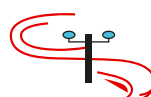


République du Sénégal  
Un peuple - Un But - Une Foi

A grid of nine photographs showing various electricity infrastructure elements: power lines, utility poles, and a worker on a tower. A central red rectangle contains the title text.

# Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité **Rapport Annuel 2017**



Commission de Régulation  
du Secteur de l'Électricité



République du Sénégal  
Un peuple - Un But - Une Foi



Commission de Régulation  
du Secteur de l'Électricité  
**Rapport Annuel 2017**

# SOMMAIRE

<b>MOT DU PRESIDENT</b>	<b>7</b>
<b>PRESENTATION DE LA COMMISSION</b>	<b>8</b>
<b>ORGANIGRAMME</b>	<b>9</b>
<b>INTRODUCTION</b>	<b>10</b>
<b>1. REGULATION TARIFAIRE</b>	<b>11</b>
1.1. SENELEC	12
1.1.1. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC POUR LA PERIODE 2017-2019	12
1.1.2. APPROBATION DES TARIFS DE VENTE AU DETAIL D'ENERGIE ELECTRIQUE DE SENELEC	15
1.1.3. REVENU MAXIMUM AUTORISE DE SENELEC EN 2017	16
1.2. OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE	18
1.2.1. REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE LA CONCESSION DE KAFFRINE-TAMBACOUNDA-KEDOUGOU	18
1.2.2. HARMONISATION DES TARIFS	19
1.3. TARIF D'ACHAT DU SURPLUS DE L'ENERGIE ELECTRIQUE ISSUE DE L'AUTOPRODUCTION A PARTIR DES ENERGIES RENOUVELABLES	19
<b>2. DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE</b>	<b>21</b>
2.1. APPEL D'OFFRES POUR LA MISE EN PLACE DE CENTRALES SOLAIRES/SCALING SOLAR	22
2.2. APPEL D'OFFRES POUR LA MISE EN PLACE D'UNE CENTRALE THERMIQUE A MALICOUNDA	22
2.3. EVALUATION DES CONTRATS D'ACHAT D'ENERGIE (CAE)	23
<b>3. SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION</b>	<b>25</b>
3.1. SENELEC	26
3.1.1. <i>Suivi des normes</i>	26
3.1.3. <i>Séparation comptable des activités de la SENELEC</i>	29
3.1.4. <i>Certification des états financiers de SENELEC</i>	29
3.1.5. <i>Le Règlement de service de SENELEC</i>	29
3.2. OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE	29
3.2.1. <i>Les Concessionnaires</i>	29
3.2.2. <i>Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT)</i>	31
3.2.3. <i>ERIL de Sine Moussa Abdou</i>	31
<b>4. TRAITEMENT DES RECLAMATIONS ET PLAINTES</b>	<b>33</b>
4.1. CONSOMMATEURS	34
4.2. OPERATEURS	35
<b>5. INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE</b>	<b>37</b>
5.1. Parc Eolien Taïba Ndiaye S.A	38

5.2. Groupement Solaria Kima Afrique et Associés S.A	38
5.3. Energy Resources Senegal S.A	38
5.4. COGELEC ENERGY SARL	38
5.5. Operateurs du PERACOD	38
5.6. Transfert des quatre concessions non attribuées	39
<b>6. INFORMATION ET COMMUNICATION</b>	<b>41</b>
<b>7. RENFORCEMENT DE CAPACITES</b>	<b>43</b>
<b>8. COOPERATION INTERNATIONALE</b>	<b>45</b>
<b>9. EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION</b>	<b>47</b>
9.1. Ressources	48
9.2. Emplois	49
<b>10. BILAN DU SECTEUR</b>	<b>51</b>
10.1. Offre de production	52
10.1.1. Capacité	52
10.1.2. Production	52
10.2. Dépenses en combustibles	53
10.3. Ventes	54
10.4. Qualité de service	55
10.5. Situation financière	56
10.5.1. Senelec	56
10.5.2. Les concessionnaires	60
<b>GLOSSAIRE</b>	<b>65</b>
<b>ANNEXES</b>	<b>66</b>
ANNEXE 1 : LISTE DES DECISIONS ET AVIS DE L'ANNEE 2017	66
ANNEXE 2 : EVOLUTION DES TARIFS DE VENTE AU DETAIL APPLICABLE PAR SENELEC	67
ANNEXE 3 : STATISTIQUES DU SECTEUR CONSOMMATION PAR NIVEAU DE TENSION EN GWH	68
ANNEXE 4 : ETATS FINANCIERS DE LA CRSE	72
<b>Liste des tableaux</b>	
Tableau 1 : Tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1er mai 2017	15
Tableau 2 : Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2017	17
Tableau 3 : Suivi de la norme d'approbation MT	26
Tableau 4 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité	27
Tableau 5 : Suivi de la norme de facturation	27
Tableau 6 : Suivi de la norme remise de courant après coupure pour défaut de paiement	28
Tableau 7 : Suivi norme branchement Basse Tension	28

Tableau 8 : Suivi des obligations de raccordement des concessionnaires d'électrification rurale	30
Tableau 9 : Répartition de la redevance entre opérateurs	39
Tableau 10 : Réalisations des ressources de la Commission	39
Tableau 11 : Répartition des emplois	40
Tableau 12 : Réalisations des emplois	40
Tableau 13 : Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2016-2017	60
Tableau 14 : Equilibre de la structure financière de COMASEL St louis	61
Tableau 15 : Equilibre de la structure financière de COMASEL Louga	62
Tableau 16 : L'Equilibre de la structure financière de ERA	63
Tableau 17 : Equilibre de la structure financière d'EDR	63
Tableau 18 : Equilibre de la structure financière de SCL Energie Solutions	64

#### Liste des graphiques

Graphique 1 : Evolution du RMA en 2017	15
Graphique 2 : Puissance assignée par source d'énergie	52
Graphique 3 : Evolution de la production brute en GWh	53
Graphique 4 : Répartition des achats d'énergie en 2017	53
Graphique 5 : Dépenses en combustibles en millions de FCFA	54
Graphique 6 : Evolution des ventes (GWh)	54
Graphique 7 : Répartition géographique des ventes	55
Graphique 8 : Structure des ventes (en GWh)	55
Graphique 9 : Evolution de l'Energie Non Fournie en GWh	56
Graphique 10 : Structure du Chiffre d'Affaires de Senelec	57
Graphique 11 : Evolution des ratios de rentabilité	59
Graphique 12 : Evolution des soldes de gestion	59

## MOT DU PRESIDENT



L'impartialité et la neutralité requises de la part du régulateur ne doivent pas conduire à occulter les efforts remarquables consentis par le Gouvernement pour soutenir les consommateurs en particulier et le sous-secteur de l'énergie électrique en général.

En effet, durant toute l'année 2017, les indexations opérées par la Commission dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé de Senelec aux conditions économiques du 1er janvier, 1er avril, 1er juillet et 1er octobre ont fait ressortir des écarts de revenus d'un montant de 68,421 milliards que le Gouvernement s'est engagé à compenser à Senelec pour éviter une hausse des tarifs. Le Gouvernement est allé plus loin avec cette décision historique de Monsieur le Président de la République de faire procéder à une baisse des tarifs de 10% à compter du 1er bimestre 2017.

Ainsi, par Décision n°2017-06 du 28 avril 2017, la Commission a approuvé la nouvelle grille tarifaire de Senelec tenant compte de cette baisse.

Dans la même veine, concernant le monde rural, l'Etat a inscrit dans son agenda l'harmonisation des tarifs au niveau national au nom de l'égalité et de l'équité sociale.

S'agissant de l'exploitation de Senelec, l'amélioration de la qualité de service en termes d'heures de coupures notée en 2016 s'est poursuivie en 2017. Les relations avec les consommateurs se sont davantage apaisées avec la mise en place d'un comité de dialogue national. Aujourd'hui, le défi de la production semble être relevé.

Le maillon faible demeure le réseau électrique. On a souvent noté des incidents majeurs qui impactent le réseau national interconnecté avec une interruption partielle ou totale sur le territoire national. Cette situation traduit d'une part, la fragilité dudit réseau en termes de stabilité et d'autre part, la problématique de la sécurisation des infrastructures électriques avec notamment l'occupation non réglementaire des emprises des lignes aériennes.

Il est donc important de mettre en place des mesures de sauvegarde planifiées et pérennes en vue d'une meilleure fiabilité du système.

Il convient sans doute de signaler que le programme d'investissement soumis par Senelec dans le cadre de la révision de ses conditions tarifaires pour la période 2017-2019 intègre bien la prise en charge de cette question.

En effet, l'année 2017 reste aussi marquée par la définition des nouvelles conditions tarifaires applicables par Senelec.

Au terme d'un processus de révision rythmé par des consultations publiques incluant notamment l'Etat, les opérateurs et les associations de consommateurs, la Commission par Décision n°2017-08 en date du 29 décembre 2017 a fixé les nouvelles conditions tarifaires de Senelec.

C'est l'occasion de réitérer nos remerciements à l'endroit des associations de consommateurs qui ont participé activement à ces consultations publiques.

# PRESENTATION DE LA COMMISSION ■■■■

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 d'importants changements notamment au plan institutionnel, avec la création d'une Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité, autorité indépendante chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.

La Commission vise notamment 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.

## Organisation et fonctionnement de la Commission

La Commission est composée de trois membres, dont le Président. Ils sont nommés par Décret pour un mandat de cinq ans, renouvelable une fois. Les membres de la Commission sont choisis en raison de leur intégrité morale, de leur honnêteté intellectuelle, de leur neutralité et de leur impartialité ainsi que de leur qualification dans les domaines technique, juridique, économique et leur expertise dans le secteur de l'électricité.

La Commission est assistée par un Secrétaire Général et un pool d'Experts dans ses différents domaines d'intervention.

## Attributions de la Commission

En vue d'atteindre les objectifs fixés, la Commission dispose d'attributions décisionnelles et d'attributions consultatives.

### • Attributions décisionnelles

Aux termes de la loi, la Commission est chargée:

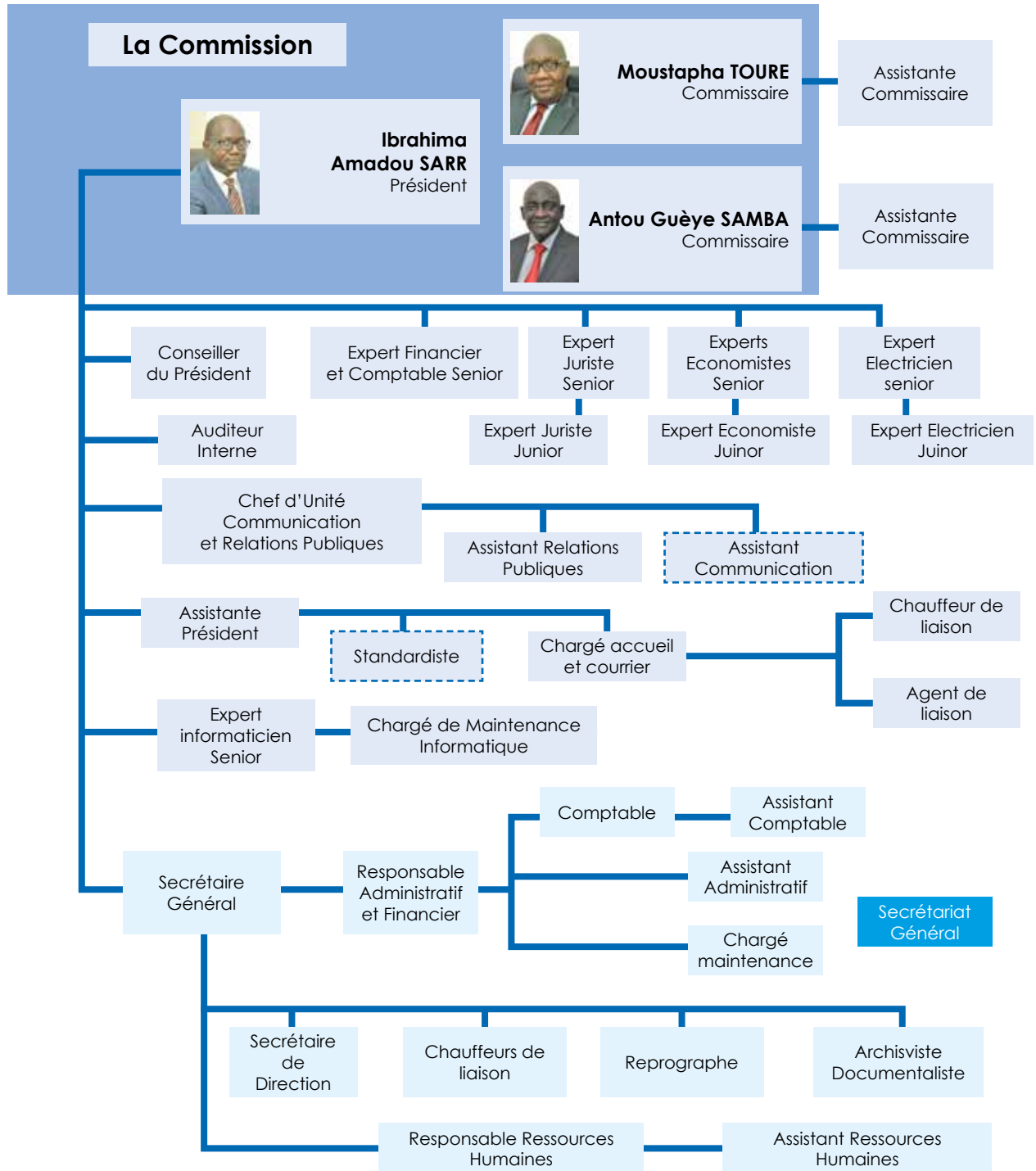
- d'instruire les demandes de licence ou de concession relatives à la production, au transport, à la distribution ou à la vente de l'énergie électrique ;
- de veiller au respect des termes des licences et des concessions en particulier ceux relatifs à l'obligation de continuité du service en quantité 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 licence ou de concession.

### • Attributions consultatives

La Commission est consultée par le Ministre chargé de l'Energie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires concernant le secteur de l'électricité. Elle peut également proposer au Ministre des arrêtés concernant notamment :

- les droits et obligations des entreprises titulaires de Licence ou de Concession;
- l'accès des tiers au réseau ; et
- les relations des entreprises avec leurs clients.

## ORGANIGRAMME



# INTRODUCTION

---

La présentation du rapport annuel a pour principal objet de rendre compte des activités de la Commission de Régulation de la Commission du Secteur de l'Electricité et de l'exécution de son budget, conformément aux dispositions de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

Les activités de la Commission en 2017 ont essentiellement porté sur la régulation tarifaire de Senelec et des concessions d'électrification rurale, le suivi de l'exécution de leur contrat de concession, le développement de la production indépendante, le traitement des plaintes et réclamations ainsi que sur l'instruction des demandes de titres d'exercice.

En matière de régulation tarifaire, la Commission a fixé les nouvelles conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019 sur la base notamment d'un programme d'investissement intégré dans la base tarifaire de 510,741 milliards de FCFA et d'un taux de rentabilité normal fixé à 10,67%.

Aux conditions économiques du 1er janvier, 1er avril, 1er juillet et 1er octobre de l'année 2017, elle a déterminé le Revenu Maximum Autorisé de Senelec ainsi que la compensation de revenu exigible au titre de chacune de ces dates d'indexation.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la Décision du Gouvernement de réduire les tarifs de 10%, la Commission a approuvé la grille des tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicable dans le périmètre de Senelec, qui intègre une baisse différenciée selon la catégorie du client, la tranche de consommation et le type d'usage.

Pour la tarification en milieu rural, la Commission a formulé ses recommandations pour la mise en œuvre de l'harmonisation des tarifs de l'électricité à l'échelle nationale. Elle a entamé la révision des conditions tarifaires de la Concession d'Electrification Rurale de Kaffrine-Tambacounda- Kédougou exploitée par la société Energie Rurale Africaine SA (ERA).

En outre, la Commission a mené une étude pour la détermination des tarifs d'achat du surplus d'énergie électrique d'origine renouvelable résultant d'une production pour consommation propre afin d'apprécier l'adéquation de la méthodologie du coût évité dans un contexte marqué par la forte baisse des coûts des technologies de production d'électricité d'origine renouvelable et l'augmentation des prix des produits pétroliers et d'étudier les méthodologies alternatives de tarification.

S'agissant du développement de la production indépendante, la Commission a lancé en octobre 2017, dans le cadre de l'Initiative Scaling Solar de la Banque Mondiale, l'Appel d'Offres pour la mise en place de centrales solaires d'une puissance cumulée de 60 MWC sur les sites de Kahone et Touba. Elle a validé les différentes étapes du processus de mise en concurrence pour la mise en place et l'exploitation d'une centrale dual fuel de 120 MW à Malicounda.

Le suivi de l'exécution des contrats de concession de Senelec et des concessionnaires d'électrification rurale par la Commission, révèle, en 2017, de meilleures performances de Senelec en terme de respect des normes fixées par le Gouvernement et une nette amélioration des taux d'électrification dans les concessions. Toutefois, la question de l'exhaustivité des informations fournies par les opérateurs pour une meilleure appréciation de leur exploitation demeure.

Dans le cadre de la protection des droits des consommateurs et des investisseurs, la Commission a instruit les réclamations et plaintes reçues des usagers et des opérateurs.

Elle a aussi instruit et donné des avis conformes pour l'octroi de Licences de production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables à la société Parc Eolien Taïba Ndiaye S.A, au Groupement Solaria Kima S.A. et à la société Energy Resources Sénégal S.A. Des avis ont été donnés sur les projets d'Electrification du PERACOD, le projet d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL) de COGELEC et le transfert des quatre concessions non encore attribuées à Senelec.

Toutes ces activités ont été menées dans un cadre de concertation, d'échanges et de communication avec les principaux acteurs du secteur à travers des consultations publiques, points de presse ou publi-reportage.

Au titre de la coopération internationale, la Commission a participé aux rencontres organisées par l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC) et le réseau francophone des régulateurs de l'énergie RegulaE.FR.

Enfin, le rapport présente l'exécution du budget de la Commission arrêté en emplois et en ressources à la somme deux milliards cent quatre millions sept cent quatre-vingt-cinq mille soixante-dix (2 104 785 070) FCFA. Les états financiers de 2017 de la Commission sont certifiés conformes sans réserve par le Cabinet d'audit ABX.

# 1



## **REGULATION TARIFAIRE ....**

# 1 REGULATION TARIFAIRE

La loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité prévoit, en son article 11, que la Commission détermine la structure et la composition des tarifs applicables par les entreprises titulaires de licence ou de concession, conformément aux principes et méthodes définis par l'article 28 de ladite loi.

Cette régulation tarifaire cherche à garantir la viabilité économique et financière des opérateurs tout en préservant les droits des consommateurs en matière de prix et de qualité de service.

Ainsi, les activités menées par la Commission en 2017 ont concerné Senelec, les opérateurs d'électrification rurale et la détermination du tarif de rachat du surplus de productions des autoproducteurs utilisant les énergies renouvelables.

