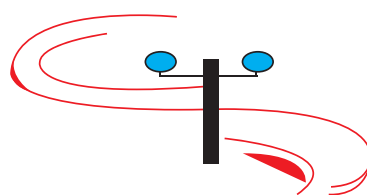




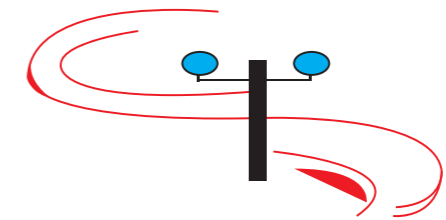
REPUBLIQUE DU SENEGAL
Un Peuple - Un But - Une Foi

Rapport Annuel 2014



Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité

CRSE



**Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité**

Rapport Annuel 2014

Table des matières

MOT DU PRÉSIDENT	6
ORGANIGRAMME	8
INTRODUCTION	10
1 REGULATION TARIFAIRE.....	12
1.1. SENELEC.....	12
1.2. Projets d'Electrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL)	20
2 TRAITEMENT DES RÉCLAMATIONS ET DES PLAINTES DES CONSOMMATEURS	22
3. SUIVI DES CONTRATS DE CONCESSION.....	23
3.1. Senelec	23
3.2. Concessionnaires d'électrification rurale	26
4. AVIS RELATIFS À L'ATTRIBUTION DE TITRES D'EXERCICE.....	29
4.1. ERIL de Sine Moussa Abdou	29
4.2. Tobène Power.....	29
4.3. Centrale Diesel de Contour Global	29
5. ENQUETES	31
5.1. Enquête sur le dépannage des clients.....	31
5.2. Enquête sur les systèmes de comptage.....	32
5.3. Enquête sur la sécurisation des systèmes de comptage.	32
6. DEVELOPPEMENT DE L'OFFRE D'ENERGIE ELECTRIQUE	35
6.1. Energie conventionnelle	35
6.2. Energies renouvelables	37
7. INFORMATION ET COMMUNICATION	38
7.1. Communication institutionnelle.....	38
7.2. Journée de partage sur le document de la seconde consultation publique.....	38
7.3. Restitution de l'enquête sur le système de comptage de Senelec .	39
7.4. Autres activités de communication.....	39

8. PROJET DE CRÉATION DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE	40
9. EXPLOITATION ET TRANSFERT DE VILLAGES À SENELEC.....	40
10. FORMATIONS ET SÉMINAIRES.....	41
11. COOPÉRATION INTERNATIONALE	42
12. GESTION BUDGETAIRE ET FINANCIERE DE LA COMMISSION	43
12.1. Exécution budgétaire	43
12.2. Solde	45
13. ETATS FINANCIERS	45
14. ETAT DU SECTEUR	46
14.1. Consommation.....	46
14.2. Offre de production.....	48
14.3. Qualité de service.....	50
14.4. Situation financière	51
GLOSSAIRE	53
LISTE DES TABLEAUX.....	54
LISTES DES GRAPHIQUES	54
LISTES DES ENCADRÉS	54
ANNEXES	55

Mot du Président

Chargée de réguler les conditions de production, de transport de distribution de l'énergie électrique sur toute l'étendue du territoire par la loi 98-29 du 14 avril 1998, obligation est faite à la CRSE de produire un rapport annuel à la haute attention du Chef de l'Etat. En la circonstance, il s'agit de faire le point de l'exercice de nos missions au cours de l'année écoulée.

Aujourd'hui la Commission est devenue une autorité reconnue auprès du Gouvernement, des Associations de consommateurs, des opérateurs et des bailleurs de fonds du secteur de l'Electricité. Pour ce faire, elle a manifesté son indépendance sans toutefois se départir d'un souci permanent de concertation, notamment à l'occasion des consultations prévues par la loi.

Notre objectif a été et demeure de bien comprendre quels étaient les intérêts légitimes des uns et des autres pour mieux les harmoniser avec les préoccupations d'une bonne régulation. Ce qui a permis de mieux motiver nos Avis et Décisions et de favoriser leur application par les acteurs concernés.

Pour les toute prochaines années, de nouveaux défis s'annoncent et les moindres ne sont pas, d'une part, la nécessité d'harmoniser les tarifs au plan national et d'autre part d'assurer efficacement l'extension de nos missions vers la régulation du sous -secteur aval des hydrocarbures.

Harmoniser les tarifs au plan national est de première importance. La question est centrale, d'abord conce-

voir et ensuite mettre en place un système électrique national viable, harmonisé, solidaire et équitable. Y seront sans doute nécessaires le concours de tous les spécialistes en la matière, du financement public et du financement privé mais surtout une instance de régulation obligée de sortir des sentiers traditionnels.

Quant à l'intégration prochaine des hydrocarbures dans le champ de nos missions de régulateur, l'enjeu est compris de tous, puisque l'énergie, dans toutes ses composantes, est le sang de l'économie. C'est une nouvelle responsabilité qui récompense, sans fausse modestie, notre savoir - faire en la matière. Nous en sommes fiers tout étant pleinement conscients qu'elle nous engage à plus de compétence et de travail.

J'aurais bien aimé être de l'aventure - en vérité ce n'est pas une aventure puisque je sais que mes collègues vont gagner haut la main la partie - mais je dois quitter le navire après dix années passées à la Commission, dont deux en qualité de Président. Je passerai la main bientôt mais sans aucun doute à des mains expertes, celles de mon remplaçant et de l'ensemble de mes collègues habitués à naviguer dans les eaux turbulentes de la régulation.

Puisque c'est aussi le mot de la fin de cette mission qui fut exaltante, que j'ai essayé d'exercer du mieux de mes possibilités, permettez-moi de remercier celui qui m'a honoré en me confiant cette responsabilité.

Merci Monsieur le président de la République.



Organigramme

La Commission



Mamadou Ndoye DIAGNE
Président



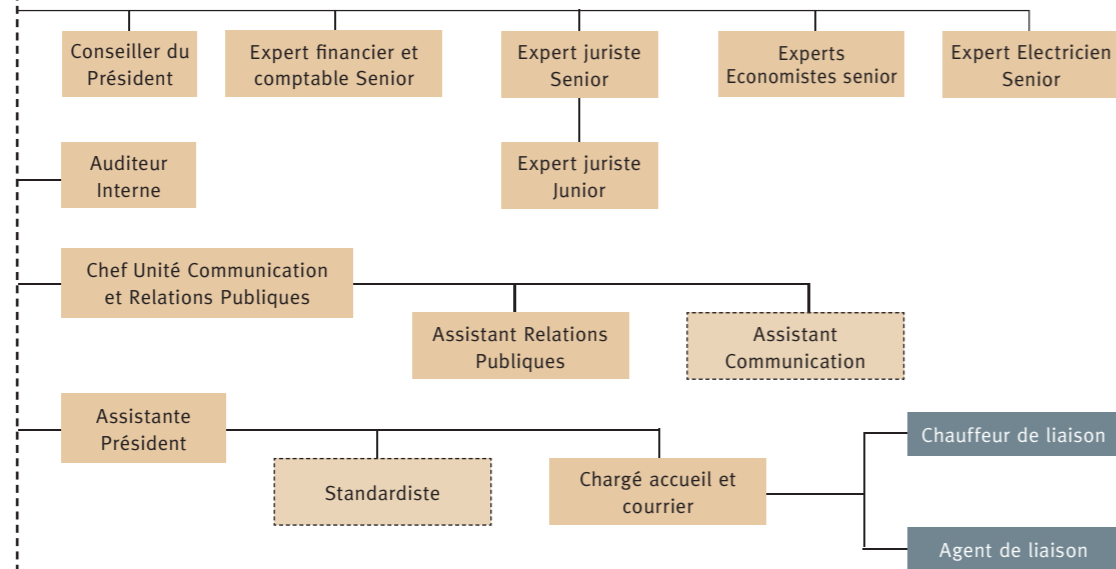
Ibrahima Amadou SARR
Commissaire



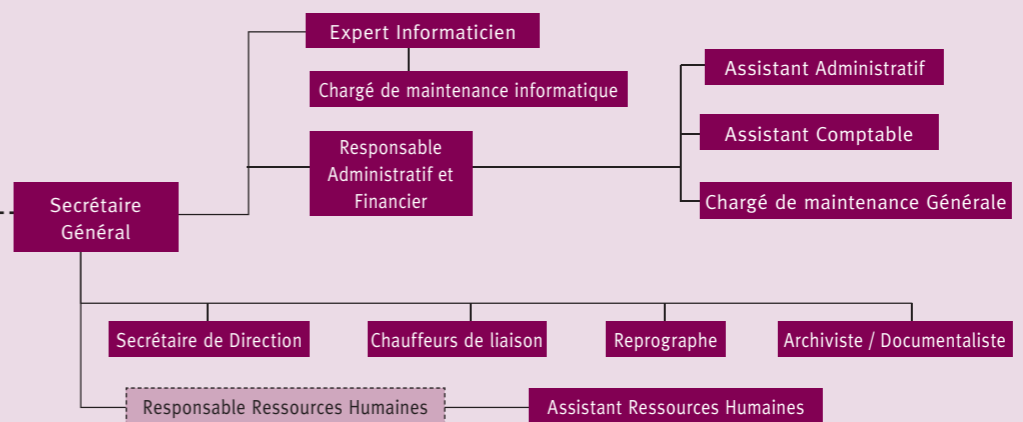
Baba DIALLO
Commissaire

Secrétaire de Direction

Secrétaire de Direction



Secrétariat Général



Introduction



La loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, confère à la Commission, comme principale mission, la régulation des activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique.

La mise en œuvre de ses attributions, s'est traduite par la régulation tarifaire à travers neuf(9) Décisions rendues. Elles concernent entre autres la détermination de nouvelles conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016, l'indexation périodique du Revenu Maximum Autorisé de Senelec et les coûts des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de SENELEC.

En application des dispositions de la loi précitée, la Commission a assuré le suivi des normes et obligations d'électrification fixées à Senelec. Ainsi, il est à noter qu'en 2014, la quantité d'énergie non fournie estimée à 45 GWh dépasse de loin la norme de 0,3% de l'énergie vendue, représentant 7,6 GWh.

Concernant les objectifs de raccordement de Senelec, ils ont atteint 93% de l'objectif attendu en 2016 avec 32 869 nouveaux clients à usage domestique raccordés en milieu urbain et 12 268 en milieu rural.

Dans le cadre du suivi des concessions d'électrification rurale, il convient de signaler que quatre concessions sur les six attribuées, sont opérationnelles. Toutefois, elles sont caractérisées par la faiblesse du nombre de clients raccordés par rapport aux objectifs fixés dans les programmes prioritaires de 3 ans.

En effet, pour la Concession de Dagana-Podor-Saint Louis, entrée en vigueur 26 mars 2011, 869 clients sont raccordés sur un objectif de 19 574 clients. Ce nombre est respectivement de 5 clients sur 11 826 pour la concession de Louga-Linguère-Kébémér, entrée en vigueur le 29 novembre 2011, et 190 clients sur 18 001 clients pour celle de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, entrée en vigueur depuis le 24 décembre 2013. La Concession Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas, quant à elle, est entrée en vigueur en Novembre 2014 et n'a pas encore enregistré en fin 2014 ses premiers raccordements.

En ce qui concerne les obligations en matière comptable, la Commission a entamé la procédure d'approbation des principes et règles de séparation comptable des activités de Senelec. A cet effet, elle a élaboré une note qui a été

soumise au Ministère chargé de l'Energie et à Senelec. Cette dernière fera l'objet d'une décision en 2015.

Dans sa mission de préservation des intérêts des consommateurs, la Commission a pris en charge les réclamations et plaintes des consommateurs. Ainsi sur les sept dossiers déclarés recevables, trois ont abouti et leur instruction clôturée.

Elle a en outre mené des enquêtes concernant le dépannage des clients basse tension de Senelec, et sur le système de comptage de Senelec, notamment sur le projet de sécurisation des systèmes de comptage mis en œuvre dans le site pilote de Grand Médine.

Attachant une importance à son devoir d'informer, la Commission a rendu public ses Avis et Décisions par le canal de son Bulletin Officiel et son site web

Par ailleurs, dans l'optique de se rapprocher des usagers de l'électricité, la Commission a mis en œuvre des activités de communication institutionnelle et de proximité.

Au titre de ses attributions consultatives, la Commission a instruit les dossiers de demande de licence et de concession et émis deux avis favorable pour la délivrance de titres d'exercice aux sociétés ENERSA et Tobène Power. Elle a auparavant lancé des consultations publiques afin de recueillir les avis des acteurs du secteur sur ces dossiers. Sur demande du Ministère en charge de l'Energie, la Commission a élaboré un projet de loi en vue de l'intégration de l'aval du sous-secteur des hydrocarbures, dans ses attributions. La Commission a également, durant la période, a présidé un groupe de travail pour la rédaction d'un modèle de convention pour transférer dans le périmètre de Senelec des villages électrifiés qu'elle va exploiter.

Concernant le développement de la production, la Commission a participé aux négociations et réunions de suivi des projets relatifs aux centrales au charbon de 125 MW de Sendou et de 300 MW d'Africa Energy, à la centrale Diesel de Contour Global ainsi qu'à l'importation d'énergie électrique à partir de la Mauritanie.

Au titre de la coopération internationale, la Commission a effectué une mission à l'Office Nationale de l'Électricité et de l'Eau potable (ONEE) du Maroc en vue d'identifier les enjeux économiques, techniques et sociaux de l'exploitation d'une centrale au charbon.

Elle a reçu des délégations des Autorités de Régulation du Burkina Faso, de la Mauritanie et une mission du Ministère Sud-Africain de l'Energie accompagnée de l'autorité de Régulation, NERSA, venues s'imprégner de l'expérience sénégalaise en matière de régulation.

Le présent rapport met en évidence, les activités essentielles de la Commission et fait le point sur l'état du sous-secteur de l'électricité.

en **2014**,
la quantité d'énergie non fournie estimée à **45 GWh** dépasse de loin la norme de **0,3%** de l'énergie vendue, soit **7,6 GWh**.

La concession Dagana-Podor-St Louis, entrée en vigueur le **26 mars 2011**, a raccordé **869 clients** sur un objectif de **19574**

1

Regulation tarifaire

Aux termes de l'article 11 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE) détermine, sur tout l'étendue du territoire national, la structure et la composition des tarifs appliqués aux entreprises titulaires de licence ou de concession conformément aux principes et méthodes définis par l'article 28 de ladite loi.

Dans ce cadre, les activités de régulation tarifaire menées en 2014 ont concerné Senelec et les projets d'Electrification Rurale d'Initiatives Locales (ERIL).

1.1. Senelec

Le Contrat de Concession de Senelec, modifié en son article 36-alinéa 4 et le Cahier de charges annexé, en son article 10, définissent la Formule de contrôle des revenus et fixent la durée de validité de ladite formule à trois (3) années. A l'issue de chaque période de validité, la formule est révisée par la CRSE afin de

Amélioration de 9%,

de la disponibilité des centrales sur le RI, passant de 69,5% en 2013 à 75,6 % en 2014.

déterminer les conditions tarifaires de la période subséquente, après consultation des différents acteurs concernés.

En application de ces dispositions, la Commission a fixé les conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016 et a déterminé le Revenu Maximum Autorisé (RMA) durant l'année 2014 aux différentes dates d'indexation.

En outre, la Commission a approuvé les coûts de référence des ouvrages pour le raccordement des clients Petites et Moyennes Entreprises et Petites et Moyennes Industries (PME-PMI).

1.1.1. Révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016

En application des dispositions du décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, la CRSE a lancé la révision des conditions tarifaires de Senelec le 02 octobre 2012.

Après avoir réalisé la première phase du processus en 2013, avec l'organisation d'une première consultation publique sur le bilan de l'exploitation de Senelec portant sur la période 2011-2013, les normes et obligations de Senelec pour la période 2014-2016 et la méthodologie de révision des conditions tarifaires, la CRSE a validé, en 2014, les projections de coûts de Senelec pour la période 2014-2016. Elle a par ailleurs organisé la seconde consultation publique sur ses premières conclusions et a fixé par décision les nouvelles conditions tarifaires applicables.

- Les projections de coûts pour la période 2014-2016

Ces projections reposent sur les prévisions de demande, la stratégie de développement de Senelec ainsi que les normes et obligations fixées par le Ministre en charge de l'énergie.

la Commission a fixé les conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016 et a déterminé le Revenu Maximum Autorisé (RMA) durant l'année 2014 aux différentes dates d'indexation.

Encadré 1: projection des coûts de Senelec

Le scénario moyen d'évolution de la demande retenu par la Commission fait ressortir sur la période, une croissance moyenne annuelle de 8,3% qui ferait passer les ventes de Senelec de 2 453 GWh en 2013 à 3 092 GWh en 2016, correspondant à une croissance de 26% sur la période.

Pour satisfaire cette demande dans le respect des normes et obligations, Senelec projette d'investir 95,582 milliards de FCFA, compte non tenu des investissements pris en charge par l'Etat et les producteurs indépendants d'électricité. Ces investissements concernent essentiellement le développement des réseaux de transport et de distribution avec 88,415 milliards de FCFA prévus.

Les investissements de production seront essentiellement réalisés par les producteurs indépendants. Ils concernent, la centrale au charbon de Sendou d'une puissance de 125 MW, la centrale au fuel lourd de Taïba Ndiaye d'une puissance de 70 MW, les centrales énergies renouvelables avec une puissance totale de 110 MW.

Les investissements pris en charge par l'Etat s'élèvent quant à eux à 40,036 milliards FCFA dont 30,036 milliards FCFA pour la distribution et 10 milliards FCFA pour la production avec l'extension de la centrale de Boutoute.

Ces investissements permettront d'accroître de 330 MW la capacité de production installée et de 360 MW la puissance assignée sur la période.

Pour satisfaire totalement la demande de consommation des clients, tenant compte de la consommation des auxiliaires et des pertes sur le réseau, les centrales de Senelec et des producteurs indépendants devront produire 10 400 GWh entre 2014 et 2016

Avec les nouvelles capacités de production et l'importation d'électricité en provenance de la Mauritanie, 8 680 GWh devraient être livrés au réseau sur la période pour une demande nette de 8 683 GWh, soit une demande non satisfaite de 3 GWh sur les trois (3) années.

Par ailleurs, la structure de la production évoluera considérablement. La production propre de Senelec se réduit progressivement à partir de 2015. Elle passera de 69% en 2014 à 58% en 2015 et 31% en 2016, au profit des achats d'énergie qui vont s'accroître avec le déploiement des nouvelles centrales prévues.

Au niveau de la diversification, le poids des produits pétroliers va se réduire progressivement au profit du charbon, du gaz et des énergies renouvelables en passant de 86% en 2013 à 44% en 2016, influant ainsi sur les coûts projetés.

Les charges d'exploitation de Senelec devraient être de moins en moins sensibles aux fluctuations des prix des produits pétroliers. Ces charges se chiffrent, en francs constants de 2013, à 377,621 milliards FCFA en 2014, 385,471 milliards FCFA en 2015 et 380,700 milliards FCFA en 2016, correspondant à un taux d'accroissement moyen de 0,6% alors que les ventes augmentent de 8,3% sur la même période.

- Synthèse de la seconde consultation publique

L'analyse de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus de Senelec, les avis et observations reçus lors de la première consultation publique, ainsi que les projections validées pour la période 2014-2016, ont permis à la Commission de tirer ses premières conclusions sur :

- les principes de régulation à appliquer pour la période 2014-2016 ;
- les revenus régulés requis de référence permettant de couvrir les charges de Senelec et de lui assurer une rémunération normale de ses actifs, au taux de rentabilité normal ;
- les paramètres de la Formule de contrôle des revenus.

Ces différents éléments ont fait l'objet d'une consultation publique du 03 février au 05 mars 2014. Le document de consultation publique a été mis en ligne sur le site web de la Commission et transmis aux parties prenantes notamment Senelec, le Ministère en charge de l'Énergie, le Ministère de l'Économie et des Finances et les Associations de consommateurs qui ont été réunis à l'occasion d'une journée de partage organisée le 19 février 2014. Les avis et observations recueillis dans ce cadre ont été analysés et pris en compte par la Commission.



Encadré 2: les observations de la seconde consultation publique

Les avis et observations reçus ont été formulés par les institutionnels (Ministère en charge l'Energie et Ministère chargé de l'Economie), les consommateurs et Senelec.

Les observations des institutionnels ont porté particulièrement sur la prise en compte, dans les projections de la période, de la demande induite par la mise en œuvre du Plan Sénégal Emergent (PSE). En réponse, il a été noté que les projections de la demande ont été largement discutées avec Senelec. Elles prennent en compte les perspectives de la croissance économique issue du cadrage macroéconomique, de l'évolution des demandes des usages professionnels et domestiques et des besoins spécifiques des grands projets qui seront mis en service au cours de la période tarifaire. Au cas où les capacités de production considérées ne permettraient pas de satisfaire la demande supplémentaire, des moyens exceptionnels pourraient être mis en œuvre.

Les observations des associations de consommateurs ont porté sur l'impact de l'amélioration de l'efficacité de l'offre prévue en termes de baisse du prix de l'électricité. En réponse, il a été souligné que la baisse prévue du coût de production du kWh, à partir de 2015, ne serait pas suffisamment importante pour justifier une baisse des tarifs.

Venant de Senelec, les observations et commentaires ont porté essentiellement sur :

- certains investissements qui n'ont pas été intégrés par la Commission dans la base tarifaire à rémunérer. Il s'agit du projet immobilier concernant les immeubles « Action sociale », « Peytavin » et les investissements à réaliser pour le respect des normes. Pour Senelec, ces investissements devraient permettre la réduction du coût de la location de bureaux et respecter des normes fixées par le Ministère en charge de l'Energie. En l'absence d'informations complémentaires sur ces projets, la Commission a maintenu leur exclusion de la base tarifaire ;

- l'hypothèse que la production de la centrale de GTI sera nulle au cours de la période doit, selon Senelec, être reconsidérée. En effet, un avenant au contrat d'achat d'énergie qui permettra de substituer à la centrale existante une nouvelle centrale d'une puissance de 50 MW en 2015 est en cours de négociation. Les informations détaillées relatives à cette centrale ont été demandées par la Commission. En l'absence d'informations complémentaires sur le projet, le retrait de la centrale de GTI du plan de production a été maintenu ; et

- le choix de la Commission d'optimiser le programme d'entretien des unités de production introduit, selon Senelec, un biais dans le plan de production dans la mesure où ce programme est différent de celui que Senelec met en œuvre. En réponse à cette observation de Senelec il a été précisé la nécessité d'entretenir convenablement les unités de production afin de ne pas nuire à la qualité du service. Senelec s'était engagée, au cours de la journée de partage, à fournir un programme d'entretien pluriannuel ; ce qui n'a pas été fait. Par conséquent, la Commission a maintenu l'optimisation du programme d'entretien.

