ANNEXES

Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité

Révision des conditions tarifaires de Senelec

Période tarifaire 2017 – 2019

Première consultation publique

Document de consultation

Annexe 1 : Planning de la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017 - 2019

Planning du processus de détermination des conditions tarifaires de SENELEC pour la période 2017-2019.

RUBRIQUE	RESPONSABLE	ACTIONS A MENER	ECHEANCE		OBSERVATIONS
			Initiale	Modifiée	
Lancement officiel	CRSE	Lancement du processus de révision des conditions tarifaires de Senelec par la publication d'avis dans la presse	26/10/15		
PHASE PREPARATOIRE					
Bilan de la période 2014-2016	Senelec	Soumission par Senelec du Bilan de la période 2014-2016 (exploitation; investissement et respect des normes) et son appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle de revenus	26/11/15	02/03/16	Suite aux observations formulées par la CRSE et le MEDER le 02/02/2016 sur la première version du bilan transmis le 11 /12/2016, Senelec a soumis une nouvelle version le 02/03/2016
Définition des objectifs de la période 2017-2019	Ministre chargé de l'Energie	Publication par le Ministre chargé de l'Energie des objectifs du secteur, incluant notamment les normes de qualité et les objectifs d'extension du service en zones rurale et péri-urbaine pour la période 2017-2019.	28/12/15	04/02/16	
1ère CONSULTATION PUBLIQUE					
Lancement de la première consultation publique	CRSE	Publication du document de consultation résumant le bilan	26/01/16	22/03/16	

		de la période 2014-2016 et établissant la méthodologie à utiliser pour réviser la Formule de contrôle des revenus			
Première consultation publique	CRSE	Organisation journée de partage du document de consultation publique		30/03/16	
Clôture de la 1ère Consultation Publique	CRSE	Clôture 1ère consultation publique	25/02/16	21/04/16	
PROJECTIONS DE COÛTS POUR LA PERIODE 2017 - 2019					
Projections pour la période 2017-2019	Senelec	Soumission par Senelec des projections de la période 2017-2019	26/02/16	01/04/16	
	CRSE	Observations de la CRSE sur les projections 2017-2019	27/03/16	02/05/16	
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de demande			
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections d'investissement			
	CRSE	Atelier de partage et de validation des projections de coûts			
	Senelec	Transmission par Senelec des projections définitives de la période 2017-2019	27/04/16	01/06/16	
2nde CONSULTATION PUBLIQUE					

Premières conclusions et lancement de la deuxième phase de consultation publique	CRSE	Publication d'un rapport relatif aux premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires (45 jours). Publication du fait que la Formule de contrôle des revenus de la Senelec sera révisée. Publication de la durée de la consultation publique	27/05/16	01/07/16	Le rapport évalue les propositions de Senelec au regard des orientations du Ministre chargé de l'Energie. La durée de la seconde consultation publique ne peut être inférieure à 30 jours.
		Journée de partage du rapport relatif à ses premières conclusions et comportant un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires		13/07/16	
clôture de la seconde Consultation Publique	CRSE	Clôture 2nde phase de consultation publique	27/06/16	01/08/16	Tout avis reçu après la clôture ne sera pas pris en considération. La Commission mettra les résultats bruts à la disposition du public dans les meilleurs délais.
PHASE DE MISE AU POINT					
Eventuellement Ajustement des objectifs	Ministre chargé de l'Energie	Ajustement éventuel des objectifs par le Ministre chargé de l'Energie	27/07/16	31/08/16	

Eventuellement Révisions des projections pour la période 2014-2016	Senelec	Révision par Senelec des projections pour la période 2017-2019 sur la base des nouvelles orientations ministérielles	11/08/16	15/09/16	
Projet de décision	CRSE	Publication par la Commission du projet de décision relatif aux conditions tarifaires retenues	12/10/16	16/11/16	Le document contiendra la version finale des principaux paramètres figurant dans le rapport des premières conclusions.
Eventuellement Contestation du projet de décisions	Senelec	Communication au Ministre chargé de l'Energie et à la Commission de la contestation	27/10/16	01/12/16	
Eventuellement Choix d'un Expert	Ministre chargé de l'Energie	Désignation d'un expert sur la base d'une liste fournie par SENELEC et la Commission, aux frais de SENELEC	11/11/16	16/12/16	
Eventuellement Conclusions de l'Expert	Expert	Soumission d'un avis sur la validité de la décision de la Commission et de la contestation de SENELEC	25/11/16	30/12/16	Les conclusions de l'expert ne lient pas la Commission dans sa prise de décision
Décision finale	Commission	Publication par la Commission dela décision finale relative aux conditions tarifaires retenues	02/12/16	06/01/17	Les projections des coûts et revenus autorisés de SENELEC seront publiées en annexe.
Entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires	Commission	Modification éventuelle des objectifs d'électrification, des normes de	01/01/17	06/02/17	

		qualité et du montant des incitations contractuelles.			
		Modification de la Formule de contrôle des revenus.			
		Publication d'une annonce de la modification du contrat de concession et cahier de charges de SENELEC			
Nouvelle grille tarifaire	Senelec	Publication nouvelle grille des tarifs sur la base de la nouvelle Formule de contrôle des revenus.	31/01/17	08/03/17	

Annexe 2 : Bilan de Senelec

REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC

BILAN TRIENNAL DES ACTIVITES DE SENELEC 2014-2016

Date d'établissement du document
22 février 2016

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION 4

I. PRESENTATION DE SENELEC 5

I.1. CADRE INSTITUTIONNEL 5

I.2. ORGANISATION 7

I.3. POLITIQUES ENERGETIQUES 8

I.3.1. NOUVELLE LETTRE DE POLITIQUE DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ENERGIE (LPDSE 2012) 8

I.3.2. INTERVENTION DE L'ETAT : MODIFICATIONS DU CONTRAT DE CONCESSION ET RÉVISION INTÉRIMAIRE 9

I.3.3. PLAN DE RESTRUCTURATION ET DE RELANCE DU SECTEUR DE L'ENERGIE (PRRSE) 11

I.3.4. PLAN DE RELANCE ENERGETIQUE INTEGRE (PREI) 11

I.3.5. BILAN D'EXECUTION DU PLAN DE RELANCE 13

II. BILAN DES RESSOURCES HUMAINES ET MATÉRIELLES; 21

II.1. RESSOURCES HUMAINES 21

II.2. RESSOURCES MATERIELLES DE SENELEC 22

II.2.1. PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE 22

II.2.2. RESEAU DE TRANSPORT 32

II.2.3. RESEAU DE DISTRIBUTION 35

III. BILAN DES ACTIVITES DE L'EXPLOITATION EN 2014-2016 38

III.1. PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE 38

III.1.1. PRODUCTION DU RI 41

III.1.2. PRODUCTION DU RESEAU NON INTERCONNECTE 41

III.1.3. ACHATS D'ENERGIE 41

III.1.4. EVOLUTION DES TAUX DE DISPONIBILITE ET D'UTILISATION 44

III.2. VENTES D'ENERGIE 46

III.2.1. EVOLUTION DE L'ENERGIE FACTUREE 46

III.2.2. EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC 49

III.2.3. EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC 50

III.2.4. EVOLUTION DES REVENUS FACTURES 51

III.3. QUALITE DE SERVICE 52

III.4. INVESTISSEMENTS SUR LA PERIODE 2014-2016 54
III.5. NORMES ET OBLIGATIONS CONTRACTUELLES 58
III.6. RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC 58
III.6.1. SOLDES INTERMEDIAIRES DE GESTION 58
III.6.2. EVOLUTIONS DES PRODUITS 60
III.6.3. COMPOSITION ET EVOLUTION DES PRINCIPAUX POSTES DE CHARGES 61
IV. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT 2016-2020 65
IV.1. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION ENTRE 2017-2020 65
IV.2. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX 66
IV.3. PLAN D'ACTIONS PRIORITAIRES 2016-2018 67
V. APPRECIATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS 69
V.1. CONTEXTE 69
V.2. RESULTATS DE L'APPLICATION DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES 2014-2016 70
V.3. ANALYSE DES COUTS DE RETARD DE L'ARRIVEE DES IPP SUR LE RMA DE SENELEC 70
V.4. SUGGESTIONS POUR LA NOUVELLE FORMULE 72
V.4.1. TARIF CONCESSIONNAIRE 72
V.4.2. COMBUSTIBLE DES IPP 72
V.4.3. CONSOMMATION DU GO A LA PLACE DU DO 72
V.4.4. REDEVANCE D'ELECTRIFICATION RURALE 73
V.4.5. TAUX DE RENTABILITE 73
V.4.6. PROJETS ENERGIE RENOUVELABLE 75
V.4.7. INVESTISSEMENTS A REALISER PAR L'ETAT 75
V.4.8. APPRECIATION SUR L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS 75
CONCLUSION 77
ANNEXE 79

INTRODUCTION

La réforme du secteur électrique, effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 Avril 98, s'est matérialisée en mars 1999 par la signature entre l'Etat et Senelec d'un contrat de concession accompagné d'un cahier de charges.

Ce cahier de charges fixe à la société des objectifs de performance, l'évolution de ses revenus ainsi que les obligations liées à la qualité de service.

Dans le cadre du processus de révision de la formule de contrôle de revenus conformément à l'article 36 – alinéa 4 du contrat de concession, Senelec soumet à la tutelle et à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité deux rapports portant respectivement sur le bilan de la période 2014-2016 et les projections 2017-2019.

Ainsi, le présent rapport passe en revue les réalisations de l'année 2014, les réalisations provisoires à fin décembre 2015 et le budget 2016 dont la validation par le Conseil d'Administration est prévue le 21 décembre 2015.

Il sera articulé autour des quatre points suivants :

- Présentation de Senelec ;
- Bilan des activités 2014-2016 ;
- Perspectives de développement à Court et Moyen Termes
- Appréciation de Senelec sur la formule du contrôle des revenus de la période.

I. PRESENTATION DE SENELEC

I.1. CADRE INSTITUTIONNEL

La réforme du secteur électrique a été effective en 1998 avec l'adoption de la loi 98-29 du 14 avril 1998 qui apportait les changements profonds suivants :

- la refonte de la structure de l'industrie ;
- l'institution d'un système de licences et de concessions ;
- la mise en place d'un organe de régulation indépendant ; et
- la création d'une agence chargée de l'électrification rurale.

Cette réforme visait principalement à recentrer les missions de l'Etat en le désengageant de la gestion directe des activités industrielles et commerciales et à libéraliser le secteur en y introduisant des opérateurs privés.

Le Ministère chargé de l'Energie est responsable de la définition et de la mise en œuvre de la politique du secteur, de la définition du plan national d'électrification et des normes applicables au secteur. Il est aussi chargé d'accorder des licences et des concessions sur recommandations de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE).

La CRSE est une autorité indépendante dont les décisions ont un caractère d'acte administratif susceptible de recours juridictionnel. Dans le cadre de la politique sectorielle définie par l'Etat, la Commission de régulation vise les objectifs suivants :

- promouvoir le développement rationnel de l'offre d'énergie électrique ;
- veiller à l'équilibre économique et financier du secteur et à la préservation des conditions économiques nécessaires à sa viabilité ;
- veiller à la préservation des intérêts des consommateurs et 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 ;
- assurer les conditions de viabilité financière des entreprises du secteur de l'électricité.

Pour la gestion opérationnelle du secteur, Senelec dispose, au moment de la réforme, d'une concession de production, de transport et de distribution d'électricité sur un périmètre géographique couvrant la zone électrifiée avec quelques localités liées à ses obligations d'électrification.

Le secteur de la production est ouvert aux producteurs indépendants pour son développement futur. Cependant, Senelec dispose du statut d'acheteur unique en vertu de l'article 19 de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 pour une durée de 10 ans à

compter du 31 mars 1999. Au terme de ladite période, le Ministre en charge de l'Energie a saisi le 19 juin 2008 la CRSE pour une demande de modification d'un commun accord du contrat de concession. Ainsi, la période d'exclusivité est prorogée de 10 ans à compter du 31 mars 2009.

La loi 2002-01 a introduit une dérogation permettant à Senelec de construire ses propres centrales électriques. En dehors du périmètre de Senelec, des concessions seront données à des opérateurs privés par voie d'appel d'offres.

Le 4 Avril 2011, le Ministère en charge de l'Energie a demandé à Senelec la signature d'un avenant d'un commun accord portant modification du contrat de concession après avis conforme de la CRSE et la sollicitation d'une révision des conditions tarifaires (2010-2014).

Ainsi, la mise en application des différentes mesures, a débouché sur une révision importante des conditions tarifaires de régulation du secteur de l'électricité et à la signature d'un Avenant, portant modification du Contrat de Concession. Cet avenant a pris en charge les mesures suivantes :

- La réduction de la durée de validé des conditions tarifaires de 5 ans à 3 ans ;
- Le paiement trimestriel de la compensation par l'Etat suite au blocage des tarifs ;
- Le remboursement par l'Etat des frais financiers éventuels en cas de recours par Senelec à des financements relais pour disposer à bonne date des montants de la compensation dus.

Le 19 avril 2011, Senelec a sollicité un avis conforme pour modifier le contrat de concession conformément aux articles 11 et 22 dudit contrat et a transmis les justificatifs demandés par la Commission sur l'opportunité de cette modification. L'avenant au contrat de concession a été signé le 27 avril 2011.

Le processus de révision intérimaire des conditions tarifaires de 2010/2014, lancé le 14 Mars 2011 a pris fin le 30 juin 2011 avec de nouvelles conditions tarifaires sur la période 2014-2016.

I.2. ORGANISATION

Senelec est une société anonyme à participation publique majoritaire, (loi 98-06) concessionnaire de la production, du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie électrique. Elle fonctionne avec ses seules ressources et doit assurer l'équilibre de son compte d'exploitation. Elle s'attèle également, à l'identification, à la réalisation et au financement des nouveaux ouvrages. Elle est dotée d'une autonomie financière.

L'Etat a mis en place un système de régulation et de contrôle du secteur pour la viabilité du secteur électrique, eu égard à la position stratégique de l'industrie électrique dans l'économie nationale. La fonction d'arbitrage de l'Etat s'exerce à travers le Ministère de l'Energie qui assure la tutelle administrative et technique du secteur énergétique.

Le dernier réaménagement de l'organisation de Senelec est décrit dans la note de Direction N° 41/2015 du 24 août 2015 modifiant la note de direction N°54/2012 du 31 décembre 2012 portant répartition des fonctions et missions du Top- management. La présente note apporte des modifications dans l'organisation et la répartition des activités des différentes directions. Les modifications portent notamment sur des créations, suppressions et réaménagements de structures et des transferts d'activités avec comme objectifs principaux : faire face aux défis de continuité et de qualité de service au profit de la clientèle et retrouver les fondamentaux d'une société moderne résolument tournée vers la performance.

Cette nouvelle organisation, structurée autour d'un Secrétaire Général, des Directions, Délégations Régionales et Conseillers techniques directement rattachés au Directeur Général, se présente ainsi :

- ✓ Secrétaire Général
- ✓ Direction de l'Audit interne et du Contrôle
- ✓ Direction des Etudes Générales
- ✓ Direction des Grands Projets de Production
- ✓ Direction de la Production
- ✓ Direction Approvisionnement Combustible
- ✓ Direction des Transports et Achats d'Energie
- ✓ Direction de la Distribution et Equipement Réseaux
- ✓ Direction Commerciale et de la Clientèle
- ✓ Direction des Ressources Humaines
- ✓ Direction des Finances et de la Comptabilité
- ✓ Direction des Systèmes d'Information

- ✓ Direction de l'Administration, du Patrimoine et des Approvisionnements
- ✓ Direction des Affaires Juridiques
- ✓ Direction Qualité Sécurité Environnement
- ✓ Cellule de Communication et Relations Publiques
- ✓ Coordination Projet d'Appui au Secteur Energie
- ✓ Délégations Centrales (DC1 et DC2)
- ✓ Délégations Régionales (DRCO, DRCE, DRN et DRS)
- ✓ Personnel rattaché à la Direction Générale :
    - o Conseiller Juridique
    - o Cellule de Passation des Marchés
    - o Cellule Communication et Relations Publiques
    - o Assistant Technique
    - o Attachée du Directeur Général
    - o Assistante du Directeur Général
    - o Assistante du Secrétaire Général

I.3. POLITIQUES ENERGETIQUES

I.3.1. NOUVELLE LETTRE DE POLITIQUE DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ENERGIE (LPDSE 2012)

La formulation d'une nouvelle politique intervient au moment où le Sénégal vient de connaître un nouveau régime dont la politique s'inscrit dans une dynamique de maîtrise des dépenses publiques pour ramener le déficit budgétaire sous la barre des 5 % en 2013 et à 4 % en 2015 comme prévu dans le Programme ISPE 2014-2016.

La demande d'énergie électrique par exemple devrait connaître une croissance à deux chiffres, très nettement supérieurs aux taux actuels autour de 5-6 % par an.

Ainsi, le Sénégal doit impérativement relever le défi de la résorption du gap en matière d'infrastructures énergétiques en particulier en matière de fourniture d'énergie électrique pour ne pas hypothéquer ses chances d'accélération de sa croissance économique.

I.3.1.1. Objectifs stratégiques en 2012

La nouvelle politique énergétique qui procède de l'analyse du contexte national et international et de la vision sectorielle, poursuit les objectifs stratégiques suivants :

i) assurer l'approvisionnement en énergie du pays en quantité suffisante, dans les meilleures conditions de qualité et de durabilité et au moindre coût ;

ii) élargir l'accès des populations aux services modernes de l'énergie en veillant à une répartition plus équitable des efforts en privilégiant les régions défavorisées et les couches vulnérables ;

iii) promouvoir la maîtrise de l'énergie et l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables ;

iv) opérer la diversification énergétique afin de réduire la vulnérabilité du pays aux aléas exogènes notamment ceux du marché mondial du pétrole.

I.3.1.2. Nouvelle stratégie énergétique en 2012

1. Pour cette nouvelle politique, le Gouvernement entend mettre en œuvre une stratégie dont les principaux axes sont les suivants :

   i. Garantir la sécurité énergétique et accroître l'accès à l'énergie pour tous afin d'impulser une croissance économique et un développement social équitable ;

   ii. Développer un mix énergétique comme base de sortie de crise associant le charbon, le gaz naturel, l'hydroélectricité, les interconnections et les énergies renouvelables

   iii. Poursuivre et accélérer la libéralisation du secteur ;

   iv. Améliorer la compétitivité afin, d'une part, de rendre l'énergie accessible, en termes de prix, au plus grand nombre de consommateurs, tout en préservant la rentabilité des fournisseurs de services énergétiques et, d'autre part, d'aboutir à un dépérissement progressif du soutien financier de l'Etat ;

   v. Accélérer la réforme des cadres réglementaires et de gouvernance ;

   vi. Apporter des innovations en vue d'accroître les flux financiers dans le secteur à travers leur mobilisation stratégique auprès de sources publiques et privées, ainsi que sur les marchés nationaux et extérieurs.

2. Pour la mise en œuvre de la stratégie et des actions et mesures correspondantes, le Gouvernement élaborera un Plan d'actions détaillé et mettra en place un dispositif de suivi-évaluation.

I.3.2. INTERVENTION DE L'ETAT : MODIFICATIONS DU CONTRAT DE CONCESSION ET RÉVISION INTÉRIMAIRE

Pour faire face à la crise énergétique, les Pouvoirs publics ont commis des cabinets d'audit et des experts de renommée mondiale, notamment le cabinet McKinsey, KPMG, EDF pour d'une part, conduire un diagnostic du sous-secteur incluant les aspects

techniques, économiques et financiers et, d'autre part, proposer un plan d'urgence de restructuration et de relance du sous-secteur.

Les audits de 2010, initiés par le gouvernement, ont abouti à la conclusion de l'existence d'un déséquilibre financier qui découle essentiellement de l'insuffisance des revenus de Senelec pour faire face aux surcoûts d'exploitation. Cette situation découle de la dégradation continue des performances techniques, de la baisse du rendement global et du coefficient de disponibilité du parc de production par manque d'entretien des unités du parc de Senelec.

Le diagnostic technique a également mis en évidence l'ampleur de la sous-capacité et la faible fiabilité du parc de production qui s'est fortement dégradée. Avec un déficit chronique à la pointe estimé entre 40 et 50 MW en 2010, l'absence d'une véritable relance du secteur aurait débouché, à l'horizon 2013, sur un déficit de l'ordre de 200-250 MW. Ce qui équivaudrait à une énergie non fournie estimée d'environ 50% de la demande. Par ailleurs, il ressort dudit diagnostic que Senelec disposait, d'un parc en grande partie vétuste et coûteux. En effet, sur une capacité installée de 886 MW seuls 540 MW, en moyenne, sont disponibles, essentiellement à cause de problèmes techniques et d'approvisionnement en combustibles.

Finalement, d'importants changements ont été apportés au cadre régulatoire dans le cadre d'une révision intérimaire des conditions tarifaires en 2011 afin de prendre en compte :

- la non réalisation des investissements aux dates prévues ayant entrainé une modification du programme d'investissement changeant ainsi les hypothèses de base de la détermination des coefficients de la formule de calcul du revenu maximum autorisé pour la période 2010/2014.

- les insuffisances du mécanisme de régulation ayant entrainé un gap tarifaire qui ne permettait pas à Senelec de recouvrer ses coûts.

Ces modifications ont porté principalement sur :

- la période de validité des tarifs qui est ramenée à trois (3) ans au lieu de cinq (5),
- le paiement trimestriel de la compensation pour maintien des tarifs, et
- l'abandon du lissage pour la détermination des revenus.

Parallèlement, le gouvernement du Sénégal a pris des mesures urgentes dans le cadre du plan de relance et restructuration du sous-secteur (PRRSE), afin de résorber graduellement et définitivement les problèmes de distribution de l'énergie électrique du pays

I.3.3. PLAN DE RESTRUCTURATION ET DE RELANCE DU SECTEUR DE L'ENERGIE (PRRSE)

Le Plan de Restructuration et de Relance du Secteur de l'Energie (PRRSE) avait pour objectif de renverser ces tendances négatives à travers une série de mesures visant, entre autres, à : (i) réduire très rapidement le déficit de production à travers, d'une part, la sécurisation de l'approvisionnement en combustibles des centrales électriques et, d'autre part, la location de centrales de production, (ii) réhabiliter les unités de production de Senelec, (iii) mettre en place des capacités intermédiaires de production en attendant l'arrivée des centrales au charbon, (iv) gérer de façon agressive la demande d'énergie électrique, (v) opérer la restructuration opérationnelle et financière de Senelec.

Dans le cadre de sa mise en œuvre, un Fonds spécial de Soutien à l'Energie (décret 2011-161) doté de ressources parafiscales et budgétaires et de prélèvement sur les prix des produits pétroliers a été mis en place. En outre, Senelec contribue aux ressources du Fonds à travers d'une part la compensation pour gel de tarif versée directement au FSE et d'autre part à travers le transfert d'une partie substantielle de son chiffre d'affaires.

Le Fonds a ainsi assuré la prise en charge des coûts liés à la location, de la couverture financière de certains investissements et du règlement des dépenses de combustibles de Senelec.

Le Gouvernement a aussi revu la chaîne d'approvisionnement en combustibles de Senelec, qui fonctionne désormais sur la base de contrats tripartites Senelec-SAR-FSE. En fournissant à Senelec au prix de la structure officielle du CNH, l'intervention de la SAR, élimine ainsi les surcoûts liés à l'importation de produits pétroliers.

I.3.4. PLAN DE RELANCE ENERGETIQUE INTEGRE (PREI)

Le Plan Sénégal Emergent (PSE) lancé en 2014 est le Cadre de référence de toute politique économique et sociale au Sénégal à l'horizon 2035. Il poursuit et développe les orientations de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie d'octobre 2012 concernant l'électricité, les hydrocarbures et l'accessibilité à l'Energie en milieu rural.

Le PSE considère le secteur de l'énergie comme une priorité en tant que fondement de l'émergence du pays . Il vise essentiellement à travers le Plan de Relance Intégré de l'Electricité et le Service Universel de l'Electricité, un secteur caractérisé par une parfaite disponibilité et un accès universel aux services énergétiques modernes dans le

respect des principes d'acceptabilité sociale et environnementale, avec un coût compétitif supportable par les populations et apte à attirer les investisseurs au Sénégal.

I.3.4.1. Plan de Relance Energétique Intégré

La relance du plan intégré du sous-secteur de l'électricité passe par :

- le rééquilibrage de l'offre et de la demande avec la mise en service de nouvelles capacités de production (1000 MW) pour faire face à la demande exprimée et latente
- la diversification des sources de production d'électricité pour rééquilibrer le mix énergétique avec le choix de développer la production basée sur du charbon, du gaz, de l'hydroélectrique, du solaire et de l'éolien ;
- la mise à niveau et le développement du réseau de transmission et distribution : renforcement et sécurisation des lignes problématiques, extension du réseau notamment la construction des « Autoroute de L'Electricité » visant à étendre le maillage au niveau national et à réaliser l'interconnexion avec les pays limitrophes et potentiellement les pays d'Afrique du Nord voire l'Europe à plus long terme ;
- une meilleure maitrise de la demande: (i) les campagnes de sensibilisation (ii) la promotion des solutions d'économie d'énergie électrique intégrée à l'habitat comme le déploiement des éclairages à faible consommation, des compteurs prépayés, des compteurs intelligents (iii) le renforcement d'une tarification incitative et de la contractualisation des effacements de pointe ;
- la restructuration du secteur de l'électricité par (i) la poursuite de la transformation et du redressement de Senelec (ii) l'encouragement et la pérennisation de l'intervention des opérateurs et investisseurs privés dans la production/développement des unités de production privées (iii) renforcement du cadre institutionnel et de régulation ;
- le renforcement de la coopération régionale et sous régionale avec notamment la promotion des projets OMVG, OMVS et WAPP ;
- la puissance totale de nouvelles capacités à installer d'ici 2017 est 673 MW pour l'ensemble du pays à travers un mix composé de produits pétroliers à 44,9% , de charbon à 25,5% , de gaz à 14.6%, d'énergie renouvelable 10,2% et d'hydraulique à 4,8%.

I.3.4.2. Service Universel de l'Electricité

Le PSE vise à assurer le développement rapide de l'accès à l'électricité, plus globalement à l'énergie, pour converger vers une pleine couverture de la population rurale avec un objectif de 60% de taux d'électrification rurale en 2016.

Ainsi les actions qui seront mises en œuvre porteront sur :

• le développement de nouvelles sources d'énergie : solaire, éolien, biomasse ;

• le renforcement de l'usage des énergies propres par les ménages (butane, biogaz) ;

• la redéfinition du modèle et des périmètres des concessions ;

• la densification et l'extension du réseau électrique pour raccordement au réseau interconnecté, bénéficiant pleinement du développement du réseau de transport et de distribution ;

• la création d'activités économiques nouvelles et l'accroissement de productivité sur l'existant.

I.3.5. BILAN D'EXECUTION DU PLAN DE RELANCE

Le Plan de Relance, qui a bénéficié de 268 milliards de FCFA de financement (AFD, BM, BID, BOAD, Etat) sur des besoins de financement de 480 milliards de FCFA (cf. : projet LPDSE 2012) sur la période 2011-2014 (hors IPP), la mise en place de puissance locative de 150 MW en 2011, afin de mettre fin aux délestages particulièrement ceux liés aux manques de combustibles mais également d'assurer un approvisionnement régulier de Senelec en produits pétroliers sur la période 2014-2016, à travers le fonds de sécurisation des produits pétroliers.

Il importe de signaler que l'intervention du FSE a également permis à Senelec d'accéder à des crédits pour apurer ses arriérés auprès de ses fournisseurs de combustibles et de sortir du système coûteux des lignes d'aval, amorçant ainsi la restructuration financière de la société.

L'énergie non distribuée (END) reste dans la limite du raisonnable comparée à la moyenne de la période 2006-2011 estimée à 135 GWh. Elle s'élève à 30,9 GWh à fin octobre 2015 contre 44,9 GWh à fin 2014.

En effet bien qu'en hausse par rapport à son niveau de 2012, la baisse considérable des délestages s'explique en grande partie par celui de l'END par manque de production.

Cependant, malgré les efforts de l'Etat pour résorber la grave crise dans laquelle est installé le sous-secteur, celui-ci n'est pas à l'abri des difficultés dans la fourniture de l'énergie. En effet la qualité de service n'est pas tout à fait assurée et les risques d'une détérioration de cette situation ne doivent pas être sous-estimés.

L'année 2014 s'est soldée par un résultat bénéficiaire de 2 036 millions de FCFA prenant en compte une compensation de de 77,6 milliards.
Au plan financier, la situation s'est améliorée avec l'augmentation de capital observée au courant de l'année 2014. Ainsi les capitaux propres sont passés de 108, 9 milliards de FCFA en 2013 à 258,4 milliards de FCFA en 2014. Cependant les problèmes de trésorerie sont toujours d'actualité même si une légère amélioration est observée depuis 2013.
La revue de l'exécution du Plan de Relance sur la période laisse apparaître une certaine amélioration des indicateurs techniques et financiers d'exploitation avec les actions de remise à niveau et de renforcement des réseaux de transport et de distribution, dont la prise en compte a impacté sur l'amélioration de la qualité de service.

I.3.5.1. Location, réhabilitation, gestion de la demande, restructuration

La location très couteuse pour Senelec est principalement due aux retards importants enregistrés sur l'arrivée prévue des IPP dans le plan de production fourni à l'Etat.
Aussi, la prolongation de la location au-delà de 2014, est apparue inévitable pour pallier le risque de se retrouver dans une situation d'insuffisance de puissance installée qui peut faire rebasculer le pays dans des délestages même si la couverture des charges y afférentes semble problématique dans le contexte actuel de rareté des ressources financières de Senelec.