## 1.1. SENELEC

Les activités de régulation tarifaire relatives à Senelec ont concerné la définition des conditions tarifaires pour la période 2017-2019, l'approbation des nouveaux tarifs de vente au détail d'énergie électrique et la détermination du Revenu Maximum Autorisé en 2017.

### *1.1.1. Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019*

Le Contrat de Concession de Senelec, en son article 36 alinéa 4 modifié, et le Cahier de charges, en son article 10, ont défini une Formule de contrôle des revenus et fixé sa durée de validité à trois (3) ans. Avant la fin de la période de validité, la Formule est révisée par la Commission, après consultation de l'Etat et de Senelec notamment, afin de déterminer de nouvelles conditions tarifaires pour la période triennale subséquente.

Conformément au décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, la Commission a lancé, le 26 octobre 2015, la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019. Elle

a organisé en 2016 la première consultation publique sur le bilan de la période 2014-2016, les normes et obligations de la période 2017-2019 et la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

La seconde phase du processus a connu un retard d'une année par rapport au chronogramme initial du fait de l'indisponibilité à temps des projections de Senelec pour la période 2017-2019.

Senelec a soumis à la Commission ses projections définitives le 13 mars 2017 avec un programme d'investissements de 804,389 milliards FCFA sur la période dont 541,073 milliards F CFA éligibles à la base tarifaire. A l'issue de l'analyse, la Commission, préalablement à la seconde consultation publique, a requis l'avis du Gouvernement sur le volume des investissements prévus et son impact au regard du besoin d'augmentation des tarifs ou de compensation de revenus.

En l'absence de réactions du Gouvernement sur le programme d'investissements, la Commission a organisé, du 24 mai au 23 juin 2017, la seconde consultation publique sur les projections de coûts, le programme d'investissements de 804,389 milliards de FCFA et les premières conclusions de la Commission sur les nouvelles conditions tarifaires.

Une journée de partage a eu lieu le 06 juillet 2017 en présence notamment des représentants de la Primature, des Ministères en charge de l'Energie et des Finances, de Senelec, des concessionnaires d'électrification rurale ainsi que des associations de consommateurs. Les discussions ont porté sur les normes de qualité du service et de sécurité, fixées par le Ministre chargé de l'Energie, les causes du retard noté dans la soumission par Senelec des projections de coûts, les différentes redevances figurant dans la Formule de contrôle des revenus, la durée de validité des conditions tarifaires et sur l'ampleur du programme d'investissements, sa faisabilité et sa soutenabilité par les tarifs ou la compensation.

Les échanges sur le programme d'investissements se sont poursuivis au-delà de la consultation publique. Au vu de l'importance de la question, la Commission a initié des rencontres qui ont conduit à la soumission par Senelec d'un programme d'investissements réajusté d'un montant de 691,469 milliards de FCFA dont 510,741 milliards de FCFA éligibles à la base tarifaire.

Sur la base de nouveaux éléments, la Commission a transmis le 17 novembre 2017, le projet de Décision sur les nouvelles conditions tarifaires pour la période 2017-2019 à Senelec ainsi qu'au Ministre chargé de l'Energie et au Ministre chargé des Finances, pour avis et observations avant le 30 novembre 2017.

Par lettre en date du 29 novembre 2017, Senelec a transmis à la Commission ses observations et a demandé l'organisation d'une rencontre entre ses services compétents et ceux de la Commission.

La Commission a donné une suite favorable à cette requête. Toutefois, Senelec ne s'est pas présentée à la réunion à la date prévue.

Le Ministre de l'Economie des Finances et du Plan, par lettre en date du 29 novembre 2017, a indiqué concernant le programme d'investissements et ses implications que l'Etat pourrait, le moment venu et compte tenu de la conjoncture économique, décider du niveau de subventions et dons ou opter pour une compensation au profit de Senelec.

Le Ministre du Pétrole et des Energies a, par lettre en date du 22 décembre 2017, indiqué à la Commission qu'il n'a pas de réserves particulières sur le montant du programme d'investissements de Senelec dans la mesure où il vise l'atteinte d'une qualité du service conforme aux meilleurs standards et alignée sur les objectifs du Plan Sénégal Emergent.



En considérant que les observations reçues ne remettent pas en cause le projet de Décision, la Commission a fixé par Décision n°2017-08 du 29 décembre 2017 les nouvelles conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019. La Décision est présentée en annexe 1.

### Encadré 1 : Projections retenues par la Commission pour la période tarifaires 2017-2019

Les conditions tarifaires de Senelec sont définies sur la base des données précitées :

Les projections de demande font ressortir sur la période, une croissance moyenne annuelle de 8,3% qui fait passer les prévisions de consommations de 3 126 GWh en 2016 à 3 727 GWh en 2019 correspondant à une croissance de 26% sur la période. Celle-ci s'explique par la forte augmentation des ventes Moyenne Tension de 37% et des ventes Haute Tension de 56,5%.

Les investissements intégrés dans la base tarifaire sont de 510,741 milliards de FCFA. Ces investissements concernent la production pour 30,693 milliards de FCFA, le transport pour 227,046 milliards de FCFA, la distribution pour 174,046 milliards de FCFA et les autres investissements pour 78,955 milliards de FCFA.

Ce montant ne tient pas compte des investissements réalisés par les producteurs indépendants concernant la centrale au charbon de Sendou d'une puissance de 125 MW, les projets de centrales solaires d'une puissance totale de 186 MW sur la période, la centrale éolienne de Taïba Ndiaye pour une puissance de 100 MW et les projets de l'OMVS et OMVG.

Également, les projets financés par l'Etat du Sénégal sous forme de subventions ou dons, d'un montant de 148,737 milliards de FCFA, les investissements relatifs au système de comptage et aux installations intérieures des clients d'un montant de 21,492 milliards de FCFA ne sont pas pris en compte dans la base tarifaire. Il en est de même pour les projets immobiliers, d'un montant de 10,500 milliards de FCFA, pour lesquels les justifications fournies par Senelec ne permettent pas de démontrer leurs impacts sur son activité normale.

La capacité installée connaît une augmentation sensible sur la période. Elle passe de 1 070 MW en 2016 à 1 474 MW en 2019 soit une puissance supplémentaire de 404 MW sur la période. La puissance assignée suit la même tendance en passant de 738 MW en 2016 à 1 261 MW en 2019 soit une hausse de 524 MW. La disponibilité moyenne des unités de production devrait

s'améliorer progressivement pour atteindre 89,60% en 2019 contre 83,7% en 2017.

Pour satisfaire la demande, 12 132 GWh devra être livrés sur le réseau (production nette de Senelec + Achats d'énergie) sur la période 2017-2019. La production nette du parc de Senelec prévue sur la période est de 5 757 GWh soit 48% du besoin de livraison.

La structure de la production évolue aussi considérablement. La production propre de Senelec se réduit progressivement. Elle passera de 55% en 2017 à 47% en 2018 et 41% en 2019, au profit des achats d'énergie qui vont s'accroître avec le déploiement des nouvelles centrales détenues par les producteurs indépendants avec la centrale au charbon et le développement des énergies renouvelables.

Le développement de la production indépendante influe également sur la diversification des sources de production. Le poids des centrales utilisant des produits pétroliers se réduit progressivement au profit du charbon et des énergies renouvelables.

Les charges d'exploitation et maintenance de Senelec deviendraient de moins en moins sensibles aux fluctuations des prix des produits pétroliers. Ainsi, les charges d'exploitation de Senelec (hors redevances) devraient être moins sensibles aux fluctuations des prix des produits pétroliers. Elles se chiffrent, en francs constants de 2016, à 318,291 milliards de FCFA en 2017, 335,908 milliards de FCFA en 2018 et 348,369 milliards de FCFA en 2019, correspondant à un taux d'accroissement moyen annuel de 8,31%.

Les amortissements observent ainsi une croissance moyenne annuelle de 25% sur la période, et s'élèvent à 27,404 milliards de FCFA en 2017, 35,702 milliards de FCFA en 2018 et 43,064 milliards de FCFA en 2019.

Avec le taux de rentabilité normal fixé à 10,67%, la rémunération des actifs est de 29,109 milliards de FCFA en 2017, 43,402 milliards de FCFA en 2018 et 60,049 milliards de FCFA en 2019 soit un accroissement moyen annuel de 58% sur la période.

### 1.1.2. Approbation des tarifs de vente au détail d'énergie électrique de SENELEC

Le Gouvernement a pris la décision de baisser les tarifs de l'électricité de 10% à compter du 1<sup>er</sup> bimestre 2017. A cet effet, Senelec a soumis à la Commission, pour approbation, une grille tarifaire avec des réductions de tarifs différenciées en fonction des catégories de clients et des tranches de consommation.

Après avoir requis l'avis du Gouvernement sur la nouvelle grille tarifaire, la Commission a approuvé, par Décision n° 2017-06 du 28 avril 2017, les tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1<sup>er</sup> mai 2017. Le niveau de la baisse appliquée aux clients domestiques et aux clients professionnels petite puissance et moyenne puissance varie en fonction des tranches de consommation. Il s'agit de :

- 15% sur le tarif de la 1<sup>ère</sup> tranche
- 11% sur le tarif de la 2<sup>ème</sup> tranche
- 4% sur le tarif de la 3<sup>ème</sup> tranche.

Pour le prépaiement, la nouvelle grille intègre le système de tarification par tranche de consommation

à la place du tarif unique. Les tarifs sont alignés sur ceux du post-paiement à l'exception du tarif de la 3<sup>ème</sup> tranche qui est égal à celui de la 2<sup>ème</sup> tranche. Cette mesure permet aux clients en prépaiement de bénéficier, au même titre que les clients en post-paiement, de l'exonération de TVA sur les deux premières tranches.

S'agissant des clients domestiques grande puissance et des clients professionnels grande puissance, la baisse est de 9,6% sur les tarifs et les primes fixes.

Pour l'éclairage public et les concessionnaires d'électrification rurale, la baisse est de 10% sur les tarifs et les primes fixes.

Quant aux clients Moyenne Tension et Haute Tension, la baisse sur les tarifs et les primes fixes est de 4%, à l'exception des clients Tarifs Courte Utilisation (TCU) pour lesquels la baisse est de 4,3% sur le tarif en heure de pointe.

Les tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1<sup>er</sup> mai 2017 tels qu'approuvés par la Commission sont présentés ci-dessous.

**Tableau 1 :** Tarifs de vente au détail d'énergie électrique applicables par Senelec à compter du 1<sup>er</sup> mai 2017

Fourniture d'électricité en Basse tension				
CATEGORIES TARIFAIRES	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	1 <sup>ère</sup> Tranche	2 <sup>ème</sup> Tranche	3 <sup>ème</sup> Tranche	
<b>Usage Domestique (UD)</b>				
Domestique Petite Puissance( DPP)	90,47	101,64	112,65	
Domestique Moyenne Puissance(DMP)	96,02	102,44	112,02	
<b>Usage Professionnel (UP)</b>				
Professionnel Petite Puissance( PPP)	128,85	135,68	147,68	
Professionnel Moyenne Puissance(PMP)	129,81	136,53	149,24	
<b>Prépaiement ( WOYOFAL)</b>				
Domestique Petite Puissance( DPP)	90,47	101,64	101,64	
Domestique Moyenne Puissance(DMP)	96,02	102,44	102,44	
Professionnel Petite Puissance( PPP)	128,85	135,68	135,68	
Professionnel Moyenne Puissance(PMP)	129,81	136,53	136,53	
<b>Usage Grande Puissance</b>				
	<b>Heures Hors Pointe</b>	<b>Heures de Pointe</b>		
Domestique Grande Puissance(DGP)	86,30	120,81		869,21
Professionnel Grande Puissance (PGP)	103,36	165,38		2 607,63
<b>Eclairage Public</b>				
	118,16			3 007,21

CATEGORIE TARIFAIRE	Prix de l'énergie en FCFA/kWh		Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	Heures Hors Pointe	Heures de Pointe	
<b>Livraison en Moyenne Tension</b>			
Tarif Courte Utilisation (TCU)	118,51	183,48	907,32
Tarif Général (TG)	85,29	136,46	3 861,89
Tarif Longue Utilisation (TLU)	70,07	112,12	9 321,26
Concessionnaires d'électrification rurale	91,35		
<b>Livraison en Haute Tension</b>			
Tarif Général	55,69	80,20	9 461,23
Tarif Secours	74,16	106,78	4 206,24

Tranches de consommation pour les usagers basse tension (BT)			
Option tarifaire	1 <sup>ère</sup> tranche	2 <sup>ème</sup> tranche	3 <sup>ème</sup> tranche
UD-PP	De 0 à 150 kWh	De 151 à 250 kWh	Plus de 250 kWh
UD-MP	De 0 à 50 kWh	De 51 à 300 kWh	Plus de 300 kWh
UP-PP	De 0 à 50 kWh	De 51 à 500 kWh	Plus de 500 kWh
UP-MP	De 0 à 100 kWh	De 101 à 500 kWh	Plus de 500 kWh

Le tableau de comparaison entre les anciens et les nouveaux tarifs est présenté en annexe 2.

### 1.1.3. Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2017

Le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec pour une année est déterminé à partir de la Formule de contrôle des revenus en vigueur en considérant la moyenne arithmétique des indices d'inflation, des prix des combustibles et du taux de change du FCFA par rapport à l'Euro (TCt), constatés durant les douze (12) mois de la même année.

Chaque année, le RMA est estimé périodiquement aux conditions économiques du 1er janvier, du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre (dates d'indexation des tarifs) sur la base des moyennes arithmétiques trimestrielles.

La Commission a ainsi procédé, au cours de l'année 2017, aux indexations du Revenu Maximum Autorisé de Senelec aux conditions économiques du 1er janvier, du 1er avril, du 1er juillet sur la base des conditions tarifaires de la période 2014-2016 prorogée.

Après la détermination des nouvelles conditions tarifaires pour la période 2017-2019, la Commission a déterminé le Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 1er octobre et fixé son niveau final sur cette base.

Les Décisions relatives aux indexations du Revenu Maximum Autorisé en 2017 sont présentées ci-après :

- Décision n° 2017-04 du 16 février 2017 relative à l'approbation de la grille tarifaire de Senelec applicable à compter du 1er bimestre 2017 et à son Revenu Maximum Autorisé en 2017 aux conditions économiques du 1er janvier qui est estimé à 350,981 milliards de F CFA. En considérant les recettes, évaluées à 329,627 milliards de FCFA, un écart de revenus de 21,354 milliards de FCFA sur l'année est constaté dont 5,338 milliards de F CFA exigible au titre du premier trimestre.
- Décision n° 2017-06 du 28 avril 2017 relative à l'approbation de la grille tarifaire de Senelec applicable à compter du 1er mai 2017 et à son Revenu Maximum Autorisé en 2017 aux conditions économiques du 1er avril qui est évalué à 362,628 milliards de F CFA. Avec les recettes considérées de 336,044 milliards de F CFA, un écart de revenus de 26,584 milliards de FCFA sur l'année est observé dont 7,954 milliards de F CFA exigible au titre du deuxième trimestre.
- Décision n° 2017-07 du 27 octobre 2017 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2017 aux conditions économiques du 1er juillet qui est estimé à 356,014 milliards de F CFA pendant que les ventes sont chiffrées à 336,044 milliards de F CFA d'où un écart de revenus de 19,970 milliards de FCFA sur l'année dont 1,686 milliards de F CFA exigible au titre du troisième trimestre.
- Décision n° 2018-02 du 05 mars 2018 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2017

aux conditions économiques du 1er octobre fixant le RMA à 393,842 milliards de FCFA au moment où les recettes sont évaluées à 336,044 milliards de F CFA soit un écart de revenus de 57,215 milliards de FCFA sur l'année, représentant un manque à gagner au titre du quatrième trimestre de 42,237 milliards de F CFA supporté par l'Etat.

Pour la couverture des écarts de revenus constatés à l'issue des différentes indexations, le Gouvernement du Sénégal a pris la décision de payer à Senelec des compensations de revenus. Ainsi, les tarifs en vigueur ont été maintenus.

Le Revenu Maximum Autorisé final de Senelec en 2017 est fixé par Décision n° 2018-03 du 05 mars 2018 à 407,407 milliards de FCFA pour des ventes de 3 147,89 GWh.

Les recettes de Senelec provenant de la vente d'énergie électrique s'élèvent à 338,986 milliards de F CFA, d'où un écart de revenus par rapport au Revenu Maximum Autorisé de 68,421 milliards de F CFA sur l'année correspondant à 20% en valeur relative.

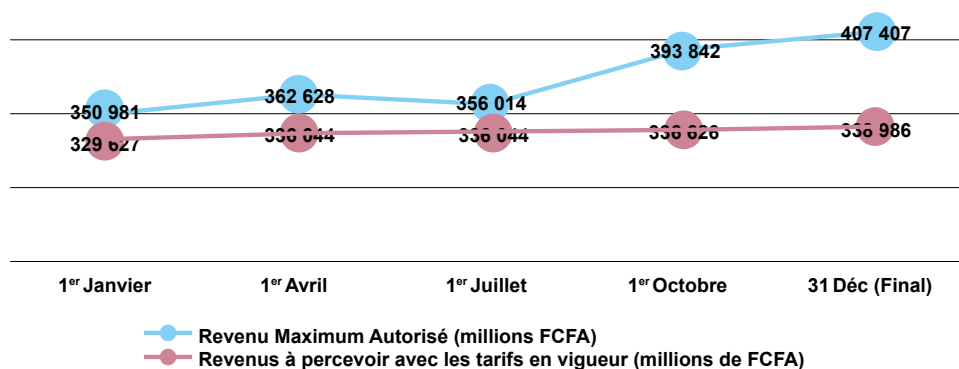
En tenant compte des compensations de revenus, d'un montant total de 57,215 milliards de FCFA, décidées par le Gouvernement à l'occasion des différentes indexations, les revenus globaux de Senelec en 2017, au titre de la vente d'énergie, s'élèvent à 396,201 milliards de FCFA. Ainsi, l'écart de revenus final par rapport au Revenu Maximum Autorisé en 2017 est de 11,205 milliards de FCFA. Conformément aux dispositions en vigueur, ce montant sera inscrit en facteur de correction dans le calcul du Revenu Maximum Autorisé en 2018.

Le tableau ci-dessous présente les RMA déterminés en 2017.

**Tableau 2 :** Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2017

	Dates d'indexation	Ventes (GWh)	Revenu Maximum Autorisé (milliards FCFA)	Revenus à percevoir avec les tarifs en vigueur (milliards de FCFA)	Ecart de revenus (milliards de FCFA)	Compensation de revenus (milliards de FCFA)
Conditions Tarifaires 2014-2016	1er janvier	3 105,780	350,981	329,627	-21,354	5,338
	1er avril	3 105,780	362,628	336,044	-26,584	7,954
	1er juillet	3 105,780	356,014	336,044	-19,970	1,686
Conditions Tarifaires 2017-2019	1er octobre	3 105,780	393,842	336,626	-57,215	42,238
	31 déc. (Final)	3 147,885	407,407	338,986	-68,421	57,215

**Graphique 1 :** Evolution du RMA en 2017



## 1.2. OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE

L'activité de régulation tarifaire pour les opérateurs en zone rurale a concerné la révision des conditions tarifaires de la Concession d'Electrification Rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou exploitée par la société Energie Rurale Africaine SA (ERA) et l'harmonisation des tarifs.

