessions rurales ;
- la mise au point du projet de décret modifiant le décret n°99-1254 du 30 décembre 1999 en vue de l'élargissement du Comité de prêts et de subventions de l'ASER.

2. Lettre de politique de développement de l'électrification rurale

Après la lettre de politique de développement du secteur de l'Énergie signée en avril 2003, le Gouvernement a réitéré, dans la lettre de politique de développement de l'électrification rurale, son engagement à établir une meilleure adéquation entre croissance économique et développement humain. Pour ce faire, un meilleur accès du milieu rural aux formes modernes d'énergie, notamment l'électricité, est considéré comme un puissant levier de lutte contre la pauvreté.

Extraits de la lettre de politique d'électrification rurale

Les contraintes de l'électrification rurale

- *la rigidité du modèle d'électrification rurale jusqu'à présent mis en œuvre avec, d'une part, un tarif unique, appliqué par l'opérateur SENELEC conformément à son Cahier des Charges mais très éloigné de la capacité à payer des populations du monde rural et, d'autre part, une solution technique limitée à savoir l'extension du réseau impliquant des normes de construction coûteuses ;*
- *un financement pour l'essentiel supporté par le budget de l'Etat, dans un contexte de rareté des ressources publiques ;*
- *des frais d'accès au service électrique hors de portée des ménages ruraux ;*
- *l'absence de prise en compte des synergies potentielles entre l'électricité et les autres secteurs pour promouvoir le développement durable ;*
- *la marginalisation des solutions alternatives au raccordement au réseau national interconnecté, notamment celles utilisant les énergies renouvelables.*

La stratégie du gouvernement

- *l'élévation du secteur privé en acteur majeur de l'électrification rurale dans le cadre d'un partenariat public privé ;*
- *l'adoption de mesures fiscales tendant à rendre le cadre législatif et réglementaire plus attractif pour les opérateurs d'électrification rurale ;*
- *la mise en œuvre de procédures de sélection transparentes des opérateurs d'électrification rurale ;*
- *la mise en place d'un fonds d'électrification rurale en tant qu'instrument pérenne de financement du développement de l'électrification rurale ;*
- *l'adoption d'un système de préfinancement des services connexes, notamment les frais de branchement et les installations intérieures, dans les concessions en milieu rural ;*
- *la promotion de programmes multisectoriels, qui associent l'électrification rurale à des investissements dans les autres secteurs du développement local notamment, l'éducation, la santé, l'agriculture, l'élevage et l'hydraulique.*



Il ressort de la lettre de politique que la stratégie du Gouvernement consiste à ériger le secteur privé en acteur majeur de l'électrification rurale dans le cadre d'un partenariat public – privé, pour porter le taux d'électrification de 12,5 % en 2003 à au moins 62% en 2022.

Le plan de mise en œuvre de ce vaste chantier est subdivisé en quatre séquences de cinq années chacune. Le volet prioritaire vise l'électrification de la totalité des chefs lieux de communautés rurales et la mise en œuvre des 18 concessions d'électrification rurales. Il inclut des projets d'électrification par initiative locale (projets ERILs) portés par des acteurs locaux, en particulier, les collectivités locales, les groupements villageois et les autres associations communautaires de base.

La réussite de ce programme requiert, la mobilisation d'importants moyens financiers de la part de l'Etat et de ses partenaires au développement.

3. Règlement du service de SENELEC

Le Règlement du service est un document annexé au contrat de concession et de licence de SENELEC portant sur les règles à appliquer dans ses relations avec les consommateurs. Il est approuvé par arrêté du Ministre chargé de l'Energie après avis de la Commission et consultation des associations de consommateurs et des organisations patronales.

Après la transmission par SENELEC de la première version du Règlement du service, plusieurs rencontres ont été organisées pour sa mise au point.

En février 2004, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, les observations de la Confédération Nationale des Employeurs du Sénégal et celles de l'Association pour la Défense des Usagers de l'Eau, de l'Electricité, des Télécommunications et des services (ADEETÉIS).

La Commission a, par la suite, organisé une série de réunions avec le Ministère chargé de l'Energie et SENELEC, en vue de procéder à l'examen des observations, aux fins de les intégrer dans le projet final, le cas échéant.

Les conclusions ont porté notamment sur la question de la libéralisation des activités d'étude et de contrôle, sur la justification par SENELEC des coûts et des pourcentages appliqués et enfin sur la nécessité de faire procéder à l'actualisation des coûts annexés au Règlement du service qui datent de 1999.

L'ensemble de ces travaux au terme desquels SENELEC doit présenter une version finale à la Commission, a fait l'objet d'un compte rendu au Ministre chargé de l'Energie.

4. Autres activités

La Commission a pris part à différents groupes de travail, ateliers, rencontres et séminaires, notamment sur le projet de centrale à charbon 3x100 MW et sur le document préparatoire à la table ronde des bailleurs de fonds sur le secteur de l'énergie.

LE BILAN DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE

1. Bilan technique et économique de l'exploitation du secteur

Ce bilan traite de l'exploitation de SENELEC, de GTI et d'ESKOM-ENERGIE-MANANTALI.

1.1. Exploitation de SENELEC

Le bilan de l'exploitation de SENELEC concerne la qualité du service, la production, le transport, la distribution, les activités commerciales et l'électrification.

1.1.1. Qualité du service

L'énergie non distribuée, toutes coupures confondues, a quasiment doublé entre 2003 et 2004, passant de 7 GWh à 13,7 GWh. Contrairement à 2003, SENELEC n'a donc pas pu respecter les normes édictées par son Cahier des Charges en matière d'énergie non fournie.

Les difficultés rencontrées au niveau de la disponibilité du parc de production et de la qualité des réseaux sont les principales raisons qui expliquent cette dégradation.

L'énergie non distribuée par manque de production a triplé entre 2003 et 2004, passant de 1,8 GWh à 5,52 GWh. Le déficit de production est dû, en partie, à la vétusté des ouvrages de production et au retard enregistré dans le développement du parc. L'impossibilité de réaliser les entretiens adéquats de l'outil de production et le retard pris dans la réalisation du programme d'entretien, sont à l'origine d'une dégradation de la disponibilité du parc de production de 2 points (75% contre 77% en 2003) conduisant également à des délestages par manque de production. Ceci démontre la nécessité de respecter les dates d'arrêts des groupes pour entretien. En effet, on constate que la durée d'un arrêt induit par une avarie pour non respect des délais d'entretien est bien supérieure à celle de l'arrêt programmé du groupe. A titre d'exemple, les groupes 105 et TAG 4 qui nécessitaient 50 jours d'arrêt pour révision, ont finalement été indisponibles plus de 512 jours suite à des avaries survenues ultérieurement à la date prévisionnelle d'arrêt pour entretien.

L'énergie non distribuée suite à des incidents réseaux a augmenté de 38% entre 2003 et 2004, passant de 4,2 GWh à 5,8 GWh. Cette dégradation provient essentiellement des délestages par surcharge des transformateurs et/ou câbles, ou par mauvaise tension.

Tableau 2 : Evolution des ventes, des interruptions et de l'énergie non fournie (GWh)

		2003		2004		Evolution
		Valeur	Part	Valeur	Part	
Manque de production (délestages et effacement)	Nombre d'interruptions	2626	34,35%	1601	25,79%	-39%
	Energie non fournie	1,80	25,75%	5,52	43,47%	207%
Manœuvres et travaux	Nombre d'interruptions	1236	16,17%	1250	20,13%	1%
	Energie non fournie	0,99	14,12%	1,33	10,49%	35%
Incidents réseaux	Nombre d'interruptions	3783	49,48%	3358	54,08%	-11%
	Energie non fournie	4,20	60,13%	5,85	46,05%	39%
Total	Nombre d'interruptions	7645	100%	6209	100%	-19%
	Energie non fournie	6,98	100%	12,69*	100%	82%
Ventes facturées d'énergie		1444,90		1536,10		6,3%
Norme d'énergie non fournie		7,22		7,68		6,3%

Source : Rapport Mouvement d'Energie 2003-2004 de SENELEC

* en ajoutant les interruptions pour cause d'incidents production, et les délestages pour cause de faible tension et surcharge transformateur, on obtient l'énergie non distribuée totale qui se chiffre à 13,7 GWh en 2004.

De manière globale, la qualité du service s'est dégradée en 2004 et SENELEC n'a pas respecté les normes de qualité de service. En application des dispositions de son Contrat de Concession, des incitations contractuelles d'un montant de 2 486 millions de francs CFA (pour les 13,7 GWh d'énergie non fournie) lui ont été appliquées pour manquement aux normes de qualité du service.

1.1.2. Production

Pour satisfaire la demande d'électricité, SENELEC a recouru à ses propres moyens de production et à des achats auprès de producteurs indépendants (GTI, ESKOM-ENERGIE-MANANTALI) et d'industries auto productrices (ICS, SOCOCIM, SONACOS).

La situation du parc de production du réseau interconnecté est présentée ci-après.

Tableau 3 : Composition du parc de production du Réseau Interconnecté

Sites	Centrales	Type	Puissance nominale (MW)		Puissance Assignée (MW)		Puissance disponible (MW)	
			Valeur	Part	Valeur	Part	Valeur	Part
Bel air	C.I	Diesel	9	2%	8	2%	4	1%
	C.II	Vapeur	51,2	11%	16	4%	13	4%
	TAG 4	Turbine à Gaz	32	7%	30	8%	14	4%
Cap des biches	C.III-vapeur	vapeur	87,5	19%	77	20%	57	18%
	C.III-tag	Turbine à Gaz	60,5	13%	40	10%	34	11%
	C.IV	Diesel	86	18%	85	22%	68	22%
	C.V	Diesel	9,33	2%	7	2%	6	2%
Régions	Kahone	Diesel	14	3%	10	3%	9	3%
	Saint Louis	Diesel	6	1%	5	1%	5	2%
Total SENELEC			356	76%	278	71%	210	67%
Producteurs indépendants	GTI	Cycle combiné gaz-vapeur	51	11%	51	13%	43	14%
	Manantali	Hydraulique	60	13%	60	15%	59	19%
Total			466	100%	389	100%	312	100%

Source : Rapport Mouvement d'Énergie 2004 de SENELEC

Outre le réseau interconnecté, il existe des centrales régionales isolées de production : les centrales de Ziguinchor (Boutoute), de Tambacounda, de Kolda ainsi que des centres secondaires.

En 2004, la structure de l'outil de production n'a pas évolué. La puissance nominale est restée identique à celle de 2003. SENELEC n'a déclassé aucune de ses centrales et aucun nouvel équipement de production n'a été mis en service. Par ailleurs, on note un affaiblissement de la puissance disponible des turbines à gaz du fait de la longue indisponibilité aléatoire (supérieure à deux mois) de l'équipement TAG4. Dans le même temps, les puissances disponibles des équipements vapeur et diesel ont été améliorées malgré des indisponibilités aléatoires longues sur les groupes 405 (CIV Cap des Biches), 105 (CI Bel air) et 302 (CIII Cap des Biches).

Tableau 4 : Evolution de la structure du parc de production du Réseau Interconnecté

	2003				2004			
	Puissance nominale (MW)		Puissance disponible (MW)		Puissance nominale (MW)		Puissance disponible (MW)	
	Valeur	Part	Valeur	Part	Valeur	Part	Valeur	Part
Diesel	124	27%	86	27%	124	27%	92	29%
Vapeur	139	30%	63	20%	139	30%	70	22%
Turbine à Gaz	93	20%	66	21%	93	20%	48	15%
GTI	51	11%	43	14%	51	11%	43	14%
Manantali	60	13%	60	19%	60	13%	59	19%
Réseau interconnecté	466	100%	317	100%	466	100%	312	100%

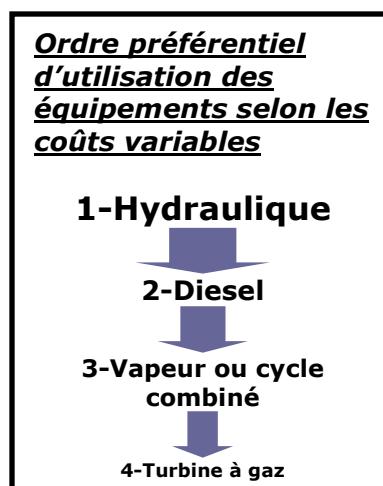
Source : Rapport Mouvement d'Énergie 2004 de SENELEC

L'énergie produite par les centrales du Réseau Interconnecté et celle achetée à GTI et ESKOM s'élèvent à 1872 GWh en 2004, contre 1754 GWh en 2003, soit une hausse de 6,72%. La part des achats d'énergie a légèrement baissé du fait de la limitation du quota proposé par Manantali et d'une limitation de puissance de GTI. Ces achats d'énergie s'élèvent en 2004 à 644 GWh et représentent 35% de la production du Réseau Interconnecté contre 39% en 2003. Cependant, l'augmentation de la contribution des groupes de base diesel de 31% à 35% a permis de maintenir la qualité du schéma d'utilisation puisque le diesel et l'hydraulique représentent 51% de la production en 2004 (50% en 2003). Ainsi, la part des turbines à gaz qui sont les équipements les plus coûteux en exploitation, a été maintenue à 5% comme en 2003.

Tableau 5 : Evolution de la production brute (GWh)

	2003		2004	
	Valeur	Part	Valeur	Part
Diesel	545	31%	646	35%
Vapeur	432	25%	490	26%
Turbine à Gaz	93	5%	91	5%
Achats GTI	346	20%	351	19%
Achats Manantali	337	19%	293	16%
Réseau interconnecté	1754	100%	1872	100%
Réseaux isolés	72		80	
Achats auto producteurs	0,622			
Total système	1826		1951	

Source : Rapport Mouvement d'Énergie 2003-2004 de SENELEC



Les dépenses variables liées à la production ont globalement augmenté de 9,6% entre 2003 et 2004. Pour ce qui concerne Manantali, elles ont baissé de 13% entre les deux années, suivant ainsi la tendance des quantités d'énergie achetées. En revanche, pour GTI, elles ont augmenté de 19,8% du fait principalement du renchérissement du prix du combustible en 2004 même si les quantités d'énergie achetées ont stagné.

La forte part de GTI dans l'ensemble des dépenses variables de SENELEC (près de 30%) et l'augmentation des dépenses variables des unités de production de SENELEC qui accompagne l'accroissement de production, ont conduit à un léger renchérissement du coût de revient du kWh en 2004 qui atteint 31,91 francs CFA/kWh en 2004 contre 31,77 francs CFA/kWh en 2003, soit une hausse de 0,5%. Ce coût est de 30,97 francs CFA/kWh pour les équipements de SENELEC du Réseau Interconnecté, de 46,17 francs CFA/kWh pour la centrale de GTI et de 18,74 francs CFA/kWh pour l'équipement hydroélectrique de Manantali.

Tableau 6 : Evolution des dépenses variables (Million de francs CFA)

	2003		2004	
	Valeur	Part	Valeur	Part
Diesel	13 433	25%	15 807	26%
Vapeur	15 688	29%	16 388	27%
Turbine à Gaz	5 533	10%	5 825	10%
Achats GTI	13 525	25%	16 201	27%
Achats Manantali	6 311	12%	5 491	9%
Réseau interconnecté	54 490	100%	59 713	100%
Réseaux isolés	3 509		4 099	
Total système	58 000		63 812	

Source : Rapport Mouvement d'Energie 2003-2004 de SENELEC

Le renchérissement de certains produits pétroliers consommés par les diverses centrales a conduit à une évolution plus importante des dépenses variables que de la production (9,6% contre 6,7%), dégradant ainsi les performances des unités de production.

