

REPUBLIQUE DU SENEGAL

**COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE
L'ELECTRICITE**

RAPPORT ANNUEL 2000-2001

Juillet 2002

SOMMAIRE

<u>MOT DU PRESIDENT</u>	4
<u>MISE EN PLACE ET ORGANISATION</u>	6
<u>Création et Missions</u>	6
<u>Opérationnalisation</u>	7
<u>Structuration</u>	8
<u>Règlement Intérieur</u>	10
<u>Mise au point des instruments de travail</u>	10
<u>Formation</u>	12
<u>Informatisation</u>	12
<u>Ressources de la Commission</u>	12
<u>BILAN DE L'EXPLOITATION DU</u>	
<u>SECTEUR</u>	14
<u>Bilan Technique et Economique</u>	14
<u>Analyse de la qualité du service</u>	14
<u>Situation de la production</u>	15
<u>Situation du transport</u>	19
<u>Situation de la distribution</u>	21
<u>Situation commerciale</u>	24
<u>Situation de l'électrification</u>	27
<u>Bilan Financier</u>	30
<u>Analyse du Bilan Comptable</u>	31
<u>Analyse du Compte des Résultats</u>	32
<u>Analyse du financement des emplois</u>	35
<u>Analyse des soldes et des ratios financiers</u>	36
<u>CONTRIBUTION SUR LES GRANDS</u>	
<u>DOSSIERS</u>	37
<u>La rupture du premier partenariat</u>	37
<u>La seconde opération de privatisation</u>	38
<u>Nouveau Partenariat pour le développement de l'Afrique</u>	
<u>(NEPAD)</u>	39
<u>ACTIVITES DE REGULATION</u>	41

<u><i>Suivi des obligations contractuelles de SENELEC</i></u>	41
<u><i>Supervision des appels d'offres</i></u>	42
<u><i>Régulation tarifaire</i></u>	43
<u><i>Mise au point du Règlement du Service</i></u>	44
<u>RELATIONS EXTERIEURES ET</u>	
<u>COOPERATION INTERNATIONALE</u>	46
<u>ANNEXES</u>	48
<u><i>Annexe 1 – Situation du parc de production</i></u>	49
<u><i>Annexe 2 - Courbe des puissances appelées</i></u>	51
<u><i>Annexe 3 – Amélioration de la disponibilité des</i></u>	
<u><i>équipements</i></u>	52
<u><i>Annexe 4 – Obligations contractuelles de SENELEC</i></u>	55
<u><i>Annexe 5 – Rétablissement des capacités et Audiences</i></u>	62
<u><i>Annexe 6 – Régulation tarifaire</i></u>	64
<u><i>Annexe 7 – Etats Financiers de la Commission</i></u>	68

MOT DU PRESIDENT

Le présent rapport est le premier du genre publié par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité créée par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité mais dont la mise en place de la structure n'est intervenue qu'en fin 1999, celle du budget en juillet 2000 et le recrutement du personnel en 2001.

L'opérationnalisation de l'organe de régulation a été rythmée par les différentes péripéties du secteur, notamment la rupture du partenariat Etat du Sénégal/Consortium Hydro-Québec – Elyo dans le cadre de la première opération de privatisation de SENELEC et la relance d'une deuxième opération. Ces événements marquants des deux dernières années ont vu une forte mobilisation des ressources humaines de la Commission en appui aux services du Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique et du Ministère de l'Economie et des Finances, en particulier dans les négociations de la séparation à l'amiable entre l'Etat du Sénégal et le Consortium et dans la conduite du processus de sélection d'un nouveau Partenaire Stratégique.

Ainsi, au total, il apparaît que les activités menées au titre des attributions consultatives prévues par la loi (services au profit du Ministère en charge de l'Energie) ont pris le pas sur les activités de régulation qui, pour l'essentiel, ont concerné des questions revêtant un degré d'urgence élevé, parmi lesquelles le suivi du programme de rétablissement des capacités de production de SENELEC, la régulation tarifaire, l'approbation du Règlement du Service de SENELEC, la recherche de solutions face à la crise énergétique à l'origine de la décision de rupture du partenariat précité.

Toutefois, il convient de noter qu'en ce qui concerne les tarifs, la continuité de service, les projets de SENELEC d'instauration de nouveaux frais à la charge des usagers et plus généralement en ce qui concerne la redéfinition des clauses contractuelles entre SENELEC et ses clients (Règlement du Service), la Commission a veillé à protéger les droits des usagers, même si la communication sur son rôle de protection des consommateurs, qui fait partie des missions essentielles du régulateur, notamment à travers le traitement des réclamations et plaintes des usagers, reste à renforcer.

A cet égard, une innovation et non des moindres à mentionner est le recours au système d'audience pour faire dialoguer SENELEC et ses clients, système expérimenté lors des consultations préalables à l'approbation du Règlement du Service. Pour la première fois, toutes les parties intéressées ont été consultées avant l'adoption définitive de cet important document qu'est le Règlement du Service qui, désormais, régira les relations contractuelles entre SENELEC et ses abonnés.

Le même système d'auditions, appliqué à l'occasion de la crise énergétique de juin-juillet 2000, a permis d'entendre, outre les principaux responsables de SENELEC, ceux de GTI ainsi que les clients industriels porteurs de projets de production. La Commission a pu, de la sorte, se faire une idée précise des principaux facteurs, notamment techniques, économiques et gestionnels, à l'origine de la détérioration de l'équilibre offre/demande ainsi que des solutions qui s'imposaient, en particulier le renforcement du parc de production au moyen d'une puissance de base qui aurait permis de réaliser des économies considérables au niveau des dépenses d'exploitation en plus de l'amélioration de la qualité du service de l'électricité.

Au regard de la situation financière difficile de SENELEC, l'Etat dispose, dans le segment de la production des opportunités de développer, en partenariat avec le secteur privé, des stratégies gagnantes pour toutes les parties : l'Etat et la SENELEC, d'une part, le consommateur et le secteur privé, d'autre part.

Cependant, la nécessité d'une mise en adéquation du parc de production ne doit pas occulter les problèmes structurels des réseaux de transport et de distribution dont les performances se dégradent d'année en année. En effet, la mise en œuvre des solutions idoines pour améliorer le fonctionnement de ces réseaux, qui pourra s'avérer beaucoup plus difficile, doit nécessairement accompagner les mesures de redressement du parc de production pour rendre le secteur de l'électricité plus performant et relever le taux d'électrification du pays qui demeure assez faible malgré les améliorations notées.

Au moment où, à la suite du Mali, le Sénégal s'apprête, dans quelques mois, à tirer sur l'énergie de Manantali, on ne peut manquer de songer aux perspectives qu'ouvre au secteur électrique du Sénégal, le Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD), le Sénégal devant pouvoir tirer parti, à travers des réseaux d'interconnexion, de l'énorme potentiel énergétique des pays de la sous-région.

MISE EN PLACE ET ORGANISATION

Création et Missions

La réforme du secteur de l'électricité, actée par la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, a apporté des changements dans la structure de l'industrie électrique. Au plan institutionnel, la réforme a conduit à la création d'une Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité, autorité indépendante aux termes de l'article 4 de la loi susvisée.

Rôle et Composition de la Commission

L'article 4 de la loi n° 98-29, en même temps qu'il crée la Commission, définit son rôle en ces termes : « 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 conformément aux dispositions de la loi. Ses décisions ont le caractère d'acte administratif ; elles sont susceptibles de recours juridictionnel en annulation ».

Ces tâches de régulation s'effectuent dans le cadre d'une politique définie par le Ministre chargé de l'Energie qui :

- établit un plan national d'électrification ;
- définit les zones de concession rurales susceptibles d'être octroyées par appel d'offres ;
- définit les préférences nationales en matière de ressources énergétiques pour la production de l'énergie électrique ; et
- accorde les licences et les concessions, sur recommandation de la Commission de Régulation.

Conformément à l'article 5, alinéa 1^{er}, de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 et à l'article 1^{er} du décret n° 98-333 du 21 avril 1998, la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité comprend trois membres dont un Président, 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.

La fonction de membre de la Commission est incompatible avec quelque fonction que ce soit, avec tout mandat électif, emploi public, ainsi que toute détention directe d'intérêts dans une ou des entreprises du secteur de l'énergie, qu'elle soit ou non électrique.

Les premiers membres de la Commission, y compris le Président, ont été nommés par décret n° 99-1189 du 14 décembre 1999. A la suite de la démission de deux commissaires respectivement en septembre 2000 et en mars 2001 pour des postes de hautes responsabilités, deux nouveaux membres ont été nommés le 25 octobre 2001 par décrets n° 2001-819 et n° 2001-820.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité vise les objectifs suivants :

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique ;
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur électrique et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité ;
- 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 électrique ;
- promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique ; et
- assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité, ce qui offre aux investisseurs privés une garantie de sécurité importante.

Attributions de la Commission

Dans le cadre de la poursuite de ces objectifs, la Commission dispose d'attributions décisionnelles et d'attributions consultatives.

Attributions décisionnelles

Il s'agit notamment :

- d'instruire les demandes de licences ou de concession relatives à la production, au transport, à la distribution ou à la vente de l'énergie électrique ;
- de veiller au respect des termes des licences et des concessions en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité du service en quantité et en qualité ;
- d'assurer le respect des normes techniques applicables aux entreprises du secteur de l'électricité ;
- d'assurer le respect de la concurrence dans le secteur de l'électricité ; et de déterminer la structure et la composition des tarifs appliqués aux entreprises titulaires de licences ou de concession, conformément aux dispositions de l'article 28 de la loi.

Attributions consultatives

En application de la loi, la Commission intervient en tant qu'organisme consultatif dans la définition de la politique du secteur par le Ministre chargé de l'Energie.

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.

Opérationnalisation

En vue de la mise en place de la Commission, l'Etat du Sénégal a bénéficié de ressources de la Banque Mondiale qui ont permis de financer l'assistance technique requise. Les études menées dans le cadre de l'opérationnalisation de la Commission ont permis de définir son organisation et de mettre au point les outils de travail nécessaires à la bonne exécution de ses missions.

Au Sénégal, l'option d'une Commission, organe collégial, a été préférée à la formule d'un régulateur individu, la raison principale étant qu'un régulateur seul aurait plus de difficultés à faire accepter sa légitimité.

Avantages et Inconvénients des Structures Décisionnelles

	Individu	Commission
Rapidité décisionnelle	xxx	
Responsabilité des décisions	xxx	
Besoins en ressources humaines	xxx	
Prévisibilité des décisions	xxx	
Degré de vulnérabilité aux préoccupations individuelles		xxx
Degré de vulnérabilité aux influences non appropriées		xxx
Possibilité de refléter plusieurs perspectives		xxx
Possibilité d'échelonner les mandats de chaque membre ...		xxx
... pour rehausser la stabilité et l'indépendance ...		
... vis-à-vis du Gouvernement		

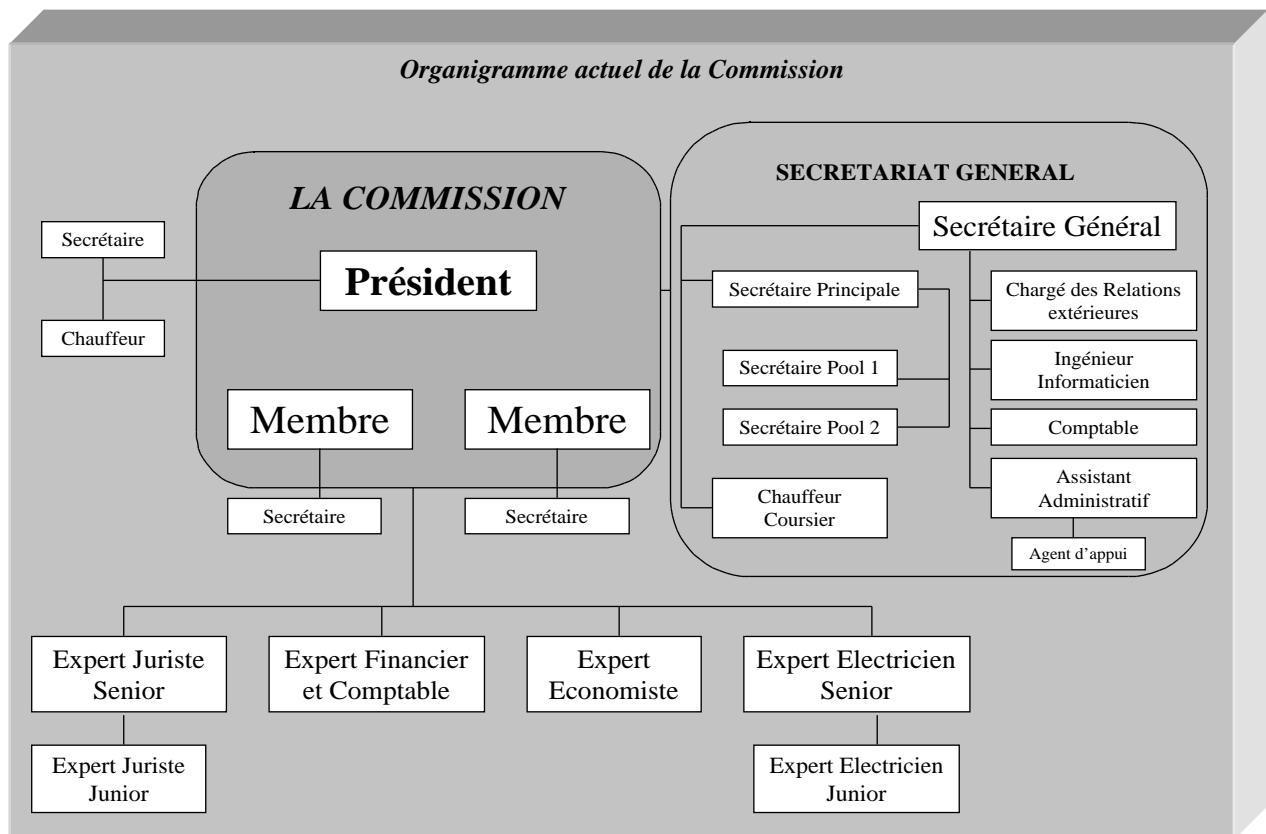
Source : Utility Regulators - Creating Agencies In Reforming and Developing Countries. Warwick Smith 1996

Structuration

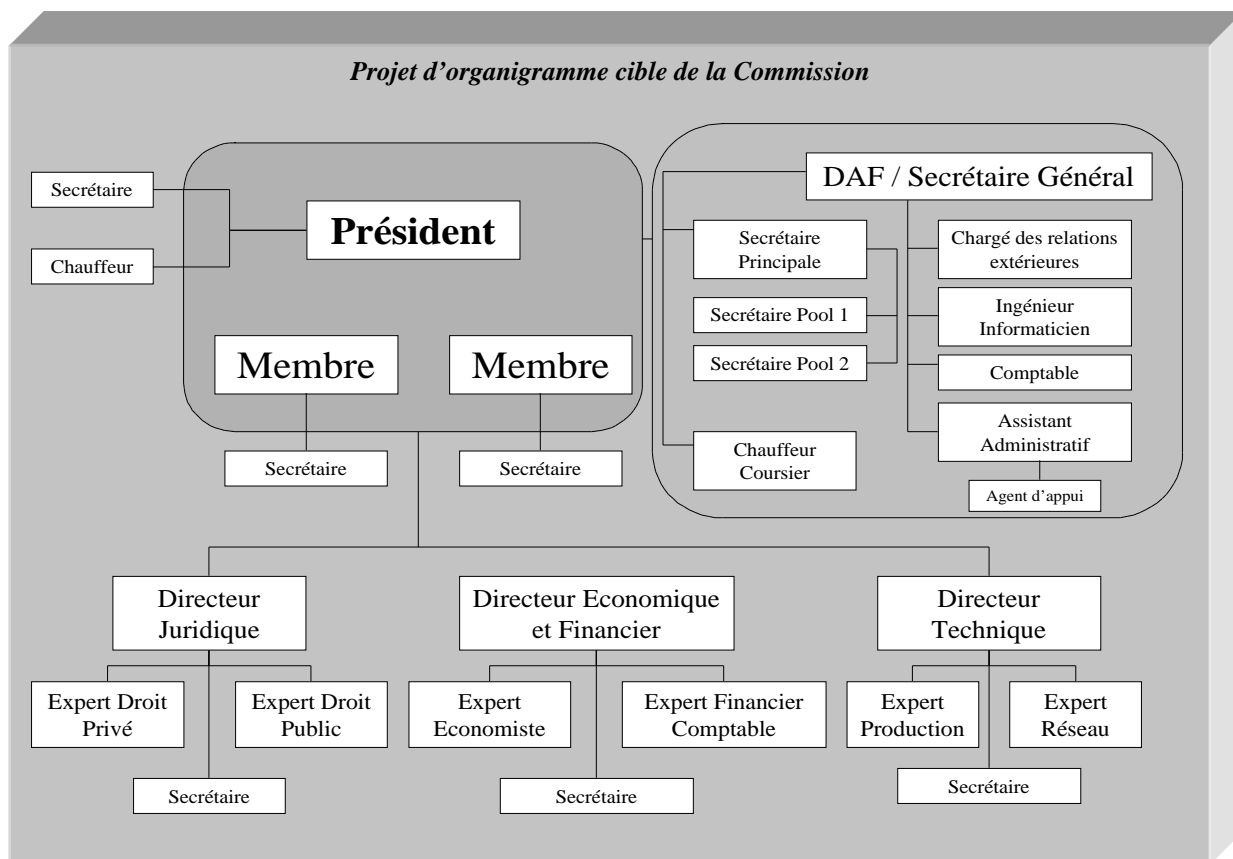
La structure actuelle comprend, outre les membres de la Commission, un Secrétaire Général, des experts disposant des compétences requises pour l'exercice des fonctions de régulation dans les domaines juridique, technique, économique, financier et administratif, ainsi qu'un personnel d'appui. La mise en place de ce personnel a débuté à partir du premier trimestre 2001 ; l'effectif actuel est de 14 personnes.

L'étendue des responsabilités de la Commission couvre toutes les tâches typiques conférées à une autorité de régulation. Les moyens aujourd'hui mis en œuvre et la structuration actuelle de la Commission tiennent compte des facteurs suivants :

- le nombre limité d'opérateurs dans le secteur, à savoir SENELEC et un producteur indépendant (GTI-Dakar) ;
- SENELEC est la seule entreprise bénéficiant d'activités monopolistiques régulées. Elle est actuellement la seule entreprise pour laquelle les obligations, ainsi que les conditions tarifaires, ont été définies de manière détaillée dans un Cahier des Charges annexé à son Contrat de Concession; GTI étant liée à SENELEC par un contrat commercial ;



A long terme, l'option retenue est une organisation autour des compétences requises pour l'exercice des fonctions de régulation, d'où une structure qui comprendrait quatre directions : une direction technique, une direction juridique, une direction économique et financière et une direction de l'administration interne.



Le principal avantage de ce schéma tient à la possibilité de tirer parti au maximum des ressources humaines disponibles et convient particulièrement aux pays où l'expertise est rare et/ou les secteurs régulés sont de petite de taille.

L'organisation actuelle de la Commission s'inspire de cette option. Il convient toutefois de préciser que :

- a) dans un premier temps, les postes de directeur de département ne sont pas pourvus. Ils pourront être créés à une époque ultérieure quand le volume des activités et/ou le développement de la concurrence l'exigeront ;
- b) afin de ne pas saper la collégialité de la Commission, les régulateurs n'occuperont pas de fonction de direction mais, sous la coordination du Président, participeront au travail effectif de préparation des décisions.

Règlement Intérieur

Le fonctionnement de la Commission est régi par un Règlement Intérieur adopté par ses Membres conformément aux dispositions de la loi.

Règlement intérieur de la Commission

Le Règlement Intérieur, pris en application de l'article 6 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 et de l'article 11 du décret n° 98-333 du 21 avril 1998, vise à préciser les règles et les modalités de fonctionnement de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité dans l'exercice de ses attributions décisionnelles et de ses attributions consultatives. Il est adopté par les membres de la Commission.

Le Règlement Intérieur précise notamment ;

- les conditions et les modalités de tenue des audiences et des réunions ;
- les modalités de prise de décisions ;
- les incompatibilités ainsi que les règles de déontologie.

Le Règlement Intérieur dispose notamment que les membres de la Commission ne peuvent exercer aucune activité à titre consultatif ou autre, rémunérée ou non, si celle-ci concerne les domaines de la production, du transport, de la distribution ou de la vente d'énergie électrique au Sénégal.

De plus, pour des raisons de déontologie, une disposition du règlement intérieur prévoit que dans la période de six mois qui suit la cessation de leurs fonctions, ils ne peuvent accepter aucune responsabilité au sein ou pour le compte d'une entreprise exerçant une activité de production, du transport, de la distribution ou de la vente d'énergie électrique.

Mise au point des instruments de travail

Dans ce cadre, un projet de manuel de procédures administratives et budgétaires ainsi qu'un recueil des procédures de régulation ont été élaborés avec l'appui du consultant NERA, il reste à les finaliser.

Le recueil porte sur les relations et obligations mutuelles entre la Commission et les tiers impliqués dans les processus de régulation du secteur de l'électricité. Les procédures font l'objet de Règlements d'application.

Chaque Règlement d'Application est divisé en trois parties :

- la base légale ou contractuelle (qui précise les articles dans la loi, les décrets ou les contrats) qui constitue le fondement de la procédure ;
- le préambule, qui explique la nécessité de la procédure et son champ d'application ; et
- la procédure elle-même qui indique tous les actes et délais au cours de la procédure.

Recueil des Procédures de Régulation

Les principales procédures générales concernent:

- le contrôle de l'exécution annuelle du Contrat de Concession et du Cahier des Charges de SENELEC (y compris l'obtention d'informations, le contrôle de l'application des incitations contractuelles vis-à-vis de l'énergie non servie, l'application du régime tarifaire, les obligations générales de bonne conduite de SENELEC relatives à la production, au transport et à la distribution) ;
- l'approbation du plan quinquennal de production proposé par SENELEC ;
- la révision intérimaire des dispositions du contrat de concession de SENELEC ;
- la révision quinquennale de la formule de contrôle des revenus de SENELEC : l'une de ses principales attributions dans ce domaine est de contrôler la bonne application des principes d'établissement des tarifs ;
- l'octroi des licences de production (suivant appels d'offres organisés par SENELEC) et des concessions de distribution et des licences de vente à l'extérieur du Périmètre de SENELEC (suivant appels d'offres organisés par l'ASER);
- le contrôle ponctuel du contrat de concession et du cahier des charges de SENELEC (ex. l'application ponctuelle des incitations contractuelles relatives aux droits d'accès au réseau, aux normes de qualité du courant, de sécurité et de disponibilité etc.);
- l'entente des plaintes des consommateurs ;
- l'imposition de sanctions et de pénalités éventuelles ;
- les procédures d'arbitrage ;
- l'approbation de plusieurs systèmes et principes (de tarification, de détermination des frais de raccordement, des critères d'évaluation de la qualité du service, etc.) proposés par SENELEC.