### 1.2.1. Révision des conditions tarifaires de la Concession de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou

La société ERA a saisi la Commission, par lettre du 24 mai 2017, d'une demande de révision quinquennale des conditions tarifaires. Elle fonde sa demande sur les écarts significatifs entre les conditions réelles d'exploitation de la Concession et les hypothèses ayant servi à la définition des conditions tarifaires en vigueur.

La Commission a donné suite à la demande d'ERA et a démarré la révision le 1er juillet 2017 par la publication du calendrier de mise en œuvre intégrant les rôles et responsabilités de chacune des parties prenantes en vue de la définition de nouvelles conditions tarifaires avant le 31 décembre 2017.

Ainsi, ERA a été invitée à transmettre à la Commission le bilan de la Concession depuis le début de l'exploitation ainsi que le plan de développement de la Concession nécessaires pour la définition de nouvelles conditions tarifaires. Compte tenu du retard important noté dans la soumission par ERA du bilan de la concession, le processus de révision n'a pas été déroulé selon le calendrier prévu.

Le chronogramme indicatif de la révision des conditions tarifaires applicables par ERA est présenté ci-dessous.

Responsable	Actions à mener	Échéances
ERA	Soumission du rapport sur le bilan des activités de 2012-2017	Au plus tard à la Mi-Juillet 2017
Ministère Energie	Définition de nouvelles normes et obligations sur la période 2018-2022	Fin juillet 2017
ERA	Soumission des projections de la période 2018-2022	Fin Aout 2017
CRSE	Consultation publique de 30 jours	Fin novembre 2017
CRSE	Définition de nouvelles conditions tarifaires 2018-2022	Mi-décembre 2017
ERA	« Eventuellement » Contestation du projet de Décision auprès du Ministère de l'Energie	01 semaine
Ministère Energie	« Eventuellement » Désignation d'un expert indépendant sur la base d'une liste fournie par ERA et CRSE, aux frais d'ERA.	01 semaine
EXPERT	« Eventuellement » Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation d'ERA	2 semaines
CRSE	Publication de la décision finale relative aux conditions tarifaires d'ERA	Avant fin décembre 2017 (Avant fin janvier 2017 en cas de contestations)

### 1.2.2. Harmonisation des tarifs

Aux termes de la loi, la Commission détermine pour chaque opérateur un niveau de revenus suffisant lui permettant de couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance, les amortissements et les impôts et taxes et d'obtenir un taux de rentabilité pour ses investissements.

La multiplicité des opérateurs ayant des conditions techniques et économiques d'électrification différentes a induit naturellement une hétérogénéité des tarifs de l'électricité entre la zone urbaine et la zone rurale et au sein même de la zone rurale. Cette disparité tarifaire est à l'origine de nombreuses contestations de la part des usagers et impacte négativement sur le nombre de raccordements dans les concessions d'électrification rurale.

Pour faire face à cette situation, le Gouvernement a pris en 2016 la décision de procéder à une harmonisation des tarifs de l'électricité sur le territoire national en faisant appliquer les tarifs de Senelec dans les Concessions d'Electrification Rurale.

L'étude menée à cette fin, avec l'appui de la Facilité d'Assistance Technique de l'Union Européenne, a permis l'élaboration d'une feuille de route devant permettre l'harmonisation des tarifs dans un délai de 18 mois à compter du 1er janvier 2017.

Suivant les recommandations de la Commission, le Gouvernement a décidé d'appliquer des mesures transitoires permettant de réduire sensiblement les tarifs à très court terme et faciliter l'accès des populations au service de l'électricité dans le monde rural. Il s'agit :

- la réduction de 50% des apports initiaux ;
- la réduction de 25% des forfaits (S1, S2 et S3) ; et
- l'application du tarif prépaiement de Senelec aux usagers équipés de compteurs (S4).

A cet effet, le Ministre chargé de l'Energie a demandé aux concessionnaires d'électrification rurale de s'accorder avec l'ASER sur les modalités de prise en charge des compensations financières et de soumettre à la Commission, pour approbation, les nouvelles grilles tarifaires y relatives à compter du 1er juin 2017.

A la suite des discussions entre L'ASER et les opérateurs, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission un projet d'avenant sur lequel la Commission a formulé des observations. Elle a également transmis au Ministère en charge de l'Energie des projets de décision tarifaire relatifs à l'application des mesures transitoires.

### 1.3. TARIF D'ACHAT DU SURPLUS DE L'ENERGIE ELECTRIQUE ISSU DE L'AUTOPRODUCTION A PARTIR DES ENERGIES RENOUVELABLES

Pour encourager les entreprises et les ménages à investir dans le secteur des énergies renouvelables pour leur propre consommation, la loi n° 2010-21 du 15 décembre 2010 portant loi d'orientation sur les énergies renouvelables permet aux autoproducteurs de vendre leur surplus de production à l'exploitant du réseau à un tarif fixé par la Commission. A la suite d'une première étude menée en 2013 par le cabinet Castalia avec l'appui de l'Union européenne, la Commission a élaboré une note retenant la méthode du coût évité du réseau interconnecté de Senelec comme fondement du tarif d'achat du surplus de l'autoproduction. Cette note a été transmise au Ministre chargé de l'Energie et à Senelec pour observations.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement marquée par la forte baisse des coûts des technologies de production d'électricité d'origine renouvelable et de l'augmentation des prix des produits pétroliers, il est apparu nécessaire de réévaluer la méthode du coût évité. Ainsi, la Commission avec l'appui de l'ECREEE et de la GIZ a initié, en octobre 2017, une nouvelle analyse afin d'apprécier l'adéquation de la méthodologie du coût évité au contexte actuel et d'étudier les méthodologies alternatives de tarification. A l'issue de l'analyse préliminaire les limites de l'approche du coût évité ont été mises en évidence et la méthode basée sur la rentabilité spécifique de chaque technologie a été proposée afin de prendre en compte la baisse sensible des coûts des technologies d'énergies renouvelables.

Un atelier de partage des résultats de l'analyse s'est tenu les 21 et 22 novembre 2017 avec la participation du Ministère du Pétrole et des Energies (MPE), de Senelec, de l'ANER, de l'AEME, des partenaires techniques et financiers et du secteur privé.



# 2



**DEVELOPPEMENT DE LA  
PRODUCTION INDEPENDANTE  
D'ELECTRICITE .....**

## 2 DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE ■■■■■

Les activités menées par la Commission ont concerné la poursuite du processus de sélection de producteurs indépendants pour la mise en place de centrales solaires dans le cadre de l'Initiative Scaling Solar ainsi que l'appel d'offres lancé par Senelec pour la construction et l'exploitation d'une centrale dual fuel à Malicounda.

La Commission a par ailleurs finalisé l'étude sur l'évaluation des Contrats d'Achat d'Energie, entamée en 2016.

### 2.1. APPEL D'OFFRES POUR LA MISE EN PLACE DE CENTRALES SOLAIRES/SCALING SOLAR

Le processus enclenché en 2016 s'est poursuivi en 2017. Pour rappel le Gouvernement a retenu d'acquérir dans le cadre de l'initiative Scaling Solar du groupe de la Banque Mondiale une capacité de production indépendante d'énergie électrique solaire d'une puissance de 50 à 100 MWc à Touba, Kahone et Niakhar.

Après la phase de préqualification qui a permis, en 2016, de sélectionner treize (13) soumissionnaires, le comité Ad hoc présidé par la Commission a tenu plusieurs réunions aux fins de valider le Dossier d'Appel d'Offres (DAO) comprenant L'Accord de Soutien de l'Etat (ASE) et le Contrat d'Achat d'Energie (CAE). Des ajustements ont été apportés aux différents documents tout en veillant au respect du modèle « Scaling Solar » choisi pour la mise en œuvre des projets.

A la suite de l'approbation du DAO, la Commission a lancé l'Appel d'Offres le 13 octobre 2017 pour la mise en place de centrales solaires d'une puissance cumulée de 60 MWc sur les sites de Kahone et Touba. Tous les soumissionnaires pré-qualifiés lors de la phase de pré-sélection ont été invités à déposer leurs offres avant le 12 mars 2018.

Elle a, par ailleurs, organisé des visites de sites le 15 novembre 2017 à Kahone (Kaolack) et le 16 novembre 2017 à Kael (Touba). Par la suite, une réunion de synthèse, s'est tenue le vendredi 17 novembre 2017, durant laquelle les soumissionnaires pré-qualifiés ont

eu l'occasion de demander des clarifications sur le processus et les Documents d'Appel d'Offres.

### 2.2. APPEL D'OFFRES POUR LA MISE EN PLACE D'UNE CENTRALE THERMIQUE A MALICOUNDA

Senelec a transmis par courrier en date du 29 juin 2017, le Dossier d'Appel d'Offres pour la réalisation et l'exploitation d'une centrale dual fuel de 120 MW à Malicounda sous forme de BOOT (Build, Own, Operate and Transfer), pour validation.

La Commission a émis des observations sur le DAO notamment sur les conditions d'établissement de l'offre et le projet de Contrat d'Achat d'Energie. Ces observations ont été prises en compte par Senelec avant le lancement de l'appel d'offres restreint.

La Commission a assisté à l'ouverture des plis le 13 septembre 2017 et à l'évaluation des offres qui se sont déroulées du 18 au 26 septembre 2017 en présence des représentants des Ministères en charge de l'Energie et des Finances.

Le rapport d'évaluation des offres a été transmis à la Commission qui a considéré que le choix fait sur le groupement MELEC POWER GEN/MATELEC GROUP est conforme au DAO.

Ainsi elle a notifié à Senelec, le 09 octobre 2017, par Avis n°05 /2017, l'attribution provisoire de l'appel d'offres au groupement MELEC POWER GEN/MATELEC GROUP.

Senelec et le Groupement ont ensuite tenu des séances de négociations sur le Contrat d'Achat d'Energie, en présence de la Commission en qualité d'observateur. Les négociations ont porté notamment sur les conditions suspensives du contrat, le site, la disponibilité de la centrale, les intérêts de retard, les conditions de résiliation du contrat et de transfert de la centrale.

A l'issue des négociations, le CAE a été signé le 04 janvier 2018. La mise en service de la centrale est prévue en 2019.

### 2.3. EVALUATION DES CONTRATS D'ACHAT D'ENERGIE (CAE)

Afin de consolider les acquis et d'améliorer l'option de partenariat public-privé dans le domaine de la production d'électricité au Sénégal, la Commission, avec l'appui de Power Africa, a entamé en 2016, à la demande du Ministre en charge de l'Energie, l'évaluation des CAE.

En 2017, des visites ont été effectuées au niveau des centrales exploitées par des producteurs indépendants (Malicounda, Contour Global, Kounoune Power) et Senelec (C6 Bel Air).

A l'issue des visites et des entretiens avec les promoteurs, la Commission a élaboré des rapports portant sur l'analyse du cadre législatif, réglementaire et commercial, et sur la comparaison financière des options « acquisition de centrales clés en main » (EPC) et « production indépendante » (IPP).

L'étude a montré quelques difficultés relatives à :

- l'absence de code réseau fixant entre autres, les obligations liées à la conduite du réseau;
- l'absence d'uniformité des CAE élaborés par promoteur et par type de technologie ainsi que des annexes et avenants, rendant ainsi difficile le suivi de leurs exécutions ;

- la lourdeur des procédures administratives dans la phase de développement des projets ;
- la non prise en considération de la gestion des risques dans les négociations des CAE, généralement orientées sur les coûts de l'énergie, les pénalités et les garanties financières.

Les principales recommandations qui ont été formulées sont les suivantes :

- l'élaboration d'un code réseau ;
- l'harmonisation des CAE en deux types (puissance garantie ou non garantie) ;
- la mise en place d'un guichet unique et d'un code de l'investissement dédié au Secteur de l'Énergie ;
- la systématisation de l'analyse comparative des options IPP et EPC pour chaque nouveau projet ;
- le renforcement du rôle de la Commission dans le processus d'appel d'offres pour la production indépendante.

Au terme de l'étude, la Commission a partagé les conclusions de l'étude avec les différentes parties prenantes et a transmis les rapports au Ministre chargé de l'énergie.



# 3



**SUIVI DE L'EXECUTION DES  
CONTRATS DE CONCESSION ....**

# 3 SUIVI DE L'EXECUTION DES CONTRATS DE CONCESSION

Le suivi de l'exécution des contrats de concession concerne Senelec et les opérateurs d'électrification rurale.

## 3.1. SENELEC

Le suivi de l'exécution du contrat de concession de Senelec a porté sur l'application des normes et les obligations de raccordement en milieu rural et urbain, fixées par le Ministre chargé de l'Energie lors de la détermination des conditions tarifaires pour la période 2017 - 2019.

Ce suivi concerne également la certification des comptes, la séparation comptable et le règlement de service de Senelec.

### 3.1.1. Suivi des normes

Le Règlement d'Application n° 04-2003 du 03 octobre 2003 relatif au contrôle de l'exécution de son Contrat de Concession prévoit en son article 8 que Senelec doit remettre à la Commission un rapport d'exploitation annuel contenant notamment, les informations sur les pertes techniques, les plaintes des consommateurs et les performances relatives aux normes contractuelles, trois mois au plus tard après la fin de l'année.

Les normes pour la qualité de service à respecter concernent :

- les délais d'approbation ;
- la sécurité et la disponibilité (énergie non fournie) ;

- les relations avec la clientèle ;
- la vérification des compteurs ;
- les compteurs à prépaiement ;
- la qualité du courant ;
- le branchement Basse Tension.

A ce titre, la Commission a saisi Senelec par courrier pour disposer dudit rapport d'exploitation.

Les résultats de l'analyse des informations reçues de Senelec et relatives au suivi de ces normes sont résumés ci-après.

#### 3.1.1.1. Normes d'approbation

Senelec dispose d'un délai de 10 jours ouvrables pour répondre à toute demande écrite concernant l'approbation des travaux de branchement HT ou MT confiés à une autre entreprise.

Lorsque ce délai n'est pas respecté, un montant de 6 212 F CFA par jour de retard est dû au client.

En 2017, Senelec a reçu 363 demandes d'approbation des travaux de branchement MT satisfaites à 96, 4 % dans les délais impartis.

Concernant les travaux de branchement HT, Senelec informe n'avoir reçu aucune demande d'approbation.

**Tableau 3 :** Suivi de la norme d'approbation MT

Désignations		Total trimestre				Total 2017
		1	2	3	4	
Nombre de demandes reçues	A	87	107	80	89	363
Nombre de réponses fournies hors délais	B	9	4	0	0	13
Nombre cumulé de jours des réponses hors délais	C	19	15	0	0	34
Nombre de jours moyen d'une réponse hors délai	=c/b	2	4	0	0	3

Source : données Senelec

### 3.1.1.2. Normes de sécurité et de disponibilité

Senelec a l'obligation de satisfaire la demande de ses clients en limitant la quantité d'Energie Non Fournie (ENF) à 1 % de ses ventes d'énergie.

En 2017, la quantité d'ENF est de 30,6 GWh alors que la norme est de 31,48 GWh.

Ainsi, Senelec a respecté la norme.

Toutefois, il convient de noter que cette norme a été de 0,3% de l'énergie vendue en 2016 et est passée à 1% pour la période 2017 – 2019.

**Tableau 4 :** Suivi des normes de sécurité et de disponibilité

Energie Non Fournie	2016	2017
Norme Energie Non Fournie en GWh	0,3% de l'énergie vendue	1% de l'énergie vendue
	8,6	31,48
Energie Non Fournie réalisée en GWh	31,0	30,6

Source : données Senelec

### 3.1.1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

#### a) Facturation

Après le raccordement d'un nouveau client, Senelec a l'obligation :

- d'établir la première facture (non estimée) dans un délai de trois (3) mois. A défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 212 F CFA par jour de retard ;
- de ne pas émettre plus de 2 factures estimées consécutives et 3 factures estimées par an pour un client ; et
- de respecter un délai de 10 jours pour traiter les réclamations concernant les factures.

Durant l'année 2017, le nombre de premières factures émises est estimé à 23 289. Le taux d'émission de ces factures au-delà de la norme est évalué à 4%.

Senelec n'a pas fourni d'information relative aux réclamations concernant les factures.

**Tableau 5 :** Suivi de la norme de facturation

Désignations	Total trimestre				Total Année
	1	2	3	4	
<b>Nombre de premières factures émises</b>	11290	4460	675	6864	23289
<b>Nombre de premières factures émises au-delà de la norme</b>	402	168	77	272	919
<b>Taux d'émission de premières factures émises au-delà de la norme</b>	3,6%	3,8%	11,4%	4%	4%

Source : données Senelec

## b) Remise de courant après coupure pour défaut de paiement

Suite au règlement de la facture d'un client qui a subi une coupure d'électricité pour défaut de paiement, Senelec doit rétablir le courant dans un délai de 24 heures. A défaut, Senelec doit verser une incitation contractuelle égale à 5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois.

En 2017, les coupures pour défaut de paiement concernent 494 255 clients avec une durée moyenne de rétablissement de l'électricité de 6 heures.

Senelec a respecté la norme.

**Tableau 6 :** Suivi de la norme remise de courant après coupure pour défaut de paiement

Désignations	Total trimestre				Total Année
	1	2	3	4	
<b>Nombre de clients coupés pour défaut de paiement</b>	171 865	103 915	101 353	117 122	494 255
<b>Nombre de clients rétablis</b>	103 119	62 349	60 812	70 273	296 553
<b>Durée moyenne de rétablissement</b>	6	6	6	6	6

Source : données Senelec

### 3.1.1.4. Normes de branchement Basse Tension sans modification de Réseau

Lorsqu'une personne fait une demande d'abonnement ne nécessitant pas de modification de réseau, Senelec doit visiter ses installations dans un délai de cinq (5) jours ouvrables à compter de la date de sa demande.

Senelec doit également réaliser le branchement dans un délai de cinq (5) jours ouvrables en milieu urbain et dix (10) jours ouvrables en milieu rural à compter de la

date de paiement des frais de premier établissement.

Senelec n'a pas fourni de données sur les délais de visite.

Toutefois, elle a informé sur le nombre de branchements cumulés des zones rurale et urbaine. Ainsi, 35133 demandes de branchements BT ont été effectuées en 2017 dans un délai moyen de 19 jours.

Cette norme n'a pas été respectée.

**Tableau 7 :** Suivi norme branchement Basse Tension

Désignations	Total trimestre				Total Année
	1	2	3	4	
<b>Nombre de demandes reçues</b>	24898	19078	10374	19799	74149
<b>Nombre de branchements effectués</b>	9678	11222	572	13661	35133
<b>Temps moyen de réalisation</b>	21	19	23	14	19

Source : données Senelec

### 3.1.1.5. Norme sur le prépaiement

Dans le cadre de la gestion des clients aux compteurs à prépaiement, Senelec doit respecter les obligations ci-après :

- la localisation des points de vente dans un rayon de 5 km par rapport à un abonné en milieu urbain et 10 km en milieu rural ;
- le nombre de 1 000 abonnés par point de vente en milieu urbain et 2 000 en milieu rural ; et
- le nombre d'heures ouvrables des points de vente de 8h les jours ouvrables et 4h pour les weekends et jours fériés.

