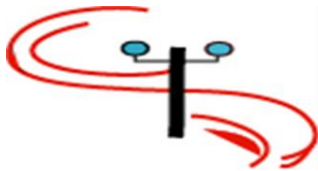




*République du Sénégal*



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

# **Révision des conditions tarifaires de Senelec**

**Période tarifaire 2017 – 2019**

**Première consultation publique**

Document de consultation

---

**Mars 2016**

# SOMMAIRE

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>5</b>
<b>SYNTHESE DU BILAN DE SENELEC</b> .....	<b>7</b>
<b>1. SITUATION DE LA PRODUCTION</b> .....	<b>7</b>
1.1. L'ÉVOLUTION DE LA CAPACITE .....	7
1.2. LA DISPONIBILITE ET L'UTILISATION .....	9
1.3. L'ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITE .....	9
1.4. L'ÉVOLUTION DES CHARGES DE COMBUSTIBLES .....	11
<b>2. SITUATION DU TRANSPORT</b> .....	<b>13</b>
<b>3. SITUATION DE LA DISTRIBUTION</b> .....	<b>13</b>
<b>4. SITUATION DES VENTES</b> .....	<b>13</b>
4.1. L'ÉVOLUTION DES VENTES.....	13
4.2. L'ÉVOLUTION DU RENDEMENT .....	14
4.3. L'ÉVOLUTION DE LA CLIENTELE .....	15
4.4. L'ÉVOLUTION DES REVENUS .....	17
<b>5. SITUATION DE LA QUALITE DU SERVICE</b> .....	<b>17</b>
<b>6. SITUATION DES INVESTISSEMENTS</b> .....	<b>18</b>
<b>7. SITUATION FINANCIERE</b> .....	<b>20</b>
7.1. LE RESULTAT NET.....	20
7.2. RESTRUCTURATION FINANCIERE .....	23
<b>8. BILAN DES CONDITIONS TARIFAIRES ACTUELLES</b> .....	<b>24</b>
<b>8.1. APPLICATION DES CONDITIONS TARIFAIRES SUR LA PERIODE 2014-2016</b> .....	<b>24</b>
<b>8.2. APPRECIATION DE L'ADEQUATION DE LA FORMULE DE CONTROLE DES REVENUS</b> .....	<b>25</b>
<b>SUIVI DES NORMES ET OBLIGATIONS 2014 -2016</b> .....	<b>27</b>
<b>1. SUIVI DES NORMES</b> .....	<b>27</b>
1.1. NORMES D'APPROBATION .....	28
1.2. NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENF) .....	28
1.3. NORMES LIEES AUX RELATIONS AVEC LA CLIENTELE.....	28
1.4. NORMES DE BRANCHEMENT BASSE TENSION SANS MODIFICATION DE RESEAU.....	30
1.5. NORME SUR LE PREPAIEMENT .....	30
<b>2. SUIVI DES OBLIGATIONS D'ÉLECTRIFICATION</b> .....	<b>31</b>
<b>NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS 2017 - 2019</b> .....	<b>33</b>
<b>1. OBLIGATIONS D'ÉLECTRIFICATION</b> .....	<b>33</b>
1.1. ZONES URBAINES .....	33
1.2. ZONES RURALES .....	34
<b>2. NORMES ET INCITATIONS CONTRACTUELLES</b> .....	<b>35</b>
2.1. NORMES RELATIVES AUX CLIENTS FINAUX .....	35
2.2. NORMES RELATIVES AUX CONCESSIONNAIRES D'ÉLECTRIFICATION RURALE.....	39

## **LISTE DES ANNEXES**

*Annexe 1 : Planning de la révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017 - 2019 ..... 8*  
*Annexe 2 : Bilan de Senelec ..... 9*  
*Annexe 3 : Décision n° 2014-05..... 10*  
*Annexe 4 : Normes et Obligations applicables pour la période 2014-2016..... 11*

## **LISTE DES FIGURES**

**FIGURE 1 : ÉVOLUTION DE LA STRUCTURE DU PARC DE PRODUCTION SELON LE TYPE D'ÉQUIPEMENT 8**  
**FIGURE 2 : ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE NON FOURNIE 18**  
**FIGURE 3 : REPARTITION DES PRODUITS D'EXPLOITATION DE LA PERIODE 21**  
**FIGURE 4 : REPARTITION DES CHARGES D'EXPLOITATION DE LA PERIODE 22**

## **LISTE DES TABLEAUX**

**TABLEAU 1 : SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DES PUISSANCES INSTALLÉES ET ASSIGNÉES 8**  
**TABLEAU 2 : SYNTHÈSE DE L'ÉVOLUTION DU COEFFICIENT DE DISPONIBILITÉ ET D'UTILISATION 9**  
**TABLEAU 3 : ÉVOLUTION DE L'ÉNERGIE NETTE LIVRÉE ET DES ACHATS D'ÉNERGIE 10**  
**TABLEAU 4 : ANALYSE COMPARATIVE DES PRÉVISIONS ET RÉALISATIONS DE LA PRODUCTION NETTE ET DES ACHATS D'ÉNERGIE 11**  
**TABLEAU 5 : ÉVOLUTION DES CHARGES DE COMBUSTIBLES 11**  
**TABLEAU 6 : ANALYSE COMPARATIVE DE L'ÉVOLUTION DES CHARGES DE COMBUSTIBLES AVEC LES PROJECTIONS DE VENTES 12**  
**TABLEAU 7 : ÉVOLUTION DES VENTES D'ÉNERGIE 14**  
**TABLEAU 8 : ANALYSE COMPARATIVE DES PRÉVISIONS ET DES RÉALISATIONS DES VENTES 14**  
**TABLEAU 9 : ANALYSE COMPARATIVE DES PRÉVISIONS ET DES RÉALISATIONS DU RENDEMENT 15**  
**TABLEAU 10 : IMPACT DE LA BAISSÉ DU RENDEMENT 15**  
**TABLEAU 11 : REPARTITION DE LA CLIENTÈLE SELON LES PROJECTIONS ET RÉALISATIONS 15**  
**TABLEAU 12 : REPARTITION DE LA CLIENTÈLE BT 16**  
**TABLEAU 13 : ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION UNITAIRE DE LA CLIENTÈLE 16**  
**TABLEAU 14 : REVENUS GLOBAUX DE SENELEC SUR LA PERIODE 2014-2016 17**  
**TABLEAU 15 : ÉVOLUTION DES REVENUS 2014 ET 2016 17**  
**TABLEAU 16 : REPARTITION DES INTERRUPTIONS PAR NATURE 18**  
**TABLEAU 17 : SYNTHÈSE DES INVESTISSEMENTS DE SENELEC 2014 - 2016 19**  
**TABLEAU 18 : ANALYSE COMPARATIVE DES PRÉVISIONS ET DES RÉALISATIONS POUR LES INVESTISSEMENTS 19**  
**TABLEAU 19 : SYNTHÈSE DES INVESTISSEMENTS SUPPORTÉS PAR L'ÉTAT 2014 - 2016 20**  
**TABLEAU 20 : PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION 20**  
**TABLEAU 21 : ÉVOLUTION DES PRODUITS D'EXPLOITATION 20**  
**TABLEAU 22 : REPARTITION DES PRODUITS D'EXPLOITATION 21**  
**TABLEAU 23 : ÉVOLUTION DES CHARGES D'EXPLOITATION 21**

<u>TABLEAU 24 : REPARTITION DES CHARGES D'EXPLOITATION</u>	<u>22</u>
<u>TABLEAU 25 : ANALYSE COMPARATIVES DES REALISATION ET PROJECTIONS DE CHARGES D'EXPLOITATION</u>	<u>22</u>
<u>TABLEAU 26 : EVOLUTION DE L'INFLATION PAR RAPPORT A L'ANNEE DE REFERENCE (2013)</u>	<u>24</u>
<u>TABLEAU 27 : EVOLUTION DES REVENUS AUTORISES ET PERÇUS</u>	<u>25</u>
<u>TABLEAU 28 : SUIVI DES NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE</u>	<u>28</u>
<u>TABLEAU 29 : SUIVI DES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU URBAIN</u>	<u>31</u>
<u>TABLEAU 30 : SUIVI DES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU RURAL</u>	<u>32</u>
<u>TABLEAU 31 : NOUVELLES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU URBAIN</u>	<u>33</u>
<u>TABLEAU 32 : NOUVELLES OBLIGATIONS D'ELECTRIFICATION EN MILIEU RURAL</u>	<u>34</u>

# INTRODUCTION

La révision des conditions tarifaires de Senelec est instituée par la loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, alinéa 3, qui prévoit 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, en son article 36 modifié, 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 cette période, la formule doit être révisée par la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), après consultation des parties prenantes, notamment Senelec.

Sur cette base, la Commission a fixé par Décision n°2014-05 du 08 avril 2014 les conditions tarifaires applicables à Senelec pour la période 2014-2016.

Le décret n° 98-335 du 21 avril 1998 prévoit la procédure à suivre pour la révision des conditions tarifaires. Elle démarre douze (12) mois au moins avant l'expiration de la période durant laquelle les conditions tarifaires sont en vigueur. Dans ce cadre, la Commission a lancé le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec en octobre 2015 en vue de la formulation de nouvelles conditions tarifaires.

Le présent rapport, qui constitue le document de base pour la première consultation publique, présente :

- une synthèse du bilan d'exploitation de Senelec pour la période 2014-2016 ;
- l'appréciation de Senelec de l'adéquation de la Formule de contrôle des revenus sur la période 2014-2016 ;
- l'exécution des normes et obligations d'électrification par Senelec ; et
- les nouvelles normes et obligations fixées à Senelec par le Ministre en charge de l'Energie pour la période 2017-2019 ainsi que les incitations contractuelles exigibles en cas de non-respect de ces normes.

En outre, le rapport présente la méthodologie que la CRSE compte utiliser pour réviser les conditions tarifaires actuelles de Senelec.

L'objet de la présente consultation publique est de recueillir les avis des acteurs concernés sur les éléments ci-dessus énoncés. La consultation a lieu du 22 mars au 21 avril 2016.

Ainsi, la Commission invite toutes les personnes intéressées à formuler, au plus tard le 21 avril 2016 à 18 heures, des observations, commentaires ou recommandations sur les éléments contenus dans le présent document :

- par courrier adressé au Président de la Commission et déposé à la CRSE, Ex camp Lat Dior- Dakar ;
- par courrier électronique à l'adresse [consultation@crse.sn](mailto:consultation@crse.sn) ;
- en demandant à être entendues par la Commission, la requête devant être déposée au plus tard le 14 avril 2016.

# SYNTHESE DU BILAN DE SENELEC

Senelec a soumis à la Commission un rapport, joint en Annexe 2, présentant le bilan de son activité en 2014, les réalisations provisoires à fin décembre 2015 et les réalisations budgétisées en 2016. Ces réalisations ont été comparées aux projections de Senelec qui tiennent compte de la suppression en 2016 de la centrale Africa Energy dans les prévisions validées lors de la révision des conditions tarifaires pour la période 2014-2016.

Ainsi, la synthèse porte sur la situation de la production, du transport et de la distribution. Elle fait le point sur les ventes réalisées, la qualité de service atteinte et présente les investissements de la période ainsi que la situation financière de Senelec.

## 1.Situation de la Production

La production d'énergie électrique au Sénégal a été essentiellement assurée par des unités thermiques, qui fournissent 88% et 93% de la production, respectivement en 2014 et en 2015. La part d'hydroélectricité (Manantali, Felou) a participé à hauteur de 12% et 6% de l'offre de production, respectivement en 2014 et en 2015.