Tableau 7 : Evolution des prix moyens des produits pétroliers (franc CFA/tonne)

	Fuel lourd	Diesel oil	Kérosène	Gasöil	Naphta
Moyenne 2003	106 345	186 337	193 578	190 639	191 933
Moyenne 2004	98 027	217 449	239 259	223 773	224 163
Evolution 2004/2003	-7,82%	16,70%	23,60%	17,38%	16,79%

Source : Arrêtés ministériels fixant les prix des produits pétroliers

Le taux de disponibilité global des équipements du Réseau Interconnecté s'est dégradé entre 2003 et 2004 de près de 3 points, grevant ainsi les performances du système de production. Cette baisse provient essentiellement des groupes diesel de la centrale C I (-31 points) et des turbines à gaz TAG 4 (-43 points), TAG 3 (-12 points). Un autre fait marquant est la baisse de la disponibilité de la centrale de GTI.

Tableau 8 : Taux de disponibilité des groupes du Réseau Interconnecté

Sites	Centrales	Type	Disponibilité		
			2003	2004	Evolution (points)
Bel air	C.I	Diesel	76,3%	45,5%	-31
	C.II	Vapeur	78,7%	82,7%	4
	TAG 4	Turbine à Gaz	89,6%	46,5%	-43
Cap des biches	C.III-vapeur	vapeur	65,4%	73,4%	8
	C.III-tag	Turbine à Gaz	96,8%	85,3%	-12
	C.IV	Diesel	72,9%	79,6%	7
	C.V	Diesel	86,0%	82,4%	-4
Régions	Kahone	Diesel	75,1%	86,9%	12
	Saint Louis	Diesel	64,4%	95,0%	31
Total SENELEC			76,9%	74,8%	-2
	GTI	Cycle combiné	85,3%	83,5%	-2
	Manantali	Hydraulique	99,9%	99,9%	0
Total			81,6%	79,6%	-3

Source : Rapport Mouvement d'Énergie 2003-2004 de SENELEC

Les améliorations constatées en 2003 dans la structure du parc de production et son utilisation ont été consolidées en 2004. C'est ainsi que 2004 est la première année depuis la signature du Contrat de Concession de SENELEC (1999) qui a enregistré une puissance de pointe du réseau (343 MW) inférieure à la puissance disponible du parc de production (389 MW), dégageant une réserve de puissance de 46 MW.

1.1.3. Transport

Le réseau de transport de SENELEC est concentré dans la zone ouest du pays, principalement dans la région de Dakar. Il sert de support aux échanges d'énergie entre les différentes régions du pays et à l'alimentation des grandes entreprises industrielles.

a. Statistiques des ouvrages

Par rapport à l'année 2003, les longueurs de lignes de transport du réseau interconnecté n'ont pas évolué. Par contre on note une réduction de 16 MVA de la puissance installée due à l'effet combiné d'une augmentation de 20 MVA à Thiona et une baisse respective de 25 MVA, 10 MVA et 1 MVA à Bel-air, Saint-Louis et Cap des Biches.

Tableau 9 : Statistiques des ouvrages de transport en 2004

		2003	2004	Ecart
Longueur ligne 90 kV (km)		217	217	0
Longueur ligne 225 kV (km)		124	124	0
Puissance installée (MVA)	Bel-air	224	199	-25
	Hann	200	200	0
	Cap des biches	346	345	-1
	Thiès Thiona	60	80	20
	Kahone	18	18	0
	Saint-Louis	20	10	-10
Total puissance installée		868	852	-16

Source : Données fournies par SENELEC

Le Réseau de transport de Manantali n'a pas connu d'évolution durant l'année 2004.

b. Exploitation des postes sources et sous-stations

L'exploitation des réseaux de SENELEC a été rendue difficile en 2002 par la surcharge généralisée des transformateurs de certains postes sources et sous-stations. Des travaux entrepris en 2004 (renforcement de puissance de transformateurs, transfert de charge du réseau 6,6 kV vers le réseau 30 kV) ont permis le fonctionnement optimal d'une bonne partie de ces postes. Mais la situation demeure préoccupante notamment à la sous-station Université où le dépassement de la puissance garantie est passé de 101% en 2002 à 123% en 2004 et à la sous-station Aéroport, où malgré la baisse de 29% enregistrée, il atteint 127% en 2004.

Le tableau ci-dessous donne les charges des transformateurs de puissance en 2004 et l'état comparatif du dépassement de la puissance garantie sur les deux années.

Tableau 10 : Charge des transformateurs des postes sources et sous-station

Transformateur	Puissance nominale (MVA)	Puissance maximale (MVA)	% charge	Charge/ puissance garantie en 2004	Charge/ puissance garantie en 2002
TR 301 Cap des biches	40	28	70%		
TR 302 Cap des biches	33	23	70%		
TR 20 MVA 90/30 kV Bel-Air	20	13,74	69%		
TR 36 MVA - 90-6,6 kV Bel-Air	36	2,08	6%		
TR2 90/6,6 kV Bel-Air	10	1,91	19%		
TR3 90/6,6 kV Bel-Air	10	2,09	21%		
TR 1 Hann	40	23,79	59%		
TR 2 Hann	80	81,95	102%		
TR1 Centre-ville	15	11,57	77%	77%	99%
TR2 Centre-ville	15*	0	0%		
TR 1 aéroport	7,9	4,97	63%	127%	156%
TR 2 aéroport	7,9	5,07	64%		
TR 1 Thiaroye	7,9	16,5	59%	69%	244%
TR 2 Thiaroye	20				
TR 1 Université	15	9,25	62%	123%	101%
TR 2 Université	15	9,25	62%		
TR 1 Usine des eaux	15*	0	0%	57%	116%
TR 2 Usine des eaux	15	8,49	57%		

Source : SENELEC - campagne de mesures de charges des postes en 2004

* transformateur à l'arrêt au moment de la mesure

c. Rendements

Durant l'année 2004, le rendement global de 78,69% a perdu 0,51 point par rapport à 2003. Cette baisse du rendement résulterait de la diminution des achats d'énergie compensée par une production de SENELEC et par une augmentation des pertes techniques et commerciales.

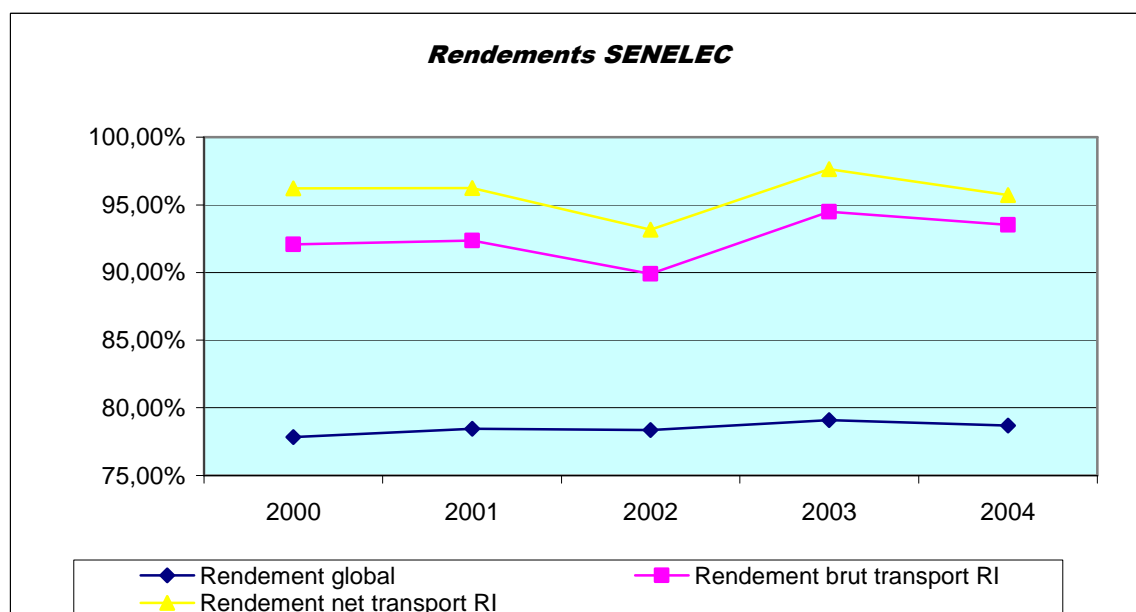
Le rendement brut transport, à l'image du rendement global, a enregistré une baisse de 1%. Cette baisse est liée aux perturbations enregistrées au poste de Hann (deux transformateurs sont restés indisponibles suite à des incidents) et à des travaux sur les transformateurs de Bel-air.

Tableau 11 : les rendements pour la période 2000-2004

	2000	2001	2002	2003	2004
Energie vendue (MWh)	1 149 156	1 295 410	1 351 693	1 444 630	1 536 097
Production brute totale SENELEC et achat global (MWh)	1 476 200	1 651 306	1 725 204	1 826 485	1 952 061
Production nette SENELEC et achat global	1 413 130	1 585 064	1 665 424	1 767 451	1 906 718
Production brute RI (MWh)	1 261 615	1 276 894	1 104 679	1 070 214	1 227 544
Production nette RI (MWh)	1 200 916	1 212 932	1 047 074	1 013 658	1 184 950
Energie livrée au RI (MWh)	1 302 155	1 462 597	1 485 361	1 657 329	1 751 016
Rendement global SENELEC = énergie vendue / (production brute totale+Achats)	77,85%	78,45%	78,35%	79,09%	78,69%
Rendement transport net = énergie livrée au RI / (production nette RI+Achats)	96,21%	96,25%	93,17%	97,64%	95,71%
Rendement transport brut = énergie livrée au RI / (production brute RI+Achats)	92,08%	92,37%	89,92%	94,49%	93,54%

Source : Données fournies par SENELEC

Graphique 1 : Evolution des rendements



Source : DMET SENELEC

Les énergies reçues et les énergies livrées aux postes de Tobène et Sakal ont évolué dans les mêmes proportions entre 2003 et 2004. Ceci a eu pratiquement pour conséquence l'obtention du même taux de rendement entre les deux exercices (Tobène a gagné 0,2 points de rendement entre les deux années). Par contre, pour les postes de Thiona et Cap des Biches, le taux d'évolution des énergies entrant a été plus important, entre les deux

années, que celui des énergies sortant, avec comme conséquence une dégradation du rendement des postes.

Concernant Hann et Bel-air, les perturbations enregistrées ont entraîné un comptage non exhaustif des énergies, ou des difficultés pour évacuer convenablement cette énergie. Ceci justifie la baisse importante de 7,5 points du rendement obtenu à Hann et la valeur erronée de 113,35% pour le poste de Bel-air. Le tableau ci-dessous récapitule les rendements des postes sources en 2003 et 2004.

Tableaux 13 : Rendements des postes sources

		CIII	Hann	CII	Tobène	Thiona	Sakal
2003	Energie entrant (MWh)	1 229 146	734 544	282 381	285 235	301 084	292 657
	Energie sortant (MWh)	1 163 932	728 672	272 157	280 562	300 387	292 658
	Rendement	94,7%	99,2%	96,4%	98,4%	99,8%	100,0%
2004	Energie entrant (MWh)	1 411 163	790 023	293 429	237 642	316 156	241 434
	Energie sortant (MWh)	1 317 144	724 574	332 593	234 252	308 443	241 434
	Rendement	93,3%	91,7%	113,3%	98,6%	97,6%	100,0%

Source : Données fournies par SENELEC

d. Interruptions de service

Le réseau 90 kV est marqué par la réduction du nombre d'interruptions de service pour manœuvres et travaux ainsi que l'énergie non distribuée y relative avec des baisses respectives de 43% et 39%. Cependant, comme en 2003, la dégradation de la qualité du service du fait des incidents s'est poursuivie avec une augmentation de près de 14% du nombre d'interruptions de service et, de 43% de l'énergie non distribuée qui est passée de 880 MWh en 2003 à 1258 MWh en 2004.

Le tableau ci-dessous récapitule les interruptions de service ainsi que l'énergie non distribuée sur la période 2000-2004.

Tableau 14 : Interruptions de service pour les réseaux HT

	2000	2001	2002	2003	2004
Manœuvres et travaux	292	338	293	291	166
Incidents	135	129	116	131	149
Total	427	467	409	422	315

Source : rapport annuel Département Mouvement d'Energie 2000-2004

Tableau 15 : Energie non distribuée (END) pour les réseaux HT

	2000	2001	2002	2003	2004
Manœuvres et travaux	58	227	122	163	99
Incidents	392	289	306	880	1258
Total	450	516	428	1043	1357

Source : rapport annuel Département Mouvement d'Energie 2000-2004

Durant l'année 2004, un incident généralisé a été enregistré sur le réseau interconnecté.

1.1.4. Distribution

Le réseau de distribution est composé des réseaux moyenne tension 30kV et 6,6kV, et basse tension 380V/220V et 220V/127V. Il est constitué de câbles isolés préassemblés à près de 83%.

a. Statistiques des ouvrages

Le tableau ci-dessous donne l'évolution des différentes composantes du réseau de distribution de SENELEC depuis l'inventaire effectué en 2000. Il faut noter l'évolution de 72% des longueurs des réseaux 6,6 kV due essentiellement aux extensions de réseau dans les régions.

Tableau 16 : Statistiques des ouvrages de distribution

		2000	2004	Evolution
Lignes BT (km)	Nu	659	650	-1,4%
	Préassemblé	4 775	5 302	11,0%
	Souterrain	316	436	38,0%
Réseaux MT (km)	6,6 kV	503	869	72,8%
	30 kV	4 075	4 596	12,8%
Postes	Client	1 023	1 169	14,3%
	Public	1 404	1 607	14,5%
	Mixte	102	99	-2,9%

Source :Données fournies par SENELEC

b. Energie distribuée

L'énergie livrée aux réseaux de SENELEC est de 1828 GWh. Par rapport à 2003, elle a connu une hausse de 6%. La consommation haute tension s'est stabilisée à son niveau de 2003. Toutefois, il convient de signaler une croissance de la consommation des ICS de 6% et celle de SOCO CIM de 14% ; par contre, la SOSETRA a vu sa consommation baisser de 76%.

Les incidents intervenus au niveau des transformateurs de puissance du poste de Hann et la pose de nouveaux transformateurs 90kV/6,6 kV et 90/30kV à Bel-air ont eu comme conséquence une baisse de l'énergie livrée à Hann de 9% et un accroissement de celle de Bel-air de 27%.

Sur la période 2000-2004, il a été enregistré un accroissement de l'énergie distribuée à un taux de croissance moyen annuel de 8%.