Senelec n'a pas transmis d'informations permettant le suivi de la norme.

### 3.1.3. La séparation comptable des activités de la SENELEC

En application de l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité et aux stipulations de l'article 38 de son contrat de concession, SENELEC doit opérer la séparation comptable de ses activités de Production, de Transport et de Distribution. Cette séparation doit s'opérer suivant des règles et des principes approuvés par la Commission. Ces règles précisent les conditions dans lesquelles les coûts et charges de chacune des activités de Production, de Transport et de Distribution sont reflétés dans les états comptables correspondants, afin de prévenir toute subvention croisée entre ces activités.

Le processus de mise en œuvre de cette séparation comptable a démarré en 2009 avec la mise en place, par le Ministre chargé de l'Energie, d'un Groupe Technique Ad Hoc (GTAH).

A ce jour la séparation comptable des activités n'est pas encore effective

### 3.1.4. Certification des états financiers de Senelec

Les états financiers 2017 de Senelec ont été certifiés par les Commissaires aux comptes comme réguliers et sincères. Ils donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice ainsi que de la situation financière et du patrimoine de Senelec au 31 décembre

2017 sous réserve de l'incidence des éléments suivant :

- l'absence d'inventaire physique récent des immobilisations et les insuffisances dans le suivi et la gestion de celles-ci ;
- les immobilisations qui figurent toujours comme biens propres à l'actif du bilan de SENELEC alors qu'elles ont été transférées à l'Etat par la loi 2002-01 du 10 janvier 2012.

### 3.1.5. Le Règlement de service de Senelec

Au terme du processus de consultation menées tout au long de l'année 2016 avec les Association de consommateurs, Senelec et Ministère en charge de l'Energie, Senelec a transmis à la Commission le 24 avril 2017 la dernière mouture du projet qui tient compte des recommandations formulées. Sur cette version, la Commission a procédé, simplement, à la substitution des normes et obligations d'électrification fixées à Senelec pour la période 2014-2016 par celles fixées pour la période 2017-2019.

Ainsi, par lettre du 9 juin 2017, la Commission a rendu compte au Premier Ministre, cumulativement, Ministre chargé de l'Energie, du processus et des résultats des travaux. A cette occasion, la Commission lui a transmis le projet de Règlement du service paraphé, et estimé que ledit projet pouvait être approuvé.

Sur cette base le Ministre chargé de l'Energie a pris l'arrêté n°13786 du 3 août 2017 portant approbation du règlement de service de Senelec.

## 3.2. OPERATEURS D'ELECTRIFICATION RURALE

Il s'agit des concessionnaires, des Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT) et de l'ERIL d'ENERSA.

### 3.2.1. Les Concessionnaires

Compte tenu de la faiblesse de l'exploitation, le suivi de l'exécution des contrats de concessions des opérateurs d'électrification rurale s'est focalisé essentiellement sur les obligations de raccordement.

Par différents courriers la Commission a demandé aux six opérateurs, attributaires des six Concessions d'Electrification Rurale, de transmettre leurs rapports

d'activités 2017.

Il s'agit de :

- Compagnie Marocco-Sénégalaise d'Electricité (COMASEL) pour les concessions Louga-Linguère-Kébemer et Dagana-Podor-Saint-Louis ;
- Energie Rurale Africaine (ERA) pour la concession Kaffrine-Tambacounda-Kédougou ;
- Electricité du RIP (EDR) pour la concession Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas ;

→ Kolda Energy (KE) pour la concession de Kolda-Vélingara ; et

→ Steg – Coselec – LCS (SCL) Energie Solutions pour la concession Mbour.

Compte tenu de la faiblesse de l'exploitation, le suivi de l'exécution des contrats de concession des opérateurs d'électrification rurale, a porté essentiellement sur le raccordement des clients ruraux et sur la situation financière.

Le détail des réalisations est présenté dans le tableau ci-après.

**Tableau 8 :** Suivi des obligations de raccordement des concessionnaires d'électrification rurale

						Objectif du PPER	Etat d'avancement en fin 2016	Etat d'avancement en fin 2017
Concession	Concessionnaire	Date signature du Contrat	Date d'entrée en vigueur	Nombre de clients à raccorder (a)	Délai	Nombre de clients raccordés	Nombre de clients raccordés (b)	Taux de réalisation (b)/(a)
Dagana-Podor-St Louis	COMASEL (ONE-Maroc)	30-mai-08	26-mars-11	19 574	36 mois	3 955	5862	29,9%
Louga-Linguère-Kébémér	COMASEL (ONE-Maroc)	19 nov. 2009	29 nov. 2011	11 826	36 mois	4 065	6059	51,20%
Kaffrine-Tambacounda-Kédougou	Energie Rurale Africaine (ERA)	29-juin-2011	24 déc. 2013	18 001	36 mois	2 663	3798	21,10%
	(EDF - Matforce)							
Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas	Electricité du RIP	22 nov. 2012	12 nov. 2014	27 000	36 mois	0	0	0%
	(ENCO/ Isofoton Maroc)							
Kolda-Vélingara	Kolda Energy							
	(ENCO/ Isofoton Maroc)	29 juil. 2013	24-avr-15	20 500	30 mois	0	Non fourni	
Mbour	SCL Energie Solutions	09 nov. 2012	sep. 2017	9 700	18 mois	0	1 077	11,10%
	(STEG-COSELEC-LCS)							
<b>TOTAL</b>				<b>106 601</b>		<b>10 683</b>	<b>16 796</b>	<b>15,76%</b>

Source : rapports d'activités des concessionnaires

NB : le nombre de clients effectivement raccordés ne prend pas en compte les demandes en cours non encore satisfaites

Une nette progression du nombre de clients raccordés a été notée entre 2016 et 2017. Toutefois, les réalisations sont en deçà des objectifs des Programmes Prioritaires d'Électrification Rurale (PPER).

En effet le nombre total de clients raccordés en 2017 est de 15 186 sur un objectif de 106 601, soit un taux de réalisation de 14,1 %.

S'agissant de Kolda Energy l'activité d'exploitation n'a pas démarré en 2017.

### 3.2.2. Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT)

En attendant l'arrivée des concessionnaires, l'Etat a retenu en 2005 de confier la gestion technique et commerciale des localités électrifiées à travers les programmes d'électrification rurale à des Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT). Il s'agit de :

- Groupement Sénégalais de Réalisation et de Maintenance (GSERM) attributaire des localités rurales des départements de Kolda-Vélingara-Tambacounda-Kédougou et Sédhiou ;
- Société Sénégalaise pour l'Équipement et l'Énergie (SS2E) attributaire des localités rurales des départements de Dagana-Kaolack-Saint-Louis Kébémér-Louga-Linguère-Mbacké-Tivaoune-Kaolack-Nioro-Diourbel-Bambey-Kaffrine ;
- Société Sénégalaise d'Électrification Rurale (SSER), filiale de Senelec, attributaire des localités rurales des départements de Ziguichor-Oussouye-Bignona-Thiès-Rufisque-Mbour-Matam-Kanel-Ranérrou-Bakel ; et
- Société Equip-Plus, attributaire des localités rurales de la région de Fatick à l'exception des îles Mar et Wandié.

En 2017, le suivi des activités des GDT n'a concerné que GSERM et SS2E. En effet la société Equip Plus

s'est désengagée de sa concession en 2012 et SSER a été dissoute en 2016 et la procédure de liquidation a été lancée. L'exploitation des informations reçues des GDT en activité fait état d'une évolution globale du nombre de clients raccordés en 2017 grâce aux nouvelles localités électrifiées dans le cadre des programmes du Gouvernement et qui leur sont confiées pour exploitation.

En effet, le nombre d'abonnés de la société SS2E, a augmenté en passant de 556 clients à fin 2016 à 1 339 clients à fin 2017.

Concernant le groupement GSERM, le nombre d'abonnés effectivement raccordé (excluant les demandes en cours non encore satisfaites) est passé de 1 500 clients à fin 2016 à 1 739 clients à fin 2017.

### 3.2.3. ERIL de Sine Moussa Abdou

La politique en matière d'électrification rurale a permis de soutenir des projets d'Électrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL), portés par les opérateurs locaux et conçus dans les zones où il n'est pas prévu d'électrification par un concessionnaire dans les trois ans à venir.

C'est à ce titre que l'ERIL Sine Moussa Abdou est attribué à la société ENERSA. SA le 07 mars 2014 avec la signature d'un contrat de concession avec l'Etat.

Il ressort du rapport reçu de ENERSA que le nombre de raccordements de la localité à fin 2017 est de 88, dont 83 abonnés domestiques et 5 abonnés non domestiques (un forage et l'éclairage public).





# 4



***TRAITEMENT DES  
RECLAMATIONS ET PLAINTES ....***

# 4 TRAITEMENT DES RECLAMATIONS ET PLAINTES

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

Ainsi, neuf (09) réclamations ont été reçues en 2017 dont huit relatives à des différends entre opérateurs et consommateurs et une, portant sur un litige entre deux opérateurs.

## 4.1. CONSOMMATEURS

Toute réclamation d'un consommateur ou d'une association de consommateurs doit, avant d'être portée devant la Commission, avoir été soumise, au concessionnaire ou au titulaire de licence concerné, sous peine de rejet par la Commission.

Ainsi, sur les huit dossiers reçus, deux n'ont pas respecté la règle du recours préalable et n'ont pas été instruits par la Commission qui n'a pas manqué de rappeler aux requérants les procédures de saisine prévues par le Règlement d'application n°08-2004.

Les dossiers instruits sont les suivants :

Le dossier **n° R/C 01/17** concerne la plainte d'un client de Senelec pour défaut de fourniture d'électricité cinq mois durant.

Le plaignant déclare que ces dysfonctionnements seraient causés par la défectuosité du câble d'alimentation de Senelec, en amont du compteur.

La Commission a saisi Senelec en l'invitant à lui communiquer le traitement qui a été réservé à cette réclamation. Senelec a fait savoir qu'elle a ouvert une enquête, dont les conclusions seront communiquées à la Commission.

Le dossier **n° R/C 02/17** porte sur une contestation de factures d'électricité jugées excessives par une station-service qui demande l'étalonnage de ses compteurs.

La Commission a demandé à Senelec de procéder à la vérification des compteurs en respect des normes et obligations en vigueur.

Après avoir effectué des tests, Senelec reconnaît la défectuosité d'un des compteurs et par conséquent a pris des mesures de redressement. Par la suite, le client a confirmé à la Commission le règlement du différend.

Le dossier a été clôturé.

Le dossier **n° R/C 03/17** concerne un litige qui oppose les populations du village de Yendane au Gestionnaire Délégué Transitoire SS2E, en charge de l'exploitation technique et commerciale de la localité.

Dans leur requête, elles ont évoqué plusieurs griefs tels que la non satisfaction des demandes de branchement, le coût du kWh qu'elles jugent élevé, le système de facturation mensuelle différent de celui de Senelec, et l'absence d'éclairage public.

La Commission a demandé à SS2E ses obligations relatives au respect des délais de branchement prévus par son contrat de concession. Elle a demandé au Concessionnaire de prendre les dispositions nécessaires avec les autorités locales pour consentir un abonnement d'éclairage public.

SS2E a apporté des clarifications sur la liste des demandes d'abonnement non satisfaites, sur le coût du kWh, sur la tarification mensuelle et sur l'éclairage public qu'elle ne pourrait prendre en charge du fait des problèmes de recouvrement.

Compte tenu de la nature du litige, la Commission a retenu l'option de convoquer SS2E à une réunion.

Le dossier est en cours d'instruction.

Le dossier **n° R/C 04/17** est relatif aux difficultés rencontrées par les usagers des centrales solaires du village de Gouloum exploitées par COMASEL.

Le litige porte sur le système de facturation et sur les plages horaires de disponibilité du service électrique.

La Commission a demandé à COMASEL de fournir l'électricité au minimum 6 heures par jour de 19h à 1h du matin et lui a demandé de faire parvenir les éléments de réponse sur la réclamation.

En retour, COMASEL a précisé que les parties ont convenu de modifier les plages horaires définies dans le règlement de service pour permettre aux usagers de Gouloum d'utiliser rationnellement les services des deux centrales pour leurs activités commerciales.

La Commission a rappelé que toute modification, même d'un commun accord, doit lui être notifiée pour approbation. Elle a retenu de se rendre sur les lieux pour discuter avec COMASEL et les populations de Gouloum.

Le dossier est en cours d'instruction.

Pour le dossier **n° R/C 05 /17**, le requérant a saisi la Commission pour contester le montant de la facture de rappel de consommation qu'il juge anormalement élevée dans la mesure où sa maison était inoccupée durant la période facturée par Senelec.

La Commission a invité Senelec à examiner la requête du client et à lui communiquer les informations y afférentes.

Le dossier est en cours d'instruction.

En outre, concernant le dossier **n° R/C 06 /17**, la Commission a reçu en ampliation d'une association de consommateurs, la réclamation adressée à Senelec pour l'obtention d'un numéro court d'utilité

publique afin de permettre aux usagers un accès facile aux différents services personnalisés de Senelec. La Commission a saisi Senelec et l'a invité à examiner cette requête au regard des arguments avancés par le requérant. Dans sa réponse, Senelec a informé des démarches entreprises auprès du Ministère en charge de l'Energie pour l'obtention de ce numéro court. La Commission a pris bonne note et transmis au requérant ces informations.

Le dossier est clôturé.

## 4.2. OPERATEURS

La Commission a été saisie par le concessionnaire ERA pour trancher le litige qui l'oppose à Senelec.

Il s'agit du dossier **n° R/C 07/17** relatif à l'exploitation par Senelec du village de Missirah Wadene relevant du périmètre de la concession Kafrine-Tambacounda-Kédougou, suite à une autorisation de l'ASER.

La Commission a saisi l'ASER aux fins de lui fournir des éléments de réponses sur les faits invoqués par ERA.

ASER a rappelé que le village de Missirah Wadene, compris dans le périmètre d'ERA, a été électrifié dans le cadre de la convention 20 par Senelec qui exploite une partie de la localité depuis 2015. Comme le village ne peut pas avoir deux exploitants en même temps, ASER a autorisé Senelec à continuer ses activités en attendant la reprise de la localité par ERA. Le dossier est en cours d'instruction



# 5



***INSTRUCTION DES DEMANDES  
DE TITRE D'EXERCICE*** ■■■■

# 5 INSTRUCTION DES DEMANDES DE TITRE D'EXERCICE

L'exercice des activités de production, de distribution et de vente d'énergie électrique est soumis à l'obtention d'une licence ou d'une concession délivrée par le Ministre chargé de l'Energie après avis conforme de la Commission.

Par ailleurs la Commission a eu à mener des diligences concernant l'ERIL de Cogelec et les documents contractuels des opérateurs d'électrification rurale du PERACOD.

En 2017, la Commission a émis trois avis pour l'octroi de Licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Parc Eolien Taïba Ndiaye S.A, au Groupement Solaria Kima Afrique et Associés S.A et à la société Energy Resources Sénégal S.A.

## 5.1. Parc Eolien Taïba Ndiaye S.A

La demande introduite par la société Parc Eolien Taïba NDIAYE S.A. concerne l'exploitation d'une centrale éolienne d'une puissance d'environ 150 MW située dans la Commune de Taïba NDIAYE, région de Thiès, pour un cout global de 298 millions d'euros.

La Commission a émis l'Avis n°02/2017 du 28 mars 2017, favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Parc Eolien Taïba NDIAYE S.A.

## 5.2. Groupement Solaria Kima Afrique et Associés S.A

La demande de Licence est relative à l'exploitation d'une centrale photovoltaïque de 20 MW à Malicounda, dans le département de Mbour, pour un investissement de 22 milliards de francs CFA.

Au terme de son instruction, la Commission a émis l'Avis n°03/2017 du 02 juin 2017, favorable à l'octroi de la Licence de production et de vente d'énergie électrique au Groupement Solaria Kima Afrique et Associés S.A.

## 5.3. Energy Resources Senegal S.A

Energy Resources Senegal S.A a introduit une demande de licence de production et de vente qui porte sur une

centrale photovoltaïque de 20 MW à Kahone dans la région de Kaolack dont l'investissement est estimé à un montant de 28 244 390 Euros.

Après analyse des éléments soumis, la Commission a émis l'Avis n°04/2017 du 11 août 2017 favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Energy Resources Sénégal S.A.

## 5.4. COGELEC ENERGY SARL

Le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission par lettre du 09 mai 2017, les documents contractuels du promoteur ERIL, COGELEC ENERGY SARL pour avis, avant de procéder à la signature du contrat de concession.

COGELEC ENERGY SARL couvre cinq projets ERILs dans les localités de Fora Diawara (Commune de Ouro Sidy), Babangol et Ganguel Maka (Commune Bokoladji) du département de Kanel et ceux de Batal (Commune de Ngoye) et Ndiarao (commune de Keur Samba Kane) du département de Bambey. Ces projets, comptant au minimum 555 abonnés et 140 points lumineux sont subventionnés par le Gouvernement du Sénégal pour un montant de deux cent trente-trois millions six cent cinquante un mille six cent seize (233 651 616) FCFA francs CFA.

En réponse, la Commission a formulé des observations sur les documents et demandé à l'ASER la mise à disposition de toutes les informations d'ordre technique, financier et comptable du projet afin de disposer des éléments nécessaires à la détermination des tarifs applicables.

Par la suite, la Commission a organisé des réunions de travail en présence de l'ASER et du promoteur pour renseigner le modèle tarifaire. Ce dernier a été transmis le 28 décembre 2017.

Le dossier est toujours en cours d'instruction.

## 5.5. Opérateurs du PERACOD

Dans le cadre du Programme de promotion des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique

et de l'accès aux services énergétiques (PERACOD) pour l'électrification de 274 localités concernées par les 44 projets, la Commission avait défini en 2016, les conditions tarifaires applicables dans ces localités et a transmis le projet de Décision au Ministre chargé de l'Energie.

Par la suite, en mai 2017, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission les projets de documents contractuels des opérateurs du PERACOD, en l'occurrence, NS RESIF, SUD SOLAR SYSTEM, ENERGIER, SUD ENERGIE/FAYE SOLAIRE ET SALENSOL, pour avis.

En retour, la Commission a formulé des observations majeures et a notamment recommandé à l'ASER d'insérer dans le contrat de concession une clause qui devrait permettre de prendre en charge les mesures d'harmonisation préconisé par le Gouvernement.

Après finalisation des documents, la Commission a convié le 07 juin 2017, les opérateurs concernés à parapher les projets de contrats de concession avant leur signature par le Ministre chargé de l'Energie, conformément aux dispositions législatives en vigueur. Le même jour, la Commission a transmis les contrats paraphés au Ministre chargé de l'Energie.