### 1.1.L'évolution de la capacité

La capacité nominale du parc de production devrait croître de 833,50 MW à 994,97 MW sur la période 2014 - 2016, soit une croissance globale de 19% correspondant à une évolution moyenne annuelle de 9,26% contre 6,8% par an sur la période 2010 - 2013. En 2015, la capacité installée est de 897,97 MW. Les projections initiales prévoient une évolution globale de la puissance installée de 42,19% sur la période 2014 - 2016 correspondant à une évolution moyenne annuelle de 19,24%. Cette évolution, entre 2014 et 2016, s'explique par :

- la réhabilitation des groupes de la centrale C3 ;
- l'augmentation de la location sur le RI et RNI d'une puissance totale de 118 MW en 2014, 155 MW en 2015 et réduite à 84 MW en 2016 ;
- l'évolution de la puissance importée de Mauritanie qui passe de 20 MW en 2015 à 60 MW en 2016; et
- la mise en service en 2016 des IPP Contour Global et Tobene Power, soit un ajout de 122 MW, qui contribue sensiblement à la croissance notée de la puissance totale installée.

Par rapport à la capacité installée projetée, un retard de 3,13% a été enregistré en 2014 alors que pour 2015, un retard de 23,21% est estimé. Pour 2016, un retard de 18,67% devrait être enregistré par rapport aux projections initiales.

Cette situation s'explique essentiellement par la non réalisation des projets IPP - CES Sendou pour 125 MW, IPP - Sarreole Taiba Ndiaye pour 50 MW, IPP solaire

pour 100 MW, soit un retard dans la mise en œuvre de projets IPP d'une capacité totale de 275 MW. Cette puissance est ramenée à 195 MW tenant compte d'une location au gasoil de 80 MW en 2016 qui n'était pas initialement prévue dans les projections.

Sur la période 2014-2016, la puissance assignée devrait passer de 625,70 MW en 2014 à 772 MW en 2016. Pour ce qui concerne le réseau interconnecté, la puissance assignée devrait croître de 572 MW en 2014 à 728 MW en 2016. Toutefois, cette évolution de la puissance assignée totale reste en deçà des projections initiales qui prévoyaient une puissance assignée de 1073 MW en fin de période, soit un retard de 28%.

Le rapport entre la puissance assignée et la puissance installée serait ainsi de 78% en 2016 contre une projection initiale de 88%.

Le tableau ci-dessous fournit une synthèse de l'évolution de la capacité installée et de la capacité assignée entre 2014 et 2016.

**Tableau 1 : Synthèse de l'évolution des puissances installées et assignées**

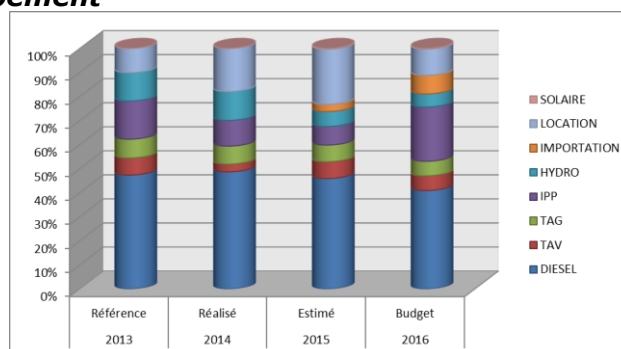
		2013	2014	2015	2016	TCAM*	2014-2016
Puissance installée	Réalisations (MW)	835,40	833,50	897,97	994,97	9,26%	19,37%
	Projections (MW)		860,40	1 169,40	1 223,40	19,24%	42,19%
	Ecart réalisations vs projections		- 26,90	- 271,43	- 228,43		
			-3,13%	-23,21%	-18,67%		
Puissance assignée	Réalisations (MW)	636,60	625,70	675,00	772,00	11,08%	23,38%
	Projections (MW)		720,60	1 019,60	1 073,60	22,06%	48,99%
	Ecart réalisations vs projections		- 94,90	- 344,60	- 301,60		
			-13%	-34%	-28%		
Puissance assignée / Puissance installée	Réalisations (MW)	76%	75%	75%	78%	1,67%	3,36%
	Projections (MW)		84%	87%	88%	2,36%	4,78%
	Ecart réalisations vs projections		-9%	-12%	-10%		
			-10%	-14%	-12%		

NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont des nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen (2014-2016)

La répartition de la puissance assignée selon le type d'équipement est présentée dans le graphique ci-dessous.

**Figure 1 : Evolution de la structure du parc de production selon le type d'équipement**



La part des équipements de pointe (TAG) sur la capacité globale, devrait passer de 8% en 2013 à 6% en 2016. La location de capacités temporaires est passée de 10% en 2013 à 11% en 2016, nonobstant les années 2014 et 2015 qui ont connu des pics représentant respectivement 18% et 23% de la puissance totale assignée.

La part des IPP passe de 16% en 2013 à 23% en 2016.

Sur toute la période, il convient de noter la prédominance thermique qui représente 88% de la puissance totale assignée en 2013 ainsi qu'en 2014. Pour l'année 2015 cette part est de 93% et devrait atteindre 94% en 2016.

## 1.2. La disponibilité et l'utilisation

Entre 2014 et 2016, une amélioration du taux de disponibilité de la puissance assignée globale du parc de production est notée. Il est passé de 81,74% en 2014 à 83,35% en 2016.

Cette amélioration s'explique par :

- la réhabilitation de la centrale Cap des biches – TAV C3 qui permet de favoriser nettement la disponibilité de la centrale qui passe de 39,74% en 2014 à 77,52% en 2016 ; et
- le retour en exploitation de la centrale Cap des biches – TAG 2 avec un taux de disponibilité de 47,45% réalisé en 2014, une estimation à 90,72% en 2015 et projection de 74,96% en 2016.

Durant la période 2014-2016, les écarts entre les projections et les réalisations sont relativement faibles. En effet, en 2014, le taux de disponibilité réalisé de l'ensemble du parc était de 81,74% contre une projection de 82,07% ce qui correspond à un retard de 0,41%. En 2015, le taux de disponibilité est estimé à 87,78% contre une projection de 82,96%, correspondant à une performance de 5,81% par rapport aux projections. Concernant l'année 2016, le taux de disponibilité attendu est de 83,35% contre 81,39% projeté.

L'augmentation de la puissance assignée et les améliorations du taux de disponibilité ont entraîné une baisse du taux d'utilisation de la puissance assignée disponible de 71,95% en 2014 à 59,83% en 2015. En 2016, le taux d'utilisation de la puissance assignée disponible prévu est de 62,37%. Toutefois, ces taux d'utilisation sont supérieurs aux projections initiales, notamment en 2014 et 2016 et quasiment égaux en 2015.

**Tableau 2 : Synthèse de l'évolution des coefficients de disponibilité et d'utilisation**

		2013	2014	2015	2016	TCAM*	2014-2016
Coefficient de disponibilité	Réalisations (%)	72,65	81,74	87,78	83,35	1%	2%
	Projections (%)		82,07	82,96	81,39	0%	-1%
	Ecart réalisations vs projections		-0,41%	5,81%	2,41%		
Coefficient d'utilisation	Réalisations (%)	80,52	71,95	59,83	62,37	-7%	-13%
	Projections (%)		67,98	59,85	46,18	-18%	-32%
	Ecart réalisations vs projections		3,97	0,02	16,19		
			6%	0%	35%		

*NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont des nouvelles projections de Senelec*

*\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen (2014-2016)*

## 1.3. L'évolution de la production d'électricité

La production nette du RI, énergie livrée au réseau, a connu une croissance moyenne annuelle de 4%, en passant de 3 029,89 GWh en 2014 à 3 303,66 GWh prévus en 2016, correspondant à une croissance globale de 9% sur la période.

Celle-ci découle d'une augmentation annuelle de 1% de la production des équipements propres de Senelec et d'un accroissement annuel de 11% des achats d'énergie auprès des producteurs privés indépendants ainsi que de la location de groupes.

L'augmentation de la production de Senelec résulte essentiellement de la hausse de la production des centrales TAV, avec la réhabilitation de la centrale C3 - Cap des biches. Par contre, la production des centrales TAG baisse considérablement passant de 86,60 GWh en 2014 à 10,09 GWh prévus en 2016, soit un ralentissement du taux de croissance annuel moyen de près de 66% sur la période.

Concernant les achats d'énergie, l'arrivée en 2016 des IPP Taiba Ndiaye et Contour Global (Ex GTI) ainsi que l'importation à partir de la Mauritanie représenteront 50% des achats d'énergie, soit 717 GWh.

La production nette du RNI croît de 148,18 GWh en 2014 à 166,27 GWh en 2016 en passant par 153,70 GWh en 2015. Cette évolution reflète un taux de croissance annuel moyen de 7% et une évolution globale de 14% sur la période 2014-2016.

**Tableau 3 : Evolution de l'Energie nette livrée et des achats d'énergie**

PRODUCTION NETTE	2013		2014		2015		2016		TCAM* 2014-16	2014-2016
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%		
<b>Réseau Interconnecté</b>	2 862,99	100%	3 029,89	100%	3 179,90	100%	3 303,66	100%	4%	9%
Senelec	1 789,86	63%	1 943,98	64%	2 053,38	65%	1 882,96	57%	-2%	-3%
TAV	16,58	1%	128,26	4%	240,87	8%	214,20	6%	29%	67%
TAG	84,86	3%	86,60	3%	54,43	2%	10,09	0%	-66%	-88%
DIESEL	1 688,42	59%	1 729,13	57%	1 758,09	55%	1 658,66	50%	-2%	-4%
Achats d'Energie	1 073,13	37%	1 085,91	36%	1 126,52	35%	1 420,70	43%	14%	31%
<b>Réseau Non Interconnecté</b>	135,80	5%	148,18	5%	153,70	5%	168,27	5%	7%	14%
Senelec	79,06	3%	82,64	3%	130,33	4%	167,96	5%	43%	103%
Achats d'Energie	56,74	2%	65,54	2%	23,37	1%	0,31	0%	-93%	-100%
<b>SOUS-TOTAL Senelec</b>	1 868,92	65%	2 026,62	67%	2 183,71	69%	2 050,92	62%	1%	1%
<b>SOUS-TOTAL ACHATS</b>	1 129,87	39%	1 151,45	38%	1 149,89	36%	1 421,01	43%	11%	23%
<b>TOTAL (Energie livrée)</b>	2 862,99	100%	3 029,89	100%	3 179,90	100%	3 303,66	100%	4%	9%

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Par rapport aux projections initiales soumises par Senelec pour la période triennale 2014 - 2016, la production nette de Senelec sur le RI a dépassé les prévisions de 817,89 GWh, ce qui a permis de compenser une partie du déficit sur les achats d'énergie qui est de 1 254,66 GWh.

**Tableau 4 : Analyse comparative des prévisions et réalisations de la production nette et des achats d'énergie**

		2013	2014	2015	2016	TCAM*	2014-2016	2014-2016
Production Nette - SENELEC (RI)	Réalisations (GWh)	1 789,86	1 943,98	2 053,38	1 882,96	-1,58%	-6,51%	5 880,32
	Projections (GWh)		2 112,69	1 917,43	1 032,31	-30,10%	-46,90%	5 062,43
	Ecart réalisations vs projections		- 168,71	135,96	850,65			817,89
			-7,99%	7,09%	82,40%			16%
Achats Energie (RI)	Réalisations (GWh)	1 073,13	1 085,91	1 126,52	1 420,70	14,38%	30,83%	3 633,13
	Projections (GWh)		967,87	1 420,57	2 499,35	60,70%	158,23%	4 887,79
	Ecart réalisations vs projections		118,04	- 294,06	- 1 078,64			- 1 254,66
			12%	-21%	-43%			-26%
Energie Livrée au RI	Réalisations (GWh)	2 862,99	3 029,89	3 179,90	3 303,66	4,42%	9,04%	9 513,45
	Projections (GWh)		3 080,56	3 338,00	3 531,66	7,07%	14,64%	9 950,22
	Ecart réalisations vs projections		- 50,68	- 158,10	- 228,00			- 436,77
			-2%	-5%	-6%			-4%

## 1.4.L'évolution des charges de combustibles

Les charges en combustible représentent plus de deux tiers (2/3) des coûts d'exploitation de Senelec et constituent sa principale charge d'exploitation. Elles ont atteint respectivement 253 523 et 180 024 millions de francs CFA en 2014 et 2015. En 2016, elles devraient se situer à 176 735 millions de francs CFA. La baisse des dépenses en combustibles s'explique principalement par la baisse des prix des hydrocarbures.