1.1.2. Décision relative aux conditions tarifaires pour la période 2014-2016

À la suite de la seconde consultation publique, la Commission a transmis, le projet de Décision portant sur les nouvelles conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016 à Senelec, au Ministre de l'Energie et au Ministre de l'Economie et des Finances, pour avis et observations.

Le Ministre de l'Economie et des Finances a souligné que son observation relative à de la demande induite par la mise en œuvre du Plan Sénégal Emergent étant prise en compte dans l'analyse, le projet de Décision n'appelait de sa part aucune observation.

Par contre le Ministre en charge de l'Energie a réitéré le désaccord du Gouvernement sur la décision de la Commission de réviser les dates prévisionnelles de mise en service des capacités additionnelles initialement retenues par Senelec, qui, à son avis, tend à faire supporter aux consommateurs des coûts supérieurs à ceux soumis par Senelec. A cet observation, la Commission a fait noter que cette révision des dates de mise en service est faite sur la base des contrats signés par Senelec avec les promoteurs privés et de l'état d'avancement des projets ; ceci afin de limiter les conséquences de leur décalage sur la viabilité économique et financière de l'opérateur et de la nécessité d'adopter des conditions tarifaires permettant de garantir le service requis.

Sur la base de cette analyse, la Commission par Décision n° 2014-05 du 08 avril 2014, présentée en annexe 2, a défini les nouvelles conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016.

Ainsi les conditions tarifaires ainsi définies doivent garantir à Senelec, avec les conditions d'exploitation prévues, les niveaux de revenus jugés suffisants pour lui permettre de couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance, d'amortir ses immobilisations et d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée.

Le Revenu Maximum Autorisé de l'année est estimé aux conditions économiques du 1er janvier, du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre (dates d'indexation des tarifs) à partir de la Formule de contrôle des revenus définis ci-dessus et en considérant pour les indices d'inflation

(IHPCt, IPCT), les prix des combustibles (IFOt, IDOt, IGNT, ICHt) et le taux de change (TCT), la moyenne arithmétique de leurs valeurs publiées durant les trois (3) mois précédant la date d'indexation des tarifs considérés.

Le taux d'ajustement maximum des tarifs à une date d'indexation donnée, est obtenu en rapportant l'estimation du Revenu Maximum Autorisé de l'année à cette date d'indexation des tarifs au revenu à percevoir par Senelec durant l'année, si les tarifs en vigueur sont maintenus.

Senelec peut demander, le cas échéant, un ajustement de ses tarifs dans le respect du taux maximum d'ajustement ainsi déterminé :

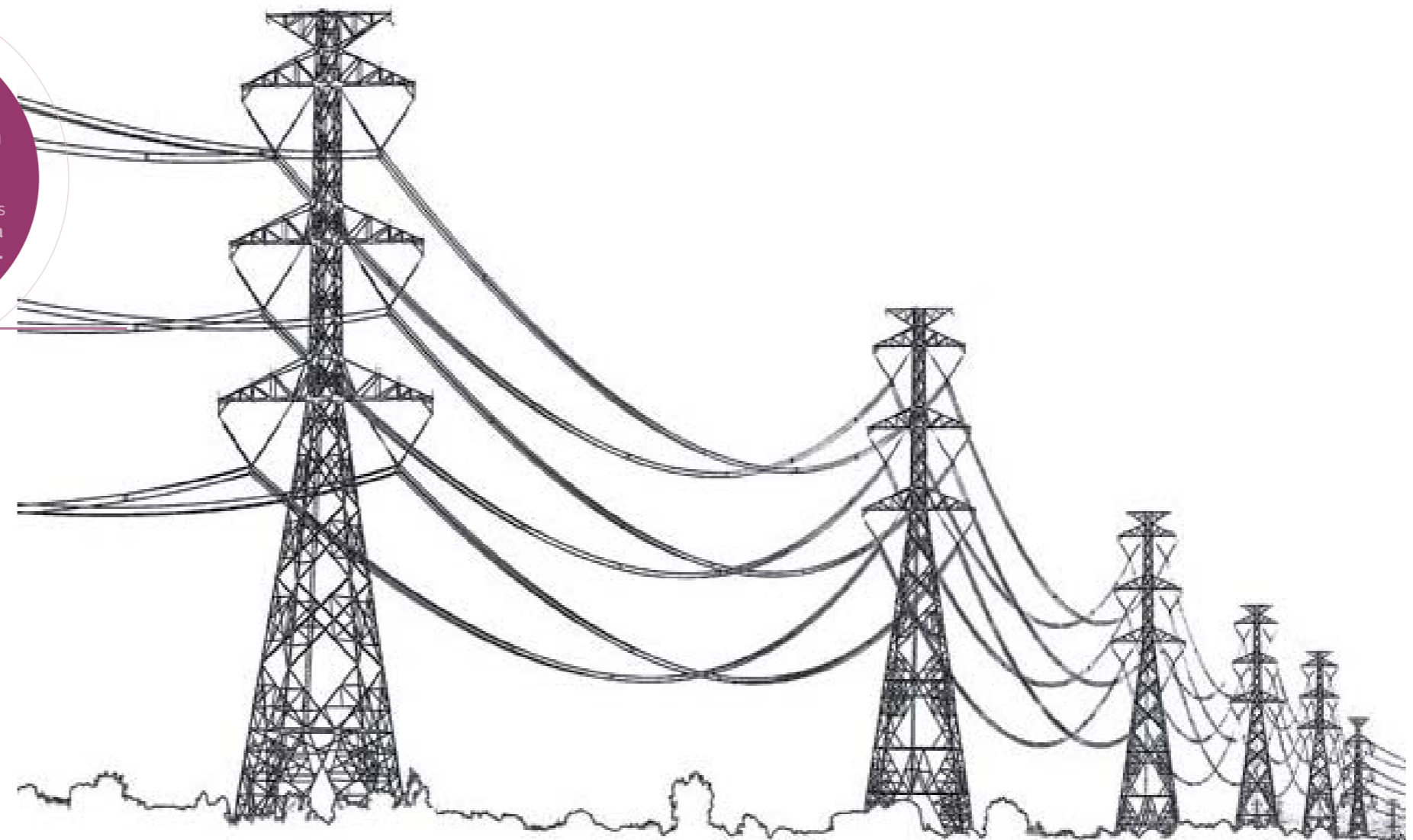
- aux conditions économiques du 1er janvier, quel que soit le taux d'ajustement maximum obtenu ;
- aux conditions économiques du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre si le taux d'ajustement maximum obtenu, est supérieur à 5% ou inférieur à -5%.

Les conditions tarifaires peuvent être révisées avant la fin de cette période à l'initiative de Senelec, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec rendant inadaptée la Formule ou suite à des accords conclus par le Gouvernement et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

Lorsque Senelec demande un ajustement de ses tarifs dans les conditions définies ci-dessus, la Commission peut, en application des stipulations de l'article 36 modifié du Contrat de Concession de Senelec, s'opposer à titre exceptionnel à celui-ci si l'ajustement est brusque et important.

Les conditions tarifaires peuvent être révisées avant la fin de cette période à l'initiative de Senelec, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec rendant inadaptée la Formule

Avec la décision du gouvernement de verser à Senelec une **compensation tarifaire de 82 022 millions de FCFA**, les tarifs en vigueur ont été maintenus et le **surplus de revenus sera corrigé dans le RMA de 2015.**



1.1.3. Revenu Maximum Autorisé (RMA) de Senelec en 2014

En application de la Décision n° 2014-05 du 08 avril 2014 fixant les conditions tarifaires de la période 2014-2016, la Commission a estimé le RMA de Senelec aux conditions économiques du 1er janvier, du 1er avril, du 1er juillet, du 1er octobre et a déterminé sa valeur finale.

Les RMA correspondants sont présentés dans le tableau n°1.

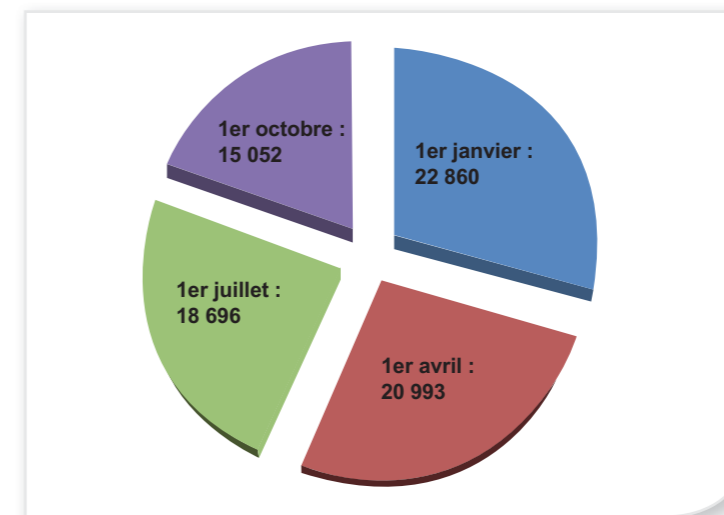
En considérant les quantités d'énergie vendues par Senelec et l'inflation constatée durant toute l'année, le montant final du RMA s'élève à 373 775 millions de FCFA. Senelec ayant réalisé, avec les tarifs, en vigueur un chiffre d'affaires de 301 290 millions de FCFA, le manque à gagner par rapport au RMA s'élève à 72 485 millions de FCFA. Le tableau ci-après donne les montants du RMA de Senelec aux dates d'indexation périodique.

Tableau 1: évolution du RMA de Senelec en 2014

	Ventes (GWh)	Revenu maximum Autorisé (Mn FCFA)	Revenus à percevoir avec les tarifs en vigueur (Mn FCFA)	Ecart de Revenu (Mn FCFA)	Compensation de revenus (Mn FCFA)	Prix moyen fuel lourd FCFA/Tonne	Prix moyen Diesel oil FCFA/Tonne
1er janvier	2 678,69	405 714	314 270	91 444	22 860	346 064	510 219
1er avril	2 678,69	401 978	314 270	87 708	20 993	343 699	508 919
1er juillet	2 678,69	397 669	314 270	83 399	18 696	340 467	494 073
1er octobre	2 678,69	391 871	314 270	77 601	15 052	344 276	495 060
31 décembre	2 563,10	373 775	301 290	72 485	82 022	332 625	486 436

Avec la décision du gouvernement de verser à Senelec une compensation tarifaire de 82 022 millions de FCFA, les tarifs en vigueur ont été maintenus et le surplus de revenus sera corrigé dans le RMA de 2015.

Graphique 1 : Répartition trimestrielle de la compensation de revenu en 2014



1.1.4. *Décision relative à l'approbation des coûts des ouvrages*

Le Cahier des Charges annexé au Contrat de Concession dispose, en son article 9 relatif aux Conditions de service, que Senelec doit soumettre à l'approbation de la Commission un document présentant la base sur laquelle les frais de raccordement au Réseau sont déterminés. Ce document doit être suffisamment clair et précis afin que toute personne puisse évaluer les frais de branchement qu'elle doit supporter pour être raccordée.

Ainsi, le Ministère chargé de l'Energie a demandé à Senelec par lettre n°000413 du 13 février 2014 de soumettre à l'approbation de la Commission le barème du coût des ouvrages devant permettre le raccordement des Petites et Moyennes Entreprises et Petites et Moyennes Industries (PME /PMI).

Les éléments soumis ont été analysés par la Commission au regard notamment des dispositions de l'article 9 du Cahier des Charges annexé au Contrat de Concession susvisé et des observations formulées lors des différentes séances de travail tenues avec le Ministère chargé l'Energie et Senelec.

En conclusion, la Commission a pris la décision n° 2014-03 du 28 février 2014 par laquelle elle approuve les coûts des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de Senelec tels que fixés par le barème joint à l'annexe 4. Elle a par ailleurs fixé les conditions de révision de ces frais de raccordement.

1.2. Projets d'Électrification Rurale d'Initiative Locale (ERIL)

Un projet ERIL est un mode de mise à disposition de services électriques dans des localités où il n'est pas prévu, dans un délai de 3 ans, une électrification par un concessionnaire, dans le cadre de son Programme Prioritaire d'Électrification Rurale (PPER).

Conformément à l'arrêté ministériel n° 2675/MICITIE/MDE/ASER du 14 mars 2011 relatif aux appels à proposition de projets d'ERIL, un projet ERIL doit avoir les caractéristiques suivantes :

- émaner d'acteurs locaux souhaitant accélérer l'implantation de service électrique dans leur zone ;
- être d'une envergure géographique limitée au maximum à 200 abonnés ;
- s'inscrire dans le périmètre d'une ou de plusieurs localités rurales présentant une continuité géographique ;
- être porté par une personne physique ou morale de droit sénégalais.

Avec l'adoption du cadre réglementaire des projets ERIL, l'ASER a débuté le processus de régularisation des centaines de localités électrifiées depuis 2004 selon ce concept.

Dans ce cadre, la CRSE a été saisie pour la détermination des conditions tarifaires applicables aux projets ERIL du PERACOD et de la société ENERSAS.A.

- ERILs du PERACOD

Le PERACOD a débuté en 2004 par la mise en œuvre du programme d'électrification rurale ERSÉN appuyé par la coopération allemande et la coopération hollandaise. L'objectif du programme ERSÉN est d'accroître l'accès des populations rurales les plus démunies à un service énergétique moderne adapté au contexte local pour satisfaire les besoins domestiques et sociocommunitaires ainsi que développer les activités génératrices de revenus.

Le programme ERSÉN comporte 2 phases :

- ERSÉN 1 prévue sur la période 2004-2009 dans les régions de Kaolack, Kolda et Sédhiou ;
- ERSÉN 2 prévue sur la période 2010-2015 dans les régions de Fatick, Kaolack, Kolda et Sédhiou.

Ces deux phases ont permis d'électrifier près de 240 localités. En l'absence de cadre réglementaire, l'ASER a mis en place un dispositif transitoire permettant l'exploitation des localités électrifiées. Ainsi, elle a sélectionné des opérateurs avec qui elle a signé des conventions de partenariat pour l'installation, la maintenance des équipements et l'exploitation des localités.

Après l'adoption du cadre réglementaire des ERIL, un processus de régularisation des projets du programme ERSÉN a été engagée par l'ASER qui a soumis à la Commission un dossier pour l'élaboration des tarifs applicables. Dans ce cadre, la Commission a tenu plusieurs séances de travail avec l'ASER et le PERACOD afin de recueillir des informations complémentaires et apprécier leur conformité par rapport au cadre défini.

- ERILs de ENERSA

La société ENERSA a transmis à la Commission une demande régularisation des projets ERIL concernant les localités de Léona-Wakhal Diam, Sine Lèye Kane, Maka Sarr dans la région de Thies et Darou Ndiaye dans la région de Diourbel.

Les dossiers transmis comportent, pour chaque projet d'ERIL, la présentation du projet, le modèle tarifaire renseigné, le plan de gestion des impacts environnementaux et sociaux, l'attestation de l'assurance souscrite, la convention cadre Gouvernement-ASER fixant le régime fiscal et douanier, la convention de partenariat ASER- ENERSA, les attestations de réalisation des travaux, la manifestation d'intérêt au projet d'ERIL de la Communauté Rurale concernée, l'attribution du terrain et la liste des clients.

Après exploitation des dossiers, des observations ont été formulées sur les hypothèses d'investissement et d'exploitation et sur le marché. Une séance de travail s'est tenue avec l'opérateur, dans le cadre de la validation des données à retenir pour la détermination des conditions tarifaires.

Les travaux de régularisation de ces projets ERIL se poursuivront en 2015.



2 Traitement des réclamations et des plaintes des consommateurs

La Commission a reçu treize (13) dossiers de réclamations et plaintes dont la synthèse est présentée en annexe 6.

Conformément aux dispositions du Règlement d'Application n°08-2004, notamment l'obligation de saisine préalable de l'opérateur, six dossiers ont été déclarés irrecevables. De ce fait, les sept dossiers traités concernent des contestations de factures, une demande de réparation de préjudices et une contestation du montant d'une indemnisation. Ils ont été instruits et des solutions ont été trouvées pour trois d'entre eux.

Le premier dossier enregistré sous la référence RC-01 concerne une contestation du montant de l'indemnisation proposé par les assureurs de Senelec au requérant. Interpellée par la Commission, Senelec a informé que son client a finalement accepté le montant proposé et a joint la copie des chèques avec décharge du client. L'instruction se poursuit car le plaignant a soutenu que le dédommagement reçu concerne un autre sinistre.

Les dossiers enregistrés sous les références RC-02, RC-05, RC-11 et RC-13, sont relatifs à des contestations de factures d'électricité émises par Senelec. Les plaignants ont tous jugé excessives et injustifiées leurs factures par rapport à leurs consommations et à leurs équipements. La Commission a saisi Senelec pour disposer

des éléments d'analyse relatifs à ces dossiers. A l'exception du dossier RC-02 qui a été réglé à l'amiable, les autres dossiers sont toujours en cours d'instruction.

Le dossier RC-03 est relatif à un incendie qui, de l'avis du plaignant, serait imputable à Senelec. Sur demande de la Commission, Senelec a transmis les rapports de ses services qui dégagent sa responsabilité de son point de vue. L'affaire ayant été portée devant la justice, la Commission a décidé de surseoir à l'instruction.

Ce consommateur a saisi une deuxième fois la Commission suite à une défaillance qu'elle dit récurrente du poteau électrique implanté aux abords de son entrepôt. La Commission a demandé à Senelec de lui faire parvenir les éléments de réponse et de la tenir informée des évolutions de ce dossier en cours d'instruction.

Le dernier dossier RC-12 émane d'un bailleur qui a sollicité l'arbitrage de la Commission suite au refus de Senelec d'établir un nouveau contrat d'abonnement au motif d'arriérés laissés par l'ancien locataire.

La Commission a instruit le dossier et rappelé à Senelec que le contrat d'abonnement étant établi avec l'ancien locataire, ce dernier demeure responsable de toutes les consommations relatives à son abonnement. Senelec est revenu sur sa décision et a accordé l'abonnement au plaignant. Le dossier a été clôturé.



3 Suivi des contrats de concession

Ce suivi porte sur l'opérateur historique Senelec et les concessionnaires d'électrification rurale COMASEL Saint Louis-Dagana-Podor, COMASEL Louga-Linguère, Energie Rurale Africaine (ERA), ceux des concessions d'électrification rurale de Mbour et de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas.

3.1. Senelec

Dans le cadre de la détermination des conditions tarifaires 2014-2016, le Ministre en charge de l'Energie a fixé à Senelec des normes à respecter durant la période et des obligations de raccordement en milieu rural et en milieu urbain. Ces obligations et normes contractuelles ont fait l'objet d'un suivi par la Commission, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Ce suivi porte également sur les obligations en matière comptable.

3.1.1. Suivi du respect des normes

Dans le cadre du suivi des 16 normes fixées, Senelec a soumis à la commission des informations sur une seule norme, celle relative à la sécurité et à la disponibilité (Energie non Fournie (ENF)).

- Norme de sécurité et de disponibilité

Senelec a l'obligation d'assurer la sécurité d'approvisionnement de l'électricité en limitant les quantités d'Energie Non Fournie (ENF) à 0,3% de ses ventes.

En 2014, Les quantités d'énergie non fournie par Senelec sont évaluées à 45 GWh, dépassant ainsi la norme de 0,3% de l'énergie vendue, représentant 7,6 GWh.

Les incitations contractuelles étant suspendues en 2014, aucune pénalité au titre des normes de sécurité et de disponibilité ne sera déduite du RMA de 2015.

3.1.2. Obligations d'électrification

Sur la période 2014-2016, le Ministre en charge de l'Energie a fixé à Senelec l'obligation de raccorder 160 000 nouveaux clients domestiques, répartis en 105 506 nouveaux clients en zone urbaine et 54 534 clients en zone rurale.

En 2014, Senelec a raccordé 32 869 nouveaux clients dans les zones urbaines des régions du Sénégal, correspondant à un taux de réalisation de 93% par rapport à la cible de 2016. Il est à noter que l'ensemble des zones urbaines des régions présente un taux de réalisation d'au moins 75%.

Tableau 2 : électrification dans les zones urbaines

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2012*	Nombre de clients UD en 2013*	Nombre de clients UD en 2014	Nouveaux clients en 2014	Nombre de clients UD cible en 2016	Taux de réalisation à fin 2014/ cible 2016
Dakar**	368 537	375 851	395 377	19 526	396 744	99,66%
Thiès	67 468	77 113	81 466	4 353	100 980	80,68%
Fatick	8 940	9 302	10 051	749	11 640	86,35%
Kolda	9 699	10 122	10 640	518	12 822	82,35%
Sédhiou	3 794	4 113	4 383	270	5 013	87,43%
Tambacounda	12 957	13 393	14 050	657	16 345	85,96%
Kédougou	2 076	2 309	2 625	316	2 750	95,45%
Kaolack	29 168	30 756	32 377	1 621	33 469	96,74%
Kaffrine	5 546	4 877	5 357	480	7 156	74,86%
Diourbel	19 301	20 345	21 256	911	25 201	84,35%
Louga	18 239	18 850	19 818	968	19 489	101,69%
Saint Louis	32 819	33 813	35 239	1 426	43 524	80,96%
Matam	5 961	5 978	6 258	280	7 948	78,74%
Ziguinchor	21 195	21 432	22 226	794	28 143	78,98%
SENEGAL	605 718	628 258	661 123	32 869	711 224	92,96%

* Estimations à fin 2012 et 2013 fournies par SENELEC

** Toute la région de Dakar est considérée comme zone urbaine

Dans les zones rurales, Senelec a raccordé 12 268 nouveaux clients en 2014, soit un taux de réalisation de 88% par rapport à l'objectif de 2016. Seules les régions de Kolda, Kédougou et Kaffrine disposent d'un taux de réalisation inférieur à 50%.

les **objectifs** de raccordement de Senelec, ont atteint **93%** de l'objectif attendu en 2016 avec **32 869** en milieu urbain et **12 268** en milieu rural.