Un outil de travail important mérite d'être signalé parce qu'il définit les relations fonctionnelles entre la Commission, l'Agence Sénégalaise de l'Electrification Rurale (ASER) et les autres structures concernées (obligations réciproques, circuits de l'information). Il s'agit du Règlement d'Application mentionné dans l'encadré ci-dessus et qui concerne les trois procédures suivantes :

- une procédure à suivre lorsqu'un opérateur autre que SENELEC fait une demande de concession de distribution et de licence de vente en dehors du cadre du programme d'électrification organisé par l'ASER ;
- une procédure à suivre lorsqu'un opérateur fait une demande de concession de distribution et de licence de vente dans le cadre du programme d'électrification organisé par l'ASER ;
- une procédure à suivre lorsque SENELEC dépose une demande auprès de la Commission pour une extension de la concession existante.

Formation

Deux programmes essentiels pour le renforcement des capacités de la Commission ont été définis :

- un programme de formation du personnel chiffré, incluant l'étendue, le planning ainsi que les termes de référence pour la sélection des consultants éventuellement chargés de sa mise en œuvre;
- un programme d'assistance technique relative à l'exécution des tâches de régulation de la Commission.

Dans ce cadre, les membres de la Commission et le personnel ont participé à des cours et séminaires à l'extérieur du Sénégal ou des séminaires à caractère international tenu au Sénégal. Il s'agit, entre autres, des cours et séminaires suivants :

- Cours sur la régulation économique et financière dans les industries de réseaux – Bromont (Québec) – Organismes : Université de Sherbrooke et IEPF;
- Cours sur les Techniques de mesure et l'Efficiences pour les Régulateurs d'Afrique Francophones – Dakar – - Organisateur : Institut de la Banque Mondiale ;
- 11th International Training Program on Utility Regulation and Strategy – Gainesville, Florida – USA – Organisateur : Public Utility Research Center – University of Florida – USA;
- Cours sur la Régulation Economique de la Participation du Secteur Privé dans les Services de l'Eau, de l'Energie et des Télécommunications – Dakar – : Organisateur : Institut de la Banque Mondiale ;
- Session intensive sur la régulation économique et financière dans l'industrie électrique – St Jean sur Richelieu – Québec.

Informatisation

La Commission a procédé à la mise en place de son système informatique qui regroupe des micro-ordinateurs équipés des différents logiciels traditionnels de bureautique, un serveur, une connexion Internet de type RTC et un logiciel destiné à la gestion administrative et comptable de la Commission. La mise en place d'outils importants en matière de gestion de l'information et de relations extérieures, à savoir un Système Informatique de Gestion d'Information pour la Régulation (SIGIR) et un site WEB, est en cours.

Ressources de la Commission

L'article 9 de la loi n°98-29 du 14 Avril 1998 relative au secteur de l'électricité dispose que la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité a pour ressources le produit des frais et redevances ci-après, qu'elle institue en vue de couvrir ses frais de fonctionnement :

- les redevances annuelles versées par les entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession pour la production, le transport, la distribution et la vente d'énergie électrique, telles qu'elles que déterminées par la licence ou le contrat de concession ;

- les frais d'instruction de dossiers versés par, les entreprises postulant à une licence ou à une concession pour la production, le transport, la distribution et la vente d'énergie électrique ;
- les crédits inscrits, le cas échéant, au budget général de l'Etat ;
- une partie des pénalités pécuniaires infligées aux titulaires de licence et de concession.

Durant la période 2000-2001, la Commission a perçu un montant de Cinq Cent Trente Neuf Millions Six Cent Soixante Quatre Mille Trois Cent Soixante Neuf (539.664.369) FCFA dont 88 001 956 francs CFA provenant du budget de l'Etat dans le cadre d'un appui au démarrage de ses activités.

En avril 2002, un Cabinet, sélectionné à la suite d'un appel d'offres, a procédé à l'audit des états financiers annuels de la Commission¹ (le Bilan, le Compte de résultat, le Tableau financier des ressources et des emplois et l'Etat annexé) pour la période de 23 mois allant du premier février 2000 au 31 décembre 2001.

Les conclusions émises par le Cabinet dans sa lettre d'opinion sont formulées comme suit :
« A notre avis, les états financiers annuels annexés aux pages sont réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat des opérations de la CRSE pour la période de 23 mois allant du 1er février 2000 au 31 décembre 2001, conformément aux principes et règles comptables édictées par le Système Comptable Ouest Africain (SYSCOA) ».

¹ Confère annexe 7

BILAN DE L'EXPLOITATION DU SECTEUR

Bilan Technique et Economique

Depuis la mise en œuvre de la réforme du secteur de l'électricité, la demande d'énergie au niveau du service public de l'électricité a connu une croissance moyenne annuelle de plus de 10%. Durant cette période, l'énergie vendue par SENELEC a progressé de 1.063 GWh en 1999 à 1.295 GWh en 2001 en passant par 1.149 GWh en 2000, soit sur les trois années un total de 3.508 GWh correspondant à des recettes, hors taxes, de 259 Milliards de FCFA et un prix moyen de vente de 73,7 FCFA/kWh.

Analyse de la qualité du service

Même si SENELEC a enregistré une évolution aussi importante de ses ventes, elle n'a pas été en mesure de satisfaire la demande d'électricité avec une qualité de service acceptable. En effet, une demande de 100 GWh, soit 2,84% des ventes, n'a pu être satisfaite sur la période 1999-2001 au niveau du Réseau Interconnecté, qui représente 95% du système de production. La norme prévue dans le cahier des charges de SENELEC correspond à une demande non satisfaite de moins de 21 GWh pour tout le système, soit 0,59% des ventes. La quasi-totalité de cette demande non satisfaite (89%) découle du déficit du système de production. Le tableau 1 résume l'évolution des ventes de SENELEC et de la demande non satisfaite ; ainsi que son poids par rapport aux ventes.

L'analyse de l'évolution de cette demande non satisfaite montre que le maximum de déficit a été atteint en 1999 avec 51 GWh d'énergie non fournie (ENF), soit 4,8% des ventes. On observe par la suite une baisse continue du déficit qui atteint 20 GWh en 2001, soit 1,54% des ventes.

Tableau 1 : Evolution des ventes et de l'énergie non fournie(GWh)

	1999		2000		2001		TOTAL	
Ventes Facturées	1 063,40		1 149,16		1 295,41		3 507,97	
ENF Manque Production.	47,23	4,44%	26,14	2,27%	15,17	1,17%	88,54	2,52%
ENF Manœuvres & Travaux	1,27	0,12%	0,46	0,04%	0,94	0,07%	2,67	0,08%
ENF Incidents	2,48	0,23%	2,14	0,19%	3,79	0,29%	8,41	0,24%
ENF TOTALE (ENFT)	50,98	4,79%	28,74	2,50%	19,90	1,54%	99,62	2,84%
Normes ENFT	7,44	0,70%	6,89	0,60%	6,48	0,50%	20,82	0,59%

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Énergie - Sénélec

L'analyse du déficit en terme de demande en énergie non satisfaite occulte cependant le degré de perturbation que le système électrique a connu durant ces trois dernières années. En effet, SENELEC a procédé au niveau du réseau interconnecté à 21.304 délestages durant la période 1999-2001, soit une moyenne de 19 délestages par jour. Le nombre de jours perturbés, au cours desquels au moins un délestage est noté, a été de 574 sur la période, soit 52% des

jours. En terme de taux de défaillance, il est constaté que pendant 17% du temps la demande a été supérieure à l'offre du système sur les trois dernières années alors que le taux généralement admis dans nos pays est de 0,82% (72 heures par année). Dans certains pays industrialisés la norme est de 0,03% (24 heures par 10 ans). Le tableau 2 illustre l'évolution de la défaillance du système électrique durant la période.

Tableau 2 : Evolution de la défaillance

	1999	2000	2001	TOTAL
Nombre délestages	10 948	6 422	3 934	21 304
Nombre delestages /jour	30	18	11	19
Nbre jours perturbés	258	188	128	574
Taux jours perturbés	70,68%	51,51%	35,07%	52,42%
Durée défaillances (heures)	2 362	1 320	768	4 450
Taux défaillance (%)	26,96%	15,07%	8,77%	16,93%

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Énergie - Sénélec

Même si la qualité du service public de l'électricité demeure médiocre, la tendance baissière observée au niveau de la demande non satisfaite est également constatée pour la défaillance. En effet, la pointe de défaillance a été notée en 1999 avec 30 délestages par jour, 71% des jours perturbés et 27% de taux de défaillance. Ces valeurs ont progressivement diminué pour atteindre respectivement 11 délestages par jour, 35% des journées perturbées et un taux de défaillance de moins de 9% en 2001.

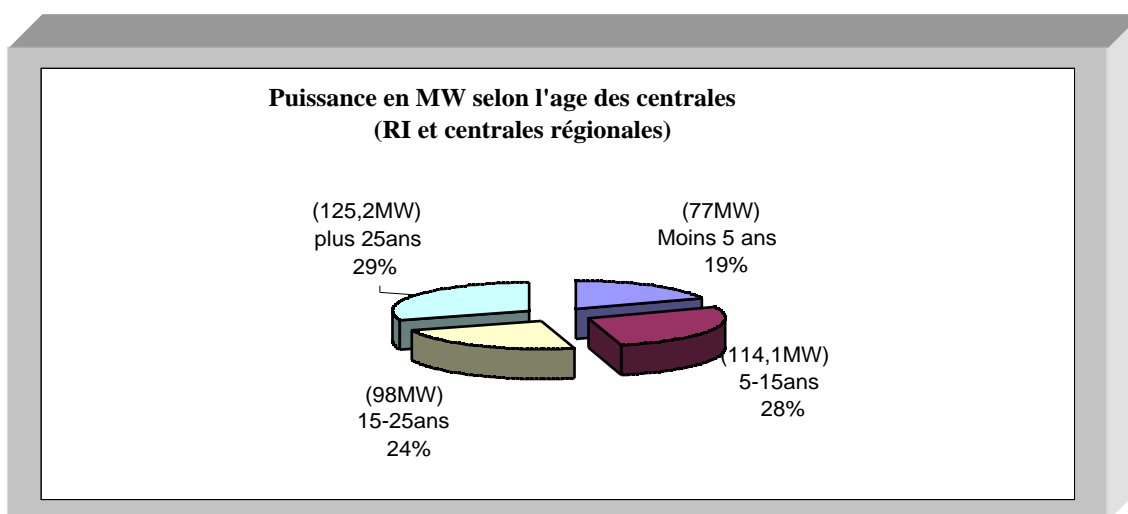
Situation de la production

Pour faire face à la demande, SENELEC a eu à recourir à ses propres moyens de production mais également aux achats d'énergie à GTI (producteur indépendant) et aux auto-producteurs ; ainsi qu'à la location de groupes mobiles sur la période 1999-2000. Les moyens de production propres à SENELEC peuvent être divisés en deux groupes :

- Les unités diesel et vapeur qui doivent assurer la base de sa production ;
- Les turbines à gaz nécessaires à tout système pour servir d'appoint et de réserve de puissance.

L'analyse de l'évolution du système de production globale (moyens propres de Sénélec, producteurs indépendants, etc.) montre que très peu d'investissements ont été réalisés durant la période 1999-2001. En effet, à l'exception de la centrale de 50 MW de GTI (producteur indépendant) mise en service en deux phases entre 1999 et 2000 et la turbine à gaz de 32 MW acquise par l'Etat du Sénégal en 1999, seule une centrale diesel de 16 MW, composée de 20 unités de 800 kW, a été réalisée par SENELEC en 2000. Des groupes mobiles d'une puissance équivalente ont été loués par SENELEC sur une année entre 1999 et 2000. Ainsi, la puissance nominale en service à la fin de ces années a très peu évolué. En effet, celle-ci est passée de 389 MW au 31 décembre 1999 à 401 MW au 31 décembre 2000 pour l'ensemble du système. Elle est restée inchangée au 31 décembre 2001. Au niveau du Réseau Interconnecté (RI), cette puissance a varié de 363 MW à 383 MW pour les mêmes périodes.

Ces capacités de production semblent, à priori, suffisantes pour couvrir la demande avec une qualité de service acceptable puisque les pointes de puissances appelées par la clientèle au niveau du réseau interconnecté ont été estimées à 230 MW en 1999, 246 MW en 2000 et 269 MW en 2001 ; soit des réserves théoriques de puissance de 69%, 63% et 49% respectivement. Toutefois, le système de production a été marqué par une très mauvaise disponibilité par rapport à la puissance installée. Cette situation, due à la vétusté² de certains équipements, à un défaut d'entretien et aux besoins de réhabilitation, a conduit à une puissance moyenne disponible égale à moins de 60% de la puissance nominale installée. La répartition de la puissance installée, par tranches d'âge, montre que plus de 50% de cette puissance est en exploitation depuis plus de 15 années.



Au niveau du réseau interconnecté, la puissance moyenne disponible a été de 197 MW en 1999, 233 MW en 2000 et 251 MW en 2001 soit un déficit moyen de 33 MW, 13 MW et 18 MW respectivement. Des pointes de déficit beaucoup plus importantes ont été notées à certains moments. Le tableau 3 résume l'évolution de la capacité du parc de production et de la puissance moyenne disponible durant la période 1999 – 2001.

Tableau 3 : Evolution de la capacité du parc de production (MW)

	1999			2000			2001		
	Puissance Nominale	Puissance disponible		Puissance Nominale	Puissance disponible		Puissance Nominale	Puissance disponible	
Diesel-Vapeur	224	126	71%	240	118	53%	240	145	60%
Turbine à gaz	93	41	23%	93	52	24%	93	57	24%
Groupes mobiles	12	5	3%	0	12	5%	0	0	0%
GTI	35	6	3%	51	39	17%	51	38	16%
TOTAL RI	363	178		383	221		383	240	
AUTRES RESEAUX	25	19		18	12		18	11	
TOTAL SYSTEME	389	197		401	233		401	251	

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Énergie - Sénélec

² Confère Annexe 1

Ce tableau illustre également la configuration de la puissance moyenne disponible du système de production au niveau du réseau interconnecté qui est composée sur la période à 61% par les unités de base (Diesel et Vapeur) de SENELEC, à 13% par la centrale de GTI, à 3% par les groupes mobiles de location et à 24% par les turbines à gaz de SENELEC. Cette configuration a connu des variations au cours des années mais la part des turbines à gaz est demeurée constante ; celle des groupes de base a fluctué en fonction de la disponibilité de GTI et des groupes de location. Le système de production des autres réseaux est exclusivement composé d'unités diesel.

L'analyse de la courbe des puissances appelées par la clientèle du réseau interconnecté montre que la configuration du système global de production, en terme de répartition de la capacité entre les équipements de base et les turbines à gaz, n'est pas inadaptée puisque cette courbe³ fait ressortir que la consommation de pointe, environ 1000 heures de fonctionnement par année (12% de la période), correspond à une puissance équivalant à 24% de la puissance de pointe et à une énergie représentant 1,2% de la production. Cependant, elle montre que le fonctionnement de ce système, marqué à certains moments par une très mauvaise disponibilité des moyens de base, n'a pas été efficient à cause de la mauvaise disponibilité de ces équipements de base. En effet, à la place des 1,2% de la production totale devant être produites par les turbines à gaz avec une disponibilité optimale des équipements de base, SENELEC a dû assurer les 15% de la production du réseau interconnecté en utilisant les turbines à gaz, avec un pic de 18% en 2000, pour compenser le déficit de production des unités de base. Le tableau 4 résume l'évolution de la production brute sur la période et la participation des différents groupes à la production du réseau interconnecté.

Tableau 4 : Evolution de la production brute (GWh)

	1999		2000		2001		TOTAL	
Diesel-Vapeur	1 089	84%	974	69%	1 065	67%	3 128	73%
Turbine à gaz	169	13%	259	18%	212	13%	640	15%
Groupes mobiles	29	2%	28	2%	0	0%	57	1%
Achats GTI	7	1%	152	11%	307	19%	466	11%
TOTAL RI	1 294		1 414		1 583		4 292	
AUTRES RESEAUX	52		61		68		181	
AUTRES ACHATS	1		1		0		3	
TOTAL SYSTEME	1 348		1 476		1 651		4 476	

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Energie - Sénélec

Cette utilisation poussée des turbines à gaz, pour compenser l'indisponibilité des unités de base et de ce fait limiter la défaillance du système, a cependant induit des surcoûts importants au niveau des dépenses d'exploitation de SENELEC. En effet, le coût unitaire variable d'exploitation (combustibles et autres éléments de consommation) des turbines à gaz représente 2,5 fois celui des unités de base. Ainsi pour les 15% de la production assurés par ces unités de pointe, les dépenses variables d'exploitation correspondantes ont représenté 29%

³ Confère Annexe 2

des dépenses globales, avec un maximum de 33% en 2000. L'évolution de ces dépenses est illustrée par le tableau 5.

Tableau 5 : Evolution des dépenses variables (MFCFA)

	1999		2000		2001		TOTAL	
Diesel-Vapeur	25 460	70%	21 416	48%	29 920	52%	76 795	56%
Turbine à gaz	9 660	27%	14 819	33%	14 888	26%	39 367	29%
Groupes mobiles	0	0%	1 062	2%	0	0%	1 062	1%
Achats GTI	1 056	3%	7 459	17%	12 321	22%	20 836	15%
TOTAL RI	36 176		44 756		57 129		138 060	
AUTRES ACHATS	2 341		2 662		3 306		8 310	
TOTAL SYSTEME	38 517		47 418		60 435		146 371	

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Energie - Sénélec

L'autre élément illustré par ce tableau est l'évolution prononcée des dépenses variables d'exploitation de SENELEC qui connaissent une croissance moyenne annuelle de plus de 25% au niveau du réseau interconnecté alors que la production ne progresse que de 10,6% en moyenne par année. Cette situation est due en partie au renchérissement des prix des produits pétroliers, suite à la suppression progressive de la subvention sur ces produits et l'évolution des prix sur le marché international, mais également à la situation défailante du système de production.

Une estimation sommaire montre que si SENELEC avait pu maintenir la participation des turbines à gaz à 5% de la production du réseau interconnecté, ce qui était possible avec la mise en service d'une unité de base de 30 MW, elle aurait économisé sur les dépenses d'exploitation variables de la période 1999 – 2001 un minimum de 15,7 Milliards de FCFA, montant largement supérieur aux dépenses d'investissements nécessaires pour un tel équipement. En limitant la participation des turbines à gaz à 1,2% de la production totale, l'économie aurait été de 21,8 Milliards de FCFA, mais il aurait fallu disposer de 60 MW supplémentaires disponibles en équipements de base.

Une estimation similaire pour la centrale de GTI laisse apparaître que si celle-ci avait eu des coûts variables d'exploitation équivalents à ceux des équipements de base de SENELEC, hypothèses qui ont été à la base du choix initial, SENELEC aurait économisé sur ses dépenses d'exploitation variables 9,4 Milliards de FCFA supplémentaires sur la période 1999 - 2001.

Il est aujourd'hui nécessaire d'analyser avec recul toutes les décisions prises par SENELEC lors des dix dernières années dans le but d'avoir une bonne disponibilité des équipements de base⁴. Cette analyse devrait permettre de tirer les enseignements du passé et d'éviter de rééditer les éventuelles erreurs qui ont été commises.

Cette analyse fait ressortir la nécessité d'une mise en adéquation du parc des moyens de production autant pour combler la faible disponibilité des groupes de base existants que pour corriger les décisions d'investissement pour le moins non optimales, mais qui se sont imposées dans le passé en raison de l'urgence. A tous égards, le rajout de 80 à 100 MW de puissance de base apparaît incontournable, en particulier au regard de deux des principaux défis du secteur, à savoir l'approvisionnement en énergie électrique des consommateurs

⁴ Voir Annexe 3

dans des conditions de fiabilité et de sécurité maximum et la réduction du coût du kilowatt-heure.

Situation du transport

Le réseau électrique constitue un monopole naturel. Il est le support des activités de transport et de distribution de l'énergie qui doivent par conséquent être régulées dans le sens de l'efficacité économique. C'est ainsi qu'une bonne gestion des réseaux est importante pour assurer aux consommateurs la fourniture de l'énergie électrique dans de bonnes conditions de qualité et de prix.

Tout réseau d'énergie électrique est soumis à des pertes d'énergie et à des indisponibilités dans le cadre de son fonctionnement normal. Les pertes et les indisponibilités ont une incidence négative sur le coût de fonctionnement, la bonne tenue des équipements et la qualité du service offert au client.

Sénélec a l'exclusivité du transport de l'énergie électrique sur l'ensemble du pays à l'exception des lignes d'interconnexion internationales. La libéralisation progressive du marché de l'électricité au Sénégal est organisée par la loi 98-29 et les dispositions du contrat de concession et du cahier des charges liant l'Etat à SENELEC. Ces dispositions fixent les règles d'accès des opérateurs et les « obligations quantitatives et qualitatives » de SENELEC dans la réalisation du service public et ses relations avec les consommateurs.

Le réseau de transport a comme fonction de servir de support aux échanges d'énergie entre les différentes régions du pays et l'alimentation des grandes entreprises industrielles. Il est concentré dans la zone ouest du pays⁵, principalement dans la région de Dakar. Cette région représente 60% de la consommation nationale en énergie électrique et abrite environ 95% de la capacité de production sur les sites de Bel Air et Cap des Biches.

Au 31/12/2001, le réseau de transport comprenait 364 km de ligne haute tension dont 182 km équipé en 225 kilovolts (kV) et le reste en 90 kV. Le réseau est exploité en 90 kV et la mise en service du réseau issu de Manantali, prévue en 2002, permettra de passer en 225 kV sur la ligne de 124 km reliant Tobène à Sakal. La seule extension enregistrée sur la période concerne la mise en service en 2000 d'une nouvelle liaison 90 kV de 10,5 km entre le site du Cap des Biches et la SOCOCIM.

L'énergie transportée par le réseau Haute Tension (HT) est évacuée vers les installations de distribution à Moyenne Tension (MT) 30 kV via des postes de transformation. SENELEC exploite les six postes HT/MT extérieurs suivants : Cap des Biches, Bel –Air, Hann, Thiona, Tobène, Sakal. Les postes de Bel-Air et Cap des Biches sont principalement des postes élévateurs, installés sur le site des centres de production de même nom. Tous les autres sont des postes abaisseurs alimentant le réseau de distribution 30 kV.

L'analyse des pertes⁶ liées au transport de l'énergie montre une dégradation continue sur la période. Le tableau 6 montre que le niveau des pertes passe de 3,33% de l'énergie reçue par le réseau de transport en 1999 à 4,84% en 2001.

⁵ Confère carte électrique à la dernière page

⁶ Le rendement du transport est le rapport entre l'énergie délivrée par le réseau de transport au réseau de distribution et celle effectivement reçue des unités de production.