En 2016, la part des charges en fuel lourd (FO380), principal combustible de Senelec, devrait représenter 90% des dépenses totales en combustible, après avoir atteint 71% en 2014 et 78% en 2015.

Dans le même temps, les parts combinées du diesel oil et du distillat dans les charges de combustible vont baisser sensiblement en passant de 27% en 2013 à 10% en 2016 après avoir atteint 29% et 22% en 2014 et en 2015. L'importance du recours au diesel oil et au distillat (gasoil) en substitution au fuel lourd a contribué à dégrader la situation financière de Senelec en 2015.

Ainsi, Senelec devrait enregistrer en 2016 une réduction de ses charges en combustibles, toutes choses égales par ailleurs, avec la baisse de la consommation de gasoil et de diesel et l'augmentation de celle du fuel oil dont le prix est moins élevé.

**Tableau 5 : Evolution des charges de combustibles**

	2013		2014		2015*		2016**		TCAM 2013-2016
	MFCA	%	MFCA	%	MFCA	%	MFCA	%	
FUEL LOURD (FO 380)	172 011	71%	179 674	71%	140 509	78%	159 626	90%	-2%
DIESEL OIL	5 965	2%	-	0%	-	0%	-	0%	-100%
DISTILLAT (GASOIL)	63 756	26%	71 515	28%	39 515	22%	17 109	10%	-35%
GAZ NATUREL	1 760	1%	2 343	1%	-	0%	-	0%	-100%
CHARBON	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	
KEROZENE	-	0%	-	0%	-	0%	-	0%	
<b>Total</b>	<b>243 493</b>	<b>100%</b>	<b>253 532</b>	<b>100%</b>	<b>180 024</b>	<b>100%</b>	<b>176 735</b>	<b>100%</b>	<b>-10%</b>

\* Estimés au 31-12-15

\*\*Projections Budget 2016

TCAM= taux de croissance annuel moyen

Par rapport aux projections soumises par Senelec au début de la période triennale, les charges en combustibles devraient connaître une baisse sensible de 20 953 millions de FCFA sur la période 2014-2016, soit -3%. Cette baisse découle des effets conjugués de la baisse des prix officiels par rapport aux conditions économiques de référence (2013) de -209 127 millions de FCFA et des écarts sur les quantités consommées pour 188 174 millions de FCFA.

**Tableau 6 : Analyse comparative de l'évolution des charges de combustibles avec les projections**

DEPENSES EN COMBUSTIBLES		2014	2015*	2016**	2014-2016
FUEL LOURD (FO 380)	Qtités Réalisées	501 064	564 244	644 397	1 709 705
	Qtités Projetées	529 433	530 505	316 387	1 376 325
	<b>Ecart Qtités</b>	- 28 369	33 739	328 010	333 380
	Prix Constatés	358 586	249 021	247 713	
	Prix projetés	373 932	385 150	396 705	
	<b>Ecart Prix</b>	- 15 346	- 136 129	- 148 992	- 300 467
	Montants Réalisés (millions FCFA)	179 674	140 509	159 626	479 809
	Montants Projetés (millions FCFA)	197 972	204 324	125 512	527 808
	<b>Ecart Montants</b>	- 18 298	- 63 815	34 113	- 48 000
	<b>Effet Prix</b>	- 7 689	- 76 810	- 96 010	- 180 509
	<b>Effet Quantité</b>	- 10 608	12 995	130 123	132 510
DIESEL OIL	Qtités Réalisées	-	-	-	-
	Qtités Projetées	26 221	21 268	19 693	67 182
	<b>Ecart Qtités</b>	- 26 221	- 21 268	- 19 693	- 67 182
	Prix Constatés	486 436	363 268	300 826	
	Prix Projetés	537 882	554 019	570 640	
	<b>Ecart Prix</b>	- 51 446	- 190 751	- 269 814	- 512 011
	Montants Réalisés (millions FCFA)	-	-	-	-
	Montants Projetés (millions FCFA)	14 104	11 783	11 238	37 124
	<b>Ecart Montants</b>	- 14 104	- 11 783	- 11 238	- 37 124
	<b>Effet Prix</b>	-	-	-	-
	<b>Effet Quantité</b>	- 14 104	- 11 783	- 11 238	- 37 124
DISTILLAT (GASOIL)	Qtités Réalisées	136 568	100 559	43 987	281 114
	Qtités Projetées	38 466	-	-	38 466
	<b>Ecart Qtités</b>	98 102	100 559	43 987	242 648
	Prix Constatés	523 656	392 954	388 964	
	Prix Projetés	548 342	564 792	581 736	
	<b>Ecart Prix</b>	- 24 686	- 171 838	- 192 772	- 389 297
	Montants Réalisés (millions FCFA)	71 515	39 515	17 109	128 139
	Montants Projetés (millions FCFA)	21 093	-	-	21 093
	<b>Ecart Montants</b>	50 422	39 515	17 109	107 047
	<b>Effet Prix</b>	- 3 371	- 17 280	- 8 479	- 29 131
	<b>Effet Quantité</b>	53 794	56 795	25 589	136 177
GAZ NATUREL	Qtités Réalisées	14 353	-	-	14 353
	Qtités Projetées	39 595	39 595	39 595	118 785
	<b>Ecart Qtités</b>	- 25 242	- 39 595	- 39 595	- 104 432
	Prix Constatés	163 227	127 500	127 500	127 500
	Prix Projetés	127 500	127 500	127 500	127 500
	<b>Ecart Prix</b>	35 727	-	-	35 727
	Montants Réalisés (millions FCFA)	2 343	-	-	2 343
	Montants Projetés (millions FCFA)	5 048	5 048	5 048	15 145
	<b>Ecart Montants</b>	- 2 706	- 5 048	- 5 048	- 12 802
	<b>Effet Prix</b>	513	-	-	513
	<b>Effet Quantité</b>	- 3 218	- 5 048	- 5 048	- 13 315
CHARBON	Qtités Réalisées	-	-	-	-
	Qtités Projetées	-	96 478	351 306	447 784
	<b>Ecart Qtités</b>	-	- 96 478	- 351 306	- 447 784
	Prix Constatés	65 000	65 000	65 000	
	Prix Projetés	65 650	66 307	66 970	
	<b>Ecart Prix</b>	- 650	- 1 307	- 1 970	- 3 926
	Montants Réalisés (millions FCFA)	-	-	-	-
	Montants Projetés (millions FCFA)	-	6 397	23 527	29 924
	<b>Ecart Montants</b>	-	- 6 397	- 23 527	- 29 924
	<b>Effet Prix</b>	-	-	-	-
	<b>Effet Quantité</b>	-	- 6 397	- 23 527	- 29 924
KEROZENE	Qtités Réalisées	-	-	-	-
	Qtités Projetées	-	248	-	248
	<b>Ecart Qtités</b>	-	- 248	-	- 248
	Prix Constatés	534 189	395 343	335 804	
	Prix Projetés	585 042	602 593	620 671	
	<b>Ecart Prix</b>	- 50 853	- 207 250	- 284 867	- 542 971
	Montants Réalisés (millions FCFA)	-	-	-	-
	Montants Projetés (millions FCFA)	-	149	-	149
	<b>Ecart Montants</b>	-	- 149	-	- 149
	<b>Effet Prix</b>	-	-	-	-
	<b>Effet Quantité</b>	-	- 149	-	- 149
TOTAL	<b>Montants Réalisés (millions FCFA)</b>	253 532	180 024	176 735	610 291
	<b>Montants Projetés (millions FCFA)</b>	238 217	227 702	165 325	631 244
	<b>Ecart Montants</b>	15 315	- 47 678	11 410	- 20 953
	<b>Effet Prix</b>	- 10 548	- 94 090	- 104 489	- 209 127
	<b>Effet Quantité</b>	25 863	46 412	115 899	188 174

\* Estimés au 31-12-15

\*\*Projections Budget 2016

Sur la base des principes de la régulation par les prix plafonds, seul l'impact de l'inflation sur les prix est répercuté sur les revenus de Senelec, les charges additionnelles étant absorbées par l'entreprise.

## 2.Situation du Transport

La longueur du réseau de transport est de 528,6 km. Il comprend :

- 246,7 km de lignes 90 kV (21 tronçons) ;
- 281,9 km de ligne 225 kV de (5 tronçons) ; et
- 14 postes de transformation d'une puissance totale installée de 1 650 MVA.

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 (Diass et ce 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.

## 3.Situation de la Distribution

Le réseau électrique de distribution de Senelec, alimenté principalement à partir des postes sources (90/30 kV et 225/30 kV) est composé, à la fin de l'année 2015 de:

- 9 102,24 km de réseau Moyenne Tension 30 kV et 6,6 kV, qui assurent la desserte de l'énergie vers les postes de distribution publics, mixtes et clients;
- 8 376,75 km de réseau Basse Tension qui assurent la distribution de l'énergie vers la clientèle BT ;
- 4 819 postes de transformation HTA/BT.

## 4.Situation des Ventes

### 4.1.L'évolution des ventes

Entre 2014 et 2016, les ventes d'électricité devraient connaître une évolution moyenne annuelle de 6% contre une projection de 7%. En effet, en 2014 les ventes réalisées sont de 2 563 GWh (hormis la Production livrée non facturée (PLNF) estimée à 15,78 GWh), elles passent en 2015 à 2 727 GWh et sont projetées à 2 865 GWh en 2016.

Par niveau de tension, on enregistre des évolutions diverses :

- la Basse Tension (BT), avec une croissance moyenne de 7% par an, maintient sa part dans les ventes globales, qui serait de 65% en 2016, alors qu'elle était de 64% en 2013 ;

- la Moyenne Tension (MT) va enregistrer une évolution de 7% par an et devrait atteindre 31% des ventes globales en 2016 contre 29% en 2013 ;
- les ventes Haute Tension (HT) vont enregistrer un fort repli avec un taux de croissance annuel moyen de -18% sur la période 2014-2016. Ainsi, la part dans les ventes globales va évoluer de 7% en 2013 à 4% en 2016.

**Tableau 7 : Evolution des ventes d'énergie**

VENTES D'ENERGIE	2013		2014		2015		2016		TCAM* 2014-16	2014-2016	%
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%			
Basse Tension	1 540	64%	1 627	63%	1 723	63%	1 869	65%	7%	5 219	64%
Moyenne Tension	706	29%	761	30%	817	30%	879	31%	7%	2 457	30%
Haute Tension	160	7%	176	7%	187	7%	117	4%	-18%	480	6%
<b>TOTAL**</b>	<b>2 406</b>	<b>100%</b>	<b>2 563</b>	<b>100%</b>	<b>2 727</b>	<b>100%</b>	<b>2 865</b>	<b>100%</b>	<b>6%</b>	<b>8 155</b>	<b>100%</b>

NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont de nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

\*\* : hors PLNF en 2014 estimé à 15,78 GWh

Par rapport aux projections soumises par Senelec en début de période, un retard des ventes de 525,28 GWh a été noté sur la période, soit retard de 6% par rapport aux prévisions.