### 5.6. Transfert des quatre concessions non attribuées

L'Etat du Sénégal a pris la décision de confier l'exploitation des quatre concessions non encore attribuées à Senelec. Il s'agit des zones ci-dessous :

- Matam-Kanel-Ranérou-Bakel ;
- Rufisque-Thiès-Tivaouane-Bambey-Diourbel-Mbacké;
- Foundiougne;
- Ziguinchor-Oussouye-Bignona-Sédhiou.

En application de cette mesure, Senelec a saisi la Commission par courrier du 09 février 2017, pour une modification de son Contrat de concession signé avec l'Etat du Sénégal, aux fins de procéder à l'extension de son périmètre aux localités précitées.

En retour, la Commission a rappelé à Senelec les termes de l'article 23 du Contrat de Concession, selon lesquelles l'attribution à SENELEC d'une nouvelle concession de distribution ou l'extension du champ d'application territorial d'une concession de distribution existante se traduit par l'extension de son périmètre.

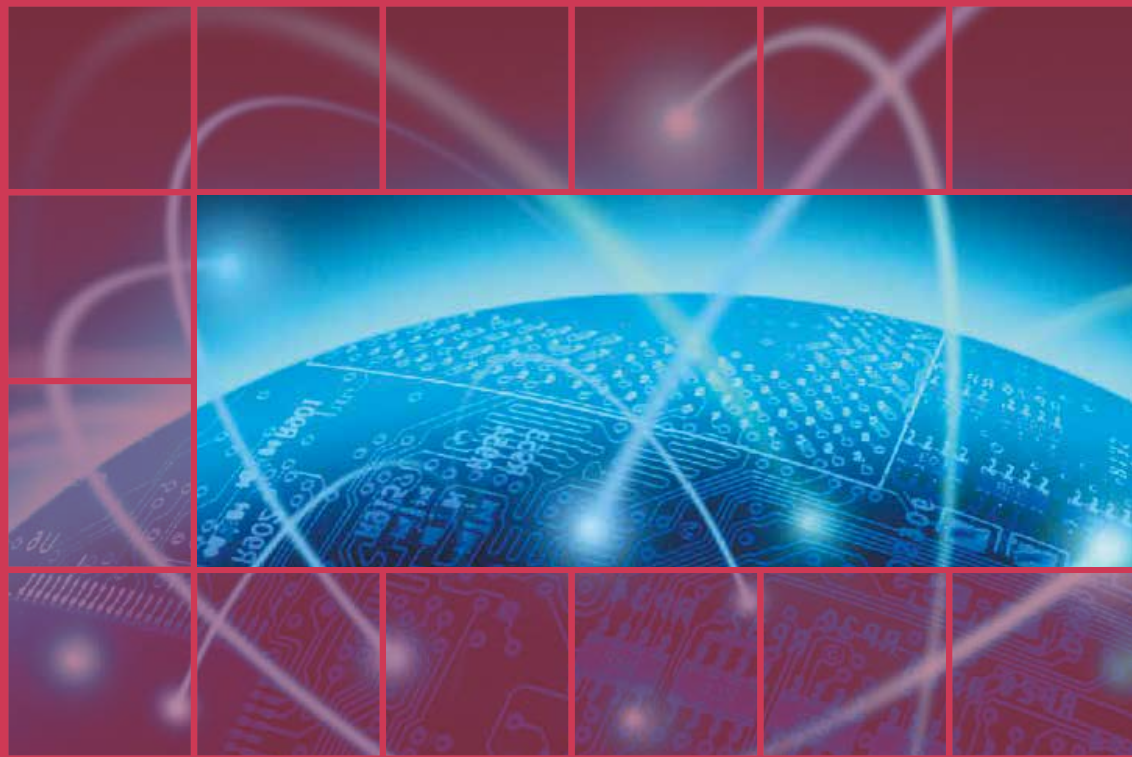
Ainsi, le transfert à Senelec des quatre zones non encore attribuées devrait se faire par la signature d'un avenant au Contrat de concession pour la modification du périmètre tel que défini à l'article 8 du Cahier des charges.

Toutefois, la Commission avait attiré l'attention de Senelec et du Ministère en charge de l'Energie sur le fait que l'exploitation de certaines localités dans ces zones a déjà été confiée à des Gestionnaires Délégués Transitoires (GDT) qui bénéficient de contrats de concession, pour une durée de 25 ans.

Le dossier est en cours d'instruction.



# 6



**INFORMATION ET  
COMMUNICATION** ....

## 6 INFORMATION ET COMMUNICATION ■■■■

La Commission s'inscrit dans une dynamique de se rapprocher davantage des usagers. A cet effet, elle a initié, entre autres, des actions de communication ciblées à l'endroit des associations de consommateurs et de la presse spécialisée dans les questions économiques.

### • Information

Dans ce cadre, la Commission a :

- organisé un point de presse, le 05 janvier 2017, pour présenter les actions qu'elle compte mener pour rendre effective la décision du Président de la République de faire baisser les tarifs de l'électricité de 10% ;
- participé au dossier spécial sur le secteur de l'énergie réalisé par le Magazine « LA GAZETTE »,
- réalisé un publi-reportage pour passer en revue l'état du sous-secteur de l'électricité. Une occasion pour le Président de la Commission de revenir sur l'évolution de certains dossiers, notamment l'harmonisation des tarifs et le projet d'appel d'offres Scaling Solar ;
- accordé une interview au quotidien le soleil dans sa rubrique, « Invité de la Rédaction » ;

### • Rencontres avec les associations de consommateurs

Dans le cadre de l'harmonisation des tarifs de l'électricité, la Commission a convié les associations de consommateurs et les concessionnaires d'électrification rurale à la restitution des résultats de l'étude sur l'harmonisation des tarifs.

Les discussions ont porté également sur les modalités de mise en œuvre des mesures transitoires.

Dans le cadre de ses rencontres périodiques avec les associations de consommateurs, la Commission a tenu, le 31 janvier, un atelier d'échanges sur:

- la régulation tarifaire ;
- le prépaiement ; et



Rencontre CRSE-COJES

- les procédures d'indemnisation en cas de sinistre.

En application des dispositions de l'article 10 de la loi n°98-29, la Commission a consulté les entreprises titulaires de licence et de concession et les associations de consommateurs sur la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019. Dans ce cadre, la Commission a informé le public à travers des communiqués de presse du lancement de la seconde consultation publique.

Elle a également organisé, le 06 juillet 2017, une journée de partage avec les différents acteurs afin de recueillir leurs observations sur le Document de consultation publique.

### • Rencontre avec la presse économique

La Commission a rencontré le Collectif des journalistes économiques du Sénégal (COJES). Cela a permis aux deux structures de créer un cadre d'échanges.

Les deux parties ont convenu d'organiser un séminaire de renforcement de capacités sur la régulation tarifaire au profit des membres du Cojes.

### • Participation à des salons

La Commission a pris part au 3ème Salon Africain de la Recherche et des Innovations au Sénégal dont le thème était axé sur les énergies renouvelables.

Les 10 et 11 mai 2017, Dakar a accueilli le 15ème Sommet de l'Energie en Afrique et le 3ème Salon international de l'Energie et du pétrole en Afrique. La Commission y a pris part en tant que paneliste mais aussi en qualité d'exposant.

7



**RENFORCEMENT  
DE CAPACITES** ■■■■

## **7** RENFORCEMENT DE CAPACITES ■■■■■

---

Dans le cadre du renforcement de capacités de ses membres et de son personnel, la Commission a participé à divers programmes de formations spécifiques en fonction des domaines d'activités de son personnel.

Elle a également pris part à :

- l'atelier régional de formation sur l'amélioration du cadre politique et réglementaire pour les mini-réseaux d'énergie propre et sur la Boîte à outils de tarification des énergies renouvelables tenu à Abuja ;
- l'atelier de haut niveau sur l'accès à l'énergie en Afrique de l'Ouest tenu à Abidjan ; et
- une mission de benchmark sur la sécurité des installations électriques intérieures à Paris.

# 8



**COOPERATION  
INTERNATIONALE** .....

## 8 COOPERATION INTERNATIONALE

Dans le cadre de l'opérationnalisation du marché régional de l'électricité, la Commission a participé aux réunions des Comités Consultatifs des Régulateurs et des Opérateurs de l'Autorité de Régulation Régionale du Secteur de l'Electricité de la CEDEAO (ARREC). Elle a également pris part aux activités du groupe de travail « législation et licence » qui a pour mission de donner des orientations et recommandations sur :

- l'octroi des licences dans le marché régional de l'électricité ;
- le règlement des différends;
- l'exécution des règles de sanctions et ;
- la délivrance d'autorisations dans le but de permettre à l'ARREC de réguler efficacement

- le commerce transfrontalier dans le marché régional de l'électricité.

Concernant, le renouvellement des instances dirigeantes du Comité des Régulateurs, un membre de la Commission a été élu Vice-Président dudit Comité.

La commission a pris part à l'atelier organisé à Bruxelles par le réseau francophone des régulateurs de l'énergie RegulaE.FR qui a porté sur le thème Indépendance et Régulation.

En outre elle a assisté à la 7ème Assemblée Générale de l'Agence Internationale des Energies Renouvelables tenue à Abu Dhabi et au Sommet régional de l'Afrique de l'Ouest sur la Coopération énergétique qui a eu lieu à Abidjan.



# 9



## **EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION** ■■■■

# 9 EXECUTION DU BUDGET DE LA COMMISSION

Le budget 2017 de la Commission a été arrêté en emplois et en ressources à la somme deux milliards cent quatre millions sept cent quatre-vingt-cinq mille soixante-dix (2 104 785 070) FCFA. Il a enregistré une augmentation de soixante-trois millions deux cent trente mille six cent quatre-vingt-neuf (63 230 689) FCFA en valeur absolue par rapport au budget 2016, soit une hausse de 3% en valeur relative.

## 9.1. Ressources

Elles sont constituées essentiellement, des redevances versées par les opérateurs et des frais d'instruction.

Les redevances exigibles aux opérateurs en 2017 sont évaluées à un montant d'un milliard huit cent vingt millions six cent trente-deux mille sept cent soixante-dix-sept (1 820 632 777) FCFA contre un milliard sept cent quarante millions trente-huit mille quatre cent quatorze (1 740 038 414) FCFA en 2016, soit une hausse de 5%. Elles ont été supportées par Senelec à hauteur de 92%, Kounoune Power à 3%, Contour Global 2% et Tobène Power 3%.

**Tableau 9 :** Répartition de la redevance entre opérateurs

Opérateurs	2016		2017	
	Montant	Part en %	Montant	Part en %
<b>Senelec</b>	1 679 541 578	96	1 678 522 178	92
<b>Kounoune Power</b>	60 496 836	4	48 993 790	3
<b>Contour Global</b>	-		42 392 822	2
<b>Tobene</b>	-		50 723 987	3
<b>TOTAL</b>	<b>1 740 038 414</b>	<b>100</b>	<b>1 820 632 777</b>	<b>100</b>

Les redevances dues par les opérateurs au titre de l'année 2017 ont été recouvrées à 100%.

Au titre des frais d'instruction des demandes de titre d'exercice la Commission a reçu un montant de quinze millions (15 000 000) FCFA.

**Tableau 10 :** Réalisations des ressources de la Commission

	2016		2017	
	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation
Ressources	2 041 554 381	100%	2 104 785 070	99,64%
Solde de trésorerie N-1	218 756 544	100%	261 652 294	100%
Redevances N	1 740 038 414	100%	1 820 632 777	100%
Frais d'instruction	16 350 000	138%	15 000 000	66%
Reprise provision fin de fonction budget antérieur	66 409 423	100%	-	

## 9.2. Emplois

Les dépenses d'investissement représentent 9% du total des emplois et les dépenses de fonctionnement 91%.

Le détail des emplois est fourni dans le tableau suivant :

**Tableau 11 :** Répartition des emplois

	2016		2017	
	Budget (FCFA)	Part	Budget (FCFA)	Part
<b>Investissements</b>	155 000 000	7,6%	192 048 000	9,1%
<b>Fonctionnement</b>	1 879 554 381	92,1%	1 905 737 070	90,5%
Salaires et traitements	969 714 254	51,6%	1 006 712 143	52,8%
Autres charges du personnel	384 703 388	20,5%	337 446 427	17,7%
Mission et Formation	141 000 000	7,5%	125 000 000	6,6%
Prestations externalisées	64 117 000	3,4%	79 288 000	4,2%
Autres charges extérieures	250 019 739	13,3%	287 290 500	15,1%
Concours divers	70 000 000	3,7%	70 000 000	3,7%
<b>Aléas</b>	7 000 000	0,3%	7 000 000	0,3%
	2 041 554 381	100,0%	2 104 785 070	100,0%

En 2017 le budget des emplois a été réalisé à hauteur de 76%.

Le budget d'investissement d'un montant de 192 048 000 FCFA a été réalisé à 94%. Quant au budget de fonctionnement, il a été exécuté à hauteur de 75%.

**Tableau 12 :** Réalisations des emplois

	2016			2017		
	Budget (FCFA)	Réalisations au 31 décembre 2016	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Réalisations au 31 décembre 2017	Taux de réalisation
<b>Emplois</b>	<b>2 041 554 381</b>	<b>1 724 288 111</b>	<b>84%</b>	<b>2 104 785 070</b>	<b>1 604 906 563</b>	<b>76%</b>
<b>Investissements</b>	<b>155 000 000</b>	<b>137 976 352</b>	<b>89%</b>	<b>192 048 000</b>	<b>180 232 383</b>	<b>94%</b>
Acquisition véhicule	-	-	-	65 048 000	65 048 000	100%
Equipement de bureau	26 000 000	24 976 352	96%	10 000 000	2 568 356	26%
Acquisition de terrain	113 000 000	113 000 000	100%	50 000 000	50 000 000	100%
Equipements informatiques	16 000 000	-	-	67 000 000	62 616 027	93%

<b>Fonctionnement</b>	<b>1 879 554 381</b>	<b>1 580 491 693</b>	<b>84%</b>	<b>1 905 737 070</b>	<b>1 423 290 610</b>	<b>75%</b>
Salaires et traitements	969 714 254	848 299 557	87%	1 006 712 143	804 825 598	80%
Autres charges du personnel	384 703 388	373 384 793	97%	337 446 427	238 640 101	71%
Mission et Formation	141 000 000	82 912 136	59%	125 000 000	71 798 743	57%
Prestations externalisées	64 117 000	10 765 140	17%	79 288 000	51 927 021	65%
Autres charges extérieures	250 019 739	186 898 622	75%	287 290 500	217 131 442	75%
Concours divers	70 000 000	78 231 445	116.76	70 000 000	38 967 705	56%
<b>Aléas</b>	<b>7 000 000</b>	<b>5 820 066</b>	<b>83%</b>	<b>7 000 000</b>	<b>1 383 570</b>	<b>20%</b>
	2 041 554 381			2 104 785 070		

Les états financiers 2017 de la Commission ont été certifiés sans réserve par le Cabinet d'expertise comptable ABX. Ils ont été transmis à la Cour des comptes conformément aux dispositions de l'article 9 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.



# 10



**BILAN DU SECTEUR** ....

# 10 BILAN DU SECTEUR

L'analyse de l'état du secteur porte essentiellement sur l'offre de production d'électricité assurée par Senelec et les producteurs indépendants, les dépenses de combustibles, les ventes d'électricité, la qualité de service ainsi que la situation financière des opérateurs.

## 10.1. Offre de production

En 2017, l'offre de production a été marquée par l'accroissement de la puissance installée avec la mise en service des centrales solaires photovoltaïques.

### 10.1.1. Capacité

La puissance installée est de 937 MW sur le Réseau Interconnecté (RI) et 84 MW sur le Réseau Non Interconnecté (RNI), soit un total de 1 021 MW à fin 2017. Cette puissance a connu une augmentation de 6% avec la mise en service des centrales solaires de Santhiou Mekhé (région de Thiès), et Merina Ndakhar

(région de Thiès), et l'augmentation de puissance de la centrale solaire de Malicounda.

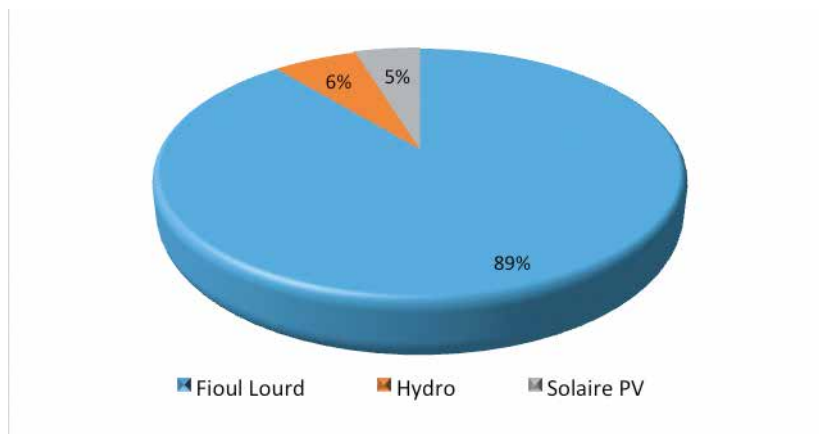
L'évolution de la capacité est marquée par l'intégration de plus de 50 MW d'énergie solaire dans le RI.

Le parc de production reste dominé par les centrales fonctionnant au fioul. Toutefois, il est à noter des avancées dans le domaine du solaire avec une offre qui est passée de 31 MW en 2016 à 82 MW en 2017, soit une évolution de 164,5 %.

La puissance exploitable ou assignée a augmenté en conséquence, passant de 754 MW en 2016 à 836 MW en 2017. Elle représente 81,9% de la puissance installée.

La répartition par technologie est donnée dans le graphique ci-dessous.

**Graphique 2 :** Puissance assignée par source d'énergie



### 10.1.2. Production

L'énergie totale produite par Senelec et les producteurs indépendants s'élève à 3 920 GWh en 2017 contre 3 645 GWh en 2016, soit une augmentation de 8%.

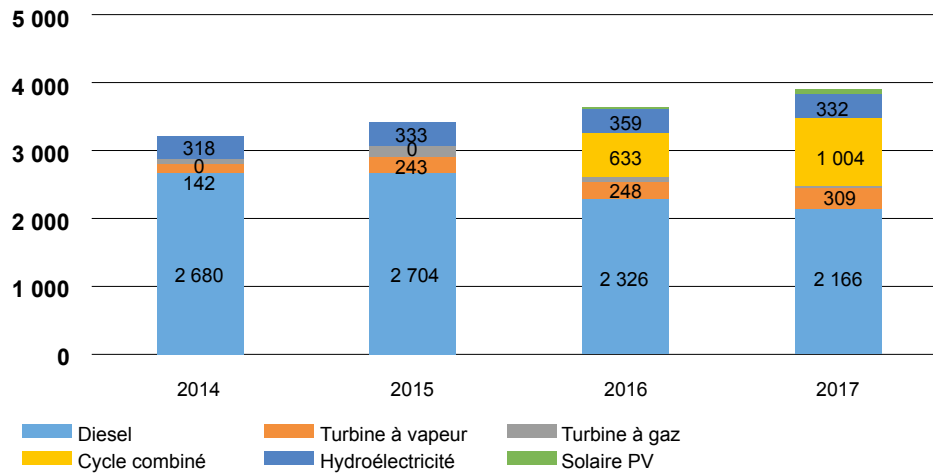
La part des achats d'énergie auprès des producteurs indépendants (y compris Manantali, Félou, Somelec) et les autoproducteurs est estimée à 1765 GWh ;

soit 45% de la production totale d'électricité de 2017 contre 40% en 2016.