Tableau 6 : Evolution du rendement du Transport

	1999	2000	2001
Production brute (GWh)	1286,77	1261,62	1276,89
Production nette (GWh)	1221,73	1200,92	1212,93
Achats (GWh)	7,53	152,49	306,59
Energie distribuée (GWh)	1188,30	1292,60	1446,00
rendement transport	96,7%	95,5%	95,2%
rendement production-transport	91,8%	91,4%	91,3%

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Energie - Sénélec

Cette situation s'explique essentiellement par des conditions de fonctionnement non optimales liées, entre autres aux phénomènes suivants :

- Etat dégradé de certaines lignes lié à la vétusté, à la pollution marine ou chimique ;
- Surcharge de la plupart des postes HT/MT ;
- Faiblesse de la structure du réseau qui engendre des difficultés à avoir un bon plan de tension (insuffisance d'énergie réactive, déséquilibre dans la répartition de puissance, ...)

Ces problèmes trouveront certainement des solutions définitives avec l'extension du parc de production et surtout la mise en service du réseau 225 kV issu de Manantali. Le taux des pertes au niveau du transport peut être réduit au moins de moitié par la résolution des problèmes structurels du réseau, ce qui permettrait de gagner au moins deux points sur le rendement global actuel du système de SENELEC.

Les deux points de perte sur le rendement global représentent un manque à gagner de 67 GWh au niveau des ventes d'énergie, correspondant à près de 5 Milliards au niveau des recettes sur les trois années.

Si les postes de transformations permettent de limiter les effets du mauvais plan de tension HT au niveau de la clientèle, les interruptions de services liées aux incidents, manœuvres et travaux affectent directement la qualité de service.

Les tableaux 7 et 8 montrent que, sur la période 1999-2001, le nombre des interruptions de service liées au transport ainsi que l'énergie non distribuée n'ont pas diminué. Toutefois, en 2001, les interruptions liées aux incidents ont diminué contre une forte augmentation de celles liées aux manœuvres et travaux. Ceci s'explique en partie par les travaux préparatoires au raccordement du réseau HT de SENELEC à Manantali.

Tableau 7 : Statistiques des interruptions de réseaux

	1999	2000	2001
Manœuvres et travaux	150	292	338
Incidents	97	135	129
Total	247	427	467

Tableau 8 : Energie non distribuée suite aux interruptions de réseaux (MWH)

	1999	2000	2001
Manœuvres et travaux	53	58	227
Incidents	389	392	289
Total	442	450	516

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Energie - Sénélec

Il faut noter que des critères ont été retenus pour l'évaluation de la qualité de l'énergie au niveau HT en termes de niveau de tension, fréquence et harmoniques. Cependant, aucune procédure de mesure et collecte des informations n'a été proposée à la Commission contrairement aux dispositions contractuelles.

En définitive, il convient de retenir que, sur la période 1999-2001, les problèmes structurels du réseau de transport persistent. Les efforts faits pour améliorer l'organisation de la conduite du réseau butent sur l'insuffisance des mécanismes de sauvegarde du réseau. SENELEC doit d'abord régler le problème de la coordination des protections entre le réseau et la production pour minimiser les « black out » ou incidents généralisés. Des investissements doivent être faits ensuite pour se doter d'un centre de dispatching plus moderne disposant de moyens de surveillance et de communications adéquats. Enfin, la déconcentration des sites de production devrait être de nature à améliorer notablement la souplesse d'exploitation et la fiabilité du système.

Situation de la distribution

SENELEC a l'exclusivité de la distribution de l'énergie dans un périmètre géographique constitué par l'ensemble des localités électrifiées ou en cours d'électrification à la date d'entrée en vigueur de son contrat de concession, ainsi que les localités que le cahier des charges lui impose d'électrifier. L'ASER est chargée de développer des programmes d'électrification en milieu rural et de lancer des appels d'offres périodiques pour l'octroi de nouvelles concessions à des opérateurs privés dans les zones non électrifiées.

La distribution de l'énergie électrique au niveau de SENELEC se fait par les réseaux Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT). Le réseau MT est exploité avec deux niveaux de tension (30 et 6,6 kV). A Dakar, le réseau 30 kV alimente les cinq postes 30/6,6 kV

suivants pour distribuer l'énergie en 6,6 kV : Usine des eaux, Université, Centre ville, Aéroport Yoff, Thiaroye. Le réseau 30 kV joue aussi un rôle important dans l'alimentation des grandes villes du pays et relie les centrales Saint-Louis et de Kahône au réseau interconnecté. Ainsi les villes de Diourbel, Kaolack, Fatick, M'Bour sont alimentées en 30 kV à partir de Thiona, la ville de Louga à partir de la centrale de Saint-Louis et du poste de Sakal dont un départ 30 kV alimente la vallée du fleuve Sénégal jusqu'à la région de Matam.

A l'état actuel du système d'information de SENELEC, le rendement du réseau de distribution ne peut être évalué de manière séparée du rendement commercial. Sur la base du rendement global (énergie vendue / énergie produite) et du rendement production-transport, le rendement distribution-commercial peut être estimé à environ 85,7% en 1999, 84,9% en 2000 et 85,7% en 2001. Le niveau du rendement commercial représente l'importance de l'énergie consommée par les clients fraudeurs, les clients non facturés et ceux sans consommation mesurable. SENELEC devrait se doter de compteurs de rendement pour avoir une estimation correcte des pertes techniques au niveau de la moyenne tension et une meilleure connaissance de la répartition spatiale des pertes. Toutefois on peut estimer que, vu la vétusté et les surcharges notées au niveau du réseau de distribution, au moins la moitié des pertes est due au réseau qui souffre principalement d'une absence d'investissement de renforcement et d'extension.

En effet, depuis le projet de réhabilitation des réseaux MT (1988-1992), aucun investissement significatif n'a été fait pour le renforcement et la modernisation des réseaux de distribution urbains. Il est donc tout à fait naturel qu'avec le doublement de la consommation BT observé lors des dix dernières années, le réseau soit confronté à des problèmes de capacité de transit. Ces problèmes se manifestent sous forme de goulots d'étranglement en divers points du réseau, de mauvais plan de tension entraînant une dégradation continue de la qualité de service. Il arrive aujourd'hui, dans la région de Dakar, de délester des clients parce que le réseau n'est pas capable de leur acheminer l'énergie nécessaire.

Les tableaux 9 à 12 montrent que si les interruptions dues aux manœuvres et travaux diminuent, celles dues aux incidents ne cessent d'augmenter en terme d'énergie non distribuée. En plus du manque à gagner qu'elle génère, l'augmentation du nombre d'incidents entraîne celle des charges d'exploitation (entretien courant, dépannage, dédommagement des préjudices causés aux clients, ...). Il est cependant difficile d'apprécier l'impact des incidents sur les coûts d'entretien car les informations ne sont pas disponibles de manière exhaustive.

Tableau 9 : Statistiques des interruptions de service dues aux incidents

	1999	2000	2001
Réseau 30kV	1610	1912	2382
Réseau 6,6kV	513	528	956
Total	2123	2440	3338

Tableau 10 : Statistiques des interruptions de service dues aux manœuvres et travaux

	1999	2000	2001
Réseau 30kV	368	358	481
Réseau 6,6kV	349	87	95
Total	717	445	576

Tableau 11 : Energie non distribuée (MWh) suite aux interruptions de service dues aux incidents

	1999	2000	2001
Réseau 30kV	368	358	481
Réseau 6,6kV	349	87	95
Total	717	445	576

Tableau 12 : Energie non distribuée (MWh) suite aux interruptions de service dues aux manœuvres et travaux

	1999	2000	2001
Réseau 30kV	636	1193	657
Réseau 6,6kV	581	358	51
Total	1217	1551	708

Sources Rapports annuels 1999 - 2001 Département Mouvements d'Energie

Néanmoins, l'examen des tableaux de bord existants pour 2000 et 2001 au niveau de SENELEC a permis de relever que dans la région de Dakar :

- la durée moyenne d'une panne au niveau BT est passée de 5h36mn en 2000 à 5h52mn en 2001 ;
- la durée maximale d'une panne au niveau BT est passée de 96h36mn (4jours) en 2000 à 122h25mn (5jours) en 2001 ;
- le temps équivalent de coupure des clients MT est passé de 8h19mn en 2000 à 9h38mn en 2001.

Au niveau des régions, les indicateurs ne sont pas disponibles. Cependant, il convient de noter que la fiabilité de l'approvisionnement des régions de Diourbel, Fatick , Kaolack et de la zone touristique de Mbour n'est pas assurée. Malgré les investissements faits au niveau du réseau MT pour fiabiliser l'alimentation de la ville de TOUBA, une solution définitive ne sera obtenue qu'avec la réalisation de la liaison HT Tobène-Touba. Avec le projet de prolongement de cette ligne jusqu'à Kaolack et celui de la ligne HT Sococim-Mbour, SENELEC dispose des solutions appropriées mais elles ne peuvent être mises en œuvre faute de financement.

De manière générale des plans directeurs et des plans d'action existent pour prendre en charge les problèmes au niveau du réseau. Cependant, les difficultés de financement de l'activité de l'entreprise, qui sont seulement visibles au niveau de la production, n'ont pas épargné le réseau. En effet, les ressources nécessaires à l'exécution des investissements prévus au plan directeur n'ont pu être mobilisées. De même, les actions inscrites au Programme d'Amélioration de la Qualité de Service n'ont pu être exécutées, en termes de volume d'investissements, qu'à hauteur de 23,7% et 27,3% respectivement dans les budgets de 2000 et 2001.

En somme, l'urgence de la situation au niveau de la production ne doit pas faire oublier celle au niveau de la distribution car, à terme, la mise en œuvre des solutions idoines pourra s'avérer beaucoup plus longue et difficile. Il s'agit d'un point essentiel du redressement de l'entreprise qui doit nécessairement accompagner les actions visant à augmenter la capacité de production. Il s'agit aussi d'une condition essentielle pour faire face à la croissance de la demande et atteindre les objectifs commerciaux

Il faut également noter que SENELEC a besoin de mettre en place un système d'information fiable⁷ et d'uniformiser les méthodes de détermination de ses indicateurs de performance comme son cahier des charges l'y oblige.

Situation commerciale

Les ventes de SENELEC ont progressé de 10,4% en moyenne par année en passant de 1.063 GWh en 1999 à 1.295 GWh en 2001. Cette évolution a été surtout soutenue par la Basse Tension (BT) dont les ventes ont augmenté de 15% en moyenne par année contre 4% pour la Moyenne Tension et 11% pour la Haute Tension (HT). Ces éléments sont résumés par le tableau 13.

Tableau 13 : Evolution des ventes par niveau de tension

	1999	2000		2001		TCA 1999-2001
	GWh	GWh	Evolution	GWh	Evolution	
Basse Tension	514	575	12%	675	17%	15%
Moyenne Tension	384	389	1%	418	8%	4%
Haute Tension	165	185	12%	202	9%	11%
TOTAL	1 063	1 149	8%	1 295	13%	10%

Tableau 14 : Evolution de la clientèle par niveau de tension

	1999	2000		2001		TCA 1999-2001
			Evolution	GWh	Evolution	
Basse Tension	373 079	389 982	5%	420 848	8%	6%
Moyenne Tension	961	979	2%	1 002	2%	2%
Haute Tension	4	4	0%	4	0%	0%
TOTAL	374 044	390 965	5%	421 854	8%	6%

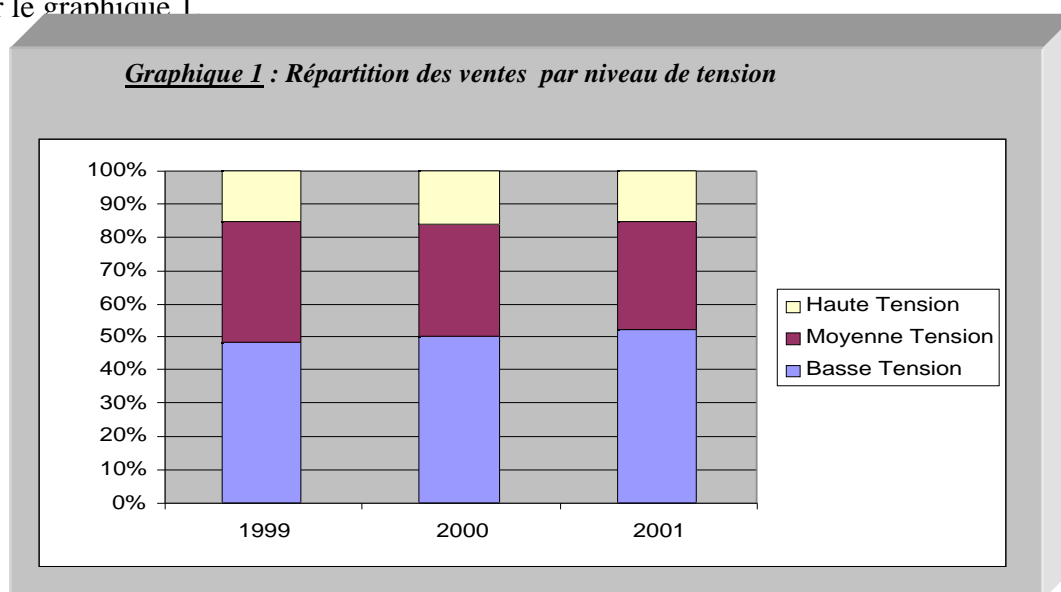
Source : Statistiques commerciales Sénélec

En terme de clientèle, voir figure 14, la croissance a été moins marquée, avec une évolution de 6% pour la basse tension et 2% pour la moyenne tension. Ainsi, la croissance des ventes a été surtout dopée par une augmentation de la consommation moyenne des clients.

Ces taux d'évolution ont renforcé la part des ventes BT par rapport aux ventes globales au détriment de celle des ventes MT alors que la part des ventes HT est restée constante. Sur la période, les ventes BT ont représenté la moitié des ventes globales contre 34% pour les ventes

⁷ Les statistiques fournies par SENELEC diffèrent selon les sources d'information.

MT et 16% pour les ventes HT. La répartition des ventes par niveau de tension est illustrée par le graphique 1



La quasi-totalité de la clientèle est composée de clients Basse Tension, seul un millier de clients est alimenté par SENELEC en Moyenne et Haute Tension.

Au niveau de la Basse Tension, les ventes des usages domestiques et professionnels ont connu la même évolution avec une croissance moyenne annuelle des ventes de 15% contre 8% pour l'éclairage public. Le tableau 15 résume ces évolutions.

Tableau 15 : Evolution des ventes BT par usage

	1999	2000		2001		TCA 1999-2001
	GWh	GWh	Evolution	GWh	Evolution	
Domestique	355	397	12%	469	18%	15%
Professionnel	139	154	11%	183	19%	15%
Eclairage Public	20	24	21%	23	-4%	8%
TOTAL	514	575	12%	675	17%	15%

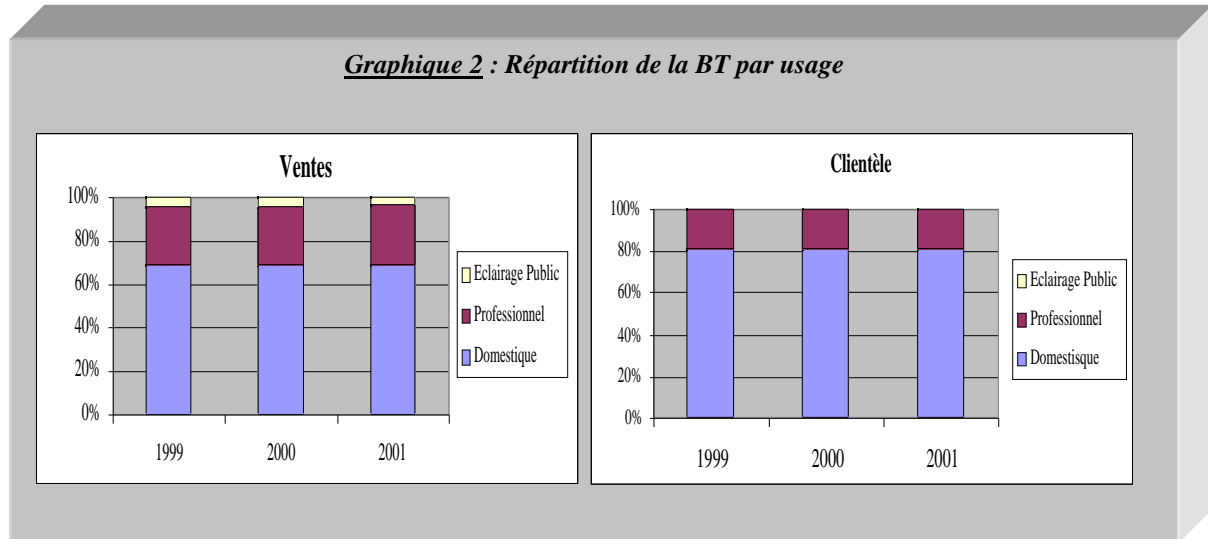
Tableau 16 : Evolution de la clientèle BT par usage

	1999	2000		2001		TCA 1999-2001
			Evolution	GWh	Evolution	
Domestique	302 772	316 971	5%	341 618	8%	6%
Professionnel	70 163	72 853	4%	79 056	9%	6%
Eclairage Public	144	158	10%	174	10%	10%
TOTAL	373 079	389 982	5%	420 848	8%	6%

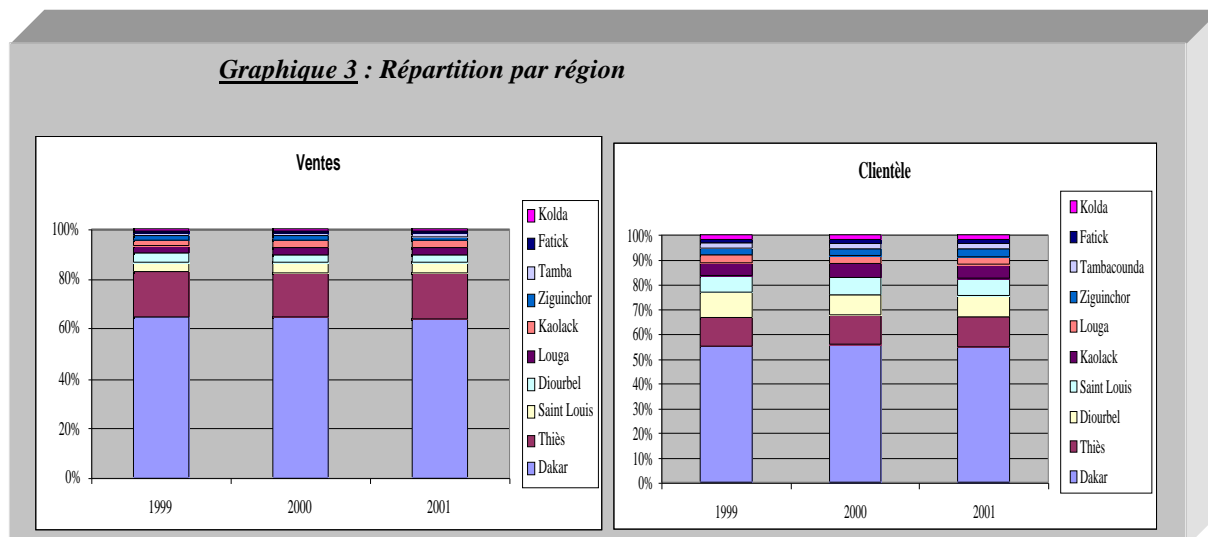
Source : Statistiques commerciales Sénélec

A l'image de la situation globale de la basse tension, la clientèle au niveau des différents usages a évolué moins rapidement que les ventes sauf pour l'éclairage public qui a enregistré une croissance de 10% pour la clientèle contre 8% pour les ventes.

L'utilisation des ventes Basse Tension, telle qu'illustrée par le graphique 2, s'est faite dans les mêmes proportions avec 69% pour l'usage domestique, 27% pour l'usage professionnel et 4% pour l'éclairage public sur toute la période. La clientèle a connu une répartition différente avec plus de 80% pour l'usage domestique.



L'analyse des ventes par région montre une nette prédominance de Dakar et Thiès qui totalisent plus de 80% des ventes globales. Aucune autre région n'a atteint la barre de 5% des ventes avec les régions de Fatick et Kolda qui sont en deçà de 1%. En terme de clientèle, l'ascendance est moins marquée avec 67% pour les régions de Dakar et de Thiès. Cette situation est illustrée par le graphique 3.



Toutefois, à l'exception de la région de Fatick pour laquelle il a été noté une évolution négative sur la période, découlant d'une forte baisse en 2000, toutes les autres régions ont

connu un accroissement important des ventes atteignant plus de 17% pour la région de Tambacounda. Le tableau 17 résume l'évolution des ventes par région.

Tableau 17 : Evolution des ventes par région

	1999	2000		2001		TCA 1999-2001
	GWh	GWh	Evolution	GWh	Evolution	
Dakar	688	745	8%	829	11%	10%
Thiès	197	205	4%	239	17%	10%
Saint Louis	40	47	16%	52	11%	13%
Diourbel	35	37	6%	46	22%	14%
Louga	30	34	16%	37	9%	12%
Kaolack	26	29	13%	35	20%	16%
Ziguinchor	21	23	8%	24	8%	8%
Tamba	11	13	20%	15	14%	17%
Fatick	10	8	-13%	9	13%	-1%
Kolda	7	8	16%	9	17%	17%
TOTAL	1 063	1 149	8%	1 295	13%	10%

Source : Statistiques commerciales Sénélec

L'analyse de la clientèle, résumée par le tableau 18, montre une croissance moins marquée par rapport aux ventes sauf pour la région de Fatick pour laquelle on note une augmentation de la clientèle malgré la baisse de l'énergie vendue.

Tableau 18 : Evolution de la clientèle par Région

	1999	2000		2001		TCA 1999-2001
			Evolution		Evolution	
Dakar	206 341	218 419	6%	231 552	6%	6%
Thiès	43 601	45 875	5%	50 812	11%	8%
Diourbel	37 170	32 425	-13%	36 146	11%	-1%
Saint Louis	24 760	27 026	9%	30 004	11%	10%
Kaolack	19 972	21 545	8%	23 321	8%	8%
Louga	11 675	12 406	6%	13 544	9%	8%
Ziguinchor	10 706	11 435	7%	12 671	11%	9%
Tambacounda	7 761	8 374	8%	8 989	7%	8%
Fatick	6 016	6 827	13%	7 406	8%	11%
Kolda	6 042	6 633	10%	7 409	12%	11%
TOTAL	374 044	390 965	5%	421 854	8%	6%

Source : Statistiques commerciales Sénélec

Source : Statistiques commerciales Sénélec

Situation de l'électrification

La mise en œuvre du plan d'électrification du pays incombe à différents acteurs du secteur électrique. Le Ministre Chargé de l'Energie définit la politique générale et les normes applicables au secteur. SENELEC est astreinte par son cahier des charges à participer à l'amélioration du taux d'électrification en raccordant un nombre minimum de clients⁸ aussi

⁸ Confère obligations de raccordement annexe 4

bien en milieu urbain que rural. Il lui est aussi demandé d'électrifier 32 nouvelles localités à partir du réseau MT existant.