Tableau 3 : électrification dans les zones rurales

Zones urbaines des régions	Nombre de clients UD en 2012**	Nombre de clients UD en 2013	Nombre de clients UD en 2014	Nouveaux clients en 2014	Nombre de clients UD cible en 2016	Taux de réalisation à fin 2014/ cible 2016
Thiès	38 342	43 557	46 924	3 367	47 013	99,81%
Fatick	7 937	8 607	9 341	734	10 522	88,78%
Kolda	1 440	1 577	1 772	195	4 198	42,21%
Sédhiou	2 033	2 222	2 406	184	3 931	61,21%
Tambacounda	3 926	4 146	4 432	286	7 187	61,67%
Kédougou	69	82	91	9	760	11,97%
Kaolack	4 605	5 076	5 583	507	8 150	68,50%
Kaffrine	945	886	975	89	3 713	26,26%
Diourbel	53 802	60 095	63 593	3 498	66 633	95,44%
Louga	12 360	12 133	14 085	952	17 700	79,58%
Saint Louis	13 670	14 597	15 663	1 066	17 394	90,05%
Matam	10 952	11 671	12 462	791	14 373	86,70%
Ziguinchor	6 819	7 828	8 418	590	9 859	85,38%
SENEGAL	156 900	173 477	185 745	12 268	211 434	87,85%

** Estimations à fin 2012 et 2013 fournies par SENELEC

3.1.3. Obligations en matière comptable

Le suivi des obligations en matière comptable concerne les points ci-après :

- la séparation comptable des activités
- la certification des états financiers

3.1.3.1. Séparation comptable des activités de Senelec

Au regard des dispositions de l'article 38 de son contrat de concession, Senelec doit opérer conformément à l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 sur le secteur de l'électricité à la séparation comptable de ses activités de Production, de Transport et de Distribution. Cette séparation comptable doit être réalisée selon les principes et règles de séparation comptable 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.

Sur la base des études et travaux portant sur la réforme institutionnelle de Senelec supervisés par un Groupe Technique Ad Hoc (GTAH) mis en place par le Ministre chargé de l'Energie, la Commission a élaboré une note portant sur l'approbation des principes et règles de séparation comptable des activités de Senelec..

La note :

- explique le fondement et les formes de la séparation des activités d'un opérateur verticalement intégré ;
- décrit les aspects fondamentaux pour réaliser la séparation comptable des activités de Senelec ;

En 2014, Senelec a raccordé **32 869** nouveaux clients dans les zones urbaines des régions du Sénégal, correspondant à un taux de réalisation de **93%** par rapport à la cible de 2016.

- procède à la définition des périmètres physiques et comptables
- détaille les principes et règles de séparation comptable à mettre en œuvre.

La note a été transmise, pour avis au Ministère de l'Énergie et à Senelec. Ces derniers n'ont pas émis d'observations. Elle fera l'objet d'une décision.

3.1.3.2. Certification des états financiers de l'exercice 2014

Aux termes de l'article 38 du Contrat de Concession, SENELEC doit établir, annuellement, au plus tard trois (3) ans après la première clôture d'un exercice consécutive à la date de signature du Contrat de Concession, des comptes certifiés par un cabinet d'audit de renommée internationale.

Le rapport général des Commissaires aux Comptes sur les états financiers de l'exercice clos au 31 décembre 2014 n'est pas encore disponible.

3.2. Concessionnaires d'Électrification Rurale

Dans le cadre de l'électrification rurale, six concessions ont été attribuées :

- les concessions « Dagana-Podor-Saint Louis » et « Louga-Linguère-Kébémér » attribuées à l'Office National de l'Électricité du Maroc (ONE) qui a créé deux sociétés de projet (Comasel Saint Louis et Comasel Louga);
- la concession « Kaffrine-Tambacounda-Kédougou » attribuée au Groupement EDF-CSI-Matforce qui a créé la société de projet Energie Rurale Africaine (ERA) ;
- la concession « Mbour » attribuée au groupement SCL-STEG;
- les concessions « Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas » et « Kolda-Vélingara » attribuées au groupement ENCO-ISO-FOTON.

En fin 2014, seuls les contrats de concession de «Dagana-Podor-Saint-Louis », « Louga – Linguère – Kébémér », « Kaffrine-Tambacounda-Kédougou » et « Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas » sont entrés en vigueur.

Toutefois, le nombre de clients raccordés reste très faible par rapport aux objectifs fixés. Des difficultés liées à la convention d'exonération fiscale, à la convention de raccordement Senelec-Concessionnaire, à la tarification (prépaiement) et à la disponibilité des compteurs ont retardé la mise en œuvre des Programmes Prioritaires d'Électrification Rurale (PPER). Des mesures correctives sont à prendre par l'ensemble des acteurs concernés pour lever les contraintes identifiées et résorber le retard accumulé dans la réalisation des PPER.

Le suivi de l'exécution de ces contrats est ci-dessous présenté.

3.2 1. Concession de Dagana-Podor-Saint Louis

Le contrat de concession de Dagana Podor Saint Louis est entré en vigueur le 26 mars 2011. En fin 2014, la concession compte 869 clients raccordés dont 573 clients alimentés par des systèmes photovoltaïques familiaux. Les ventes d'énergie électrique en 2014 sont estimées à 56 MWh.

Pour rappel, les objectifs de raccordement de Comasel à l'issue de son programme prioritaire de 3 ans après l'entrée en vigueur du contrat sont estimés à 19 574 clients.

3.2.2. Concession de Louga-Linguère-Kébémér

Le contrat de concession de Louga-Linguère-Kébémér est entré en vigueur le 29 novembre 2011. En fin 2014, le nombre de client raccordé est très faible. Seuls 5 clients solaires sont raccordés contre un objectif de raccordement 11 826 clients 3 ans après l'entrée en vigueur du contrat.

3.2.3. Concession de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou

Le contrat de concession de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou est entré en vigueur le 24 décembre 2013. La concession compte en fin

2014 190 clients raccordés dont 69 dans la région de Tambacounda et 121 à Kaffrine.

A l'issue de son programme prioritaire prévu 3 ans après l'entrée en vigueur du contrat, ERA devra raccorder un minimum de 18 001 clients.

3.2.4. Concession de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas

Le contrat de concession de Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas est entré en vigueur le 12 novembre 2014. Au titre de ses obligations d'électrification, le concessionnaire doit raccorder un minimum de 27 000 clients dans un délai de 36 mois à compter de la date d'entrée en vigueur de son contrat de concession.

L'état d'avancement de la mise en œuvre de ces concessions est donné dans le tableau ci-après :

Tableau 4 : Etat d'avancement mise en œuvre des concessions

Concessions	Concessionnaire	Date signature du contrat	Date d'entrée en vigueur	Objectifs du PPER		Etat d'avancement en fin 2014
				Nombre de clients à raccorder	Délai	Nombre de clients raccordés
Dagane-Podor-St Louis	Comasel (ONE Maroc)	28 mai 2009	26 mars 2011	19 574	36 mois	869
Louga-Linguère-Kébémér	Comasel (ONE Maroc)	19 nov. 2009	29 nov. 2001	11 826	36 mois	5
Kaffrine-Tamba-Kédougou	ERA (EDF-Matforce)	29 juin 2001	24 Dec. 2013	18 001	36 mois	190
Kaolac-Nioro-Fatick-Gossas	Enco	22 Nov. 2012	12 Nov. 2014	27 000	36 mois	0
Kolda-Vélingara	Enco	29 Juil. 2013	Pas encore en vigueur	20 500	36 mois	-
Mbour	SCL-STEG	9 Nov. 2012	Pas encore en vigueur	97 00	18 mois	-

3.2.5. Arbitrage sur la convention Senelec/Concessionnaire d'Électrification rurale

Par courrier n°LF/03-08/2014 du 26 août 2014, la société Energie Rurale Africaine (ERA), concessionnaire d'électrification rurale de la zone de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, a saisi la Commission pour demander qu'un seuil minimal de puissance souscrite ne soit pas appliqué par Senelec pour le raccordement des villages à son réseau, conformément aux dispositions de la convention Senelec/Opérateur.





Lorsque le transformateur en place est de **50 kva** et que la puissance souscrite est inférieure à **34 kW**, Senelec propose un système de comptage intelligent posé sans transformateur de courant.

Le concessionnaire d'électrification rurale des zones de Dagona-Podor-Saint Louis et Louga-Linguère-Kébémér, Comasel, a sollicité l'intervention de la Commission sur le même sujet par lettre n°CSL/DG/051-2014 du 23 septembre 2014. Elle a aussi interpellé la Commission sur les frais d'essais et de contrôle des transformateurs de courant du comptage exigés par Senelec et qui ne sont pas prévus par la convention.

Dans le cadre de l'instruction de ces dossiers, la Commission a invité Senelec, ASER, le Ministère et les concessionnaires concernés à des réunions d'échanges.

Après plusieurs séances de travail, la puissance minimale pouvant être souscrite a été ramenée par Senelec à 6 kW au lieu de 17 kW.

Concernant les essais et les contrôles des transformateurs de courant du comptage, il a été retenu de les faire d'une façon exhaustive et non par échantillonnage. Cependant, lorsque le transformateur en place est de 50 kVA et que la puissance souscrite est inférieure à 34 kW, Senelec propose un système de comptage intelligent posé sans transformateur de courant. Ainsi le problème de paiement des frais d'essai ne se pose que pour les villages dont les besoins sont supérieurs à 34 kW.

4 Avis relatifs à l'attribution de titres d'exercice

Conformément aux dispositions de la loi, les titres d'exercice sont délivrés par le Ministre chargé de l'Energie après avis de la commission. Dans ce cadre, la commission a instruit les demandes de licence et/ou de concession de l'ERIL de Sine Moussa Abdou, des producteurs indépendants Tobène Power et Contour Global.

4.1. ERIL de Sine Moussa Abdou

Faisant suite à la signature du Contrat de Concession entre l'Etat du Sénégal et ENERSA pour l'ERIL de Sine Moussa Abdou, la Commission a instruit, suite à la saisine du Ministre chargé de l'Energie, la demande de Concession de distribution et de Licence de vente d'énergie électrique formulée par la société Inensus West Africa Sarl devenue ENERSA S.A, promoteur de l'ERIL.

Au terme de la procédure d'instruction, la Commission a estimé que la demande de titres d'exercice de ladite société est conforme aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur. Par conséquent, elle a adopté, lors de sa réunion du 03 juillet 2014, l'Avis n°2014-01, favorable à l'octroi d'une Concession de distribution d'énergie électrique et d'une Licence de vente à la société ENERSA S.A.

Ainsi, le 09 septembre 2014, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission, les arrêtés n°14093/MEDER/DSR et n°14094/MEDER/DSR portant attribution des titres d'exercice susvisés.

4.2. Tobène Power

La société Tobène Power a signé un Contrat d'Achat d'Energie (CAE) avec Senelec, le 31 octobre 2011 pour la construction d'une centrale

diesel de 70 MW fonctionnant au fuel lourd suivant la formule Build Own Operate (BOO) dans la communauté rurale de Taïba Ndiaye.

A ce titre, la société Tobène Power S.A a formulé une demande de Licence de production, conformément aux dispositions de la loi n°98-29 et du décret n°98-334 du 24 avril 1998 fixant les conditions et les modalités de délivrance et de retrait de licence ou de concession de production, de distribution et de vente d'énergie électrique. Sur cette base, et en application des dispositions susvisées, la Commission, après instruction du dossier, a émis, le 28 août 2014, l'avis n° 2014-02 favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à la société Tobène Power S.A.

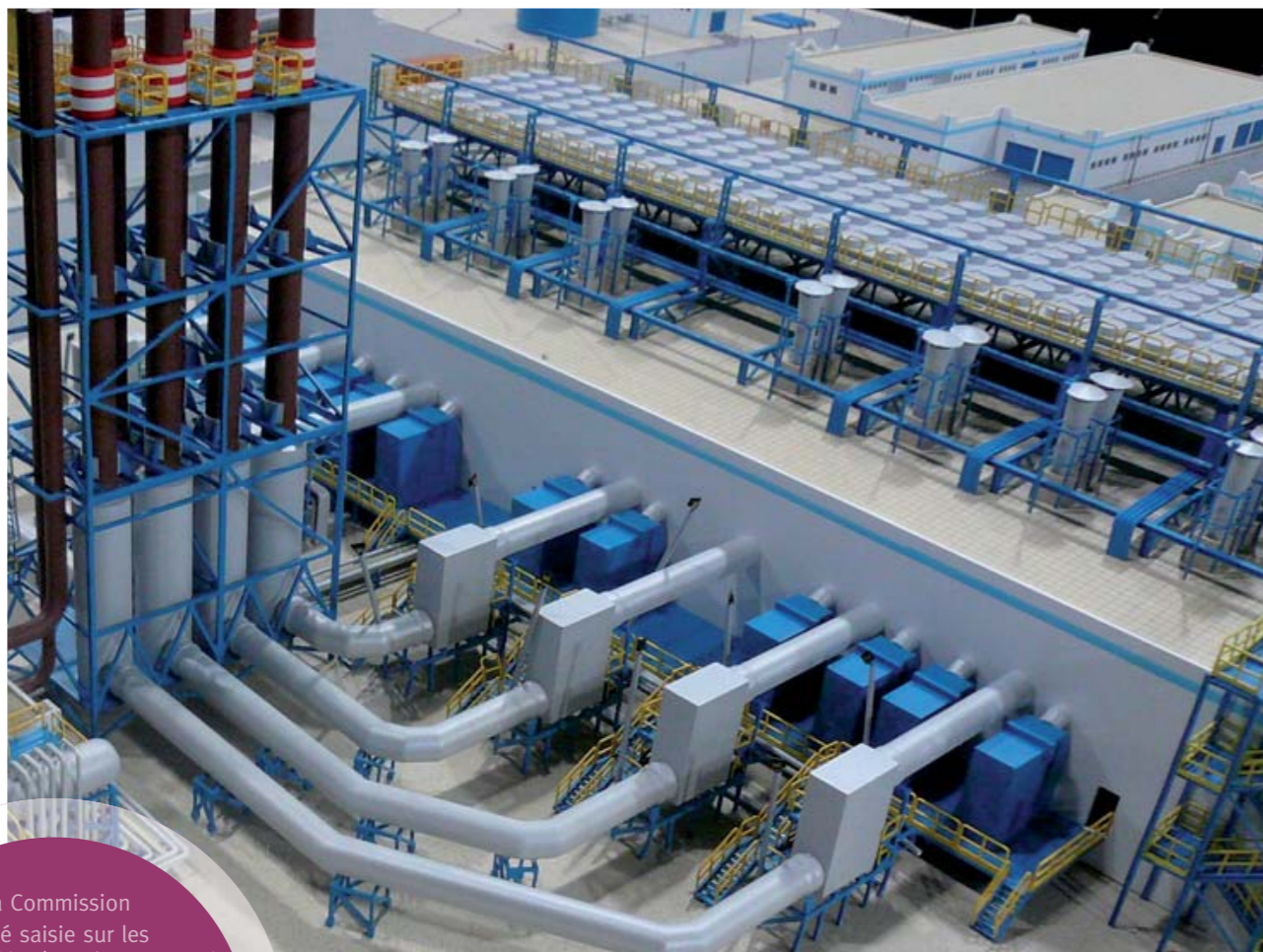
Ainsi, le 20 octobre 2014, le Ministre chargé de l'Energie a transmis à la Commission l'arrêté n°15776/MEDER/DSR, portant attribution de la Licence de production et de vente.

4.3. Centrale Diesel de Contour Global

Senelec et GTI Dakar ont signé un Avenant au Contrat d'Achat d'Energie (CAE), le 04 août 2014. Ainsi, la Commission a participé à diverses rencontres entre Senelec et Contour Global, acquéreur de GTI DAKAR SA. Les échanges ont notamment, porté sur le permis de construire, l'assiette foncière, les annexes au CAE et la garantie gouvernementale.

En outre, la Commission a été saisie sur les modalités d'octroi et le cas échéant de renouvellement des titres d'exercice de GTI, notamment sa Licence de production qui arrive à expiration le 15 décembre 2015.

Pour rappel, la société GTI-Dakar S.A. avait bénéficié d'une Licence de production pour une période de 15 ans à compter du 15 décembre



La Commission a été saisie sur les modalités d'octroi et le cas échéant de renouvellement des titres d'exercice de GTI, notamment sa Licence de production qui arrive à expiration le 15 décembre 2015

2000, date de mise en service de ses installations constituées d'une centrale à cycle combiné de 52 MW.

Suite à l'acquisition de GTI DAKAR S.A par Contour Global, cette dernière a manifesté sa volonté de réhabiliter la centrale. Toutefois, face aux contraintes techniques et économiques d'une telle opération, les acquéreurs ont pris l'option de procéder à la construction d'une nouvelle centrale d'une puissance de 53 MW, composée de trois moteurs diesel.

Concernant l'octroi de la Licence de production, la Commission a rappelé que les titres d'exercice sont délivrés par le Ministre chargé de l'Énergie, après de la Commission conformément au décret n°98-334 fixant les conditions et

les modalités de délivrance et de retrait de licence ou de concession de production, de distribution et de vente d'énergie électrique.

A la question relative au renouvellement de la Licence de production, l'article 10 du décret précité, prévoit que la Licence peut être renouvelée dans les mêmes formes pour une période ne pouvant pas excéder la durée initiale.

Sur cette base, il a été retenu que Contour Global transmette un dossier de demande de renouvellement de sa licence au Ministre chargé de l'Énergie. Le 22 décembre 2014, la Commission a reçu du Ministre, copie de la demande de renouvellement de Licence de production de « GTI DAKAR S.A », pour instruction.

5 Enquêtes

Au terme de l'article 14 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998, la Commission peut procéder aux expertises, mener les études, recueillir les données et mener toute action d'information sur le secteur de l'électricité.

Dans ce cadre et conformément aux dispositions du Règlement d'Application n° 09-2007 du 5 novembre 2007 relatif aux procédures d'enquête, elle a mené des enquêtes sur le dépannage des clients de Senelec, ses systèmes de comptage et sur le projet de leur sécurisation.

5.1. Enquête sur le dépannage des clients

L'enquête sur le dépannage des clients, lancée le 3 mai 2013, portait notamment, sur l'évaluation du dispositif mis en place par Senelec pour la gestion du rétablissement du service de l'électricité en cas de panne chez le client et l'appréciation des indicateurs de suivi du dépannage. elle a été finalisée le 3 avril 2014. Les douze (12) recommandations issues de l'enquête sont récapitulées dans l'encadré qui suit.

Encadré 3 : recommandations enquête sur le dépannage

N°	Recommandations
1	diligenter le projet d'acquisition d'un « Distribution Management System »(DMS) pour la conduite des réseaux de distribution Moyenne Tension. Le DMS permettra à Senelec de disposer de l'ensemble des systèmes de contrôle dédiés à la gestion des réseaux électriques
2	rénover les locaux du BCC
3	doter le BCD de locaux adéquats et des outils modernes lui permettant de remplir convenablement ses missions
4	réglementer l'accès au BCD
5	accroître le nombre de postes de travail au BCD
6	organiser des rencontres périodiques d'échange entre Senelec et Call me
7	actualiser les procédures sur la gestion du dépannage
8	diagnostiquer et apporter une solution à la couverture radio dans la zone de Pikine-Guédiawaye.
9	sortir l'agent de sécurité de DRCO des activités de dépannage
10	accroître les moyens humains et logistiques pour une meilleure prise en charge du dépannage à DRCO
11	mettre en place les moyens et l'organisation nécessaires à l'atteinte des objectifs de temps moyen d'attente des clients.
12	analyser l'organisation du dépannage durant l'hivernage pour identifier les raisons pour lesquelles le renforcement des équipes n'est pas ressenti dans les performances. Instaurer une concertation entre Senelec et le centre d'appels pour un meilleur traitement des déclarations relatives au commercial, les rappels de certains clients en détresse, les déclarations séparées pour une même panne et les appels liés à des absences de courant suite à des délestages ou des travaux

5.2. Enquête sur les systèmes de comptage

L'enquête sur le dépannage des clients, lancée le 24 mai 2013, portait notamment sur le recensement des systèmes de comptage spécifiques installés par Senelec et l'analyse des procédures d'étalonnage et de gestion des compteurs depuis leur acquisition jusqu'à leur retrait de l'exploitation.

Le rapport de l'enquête sur les systèmes de comptage finalisé en août 2014 comporte treize (13) recommandations récapitulées dans l'encadré qui suit.

Encadré 4 : recommandations enquête sur les systèmes de comptage

N°	Recommandations
1	SENELEC doit diversifier ses fabricants pour sécuriser son approvisionnement en compteurs.
2	L'acquisition des pièces de rechange des compteurs M2X par Senelec doit être traitée dans la Convention.
3	Senelec doit fournir les agréments l'autorisant à réparer les compteurs.
4	Les dispositions permettant à SIMELEC d'obtenir l'approbation, par la Division de la métrologie, du modèle de compteur M2X fabriqué doivent être prises.
5	La Division de la métrologie doit retirer le poinçon mis à la disposition de SIMELEC et de Senelec et se doter des moyens pour exercer les missions qui lui conférées par les dispositions légales et réglementaires.
6	Senelec et SIMELEC doivent mettre en œuvre les actions permettant de sécuriser la livraison des compteurs et de disposer des statistiques fiables.
7	La convention entre SENELEC et SIMELEC doit être évaluée pour s'assurer de sa bonne exécution.
8	SIMELEC doit réaliser tous les essais de conformité préconisés sur les compteurs qu'elle fabrique.
9	Senelec doit apporter la preuve de la réalisation des vérifications sur un échantillon de 100 sur 1000 compteurs livrés par SIMELEC et indiquer les critères d'acceptation ou de rejet .
10	La Division de la Métrologie du Ministère du Commerce doit exercer ses missions de contrôle des compteurs conformément aux dispositions légales et réglementaires.
11	Senelec doit améliorer la gestion des stocks de compteurs et mettre en place une procédure pour les réformer.
12	SIMELEC doit respecter la disposition de la convention relative à la tenue d'un stock de sécurité.
13	Senelec doit affiner ses statistiques pour permettre une analyse plus approfondie des anomalies. Elle doit, également, tenir un registre de suivi des compteurs vérifiés à cet effet.

5.3. Enquête sur la sécurisation des systèmes de comptage.

Dans le cadre de son projet de sécurisation des systèmes de comptage de l'électricité et de diversification des modes de paiement, Senelec a entrepris depuis juillet 2014 l'installation de nouveaux compteurs électroniques pouvant fonctionner en mode post-paiement ou en mode prépaiement.



équipe d'enquête de la CRSE

Ainsi, un total de 157 500 compteurs de type split ont été acquis et plus de 65 000 ont été installés en mode post paiement chez de nouveaux clients de Senelec.

Dans le quartier de Grand Médine, 1193 nouveaux compteurs ont été posés durant le mois de juillet 2014, en remplacement de compteurs électromécaniques. En mode post-paiement ils devraient passer en mode prépaiement.

Il a été constaté que les premières factures établies sur la base des consommations mesurées avec les nouveaux types de compteur ont suscité de nombreuses contestations

En effet, les clients ont contesté les montants des factures qu'ils jugent excessifs. En conséquence, ils ont mis en cause la fiabilité des compteurs. La Commission, en vertu de ses attributions, a ouvert une enquête sur le projet de sécurisation des systèmes de comptage de Senelec, conformément à l'article 14 de la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

Cette enquête a commencé le 08 octobre 2014, par la publication d'un Avis invitant les consommateurs à soumettre leurs réclamations avant le 31 octobre 2014. Elle doit, apporter des réponses à un certain nombre de questions des populations de Grand Médine, portant sur :

- le projet de sécurisation des systèmes de comptage de Senelec ;
- la fiabilité des compteurs ; et
- les factures contestées.