I.3.5.2. Restructuration opérationnelle et financière de Senelec

Compte tenu de la place centrale qu'occupe Senelec dans le sous-secteur de l'électricité comme l'un des plus gros consommateurs de produits pétroliers du Sénégal et de son rôle stratégique dans l'économie nationale, le Gouvernement a entrepris des initiatives permettant de conduire à la restructuration financière et opérationnelle de cette société.
Un Comité interministériel chargé de la restructuration financière et opérationnelle avait été mis en place. Il avait pour objectif principal l'élaboration d'un plan de redressement de Senelec en vue de pallier les insuffisances constatées dans sa gestion qui se traduisent par : un endettement insoutenable au regard des fonds propres, des marges d'exploitation et des ratios de solvabilité qui sont à des niveaux critiques sans oublier une trésorerie sous tension.

Ce plan s'articule autour des mesures suivantes, (i) la résorption du gap tarifaire, (ii) la recapitalisation de Senelec par la consolidation des créances de l'Etat et de la CDC (iii) la restructuration des dettes vis-à-vis des banques et institutions financières et celle des dettes fournisseurs pour améliorer l'équilibre financier de Senelec à court terme et sa solvabilité à long terme et (iv) la mise en œuvre par Senelec d'un plan d'améliorations internes (réduction des coûts, amélioration des revenus, réduction du BFR) afin d'augmenter les marges d'exploitation et les cash-flow.

Le bilan à mi-parcours de ce plan se présente comme suit :

- ✓ **Renforcement des capitaux propres**

Au 30 juin 2015, les actions entreprises pour le renforcement des capitaux propres de Senelec ont évolué comme suit :

En ce qui concerne le capital social de Senelec, l'avenant à la convention dettes croisées a été signé et le solde final de 128 milliards de FCFA a été réparti entre :

- le remboursement partiel de la dette des Collectivités Locales et Autres Institutions annexées (31,9 milliards FCFA) ;
- l'augmentation du capital de Senelec, en renforcement des capitaux propres (90,1 milliards FCFA) et ;
- le Capital appelé et non libéré par l'Etat suite à l'augmentation de capital en 2009 (6 milliards FCFA).

Le capital de Senelec passe de 119 577 millions de FCFA en 2013, à 238 294 millions de FCFA en 2014, répartis comme suit :

  - Etat du Sénégal : 90,58% ; soit 215 849 millions de FCFA
  - La CDC : 9,42% ; soit 22 445 millions de FCFA

Les formalités d'enregistrement et de mise à jour des statuts de la société sont toujours en cours.

- ✓ **Allègement de l'endettement**

Un protocole d"accord de rééchelonnement a été signé avec l'Etat le 31 décembre 2012. Le montant des arriérés rééchelonnés au titre de la dette rétrocédée sur la période 2003 à juin 2012 s'élève à 18, 5 milliards de F CFA, payables sur une période de 15 ans avec un différé de 5 ans.

L'Etat a annulé au profit de Senelec les dettes rétrocédées annulées au titre des initiatives PPTE (Initiative Pays Pauvres Très Endettés) /IADM (Initiative d'Allègement de la Dette Multilatérale);le montant annulé concernant les impayés et l'encours se chiffre à 11, 15 milliards de F CFA

Au 30 juin 2015, Senelec estime que la restructuration de la dette envers les bailleurs de fonds comme la BOAD et BIDC n'est plus opportune en considération des encours faibles restants de l'ordre de 4,015 milliards de FCFA et des dates proches d'extinction des lignes (deux échéances)

- ✓ **Amélioration de la Trésorerie de Senelec**

A fin Octobre 2015, le solde des comptes bancaires de la société est de +4,11 milliards et les arriérés de paiement se chiffrent à 26,31 milliards hors droits de douanes à payer par le Fonds spécial de Soutien au Secteur de l'Energie (FSE).

On observe que les créances clients impayées de 88,66 milliards couvrent largement ces arriérés.

En effet, à fin octobre 2015, les Créances échues impayées s'élèvent à 88,66 milliards. Ces créances se décomposent principalement en clients Administration pour 53,29 milliards et Particuliers pour 34,60 milliards. Les impayés de l'Administration sont répartis surtout entre les collectivités locales pour 36,16 milliards (surtout l'éclairage public) et les établissements Publics à Autonomie Financière (EPAF) pour 12,60 milliards et l'Administration centrale pour 4,53 milliards.

I.3.5.3. Restructuration industrielle de Senelec

Le Gouvernement envisage à travers la LPDSE, une restructuration industrielle de Senelec qui favoriserait la libéralisation du segment de la production et l'intervention des producteurs privés.

Le Gouvernement entend capitaliser des acquis importants au niveau de la séparation comptable et de la séparation organisationnelle et opérer le dégroupage des activités en deux entités : la première en charge de la Production et la seconde en charge des activités Transport et distribution. Il s'agit de créer les conditions d'une libéralisation du segment de la production avec l'entité Transport Distribution qui joue le rôle d'Acheteur unique, responsable de la planification et qui périodiquement, lance des appels d'offres pour la mise en place de capacités additionnelles par des sociétés privées.

A fin 2015, la séparation comptable de Senelec n'est pas totalement effective en raison des travaux d'inventaire et de réévaluation des immobilisations qui sont en cours et des travaux de séparation comptable qui ne débuteront qu'en janvier 2016. En effet, ces deux activités financées par le Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASE) et confiées à des Cabinets, ont connu des retards du fait de contraintes de tous ordres.

La finalisation de ces activités est prévue au plus tard au troisième trimestre de l'année 2016.

I.3.5.4. Contrat de performance entre Etat du Sénégal et Senelec : 2013/ 2015

Dans le cadre de la dynamique de redressement technique, économique et financier de Senelec, le Gouvernement a mis en place un contrat de performance qui décline les engagements de chacune des parties.
Nécessairement, les moyens devant être mis en place par l'Etat du Sénégal doivent être au rendez-vous pour accompagner Senelec dans sa noble mission de service public.

Pour atteindre ces objectifs d'efficacité et d'efficience du secteur de l'énergie, il a paru nécessaire que l'Etat et Senelec, prennent des engagements fermes dans le cadre d'un Contrat de Performance 2013-2015 signé le 11 juin 2013.

Au 31 décembre 2013, les réalisations du Contrat de Performance se résument ainsi qu'il suit:

- pour les engagements de l'Etat, certaines actions sont mises en œuvre, notamment le support à l'équilibre financier de Senelec, l'assistance pour la recherche de financement, le renforcement des capitaux propres et l'allégement de l'endettement. Toutefois des efforts sont attendus pour les actions relatives au paiement des consommations de l'Administration (EPAF-collectivités locales) pour améliorer la trésorerie de Senelec et le règlement de la question des servitudes des ouvrages de réseaux.

- pour les engagements de Senelec, la mise en œuvre des objectifs stratégiques est en cours. Le principal obstacle rencontré est relatif à la réalisation des mesures d'accompagnement, essentiellement dépendant de leur financement par le PASE et des procédures de marché.

Sur les vingt-huit (28) objectifs fixés à Senelec, neuf (09) ont été entièrement respectés ; le reste des objectifs est en cours de réalisation, avec du retard cependant.

Au 31 décembre 2014,

- les réalisations du Contrat de Performance n'ont pas beaucoup évolué par rapport à celles relevées au 31 décembre 2013. Au niveau de l'Etat, le respect des deux engagements liés à l'amélioration de la trésorerie de Senelec et à la question des servitudes est toujours attendu. Il faut noter toutefois la signature de l'avenant à la convention du règlement croisé des dettes.

- du côté de Senelec, sur les vingt-huit (28) objectifs qui lui sont fixés, quatre (4) sont respectés et vingt- quatre (24) autres engagements ne sont pas réalisés. Certains engagements sont pénalisés par la lenteur des procédures de passation des marchés.

A fin septembre 2015,

- au niveau de l'Etat : la situation des deux engagements non respectés, constitués par l'amélioration de la trésorerie de Senelec (notamment sur le paiement des créances des collectivités locales) et par la question des servitudes n'a pas connu d'évolution significative par rapport à 2014 ;
- au niveau de Senelec : sur les vingt-huit (28) objectifs fixés: quatre (04) sont atteints, dix-neuf (19) ne sont pas atteints et cinq (05) sont en cours de réalisation.

I.3.5.5. Orientations budgétaires 2016

Les orientations budgétaires de 2016 s'appuient sur la vision de l'Etat du Sénégal en matière énergétique qui est « d'asseoir un secteur énergétique caractérisé par une bonne qualité de service, un accès universel aux services énergétiques modernes dans le respect des principes d'acceptabilité sociale et environnementale, avec un coût compétitif supportable par les populations et apte à attirer les investisseurs au Sénégal».

Elle est déclinée plus globalement à travers la Lettre de Politique du Développement du Secteur Energie- LPDSE/2013-2017 et est reprise dans le Contrat de Performance finissant, établi sur la période 2013/2015 entre Senelec et l'Etat du Sénégal.

Ladite vision a été réaffirmée aussi à travers Le Plan Sénégal Emergent(PSE). En effet, l'Etat y réaffirme que le Secteur de l'Energie constitue un soutien majeur au développement de l'économie, à la réduction des inégalités sociales et territoriales.

La Direction générale, pour bien mener à terme ladite mission, décide de s'appuyer notamment sur :

- La mise en place d'une organisation optimale en ce qui concerne la répartition des fonctions et missions notamment au niveau du Top Management ;
- Le renforcement du Système de Management Intégré -QSE (Qualité-Sécurité Environnent) ;
- La consolidation du Système de contrôle interne adossé à la cartographie des risques ;
- L'engagement d'un personnel motivé et engagé.

Les objectifs et cibles budgétaires fixés dans le cadre de la note d'orientation budgétaire sont les suivants :

✓ **Amélioration de la disponibilité et des coûts de production** :

1) Un taux de disponibilité des groupes du RI Senelec : 84% en 2016, 85% en 2017 et 87% en 2018 ;
2) La limitation de l'Energie Non Distribuée (END) à 25 GWh en 2016, 20 GWh en 2017 et 15 GWh en 2018 ;
3) Le respect du coût variable unitaire de production budgétisé. Dans le contrat de performance, le coût variable prévu est de 56,29 FCFA/kWh en 2016

✓ **Amélioration de la Desserte et de la Qualité de Service à la Clientèle** :

4) La baisse du temps moyen d'attente client en cas de panne BT de 10 heures en 2016, 08 heures en 2017 et 06 heures en 2018
5) Le taux de croissance des ventes en volume (GWh) annuel moyen est fixé à 7,5% sur la période 2016 - 2018;
6) Le nombre de clients supplémentaires 50 000 clients en 2016;

✓ **Amélioration du Rendement et de la lutte contre les Pertes Techniques et Non Techniques** :

7) Le taux de rendement global est fixé à : 81,5% en 2016, 82,5% en 2017 et 83,5% en 2018 ;

✓ **Amélioration du Recouvrement** :

8) Le taux de couverture du chiffre d'affaires encaissable (TCCAE) des clients particuliers à hauteur de 95% en 2016, 99% en 2017 et 2018
9) Le taux de recouvrement des ventes des clients particuliers à M-3 à 97,5% en 2016 et 98,5% en 2018 et 2019
10) Le ratio créances clients particuliers passera de 80 jours en 2016 à 70 jours en 2018.

✓ **Amélioration de la production de l'information financière, comptable et budgétaire** :

11) Le respect des délais légaux de production des états financiers de fin d'exercice (au 30 avril de l'année n+1 et 30 juin pour ce qui concerne respectivement l'arrêté des comptes et l'approbation des comptes), des délais de production des états financiers au 30 juin (le 15 août de l'année en cours) ;

12) Le respect des délais de suivi du budget, à savoir mois M+15j pour le tableaux de bord et trimestre T+1 mois concernant le rapport d'exécution budgétaire ;
13) La finalisation de la séparation comptable des activités de production, transport et de distribution/vente d'énergie y compris la production des états financiers séparés d'ouverture, en 2016 ;

14) La réalisation de l'inventaire exhaustif des immobilisations et de leur réévaluation et de la mise en place d'un fichier unifié des immobilisations au 31 décembre 2016 ;

15) La transformation du système d'information de gestion (ERP Oracle) pour la séparation comptable au 31 décembre 2016 ;

16) La poursuite des travaux de mise en place du nouveau SIC- système d'information clientèle, en 2016, avec l'objectif de sa mise en service en 2018.

Chaque objectif est coordonné par un directeur responsable dont les plans d'actions prioritaires engagent toutes les autres directions impliquées dans l'atteinte de l'objectif assigné.

Hypothèses budgétaires de l'année 2016 sont les suivantes :

- Les prévisions de ventes se chiffrent à **2 865 008 MWh** pour l'ensemble du pays avec un rendement global de **81,5 %.**
- Le parc de production sera soumis à une demande brute de **3 515 347 MWh** et une demande nette de **3 479 146 MWh** réparties sur le réseau interconnecté, Boutoute, Tambacounda et les centres secondaires.
- La pointe prévisionnelle sur le réseau interconnecté est de **562,73 MW** en 2016. Les réseaux isolés de Boutoute et de Tambacounda enregistrent respectivement une pointe prévisionnelle de 17,45 MW et 5,19 MW
- Les prix des combustibles de l'année 2016, ont été reconduits à l'identique des réalisations mensuelles de 2015 dans le scénario de base.

II. BILAN DES RESSOURCES HUMAINES ET MATÉRIELLES;

II.1. RESSOURCES HUMAINES

Le personnel de Senelec à fin octobre 2015 s'établit à 2330 agents soit une baisse de 61 agents (2,6 %) comparé à 2014. Le tableau ci-dessous présente l'évolution du personnel par collège de 2014 à 2016.

Évolution des effectifs

ANNEE	2014	% Effectif	2015	% Effectif	2016	% Effectif
CADRE	296	12,38%	295	12,32%	320	12,00%
MAITRISE	1 806	75,53%	1 883	78,58%	2 097	78,63%
EXECUTION	289	12,09%	218	9,10%	250	9,37%
TOTAL	2 391	100,00%	2 396	100,00%	2 667	100,00%
EVOLUTION	-3,55%		0,21%		11,31%	

La baisse de l'effectif entre 2014 et 2015 s'explique par le non remplacement des départs à la retraite de 2014. Sur un nombre de 100 recrutements supplémentaires budgétisé en 2015, seul 33 ont été recrutés à fin octobre. Le gap de 66 agents sera à recruter d'ici fin 2015 ce qui portera l'effectif 2397 agents.

Pour 2016, il est prévu un recrutement de 350 agents dont 200 contractuels à régulariser pour pallier au manque d'effectifs des années antérieurs.

La productivité du personnel s'est légèrement améliorée sur la période. Le nombre de clients par agent passe de 439 en 2014 à 444 en 2016 soit une hausse de 4,3 %. Les ventes par agent augmentent de 0,2 % Le ratio Chiffre d'affaires par agent s'améliore de 0,8%.

Cette faible amélioration des ratios de productivité, comparée aux années antérieurs s'explique en partie par l'augmentation de l'effectif prévue à fin 2016.

Productivité du personnel entre 2014 et 2016

Ratios de productivité	2014	2015	2016	Ecart 2016/2014	2016/2014
Clients/agents	439,2	467,4	443,5	4,3	0,97%
Production/agents	1 349,8	1 413,5	1 325,4	- 24,4	-1,81%
Ventes/agents (MWh)	1 072,0	1 138,1	1 074,2	2,3	0,21%
CA/agents (en millions de CFA)	126,0	133,2	127,1	1,1	0,84%

II.2. RESSOURCES MATERIELLES DE SENELEC

L'infrastructure du secteur de l'énergie électrique de Senelec est constituée :

- des moyens de production ;
- des ouvrages de transport de l'énergie (lignes et postes) ;
- des ouvrages de distributions de l'énergie (lignes et postes).

II.2.1. PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE

La production d'énergie électrique du pays est assurée par des moyens essentiellement thermiques.

Le parc de production du réseau interconnecté connaît une nette amélioration comparé à l'année 2013 avec une meilleure disponibilité des centrales de base comme C6, C7, C4 et une absence de rupture dans l'approvisionnement de combustible. Le retard noté dans le programme de réhabilitation des groupes de Senelec et des extensions de C6 et C7 ainsi que le retard noté dans l'arrivée des IPP au charbon et de Tobéne power, ont rendu nécessaire le maintien de la location et son fonctionnement en base contrairement à la prévision du plan de production 2014-2016.

En ce qui concerne le réseau non interconnecté, la situation s'est améliorée dans les grands centres comme Boutoute, Tambacounda, Kolda et Vélingara où l'on note des réhabilitations et extensions (extension 2X5MW Boutoute et achat leasing de 1 MW à Tamba…). Egalement pour satisfaire la demande dans ces régions, Senelec a fait recours à une location pour combler le déficit. Par contre pour les centres de faibles puissances, la mise en place des groupes provenant d'un don chinois, ont permis de combler le déficit.

L'approvisionnement en combustibles s'est nettement amélioré grâce à la mise en place du FSE. Les centrales ont désormais des autonomies allant de 5 à 10 jours de fonctionnement.

II.2.1.1. Evolution de la puissance installée

La puissance installée au niveau du parc de production s'est établie à 833,50 MW en 2014. Elle a enregistré une croissance moyenne annuelle de 9,26 % allant de 833,5 MW en 2014 à 994,97 en 2016 (budget) en passant par 897,97 MW en 2015.

L'évolution entre 2014 et 2015 s'explique principalement par le retour de réhabilitation des groupes de la centrale C3 et l'augmentation de la puissance locative qui passe de 100 MW à 148 MW. La croissance notée entre 2015 et 2016 est due notamment aux mises en service de l'IPP Tobéne Power et de l'IPP Contour Global soit un ajout global de 122 MW. Entre autres causes, on peut retenir l'évolution de la puissance importée de la Mauritanie que passe de 20

MW à 60 MW de 2015 à 2016. Par ailleurs, il faudra noter la diminution de la location du RI qui passe de 145 MW à 80 MW en 2016.

Pour assurer une bonne qualité de service en 2016, Senelec prévoit les mises en service :

- d'une location au gasoil de 50 MW à partir du 01 mars 2016 jusqu'à fin 2016
- d'une location au gasoil de 30 MW du 01 avril au 31 août 2016

Sur le réseau interconnecté, la puissance installée passe 751 MW en 2014 à 814 MW en 2015 et puis à 911 MW en 2016 soit une croissance annuelle moyenne de 10,10%.

Sur le réseau non interconnecté, à Ziguinchor la puissance installée est de 19,97 MW en 2014 ; 29,97 MW en 2015 et 29,97 MW en 2016.

A Tambacounda, la puissance installée passe de 11 MW en 2014 à 17 MW en 2015. Il faut noter qu'à partir d'Aout 2015, les six groupes (6 MW) d'APR Energy initialement contracté en leasing sont rentrés dans le patrimoine de Senelec. La puissance installée à Tambacounda égale à 17 MW en 2016.

Cette puissance installée se répartit suivant les types de centrales de la manière suivante :

Tableau d'évolution des Puissances Installées

Puissance installée		2014	2015	2016	Variation 2014/2016	TCAM 2014/2016
		Réalisations	Estimés	Budget		
	MW	833,50	897,97	994,97	19,37	9,26
RESEAU INTERCONNECTEE (RI)	MW	751,50	814,00	911,00	21,22	10,10
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	MW	98,70	98,70	98,70	-	-
Bel air - TAG (TAG4)	MW	35,00	35,00	35,00	-	-
Cap des Biches - TAV (C3)	MW	57,50	62,00	62,00	7,83	3,84
Cap des Biches - Diesel (C4)	MW	95,00	95,00	95,00	-	-
Cap des Biches - TAG (TAG2)	MW	20,00	20,00	20,00	-	-
Cap des Biches - TAG (TAG3)	MW	22,00	20,00	20,00	- 9,09	- 4,65
Kahône 1 et 2 Diesel + Extensions 30 MW	MW	115,80	115,80	115,80	- 0,00	-
Hydro (Manantali, Félou etc.)	MW	81,00	81,00	81,00	-	-
IPP GTI – CS	MW	52,00	52,00	52,00	-	-
IPP Kounoune 1	MW	67,50	67,50	67,50	-	-
SOCOCIM	MW	7,00	-	-	- 100,00	- 100,00
IPP Charbon - SENDOU	MW		-	-		
AFRICA ENERGY	MW		-	-		
LOCATION RI	MW	100,00	145,00	80,00	- 20,00	- 10,56
SOLAIRE RI	MW		2,00	2,00	100,00	41,42
SARREOLE TAIBA NDIAYE	MW		-	-		
IPP CONTOUR GLOBAL	MW		-	52,00		
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW	MW		-	70,00		
IMPORTATION MAURITANIE	MW		20,00	60,00		
RESEAUX NON INTERCONNECTES (RNI)	MW	82,00	83,97	83,97	2,40	1,19
Ziguinchor	MW	20,00	29,97	29,97	49,85	22,41
Tambacounda	MW	11,00	11,00	17,00	54,55	24,32
Autres centres isolés	MW	33,00	33,00	33,00	-	-

Location au DO de Boutoute	**MW**	12,00	4,00	4,00	-	66,67	- 42,26
Location au DO Tambacounda	**MW**	6,00	6,0		-	100,00	- 100,00

Site	Nom de la centrale	Groupes	Date d'instal	Déclassement prévu	Type de combustible	P. installée (MW)	P. Assignée Brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)	CS brute Huile (g/kWh)	Kia %
	C I DIESEL	105	1990		Fuel	5	0			
	C I DIESEL	106	1990	2014	Fuel	5	0			
	TOTAL C1					10	**0**			
	CIV DIESEL	G401	1990	2014	Fuel	21	17	216	3	15
		G402	1990	2014	Fuel	21	17	216	3	15
		G403	1997	2021	Fuel	23	17	216	3	15
		G404	2003	2027	Fuel	15	15	203	1	12
		G405	2003	2027	Fuel	15	15	203	1	12
	Total CIV					95	**81**	**211,19**	**2,26**	**13,89**
Kahone 1	**TOTAL DIESEL KAHONE 1**					14,08	**0**			
Kahone	**CVII DIESEL**	G701	2008	2032	Fuel	16,9	15	203	0,8	8
		G702	2008	2032	Fuel	16,9	15	203	0,8	8
		G703	2008	2032	Fuel	16,9	15	203	0,8	8
		G704	2008	2032	Fuel	16,9	15	203	0,8	8
		G705	2013	2038	Fuel	16,9	15	204	0,8	8
		G706	2013	2038	Fuel	16,9	15	204	0,8	8
	Total CVII					101,4	**90**	**203,3**	**0,8**	**8**
Bel-air	**CVI DIESEL**	G601	2006	2030	Fuel	16,45	15,5	204	0,8	8
		G602	2006	2030	Fuel	16,45	15,5	204	0,8	8
		G603	2006	2030	Fuel	16,45	15,5	204	0,8	8
		G604	2006	2030	Fuel	16,45	15,5	204	0,8	8
		G605	2013	2038	Fuel	16,45	15,5	205	1	8
		G606	2013	2038	Fuel	16,45	15,5	205	1	8
	Total CVI					101,4	**93**	**204**	**0,87**	**8,00**
Cap des biches	**CIII Vapeur**	G301	1966	2015	Fuel	27,5	25	325	0	8
		G302	1976		Fuel	30	12	0	0	
		G303	1978		Fuel	30	25	343	0	8
BEL AIR	**CII Vapeur**				Fuel	25,6	**62**	**334**		
Cap des biches	**CIII TAG**	TAG2	1984		Diesel	20	17	380	-	10
		TAG3	1995	2019	Kérosène	22	0	0	-	0
Bel-air	**CII TAG**	TAG4	1999	2023	Distillat	35	30	342	-	10
	Total TAG					77	**64**			

Centrale	Puissance	Puissance	Date	Déclassement	Type de	CS	Kd	Kia(%)	Frais de	O&M

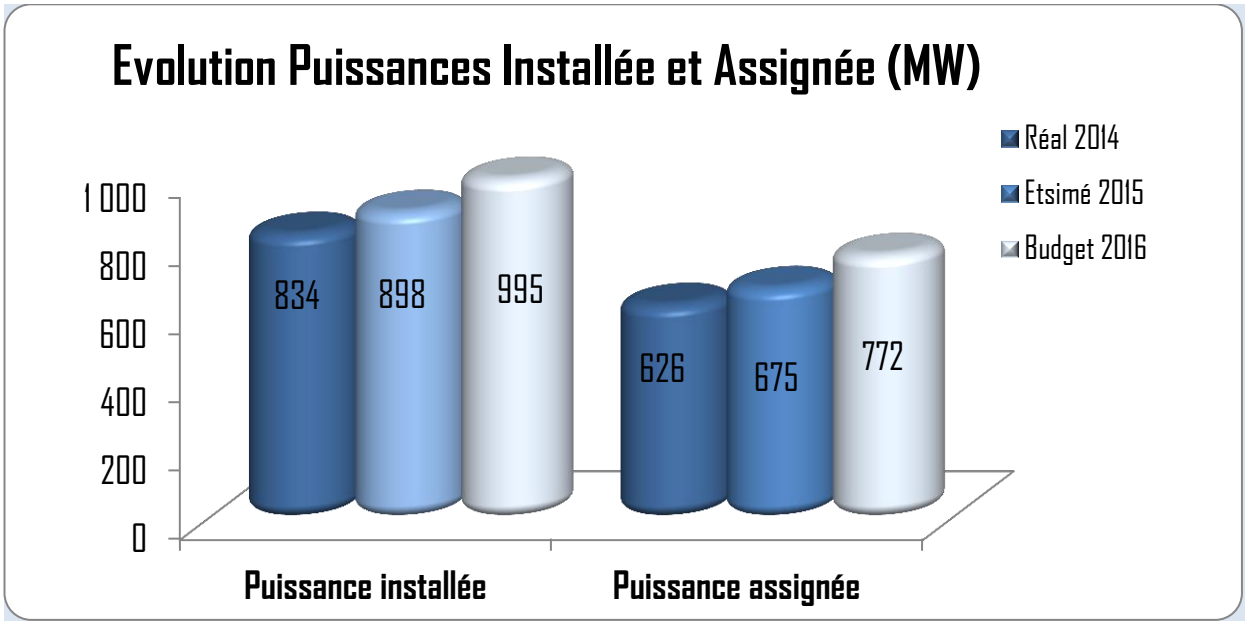
	installée (MW)	assignée (MW)	d'installation	prévu	combustible	(g/kWh)	(%)		capacité annuel (millions)	variable (F/kWh)
Manantali	66	30	2002	2050	Hydro		100	0	3 002	20,2
Félou	15	12	2013	2063	Hydro		100	0	1 272	20,2
Kounoune	67,5	67,5	2006	2026	FO	210	93,42	0	10 287	6,262
GTI	52	0	2000	2025	distillat	193	84,82	10	5 922	4,5

	Liste des unités	Puissance installée (MW)	Année de mise en service	Puissance assignée brute (MW)	CS brute Combustible (g/kWh)
ZIGUINCHOR	G804	5,04	1999	4,00	265,00
	G805	5,33	2005	4,50	225,00
	G806	5,50	2014	4,50	225,00
	G807	5,50	2014	4,50	225,00
TAMBA	G128	2,07	1984	1,50	274,00
	G227	1,60	2000	0,80	280,00
	G232	1,05	2000	0,80	300,00
	G233	1,05	2000	0,80	260,00
	G241	1,05	2000	0,80	300,00
	G240	1,60	2000	0,80	260,00
	G244	1,60	2000	0,80	260,00
	G248	1,05	2000	0,80	260,00
	G1-TAMB	1,00	2 000	1,00	240,00
	G2-TAMB	1,00	2 001	1,00	240,00
	G3-TAMB	1,00	2 000	1,00	240,00
	G4-TAMB	1,00	2 000	1,00	240,00
	G5-TAMB	1,00	2 000	1,00	240,00
	G6-TAMB	1,00	2 001	1,00	240,00
CS	CENTRES SECONDAIRES	14,00	-	14,00	255,00

II.2.1.2. Evolution de la puissance assignée

La puissance assignée passe de 625,7 MW en 2014 à 772 MW en 2016. Pour ce qui concerne le réseau interconnecté, la puissance assignée passe de 572 MW en 2014 à 728 MW en 2016.

Comparé aux prévisions initiales, la puissance assignée était estimée à 603,4 MW en 2011, 985,1 MW en 2012 et 842,1 MW en 2013.