Il s'agissait principalement de :

- réaliser un tronçon de 80 km en ligne 30 kV pour connecter la zone de Matam-Ourossogui au réseau interconnecté en reliant Aere-Lao au départ Keur Momar Sar et électrifier vingt (20) villages traversés ;
- relier la ville de Kolda au réseau 30kV issu de Ziguinchor par une ligne 30 kV et électrifier douze (12) villages traversés.

Ce programme n'a été exécuté qu'à moitié, dix neuf villages ont été électrifiés, quatre sont inscrits dans les programmes en cours (convention 9 et ASER) et onze n'ont pas fait l'objet de travaux suite à des problèmes d'insécurité (zone de Kolda). De même, la ligne MT devant relier Kolda au réseau de Ziguinchor n'a pas été réalisée. *Il faut signaler que tous les travaux ont été exécutés ou le seront sur financement de l'Etat dans le cadre des conventions de maîtrise d'ouvrage déléguée ; les efforts financiers attendus de SENELEC à ce niveau n'ont donc pas été atteints.*

L'ASER est chargée de développer des programmes et de soutenir la réalisation de travaux d'électrification par des opérateurs privés en milieu rural, sur la base du plan d'électrification rurale défini par le Ministère. Toutefois, sur la période 1999-2001, l'ASER était en phase de lancement et d'élaboration de ses programmes. L'Etat a donc alloué des ressources pour électrifier des localités en milieu rural dans le cadre des conventions de maîtrise d'ouvrage déléguée⁹ avec Sénélec. Ces conventions ont concerné respectivement 52 localités (convention 4), 46 localités (convention 5), 43 localités (convention 7), et 120 localités (programme complémentaire). Parmi ces localités, 214 correspondent à de nouvelles électrifications. Ces réalisations ont amené le nombre de villages électrifiés ou en cours d'électrification au niveau national à 597, parmi les 13000 recensés, avec la répartition régionale indiquée au tableau 19 ci dessous :

Tableau 19 : Statistiques des localités rurales électrifiées

Région	Electrifiés	en cours	total
Dakar	27	2	29
Thiès	99	9	108
Saint Louis	99	7	106
Fatick	46	12	58
Kaolack	49	7	56
Kolda	32	6	38
Tamba	23	4	27
Louga	84	9	93
Diourbel	41	6	47
Ziguinchor	30	5	35
Total	530	67	597

⁹ Les conventions en cours de mise en oeuvre sur la période 1999-2001 sont dénommées convention 4,5,7 et programme complémentaire. La convention 6 n'a pu être exécutée par défaut de financement.

Ces réalisations ont aussi eu un impact sur le taux d'électrification en milieu rural qui est passé de 4,7% en 1997 à 7,4% en fin 2001. Une évaluation du taux d'électrification au niveau national, fournie par le tableau 20, montre que les raccordements de clients nouveaux au niveau urbain et rural a permis une progression de 3% au niveau urbain et de 3,5% au niveau national. Elle montre aussi qu'un effort important reste à faire pour rencontrer les objectifs de 2004 dans le périmètre de SENELEC, surtout dans les zones rurales.

Tableau 20 : Evolution du taux d'électrification (1997-2001) et Objectifs 2004

Année		1997	2001	Objectifs 2004
URBAIN	Dakar	58,7%	60,4%	63,3%
	Thiès	44,1%	48,3%	54,5%
	Tivaouane	66,3%	77,1%	80,6%
	Mbour	54,5%	63,5%	61,0%
	Fatick	38,6%	40,3%	43,6%
	Kolda	28,4%	47,4%	39,2%
	Tambacounda	45,6%	52,1%	55,4%
	Kaolack	44,0%	49,3%	54,5%
	Diourbel	42,7%	46,1%	53,3%
	Mbacké	38,8%	47,1%	48,0%
	Louga	61,4%	64,5%	74,0%
	Saint-Louis	63,9%	72,0%	85,1%
	Ziguinchor	28,5%	24,8%	30,5%
	Autres communes	39,5%	42,3%	49,4%
	Ensemble	52,3	55,1	59,1
Rural (Région)	Thiès	6,9%	10,3%	12,2%
	Saint-Louis	5,6%	9,6%	15,6%
	Kaolack	2,1%	3,1%	7,0%
	Diourbel	14,6%	24,2%	19,3%
	Ziguinchor	1,1%	1,7%	8,5%
	Louga	4,2%	6,6%	10,4%
	Tambacounda	0,9%	1,2%	4,5%
	Kolda	0,8%	1,1%	6,5%
	Fatick	1,3%	2,0%	5,7%
		Rural	4,6	7,4
	Rural			11,4%
	Ensemble du pays (SENELEC)	26,8	30,3	34,4
	Ensemble du pays (Sénélec+ASER)			35,0%

Le plan 2002 de l'ASER¹⁰ prévoit de connecter 685 villages ainsi répartis :

- 58 villages ayant une population moyenne de 1810 habitants avec un objectif de raccordement de 5066 clients en 2005 ;
- 89 villages ayant une population moyenne de 678 habitants avec un objectif de raccordement de 1996 clients en 2005 ;
- 538 villages ayant une population moyenne de 186 habitants avec un objectif de raccordement de 2534 clients en 2005 ;

Ceci ne tient pas compte de l'introduction des systèmes décentralisés. Si on tient compte d'un raccordement proportionnel entre 2003 et 2005, l'impact du plan 2002 sera de 1% sur le taux d'électrification en milieu rural. Toutefois, une implication réussie de l'ASER dans la mise en œuvre du Programme d'Action Sénégalais d'Electrification Rurale (PASER) devrait

¹⁰ Source : Rapport annuel 2001 - ASER

permettre de pouvoir atteindre les objectifs fixés par le Gouvernement sénégalais pour le taux d'électrification en milieu rural(15% en 2005 et 30% en 2015).

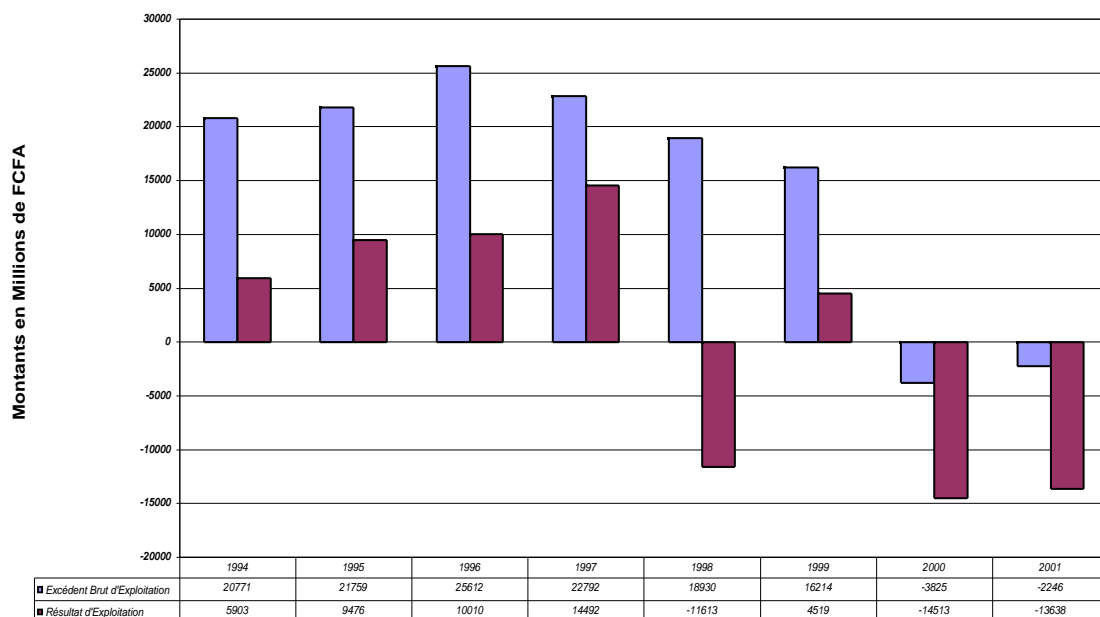
Bilan Financier

Les difficultés rencontrées par SENELEC dans son exploitation technique, marquée par un accroissement considérable des charges par rapport à celui des produits, ont conduit l'entreprise à une situation financière pour le moins préoccupante caractérisée par :

- un déficit structurel de l'exploitation ayant conduit à un excédent brut d'exploitation (EBE) négatif aussi bien en 2000 qu'en 2001 ;
- une accumulation de pertes importantes qui ont absorbé une grande partie du capital social de l'entreprise ;
- un endettement à long terme très important par rapport aux capitaux propres.
- un déficit de trésorerie chronique en dépit de deux augmentations de capital en 2000 et 2001.

Il faut noter que l'entreprise a connu une situation financière difficile dès le début des années 90 avec des pertes d'exploitation en 1992 et 1993. A partir de 1994, le plan de redressement mis en œuvre a conduit à une amélioration des résultats d'exploitation jusqu'en 1998, date à laquelle la perte d'exploitation s'élève à 11 Milliards de FCFA. Il faut toutefois, souligner que la privatisation de SENELEC a été précédée par la mise en œuvre d'un plan de départs volontaires, entièrement financé par la l'entreprise durant l'exercice 1998. Par ailleurs, les comptes de 1998 ont été arrêtés en 1999, alors que SENELEC était gérée par le Partenaire Stratégique qui, en voulant couvrir d'éventuels risques, a procédé à d'importantes provisions. Cette situation est illustrée par le graphique 4.

Graphique 4 : Evolution de l'Excédent Brut et du Résultat d'Exploitation



Il faut également souligner que, pendant longtemps, les comptes de SENELEC n'ont pas été certifiés du fait d'importantes réserves émises par les Commissaires aux Comptes ; ces réserves concernaient alors la quasi totalité des comptes du bilan.

Cette situation a justifié la mise en oeuvre d'actions de redressement comptable, en particulier l'opération d'inventaire des immobilisations en cours. Cette opération concerne l'inventaire physique des immobilisations techniques, le rapprochement des immobilisations non techniques ainsi que la valorisation de toutes les immobilisations.

C'est ainsi que, après plusieurs années de non-certification, les comptes de SENELEC ont été certifiés réguliers et sincères pour l'exercice 1999 avec des réserves sur :

- la fiabilité du fichier des immobilisations ;
- les difficultés dans la valorisation des stocks ;
- l'écart entre la comptabilité générale et la comptabilité auxiliaire Clients ;
- les provisions constituées pour couvrir certains risques ;
- le solde du compte fournisseur ;
- l'écart entre la comptabilité générale et l'auxiliaire des avances sur consommation.

Pour l'exercice 2000, seuls les trois premières réserves subsistent dans le rapport des Commissaires aux Comptes. SENELEC devra donc finaliser rapidement cet inventaire et intégrer les résultats dans ses états financiers afin d'arriver à la certification sans réserve de ses comptes au plus tard pour l'exercice 2002, comme prévu par son cahier de charges.

Analyse du Bilan Comptable

Le total du Bilan de SENELEC a connu une évolution moyenne annuelle de 4,1% sur la période 1999-2001, en passant de 167 Milliards en 1999 à 181 Milliards de FCFA en 2001 ; ceci malgré les deux augmentations de capital pour un montant global de 70 Milliards de FCFA (30 Milliards en 2000 et 40 Milliards en 2001). Cette situation, résumée par le tableau 21, a pour origine une perte record de 75 Milliards de FCFA déclarée par SENELEC en 1998, à la suite des importantes provisions de l'exercice. Les capitaux propres de l'entreprise sont alors devenus négatifs. La reprise de certaines de ces provisions en 1999 a permis de dégager un résultat positif et de relever le niveau des capitaux propres mais ces derniers sont restés insuffisants par rapport aux dettes financières représentant plus de 5 fois les capitaux propres.

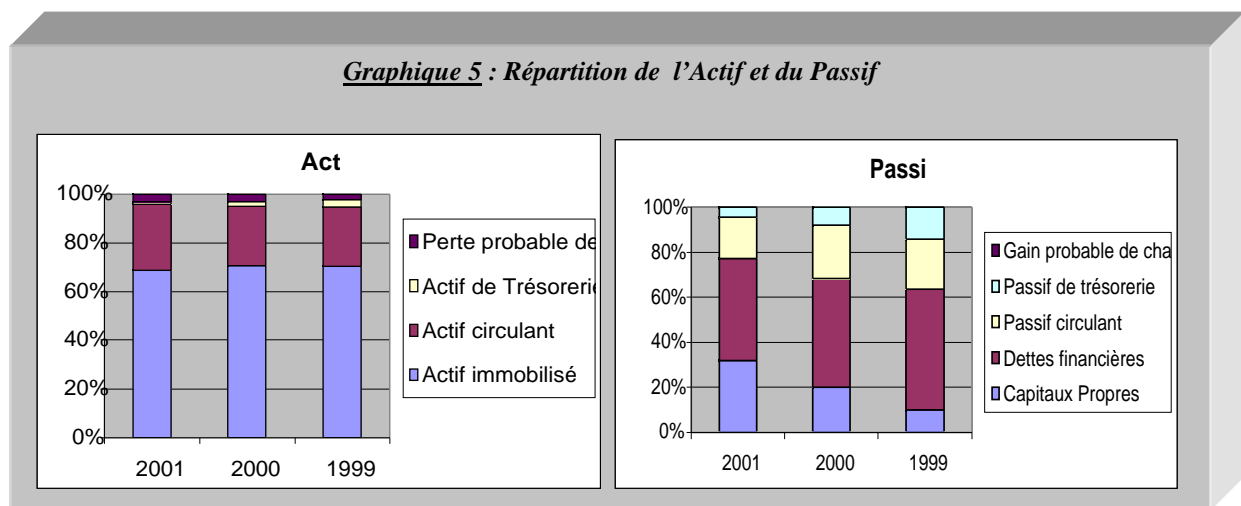
Tableau 21: Evolution des postes du Bilan Comptable (FCFA)

	2001	2000	1999
ACTIF NET	180 736 858 679	172 948 214 070	166 688 764 853
Actif immobilisé	123 976 042 919	122 121 114 267	116 955 230 435
Actif circulant	49 262 550 856	41 880 279 766	41 011 914 034
Actif de Trésorerie	1 709 255 707	3 664 428 536	4 902 050 533
Perte probable de change	5 789 009 197	5 282 391 501	3 819 569 851
PASSIF	180 736 858 679	172 948 214 070	166 688 764 853
Capitaux Propres	57 709 446 469	34 738 069 360	16 555 473 056
Dettes financières	81 732 391 712	83 260 608 366	89 607 599 458
Passif circulant	33 020 097 709	41 392 018 650	37 020 332 273
Passif de trésorerie	8 225 892 708	13 506 675 751	23 490 652 759
Gain probable de change	49 030 081	50 841 943	14 707 307

Source : Etats financiers Sénélec

La première augmentation de capital a été absorbée en partie par la perte de l'exercice 2000 et les capitaux propres sont restés insuffisants par rapport aux dettes financières. La seconde augmentation a également été absorbée en partie par la perte de l'exercice 2001, mais a permis de relever les capitaux propres de l'entreprise à un niveau satisfaisant (Capitaux Propres supérieurs à 40% des ressources stables constituées par les capitaux propres et les dettes financières). La mission d'inventaire des immobilisations, en cours, devrait permettre de dégager des plus-values et de reprendre certaines provisions et ainsi améliorer davantage le bilan comptable de SENELEC.

L'analyse de la répartition des postes du bilan illustrée par le graphique 5, fait ressortir une certaine stabilité au niveau de l'actif avec les immobilisations et l'actif circulant représentant respectivement 70% et 25% de l'Actif total. Au niveau du passif, la part des dettes financières est passée de 54% du passif total à 45%, celle du passif circulant a également baissé de 22% à 18% malgré une petite pointe de 24% en 2000. La part du passif de trésorerie a sensiblement chuté en passant de 14% en 1999 à 5% en 2001. Ces postes ont connu ce repli grâce aux augmentations de capital qui ont porté la part des capitaux propres de 10% du passif total en 1999 à 32% en 2001.



Analyse du Compte des Résultats

Dans l'ensemble, le résultat net de SENELEC sur la période 1999-2001 est négatif avec une perte globale de plus de 16 Milliards de FCFA sur les trois années. A l'exception de l'année 1999, pour laquelle le résultat est positif grâce à des produits exceptionnels et aux reprises de provisions, les résultats ont été déficitaires sur la période. Cette situation, résumée par le tableau 22, résulte d'une croissance plus forte des charges par rapport aux produits.

Tableau 22: Evolution des postes de Résultats (FCFA)

	Exercice 2001**		Exercice 2000		Exercice 1999	
CHARGES	137 972 448 333		130 758 056 996		122 230 678 876	
Activités ordinaires	137 778 498 793	99,86%	129 556 182 240	99,08%	119 991 822 378	98,17%
Exploitation	131 072 977 320	95,00%	124 656 072 565	95,33%	110 990 284 824	90,80%
Opérations financières	6 705 521 473	4,86%	4 900 109 675	3,75%	9 001 537 554	7,36%
Hors Activités ordinaires	192 949 540	0,14%	1 200 874 756	0,92%	2 237 856 498	1,83%
Participation et impôts	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%
PRODUITS	119 840 449 515		116 789 000 324		138 165 546 468	
Activités ordinaires	117 993 586 018	98,46%	114 049 425 852	97,65%	117 281 157 872	84,88%
Exploitation	117 435 048 935	97,99%	110 142 814 064	94,31%	115 509 223 471	83,60%
Opérations financières	558 537 083	0,47%	3 906 611 788	3,35%	1 771 934 401	1,28%
Hors Activités ordinaires	1 846 863 497	1,54%	2 739 574 472	2,35%	20 884 388 596	15,12%
RESULTATS	- 18 131 998 818		- 13 969 056 672		- 15 934 867 592	
Activités ordinaires	- 19 784 912 775	109,12%	- 15 506 756 388	111,01%	- 2 710 664 506	-17,01%
Exploitation	- 13 637 928 385	75,21%	- 14 513 258 501	103,90%	- 4 518 938 647	-28,36%
Opérations financières	- 6 146 984 390	33,90%	- 993 497 887	7,11%	- 7 229 603 153	-45,37%
Hors Activités ordinaires	1 653 913 957	-9,12%	1 538 699 716	-11,02%	18 646 532 098	117,02%

** Chiffres Provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

L'analyse des charges, détaillées par le tableau 23, montre que la tendance haussière a été imprimée par les dépenses en combustibles et fournitures liées qui ont connu un accroissement moyen annuel de plus de 35% sur la période avec 42% en 2000 et 29% en 2001. Cette hausse a cependant été atténuée par la réduction des autres achats et des autres charges qui ont respectivement baissé de 2% et 36% en moyenne par année. De ce fait, malgré l'accroissement des autres postes de charges, l'évolution des charges d'exploitation a été limitée à un taux moyen annuel de 9% sur la période.

Tableau 23: Evolution des Charges (FCFA)

	Exercice 2001**		Exercice 2000		Exercice 1999	
CHARGES						
Matières premières et fournitures liées consommées	61 059 177 540	28,86%	47 382 292 686	41,87%	33 397 627 713	
Autres achats consommés	10 229 091 310	14,91%	8 901 674 165	-26,64%	12 134 653 449	
Transport consommés	732 910 874	-4,09%	764 200 312	19,13%	641 490 168	
Services extérieurs	24 855 999 890	-0,34%	24 941 556 813	2,95%	24 226 235 321	
Impôts et taxes	3 079 129 146	-18,18%	3 763 144 418	35,23%	2 782 830 620	
Autres charges	4 658 970 327	-37,46%	7 449 172 194	-18,16%	9 101 787 479	
Charges de personnel	13 084 956 911	2,50%	12 766 183 239	15,83%	11 021 244 714	
Dotations aux amortissements et aux provisions	13 372 741 322	-28,44%	18 687 848 738	5,67%	17 684 415 360	
Total charges d'exploitation	131 072 977 320	5,15%	124 656 072 565	12,31%	110 990 284 824	
Charges financières	6 705 521 473	36,84%	4 900 109 675	-45,56%	9 001 537 554	
Total charges activités ordinaires	137 778 498 793	6,35%	129 556 182 240	7,97%	119 991 822 378	
Charges H.A.O	192 949 540	-83,93%	1 200 874 756	-46,34%	2 237 856 498	
Participation et impôts	1 000 000	0,00%	1 000 000	0,00%	1 000 000	
TOTAL GENERAL CHARGES	137 972 448 333	5,52%	130 758 056 996	6,98%	122 230 678 876	

** Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

Le détail des produits, fourni par le tableau 24, fait ressortir que la tendance baissière, environ -7% en moyenne par année, est principalement due au montant élevé des reprises de provisions et des produits Hors Activités Ordinaires (H.A.O) de 1999 que l'on ne retrouve pas durant les années suivantes. Durant la période 1999-2001, le chiffres d'affaires de SENELEC a augmenté de 10% en moyenne. Cette hausse est annihilée par la baisse significative des reprises de provisions qui conduisent à une stagnation des produits d'exploitation avec une

croissance moyenne annuelle inférieure à 1%, découlant de la baisse de 5% en 2000 et de l'augmentation de 7% en 2001.

Il faut également noter la subvention d'exploitation enregistrée en 2001 pour un montant de 6 Milliards de FCFA. Une partie de cette subvention (5,3 Milliards de FCFA) représente la compensation versée par l'Etat du Sénégal à SENELEC en contrepartie du gel des tarifs d'électricité. En plus de cette compensation versée à SENELEC, l'Etat du Sénégal a supporté un montant de 14,7 Milliards de FCFA (12,7 Milliards en 2000 et 2 Milliards en 2001) versé à la Société Africaine de Raffinage à la suite du gel des prix des produits pétroliers entre mars 2000 et juillet 2001. Cet effort financier de l'Etat du Sénégal, indépendant de la subvention dégressive supportée entre 1998 et 2000, a permis d'atténuer l'évolution des charges d'exploitation de SENELEC.