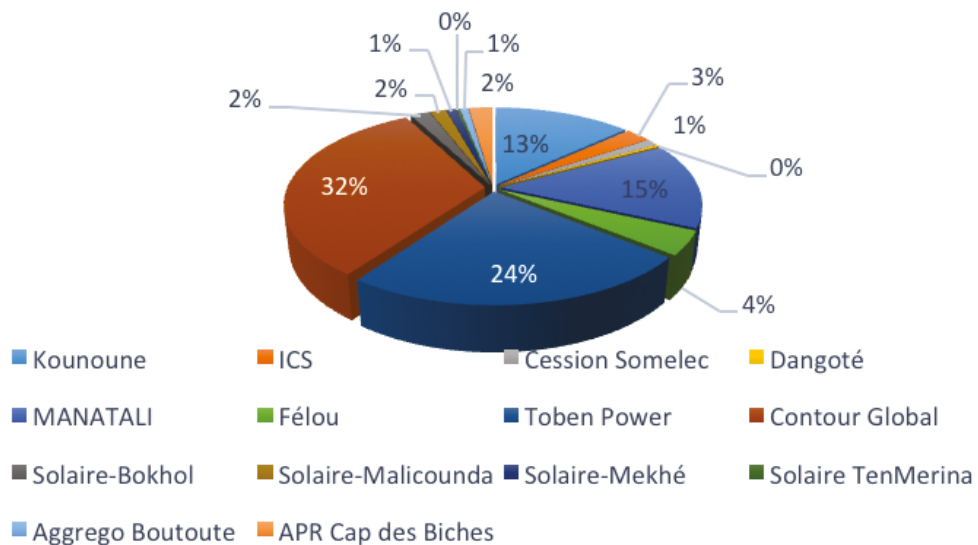
La production sur le RI, de 3 736 GWh, représente 95% de l'énergie totale produite.

L'évolution de la production brute et les achats d'énergie sont donnés dans les graphiques ci-dessous :

**Graphique 3 :** Evolution de la production brute en GWh



**Graphique 4 :** Répartition des achats d'énergie en 2017

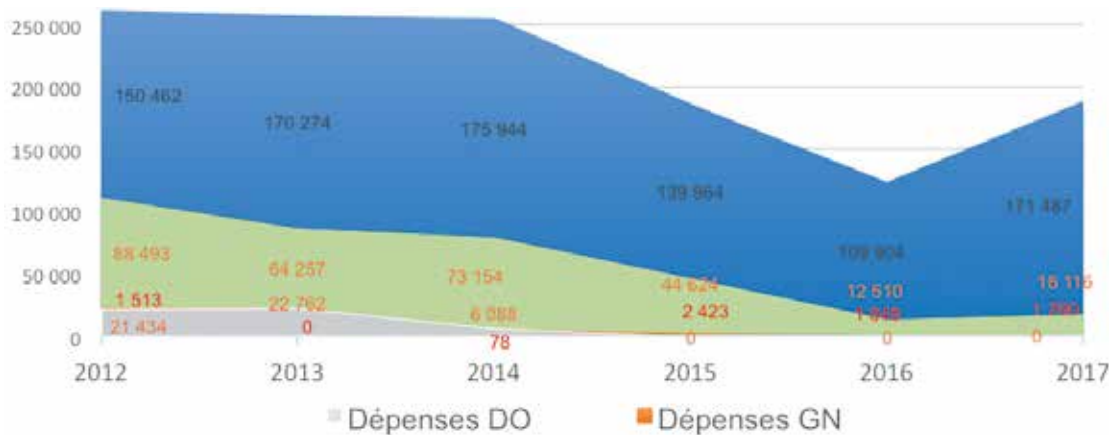


## 10.2. Dépenses en combustibles

La hausse des prix des produits pétroliers en 2017 par rapport à 2016 a entraîné une augmentation des dépenses en combustibles. Ces dépenses sont passées de 122, 414 milliards de FCFA en 2016 à 187, 603 milliards en 2017.

Les consommations en Fuel Oil (FO) ont augmenté, passant de 636 130 tonnes en 2016 à 697 341 tonnes en 2017. Elles représentent 91% des dépenses totales en combustibles en 2017.

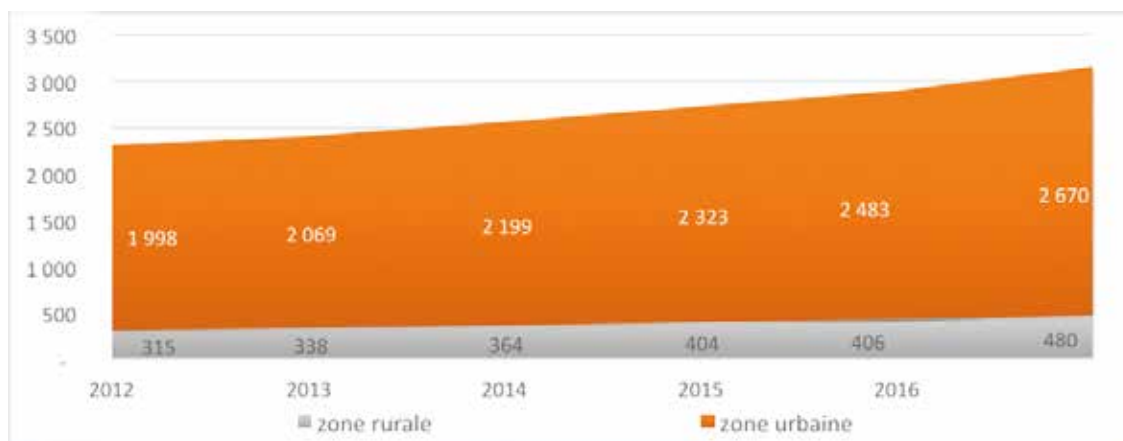
**Graphique 5 :** Dépenses en combustibles en millions de FCFA



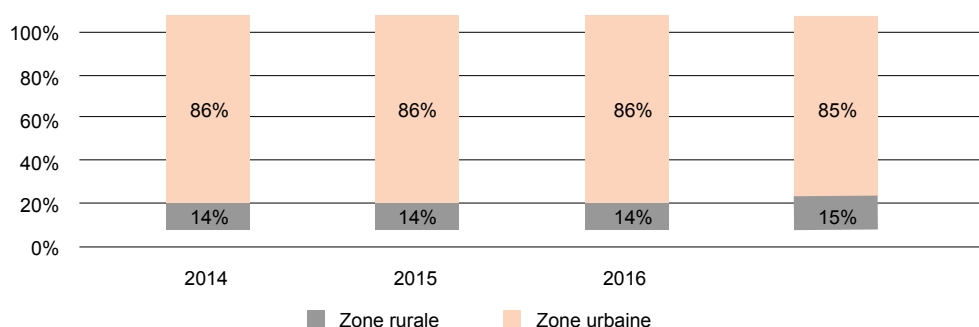
### 10.3. Ventés

Les ventes de Senelec sont passées de 2 889 GWh en 2016 à 3 150 GWh en 2017, soit une augmentation de 9 %. Comparé aux tendances des années antérieures, le rythme de croissance a évolué de 3 points.

**Graphique 6 :** Evolution des ventes (GWh)

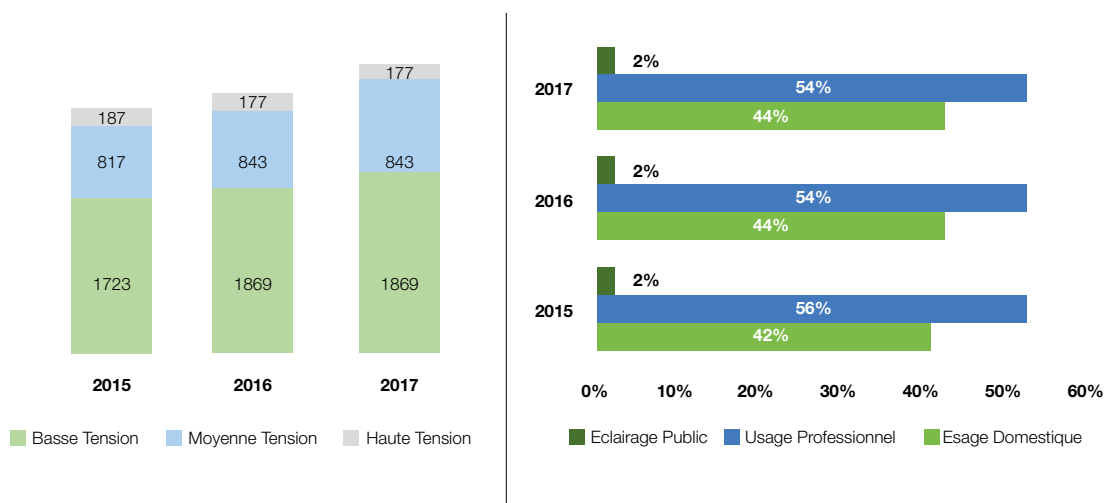


La répartition des ventes entre la zone urbaine et la zone rurale, dans le périmètre de Senelec a légèrement évolué par rapport aux années antérieures. Les ventes en zone urbaine représentent 85% contre 15 % en milieu rural.

**Graphique 7 :** Répartition géographique des ventes

Par ailleurs, les ventes aux clients domestiques et professionnels alimentés en BT, MT et HT ont progressé dans les mêmes proportions. Ainsi, la structure des ventes en 2017 reste identique à

celle des années précédentes. En 2017, les usages professionnels représentent 54% des ventes alors que les usages domestiques et l'éclairage public en constituent respectivement 44% et 2%.

**Graphique 8 :** Structure des ventes (en GWh)

## 10.4. Qualité de service

La qualité de service de Senelec est appréciée en faisant l'analyse des interruptions de service notées et de l'Energie Non Fournie (ENF) associée. Elle s'est globalement maintenue en 2017, avec notamment une légère baisse de l'impact des incidents notés sur les réseaux de distribution.

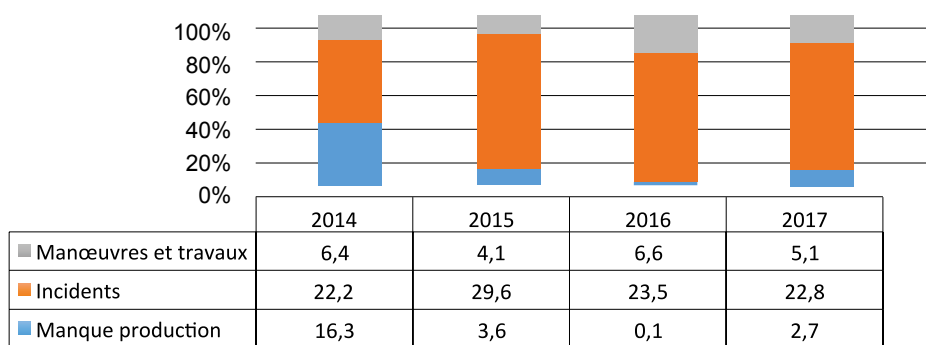
L'ENF totale est évaluée à 30,6 GWh contre 30,2 GWh en 2016, soit une augmentation de 1%. Cependant,

Senelec a respecté la limite de 31,5 GWh d'ENF qui lui a été fixée dans le cadre des conditions tarifaires de la période 2017- 2019. L'Energie Non Fournie due à des déficits de production est passée de 0,1 GWh en 2016 à 2,7 GWh en 2017. Elle représente 9% de l'ENF totale. Cette augmentation est essentiellement causée par une importante hausse des effacements des clients haute tension. Les interruptions liées aux déficits de production ont globalement augmenté à l'image de l'ENF associée.

L'Energie Non Fournie liée aux incidents (interruptions de service suite à des dysfonctionnements sur les ouvrages) a connu une baisse de 3%, passant de 23,5 GWh en 2016 à 22,8 GWh en 2017. Elle représente 74% de l'ENF totale. Toutefois, le nombre d'incidents a connu une hausse de 4,7% .

L'Energie Non Fournie résultant des travaux programmés pour la maintenance des ouvrages ou le raccordement de nouveaux ouvrages a baissé de 23% (5,1 GWh en 2017 contre 6,6 GWh en 2016). Elle correspond à 17% de l'ENF globale.

**Graphique 9 :** Evolution de l'Energie Non Fournie en GWh



Globalement l'amélioration la qualité de service de Senelec noté en 2016 s'est maintenue en 2017. Elle a été marquée par la survenance d'au moins 3 incidents majeurs ayant impacté le réseau national interconnecté. Ces incidents généralisés (avec une interruption totale ou partielle du service sur tout le pays) rappellent d'une part la fragilité du réseau en terme de stabilité, et d'autre part la nécessité de sécurisation des infrastructures électriques avec notamment l'occupation anarchique des emprises des lignes électriques aériennes. Il est donc important de mettre en place des mesures de sauvegarde planifiées et pérennes en vue d'une meilleure fiabilité du service.

## 10.5. Situation financière

L'appréciation de la situation financière du secteur se fera à travers une analyse de la rentabilité et de l'équilibre de la structure financière de Senelec et des Concessionnaires d'électrification rurale.

### 10.5.1. Senelec

#### • Rentabilité

Senelec a réalisé au titre de l'exercice 2017, un chiffre d'affaires (CA) de 431 097 millions de FCFA contre 335 546 millions FCFA en 2016 ; soit une hausse de 95 550 millions FCFA en valeur absolue et de 28% en valeur relative.

Le chiffre d'affaires de 2017 de Senelec est constitué :

- de la vente des produits finis pour 419 048 millions de FCFA ; soit 77,96% du CA,
- des travaux et services vendus pour 11 828 millions de FCFA ; soit 22% du CA et
- des produits accessoires pour 222 millions de FCFA ; soit 0,04% du CA.

**Graphique 10 :** Structure du Chiffre d’Affaires de Senelec

La hausse du chiffre d’affaires de SENELEC entre 2016 et 2017 résulte de :

**- L’accroissement des ventes de produits finis**

Les ventes de produits finis ont augmenté de 28%. Cette progression est essentiellement soutenue par la vente d’énergie WOYOFAL qui a augmenté de 96% et l’écart sur le revenu maximum autorisé qui a connu une hausse considérable.

**- La hausse des travaux et services vendus**

Les travaux et services vendus ont augmenté de 41%. Les « frais de coupure et de remise de courant », avec une hausse considérable et les redevances WOYOFAL qui ont augmenté de 110% ont principalement contribué à cette progression des travaux et services vendus.

**- L’augmentation des produits accessoires.**

Un accroissement de 35% a été enregistré au titre des produits accessoires. Cette hausse s’explique

par l’augmentation de 414% des produits/prestations CFPP et la progression de 103% des remboursements de compteurs.

Senelec a également vendu de l’énergie à la sous-région pour un montant de 2 132 millions FCFA.

Les produits d’exploitation de Senelec s’élèvent en 2017, à 474 057 millions de FCFA contre 385 037 millions en FCFA en 2016, soit une hausse de 89 020 millions FCFA en valeur absolue et de 23% en valeur relative.

Le rapport entre les charges d’exploitation et les produits d’exploitation est passé de 91,49% en 2016 à 91,25% en 2017 ; ce qui traduit, de manière globale, une légère amélioration de la maîtrise des charges d’exploitation de Senelec.

Toutefois cette amélioration globale ne devrait pas occulter les baisses de performances enregistrées entre les exercices 2016 et 2017 dans la maîtrise de certains postes de charge d’exploitation comme en attestent les ratios ci-dessous :

Rubriques	2016	2017
Matières Premières et fournitures liées/Ventes de produits fabriqués	61%	66%
Services extérieurs / Chiffre d'Affaires	8%	8%
Impôts et taxes / Chiffre d'Affaires	7%	2%
Charges de personnel/Chiffre d'Affaires	10%	13%
Charges de personnel/Valeur Ajoutée	41%	55%
Dotation aux amortissements et provisions/Chiffre d'Affaires	7%	6%
Dotation aux amortissements et provisions/Valeur Ajoutée	27%	24%

Ainsi, Senelec, comparativement à l'exercice 2016, a enregistré en 2017 une baisse de ses performances en termes de création de Valeur Ajoutée et d'Excédent Brut d'Exploitation.

En effet, le taux de Valeur Ajoutée (Valeur Ajoutée/Chiffre d'Affaires) a baissé de 1% entre 2016 et 2017 au moment où le taux d'Excédent brut d'Exploitation (Excédent brut d'Exploitation/Chiffre d'affaires) régressait de 24%.

Le taux de rentabilité d'exploitation (rentabilité d'exploitation/Chiffre d'Affaires) a également baissé

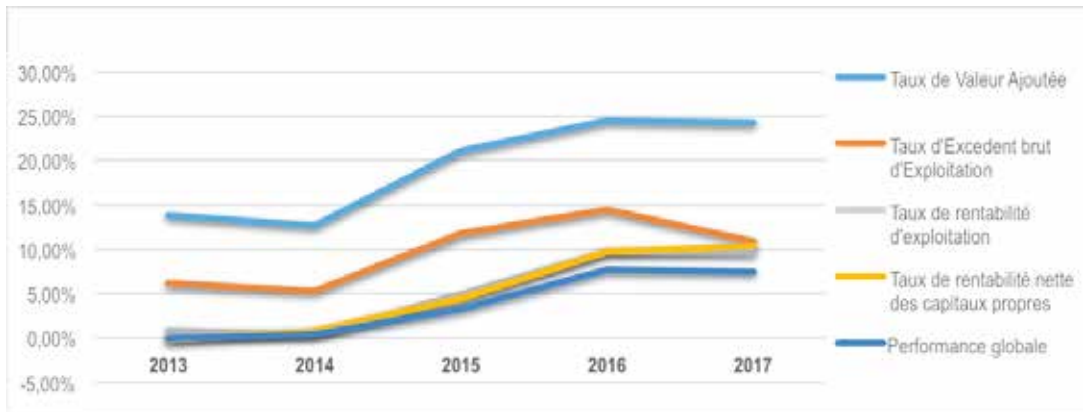
de 1%, tout comme la performance globale de Senelec qui a connu une légère dégradation au regard du ratio **Résultat net / Total général des produits** qui a baissé de 3% entre 2016 et 2017.

Par contre, le rapport **résultat des activités ordinaires/ produits des activités ordinaires**, s'est amélioré de 28%. Il en est de même pour le taux de rentabilité nette des capitaux propres (**Résultat Net/Capitaux Propres**) qui a connu une hausse de 6%.

Ratios de rentabilité d'exploitation et financière

Ratios	2017	2016	Variation
Taux de Valeur Ajoutée	24,24%	24,51%	-1%
Taux d'Excédent brut d'Exploitation	10,95%	14,46%	-24%
Taux de rentabilité d'exploitation	9,63%	9,76%	-1%
Rentabilité nette des capitaux propres	10,39%	9,80%	6%
Performance globale	7,55%	7,76%	-3%

Malgré la baisse de certains ratios de rentabilité entre 2016 et 2017, il est à noter que l'évolution de ces indicateurs suit globalement une bonne tendance ; en atteste le graphique ci-dessous matérialisant la progression des ratios sur la période 2013-2017.