**Tableau 8 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations des ventes**

VENTES		2013	2014	2015	2016	TCAM*	2014-2016**	2014-2016***
BASSE TENSION	Réalisations (GWh)	1 540,04	1 626,57	1 722,76	1 869,20	7%	15%	5 218,53
	Projections (GWh)		1 632,44	1 733,45	1 840,80	6%	13%	5 206,70
	Ecart réalisations vs projections		- 5,88	- 10,69	28,39			11,83
			-0,36%	-0,62%	1,54%			0,23%
MOYENNE TENSION	Réalisations (GWh)	706,23	760,80	817,21	878,50	7%	15%	2 456,51
	Projections (GWh)		813,56	925,38	984,18	10%	21%	2 723,12
	Ecart réalisations vs projections		- 52,76	- 108,17	- 105,67			- 266,60
			-6,48%	-11,69%	-10,74%			-9,79%
HAUTE TENSION	Réalisations (GWh)	160,21	175,73	187,00	117,31	-18%	-33%	480,04
	Projections (GWh)		232,69	250,51	267,34	7%	15%	750,54
	Ecart réalisations vs projections		- 56,96	- 63,51	- 150,03			- 270,50
			-24,48%	-25,35%	-56,12%			-36,04%
VENTES GLOBALES ****	Réalisations (GWh)	2 406,47	2 563,10	2 726,98	2 865,01	6%	12%	8 155,08
	Projections (GWh)		2 678,69	2 909,35	3 092,32	7%	15%	8 680,36
	Ecart réalisations vs projections		- 115,59	- 182,37	- 227,31			- 525,28
			-4,32%	-6,27%	-7,35%			-6,05%

NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont des nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen (2014-2016)

\*\* : Evolution globale

\*\*\* : GWh (Période)

\*\*\*\* : hors PLNF en 2014 estimé à 15,78 GWh

## 4.2.L'évolution du rendement

En rapportant les ventes aux quantités d'énergie produites (somme de la production Senelec, des achats d'énergie et de l'Energie Non Fournie), il est constaté une légère amélioration du rendement global de Senelec qui évolue de 78,81% en 2014 à 80,64% en 2016 en passant par 79,70 en 2015, soit un taux de croissance moyen annuel de 1,05%.

Toutefois, le rendement se situerait à 2,83 point en deçà des projections initiales de 2016 qui prévoient un rendement de 83,47% avec un taux de croissance annuel moyen de 2,21%.

**Tableau 9 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations du rendement**

		2013	2014	2015*	2016**	TCAM
Rendement global	Prévues	78,17%	81,82%	82,45%	83,47%	2,21%
	Réalisées		78,81%	79,70%	80,64%	1,05%
	Ecarts		- 3,01	- 2,75	- 2,83	

\* Estimés au 31-12-15

\*\*Projections Budget 2016

Ce retard sur le rendement implique 233 GWh que Senelec aurait pu vendre sans production supplémentaire, donc sans charges supplémentaires. Valorisés aux revenus maximum autorisés unitaires sur la période, les manques à gagner sur les ventes en énergie induisent des pertes de recettes estimées à plus de 29 815 millions sur la période 2014 -2016.

**Tableau 10 : Impact de la baisse du rendement**

	2014*	2015**	2016	2014-2016
Manque à gagner (GWh)	-77	-75	-81	-233
Revenus unitaire (FCFA/KWh)	148	117	118	
Manque à gagner recettes (MFCFA)	- 11 450	- 8 776	- 9 589	- 29 815

**NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont des nouvelles projections de Senelec**  
\*:Le revenus unitaire de 2014 tient compte de l'Energie Livrée Non Facturée  
\*\*: Le revenu unitaire de 2015 ne tient pas compte de la compensation de 7 437 millions de F CFA au titre du 1er janvier 2015

L'impact du retard sur le rendement n'est pas répercuté sur les revenus et les tarifs par la régulation tarifaire.

Des efforts importants restent donc à faire pour réduire les pertes techniques sur les réseaux mais surtout les pertes commerciales résultant des fraudes et des problèmes de facturation.

### 4.3.L'évolution de la clientèle

Parallèlement aux ventes, le nombre de clients devrait connaître une évolution moyenne de 6% par année entre 2014 et 2016.

**Tableau 11 : Répartition de la clientèle selon les projections et réalisations**

CLIENTELE	2013	2014		2015		2016		TCAM 2014-16
	Nbre	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	
<b>Basse Tension</b>	990 171	1 042 532	1 048 654	1 090 187	1 118 103	1 139 976	1 181 100	6%
Usage Domestique	801 731	844 175	846 868	883 183	909 617	923 892	966 356	7%
Usage Professionnel	187 441	197 335	200 756	205 978	207 433	215 054	213 660	3%
Eclairage Public	999	1 021	1 030	1 026	1 053	1 030	1 084	3%
<b>Moyenne Tension</b>	1 497	1 514	1 569	1 548	1 670	1 582	1 738	5%
Tarif Courte utilisation (TCU)	86	84	82	84	82	83	82	0%
Tarif Général (TG)	1 364	1 384	1 441	1 418	1 542	1 453	1 610	6%
Tarif Longue utilisation (TLU)	47	46	46	46	46	45	46	0%
<b>Haute Tension</b>	4	5	4	5	5	5	5	12%
Normal	3	4	3	4	4	4	4	15%
Secours	1	1	1	1	1	1	1	0%
<b>TOTAL</b>	991 672	1 044 051	1 050 227	1 091 740	1 119 778	1 141 562	1 182 843	6%

NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont les nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

Globalement, les réalisations sont légèrement supérieures aux projections de 1% en 2014, 3% en 2015 et 4% en 2016. Cette performance concerne essentiellement les clients Basse Tension (BT), notamment l'usage domestique qui représente près de 81% de la clientèle.

Le tableau, ci-dessous, présente la répartition de la clientèle BT.

**Tableau 12 : Répartition de la clientèle BT**

		2013	2014		2015		2016	
			Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations
Basse Tension	Nombre	990 171	1 042 532	1 048 654	1 090 187	1 118 103	1 139 976	1 181 100
Usage Domestique	Nombre	801 731	844 175	846 868	883 183	909 617	923 892	966 356
Tarif petite puissance (UDPP)	Nombre	770 740	812 615	815 691	851 483	837 917	892 050	858 492
Tarif moyenne puissance (UDMP)	Nombre	5 801	6 353	5 965	6 468	6 177	6 585	6 323
Tarif grande puissance (UDGP)	Nombre	573	590	595	615	615	640	633
Woyofal domestique petite puissance	Nombre	24 617	24 617	24 617	24 617	64 908	24 617	100 908
Woyofal domestique moyenne puissance	Nombre	-	-	-	-	-	-	-
Usage Professionnel	Nombre	187 441	197 335	200 756	205 978	207 433	215 054	213 660
Eclairage public	Nombre	999	1 021	1 030	1 026	1 053	1 030	1 084

Les réalisations sur le nombre de clients Wayofal Domestique Petite Puissance (clients prépaiement) dépassent de 264% les projections de 2015 et 410% les projections de 2016.

Avec une augmentation des ventes de 6% identique à celle de la clientèle, la consommation unitaire est stable sur la période 2014-2016.

Pour la clientèle Basse Tension, la quantité d'énergie consommée par client devrait enregistrer une hausse de 1% en moyenne par année, passant de 1,551 MWh/client en 2014 à 1,583 MWh/client en 2016.

Au niveau de la Moyenne Tension, l'évolution serait de 2% par an avec une consommation moyenne de 484,895 MWh/client en 2014 et 505 MWh/client prévue en 2016.

Pour la Haute Tension, la consommation unitaire, qui avait enregistré une hausse sensible sur la période 2010 -2013, devrait connaître une baisse moyenne annuelle de 16% en passant de 43 GWh/client en 2014 à 23 GWh/client prévue en 2016.

**Tableau 13 : Evolution de la consommation unitaire de la clientèle**

CLIENTELE	2013	2014	2015	2016	TCAM 2014-16
	MWh/client	MWh/client	MWh/client	MWh/client	
<b>Basse Tension</b>	<b>1,555</b>	<b>1,551</b>	<b>1,541</b>	<b>1,583</b>	<b>1%</b>
Usage Domestique	1,283	1,268	1,253	1,287	1%
Usage Professionnel	2,484	2,459	2,514	2,604	3%
Eclairage Public	45,641	57,613	58,155	63,638	5%
<b>Moyenne Tension</b>	<b>471,761</b>	<b>484,895</b>	<b>489,348</b>	<b>505,467</b>	<b>2%</b>
Tarif Courte utilisation (TCU)	125,218	129,229	129,813	142,424	5%
Tarif Général (TG)	462,106	472,866	475,270	489,238	2%
Tarif Longue utilisation (TLU)	1 386,051	1 495,727	1 602,174	1 720,665	7%
<b>Haute Tension</b>	<b>40 051,666</b>	<b>43 931,957</b>	<b>37 400,301</b>	<b>23 461,522</b>	<b>-27%</b>
Normal	53 397,041	58 574,833	46 706,582	29 283,107	-29%
Secours	15,540	3,330	175,180	175,180	625%
<b>TOTAL</b>	<b>2,427</b>	<b>2,456</b>	<b>2,435</b>	<b>2,422</b>	<b>-1%</b>

NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont les nouvelles projections de Senelec

\*: TCAM signifie Taux de Croissance Annuel Moyen

## 4.4.L'évolution des revenus

Les revenus issus des ventes facturées par Senelec, hors Energie Livrée Non Facturée, sont passés de 301 289 millions de FCFA en 2014 à 319 189 millions de FCFA en 2015. Pour 2016, ils sont évalués à 338 881 millions de FCFA.

Sur la période 2014-2016, Senelec devrait percevoir de ses clients, au titre de la vente d'électricité, des revenus de 959 359 millions de FCFA, auxquels s'ajoutent 77 601 millions de FCFA perçus en 2014 du Gouvernement au titre de la compensation de revenus. Ainsi, les revenus globaux de Senelec sur la période 2014-2016 s'élèvent à 1 036 milliards de F CFA.

**Tableau 14 : Revenus globaux de Senelec sur la période 2014-2016**

Revenus globaux en Mn FCFA	2014	2015	2016	2014 - 2016
Revenus perçus des ventes**	301 289	319 189	338 881	<b>959 359</b>
Compensations reçues	77 601			<b>77 601</b>
<b>TOTAL</b>	<b>378 890</b>	<b>319 189</b>	<b>338 881</b>	<b>1 036 960</b>

*NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont ces des nouvelles projections de Senelec avec hypothèse de gel des tarifs*

*\*\*: Revenus perçus des ventes hors Energie Livrée Non Facturée*

Toutefois, il convient de noter que les données soumises par Senelec n'intègrent pas la compensation de revenus en 2015, aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> janvier d'un montant de 7 437 millions de FCFA. En intégrant la compensation de 7 437 millions de F CFA, le montant des revenus globaux de Senelec sur la période s'élèvent à 1 044 milliards de F CFA dont 85 038 millions de F CFA de compensation de revenus perçus en 2014 et 2015.

Le tableau ci-dessous fournit le détail des revenus de Senelec sur la période.