Tableau 24: Evolution des Produits (FCFA)

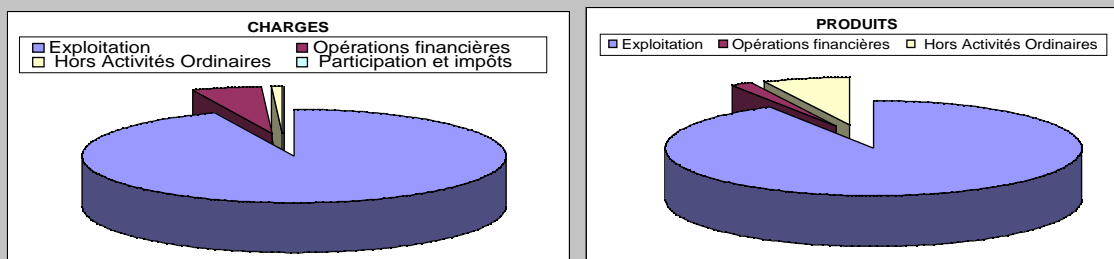
PRODUITS	Exercice 2001**		Exercice 2000		Exercice 1999
	Montant	%	Montant	%	
Ventes d'électricité	94 625 038 380	10,80%	85 400 141 131	9,43%	78 041 570 167
Travaux et services vendus	3 805 107 053	-8,60%	4 163 004 921	33,15%	3 126 575 966
Produits accessoires	55 504 202	-94,40%	991 867 653	3565,70%	27 058 062
Chiffres d'affaires	98 485 649 635	8,76%	90 555 013 705	11,53%	81 195 204 195
Production stockée (ou destockage)	-	-	-	-	-
Production immobilisée	9 555 959 552	22,80%	7 781 859 772	-18,87%	9 591 471 864
Subventions d'exploitation	6 112 001 581	-	-	-	-
Autres Produits	1 300 620 114	-65,83%	3 806 296 265	-79,68%	18 733 934 540
Reprises de provisions et transfert de charges	1 980 818 053	-75,24%	7 999 644 322	33,58%	5 988 612 872
Total produits d'exploitation	117 435 048 935	6,62%	110 142 814 064	-4,65%	115 509 223 471
Produits financiers	558 537 083	-85,70%	3 906 611 788	120,47%	1 771 934 401
Total produits activités ordinaires	117 993 586 018	3,46%	114 049 425 852	-2,76%	117 281 157 872
Produits H.A.O	1 846 863 497	-32,59%	2 739 574 472	-86,62%	20 473 893 016
TOTAL GENERAL PRODUITS	119 840 449 515	2,61%	116 789 000 324	-15,22%	137 755 050 888

** Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

Ainsi, la répartition des charges sur la période, telle qu'illustrée par le graphique 6, a été de 94% pour les charges d'exploitation et de 5% pour les charges liées aux opérations financières. Au niveau des produits, les importantes reprises de provisions en 1999 ont conduit à un montant assez élevé des produits H.A.O. La répartition des produits a donc été de 91% pour les produits d'exploitation, 2% pour les produits des opérations financières et 7% pour les produits HAO.

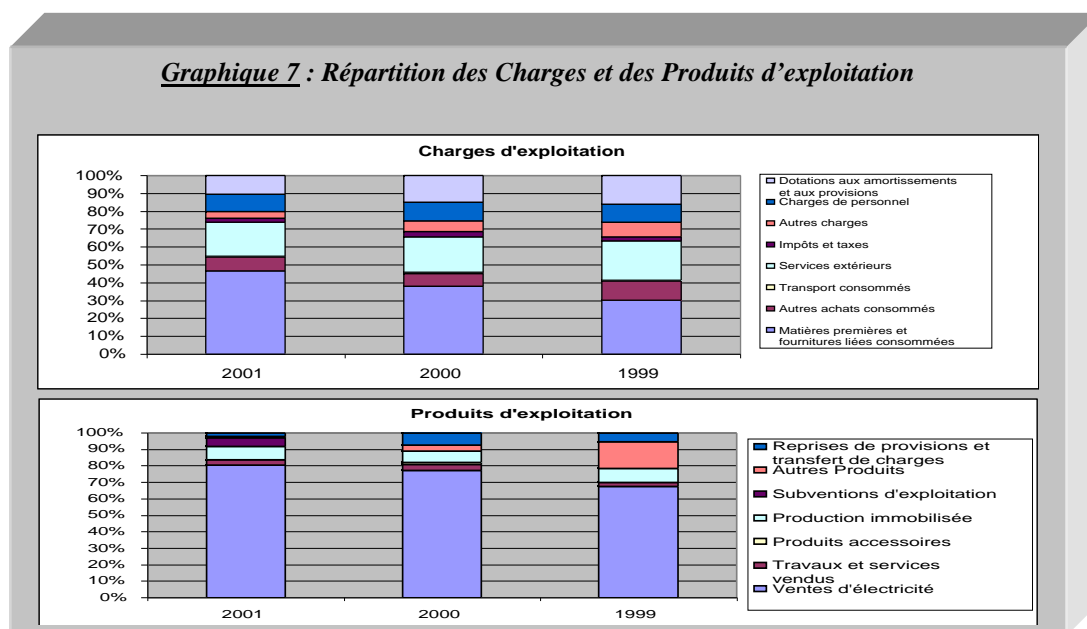
Graphique 6: Répartition des Charges et des produits



La répartition des charges et produits d'exploitation qui renseigne mieux sur le fonctionnement de l'entreprise, illustrée par le graphique 7, fait ressortir une progression

continue de la part des dépenses en matières premières et fournitures liées (combustibles) au niveau de charges et celle des ventes d'électricité au niveau des produits.

La part des dépenses en combustibles est passée de 30% des charges d'exploitation en 1999 à 47% en 2001 alors que celle du chiffre d'affaires a évolué de 72% des produits d'exploitation à 84% sur la même période. Le ratio dépenses en combustibles sur chiffre d'affaires a évolué de 41% en 1999 à 52% en 2001.



Analyse du financement des emplois

L'examen du tableau des emplois et ressources de SENELEC, résumé par le tableau 25, fait ressortir une baisse continue du montant des investissements et une augmentation sensible de la variation des Besoins de Financement de l'Exploitation due au gonflement du stock des créances clients. Il démontre également une absence de capacité d'autofinancement de l'entreprise, à l'exception de l'année 1999, et une baisse des nouveaux emprunts. De ce fait, l'essentiel des emplois de la période 1999-2001 a été financé par l'apport de capitaux propres, 71% des ressources, à travers des augmentations de capital et des subventions d'investissements. Les nouveaux emprunts représentent moins de 24% des ressources et l'autofinancement 4%.

Tableau 25 : Evolution des Emplois et Ressources (FCFA)

	2001**	2000	1999
EMPLOIS			
Investissement	15 406 421 714	19 072 173 286	26 731 734 531
Variation BFE	14 528 017 360	- 2 717 636 396	- 18 249 209 041
Emplois/Ressources (BF. H.A.O.)	1 080 916 466	- 857 953 521	1 286 724 385
Remboursement Emprunts	6 022 654 187	17 364 037 702	47 550 363 354
Total Emplois à financer	37 038 009 727	32 860 621 071	57 319 613 229
RESSOURCES			
Autofinancement	- 6 596 140 667	- 7 413 753 224	19 449 508 162
Capitaux Propres	42 877 585 808	33 720 171 079	12 102 469 051
Nouveaux Emprunts	4 231 056 729	15 300 558 227	9 984 484 551
Total Ressources de financement	40 512 501 870	41 606 976 082	41 536 461 764
SOLDE	3 474 492 143	8 746 355 011	- 15 783 151 465

** Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

Analyse des soldes et des ratios financiers

L'injection, par les actionnaires, des nouveaux capitaux propres, à travers les augmentations de capital, a permis de rétablir en 2001 l'équilibre financier de SENELEC, avec un fonds de roulement qui redevient positif. De plus, la capacité d'endettement et l'autonomie financière ont été restaurées en ramenant les ratios de financement à des niveaux acceptables.

Concernant les ratios de trésorerie, une évolution favorable est notée avec des valeurs correctes en 2001, à l'exception de la trésorerie immédiate qui reste toujours précaire.

La rentabilité, par contre, demeure inexistante avec des ratios négatifs aussi bien sur le plan économique que sur le plan financier, même si une légère amélioration est notée. Les mesures d'ajustements tarifaires mises en place en début 2002 devrait permettre de rétablir la rentabilité des activités de l'entreprise. Les différents ratios sont résumés par le tableau 26.

Tableau 26: Evolution des ratios

	2001	2000	1999
FINANCEMENT			
Autonomie financière (FP/FE)	0,47	0,25	0,11
Capacité d'endettement (DLT/FP)	1,42	2,40	5,41
TRESORERIE			
Trésorerie immédiate (D/ECT)	0,04	0,07	0,08
Trésorerie relative (D+RCT/ECT)	1,27	0,80	0,73
Liquidité (M/ECT)	1,37	0,92	0,82
RENTABILITE			
Economique (EBE/A)	-0,01	-0,02	0,05
Financière 1 (BN/FP)	-0,31	-0,40	0,96
Financière 2 (RE/CA)	-0,14	-0,16	0,06

FP : Fonds Propres ; FE : Endettement Global ; DLT : Dettes à Long Terme ; D : Disponible
 ECT : Exigible à Court Terme ; RCT : Réalisable à Court Terme ; M : Mobilisé
 EBE : Excédent Brut d'Exploitation ; A : Actif Total ; BN : Bénéfice Net ;
 RE : Résultat d'Exploitation ; CA : Chiffres d'Affaires

La situation de la rentabilité s'explique par le niveau des soldes intermédiaires d'exploitation qui, sauf pour 1999 qui ne peut pas être considérée comme une année de référence à cause des importantes reprises de provisions, ont été négatifs sur la période à l'exception du résultat hors activités ordinaires. Le tableau 27 résume l'évolution de ces soldes.

Tableau 27: Evolution des soldes intermédiaires

	2001**	2000	1999
Chiffres d'affaires	98 485 649 635	90 555 013 705	81 195 204 195
Valeur ajoutée	10 838 951 795	8 941 129 154	27 235 985 849
Excédent Brut d'Exploitation	- 2 246 005 116	- 3 825 054 085	16 214 741 135
Résultat d'exploitation	- 13 637 928 385	- 14 513 258 501	4 518 938 647
Résultat financier	- 6 146 984 390	- 993 497 887	- 7 229 603 153
Résultats des Activités Ordinaires	- 19 784 912 775	- 15 506 756 388	- 2 710 664 506
Résultats Hors Activités Ordinaires	1 653 913 957	1 538 699 716	18 236 036 518
Résultat Net	- 18 131 998 818	- 13 969 056 672	15 524 372 012

** Chiffres provisoires

Source : Etats financiers Sénélec

CONTRIBUTION SUR LES GRANDS DOSSIERS

Les activités traitées dans cette partie du rapport procèdent des attributions consultatives conférées à la Commission de Régulation par la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité. Se fondant sur la bonne connaissance du secteur qu'a le personnel de la Commission, pour avoir conduit la première privatisation de SENELEC et la réforme du secteur de l'énergie dans sa globalité, le Gouvernement a requis son concours dans la mise en oeuvre des grands dossiers suivants :

- la rupture du partenariat Etat du Sénégal/Hydro-Québec International-Elyo ;
- la seconde privatisation de SENELEC ;
- le volet Energie du Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD).

La rupture du premier partenariat

En 1999, le Gouvernement du Sénégal a procédé , à l'issue d'un appel d'offres international, à la privatisation de la Société Nationale d'Electricité du Sénégal par la cession de 34% des actions de cette entreprise à un Partenaire Stratégique (PS) constitué par un Consortium Hydro-Québec International/Elyo. Le Partenaire Stratégique est entré en fonction le 31 mars 1999. En raison des difficultés que le secteur a continué de rencontrer en particulier la persistance des délestages, le Gouvernement du Sénégal et le Consortium HQI-Elyo ont pris la décision, le 21 septembre 2000, d'une rupture à l'amiable de leur partenariat suivant un procès verbal établi à cette date.

Un Comité Paritaire, composé de quatre (4) représentants pour chaque partie, a été mis en place et la commission a apporté sa contribution au travail de ce comité. Le Comité disposait d'un délai de trois (3) mois pour mener à bien la séparation à l'amiable en préservant les intérêts des deux parties. Au terme des négociations qui se sont déroulées à Dakar, un Contrat de Cession d'actions entre l'Etat du Sénégal et la Sénégalaise d'Investissement a été signé, le 02 janvier 2001, par lequel l'Etat rachetait la totalité des actions détenues par le Groupe Elyo-Hydro-Québec.

Les raisons de la rupture

18 mois après l'entrée en fonction du Partenaire Stratégique, les objectifs visés par la privatisation n'ont pas été atteints.

Un grand retard a été enregistré dans la réalisation des obligations du contrat de concession relatives au programme de remise à niveau et de développement du parc de production. En conséquence, la situation de dégradation du parc de production s'est aggravée, ce qui a entraîné une persistance des délestages au détriment des ménages et de l'économie nationale.

Cela tenait en partie à l'absence d'actionnaire de référence au niveau de la Sénégalaise d'Investissement formé par Hydro-Québec-International et Elyo pour jouer le rôle de partenaire stratégique. De ce fait, chacune des deux parties, professionnelles de l'électricité et ayant des intérêts industriels et commerciaux différents, était tentée d'imposer des options techniques favorables à son groupe, en particulier au niveau de la production.

Une autre difficulté était liée au fait que le Partenaire Stratégique ne détenait que 34% du capital, donc minoritaire dans le capital social, mais devait, malgré tout avoir, aux termes des dispositions contractuelles, la pleine responsabilité de la recherche, de la mise en place et de la garantie du financement des investissements.

La seconde opération de privatisation

A la suite de la rupture du premier partenariat, le Gouvernement du Sénégal a réitéré son option pour une libéralisation et une implication accrue du privé dans le secteur de l'électricité. La Commission, conformément aux attributions consultatives que lui confère la loi n°98-29, a participé activement aux travaux relatifs à la seconde privatisation dans le cadre des structures créées à cet effet, à savoir le «Comité Technique Ad Hoc chargé de la privatisation de SENELEC » et la « Commission Technique d'évaluation des offres pour la privatisation de SENELEC ».

La seconde privatisation de SENELEC a été lancée le 10 juillet 2001 avec la publication de l'appel d'offres international. Deux candidats ont soumis des offres, à savoir AES Frontier Ltd et le groupement VIVENDI Environnement / ONE. A la suite de l'évaluation des offres techniques et financières des candidats, le groupement Vivendi Environnement / ONE a été déclaré adjudicataire provisoire. Conformément au Dossier d'Appel d'Offres, des discussions ont été engagées successivement avec l'adjudicataire provisoire, puis avec le candidat classé second.

Au préalable, la Commission a apporté une contribution significative dans la phase de redéfinition des principales orientations entamées avec l'organisation, les 22 et 23 février 2001, des Journées de l'Energie ; ainsi que sur le choix des mesures d'accompagnement à mettre en œuvre dans le cadre de l'assainissement de la situation financière de SENELEC.

Principales orientations de la seconde privatisation

Le souci du Gouvernement est de responsabiliser SENELEC, et au-delà le Partenaire Stratégique.

- a) dans le but de clarifier les rôles et les responsabilités des différents acteurs, le Gouvernement a opté pour une nouvelle géographie du capital en décidant de céder 51% des actions de SENELEC au Partenaire Stratégique;
- b) il est apparu impératif, pour sécuriser l'opération de privatisation, de modifier la structure de la transaction en combinant cession d'actions et augmentation de capital, c'est-à-dire accepter qu'une partie des fonds versés par le Partenaire Stratégique reste dans l'entreprise par le biais d'une augmentation de capital (souscrite par le seul Partenaire Stratégique) pour servir au financement des investissements tout en améliorant les fonds propres et donc la capacité d'endettement de SENELEC. Ainsi, la prise de participation du Partenaire Stratégique de 51% du capital social de SENELEC comprend, d'une part, une augmentation de capital égale à 30% du montant total à payer par le Partenaire Stratégique et d'autre part, une cession d'actions d'un montant égal à 70% de ce montant ;
- c) l'opération prévoit que le Partenaire Stratégique s'engage pleinement à réaliser un programme d'investissement minimum qui sera contractuel et à mobiliser, à cet effet, les financements requis ;
- d) l'Etat a décidé la mise en concession des actifs de SENELEC. Les options retenues dans le cadre de la concession se traduisent par la modification du régime de propriété des biens. Par ailleurs, l'option de la production indépendante généralisée ne sera plus envisagée à court et moyen terme, ce qui implique la suppression de l'interdiction faite à Sénélec de construire de nouvelles installations de production.

Mesures d'accompagnement

- a) finalisation des opérations d'inventaire physique des immobilisations de SENELEC qui devrait permettre de dégager une survaleur globale de 28 milliards;
- b) augmentation de capital en numéraire avant l'opération de privatisation pour un montant de 40 milliards de F CFA

La mise en œuvre du schéma adopté pour la seconde privatisation, fondée sur le régime de concession, a nécessité la modification du régime de propriété des installations existantes et à construire mais également des dispositions législatives concernant le développement de la production.

Réaménagement de la loi n°98-29

L'article 19, alinéas 4 et 5, de la loi 98-29 ainsi que son Chapitre IV ont été abrogés et remplacés par la loi 2002-01 du 10 janvier 2002 pour instaurer les nouveautés suivantes :

Régime de propriété des installations : Les lignes électriques qui avaient été extirpées du domaine public artificiel de l'Etat ainsi que les centrales de production seront désormais la propriété de l'Etat. L'Etat les met à la disposition du concessionnaire, à savoir SENELEC, et les reprendra à la fin de la concession si le contrat n'est pas renouvelé. Les conditions de mise à disposition des installations par l'Etat sont précisées dans le Contrat de Concession de SENELEC.

Développement de la production : Il est également retenu au titre des modifications de la loi n° 2002-01, à la différence de la loi 98-29, que SENELEC peut désormais développer de nouvelles centrales électriques en concurrence avec des producteurs indépendants. Ainsi, SENELEC peut aller en compétition avec des producteurs indépendants pour le développement des installations nouvelles de production. Dans ce cas, la Commission met en œuvre le processus d'appel d'offres.

Nouveau Partenariat pour le développement de l'Afrique (NEPAD)

Depuis décembre 2001, la Commission est impliquée dans la prise en charge du volet Energie confié au Président de la République du Sénégal dans le cadre du NEPAD. Le Président de la Commission a coordonné les différents travaux relatifs au volet Energie, sous l'autorité du Ministre des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique et en liaison avec la Délégation Générale au NEPAD. Il a été appuyé par deux conseillers techniques du Ministère et d'un expert de la Commission.

Au titre de l'année 2001, les travaux suivants ont été menés :

- Identification des projets prioritaires du Sénégal dans le domaine de l'énergie ;
- Réflexion sur la définition du « gap » ;
- Préparation de la réunion des Ministres en charge de l'Energie, de l'Environnement, des Infrastructures et des Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication de la CEDEAO sur le NEPAD.

Au titre de l'année 2002, les travaux devront continuer sous la coordination du Président de la Commission avec un agenda devant mener au sommet de chefs d'états africains avec le G8 au Canada. Les principales tâches programmées sont les suivantes :

- Coordonner le travail d'identification des projets dans l'espace CEDEAO en vue de la réunion des Ministres;
- Confection de fiches projets et d'un projet de document de travail pour la conférence avec les investisseurs privés prévu à DAKAR avant le sommet avec le G8;
- Participer à la préparation du sommet avec le G8.

Dans le cadre de ses attributions consultatives, la Commission a donc mis à la disposition du NEPAD son expertise, des ressources humaines et financières, pour contribuer à la mission de coordination et de pilotage confiée au Président de la République du Sénégal. Elle est intervenue, en particulier, dans la préparation de la réunion des Ministres en charge de l'Energie, de l'environnement, des infrastructures et des Nouvelles Technologie de l'Information et de la Communication de la CEDEAO sur le NEPAD et celle de la Conférence sur la participation du secteur privé au financement du NEPAD.

Réunion des Ministres en charge de l'Energie, de l'environnement, des infrastructures et des NTIC de la CEDEAO sur le NEPAD (Dakar le 28 janvier 2002)

La Commission a participé à la mission pluridisciplinaire d'experts dépêchée par le gouvernement sénégalais au siège de la CEDEAO du 17 au 20 janvier 2002 afin de préparer la réunion des Ministres. Cette mission avait permis de définir un projet d'ordre du jour, un canevas pour les documents de travail ainsi que les modalités d'organisation de la réunion.

Par la suite, le Président de la Commission, pour le compte du MMEH, a présidé la réunion des experts préparatoire à la réunion des ministres du 26 au 27 janvier à Dakar.

Conférence sur la participation du secteur privé au financement du NEPAD (Dakar, 15-17 avril 2002)

La Commission a coordonné pour le compte du Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique (MMEH), les travaux préparatoires relatifs au volet ENERGIE. C'est ainsi que le Président de la Commission a dirigé un groupe de travail comprenant deux conseillers techniques du Ministère et un expert de la Commission.

La Commission a participé aux différentes réunions convoquées par le Président de la République, le Ministre de l'Equipeement ou le Délégué Général au NEPAD dans le cadre de la préparation. Elle a participé aux discussions avec la Banque Africaine de Développement (BAD) du 18 au 20 mars en vue de recueillir des informations pour renseigner les fiches projets à soumettre au secteur privé. Elle a préparé un rapport intitulé « Secteur Energie : Etat des lieux et des projets » qui, après validation par le groupe de travail, a constitué le document de travail de la conférence.

Elle a ensuite, en liaison avec le Centre de Suivi Ecologique, élaboré les cartes illustrant les projets NEPAD relatifs aux sous-secteurs de l'électricité et des hydrocarbures.

Elle a enfin, avec le MMEH, animé un stand de présentation des projets en marge de la conférence des investisseurs.

ACTIVITES DE REGULATION

Bien que la Commission n'a été tout à fait opérationnelle qu'en 2001, elle a, dans l'exécution de sa mission, assuré, entre autres tâches, les activités suivantes :

- Le contrôle et le suivi des obligations contractuelles de SENELEC ;
- La supervision des appels d'offres de production indépendante;
- La régulation tarifaire ;
- La mise au point du règlement du service de l'électricité ;

Suivi des obligations contractuelles de SENELEC

Diverses obligations ont été prévues pour SENELEC dans son contrat de concession et de licence. Ces obligations contractuelles peuvent se résumer en trois parties :

- Les documents à élaborer dans un délai donné et à soumettre à la Commission pour approbation ;
- Les normes à respecter et les incitations contractuelles à supporter si ces normes ne sont pas respectées ;
- Les informations et documents à fournir à la Commission pour la vérification des pratiques de SENELEC.

La revue des obligations de SENELEC¹¹, pour le respect des dispositions du contrat de concession et de son cahier des charges, montre qu'il reste encore des obligations, en terme de documents à soumettre à la Commission et d'informations à fournir, à respecter.

De plus, SENELEC n'a pas encore fourni à la Commission toutes les informations permettant de s'assurer qu'elle respecte les normes des conditions de service et que les incitations contractuelles liées à ces normes sont régulièrement calculées et versées au besoin aux bénéficiaires. Il faut signaler que d'après la définition des périodes caractéristiques de gestion donnée par les documents contractuels, toutes les incitations contractuelles sont exigibles depuis le 31 mars 2001.