Tableau 17: Energies livrées en MWh de 2000 à 2004

Lieu de livraison	2 000	2 001	2 002	2 003	2 004
Livraison bornes des centrales	397 721	424 052	400 369	531 699	645 043
Livraison depuis les Postes HT/MT	717 460	835 719	899 656	969 469	949 578
Total livraison aux réseaux 30 & 6,6 kV du RI	1 115 181	1 259 771	1 300 025	1 501 168	1 594 621
Clients HT	186 974	202 826	185 336	156 161	156 395
Total énergie livrée au RI	1 302 155	1 462 597	1 485 361	1 657 329	1 751 016
Energie livrée aux réseaux isolés	58 711	65 295	71 113	70 007	77 294
Energie totale livrée	1 360 866	1 527 892	1 556 474	1 727 336	1 828 310

Source :DMET SENELEC

c. Rendement distribution-commercial

L'estimation du rendement distribution-commercial donne un taux de 82,43%. Par rapport à 2003, il a été enregistré une hausse de 0,6 point ; cependant, ce taux reste loin du rendement record de 84,84% atteint durant l'exercice 2002. Il convient de noter que les ventes de 2004 ont évolué dans les mêmes proportions que l'énergie livrée. SENELEC devrait accroître son rendement et réduire ainsi son taux de perte distribution-commercial qui se situe à 17,57%.

Tableau 18 : Rendement distribution-commercial

	2000	2001	2002	2003	2004
Vente globale (MWh)	1 149 156	1 295 410	1 351 693	1 444 630	1 536 097
Energie livrée distribuée (MWh)	1 173 892	1 325 066	1 371 138	1 571 175	1 671 915
Rendement distribution-commercial	82,13%	82,52%	84,94%	81,83%	82,43%

Source : Rapport annuel Délégation Mouvement d'Énergie et Rapport d'activités SENELEC

d. Statistiques sur les interruptions de service

L'année 2004 est marquée par une baisse du nombre d'interruptions de service aussi bien pour incidents (6%) que suite à des manœuvres (9%).

Le tableau ci-dessous donne l'évolution des interruptions de service sur la période 2000-2004 :

Tableau 19 : Statistiques des interruptions de service

		2000	2001	2002	2003	2004
dues aux incidents	Réseau 30 kV	2080	2382	2124	2532	2520
	Réseau 6,6 kV	521	956	640	1026	842
	Sous total	2601	3338	2764	3558	3362
dues aux manœuvres et travaux	Réseau 30 kV	387	481	822	657	631
	Réseau 6,6 kV	59	95	350	463	385
	Sous total	446	576	1172	1120	1016
Total		3047	3914	3936	4678	4378

Sources : rapport annuel du Département Mouvement d'Energie

Cette même tendance a été observée pour l'énergie non distribuée suite à des manœuvres ; en revanche, l'énergie non distribuée suite à des incidents a connu des hausses respectives de 36% pour les réseaux 30 kV et 11% pour les réseaux 6,6 kV.

Le tableau ci-dessous donne l'évolution des énergies non distribuées sur la période 2000-2004 :

Tableau 20 : Energie non distribuée (MWh)

		2000	2001	2002	2003	2004
due aux incidents	Réseau 30 kV	1623	2558	2257	2505	3415
	Réseau 6,6 kV	298	941	693	978	1083
	Sous total	1921	3499	2950	3483	4498
due aux manœuvres et travaux	Réseau 30 kV	1193	657	1231	1254	806
	Réseau 6,6 kV	329	51	1106	596	647
	Sous total	1521	708	2337	1850	1453
Total		3442	4207	5287	5333	5951

Sources: rapport annuel Département Mouvement d'Energie

e. Dépannage basse tension :

La qualité du dépannage s'est considérablement dégradée durant l'exercice 2004. En effet si le nombre de dépannages basse tension n'a pratiquement pas évolué durant l'exercice, cela n'a pas été le cas pour *la durée des pannes qui a évolué de 80%, passant de 94 227 heures à 170 190 heures, avec comme conséquence un temps moyen d'attente des clients qui a évolué de 7,5 heures en 2003 à 10,6 heures en 2004, ce qui représente une hausse de 41%.*

Tableau 21 : statistiques pannes basse tension

	2000	2001	2002	2003	2004
Nombre de dépannages	20 852	19 560	15 717	15 939	15 584
Durée totale des pannes BT (heures)	72 563	99 540	132 290	94 227	170 190
Temps moyen d'attente du client (heures)	3,5	5,1	8,4	7,5	10,6

Source : Rapport annuel DMET

f. Dépannage moyenne tension :

En ce qui concerne la moyenne tension, le nombre de pannes a baissé de 13%. Par contre, la durée moyenne d'une panne a été multipliée par quatre passant de 0,6 heure en 2003 à 2,9 heures en 2004.

Tableau 22 : pannes moyenne tension

	2000	2001	2002	2003	2004
Nombre de pannes MT	1 368	1 748	1 409	2 013	1 753
Durée totale des pannes (heures)	669	1 471	1 501	1 164	4 567
Durée moyenne d'une panne (heures)	0,3	0,4	0,6	0,6	2,9

Source : Rapport annuel DMET

Par rapport à l'activité dépannage des efforts considérables sont à fournir par SENELEC qui doit diagnostiquer la cause de la dégradation de la qualité du service et y remédier.

1.1.5. Activités commerciales

Globalement, les ventes de SENELEC ont progressé de 6,6% entre 2003 et 2004 ce qui marque un léger ralentissement de la progression des ventes puisque entre 2002 et 2003, le taux d'évolution était de 7%.

Les ventes basse tension ont fortement progressé de 11,1%, entre 2003 et 2004. Dans le même temps, les ventes moyenne et haute tension n'ont pas évolué de manière significative. Il en résulte un renforcement de la part des ventes basse tension dans la structure des ventes de SENELEC. La basse tension représente, désormais, plus de 59,8% des ventes.

Tableau 23 : Evolution des ventes par niveau de tension

	2003		2004		
	GWh	Part	GWh	Part	Evolution
Basse tension	830	57,4%	922	59,8%	11,1%
Moyenne tension	456	31,6%	461	29,9%	0,9%
Haute tension	159	11,0%	158	10,3%	-0,3%
Total	1 445		1 541		6,6%

Source : Rapport Activités 2004 de SENELEC

En 2004, SENELEC a enregistré 47889 nouveaux abonnés, ce qui représente une croissance de 9,5%. Au niveau de la structure de la clientèle, le nombre de clients moyenne tension a progressé de 2,7% sur la même période. La clientèle basse tension a vu son nombre d'abonnés croître de 9,5%.

Tableau 24 : Evolution de la clientèle par niveau de tension

	2003		2004		
	Nombre	Part	Nombre	Part	Evolution
Basse tension	502 140	99,787%	550 000	99,800%	9,5%
Moyenne tension	1 070	0,213%	1 099	0,199%	2,7%
Haute tension	3	0,001%	3	0,001%	0,0%
Total	503 213		551 102		9,5%

Source : Rapport Activité 2004 de SENELEC

Au niveau de la basse tension, comme en 2003, les ventes restent très largement dominées par l'usage domestique qui représente 70% des ventes. On note également que durant la période 2003-2004, les ventes facturées pour les usages domestiques et professionnels ont augmenté de plus de 11%, et celles dues à l'éclairage public de 2,6%.

Tableau 25 : Evolution des ventes facturées BT par usage

	2003		2004		
	GWh	Part	GWh	Part	Evolution
Domestique	579	69,7%	645	70,0%	11,5%
Professionnel	224	27,0%	249	27,0%	11,1%
Eclairage public	27	3,3%	28	3,0%	2,6%
Total	830		922		11,1%

Source : Données 2004 fournies par SENELEC

Concernant la clientèle basse tension, elle reste dominée en 2004 par les abonnés à usage domestique puisque ces derniers représentent 80% des abonnés BT. Cependant, on note que la clientèle à usage professionnel a progressé plus rapidement que celle à usage domestique sur la période 2003-2004. Enfin, l'éclairage public, même s'il reste marginal dans la répartition des usagers BT, a progressé de plus de 9%.

Tableau 26 : Evolution de la clientèle BT par usage

	2003		2004		
	Nombre	Part	Nombre	Part	Evolution
Domestique	404 370	80,5%	440 466	80,1%	8,9%
Professionnel	97 311	19,4%	109 033	19,8%	12,0%
Eclairage public	459	0,1%	501	0,1%	9,2%
Total	502 140		550 000		9,5%

Source : Données 2004 fournies par SENELEC

Comme en 2003, on note la prédominance des régions de Dakar et de Thiès au niveau des ventes puisque 79,9% des ventes en 2004 proviennent de ces régions. En revanche, les régions de Ziguinchor, Tambacounda, Fatick, Kolda et Matam, demeurent à des niveaux inférieurs à 2%. Toutefois, les quantités vendues dans les régions de Tambacounda, Fatick et Kolda ont fortement progressé entre 2003 et 2004.

Tableau 27 : Evolution des ventes facturées par région

	2003		2004		
	GWh	Part	GWh	Part	Evolution
Dakar	914,7	63,3%	954,7	62,0%	4,4%
Thiès	250,3	17,3%	276,0	17,9%	10,3%
Saint Louis	51,5	3,6%	56,5	3,7%	9,7%
Diourbel	61,5	4,3%	67,8	4,4%	10,2%
Louga	45,4	3,1%	48,8	3,2%	7,5%
Kaolack	40,6	2,8%	45,6	3,0%	12,3%
Ziguinchor	26,5	1,8%	28,0	1,8%	5,7%
Tambacounda	16,7	1,2%	22,1	1,4%	32,3%
Fatick	11,9	0,8%	14,1	0,9%	18,5%
Kolda	11,8	0,8%	14,0	0,9%	18,6%
Matam	13,9	1,0%	12,9	0,8%	-7,2%
Total	1 445		1 541		6,6%

Source : Données 2004 fournies par SENELEC

Concernant la répartition géographique de la clientèle, on remarque que les régions de Dakar et Thiès regroupent 63,8% des abonnés SENELEC. La région de Tambacounda a enregistré une forte progression des abonnements.

Tableau 28 : Evolution de la clientèle par région

	2003		2004		
	Nombre	Part	Nombre	Part	Evolution
Dakar	260 715	51,8%	279 928	50,8%	7,4%
Thiès	64 263	12,8%	71 742	13,0%	11,6%
Saint Louis	30 172	6,0%	33 168	6,0%	9,9%
Diourbel	44 732	8,9%	49 342	9,0%	10,3%
Louga	18 743	3,7%	21 458	3,9%	14,5%
Kaolack	27 675	5,5%	30 126	5,5%	8,9%
Ziguinchor	15 827	3,1%	17 817	3,2%	12,6%
Tambacounda	9 874	2,0%	14 439	2,6%	46,2%
Fatick	10 573	2,1%	11 939	2,2%	12,9%
Kolda	9 138	1,8%	10 670	1,9%	16,8%
Matam	11 501	2,3%	10 473	1,9%	-8,9%
Total	503 213		551 102		9,5%

Source : Données 2004 fournies par SENELEC

1.1.6. Electrification

Le Cahier des Charges fait obligation à SENELEC de participer à l'amélioration du taux d'électrification. Ainsi, elle devait raccorder au moins 132 310 clients domestiques, entre 1997 et 2004, afin de porter le taux d'électrification global à 60% en milieu urbain et 10% en milieu rural, dans l'optique d'atteindre un taux global de 34% à l'horizon 2004.

A la fin de l'année 2004, les objectifs ont été globalement atteints ; le taux d'électrification a été porté à 37,4% pour l'ensemble du pays, avec 66% en milieu urbain et 12,6% en milieu rural.

Toutefois, ces résultats ne doivent pas occulter le retard de certaines régions du pays. En effet, les régions de Fatick, Tambacounda et Kolda, enregistrent des taux d'électrification globaux inférieurs à 15%. Dans le cas de Kolda et de Tambacounda, la faiblesse des taux d'électrification en zone rurale est principalement à l'origine de ce retard.

Dakar, Thiès et Diourbel restent en 2004 les régions les mieux électrifiées du Sénégal.

Tableau 29 : Taux d'électrification dans les régions du Sénégal

Urbain	Nombre clients domestiques	Taux d'électrification
Dakar	227920	72,2%
Fatick	3820	39,3%
Kaolack	17971	60,8%
Tambacounda	7269	53,5%
Diourbel	12725	65,8%
Thies	42214	63,4%
Louga	9187	63,9%
Matam	1827	28,2%
Saint Louis	19760	62,7%
Kolda	5947	45,7%
Ziguinchor	12067	44,9%
Total	360707	66,0%

Rural	Nombre clients domestiques	Taux d'électrification
Fatick	5316	8,5%
Kaolack	5012	6,3%
Tambacounda	2941	5,1%
Diourbel	26454	29,5%
Thies	15726	18,6%
Louga	7411	13,3%
Matam	6111	15,6%
Saint Louis	6848	12,7%
Kolda	1888	2,6%
Ziguinchor	1553	4,6%
Total	79260	12,6%

Total	Nombre clients domestiques	Taux d'électrification
Dakar	227920	72,2%
Fatick	9136	12,6%
Kaolack	22983	21,1%
Tambacounda	10210	14,2%
Diourbel	39179	35,9%
Thies	57940	38,3%
Louga	16598	23,7%
Matam	7938	17,4%
Saint Louis	26608	31,1%
Kolda	7835	9,3%
Ziguinchor	13620	22,4%
Total	439967	37,4%

Cependant, malgré la faiblesse des taux d'électrification de certaines régions, on note que toutes les régions ont un taux de réalisation supérieur à 90%.

Tableau 30 : Réalisation des objectifs d'électrification de SENELEC

Communes Urbaines	Nombre d'abonnés Usages Domestiques				Taux de réalisation à fin 2004
	en 1997	Nouveaux avant fin 2004	Obligations à fin 2004	Réalisation à fin 2004	
Dakar et banlieue	160300	61820	222120	225530	101,54%
Thiès	13850	7730	21580	21733	100,71%
Tivaouane	2550	1420	3970	4281	107,83%
Mbour	5700	3140	8840	10476	118,51%
Fatick	1340	750	2090	1997	95,55%
Kolda	1800	990	2790	3558	127,53%
Tambacounda	3100	1780	4880	5122	104,96%
Kaolack	10500	5790	16290	15371	94,36%
Diourbel**	4750	2590	7340	6692	91,17%
Mbacke	2500	1450	3950	4333	109,70%
Louga	4750	2600	7350	6971	94,84%
Saint Louis*	10300	5660	15960	15288	95,79%
Ziguinchor	7090	3030	10120	9714	95,99%
autres communes urbaines	10100	5990	16090	26466	164,49%
Total	238630	104740	343370	357532	104,12%

Localités rurales des régions	Nombre d'abonnés Usages Domestiques				Taux de réalisation à fin 2004
	en 1997	Nouveaux avant fin 2004	Obligations à fin 2004	Réalisation à fin 2004	
Thiès	5440	3560	9000	13372	148,58%
Saint Louis	3670	4900	8570	13449	156,93%
Fatick	720	800	1520	3516	231,32%
Kaolack	1690	2660	4350	4570	105,06%
Kolda	490	2250	2740	1844	67,30%
Tambacounda	410	600	1010	2532	250,69%
Louga	1970	1310	3280	7164	218,41%
Ziguinchor	420	1610	2030	1501	73,94%
Diourbel**	18460	9880	28340	26281	92,73%
Total	33270	27570	60840	74229	122,01%

Ensemble du pays	Nombre d'abonnés Usages Domestiques				Taux de réalisation à fin 2004
	en 1997	Nouveaux avant fin 2004	Obligations à fin 2004	Réalisation à fin 2004	
	271900	132310	404210	431761	106,82%

*incluant MATAM

**Touba considérée dans la zone rurale

Source : Données commerciales de SENELEC

1.2. Exploitation de GTI-Dakar

Durant l'année 2004, la production brute de GTI a augmenté de 1,1%, passant de 360 819 MWh en 2003 à 364 650 MWh. Sur cette énergie, 351 121 MWh ont été vendus à SENELEC, soit un rendement de 96,29%. Cet accroissement de la production brute est dû à la résolution partielle, au premier trimestre de l'année 2004, du problème de capacité de la centrale limitée à 44 MW en 2003. Une puissance additionnelle de 2,78 MW a été récupérée.