Puissances assignées par type de centrale 2014 à 2016

Puissance assignée		2014	2015	2016		
		Réalisations	Estimés	Budget	Variation 2014/2016	TCAM 2014/2016
	MW	625,70	675,00	772,00	23,38	11,08
Réseau Interconnectée (RI)	MW	572,70	631,00	728,00	27,12	12,75
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	MW	95,70	93,00	93,00	- 2,82	- 1,42
Bel air - TAV (C2)	MW	-	-	-	-	-
Bel air - TAG (TAG4)	MW	30,00	30,00	30,00	-	-
Cap des Biches - TAV (C3)	MW	20,00	47,00	47,00	135,00	53,30
Cap des Biches - Diesel (C4)	MW	77,00	81,00	81,00	5,19	2,56
Cap des Biches - TAG (TAG2)	MW	17,00	17,00	17,00	-	-
Cap des Biches - TAG (TAG3)	MW	-	-	-	-	-
Kahône 1 et 2 Diesel+ Extensions 30 MW	MW	93,00	102,00	102,00	9,68	4,73
Saint Louis - Diesel	MW	-	-	-	-	-
Hydro (Manantali, Félou etc.)	MW	75,00	42,00	42,00	- 44,00	- 25,17
IPP GTI - CS	MW	-	-	-	- 100,00	- 100,00
IPP Kounoune 1	MW	60,00	52,00	52,00	- 13,33	- 6,91
SOCOCIM	MW	7,00	-	-	- 100,00	- 100,00
IPP Charbon - SENDOU	MW		-	-	-	-
AFRICA ENERGY	MW		-	-	-	-
LOCATION RI	MW	98,00	145,00	80,00	- 18,37	- 9,65
SOLAIRE RI	MW		2,00	2,00	100,00	41,42
SARREOLE TAIBA NDIAYE	MW		-	-	-	-
IPP CONTOUR GLOBAL	MW		-	52,00	-	-
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW	MW		-	70,00	-	-
IMPORTATION MAURITANIE	MW	-	20,00	60,00	-	-
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	MW	53,00	44,00	44,00	- 16,98	- 8,89
Ziguinchor	MW	14,00	23,00	23,00	64,29	28,17

Tambacounda	**MW**	-	1,00	7,00	600,00	164,58
Autres centres isolés	**MW**	25,00	10,00	10,00	- 60,00	- 36,75
Location au DO de Boutoute	**MW**	8,00	4,00	4,00	- 50,00	- 29,29
Location au DO Tambacounda	**MW**	6,00	6,0	-	- 100,00	- 100,00
solaire 4 MW Tambacounda	**MW**		-	-	-	-
solaire 4 MW Boutoute	**MW**	-	-	-	-	-
solaire 6 MW Centres secondaires	**MW**	-	-	-	-	-

Répartition du parc de production par type d'équipement

Le tableau ci-dessous donne la répartition du parc par type d'équipement entre 2014 et 2016

Puissance assignée (MW)	**2014**	**2015**	**2016**	**2016/2014**	**TCAM**
Diésel	304,70	316,00	316,00	3,71%	1,84%
TAV	20,00	47,00	47,00	135,00%	53,30%
TAG	47,00	47,00	47,00	0,00%	0,00%
IPP	67,00	52,00	174,00	159,70%	61,15%
HYDRO + IMPORT	75,00	62,00	102,00	36,00%	16,62%
LOCATION	112,00	149,00	84,00	-25,00%	-13,40%
SOLAIRE	-	2,00	2,00		
TOTAL	**625,70**	**675,00**	**772,00**	**23,38%**	**-0,42%**

II.2.1.3. Centrales du Réseau Interconnecté

Le réseau interconnecté se concentre principalement dans les parties ouest et nord-ouest du pays et permet d'alimenter les villes les plus importantes, principalement les régions de Dakar, Thiès, Louga, Diourbel, Saint-Louis, Matam, Kaolack et Fatick. Il représente l'essentiel du parc de Senelec avec plus de 90 % de la puissance installée.

Le parc de production du RI est actuellement composé des équipements des centrales Senelec de Dakar Bel Air (C1, C2, C6 et TAG 4), Cap des Biches (CIII et CIV, TAG 2 et 3), de Kahone (1et 2), des centrales de production indépendante (Kounoune et locations), des centrales hydroélectriques de Manantali et Félou et de l'importation de la Mauritanie.

Ces puissances totales installées se répartissent comme suit :

Puissance installée (MW)	**2014**	**2015**	**2016**	**2016/2014**	**TCAM**
Centrales propres	486,00	508,47	508,47	4,62%	2,29%
Centrales privées	192,50	216,50	273,50	42,08%	19,20%
HYDRO + IMPORT	81,00	101,00	141,00	74,07%	31,94%
TOTAL	**759,50**	**825,97**	**922,97**	**21,52%**	**-0,42%**

On note une augmentation des puissances installées du parc propre à Senelec entre 2014 et 2016. La capacité du privé augmente malgré la diminution de la part locative. Cette hausse est principalement imputable aux mises en service des IPP Taïba Ndiaye et Contour Global.

1. Le Site de Cap des Biches

Ce site abrite deux centrales: les centrales C3 et C4 et les TAG 1, 2 et 3.

La Centrale 3

Elle comprend :

- 3 unités vapeur mises en service en 1966,1975 et 1978 et de puissances nominales respectives 27.5, 30 et 30 MW.
- 3 turbines à gaz de 1971,1984 et 1995 et de puissances respectives 16.5, 20 et 22 MW.

La turbine à gaz installée en 1971(TAG1) est obsolète, celle de 1995 (TAG3) est hors service depuis 2005 pour avarie grave nécessitant la remise en état de son générateur de gaz, d'une expertise de sa turbine libre.

Les tranches vapeur quant à elles, ont fait l'objet de réhabilitation pour retrouver des performances acceptables. Ainsi le groupe 301 revient avec 25 MW et le groupe 303 avec 22 MW.

La Centrale 4

C'est une centrale entièrement équipée de moteurs diesel. Sa première mise en service date de 1990 avec deux groupes de 21 MW, la seconde de 1997 avec un groupe de 23 MW et la toute dernière de 2003 avec deux groupes de 15 MW chacun. Ces performances sont affectées par le non-respect du planning de maintenance dont les principales causes sont le déficit de production et l'indisponibilité des pièces de rechange aux dates prévues. Elle demeure cependant en termes de performance économique la 3ème centrale la plus rentable de Senelec, après la C6 et Kahône 2.

Le groupe 404 et 405 sont en service depuis avril 2003.

2. Le site de Bel Air

Il comprend la centrale vapeur C2 avec des tranches des années 50, la centrale Diesel C1, installée en 1990 et la turbine à gaz N°4 acquise en 1999. Il abrite depuis 2006, une centrale Diesel C6 de 93 MW, exploitée suivant un contrat O&M avec le constructeur Wartsila.

La Centrale 6

Elle a été installé en 2006 sur financement de la BID. Avec quatre groupes diesel de 16,45 MW chacun dans un premier temps, elle est exploitée par le groupe WARTSILA dans le cadre d'un contrat O&M sur quinze ans. Ses performances intrinsèques en font le centre de production le plus économique du parc Senelec. Dans le cadre du plan d'urgence, C6 a subi une extension de deux groupes portant ainsi la puissance installée à 96 MW (+32 MW).

La turbine à gaz N°4

Elle joue un rôle majeur dans la satisfaction de la demande en électricité avec une puissance de 32 MW. Son système de contrôle commande a été remis à neuf en juin 2008. Le remplacement de son système de refroidissement actuel par un autre plus performant a eu lieu en novembre 2008. Sa révision majeure cumulée au changement de son plenum d'échappement qui provoquait des limitations de puissance a été effectuée et terminée en janvier 2012. A la suite d'un arrêt prolongé de 4 mois consécutif à la livraison d'un mauvais DO, la turbine a été redémarrée avec un constat de vibrations ; cette contrainte a été levé suite à un diagnostic du constructeur suivi d'actions pour y remédier. Aujourd'hui cette turbine à gaz est disponible.

3. Kahône

Le site abrite actuellement deux(02) centrales Kahône 1 et 2.

Située à 5 km de Kaolack, la centrale comprend 4 groupes de 3,8 MW chacun, mis en service par lot de 2 en 1982 et en 1988, La centrale de Kahône 1 est à l'arrêt depuis le 24 novembre 2008. La réhabilitation de la centrale Kahône 1 est effectuée la société MAN DIESEL & TURBO France SAS .En outre, le site de Kahône abrite depuis 2008 une centrale Diesel de 60 MW dénommée C7 et gérée à travers un contrat O&M avec le constructeur Wartsila. La Centrale C7 a également subi une extension par 2 groupes portant ainsi sa puissance à 90 MW.

.

4. Centrale hydroélectrique de Manantali et Félou

La centrale hydroélectrique de Manantali est équipée de 5 groupes de 40 MW chacun avec un productible moyen annuel de 807 GWh. Depuis juillet 2002, elle est raccordée au RI à travers

une ligne HT de 225 kV longue de 945 km. Avec une énergie livrée de l'ordre de 200 à 270 GWh par année.

La centrale de Félou avec 15 MW comme part du Sénégal est mise en service depuis 2013. Son productible annuel tourne autour de 70 GWh.

Ces deux centrales ont un apport considérable dans l'amélioration de la qualité et le coût de l'électricité depuis sa mise en service.

Cependant, il convient de noter que depuis 2013, suite au démarrage du programme de maintenance décennal, le productible de la centrale hydroélectrique de Manantali a été revue à la baisse. Ainsi, le productible brut de Manantali budgétisé en 2016 est de 259,71 GWh correspondant à un productible net de 241,16 GWh.

5. Centrale de production indépendante Kounoune

La centrale de Kounoune est rentrée dans sa phase d'exploitation commerciale le 1er février 2008 pour une durée de 15 ans avec une Capacité Contractuelle de 67,5 MW issue du premier essai de capacité réalisé le 31 janvier 2008. Entre 2014 et 2016, l'exploitation de la centrale a néanmoins connu des limitations de puissance.

6. ***Centrale IPP 70 MW de Tobéne Power***

La centrale duale (Gaz Naturel/HFO) de 70 MW est prévue sur le site de Taïba Ndiaye. Sa mise en service est prévue en fin décembre 2015 sans la partie vapeur et avril 2016 avec la partie vapeur

Le chantier a été ouvert le 26 novembre 2014.

La mise en service complète est prévue en avril 2016

7. ***Contour Global***

La Centrale duale (Gaz Naturel/HFO) de 50 MW est prévue sur le site de GTI avec un coût du projet : 54 milliards FCFA. La date prévue de mise en service est de 18 mois après la date de mise en vigueur du CAE (Décembre 2015).
Les travaux sont en cours et ne connaissent pas à ce jour de retard.
Les discussions sur le Fuel Supply Agreement (FSA) ont permis de trouver un bac de stockage dédié (sous douane) à Contour Global au niveau du dépôt de SDE de Cap des Biches.

La mise en service est prévue en juillet 2016

8. ***Cession Somelec***

La Mauritanie propose d'exporter une partie de la puissance excédentaire vers le Sénégal. Il s'agit d'une opération gagnant-gagnant permettant au Sénégal d'importer une énergie électrique compétitive dans un délai extrêmement court. A l'horizon 2025, l'export entre la Mauritanie et le Sénégal serait de 135 MW à partir de 2025 avec le passage au gaz.

Pour la phase au fuel en cours, les 20 MW d'importation en 2015 passeront à 60 MW en 2016.

II.2.1.4. Réseaux non interconnectés

Il s'agit de deux réseaux moyens alimentés par la centrale de Boutoute au Sud et celle de Tambacounda au centre et, d'une multitude de petits réseaux limités à des villes ou des villages de l'intérieur du pays, alimentés par des centrales diesel secondaires ou des projets solaires rétrocédés à Senelec.

1. **Centrale de Boutoute**

A 5 Km de Ziguinchor, le site comprend 5 moteurs diesel installés en 4 phases :

- en 1984, un moteur de 2,2 MW (GR 125) et un de 3,3 MW (GR 126)
- en 1985, un moteur de 3,3 MW (GR 130)
- en 1999, un moteur de 5 MW (GR 804)
- en 2006 un moteur de 5 MW (GR 805)
- en 2014 deux moteurs de 5 MW (GR 806 et 807)

Pour une puissance installée de 29,9 MW et avec une pointe 17,5 MW, la centrale de Boutoute dispose de 6 machines. Dans le cadre de la mise en œuvre du plan de relance et de restructuration, des travaux de remise à niveau (une visite 36 000 h) ont été entamés sur le groupe 805 (5MW). La mise en service de deux groupes de 5 MW en 2014 a été effective.

2. **Centrale de Tambacounda**

Cette centrale comprend un groupe fixe de 2 MW installé en 1984 actuellement à l'arrêt depuis le 22 décembre 2011 suite à l'avarie de son alternateur et des sept (7) autres moteurs de 0,8 MW unitaire qui proviennent de l'ancienne centrale C5 dont 4 disponibles. Une location en leasing a permis de satisfaire la demande. A partir de 2015, les groupes en leasing entrent dans le patrimoine installé de Senelec.

3. **Les Centrales secondaires**

Les centrales secondaires ont dans leur totalité une exploitation déficitaire en termes de rentabilité économique ; mais elles se justifient à travers la mission de service

public, parce que vecteur de développement social. L'extension du fonctionnement en régime continu est souhaitée par les populations et quelques requêtes sont en cours d'étude dans le cadre de l'extension des réseaux ruraux.

L'installation en 2011 de nouveaux groupes dans les centres secondaires ont grandement contribué à la réduction du déficit dans ces zones. Ces nouvelles installations ont été possibles grâce à la coopération chinoise.

Tableau de répartition des centres secondaires

Groupes	Nombre	Puissance (kVA)
Dabo	2	150
Sindian	1	150
Marsassoum	1	200
Salèmata	1	62
Fongolémi	2	62
Kedougou	3	800
Bandafassi	3	50
Vélingara	2	1000
Koumpentoum	2	500
Kidira	2	500
Goudiry	1	500
Saraya	1	200
Medina Gounass	2	200
Koungheul	3	1500+1200
Nganda	2	200
Basoul Bassar	1	200
Dionewar	2	200
Djirnda	2	50
TOTAL		**7724**

II.2.2. RESEAU DE TRANSPORT

Le réseau de transport haute tension existant jusqu'ici concentré dans la zone Ouest du pays, principalement dans la région de Dakar, se développe actuellement vers le centre en prévision de l'interconnexion avec le futur réseau 225 kV de l'OMVS et de l'OMVG.

II.2.2.1. Lignes HT

En 2014, le réseau de transport est de 528,6 km. Il comprend 246,7 km de lignes 90 kV de 21 tronçons et 281,9 km de ligne 225 kV de 5 tronçons. La période 2009-2014 a été marquée par les projets suivants :

- Tobène-Mékhé 90 kV ;
- SOCOCIM-Mbour en 225 kV;
- Tobène-Touba 225 kV ;
- Touba-Kaolack 225 kV ;
- Le contournement du poste de Cap des Biches par une ligne reliant Kounoune à Hann avec les anciennes lignes Kounoune-Cap des Biches et Cap des Biches-Hann 4.

L'année 2014 a été marquée par la mise en service des lignes Kounoune – Diass et Diass – Malicounda exploitées en 225 kV. De même, deux postes celui de Diass et celui de Malicounda ont été créés. Ces investissements s'ajoutent à ceux réalisés depuis 2012 sur la boucle souterraine 90 kV avec la mise en service des postes Aéroport 90/30 kV, Patte d'Oie 90/90 kV et Université 90/30 kV.

Tronçon		**Tension nominale**	**Longueur**	**Longueur en 90 kV**	**Longueur en 225 kV**	**Année de mise en service**
BEL AIR	HANN	90	5	5		1978
BEL AIR	HANN	90	11	11		1991
CAP DES BICHES	Patte d'OIE	90	14,95	14,95		1959
HANN	Patte d'OIE	90	1,2	1,2		1959
CAP DES BICHES	Patte d'OIE	90	16,99	16,99		1990
HANN	Patte d'OIE	90	1,2	1,2		1990
Patte d'Oie	Aéroport	90	8,004	8,004		2012
Aéroport	Université	90	10,402	10,402		2014
Université	Bel Air	90	3,5	3,5		2014
CAP DES BICHES	MBAO	90	7,18	7,18		1979
CAP DES BICHES	KOUNOUNE	90	6,47	6,47		2000
CAP DES BICHES	SOCOCIM	90	6,6	6,6		1959
HANN	MBAO	90	10,95	10,95		1979
HANN	CDB	90	18,19	18,19		1990
CDB	KOUNOUNE	90	4,8	4,8		1989
KOUNOUNE	TOBENE	225	55,37		55,37	1989
KOUNOUNE	SOCOCIM	90	4,68	4,68		2000
Kounoune	Diass	225	23,03		23,03	2014
Diass	Malicounda	225	28,5		28,5	2014
SOCOCIM	SOMETA	90	11,73	11,73		1959
SOMETA	THIONA	90	23,67	23,67		1959
THIONA	TOBENE	90	31,35	31,35		1959
TOBENE	TAIBA	90	13	13		1993
TOBENE	MEKHE	90	35,79	35,79		2005
TOBENE	Touba	225	105		105	2009
Touba	Kaolack	225	70		70	2008
Total			**528,556**	**246,656**	**281,9**	

II.2.2.2. Postes HT

Le réseau de Transport comprend ainsi quatorze (14) postes avec 40 transformateurs pour une puissance totale installée de 1 650 MVA répertoriés dans le tableau ci-dessous :

Tableau de répartition des Postes et Transformateurs

Poste	Transfo	Nbre	P. inst. (MVA)	Nb. départs MT	Observations
Bel Air	90/6,6 kV	3	56	13	6,6 kV
	90/30 kV	2	160	11	30 kV
	11/90 kV	1	46		TG TAG4
	15/90 kV	2	100		TR CVI
	7,3/6.6 kV	1	20		TR tampon Production/Distribution
Hann	90/30 kV	3	240	17(+1réserve)	30 kV
Cap des Biches	90/30 kV	2	66	8(+5 réserves)	30 kV
	12,5/90 kV	3	102		TG 301&TG 303&TGS
	11,5/90 kV	1	27		TR TAG2
	11,5/90 kV	1	30		TR TAG3
	6,6/90 kV	2	53		TR 401&TR 402
	6,6/90 kV	1	30		TR 403
	11,5/90 kV	1	40		TR 404/405
Thiès Thiona	90/30 kV	2	80	10	30 kV
Mbour	225/90/30 kV	2	40	5(+1 réserve)	30 kV
Mbao	90/30 kV	2	80	4(+2réserves)	30 kV
Sococim	90 kV	0	0		90 kV
Kounoune	225/90 kV	0	0		90 kV
Tobène	90/30 kV	1	20	2(+1 réserve)	30 kV
Touba	225/30 kV	2	80	5(+1(réserve)	30 kV
Kaolack	225/30 kV	2	80	8(+3réserves)	30 kV
	225/15 kV	2	100		TR GR 701 et 702
Patte d'Oie 90 kV	90/90 kV	1			
Aéroport	90/30 kV	1	80	10	
Diass	225/30 kV	2	80	6	30 kV
TOTAL		**40**	**1610**	**90**	

A noter aussi que les transformateurs de secours ci-dessous sont installés sur le site de Cap des Biches.

	Tensions	**Nombre**
Transfo secours	30/6,6 kV	1
Transfo Secours Groupe	90/12,5/6,9 KV	1

II.2.3. RESEAU DE DISTRIBUTION

Le réseau électrique de distribution de Senelec est alimenté principalement à partir des postes sources (90/30 kV, 225/30 kV). Il est composé du :

- ✓ Réseau Moyenne Tension 30 et 6,6 kV, qui assure la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publiques, mixtes et clients avec deux niveaux de tension :
- ✓ Réseau Basse Tension qui assure la distribution de l'énergie à partir des postes de transformation HTA/BT vers la clientèle BT.

Ce réseau électrique est constitué :

- ✓ Des postes HTA/HTA (30/6,6kV, et 6,6/6,6kV) et de simples postes de Répartition 30kV ou 6,6kV :

- Au niveau de Dakar, les cinq (5) postes 30/6,6kV que sont Aéroport Yoff, Centre-ville, Thiaroye, Université, Usine des Eaux en plus du poste 6,6/6,6kV de Bel-air.
- Au niveau des régions sur le Réseau Interconnecté, les cinq (5) postes 30/6,6kV que sont Saint-Louis, Richard-Toll, Kaolack, Thiès Aviation(BASE) en plus du poste de Répartition 30kV de Louga,
- Au niveau des régions sur le Réseau Non Interconnecté, les deux (2) postes élévateurs 6,6/30kV de Tambacounda et Boutoute.
- Le poste « Kankourang » 30/6,6kV de Ziguinchor.
- Le poste de Répartition 30kV alimenté par le départ Bignona et issu de la centrale de Boutoute.

Les ouvrages sur le réseau de Distribution sont composés comme suit :

- **9102,24 km** de lignes Moyenne Tension HTA (6,6 kV et 30 kV)

- **8367,49 km** de lignes BT Basse Tension (0,4 kV)
- **4819 postes** HTA/BT

Le réseau Moyenne Tension est très maillé et exploité en boucle ouverte. Il a comme point de départ les postes sources (90/30 kV, 225 /30 kV) et des sous stations (30/6,6 kV). La distribution se fait en trois phases (neutre non distribué) par des lignes aériennes et souterraines qui constituent ainsi les « Départs » du réseau Moyenne Tension. Ces départs en moyenne tension alimentent les postes HTA/BT en antenne et en coupure d'artère.

Récapitulatif global des postes et des lignes (HTA et BT)

Ouvrages	Effectif en 2013	Effectif en 2014	Variation brute	Taux d'évolution (%)
Postes HTA/BT	4 697	4819	122	2,6
Lignes HTA (km)	9 035	9102,24	67,24	0,7
Lignes BT (km)	8 139	8367,49	228,49	2,8

✓ Postes HTA/BT

Les 4819 postes HTA/BT se répartissent comme suit :

- 2894 postes de distribution publique (secteurs),
- 18 postes clients (privés),
- 110 postes mixtes (secteurs et privés).

Ces statistiques montrent une légère évolution des ouvrages en 2014. Le détail par exploitation est donné dans le tableau ci-après :

Répartition des postes par exploitation

Exploitation	Postes secteurs	Postes privés	Postes mixtes	Total	Valeur relative (%)
SDD1	620	532	16	1168	24.2
SDD2	386	296	10	692	14.4
Total Dakar	1006	828	26	1860	38.6
DRCO	783	325	46	1154	23.9
DRCE	379	227	9	615	12.7
DRN	481	327	29	837	17.4
DRS	245	108	0	353	7.4

Total DR	1888	987	84	2959	61.4
Total Dakar + DR	**2894**	**1815**	**110**	**4819**	**100,0**

✓ Lignes Moyenne Tension (HTA)

Les 9102,24 km de lignes HTA se répartissent comme suit :

- 8225,278 km de lignes aériennes soit 90,3% de la longueur totale de ligne HTA,
- 871,269 km de lignes souterraines soit 9,6% de la longueur totale de ligne HTA,
- 10,636 km de lignes fluviales, soit 0,1 % qui représente la plus petite portion.

Le détail par exploitation est donné dans le tableau ci-après :

Répartition des lignes HTA par exploitation

Exploitation	Lignes aériennes	Lignes souterraines	Lignes fluviales	Total	Valeur relative (%)
SDD1	80	441	3.2	524.2	5,8
SDD2	248.675	235.285	0	483,96	5,3
Total Dakar	328.675	676.285	3.2	1008.16	11,1
DRCO	2213.408	92.274	0	2305.682	25,3
DRCE	1905.36	21.38	2.5	1929,24	21,2
DRN	2846.971	55.217	2.4	2904.588	31,9
DRS	930.864	26.113	2.536	959.513	10,5
Total DR	7896.603	194.984	7.436	8099.023	88.9
Total Dakar + DR	**8225,278**	**871,269**	**10,636**	**9107,183**	**100,0**

✓ Lignes Basse Tension

Les 8376,75 km de lignes BT se répartissent comme suit :

- 7812,517 km de lignes aériennes nues et préassemblées confondues soit 93,3%,
- 564,233 km de lignes souterraines soit 6,7%.

La répartition par exploitation est présentée dans le tableau suivant :

Répartition des lignes BT par exploitation

Exploitation	Lignes aériennes	Lignes souterraines	Total	Valeur relative (%)
SDD1	714	286	1000	11,9
SDD2	1162.626	249.021	1411.647	16,8
Total Dakar	1876.626	535.021	2411.647	28,8

DRCO	2172.305	13.373	2185.678	26,1
DRCE	1091.66	3.5	1095.16	13,1
DRN	1793.158	8.515	1801.673	21,5
DRS	878.768	3.824	882.592	10,5
Total DR	5935.891	29.212	5965.103	71,2
Total Dakar + DR	**7812,517**	**564,233**	**8376,75**	**100,00**

III. BILAN DES ACTIVITES DE L'EXPLOITATION EN 2014-2016

III.1. PRODUCTION ET ACHATS D'ENERGIE

L'énergie totale brute produite au cours de l'année 2014 s'élève à **3227,6 GWh**. Cette production devrait connaitre une croissance de 9,31% entre 2014 et 2016 et un taux d'accroissement moyen annuel de l'ordre de 4,55% sur la période. Les achats d'énergie ont augmenté entre 2014 et 2016 avec l'arrivée de l'importation de la Mauritanie, les mises en service des IPP Taiba Ndiaye et Contour Global et ce, malgré la diminution de la puissance locative

Tableau : Tendances de la production brute 2014-2016

	2014	**2015**	**2016**		
	Réalisations	**Estimés à fin septembre**	**Budget**	**Variation 2014/2016**	**TCAM 2014/2016**
Production brute SENELEC (GWh)	**2 075,81**	**2 236,79**	**2 106,63**	**1,48**	**0,74**
Réseau Interconnectée (RI)	1 991,49	2 104,28	1 929,48	- 3,11	- 1,57
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	606,08	656,89	713,45	17,71	8,50
Bel air - TAV (C2)					
Bel air - TAG (TAG4)	63,60	41,25	6,37	- 89,98	- 68,35
Cap des Biches - TAV (C3)	141,83	259,26	232,83	64,16	28,12
Cap des Biches - Diesel (C4)	528,47	497,49	309,90	- 41,36	- 23,42
Cap des Biches - TAG (TAG2)	23,99	13,83	3,82	- 84,06	- 60,08
Cap des Biches - TAG (TAG3)			-		
Kahône 1 et 2 Diesel+ Extensions 30 MW	627,52	635,56	663,11	5,67	2,80

Saint Louis – Diesel					
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	84,32	132,51	177,15	110,09	44,94
Ziguinchor	39,10	73,99	85,51	118,69	47,88
Tambacounda		10,01	30,90	2 989,85	455,86
Autres centres isolés	45,22	48,51	60,73	5 973,44	15,90
Achats d'énergie	**1 151,45**	**1 149,89**	**1 421,01**	**23,41**	**11,09**
Achats d'énergie RI	1 085,91	1 126,52	1 420,70	30,83	14,38
Hydro (Manantali, Félou etc.)	318,07	317,18	317,19	- 0,28	- 0,14
IPP GTI - CS			-		
IPP Kounoune 1	377,97	364,92	317,95	- 15,88	- 8,28
SOCOCIM	53,62			- 100,00	- 100,00
IPP Charbon - SENDOU			-		
AFRICA ENERGY					
LOCATION RI	336,25	331,54	67,89	79,81	55,07
SOLAIRE RI			-		
SARREOLE TAIBA NDIAYE			-		
IPP CONTOUR GLOBAL			247,34	24 633,50	1 472,69
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW			464,02	46 302,20	2 054,12
IMPORTATION MAURITANIE		112,88	6,32	531,90	151,38
Achats d'énergie RNI	65,54	23,37	0,31	- 99,53	- 93,14
Location au DO de Boutoute	34,87	3,79	0,31	- 99,12	- 90,60
Location au DO Tambacounda	30,67	19,58		- 100,00	- 100,00

Le tableau ci-dessous donne les prévisions de production nette sur la période 2014-2016.

Tableau : Evolution de la production nette 2014-2016

	2014	**2015**	**2016**		
	Réalisations	**Estimés à fin septembre**	**Budget**	**Variation 2014/2016**	**TCAM 2014/2016**
Production nette SENELEC	**2 026,62**	**2 183,70**	**2 050,92**	**1,20**	**0,60**
Réseau Interconnectée (RI)	1 943,98	2 053,38	1 882,96	- 3,14	- 1,58
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	597,84	647,79	703,92	17,74	8,51
Bel air - TAV (C2)					
Bel air - TAG (TAG4)	62,77	40,69	6,31	- 89,95	- 68,30
Cap des Biches - TAV (C3)	128,26	240,87	214,20	67,01	29,23
Cap des Biches - Diesel (C4)	512,15	483,73	300,59	- 41,31	- 23,39
Cap des Biches - TAG (TAG2)	23,83	13,74	3,79	- 84,12	- 60,15
Cap des Biches - TAG (TAG3)			-		
Kahône 1 et 2 Diesel+ Extensions 30 MW	619,14	626,56	654,15	5,65	2,79
Saint Louis – Diesel					
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	82,64	130,32	167,96	103,25	42,57
Ziguinchor	37,47	71,87	82,87	121,13	48,71
Tambacounda		10,01	30,44		

Autres centres isolés	45,16	48,44	54,66	21,03	10,01
Achats d'énergie	**1 151,45**	**1 159,89**	**1 421,01**	**23,41**	**11,09**
Achats d'énergie RI	1 085,91	1 126,52	1 420,70	30,83	14,38
Hydro (Manantali, Félou etc.)	318,07	317,18	317,19	- 0,28	- 0,14
IPP GTI – CS			-		
IPP Kounoune 1	377,97	364,92	317,95	- 15,88	- 8,28
SOCOCIM	53,62			- 100,00	- 100,00
IPP Charbon - SENDOU			-		
AFRICA ENERGY					
LOCATION RI	336,25	331,54	67,89	79,81	55,07
SOLAIRE RI			-		
SARREOLE TAIBA NDIAYE			-		
IPP CONTOUR GLOBAL			247,34	24 633,50	1 472,69
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW			464,02	46 302,20	2 054,12
IMPORTATION MAURITANIE		112,88	6,32	531,90	151,38
Achats d'énergie RNI	65,54	23,37	0,31	- 99,53	- 93,14
Location au DO de Boutoute	34,87	3,79	0,31	- 99,12	- 90,60
Location au DO Tambacounda	30,67	19,58		- 100,00	- 100,00
solaire 4 MW Tambacounda					
solaire 4 MW Boutoute					
solaire 6 MW Centres secondaires	-				

III.1.1. PRODUCTION DU RI

La production brute du RI passe de 3077,4 GWh à 3350,9 GWh entre 2014 et 2016, soit un accroissement de 8,86 %. L'énergie nette livrée par ce réseau passe de 3029,89 GWh à 3303,66 GWh entre 2014 et 2016 soit un accroissement de 9,03 % sur la période. Les achats auprès des producteurs privés s'élèvent à 1085,91 GWh en 2014 soit 35%. Cette production des IPP devrait connaitre une hausse de 30,88% avec les mises en service des IPP Taïba Ndiaye et Contour Global et l'import à partir de la Mauritanie. En 2016, ces nouveaux IPP et importations produisent globalement 717 GWh.