**Graphique 11 :** Evolution des ratios de rentabilité

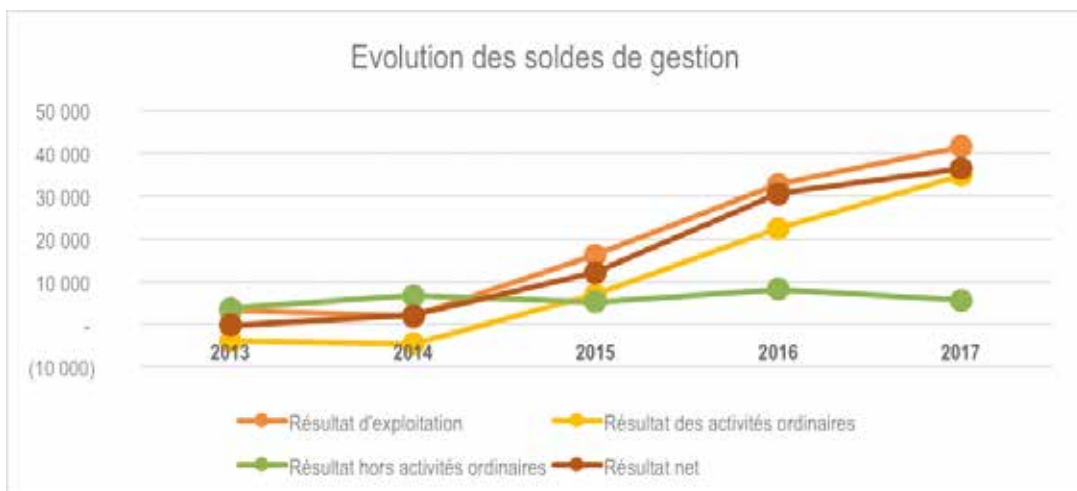
Les charges financières de Senelec ont baissé de 14%, passant de 10 559 millions en 2016 à 9 034 millions en 2017. Au même moment, les produits financiers ont connu une très forte hausse, passant de 107 millions en 2016 à 2 262 millions en 2017 ; d'où l'amélioration de 35% du résultat financier qui est passé de -10 451 millions en 2016 à - 6 771 millions en 2017.

Le résultat des activités ordinaires a augmenté de 56%, passant de 22 298 millions FCFA en 2016 à 34 723 millions FCFA en 2017.

Les résultats hors activités ordinaires de Senelec ont par contre baissé de 31%, passant de 8 213 millions FCFA en 2016 à 5 666 millions FCFA en 2017.

Au terme de l'exercice, Senelec a réalisé un résultat net comptable de 38 133 millions FCFA contre 30 506 millions FCFA en 2016 ; soit une hausse de 19%.

Globalement, les soldes de gestion de Senelec suivent une bonne tendance au vu du graphique ci-dessous décrivant l'évolution de ceux-ci sur la période 2013-2017.

**Graphique 12 :** Evolution des soldes de gestion

### • Equilibre de la structure financière

L'analyse de l'équilibre financier de Senelec fait ressortir :

- des ressources stables permettant de couvrir les immobilisations et de dégager un Fonds de Roulement (FR) théorique de 152 199 millions FCFA.
- un Besoin en Fonds de Roulement (Actif circulant – Passif circulant) de 144 439 millions de FCFA entièrement couvert par le Fonds de Roulement et
- un ratio d'autonomie financière de 1,13 attestant de l'indépendance financière de la société

**Tableau 13 :** Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2016-2017

RATIO	FORMULE	2017	2016
Financement des immobilisations	Capitaux permanents/ Immobilisations	1,30	1,37
Equilibre Financier	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,01	1,02
Autonomie Financière	Capitaux Propres/ Dettes Financières	1,13	1,20
Liquidité	Actif Circulant/ Passif Circulant	1,61	1,65

#### 10.5.2. Les concessionnaires

##### 10.5.2.1. COMASEL Saint-Louis

### • Rentabilité

Le chiffre d'affaires de COMASEL dans la concession Dagana - Podor - Saint-Louis est passé de 316,9 millions de FCFA en 2016 à 402,7 millions de FCFA en 2017, soit une hausse de 27%.

Au titre de l'exercice 2017, COMASEL a également amélioré ses performances comparativement à 2016 avec :

- Un taux de valeur ajoutée (Valeur ajoutée / Chiffre d'affaires) qui est passé de 23% en 2016 à 39% en 2017 ;

- Un rapport résultat comptable net / Total général des produits qui est passé de -6,33% à -0,44%.

D'une Insuffisance Brute d'Exploitation de 106 millions en 2016, COMASEL est aussi passé en 2017 à un Excédent Brut d'Exploitation de 23 millions de FCFA.

Toutefois, l'activité a généré, en 2017, une perte de 4,33 millions qui a porté le cumul des déficits de la société à 1 729 millions de FCFA, soit l'équivalent de 88,5% du capital.

**Tableau 14 :** Evolution des ratios de structure de Senelec sur la période 2016-2017

RATIO	FORMULE	2017	2016
<b>Financement des immobilisations</b>	Capitaux permanents/ Immobilisations	1,15	1,19
<b>Equilibre Financier</b>	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,05	1,11
<b>Autonomie Financière</b>	Capitaux Propres/ Dettes Financières	0,42	0,42
<b>Liquidité</b>	Actif Circulant/ Passif Circulant	2,73	1,87

L'appréciation de la structure financière de COMASEL fait état :

- de capitaux permanents ayant permis de couvrir le financement des immobilisations et de dégager un fonds de roulement (FR) de 792 millions,
- d'un besoin en fonds de roulement (BFR) de 530 millions entièrement financé par le FR.

Avec un ratio de liquidité de 2,73, COMASEL dispose également des capacités financières pour faire face à ses dettes à court terme.

Cependant, elle ne jouit pas d'une bonne autonomie financière ; ce qui pourrait limiter ses capacités à lever des ressources à long terme.

Outre cette absence d'autonomie financière, le cumul des déficits qui a induit une perte de 88,5% du capital, constitue un autre facteur qui pourrait restreindre les possibilités d'accès de COMASEL à un emprunt à long terme.

#### 10.5.2.2. COMASEL Louga

##### • Rentabilité

L'exploitation de la concession Louga – Linguère – Kebemer a généré un chiffre d'affaires de 477,9 millions de FCFA en 2017 contre 189,5 millions de FCFA en 2016, soit une hausse de 152%.

Au même moment, la Valeur Ajoutée passait de 98,5 millions en 2016 à 227,9 millions en 2017, soit une augmentation de 131%.

L'Excédent Brut d'Exploitation qui se chiffrait à -66,7 millions en 2016, s'est établi à 70,1 millions en 2017, soit une hausse de 142%.

Le résultat net a également connu une forte hausse, passant de - 24,1 millions de FCFA en 2016 à 44,2 millions de FCFA en 2017.

Des performances ont été également enregistrées dans la gestion comparativement à l'exercice 2016 avec :

- un taux d'Excédent Brut d'Exploitation qui est passé de -35% en 2016 à 15% en 2017
- un rapport Résultat net/Total général des produits qui, de -3,36% en 2016 est passé à 5,17% en 2017.

**Tableau 15 :** Equilibre de la structure financière de COMASEL Louga

RATIO	FORMULE	2017	2016
<b>Financement des immobilisations</b>	Capitaux permanents/ Immobilisations	1,25	1,05
<b>Equilibre Financier</b>	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,14	1,05
<b>Autonomie Financière</b>	Capitaux Propres/ Dettes Financières	52,74	66,40
<b>Liquidité</b>	Actif Circulant/ Passif Circulant	2,11	1,01

Il ressort de l'analyse de la structure financière de COMASEL que :

- les capitaux permanents ont permis de financer intégralement les investissements et de dégager un FR de 1 231 millions de FCFA
- le Besoin en Fonds de Roulement (BFR) de 472,6 millions a été entièrement couvert par le FR,
- la société jouit d'une autonomie financière et est capable de faire face à ses dettes de court terme.

Toutefois, il est à souligner qu'une quote-part du capital souscrit et représentant 13,68% du capital n'est toujours pas libérée alors que légalement, elle devrait l'être depuis 2014. COMASEL Louga est ainsi en porte à faux avec les dispositions de l'article 389 de l'acte uniforme qui fixent le délai légal de libération du capital souscrit à trois (03) ans à compter de la date d'immatriculation de la société.

#### 10.5.2.3. Energie Rurale Africaine (ERA)

##### • La rentabilité

ERA a réalisé en 2017 un chiffre d'affaires de 317,05 millions de FCFA contre 236,6 millions de CFA en 2016 ; soit une hausse de 34%. Au même moment, le nombre de clients raccordés a augmenté de 42,6%, passant de 2 663 en 2016 à 3 768 en 2017.

Comparativement à l'exercice 2016, des améliorations ont été enregistrées dans la maîtrise des charges d'exploitation de 2017 avec :

- un taux de Valeur Ajoutée (Valeur Ajoutée / Chiffre d'Affaires) qui est passé de -34% en 2016 à 25% en 2017.
- un rapport résultat net/Total général des produits qui, de -104% en 2016 est passé à -76% en 2017.

Toutefois, ERA demeure dans une spirale de pertes avec, au titre de 2017, un résultat négatif de 402,14 millions qui a porté le cumul des déficits à 1 317 millions de FCFA. C'est dire que ERA a perdu son capital et une partie de la subvention dont elle a bénéficié.

Ce déficit continu de l'exploitation s'explique, en grande partie, par une situation de sous-activité insuffisamment encadrée par un dispositif de gestion flexible favorable à la maîtrise des charges.

Aussi, faudrait-il souligner que cette situation de sous-activité est imputable à la faiblesse des investissements réalisés. En effet, sur un programme d'investissement initial de 8 427 millions de FCFA, ERA est à un taux de réalisation de 45% avec 3 829 millions de FCFA d'investissements réalisés.

**Tableau 16 :** L'Equilibre de la structure financière de ERA

RATIO	FORMULE	2017	2016
<b>Financement des immobilisations</b>	Capitaux permanents/ Immobilisations	1,21	1,51
<b>Equilibre Financier</b>	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,10	1,24
<b>Autonomie Financière</b>	Capitaux Propres/ Dettes Financières	13,23	20,22
<b>Liquidité</b>	Actif Circulant/ Passif Circulant	1,75	4,18

L'analyse de l'équilibre financier de ERA, à travers son bilan comptable de 2017, fait état :

- de capitaux permanents permettant de financer entièrement les emplois stables et de dégager un fonds de roulement (FR) de 465 millions de FCFA
- d'un besoin en fonds de roulement (BFR) théorique de 214 millions FCFA entièrement couvert par le fonds de roulement et
- d'une trésorerie actif de 250 millions de FCFA.

Malgré cet équilibre de sa structure financière, ERA, avec un cumul de déficits ayant conduit à la perte de son capital, pourrait éprouver des difficultés à lever des emprunts ; ce qui remettrait en cause le financement de l'intégralité de son programme d'investissement et par conséquent, la viabilité du Projet.

#### 10.5.2.4. Electricité Du Rip (EDR)

##### • La Rentabilité:

EDR a enregistré en 2017 une perte de 124, 5 millions pour un chiffre d'affaires de 26,48 millions de FCFA. Cette faiblesse du chiffre d'affaires est révélatrice d'une situation de sous-activité imputable, en grande partie, au retard accusé dans la réalisation des investissements requis pour atteindre une masse critique de clients raccordés qui permettrait d'équilibrer l'exploitation.

En effet, les états financiers certifiés de 2017 révèlent des investissements en immobilisations corporelles et incorporelles de 638,9 millions de FCFA alors que le programme d'investissement global est chiffré à 11,4 milliards.

**Tableau 17 :** Equilibre de la structure financière d'EDR

RATIO	FORMULE	2017	2016
<b>Financement des immobilisations</b>	Capitaux permanents/ Immobilisations	0,81	0,62
<b>Equilibre Financier</b>	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,00	1,00
<b>Autonomie Financière</b>	Capitaux Propres/ Dettes Financières	4,10	3,23
<b>Liquidité</b>	Actif Circulant/ Passif Circulant	0,07	0,03

EDR ne dispose pas de ressources stables lui permettant de couvrir entièrement le financement des immobilisations.

Elle est ainsi obligée de recourir à des ressources à court terme pour compléter le financement de ses investissements ; ce qui atteste d'un déséquilibre de la structure de financement et expose EDR au risque d'incapacité à faire face à ses dettes à court terme.

Le niveau élevé de ce risque est corroboré par le ratio de liquidité (mesure de la capacité d'une structure à faire face à ces dettes à court terme grâce à son actif circulant) qui est inférieur à 1, la norme minimale requise.

Ce déséquilibre de la structure de financement a comme origine, entre autres, la libération partielle du capital de la société. En effet, pour un montant souscrit

de 700 millions, la part libérée du capital s'établit à 200 millions de FCFA ; soit 28,5% du capital.

#### 10.5.2.5. SCL Energie Solutions (SCL)

##### • Rentabilité

SCL, gestionnaire de la concession Mbour a réalisé au titre de l'exercice 2017 un chiffre d'affaires de 16, 01 millions de FCFA et enregistré une perte de 185,9 millions de FCFA.

Ce déficit s'explique, dans une large mesure, par la situation de sous-activité induite par la phase actuelle de démarrage de l'activité qui se traduit par une faiblesse du nombre de villages raccordés. En effet, sur une cible de 95 villages, l'exploitation de SCL ne porte pour le moment que sur 14 villages. Il est difficile, compte tenu des charges de structure, d'équilibrer l'exploitation avec un volume d'activités aussi faible.

**Tableau 18 :** Equilibre de la structure financière de SCL Energie Solutions

RATIO	FORMULE	2017	2016
<b>Financement des immobilisations</b>	Capitaux permanents/ Immobilisations	0,78	0,62
<b>Equilibre Financier</b>	Capitaux Permanents/ (Emplois Stables + BFR)	1,01	0,77
<b>Autonomie Financière</b>	Capitaux Propres/ Dettes Financières	1,53	3,31
<b>Liquidité</b>	Actif Circulant/ Passif Circulant	0,13	0,28

La structure de financement de SCL n'est pas équilibrée, les ressources permanentes ne couvrant qu'une partie des actifs immobilisés. L'insuffisance des ressources permanentes contraint ainsi la SCL à recourir à des ressources de court terme pour compléter le financement des emplois à long terme.

Avec un tel schéma de financement, SCL s'expose au risque de ne pouvoir faire face à ses dettes à court

terme. Ce risque est conforté par le ratio de liquidité qui est inférieur à 1, la norme minimale requise.

Toutefois, SCL dispose d'une autonomie financière, donc de la possibilité de lever des ressources à long terme qui permettraient de corriger le déséquilibre de sa structure de financement.

## GLOSSAIRE ■■■■■

<b>ASER :</b>	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
<b>BOO :</b>	Build Own Operate
<b>BOT :</b>	Built Own Transfert
<b>CAE :</b>	Contrat d'Achat d'Energie
<b>CES :</b>	Compagnie Electrique Sénégalaise
<b>CRSE :</b>	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
<b>ERA :</b>	Electrification Rurale Africaine
<b>ERIL :</b>	Electrification Rurale d'Initiative Locale
<b>GTI :</b>	Greenwich Turbine Inc
<b>GWh :</b>	Giga watt heure
<b>IPP :</b>	Independant Power Producer
<b>KVA :</b>	Kilovolt Ampère
<b>MT :</b>	Moyenne Tension
<b>HT :</b>	Haute Tension
<b>MW :</b>	Mégawatt
<b>OMVS :</b>	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal
<b>ONEE :</b>	Office National de l'Electricité et de l'Eau du Maroc
<b>PME :</b>	Petite et Moyenne Entreprise
<b>PMI :</b>	Petite et Moyenne Industrie
<b>PPER :</b>	Programme Prioritaire d'Electrification Rurale
<b>PSE :</b>	Programme Sénégal Emergent
<b>RMA :</b>	Revenu Maximum Autorisé

## Annexe 1 : liste des décisions et Avis de l'année 2017

1. Avis n° 01/2017 du 09 janvier 2017 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société TEN MERINA NDAKHAR SARL.
2. Avis n° 2017/02 du 15 mars 2017 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société PARC EOLIEN TAIBA NDIAYE S.A.
3. Avis n° 03/2017/ du 02 juin 2017 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique au GROUPEMENT SOLORIA KIMA et ASSOCIES S.A.
4. Avis n°04/2017 du 11 août 2017 relatif à l'attribution d'une licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Energy Resources Sénégal S.A.
5. Avis n°05/2017 du 09 octobre 2017 relatif à l'attribution provisoire suite à l'appel d'offres de la centrale IPP 120 MW de Malicounda.
6. Décision n°2017-01 du 05 janvier 2017 relative à la prorogation de la durée de validité des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016
7. Décision n°2017-02 du 25 janvier 2017 relative au Revenu Maximum Autorisé de Senelec en 2016
8. Décision n°2017-04 du 16 février 2017 relative à l'approbation de la grille tarifaire de Senelec et à son Revenu Maximum Autorisé en 2017 aux conditions économiques du 1er janvier
9. Décision n°2017-05 du 17 février 2017 relative aux redevances annuelles à payer en 2017 par les opérateurs titulaires de licence ou de concession
10. Décision n°2017-06 du 28 avril 2017 relative à l'approbation de la grille tarifaire de Senelec applicable à compter du 1er mai 2017 et à son Revenu Maximum Autorisé en 2017 aux conditions économiques du 1er avril
11. Décision n°2017-07 relative au RMA de SENELEC en 2017 aux conditions économiques du 1er juillet.
12. Décision n°2017-08 relative aux conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019.