Pour cette production, la centrale a consommé 70 938 tonnes de gasoil. Le taux de disponibilité de la centrale, de 83,5%, a baissé de 2,2 points par rapport à 2003. Par contre, l'indisponibilité aléatoire a augmenté de 34%. La perte de capacité que connaît GTI, liée à la faible disponibilité, fait que le coefficient de capacité de la centrale reste toujours inférieur à 1 ; il est de 0,986.

En contrepartie de l'énergie achetée, GTI a facturé à SENELEC un montant de 21,435 milliards de francs CFA dont 14,766 milliards au titre des dépenses de combustible, avec une hausse de 21,8% et 5,234 milliards de francs CFA pour les frais de capacité. Le coût global de production de 61,08 francs CFA a augmenté de 11,5%, mais la centrale de GTI maintient néanmoins sa position de 6^{ème} centrale du réseau interconnecté dans l'ordre de placement.

Les tableaux ci-dessous récapitulent les performances techniques de la centrale et l'évolution de la facturation à SENELEC.

Tableau 31 : Caractéristiques de fonctionnement de la Centrale GTI-Dakar

		Unités	2002	2003	2004	Evolution 03-04
Production brute		MWh	367 164	360 819	364 650	1,1%
Production nette vendue		MWh	353 516	346 394	351 121	1,4%
Rendement de la production		%	96,28%	96,00%	96,29%	0,3%
Consommation de combustible	Gasoil	Tonne	34 410	70 466	70 938	0,7%
	Naphta	Tonne	37 653			
	Total	Tonne	72 063	70 466	70 938	0,7%
	Part de gasoil	%	47,75%	100,00%	100,00%	
	Consommation spécifique brute	g/kWh	196	195	193	-1,1%
	Consommation spécifique nette	g/kWh	204	203	201	-1,3%
Coefficient d'utilisation		%	89,23	80,76	81,62	1,1%
Coefficient de disponibilité		%	86,44	85,37	83,50	-2,2%
Indisponibilité aléatoire		%	2,71	5,88	7,90	34,4%
Indisponibilité programmée		%	10,77	9,04	8,60	-4,9%
Coefficient de capacité			1,000	0,988	0,986	-0,2%

Source: Yearly Operating Report 2004 GTI-Dakar- Rapport annuel DMET 2004

Tableau 32 : Evolution de la facturation de GTI à SENELEC

	2001	2002	2003	2004	Evol 03-04
Achat d'énergie (MWh)	306 526	353 290	346 167	350 914	1,4%
Frais de combustibles payés par SENELEC (millions FCFA)	11 043	11 757	12 121	14 766	21,8%
Coût unitaire combustible (FCFA/kWh)	36,03	33,28	35,01	42,08	20,2%
Paiement de capacité (millions FCFA)	4 693	5 442	5 438	5 234	-3,8%
Coût unitaire capacité (FCFA/kWh)	15,31	15,40	15,71	14,92	-5,1%
Autres paiements (millions FCFA)	1 229	1 414	1 404	1 435	2,2%
Coût unitaire autres paiement (FCFA/kWh)	4,01	4,00	4,06	4,09	0,8%
Montant total payé par SENELEC (millions FCFA)	16 965	18 613	18 963	21 435	13,0%
Coût unitaire global (FCFA/kWh)	55,35	52,68	54,78	61,08	11,5%

Source : DMET SENELEC

1.3. Exploitation de ESKOM-ENERGIE-MANANTALI

Le déficit pluviométrique enregistré dans le bassin de la Haute-Guinée a entraîné une baisse de 13% de l'énergie en provenance de Manantali qui est passée de 337 GWh en 2003 à 293 GWh en 2004.

L'essentiel de cette baisse a été enregistré durant le deuxième semestre. En effet, durant le premier semestre, il y a eu un dépassement de près de 50% de la production par rapport à la même période de 2003. Par contre, durant le deuxième semestre un déficit de 42% a été noté (voir tableau ci-dessous) :

Tableau 33 : situation de la production de Manantali (en kWh)

	1er semestre	2ème semestre	Total
2003	105 463 261	231 712 210	337 175 471
2004	158 180 084	134 932 308	293 112 392
Ecart	50%	-42%	-13%

Source : DMET SENELEC

En contrepartie de ces 293 GWh livrés, Eskom Energie Manantali a facturé à SENELEC 9,046 milliards de francs CFA dont 3,555 milliards au titre de la capacité.

Le coût du kWh avec le paiement sans capacité a enregistré une légère hausse de 0,08%. Par contre, le coût avec capacité a crû de 8,75 % du fait de l'effet combiné de l'augmentation des tarifs au mois d'avril 2003 et de la baisse de la quantité d'énergie achetée. L'énergie en provenance de Manantali reste néanmoins la moins chère du système électrique sénégalais.



Tableau 34 : Evolution de la facturation de Eskom-Energie manantali à la Senelec :

	2002	2003	2004
Achats d'énergie (MWh)	193 852	337 175	293 122
Paiement d'énergie (millions FCFA)	3257	6311	5492
Coût unitaire énergie (FCFA/kWh)	16,8	18,72	18,74
Paiement de capacité (millions FCFA)	1524	3258	3555
Coût unitaire capacité (FCFA/kWh)	7,86	9,66	12,13
Paiement global (millions FCFA)	4781	9569	9047
Coût unitaire global (FCFA/kWh)	24,66	28,38	30,86

Source : DMET SENELEC

2. Bilan financier de SENELEC

2.1. Analyse du bilan

Sur la période 1999-2004, le total bilan a progressé de 39,7%, passant de 166 689 millions de francs CFA à 241 773 millions de francs CFA.

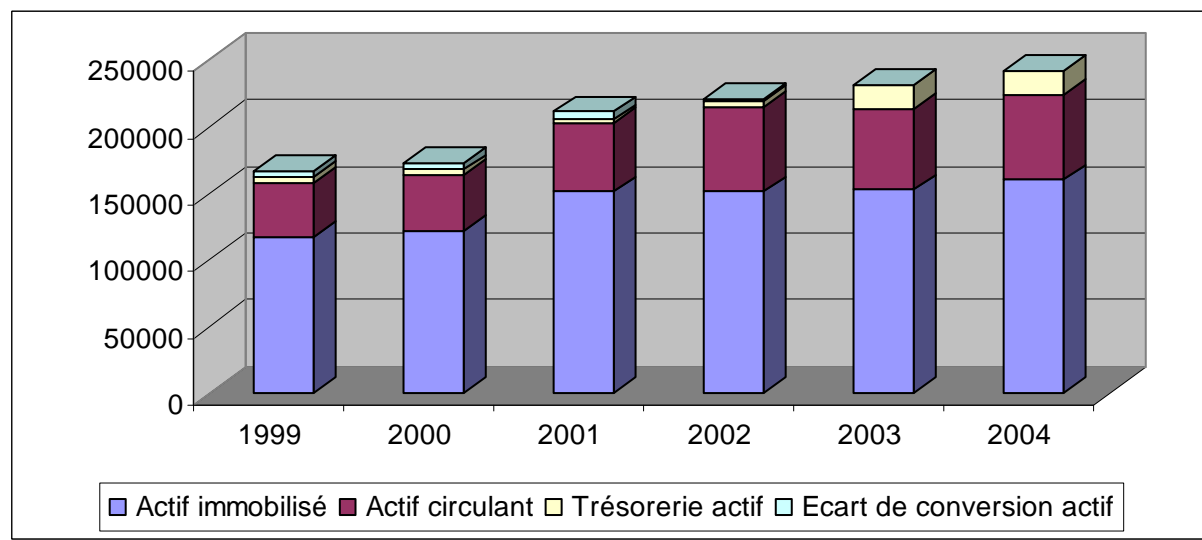
Les éléments constitutifs du total bilan sont détaillés dans les tableaux 35 et 36 ci-dessous.

Tableau 35 : L'actif des bilans 1999-2004 (en million de francs CFA)

Actif	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Actif immobilisé	116955	122121	151126	151165	152711	160291
Actif circulant	41012	41880	52027	63928	61398	63378
Trésorerie actif	4902	3665	2283	4191	17722	17875
Ecart de conversion actif	3820	5283	5789	1335	21	229
Total Actif	166689	172949	211225	220619	231852	241773

Source: Etats Financiers communiqués par SENELEC

Graphique 2 : L'actif des bilans 1999-2004 (en million de francs CFA)

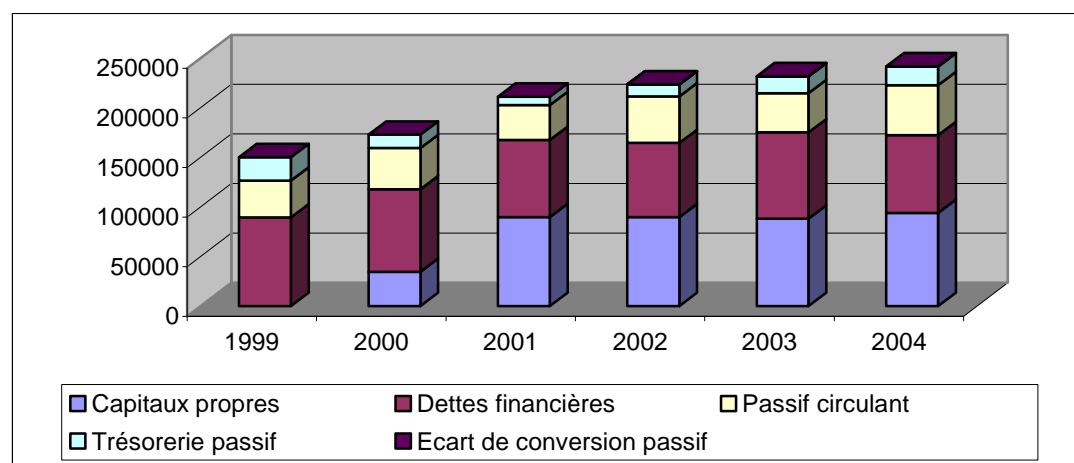


Source: Etats Financiers communiqués par SENELEC

Tableau 36 : Le passif des bilans 1999-2004 (en million de francs CFA)

Passif	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Capitaux propres	16 555	34 738	89 827	89 673	88 325	93 939
Dettes financières	89 608	83 261	77 722	74 842	86 898	78 553
Passif circulant	37 020	41 392	35 332	47 035	39 618	50 413
Trésorerie passif	23491	13 507	8 295	11 884	16 639	18 492
Ecart de conversion passif	15	51	49	185	372	376
Total Passif	166689	172 949	211 225	220 619	231 852	241 773

Source: Etats Financiers communiqués par SENELEC

Graphique 3 : le passif des bilans 1999-2004 (en million de francs CFA)


Source: Etats Financiers communiqués par SENELEC

L'accroissement du total bilan, entre 1999 et 2004, provient essentiellement, au niveau de l'actif :

- de l'actif immobilisé qui augmente de 37 % ;
- de l'actif circulant qui croît de 54 % ;
- de la trésorerie actif qui évolue de 264%.

Et au niveau du passif :

- des capitaux propres qui progressent de 467 % ;
- du passif circulant qui connaît une hausse de 36% ;
- de la trésorerie passif qui augmente de 21%.

Toutefois, on note que les dettes financières ont enregistré une baisse de 12,3%.

Entre 2003 et 2004, le total bilan a augmenté de 4,28 %, passant de 231 852 millions de francs CFA en 2003 à 241 772 millions de francs CFA en 2004.

Les principales évolutions relevées ont concerné les postes suivants :

à l'actif :

- l'actif immobilisé qui progresse de 5%, avec des acquisitions d'immobilisations d'une valeur de 19 milliards de francs CFA se décomposant en travaux en cours de réalisation pour 14 milliards de francs CFA et des travaux terminés pour 5 milliards de francs CFA ;
- une légère progression de 3 % de l'actif circulant résultant principalement d'une augmentation des stocks de matières et fournitures ;
- une quasi-stabilité de la trésorerie actif de 0,86%.

au passif :

- les capitaux propres progressent de 6 % pour se situer à 93 939 millions de francs CFA en 2004 contre 88 325 millions de francs CFA en 2003 ;
- les dettes financières et ressources assimilées ont baissé de 6 % entre 2003 et 2004. La diminution dudit poste s'explique essentiellement par les importants remboursements de dettes effectués par SENELEC au cours de l'exercice 2004 ;
- le passif circulant a augmenté de 27% du fait notamment de la hausse de l'encours de la dette fournisseurs qui passe de 19 466 millions de francs CFA en 2003 à 30 712 millions de francs CFA en 2004 représentant une croissance de 58%. Celle-ci provient principalement des retards de paiement des factures des compagnies pétrolières ;
- la trésorerie passif progresse de 11 % entre 2003 et 2004. Cette augmentation provient en grande partie des nouveaux concours bancaires accordés à SENELEC.

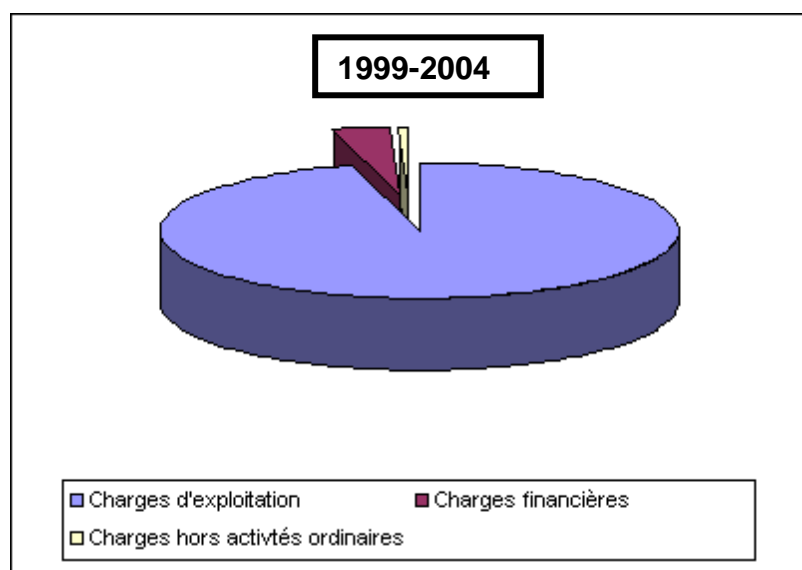
2.2. Analyse du compte de résultats

Le résultat net cumulé de SENELEC est globalement positif sur la période 1999-2004 avec un bénéfice net de 6 536 millions de francs CFA. En 2004, le résultat est positif de 1 588 millions de FCFA alors qu'il était négatif de 15 millions de FCFA en 2003.