A cet effet, la Commission a effectué une visite de prise de contact à Grand Médine. En outre, elle a organisé des séances de travail avec Senelec, les associations de consommateurs et le Collectif des populations de Grand Médine. Le Ministère chargé du Commerce et le Ministère chargé de l'Énergie ont également pris part aux travaux.

Les recommandations issues de l'enquête sont présentées dans l'encadré qui suit.

Encadré 5 : recommandations enquête sur le projet de sécurisation des systèmes de comptage

A. Sur le projet

1. Senelec devra transmettre les éléments relatifs aux coûts du projet et les gains attendus et les résultats de la mise en œuvre du projet de sécurisation des systèmes de comptage dans les sites pilotes de Grand Médine, Comico, Cambéréne, Yoff et Ouakam, avant son déploiement sur l'ensemble du territoire ;
2. Senelec devra porter à l'approbation du Ministre chargé de l'Énergie et de la Commission, les conditions et modalités de passage des clients du mode post paiement en prépaiement ;
3. Un comité de suivi du projet impliquant les différents acteurs du secteur de l'électricité (Ministères chargés de l'énergie et du Commerce, Senelec, CRSE et consommateurs) devra être créé ;

B. Sur la Fiabilité du Compteur

4. Au regard des innovations technologiques relatives aux nouveaux systèmes de comptage et de la spécificité du secteur de l'électricité, il convient de faire le bilan de la réglementation en matière de métrologie pour ce qui concerne les instruments de mesure de l'électricité, le décret relatif aux contrôles des instruments de mesures datant de 1960 ;

C. Sur l'examen des réclamations de Grand Médine

5. Au regard des niveaux des hausses des factures de septembre 2014, un système de facilitation des paiements devra être mis en place ;
6. l'information du client sur sa consommation étant un facteur essentiel de la maîtrise de sa consommation, le projet devra veiller à la formation des clients sur l'utilisation de l'interface du compteur ;
7. Senelec devra améliorer sa communication afin de mieux faire comprendre aux usagers les avantages de ce nouveau type de comptage ;
8. une vaste campagne de sensibilisation à la maîtrise et à l'économie d'énergie devra être menée à Grand Médine et dans les sites pilotes ;
9. tout abonné doutant de la fiabilité de son compteur peut demander sa vérification, conformément à la norme de vérification des compteurs fixée par le Ministère chargé de l'Énergie.

6 Développement de l'offre d'énergie électrique

La loi n° 98-29 du 14 avril 1998 vise principalement à garantir l'approvisionnement en énergie du pays au moindre coût. A cet effet, des dispositions ont été prises pour attirer les investissements privés et permettre l'avènement de producteurs indépendants d'électricité.

Cette option a été réaffirmée dans la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Énergie d'octobre 2012.

La Commission, conformément à sa mission, a travaillé aux côtés de l'Etat et de Senelec au développement de cette production indépendante.

Cette production a porté aussi bien sur l'énergie conventionnelle que sur les énergies renouvelables.

- l'arrivée au port de Dakar et l'acheminement des équipements sur le chantier ;
- le paiement des impenses.

Toutes les contraintes identifiées lors de la réunion ont été levées.

Elle a participé également à la rencontre des parties prenantes au projet qui s'est tenue à Paris le 26 novembre 2014, en présence du Ministre de l'Énergie et du Développement des Énergie Renouvelables. Cette rencontre avait pour objectif de trouver une solution au conflit entre les actionnaires de la société qui ralentit l'avancement du projet avec le refus des bailleurs de procéder au 2ème décaissement.

6.1.2. Centrale au charbon 300 MW de Africa Energy

La Commission a participé à la réunion organisée par Senelec le 7 février 2014 sur l'état d'avancement du projet de construction de la centrale au charbon de 300 MW de Mboro par la société Africa Energy.

Les conclusions de la réunion sont les suivantes :

- **sur l'étude d'impact environnemental**, le rapport provisoire a été soumis à la Direction de l'Environnement et des Etablissements Classés (DEEC) depuis le 31/01/2013 et Africa Energy demande l'appui de l'Etat pour que la non justification de la possession du terrain ne soit pas un frein de son étude par la DEEC ;
- **sur le terrain**, le rapport de présentation du décret d'utilité publique a été signé par le Ministre de l'Économie et des Finances et transmis au Secrétaire Général du Gouvernement et un

6.1. Energie conventionnelle

La Commission a participé aux différentes rencontres relatives aux centrales au charbon de 125 MW de CES et 300 MW de Africa Energy, à la centrale diesel de Contour Global ainsi qu'au projet d'importation d'énergie électrique à partir de la Mauritanie.

6.1.1. Centrale au charbon 125 MW de CES

La Commission a participé à la réunion convoquée par le Ministre chargé de l'Énergie le 3 février 2014 sur la situation du projet IPP 125 MW de Sendou1.

La réunion a traité des contraintes à lever pour la réalisation du projet. Ainsi des décisions ont été prises pour :

- la libération des emprises et la sécurisation du site de la centrale ;

protocole pour l'utilisation du terrain choisi pour la centrale a été signé. Le site de la centrale impactant une zone maritime, le terrain de MDL et un terrain de l'Etat. Après signature du décret, l'immatriculation du site sera effectuée et un titre foncier sera créé pour la zone;

- sur les études techniques, Africa Energy a lancé les études techniques possibles et demandé à Senelec les informations pour l'étude des lignes d'évacuation;
- sur le suivi du projet, le contrat d'achat d'énergie a été signé le 16/08/13 et sa mise en vigueur est conditionnée par l'obtention du terrain, de la garantie souveraine et du quitus environnemental;
- **sur la garantie souveraine de l'Etat**, des échanges ont déjà eu lieu et une rencontre de finalisation sera convoquée ;
- **sur le scope du projet**, il avait été maintenu en la mise en service en trois phases de 90 MW espacées de 6 mois au lieu de 3 mois. »

6.1.3. Centrale Diesel de Contour Global

La Commission a participé à diverses rencontres entre Senelec et Contour Global, repreneur de GTI DAKAR SA.

Hormis le renouvellement de la licence de production traité au point 4.3, les discussions entre Senelec et Contour Global, ont porté sur les points suivants :

- le permis de construire ;
- le foncier ;
- la délégation de clients ;
- la sécurisation du contrat vis-à-vis des prêteurs ;
- les annexes au contrat d'achat d'énergie;
- la garantie gouvernementale ;
- l'approvisionnement en combustible.

6.1.4. Projet d'importation d'énergie électrique de la Mauritanie

En exécution du protocole de coopération bilatérale entre les gouvernements sénégalais et mauritanien dans le domaine de l'énergie, signé le 31 juillet 2012 à Nouakchott et du communiqué conjoint publié le 11 septembre 2013 à Dakar, Senelec et SOMELEC ont tenu des rencontres pour faire le suivi du projet qui prévoit l'importation d'électricité produite à partir de la Mauritanie.

Ce projet porte sur la construction d'une centrale d'une capacité de 350 MW fonctionnant au gaz. Dans sa première phase, il comprend :

- la centrale duale de 120MW extensible à 180 MW à Nouakchott ;
- la centrale à cycle combiné (basée sur trois turbines à gaz) de 180 MW ;
- la ligne à haute tension Nouakchott – Nouadhibou ;
- la liaison entre le projet gaz et le poste actuel de l'OMVS.

C'est ainsi que Senelec et SOMELEC, ont retenu ce qui suit :

- SOMELEC a proposé par lettre en date du 10 mars 2014 de vendre à Senelec durant la première phase du projet jusqu'à 125 MW de capacité électrique;
- Senelec a confirmé par lettre en date du 12 mars 2014 son intention d'acheter une puissance pouvant aller jusqu'à 125 MW, qui pourrait être augmentée en fonction du prix.

Par ailleurs, toujours dans le cadre de ce projet, la Commission a participé à différentes réunions portant sur les négociations du contrat d'achat d'énergie.

Les discussions ont porté sur :

- le prix de vente du gaz par l'opérateur Tuloil à la société de production d'énergie SPEG ;
- le prix de l'électricité vendue aux sociétés d'électricité Senelec, Somelec et EDM ;
- les points de livraison de l'électricité aux différentes sociétés d'électricité;

- sur le principe consistant, pour Senelec et EDM-SA, à délivrer une garantie bancaire qui sera couverte par une garantie de risques partiels (PRG) fournie par l'IDA et destinée à garantir les paiements des factures au titre du CAE;
- les quotas demandés par les opérateurs sur la puissance de la centrale:
 - Senelec : 125 MW ;
 - SOMELEC : 95 MW ;
 - EDM : 50MW ;
 - Miniers Mauritaniens : 40 MW.

Les négociations en vue de la signature du contrat d'achat d'énergie n'ont pas encore abouti. En attendant, les deux sociétés se sont entendues pour la cession de l'excédent d'énergie de la centrale duale de 120 MW dont la mise en service est prévue vers la fin de l'année 2014, avec une possibilité d'extension à 180 MW au courant du second semestre 2015. Cet accord a abouti à la conclusion, le 24 septembre 2014, d'un contrat de cession d'énergie électrique entre Senelec et Somelec d'une capacité de 20 MW sur l'excédent de production de la centrale duale.

6.2. Energies renouvelables

La Commission a reçu une délégation de la Banque Mondiale qui souhaiterait accompagner le Gouvernement du Sénégal pour la réalisation

d'une centrale solaire de 50 à 100 MW et le promoteur de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye.

Les points traités durant ces réunions et les objectifs des missions de la Banque Mondiale et du promoteur de la centrale éolienne sont présentés ci-dessous.

6.2.1. Projet de centrale solaire

Dans le cadre de lancement d'un appel d'offre pour la mise en place d'une capacité de production indépendante comprise entre 50 et 100 MW, la Commission a reçu la Banque Mondiale qui souhaiterait accompagner le gouvernement dans ce processus.

Les discussions ont porté sur le rôle que pourrait jouer la Commission dans ce projet, au regard des missions qui lui sont confiées par la loi.

6.2.2. Projet centrale éolienne de Taïba NDIAYE

La Commission a reçu le promoteur de la centrale éolienne de Taïba Ndiaye, le Conseiller Economique de l'Ambassade des Etats Unis, les représentants de l'institution financière OPIC (Overseas Private Investment Corporation) et l'USAID/ West Africa Regional, (Trade and Investment Office). Les discussions ont porté sur le rôle de la Commission et les modalités d'obtention de la licence de production.



7

Information et Communication

L'année 2014 a été marquée par d'importants moments d'information et de communication. La Commission, dans l'objectif d'améliorer sa visibilité et de se rapprocher davantage des usagers de l'électricité, a allié activités de communication institutionnelle et activités de communication de proximité basées sur la concertation.

7.1. Communication institutionnelle

La Commission, saisissant l'opportunité du passage du Sénégal devant le groupe consultatif de Paris, a fait une insertion de publi-reportage dans le numéro spécial du magazine Prestige dédié à l'évènement. Tiré à trente mille exemplaires, ce support a permis à la Commission d'avoir une meilleure visibilité.

Le « Premium magazine », trimestriel bilingue a consacré une page aux activités de la Com-

mission dans son édition « Spécial Francophonie », parue en novembre 2014.

7.2. Journée de partage sur le document de la seconde consultation publique

Dans le cadre de la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016, la Commission a organisé une journée de partage le 19 février 2014 sur le document de la seconde consultation publique. Cette manifestation a vu la participation des associations de consommateurs, des opérateurs ainsi que des représentants du ministère chargé de l'Énergie. Outre les insertions publicitaires dans des journaux, des spots ont été diffusés dans une radio de la place, afin d'informer les usagers.



journée de partage sur le document de consultation publique

7.3. Restitution de l'enquête sur le système de comptage de Senelec

Faisant suite à la vague de contestations consécutive à l'installation des compteurs intelligents par Senelec, la Commission a mené une enquête sur le projet de sécurisation des systèmes de comptage. Pour ce faire, la Commission a adopté une méthodologie participative et concertée avec les différentes parties dont Senelec, le Collectif de Grand Médine et les Associations de consommateurs. Après une visite de terrain sur le site en question, des réunions de concertation avec les différentes parties, se sont tenues au siège de la Commission.

Le démarrage de l'enquête a été marqué par la publication d'un communiqué de presse le 08 octobre 2014, pour informer de l'ouverture de l'enquête et recueillir les différentes réclamations des consommateurs concernés par le projet. La restitution des résultats de l'enquête sur la sécurisation des systèmes de comptage de Senelec a été l'occasion pour la Commission de s'acquitter d'une de ses missions que lui confère l'article 14 de la loi 98-29, à savoir rendre compte et informer sur le secteur de l'électricité.

Ainsi, la Commission est revenue sur la genèse de l'enquête et les différentes recommandations formulées et transmises au Ministre chargé de l'Énergie. L'évènement et les conclusions du rapport ont fait la « Une » de plusieurs journaux de la place. La presse en ligne et audiovisuelle a également relayé la rencontre. Des Experts de la Commission ont participé à des débats radiophoniques.

7.4. Autres activités de communication

L'atelier de partage et de validation du projet de loi portant création de la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie, organisé par la Commission, à l'initiative du Ministre chargé de l'Énergie, a été un autre temps fort de communication. Il a enregistré la participation des différents acteurs du secteur, notamment ceux de l'aval des hydrocarbures. Cette activité a été relayée par les médias.

Par ailleurs, elle a procédé à la publication périodique (trimestrielle) de son bulletin officiel qui rend compte de différentes Décisions relatives notamment au Revenu Maximum Autorisé de Senelec, aux Redevances Annuelles à payer par les opérateurs titulaires d'une Licence ou d'une Concession, ainsi que deux numéros spéciaux sur les Règlements de Service de Comasel-Louga et Comasel-St-Louis. Ces documents sont publiés sur le site web de la Commission.

Un total de **157 500** compteurs de type split ont été acquis et plus de 65 000 ont été installés en mode post paiement chez de nouveaux clients de Senelec.

Le Sénégal s'est engagé à produire **15%** d'énergies renouvelables d'ici 2020

8 Projet de création de la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie

Conformément aux orientations de la LDPSE, le MEDER, par lettre n°000116/ME/CAB/CT.AS/mjp du 13 décembre 2013, a saisi la Commission afin qu'elle poursuive la réflexion sur la prise en charge par la CRSE de la régulation de l'aval du sous-secteur des hydrocarbures.

C'est ainsi que la Commission a proposé un projet de loi portant création de la Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie qui a fait l'objet d'un atelier de partage et de validation, à l'initiative du Ministre chargé de l'Énergie, avec les différents acteurs du secteur. Après l'atelier, la CRSE a reçu des observations qui ont été intégrées dans le projet de loi.

Avec la réforme entreprise, le rôle d'application de la politique énergétique confié au Ministère de l'Énergie est séparé du rôle de régulation de ce sous-secteur, ainsi confiée à la Commission.

Pour ce faire, la Commission, en tant qu'organe de régulation du Secteur de l'Énergie, disposera, d'attributions consultatives et décisionnelles.

9 Exploitation et transfert de villages à Senelec

Ayant été saisi par SENELEC, sur l'absence de base juridique pour l'exploitation et le transfert à de futurs concessionnaires de villages nouvellement électrifiés et situés en dehors de sa concession, le Ministre chargé de l'Énergie a saisi la Commission pour la mise en place d'un cadre approprié pour l'exploitation de ces villages. Pour ce faire, la Commission a mis en place un groupe de travail, composé de la CRSE, du Ministère de l'Énergie, de l'ASER et de SENELEC.

Le traitement de cette question soulevait deux interrogations majeures :

- quels instruments juridiques mettre en place pour permettre à SENELEC d'exploiter les villages électrifiés et situés en dehors de sa concession?
- quelles sont les voies et moyens juridiques permettant à SENELEC de transférer ultérieurement les villages exploités à des concessionnaires d'électrification rurale?

Les travaux du groupe de travail ont abouti à l'élaboration d'un modèle de convention d'exploitation et de transfert de villages électrifiés entre l'Etat du Sénégal et SENELEC. Dans cette convention, les parties ont convenu, des conditions générales d'exploitation par Senelec, à savoir d'une part, la gestion technique des ouvrages, d'autre part la gestion commerciale de la clientèle, et enfin les conditions générales de transfert des villages par Senelec à l'opérateur titulaire de la concession.

Le 17 juin 2014, la Commission a transmis au Ministre chargé de l'Énergie, le projet de convention ainsi que la liste des villages nouvellement électrifiés et a signalé un certain nombre de préoccupations, soulevées au cours des travaux:

- les contrats en cours, signés par l'Etat avec les concessionnaires ou les gestionnaires délégués transitoires accordent à ces derniers une exclusivité à l'intérieur de leur périmètre ;
- l'application du mode de tarification de Senelec pourrait rendre difficile la mise en œuvre de la tarification prévue dans les concessions d'électrification rurale ;
- le fait que Senelec, contrairement aux concessionnaires, n'a pas l'obligation de réaliser les installations intérieures, ce qui pourrait retarder l'accès des populations à l'électricité;
- le recouvrement des arriérés de paiement des clients par Senelec au moment du transfert.

10 Formations et séminaires

Dans le cadre du renforcement des capacités de son personnel, la Commission a participé en 2014 à divers programmes de formations dans différents domaines, notamment dans la tarification de l'énergie, de l'économie des systèmes électriques, les contrats d'achat d'énergie et la gestion de la trésorerie.

La Commission a participé à la deuxième conférence de haut niveau du Partenariat Afrique-UE pour l'énergie, au voyage d'étude en Allemagne organisé par le Ministre chargé de l'Énergie, au Forum Economique International des Amériques et à la conférence organisée en Italie sur le thème « Italie-Afrique : travailler pour un avenir énergétique durable. »

Elle a participé également au deuxième sommet économique Allemagne-Sénégal à Düsseldorf.

11

Coopération internationale

La Commission a effectué une mission au Maroc qui avait comme objectif général l'identification des enjeux économiques, techniques, économiques et sociaux de l'exploitation d'une centrale au charbon.

Elle a reçu des délégations des autorités de régulation du Burkina Faso, de la Mauritanie et du Ministère sud-africain de l'énergie qui étaient venus s'enquérir de l'expérience du Sénégal dans le domaine de la régulation.

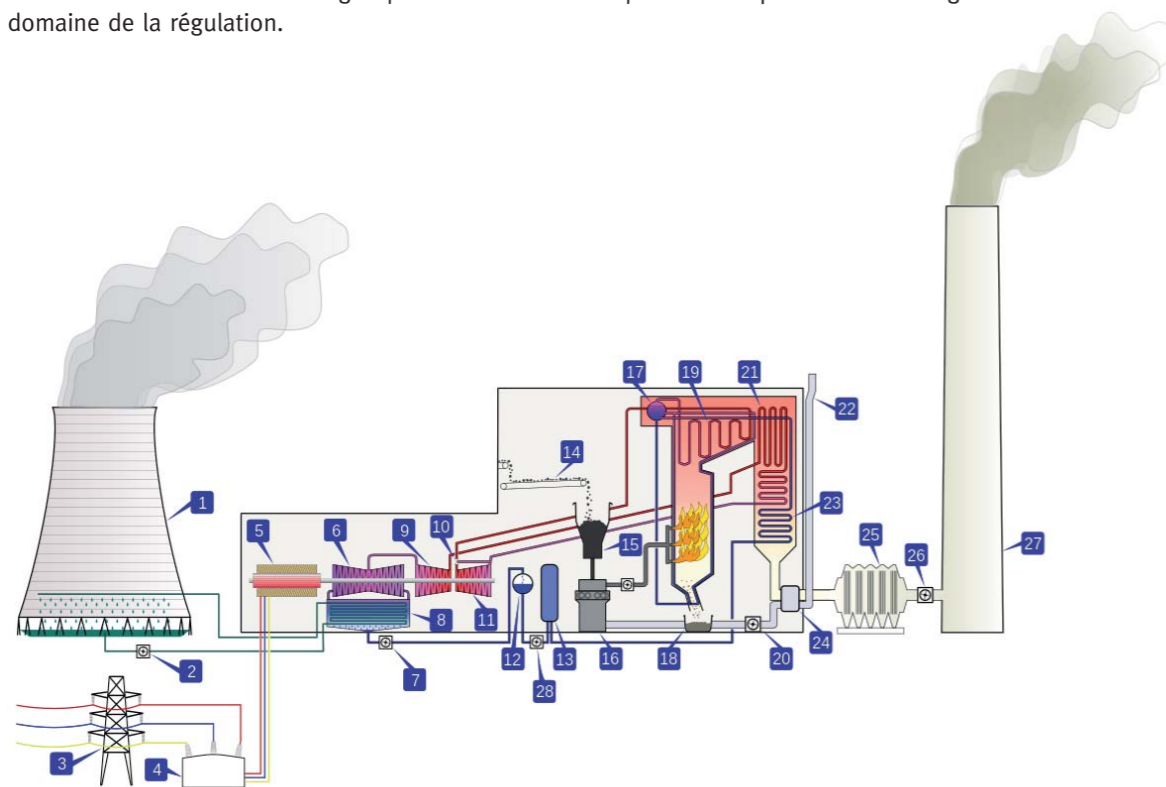


Diagramme d'une centrale à charbon « standard »

- 1. Tour de refroidissement
- 2. Pompe de la tour de refroidissement
- 3. Ligne de transmission triphasée
- 4. Transformateur élévateur de tension
- 5. Alternateur
- 6. Turbine à vapeur (corps basse pression)
- 7. Pompe d'extraction des condensats
- 8. Condenseur
- 9. Turbine à vapeur (corps moyenne pression)
- 10. Vanne de contrôle de vapeur
- 11. Turbine à vapeur (corps haute pression)
- 12. Bâche alimentaire avec dégazeur
- 13. Préchauffeur d'eau de chaudière
- 14. Convoyeur à charbon
- 15. Trémie à charbon
- 16. Broyeur à charbon
- 17. Ballon de la chaudière
- 18. Trémie à mâchefers
- 19. Surchauffeur
- 20. Ventilateur d'air primaire
- 21. Resurchauffeur
- 22. Prise d'air de combustion
- 23. Économiseur
- 24. Réchauffeur d'air
- 25. Electro-filtre
- 26. Ventilateur de tirage
- 27. Cheminée

12

Gestion Budgétaire et Financière de la Commission

Le budget 2014 de la Commission a été approuvé en ressources et en emplois à un milliard sept cent quatre-vingt-douze millions quatre-vingt-dix-neuf mille cinq cent cinquante-cinq (1 792 099 555) FCFA. En cours d'année, il a été réaménagé sans incidence sur les redevances des titulaires de licences ou de concession. Ce réaménagement s'explique par la réévaluation du solde de trésorerie à la fin de l'exercice 2013 et de la prise en compte de ressources additionnelles provenant des frais d'instruction de dossier de demande de titre d'exercice.