## Annexe 2 : Evolution des tarifs de vente au détail applicable par Senelec

		Anciens tarifs		Nouveaux tarifs		Taux de variation	
Basse Tension							
Usage	Tranches de consommation	Tarif (FCFA/kWh)	Prime Fixe	Tarif (FCFA/kWh)	Prime Fixe	Tarifs	Prime Fixe
Usage Domestique							
DPP	1ère Tranche	106,44	0,00	90,47	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	114,20		101,64		-11,0%	
	3ème Tranche	117,34		112,65		-4,0%	
DMP	1ère Tranche	112,96	0,00	96,02	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	115,10		102,44		-11,0%	
	3ème Tranche	116,69		112,02		-4,0%	
Usage Professionnel							
PPP	1ère Tranche	151,59	0,00	128,85	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	152,45		135,68		-11,0%	
	3ème Tranche	153,83		147,68		-4,0%	
PMP	1ère Tranche	152,72	0,00	129,81	0,00	-15,0%	
	2ème Tranche	153,40		136,53		-11,0%	
	3ème Tranche	155,46		149,24		-4,0%	
Prépaiement (Woyofal)							
DPP	1ère Tranche	114,20	0,00	90,47		-20,8%	
	2ème Tranche	114,20		101,64		-11,0%	
	3ème Tranche	114,20		101,64		-11,0%	
DMP	1ère Tranche	115,10	0,00	96,02		-16,6%	
	2ème Tranche	115,10		102,44		-11,0%	
	3ème Tranche	115,10		102,44		-11,0%	
PPP	1ère Tranche	152,45	0,00	128,85		-15,5%	
	2ème Tranche	152,45		135,68		-11,0%	
	3ème Tranche	152,45		135,68		-11,0%	
PMP	1ère Tranche	153,40	0,00	129,81		-15,4%	
	2ème Tranche	153,40		136,53		-11,0%	
	3ème Tranche	153,40		136,53		-11,0%	
Eclairage Public							
Eclairage Public		131,29	3 341,34	118,16	3 007,21	-10,0%	-10,0%
Usage Grande Puissance							
DGP	Heures Hors	95,47	961,56	86,30	869,21	-9,6%	-9,6%
	Heures de	133,65		120,81		-9,6%	
PGP	Heures Hors	114,34	2 884,68	103,36	2 607,63	-9,6%	-9,6%
	Heures de	182,95		165,38		-9,6%	
Moyenne Tension							
Concessionnaire d'électrification rurale		101,50	0,00	91,35	0,00	-10,0%	
TCU	Heures Hors	123,45	945,13	118,51	907,32	-4,0%	-4,0%
	Heures de	191,82		183,48		-4,3%	
TG	Heures Hors	88,84	4 022,80	85,29	3 861,89	-4,0%	-4,0%
	Heures de	142,15		136,46		-4,0%	
TLU	Heures Hors	72,99	9 709,65	70,07	9 321,26	-4,0%	-4,0%
	Heures de	116,79		112,12		-4,0%	
Haute Tension							
HT Général	Heures Hors	58,01	9 855,45	55,69	9 461,26	-4,0%	-4,0%
	Heures de	83,54		80,20		-4,0%	
HT Secours	Heures Hors	77,25	4 381,50	74,16	4 206,24	-4,0%	-4,0%
	Heures de	111,23		106,78		-4,0%	

## Annexe 3 : Statistiques du Secteur

### 1. Puissance installée en MW

Site	Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Bel-air	Diesel	70,8	70,8	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7
	TAV	25,6	25,6	0,0	0,0	0,0		
	TAG	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Cap des Biches	Diesel	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
	TAV	87,5	87,5	57,5	57,5	57,5	62,0	62,0
	TAG	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	40,0	40,0
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)	154,0	164,0	116,0	107,0	145,0	80,0	80,0
Total Senelec		583,9	594,0	545,6	551,0	589,0	526,5	526,5
Producteur indépendants	GTI - cycle Combiné	52,0	52,0	52,0	52,0	52,0	56,5	56,5
	Tobene Power						98,5	98,5
	Manantali - hydro	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
	Félou - hydro			15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
	Kounoune-diesel	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
	Solaire RI						35,0	100,0
	Importation Mauritanie	0,0	0,0	0,0	0,0	20,0	20,0	20,0
	Total IPP	179,5	179,5	194,5	194,5	214,5	352,5	417,5
Total réseau interconnecté		763,4	773,5	740,1	745,5	803,5	879,0	944,0
Ziguinchor	Boutoute-diesel	18,6	19,0	21,0	20,0	21,0	30,0	30,0
Tambacounda	Tamba-diesel	8,4	8,0	10,0	11,0	11,0	17,0	17,0
Centres secondaires	centres isolés-diesel	14,0	14,0	31,0	33,0	33,0	33,0	33,0
Location Aggreko Tambacounda	Diesel		6,0	6,0	6,0	6,0		
Location Aggreko Boutoute	diesel	10,0	10,0	12,0	12,0	12,0	4,0	4,0
Total réseau non interconnecté		51,0	57,0	80,0	82,0	83,0	84,0	84,0
Total Sénégal		814,4	830,5	820,1	827,5	886,5	963,0	1028,0

## 2. Coefficient de disponibilité en %

Site	Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Bel-air	Diesel	81	89	87	83	84	73	83	92	88
	TAV	40	0	0	0	0	0			-
	TAG	64	84	67	24	38	73	81	94	79
Cap des Biches	Diesel	79	81	62	38	62	74	74	74	80
	TAV	69	60	69	21	24	4	40	69	78
	TAG	50	0	21	71	84	50	47	90	75
Région	Kahone-Diesel	28	87	80	89	81	92	92	98	87
	Saint-Louis-Diesel	57	47	-	-	-	-			
Producteur indépendants	GTI - Cycle Combiné	23	-	42	53	50	21	-	-	67
	tobene power									83
	mauritanie									100
	Manantali - Hydro	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Kounoune Power-Diesel	86	61	67	67	67	80	74	69	90
Réseaux isolés	Ziguinchor	69	35	58	42	83	83			59
	Tambacounda	58	77	70	79	58	58			77
	CS									90

## 3. Production brute (GWh)

	Type	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Senelec	Diesel	81	89	87	83	84	73	83
	TAV	40	0	0	0	0	0	
	TAG	64	84	67	24	38	73	81
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)	310	735	359	390	0	0	
Total Senelec		<b>1 610</b>	<b>2 098</b>	<b>2 186</b>	<b>2 381</b>	<b>2 080</b>	<b>2 030</b>	<b>1 970</b>
Producteurs Indépendants	GTI-cycle combiné	187	17	10	0	0	290	575
	Manantali & Félou-hydro	257	290	308	318	333	359	332
	Kounoune-diesel	390	383	395	378	413	303	235
	Aggreko-diesel					221	83	15
	APR (Location)					129		41
	Tobene Power						343	430
	Mauritanie-cycle combiné					104	69	22
	Solaire PV							83
	Dangoté							6
	ICS							44
<b>Total Achats</b>		<b>834</b>	<b>690</b>	<b>713</b>	<b>696</b>	<b>1 200</b>	<b>1 447</b>	<b>1 780</b>
<b>Total Achats/ Total production</b>		<b>33%</b>	<b>24%</b>	<b>23%</b>	<b>22%</b>	<b>35%</b>	<b>40%</b>	<b>45%</b>
Total réseau interconnecté		2 444	2 788	2 899	3 077	3 280	3 477	3 736

Ziguinchor	Boutoute-diesel	3	15	38	39	74	83,25	78,41
Tambacounda	Tamba-diesel	21	7	1	0	10	33,39	35,53
Centres secondaires	centres isolés-diesel	33	38	42	45	49	48,46	56,02
Location Tambacounda			19	26	31	19,6	2,68	
Location Aggreko Boutoute	Diesel	59	52	31	35	4		15
<b>Total réseau non interconnecté</b>		<b>116</b>	<b>130</b>	<b>138</b>	<b>150</b>	<b>157</b>	<b>168</b>	<b>185</b>
<b>Total Sénégal</b>		<b>2 560</b>	<b>2 918</b>	<b>3 037</b>	<b>3 227</b>	<b>3 437</b>	<b>3 645</b>	<b>3 920</b>

#### 4. Dépenses en combustibles (en millions de FCFA)

Année	Diesel oil		Gasoil		Fuel oil lourd		Gaz naturel		Total dépenses
	Dépenses DO	Quantités(t)	Dépenses GO	Quantités(t)	Dépenses FO	Quantités(t)	Dépenses GN	Quantités (1000Nm3)	
2008	35 284	53 855			118 997	422 663	1 513	6 795	155 794
2009	14 785	47 718			113 079	474 462	0	0	127 864
2010	42 476	104 068			175 944	463 310	78	646	218 498
2011	21 434	40 435	62 517	118 576	128 904	350 952	2 423	20 193	215 278
2012	22 762	38 486	88 493	154 822	150 462	371 751	1 649		263 366
2013	6 088	11 381	64 257	112 834	170 274	453 290	1 760	14 453	242 379
2014			73 154	136 568	175 944	501 064	2 343	14 352	251 441
2015			44 624	108 459	139 964	570 919			184 588
2016			12 510	40 954	109 904	636 130			122 414
2017			16 116	41 839	171 487	697 341			

#### 5. Energie non Fournie (GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Manque production</b>	91,0	73,2	153,3	225,9	1,7	12,8	16,3	3,6	0,1	2,7
<b>Incidents</b>	10,4	13,2	19,9	28,6	24,0	21,5	22,2	29,6	23,5	22,8
<b>Manœuvres et travaux</b>	2,6	2,4	3,9	12,1	6,4	6,7	6,4	4,1	6,6	5,1
<b>Total</b>	104,0	88,8	177,1	266,6	32	41,0	44,9	37,3	30,2	30,6

#### 6. END - Interruptions de service dans les réseaux (MWh)

Nature	2014		2015		2016		2017	
	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)
<b>Incidents</b>	15 416	20,5	18 193	25,8	21 131	23,483	22 118	22,789
<b>Manque production</b>	5 773	11,9	1 322	1,7	32	0,042	52	0,083
<b>Effacement clients HTB</b>	240	4,4	216	1,9	14	0,081	66	2,647
<b>Manœuvre/travaux</b>	6 393	6,4	3 503	4,1	5 671	5,776	5 559	4,834
<b>Surcharge/Faible U</b>	397	1,8	2 407	4	368	0,849	82	0,254
<b>TOTAL interruptions</b>	28 219	44,9	25 641	37,3	27 539	30,231	27 877	30,607

**7. Consommation d'électricité en zone urbaine et en zone rurale en GWh**

	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>Ventes totales</b>	2 313	2 406	2 563	2 727	2 889	3 150
<b>Zone urbaine</b>	1 998	2 069	2 199	2 323	2 483	2 670
<b>Zone rurale</b>	315	338	364	404	406	480

**8. Consommation par niveau de tension en GWh**

	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>Energie vendue</b>	2 313,4	2 406,5	2 563,1	2 727,0	2 889,0	3 150,1
<b>Basse Tension</b>	1 456,4	1 540,0	1 626,6	1 722,8	1 869,1	2 040,8
<b>Moyenne Tension</b>	686,5	706,2	760,8	817,2	843,0	953,7
<b>Haute Tension</b>	170,5	160,2	175,7	187,0	176,9	155,6

## Annexe 4 : Etats Financiers

BILAN SYSTEME NORMAL  
PAGE 1/4

## BILAN

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

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2017

Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
	<b>ACTIF IMMOBILISE (1)</b>				
<b>AA</b>	<b>Charges immobilisées</b>				
AB	Frais d'établissement et charges à répartir				
AC	Primes de remboursement des obligations				
<b>AD</b>	<b>Immobilisations incorporelles</b>				
AE	Frais de recherche et de dévelpmt				
AF	Brevets, licences, logiciels	77 536 922	47 724 880	29 812 042	36 166 451
AG	Fonds commercial				
AH	Autres immobilisations incorporelles				
<b>AI</b>	<b>Immobilisations corporelles</b>				
AJ	Terrains				
AK	Bâtiments	5 420 233	4 087 764	1 332 469	1 603 481
AL	Installations et agencements	20 595 750	11 754 205	8 841 545	12 136 812
AM	Matériel	288 824 591	182 753 079	106 071 512	147 973 868
AN	Matériel de transport	377 156 222	282 211 975	94 944 247	64 859 764
<b>AP</b>	<b>Avances et acomptes versés sur immobilisations</b>				
<b>AQ</b>	<b>Immobilisations Financières</b>				
AR	Titres de participation				
AS	Autres immobilisations financières	44 897 491		44 897 491	42 747 401
AW	(1) dont H.A.O :				
<b>AZ</b>	<b>TOTAL ACTIF IMMOBILISE (I)</b>	814 431 209	528 531 903	285 899 306	305 487 777

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

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMPLAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale :

Exercice clos le : 31/12/2017

Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
<b>AZ</b>	<b>Report total actif immobilisé</b>	<b>814 431 209</b>	<b>528 531 903</b>	<b>285 899 306</b>	<b>305 487 777</b>
	<b>ACTIF CIRCULANT</b>				
<b>BA</b>	<b>Actif circulant H.A.O.</b>	257 000		257 000	
<b>BB</b>	<b>Stocks</b>				
BC	Marchandises				
BD	Matières premières et autres approvisionnements				
BE	En-cours				
BF	Produits fabriqués				
<b>BG</b>	<b>Créances et emplois assimilés</b>				
BH	Fournisseurs, avances versées	4 974 018		4 974 018	2 633 505
BI	Clients				
BJ	Autres créances	59 902 236	28 946 400	30 955 836	45 566 718
<b>BK</b>	<b>TOTAL ACTIF CIRCULANT (II)</b>	<b>65 133 254</b>	<b>28 946 400</b>	<b>36 186 854</b>	<b>48 200 223</b>
	<b>TRESORERIE-ACTIF</b>				
BQ	Titres de placement				
BR	Valeurs à encaisser				
BS	Banques, chèques postaux, caisse	1 116 085 211		1 116 085 211	782 894 800
<b>BT</b>	<b>TOTAL TRESORERIE-ACTIF (III)</b>	<b>1 116 085 211</b>		<b>1 116 085 211</b>	<b>782 894 800</b>
<b>BU</b>	<b>Ecarts de conversion-Actif (IV)</b> (perte probable de change)				
<b>AZ</b>	<b>TOTAL GENERAL (I+II+III+IV)</b>	<b>1 995 649 674</b>	<b>557 478 303</b>	<b>1 438 171 371</b>	<b>1 136 582 800</b>

**BILAN**

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

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale :

Exercice clos le : 31/12/2017

Durée (en mois) : 12

Réf.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
	<b>CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES</b>		
<b>CA</b>	<b>Capital</b>	88 001 956	88 001 956
CB	Actionnaires capital non appelé -		
<b>CC</b>	<b>Primes et Réserves</b>		
CD	Primes d'apport, d'émission, de fusion		
CE	Ecart de réévaluation		
CF	Réserves indisponibles		
CG	Réserves libres		
CH	Report à nouveau + ou -	591 081 284	619 242 668
<b>CI</b>	<b>Résultat net de l'exercice</b> (bénéfice + ou perte -)	<b>267 500 518</b>	<b>-28 161 384</b>
<b>CK</b>	<b>Autres capitaux propres</b>		
CL	Subventions d'investissement		
CM	Provisions réglementées et fonds assimilés		
<b>CP</b>	<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES (I)</b>	<b>946 583 758</b>	<b>679 083 240</b>
	<b>DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (1)</b>		
DA	Emprunts		
DB	Dettes de crédit- bail et contrats assimilés		
DC	Dettes financières diverses		
DD	Provisions financières pour risques et charges	384 989 116	326 331 343
DE	(1) dont H.A.O : .....		
<b>DF</b>	<b>TOTAL DETTES FINANCIERES (II)</b>	<b>384 989 116</b>	<b>326 331 343</b>
<b>DG</b>	<b>TOTAL RESSOURCES STABLES (I+II)</b>	<b>1 331 572 874</b>	<b>1 005 414 583</b>

**BILAN**

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

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2017

Durée (en mois) : 12

Réf.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
<b>DG</b>	<b>Report total ressources stables</b>	1 331 572 874	1 005 414 583
	<b>PASSIF CIRCULANT</b>		
DH	Dettes circulantes et ressources assimilées H.A.O.		
DI	Clients, avances reçus		
DJ	Fournisseurs d'exploitation	33 855 438	74 172 909
DK	Dettes fiscales	697 020	891 319
DL	Dettes Sociales	54 191 220	55 734 149
DM	Autres dettes	17 854 819	369 840
DN	Risques provisionnés		
<b>DP</b>	<b>TOTAL PASSIF CIRCULANT (III)</b>	<b>106 598 497</b>	<b>131 168 217</b>
	<b>TRESORERIE-PASSIF</b>		
DQ	Banques et crédits d'escompte		
DR	Banques, crédits de trésorerie		
DS	Banques, découverts		
<b>DT</b>	<b>TOTAL TRESORERIE-PASSIF (IV)</b>		
DV	<b>Ecarts de conversion-Passif (V)</b> (Gain probable de change)		
<b>DZ</b>	<b>TOTAL GENERAL (I+II+III+IV+V)</b>	<b>1 438 171 371</b>	<b>1 136 582 800</b>

**COMPTE DE RESULTAT**

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

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2017

Durée (en mois) : 12

Réf.	CHARGES (1re partie)	Exercice N	Exercice N-1
	<b>ACTIVITES D'EXPLOITATION</b>		
RA	Achats de marchandises		
RB	- Variation de stocks (- ou +)		
	<i>(Marge brute sur marchandises voir TB)</i>		
RC	Achat de matières premières et fournitures liées		
RD	- Variation de stocks (- ou +)		
	<i>(Marge brute sur matières voir TG)</i>		
RE	Autres achats	84 628 793	83 486 300
RH	- Variation de stocks (- ou +)		
RI	Transports	31 480 477	48 754 355
RJ	Services Extérieurs	308 084 937	326 589 848
RK	Impôts et taxes	34 790 672	6 172 753
RL	Autres charges	14 511 227	13 207 630
	<i>(Valeur ajoutée voir TN)</i>		
RP	Charges de personnel	979 005 736	1 210 615 359
	dont personnel extérieur .....		
	/ .....		
RQ	<i>(Excédent brut d'exploitation voir TQ)</i>		
RS	Dotations aux amortissements et aux provisions	171 409 782	293 289 376
<b>RW</b>	<b>TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION</b>	<b>1 623 911 624</b>	<b>1 982 115 621</b>
	<i>(Résultat d'exploitation voir TX)</i>		

**COMPTE DE RESULTAT**

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

Sigle usuel :

Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL

N° d'identification fiscale :

Exercice clos le : 31/12/2017

Durée (en mois) : 12

Réf.	CHARGES (2e partie)	Exercice N	Exercice N-1
RW	<b>Report Total des charges d'exploitation</b>	1 623 911 624	1 982 115 621
	<b>ACTIVITE FINANCIERE</b>		
SA	Frais financiers		
SC	Pertes de change		
SD	Dotations aux amortissements et aux provisions		
SF	<b>TOTAL DES CHARGES FINANCIERES</b>		
	<i>(Résultat Financier voir UG)</i>		
SH	<b>TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES</b>	<b>1 623 911 624</b>	<b>1 982 115 621</b>
	<i>(Résultat des activités ordinaires voir UI)</i>		
	<b>HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)</b>		
SK	Valeurs comptables cessions d'immobilisations		
SL	Charges H.A.O.		
SM	Dotations H.A.O.		
SO	<b>TOTAL DES CHARGES H.A.O.</b>		
	<i>(Résultat H.A.O. voir UP)</i>		
SQ	Participation des travailleurs		
SR	Impôts sur le résultat		
SS	<b>TOTAL PARTICIPATION ET IMPOTS</b>		
ST	<b>TOTAL GENERAL DES CHARGES</b>	<b>1 623 911 624</b>	<b>1 982 115 621</b>
	<i>(Résultat net voir UZ)</i>		



AC-CRSE-Senelec



Audit CAE- centrale de malicounda



Panneau solaire



Mission de benchmark à COSUEL Paris



POINT DE PRESSE SUR LA BAISSSE DES TARIFS DE 10%



l'Equipe d'enquete à malicounda



l'Equipe d'enquete à malicounda



Rencontre CRSE-AC-Senelec



Mission de benchmark ANARE à la CRSE