**Tableau 15 : Evolution des revenus 2014 - 2016**

Revenus globaux en Mn FCFA	2014	2015	2016	2014 - 2016
Revenus perçus des ventes**	301 289	319 189	338 881	<b>959 359</b>
Compensations reçues	77 601	7 437		<b>85 038</b>
<b>TOTAL</b>	<b>378 890</b>	<b>326 626</b>	<b>338 881</b>	<b>1 044 397</b>

*NB: les valeurs de 2015 sont estimées et celles de 2016 sont ces des nouvelles projections de Senelec avec hypothèse de gel des tarifs*

*\*\*: Revenus perçus des ventes hors Energie Livrée Non Facturée*

## 5.Situation de la Qualité du Service

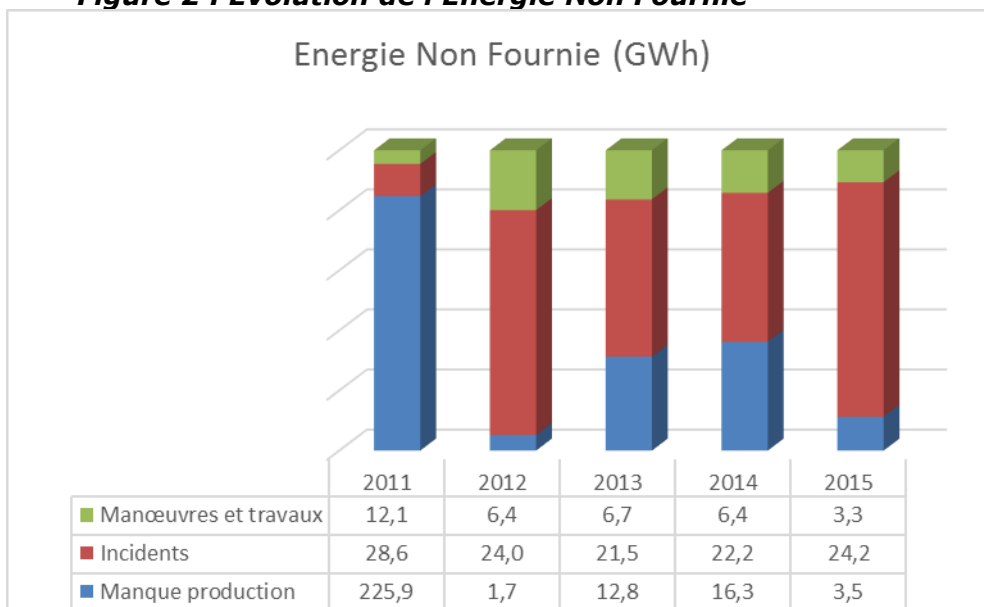
Comparée à la période 2011-2013, une nette amélioration de la qualité de service est notée sur la période 2014-2016. La demande non satisfaite (Energie Non Fournie (ENF)) globale est passée de 44 GWh en 2014 à 35 GWh (estimée) en 2015. Pour l'année 2016, une Energie Non Fournie globale de 25 GWh est projetée.

Toutefois, la norme assignée à Senelec en matière d'Energie Non Fournie, de 0,3% de l'énergie vendue, soit 7,74 GWh en 2014 et 8,18 GWh en 2015, n'a pas été respectée.

L'Energie Non Fournie par manque de production est passée de 12,8 GWh en 2013 à 16,3 GWh en 2014, soit une hausse de 27 %. Sur la période 2014-2016, elle est de 3,5 GWh en 2015 et est projetée à une valeur nulle en 2016.

Quant à l'Energie Non Fournie suite aux incidents, elle connaît sur la période une légère augmentation due à la dégradation de la qualité de service sur le réseau.

**Figure 2 : Evolution de l'Énergie Non Fournie**



Les interruptions de service en 2015 enregistrent des baisses autant en nombre qu'en énergie non distribuée (END) à l'exception des interruptions suite à des incidents dont l'END augmente de 18%.

La répartition des interruptions par nature en 2014 et 2015 est résumée par le tableau ci-dessous.

**Tableau 16 : Répartition des interruptions par nature**

Nature	2011		2012		2013		2014		2015	
	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)	Nombre	END (GWh)
Incidents	8 921	18,2	12 991	19,0	15 770	19,1	15 433	20,5	14 706	24,2
Manque production	29550	217,2	306	0,8	2 905	10,0	5 773	11,9	1 322	1,7
Effacement HT	283	8,7	44	0,9	164	2,8	240	4,4	216	1,9
Manœuvre/Travaux	5501	12,1	4926	6,4	5 952	6,7	6 428	6,4	3 052	3,3
Surcharge / Faible U	1850	10,4	1164	5,0	584	2,4	394	1,8		
<b>TOTAL</b>	<b>46105</b>	<b>266,6</b>	<b>19431</b>	<b>32,0</b>	<b>25375</b>	<b>41,0</b>	<b>28268</b>	<b>44,9</b>	<b>19 296</b>	<b>31,0</b>

## 6.Situation des Investissements

Les investissements sur la période 2014 – 2016 ont été marqués :

- par la remise à niveau des infrastructures de transport et de distribution et des systèmes d'information à travers le Projet d'Appui au Secteur de l'Electricité (PASE) financé par Banque Mondiale ;
- la poursuite de l'intervention de l'Etat sous forme de subvention dans le cadre du Plan de Relance et de Restructuration du Secteur de l'Energie (PRRSE) ;
- et la mise en œuvre en 2016 d'un plan d'action prioritaire

Sur la période 2014-2016, Senelec devrait réaliser des investissements d'un montant global de 236 500 millions F CFA soit :

- 45 915 millions de FCFA pour la production correspondant à 19% des investissements ;

- 64 123 millions de FCFA pour le réseau de transport soit 27% des investissements ;
- 73 199 millions de FCFA pour le réseau de distribution représentant 31% des investissements ;
- 53 263 millions de FCFA pour les autres investissements soit 23% des investissements.

**Tableau 17 : Synthèse des investissements de Senelec 2014 - 2016**

	2014	2015*	2016**	TOTAL 2014-2016	%
Production	4 976	4 563	36 375	45 915	19%
Transport	1 600	2 801	59 722	64 123	27%
Distribution	12 772	16 528	43 900	73 199	31%
Autres	2 079	4 252	46 932	53 263	23%
Total	21 426	28 145	186 929	236 500	100%

\* Estimés au 31-12-15

\*\*Projections Budget 2016

Dans ses projections qui ont été utilisées pour déterminer la base tarifaire à rémunérer par les tarifs, Senelec avait prévu un investissement direct de 95 582 millions, dont :

- 1 197 millions pour la production ;
- 88 415 millions pour les réseaux (40 534 millions sur les réseaux de transport et 47 881 millions sur les réseaux de distribution) ; et
- 5 970 millions pour les autres investissements.

Ainsi, Senelec accuserait un dépassement de près de 140 918 millions, soit 147%, par rapport à ses projections d'investissement.

**Tableau 18 : Analyse comparative des prévisions et des réalisations pour les investissements**

	2014		2015		2016		Total 2014-2016		Ecart	
	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	Projections	Réalisations	MFCFA	%
Production	1 197	4 976	-	4 563	-	36 375	1 197	45 915	44 718	3736%
Transport	4 413	1 600	14 397	2 801	21 724	59 722	40 534	64 123	23 589	58%
Distribution	26 535	12 772	15 957	16 528	5 389	43 900	47 881	73 199	25 318	53%
Autres	2 420	2 079	2 000	4 252	1 550	46 932	5 970	53 263	47 293	792%
Total	34 565	21 426	32 354	28 145	28 663	186 929	95 582	236 500	140 918	147%

En plus de ces investissements financés par Senelec, le Gouvernement a pris en charge une partie des investissements réalisés. Sur la période 2014 – 2016, ces investissements devraient atteindre 28 606 millions dont 15 270 déjà consentis en 2014 et 2015. Ces investissements ont concerné la production et les réseaux de transport et de distribution.

**Tableau 19 : Synthèse des investissements supportés par l'Etat 2014 - 2016**

	2014	2015*	2016**	TOTAL
<b>Production</b>	4 604	2 328	6 976	13 908
<b>Transport</b>	3 543	3 672	4 326	11 541
<b>Distribution</b>	258	865	16 927	18 050
<b>Autres</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	8 405	6 865	28 228	43 499

\* estimé

\*\* budget 2016

## 7.Situation Financière

La situation financière de Senelec concerne durant la période 2014-2016 par :

- son résultat net ; et
- la mise en œuvre des mesures de restructuration opérationnelle et financière.

### 7.1.Le résultat net

Sur la période 2014-2016, les produits sont évalués à 711 784 millions de FCFA alors que les charges se chiffrent à 715 592 millions FCFA correspondant à une perte de 1 771 millions FCFA. Le résultat net s'élève à 2 036 millions en 2014, - 9 995 millions FCFA en 2015 et 6 188 millions prévus en 2016

**Tableau 20 : Produits et charges d'exploitation**

millions de FCFA	Réal 2014	Estimé 2015	Budget 2016	Total
<b>TOTAL GENERAL DES PRODUITS</b>	415 280	347 340	364 445	1 127 065
<b>TOTAL GENERAL DES CHARGES</b>	413 244	357 335	358 257	1 128 836
<b>RESULTAT NET (+ ou -)</b>	<b>2 036</b>	<b>- 9 995</b>	<b>6 188</b>	<b>- 1 771</b>

Les produits d'exploitation qui représentent 98% du total général des produits devraient enregistrer une baisse annuelle moyenne de 3% passant de 396 milliards en 2013 à plus de 358 milliards projetés en 2016.

**Tableau 21 : Evolution des produits d'exploitation**

	2013	2014	2015*	2016**	Total	TCAM
Vente de produits fabriqués	284 101	301 289	319 189	338 881	960 155	6%
Travaux et services vendus	7 695	10 916	9 212	10 714	30 842	12%
compensation de revenus	88 666	77 601	-	-	77 601	-100%
Autres produits	11 394	13 243	10 143	8 850	32 236	-8%
Produits et accessoires	159	150	123	-	273	-100%
Reprise de provisions	3 527	3 618	803	-	4 421	-100%
Transfert de charges	85	87	4	-	91	-100%
<b>Total</b>	<b>395 626</b>	<b>406 904</b>	<b>339 473</b>	<b>358 445</b>	<b>1 105 618</b>	<b>-3%</b>

\* Estimés au 31-12-15

\*\*Projections Budget 2016

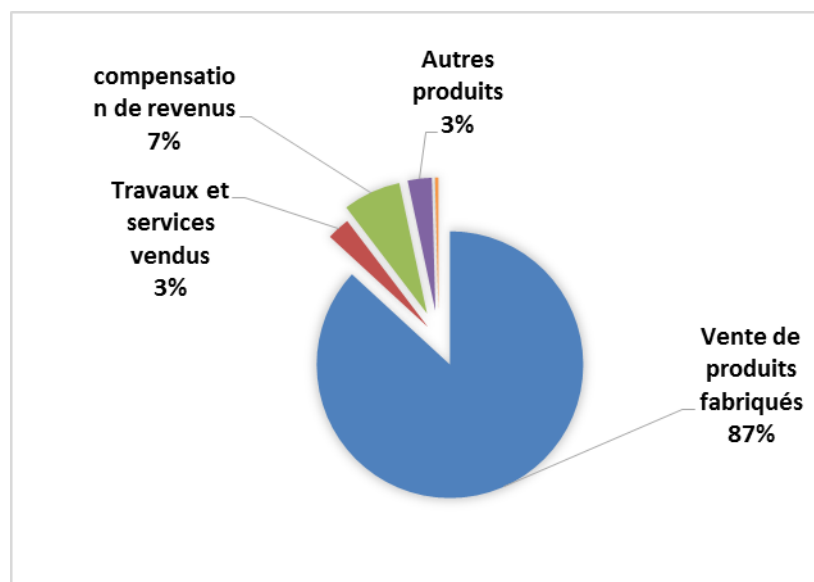
Ainsi, les ventes de produits fabriqués (ventes d'énergie) représentent plus de 87% des produits d'exploitation sur la période 2014 - 2016. Le reste étant

complété par la subvention d'exploitation (compensation) qui en constitue les 7 % sur la période contre 22% en 2013, les travaux et services vendus (3%) et les divers autres produits.