III.1.2. PRODUCTION DU RESEAU NON INTERCONNECTE

Les unités du RNI comprenant Boutoute, Tambacounda et les centres secondaires et la location Aggreko ont une production d'énergie de 149,86 GWh en 2014. Cette production connait une hausse de 18% pour atteindre 177,45 GWh.

III.1.3. ACHATS D'ENERGIE

Les achats d'énergie concernent les IPP (Kounoune, Taïba Ndiaye, Contour Global), la location des groupes avec APR, la location avec Aggreko dans le réseau non interconnecté de Boutoute, l'importation de l'énergie hydroélectrique (Manantali et Félou), la cession de l'excès de production de la Somelec. Les achats globaux (RI et RNI) passent ainsi de 1151,45 GWh en 2014 à 1421,01 GWh en 2016 soit une croissance globale de 23,41%. Cette hausse importante s'explique principalement par l'arrivé des IPP Taiba Ndiaye et Contour Global.

Tableau : Evolution des Achats 2014-2016

	2014	2015	2016	Variation 2014/2016	TCAM 2014/2016
Achats d'énergie (GWh)	**1 151,45**	**1 149,89**	**1 421,01**	**23,41**	**11,09**
Achats d'énergie RI	1 085,91	1 126,52	1 420,70	30,83	14,38
Hydro (Manantali, Félou etc.)	318,07	317,18	317,19	- 0,28	- 0,14
IPP GTI – CS			-		
IPP Kounoune 1	377,97	364,92	317,95	- 15,88	- 8,28
SOCOCIM	53,62			- 100,00	- 100,00
IPP Charbon - SENDOU			-		
AFRICA ENERGY					
LOCATION RI	336,25	331,54	67,89	79,81	55,07
SOLAIRE RI			-		
SARREOLE TAIBA NDIAYE			-		
IPP CONTOUR GLOBAL			247,34	24 633,50	1 472,69
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW			464,02	46 302,20	2 054,12
IMPORTATION MAURITANIE		112,88	6,32	531,90	151,38
Achats d'énergie RNI	65,54	23,37	0,31	- 99,53	- 93,14
Location au DO de Boutoute	34,87	3,79	0,31	- 99,12	- 90,60
Location au DO Tambacounda	30,67	19,58		- 100,00	- 100,00
solaire 4 MW Tambacounda					
solaire 4 MW Boutoute					
solaire 6 MW Centres secondaires	-				

III.1.3.1. Manantali et Felou

Le productible de Manantali et Félou diminue faiblement de 2014 à 2016. Ainsi il passe de 318,07 à 317,95 soit une faible baisse de 0,28%

III.1.3.2. Kounoune

La production de Kounoune a évolué, passant de 377,97 GWh en 2014 à 317,95 en 2015 soit une baisse de 15,88%.

Elle a enregistré beaucoup de limitations de puissance par arrêts fortuits. La capacité de la Centrale s'est notablement dégradée avec une puissance maximale disponible de 52 MW en moyenne. En plus de cela, la diminution de production est en partie imputable à l'arrivée sur le parc de groupes de production plus performants.

III.1.3.3. Location RNI

La location sur le RNI diminue de manière considérable. Ainsi la location produit 65,54 GWh en 2014 et 0,31 GWh en 2016 soit une baisse considérable de 99,53%.
Cette baisse s'explique par le transfert de 6 MW de location leasing de Tambacounda sur le parc propre de Senelec ainsi que les mises en service des unités 806 et 807 au sein du parc de Ziguinchor.

III.1.3.4. Location RI

Senelec fait recours à la location durant la période pour satisfaire la demande et combler le déficit causé par le retard dans la mise en service des unités IPP Contour Global, Taiba Ndiaye et Sendou.
La location est assurée par les centrales APR en fuel léger (50 MW) et Aggreko en gasoil (95 MW). Sur ce la location du RI passe de 336,25 GWh à 67,97 GWh soit une importante baisse de 79,81%.

III.1.3.5. Tobéne Power

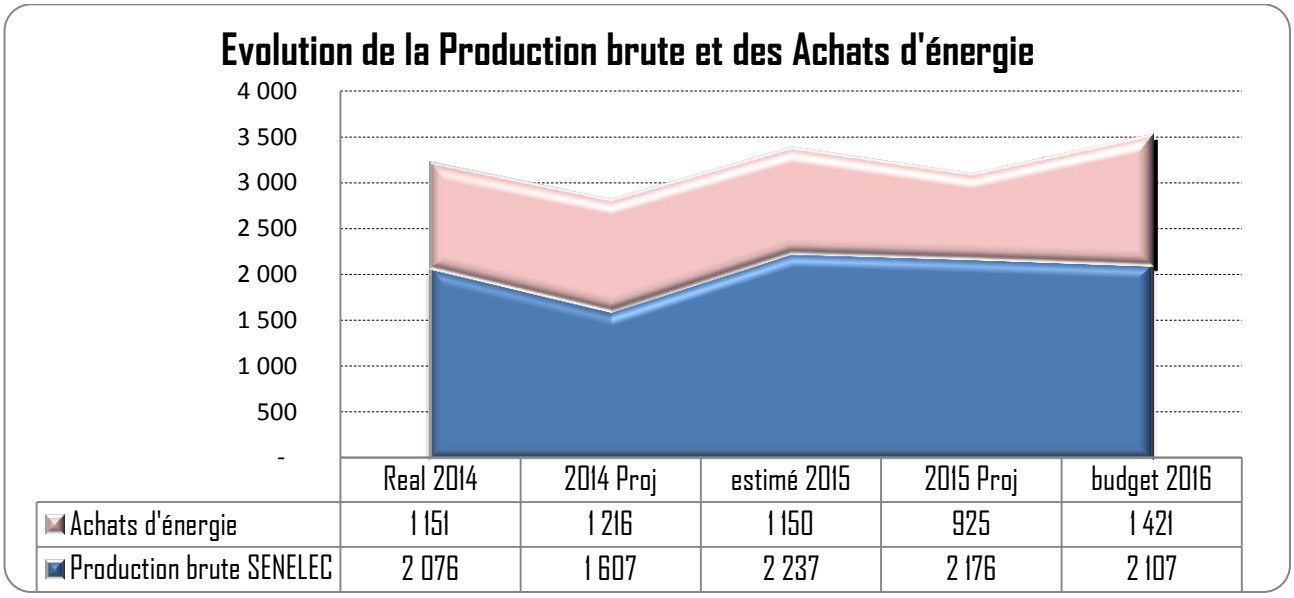
La mise en service de la centrale Tobéne Power est prévue est Février 2016. Ainsi sa production prévisionnelle pour l'année 2016 est de 464,02 GWh soit 15% de la production globale sur le RI

III.1.3.6. Contour Global

La mise en service de la centrale Contour Global est prévue est Juillet 2016. Ainsi sa production prévisionnelle pour l'année 2016 est de 247,34 GWh soit 15% de la production globale sur le RI

III.1.3.7. Cession Somelec

L'importation à partir de la Mauritanie est prévue à 20 MW jusqu'en fin juin 2016 puis passage à 60 MW à partir de juillet 2016. Cette importation produit 112,88 GWh en 2014 et 6,32 GWH en 2016. Cette baisse s'explique par la présence sur le parc de 2016 d'unités plus performantes que l'importation



	Real 2014	2014 Proj	estimé 2015	2015 Proj	budget 2016
Achats d'énergie	1 151	1 216	1 150	925	1 421
Production brute SENELEC	2 076	1 607	2 237	2 176	2 107

III.1.4. EVOLUTION DES TAUX DE DISPONIBILITE ET D'UTILISATION

La disponibilité globale du parc Senelec passerait de 77,45 % en 2014 à 82,81 % en 2015 soit une évolution de 6,92% et un taux d'accroissement moyen annuel de 3,4 % sur la période. Toutefois, il faut noter une dégradation de la disponibilité entre 2014 et 2015 liée principalement à la dégradation constatée de la disponibilité du RI et du RNI suite au transfert de la location sur le parc propre de Senelec.

III.1.4.1. Taux de disponibilité du RI

Le taux de disponibilité du RI est de 82,34% (toutes indisponibilités prises en compte) en 2014. Ce taux croit de 2014 à 2016 pour atteindre 84,54%

- **CIII**

Le retour de réhabilitation des unités 301 et 303 permet d'améliorer nettement la disponibilité de la centrale qui passe de 39,74% en 2014 à 77,52 en 2016.

- **CIV**

La disponibilité moyenne de la centrale sur la période est de 75%. Elle passe de 74,41% en 2014 à 79,81 en 2016 en passant par 72,85 en 2015.

- **CVI**

La disponibilité de la centrale évolue progressivement. Elle passe de 83,34% à 88% en 2016 en passant par 90,27% en 2015.

- **KAHONE 1et 2**

La disponibilité prévue pour cette centrale était de 89,75% en 2014 et 86,63% en 2016 alors que la disponibilité réalisée en 2014 est de 91,27. Cette baisse de disponibilité serait être due à la mise en service des groupes de Kahone 1 suite à la réhabilitation.

- **Turbine à gaz TAG2**

Son retour en exploitation devait se faire avec un fonctionnement au gaz. Mais en raison des problèmes de débit constaté au niveau du pipeline, elle ne tourne pas en pleine capacité.
Son taux de disponibilité est de 45,47% en 2014. La disponibilité prévue pour cette centrale est de 90,72% en 2015 et de 74,76 en 2016.

- **TAG4**

La TAG 4 voit sa disponibilité augmenter de 2014 à 2015 en passant de 81,45% à 95,82% mais cette disponibilité baisse en 2016 pour atteindre 78,9%.

III.1.4.2. Taux de disponibilité du RNI

- **BOUTOUTE**

La disponibilité prévue pour cette centrale est de 64,79% en 2015 et 59,0 % en 2016.

- **TAMBACOUNDA**

La disponibilité prévue pour cette centrale est de 22,72% en 2015 et 77,09 % en 2016.

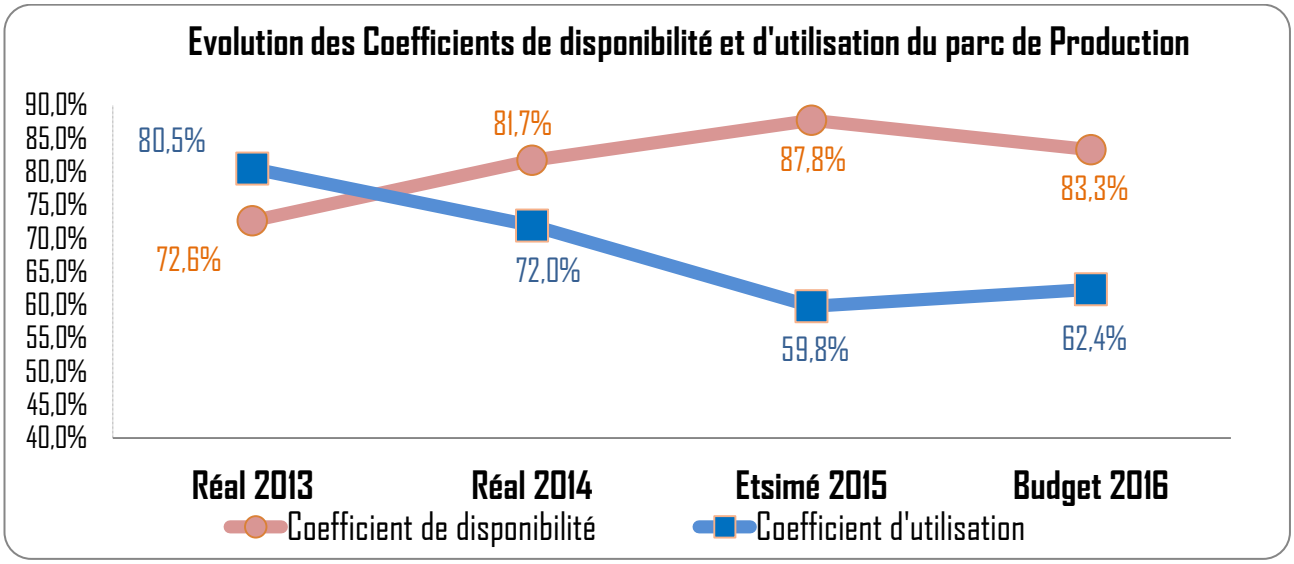
- **CENTRES SECONDAIRES**

Les centres secondaires affichent un taux de disponibilité de 66,47 % en 2015 et cette disponibilité devrait atteindre 90% en 2016.

Tableau : Disponibilité des centrales 2014 à 2016

	Réalisations	**Estimés à fin septembre**	**Budget**	**Variation 2014/2016**	**TCAM 2014/2016**
Coefficient de disponibilité (1)	**77,45**	**87,15**	**83,35**	**6,92**	**3,40**
Réseau Interconnectée (RI)	82,34	88,98	84,54	2,67	1,33
Bel air - Diesel (C1+C6+extensions 30MW)	83,34	90,27	88,00	5,60	2,76
Bel air - TAV (C2)		-	-	-	-
Bel air - TAG (TAG4)	81,45	95,82	78,90	- 3,13	- 1,58
Cap des Biches - TAV (C3)	39,74	71,57	77,52	95,06	39,66
Cap des Biches - Diesel (C4)	74,41	72,85	79,81	7,26	3,57

Cap des Biches - TAG (TAG2)	47,45	90,72	74,96	57,98	25,69
Cap des Biches - TAG (TAG3)		-	-	-	-
Kahône 1 et 2 Diesel+ Extensions 30 MW	91,27	89,75	86,63	- 5,08	- 2,57
Saint Louis – Diesel		-			
Hydro (Manantali, Félou etc.)	95,00	100,00	98,00	3,16	1,57
IPP GTI – CS		-	-	-	-
IPP Kounoune 1	78,00	98,80	95,00	21,79	10,36
SOCOCIM		-	-	-	-
IPP Charbon - SENDOU		-	-	-	-
AFRICA ENERGY		-	-	-	-
LOCATION RI	93,00	95,00	85,48	- 8,09	- 4,13
SOLAIRE RI		-	-	-	-
SARREOLE TAIBA NDIAYE	-	-	-	-	-
IPP CONTOUR GLOBAL		-	58,63		
IPP TAIBA NDIAYE 70 MW		-	83,33		
IMPORTATION MAURITANIE		90,00	100,00		
Réseaux Non Interconnectés (RNI)	24,57	61,04	54,15		48,47
Ziguinchor		64,79	59,00		540,31
Tambacounda		22,72	77,09		778,01
Autres centres isolés		66,47	90,00		848,68
Location au DO de Boutoute	93,00	93,00	-	- 100,00	- 100,00
Location au DO Tambacounda	93,00	93,00	-	- 100,00	- 100,00
solaire 4 MW Tambacounda		-	-	-	-
solaire 4 MW Boutoute		-	-	-	-
solaire 6 MW Centres secondaires		-	-	-	-



III.2. VENTES D'ENERGIE

III.2.1. EVOLUTION DE L'ENERGIE FACTUREE

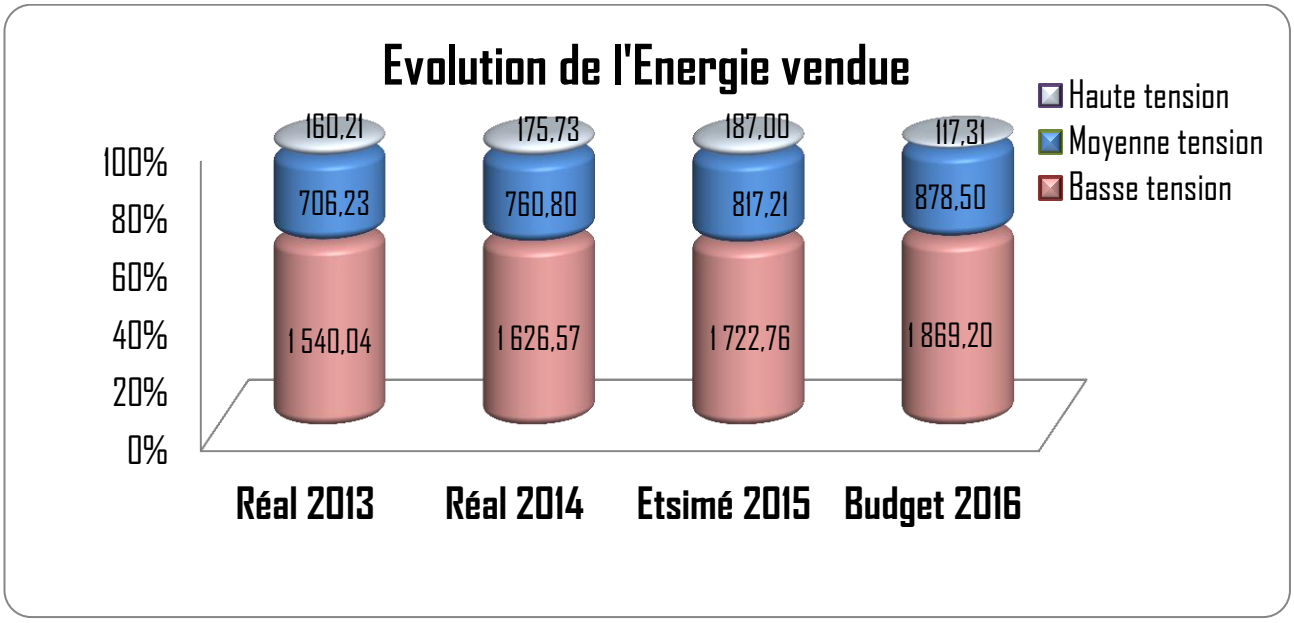
Les ventes d'énergie ont connu un taux de croissance annuel moyen de 6,0% au cours de la période 2014-2016. Toutefois, cette évolution suit des tendances différentes selon les niveaux de tension :

- La HT affiche une baisse de 9,9% et voit sa part dans les ventes passer de 6,9% en 2014 à 4,1 % en 2016. Cette baisse est due au passage des ICS en secours et à l'arrêt prévu de la SOMETA.

- Les ventes MT affichent la plus forte progression avec une croissance moyenne de 7,5% sur la période 2014-2016. La part de la MT dans les ventes de 2,4 % en 2016 gagne 0,5 point en 3 ans.

- La part de la BT dans les ventes a, elle aussi, augmenté ; elle passe de 63,5 % en 2014 à 65,2 % en 2016 . Les ventes BT ont progressé de 6,7% en moyenne par an sur la période 2014-2016.

	2013	**2014**	**2015**	**2016**	**VARIATION**	**TCAM**
Basse Tension	1 540,04	1 626,57	1 722,76	1 869,20	21,4%	6,7%
Usage Domestique	1 028,87	1 073,47	1 140,04	1 243,94	20,9%	6,5%
Usage Professionnel	465,58	493,75	521,48	556,27	19,5%	6,1%
Eclairage public	45,60	59,34	61,24	68,98	51,3%	14,8%
Moyenne Tension	706,23	760,80	817,21	878,50	24,4%	7,5%
Haute Tension	160,21	175,73	187,00	117,31	-26,8%	-9,9%
Total	**2 406,47**	**2 563,10**	**2 726,98**	**2 865,01**	**19,1%**	**6,0%**



III.2.1.1. Ventes basse tension

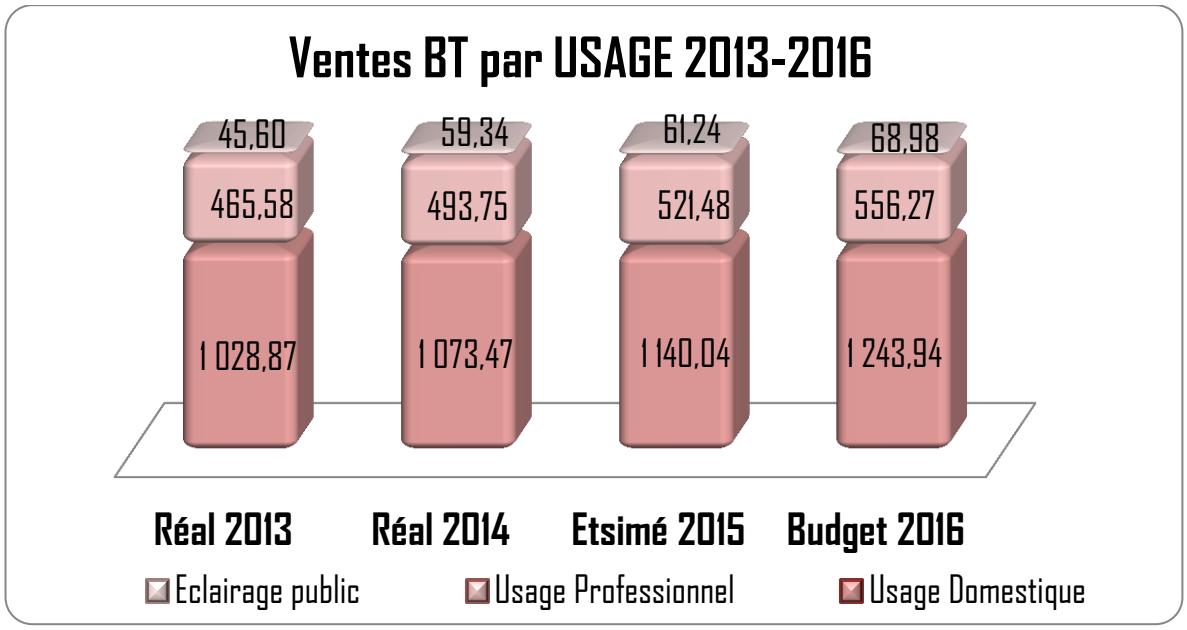
Les ventes en basse tension affichent une croissance légèrement supérieure au ventes globales (en moyenne 6,7% par an contre 6,0% pour les ventes totales). Ce qui fait que la part de la BT sur les ventes a augmenté de 1,2 point passant de 64,0% à 65,2%.

On observe une forte disparité sur l'évolution des différentes composantes de la BT :

- Usage domestique : les ventes UD sont passées de 1073,47 GWh en 2014 à 1140,04 GWh en 2015 soit une croissance de 6,2 %. Pour l'année 2016, elles devraient atteindre 1243,94 GWh soit un taux d'accroissement moyen annuel de 6,5% sur la période 2014-2016.

- Usage professionnel : avec un taux de croissance annuel moyen de 6,1 %, les ventes UP la croissance la plus faible au niveau de la BT. Les ventes professionnelles devraient atteindre 556,27 GWh sur l'année 2016 contre 493,75 GWh en 2014.

- Eclairage public : la part des ventes EP reste faible au niveau de la BT avec une contribution stable autour de 3,6 % durant la période 2014-2016. Le taux de croissance des ventes EP est de 14,8% sur la période 2014-2016 et devrait atteindre 68,98GWh en 2016.



III.2.1.2. Ventes moyenne tension

Avec un taux de croissance annuel moyen de 7,5 %, la moyenne tension affiche la plus forte croissance sur la période 2014-2016. . Ainsi, la part de la MT dans la structure

des ventes a légèrement augmenté. Pour l'année 2016, des ventes de 878,50 GWh sont attendues au niveau de la MT contre 760,80 GWh en 2014.

III.2.1.3. Ventes haute tension

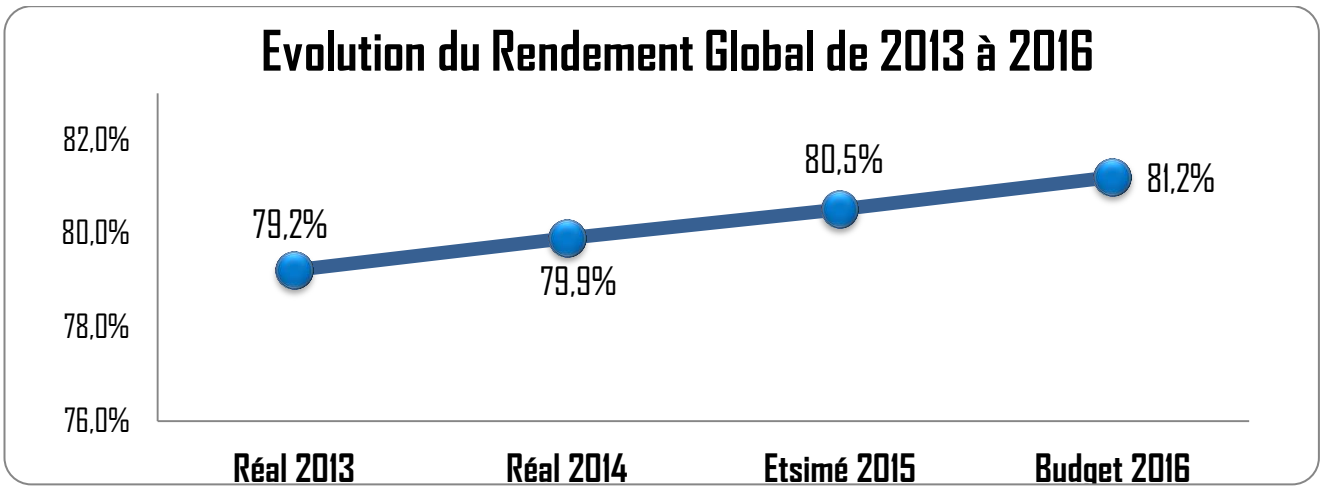
Au niveau de la HT, les ventes enregistrent une baisse annuelle de 9,9% sur la période 2014-2016 passant de 175,73 GWh en 2014 à 117,31 GWh en 2016. Cette situation est due à l'arrêt de la SOMETA et au passage en secours des ICS. Ainsi, la part des ventes HT passe de 6,9% en 2014 à 4,1% en 2016.

III.2.2. EVOLUTION DU RENDEMENT DE SENELEC

Globalement, on note une amélioration du rendement global de Senelec autour de 79,4% entre 2013 et 2014 et devrait atteindre 80,5% pour l'année 2015. Pour l'année 2016, l'objectif budgétaire est de 81,5%.

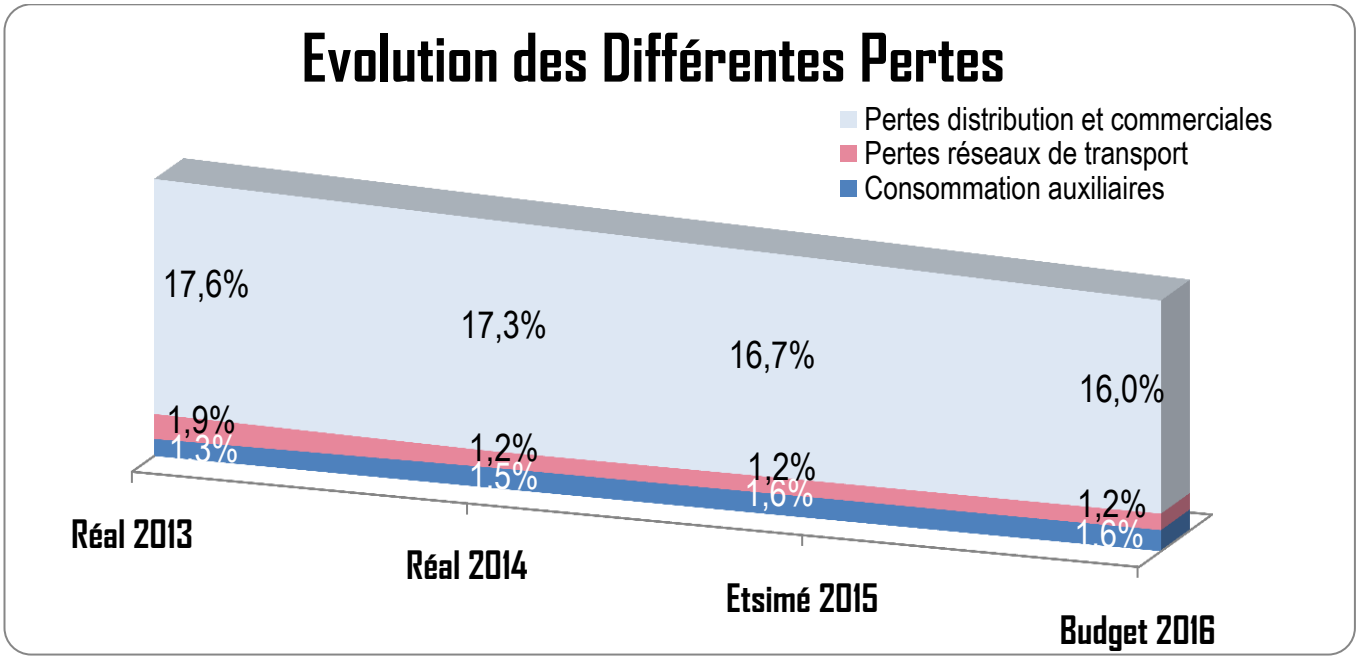
Il faut cependant souligner que les objectifs n'ont pas été atteints pour des raisons liées à la mauvaise qualité de service et aux difficultés d'approvisionnement en compteurs et matériels de réseaux Basse Tension.