2.2.1. Décomposition des charges de SENELEC

Sur la période 1999-2004, les charges d'exploitation ont représenté 96% du total des charges de SENELEC. La part des charges financières a été de 3,6%. Enfin, les charges hors activités ordinaires n'ont représenté que 0,4%.

Graphique 4 : répartition des charges de SENELEC



Source: Etats Financiers communiqués par SENELEC

Les charges de SENELEC ont évolué sur la période 1999-2004 selon le détail fourni par le tableau 37 suivant :

Tableau 37 : Evolution des charges de SENELEC sur la période 1999-2004 (en million de francs CFA)

Nature de charges	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Charges d'exploitation	110 990	124 656	299 039	139 576	147 008	153 090
Charges financières	9 001	4 900	6 620	3 413	7 038	5 990
Charges hors activités ordinaires	2 238	1 201	193	10	17	3 271
Total charges	122 229	130 757	305 852	142 999	154 063	162 351

Source : états financiers de SENELEC

2.2.2. Analyse des charges d'exploitation

Entre 2003 et 2004, les charges d'exploitation ont progressé de 4,13 %, passant de 147 008 millions de francs CFA à 153 090 millions de francs CFA (+ 6 083 millions de francs CFA).

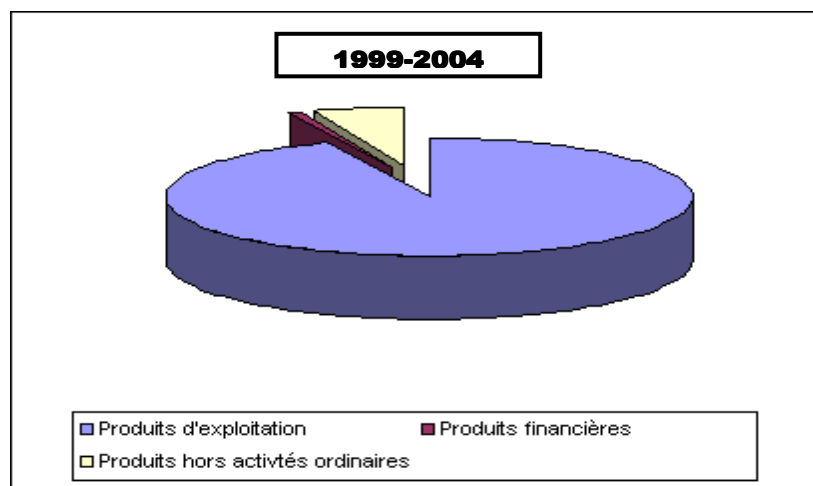
L'analyse des charges d'exploitation permet de faire les observations ci-après :

- en 2004, les consommations de matières premières se situent à 40 491 millions de francs CFA contre 37 966 millions de francs CFA en 2003, soit une hausse de 6,6%. Les achats d'énergie ont augmenté de 12,6% passant de 19 276 millions de francs CFA à 21 712 millions de francs CFA sur la même période. Enfin, les lubrifiants consommés ont progressé de 30,1% atteignant 1 409 millions de francs CFA en 2004. L'augmentation des coûts des matières premières et autres approvisionnements provient en grande partie du renchérissement des produits pétroliers observé en 2004. Enfin, il convient de noter le poids important des achats de matières premières et autres approvisionnements qui ont représenté 39% des charges d'exploitation en 2003 et 41% en 2004. Rapporté au chiffre d'affaires hors taxes, ce poids passe de 47,6% en 2003 à 49,2% en 2004.
- les services extérieurs ont augmenté de 21 % entre 2003 et 2004 soit 6 204 millions de francs CFA. Au titre de l'année 2004, ils se chiffrent à 35 847 millions de francs CFA et ont concerné principalement les services extérieurs non immobilisés qui s'élèvent à 24 499 millions de francs CFA.
- les charges de personnel ont augmenté de 11 % entre 2003 et 2004, passant de 16 426 millions de francs CFA à 18 262 millions de francs CFA. L'augmentation des charges de personnel s'explique essentiellement :
 - o par la hausse de 6,5% des salaires intervenue en 2004 qui a entraîné une augmentation des rémunérations directes versées au personnel ;
 - o par l'accroissement de 12,3% des effectifs de SENELEC qui passent de 1 855 agents en 2003 à 2 083 agents en 2004 du fait principalement du changement de statut de 204 travailleurs temporaires qui ont bénéficié de contrat à durée indéterminée.

2.2.3. Décomposition des produits de SENELEC

Sur la période 1999-2004, les produits d'exploitation concentrent 94,3% des produits de SENELEC. La part des produits hors activités ordinaires est de 5,6%. Enfin, les produits financiers ne représentent que 1,1%.

Graphique 5 : Répartition des produits de SENELEC



Source : états financiers de SENELEC

Sur la période 1999-2004, les produits de SENELEC ont évolué selon le détail fourni par le tableau 38 suivant.

Tableau 38 : Evolution des produits de SENELEC sur la période 1999-2004 (en million de francs CFA)

Nature de Produits	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Produits d'exploitation	115 509	110 143	288 038	138 994	150 946	154 022
Produits financiers	1 772	3 907	578	639	1 234	2 625
Produits hors activités ordinaires	20 479	2 739	22 282	1 732	1 869	7 293
Total Produits	137 760	116 789	310 898	141 365	154 049	163 940

Source : Etats financiers de SENELEC

2.2.4. L'analyse des produits d'exploitation

Entre 2003 et 2004, les produits d'exploitation ont progressé de 2%, soit de 3 077 millions de francs CFA en valeur absolue.

Sur la période 2003-2004, les ventes d'énergie ont augmenté de 4,62%. Elles sont détaillées dans le tableau 39 ci-après :

Tableau 39 : Evolution des ventes d'énergie sur la période 2003-2004 (en million de francs CFA)

Tension	2003	2004	Evolution en %
Basse tension	73 316	80 493	9,79
Moyenne tension	35 463	34 825	-1,8
Haute tension	10 355	9 315	-10,04
Total	119 134	124 633	4,62

Source : rapport d'activité 2004 de SENELEC

En 2004, le chiffre d'affaires en basse tension représente 64,5% du total des ventes contre 61,5% en 2003. La part de la moyenne tension est de 28% en 2004 et de 29,8% en 2003. Enfin, les ventes haute tension ne concentrent que 7,5% en 2004 contre 8,7% en 2003.

2.2.5. Analyse des soldes intermédiaires de gestion

L'exercice 2004 s'est dénoué avec un bénéfice net de 1 588 millions de francs CFA contre une perte nette de 15 millions de FCFA en 2003 et un résultat déficitaire de 1 635 millions de FCFA en 2002.

Les différents résultats des exercices 1999 à 2004 sont présentés dans le tableau 40 ci-dessous :

Tableau 40 : Soldes intermédiaires de gestion 1999-2004 (en million de francs CFA)

Nature	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Marge Brute sur matière	57388	50955	47634	64927	77001	80934
Valeur ajoutée	27236	8941	12239	28694	36087	32353
Excédent brut d'exploitation	16215	-3825	-896	14729	19661	14091
Résultat d'exploitation	4519	-14513	-11001	-582	3938	932
Résultat financier	-7230	-993	-6042	-2774	-5804	-3365
Résultat hors activités ordinaires	18236	1539	22088	1722	1852	4022
Résultat net	15524	-13969	5043	-1635	-15	1588

Source : Etats financiers de SENELEC



La marge brute a augmenté de 5 933 millions F CFA, entre 2003 et 2004, soit 7,91 %.

L'accroissement relevé résulte essentiellement de l'amélioration du chiffre d'affaires de 5,5%, et ce, malgré l'augmentation des matières premières et autres approvisionnements.

La valeur ajoutée a diminué de 3 734 millions de francs CFA en 2004, soit 10,35%. Cet état de fait s'explique principalement par la croissance plus rapide des charges de combustibles de 9% que celle du chiffre d'affaires de 5,5%, la forte baisse des autres produits d'exploitation de 76% et par l'augmentation importante des services extérieurs de 21%. La valeur ajoutée est absorbée à hauteur de 56% par les frais de personnel en 2004, contre 46% en 2003.

L'excédent brut d'exploitation a subi une importante baisse de 5 570 millions de francs CFA soit 28% en 2004. Celle-ci est provoquée en grande partie par l'effet conjugué de la détérioration très marquée de la valeur ajoutée et de l'augmentation des charges de personnel qui ont progressé de 11% entre 2003 et 2004.

Le résultat d'exploitation a sensiblement diminué, passant de 3 938 millions de francs CFA en 2003 à 932 millions de francs CFA en 2004, soit une baisse de 76,3% (-3 006 millions de francs CFA). Cette situation est en grande partie imputable à la très mauvaise tenue de la valeur ajoutée et de l'excédent brut d'exploitation, mais aussi à l'accroissement des dotations aux amortissements passées en 2004 qui ont progressé de 8,8%.

Le résultat financier reste toujours largement déficitaire malgré une baisse de 2 469 millions de francs CFA (-42%) constatée en 2004. En effet, les charges financières ont baissé de 14,9%, passant de 7 038 millions de francs CFA en 2003 à 5 990 millions de francs CFA en 2004. Par contre, les produits financiers ont évolué de +112%, évoluant de 1 234 millions de francs CFA en 2003 à 2 625 millions de francs CFA en 2004.

Le résultat hors activités ordinaires a plus que doublé (+117%). En 2003, il se chiffrait à 1 852 millions de francs CFA contre 4 022 millions de francs CFA en 2004. Cette forte augmentation provient principalement de l'importance du profit dégagé sur les cessions d'immobilisations d'un montant de 2,2 milliards de francs CFA comptabilisé en 2004.

Le résultat net est positif de 1 587 millions de francs CFA en 2004 contre une perte nette de 15 millions de francs CFA en 2003. Cette évolution favorable provient de la comptabilisation d'un profit exceptionnel de 2 200 millions de francs CFA suite à des cessions d'immobilisations. *Compte tenu des dispositions de la loi n°2002-01 du 10 janvier 2002 qui transfère la propriété des lignes électriques à l'Etat, et au vu des informations à sa disposition, la Commission s'interroge sur la légalité de cette cession opérée par SENELEC. Il convient de relever que le résultat d'exploitation qui représente la ressource tirée de l'activité d'exploitation s'est fortement dégradé en 2004. Aussi, le résultat financier qui renseigne sur la politique de financement de l'entreprise reste toujours fortement déficitaire.*

2.3. Analyse du financement des emplois

Le résumé des ressources et des emplois de SENELEC sur la période 1999-2004 est présenté dans le tableau 41 comme suit:

Tableau 41 : Résumé des emplois et ressources sur la période 1999-2004(en million de francs CFA)

Libellé	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Emplois							
Investissement	26732	19072	19993	16160	18230	20976	121163
Variation BFR	-18249	-2718	13071	871	5251	-14917	-16691
Autres	48837	16506	8047	20363	17778	31933	143464
Total emplois	57320	32860	41111	37394	41259	37992	247936
Ressources							
Capacité d'autofinancement global	19450	-7414	-3754	13439	15720	12639	50080
Capitaux propres	12102	33720	47615	197	3508	6552	103694
Nouveaux emprunts	9984	15301	1080	22962	30806	17110	97243
Total ressources de financement	41536	41607	44941	36598	50034	36301	251017
Solde	-15784	8747	3830	-796	8775	-1691	3081

Source : états financiers de SENELEC

Globalement, le solde négatif de 1 691 millions de francs CFA en 2004 consécutif à une insuffisance de ressources de financement renseigne sur les difficultés de trésorerie de SENELEC.

2.4. Analyse financière

Elle porte sur le fonds de roulement, le besoin en fonds de roulement, la trésorerie et quelques indicateurs financiers

2.4.1. Le fonds de roulement

Le fonds de roulement a fortement baissé (45,78%) ; de 22 512 millions de francs CFA en 2003, il est passé à 12 201 millions de francs CFA en 2004

Rapporté au chiffre d'affaires hors taxes de SENELEC, le fonds de roulement représente 34 jours de chiffre d'affaires en 2004 contre 67 jours en 2003.

2.4.2. Le besoin en fonds de roulement

Il a diminué de 41% (8 800 millions de francs CFA) entre 2003 et 2004, passant de 21 779 millions de francs CFA à 12 965 millions de francs CFA.

Le besoin en fonds de roulement représente 37 jours de chiffre d'affaires hors taxes en 2004 contre 65 jours en 2003 soit une variation de 28 jours.

Les créances brutes sur les clients de SENELEC correspondent à 147 jours de chiffre d'affaires hors taxes en 2004 et 169 jours en 2003, soit une baisse de 22 jours qui pourrait résulter de la poursuite des efforts de recouvrement entamés au cours du dernier trimestre 2003.

Néanmoins, le montant des créances détenues sur les clients reste toujours élevé, d'où la nécessité de poursuivre et d'intensifier les efforts de recouvrement déjà consentis.

Les dettes des fournisseurs d'exploitation représentent 86 jours de chiffre d'affaires hors taxes en 2004 contre 58 jours en 2003. L'augmentation ainsi constatée peut être analysée comme la conséquence de l'allongement des délais de règlement des dettes fournisseurs avec les retards relevés sur les échéances de paiement des factures des compagnies pétrolières.

2.4.3. Trésorerie

Elle passe d'un solde positif de 1 083 millions de francs CFA en 2003 à un solde négatif de 617 millions de francs CFA en 2004. Cette variation pourrait résulter du poids important des charges de combustibles largement payées par des crédits de trésorerie à court terme et des découverts bancaires.

Il convient de noter que le ratio de liquidité relative qui renseigne sur la solvabilité de l'entreprise et qui indique dans quelle proportion les actifs à court terme (actif circulant moins les stocks) garantissent le paiement des dettes à court terme (fournisseurs d'exploitation, dettes fiscales, dettes sociales et autres dettes) est passé de 2,35 en 2003 à 1,77. Le ratio de liquidité immédiate, qui est passé de 0,55 en 2003 à 0,41 en 2004, continue de se dégrader.

2.4.4. Quelques indicateurs financiers

Ils se présentent dans le tableau 42 qui suit :

Tableau 42 : Evolution de quelques indicateurs financiers 1999-2004

Indicateurs	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Capacité d'endettement (dettes financières/fonds propres)	5,41	2,40	0,87	0,86	0,98	0,83
Ratio de rentabilité financière (bénéfice net/capitaux propres)	0,94	-0,40	0,06	-0,02	0,00	0,016
Ratio de couverture des intérêts (excédent brut d'exploitation / intérêts)	-	-	-	6	4	3

Source : informations retraitées à partir des états financiers de SENELEC

Le ratio de rentabilité financière demeure quasiment nul. En effet, SENELEC ne connaît pas encore une capacité à générer des bénéfices pour rémunérer son actionnaire. Le poids de ses pertes cumulées, soit un montant de 133 010 millions de francs CFA, reste très élevé. Des efforts soutenus doivent être menés pour arriver à une rentabilité financière durable, seul gage pour rémunérer l'actuel actionnaire et attirer d'éventuels investisseurs dans une perspective d'évolution institutionnelle de SENELEC à court et moyen terme.