**Tableau 22 : Répartition des produits d'exploitation**

	2013	2014	2015	2016	Total
Vente de produits fabriqués	72%	74%	94%	95%	87%
Travaux et services vendus	2%	3%	3%	3%	3%
compensation de revenus	22%	19%	0%	0%	7%
Autres produits	3%	3%	3%	2%	3%
Produits et accessoires	0%	0%	0%	0%	0%
Reprise de provisions	1%	1%	0%	0%	0%
Transfert de charges	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Figure 3 : Répartition des produits d'exploitation de la période**



Concernant les charges d'exploitation hors amortissements et provisions, elles devraient évoluer également au taux moyen annuel de -3%.

**Tableau 23 : Evolution des charges d'exploitation**

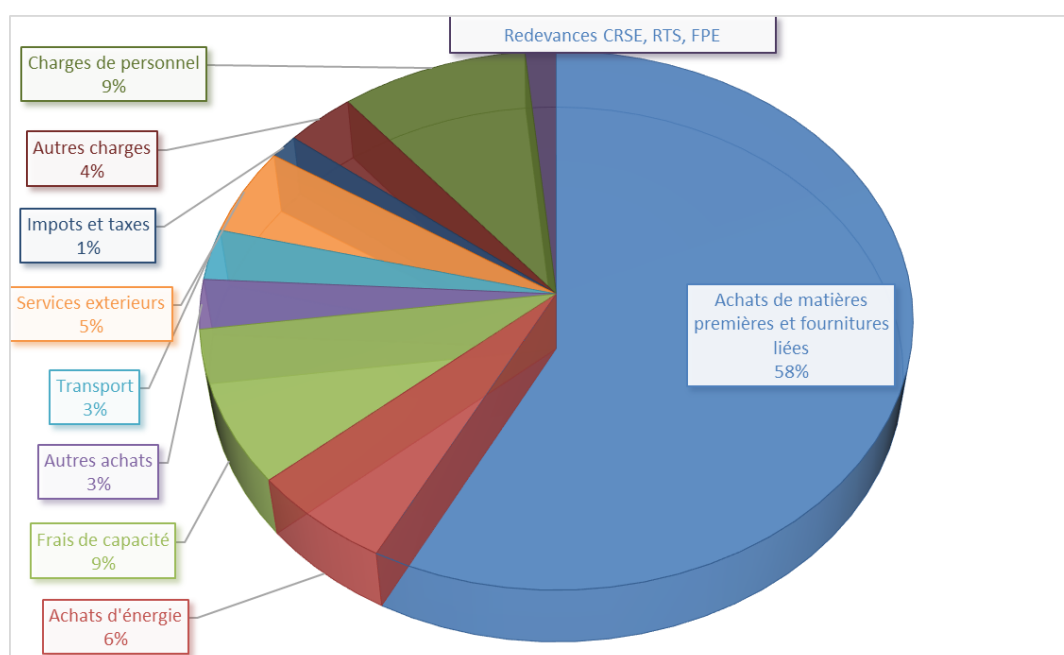
	2013	2014	2015	2016	Total	TCAM
Achats de matières premières et fournitures liées	244 666	256 510	182 959	179 687	587 800	-10%
Achats d'énergie	11 823	14 060	26 650	20 707	61 417	21%
Frais de capacité	28 557	30 417	27 465	36 282	94 164	8%
Autres achats	5 749	6 031	10 675	13 528	30 235	33%
Transport	8 345	9 943	10 270	10 943	31 156	9%
Services extérieurs	18 305	16 070	17 872	19 722	53 665	3%
Impôts et taxes	5 027	6 216	4 644	3 974	14 834	-8%
Autres charges	11 816	16 713	9 417	9 191	35 322	-8%
Charges de personnel	29 380	29 049	30 432	35 738	95 219	7%
Redevances CRSE, RTS, FPE	4 444	4 956	5 381	5 472	15 809	7%
<b>Total</b>	<b>368 111</b>	<b>389 964</b>	<b>325 766</b>	<b>335 244</b>	<b>1 019 619</b>	<b>-3%</b>

Les consommations de matières premières et fournitures liées et les achats d'énergie représentent 70% des charges d'exploitation en 2014 et 74% en 2015. En 2016, ils devraient atteindre 70% des charges contre 69% en 2013.

**Tableau 24 : Répartition des charges d'exploitation**

	2013	2014	2015	2016	Total
Achats de matières premières et fournitures liées	66%	66%	56%	54%	58%
Achats d'énergie	3%	4%	8%	6%	6%
Frais de capacité	8%	8%	8%	11%	9%
Autres achats	2%	2%	3%	4%	3%
Transport	2%	3%	3%	3%	3%
Services extérieurs	5%	4%	5%	6%	5%
Impôts et taxes	1%	2%	1%	1%	1%
Autres charges	3%	4%	3%	3%	3%
Charges de personnel	8%	7%	9%	11%	9%
Redevances CRSE, RTS, FPE	1%	1%	2%	2%	2%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Figure 4 : Répartition des charges d'exploitation de la période**



Comparées aux projections initiales, les charges d'exploitation hors amortissements et provisions devraient enregistrer une baisse de 11 % soit 121 072 millions de FCFA en passant de 1 140 691 millions de FCFA à 1 019 619 millions de FCFA.

**Tableau 25 : Analyse comparative des réalisations et des projections des charges d'exploitation**

Millions FCFA	projections 2014-2016	Réalizations 2014-2016	Ecart	
			Montants	%
Achats de matières premières	631 244	587 800	- 43 444	-7%
Achats d'énergie	113 146	61 417	- 51 730	-46%
Frais de capacité	103 332	94 164	- 9 168	-9%
Autres achats	24 611	30 235	5 624	23%
Transports	25 141	31 156	6 015	24%
Services extérieurs	79 972	53 665	- 26 308	-33%
Impôts et taxes	18 133	14 834	- 3 299	-18%
Autres charges	35 768	35 322	- 446	-1%
Charges de personnel	93 536	95 219	1 683	2%
Redevances CRSE, RTS, FPE	15 809	15 809	-	0%
<b>Total</b>	<b>1 140 691</b>	<b>1 019 619</b>	<b>- 121 072</b>	<b>-11%</b>

## 7.2.Restructuration financière

La restructuration financière a pour objet de reconstituer les fonds propres de Senelec, d'alléger son endettement et d'améliorer sa trésorerie.

Les actions entreprises pour le renforcement des capitaux propres de Senelec concernent :

- 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 ainsi 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
- CDC : 9,42% ; soit 22 445 millions de FCFA

S'agissant de l'allègement de l'endettement, un protocole d'accord de rééchelonnement a été signé avec l'Etat. 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 francs CFA, payables sur une période de 15 ans avec un différé de 5 ans.

L'Etat a aussi effacé au profit de Senelec les dettes rétrocédées annulées au titre des initiatives IPSTE (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 francs CFA.

Concernant la trésorerie de Senelec, les arriérés de paiement se chiffrent à 26,31 milliards de francs CFA, hors droits de douanes. On observe que les créances clients non recouvrées d'un montant de 88,66 milliards couvrent largement ces arriérés. Les créances se décomposent principalement comme suit :

- Administration pour 53,29 milliards répartis entre les collectivités locales pour 36,16 milliards (l'éclairage public) et les Etablissements Publics à Autonomie Financière (EPAF) pour 12,60 milliards et l'Administration centrale pour 4,53 milliards
- Particuliers pour 34,60 milliards.

## 8. Bilan des conditions tarifaires actuelles

Par Décision n°2014-05 du 8 avril 2014, joint en Annexe 3, la Commission a fixé les conditions tarifaires applicables à Senelec pour la période 2014-2016. Ces conditions tarifaires comprennent :

- une Formule de contrôle des revenus et sa durée de validité ;
- les modalités d'indexation des revenus et d'ajustement des tarifs ;
- les conditions de détermination de la compensation de revenus, le cas échéant.

L'application de ces conditions tarifaires par la Commission ainsi que l'appréciation de l'adéquation la Formule de contrôle des revenus par Senelec.

### 8.1. Application des conditions tarifaires sur la période 2014-2016

Durant la période 2014 - 2016, une baisse sensible de l'indice composite d'inflation a été notée par rapport aux conditions économiques de référence, surtout sur les prix des produits pétroliers. A la fin de l'année 2015, le prix du Fuel lourd (combustible principal de Senelec) connaît une baisse de prix de 38,68% par rapport à l'année de référence et le diesel oil de 30,44%. En 2016, les prévisions d'inflation sont établies sur la base des dernières publications de décembre 2015 en faisant l'hypothèse de leur statu quo.

Le tableau ci-après résume l'évolution des différents indices d'inflation par rapport à l'année de référence utilisés pour indexer les tarifs de référence.

**Tableau 26 : Evolution de l'inflation par rapport à l'année de référence (2013)**

	2014	2015	2016
Inflation locale	-1,08%	-0,93%	0,19%
Inflation étrangère	0,41%	0,44%	0,48%
Evolution taux de change	0,00%	0,00%	0,00%
Inflation Prix fuel oil 380	-8,38%	-38,68%	-53,35%
Inflation Prix diesel oil	-6,85%	-30,44%	-42,39%
Inflation Prix gaz naturel	0,00%	0,00%	0,00%
Inflation Prix du charbon	0,00%	0,00%	0,00%
Indice composite d'inflation	-4,67%	-18,68%	-15,74%

Sur cette base, Senelec a demandé, à chaque indexation durant l'année 2014, l'ajustement de ses tarifs ou la compensation trimestrielle due. Le montant des revenus globaux de Senelec en 2014 a été fixé en définitive à 380 405 millions de F CFA correspondant au montant arrêté dans les Etats financiers de Senelec au 31 décembre 2014. Il en découle une compensation de 79 115 millions de F CFA perçue en 2014.

Pour l'année 2015, les revenus perçus des ventes avec les tarifs en vigueur s'élèvent à 318 146 millions de F CFA. S'y ajoute une compensation de revenus

pour gel des tarifs aux conditions économiques du 1<sup>er</sup> janvier 2015 d'un montant de 7 437 millions de F CFA.

Pour l'année 2016, en considérant les hypothèses d'inflation ci-dessus, le Revenu Maximum Régulé (hors redevances et corrections) est estimé à 327 963 millions FCFA pour 2 865 GWh d'énergie électrique vendue au détail contre des recettes de 338 881 millions FCFA à percevoir avec les tarifs actuels, soit un surplus de revenus de 10,918 milliards de FCFA.

**Tableau 27 : Evolution des revenus autorisés et perçus**

	2014	2015	Total 2014-2015	2016*	TOTAL
Ventes d'Énergie électrique (GWh)	2 563	2 719	5 282	2 865	8 147
RMA (Mn FCFA)	373 775	317 817	691 592	327 963	1 019 554
Compensations versées par l'Etat (Mn FCFA)	84 613		84 613		84 613
Ecart de revenus à corriger l'année suivante (Mn FCFA)	- 12 128				-
Revenus perçus avec les tarifs (Mn FCFA)	301 290	318 146	619 436	338 881	958 317
Ecart de revenus (Mn FCFA)	72 485	- 329	72 156	- 10 918	61 237
Prix moyens appliqués (FCFA/kWh)	117,55	117,00	117,27	118,28	117,62

\*: Estimation basée sur le Revenu Régulé Maximal (hors redevances et correction)

## 8.2. Appréciation de l'adéquation de la formule de contrôle des revenus

Dans son appréciation de la formule actuelle de contrôle des revenus, Senelec rappelle les modifications majeures apportées à la Formule de contrôle des revenus, à savoir :

- la prise en compte du décret relatif au fonds de préférence ;
- l'indexation des charges de structure non indexées ;
- la modification des prix de référence des combustibles ;
- le maintien des modifications issues la période 2011-2013.