Les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution du rendement global ainsi que la répartition des pertes entre la production, le transport et la distribution y compris le commercial.



Il faut noter que les pertes transport enregistrées tournent autour de 1,2 % entre 2013 et 2015 et devrait conserver cette tendance en 2016.

Les pertes distribution et commercial baissent sur la période. Elles passent de 17,6 % à 16,7% entre 2013 et 2015 et devraient s'établir à 16,0 % en 2016.



III.2.3. EVOLUTION DE LA CLIENTELE DE SENELEC

Sur la période 2014-2016, Senelec devrait raccorder 191 171 nouveaux clients dont un nouveau client HT, 241 au niveau de la moyenne tension et 190 929 nouveaux clients au niveau de la basse tension. La clientèle passera ainsi de 991 672 à fin 2013 à 1 182 843 à fin 2016 soit une croissance moyenne annuelle de 6,1%.

Tableau de l'évolution de la clientèle de 2013 à 2016

	2013	2014	2015	2016	Part	TCAM
Basse Tension	990 171	1 048 654	1 118 103	1 181 100	19,3%	6,1%
Moyenne Tension	1 497	1 569	1 670	1 738	16,1%	5,1%
Haute Tension	4	4	5	5	25,0%	7,7%
Total	991 672	1 050 227	1 119 778	1 182 843	19,3%	6,1%

Parallèlement aux ventes d'énergie, la clientèle BT a augmenté de manière considérable avec un taux de croissance moyen de 6,1% sur la période 2014-2016.

La consommation par client BT a très peu augmenté sur la période (+2,0 %) passant de 1,55 MWh/client /an en 2014 à 1,58 MWh/client/an en 2016.

Au niveau des clients MT, le nombre passe de 1497 clients à fin 2013 à 1670 clients attendus à fin 2015 soit une croissance annuelle moyenne de 5,6% sur la période et devrait s'établir à 1738 clients à fin décembre 2016 ; soit un accroissement de 4,1% par rapport à 2015. La consommation annuelle moyenne par client augmente et passe de 484,90 MWh en 2014 à 489,35 MWh estimé en 2015 pour atteindre 505,47 MWh en 2016.

Pour la HT, le nombre de clients passe de 4 à 5 clients entre 2014 et 2015 et ne devrait pas augmenter en 2016. Toutefois la consommation moyenne annuelle par client ne cesse de baisser sur toute la période passant de 43,93 GWh en 2014 à 37,40 GWh en 2015 pour atteindre 23,46 GWh en 2016.

Tableau de l'évolution de la consommation unitaire en MWh/client/an entre 2013 à 2016

	2013	2014	2015	2016
Basse Tension	1,56	1,55	1,54	1,58
Moyenne Tension	471,76	484,9	489,35	505,47
Haute Tension	40 051,67	43 931,96	37 400,30	23 461,52
Total	**2,43**	**2,44**	**2,44**	**2,42**

III.2.4. EVOLUTION DES REVENUS FACTURES

Avec un taux de croissance annuel moyen de 6,1%, le chiffre d'affaires de Senelec (hors PLNF) devraient passer de 301,29 milliards en 2014 à 319,19 milliards en 2015 et atteindraient 338,88 milliards en 2016. Le tableau ci-dessous récapitule l'évolution du chiffre d'affaires ainsi que sa répartition par niveau de tension.

Evolution du chiffre d'affaires en MFCFA

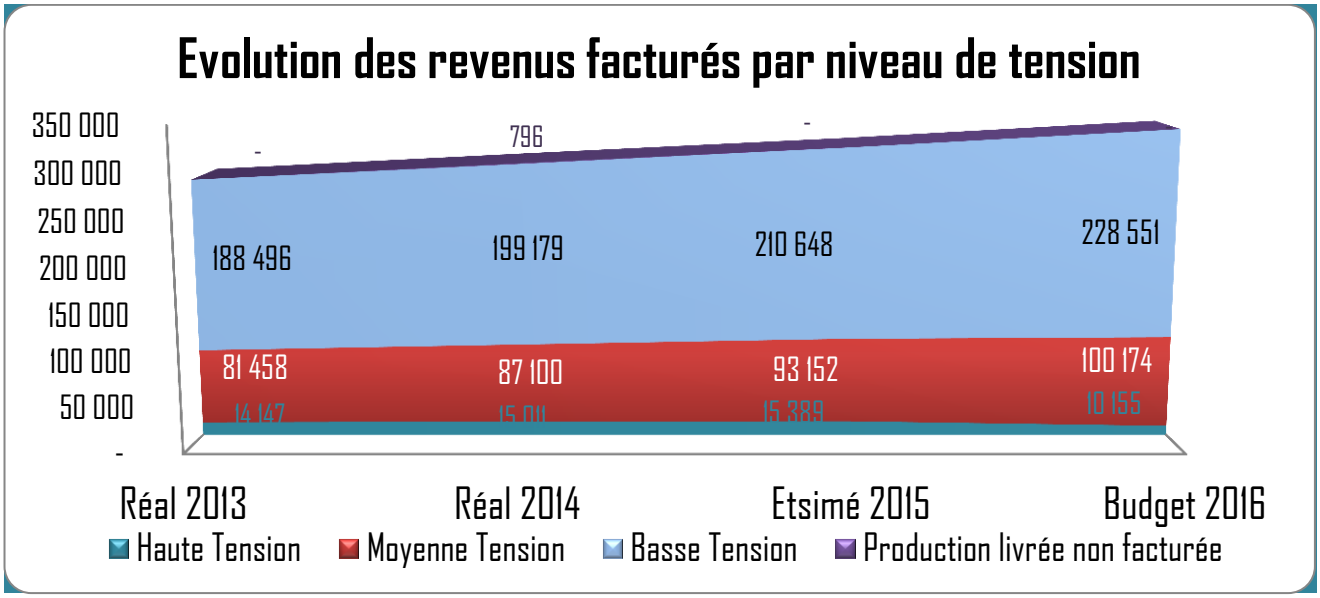
	2013	2014	2015	2016	Part	TCAM
Basse Tension	188 495,52	199 179,21	210 647,77	228 550,97	21,3%	6,6%
Moyenne Tension	81 457,91	87 099,57	93 152,39	100 174,45	23,0%	7,1%
Haute Tension	14 147,38	15 010,64	15 389,13	10 155,18	-28,2%	-10,5%
Total	284 100,81	301 289,42	319 189,29	338 880,61	19,3%	6,1%

Globalement, cette croissance est tirée par la Moyenne Tension avec une hausse de 7,1 % et 6,6% pour la Basse Tension tandis que ceux de la Haute Tension baissent de 10,5 %.

La Production livrée non facturée(PLNF) nulle en 2013, s'établit à 800 millions de FCFA en 2014. Elle n'a pas été projetée sur l'estimé 2015 et sur le budget 2016.

Tableau variation des revenus facturés.

	2014/2013	2015/2014	2016/2015
Revenus facturés totaux	6,33%	5,66%	6,17%
Basse Tension	5,67%	5,76%	8,50%
Moyenne Tension	6,93%	6,95%	7,54%
Haute Tension	6,10%	2,52%	-34,01%
Production livrée non facturée		-100,00%	



III.3. QUALITE DE SERVICE

Sur la base de la quantité d'énergie distribuée aux clients en 2014, le niveau de satisfaction de la demande est correct cette année au vu du taux de 98,6% réalisé. Cependant, il accuse un léger recul par rapport à 2013 suite à l'accroissement des délestages par manque de production enregistrés entre juin et novembre avec comme conséquence, une hausse du déficit de 27% par rapport à l'année passée. Malgré le non-respect de nombreux arrêts pour l'entretien de certains groupes, une partie de la demande n'a pas été satisfaite surtout pendant la période de chaleur. Le nombre de jours avec délestage passe ainsi de 118 en 2013 à 226, soit un dépassement de 91%. Le nombre d'heures de coupure moyen passe de 118 en 2013 à 122 en 2014.

Les incidents réseaux également ont enregistré une hausse de 8% de l'END par rapport à 2013 et que l'essentiel de cette hausse se concentre entre juin et octobre.

Les délestages automatiques notés au cours de l'année 2014 sont au nombre de 238 dont 91% concernant le premier stade. Cela résulte du manque de réserve et des nombreux déclenchements de groupes. La fréquence moyenne est de 50,24 Hz.

L'END par manque de production (délestage et effacement) s'élève à 16,3 GWh contre 12,8 GWh en 2013, soit une hausse de 27% (voir annexe A.29). Cette augmentation de l'END est

due à l'insuffisance de l'offre surtout durant la période de forte chaleur de juin à octobre (+6,5°C de moyenne par rapport à la période de janvier à mai). Cette situation s'explique, entre autres, par la non mise en service de la centrale de Kahone 1, le retard de l'arrivée de la location 50 MW d'Aggreko Cap des biches et la baisse de 11 GWh du quota de Manantali suite à l'arrêt de groupe pour réhabilitation.

L'END globale est estimé à 35 GWh pour l'année 2015 et est projetée à 25 GWh pour l'année 2016.

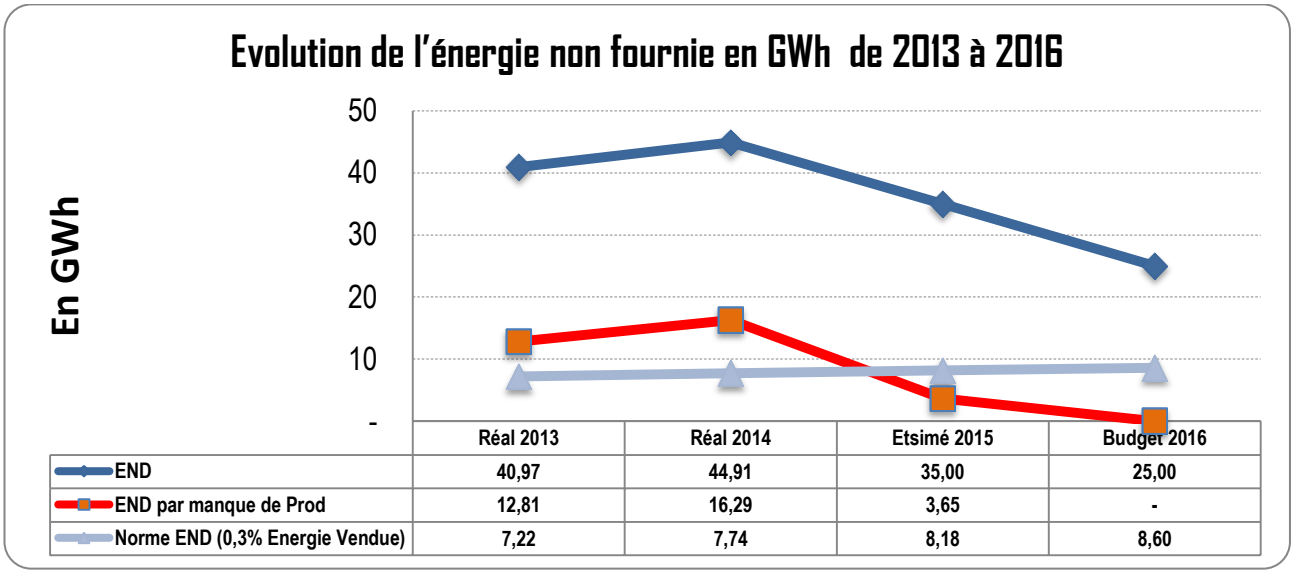


Tableau des Interruptions de services

Tension	Interruptions 2014		Interruptions 2013		Interruptions 2012		Interruptions 2011		Evol.
	Nombre	END (MWh)	Nombre	END (MWh)	Nombre	END (MWh)	Nombre	END (MWh)	END
MT Dakar	14 030	25 384	11 626	23 272	8 972	22 400	27 510	172 557	**9,1%**
MT Régions	13 409	14 928	12 873	14 227	9 876	8 685	17 577	84 150	**4,9%**
90 kV	722	4 596	733	3 148	531	915	928	9632	**46,0%**
225 kV	107	-	143	-	52	-	1	2	
TOTAL interruptions	28 268	44 908	25 375	40 967	19 431	32 000	46 016	266 341	**9,6%**

Répartition des Interruptions par nature

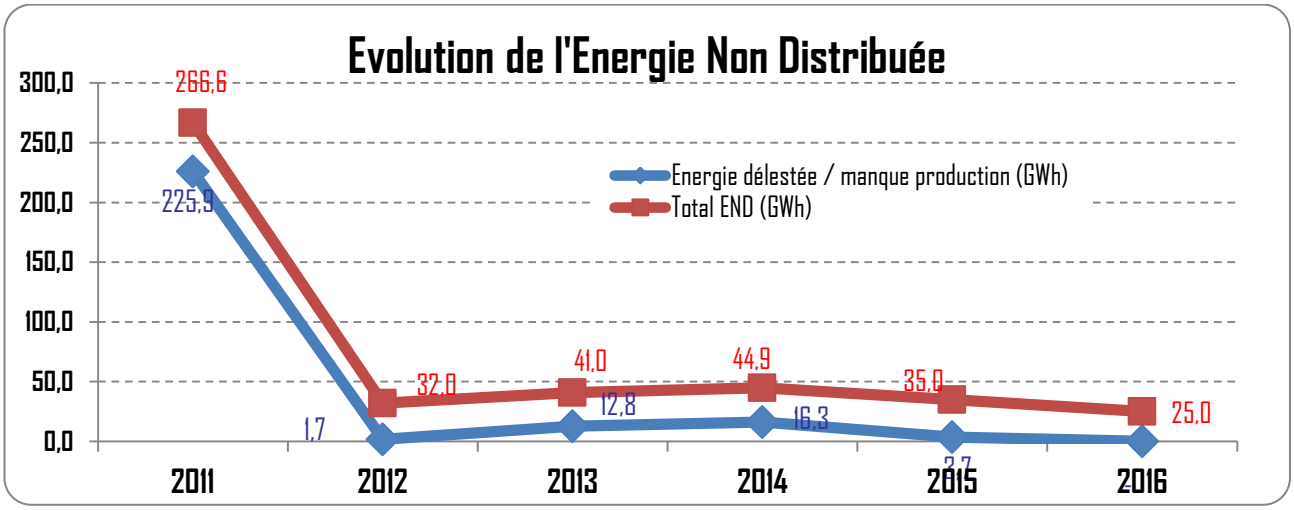
Le niveau de l'END totale reste dans la limite du raisonnable comparée à la moyenne de la période 2011-2013 estimée à 113 GWh. La tendance à la baisse de l'END totale,

constatée par rapport à la période antérieure, se reflète aussi sur l'ensemble des interruptions notamment avec la baisse des délestages par manque de production (hors effacement) qui passe de 9 975 MWh à 1658 MWh soit une baisse de 83,4%.

Toutefois, on note une légère augmentation de l'END dues aux incidents en 2014 qui est la cause de la dégradation de la qualité de service sur le réseau.

Nature	Interruptions 2014		Interruptions 2013		Interruptions 2012		Interruptions 2011		Evol.
	Nombre	END (MWh)	Nombre	END (MWh)	Nombre	END (MWh)	Nombre	END (MWh)	END
Incidents	15 433	20 456	15 770	19 104	12 991	18 971	8 921	18 214	**7,08%**
Manque production	5 773	1 658	2 905	9 975	306	780	29550	217187	**-83,38%**
Effacement HT	240	4 384	164	2 836	44	882	283	8718	**54,58%**
Manœuvre/Travaux	6 428	6 368	5 952	6 700	4926	6374	5501	12087	**-4,96%**
Surcharge / Faible U	394	1 791	584	2 352	1164	4993	1850	10413	**-23,85%**
TOTAL interruptions	28 268	34 656	25 375	40 967	19 431	32 000	46 105	266 619	**-15,41%**

Répartition de l'énergie non distribuée suite aux incidents réseaux de distribution



III.4. INVESTISSEMENTS SUR LA PERIODE 2014-2016

En 2014, le montant des investissements globaux s'élève à 29,8 milliards dont 32,1% pour les infrastructures de production ; 17,2% pour le réseau de transport, 43,7% pour le réseau de distribution et 7,0 % pour les autres investissements.

Les investissements totaux réalisés en 2015 à fin octobre sont de l'ordre de 35,0 milliards soit une évolution de 17 % entre 2014 et 2015.

En 2016, ils devraient connaitre une forte hausse plus de 515 % par rapport à 2015.

Cette forte hausse des investissements s'explique par la mise en place à court terme du plan d'action prioritaire de Senelec 2016-2018. Ce plan se propose d'identifier et de mettre en œuvre les actions de rattrapage et de mise aux normes de ses infrastructures, principalement centrées sur le réseau de transport, de distribution et aussi sur la fonction commerciale, de la production et des systèmes d'information.
Ces investissements globaux se répartissent de la manière suivante sur la période 2014-2016 :

	Réalisations			Budget			
	2013	**2014**	**2015**	**2016**	**TOTAL 2014-2016**	**2015 /2014**	**2016 /2015**
Production	12 213,71	9 579,56	6 891,64	43 351,42	59 822,62	-28%	529%
Transport	9 674,85	5 142,86	6 472,69	64 047,77	75 663,32	26%	890%
Distribution	9 577,30	13 029,86	17 393,16	60 826,11	91 249,13	33%	250%
Autres	419,73	2 078,93	4 252,29	46 932,22	53 263,44	105%	1004%
Total	**31 885,59**	**29 831,21**	**35 009,78**	**215 157,52**	**279 998,51**	**17%**	**515%**

Les investissements réalisés par Senelec hors subventions de l'Etat se répartissent ainsi par postes de dépenses.

	2014	**2015**	**2016**	**TOTAL 2014-2016**	**2015/2014**	**2016/2015**
Production	4 975,98	4 563,44	36 375,39	45 914,81	-8%	697%
Transport	1 599,75	2 800,89	59 722,06	64 122,70	75%	2032%
Distribution	12 771,57	16 527,92	43 899,56	73 199,05	29%	166%
Autres	2 078,93	4 252,29	46 932,22	53 263,44	105%	1004%
Total	**21 426,23**	**28 144,54**	**186 929,24**	**236 500,01**	**31%**	**564%**

Ils sont estimés à 236,5 milliards sur la période 2014- 2016. Ils concernent plus les réalisations dans le secteur du transport et de la distribution. On note toutefois des investissements production et autres support (commercial télécom et informatiques).
Les investissements réalisés par l'Etat du Sénégal sur la période :

	2014	**2015**	**2016**	**TOTAL**
Production	4 603,58	2 328,20	6 976,03	13 907,81
Transport	3 543,11	3 671,81	4 325,71	11 540,63
Distribution	258,29	865,24	16 926,55	18 050,08
Autres	-	-	-	0
	8 404,98	**6 865,24**	**28 228,29**	**43 498,51**

Dans ce domaine, l'Etat a mené des actions d'envergure dans le cadre du programme de restructuration et de redressement du secteur de l'énergie. Ainsi le secteur de la distribution a bénéficié de 41,5% des investissements de l'Etat, suivi du secteur de la production (32,0%) et de celui du transport (26,5%).

L'année 2016 devrait connaitre un accroissement significatif des investissements avec 77% du total des investissements réalisés sur la période 2014-2016 contre 11% en 2014 et 13% en 2015.

Le budget global des investissements en 2016 est ainsi articulé à travers les différentes activités de Senelec.

Postes de dépenses	Encours F. propres Senelec	Encours FE	Fonds propres Senelec	Fonds Extérieurs PAP	Fonds Extérieurs hors PAP	Total	%
Production	3 602	8 264	3 245	2 810	25 430	43 351	20%
Réseau Transport	3 413	52 553	1 485	5 127	1 470	64 048	30%
Réseau Distribution	7 227	21 585	-	23 634	8 380	60 826	28%
Commercial	-	15 488	1 500	7 330	3 312	27 630	13%
Autres investissement (CPL, GC, DSI, QSE)	2 587	135	5 100	6 081	5 400	19 302	9%
Total General	**16 829**	**98 025**	**11 330**	**44 981**	**43 993**	**215 157**	**100%**

On note ainsi l'impact du programme d'action prioritaire sur l'année 2016 d'un montant total de 73 milliards de FCFA ;

Sur financement extérieur les 45 milliards sont composés de 20 milliards du MEDER-FSE et de 25 milliards de FCFA d'emprunts bancaires à court terme à rechercher par DFC.

Libellés	FP	FE	Total
Encours Senelec	16 829		16 829
Nouveaux Senelec sur FP	11 330		11 330
PAP+ Nouveaux projets sur emprunt DFC)		44 981	44 981
TOTAL	**28 159**	**44 981**	**73 140**

En sus du Programme d'Action Prioritaire, les investissements de 2016 se résument ainsi :

Les investissements **Production** concerneront surtout la réhabilitation des sites de production, la remise aux normes du stockage des combustibles des Centrales et l'acquisition de groupes électrogènes : groupes de 1250 kVA.

Les investissements en **Transport** seront essentiellement constitués des dépenses prévues dans le cadre de la Boucle 225 kV Phase 1, la Boucle 90 kV de Dakar Phase 2, les travaux sur les lignes Tobéne Touba Kaolack, la contrepartie sénégalaise de la ligne Mauritanie –Sénégal et la mise œuvre du plan d'urgence Transport.

Les investissements dans le secteur de la **distribution** concerneront essentiellement les postes de dépenses suivants :

- Boucle 90 kV de Dakar Phase 2 ;
- Programme d'Urgence Distribution ;
- Passage de 6,6 à 30 kV de 194 postes à Dakar ;

- Extension et densification de réseaux à Dakar ;
- les extensions réseau de Dakar & Régions ;
- le passage 6,6 à 30 kV des sous station Centre-Ville ;
- la densification du réseau dans les régions ;
- les investissements relatifs aux obligations contractuelles
- et les événements religieux.

Les projets du **Commercial**, concernent surtout le raccordement et mise en service 100 000 Compteurs Pré paiement avec la coopération Chinoise (HB) pour 1 000 millions. Le Plan d'urgence Commercial (sécurisation comptage industriel, peignage et suppression des CC, sécurisations clients PP et MP, reclassement et cartographie).

Pour le **Génie Civil**, il faut noter, le projet de construction des immeubles de Vincens et de Peytavin et du Siège de Saint-Louis et la mise à niveau des Agences et Bureaux commerciaux.

La Banque mondiale (BM) a également prévu dans le cadre du Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASE) qui couvre la période 2013 – 2016 des investissements pour un coût global à terme de 93,5 millions de dollars US dont 8,5 millions au titre de la contrepartie Sénégalaise.

Le PASE a pour objectifs principaux de réduire les pertes techniques et commerciales de Senelec et d'améliorer la fiabilité des services d'électricité dans certaines zones et en particulier dans l'agglomération de Dakar.

Ce projet se décline en 4 composantes énumérées ci-dessous :

- ✓ Mise à niveau, renforcement et modernisation du réseau de transport et distribution ;
- ✓ Amélioration de la performance commerciale de la Senelec ;
- ✓ Renforcement et amélioration de la stratégie sectorielle et perspectives à long terme ;
- ✓ Mise en œuvre, communication et suivi évaluation du projet.

On note ainsi pour chaque composante des avancées ci-dessous

Etat d'Exécution des projets		**BUDGET PREVU EN F CFA**	**MONTANT DU CONTRAT EN F CFA**
Composante 1	13 Marchés dont : 03 bouclés, 05 en cours de réalisation et 05 en cours de finalisation du Processus de Passation des Marchés	59 635 561 219	Montant Marchés Attribués : 29 690 330 842
Composante 2	29 Marchés dont : 17 bouclés, 08 en cours de réalisation, 03 en cours de finalisation du Processus de Passation des Marchés et 01 Non Exécuté	23 295 075 195	Montant Marchés Attribués : 9 078 217 469 HT/HD
Composante 3	11 Marchés dont : 02 bouclés et 09 en cours de réalisation	3 028 965 000	Montant Marchés Attribués : 2 754 774 058 HT/HD
Composante 4	15 Marchés dont : 10 bouclés et 05 en cours de réalisation	1 333 073 829	Montant Marchés Attribués : 1 239 980 563 HT/HD

Total	**87 292 675 243**	**42 763 302 932**

III.5. NORMES ET OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Sur la période tarifaire 2014-2016, Senelec a été soumis au respect de certaines normes et obligation contractuelles par le ministère en charge de l'Energie (MEDER).

Il s'agit principalement des obligations d'électrification par régions en zone urbaines et rurales, des normes relatives aux clients finaux et des normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurales.

Parmi ces normes, certaines été atteintes dont celle relative à l'obligation d'électrification et une partie de celles relatives aux clients finaux.

Les nomes des clients concessions d'électrification rurales n'ont globalement pas été suivis par Senelec sur la période.

Senelec comptait beaucoup sur la mise en place du Nouveau SIC (NSIC) pour renseigner les indicateurs ciblés. Il faut cependant souligner que NSIC reste toujours à l'état de projet bien que son financement soit acquis (Banque Mondiale).

Par ailleurs, Senelec fonctionne présentement sans un règlement de service. Il est nécessaire que ce dernier soit finalisé dans les meilleurs délais.

Le détail des normes et obligations contractuelles est fournis en annexe du document.

III.6. RESULTATS FINANCIERS DE L'EXPLOITATION DE SENELEC

III.6.1. SOLDES INTERMEDIAIRES DE GESTION

Les soldes caractéristiques de gestion se présentent comme suit sur la période 2014-2016:

Libellés	Réalisation	Budget	Estimé	Budget	Ecarts (E15-R14)	Ecarts (B16-E15)
	2014	2015	2015	2016	Valeur	Valeur
Ventes de Produits Fabriqués	380 405	388 050	320 857	338 881	-59 548	18 024
Chiffres d'Affaires	391 471	397 232	330191	349 595	-61 280	19 404
Consommations de matières et fournitures liées	303 801	288 684	250 312	235 957	-53 489	-14 355
Marge Brute sur Matières	87 520	108 548	79757	113 637	-7 763	33 880
Valeur Ajoutée	49 613	66 760	40 817	67 446	-8 796	26 629
Frais de Personnel	29 049	30 289	30 432	35 738	1 383	5 306
Excédent Brut d'Exploitation	20 564	36 472	10 385	31 708	-10 179	21 323
Résultat d'Exploitation	1 784	16 774	-10 334	8 393	-12 118	18 727
Résultat Financier	-6 393	-8 522	-5 661	-8 204	732	-2543
Résultat Net	**2 036**	**11 950**	**-9 995**	**6 188**	**-12 032**	**16 183**

L'analyse des résultats estimés en 2015, fait apparaître, un résultat net provisoire déficitaire de 9,99 milliards FCFA contre un bénéfice prévisionnel de 11,95 milliards. Cette situation correspond à une détérioration de 12,03 milliards FCFA. Comparativement aux prévisions

budgétaires de 2015, on note une baisse plus importante des produits (-65,59 milliards) par rapport aux charges (-43,65 milliards).

Le résultat net prévu en 2016 est de +6,19 milliards, soit une amélioration de +16,18 milliards par rapport à l'estimé 2015.

L'écart sur le Revenu Maximum Autorisé (RMA) de 2015 passe d'un budget de 61 milliards FCFA à un estimé nul pour la même année et pour 2016.

Le chiffre d'affaires, hors taxes des ventes de produits et services liés aux activités ordinaires de l'entreprise est estimé à 330,19 milliards F CFA contre une prévision de 397,23 milliards soit une baisse de 67,19 milliards imputable à la compensation pour gel de tarifs qui a un estimé nul contre une prévision de 61 milliards ainsi que le retrait des ventes. Comparées aux réalisations de 2014, le chiffre d'affaires estimé enregistre également une baisse de 15,65%.

Concernant le budget 2016, le chiffre d'affaires se situe à 349,59 milliards, soit une évolution de 5,98% par rapport à l'estimé 2015 malgré une compensation nulle.

La valeur ajoutée s'est détériorée de 8,79 milliards FCFA par rapport aux réalisations de 2014. L'estimé 2015 se situant à 40,81 milliards F CFA, devrait enregistrer une baisse de 25,94 milliards, soit -38,86 % par rapport au budget 2015.

Cependant, par rapport au budget 2016, la valeur ajoutée devrait enregistrer une hausse de 26,63 milliards (+65,24%).

L'excédent brut d'exploitation estimé à 10,38 milliards en 2015 connait des baisses par rapport au budget 2015 et aux réalisations 2014 respectivement de 26,08 milliards et 10,17 milliards.

En 2016, l'EBE va se situer à 31,71 milliards, soit une amélioration de 21,32 milliards par rapport à l'estimé 2015.

Globalement le compte d'exploitation de 2014 2016 se présente comme suit :

Compte d'exploitation	Réal 2014	Estimé 2015	Budget 2016	2015/ 2014	2016 /2015
TOTAL GENERAL DES PRODUITS	415 279 979	347339822	364444780	-16,36%	4,92%
TOTAL GENERAL DES CHARGES	413 243 928	357 335 299	358 256 747	-13,53%	0,26%
RESULTAT NET (+ ou -)	**2 036 051**	**-9 995 477**	**6 188 034**	-590,92%	-161,91%

Les produits passent de 415,27 milliards FCFA en 2014 à un estimé de 347,33 milliards en 2015 soit une baisse de 67,94 milliards (-16,36%) tandis que les charges estimées à 357,33 milliards en 2015 diminuent de 55,9 milliards en valeur absolue soit un retrait de 13,53% en valeur relative.

En prévisionnel 2016, le niveau des charges demeure presque identique à l'estimé 2015 avec cependant une légère hausse de 0,92 milliard en valeur absolue.