SENELEC avait également la possibilité, dans un délai de 30 mois à compter de l'entrée en vigueur de son contrat de concession et de licence, de rétablir sa capacité de production sur la base d'un programme unique approuvé par la Commission. Il faut signaler à ce sujet qu'aux termes de la loi, avant la modification intervenue en janvier 2002, SENELEC ne pouvait recourir qu'à la capacité installée au moment de la signature du contrat de concession pour produire de l'électricité

Face à la recrudescence des délestages, la Commission a interpellé SENELEC à plusieurs reprises au sujet du rétablissement de la capacité de production. Elle a également organisé, en août et septembre 2000, une série d'audiences sur le thème « Défaillances dans le système de production de l'électricité conduisant à une forte dégradation de la continuité du service dans le réseau interconnecté »¹².

¹¹ Voir Annexe 4

¹² Voir Annexe 5

Les audiences organisées ont permis d'entendre les organisations patronales, les gros clients et les responsables de Sénélec concernés par la question des délestages ; ainsi que le Directeur technique de GTI-Dakar. Pour chaque audience, il a été procédé à l'identification précise des difficultés rencontrées et à la formulation de solutions concourant à l'élimination des perturbations observées dans la production d'énergie électrique.

Supervision des appels d'offres

En vertu des dispositions des textes régissant le secteur de l'électricité, la Commission est chargée de veiller au respect des principes d'équité, de transparence et de non-discrimination des procédures d'appel d'offres pour la construction de nouvelles centrales de production. En application de ces dispositions, SENELEC a transmis, en janvier 2001, à la Commission, le dossier fixant les conditions de pré-qualification qu'elle entend retenir pour les candidats soumissionnaires à l'appel d'offres pour la réalisation d'une centrale BOO de 100 MW, aux fins d'approbation.

La Commission a donné un avis favorable à la poursuite du processus, après avoir suggéré l'intégration dans le Cahier des Charges de l'appel d'offres des éléments suivants :

- Des critères de respect des conditions de délivrance de la licence de production à l'adjudicataire final de l'appel d'offres. La commission a fait observer que la délivrance de cette licence n'est automatique que sous réserve du respect des critères requis pour l'octroi. Aussi, la commission a invité SENELEC à ce que la vérification des conditions à remplir par les demandeurs se fasse en amont du processus de l'appel d'offres, plus précisément concomitamment à la phase d'examen des critères de pré-qualification.
- Une formule combinant les obligations de moyens et les obligations de résultats doublées d'un calendrier strict d'exécution des investissements. Ceci, dans le but de rechercher un maximum d'efficacité en évitant des retards excessifs et anormaux de mise en service de l'investissement envisagé.

SENELEC a, par la suite, transmis à la Commission le rapport de la Sous-Commission technique de sa Commission des marchés, chargée de l'examen et de l'analyse des différents dossiers de pré-qualification présentés par les candidats. Sur 45 dossiers retirés, 11 dossiers de soumission ont été enregistrés à la date limite de dépôt. Au terme de son analyse, la Commission a donné un avis favorable sur les conclusions de la Commission des marchés de SENELEC relatives à la pré-qualification sur le plan technique des soumissionnaires tout en proposant à SENELEC de se faire assister par un consultant qualifié aussi bien dans la phase appel d'offres que pendant la négociation du PPA.

Cette opération n'a pas été menée à son terme puisque suspendue en raison de la reprise du processus de privatisation. En effet, le nouveau schéma de privatisation adopté prévoit, au titre des obligations contractuelles du nouveau cahier des charges de SENELEC, un programme minimum en matière de renforcement du parc de production qui intègre la mise en service d'une nouvelle centrale comprenant deux tranches de 30 MW chacune à mettre en service respectivement en 2003 et 2005.

Régulation tarifaire

Les tarifs de SENELEC, aujourd'hui soumis à régulation, sont régis par l'article 28 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, par le décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires et par les stipulations du contrat de concession signé le 31 décembre 1999 entre la République du Sénégal et SENELEC, notamment son article 36 et l'article 10 du cahier des charges.

Les ajustements tarifaires sont autorisés à SENELEC à condition qu'en fixant ses tarifs de vente, elle ne dépasse pas un prix plafond découlant du montant maximum de revenus autorisés en application de la formule de contrôle des revenus définie à l'article 10 du cahier des charges de son contrat de concession¹³. La Commission est chargée de veiller à l'application de ces dispositions et SENELEC a introduit auprès d'elle trois demandes d'ajustement tarifaire durant la période 1999-2001.

Entre février et mai 2000, une série de correspondances a été échangée par SENELEC et la Commission concernant une requête d'ajustement tarifaire de 14,5% qui a été ramenée, par la suite, à 5%. Cette demande était surtout basée sur la dégradation de la situation financière de SENELEC consécutive à l'augmentation des prix des produits pétroliers, le fonctionnement en base des groupes de production de pointe (turbines à gaz) et les travaux de réhabilitation du parc de production visant à mettre fin aux délestages. Ces requêtes ont été déclarées irrecevables par la Commission soit dans la forme, éléments justificatifs de l'application de la formule de contrôle de revenu non fournis, soit dans le fond car ne respectant pas le montant maximum autorisé par l'application de cette formule.

En novembre 2000, SENELEC a introduit une nouvelle requête dans laquelle elle demandait une augmentation minimum de 20% des tarifs et une révision exceptionnelle de la formule de contrôle des revenus. Cette demande a également été déclarée irrecevable par la Commission car non conforme aux résultats de l'application de la formule de contrôle des revenus et aux dispositions des documents contractuels. Ces documents stipulent que la durée contractuelle de la formule couvre les cinq premières années de la concession et qu'elle ne peut être révisée avant la fin de cette période qu'en cas « *d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de SENELEC et de la Commission, affectant un ou plusieurs des 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 des revenus inadaptée* ». De ce fait, SENELEC a été appelée à démontrer, dans le cadre d'une étude sur les coûts, l'inadéquation entre la formule de contrôle des revenus et les déterminants de ses coûts.

Une nouvelle requête d'ajustement tarifaire de 7,2% a été reçue de SENELEC en mars 2001. Celle-ci n'a pas été recevable dans la forme en l'absence d'une documentation consistante sur l'énergie vendue et les recettes collectées en 2000 et sur les prévisions de vente de 2001. SENELEC a été donc invitée à fournir ces éléments manquants mais aucune réaction n'a été enregistrée à la suite de cette correspondance.

Le tableau 23 résume le montant des revenus autorisés par l'application de la formule et des revenus effectivement perçus par SENELEC.

¹³ Le détail de la formule est fourni à l'annexe 6

Tableau 28 : Evolution des revenus autorisés et perçus

	1999	2000	2001
Revenus maximum autorisés (MFCA)	77 388	83 259	99 206
Revenus perçus (MFCFA)	78 430	85 154	94 951
Différence de revenus (MFCFA)	+1 162	+2 113	-4 744
Energie vendue (GWh)	1 063	1 149	1 295
Prix moyen de vente de Sénélec (F/kWh)	73,78	74,11	73,32
Prix moyen maximum autorisé (F/kWh)	72,82	72,12	76,59
Evolution maximale des prix (%)**		-2,23	+3,35

** Prix moyen maximum autorisé pour l'année en cours rapporté au prix moyen de vente réel de l'année précédente.

En plus des demandes d'ajustement tarifaire, SENELEC a envisagé d'appliquer, pour compter du 1er juillet 2000, des frais de retard de 13% sur le montant de toute facture dont le paiement n'aura pas été effectué à la date d'échéance. Dès que cette information est revenue à la Commission, elle a réagi en demandant à SENELEC de surseoir à cette décision qui ne repose sur aucun fondement juridique au regard des dispositions du contrat de concession de SENELEC et son cahier des charges. Si ces textes autorisent à SENELEC de percevoir des frais de coupure et de remise du courant en cas de non-paiement des factures et n'assujettissent la remise du courant qu'au paiement des factures en question, ils ne prévoient aucune disposition autorisant SENELEC à appliquer une pénalité de retard.

Le problème des tarifs a constitué un élément important dans les relations entre la Commission et SENELEC qui a remis en question, à certains moments, l'adéquation de la formule de contrôle des revenus par rapport à l'objectif d'assurer à SENELEC une rentabilité normale, un redressement et un développement lui permettant de faire face à ses obligations de service public. Toutefois, les dispositions légales et contractuelles, signées par SENELEC en toute connaissance de cause, se sont imposées à la Commission dans le traitement de ces questions.

Mise au point du Règlement du Service

L'article 33 du Contrat de Concession prévoyant la consultation des organisations patronales et des associations de consommateurs, le projet de règlement du service a été transmis, en mai 2000, aux groupements que sont l'Association de Défense des Usagers de l'Eau, de l'Electricité, des Télécommunications et des Services, l'Association des Consommateurs du Sénégal, la Confédération Nationale des Employeurs du Sénégal, le Syndicat Professionnel des Industries et des Mines du Sénégal et le Conseil National du Patronat avant que ces principales organisations n'aient été invitées par la Commission, le 11 septembre 2000, pour exposer leurs points de vue sur le document, en présence de représentants de SENELEC.

Fondements du règlement du Service

- a) Etablissement et soumission par SENELEC à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité et au Ministre Chargé de l'Energie, dans un délai de 6 mois à compter de la date de signature du Contrat de Concession, de la première version du projet de règlement du service de l'électricité ;
- b) Ce document, annexe du Contrat de Concession et de Licence, porte sur les règles appliquées par SENELEC dans ses relations avec les consommateurs et doit être approuvé par arrêté du Ministre chargé de l'Energie, après avis de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité et des principales associations de consommateurs.

SENELEC a, par la suite, procédé à l'intégration de l'essentiel des remarques formulées dans un projet de version définitive examinée une seconde fois par la Commission et les principales associations patronales et de consommateurs. Mais pour l'heure, la Commission est en attente de la reformulation de quelques articles traitant des responsabilités du Client et de SENELEC en cas d'incidents.

La version définitive, qui sera mise au point, doit être soumise au Ministre chargé de l'Energie en vue de son approbation par voie d'arrêté.

Principales observations émises par la Commission et/ou les associations patronales ou de consommateurs

- a) la définition du Périmètre doit prendre en compte l'évolution dans le temps du périmètre de SENELEC tel que défini dans le document Principes de Règlement du Service approuvé le 31 mars 1999 à l'occasion de la signature des documents de transaction;
- b) le paiement par le consommateur de frais d'ouverture de dossier au moment de souscrire à un abonnement n'est pas conforme à l'article 9 du Cahier des Charges qui interdit à SENELEC de percevoir quelque frais de premier établissement;
- c) mesure de l'électricité : les transformateurs de mesure doivent être fournis par SENELEC et non à la charge du client ;
- d) les dispositions visant à offrir à SENELEC la possibilité d'effectuer le relevé de compteurs aux fins de facturations dans une fréquence d'au moins une fois l'an, pour les installations éloignées et difficiles d'accès et d'au moins une fois tous les quatre mois, ne sont pas conformes à l'article 10 du Cahier des Charges qui prévoit une facturation bimestrielle ;
- e) les dispositions visant l'application aux clients des frais de retard de paiement et de frais d'avertissement doivent être supprimées parce que ni le Contrat de Concession ni ses annexes ne prévoient le principe du versement de quelque frais ;
- f) le client ne devrait pas prendre en charge les frais de modification de ses installations intérieures lorsque SENELEC décide de changer la tension de distribution ;
- g) la facturation estimée a été source de nombreuses incompréhensions entre SENELEC et la clientèle et nécessite donc d'être abandonnée ; une estimation serait alors admise en cas d'impossibilité momentanée de relève non imputable à SENELEC et avec l'accord du client ; Il faut prévoir une disposition obligeant SENELEC à mettre en place un appareillage de comptage fiable dans un délai qui ne saurait dépasser la prochaine facturation ;
- h) les Responsabilités : les remarques mettent l'accent sur la nécessité de l'affirmation du principe général de la responsabilité de SENELEC sur tous les dommages causés aux clients dans la fourniture d'électricité conformément à l'article 35 du Contrat de Concession relatif aux obligations générales de SENELEC. Ce n'est qu'ensuite que seraient posés les cas dans lesquels sa responsabilité est dérogée, à savoir les cas de force majeure tels que définis à l'article 46 du Contrat de Concession.

RELATIONS EXTERIEURES ET COOPERATION INTERNATIONALE

Le Président de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité a accordé différentes interviews aux médias relativement aux frais de retard de paiement que SENELEC a envisagé d'appliquer aux abonnés, aux problèmes de tarifs, à la nouvelle réorganisation de l'industrie électrique, à la seconde opération de privatisation de SENELEC et aux missions dévolues à la Commission.

Il a participé, de même que d'autres responsables de la Commission, à différentes conférences internationales ayant porté sur la réforme institutionnelle, la privatisation et la réglementation des services publics de l'électricité, de l'eau et des télécommunications.

Ceci a été l'occasion de présenter des communications ou contributions portant sur l'expérience du Sénégal en matière de privatisation et de régulation ainsi que, de façon générale, sur les analyses de la Commission concernant la déréglementation des industries de réseaux et la problématique du financement des infrastructures.

Visites et échanges de documents

Dans le cadre de la coopération sous régionale, la Commission a reçu plusieurs délégations venues s'enquérir de l'expérience sénégalaise en matière de réforme du secteur de l'électricité.

Le Sénégal, faut-il le rappeler, a été parmi les premiers pays de la sous région à engager une réforme caractérisée par la création et la mise en place d'un organe de régulation.

La Commission a reçu :

- une délégation de l'Autorité de Régulation de la République Islamique de Mauritanie conduite par son Président ;
- une délégation de la République du Bénin comprenant notamment des représentants de la Société Béninoise d'Eau et d'Electricité, de la Cellule de Dénationalisation du Ministère d'Etat chargé de la coordination de l'Action Gouvernementale, du Plan, du Développement et de la Promotion de l'Emploi, conduite par le Conseiller Technique en Energie du Président de la République ;
- une délégation du Mali conduite par le Directeur de l'Energie ;
- une délégation du Burkina Faso comprenant des représentants de la Société Nationale d'Electricité du Burkina et du Ministère de l'Energie et des Mines, conduite par le Directeur de l'Energie.

Rencontres internationales

Le personnel de la Commission est intervenu en qualité de personnes-ressources dans l'animation d'ateliers et de séminaires consacrés à l'examen des questions de réformes dans les industries de réseaux. Il s'agit :

- de l'Atelier sur la réforme de l'industrie électrique africaine tenu en mars 2000 à l'IEPE à Grenoble – France ;
- du Séminaire international sur la Restructuration du secteur électrique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire » à Ouagadougou - Burkina Faso ;
- du Forum National sur les réformes institutionnelles dans le secteur de l'eau et de l'électricité organisé en juin 2001 à Cotonou –BENIN ;
- du colloque international sur la dérégulation dans les industries de réseaux tenu à Paris en 2001 ;
- du Forum africain sur l'énergie organisé en juin 2001 à Lyon ;
- Du Séminaire sur l'énergie et le développement durable tenu en décembre 2000 au Bénin.
- Séminaire international sur la Restructuration du secteur électrique et les modalités d'exercice du contrôle réglementaire » en Conakry - Guinée

Par ailleurs, la Commission a accueilli, du 27 au 29 novembre 2001, la troisième réunion du Forum Africain pour la Réglementation des Services Publics (AFUR). Créé en septembre 2000 à Nairobi, l'AFUR a pour objectif de faciliter la coopération entre régulateurs africains des services publics (énergie, télécommunications, eau et assainissement) et d'appuyer les efforts de renforcement de capacité et d'harmonisation de la réglementation.

La réunion de Dakar, consacrée à un atelier intitulé « Gérer la relation avec les prestataires de services » et à la discussion du programme d'activité du Forum, a enregistré la participation de quatre vingt six experts venant de 36 agences de régulation de 27 pays africains. Elle faisait suite à la réunion qui s'est tenue à Accra, au Ghana, et consacrée aux stratégies destinées à assurer une participation effective des consommateurs à la réglementation.

ANNEXES

Annexe 1 – Situation du parc de production ¹⁴

La production d'énergie électrique est assurée par des moyens exclusivement thermiques, alimentés par des hydrocarbures importés, et répartis en trois sous-ensembles, fonction du type de réseau desservi (centrales du réseau interconnecté, centrales régionales, centrales secondaires). Le tableau A1.1 ci dessous présente les caractéristiques principales du parc de production.

Tableau A1.1 : Situation du parc de production au 31 décembre 2000

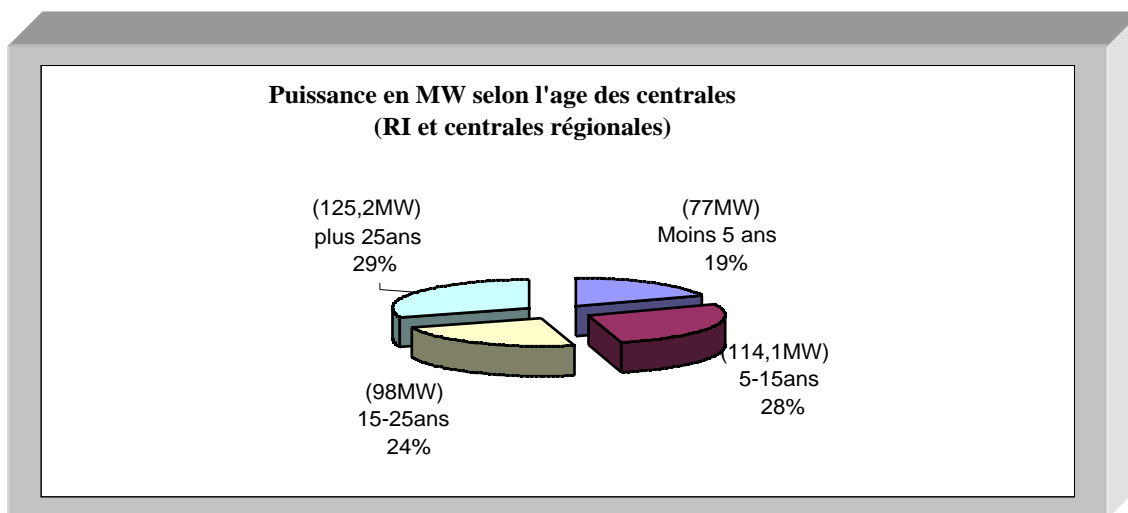
Centrales	Type	Nom des groupes	Age des groupes (années)	Puissance brute totale		Combustible		Etat des groupes
				installée (MW)	exploitable (MW)	Type	Consommation gr/kwh	
BEL AIR	Diesel	105 - 106	11	2 x 5	2 x 4	Fuel Lourd	220	passable
	Vapeur	101-102	48 - 46	2x 12.8	2 x 8	Fuel Lourd	450	mauvais
		103-104	42 - 40	2x12.8	2 x 8	Fuel Lourd	450	mauvais
	TAG	TAG4	14 ^(*)	36,5	32	Gasoil	330	Bon
CAP DES	Vapeur	301	35	27.5	26	Fuel Lourd	310	
		302- 303	25 - 23	2x 30	2 x 28	Fuel Lourd	310	
BICHES	Diesel	401-402	12 - 12	2 x 19	2x 18	Fuel Lourd	215	Passable
		403	7	21	19	Fuel Lourd	210	Abien
		C 5	0	20 x 1	20 x 0.8	Diesel oil	260	Bon
	TAG	TAG1	29	16.5	10	Diesel oil	450	mauvais
		TAG2	17	20	0	Diesel oil	425	en panne
		TAG3	>20 ^(**)	24	20	Kerosene	375	passable
BOOT GTI	Cycle Comb.			52	50	Naphta	192.5	bon
KAHONE	Diesel	93 - 94	19 - 19	2 x 3.5	2 x 2.5	Fuel Lourd	230	passable
		149 - 150	13 - 13	2 x 3.5	2x 2.5	Fuel Lourd	230	passable
St Louis	Diesel	82-83	22 - 22	2x 3	2 x 2.5	Fuel Lourd Diesel oil	240	mauvais
Boutoute	Diesel	125	17	2.2	2	Fuel Lourd	255	passable
		126-130	17-15	2x3.3	2x2.8	Fuel Lourd	255	passable
		804	2	5	4.5	Fuel Lourd	240	bon
Tamba	Diesel	128	17	1.5	1.2	Diesel oil		
		157	16	1.2	1	Diesel oil		
		228-229				2x0.8	Diesel oil	
Centres Secondaires	Diesel			8	8	Diesel oil		

(*) mise en service en 1999 au Sénégal après 32900h de marche

(**) mise en service en 1995 au Sénégal après plus de 20 ans de marche

¹⁴ Source : Rapport d'équipement minimum Production-Transport - mars 2001 – Réalisé par un groupe de travail formé dans le cadre de la privatisation de SENELEC.

L'examen de ce tableau montre que la quasi-totalité de la puissance est installée au niveau du réseau interconnecté. De plus, environ un tiers de ces installations est exploitée depuis plus de 25 ans.



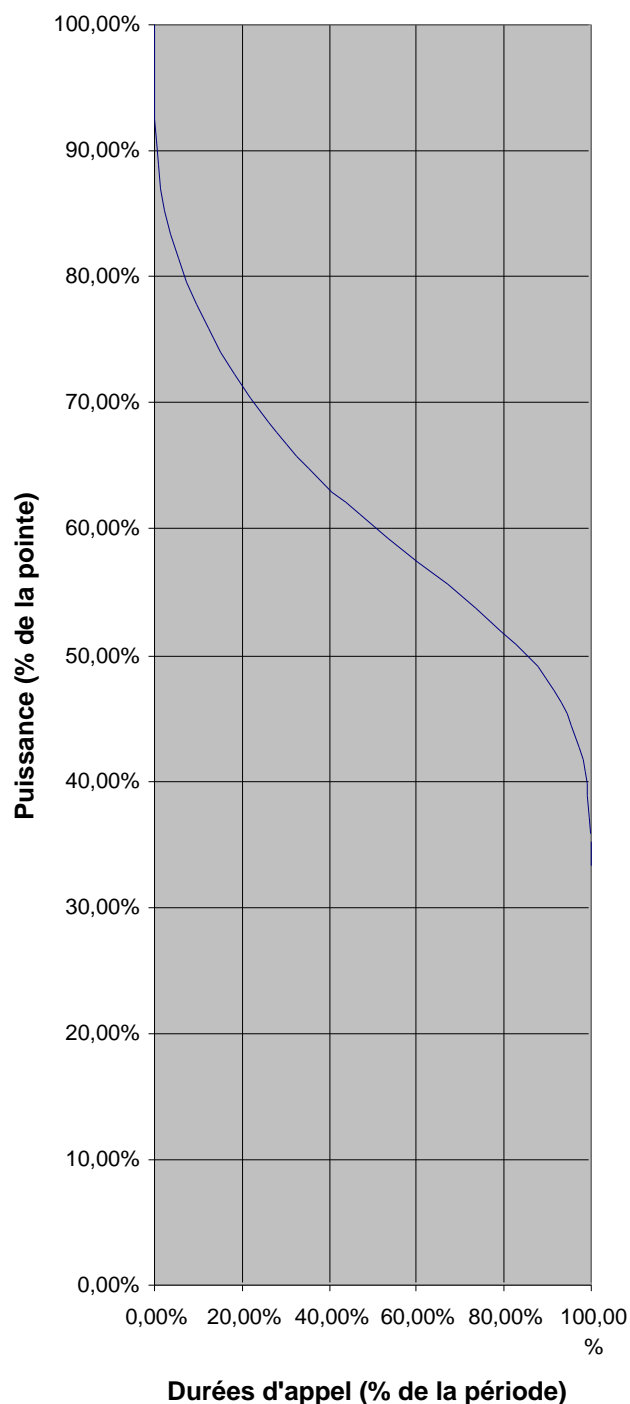
Le tableau A1.2 donne la situation de la puissance exploitable par rapport à la puissance installée.