Le ratio de couverture des intérêts s'est dégradé d'un point par rapport à l'exercice 2003 ; et ce, en dépit de la baisse des frais financiers de 5% que n'a pu contrecarrer la forte chute de l'excédent brut d'exploitation.

2.4.5. Problématique du niveau des capitaux propres de SENELEC

Malgré la réalisation d'un bénéfice net de 1 588 millions de francs CFA en 2004, le niveau des pertes cumulées par SENELEC demeure toujours très élevé. Celles ci d'un montant de 133 010 millions de francs CFA représentent 111% du capital social de 119 434 millions de francs CFA.

Si la capacité bénéficiaire de la société ne se rétablit pas durablement, les capitaux propres risquent d'être complètement absorbés par les pertes ou ne suffiront pas à permettre une exploitation satisfaisante de SENELEC.

En conséquence, il y a lieu de prendre les dispositions nécessaires pour renforcer les capitaux propres de SENELEC.

CONCLUSION

La Commission vient de boucler cinq années de fonctionnement.

Le développement du secteur électrique au Sénégal, avec l'arrivée de producteurs indépendants, la mise en œuvre des programmes d'électrification rurale, l'expansion des capacités de production et l'extension des réseaux de transport et de distribution nécessitera, à terme, un renforcement de la Commission. Elle disposera ainsi des moyens lui permettant de suivre cette évolution et de mieux répondre aux besoins des principaux acteurs.

En 2004, le suivi des obligations a montré que l'inventaire des ouvrages, la séparation comptable des activités, la certification des états financiers, la détermination des frais de raccordement n'ont pas été menées à leur terme par SENELEC conformément aux dispositions du contrat de Concession.

Pour y remédier, une réactualisation du Contrat permettrait de redéfinir le calendrier de mise en œuvre des obligations ci-dessus. Il en est de même pour ce qui concerne les normes relatives à la qualité du service transport et la transmission des cartes en milieu urbain et en milieu rural.

Concernant la certification des comptes de SENELEC, la Commission préconise la modification du Contrat de Concession pour préciser le régime de comptabilisation des lignes et autres ouvrages devenus propriété de l'Etat suite à l'adoption de la loi n°2002-01 du 10 janvier 2002.

La révision des conditions tarifaires de SENELEC a permis d'examiner le bilan de l'exploitation du secteur durant la période quinquennale 1999-2004. Ce bilan a servi de support à une première consultation publique avec la participation de tous les acteurs. Le processus, se poursuivra avec une seconde consultation publique et l'analyse des projections de SENELEC pour la définition de nouvelles conditions tarifaires applicables pour la période 2005-2009.

Outre la régulation des activités de SENELEC, la Commission est intervenue dans la régulation tarifaire des concessions d'électrification rurales. Elle a fixé les tarifs de vente d'énergie électrique applicables par les détaillants indépendants. Elle poursuivra son action dans ce domaine avec la détermination des tarifs à appliquer par les délégataires de gestion transitoires concessionnaires de périmètres dans des zones rurales électrifiées par l'ASER dans le cadre de la mise en œuvre des conventions d'électrification qu'elle a signées avec l'Etat.

Un outil nécessaire à la défense des intérêts des consommateurs mérite d'être mis en évidence. Il s'agit du Règlement d'Application relatif au traitement des plaintes des consommateurs qui doit permettre une meilleure protection de leurs droits. Avec ce Règlement d'Application, SENELEC devra rendre compte du respect des obligations de son



cahier des charges, notamment du traitement des plaintes des consommateurs et du calcul, le cas échéant, des incitations contractuelles,

Concernant l'exploitation du secteur, la détérioration de la qualité du service risque de s'accroître si des efforts de redressement entrepris par SENELEC ne sont pas soutenus, notamment, l'amélioration du taux de disponibilité de ses centrales. Dans le cadre de l'amélioration de la qualité du service, les travaux en cours sur les réseaux électriques haute et moyenne tension devraient conduire, à terme, à une réduction des interruptions de service suite à des incidents et manoeuvres. La Commission invite SENELEC à finaliser ces travaux en vue d'une amélioration substantielle des rendements qui ne cessent de se dégrader d'année en année.

Le renchérissement des produits pétroliers constitue un handicap majeur pour SENELEC et doit susciter une réflexion sur la diversification des sources d'approvisionnement en hydrocarbures, des modes de production d'énergie électrique du pays. La promotion de nouvelles centrales au charbon, l'hydroélectricité et les énergies renouvelables doivent être encouragées.

La Centrale de GTI, producteur indépendant, continuera à voir ses coûts d'exploitation augmenter si la tendance haussière des prix des produits pétroliers se maintient.

Par contre, les faibles coûts de production de la centrale de Manantali font que la Commission recommande à SENELEC d'utiliser son apport de façon optimale.

La Commission finalisera l'audit de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique du Sénégal qu'elle a entrepris et dont les conclusions seront transmises, pour avis, aux principaux acteurs concernés. Cet audit contribuera, sans doute, à la résolution d'une partie des difficultés ci-dessus.

Du point de vue comptable, l'opérateur historique SENELEC a dégagé un résultat net positif sur la période 1999-2004. Cependant des problèmes sont notés dans son exploitation, largement déficitaire avec le poids de plus en plus important des charges de combustibles, ses capitaux propres fortement absorbés par le niveau élevé des pertes cumulées. L'entreprise a recours à un endettement à court terme coûteux notamment, des crédits spot et des découverts bancaires qui génèrent des charges financières importantes.

Par conséquent, des mesures doivent être prises pour renforcer les capitaux propres, maîtriser l'endettement.

La contribution de la Commission dans ce redressement nécessitera, entre autres, la mise en place d'une comptabilité régulatoire qui prendra en compte exclusivement les réalisations et prestations de l'opérateur liées aux activités régulées.

Au chapitre de la coopération internationale, les liens avec les organes de régulation des pays développés ou émergents seront renforcés en vue de l'approfondissement de l'expertise de la Commission dans le domaine de la régulation. La Commission compte jouer un rôle plus actif dans les organisations régionales telles que la CEDEAO et l'UEMOA et s'impliquera davantage dans les travaux du Forum Africain des Régulateurs des Services Publics (AFUR).



Enfin, il faut noter que la régulation du secteur ne peut pas se faire sans une information effective des acteurs sur les politiques et méthodes de régulation en général, et sur les décisions réglementaires prises par la Commission en particulier. Ainsi, la Commission assurera une meilleure diffusion du rapport annuel et du Bulletin Officiel, et rendra son site WEB plus dynamique.

GLOSSAIRE

- **Acheteur unique** : entité morale responsable de la gestion unifiée du système de transport et/ou de l'achat et de la vente, centralisés de l'électricité.
- **Auto producteur** : toute personne physique ou morale produisant de l'électricité.
- **Basse tension** : tension inférieure ou égale à (1) kilovolt
- **Client éligible** : consommateur d'électricité autorisé, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité de son choix.
- **Client final** : client achetant de l'électricité pour sa consommation propre.
- **Commission** : Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité au Sénégal.
- **Comptage** : comptabilisation des différentes caractéristiques de l'électricité produite ou consommée (puissance, fréquence, ...).
- **Concession** : mode d'exploitation du secteur de l'électricité par lequel l'Etat charge une personne de gérer tout ou partie du service public concédé à ses risques et périls moyennant une rémunération versée par les usagers et à l'aide d'ouvrages dont la propriété sera transférée en fin de concession, en tout ou partie et dans les conditions stipulées dans le contrat, au nouvel exploitant du secteur de l'électricité.
- **Distribution** : toute exploitation d'un réseau de distribution destiné à fournir l'énergie électrique depuis les points d'alimentation du réseau de distribution jusqu'aux usagers finaux ; ce réseau comprend les postes, les lignes et les autres composants électriques Moyenne et basse tension et dont la fonction est la fourniture au détail de l'énergie électrique sur le territoire de la République du Sénégal.
- **Fournisseur** : entité qui alimente au moins un consommateur final soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.
- **Fourniture d'électricité** : on distingue, dans la demande électrique, deux formes de consommation :
 - La fourniture électrique de « base » qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année,
 - La fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année.



- **Haute tension** : tension supérieure ou égale à soixante (60) kilovolts et actuellement quatre-vingt dix (90) et deux cent vingt-cinq (225) kilovolts.
- **Interconnexion** : équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques.
- **Moyenne tension** : tension comprise entre (1) kilovolt et cinquante sept (57) kilovolts (et actuellement 6,6 et 30 kilovolts).
- **Plafond de prix – Price cap**: mécanisme de régulation tarifaire par lequel l'autorité de régulation fixe à l'avance pour plusieurs années le rythme d'évolution des niveaux de prix. Ce mécanisme est généralement considéré comme incitatif à des améliorations de productivité car les entreprises dont les tarifs sont régulés bénéficient de l'intégralité des économies de coûts qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.
- **Période d'exclusivité** : période de dix (10) ans à compter de la date de signature du contrat de concession pendant laquelle SENELEC bénéficie de la qualité d'acheteur unique, dans les conditions prévues par son Cahier des Charges.
- **Pointe** : la pointe est la puissance maximum appelée sur un réseau pendant une période donnée.
- **Producteur indépendant** : toute personne autre que SENELEC titulaire d'une licence de production par application de l'article 16 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.
- **Raccordement** : action qui permet de relier physiquement un producteur ou un consommateur au réseau.
- **Réseau interconnecté** : réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.
- **Transport** : le transport d'électricité sur le réseau interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des distributeurs.



■ **Sigles et abréviations :**

- ADEETéls : Association de Défense des Usagers de l'Eau, de l'Électricité, des Télécommunications et des Services.
- AFUR : Forum Africain des Régulateurs des Services Publics
- ASER : Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale ;
- CDEAO : Communauté économique des Etats de l'Afrique de l'Ouest.
- BT : basse tension.
- CNES : Confédération Nationale des Employeurs du Sénégal.
- CRSE : Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité.
- EEM : ESKOM-ENERGIE-MANANTALI.
- GTI-dakar : producteur indépendant d'électricité filiale de Greenwich Turbine Inc.
- HT : haute tension.
- ICS : Industries Chimiques du Sénégal.
- MT : moyenne tension.
- OMVG : Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie.
- OMVS : Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal.
- RI : Réseau Interconnecté
- SAR : Société Africaine de Raffinage.
- SENELEC : Société d'électricité du Sénégal
- SOCOCIM : Société de Commercialisation du Ciment.
- SOGEM : Société de Gestion de l'Énergie de Manantali
- SONACOS : Société Nationale de Commercialisation des Oléagineux du Sénégal.
- TAG : turbine à gaz.
- TAV : turbine à vapeur.
- UEMOA : Union Economique et Monétaire Ouest-Africaine.



ANNEXES

1. Tarifs de l'électricité hors TVA applicables en 2004

1.1. Avant septembre 2004

Basse tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de puissance maximale appliquée
		1ère tranche	2ème tranche	3ème tranche	
Usage domestique (UD)	Tarif spécial (UDS)	100,27	111,9	65,11	
	Tarif général (UDG)	126,32	91,44	65,11	
Usage professionnel (UP)	Sans prime fixe (UP1)	131,44	117,9	80,4	
	Avec prime fixe (UP2)	89,05	80,4		1945,63
Eclairage public (EP)		90,82			2253,63

UDS	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins exclusifs d'éclairage
UDG	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins domestiques généraux
UP1	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins professionnels avec une puissance souscrite inférieure à 34 kW
UP2	Clients qui utilisent l'électricité en BT avec une puissance souscrite supérieure à 34 kW
EP	Clients qui utilisent l'électricité en BT à des fins d'éclairage des voies publiques

Moyenne et haute tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh		Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de puissance maximale appliquée
		Heures hors pointe	Heures de pointe (19h à 23h)	
Moyenne tension	Tarif courte utilisation (TCU)	85,4	123,24	653,8
	Tarif général (TG)	61,47	88,69	2782,82
	Tarif longue utilisation (TLU)	50,48	72,86	6716,78
Haute tension	Tarif général (UHT)	40,13	51,21	6817,64
	Tarif secours (UHTS)	53,43	64,12	3030,89

TCU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle inférieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TG	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite et inférieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TLU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
UHT	Clients qui utilisent l'électricité en HT
UHTS	Clients qui utilisent l'électricité en HT pour les besoins de secours de leur exploitation



1.2. Après septembre 2004

Basse tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de puissance maximale appliquée
		1ère tranche	2ème tranche	3ème tranche	
Usage domestique (UD)	Tarif spécial (UDS)	95,48	106,55	62	
	Tarif général (UDG)	120,28	87,07	62	
Usage professionnel (UP)	Sans prime fixe (UP1)	125,16	112,26	76,56	
	Avec prime fixe (UP2)	84,79	76,56		1852,63
Eclairage public (EP)		86,48			2145,91

UDS	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins exclusifs d'éclairage
UDG	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins domestiques généraux
UP1	Clients qui utilisent l'électricité en BT pour des besoins professionnels avec une puissance souscrite inférieure à 34 kW
UP2	Clients qui utilisent l'électricité en BT avec une puissance souscrite supérieure à 34 kW
EP	Clients qui utilisent l'électricité en BT à des fins d'éclairage des voies publiques

Moyenne et haute tension	Catégories tarifaires	Prix de l'énergie en FCFA/kWh		Prime fixe mensuelle en FCFA/kW de puissance maximale appliquée
		Heures hors pointe	Heures de pointe (19h à 23h)	
Moyenne tension	Tarif courte utilisation (TCU)	81,32	117,35	622,55
	Tarif général (TG)	58,53	84,45	2649,8
	Tarif longue utilisation (TLU)	48,07	69,38	6395,72
Haute tension	Tarif général (UHT)	38,21	48,76	6491,76
	Tarif secours (UHTS)	50,88	61,06	2886,01

TCU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle inférieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TG	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 1000 heures d'utilisation de la puissance souscrite et inférieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
TLU	Clients qui utilisent l'électricité en MT avec une consommation annuelle supérieure à 4000 heures d'utilisation de la puissance souscrite
UHT	Clients qui utilisent l'électricité en HT
UHTS	Clients qui utilisent l'électricité en HT pour les besoins de secours de leur exploitation

2. Résumé des principaux règlements d'application

2.1. Règlement d'application n°01-2003 relatif à la détermination du taux, de l'assiette et des modalités de paiement de la redevance des opérateurs

Les redevances servent à couvrir le budget de fonctionnement de la Commission tel que approuvé par le Ministre chargé de l'Énergie.

Une redevance est due à la Commission en raison de toute activité de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique exercée au Sénégal en vertu d'une licence ou d'une concession délivrée dans le cadre de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

Lorsqu'un redevable exerce plusieurs activités au titre de sa licence ou de sa concession, la redevance est établie pour chaque activité exercée.

Le montant de la redevance à verser dépend de la quantité d'énergie électrique en MWh, produite, transportée, distribuée ou vendue selon le cas par l'opérateur durant la dernière année civile écoulée.

Il est calculé selon une formule prédéterminée.