Le résultat d'exploitation s'est détérioré par rapport à 2014 de 12,11 milliards FCFA, passant de 1,78 milliards à -10,33 milliards pour l'estimé 2015. Cependant en

comparant le budget 2016 à l'estimé 2015, le résultat d'exploitation comme l'EBE connait une tendance haussière de 18,72 milliards.

Le résultat financier 2016 connaît une détérioration de 2,54 milliards par rapport à l'estimé 2015.

Le résultat net estimé en 2015 indique une dégradation de 12,03 milliards par rapport à 2014 ; tandis que celui de l'année 2016 prévu est bénéficiaire de 6,19 milliards; soit une amélioration de 16,18 milliards de FCFA en comparaison à l'estimé 2015.

III.6.2. EVOLUTIONS DES PRODUITS

III.6.2.1. Ventes d'énergie

Le chiffre d'affaires estimé de 2015 composé des produits fabriqués, de l'écart sur RMA (compensation pour gel de tarif), des travaux & services vendus ainsi que des produits accessoires s'élève à 330,19 milliards de F CFA contre 391,47 milliards de F CFA en 2014 soit une baisse de 15,65%.

Cette baisse est principalement imputable à la subvention d'exploitation (compensation pour gel de tarifs) qui est estimée nulle en 2015 contre 78 milliards de F CFA en 2014. La vente d'énergie a cependant progressé de 6,2% (+18.8 milliards).

Par contre en comparaison par rapport à l'estimé 2015, le budget de 2016 de l'ordre de 349,59 milliards FCFA indique une évolution à la hausse de 5,88%.

Le dépérissement du poste subvention d'exploitation est confirmé par une prévision nulle pour l'année 2016.

Par contre en comparaison par rapport à l'estimé 2015, le budget de 2016 de l'ordre de 349,59 milliards FCFA indique une évolution à la hausse de 3,93%.

III.6.2.2. Travaux et services vendus (TSV)

Les travaux et services vendus estimés en 2015 vont atteindre 9,21 milliards de F CFA contre 10,91 en 2014 soit une baisse de 1,70 milliard due au retrait des travaux d'extension de réseaux et des frais de coupure.

Le budget 2016 connait par contre une progression de 1,50 milliard par rapport à l'estimé 2015

III.6.2.3. Subventions d'exploitation

Le montant nul est estimé en 2015 contre une comptabilisation de 78,32 milliards en 2014.

Le dépérissement du poste subvention d'exploitation est aussi confirmé par une prévision nulle pour l'année 2016.

III.6.2.4. Autres produits

Par rapport aux réalisations 2014, des baisses successives sont notées respectivement par rapport à l'estimé 2015 et le budget 2016 de 3,10 milliards et 1,29 milliards. Ces baisses concernent principalement les reprises de provisions sur les débiteurs divers et sur les créances.

Tableau évolution des produits

PRODUITS en K FCFA	Réel 2014	Budget 2015	Estimé 2015	Budget 2016	ECARTS % E15/R14	ECARTS % B16/E15
Ventes de produits fabriqués	380 404 957	388 049 965	320 856 747	338 880 610	-15,65%	5,62%
Travaux, services vendus	10 915 880	9 182 210	9 211 721	10 714 171	-15,61%	16,31%
MARGE BRUTE SUR MATIERES	87 519 880	108 548 170	79 756 887	113 637 463	-8,87%	42,48%
Produits accessoires	150 195	0	122 545	0	-18,41%	-100,00%
CHIFFRE D'AFFAIRES (TA + TC + TD + TH)	391 471 031	397 232 175	330 191 012	349 594 780	-15,65%	5,88%
Autres produits	13 243 114	10 174 574	10 142 862	8 850 000	-23,41%	-12,75%
VALEUR AJOUTEE	49 612 876	66 760 310	40 816 606	67 445 987	-17,73%	65,24%
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	20 563 720	36 471 510	10 384 672	31 708 415	-49,50%	205,34%
Reprises de provisions	3 618 055	1 827 000	802 545	0	-77,82%	-100,00%
Transferts de charges	86 683	0	4 257	0	-95,09%	-100,00%
Total des produits d'exploitation	408 418 884	409 233 749	341 140 676	358 444 780	-16,47%	5,07%
RESULTAT D'EXPLOITATION	1 784 496	16 773 510	-10 333 526	8 393 415	-679,07%	-181,23%
ACTIVITE FINANCIERE						
Revenus financiers	200 926	0	197 937	0	-1,49%	-100,00%
Gains de change	1 210	0	1 210	0	0,00%	-100,00%
Reprise de provisions	0	0	0	0		
Transferts de charges	0	0	0	0		
Total des produits financiers	202 136	0	199 146	0	-1,48%	-100,00%
RESULTAT FINANCIER (+ ou -)	-6 393 395	-8 522 191	-5 660 951	-8 204 382	11,46%	44,93%
Total des produits des activités ordinaires	408 621 020	409 233 749	341 339 822	358 444 780	-16,47%	5,01%
RESULTAT ACTIVITES ORDINAIRES	-4 608 899	8 251 319	-15 994 477	189 034	-247,03%	-101,18%
Produits des cessions d'immobilisations	26 865	0	0	0	-100,00%	
Produits H.A.O.	423 477	0	0	0	-100,00%	
Reprises H.A.O.	6 208 617	3 700 000	6 000 000	6 000 000		
Total des produits H.A.O.	6 658 959	3 700 000	6 000 000	6 000 000	-9,90%	0,00%
RESULTAT H.A.O. (+ ou -)	6 649 950	3 700 000	6 000 000	6 000 000	-9,77%	0,00%
TOTAL GENERAL DES PRODUITS	415 279 979	412 933 749	347 339 822	364 444 780	-16,36%	4,92%
RESULTAT NET (+ ou -)	**2 036 051**	**11 950 319**	**-9 995 477**	**6 188 034**	**-590,92%**	**-161,91%**

III.6.3. COMPOSITION ET EVOLUTION DES PRINCIPAUX POSTES DE CHARGES

En 2015, les charges variables (matières premières, fournitures et autres frais liés aux achats de matières) estimées se chiffrent à 250,31 milliards de FCFA pour une

prévision budgétaire de 288,68 milliards ; soit un retrait de 38,37 milliards (-13,3%) découlant des matières premières (-49,03 milliards). Par rapport à 2014, ces charges ont également baissé de 17,6%.

Ces charges variables de production rapportées aux charges totales d'exploitation représentent 71,37% en 2015 contre 73,56% prévue et 74,71% en 2014.

En 2016, les charges variables (matières premières, fournitures et autres frais liés aux achats de matières) budgétées sont de l'ordre de 235,96 milliards de FCFA soit une baisse de 14,4 milliards par rapport à l'estimé 2015 (-5,73%)

Libellé en millions de FCFA	**Réel 2014**	**Estimé 2015**	**Budget 2016**	**Ecart E15-R14**		**B16/R15**
				Valeur	**%**	
Matières Premières	239 141	184 760	174 482	-54 381	-22,70%	-5,56%
frais sur combustibles	18 657	8 501	200	-10 156	-54,40%	-97,65%
Variation stock de Matières Premières	677			-678	-100,00%	
Matières Premières consommées	**258 475**	**193 261**	**174 682**	-65 214	-25,20%	-9,61%
Achats Energie et frais de capacité	**42 348**	**54 115**	**58 323**	11 767	27,80%	7,78%
Lubrifiants	3 097	2 935	2 952	-162	-5,20%	0,58%
Variation de stocks lubrifiants	-118			118	-100,00%	
Lubrifiants consommés	**2 978**	**2 935**	**2 952**	-43	-1,40%	0,58%
Total Mat. Premières et autres consommés	**303 801**	**250 312**	**235 957**	-53 489	-17,60%	-5,73%
Total Charges d'exploitation	**406 634**	**351 474**	**358 257**	-55 916	-13,80%	1,93%
Mat. 1ères /Total Charges Exploit	**74,71%**	**71,37%**	**65,86%**		-4,50%	-7,72%

Le poste « achats de matières et fournitures » se décompose comme suit :

- **Les achats de combustible** : en 2015, ces matières sont estimées à 184,76 milliards contre 239,82 milliards réalisées en 2014 ; soit un retrait de 54,38 milliards comparée à 2014. En 2016 ils sont estimées à 174,4 milliards soit une baisse par rapport à l'estimé 2015 de 10,27 milliards de FCFA.

- **Les autres frais sur combustible** (frais de transport, droits de douane et autres frais): Ces frais s'élevant à 8,50 milliards sont en dessous des réalisations de 2014 (18,66 milliards) de 10,16 milliards. Ils sont budgétés à 200 millions en 2016.

- **Les achats d'énergie et frais de capacité**: Le niveau des achats et frais de capacité s'établit à 54,12 milliards contre 42,35 milliards en 2014 ; soit un accroissement de 11,77 milliards (+27,8 %) par rapport à 2014.en 2016 le budget l'estimé à 58,32 milliards soit une hausse de 4,2 milliards de FCFA.

- **Les consommations des lubrifiants** se chiffrent à 2,94 milliards de F CFA en 2015 contre 2,98 milliards de F CFA réalisés en 2014, soit une baisse de 43

millions (-1,5%). En 2016, elles évoluent de 17 millions par rapport à l'estimé 2015.

Les Consommations Directes de 2015 sont estimées à 10,77 milliards contre des réalisations de 6,03 milliards en 2014, soit une hausse de 4,64 milliards due au niveau des achats de matériel de réseaux stockés ainsi que des pièces électromécaniques utilisées dans les centrales.

Cette tendance haussière est aussi observée entre l'estimé 2015 et le budget 2016 qui se situe à 13,52 milliards.

Les Frais de Transports estimés en 2015 vont diminuer de 98 millions par rapport aux réalisations de 2014, soit -7,51% en valeur relative. Par contre une augmentation de ces frais de 296 millions est prévue en 2016 et s'explique par le déploiement des compteurs prépaiement à travers le pays, les activités de la Direction Distribution et Equipement Réseaux entre autres.

Les Services Extérieurs estimés en 2015 ont atteint 23,25 milliards contre un réel 2014 de 21,02 milliards ; soit une hausse de 2,22 milliards (10,59%).En prévisions 2016, ils affichent également une hausse de 3,59 milliards par rapport à l'estimé 2015, soit 15,45%.

Les Impôts et Taxes estimés en 2015 s'élèvent 4,64 milliards contre 6,21 milliards en 2014.Une baisse est aussi observée dans le budget 2016 qui se situe à 3,97 milliards. Ces économies observées de 1,61 milliard (2015/2014) et de 1,57 milliard (2016/2015) sont imputables à :

-sur le plan interne par une note de DFC signée par le DG qui oblige désormais la trésorerie à retenir directement la BNC sur la facture du fournisseur et non la faire supporter par Senelec ;

-sur le plan externe par l'entrée en vigueur de l'article 285 alinéa 3 du Code Général des Impôts qui entraine une baisse de contribution foncière des propriétés bâties(CFPB) avec l'obtention d'exemption permanente sur les centrales ; combinée avec l'arrêt de GTI se traduisant par des économies sur la patente.

Les Autres Charges estimées à 9,41 milliards en 2015 ont baissé de 7,29 milliards soit -43,46% en valeur relative. Cet écart s'explique principalement par la variation des postes suivants :

- Dotation aux provisions pour dépréciation (stocks-créances-débiteurs) -6 340 millions
- Charges provisionnées et pertes diverses - 635 millions.

Par contre, les autres charges prévues en 2016 vont baisser de 226 millions par rapport à l'estimé 2015, soit -2,40% essentiellement dû au retrait des charges provisionnées sur dépréciation des autres comptes

Les Charges de Personnel estimées en 2015 sont de 30,43 milliards FCFA et restent supérieures à celles de 2014(29,04 milliards) de 1,38 milliards.

Les prévisions de 2016 s'élèvent à 35 738 millions contre un estimé de 30 432 millions en 2015 ; soit une hausse de 5,30 milliards (17,43%). Cette évolution s'explique essentiellement face aux risques prud'hommes par l'impact de la régularisation progressive des prestataires du Commercial. De plus, il est aussi prévu le recrutement de nouveaux agents pour faire face au déficit et/ou renouvellement du personnel de Senelec.

Les Charges Financières estimées en 2015 s'élevant à 5,86 milliards sont en baisse de 735 millions par rapport à 2014 (6,59 milliards).

Par rapport à l'estimé 2015, le budget 2016 prévu de 8,20 milliards entraine une hausse de 2,34 milliards, soit 40,00%.

Tableau 1: évolution des charges

	Réel	Budget	Estimé	Budget	ECARTS %	
CHARGES	**2014**	**2015**	**2015**	**2016**	**E15/R14**	**B16/E15**
ACTIVITE D'EXPLOITATION						
Achats de Matières premières &fournitures liées	303 241 483	288 684 005	250 311 581	235 957 317	-17,45%	-5,73%
- Variation de stocks	559 473	0	0	0	-100,00%	
Autres achats	7 269 403	9 566 510	10 675 474	13 529 193	46,85%	26,73%
- Variation de stocks	-1 238 741	0	0	0	-100,00%	
Transports	1 314 701	1 142 171	1 215 976	1 510 250	-7,51%	24,20%
Services extérieurs	21 025 914	25 803 598	23 252 976	26 845 447	10,59%	15,45%
Impôts et taxes	6 215 591	6 263 156	4 644 329	3 965 306	-25,28%	-14,62%
Autres charges	16 713 447	9 187 000	9 416 932	9 191 280	-43,66%	-2,40%
Charges de personnel (1)	29 049 156	30 288 800	30 431 934	35 737 572	4,76%	17,43%
Dotations aux amortissements et aux provisions	22 483 963	21 525 000	21 525 000	23 315 000	-4,27%	8,32%
TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	406 634 389	392 460 239	351 474 202	350 051 365	-13,57%	-0,40%
ACTIVITE FINANCIERE						
Frais financiers	6 593 978	8 522 191	5 826 307	8 204 382	-11,64%	40,82%
Pertes de change	1 553	0	33 790	0	2076,36%	-100,00%
TOTAL DES CHARGES FINANCIERES	6 595 531	8 522 191	5 860 097	8 204 382	-11,15%	40,00%
TOTAL DES CHARGES ACTIVITES ORDINAIRES	413 229 919	400 982 430	357 334 299	358 255 747	-13,53%	0,26%
TOTAL DES CHARGES H. A. O.	9 009	0	0	0	0	0
Impôts sur le résultat	5 000	1 000	1 000	1 000	-80,00%	0,00%
TOTAL GENERAL DES CHARGES	413 243 928	400 983 430	357 335 299	358 256 747	-13,53%	0,26%

IV.PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT 2016-2020

Dans le contexte énergétique actuel marqué par une croissance de la demande en électricité,, le Sénégal doit disposer d'une énergie sûre, compétitive et durable.
Pour satisfaire la demande en 2014 et 2015, Senelec a eu recours à une location d'environ 100 MW.Cette location est maintenue jusqu'au 31 Décembre 2016.

Pour les prévisions budgétaires de l'année 2016, et pour ce qui concerne le réseau interconnecté on note :

- Le maintien de la location Aggreko de 22 MW au gasoil jusqu'au 09 février 2016
- Le maintien de la location Aggreko de 5 MW au gasoil jusqu'au 09 janvier 2016
- La mise en service d'une location au gasoil de 50 MW à partir du 01 mars 2016
- La mise en service d'une location au gasoil de 30 MW du 01 avril au 31 août 2016

En outre, le parc de production sera renforcé par :

- La mise en service de la centrale IPP diesel Tobene Power d'une puissance de 70 MW à partir de mars 2016
- La mise en service de la centrale IPP diesel Contour Global d'une puissance de 53 MW à partir de juillet 2016

Au niveau Achat d'énergie, on note :

- L'importation de la Mauritanie de 20 MW jusqu'en fin juin 2016 puis passage à 60 MW à partir de juillet 2016
- Un productible brut de Manantali estimé à 259,71 GWh correspondant à un productible net de 241,16 GWh
- Un productible brut de Félou estimé à 81,17 GWh correspondant à un productible net de 75,76

Au niveau du RNI, les extensions et réhabilitations faites durant 2015 ainsi que l'achat supplémentaire d'un groupe de 1MW à Tamba permettront d'assurer une bonne couverture de la demande en 2016.

IV.1. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DU PARC DE PRODUCTION ENTRE 2017-2020

Dans le cadre du développement du parc de production, avec les hypothèses de mises en service, conformément aux contrats signés, il est prévu les mises en service des centrales ci-après :

- L'IPP solaire CRSE/Banque Mondiale de 50 MW au 01 janvier 2017
- La location au gasoil de 75 MW sur toute l'année 2017
- L'IPP CES Sendou 1 au charbon de 115 MW au 01 janvier 2018

- L'importation Kaléta Hydro de 48 MW (soit un productible de 189 GWh) au 01 janvier 2019
- La centrale EPC au HFO de Malicounda de 95 MW au 01 janvier 2018
- L'importation Gouina Hydro de 35 MW (soit une productible de 140 GWh) au 01 janvier 2020
- L'IPP charbon Africa-Energy de 270 MW au 01 janvier 2020
- L'IPP charbon Jindal de 320 MW en février 2020
- L'importation Sambagalou Hydro de 61 MW (soit un productible de 193 GWh) au 01 janvier 2021
- La Cession Somelec au gaz (Mauritanie) de 135MW en janvier 2025

Les projets à énergie renouvelable se présentent comme suit:

- La centrale solaire de 15 MW à Diass (KfW) en janvier 2017
- La centrale solaire de 15 MW de Niakhar (EAU) en janvier 2017
- L'IPP solaire de 20 MW de Energy Ressources, 20 MW de Senergy en janvier 2017 et 20 MW de Senergy 2 en janvier 2017
- L'IPP solaire de 20 MW de Tenmerina en Janvier 2018
- L'IPP éolien Taiba Ndiaye 150 MW (50 MW en janvier 2018, 50 MW en Janvier 2019 et 50 MW en janvier 2020)

IV.2. PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX

Les projets ci-dessous figurent au programme d'investissement de Senelec :

La réalisation des projets de transport Tambacounda-Kolda-Tanaff-Ziguinchor avec les Postes 225/30 kV à Kolda et à Ziguinchor seront financés par l'Etat du Sénégal tandis que le projet de ligne 225 kV Tambacounda – Kayes sera réalisé par l'OMVS.

Senelec est en négociation très avancée avec des partenaires techniques pour le financement et la construction de la liaison 225 kV Ziguinchor-Tambacounda.

. Le Ministère en charge de l'énergie, afin de réaliser en urgence le projet national d'électrification rurale qui s'est fixé un objectif de 60% à 2016 a mis l'accent sur la nécessité de mettre en service le Poste de Tambacounda.

Il faut rappeler que la construction des lignes pour l'alimentation de Ziguinchor et de Tambacounda est conditionné par la mise en service de la ligne 225 kV de l'OMVG, Kaolack-Tambacounda-Sambangalou dont l'appel d'offres sera lancé au premier trimestre 2016 au plus tard.

Les projets de raccordement des nouvelles centrales Jindal et Africa Energy notamment les lignes Mboro-Tobène 225 kV et Kayar-Kounoune 225 kV sont

financés directement par les promoteurs cités respectivement. Tableau récapitulatif des projets Transport sur la période 2015-2030

N°	Projet	2015-2020	2020-2025	2026-2030	Financement
1	Projet de câble souterrain Kounoune-Patte d'Oie	23 600			BID
2	Projet de Ligne 225 kV Tobène Kounoune	14190			BOAD
3	Projet de ligne double terne Kounoune-Sendou	8 100			BOAD
4	Projet de ligne double terne Mboro-Tobéne	11 400			AFRICA ENERGY
5	Projet de ligne double terne en 225kV Tobéne St Louis sur 35 km	9400			BID
6	Projet de ligne en 225 kV Kaolack-Fatick-Mbour	9 760			BOAD
7	Création d'une seconde liaison en 90 kV Kounoune-CDB sur 7 km	1840			A RECHERCHER
8	Remplacement des deux transfos 225/90 kV de Kounoune par 2 transfos 225/90 kV de 200 MVA	2000			A RECHERCHER
9	Transformateurs 225/90kV de 200 MVA à Patte d'Oie	2000			BID
10	Liaison en 90 kV Patte d'Oie-Hann sur 1 km			1320	A RECHERCHER
11	Liaison d'une quatrième liaison en 90 kV Patte d'Oie-Hann sur 1 km		1320		A RECHERCHER
12	Création d'une troisième liaison en 225 kV Kounoune-Sendou sur 12 km			3360	A RECHERCHER
13	Liaison en 90 kV Patte d'Oie-Hann sur 1 km			1320	A RECHERCHER
14	Transformateur 225/90kV de 200 MVA à Kounoune			2000	A RECHERCHER
16	Liaison 225 kV Kaolack-Mbrikilane-Tambacounda				OMVG
17	Liaison Birkilane-Soma-Tanaff				OMVG
18	Liaison 225 kV Tambacounda-Kolda-Tanaff-Ziguinchor avec les Postes 225/30 kV à Kolda et à Ziguinchor		30000	30000	A rechercher
19	Liaison 225 kV entre Kayar et Kounoune		4000	4000	JINDAL
20	Liaison 225 kV Bakel-Tambacounda		16 000	16 000	A rechercher
	Total (Millions de F CFA)	82 290	17 320	24 000	

IV.3. PLAN D'ACTIONS PRIORITAIRES 2016-2018

En sus de ces projets, pour atteindre les normes qui lui ont été fixées en matière de qualité de service, Senelec ambitionne d'offrir un service continu et de qualité à un

coût acceptable pour la clientèle en adoptant une nouvelle approche orientée « client ».

Pour ce faire, Senelec a mis en place, à court terme, un Plan d'Actions prioritaires dénommé « PAP2016-2018»

Ce plan se propose d'identifier et de mettre en œuvre les actions de rattrapage et de mise aux normes de ses infrastructures, principalement centrées sur le réseau de transport, de distribution et aussi sur la fonction commerciale, sur la production et sur le système d'information.

Ce plan se chiffre à **131 956 000 FCFA** et vise :

- L'optimisation et la sécurisation des revenus à travers un meilleur transit de l'énergie en provenance des centres de production vers la clientèle.
- La fiabilisation des unités de production, à travers les réhabilitations, l'augmentation du rendement des centrales, la planification et l'optimisation de la maintenance des machines, mais aussi la réhabilitation et la mise aux normes des parcs de stockage de combustible
- le soutien des activités pour la bonne mise en œuvre du PAP à travers les supports

Le PAP2016-2018 est structuré en trois composantes : deux composantes *Techniques* (Réseaux et Commercial, Production) et une composante *Supports*.

Le tableau suivant donne la répartition du PAP suivant ses trois composantes et six sous-composantes pour les trois années :

(en millions de FCFA)

	Années	**2016**	**2017**	**2018**	**Total**	**Part**
Composante1:Réseaux & Commercial	Transport	15 025	5 283	2 549	22 856	**17%**
	Distribution	15 533	23 685	17 113	56 332	**43%**
	Commercial	8 820	11 855	6 900	27 575	**21%**
Total Composante 1		**39 378**	**40 823**	**26 562**	**106 763**	**81%**
Composante 2 : Production		**5 810**	**4 283**	**3 025**	**13 118**	**10%**
Composante 3 : Supports	Système d'Information	2 160	1 160	1 025	4 345	**3%**
	Autres supports	2 925	2 540	2 265	7 730	**6%**
Total Composante 3		**5 085**	**3 700**	**3 290**	**12 075**	**9%**
Total Projet PAP		**50 273**	**48 806**	**32 877**	**131 956**	**100%**

V. APPRECIATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS

V.1. CONTEXTE

Pour rappel, la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité, après la deuxième consultation publique, avait pris les décisions suivantes pour la période tarifaire 2014-2016, en réponse aux requêtes de Senelec :

a) La prise en compte du décret relatif au fonds de préférence

La dotation du fonds de préférence est intégrée dans la Formule de contrôle des revenus de Senelec conformément au Décret n° 2011-528 du 26 Avril 2011. Elle a été intégrée dans la partie redevance de la Formule de contrôle des revenus.

b) L'indexation des charges de structure non indexées

Un facteur de pondération supplémentaire qui permettra de prendre en compte les charges fixes non indexées dans l'indice composite d'inflation utilisé pour l'indexation du Revenus Maximum de Senelec a été intégré dans la Formule de contrôle des revenus.

c) Les prix de référence des combustibles

Afin que les prix de référence utilisés correspondent à la réalité du système d'approvisionnement de Senelec, le prix ex-dépôt de la structure des prix publiée par le Ministre en charge de l'énergie est considéré comme étant le prix de référence des produits pétroliers.

Sur la période 2014-2016, la CRSE a maintenu les décisions de la période précédente, à savoir:

- Les paramètres du RMA, calculés sur une base annuelle en considérant l'inflation en cours d'année ;
- La suppression de révision exceptionnelle pour cause de forte inflation;
- Le maintien de la révision intérimaire pour cause exceptionnelle;
- La réduction à 3 mois de la période de référence. Le seuil pour demander des ajustements de tarifs aux conditions (1er avril, 1er juillet, 1er octobre) est porté à 5%.

V.2. RESULTATS DE L'APPLICATION DES NOUVELLES CONDITIONS TARIFAIRES 2014-2016

Dans les premières conclusions de la CRSE, on peut noter les résultats qui découleront de l'application des nouvelles conditions tarifaires suivants:
Les Revenus Maximum Autorisés (hors redevances, pénalités et corrections des revenus) calculés, en considérant la tendance de l'inflation estimées à fin 2013 par la formule de contrôle de revenus à :

- ✓ RMA 2014 : 412 232 millions de FCFA
- ✓ RMA 2015 : 430 725 millions de F CFA
- ✓ RMA 2016 : 431 738 millions de FCFA

- ✓ **Revenu Maximum Autorisé 2014**

L'application de la nouvelle formule a abouti à un Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 Décembre 2014 de 373 775 millions de francs CFA pour des ventes réalisées de 2 563,10 GWh en 2014 et correspondant à des recettes de 301 290 millions de F CFA. Il en découle un manque à gagner de 72 485 millions.
Suite au versement par l'Etat d'une compensation de 84 613 millions pour maintien de tarifs à leur niveau du 1er Août 2009, le surplus de revenus par rapport au RMA 2014 de 12 128 millions majoré d'un taux d'intérêt de 8,73% soit 13 187 millions a été intégré au RMA 2015 par l'intermédiaire du facteur de correction.

- ✓ **Revenu Maximum Autorisé 2015**

Le Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 1er octobre 2015 s'élève à 318 821 millions de francs CFA pour 2 778,09 GWh vendus au détail contre des recettes prévues de 327 050 millions de FCFA avec les tarifs en vigueur. Cela correspond à un surplus de revenus de 8 229 millions de FCFA correspondant à un taux d'ajustement maximum des tarifs de -3%. Cet écart de revenus ne nécessite ni ajustement tarifaire, ni compensation de la part de l'Etat puisque compris entre -5% et +5%.

V.3. ANALYSE DES COUTS DE RETARD DE L'ARRIVEE DES IPP SUR LE RMA DE SENELEC

Il est important de rappeler que les projections de coûts de Senelec initialement présentées par Senelec à la CRSE ont été élaborées sur la base d'un plan de production soumis par Senelec et amendé par la CRSE qui, par mesure de prudence avait jugé opportun d'écarter certains projets de la période 2014-2016. Il s'agit essentiellement de:

- la centrale éolienne de 150 MW de Taiba NDIAYE
- la centrale IPP diesel Contour Global de 53 MW
- la centrale à charbon AFRICA ENERGY de 300 MW

Dans un premier temps, nous avons noté que le plan de Senelec présenté avait prévu en 2014 une location au diesel de 60 MW alors qu'en réalité 98 MW (50 MW au fuel et 48 MW au diesel) ont été loués suite aux retards accusés dans la réhabilitation des groupes existants.

En outre, compte tenu des retards accusés dans certains projets, la location de groupes a été poursuivie en 2015 pour une puissance totale de 118 MW contrairement aux projections soumises qui prévoyaient un arrêt de la location en 2014.

Aussi, la première centrale à charbon CES de 115 MW initialement retenue dans le plan soumis à la CRSE en octobre 2015 est décalée en 2018 pour cause de retard suite à un conflit entre les actionnaires du projet.

Ces exemples évoqués sont suffisants pour nous inciter à évaluer le manque à gagner de Senelec en termes de revenus dans la situation où le programme de production ayant servi de base de calcul de la régulation n'est pas exécuté. Pour faire notre analyse qui se limite sur la période 2014-2016, nous avons recalculé les facteurs annuels de pondération de la formule de contrôle de Revenus sur la base du plan de production réellement mis en œuvre pour aboutir aux revenus maximum autorisés de Senelec sur la base des indices d'inflation et des ventes réalisées en 2014, estimées en 2015 et budgétisées en 2016.

La comparaison du niveau de compensation requis pour le scénario soumis à la CRSE par rapport au plan de production réactualisé est la suivante :

Tableau : Revenus maximum autorisés de Senelec en 2014 et 2015

Année	2014		2015		2016	
	Plan CRSE	Plan réactualisé	Plan CRSE	Plan réactualisé	Plan CRSE	Plan réactualisé
Revenu annuel à percevoir autorisé par la Commission	373 775	390 189	313 855	340 261	335 213	403 412
Revenu à percevoir des clients avec les tarifs appliqués	301 290	301 289	321 614	321 614	345 620	345 620
Compensation de revenus versée par l'Etat	72 485	88 899	-7 759	18 647	-10 407	57 792
Manque à gagner pour Senelec (millions de F CFA)	**16 414**		**26 406**		**68 199**	

1. **Source:** Données issues des calculs de revenus de Senelec sur la base de la formule de contrôle de Revenus indexée

V.4. SUGGESTIONS POUR LA NOUVELLE FORMULE

L'application de la formule de contrôle des revenus durant la période 2014-2016 suscite des remarques et observations qui nécessitent d'être prises en compte dans le futur paramétrage de la formule de contrôle des revenus, il s'agit :

V.4.1. TARIF CONCESSIONNAIRE

Les prix de cession aux concessionnaires d'électrification rurales étant inférieure de 20% du tarif MT de la grille tarifaire appliquée, le manque à gagner devrait être pris en charge.