Le budget a été arrêté à un milliard huit cent dix-huit millions huit cent quatre-vingt-dix mille quatre cent cinquante-trois (1 818 890 453) FCFA.

12.1. Exécution budgétaire

Les ressources du budget 2014 de la Commission ont été quasiment exécutées à 100% et les emplois exécutés à hauteur de 84%. Ainsi, il en résulte un solde budgétaire de deux cent quatre-vingt-cinq millions sept cent dix-neuf mille six cent quatre-vingt-dix (285 719 690) FCFA à reporter en 2015.

12.1.1. Ressources

Les ressources budgétaires de l'exercice 2014 étaient couvertes par :

- les redevances exigibles aux titulaires de licence ou de concession pour un montant de 1 444 532 638 FCFA réparti entre SENELEC, GTI et Kounoune Power ;
- le solde de trésorerie au 31 Décembre 2013 de 301 009 900 FCFA ;
- les frais d'instruction des dossiers de demande de licence et de concession, pour 22 500 000 FCFA ;
- la reprise des provisions pour congés pour 50 847 915 F CFA.

Au 31 décembre 2014, les redevances ont été recouvrées à 100 % et les frais d'instruction de dossier à hauteur de 67%.

Tableau 5: répartition de la redevance 2014 entre opérateurs

Opérateurs	2012		2013		2014	
	montants en FCFA	%	montants en FCFA	%	montants en FCFA	%
Senelec	1 122 603 152	92	1 316 536 882	96	1 382 455 324	95,7
GTI	29 882 748	2	2 232 223	0	1 535 967	0,1
Kounoune Power	62 533 781	5	55 028 149	4	60 541 347	4,2
TOTAL	1 215 019 681	100	1 373 797 254	100	1 444 532 638	100

Tableau 6 : réalisation des ressources du budget de la Commission

	2012		2013		2014	
	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation
RESSOURCES	1 946 407 573	97%	1 895 669 606	98%	1 818 890 453	100%
Solde trésorerie N-1	579 041 638	100%	408 322 814	100%	301 009 900	100%
Redevances N-1 à recouvrer	125 225 974					
Redevances N	1 215 019 961	96%	1 373 797 254	99%	1 444 532 638	100%
Frais d'instruction	27 120 000	100%	28 710 000	53%	22 500 000	67%
Reprise provision fin de fonction sur budget antérieur			42 945 115	100%		
Reprise provision pour congés			41 894 423	100%	50 847 915	100%

12.1.2. Emplois

Le budget des emplois de 2014 a concerné les dépenses d'équipement pour 4,1% et de fonctionnement pour 95,9%.

Tableau 7 : répartition des emplois du budget de la Commission

Rubriques	2012		2013		2014	
	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation
Equipements	393 986 999	20%	310 000 000	16,4%	73 604 656	4,0%
Fonctionnement	1 602 420 294	80%	1 585 669 606	83,6%	1 745 285 797	96,0%
Salaires et traitements	746 636 717	37,4%	807 755 216	42,6%	874 668 727	48,1%
Autres charges du personnel	207 523 100	10,4%	214 108 009	11,3%	225 902 579	12,4%
Missions et formation	105 000 000	5,3%	115 000 000	6,1%	171 000 000	9,4%
Prestations externalisées	141 000 000	7,1%	58 040 000	3,1%	72 746 450	4,0%
Autres services extérieurs	222 589 218	11,1%	245 760 000	13,0%	277 238 144	15,2%
Concours divers	172 000 000	8,6%	127 000 000	6,7%	116 729 897	6,4%
Régularisation fiscale			11 000 000	0,6%		0,0%
Aléas	7 671 259	0,4%	7 006 381	0,4%	7 000 000	0,4%
TOTAL	1 996 407 293	100%	1 895 669 606	100%	1 818 890 453	100%

Le budget d'équipement a été engagé à hauteur de 100% au 31 décembre 2014, soit 73 604 656 FCFA.

Le budget de fonctionnement a été exécuté à 84% contre 86% en 2013.

Tableau 8 : réalisation des emplois du budget de la Commission

Rubriques	2012		2013		2014	
	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation	Budget (FCFA)	Taux de réalisation
Equipements	393 986 999	50%	310 000 000	62%	73 604 656	100%
Fonctionnement	1 552 420 294	86%	1 585 669 606	86%	1 745 285 797	86%
Salaires et traitements	746 636 717	87%	807 755 216	86%	874 668 727	84%
Autres charges du personnel	207 523 100	88%	214 108 009	83%	225 902 579	91%
Missions et formation	55 000 000	101%	115 000 000	82%	171 000 000	86%
Prestations externalisées	141 000 000	51%	58 040 000	68%	72 746 450	33%
Autres services extérieurs	222 589 218	73%	245 760 000	95%	277 238 144	82%
Concours divers	172 000 000	67%	127 000 000	85%	116 729 897	98%
Régularisation fiscale			11 000 000	100%		
Aléas	7 671 259	101%	7 006 381	16%	7 000 000	110%
TOTAL	1 946 407 293	74%	1 895 669 606	82%	1 818 890 453	84%

Les principaux postes de dépenses ont été réalisés ainsi qu'il suit :

- 85% pour les charges de personnel comprenant les dépenses salariales et les autres charges du personnel constituées par les charges sociales, la prise en charge médicale et les indemnités de fin de fonction des membres sortants de la Commission ;
- 86% pour la formation et les frais de missions et formations dans le cadre de la mise en œuvre du programme de formation, du suivi de projets et des conférences sur le secteur ;
- 33% pour les prestations externalisées ;
- 82% pour les autres services extérieurs regroupant notamment les dépenses de location, d'entretien et maintenance, et de communication à l'occasion de rencontres et d'ateliers ;
- 98% pour les concours divers et 110% pour les aléas.

12.2. Solde

La gestion budgétaire de 2014 dégage un solde de 285 719 690 FCFA à reporter en ressources sur l'exercice 2015. Ce dernier résulte du bon niveau de recouvrement de la redevance 2015 à 100% et de la réalisation des emplois à 84%.

13

Etats financiers

Les états financiers découlant de l'exercice budgétaire 2014 sont joints en annexe. Ils ont été certifiés sans réserve par le Commissaire aux comptes Grant Thornton et ont été transmis à la Cour des Comptes, conformément aux dispositions de l'article 9 de la loi 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

14

Etat du secteur

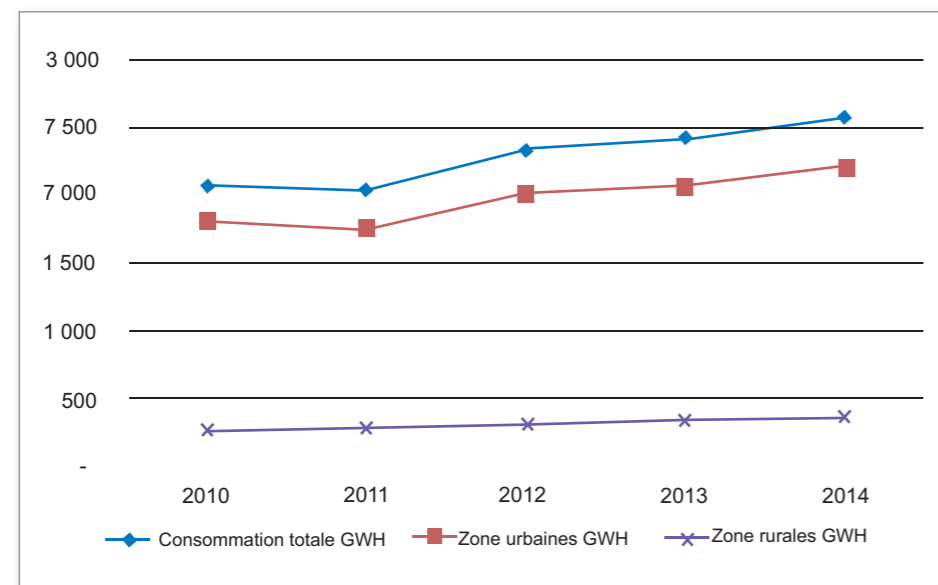
Cette section va porter sur Senelec compte tenu du fait que les concessionnaires d'électrification rurale n'ont pas connu un niveau d'activités important.

- Il sera passé en revue :
- la consommation en termes d'évolution, de répartition géographique, de structure ;
- la production en termes d'offre de production, de capacité, de dépenses en combustibles ;
- la qualité de service ; et
- la situation financière.

14.1. Consommation

La consommation des clients de Senelec a sensiblement augmenté de 6% en 2014 après avoir progressé de près de 3% en 2013.

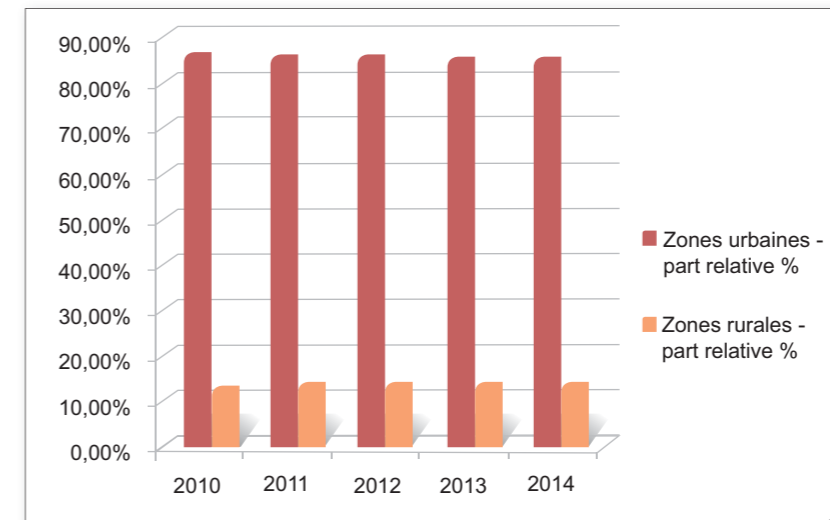
Graphique 2 : Evolution de la consommation



14.1.1. Répartition géographique de la Consommation

La répartition de la consommation entre la zone urbaine et la zone rurale est restée stable, avec une consommation urbaine qui a représenté 86% de la consommation totale contre 14% pour la consommation rurale.

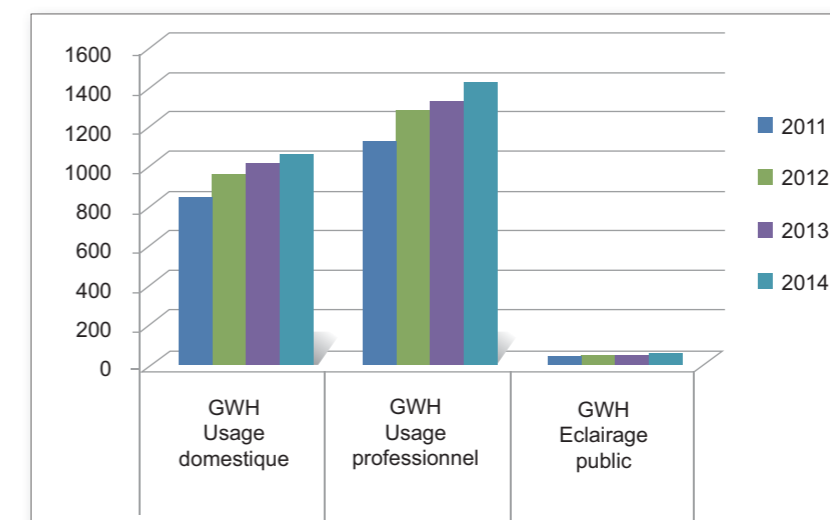
Graphique 3 : Répartition géographique de la consommation



14.1.2. Structure de la consommation

Les consommations des clients domestiques et des clients professionnels et industriels alimentés en BT, MT et HT ont progressé quasiment dans les mêmes proportions. Ainsi, la structure de la consommation en 2014 a très légèrement évolué. Les usages professionnels représentent 56% de la consommation alors que les usages domestiques et l'éclairage public en constituent respectivement 42% et 2%.

Graphique 4 : Structure de la consommation (en GWh)



14.1.3. Consommation par abonné

La consommation par abonné a légèrement progressé de 0,3% en 2014 après un recul de 1,2% en 2013. Elle s'élève à 2 441 kWh, avec une moyenne de 2 679 kWh en zone urbaine et de 1 588 kWh en zone rurale.

La consommation par habitant a quant à elle crû de 3,5% pour atteindre 194 kWh en 2014 contre 187 kWh en 2013.

14.2. Offre de production

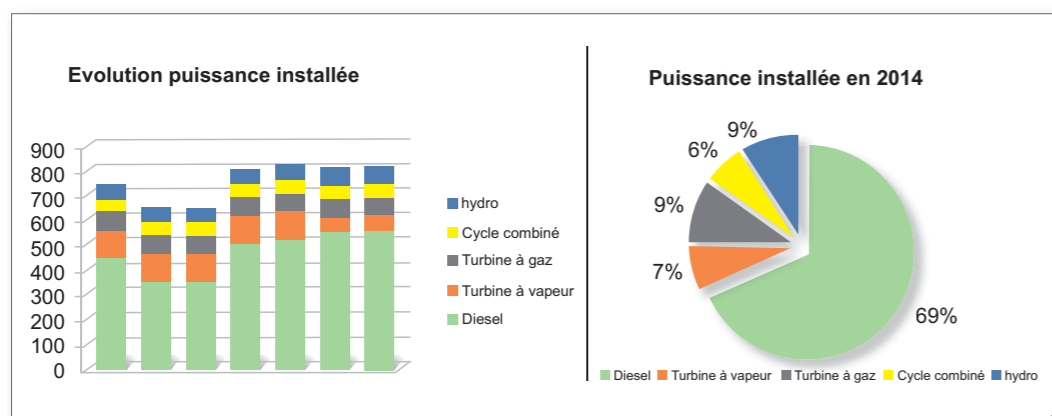
L'offre de production est assurée par les centrales de Senelec localisées à Bel Air, Cap des Biches et Kahone, les achats d'énergie (Manantali, Félou, Kounoune Power et Sococim) et les locations auprès d'Aggreko et APR.

14.2.1. Capacité

En 2014, la capacité totale installée est évaluée à 828 MW, dont 746 MW sur le Réseau Interconnecté (RI) et 82 MW sur le Réseau Non Interconnecté (RNI).

La puissance brute exploitable, appelée puissance assignée, est de 636 MW, soit 77% de la puissance installée. Les équipements Diesel gardent la part la plus importante de la capacité de production.

Graphique 5 : Puissance installée



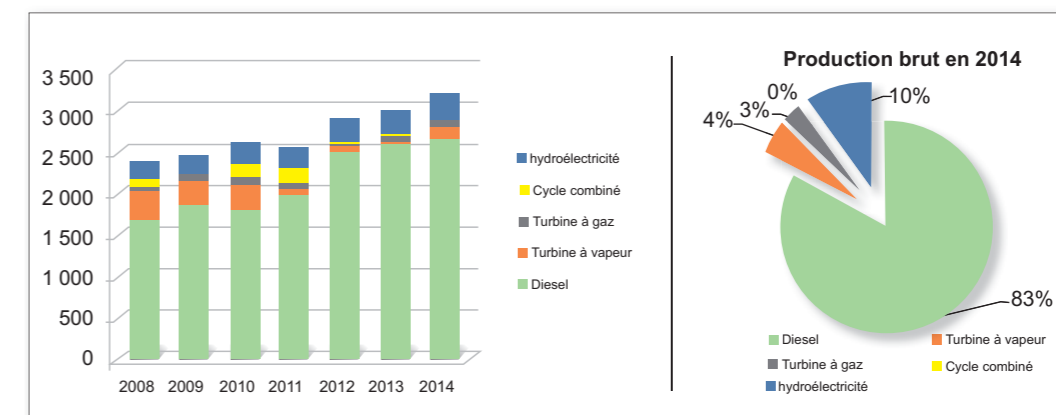
14.2.2. Production

L'énergie produite sur le réseau interconnecté est de 3 077 GWh dont 696 GWh, soit 22%, provenant de la production indépendante, à savoir Kounoune Power et les centrales hydrauliques de Manantali et Félou. L'énergie fournie par les groupes en location représente 12% de la production.

Sur le réseau non interconnecté, l'énergie produite est de 150 GWh.

Globalement, la production énergétique en 2014 est de 3 227 GWh. Elle a évolué de 6% entre 2013 et 2014. Il faut noter que le taux de disponibilité des centrales sur le RI s'est amélioré de 9%, passant de 69,5% en 2013 à 75,6 % en 2014.

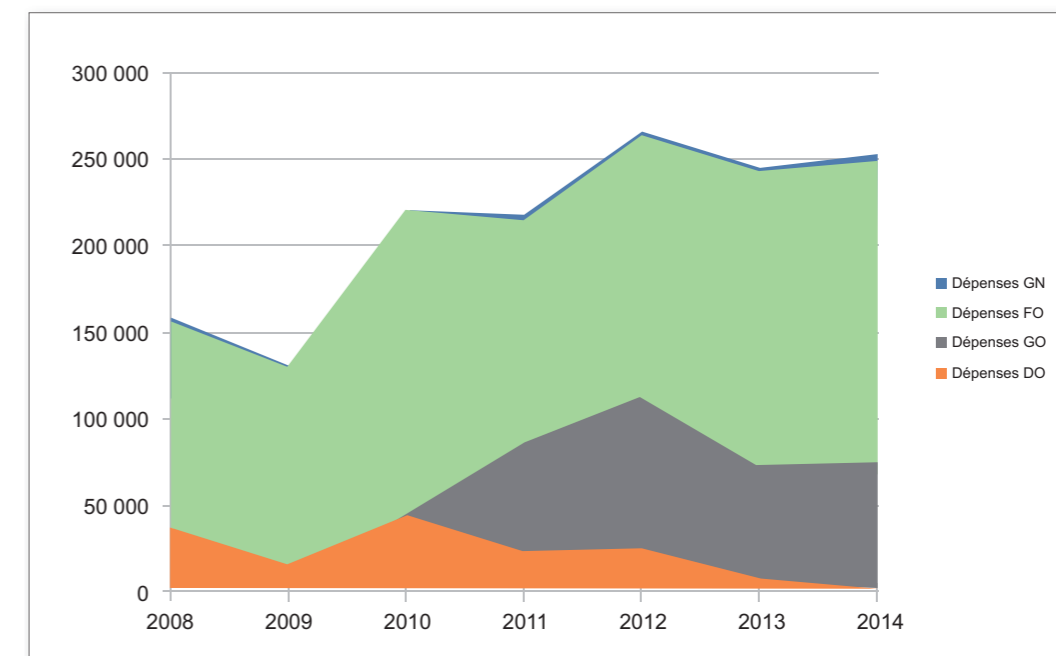
Graphique 6 : Production



14.2.3. Dépenses

Les dépenses en combustibles en 2014 sont évaluées à 251 441 millions de francs. Elles sont essentiellement constituées des dépenses en HFO pour lesquelles la consommation, a augmenté de 11% par rapport à 2013 (501 064 tonnes contre 453 290 tonnes en 2013) suite à la hausse de la production. Les dépenses en HFO représentent 70% des dépenses totales en combustibles contre respectivement 29% et 1% pour le gasoil et le gaz naturel. Il est noté que la consommation de Diesel Oil (DO) est nulle, suivant la tendance enregistrée en 2013.

Graphique 7 : Dépenses en combustibles



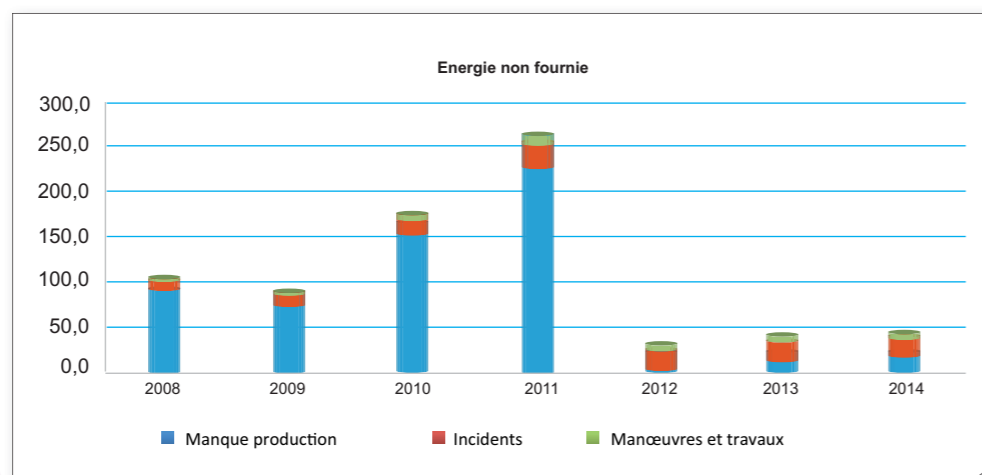
14.3. Qualité de service

Après une forte amélioration de la qualité de service entre 2011 et 2012, la demande non satisfaite (Energie Non Fournie (ENF) augmente chaque année. Elle passe de 32 GWh en 2012 à 41 GWh en 2013 et 45 GWh en 2014, soit respectivement des accroissements de 28% et 10%.

Cette dégradation de la qualité de service est due à l'accroissement de l'énergie non fournie par manque de production (délestage ou effacement) qui a connu une augmentation de 27%, passant de 12,8 GWh à 16,3 GWh. Par ailleurs, le nombre de jour avec délestage passe de 118 en 2013 à 226 jours avec un nombre d'heures de coupure moyen qui passe de 118h en 2013 à 122h en 2014.

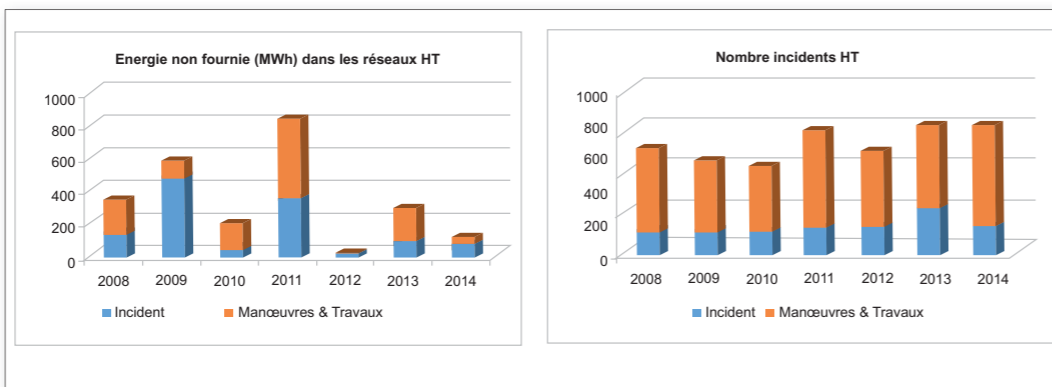
Les interruptions liées aux incidents de réseaux également ont enregistré une hausse de 8% par rapport à 2013. Par contre, celles liés aux manœuvres et travaux ont baissé de 5%.