Tableau A1.2 : Puissance brute exploitable en fin 2000

Centrales	Type	Puissance brute totale	
		installée (MW)	exploitable (MW)
BEL AIR	Diesel	10	8
	Vapeur	51,2	16
	TAG	36,5	32
CAP DES BICHES	Vapeur	87,5	82
	Diesel	59	55
	Diesel C5	20	16
	TAG	60,5	30
BOOT GTI	CC	52	50
KAHONE	Diesel	14	10
St Louis	Diesel	6	5
TOTAL RI		396,7	304
Boutoute	Diesel	13,8	12,1
Tamba	Diesel	3,8	3,8
Centres Secondaires	Diesel	8	8
TOTAL PAYS		422,3	327,9

Annexe 2 - Courbe des puissances appelées (Période 1999-2001)

Puissance (%Pointe)	Durée d'appel (%période)	Energie (%Total)
100,00%	0,00%	0,00%
98,15%	0,01%	0,00%
96,30%	0,05%	0,00%
94,44%	0,09%	0,00%
92,59%	0,22%	0,01%
90,74%	0,50%	0,02%
88,89%	0,86%	0,04%
87,04%	1,58%	0,08%
85,19%	2,47%	0,14%
83,33%	3,81%	0,23%
81,48%	5,41%	0,37%
79,63%	7,43%	0,56%
77,78%	9,71%	0,82%
75,93%	12,41%	1,15%
74,07%	15,20%	1,57%
72,22%	18,35%	2,08%
70,37%	21,81%	2,68%
68,52%	25,88%	3,40%
66,67%	30,36%	4,24%
64,81%	35,12%	5,23%
62,96%	40,62%	6,37%
61,11%	46,95%	7,69%
59,26%	53,60%	9,20%
57,41%	60,40%	10,92%
55,56%	66,92%	12,83%
53,70%	73,57%	14,95%
51,85%	79,63%	17,25%
50,00%	85,23%	19,74%
48,15%	89,70%	22,37%
46,30%	93,18%	25,12%
44,44%	95,64%	27,96%
42,59%	97,45%	30,87%
40,74%	98,61%	33,82%
38,89%	99,30%	36,80%
37,04%	99,73%	39,80%
35,19%	99,89%	42,80%
33,33%	100,00%	45,81%



Annexe 3 – Amélioration de la disponibilité des équipements

Durant la dernière décennie, le programme d'investissement de SENELEC, en matière de production, a connu un taux de réalisation très faible. De plus, l'énergie attendue de la centrale hydroélectrique de Manantali a accusé un grand retard. De ce fait, SENELEC a dû recourir à des solutions d'urgence avec l'acquisition d'équipements de pointe et la réhabilitation de certains de ses équipements de base. Ces opérations ont souvent abouti à des résultats bien en deçà de ceux escomptés.

La réhabilitation de la centrale de Bel air (CII Vapeur)

Cette centrale est équipée de quatre unités vapeur de 12,8 MW de puissance nominale chacune, mises en services en 1953, 1955, 1959 et 1961. Après plusieurs années de fonctionnement et un rendement énergétique médiocre, ces unités ont connu une très mauvaise disponibilité avec certaines qui étaient limitées à 5 MW.

L'ensemble des plans directeurs de SENELEC ont recommandé de déclasser la centrale à la mise en service de la centrale hydroélectrique de Manantali. En effet, le faible rendement énergétique de la centrale faisait qu'elle était de plus en plus utilisée pour assurer la pointe alors que sa technologie n'est pas adaptée pour cela (démarrages et arrêts fréquents impossibles). De plus, ses coûts d'exploitation fixes élevés, rapportés à l'énergie de pointe susceptible d'être générée, la rendaient moins compétitive que les turbines à gaz.

Cependant, avec le retard accusé par la mise en service de la centrale de Manantali et l'absence d'investissements nouveaux conséquents, SENELEC a décidé en 1994 de procéder à la réhabilitation des unités de cette centrale afin de lever leur limitation, d'accroître la disponibilité et d'améliorer le rendement énergétique.

Malgré plus de 5 Milliards dépensés pour cette réhabilitation, les résultats escomptés n'ont pas été atteints. La centrale fonctionne actuellement avec deux unités limitées à 8 MW avec un rendement énergétique équivalent à celui d'avant réhabilitation.

L'acquisition de la turbine à gaz de Bel Air (TAG 4)

Avec le concours financier de l'Etat du Sénégal, la turbine a été acquise en urgence et mise en service en septembre 1999 au Sénégal pour une puissance nominale de 32MW sur site. Il s'agit d'une unité reconditionnée après 32900h de marche ; sa première mise en service date de 1987. Depuis son installation, elle fonctionne avec des limitations de puissance, jusqu'à 20 MW par moment, pendant les périodes de chaleur à cause d'un sous-dimensionnement de ses aéro-réfrigérants.

La réhabilitation de la centrale vapeur du Cap des biches (CIII vapeur)

Elle est équipée de trois unités vapeur de 27,5 MW, 30 MW et 30 MW, mises en service en 1966, 1974, 1978. Les deux dernières unités ont été réhabilitées en 1995 et 1996. Cependant depuis 1998, on assiste à une altération de leurs performances. La plus ancienne unité a également fait l'objet d'une réhabilitation partielle en 2000-2001. Malgré, ces réhabilitations, on assiste encore à certaines avaries au niveau des chaudières qui nécessitent de nouveaux travaux sur les premières unités et une réhabilitation complémentaire sur la dernière.

L'acquisition de la turbine à gaz n°3

Cette turbine a été installée au Sénégal en 1995 après avoir fonctionné plus de 20 années. Elle a été remise à neuf avant son acquisition par SENELEC. Conçue pour fonctionner au gaz naturel et au diesel oil, elle n'a jamais pu être exploitée correctement avec le diesel oil. C'est ainsi qu'avec la baisse de la quantité de gaz naturel disponible, cette turbine à gaz a connu beaucoup de limitations en 1999, ce qui conduit à sa transformation pour un fonctionnement au kérosène.

Le déclassé et la remise en exploitation de la turbine à gaz n°2

Elle a été mise en service en 1984 et a connu une avarie grave en 1999. SENELEC a alors décidé son déclassé et son remplacement par une batterie de vingt groupes diesel, pour une puissance totale de 16 MW, mise en service en novembre 2000. Avec la situation de déficit de production, SENELEC est revenue sur cette décision et a alors réhabilité cette turbine à gaz qui est revenue en exploitation en octobre 2002.

L'extension de la centrale 4 du Cap des Biches

Equipée au départ de deux unités de 19 MW chacune, mises en service en 1990, la centrale a connu une extension avec une nouvelle unité de 21 MW en 1997. Malgré quelques difficultés d'exploitation qui ont été notées à cause de retards sur le programme d'entretien, les deux premières unités ont toujours fonctionné correctement. Cependant, les incidents graves et répétés, enregistrés sur le moteur de la troisième unité, ont fait l'objet d'investigations avec le constructeur. La remise à niveau de cette unité a été prise en charge par ce dernier en 2001.

Centrale de production indépendante de 50 MW

A l'issue d'un appel d'offres international, pour la fourniture d'électricité à travers une production indépendante, lancé en 1996, SENELEC a signé avec GTI un contrat d'achat sur 15 années permettant d'injecter au minimum 300 GWh par année sur le réseau. Cette centrale, (cycle combiné de 35 MW en TAG et 17 MW en TAV), a été mise en service en fin 2000 avec plus de sept mois de retard. Cependant, la première phase (cycle simple de 35 MW en TAG) a été mise en service en octobre 1999.

Avec ce contrat, SENELEC paye à GTI des frais de capacité dont le montant est fixé à l'avance et des frais variables dont le montant minimal est déterminé pour une consommation de 300 GWh/an. De plus, elle rembourse les frais de combustible sur la base d'un rendement énergétique contractuel. Ainsi, le coût du combustible remboursé par SENELEC par kWh ne dépend que du prix de ce combustible.

A ce sujet, il faut noter que le combustible initialement prévu devait avoir un prix équivalent à celui du fuel lourd utilisé par SENELEC pour ses équipements de base. Toutefois, l'indisponibilité de ce produit sur le marché sénégalais a conduit à l'utilisation d'un combustible beaucoup plus cher qui induit un coût du kWh de GTI assez élevé pour un équipement devant être exploité en base.

Du point de vue fonctionnement, la centrale a connu beaucoup de perturbations en début d'exploitation mais elle reste toujours dans la limite de son quota d'Heures Programmées de

Maintenance (HPM). En effet, d'après le contrat d'achat signé par SENELEC et GTI, ce dernier dispose de 900 HPM par année. En 2000, GTI a utilisé 515 HPM pour parachever la phase de construction de son cycle combiné et le reliquat de 385 HPM a été reporté en 2001 comme prévu par le contrat d'achat. De ce fait, le quota pour 2001 a été de 1285 HPM et malgré les trois incidents majeurs connus par GTI durant l'année, elle a atteint ses objectifs de disponibilité selon les dispositions contractuelles.

Tous ces éléments démontrent la nécessité d'une bonne planification du développement du parc de production et du respect du programme d'investissement découlant de cette planification. Les mesures d'urgence constituent souvent des solutions non optimales et sont irréversibles en ce sens qu'elles induisent de lourds investissements qui remettent en cause la réalisation des solutions optimales à court terme. Les réhabilitations doivent également être bien analysées pour en cerner le contenu et l'étendue car les réhabilitations incomplètes conduisent inéluctablement à une atteinte partielle des résultats escomptés et à la nécessité de reprise ou de complément des travaux. Au-delà même du coût de ces travaux supplémentaires, il est nécessaire de considérer celui induit par les nouveaux arrêts de ces équipements, surtout de base, dans un contexte de déficit structurel du parc de production. L'âge des équipements doit également constituer un élément important dans la prise de décision pour une réhabilitation puisque certains équipements ne pourront jamais atteindre un niveau élevé de performance à cause de leur technologie

Annexe 4 – Obligations contractuelles de SENELEC

A4.1. Documents à soumettre à la Commission pour approbation

1. Obligations à satisfaire dans un délai maximal de 6 mois à compter de la date de signature du contrat de concession, c'est à dire au plus tard le 30 septembre 1999 - SENELEC devait :

- Etablir, de manière contradictoire avec la Commission, un inventaire des installations de production.
- Etablir et communiquer 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.
- Etablir un document, soumis à l'approbation de la Commission, présentant la base sur laquelle les frais de raccordement au réseau de transport de SENELEC sont déterminés.
- Soumettre à l'approbation de la Commission un document proposant des critères sur la base desquels peut être évaluée la qualité du service de transport qu'elle fournit.
- Soumettre à l'approbation de la Commission une carte à l'échelle 1/5000 en milieu urbain et 1/2000 en milieu rural indiquant les limites géographiques de son périmètre.
- Etablir un document, soumis à l'approbation de la Commission, présentant la base sur laquelle elle détermine les frais pour la fourniture d'un nouveau branchement particulier et pour le renforcement d'un branchement particulier nécessaire à l'augmentation de la puissance souscrite par l'abonné résidant à l'intérieur de son périmètre.

Les éléments de détermination des frais de branchement au réseau de distribution et de raccordement au réseau de transport ont été inclus dans le règlement de service dont la première version a été transmise à la Commission le 30 septembre 1999. Ce projet de règlement a été discuté avec tous les acteurs concernés et une version finale a été envoyée, en septembre 2000, à la Commission qui avait alors émis quelques réserves. Ce règlement de service n'est pas encore approuvé, par arrêté, par le Ministère chargé de l'Energie comme prévu par les documents contractuels. Le traitement de ce dossier est abordé plus en détail dans le chapitre prévu à cet effet.

Les cartes des localités incluses dans le périmètre de distribution de SENELEC ont été transmises en deux parties 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.

L'inventaire des installations de production a été envoyé à la Commission en septembre 1999 mais l'évaluation comptable de ces installations est toujours attendue. L'évaluation

fait partie d'une mission d'inventaire général et de mise en place d'un nouveau fichier des immobilisations confiée par SENELEC à un consultant. La Commission est périodiquement informée de l'avancement de la mission.

Les normes de qualité, pour l'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.

- 2. Obligations à satisfaire dans un délai maximal de 2 années à compter de la date de signature du contrat de concession, c'est à dire au plus tard le 31 mars 2001** – SENELEC devait établir, de manière contradictoire avec la Commission, un inventaire des installations de transport et de distribution.

A ce jour, cet inventaire n'a pas encore été reçu de SENELEC mais il rentre dans le cadre de la mission d'inventaire général cité plus haut.

- 3. Obligations à satisfaire dans un délai maximal de 3 ans après la première clôture d'un exercice consécutive à la date de signature du contrat de concession, c'est à dire au plus tard le 31 décembre 2002** – SENELEC doit :

- Etablir annuellement des comptes certifiés par un cabinet de renommée internationale.
- Opérer une séparation comptable de ses activités. Cette séparation doit être réalisée selon les règles comptables imposées par la Commission après consultation de SENELEC.

La certification des comptes de SENELEC est donc attendue pour l'exercice 2002 ; de même que la séparation comptable de ses activités.

- 4. Obligations à satisfaire dans un délai maximal fixé par la Commission** - SENELEC devait, dès que possible et dans tous les cas avant la date définie par la Commission :

- Elaborer un tarif de vente en gros pour les reventes d'électricité aux détaillants indépendants.
- Etablir un document, soumis à l'approbation de la Commission, présentant la base sur laquelle les tarifs pour la fourniture d'énergie d'appoint et de secours par SENELEC aux auto-producteurs sont déterminés.

Ces documents ne sont pas encore reçus de SENELEC et la Commission n'a pas encore fixé de date pour rendre obligatoire leur élaboration.

A4.2- Normes à respecter

Dans la définition des normes à respecter, deux périodes caractéristiques ont été considérées :

- La première période de gestion couvrant les deux premières années de la concession à compter de la date de signature du contrat de concession ; c'est à dire du 31 mars 1999 au 30 mars 2001.
- La seconde période de gestion qui concerne la période de 3 ans à compter de la fin de la première période de gestion, c'est à dire du 31 mars 2001 au 30 mars 2004.

Les normes d'approbation

	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

*** Les incitations contractuelles découlant du non-respect des normes d'approbation sont exigibles depuis la signature du contrat de concession, c'est à dire le 31 mars 1999.*

Les normes de sécurité et de disponibilité

Les normes à respecter pour l'énergie non fournie sont les suivantes :

	Normes (% de l'énergie vendue au détail pendant l'année)	Incitations Contractuelles **
Année 1	0,7%	1000FCFA/kWh
Année 2	0,6%	
Année 3	0,5%	
Année 4	0,5%	
Année 5	0,5%	

*** Pendant la 1ère période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles ; elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001. 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.*

La norme est actuellement de 0,5% de l'énergie vendue au détail durant l'année, SENELEC doit rapporter chaque semestre à la Commission la valeur de l'Energie non fournie pour chaque Réseau qu'elle exploite. Les méthodes de mesure ou d'estimation utilisées doivent être soumises au préalable à la Commission Après interpellation de la Commission, SENELEC s'était engagé à proposer en décembre 2000 des procédures allant dans ce sens. Cet engagement n'a pas été respecté. Les incitations contractuelles doivent être considérées dans le calcul du revenu maximum autorisé à SENELEC.

Les normes liées aux relations avec la clientèle

	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	15% de la moyenne mensuelle de factures des 12 derniers mois

** Pendant la 1^{ère} période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles ;elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001. SENELEC doit calculer spontanément ces incitations et accorder aux abonnés concernés les avoirs correspondants sur les factures ultérieures.

*** Incitations exigibles seulement 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.

	Normes		Incitations Contractuelles **
	Milieu urbain	Milieu rural	
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur ***	7 jours ouvrables	10 jours ouvrables	5000 FCFA

** Pendant la 1^{ère} période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles ; sont exigibles depuis le 31 mars 2001. 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.

Les normes de qualité du courant

SENELEC doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

- Fréquence : 50 Hz ± 5%
- Tension nominale
 - Basse Tension : 127/220 V ou 220/380V ± 10%
 - Moyenne Tension : Tension nominale autorisée ± 10%
 - Haute Tension : Tension nominale autorisée ± 5%

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

	Normes (Jours ouvrables)		Incitations Contractuelles **
	Milieu urbain	Milieu rural	
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	

** Non exigibles durant la première période de gestion, elles le sont depuis le 31 mars 2001. 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.

Les normes de branchement Basse Tension

- Sans modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		Incitations Contractuelles (par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement) **
		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	

** Pendant la 1^{ère} période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles. Elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001 ; SENELEC doit les calculer spontanément et accorder aux abonnés concernés les avoirs correspondants sur les factures ultérieures. 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.

- Avec modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		Incitations Contractuelles (par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement) **
		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	

** Pendant la 1^{ère} période de gestion, il n'y a pas d'Incitations contractuelles. Elles sont exigibles depuis le 31 mars 2001 ; SENELEC doit les calculer spontanément et accorder aux abonnés concernés les avoirs correspondants sur les factures ultérieures. Le montant des Incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement.

*** 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.

A4.3- Informations et documents à fournir à la Commission

1. SENELEC doit mettre à jour et communiquer à la Commission, tous les ans, l'Etat prévisionnel quinquennal des besoins d'augmentation de la capacité de production d'électricité dans le Réseau Interconnecté.
2. Pour faciliter le contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, SENELEC communique sans délai à la Commission (i) l'Etat prévisionnel quinquennal ; (ii) un plan quinquennal d'investissement ; (iii) un programme triennal d'investissement glissant mis à jour annuellement ; (iv) un rapport d'exploitation annuel d'exploitation comportant notamment un suivi du respect des normes de qualité.
3. SENELEC soumet à l'approbation de la Commission, au début de chaque semestre, les projets de distribution d'énergie électrique à l'extérieur de son périmètre, par extension du réseau existant.

SENELEC a déjà soumis à la Commission, en août 2000, un plan directeur production – transport, couvrant la période 2000 –2015; de même qu'un plan d'affaires.

Les rapports annuels d'exploitation sont également reçus régulièrement. Cependant, aucune information n'est donnée dans ces rapports concernant le suivi du respect des normes de qualité.

Un état prévisionnel quinquennal des besoins en augmentation de capacité a été communiqué à la Commission en avril 2001. Les principaux projets envisagés dans ce plan étaient les suivants :

- Mise en service, sur le site de Bel Air, d'une puissance de 60 MW en 2001 ;*
- Réhabilitation de la turbine à gaz n°2 (TAG2) de SENELEC qui avait subi une avarie en 1999 afin de récupérer une puissance d'au moins 18 MW.*
- Extension de la centrale C4 de Cap des Biches pour une puissance de 30 MW (2 * 15) en équipement diesel.*
- Installation d'une puissance de 100 MW sur le site de Tobène sous forme de projet de production indépendante (BOO).*

A ce jour, seul le projet de réhabilitation de TAG2 a été mis en service ; l'extension de la centrale C4 est en cours de réalisation. Le projet de production indépendante a également été lancé mais il a été suspendu après la phase de pré-qualification.

Aucun projet de distribution à l'extérieur de son périmètre n'a encore été soumis à la Commission par SENELEC. Toutefois des localités électrifiées après la signature du Contrat de Concession et de Licence ont été intégrées de fait dans le périmètre de SENELEC.

Les obligations de raccordement

Le cahier de charges de SENELEC lui impose d'électrifier un certain nombre de localités et un nombre d'abonnés à atteindre à l'horizon 2004. Le bilan à mi-parcours est satisfaisant dans l'ensemble avec les objectifs atteints à plus de 87% en milieu urbain. Toutes les localités urbaines ont déjà dépassé la barre des 70%. Par contre, en milieu rural le résultat est assez médiocre avec un taux global de réalisation des objectifs de 67% et certaines localités, comme celles de Ziguinchor, Tambacounda, Kolda et Fatick, qui sont en deçà de 35%.

Clientèle Domestique Urbaine

	Réalisations 1997	Réalisations fin 2001	Objectifs 2004	Taux de réalisation (%)
Dakar	160300	190 782	222120	85,89%
Thiès	13850	17 349	21580	80,39%
Tivaouane	2550	3 421	3970	86,17%
Mbour	5700	8 029	8840	90,83%
Fatick	1340	1 690	2090	80,86%
Kolda	1800	2 986	2790	107,03%
Tambacounda	3100	4 118	4880	84,39%
Kaolack	10500	13 396	16290	82,23%
Diourbel	4750	5 756	7250	79,39%
Mbacké	2500	3 498	3950	88,56%
Louga	4750	5 771	7350	78,52%
Saint Louis	10300	12 671	15960	79,39%
Ziguinchor	7090	7 304	10120	72,17%
Autres communes	18500	22 620	29140	77,63%
TOTAL	247030	299 391	356330	84,02%

Clientèle Domestique Rurale

	Réalisations 1997	Réalisations fin 2001	Objectifs 2004	Taux de réalisation (%)
Thiès	5440	8 732	10960	79,67%
Saint Louis	3670	6 643	11240	59,10%
Kaolack	1690	2 711	6440	42,10%
Diourbel	10060	18 734	16320	114,79%
Ziguinchor	420	661	3370	19,61%
Louga	1970	3 147	4980	63,19%
Tambacounda	410	574	2330	24,64%
Kolda	490	816	5050	16,16%
Fatick	720	1 209	3550	34,06%
TOTAL	24870	43227	64240	67,29%

Source : Statistiques commerciales Sénélec

Annexe 5 – Rétablissement des capacités et Audiences

A5.1- Rétablissement de la capacité de production

Aux termes de l'article 4 de son contrat de concession, SENELEC avait la possibilité, dans un délai de 30 mois à compter de l'entrée en vigueur du Contrat de Concession et de Licence, de rétablir sa capacité de production sur la base d'un programme unique approuvé par la Commission de Régulation.

Neuf mois après l'entrée en vigueur du contrat, à savoir en janvier 2000, la Commission a saisi la Direction Générale de SENELEC pour s'inquiéter de l'incidence certaine du rétrécissement du temps disponible (21 mois sur un délai initial de 30 mois), sur la pertinence et sur le caractère économique des choix que SENELEC pourrait opérer. Une lettre de rappel a été transmise en mai 2000, soit dix-sept mois avant l'expiration du délai imparti dans le Contrat de Concession et de Licence, pour inviter la Direction Générale de SENELEC à communiquer, sans délai, à la Commission les choix de l'entreprise en matière de remise à niveau de son parc de production.