V.4.2. COMBUSTIBLE DES IPP

Avec la prise en compte des prix ex dépôt de Senelec de la structure CNH dans la formule de contrôle des revenus, Senelec demande la prise en compte du différentiel des prix de combustibles des IPP qui sont diffèrent de ceux de Senelec et que l'entreprise supporte en charges (remboursement des frais de combustibles des IPP).

Aussi les contrats d'achat avec les IPP ne limitent pas l'approvisionnement en combustible à la SAR. Ce paramètre devra être considéré dans la future formule de contrôle des revenus.

V.4.3. CONSOMMATION DU GO A LA PLACE DU DO

L'indexation des prix des combustibles sur la formule de contrôle des revenus, principalement sur le DO devra être revue car depuis 2013, les centrales Diesel de Senelec et les IPP consomment du Gasoil à la place du Diesel Oil, pour deux raisons :

- La SAR déclare ne pas disposer d'assez de quantité de DO (insuffisance de production) pour couvrir les besoins du marché intérieur ; on note ainsi le déclassement du GO en DO pour faire face à la forte demande de consommation des IPP.

- Un Problème de compatibilité du DO avec nos machines, sur une bonne partie de l'année (période de froid).

V.4.4. REDEVANCE D'ELECTRIFICATION RURALE

Le Gouvernement du Sénégal a créé un fonds dénommé Fonds d'Electrification Rurale (FER). Pour le financement de ce fonds, la loi n° 2006 – 18 du 30 juin 2006 a institué une redevance prélevée sur les kWh et les services énergétiques vendus aux clients de Senelec et des opérateurs d'électrification rurale. Le décret n° 2006 – 247 du 21 mars 2006 fixe les règles d'organisation et de fonctionnement du Fonds.

L'arrêté interministériel n°008442/MEM/DEL/ du 18 décembre 2012 fixe le niveau et les modalités de recouvrement de la redevance ainsi que suit :

- Taux : 0,7 francs CFA HTVA/kWh vendu aux usagers disposant d'un système de comptage
- Taux : 2,5 % de la composante énergétique pour les usagers ne disposant pas de comptage
- Recouvrement : par Senelec et les opérateurs d'électrification rurale
- Echéances de versement : au 20 Janvier, 20 avril, 20 juillet et 20 octobre de chaque année ; les sommes dues sont assimilées aux créances fiscales de l'Etat.

Suite au courrier de l'ASER référencé 15/606/AC/mrn en date du 20 octobre 2015, réclamant une somme de 8,2 milliards de FCFA au 31 décembre 2012 comme redevance d'électrification rurale collectée par Senelec depuis 2007, Senelec demande sa prise en compte comme pass-through dans la future formule de contrôle des revenus. A ce jour, Senelec n'a pas procédé à la collecte de cette redevance.

V.4.5. TAUX DE RENTABILITE

Senelec réitère certaines observations sur la détermination du taux de rentabilité formulées lors de la révision des conditions tarifaires 2011-2013, à savoir :

1. Hypothèse sur le taux de rendement sans risque

Réponse de la Commission

La méthodologie retenue par la Commission est inspirée de la pratique adoptée par beaucoup de régulateurs, notamment européens, qui utilisent la moyenne des cinq dernières années du rendement des obligations d'une maturité supérieure ou égale à 5 ans émises par l'Etat souscripteur. En outre, le taux de rendement sans risque est une donnée qui émane de la politique économique et financière de l'Etat.

Argument de Senelec

Le mode de détermination du taux de rendement sans risque devrait être discuté de commun accord avec Senelec pour prendre en compte la spécificité de sa politique de financement. Le calcul à partir de la moyenne arithmétique simple des taux d'intérêt des différents emprunts obligataires de l'Etat du Sénégal sur les cinq dernières années ne nous semble pas refléter la réalité des conditions d'emprunt.

2. Calcul de BETA (B)

Le BETA qui mesure la variabilité de la valeur de ses actions par rapport au marché a été reconduite du même montant que celui de la période 2004 - 2009 à 0,8%.

Réponse de la Commission

Selon les stipulations du Cahier des charges de Senelec, le BETA est la moyenne des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur électrique par rapport à la valeur des titres des marchés en actions sur lesquels celles-ci sont cotées, soit aux Etats Unis soit en Europe.

La détermination du BETA se fait le plus souvent par comparaison avec d'autres entreprises cotées exerçant la même nature d'activité.

En théorie, les coefficients BETA des titres plus volatils, plus spéculatifs que la moyenne du marché sont supérieurs à 1 tandis que ceux plus stables que le marché sont inférieurs à 1. L'analyse financière considère les titres des sociétés d'électricité parmi les plus stables.

En prenant en considération la spécificité de Senelec, le coefficient BETA de 0,80 est acceptable.

Argument de Senelec

Par comparaison aux entreprises cotées du même secteur de la même zone géographique comme la Compagnie Ivoirienne d'électricité de la Côte d'Ivoire dont le Beta est supérieur à 1, nous pensons que cette hypothèse soulève aujourd'hui un certain nombre d'interrogations à savoir:

- Est-ce que les composantes de l'indicateur n'ont pas connu une évolution ?

La stabilité des cours qui maintient le Beta inférieur à 1 doit être argumenté d'autant plus que son utilisation dans la période à un niveau de 0,8% a coïncidé avec la crise financière depuis 2007.

3. Prime de risque à 5%

Réponse de la Commission

La référence à utiliser pour obtenir le niveau de la prime de risque est précisée par le Cahier des charges de Senelec. Il s'agit de la valeur historique de la prime de marché requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié. Cette valeur devait être publiée dans la revue « Droit de marché »,une publication du cabinet « Associés en Finance ».

Du fait de l'indisponibilité de la publication susvisée, les recherches documentaires alternatives effectuées ont permis de noter que ce taux se situe entre 4% et 5%.

Argument de Senelec

La source de la fourchette de variabilité de 4 à 5% et la fixation à 5% doivent être davantage explicitées. Ce taux est de 7,45% en moyenne selon la Compagnie 1818-Banquiers privés. Une analyse comparative des primes par pays dans les principaux marchés d'actions a donné les résultats suivants : France (7,27%) USA (5,45%) Canada (6,96%) Allemagne (5,85%) japon (5,64%).

En pratique, cette prime de risque qui permet la détermination du coût des fonds propres, conditionne le choix des investissements. De son montant dépend l'évaluation des actifs financiers et l'allocation des ressources de l'entreprise. Par conséquent, les enjeux sont en effet considérables pour Senelec.

V.4.6. PROJETS ENERGIE RENOUVELABLE

Pour ce qui concerne, les projets d'énergies renouvelables en perspective ; Senelec souhaiterait avoir l'avis de la CRSE sur le traitement de l'introduction des ENR dans le revenu Maximum Autorisé de Senelec.

Réponse de la Commission

Les projets d'énergies renouvelables prévus dans la période ont été pris en compte dans la détermination des nouvelles conditions tarifaires conformément aux éléments contenus dans les contrats d'achat d'énergie signés. Ainsi leur introduction ne nécessite pas un traitement spécifique dans la détermination du RMA.

Argument de Senelec

Avec l'arrivée des centrales à énergie renouvelable sur la période à venir, et les futures centrale solaires par appels d'offres, Senelec se pose des questions sur la prise en compte des tarifs de rachat dans la future formule de contrôle de revenus.

V.4.7. INVESTISSEMENTS A REALISER PAR L'ETAT

Les investissements 2014-2016 (extensions C6 et C7, réhabilitations..) et les retards sur l'arrivée des unités de production additionnelles (charbon-Gaz Mauritanie-IPP Tobéne), qui sont indépendants de la volonté de Senelec, n'ont pas été réalisés aux dates prévues.

Pour satisfaire cette demande et améliorer la qualité de service, des unités de production moins performantes et non optimisées ont été utilisées.

Il en est résulté des surcoûts qu'il est nécessaire d'évaluer afin de les soumettre à l'Etat pour compensation.

V.4.8. APPRECIATION SUR L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS

Senelec est soumis à un régime de prix plafonds basé sur une détermination de « revenus autorisés » futurs qui doivent garantir sa viabilité financière ou plutôt économico-financière. Ce régime, qui est un mix de « prix plafonds » et « revenus plafonds », se base sur une détermination des revenus requis et sur l'utilisation d'une formule d'ajustement dynamique de ces revenus requis.

La méthode régulatoire est jugée globalement satisfaisante. Toutefois suite aux remarques du consultant étude tarifaire sur la formule de contrôle des revenus, Senelec demande la prise en compte des recommandations ci-dessous :

- Le facteur d'économie d'échelle θ reflète la proportion de coûts fixes et variables. L'utilisation d'un seul facteur d'économie d'échelle pour toutes les catégories tarifaires

est une simplification qui ne reflète pas entièrement la véritable structure de coût de l'entreprise. Une analyse de la proportion des coûts fixes et variables selon le niveau de tension devrait être menée pour comparer les résultats avec la valeur moyenne (actuellement utilisée) et ainsi effectuer une analyse des coûts et bénéfices associés à la répartition de ces valeurs et de leur impact sur la formule de contrôle des revenus.

- La formule est conceptuellement correcte étant donné qu'elle contient tous les éléments de coûts de l'entreprise. Toutefois, et comme indiqué en référence au facteur d'échelle, l'utilisation de pondérateurs globaux ne correspond pas à la structure des coûts par niveau de tension, étant donné que les participations entre coûts fixes et variables et donc entre affectations par les différents indices (inflation locale contre inflation étrangère contre indice de combustible) sont différentes.

CONCLUSION

La mise en œuvre du Plan de Relance Energétique Intégré du PSE et des recommandations de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie a permis à Senelec d'assurer une couverture satisfaisante de la demande sur la période.
Le FSE a facilité l'approvisionnement régulier de Senelec en produits pétroliers et a permis de mettre fin aux délestages liés aux manques de combustibles.
Sur la période, il convient de noter des efforts faits par l' l'Etat dans la restructuration financière et opérationnelle de Senelec, à travers le renforcement des capitaux propres, l'allègement de l'endettement et l'amélioration de la trésorerie de Senelec.
Il convient aussi de relever les effets positifs de la mise en place d'un contrat de performance avec les engagements de l'Etat et de Senelec, pour son redressement structurel et financier.
Comme résultat, il est noté une amélioration de la disponibilité de l'énergie et de la qualité de service.
En effet, au plan de la satisfaction de la demande, Senelec a eu recours à des puissances additionnelles locatives sur la période malgré leurs coûts onéreux qui ont eu pour effet la baisse de l'Energie Non Distribuée (END), qui reste dans la limite du raisonnable comparée à la moyenne de la période 2006-2011.
Au plan financier, la situation s'est améliorée avec l'augmentation de capital observée au courant de l'année 2014. Ainsi les capitaux propres sont passés de 108, 9 milliards de FCFA en 2013 à 258,4 milliards de FCFA en 2014. Cependant les problèmes de trésorerie sont toujours d'actualité même si une légère amélioration est observée sur la période.

Cependant malgré ces efforts immenses de l'Etat pour résorber la crise dans laquelle était installé le sous-secteur, les retards accusés dans l'exécution du programme d'investissement (réhabilitations, extensions) et les retards constatés de l'arrivée des centrales IPP dans le programme d'investissement fournis à la CRSE, ont entrainé des surcoûts découlant de l'utilisation de moyens de production moins performants pour satisfaire la demande. La location d'environ 100 MW par année, non considérée en 2015 et 2016 dans ses projetions de coûts transmises à la CRSE, ont fortement impacté les revenus de Senelec.
L'application de la nouvelle formule sur la période tarifaire a abouti à un Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 31 Décembre 2014 de 373 775 millions de francs CFA pour des ventes réalisées de 2 563,10 GWh en 2014 et

correspondant à des recettes de 301 290 millions de F CFA. Il en découle un manque à gagner de 72 485 millions.

Suite au versement par l'Etat d'une compensation de 84 613 millions pour maintien de tarifs à leur niveau du 1er Août 2009, le surplus de revenus par rapport au RMA 2014 de 12 128 millions de francs CFA majoré d'un taux d'intérêt de 8,73% soit 13 187 millions de francs CFA a été intégré au RMA 2015 par l'intermédiaire du facteur de correction.

Le Revenu Maximum Autorisé aux conditions économiques du 1er octobre 2015 s'élève à 318 821 millions de francs CFA pour 2 778,09 GWh vendus au détail contre des recettes prévues de 327 050 millions de FCFA avec les tarifs en vigueur. Cela correspond à un surplus de revenus de 8 229 millions de FCFA correspondant à un taux d'ajustement maximum des tarifs de -3%. Cet écart de revenus ne nécessite ni ajustement tarifaire, ni compensation de la part de l'Etat puisque compris entre -5% et +5%.

L'application de la formule de contrôle des revenus durant la période 2014-2016 a suscité de la part de Senelec des remarques et suggestions qui méritent d'être prises en compte dans le paramétrage de la formule de contrôle des revenus pour la période 2017-2019.

ANNEXE

REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC

NORMES ET OBLIGATIONS CONTRACTUELLES POUR LA PERIODE TARIFAIRE 2014-2016

REALISATIONS

Date d'établissement du document
Vendredi 29/01/2016

1. CONTEXTE ET JUSTIFICATION

Dans la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE), datée d'octobre 2012, **le Gouvernement ambitionne d'atteindre en 2017, des taux d'électrification de 70% au niveau national correspondant à 50% en milieu rural et 95% en milieu urbain.**

Pour le milieu rural où les besoins sont plus accentués, cet objectif correspond à assurer l'accès à l'électricité à 397 943 ménages contre 170 810 présentement.

Pour atteindre cet objectif, le Ministère chargé de l'Energie compte s'appuyer sur les trois principaux leviers suivants:

- les obligations d'électrification fixées à SENELEC ;
- la mise en œuvre effective des concessions d'électrification rurale dont six déjà attribuées, pour une prévision de raccordement, d'ici 3 ans, de 106 601 abonnés, à savoir celles de:

    - Dagana-Podor-Saint-Louis ;
    - Louga-Kébémer-Linguère;
    - Mbour;
    - Kolda-Vélingara ;
    - Kaolack-Nioro-Fatick-Gossas;
    - Kaffrine-Tambacounda -Kédougou;

- La mise en œuvre des projets d'électrification rurale d'initiative locale (Projets ERIL).

Pour ce qui est des obligations d'électrification fixées à SENELEC pour la prochaine période triennale 2014-2016, un accent particulier sera mis sur la correction des déséquilibres entre les régions.

Aussi, ces obligations devront se traduire au niveau de SENELEC par la mise en œuvre, dans chacune des régions, de programmes permettant de développer les réseaux de distribution par extension vers des zones de lotissement de nouveaux quartiers et des localités figurant dans son périmètre ainsi que par la densification dans les localités déjà électrifiées, tout en levant les contraintes expliquant la non atteinte des objectifs dans la période en cours.

Ainsi, les obligations d'électrification fixées à SENELEC sur la période 2014-2016 consistent à raccorder **105 506 et 54 534 nouveaux abonnés domestiques respectivement en zone urbaine et rurale.**

En d'autres termes, SENELEC devra, sur la période 2014-2016, raccorder au moins 160 000 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.

Le nombre important d'abonnés potentiels dans le périmètre de SENELEC, d'une part, et la mise en œuvre des ambitieux programmes d'extension et de densification de réseaux MT et BT, aussi

bien en zones urbaines qu'en zones rurales, d'autre part, devraient permettre d'atteindre cet objectif.

En ce qui concerne les normes imposées à SENELEC vis-à-vis de ses clients finaux ; le bilan fourni par cette dernière sur la période 2010-2012, n'est pas suffisamment renseigné pour permettre, à part la norme relative à l'énergie non fournie, une appréciation objective pour des réajustements éventuels. Ainsi, à défaut de disposer d'un bilan satisfaisant, ces normes sur la période 2010-2012 seront reconduites pour la prochaine période. Il en sera de même pour les incitations contractuelles qui étaient suspendues dans la période sous revue, à l'exception de celle relative à l'énergie non fournie dont la reconduite est prévue en 2016.

Cette reconduction, motivée par l'amélioration notée dans la qualité de service, qui sera consolidée par la réduction progressive du déficit structurel entre l'offre et la demande en énergie électrique, est aussi un moyen d'engager SENELEC à améliorer sa performance à l'endroit de sa clientèle afin de restaurer la relation de confiance devant exister entre eux. De même, les mesures de restructuration opérationnelle et financière en cours de mise en œuvre au niveau de SENELEC, notamment l'allègement de la dette, l'amélioration de la Gestion financière, comptable et commerciale, le renforcement du contrôle interne et l'augmentation des fonds propres de l'entreprise qui comprend, entre autres mesures, la comptabilisation du montant important des investissements réalisés par l'Etat en subvention d'investissement, militent en faveur de cette reconduction.

Par ailleurs, les normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale, qui sont annexées aux différentes conventions de fourniture d'électricité que SENELEC a signé avec ces derniers, sont reconduites, ainsi que les incitations contractuelles y relatives, en attendant leur évaluation lorsque les différentes concessions d'électrification rurale déjà attribuées seront opérationnelles.

En raison des insuffisances notées au titre du reporting relatif aux normes imposées à SENELEC vis-à-vis de ses clients finaux ; SENELEC, en rapport avec le Ministère chargé de l'Energie et la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie, mettra en place, dans le cadre de la restructuration opérationnelle, une procédure de reporting appropriée.

Le détail des obligations d'électrification et des normes fixées à SENELEC pour la période 2014-2016 est présenté ci-après.

2. OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION FIXEES A SENELEC

2.1. Zones urbaines des régions

Zones urbaines des régions	*Nombre de ménages en 2012**	*Nombre de clients UD en 2012***	*Taux électrification en 2012****	*Nombre de ménages en 2016**	*Taux d'électrification cible en 2016****	*Nombre de clients UD cible en 2016*	*Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016*
Dakar*****	364 550	368 537	100%	396 744	100%	396 744	28 207
Thiès	91 805	67 468	73%	114 750	88%	100 980	33 512
Fatick	11 377	8 940	79%	12 933	90%	11 640	2 700
Kolda	15 082	9 699	64%	17 327	74%	12 822	3 123
Sédhiou	6 377	3 794	59%	7 161	70%	5 013	1 219
Tambacounda	17 488	12 975	74%	19 693	83%	16 345	3 370
Kédougou	3 488	2 076	60%	3 929	70%	2 750	674
Kaolack	29 839	29 168	98%	33 469	100%	33 469	4 301
Kaffrine	7 780	5 546	71%	8 727	82%	7 156	1 610
Diourbel	23 452	19 301	82%	26 527	95%	25 201	5 900
Louga	17 355	18 239	100%	19 489	100%	19 489	1 250
Saint louis	49 494	32 819	66%	55 800	78%	43 524	10 705
Matam	9 812	5 961	61%	11 039	72%	7 948	1 987
Ziguinchor	33 607	21 195	63%	37 030	76%	28 143	6 948
SENEGAL	**681 506**	**605 718**	**89%**	**764 618**	**93%**	**711 224**	**105 506**

* Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS

** Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC

*** Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

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

2.2. Zones rurales des régions

Zones rurales des régions	*Nombre de ménages en 2012**	*Nombre de clients UD en 2012***	*Taux électrification en 2012****	*Nombre de ménages en 2016**	*Taux d'électrification cible en 2016****	*Nombre de clients UD cible en 2016*	*Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016*
Thiès	89 937	38 342	43%	100 027	47%	47 013	8 671
Fatick	49 065	7 937	16%	52 608	20%	10 522	2 585
Kolda	47 021	1 440	3%	52 478	8%	4 198	2 758
Sédhiou	29 173	2 033	7%	32 760	12%	3 931	1 898
Tambacounda	49 095	3 926	8%	55 288	13%	7 187	3 261
Kédougou	11 249	69	1%	12 670	6%	760	691
Kaolack	51 892	4 605	9%	58 213	14%	8 150	3 545
Kaffrine	47 286	945	2%	53 046	7%	3 713	2 768
Diourbel	117 833	53 802	46%	133 266	50%	66 633	12 831
louga	68 639	12 360	18%	76 955	23%	17 700	5 340
Saint louis	64 292	13 670	21%	72 477	24%	17 394	3 724
Matam	47 324	10 952	23%	53 234	27%	14 373	3 421
Ziguinchor	38 901	6 819	18%	42 864	23%	9 859	3 040
SENEGAL	**711 707**	**156 900**	**22%**	**795 887**	**26,60%**	**211 434**	**54 534**

* Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS

** Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC

*** Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

2.3. Réalisations

				SENELEC									
Zones urbaines des régions	***Nombre de ménages en 2012****	***Nombre de clients UD en 2012***	***Taux électrification en 2012******	**Nombre de clients UD en 2013**	**Nouveaux clients en 2013**	**Nombre de clients UD en 2014**	**Nouveaux clients en 2014**	**Nombre de clients UD en 2015**	**Nouveaux clients en 2015**	***Nombre de ménages en 2016****	***Taux d'électrification cible en 2016******	***Nombre de clients UD cible en 2016***	***Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016***
Dakar****	364 550	341 705	100%	375 851	34 146	395 377	19 526	424 939	29 562	396 744	100%	396 744	28 207
Thiès	91 805	68 604	73%	77 113	8 509	81 466	4 353	83 104	1 638	114 750	88%	100 980	33 512
Fatick	11 377	8 802	79%	9 302	500	10 051	749	10 685	634	12 933	90%	11 640	2 700
Kolda	15 082	9 707	64%	10 122	415	10 640	518	11 284	644	17 327	74%	12 822	3 123
Sédhiou	6 377	3 922	59%	4 113	191	4 383	270	4 712	329	7 161	70%	5 013	1 219
Tambacounda	17 488	12 855	74%	13 393	538	14 050	657	15 007	957	19 693	83%	16 345	3 370
Kédougou	3 488	2 088	60%	2 309	221	2 625	316	2 689	64	3 929	70%	2 750	674
Kaolack	29 839	29 758	98%	30 756	998	32 377	1 621	34 289	1 912	33 469	100%	33 469	4 301
Kaffrine	7 780	4 678	71%	4 877	199	5 357	480	5 918	561	8 727	82%	7 156	1 610
Diourbel	23 452	19 311	82%	20 345	1 034	21 256	911	24 246	2 990	26 527	95%	25 201	5 900
Louga	17 355	18 129	100%	18 850	721	19 818	968	20 531	713	19 489	100%	19 489	1 250
Saint louis	49 494	32 497	66%	33 813	1 316	35 239	1 426	36 969	1 730	55 800	78%	43 524	10 705
Matam	9 812	5 790	61%	5 978	188	6 258	280	6 705	447	11 039	72%	7 948	1 987
Ziguinchor	33 607	20 834	63%	21 432	598	22 226	794	23 199	973	37 030	76%	28 143	6 948
SENEGAL	**681 506**	**578 680**	**89%**	**628 254**	**49 574**	**661 123**	**32 869**	**704 277**	**43 154**	**764 618**	**93%**	**711 224**	**105 506**

Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS

** Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC

*** Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

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

SENELEC

Zones rurales des régions	*Nombre de ménages en 2012**	*Nombre de clients UD en 2012*	*Taux électrification en 2012****	Nombre de clients UD en 2013	Nouveaux clients en 2013	Nombre de clients UD en 2014	Nouveaux clients en 2014	Nombre de clients UD en 2015	Nouveaux clients en 2015	*Nombre de ménages en 2016**	*Taux d'électrification cible en 2016****	*Nombre de clients UD cible en 2016*	*Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016*
Thiès	89 937	39 284	43%	43 557	4 273	46 924	3 367	49 141	2 217	100 027	47%	47 013	8 671
Fatick	49 065	8 049	16%	8 607	558	9 341	734	9 973	632	52 608	20%	10 522	2 585
Kolda	47 021	1 505	3%	1 577	72	1 772	195	1 858	86	52 478	8%	4 198	2 758
Sédhiou	29 173	2 133	7%	2 222	89	2 406	184	2 575	169	32 760	12%	3 931	1 898
Tambacounda	49 095	3 949	8%	4 146	197	4 432	286	4 794	362	55 288	13%	7 187	3 261
Kédougou	11 249	72	1%	82	10	91	9	93	2	12 670	6%	760	691
Kaolack	51 892	4 803	9%	5 076	273	5 583	507	6 096	513	58 213	14%	8 150	3 545
Kaffrine	47 286	822	2%	886	64	975	89	1 028	53	53 046	7%	3 713	2 768
Diourbel	117 833	55 335	46%	60 095	4 760	63 593	3 498	65 780	2 187	133 266	50%	66 633	12 831
louga	68 639	12 581	18%	13 133	552	14 085	952	14 754	669	76 955	23%	17 700	5 340
Saint louis	64 292	13 833	21%	14 597	764	15 663	1 066	16 518	855	72 477	24%	17 394	3 724
Matam	47 324	10 920	23%	11 671	751	12 462	791	13 127	665	53 234	27%	14 373	3 421
Ziguinchor	38 901	7 269	18%	7 828	559	8 418	590	8 837	419	42 864	23%	9 859	3 040
SENEGAL	**711 707**	**160 555**	**22%**	**173 477**	**12 922**	**185 745**	**12 268**	**194 574**	**8 829**	**795 887**	**26,60%**	**211 434**	**54 534**

Données fournies par le SIE-Sénégal et l'ANDS
** Estimations à fin 2012 fournies par SENELEC
*** Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

	Objectifs	**Réalisations**	**niveau de réalisation**
Zone Urbaine	105 506	125 597	119%
Zone Rurale	54 534	34 019	62%
	160 040	159 616	100%

En synthèse sur la période 2012-2015, SENELEC a atteint un niveau de réalisation global de la norme de raccordement de **100%,** dont 119% en milieu urbain. Toutefois en milieu rural le niveau escompté de raccordement n'a pas été atteint.

3. NORMES RELATIVES AUX CLIENTS FINAUX

3.1. Normes d'approbation

	Normes (jours ouvrables)		*Incitations contractuelles**	
	Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un producteur indépendant ou d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	10	-	6200 F CFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que SENELEC	10	10	-	6200 F CFA par jour de retard

*Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal par rapport à 2013.

Réalisations

Durant l'année 2015, SENELEC n'a pas atteint cette norme. Elle a reçu sur la période 02 demandes traitées sur une période moyenne de 26 jours.
La première demande durant le 1er trimestre (30 jours ouvrables), la seconde durant le troisième trimestre (22 jours).

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

	Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)		*Incitations contractuelles**	
	Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Année 1	0,3%	0,3%	-	-
Année 2	0,3%	0,3%	-	-
Année 3	0,3%	0,3%	-	1331 FCFA/kWh

* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013. Le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

Réalisations

Sur la période 2014-2016, SENELEC n'a pas atteint cette norme. L'Energie Non Fournie sur la période 2014-2015 se chiffre respectivement à 44,9 GWh et 34,2 GWh, contre une norme de minimale de 7,2 GWh en 2014 et 7,6 GWh en 2015.

3.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

	Normes (jours ouvrables)		*Incitations contractuelles*	
	Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	6200 F CFA
Edition factures bimestrielles	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	-	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures*	10	10	-	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	3	3	-	-
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*	24 heures	24 heures	-	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

* Incitations exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être.
** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

Réalisations

- ✓ **Emission première facture (non estimée) :** cette norme est respectée. Elle est en moyenne égale à 65 jours. (SENELEC n'estime plus de factures)
- ✓ **Edition factures bimestrielles** cette norme est également respectée. En moyenne, SENELEC a un taux de facturation de 98% par mois.
- ✓ **Réponses aux réclamations concernant les factures*,** par rapport à cette norme, SENELEC respecte le délai imparti de 10 jours. En moyenne, elle est de 8,55 jours ouvrables sur 2015.
- ✓ **Préavis avant toute interruption programmée de fourniture** le délai de 03 jours de préavis est respecté. Depuis, SENELEC à travers les médias (journaux et radios), averti sa clientèle, des interruptions programmées de fourniture sur les réseaux HTA et HTB.
- ✓ **Remise de courant après coupure pour défaut de paiement**** : A part certaines Exceptions, ce délai de 24 heures est en moyenne respecté au niveau des agences commerciales.

3.4. Normes de vérification des compteurs

	Normes				Incitations contractuelles* (F CFA)	
	Période 2011-2013		Période 2014-2016			
	Milieu urbain	***Milieu rural***	***Milieu urbain***	***Milieu rural***	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Prise de rendez vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur*	10	15	10	15	-	6656

* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013.
** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

Réalisations

La norme « Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur** » est suivi par SENELEC sur l'ensemble de son périmètre. Elle n'est pas différenciée par milieu urbain et rural. Elle est égale à **11,5 jours** en moyenne sur l'année 2015.