Senelec a également procédé à une évaluation de l'impact de la non réalisation du plan de production initial en comparant son Revenu Maximum Autorisé aux coûts qu'elle a réellement supportés. Les facteurs de pondération de la Formule de contrôle de revenus ont été recalculés sur la base du plan de production réellement mis en œuvre. Ainsi, Senelec estime ses coûts non pris en compte dans son RMA à 16 414 millions de FCFA en 2014, 26 406 millions de FCFA en 2015 et 68 199 millions de FCFA en 2016, soit un surcoût global 111 019 millions de FCFA sur la période 2014-2016, résultant de la non-exécution du plan de production initial.

Senelec suggère pour la nouvelle formule :

- la révision du mode de détermination du taux de rentabilité notamment :
  - l'hypothèse du taux de rendement sans risque ;
  - le mode de calcul du paramètre BETA ; et
  - le niveau de la prime de risque ;

- la prise en charge du manque à gagner découlant de la remise de 20% sur le tarif MT appliquée aux concessionnaires d'électrification rurale;
- la prise en compte dans la Formule de contrôle des revenus des prix de référence des combustibles des IPP qui ne sont pas tenus de s'approvisionner auprès de la SAR au prix ex-dépôt ;
- la prise en compte de la consommation du gasoil à la place du diesel oil ;
- l'intégration dans le RMA, comme élément de pass-through, de la redevance relative au Fonds d'Electrification Rurale (FER) ;
- la prise en compte de l'introduction des énergies renouvelables dans le mix-énergétique ;
- la compensation des surcoûts, liés aux éventuels retards des projets d'investissements dont l'exécution et le financement sont sous la responsabilité de l'Etat.
- la prise en compte des recommandations de l'étude tarifaire de MacroConsulting notamment en ce qui concerne le facteur d'économie d'échelle  $\theta$  et les pondérations globales qui ne reflètent pas la structure des coûts de Senelec par niveau de tension.

# Suivi des Normes et Obligations 2014 -2016

Pour la période triennale 2014 -2016, le Ministre chargé de l’Energie avait fixé à Senelec des obligations et normes contractuelles qui se résument en deux parties :

- les obligations de raccordement des ménages à l’électricité dans les zones urbaines et dans les zones rurales ;
- les normes à respecter et les incitations contractuelles à supporter en cas de manquement à ces normes.

## 1. Suivi des normes

Les normes de service concernent :

Pour les clients finaux de Senelec :

- les approbations ;
- la sécurité et la disponibilité (énergie non fournie) ;
- les relations avec la clientèle ;
- la vérification des compteurs ;
- les compteurs à prépaiement ;
- la qualité du courant ;
- le branchement Basse Tension.

Les normes relatives aux clients finaux ont fait l’objet d’un suivi plus exhaustif que les années précédentes. Cependant, les normes portant sur la vérification des compteurs et la qualité du courant n’ont pas fait l’objet d’une restitution permettant l’analyse des indicateurs ciblés.

Les incitations contractuelles liées à ces normes ont été suspendues pour les années 2014 et 2015 par le Ministre en charge de l’Energie.

Pour les Concessionnaires d’électrification rurale :

- les approbations ;
- la sécurité et la disponibilité (énergie non fournie) ;
- les relations commerciales (facturation, préavis et vérification de compteurs) ;
- la qualité du courant.

S’agissant des normes relatives aux concessionnaires d’électrification rurale, elles n’ont pas fait l’objet d’un suivi par Senelec sur la période.

## 1.1. Normes d'approbation

Senelec dispose d'un délai de 10 jours pour répondre à toute demande écrite concernant l'approbation des travaux de branchement HT ou MT confiés à une autre entreprise. Lorsque ce délai n'est pas respecté, un montant de 6200 F CFA par jour de retard est dû au client.

Sur les 100 demandes d'approbation des travaux de branchement MT formulées en 2015, 98 ont été satisfaites dans un délai inférieur ou égal à 10 jours. Senelec n'a pas respecté la norme d'approbation que pour deux demandes. La première demande a été satisfaite après 15 jours ouvrables et la deuxième après 16 jours. Globalement, le temps moyen d'approbation des travaux HT et MT en 2015 est de 8 jours.

Les réalisations de cette norme en 2014 ne sont pas soumises.

## 1.2. Normes de sécurité et de disponibilité (ENF)

Senelec a l'obligation de satisfaire la demande de ses clients en limitant la quantité d'énergie non fournie (ENF) à 0,3% de ses ventes. A défaut, une incitation contractuelle de 1331 FCFA devrait lui être appliquée pour chaque kWh non fournie au-delà de la norme, dans la limite de 2% du chiffre d'affaires de l'année.

Sur la période 2014 - 2016, comme le montre le tableau ci-après, Senelec a largement dépassé la norme de sécurité et de disponibilité.

**Tableau 28 : Suivi des normes de sécurité et de disponibilité**

<b>Energie Non Fournie</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Norme ENF en GWh	7,7	8,2
Energie Non Fournie réalisée en GWh	44,9	31,0

## 1.3. Normes liées aux relations avec la clientèle

### 1.3.1. Facturation

Après le raccordement d'un nouveau client, Senelec a l'obligation d'établir la première facture dans un délai de trois (3) mois. A défaut, elle doit payer une incitation contractuelle de 6 200 F CFA.

Sur l'année 2015, les premières factures ont été émises dans un délai moyen de 65 jours. Toutefois, sur 76 446 premières factures, 5 596 factures, soit 7%, ont été émises dans un délai supérieur à la norme.

Les réalisations de cette norme en 2014 ne sont pas soumises.

Désignations	Total trimestres				Total année
	1	2	3	4	
Nombre de premières factures émises	21492	19296	17473	18185	76446
Nombre de premières factures émises au-delà de la norme	1045	1737	1428	1386	5596
Taux d'émission de premières factures émises au-delà de la norme	5%	9%	8%	8%	7%

En outre, Senelec ne peut pas faire plus de 2 factures estimées consécutives et 3 factures estimées par an. A ce propos, Senelec informe qu'elle ne fait plus de factures estimées.

### 1.3.2. Réclamations concernant les factures

Senelec dispose d'un délai de 10 jours pour traiter les réclamations concernant les factures. En 2015, 70 % des réclamations ont fait l'objet d'une réponse dans un délai moyen de 9 jours. Toutefois, il convient de souligner que les réclamations au second et troisième trimestre 2015 ont été traitées dans un délai moyen de 11 à 13 jours, supérieur à la norme.

Désignations		Total trimestres				Total année
		1	2	3	4	
Nombre de réclamations concernant les factures reçues	a	2 319	2 058	2 814	2 961	10 152
Nombre de réponses apportées	b	1 589	1 449	1 959	2 072	7 069
Durée cumulée pour apporter une réponse	c	13 697	16 098	25 829	11 412	67 036
Durée moyenne pour apporter une réponse	=c/b	9	11	13	6	9

Les réalisations de cette norme en 2014 ne sont pas soumises.

### 1.3.3. Remise de courant après coupure pour défaut de paiement

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

Cette norme est respectée par Senelec en 2015 avec un temps moyen de rétablissement de l'électricité de 8 heures pour 215 118 clients coupés pour défaut de paiement.

Désignations		Total trimestres				Total année
		1	2	3	4	
Nombre de clients coupés pour défaut de paiement	a	33617	35041	32089	114371	215118
Nombre de clients rétablis	b	33617	35041	32089	114371	215118
Durée cumulée des délais entre le paiement de la facture et la remise	c	268936	280328	256712	914968	1720944
Durée moyenne de rétablissement	=c/b	8	8	8	8	8

## 1.4. Normes de branchement Basse Tension sans modification de réseau

Lorsqu'une personne fait une demande d'abonnement ne nécessitant pas de modification de réseau, Senelec doit visiter ses installations dans un délai de cinq (5) jours ouvrables à compter de la date de sa demande. Par la suite, Senelec doit réaliser le branchement dans un délai de cinq (5) jours ouvrables en milieu urbain et de dix (10) jours ouvrables en milieu rural à compter de la date de paiement des frais de premier établissement.

Les délais de visite réalisés n'ont pas été fournis par Senelec.

Pour les délais de branchement, 67% des demandes reçues en 2015 ont été réalisées dans des délais supérieurs à la norme. En milieu urbain, 34 324 branchements ont été réalisés en 14 jours au lieu de 5 jours. Il en est de même en milieu rural où 13 627 demandes de branchements reçues ont été réalisées dans un délai moyen de 14 jours.

Désignations	Total trimestres								Total année	
	1		2		3		4		Urbain	Rural
	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural		
Nombre de demandes reçues	15 040	5 948	14 236	5 631	10 943	4 329	11 184	4 423	51 403	20 331
Nombre de branchements effectués	11 584	4 581	9 021	3 568	7 078	2 800	6 641	2 678	34 324	13 627
Durée totale cumulée pour effectuer les branchements (jours ouvrables)	141 535	55 971	131 982	52 201	116 175	45 958	98 361	39 664	488 053	193 794
temps moyen de réalisation	12	12	15	15	16	16	15	15	14	14

Les réalisations de la norme pour les branchements basse tension nécessitant une modification de réseau ne sont pas soumises.

## 1.5. Norme sur le prépaiement

Les informations soumises par Senelec ne permettent pas d'apprécier la réalisation de cette norme selon les indicateurs ciblés, notamment la distance d'un point de vente des cartes à prépaiement par rapport à un abonné, le nombre d'abonnés par point de vente.

## 2. Suivi des obligations d'électrification

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, soit 160 000 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.

### Zones urbaines

En zone urbaine, Senelec a raccordé 76 023 nouveaux clients entre 2014 et 2015, sur un objectif de 105 506 nouveaux clients domestiques; soit un taux de réalisation de la cible à fin 2016 de 72%. Le nombre de nouveaux raccordements projetés en 2016 ne sont pas soumis par Senelec.

**Tableau 29 : Suivi des obligations d'électrification en milieu urbain**

Zones urbaines des régions	Raccordements en 2014-2015				Cible en 2016		Taux de réalisation de la cible de 2016 ((a+ b)/ (c))
	Nombre de clients UD en 2014	Nouveaux clients en 2014 (a)	Nombre de clients UD en 2015	Nouveaux clients en 2015 (b)	Nombre de clients UD cible en 2016	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016 (c)	
Dakar****	395 377	19 526	424 939	29 562	396 744	28 207	174%
Thiès	81 466	4 353	83 104	1 638	100 980	33 512	18%
Fatick	10 051	749	10 685	634	11 640	2 700	51%
Kolda	10 640	518	11 284	644	12 822	3 123	37%
Sédhiou	4 383	270	4 712	329	5 013	1 219	49%
Tambacounda	14 050	657	15 007	957	16 345	3 370	48%
Kédougou	2 625	316	2 689	64	2 750	674	56%
Kaolack	32 377	1 621	34 289	1 912	33 469	4 301	82%
Kaffrine	5 357	480	5 918	561	7 156	1 610	65%
Diourbel	21 256	911	24 246	2 990	25 201	5 900	66%
Louga	19 818	968	20 531	713	19 489	1 250	134%
Saint louis	35 239	1 426	36 969	1 730	43 524	10 705	29%
Matam	6 258	280	6 705	447	7 948	1 987	37%
Ziguinchor	22 226	794	23 199	973	28 143	6 948	25%
<b>SENEGAL</b>	<b>661 123</b>	<b>32 869</b>	<b>704 277</b>	<b>43 154</b>	<b>711 224</b>	<b>105 506</b>	<b>72%</b>

Les régions de Dakar et de Louga dépassent les objectifs de raccordements attendus en 2016, avec des taux supérieurs à 100%. Cette situation pourrait découler de problèmes liés à l'estimation du nombre de ménages.

Cependant, les régions de Thiès, Kolda Sédhiou, Tambacounda, Saint Louis Matam et Ziguinchor n'atteignent pas en fin 2015 un niveau de réalisation supérieur à 50% de l'objectif cible de 2016.