En réponse, SENELEC a transmis, en juillet 2000, la liste des projets visant globalement l'acquisition de 20 groupes de 800 kW et l'installation d'une centrale de production indépendante de 30 MW. La faiblesse manifeste du programme proposé a conduit la Commission à émettre des réserves sur les possibilités qu'il offre pour mettre fin définitivement au déficit de production profond et persistant. Dès lors, la Commission a demandé à la Direction Générale de SENELEC d'envisager, sans délai, l'installation de capacités de production d'une puissance de 80 à 100 MW, sous la forme de remplacement d'unités vétustes ou par le biais d'un appel d'offres de production indépendante.

A5.2- Compte rendu des audiences

Dans le cadre de son pouvoir général d'investigation, la Commission a également organisé, en août et septembre 2000, une série d'audiences sur le thème « Défaillances dans le système de production de l'électricité conduisant à une forte dégradation de la continuité du service dans le réseau interconnecté ». Il convient de rappeler qu'en juillet déjà, la Commission avait invité SENELEC à une réunion consacrée à l'examen de la question des délestages ; réunion au terme de laquelle, elle devait définir les mesures à court et moyen termes qu'elle compte mettre en oeuvre pour pallier ces défaillances.

Les audiences organisées ont permis d'entendre, outre les organisations patronales et les gros clients que sont SOCOCIM, ICS et CIMENTS DU SAHEL, les responsables de Sénélec concernés par la question des délestages (Directeur de la production, Directeur financier, Responsables des départements Production Diesel, Production Vapeur et Production TAG, Chefs des centrales de Kahone et de Tambacounda ; ainsi que le Directeur technique de GTI-Dakar). Pour chaque audience, il a été procédé à l'identification précise des difficultés rencontrées et à la formulation de solutions concourant à l'élimination des perturbations observées dans la production d'énergie électrique.

En ce qui concerne la production vapeur, les actions urgentes avaient trait à la réhabilitation de la chaudière de la tranche 102, à la mise en place de nouvelles unités

vapeur sur le réseau interconnecté de manière à disposer d'une réserve pour effectuer les entretiens à bonne date et à la mise à disposition diligente des financements nécessaires aux travaux.

La principale solution proposée au niveau de la production diesel est la finalisation des procédures administratives pour l'acquisition de 2 x 15 MW à CIV.

S'agissant de la production TAG, les actions urgentes concernaient la réparation de la TAG 2 qui est à l'arrêt depuis novembre 1999 suite à une explosion et la réhabilitation de la TAG1 pour atteindre une durée de vie additionnelle de 80 000 heures.

Enfin, GTI a été invitée à activer la mise en service du cycle combiné, à examiner avec SENELEC les conditions d'exploitation limitant la défaillance du système global et à examiner la possibilité d'accroître la puissance installée de sa centrale de 6 MW.

Annexe 6 – Régulation tarifaire

Les ajustements tarifaires sont autorisés à SENELEC à condition qu'en fixant ses tarifs de vente, elle ne dépasse pas un prix plafond découlant du montant maximum de revenus autorisés en application de la formule de contrôle des revenus définie à l'article 10 du cahier des charges de son contrat de concession.

A6.1- Formule de contrôle des revenus

La formule de contrôle du revenu maximum autorisé (MR_t) pour une année donnée est la suivante :

$$MR_t = (1 - \theta) A_t + \theta B_t + RTS_t - P_{t-1} + K_t + RR_t + RI_t$$

La partie régulée de ce montant [$(1-\theta)A_t + \theta B_t$] est déterminée en considérant l'évolution de l'inflation, l'évolution des ventes d'électricité et un facteur de pondération θ correspondant à la part variable des revenus sur laquelle est reflétée la variation de la demande en raison des économies d'échelle, avec :

t : l'année de référence

θ : fixé à 0,80 durant les 5 premières années de la Concession

$$A_t = (A_{t-1} + \theta_t)$$

A_{t-1} est égal à 76 Milliards de FCFA en 1999 et

$$B_t = B_{t-1} + \theta \frac{D_t}{D_{t-1}}$$

B_{t-1} est égal à 76 Milliards de FCFA en 1999 et

D_t la quantité d'énergie électrique en kWh vendue au détail par SENELEC pendant l'année t

$$\theta_t = \frac{CI_{t-1} - X_t}{CI_{t-2} - 100}$$

$$CI_t = \alpha IHPC_t + \beta \frac{IPC_t TC_t}{TC_o} + \gamma IPF_t$$

$IHPC_t$ est la moyenne arithmétique annuelle de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, recalibrée pour être égale à 1 en 1998

IPC_t est la moyenne arithmétique annuelle de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France, recalibrée pour être égale à 1 en 1998

- TC_t est la moyenne arithmétique annuelle de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO telle que publiée par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest
- TC_0 est la parité du FCFA par rapport à l'EURO au 1^{er} janvier 1999, à savoir 655, 957
- IPF_t est la moyenne arithmétique annuelle de l'indice du prix du fuel oil, égal à la somme du prix parité internationale du Fuel Oil 380 et des droits de porte y afférents, recalibrée pour être égale à 1 en 1998
- X_t est un facteur qui reflète l'objectif de gain d'efficacité sur les coûts d'exploitation et les dépenses d'investissement que SENELEC doit atteindre chaque année. X_t est égal à 0 pendant les 5 premières années de la Concession.
- α est un paramètre fixé à 0,5 pendant les 5 premières années de la Concession.
- β est un paramètre fixé à 0,3 pendant les 5 premières années de la Concession.
- γ est un paramètre fixé à 0,2 pendant les 5 premières années de la Concession.

Les montants des autres composantes de la formule sont intégrés tels qu'ils devraient être supportés par SENELEC (éléments de « pass-through ») en accord avec les règles de calcul prédéfinies, avec :

RTS_t : la Redevance de la Radio Télévision Sénégalaise payable par SENELEC

P_{t-1} : l'Incitation contractuelle exigible pour manquement pendant l'année $t-1$, aux normes de sécurité et de disponibilité.

K_t : un facteur de correction des différences entre les revenus perçus par SENELEC et le revenu maximum autorisé à l'année $t-1$.

$$K_t = (MR_{t-1} - R_{t-1}) \times \left(1 + \frac{I_{t-1}}{100} \right)$$

dans laquelle :

I_{t-1} est un taux d'intérêt, égal au taux d'escompte normal de la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest à l'année $t-1$ plus une marge bancaire de 2%.

RR_t : la redevance annuelle due à la Commission de Régulation.

RI_t : une valeur égale à zéro dont le montant peut varier à l'issue de la procédure de révision intérimaire de la Formule de contrôle des revenus .

La formule permet ainsi de répartir les risques entre SENELEC et les consommateurs. Les variations de coûts qui sont exogènes à l'entreprise sont supportées par les consommateurs alors que SENELEC est exposée aux risques de variation des coûts qu'elle peut effectivement contrôler, afin qu'elle soit incitée à les réduire en améliorant sa gestion.

A6.2- Evolution de l'inflation

L'indice composite d'inflation *CI* utilisé dans la détermination du revenu maximal autorisé intègre ainsi l'indice harmonisé des prix au Sénégal (*IHPC*), l'indice à la consommation des ménages en France (*IPC*) et l'indice du prix du fuel oil (*IPF*). L'évolution de ces indices a été contenue à moins de 3% pour l'inflation en France et au Sénégal, contrairement à celle de l'inflation du prix du fuel oil qui a atteint plus de 41% en 2000 avec 10% en 1999 et 2001.

La valeur de l'indice d'évolution de l'inflation, Δ , en 1999 est considérée égale à 1 puisque le cahier de charges stipule que les prix applicables à la mise en vigueur du contrat (1999) sont les mêmes que ceux qui étaient en vigueur en 1998. Le tableau ci-après résume l'évolution de ces indices

Tableau A6.1 : Evolution des indices d'inflation **

	1999	2000	2001
<i>Indice d'inflation au Sénégal (IHPC_t)</i>	1,0081	1,0157	1,0458
<i>Indice d'inflation en France (IPC_t)</i>	1,0048	1,0208	1,0370
<i>Indice d'inflation du fuel oil (IPF_t)</i>	1,0984	1,5524	1,7135
<i>Indice composite d'inflation (CI_t)</i>	1,0252	1,1246	1,1767
<i>Evolution de l'indice composite (Δ)</i>	1	1,0252	1,0970

** Recalibrées pour avoir la valeur 1 en 2000

L'évolution de l'indice composite d'inflation applicable pour la détermination du revenu maximal a été donc de 2,52% en 2000 et de 9,7% en 2001.

A6.3- Revenus autorisés et revenus perçus

L'application de la formule de contrôle de revenu a donné un montant maximal autorisé à SENELEC égal à 77,388 Milliards pour 1999 ; 83,259 Milliards pour 2000 et 99,206 Milliards pour 2001. Les revenus réellement perçus ont été respectivement de 78,430 Milliards ; 85,154 Milliards et 94,951 Milliards.

Le tableau A6.2 résume l'évolution des revenus maximum autorisés et des revenus perçus.

Tableau A6.2 : Evolution des revenus autorisés et perçus

	1999	2000	2001
<i>Revenus maximum autorisés (MFCA)</i>	77 388	83 259	99 206
<i>Revenus perçus (MFCFA)</i>	78 430	85 154	94 951
<i>Différence de revenus (MFCFA)</i>	+1 162	+2 113	-4 744
<i>Energie vendue (GWh)</i>	1 063	1 149	1 295
<i>Prix moyen de vente de Senelec (F/kWh)</i>	73,78	74,11	73,32
<i>Prix moyen maximum autorisé (F/kWh)</i>	72,82	72,12	76,59
<i>Evolution maximale des prix (%)**</i>		-2,23	+3,35

** Prix moyen maximum autorisé pour l'année en cours rapporté au prix moyen de vente réel de l'année précédente.

Les revenus perçus par SENELEC ont été donc supérieurs au montant maximum autorisé pour une somme cumulée de 2,113 Milliards sur la période 1999-2000. En 2001, malgré le rattrapage de ce montant par la formule de contrôle des revenus, SENELEC a perçu 4,744 Milliards de moins que le montant maximum de revenu autorisé. SENELEC pouvait donc opérer à un réajustement maximal de 3,35% de ses tarifs en 2001 mais ces derniers sont restés constants sur toute la période 1999-2001 même si on a noté une légère variation des prix moyens de vente due aux variations de la part d'énergie vendue au niveau des différentes catégories tarifaires.

Tableau A6.3 : Tarifs applicables sur la période 1999-2001

Basse Tension	Prix d'énergie (FCFA/kWh)			Prime Fixe Mensuelle (FCFA/kW)
	1 ^{ère} tranche	2 ^{ème} tranche	3 ^{ème} tranche	
Usage Domestique				
-tarif spécial	91,15	101,73	59,19	
-tarif général	114,84	83,13	59,19	
Usage Professionnel				
-sans prime fixe	119,49	107,18	73,09	
-avec prime fixe	80,95	73,09		1 768,75
Eclairage Public	82,56			2 048,75

Moyenne et Haute Tension	Prix d'énergie (FCFA/kWh)		Prime Fixe Mensuelle (FCFA/kW)
	Hors Pointe	Pointe	
Moyenne Tension			
-tarif courte utilisation	77,64	112,04	594,36
-tarif général	55,88	80,63	2 529,84
-tarif longue utilisation	45,89	66,24	6 106,16
Haute Tension			
-tarif général	36,48	46,55	6 197,85
-tarif secours	48,57	58,29	2 755,35

Annexe 7 – Etats Financiers de la Commission

DESIGNATION DE L' ENTREPRISE : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE ADRESSE DE L'ENTREPRISE: Ex Camp Lat-Dior Bp 11701 Dakar		Durée de l'exercice (en mois) : 23 mois Clos le 31/12/2001		Durée de l'exercice précédent (en mois) : Clos le	
A - BILAN - SYSTEME NORMAL					
Actif	Réf.	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	
ACTIF IMMOBILISE (1)					
Charges immobilisées	AA				
Frais d'établissement et charges à répartir	AB	0		0	0
Primes de remboursement des obligations	AC	0		0	0
Immobilisations incorporelles	AD				
Frais de recherche et de dvlpmt	AE	0	0	0	0
Brevets, licences, logiciels	AF	1 414 820	114 129	1 300 691	0
Fonds commercial	AG	0	0	0	0
Autres immobilisations incorporelles	AH	0	0	0	0
Immobilisations corporelles	AI				
Terrains	AJ	0	0	0	0
Bâtiments	AK	0	0	0	0
Installations et agencements	AL	12 801 752	1 085 480	11 716 272	0
Matériel	AM	49 970 219	4 902 472	45 067 747	0
Matériel de transport	AN	68 816 188	12 303 360	56 512 828	0
Avances et acomptes versés sur immobilisations	AP				
	AP	0	0	0	0
Immobilisations Financières	AQ				
Titres de participation	AR	0	0	0	0
Autres immobilisations financières	AS	6 000	0	6 000	0
(1) dont H.A.O :	AW				
TOTAL ACTIF IMMOBILISE (I)	AZ	133 008 979	18 405 441	114 603 538	0
ACTIF CIRCULANT					
Actif circulant H.A.O.	BA	0	0	0	0
Stocks	BB				
Marchandises	BC	0	0	0	0
Matières premières et autres approvisionnements	BD	0	0	0	0
En-cours	BE	0	0	0	0
Produits fabriqués	BF	0	0	0	0
Créances et emplois assimilés	BG				
Fournisseurs, avances versées	BH	0	0	0	0
Clients	BI	0	0	0	0
Autres créances	BJ	5 974 054	0	5 974 054	0
TOTAL ACTIF CIRCULANT (II)	BK	5 974 054	0	5 974 054	0
TRESORERIE-ACTIF					
Titres de placement	BQ	0	0	0	0
Valeurs à encaisser	BR	0	0	0	0
Banques, chèques postaux, caisse	BS	250 149 587	0	250 149 587	0
TOTAL TRESORERIE-ACTIF (III)	BT	250 149 587	0	250 149 587	0
Ecarts de conversion-Actif (IV) (perte probable de change)	BU	0	0	0	0
TOTAL GENERAL (I+II+III+IV)	AZ	389 132 620	18 405 441	370 727 179	0

PASSIF (avant répartition)	Réf.	Exercice N	Exercice N-1
CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES			
Capital	CA	88 001 956	0
Actionnaires capital non appelé -	CB	0	0
Primes et Réserves	CC		
Primes d'apport, d'émission, de fusion	CD	0	0
Ecart de réévaluation	CE	0	0
Réserves indisponibles	CF	0	0
Réserves libres	CG	0	0
Report à nouveau + ou -	CH	0	0
Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)	CI	211 707 152	0
Autres capitaux propres	CK		
Subventions d'investissement	CL	15 668 244	0
Provisions réglementées et fonds assimilés	CM	0	0
TOTAL CAPITAUX PROPRES (I)	CP	315 377 352	0
DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (1)			
Emprunts	DA	0	0
Dettes de crédit- bail et contrats assimilés	DB	0	0
Dettes financières diverses	DC	0	0
Provisions financières pour risques et charges	DD	0	0
(1) dont H.A.O :	DE		
TOTAL DETTES FINANCIERES (II)	DF	0	0
TOTAL RESSOURCES STABLES (I+II)	DG	315 377 352	0
PASSIF CIRCULANT			
Dettes circulantes et ressources assimilées H.A.O.	DH	13 094 620	0
Clients, avances reçus	DI	0	0
Fournisseurs d'exploitation	DJ	3 792 651	0
Dettes fiscales	DK	20 752 189	0
Dettes Sociales	DL	17 710 367	0
Autres dettes	DM	0	0
Risques provisionnés	DN	0	0
TOTAL PASSIF CIRCULANT (III)	DP	55 349 827	0
TRESORERIE-PASSIF			
Banques et crédits d'escompte	DQ	0	0
Banques, crédits de trésorerie	DR	0	0
Banques, découverts	DS	0	0
TOTAL TRESORERIE-PASSIF (IV)	DT	0	0
Ecart de conversion-Passif (V) (Gain probable de change)	DV	0	0
TOTAL GENERAL (I+II+III+IV+V)	DZ	370 727 179	0

DESIGNATION DE L'ENTREPRISE: COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

EXERCICE: DU 01/02/00 AU 31/12/01

B - COMPTE DE RESULTAT -SYSTEME NORMAL

CHARGES	Réf.	Exercice N	Exercice N-1
ACTIVITES D'EXPLOITATION			
Achats de marchandises	RA	0	
- Variation de stocks (-ou+) <i>(Marge brute sur marchandises voir TB)</i>	RB	0	
Achat de matières premières et fournitures liées	RC	0	
- Variation de stocks (-ou+) <i>(Marge brute sur matières voir TG)</i>	RD	0	
Autres achats	RE	13 116 117	
- Variation de stocks (-ou+)	RH	0	
Transports	RI	11 062 420	
Services Extérieurs	RJ	34 282 877	
Impôts et taxes	RK	4 789 566	
Autres charges <i>(Valeur ajoutée voir TN)</i>	RL	0	
Charges de personnel dont personnel extérieur /	RP	175 308 242	
<i>(Excédent brut d'exploitation voir TQ)</i>	RQ		
Dotations aux amortissements et aux provisions	RS	18 405 441	
TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	RW	256 964 663	
<i>(Résultat d'exploitation voir TX)</i>			
ACTIVITE FINANCIERE			
Frais financiers	SA	174 084	
Pertes de change	SC	0	
Dotations aux amortissements et aux provisions	SD	0	
TOTAL DES CHARGES FINANCIERES	SF	174 084	
<i>(Résultat Financier voir UG)</i>			
TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	SH	257 138 747	
<i>(Résultat des activités ordinaires voir UI)</i>			
HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)			
Valeurs comptables cessions d'immobilisations	SK	0	
Charges H.A.O.	SL	0	
Dotations H.A.O.	SM	0	
TOTAL DES CHARGES H.A.O.	SO	0	
<i>(Résultat H.A.O. voir UP)</i>			
Participation des travailleurs	SQ	0	
Impôts sur le résultat	SR	0	
TOTAL PARTICIPATION ET IMPOTS	SS	0	
TOTAL GENERAL DES CHARGES	ST	257 138 747	
<i>(Résultat net voir UZ)</i>			

PRODUITS		Réf	Exercice N	Exercice N-1
ACTIVITES D'EXPLOITATION				
Ventes de Marchandises		TA	0	
MARGE BRUTE SUR MARCHANDISES	0	TB		
Ventes de produits fabriqués		TC	0	
Travaux, services vendus		TD	451 662 413	
Production stockée (ou déstockage) (+ ou -)		TE	0	
Production immobilisée		TF	0	
MARGE BRUTE SUR MATIERES	451 662 413	TG		
Produits accessoires		TH	5 195 397	
CHIFFRE D'AFFAIRES (TA + TC + TD + TH)	456 857 810	TI		
dont à l'exploitation/		TJ		
Subventions d'exploitation		TK	0	
Autres produits		TL	2 475 227	
VALEUR AJOUTEE	396 082 057	TN		
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	220 773 815	TQ		
Reprises de provisions		TS	0	
Transferts de charges		TT	0	
TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		TW	459 333 037	
RESULTAT D'EXPLOITATION (Bénéfice (+) ou perte (-))	202 368 374			
ACTIVITE FINANCIERE				
Revenus financiers		UA	0	
Gains de change		UC	0	
Reprises de provisions		UD	0	
Transferts de charges		UE	0	
TOTAL DES PRODUITS FINANCIERES		UF	0	
Résultat Financier (+ ou -)	-174 084	UG		
TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES		UH	459 333 037	
Résultat des activités ordinaires (+ ou -)	202 194 290	UI		
(1) dont impôt correspondant/		UJ		
HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)				
Produits des cessions d'immobilisations		UK	0	
Produits H.A.O.		UL	0	
Reprises H.A.O.		UM	9 512 862	
Transferts de charges		UN	0	
TOTAL DES PRODUITS H.A.O.		UO	9 512 862	
Résultat H.A.O. (+ ou -)	9 512 862	UP		
TOTAL GENERAL DES PRODUITS		UT	468 845 899	
Résultat net : Bénéfice (+) ; Perte (-)	211 707 152	UZ		

DESIGNATION DE L'ENTREPRISE : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L' ELECTRICITE

EXERCICE : DU 01/02/00 AU 31/12/01

C - TABLEAU FINANCIER DES RESSOURCES ET EMPLOIS (TAFIRE) SYSTEME NORMAL

2ème PARTIE : TABLEAU

	Réf.	Exercice N		Exercice N - 1
		Emplois	Ressources	(E -;R +)
I. INVESTISSEMENTS ET DESINVESTISSEMENTS				
Charges immobilisées (augmentation dans l'exercice)	FA	0		
Croissance interne				
Acquisitions/Cessions d'immobilisations incorporelles	FB	1 414 820	0	
Acquisitions/Cessions d'immobilisations corporelles	FC	131 588 159	0	
Croissance externe				
Acquisitions/Cessions d'immobilisations financières	FD	6 000		
INVESTISSEMENT TOTAL	FF	133 008 979		
II. VARIATION BESOIN DE FINANCEMENT D'EXPLOITATION (cf. Supra : Var. B.F.E.)				
	FG	0	36 281 153	
A - EMPLOIS ECONOMIQUES A FINANCER (FF + FG)	FH	91 017 069	0	
III. EMPLOIS/RESSOURCES (B.F, H.A.O.)				
	FI	0	13 094 620	
IV. EMPLOIS FINANCIERS CONTRAINTS				
Remboursement (selon échéancier) des emprunts et dettes financières	FJ	0		
B - EMPLOIS TOTAUX A FINANCER	FK	77 922 449	0	

2ème PARTIE : TABLEAU (suite)

	Ref	Exercice N		Exercice N - 1
		Emplois	Ressources	(E -;R +)
V. FINANCEMENT INTERNE				
Dividendes (emplois)/C.A.F.G. (ressources)	FL	0	220 599 731	
VI. FINANCEMENT PAR LES CAPITAUX PROPRES				
Augmentations de capital par apports nouveaux	FM		88 001 956	
Subventions d'investissement	FN		25 181 106	
Prélèvement sur le capital (y compris retraits de l'exploitant)	FP	0		
VII. FINANCEMENT PAR DE NOUVEAUX EMPRUNTS				
Emprunts	FQ		0	
Autres dettes financières	FR		0	
C- RESSOURCES NETTES DE FINANCEMENT	FS	0	333 782 793	
D- EXCEDENT OU INSUFFISANCE DE RESSOURCES DE FINANCEMENT (C-B)	FT	0	255 860 344	
VIII. VARIATION DE LA TRESORERIE				
Trésorerie nette				
à la clôture de l'exercice + ou -	250 149 587	FU		
à l'ouverture de l'exercice + ou -	0	FV		
Variation Trésorerie : (+ si emplois ; - si ressources)	FW	250 149 587	0	