Graphique 8 : Energie non fournie



L'énergie non fournie aux clients HT suite aux incidents sur le réseau de transport connaît une baisse de 19%. Quant aux interruptions suite aux incidents et aux manœuvres / travaux sur le réseau HT, elles ont baissé de 78%.

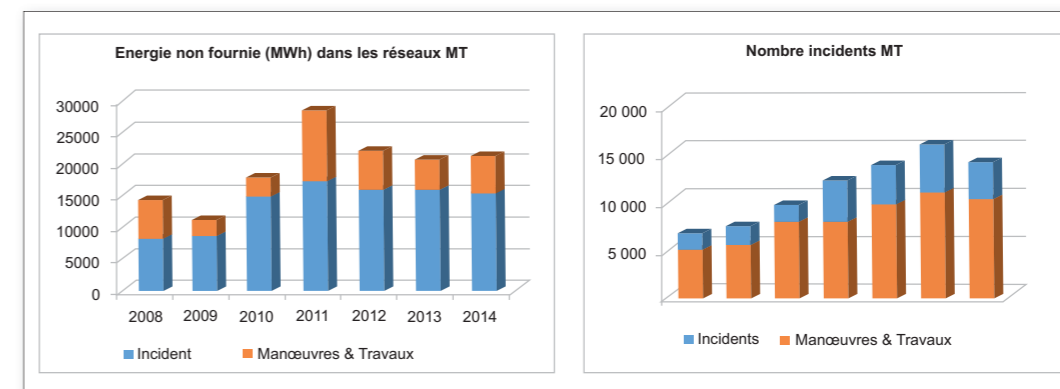
Graphique 9 : Energie non fournie et incidents dans réseaux HT



Sur le réseau MT, l'énergie non fournie suite aux incidents a augmenté de 9% alors que celle non fournie suite aux manœuvre et travaux a baissé de 17%.

Le nombre d'heures de coupure moyen passe de 118h en 2013 à 122h en 2014

Graphique 10 : Energie non fournie et incidents dans réseaux MT



14.4. Situation financière

L'année 2014 est marquée par la poursuite de la mise en œuvre des mesures de restructuration financière arrêtées en 2012. Elle s'est traduite :

- d'une part, par la restauration du niveau du capital social requis et subséquemment le renforcement des capitaux propres qui ont connu en 2014 une hausse de 130 865 millions F CFA (+20 %) par rapport à 2013 où ils se chiffraient à 108 956 millions F CFA et,
- d'autre part, par la baisse des dettes financières qui passent de 219 332 millions F CFA en 2013 à 175 543 millions FCFA en 2014.

En outre, l'appréciation des principaux indicateurs du compte de résultat entamée en 2013 s'est confirmée en 2014. Ainsi, le résultat net qui est de 2 117 millions F CFA pour l'exercice sous revue a sensiblement augmenté de 2 339 millions F CFA par rapport à l'exercice précédent.

Toutefois, en dépit de l'amélioration constatée, le niveau des pertes cumulées restent toujours élevées, soit 31 % du capital social. Par conséquent, il y a lieu de poursuivre les actions de redressement engagées.

Il convient de noter que les états financiers de 2014 sont encore provisoires.

14.4.1. Résultat comptable

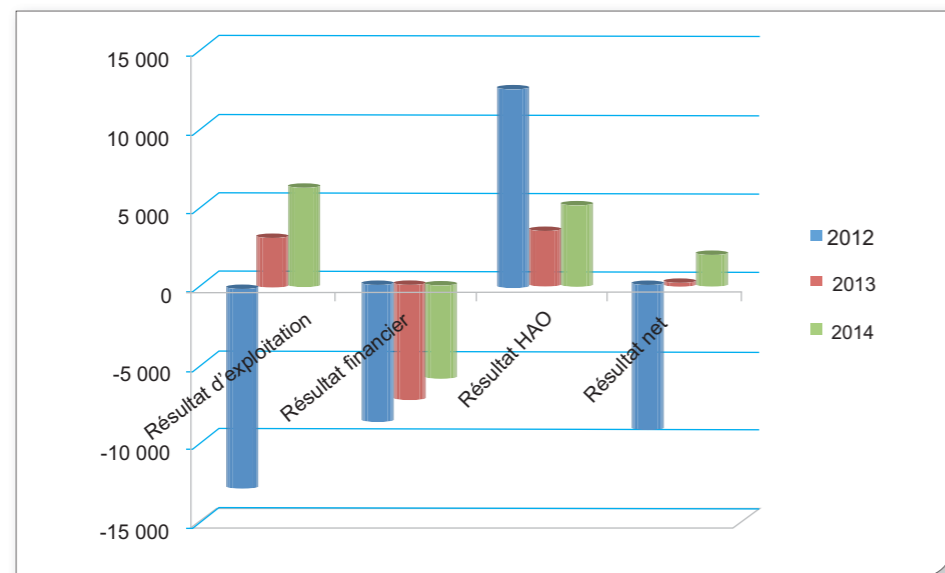
Le résultat d'exploitation est quasiment stable passant de 3 205 millions F CFA en 2013 à 3 033 millions F CFA en 2014. Les charges d'exploitation se situent à 405 001 millions F CFA en 2014 contre 392 211 millions F CFA en 2013. La variation des charges d'exploitation s'explique essentiellement par la hausse du poste « achats de matières premières et fournitures liées » qui se situent à 275 513 millions F CFA en 2014 contre 265 062 millions F CFA en 2013. Cette situation résulte de l'augmentation des quantités de produits pétroliers consommées et cela en dépit de leur baisse constatée en 2014. Les produits d'exploitation se chiffrent à 408 034 millions F CFA en 2014 contre 395 416 millions F CFA en 2013. Leur évolution provient principalement de l'appréciation du chiffre d'affaires qui passe de 291 744 millions F CFA en 2013 à 312 932 millions F CFA en 2014. Il est à noter la baisse de 10 744 millions F CFA du poste « subventions d'exploitation », constitué par le montant de la compensation versée par le Gouvernement pour le gel des tarifs. Le montant alloué s'établit à 78 320 millions en 2014.

Le résultat financier reste toujours négatif de 5 976 millions F CFA en 2014 contre 7151 millions F CFA et, cela, malgré la baisse des frais financiers et la hausse des produits financiers.

Le résultat hors activités ordinaires est de 5 066 millions F CFA en 2014 contre 3 729 millions F CFA en 2013. La hausse de 36% notée s'explique principalement par la reprise des subventions d'investissements.

Le résultat net comptable provisoire connaît une hausse de 2 339 millions F CFA, passant de - 222 millions F CFA en 2013 à 2 117 millions F CFA en 2014. Cette situation est due par la bonne tenue du résultat d'exploitation, l'évolution positive du résultat financier et l'augmentation du résultat hors activités ordinaires.

Graphique 11: Evolution du résultat comptable



Les pertes cumulées restent toujours importantes. D'un montant de 75 082 millions FCFA, elles représentent 31% du capital social à fin 2014.

14.4.2. Equilibre financier

La structure financière de Senelec connaît une amélioration en 2014 sous l'effet du début de l'application des mesures de restructuration financière arrêtées en 2012. En effet, pour la première fois depuis plusieurs exercices, les ressources stables permettent de couvrir l'actif immobilisé net et le niveau de l'actif circulant excède le passif circulant. Cela a eu comme incidences l'évolution positive des indicateurs suivants.

Le ratio de liquidité générale, mesuré par le rapport entre l'actif circulant et le passif circulant, est de 1,27 en 2014 contre 0,95 en 2013.

Le ratio d'autonomie financière calculé par le rapport entre les dettes financières et les capitaux propres est de 0,73 en 2014 contre 2 en 2013.

GLOSSAIRE

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

Liste des tableaux

Tableau 1: évolution du RMA de Senelec en 2014	18
Tableau 2 : électrification dans les zones urbaines	24
Tableau 3 : électrification dans les zones rurales.....	25
Tableau 4 : Etat d'avancement mise en œuvre des concessions.....	27
Tableau 5: répartition de la redevance 2014 entre opérateurs.....	43
Tableau 6 : réalisation des ressources du budget de la Commission.....	44
Tableau 7 : répartition des emplois du budget de la Commission.....	44
Tableau 8 : réalisation des emplois du budget de la Commission.....	45

Listes des graphiques

Graphique 1 : Répartition trimestrielle de la compensation de revenu en 2014	19
Graphique 2 : Evolution de la consommation	46
Graphique 3 : Répartition géographique de la consommation	47
Graphique 4 : Structure de la consommation (en GWh)	47
Graphique 5 : puissance installée.....	48
Graphique 6 : production.....	49
Graphique 7 : dépenses en combustibles.....	49
Graphique 8 : énergie non fournie	50
Graphique 9 : énergie non fournie et incidents dans réseaux HT.....	50
Graphique 10 : énergie non fournie et incidents dans réseaux MT.....	51
Graphique 11: Evolution du résultat comptable	52

Listes des encadrés

Encadré 1: projection des coûts de Senelec.....	13
Encadré 2: les observations de la seconde consultation publique	16
Encadré 3 : recommandations enquête sur le dépannage	31
Encadré 4 : recommandations enquête sur les systèmes de comptage.....	32
Encadré 5 : recommandation enquête sur le projet de sécurisation des systèmes de comptage	34

ANNEXES

1. Présentation de la commission

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité est une autorité indépendante, chargée de la régulation des activités de production, de transport, de distributions et de vente de l'énergie électrique, conformément aux dispositions de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité.

Tenant une place centrale, à équidistance des opérateurs, des consommateurs et du Gouvernement, pour concilier des objectifs souvent contradictoires et se conformant à la politique sectorielle en vigueur, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité vise les objectifs suivants :

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique;
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité et de la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité;
- veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et à assurer la protection de leurs droits pour ce qui concerne le prix, la fourniture et la qualité de l'énergie électrique;
- promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique ; et
- assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité.

Attributions consultatives

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité est consultée par le Ministre chargé de l'Énergie sur tous les projets de textes législatifs et réglementaires et peut être saisi, pour avis, sur les questions intéressant le secteur ou qui sont de nature à avoir un impact sur la conception de la politique sectorielle. Elle peut proposer au Ministre chargé de l'Énergie tout projet d'arrêté concernant :

- les droits et obligations des entreprises, titulaires d'une licence ou d'une concession;
- l'accès des tiers aux réseaux de transport ou de distribution ;
- les relations des entreprises du secteur avec leur clientèle ; et
- les formalités, les délais et les actes requis lors des procédures administratives pour lesquelles le Ministre chargé de l'Énergie est compétentes.

Attributions décisionnelles

Dans le respect des dispositions de la loi, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité exerce les responsabilités suivantes :

- elle instruit les demandes de licence ou de concession relatives à la production, au transport, à la distribution et à la vente de l'énergie électrique ;
- elle veille 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 ;
- elle apporte toute modification d'ordre général aux licences, aux concessions ou leur cahier de charges ;
- elle assure le respect des normes techniques applicables aux entreprises du secteur de l'électricité ;
- elle assure le respect de la concurrence dans le secteur de l'électricité ; et
- elle détermine la structure et la composition des tarifs appliqués aux entreprises titulaires de licence ou de concession.

La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité dispose d'un pouvoir d'enquête qui lui permet de procéder aux expertises, mener les études, recueillir les données et mener toute action

d'information sur le secteur de l'électricité. Elle peut sanctionner les manquements des entreprises exerçant dans le secteur de l'électricité. Ces sanctions vont de la suspension totale ou partielle du droit d'exercer une activité au retrait de la licence ou de la concession. Elles peuvent éventuellement être accompagnées de pénalités pécuniaires.

2. Décision n° 2014-05 relative aux conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016

LA COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE,

Vu la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28 relatif à la régulation des tarifs ;

Vu le décret n° 98-333 du 21 avril 1998 portant organisation et fonctionnement de la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité ;

Vu le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires ;

Vu le Règlement Intérieur de la Commission adopté le 27 juin 2002, notamment son article 6 ;

Vu le Contrat de Concession et de Licence de Senelec, notamment son article 36 modifié et le Cahier des Charges annexé en son article 10 ;

Vu la Décision n°2011-04 du 21 juillet 2011 relative aux conditions tarifaires de Senelec sur la période 2011-2013 ;

Vu la lettre n°03106/MEM/DE/Ine, du 05 décembre 2012, du Ministre de l'Énergie relative aux normes applicables sur la période 2014-2016 ;

Vu les lettres de Senelec relatives aux projections de coûts notamment la lettre n°002612, du 12 décembre 2013 ;

Vu le document de la première Consultation publique ;

Vu le document de la seconde Consultation publique ;

Vu la lettre n°0244/MEF/CAB/CT.TEA, du 20 mars 2014, du Ministre de l'Économie et des finances relative au projet de Décision de la Commission ;

Vu les lettres n° 0665/ME/CAB/CT OKD/mjp, du 13 mars 2014, et n° 0791/ME/CAB/CT OKD/mjp, du 21 mars 2014, du Ministre de l'Énergie relatives respectivement à la seconde consultation publique et au projet de Décision de la Commission ;

Vu la lettre n° 000705, du 24 mars 2014, de Senelec relative à la seconde consultation publique.

Sur le rapport de l'Expert Economiste de la Commission,

Après avoir délibéré, le 08 avril 2014,

I. SUR LES FAITS

La loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité a institué la régulation des tarifs de vente au détail de l'énergie électrique et posé le principe des prix plafonds comme règle de base de cette régulation. Elle prévoit également, en son article 28-alinéa 3, que les conditions tarifaires ainsi que la période durant laquelle elles resteront en vigueur seront définies dans le cahier de charges du titulaire de licence ou de concession.

En application de cette disposition, le Contrat de Concession de Senelec modifié, en son article 36-alinéa 4, et le Cahier de charges annexé, en son article 10, ont défini une formule de contrôle des revenus et fixé la durée de validité de ladite formule à trois (3) années. A l'issue de chaque période de validité, la formule est révisée par la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE), après consultation de Senelec notamment, afin de déterminer de nouvelles conditions tarifaires.

Les conditions tarifaires ainsi définies doivent garantir à Senelec les niveaux de revenus jugés suffisants pour lui permettre de couvrir ses charges d'exploitation et de maintenance, d'amortir ses immobilisations et d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée.

Ainsi, la Commission a fixé, par Décision n°2011-04 du 21 juillet 2011, les conditions tarifaires applicables à Senelec pour la période 2011-2013. Conformément au décret n° 98-335 du 21 avril 1998 qui détermine la procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires, la Commission a démarré le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec le 02 octobre 2012.

La première consultation publique a ainsi été organisée du 27 février 2013 au 29 mars 2013, sur le bilan de l'exploitation de Senelec durant la période 2011-2013 et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus en vigueur, les normes et obligations de Senelec pour la période 2014-2016 publiées par le Ministère de l'Énergie et la méthodologie de révision des conditions tarifaires.

La seconde consultation publique s'est tenue du 03 février au 05 mars 2014 sur les premières conclusions de la Commission.

À la suite de la seconde consultation publique, la Commission a transmis, le 17 mars 2014, le projet de Décision sur les nouvelles conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016 à Senelec, au Ministre de l'Énergie et au Ministre de l'Économie et des Finances, pour avis et observations au plus tard le 21 mars 2014. Des réponses ont été notées de la part du Ministre de l'Énergie et du Ministre de l'Économie et des Finances. Concernant Senelec, elle n'a pas émis d'avis ou d'observations sur le projet de Décision. Toutefois, elle a transmis à la Commission des informations supplémentaires sur des points discutés lors de la seconde consultation publique.

II. ANALYSE DE LA COMMISSION

L'analyse du bilan de la période tarifaire 2011-2013, les avis et observations reçus lors de la première consultation publique, ainsi que l'analyse des projections de coûts de Senelec, ont permis à la Commission de tirer les premières conclusions sur les principes de régulation applicables pour la période triennale 2014-2016, les valeurs à considérer pour les revenus requis et les tarifs de référence, ainsi que la structure et les paramètres de la Formule de contrôle des revenus.

La régulation tarifaire aux prix-plafonds, basée sur le revenu maximum autorisé, est un mécanisme efficace permettant de ne pas répercuter sur les tarifs les surcoûts qui ne découlent pas de l'inflation, tout en protégeant Senelec contre le risque de demande.

Les revenus requis de référence sont déterminés à partir des projections de coûts validées par la Commission, en considérant les conditions économiques de référence retenues (inflation, taux de rentabilité, etc.). Il en est de même pour les différents paramètres de la Formule de contrôle des revenus (facteur d'économie d'échelle, facteurs de pondération des inflations sectorielles, ventes de référence) dont la structure est maintenue.

Les paramètres de la Formule de contrôle des revenus sont fixés sur une base annuelle en considérant les projections de l'année concernée. Le Revenu Maximum Autorisé de Senelec pour une année donnée est déterminé en tenant compte de l'inflation constatée sur l'année. Toutefois, en vue de l'indexation trimestrielle et pour l'évaluation périodique de l'écart de revenu, le montant du Revenu Maximum Autorisé est estimé à chaque date d'indexation sur la base de l'inflation constatée durant les trois (3) mois précédant la date d'indexation. Par ailleurs, le seuil pour ajuster les tarifs aux conditions économiques du 1er avril, du 1er juillet et du 1er octobre est fixé à plus ou moins 5%. Aux conditions économiques du 1er janvier, les tarifs peuvent être ajustés quel que soit le taux d'ajustement.

Ces premières conclusions ont fait l'objet de la seconde consultation publique durant laquelle divers avis, observations ont été enregistrés de la part de Senelec, des institutionnels et des associations de consommateurs.

Les questions soulevées par les différentes parties prenantes ont été examinées par la Commission.

Concernant Senelec, les observations et commentaires ont porté essentiellement sur :

- les investissements qui n'ont pas été intégrés par la Commission dans la base tarifaire à rémunérer. Il s'agit du projet immobilier concernant l'immeuble « action sociale » et les investissements à réaliser pour le respect des normes. Pour Senelec, ces investissements devraient permettre la réduction du coût de la location de bureaux et le respect des normes fixées par le Ministère de l'Énergie. En l'absence d'informations complémentaires sur ces projets, la Commission maintient leur exclusion de la base tarifaire.
- l'hypothèse que la production de la centrale de GTI sera nulle au cours de la période doit, selon Senelec, être reconsidérée. En effet, un avenant au contrat d'achat d'énergie qui permettra de substituer à la centrale existante une nouvelle centrale d'une puissance de 50 MW en 2015 est en cours de négociation. Les informations détaillées relatives à cette centrale devront être communiquées à la Commission par Senelec. En l'absence d'informations complémentaires sur le projet, le retrait de la centrale de GTI du plan de production est maintenu.
- le choix de la Commission d'optimiser le programme d'entretien des unités de production introduit, selon Senelec, un biais dans le plan de production dans la mesure où ce programme est différent de celui que Senelec met en œuvre.
- En réponse à cette observation de Senelec, il a été précisé la nécessité d'entretenir convenablement les unités de production afin de ne pas nuire à la qualité du service. Senelec s'était engagée, au cours de la journée de partage, à fournir un programme d'entretien pluriannuel ; ce qui n'a pas été fait. Par conséquent, la Commission maintient l'optimisation du programme d'entretien.

Pour les institutionnels, les commentaires émis ont porté particulièrement sur la prise en compte dans les projections de la période, la demande induite par la mise en œuvre du Plan Sénégal Emergent (PSE).

En réponse, il a été noté que les projections de la demande ont été largement discutées avec Senelec. Elles prennent en compte les perspectives de la croissance économique issue du cadrage macroéconomique, l'évolution des demandes des usages professionnels et domestique et les besoins spécifiques des grands projets qui seront mis en service au cours de la période tarifaire. Au cas où les capacités de production considérées ne permettraient pas de satisfaire la demande supplémentaire, des moyens exceptionnels pourraient être mis en œuvre.

S'agissant des associations de consommateurs, les observations ont porté sur l'impact de l'amélioration de l'efficacité de l'offre prévue en termes de baisse du prix de l'électricité.

En réponse, il a été souligné qu'en dépit de la baisse prévue du coût de production du kWh à partir de 2015, le niveau actuel du prix de vente moyen du kWh restera inférieur aux tarifs de référence au cours de la période 2014-2016.

Ces questions soulevées par les parties prenantes ne remettent pas en cause les premières conclusions de la Commission.

À l'issue de la seconde consultation publique, la Commission a transmis, le 17 mars 2014, le projet de décision sur les nouvelles conditions tarifaires de Senelec pour la période 2014-2016 à Senelec, au Ministre de l'Énergie et au Ministre de l'Économie et des Finances, pour avis et observations. Des réponses ont été notées de la part du Ministre de l'Énergie et du Ministre de l'Économie et des Finances. Concernant Senelec, elle n'a pas émis d'avis ou d'observations sur le projet de Décision. Toutefois, elle a transmis à la Commission des informations supplémentaires sur des points discutés lors de la consultation publique.

Le Ministre de l'Économie et des Finances, par lettre n°0244/MEF/CAB/CT.TEA du 20 mars 2014, a souligné que son observation relative à la prise en compte, dans les projections de la période 2014-2016, de la demande induite par la mise en œuvre du Plan Sénégal Emergent a été prise en compte dans l'analyse et par conséquent, le projet de Décision n'appelle de sa part aucune observation.

Le Ministre de l'Énergie, par lettre n° 000791/ME/CAB/CT OKD/mjp du 21 mars 2014, a réitéré le désaccord du Gouvernement sur la décision de la Commission de réviser les dates prévisionnelles de mise en service des capacités additionnelles initialement retenues par Senelec, qui tend à faire supporter aux consommateurs des coûts supérieurs à ceux soumis par Senelec.

À cet égard, la Commission note que la révision des dates prévisionnelles de mise en service de certaines capacités additionnelles est faite sur la base des contrats signés par Senelec avec les promoteurs privés et de l'état d'avancement des projets afin de limiter les conséquences de leur décalage sur la viabilité économique et financière de l'opérateur au regard de la nécessité d'assurer le service requis.

Senelec a transmis à la Commission, par lettre n° 000705 du 24 mars 2014, des compléments d'informations et d'hypothèses qui sous-tendent ses projections de coûts sur la période 2014-2016. Ils concernent le programme d'investissement, le plan de production, les charges d'exploitation et de maintenance et le programme d'entretien.