3.5. Normes sur les compteurs à prépaiement

3.5.1. Distance d'un point de vente par rapport à un abonné

			Normes (rayon en km par rapport à un abonné)	
			Période 2011-2013	Période 2014-2016
Lieu de vente des cartes à prépaiement	Milieu urbain	Année 1	5	5
		Année 2	5	5
		Année 3	5	5
	Milieu rural	Année 1	10	10
		Année 2	10	10
		Année 3	10	10

Réalisations

Le nombre de points de vente Woyofal y compris les cartes à gratter à Dakar et dans les régions :

- ✓ Nombre de caisses SENELEC : 99
- ✓ Nombre de boutiques WOYOFAL : 82
- ✓ Nombre de points de ventes ATPS : 1462
- ✓ Nombre de points de ventes TIGO CASH : en réseau plus les points de ventes physiques (services)

Total : 1643 + le Réseau TIGO

En cours : WARI, JONI JONI et Orange MONEY

3.5.2. Nombre d'abonnés par point de vente

			Normes (nombre d'abonnés)	
			Période 2011-2013	Période 2014-2016
Un point de vente des cartes à prépaiement	Milieu urbain	Année 1	1000	1000
		Année 2	1000	1000
		Année 3	1000	1000
	Milieu rural	Année 1	2000	2000
		Année 2	2000	2000
		Année 3	2000	2000

Réalisations

Cette norme n'est pas disponible, vu la non généralisation du prépaiement dans certaines zones de Dakar et régions.

3.5.3. Jours et heures ouvrables des points de vente

		Normes (jours et heures ouvrables)	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016
Point de vente des cartes à prépaiement	Milieu urbain	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures
	Milieu rural	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures

Réalisations

- SENELEC : 8h/jour, du lundi au vendredi
- Tigo cash : 24h/24
- ATPS : 6jrs/7 et 18h/jour
- Boutiques Woyofal : 6jrs/7 et 18h/jour

3.6. Normes de qualité du courant

SENELEC doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

		Normes	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016
Fréquence		50 Hz ± 5%	50 Hz ± 5%
Tension	Basse tension	127/220V ou 220/380V ± 10%	127/220V ou 220/380V ± 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée ± 5%	Tension nominale autorisée ± 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée ± 5%	Tension nominale autorisée ± 5%

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

		Normes (jours ouvrables)		***Incitations contractuelles* (F CFA)***	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Fournir des explications sans effectuer de visite**	Milieu urbain	5	5	-	6656 FCFA
	Milieu rural	7	7		
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai**	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	7	7		

* Le montant s'applique pour l'année 2014, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2013.
** le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

Les statistiques disponibles ne permettent une analyse fine du respect ou non de ces normes

3.7. Normes de branchement Basse Tension

3.7.1. Sans modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		***Incitations contractuelles****	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		5	5	-	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement ou de déplacement de compteur ; rapporté à la norme de branchement ou de déplacement de compteur
Travaux de branchement*	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	10	10		
Déplacement de compteur*	Milieu urbain	3	3		
	Milieu rural	5	5		

*par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.
** le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

Réalisations

Les 02 normes « *Visite à une personne ayant fait une demande de branchement* » et « *Travaux de branchement*** », *sans modification du réseau existant*, ne sont pas suivies séparément au niveau de SENELEC. Il s'agit de la norme de visite clients dont la moyenne réalisée est de 8 jours en 2015.

La norme « déplacement de compteur » n'est pas suivie, car cette pratique ne se fait plus à SENELEC. Le client doit dorénavant résilier son abonnement et se réabonner à sa nouvelle destination.

3.7.2. 2.7.2 Avec modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		***Incitations contractuelles****	
		Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Réponse à une demande de branchement*	Milieu urbain	10	10	-	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
	Milieu rural	15	15		
Travaux de branchements*	Milieu urbain	30	30		
	Milieu rural	60	60		

*par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.
** le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

Réalisations

Les 02 normes: « *Réponse à une demande de branchement*** » et « *Travaux de branchement*** » *avec modification du réseau existant*, ne sont pas suivies séparément au niveau de SENELEC. Il s'agit de la norme de mise en service, dont la moyenne réalisée est de 14,8 jours en 2015

4. NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ELECTRIFICATION RURALE

4.1. Normes d'approbation

	Normes (jours ouvrables)		***Incitations contractuelles***	
	Période 2011-2013	Période 2014-2016	Période 2011-2013	Période 2014-2016
Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire	15	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire

Réalisations

Pour ce qui concerne l'approbation des plans et études soumis par les concessions, le délai de 15 jours est respecté en moyenne.
La mise en place du Guichet Unique, a beaucoup facilité l'atteinte de cette norme.

4.2. Normes de qualité du courant

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

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

	Normes Période 2011-2013	***Normes Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles Période 2011-2013***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***
Fournir une explication au concessionnaire	7 jours ouvrables	7 jours ouvrables	5723 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6200 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	5723 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6200 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Apporter une solution	90 jours	90 jours	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

N.B :

- SENELEC a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, les limites autorisées sont respectées.
- Un point de défaut signifie chaque 1%, en plus ou en moins, au-delà ou en deçà du seuil de tolérance de +/- 5% appliquée sur la fréquence et la tension nominale.

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

	Normes Période 2011-2013	***Normes Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles Période 2011-2013***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***
Durée de défaillance au cours d'un mois	12 heures	12 heures	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.
Nombre de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison	10	10	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

N.B :

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

- L'incitation contractuelle relative au nombre de coupures commence à s'appliquer quand la durée de la coupure atteint 30 mn.

4.4. Normes liées aux relations commerciales

4.4.1. Normes de facturation

	Normes Période 2011-2013	***Normes Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles * Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles * Période 2014-2016***
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-
Edition factures bimestrielles	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée

	Normes Période 2011-2013	***Normes Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles * Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles * Période 2014-2016***
Réponses aux réclamations concernant les factures*	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

* Incitations exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être.
** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

4.4.2. Normes de préavis d'interruption programmée du service

	Normes Période 2011-2013	***Normes Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles Période 2011-2013***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	15 jours	15 jours	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*	24 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

4.4.3. Normes de vérification des compteurs

	Normes Période 2011-2013	***Normes Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles Période 2011-2013***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur*	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	10.000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**	10.000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**

* Le délai commence à courir à compter du premier contact avec le concessionnaire

** SENELEC a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, l'écart est au plus égal à 3%

Annexe 3 : Décision n° 2014-05

REPUBLIQUE DU SENEGAL

Un Peuple - Un But – Une Foi

Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité

DECISION N° 2014-05 RELATIVE AUX CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC POUR LA PERIODE 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'Electricité ;

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'Energie 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'Economie 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'Energie 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'Electricité (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'Energie 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'Energie et au Ministre de l'Economie 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'Energie et du Ministre de l'Economie 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'Energie. 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 professionnel 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'Energie et au Ministre de l'Economie et des Finances, pour avis et observations. Des réponses ont été notées de la part du Ministre de l'Energie et du Ministre de l'Economie 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'Economie 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'Energie, 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.
A 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 :

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

$\boldsymbol{RMA_t}$: Revenu Maximum Autorisé de l'année t ;

$\boldsymbol{\theta}$: 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.

$\boldsymbol{A_t}$: base de calcul de la part fixe des revenus, déterminée par la formule suivante :

$$A_t = A_0 * \Pi_t$$

Où

$\boldsymbol{A_0}$ 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 ;

$\boldsymbol{\Pi_t}$ 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

$\boldsymbol{IHPC_t}$: 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 ;

$\boldsymbol{IHPC_0}$: Valeur de référence de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal fixée à 104,5000 base 100 en 2008 ;

$\boldsymbol{IPC_t}$: 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 ;

$\boldsymbol{IPC_0}$: 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 ;

$\boldsymbol{TC_t}$: 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 ;

$\boldsymbol{TC_0}$: Valeur de référence de la parité du franc CFA (FCFA) par rapport à l'EURO fixée à 655,957 ;

$\boldsymbol{IFO_t}$: 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'Energie durant les douze mois de l'année t ;

IFO_0 : 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.

a : 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.

$B_0(HT)$: 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 ;

$D_0(BT)$: 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_0(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_0(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 Radio Télévision Sénégalaise (RTS) pendant l'année t ;
RR_t : Redevance annuelle due à la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité ;
FP_t : Dotation du fonds de préférence de l'année t ;

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

$$K_t = (MR_{t-1} - R_{t-1}) * (1 + I_{t-1})$$

Dans laquelle

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 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 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 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 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 1er janvier, à deux (2) au 1er avril, à trois (3) au 1er juillet et à quatre (4) au 1er 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 **Baba DIALLO**

Membre de la Commission **Membre de la Commission**

Détermination du profil des revenus et des tarifs plafonds

Les revenus autorisés à Senelec sur la période 2017-2019 devront couvrir :

- les coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance (coût de production ou d'achat d'électricité, salaires et honoraires, frais d'exploitation et de maintenance, coûts des prestations accessoires, etc.) ;
- l'amortissement des investissements ;
- les impôts et taxes ;
- la rémunération de la base tarifaire au taux de rentabilité normal.

Ainsi, les conditions tarifaires découlant de la révision devront permettre, sur toute la période, de respecter l'égalité ci-après :

$$RMA = E\&M + T + D + r*Ki$$

avec :

RMA : Revenus tirés de l'application des conditions tarifaires ;

E&M : Coûts raisonnables d'exploitation et de maintenance ;

T : Impôts et taxes à supporter ;

D : Amortissements des investissements ;

r : Taux de rentabilité normal ;

Ki : Base Tarifaire.

Les montants des Revenus Maximums Autorisés (RMA), rapportés aux prévisions de ventes d'énergie, permettront de déterminer un profil de prix plafonds de vente applicables par Senelec sur la période 2017 -2019 aux conditions économiques de référence (en FCFA de 2016) et aux niveaux de ventes prévues. Ce profil de prix plafonds de référence annuels sera obtenu à partir des revenus requis pour chaque année et des projections de ventes correspondantes.

Calcul de la base tarifaire

La base tarifaire à rémunérer sur la période 2017 -2019 sera déterminée à partir de la base tarifaire à la fin de l'année 2016 et des projections de dépenses d'investissement éligibles et des amortissements sur la période.

La base tarifaire à la fin de l'année 2016 est obtenue à partir de la base tarifaire initiale fixée au début de la concession (1999), de l'estimation des dépenses

d'investissement permises à Senelec sur la période 1999-2016, des amortissements et les cessions d'actifs sur la période, conformément aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Définition du taux de rentabilité normal

Le taux de rentabilité normal à utiliser sur la période 2017 -2019 sera considéré égal au coût réel du capital avant impôt sur les sociétés pour une entreprise opérant dans le domaine d'activité de Senelec. Conformément à la loi, le coût du capital sera calculé comme le coût pondéré des fonds propres et de la dette (WACC), en faisant l'hypothèse de ratios efficaces.

Le coût du capital sur la période 2017 -2019 sera estimé à partir de la formule ci-après :

$$WACC_{avantimpôts} = \frac{(1-T_s)}{(1-T_c)} * WACC_{aprèsimpôts}$$

avec :

$WACC_{après\ impôts} = g * R_d + (1+g) * R_e$;

T_s : taux d'imposition des intérêts sur la période 2017 – 2019 ;

T_c : Taux d'imposition des bénéfices des entreprises sur la période 2017 – 2019 ;

g : ratio dette / capital, fixé à 45% ;

R_d : Coût estimé de la dette après impôts ;

R_e : Coût estimé des fonds propres.

Le coût des fonds propres (Re) sera estimé de la manière suivante :

$$R_e = R_f + Beta * R_m$$

avec :

R_f : Taux de rendement sans risque avant impôts estimé pour les emprunts d'Etat au Sénégal durant la période 2017 – 2019. En l'absence de ces emprunts, Rf sera estimé à partir du taux de rendement avant impôts estimé sur les emprunts du Trésor français.

Beta : moyenne des estimations des covariances de la valeur des titres d'entreprises du secteur de l'électricité par rapport à la valeur des titres des marchés en actions sur lesquels celles-ci sont cotées, soit aux

Etats-Unis, soit en Europe. Ces estimations seront ajustées pour tenir compte des variations dans les ratios de financement. Les titres utilisés pour ces calculs seront ceux d'entreprises régulées sur une base équivalente aux modalités de régulation de Senelec.

R_m : une estimation de la prime de risque de marché au-dessus du taux de rendement sans risque requis pour un investissement dans un portefeuille d'actions diversifié durant la période 2017 – 2019. Celui-ci sera basé sur une estimation de la valeur historique de cette prime en France telle qu'elle est publiée dans la publication « Droit de marché » du cabinet « Associés en Finance » (publication de septembre 1998 ou version révisée).

Une formule d'indexation sera définie et paramétrée pour tenir compte de l'inflation et de l'évolution des ventes. Les variables et/ou facteurs de pondération utilisés pour le paramétrage de la formule refléteront, notamment la structure des coûts de Senelec sur la période 2017 -2019.

Annexe 4 : Normes et Obligations applicables

République du Sénégal

Un Peuple – Un But – Une Foi

Ministère de l'Energie et du Développement des Energies Renouvelables

Le Ministre,

REVISION DES CONDITIONS TARIFAIRES DE SENELEC

OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION ET NORMES FIXEES A SENELEC POUR LA PERIODE 2017-2019

Pour la période triennale 2013-2015, les données figurant dans le bilan fourni par Senelec indiquent que le nombre d'abonnés domestiques supplémentaires visé dans la période sous revue, est atteint en milieu urbain, mais pas encore en milieu rural.

En effet, Senelec a raccordé :

- **En zone urbaine:** 125 597 nouveaux clients domestiques pour une cible de 105 506 clients, soit un taux de réalisation de 119% par rapport à l'objectif visé ;
- **En zone rurale:** 34 019 nouveaux clients domestiques pour une cible de 54 534 clients, soit un taux de réalisation de 62% % par rapport à l'objectif visé.

En moyenne, le nombre de ménages raccordés par an sur la période est de 41 866 en zone urbaine et de 11 340 en zone rurale.

Ainsi, globalement sur le nombre total de 160 040 nouveaux clients domestiques ciblés, Senelec a atteint un niveau de réalisation de 159 616, soit un taux avoisinant les 100%.

En ce qui concerne le taux d'électrification urbaine, il se situe à la fin de l'année 2015, à 77% ; alors que la contribution de Senelec au taux d'électrification rurale actuel serait de 25 %.

Le Gouvernement ambitionne d'atteindre en 2017, un taux d'électrification de 95 % en milieu urbain et de 60% en milieu rural.

L'atteinte des obligations d'électrification fixées à Senelec pour la prochaine période triennale 2017-2019 tient compte de la contribution significative de Senelec à rehausser le taux d'électrification du pays et à corriger les déséquilibres entre les régions dans son périmètre.

Aussi, ces obligations devront se traduire au niveau de Senelec par la mise en œuvre, dans chacune des régions, de programmes permettant de développer les réseaux de distribution par extension vers des zones de lotissement de nouveaux quartiers et des localités figurant dans son périmètre ainsi que par la densification dans les localités déjà électrifiées.

Ainsi, **les obligations d'électrification fixées à Senelec sur la période 2017-2019 consistent à raccorder 243 192 et 67 514 nouveaux abonnés domestiques respectivement en zone urbaine et rurale.**

En d'autres termes, Senelec devra, sur la période 2017-2019, raccorder au moins 310 706 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.

Le nombre important d'abonnés potentiels dans le périmètre de Senelec, d'une part, et la mise en œuvre des ambitieux programmes d'extension et de densification de réseaux MT et BT dans le cadre de la coopération avec la Banque Mondiale, la KfW et la Banque Européenne d'Investissement (BEI) ainsi que l'accompagnement des ménages à supporter les frais d'accès (installations intérieurs, avances sur consommation …), d'autre part, devraient permettre d'atteindre cet objectif.

En ce qui concerne les normes imposées à Senelec vis-à-vis de ses clients finaux ; le bilan fourni par cette dernière durant la période sous revue montre une amélioration dans le suivi de leur application par rapport aux périodes antérieures ce qui a permis une appréciation permettant de faire des réajustements, suppressions ou reconduction de certaines d'entre elles pour la période 2017-2019. Ainsi, il convient de noter :

- le relèvement de l'énergie non fournie à un niveau raisonnable de 1% de l'énergie totale vendue au détail contre 0,3% et la suspension de l'incitation contractuelle dans la période 2017-2018 coïncidant à la mise en œuvre du Plan d'Action Prioritaire (PAP) de Senelec.

- la prise en compte dans le calcul du niveau de l'incitation contractuelle relative à l'énergie non fournie, des coûts variables de production les plus élevés (TAG) dans la période sous revue.

- le remplacement, dans le cadre de la norme sur les compteurs à prépaiement, de la distance d'un point de vente des cartes à prépaiement par rapport à un abonné et du nombre d'abonnés par point de vente par la disponibilité des cartes à prépaiement.

- la suppression de la norme relative au déplacement de compteur car le client doit dorénavant résilier son abonnement et se réabonner à sa nouvelle destination.

Par ailleurs, les normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale, qui sont annexés aux différentes conventions de fourniture d'électricité que Senelec a signé avec ces derniers, sont reconduites, ainsi que les incitations

contractuelles y relatives, en attendant leur évaluation lorsque les différentes concessions d'électrification rurale déjà attribuées seront opérationnelles.

Le détail des obligations d'électrification et des normes fixées à Senelec pour la période 2017-2019 est présenté ci-après.

1. Obligations d'électrification fixées à Senelec:

1.1 Zones urbaines des régions

Zones urbaines des régions	*Nombre de ménages en 2015**	*Nombre de clients UD en 2015***	*Taux électrification en 2015****	*Nombre de ménages en 2019**	*Taux d'électrification cible en 2019****	*Nombre de clients UD cible en 2019*	*Nombre de nouveaux clients UD cible en 2019*
Dakar*****	517 143	424 939	82%	561 847	98%	550 610	**125 671**
Thiès	112 054	83 104	74%	124 494	93%	115 780	**32 676**
Fatick	14 078	10 685	76%	15 999	93%	14 879	**4 194**
Kolda	23 985	11 284	47%	26 942	70%	18 859	**7 575**
Sédhiou	9 112	4 712	52%	10 235	75%	7 676	**2 964**
Tambacounda	22 610	15 007	66%	25 460	89%	22 660	**7 653**
Kédougou	5 716	2 689	47%	6 435	70%	4 504	**1 815**
Kaolack	42 518	34 289	81%	47 686	98%	46 733	**12 444**
Kaffrine	9 616	5 918	62%	10 784	85%	9 167	**3 249**
Diourbel	27 233	24 246	89%	30 753	97%	29 830	**5 584**
Louga	23 324	20 531	88%	26 142	98%	25 619	**5 088**
Saint louis	54 298	36 969	68%	61 160	91%	55 656	**18 687**
Matam	11 853	6 705	57%	13 325	80%	10 660	**3 955**
Ziguinchor	36 337	23 199	64%	40 041	87%	34 836	**11 637**
SENEGAL	**909 879**	**704 277**	**77%**	**1 001 304**	**95%**	**947 469**	**243 192**

* Données du SIE-Sénégal et de l'ANDS

** Données fournies par Senelec

*** Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

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

1.2 Zones rurales des régions

Zones rurales des régions	*Nombre de ménages en 2015**	*Nombre de clients UD en 2015***	*Taux électrification en 2015****	*Nombre de ménages en 2019**	*Taux d'électrification cible en 2019****	*Nombre de clients UD cible en 2019*	*Nombre de nouveaux clients UD cible en 2019*
Thiès	93 240	49 141	53%	103 591	60%	62 155	**13 014**
Fatick	63 121	9 973	16%	71 762	20%	14 352	**4 379**
Kolda	51 196	1 858	4%	57 514	8%	4 601	**2 743**
Sédhiou	34 205	2 575	8%	38 427	12%	4 611	**2 036**
Tambacounda	51 985	4 794	9%	58 547	13%	7 611	**2 817**
Kédougou	14 497	93	1%	16 329	6%	980	**887**
Kaolack	58 402	6 096	10%	65 510	14%	9 171	**3 075**
Kaffrine	47 586	1 028	2%	53 379	7%	3 737	**2 709**
Diourbel	139 118	65 780	47%	157 111	54%	84 840	**19 060**
louga	79 776	14 754	18%	89 423	23%	20 567	**5 813**
Saint louis	62 646	16 518	26%	70 557	30%	21 167	**4 649**
Matam	45 343	13 127	29%	50 970	33%	16 820	**3 693**
Ziguinchor	43 395	8 837	20%	47 814	24%	11 475	**2 638**
SENEGAL	**784 510**	**194 574**	**25%**	**880 935**	**29,8%**	**262 088**	**67 514**

* Données du SIE-Sénégal et de l'ANDS

** Données fournies par Senelec

*** Rapport du nombre de ménages électrifiés sur le nombre de ménages pour une zone donnée (hypothèse 1 client UD = 1 ménage électrifié)

2. Normes relatives aux clients finaux

2.1 Normes D'APPROBATION

	Normes (jours ouvrables)		*Incitations contractuelles**	
	Période 2014-2016	**Période 2017-2019**	**Période 2017-2019**	**Période 2017-2019**
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement HT d'un distributeur indépendant confiés à une entreprise autre que Senelec	10	10	6200 F CFA par jour de retard	6212 F CFA par jour de retard
Réponse à toute demande écrite concernant les travaux de branchement d'un abonné MT ou d'un promoteur immobilier confiés à une entreprise autre que Senelec	10	10	6200 F CFA par jour de retard	6212 F CFA par jour de retard

* Le montant s'applique pour l'année 2017, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal par rapport à 2016.

2.2 NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)

	Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)		*Incitations contractuelles**	
	Période 2014-2016	**Période 2017-2019**	**Période 2014-2016**	**Période 2017-2019**
Année 1	0,3%	1%	-	-
Année 2	0,3%	1%	-	-
Année 3	0,3%	1%	1331 FCFA/kWh	174 FCFA/kWh**

* Le montant s'applique pour l'année 2017, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2016. Le montant global des Incitations est limité à 2% du chiffre d'affaires hors taxes de l'année précédente.

** Le montant tient compte de la moyenne des coûts variables de production les plus élevés (TAG) dans la période sous revue.

2.3 NORMES LIEES AUX RELATIONS AVEC LA CLIENTELE

	Normes (jours ouvrables)		*Incitations contractuelles*	
	Période 2014-2016	**Période 2017-2019**	**Période 2014-2016**	**Période 2017-2019**
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	6200 F CFA	6212 F CFA
Edition factures bimestrielles	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	2 factures estimées consécutives 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures*	10	10	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	3	3	-	-
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*	24 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

* Incitations exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être.
** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

2.4 NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS

	Normes				*Incitations contractuelles* (F CFA)*	
	Période 2014-2016		**Période 2017-2019**			
	Milieu urbain	***Milieu rural***	***Milieu urbain***	***Milieu rural***	**Période 2014-2016**	**Période 2017-2019**
Prise de rendez vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur*	10	15	10	15	6656	6669

* Le montant s'applique pour l'année 2017, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2016.
** Le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

2.5 NORMES SUR LA DISPONIBILITE DES CARTES A PREPAIEMENT

	Normes (jours et heures ouvrables)	
	Période 2014-2016	**Période 2017-2019**
Disponibilité des cartes à prépaiement	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures
	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures	a) du lundi au vendredi : 8 heures à 17 heures b) Week end et jours fériés : 8 heures à 12 heures

2.6 NORMES DE QUALITÉ DU COURANT

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

		Normes	
		Période 2014-2016	**Période 2017-2019**
Fréquence		50 Hz ± 5%	50 Hz ± 5%
Tension	Basse tension	127/220V ou 220/380V ± 10%	127/220V ou 220/380V ± 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée ± 5%	Tension nominale autorisée ± 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée ± 5%	Tension nominale autorisée ± 10%

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

		Normes (jours ouvrables)		*Incitations contractuelles* (F CFA)*	
		Période 2014-2016	**Période 2017-2019**	**Période 2014-2016**	**Période 2017-2019**
Fournir des explications sans effectuer de visite**	Milieu urbain	5	5	6656 FCFA	6669 FCFA
	Milieu rural	7	7		
Prendre rendez-vous pour une visite dans le même délai*	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	7	7		

* Le montant s'applique pour l'année 2017, il est indexé par la suite, pour chaque année n, avec l'inflation constatée durant l'année n-1 de l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal, par rapport à 2016.
** le délai commence à courir à compter du premier contact avec l'abonné.

2.7 NORMES DE BRANCHEMENT BASSE TENSION

2.7.1 Sans modification du Réseau existant

	Normes (jours ouvrables)	*Incitations contractuelles**

		Période 2014-2016	Période 2017-2019	Période 2014-2016	Période 2017-2019
Visite à une personne ayant fait une demande de branchement		5	5	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement; rapporté à la norme de branchement.	2 fois les coûts de 1er établissement d'un nouveau branchement ; rapporté à la norme de branchement.
Travaux de branchement**[**]**	Milieu urbain	5	5		
	Milieu rural	10	10		

*par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement.
** le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

2.7.2 Avec modification du Réseau existant

		Normes (jours ouvrables)		***Incitations contractuelles****	
		Période 2014-2016	**Période 2017-2019**	**Période 2014-2016**	**Période 2017-2019**
Réponse à une demande de branchement**[**]**	Milieu urbain	10	10	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement	2 fois les coûts de premier établissement d'un nouveau branchement rapporté à la norme de branchement
	Milieu rural	15	15		
Travaux de branchements**[**]**	Milieu urbain	30	30		
	Milieu rural	60	60		

*par jour ouvrable au-delà des normes et par manquement. Le montant des incitations pour un manquement est limité à 2 fois les coûts de premier établissement ou de déplacement de compteur.
** le délai commence à courir à compter du moment où les frais de premier établissement ont été versés et les informations demandées ont été fournies.

3. NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ELECTRIFICATION RURALE

3.1 NORMES d'approbation

	Normes (jours ouvrables)		*Incitations contractuelles*	
	Période 2014-2016	**Période 2017-2019**	**Période 2014-2016**	**Période 2017-2019**
Approbation des plans et schémas soumis par le concessionnaire	15	15	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire	Passé ce délai, l'approbation est réputée acquise pour le Concessionnaire

3.2 NORMES DE QUALITÉ DU COURANT

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

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

	Normes Période 2014-2016	***Normes Période 2017-2019***	***Incitations contractuelles Période 2017-2019***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***
Fournir une explication au concessionnaire	7 jours ouvrables	7 jours ouvrables	6200 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6212 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.
Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre	10 jours ouvrable*	10 jours ouvrables	6200 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.	6212 F CFA pour chaque kW de puissance souscrite et par jour de retard, indexés sur l'indice harmonisé des prix à la consommation au Sénégal.

Apporter une solution	90 jours*	90 jours	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	Au maximum égale à 3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension comprise entre +/- 5 % et +/- 8 %, l'incitation contractuelle est égale à 20 % de la pénalité maximale. Pour chaque point de défaut de qualité de fréquence ou de tension en dehors des limites ci-dessus, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

N.B :

- Senelec a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, les limites autorisées sont respectées.
- Un point de défaut signifie chaque 1%, en plus ou en moins, au-delà ou en deçà du seuil de tolérance de +/- 5% appliquée sur la fréquence et la tension nominale.

* le délai commence à courir à compter du délai précédent.

3.3 NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)

	Normes Période 2014-2016	***Normes Période 2017-2019***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles Période 2017-2019***
Durée moyenne de défaillance au cours d'un mois	12 heures	12 heures	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.	25 % du tarif de cession en vigueur pour chaque kW de puissance souscrite et pour chaque heure de défaillance au-delà de la norme de 12 heures de défaillance par mois.
Nombre moyen de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison	10	10	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.	3% du chiffre d'affaires mensuel du concessionnaire, par point de livraison. Pour chaque coupure au-delà de la norme de 10 coupures, hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison, l'incitation contractuelle est égale à 10 % de la pénalité maximale.

N.B :

- Les interruptions programmées ne sont pas prises en compte dans le calcul de la durée de défaillance et du nombre de coupures.
- L'incitation contractuelle relative au nombre de coupures commence à s'appliquer quand la durée de la coupure atteint 30 mn.

3.4 NORMES LIEES AUX RELATIONS COMMERCIALES

3.4.1 NORMES DE FACTURATION

	Normes Période 2014-2016	***Normes Période 2017-2019***	***Incitations contractuelles* Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles* Période 2017-2019***
Emission première facture (non estimée)	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-
Edition factures bimestrielles	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	Maximum de 2 factures estimées consécutives et de 3 factures estimées par an	15% facture estimée concernée	15% facture estimée concernée
Réponses aux réclamations concernant les factures*	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée

* Incitations exigibles seulement si l'erreur induit une facture émise plus élevée que celle qu'elle aurait dû être.
** Le délai commence à courir à compter du règlement de la facture impayée.

3.4.2 NORMES DE PREAVIS D'INTERRUPTION PROGRAMMEE DU SERVICE

	Normes Période 2014-2016	***Normes Période 2017-2019***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles Période 2017-2019***
Préavis avant toute interruption programmée de fourniture	15 jours	15 jours	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai	5000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour en-deçà de ce délai
Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*	24 heures	24 heures	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois	5% de la moyenne mensuelle des factures des 12 derniers mois

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

3.4.3 NORMES DE VÉRIFICATION DES COMPTEURS

	Normes Période 2014-2016	***Normes Période 2017-2019***	***Incitations contractuelles Période 2014-2016***	***Incitations contractuelles Période 2017-2019***
Prise de rendez vous et proposition inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur*	10 jours ouvrables	10 jours ouvrables	10000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**	10000 F CFA par kW de puissance souscrite par jour au-delà de ce délai**

* Le délai commence à courir à compter du premier contact avec le concessionnaire

** Senelec a droit au remboursement de ses frais de déplacement et de vérification lorsque, après vérification, l'écart est au plus égal à 3% en plus ou en moins.