## Zones rurales

En zone rurale, Senelec devrait raccorder 54 534 nouveaux clients domestiques sur la période 2014–2016. A fin 2015, le nombre de nouveaux clients domestiques raccordés est de 21 097, soit un taux de réalisation de 39% de la cible de 2016.

Les taux de réalisations projetés en 2016 ne sont pas fournis par Senelec.

**Tableau 30 : Suivi des obligations d'électrification en milieu rural**

Zones rurales des régions	Raccordements en 2014-2015				Cible en 2016		Taux de réalisation de la cible de 2016 ((a+b)/c)
	Nombre de clients UD en 2014	Nouveaux clients en 2014 (a)	Nombre de clients UD en 2015	Nouveaux clients en 2015 (b)	Nombre de clients UD cible en 2016	Nombre de nouveaux clients UD cible en 2016 (c)	
Thiès	46 924	3 367	49 141	2 217	47 013	8 671	64%
Fatick	9 341	734	9 973	632	10 522	2 585	53%
Kolda	1 772	195	1 858	86	4 198	2 758	10%
Sédhiou	2 406	184	2 575	169	3 931	1 898	19%
Tambacounda	4 432	286	4 794	362	7 187	3 261	20%
Kédougou	91	9	93	2	760	691	2%
Kaolack	5 583	507	6 096	513	8 150	3 545	29%
Kaffrine	975	89	1 028	53	3 713	2 768	5%
Diourbel	63 593	3 498	65 780	2 187	66 633	12 831	44%
Iouga	14 085	952	14 754	669	17 700	5 340	30%
Saint Louis	15 663	1 066	16 518	855	17 394	3 724	52%
Matam	12 462	791	13 127	665	14 373	3 421	43%
Ziguinchor	8 418	590	8 837	419	9 859	3 040	33%
<b>SENEGAL</b>	<b>185 745</b>	<b>12 268</b>	<b>194 574</b>	<b>8 829</b>	<b>211 434</b>	<b>54 534</b>	<b>39%</b>

En fin 2015, seules les régions de Thiès, Fatick et Saint Louis ont dépassé un taux de réalisation de 50%.

Les régions de Kolda, Kaffrine et Kédougou ont des taux de réalisations de la cible compris entre 2 et 10%.

# NOUVELLES NORMES ET OBLIGATIONS 2017 - 2019

Pour la période triennale 2017 -2019, le Ministre chargé de l’Energie a fixé à Senelec des obligations de raccordement des ménages à l’électricité dans les zones urbaines et dans les zones rurales ainsi que des normes à respecter et les incitations contractuelles à supporter en cas de manquement à ces normes.

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, soit un raccordement d’au moins 310 706 nouveaux abonnés domestiques dans son périmètre.

En ce qui concerne les nouvelles normes, elles concernent celles relatives aux clients finaux et aux concessionnaires d’électrification rurale.

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

### 1.1. Zones urbaines

Les obligations d’électrification de Senelec dans les zones urbaines sont détaillées par région administrative par le tableau ci-après :

**Tableau 31 : Nouvelles obligations d’électrification en milieu urbain**

Zones urbaines des régions	Nombre de ménages en 2015*	Nombre de clients UD en 2015**	Taux d’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
<b>SENEGAL</b>	<b>909 879</b>	<b>704 277</b>	<b>77%</b>	<b>1 001 304</b>	<b>95%</b>	<b>947 469</b>	<b>243 192</b>

\* 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

Les obligations d'électrification de Senelec dans les zones rurales sont détaillées par région administrative par le tableau ci-après :

**Tableau 32 : Nouvelles obligations d'électrification en milieu rural**

<i>Zones urbaines des régions</i>	<i>Nombre de ménages en 2015*</i>	<i>Nombre de clients UD en 2015**</i>	<i>Taux électrification en 2015***</i>	<i>Nombre de ménages en 2019*</i>	<i>Taux d'électrification cible en 2019***</i>	<i>Nombre de clients UD cible en 2019</i>	<i>Nombre de nouveaux clients UD cible en 2019</i>
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
<b>SENEGAL</b>	<b>909 879</b>	<b>704 277</b>	<b>77%</b>	<b>1 001 304</b>	<b>95%</b>	<b>947 469</b>	<b>243 192</b>

\* 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

## 2. Normes et incitations contractuelles

Les normes et incitations contractuelles concernent les relations de Senelec avec ses clients finaux et ses clients « Concessionnaires d'électrification rurale ».

### 2.1. Normes relatives aux clients finaux

#### 2.1.1 Normes D'APPROBATION

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

#### 2.1.2 Normes de sécurité et de disponibilité (énergie non fournie)

	<b>Normes (% de l'énergie totale vendue au détail pendant l'année)</b>		<b>Incitations contractuelles*</b>	
	<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>	<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>
<b>Année 1</b>	0,3%	1%	-	-
<b>Année 2</b>	0,3%	1%	-	-
<b>Année 3</b>	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.

### 2.1.3 Normes liées aux relations avec la clientèle

	<b>Normes (jours ouvrables)</b>		<b>Incitations contractuelles</b>	
	<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>	<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>
<b>Emission première facture (non estimée)</b>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	6200 F CFA	6212 F CFA
<b>Edition factures bimestrielles</b>	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
<b>Réponses aux réclamations concernant les factures*</b>	10	10	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée	Minimum entre 50% montant erreur et montant facture rectifiée
<b>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</b>	3	3	-	-
<b>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement**</b>	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.

### 2.1.4 Normes de vérification des compteurs

	<b>Normes</b>				<b>Incitations contractuelles* (F CFA)</b>	
	<b>Période 2014-2016</b>		<b>Période 2017-2019</b>		<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>
	<b>Milieu urbain</b>	<b>Milieu rural</b>	<b>Milieu urbain</b>	<b>Milieu rural</b>		
<b>Prise de rendez-vous et inspection suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur**</b>	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.

## 2.1.5 Normes sur la disponibilité des cartes à prépaiement

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

## 2.1.6 Normes de qualité du courant

Senelec doit livrer l'électricité dans les conditions suivantes :

		<b>Normes</b>	
		<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>
<b>Fréquence</b>		50 Hz $\pm$ 5%	50 Hz $\pm$ 5%
<b>Tension</b>	Basse tension	127/220V ou 220/380V $\pm$ 10%	127/220V ou 220/380V $\pm$ 10%
	Moyenne tension	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%
	Haute tension	Tension nominale autorisée $\pm$ 5%	Tension nominale autorisée $\pm$ 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.

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

## 2.1.7 Normes de branchement Basse Tension

### a) Sans modification du Réseau existant

		<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles*</i>	
		<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>	<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>
<b>Visite à une personne ayant fait une demande de branchement</b>		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.
<b>Travaux de branchement**</b>	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.

### b) Avec modification du Réseau existant

		<i>Normes (jours ouvrables)</i>		<i>Incitations contractuelles*</i>	
		<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>	<b>Période 2014-2016</b>	<b>Période 2017-2019</b>
<b>Réponse à une demande de branchement**</b>	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		
<b>Travaux de branchements**</b>	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.

## 2.2. Normes relatives aux concessionnaires d'électrification rurale

### 2.2.1. NORMES d'approbation

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

### 2.2.2. NORMES DE QUALITE 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.

	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Normes Période 2017-2019</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2017-2019</b>
<b>Fournir une explication au concessionnaire</b>	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.
<b>Effectuer une visite chez le Concessionnaire pour enquête et explication des mesures à prendre</b>	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.

<b>Apporter solution</b>	<b>une</b>	90 jours*	90 jours	<p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
--------------------------	------------	-----------	----------	---	---

**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.

### **2.2.3. NORMES DE SECURITE ET DE DISPONIBILITE (ENERGIE NON FOURNIE)**

	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Normes Période 2017-2019</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2017-2019</b>
<b>Durée moyenne de défaillance au cours d'un mois</b>	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.
<b>Nombre moyen de coupures hors coupures pour défaut de paiement, par mois et par point de livraison</b>	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.

## 2.2.4. NORMES LIEES AUX RELATIONS COMMERCIALES

### 2.2.4.1. NORMES DE FACTURATION

	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Normes Période 2017-2019</b>	<b>Incitations contractuelles* Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles* Période 2017-2019</b>
<b>Emission première facture (non estimée)</b>	3 mois après début fourniture	3 mois après début fourniture	-	-
<b>Edition factures bimestrielles</b>	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
<b>Réponses aux réclamations concernant les factures*</b>	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.

### 2.2.4.2. NORMES DE PREAVIS D'INTERRUPTION PROGRAMMEE DU SERVICE

	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Normes Période 2017-2019</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2017-2019</b>
<b>Préavis avant toute interruption programmée de fourniture</b>	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
<b>Remise de courant après coupure pour défaut de paiement*</b>	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.

## 2.2.4.3.

NORMES DE VERIFICATION DES COMPTEURS

	<b>Normes Période 2014-2016</b>	<b>Normes Période 2017-2019</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2014-2016</b>	<b>Incitations contractuelles Période 2017-2019</b>
<b>Prise de rendez-vous et proposition d'inspection dans le même délai suite à une plainte sur l'inexactitude d'un compteur*</b>	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.

Il est noté par rapport aux anciennes normes et obligations que des modifications ou suppressions ont été établies par le Ministre en charge de l'Energie pour la période 2017-2019. Il s'agit de:

- l'augmentation des quantités d'énergie non fournie admissible à un niveau raisonnable de 1% de l'énergie totale vendue au détail contre 0,3% ;
- le mode de calcul de l'incitation contractuelle relative à l'Energie Non Fournie basé sur les coûts variables de production les plus élevés et non sur le coût de la défaillance, ramenant ainsi le montant à 173F au lieu de 1331 FCFA/kWh ;
- la suppression des indicateurs portant sur la distance entre le point de vente des cartes à prépaiement à un abonné et le nombre d'abonnés par point de vente ;
- la suppression de la norme relative au déplacement de compteur;

# METHODOLOGIE DE REVISION

La révision des conditions tarifaires de Senelec est menée conformément aux dispositions législatives et réglementaires en la matière, en vigueur. Il s'agit :

- de la Loi n°98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité, notamment son article 28, qui prévoit une régulation par les prix plafonds ;
- du décret n°98-335 du 21 avril 1998 relatif aux principes et procédures de détermination des conditions tarifaires ;
- du Contrat de Concession de Senelec signé le 31 mars 1999, notamment son article 36 modifié, et le Cahier de Charges annexé, en son article 10 ;
- des Décisions de la Commission relatives aux conditions tarifaires de Senelec, notamment la Décision n° 2014 - 05 du 8 avril 2014.

Elle est mise en œuvre selon le planning joint en Annexe1.

La CRSE a lancé officiellement le processus de révision des conditions tarifaires de Senelec pour la période 2017-2019 par la publication d'un avis dans la presse le 26 novembre 2015.

Il s'en est suivi une phase préparatoire durant laquelle, Senelec a soumis son bilan de la période 2014-2016 et son appréciation de la Formule de contrôle des revenus. Dans la même lancée, le Ministre en charge de l'Energie a publié les normes et obligations d'électrification de Senelec pour la période 2017-2019, ainsi que les incitations contractuelles exigibles en cas de non-respect de ces normes.

Après la clôture de la première consultation publique, objet du présent document, s'en suit la phase de soumission et de validation des projections de coûts sur la période 2017-2019. Cette phase devrait se conclure par le lancement de la deuxième consultation publique, marquée par la publication des premières conclusions et un projet relatif aux nouvelles conditions tarifaires.

A la suite de la clôture de la seconde consultation publique, une phase de mise au point est prévue avant la publication par la CRSE du projet de Décision relatif aux nouvelles conditions tarifaires 2017-2019.

En cas d'éventuelles contestations, la Décision finale devrait être publiée le 6 janvier 2017 et l'entrée en vigueur des nouvelles conditions tarifaires est prévue le 6 février 2017.