À l'issue de l'analyse des observations sur le projet de Décision et des informations supplémentaires soumises par Senelec, la Commission a retenu de corriger le montant des frais fixes de la location en 2014 de 2,117 milliards de FCFA à 6,5 milliards de FCFA.

Sur cette base, la Commission, après consultation des parties concernées,

Décide :

Article premier

Le Revenu Maximum Autorisé de Senelec, pour chaque année, de la période 2014-2016 est déterminé selon la formule suivante :

$$RMA_t = (1 - \theta) * A_t + \theta * B_t + RTS_t + RR_t + FP_t + K_t - P_{t-1}$$

RMA_t : Revenu Maximum Autorisé de l'année t ;

θ : Facteur d'économie d'échelle, fixé à :

- 0,75 pour l'année 2014 ;
- 0,73 pour l'année 2015 ;
- 0,67 pour l'année 2016.

A_t : base de calcul de la part fixe des revenus, déterminée par la formule suivante :

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

Où

A₀ est le montant des revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence, fixé à :

- 406 138 000 000 FCFA pour l'année 2014 ;
- 410 419 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 405 524 000 000 FCFA pour l'année 2016 ;

A_t est l'index d'inflation, déterminé par la formule suivante :

$$\Pi_t = CI_t - X_t$$

dans laquelle CI_t est déterminé selon la formule ci-après :

$$CI_t = \alpha * \frac{IHPC_t}{IHPC_0} + \beta * \frac{IPC_t * TC_t}{IPC_0 * TC_0} + \gamma * \left(a * \frac{IFO_t}{IFO_0} + b * \frac{IDO_t}{IDO_0} + c * \frac{IGN_t}{IGN_0} + d * \frac{ICH_t}{ICH_0} \right) + \Delta$$

Avec

IHPC_t : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal publié par l'Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie (ANSD) durant les douze mois de l'année t ;

IHPC₀ : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal fixée à 104,5000 base 100 en 2008 ;

IPC_t : Moyenne arithmétique, au dix millième près, de l'indice des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France publié par l'Institut National de la Statistique et des Etudes Economiques (INSEE) durant les douze mois de l'année t ;

IPC₀ : Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation pour tous ménages, excluant le prix du tabac, en France fixée à 125,4258 base 100 en 1998 ;

TC_t : Moyenne arithmétique, au millième près, de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO publiée par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) durant les douze mois de l'année t ;

TC₀ : Valeur de référence de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO fixée à 655,957 ;

IFO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix ex-dépôt du fuel oil 380 au Sénégal, incluant les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Énergie durant les douze mois de l'année t ;

IFO₀ : Valeur de référence du prix ex-dépôt du fuel oil 380 fixée à 363 041 FCFA/tonne ;

IDO_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix ex-dépôt du diesel oil au Sénégal, incluant les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze mois de l'année t ;

IDO_0 : Valeur de référence du prix ex-dépôt du diesel oil, fixée à 522 216 FCFA/tonne ;

IGN_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du gaz naturel, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'Energie durant les douze mois de l'année t ;

IGN_0 : Valeur de référence du prix du gaz naturel fixée à 127 500 FCFA/tonne ;

ICH_t : Moyenne arithmétique, à l'unité près, du prix du charbon, incluant les impôts et taxes non déductibles et les éventuelles subventions, publié par le Ministère chargé de l'énergie durant les douze (12) mois de l'année t ;

ICH_0 : Valeur de référence du prix du charbon, fixée à 65 000 FCFA/tonne ;

α : Facteur de pondération de l'inflation locale, fixé à :

- 0,23 pour l'année 2014 ;
- 0,23 pour l'année 2015 ;
- 0,22 pour l'année 2016.

β : Facteur de pondération de l'inflation étrangère, fixé à :

- 0,12 pour l'année 2014 ;
- 0,14 pour l'année 2015 ;
- 0,24 pour l'année 2016.

γ : Facteur de pondération de l'inflation sur le combustible, fixé à :

- 0,56 pour l'année 2014 ;
- 0,51 pour l'année 2015 ;
- 0,37 pour l'année 2016.

Δ : Facteur de pondération des charges non indexées fixé à :

- 0,09 pour l'année 2014 ;
- 0,12 pour l'année 2015 ;
- 0,17 pour l'année 2016.

α : Facteur de pondération de l'inflation sur le fuel oil 380, fixé à :

- 0,83 pour l'année 2014 ;
- 0,90 pour l'année 2015 ;
- 0,75 pour l'année 2016.

b : Facteur de pondération de l'inflation sur le diesel oil, fixé à :

- 0,15 pour l'année 2014 ;
- 0,05 pour l'année 2015 ;
- 0,07 pour l'année 2016.

c : Facteur de pondération de l'inflation sur le gaz naturel, fixé à :

- 0,02 pour l'année 2014 ;
- 0,02 pour l'année 2015 ;
- 0,03 pour l'année 2016.

d : Facteur de pondération de l'inflation sur le charbon, fixé à :

- 0,00 pour l'année 2014 ;
- 0,03 pour l'année 2015 ;
- 0,15 pour l'année 2016.

X_t : Facteur de gain d'efficacité, fixé à zéro (0) durant la période 2014-2016.

B_t : Base de calcul de la part variable des revenus, déterminée par la formule suivante :

$$B_t = B_t^0 * \Pi_t$$

Où

Π_t est l'index d'inflation, tel que déterminé ci-dessus

B_t^0 est le montant des revenus requis l'année t, aux conditions économiques de 2013, compte tenu de l'évolution des ventes, déterminé comme suit :

$$B_t^0 = B_0(BT) * \frac{D_t(BT)}{D_0(BT)} + B_0(MT) * \frac{D_t(MT)}{D_0(MT)} + B_0(HT) * \frac{D_t(HT)}{D_0(HT)}$$

Avec

$B_0(BT)$: Revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence en Basse Tension fixés à :

- 258 420 000 000 FCFA pour l'année 2014 ;
- 255 480 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 252 234 000 000 FCFA pour l'année 2016.

$B_0(MT)$: Revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence en Moyenne Tension fixés à :

- 121 356 000 000 FCFA pour l'année 2014 ;
- 128 515 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 127 074 000 000 FCFA pour l'année 2016.

$B_o(HT)$: Revenus requis aux conditions économiques de 2013 pour les ventes de référence en Haute Tension fixés à :

- 26 362 000 000 FCFA pour l'année 2014 ;
- 26 424 000 000 FCFA pour l'année 2015 ;
- 26 216 000 000 FCFA pour l'année 2016.

$D_t(BT)$: Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Basse Tension (i.e. comptée et facturée) par Senelec pendant l'année t ;

$D_o(BT)$: Ventes de référence en Basse Tension fixée à :

- 1 632,44 GWh pour l'année 2014 ;
- 1 733,45 GWh pour l'année 2015 ;
- 1 840,80 GWh pour l'année 2016.

$D_t(MT)$: Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Moyenne Tension (i.e. comptée et facturée) par Senelec pendant l'année t ;

$D_o(MT)$: Ventes de référence en Moyenne Tension fixée à :

- 813,56 GWh pour l'année 2014 ;
- 925,38 GWh pour l'année 2015 ;
- 984,18 GWh pour l'année 2016.

$D_t(HT)$: Quantité d'énergie électrique, en GWh et au centième près, vendue au détail en Haute Tension (i.e. comptée et facturée) par Senelec pendant l'année t ;

$D_o(HT)$: Ventes de référence en Haute Tension fixée à :

- 232,69 GWh pour l'année 2014 ;
- 250,51 GWh pour l'année 2015 ;
- 267,34 GWh pour l'année 2016.

RTS_t : Redevance payable à la Radiotélévision Sénégalaise (RTS) pendant l'année t ;

RR_t : Redevance annuelle due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité ;

FP_t : Dotation du fonds de préférence de l'année t ;

K_t : Facteur de correction des revenus déterminé selon la formule suivante :

$$\text{Dans laquelle} \quad K_t = (MR_{t-1} - R_{t-1}) * (1 + I_{t-1})$$

I_{t-1} est un taux d'intérêt égal au taux d'intérêt légal, fixé par le Ministère de l'économie et des finances, de l'année t-1 majoré de la marge bancaire, estimé à (3) points de pourcentage, majoré de deux (2) points de pourcentage.

P_{t-1} : Incitation contractuelle exigible à Senelec pour manquement durant l'année précédente t-1, aux normes de qualité et de disponibilité (énergie non fournie) ;

Article 2

La Formule de contrôle de revenus définie à l'article premier peut être révisée exceptionnellement avant la fin de la période de validité à l'initiative de Senelec, en cas d'événement imprévisible, extérieur à la volonté de Senelec rendant inadaptée la Formule ou suite à des accords conclus par le Gouvernement en matière d'achat d'énergie et affectant significativement les conditions d'exploitation de Senelec.

Article 3

Le Revenu Maximum Autorisé de l'année est estimé aux conditions économiques du 1^{er} janvier, du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre (dates d'indexation des tarifs) à partir de la Formule de contrôle des revenus définie à l'article premier et en considérant pour les indices d'inflation (IHPC_t, IPC_t), les prix des combustibles (IFO_t, IDO_t, IGN_t, ICH_t) et le taux de change (TC_t), la moyenne arithmétique de leurs valeurs publiées durant les trois (3) mois précédant la date d'indexation des tarifs considérée.

Le taux d'ajustement maximum des tarifs à une date d'indexation donnée, est obtenu en rapportant l'estimation du Revenu Maximum Autorisé de l'année à cette date d'indexation des tarifs au revenu à percevoir par Senelec durant l'année si les tarifs en vigueur sont maintenus.

Senelec peut demander un ajustement des tarifs en vigueur dans le respect du taux maximum d'ajustement ainsi déterminé et aux conditions ci-après :

- aux conditions économiques du 1^{er} janvier, quel que soit le taux d'ajustement maximum obtenu ;
- aux conditions économiques du 1^{er} avril, du 1^{er} juillet et du 1^{er} octobre si le taux d'ajustement maximum obtenu, est supérieur à 5% ou inférieure à -5%.

Article 4

Lorsque Senelec demande un ajustement de ses tarifs dans les conditions définies à l'article 3 et que la Commission s'y oppose en application des stipulations de l'article 36 modifié du Contrat de Concession de Senelec, le montant de la compensation, hors toutes taxes, due par l'Etat à Senelec, est déterminé selon la formule ci-après :

$$CD_i = \frac{n * (RPD - RPA)}{4} - CP_i$$

Avec :

i : Date d'indexation considérée ;

n : référence de la date d'indexation, égale à un (1) au 1^{er} janvier, à deux (2) au 1^{er} avril, à trois (3) au 1^{er} juillet et à quatre (4) au 1^{er} octobre ;

CD_i : Compensation, hors toutes taxes, due au titre du trimestre commençant à la date d'indexation i ;

RPD : Revenu annuel, hors toutes taxes, à percevoir si les tarifs demandés par Senelec, dans la limite des tarifs maximums, étaient appliqués ;

RPA : Revenu annuel, hors toutes taxes, à percevoir en appliquant les tarifs autorisés par la Commission suite à la demande d'ajustement de Senelec ;

CP_i : Compensation, hors toutes taxes, déjà perçue par Senelec au titre de la compensation de l'année en cours, à la date d'indexation i .

Article 5

La présente décision est notifiée à Senelec et sera publiée au Bulletin Officiel de la Commission.

Fait à Dakar, le 08 avril 2014

Mamadou Ndoye DIAGNE

Président de la Commission

Ibrahima Amadou SARR

Membre de la Commission

Baba DIALLO

Membre de la Commission

3. Tarifs applicables en 2014

Fourniture d'électricité en Basse tension

CATEGORIES TARIFAIRES	Prix de l'énergie en FCFA/kWh			Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	1ère Tranche	2ème Tranche	3ème Tranche	
Usage Domestique (UD)				
Domestique Petite Puissance (DPP)	106,44	114,20	117,34	
Domestique Moyenne Puissance (DMP)	112,96	115,10	116,69	
Usage Professionnel (UP)				
Professionnel Petite Puissance(PPP)	151,59	152,45	153,83	
Professionnel Moyenne Puissance(PMP)	152,72	153,40	155,46	
Usage Grande Puissance		<i>Heures Hors Pointe</i>	<i>Heures de Pointe</i>	
Domestique Grande Puissance(DGP)	95,47	133,65		961,56
Professionnel Grande Puissance (PGP)	114,34	182,95		2884,68
Prépaiement (WOYOFAL)		Prix de l'énergie en FCFA/kWh		
Domestique Petite Puissance(DPP)	114,20			
Domestique Moyenne Puissance(DMP)	115,10			
Professionnel Petite Puissance(PPP)	152,45			
Professionnel Moyenne Puissance(PMP)	153,40			
Eclairage Public				
	131,29			3341,34

Fourniture d'électricité en Moyenne ou Haute Tension

CATEGORIE TARIFAIRE	Prix de l'énergie en FCFA/kWh		Prime Fixe Mensuelle en FCFA/kW
	Heures Hors Pointe	Heures de Pointe	
Livraison en Moyenne Tension			
Tarif Courte Utilisation (TCU)	123,45	191,82	945,13
Tarif Général (TG)	88,84	142,15	4022,80
Tarif Longue Utilisation (TLU)	72,99	116,79	9709,65
	Prix moyen en FCFA/kWh		
Tarif des concessionnaires d'électrification rurale	101,5		
Livraison en Haute Tension			
Tarif Général	58,01	83,54	9 855,45
Tarif Secours	77,25	111,23	4 381,50

NOTA : Heures de Pointe : de 19 h à 23 heures
 Heures Hors Pointe : de 0 h à 19 heures et de 23 h à 24 heures
 Tarif Prime Fixe : En Francs CFA par kW de puissance souscrite

Tranches de consommation pour les usagers basse tension (BT)

Option tarifaire	1ère tranche	2ème tranche	3ème 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

4. Annexes de la décision n° 2014-03 sur les coûts des ouvrages pour le raccordement des PME-PMI

ANNEXE 1 : Barème des coûts de raccordement des clients au réseau de distribution

Clients	150 m de ligne de Basse Tension		
	Aérien 35 ou 70mm² Alu	Souterrain 150mm² Alu	Souterrain 240mm² Alu
Basse Tension	1 228 500	3 591 000	3 780 000

Clients	Puissance		Poste de transformation		150 m de 54,6 mm² Almelec en aérien	Coût raccordement
	KW	KVA	H61	Transformation		
Moyenne tension	33 à 44	40 à 50	4 766 000	1 890 000	1 512 000	8 190 000
	45 à 87	51 à 100	4 766 000	2 520 000	1 512 000	8 820 000
	88 à 139	101 à 160	4 788 000	2 898 000	1 512 000	9 198 000

Clients	Puissance		Poste de transformation		150 m de ligne MT en souterrain	Coût raccordement FCFA
	KW	KVA	Équipement électrique	Génie civil		
Moyenne tension	34 à 44	40 à 50	8 190 000	4 500 000	4 725 000	19 305 000
	45 à 87	51 à 100	8 190 000	4 500 000	4 725 000	19 935 000
	88 à 139	101 à 160	8 190 000	4 500 000	4 725 000	30 313 000
	140 à 218	161 à 250	8 190 000	4 500 000	4 725 000	21 699 000
	219 à 348	251 à 400	8 190 000	4 500 000	4 725 000	22 959 000
	349 à 546	401 à 630	8 190 000	4 500 000	4 725 000	24 093 000

ANNEXE 2 : Coût de référence des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution

Désignation	unité	Prix HTVA/HD fourniture et pose	Prix TTC fourniture et pose
OUVRAGES			
poste 30 kv bac/Génie Civil en coupure	u	6 500 000	4 500 000
poste 30 kv bac/Équipement électrique ouvert (sans le transformateur) en coupure	u	6 500 000	8 190 000
poste 30 kv bac/Équipement électrique fermé (sans le transformateur) en coupure	u	17 000 000	21 420 000
poste préfabriqué (Enveloppe + Équipement Électrique + massif/sans tranfo)	u	25 000 000	31 500 000
poste aérien type H61 avec IACM (sans transformateur)	u	3 800 000	4 788 000
ligne MT 30 kv			
ligne aérien préas 54,6 poteaux bois rigide	km	8 000 000	10 080 000
câblage souterrain 240³ Alu	km	25 000 000	31 500 000
ligne BT 400 v			
ligne aérien préas 70² ou 35² poteaux bois	km	6 500 000	8 190 000
câble souterrain 240³ Alu	km	20 000 000	25 200 000
câble souterrain 150³ Alu	km	19 000 000	23 940 000
ARTICLES			
transformateurs MT/BT de type H61			
50 KVA 30 KV/B2	u	1 500 000	1 890 000
100 KVA 30 KV/B2	u	2 000 000	2 520 000
150 KVA 30 KV/B2	u	2 300 000	2 898 000
transformateurs MT/BT de type H68			
50 KVA 30 KV/B2	u	1 500 000	1 890 000
100 KVA 30 KV/B2	u	2 000 000	2 520 000
150 KVA 30KV/B2	u	2 300 000	2 898 000
250 KVA 30KV/B2	u	3 400 000	4 284 000
400 KVA 30KV/B2	u	4 400 000	5 544 000
530 KVA 30KV/B2	u	5 300 000	6 678 000

5. Liste des décisions et avis Décisions

Décision n° 2014-01 relative au Revenu Maximum Autorisé de SENELEC en 2013 aux conditions économiques du premier octobre.

Décision n° 2014-02 relative au Revenu Maximum Autorisé de SENELEC en 2013

Décision n° 2014-03 portant approbation des coûts des ouvrages pour le raccordement des clients au réseau de distribution de SENELEC.

Décision n° 2014-04 relative aux redevances annuelles à payer par les opérateurs titulaires de licences ou de Concessions au titre de l'année 2014.

Décision n° 2014-05 relative aux conditions tarifaires de SENELEC pour la période 2014-2016.

Décision n° 2014-06 relative au Revenu Maximum Autorisé de SENELEC en 2014 aux conditions économiques du premier janvier.

Décision n° 2014-07 relative au Revenu Maximum Autorisé de SENELEC en 2014 aux conditions économiques du premier avril.

Décision n° 2014-08 relative au Revenu Maximum Autorisé de SENELEC en 2014 aux conditions économiques du premier juillet.

Décision n° 2014-09 relative au Revenu Maximum Autorisé de SENELEC en 2014 aux conditions économiques du premier octobre.

AVIS

Avis N°2014-01 Relatif A l'attribution d'une Concession de Distribution d'énergie électrique et d'une Licence de vente à ENERSA S.A.

Avis n° 2014-02 favorable à l'octroi d'une Licence de production et de vente d'énergie électrique à TOBENE POWER S.A.

6. Résumé des réclamations

Réclamations recevables

REFE-RENCE	OBJET	TRAITEMENT
RC 01/14	Contestation du montant de l'indemnisation des appareils endommagés suite à un incident sur le réseau de Senelec	<p>La Commission a été saisie par un consommateur pour contester le montant de l'indemnisation proposé par les assureurs de Senelec, concernant ses appareils endommagés suite aux incidents survenus sur le réseau électrique.</p> <p>Saisie par la Commission sur la suite réservée, Senelec a transmis les copies des chèques relatifs à l'indemnisation.</p> <p>Après analyse des éléments à sa disposition, la Commission a informé le plaignant de sa décision de clôturer le dossier vu qu'il avait accepté le montant de l'indemnisation proposé par l'Assureur Conseils de Senelec.</p> <p>En réponse, le plaignant affirme que ce montant concerne un autre sinistre.</p> <p>La Commission a informé le client de Senelec qu'elle a pris en compte ses observations et transmis à Senelec pour une suite à donner au traitement du dossier.</p> <p>Dossier en cours</p>

REFE-RENCE	OBJET	TRAITEMENT
RC 02/14	Contestation de factures.	<p>Un client a saisi la Commission pour contester la facture émise par Senelec jugée excessive et déclare que cette hausse est injustifiée par rapport à ses consommations et au fait que son appartement est resté inoccupé durant la période de facturation.</p> <p>Dans le cadre de l'instruction du dossier, la Commission a saisi Senelec pour une transmission de l'historique des consommations du client de 2012 à 2013 et au plaignant de lui faire parvenir les copies des factures de Senelec et son contrat d'abonnement.</p> <p>Après analyse, la Commission a demandé Senelec de procéder à une vérification du compteur.</p> <p>Senelec a procédé au changement du compteur et a annulé la facture litigieuse et établi une nouvelle facture.</p> <p>Le client a eu satisfaction. Dossier clôturé.</p>
RC N° 03/14	Demande de réparation suite à un incendie provoqué par une défaillance récurrente du poteau électrique	<p>Un consommateur a saisi la Commission suite à un incendie de son entrepôt provoqué par une défaillance du poteau électrique, et qui de l'avis du plaignant serait imputable à Senelec.</p> <p>Sur demande de la Commission, Senelec a transmis les rapports de ses services qui prouvent sa non responsabilité. Par la suite, le plaignant ayant saisi la justice, la Commission a décidé de suspendre l'instruction en attendant la décision de justice.</p>
RC N° 05/14	Contestation de factures	<p>Un client a demandé l'arbitrage de la Commission après avoir reçu des factures jugées excessives eu égard à ses appareils déclarés.</p> <p>Dans le cadre de l'instruction du dossier, la Commission a adressé une correspondance à Senelec pour demander la mise à sa disposition des éléments de calcul des factures contestées.</p> <p>Elle a aussi demandé au plaignant de lui transmettre les dernières factures reçues, après celles faisant l'objet du contentieux.</p> <p>Le dossier est en cours d'instruction et attend toujours la réponse de Senelec</p>

REFE-RENCE	OBJET	TRAITEMENT
RC N° 11/14	Contestation des factures	<p>Un consommateur a saisi la Commission pour le règlement du différend qui l'oppose à Senelec et portant sur la contestation des factures d'électricité jugées anormales.</p> <p>La Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité a demandé à Senelec de lui faire parvenir les éléments de réponse pour permettre à la Commission de poursuivre l'instruction de ce dossier.</p> <p>La Commission n'a toujours pas reçu de réponse.</p>
RC N° 12/14	Non-paiement des factures d'électricité laissées par un ancien locataire	<p>Un bailleur a saisi la Commission, suite au différend qui l'oppose à un ancien locataire, titulaire de la police d'abonnement de Senelec, pour non-paiement de ses factures d'électricité. Dans sa requête, il a informé que Senelec refuse de lui accorder un nouvel abonnement.</p> <p>La Commission a invité le plaignant, à se rapprocher de Senelec pour les formalités, relatives à la résiliation du contrat de l'abonnement. Elle a également saisi Senelec pour attirer son attention sur le caractère illégal d'une telle décision. Senelec est revenue sur sa décision et le client a obtenu satisfaction.</p> <p>Dossier clôturé</p>
RC N° 13/14	Contestation de facture	<p>La Commission a reçu une réclamation d'un consommateur, concernant la contestation de la facture jugée excessive et déclare qu'elle ne correspond pas à ses consommations.</p> <p>La Commission a demandé à Senelec de lui faire parvenir les éléments de réponse.</p> <p>En réponse Senelec nous informe que son service technique</p> <p>a effectué une vérification du compteur et qu'il serait en bon état et que la facture reflète les consommations enregistrées.</p> <p>Senelec a aussi déclaré que « la puissance installée n'est pas en adéquation avec celle qui figure sur son contrat d'abonnement et lui conseille de remplacer le disjoncteur existant par un nouveau à calibrage lisible en façade ».</p> <p>Senelec l'invite à se rapprocher de ses services pour les formalités relatives à une augmentation de puissance pour supporter la puissance de ses appareils.</p> <p>Dossier clôturé.</p>