Chaque redevable adresse à la Commission, au plus tard le 15 octobre de l'année de référence, une déclaration relative à l'énergie électrique estimée au titre de chacune de ses activités. A défaut de recevoir cette déclaration à la bonne date, la Commission peut évaluer la quantité d'énergie selon toute méthode qu'elle jugera appropriée pour fixer d'office le montant de la redevance due. En outre, chaque redevable adresse à la Commission, au plus tard le premier avril de l'année suivante, une déclaration relative à l'énergie électrique relevée pour l'année de référence au titre de chacune de ses activités.

La Commission indique aux opérateurs concernés, au plus tard le 31 octobre de l'année de référence, le montant indicatif de la redevance, pour leur permettre d'intégrer la redevance annuelle dans leur budget.

Après approbation de son budget par le Ministre chargé de l'énergie, la Commission communique à chaque redevable, par lettre recommandée, un avis de paiement, paiement qui doit intervenir au plus tard dans les 30 jours suivant l'envoi de l'avis.

La Commission établit, le 15 avril au plus tôt et, le 30 mai au plus tard, une comparaison entre l'énergie estimée et l'énergie constatée déclarée pour chaque titulaire, pour procéder le cas échéant à l'ajustement du calcul de la redevance due au titre de l'année en cours.

Des sanctions sont encourues, en l'occurrence des majorations ou des pénalités pour retard de paiement ou en cas de déclaration inexacte ou incomplète. Ces pénalités sont recouvrées comme créances de l'Etat.

2.2. Règlement d'application n°02-2003 relatif à l'octroi des licences de production délivrées dans le cadre d'appels d'offres

La SENELEC communique à la Commission tous les ans et au plus tard le 30 mars, l'état prévisionnel des besoins d'augmentation de la capacité de production d'électricité dans le réseau interconnecté.

Sur la base de cet état prévisionnel qu'elle modifie éventuellement, la Commission diffuse par tout moyen approprié, un appel d'offres en vue de recevoir de SENELEC ou d'autres entreprises les offres de fournitures requises.

Le dossier d'appel d'offres contient notamment toutes les spécifications techniques, juridiques et financières y afférentes.

Les réponses à l'appel d'offres sont adressées à la Commission qui peut confier leur évaluation à un bureau d'études ou à la SENELEC lorsqu'elle n'est pas soumissionnaire.

A l'issue de la période de négociation, période qui ne peut excéder trois mois après l'adjudication provisoire, la SENELEC communique à la Commission les résultats des négociations.

La Commission dispose d'un délai de 15 jours pour prendre une décision.

Si les négociations n'ont pas abouti, la Commission peut décider, soit de lever les contraintes, soit d'ordonner la continuation du processus, soit enfin de déclarer l'appel d'offres infructueux. Dans ce dernier cas, SENELEC est tenue de réaliser la mise en place des nouvelles capacités de production requises.

Si les négociations sont jugées concluantes, la Commission notifie les résultats de l'appel d'offres au Ministre Chargé de l'énergie qui délivre de plein droit la licence de production nécessaire dans les 15 jours suivant la notification.

2.3. Règlement d'application n°03-2003 relatif à la modification des contrats de concession et des licences

La modification de concession ou de licence se réfère à tout changement des termes du contrat qui n'est pas programmé dans le contrat.

Il existe, d'une part, la procédure de modification unilatérale par la Commission et, d'autre part, la modification d'un commun accord entre le Ministre chargé de l'Energie et l'opérateur.

S'agissant de la modification unilatérale, la Commission informe le titulaire ou les titulaires de licence ou de concession qu'il est envisagé de modifier la licence, la concession ou leur cahier des charges et en énonce les raisons, lesquelles doivent être objectives, non discriminatoires et proprement documentées. En même temps l'annonce est faite dans son bulletin officiel en vue de recueillir les avis des intéressés.

En outre, la Commission peut décider, selon les besoins et sur la base des avis qu'elle a reçus, d'organiser une audience de consultation.

A la fin de la période de consultation, la Commission informe par correspondance le titulaire ou les titulaires de sa décision de modification. Les dispositions modifiées sont annexées à ladite lettre. La décision de modification est publiée au bulletin officiel de la Commission.

Dans le cas où la Commission effectue des modifications sans respecter les dispositions prévues à cet effet, les concernés pourront exercer tout recours juridictionnel qu'ils jugent approprié.

Pour la modification résultant d'un commun accord, le Ministre chargé de l'Energie et l'opérateur proposent de modifier les termes du contrat de concession ou du cahier des charges en formulant une demande signée par les deux parties auprès de la Commission. La demande contient une justification détaillée de la modification et un projet d'avenant.

La Commission dispose d'un délai de 45 jours à compter de la réception de la demande pour émettre son avis, délai au cours duquel elle publie la modification envisagée en vue de recueillir les avis des parties intéressées.

Si la Commission donne un avis conforme, elle procède à la rédaction d'un avenant qui sera signé par les deux parties.

En cas de rejet de la modification proposée, la Commission fournit aux deux parties les motifs du rejet, lesquels doivent être objectifs, non discriminatoires et proprement documentés.

Si au terme du délai de 45 jours la Commission n'émet pas un avis, la modification est réputée acceptée.

2.4. Règlement d'application n°04-2003 relatif au contrôle de l'exécution du Contrat de Concession de la SENELEC

Ce règlement d'application régit toutes les tâches de contrôle du contrat de concession et du cahier des charges de SENELEC qui doivent être exécutées par la Commission. Ces actes de contrôle comprennent quatre éléments essentiels à savoir :

- la soumission périodique d'informations au cours de l'année et la soumission ponctuelle des informations en cas d'incidents majeurs ;
- la vérification de l'application des dispositions du contrat de concession et du cahier des charges de la SENELEC au cours et à la fin de l'année ;
- le calcul du facteur de correction de la différence entre les revenus perçus et les revenus autorisés ; et
- l'application des incitations contractuelles liées aux normes de qualité et de disponibilité.

Dans l'exercice de ce contrôle la Commission obtient de SENELEC tout document comptable, technique ou juridique relatif à l'exploitation du secteur de l'électricité. En outre la Commission a accès, à tous les locaux, installations ou sites de SENELEC, sur simple demande de sa part auprès de SENELEC.

2.5. Règlement d'application n°05-2003 relatif à l'approbation du plan quinquennal de production de SENELEC

La SENELEC communique tous les ans et au plus tard le 30 mars, l'état prévisionnel des besoins d'augmentation de la capacité de production d'électricité dans le réseaux interconnecté. Ce plan de production quinquennal comprend notamment :

- les données sur la capacité de production, la consommation d'énergie, et la demande de pointe pendant la période quinquennale précédente ;
- une estimation de l'évolution de la demande au cours de la période quinquennale en cours, par région et par catégorie de consommateur, y compris la demande de pointe ;
- une estimation des pertes techniques et commerciales de la période en cours ;
- une analyse des différents scénarii, notamment l'effet de différentes capacités de production sur la qualité, la sécurité et la disponibilité du service ; et
- une justification que le plan quinquennal proposé, représente la solution optimale pour satisfaire la demande au moindre coût.

La Commission dispose d'un délai de trois mois à partir de la réception du plan de production pour l'approuver ou faire connaître ses observations à SENELEC.

Si la Commission émet des observations, SENELEC dispose d'un délai d'un mois pour modifier le plan.

La Commission approuve ensuite le plan et le publie par tous moyens appropriés.

2.6. Règlement d'application n°06-2003 relatif à la révision programmée du Contrat de Concession et de licence de la SENELEC

Le contrat de concession de SENELEC prévoit deux types de révisions programmées du contrat de concession.

C'est d'abord la révision quinquennale de la formule de contrôle des revenus qui comme son nom l'indique, stipule que tous les cinq ans, le contrat de SENELEC est révisé afin de mettre à jour les conditions tarifaires.

Quinze (15) mois avant l'expiration de la période durant laquelle les conditions tarifaires sont en vigueur, la Commission lance officiellement le processus de révision quinquennale en publiant un calendrier pour la remise de l'information nécessaire par les différents acteurs concernés et les formats selon lesquels cette information devra être présentée en application du décret 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires.

C'est ensuite la révision du contrat de concession sur demande de la SENELEC encore appelée révision intérimaire. Elle intervient en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de SENELEC ou de la Commission, affectant un ou plusieurs éléments de la formule de contrôle des revenus et entraînant un ajustement brusque et important des tarifs de vente au détail exclusive ou rendant la formule de contrôle inadaptée.

Le cahier des charges prévoit en outre que les surcoûts éventuels pour la SENELEC créés par les grands projets résultant des contrats internationaux conclus par le gouvernement en matière d'achat d'énergie électrique peuvent être compensés par un ajustement des revenus autorisés.

La Commission examine la demande de révision suivant le mode de calcul prévu à cet effet.

2.7. Règlement d'application n°07-2003 relatif à la soumission et à la gestion des informations

Conformément à l'article 14 de la loi, la Commission peut exiger à tout moment des informations de la part des concessionnaires titulaires de licence et de toute autre partie concernée afin de pouvoir disposer de l'ensemble des données nécessaires pour l'exécution de sa mission de contrôle des activités du secteur de l'électricité.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que le personnel de la Commission, dans l'exercice de ses fonctions, recueille des informations auprès des concessionnaires, titulaires de licence et d'autres parties concernées.

La demande d'information émanant de la Commission doit contenir une description détaillée des informations exigées, la date limite de leur soumission et l'indication que les



fournisseurs d'information peuvent requérir le statut confidentiel pour certaines d'entre elles.

Sauf indication contraire, les soumissions d'information sont déposées en un original et trois copies.

Les informations pour lesquelles le statut confidentiel est demandé, doivent être présentées séparément des informations non confidentielles et être accompagnées d'une demande de statut confidentiel.

Le document original doit comporter sur la première page, la mention suivante : « contient des informations secrètes - ne pas divulguer ».

La demande doit préciser les raisons pour lesquelles le statut confidentiel est demandé. Si la demande elle-même contient des informations confidentielles, la Commission peut lui accorder ce statut.

Les critères pris en considération par la Commission pour statuer sur la demande de confidentialité sont notamment :

- L'étendue des dommages économiques, en particulier dans le domaine de la concurrence, qui résulteraient de la révélation des informations.
- Le fait que les informations n'aient pas été portées à la connaissance du public, ni connues des personnes exerçant des activités semblables, ni publiées et aient fait l'objet de mesures spécifiques destinées à empêcher leur divulgation dans le cours normal des affaires.

La demande doit préciser la période pour laquelle le statut confidentiel est demandé ; cette période ne peut excéder trois ans. Toutefois, le fournisseur d'information peut demander un renouvellement du statut confidentiel selon les procédures requises pour la demande initiale.

A l'issue d'une enquête, toutes les copies des documents confidentiels, non nécessaires à la Commission seront soit détruites, soit renvoyées aux fournisseurs d'information.

Les documents classés non confidentiels, sont disponibles auprès de la Commission sur demande écrite de toute personne intéressée.

Les archives des concessionnaires ou titulaires de licence, relatives à leurs opérations, doivent être conservées dans leur bureau et mis à la disposition de la Commission ou de ses représentants autorisés, pour une inspection sur place.

La Commission peut demander au concessionnaire ou titulaire de licence de conserver certains éléments d'archive pour une durée qu'elle aura fixé.

2.8. Règlement d'application n° 08-2004 relatif à l'instruction des réclamations des consommateurs

Aux termes de l'article 4 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998, la Commission a pour objectif, entre autres, de veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie.

A ce titre, elle reçoit et instruit les plaintes des consommateurs suivant certaines conditions bien définies sous peine de rejet.

En effet, toute réclamation d'un consommateur ou d'une association de consommateurs doit, au préalable avoir été soumise à l'opérateur, conformément à la procédure de réclamation définie dans son règlement de service.

S'il n'a pas obtenu satisfaction, il peut soumettre une réclamation écrite à la Commission.

La réclamation doit contenir, l'identification précise du requérant, le numéro de police d'abonnement s'il est abonné, une description détaillée de l'objet de la réclamation et les pièces justificatives y afférentes, une description, le cas échéant, de la solution souhaitée par le demandeur.

Si la Commission décide de ne pas instruire, son refus doit être motivé et notifié au requérant.

Si la Commission décide d'instruire, elle transmet une copie de la réclamation à l'opérateur, en l'interpellant sur le fond du litige, ainsi que sur les mesures qu'il entend prendre pour le résoudre dans un délai de 14 jours, une copie de la lettre de transmission étant faite au requérant.

Suivant la réponse apportée par l'opérateur, la Commission peut réunir les parties en vue d'une solution à l'amiable, à défaut elle peut déclencher une enquête aux fins d'arbitrage, conformément au Règlement d'Application y relatif.

3. Obligations contractuelles de SENELEC pour la période 1999-2004

3.1. Les normes d'approbation

	Obligations	
	Normes (Jours Ouvrables)	Incitations Contractuelles
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un producteur indépendant ou d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	Prime fixe payable par le requérant par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	Prime fixe payable par le requérant par jour de retard

3.2. Les normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

	Obligations	
	Normes (% de l'énergie vendue)	Incitations Contractuelles **
1999 - 2000	0,7%	1000FCFA/kWh
2001	0,6%	
2002	0,5%	
2003	0,5%	
2004	0,5%	

** Pendant la 1ère période de gestion, les Incitations contractuelles ne sont pas exigibles. Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal. Le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxe de la dernière année écoulée.

3.3. Les normes liées aux relations avec la clientèle

		Obligations		
		Normes		Incitations Contractuelles **
		1 ^{ère} période de gestion	2 ^e période de gestion	
Emission première facture (non estimée)		3 mois après début fourniture		---
Edition factures bimestrielles		2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an		15% facture estimée concernée
Réponse aux réclamations concernant les factures ***		15 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de la fourniture		2 jours	3 jours	---
Remise du courant après coupure pour défaut de paiement ****		48 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur *****	Milieu urbain	7 jours ouvrables	10 jours ouvrables	5000 FCFA indexé avec l'indice harmonisé des prix au Sénégal
	Milieu rural			

** Pendant la 1^{ère} période de gestion, les Incitations contractuelles ne sont pas exigibles.

*** Incitations exigibles si l'erreur induit une facture émise plus élevée que ce qu'elle aurait dû être.

**** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

***** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

3.4. Les normes de qualité du courant

SENELEC doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

- Fréquence : 50 Hz \pm 5%
- Tension nominale
 - basse tension : 127/220 V ou 220/380V \pm 10%
 - moyenne tension : Tension nominale autorisée \pm 5%
 - haute tension : Tension nominale autorisée \pm 5%

Lorsqu'un abonné informe SENELEC qu'il croît recevoir de l'électricité en dehors des variations autorisées, SENELEC doit réagir en respectant les normes ci-après.