Réclamations non recevables

REFERENCE	OBJET	TRAITEMENT
RC N° 04/14	Contestation de factures	<p>Suite à la saisine du Président d'une association de consommateurs relative à la contestation d'une facture d'un de ses membres, la Commission a invité ce dernier à se conformer aux dispositions du Règlement d'application n°08-2004 qui fait obligation à tout plaignant de porter d'abord la réclamation devant l'opérateur concerné.</p>
RC N° 06/14	Dysfonctionnement du réseau de Senelec	<p>Un consommateur a adressé un courrier à la Commission, relatif à une demande d'intervention suite aux dysfonctionnements notés dans la qualité de service de Senelec.</p> <p>En réponse, la Commission a invité le plaignant de lui faire parvenir les lettres adressées à Senelec ainsi que les éventuelles réponses de cette dernière conformément aux dispositions du Règlement d'application n° 08-2004.</p>
RC N° 07/14	Raccordement du domicile sur ligne supposée être privée.	<p>La réclamation concernant un client, relative à un raccordement de son domicile à partir d'une ligne supposée être privée et appartenant à un particulier, a été enregistrée à la Commission.</p> <p>La Commission a notifié au plaignant de lui faire parvenir la réponse de Senelec, conformément aux dispositions du Règlement d'application n°08-2004.</p>
RC N° 08/14	Demande de remboursement de l'avance sur consommation	<p>Un client a sollicité la Commission pour réclamer le remboursement de l'avance sur consommation, suite à la résiliation de son contrat d'abonnement par Senelec.</p> <p>En réponse, la Commission l'invite à lui faire parvenir la copie de la réclamation adressée à Senelec ainsi que la réponse éventuelle de cette dernière, conformément aux dispositions de son règlement d'application n°08-2004.</p>

REFERENCE	OBJET	TRAITEMENT
RC N° 09/14	Contestation de facture	<p>Une association de consommateurs a saisi la Commission pour contester la facture de rappel de consommation suite au blocage du compteur D'un de ses membres.</p> <p>La procédure de saisine de la Commission n'ayant pas été respectée conformément aux dispositions du Règlement d'Application n° 08-2004, notification lui a été faite.</p> <p>Par ailleurs, la Commission ayant relevé que l'abonnement n'était pas au nom du plaignant, l'a invité à souscrire une police d'abonnement à son nom.</p>
RC N° 10/14	Implantation d'un poteau électrique haute tension dans une concession.	<p>Un client a saisi la Commission d'un différend qui l'oppose à Senelec et relatif à l'implantation dans sa concession, d'un poteau électrique haute tension</p> <p>En réponse, la Commission a invité le plaignant à lui faire parvenir les copies des réclamations adressées à Senelec, ainsi que les éventuelles réponses de cette dernière conformément aux dispositions du Règlement d'Application n° 08-2004.</p>

7. Statistiques du secteur

Site	Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		Valeur	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur
Bel-air	Diesel	68	68	68	64	64	80	93
	TAV	0	0	0	0	0	0	0
	TAG	30	30	30	25	25	25	30
Cap des Biches	Diesel	84	84	84	84	84	79	81
	TAV	62	58	53	40	40	2	20
	TAG	18	38	36	18	18	17	17
Région	Kahone-Diesel	68	60	60	60	60	93	93
	Saint-Louis-Diesel	4	5	0	0	0	0	0
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)	39	0	0	154	164	99	105
Total Senelec		373	343	331	445	455	395	439

Site	Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
		Valeur	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur	Valeur
Producteur indépendants	GTI - Cycle Combiné	52	52	52	35	35	30	0
	Manantali - Hydro	60	60	60	60	60	40	60
	Félou - Hydro						10	15
	Kounoune Power-Diesel	68	68	68	68	68	60	60
Total IPP		180	180	180	163	163	140	135
Total réseau interconnecté		553	523	510	607	617	535	574
Ziguinchor	Boutoute-diesel	14	14	12	15	15	4	14
Tambacounda	Tamba-diesel	6	6	6	6	6	2	0
Centres secondaires	centres isolés & Kolda-diesel	10	10	10	10	10	25	25
Location groupe	Aggreko Tambacounda					6	6	6
Location groupe	Aggreko Boutoute		7	8	8	10	12	8
Total réseau non interconnecté		30	37	36	39	47	49	53
Total Sénégal		582	560	547	647	665	584	627

Coefficient de disponibilité (en %)

Site	Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Bel-air	Diesel	81	89	87	83	84	73	83
	TAV	40	0	0	0	0	0	
	TAG	64	84	67	24	38	73	81
Cap des Biches	Diesel	79	81	62	38	62	74	74
	TAV	69	60	69	21	24	4	40
	TAG	50	0	21	71	84	50	47
Région	Kahone-Diesel	28	87	80	89	81	92	92
	Saint-Louis-Diesel	57	47	-	-	-	-	
Producteur indépendants	GTI - Cycle Combiné	23	-	42	53	50	21	-
	Manantali - Hydro	100	100	100	100	100	100	100
	Kounoune Power-Diesel	86	61	67	67	67	80	74

Production brut (GWh)

		Type	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Senelec	Diesel		1 017	1 436	1 285	1 164	1 257	1 720	1 762
	TAV		355	299	309	70	80	21	142
	TAG		55	72	93	66	26	86	88
Groupe location	Autre capacité (Groupes mobiles location)		150			310	735	359	390
Total Senelec			1 577	1 807	1 688	1 610	2 098	2 186	2 381
Producteurs indépendants	GTI-cycle combiné		87		168	187	17	10	0
	Manantali & Félou-hydro		229	239	253	257	290	308	318
	Kounoune-diesel		396	327	391	390	383	395	378
	Total Achats		712	566	812	834	690	713	696
Total réseau interconnecté			2 289	2 373	2 500	2 444	2 788	2 899	3 077
Ziguinchor	Boutoute-diesel		54	28	52	3	15	38	39
Tambacounda	Tamba-diesel		23	25	26	21	7	1	0
Centres secondaires	centres isolés-diesel		33	35	35	33	38	42	45
Location Tambacounda						19	26	31	
Location Aggreko Boutoute	Diesel				6	59	52	31	35
Total réseau non interconnecté			110	88	118	116	130	138	150
Total Sénégal			2 400	2 461	2 618	2 560	2 918	3 037	3 227

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 (1000Nm ³)	
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

Energie non fournie (GWh)

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

Interruptions de service dans les réseaux END (MWh)

Nature	2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	Nbre	End	Nbre	End	Nbre	End	Nbre	End	Nbre	End	Nbre	End	Nbre	End
Incidents HT	126	163	115	502	133	72	153	368	127	33	222	107	155	87
Manœuvres/Travaux HT	411	197	361	94	316	143	467	487	400	0	430	202	370	44
Incidents MT	5 300	8 415	5 826	8 775	8 037	14 986	7 913	17 677	9 879	16 355	11 149	14 642	10 641	15 927
Manœuvres/Travaux MT	1 355	2 370	1 760	2 325	2 014	3 484	4 729	11 028	4 305	6 143	5 287	6 266	3 876	5 186
Total	7 192	11 145	8 062	11 696	10 500	18 685	13 262	29 560	14 711	22 531	17 088	21 217	15 042	21 244

La Consommation d'électricité en zone urbaine et en zone rurale

		2010	2011	2012	2013	2014
Consommation totale (GWh)	GWh	2 072	2 043	2 325	2 412	2 563
Zones urbaines (GWh)	GWh	1 798	1 761	2 004	2 069	2 199
Zones urbaines - part relative	%	86,77%	86,19%	86,17%	85,79%	85,78%
Zones rurales (GWh)	GWh	274	282	322	343	365
Zones rurales - part relative	%	13,23%	13,81%	13,83%	14,21%	14,22%

Consommation par tension

		2010	2011	2012	2013	2014
Energie livrée à la clientèle		2 072	2 043	2 326	2 412	2 563
Basse Tension	GWh	1 319	1 281	1 456	1 540	1 627
Moyenne Tension	GWh	607	601	687	706	761
Haute Tension	GWh	130	149	171	160	176

Consommation par usage en zone urbaine et en zone rurale

		2010	2011	2012	2013	2014
Energie livrée à la clientèle	GWh	2072	2043	2325	2412	2563
Usage domestique	GWh	890	855	975	1029	1073
Consommation domestique	%	43%	42%	42%	43%	42%
Zone urbaine	GWh	763	724	825	866	902
part relative	%	86%	85%	85%	84%	84%
Zone rurale	GWh	127	131	150	163	172
part relative		14%	15%	15%	16%	16%
Usage professionnel	GWh	1127	1134	1293	1332	1430
consommation professionnelle		54%	56%	56%	55%	56%
Zone urbaine	GWh	992	995	1 133	1 169	1 250
part relative	%	88%	88%	88%	88%	87%
Zone rurale	GWh	135	139	159	163	180
part relative		12%	12%	12%	12%	13%
Eclairage public	GWh	39	42	46	46	59
consommation éclairage public	%	2%	2%	2%	2%	2%
Zone urbaine	GWh	27	30	33	34	47
part relative	%	69%	73%	73%	75%	79%
Zone rurale	GWh	12	11	13	12	12
part relative	%	31%	27%	27%	25%	21%

Répartition des clients

		2010	2011	2012	2013	2014
Clientèle totale	Nombre	80 082	901 515	44 801	91 672	1 050 228
Zones urbaines	Nombre	704 294	715 916	750 073	777 517	820 616
part relative		80%	79%	79%	78%	78%
domestique	Nombre	568 770	578 699	606 184	628 254	661 123
part relative		80,8%	80,8%	80,8%	80,8%	80,6%
professionnel	Nombre	135 280	136 941	143 606	148 975	159 191
part relative		19,2%	19,1%	19,1%	19,2%	19,4%
Eclairage public	Nombre	244	276	283	288	302
part relative		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Zones rurales	Nombre	175 788	185 599	194 728	214 155	229 612
part relative		20%	21%	21%	22%	22%
domestique	Nombre	141 629	149 633	157 021	173 477	185 745
part relative		80,6%	80,6%	80,6%	81,0%	80,9%
professionnel	Nombre	33 501	35 276	36 999	39 967	43 139
part relative		19,1%	19,0%	19,0%	18,7%	18,8%
Eclairage public	Nombre	658	690	709	711	728
part relative		0,4%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%

Consommation par client de Senelec

		2010	2011	2012	2013	2014
Clientèle totale	kWh/client	2 354	2 266	2 461	2 433	2 441
Zones urbaines	kWh/client	2 552	2 460	2 671	2 661	2 679
domestique	kWh/client	1 341	1 251	1 361	1 379	1 364
professionnel	kWh/client	7 331	7 264	7 893	7 845	7 852
Eclairage public	kWh/client	542	500	488	493	471
Zones rurales	kWh/client	1 559	1 520	1 652	1 600	1 588
domestique	kWh/client	898	878	955	939	925
professionnel	kWh/client	4 029	3 950	4 303	4 085	4 180

Consommation par habitant

		2010	2011	2012	2013	2014
Consommation par habitant	kWh	167	160	178	187	194
Zones urbaines	kWh	344	321	356	357	370
Zones rurales	kWh	38	39	43	48	50

8. 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 : 31/12/2014 Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
	ACTIF IMMOBILISE (1)				
AA	Charges immobilisées				
AB	Frais d'établissement et charges à répartir				
AC	Primes de remboursement des obligations				
AD	Immobilisations incorporelles				
AE	Frais de recherche et de dvpmt				
AF	Brevets, licences, logiciels	116 257 162	83 449 000	32 808 162	13 760 365
AG	Fonds commercial				
AH	Autres immobilisations incorporelles				
AI	Immobilisations corporelles				
AJ	Terrains				
AK	Bâtiments	5 420 233	3 274 728	2 145 505	2 416 517
AL	Installations et agencements	38 656 356	33 966 395	4 689 961	6 385 657
AM	Matériel	302 275 953	242 769 884	59 506 069	53 441 028
AN	Matériel de transport	328 723 782	241 024 273	87 699 509	117 190 559
AP	Avances et acomptes versés sur immobilisations				
AQ	Immobilisations Financières				
AR	Titres de participation				
AS	Autres immobilisations financières	83 040 449		83 040 449	71 867 432
AW	(1) dont H.A.O :				
AZ	TOTAL ACTIF IMMOBILISE (I)	874 373 935	604 484 280	269 889 655	265 061 558

BILAN SYSTEME NORMAL
PAGE 2/4

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 : 31/12/2014 Durée (en mois) : 12

Réf.	ACTIF	Exercice N			Exercice N-1
		Brut	Amort./Prov.	Net	Net
AZ	Report total actif immobilisé	874 373 935	604 484 280	269 889 655	265 061 558
	ACTIF CIRCULANT				
BA	Actif circulant H.A.O.				
BB	Stocks				
BC	Marchandises				
BD	Matières premières et autres approvisionnements				
BE	En-cours				
BF	Produits fabriqués				
BG	Créances et emplois assimilés				
BH	Fournisseurs, avances versées	528 720		528 720	
BI	Clients				33 560 000
BJ	Autres créances	54 397 673	23 524 700	30 872 973	45 157 498
BK	TOTAL ACTIF CIRCULANT (II)	54 926 393	23 524 700	31 401 693	78 717 498
	TRESORERIE-ACTIF				
BQ	Titres de placement				
BR	Valeurs à encaisser				
BS	Banques, chèques postaux, caisse	663 364 926		663 364 926	637 162 549
BT	TOTAL TRESORERIE-ACTIF (III)	663 364 926		663 364 926	637 162 549
BU	Ecarts de conversion-Actif (IV) (perte probable de change)				
AZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV)	1 592 665 254	628 008 980	964 656 274	980 941 605

		BILAN SYSTEME NORMAL PAGE 3/4	
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 : 31/12/2014	Durée (en mois) : 12
Réf.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
	CAPITAUX PROPRES ET RESSOURCES ASSIMILEES		
CA	Capital	88 001 956	88 001 956
CB	Actionnaires capital non appelé -		
CC	Primes et Réserves		
CD	Primes d'apport, d'émission, de fusion		
CE	Ecart de réévaluation		
CF	Réserves indisponibles		
CG	Réserves libres		
CH	Report à nouveau + ou -	701 430 960	701 836 003
CI	Résultat net de l'exercice (bénéfice + ou perte -)	-16 254 145	-405 043
CK	Autres capitaux propres		
CL	Subventions d'investissement		
CM	Provisions réglementées et fonds assimilés		
CP	TOTAL CAPITAUX PROPRES (I)	773 178 771	789 432 916
	DETTES FINANCIERES ET RESSOURCES ASSIMILEES (1)		
DA	Emprunts		
DB	Dettes de crédit- bail et contrats assimilés		
DC	Dettes financières diverses		
DD	Provisions financières pour risques et charges	42 061 929	53 153 648
DE	(1) dont H.A.O :		
DF	TOTAL DETTES FINANCIERES (II)	42 061 929	53 153 648
DG	TOTAL RESSOURCES STABLES (I+II)	815 240 700	842 586 564

		BILAN SYSTEME NORMAL PAGE 4/4	
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 : 31/12/2014	Durée (en mois) : 12
Réf.	PASSIF (avant répartition)	Exercice N	Exercice N - 1
DG	Report total ressources stables	815 240 700	842 586 564
	PASSIF CIRCULANT		
DH	Dettes circulantes et ressources assimilées H.A.O.		
DI	Clients, avances reçus		
DJ	Fournisseurs d'exploitation	35 966 523	44 221 605
DK	Dettes fiscales	58 433 933	33 278 275
DL	Dettes Sociales	49 290 118	54 975 262
DM	Autres dettes	5 725 000	5 705 000
DN	Risques provisionnés		
DP	TOTAL PASSIF CIRCULANT (III)	149 415 574	138 180 142
	TRESORERIE-PASSIF		
DQ	Banques et crédits d'escompte		
DR	Banques, crédits de trésorerie		
DS	Banques, découverts		174 899
DT	TOTAL TRESORERIE-PASSIF (IV)		174 899
DV	Ecart de conversion-Passif (V) (Gain probable de change)		
DZ	TOTAL GENERAL (I+II+III+IV+V)	964 656 274	980 941 605

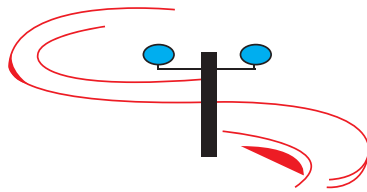
COMPTÉ DE RESULTAT SYSTEME NORMAL			
PAGE 1/4			
COMPTÉ DE RESULTAT			
Dénomination sociale de l'entreprise : COMMISSION DE REGULATION DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE			
Sigle usuel :			
Adresse : EX CAMP LAT DIOR BP 11701 DAKAR-SENEGAL			
N° d'identification fiscale : Exercice clos le : 31/12/2014 Durée (en mois) : 12			
Réf.	CHARGES (1re partie)	Exercice N	Exercice N-1
	ACTIVITES D'EXPLOITATION		
RA	Achats de marchandises		
RB	- Variation de stocks (- ou +)		
	(Marge brute sur marchandises voir TB)		
RC	Achat de matières premières et fournitures liées		
RD	- Variation de stocks (- ou +)		
	(Marge brute sur matières voir TG)		
RE	Autres achats	105 337 174	91 671 520
RH	- Variation de stocks (- ou +)		
RI	Transports	88 419 255	71 886 430
RJ	Services Extérieurs	327 613 323	316 238 943
RK	Impôts et taxes	27 342 410	568 386
RL	Autres charges	37 482 034	6 795 793
	(Valeur ajoutée voir TN)		
RP	Charges de personnel	864 299 156	847 550 290
	dont personnel extérieur		
	/		
RQ	(Excédent brut d'exploitation voir TQ)		
RS	Dotations aux amortissements et aux provisions	128 142 215	114 512 260
RW	TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	1 578 635 567	1 449 223 622
	(Résultat d'exploitation voir TX)		

9. Compte de résultat

COMPTÉ DE RESULTAT SYSTEME NORMAL			
PAGE 2/4			
COMPTÉ 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 : 31/12/2014 Durée (en mois) : 12			
Réf	PRODUITS (1re partie)	Exercice N	Exercice N-1
	ACTIVITES D'EXPLOITATION		
TA	Ventes de Marchandises		
TB	MARGE BRUTE SUR MARCHANDISES		
TC	Ventes de produits fabriqués		
TD	Travaux, services vendus	1 459 532 638	1 402 507 254
TE	Production stockée (ou déstockage) (+ ou -)		
TF	Production immobilisée		
TG	MARGE BRUTE SUR MATIERES	1 459 532 638	1 402 507 254
TH	Produits accessoires		
TI	CHIFFRE D'AFFAIRES (TA + TC + TD + TH)	1 459 532 638	
TJ	dont à l'exploitation		
TK	Subventions d'exploitation		
TL	Autres produits	29 204 906	716 210
TN	VALEUR AJOUTEE	902 543 348	916 062 392
TQ	EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	38 244 192	68 512 102
TS	Reprises de provisions	72 483 878	42 945 115
TT	Transferts de charges	1 160 000	2 650 000
TW	TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION	1 562 381 422	1 448 818 579
TX	RESULTAT D'EXPLOITATION (Bénéfice (+) ou perte (-))	-16 254 145	-405 043

COMPTE DE RESULTAT SYSTEME NORMAL			
PAGE 3/4			
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 : 31/12/2014 Durée (en mois) : 12			
Réf.	CHARGES (2e partie)	Exercice N	Exercice N-1
RW	Report Total des charges d'exploitation	1 578 635 567	1 449 223 622
	ACTIVITE FINANCIERE		
SA	Frais financiers		
SC	Pertes de change		
SD	Dotations aux amortissements et aux provisions		
SF	TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		
	<i>(Résultat Financier voir UG)</i>		
SH	TOTAL DES CHARGES DES ACTIVITES ORDINAIRES	1 578 635 567	1 449 223 622
	<i>(Résultat des activités ordinaires voir UI)</i>		
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)		
SK	Valeurs comptables cessions d'immobilisations		
SL	Charges H.A.O.		
SM	Dotations H.A.O.		
SO	TOTAL DES CHARGES H.A.O.		
	<i>(Résultat H.A.O. voir UP)</i>		
SQ	Participation des travailleurs		
SR	Impôts sur le résultat		
SS	TOTAL PARTICIPATION ET IMPOTS		
ST	TOTAL GENERAL DES CHARGES	1 578 635 567	1 449 223 622
	<i>(Résultat net voir UZ)</i>		

COMPTE DE RESULTAT SYSTEME NORMAL			
PAGE 4/4			
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 : 31/12/2014 Durée (en mois) : 12			
Réf	PRODUITS (2e partie)	Exercice N	Exercice N-1
TW	Report Total des produits d'exploitation	1 562 381 422	1 448 818 579
	ACTIVITE FINANCIERE		
UA	Revenus financiers		
UC	Gains de change		
UD	Reprises de provisions		
UE	Transferts de charges		
UF	TOTAL DES PRODUITS FINANCIERES		
UG	Résultat Financier (+ ou -)		
UH	TOTAL DES PRODUITS DES ACTIVITES ORDINAIRES	1 562 381 422	1 448 818 579
UI	Résultat des activités ordinaires (+ ou -)	-16 254 145	-405 043
UJ	(1) dont impôt correspondant/...../.....
	HORS ACTIVITES ORDINAIRES (H.A.O)		
UK	Produits des cessions d'immobilisations		
UL	Produits H.A.O.		
UM	Reprises H.A.O.		
UN	Transferts de charges		
UO	TOTAL DES PRODUITS H.A.O.		
UP	Résultat H.A.O. (+ ou -)		
UT	TOTAL GENERAL DES PRODUITS	1 562 381 422	1 448 818 579
UZ	Résultat net : Bénéfice (+) ; Perte (-)	-16 254 145	-405 043



**Commission de Régulation
du Secteur de l'Electricité**

CRSE

Ex Camp Lat Dior - BP : 11701 Dakar - Tél.: (221) 33 849 04 59 - Fax : (221) 33 849 04 64
E-mail : crse@sentoo.sn - Site web : www.crse.sn