		Obligations	
		Normes (Jours ouvrables)	Incitations Contractuelles **
Fournir des explications sans effectuer de visite ***	Milieu urbain	7	5000 FCFA
	Milieu rural	10	
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai ***	Milieu urbain	7	
	Milieu rural	10	

** Pendant la 1^{ère} période de gestion, les Incitations contractuelles ne sont pas exigibles. Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

*** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

3.5. Les normes de branchement basse tension

3.5.1. Sans modification du Réseau existant

		Obligations		Incitations Contractuelles **
		Normes (jours ouvrables)		
		1 ^{ère} période de gestion	2 ^e période de gestion	
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		7	7	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur.
Travaux de branchement ***	Milieu urbain	7	5	
	Milieu rural	20	15	
Déplacement de compteur ***	Milieu urbain	5	3	
	Milieu rural	10	5	

3.5.2. Avec modification du Réseau existant

		Obligations		Incitations Contractuelles **
		Normes (jours ouvrables)		
		1 ^{ère} période de gestion	2 ^e période de gestion	
Réponse à une demande de branchement		Dans les plus brefs délais		2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement.
Travaux de branchement ***	Milieu urbain	45	30	
	Milieu rural	75	60	

** Par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Pendant la 1^{ère} période de gestion, les Incitations contractuelles ne sont pas exigibles. Le montant des Incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.

*** Les délais commencent à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

4. Obligations contractuelles de SENELEC pour la période 2005-2009

4.1. Normes relatives aux clients finaux

4.1.1. Les normes d'approbation

	Obligations	
	Normes (Jours Ouvrables)	Incitations Contractuelles
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un producteur indépendant ou d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	5000 FCFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	5000 FCFA par jour de retard

4.1.2. Les normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

	Obligations	
	Normes (% de l'énergie vendue)	Incitations Contractuelles **
1999 - 2000	0,5%	1074FCFA/kWh
2001	0,5%	
2002	0,4%	
2003	0,3%	
2004	0,3%	

** Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal. Le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxe de la dernière année écoulée.

4.1.3. Les normes liées aux relations avec la clientèle

		Obligations	
		Normes	Incitations Contractuelles **
Emission première facture (non estimée)		3 mois après début fourniture	5000 FCFA
Edition factures bimestrielles		2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée
Réponse aux réclamations concernant les factures ***		10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de la fourniture		3 jours	---
Remise du courant après coupure pour défaut de paiement ****		24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur *****	Milieu urbain	10 jours ouvrables	5368 FCFA indexé avec l'indice harmonisé des prix au Sénégal
	Milieu rural	15 jours ouvrables	

*** Incitations exigibles si l'erreur induit une facture émise plus élevée que ce qu'elle aurait dû être.

**** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

***** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

4.1.4. Les normes de qualité du courant

SENELEC doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

- Fréquence : 50 Hz \pm 5%
- Tension nominale
 - basse tension : 127/220 V ou 220/380V \pm 10%
 - moyenne tension : Tension nominale autorisée \pm 5%
 - haute tension : Tension nominale autorisée \pm 5%

Lorsqu'un abonné informe SENELEC qu'il croît recevoir de l'électricité en dehors des variations autorisées, SENELEC doit réagir en respectant les normes ci-après.

		Obligations	
		Normes (Jours ouvrables)	Incitations Contractuelles **
Fournir des explications sans effectuer de visite ***	Milieu urbain	5	5368 FCFA
	Milieu rural	7	
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai ***	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	7	

** Le montant est indexé sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

*** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

4.1.5. Les normes de branchement basse tension

a. Sans modification du Réseau existant

		Obligations	
		Normes (jours ouvrables)	Incitations Contractuelles **
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		5	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur.
Travaux de branchement ***	Milieu urbain	5	
	Milieu rural	10	
Déplacement de compteur ***	Milieu urbain	3	
	Milieu rural	5	

** par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour manquement est limité à 2 fois les coûts du premier établissement ou de déplacement de compteur.

*** le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

b. Avec modification du Réseau existant

		Obligations	
		Normes (jours ouvrables)	Incitations Contractuelles **
Réponse à une demande de branchement	Milieu urbain	10	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement.
	Milieu rural	15	
Travaux de branchement ***	Milieu urbain	30	
	Milieu rural	60	

** Par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des Incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.

*** Les délais commencent à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

4.2. Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale

4.2.1. Normes d'approbation

	Normes (jours ouvrables)	Incitations contractuelles
Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire	10	10 000 FCFA par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal

4.2.2. Normes de qualité de courant

SENELEC doit livrer l'électricité à une fréquence de 50 Hz +/- 5% et à la tension nominale +/- 5%.

Si un concessionnaire estime recevoir de l'énergie en dehors des limites autorisées, SENELEC devra fournir des explications sur le problème et les mesures prises ou à prendre pour le résoudre.

	Normes	Incitations contractuelles
Fournir une explication au concessionnaire	7 jours ouvrables	5 000 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.



Effectuer une visite chez le concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre	10 jours ouvrables	5 000 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Apporter une solution	90 jours	150 000 FCFA pour chaque kW de puissance souscrite et par mois de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, sous réserve que cette pénalité ne soit pas cumulable aux pénalités par défaut d'explication au concessionnaire.

SENELEC a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, les limites autorisées sont respectées.

4.2.3. Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

	Normes	Incitations contractuelles
Durée de défaillance au cours d'un mois	12 heures	Tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois
Nombre de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison	10	10 000 FCFA indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal par kW de puissance souscrite et par coupure hors coupure pour défaut de paiement

Les interruptions programmées ne sont pas prises en compte dans le calcul de la durée de la défaillance et du nombre de coupures.

4.2.4. Normes liées aux relations commerciales

a. Normes de facturation

	Normes	Incitations contractuelles
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	



Edition factures bimestrielles	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

Les incitations sont exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait du être.

Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

b. Normes de préavis d'interruption programmée du service

	Normes	Incitations contractuelles
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	15 jours	5 000 FCFA par kW de puissance
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

Le délai commence à courir à compté du règlement de la facture impayée.

c. Normes de vérification des compteurs

	Normes	Incitations contractuelles
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur.	10 jours ouvrables	10 000 FCFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai.

Le délai commence à courir à compter du premier contact avec le concessionnaire. SENELEC a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, l'écart est au plus égal à 3% en plus ou en moins.



5. Etats financiers de la CRSE

BILAN SYSTEME NORMAL
PAGE 1/4

BILAN

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1 Net
		Brut	Amort./Prov.	Net	
	ACTIF IMMOBILISE (1)				
AA	Charges immobilisées				
AB	Frais d'établissement et charges à répartir				
AC	Primes de remboursement des obligations				
AD	Immobilisations incorporelles				
AE	Frais de recherche et de dvlpmt				
AF	Brevets, licences, logiciels	9 942 859	3 320 178	6 622 681	1 486 882
AG	Fonds commercial				
AH	Autres immobilisations incorporelles				
AI	Immobilisations corporelles				
AJ	Terrains				
AK	Bâtiments	5 420 233	564 608	4 855 625	5 126 637
AL	Installations et agencements	20 681 051	5 758 044	14 923 007	14 523 743
AM	Matériel	98 404 260	59 307 735	39 096 525	51 222 203
AN	Matériel de transport	97 279 188	59 014 450	38 264 738	39 442 678
AP	Avances et acomptes versés sur immobilisations	3 566 058		3 566 058	249 570
AQ	Immobilisations Financières				
AR	Titres de participation				
AS	Autres immobilisations financières	33 158 924		33 158 924	19 924 463
AW	(1) dont H.A.O :				
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILISE (I)	268 452 573	127 965 015	140 487 558	131 976 176

**BILAN**

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
AZ	Report total actif immobilisé	268 452 573	127 965 015	140 487 558	131 976 176
	ACTIF CIRCULANT				
BA	Actif circulant H.A.O.				
BB	Stocks				
BC	Marchandises				
BD	Matières premières et autres approvisionnements				
BE	En-cours				
BF	Produits fabriqués				
BG	Créances et emplois assimilés				
BH	Fournisseurs, avances versées				
BI	Clients				
BJ	Autres créances	27 470 843		27 470 843	5 560 586
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT (II)	27 470 843		27 470 843	5 560 586
	TRESORERIE-ACTIF				
BQ	Titres de placement				
BR	Valeurs à encaisser				
BS	Banques, chèques postaux, caisse	77 809 173		77 809 173	160 634 168
BT	TOTAL TRESORERIE-ACTIF (III)	77 809 173		77 809 173	160 634 168
BU	Écarts de conversion-Actif (IV) (perte probable de change)				
AZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV)	373 732 589	127 965 015	245 767 574	298 170 930

**BILAN**

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRIC

Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
	CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES		
CA	Capital	88 001 956	88 001 956
CB	Actionnaires capital non appelé -		
CC	Primes et Réserves		
CD	Primes d'apport, d'émission, de fusion		
CE	Ecart de réévaluation		
CF	Réserves indisponibles		
CG	Réserves libres		
CH	Report à nouveau + ou -	96 225 907	254 513 075
CI	Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)	-77 594 293	-158 287 168
CK	Autres capitaux propres		
CL	Subventions d'investissement	559 581	5 595 802
CM	Provisions réglementées et fonds assimilés		
CP	TOTAL CAPITAUX PROPRES (I)	107 193 151	189 823 665
	DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (1)		
DA	Emprunts		
DB	Dettes de crédit- bail et contrats assimilés		
DC	Dettes financières diverses		
DD	Provisions financières pour risques et charges		
DE	(1) dont H.A.O :		
DF	TOTAL DETTES FINANCIERES (II)		
DG	TOTAL RESSOURCES STABLES (I+II)	107 193 151	189 823 665

**BILAN**

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRIC
Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
DG	Report total ressources stables	107 193 151	189 823 665
	PASSIF CIRCULANT		
DH	Dettes circulantes et ressources assimilées H.A.O.	1 945 883	1 196 937
DI	Clients, avances reçus		
DJ	Fournisseurs d'exploitation	48 807 338	64 402 185
DK	Dettes fiscales	20 380 097	4 864 625
DL	Dettes Sociales	67 441 105	37 883 518
DM	Autres dettes		
DN	Risques provisionnés		
DP	TOTAL PASSIF CIRCULANT (III)	138 574 423	108 347 265
	TRESORERIE-PASSIF		
DQ	Banques et crédits d'escompte		
DR	Banques, crédits de trésorerie		
DS	Banques, découverts		
DT	TOTAL TRESORERIE-PASSIF (IV)		
DV	Ecarts de conversion-Passif (V) (Gain probable de change)		
DZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV+V)	245 767 574	298 170 930

**COMPTE DE RESULTAT**

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf.	CHARGES (1re partie)	Exercice N	Exercice N-1
	ACTIVITES D'EXPLOITATION		
RA	Achats de marchandises		
RB	- Variation de stocks (- ou +) <i>(Marge brute sur marchandises voir TB)</i>		
RC	Achat de matières premières et fournitures liées		
RD	- Variation de stocks (- ou +) <i>(Marge brute sur matières voir TG)</i>		
RE	Autres achats	24 419 352	21 625 114
RH	- Variation de stocks (- ou +)		
RI	Transports	38 642 474	30 542 630
RJ	Services Extérieurs	132 391 545	155 174 709
RK	Impôts et taxes	10 309 708	7 233 395
RL	Autres charges <i>(Valeur ajoutée voir TN)</i>	8 170 000	2 160 000
RP	Charges de personnel dont personnel extérieur /	383 246 328	285 961 920
RQ	<i>(Excédent brut d'exploitation voir TQ)</i>		
RS	Dotations aux amortissements et aux provisions	40 271 984	44 147 008
RW	TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	637 451 391	546 844 776
	<i>(Résultat d'exploitation voir TX)</i>		

**COMPTÉ DE RESULTAT**

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf.	CHARGES (2e partie)	Exercice N	Exercice N-1
RW	Report Total des charges d'exploitation	637 451 391	546 844 776
	ACTIVITE FINANCIERE		
SA	Frais financiers		
SC	Pertes de change		
SD	Dotations aux amortissements et aux provisions		
SF	TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		
	<i>(Résultat Financier voir UG)</i>		
SH	TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	637 451 391	546 844 776
	<i>(Résultat des activités ordinaires voir UI)</i>		
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)		
SK	Valeurs comptables cessions d'immobilisations		
SL	Charges H.A.O.		
SM	Dotations H.A.O.		
SO	TOTAL DES CHARGES H.A.O.		
	<i>(Résultat H.A.O. voir UP)</i>		
SQ	Participation des travailleurs		
SR	Impôts sur le résultat		
SS	TOTAL PARTICIPATION ET IMPOTS		
ST	TOTAL GENERAL DES CHARGES	637 451 391	546 844 776
	<i>(Résultat net voir UZ)</i>		

**COMPTE DE RESULTAT**

Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf	PRODUITS (1re partie)	Exercice N	Exercice N-1
	ACTIVITES D'EXPLOITATION		
TA	Ventes de Marchandises		
TB	MARGE BRUTE SUR MARCHANDISES		
TC	Ventes de produits fabriqués		
TD	Travaux, services vendus	550 620 885	370 260 863
TE	Production stockée (ou déstockage) (+ ou -)		
TF	Production immobilisée		
TG	MARGE BRUTE SUR MATIERES	550 620 885	370 260 863
TH	Produits accessoires	132 825	1 095 975
TI	CHIFFRE D'AFFAIRES (TA + TC + TD + TH)	550 753 710	371 356 838
TJ	dont à l'exploitation/		
TK	Subventions d'exploitation		
TL	Autres produits	3 565 767	12 164 579
TN	VALEUR AJOUTEE	340 386 398	166 785 569
TQ	EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	-42 859 930	-119 176 351
TS	Reprises de provisions		
TT	Transferts de charges	501 400	
TW	TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION	554 820 877	383 521 417
TX	RESULTAT D'EXPLOITATION (Bénéfice (+) ou perte (-))	-82 630 514	-163 323 359

**COMPTÉ DE RESULTAT**

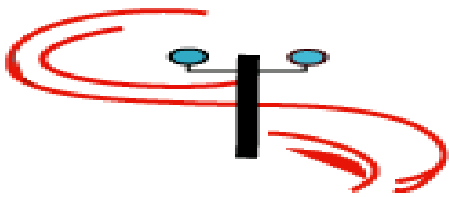
Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

Sigle usuel : C.R.S.E

Adresse : Ex Camp Lat- Dior Bp 11701 - Dakar

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2004 Durée (en mois) : 12

Réf	PRODUITS (2e partie)		Exercice N	Exercice N-1
TW	Report Total des produits d'exploitation		554 820 877	383 521 417
	ACTIVITE FINANCIERE			
UA	Revenus financiers			
UC	Gains de change			
UD	Reprises de provisions			
UE	Transferts de charges			
UF	TOTAL DES PRODUITS FINANCIERES			
UG	Résultat Financier (+ ou -)			
UH	TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES		554 820 877	383 521 417
UI	Résultat des activités ordinaires (+ ou -)	-82 630 514	-163 323 359	
UJ	(1) dont impôt correspondant/		
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)			
UK	Produits des cessions d'immobilisations			
UL	Produits H.A.O.			
UM	Reprises H.A.O.		5 036 221	5 036 221
UN	Transferts de charges			
UO	TOTAL DES PRODUITS H.A.O.		5 036 221	5 036 221
UP	Résultat H.A.O. (+ ou -)	5 036 221	5 036 221	
UT	TOTAL GENERAL DES PRODUITS		559 857 098	388 557 638
UZ	Résultat net : Bénéfice (+) ; Perte (-)	-77 594 293	-158 287 138	



Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité

Ex Camp Lat Dior – BP : 11701 – Dakar
Tél. : (221) 849 04 59 – Fax : (221) 849 04 64
e-mail : crse@sentoo.sn
www.crse.sn